

# 浅谈 110kV 尧塘数字化变电站的设计

刘明芳, 陈 辉

(常州电力设计研究院, 江苏 常州 213001)

**摘 要:** 本文介绍常州地区全数字化变电站—110kV 尧塘变电站在设计过程中采用的 IEC61850 标准的变电站自动化体系结构, 电子式互感器的应用与配置, 实现程序化操作的特点和要求, 以及该变电站自动化系统的配置情况。

**关键词:** 数字化变电站; 程序化操作; 电子式互感器; IEC61850

## 0 引言

数字化变电站是以 IEC61850 为通信标准的信息采集、传输、处理、输出过程完全数字化的变电站, 基本特征为设备智能化, 建模标准化、通信网络化、运行管理自动化。基于国际电工委员会 IEC61850 规范的国家标准《变电站通信网络和系统》系列已经推出并实行, 这标志着数字化变电站的建设进入新的阶段。由综合自动化过渡到数字化变电站, 不仅能达到节省电缆、节约用地的目的, 更重要的是使变电站内部监控网模块化、规范化, 进而与调度或集控中心建立开放型现代化信息网络, 能及时提供网络信息和科学决策, 以实现电力生产的现代化、科学化和自动化管理, 形成高效、安全、稳定及智能的数字化电网。

## 1 变电站概况

110kV 尧塘变电站是常州地区首座全数字化新建变电站, 电压等级为 110/10kV, 110kV 进线本期 2 回, 线路变压器组接线, 远景 3 回; 主变压器本期 2\*80MVA 变压器, 远景 3 台; 10kV 出线本期 24 回, 单母线四分段, 远景 36 回, 单母线六分段; 10kV 电容器本期 6 组, 远景 9 组, 10kV 接地兼站用变本期 2 台, 远景 3 台。该变电站采用的 IEC61850 自动化通信标准体系, 应用电子式电流电压互感器, 实行无人值班、程序化操作, 并由计算机监控系统和数字化保护装置组成变电站自动化系统。该变电站于 2012 年 1 月顺利送电。

## 2 变电站技术方案

### 2.1 自动化系统机构和总体框架

110kV 尧塘变电站自动化系统采用分层, 分级, 分布式结构, 按 IEC61850 标准构建。整个系统分为三层: 站控层、间隔层和过程层。站控层设备按变电站远景规模配置, 间隔层和过程层按工程实际建设规模配置。全站网络由三个网络构成, 分为站控层网络、过程层网络、GOOSE 网络。

#### 2.1.1 站控层

站控层设备由传统意义上的后台监控系统(监控、五防等功能)和远动服务器等构成。主要完成全站信息的收集与综合处理; 按既定协议将有关信息送往调度端, 并接收调度端有关控制命令转间隔层、过程层执行。

#### 2.1.2 间隔层

间隔层设备由按间隔对象配置的主变保护测控装置、低压保护测控装置、安稳装置、备自投等自动装置。间隔层主要完成对本间隔设备的保护、测量和控制功能, 并能实现保护的当地和远方投切(软压板), 修改定值; 实施本间隔操作防误闭锁功能; 承上启下的通信功能, 即同时完成与站控层、过程层的网络通信功能。

#### 2.1.3 过程层

含电子式互感器、智能终端和合并单元等。过程层是一次设备和二次设备的结合面, 其主要功能可分为三类: (1)、电气运行的实时电气量检测; (2)、运行设备的状态参数在线检测与统计; (3)、操作控制的执行与驱动。过程层设备具有自我检测、自我描述功能, 支持 IEC 61850 过程层协议。传输介质采用光纤传输。

#### 2.1.4 站控层网络

该网络主要用于后台系统与保护、测控装置间通信, 采用单星型以太网组网方式, 网络通信采用

IEC 61850-8 部分,涉及主要的 IEC 61850 各个 ACSI 服务,如数据变位上传、测量量上传、定值修改、Report 报告、连接等服务。

### 2.1.5 过程层网络

点对点光纤以太网,该网络主要用于保护、测控装置与电子式 CT/PT 的合并器间通信,合并器按间隔布置,接入 PT 合并器及各 CT 采样来的信号,输出 IEC 61850 9-1 数据。光 CT/PT 与其合并器间光纤连接,使用制造厂自有协议。

### 2.1.6 GOOSE 网络

该网络主要用于通过 GOOSE 报文进行开关量输入、控制输出、测控、保护各装置间联锁信息;为避免不同优先级数据的同网传输,保证了数据传输的稳定与可靠性。将采用专用支持 IEC 61850 标准报文优先级的交换机,该信息网络单独组网,不和后台系统共用网络。在 110kV 断路器、刀闸现场就地安装智能终端,就地采集开关量,通过 GOOSE 网络广播传送给测控、保护装置,断路器、刀闸的控制则由保护、测控装置发送命令给智能终端,由智能终端完成实际控制。

## 2.2 保护、测控系统配置

110kV 尧塘变电站主变保护采用全数字接口的主备一体化保护,实现主变差动、主变三侧后备保护,采用双重化配置,同时实现主变三侧及本体测控功能。本体保护置于就地本体智能单元内,由本体智能单元实现保护功能;10kV 线路保护:采用集成操作箱、具备模拟量信号采集接口,支持站控层 MMS 协议的保护测控一体化装置,实现出线间隔控制;10kV 电容器保护:集成操作箱、具备模拟量信号采集接口,支持站控层 MMS 协议的保护测控一体化装置,实现电容器间隔控制;10kV 接地变保护:同 10kV 线路保护;10kV 分段备自投:采用全数字化接口,支持站控层 MMS 协议、9-2 采样值通讯传输、GOOSE 通讯功能保护测控一体化装置,支持备自投保护、合环切换功能的集成;10kV 低周保护:采用全数字化接口,支持站控层 MMS 协议、9-2 采样值通讯传输、站控层 GOOSE 通讯功能的保护测控一体化装置,支持多分段电压测控,可实现网络化低周跳闸功能的保护装置。

## 2.3 互感器及合并单元配置

110kV 尧塘变电站互感器按间隔布置,进线 110kV 侧仍采用常规 GIS 互感器,主变 110kV、10kV

侧电流电压互感器信号采样通过就地数字化采集后通讯上传。10kV 线路、电容器间隔采用常规互感器以模拟量信号接入间隔层保护测控。

本工程 110kV 侧 GIS 互感器和主变 10kV 间隔互感器,配置就地采集装置实现数字化采集传输。110kV 侧配置合并单元、10kV 侧配置合并单元根据主变保护配置,也实现双重化;10kV 分段间隔根据保护功能集成需要,互感器配置就地采集单元实现数字化。10kV 分段配置合并单元实现采样值数字化接口的标准化;110kV、10kV 部分相应配置电压合并单元,输出至相应 110kV 合并单元、10kV 合并单元,实现电压信号的采集;10kV 出线、电容器、接地变间隔不实现数字化,不配置合并单元。

## 3 工程设计及建设过程的体会

(1) 目前智能化的一、二次设备尚不成熟,数字信号的传输、转换环节较复杂。今后一些设备可以集成在智能设备中,如:采集器可集成在互感器中,智能终端功能应由智能变压器、断路器、保护装置提供。应而可以大大简化数字化变电站的二次系统,提供可靠性。相应二次元件或设备没必要双重化。

(2) 减少了变电站内的二次电缆的数量。本工程共需控制电缆 7340m,常规同等规模的户内 GIS 变电站所需控制电缆约 18695m。另外,光缆电磁兼容性能远好于电缆,能显著提高变电站内信号传输的可靠性。

(3) 由于数字化变电站取消了二次电缆,没有硬接点连线,设备间的信息交换传输均依赖于网络,一根光纤传输的信息量很多,而且从外观是无法去辨别这些信息的内容和去向,这就需要有一个完整而有详细的网络结构图,网络图不仅仅表示设备间的联接,而且还要体现出传输的信息内容,是设计、施工和运行维护的根本。可以说变电站的设计重点转移到了网络结构图的设计上了。

## 4 结论

当前采用 IEC 61850 构建的数字化变电站,应该还属于功能实现的初步阶段,还有很多问题需要继续关注,如数字化变电站中继电保护的技术标准、检验标准和标准化设计规范的完善,继电保护反事故措施的修订,利用 IEC 61850 特性,实现全智能化

的自动测试、出报告，同时测试多台保护装置和进行完整的整组试验，完全适应 IEC 61850 的继保测试仪研发和使用，人员培训等。随着数字化变电站的推广应用，以上问题会逐步解决，相信在通信、自动化等各个专业的融合协作下，数字化变电站将会取得蓬勃的发展。

#### 参考文献:

- [1] 马辉.数字化变电站技术丛书（设计分册）[M].北京：中国电力出版社，2010.
- [2] 新宁光电.数字化变电站解决方案 X700 系列产品手册

[Z].

- [3] 高翔. 数字化变电站应用展望[J].华东电力，2006(8): 47-42.
- [4] 吴皓. 数字化变电站设计简述[J].企业科技与发展,2009(14):184-185.

---

#### 作者简介:

刘明芳（1964-），女，江苏武进人，工程师，主要从事电力系统二次设计，E-mail: 13861130158@139.com;  
陈 辉(1980-) 男，江苏江阴人，工程师，主要从事电力系统二次设计。