第一章
绪　论

第一节　　概述

随着我国经济建设的快速发展，电力建设突飞猛进，各级调度组织所控制管理的区域电网电压等级越来越高，变电站数量越来越多，电网结构越来越复杂。

电力系统是由发电厂、变电站及输电线路等组成。系统的安全、稳定、经济运行，大部分工作是由调度控制中心对全系统的运行进行统一管理来完成的。电力系统地域分布广，今后随着系统容量的不断增大，科学技术的不断发展，设备不断地更新换代，运行管理更趋复杂。为了保证供电的质量和系统运行的可靠性和经济性，系统的调度控制中心必须及时、准确地掌握全面的运行情况，并随时进行分析、做出正确的判断和科学的决策，必要时要采取相应的措施，及时处理事故和异常情况，以保证电力系统安全、经济、可靠地运行。调度控制中心需要掌握的信息有各发电厂和变电站的机组出力、主变压器负荷、母线电压和线路潮流等主要参数，同时还要收集主要设备的运行状态，例如断路器的投入或退出以及各种预告及事故信号等。过去这些工作都要靠调度员接听电话来完成，每天由各厂、站的值班人员定时地轮流向调度中心报告相关参数，调度员参照这些资料，结合负荷预测情况，安排运行计划，检修计划及继电保护整定定值等，并用电话通知下属厂、站值班人员，以达到控制管理的目的。调度员通过电话所掌握的资料缺乏实时性，不能满足实时、安全、经济调度的要求。而且，随着电网规模的不断扩大，调度控制中心要采集和处理的实时运行参数和状态信息数量越来越多，实时性要

需要全本请访问 www.ertongbook.com

求越来越高，如仍沿用早期的调度方式，用电话通信采集数据，传达命令，面对数量众多的信息根本无法胜任。特别是在事故情况下，单靠电话通知下属厂、站值班人员，更是难以满足要求，已经不能达到控制管理的目的。因此，电力系统为了在正常的运行管理及事故处理情况下，提高调度效率，就必须采用远动技术。

远动系统中的遥测、遥信、遥控及遥调功能是调度自动化系统的基本内容，由于远动系统是为调度控制中心提供实时数据，实现对远方运行设备的监视和控制。因此，远动系统成为电力调度中心的耳目和手足。

远动系统是调度自动化系统的一个重要组成部分，目前已广泛使用计算机技术对电力系统进行监视和控制，并成为实现电网调度自动化的可靠手段。实现电网调度自动化，首先要采集实时数据，对电网进行监视和控制。 SCADA 系统是 Supervisory Control and Data Acquisition 英文的缩写，其含义是监控和数据采集系统，它是美国 Bonneville 电力公司于 60 年代提出来的。系统的主要设备是设置在该系统中的远方数据终端，即 RTU（Remote Terminal Unit)，其主要功能是完成遥测、遥信、遥控、遥调任务。随着系统的完善和发展，在此基础上配以自动发电控制、经济调度以及其他如安全监视、安全分析等应用软件功能构成能量管理系统 EMS（Energy Management System)。因此，SCADA 系统是 EMS 系统的基础，在功能划分上可以认为， EMS 系统包括 SCADA、PAS 和 DTS 等功能。

计算机技术及应用软件的快速发展也为调度自动化系统的发展提出更高的要求。调度自动化系统将大量的电网信息采集到调度中心以后，调度员利用这些数据进行安全监视只是系统应用的一小部分功能，而 EMS 系统中的大量的应用软件将对这些数据进行加工分析，并推算出人脑及人工经验无法得到的结果。因此，应用软件的应用，对基础数据的采集提出了更高的要求，如遥测数据的精度、系统的实时性、自动化系统的运行率等指标均

提出了更高的要求。

近年来，随着无人值班变电站的建设和发展，以及实现电力生产经营中的“减人增效”原则，调度自动化专业已经成为十分引人瞩目的技术。无人值班变电站作为变电站运行管理的一种先进的管理模式，尤其需要电力系统加强调度自动化技术的发展及管理。

第二节　调度自动化系统的发展

电是一种特殊的产品，其特点是同一时刻发、供、用必须保持平衡和稳定。因此，作为生产指挥控制中心的调度首先必须掌握生产过程的实际情况，然后才能作出正确的判断，进行必要的干预，使生产过程尽可能地维持在最佳状态，所以采集实时数据对生产过程进行监视和控制是科学管理生产的基础。在生产过程中，如果控制对象分布的范围不广，相距不远，通常可采用就近监视和就近控制的办法，如变电站当地监控系统。但变电站大多距离调度指挥中心距离较远，要对各变电站生产过程进行实时监视和控制，就必须采取专门的措施来克服由于相距遥远所带来的困难。为了适应这种客观需要，逐步发展了远动技术。远动技术，就是应用远程通信技术，对远方的运行设备进行监视和控制，以实现远程测量、远程状态、远程控制和远程调节等各项功能。

我国电力系统远动技术的发展起步于 20 世纪 50 年代，伴随着电子技术和计算机技术的发展，远动装置经过了几代的更新，从最初的继电器连接的有触点式，发展成晶体管的无触点式；从分立元件发展到集成电路；从硬件布线逻辑式远动装置发展到软件式远动装置。他们分别通过遥测、遥信采集装置，将几十、几百公里以外的测量值和断路器位置信号及时地传送到调度中心，并在电力系统模拟屏上显示出来。这对于监视和控制变电站系统的运行是一个十分有利的工具。它是实现电力系统实时调度和进

一步实现调度管理自动化的基础。

我国远动技术就其发展过程来看，可归纳为四个时代：

第一代，以继电器为主要元件的时代。它的主要特点是采用有触点的继电器作为系统的主要部件，通过固定的逻辑来完成数据采集功能。典型的设备有 1956 年 CF－56 型到 1958 年的 SF－58 型遥控 －遥信装置。由于它采用有触点的继电器装置，因此，维护量大，可靠性差。

第二代，以晶体管为主要元件的时代。 20 世纪 60 年代初期，我国开始研制由晶体管构成的布线逻辑式远动装置，即电力系统曾广泛应用的 WYZ、SZY 型硬件式远动装置。由于采用无触点的晶体管作为系统的主要部件，可靠性较有触点的继电器装置有很大提高。此装置采用循环传送方式，同时简化了远动环节和保护电路。

第三代，以集成电路为主要元件的时代。到 20 世纪 70 年代初期，装置的电路逐步采用线路逻辑方式，并广泛采用了集成电路，出现了一批由集成电路构成的新型远动装置。如 WYZ－4 型远动装置，在远动的功能、容量、传输速度等指标方面都有所提高。

第四代，以微型计算机、大规模集成电路为主要元件的时代。

在 20 世纪 80 年代后期，随着计算机技术的发展，远动装置由传统的布线逻辑式远动装置向微型计算机型远动系统过渡。在厂、站端的设备大都采用了 8 位微型机作为远动装置，在调度端则采用 16 位或 32 位小型机作为前置机，收集多个厂、站的远动信息，进行预处理后再送给主计算机。其中一种比较流行的方案是，在调度端以 16 位微型计算机或小型机构成多机系统，既作远动功能用，又作调度自动化的主机用。在厂、站端采用的远动装置逐步微型机化、多功能及智能化。在功能方面已从传统的遥测、遥信、遥控及遥调功能扩展到更多的数据采集和处理功能，例如故障时的事件分析记录等。智能化远动装置具有某种判断的

功能，判断遥信变位，并优先传送；判断遥测的越死区传送，即遥测发生变化时，变化量超过一定范围时的传送；以及根据厂、站端的实际运行情况，对调度端发送的命令进行校验等。

虽然微机远动已得到广泛发展与应用，但远动系统的基本概念及原理不变，其中沿用多年的基本概念和术语仍然在使用，所以本书仍将阐述常规远动的基本概念和基本内容。

调度自动化系统从设备内容上分为厂、站端部分和主站端部分。厂站端部分的设备早期主要是由 RTU 和变送器等常规设备组成，完成的功能是采集变电站的主要遥测、遥信信息和执行遥控命令，专业上主要是由远动专业来完成的。随着数字式保护设备的发展，保护设备中的数据采集单元和控制单元从功能上逐步具备了常规远动设备的功能，于是各保护装置采用数据总线连接起来的变电站自动化系统开始登上舞台，始称之为“综合自动化系统”。随着技术的发展和进步，系统的功能更加规范，内容更加丰富，并形成变电站自动化系统。主站端设备又称之为调度端设备，它包括前置机系统和计算机系统。

电网调度自动化系统自诞生至今，其内涵和外延一直在不断地发展。推动电网调度自动化系统不断发展的因素，主要可归纳为下列四方面：

1）保证电网的安全运行和高质量供电；

2）不断降低电能生产和电能传输费用；

3）提高电网整体效益，使电网尽可能运行在其物理极限而又不发生危险的状态下，从而推迟新投资和降低造价；

4）适应电力市场运营中不断出现的要求。

由于电网规模的不断扩大，接线方式日益复杂，对供电可靠性的要求不断提高，电力市场运营规则的不断修改，综合实现上述四方面要求的难度也在不断增大。这四项要求中，最重要的是第一项。由于电力网络巨大而广阔，任何一处故障都有可能导致大面积停电。近年来，国际上著名的大停电都是从一处故障发展成大面积停电。另一方面，由于现代化的生产和人民生活对供电

需要全本请访问 www.ertongbook.com

可靠性的依赖已越来越高，有些企业的生产更是不允许停电。1995年日本已做到每户每年停电不超过6min，九州电力公司已实现用户每年停电不超过1min。我国国家电力公司也已提出大中城市中心区的供电可靠率要从1999年的每户平均停电12h降低为每户每年停电不超过53min，显然这是十分艰巨的任务。在现代化复杂电网的运行中要实现上述四方面的要求，除改善一次系统和一次设备、提高继电保护装置和其他自动化装置的性能外，还应不断发展调度自动化系统。因此，目前调度自动化系统已超出了传统能量管理系统的范畴。

现在从该领域动态发展过程以及电网调度自动化系统的功能和系统构成两方面的发展来加以分析。

1. 从数据采集和监视控制系统向能量管理系统的发展

上世纪30年代国外发达国家建立了调度中心，用固定模拟屏和电话凭经验进行调度，速度慢、同时性差；40年代开始将电网上各厂、站数据模拟显示到模拟屏上，增强了感知力；到了50年代，为解决电网的工况监视和电网频率调整，电网远动技术和自动调频技术开始发展。当时主要注意力集中在通过电网自动调频装置维持电网频率恒定和实现电网经济运行上，但远动水平还不高，多为模拟远动，数量也不多；除信息收集外，对信息的监视、分析、决策、发令都是靠人。上世纪60年代中期，在美国东北部和加拿大部分地区大停电事故发生后，各国电力公司分析了这一事故造成的危害，感到多年的电网经济运行效益远抵不上一次大停电事故带来的损失，纷纷将注意力转到保证电网安全上。也就促使人们开始重视调度自动化问题，采取的关键措施，就是在60年代末和70年代初将计算机技术引入调度中心与远动技术相结合，出现了电网调度数据采集和监视控制(SCADA)系统，第一套SCADA系统出现在美国设在温哥华(Vancouver)的Dittmer控制中心。它是远动和计算机的结合，远动本身也计算机化（数字远动），增加了信息处理和分析功能，这是电网调度自动化技术的第一次飞跃。在SCADA系统出现后，

发电机组及传输线的有功功率和无功功率均已由 SCADA 系统采集，向各电厂发电机组发调节命令的功能也已由 SCADA 系统的遥控、遥调功能覆盖，原来由模拟计算机承担的电网自动调频和经济运行计算更可由 SCADA 系统主站的数字计算机代替。因而在 SCADA 系统出现后不久，电网自动调频和机组功率经济分配包括线损修正的主站端的 AGC （自动发电控制）功能就完全集成到 SCADA 系统中而形成 SCADA/AGC 系统，这一过程在 70 年代早期就已完成。

SCADA 系统给电网调度人员掌握电网实时运行工况及处理事故以极大的帮助，但不能告知电网发生扰动（断路器操作、事故跳闸）时的后果。为保证电网的安全运行，提出了将电网调度自动化系统从单纯的对电网运行的安全监视功能提高到对电网运行作安全预测的要求。

要实现对电网运行安全预测，需要对电网实时运行状态不间断地进行潮流计算、功角及电压稳定性计算，分析电网在发生故障时稳定破坏的可能性。但要做到这一点并不像从远动系统到 SCADA/AGC 的发展那样简单。其一是由于电网实测数据因各种原因造成的误差，导致潮流计算不收敛；其二是功角和电压稳定计算还有快速算法未解决的问题。为解决这两个问题，各国电力系统的学者经历了长期的努力，开发了称为实时网络分析（NA）的高级应用软件（PAS），其中包括网络拓扑、外部网络等值、可观察性分析、状态估计等一系列基础算法，将实时采集到的生数据，变为可靠的熟数据，并开发了适用于不同类型电网参数的潮流计算方法，从而解决了实时潮流计算的难题，随后开发了电网 $n-1$ 静态安全分析的各种相关算法。使电网因正常操作及事故跳闸的后果可通过实时网络分析预计出来，调度员可据此来调整运行方式，以保证电网的安全运行。电网实时计算功能集成至电网调度自动化系统中，使得电网调度自动化系统由监视系统 SCADA/AGC 发展到能量管理系统（EMS）。电网调度也由单纯依靠调度人员的经验来保证电网安全运行的经验型调度提高到对电

网进行分析计算，以保证电网安全运行的分析型调度，这是电网调度自动化技术发展中的第二次飞跃。这一过程国外在 70 年代大约花了 10 年的时间。我国则在 80 年代中期至 90 年代完成了这方面的开发并开始工程实践，但对第二个问题花去了更长的时间去进行探索。出现了快速计算功角稳定分析的暂态能量函数法（美国）、势能边界面法（日本）等各种学派，但从理论到实践均尚未完全解决这一难题。 80 年代后期，我国学者薛禹胜院士提出了扩展等面积法（ EEAC)，将电网大扰动时多机系统的发电机功角摆动关系归结为同调的两机群关系，从而将复杂的多机功角摇摆的微分方程简化成代数方程，并提出了在电网事故跳闸后电网结构变化时自动搜索两机群的动态 EEAC 等一系列算法。经过工程实用中的不断完善， 90 年代初，基于 EEAC 的暂态功角安全分析软件包在我国东北电网投入使用。 90 年代末，快速动态电压稳定计算及安全调度分析计算方法问世，将其在线化后，综合到能量管理系统中，构成在线动态、电压安全分析，用以预测电网中各节点在不同运行方式下的电压稳定裕度，并可指出调整电网中无功电源出力的措施。功角稳定及电压稳定的安全预测功能的开发，使能量管理系统的实时安全分析功能完整化。

EMS 的出现，为 70 年代末开发的独立的调度员培训仿真器（DTS）集成到 EMS 中提供了条件．DTS 与 EMS 相结合后，可共享系统中 SCADA 的实时数据。用实际电网的场景来培训调度员，从而大大发挥了 DTS 的作用，提高了调度员正常运行和事故处理的能力。DTS 集成为 EMS 的一个子系统，是在 80 年代完成的。

在 EMS 实时安全分析功能发展的同时，电网调度的另一重要分支—— 发电计划功能在算法上也得到了快速的发展，包括负荷预测、开停机计划、优化潮流计算、无功电压优化、水电计划、水火电联合经济调度等。

2. 调度自动化系统的构成从集中式到分布式的发展

90 年代以前，调度自动化系统的应用功能不断发展和综合，但其系统体系结构本身一直停留在以专用计算机及操作系统为基

础的集中式体系结构上。随着电网规模的不断扩大和调度自动化系统相应的发展，集中式体系结构已无法满足要求，存在如下严重不足：一是扩充数据量和增加新的应用软件及功能时，主计算机负担越来越重，响应速度不断降低；二是各种应用必须在一个机房中进行，限制了更多人员的应用；三是计算机改型时 EMS 的软件资源及历史数据很难得到有效保护。为解决这些问题，基于 80 年代后期国际开放式计算机技术的出现， 90 年代开始，各国 EMS 的开发商都转向基于国际开放式计算机操作系统、图形系统及网络系统的分布式结构，这是电网调度自动化体系结构的重大发展。

由于应用功能的不断集成和新功能不断开发， EMS 所用计算机系统的操作系统、图形系统、网络通信系统的日益复杂，要求开发人员在精通计算机技术、网络通信技术和 EMS 技术之后再去开发应用功能是不现实的。为保证应用开发人员能将所开发的应用软件较方便地集成到 EMS 中，将 EMS 的软件结构设计成多层次软件结构，即在应用层与计算机操作系统内核层之间增加一个支持软件层，这是开放式系统的重要标志。其主要组成部分是数据库管理系统、图形管理系统和网络通信管理系统三部分。采用该结构可使应用功能开发人员集中力量研究和开发应用软件，而无需研究计算机操作系统本身，从而方便了应用开发人员的工作。

在开放式 EMS 的开发过程中，除了全系统的可靠性设计外，还有两个重要问题是用户关注的，即系统的可扩展性和系统的可维护性。国内外的 EMS 开发商都在改善管理软件和降低局域的负载上做工作，以实现系统的可扩展性。系统的易维护性方面国内的开发已走在国外的前面，突出的例子是国内称为“图模库同步生成”，国外公司称为“图像数据登录（Graphic Data Entry）”的维护工具软件。ABB 在 1999 年的香港 CLP 工程中完成了这一工具的工程应用，而国内电力自动化研究院在 1996 年就已投入实用。

第三节　调度自动化系统的基本功能

电力系统是由若干个发电厂、变电站、输配电线路组成。为了保证电力系统安全、可靠、经济地运行，调度中心必须及时地掌握系统的运行情况，监视系统的运行参数，对系统中的断路器进行操作，对系统的有功、无功出力进行调节。因此，从调度端来看，则需要收集厂、站端的信息，并根据这些信息作出正确的判断，进行相应的操作。从厂、站端来看，则需要向调度端发送各厂、站断路器位置、运行情况等各种信息，还需接收调度端发来的命令，以便对各断路器进行相应的操作或进行有关参数的调整。调度中心与厂、站距离通常为数十甚至数百公里，远动装置的任务，就是在远距离内进行信息传递、控制断路器的操作、对运行参数进行监测与调整。因此，发展调度自动化系统，首先要实现远动系统的基本功能，并在此基础上逐步完善和发展调度自动化系统的功能。

一、远 动装置的基本功能

目前国内电力系统中的远动装置主要功能是遥测、遥信、遥控和遥调四大功能。

1. 遥测 （TM）

遥测是远方测量的简称，习惯记为 YC。它是指将被监视厂、站端主要参数变量远距离传送给调度中心。厂、站端的有功、无功功率、电压、电流、电度、频率等电气参数及热电的汽压，水电厂的水位等非电气参数。这些量在远动装置中称为遥测量。遥测量应实时地送往调度中心，调度端的计算机经过数据处理后，以判断遥测量是否越限。如发生越限，则发出相应的信号报警。在一些闭环控制系统中，可据此发出控制或调节命令。在遥测信息中，功率测量必不可少，根据各发电厂、变电站中的发电机组、调相机组、变压器、线路出口等产生的有功与无功功率的数

值可以获得整个电力系统的出力、潮流与负载情况。电流、母线电压、频率、厂站用电和联络线交换电量、相位等也属于遥测范围。此外，水电厂的上、下游水位进水口闸门的开度以及厂站内成组自动调节装置的整定值等同属于遥测信息。

上述被测对象代表的是随时间连续变化的模拟量。这些模拟量一般是通过变送器把实时测量值变成直流电压或电流，送入远动装置（或把交流信号经过电压转换后直接经过 A/D 转换采样及计算送入远动装置），然后经标度变换的计算，以编码形成遥测码字送往调度中心。因为遥测信息为模拟量，所以又称为 AI（Analog Input）.

2.遥信（TS）

遥信是远动状态信号的简称，习惯记作 YX。它是指将被监视厂、站的设备状态信号远距离传送给调度中心。遥信信息含发电厂、变电站中主要的断路器状态位置信号、隔离开关的状态位置信号，重要继电保护与自动装置的动作信号，以及一些运行状态信号，如厂站设备事故总信号、发电机组运行状态的变动信号、远动及通信设备的运行故障信号等。此外，也可用遥信信息传送测量参数的上、下越限告警信号，如频率越限、水位越限和其他设定值的越限信号。遥信对象只有 “0”、“1”两种状态，故在国际上习惯称为 DI 信号，即数字输入（Digital Input）。在远动装置内经编码后形成遥信码字。

遥测与遥信信息在远动系统中可概括定义为上行信息。它们由厂站向调度中心传送，或从下级调度中心向上级调度中心传送。

3.遥控（TC）

遥控是远方操作的简称，调度中心为了改变厂、站的运行方式，排除各种事故及故障，以及改变有载调压的分接头、无功补偿电容器的投切、保护装置整定值的改变等，这些操作命令称为遥控信息，习惯记作 YK。它是从调度中心发出命令以实现远方操作和切换。这种命令通常只取两种状态指令，例如命令断路器

需要全本请访问 www.ertongbook.com

的“合”、“分”指令。遥控信息的内容是：根据正常或事故时运行操作的需要通过远程指令遥控厂站内的断路器、投切补偿电容和电抗器、发电机组的启停、自动装置的投退等。为了提高遥控的可靠性，避免误动作，遥控信息中的远程指令一般均采用“返送校核”方式，只有在核对无误后，才能执行远程指令的具体操作。

4. 遥 调（TA）

遥调是远方调整的简称，习惯记作 YT。它是调度中心远方调整或设置厂、站设备的各种参数。包括远方直接调整发电厂的有功或无功出力、励磁，以及频率调节。遥调对象一般是：变压器或补偿器的分接头，机组有功或无功成组调节器，自动装置以及闸门等。通过对遥调信息的执行，可以达到增减机组出力和调节系统运行电压的目的。

另外，随着微机远动装置的发展，现代的远动装置还包括大量的智能软件功能，如 SOE 功能。电力系统发生事故后运行人员从遥信中能及时了解开关和继电保护的状态改变情况，为了分析系统事故不仅需要知道断路器和保护的状态，还应掌握其动作的先后顺序及确切的时间，而遥信并不附带时间标记。在 RTU 处理遥信变位时，把发生的事件（断路器或保护动作就是一种事件）按先后顺序将有关的内容记录下来，并附加相应的精确时间（可精确到毫秒）标识，然后通过特定信息帧传送到主站，这就是事件顺序记录。事件顺序记录主要用以提供时间标记，表明什么事件在何时发生，因而记录的内容除开关号及其状态外，还应包括确切的动作时间。而遥信变位记录是主站记录处理的时间，与实际动作时间有较大差别。

当地功能系统是 RTU 的一个重要组成部分，开发应用当地功能系统可以加强和规范变电站运行管理工作，减少值班员劳动强度，从而为安全生产打下良好的基础。

总之，远动技术是远距离传输信息以实现对电力系统或设备进行监视和控制的技术。电力系统远动装置是远距离传送电力系

统信息，以实现对远方厂、站进行监控的设备。

远动技术不只是在电力系统中应用，在石油、铁路等企业，都有广泛的应用，特别是在国防部门，更是一门重要的技术。

二、电网调度自动化系统的功能

随着远动技术的发展，远动系统也在逐步地发展和变化，它已经从一门单一的实用技术扩展成为一门综合性的学科，现统称之为调度自动化专业。

调度自动化系统按照实现的功能划分可以分为远动数据采集和监视控制（SCADA 功能）、电网分析控制、电网管理、电网仿真等部分。

1. 远动数据采集和监视控制系统

主要完成对运行参数的监视和记录以及调度员直接控制等，这是调度自动化系统的基本功能。

（1）数据采集。数据采集功能主要完成的是在各发电厂、变电站端的远动装置 RTU 中交换上、下行数据，并且再把从远动系统采集而来的遥测、遥信数据存放到数据库之前，对它们进行合理性、可信性校验，以排除测量错误和传送干扰的影响。 RTU 送到调度中心的信息，一般称为生数据，即这些数据是不完整的，未经核实，有随机误差，并且可能含有错误的数据。把这些生数据经过一系列的处理，去伪存真，消除误差，去掉不良数据，得出反应电力系统当前真实情况的网络结构和数据。

这些校验有以下几项：

1）遥测值合理性校验，当遥测值超过某个合理限度时，如 220kV 电压变成 300kV，视为不合理值予以丢弃。

2）遥测值变化率合理性校验，在电网正常运行情况下，某些遥测值，如发电机功率，不可能在相邻两帧的远动信息间有很大突变，如果发生的突变超过某一限值时被视为不合理值予以丢弃。而数据长时间不变化，超过一定时间周期，既为非正常状态，数据可判定为“死数据”。

（2）监视内容。监视内容有下列几种：

1）安全限值监视，监视频率、电压及电流等测量值的运行值，并检查是否超过安全限值。

2）电网结构状态监视，监视断路器、隔离开关实时断合状态，检查是否有非计划的动作。

（3）监视手段。利用屏幕显示器（CRT）提供的曲线图、棒图、目录、趋势以及各种图表和接线图进行实时监视，并以音响、变色、闪光以及 CRT 上报警区显示的报警信息进行提示，并且在打印机上及时打印出系统发生事故的时间和内容。

（4）数据的统计、保存和打印。数据统计是对实时数据做一些简单的算术运算。例如累计地区和全网的发电负荷，区域间交换的电量，频率不合格时间、合格率，以及用户关心的一些实时数据的最大、最小值及发生时刻等。一般都要求用户能方便、灵活地定义和扩充。

历史数据的保存是由历史数据库管理系统完成的，主要是保存有功、无功、电流、电压、频率、电度量等历史数据，它可以用来产生生产日报表，记录历史上的典型数据，完成如月、年的累计统计数据，作为负荷预测用的负荷样本、事故检查分析用的事故历史资料等。历史数据库系统都应配有相应的检索手段和修改功能。

（5）记录打印内容。

1）报警和事件记录，实时打印出监视点越限或异常变位所发生的时刻及变化前后的数值或状态，供分析和记录。实时打印出调度自动化系统运行状况异常，如设备离线或故障以及软件故障。

2）调度员操作记录，如对计算机系统外部设备的连接操作，对实时数据或运行参数进行人工设定和修改，各种遥控和遥调的指令、数据人工置人和各种运行报表和工作日志的打印。可以用自动和人工召唤的方式打印出各种报表。

（6）事故追忆和事件顺序记录。电网发生事故后，采用下述

两种方法记录电网事故前后运行数据和断路器继电保护动作状态作为事故分析的资料依据。

1）事故追忆，保留事故前后若干数据采集周期的部分重要实时数据，如频率、枢纽点电压、主干线潮流等。

2）事件顺序记录，对事故时各种断路器、继电保护自动装置的状态变化信号按时间顺序进行记录。为此必须有统一的系统时钟，以保证各发电厂、变电站事件的时间记录有统一的时标。

（7）调度员遥控操作。遥控操作主要是指调度中心正常计划和事故情况下对线路断路器和机组启停的操作。

2. 电网分析控制和管理功能

世界各国都已为电网调度自动化系统开发了一系列实际的应用软件，这些软件称为电力系统应用软件 PAS（Power Application Software）。PAS包括以下的内容：

1）电网分析控制：AGC 发电自动控制；负荷控制；电压控制。

2）电网管理：安全监视；安全分析；电能管理。

3）电网仿真：调度员培训；运行规划。

（1）电网控制。电网控制主要是对频率和枢纽点电压的质量进行控制，即通过对发电机出力和负荷的调整以及对发电机的无功输出、变压器抽头和无功补偿元件的调整，使频率和枢纽点电压保持在允许范围之内。

按照我国目前状况，发电控制一般集中到网、省调这样的大区控制中心，即全网信息汇集到中央控制中心，再由控制中心提出控制量要求并下达执行命令，负荷和电压控制则分散到地调，即仅根据本地区信息提出自己区域内各控制量的要求并下达执行命令。

1）自动发电控制（ AGC）任务有三条：保持频率额定值；控制各系统间联络线交换功率的给定值；合理分配系统中各发电机出力，保持系统出力与负荷平衡。

在电网中发电功率应与负荷（包括线损）保持平衡，由于负

荷随时波动，发电机的出力和负荷之间的不平衡，引起系统频率的变化和区域间联络功率的变化。自动发电控制就是跟踪系统频率和联络功率，调整发电机出力，将系统频率和联络线功率稳定在一个额定值范围内。

2）自动负荷控制和电压控制，在负荷突然增大或电源突然断开时，由于负荷和发电量的不平衡，而使频率波动，系统必须投入备用发电容量、备用机组或切断部分负荷以恢复平衡，否则会导致频率崩溃系统瓦解。因此在系统发生紧急情况时，自动切除受电网络部分负荷，以防止联络线过载解裂；自动切除电压最低点的负荷，以防止因电压大幅度下降导致的电压崩溃。可见自动切负荷是保证电力系统安全运行的重要控制手段。

在电网的实际运行中，实际电压应在电压曲线给定值上下一定范围内波动，如超过允许范围就要采取电压和无功调整措施，自动电压控制就是当无功负荷波动比较大时，通过调节发电机励磁机和变压器抽头、电容器、同步补偿和并联电抗器等，使得无功潮流尽可能地保持平衡，避免长距离输送无功，维持结点电压在给定值之内。

（2）电网管理。

1）安全监视，对电网运行参数和设备状态进行实时监视，当运行值超过某一限值或设备状态产生非预定变化时向调度员发出告警。

2）安全分析，安全分析是电网在正常运行情况下，假设发生某些线路、发电机、变压器、负荷被切除或发生短路等单个或多个偶然事故时，是否会出现不安全现象。

安全分析分为静态和动态两种。静态安全分析，只考虑开断性故障影响，如线路、变压器、发电机断开和母线分割等事故时，电力系统元件是否过负荷，节点电压偏离是否超过允许值。动态安全分析，是要计算发生上述假设事故后，电网动态转移过程，分析系统频率波动是否超过允许值，电力系统是否失去稳定。

安全分析软件通过计算和分析，得出假设事故发生后电网是否安全稳定，并提出消除不安全现象的调整方法，调度员可以在事故前利用这些调整办法作为预防措施，使电网运行离开危险边缘，或在事故发生时，利用调整方法作为校正措施，使系统恢复到正常状态。

3）电能管理，电能管理的主要内容是对电网进行经济控制，实现经济调度，即将全网总发电量在网内各发电机之间按总的供电成本（发电能源消耗率及网损率）最小的原则进行分配。要实现这一目的要做的基础工作还很多，如进行中、短期负荷预测，中短期水、火电发电计划，水、火电联合运行规划以及计算线损，解决最优潮流问题等等，以此实现经济调度。

随着 SCADA系统的完善和实用化达标，调度自动化系统进入稳定、可靠、长周期运行，利用电力系统应用软件，实现在线的安全分析将逐步提到议事日程上来，届时调度自动化系统将为电网安全运行做出新的贡献。

第四节　调度自动化系统的组成

调度自动化系统从内容上可以划分为：远动系统和计算机系统。远动系统是由信息采集与控制系统、信息传输系统、信息收集系统和加工分析处理系统组成。

电力系统远动技术就是实时采集电力系统各厂、站端的参数和状态，调度中心根据收集的各种信息来下发各种操作、调整命令。远动装置就是远距离传送这种信息，以实现遥测、遥信、遥控、遥调等功能。

一、厂站远动装置

常规厂站远动装置包括：RTU和变送器设备。目前，厂站远动设备均采用了微机远动设备，因此，从功能上比早期的远动设备有了很大提高。变送器设备由早期的单路直流采样方式发展为

需要全本请访问 www.ertongbook.com