

智能变电站二次系统设计与调试技术研究

何贤越

新地能源工程技术有限公司石家庄能源化工技术分公司, 河北 石家庄 050000

[摘要]智能变电站建立在 IEC 61850 标准基础上, 通过“三层两网”的方式实现二次系统向数字化、网络化的转变。文章从二次系统总体架构设计、关键设备及回路的选择设计、调试技术体系及调试关键技术四个方面进行了详细的研究。在架构方面, 对站控层、间隔层、过程层的功能划分以及站控层网络与过程层网络的组网原则进行了介绍, 在设备方面主要对保护和测控整合在一起的 IED 功能集成方案以及过程层网络虚端子的设计进行了介绍, 调试方面建立了装置级单体调试、子系统联调与整站系统级调试的三级递进体系。技术难点的研究主要围绕虚回路自校验技术和 SV/GOOSE 报文分析及性能评估, 同步时间准确度检验, 故障记录回放和在线监测等。

[关键词]智能变电站; 二次系统; 三层两网; 虚端子; 调试技术

DOI: 10.33142/hst.v9i6.20077

中图分类号: TM762.2

文献标识码: A

Research on Design and Debugging Technology of Secondary System in Intelligent Substation

HE Xianyue

Shijiazhuang Energy Chemical Technology Branch of Xindi Energy Engineering Technology Co., Ltd., Shijiazhuang, Hebei, 050000, China

Abstract: Intelligent substations are built on the basis of the IEC 61850 standard and achieve the transformation of secondary systems to digitalization and networking through a "three-layer, two network" approach. The article conducted a detailed study from four aspects: the overall architecture design of the secondary system, the selection and design of key equipment and circuits, the debugging technology system, and the key debugging technologies. In terms of architecture, the functional division of the station control layer, interval layer, and process layer, as well as the networking principles of the station control layer network and process layer network, were introduced. In terms of equipment, the integration scheme of IED functions that integrate protection and measurement and control, and the design of virtual terminals in the process layer network were mainly introduced. In terms of debugging, a three-level progressive system was established, including device level individual debugging, subsystem joint debugging, and overall station system level debugging. The research on technical difficulties mainly focuses on virtual loop self verification technology, SV/GOOSE message analysis and performance evaluation, synchronization time accuracy testing, fault record playback, and online monitoring.

Keywords: intelligent substation; secondary system; three layers and two networks; virtual terminal; debugging technology

引言

智能变电站是构建新型电力系统的必要基础之一, 在智能变电站中的一次设备智能化, 二次设备网络化以及信息交互的标准化是最主要的特点。基于 IEC 61850 协议的智能变电站实现全站的信息数字化采集、网络化的传输以及标准化的共享, 二次系统的硬件连接方式已经完全从传统的电缆硬接线的方式转变为基于光缆和虚端子的网络化的连接方式, 在增强变电站本身的自动化程度的同时也为二次系统的结构设计和调试方式带来巨大的变化。在设计方面, 二次系统总体架构的设计已经不仅仅是单个设备功能的选择问题了, 在于在整个电网范围内如何统筹考虑

保护、测量、控制、计量等各项功能之间的逻辑联系及信息流向等问题。过程层网络布置方式以及虚拟回路接线是否合理直接影响着继电保护装置的动作结果。而在调试方面, 则是由于数字化信号的应用导致传统的“逐点对线”的方式进行整组试验的方法已经不适用于当前智能变电站的技术了, 因此必须制定相应的调试技术手段来应对当前智能化变电站的技术特点。

1 二次系统总体架构设计

智能变电站二次系统的结构是“三层两网”式的分层分布体系, 三层分别是站控层、间隔层及过程层; 两网分别是站控层网及过程层网, 它完成的是对功能的分层布置

以及信息的分级转发, 在此之上再进行二次系统的设计。

站控层是变电站的人机对话及信息处理中心, 包括全站监视、调度通信、数据采集与管理等功能, 它包括监控后台、远动工作站、故障信息系统等设备。站控层采用 MMS 协议与间隔层间通讯, 取得整个变电站的信息, 接收调度命令后完成一次设备操控。

间隔层为保护和控制功能的具体实现层面, 由保护测控一体化智能电子设备组成, 负责各个间隔的保护、监测、控制及计量等功能^[1]。间隔层 IED 既从过程层网络接收来自自主 IED 的合并单元传输来的 SV 采样值报文以及来自智能终端的 GOOSE 开关量信号, 又将跳闸命令以及联锁信息以 GOOSE 报文形式下送到过程层, 同时向站控层上传运行状态的信息。

间隔层连接一次设备及二次设备之间的一个数字转换层由电子式互感器、合并单元以及智能终端等装置构成对一次设备的运行状态进行数值化监测并对控制指令进行处理执行。合并单元用来收集多个传感器采集到的电流、电压量并且打包成一个 SV 报文再传送给间隔层。智能终端用来接收 GOOSE 跳闸命令然后触发开关分合闸动作并且上传断路器位置、隔离开关位置等开关量信号给间隔层。

在网络布局上, 站控层网络为星型以太网结构用于站控层装置到间隔层 IED 之间 MMS 信息交换。过程层网络根据电压等级和间隔划分为不同的子网, SV 和 GOOSE 可以用共网或者分网的方式组网, 在 220kV 及以上电压等级时一般都选择独立间隔组网加冗余配置以增强系统的稳定性。在此结构中, 各层之间基于 IEC 61850 规定的 MMS、GOOSE 以及 SV 等标准通信协议连接起来, 借助高准确度的时间同步技术保障整个变电站的信息同频同步、即刻同步。

2 关键设备与回路设计

2.1 保护测控集成与功能设计

间隔层继电保护测控一体化 IED 为二次系统的主体功能装置, 它既考虑了保护部分的灵敏性和准确度问题又考虑到测控部分的完整性和精确度要求, 在硬件配置上采用高算力 CPU+RTOS 操作系统的方式, 例如选择 ARM Cortex-A 系列或者 PowerPC 架构下的四核 CPU 来实现保护逻辑实时运算以及通讯规约同时处理的任务。

在功能实现方面, 保护功能有主保护和后备保护, 测量控制有遥控、遥信、遥测和遥调四项基本功能。保护测控一体的本质就是保护和监控两个系统之间的隔离及相互之间的优先级别设置。保护功能拥有最高的优先权, 保

证发生故障时能够发出可靠的跳闸指令; 测量控制功能负责在系统正常运行下工作, 给控制中心发送静态信息。另外 IED 还应具有对时接口、录波、SOE 等功能。

工程使用方面, 对于 110kV 及以上的保护装置一般采用双重化的方案进行配置, 也就是说一个间隔就配置一套完整的保护, 每套均接入了彼此独立的过程层网络以及不同的合并单元、智能终端来实现保护功能互为备用的作用。

2.2 过程层网络与虚端子配置

过程层网络是间隔层 IED 设备连接过程层设备的数据路径, 负责 SV 采样值报文和 GOOSE 开关量报文的实时传送工作, SV 报文中是以固定的采样频率定时传送的, 它的传送时延与抖动会影响到保护算法的同步准确性, GOOSE 报文是基于事件驱动的方式传送的, 它传送的可靠程度决定着跳闸命令发出的时间长短, 所以过程层交换机的选择应该符合 IEEE 802.1Q 的优先级控制标准, 把 SV、GOOSE 报文放入最高的优先级队列中去。

虚端子是智能变电站二次回路的基本概念, 是指在 SCD 文件内所描述的不同 IED 间虚拟性的逻辑跳线关系, 即以虚端子取代传统变电站中通过实际电缆形成的硬连线回路。虚端子配置的工作步骤如下: 首先由各个装置厂商给出 ICD 文件, 对装置能提供的各类输入、输出虚端子进行定义^[2]; 其次由系统集成商使用 SCD 配置软件导入所有的 ICD, 以此在同一个平台之上完成对所有 IED 间的虚端子连接设定。虚端子连线是否合理关系到保护与测控等功能能否顺利实施, 所以虚端子配置的合理性校验是设计方案审核以及调试期间的关键环节之一。

3 调试技术体系及流程

3.1 调试策略与整体规划

智能化变电站调试范围广、接口繁杂以及涉及的技术众多, 在调试中需要形成整体化的调试方案。调试方法采取从低层次到高层次、从小单元到大系统、逐层深化的思路, 按装置层面-子系统层面-全站系统层面这三个阶段进行实施。

总体设计阶段要准备的工作如下: 首先是编写调试计划, 确定各个阶段的试验项目以及验收标准和判断准则; 其次是对全站 SCD 文件配置检查, 保证虚端子连线符合设计图纸要求; 最后是对调试所需要的时间同步基准和网络测试环境建立起来和制定缺陷分类管理和整改闭环制度。如表 1 所示, 智能变电站调试工作可以分为调试级别和内容来划分。

表 1 智能变电站调试层级与主要内容

调试层级	测试对象	核心内容
装置级	保护装置、测控装置、合并单元、智能终端	单体功能验证、通信接口测试、配置文件检查
子系统级	同一间隔保护—合并单元—智能终端链路	SV 同步采样测试、GOOSE 跳闸链路测试、保护整组传动试验
整站级	全站监控系统、远动系统、对时系统	监控信息全量核对、主子站联调、一键顺控测试

3.2 装置级单体调试

装置级单元调试是对各个二次设备自身功能进行检验,为下一步系统调试做准备。保护装置单元调试的内容有保护设定值检验、动作逻辑检验、通信端口检验以及装置配置文件检验等,合并单元单元调试主要是检验其采样精度、同步状况、SV 报文检验等。智能终端单元调试主要是通过检验其对开入量的实时性,检验其 GOOSE 跳闸出口是否正确,检验其闭锁逻辑检验等。

检验时,需要采用数字继电保护仪产生模拟 SV 报文和 GOOSE 报文来检验设备动作情况能否达到预期的效果。还要检查装置内 CID 文档的版本编号、校验码以及程序生成日期等,保证其满足调度运行部门所下发的最新型号要求。

3.3 子系统联调测试

子系统调试按间隔分,把保护装置、合并单元、智能终端、过程层交换机构成完整链条一起进行联动测试。主要项目有:SV 同步采样测试,检验合并单元到保护装置之间采样的同步情况是否准确;GOOSE 链路测试,通过过程层网络检验保护装置跳闸信号发送至智能终端的传输延迟以及可靠程度;保护整组传动试验,在区内区外发生故障时,检验保护装置的行为是否符合设计预期,跳闸逻辑、重合闸逻辑以及断路器失灵保护等是否无误^[3]。还要检测过程层网络性能如 SV 报文丢失情况、传送延迟以及延迟波动等参数是否达到保护装置所需实时性要求。

3.4 整站系统级调试

整站系统调试是指在全站设备投运之前所做的一个整体性的调试,主要是为了检验整个系统的监控功能、远动功能以及站域控制功能是否齐全准确,在调试过程中要做的主要工作有:监控信息全量核对、通过智能对点装置完成遥信、遥测、遥控信号自动校对;远动信息联调、校验远动机传输的数据和主站遥控命令是否正确;对时系统功能验证、检查全站各 IED 是否同步同时间基准,除此之外还要对全站 SCD 文件进行最后的审查,保证 SCD 文件与设计图,现场设备,归档文件,系统功能,通信参数之间的一致性。

4 调试关键技术研究

4.1 虚回路自动校核技术

虚回路配置准确性是智能变电站安全可靠运行的重

要基础之一,传统的手工核对方法对于大量的虚回路信息来说耗时较长、工作强度大并且容易产生疏漏等问题,在此背景下自动化虚回路校验技术应运而生。

本文的技术主要思路是以建立标准虚回路模型用于校验标准。技术人员根据电压等级、接线方案以及装置类别等来创建并维护一个 ICD 标准虚端子模型库,在此基础上建立厂商虚端子到标准虚端子对应的映射模型,确定两者之间的映射规则以及数据格式。校验装置使用的是对 SCD 文件进行分析从而得到相互之间进行信息交互装置间的互操作关系对象标签,然后运用解析出来的虚回路数据同标准的虚回路模型进行集合的交集运算,精确找出正确回路、多余的回路以及遗漏的回路,此外虚回路免配置技术以参数化的配置方法完成了对虚回路的自动连接,节省了超过 80% 的配置时间,节省了现场将近一半的工作量。

4.2 SV/GOOSE 报文解析与性能测试

SV 报文包含的是电流、电压采样值信息;GOOSE 报文包含的是开关量状态及跳合闸命令信息,二者传送质量关系到保护装置的动作准确性,SV/GOOSE 报文分析以及相关性能检验是调试的核心技术内容之一。

报文解析的内容有:确认 SV 报文样本计数的连贯性、样本值准确度以及同步标志位的有效性;核查 GOOSE 报文 StNum/SqNum 规则、状态改变时间点以及报文发布时间间隔等是否满足 IEC 61850 的规定。性能检测的重要参数有报文传输时延、丢失概率、时延波动范围以及流量^[4]。进行测试的方式是在网络分析仪连接到过程层交换机的镜像接口来即时地获取并解码整个网域内的 SV 和 GOOSE 报文并对各项指标进行计数计算。

4.3 同步时钟精度测试技术

时间同步是智能变电站稳定运行的前提条件,合并单元间的采样同步误差将致使保护计算的相量误差,而事件顺序记录的准确性基于全站一致性的时钟源,目前智能变电站大多使用 IEEE 1588v2 高精度时间同步协议,它可提供亚微秒级同步精度($\leq 1\mu s$),适合用于对时间精度敏感的继电保护以及同步相量测量等情况。

同步时钟精度检测的主要方面为:主时钟装置检测,检验主时钟守时的精度及 PTP 报文传送机制的有效性;网络设备造成同步误差程度检测,调整网络负荷以及路径

跨越数目,来测试 IEEE 1588 透明时钟和边界时钟功能是否正常;IED 对时误差检测,在 IED 中利用高精度时间间隔分析仪测得 IED 自身时钟同主时钟的偏差并用网络损伤仪进行报文丢失、延时等状况下检验时钟同步算法的可靠性。

4.4 故障回放与在线诊断技术

故障再现技术是对保护系统的动态特性进行检测的有效方法之一。它的基本思路就是将故障录波或者仿真的故障波形转化为 SV、GOOSE 报文序列经过过程层网络向被试保护装置注入故障模拟信号,再现故障出现时电气设备的响应状况进而观察保护动作的正确与否^[5]。故障再现试验可以实现不同故障类型及工况的全面覆盖,解决现场调试不能对实际发生的故障进行检验的缺陷。

在线检测技术应用于运行期间,利用对二次系统的运行情况进行即时监控并进行诊断,从而对出现故障进行及时发现及精确定位,在线检测的技术发展主要有:通过以太网通信状态进行线路故障诊断;通过报文比较来对保护装置进行一致性检验;基于物理回路与虚拟回路之间的映射关系来进行自动巡检和故障查找等;对于继电保护进行全面性的智能维护技术系统等等,上述各种在线检测技术的应用,能够显著减少二次装置的维护费用支出并提升其对故障反应的速度。

5 结束语

智能变电站二次系统信息化、网络化的变革对设计及调试技术提出了更新的要求。文章全面总结了二次系统

“三层两网”的总体结构设计思路,对保护及测量控制一体化 IED 装置功能的设计流程及其过程层网络虚端子配置进行了阐述,在此基础上建立了覆盖装置级单体调试、子系统联调到整站系统级调试的三级逐层递阶的调试框架,对虚回路自动校验、SV/GOOSE 报文测试、同步时钟精度校试以及故障记录/在线监测等关键技术进行详细论述。随着新一代高可靠变电站的开发,二次系统的研发思路和调试技术会不断更新换代,成为保障新型电力系统安全、可靠运行的重要基础。

[参考文献]

- [1]倪益民,杨宇,樊陈,等.智能变电站二次设备集成方案讨论[J].电力系统自动化,2014,38(3):194-199.
 - [2]李远,苏适,杨家全,等.基于连接状态定位的智能变电站二次系统故障定位方法[J].智慧电力,2024,52(2):91-97.
 - [3]俞伊丽,张展耀,接晓霞,等.基于知识图谱与 SCD 文件的智能变电站二次检修安全措施自动生成技术研究[J].电力系统保护与控制,2024,52(2):152-160.
 - [4]胡红旗,张朋举,秦展鹏.智能化变电站二次系统调试与检修研究[J].电工技术,2024(1):272-274.
 - [5]曹海欧,沈蛟骁,张玥,等.基于标准模型的 SCD 文件虚回路校核方法[J].沈阳工业大学学报,2025,47(1):21-28.
- 作者简介:何贤越(1999—),男,汉族,河北沧州人,助理工程师,河北工程大学毕业,现就职于新地能源工程技术有限公司石家庄能源化工技术分公司,从事电气设计工作。