

全国高等职业教育“十三五”规划教材

变电站综合自动化与智能 变电站应用技术

主编 田淑珍

机械工业出版社



机械工业出版社

本书包含了变电站综合自动化与智能变电站的重点内容,同时结合了电力行业运行、设备维护和管理实际。本书内容新颖、实用、图文并茂,便于教学和自学,从变电站综合自动化的概念、主要研究内容及结构特征入门,在了解变电站综合自动化的基础上进一步介绍智能变电站的关键技术和运行知识,便于理解变电站综合自动化和智能化的相同点和关键技术上的不同,使高职学生对变电站综合自动化和智能变电站有个初步的了解和认识。

本书主要包括变电站综合自动化系统的基础知识、变电站综合自动化信息的测量与采集、变电站自动化系统的自动控制与调节装置、智能变电站概述、电子式互感器、智能化高压设备、智能变电站的运行操作与维护。

本书可以作为高职高专院校工厂自动化专业、电气自动化专业和机电一体化专业的理论教学和实训教学用书。

本书配有授课电子课件,需要的教师可登录 www.cmpedu.com 免费注册,审核通过后下载,或联系编辑索取(QQ: 1239258369,电话: 010-88379739)。

图书在版编目(CIP)数据

变电站综合自动化与智能变电站应用技术/田淑珍主编. —北京:机械工业出版社, 2018. 3

全国高等职业教育“十三五”规划教材

ISBN 978-7-111-59291-4

I. ①变… II. ①田… III. ①变电所-自动化技术-高等职业教育-教材 ②智能系统-变电所-电力系统运行-高等职业教育-教材 IV. ①TM63

中国版本图书馆CIP数据核字(2018)第039473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:王颖 责任编辑:王颖

责任校对:陈越 责任印制:

印刷厂印刷

2018年4月第1版第1次印刷

184mm×260mm · 11.5印张 · 278千字

0001—册

标准书号:ISBN 978-7-111-59291-4

定价: 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

服务咨询热线:010-88379833

机工官网:www.cmpbook.com

读者购书热线:010-88379649

机工官博:weibo.com/cmp1952

教育服务网:www.cmpedu.com

封面防伪标均为盗版

金书网:www.golden-book.com

前 言

随着电力行业的迅速发展,综合自动化变电站的普及,智能变电站的推广,在职业教育中,电气自动化及其相关专业的教学内容及电力行业职工的培训,需要以综合自动化变电站和智能变电站运行维护岗位能力为核心,突出针对性与实用性,要融入电力行业新的标准、规程、规定及新设备、新技术、新知识、新工艺。在内容上更贴近岗位需求,在形式上更便于教学与自学,服务于教学和培训的实际需求。

本书将学校教学与现场实际有机地结合起来,优化、精简理论教学内容,以实用、够用为主,融合了变电站综合自动化和智能变电站的新设备及其运行经验、新技术及其使用方法,并采用了“基础知识+技能训练”的编写模式,便于教学和自学。

本书内容上基本包含了变电站综合自动化与智能变电站的重点内容,同时结合了电力行业运行、设备维护和管理实际。本书内容新颖、实用、图文并茂,从变电站综合自动化的概念、主要研究内容及结构特征入门,在了解变电站综合自动化的基础上进一步介绍智能变电站的关键技术和运行知识,便于理解变电站综合自动化和智能化的相同点和关键技术上的不同,以便于高职学生对变电站自动化和智能变电站有个初步的了解和认识。

本书主要包括变电站综合自动化系统的基础知识、变电站综合自动化信息的测量与采集、变电站自动化系统的自动控制与调节装置、智能变电站概述、电子式互感器、智能化高压设备、智能变电站的运行操作与维护。

本书可以作为高职高专院校工厂自动化专业、电气自动化专业和机电一体化专业的理论教学和实训教学用书。

本书由田淑珍主编,并编写第2、3(除第3.5节和第3.7节)、5、6、7章,张洪星编写第1章、第3.5节和第3.7节,王延忠编写第4章。全书由田淑珍整理定稿。本书配套的教学课件中大量的实物照片由在现场从事工作多年,有着丰富现场工作经验和培训经验的工程师张洪星提供,教学课件由王延忠制作。

由于编者水平有限,书中难免存在一些缺点、疏漏及不足之处,恳请读者批评指正。

编 者

目 录

前 言

第 1 章 变电站综合自动化系统的基础知识	1
1.1 变电站综合自动化系统的概念、功能和结构	1
1.1.1 变电站综合自动化系统的概念	1
1.1.2 变电站综合自动化系统的基本功能	1
1.1.3 变电站综合自动化系统分层分布式结构形式	3
1.1.4 分层分布式变电站自动化系统的组屏及安装方式	7
1.2 RCS-9600 变电所综合自动化系统简介	10
1.2.1 RCS-9600 系统的构成	10
1.2.2 RCS-9600 后台监控系统及监控软件	12
1.2.3 RCS-9600 系列保护测控单元	14
1.2.4 技能训练：RCS-9600 系列保护测控装置的使用	21
1.2.5 技能训练：用微机后台监控系统完成运行工况的监视	29
1.3 习题	31
第 2 章 变电站综合自动化信息的测量与采集	32
2.1 变电站综合自动化采集的信息	32
2.2 变电站信息的测量与采集	33
2.2.1 间隔层 IED 装置的硬件构成	33
2.2.2 变电站模拟量的测量与采集	35
2.2.3 变电站状态量的采集	36
2.2.4 变电站油温	39
2.3 变电站实时时钟的建立	40
2.4 习题	42
第 3 章 变电站自动化系统的自动控制与调节装置	43
3.1 断路器分/合闸操作	43
3.1.1 变电站自动化系统中的二次设备的工作方式	43
3.1.2 开关柜断路器的就地、远方、遥控操作	46
3.1.3 SF ₆ 绝缘弹簧机构断路器操作控制	51
3.2 变电站综合自动化电压、无功综合控制	55
3.2.1 电压无功调整的方法	55
3.2.2 变电站电压、无功调整原则	57
3.2.3 电压无功控制装置（VQC）	58
3.3 备用电源自动投入装置（AAT）	60
3.3.1 备用电源自动投入装置的作用及基本要求	60
3.3.2 微机型备自投方式及原理	61

3.3.3 备用电源自动投入装置的动作逻辑	63
3.4 输电线路自动重合闸装置 (ARC)	64
3.4.1 输电线路自动重合闸的作用和分类	64
3.4.2 单侧电源线路的三相一次自动重合闸装置的原理	66
3.5 变电站的“五防”实现的方法	68
3.5.1 变电站常用的防误闭锁装置	68
3.5.2 变电站防误闭锁装置的运行	75
3.6 故障录波器	77
3.6.1 微机故障录波器	78
3.6.2 故障录波器应接入的录取量、启动量	79
3.7 实训	86
3.7.1 后台机 SCADA 操作界面图形中断路器的操作	86
3.7.2 有载调压变压器档位的调节	90
3.7.3 分析故障录波图	96
3.8 习题	98
第4章 智能变电站概述	100
4.1 智能变电站的产生	100
4.2 智能变电站的基本概念	100
4.3 智能变电站的基本结构	101
4.3.1 智能变电站的主要结构形式	101
4.3.2 智能变电站的主要构成组件	108
4.4 智能变电站主要的技术特征	113
4.5 习题	114
第5章 电子式互感器	115
5.1 电子式互感器的概念及分类	115
5.2 电子式电流互感器	117
5.2.1 罗氏线圈电流互感器	117
5.2.2 低功率电流互感器 (LPCT)	118
5.2.3 无源电子式互感器	119
5.2.4 全光纤型电流互感器	120
5.3 电子式电压互感器	121
5.3.1 基于波克斯电光效应的电压互感器	121
5.3.2 电学原理电压互感器	122
5.4 电压电流一体化互感器	125
5.5 电子式互感器的数据接口	126
5.6 电子式互感器的运行检查与检修	129
5.6.1 运行检查	129
5.6.2 定期检修	130
5.7 国内电子式互感器的应用	131
5.7.1 POSS-OTA 系列电子式电流互感器应用	131
5.7.2 PSET6000 系列电子式互感器应用	135
5.7.3 LOPO [®] 系列低功率电流电压互感器的应用	138

5.7.4 NAE-GL 全光纤电流互感器的应用	140
5.8 习题	142
第 6 章 智能化高压设备	143
6.1 智能组件	143
6.1.1 智能组件的定义与属性	143
6.1.2 智能组件的组成	144
6.1.3 智能组件的组成架构	145
6.2 智能变压器	146
6.2.1 智能变压器的组成	147
6.2.2 智能变压器的功能	147
6.3 智能化开关设备	150
6.3.1 智能断路器	150
6.3.2 智能 GIS	153
6.3.3 智能高压开关柜	154
6.4 智能容性设备	158
6.4.1 智能容性设备组成	158
6.4.2 智能容性设备功能	158
6.5 智能 MOA	159
6.5.1 智能 MOA 组成	159
6.5.2 智能 MOA 功能	160
6.6 习题	160
第 7 章 智能变电站的运行操作与维护	161
7.1 智能变电站的“五防”	161
7.1.1 智能变电站的“五防”系统的组成	161
7.1.2 “五防”逻辑的分析	162
7.1.3 智能变电站“五防”系统的验收	165
7.2 智能变电站运行维护特点	166
7.3 智能变电站巡视与运行	168
7.3.1 智能变电站巡视	168
7.3.2 智能变电站的运行	171
7.3.3 智能变电站的智能开票与顺序控制	173
7.4 习题	175
参考文献	178

第 1 章 变电站综合自动化系统的基础知识

1.1 变电站综合自动化系统的概念、功能和结构

1.1.1 变电站综合自动化系统的概念

变电站综合自动化是利用先进的计算机技术、现代电子技术、通信技术和信号处理技术，实现对全变电站的主要设备和输、配电线路的自动监视、测量、自动控制和微机保护，以及与调度通信等综合性的自动化功能。

变电站综合自动化系统可以采集到比较齐全的数据和信息，利用计算机的高速计算能力和逻辑判断功能，可方便地监视和控制变电站内各种设备的运行和操作。变电站综合自动化系统具有功能综合化、结构微机化、操作监视屏幕化、运行管理智能化等特征。

变电站综合自动化的研究包括如下内容。

- 1) 电气量的采集和电气设备（如断路器等）的状态监视、控制和调节。
- 2) 实现变电站正常运行的监视和操作，保证变电站的正常运行和安全。
- 3) 发生事故时，由继电保护和故障录波等完成瞬态电气量的采集、监视和控制，并迅速切除故障和完成事故后的恢复正常操作。
- 4) 高压电器设备本身的监视信息（如断路器、变压器和避雷器等）的绝缘和状态监视等）。

1.1.2 变电站综合自动化系统的基本功能

变电站综合自动化系统的基本功能主要体现在微机保护、安全自动控制、远动监控、通信管理四大子系统的功能中。

（1）微机保护子系统

微机保护子系统的功能：微机保护应包括全变电站主要设备和输电线路的全套保护，具体有：①高压输电线路的主保护和后备保护；②主变压器的主保护和后备保护；③无功补偿电容器组的保护；④母线保护；⑤配电线路的保护。

微机保护子系统各保护单元，除了具有独立、完整的保护功能外，还必须满足以下要求，也即必须具备以下附加功能。

① 满足保护装置快速性、选择性、灵敏性和可靠性的要求，它的工作不受监控系统和其他子系统的影响。为此，要求保护子系统的软、硬件结构要相对独立，而且各保护单元，例如变压器保护单元、线路保护单元、电容器保护单元等，必须由各自独立的 CPU 组成模块化结构；主保护和后备保护由不同的 CPU 实现，重要设备的保护，最好采用双 CPU 的冗余结构，保证在保护子系统中一个功能部件模块损坏，只影响局部保护功能而不能影响其他设备。

② 存储多套保护定值和定值的自动校对,以及保护定值、功能的远方整定和投退。

③ 具有故障记录功能。当被保护对象发生事故时,能自动记录保护动作前后有关的故障信息,包括故障电压电流、故障发生时间和保护出口时间等,以利于分析故障。在此基础上,尽可能具备一定的故障录波功能,以及录波数据的图形显示和分析,这样更有利于事故的分析 and 尽快解决。

④ 具有统一时钟对时功能,以便准确记录发生故障和保护动作的时间。

⑤ 故障自诊断、自闭锁和自恢复功能。每个保护单元应有完善的故障自诊断功能,发现内部有故障,能自动报警,并能指明故障部位,以利于查找故障和缩短维修时间。

⑥ 通信功能。各保护单元必须设置有通信接口,与保护管理机或通信控制器连接。保护管理机(或通信控制器)把保护子系统与监控系统联系起来,向下负责管理和监视保护子系统中各保护单元的工作状态,并下达由调度或监控系统发来的保护类型配置或整定值修改等信息;如果发现某一保护单元故障或工作异常,或有保护动作的信息,应立刻上传给监控系统或上传至远方调度端。

(2) 安全自动控制子系统

安全自动控制子系统主要包括以下功能:电压无功自动综合控制;低频减载;备用电源自投;小电流接地选线;故障录波和测距;同期操作;五防操作和闭锁;声音图像远程监控。

(3) 远动监控子系统

远动监控子系统功能应包括以下几部分内容。

① 数据采集。变电站的数据包括模拟量、开关量和电能量。

变电站需采集的模拟量有系统频率、各段母线电压、进线线路电压、各断路器电流、有功功率、无功功率、功率因数等。此外,模拟量还有主变油温、直流合闸母线和控制母线电压、站用变电压等。

变电站需采集的开关量有断路器的状态及辅助信号、隔离开关状态、有载调压变压器分接头的位置、同期检测状态、继电保护及安全自动控制装置信号、运行告警信号等。

现行变电站综合自动化系统中,电度量采集方式包括脉冲和 RS485 接口两种,对每断路器的电能采集一般不超过正反向有功、无功 4 个电度量,若希望得到更多电度量数据,应考虑通过独立的电量采集系统。

② 事件顺序记录 SOE。事件顺序记录 SOE (Sequence of Events) 包括断路器跳合闸记录、保护动作顺序记录,并应记录事件发生的时间(应精确至毫秒级)。

③ 操作控制功能。操作人员应可通过远方或当地显示屏幕对断路器和电动隔离开关进行分、合操作,对变压器分接开关位置进行调节控制。为防止计算机系统故障时无法操作被控设备,在设计时,应保留人工直接跳、合闸手段。对断路器的操作应有以下闭锁功能:断路器操作时,应闭锁自动重合闸;当地进行操作和远方控制操作要互相闭锁,保证只有一处操作,以免互相干扰;根据实时信息,自动实现断路器与隔离开关间的闭锁操作;无论当地操作或远方操作,都应有防误操作的闭锁措施,即要收到返校信号后,才执行下一项。必须有对象校核、操作性质校核和命令执行 3 步,以保证操作的正确性。

④ 人机联系功能、数据处理与记录功能、打印功能。

(4) 通信管理子系统

综合自动化系统的通信管理功能包括 3 方面内容。

子系统内部产品的信息管理：即为综合自动化系统的现场级通信，主要解决各子系统内部各装置之间及其与通信控制器（管理机）间的数据通信和信息交换问题，它们的通信范围是变电站内部。对于集中组屏的综合自动化系统来说，实际是在主控室内部；对于分散安装的自动化系统来说，其通信范围扩大至主控室与子系统的安装地，最大的可能是开关柜间，即通信距离加长了。

主通信控制器（管理机）对其他公司产品的信息管理：保护和自动装置信息的实时上传、保护和自动装置定值的召唤和修改、电子式多功能电能表的数据采集、智能交直流屏的数据采集、向五防操作闭锁系统发送断路器刀开关信号（根据系统设计接收其闭锁信号）、其他智能设备的数据采集、所有设备的授时管理和通信异常管理。

主通信控制器（管理机）与上级调度的通信：变电站综合自动化系统应具有与电力调度中心通信的功能，而且每套综合自动化系统应仅有一个主通信控制器完成此功能。

需要说明的是，对专用故障录波屏、独立的电量采集系统、声音图像远程监控系统，由于其数据量较大，目前一般不通过主通信控制器进行信息管理，而采用各自独立的通信网送至远方相应信息监控系统。

主通信控制器把变电站所需测量的模拟量、电能量、状态信息和 SOE 等测量和监视信息传送到调度中心，同时从上级调度接收数据和控制命令，例如接收调度下达的开关操作命令，在线修改保护定值、召唤实时运行参数。

主通信控制器与调度中心的通信通道目前主要有载波通道、微波通道、光纤通道。而且对重要变电站，为了保证对变电站的可靠监控，常使用两条通道冗余设置、互为备用。载波通道一般采用 300bit/s 或 600bit/s，也有特殊要求的 1200bit/s 情况；微波通道、光纤通道可达到 9600bit/s。现在越来越多的地方在逐步实施光纤通信手段。

1.1.3 变电站综合自动化系统分层分布式结构形式

分层分布式结构的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。分层分布式结构的变电站综合自动化系统的结构特点主要表现在以下 3 个方面。

1. 分层式的结构

按照国际电工委员会（IEC）推荐的标准，在分层分布式结构的变电站控制系统中，整个变电站的一、二次设备被划分为 3 层，即过程层（process level）、间隔层（bay level）和站控层（station level）。其中，过程层又称为 0 层或设备层，间隔层又称为 1 层或单元层，站控层又称为 2 层或变电站层。

图 1-1 为某 110kV 分层分布式结构的变电站综合自动化系统的结构图，图中简要绘出了过程层、间隔层和站控层的设备。按照该系统的设计思路，图中每一层分别完成分配的功能，且彼此之间利用网络通信技术进行数据信息的交换。

过程层主要包含变电站内的一次设备，如母线、线路、变压器、电容器、断路器、隔离

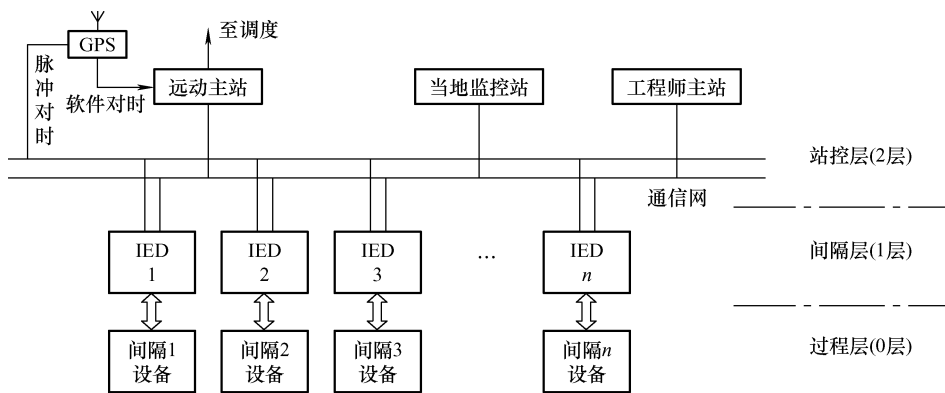


图 1-1 110kV 分层分布式结构的变电站综合自动化系统结构图

开关、电流互感器和电压互感器等，它们是变电站综合自动化系统的监控对象。

过程层是一次设备与二次设备的结合面，或者说过程层是指智能化电气设备的智能化部分。过程层的主要功能分3类。

① 电力运行的实时电气量检测。主要是电流、电压、相位以及谐波分量的检测，其他电气量如有功、无功、电能量可通过间隔层的设备运算得出。

② 运行设备的状态参数在线检测与统计。变电站需要进行状态参数检测的设备主要有变压器、断路器、隔离开关、母线、电容器、电抗器以及直流电源系统。在线检测的内容主要有温度、压力、密度、绝缘、机械特性以及工作状态等数据。

③ 操作控制的执行与驱动。操作控制的执行与驱动包括变压器分接头调节控制，电容、电抗器投切控制，断路器、隔离开关合分控制，直流电源充放电控制。

过程层的控制执行与驱动大部分是被动的，即按上层控制指令而动作，比如接到间隔层保护装置的跳闸指令、电压无功控制的投切命令、对断路器的遥控开合命令等。在执行控制命令时具有智能性，能判别命令的真伪及其合理性，还能对即将进行的动作精度进行控制，能使断路器定相合闸、选相分闸，在选定的相角下实现断路器的关合和开断，要求操作时间限制在规定的参数内。又例如对真空断路器的同步操作要求能做到断路器触头在零电压时关合，在零电流时分断等。

间隔层各智能电子装置（IED）利用电流互感器、电压互感器、变送器和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、压力和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、遥控和遥调等任务。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。图 1-2 为 RCS-9611 保护测控单元面板。

间隔层设备的主要功能是：汇总本间隔过程层实时数据信息；实施对一次设备保护控制功能；实施本间隔操作闭锁功能；实施操作同期及其他控制功能；对数据采集、统计运算及控制命令的发出具有优先级别的控制；承上启下的通信功能，即同时高速完成与过程层及站控层的网络通信功能。

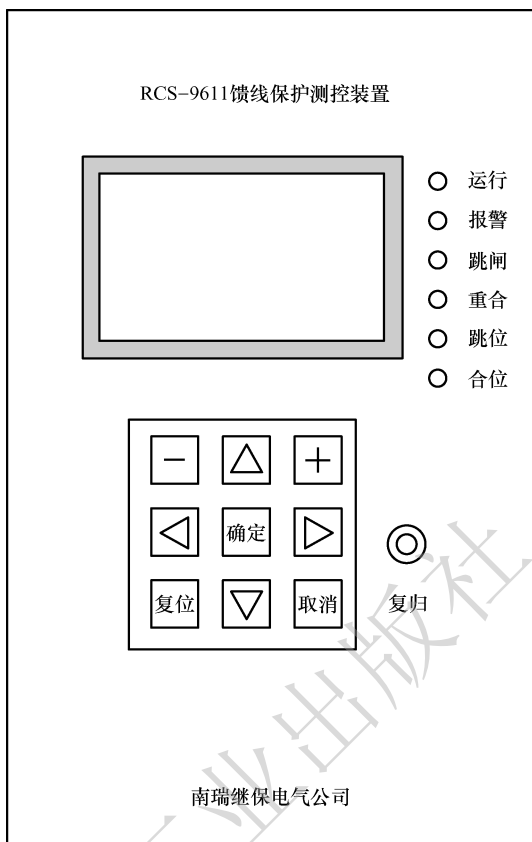


图 1-2 RCS-9611 保护测控单元面板

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 1-1 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 1-1 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。

站控层的主要任务为：通过两级高速网络汇总全站的实时数据信息，不断刷新实时数据库，按时登录历史数据库；按既定规约将有关数据信息送向调度或控制中心；接收调度或控制中心有关控制命令并转间隔层、过程层执行；具有在线可编程的全站操作闭锁控制功能。具有（或备有）站内当地监控，人机联系功能，如显示、操作、打印、报警，甚至图像、声音等多媒体功能；具有对间隔层、过程层设备的在线维护、在线组态，在线修改参数的功能；具有（或备有）变电站故障自动分析和操作培训功能。

需要指出的是，在大型变电站内，站控层的设备要多一些，除了通信网络外，还包括由工业控制计算机构成的监控工作站、五防主机、远动工作站、工程师工作站等，但在中小型的变电站内，站控层的设备要少一些，通常由一台或两台互为备用的计算机完成监控、远动及工程师站的全部功能。

变电站层一般主要由操作员工作站（监控主机）、五防主机、远动主站及工程师工作站组成。

操作员工作站是变电站内的主要人机交互界面，它收集、处理、显示和记录间隔层设备采集的信息，并根据操作人员的命令向间隔层设备下发控制命令，从而完成对变电站内所有设备的监视和控制。

五防主机的主要功能是对遥控命令进行防误闭锁检查，自动开出操作票，确保遥控命令的正确性。此外，五防主机通常还提供编码/电磁锁具，确保手动操作的正确性。

远动主站主要完成变电站与远方控制中心之间的通信，实现远方控制中心对变电站的远程监控。它提供多种通信接口，各种接口和规约可以根据需要灵活配置，遥信、遥测等信息点的容量基本没有限制，与各种常用 GPS 接收机通信，实现对变电站间隔层装置的 GPS 对时。

工程师站供专业技术人员使用。主要功能有：①监视、查询和记录保护设备的运行信息；②监视、查询和记录保护设备的告警、事故信息及历史记录，③查询、设定和修改保护设备的定值；④查询、记录和分析保护设备的分散录波数据，⑤用户权限管理和装置运行状态统计；⑥完成应用程序的修改和开发；⑦修改数据库的参数和参数结构；⑧在线测点的定义和标定、系统维护和试验等。

在变电站监控系统中采用 GPS 对时，需要在站内安装一套 GPS 卫星天文钟。GPS 卫星天文钟采用卫星星载原子钟作为时间标准，并将时钟信息通过通信电缆送到变电站综合自动化系统各有关装置，对它们进行时钟校正，从而实现各装置与电力系统统一时钟。

2. 分布式的结构

由于间隔层的各 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，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 IED 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。

分布式系统结构的最大特点是将变电站自动化系统的功能分散给多台计算机来完成。各功能模块（常是多个 CPU）之间采用网络技术或串行方式实现数据通信。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。

如微机型变压器保护主要包括速断保护、比率制动型差动保护和电流电压保护等，主保护的功能由一个 CPU 单独完成；后备保护主要由复合电压电流保护构成，过负荷保护、气体保护触点引入微机，经由微机保护出口，轻瓦斯报警；温度信号经温度变送器输入微机，可发超温信号并据此启动风扇，后备保护功能也由一个 CPU 单独完成，主保护 CPU 和后备保护 CPU 分开，各自完成各自功能，增加了保护的可靠性。

3. 面向间隔的结构

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。

电气间隔是指发电厂或变电站一次接线中一个完整的电气连接，包括断路器、隔离开关、电流互感器、电压互感器和端子箱等。根据不同设备的连接情况及其功能的不同，间隔有许多种：比如有母线设备间隔、母联间隔、出线间隔等；对主变压器来说，以变压器本体为一个电气间隔，各侧断路器各为一个电气间隔。

分层分布式系统的主要优点如下所述。

1) 每个计算机只完成分配给它的部分功能, 如果一个计算机故障, 只影响局部, 因而整个系统有更高的可靠性。

2) 由于间隔层各 IED 硬件结构和软件都相似, 对不同主接线或规模不同的变电站, 软、硬件都不需另行设计, 便于批量生产和推广, 且组态灵活。

3) 便于扩展。当变电站规模扩大时, 只需增加扩展部分的 IED, 修改站控层部分设置即可。

4) 便于实现间隔层设备的就地布置, 节省大量的二次电缆。

5) 调试及维护方便。由于变电站综合自动化系统中的各种复杂功能均是微型计算机利用不同的软件来实现的, 一般只要用几个简单的操作就可以检验系统的硬件是否完好。

分层分布式结构的综合自动化系统具有以上明显的优点, 因而目前我国被广泛采用。

需要指出的是, 在分层分布式变电站综合自动化系统发展的过程中, 计算机技术及网络通信技术的发展起到了关键作用, 在技术发展的不同时期, 出现了多种不同结构的变电站综合自动化系统。同时, 不同的生产厂家在研制、开发变电站综合自动化系统的过程中, 也都逐渐形成了有自己特色的系列产品, 它们的设计思路及结构各不相同。此外不同的变电站由于其重要程度、规模大小不同, 它们采用的变电站综合自动化系统的结构也都有所不同。由于这些原因, 在我国出现了多种多样的变电站综合自动化系统。但总体来说, 这些变电站综合自动化系统的基本结构都符合图 1-1 的形式, 只是构成间隔层和站控层的设备以及通信网络的结构与通信方式有所不同。

1.1.4 分层分布式变电站自动化系统的组屏及安装方式

变电站自动化系统组屏及安装方式是指将间隔层各 IED 及站控层各计算机以及通信设备如何组屏和安装。一般情况下, 在分层分布式变电站综合自动化系统中, 站控层的各主要设备都布置在主控室内; 间隔层中的电能计量单元和根据变电站需要而选配的备用电源自动投入装置、故障录波装置等公共单元均分别组合为独立的一面屏柜或与其他设备组屏, 也安装在主控室内; 间隔层中的各个 IED 通常根据变电站的实际情况安装在不同的地方。按照间隔层中 IED 的安装位置, 变电站综合自动化系统有以下 3 种不同的组屏及安装方式。

1. 集中式的组屏及安装方式

集中式的组屏及安装方式是将间隔层中各个保护测控装置机箱根据其功能分别组装为变压器保护测控屏、各电压等级线路保护测控屏 (包括 10kV 出线) 以及站用直流电源设备等多个屏柜, 把这些屏都集中安装在变电站的主控室内。

集中式的组屏及安装方式的优点是: 便于设计、安装、调试和管理, 可靠性也较高。不足之处是: 需要的控制电缆较多, 增加了电缆的投资。这是因为反映变电站内一次设备运行状况的参数都需要通过电缆送到主控室内各个屏上的保护测控装置机箱, 而保护测控装置发出的控制命令也需要通过电缆送到各间隔断路器的操动机构处。

2. 分散与集中相结合的组屏及安装方式

分散与集中相结合的组屏及安装方式是将配电线路的保护测控装置机箱分散安装在所对应的开关柜上，而将高压线路的保护测控装置机箱、变压器的保护测控装置机箱，均采用集中组屏安装在主控室内，分散与集中相结合的组屏及安装方式示意图如图 1-3 所示。

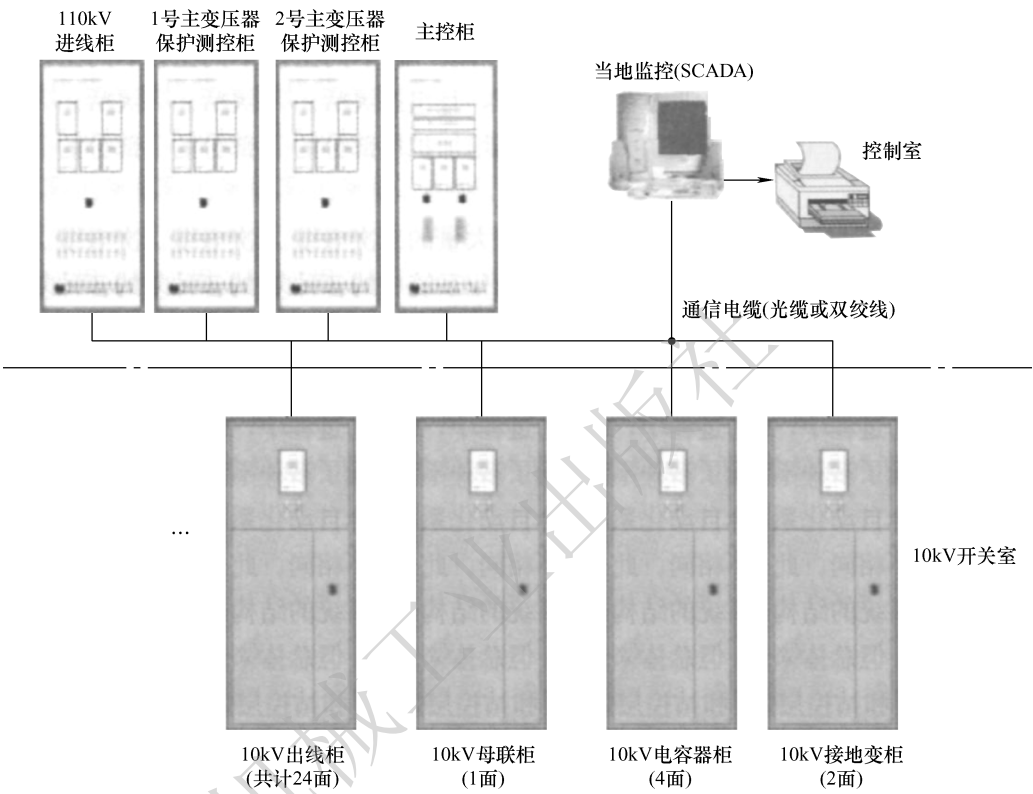


图 1-3 分散与集中相结合的组屏及安装方式示意图

- 这种安装方式在我国比较常用，它有如下特点：
- ① 10 ~ 35kV 馈线保护测控装置采用分散式安装，即就地安装在 10 ~ 35kV 配电室内各对应的开关柜上，而各保护测控装置与主控室内的变电站层设备之间通过单条或双条通信电缆（如光缆或双绞线等）交换信息，这样就节约大量的二次电缆。
 - ② 高压线路保护和变压器保护、测控装置以及其他自动装置，如备用电源自投入装置和电压、无功综合控制装置等，都采用集中组屏结构，即将各装置分类集中安装在控制室内的线路保护屏（如 110kV 线路保护屏、220kV 保护屏等）和变压器保护屏等上面，使这些重要的保护装置处于比较好的工作环境，对可靠性较为有利。

3. 全分散式组屏及安装方式

全分散式组屏及安装方式将间隔层中所有间隔的保护测控装置，包括低压配电线路、高压线路和变压器等间隔的保护测控装置均分散安装在开关柜上或距离一次设备较近的保护小间内，各装置只通过通信（如光缆或双绞线等）与主控室内的变电站层设备之间交换信息，

全分散式组屏及安装方式图例如图 1-4 所示。全分散式变电站综合自动化系统结构如图 1-5 所示。



图 1-4 全分散式组屏及安装方式图例

a) 开关柜上的保护测控装置 b) 户外保护测控柜

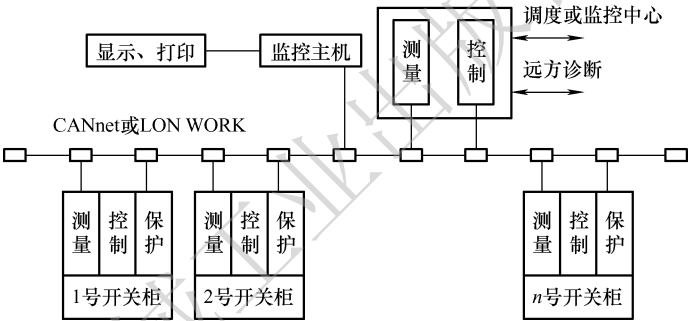


图 1-5 全分散式变电站综合自动化系统结构

这种安装方式的优点如下所述。

① 由于各保护测控装置安装在一次设备附近，不需要将大量的二次电缆引入主控室，所以大大简化了变电站二次设备之间的互连线，同时节省了大量连接电缆。

② 由于主控室内不需要大量的电缆引接，也不需要安装许多的保护屏、控制屏等，这就极大地简化了变电站二次部分的配置，大大缩小了控制室的面积。

③ 减少了施工和设备安装工程量。由于安装在开关柜的保护和测控单元等间隔层设备在开关柜出厂前已由厂家安装和调试完毕，再加上铺设电缆的数量大大减少，因此可有效缩短现场施工、安装和调试的工期。

但是在使用分散式组屏及安装方式，由于变电站各间隔层保护测控装置及其他自动化装置安装在距离一次设备很近的地方，且可能在户外，因此需解决它们在恶劣环境下（如高温或低温、潮湿、强电磁场干扰、有害气体、灰尘和震动等）长期可靠运行问题和常规控制、测量与信号的兼容性问题等，对变电站综合自动化系统的硬件设备、通信技术等要求较高。

目前变电站综合自动化系统的功能和结构都在不断地向前发展，全分散式的结构一定是今后发展的方向，随着新设备、新技术的进展如电 - 光传感器和光纤通信技术的发展，使得

原来只能集中组屏的高压线路保护装置和主变压器保护也可以考虑安装于高压场附近，并利用日益发展的光纤技术和局域网技术，将这些分散在各开关柜的保护和集成功能模块联系起来，构成一个全分散化的综合自动化系统，为变电站实现高水平、高可靠性和低造价的无人值班创造更有利的技术条件。

1.2 RCS-9600 变电所综合自动化系统简介

RCS-9600 系列分布变电站综合自动化系统是南瑞继保电气有限公司为适应变电站综合自动化的需要，推出的新一代集保护、测控功能于一体的新型变电站综合自动化系统。满足 35 ~ 500kV 各种电压等级变电站综合自动化需要。

RCS-9600 系列综合自动化系统包括 RCS-9600 和 RCS-9700 两个系列，RCS-9600 系统主要适用于 110kV 及以下电压等级变电站综合自动化；RCS-9700 系统主要适用于 220kV 及以上电压等级变电站综合自动化。

RCS-9600 型综合自动化系统具有以下特点。

1) 分布系统。将保护和测控功能按对象进行设计，集合保护、测控功能于一个装置之中，可就地安装在开关柜上，减少大量的二次接线，装置仅通过通信电缆或光纤与上层系统联系，取消了大量信号、测量、控制、保护、电缆接入主控制室。

2) RCS 总线。采用电力行业标准 DL/T667—1999 (IEC60870-6-103) 规约，提供保护和测控的综合通信，实时性强，可靠性高，具有不同厂家的同种规约的互操作性，是一种开放式的总线。

3) 双网设计。所有设备可提供独立的双网接线，通信互不干扰，可组成双通信网络，提供通信可靠性，也可以一个接通信网，一个接保护录波网络进行设计。

4) 对时网络。为 GPS 硬件对时提供网络方式。GPS 装置只需给出一副接点，通过一个网络，即可对所有设备提供硬件对时，避免了以往为每一个设备提供一副接点及一对连接线。

5) 后台监控系统。采用开放式系统设计，组态完成监控功能、完整提供保护信息功能及保护录波分析，基于 Windows NT 设计。

1.2.1 RCS-9600 系统的构成

RCS-9600 综合自动化系统从整体上分为 3 层，即变电站层、通信层和间隔层，硬件主要由保护测控单元、通信控制单元及后台监控系统组成。

变电站层提供的远动通信功能，可以同时以不同的规约向两个调度或集控站转发不同的信息报文，提供的后台监控系统，功能强大，界面友好，能很好地满足综合自动化系统的需要。

通信层采用电力行业标准规约，可方便地实现不同厂家的设备互连，可选用光纤组网解决通信干扰问题；采用独立双网设计保证了系统通信的可靠性；设备的 GPS 对时网减少了 GPS 与设备之间的连线，方便可靠，对时准确。

间隔层解决了该设备在恶劣环境下（高温、强磁场干扰和潮湿）长期可靠运行的问题，并通过将保护与测控功能合二为一，减少重复设备，简化设计。

RCS-9600 型变电站综合自动化系统典型结构如图 1-6 和图 1-7 所示。

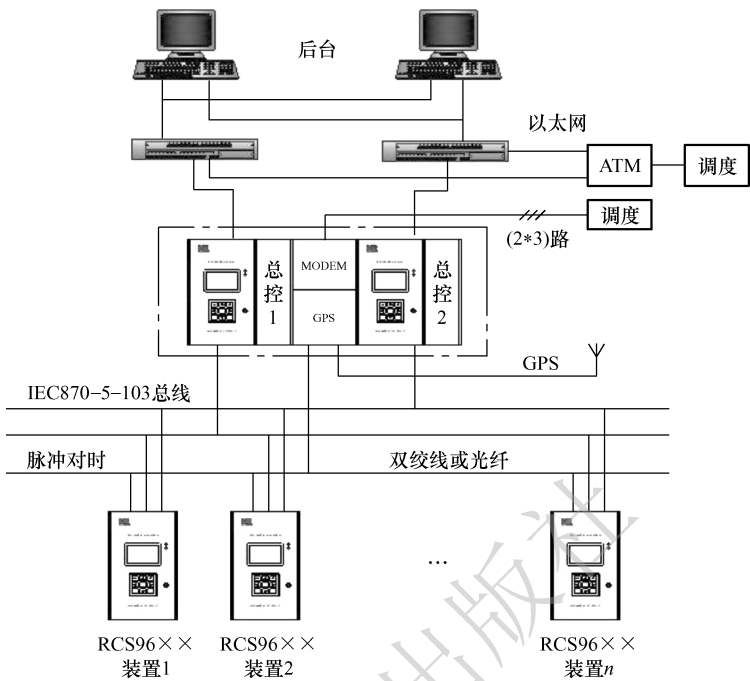


图 1-6 RCS-9600 型系统结构图 1

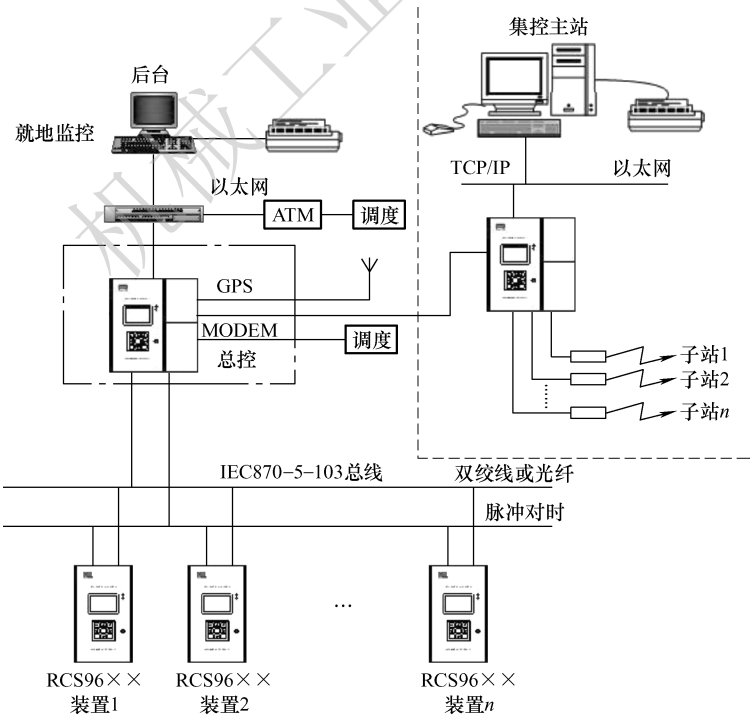


图 1-7 RCS-9600 型系统结构图 2

1.2.2 RCS-9600 后台监控系统及监控软件

RCS-9600 后台监控系统用于综合自动化变电站的计算机监视、管理和控制或用于集控中心对无人值班变电站进行远方监控。RCS-9600 后台监控系统通过测控装置、微机保护以及变电站内其他微机化设备 (IED) 采集和处理变电站运行的各种数据, 对变电站运行参数自动监视, 按照运行人员的控制命令和预先设定的控制条件对变电站进行控制, 为变电站运行维护人员提供变电站运行监视所需要的各种功能, 减轻运行维护人员的劳动强度, 提高变电站运行的稳定性和可靠性。

1. 系统结构

图 1-6 系统结构采用双机配置。其中后台两个工作站用于变电站实时监控, 相互备用。主计算机系统通过两个总控单元 (总控 1 和总控 2) 与变电站内的保护、测控装置相连接, 实现变电站数据采集和控制。两个总控单元互为备用, 任一台故障, 可自动切换, 接替故障设备工作。该配置主要用于中高压枢纽变电站。

图 1-7 系统结构则主要用于中低压变电站。系统配置采用单机结构。完成变电站日常运行监视和控制工作。在中低压变电站中正逐步实现无人值班, 对于重要性较低的变电站, 可以配置测控装置和保护, 不配置计算机系统, 完全由变电站集控中心进行监测和控制。

图 1-6、图 1-7 两种配置硬软件平台完全一样。用户可随着变电站规模的扩大, 逐步发展扩充原有系统。

2. 系统功能

(1) 实时数据采集

- ① 遥测。变电站运行各种实时数据, 如母线电压、线路电流、功率和主变压器温度等。
- ② 遥信。断路器、隔离开关位置、各种设备状态、气体继电器信号和气压等信号。
- ③ 电能量。脉冲电能量, 计算电能。
- ④ 保护数据。保护的状态、定值和动作记录等数据。

(2) 数据统计和处理

① 限值监视及报警处理。多种限值、多种报警级别 (异常、紧急、事故和频繁告警抑制)、多种告警方式 (声响、语音和闪光) 告警闭锁和解除。

② 遥信信号监视和处理。人工置数功能、遥信信号逻辑运算、断路器事故跳闸监视及报警处理、自动化系统设备状态监视。

③ 运行数据计算和统计。电能量累加、分时统计、运行日报统计、最大、最小值、负荷率和合格率统计。

(3) 操作控制

断路器及隔离开关的分合控制, 变压器分接头调节, 操作防误闭锁, 特殊控制。

(4) 运行记录

遥测越限记录, 遥信变位记录, SOE 事件记录, 自动化设备投停记录, 操作记录 (如遥控、遥调和保护定值修改等记录)。

(5) 报表和历史数据

变电站运行日报、月报；历史库数据显示和保存。

(6) 人机界面

电气主接线图、实时数据画面显示，实时数据表格、曲线、棒图显示，多种画面调用方式（菜单、导航图），各种参数在线设置和修改，保护定值检查和修改，控制操作检查和闭锁，画面复制和报表打印，各种记录打印，画面和表格生成工具，语音告警（选配）。

(7) 支持多种远动通信规约，与多调度中心通信

(8) 远程系统维护（选配功能）

(9) 事故追忆功能、追忆数据画面显示功能

3. 监控系统软件

监控系统软件包括 Windows NT/2000 操作系统、数据库、画面编辑和应用软件等几个部分，监控系统软件结构图如图 1-8 所示。

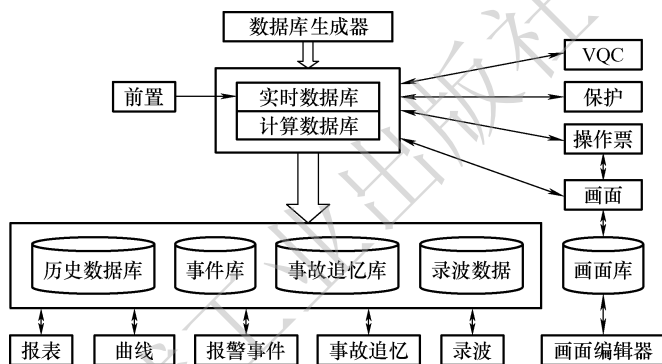


图 1-8 监控系统软件结构图

(1) 数据库

数据库用于存放和管理实时数据以及对实时数据进行处理和运算的参数，它是在线监控系统数据显示、报表打印和界面操作等的数据来源，也是来自保护、测控单元数据的最终存放地点。数据库生成系统提供离线定义系统数据库工具，而在线监控系统运行时，由系统数据管理模块负责系统数据库的操作，如进行统计、计算、产生报警、处理用户命令（如遥控、遥调等）。

数据库的组织是层次加关系型的。数据分为 3 层，即由站（对应整个变电站）、数据类型（即遥测、遥信、电能等）、数据序号（又称之为“点”，对应具体的某一个数据）形成数据库的访问层次。层次体现在监控系统在线运行时系统对数据库的读写访问上，也体现在系统数据库的定义上。系统数据库的定义分为站定义、数据类型定义、点定义 3 级进行，站和点都有一系列属性。数据库的关系型结构体现在与系统中的点是相关的，如监控系统在线运行时，判断遥控是否成功要看其对应的遥信是否按要求变位。

系统数据库的数据可以分成两级，既基本级数据和高级数据。基本级数据指遥测、遥信、脉冲的基本属性（系统数据库的描述数据在 RCS-9600 中称为属性）；高级数据则是指在上述基本数据基础上的电压、电流、功率、断路器、隔离开关和电能的属性。基本数据可

以在数据库生成系统中进行定义，而高级数据是监控系统在线运行时产生的。

(2) 画面编辑器

画面编辑器是生成监控系统的重要工具，地理图、接线图、列表、报表、棒图、曲线等画面都是在画面生成器中生成的。由画面编辑器生成的画面都能被在线调出显示。地理图、接线图、列表是查看数据、进行操作的主要画面，报表、曲线则主要用于打印。

画面上可以制作两类图元：一类是背景图元，另一类是前景图元。背景图元在线运行时不会发生变化，如画面中的线段、字符、位图以及报表的边框等都是背景图元。前景图元又分为两种，即数据前景图元和操作前景图元。数据前景图元根据其代表的实时或历史数据的值的变化而变化；操作前景图元则代表一个操作，当用户使用鼠标点中该图元时执行这一操作，如调出画面、修改数据和进行遥控等。一般数据前景图元也都是操作前景图元。使用操作前景图元可以把系统使用的画面组成一个网状结构，在线运行时，用户可以方便在各画面之间漫游。

画面编辑器提供了方便的编辑功能，使作图效率更高，提供报表、列表自动生成工具，加快作图速度。

对于画面中经常使用的符号，如断路器、隔离开关、接地开关和变压器等，可以使用画面编辑器制成图符，在编辑画面时直接调出使用。使用多个图符交替显示，还用来代表断路器、隔离开关的不同状态。

通过画面编辑器提供的工具和菜单栏，可方便地选择各种工具对画面进行编辑和处理，形成具体工程所需的各种画面。

(3) 应用软件

应用软件在操作系统的支持下，依据数据库提供的参数，完成各项监控功能，并通过人机界面，利用画面编辑器生成的各种画面，提供变电站运行信息，显示实时数据和状态，异常和事故告警；同时提供运行人员对一次设备进行远方操作和控制的手段，对监控系统的运行进行干预和控制。应用软件包括有：

① 数据采集软件。与通信控制器通信，采集各种数据，传送控制命令。

② 数据处理软件。对所采集的数据进行处理和分析，判断数据是否可信、模拟量有无越限、开关量有无变位，按照数据库提供的参数进行各种统计处理。

③ 报警与事件处理软件。判断报警或事件类型，给出报警或事件信息，登录报警或事件内容和时间，设置和清楚相关报警或事件标志。

④ 人机界面处理软件。显示各种画面和报表、告警和事件信息，给出报警音响或语音，自动和定时打印报警、事件信息以及各种报表和画面；操作权限检查，提供遥调、遥控控制操作，确认报警，修改显示数据（人工置数）、修改保护定值。

⑤ 数据库接口。连接数据库与应用软件，对数据库存取进行管理、协调和控制。

⑥ 控制软件。完成特定的控制任务和工作。对每一项控制任务，一般有一个控制软件与之对应。常见的控制软件有：电压无功控制、操作控制连锁。

1.2.3 RCS-9600 系列保护测控单元

RCS-9600 保护测控单元用于完成变电站内数据采集、保护和控制，与 RCS-9600 计算机监控系统相配合实现变电站综合自动化。该系列保护测控单元也可单独使用，用于老变电站改造或同其他变电站监控系统配合使用。

1. RCS-9600 保护测控单元的功能及分类

RCS-9600 系列保护测控单元作为变电站综合自动化系统一个基本部分，以变电站基本元件为对象，完成数据采集、保护和控制等功能。概括地说，其完成的主要功能有：模拟量数据采集、转换与计算，开关量数据采集、滤波，继电保护，自动控制功能，事件顺序记录，控制输出，对时，数据通信。

对保护测控单元，模拟量数据采集、转换和计算，主要有线路电流、母线电压、流过电容器（电抗器）和变压器的电流、变压器的温度、直流母线电压等。对所采集到的电流、电压进行转换和计算，得到电流和电压的数字量，及由电流、电压计算出来的复合量，如有功功率、无功功率，代替常规二次仪表，实现对变电站基本元件参数的监视。

开关量采集包括断路器、隔离开关位置、一次设备状态以及辅助设备运行情况等以空触点形式表示的信息。

继电保护的配置因设备、对象而异。

自动控制功能，主要包括自动准同步、低频减负荷等。

数据通信是实现保护测控单元与计算机监控系统间信息交换的重要手段。通过数据通信，实现大量信息交换，数据共享，功能集成和综合自动化。

依据保护测控单元所服务的对象及所完成的功能分类，RCS-9600 保护测控单元包括：

- 1) 保护单元。如 RCS-978 变压器保护。
- 2) 测控单元。如 RC-9601 线路测控单元。
- 3) 保护测控单元。如 RCS-9611 线路保护测控单元。
- 4) 自动装置单元。如 RCS-9651 分段备自投测控单元。
- 5) 辅助装置单元。如 RCS-9662 电压并列装置。

RCS-9600 系列保护测控单元详细分类如图 1-9 所示。

2. 保护测控单元硬件结构

RCS-9600 系列保护测控单元硬件典型结构框图如图 1-10 所示。保护测控单元主要有交流插件板、CPU 板、出口继电器板、液晶显示面板和电源与开入板等模块构成。

1) 交流插件完成转换，隔离现场提供的电流、电压信号，即将现场 100V 和 5A 交流电压和电流信号转换为适宜 A-D 转换器采集和处理的低电压信号。

2) CPU 板包括交流插件接口 A-D 转换部分、开入量以及出口继电器板接口，显示面板接口和外部通信接口。来自交流插件的小电压信号经 A-D 转换后变成数字信号，交给 CPU 进行运算和处理，如检查电流信号是否大于过电流整定值，若大于过电流整定值则经过指定时间延迟后，由 CPU 板向出口继电器板发出断路器跳闸指令，同时记下发出跳闸命令时间，并将保护跳闸指令和跳闸时间合成一条告警信息，在传给显示面板同时，发往通信接口（一般为通信口 B，通信口 A 备用），在完成上述任务后，检查开入接口、继电器板接口确认断路器已跳开，启动重合闸或闭锁重合闸（若有重合闸，计算机在重合闸后，给出重合闸动作信号）；若电流信号不大于保护整定值，则对电流、电压信号按照有关要求，进行计算或处理。等待计算机监控系统命令或人机界面操作命令，将计算和处理结果传往计算机监控系统或送到大屏幕液晶显示。

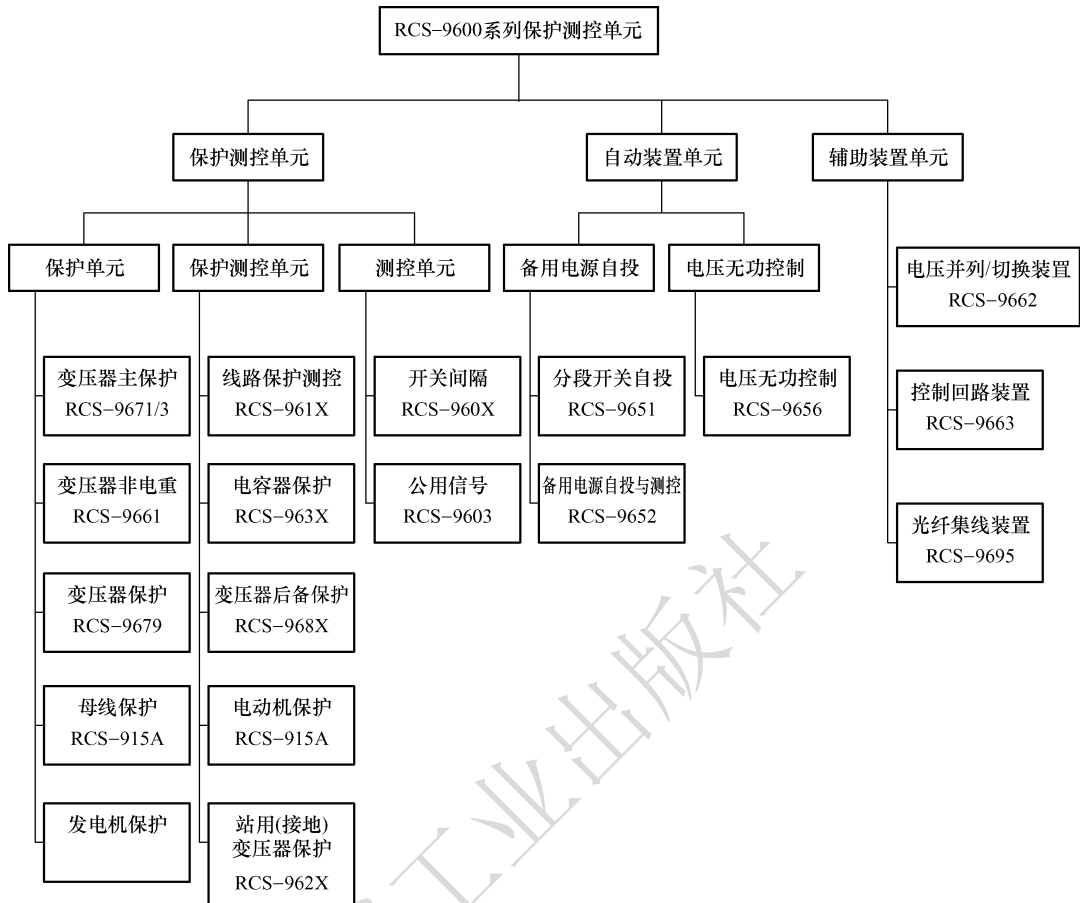


图 1-9 RCS - 9600 系列保护测控单元详细分类

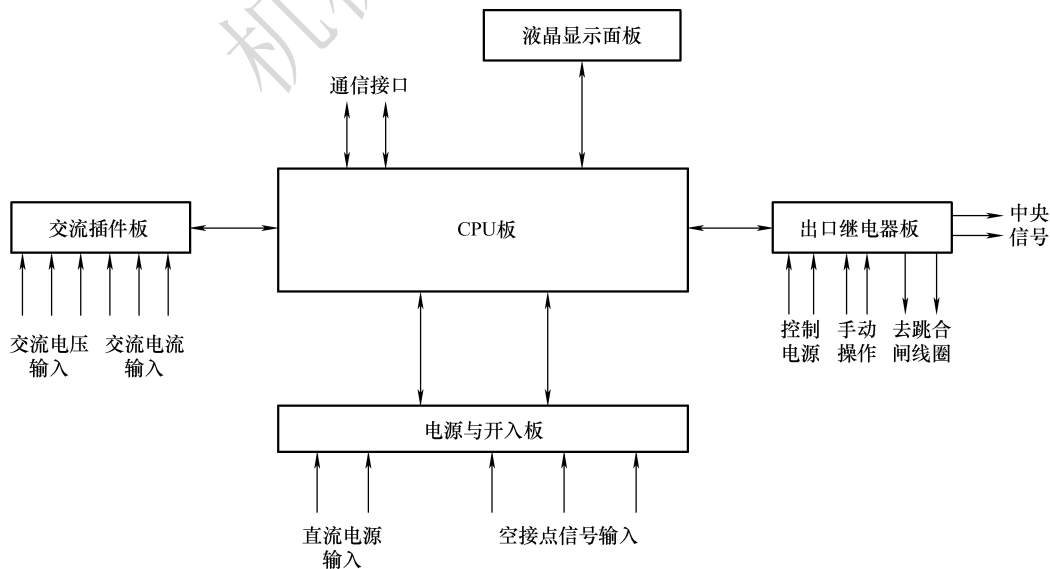


图 1-10 RCS - 9600 系列保护测控单元硬件典型结构框图

3) 对于线路、电容器、站用变压器/接地变压器等保护测控单元，出口继电器板等同于常规二次回路中的操作箱，不仅提供出口分合、防跳、手工分合断路器控制，而且还通过 TWJ（跳位继电器）和 HWJ（合位继电器）触点信号，向监控系统提供断路器位置信号。

4) 显示面板插件向运行维护人员提供一个友善的人机界面。替代常规的二次仪表，实时显示变电站基本元件的电气运行参数，如母线电压、线路电流、断路器位置、状态等。运行人员也可通过显示面板插件，检查和修改保护定值，观察装置状态等。

RCS-9600 系列保护测控单元高度模块化。不同的保护测控单元仅需更换不同的硬软件模块即可。若更换图 1-10 中交流插件并配置相应的软件模块，则图 1-10 所示的保护测控单元便转换为变压器的差动保护 RCS-9671。RCS-9671 硬件结构框图如图 1-11 所示。

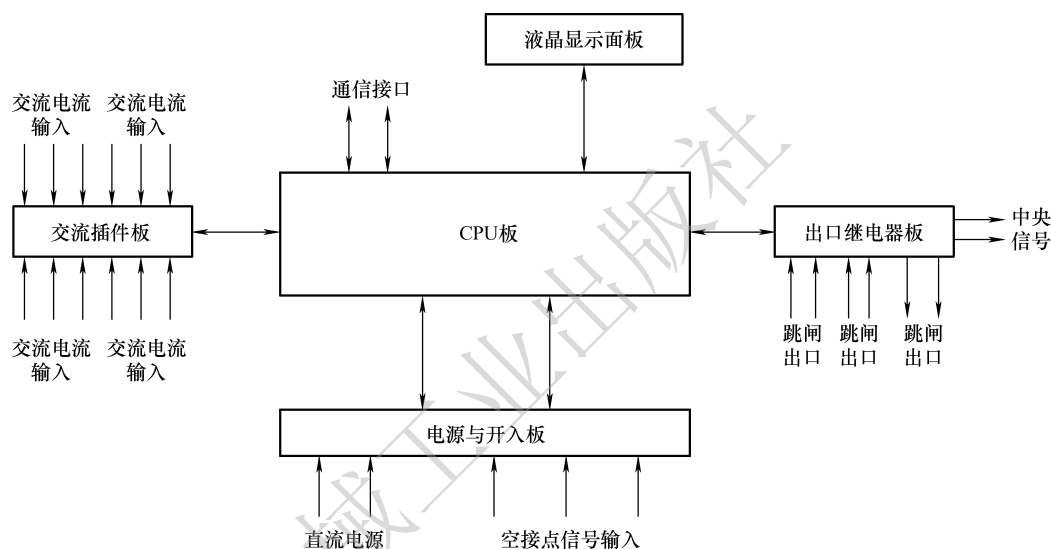


图 1-11 RCS-9671 硬件结构框图

若将图 1-10 交流插件更换为直流插件，同时更换电源与开入板插件，增加开入信号，更换出口继电器板，则图 1-10 所示保护测控单元便转换为如图 1-12 所示的公用信号测控单元 RCS-9603 的硬件结构。

3. RCS-9600 系列保护测控单元功能

1) RCS-961X 系列线路保护测控单元。RCS-961X 系列线路保护测控单元适用于 110kV 及以下电压等级非直接接地或经小电阻接地系统中馈线保护和测控。该系列中“A”型也可用于 110kV 直接接地系统作为线路电流、电压保护和测控。这个系列共有 7 种类型：即（RCS-9611、RCS-9611A、RCS-9612、RCS-9612A）馈线保护测控装置、RCS-9613 线路光纤纵差保护装置、RCS-9615 线路距离保护装置、RCS-9617 横差保护装置。

① 保护功能：二段/三段定时限过电流保护、反时限过电流保护、零序过电流保护、过电流保护可经低电压闭锁或方向闭锁、合闸加速保护、短线路光纤纵差动保护、过负荷保护、三段式相间距离、横联差动电流方向保护等。

② 测控功能：最多 9 路自定义遥信开入采集；通过交流采样提供电压、电流、功率等

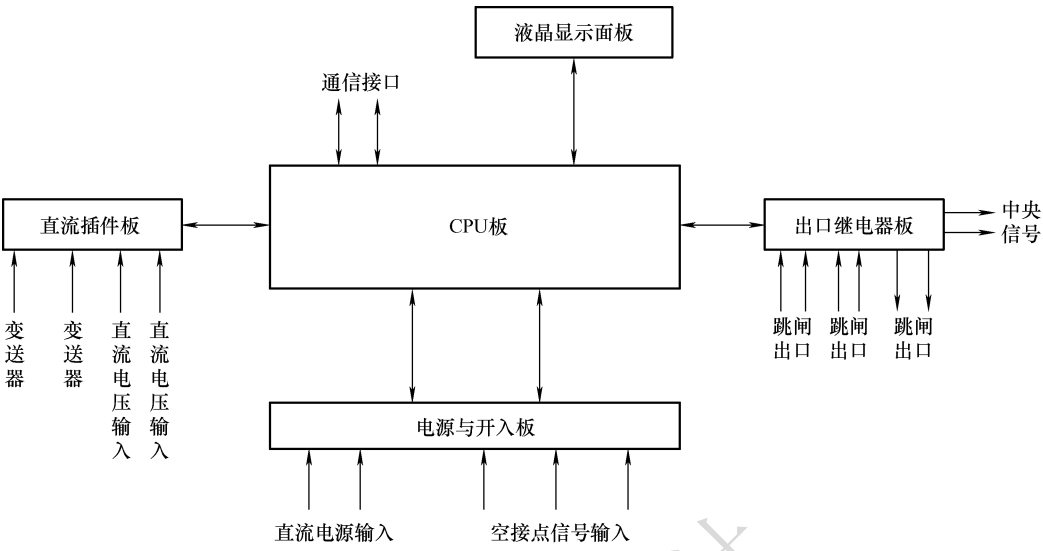


图 1-12 RCS-9603 硬件结构框图

最多 14 个遥测；4 路脉冲量采集；一组断路器遥控；硬件对时；通信功能。

③ 自动控制功能：有故障录波、三相一次/二次自动重合闸、低频减负荷、接地选线试跳和自动重合及独立操作回路。

上述保护测控功能并不包括在每一个保护测控单元中，可通过不同类型保护测控单元选配上述功能。

2) RCS-962X 系列站用/接地变压器保护测控单元。RCS-962X 系列站用/接地变压器保护测控单元适用于 110kV 及以下电压等级非直接接地或经小电阻接地站用/接地变压器保护和测控。

RCS-962X 系列站用/接地变压器保护测控功能如表 1-1 所示。

表 1-1 RCS-962X 系列站用/接地变压器保护测控功能

名 称	保 护 功 能	测 控 功 能
RCS-9621	二段定时限过电流保护 三段零序定时限过电流保护 非电量保护	触点信号采集 交流采样 脉冲信号采集 断路器遥控 故障录波 独立操作回路 通信功能 硬件对时
RCS-9621A	三段复合电压闭锁过电流保护 高压侧正序反时限保护 二段定时限负序过电流保护 高压侧接地保护 低压侧接地保护 低电压保护 非电量保护 过负荷保护	

3) RCS-963X 系列电容器保护测控单元。RCS-963X 系列电容器保护测控单元适用于 110kV 及以下电压等级非直接接地或经小电阻接地系统中并联电容器保护和测控。根据电容器组接线单 Y、双 Y、△ 或桥型接线及保护测控功能不同，形成 5 种不同类型电容器保护测控单元。RCS-963X 系列电容器保护测控功能如图 1-13 所示。

		三段定时限/ 反时限过电流		三段定时限/ 反时限过电流
二段定时限 过电流	过电压			过电压
过电压	低电压	三段定时限 过电流	二段定时限 过电流	低电压
低电压	不平衡电压	过电压	过电压	差电压
不平衡电压	不平衡电流	低电压	低电压	自动投切
不平衡电流	非电量保护	桥差电流	差电压	非电量保护
操作回路、故障录波、零序过电流、 开关量采集、交流采样、脉冲量采集、遥控、通信				

图 1-13 RCS-963X 系列电容器保护测控功能

RCS-9631、RCS-9631A 电容器保护测控单元适用于电容器组单 Y、双 Y、△ 接线；RCS-9631A 在 RCS-9631 基础上增加了非电量保护，由二段过电流保护改为三段过电流保护，并添加了反时限过电流保护。

RCS-9632、RCS-9633、RCS-9633A 适用于桥型接线电容器组。RCS-9632 与 RCS-9633 保护测控单元差别在：一个有桥差电流保护，另一个有差电压保护。RCS-9633A 电容器保护测控单元在 RCS-9633 的基础上改二段定时限过电流为三段定时限过电流，增加了反时限过电流、非电量保护，添加了自动投切功能。

4) RCS-965X 系列备用电源自投保护测控装置。RCS-965X 系列备用电源自投保护测控装置适用于 110kV 及以下电压等级降压变电站。当一条电源故障或其他原因失电后，备用电源自投装置自动启动，将备用电源投入，迅速恢复供电。RCS-965X 系列备用电源自投保护测控装置提供进线备自投和分段备自投两类功能，并结合分段断路器监控的需要，融合了分段断路器保护测控功能。

RCS-965X 系列备用电源自投保护测控装置适用于图 1-14 和图 1-15 两种接线方式，假定两台主变压器分列运行或一台运行一台备用。

① 若正常运行时，一台主变压器带两段母线并列运行，另一台主变压器为明备用，采用进线（变压器）备自投；若正常运行时，两段母线分列运行，每台主变压器各带一段母线，两段母线互为暗备用，采用分段备自投。

② 若正常运行时，一条进线带两段母线并列运行，采用进线备自投；若正常运行时，每条进线各带一段母线，两条进线互为暗备用，采用分段备自投。

表 1-2 列出了 RCS-965X 系列备用电源自投保护测控装置功能。

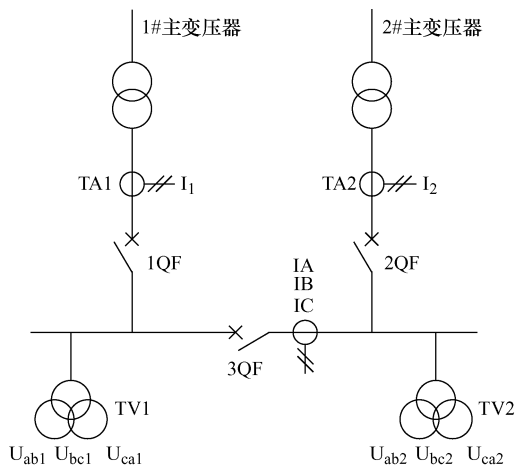


图 1-14 备自投接线方式 1

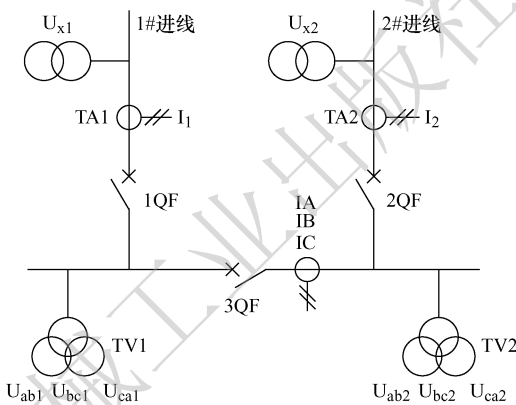


图 1-15 备自投接线方式 2

表 1-2 RCS - 965X 系列备用电源自投保护测控装置功能

装置类型	RCS - 9651	RCS - 9652
分段备自投	4 种方式	2 种方式
进线备自投	无	2 种方式
分段断路器保护	过电流、零序、重合闸、充电保护	无
操作回路	1 个	无
遥测	IA、IB、IC、P、Q、 $\cos\phi$	IA、IB、IC、P、Q、 $\cos\phi$
遥信	5 路	6 路
遥控	1 组（分段断路器）	3 组

5) RCS - 96XX 系列变压器保护测控装置。RC - 96XX 系列变压器保护测控单元完成变压器保护和测控任务。根据变压器各种保护由一台还是多台装置完成，分成两大类型。一类如 RCS - 9679 集成变压器保护单元，这类单元包含变压器差动、高低压侧后备、非电量保护及三相操作回路等功能。一个单元便可完成变压器成套保护任务。但对变压器进行测量、

监视和分接头调节控制，需配置相应测控单元完成。另一类如 RCS - 9671/3、RCS - 9681/2、RCS - 9661 保护测控单元，这类变压器保护单元，每一个保护单元仅完成一部分变压器保护任务。如 RCS - 9671 完成变压器差动保护任务，而 RCS - 9661 则仅完成变压器非电量保护任务。整个变压器所要求的全套保护任务通过将这类多个保护单元组合起来完成。由于变压器后备保护测控单元 RCS - 968/2 除后备保护功能外，还具备测控功能。因而，若采用这类保护测控单元，仅需增加一公用信号测控单元 RCS - 9603，采集变压器油温和档位信号，即可完成变压器全部保护和测控任务。

1.2.4 技能训练：RCS - 9600 系列保护测控装置的使用

1. 训练目的

- 1) 通过以 RCS - 9611 进行相关操作，掌握 RCS - 9611 保护测控装置面板的状态显示。
- 2) 学会保护定值整定，各类测试值的显示以及打印报告。

2. 训练内容

- 1) 熟悉面板布置及功能。RCS - 9611 保护测控单元面板由液晶显示屏、二极管指示灯、复归按钮和键盘 4 部分组成。RCS - 9611 保护测控单元面板如图 1-16 所示。

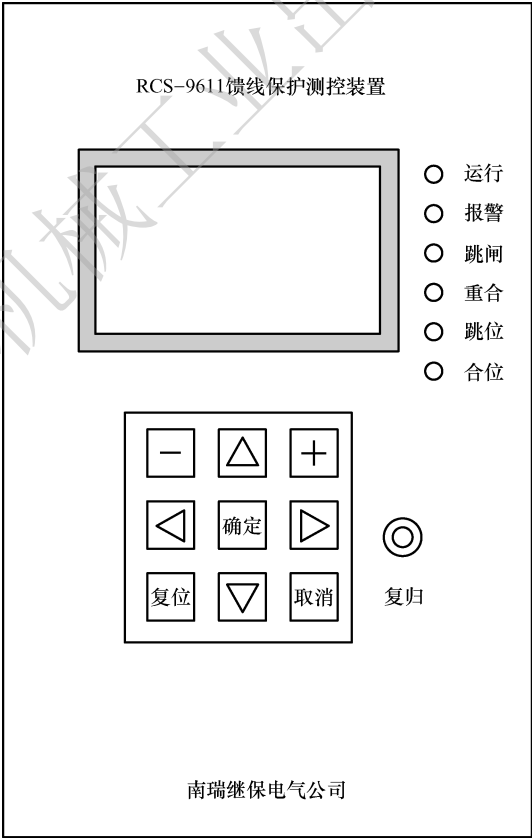


图 1-16 RCS - 9611 保护测控单元面板

① 液晶显示屏：采用 8×4 汉字显示液晶（液晶的背景光在无键盘操作一段时间后将自动关掉的，当按动任意键或当跳闸或自检报警后背景光会自动点亮）。显示保护定值、采样直、保护动作信息以及替代常规仪表和信号盘；显示各种测量值以及开关量、设备状态等。显示控制菜单与键盘配合，实现人机交互，如修改定值、口令、设置装置工作参数、观察输入信号等。

② 二极管指示灯：指示设备工作状态、断路器位置、保护动作及装置异常。

“运行”灯：指示装置的运行状态，装置正常运行时点亮，闭锁时熄灭。

“报警”灯：指示装置的运行状态，当装置报警时点亮。

“跳闸”灯：当保护跳闸时此灯点亮。

“重合”灯：当保护重合时此灯点亮。

“跳位”灯：当 TWJ 闭合时此灯点亮。

“合位”灯：当 HWJ 闭合时此灯点亮。

③ 操作键盘：用于输入命令、修改保护定值或强制装置复位，共有 9 个按键。

< + > 和 < - > 键：用于输入数字。按一次 < + > 键，数字加 1；按一次 < - > 键，数字减 1。

< ↑ > 键：进入命令菜单、上移光标。

< ↓ > 键：下移光标。

< ← > 键：左移光标。

< → > 键：右移光标。

< 确认 > 键：确认修改、设定；确认命令执行或选择某一菜单项。

< 复位 > 键：强制装置复位，重新启动。

< 取消 > 键：退出最低层菜单任务，如退出“遥测显示”菜单任务，返回上一级菜单项；取消已做的操作，如修改定值和参数。

④ 复归按钮：用于复归跳闸灯和重合灯。

2) 液晶显示。正常显示，如图 1-17 所示。跳闸报告显示，如图 1-18 所示。自检报告显示，如图 1-19 所示。

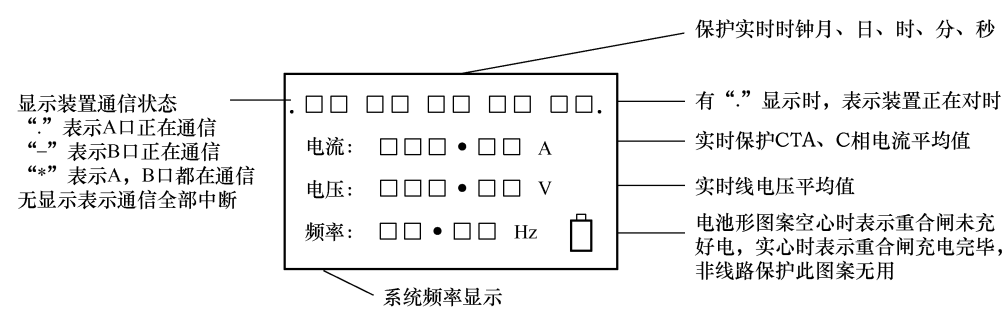


图 1-17 正常显示

3) 命令菜单。命令菜单为树形结构多级菜单，如图 1-20 所示，按键盘 < ↑ > 键可以进入保护装置的主菜单，用 < ↑ >、< ↓ > 键移动光标选择相应的条目，按“确定”键可进入下一级画面，如选择“0. 退出”一项按“确定”键则返回正常显示画面。如下一级画面

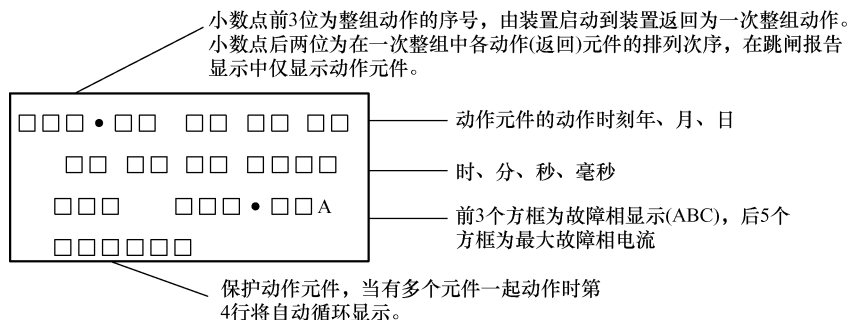


图 1-18 跳闸报告显示

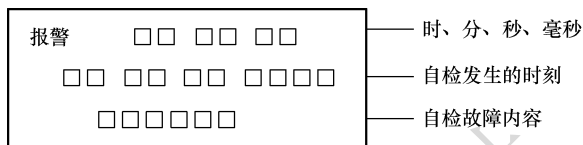


图 1-19 自检报告显示

仍为菜单选择，可继续按<↑>、<↓>键选择相应的条目按“确定”键进入再下一级画面，选择“0. 退出”返回上一级菜单，如无菜单选择画面必须按“取消”键返回上一级菜单。

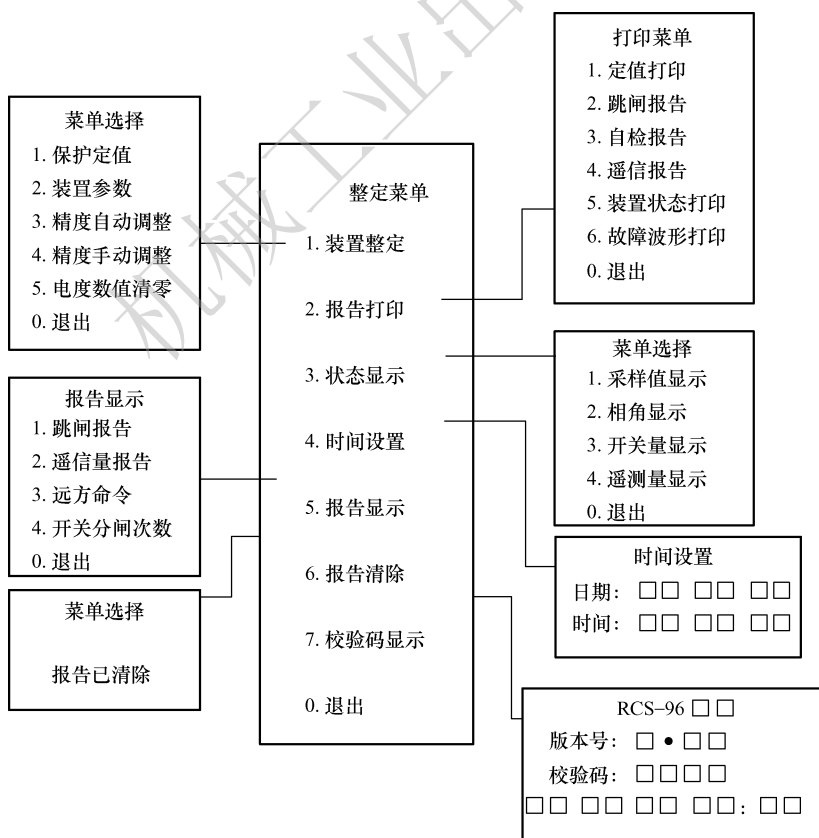


图 1-20 树形结构多级菜单

按“确定”键出现右面的菜单，用<↑><↓><←><→>键可以将光标移动到所需要整定的位置，通过<+>、<->键可对光标所在位置上的数字由“1、2、3、……、9、0”变化以达到所需的值。当全部的定值整定完毕按“确定”键可将定值固化，同时运行灯熄灭保护闭锁，必须按“复位”键保护才会工作在新的定值下。（注意先要整定定值区号）整定完如按“取消”键则取消定值的修改返回上一级菜单。

对保护定值、参数整定等一些重要内容采取了一定安全保护措施，在操作确认要显示这些内容后，将提醒输入由3位数构成的口令。口令错误，显示内容为输入口令前的菜单项内容。口令验证无误后，显示所要查看的内容。如要查看保护定值，首先进入定值菜单，在选中并确认保护定值菜单项后，将提醒输入口令。口令经验证无误后，保护定值如图1-21所示。

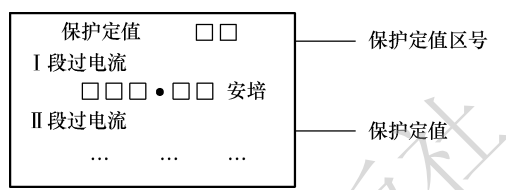


图 1-21 保护定值

① 装置整定。保护定值：按“确认”键，出现图1-21 保护定值画面后，首先检查定值区号，是否与所修改定值的区号相同。若不同，请按“取消”键，退出保护定值画面，选择进入参数画面，修改保护定值区号为所需修改定值的区号，而后再进入保护定值整定画面。若区号相同，按<↑>、<↓>键，移动光标至所需整定的定值处，再按<←>、<→>键，将光标移动到所需整定的位置，按<+>或<->键，光标所在位置上的数字将按“1、2、3、…、9、0”顺序变化，直至达到所需的数字出现。移动光标至下一个位置，再按<+>或<->键，修改光标所在位置上的数字，反复进行上述工作直至全部的定值整定完毕，按“确认”键将定值固化。此时，面板上“运行”灯熄灭，保护处于闭锁状态。按<复位>键，保护启用新的定值。整定中间或整定结束后，若按<取消>键，则所修改定值被丢弃，保护修改前定值并返回上一级菜单。

装置参数：参数整定修改操作同保护定值整定。参数界面的说明如图1-22 所示。

精度自动调整、精度手动调整、电度清零：此三项功能为装置调较采样精度及复位脉冲电度计数时所用，由于装置出厂时已经进行过调整，所以建议用户不要使用此功能。

② 报告打印。选择报告打印菜单项后，进入报告打印子菜单，按<↑>、<↓>键，选择相应菜单项，以进行所有希望的操作。

定值打印：按“确认”键打印保护整定值。

跳闸报告打印：按“确认”键打保护的故障跳闸报告。

装置状态打印：按“确定”键可打印保护装置的当前状态。

③ 状态显示。在主菜单画面上，选择状态显示菜单项，按“确认”键，进入状态显示子菜单，选择相应菜单项，按“确认”键，显示所要查看画面。按<↑>、<↓>键，阅读显示全部内容。

◇ 采样值显示：画面显示保护采样值。采样值显示如图1-23 所示。

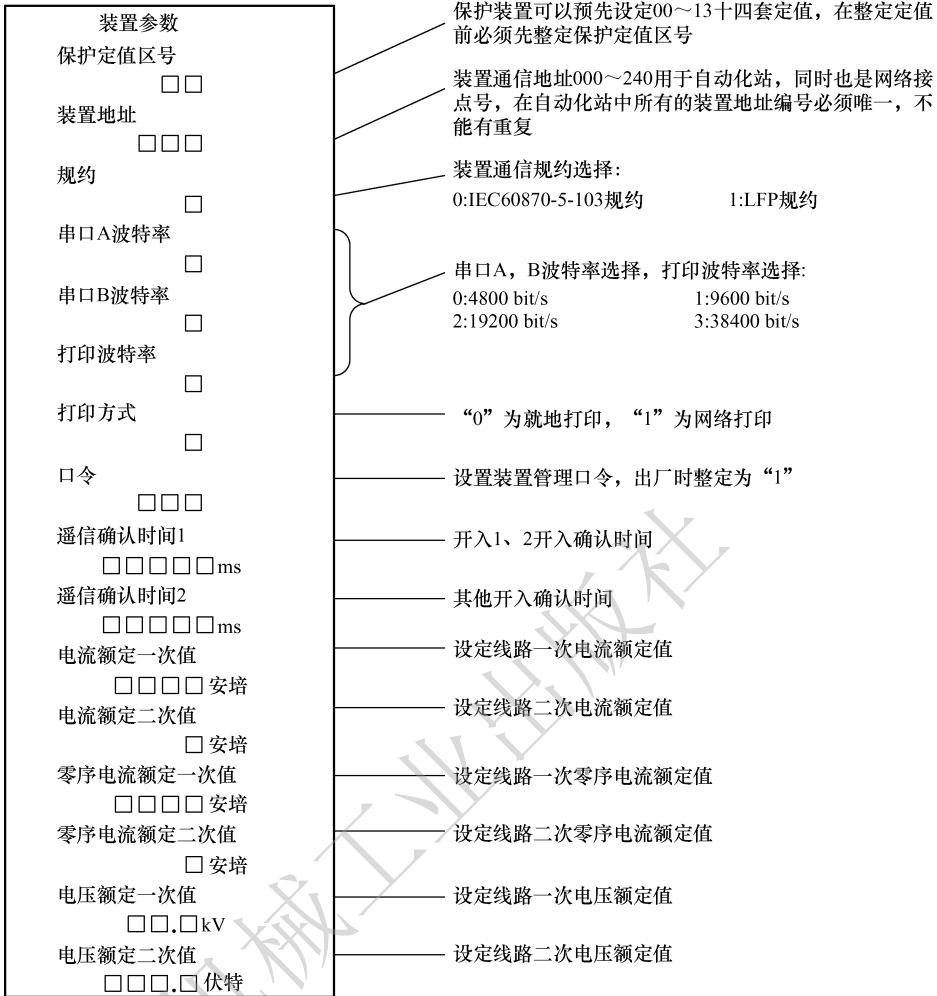


图 1-22 装置参数

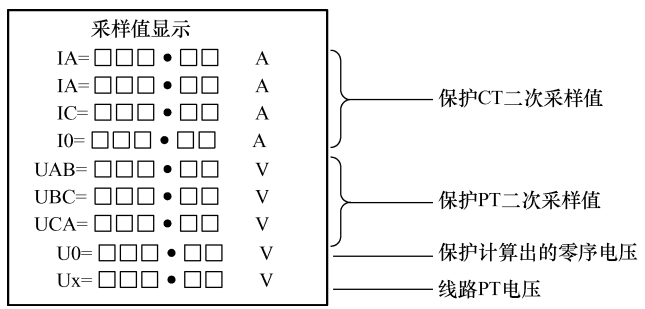


图 1-23 采样值显示

◇ 相角显示（部分型号无此菜单）：用来检查外部电缆极性的，做实验和正常运行时检查外部电流和电压相量关系，相角显示如图 1-24 所示。

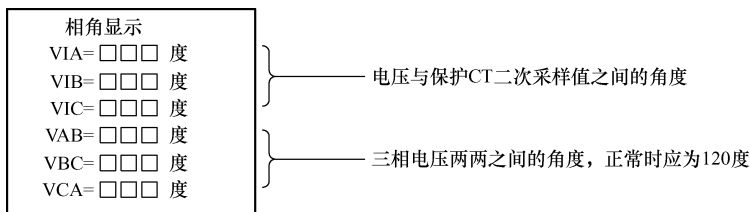


图 1-24 相角显示

◇ 开关量显示：显示断路器输入状态。当开关量输入接点闭合时为“1”，断开时为“0”，开关量显示如图 1-25 所示。

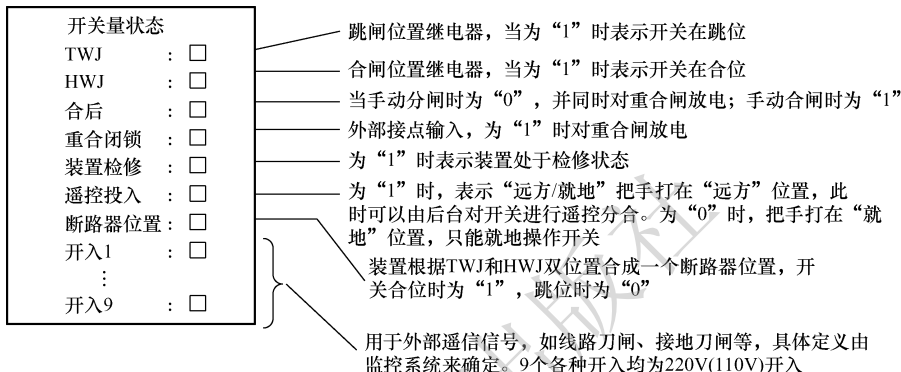


图 1-25 开关量显示

◇ 遥测量显示：遥测量菜单显示遥测值，遥测量显示如图 1-26 所示。

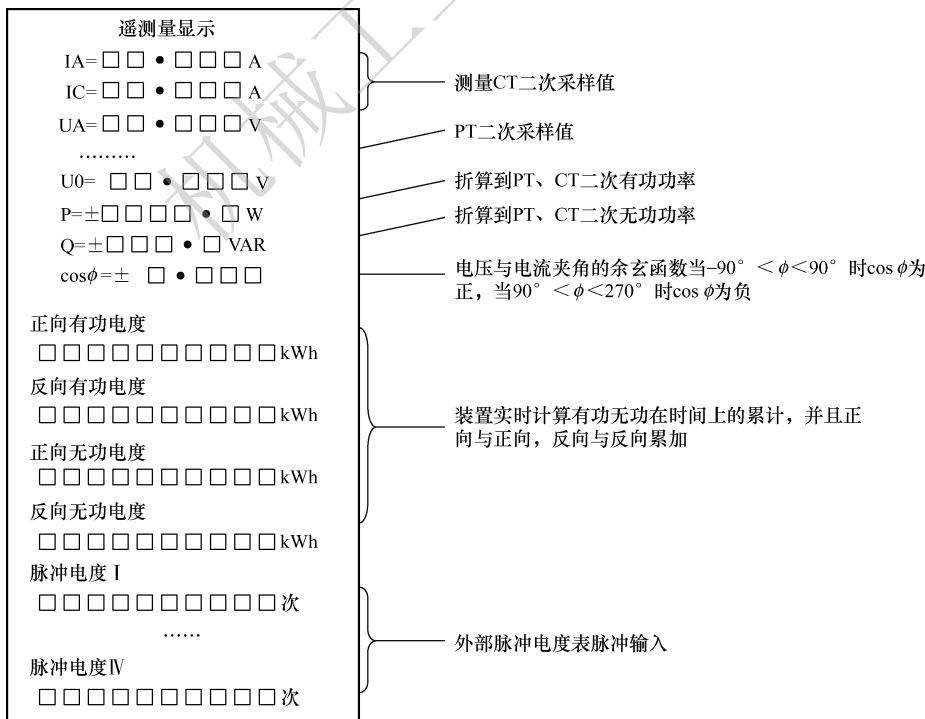


图 1-26 遥测量显示

④ 时间设置。显示装置内当前时间，修改装置内时间。在主菜单上，选择时间设置菜单项，按“确认”键，时间设置如图 1-27 画面。

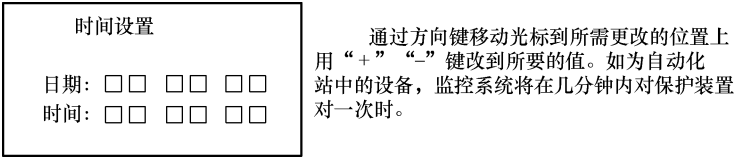


图 1-27 时间设置

⑤ 报告显示。在主菜单画面上，选择报告显示菜单项，按“确认”键，进入报告显示子菜单，选择相应菜单项，按“确认”键，显示所要查看画面，按<↑>、<↓>键，阅读显示全部内容。

◇ 跳闸报告：画面显示当前最近一次的跳闸报告（一般为整组返回），可以通过<↑>键查找前面的报告。共可以储存 64 次报告（一个整组中的一个元件动作为一次），当存满新的报告将最早一次报告覆盖。跳闸报告显示如图 1-28 所示。

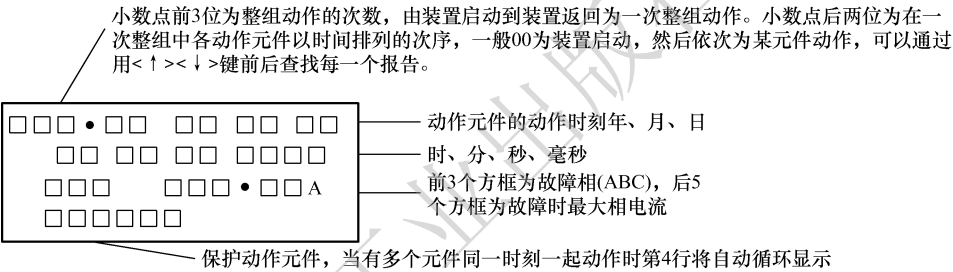


图 1-28 跳闸报告显示

◇ 遥信量显示：画面显示最近一次的遥信变位报告。其中保护动作信号也作为一个遥信记录，“0→1”表示元件动作，“1→0”表示元件返回。装置共可以储存 256 次报告，可以通过用<↑>键查找前面的报告，当存满后，新的报告自动将最后一次报告覆盖。遥信分辨率率为 2ms。遥信量显示如图 1-29 所示。

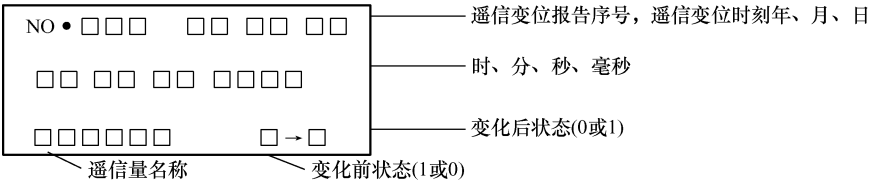


图 1-29 遥信量显示

◇ 远方命令：画面显示最近一次的遥控变位报告。一次断路器遥控分（合）闸显示为“遥控选择”“遥控确认”两个报告。可以通过用<↑>键查找前面的报告。远方命令显示如图 1-30 所示。

◇ 开关分闸次数：显示记录断路器事故分闸次数，开关分闸次数如图 1-31 所示。

⑥ 报告清除。清除储存在内存中的各种报告。在主菜单画面上选择报告清除项，按“确认”键，将出现图 1-32 所示的画面。

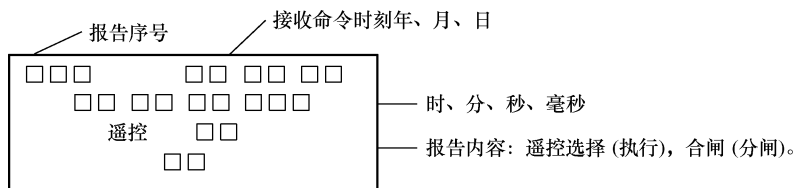


图 1-30 远方命令显示

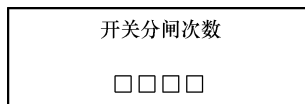
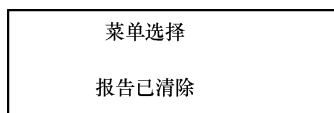


图 1-31 开关分闸次数



此菜单可以将储存在内存中的报告全部清除掉。
注意：此菜单不要轻易使用，清除的报告是无法恢复的，可能不利于故障后的事故分析。

图 1-32 报告清除

⑦ 校验码显示。显示装置内软件版本号、校验码以及程序形成的时间。在主菜单画面上选择校验码显示项，按“确认”键，将出现图 1-33 所示的画面。

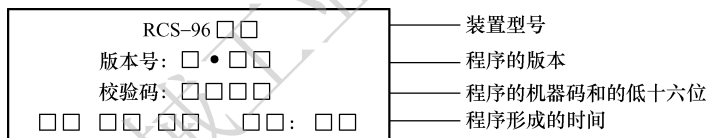


图 1-33 校验码显示

4) 保护报告说明。

① RAM 出错：保护板 RAM 出错，运行灯熄灭，闭锁保护，需通知厂方处理。

② ROM 出错：保护板 ROM 出错，运行灯熄灭，闭锁保护，需通知厂方处理。

③ 定值出错：保护板定值出错，运行灯熄灭，闭锁保护。在装置正常修改定值后装置也报定值出错，此时退出菜单至主画面，让装置自动复位或按复位键即可。在装置正常运行时报定值出错，则需通知厂方处理。

④ PT 断线：当 PT 断线投入为“1”时，a 正序电压小于 30V，而任一相电流大于 $0.06I_N$ ；b 负序电压大于 8V。满足两个条件之一延时 10 秒发报警信号，报警灯亮。

⑤ 频率异常：当系统频率小于 49.5Hz 超过 10s 将发报警信号，报警灯亮。

⑥ TWJ 异常：当 TWJ 为 1，而任一相电流大于 $0.06I_N$ 延 10s 发报警信号，报警灯亮。

⑦ 控制回路断线：当 TWJ 为 0，HWJ 为 0 延时 3s 发报警信号，报警灯亮。

⑧ 弹簧未储能：当弹簧未储能接点输入时发报警信号，报警灯亮同时闭锁重合闸。

⑨ 线路电压异常：重合闸检同期无压投入，线路电压小于 50% 额定电压，TWJ 为 0，任一相电流大于 0.3A 报线路电压异常，发报警信号，报警灯亮，不闭锁保护。

⑪ 接地报警：当装置不平衡电压大于 30V 时，装置将发接地报警信号，如果通过网络分析小电流接地数据，可以实现小电流接地选线功能。

1. 训练目的

- 1) 掌握综合自动化变电站设备运行工况监视的内容。
- 2) 掌握设备运行工况监视的要求。
- 3) 学会利用微机后台监控系统完成一、二次系统的运行监视。

仿真变电站微机后台监控系统。

1) 熟悉一次主接线监控画面。一次主接线监控画面如图 1-34 所示。

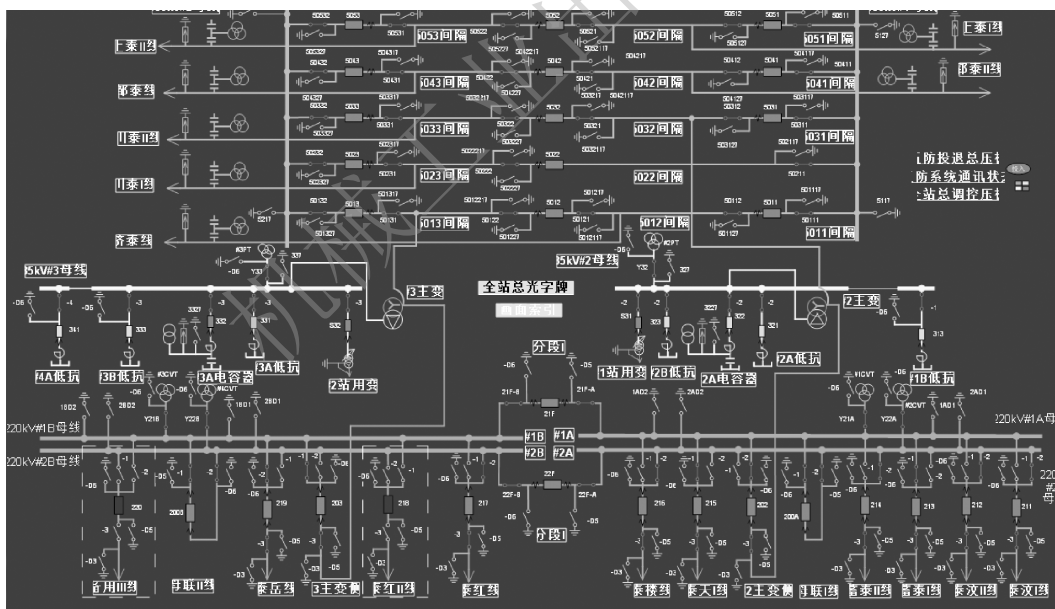


图 1-34 一次主接线监控画面

29

② 隔离开关接地开关状态显示。红色且连通表示在“合闸”位置；红色连通闪烁表示隔离开关由于操作由“分”状态到“合”状态；绿色分断表示在“分闸”位置；绿色断开闪烁表示隔离开关由于操作由“合”状态到“分”状态；灰色任意位置表示隔离开关的状态不确定。

③ 在一次接线图中，将鼠标移到线路名称、母线名称、主变压器名称的标注处（名称上画有白色的框），鼠标会在屏幕上变成一只小手，此时单击鼠标左键，将进入相应的分隔间隔监控图，间隔监控图如图 1-35 所示。

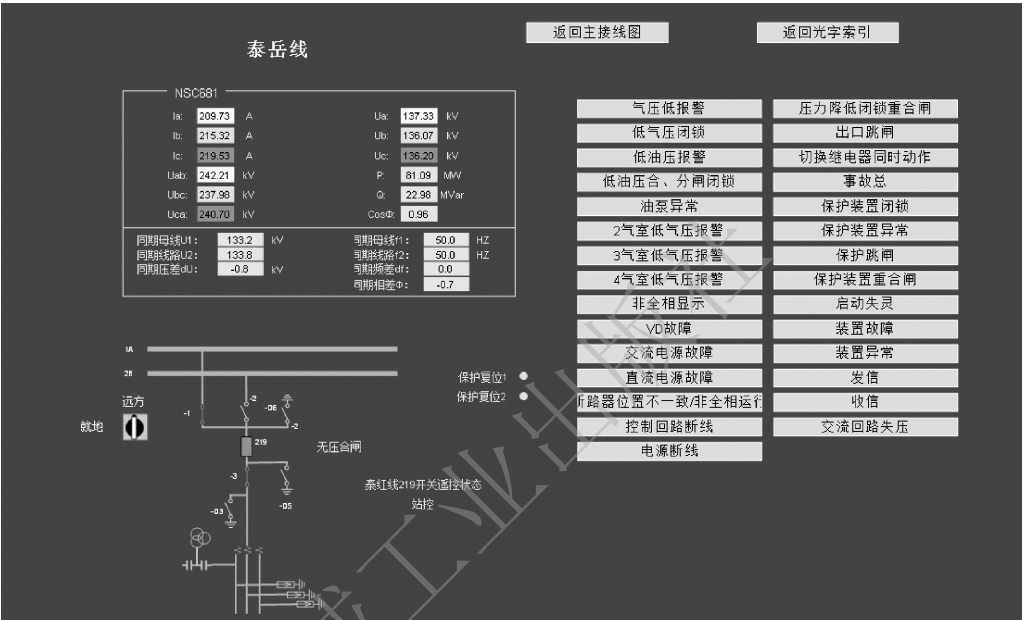


图 1-35 间隔监控图

④ 主系统的基本运行参数显示。在电气一次主接线图的界面上可以显示母线电压（黄绿红分别代表 Ua、Ub、Uc 三相）、系统的频率、主变压器负荷、主变压器分接头位置、各线路潮流（包括有功功率、无功功率）等参数的实时数据。

2) 根据监控画面列出监控的主要内容及要求，如表 1-3 所示。

表 1-3 运行监视主要项目及异常处理措施表

序号	监 视 项 目	正常运行要求	有人值班变电站异常情况处理措施
1	设备负载	不超过额定输送容量	当接近额定输送容量时，汇报调度，申请控制负荷，并加强现场设备的巡视测温，严防过热情况发生
2	母线电压	符合电压曲线要求	按规定进行调整，当电压不满足要求时，立即汇报调度
3	设备运行温度	不超过现场运行规定温度	当接近规定值时，立即到现场对设备进行检查处理，发现温度异常升高，汇报调度，申请派人处理

序号	监 视 项 目	正常运行要求	有人值班变电站异常情况处理措施
4	预告信号	无异常告警信号	当出现异常告警信息时，应立即检查处理，并按规定进行汇报
5	事故信号	无断路器事故跳闸信号，保护、安全自动装置动作信号	当出现事故信号时，立即将断路器变位信息、监控机保护及自动装置动作信号汇报调度
6	监控系统通信	现场设备与监控系统通信正常	出现通信中断时，按规定进行汇报，并加强设备现场监视

1.3 习题

1. 什么是变电站综合自动化？
2. 变电站综合自动化系统有哪些基本功能？
3. 简述变电站层的组成。
4. RCS-9600 综合自动化系统由哪几部分组成？
5. RCS-9600 后台监控系统具有哪些特点？
6. RCS-9600 系列保护测控单元完成的主要功能有哪些？
7. RCS-9600 综合自动化系统中实时采集的数据包括哪些类型？

第 2 章 变电站综合自动化信息的测量与采集

2.1 变电站综合自动化采集的信息

1. 信息的分类

变电站综合自动化系统要测量出表征变电运行以及设备工作状态的信息，才能掌握变电站的运行状况。

变电站综合自动化系统要采集的信息包含变电运行方面、电气设备运行方面的信息以及控制系统本身的运行状态信息，这些信息大致可划分为以下两类：一是传送到上级监控（调度）中心，与电网调度控制有关的信息，这些信息在变电站测量采集后，由综合自动化系统向上级监控或调度中心传送，包括常规的远动信息和上级监控或调度中心对变电站实现综合自动化提出的附加监控信息；二是用于当地监控，实现综合自动化变电站站内监控所使用的信息，由测控单元或自动装置测得，用于变电站当地监视和控制。

变电站综合自动化系统测量的大量信息包括模拟量、脉冲量、开关量以及设备的状态等。因变电站电压等级不同以及在电网中所显的作用不同，所需采集的信息也有所不同。

变电站按运行管理方式可划分为有人值班方式和无人值班方式两大类，通常无人值班需要向上级监控或调度中心传送更多的变电运行信息和设备状态信息。考虑到变电站综合自动化系统对变电运行管理方式的兼容性，在变电站综合自动化系统中，还应测量并采集变电运行设备状态和系统自身运行状态等信息。

2. 变电站采集的典型信息

变电站采集的典型模拟量信息有：主变压器电流、功率；线路电流、电压和功率；各段母线电压；并联补偿装置电流；直流电源电压；站用电电压和频率；变压器的上层油温等。

变电站采集的典型开关量信息有：变电站事故总信号；变压器中性点接地隔离开关位置信号；变压器的断路器位置信号；母线保护动作信号；断路器事故跳闸总信号；直流系统接地信号；断路器闭锁信号等。

设备异常和故障预告信息主要有：控制回路断线总信号；操动机构故障总信号；变压器油温过高、绕组温度过高总信号；轻瓦斯动作信号；变压器或变压器调压装置油温过低总信号；继电保护系统故障总信号；保护闭锁信号；站内 UPS 交流电源消失信号；通信线路故障信号等。

变电站综合自动化系统采集的数字量信息主要指变电站内由计算机构成的保护或自动装置的信息，主要有：各种保护信号如保护装置发送的测量值及定值、故障动作信息、自诊断信息、跳闸报告等；用于远方对系统电能计量的电能脉冲信号；GPS 全球定位系统等。

3. 变电站内自动化信息体系结构

构成变电站自动化的基础是“数据采集和控制”“微机型继电保护与自动装置”“直流电源系统”这3大块。“通信控制管理”连接系统各部分，负责数据和命令的传递，并对这一过程进行协调、管理和控制。变电站内各部分之间、变电站与调度控制中心，通过“通信控制管理”相互交换数据。“变电站主计算机系统”协调、管理和控制整个自动化系统，并向运行人员提供变电站运行的各种数据，使运行人员可以远方控制开关的分、合，还能够使运行和维护人员对自动化系统进行监控和干预。变电站自动化信息的体系结构如图 2-1 所示。

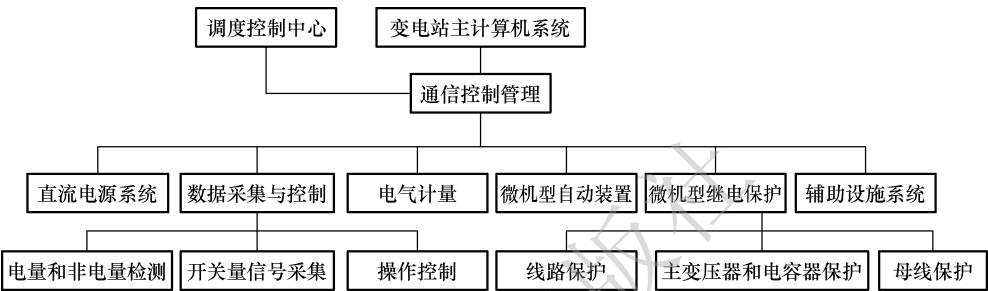


图 2-1 变电站自动化信息的体系结构

4. 自动化信息传输的特点

- 1) 距离远。随着电力工业的迅速发展，现代电网日趋庞大，某个调度中心与它所控制的厂站之间的距离一般有几十千米，甚至几百千米。
- 2) 实时性强。由于电力系统运行的变化过程非常迅速，所以要求变电站综合自动化系统满足对电力系统运行信息的实时性要求。这种通信的实时性要求一般用允许传送时间来表示，它指从发送端发出信息至接收端正确接收到该事件信息的这一段时间。我国地区电网数据采集与监视系统中，最大允许时延指标要求如下：变位信息、厂站端工作状态变化信息必须在 1s 内送到调度中心，厂站端遥测信息按照重要程度分别在 3 ~ 20s 内在调度中心实现更新，电能等存储信息允许几分钟或几十分钟传送一次。
- 3) 可靠性高。在变电站综合自动化系统与调度中心之间传送的遥测和遥信信息，是在安全分析和经济分析的基础上，对运行系统进行经济调度和自动控制的控制命令。遥测和遥信信息是实现电网运行监视的基础信息，也是安全分析的依据，信息传送必须可靠。

2.2 变电站信息的测量与采集

实时地获取系统运行的各种参数及状态，依赖于电力系统测控装置对各种数据的采集和处理。测控装置是变电站综合自动化的基础，它负责采集各种数据和输出控制的全过程。

2.2.1 间隔层 IED 装置的硬件构成

IEC61850 标准对智能电子设备（Intelligent Electronic Device，IED）定义如下：由一个

或多个处理器组成，具有从外部源接收和传送数据或控制外部源的任何设备，即电子多功能仪表、微机保护、控制器，在特定的环境下在接口所限定范围内能够执行一个或多个逻辑接点任务的实体。

间隔层 IED 装置硬件主要包括数据采集系统、微机主系统、开关量输入/输出系统以及人机交互系统。从功能上可分为 6 个组成部分：数据采集系统、微机主系统、开关量输入/输出系统、人机交互系统、通信接口、电源。图 2-2 为 IED 硬件结构示意图。

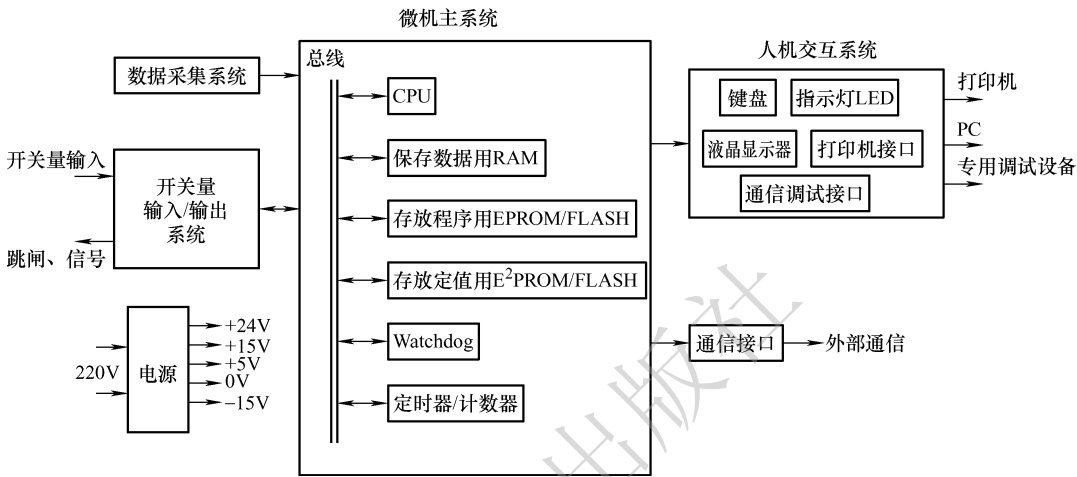


图 2-2 IED 硬件结构示意图

1) 数据采集系统（或模拟量输入系统）。数据采集系统包括电压形成、模拟滤波（ALF）、采样保持（S/H）、多路转换（MPX）以及模-数转换（A-D）等功能块，将模拟输入量准确地转换为微机所需的数字量。

2) 微机主系统（CPU）。微机主系统包括中央处理器（CPU）、只读存储器（ROM）或闪存内存单元（FLASH）、随机存取存储器（RAM）、定时器、并行接口以及串行接口等。微机执行存放在只读存储器中的程序，将数据采集系统输入至 RAM 区的原始数据进行分析处理，完成各种数据处理的功能。

3) 开关量（或数字量）输入/输出系统。开关量输入/输出系统由微机若干个并行接口、光耦合器及有触点的中间继电器等组成，主要用于各种保护的出口跳闸、信号报警、外部触点输入及人机对话、通信等功能。

4) 人机交互系统。人机交互系统包括显示器、键盘、通信调试接口、实时时钟和打印机接口等，其主要用于人机对话，如调试、定值调整及对机器工作状态的干预等。

5) 通信接口。IED 装置的通信接口包括维护接口、监控系统接口、录波系统接口等。一般可采用 RS-485 总线、PROFIBUS 网、CAN 网、LON 网、以太网及双网光纤通信模式，以满足各种变电站对通信的要求，满足各种通信规约，如 IEC 61870-5-103、PROFIBUS-FMS/DP、MODBUSRTU、DNP3.0、IEC 61850 以太网等。

IED 装置对通信的要求是快速，支持点对点平等通信、突发方式的信息传输，物理结构采用星形、环形、总线型，支持多主机等。

6) 电源。可以采用开关稳压电源或 DC/DC 电源模块，提供 5、24、±15V 电源。也有

的系统采用多组 24V 电源。+5V 电源用于计算机系统主控电源；±15V 电源用于数据采集系统、通信系统；+24V 电源用于开关量输入、输出电源。

2.2.2 变电站模拟量的测量与采集

数据采集系统（也称为模拟量输入接口）：将输入保护装置的连续的模拟信号转换为可以被微机保护装置识别处理的离散的数字信号，模拟量输入接口主要包括：电压变换、前置模拟低通滤波器（ALF）、采样保持（S/H）电路、模-数变换（A-D）电路等。图 2-3 为采用 A-D 变换器的数据采集系统原理框图。

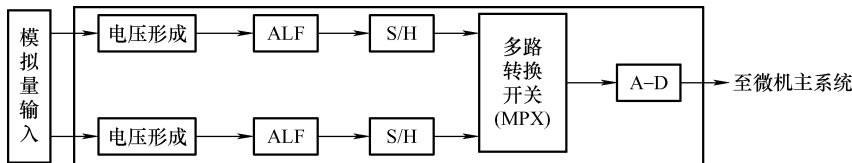


图 2-3 采用 A-D 变换器的数据采集系统原理框图

1) 电压形成回路。它作用是将将从 TA、TV 来的高电压、大电流变换成 IED 装置内部电子电路所需要和允许的小的电压信号；同时起到电气隔离和屏蔽的作用，从 TV、TA 来的电量经过很长电缆接到 IED 装置，也引入了大量的共模干扰。交流变换器一方面提供一个电气隔离，另一方面在一、二次线圈中加了一个接地的屏蔽层，使共模干扰经一次线圈和屏蔽层之间的分布电容而接地，可以有效地抑制共模干扰。

2) 采样定理和模拟低通滤波器。输入信号中包含了各种频率成分，其中最高的频率为 $f_{\max}$ ，若要在采样后将其完全不失真地恢复出来，采样频率必须不小于 $2f_{\max}$ ，即 $f_n \geq 2f_{\max}$ ，这就是采样定理。如果不能满足采样定理的要求，那么在频谱中会发生“频率混叠”现象。

系统故障瞬间，电压、电流中会含有很高的频率成分，为了滤除高次谐波，在采样回路之前设置一个模拟低通滤波器使输入量限制在一定的频带内，一方面可以降低最高频率，使采样频率不至于过高，降低对硬件采样速度的要求，另一方面在相对较低的采样频率下不会产生频率混叠现象。

3) 采样保持电路（S/H）。采样保持电路用于将采样时刻得到的输入模拟量的该时刻的幅值完整地记录下来，并且根据要求准确的保持一段时间供 A-D 转换用。在 A-D 转换期间，采样保持回路中的输出不应变化。

4) MPX 模拟量的多路转换开关。MPX 是一种多路输入、单路输出的电子切换开关。通过编码控制，电子开关分时逐路接通。将由 S/H 送来的多路模拟量分时接到 A-D 的输入端，完成用一个 A-D 对若干个模拟量进行模-数转换工作。

5) 模-数转换器（A-D）。A-D 转换是将模拟信号转换为数字信号。将由多路转换开关送来的由各路 S/H 采样保持器采样的模拟信号的瞬时值转换成相应的数字值。由于模拟信号的瞬时值是离散的，所以相应的数字值也是离散的。这些离散的数字量由微机主系统中的 CPU 读取并存放在循环存储器中供计算时使用。A-D 转换电路分成直接法和间接法两大类。直接法是通过基准电压与取样保持电压进行比较，从而直接转换成数字量。其特点是工作速度快，转换精度容易保证，调准也比较方便，如逐次逼近式 A-D 转换器。间接法是将取样后的模拟信号先转换成时间 t 或频率 f ，然后再将 t 或 f 转换成数

字量。其特点是工作速度较低，但转换精度可以做得较高，且抗干扰性强，如压频变换式 A-D 转换器（VFC）。

2.2.3 变电站状态量的采集

1. 遥信信息及其来源

遥信信息用来传送断路器、隔离开关的位置状态，传送继电保护、自动装置的动作状态以及系统、设备等运行状态信号，它们都只取两种状态值，用一位二进制数就可以传送一个遥信对象的状态。

1) 断路器状态信息的采集。断路器状态是电网调度自动化的重要遥信信息。断路器 QF 的位置信号通过其辅助触点引出，QF 触点是在断路器的操动机构中与断路器的传动轴联动的，所以，QF 触点位置与断路器位置一一对应。

2) 继电保护动作状态信息的采集。采集继电保护动作的状态信息，也就是采集继电器的触点状态信息并且记录动作时间。

3) 事故总信号的采集。断路器发生事故跳闸，就将启动事故总信号。事故总信号用以区别正常操作与事故跳闸，对调度员监视系统运行十分重要。事故总信号的采集同样是触点位置信息的采集。

4) 其他信号的采集。当变电站采用无人值班方式运行后，还应该增加包括大门开关状态等多种遥信信息。

2. 遥信采集电路

断路器位置状态、继电保护动作信号以及事故总信号，最终都可以转化为辅助触点或信号继电器触点的位置信号，只要将触点位置信号采集进来，就完成了遥信信息的采集。图 2-4 是遥信信息采集的输入电路。

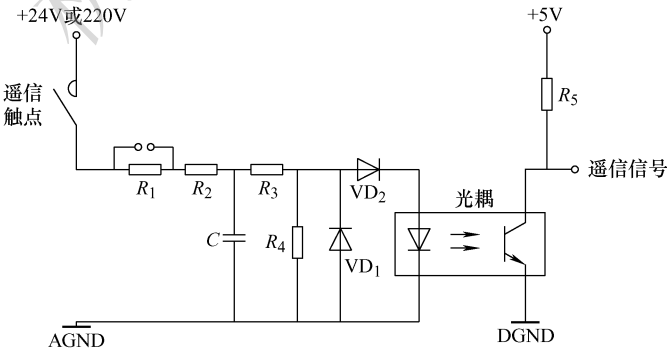


图 2-4 遥信信息采集的输入电路

为了防止干扰，在二次回路的触点信息输入时要采取隔离措施，目前常用光耦合器实现内外的电气隔离。在图中，设断路器处于合闸状态，其辅助触点闭合，+24V 经过 RC 网络后输入到光耦合器，光耦合器中发光二极管发光，光敏晶体管饱和和导通，遥信输出端输出低

CPU 可读取 8 个遥信信息，选择地址加 1，又可输入 8 个遥信信息。当 PC0 ~ PC3 从 0000B 变化到 1111B 时，128 个遥信全部输入一遍，即实现对遥信码的一次扫查。

遥信定时扫查工作在实时时钟中断服务程序中进行，每 5ms 执行一次。每当发现有遥信变位，就更新遥信数据区，按规定插入传送遥信信息。同时，记录遥信变位时间，以便完成事件顺序记录信息的发送。

2) 循环扫描输入遥信。按定时扫描输入遥信，只要定时间隔合适，完全能满足分辨率要求。但是，目前投运的综合自动化系统，绝大多数是由智能子模块完成遥信状态的采集和处理工作，CPU 有更多的时间，以循环的方式对遥信状态进行更短周期的采集，这有利于提高站内遥信变位的分辨率。

循环扫描方式输入遥信的原理仍可用图 2-5 说明。当地址选择开关从 0000 ~ 1111 变化一周将 128 个遥信扫描一遍后，无需再间隔一定的时间，而是立即重复上述对 128 个遥信的输入过程。这样每个遥信的实际扫描周期将小于原定时的时间间隔。

3) 遥信变位的鉴别和处理。遥信扫描输入时，CPU 通过 8255A 的 C 口顺序输出多路数字开关的地址 0000B ~ 1111 B，顺序地将 8 个遥信状态（8 位现状码）读入，并与存放遥信的数据区 YXDATA 内相对应的 8 个遥信状态（8 位原状码）相比较（异或）运行，得到一字节遥信变位信息码。如果现状码与原状码相同，异或得到的变位信息码为零，若变位信息码不为零，说明有遥信变位。当确认有遥信变位后，必须进行相关的处理，其中包括：

① 建立遥信变位标志。这个标志可用来增添：当地的告警显示；CDT（循环远动规约 Cycle Distance Transmission）方式的输入传送；POLLING（轮询）方式下激活第一类信息标志；遥信信息刷新程序。

② 建立变位遥信字队列。必须建立一个队列先行登记，因为一个遥信变位可能引起几个遥信的变位，而这些遥信变位都应该按顺序向上级传送。

③ SOE 登记事件顺序。SOE 表达变电站发生事件时相关的信息。有 3 个要素：事件性质；开关序号；事件发生时间。在变电站综合自动化系统中，应设置记录事件的数据区。在该数据区中为每个遥信设置 8B，其中包括变位性质与对象编号 2B，日、时、分、秒各 1B，ms2B。SOE 单元的时标信息，应可通过确认变位后读时钟取得，开关对象号可由数据读入时确定，分/合状态取当前状态。

4) 遥信采集中的误遥信及其克服。误遥信可分为两类：第一类是一个真实的遥信变位后紧接着几个假遥信读数，最终遥信稳定到真实变位后的状态；第二类是某些遥信不定时地出现“抖动”。

第一类遥信误报过程如图 2-6 所示。当遥信信号变位时，由于继电器不能一次性地闭合，其抖动信号经光耦合器后成为连续几个遥信信号。

对于第一类误遥信，可采取“延时重测”的方法加以克服。即当发现某遥信变位时，首先将它记录下来，然后找到它的时限值并进行计时，经时限值到延时，再次判别该遥信位状态，如果变位真实，则保留记录，否则忽略记录。这种方法应首先确定每个遥信所对应的时限值，CPU 开销较大，所以尽管第二类误遥信也能通过“延时重测”加以克服，但通常还是先在硬件上采取有效措施，只有很大的尖脉冲才由“延时重测”加以克服。

第二类遥信误报进程如图 2-7 所示。每个遥信回路中均存在电磁干扰，其尖峰干扰脉冲可能成为误遥信。为克服第二类干扰，可在原遥信输入回路基础上，提高电源电压，例如用

变电站操作电源 220V 代替 24V 电源，同时加入适当的电阻限流。采取上述措施，尖脉冲幅值一般达不到 180V。可有效克服干扰严重的误遥信。

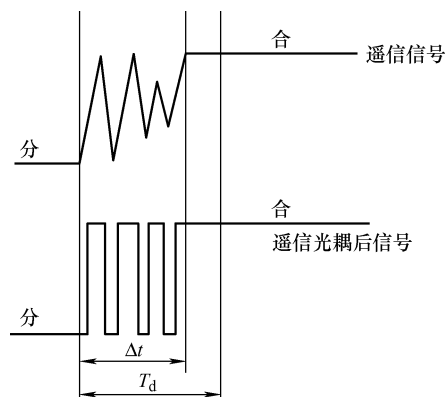


图 2-6 遥信继电器闭合时触点抖动的遥信信号

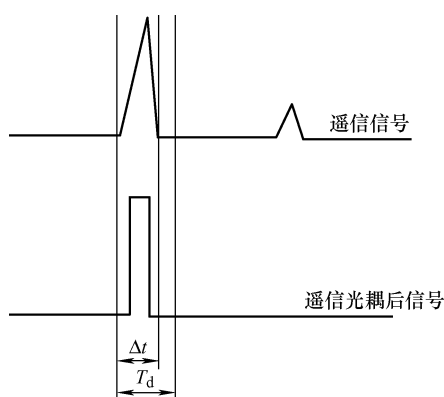


图 2-7 电磁干扰获振动造成的假遥信信号

2.2.4 变电站油温

为适应变电站无人值班管理的运行模式要求，需要将变压器油温、变电站控制室温度等信号进行测量并传送到监控中心。

测量温度常用的一次元件有热电偶、热电阻、热敏电阻等，它们都是将被测量温度转化为便于测量的电气信号或器件参数的大小。热电偶测温原理是热电效应，测温范围可达到 $-50 \sim 1600^{\circ}\text{C}$ ，但通常用来测量 300°C 以上的高温。热电阻利用导体的电阻随温度变化的特性来测量温度，被广泛应用于测量 $-200 \sim 500^{\circ}\text{C}$ 中、低温区的温度。热敏电阻利用半导体的电阻值随温度变化而显著变化的原理来测量温度，它的测温范围在 $-50 \sim 300^{\circ}\text{C}$ 。

在变电站综合自动化系统中，所要测量的温度不是很高，所以热电阻和热敏电阻均可作为一次测温元件。而热敏电阻互换性差，所以在变电站中，均采用热电阻作为一次元件来测量温度。

1. 热电阻的测试温度特性

1) 铂电阻。铂电阻的物理、化学特性比较稳定，在工业生产中常作为测温元件。铂的电阻与温度的关系如下。

在 $0 \sim 630.74^{\circ}\text{C}$ 为： $R_t = R_0(1 + At + Bt^2)$

在 $-190 \sim 0^{\circ}\text{C}$ 为： $R_t = R_0[1 + At + Bt^2 + C(t - 100)t^3]$

式中 R_t ——温度为 t 时的电阻值； R_0 ——温度为 0°C 时的电阻值； t ——任意温度值； A 、 B 、 C ——分度系数， $A = 3.940 \times 10^{-3}/^{\circ}\text{C}$ ， $B = -5.84 \times 10^{-7}/^{\circ}\text{C}^2$ ， $C = -4.22 \times 10^{-12}/^{\circ}\text{C}^3$ 。

由公式可知，要确定电阻值 R_t 与温度之间的定量关系，还必须先确定 R_0 的数值， R_0 不同， R_t 与 t 之间的关系也将变化。

2) 铜电阻。铂电阻虽然性能优良、应用较广泛，但价格昂贵，在测量精度不高且温度较低的场合，铜电阻得到广泛的应用。铜电阻的主要缺点是电阻率较低，电阻体的体积较大，热惯性较大。与铂电阻相似， R_t 与 t 的关系依赖于 R_0 ， R_0 有 50Ω 和 100Ω 两种。

2. 用热电阻测量温度

热电阻作为温度测量的一次元件，将温度高低转变为电阻值的大小。在变电站综合自动化系统中，用热电阻测量的温度信号要远传到变电站控制室或远方监控中心。所以应采用温度变送器，将温度变化引起的电阻值变化，变换成统一电信号。

1) 热电阻测温电路。最常用的热电阻测温电路是电桥电路，如图 2-8 所示。 R_1 、 R_2 、 R_3 是固定电阻， R_4 是不同零电位器， r_1 、 r_2 、 r_3 是导线电阻。

R_1 通过 r_1 、 r_2 、 r_3 与电桥相连接， r_1 、 r_2 阻值相等，当温度变化时， r_1 、 r_2 的变化量相同，由于 r_1 、 r_2 分别在不同的桥臂上，不会产生测量误差， r_3 在电源回路，对测量的影响很小。当调整至满足电桥平衡时，则能直接由电桥检流计测得温度 t 的变化所导致的 R_1 变化。

2) 变压器油温信号的远传。当温度信号要进行远传时，需要采用与温度变送器相配合的测量方式，如图 2-9 所示。温度变送器的恒流源输出恒定电流，在热电阻上形成电压信号，大小与热电阻阻值成正比，测得该电压信号即可获得温度值。在温度变送器内，测量这个电压信号并转变为对应的直流电压输出。温度信号的测量远传，即将温度变送器的输出信号接到系统测控单元部分而实现。

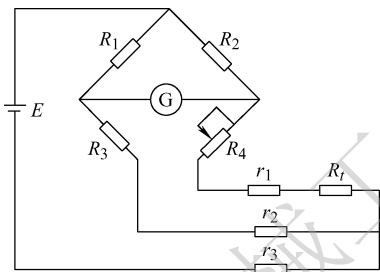


图 2-8 热电阻测温常用电路

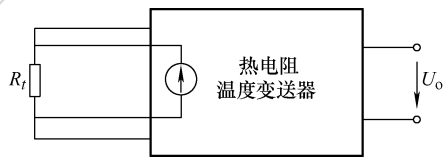


图 2-9 变压器油温的变送原理

2.3 变电站实时时钟的建立

现代电网继电保护系统、AGC 调频、负荷管理和控制、运行报表统计、事件顺序记录等均需要既精确又统一的时间。在变电站综合自动化系统中，为实现精确地控制，正确地分析事件的前因后果，更需要精确统一的时间来辨识断路器的跳闸顺序、继电保护动作顺序，所以，时间的精确性和统一性十分重要。

1. 实时时钟的建立

在变电站综合自动化系统中，重要的状态量变化均需带上时标信息，因此，必须建立实时时钟，并且这个时钟的分辨率应能够达到毫秒级。

电网内实时时钟的核心问题是要求统一，即要求各厂站与调度中心之间的实时时钟相一致。为了实现这个时间的一致性，各厂站测控系统如果能接收同一授时源的时钟，就可以解决一致性问题。在变电站综合自动化系统中，GPS 系统时间精度高，接收方便，应用广泛。

1) GPS 系统时间的接收。GPS 系统由空间卫星、地面测控站和用户设备 3 大部分组成。GPS 系统空间导航卫星部分由 24 颗工作卫星和 3 个备用卫星组成。工作卫星均匀分布在 6 条近似圆形轨道上, 轨道距地面平均高度约为 20 200km, 每 12h 绕地球运行 1 周, 在全球的任何地方、任何时刻能同时收到 4 个以上的卫星信号, 一旦某个导航卫星出故障, 备用卫星可立即根据地面测控站的命令飞赴指定轨道进入工作状态。在地面测控站的监控下, GPS 传递的时间能与国际标准时 (Universal Co-ordinated Time, UTC) 保持高度同步, 误差仅为 1~10ns, 可直接用来为电力系统的控制、保护、监控、SOE 等服务。

为了获得这个精确的授时信号, 已有民用定时型的 GPS 接收器可供选择使用。这种接收器由接收模块和天线构成, 其内部硬件电路和处理软件通过对接收到的信号进行解码和处理, 从中提取并输出两种时间信号: 一是间隔为 1s 的脉冲信号 1PPS, 其脉冲前沿与国际标准时间的同步误差不超过 1 μ s; 二是经 RS-232 串行口输出的与 1PPS 脉冲前沿对应的国际标准时间和日期代码 (时、分、秒、年、月、日), GPS 时间信息的接收如图 2-10 所示。

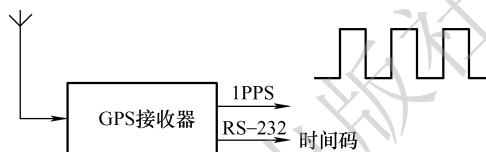


图 2-10 GPS 时间信息的接收

由于 GPS 接收器提供的同步脉冲和串行接口标准不一定满足微机装置在对时上的接口需要, 串行口输出的国际标准时间也不同于我国时间显示的习惯, 所以必须在 GPS 接收器的基础上, 配置信号转换处理和显示部分, 以适应我国实际应用的需要, 接收 GPS 卫星信号的同步时钟的原理图如图 2-11 所示。

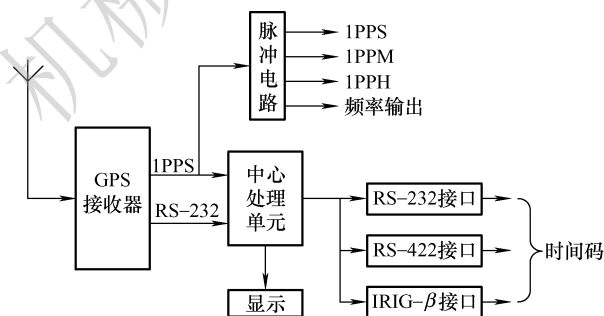


图 2-11 接收 GPS 卫星信号的同步时钟的原理图

实际上, GPS 接收器提供的 1PPS 信号是以秒为计时单位的, 精确度为 1 μ s。由于该信号的接收无需专用通道, 不受地理、气候的影响, 是电网统一时间的理想源。

2) 装置内时钟的建立。GPS 只提供精确到微秒的秒级时间, 与电网内要求的毫秒级时间信号尚有差距。因此, 电网系统内每一套测控或监控系统本身还需要建立毫秒级实时时钟, GPS 提供的秒为单位的精确时间信号可用来对毫秒级时钟进行对时或修正。

在具有秒级对时 (例如 GPS) 的系统中, 实时时钟分为两个部分: 一部分是两字节的

毫秒级时钟，由 CPU 中断累加计数；另一部分是图 2-12 所示的高 7B 组成的时钟，由 GPS 对时钟发进位。毫秒级时钟（不允许其进位）只作为其毫秒级的计数，并由秒级对时脉冲清零。由这两部分构成的时钟，秒级部分具有极高（1 μ s）的精确度，毫秒级部分的精度取决于微机关、硬件的配合，但在 1s 内积累的误差极其有限。因此，由此构成的实时时钟，其精确度和统一性能得到保证，满足了电网、变电站实时监控系统、综合自动化系统的要求。

毫秒(低位)
毫秒(高位)
秒
分
时
日
月
年
百年

图 2-12 实时时钟的存储结构

2. 实时时钟的统一对时

电力系统中实时时钟的对时包括如下几个方面。第一是变电站综合自动化系统内，变电站内标准时钟的建立可以采用多种方式，其中包括接收 GPS 标准时，但变电站内需要时标的测控装置有多个（集中式或分散式），是用一个实时时钟接收装置得到的实时时钟对每个需要实时时钟的单元进行对时，实现时钟的统一。第二是调度中心（或集控中心）与变电站之间的对时。第三是调度中心之间的对时。从理论上讲，后两种情况实现对时后，能节省被对时方的精确授时装置。上述 3 种上级对下级的对时，能确保真正意义上全网统一对时。

2.4 习题

1. 变电站综合自动化系统中，模拟量信息和开关量信息分别有哪些？
2. 变电站综合自动化系统中，设备异常和故障预告信息包括哪些内容？
3. 变电站遥信信息包括哪些？
4. 变电站遥信信息分别如何进行采集？
5. 遥信采集中的误遥信有哪些？如何进行克服？
6. 变压器油温采用什么方法进行测量？
7. 变电站实时时钟如何实现统一对时？

第 3 章 变电站自动化系统的自动控制与调节装置

3.1 断路器分/合闸操作

3.1.1 变电站自动化系统中的二次设备的工作方式

变电站自动化系统中的二次设备分为微机型保护、微机型测控、操作箱（目前一般与微机型保护整合为一台装置，以往多为独立装置）、自动装置、远动设备等。

微机型保护采集电流量、电压量及相关状态量数据，按照不同的算法实现对不同电力设备的保护功能，根据计算结果对目前状况做出判断并发出针对断路器的相应操作指令。

微机型测控的主要功能是测量及控制，可以采集电流量、电压量和状态量并能发出针对断路器及其他电动机构的操作指令，取代的是常规变电站中的测量仪表（电流表、电压表、功率表）、就地及远动信号系统和控制回路。

操作箱用于执行各种针对断路器的操作指令，这类指令分为合闸、分闸、闭锁 3 种，可能来自多个方面，例如本间隔微机型保护、微机型测控、强电手操装置、外部微机型保护、自动装置、本间隔断路器机构等。

变电站内最常见的自动装置是备自投装置和低频减载装置。备自投装置是为了防止全站失压而在变电站失去工作电源后自动接入备用电源；低频减载是为了防止因负荷大于电厂功率造成频率下降而导致的电网崩溃，按照事先设定的顺序自动切除某些负荷。

自动装置与微机型保护的区别在于自动装置虽然也采集电流、电压量，但只进行简单的数值比较以做“有”“无”的判断，然后按照相对简单的固定逻辑动作发出针对断路器的相应操作指令。这个工作过程相对于微机型保护而言是非常简单的。

对于一般规模的市区 110kV 变电站，现在多使用 110/10kV 两绕组变压器，无 35kV 电压等级。110kV 配电装置采用 GIS（SF₆ 气体绝缘全封闭组合电器）或 PASS（智能化 SF₆ 高压组合电器），配置 SF₆ 绝缘弹簧机构断路器，一次主接线形式多为桥形接线，部分重要变电站为单母线分段接线；10kV 配电装置采用中置柜，配置真空绝缘弹簧机构断路器，一次主接线形式为单母线分段接线。

110kV 侧一次主接线为内桥接线的 110/10kV 变电站，其站内主要二次设备包括：110kV 主变压器保护测控屏（主变压器保护、测控、操作箱）、综合测控屏（公共测控、110kV 电压重动/并列）、110kV 备自投屏（备自投、内桥充电保护）、远动屏、电能表屏（主变压器高低压侧计量、内桥计量）、10kV 线路保护测控装置（安装在开关柜上，类似的还有电容器保护装置、接地变保护装置、10kV 电压重动/并列装置）。

重动：电压互感器的二次电压在进入二次设备之前必须经过重动装置。所谓重动就是使用一定的控制电路使电压互感器二次绕组的电压状态（有/无）和电压互感器的运行状态

(投入/退出)保持对应关系,避免在电压互感器退出运行时,其二次绕组向一次绕组反馈电压,导致造成人身或设备事故。

并列:当变电站一次主接线为桥形接线、单母线分段接线等含有分段断路器的接线方式时,两段母线的电压互感器二次电压还应经过并列装置,以使某间隔的二次设备在本段母线电压互感器退出运行而分段断路器投入的情况下,可以从另一段母线的电压互感器二次绕组获得电压。

目前,大多数厂家都将电压重动和并列两种功能整合为一台装置。如许继电气的 ZYQ-824、南瑞继保的 RCS-9663D 等,习惯性上称为电压并列装置。

对于 110kV 侧一次主接线为外桥接线的 110/10kV 变电站,其二次设备与内桥变电站相比,增加了 110 线路保护测控屏(线路保护、测控、操作箱),减去了 110kV 备自投屏。

1. 微机型保护与微机型测控的工作方式

微机型保护是根据所需功能配置的。不同的电力设备配置的微机型保护是不同的,但各种微机型保护的工作方式是类似的。一般可概括为开入与开出两个过程。事实上,整个变电站自动化系统的所有二次设备几乎都是以这两种模式工作的,只是开入与开出的信息类别不同而已。

微机型测控与微机型保护的配置原则完全不同,它是对应于断路器配置的,所以,几乎所有的微机型测控的功能都是一样的,区别仅在于其容量的大小而已。微机型测控的工作方式也可以概括为开入与开出两个过程。

(1) 开入

微机型保护和微机型测控的开入量都分为两种:模拟量和数字量。

1) 模拟量的开入。微机型保护需要采集电流和电压两种模拟量进行运算,以判断其保护对象是否发生故障。微机型测控开入的模拟量除了电流、电压外,有时还包括温度量(主变压器测温)、直流量(直流电压测量)等。微机型测控开入模拟量的目的是获得数值,同时进行简单的计算以获得功率等其他电气量数值。

2) 数字量的开入。数字量也称为开关量,它是由各种设备的辅助触点通过开/闭转换提供的,只有 1、0 两种状态。对于 110kV 及以下电压等级的微机型保护而言,微机型保护对外部数字量的采集一般只有闭锁条件一种,这个回路一般是电压为直流 24V 的弱电回路。

微机型测控对数字量的采集主要包括断路器机构信号、隔离开关及接地开关状态信号等。这类信号的触发装置(即辅助开关)一般在距离主控室较远的地方,为了减少电信号在传输过程中的损失,通常采用电压为直流 220V 的强电回路进行传输。同时,为了避免强电系统对弱电系统的干扰,在进入微机型测控单元前,需要使用光耦合单元对强电信号进行隔离、转换而变成弱电信号。

(2) 开出

对微机型保护而言,开出指的是微机型保护动作后,按照预先设定好的程序自动发出的操作指令、信号输出等。

对微机型测控而言,开出指的是人为发出的对断路器及各类电动机构(隔离开关、接地开关)操作指令。

1) 操作指令。微机型保护发出的操作指令是自动的,只针对断路器发出操作指令。对线路保护而言,这类指令有跳闸或者重合闸两种;对主变压器保护、母线差动保护而言,这类指令只有跳闸一种。

在某些情况下，微机型保护也会对一些电动设备发出指令，如“主变压器过负荷启动风机”会对主变风冷控制箱内的风机控制回路发出启动命令；对其他微机型保护或自动装置发出指令，如“母线差动保护动作闭锁线路保护重合闸”“主变压器保护动作闭锁内桥备自投”等。

微机型测控发出的操作指令是人为的，微机型测控发出的操作指令可以针对断路器和各类电动机构，这类指令也只有两种，对应断路器的跳闸、合闸或者对应电动机构的分、合。

2) 信号输出。微机型保护输出的信号只有两种，保护动作和重合闸动作。线路保护同时具备这两种信号，主变压器保护只输出保护动作一种信号。至于“装置断电”之类的信号属于装置自身故障，严格意义上讲不属于保护范畴。

微机型测控是将自己采集的开关量信号进行模式转换后通过网络传输给监控系统。

2. 微机型保护、测控与操作箱的联系及工作方式

操作箱内安装的是针对断路器的操作回路，用于执行微机型保护、微机型测控对断路器发出的操作指令。一台断路器配置一台操作箱。一般来说，在同一电压等级中，所有类型的微机型保护配套的操作箱都是一样的。在 110kV 及以下电压等级的二次设备中，由于断路器的操作回路相对简单，目前已不再设置独立的操作箱，而是将操作回路与微机型保护整合在一台装置中。需要明确的是，尽管安装在一台装置中且有一定的电气联系，操作回路与微机型保护回路在功能上仍然是完全独立的。

对于一个含断路器的设备间隔，其二次设备系统均由 3 个独立部分组成：微机型保护、微机型测控、操作箱。这个系统的工作方式有 3 种。

方式 1：在后台机上使用监控软件对断路器进行操作。操作指令通过网络触发微机型测控里的控制回路，控制回路发出的对应指令通过控制电缆到达微机型保护里的操作箱，操作箱对这些指令进行处理后通过控制电缆发送到断路器机构箱内的控制回路，最终完成操作。动作流程为：微机型测控——操作箱——断路器。

方式 2：在微机型测控屏上使用操作把手对断路器进行操作。操作把手的控制接点与微机型测控里的控制回路是并联的，操作把手发出的操作指令通过控制电缆到达微机型保护里的操作箱，操作箱对这些指令进行处理后通过控制电缆发送到断路器机构箱内的控制回路，最终完成操作。使用操作把手操作也称为强电手操，它的作用是防止监控系统发生故障（如后台机死机）时无法操作断路器。所谓强电是指断路器操作的启动回路在直流 220V 电压下完成，而使用后台机操作时，启动回路在后台机的弱电回路中。动作流程为：操作把手——操作箱——断路器。

方式 3：微机型保护在保护对象发生故障时发出的操作指令。操作指令通过装置内部接线到达操作箱，操作箱对这些指令进行处理后通过控制电缆发送到断路器机构箱内的控制回路，最终完成操作。动作流程为：微机型保护——操作箱——断路器。

微机型测控与操作把手的动作都是需要人为操作的；微机型保护的自动动作是自动进行的。操作类型的区别对于某些自动装置联锁回路的动作逻辑是重要的判断条件。

3. 断路器的控制回路介绍

断路器的控制回路主要包括断路器的跳、合闸操作回路以及相关闭锁回路。一个完整的

断路器控制回路由微机型保护（或自动装置）、微机型测控、操作把手、切换把手、操作箱和断路器机构箱组成。

断路器操作按照操作地点的不同分为远方操作和就地操作。就地和远方相对于“远方/就地”切换把手所安装的那个位置。在 110kV 断路器的操作回路中，一般有两个切换把手，一个安装在微机型测控屏，一个安装在断路器机构箱。对微机型测控屏的切换把手 1QK 而言，使用微机型测控屏上的操作把手进行操作就属于就地，来自综合自动化后“软件或集控站通过远动户系统传来的操作命令都属于远方；对断路器机构箱内的切换把 43LR 而言，在机构箱使用操作按钮进行操作属于就地，一切来自主控室的操作命令都属于远方。

1) 断路器的合闸操作。断路器的合闸操作分为手动合闸和自动合闸两种。手动合闸包括：利用综合自动化后台软件（或在集控站利用远动系统）合闸、在微机型测控屏使用操作把手合闸、在断路器机构箱使用操作按钮合闸；自动合闸包括：线路重合闸和备自投装置合闸。

2) 断路器的跳闸操作。断路器的跳闸操作分为手动跳闸和自动跳闸两种。手动跳闸包括：利用综合自动化后台软件（或在集控站利用远动系统）跳闸、在微机型测控屏使用操作把手跳闸、在断路器机构箱使用操作按钮跳闸。自动跳闸包括：自身保护（该断路器所在间隔配置的微机型保护）动作跳闸、外部保护（母线保护或外间隔配置的微机型保护）动作跳闸、自动装置（备自投装置、低频减载装置等）动作跳闸、偷跳（由于某种原因断路器自己跳闸）。

3) 断路器操作的闭锁回路。断路器操作的闭锁回路，根据断路器电压等级和工作介质的不同可以分为两类：操作动力闭锁和工作介质闭锁。

操作动力闭锁指的是断路器操作所需动能的来源发生异常，禁止断路器进行操作。例如，弹簧机构断路器的“弹簧未储禁止合闸”等。

工作介质闭锁指的是断路器操作所需绝缘介质浓度异常，为避免发生危险而禁止断路器操作。例如，SF₆断路器的“SF₆压力低禁止操作”等。

3.1.2 开关柜断路器的就地、远方、遥控操作

1. 开关柜断路器的就地操作

在开关柜的前门，可以看到两个按钮，红色为合闸按钮，绿色为跳闸按钮。还有一个断路器跳位置指示器，显示“I”为合闸，显示“O”为跳闸。

图 3-1 和图 3-2 为 KYN28A-12 型开关柜跳合闸原理图。SHA 为合闸按钮，TA 为跳闸按钮。CZ 为二次元件插件，回路编号 101、102 为控制电源正、负极，其空气开关装在相应的主变保护 A 柜上。DK1、DK2 为储能电源空气开关。S8 为手车试验位置行程开关，手车在试验位置 S8 是闭合的。S1 为弹簧储能行程开关，弹簧已储能时闭合。YC 为断路器合闸线圈，YT 为跳闸线圈，KO 为断路器防跳线圈。

当满足“手车在试验位置，弹簧已储能”的条件时，按下红色合闸按钮 SHA，合闸线圈 YC 通电，断路器合闸。断路器合闸后由于储能弹簧的能量已释放，触动了微动行程开关 S3 闭合，起动电机，压缩弹簧重新储能。当弹簧完成储能后，触动微动行程开关 S3 断开，电机停转，同时发出“已储能”信号。

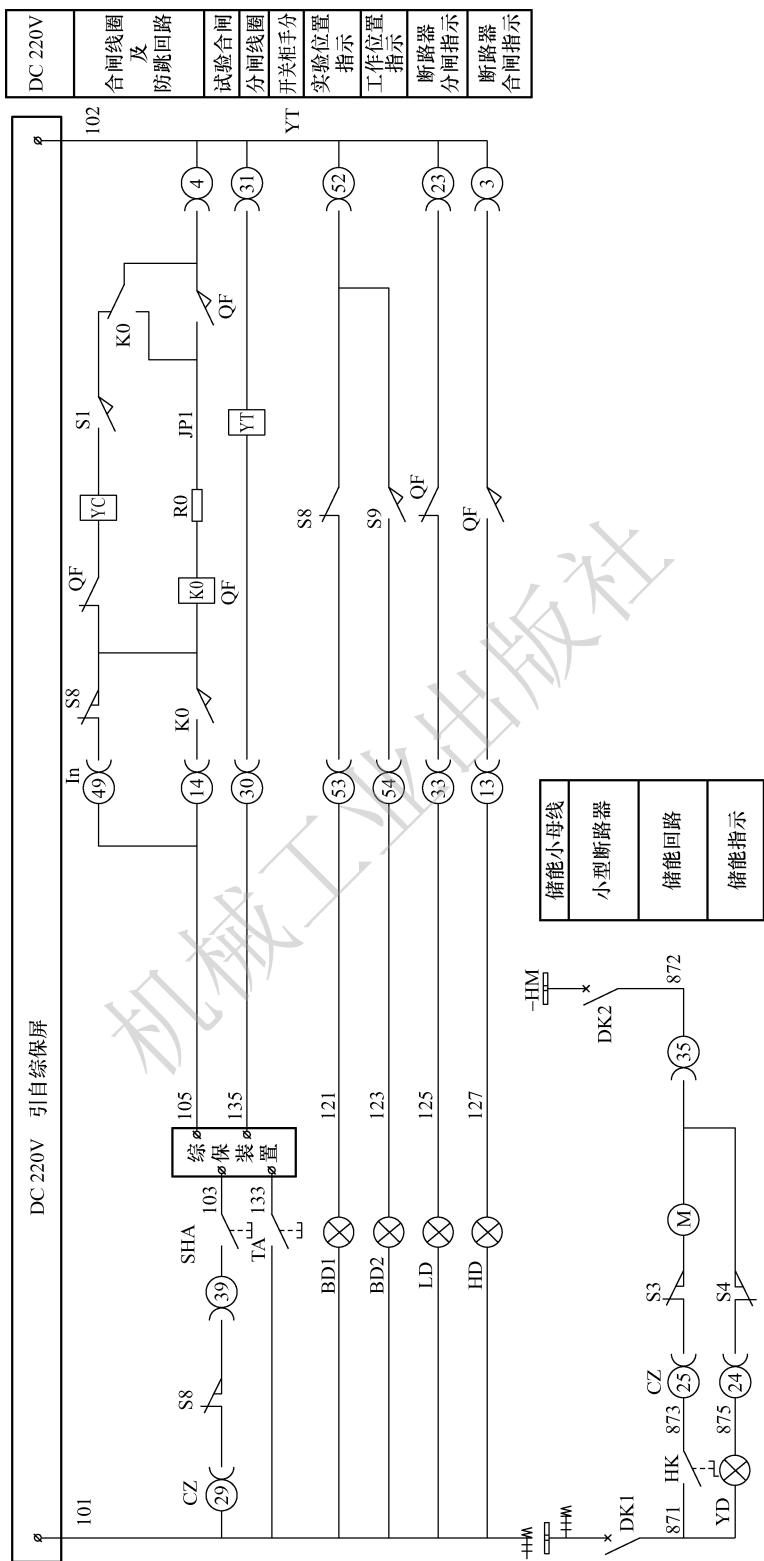


图3-1 KYN28A-12型开关跳合闸原理图一

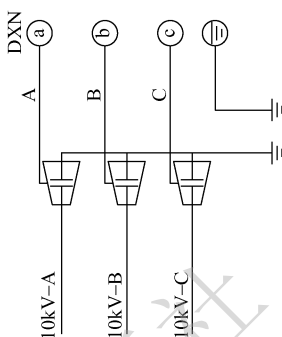


图3-2 KYN28A-12型开关跳合闸原理图二

按下绿色跳闸按钮 TA 时，不管手车在运行位置还是在试验位置，断路器都能跳闸。一般继电保护装置都设有断路器防跳回路，称“装置防跳”，即 TBJ 及相应回路。断路器机构箱内也设有断路器防跳回路，称“机构防跳”，即 KO 防跳继电器及相应回路。有时，这两种防跳会冲突，造成断路器不能合闸。这样，就要取消其中一种防跳。通常是取消“机构防跳”，如在图 3-1 中断开压板 JP1 因为“装置防跳”与保护回路在一起，可靠性比较高。

2. 测控装置（柜）的远方操作

以主变保护测控柜的 RCS - 9703C 测控装置和 CJX - 11 操作箱为例。在主变保护测控柜的测控装置 RCS - 9703C 旁，找到控制开关 QK，有“强制手动”“远控”和“同期手合”3 个位置。QK “强制手动”是指在测控柜上就地进行断路器的跳、合闸操作。QK “远控”是指在主控室后台机上进行断路器的跳、合闸操作。QK “同期手合”是指在满足同期条件后，在测控柜上就地进行断路器的合闸操作。还有红色的合闸按钮 HA，绿色的跳闸按钮 TA。3S 为“五防装置”接口。把 QK 打到“强制手动”位置，用“五防”编码锁接通 3S，然后按下跳、合闸按钮进行断路器远方的跳、合闸操作。

断路器操作按照操作地点的不同分为远方操作和就地操作。就地和远方相对于“远方/就地”切换把手所安装的那个位置。“远方/就地”操作是一个相对的说法。在测控屏上的操作，相对于开关柜的位置来说，已是“远方”操作，但相对于主控制室后台来说，还是“就地”操作。有些厂家还把主控室后台的操作称为“遥控”，而在其他位置的操作都称为“就地”。

图 3-3 为主变保护测控柜上断路器就地/遥控原理接线图。3S 为“五防装置”接口，3QK 断路器操作方式选择转换开关。3HA 为合闸按钮，3TA 为跳闸按钮。+ KM 为控制电源小母线，注意，其控制开关安装在主变保护 A 柜上。

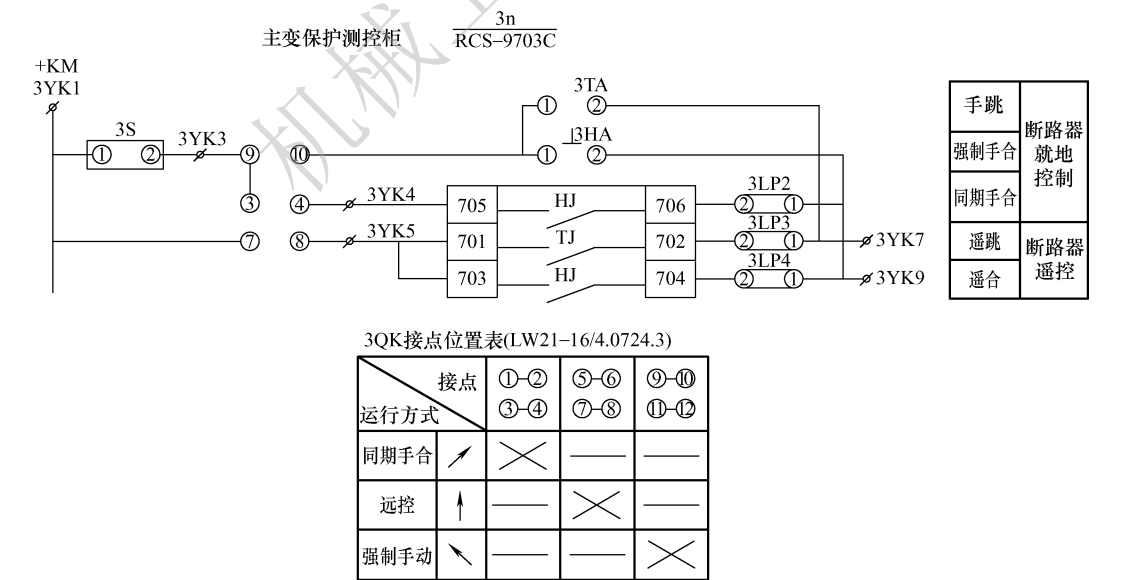


图 3-3 主变保护测控柜上断路器就地/遥控原理接线图

“五防装置”是变电站综合自动化五防系统中安装在微机测控屏的电气五防锁。在将五防编码锁（计算机钥匙）插入此电气锁后，若按照程序要求应该操作此断路器，则可以认为 3S

的两个接点被短接，正电源接通 3S 的①②；若程序中不应该操作此断路器，则 3S 的两个接点为开路状态，正电源被阻断在 3S 的①处。如此，即实现了“防止误操作断路器”的功能。

将 3QK 转到“强制手动”后，按下合闸按钮 3HA 后，正电源经过“五防装置”接口 3S，端子 3YK3 与 3YK9 接通，在图 3-4 中编号 321 的回路接上了正电源，再经过 D7、合闸压力闭锁接点 HYJ1、HYJ2、TBJV、HBJ、最后在编号 307 的回路出口，接通开关柜断路器的合闸线圈，使断路器合闸。

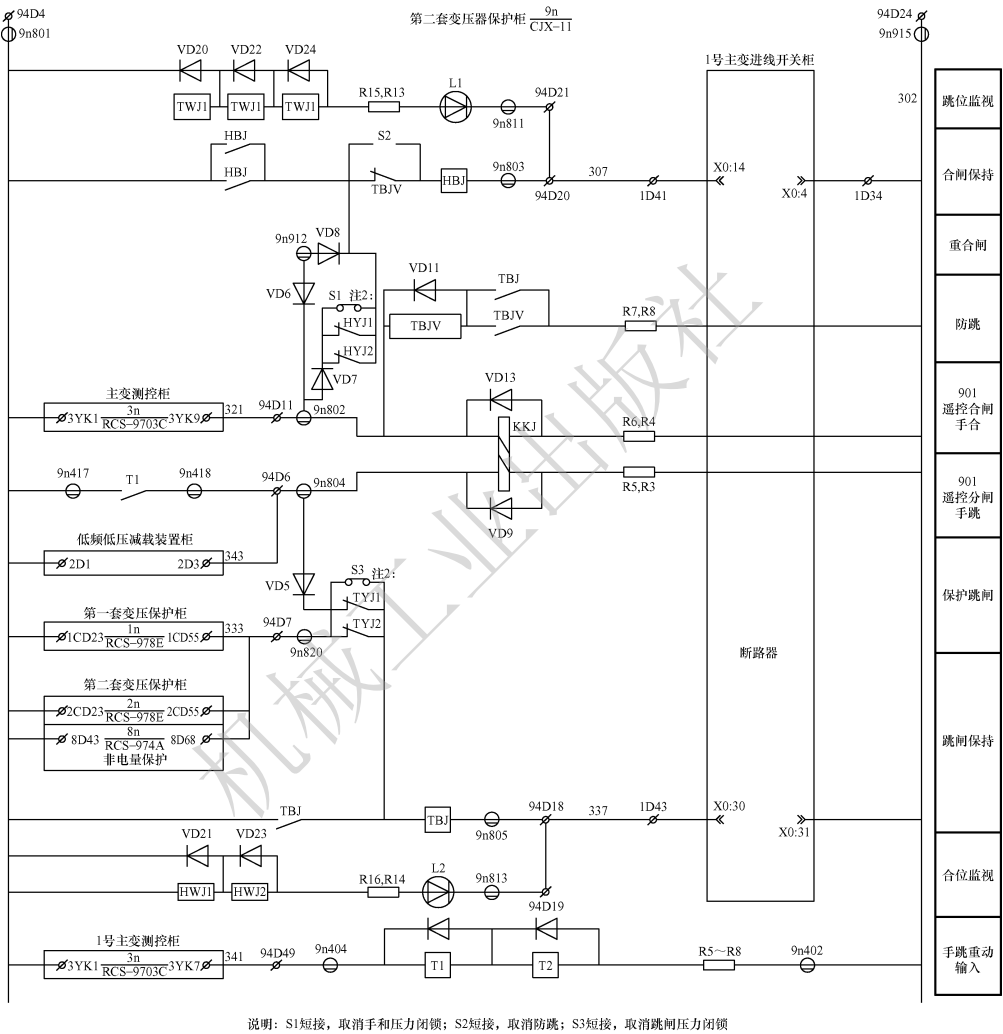


图 3-4 断路器控制回路图

编号 321 的回路接通正电源后，同时也接通了“合后继电器” KKJ 的动作线圈，KKJ 的常开节点接通，启动重合闸等作用。

在跳闸操作时，按下跳闸按钮 3TA 后，正电源经过“五防装置”，端子 3YK3 与 3YK7 接通，在图 3-4 中编号 341 的回路接上了正电源，从而接通了手跳重动继电器 T1、T2，经 T1 的常开接点、D5、跳闸压力闭锁接点 TYJ1、TYJ2、跳闸闭锁继电器 TBJ，在编号 337 的回路出口，最后接通开关柜断路器的跳闸线圈，使断路器跳闸。

T1 的常开接点接上了正电源后，同时也接通了“合后继电器” KKJ 的复归线圈，KKJ 的常开节点断开，闭锁重合闸等作用。

KKJ 为“合后继电器”，该继电器有一动作线圈和复归线圈，当动作线圈加上一个“触发”动作电压后，接点闭合。此时如果线圈失电，接点也食维持原闭合状态，直至复归线圈上加上一个动作电压，接点才会返回。当然这时如果线圈失电，接点也会维持原打开状态。

3. 主控室后台的遥控操作

在主控室的后台系统计算机中，用控制软件进行的控制操作。在图 3-3 可以看到，进行断路器的遥控操作，实际上是通过遥控触点 HJ、TJ 来把端子 3YK3 分别接通 3YK9 和 3YK7。因此，3QK 必须先打到“远方”的位置，其触点⑤和⑥，⑦和⑧接通，同时还要投入压板 3LP3 和 3LP4。端子 3YK3 分别接通 3YK9 和 3YK7 后，在图 3-4 的动作过程与前述的相同。

利用后台系统软件遥控操作断路器是不受“五防装置”影响的，这种操作模式是通过微机五防系统和变电站自动化系统的软件实现相互配合，通过这种“软五防”的方式来保证后台系统操作顺序的正确。

3.1.3 SF₆绝缘弹簧机构断路器操作控制

SF₆断路器是 110kV 电压等级最常用的开关电器。以下选用西安西开高压电气股份有限公司生产的 LW25 - 126 型 SF₆绝缘弹簧机构断路器进行讲解。

LW25 - 126 型断路器操作机构的二次回路如图 3-5 所示。主要元件的符号与名称对应关系如表 3-1 所示。

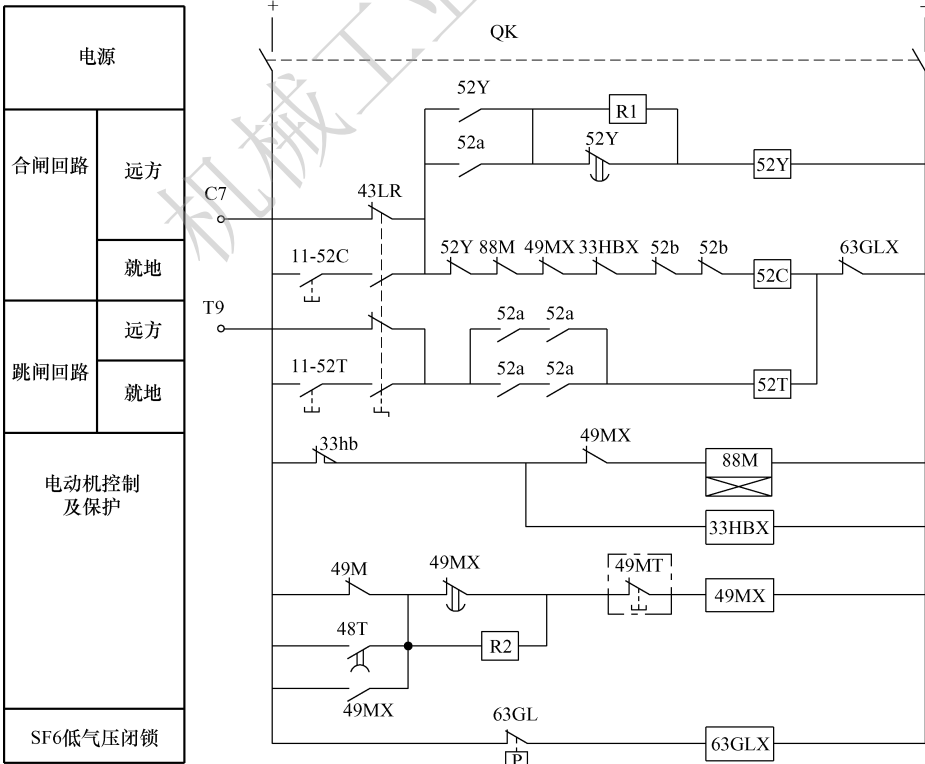


图 3-5 断路器操作机构控制回路图

表 3-1 LW25 - 126 型断路器操作机构主要元件的符号和名称

符 号	名 称	备 注
11 - 52C	合闸操作按钮	手动合闸
11 - 52T	分闸操作按钮	手动跳闸
52C	合闸线圈	
52T	分闸线圈	
43LR	远方/就地切换开关	
52Y	防跳继电器	
8M	空气开关	储能电动机电源投入开关
88M	储能电动机接触器	动作后接通电动机电源
48T	电动机超时继电器	
49M	电动机过电流继电器	
49MX	辅助继电器	反映电动机过电流、过热故障
33hb	合闸弹簧限位开关	弹簧未储能时，其触点闭合
33HBX	辅助继电器	弹簧未储能时，通电，动断触点打开
52a, 52b	断路器辅助触点	52a 为动合触点、52b 为动断触点
63GL	SF ₆ 气压压力触点	压力降低时，其触点闭合
63GLX	SF ₆ 低气压闭锁继电器	压力降低时，通电，动断触点打开
49MT	49MX 复归按钮	复归 49MX，现场增加

1. 合闸回路

1) 就地合闸。43LR 在就地状态时，合闸回路由 11 - 52C、52Y 动断触点、88M 动断触点、49MX 动断触点、33HBX 动断触点、52b 动断触点、52C 合闸线圈、63GLX 动断触点组成。合闸回路处于准备状态（按下 52C 即可合闸）时，需要满足以下条件。

① 52Y 动断触点闭合。52Y 是防跳继电器。防跳是指防止在手合断路器于故障线路且发生手合开关接点粘连的情况下，由于“线路保护动作跳闸”与“手合开关触点粘连”同时发生造成断路器在跳闸与合闸之间发生跳跃的情况。从图 3-5 中可以看出，按下手合按钮 11 - 52C 合闸后，如果 11 - 52C 在合闸后发生粘连，则 52Y 通过 11 - 52C 的粘连触点、断路器动合触点 52a、52Y 动断触点启动，然后 52Y 通过自身动合触点、11 - 52C 的粘连触点和电阻 R_i 实现自保持。同时，52Y 动断触点断开合闸回路。也就是说，在发生“手合按钮粘连”的情况下，52Y 的防跳功能即由断路器的合闸操作启动（至于断路器是否合闸于故障线路对此完全没有影响），即合闸之后，断路器合闸回路已经被闭锁。这就是 LW25 - 126 防跳回路的动作原理。

由于是用 11 - 52C 合闸，切换把手 43LR 必然在就地理位置，当合闸于故障线路时“保护跳闸命令”根本无法传输到断路器机构箱内的跳闸回路。这个错误是十分严重的，会造成且无法跳闸的后果，必然造成越级跳闸从而使事故范围扩大。所以在将断路器投入运行的时候，必须在远方操作，不仅仅是因为保护人身安全的需要。

那么，断路器机构箱内的防跳回路到底是如何起作用的呢？将切换把手 43LR 置于远方

位置，若使用测控屏上的操作把手 1SA 合闸后发生合闸触点粘连，那么 52Y 的动作情况就会与刚才分析的一样，并且起到了防跳功能，而不是上文提到的仅仅形成“断路器合闸回路被闭锁”的状态。

可以看出将 52Y 的动断触点串入合闸回路的目的在于，可以在手合断路器后且发生手合开关触点粘连的情况下，断开断路器的合闸回路。

② 88M 动断触点闭合。88M 是合闸弹簧储能电动机的接触器，它是由合闸弹簧限位开关 33hb 的动断触点启动的。断路器机构内有两条弹簧，分别是合闸弹簧与跳闸弹簧。合闸弹簧依靠电动机牵引进行储能（拉伸），跳闸弹簧依靠合闸弹簧释放（收缩）时的势能储能。断路器的合闸操作是通过合闸弹簧势能释放带动相关机械部件完成的。断路器合闸动作结束后，合闸弹簧失去势能，即合闸弹簧处于未储能状态，合闸弹簧限位开关 33hb 动断触点闭合。33hb 动断触点闭合后启动 88M，88M 动合触点闭合接通电动机电源使电动机运转给合闸弹簧储能。同时，88M 动断触点打开从而断开合闸回路，实现闭锁功能。

电动机转动将合闸弹簧拉伸到一定程度后（即储能完成），33hb 动断触点打开使 88M 失电，88M 动合触点打开从而断开电动机电源使其停止运转，合闸弹簧由定位销卡死。同时，88M 动断触点闭合，解除对合闸回路的闭锁。在合闸弹簧再次释放前，电动机均不再运转。88M 动断触点闭合表示电动机停止运转。在排除电动机故障的情况下，电动机停止运转在一定程度上表示合闸弹簧已储能。

将 88M 的动断触点串入合闸回路的目的在于，防止在弹簧正在储能的那段时间内（此时弹簧尚未完全储能）进行合闸操作。

③ 49MX 动断触点闭合。49MX 是一个中间继电器，是由电动机过流继电器 49M 或电动机超时继电器 48T 启动的，概括地说，它代表的是电动机故障。在电动机发生故障后，49M 或 48T 通过 49MX 的动断触点启动 49MX，而后 49MX 通过自身动合触点及电阻 R2 实现自保持。同时，49MX 动断触点打开从而断开合闸回路，实现闭锁功能。49MX 动断触点闭合表示电动机正常。

从图 3-5 中可以看出，在 49MX 的自保持回路接通以后，存在无法复归的问题。即使电动机故障已经排除，49M 和 48T 已经复归，49MX 仍然处于动作状态，其动断触点一直断开合闸回路。最初，检修人员只能断开断路器操作回路的电源开关使 49MX 复归；现在，在 49MX 的自保持回路中串接了一个复归按钮（如图 3-5 中虚线框内的 49MT），解决了这个问题。

合闸弹簧释放（即合闸动作完成）后，将自动启动电动机进行储能。如果电动机存在故障，则合闸弹簧就不能正常储能，从而导致无法进行下一次合闸操作。例如手动合闸 110kV 线路断路器成功后，如果电动机故障造成合闸弹簧储能失败而断路器继续运行，则在线路发生故障时，重合闸必然失败。

将 49MX 的动断触点串入合闸回路的目的在于防止将合闸弹簧已储能但储能电动机已经发生故障的断路器合闸。

④ 33HBX 动断触点闭合。33HBX 是一个中间继电器，它是由合闸弹簧限位开关 33hb 的动断触点起动的。33hb 动断触点闭合表示的是合闸弹簧未储能，它同时启动电动机接触器 88M 和合闸弹簧未储能继电器 33HBX、88M 的动合触点接通电动机电源回路进行储能，33HBX 的动断触点打开从而断开合闸回路，实现闭锁功能。33HBX 的动断触点闭合表示的是合闸弹簧已储能。

将 33HBX 的动断触点串入合闸回路的目的在于防止在弹簧未储能时进行合闸操作，若无此动断触点断开合闸回路，则会由于微机操作箱中的合闸保持继电器 KLC 的作用导致合闸线圈 52C 持续通电而被烧毁。

⑤ 断路器的动断辅助触点 52b 闭合。断路器的动断辅助触点 52b 闭合表示的是断路器处于分闸状态。从图 3-5 中可以看出，有两个 52b 的动断触点串联接入了合闸回路，这和控制回路图纸中的一个动断触点的画法是 inconsistent 的。这是因为，断路器的辅助触点和断路器的状态在理论上是完全对应的，但是在实际运行中，由于机件锈蚀等原因都可能造成断路器变位后辅助接点变位失败的情况。将两对辅助触点串联使用，可以确保断路器处于这种接点所对应的状态。

将断路器动断辅助触点 52b 串入合闸回路的目的在于，保证断路器此时处于分闸状态，更重要的是，52b 用于在合闸操作完成后切断合闸回路。

⑥ 63GLX 的动断触点闭合。63GLX 是一个中间继电器，它是由监视 SF_6 密度的气体继电器 63GL 的动断触点启动的。由于泄漏等原因都会造成断路器内 SF_6 的密度降低，无法满足灭弧的需要，这时就要禁止对断路器进行操作以免发生事故，通常称为 SF_6 低气压闭锁操作。63GLX 启动后，其动断触点打开，合闸回路及跳闸回路均被断开，断路器即被闭锁操作。

与前面几对闭锁触点不同的是，63GLX 闭锁的不仅仅是合闸回路。从图 3-5 中可以明显地看出，这对触点闭锁的是合闸及跳闸两个回路，所以它的意义是闭锁操作。

将 63GLX 的动断触点串入操作回路的目的在于，防止在 SF_6 密度降低不足以安全灭弧的情况下进行操作而造成断路器损毁。

在满足以上几个条件后，断路器的合闸回路即处于准备状态，可以在接到合闸指令后完成合闸操作。

2) 远方合闸。对断路器而言，远方合闸是指一切通过微机操作箱发来的合闸指令，它包括微机线路保护重合闸、自动装置合闸、使用微机型测控屏上的操作把手合闸、使用综合自动化系统后台软件合闸、使用远动功能在集控中心合闸等，这些指令都是通过微机操作箱的合闸回路传送到断路器机构箱内的合闸回路的。

这些合闸指令其实就是一个高电平的电信号，当 43LR 处于远方状态时，它通过 43LR 以及断路器机构箱内的合闸回路与负电源形成回路，启动 52C 完成合闸操作。

断路器的远方合闸回路，除了 43LR 在远方位置且无 11-52C 外，与就地合闸回路是一样的。

2. 跳闸回路

1) 就地跳闸。43LR 在就地状态时，跳闸回路由跳闸按钮 11-52T、52a 动合触点、52T 和 63GLX 动断触点组成。跳闸回路处于准备状态（按下 11-52T 即可成功跳闸）时，断路器需要满足以下条件。

① 断路器的动合辅助触点 52a 闭合。断路器的动合辅助触点 52a 闭合表示的是“断路器处于合闸状态”。从图 3-5 中可以看出，跳闸回路使用了 52a 的四对动合触点。每两对动合触点串联，然后再将它们并联，这样既保证了辅助触点与断路器位置的对应关系，又减少了辅助触点故障对断路器跳闸造成影响的几率。

将断路器动合辅助触点 52a 串入跳闸回路的目的在于，保证断路器处于合闸状态，更重要的是，52a 用于在跳闸操作完成后切断跳闸回路。

② 63GLX 的动断触点闭合。

2) 远方跳闸。对断路器而言，远方跳闸是指一切通过微机操作箱发来的跳闸指令，包括微机型保护跳闸、自动装置跳闸、使用微机型测控屏上的操作把手跳闸、使用综合自动化系统后台软件跳闸、使用远动功能在集控中心跳闸等，这些指令都是通微机操作箱的跳闸回路传送到断路器的。

这些跳闸指令其实就是一个高电平的电信号，在 43LR 处于远方状态时，它通过 43LR 以及断路器机构箱内的跳闸回路与负电源形成回路，启动 52T 完成跳闸操作。

3.2 变电站综合自动化电压、无功综合控制

电压是衡量电能质量的一项主要指标，也是标志电力系统安全、经济运行状况的重要指标，而电力系统的电压水平又与无功功率的平衡有关，因此进行电压、无功调整是保证电能质量的重要手段。系统电压是由系统潮流分布决定的，影响电压的主要因素有：负荷的变化、无功补偿容量的变化、运行方式改变引起的功率分布和网络阻抗的变化。

具有补偿电容器和有载调压变压器的变电站，有载调压变压器可以在带负荷的情况下切换分接头位置，从而改变变压器的变比，起到调整电压和降低损耗的作用。控制无功补偿电容器的投切，可改变网络中无功功率的分布，改善功率因数，减少网损和电压损耗，改善用户的电压质量。以上两种调节和控制的措施，都有调整电压和改变无功分布的作用，但它们的作用原理和后果有所不同。利用改变有载调压变压器的分接头位置进行调压时，调压措施本身不产生无功功率，但系统消耗的无功功率与电压水平有关，因此在系统无功功率不足的情况下，不能用改变变比的办法来提高系统的电压水平，否则电压水平调得越高，该地区的无功功率越不足，反而导致恶性循环。所以在系统缺乏无功的情况下，必须利用补偿电容器进行调压。投补偿电容器既能补充系统的无功功率，又可改变网络中的无功分布，从而又有利于系统电压水平的提高。因此必须把调分接头与控制电容器组的投、切两者结合起来，进行合理的调控，才能起到既改善电压水平，又降低网损的效果。

3.2.1 电压无功调整的方法

变电站综合自动化电压、无功综合控制子系统功能是通过采集系统潮流和母线电压参数，实现无功补偿优化为目的，利用综合自动化技术，实现自动对有载调压变压器分接头和无功补偿装置（并联电容、并联电抗器）的综合调控，实现电压、无功双参数控制，即使母线电压处于合格的范围，又使输入变压器低压母线的无功功率处于理想状态，从而达到改善电压水平，降低网损的效果。

1) 调整有载调压变压器分接开关可调整变压器的出口电压。

2) 投切无功补偿电容器可改善线路的无功潮流分布、改善功率因数，减少输出总电流，减少网损，提高用户末端电压。

电网运行电压水平既与无功功率平衡有关，又与电网结构、调压能力有关。无功功率平

衡是指在系统运行的每一时刻，无功电源所发出的无功功率要等于负荷所消耗的无功功率和网络的无功损耗之和。

当系统发出和消耗的无功不平衡时，电压就会偏离额定值；而电压的变化又反过来影响负荷的无功功率和网络的无功损耗。系统电压和无功功率相互关联、相互影响，电压、无功的调整密不可分。

(1) 无功电源

1) 同步发电机。它是电网中最基本的无功电源。一般可通过改变转子回路的励磁电流来实现对发电机输出无功功率的平滑调整。

2) 并联电容器。通过在负荷侧安装并联电容器提高负荷功率因数，以减少输电线路上的无功功率来达到调压目的，是应用最广泛的无功补偿设备。电容器只能发出无功功率，提高电压，只能根据负荷变化分组投切，调压是阶梯形的，同时当母线电压降低时，并联电容器输出的无功功率将减少。

3) 并联电抗器。它是吸收无功功率的设备，可用来解决超高压长距离线路充电功率过剩问题，广泛应用在超高压电网中。

4) 静止补偿器。它由并联电容器、电抗器及检测与控制系统组成。它调压速度快，并能抑制电网过电压、功率振荡和电压突变，吸收谐波，改善不平衡度，是电网调压的发展方向。

(2) 无功补偿设备配置原则

无功补偿设备配置按照分层分区和就地平衡的原则考虑。分层是指尽量保持不同等级电压间的无功功率平衡，减少各电压层间的无功功率传递；分区是指在供电电网中，实现无功功率分区和就地平衡。

变电站的电容器安装容量，一般可按变压器容量的 10% ~ 30% 确定。总容量确定后，通常将电容器分组安装，分组的主要原则是根据电压波动、负荷变化、谐波含量等确定。

(3) 电网的调压方法

1) 增减无功功率进行调压，如发电机、静止补偿器、并联电容器和并联电抗器。

2) 改变有功和无功的分布进行调压，如改变变压器分接头调压。

3) 改变网络参数进行调压，如加大电力网的导线截面、在线路中装设串联电容器、利用可调电抗、改变电网接线等。

4) 特殊情况下也可采用调整用电负荷或采取限电的方法对电网电压进行调整。

(4) 电网的调压方式

电力用户成千上万，不可能对每一用户电压都监测，因此要选择一些可反映电压水平的主要负荷供应点以及某些具有代表性的发电厂、变电站的电压进行监视和调整。一般把监测电网电压值和考核电压质量的节点，称为电压监测点；把电网中重要的电压支撑点称为电压中枢点。

监视和控制电压中枢点的电压偏移不超出规定范围是电网电压调整的关键。电网调压方式分为逆调压、顺调压、恒调压 3 种。

1) 逆调压。大负荷时将中枢点的电压升高至比线路额定电压高 5%；小负荷时则将中枢点电压降低至线路的额定电压。这种方式适用于中枢点至各负荷点的线路较长，且各点负荷变化较大，变化规律也大致相同的情况。

2) 顺调压。大负荷时允许中枢点电压低一些 (但不得低于线路额定电压的 102.5%) ; 小负荷时允许中枢点电压高一些 (但不得高于线路额定电压的 107.5%) 。这种方式适用于负荷变动甚小, 线路电压损耗小, 或用户允许电压偏移较大的情况。

3) 恒调压。中枢点的电压保持在线路额定电压的 102% ~ 105% , 不必随负荷变化来调整。这种方式适用于负荷变动较小, 线路上的电压损耗也较小的情况。

目前普遍采用逆调压方式, 它可以确保负荷点的电压有较高质量, 并能提高电网运行的经济性。高峰负荷时, 线路、变压器上的电压损耗会因负荷电流增加而增加, 则负荷点的电压会降低; 低谷负荷时, 线路、变压器上的电压损耗减小, 负荷点的电压会偏高。逆调压方式在高峰负荷时升高中枢点电压, 低谷负荷时降低中枢点电压, 与负荷点电压的变化反方向调整, 从而保证了负荷点的电压质量。

3.2.2 变电站电压、无功调整原则

1. 变电站电压、无功调整要求

1) 加强并联电容器组的运行检查及维护, 发现缺陷及时处理, 保证有足够的无功补偿容量。

2) 应严格按照调度下达的电压曲线及功率因数执行。

3) 投切电容器及调整主变压器分接头的操作原则: 当 220kV 以下电网电压接近下限时, 应先投入电容器组, 后升高主变压器分接头; 当电压接近上限时, 应先降低主变压器分接头, 后退出电容器组, 但不得向系统倒送无功。若考虑到变压器有载调压分接头频繁调整对设备安全不利, 当电压过高时, 在保证功率因数合格的前提下, 可先退出电容器组, 后降低主变压器分接头。

4) 母线停电时, 电容器组应退出运行; 母线送电后, 再根据母线电压和功率因数, 确定是否投入电容器。

5) 调整主变压器分接头时, 每次只能调整一个分接头。两台有载调压变压器并列运行时, 调整分接头应交替进行。调整过程中注意监视电压、无功功率、分头位置指示的相应变化。

6) 220kV 主变压器分接头每天允许调整次数一般不超过 10 次, 这个次数是根据一个检修周期允许的调整次数和检修周期得出的估算值, 对于装有带电滤油装置的有载分接开关, 每天的动作次数可以放宽。

7) 在下列情况下不能进行主变压器分接头调整。主变压器过负荷运行; 主变压器调压次数超过规定; 有载调压装置的油标中看不到油位; 有载调压轻瓦斯频繁动作; 有载调压装置异常。

2. 变电站电压、无功调整原则

1) 变压器运行分接位置应按保证变电站的电压偏差不超过允许值, 并在充分发挥无功补偿设备的经济效益和降低线损的原则下, 优化确定。

2) 应清楚每组电容器容量, 熟悉投切一组电容器后的电压变化量, 观察调整一个主变压器分接头后电压和无功的变化情况, 在进行调整时, 可根据运行电压与电压曲线的差距以及实际的功率因数合理选择调整方法, 避免来回重复调整。

3) 投切电容器组时应使各组电容器的投入率及操作次数尽量平衡。

4) 对采用混装电抗器的电容器组应先投电抗率大的, 后投电抗率小的, 这样是为了更好地发挥电抗器抑制谐波的作用。

5) 两台变压器并列运行, 调整分接头时, 升压操作, 应先操作负荷电流相对较少(阻抗较大)的一台, 再操作负荷电流相对较大(阻抗较小)的一台, 防止过大的环流, 因为升压操作, 实际上是减少高压绕组的匝数, 降低变比, 从而使低压侧电压升高, 而匝数减少后, 阻抗会降低, 先调阻抗大的变压器, 就会使两台变压器阻抗值更接近, 这样环流会较小。降压操作时与此相反。操作完毕, 应再次检查并联的两台变压器的电流大小与分配情况。

3.2.3 电压无功控制装置(VQC)

1. VQC 装置的概念

VQC 装置即变电站综合自动化系统电压、无功综合调节主站, 是变电站层电压、无功自动控制软件, 适用于各种电压等级的变电站。它作为变电站综合自动化系统的一部分, 通过站内监控网络获得系统信息, 包括相关节点的电压、电流、有功、无功以及有关断路器的位置信息, 然后按照预定的控制原则作出控制决定。在需要调节主变压器分接头时, 由主站发令通过监控网下达给相应的主变压器间隔执行装置执行; 需要投切电容器时, 也是由主站发令由相应的电容器保护装置或断控单元执行。

变电站就地电压、无功综合自动控制(VQC)调节有两种方法: 第一种方法采用硬件装置, 采样有载调压变压器和并联补偿电容器的数据, 通过控制和逻辑运算实现全站的电压和无功自动调节, 以保证负荷侧母线电压在规定的范围之内及进线功率因数尽可能高、有功损耗尽可能低的一种装置。这种装置具有独立的硬件, 因此它不受其他设备的运行状态影响, 可靠性较高。第二种方法是软件 VQC, 它是在就地监控站利用现成的遥测、遥信信息, 通过运行控制算法, 用软件模块控制方式来实现变电站电压和无功自动调节。用这种方法可以发展为通过调度中心实施全系统电压与无功的综合在线控制。

2. 电压无功控制装置(VQC)的调整规则

因为投切电容器组能够同时影响电压和无功的大小, 调整分接头一般只考虑电压的变化而不计电压变化对功率因数的影响, 所以在遵循不向系统倒送无功的原则下, 根据运行单位实际情况, 电压无功控制装置按照设定好的调整规则进行电压、无功调整, 电压无功控制的九区图如图 3-6 所示。电压和无功处于第 9 区域时正常, 在其他区域时电压和功率因数偏离了正常范围, 电压无功控制装置进行调节。

1) 第 1 区域。电压与功率因数都低于下限, 优先投入电容器, 如电压仍低于下限, 再调节分接开关升压。

2) 第 2 区域。电压低于下限, 功率因数正常, 先调节分接开关升压, 如分接开关已无法调节, 则投入电容器。

3) 第 3 区域。电压低于下限, 功率因数高于上限, 先调节分接开关升压直到电压正常, 如功率因数仍高于上限, 再切电容器。

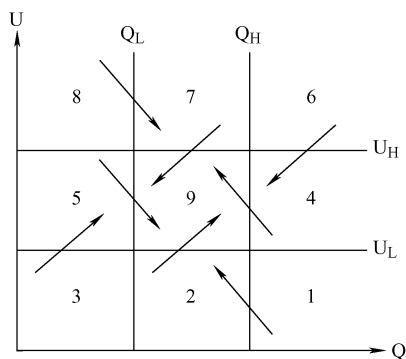


图 3-6 电压无功控制的九区图

4) 第 4 区域。电压正常而功率因数低于下限，投入电容器直到功率因数正常。

5) 第 5 区域。电压正常而功率因数高于上限，切除电容器直到正常。

6) 第 6 区域。电压高于上限而功率因数低于下限，应调节分接开关降压，直到电压正常，如功率因数仍低于下限，再投电容器。

7) 第 7 区域。电压高于上限，功率因数正常，先调节分接开关降压，如分接开关已无法调节，电压仍高于上限，则切电容。

8) 第 8 区域。电压与功率因数都高于上限，优先切电容器，如电压仍高于上限，再调节分接开关降压。

对电压、无功综合自动控制装置的基本要求如下所述。

1) 应能自动对变电站的运行方式和运行状态进行监视并加以识别，从而正确地选择控制对象并确定相应的控制方法。

2) 对目标电压、电压允许偏差范围和功率因数上下限等应能进行灵活整定。

3) 变压器分接头控制和电容器组投切应能考虑各种条件的限制。

4) 控制命令发出后应能自动进行检验以确定动作是否成功；若不成功，应能做出相应的处理；每次动作应有打印的记录。

5) 对变电站的运行情况，如各断路器状态、主接线运行方式、变压器分接头位置、母线电压、主变压器无功等参数应能清晰地予以显示，并设置故障录波器。

6) 应具有自检、自恢复功能，硬件可靠、软件合理、维修方便且具有一定的灵活性和适应性。

3. 电压、无功综合自动控制方式

1) 集中控制方式。集中控制方式是指在调度中心对各个变电站的主变压器的分接头位置和无功补偿设备进行统一的控制。

2) 分散控制方式。分散控制是指在各个变电站或发电厂中，自动调节有载调压变压器的分接头位置或其他调压设备，以控制地区的电压和无功功率在规定的范围内。

3) 关联分散控制方式。关联分散控制是指电力系统正常运行时，由分散安装在各厂、站的分散控制装置或控制软件进行自动调控，调控范围和定值是从整个系统的安全、稳定和经济运行出发，事先由电压、无功优化程序计算好的，而在系统负荷变化较大或紧急情况或

系统运行方式发生大的变动时，可由调度中心直接操作控制，或由调度中心修改下属变电站所应维持的母线电压和无功功率的定值，以满足系统运行方式变化后新的要求。

4. 电压无功综合控制的闭锁

在某种条件下，应闭锁电压无功综合控制装置，使其不致动作。这些条件主要包括如下内容。

- 1) 系统发生故障。
- 2) 变电站母线发生故障。
- 3) 主变压器发生故障或事故。
- 4) 主变压器异常运行。
- 5) 电压无功综合控制装置的电压互感器发生故障。
- 6) 补偿电容器本身或回路装置发生故障或事故，闭锁相应电容器组的控制回路。
- 7) 主变压器控制器发生异常。
- 8) 主变压器或电力电容器正常退出操作时，闭锁主变压器或电容器控制装置。
- 9) 每次发出动作命令后进行校验，若装置拒动则应闭锁。
- 10) 母线电压太低时应闭锁调压功能。
- 11) 发生联调滑档时应闭锁调压功能。
- 12) 两台主变压器并列运行时，不同档时应闭锁调压功能。

13) 变压器档位已到达上下限、主变压器分接头自投切次数已达上限、电容器自投切次数已达上限、上一次动作后延时未到时应将装置自动闭锁。

3.3 备用电源自动投入装置 (AAT)

3.3.1 备用电源自动投入装置的作用及基本要求

在对供电可靠性要求较高的工厂变配电所中，通常采用两路及两路以上的电源进线，或互为备用，或一个为主电源，另一个为备用电源。当工作电源线路中发生故障而断电时，需要把备用电源自动投入运行以确保供电的可靠性。备用电源自动投入装置是当工作电源或工作设备因故障断开后，能自动将备用电源或备用设备投入工作，使用户不致停电的一种自动装置，也称为 AAT。目前普遍采用的微机型备自投装置不但体积小、质量轻、接线简单、可靠性高，而且使用智能化，即能够根据设定的运行方式自动识别当前的运行方式，选择自投方式。

对备用电源自动投入装置的要求如下所述。

1) 要求工作电源确实断开后，备用电源才允许投入。工作电源失压后，无论其进线断路器是否跳开，即使测量其进线电流为零，还是要先跳开该断路器，并确认是跳开后，才能投入备用电源。这是为了防止备用电源投入到故障元件上，扩大事故，加重设备损坏程度。例如，当工作电源故障保护拒动，被上一级后备保护切除，备自投装置动作后合于故障的工作电源。

2) 工作电源失压时，还必须检查工作电源无电流，才允许启动备自投装置，以防止 TV 二次回路断线造成失压，引起的备自投装置误动。

3) 当工作母线和备用母线同时失去电压时,即备用电源不满足有电压条件时,备自投装置不应动作。

4) 工作电源或工作设备,无论任何原因造成电压消失,备自投装置均应动作。由于运行人员的误操作而造成失压时,备自投装置应动作,使备用电源投入工作,以保证不间断的供电。

5) 应具有闭锁备自投装置的功能。每套备自投装置,均应设置有闭锁备用电源自动投入的逻辑回路,以防止备用电源投到故障的元件上,造成事故扩大。

6) 备自投装置的动作时间,以使负荷的停电时间尽可能短为原则。从工作母线失去电压到备用电源自动投入为止,中间有一段停电时间。无疑停电时间短对用户电动机自启动是有利的,但是停电时间过短,电动机残压可能较高,当备自投装置动作时,可能会产生过大的冲击电流和冲击力矩,导致对电动机的损伤。铜通常备自投装置的动作时间以 $1 \sim 1.5\text{s}$ 为宜。

7) 备自投装置只允许动作一次。当工作电源失压,备自投装置动作后,若继电保护装置再次动作,又将备用电源断开,说明可能存在永久性故障。因此,不允许再次投入备用电源,以免多次投入到故障元件上,对系统造成不必要的冲击。微机型备自投装置可以通过逻辑判断来实现只动作一次的要求。

3.3.2 微机型备自投方式及原理

备自投装置主要用于 110kV 及以下的电网中,主要有变压器低压侧的备自投、内桥断路器的备自投和线路的备自投 3 种方案,每一种接线方案中又有几种运行方式。

(1) 变压器低压侧的备自投

主变压器低压母线及分段断路器的主接线如图 3-7 所示。

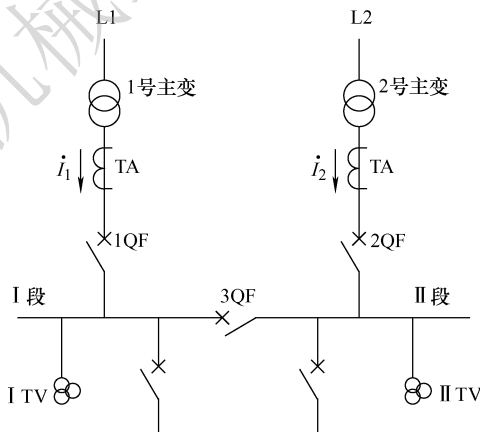


图 3-7 主变压器低压母线及分段断路器的主接线

1) 暗备用自投方案。1 号主变压器和 2 号主变压器互为暗备用,当 1 号、2 号主变压器同时运行,两台主变压器各带一段母线,而 3QF 断开作为自投断路器。

当 1 号主变压器故障保护跳开 1QF 时,或者 1 号主变压器高压侧失压时,均引起低压母线 I 段失压,同时 I_1 无电流,而低压母线 II 段有电压。即跳开 1QF 合上 3QF,保证了对 I

段母线的连续供电。自投动作的条件是：Ⅰ段母线失压， I_1 无电流，Ⅱ段母线有电压，1QF确已断开。检查 I_1 无电流是为了防止Ⅰ母TV二次断线引起的误动。

当2号主变压器故障保护跳开2QF时，或者2号主变压器高压侧失压时，引起Ⅱ段母线失压， I_2 无电流，而Ⅰ段母线有电压时，即跳开2QF合上3QF。自投动作的条件是：Ⅱ段母线失压， I_2 无电流，Ⅰ段母线有电压，2QF确已断开。

2) 明备用自投方案。一台主变压器运行，另一台主变压器为备用。母线分段断路器3QF闭合，由运行的变压器带两段母线运行，备用变压器低压侧的断路器断开作为自投断路器。此方案有两种运行方式。

运行方式一：1号主变压器运行，2号主变压器备用。若1号主变压器故障，保护跳开1QF，或者1号主变压器高压侧失压，均引起低压母线失压，同时 I_1 无电流。即跳开1QF合上2QF，由2号主变压器供电，保证了对低压母线的连续供电。

运行方式二：2号主变压器运行，1号主变压器备用。当2号主变压器运行，1号主变压器备用时，若2号主变压器故障，保护跳开2QF，或者2号主变压器高压侧失压，均引起低压母线失压，同时 I_2 无电流。即跳开2QF合上1QF，由1号主变压器供电。

(2) 内桥断路器的备自投

内桥断路器备自投方案的主接线图如图3-8所示。

1) 明备用的自投方案。运行方式一：断路器1QF、3QF在合位，2QF在分位，进线L1带两段母线运行，进线L2是备用电源，2QF是备用断路器。自投条件是：Ⅰ母线失压，线路的 I_1 、 I_2 无电流，线路L2有电压，断路器1QF确已断开，此时合上断路器2QF。运行方式二：断路器2QF、3QF在合位，1QF在分位时，进线L2带两段母线运行，进线L1是备用电源，1QF是备用断路器。自投条件是：Ⅱ母线失压，线路的 I_1 、 I_2 无电流，线路L1有电压，断路器2QF确已断开，此时合上断路器1QF。

2) 暗备用的自投方案。如果两段母线分列运行，桥断路器3QF在分位，而1QF、2QF在合位，两条进线各带一段母线运行。这时进线L1和L2互为备用电源，这是暗备用的接线方案。这种暗备用方案与变压器低压母线分段断路器自投方案相同。

(3) 线路的备自投

线路的备自投方案接线图如图3-9所示。该接线是单母线方式，一般在城网的末端变电

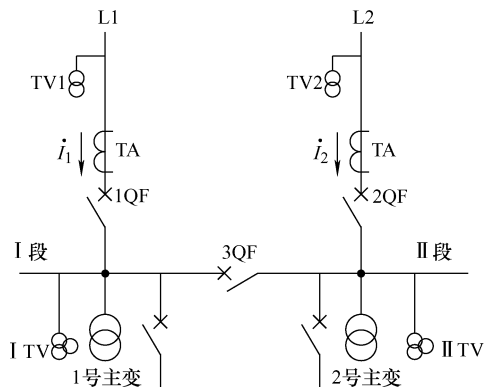


图 3-8 内桥断路器备自投方案主接线图

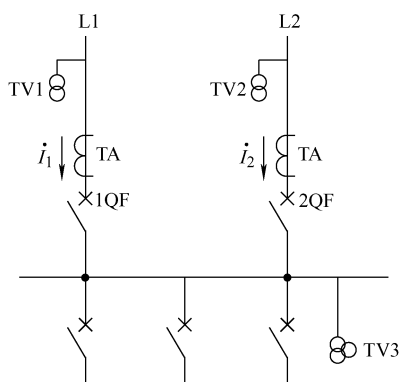


图 3-9 线路备自投方案接线图

站和农网变电站中普遍采用。有两个电源向母线供电。正常运行中两条线路 L1、L2 中仅一条线路供电，另一条线路作为备用。断路器 1QF 和 2QF 只有一个在合位，另一个在分位。当母线失压，备用线路有电压，且 I_1 (I_2) 无电流时，即可跳开 1QF (2QF)，合上 2QF (1QF)。该方案的自投条件是：母线失压，线路 L2 (L1) 有电压，线路 I_1 (I_2) 无电流，1QF (2QF) 确实已断开，此时合上 2QF (1QF)。

3.3.3 备用电源自动投入装置的动作逻辑

备自投装置必须根据运行模式确定其动作逻辑。为保证每次动作的稳定性和可靠性，备自投装置应具有能检测主电源电压、备用电源电压、母线电压、电源进线和母联断路器状态等功能，才能保证动作逻辑的正确性。为了提高可靠性，防止因电压互感器断线造成误动作，必须加入无电流检测。

备自投的动作逻辑一般包括充电条件、闭锁条件、动作条件、动作过程和供电恢复过程 5 部分。

1) 充电条件：要求系统运行状态稳定在一个正常的供电方式，并持续一定时间 (10 ~ 15s)，则认为充电成功，允许备自投动作。

2) 闭锁条件：在检测到备用电源无压或有故障电流或人工操作等情况下，不允许备自投动作 (也不允许充电)。

3) 动作条件：在已充电的情况下，若主电源失电并确认已无压而备用电源有压，且经过一定的延时后，则备自投装置动作。

4) 动作过程：在满足动作条件后，经确认原主电源断路器已断开，且断路器分闸到位后，方可合备用电源进线断路器。

5) 供电恢复过程：在有主电源、备用电源的备自投方式下，备自投动作之后，当主供电电源恢复后，则应断开备用电源进线断路器，闭合主供电电源断路器，恢复主供电方式。供电恢复过程同样需要满足一定充电条件、动作条件和动作过程。

对于有压与无压的准确检测、判别是备自投装置可靠正确动作的基础。判别有压与无压时的判据应取为：三相均无电压且进线无电流称为“无压”；三相中只要有一相有电压则为“有压”。对应“无压”的低电压定值一般整定为 0.15 ~ 0.3 倍额定电压；“有压”的电压定值一般整定为 0.6 ~ 0.7 倍额定电压。

微机备用电源自动投入装置由于智能化程度高，综合功能强，体积小，根据需要输入必要的模拟量和开关量，可以满足正确判别“无压”“有压”的要求，正确实现备自投的功能。而且很容易扩展保护功能，当备用进线或母线投入运行后，备自投装置可以对其进行保护。

微机型备用电源自投装置的硬件结构框图如图 3-10 所示。

外部电流和电压输入经变换器隔离变换后，由低通滤波器输入至 A-D 转换器，经过 CPU 采样和数据处理后，由逻辑程序完成各种预定的功能。

这是一个单 CPU 系统。由于备用电源自投的功能并不是很复杂，为简单起见，采样、逻辑功能及人机接口均由同一个 CPU 完成。由于备用电源自投对采样速度要求不高，因此，硬件中 A-D 转换器可以不采用 VFC 类型，宜采用普通的 A-D 转换器。开关量输入/输出仍要求经光隔处理，以提高抗干扰能力。

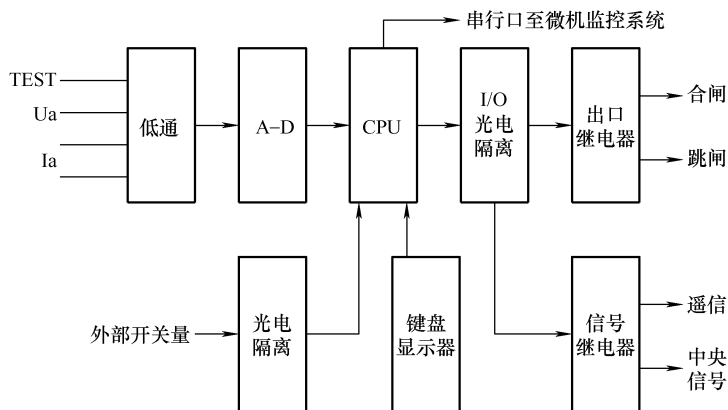


图 3-10 微机型备用电源自投装置的硬件结构框图

3.4 输电线路自动重合闸装置 (ARC)

3.4.1 输电线路自动重合闸的作用和分类

1. 自动重合闸装置 (简称为 ARC) 在电力系统中的作用

在电力系统中, 架空输电线路最容易发生故障, 装设自动重合闸装置正是提高输电线路供电可靠性的有力措施。

输电线路的故障按其性质可分为瞬时性故障和永久性故障两种。瞬时性故障主要是由雷电引起的绝缘子表面闪络、线路对树枝放电、大风引起的短时碰线、通过鸟类身体的放电等原因引起的短路。这类故障由继电保护动作断开电源后, 故障点的电弧自行熄灭, 绝缘强度重新恢复, 故障自行消除。此时, 若重新合上线路断路器, 就能恢复正常供电。而永久性故障, 如倒杆、断线、绝缘子击穿或损坏等, 在故障线路电源被断开之后, 故障点的绝缘强度不能恢复, 故障仍然存在, 即使重新合上断路器, 又要被继电保护装置再次断开。运行经验表明, 输电线路的故障大多是瞬时性故障, 约占总故障次数的 80% ~ 90%。因此, 若线路因故障被断开之后再进行一次合闸, 其成功恢复供电的可能性是相当大的。而 ARC 就是将被切除的线路断路器重新自动投入的一种自动装置。

采用 ARC 后, 如果线路发生瞬时性故障时, 保护动作切除故障后, 重合闸动作, 能够恢复线路的供电; 如果线路发生永久性故障时, 合闸动作后, 继电保护再次动作, 使断路器跳闸, 重合不成功。根据多年来运行资料的统计, 输电线路 ARC 的动作成功率 (重合闸成功的次数/总的重合次数) 一般可达 60% ~ 90%。可见采用自动重合闸装置来提高供电可靠性的效果是很明显的。

输电线路采用自动重合闸装置的作用可归纳如下。

- 1) 提高输电线路供电可靠性, 减少因瞬时性故障停电造成的损失。
- 2) 对于双端供电的高压输电线路, 可提高系统并列运行的稳定性, 从而提高线路的输送容量。

3) 可以纠正由于断路器本身机构不良或继电保护误动作而引起的误跳闸。

由于 ARC 带来的效益可观, 而且本身结构简单, 工作可靠, 因此, 在电力系统中得到了广泛的应用。规程规定: “1kV 及以上的架空线路和电缆与架空混合线路, 在具有断路器的条件下, 应装设 ARC”。但是, 采用 ARC 后, 对系统也会带来不利影响, 当重合于永久性故障时, 系统再次受到短路电流的冲击, 可能引起系统振荡。同时, 断路器在短时间内连续两次切断短路电流, 使断路器的工作条件恶化。因此, 自动重合闸的使用有时受系统和设备条件的制约。

2. 对 ARC 的基本要求

1) ARC 动作应迅速。为了尽量减少对用户停电造成的损失, 要求 ARC 动作时间越短越好。但 ARC 动作时间必须考虑保护装置的复归、故障点去游离后绝缘强度的恢复、断路器操动机构的复归及其准备好再次合闸的时间。

2) 手动跳闸时不应重合。当运行人员手动操作控制开关或通过遥控装置使断路器跳闸时, 属于正常运行操作, 自动重合闸不应动作。

3) 手动合闸于故障线路时, 继电保护动作使断路器跳闸后, 不应重合。因为在手动合闸前, 线路上还没有电压, 如果合闸到已存在故障的线路, 则多为永久性故障, 即使重合也不会成功。

4) ARC 宜采用控制开关位置与断路器位置不对应的原理启动。即当控制开关在合闸位置而断路器实际上处在断开位置的情况下启动重合闸。这样, 可以保证无论什么原因使断路器跳闸以后, 都可以进行自动重合闸。当由保护启动时, 分相跳闸继电器相应的常开触点闭合, 启动重合闸启动继电器, 通过重合闸启动继电器的常开触点启动 ARC。

5) 只允许 ARC 动作一次。在任何情况下 (包括装置本身的元件损坏以及继电器触点粘住或拒动), 均不应使断路器重合多次。因为, 当 ARC 多次重合于永久性故障后, 系统遭受多次冲击, 断路器可能损坏, 并扩大事故。

6) ARC 动作后, 应自动复归, 准备好再次动作。这对于雷击机会较多的线路是非常必要的。

7) ARC 应能在重合闸动作后或重合闸动作前, 加速继电保护的動作。重合闸前加速用于单侧电源辐射形电网中, 重合闸装于靠近电源侧, 前加速保护用于 35kV 及以下不太重要的直配线上。后加速是指各段线路装有选择性的保护, 当重合闸重合于永久性故障时, 利用重合闸的動作信号加速线路保护動作切除故障, 后加速用于 35kV 及以上的电力系统中。ARC 与继电保护相互配合, 可加速切除故障。ARC 还应具有手动合于故障线路时加速继电保护动作的功能。

8) ARC 可自动闭锁。当断路器处于不正常状态 (如气压或液压降低、开关未储能等) 不能实现自动重合闸时, 或某些保护动作 (如自动按频率减负荷装置、母差保护动作) 不允许自动合闸时, 应将 ARC 闭锁。

3. ARC 的分类

ARC 的类型很多, 根据不同特征, 通常可分为如下几类。

1) 按作用于断路器的方式, 可以分为三相 ARC、单相 ARC 和综合 ARC 3 种。

2) 按作用的线路结构可分为单侧电源线路 ARC、双侧电源线路 ARC。双侧电源线路 ARC 又可分为快速 ARC、非同期 ARC、检定无压和检定同期的 ARC 等。

本节将重点介绍单侧电源线路的三相一次 ARC。

3.4.2 单侧电源线路的三相一次自动重合闸装置的原理

单侧电源线路只有一侧电源供电,不存在非同步重合的问题,ARC 装于线路的送电侧。在我国的电力系统中,单侧电源线路广泛采用三相一次重合闸方式。所谓三相一次重合闸方式是指不论在输电线路发生相间短路还是单相接地短路,继电保护装置动作,将三相断路器一齐断开,然后,重合闸装置动作,将三相断路器重新合上的重合闸方式。当故障为瞬时性时,重合成功;当故障为永久性时,则继电保护再次将三相断路器一齐断开,不再重合。

三相一次重合闸启动方式有保护启动和位置不对应启动两种。不对应启动方式的优点:简单可靠,还可以纠正断路器误碰或偷跳,可提高供电可靠性和系统运行的稳定性,在各级电网中具有良好运行效果,是所有重合闸的基本启动方式。其缺点是当断路器辅助触点接触不良时,不对应启动方式将失效。保护启动方式是不对应启动方式的补充。同时,在单相重合闸过程中需要进行一些保护的闭锁,逻辑回路中需要对故障相实现选相固定等,也需要一个由保护起动的重合闸启动元件。其缺点是不能纠正断路器误动。图 3-11 所示为三相一次重合闸逻辑原理框图。KCT 是断路器跳闸位置继电器。

1) 重合闸准备回路。为保证一次性重合闸,重合闸必须在充电完成后才能工作。重合闸充电在正常运行时进行,重合闸投入、无跳闸位置 KCT,无 TV 断线或虽有 TV 断线但控制字“TV 断线闭锁重合闸”置“0”,经 15s 后充电完成。

KCT 不动作开放 M1,当断路器在合后位置,启动元件不启动,说明在正常运行状态,M1 动作,启动充电回 T_{cd} , T_{cd} 时间为 15s,经 T_{cd} 后,重合闸准备好合闸。

当 TV 断线 (TV 断线闭锁重合闸控制字投入)、重合闸退出、外部闭锁重合闸动作时至 M2, M2、控制回路断线、重合闸动作由 M3 对 T_{cd} 放电。

合闸压力继电器动作时,经 400ms 延时,如果保护或断路器不动作经 M5 至 M7,三相均无电流时则经 M4 至 M3 对 T_{cd} 放电。

2) 合闸过程。重合闸由独立的重合闸启动元件来启动,当保护跳闸后或断路器偷跳均可启动重合闸。重合闸方式可选用检线路无压母线有压重合、检母线无压线路有压重合、检线路无压母线无压重合、检同期重合,也可选用不检而直接重合闸方式。

检线路无压母线有压时,检查线路电压小于 30V 且无线路电压断线,同时三相母线电压均大于 40V 时,检线路无压母线有压条件满足,而不管线路电压用的是相电压还是相间电压。

检母线无压线路有压时,检查三相母线电压均小于 30V 且无母线电压断线,同时线路电压均大于 40V 时,检母线无压线路有压条件满足。

检母线无压线路无压时,检查三相母线电压均小于 30V 且无母线电压断线,同时线路电压小于 30V 且无线路电压断线时,检母线无压线路无压条件满足。

检同期时,检查线路电压和三相母线电压均大于 40V 且线路电压和母线电压间的相

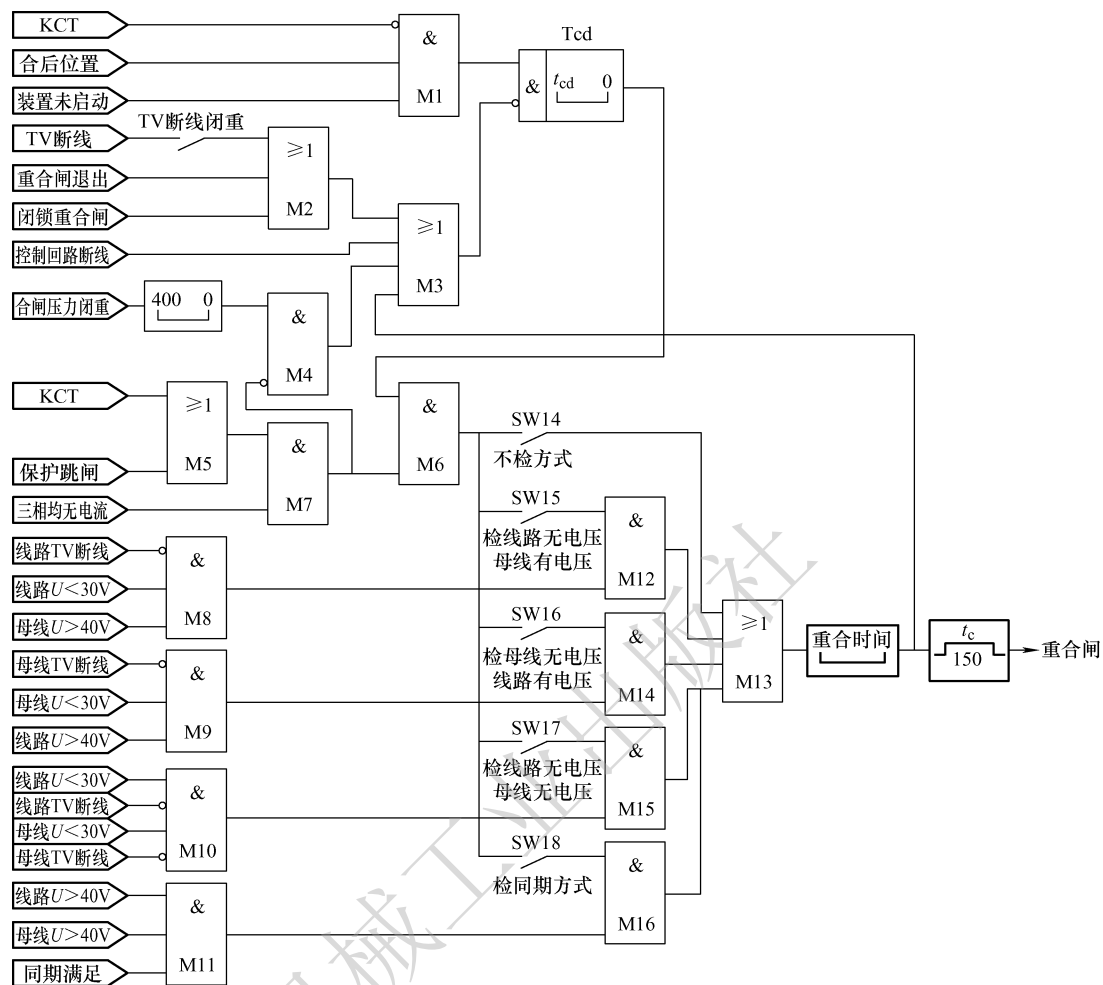


图 3-11 三相一次重合闸逻辑原理框图

位在整定范围内时，检同期条件满足。正常运行时测量 U_x 与 U_u 之间的相位差，与定值中的固定角度差定值比较，若两者的角度差大于 10° ，则经 500ms 报“角差整定异常”告警。

重合闸条件满足后经整定的重合闸延时发重合闸脉冲 150ms。其动作过程如下：保护跳闸或 KCT 动作表明断路器跳闸，如果三相均无电流则 M7 动作至 M6。然后，如为检同期方式，SW18 合上，则要求线路和母线 $U > 40V$ 均动作，且同期检查动作有信号，则 M11 动作至 M16。如为检线路无压母线无压方式，SW17 合上，则要求线路和母线 $U < 30V$ 均动作且线路和母线 TV 断线均不动作，则 M10 动作至 M15。如为检母线无压线路有压方式，SW16 合上，则要求母线 $U < 30V$ 且母线 TV 断线不动作，同时线路 $U > 40V$ 有动作信号，则 M9 动作至 M14。如为检线路无压母线有压方式，SW15 合上，则要求线路 $U < 30V$ 且线路 TV 断线不动作，同时母线 $U > 40V$ 有动作信号，则 M8 动作至 M12。如果不检方式，在 SW14 合上，直接至 M13，M13 动作启动两个时间，经重合闸时间延时经 M3 至 T_{cd} ，使 T_{cd} 放电； t_c 为合闸脉冲展宽时间，为 150ms，至合闸回路。