# 第 1 章 概 述

随着国民经济的发展和人民物质文化生活水平的不断提高，对电力需求愈来愈大，促使电力事业迅速发展，电网不断扩大，用户对供电质量和供电可靠性要求越来越高，甚至连发生电源的瞬时中断也不能忍受。“电力法”和承诺制的公布和贯彻执行，更要求电力供应部门提供安全、经济、可靠和高质量的电力。传统的技术和管理手段已无法适应新的形势，配电自动化就是为了这一目的而提出来的。

配电自动化是对配电网上的设备进行远方实时监视、协调及控制的一个集成系统。它是近几年来发展起来的新兴技术和领域，是现代计算机技术和通信技术在配电网监视与控制上的应用。目前，欧美和日本等发达工业国家正大力推广该技术，国内部分电力企业也开始对其产生了较大的兴趣。实践表明，配电自动化可以大大提高配电网运行的可靠性和效率，提高电能的供应质量，降低劳动强度和充分利用现有设备的能力，从而对于用户和电力公司均能带来可观的收益。

## 1.1 配电网及其特点

通常把电力系统中二次降压变电所低压侧直接或降压后向用户供电的网络，称为配电网（Distribution Network）。它由架空线或电缆配电线路、配电所或柱上降压变压器直接接入用户所构成。习惯上将配电电压 1kV 以上的部分称为高压配电网，其额定电压一般为 35kV、6～10kV 和 3kV 等；将配电电压不足 1kV 的部分称为低压配电网，其额定电压一般为单相 220V 和三相 380V。

从体系结构上，配电网可分作辐射状网、树状网和环状网，如图 1-1 所示。

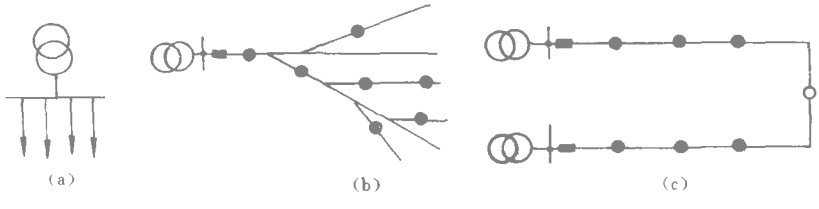



图 1-1 配电网的体系结构

(a) 辐射状网；(b) 树状网；(c) 环状网

配电网的特点一般有：深入城市中心和居民密集点；传输功率和距离一般不大；供电容量、用户性质、供电质量和可靠性要求千差万别，各不相同。

我国配电网还有一个显著特征，就是中性点不接地，在发生单相接地时，仍允许供电一段时间。这一特点使得我国的配电自动化系统不能直接引进国外设备，而必须结合我国

配电网的实际情况，逐步加以改进。

## 1.2 配电自动化的概念

提到配电自动化，必然会涉及一系列相关概念。配电自动化这一术语，20世纪90年代由美国提出的，但迄今为止，对配电自动化及其相关的一系列技术，国际上尚无统一的定义和规范。我们根据近几年国际配电自动化会议的普遍提法和1997年5月召开的城市供电、配电自动化技术研讨会上明确提出的相关内容，对这些概念加以定义。

通常把从变电、配电到用电过程的监视、控制和管理的综合自动化系统，称为配电管理系统（Distribution Management System，简称DMS）。其内容包括配电网数据采集和监控（SCADA，包括配网进线监视、配电变电站自动化、馈线自动化和配变巡检及低压无功补偿）、地理信息系统、网络分析和优化、工作管理系统、需方管理包括负荷监控及管理和远方抄表及计费自动化和调度员培训模拟系统几个部分。一般认为，DMS是和输电网自动化的能量管理系统（EMS）处于同一层次的。二者不同之处是EMS管理发电，而DMS管理负荷。目前两者之间的分界尚没有公认的标准。图1-2示出EMS和DMS在电力系统中的关系。

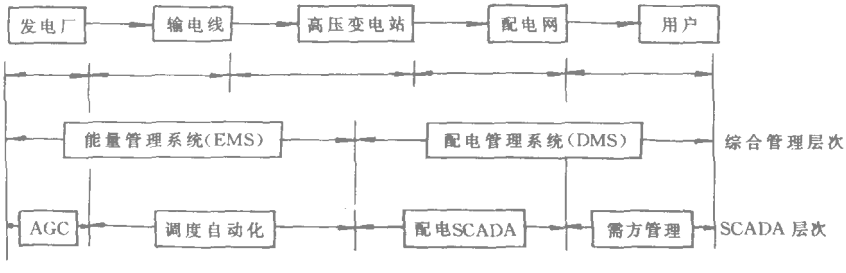
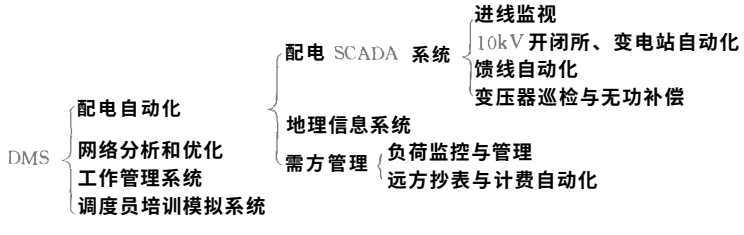



图 1-2 EMS 和 DMS 在电力系统中的关系

配电自动化系统（Distribution Automation System，简称DAS）是一种可以使配电企业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（SCADA）、配电地理信息系统（GIS）和需方管理（DSM）几个部分。DAS是和输电网自动化的调度自动化系统（SCADA）处于同一层次的，如图1-2所示。配电自动化系统和配电管理系统的涵盖关系如表1-1所示。

表 1-1 配电自动化系统和配电管理系统的涵盖关系



配电自动化系统是配电管理系统最主要的内容。除此之外，配电管理系统还具有网络分析和优化、工作管理系统和调度员培训模拟系统几个部分。

网络分析和优化（Network Analyse ，简称 NA）包括潮流分析和网络拓扑优化，目的在于通过以上手段达到减少线损，改善电压质量等目的。此外，还包括降低运行成本、提高供电质量所必须的分析等。

工作管理系统（Work Management System ，简称 WMS）是指对设备进行监测，并对采集的数据进行分析以确定设备实际磨损状态，并据此检修规划的顺序进行计划检修。

调度员培训模拟系统（Dispatcher Training System，简称 DTS）是指通过用软件对配电网的模拟仿真的手段，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。

从输电网自动化的发展来看，我国目前已普及了以 SCADA 为主的地调自动化系统，同样层次的县调自动化系统和变电站综合自动化系统正在迅速推广，但是作为更高层次的能量管理系统（EMS）却尚未达到。尽管如此，输电网 SCADA 系统已经发挥了巨大的作用。由于配电网较输电网更复杂、更分散，实现能量管理系统水平的配电管理系统（DMS）的难度也更大。因此，在目前提高我国配电自动化水平成为当务之急的情况下，不能一味地追求全面实现 DMS，而是应当在学好输电网自动化发展经验的同时，首先实现一些切实可行的配电自动化功能，并在使用中不断提高系统自动化水平，丰富系统功能，逐步达到配电管理系统的完善和优化。

我们把配电自动化系统中，从为配电网供电的110kV主变电站的10kV部分监视，到10kV馈线自动化以及10kV开闭所、配电变电所和配变的自动化，称为配电SCADA 系统。

进线监视一般完成对配电网进线变电所的开关位置、母线电压、线路电流、有功和无功功率以及电度量的监视。

馈线自动化( Feeder Automation，简称 FA）是指在正常情况下，远方实时监视馈线分段开关与联络开关的状态和馈线电流、电压情况，并实现线路开关的远方合闸和分闸操作；在故障时获取故障记录，并自动判别和隔离馈线故障区段以及恢复对非故障区域供电。

开闭所和配电变电站自动化（Substation Automation ，简称 SA）完成对配网中 10kV 开闭所，小区变的开关位置，保护动作信号，小电流接地选线情况，母线电压，线路电流，有功和无功功率以及电度量的远方监视、开关远方控制、变压器远方有载调压等。

变压器巡检系指对配电网中箱式变、变台的参数远方监视和补偿电容器的自动投切和远方投切等。

配电自动化系统的另一组成部分，即是需方管理（Demond Side Management，简称 DSM）。DSM 实际上是电力的供需双方共同对用电市场进行管理，以达到提高供电可靠性，减少能源消耗及供需双方的费用支出的目的。其内容包括负荷监控、管理和远方抄表、计费自动化两方面。

负荷监控和管理（Load Control & Management，简称 LCM），是根据用户的用电量、分时电价、天气预报以及建筑物内的供暖特性等进行综合分析，确定最优运行和负荷控制计划，对集中负荷及部分工厂用电负荷进行监视、管理和控制，并通过合理的电价结构引导用户转移负荷，平坦负荷曲线。

远方抄表与计费自动化（Automatic Meter Reading，简称 AMR）是指通过各种通信手段读取远方用户电表数据，并将其传至控制中心，自动生成电费报表和曲线等。

地理信息系统（Geographic Information System，简称 GIS）的引入是配电自动化的主要特点之一，因为配电网节点多、设备分散，其运行管理工作常与地理位置有关，将 GIS 与一些属性数据库结合，可以更加直观地进行运行管理。

配电自动化中的 GIS 的内容主要包括：

设备管理(Facilities Management，简称 FM）是指将变电站、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。

用户信息系统（Coustomer Information System，简称 CIS）是指借助 GIS，对大量用户信息，如用户名称、地址、账号、电话、用电量和负荷、供电优先级、停电记录等进行处理，便于迅速判断故障的影响范围，而用电量和负荷的统计信息还可作为网络潮流分析的依据。

SCADA 功能是指将 SCADA 和 DSM 上报的实时数据信息与 GIS 相结合，以便于操作和管理人员更方便地动态分析配电网的运行情况。

停电管理系统（Outage Management System，简称 OMS）是指接到停电投诉后，GIS 通过调用 CIS 和 SCADA 功能，迅速查明故障地点和影响范围，选择合理的操作顺序和路径、显示处理过程中的进展、并自动将有关信息转给用户投诉电话应答系统。

此外，配电自动化中的 GIS 还可具有辅助配电网发展规划设计功能等。

## 1.3 配电自动化的意义

配电自动化是电力系统现代化的必然趋势，其主要意义在于：在正常运行情况下，通过监视配网运行工况，优化配网运行方式；当配网发生故障或异常运行时，迅速查出故障区段及异常情况，快速隔离故障区段，及时恢复非故障区域用户的供电，缩短对用户的停电时间，减少停电面积；根据配网电压合理控制无功负荷和电压水平，改善供电质量，达到经济运行目的；合理控制用电负荷，从而提高设备利用率；自动抄表计费，保证抄表计费的及时和准确，提高了企业的经济效益和工作效率，并可为用户提供自动化的用电信息服务等。

人们已经注意到了配电自动化对于提高供电可靠性的作用，实际上随着配电网的网架结构的合理化改造，形成多个供电途径的环状网或网格状网开环运行并恰当分段，以及通过馈电线路改造成为电缆或绝缘导线或通过增加架空线的架设高度，线路上发生故障的概率已经很小，在此基础上配电自动化虽然可以进一步提高供电可靠性，但是如果一套配电自动化系统仅仅具有故障时的处理功能，其经济效益是很难表现出来的。因此一套好的配电自动化系统应该在配电网正常运行期间也能发挥出作用，这些作用通常表现为：在正常运行情况下，通过监视配网运行工况，优化配网运行方式，使配电网的潜力得以最大限度地利用；根据配网电压合理控制无功负荷和电压水平，改善供电质量，降低线路损耗，达到经济运行目的；合理控制用电负荷，从而提高设备利用率；自动抄表计费，保证了抄表计费的及时和准确，提高企业的经济效益和工作效率，降低劳动强度，达到减人增效的目

的；提高管理现代化水平和服务质量，并可为用户提供用电信息服务等。

配电自动化的各个组成部分的主要作用如表 1-2 所示。

表 1-2　　配电自动化的各个组成部分的主要作用

| | 故障情况 | 正常运行情况 | | |
|---|---|---|---|---|
| | 提高供电可靠性、减小停电面积和缩短停电时间 | 提高供电质量、降低线路损耗 | 充分发挥现有设备容量、优化运行方式 | 降低劳动强度、减人增效，提高管理现代化水平和服务质量 |
| 进线监控 | ✓ | | ✓ | |
| 配变自动化 | ✓ | ✓ | | |
| 馈线自动化 | ✓ | | ✓ | ✓ |
| 变台巡检与无功电压综合控制 | | ✓ | ✓ | |
| 配电地理信息系统 | | | | ✓ |
| 负荷控制和管理系统 | | | ✓ | ✓ |
| 远方抄表和电能计费系统 | | | | ✓ |

配电自动化在人力尽量少介入的情况下完成大量的重复性的工作。这些重复性的手工操作通常有查抄用户电度表、监视和记录变压器油温、检查核对配电变电所的负荷、沿配电线路合或分开关、投入或撤除补偿电容器、升或降有载调压装置分接头以调节电压等。

配电自动化系统的主要目的之一在于尽量减少停电面积和缩短停电时间，为此必须能够采集配电网上的实时数据（即遥测和遥信），并对其进行分析，从而使调度员能够随时监视网上运行情况和作出明智的决策。此外，还要求能够通过遥控和遥调在控制中心就能对配电网进行必要的操作，从而缩短故障处理时间和降低劳动强度。

配电自动化系统有助于使配电网的潜力得以最大限度地利用，并且确保提供给用户的电能质量满足要求。因此，电力公司和用户都能从配电自动化中得到收益。

配电自动化系统通常都设计成开放的积木块式结构，因此可以采用分期实施的策略。在建设初期可以先控制在适当的规模和实现基本的功能，然后根据需要逐步扩容和全面实现期望的功能，这样既能够获得看得见的和看不见的收益，又便于实施。比如，电力公司可以先实现对于进线变电站和开闭所的数据采集与监控（即 SCADA），然后再扩展到对馈线上分断开关的远方测控，逐步实现远方抄表和负荷控制等功能，最终全面实现配电自动化。但在工程实施的各个阶段，应注意满足以后扩展的需要。

使配电自动化系统发挥出其潜在效益的关键，在于从整体的角度对电力公司的日常操作和需求进行分析。尽管难以定量估计配电自动化的一些功能所带来的效益，但是它们如同那些可以定量反映的效益一样是实实在在地存在的。例如馈线开关的远方控制，在断电并且故障检修之后，遥控开关合闸而不需要爬杆手工操作，显然会带来效益。在紧急情况下（比如带电线路经导电物体与地接触时），迅速断开开关当然也会带来效益。

目前实现配电自动化所需要的技术已经成熟，电力公司所要做的工作是分析本公司配

网所需要的潜在功能，以确定合适的实现方案。值得注意的是，每个电力公司的配网都有其特殊性，比如地理环境、范围和规模、管理模式、用户性质等，这往往决定了该公司的配电自动化最佳模式。

## 1.4 配电自动化的基本功能

### 1.4.1 配电自动化的功能和子过程

在配电自动化中，信息管理子过程是一个基本的功能。配电自动化有三个基本的功能要求，即对配电网进行安全监视、控制和保护。

对配电网的安全监视功能是指通过采集配电网上的状态量（如开关位置和保护动作情况等）和模拟量(如电压、电流和功率等)以及电度量,从而对配电网的运行状况进行监视。

对配电网的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有载调压设备升压或降压,以达到所期望的目的(如满足电压质量的要求、无功补偿和负荷平衡等)。

对配电网的保护功能是指检测和判断故障区段，并隔离故障区域，恢复正常区域供电。

全面地描述配电自动化系统的功能，可将配电自动化的功能体现，为一系列相对独立但又有联系的管理子过程。说它们是相对独立的，是因为每个管理子过程都有一个明确的目标，但是这些管理子过程的最终目标是相同的，并且相互接口，共享数据库并协同完成某些控制任务。

配电自动化的管理子过程一般可分为信息管理、可靠性管理、经济性管理、电压管理和负荷管理五部分。

为了实现某个专门的功能，往往需要涉及若干个管理子过程，如表 1-3 所示。

表 1-3 配电自动化的功能和管理子过程

| 功能 | | 管理子过程 | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 信息 | 可靠性 | 经济性 | 电压 | 负荷 |
| A | 自动控制 | | | | | |
| | 自动母线分段 | ✓ | ✓ | ✓ | | |
| | 故障隔离 | ✓ | ✓ | | | |
| | 恢复供电 | ✓ | ✓ | | | |
| | 过负荷检测 | ✓ | ✓ | ✓ | | |
| | 馈线调度切换和自动分段 | ✓ | ✓ | | | |
| | 故障位置确定 | ✓ | ✓ | | | |
| | 故障隔离 | ✓ | ✓ | | | |
| | 恢复供电 | ✓ | ✓ | ✓ | | |
| | 馈线结构重组 | ✓ | | | | |
| | 综合电压/无功控制 | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| | 母线电压控制 | ✓ | | | ✓ | |

续表

| 功能 | | 管理子过程 | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 信息 | 可靠性 | 经济性 | 电压 | 负荷 |
| A | 自动控制 | | | | | |
| | 变电站变压器环流控制 | ✓ | | ✓ | | |
| | 线路压降补偿 | ✓ | | | ✓ | |
| | 馈线无功功率控制 | ✓ | | | ✓ | |
| | 变电站变压器负荷平衡 | ✓ | | ✓ | | |
| | 变电站无功功率控制 | ✓ | | ✓ | | |
| | 变电站变压器负荷平衡 | ✓ | | ✓ | | |
| | 降低变压器负荷 | ✓ | | ✓ | | |
| | 过负荷最低化 | ✓ | ✓ | | | |
| B | 人工控制 | | | | | |
| | 配电控制中心的人机界面 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| C | 数据采集与处理 | | | | | |
| | 数据冻结 | ✓ | | | | |
| | 数据监视 | ✓ | | | | |
| | 数据记录 | ✓ | | | | |
| D | 保护 | | | | | |
| | 自动重合闸 | ✓ | ✓ | | | |
| | 母线保护 | ✓ | ✓ | | | |
| | 瞬时过流保护 | ✓ | ✓ | | | |
| | 延时过流保护 | ✓ | ✓ | | | |
| | 变压器保护 | ✓ | ✓ | | | |
| | 低频保护 | ✓ | ✓ | | | |
| E | 负荷管理 | | | | | |
| | 负荷控制 | ✓ | | | | ✓ |
| | 远方供电投运/关断 | ✓ | | | | ✓ |
| | 传递命令 | ✓ | | | | ✓ |
| | 切断负荷 | ✓ | | | | ✓ |
| | 分时记录信息 | ✓ | | | | ✓ |
| F | 远方计量 | | | | | |
| | 负荷观测 | ✓ | | | | ✓ |
| | 峰值用电量记录 | ✓ | | | | ✓ |
| | 远方抄表 | ✓ | | | | ✓ |
| | 向远方表计编程 | ✓ | | | | ✓ |
| | 损坏检测 | ✓ | | | | ✓ |

配电自动化通常是多种功能同时具备的，这些功能的优先级不同，而且优先级不是固定不变的，应能根据配电自动化的运行状况自动调整优先级。例如，电压管理子过程通常优先级较低，但当系统电压趋于越限时，优先级应能自动升高。

表 1-4 描述了各种管理子过程的操作频繁程度、响应时间以及所需要的精度要求。

表 1-4　　各管理子过程的精度要求、实时性和操作频繁程度总结

| 管理过程 | 实时性 | 精度要求 | 频繁程度 | 管理过程 | 实时性 | 精度要求 | 频繁程度 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 信息管理子过程 | 高、中、低 | 高 | 高、中、低 | 经济性管理子过程 | 中 | 中 | 每小时几次 |
| 可靠性管理子过程 | 高 | 中、低 | 任何故障均起动 | 电压管理子过程 | 中 | 高 | 每小时少于一次 |
| | | | | 负荷管理子过程 | 低 | 高 | 每小时几次 |

### 1.4.2 信息管理子过程

在配电自动化中，信息管理子过程是一个基本的功能，即使在最简单的配电自动化系统中，对配电网的运行情况有一个及时准确的监视，也是对其进行控制的基础。信息管理子过程应能帮助确定以下内容：待进行的控制是否可行；如果将控制执行下去，能否达到预期的目的，会产生哪些结果，是否存在不能接受的后果等。为达到这个目的，必须连续地准确地刷新实时数据库。

信息管理子过程的基本组成部分之一，是一个描述性的数据库。通过这个数据库使配电自动化系统与所采集的大量信息和控制的大量的对象建立一一对应关系，因此在定义该数据库时必须确保其完整和准确，并且必须方便于自动化系统或操作员的刷新和修改，随着配电自动化的扩大，该数据库必须很容易扩大，其中的记录必须能很容易查询和核对。

在配电自动化系统中，及时准确地采集和处理信息是很关键的。在无功补偿和负荷管理等应用中，准确性比实时性要重要很多；而系统保护则对准确性和实时性的要求都更高，往往要求在毫秒级就能做出反应。对于要求较高的响应速度的情形（如保护），应采用就地控制的策略。

电能计费功能要求从用户表上采集需求与用电情况信息，为此应采取有效的自动读表和校验措施，避免不明确的数据影响系统，但是，此时的响应时间不是关键问题。

### 1.4.3 可靠性管理子过程

系统可靠性管理子过程的作用是尽量减少故障对配电自动化系统的影响。

在发生永久故障时，通过判断和隔离故障区段，并恢复无故障区域供电和配电网拓扑结构重组来达到减少停电面积和缩短停电时间的目的。系统可靠性管理功能除了能显著提高服务质量外，还可使配电网得以充分利用，并且提高排除故障的效率和降低劳动强度。

可靠性管理过程的主要业务如表 1-5 所示。

### 1.4.4 经济性管理子过程

经济性管理子过程的作用是提高配电网的利用率和减少网损。降低网损的方法通常是

选择合适的配电网结构形式，使在各条馈线上对网内负荷的供电尽量均匀，以及提供超前的无功功率以补偿网上滞后的无功功率，并且充分利用网上变压器的负荷能力。

表 1-5　　可靠性管理过程的主要业务

| 主要业务 | 监 视 对 象 | 作　　用 |
|---|---|---|
| 监视业务 | 开关和其他接点的状态监视 | 确定配电网的运行方式，以及验证配电网是否成功地被控制到所需的新拓扑结构 |
| | 其他状态量和模拟量监视 | 通过对故障电流的分析，推算出故障位置 |
| | 交流电源监视 | 确定当前供电电源是否在允许范围内 |
| 控制业务 | 馈线断路器和分段开关控制 | 隔离故障区段和恢复无故障区供电 |
| | 用户负荷控制 | 减轻恢复送电时的冷负荷冲击电流 |

损耗的降低使得运行成本降低，而且充分利用已有的设备能力则可以减少或推迟扩容所需的资金投入，因此就可以获得显著的经济效益。

对于经济性管理的最重要的监测与控制业务如表 1-6 所示。

表 1-6　　经济性管理过程的主要业务

| 主要业务 | 监 视 对 象 | 作　　用 |
|---|---|---|
| 监视业务 | 负荷与无功功率监测 | 为对配网进行综合控制提供依据 |
| | 状态信息采集 | 用以掌握配电网的运行方式 |
| 控制业务 | 并补电容器的投切控制 | 补偿网上无功功率 |
| | 用户负荷控制 | 避免变压器负荷超出最大允许范围 |

### 1.4.5　电压管理子过程

配电自动化系统要监测和管理网上关键位置处的电压，以便将其控制在所期望的范围内电压管理功能一般对用户有利，因为他们可以获得良好的供电质量，值得一提的是良好的供电质量也是承诺制中很重要的一部分。

电压管理过程对于电力公司的收益是，电力公司可以很迅速地对配电网上所有关键位置处的电压实现控制。

关键位置的电压受到负荷的大小、配电系统的功率因数、配电网的拓扑结构以及线路阻抗等因素的影响。对电压的控制方法一般为通过线路电压调节器进行调节，或通过对无功调节实现控制来达到目的。

在电压管理子过程中的监测与控制业务如表 1-7所示。

表 1-7　　电压管理过程的主要业务

| 主要业务 | 监 视 对 象 | 作　　用 |
|---|---|---|
| 监视业务 | 配电网上关键位置的电压和无功功率监测 | 掌握配网的电压质量和无功功率情况 |
| | 补偿电容器运行情况和调压装置分接头的当前状况监测 | 为电压无功综合控制提供基础数据 |
| 控制业务 | 并补电容器的投切控制 | 补偿网上无功功率 |
| | 有载调压装置的升/降控制 | 电压调节 |

### 1.4.6 负荷管理子过程

负荷管理子过程是通过对用户的负荷进行远方控制的方法来抑制高峰负荷、错开负荷周期，通过实行分时计费等手段引导用户调节用电时间，达到削峰填谷的目的。在系统突然失去大电源的紧急情况下，通过抑制负荷以减轻系统的扰动。在恢复送电时减轻冷负荷起动造成的电流冲击问题。

负荷管理子过程的监测和控制业务如表 1-8 所示。

表 1-8 负荷管理过程的主要业务

| 主要业务 | 监 视 对 象 | 作 用 |
|---|---|---|
| 监视业务 | 变电站和馈线的负荷监视 | 确定在正常和紧急情况下，负荷是否已经成功地控制在期望值下 |
| | 开关的状态监测 | 提供配电网的当前运行情况，以便于决策时参考 |
| 控制业务 | 单个用户负荷控制 | 在正常和紧急情况下，通过切除用户负荷来降低配电网上的总负荷 |
| | 开关分时计费电度表的相应的分时记录器控制 | 满足分时计费系统的需要 |

## 1.5 配电自动化的难点分析

近十年来，输电网的自动化程度已有很大的提高，地区电网自动化调度系统已基本普及，县级电网自动化调度系统、无人值班变电站和变电站综合自动化的建设和改造也发展很快。但是，配电网的自动化程度却仍然很低。

人们通常形成一个错觉，配电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。配电自动化系统的难点主要体现在以下几个方面：

（1）输电网自动化系统的测控对象一般都是较大型的 110kV 以上变电站以及少数 35kV 和 10kV 变电站，因此站点少。通常小型县调具有 1～7 个站，中型县调具有 7～16 个站，大型县调具有 16～24 个站，小型地调只有 24～32 个站，中型地调具有 32～48 个站，大型地调具有 48～64 个站。而配电自动化系统的测控对象为进线变电站、10kV 开闭所、小区变电所、配电变电所、分段开关、并补电容器、用户电能表和重要负荷等，因此站点非常多，通常要有成百上千甚至上万点之多。它不仅给系统组织带来较大的困难，而且在控制中心的计算机网络上，要处理这么大量的信息，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，对于配电自动化系统的后台控制主机，无论是硬件还是软件，较输电网自动化系统，都有更高的要求。此外，由于配电自动化系统的站端设备很多，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。同样，由于配电自动化系统的站端设备很多，每台设备的成本就受到限制，否则整个系统造价会过高，影响配电自动化潜在效益的发挥。

（2）输电网自动化系统的站端设备一般都可安放在所测控的变电站内，因此行业标准

中对这类设备按户内设备对待，只要求其在 10～55 C 环境温度下工作即可。而配电自动化系统中的大量的站端设备却不能安置在室内，如测控馈线分段开关的馈线 RTU ,就必须安放在户外，我们称这类安放于户外的远方终端为现场 RTU。对于现场 RTU，因为其工作环境恶劣，通常要求在 －25～75 C ,湿度高达 95%的环境下工作，这样设备的关键部分就必须采用工业级的芯片，还要考虑防雨、散热、防雷等因素，因此不仅设备制造难度大，造价也较户内设备高。因经常需要调整配电网的运行方式，对配电自动化系统中的站端设备进行远方控制的频繁程度比输电网自动化系统要高得多，这更要求配电自动化系统中的站端设备具有较高的可靠性。

（3）由于配电自动化系统的站端设备数量非常多，会大大增加通信系统建设的复杂性。从目前成熟的通信手段看，没有一种方式能够单独满足要求，因此，往往综合采用多种通信方式，通常采取多层集结的方式，以减少通道数量和充分发挥高速信道的能力，这样就更加增加了通信系统的建设难度。此外，在配电自动化系统中，众多的站端设备中既有容量较大的开闭所 RTU 和变电站 RTU，又有容量小的现场 RTU,而且对于现场 RTU 往往还有设置定值、故障录波等更复杂的要求，这使得它们难以采用统一的通信规约，进一步使问题复杂化。

（4）在配电自动化系统中，还将面临输电网自动化中难以遇到的一些问题，其中最重要的是控制电源和工作电源的提取问题。故障位置判断、隔离故障区段、恢复正常区域供电，是配电自动化最重要的功能之一。为实现这项功能必须确保在故障期间，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，再合上另一些开关。可是由于该区域停电，无论是计算机系统工作所需的电源或者是通信系统所需的电源，以及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池屏获取电源，这个办法同样也适用于配电自动化系统中，当地有直流电池屏的远方站点，但对于诸如现场 RTU 的情形，就不行了，此时往往不得不安放足够容量的蓄电池以维持停电时的电力，与之配套还需要有充电器和逆变器。但问题决不这样简单，因为长期未进行深放电的蓄电池的性能往往会受到较大的影响，而对于蓄电池的充放电，通常是不便进行控制的。

（5）我国目前配电网的现状仍十分落后，首先要对配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、配网环网化等，分段开关也需更换成为能进行电动操作的真空开关，并且应具有必要的互感器。开闭所和配电变电所中的保护装置，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，开关柜的操作机构应具有防跳跃机构等。但是，我国现有的配电网离上述要求尚存在较大的差距，因此为了实现配电自动化，必须把对传统配网的改造纳入工程之中，从而又进一步增加了实施的困难。

## 1.6 配电自动化的发展和现状

在一些工业发达国家中，配电自动化系统受到了广泛的重视，国外的配电自动化系统已经形成了集变电所自动化、馈线分段开关测控、电容器组调节控制、用户负荷控制和远方抄表等系统于一体的配电网管理系统（DMS），其功能已多达 140 余种。

国外著名电力系统设备的制造厂家基本都涉足配电自动化领域，如德国西门子公司、法国施耐德公司、美国 COOPER 公司、摩托罗拉公司、英国 ABB 公司、日本东芝公司等，均推出了各具特色的配电网自动化产品。

日本是配电自动化发展得比较快的国家。到 1986 年，全国 9 个电力公司的 41610 条配电线路已有 35983 条（86.5%）实现了故障后的按时限自动顺序送电，其中 2788 条（6.7%）实现了配电线开关（指柱上开关）的远方监控（包括一般的和计算机监控）。

日本从 20 世纪 50 年代开始在配电线上采用自动隔离故障区，并向健全区（无故障区）恢复送电的按时限顺序送电装置；20 世纪 60～70 年代研究开发了各种就地控制方式和配电线开关的远方监视控制装置；20 世纪 70 年代后半期开始利用计算机构成自动控制系统；其后由于电子技术、计算机技术及信息传送技术的发展，配电自动化计算机系统及配电线远方监视控制系统在实际应用上得到很大的发展。

新加坡公用电力局（PUB）在 20 世纪 80 年代中期投运并在 20 世纪 90 年代加以发展和完善的大型配电网的 SCADA 系统，其规模最初覆盖其 22kV 配电网的 1330 个配电站，目前已将网络管理功能扩展到 6.6kV 配电网，进而覆盖约 4000 个配电站。

芬兰“Espoo Sahko”电力配电公司的配电自动化覆盖了该公司的 85000 个用户，8 座 110/20kV 的一次变电站，1100km 的 20kV 馈电线和 1400 个 20/0.4kV 的配电变电站。

从国外配电自动化系统采用的通信方式看，尚没有一种通信技术可以很好地满足于配电系统自动化所有层次的需要。在一个配电自动化系统内，往往由多种通信技术组合成综合的通信系统，各个层次按实际需要采用合适的通信方式。

对于日本，由于无线电通信频段大都被电台占用而很难得到保证，日本在配电自动化系统中，基本不采用无线电通信。光纤因处在发展阶段，目前只在一部分地方使用。比较普遍的是利用通信电缆和配电线路来传送信号。而在欧美等国，却广泛采用无线寻呼通信网络和有线通信相结合的方式。

目前使用较多的配电线信号传送方式有：音频控制方式，音频电流传送方式和位相脉冲方式。利用专用电话线或 CATV 有线电视电缆，采用屏蔽双绞线（RS-485）、光导纤维等方式，也是广泛采用的配电自动化通信方式。UHF 和 VHF 电台、调频广播（FM）和调幅广播（AM）多用来用作负荷监控的信道，无线扩频和一点多址微波通信大多用于配网自动化的通信主干线。

一般认为配电自动化的发展大致分为三个阶段，如表 1-9 所示。

表 1-9　　配电网自动化的三个发展阶段

| | 第一阶段 | 第二阶段 | 第三阶段 |
|---|---|---|---|
| 主要特征 | 基于自动化开关设备相互配合 | 基于 FTU 和通信网络 | 高级应用 |
| 主要功能 | 故障隔离和健全区域恢复供电 | 远方监控 | 配电管理系统和人工智能 |
| 主要设备 | 重合器、分段器 | FTU、通信网络、配电自动化计算机系统 | FTU、通信网络、配电自动化计算机系统、高级应用软件 |

第一阶段是基于自动化开关设备相互配合的配电自动化阶段，其主要设备为重合器和分段器，不需要建设通信网络和计算机系统，其主要功能是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域恢复供电。这一阶段的配电自动化系统，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。这类系统的自动化程度较低，具体表现在：仅在故障时起作用，正常运行时不能起监控作用，因而不能优化运行方式；调整运行方式后，需要到现场修改定值；恢复健全区域供电时，无法采取安全和最佳措施；隔离故障时需要经过多次重合，对设备的冲击大等。

第二阶段的配电自动化系统是基于通信网络、馈线终端单元（FTU）和后台计算机网络的配电自动化系统，它在配电网正常运行时，也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隔离故障区域和恢复健全区域供电。

随着计算机技术的发展，产生了第三阶段的配电自动化系统，它是在第二阶段的配电自动化系统的基础上，增加了闭环自动控制功能，由计算机自动完成故障处理等功能。第三阶段的配电自动化系统的另一个特征是形成了集配电网 SCADA 系统、配电地理信息系统、需方管理(DSM)、调度员仿真调度、故障呼叫服务系统和工作票管理等一体化的综合自动化系统。

国外的配电自动化的发展经历了从各种单项自动化林立，号称为“多岛自动化”的配电系统，向开放式、一体化和集成化的综合自动化方向发展的过程。目前已经具有相当的规模，并且从提高配电网运行的可靠性和效率，提高供电质量，降低劳动强度，充分利用现有设备的能力，缩短停电时间和减少停电面积等方面，均带来了可观的经济效益和社会效益。

目前智能配电专家系统和配电网仿真培训系统等的研究成为比较活跃的领域，研究者和制造企业热衷于研究通过负荷分配的优化减少网损，对变压器负荷进行管理以最大限度地利用变压器容量并降低系统有功损耗，以及按即时电价对用户负荷进行管理等。

从设备制造水平的角度看，国内不少企业已成功地研制出能够满足配电自动化要求的产品，比如可靠的柱上真空开关、重合器、馈线开关远程式终端（FTU）、变压器测控单元（TTU）、开闭所、小区变远程终端（RTU）、配电网地理信息系统（GIS）、负荷监控系统、配网管理信息计算机网络、智能式电能表及远方抄表计算机系统，以及各种数据传输设备（DCE）等。因此，从技术上讲实现配电自动化已没有任何困难，但仍面临两个问题：其一是供电企业应根据自己实际情况，恰当地选用各种的功能，寻求一种“性能价格比”较好，符合当代技术发展方向，能够“统一规划、分步实施”，不致因系统发展或技术进步而“推倒重来”的系统；其二是输电网自动化的许多成熟技术虽然可以借鉴，但配电自动化存在本身的特点，如容量大、故障记录信息、定值远传、远方抄表等，传统的通信规约不能够很好地满足使用要求，因此要尽早提出满足配电网要求的标准化的通信规约，以免造成各制造厂家自行设置的混乱局面。

# 第 2 章　配电自动化的通信系统

## 2.1　配电自动化的多种通信方式

通信系统的建设是配电自动化系统的关键之一。配电自动化系统需要借助于有效的通信手段，将控制中心的控制命令准确地传送到为数众多的远方终端，并且将反映远方设备运行情况的数据信息收集到控制中心。

和输电网自动化不同，配电自动化系统要和在数量上多得多的远方终端通信，因此如何降低通信系统的造价，而且还要满足配电自动化系统的要求，成为设计人员面临的重要问题。

随着通信技术的发展，目前可选用的通信手段很多，根据所实施的配电自动化系统的具体情况，选用恰当的通信方式，必须对各种通信技术的长处和不足有一个较全面的了解。

从目前的技术水平看，没有任何一种单一的通信手段能够全面满足各种规模的配电自动化的需要，因此多种通信方式在配电网中的混合使用就难于避免，表 2-1 列出配电网可能用到的各种通信方式。

表 2-1　　配电自动化可能用到的各种通信方式

| 通信方式 | 传输媒介 | 传输速率 | 传输距离 | 主　要　用　途 |
|---|---|---|---|---|
| 配电线载波 | 高压配电线 | 50～300bit/s | ＜10km | FTU、TTU 与区域工作站间通信 |
| 低压配电线载波 | 低压配电线 | 50～300bit/s | 台区内 | 低压用户抄表 |
| 工频控制 | 配电线 | 10～300bit/s | 较　短 | 负荷控制 |
| 脉动控制 | 配电线 | 50～60bit/s | 较　短 | 负荷控制和远方抄表 |
| 电话专线 | 公用电话网 | 300～4800bit/s | 较　长 | FTU 与区域工作站及区域工作站或 RTU 与控制中心通信 |
| 拨号电话 | 公用电话网 | 300～4800bit/s 拨号时间长 | 较　长 | 远方抄表与远方维护 |
| CATV 通道 | 有线电视网 | 300～9600bit/s | 有线电视网内 | 负荷控制 |
| 现场总线 | 屏蔽双绞线 | 几十波特率 | ＜2km | FTU、TTU 与区域工作站间通信、分散电能采集、设备内部通信等 |
| RS-485 | 屏蔽双绞线 | 9600bit/s | ＜2km | FTU、TTU 与区域工作站间通信、分散电能采集、设备内部通信等 |
| 多模光缆 | 多模光缆 | ＜2Mbit/s | ＜5km | FTU、TTU 与区域工作站间通信、分散电能采集、设备内部通信等 |
| 单模光缆 | 单模光缆 | ＜2Mbit/s | ＜50km | 通信主干线 |
| 无线扩频 | 自由空间 | ＜128kbit/s | ＜50km | 通信主干线 |
| VHF 电台 | 自由空间 | ＜128kbit/s | ＜50km | 通信主干线 |
| UHF 电台 | 自由空间 | ＜128kbit/s | ＜50km | 通信主干线 |
| 多址微波 | 自由空间 | ＜128kbit/s | ＜50km | 通信主干线 |
| 调幅广播 | 自由空间 | ＜1200bit/s | ＜50km | 负荷控制 |
| 调频广播 | 自由空间 | ＜1200bit/s | ＜50km | 负荷控制 |
| 卫　　星 | 自由空间 | ＜1200bit/s | 全球 | 时钟同步 |

配电自动化系统的通信网络是一个典型的数据通信系统。它基本由数据终端设备（DTE）、数据传输设备（DCE）和数据传输信道组成，如图 2-1 所示。




图 2-1 典型数据通信系统的组成

在配电自动化系统中，常见的数据终端设备（DTE）有配电自动化 SCADA 系统、RTU、馈线 RTU（FTU）、变台 RTU（TTU）、区域工作站、抄表集中器和抄表终端等；常见的数据传输设备（DCE）有调制解调器（Modem）、复接分接器、数传电台、载波机和光端机等。按数据传输媒介的不同，数据传输信道可分为有线信道和无线信道两类；按数据传输形式的不同，数据传输信道可分为模拟信道和数字信道两类。

一般 DCE 和 DTE 之间均采用 RS-232C 或 RS-485 标准接口。

根据要传送的信号是否要调制，可将通信系统分为直接传送信号的基带传输和调制传输两大类。

按所使用的载波不同，各种调制方式可分为连续波调制和脉冲调制两类，即

- 连续波调制
  - 模拟调制
    - 幅度调制（AM、DSB、SSB、VSB）
    - 频率调制（FM）
    - 相位调制（PM）
  - 数字调制
    - 振幅键控（ASK）
    - 频移键控（FSM）
    - 相移键控（PSK、DPSK）
- 脉冲调制
  - 模拟调制
    - 幅度调制（PAM）
    - 宽度调制（PDM）
    - 位置调制（PPM）
  - 数字调制
    - 编码调制（PCM）
    - 增量调制（ΔM）

按信道中传输信号的形式，可将通信系统分为模拟通信系统和数字通信系统两类。

按多路复用的方式，可将通信系统分为频分复用（Frequency Division Multiplex，简称 FDM）、时分复用（Time Division Multiplex，简称 TDM）、码分复用（Code Division Multiplex，简称 CDM）、波分复用和时间压缩复用几类，其中 FDM、TDM 和 CDM 是电力系统数据通信的基本方式。

按传输的方向，可将通信系统分为单工通信系统（Simplex）、半双工通信系统（Half Duplex）和全双工通信系统（Full Duplex）三类。

本章将讨论现有的各类通信手段，以及在选择通信设备时的一些重要因素。

## 2.2 调制解调器和复接分接器

在发送端，将需发送的数字脉冲信号变换成适合于传输的模拟信号（通常是在音频范围）的过程叫调制（Modulate）；在接收端，将接收的模拟信号还原成数字脉冲信号的过程叫解调（Demodulate）。实现调制功能的设备叫调制器（Modulator）；实现解调功能的设备叫解调器（Demodulator）；在配电自动化系统中，往往即要发送信息又要接收信息，因此调制器和解调器通常是制作在一起的，称为调制解调器（Modem）。

调制解调器的作用是：

（1）将基带信号的频谱搬移到载频附近，以适应信道频带的要求，便于发送和接收。

（2）实现信道的多路复用。

（3）压缩信号带宽，以便于利用话带传输设备进行数据传输。

按传输方向，调制解调器可分为全双工 Modem 和半双工 Modem；按工作速率，调制解调器可分为低速 Modem（<600bit/s）、中速 Modem（600～9600bit/s）和高速 Modem（≥9600bit/s）；按调制方式，调制解调器可分为移频键控（FSK）、移相键控(PSK)、相对移相键控（DPSK）和移幅键控（ASK）几类，在电力系统数据通信中，多采用 FSK 方式；按是否具有拨号功能，调制解调器可分为专线 Modem 和拨号 Modem；按工作频带，调制解调器可分为全音频（300～3400Hz）Modem 和上音频（2700～3400Hz）Modem，采用全音频 Modem 后，该通道就只能传送数据，而采用上音频 Modem 后，该通道既能传送数据又能同时进行语音通信；按连线方式，调制解调器可分为两线制 Modem 和四线制 Modem。一般两线制上音频 Modem 只能满足较低传输速率（通常不超过 600bit/s），而四线制上音频 Modem 和两线制全音频 Modem 则能满足较高传输速率。

在发送端，将两个或两个以上的数字信号按时分复用的原理合并为一个数字信号的设备叫复接器；在接收端，将一个合路的数字信号分解成若干个数字信号的设备叫分接器。通常将复接器和分接器制作在一起的设备，称为复接分接器。

按所复接信号的来源，复接器可分为同步复接器和异步复接器两类，若各路信号均是由同一时钟信号的时序产生的（即同源信号），就是同步复接，否则就是异步复接。在异步复接中，若各路信号的对应生效瞬间以同一标称速率出现，而速率的任何变化都限制在规定范围内，则称为准同步复接。

复接的方式通常有按位复接、按路复接和按帧复接三类。

显然复接器和分接器的作用是将一个高速的数据传输信道转换成多个较低速的数据传输信道。

## 2.3 配电自动化对通信系统的要求

配电自动化对通信系统的要求取决于配电自动化的规模、复杂程度和预期达到的自动化水平总体上讲，配电自动化对通信系统的要求体现在以下几个方面：

（1）通信可靠性。

（2）建设费用。
（3）满足目前和将来数据传输速率的要求。
（4）双向通信的要求（个别情况时不需要）。
（5）通信不受停电的影响。
（6）易操作与维护。

### 2.3.1 通信的可靠性

配电自动化的通信系统是在户外安装的。这意味着通信系统要长期经受不利的气候条件的考验，如阴雨、大雪、冰雹、大风和雷雨等。此外，长时间暴露在强烈的阳光下会导致一些材料的老化。因此，配电自动化的通信系统必须设计成为能够通过常规维护，就可以在上述恶劣状况下工作的系统。

配电自动化的通信系统将在较强的电磁干扰（EMI）下工作，这会对通信的可靠性产生很大的影响。电磁干扰有可能以射频的形式出现，如产生于间隙放电、电晕等的电磁干扰，也会以工频的形式出现，如产生于变压器、谐波干扰等的电磁干扰。雷电和故障以及涌流还会造成瞬时的极强烈的电磁干扰。对电磁干扰的容忍程度取决于要实现的自动化功能。例如对于远方抄表系统，就不一定要让通信系统抵抗由于雷电和故障造成瞬时的极强烈的电磁干扰，因为可以选择环境平静下来后的某个时刻去完成远方抄表任务。但是，若要完成隔离故障区段以及恢复正常区域供电的功能，就必须使通信系统在电力系统故障期间也能可靠工作，也能抵抗强烈的瞬间干扰。因此，能够跨过故障区和停电区域保持通信，是对通信系统可靠性的又一要求。

### 2.3.2 通信系统的费用

由于配电自动化的通信系统的造价很可观，因此通过恰当地选取合适的通信方式，可以节省大笔的建设费用。如果通信方式设计得不合适，有可能会产生过高的建设投资，使得所建成的配电自动化系统的效益难以发挥出来。在对配电自动化的通信系统进行预算时，不仅要考虑设备的造价，还要估算通信系统长期使用和维护的费用。

### 2.3.3 通信速率的要求

任何通信系统的带宽都是有限的，带宽越窄通信速率越低。在建设通信系统时，不仅要满足眼前的通信速率要求，还要考虑到今后发展的需要。一般 300 bit/s或更低的通信速率就能满足配电自动化的大部分功能要求，对于诸如负荷控制这样的功能，甚至低于 10 bit/s的通信速率都能满足要求。

从功能的角度，在配电自动化系统中，进线监视、 10kV 开闭所、配电变电站监控和馈线自动化（FA）对于通信速率的要求最高，其次是公用配变的巡检和负荷监控系统，远方抄表和计费自动化对于通信速率的要求较低。从配电自动化系统结构的角度分析，集结了大量数据的主干线对通信速率的要求，要远高于分支线对通信速率的要求。

在选择通信方式之前，应当先估算配电自动化系统所需要的通信速率，应考虑到最坏的情形，并根据需要恰当选取合适的通信方式和通信网络组织形式。此外，在设计上应留