

智能变电站二次系统调试流程及相关问题探讨

近年来,智能变电站的快速发展以及随之而来的信号、采集和传输等方面的根本变化,给变电站验收调试工作带来越来越多的挑战。从智能变电站与常规变电站二次系统调试的不同点出发,梳理了智能变电站二次系统调试过程中的关键技术要点及主要流程步骤,并形成了一套比较完整、通用的智能变电站保护二次系统调试流程,同时结合天津市几座智能变电站现场调试过程中产生的技术问题,给出了解决办法和相应建议,对在建或拟建智能站的调试具有一定的推广意义。

沈佳星¹ 尹鹏² 张妍¹ 刘春玲^{1/1} 1.国网天津电力城东供电分公司 2.国网天津电力城西供电分公司



沈佳星/工程师

关键词/Keywords

智能变电站 ·
二次系统 ·
调试流程 ·
调试问题 ·

0 引言

随着国网公司加快推进智能电网建设进度,全国范围内已建成一定数量的智能变电站。由于智能站二次系统在结构方式及信息传输与传统站相比发生了根本性改变^[1],因此传统变电站二次系统调试方法已不能适应智能站的调试需要;同时由于现阶段智能变电站建设缺乏纲领性指导,没有统一的设计规范,加之设备招投标因素的影响,造成已投运的变电站在网络结构、设备选型等方面不尽相同,给现场调试工作带来一定的困难,因此亟待形成一套统一规范的调试流程,以满足智能站现场调试需要及员工培训需求。

1 智能变电站与常规变电站二次系统调试方法的区别

1.1 引入入厂联调环节

智能变电站的二次调试流程有别

于常规变电站的最大特点是在现场调试前加入了入厂联调环节^[2]。入厂联调是充分利用系统集成商的试验环境,按照实际工程配置,将所有保护、测控、合并单元智能终端、交换机和间隔后台等设备集中在一起,构建与现场相同的系统,通过系统工程配置,开展系统测试,从而发现问题并解决问题,为现场调试减轻工作量。

1.2 模拟量到数字量的转变

由于智能变电站与常规变电站结构方式的变化,直接引起了二次系统信息传递方式的改变。信息通信由传统的电缆传输模式,转变为各设备基于 IEC 61850 协议,通过光纤、交换机在“三层两网”^[3]的二次系统中实现信息的传输与交互。同时,所传递的信号也由模拟量转变为数字量,从而使测试方法、思路、工具和图样等发生了根本性变化。

1.3 二次调试周期的变化

常规变电站一个间隔的二次电缆安装完毕后就可以进行整组试验,而智能站需要所有网络搭建好后才能进行整组试验,而且要配合后台、故障录波以及网络分析仪的测试同时进行,因此调试周期较长。

1.4 虚端子概念的引入

虽然传统的二次回路被光纤网络的信息流代替,但由于保护原理并没有因为采用网络而改变,对于每台装置,其 SV 和 GOOSE 的输入、输出与传统端子排仍然存在对应关系,因此,设计人员将基于智能装置 SV/GOOSE“虚端子”的设计方法引入进来,即在 ICD 文件中预定义逻辑节点,该逻辑

节点中的数据或数据属性与外部输入对应。该方法能够将基于网络传输的 SV/GOOSE 数字信号以“虚端子”的形式一一表达，使设计、施工、调试以及运行维护人员能够直观地阅读智能装置的开入、开出以及出口逻辑等；在设计阶段能够成功解决保护 SV/GOOSE 配合难以表达的问题，实现按图施工，大大提高了施工、调试的效率。因此，入厂联调时，对虚端子正确性的检查格外重要，这将直接影响现场调试的进度。

1.5 电压并列与切换的差别

由于智能变电站的电压回路在设计上与常规变电站发生了本质的变化^[4]，因此在并列及切换的处理上也截然不同。常规变电站的 TV 并列由继电器及二次接线完成，需要人为参与，以防止 TV 的二次反送电；而智能站由于电压在合并单元进行了 A/D 转换，TV 隔离开关的位置信号也转换成了 GOOSE 信号，电压通过光纤传送到各个设备，这相当于对 TV 的二次绕组进行了光电隔离，从而有效避免了隔离开关并列时二次反送电的问题。因此，智能变电站的 TV 并列可以不要人为参与，合并单元可以根据 TV 隔离开关的位置、母联断路器的位置信号自动实现 TV 并列。此外，由于不存在二次反送电问题，也就不需要利用 TV 隔离开关位置的硬触头来进行 TV 间隔的电压切换，但线路间隔必须利用隔离开关的位置来判断线路是挂在哪条母线上，并在线路合并单元实现相应切换。

1.6 光纤质量的重要性

智能站信号的传输大量依赖光纤，因此其本身的质量和安装质量将直接影响整个间隔的信号和采样，对调试的影响非常大。

1.7 电流电压回路的检查

智能变电站采用 SMV 代替常规的电流电压后，已经改变了电流电压的某些传统观念（如电流只能串联，电压只能并联），而且电流电压已不能用常规的表计来测量。

1.8 带负荷检查的差异

不能使用常规设备（钳表）进行带负荷检查，可以采用专门的数字式工具通过交换机上的镜像端口进行带负荷检查及电压二次核项。

1.9 二次专业间的紧密联系

智能站的调试要求继电保护、远动、自动化

和通信专业大量融合，各二次专业间已难以划分，对调试人员的要求也进一步提高，更趋于综合化、多面化。

2 调试流程

目前智能变电站二次系统调试的过程主要包括入厂系统联调和现场调试。入厂联调环节是智能变电站二次调试区别于常规变电站的主要特点，其他部分和传统变电站的调试流程基本相同。110 kV 及以上电压等级的智能变电站二次系统的调试流程如图 1 所示。

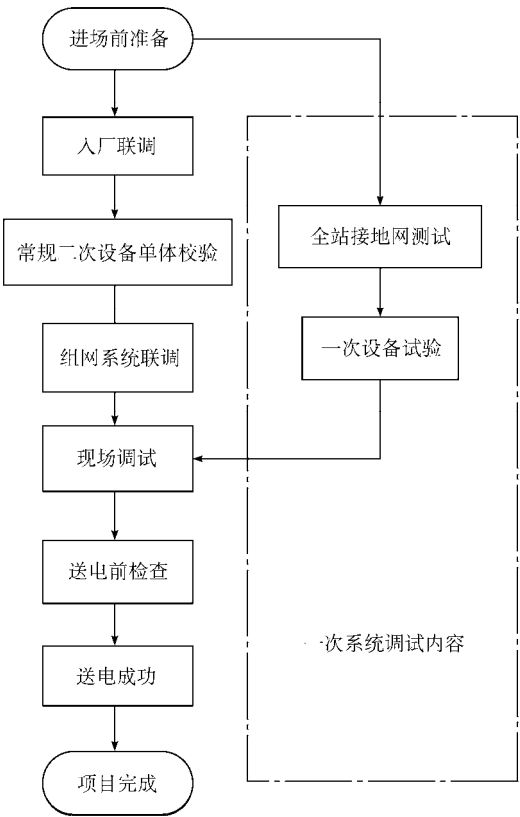


图 1 智能变电站二次系统调试流程

2.1 入厂系统联调

入厂系统联调对智能变电站的验收非常重要，应给予极大重视。入厂联调是指按照现场工程配置对相关设备进行集成，并在此基础上进行工程应用测试。联调本身侧重各设备的技术性能、相互配合、网络协议以及“虚端子”设计图的正确性等内容，可以提前发现和解决设备、网络和图样本身存在的问题，为现场调试奠定基础，调试流程如图 2 所示。

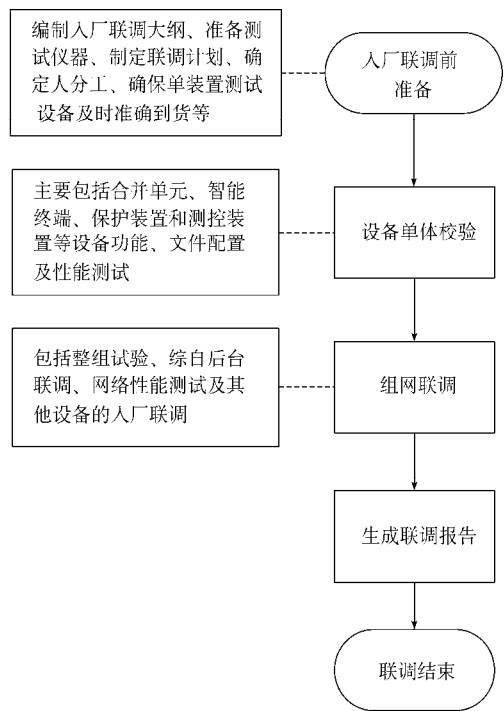


图 2 智能变电站二次系统入厂联调流程

入厂联调时间最好能在系统集成商完成所有装置的组屏安装后再开始进行。这不但方便组网测试，还能校验厂家的内部接线以及智能控制柜的散热性能等。

2.2 现场调试

完成二次系统入厂联调后，便可进入现场联调阶段。在入厂联调阶段已完成了对配置文件SCD、保护测控设备、合并单元和智能终端等的单装置效验，因此现场调试是在入厂联调的基础上，在与未来运行环境一致的试验环境下，对实际的设备进行试验，将检查所有电缆连接和光纤连接的正确性，检查与一次设备的配合、回路和装置的绝缘、状态监测以及电压电流回路等方面的正确性。同时也可以通过一次设备的配合，完成对虚端子的最后检查。现场调试具体流程如图 3 所示。

根据智能变电站自动化系统现场调试导则，按照智能站对子系统的划分，可将现场调试项目划分为以下 10 项，如下表所示。

表 智能站二次系统调试项目

序号	测试项目	测试内容
1	站内网络系统调试	外观检查、工程配置、通信铜缆检查
2	计算机监控系统调试	外观检查、绝缘试验和上电检查、工程配置、通信检查、四通功能调试、同期控制功能调试、全站防误闭锁功能调试、顺序控制功能测试、自动化电压无功控制功能调试、定值管理功能调试、主备切换功能调试
3	继电保护系统调试	设备外观检查、绝缘试验和上电检查、工程配置、通信检查、继电保护单体调试、继电保护整组试验、故障录波功能调试、继电保护信息管理系统调试
4	远动通信系统调试	设备外观检查、绝缘试验和上电检查、工程配置、通信检查、远动遥信、遥控、遥调、遥测功能及主备切换功能测试
5	电能信息管理系统调试	外观检查、绝缘试验和上电检查、工程配置、通信检查、功能调试
6	全站时间同步系统调试	外观检查、绝缘试验和上电检查、对时系统精度调试、时钟源自守时、自恢复功能调试、时钟源主备切换功能调试、需对时设备对时功能调试、需对时设备自恢复功能调试
7	网络状态检测系统调试	外观检查、绝缘试验和上电检查、对时系统精度调试、时钟源自守时、自恢复功能调试、时钟源主备切换功能调试、需对时设备对时功能调试、需对时设备自恢复功能调试
8	不间断电源系统调试	外观检查、绝缘试验和上电检查、通信检查、功能调试
9	二次系统安全防护调试	外观检查、绝缘试验和上电检查、工程配置、网络安全防护检查
10	采样值系统调试	外观检查、绝缘试验和上电检查、工程配置、通信检查、变比检查、角比差检查、极性检查

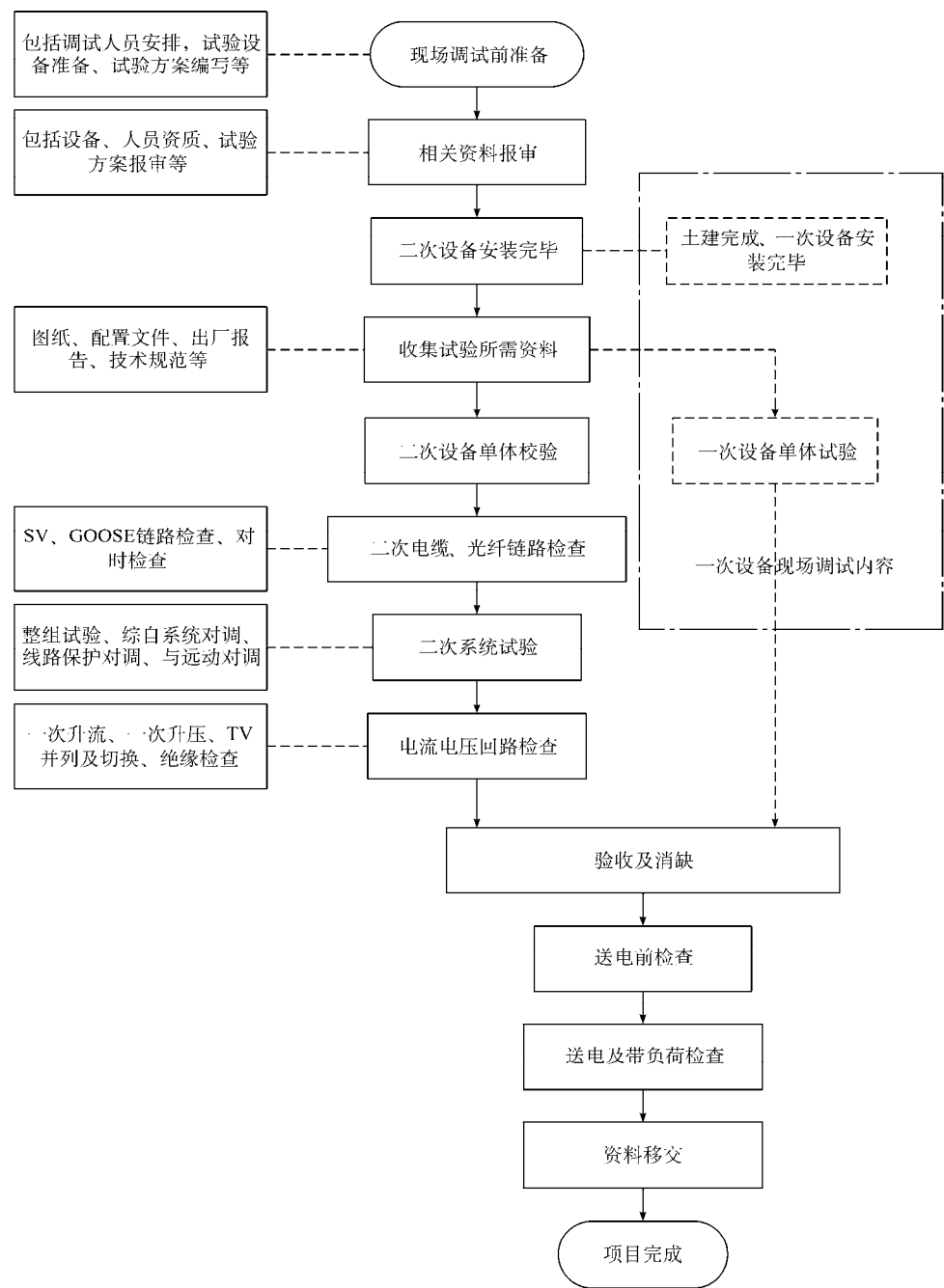


图 3 智能变电站二次系统现场联调流程图

3 现场调试问题探讨

3.1 智能变电站保护装置校验二次措施问题

(1) 问题描述

在常规微机保护装置进行单体校验时,为了不影响与之相关的运行设备,并造成误动作,一般采取以下两种措施:①打开跳闸硬压板;②在端子排挑开跳闸线滑块。这种方法在智能站中不

再适用,智能保护装置靠一根光纤传送所有GOOSE信号,面板上只有“检修状态”硬压板。

(2) 处理过程

一般不建议采取拔掉GOOSE信号光纤的方法隔离保护装置,因为光纤及其接头在插拔过程中易损坏,一旦损坏需要重新敷设光纤,造成不必要的浪费。因此采取后台投退软压板的方式投退跳闸功能,这与传统的硬件隔离方式不同,为

防止软压板操作的不可靠性，需要在与当前操作的保护装置相关联的液晶屏上查看相关功能退出报文，查看报文无误后可以确定该功能确已退出。

(3) 建议

以上处理方法也存在一定的弊端，运维人员不能直观地进行二次措施布置及检查二次措施恢复情况。建议智能装置厂家在装置面板上增加液晶屏或信号灯，以显示装置内部软压板投退情况，方便保护及运维人员对二次措施的布置及检查。

3.2 智能站保护配置文件管理问题

(1) 问题描述

智能站与常规站不同，没有保护装置原理图和设计蓝图，所有保护配置和原理都通过 SCD 文件（全站系统配置文件）实现。它包括所有间隔层、过程层和站控层的通信及保护测控装置的电流电压、开入开出，是智能站二次调试人员和运行维护人员最重要的资料。因此，就需要将 SCD 文件与常规站二次竣工图样等同管理。

(2) 处理过程

一般情况下，SCD 文件由二次运检班组设立单独的专用计算机进行存储，需要时使用专用 U 盘进行拷贝，在日后运行维护过程中如需修改，则在相应现场工作完成后，将修改后的 SCD 文件备份到专用计算机中。

(3) 建议

为了使智能站配置文件管理更加可靠，建议使用专用服务器将各班组留存的 SCD 文件统一备份、管理。当班组内用于存储 SCD 文件的计算机发生故障时，通过查阅客户端、下载服务器中的文件，可以大大提高文件管理的可靠性。

3.3 智能装置调试方法问题

(1) 问题描述

目前智能变电站普遍采用常规互感器和直采直跳模式，这样在进行整组试验时就可以用常规继电保护测试仪器在合并单元加量。这种方式的优点是常规继电保护测试仪操作简便，并且由于对合并单元输入了电流电压的模拟量，对合并单元、保护装置、智能终端、交换机、故障录波器、网络分析仪和后台机的检查可以一次完成，大大节约了时间。这种情况下是否仍需要通过数字式继电保护测试仪完成对继电保护装置的全

部单体校验也是调试人员普遍关注的问题。

(2) 处理过程

考虑到在进行母线保护、变压器保护和备自投整组试验时，各合并单元之间或合并单元与保护装置之间距离较远，使用常规继电保护测试仪不是很方便，且在单体校验过程中不可以忽略一些保护装置的内部逻辑测试（如采样值传输异常测试、采样值品质位无效测试和采样值畸变测试等），因此仅用常规继电保护测试仪不能满足所有要求。

(3) 建议

建议使用数字式继电保护测试仪对保护装置的输入电流电压进行单体校验，然后在合并单元使用常规继电保护测试仪进行整组试验。

4 结束语

智能电网技术是电力系统的一次技术革命。智能变电站二次系统整体架构和配置的变化必然引起运行、维护和管理方式的变化，同时对运维人员的理论和技术水平也提出了更高的要求。本文基于作者经历的几个智能变电站调试经验的积累基础上，总结出一套比较完整的二次设备调试流程，同时对调试过程遇到的常见问题也进行了逐一分析，希望对智能站的调试及工作人员的培训有所帮助。

参考文献

- [1] 高翔. 智能变电站技术[M]. 北京：中国电力出版社，2012.
- [2] 天津市电力公司智能变电站二次设备工厂化系统联调管理办法（试行）[S].
- [3] 曹团结，黄国方. 智能变电站继电保护技术与应用[M]. 北京：中国电力出版社，2013.
- [4] 郝志刚，白瑞，张悦. 智能变电站二次设备调试中几个问题的分析与探讨[J]. 山西电力，2013（6）：28-29.

作者简介

沈佳星（1983-），女，硕士研究生，工程师，主要研究方向为变电站二次系统研究与维护。

（收稿日期：2015-12-10）EA

（编辑：胡颖）