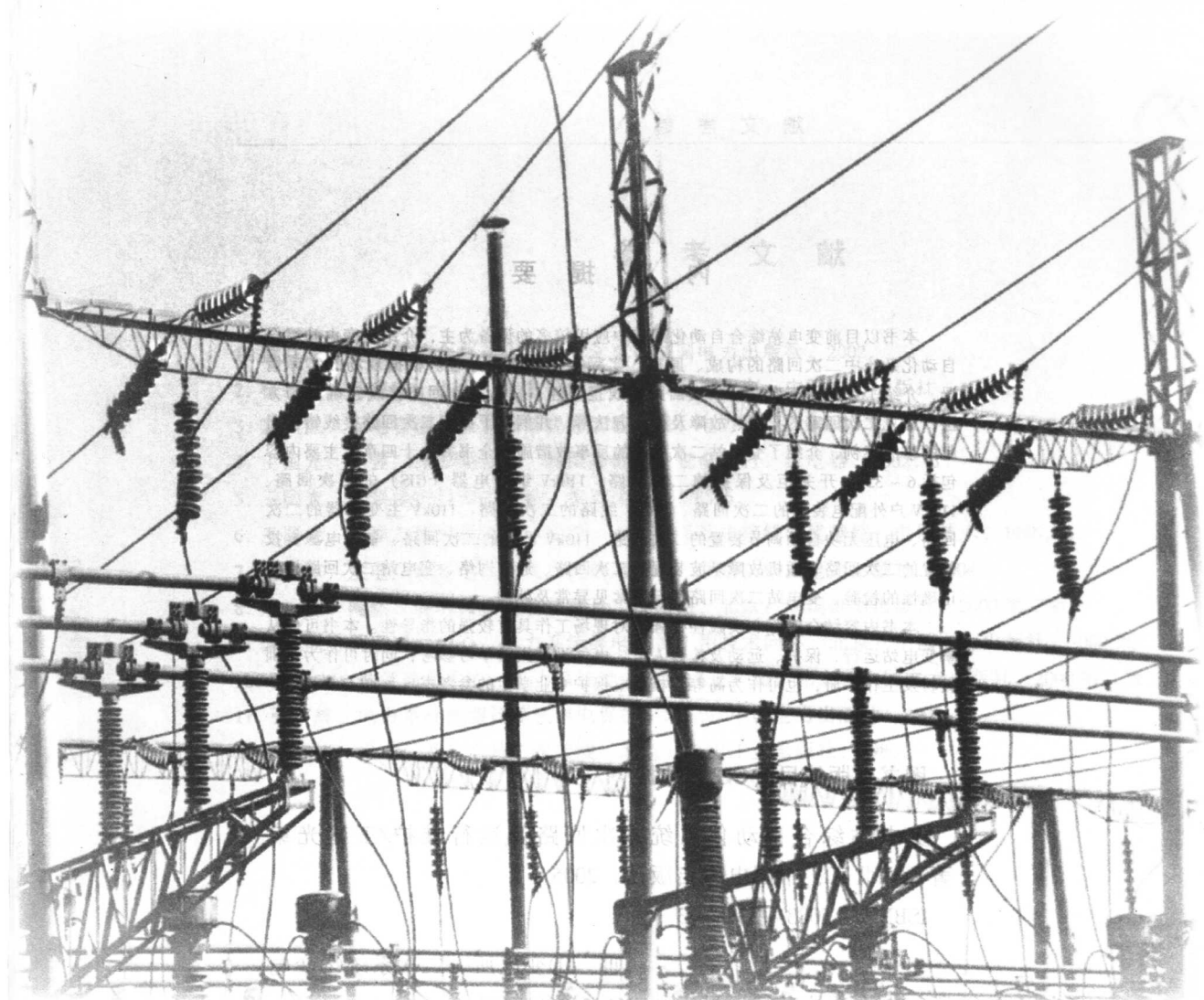


变电站综合自动化系统 二次回路及运行维护

王国光 编著 ·



中国电力出版社
www.cepp.com.cn



变电站综合自动化系统 二次回路及运行维护

王国光 编著 ·



中国电力出版社

www.cepp.com.cn

内 容 提 要

本书以目前变电站综合自动化系统中应用较多的设备为主,介绍了变电站综合自动化系统中二次回路的构成、原理、实际接线与动作过程。根据现场的实际情况,介绍了如何保证变电站二次回路接线正确性;检验二次回路接线正确性的方法;常见二次回路的异常、故障及处理方法等,并举了由于二次回路接线错误引起的事故案例,介绍了变电站二次回路的反事故措施。全书共分十四章,主要内容包括6~35kV开关柜及保护的二次回路、110kV组合电器(GIS)的二次回路、110kV户外配电装置的二次回路、110kV线路的二次回路、110kV主变压器的二次回路、电压无功自动调节装置的二次回路、110kV母线的二次回路、备用电源自投装置的二次回路、微机故障录波装置的二次回路、通信网络、变电站二次回路接线正确性的检验、变电站二次回路运行中常见异常及处理。

本书内容结合实际、实践性很强,对现场工作具有较强的指导性。本书可供从事变电站运行、保护、远动及检修人员,电气设计人员学习参考,同时可作为培训教材及工作手册,也可作为高等院校继电保护专业学生的参考书。

图书在版编目(CIP)数据

变电站综合自动化系统二次回路及运行维护/王国光编著. —北京:中国电力出版社,2005

ISBN 7-5083-3368-3

I. 变... II. 王... III. ①变电所-二次系统②变电所-电力系统运行 IV. ①TM645.2②TM63

中国版本图书馆CIP数据核字(2005)第046542号

中国电力出版社出版、发行

(北京三里河路6号 100044 <http://www.cepp.com.cn>)

冶林印刷厂印刷

各地新华书店经售

*

2005年9月第一版 2006年3月北京第二次印刷
787毫米×1092毫米 16开本 13.25印张 298千字
印数 3001—6000册 定价 21.00元

版 权 专 有 翻 印 必 究

(本书如有印装质量问题,我社发行部负责退换)



前言

随着我国电力建设和城市、农村电网的改造,我国电力系统中实现综合自动化的变电站日渐增多。变电站综合自动化是微型计算机和大规模集成电路组成的自动化系统,它替代了常规的测量、控制、信号、保护、自动、远动设备,是二次系统的一次重大变革,是信息技术在电力系统中的具体应用。由于它的到来非常迅速,以致广大的电力系统运行维护人员在技术上难于很快适应掌握,为综合自动化变电站的安全可靠运行带来了一定的困难。

编者以自己多年来在现场对继电保护人员、运行和检修人员的培训讲稿为基础,以综合自动化变电站二次回路的设计图纸为依据,并参阅了大量的技术文献和生产厂家的技术资料,编写了本书。本书主要针对 110kV 及以下变电站为主,以电气元件为单元,分别讲述了 6~35kV 开关柜、110kV 组合电器、110kV 户外配电装置、10kV 线路、主变压器、110kV 母线的二次回路;也介绍了备用电源自投、故障录波、电压无功自动调节等自动装置的二次回路。同时,结合现场继电保护及二次回路工作的实践,介绍了保证变电站二次回路接线正确性的方法,检验二次回路接线正确性的方法,常见二次回路的异常、故障及处理方法等。收集了由于二次回路接线错误所引起的事故案例,整理了变电站二次回路方面的反事故措施。

本书可作为在现场从事继电保护、自动化、变电运行及检修的人员的工具书和参考书,也可以作为技术培训的教材。

编者希望通过本书将自己从事电力系统继电保护及二次回路工作 40 年来的体会和经验介绍给大家,供同行们的参考,也作为一生从事继电保护工作留下的一点痕迹。

本书由武殿正、孙金凤同志审稿,在此表示衷心的感谢。

由于编者水平有限,书中难免存在不妥和错误之处,恳请读者批评指正。欢迎使用电子邮件 WGG1945@163.com 通信联系。

目 录

前言	1
第一章 变电站综合自动化概述	1
第一节 变电站综合自动化的基本概念	1
第二节 变电站综合自动化的功能及特点	3
第三节 变电站综合自动化的结构形式	16
第二章 变电站电气二次回路概述	23
第一节 一、二次设备的划分及二次回路的组成	23
第二节 二次接线图的分类及二次回路的编号	24
第三节 阅读二次回路图的基本方法	33
第三章 6~35kV 开关柜的二次回路	37
第一节 6~35kV 线路开关柜的二次回路	37
第二节 6~35kV 电容器开关柜的二次回路	48
第三节 6~35kV 站用变压器开关柜、母联（分段）开关柜的二次回路	50
第四节 6~35kV 电压互感器的二次回路	51
第五节 6~35kV 消弧线圈自动调谐及接地选线装置接线	57
第四章 110kV 组合电器（GIS）的二次回路	62
第一节 一次主接线及操作联锁条件	62
第二节 110kV 组合电器的交直流电源	64
第三节 110kV 断路器的二次回路	66
第四节 110kV 隔离开关、接地开关、故障关合接地开关的二次回路	70
第五节 信号报警二次回路	73
第六节 电流互感器与电压互感器的二次回路	76
第五章 110kV 户外配电装置的二次回路	79
第一节 110kV 户外断路器的二次回路	79
第二节 110kV 隔离开关的二次回路	85
第三节 110kV 隔离开关操作闭锁的二次回路	86

第六章 110kV 线路的二次回路	90
第一节 电压互感器二次回路并列与切换装置	90
第二节 110kV 断路器操作箱的二次回路	97
第三节 110kV 线路测控装置的二次回路	101
第四节 110kV 线路继电保护装置的二次回路	106
第七章 110kV 主变压器的二次回路	121
第一节 主变压器差动保护装置的二次回路	121
第二节 主变压器后备保护装置的二次回路	127
第三节 主变压器非电量保护装置的二次回路	132
第四节 变压器冷却器通风的控制回路	135
第五节 变压器的有载调压控制回路	137
第六节 主变压器的测控装置回路	142
第八章 电压无功自动调节装置的二次回路	143
第九章 110kV 母线保护装置的二次回路	149
第十章 备用电源自投装置的二次回路	159
第十一章 微机故障录波装置的二次回路	165
第十二章 通信网络	169
第一节 变电站综合自动化系统的通信功能	169
第二节 变电站监控系统的通信网络	170
第三节 微机保护通信管理机	174
第十三章 变电站二次回路接线正确性的检验	176
第一节 保证变电站二次回路接线的正确性	176
第二节 检验二次回路接线正确性的方法	179
第三节 变电站二次回路的反事故措施	183
第十四章 变电站二次回路运行中常见异常及处理	190
第一节 二次回路回路中常见异常及处理	190
第二节 由二次回路接线错误引起的事故举例	196
参考文献	205

变电站综合自动化概述

第一节 变电站综合自动化的基本概念

随着微电子技术、计算机技术和通信技术的发展,变电站综合自动化技术也得到了迅速发展。近几年来我国城乡电网改造和电网规模的扩大,使电力系统中实现综合自动化的变电站日渐增多,一些大、中城市的电网中,变电站的综合自动化覆盖率已超过了60%。这为电网调度自动化、配电自动化和电网的现代化管理打下了良好的基础。

1. 变电站综合自动化的基本概念

变电站综合自动化是将变电站的二次设备(包括测量仪表、控制系统、信号系统、继电保护、自动装置和远动装置)经过功能组合和优化设计,利用先进的计算机技术、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电气设备和输配电线路的自动控制、自动监视、测量和保护,以及实现与运行和调度通信相关的综合性自动化功能。变电站的综合自动化系统是利用多台微型计算机和大规模集成电路组成的自动化系统,它替代了常规的控制设备、远动设备、信号设备和测量监视仪表。用微机保护装置替代了由分列元件组成的继电保护屏,取消了常规的控制屏、远动屏和中央信号系统。变电站的综合自动化是自动化技术、计算机技术和通信技术等高科技在变电站的综合应用。变电站的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,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点。简言之,变电站综合自动化是集保护、测量、控制、远动等功能为一体,通过数字通信及网络技术来实现信息共享的一套微机化的二次设备及系统。

2. 传统变电站存在的问题

在电力系统中,变电站是不可缺少的重要环节,它担负着联接电网、电能转换和电能分配的重要任务,对电网的安全和经济运行起着举足轻重的作用。尤其是近年来大容量发电机组的并网发电,超高压远距离输电线路的建成投运,使电力系统的规模越来越大,相应的整个电力系统的安全稳定控制就更加复杂。如果仍沿用传统变电站的运行模式——人工监盘、人工抄表、人工操作、人工记录和电话联系汇报,仍依靠传统变电站的旧设备而不进行技术改造,必然难以满足目前电力系统安全稳定运行的需要,更谈不上电力系统现代化管理模式的需求。传统变电站主要存在以下问题:

(1) 继电保护、自动装置及远动装置设备老化可靠性不高。传统变电站的继电保护和自动装置大多采用电磁型、感应性及晶体管型,这类保护结构复杂,动作速度慢,保护性能差,保护本身不具备故障自诊断能力,因而可靠性不高。由于结构原理所限,自动装置种类较少,不能全面实现自动化。

(2) 供电质量不能得到科学的保证。随着国民经济的持续发展,人民生活水平的提



高,家用电器和个人微机越来越多的进入千家万户。不仅工矿企业,而且居民用户对保证供电质量的要求越来越高。衡量电能质量的主要标准是电压、频率和波形,目前在我国可以控制的是电压和频率。在正常运行中频率主要由发电厂调节、保证。而合格的电压不能单靠发电厂来调节,各变电站,特别是枢纽变电站,应通过调节变压器分接头位置和控制无功补偿设备进行调整,使其运行在合格的范围内。但目前传统的变电站,大多数不具备自动调压的手段。保证波形的质量,主要靠遏制谐波的污染来实现,目前还没有采取有力的解决措施。

(3) 不适应现代电力系统快速计算和实时控制的要求。电力系统要做到优质、安全、经济运行,必须及时掌握系统的运行工作状况,才能采取一系列的自动控制和调节手段。但传统的变电站不能满足向调度中心及时提供运行参数的要求。由于传统远动设备功能不全,一些遥测、遥信的参数无法实时送到调度中心,一次系统的实际运行状况无法实时反映到调度中心;而且参数采集量不齐全、不准确,变电站又缺乏自动调控的手段,因此无法进行实时控制,不利于现代电力系统的安全稳定运行。

(4) 维护工作量大,设备可靠性差,不利于提高运行管理水平和自动化水平。传统的继电保护及自动装置多为电磁型或晶体管型,由于其结构和原理的特点,必须经常维护;而且其本身又没有故障自诊断能力,所以要保证它安全可靠运行,必须按规定的期限将设备停电,进行定期检验。每次停电检验项目、内容比较多,所以停电时间都比较长。

(5) 传统的变电站一般占地面积大。目前,为满足人民群众用电量的需求,大、中城市变电站的数量增加很快,而随着城市建设的发展,土地征购价格增长很快,相应变电站的征地投资也在增加。

3. 变电站实现综合自动化的优越性

(1) 提高电力系统的运行管理水平。变电站实现了综合自动化后,监视、测量、记录、抄表等工作都由计算机自动进行,既提高了测量的精度,又避免了人为的主观干预。运行人员只要通过观看显示器的屏幕,对变电站主要设备和各输电线路的运行工作状况和运行参数便一目了然。只要移动鼠标,便可以完成对电气设备的操作。变电站综合自动化系统具有与上级通信的功能,可将检测到的数据和信息及时送到调度中心或集控中心,使调度员能及时掌握变电站的运行情况,对其进行必要的调节和控制,同时各种操作和信号都有事件顺序记录可供查阅,从而大大提高了运行管理水平。

(2) 提高变电站的安全可靠运行水平。变电站综合自动化系统中的各子系统,大部分是由微机组成的,它们具有故障诊断能力。微机保护装置除了能迅速反应被保护设备的故障并切除故障外,还有监视其控制对象工作状态是否正常的功能,发现其工作异常时,及时发出告警信号。更为重要的是,微机保护和自动装置具有自身故障诊断能力,可以及时发现装置内部发生的异常,这是常规继电保护装置所无可比拟的。这些优点使采用综合自动化系统的变电站的一、二次设备的可靠性大大提高。

(3) 提高供电质量,提高电压合格率。在变电站的综合自动化系统中包括有电压无功自动调节装置,通过对变压器分接头的调节和无功补偿电容器的投切,可以大大提高电压合格率,使无功分布合理,降低网损,减小电能损耗。



(4) 变电站集中控制, 实现减员增效。由于变电站的综合自动化系统可以实现遥控、遥信、遥测、遥调的四遥功能, 变电站可以实现无人值班。将一个地区的几座至十几座变电站设一个集控中心, 集中进行运行监控, 将大大减少人员设置, 实现减员增效。

(5) 减小维护工作量, 缩短停电检修时间。由于综合自动化系统中各子系统有故障自诊断能力, 系统内部故障时能自检故障部位, 缩短了排除故障的时间。微机保护及自动装置可以在运行中检查整定值和模拟量的采样值, 定期检验中检验项目减少, 既减小了检验工作量又缩短了检修时间。

(6) 为运行设备实现在线检测和状态检修创造条件。变电站的综合自动化系统具有强大的通信功能, 它还可以将运行中电气设备的视屏监视、电气设备的在线检测数据传送到集控中心, 作为实现状态检修的依据。变电站综合自动化系统具有继电保护工程师站, 工程师站收集的各种数据和信息, 可以通过通信网络传送到继电保护监控中心, 在继电保护监控中心可以实现远方集中监视各变电站的继电保护运行状况, 远方修改微机保护及自动装置的整定值, 为实现继电保护的状态检修创造了条件。

(7) 缩小变电站占地面积, 降低造价, 减少总投资。实现了综合自动化的变电站, 一次设备选用了 GIS 组合电器, 二次设备选用了微机保护装置及综合自动化系统。高压电器室、主控制室、继电保护室的占地面积大大减小, 相应地整个变电站的占地面积都在减小。

概括来讲, 采用了变电站综合自动化技术, 简化了变电站二次部分的硬件配置, 简化了设计, 避免了重复; 简化了变电站二次设备之间的相互连线, 减轻了安装施工和维护工作量; 减小了占地面积, 降低了工程总造价; 为电力企业减员增效提高劳动生产率, 实现变电站无人值班, 提高运行管理水平创造了良好的技术条件。

第二节 变电站综合自动化的功能及特点

为了提高变电站的技术水平和管理水平, 提高安全可靠稳定运行水平; 降低运行维护成本, 提高电能质量, 促进电力调度及配电系统自动化, 必须实现变电站的综合自动化。变电站综合自动化是多专业的综合技术, 它以微型计算机为基础, 实现了对变电站传统的继电保护、控制方式、测量手段、通信、远动和管理模式的全面技术改造, 实现了电网运行管理的一次变革。变电站的综合自动化系统具备的功能主要有控制和监视功能、继电保护功能、自动控制功能、测量表计功能、通信接口功能和系统功能。

目前我国电力系统中, 已运行的变电站综合自动化系统基本功能主要体现在以下几个子系统的功能中。

一、监控子系统

监控子系统取代了常规的测量系统, 取代了控制屏上的指针式仪表, 改变了常规断路器控制回路的操作把手和位置指示, 取代了常规的中央信号系统中的预告报警信号、事故音响报警信号, 取消了光字牌。



监控子系统的功能包括以下部分。

(一) 数据采集

变电站采集的数据有模拟量、开关量和电能量。

1. 变电站需采集的模拟量

各段母线电压；

各条输电线路电压、电流、相位、有功功率、无功功率；

主变压器各侧电流、有功功率、无功功率；

电容器电流、无功功率；

各条馈线电压、电流、功率、频率、相位、功率因数；

主变压器油温；

直流电源电压；

站用变压器低压侧电压。

2. 变电站需采集的开关量

断路器的状态；

断路器的远方、就地操作状态；

隔离开关的状态；

接地开关的状态；

有载调压变压器分接头的位置；

同期检测位置；

继电保护及自动装置动作信号；

继电保护及自动装置运行异常告警信号；

断路器的气压、液压及操作异常告警信号；

变压器的强油循环或通风异常告警信号。

3. 采集的电能量

各条线路的有功电能、无功电能；

各条馈线的有功电能、无功电能；

主变压器各侧的有功电能、无功电能；

站用变压器的有功电能；

(二) 事件顺序记录

事件顺序记录包括断路器跳合闸记录、保护及自动装置动作记录、各种异常告警记录等。以事件发生的时间为序进行自动记录。监控系统和微机保护装置的采集环节必须有足够的内存，能存放足够数量或足够长时间段的事件顺序记录，确保当后台监控系统或远方集中控制中心通信中断时，不会丢失事件信息。

(三) 故障记录、故障录波和测距

为了将电网发生故障前后的情况记录下来，便于查找、分析和故障再现，变电站的综合自动化系统必须具有故障记录或故障录波和测距功能。一般根据变电站所处位置或电压等级进行设置。



220kV 及以上电压等级变电站和 110kV 枢纽变电站, 必须设置故障录波和测距装置。由于 110kV 及以上输电线路距离长、送电负荷重, 发生故障影响大, 必须尽快查找出故障点, 以便缩短检修时间, 尽快恢复供电, 减少系统损失。变电站的故障录波和测距可采用两种方法来实现。

一种方法是采用专用的微机故障录波装置, 它兼有故障测距能力, 并且故障录波装置应具有串行通信功能, 可以与监控系统通信, 上传各种录波量。接入故障录波装置的录波量有:

(1) 模拟量: 110kV 及以上母线的各相电压和零序电压; 110kV 及以上输电线路的各相电流和零序电流; 110kV 及以上主变压器的零序电流。

(2) 开关量: 110kV 及以上断路器的状态; 保护动作出口信号; 重合闸动作出口信号。

(3) 高频量: 高频收发信机的收信输出; 通道的高频信号。

另一种方法是在微机保护装置中配备故障录波插件, 一般在 110kV 及以上的微机保护装置中可以进行此配置。它具有录波和测距的功能。

35kV 及以下线路很少专门设置故障录波装置, 为了分析故障的方便, 在微机保护装置中设置简单故障记录功能。故障记录是记录继电保护动作前后与故障有关的电流量和母线电压, 记录时间一般从故障发生前 2 个周波到故障后 10 个周波。这样可以记录故障发生的全过程, 事故发生前后的短路电流和相关的母线电压的变化过程, 都可以清楚地看到。

(四) 操作控制功能

具有综合自动化系统的变电站, 操作人员可以在变电站、集控中心或调度中心, 通过显示器, 键盘或鼠标, 对断路器和隔离开关进行分、合闸操作, 对变压器分接开关位置进行调节控制, 对电容器进行投、切控制。为防止综合自动化系统故障时无法操作被控设备, 在设计中都保留了就地手动直接进行跳、合闸操作的功能。

断路器操作应有闭锁功能, 一般闭锁包括: 断路器操作时, 应闭锁自动重合闸; 就地进行操作和远方控制操作要相互进行闭锁, 保证只有一处操作, 以免互相干扰; 根据实际接线, 自动实现断路器与隔离开关间的操作闭锁, 满足不同运行方式的要求。

无论当地操作或远方操作, 都应有防误操作的闭锁, 即要收到返校信号后, 才执行下一步操作。

(五) 安全监视功能

监控系统对采集的电流、电压、频率、主变压器温度等模拟量, 设定警告限位, 在运行中不断进行越限监视。如发现越限, 立刻发出告警信号, 同时记录和显示越限值和越限时间。另外, 监控系统还要监视继电保护及自动装置工作电源是否正常, 各子系统之间、各自动装置之间的通信是否正常。

(六) 人机联系功能

(1) 显示器、鼠标和键盘构成了人机联系的桥梁。变电站采用微机监控系统, 运行人员面对显示器的屏幕, 通过操作鼠标或键盘, 就可以对全站的运行工作状况和运行参数一



目了然，可以对全站的断路器和隔离开关等进行分、合闸操作。

(2) 显示器画面的内容有：

1) 显示采集和计算的实时运行参数。监控系统所采集和通过采集所计算出来的电压、电流、有功功率、无功功率、功率因数、有功电能、无功电能、频率及主变压器温度等，都可以在显示器屏幕上实时显示出来。

2) 显示变电站的电气主接线图。主接线图上断路器和隔离开关的位置与实际运行状态相一致。对断路器或隔离开关进行操作时，在显示的主接线图上，所要操作的对象要有明显的闪烁标记，操作完成后，其显示的状态应随之变位。

3) 显示 SOE 事件顺序记录。可以显示所发生事件的内容和发生事件的时间。

4) 越限告警显示。显示越限设备、越限值和越限时间。

5) 运行值班记录显示。设备投退记录、遥控操作遥调操作记录、遥信变位记录、遥测越限记录、SOE 事件记录、保护定值修改记录等均可以显示。

6) 历史趋势显示。显示负荷潮流、母线电压曲线、主变压器负荷曲线。

7) 保护及自动装置的整定值、连接片投退显示。

(3) 输入数据。变电站投入运行后，随着送电量及负荷的变化，保护整定值、遥测越限值等需要修改。甚至由于负荷的增长，需要更换电流互感器，随之要修改其变比。在人机联系中，必须有修改数据的功能。一般需要输入数据的内容有：

1) TA、TV 的变比；

2) 保护及自动装置的整定值；

3) 遥测数据的越限报警值；

4) 运行人员姓名及密码。

(七) 数据统计与处理功能

(1) 运行数据计算和统计。电量累加、分时统计、运行日报、月报、最大值、最小值、负荷率、电压合格率的统计。

(2) 遥信信号监视和处理。遥信变位次数统计、变位告警。

(3) 限值监视和报警处理。多种限值、多种报警级别、多种告警方式（声响、语音）、告警闭锁和解除。

(八) 打印功能

在监控系统配备打印机，可以完成以下打印记录功能：

(1) 定时打印报表和运行日志；

(2) 打印断路器操作记录；

(3) 打印事件顺序记录；

(4) 越限打印；

(5) 召唤打印；

(6) 抄表打印；

(7) 事故追忆打印。



二、微机保护子系统

(一) 微机保护的基本构成

微机保护是以微型计算机为核心，利用微型计算机的智能化信息处理功能，对检测到的反映电力系统运行状态的电气量进行分析和计算，根据计算结果来实现对输电线路或电气元件的保护。因此，为了使微型计算机获取电力系统运行的信息，必须配置反映电力系统运行状态的数据采集系统、反映被保护电气设备状态的开关量输入电路和发出控制命令的开关量输出电路。此外，还要配置人机对话系统，向微机继电保护装置送入有关的计算和操作程序、继电保护整定值、输出有关继电保护动作的信息，使继电保护人员进行定期的整定值校验和传动试验，对继电保护的動作进行分析。

微机继电保护装置的硬件电路一般由 5 个功能单元构成，即数据采集系统、微型计算机（微处理器）、开关量输入输出电路、人机对话系统和工作电源，如图 1-1 所示。

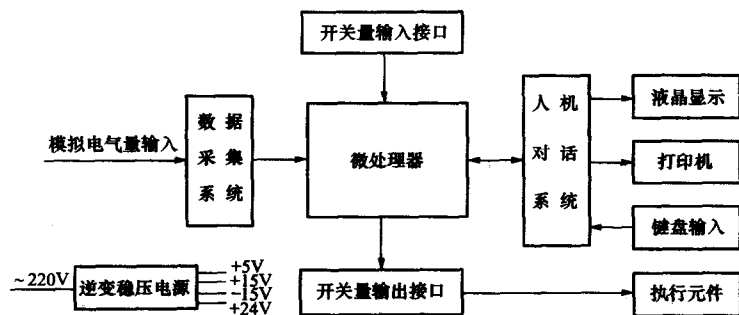


图 1-1 微机继电保护的构成框图

1. 数据采集系统

微型计算机只能接受数字量，对于来自电气设备电流互感器或电压互感器二次侧的模拟电气量无法接受。因此，必须配置相应的硬件电路—数据采集系统，将模拟电气量转换成对应的数字量，把反映电气设备运行的模拟电气量以数字量的形式送入微型计算机，供继电保护功能程序使用，实现对电气设备的继电保护。

将模拟电气量转换成数字量的硬件设备就是微机保护的数据采集系统。

2. 微型计算机系统

微型计算机是微机继电保护装置的核心部分。在微机保护中微机系统有多种配置方式。

(1) 单微机系统（单 CPU 系统）。由一片微处理器（CPU），配备存放工作程序的只读存储器 ROM、存放数据的随机存储器 RAM、接口芯片（并行接口芯片和串行接口芯片）、定时/计算芯片等构成的微机系统。

(2) 多微机系统（多 CPU 系统）。用两片或两片以上的微处理器，配备相应的内存和接口芯片构成的微机系统。

在用单 CPU 系统构成的微机保护中，整套装置的继电保护功能都是在一个微处理器



的管理下，通过继电保护程序来实现的。各种保护功能程序以串行的方式依次执行。而用多 CPU 系统构成的微机保护中，由于有多片微处理器，可以将保护功能程序分配给不同的微处理器，各微处理器之间以并行方式执行继电保护功能程序，这样缩短了保护功能程序执行时间，提高了保护动作的快速性。用多片微处理器构成的微机继电保护装置目前应用广泛。

3. 开关量输入、输出接口电路

开关量输入、输出接口电路是微机保护装置与外部设备的联系部件。这些部件主要用来接收来自外部设备的开关量信号和向外部设备发送开关量信号，用来实现微机保护装置与外部设备之间的控制逻辑。

通常，在输入接口电路中常接入的开关量信号有：保护功能投入/退出的连接片、保护屏上的切换开关、断路器的辅助触点、其他保护装置的触点等信息。同时保护发出的指令信息以开关量信号的方式，输出到接口电路输送出去，驱动一些执行元件，如启动继电器、中间继电器、跳闸继电器和信号继电器等。

4. 电源

微机保护的工作电源是微机保护装置的重要组成部分。电源工作的可靠性将直接影响到整个微机继电保护装置运行的可靠性。电源要求具有独立性，不受系统电压变化的影响。微机保护装置不仅要求电源的电压等级多，而且要求电源的性能好，可靠性高，抗干扰能力强。

在微机保护装置中的工作电源，通常采用逆变稳压电源。根据需要的直流电压有 +5V、+15V、-15V、+24V 等几个电压等级，同时各级电压等级之间不共地，防止损坏芯片，避免相互干扰。

5. 人机对话微机系统

人机对话微机系统作为人机联系的主要手段，利用键盘操作，可输入各种保护命令、继电保护整定值及存放地址等。利用液晶显示器、打印机作为人机联系的输出设备。同时，利用人机对话微机系统，一方面可以实现对各执行保护功能程序的微机系统进行自检，提高微机保护装置运行的可靠性，另一方面还可以把电力系统故障的参数、继电保护的整定值、保护动作行为等信息量，通过专用的接口输送到计算机互联网，为变电站及电力系统综合自动化提供所需的继电保护信息，实现对整个电力系统继电保护的在线网络化管理。

(二) 微机继电保护的特点

1. 逻辑判断清楚正确

在复杂保护中，对若干相关继电器的动作进行逻辑判断后，才能决定保护是否应该动作。机电型保护由触点构成逻辑回路，保护装置工作可靠性差；晶体管与集成电路保护由门电路构成逻辑回路，保护装置结构复杂；而微机保护中主要由软件程序实现逻辑判断，不论逻辑关系如何复杂，都可以按人的思维逻辑编写程序，十分灵活不会出错。与常规继电保护装置相比较，微机保护装置的应用，使复杂的继电保护原理在实现的手段上得到了简化，继电保护的准确动作率得到了显著的提高。



2. 微机保护可以实现常规继电保护无法实现的优良保护性能

微机保护既能对以瞬时值,也能对以相量等表达的动作判据进行计算,不仅能计算交流输入量,也能计算对时间的导数和积分值。微机保护可以方便的储存故障前和故障后的运行数据,利用相关的算法,计算出反映故障的特征量,为采用故障分量法实现的保护原理提供所需的故障电气量的采样数据。所以,微机保护具有常规继电保护无法实现的优良特性。

3. 调试维护方便

常规继电保护装置的调试工作量大,尤其是一些复杂保护,试验项目多,周期较长,难于保证调试质量。而微机保护则不同,其动作是按动作判据进行数学运算的结果。微机保护中的保护功能是由软件实现的,保护功能元件的动作没有机械障碍。不同相别的功能元件在性能上没有差别,批量生产的装置因程序相同,保护功能元件的性能及逻辑关系也一定相同。所以,在微机保护装置的校验中,没有必要逐个对保护功能元件进行调试。

在微机保护装置中,能显示输入交流模拟量的值。因而可以方便地通过校验来检验这些显示值的正确性,据此确认各交流量的输入通道、模数转换器及微机运行的正确性。

对于开关量输入通道的检验,可采用先输入开关量信号,然后利用装置的指示灯、信息来显示并检验该通道是否正确工作,相关的保护功能是否正确地投入或闭锁。对于输出的开关量信号检验,应该模拟在各种不同类型的故障下,保护装置是否按整定的数值,正确发出单相或三相跳闸命令,是否能按规定发出重合闸命令。所以,对微机保护装置的检验和调试,主要内容是检验各个模拟量输入和开关量输入输出电路是否完好,确认各项保护功能是否达到设计要求。这些检验调试项目和内容,与常规保护装置相比是大大简化了,检验周期也可以延长。

4. 运行可靠性提高

微机保护装置利用软件可以实现在线自检,极大地提高了在线运行的可靠性。在软件程序指挥下,微机保护装置可以在线实时地对有关硬件电路的各个环节进行自检,各微处理器系统之间还可以实现互检。利用有关的软件和硬件相结合技术,可以防止干扰进入微机保护装置后可能造成的严重后果。运行的实践证明,在保护装置的可靠性方面,微机继电保护装置已经远远超过了常规继电保护装置。

5. 能够提供更多的系统运行的信息量

借助于人机联系的微机系统,可以将有关的系统运行信息通过打印机输出。例如,系统故障类型、故障发生时间、保护动作时间、故障前后的电流电压波形、故障测距的结果等信息量,为事故分析和故障点的快速判断提供所需的数据。此外,通过专用的计算机接口,实时地把继电保护整定值、保护动作行为的有关信息输送给电网调度中心,为电力系统自动化提供所需的继电保护信息。同时,还可以接受电网调度中心发来的继电保护命令。所有这些,常规继电保护装置是无法做到的。

三、电压无功综合控制子系统

变电站综合自动化系统必须具备有保证安全、可靠供电和提高电能质量的自动控制功



能。电压和频率是电能质量的重要指标之一，因此电压无功综合控制也是变电站综合自动化系统的一个重要组成部分。

电压是衡量电能质量的一个重要指标，保证用户的电压接近额定值是电力系统运行调整的基本任务之一。一方面，发、变电设备和各种用电设备都是按额定电压设计的，电压过高或过低，偏离了合格范围，都会影响这些设备的寿命和效率。因此电压能否维持在合格的范围内，不仅影响电力系统本身的安全，而且影响到千家万户。同时改善电压质量是节能的重要措施之一，也是防止系统电压崩溃，提高安全稳定运行水平的重要条件。另一方面，系统的无功功率对电压水平影响极大，维持电网正常运行下的无功潮流合理平衡，对提高供电质量、保证系统安全、可靠和经济运行有着重要意义。

(一) 电压、无功综合调控的目标

在电力系统中，电压和无功功率的调整对电网的输电能力、安全稳定运行水平和降低电能损耗有极大的影响。因此，要对电压和无功功率进行综合调控，保证实现电力系统包括用户在内的总体运行技术指标和经济指标最佳，具体的调控目标如下：

(1) 维持供电电压在规定的范围内，具体各级供电母线电压的波动范围（以额定电压为基准）规定如下：

500(330)kV 变电站的 220kV 母线：正常时， $0\% \sim +10\%$ ；事故时， $-5\% \sim +10\%$ 。

220kV 变电站的 35 ~ 110kV 母线：正常时， $-3\% \sim +10\%$ ；事故时， $\pm 10\%$ 。

配电网的 10kV 母线，电压合格范围：10.0 ~ 10.7kV。

(2) 保持电力系统稳定和合适的无功平衡。输电主网络应实现无功分层平衡，地区供电网应实现无功分区就地平衡的原则，才能保证各级供电母线电压在规定的范围内。

(3) 保证在电压合格的前提下使电能损耗为最小。

为了达到以上目标，必须增强对无功功率和电压的调控能力，充分利用现有的无功补偿设备和调压设备（调相机、静止补偿器、补偿电容器、电抗器、有载调压变压器等）的作用，对它们进行合理的优化调控。

(二) 变电站电压无功综合调控的原理

电力系统长期运行的经验和研究的结果表明，造成系统电压下降的主要原因，是系统的无功功率不足或无功功率分布不合理。所以，对于发电厂，主要的调压手段是调整发电机的励磁；对于变电站主要的调压手段，是调整有载调压变压器的分接开关位置和控制无功补偿电容器。有的变电站还装设有并联补偿电抗器。

有载调压变压器可以在带负荷的情况下切换分接开关位置，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。

以上两种调压和控制的措施，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结果有所不同。利用改变有载调压变压器的分接开关位置进行调压时，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，否则电压水平调的越高，该地区的无功功率越不足，反而导致恶性循环。在系统缺乏无功的情况下，必须用补偿电容器进行



调压。投补偿电容器既能补充系统的无功功率，又可以改变网络中的无功分布，从而有利于系统电压水平的提高。因此，必须把调整分接开关与控制电容器的投切两者结合起来，进行合理的调控，才能达到既改善电压水平，又降低网损的效果。

然而，如果靠运行人员手工操作来进行对分接开关和电容器的调节控制，则运行人员必须经常监视变电站的运行工作状况，并作出如何调控的判断，这不仅增加运行人员的劳动强度，而且难以达到及时进行最优控制的效果。针对这种情况，国内生产厂家研制出微机型电压无功综合控制装置。这些装置的运行使用，不仅提高了变电站的电压合格率，降低了电能损耗，而且大大降低了值班员的劳动强度，避免了人为的误操作，对提高变电站的自动化水平发挥了较大的作用。

(三) 电力系统的电压无功综合控制方式

在变电站中，对电压和无功的自动控制方式有以下三种：

(1) 集中控制。集中控制是指在调度中心对各变电站的主变压器的分接开关位置和无功补偿设备进行统一的控制。理论上，这种控制方式是维持系统电压正常，实现无功优化控制，提高系统运行可靠性的最佳方案。但它要求调度中心必须具有符合实际的电压和无功实时控制软件，而且对各变电站要有可靠性高的通道；各变电站还须具有智能控制单元。这在我国目前各变电站的自动化水平层次不一的情况下，实现全系统的集中优化控制有较大难度。

(2) 分散控制。这是我国当前进行电压、无功综合控制的主要方式。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开关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。分散控制是在各厂站独立进行的，它可以实现局部地区的优化，对提高变电站供电范围内的电压质量和降低局部网络和变压器的电能损耗，减少值班员的操作是很有意义的。

(3) 关联分散控制。所谓关联分散控制，是指电力系统在正常运行时，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运行方式发生大的变动时，可由调度中心直接操作，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的要求。

四、电力系统的低频减负荷控制

电力系统的频率是电能质量最重要的指标之一。电力系统正常运行时，必须维持频率在 $50 \pm (0.1 \sim 0.2)$ Hz 的范围内。系统频率偏移过大时，发电设备和用电设备都会受到不良的影响。轻则影响工农业产品的质量和产量；重则损坏汽轮机、水轮机等重要设备，甚至引起系统的“频率崩溃”，导致大面积停电，造成巨大的经济损失。

(一) 电力系统频率偏移的原因

电力系统的频率是反映系统有功功率是否平衡的质量指标。当系统发出的有功功率有盈余时，频率就会上升，超过额定频率；当系统发送的有功功率缺额时，频率就会低于额定值。电力系统的频率与发电机的转速有着严格的对应关系，而发电机的转速是由作用在