

基于 IEC-61850 的 500 kV 变电站自动化监控系统原理及校验方法

刁冠勋

(上海市电力公司 超高压输变电公司, 上海 200063)

摘要:介绍了基于 IEC 61850 上海市电力公司超高压输变电公司 500 kV 南桥变电站自动化监控系统设计原则、系统结构和基本功能。总结了变电站综合自动化系统的现场调试方法,详细讨论了调试中的注意事项,分析了常见问题,并对调试工作提出改进意见。

关键词:变电站综合自动化;IEC 61850;调试方法

中图分类号:TM63 **文献标识码:**B

1 引言

变电站综合自动化系统指应用自动控制技术、信息处理和传输技术、计算机技术实现对于变电所运行监视、协调、控制和管理任务的综合自动监控系统。随着计算机、网络技术、通信技术的高速进步,变电站综合自动化技术得到了迅速的发展^[1]。

上海超高压输变电公司南桥 500 kV 变电站于 1987 年投入运行,包括直流和交流两部分,是连接华东电网与华中电网的枢纽,并承担上海电网的骨干作用。该站交流站控系统是 BBC 公司的 P13/42 站控系统,经过近 20 年的运行,时有缺陷发生,已成为电网安全的隐患。本次改造的目的是采用基于 IEC-61850 标准的变电站综合自动化系统,减少了系统设备的响应时间,组态更加简便。为南桥站安全、高效的运行提供可靠的支持和保障。

2 设计原则

(1) 总体性原则。新站控系统满足变电站自动化技术原则,符合调度运行规程。设备的性能和配置符合电网安全、稳定、经济运行的要求。

(2) 分层分布式原则。采用分层分布式自动化系统,由站控层和间隔层组成。站控层完成对全站监视、控制以及设备检测功能的综合管理。

(3) 可靠性原则。保证网络通信的可靠性,间隔层应用 IEC-61850 规约,采用双光纤环网;后台应用 IEC-104 规约,采用双以太网,实现冗余配

置。在硬件选择和软件设计上应充分保证系统的实时性能指标,抗干扰能力强。

(4) 采样原则。就地采集的设备模拟量(电流、电压等)直接接入测控单元,通过高速运算产生所需的物理量,不再增加变送器。

(5) 运行管理原则。作为有人值班变电站模式,自动化监控系统应具有安全监测、控制操作、防误操作闭锁、报表打印等多种功能。

(6) 开放性原则。开放式系统是系统的发展方向,要求系统能够易于扩充,且可以连接不同厂商的软、硬件设备,适应于变电站综合自动化发展趋势。

(7) 经济性原则。在选用新技术、新设备的同时,还应从系统的可靠性和工程造价等方面综合考虑。

3 原理与功能

基于 IEC-61850 协议的 500 kV 南桥变电站自动化监控系统分为站级与间隔级两个控制层,站级控制层设备布置在变电站主控制楼 3 层计算机室和主控制室内。间隔级控制层按电气单元配置,500 kV 设备监控屏布置在 500 kV 1、2 号保护室;220 kV 设备监控屏布置在 220 kV 保护室;35 kV 以及 380 V 站用电系统监控屏布置在控制楼二层保护室。系统结构如图 1 所示。

后台监控系统采用国电南瑞科技股份有限公司的 OPEN-2000 监控系统,通过高速双以太网连接,使用 IEC 60870-5-104 规约,双机双网冗余配置。间隔层使用西门子公司 SICAM 系统,包

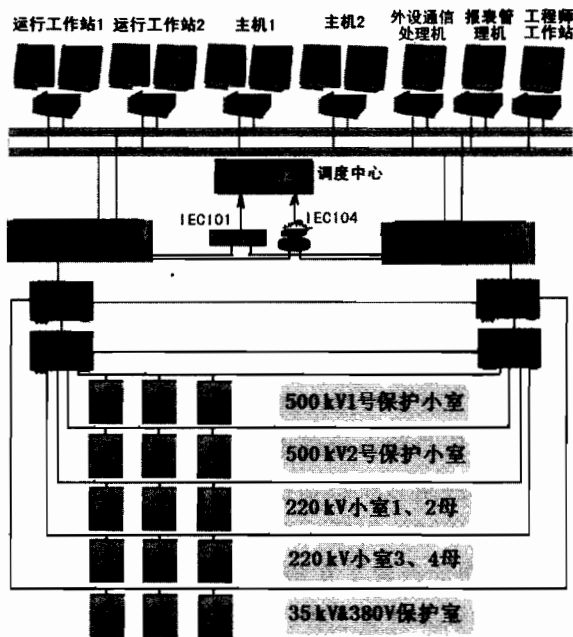


图1 500 kV南桥变电站自动化监控系统结构图

括两台 SICAM 站控单元以及配置于各个保护室的 6MD66、6MD63 测控单元。

3.1 站控单元

站控单元使用德国 SIEMENS 公司 SICAM 装置,作为间隔层与站控层 LAN 网之间信息交换的联系单元。2 台站控单元配置于主控楼三楼计算机室,并行运行,互为热备用。站控单元与测控装置通过 IEC-61850 规约交换信息,每个单元都独立地获取所连接的测控单元的数据,并通过 TCP/IP 平台使用 IEC104 规约同后台监控系统通信。同时负责向国家电网公司调通中心、华东电力调通中心、上海电力调通中心三级调度传送远动信息。

3.2 测控单元

测控单元使用德国 SIEMENS 公司的 6MD66、6MD63 装置。本装置采用 32 位处理器系统,配置有内部数模转换模块。具有交流采样、测量、控制、防误闭锁、同期检测、就地断路器紧急操作和状态显示等功能,对全站运行设备的信息进行采集、转换、处理和传送。测控单元带有 LCD 显示屏,可以显示当前系统一次接线状态以及各项遥测值。测控单元具有完整的闭锁逻辑,可以实现全站一次设备的联闭锁功能。各测控单元和网络的接口置于光纤双环网,使用 IEC-61850 协议进行通信。

3.3 后台监控

后台监控系统采用国电南瑞科技股份有限公

司 OPEN-2000 监控系统,采用分布式设计,全面提供变电站设备的状态监视、控制、信息记录与分析等功能,所有站控层设备均为以 UNIX 为运行平台。系统由主处理机、操作员工作站、工程师工作站、报表管理机、智能接口管理机以及网络交换机等部分组成,置于 3 楼主控室。

3.4 IEC-61850

南桥站间隔层通信协议使用基于通用网络通信平台的变电站自动化系统国际标准 IEC-61850。此标准参考和吸收了已有的许多相关标准,其中主要有:IEC 60870-5-101 远动通信协议标准、IEC 60870-5-103 继电保护信息接口标准、UCA2.0 (Utility Communication Architecture 2.0)、ISO/IEC 9506 制造商信息规范 MMS (Manufacturing Message Specification)^[2]。IEC 61850 规约将变电站通信体系分为 3 层:变电站层、间隔层、过程层。变电站层和间隔层之间的网络采用抽象通信服务接口映射到 MMS、传输控制协议/网际协议(TCP/IP)以太网或光纤网。在间隔层和过程层之间的网络采用单点向多点的单向传输以太网。变电站内的智能电子设备(IED)、测控单元和继电保护均采用统一的协议,通过网络进行信息交换,实现自动化无缝接入。IEC 61850 的特点是:(1)面向对象建模;(2)抽象通信服务接口;(3)面向实时的服务;(4)配置语言;(5)系统统一建模。

目前国内应用 IEC 61850 协议的变电站为数不多,本次南桥站自动化系统改造中,将该协议应用于间隔层通信中,是一个重大的突破。该协议的应用有助于解决南桥变电站自动化设备的互操作性和协议转换问题,使变电站自动化设备具有自描述、自诊断和即插即用(Plug and Play)的特性,极大的方便了系统的集成与扩展,降低了变电站自动化系统的工程费用。但因该协议尚未处于大规模应用阶段,其稳定性、可靠性还有待于运行中进一步考验。

3.5 微机五防

微机五防系统是用于电力系统防误操作、实现变电站综合自动化的一种新型装置。南桥变电站新站控系统中配置了五防系统,该系统由珠海优特电力科技股份有限公司提供。改造过渡期内,南桥站五防系统由 UT-2000IV 五防综合操作系统、UT-0301 遥控闭锁装置组成。系统改造结

束后,以五防主机模拟屏代替 UT-2000IV 型机。五防系统结构如图 2 所示。

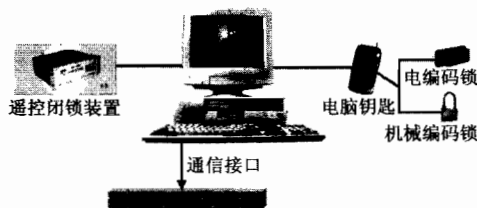


图 2 UT-2000IV 型微机防误系统结构图

UT-2000IV 是珠海优特电力科技股份有限公司开发的基于 PC 机的防误操作系统,是利用计算机的图形界面代替模拟屏的一种闭锁方案。该系统包括主机、电脑钥匙、电编码锁、机械编码锁以及传输适配器。该防误系统主要功能有:微机综合操作功能、遥控闭锁功能、五防闭锁功能。

UT-0301 遥控闭锁装置由遥控闭锁控制器、遥控闭锁继电器两部分组成,遥控闭锁控制器通过一对屏蔽双绞线实现对遥控继电器的管理,在遥控操作的控制回路中串联遥控闭锁继电器的常开接点,实现对电动设备操作的强制闭锁,同时防止自动化设备故障误引起设备误动的可能。

3.6 系统功能

南桥变电站综合自动化系统主要功能包括:

- (1) 数据采集:包括模拟量,数字量,状态量,脉冲量等;
- (2) 数据处理:遥信处理、遥测处理、电度量处理、统计计算等;
- (3) 人机交换功能:画面显示、报警处理、系统运行监视、在线维护等功能;
- (4) 遥控、遥调、操作闭锁和同期检测;
- (5) 事件顺序记录(SOE);
- (6) 事故追忆;
- (7) 历史数据记录;
- (8) 报表生成及打印;
- (9) 与各个调度部门的通信;
- (10) 自动电压无功控制(AVQC)。

4 同期电压比较

南桥站自动化监控系统的同期功能由西门子 6MD66 测控单元完成,IEC-61850 协议的应用使测控单元具有互操作性。当测控单元接到就地或远方的合闸控制命令后,启动同期检测软件,检测同期点两侧系统的电压差,频率差和相角差,当这

些差值落在预先设定的范围内时,控制命令随即自动发出,实现电网的并网运行。

对于 500 kV 完整串,固定接入每个测控单元的同期电压有 4 组,分别为 I、II 母线电压以及两条出线电压。通过 6 个位于屏底的电压切换继电器,根据一次接线状态对电压进行切换,达到正确选择同期检测对象的目的。同时通过电压切换继电器副接点监视继电器是否正确动作。对于不完整串,待比较电压为 3 组,预留了一组线路电压。对于 220 kV,接入测控单元的两个电压分别是线路电压与两个母线电压之一,其中母线电压是根据母线闸刀状态切换过的电压,故此处不需要考虑电压切换问题。为了正确进行同期电压比较,测控单元设置了在错误工况下闭锁同期的功能。其闭锁条件有三种:同期位置闭锁、同期电压闭锁、同期通信闭锁。三种闭锁功能如下:

(1) 同期电压闭锁:将切入电压与其他测控单元通过光纤传入的数字量电压进行比较,如差值超过 30 V(二次电压),闭锁同期功能。同期电压闭锁主要为了防止由于 TV 小开关断开或电压回路断线而引起的同期检测电压错误。闭锁条件有:切入电压与数字量电压差超过限值、压变小开关断开、与其他相关测控单元通信故障。

(2) 同期位置闭锁:验证一次接线方式与所切入电压是否符合逻辑。通过切换继电器返校信号与一次设备状态进行逻辑判断,决定是否闭锁同期功能。对于 500 kV 闸刀双位置错误或切换继电器没有正确动作均可以闭锁同期功能。对于 220 kV,只有闸刀双位置错误会产生同期位置闭锁。

(3) 同期通信闭锁:本测控单元与其他相关测控单元通信故障时,闭锁同期功能。

南桥站同期功能的调试方法主要分为两个方面:同期闭锁校验和同期功能校验。本次改造所有调试技术参数标准均依据《华东电网 500kV 变电站计算机监控系统使用评价标准(试行稿)》、《华东电网 500kV 变电站计算机监控系统技术要求 and 验收标准(试行稿)》。

4.1 同期闭锁校验

主要验证各类同期闭锁是否按设计规定正确动作,调试仪器主要有 Doble、Freja 继电保护测试仪、录波仪等。

4.1.1 同期电压闭锁

(1) 根据测控单元同期原理,将 Doble 电压信号分别接入相对应装置端子排。为了避免零序电压的影响,需要接入三相同期电压时,将 Freja 接入检测同期的测控单元端子排,作为待检测同期电压,如图 3 所示。

(2) 通过设置过渡模拟屏上一次设备状态,使得切换继电器正确动作。

(3) 在测控端子排短接公共端与压变小开关断开信号,校验是否闭锁同期功能。

(4) 在 Doble 和 Freja 分别加电,通过设置其电压差值,校验是否闭锁同期功能。

(5) 对各种闭锁情况,应观察屏前同期电压闭锁灯是否亮,后台光字牌是否闪烁,并控制开关合闸,验证闭锁效果。

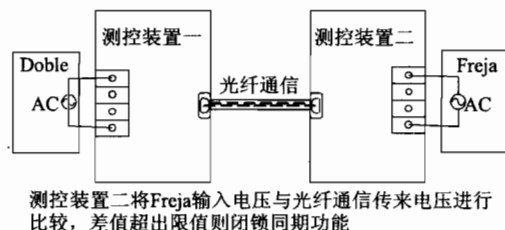


图 3 同期电压闭锁校验接线图

4.1.2 同期位置闭锁

(1) 根据厂家原理图中切换继电器逻辑表,通过设置过渡模拟屏上一次设备状态,验证切换继电器是否正确动作,并拔掉继电器,模拟其拒动的现象,验证是否正确闭锁同期功能。

(2) 通过短接测控单元端子排上闸刀位置信号端子,模拟闸刀双位置错误,验证同期位置闭锁。

4.1.3 同期通信故障

按照厂家说明书,切断与本测控单元进行电压数字量交换的其他测控单元电源或信息通道,模拟通信故障,验证屏前同期通信故障灯是否亮,后台光字是否闪烁以及是否闭锁同期功能。

4.2 同期功能及导前时间校验

主要验证装置是否能够正确判断同期条件,并完成合闸操作。

(1) 使用 Doble 在测控单元上加 A 相电压,两个 Doble 之间使用同步连接线保证其相位同步,接线如图 4 所示。

(2) 通过两个 doble 设置同期电压频差、角

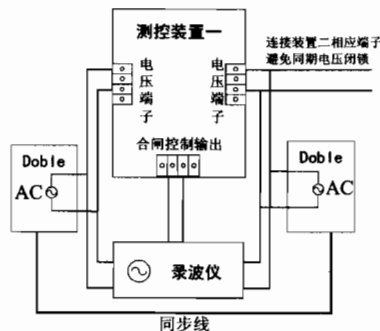


图 4 同期功能校验接线图

差、幅差以及最小电压,后台控制开关合闸,测量是否可以有合闸信号发出,此时需要分同期和无压两种情况分别校验。

(3) 在可以合闸的条件下,使用录波仪,记录两个输入电压之差 ΔU 的波形,并与合闸脉冲的波形进行比较如图 5 所示,得到导前时间以及合闸点压差。同期电压比较标准如表 1 所示。

表 1 同期电压标准

电压	500 kV	220 kV
ΔU_{\max}	10% U_N	20% U_N
Δf_{\max}	0.5 Hz	0.5 Hz
$\Delta \varphi_{\max}$	20°	20°
等待合闸时间	20 s	20 s
电压合格	$U < 30\%$ (无压) $90\% < U$ (有压)	$U < 30\%$ (无压) $90\% < U$ (有压)
导前时间	200 ms	200 ms

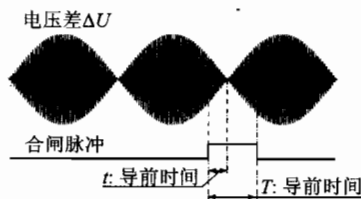


图 5 导前时间校验

4.3 注意事项

(1) 各种同期闭锁条件成立时,测控单元屏前相应闭锁灯亮,此时要在就地控制开关合闸,以确保同期功能被闭锁。曾出现过由于西门子程序编制错误,导致虽然闭锁灯亮但开关可以进行检同期功能的情况。

(2) 220 kV 旁路开关进行同期电压比较时,输入线路电压是该旁路所带线路的电压,故旁路测控单元与所带每条线路对应的测控单元通信故障均可以导致同期通信故障闭锁。但当旁路已带某条线路,即线路旁刀合上时,其余测控单元通信

故障并不影响同期功能。调试时应注意全面,切勿遗漏。

(3) 同期闭锁逻辑的存在问题:当母线 TV 检修,220 kV 正副母线 TV 二次并列运行,由于母线 TV 闸刀拉开,开关同期功能被闭锁,母线所带线路均无法实现同期合闸。经研究取消了 220 kV 母线 TV 闸刀拉开闭锁同期功能的逻辑。

(4) 500 kV 不完整串同期闭锁逻辑已经做进去,在测试时需要根据逻辑短接相应端子,以符合同期电压切换条件。

(5) 由于主变 220 kV 侧以及 2111、2112 线路无 TV,故不考虑主变 220 kV 侧、2111、2112 线路开关的同期问题。换流变、滤波器线路开关也不考虑同期问题。

(6) 检无压时,线路电压小于 $30\% U_N$ 即认为处于无压状态,故校验时所加相电压小于 17 V 即可。

5 防误闭锁

防止误操作是变电站运行工作中一项非常重要的任务。为满足南桥站防误闭锁的要求,最大程度的保证设备和人身安全,杜绝误操作出现,在站控系统中设计了比较完备的防误闭锁系统。

5.1 闭锁层次

(1) 本系统包括 5 个层次的闭锁,由下到上依次是:

(2) 机械闭锁:闭锁对象为闸刀和与其有机械关联的接地闸刀。

(3) 电气闭锁:500 kV 同一串内一次设备的防误闭锁。220 kV 某条出线内一次设备的闭锁。

(4) 测控闭锁:在测控单元内软件实现,是全站范围内的完整闭锁。满足后台崩溃的情况下,仍可以完成闭锁功能。在测控单元上通过钥匙进行解锁操作。

(5) 五防闭锁:全站范围的完整闭锁,并在电气闭锁不完整的地方加装遥控闭锁控制器、遥控闭锁继电器、电编码锁以及机械挂锁。

(6) 后台闭锁:全站范围的完整闭锁,通过后台软件实现,可以在后台进行解锁。

5.2 调试方法

防误闭锁调试分为两个方面:

(1) 对照闭锁逻辑表,验证后台数据库中逻辑关系是否正确。

(2) 通过操作过渡模拟屏、短接端子排以及加电压(线路接地闸刀合闸时需要检测出线无压)的方式,校验后台闭锁逻辑是否正确,并观察测控单元屏前设备对应的闭锁指示灯是否亮。一般情况下只校验正逻辑,即先满足设备可以操作的条件,再逐条改变闭锁逻辑条件,验证是否闭锁。

5.3 注意事项

(1) 整个南桥变电站的防误闭锁逻辑严密,结构比较复杂,调试时应特别注意交一直流系统之间(换流变、滤波器)、主变三侧以及 35 kV 挂接地线逻辑节点的联闭锁功能。

(2) 由于 IEC-61850 的互操作性,如果发现违反闭锁逻辑的情况,应先检查测控单元 EVENT LOG 中是否收到其他装置传来设备状态信息,防止由于通信故障引起的闭锁逻辑错误。

(3) 如需要修改闭锁逻辑时,测控单元使用 DIGSI 软件修改内部 CFC 闭锁逻辑,后台逻辑直接在数据库—数据处理—闭锁逻辑表中修改,五防系统在主机界面上修改。

(4) 由于南桥站闭锁系统比较复杂,任何一层闭锁对应的一次设备副接点工状不好或传送状态信息错误,均可以引起运行人员无法正常操作,需要进行解锁,拖延了操作时间,影响运行工作。这种情况在 220 kV 老闸刀尤其常见,所以应提高对于闸刀副接点质量的要求,减少运行解锁次数。

6 控制操作

南桥站自动化监控系统的控制操作分为 4 级:

(1) 第一级就地级控制。具有最高优先控制权。就地设备的远方/就地切换开关放在就地位置时,将闭锁其他遥控功能。

(2) 第二级间隔级控制。通过钥匙控制测控单元远方/就地切换,可以闭锁上一级遥控命令。

(3) 第三级站控层控制。该级控制在后台系统的运行工作站上完成,日常运行工作使用本级进行遥控。

(4) 第四级调度端控制。优先级最低,暂时不使用本方式,预留该功能。

调试时,首先修改后台参数,解除五防和后台逻辑闭锁。在运行工作站控制一次设备,使用万用表检测相应测控单元端子上是否有控制信号输

出。控制脉冲一般为 1 s,并在此后 20 s 内等待相应遥信变位信息返回,在此期间内无法进行下一步操作。为了提高调试效率,发出控制命令后在过渡模拟屏上设置相应状态,提供返回的变位信息,以便进行下一步工作。

7 GPS 对时装置

南桥站监控系统在中心控制楼和 500 kV 1 号小室接收全球卫星定位系统(GPS)的标准授时信号,对各个间隔层单元及站级计算机等具有时钟的设备进行同步时钟校正,以保证各部件时钟同步率达到精度要求。

南桥站内原配有统一的 GPS 对时系统,本期对其扩容以满足监控系统的对时。GPS 系统主时钟 A、B 时间基准信号互为备用,用光缆连接,主时钟 A 扩展装置的时间基准信号取自主时钟 A,用光缆连接。主时钟 A 屏放置在 500 kV 1 号保护小室,主时钟 A 扩展屏放置在 500 kV 2 号保护小室,主时钟 B 屏放置在控制楼 2 楼保护室内,200 kV 小室有一套 GPS 时钟,由 A、B 共同扩展而来,通过光纤通信互为备用。当时钟失去同步时,自动告警并记录事件。主钟输出量包括:PPS(秒脉冲)、PPM(分脉冲)、PPH(时脉冲)、IRIG 编码(AC&DC)、时间报文(232 串口)。GPS 对时校验分为 3 个部分:

7.1 时钟校验

(1) 外部架设一个 GPS 天线,通过一套 GPS 对时系统接受卫星的标准时间信号。

(2) 将外部的 GPS 信号和待测的主钟输出量分别接入示波仪 A、B 通道,如图 6 所示。

(3) 测试各种输出方式下时间参数、得到与外接标准 GPS 时间信号的差值,判断装置是否合格。

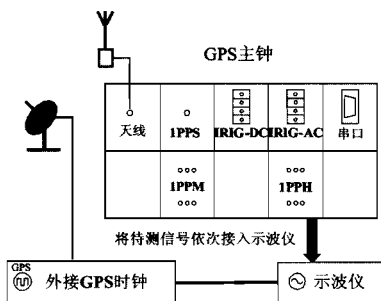


图6 GPS时钟校验示意图

7.2 守时时钟(内部晶振)校验

将主钟的 GPS 天线及备用 GPS 输入光纤全

部拔掉,此时内部晶振开始工作,输出时间信号为晶振时间。根据输出同步时间信号,得到连续 2 min 外接标准时间信号与晶振输出信号差值的变化率,以此判断其内部晶振的精度是否符合要求。

7.3 测控单元对时校验

测控单元应保证时间同步达到 1 ms 精度要求,调试接线如图 7 所示。

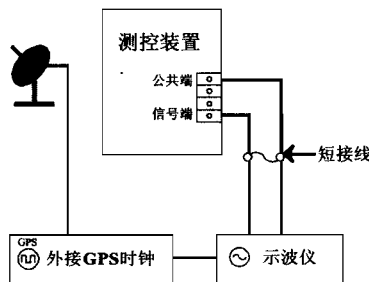


图7 测控单元对时校验接线图

(1) 将外接 GPS 天线以及 6MD66 测控单元端子排上遥信端子接入录波仪 A、B 通道。

(2) 使用一个短接线,将端子排上信号端和公共端短接,连续进行 5 次。

(3) 在录波仪上得到 5 段高电平(或低电平),并在测控单元面板 Event Log 里记录 5 个动作时间,精确到微秒。

(4) 在录波仪波形上升沿,取测控单元动作电压对应的横坐标标记为动作时间。与上述 5 个动作时间比较,得到两者时间差,即为测控单元时间同步精度。

7.4 注意事项

(1) IRIG 编码有 DC 和 AC 两种,以秒为计时单位。DC 编码中两个连续的 8 ms 脉宽代表每秒钟的开始。AC 编码是根据 DC 脉冲经过正弦调制而来,两个 8 ms 脉宽对应连续两个幅值较大的正弦波,校验时应注意以该正弦波的过零点为新的 1 s 起始点。

(2) 进行守时时钟校验时,拔掉内部 GPS 天线以及备用 GPS 光纤,可以同时测试后台是否收到 GPS 故障报警信号,光字牌是否亮。

8 自动电压无功控制

自动电压无功控制(AVQC)是变电站控制电能质量和保证系统稳定的一个重要技术措施,是变电站综合自动化的重要组成部分。南桥站站控系统不设置独立的 AVQC 装置,通过后台电压无功控制程序模块,根据 220 kV 和 500 kV 母线电

压进行判断并发出调整指令,调节变压器有载调压开关、投切电抗器,从而实现对于电压无功的自动控制。本程序包括逻辑闭锁(开关量、模拟量),控制策略,提示信息输出,整定及统计等功能。

控制策略采用 25 域图,如图 8 所示。图中各种限制边界条件可根据变电所实际运行情况予以修定。

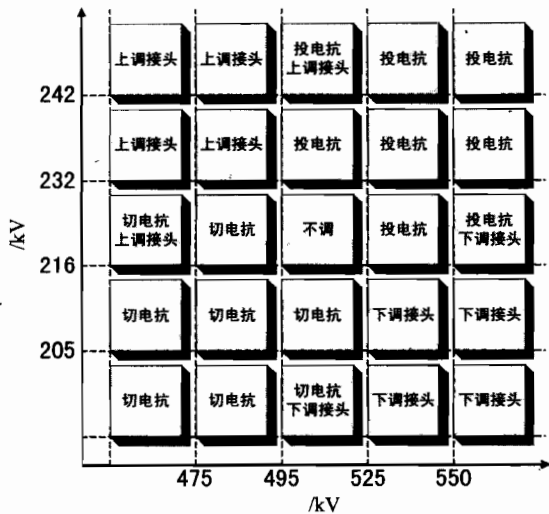


图 8 AVQC 控制策略图

8.1 调试方法

南桥站后台监控系统提供手动设定母线电压的功能,可以通过设置 220 kV 和 500 kV 母线电压值,测试后台是否按整定值发出正确的控制命令。命令发出后,需要收到变位信息,系统才确认完成了控制操作,否则无法进行下一步调节。所以在电抗器测控单元屏加入 3 个 DCS-15 继电器,接入 35 kV 开关控制以及信号回路。该继电器具有自保持功能,可以模拟 35 kV 开关,收到合闸命令后向后台发送变位信息并自保持。

8.2 注意事项

(1) 调节策略采用无功优先原则,首先调节电抗器,再调节主变分接头。每次调节完毕,等待 30 s 后再判断电压区域,选择下一步控制策略。

(2) 自动控制程序要求 35 kV 低抗闸刀以及主变 35 kV 侧闸刀必须闭合,才可以将该电抗器作为调解对象,否则闭锁自动调节功能,所以调试前应通过后台人工置数满足 AVQC 控制条件。

(3) 南桥站 AVQC 功能判据为 220 kV 和 500 kV 母线电压,并不判断无功功率大小,其控制重点在于母线电压,严格意义上讲,应该称为 AVC 功能,这与通常的无功电压控制有一定区别。

AVQC 能够很好确保电压稳定在合格范围;提高电能质量,实现电网安全、稳定、经济运行。

9 与调度通信

南桥变电站采用 IEC 60870-5-101 规约,通过音频线路与上海市调以及华东网调进行通信。通过南桥站内的远动 LAN 网,IEC 60870-5-104 规约接入电力调度数据网与国调、网调通信,传送各类遥信、遥测量并可接受调度中心直接发送的控制命令(暂未开放此项功能)。考虑到华东网调和上海市调今后的 EMS 系统更新,数据处理通信装置支持 IEC 60870-5 系列通信规约。本次改造中,新增上海申贝科技发展有限公司生产的 YJD-MD2000 智能型调制解调器,作为与上海市调,华东网调的通信设备。

调试时,首先根据设计图纸检查整个通信系统连接是否正确,如果通信设备收发信息正常,则按照信息表在测控单元端子排上设置一次设备状态,同时与调度联系验证是否收到相应状态信息。调试中如果出现问题,可采用以下 3 种分析测试方法:

(1) SICAM 与 Modem 通信:借助笔记本作为维护计算机登陆站控单元,使用串口调试软件向 Modem 发送数据,并测试 Modem 是否收到,验证通道的完好性。

(2) Modem 与调度通信:在调度端或南桥站将对侧的报文通道中发信号端子、收信号端子短接,使得整个信道形成自环。使用报文收发软件,测试能否将自发的报文收回。

(3) 通信设置:检查南桥站、调度端的通信规约、波特率设置是否一致。

10 精度校验

变电站交流模拟量分别为线路、母线、主变各侧的电流、电压等值,这些量通常是由 TV、TA 二次侧引入采样模块,通过模拟开关用较高的采样频率采样,使其变成离散点,然后送 A/D 转换芯片进行模数转换,得到各点的幅值后再经 CPU 处理,通过特定的算法(快速傅立叶变换 FFT)得到需要的物理量。测控装置交流采样是变电站综合自动化系统非常重要的功能之一,其采样精度必须满足电网运行要求。

南桥站自动化监控系统中测控单元 6MD66

具有3个电流输入端和4个电压输入端,有电气隔离电路。测量输入端可以直接将电压互感器、电流互感器采集的物理量转化为装置内部处理器可以接受的电平信号,不需要加装变送器,避免了变送器精度和稳定性对于测量结果的影响。在南桥站调试过程使用虚负荷法,即标准检定装置提供可调节的标准电流、电压、功角等基准量,依照检定规程要求,对被检测装置在离线状态下进行基本误差检定的方法。

10.1 调试方法

使用保护测试仪 Freja 产生三相电压、电流,输入测控单元端子排遥测端口。先分别加单相,再加三相。在测控屏幕读取相应的物理量并与输入进行比较,得到装置采样精度,同时在后台读取数值,校验后台遥测功能。其中 TA 二次额定电流:5 A、1 A。TV 二次额定线电压电压为 100 V。校验可分为以下电压、电流、频率、功率因数、功率 5 个方面:

(1) 保持输入量的频率为 50 Hz,分别施加 0%~100% 额定电流(每次增加 20%),记下 Freja 输出值乘以 TA 变比得到一次电流值。同时在测控单元中读出交流采样测量设备的显示值,校验是否满足电流精度要求。

(2) 取 80%、100%、120% 额定电压,校验是否满足电压精度要求。

(3) 保持输入额定线电压,额定电流,频率为 50 Hz,功率因数 φ 取 $0^\circ \sim 360^\circ$ (每次增加 30°),校验是否满足功率因数精度要求。

(4) 保持输入电压为 100 V,调整输入信号频率,校验是否满足频率精度要求。

(5) 设置功率因数角为 $0^\circ \sim 360^\circ$ (每次增加 90°)同时修改电流大小,校验有功功率、无功功率精度。

10.2 注意事项

(1) 装置精度校验的同时,在后台读取相应物理量,可以同时完成遥测回路以及遥测数据库校验。

(2) 在进行电流电压精度校验时,应先分别加单相物理量,校验实际接入相别与后台显示相别名称是否一致。

(3) 由于存在同期电压切换问题,后台监控系统所显示的 500 kV 线路 A 相电压值实际是 B、C 相电压的平均值。所以加单相电压校验时,

需要注意读数会出现问题,但不影响精度计算。

11 主备切换

南桥站系统双机冗余配置如图 9 所示,前置 A、B 是存储于 1、2 号主机内的前置程序,负责与站控单元和后台主机交换数据。Main1、2 分别为主机和备机,两机均接收前置上传信息,主机负责信息转发以及存库。前置 A、B 分别为值班和备用状态,值班前置负责正常通信,备用前置向站控单元发送测试帧,以保证通信链路通畅。在后台可以看到主机和前置的实时状态,并可在通道监视中查看上下行报文。

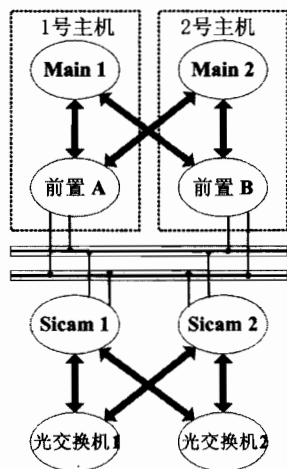


图 9 站控系统冗余配置示意图

主备切换调试方法为:

(1) 关掉一台计算机,另一台计算机应升级为主机,相应前置升级为值班,系统应正常工作。

(2) 重新启动该计算机,另一台计算机将主机权限交还,前置相应变化。

(3) 输入命令杀掉主机内前置进程,另一个前置应能够升为值班,系统正常工作。

(4) 拔掉 1 台 SICAM 站控单元两个上行网线,系统应正常工作,验证站控单元冗余配置的可靠性。

(5) 拔掉 1 台光交换机的所有网线,系统应正常工作,验证交换机冗余配置的可靠性。

12 通信校验

根据信息表,短接测控单元相应端子,在后台观察是否出现 SOE 信号、设备图上是否变位、光字牌是否闪动。调试中常出现问题:通信信号在站控单元与后台之间丢失,后台数据库节点关联错误。可以在数据库中作相应修改。

13 五防闭锁

南桥站五防闭锁分为2个层次:第一层主机软件闭锁面向全站交流一次设备,其闭锁逻辑是完整的,五防主机通过与监控通信规约,实现监控操作的软闭锁。第二层对于电气闭锁不完整的设备,加装遥控闭锁控制器、遥控闭锁继电器、电编码锁以及机械编码锁。

五防装置调试方法如下:

(1) 在后台进行人工置数,校验五防主机与后台监控系统的通信是否正常,五防主机显示设备状态与后台是否一致。

(2) 在五防主机上设置一次设备接线状态,按照闭锁逻辑表验证五防主机预演程序是否符合闭锁规则。

(3) 按使用规程在五防主机上开操作票,使用万用表测试对应遥控闭锁继电器是否正常动作,接点是否导通。

14 存在问题与体会

(1) 南桥站控系统目前还不完整。继电保护系统也没有完全接入站控系统中,无法实现对于保护的在线自检、远程监视、整定等功能。此外,UPS、直流系统等设备都未接入站控系统中。有待今后改造时,通过智能通信机接入后台监控系统,真正实现全站综合自动化。

(2) 站控系统存在一些薄弱环节,有可能影响到今后的运行工作。例如:500 kV电压切换继电器处于常励磁状态,容易发生故障。后台主机长线驱动器的质量和寿命也会影响到后台系统的正常运行。应加强对于系统薄弱环节的定期校验,及时消除缺陷。

(3) 现场调试中,没有进行全系统抗干扰试

验,忽略了电磁兼容问题。变电站自动化系统的抗干扰措施是保证变电站自动化系统可靠和稳定运行的基础,在条件允许的基础上应进行系统冲击浪涌试验、辐射电磁场干扰试验、快速瞬变干扰试验。

(4) 南桥站控系统涉及多个设备生产商,所用规约、接口也种类繁多,要保证设备之间通信顺畅、工作正常,需要加强厂家之间的技术协调工作。调试中出现后台与站控单元之间因为不同厂家通信程序设计问题而发生的丢失遥信的问题。所以,厂家之间成功的技术合作是变电站控制系统正常运行的有力保证。

(5) 变电站综合自动化系统中装置很多,原理比较复杂,调试工作应在统一组织协调下,有计划、有步骤的完成,以确保调试内容无缺漏。通过对调试项目合理的统筹安排,缩短调试周期、提高调试工作的质量。应当根据实际情况编制相应调试方案,正确使用调试工具,熟悉技术标准,以便更好的完成调试校验工作。

15 结语

通过基于 IEC-61850 的 500 kV 南桥自动化监控系统的分析,结合调试工作经验,总结了基于 IEC-61850 变电站自动化系统主要项目的调试方法、经验,以供电力自动化技术人员参考与借鉴。

参考文献:

- [1] 黑龙江电力调度中心. 变电所自动化实用技术及应用指南[M]. 北京:中国电力出版社,2004.
- [2] 任雁铭,秦立军. IEC-61850 通信协议体系介绍和分析[J]. 电力系统自动化,2000,24(8):62-64.

收稿日期:2007-09-16

作者简介:刁冠勋(1979-),男,陕西人,助理工程师,硕士研究生,从事继电保护工作,021-68920055×2804。

(责任编辑:杜建军)