

数字化变电站的自动化系统

南京农业大学工学院

向蝶 彭雪峰

在当今的信息化时代中，数字化也越来越为人们所重视。数字化技术主要体现在以下几个方面的特性：首先，数字化是数字计算机的基础，并且数字化是软件技术的基础，是智能技术的基础；其次，数字化是多媒体技术的基础，它为信息社会提供了基础。数字化变电站就是使变电站的所有信息采集，传输，处理，输出过程由过去的模拟信息全部转换为数字信息，并建立与之相适应的通信网络和系统。它的基本特征体现在设备智能化，通信网络化模型和通信协议统一化，运行管理自动化等方面。

一、数字化变电站的技术特点和应用

1. 一次设备的智能化

一次设备中被检测的信号回路和被控制的操作驱动回路都采用微处理器和光电技术的设计，这使常规机电式继电器及控制回路的结构简化了，传统的导线连接被数字程控器及数字公共信号网络所取代。可编程控制器代替了变电站二次回路中常规的继电器和其逻辑回路，常规的强电模拟信号和控制电缆被光电数字和光纤代替。

2. 二次设备的网络化

变电站中常规的二次设备：故障录波装置、继电保护装置、电压无功控制、量控制装置、远动装置、同期操作装置、在线状态检测装置等，都是基于标准化、模块化的微处理机技术而设计制造，设备之间的通信连接全部采用高速的网络，二次设备通过网络真正地实现了数据、资源的共享。

3. 自动运行的管理系统

变电站运行管理系统的自动化包括电力生产运行数据、状态记录统计无纸化、自动化；变电站运行发生故障时，并且能够及时地提供故障分析报告，指出故障原因及相应的处理意见；系统能自动发出变电站设备检修报告。

要想在变电站内一次电气设备与二次电子装置均实现数字化通信，并具有全站统一的数据建模及数据通信平台，在此平台的基础上实现智能装置之间的互操作性。在一、二次设备之间同样实现全数字化通信，如果变电站内智能装置的数量急剧增加，全站智能装置必须采用统一的数据建模及数据通信平台，才能实现互操作性。

二、数字化变电站自动化系统的结构

目前从国内、外变电站综合自动化的开展情况而言，大致存在以下几种结构：

1. 分布式系统结构

按变电站被监控对象或系统功能分布的多台计算机单功能设备，将它们连接到能共享资源的网络上实现分布式处理。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。分布式模式一般按功能设计，采用主从 CPU 系统工作方式，多 CPU 系统提高了处理并行多发事件的能力，解决了 CPU 运算处理的瓶颈问题。各功能模块(通常是多个 CPU)之间采用网络技术或串行方式实现数据通信，选用具有优先级的网络系统较好地解决了数据传输的瓶颈问

题，提高了系统的实时性。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。该模式在安装上可以形成集中组屏或分层组屏两种系统组态结构，较多地使用于中、低压变电站。分布式变电站综合自动化系统自问世以来，显示出强大的生命力。目前，还存在在抗电磁干扰、信息传输途径及可靠性保证上的问题等。

2.集中式系统结构

集中式一般采用功能较强的计算机并扩展其 I/O 接口，集中采集变电站的模拟量和数量等信息，集中进行计算和处理，分别完成微机监控、微机保护和自动控制等功能。由前置机完成数据输入输出、保护、控制及监测等功能，后台机完成数据处理、显示、打印及远方通讯等功能。目前国内许多的厂家尚属于这种结构方式，这种结构有以下不足：

(1) 前置管理机任务繁重、引线多，降低了整个系统的可靠性，若前置机故障，将失去当地及远方的所有信息及功能。

(2) 软件复杂，修改工作量大，系统调试烦琐。

(3) 组态不灵活，对不同主接线或规模不同的变电站，软、硬件都必须另行设计，工作量大并且扩展一些自动化需求的功能较难。

3.分层分布式结构

按变电站的控制层次和对象设置全站控制级——变电站层(站级测控单元)和就地单元控制级——间隔层(间隔单元)的二层式分布控制系统结构。也可分为三层，即变电站层、通信层和间隔层。

这种结构相比集中式处理的系统具有以下明显的优点：

(1) 可靠性提高，任一部分设备故障只影响局部，即将“危险”分散，当站级系统或网络故障，只影响到监控部分，而最重要的保护、控制功能在段级仍可继续运行；段级的任一智能单元损坏不应导致全站的通信中断，比如长期霸占全站的通信网络。

(2) 可扩展性和开放性较高，利于工程的设计及应用。

(3) 站内二次设备所需的电缆大大减少，节约投资也简化了调试维护。

三、变电站自动化系统应能实现的功能

1. 微机保护：是对站内所有的电气设备进行保护，包括线路保护，变压器保护，母线保护，电容器保护及备自投，低频减载等安全自动装置。各类保护应具有下列功能： 1) 故障记录. 2) 存储多套定值. 3) 显示和当地修改定值. 4) 与监控系统通信。根据监控系统命令发送故障信息，动作序列。当前整定值及自诊断信号。接收监控系统选择或修改定值，校对时钟等命令。通信应采用标准规约。

2.数据采集及处理功能

包括状态数据，模拟数据和脉冲数据

1) 状态量采集

状态量包括：断路器状态，隔离开关状态，变压器分接头信号及变电站一次设备告警信号、事故跳闸总信号、预告信号等。目前这些信号大部分采用光电隔离方式输入系统，也可通过通信方式获得。

2) 模拟量采集

常规变电站采集的典型模拟量包括：各段母线电压、线路电压，电流和有功、无功功率值。馈线电流，电压和有功、无功功率值。

3.事件记录和故障录波测距

事件记录应包含保护动作序列记录，开关跳合记录。

变电站故障录波可根据需要采用两种方式实现，一是集中式配置专用故障录波器，并能与监控系统通信。另一种是分散型，即由微机保护装置兼作记录及测距计算，再将数字化的波形及测距结果送监控系统由监控系统存储和分析。

4.控制和操作功能

操作人员可通过后台机屏幕对断路器，隔离开关，变压器分接头，电容器组投切进行远方操作。为了防止系统故障时无法操作被控设备，在系统设计时应保留人工直接跳合闸手段。

5.防误闭锁功能

6.系统的自诊断功能

系统内各插件应具有自诊断功能，并把数据送往后台机和远方调度中心。对装置本身实时自检功能，方便维护与维修，可对其各部分采用查询标准输入检测等方法实时检查，能快速发现装置内部的故障及缺陷，并给出提示，指出故障位置。

7. 数据处理和记录

历史数据的形成和存储是数据处理的主要内容，它包括上一级调度中心，变电管理和保护专业要求的数据，主要有：

- 1) 断路器动作次数；
- 2) 断路器切除故障时截断容量和跳闸操作次数的累计数；
- 3) 输电线路的有功、无功，变压器的有功、无功、母线电压定时记录的最大，最小值及其时间；
- 4) 独立负荷有功、无功，每天的峰谷值及其时间；
- 5) 控制操作及修改整定值的记录。

根据需要，该功能可在变电站当地全部实现，也可在远动操作中心或调度中心实现。

8. 人机联系系统的自诊断功能

系统内各插件应具有自诊断功能，自诊、断信息也像被采集的数据一样周期性地送往后台机和远方调度中心或操作控制中心与远方控制中心的通信。

9. 本功能在常规远动“四遥”的基础上增加了远方修改整定保护定值、故障录波与测距信号的远传等，其信息量远大于传统的远动系统。还应具有同调度中心对时，统一时钟的功能和当地运行维护功能。

四. 数字化变电站技术中存在的问题

数字化变电站自动化系统的研究目前尚处于起步阶段，大部分精力集中在过程层方面，例如智能化开关设备，光电互感器、状态检测等技术与研究设备的开发。目前存在着许多问题：首先，研究开发过程中专业协作需要加强，比如智能化电器的研究至少存在机、电、光三个专业协同攻关。其次，材料器件方面的缺陷及改进。并且试验设备、测试方法、检验标准，特别是电磁干扰与兼容控制与试验还是薄弱环节。

五. 数字化变电站的未来发展

数字化变电站技术的发展将会是个长期的过程，需要考虑与目前常规变电站技术的兼容性。

1. 过程层常规设备接入方案

过程层常规设备主要指互感器和断路器设备，具体应用就是采取非常规互感器技术和智能断路器技术，或智能断路器控制器技术，常规设备的接入方式主要有三种基本模式：常规互感器和常规断路器；常规互感器和智能断路器；非常规互感器和常规断路器。

2. 过程总线方案

在第二阶段中前面控制和测量数据的分离通信系统将合并到一起，控制和测量数据的合并减少了间隔接线的复杂性，但间隔层 IED 设备需要两个以太网口分别与过程总线和变电站总线连接。由于传送了来自合并单元的数字化电气量测系统的瞬时值，此种通信方式比第一阶段中的通信方式更快。出于这个原因将使用 100 Mbit / s 以太网，通过过程总线保护装置的跳闸命令被发送到断路器。

3. 过程总线和站总线合并方案

由于第一，第二阶段中过程总线和变电站总线都使用了基于 MMS 应用层通信堆栈的以太网，和以太网的不断发展，使得变电总线联接构成一个通信网。并且不会影响变电站内部站的通信。

参考文献

- [1] 杨奇逊.《变电站综合自动化技术发展趋势》.《电力系统自动化》，1995，19(10)
- [2] 王海猷，贺仁睦.《变电站综合自动化监控主站的系统资源平衡》.《电网技术》，1999，23(3)
- [3] 周长久.《国内领先的数字变电站技术[J]》.《云南电业》. 2006,11:7.
- [4] 朱大新.《数字化变电站综合自动化系统的发展[J]》.《电工技术杂志》.2001,4(2):20-22.
- [5] 高翔，张沛超.《数字化变电站的主要特征和关键技术[J]》.《电网技术》. 2006,30(23):67.
- [6] 高翔.《数字化变电站应用展望[J]》.《华东电力》. 2006,34(8):46.