



智能变电站

继电保护调试技术

何 磊 郝晓光 赵宇皓 李铁成 张兵海 编著



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS



智能变电站

继电保护调试技术

何 磊 郝晓光 赵宇皓 李铁成 张兵海 编著



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

内 容 提 要

为总结国网河北电科院在智能变电站继电保护调试技术方面的独创性研究成果和现场应用经验，特编写本书。本书重点阐述了一系列实用化的新型测试手段和测试方法。

全书共分六章，主要内容包括概述、IEC61850 配置文件测试技术、继电保护设备功能调试技术、继电保护系统测试技术、负荷模拟式继电保护向量试验、检修及改扩建关键技术。

本书可供从事智能变电站技术管理、工程调试、运维检修的工程技术人员学习和培训使用，也可供高校、科研单位和制造厂商的相关专业人员参考。

图书在版编目（CIP）数据

智能变电站继电保护调试技术 / 何磊等编著. —北京：中国电力出版社，2017.5
ISBN 978-7-5123-9984-6

I. ①智… II. ①何… III. ①智能系统—变电所—继电保护—调试方法 IV. ①TM63-39②TM77-39
中国版本图书馆 CIP 数据核字（2016）第 265073 号

出版发行：中国电力出版社
地 址：北京市东城区北京站西街 19 号（邮政编码 100005）
网 址：<http://www.cepp.sgcc.com.cn>
责任编辑：刘 丹（dan-liu@sgcc.com.cn）
责任校对：李 楠
装帧设计：郝晓燕 左 铭
责任印制：邹树群

印 刷：万龙印装有限公司
版 次：2017 年 5 月第一版
印 次：2017 年 5 月北京第一次印刷
开 本：787 毫米×1092 毫米 16 开本
印 张：10.75
字 数：251 千字
印 数：0001—2000 册
定 价：45.00 元

版 权 专 有 侵 权 必 究

本书如有印装质量问题，我社发行部负责退换

前 言

智能变电站采用了多种新兴技术，一方面大幅提升了变电站的智能化和自动化水平，另一方面也给变电站调试试验带来了根本性变革。随着智能变电站技术的不断发展和成熟，相应的测试技术也应不断进步。探索更高效的测试新方法，研发功能更完备的测试新工具，对于提高现场调试效率、保证调试工作质量具有重要的现实意义。

近年来国网河北电力科学研究院在 IEC 61850 配置文件工程化测试与版本管控、实时闭环仿真测试、变电站投运前一次设备穿越短路和向量检查、智能站改扩建及检修安全隔离等领域开展了多项课题攻关，自主研发了一系列新型的测试软件与试验工具，在变电站调试现场进行成功应用。本书吸收了以上科技项目的独创性研究成果和大量现场应用经验，对一系列实用化的新型测试手段和测试方法进行了重点阐述，以期为国内同行开展智能变电站调试试验提供参考。

全书共 6 章，第一章主要讲述智能变电站的基本概念及继电保护技术特点，介绍工程建设和系统调试工作的变革。第二章主要讲述 IEC 61850 配置文件的静态测试、比对测试、虚回路自动校核等测试技术。第三章主要讲述继电保护装置、合并单元、智能终端等设备的测试内容、方法以及技术要求。第四章主要讲述继电保护系统测试基础和集成仿真测试技术。第五章主要讲述负荷模拟式继电保护向量试验的原理分析和工程实际应用案例。第六章主要讲述智能变电站改扩建配置文件管控、现场安全策略分析和安措应用示例。

本书可供从事智能变电站技术管理、工程调试、运维检修的工程技术人员学习和培训使用，也可供高校、科研单位和制造厂商的相关专业人员参考。

本书在编写过程中参阅了大量文献资料、技术标准与规程，在此向涉及的相关单位及作者表示衷心感谢。由于编写时间仓促，书中难免有疏漏和不足之处，恳请各位读者批评指正。

编 者

2016 年 12 月

前言

第一章 概述	1
第一节 智能变电站基本概念及主要技术特点	1
第二节 智能变电站继电保护技术特点	4
第三节 工程建设和调试的变革	8
第二章 IEC 61850 配置文件测试技术	13
第一节 配置文件静态测试	13
第二节 配置文件比对与虚回路校核	29
第三节 配置文件动态测试	43
第三章 继电保护设备功能调试技术	48
第一节 智能变电站二次设备调试要求	48
第二节 数字式继电保护装置测试	52
第三节 合并单元检验测试	72
第四节 智能终端检验测试	75
第五节 电子式互感器检验测试	76
第六节 交换机及网络检验测试	80
第四章 继电保护系统测试技术	83
第一节 继电保护系统测试基础	83
第二节 集成仿真测试技术	94
第五章 负荷模拟式继电保护向量试验	108
第一节 负荷模拟式向量检查方法原理分析	108
第二节 现场试验	116
第三节 工程实际应用案例	122
第六章 检修及改扩建关键技术	147
第一节 检修及改扩建关键技术难点	147
第二节 改扩建配置文件管控	148
第三节 检修及改扩建安全策略分析	151
第四节 智能站安措应用示例	156

第一节 智能变电站基本概念及主要技术特点

一、基本概念

智能变电站（简称智能站）是智能电网的重要组成部分。按照国家电网公司企业标准 Q/GDW 383—2009《智能变电站技术导则》的定义，智能变电站是采用先进、可靠、集成、低碳、环保的智能设备，以全站信息数字化、通信平台网络化、信息共享标准化为基本要求，自动完成信息采集、测量、控制、保护、计量和监测等基本功能，并可根据需要支持电网实时自动控制、智能调节、在线分析决策、协同互动等高级功能的变电站。

智能变电站采用 IEC 61850 标准，将变电站一次、二次设备按功能分为三层，分别是站控层、间隔层和过程层，如图 1-1 所示。

站控层包括监控主机、操作员工作站、远动工作站、GPS 对时装置等。站控层提供站内运行人机界面，实现对间隔层设备的管理控制，并通过电力数据网与调度中心或集控中心通信，实现面向全站设备的监视、控制、告警及信息交互功能，完成数据采集和监视控制（SCADA）、操作闭锁以及同步相量采集、电能量采集、保护信息管理等相关功能。

间隔层包括继电保护装置、测控装置、监测功能组主 IED 等二次设备。间隔层设备汇总本间隔过程层设备发送的实时数据信息，通过网络传送给站控层设备，同时接收站控层发出的控制操作命令，实现操作命令的承上启下通信传输功能。间隔层还具备对一次设备的保护控制和操作闭锁等功能。

过程层包括变压器、断路器、隔离开关、电流/电压互感器等一次设备及其所属的智能组件以及独立的智能电子装置。过程层主要完成模拟量采样、开关量输入/输出和操作控制命令发送等与一次设备相关的功能。

如图 1-1 所示，变电站通信网络由站控层网络和过程层网络组成。站控层网络是站控层设备和间隔层设备之间的网络，实现站控层内部以及站控层与间隔层之间的数据传输。过程层网络是间隔层设备和过程层设备之间的网络，实现过程层设备与间隔层设备之间的数据传输。间隔层设备之间的通信，物理上可以映射到站控层网络，也可以映射到过程层网络。

站控层通信网络一般采用星型结构的 100Mbit/s 高速工业以太网。

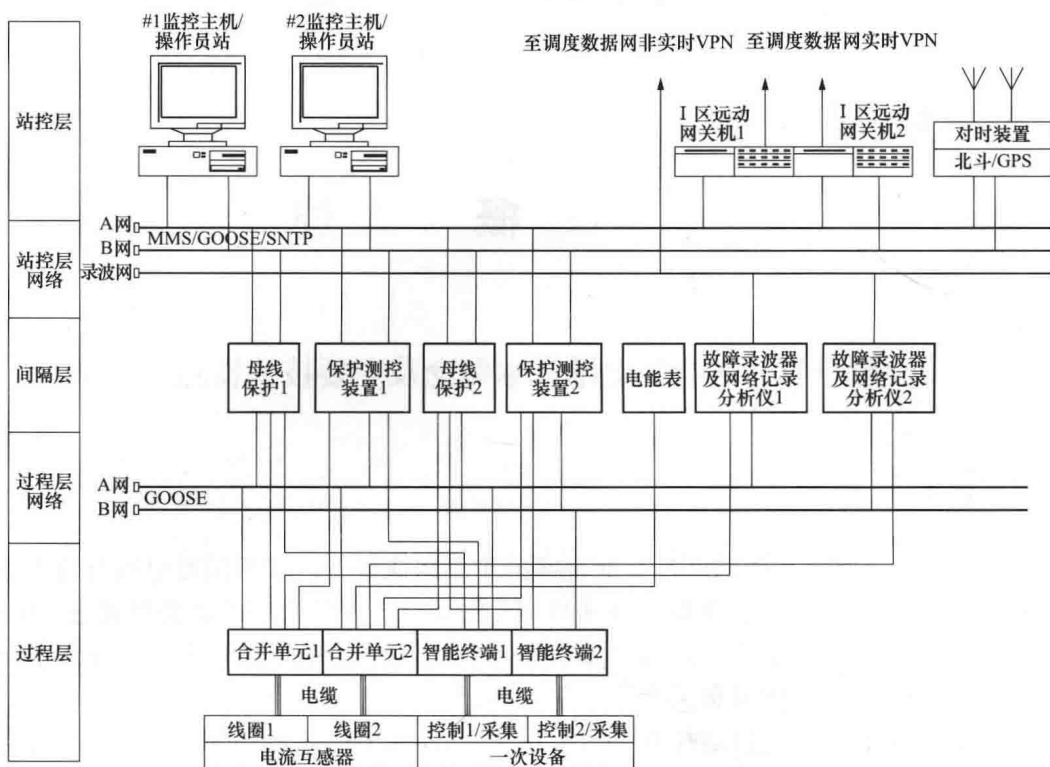


图 1-1 三层两网结构的智能变电站二次系统

二、主要技术特点

1. 一次设备智能化

一次设备智能化是智能变电站区别于常规变电站（简称常规站）的重要特征之一。目前，智能变电站通过配置合并单元和智能终端进行就地采样控制，实现一次设备的测量数字化、控制网络化；通过传感器与一次设备的一体化安装实现设备状态可视化，通过对各类状态监测后台的集成，建立设备状态监测系统，为实现状态检修提供条件，进而提高一次设备管理水平，延长设备寿命，降低设备全寿命周期成本。

2. 通信规约标准化

智能变电站所有智能设备统一采用 IEC 61850 建立信息模型和通信接口，设备间可实现互操作和无缝连接。各类设备按统一的通信标准接入变电站通信网络，不需要为不同功能建设各自的信息采集、传输和执行系统，减少了软硬件的重复投资，实现了设备间的互操作以及信息的共享，为未来实现设备的互换性提供了条件。

3. 光纤取代电缆，数字取代模拟

常规变电站中的二次设备与一次设备之间、二次设备间采用电缆进行连接，电缆感应电磁干扰和一次设备传输过电压可能引起二次设备运行异常。长电缆的电容耦合干扰以及二次回路两点接地可能造成继电保护误动作。智能变电站增加了过程层网络，合并单元、智能终端采用就地安装，用光纤取代了传统站中的大量长电缆（见图 1-2），大大节省了全站控制及信号电缆长度，同时避免了电缆带来的电磁干扰、传输过电压和两点接地问题，提高了信号



传输的可靠性；另外还缩小了电缆沟尺寸，节约了土地，减轻了现场安装调试维护工作量。

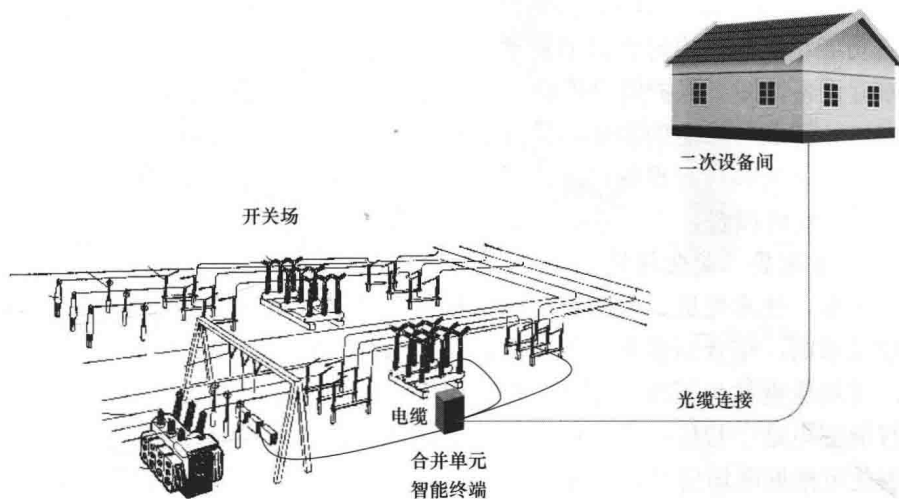


图 1-2 光纤取代电缆

4. 功能集成，设备简化

采样控制就地化以及信息传输网络化，使二次设备采样、执行机构简化，促进了装置集成，例如保护测控一体化装置、合并单元智能终端一体化装置、网络化故障录波装置的应用，减少了二次设备的数量，同时也促进了设备接口的规范和简化。智能变电站中用虚端子方式取代了常规站中装置的端子和端子排，通过虚端子的逻辑连线实现装置之间的配合，端子排及电缆接线简化为光口及光缆连接。由于逻辑回路取代了大量的继电器回路，以往的保护功能投退及跳闸出口等硬压板可被软压板取代，相应功能由装置软件内部的控制字设置来实现，也促进了硬件的简化。

此外，交直流一体化电源系统实现站内各类电源系统的一体化设计、配置、监控，减少了蓄电池数量，简化了跨屏接线，实现了统一管理。智能辅助控制系统的建立，解决了常规站缺乏全面的环境监视、依赖人工巡检、辅助系统孤立、无智能告警联动、管理难度大的问题，减少了辅助系统的人工干预，减少了误判误动，达到了对变电站辅助系统实行智能运行管理的目的。

5. 调试手段变革

随着智能变电站全站信息数字化的推进，通信标准的统一，接线的简化及接口标准化，变电站自动化系统的大量二次电缆接线模式演变成虚端子虚回路的配置。相比于传统变电站围绕着纸质图纸，智能变电站围绕着全站系统配置文件（substation configuration description, SCD），设计和系统集成将逐渐融合，设计可以直接提交出包含全站模型信息的 SCD 文件并提供给各设备厂商，供其直接导入，完全避免了原先对照图纸、依靠人力进行信息输入和现场接线的弊端，从而在工程实施这个关键环节体现智能变电站的优势和价值，实现“最大化工厂工作量、最小化现场工作量”。

6. 提高运行自动化水平，降低设备全寿命周期成本

智能变电站一次设备、二次设备和通信网络都具备完善的自检功能，可根据设备的健康状况实现状态检修，从而有效降低设备全寿命周期成本。



智能变电站的设备间信息交换均按照统一的 IEC 61850 通过通信网络完成,通信系统的可靠性和实时性大幅提高,传输的信息更完整,变电站因此可实现更多更复杂的自动化功能。在扩充功能和扩展规模时,只需在通信网络上接入符合相应国际标准的设备,无须改造或更换原有设备,即可保护用户投资,减少变电站全寿命周期成本。

智能变电站的各种功能的采集、计算和执行分布在不同设备实现。变电站在新增功能时,如果原来的采集和执行设备已能满足新增功能的需求,可在原有设备上运行新增功能的软件,不需要硬件投资。

7. 精简设备配置、优化场地布置

在安全可靠、技术先进、经济合理的前提下,智能变电站的总布置遵循资源节约、环境友好的技术原则,结合新设备、新技术的使用条件,实现配电装置场地和建筑物布置优化。例如,常规变电站为了减少电缆、提高抗干扰能力,在配电装置场地设置多个继电保护小室;智能变电站中智能终端、合并单元的就地安装使保护测控装置与现场二次电缆大量减少,因此可根据现场情况减少继电保护小室的建筑面积、占地面积和数量。

由于光缆大量替代电缆,可缩小智能变电站内的电缆沟尺寸,减少敷设材料,实现电缆沟优化。

第二节 智能变电站继电保护技术特点

一、数字式保护装置与常规微机保护装置的主要区别

智能变电站采用数字式的新型继电保护装置,与常规微机保护装置相比,在保护原理、软件算法方面区别不大,在模拟量采样、开关量输入输出、对外通信接口方面有了全新的实现方式。数字式保护装置是微机保护的最新发展阶段。

由于数字式继电保护装置不再担负电流电压模拟量的模数转换和开关量的强弱电转换隔离工作,在硬件配置上与常规微机保护装置有很大区别。通过对比图 1-3 和图 1-4 可见:

(1) 数字式保护装置没有了模拟量采集组件和 A/D 转换组件,取而代之的是光纤高速数据接口。模拟量采集和 A/D 转换由合并单元来完成。

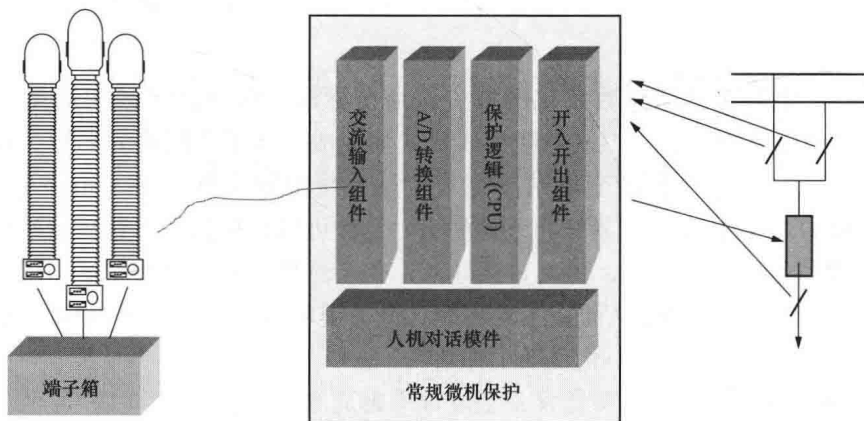


图 1-3 常规微机保护装置的结构图

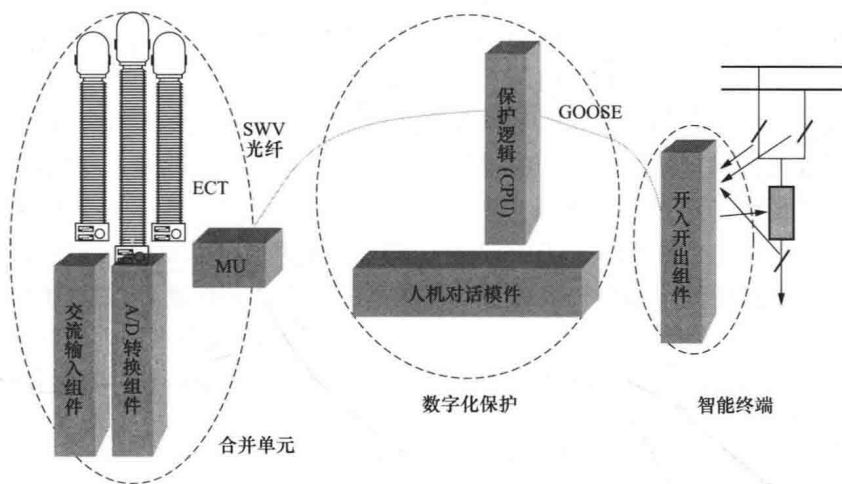


图 1-4 数字式保护装置的结构图

(2) 数字式保护装置没有了开关量输入输出组件, 开关量采集和断路器操作由智能终端来执行。

与常规微机保护装置相比, 数字式保护装置减少了交流输入插件、开关量输入/输出插件、采样保持插件和信号插件, 增加了过程层光口插件。数字式保护装置拥有更多的通信网络接口、更高的数据处理能力。另外, 为了满足继电保护远程控制和监控系统顺序控制操作的要求, 数字式继电保护装置大幅减少了硬压板数量, 原有的出口硬压板和功能投退硬压板均被软压板取代, 以满足远方投退的需要。按照国家电网公司继电保护“六统一”(包括输入输出量、压板、端子、通信接口类型与数量、报告和定值)标准生产的数字式保护装置只保留了“检修投入”和“远方控制”两个硬压板。

软件方面, 数字式保护装置与常规微机保护装置相比, 在保护功能、原理上基本保持一致。除了具有常规微机保护装置的保护逻辑软件和人机接口软件外, 数字式保护增加了 SV 采样值接收、GOOSE 开关量收发的数据处理模块。为了适应合并单元、电子式互感器的应用, 数字式保护进行了一些算法优化和容错, 增加过程层通信的通道中断、丢帧、校验错、数据无效等异常状态的监测、告警及应对处理模块。

二、智能变电站继电保护装置技术特点

1. 采样方式

如图 1-5 所示, 常规保护装置通过模拟量电缆直接接入常规电流互感器 (TA) 和电压互感器 (TV) 的二次侧电流和电压, 保护装置自身完成对模拟量的采样和 A/D 模数转换。

而在智能变电站中, 如图 1-6 所示, 模拟量采样和 A/D 模数转换一般由电子式互感器或合并单元完成, 数字式保护装置从合并单元处直接接收数字化采样值报文。

如图 1-7 所示, 保护装置从合并单元接收采样值报文, 可以采用点对点直接连接, 也可以经过 SV 网络接收。按照 Q/GDW 441—2010《智能变电站继电保护技术规范》的要求, 继电保护应直接采样, 以保证继电保护动作的可靠性和快速性。

2. 跳闸方式

如图 1-5 所示, 常规保护装置通过出口继电器辅助接点发出跳合闸命令到操作箱, 然后



由操作箱连接断路器操作回路实现跳合闸。常规保护装置通过二次电缆和继电器接点完成对开入量的采集和开出量信号的输出。

而在智能变电站中，如图 1-6 所示，数字式保护装置通过光纤连接智能终端实现跳合闸。智能终端取代了常规站操作箱中的操作回路和操作继电器，除输入/输出接点外，智能终端操作回路功能全部通过软件逻辑实现，二次接线大为简化。保护装置向智能终端发送跳合闸命令，既可以通过图 1-8 (a) 中的光纤点对点方式，也可以通过图 1-8 (b) 中 GOOSE 网络方式。考虑减少中间环节以提高保护动作跳闸的可靠性和快速性，Q/GDW 441—2010 《智能变电站继电保护技术规范》规定，对于单间隔保护（如线路保护、母联保护）应采用点对点方式直接跳闸，涉及多间隔的保护（如变压器保护、母线保护）宜直接跳闸。

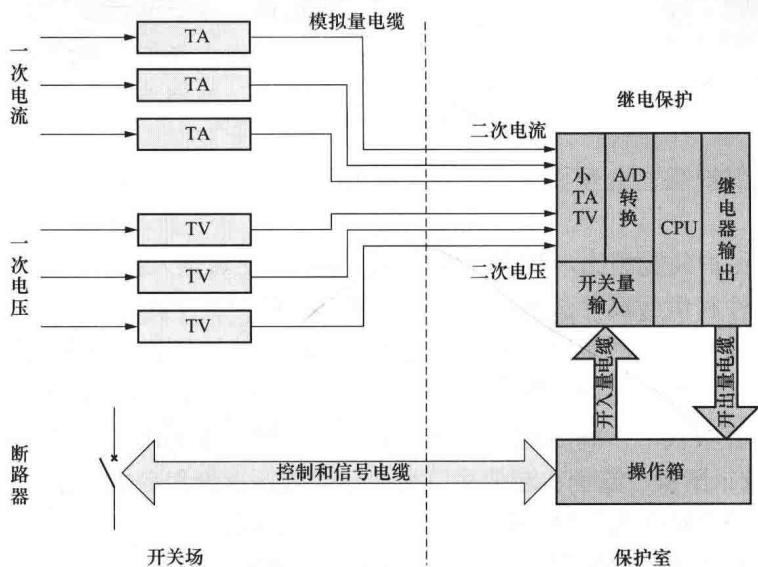


图 1-5 常规保护的采样和跳闸回路

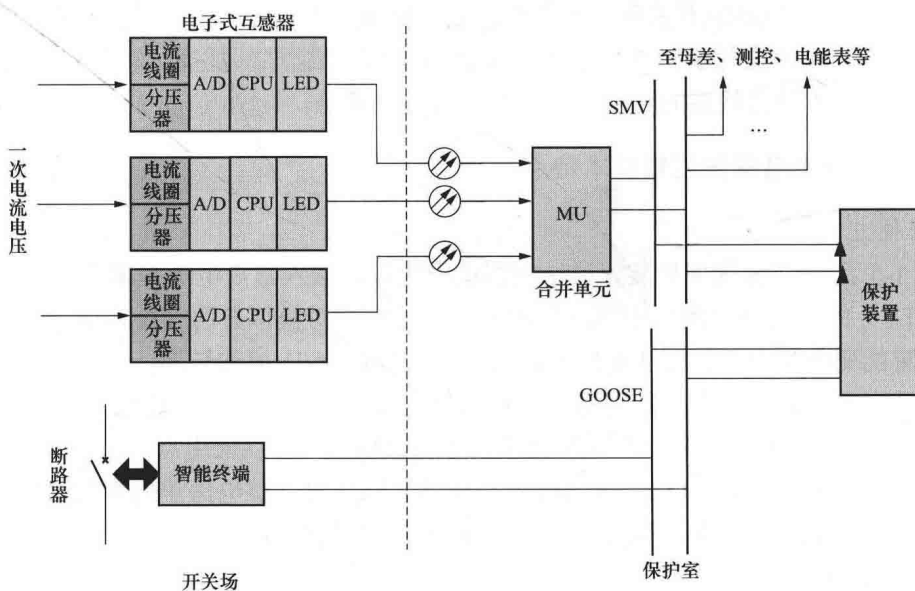


图 1-6 数字式保护的采样和跳闸回路

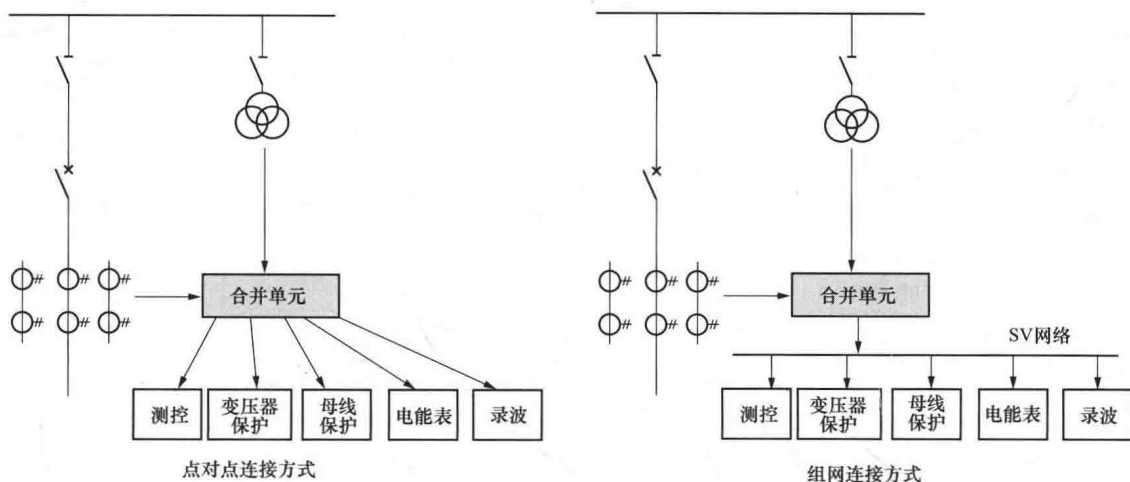


图 1-7 数字式保护的两种采样方式

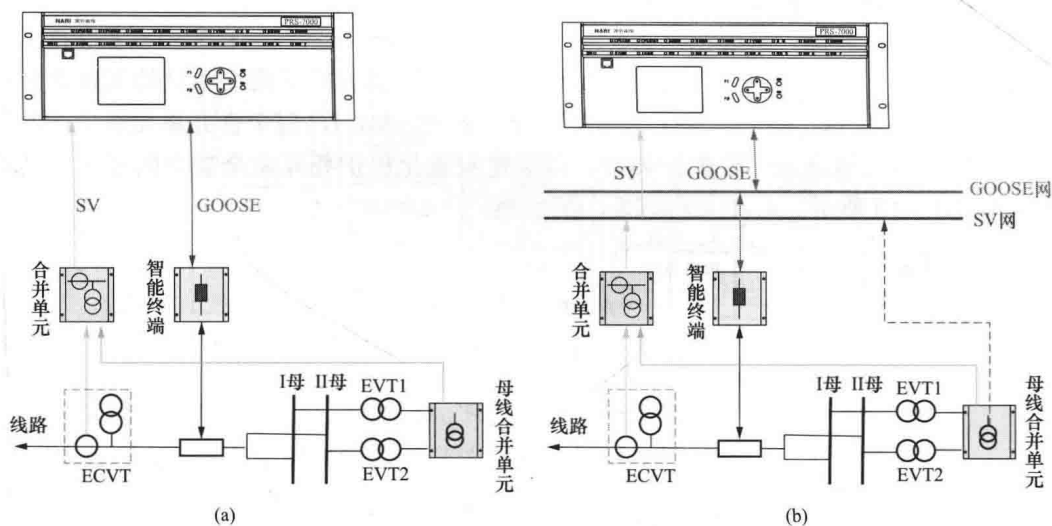


图 1-8 数字式保护的两种跳闸方式

(a) 光纤点对点方式; (b) GOOSE 网络方式

3. 二次回路

电子式互感器、合并单元及智能终端的应用实现了智能变电站采样与跳闸回路的数字化和网络化，常规变电站中的二次电缆、继电器接点被光纤、交换机网络代替，不仅克服了常规变电站二次电缆回路接线复杂、抗干扰能力差等问题，还通过通信过程的不断自检实现了装置间二次回路的智能化监测，从而提高了变电站二次回路工作的可靠性。

4. 装置设计与安装新特点

数字式保护装置电流、电压采样输入通过 SV 光纤接口实现，开关量信号输出和开关量信号输入通过 GOOSE 光纤接口实现，因此装置通信接口数量比常规保护装置大大增加。由于光纤通信接口多、发热量大，装置设计面临一定困难，特别是母线保护和大型变压器保护散热问题突出。为了解决上述问题，出现了分布式保护装置。分布式保护装置由主机和若干个子机组成，中央处理和输入输出功能分散在多台装置中实现，一定程度上缓解了装



置散热问题。

另外二次设备就地化安装成为智能变电站技术发展的趋势。Q/GDW 441—2010《智能变电站继电保护技术规范》提出保护装置宜独立分散、就地安装。当前智能变电站二次设备就地安装时一般安装在就地汇控柜内，汇控柜具备环境调节功能，为合并单元、智能终端提供相对适宜的运行环境。有的合并单元、智能终端取消了液晶显示器，以适应就地汇控柜的工作环境和安装尺寸要求。

5. 设备配置原则

(1) 220kV 及以上电压等级继电保护系统，不仅要求继电保护装置本身要双重化配置，相关的合并单元、智能终端、通信网络也要双重化配置。两套保护装置的电压电流采样值分别取自两台相互独立的合并单元，两套保护的出口跳闸回路分别连接两台智能终端，两台智能终端与断路器的两个跳闸线圈分别一一对应。连接保护装置、合并单元与智能终端的通信网络也需遵循完全独立的原则双重化配置。

与常规站保护配置不同的是，为了满足通信网络双重化配置的要求，220kV 及以上电压等级的母联（分段）保护采用双重化配置，3/2 主接线的断路器保护也采用双重化配置。

(2) 采用电子式互感器的智能变电站，电子式互感器内应由两路独立的采样系统进行采集，每路采样系统应采用双 A/D 系统接入合并单元（MU），每个合并单元输出两路数字采样值由同一通道进入一套保护装置，以满足双重化保护相互完全独立的要求，其结构如图 1-9、图 1-10 所示。

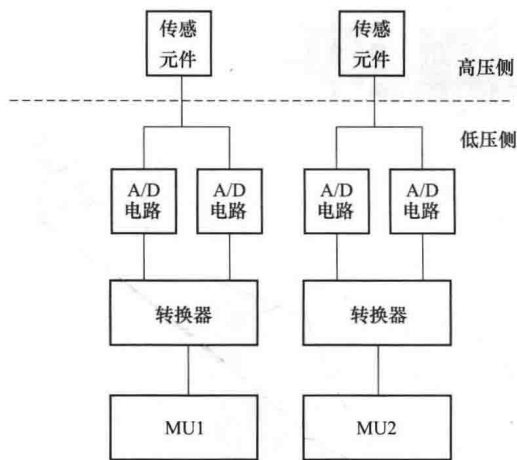


图 1-9 罗氏线圈电流互感器结构图

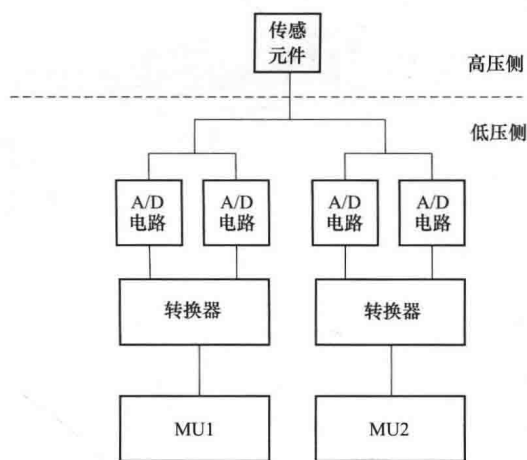


图 1-10 电子式电压互感器结构图

第三节 工程建设和调试的变革

与常规变电站相比，智能变电站技术形态变化并没有导致变电站二次系统功能要求和信息交互的内容发生实质性变化，国内经过几十年积累下来的很多关于变电站二次系统建设的经验和管理办法在概念和思路同样适用。延续图 1-11 中常规变电站的建设思路，智能变电站二次系统的建设也包括了初步设计、施工设计、现场调试、系统验收等环节，为



现场调试之前解决装置之间互联互通的问题，目前国内的智能变电站建设普遍在现场调试前增加集成联调的环节，如图 1-12 所示。另外，二次系统建设过程中的信息交换载体由过去单纯的设计图纸变成了符合 IEC 61850 标准的 ICD、SCD、CID 配置文件，这就引起每个环节中的工作内容、输入/输出及深度要求发生了很大的变化，进而对每个环节工作方式方法及手段提出了新的要求。



图 1-11 常规站建设过程的业务活动

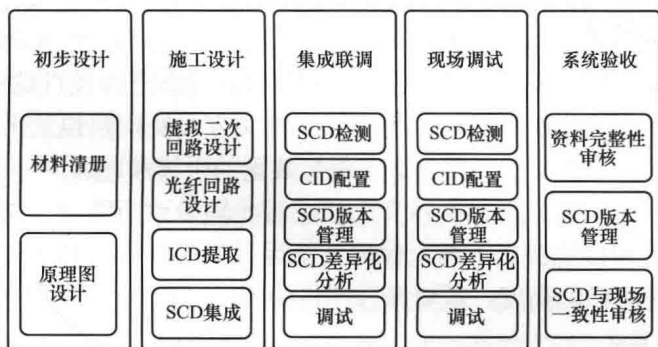


图 1-12 智能站建设过程的业务活动

对比常规变电站，智能变电站有如下新的要求：

- (1) 施工图设计需要依赖于符合标准的 ICD 文件。
- (2) 设计人员在设计阶段能够进行虚端子设计，并且设计阶段应保证设计结果与 SCD 文件的一致性，同时还要保证整个调试过程中 SCD 版本与设计结果的同步更新。
- (3) 新增了集成联调阶段。
- (4) 集成联调阶段和现场调试阶段都有对 SCD 文件的正确性、与设计结果的一致性、与历史版本的差异性、文件可读性的需求。
- (5) 系统验收时，移交的资料中 SCD 配置文件成为重点，且要有手段保证移交的 SCD 文件与现场运行的装置配置是一致的。

智能变电站二次系统集成过程以 SCD 文件为核心。从二次设备制造商生成 ICD 文件，到设计院开展二次系统设计完成回路图纸，基于 ICD 文件和回路设计生成 SCD 文件，再到系统联调、现场调试、系统验收等环节对 SCD 文件进行验证和完善，整个过程包括多个阶段，每个阶段都可能需要二次设备制造商、设计院、调试单位、系统集成商等多个角色参与，二次系统的建设过程是一个经过多个阶段、由多方参与、共同协作的复杂过程。

由于智能变电站一次设备智能化和二次设备网络化带来的变革，使得继电保护及相关设备的调试内容和要求与常规站相比有明显不同，本节系统总结了智能变电站二次设备调试工作的变化，以支持现场生产验收调试。

一、调试工作变革

与常规站相比,智能变电站继电保护设备采用光纤网络连接外部设备,过程层网络相当于常规站中的二次电缆回路,保护装置所需要的采样值、GOOSE 开关量均以网络报文的方式进行传输。由于所接外部信号输入、输出形式的改变,智能变电站继电保护及相关设备的调试项目、调试方法与常规站相比有明显的不同,主要表现在以下四个方面。

1. 调试内容的变化

由于智能变电站实现了一次设备智能化和二次设备网络化,使得智能站中出现了电子式互感器、合并单元、智能终端、过程层网络等新型设备,新设备新技术的应用使得调试内容和项目有所增加,例如合并单元性能测试、IEC 61850 配置文件测试及通信规范性测试、通信网络性能测试、高级应用功能测试等。

在智能变电站中,数字式保护装置的模拟量采集和 A/D 转换由合并单元来完成,动作出口和对一次断路器的跳合闸操作通过智能终端实现。因此合并单元和智能终端是数字式保护系统的重要组成部分,需要针对合并单元和智能终端开展专项性能测试工作。

另外由于数字式继电保护装置均以网络数字报文方式实现模拟量采集和开关量输入输出,过程层网络实际上相当于常规站中继电保护装置的采样和跳合闸回路,一旦出现问题,就有可能出现保护装置动作,但跳闸报文无法及时传输导致断路器无法及时跳开的情况,所以通信网络的功能和性能决定了继电保护系统运行的可靠性,其地位已经上升到和继电保护及安全自动装置同样的高度,需要开展严格的测试工作。

2. 调试工具的变化

与常规站相比由于调试对象和调试内容发生了变化,智能变电站调试也相应出现了一批新型的测试设备和工具,如数字化保护测试仪、手持式光数字测试仪、合并单元测试仪、便携式网络报文记录分析仪等,大大丰富了变电站测试手段。

3. 调试流程的变化

常规站的二次调试一般在现场直接完成,基本不会参与厂家联调。和常规站调试明显不同的是,智能站二次系统调试新增了出厂系统联调环节,如图 1-13 所示。

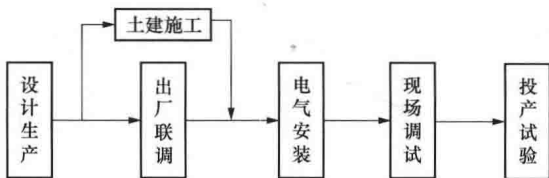


图 1-13 智能变电站工程建设流程

由于早期的智能变电站二次设备本身不成熟,不同厂家的设备在进行系统集成时经常出现问题,需要各方技术人员进行协调处理,有些问题可能需要厂家研发人员修改配置,甚至升级程序和修改硬件部分,这在现场调试时是无法直接处理的。其次在工程设计环节,设计院对虚端子回路设计可能存在纰漏,系统集成商经常需要修改 SCD 文件,如果在现场调试中大范围修改 SCD 会影响整个调试进度。综上所述,开展出厂联调是非常必要的。

出厂系统联调是智能变电站整个调试过程中发现问题、解决问题的重要阶段,在这个阶段可以进行设备单体测试、专项性能测试和系统集成测试,诸多调试工作的前移可以大大减轻现场调试的工作量。

出厂系统联调是智能变电站整个调试过程中发现问题、解决问题的重要阶段,在这个阶段可以进行设备单体测试、专项性能测试和系统集成测试,诸多调试工作的前移可以大大减轻现场调试的工作量。

(1) 出厂联调测试内容。智能变电站出厂联调流程见图 1-14。出厂联调测试主要包括



IEC 61850 模型文件测试及通信一致性测试、设备单体测试、二次虚回路测试、分系统功能测试,同时针对智能变电站技术特点,开展通信网络性能测试、全站同步对时测试、保护采样同步性能测试等专项测试,有条件的可以开展全站实时动态闭环仿真测试。

(2) 现场调试内容。由于单体测试、二次虚回路测试、各种专项测试等测试项目已经在出厂联调中完成,智能变电站现场调试主要在一、二次设备安装完成后,将一、二次设备作为整体,以整组联动方式开展测试,相当于常规站中的整组试验,工作量比常规站大幅减少。

现场调试主要包括全站光缆、网线、电缆接线正确性检查,功率测试,保护整组传动试验,一次开关遥控试验,全站遥信检查,五防联锁试验,一次通流通压试验,高级应用试验等。

随着厂家设备越来越成熟,相关的测试规程、规范越来越完善,未来智能变电站二次系统出厂联调可能会简化,最终过渡到和常规变电站相同的调试模式。

4. 对调试人员素质的新要求

智能变电站二次设备数字化、网络化变革对相关从业人员的知识结构和素质提出了新要求,需要从业人员能够阅读 IEC 61850 配置文件,能够分析通信报文的格式,具备使用新型测试工具的能力。

智能变电站二次系统信息由模拟量向数字量的转变,给变电站二次系统的设计、调试、运行管理、维护带来巨大变革。例如对于变电站二次回路的调试,纸质的设计图纸不再是最重要的资料,取而代之的是全站的 SCD 配置文件,智能变电站二次系统的所有调试工作都将围绕该配置文件展开。目前,很多调试人员、检修人员、运维人员对智能变电站的调试方法、调试工具、调试流程以及故障处理等方面理解还不是很清晰。智能变电站调试工作要求调试人员不但要具备扎实的专业知识,同时对计算机和网络知识也必须有一定的掌握。

从专业技术要求来说,调试人员要具备较强的电气专业知识,传统变电站调试需要了解的专业知识智能变电站同样必须掌握,对这些知识的要求并不会因为变电站智能化而降低。其次,调试人员必须清楚整个智能变电站的调试流程,包括前期准备、入厂联调、现场调试、组网系统调试,清楚现场所有设备的功能和作用,清楚设备试验的项目及试验标准,清楚现场试验需要的试验设备仪器,现场调试中的重点和难点及解决的方法。调试人员要掌握一定的计算机和网络、通信知识,例如二次调试中出现问题时,调试人员经常利用计算机和报文捕获软件对报文进行捕获和分析。

二、调试中的重点和难点

1. 配置文件的测试检查

IEC 61850 配置文件(包括 SCD 文件和各装置 CID 文件)是智能变电站二次系统调试最重要的调试依据和最核心的调试对象。如果配置文件不正确,则二次系统无法正确运行。配置文件的测试和正确性检查非常重要。在现场调试中,调试人员有必要对其进行检查,特别是物理地址(MAC 地址)、虚拟局域网(VLAN)、应用标识(APPID)等重要信息的

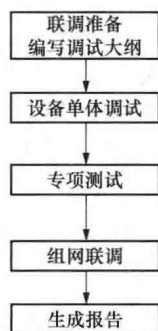


图 1-14 智能变电站出厂联调流程图



检查,其难度在于需要使用专业的软件工具进行配置文件的阅读和校验,如 Altova XMLSpy 或各厂家的系统配置工具组态软件,或者专用的配置文件测试软件,调试负责人必须学会使用这些工具软件。

2. 虚端子正确性检查

虚端子反映各个装置之间的信息联系,类似于常规变电站的端子排图。如果虚端子不正确则会导致某些 GOOSE、SV 信息出现遗漏或错误,因此必须对其进行检查。虚端子检查的工作量非常大,通常 220kV 智能变电站的虚端子数量会超过 4000 个点,很难保证每个虚端子信息都没有被遗漏。建议在系统集成联调开始时,调试人员和系统集成商、设计院、运行人员共同对其进行审查,从源头上把好质量关。否则如果在后面的调试工作中进行修改,会牵一发而动全身,引起相关设备的配置变化,造成重复修改、重复传动。