1 绪　论

1.1　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，变电站综合自动化已成为热门话题，引起了电力工业各部门的注意和重视，并成为当前我国电力工业推行技术进步的重点之一。之所以如此，是因为：①随着我国电力工业和电力系统的发展，对变电站的安全、经济运行要求越来越高，实现变电站综合自动化，可提高电网的安全、经济运行水平，减少基建投资，并为推广变电站无人值班提供了手段；②随着电网复杂程度的增加，各级调度中心要求更多的信息，以便及时掌握电网及变电站的运行情况；③为提高变电站的可控性，要求采用更多的远方集中控制、集中操作和反事故措施等；④利用现代计算机技术、通信技术等，提供先进的技术装备，可改变传统的二次设备模式，实现信息共享，简化系统，减少电缆，减少占地面积；⑤对变电站进行全面的技术改造。

变电站综合自动化系统完全可以满足以上要求，因此，近几年来得到了迅速的发展。

变电站综合自动化是将变电站的二次设备（包括测量仪表、信号系统、继电保护、自动装置和远动装置等）经过功能的组合和优化设计，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，即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，代替常规的测量和监视仪表，代替常规控制屏、中央信号系统和远动屏，用微机保护代替常规的继电保护屏，改变常规的继电保护装置不能与外界通信的缺陷。因此，变电站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领域的综合应用。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。

随着国民经济的持续发展，近几年来，电网装机容量迅速增长，目前电力供应紧张状况暂时得到了缓解。主要的问题是城市居民反映进户线路截面小，电表容量不足，供电质量还难以满足生活用电需求。农村电气化事业的发展，对促进农业稳定、高产，改善农民劳动和生活条件，加速农村商品经济的发展，有重要作用。但目前农网也有结构薄弱、线损过大、可

靠性不高、收费不合理等问题，因此，加强城网和农网的建设和改造是解决电网的“瓶颈”问题，也是提高供电质量、开拓电力市场、促进用电消费及拉动国民经济增长的一项重要措施。国家有关部门已决定投入巨资用于城网和农网的建设和改造，这是很重要的决策。城网和农网的建设和改造必须依靠科技的进步，采用先进的技术。配电自动化是城网建设和改造中现代化管理的重要手段。配电自动化主要包括变电站自动化和馈线自动化。因此，发展变电站综合自动化也是当前城网和农网建设和改造的基础环节之一。

1.2 传统的变电站存在的问题

众所周知，变电站是电力系统中不可缺少的重要环节，它担负着电能转换和电能重新分配的繁重任务，对电网的安全和经济运行起着举足轻重的作用。尤其是现在大容量发电机组的不断投运和超高压远距离输电和大电网的出现，使电力系统的安全控制更加复杂，如果仍依靠原来的人工抄表、记录、人工操作为主，依靠原来变电站的旧设备，而不进行技术改造的话，必然没法满足安全、稳定运行的需要，更谈不上适应现代电力系统管理模式的需求。传统的变电站存在如下缺点。

（1）安全性、可靠性不能满足现代电力系统高可靠性的要求。传统的变电站大多数采用常规的设备，尤其是二次设备中的继电保护和自动装置、远动装置等（有不少变电站没有自动装置和远动装置）采用电磁型或晶体管式，结构复杂、可靠性不高，本身又没有故障自诊断的能力，只能靠一年一度的整定值的校验发现问题，才进行调整与检修或必须等到保护装置发生拒动或误动后才能发现问题。

（2）供电质量缺乏科学的保证。随着国民经济的持续发展，人民生活水平和生活质量不断提高，家用电器、个人计算机越来越多地进入各家各户。不仅各工矿企业，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指标是频率和电压，目前还应考虑谐波问题。频率主要由发电厂调节、保证。而电压的合格，不能单靠发电厂调节，各变电站，特别是枢纽变电站也应该通过调节分接头位置和控制无功补偿设备进行调整，使其运行在合格范围内。但传统的变电站，大多数不具备调压手段，至于谐波污染造成的危害，还没有引起足够的重视和采取有力的解决措施，且缺乏科学的电能质量考核办法，不能满足目前发展的电力市场的需求。

（3）占地面积大，增加了征地投资。实现了综合自动化的变电站与传统的变电站相比，在一次设备方面，目前还没有多大的差别，而差别较大的是二次设备。传统的变电站，二次设备多数采用电磁式或晶体管式，体积大、笨重，因此，主控制室、继电保护室占地面积大。这对于人口众多的我国，特别是对人口密度很大的城市来说，是一个不可忽视的问题。如果变电站实现综合自动化，则会大大减少占地面积，这对国家眼前和长远的利益都是很有意义的。

（4）不适应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；一次系统的实际运行工况，由于远动功能不全，一些遥测、遥信无法实时送到调度中心；而且参数采集不齐，不准确，变电站本身又缺乏自动控制和调控手段，因此没法进行实时控制，不利于电力系统的安全、稳定运行。

（5）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。常规的保

护装置和自动装置多为电磁型或晶体管型，例如晶体管型保护装置，其工作点易受环境温度影响，因此其整定值必须定期停电校验，每年校验保护定值的工作量是相当大的；也无法实现远方修改保护或自动装置的定值。

1.3 变电站实现综合自动化的优越性

由于传统的变电站存在以上缺点，无法满足电力系统安全、稳定和经济、优化运行的要求。解决这些问题的出路是用先进技术武装变电站。对于老式的变电站，逐步进行技术改造；对新建的变电站，要尽量采用先进的技术，提高变电站的自动化水平，增加四遥功能，逐步实现无人值班和调度自动化。

变电站实现综合自动化的优越性主要有以下几方面。

（1）提高供电质量，提高电压合格率。由于在变电站综合自动化系统中包括有电压、无功自动控制功能，故对于具备有载调压变压器和无功补偿电容器的变电站，可以大大提高电压合格率，保证电力系统主要设备和各种电器设备的安全，使无功潮流合理，降低网损，节约电能损耗。

（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，绝大多数都是由微机组成的，它们多数具有故障诊断功能。除了微机保护能迅速发现被保护对象的故障并切除故障外，有的自控装置并兼有监视其控制对象工作是否正常的功能，发现其工作不正常及时发出告警信息。更为重要的是，微机保护装置和微机型自动装置具有故障自诊断功能，这是当今的综合自动化系统比其常规的自动装置或四遥装置突出的特点，这使得采用综合自动化系统的变电站一、二次设备的可靠性大大提高。

（3）提高电力系统的运行、管理水平。变电站实现自动化后，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 CRT 屏幕，对变电站主要设备和各输、配电线路的运行工况和运行参数便一目了然。综合自动化系统具有与上级调度通信功能，可将检测到的数据及时送往调度中心．使调度员能及时掌握各变电站的运行情况，也能对它进行必要的调节与控制，且各种操作都有事件顺序记录可供查阅，大大提高运行管理水平。

（4）缩小变电站占地面积，降低造价，减少总投资。变电站综合自动化系统，由于采用微计算机和通信技术，可以实现资源共享和信息共享，同时由于硬件电路多数采用大规模集成电路，结构紧凑、体积小、功能强，与常规的二次设备相比，可以大大缩小变电站的占地面积，而且随着微处理器和大规模集成电路的不断降价，微计算机性能／价格比逐步上升，发展的趋势是综合自动化系统的造价会逐渐降低，而性能和功能会逐步提高，因而可以减少变电站的总投资。

（5）减少维护工作量，减少值班员劳动，实现减人增效。由于综合自动化系统中，各子系统有故障自诊断功能，系统内部有故障时能自检出故障部位，缩短了维修时间。微机保护和自动装置的定值又可在线读出检查，可节约定期核对定值的时间，而监控系统的抄表、记录自动化，值班员可不必定时抄表、记录，可实现少人值班，如果配置了与上级调度的通信功能，能实现遥测、遥信、遥控、遥调，则完全可实现无人值班，达到减人增效的目的。

1.4 变电站综合自动化对无人值班的促进作用

对变电站来说，无人值班和有人值班是两种不同的管理模式，它与变电站一、二次系统技术水平的发展，与变电站是否实现自动化没有直接关系。一、二次设备可靠性的提高和采用先进技术，可以为无人值班提供更为有利的条件，但不是必须具备的条件。

早在四、五十年代，无人值班已经在我国一些大城市实行，例如上海、广州、天津等城市，对一些不是很重要的 35kV 变电站，实行无人值班，平时把变电站的门锁起来，一旦出现故障，保护跳闸停电，则用户会用电话或其他方式要求供电局去检修，恢复供电。供电局在确认停电事故后，便派出检修人员去查找并修复故障，恢复供电。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，因此这类无人值班只适合于重要性不高的变电站。

到了 60 年代，由于远动技术的发展，在变电站开始应用遥测、遥信技术，从而进入了远方监视的无人值班阶段。这时，在调度中心，调度人员可以了解到下面无人值班站的运行工况，这比起无四遥功能的无人值班站来说，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，例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，这对及早恢复供电无疑是很有好处的。相对无四遥功能的无人值班站来说，是一大进步。但是，如果要对开关进行操作，还必须到变电站现场才行。

80 年代中后期以后，随着微处理器和通信技术的发展，利用微型机构成的远动装置〔简称 RTU（Remote Terminal Unit）的功能和性能有很大提高，具有遥测、遥信和遥控功能，有的还有遥调功能，这使无人值班技术又上了一个台阶。

经过几十年的努力，电网装备技术和运行管理水平及人员素质都有了很大提高，一次设备可靠性提高，遥控技术逐步走向成熟。特别是“八五”期间，全国电网调度自动化振兴纲要的实施，电网调度自动化实用化工作的开展取得了很好的经验，为全国特别是中心城市开展无人值班工作奠定了扎实的基础。因此， 1995 年国家电力调度通信中心要求现有 35kV 和 110kV 变电站，在条件具备时逐步实现无人值班，新建变电站可根据调度和管理需要以及规划要求，按无人值班设计。这几年的实践证明：变电站实行无人值班有明显的经济效益和社会效益，特别是提高了运行的可靠性，减少人为事故，保障系统安全，提高了劳动生产率，降低了建设成本，推动了电力行业的科技进步。

上述分析可见，无人值班与变电站综合自动化是不同范畴的问题。变电站有人值班与无人值班是变电站运行管理采用“当地”还是“远方”两种管理模式选择哪一种的问题；而变电站综合自动化是指变电站的技术水平问题。两者表面看来没有直接的关系。采用常规的二次设备，没有实现自动化，只要有 RTU 远动设备，便可以实现无人值班。但变电站自动化技术的发展和自动化水平的提高，对无人值班无疑将起很大的推动作用，它可以明显地提高无人值班变电站运行的可靠性和技术水平，而且我们今天提倡的无人值班不能回到 40 年代、60 年代的简单水平，必须建立在高可靠性、高技术水平的基础上。变电站综合自动化可适应这种高的要求。用于与常规二次设备配合的 RTU 远动装置对模拟量的采集，一般是通过变送器

采样，对继电保护信息的采集是通过信号继电器的辅助触点，连接电缆多，因此采集的信息量往往受到限制，而变电站综合自动化系统可以提供更丰富的信息，它不仅能完成常规的RTU的全部功能，而且由于各子系统几乎都是由微处理机构成的，因而可以实现资源共享。因此，实现综合自动化的变电站，一般不必再配置单独的RTU，而是由监控系统所采集的模拟量和开关状态信息，通过通信管理单元直接送往调度，对于继电保护动作信息的采集，可以由各微机保护单元，将动作信息通过综合自动化系统内部网络送给通信管理单元再送给调度，并由通信管理单元转发或执行调度下达的命令。由于综合自动化系统内部各子系统间通过网络连接，既减少了彼此间的连接电缆，简化了设备，又可以传送更多的信息。更为突出的特点是可将各微机保护子系统和各自动装置的定值送往调度端，上级调度也可对其修改定值，而且综合自动化系统还能将二次设备的运行状态和故障自诊断的信息向调度主站报告，这些都是常规的变电所没有办法达到的。因此，目前新建的变电站在投资允许的情况下，采用综合自动化系统不仅可以全面提高无人值班变电站的技术水平，也可提高其可靠性。

1.5 变电站自动化技术的发展过程

随着工农业生产的发展和人民生活水平的提高，家用电器数量的猛增，使输配电容量不断增加，一方面，每年有不少新建变电站投入运行，也有不少变电站需要技术改造或扩容，以满足正在增长的用电量的需求。另一方面，由于基本建设和居民住房建设的不断增加，变电站的占地面积越来越紧张。因此，如果新建或改建的变电站仍采用常规的一、二次设备，必然难以满足以下几方面的要求：①缩小变电站占地面积；②提高变电站的安全与经济运行水平；③降低变电站造价，减少新建变电站的总体投资；④对变电站减人增效并逐步实行无人值班。

解决以上问题的出路是提高变电站的自动化水平，用先进技术武装变电站。因此长期以来，许多为电力行业服务的技术人员都在为提高发电厂和变电站的自动化水平而从事各种研究工作和技术改造工作。从变电站自动化的发展过程来看，可分为以下几个阶段。

1.5.1 变电站分立元件的自动装置阶段

为了保证电力系统的正常运行，研究单位和制造厂家，长期以来陆续生产出各种功能的自动装置，例如：自动重合闸装置、低频自动减负荷装置、备用电源自投和各种继电保护装置等。电力部门可根据需要，分别选择配置。70年代以前，这些自动装置主要采用模拟电路，由晶体管等分立元件组成，对提高变电站的自动化水平，保证系统的安全运行，发挥了一定的作用。但这些自动装置，相互之间独立运行，互不相干，而且缺乏智能，没有故障自诊断能力，在运行中若自身出现故障，不能提供告警信息，有的甚至会影响电网运行的安全。同时，分立元件的装置可靠性不高，经常需要维修、体积大，不利于减少变电站的占地面积，因此需要有更高性能的装置代替。

1.5.2 微处理器为核心的智能自动装置阶段

1971年，世界上第一片微处理器问世。美国Intel公司率先做出了贡献，接着许多厂家都纷纷开始研制微处理器，逐步形成了以Intel公司、Motorola公司、Zilog公司为代表的三大系列微处理器产品。由于该产品集成度高、体积小、性能价格比高，使微型机迅速渗透和占领了各个技术领域，为计算机应用的普及和推广提供了现实的可能性。另一方面，工农业生产

和科学技术发展的需求，反过来又促进了微处理器技术的迅速发展，使之在 70年代的 10 年中便更新了三代。20 多年来，几乎每两年微处理器的集成度便翻一翻，每 2～4 年便更新换代一次。现已进入第五代，即 64位高档微处理器阶段。

80 年代，随着国家改革开放方针的进展，微处理器技术开始引入我国，并且吸引了许多为电力行业服务的科技工作者，他们都把注意力放在如何将大规模集成电路技术和微处理器技术应用于电力系统各个领域上。在变电站自动化方面，首先将原来由晶体管等分立元件组成的自动装置逐步由大规模集成电路或微处理机代替，由于采用了数字式电路，统一数字信号电平，缩小了体积，明显地显示出优越性，特别是由微处理器构成的自动装置，利用微处理器的智能和计算能力，可以应用和发展新的算法，提高了测量的准确度和控制的可靠性，还扩充了新的功能，尤其是装置本身的故障自诊断能力，对提高自动装置自身的可靠性和缩短维修时间是很有意义的。

这些微机型的自动装置，虽然提高了变电站自动控制的能力和可靠性，但在 80 年代，基本上还是维持原有的功能和逻辑关系的框框，只是组成的硬件结构由微处理器及其接口电路代替，扩展了一些简单的功能，多数仍然是各自独立运行，不能互相通信，不能共享资源．实际上形成了变电站的自动化孤岛，因此仍然解决不了前述变电站设计和运行中存在的所有问题。随着数字技术和微机技术的发展，变电站内自动化孤岛问题引起了国内外科技工作者的关注，并对其开展研究和寻求解决的途径。因此变电站综合自动化是科学技术发展和变电站自动控制技术发展的必然结果。

1.5.3 变电站综合自动化系统的发展阶段

（一）国外变电站综合自动化的发展概况

国外变电站综合自动化的研究工作始于 70年代。根据 1981 年 5 月在英国召开的第 6届国际供电会议资料报道，英国、意大利、法国、西德、澳大利亚等国，于 70 年代末，新装的远动装置都是微计算机型的，个别有用 16位小型计算机的。布线逻辑的远动装置已开始淘汰，当时仅英国南威尔士电网还在使用（该地区当时也已计划用微机远动装置代替），同时，第 6届国际供电会议的有关文章资料还指出，监控系统的功能有扩大的趋势，供电网的监控功能正以综合自动化为目标迅速发展，除三遥外，一般还有：①寻找并处理单相接地故障；②作为保护拒动或断路器拒动的补充保护；③负荷管理；④成组数据记录，其中包括负荷曲线、最大需量、运行数据、事故及事件顺序记录等； ⑤自动重合闸及继电保护。

这些资料报导，证明了国际上随着微计算机技术的发展，变电站综合自动化的研究工作已于 70 年代中、后期开始。

日本在微处理器应用于电力系统方面的研究工作，虽然略晚于欧、美，但后来居上。于 1975 年在关西电子公司和三菱电气有限公司的协助下，开始研究用于配电变电站的数字控制系统（称为 SDCS-1），于 1979 年 9 月完成样机，同年 12 月在那须其竹克里变电站安装并进行现场试验。1980 年开始商品化生产。SDCS-1 是以 13 台微处理机为基础的系统，其结构方框图如图 1.1，它具有对一个 77kV/6.6kV 的配电变电站的全部保护和控制功能，该站具有 4回 77kV 输电线，3 台变压器和 36 回 6.6kV 的馈电线。SDCS-1 按功能分成 3 个子系统。

(1) 继电保护子系统。从高速数据通道获取瞬时值，并把保护的动作状态送到中速数据通道。继电保护子系统有 8 个保护部件，包括如下 4 种类型的保护功能：①77kV 母线保护；②3 台主变压器的保护；③6.6kV 母线保护；④6.6kV 馈线保护等。

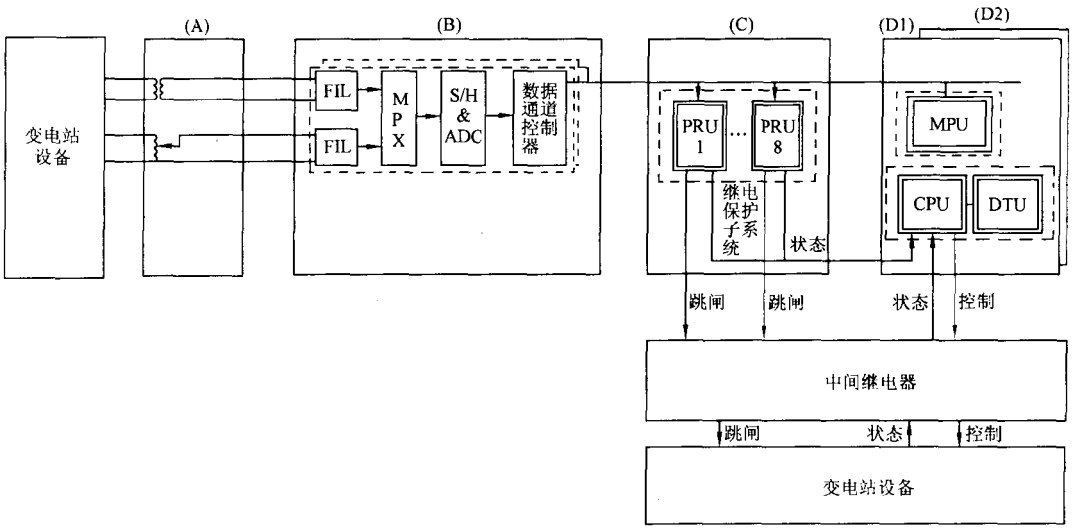


图 1.1 SDCS-1 结构方框图

FIL—滤波电路；MPX—多路转换器；S/H—采样保持电路；ADC—模数转换器；
PRU—继电保护部件； CPU—中央处理部件；MPU—测量处理部件；DTU—数据传送部件

(2) 测量子系统。从高速数据通道输入（u、i）瞬时值，并把计算后的有效值送到低速数据通道上。测量子系统的功能有：①测量电压、电流有效值，有功功率和无功功率以及电能量；②监视主变压器负荷。

(3) 控制子系统。分别从低速和中速数据通道输入有效值和断路器状态信号。控制子系统的功能有：①备用电源自投控制；②故障线路探测；③6.6kV 馈电线自动重合闸；④有载调压分接开关控制；⑤排除变压器故障后自动恢复供电； ⑥数据传送和远方控制等。

80 年代以后，研究变电站综合自动化系统的国家和大公司越来越多。例如：德国西门子公司、ABB 公司、AEG 公司，美国 GE 公司、西屋公司，法国阿尔斯通公司等都有自己的综合自动化系统的产品。

西门子公司于 1985 年在德国汉诺威正式投运其第一套变电站自动化系统 LSA678，至 1993 年已有 300 多套同类型的系统在德国本土及欧洲其他国家不同电压等级的变电站投入运行，至 1995 年，该公司在中国也陆续得到十几个工程项目，基本上是 110kV 城市变电站。LSA678系统的结构有全分散式和集中与分散相结合两种类型。

ABB 公司的变电站综合自动化系统 SCS100，在芬兰生产，用于中、低压变电站。SCS200 在瑞典生产，用于高压变电站。

由此可见，国外研究变电站综合自动化系统，始于 70 年代后期，80 年代发展较快。著名的制造厂商颇多，但他们彼此间一开始就十分注意这一领域的技术规范和标准的制定与协调，避免各自为政造成不良后果，这是很值得我们学习的。

德国电力行业协会（VDEW）为电子制造商协会（EVEI）制定的关于数字式变电站控制系统的推荐草案于 1987 年公布，成为 IEC TC 57 在起草保护与控制之间标准的参考，内容非常丰富。德国的三大电气公司（Siemens、ABB、AEG）基本上是按这一推荐规范设计和开发自己的产品。

美国电力科学研究院 EPRI 委托西屋电气公司研究起草的变电站控制与保护项目的系统规范，于 1983 年 8 月发表了（EL-1813），它涉及到基于微处理器的一整套变电站控制与保护的设计与实施，1989 年又对 1983 年发表的报告进行最终修改与增补。

国际电工委员会第 57 次技术委员会（IEC TC 57）为了配合变电站综合自动化方面的进展，成立了“变电站控制和保护接口”工作组，负责起草该接口的通信标准，该工作组共 12 个国家（主要集中在北美和欧洲，亚洲有中国，非洲有南非） 2000 位成员参加。从 1994 年 3 月到 1995 年 4 月举行了四次讨论会，于 1995 年 2 月向 IEC 秘书处提交了保护通信伙伴标准 IEC870-5-103，为控制与保护之间的通信提供了一个国际标准。

（二）我国变电站综合自动化的发展过程

我国变电站综合自动化的研究工作开始于 80 年代中期。1987 年，清华大学电机工程系研制成功第一个符合国情的变电站综合自动化系统，在山东威海望岛变电站成功地投入运行。该系统主要由 3 台微机及其外围接口电路组成，其原理结构图见图 1.2。

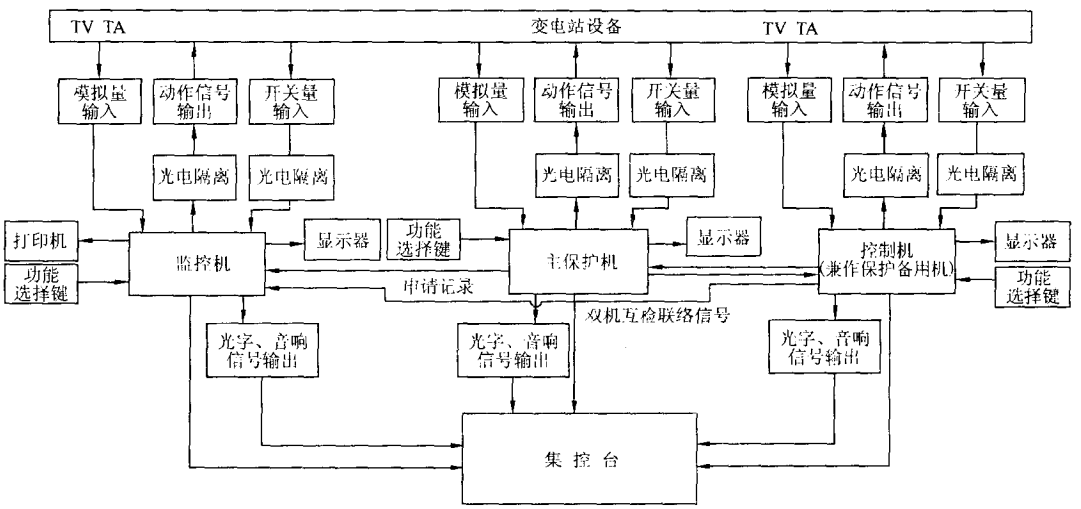


图 1.2 变电站微机监测、保护综合控制系统框图

望岛变电站是一个 35kV 的城市变电站，具有两回 35kV 进线，两回 35kV 出线，两台主变压器，8 回 10kV 馈电线路和两组无功补偿电容器。该变电站的综合自动化系统主要由三台微机组成，分成三个子系统，担负了变电站安全监控、微机保护、电压无功控制、中央信号等全部任务。

（1）安全监控子系统。安全监控系统由一台微型计算机系统及其外围接口电路组成，完成当地的监控功能，其中包括：

1）测量。对全站主要设备（变压器、电容器、全部输、配电线路）的电压、电流、有功功率、无功功率、主变压器温度进行采集和处理。

2）监视。对所采集的电压、电流、主变压器温度等不断进行越限判断，若有越限，则发警告信号，同时对全站断路器状态进行监视。

3）记录。记录继电保护动作信息，并记录保护动作前、后的短路电流值。

4）显示。通过 CRT 显示器显示全站的实时主接线图和各开关状态，并以不同画面显示全部巡回检测的量；自动显示保护动作性质和保护动作前后的电流值。

5）制表打印。可定时打印报表，可召唤打印实时检测数据，自动打印越限值和越限时刻，事故记录打印。

（2）微机保护子系统。微机保护子系统的主要功能包括如下 4 项：

1）全部进线和馈电线路的微机保护与自动重合闸和后加速跳闸。

2）主变压器保护。

3）电容器保护。

4）单相接地自动选线、相。

（3）电压、无功控制子系统。电压、无功控制子系统由一台微机组成，可对两台带负荷调压变压器的分接开关和无功补偿电容器进行综合自动控制。

（4）中央信息系统。由各子系统直接发出报警信号和预告信号，直接触发发光管，显示故障性质和发出故障音响，简化了常规的中央信号系统。其中担负微机保护的计算机和担负电压、无功控制的计算机的软、硬件配置相同，可互为备用。在正常运行情况下，各自完成自己的主任务。后者同时监视保护机的工作状态，一旦发现保护机故障，则在 4ms 内，控制机立刻停止执行电压、无功控制程序而转去担负保护机的任务，确保了保护子系统的可靠性。

该系统于 1987 年成功地投入运行，1988 年通过技术鉴定。鉴定结论为国内首创，填补了国内一项空白，并达国际 80 年代先进水平。其运行结果表明：微机技术可以全面、系统、可靠地应用于变电站的自动化工程中。同时也证明了变电站综合自动化对提高变电站的运行、管理水平及技术水平、缩小占地面积、减少值班员抄表和记录，以及减少维修工作量等方面有显著的优越性。虽然由于当时计算机水平和投资水平的限制，又是全国第一个实现综合自动化的变电站，研制者没有可借鉴的，因此在功能和结构方面，不如 90 年代的同类产品，但当时它确是吸引了许多电力系统的同行和科研工作者，连续 5、6 年内，全国各地不少人前往参观，并得到有益的启发。它的运行成功，也证明中国完全可以自行研究、制造出符合国情的综合自动化系统。因此 80 年代后期，投入变电站综合自动化研究的高等院校、研究单位和生产厂家逐步增加。90 年代，变电站综合自动化已成为热门话题，研究单位和产品如雨后春笋般蓬勃发展。规模比较大的有南瑞公司、四方公司等。

变电站综合自动化系统的研究和生产工作之所以会引起这么多的科技工作者和生产厂家的注意，其根本原因在于变电站实现综合自动化，能够全面提高变电站的技术水平，提高运行的可靠性和管理水平。近几年来，大规模集成电路技术和通信技术的迅猛发展，给变电站综合自动化技术水平的提高，注入了新的活力。 16 位、32 位单片机及 Pentium 微处理器的问世，活跃了计算机市场；网络技术、现场总线等的出现，给广大科技工作者创造了大显才能的条件。因此，近几年来研究变电站综合自动化进入了高潮，其功能和性能也不断完善。变电站综合自动化将成为今后新建变电站的主导技术。

2

变电站综合自动化系统的内容、功能和要求

2.1 变电站综合自动化系统的研究内容

常规变电站的二次设备由以下几部分组成：继电保护、自动装置、测量仪表、操作控制屏和中央信号屏以及远动装置（较多变电站没有远动装置）。在微机化以前，这几大部分不仅功能不同，实现的原理和技术也各不相同，因而长期以来形成了不同的专业和管理部门。80年代以来，由于集成电路技术和微机技术的发展，上述二次设备开始采用微机型的，例如：微机继电保护装置、微机型自动装置、微机监控系统和微机RTU等。这些微机型装置尽管功能不同，但其硬件结构大同小异，除微机系统本身外，一般都是由对各种模拟量的数据采集回路和I/O回路组成，而且所采集的量和所控制的对象还有许多是共同的。促使研制者思考如何打破原来常规的二次设备的框框，从变电站的全局出发，着手研究全微机化的变电站二次部分的优化设计问题，这就是“变电站综合自动化系统”的由来。

由于变电站综合自动化系统投入运行以后显示出许多原来变电站常规的二次设备所不能具备的优越性，因此，“变电站综合自动化”在短短的几年内便成为热门的话题，引起了电力行业各有关部门的注意和重视，其优越性主要表现在如下几个方面：

(1) 变电站综合自动化系统利用当代计算机的技术和通信技术，提供了先进技术的设备，改变了传统的二次设备模式，信息共享，简化了系统，减少了连接电缆，减少占地面积，降低造价，改变了变电站的面貌。

(2) 提高了自动化水平，减轻了值班员的操作量，减少了维修工作量。

(3) 随着电网复杂程度的增加，各级调度中心要求各变电站能提供更多的信息，以便及时掌握电网及变电站的运行情况。

(4) 提高变电站的可控性，要求更多地采用远方集中控制、操作、反事故措施等。

(5) 采用无人值班管理模式，提高劳动生产率，减少人为误操作的可能。

(6) 全面提高运行的可靠性和经济性。

虽然采用常规的继电保护和控制设备，加上完备的四遥远动装置，也可实现上述一些要求，但全面满足上述要求则是变电站综合自动化系统需解决的问题。

因此，10多年来，我国开展变电站自动化的研究与开发工作，主要包括如下两方面内容：

（1）对 220kV 及以下中、低压变电站，采用自动化系统，利用现代计算机和通信技术，对变电站的二次设备进行全面的技术改造，取消常规的保护、监视、测量、控制屏，实现综合自动化，以全面提高变电站的技术水平和运行管理水平，并逐步实行无人值班或减人增效。

（2）对 220kV 以上的变电站，主要是采用计算机监控系统以提高运行管理水平，同时采用新的保护技术和控制方式，促进各专业在技术上的协调，达到提高自动化水平和运行、管理水平的目的。

总之，变电站综合自动化的内容应包括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。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。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。从长远的观点看，综合自动化系统的内容还应包括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）。除了需要将变电站所采集的信息传送给调度中心外，还要送给运行方式科和检修中心，以便为电气设备的监视和制定检修计划提供原始数据。

实现变电站综合自动化的目标是提高变电站全面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，提高经济效益，提高供电质量，促进配电系统自动化。实现变电站综合自动化是实现以上目标的一项重要技术措施。

2.2 变电站综合自动化系统的基本功能

在变电站综合自动化系统的研究和开发过程中，对变电站综合自动化系统应包括哪些功能和要求，曾经有不同的看法，经过几年来实践的结果和发展的趋势，目前这些看法已逐步接近。总之，变电站综合自动化是多专业性的综合技术，它以微计算机为基础，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。国际大电网会议 WG34.03 工作组在研究变电站的数据流时，分析了变电站自动化需完成的功能大概有 63 种，归纳起来可分为以下几种功能组：①控制、监视功能；②自动控制功能；③测量表计功能；④继电保护功能；⑤与继电保护有关功能； ⑥接口功能；⑦系统功能。

结合我国的情况，具体来说，变电站综合自动化系统的基本功能体现在下述 5 个子系统的功能中。

2.2.1 监控子系统的功能

监控系统应取代常规的测量系统，取代指针式仪表；改变常规的操作机构和模拟盘，取代常规的告警、报警、中央信号、光字牌等；取代常规的远动装置等等。总之，其功能应包括以下几部分内容。

（一）数据采集

变电站的数据包括：模拟量、开关量和电能量。

（1）模拟量的采集。变电站需采集的模拟量有：各段母线电压、线路电压、电流、有功功率、无功功率，主变压器电流、有功功率和无功功率，电容器的电流、无功功率，馈出线的电流、电压、功率以及频率、相位、功率因数等。此外，模拟量还有主变压器油温、直流电源电压、站用变压器电压等。对模拟量的采集，有直流采样和交流采样两种方式。

直流采样即将交流电压、电流等信号经变送器转换为适合于 A/D 转换器输入电平的直流信号；交流采样，则是指输入给 A/D 转换器的是与变电站的电压、电流成比例关系的交流电压信号。这两种采样方式的特点，将在第 5 章详细介绍。

（2）开关量的采集。变电站的开关量有：断路器的状态、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、继电保护动作信号、运行告警信号等。这些信号都以开关量的形式，通过光电隔离电路输入至计算机，但输入的方式有区别。对于断路器的状态，需采用中断输入方式或快速扫描方式，以保证对断路器变位的采样分辨率能在 5ms 之内。对于隔离开关状态和分接头位置等开关信号，不必采用中断输入方式，可以用定期查询方式读入计算机进行判断。至于继电保护的动作信息输入计算机的方式有两种情况，常规的保护装置和前几年研制成功的微机保护装置由于不具备串行通信能力，故其保护动作信息往往取自信号继电器的辅助触点，也以开关量的形式读入计算机中。近年来新研制成功的微机继电保护装置，大多数具有串行通信功能，因此其保护动作信号可通过串行口或局域网络通信方式输入计算机，这样可节省大量的信号连接电缆，也节省了数据采集系统的 I/O 接口量，从而简化了硬件电路。

（3）电能计量。电能计量即指对电能量（包括有功电能和无功电能）的采集。众所周知，对电能量的采集，传统的方法是采用机械式的电能表，由电能表盘转动的圈数来反映电能量的大小。这些机械式的电能表，无法和计算机直接接口。为了使计算机能够对电能量进行计量，开发计算机监控系统的科技人员和电能表生产厂家 10 多年来做了许多研究和开发工作，使监控系统的电能计量有可喜的进展，也有多种解决的方法，下面介绍其中的两种。

1）电能脉冲计量法。这种方法的实质是传统的感应式的电能表与电子技术相结合的产物，即对原来感应式的电能表加以改造，使电能表转盘每转一圈便输出一个或两个脉冲，用输出的脉冲数代替转盘转动的圈数，计算机可以对这个输出脉冲进行计数，将脉冲数乘以标度系数（与电能常数——r/kWh、电压互感器 TV 和电流互感器 TA 的变比有关），便得到电能量。

这种脉冲计量法有两种常用类型的仪表可供选用：①脉冲电能表；②机电一体化电能计量仪表。

80年代后期，微机监控系统对电能脉冲的计量，最普遍的方法是利用光电管构成脉冲发生电路，安装在普通感应式电能表中，然后在表的转盘上打一个小孔（有的为了平衡起见，也有打 2个或 4个小孔的），当转盘的小孔对准光电管时，脉冲发生电路便输出一个脉冲，但很快发现，在转盘上打小孔，脉冲宽度受到孔径的限制，因此又改为在转盘上的一定扇形面积上涂上一层黑漆。利用光反射的差别，每当黑漆部分对着光电管时，便输出脉冲，这种方法比在转盘上打一个小孔还方便，而且脉冲宽度容易满足要求，因此直至现在，国内不少生产常规电能表的厂家，还在采用。这种脉冲电能表价格比普通电能表略贵些，但相对其他类型的电能计量表便宜，因此有一定的市场。特别对于老站改造更合适，可利用原来的电能表，只需要少量投资，便改造为脉冲电能表。但这种由脉冲电能表输出脉冲，传送到监控机或专门的电能计量模块去统计脉冲，并转换成电能量的方法，由于脉冲传输过程避免不了会有干扰，容易发生漏记脉冲，或把干扰信号当电能脉冲而多记脉冲的误差，因此不少研究单位和生产厂家都在研究改进电能计量的方法，并已获得实用化的成果。

机电一体化电能计量仪表的核心仍然是感应式的电能表和现代电子技术相结合构成的，但它克服了脉冲电能表只输出脉冲，传输过程抗干扰能力差的缺点，它的电子电路部分主要

由单片微型计算机、集成电路芯片和光电管脉冲产生电路等组成。利用单片机的智能和存储器的记忆功能，将电能表转盘转动时产生的脉冲，就地统计处理成电能量并存储起来，可供随时查看；并利用单片机的串行通信功能，将电能量以数字量形式传输给监控机或专用电能计量机；还可输出脉冲量供给需要用脉冲数计量的电能计量机用；同时这种电能计量仪表，还可利用单片机的计算能力对电能量进行分时统计，便于实现分时记费，满足电力市场发展的需要。因此机电一体化的电能计量仪表准确度比普通脉冲电能表高、功能多，但价格相对较贵。目前生产机电一体化的电能计量仪表的厂家已有多家，并且已得到计量部门鉴定、认可。

任何事物总是一分为二的，上述机电一体化的电能计量仪表虽然准确度比脉冲电能表高，但它的准确度仍然依赖于原来机械式的电能表，而且体积大、价钱高。因为除了原来的电能表外，还要加上微计算机部分，故其体积大、价钱高就可想而知了。因此，还有必要利用技术的发展去开发新的产品，研究新的电能计量方法。

2）软件计算方法。软件计算方法并非不需要任何硬件设备，其实质是数据采集系统利用交流采样得到的电流、电压值，通过软件计算出有功电能和无功电能。因为 u、i 的采集是监控系统或数据采集系统必须的基本量，因此利用所采集的 u、i 值计算出电能量，不需要增加专门的硬件投资，而只需要设计好计算程序，故称软件计算法。目前软件计算电能也有两种途径：①在监控系统或数据采集系统中计算；②用微机电能计量仪表计算。

在监控系统或数据采集系统中，根据采集的 u、i，分别计算出主变压器和各线路的有功电能和无功电能。这种方法的最大优点是投资少和占地面积小，但如果是在监控系统或一般的数据采集系统中，计算电能量，作为记费的依据，目前还不易为大家所接受，但随着集成电路的发展，断电保持的电子盘存储器可靠性和容量的提高，这种方法会越来越可靠，目前这种方法适合非考核的线路，其计算结果可作为参考。

专用的微机型电能计量仪表，彻底打破了传统机械式仪表的结构和原理，全部由单片机和集成电路构成，通过采样电压和电流量，由软件计算出有功电能和无功电能，因为这种装置是专门为计算电能量而设计的，因而可以保证计量的准确度比较高，而且不仅能保存电能值，方便地实现分时统计；还具有串行通信功能也可同时输出脉冲量。因此，微机电能计量仪表从功能、准确度和性能价格比上都大大优于脉冲电能表，是今后的发展方向。

（二）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。微机保护或监控系统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主站通信中断时，不丢失事件信息，并应记录事件发生的时间（应精确至毫秒级）。详细指标见调度自动化规范。

（三）故障记录、故障录波和测距

（1）故障录波与测距。110kV 及以上的重要输电线路距离长、发生故障影响大，必须尽快查找出故障点，以便缩短修复时间，尽快恢复供电，减少损失。设置故障录波和故障测距是解决此问题的最好途径。变电站的故障录波和测距可采用两种方法实现，一是由微机保护装置兼作故障记录和测距，再将记录和测距的结果送监控机存储及打印输出或直接送调度主站，这种方法可节约投资，减少硬件设备，但故障记录的量有限；另一种方法是采用专用的微机故障录波器，并且故障录波器应具有串行通信功能，可以与监控系统通信。

（2）故障记录。35kV、10kV 和 6kV 的配电线路很少专门设置故障录波器，为了分析故

障的方便，可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，故障记录量的选择可以按以下原则考虑：如果微机保护子系统具有故障记录功能，则该保护单元的保护启动同时，便启动故障记录，这样可以直接记录发生事故的线路或设备在事故前后的短路电流和相关的母线电压的变化过程；若保护单元不具备故障记录功能，则可以采用保护启动监控机数据采集系统，记录主变压器电流和高压母线电压。记录时间一般可考虑保护启动前 2 个周波（即发现故障前 2 个周波）和保护启动后 10 个周波以及保护动作和重合闸等全过程的情况，在保护装置中最好能保存连续 3 次的故障记录。

对于大量中、低压变电站，没有配备专门的故障录波装置，而 10kV 出线数量大、故障率高，在监控系统中设置了故障记录功能，对分析和掌握情况、判断保护动作是否正确很有益处。

（四）操作控制功能

无论是无人值班还是少人值班变电站，操作人员都可通过 CRT 屏幕对断路器和隔离开关（如果允许电动操作的话）进行分、合操作，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，同时要能接受遥控操作命令，进行远方操作；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。

断路器操作应有闭锁功能，操作闭锁应包括以下内容：

（1）断路器操作时，应闭锁自动重合闸。

（2）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。

（3）根据实时信息，自动实现断路器与隔离开关间的闭锁操作。

（4）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三步，以保证操作的正确性。

（五）安全监视功能

监控系统在运行过程中，对采集的电流、电压、主变压器温度、频率等量，要不断进行越限监视，如发现越限，立刻发出告警信号，同时记录和显示越限时间和越限值，另外，还要监视保护装置是否失电，自控装置工作是否正常等。

（六）人机联系功能

（1）人机联系桥梁。CRT 显示器、鼠标和键盘。变电站采用微机监控系统后，无论是有人值班还是无人值班站，最大的特点之一是操作人员或调度员只要面对 CRT 显示器的屏幕，通过操作鼠标或键盘，就可对全站的运行工况和运行参数一目了然，可对全站的断路器和隔离开关等进行分、合操作，彻底改变了传统的依靠指针式仪表和依靠模拟屏或操作屏等手段的操作方式。

（2）CRT 显示画面的内容。作为变电站人机联系的主要桥梁和手段的 CRT 显示器，不仅可以取代常规的仪器、仪表，而且可实现许多常规仪表无法完成的功能。它可以显示的内容，归纳起来有以下几方面。

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信息所计算出来的 U、I、P、Q、$\cos\varphi$、有功电能、无功电能以及主变压器温度 T、系统频率 f 等，都可在 CRT 的屏幕上实时显示出来，同时在潮流等运行参数的显示画面上应显示出日期和时间（年、月、日、时、分、秒）。屏幕刷新周期可在 2～10s 间（可调）。

2）显示实时主接线图。主接线图上断路器和隔离开关的位置要与实际状态相对应。进行对断路器或隔离开关的操作时，在所显示的主接线图上，对所要操作的对象应有明显的标记（如闪烁等）。各项操作都应有汉字提示。

3）事件顺序记录（SOE）显示。显示所发生的事件内容及发生事件的时间。

4）越限报警显示。显示越限设备名、越限值和发生越限的时间。

5）值班记录显示。

6）历史趋势显示。显示主变压器负荷曲线、母线电压曲线等。

7）保护定值和自控装置的设定值显示。

8）其他。包括故障记录显示、设备运行状况显示等。

（3）输入数据。变电站投入运行后，随着送电量的变化，保护定值、越限值等需要修改，甚至由于负荷的增长，需要更换原有的设备，例如更换 TA 变比。因此在人机联系中，必须有输入数据的功能。需要输入的数据至少有以下几种内容：

1）TA和 TV 变比；

2）保护定值和越限报警定值；

3）自控装置的设定值；

4）运行人员密码。

特别要强调指出的是：对无人值班变电站也必须设置有必要的人机联系功能，以便当巡视或检修人员到现场时，能通过液晶显示或七段显示器或CRT 显示器或便携机观察到站内各设备的运行状况和运行参数，对断路器等的控制应具有人工当地紧急操作的设施。

（七）打印功能

对于有人值班的变电站，监控系统可以配备打印机，完成以下打印记录功能：①定时打印报表和运行日志；②开关操作记录打印；③事件顺序记录打印；④越限打印； ⑤召唤打印；⑥抄屏打印；⑦事故追忆打印。

对于无人值班变电站，可不设当地打印功能，各变电站的运行报表集中在控制中心打印输出。

（八）数据处理与记录功能

监控系统除了完成上述功能外，数据处理和记录也是很重要的环节。历史数据的形成和存储是数据处理的主要内容。此外，为满足继电保护专业和变电站管理的需要，必须进行一些数据统计，其内容包括：①主变和输电线路有功和无功功率每天的最大值和最小值以及相应的时间；②母线电压每天定时记录的最高值和最低值以及相应的时间；③计算受配电电能平衡率；④统计断路器动作次数；⑤断路器切除故障电流和跳闸次数的累计数； ⑥控制操作和修改定值记录。

（九）谐波分析与监视

保证电力系统的谐波在国标规定的范围内，也是电能质量的重要指标。随着非线性器件和设备的广泛应用，电气化铁路的发展和家用电器的不断增加，电力系统的谐波含量显著增加，并且有越来越严重的趋势。目前，谐波“污染”已成为电力系统的公害之一。因此，在变电站自动化系统中，要重视对谐波含量的分析和监视。对谐波污染严重的变电站采取适当的抑制措施，降低谐波含量，是一个不容忽视的问题。

（1）谐波源分析。电力系统的电力变压器和高压直流输电中的换流站是系统本身的谐波

源；电力网中的电气化铁路、地铁、电弧炉炼钢、大型整流设备等非线性不平衡负荷是负载注入电网的大谐波源；此外，各种家用电器，例如单相风扇、红外电器、电视机、收音机、调光日光灯等均是小谐波源。

几种重大谐波源产生谐波的机理如下。

1）电网的主变压器和配电变压器。变压器铁心柱的设计，磁密往往已超过磁化曲线的弯曲点，磁密和励磁电流的变化成非线性关系，即使励磁电流是正弦波，磁通量变化也并非正弦波，超高压的大型变压器更是如此；配电变压器也有谐波，有人测试过配电变压器中励磁电流的谐波含量与硅钢片的材料有关，如表 2.1 所示。表中，HRI_n 为 n 次谐波电流占基波电流的百分比。

表 2.1 配电变压器励磁电流中的 HRI_n

谐波次数	HRI_n（%）	
	热轧硅钢片	冷轧硅钢片
1	100	100
3	15～55	14～50
5	3～25	10～25
7	2～10	5～10
9	0.5～2	3～6
11	＜1	1～3

2）电气化铁路。近几年来，为了解决交通、运输的瓶颈问题，发展了许多电气化铁路，使电气机车能提速行驶，对促进国民经济的发展和方便广大人民群众起了很大的作用。但电力机车是大谐波源，又是单相大负荷，造成三相负荷不平衡。电力机车在区间运行时，上、下坡负荷变化甚大；平坡行驶时，两站间速度快，进出站速度慢；启动和行驶时，负荷急剧变化。因此电气化铁路是个不平稳的大谐波源。

3）电弧炼钢炉。炼钢炉电弧电流不规则地急剧变化，使电流波形产生严重畸变，引起电网电压波形严重畸变。电弧炉的谐波主要是 2～7 次谐波。

4）家用电器。家用电器如收音机、电视机、电风扇、空调等都会产生谐波，彩色电视机产生的谐波比黑白电视机更严重，主要是 3、5、7、9 次谐波，如表 2.2 所示。目前有许多高层建筑，负荷比较集中，彩电类的负荷较多，因此谐波污染比较严重。

表 2.2 电视机产生的 HRI_n

电视机类别	HRI_1（%）	HRI_3（%）	HRI_5（%）	HRI_7（%）	HRI_9（%）	HRI_{11}（%）
彩色	100	87.9	68.3	45.2	25.5	6.8
黑白	100	89.1	16.9	2.1	2.1	1.2

（2）谐波的危害。严重的谐波电压和谐波电流对电力系统本身和接入电力系统的用电设备都会产生不良的影响，甚至影响这些设备的正常运行。

对电力系统本身的影响主要表现在以下几方面：增加输电线损耗；消耗电力系统的无功储备；影响自动装置的可靠运行；更为严重的是影响继电保护的正确动作。

对接人电力系统中的设备的影响主要是：测量仪表的测量误差增加；电动机产生额外的热损耗；用电设备的运行安全性下降。

对电力系统外的影响主要是对通信设备的电磁干扰。

（3）谐波检测与抑制。由于谐波对系统的污染日趋严重并造成危害，因此在变电站综合自动化系统中，需要考虑监视谐波是否超过部颁标准问题，如果超标，必须采取相应的抑制谐波的措施。

消除或抑制谐波主要应从分析产生谐波的原因出发，去研究不同的解决方法。一般来说，

抑制谐波有如下两种途径：

1）主动型。从产生谐波的电力电子装置本身出发，设计不产生谐波的装置。

2）被动型。即外加滤波器来消除谐波，通常滤波器有两种：①无源滤波器；②有源滤波器。

一般常用 LC 或 LRC 无源滤波器来抑制谐波，这种方法成本低、原理简单、技术成熟，目前被广泛采用。例如在变电站的并联无功补偿电容器组中，为了防止电容器投入运行时对某几次谐波的放大作用，故在电容器回路中串入部分电抗器，就是为了消除 3、5、7 次谐波而设计的。但无源滤波器也有缺陷，主要是其谐振频率依赖于 L、C 元件的参数，因此只能对主要的谐波进行滤波，而且 LC 参数的漂移，就会影响滤波特性，使滤波性能不稳定。另一方面，无源滤波器的滤波特性也依赖于电网参数，而电网的阻抗和谐波频率随电力系统的运行工况而随时改变，所以 LC 滤波器的设计比较困难。更为严重的是，电网的参数可能与 LC 滤波器发生并联谐振，使该次谐滤分量放大，反而影响供电质量。

80 年代以来，随着电力电子技术的发展，有源滤波器的研制开发取得了重大进展，并进入实用阶段。设计有源电力滤波器的思路也是给谐波电流或谐波电压提供一个谐振频度处等效导纳为无穷大的并联网络或等效阻抗为无穷大的串联网络，因此有源电力滤波器可以分为并联有源滤波器和串联有源滤波器两种。

图 2.1 为并联有源电力滤波器示意图。这种滤波装置相当于一个谐波电流发生器，它跟踪负载电流中的谐波分量，产生与之相位相反的谐波电流，以抵消线路中的谐波电流，通过不同的控制作用，可以对谐波无功、不平衡分量等进行补偿。这种并联有源滤波器只适合于电感负荷的谐波补偿。

图 2.2 为串联有源电力滤波器示意图。串联有源电力滤波器在此系统中相当于一个电压控制电压源，跟踪电源电压中的谐波分量，产生与之相反的谐波电压，使负载端交流侧的电压成为正弦波。

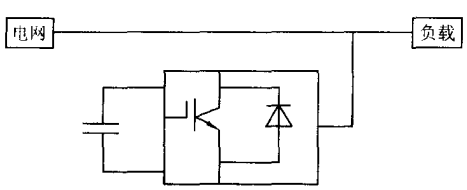


图 2.1 并联有源电力滤波器示意图

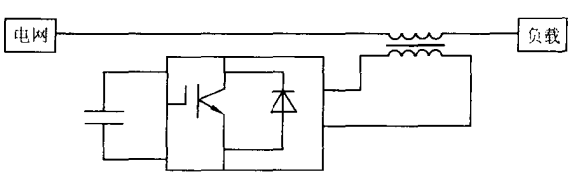


图 2.2 串联有源电力滤波器示意图

电力滤波器根据其组成形式，还有多种类型，例如：并联有源电力滤波器与并联无源滤波器组成混合型电力滤波器；也有串联有源滤波器与并联无源滤波器组成混合型的方案。各种结构都有不同的优缺点。

2.2.2 微机保护子系统

（一）微机保护的优越性

微机保护装置在我国投入运行已有 10 多年的历史，并且越来越受到继电保护人员和运行人员的普遍欢迎。这是因为，它显示出比常规的继电器型或晶体管型保护装置有不可比拟的优越性，突出表现在以下几方面。

（1）灵活性强。由于微机保护装置是由软件和硬件结合来实现保护功能的，因此在很大程度上，不同原理的继电保护的硬件可以是一样的，换以不同的程序即可改变继电器功能。例