



普通高等教育“十二五”电气信息类规划教材

配电网 自动化技术

◎ 郭谋发 主编

PEIDIANWANG ZIDONGHUA JISHU



免费电子课件



机械工业出版社
CHINA MACHINE PRESS

本书系统地介绍了配电网自动化的基础概念、理论及实现的方法与技术。全书共分9章,包括概论、配电网及一次设备、配电网自动化数据通信、配电网馈线监控终端、电力用户用电信息采集终端、配电网馈线自动化、电力用户用电信息采集系统、配电网自动化主站系统、配电网高级应用软件。书中融入了作者近十年来的教学心得、科研成果及工程经验,力求使读者能够较快掌握和应用配电网自动化技术。

本书既可作为电气工程与自动化专业本科生或电气工程领域工程硕士研究生的教材,也可作为供电企业从事配电系统和配电网自动化系统运行和维护的技术和管理人员的培训教材,还可供从事配电网运行、调度、设计、试验等工作的技术人员参考。

本书配有免费电子课件,欢迎选用本书作教材的老师发邮件到 jinaicmp@163.com 索取,或登录 www.cmpedu.com 注册下载。

图书在版编目(CIP)数据

配电网自动化技术/郭谋发主编. —北京:机械工业出版社, 2012.2

普通高等教育“十二五”电气信息类规划教材

ISBN 978-7-111-36935-6

I. ①配… II. ①郭… III. ①配电系统—自动化技术—高等学校—教材 IV. ①TM727

中国版本图书馆CIP数据核字(2011)第274174号

机械工业出版社(北京市百万庄大街22号 邮政编码100037)

策划编辑:吉玲 责任编辑:吉玲 王小东

版式设计:常天培 责任校对:李秋荣

封面设计:张静 责任印制:乔宇

北京机工印刷厂印刷(三河市南杨庄国丰装订厂装订)

2012年3月第1版第1次印刷

184mm×260mm·14.5印张·404千字

标准书号:ISBN 978-7-111-36935-6

定价:29.50元

凡购本书,如有缺页、倒页、脱页,由本社发行部调换

电话服务

网络服务

社服务中心:(010) 88361066

门户网:<http://www.cmpbook.com>

销售一部:(010) 68326294

教材网:<http://www.cmpedu.com>

销售二部:(010) 88379649

读者购书热线:(010) 88379203 封面无防伪标均为盗版

前 言

配电网自动化是提高供电可靠性和供电质量、扩大供电能力、实现配电网高效经济运行的重要手段，也是实现智能电网的重要基础之一。我国从 20 世纪 90 年代中期开始开展配电网自动化的试点建设，现在已由探索和试点阶段走向实用阶段。随着配电网改造和配电网自动化系统建设工作的大规模开展，需要培养大量高级专门人才，要求尽快出版一本系统介绍配电网自动化技术的高校教材。

本书共 9 章，在简要介绍配电网自动化的概念、构成、功能及发展等的基础上，首先对配电网及一次设备、配电网数据通信、配电网馈线监控终端、电力用户用电信息采集终端等做了系统阐述，接着介绍了配电网馈线自动化、电力用户用电信息采集等系统，最后介绍了配电网自动化主站系统及配电网高级应用软件。整书撰写按照理论与实践相结合的思路，列举了大量的工程实例，旨在让读者在学习配电网自动化理论的基础上，掌握实用的配电网自动化技术并应用到实际生产和工程中。

本书第 2 章由福州大学高伟编写，第 8 章由福建省电力科学研究院陈彬编写，其余 7 章由福州大学郭谋发编写，并由郭谋发进行全书的修改和定稿。初稿完成后，蒙南京国网电瑞电力科技有限公司杨钧高级工程师、福州大学杨耿杰教授等的仔细审阅，提出了不少宝贵意见，在此表示衷心的感谢。福州大学电气工程与自动化学院硕士研究生黄建业、黄世远、梁佳昌、林妙玉、贾景俊、高源、丁国兴、高琴等同学认真细致地承担了书稿的插图绘制和文字编校工作，他们付出的劳动加快了书稿的完成，在此深表谢意。作者还对书中所列参考文献的作者表示感谢。

限于作者水平，书中不妥和错误之处在所难免，诚望读者批评指正。

作者于福州大学旗山校区

目 录

前言

第 1 章 概述 1

- 1.1 配电网自动化概念 1
- 1.2 配电网自动化系统的构成及功能 2
 - 1.2.1 配电网自动化系统的构成 2
 - 1.2.2 配电网自动化系统的功能 3
- 1.3 实现配电网自动化的意义 4
- 1.4 国内外配电网自动化现状及发展 5
 - 1.4.1 国外配电网自动化发展 5
 - 1.4.2 国内配电网自动化发展 6
 - 1.4.3 配电网自动化发展趋势 7
- 1.5 配电网自动化系统建设的难点、
存在的问题及解决办法 8
 - 1.5.1 配电网自动化系统建设的难点 8
 - 1.5.2 配电网自动化系统建设存在的
问题 9
 - 1.5.3 解决办法 10

第 2 章 配电网及一次设备 12

- 2.1 配电网接线 12
 - 2.1.1 放射式接线 12
 - 2.1.2 网格式接线 13
 - 2.1.3 环式接线 13
- 2.2 配电网一次设备 16
 - 2.2.1 配电变压器 16
 - 2.2.2 断路器 17
 - 2.2.3 负荷开关 19
 - 2.2.4 隔离开关 19
 - 2.2.5 熔断器 20
- 2.3 开闭所 20
- 2.4 环网柜和电缆分支箱 22
 - 2.4.1 环网柜 22
 - 2.4.2 电缆分支箱 24
- 2.5 配电站和箱式变压器 25
 - 2.5.1 配电站 25
 - 2.5.2 箱式变压器 27
- 2.6 配电网的接地方式 27

第 3 章 配电网自动化数据通信 30

- 3.1 数据通信系统的基本组成 30
- 3.2 通信系统的性能指标 32

- 3.2.1 有效性指标 32
- 3.2.2 可靠性指标 33
- 3.3 数据传输方式和工作方式 33
 - 3.3.1 数据传输方式 33
 - 3.3.2 通信线路的工作方式 35
- 3.4 数据通信的差错检测 35
 - 3.4.1 差错控制方式 35
 - 3.4.2 常用检错码 36
- 3.5 配电网自动化通信方式 40
 - 3.5.1 RS-232 40
 - 3.5.2 RS-485 42
 - 3.5.3 CAN 总线 44
 - 3.5.4 电力线载波通信 45
 - 3.5.5 光纤通信 47
 - 3.5.6 ZigBee 无线传感器网络 53
 - 3.5.7 GPRS 通信 56
 - 3.5.8 多种通信方式综合应用 57
- 3.6 配电网自动化常用的通信规约 59
 - 3.6.1 电力负荷管理系统数据传输
规约 59
 - 3.6.2 IEC 60870-5-104 规约 69

第 4 章 配电网馈线监控终端 80

- 4.1 馈线监控终端简介 80
 - 4.1.1 馈线监控终端的功能及性能
要求 80
 - 4.1.2 馈线监控终端的构成 81
 - 4.1.3 馈线终端单元的硬件 81
 - 4.1.4 馈线终端单元的软件 84
 - 4.1.5 环网柜和开闭所的馈线终端
单元 86
- 4.2 馈线监控终端数据采集原理 87
 - 4.2.1 概述 87
 - 4.2.2 模拟量采集的基本原理 89
 - 4.2.3 交流采样算法 92
 - 4.2.4 数字滤波原理 95
 - 4.2.5 开关量输入/输出 103
- 4.3 馈线监控终端实例 106
 - 4.3.1 FD-F2010 型馈线监控终端的
构成 106

4.3.2 F2010B 型馈线终端单元的 硬件	106	6.4.2 硬件设计	150
4.3.3 F2010B 型馈线终端单元的 软件	108	6.4.3 软件设计	151
4.4 馈线故障指示器	110	第 7 章 电力用户用电信息采集 系统	156
4.4.1 概述	110	7.1 系统方案	156
4.4.2 短路故障指示器	111	7.1.1 对象分类及采集要求	156
4.4.3 故障指示器的应用和发展	114	7.1.2 预付费方式	160
第 5 章 电力用户用电信息采集 终端	116	7.1.3 系统总体架构	161
5.1 智能电能表	116	7.1.4 主站设备配置	162
5.1.1 智能电能表的功能	116	7.1.5 主站部署模式	164
5.1.2 安全认证	118	7.2 通信信道	169
5.2 专变及公变采集终端	119	7.3 公变监测系统	169
5.2.1 专变及公变采集终端简述	119	7.3.1 系统结构	170
5.2.2 专变及公变采集终端的功能	119	7.3.2 系统功能	170
5.2.3 专变及公变采集终端的通信 协议	121	7.3.3 通信组网	171
5.3 集中抄表采集终端	121	7.4 集中抄表系统	172
5.3.1 集中抄表终端简述	121	7.4.1 技术展望	172
5.3.2 集中抄表终端的功能	123	7.4.2 系统结构	173
5.3.3 集中抄表终端的通信协议	123	7.4.3 采集设备通信组网	174
5.4 专变采集终端设计	124	第 8 章 配电网自动化主站系统	176
5.4.1 概述	124	8.1 主站系统概述	176
5.4.2 终端硬件设计	124	8.1.1 设计原则	176
5.4.3 终端软件设计	126	8.1.2 系统架构	176
第 6 章 配电网馈线自动化	132	8.2 主站系统的硬件	177
6.1 馈线自动化模式	132	8.2.1 配置原则	177
6.2 基于重合器的馈线自动化	133	8.2.2 功能部署	178
6.2.1 重合器的功能	133	8.3 主站系统的软件	179
6.2.2 分段器的分类和功能	133	8.3.1 配置原则	179
6.2.3 重合器与电压-时间型分段器 配合	134	8.3.2 功能部署	179
6.2.4 重合器与过电流脉冲计数型分 段器配合	138	8.4 信息交互	182
6.2.5 基于重合器的馈线自动化系统 的不足	139	8.5 配电网地理信息系统	184
6.3 基于馈线监控终端的馈线自动化	139	8.5.1 系统概述	184
6.3.1 系统概述	139	8.5.2 构建原理	184
6.3.2 馈线故障区段定位算法简介	141	8.5.3 功能部署	185
6.3.3 基于网基结构矩阵的定位算法	142	8.5.4 应用实例	188
6.3.4 基于网形结构矩阵的定位算法	146	8.6 主站系统的集成方案	191
6.4 馈线自动化系统设计	149	8.6.1 SCADA/DA 和 GIS 一体化 方案	191
6.4.1 系统结构	149	8.6.2 SCADA/DA 与 GIS 的集成 方案	192
		8.6.3 两种方案的比较	193
		8.7 主站系统工程实例	193
		8.7.1 工程实例一	193
		8.7.2 工程实例二	196

第 9 章 配电网高级应用软件	199	9.3.1 线损的基本概念	207
9.1 配电网高级应用软件简介	199	9.3.2 配电网理论线损计算方法	208
9.2 配电网拓扑分析	201	9.3.3 配电网线损三相潮流计算	209
9.2.1 概述	201	附录	221
9.2.2 配电网拓扑结构	201	附录 A 配电网自动化实现方式	221
9.2.3 配电网拓扑描述	202	附录 B 线损计算原始数据	222
9.2.4 配电网拓扑分析算法	205	参考文献	224
9.3 配电网线损计算	207		

第 1 章 概 述

1.1 配电网自动化概念

配电网是作为电力系统的末端直接与用户相连起分配电能作用的网络，包括 0.4 ~ 110kV 各电压等级的电网。目前，配电网自动化系统建设主要针对中压配电网。由中国电机工程学会城市供电专业委员会起草的《配电系统自动化规划设计导则》对配电网自动化做了定义：配电网自动化是利用现代计算机技术、自动控制技术、数据通信、数据存储、信息管理技术，将配电网的实时运行、电网结构、设备、用户以及地理图形等信息进行集成，构成完整的自动化系统，实现配电网运行监控及管理的自动化、信息化。其目的是提高供电可靠性，改善供电质量和服务质量，优化电网操作，提高供电企业的经济效益和企业管理水平，使供电企业和用户双方受益，体现企业的社会责任和社会效益。

1. 配电网自动化系统

配电网自动化系统（Distribution Automation System，DAS）是在远方以实时方式监视、协调和操作配电设备的自动化系统。其内容包括配电网数据采集和监控（Distribution Supervisory Control And Data Acquisition，DSCADA）、需求侧管理（Demand Side Management，DSM）和配电网地理信息系统（Geographic Information System，GIS）几个部分。

（1）配电网数据采集和监控

配电网数据采集和监控系统采集安装在各个配电设备处的配电终端单元上报的实时数据，并使调度员能够在控制中心遥控现场设备，它一般包括数据采集、数据处理、远方监控、报警处理、数据管理以及报表生成等功能。DSCADA 包括配电网进线监控、开闭所及配电站自动化、馈线自动化和配变监测及无功补偿 4 个组成部分。

配电网进线监控一般完成变电站向配电网供电的线路的出线开关位置、保护动作信号、母线电压、线路电流、有功和无功功率以及电能量的监控。这些数据通常可以采用转发的方式从地区调度或市区调度自动化系统中获得。

开闭所及配电站自动化（Distribution Substation Automation，DSA）利用计算机技术、现代电子技术、通信技术和信号处理技术，实现对开闭所或配电站的主要设备和配电线路的自动监视、测量、控制和保护，以及与配电网调度的通信等综合性的自动化功能。

馈线自动化（Feeder Automation，FA）包括故障诊断、故障隔离和恢复供电系统，馈线数据检测和电压、无功控制系统。其主要是在正常情况下，远方实时监视馈线分段开关与联络开关的状态及馈线电流、电压情况，并实现线路开关的远方分合闸操作，以优化配电网的运行方式，从而达到充分发挥现有设备容量的目的；在线路故障时，能自动记录故障信息、自动判别和隔离馈线故障区段以及恢复对非故障区段的供电，从而达到减小停电面积和缩短停电时间的目的。

配变监测及无功补偿是指对配电网柱上变压器、箱式变压器、配电站内的变压器等的参数进行远方监测和低压补偿电容器的自动投切和远方投切等，从而达到提高供电可靠性和供电质量的目的。

（2）需求侧管理

配电网自动化系统中，需求侧管理所涉及的内容主要包括负荷控制与管理（Load Control & Management，LCM）和远方抄表与计费自动化（Automatic Meter Reading，AMR）。

LCM 是根据电力系统的负荷特性,以某种方式削减、转移电网负荷高峰期的用电或增加电网负荷低谷期的用电,以达到改变电力需求在时序上的分布,减少日或季节性的电网高峰负荷,以期提高电网运行的可靠性和经济性。对规划中的电网主要是减少新增装机容量和电力建设投资,从而降低预期的供电成本。

AMR 是一种不需要人员到达现场就能完成抄表的新型抄表方式。它是利用公共通信网络、负荷控制信道、低压配电线载波或光纤等通信方式,将电能表的数据自动采集到电能计费管理中心进行处理。它不仅适用于工业用户,也可用于居民用户。应用于远程自动抄表系统的电能表正推广应用智能电表。

目前,LCM 和 AMR 系统合并为电力用户用电信息采集系统,成为营销管理系统的一个组成部分。

(3) 配电网地理信息系统

配电网地理信息系统是设备管理 (Facilities Management, FM)、用户信息系统 (Customer Information System, CIS) 以及停电管理系统 (Outage Management System, OMS) 的总称。

FM 是指将开闭所、配电站、箱式变压器、馈线、变压器、开关、电杆等设备的技术数据反映在地理背景图上。

CIS 是指对大量用户信息 (如用户名称、地址、用电量和负荷、供电优先级、停电记录等) 进行管理,便于判断故障影响范围,用电量和负荷可作为网络潮流分析的依据。

OMS 是指接到停电投诉后,查明故障地点和影响范围,选择合理的操作顺序和路径,并自动将有关处理过程信息转给用户投诉电话应答系统。

将 DSCADA 和 GIS 结合,可在地理背景图上直观、在线、动态地分析配电网运行情况。

2. 配电网高级应用系统

配电网高级应用系统包括网络分析和优化 (Network Analysis and Optimization, NAO)、调度员培训模拟系统 (Dispatcher Training System, DTS)、配电生产管理系统 (Production Management System, PMS) 等。NAO 包括潮流分析和网络拓扑优化,目的在于减少线损、改善电压质量等。此外,还包括降低运行成本、提高供电质量所必须的分析等。DTS 是指通过用软件对配电网模拟仿真的手段,对调度员进行培训。当 DTS 的数据来自实时采集时,也可帮助调度员在操作前了解操作的结果,从而提高调度的安全性。配电 PMS 包括配电网资源管理应用和配电网生产管理应用。资源管理应用用于配电网网络模型建立和台帐管理维护;生产管理应用提供设备资源管理、异动管理、缺陷管理、巡视管理、故障管理、检修和试验管理、实时信息显示等配电网日常生产功能。目前,国家电网公司开展建设的配电网状态检修辅助决策系统也将集成在 PMS 中。

配电网自动化系统和配电网高级应用系统一起构成配电网管理系统 (Distribution Management System, DMS)。

1.2 配电网自动化系统的构成及功能

1.2.1 配电网自动化系统的构成

一个典型的配电网自动化系统组成结构如图 1-1 所示。配电主站通过基于 IEC 61968 的信息交换总线或综合数据平台与上级调度自动化系统、专变及公变监测系统、居民用电信息采集系统等实时/准实时系统实现快速信息交换和共享;与配电网 GIS、生产管理、营销管理、ERP 等管理系统接口,扩展配电管理方面的功能,并具有配电网的高级应用软件,实现配电网的安全经济运行分析及故障分析功能等。系统中的配电主站是整个配电网自动化系统的监控、管理中心。配

电子站是为分布主站功能、优化信息传输及系统结构层次、方便通信系统组网而设置的中间层，实现所管辖范围内的信息汇集与处理、故障处理、通信监视等功能。配电终端是用于中低压配电网的各种远方监测、控制单元及其外围接口电路模块等的统称，主要包括配电开关监控终端（Feeder Terminal Unit, FTU），配电变压器监测终端（Transformer Terminal Unit, TTU），开闭所、公用及用户配电站监控终端（Distribution Terminal Unit, DTU）等。其中 FTU 和 DTU 统称为馈线监控终端。通信网络实现配电网自动化系统与其他系统、配电主站与配电子站、配电主站或配电子站与配电终端之间的双向数据通信。

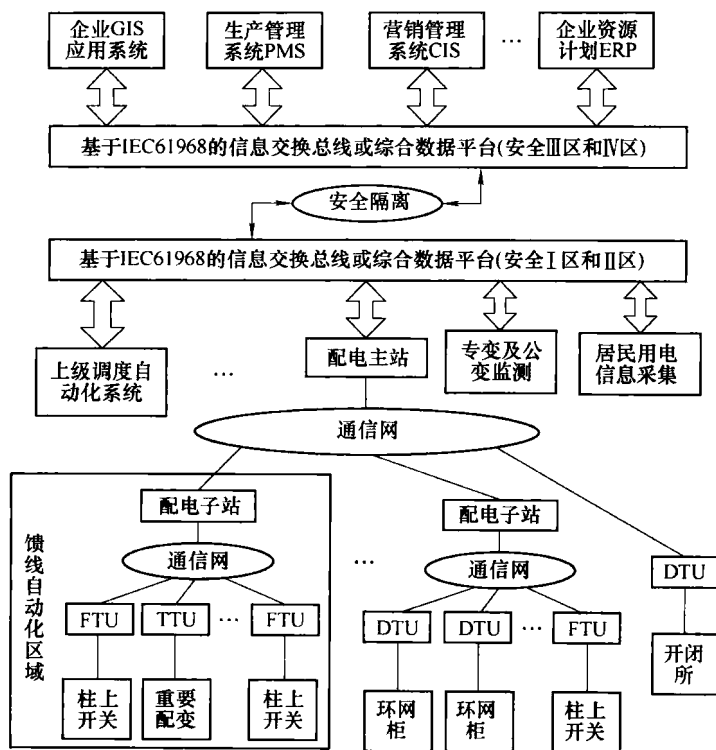


图 1-1 配电网自动化系统组成结构

1.2.2 配电网自动化系统的功能

配电网自动化系统有 3 个基本功能：安全监视功能、控制功能、保护功能。

1) 安全监视功能是指通过采集配电网上的状态量（如开关位置、保护动作情况等）、模拟量（如电压、电流、功率等）和电能质量，对配电网的运行状态进行监视。

2) 控制功能是指在需要的时候，远方控制开关的合闸或跳闸以及电容器的投入或切除，以达到补偿无功、均衡负荷、提高电压质量的目的。

3) 保护功能是指检测和判断故障区段，隔离故障区段，恢复正常区段的供电。

也可将配电网自动化系统的功能分为相对独立但又有联系的 5 个管理子过程，包含信息管理、可靠性管理、经济性管理、电压管理和负荷管理。

1) 信息管理：通过数据库使配电网自动化系统与所采集的信息和控制的对象建立一一对应关系。

2) 可靠性管理：减少故障对配电网的影响。

3) 经济性管理：提高配电网的利用率和减少网损。

4) 电压管理: 监测和管理配电网关键处的电压。

5) 负荷管理: 对用户的负荷进行远方控制, 通过实行阶梯电价或分时计费达到削峰填谷的目的。

1.3 实现配电网自动化的意义

配电网自动化系统由于采用了各种配电终端, 当配电网发生故障或运行异常时, 能迅速隔离故障区段, 并及时恢复非故障区段用户的供电, 减少停电面积, 缩短对用户的停电时间, 提高了配电网运行的可靠性, 减轻了运行人员的劳动强度, 减少了维护费用; 由于实现了负荷监控与管理, 可以合理控制用电负荷, 从而提高了设备的利用率; 采用自动抄表计费, 可以保证抄表计费的及时和准确, 提高企业的经济效益和工作效率, 并可为用户提供用电信息服务。

1. 提高供电可靠性

(1) 缩小故障影响范围

一个典型的“手拉手”环状配电网如图 1-2a 所示, A 和 G 为馈线的出线开关, B、C、E 和 F 为分段开关, D 为联络开关。正常运行时, 分段开关 B、C、E、F 闭合, 图 1-2a 中用实心表示; 联络开关 D 打开, 图 1-2a 中用空心表示。假设 A~G 开关处均安装了配电网馈线监控终端, 并通过通信网络与位于配电主站的后台计算机系统相连。

假设在图 1-2a 中开关 A 和 B 之间的馈线区段发生故障, 则利用主变电站的保护装置跳开 A 开关, 断开故障区段, 如图 1-2b 所示。通过配电网自动化系统断开分段开关 B, 合上联络开关 D 实现故障区段的隔离, 恢复受故障影响的健全区段 b 和 c 的供电, 如图 1-2c 所示。可见配电网自动化可以及时隔离故障区段, 并减少故障的影响范围。

(2) 缩短事故处理所需的时间

实现配电网自动化能提高供电可靠性的另一个体现是缩短事故处理所需的时间。下面以某电力公司在应用配电网自动化系统前后, 对配电系统事故处理所需时间的比较统计结果为例来说明。

配电站变压器组事故时, 自动操作需要 5min, 人工操作需要 30min; 改由其他变压器组和配电站恢复送电操作, 由配电网自动化系统完成需要 15min, 而采用人工操作则需要 120min。配电站发生全站停电时, 由配电网自动化系统完成全部配电线路负荷转移需要 15min, 采用人工就地操作需要 150min。配电线路事故时, 由配电网自动化系统控制向非故障区段恢复送电的时间平均为 3min, 如果采用人工操作则需要 55min; 故障发生至处理完故障, 系统恢复正常运行, 通过配电网自动化系统一般需要 60min, 而人工操作则需要 90min。

2. 提高供电经济性

目前, 可以通过多种方法来降低配电网的线损, 如配电网重构、安装补偿电容器、提高配电网的电压等级和更换导线等。其中, 提高配电网的电压等级需要进行综合考虑, 更换导线和安装补偿电容器则需要投资。配电网自动化使用户实时遥控配电网开关进行网络重构和电容器投切管理成为可能, 通过配电网重构和电容器投切管理, 在不显著增加投资的前提下, 可以达到改善电网运行方式和降低网损的目的。配电网重构的实质就是通过优化现存的网络结构, 改善配

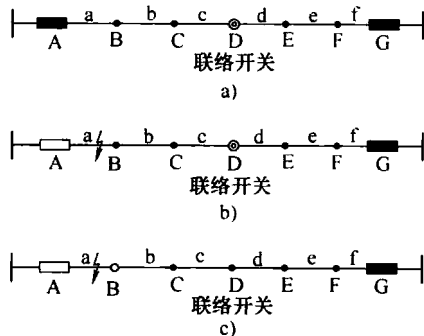


图 1-2 环状配电网运行工况

a) 馈线正常运行 b) 馈线发生故障
c) 馈线故障隔离

电系统的潮流分布,理想情况是达到最优潮流分布,使配电系统的网损最小。当然,通过配电网自动化实现电力用户用电信息采集,可以杜绝人工抄表导致的不客观性和漏抄,显著降低管理线损,并能及时察觉窃电行为,减少损失。

3. 提高供电能力

配电网一般是按满足峰值负荷的要求来设计的。配电网的每条馈线均有不同类型的负荷,如商业类、民用类和工业类等负荷。这些负荷的日负荷曲线不同,在变电站的变压器及每条馈线上峰值负荷出现的时间也是不同的,导致实际配电网的负荷分布是不均衡的,有时甚至是极不均衡的,这降低了配电线路和设备的利用率,同时也导致线损较高。通过配电网优化控制,可以将重负荷甚至是过负荷馈线的部分负荷转移到轻负荷馈线上,这种转移有效地提高了馈线的负荷率,增强了配电网的供电能力。

配电网的某些线路有时会发生过负荷。为了确保供电安全,传统的处理办法是再建设一条线路,将负荷分解到两条线路上运行。但是实际上过负荷往往只发生在一年中的个别时期内,因此上述做法很不经济。在合理的网架结构下,通过配电网自动化实现技术移荷与负荷管理即可消除过负荷。

4. 降低劳动强度,提高管理水平和服务质量

配电网自动化还能实现在人力尽量少介入的情况下,完成大量的重复性工作,这些工作包括查抄用户电能表、监视记录变压器运行工况、监测配电站的负荷、记录断路器分合状态、投入或退出无功补偿电容器等。通过配电网自动化,不必登杆操作,在配电主站就可以控制柱上开关;实现配电站和开闭所无人值班;借助人工智能代替人的经验做出更科学的决策报表、曲线、操作记录等;数据统计和处理;配电网地理信息系统的建立;客户呼叫服务系统的应用等。这些手段无疑降低了劳动强度,提高了管理水平和服务质量。

实现配电网自动化提高了用户满意程度。供电部门除了在供电可靠性和电压质量上要使用户满意外,还应当使用户不为用电烦恼。例如,对实行分时电价制的用户,可利用配电网自动化系统协助他们合理停用或投入一些较耗能设备,既保证设备发挥作用,又可节约电费。

1.4 国内外配电网自动化现状及发展

1.4.1 国外配电网自动化发展

国外自20世纪70年代起就进行了配电自动化技术的研究和应用,其发展经历了以下3个阶段:

第一阶段:基于自动化开关设备相互配合的馈线自动化系统,其主要设备为重合器和分段器,不需要建设通信网络和配电主站,系统在故障时通过自动化开关设备相互配合实现故障隔离和健全区段恢复供电。这一阶段的配电网自动化技术,以日本东芝公司的重合器与电压-时间型分段器配合模式和美国Cooper公司的重合器与重合器配合模式为代表。

第二阶段:随着计算机技术和数据通信技术的发展,一种基于馈线监控终端、通信网络和配电主站的实时应用系统应运而生,在配电网正常运行时,系统能起到监视配电网运行状况和遥控改变运行方式的作用,故障时能够及时察觉,并由调度员通过遥控开关隔离故障区段和恢复健全区段供电。

第三阶段:随着负荷密集区配电网规模和网格化程度的快速发展,仅凭借调度员的经验调度配电网越来越困难;同时,为加快配电网故障的判断和抢修处理,进一步提高供电可靠性和客户满意度,一种集实时应用和生产管理应用于一体的配电网管理系统逐渐占据了主导地位,它覆盖

了整个配电网调度、运行、生产的全过程，还支持客户服务。系统结合了配电网自动化系统、配电网 GIS 应用系统、配电生产管理系统等，并且与营销管理系统相结合，实现配电和用电的综合应用功能。国外知名公司，如 ABB、SIEMENS、GE 等都有配电网管理系统产品，并得到广泛应用。

以上 3 个阶段的配电网自动化系统目前在国外依然同时存在。其中，日本、韩国侧重全面的馈线自动化；而欧美的配电网自动化除了在一些重点区域实现馈线自动化之外，在配电主站具备较多的高级应用和管理功能；最近几年东南亚国家（如新加坡、泰国、马来西亚等）以及我国香港和台湾地区新建的配电网自动化系统，基本上走的也是欧美模式。

在工业发达国家，城市配电网络都已经成型且网架结构比较完善，所以给配电网自动化创造了良好的基础。即使这样，许多国家也没有大面积搞馈线自动化，而是在一些负荷密集区和敏感区实施馈线自动化。他们重视配电网基础资料的管理及故障抢修管理，通过先进的工具和手段来提高配电网运行管理的工作效率和工作质量，最终体现在对客户的优质服务上。在大部分国外的配电网自动化系统中，除了 DSCADA 之外，都配置了停电管理系统。

在通信方面，光纤通信是最理想的配电网自动化通信方式；其次，配电线路载波通信和利用无线公网通信也是常用的通信手段。欧美比较偏重光纤和无线通信，而日本曾偏重采用载波通信方式，韩国曾偏重租赁公共通信资源，但后来改为电力通信专网与各种通信方式的综合使用。从目前的技术条件看，没有一种单一的通信方式能够全面满足各种规模的配电网自动化的需要。因此，多种通信方式的混合使用是国外配电网自动化系统的普遍做法。

国外配电网自动化的建设非常注重实用性和经济效益，一般需要经历规划、建设和完善 3 个阶段，是一个分步实施，逐渐完善的过程。在一个地区或城市，并不追求设备及系统功能的齐全和指标的先进，而是根据地区和负荷的差异，选择不同档次和配置的配电网自动化系统分阶段逐步实施。另外，国外的电力公司还特别注重配电网自动化系统使用培训和设备维护管理，制定严格的制度，明确规定了对配电网自动化系统进行日常检修、定期检修、临时检修、巡视和数据检查的工作内容、实施人员和实施频率。这些经验值得借鉴。

1.4.2 国内配电网自动化发展

国内配电网自动化技术的研究起步于 20 世纪 90 年代初，而真正开展试点项目和较大范围内的工程化实施是从 20 世纪 90 年代中后期开始至今。其间，比较有代表性的有以下项目：

1996 年，在上海浦东金藤工业区建成基于全电缆线路的馈线自动化系统。这是国内第一套投入实际运行的配电网自动化系统。

1999 年，在江苏镇江和浙江绍兴试点以架空和电缆混合线路为主的配电网自动化系统，并起草了我国第一个配电网自动化系统功能规范。

2003 年，当时国内规模最大的配电网自动化应用项目青岛配电网自动化系统通过国家电网公司验收，并在青岛召开了配电网自动化实用化验收现场会。

2002—2003 年，杭州、宁波配电网自动化系统和南京城区配电网调度自动化系统先后实施，其中，杭州供电局的配电网自动化系统经过 7 年的建设和实用化推广，于 2008 年通过验收；南京供电公司的配电网自动化系统于 2005 年通过工程验收和技术鉴定。

2005 年，国家电网公司农电重点科技项目县级电网调度/配电/集控/GIS 一体化系统，在四川省双流县成功应用。这种类型的系统在近几年得到较好推广，说明简易、实用型的配电网自动化系统在中小型供电企业有着广泛的市场。

2006 年开始，上海电力公司在所辖 13 个区供电所全面开展了采用电缆屏蔽层载波为主要通信手段，以遥信、遥测为主要功能的配电网监测系统的建设工作。

除上述典型案例之外,在1998年之后,随着大范围城乡电网建设与改造的开展,在多个省份和直辖市掀起了配电网自动化技术试点和应用的热潮。然而,由于技术和管理上的许多原因,大多数早期建设的配电网自动化系统没有达到预期的效果,没有怎么运行就被闲置或废弃了。

从2004年开始,国内许多电力公司和供电企业都对前一轮的配电网自动化系统建设进行反思和观望,慎重地对待配电网自动化工作的开展,在后来为数不多的配电网自动化项目上显现出理性的工作态度和务实的建设思路。2005年,国家电网公司委托上海电力公司牵头研究适合于城市配电网自动化的建设模式和企业标准,该项目已于2008年通过验收;国家电网公司还委托电力科学研究院农电所牵头研究适合于县城配电网自动化的建设模式。这些都为今后配电网自动化工作的开展做了有益的探讨和尝试。全国电力系统管理及信息交换标准化委员会的配电网工作组,近两三年来积极进行配电网自动化应用系统间信息集成及接口规范 IEC 61968 的翻译和相应电力行业标准 DL/T 1080 的制定,以规范配电网自动化系统与其他各个系统之间的信息集成接口。国家经贸委已相继批准颁发了 DL/T 721—2000《配电自动化系统远方终端》、DL/T 814—2002《配电自动化系统功能规范》;原国家电力公司发电运运营部制定了《10千伏配电自动化发展规划要点(试行)》、《10千伏及以下配电地理信息系统规划建设的若干意见(试行)》;有的省公司也制订了指导性文件。国家电网公司近期颁布了 Q/GDW 382—2009《配电自动化技术导则》、Q/GDW 513—2010《配电自动化主站系统功能规范》、Q/GDW 514—2010《配电自动化终端子站功能规范》、Q/GDW 436—2010《配电线路故障指示器技术规范》等。配电网自动化系统的规划及建设逐步有了规范可依。

与此同时,配电网一次设备、配电终端和配电主站的制造水平不断提高,为配电网自动化的建设奠定了良好的设备基础;配电网分析与优化理论的研究为配电网自动化的建设奠定了良好的理论基础。随着城乡配电网的建设与改造的推进,配电网网架结构逐步趋于合理,这为进一步发挥配电网自动化系统的作用提供了条件。

因此,近年来各地新建设的配电网自动化系统以及对早期配电网自动化系统升级完善后的系统一般都运行比较稳定,在配电网调度和配电生产运行中发挥了积极的作用。此外,一些应用较好的电力企业还制定了本企业内部的配电网自动化相关的技术原则、技术规范、运行管理制度等,促进了配电网自动化的实用化运行。随着智能电网建设工作的推进,实用化配电网自动化系统开始推广应用。同时,针对智能配电网的建设,国家电网公司也制定了与配电网自动化相关的系列标准。

1.4.3 配电网自动化发展趋势

配电网自动化技术的发展呈现以下特点:

1. 多样化

尽管配电网自动化技术的发展经历了3个阶段,但是从日本等国家目前的应用情况看,各个阶段的技术都在使用,并且各有其适用范围:第一阶段基于自动化开关设备相互配合的馈线自动化系统适合于农网等负荷密度低、供电半径长、故障较多而供电可靠性较差的区域;第二阶段的配电网自动化系统适合于中小城市和县城;基于人工智能具有丰富高级应用的第三阶段配电网自动化系统适合于大城市和重要园区;甚至仅仅具有遥信和遥测功能而不具备遥控功能的配电网监测系统也有其应用前景,主要因为它可以直接采用公用通信资源(如 GPRS/CDMA1X/3G 等),而不需要建设专用通信网。目前国内常用的几种典型配电网自动化实现方式见附录 A。

2. 集成化

配电网自动化涉及面很广,它不但有自己实时信息采集的部分,还有相当多的实时、非实时和准实时信息需要从其他应用系统中获取。比如,从地调自动化系统中获取主供电网和变电站信

息；从 GIS 中获取配电线路拓扑模型和相关图形；从配电 PMS 中获取配电网设备参数；从营销管理系统中获取用户信息等。因此，配电网自动化的主站不再是单一的实时监控系统，而是将多个与配电有关的应用系统集成起来形成综合应用的系统。为了规范应用系统间信息集成和接口，国际电工委员会制定了 IEC 61968 系列标准，提出运用信息交换总线（即企业集成总线），将若干个相对独立的、相互平行的应用系统整合起来，形成一个有效的应用整体。

3. 智能化

配电系统是智能电网的重要环节，配电系统智能化是配电网自动化的发展方向。因此，配电网自动化与实现智能电网密切相关，主要表现在以下几个方面：

1) 分布式电源和储能系统的接入技术。这是配电网自动化系统面临的新要求，尤其是涉及到配电网潮流计算和分析以及分布式电源对电网的影响。

2) 自愈配电技术。其包含配电网自动化系统中馈线自动化的故障诊断、区段定位、隔离以及恢复供电的基本功能，在智能电网的背景下需要进一步升级为适应分布式发电的双向能量流下的馈线自动化功能。

3) 定制电力技术。根据电能质量的相关标准，以不同的技术和价格提供不同等级的电能质量，以满足不同用户对电能质量水平的需求。配电网自动化系统是其技术支撑手段之一。

4) 高效运行技术。其包含配电网自动化系统中高级应用软件功能，在智能电网的背景下需要进一步升级为考虑设备全生命周期的资产优化与智能调度业务功能。

5) 用户互动技术。其包含配电网自动化系统中停电管理功能，在智能电网的背景下需要进一步升级为适应用户双向互动的业务功能。

1.5 配电网自动化系统建设的难点、存在的问题及解决办法

1.5.1 配电网自动化系统建设的难点

人们通常认为配电网自动化系统比输电网自动化系统简单，而且投资少，其实正好相反。配电网自动化系统不但比输电网自动化系统对于设备的要求高，而且规模也要大得多，因而建设费用也要高很多，究其原因主要有以下几点：

1. 测控对象多

配电网自动化系统的测控对象包含给配电网供电的变电站、10kV 开闭所、小区配电站、配电变压器、分段开关、并联补偿电容器、用户电能表、重要负荷等，站点非常多，通常有成百上千甚至上万点之多。因此，不仅对于系统组织会带来较大的困难，对配电主站的计算机网络要求也更高，特别是在图形工作站上，要想较清晰地展现配电网的运行方式，困难将更大。因此，对于配电网自动化主站系统，无论是硬件还是软件，比输电网自动化系统都有更高的要求。此外，由于配电网自动化系统的配电终端数量多，因此要求设备的可靠性和可维护性一定要高，否则电力公司会陷入繁琐的维修工作中，但是每台配电终端的造价却受到限制，否则整个系统造价会过高，影响配电网自动化潜在效益的发挥。

2. 终端设备工作环境恶劣、可靠性要求高

输电网自动化系统的终端设备一般都可安放在所测控的变电站内，因此行业标准中这类设备按照户内设备对待，即只要求其在 $0 \sim 55^{\circ}\text{C}$ 环境温度下工作。而配电网自动化系统却有大量的配电终端必须安放在户外，由于工作环境恶劣，通常要能够在 $-25 \sim 85^{\circ}\text{C}$ 环境温度下工作，还须考虑雷击、过电压、低温和高温、雨淋和潮湿、风沙、振动、电磁干扰等因素的影响，从而导致不仅设备制造难度大，造价也较户内设备高。此外，配电网自动化系统中的配电终端进行远方控制

的频繁程度比输电网自动化系统要高得多，要求配电网自动化系统中的配电终端具有更高的可靠性。

3. 通信系统复杂

由于配电网自动化系统的配电终端数量非常多，所以大大增加了通信系统的建设复杂性。从目前成熟的通信手段看，没有一种单独的方式能够满足要求，往往综合采用多种通信方式，并且采取多层集结的方式，以减少通道数量并充分发挥高速信道的能力。此外，在配电网自动化系统内，各种类型配电终端的通信规约尚未统一，使问题更加复杂，如可通信故障指示器的通信规约，目前尚无标准。

4. 工作电源和操作电源获取困难

在配电网自动化系统中，必须面临许多输电网自动化系统中不会遇到的问题，如控制电源和工作电源的获取问题。故障位置判断、隔离故障区段、恢复正常区域供电是配电网自动化最重要的功能之一，为实现这一功能，必须确保故障期间能够获取停电区域的信息，并通过远方控制跳开一部分开关，再合上另外一些开关。但该区域停电，无论终端工作所需的电源和通信系统所需的电源，还是跳闸或合闸所需的操作电源，都成了问题。对于输电网自动化系统，可以通过所在变电站的直流电源屏获取电源，这个办法同样也适用于配电网自动化系统中当地有直流电源屏的远方站点，但对于 FTU，则需安装足够容量的蓄电池以维持停电时供电，与之配套还需要有充电器。

5. 我国目前配电网现状落后

我国目前配电网的现状仍较落后，首先要对配电网的拓扑结构进行改造，使之适合于自动化的要求，如馈线分段化、配电网环网化等；其次分段开关也需更换为能进行电动操作的真空开关或永磁开关，并且应具有必要的互感器；最后开闭所和配电站中的保护装置，应能提供一对信号接点，以作为事故信号，区分事故跳闸和人工正常操作。但是我国现在的配电网（特别是县一级电力公司的配电网）和上述要求尚存在较大的差距。为了实现配电网自动化，必须把对传统配电网的改造纳入工程之中，从而进一步增加了实施的困难。

1.5.2 配电网自动化系统建设存在的问题

1. 系统功能定位未能反映供电企业的实际需求

(1) 原有配电网自动化系统的指标具有不合理性

对于居民用户、商业用户和小工业用户而言，以秒级计算的瞬间停电损失占停电总损失的比例相对较小。因此，对于以居民用户、商业用户和小工业用户为主要供电对象的地区，实施配电网自动化而受益的用户是大部分能够承受短时停电的非重要用户，而对于要求停电时间小于 1s 的重要用户（如芯片制造企业），配电网自动化是无法满足其可靠性要求的，必须借助于更为快速先进的技术手段来实现，如依靠大容量高速电子切换开关进行电源的自动切换等。

在原有的配电网自动化系统建设中，都比较注重追求馈线自动化的故障自动隔离和自动恢复的先进性，这样导致系统建设中对一次设备的配置及网络拓扑运行维护的要求较高。由于配电网快速发展而导致网络变化大，一些配电网自动化系统不适应网架变化，使得 FA 功能被迫停用。在馈线自动化方面，片面强调快速（1min 以内）完成配电网故障隔离，没有考虑针对不同的供电可靠性要求来设计不同的故障隔离和恢复方案。因此，有必要根据系统实际需求制定合适的技术指标。

(2) 原有配电网自动化系统的功能设置不合理

部分地区开始开发基于 GIS 的配电生产管理系统及营销管理系统，来完成相应生产、营销管理功能，配电网自动化不再是单纯的配电网数据采集与监控系统加馈线自动化，而是由 DAS、

GIS、CIS、PMS 等系统互连形成的配电管理系统（如图 1-1 所示）。但在具体的实施模式上，在系统的功能定位、各系统之间的相互联系方面，则缺乏统一的规范，一定程度上阻碍了配电网自动化系统的实用化进程。

另外，部分地区的配电网自动化主站的高级应用分析功能过于复杂，没有根据系统实用性、配电网实际需求确定，导致部分功能闲置。

2. 部分设备和系统的实用化程度不足

已投运的配电终端中，部分配电终端没有通过严格的质量测试，电子元器件及电源部分故障率居高不下，而配电终端本身运行条件相当恶劣，加大了运行维护工作量，同时也存在一次设备可靠性不高的情况。

在馈线自动化实现方式上，由通过重合器时序整定配合的无通信方式逐步过渡到通过 FTU 或 DTU 进行故障检测结合通信技术进行故障隔离和非故障区段恢复供电的集中式智能 FA 方式，同时也有了一些分布式智能 FA 的试点工程，但此部分试点运行效果、规模不具代表性。目前大多数配电网自动化主站运行过程中，由于对系统及设备可靠性不信任，往往采用手动、半自动方式，没有实现全自动方式。

GIS 技术逐步在配电网自动化系统中得到应用。地理信息系统由孤立的静态设备管理系统逐步转向动态的实时系统，将自动化信息和地理信息有机地统一起来。但是，在配电网自动化的实时监控图形及实时信息与以地理信息系统为基础的生产管理系统的信息交换的一致性方面仍然存在，配电管理系统和配电网自动化系统的参数和图形的一致性维护往往难以保证，带来大量主站系统维护工作。

在通信方式方面，采用基于电缆屏蔽层载波及无线公网或专网等多种通信方式，以适应不同城市配电网结构的要求。但目前大中城市的配电网自动化系统通信网络仍以光纤传输系统为主，通信系统的建设难度加大，成本较高，约占投资的 30%，在一定程度上制约了系统普及推广。

3. 系统建设和运行维护存在不足

由于缺乏成体系的系统技术架构标准、技术指标、验收测试规范，各地建设的配电网自动化系统在总体结构设计以及各关键技术组件的选型方面存在很大的差异，导致系统建设质量和效益难以保证。

配电网自动化系统中大量配电终端，如馈线监控终端必须放在户外，工作条件恶劣，对配电终端的质量要求较高，对这部分设备的维护水平和工作量也提出了挑战，大大加剧了平时的维护工作量。配电网自动化的设备量大、面广、巡视线路长，而运行维护人员少，不能有效维护，造成设备不能有效运行。运行维护人员培训不够，过分依赖开发商，使投运后的维护工作和功能扩展不能正常开展。

4. 缺乏系列行之有效的规范化标准

尽管国家电网公司在配电网自动化方面颁布了几个可实施的标准，但是考虑到我国各个地方配电网的复杂性，这些标准的可操作性还有待进一步完善。

1.5.3 解决办法

综合分析目前国内外配电网自动化发展现状和实施模式可知，配电网自动化已逐步成为提高配电网运行水平，提高供电可靠性、管理水平和降低损耗的重要手段。因此，供电部门有必要考虑采用配电网自动化这一先进的技术和手段，并采用一种经济、技术相对适应目前我们发展阶段的原则，将配电网自动化工作逐步推向实用化。

1. 分阶段推进实用化工作

建立配电网自动化系统性能规范、技术条件、测试方法的相关标准，并在此基础上推进配电

网自动化实用化工作,这应成为当前配电网自动化的阶段性发展目标。根据技术发展的现状与实际需求,将配电网自动化工作分阶段、分层次逐步推向实用化进程,先建立 DSCADA 系统并逐步向 FA 方向发展。

第一阶段,建立 DSCADA 系统,实现实时/准实时的配电网监控功能;建立基于公共信息模型(Common Information Module, CIM)和标准图形的综合数据平台;根据供电可靠性的需要实现半自动方式 FA 功能或集中智能式 FA 功能。

第二阶段,实施综合数据平台与基于 GIS 的配电生产管理系统的接口;全面贯彻 IEC 61968 配电管理系统接口标准,应用配电网优化运行分析软件,实现配电系统的安全运行和经济运行。

2. 明确功能定位,规范技术架构及系统配置

配电网自动化系统的功能定位应以配电运行和配电管理的业务需求为出发点,同时考虑我国配电网自动化所处的发展阶段、配电网自动化系统国内外的发展趋势。在进行系统的技术架构设计以及系统选型时,应该遵循成本合理、技术可靠的原则,实现系统投入产出有效提高。系统的标准化设计是实现系统建设规模化和实用化的重要前提,对于配电网自动化系统的主站、子站、终端、通信方式、通信规约及馈线自动化模式等应该有较为统一的功能配置和技术指标。

3. 规范实用化验收测试及日常维护流程

配电网自动化系统涉及的部门多,包括自动化、通信、MIS、配电、调度、营销、生技等多个生产和职能部门。配电终端覆盖面广,对配电网自动化设备维护需要建立严格、科学的规范来保证相关部门的协调和系统的正常运行。

对配电网自动化系统的维护要纳入供电企业正常的运行管理和考核,明确各相关部门的职责。为保证系统运行规范、可靠,配电网自动化实用化的建设应在实用化技术功能规范和实用化验收导则的基础上,加强配电网自动化系统出厂试验和现场试验的试验方法的研究,制定相应的实用化考核和验收标准,保证配电网自动化系统及其相关设备在全寿命周期内的质量。

为了保证配电网自动化产品的质量,需要在全寿命周期的各个阶段进行相关测试,寿命周期包括产品研制、市场认可及供货和接入系统运行 3 个阶段。在全寿命周期的各个阶段的每个测试项目都必须有完整的测试计划,要明确初始条件,严格测试过程,并对测试结果进行有效评估。