

常规变电站智能化改造的模式探讨

郭 乐

(江苏西电南自智能电力设备有限公司, 江苏 南京 211100)

摘 要: 作为变电一环, 智能变电站的建设对智能电网的发展起着关键的作用。除了新建变电站之外, 数量众多的常规变电站的智能化改造也是一个亟待解决的课题。本文首先给出了智能变电站的基本特征; 之后, 根据经济性、用户需求等实际情况总结智能化改造的三种模式, 并详细讨论了每种模式的主要内容和优缺点。

关键词: 常规变电站; 智能化改造; 模式

0 引言

上世纪 90 年代以来, 国内变电站广泛采用综合自动化系统, 使用常规一次设备、微机型保护测控装置等二次设备, 一、二次设备之间通过采样、控制电缆连接进行信息交换; 二次设备与监控主机、远动服务器等站控层设备通过 103 规约进行数据交换。与之相比, 智能变电所具有如下特征:

a) 一次设备智能化, 通过配套或集成智能电子设备, 实现一次设备的测量数字化、控制网络化、状态可视化、功能一体化、信息互动化。

b) 二次设备网络化, 保护、测控、电能表等二次设备的通信方式由电缆改为以太网, 既包括与过程层设备的数据交换, 也包括二次设备之间的数据交换, 比如失灵启动信号。

c) IEC 61850 标准和站内高级应用功能。随着 IEC 61850《变电站网络与系统》标准^[1]的颁布、引进和应用, 越来越多的智能电子设备开始基于标准模型进行数据交换, 使得通信的兼容性大大加强。同时, 作为智能电网的变电一环, 智能变电站需要与电网系统互动, 承担高级应用功能。

以上 3 点是智能变电站与常规变电站的基本区别, 也是常规变电站进行智能化改造的几个方向。考虑到经济性、用户接受性等客观实际情况的不同, 本文提出了 3 种智能化改造模式, 并针对每一种模式介绍了具体内容和实施难点。

1 智能化改造模式一

数字化改造只在站控层和间隔层之间进行, 断路器、互感器等一次设备不变。实现以下几点:

a) IEC 61850 代替 IEC 60870-5-103;

b) 与智能电网相呼应, 引入高级应用。

开放性和通信兼容性是 IEC 61850 标准的最大特点, 变电站自动化系统采用 IEC 61850 标准可以最大程度地实现设备之间的互操作性, 解决了以太网 103 规约存在的通信兼容问题, 提升了信息交换能力。

间隔层设备通过 IEC 61850 标准与站控层的监控主机、远动服务器等通信, 同时通过 GOOSE 服务交换数据, 实现间隔联锁闭锁等功能。

作为电力系统的“基础数据和对象”的源端, 变电站应能支持采用系统级的运行控制策略, 提供高级应用功能。主要有如下方面^[2]:

- 1) 顺序控制;
- 2) 状态检修;
- 3) 全景数据反演;
- 4) 智能告警及分析决策;
- 5) 故障信息综合分析决策;
- 6) 经济优化与优化控制。

基于模式一的智能化改造虽然没有涉及到过程层设备和过程层网络, 但 IEC 61850 标准对通信能力提出了很高的要求, 因此原来站内的主要设备(监控主机、远动服务器、保测装置等)需要更换, 其他辅助设备可以借助于规约转换器接入。

模式一是最简单的智能化改造方案, 具有较高的实用性, 易于在常规变电站推广改造, 同时改造风险小。但缺点是过程层的一次设备仍为传统常规设备, 仍需要使用大量的控制和采样电缆。

2008 年 1 月 26 日正式投运浙江诸暨 220kV 宣家变是该模式的典型例子, 采用了国内国电南自、

南瑞继保、南瑞科技、北京四方、ABB、西门子等国内外主流厂家的设备,充分验证了 IEC 61850 在互操作性方面的优势。

2 智能化改造模式二

与模式一相比,模式二的最大特点在于过程层设备和过程层网络,本节重点介绍这方面的内容。

2.1 智能终端

由于传统断路器、变压器等一次设备自身不具备实现数字化的条件,因此需要配置智能终端,使其具备以太网接口,并通过过程层网络与间隔层设备通信。

开关智能终端接收保护测控装置通过 GOOSE 服务送来的分、合闸命令,通过自带的操作回路完成断路器跳合闸,操作回路具有跳合闸电流保持、防跳、压力闭锁等功能。同时,采集位置结点等信息,通过 GOOSE 服务上送给间隔层设备。

同样,变压器、电抗器配置本体智能终端,具备分接开关档位控制、油温采集、冷却系统控制、中性点刀闸控制、非电量保护等功能。主变非电量保护采用就地电缆跳闸方式,事信息件通过智能终端 GOOSE 服务上送主变测控装置。

2.2 常规互感器加装合并单元实现测量就地化、传输光纤化

尽管这种方式不能解决常规互感器的固有缺陷,但可以减少常规互感器的线圈数量、节省了大量二次电缆。同时,传统保护、测控、电能表、录波器等设备可以省去 AC 模件、模数采样回路等部分,降低全站的电缆和设备费用。

智能终端和合并单元的采用以及过程层网络的构建使得智能变电站的“功能分散”、“信息共享”的优势得以体现,从而实现功能优化设计。比如常规 110kV 变电站的主变保护配置,由于受到成本限制,通常采用主后分开的方式。而智能变电站中,则可以在不增加设备硬件成本的前提下采用主后一体、双套配置的方式。同时,传统模式下的保护装置和测控装置由于交流通道差异、CPU 处理能力有限等原因,基本上都是独立配置。智能变电站中,由于合并单元和智能终端分别承担模拟量采集环节、开关量处理环节的工作,二次设备已经大大简化,使得保护、测控一体化成为可能。尤其在 110kV 电压等级,保测一体已经成为主流方式,220kV 电压等

级也逐渐开始采用。

2.3 过程层设备与二次设备之间的通信网络构成过程层网络

1) SMV 网络:模拟量 SMV 数据传输基于 IEC 61850-9-2 标准采用光纤以太网进行传输。由于是分布式采样,需要解决好数据同步、变速率处理、抗混叠等问题^[3]。

2) GOOSE 网络:GOOSE 是通用的面向对象的变电站时间的英文缩写,用于变电站内对可靠性要求高的实时信息,包括一次设备位置结点、保护跳闸、控制分合闸等信息。相应电压等级的间隔层设备和过程层智能终端通过网络接口连接到 GOOSE 网络上,实现相互之间的信号交互。

目前的智能变电站实施时,与保护装置相关的过程层通信都是采用点对点模式。考虑到 110kV 的一次接线相对简单(多是内桥方式),处于节约成本和技术进步的考虑,笔者建议 110kV 等级采用基于交换机的网络模式。同时,SMV 网络的特点是恒定的海量数据,相比而言,GOOSE 基于变位发送模式,对带宽的占用很少。为减少投资,合理分配网络资源,可以把 SMV 与 GOOSE 共同组网形成 SMV+GOOSE 网络,采用 100Mbps 高速星型以太网。

为了减轻交换机的负载,增加数据交换的安全性和效率,考虑划分 VLAN。VLAN 通常是按照交换机的端口来划分的。划分 VLAN 的主要原则是,按逻辑功能划分,简单、可靠,在能满足要求的情况下,不宜划分太多的 VLAN,以免为现场配置、运行维护以及日后的扩展带来困扰。

过程层信息的数字化传输将大大减少信号和控制电缆,节约了成本,解决了信号传输过程中的电磁干扰问题。同时,简化了设计,降低了现场施工、调试的工作量。

用网络通信取代电缆,可以通过网络报文实现信号传输回路的自检,实现传输回路的状态检修,避免了传统电缆回路接触不可靠并无法及时发现的缺点,将大大降低变电站的维护工作量和维护成本,同时提高可靠性。

图 1 为模式二下的智能变电站继电保护的功能分散示意图。



图1 继电保护功能分散示意图

3 智能化改造模式三

模式二中的智能终端和合并单元仅仅实现了一次设备数字化，与智能一次设备的差距还是比较大的。模式三采用一体化设计的高压电器、电子式互感器、在线监测技术等实现方式，将智能化步伐更进一步。

3.1 一体化设计的高压电器

与模式二采用智能终端的“松耦合”方式相比，模式三则以“紧耦合”方式实现了高压电器与智能组件的一体化设计。以GIS为例，一体化设计可以实现以下方面的内容：

- 1) 一、二次防跳回路统一在智能组件完成；
- 2) 减少断路器、闸刀的位置辅助接点数量；
- 3) 传统电气回路用软件方式在智能组件实现，包括间隔内电气联锁、总位置信号、三相不一致等；
- 4) 取消汇控柜的模拟屏和操作把手，在智能组件中通过“液晶+触摸屏”的方式实现；
- 5) 选相分、合闸技术的采用。

3.2 电子式互感器

电子式互感器具有精度高、不饱和、不谐振的特点，可以获得更好的系统性能。在高电压等级应用更有优势，特别是成本优势，可以大大节约绝缘和材料成本。因此，建议110kV及以上电压等级可以优先采用。35kV及以下电压等级的互感器考虑到经济性等因素，建议采用常规互感器。

目前市场上应用成熟的电子式互感器是基于罗科夫斯基线圈原理的电流互感器和基于电容分压技术的电压互感器^[4]。此外，近年来基于光纤环原理的光学电流互感器也开始工程化使用。

3.3 在线监测技术的采用

与定期巡检相比，在线监测系统存在以下三方面的好处：

1) 在线监测不需要停电即可对设备进行检查，一方面减少了电力公司的工作量，避免过度检修，另一方面提高供电可靠性、增加用户满意度；

2) 定期巡检时，试验手段不能完全反映运行情况，比如试验电压往往达不到运行时的电压，导致一些潜伏性故障不能发现；

3) 定期巡检有个周期，有的故障会在该周期内发生，导致不能及时发现，存在检修不足的问题。在线监测对设备每时每刻监视，可以在最短时间内发现事故隐患。

同时，考虑到在线监测系统和变电站自动化系统的目的不同，建议站内在线监测系统自成体系，与变电站自动化系统保持独立，并且考虑到安全分区的考虑，两套系统通过防火墙隔离。同时，在线监测主机给设备管理系统提供数据源，以实现设备管理、状态评估、检修计划等高级应用。图2为在线监测示意图。

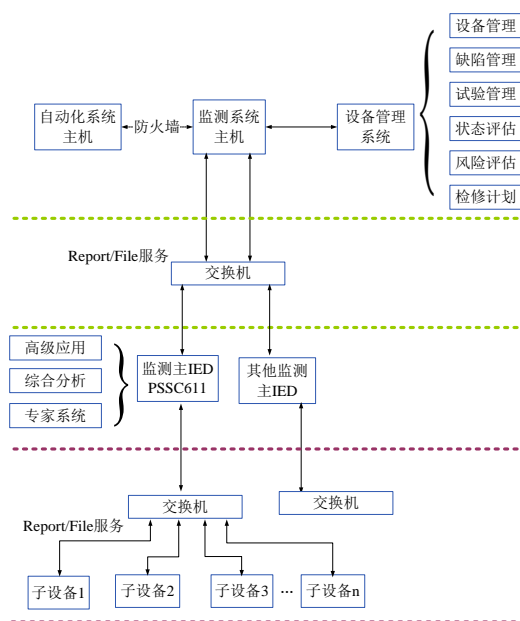


图2 在线监测系统示意图

考虑到技术实施难度、必要性和经济性，建议采用如下在线监测技术：

- 1) 变压器油中气体分析；
- 2) 变压器油温、铁心电流监测；
- 3) GIS或断路器SF₆气体密度监测、避雷器阻性电流和动作次数监测；
- 4) 条件允许时，尤其是对于即将到达使用期限的GIS，考虑安装外置式UHF传感器，用于局部放电监测，监测手段可以离线式或在线式。

4 结论

模式一的优点是改造成本相对低、技术风险小，全站采用 IEC 61850 标准最大程度地实现设备之间的互操作性，提升信息交换能力，同时，通过选用兼容传统信号采集和数字信号采集的保护测控装置，为将来变电站的进一步改造奠定基础。但是，这种模式仍然采用传统的一次设备，需要大量电缆连接，没有体现数字化带来的好处。

模式二通过采用接口设备实现了传统一次设备的数字化，实现了过程层信息的共享，技术风险相对较小。同时，光纤代替了传统的大量电缆，变电站的投资将减少。但是，该模式仅仅改变了一次设备的输出接口方式，并没有解决一次设备的固有技术瓶颈。

模式三的优点是：全站采用智能一次设备，采用电子式互感器解决了传统互感器饱和、铁磁谐振、绝缘结构复杂等问题；与此同时，通过在线监测获知一次设备的实时状态信息，实现变电站设备从定期巡检到状态检修的改变。缺点是，采用了较多的

新设备、新技术，所以存在一定的风险，同时，价格会偏高。

考虑实际情况的千差万别，笔者认为常规变电站的智能化改造并不意味着一定要面面俱到。只要能够带来经济效益、提高运维管理水平、提高供电可靠性，这样的智能化改造就是有意义的。

参考文献：

- [1] IEC 61850-2003, 变电站的通信网络和系统[S]. 2006.
- [2] 国家电网公司. Q/GDW 383-2009 智能变电站技术导则[M]. 北京: 中国电力出版社, 2010.
- [3] 郭乐, 卢家力, 孙永先. 插值算法在智能变电站中的应用[J]. 电力自动化设备, 2010, 30 (10): 103-105.
- [4] 徐大可, 赵建宁, 张爱祥. 电子式互感器在数字化变电站中的应用[J]. 高电压技术, 2007, 33 (1): 78-82.

作者简介：

郭 乐 (1974-), 男, 河北饶阳人, 高级工程师, 现从事智能一次设备的研发工作, Email: xn.sac@163.com。