

智能变电站几点运维关键技术研究

基于 IEC 61850 通信标准的智能变电站，以光纤作为变电站主要通信载体，替代了传统变电站的二次回路。以合并单元和智能终端为代表的新型电子智能装置的应用，以及通过组网方式的二次设备以 SV、GOOSE 报文进行信息交互，使智能变电站在运行维护的方式、方法上较传统变电站均发生显著变化，尤其在异常信息及故障处置过程对运维人员提出了新的要求，以智能变电站运维技术为研究对象，提出智能变电站运维关键要点和异常处置范例以供借鉴。

戴瑞成¹ 闫春江¹ 卢江水² 黄明¹ 武志松¹ 李红岩¹/1.国网北京检修公司
2.国家电网公司

0 引言

智能变电站作为智能电网的重要环节之一，担负着变电设备状态和电网运行数据、信息的实时采集和发布的任务，同时支撑着电网实时控制、智能调节和各类高级应用，实现变电设备与调度、相邻变电站、电源和用户之间的协调互动^[1]。根据国家电网公司 2009 制定的《智能变电站技术导则》3.1 的定义，智能变电站是指采用先进、可靠、集成、低碳和环保的智能设备，以全站信息数字化、通信平台网络化和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、在线分析决策以及协同互动等高级功能的变电站。

随着智能电网建设的深入，在“十二五”期间，国家电网公司将建设 5 000 座左右的智能变电站，截止 2014

年年底，固网公司已投入运行变电站 1 500 余座。随着电网的快速发展，尤其是特高压电网的建设，清洁能源、分布式能源的不断融入，应对这种新形势下的电网发展，传统变电站在功能上略显滞后。

智能变电站尤其是新一代智能变电站的创新布局、优化设计实现了系统的高度集成，不但为电网的安全稳定运行提供了数据分析基础，也为未来智能电网实现其高效、自愈等功能提供了重要的技术支持。

基于 IEC 61850 标准的智能变电站，能够实现全站信息数字化、通信平台网络化和信息共享标准化^[2-4]。新技术大量使用的同时，也在设备的安装、调试及变电站的运行、检修和维护方面提出了新的要求和挑战^[5]。随着智能变电站的快速发展，现有变电站运维人员智能变电站运维水平略显滞后，尤其是在智能变电工作原理、异常分析及故障处置等方面较为突出。

本文就智能变电站的主要特征及运维技术进行了探讨，以期总结的部分方法可以为智能变电站运维工作带来借鉴意义。

1 智能变电站技术特点

智能变电站以变电站一、二次设备为数字化对象，以 IEC 61850 (DL/T 860) 系列标准为通信基础，通过对站内数字信息的交互通信标准化，实现站内外信息的共享、互操作、功能自由配置及良好的扩展性。智能变电站是坚强可靠的变电站，具有一次设备智能化、二次设备网络化（全站信



戴瑞成/工程师

关键词/Keywords

智能变电站 ·
运行维护 ·
异常处置 ·

息数字化)、信息共享标准化和高级应用互动化等重要特征。

1.1 一次设备智能化

合并单元、智能终端作为智能变电站典型过程层设备，直接与高压一次设备连接，实现了一次设备的智能化采样、控制、遥测和遥信等功能。自过程层设备起，智能变电站二次设备的常规模拟信号和控制电缆逐步被数字信号和光纤代替。

1.2 二次设备网络化

智能变电站二次设备按照功能逻辑可划分

为站控层、间隔层和过程层 3 个层级。在站控层与间隔层组建基于制造报文规范的 MMS 网络，以实现站控层与间隔层设备的信息交互；在间隔层和过程层设备间采用灵活的组网方式组建 SV、GOOSE 网络，以完成间隔层与过程层设备的信息交互。

典型智能变电站二次设备网络结构如图 1 所示。通过信息网络进行二次设备管理，实现了全站数据信息的采集、传递、处理和输出过程数字化，这是智能变电站智能化的数据基础。

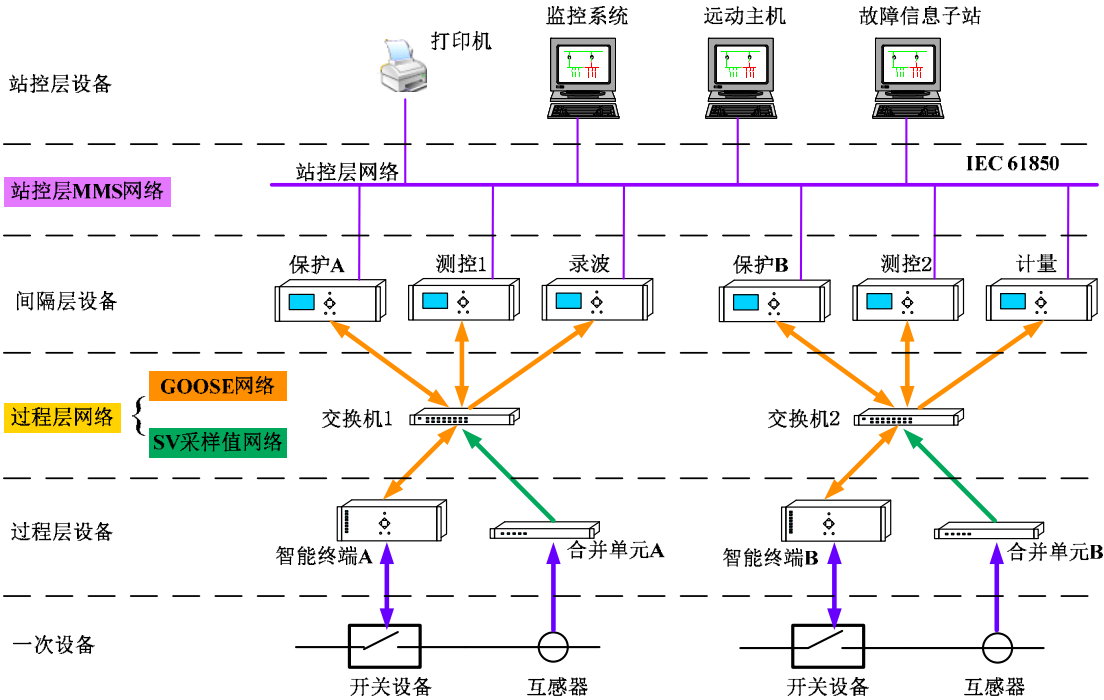


图 1 智能变电站典型二次系统结构

1.3 信息共享标准化

基于 IEC 61850 标准的统一标准化信息模型，实现了智能变电站的信息共享，统一和简化了站内数据源。基于唯一性和一致性的基础信息，采用了统一标准和统一建模的方法，实现变电站内的信息共享和全站全景数据。对比常规变电站，将间隔孤立系统统一集成为基础信息共享。

1.4 高级应用互动化

在信息共享标准化基础上，实现了智能变电站内外高级应用系统的互动，同时在变电站与调控中心、变电站与变电站之间，实现了变电站与用户以及变电站内的互联、互通。

1.5 智能变电站运维技术分析

随着智能变电站的建设，并且应用越来越广泛，智能变电站二次设备采用了全新的智能电子设备（IED），站内信息交互的标准统一为 IEC 61850，同时使信息交互网络化，更为突出的是站内采用多模光纤作为主要的信息交互介质，有别于常规变电站电缆模拟信号的电量信息传递。常规变电站没有传统意义的二次回路，故由全站系统配置文件（SCD）中的虚端子完成二次设备间逻辑关系的建立。因此，智能变电站与常规变电站在运维方式、方法上存在技术上的差异，尤其二次设备运维和管控的差异明显。基于变电运维专业对智能变电站运维技术的几个关键点进

行分析，以供在智能变电站运维工作时可以借鉴参考。

2 变电站系统配置文件（SCD）管理及可视化

变电站系统配置文件（Substation Configuration Description, SCD）描述了所有 IED 的实例配置和通信参数、IED 之间的通信配置以及虚端子连接，SCD 全站唯一，其文件包含了版本修改信息、描述修改时间和版本号等内容，具体 SCD 解耦及校验等管理方法也是近期研究的热点^[6-7]。因此 SCD 是智能变电站的核心文件，一般情况下由系统集成商进行配置，由二次专业班组进行验收。正是由于 SCD 的关键与核心作用，因此该文件的正确性是确保变电站安全稳定运行的前提^[8]。

目前 SCD 作为智能变电站电子资料应留存在站内，随着设备升级、改扩建经历进行版本升

级，同时通过 SCD 导出的 CID 文件也作为每个二次设备的电子文件留存在变电站现场，并纳入变电站技术资料管理。

目前由于各系统集成商 SCD 的配置软件没有规范统一，且没有公开商业化的版本，因此作为运维人员在站端进行 SCD 解析、二次设备逻辑分析及虚端子查收存在技术上的困难。对于上述困难，以下两种方法可以作为参考：①借助系统集成商软件在投产验收阶段对 SCD 进行解析，并导出二次虚端子电子文档进行备份，基于解析的 SCD 以运维人员便于理解的信息流图进行简化，并用易懂的信息流图进行表示；②借助第三方 SCD 解析软件进行 SCD 解析，具体如图 2 所示。前一种方法人工工作量较大，但技术资料整理直白明晰，能有效地指导运维工作的开展；第二种方法虽然简便快捷，但需借助第三方软件，存在误解析风险，并且第三方解析软件并不计及交换机，因此对网络结构无法分析。

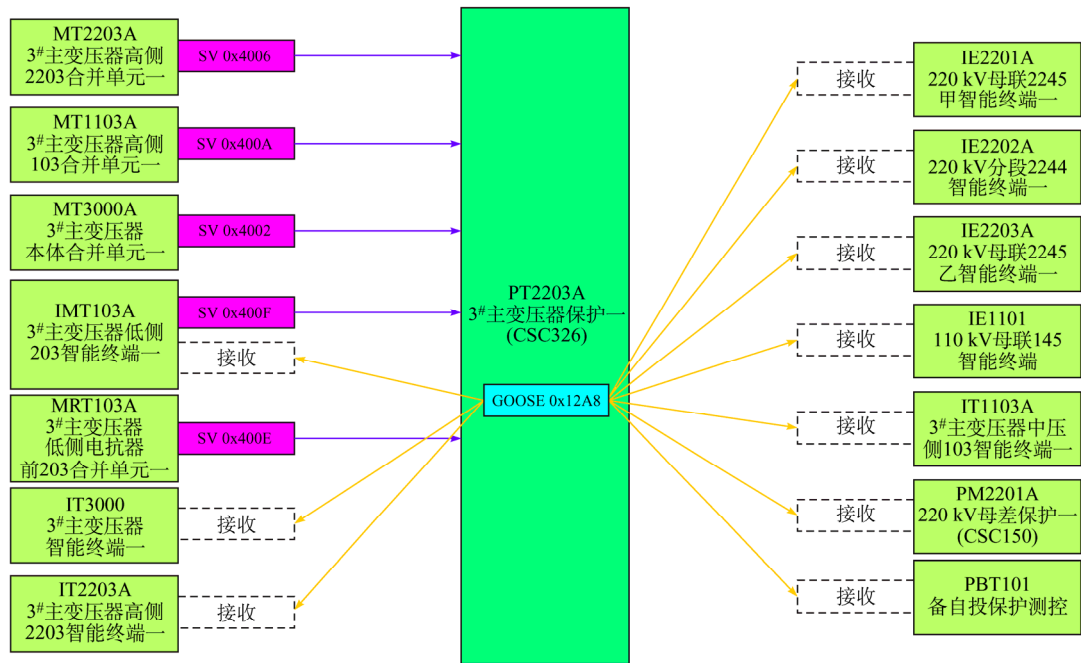


图 2 某变电站 3#主变压器保护—解析图例

2.1 智能变电站信息流图

在以简化的二次设备信息流图显示二次设备之间的逻辑关系及数据信息流向，这种拓扑图形逻辑简化了虚端子列表，以运行实际光纤连接为联络显示了二次设备连接形式以及二次设备之间数据流关系。更为重要的是将交换机与二次

设备连接关系纳入逻辑信息回路中，这样不仅建立了二次设备网络结构，而且能够根据一定合理的逻辑范围整体展示相关设备间的拓扑关系。以某变电站 220 kV 过程层 A 网主变压器间隔逻辑信息为例，如图 3 所示，具体信息流向如下：

1) 主变压器本体智能终端除主变压器非电

主变压器 220 kV侧过程层GOOSE信息逻辑图 (A网)

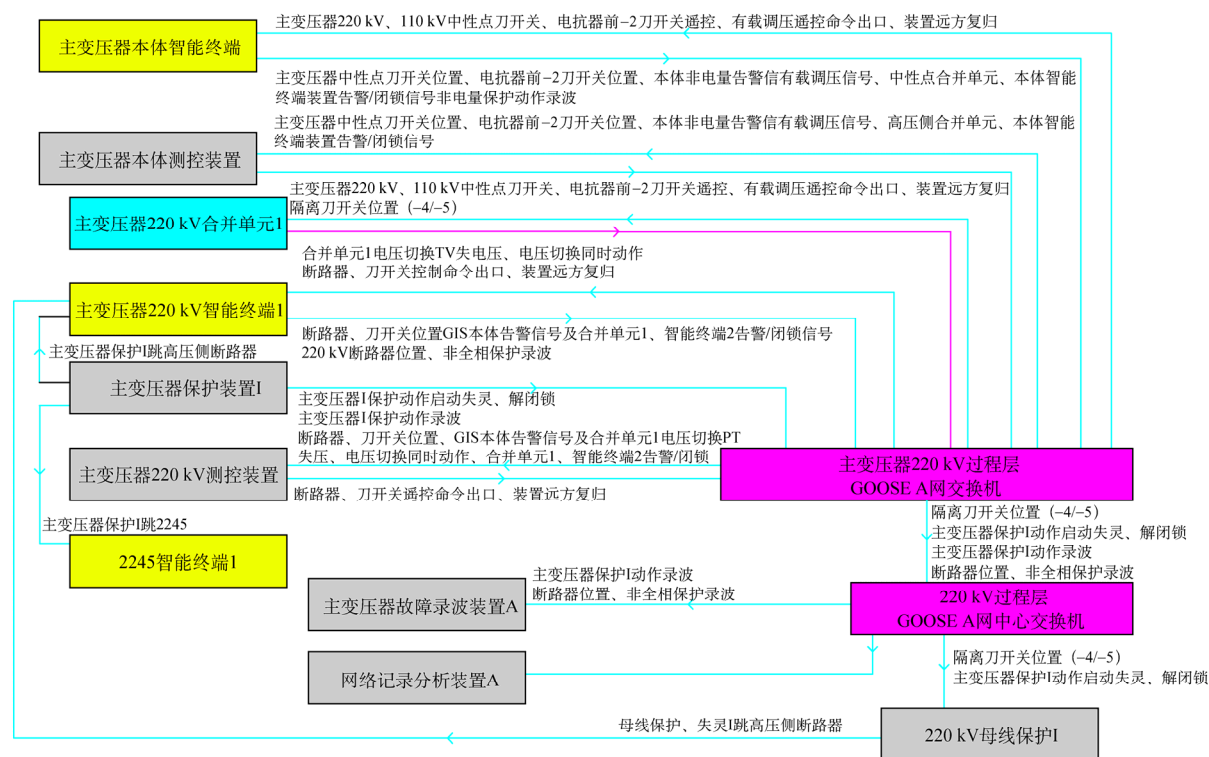


图3 某站主变压器 220 kV 侧过程层 GOOSE 信息逻辑图 (A 网)

量保护功能外,还含有主变压器高中压侧中性点刀开关、电抗器前-2 刀开关(主变压器低压侧)和有载调压的遥控功能;上述刀开关及主变压器分头位置的遥信、高中压侧合并电源及本体智能终端装置告警信息;遥控功能为 GOOSE 下行报文,遥信及告警信息为 GOOSE 上行报文,这种 GOOSE 双向报文在信息逻辑图中以双向光纤联络线表示。

2) 主变压器 220 kV 合并单元 1 通过主变压器 220 kV 过程层 GOOSE A 网交换机完成隔离刀开关位置 (-4/-5) 位置信息获取, 同时上送该交换机合并单元 1 电压切换、TV 失电压等信息。

3) 主变压器智能终端 1 通过主变压器 220 kV 过程层 GOOSE A 网交换机上送断路器、刀开关位置, GIS 本体告警信号及合并单元 1、智能终端 2 告警信号, 本间隔主变压器高压侧断路器位置及保护录波等信息; 同时接收断路器、刀开关控制命令及装置远方复归指令等信息。

另外，由于本站设计采样为直采，即保护直接跳闸的方式，智能终端 1 分别通过光纤由主变

压器保护装置和 220 kV 母线保护 I 直接获得 GOOSE 跳高压侧断路器的跳闸指令。

4) 主变压器保护 I 动作启动失灵动作和闭锁信号均通过交换机进行网络传输。

通过上述信息流图，可以简洁明了地展示制定逻辑范围内的二次设备逻辑关系，明确数据流传递的方式，使运维人员掌握哪些信息通过网络交互，哪些是直接连接。同时以此为依据快速根据异常信号定位异常或故障区域，对确定故障影响范围具有明显的指导意义。

2.2 智能变电站运维手册

为了更加系统地分析智能变电站全站的信息逻辑，对全站整体设备的逻辑关系、信息数据流、异常信号和单装置异常故障影响范围确定进行系统整理，以图表的形式汇编成《运维手册》来指导运维人员日常运维工作的开展。

运维手册主要内容以二次设备为研究对象，涵盖了如下内容：①二次设备单体逻辑分析，辅以典型虚端子列表，明确单装置逻辑上与其他二次设备的关系；②以交换机为核心，拓扑直观描

述二次设备网络结构；③按照电压等级及间隔分别构建的信息逻辑图（见图 3）；④采用溯源法追溯信号合并规则及异常信号发生机理；⑤确定单装置异常影响范围及确定紧急情况。

以手册形式配合现场运行规程站端留存，便于运维人员日常维护和异常处置过程中迅速翻阅和技术指导。

3 智能变电站顺控倒闸操作

智能变电站采用站控层、间隔层和过程层的 3 层结构，应用电子式互感器、合并单元和智能终端等硬件平台，采用高速以太网、IEC 61850 通信协议和 GOOSE 通信机制等先进的技术，为变电站全面实现顺序控制提供了强有力的技术方法和基础设备支撑^[9]。

在智能变电站所有二次设备中，以保护装置为例的二次压板有别于常规站的硬压板，均以 GOOSE 功能、出口软压板的形式引入，在站端一体化监控系统平台和通过调度数据网的主站端实现远方遥控操作，一次设备的断路器、隔离开关及接地开关均实现遥控操作，同时断路器、隔离开关及接地开关均采用双位置遥信以增加遥信信息的准确性和可靠性。

基于上述技术特点，智能变电站在技术上可实现真正意义上的一、二次设备顺序控制倒闸操作。目前基于不同系统集成商的一体化监控系统顺控操作模块程序开发的原理总体可以归结为两类模式：一是基于态转换类的模式，预先定义间隔有检修态（线路检修、断路器检修以及线路和断路器均为检修三种检修状态）、热备用态、冷备用态和运行态，按照当前态至指定目标态完成顺控操作指令；另一种是基于操作票步骤的顺控操作。基于态类的顺控程序具有程序简单、目标态明确以及顺控倒闸操作可靠性高的优点，但这种模式缺乏灵活性和适应性；基于操作票步骤的顺控操作具有灵活性高的特点，但是在建立顺控操作程序库进需要用枚举型方式将所有的可能操作任务提前拟定，前期顺程序操作票库的建立工作量较大，根据不同操作任务和方式调整后顺控程序库的维护工作量也较大。

本文基于南瑞继保公司 PCS9700 系列的一体化监控系统平台，对态转化方法的顺控倒闸操

作给予示例分析，具体步骤如下：

1) 预先在一体化监控系统中输入顺控操作票，其操作术语和五防要求满足目前电力公司相关规定，为保证顺序控制的正确性，必须在正式操作前进行模拟操作仿真预演，以检验操作逻辑的准确无误，并在预演中与一体化五防系统五防逻辑进行实时校验。

2) 变电站顺序控制操作是一个全自动的过程，操作过程中虽然无须人工干预，但是为了保证顺序控制操作严格按照操作票顺序执行，本次顺控操作过程中适当地增加了人工干预断点（如冲击变压器或检查母线刀开关位置时需要人工设置断点，同时需要操作人员确定是否继续执行等）。

3) 顺控执行中，每执行一步操作（如同合开关），监控机仅需对开关闭合后的监控机位置变位进行核对，即可继续进行下一步操作（经现场统计，两步操作间隔时间约为 10 s）。

顺控倒闸操作与传统倒闸操作模式相比，用时定量分析如下表所示。

表 倒闸操作用时比较
(单位：s)

操作任务及操作步骤	顺控	常规	节省
220 kV 线路及 220 kV 双母线由冷备用状态到某一 220 kV 线路在双母线合环情况下完成 220 kV 系统充电	11	50	39
2#主变压器差动保护运行，3#主变压器差动保护运行，110 kV 母差保护运行，245、254 自投运行（9 步）	4	15	11
将 220 kV 5#母线负荷倒 220 kV 4#母线（21 步）	9	30	21

通过上表数据顺控操作较传统操作模式具有以下几个明显的优势：

1) 顺控操作按照预演审核的顺控程序自动完成操作，提高了操作的安全性和可靠性，避免了人员风险。

2) 顺控操作明显提高了生产效率，倒闸操作时间压缩 60%左右，节省操作时间，操作步骤越多，提高效率越明显。

3) 在越来越多的智能变电站投入运行的情况下，顺控功能的应用将适量减少运行人员的人力、时间，在大型操作中其优势将更加明显。

4 一体化五防系统

智能变电站与常规变电站相比,在五防系统实现上智能站取消了常规站的五防专用系统,五防系统嵌入至一体化监控系统平台,以监控系统一个功能模块的形式实现,因此不管是在技术原理上还是在系统结构上,都存在着较大的差别,主要体现在如下三个方面:

1) 基于 IEC6 1850 标准,智能变电站能够实现系统建模、信息交换和共享,而且变电站内的各个应用功能高度集成一体化,减少了对设备的重复配置。

2) 在智能变电站中引进了过程层的理论,GOOSE 网通信和计算机逻辑计算取代了传统变电站中的二次电缆,GOOSE 的使用改变了传统的防误闭锁实施过程。

3) 对于智能变电站,其变电站层系统采用了程序化操作控制方式。程序化操作是指需要对变电站进行倒闸操作时,操作员可以仅通过单个操作命令触发系统完成一系列的操作,以改变系统运行状态的过程。所以,程序化操作模式下的五防功能系统必定与传统变电站中单一设备操作模式下的五防功能系统存在一定的区别。

智能变电站一体化五防系统中包含了三级防误:第一级防误措施为站控层的防误;第二级防误措施为间隔层的防误;第三级防误措施为现场单元的电气闭锁层。由这三层防误措施相结合实现一体化五防系统的防误功能。

4.1 站控层的防误功能

当监控系统和五防系统相融合之后,其数据基础就是实时监控的数据库和图形环境,所要监控的就是变电站中一次设备的远方操作,并能够实现操作的五防闭锁。一次设备中的远方操作(即遥控操作)是通过后台操作平台与五防模块进行实时数据交换与共享,从而有效实现闭锁功能。站控层的防误功能在变电站的防误中使用得最为频繁,因为站控层的防误可靠性高,而且覆盖的范围很广。其防误范围包括变电站所有的断路器、接地开关、隔离开关、接地线以及网门等,对误防止操作极为有效。

4.2 间隔层的防误功能

网络化的间隔层五防功能所用的遥信数据

是通过 GOOSE 机制从过程层的智能接口获得的,模拟量通过过程层的合并单元获得。全站的数据通过开放的 GOOSE 通信网络实时传送,每台间隔层设备都能及时获得其逻辑闭锁所需的数据,并将这些数据应用于本间隔的控制闭锁逻辑条件判别,从而实现独立于五防主站的间隔层逻辑闭锁。

智能化变电站的间隔层设备和过程层设备之间、间隔层与间隔层设备之间都是通过 GOOSE 机制实现一次设备之间开关量的采集和控制,过程层智能终端下放,传统硬触头开入的取消,同时保护屏取消了保护硬压板等,这些新情况也为五防一体化的系统操作模式及防误闭锁提出了新的要求,必然带来运行人员操作习惯的改变,规范和标准还需在今后智能化变电站的实际运行中加以总结和制定。

4.3 就地单元电气闭锁层的防误功能

这一层的闭锁功能属于就地操作,通过连接二次电缆,将相关电气设备的位置状态进行转化,变成电气设备操作流程的依据,在这样的过程中实现闭锁防误的功能。由此可以看出,现场单元电气闭锁层是根据电气设备所在的位置及其状态来实现闭锁的,所以操作起来非常简单,不但使用方便而且具有极强的实时性。这一层的闭锁范围包括了变电站全部的隔离开关,是变电站一体化五防系统的最后一道防线。但是现场单元电气闭锁层存在着一些不足,由于需要连接二次电缆,所以必须要进行大量的电缆敷设,加大了施工的工作量,而且其辅助接头的可靠性也有待加强,闭锁的稳定性也需要改善。

智能变电站一体化五防系统的应用实现了五防系统与监控系统数据源的共享,一体化的设计避免了常规站五防系统与监控系统通信问题,影响了正常的倒闸操作,同时一体化五防系统的“on line”功能实现了与监控界面实时交互功能。一体化五防在原理和技术实现方法上较常规变电站的可靠性和实时性得到明显提升。

5 智能变电站典型装置异常处置方法分析

智能变电站由于二次设备主要以 MMS、GOOSE 及 SV 报文进行信息交互,同时大量告

警、遥信和遥控信息均经网络交互。因此智能站二次装置异常的告警信号、影响范围及处置方法较常规变电站存在较大差异,尤其是智能变电站特有的过程层设备合并单元与智能终端的异常,不仅直接面对一次设备,而且对相关的保护和测控等装置也存在着很重要的影响。在智能变电站中,交换机异常影响范围的确定,对后续处理具有重要意义,尤其是过程层交换机在功能的重要性上等同于保护装置。

本节以 220 kV 变电站为研究对象,220 kV 及主变压器电量保护采用双重化冗余配置,遥测、遥控及遥信均通过第一套配置装置及 A 网进行交互。以典型合并单元、智能终端及过程层 A 网交换机为例进行分析。

5.1 220 kV 某线路智能终端一装置异常

假设异常类型为智能终端一通信板故障或者光纤折断。

(1) 异常现象

1) 监控机:该间隔开关位置状态变为灰色(不正常状态)。

2) 光字牌:智能终端一装置异常报警、线路测控 GOOSE 总报警、保护一 GOOSE 总报警、合并单元一 GOOSE 总报警、智能终端一 GOOSE 总报警、220 kV 母线保护一 GOOSE 总报警、220 kV 母线保护一刀开关位置异常报警和 220 kV 母线保护一装置异常报警。

3) 装置现象:220 kV 母差保护“告警”“位置异常”灯亮,线路保护一“告警”灯亮,智能终端一“装置异常”灯亮,合并单元一“刀开关位置”灯灭。

(2) 影响范围

该间隔所有开关位置、间隔机构信号无法上传监控系统,开关拒控,线路故障后会越级跳闸,220 kV 母差保护一无法收到主变压器/线路刀开关位置信号,220 kV 母差保护一闭锁。

(3) 处理方法及安全措施

由于保护为双冗余配置,可采用不停电间隔智能终端一检修:①退出智能终端一所有出口硬压板;②退出线路保护一所有 GOOSE 跳闸出口软压板;③母差保护一跳该支路 GOOSE 跳闸出口软压板;④投入智能终端检修压板。

然后更换智能终端一 GOOSE 通信板或者更

换备用光纤。

5.2 220 kV 某线路合并单元一装置异常

假定异常类型为合并单元一 SV 通信板故障或者光纤折断。

(1) 异常现象

1) 监控机:该间隔遥测量为 0。

2) 光字牌:保护一 TA 断线报警、保护一 SV 总报警、保护一装置异常报警、220 kV 母线保护一刀开关位置异常报警和 220 kV 母线保护一装置异常报警。

3) 装置现象:线路保护一“告警”“TA 断线”灯亮,220 kV 母差保护“告警”“TA 断线”和“位置异常”灯亮。

(2) 影响范围

该间隔遥测数据无法上传监控系统,线路保护一闭锁,220 kV 母差保护一闭锁。

(3) 处理办法及安措

由于保护为双冗余配置,可采用不停电间隔合并单元一检修:①退出第一套母线保护 GOOSE 跳该支路出口软压板;②退出第一套线路保护 GOOSE 跳闸出口软压板;③退出第一套母线保护接收该支路 SV 接收软压板;④投入本间隔合并单元一检修硬压板;更换合并单元一 SV 通信板或更换备用光纤。

5.3 220 kV 过程层 A 网中心交换机故障

假定异常类型为 220 kV 过程层 A 网中心交换机故障。

(1) 异常现象

1) 光字牌:220 kV 过程层 A 网中心交换机故障报警、220 kV 母线智能终端 GOOSE 总报警、220 kV 母线测控 GOOSE 总报警(母线 TA 间隔信号、遥控均通过中心交换机)、保护一 GOOSE 总报警(线路保护接收母差失灵保护动作启动线路远跳/闭锁重合闸信号)、220 kV 母线保护一 GOOSE 总报警(母差保护接收线路/主变压器刀开关位置、线路/分段母联保护启动失灵信号、主变压器保护后失灵/解复压闭锁)、220 kV 母线保护一刀开关位置异常报警和 220 kV 母线保护一装置异常报警。

2) 装置现象:220 kV 母差保护“告警”“位置异常”灯亮,220 kV 过程层 A 网中心交换机“数据通信”灯灭。

(2) 影响范围

220 kV 母线 TA“刀开关位置”、“间隔机构”信号无法上传监控系统，220 kV 刀开关拒控，220 kV 母差保护一无法收到主变压器/线路“刀开关位置”信号母差保护闭锁，母差失灵保护一无法收到线路/分段母联/主变压器保护“启动失灵”信号失灵保护闭锁，母差失灵保护一无法收到主变压器保护“解除复压闭锁”信号。

(3) 处理方案

退出主变压器保护一启动失灵及解除复压闭锁软压板，退出 220 kV 母差保护一所有出口软压板，退出线路/分段母联保护启动失灵软压板；重启 220 kV 过程层 A 网中心交换机，异常未消除建议更换同型号交换机。

6 结束语

本文根据智能变电站基础原理，基于智能变电站技术特点，以几个智能变电站关键运维技术为研究对象，得出以下几点结论以供变电运维专业人员参考：

1) 提出一种信息逻辑图的表达方式，以简洁的拓扑逻辑图准确表达二次设备的信息逻辑图，便于运维人员迅速准确地查找二次设备间的逻辑关系和数据流，有助于异常分析、故障定位及影响范围的确定。

2) 提出一种针对智能变电站运行维护的《运维手册》，该手册内容修改了智能变电站二次设备单台装置逻辑、整站网络结构、内部信息数据流、异常信号解析、故障影响范围和处置办法。系统地阐述了二次设备的运行维护办法，有利于指导运维工作开展和技术培训。

3) 通过工程和运行实践总结了一体化五防倒闸操作技术要点、典型装置的异常处置办法和安全措施，并在实际生产工作中得到了实践验证，对运维工作具有一定的借鉴意义。

参考文献

[1] Q/GDW 383—2009 智能变电站技术导则[S]. 2009.

[2] 冯军. 智能变电站原理及测试技术[M]. 北京：中国电力出版社，2011.

[3] 陈安伟，朱松林，乐全明，等. IEC 61850 在变电站中的工程应用[M]. 北京：中国电力出版社，2012.

[4] 王建华，荣命哲，耿英三，等. 数字化电力设备的概念与内涵[J]. 电工技术学报，2009，24（6）：138-145.

[5] 田云. 智能变电站运维经验的研究[J]. 现代工业经济和信息化，2014，12（84）.

[6] 高翔，杨漪俊，姜健宁，等. 基于 SCD 的二次回路监测主要技术方案介绍与分析[J]. 电力系统保护与控制，2014，42（15）：150-154.

[7] IEC 61850-6 与变电站有关的 IED 的通信配置描述语言[S].

[8] 王松，宣晓华，陆承宇. 智能变电站配置文件版本管理方法[J]. 电力系统自动化，2013，37（17）：95-98.

[9] 张博. 智能变电站运维调试技术实用性研究[J]. 能源电力，2015.

作者简介

戴瑞成（1978-），男，博士研究生，工程师，主要从事变电运维的工作。

卢江水（1980-），男，硕士学位，工程师，主要研究变电运维断路器检修。

闫春江（1975-），男，硕士学位，高级工程师，主要研究变电运维检修技术与管理。

（收稿日期：2015-12-10）EA
（编辑：胡颖）