

DIANWANG SHEBEI JIZHONG JIANKONG JISHU

# 电网设备 集中监控技术

国网天津市电力公司 组编



中国电力出版社  
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

DIANWANG SHEBEI JIZHONG JIANKONG JISHU

# 电网设备 集中监控技术

国网天津市电力公司 组编



中国电力出版社  
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

## 内 容 提 要

本书构建了变电站设备集中监控运行及管理的完整的知识体系。从变电站集中监控系统的构成入手，详细介绍了变电站一、二次及辅助设备的结构及运行原理，阐述每类设备的监控信息释义及处置方式，并对监控信息接入及验收、集中监控许可、监控运行及分析的原则、内容和要求进行了详细论述。

本书共包括 8 章，分别为概述、变电站集中监控对象、变电站设备监控信息释义及处置、变电站设备监控信息接入及验收、变电站集中监控许可、变电站设备集中监控运行管理、变电站集中监控运行分析和输变电设备状态在线监测。

本书可作为各级调控机构设备监控管理人员、调控运行人员，厂站运维检修人员以及新入职员工的参考用书和培训教材。

### 图书在版编目 (CIP) 数据

电网设备集中监控技术 / 国网天津市电力公司组编. —北京: 中国电力出版社, 2019.6  
ISBN 978-7-5198-2857-8

I. ①电… II. ①国… III. ①电网—电气设备—电力监控系统 IV. ①TM7

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2019) 第 056496 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: 邓慧都 (010-63412636)

责任校对: 黄 蓓 太兴华

装帧设计: 赵丽媛

责任印制: 石 雷

---

印 刷: 三河市万龙印装有限公司

版 次: 2019 年 6 月第一版

印 次: 2019 年 6 月北京第一次印刷

开 本: 787 毫米×1092 毫米 16 开本

印 张: 19

字 数: 451 千字

印 数: 0001—2000 册

定 价: 86.00 元

---

版 权 专 有 侵 权 必 究

本书如有印装质量问题, 我社营销中心负责退换

## 编委会

主任 王 刚

副主任 蒋 菱 陈天恒 徐元孚

## 编写组

组 长 王伟力

成 员 于天一 王 巍 袁中琛 许 雷 刘海鹏

田 圳 党 玮 康 宁 王 瑶 王丽媛

杨晓静 肖艳炜 陈 建 王英鹏 何继东

王佰淮 方学珍 孟 磊

# 前 言

随着电网规模的不断扩大和变电站综合自动化技术水平的逐步提高，变电站监控形式也发生了变化，从早期的变电站有人值班，转变为通过集控中心进行监控。集控中心人员通过远动信息，实现对变电站一、二次设备及辅助设备信息的远程监控。

2012年，国家电网公司实施管理创新，大力推进“三集五大”体系建设，将变电站集中监控业务纳入调度机构，实施“调控一体化”，调控中心集中监控变电站的规模大幅提高，监控运行人员大幅削减，实现了效率效益的提升。

提高效率效益的同时，也对监控运行和设备监控管理人员提出了更高的要求，需要强化对现场设备结构和运行原理的学习，熟悉现场操作与处置，对各类设备信息保持高度的敏感，保证现场设备健康运行，并服务电网调度运行。

本书构建了变电站设备集中监控运行及管理的完整的知识体系。从变电站集中监控系统的构成入手，详细介绍了变电站一、二次及辅助设备的结构及运行原理，阐述每类设备的监控信息释义及处置方式，并对监控信息接入及验收、集中监控许可、监控运行及分析的原则、内容和要求进行了详细论述。适用于各级调控机构设备监控管理人员、调控运行人员，厂站运维检修人员以及新入职员工的学习参考和培训教学。

本书共包括8章，第1章概述，主要介绍了变电站监控模式发展历程，阐述了变电站集中监控系统总体架构；第2章变电站集中监控对象，介绍了一、二次及辅助设备的基础知识和基本原理；第3章变电站设备监控信息释

义及处置，依据《变电站设备监控信息规范》(Q/GDW 11398—2015)，对各类设备典型监控信息的含义、可能产生的原因、造成后果、处置原则等内容进行了介绍；第4章变电站设备监控信息接入及验收，介绍了变电站投产前有关设备监控信息各项技术要求及管理要求；第5章变电站集中监控许可，介绍了变电站纳入调控机构集中监控运行前的技术条件和管理要求；第6章变电站设备集中监控运行管理，从集中监视、告警及缺陷处置、远方遥控三大方面详细描述了监控运行管理制度和相关要求；第7章变电站集中监控运行分析，介绍了常规监控运行分析和基于大数据技术的监控运行分析；第8章输变电设备状态在线监测，明确了纳入调控机构集中监视范围的在线监测告警信息，主要包括技术较为成熟、数据稳定可靠和重要输变电设备的在线监测告警信息。

本书编制过程中得到了多名具有设备监控一线运行及管理经验的专家和同行的帮助与指导，同时参考了国家电网有限公司设备监控相关规范、规章及规定，以及兄弟单位的相关论文、著作，在此一并表示感谢。

由于时间仓促，书中难免存在疏漏之处，敬请广大读者批评指正。

编者

2018年12月

# 目 录

前言

<b>第 1 章 概述</b>	<b>1</b>
1.1 变电站监控模式发展历程	1
1.2 变电站集中监控系统总体架构	3
1.3 变电站监控系统	5
1.4 变电站集中监控数据传输通道	12
1.5 变电站集中监控主站系统	15
1.6 变电站监控数据信息流	18
<b>第 2 章 变电站集中监控对象</b>	<b>23</b>
2.1 变电站及设备简介	23
2.2 一次设备	25
2.3 继电保护及安全自动装置	77
2.4 自动化设备	85
2.5 辅助设备	93
<b>第 3 章 变电站设备监控信息释义及处置</b>	<b>97</b>
3.1 变电站设备监控信息定义及分类	97
3.2 一次设备监控信息释义及处置	102
3.3 二次设备监控信息释义及处置	154
3.4 辅助设备监控信息释义及处置	199
<b>第 4 章 变电站设备监控信息接入及验收</b>	<b>202</b>
4.1 变电站设备监控信息接入要求及范围	202
4.2 变电站设备监控信息表编制原则	203
4.3 变电站设备监控信息联调与验收	212

4.4	变电站设备监控信息表管理	219
<b>第 5 章</b>	<b>变电站集中监控许可</b>	<b>222</b>
5.1	变电站具备集中监控的技术要求	222
5.2	变电站实施集中监控的资料要求	227
5.3	变电站纳入集中监控许可管理	232
<b>第 6 章</b>	<b>变电站设备集中监控运行管理</b>	<b>236</b>
6.1	变电站设备集中监视管理	236
6.2	变电站设备集中监控告警信息处置及缺陷管理	237
6.3	变电站设备远方操作	247
<b>第 7 章</b>	<b>变电站集中监控运行分析</b>	<b>264</b>
7.1	设备监控运行分析数据	264
7.2	变电站集中监控常规运行分析	265
7.3	基于大数据技术的监控运行分析实践	270
<b>第 8 章</b>	<b>输变电设备状态在线监测</b>	<b>273</b>
8.1	输变电设备状态在线监测背景	273
8.2	输变电设备状态在线监测研究现状	274
8.3	常用输变电设备状态在线监测方法	278
8.4	主要输变电设备状态在线监测	280
8.5	输变电设备故障诊断方法简介	293
<b>参考文献</b>		<b>296</b>

## 概 述

### 1.1 变电站监控模式发展历程

#### 1.1.1 电力系统的特点

电力系统是由发电、输电、变电、配电和用电等环节组成的电能生产、传输、分配和消费的复杂系统，各个环节构成一个整体。电力系统由发电机、变压器、电力线路、并联电容器、电抗器和各种用电设备组成。发电厂发出电能，通过变压器、输电线路和配电线路传送，分配到各个电力用户。为保障电力系统的安全运行，电力系统还包括继电保护、自动装置、远程通信和调度管理等相应的系统和设备。与其他工业系统相比，电力系统具有如下特点：

(1) 电能不能大量的存储。电能的生产、输送、分配和用户用电过程是同时进行的，电力系统中任何时刻各类发电设备产生的功率必须等于该时刻各用电设备所需的功率与输送、分配各环节中损耗的功率之和，如果不能保持实时平衡，将危及用电的安全性和连续性。因而，对电能生产的协调和管理提出了很高的要求。

(2) 电磁过程的快速性。电力系统中任何一处局部运行状态的改变或故障，都会很快地影响到与之相连的系统，仅依靠人工操作是无法保证电力系统的正常和稳定运行的。所以，电力系统的运行必须依靠能够对信息就地处理的继电保护和自动装置，以及能够对信息进行全局处理的电网调度自动化系统。

(3) 电能质量要求严格。电能的质量主要反映在电网电压水平和频率波动两个方面。电力系统正常运行时，电压和频率必须在规定的允许范围内变化。

经过一百多年的发展，电力系统的容量和规模逐渐扩大，已发展成特高压、超高压、大容量、区域电网互联的超大规模系统。大规模复杂电力系统的形成，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，如发用电平衡破坏、设备故障、局部事故处理不当等情况，都可能引发全局性问题。为了保证可靠的持续供电、保证良好的电能质量、保证系统运行的经济性，调度自动化系统为此提供了核心的技术保障。

#### 1.1.2 变电站在电力系统中的定位

在电力系统中，电网是联系发电和用电的设施和设备的统称。电网属于输送和分配电能的中间环节，它主要由连接成网的输电线路、变电站、配电站和配电线路组成。变电站是电

网的主要组成部分，他的主要作用是对电压和电流进行变换、接受电能及分配电能，可以看作是电能传输的交换机。同时他也是电网运行数据的最主要来源，是电网操作控制的执行地，是智能电网“电力流、信息流、业务流”三流汇集的焦点。

变电站由主变压器、母线、断路器、隔离开关、避雷器、并联电容器、互感器等设备或元件集合而成。它具有汇集电源、变换电压等级、分配电能等功能。电力系统内的继电保护装置、自动控制装置、调度控制的远动设备等也装在变电站内。因此，变电站是电力系统的重要组成部分。

电力系统是一个连续运行的系统，电能的生产、传输分配和消耗都是同时完成的。因此变电站的运行也是连续的。为了掌握变电运行状态，需要对有关电气量进行连续测量，供运行监视、记录；为了保障变压器、输电线路的安全运行，需要进行过电流、过电压等安全保护；为了向电网调度控制提供、反映系统运行状态，需要将表征电网运行的有关信息向上级调度传送；为了向用户提供合格的电能，需要进行有关的控制调节。这些功能绝大部分不可能由人工来完成，而需要采用自动化技术。

变电站作为电力系统的一个重要环节，其运行具有电力系统中电能快速变化和电气过程快速传播的特点。因此，当系统运行出现异常情况时，必须做出快速反应，及时处理，这是人工手动操作力所不能及的，必须采用自动化技术。

### 1.1.3 变电站集中监控发展历程

变电站自动化系统技术发展对无人值班管理模式起到了极大的促进作用。有人值班和无人值班是两种不同的管理模式，变电站综合自动化系统技术的发展和功能的不断完善，为无人值班模式的应用提供了必要的基础。在 20 世纪四五十年代，无人值班已经在我国一些大城市实行，如上海、广州、天津等城市，一些 35kV 变电站实行无人值班，这种无人值班变电站的一、二次设备与有人值班变电站完全一样，没有任何信息送往调度室。其一、二次设备的运行工况如何，只能由检修人员到现场后才能知道，因此这类无人值班模式只适合于重要性不高的变电站。到 20 世纪 60 年代，随着远动技术的发展，在变电站开始应用遥测、遥信技术，从而进入了变电站的运行工况远方监视阶段，这比起没有“四遥”功能的无人值班变电站来说，已前进了一大步。但是这个阶段的遥测、遥信功能还是很有限的，如遥信只传送事故总信号和一些开关位置信号。值班员通过事故总信号知道变电站发生故障，可及早派人到变电站或线路寻找故障和进行检修，这对及早恢复供电是很有好处的。但如果要对开关进行操作，还必须到变电站现场才行。20 世纪 80 年代末、90 年代初，在引进、学习和消化国外先进技术的基础上，我国微机化技术和自动化技术在变电站中的应用得到了迅速发展。微机型的远动终端装置（remote terminal unit, RTU）的功能和性能有了很大提高，具有遥测、遥信和遥控功能，有少数还具有遥调功能。这使无人值班技术又上了一个台阶，特别是变电站综合自动化系统的不断研究开发和投入运行，对提高变电站的自动化水平和遥控的可靠性起到很大作用，也促进了调度自动化实用化的深入开展和电网调度管理水平的提高。可以说，变电站无人值班和变电站综合自动化技术的发展是我国电网技术进步的重要标志。

随着电网规模不断扩大和变电站综合自动化水平的提高，一些地区陆续出现了集控中心，承担一定地域范围内多座变电站的集中监控工作。初期的集控中心可以分为两类：一类

是独立建设的集控站监控系统；另一类是直接将站端的监控系统通过远程终端的方式延伸至集控中心。由于技术条件限制和管理方面的差异，当时的集控中心管辖的变电站数量不多，一个地区往往需要建设多个集控中心，监控效率较低。

随着国家电网公司的“三集五大”体系建设，管理要求的不断提高，“大运行”体系建设提出“调控一体化”，变电站设备监控业务改由各级调度中心承担，调度中心也相应地改名为调控中心，变电站实施无人值班集中监控。智能变电站一体化监控系统的推广应用，也进一步促进无人值班集中监控管理模式的推广和完善。

## 1.2 变电站集中监控系统总体架构

调控中心对电网系统的运行进行统一管理的基本技术手段和任务主要体现在两个方面：一方面是将表征电力系统运行状态和发电厂、变电站的有关线路负荷、断路器位置、保护装置动作情况等实时信息采集到调度控制中心；另一方面是把调度控制中心控制断路器开或者断、主变压器分接头位置升或者降、发电机出力增加或者减少等命令发往发电厂和变电站，对设备进行控制和调节。因此，为了适应这种管理需要，逐步发展调度自动化技术，即应用通信、计算机技术对远方的运行设备进行监视和控制，以实现远程测量、信号、控制和调节等各项功能。

变电站集中监控系统的核心功能是监视控制和数据采集，从功能上看，属于调度自动化系统功能之一。从目前调度、监控专业合一的趋势看，监控技术支持系统作为调度自动化系统的一部分使用是发展的方向。

调度自动化系统主要由三部分组成：① 厂站端系统；② 信息传输系统；③ 调度主站系统。其总体架构如图 1-1 所示。

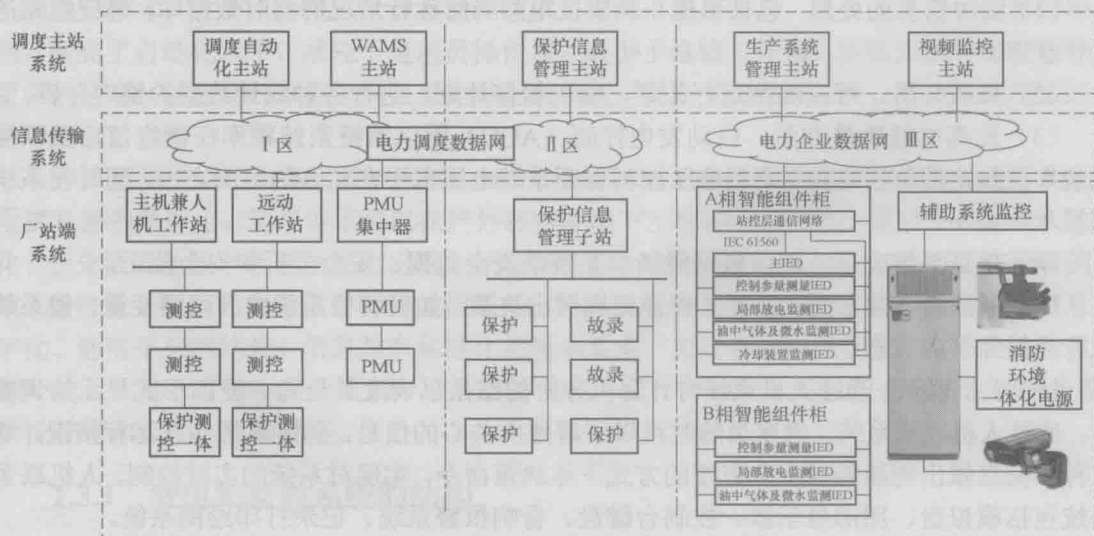


图 1-1 调度自动化系统总体架构示意图

### 1.2.1 厂站端系统

自动化厂站端系统主要起到两方面的作用：

(1) 采集电站中各种表征电力系统运行状态的实时信息，并根据需要向调度控制中心转发各种监视、分析和控制所需的信息。采集的量包括遥测、遥信量、电度量以及保护的动作信号等。

(2) 接受上级调度中心根据需要发出的操作、控制和调节命令，直接操作或转发给本地执行单元或执行机构。执行量包括开关投切操作命令，变压器分接头位置切换操作，发电机功率调整、电压调整，电容电抗器投切，发电调相切换甚至修改继电保护的整定值。

上述功能通常在厂站端由运动装置实现，或以微机为核心的远方终端 RTU 实现。有运动装置或 RTU 的厂站直接与调度中心相连，或由其他厂站转发。信息采集和执行子系统是调度自动化的基础，相当于自动化系统的眼和手，是自动化系统可靠运行的保证。

### 1.2.2 信息传输系统

厂站端系统采集的信息及时、无误地通过信息传输系统送给调度控制中心。现代电力系统中的信息传输系统，其传输信道主要采用电话、电力线载波、微波和光纤，偏僻的山区或沙漠有少量采用卫星通信。电力线载波利用电力系统本身的特点，投资少，但信道少，传输质量差。目前新建的系统主要采用了光纤通信，因为光纤通信可靠性高、速度快，容量大，而且现在光纤通信的制造成本已大大降低。

### 1.2.3 调度主站系统

调度主站系统是调度自动化系统的核心，主要由计算机系统组成。它要完成的基本功能有：

(1) 实时信息的处理。包括形成正确表征电网当时运行情况的实时数据库，确定电网的运行状态。

(2) 离线分析。可以编制运行计划，编制检修计划，进行各种统计数据的整理分析。

(3) 提高电能质量方面。自动发电控制 (AGC) 用以维持系统频率在额定值，及联络线功率在预定的范围之内；无功电压控制保证系统电压水平在允许的范围之内，同时使系统网损尽可能小。

(4) 保证系统安全方面。包括对当前系统的安全监视、安全分析和安全校正。

(5) 保证经济性方面。主要是由计算机做出决策，如何调整系统中的可调变量，使系统运行在最经济的状态。

(6) 人机联系。通过人机系统将计算机分析的结果以调度员最为方便的形式显示给调度员。通过人机联系系统，调度员随时可以了解他所关心的信息，随时掌握系统运行情况，通过种种信息做出判断并以十分方便的方式下达决策命令，实现对系统的实时控制。人机联系系统包括模拟盘、图形显示器、控制台键盘、音响报警系统、记录打印绘图系统。

主站系统监控着所有变电站的运行情况，一旦故障，将造成不可估量的损失。因此，条件具备的地区可以建设主、备两套主站系统，各自实现相同的功能，互为备用，以提高主站系统的运行可靠性。

## 1.3 变电站监控系统

变电站自动化系统的发展与计算机、远动等技术的发展密切相关,其发展主要经历了以下四个阶段:

(1) 变电站传统的监视、测量和控制系统阶段。由各种继电器、测量仪表、控制开关、光字牌、信号灯、警铃、喇叭及相关一次设备的辅助触点通过导线,并根据特定逻辑关系连接,构成变电站的二次回路,实现变电站的监视、测量、告警和控制功能。变电站值班人员定时记录盘表测量值,并用电话告知远方调度值班人员。

(2) 远动终端装置(RTU)阶段。随着电网的发展,变电站传统的监视、测量和控制系统已经不能满足安全稳定运行的要求。远方传输系统应运而生。除传统的监视、测量和控制系统外,变电站增加了一套远动终端装置(RTU)。变电站端RTU自动采集相关的测量量、主要设备的状态量和信号量,通过电力通信网将这些量传送给远方调度端的远动装置,并在调度屏上显示,实现对变电站的遥测和遥信功能。远方调度值班人员也可通过远动系统,将控制和调节命令传送给变电站端RTU,实现对断路器和变压器有载分接开关的“遥控”和“遥调”。随着远动技术的发展,远动装置的技术性能不断提高,应用功能不断扩展,出现了以RTU设备为中心的监控系统。它是在增强型RTU设备基础上增设了后台监视、测量显示和控制功能。其优点是功能简单,造价较低;缺点是控制和高级应用功能较弱,扩展性能较差。

(3) 变电站综合自动化系统。随着计算机技术、通信网络技术和现代控制技术的快速发展,变电站综合自动化系统异军突起。计算机监控系统应用计算机技术、自动控制技术、信息处理和传输等技术,对变电站监控系统功能进行重新组合和优化设计,取代了传统的监控系统,而且与变电站端RTU合二为一,实现了软硬件和信息资源共享。通过利用当代计算机和通信技术,改变了传统二次设备通信模式,实现了信息共享,减少了连接电缆和占地面积;提高了自动化水平,减轻了值班员操作量,减少了维修工作量;能够提供各级调度中心更多的信息,以便及时掌握电网及变电站运行情况;提高变电站可控性,更多地采用了远方集中控制、操作、反事故措施等。

(4) 智能变电站一体化监控系统。2000年后,电子产品性能的极大提高和电子式及光电式互感器的应用,又产生了可以在户外恶劣环境下工作的二次装置,促进了网络化、数字化、全分散式的数字化变电站的出现。对数字化变电站提出更高级别的应用功能和管理的要求,就出现了智能化变电站一体化监控系统。智能变电站一体化监控系统指满足全站信息数字化、通信平台网络化、信息共享标准化的基本要求,通过系统集成优化,实现全站信息的统一接入、统一存储和统一展示,实现运行监视、操作与控制、信息综合分析 with 智能告警、运行管理和辅助应用等功能。

### 1.3.1 变电站监控系统的结构

总结变电站自动化系统发展过程,经历了变电站传统的监视、测量和控制系统,远动终端装置(RTU),变电站综合自动化系统,智能变电站一体化监控系统四个阶段。其系统结构也是随之逐步发展的,在此仅对变电站综合自动化系统和智能变电站一体化监控系统结构

做简要介绍。

### 1.3.1.1 变电站综合自动化系统结构

变电站综合自动化系统是以变电站内的电气间隔和元件（变压器、电抗器、电容器等）为对象开发、生产、应用的计算机监控系统，其结构特点主要表现在以下三个方面：

（1）分层式的结构。传统变电站综合自动化系统，整个变电站的一、二次设备被划分为三层，即站控层、间隔层和过程层。其结构示意图如图 1-2 所示。

1) 过程层主要指变电站内的变压器和断路器、隔离开关及其触点，电流、电压互感器等一次设备。过程层设备通过二次电缆与间隔层设备连接。

2) 间隔层一般按断路器间隔划分，具有测量单元、控制单元和继电保护装置，这些独立的单元通过网络或串行总线与站控层联系。

3) 站控层包括全站性的监控主机、远动通信机等。现在站控层一般设局域网供各主机之间和监控主机与间隔层之间交换信息。

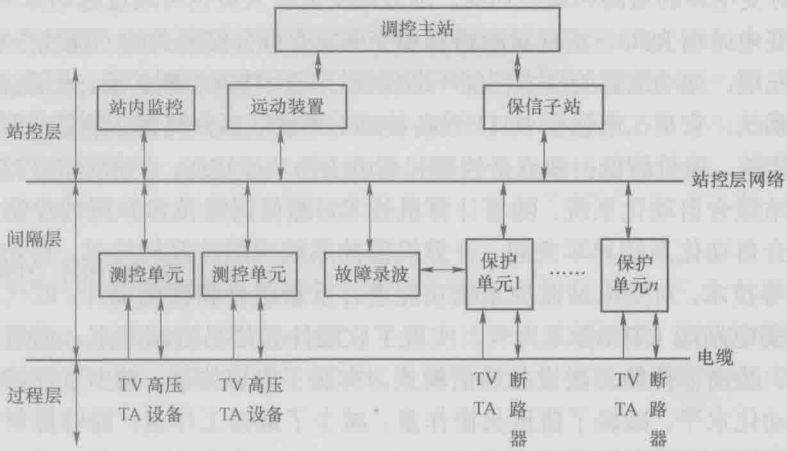


图 1-2 传统变电站综合自动化系统变电站分层分布式结构示意图

（2）分布式的结构。所谓分布是指变电站计算机监控系统的构成在资源逻辑或拓扑结构上的分布，主要强调从系统结构的角度和处理功能上的分布问题。在图 1-2 中，由于间隔层的各智能电子装置（IED）是以微处理器为核心的计算机装置，站控层各设备也是由计算机装置组成的，它们之间通过网络相连，因此，从计算机系统结构的角度来说，变电站自动化综合系统的间隔层和站控层构成的是一个计算机系统，而按照“分布式计算机系统”的定义——由多个分散的计算机经互连网络构成的统一的计算机系统，该计算机系统又是一个分布式的计算机系统。在这种结构的计算机系统中，各计算机既可以独立工作，分别完成分配给自己的各种任务，又可以彼此之间相互协调合作，在通信协调的基础上实现系统的全局管理。在分层分布式结构的变电站综合自动化系统中，间隔层和站控层共同构成的分布式的计算机系统，间隔层各设备与站控层的各计算机分别完成各自的任务，并且共同协调合作，完成对全变电站的监视、控制等任务。

分布式结构方便系统扩展和维护，局部故障不影响其他模块正常运行。

(3) 面向间隔的结构。分层分布式结构的变电站综合自动化系统“面向间隔”的结构特点主要表现在：间隔层设备的设置是面向电气间隔的，即对应于一次系统的每一个电气间隔，分别布置有一个或多个智能电子装置来实现对该间隔的测量、控制、保护及其他任务。

### 1.3.1.2 智能变电站一体化监控系统

随着电子式互感器的诞生，IEC 61850 系列标准的颁布实施，以太网通信技术的应用和智能断路器技术的发展，变电站自动化技术向着数字化技术延伸。以数字化变电站为技术基础，采用先进、可靠、集成、低碳、环保的智能设备，以全站信息数字化、通信平台网络化、信息共享标准化为基本要求，自动完成信息采集、测量、控制、保护计量和监测等基本功能，以及自动控制、智能调节、在线分析决策、协调互动等高级功能的变电站就是智能变电站。“三层两网”结构是智能变电站的典型结构。变电站一体化监控系统如图 1-3 所示。

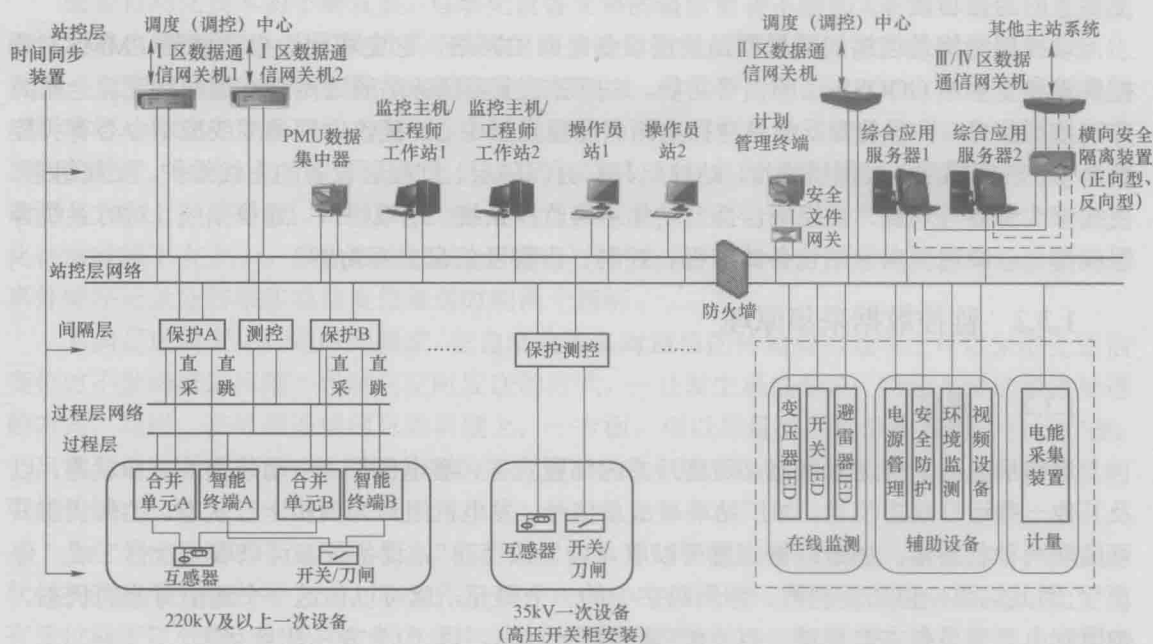


图 1-3 变电站一体化监控系统结构示意图

“三层两网”结构中的“三层”指变电站的过程层、间隔层和站控层；“两网”指过程层网络和站控层网络。

站控层借助通信网络（通信网络是站控层和间隔层之间数据传输的通道）完成与间隔层之间的信息交换，从而实现对全变电站所有一次设备的当地监控功能以及间隔层设备的监控、变电站各种数据的管理及处理功能（如图 1-3 中的当地监控主站及工程师站）；同时，它还经过通信设备（如图 1-3 中的远动主站），完成与调度中心之间的信息交换，从而实现对变电站的远方监控。

过程层包括变压器、断路器、隔离开关、电压/电流互感器等一次设备及其所属的智能组件以及独立的智能电子装置（IED）。合并单元汇集采集的数据并按 FT3、IEC 61850-9-

1/2 对外发送数据。过程层网络是连接过程层的智能化一次设备和保护、测控、状态等间隔层二次设备的通信网络。它主要传送两类报文，即采样值（SV）报文和面向通用对象的变电站事件（GOOSE）报文。

间隔层各智能电子装置（IED）利用电流互感器、电压互感器、变送器、继电器等设备获取过程层各设备的运行信息，如电流、电压、功率、压力、温度等模拟量信息以及断路器、隔离开关等的位置状态，从而实现对过程层进行监视、控制和保护，并与站控层进行信息的交换，完成对过程层设备的遥测、遥信、遥控、遥调等任务。在变电站综合自动化系统中，为了完成对过程层设备进行监控和保护等任务，设置了各种测控装置、保护装置、保护测控装置、电能计量装置以及各种自动装置等，它们都可被看作是 IED。其主要功能包括：① 汇总本间隔过程层实时数据信息；② 实施对一次设备保护控制功能；③ 实施本间隔操作闭锁功能；④ 实施操作同期及其他控制功能；⑤ 对数据采集、统计运算及控制命令的发出；⑥ 承上启下的通信功能等。

站控层网络是连接间隔层和站控层设备之间的网络，它完成制造报文规范（MMS）数据传输和变电站 GOOSE 连闭锁等功能。站控层的主要任务是通过两级高速网络汇总全站的实时数据信息，将有关数据信息送往电网调度或控制中心，接收电网调度或控制中心有关控制命令，转间隔层、过程层执行，站控层具有对间隔层、过程层设备的在线维护、在线组态、在线修改参数等功能。站控层包括自动化站级监控系统、站域控制、通信系统、对时系统等组成部分，实现面向全站设备的监视、控制、告警及信息交互功能。

## 1.3.2 监控数据采集原理

### 1.3.2.1 遥信

遥信信息用来传送断路器、隔离开关的位置状态，继电保护、自动装置的动作状态，以及其他一些运行状态信号，如厂站端事故总信号、发电机组转为调相运行状态。动作状态只可能取两种状态值，如断路器位置可以取“合”或“开”，设备状态可以取“运行”或“停止”，因此只用一位二进制数，即用码字中的一个码元，就可以传送一个遥信对象的状态。按国际电工委员会 IEC 标准，以“0”表示断开状态，以“1”表示闭合状态。

远动信息以分组码方式传送，对遥信信息，发送端把多个遥信对象编成一组，每个对象的状态用一位二进制数，即一位码元表示。为此，需要对遥信对象的状态进行采集编码，方能形成遥信码字。接收端将收到的遥信信息通过灯光或其他方式进行显示，使调度人员能直接观察到遥信对象的状态，从而实现远方监视。

断路器和隔离开关等的位置信号，通常由它们的辅助触点获得。这些辅助接点离远动装置通常比较远、连线较长、沿途干扰也较大。为了防止干扰，避免这些连线将干扰引入远动装置，在远动装置与电力设备二次回路之间要有隔离措施，一般采用继电器或光电耦合器作为隔离器件。光电耦合器件体积小，具有较好的抗干扰能力，输入和输出之间的绝缘耐压可达上千伏。断路器位置信号经光电耦合器隔离后送至三态门的输入端。三态门的输出端与微机的数据总线相连。三态门未被选中时处于高阻态。当 CPU 需要读取遥信状态数据时发出读三态门的命令，三态门被选中，有关状态信号被引入数据总线，由 CPU 读入。

在无人值班变电站中,遥信信息占站内自动监测系统采集量的很大一部分,它的正确与否,直接影响系统的运行方式、自动化设备的正确动作和调度人员的决策。所以对遥信做了很多重点技术处理工作,如隔离、抗干扰(硬件、软件)和去抖动等措施。为了进一步提高对开关量遥信检测的正确性,可以采取双接点遥信的处理方法。所谓双接点遥信,就是将开关的合闸、跳闸接点同时接到系统中,以10、01表示合闸、跳闸,以11、00表示开关故障。

由于接点继电器的机械特性等原因,开关变位时接点有抖动,并且两个接点不可能同时发生变化。目前一般变电站自动化系统处理双接点遥信有两种方法。第一种是延时报警法,收到双接点遥信变化后,延迟一定的时间后,再去判别开关是否故障或是否变位,缺点是延迟时间难确定,也影响了响应速度;第二种是直接判别法,收到双接点遥信变化后,根据双接点遥信的实际变化,进行分析、判别,缺点是会将接点的抖动过程误认为开关故障或开关变位。

随着自动化技术的不断发展,自动化设备采集的遥信量在不断加大,而对遥信信息的准确性要求也越来越高。为了分析系统事故,遥信动作的先后顺序及确切的时间也成为自动化系统一个重要功能。电力系统中的断路器状态平时一般很少变动,一旦电力系统发生故障造成断路器动作或产生保护状态变化,必须快速准确采集遥信状态,然后传向调度端,以利于事故的处理。因此,自动化设备对遥信信息的采集处理就显得非常重要,并体现在快速和准确两个方面。根据DL/T 5003—2005《电力系统调度自动化设计技术规程》要求,遥信变化传送时间不大于3s,事件顺序记录分辨率不大于2ms。因此,对于遥信功能指标,要满足事件顺序记录分辨率和遥信变位传送时间两个指标。

为满足遥信变化传送时间要求,在自动化设备对遥信的传输规约处理上可以采取无遥信变位时不发送或采用隔一段时间定时发送的方式,一旦发生遥信变位,则插入传送紧急处理的方式。这样,在处理遥信信息的问题上,一方面,可以减少资源的占用;另一方面,一旦需要处理遥信信息,要保证处理的速度和准确性,从而保证遥信状态反应及时和信息的可靠传输。

为达到快速准确采集遥信状态,自动化设备本身对变位遥信信息的采集和处理一般采用软件扫描或硬件中断等方式,在软件扫描方式中,CPU不断扫描各断路器的状态,如发现变位就予以处理。在硬件中断方式中,以专用的硬件对断路器位置状态进行监视,如发现变位就申请中断,由CPU进行处理。

### 1.3.2.2 遥测

监控系统通过对相关模拟量处理、显示和远方传输,完成对变电站设备和电网的测量功能。其采集信号包括电流、电压、有功功率、无功功率、功率因数、频率及油温等。

在微机远动应用初期,RTU的遥测数据采集普遍采用直流采样,即对经过直流整流后的直流量进行采样测量。在直流采样中,遥测数据的采集采用经变送器的直流采样方法来完成数据的采集工作。即将所需采集的有关信息,如交流电压、交流电流、有功功率、无功功率等,通过利用变送器模拟电路(主要是运算放大器)变换成相应的直流量,一般转换为0~5V(有功功率、无功功率为±5V)的直流电压供微机检测。

由于直流采样存在各种不足和微机技术的不断发展,近年来交流采样技术得到了迅速的