

调度自动化主站系统 培训教材

国家电力调度控制中心 编



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

调度自动化主站系统 培训教材

国家电力调度控制中心 编



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

内 容 提 要

本书主要从调度自动化的发展、功能和结构出发,紧密结合实际应用,对电网调度自动化主站系统领域进行了系统介绍。本书共分为七章,第一章介绍电力系统及调度自动化基础知识,对电力系统与调度运行状态及控制、调度自动化系统的发展、调度自动化系统的基本结构和功能、调度自动化系统的主要设备 and 应用系统、调度自动化专业管理等五个方面进行阐述;第二章介绍计算机基础,重点对自动化相关的服务器、操作系统和数据库知识进行阐述;第三章介绍传输通道及通信规约,着重讲解传输介质、远动通道以及通信规约的相关知识;第四章介绍智能电网调度控制系统平台及实时监控与预警、调度计划、安全校核、调度管理四大类应用;第五章介绍计算机网络基础、多层交换网络、路由网络、路由协议等电力调度数据网相关知识;第六章介绍大屏幕显示系统、时间同步系统等外部环境及辅助系统;第七章介绍云计算、智能电网大数据等新技术应用。

本书适合电力系统自动化专业人员尤其是新入职员工培训学习,亦可供调度相关专业人员和高校相关专业学生学习参考。

图书在版编目(CIP)数据

调度自动化主站系统培训教材 / 国家电力调度控制中心编. —北京:中国电力出版社, 2017. 8
(2017. 8 重印)

ISBN 978-7-5198-1036-8

I. ①调… II. ①国… III. ①电力系统调度—调度自动化系统—技术培训—教材 IV. ①TM734

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2017) 第 188664 号

出版发行: 中国电力出版社

地 址: 北京市东城区北京站西街 19 号 (邮政编码 100005)

网 址: <http://www.cepp.sgcc.com.cn>

责任编辑: 陈 雷 (010-63412352) 闫姣姣 张 妍 贾丹丹

责任校对: 太兴华

装帧设计: 张俊霞 赵姗姗

责任印制: 邹树群

印 刷: 三河市百盛印装有限公司

版 次: 2017 年 8 月第一版

印 次: 2017 年 8 月北京第二次印刷

开 本: 787 毫米 × 1092 毫米 16 开本

印 张: 19.5

字 数: 426 千字

印 数: 2001-3000 册

定 价: 130.00 元

版权专有 侵权必究

本书如有印装质量问题, 我社发行部负责退换

评 审 委 员 会

主任委员	陈国平	李明节		
副主任委员	许洪强	郭建成		
委 员	南贵林	刘金波	常乃超	

编 写 委 员 会

主任委员	南贵林				
副主任委员	刘金波	蔡 宇	宋旭日	李宏伟	
委 员	王清让	胡芳丽	江 凡	张 伟	
	乔松博	吴海伟	甄 庆	句荣滨	
	李慧聪	朴 林	丁 皓	郭 亮	
	赵 静	周耀辉	刘春秀	田 江	
	杨笑宇	王兴志	翟桂湘	韩水保	
	张晓华	刘之滨	杨 鹏	滕贤亮	
	赵 利	胡浔惠	任玉保	刘海客	

前 言

近年来,随着电网技术、计算机、通信和网络技术等自动化相关技术的飞速发展,自动化不论是硬件设备还是软件体系都有了历史性的变革。“三集五大”体系的实施,给自动化专业管理带来了新的挑战。为加强调度自动化专业队伍建设,提高国家电网公司系统调度自动化员工专业素质和技能水平,全面适应智能电网飞速发展的要求,为电网运行提供强有力的技术支撑,国家电力调度控制中心组织编写了本书。

本书内容共分七章,分别对电力系统及调度自动化基础知识、计算机基础、传输通道及通信规约、智能电网调度控制系统平台及四大类应用、调度数据网、外部环境及辅助系统以及新技术应用等方面进行了翔实的介绍。每章节针对知识点设置相关习题,方便读者加深知识点理解、巩固。

本书参考了现行的国家标准、行业标准、国家电网公司企业标准、规章制度以及自动化专业相关资料,各类标准、规范如有变更,以新发布的标准、规范为准。

本书由国家电力调度控制中心牵头,由具有丰富现场运行经验的技术人员及丰富教学培训经验的专业培训师编写完成。由于编写时间仓促,书中难免出现不妥或疏漏之处,恳请读者批评指正。

编 者

2017 年 5 月



目 录

前言

第一章 电力系统及调度自动化基础知识	1
第一节 电力系统与调度运行状态及控制	1
第二节 调度自动化系统的发展	5
第三节 调度自动化系统的基本结构和功能	7
第四节 调度自动化系统的主要设备 and 应用系统	13
第五节 调度自动化专业管理	20
习题	23
答案	37
第二章 计算机基础	40
第一节 服务器	40
第二节 操作系统	53
第三节 数据库	65
习题	69
答案	76
第三章 传输通道及通信规约	79
第一节 传输介质	79
第二节 远动通道	82
第三节 通信规约	86
习题	98
答案	105
第四章 智能电网调度控制系统平台及四大类应用	108
第一节 系统概述	108
第二节 基础平台	112
第三节 实时监控与预警类应用	127
第四节 调度计划类应用	147
第五节 安全校核类应用	152
第六节 调度管理类应用	156
习题	168
答案	219

第五章 调度数据网	224
第一节 计算机网络基础	224
第二节 多层交换网络	229
第三节 路由网络	231
第四节 MPLS VPN 体系结构	233
第五节 调度数据网	236
习题	238
答案	246
第六章 外部环境及辅助系统	250
第一节 大屏幕显示系统	250
第二节 时间同步系统	252
第三节 KVM 系统	257
第四节 机房 UPS	259
第五节 机房动力环境监控	264
习题	268
答案	277
第七章 新技术应用	281
第一节 云计算	281
第二节 智能电网大数据	288
习题	293
答案	299
参考文献	301

电力系统及调度自动化基础知识

第一节 电力系统与调度运行状态及控制

一、电力系统运行状态

随着电力工业的快速发展,电力系统的容量和规模逐渐扩大,2009年晋东南—南阳—荆门 1000kV 特高压交流工程和 2010 年向家坝—上海±800kV 特高压直流工程的正式投运,标志着我国电网全面进入特高压交直流电网时代,成为特高压、超高压、大容量、区域电力系统互联的超大规模电力系统。该复杂系统的形成,一方面提高了系统的运行效率,增强了大范围资源优化配置的能力,另一方面也增加了系统的不确定性,发用电平衡破坏、设备故障、局部事故处理不当等因素均可能引发全局性的问题。因此,如何保障电力系统正常运行,成为全球电力行业的关键问题。

电力系统的运行状态主要可分为正常、警戒、紧急、极端紧急、崩溃和恢复等六种状态,其相互转变关系如图 1-1 所示。

1. 正常状态

电力系统能够保持充裕性和安全性的运行状态。在此状态下,系统频率和母线电压在正常范围内,发电机和输变电设备有足够的备用容量,能承受系统的正常干扰。在此状态下,可利用调度自动化系统进行自动发电控制和自动电压调整,并为用户提供高质量的电能。

2. 警戒状态

电力系统的潜在不充裕或不安全状态。在此状态下,如出现特定可承受事件将导致损失负荷、系统元件的负载超出其定额、母线电压和系统频率超越允许范围、功角不稳定、连锁反应、电压不稳定或某些其他不稳定现象的发生。在此状态下,可通过调度自动化系统实时监控的运行状态,通过静态安全分析等手段对系统的安全水平做出评价,并通过增减发电机出力、调整负荷、改变系统运行方式等预防性控制措施,使系统尽快恢复到正常状态。

3. 紧急状态和极端紧急状态

紧急状态是电力系统的异常状态,在此状态下,某些系统元件的负载超出其定额,

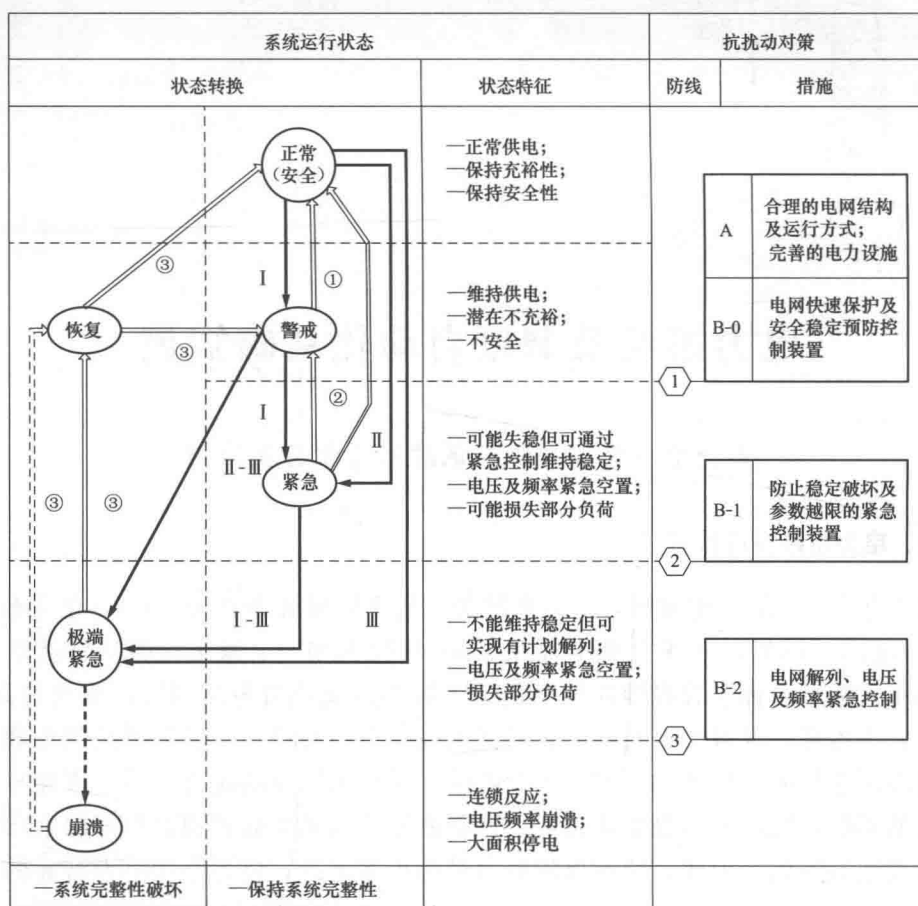


图 1-1 系统运行状态变化和安全稳定控制的作用及目标

→ —扰动引起的状态变化; ⇨ —控制引起的状态变化; —→ —必须避免的状态变化;
 ⇨⇨ —从崩溃到恢复的状态变化

I —单一故障; II —单一严重故障; III —多重严重故障; ① 预防控制; ② 紧急控制; ③ 恢复控制;

A —一次系统措施 (包括电网结构、电力设施、运行方式等); B —二次控制措施 (可分为 B-0、B-1、B-2 三类)

某些母线电压或系统频率超越允许范围, 出现稳定危机, 可能损失部分负荷。极端紧急状态是电力系统的故障状态, 在此状态下, 系统不能维持稳定但可实现有计划的解列, 部分负荷将中断供电, 部分系统元件的负载超出其定额, 部分母线电压和系统频率超越允许范围。紧急状态要求采取紧急控制作用以保持系统稳定, 防止设备损坏和系统状态进一步恶化。在紧急状态和极端紧急状态下, 可通过调度自动化系统了解全局运行情况, 采取防止事故进一步扩大的紧急控制措施以避免系统崩溃, 并可能使系统恢复到警戒状态甚至正常状态。

4. 崩溃状态

电力系统的一种严重故障过程, 包括系统稳定破坏、连锁反应、电压或频率崩溃, 导致大范围中断供电, 被解列的部分系统或机组需要较长时间才能重新启动及恢复供电。一旦系统崩溃, 也可通过调度自动化系统尽量维持各个子系统的发用电平衡, 提供

部分供电，进而避免整个系统崩溃。

5. 恢复状态

重建电力系统充裕状态采取的一系列控制作用，包括发电机快速启动，再同步并列，输电线路重新带电，负荷再供电和电力系统解列的部分再同步运行。在这个过程中，调度自动化系统是调度员恢复电力系统运行的重要手段。

一般情况下，当电力系统处在正常状态、警戒状态和紧急状态时，调度员可以根据智能电网调度控制系统实时监测电力系统的运行状态，通过网络分析、自动发电控制等功能应用及时采取相关的预防控制和紧急控制策略，确保系统的正常稳定运行。当系统进入极端紧急状态或系统崩溃状态后，调度员还可以利用智能电网调度控制系统采取各种措施，恢复机组运行，使系统回归到正常状态。

二、电力系统运行控制

电力系统运行控制就是根据电力系统实时运行状态和相应的运行目标提出运行控制的任务和措施。各级调度机构对各自调度管辖范围内的电网进行调度，依靠法律、经济技术并辅之以必要的行政手段，指挥和保证电网安全稳定经济运行。调度自动化系统在电力系统运行控制上起到了技术支撑作用。

1. 保证可靠地持续供电

电力中断后果十分严重，可能造成生产停顿、生活混乱，甚至危及人身和设备安全。因此，必须要保障电网安全、稳定、正常运行并连续地为电力用户供电。但考虑到电力系统的特殊性，电力负荷是随时变动的，电力设备的投入、退出均在瞬间完成，电力设备故障、供需平衡破坏、人为错误、恶劣气候和环境条件影响都可能会引起电力系统的扰动或故障。这些扰动或故障差异很大，不同的系统运行方式和不同的调度水平，会使系统承受事故冲击的能力有所差异，造成简单的单一元件的故障可能会引发大面积停电事故。为了保证电力系统安全稳定运行，各种继电保护和自动装置组成了就地处理的自动化系统，对电力系统发生的故障做出快速反应。但这种处理通常都是根据局部的、“事后”的信息来处理电力系统的故障，具有一定的局限性。

作为调度机构，就必须防患于未然，做到“事前”决策，通过调度自动化系统，实时监测发电厂、变电站的运行工况和电网安全水平，迅速处理时刻变化的大量运行信息，根据实时的负荷水平优化电网的运行方式，提高电力系统的安全裕度。遇到严重事故时，调度机构将根据具体情况采取紧急措施，改变发输电系统的运行方式，必要时临时中断对部分用户的供电来保证主网安全和大多数用户的正常供电。故障消除后，调度机构要迅速、有序地采取措施，尽快恢复供电，尽量减少用户停电时间。

历史上，2003年的美国大停电事故和2003年的英国伦敦南部大停电事故都说明了调度自动化水平的高低及其运行的可靠性与电力系统运行的可靠性及其电能质量有着密切的联系。在2003年美国“8·14”大停电过程中，调度自动化系统存在的缺陷在大停

电发生与扩大过程中起到了推波助澜的作用。在大停电的第一阶段中，由于调度自动化系统数据采集与监视控制（supervisory control and data acquisition, SCADA）功能缺陷，使得调度自动化系统的实时事故分析程序完全失去了作用，失去了采取补救措施让系统重新回到满足 $N-1$ 要求状况的宝贵时间，进而拉开了整个大停电的序幕。而在大停电的第二阶段，第一能源公司（first energy cooperation, FEC）控制中心由于部分运动装置死机及主备用服务器全停，失去了区域控制误差（area control error, ACE）数据，导致自动发电控制（automatic generation control, AGC）功能失效且电网间联络线负荷失控。在 2003 年 8 月 28 日英国伦敦南部大停电事故中，由于 SCADA 系统的告警信号告警级别设置有误，导致调度人员过高地估计了故障的严重性而采取了切除故障变压器的措施，倒闸操作引起的潮流转移触发了继电保护装置中存在的隐性故障最终导致了大停电的发生。而在 2003 年 9 月 28 日的意大利大停电则是由于各个调度控制中心缺乏数据的实时交互，致使调度人员失去了宝贵的采取预防措施的时间，直接导致了大停电的发生。

由此可见，现代电力系统已经不再是一个单一的物理系统，它已经与调度自动化系统融合成为高度集成的复杂系统，电力系统的监测和控制越来越依赖于自动化系统的可靠运行。调度自动化系统已成为保证电力系统安全、优质、经济运行的支柱，成为现代电力系统运行必要手段。

2. 保证良好的电能质量

电力系统中的电能质量指标主要体现在电压、频率和波形是否超出允许偏差。电能质量下降不仅影响用户，导致产生废品、损坏设备，甚至威胁电力系统本身的安全稳定运行，进而引发大面积停电。因此，电力系统运行要保持频率和电压变动在允许偏差之内，时刻保持发电和用电的瞬时平衡。

使频率稳定的关键是保证电力系统有功功率的供求时刻平衡，但负荷是随时变动的，因此，只有让发电厂发出的有功及时跟踪负荷消耗的有功，随其变动而变动。使电压稳定的关键是保证电力系统无功功率的平衡，并且最好保证其就地平衡，以减少无功功率的传输。在现代电力系统中，有功平衡可依赖发电机组的调频特性和调度自动化系统中的 AGC 完成，无功平衡可通过其自动电压控制（automatic voltage control, AVC）功能完成。在实际运行过程中，调度一方面要依靠先进的调度自动化通信系统，通过其负荷预测、自动发电控制等功能实时调整发电机的视在功率以跟踪负荷变化，满足用电需求，进而实现有功平衡和频率控制，通过其自动电压控制功能实时调整发电机无功，投切电容器、电抗器，调节变压器分接头挡位，实现无功平衡和电压控制。

电力系统中发电机输出电压波形是正弦波，一般情况下，用户得到的电压波形也是正弦波。如果波形不是正弦波，其中就会包括多种高次谐波成分，这会对通信线路造成干扰，降低电动机的效率，导致发热并影响正常运行，甚至引发电力系统的高次谐波谐振，使电气设备遭到严重破坏。特别是现代电力系统中风电、光伏等新能源的接入，电气化铁路等负荷产生的影响，电子设备整流、逆变等环节，都会使电压波形发生畸变。

在厂站侧或用户侧装设相关设备可以进行谐波过滤，同时应加强对谐波的监测并采取有效的技术手段消除谐波。

3. 保证系统运行的经济性

电能生产的规模巨大，需消耗大量的一次能源，并且电能在输、变、配等环节的损耗也相当可观，因此降低煤耗和网损具有重要的意义。调度机构可通过调度自动化系统合理安排检修和系统运行方式，充分降低电能在输、变、配等环节的损耗；可通过调度自动化系统实现经济调度，使水电机组得到充分利用，火电机组减小煤耗；通过安全校核等功能应用，还可以建立机组负荷优化分配。此外，随着环境保护理念的逐步深入，也可将环境保护的各项指标引入调度自动化系统，如在发电任务的分配上向水电厂倾斜，向烟气脱硫效率高、煤耗小的火电机组倾斜，以实现绿色调度。

第二节 调度自动化系统的发展

在形成电力系统的最早阶段，人们就注意到电力系统的远方监视和控制问题，并提出必须设立调度控制中心，合理监视、控制和协调日益扩大的电力系统的运行状态，及时处理影响整个系统正常运行的事故和异常现象。在电力系统发展的初期，调度控制中心的信息来源主要靠电话调度，需要花很长的时间才能掌握有限的信息，无法全面了解各厂站、线路的运行工况，在发生事故时，也只能通过电话了解跳了哪些断路器、停了哪些线路，然后结合事前通过大量计算确定的运行方式，再凭个人的经验电话通知各厂站值班人员进行调整控制。由于实时性差，掌握的信息有限，有时会使故障得不到及时处理，造成故障扩大，形成更大的经济损失。显然，这种电话调度的方式无法满足电力系统发展的需要，必须利用先进的自动化系统协助电力系统运行控制。

一、调度自动化系统的起步

20 世纪 60 年代开始，计算机技术在电力系统调度中得以应用，自动化程度逐渐提高。这一阶段部署在调度控制中心的计算机与厂站端的远动装置配合，完成了电力系统运行状态的监视，断路器的远方操作和信息统计等功能，这样就出现了数据采集与监视控制（SCADA）系统。

20 世纪 60 年代中期，美国、加拿大和其他一些国家的电力系统相继发生了大面积停电事故，特别是 1965 年纽约大停电，在全世界引起很大震动，迫使电力公司重新考虑电网运行的可靠性问题。1967 年 Tomas E. DyLiacco 博士提出了电网安全控制框架，强调除了要解决电网结构、保护和自动装置等问题外，还需要加强对电网的分析、计算和模拟。1970 年，MIT 的 Schweppe 教授提出了电力系统实时状态估计，状态估计于当年得到了应用，电网调度自动化系统步入了能量管理系统（energy management system, EMS）阶段，调度员也开始从“经验型”向分析型转变。

二、调度自动化系统的发展历程

为了培训电网调度员,20世纪70年代末调度员仿真培训系统(dispatcher training simulator, DTS)开始应用。80年代,随着管理技术和微型机技术的发展,管理信息系统也开始逐步应用。90年代开始了电力市场化改革,电力市场技术支持系统、电能采集系统等相继出现。1996年7~8月,美国西部接连发生两次大停电事故,切断了西部11个州超过400万人口的电力供应,这次大停电直接刺激了人们对负荷模型的重视,也促使了应用全球定位系统(global positioning system, GPS)的相量测量装置(phasor measurement unit, PMU)的使用。2003年8月14日发生的美加大停电事故,使人们重新反思电网运行的可靠性问题,人们认识到,传统的能量管理系统需要进一步发展,提出了广域全景、实时闭环、综合决策的电网安全预警和决策支持系统。

此外,这一时期雷电定位系统、水调自动化系统、脱硫监测系统、发电厂考核系统等系统相继出现,形成了百花齐放的局面。

三、调度自动化系统的成熟

早期调度自动化系统一般为集中式结构,采用集专用的硬件、专用的软件。之后随着计算机技术的发展,逐步转向有限开放式结构,它实质上是一种复杂的“客户机—服务器”结构,其功能和硬件配置是分布式的,可兼容不同制造厂家的硬件,采用不同的数据库、操作系统。但这种结构对电力系统公用信息的描述还是“私有”的,是一种有限开放式结构。该时期,国内开始引进SIMENS、ABB等公司的调度自动化系统;同时,国内企业等单位也开发了有限开放式调度自动化系统,如OPEN2000、DF8002、IES500、YJD2000等,在一些调度机构投入运行,取得了良好的效果。

然而,随着电力系统和计算机技术、通信技术、控制技术的发展,为保证电网安全、优质、经济运行,电力调度控制中心可能同时运行多个应用系统,例如能量管理系统、电能采集系统、调度员培训仿真系统、调度生产管理系统、发电厂考核系统、水调自动化系统、报表系统等。这些系统希望可以互相交换数据,共享信息,降低接口难度和成本;希望能不断扩展新的应用,实现不同系统间的互操作。为满足这些需求,国际上IEC TC57技术委员会(International Electrotechnical Commission-Technical Committee 57,国际电工委员会第57技术委员会)的WG13工作组推出了IEC 61970《能量管理系统应用程序接口(EMS-API)》标准,以面向电力系统应用的公共信息模型,建立了为调度自动化和应用系统信息集成的基础模型和应用程序接口标准。IEC 61970的实施,将便于集成来自不同厂家的EMS系统内部的各种应用,便于将EMS与调度控制中心内部其他系统互联,便于实现不同调度控制中心EMS之间的模型交换,这对于实现异构环境下软件产品的即插即用,使EMS与其他系统能互联、互通、互操作有很好的作用。这一时期,国内厂家紧跟国际步伐,推出了OPEN 3000、CC2000、DF8003、IES600等符合IEC 61970要求的调度自动化系统,至此,国内自主知识产权

的调度自动化系统已经成熟，大多数调度控制中心都采用了国内自主开发的调度自动化系统。

四、新一代智能电网调度控制系统

现有各种调度自动化系统大多是针对不同调度业务要求单独进行设计和定制开发，造成系统的整体性差、结构不合理、运行维护困难、安全防护和数据共享能力弱，难以实现扩充和升级，必须建设新一代智能电网调度控制系统，实现数据传输网络化、运行监视全景化、安全评估动态化、调度决策精细化、运行控制自动化、网厂协调最优化，全面支撑坚强智能电网调度运行。在功能上，智能电网调度控制系统根据电网运行监视与告警、电网调整控制、电网运行分析与评估、电网调度计划和电网调度管理这五大业务应用需求，围绕电网的安全监视与控制、多维协调的安全防御、精细优化的调度计划、规范高效的调度管理等内容，实现实时监控与预警、安全校核、调度计划和调度管理四类应用。

智能电网调度控制系统以“横向集成、纵向贯通”为目标，采用国、网、省、地、县（配）等多级调度系统统一设计的思路。横向上，采用面向服务的体系架构（SOA）、基于安全分区的体系结构、面向设备的标准模型和统一的可视化界面等国际前沿技术，在统一的基础平台之上，实现四类应用的一体化运行并与 SG186 实现有效协调。纵向上，通过基础平台实现上下级调度模型、数据、画面的源端维护与全网共享，通过电力调度双平面实现厂站和调度控制中心之间、上下级调度控制中心之间的数据交换。

考虑到业务的相近性，国、网、省三级电网调度控制系统采用完全相同的体系结构。同时，相应备调系统的结构和主要功能应与主调系统相同，形成互为备用的体系。地、县调在业务上有其相似之处，其技术支持系统的体系结构总体上与省级以上调度相似，在功能上要比省级以上调度简单，但综合考虑了变电站运行集中监控、配电自动化等方面功能的需求。

第三节 调度自动化系统的基本结构和功能

调度自动化系统是电力系统的重要组成部分，是确保电力系统安全、优质、经济运行和电力市场运营的基础设施，是提高电力系统运行水平的重要手段。调度自动化系统是计算机技术、运动技术、控制技术、网络技术、信息通信技术在电力系统中的综合应用。按照其功能支撑电力生产业务的实时性和重要程度，调度自动化系统从横向上可以分为生产控制大区（含安全Ⅰ区及安全Ⅱ区）和管理信息大区的调度自动化系统；对应电网调度管理体系和监视控制的对象，调度自动化系统从纵向上可分为主站端和厂站端的调度自动化系统。各级和各个安全区的调度自动化系统通过调度数据网和纵向加密认证装置、防火墙、正向隔离和反向隔离装置互联。其总体框架结构示意图如图 1-2 所示。

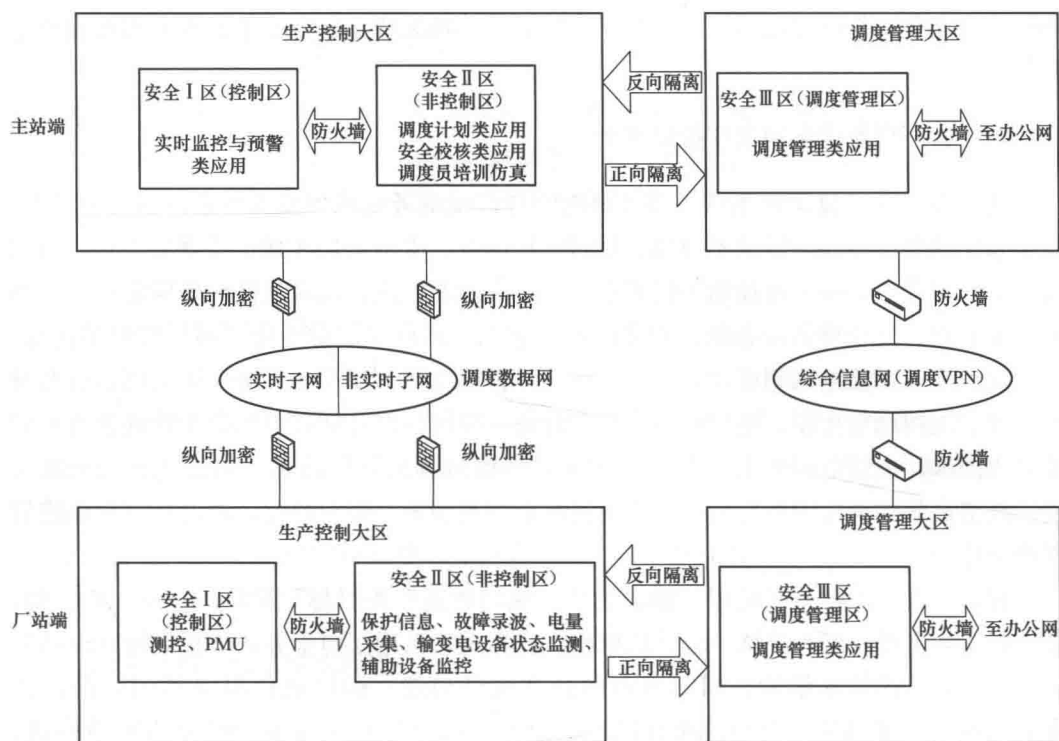


图 1-2 调度自动化系统总体框架结构示意图

一、安全 I 区的调度自动化系统

位于安全 I 区的调度自动化系统主要实现对一次电力系统的实时监控功能，属于电力生产的重要环节，其主要使用者是电网调度监控运行人员，是电网调度监控运行人员的“耳目”和“手足”。主要包括主站端智能电网调度控制系统的实时监控与预警类应用（SCADA、AGC、AVC、WAMS 等）、变电站计算机监控系统、配电网调度自动化控制系统等。

安全 I 区的调度自动化系统纵向上使用调度数据网实时子网通信，并应在调度数据网实时子网的边界纵向连接处设置经过国家指定部门检测认证的电力专用纵向加密认证装置。安全 I 区的调度自动化系统与安全 II 区的调度自动化系统交互信息配置防火墙，实现细化到 IP、端口、服务的访问控制功能。安全 I 区的调度自动化系统经国家指定部门检测认证的电力专用正向单向隔离装置实现向安全 III 区的调度自动化系统传输信息，通过国家指定部门检测认证的电力专用反向单向隔离装置实现接收安全 III 区调度自动化系统传送的指定格式的文件。禁止任何穿越安全 I 区与安全 III 区之间边界的通用网络服务。

1. 主站端的实时监控与预警类应用

主站端智能电网调度控制系统的实时监控与预警类应用主要包括电网实时监控与智能告警、电网自动控制、网络分析、在线安全稳定分析、调度运行辅助决策、水电及新

能源监测分析、继电保护定值在线校核及预警、辅助监测和运行分析与评价等应用。它是电网实时调度控制业务的技术支撑，主要实现电网运行监视全景化、安全分析、调整控制前瞻化和智能化以及运行评价动态化，侧重于提高电力系统的可观测性并提高安全运行水平。

(1) 电网实时监控与智能告警。电网实时监控与智能告警应用包括电网运行稳态监控、电网运行动态监视与分析、二次设备在线监视与分析以及综合智能分析与告警等功能。它利用电网运行信息、二次设备状态信息及气象、水情等辅助监测信息对电力系统运行的稳态、动态、暂态过程进行全方位监视，实现电网运行状况监视全景化，并通过综合性分析，提供在线故障分析和智能告警功能。

(2) 电网自动控制。电网自动控制功能主要包括自动发电控制（AGC）和自动电压控制（AVC）。自动发电控制功能通过控制调度区域内发电机组的有功功率使其自动跟踪负荷变化，维持系统频率为额定值，维持电网联络线交换功率在规定的范围内；实现负荷频率控制、备用容量计算与监视、断面功率控制、多目标多区域控制、机组性能考核等功能，是保障电网安全、优质、经济运行必备的技术手段。

自动电压控制功能采用电网实时数据和状态估计提供的实时方式进行分析计算，对无功可调控设备进行在线闭环控制，实现对电网母线电压、发电机无功、电网无功潮流监视和自动控制。AVC 根据电网电压无功空间分布状态自动选择控制模式并使各种控制模式自适应协调配合，实现全网优化电压调节。优先顺序是“区域电压控制”>“单站电压校正控制”>“区域无功控制”>“单站无功控制”。区域电压偏低（高）时采用“区域电压控制”，快速校正或优化群体电压水平；越限状态下执行“电压校正控制”，保证节点电压合格；全网电压合格时考虑经济运行，实施“区域无功控制”。

(3) 网络分析。网络分析利用电网运行数据和其他应用软件提供的结果数据来分析和评估电网运行情况，确定母线模型，为运行分析软件提供实时运行方式数据，研究分析实时方式和各种预想方式下电网的运行情况；分析在电力系统中的某些元件或元件组合发生故障时，对电力系统安全运行可能产生的影响。网络分析应用主要包括网络拓扑分析、状态估计、调度员潮流、灵敏度分析、静态安全分析、可用输电能力、短路电流计算、在线外网等值等功能。

2. 变电站计算机监控系统

变电站计算机监控系统的基本任务是通过采集、处理、传输等技术手段，为调控、生产等主站系统提供完整、正确的电网运行信息和设备运行信息；为远程操作控制提供可靠的技术支撑；为变电运维人员提供完备的就地监视、控制，以及运行管理等技术手段。

变电站计算机监控系统组成框架如图 1-3 所示，图中列出了常规变电站及智能变电站中计算机监控系统的组成框架。变电站计算机监控系统的功能是数据采集与监视控制，以及一次设备和电网的继电保护和监视。

根据各装置在变电站内功能应用不同，将变电站计算机监控系统分为过程层、间隔

层及站控层，一般通过数据交换网络实现各层设备之间的互联。过程层设备典型的为远方 I/O、智能传感器和执行器等；间隔层设备由每个间隔的控制、保护或监视单元组成；站控层设备由带数据库的计算机、操作员工作站、远方通信接口等组成。

合并单元对下通过光纤接入电子式互感器的输出信号或通过电缆接入常规互感器的电流、电压二次回路，合并单元对上通过光纤接入过程层 SV 网，为测控装置或母差保护、备自投等非间隔配置的保护自动装置提供电流、电压采样值数据。合并单元通过过程层 SV 网实现了测控装置遥测功能的就地化和网络化。按照保护的“直采”要求，合并单元采用点对点光纤为保护装置提供电流、电压采样值数据。

智能终端对下通过电缆接入断路器等 GIS 的通信信号回路和控制回路，智能终端对上通过过程层 GOOSE 网向测控装置上送遥信信息，接收测控装置的遥控命令，接收母差保护、备自投等非间隔配置的保护自动装置的跳闸命令。合并单元通过过程层 GOOSE 网实现了测控装置遥信、遥控功能的就地化和网络化。按照保护的“直跳”要求，智能终端采用点对点光缆接收保护装置的跳闸命令。

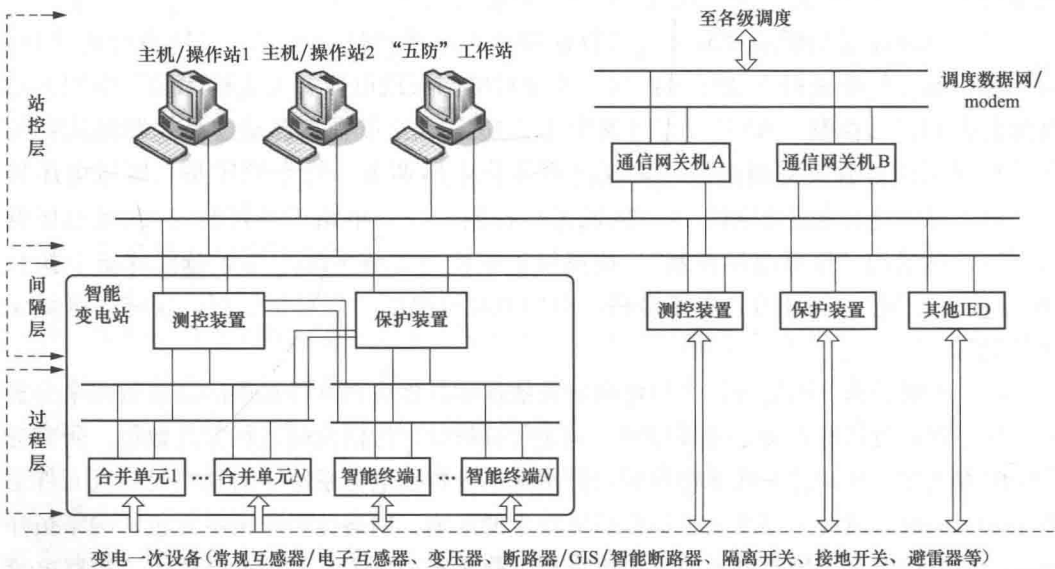


图 1-3 变电站计算机监控系统组成框架图

3. 配电网调度自动化控制系统

配电网调度自动化控制系统主要实现配电网数据采集及运行监控、故障研判和抢修指挥等功能，为配电网调度运行和控制服务。配电网运行监控功能包括实时监控、拓扑应用、馈线故障处理和配电网分析应用等。

配电网调度自动化控制系统采用分层分布式结构，一般情况分为三层：配电主站层、配电子站层、配电终端层。配电终端与调度自动化控制系统的通信采用单向认证防护技术，使用基于非对称加密技术的单向身份认证措施，实现控制和参数设置数据报文的完整性保护和主站身份鉴别，同时添加时间标签（或随机数）保证控制数据报文的时效性。严格禁止公网与调度数据网直接相连。DTU、FTU、TTU、故障指示器等通过