

基于传统综合自动化变电站的程序化操作实现

李 杨 郭小龙 周建邦

(乌鲁木齐电业局,新疆 乌鲁木齐 830054)

摘要:作为新疆首座程序化操作变电站,110 kV 三汽配电变电站在程序化实施中,结合已有综合自动化设备,在不增加一、二次投资的情况下,融入了五防闭锁和集控主站操作,成功实现了由传统综合自动化变电站向程序化变电站的升级改造。在提高了经济效益的同时,大大节约了投资,同时具有很好的推广前景。

关键词:程序化操作;五防;集控程序化

Abstract: As the first programmed operation substation in Xinjiang, in the programming operation of a 110 kV substation and combined with the existing integrated automation equipment, the alteration of the traditional integrated automation substation by the programmed substation is realized successfully by using the operation of five-proof system and the centralized control main station without adding investment for primary and secondary equipment. The economic benefits have been enhanced, meanwhile the investment has been reduced greatly with a good promotion prospect.

Key words: programmed operation; five-proof system; centralized control programming

中图分类号:TK76 文献标志码:B 文章编号:1003-6954(2011)04-0083-04

随着智能电网的发展,程序化操作作为智能电网的一项基本功能,已越来越多地应用到各新型综合自动化变电站中。为了积累经验,为今后的智能电网在乌鲁木齐电业局的发展奠定基础,该局选择了110 kV 三汽配电变电站开展程序化操作的试点工作。结合目前站内的一、二次设备状况,乌鲁木齐电业局将通过改造实现集控端、站端均实现程序化操作。

1 国内程序化操作现状

目前国内变电站自动化系统经过多年发展已达到较高的技术水平^[1-2],其中一些重要变电站的一次设备和二次设备已经具有很高的可靠性和可控性,具备了实施程序化操作的条件。在变电站自动化系统中采用程序化操作,可提高运行工作效率和操作正确率,有效防止运行过程中的误操作。

程序化操作就是预先定义好操作序列,实际操作时完全依照预先定义序列形成实际操作序列,以达到“一键操作”的目的。并将一个程序化操作抽象为操作票,该操作票对应一个状态到另一状态的切换,并包含有先后操作顺序的操作步骤,每步骤包括操作前判断逻辑(防误逻辑)、操作内容、操作后确认条件(确认操作是否成功)^[3-4]。

1.1 目前国内程序化操作的典型情况

典型模式有以下两种^[5-9]。

第一种典型情况是单间隔典型票操作由该间隔测控装置完成。由于一次设备的操作控制接口不能共享,故间隔层测控装置仅实现单间隔典型票的程序化控制功能,后台/主站下发的单间隔程序化控制命令直接发送至测控装置;对于跨间隔典型票/组合票和临时票,由远动转发至后台控制完成,由后台统一协调控制。另一种典型情况是在站控层设置程序化操作服务器,变电站内所有操作票均存放在该服务器中,由当地运行人员选择合适的操作票后,程序化操作服务器根据操作顺序依次向间隔层设备下发控制命令,达到操作票的程序化操作目的;或由主站端运行人员下发的操作命令通过远动机转发到程序化服务器后实现程序化操作。

1.2 两种模式的比较

第一种方案需要在测控装置内增加程序化操作功能,然后再配合后台程序化操作模块和远动单元程序化操作模块实现变电站程序化操作。

优点:可充分利用分布式系统的优点,单一测控装置故障不会影响到其他装置的程序化操作功能,

缺点:实现起来需要把站内测控装置都更换为带程序化操作功能的新型号装置。

第二种方案的兼容性比第一种方案好,但两种方案均未设置实现在程序化操作过程中与传统站内五

防的融合。

2 乌鲁木齐三汽配电变电站设备状况

110 kV 三汽配电变电站 2008 年投运,综合自动化系统采用南瑞继保 RCS - 9000,远传设备采用 RCS9698D,与集控通信规约采用标准 101,一次接线采用扩大内桥接线,2 条 110 kV 进线、2 台主变压器,三汽配电变电站内 110 kV 部分为组合电器开关,断路器、隔离开关、接地刀闸都可以进行遥控电动操作,断路器和隔离开关的位置均可以采集;进线带自动验电(带电显示)装置;站内的保护装置支持通过遥控方式投退软压板,因此满足实现程序化操作的必要条件。10 kV 侧手车柜的退出和投入未实现电动操作,不具备遥控操作功能,因此不纳入本期程序化控制改造范围之内。集控采用的是 2009 年改造升级完成南瑞科技的 OPEN3000 系统。考虑到设备的可靠性,本次实现程序化操作的范围确定为:110 kV 设备。

3 项目实施方案

3.1 方案选择

由于 110 kV 三汽配电变电站为 2008 年按照传统模式新建的综合自动化变电站,站内一、二次设备服役年限尚未超期,站内测控采用的是南瑞继保 RCS - 9000 系列产品,远动采用的是南瑞继保 RCS9698 - D 型号产品,均不具备程序化操作条件。在不对变电站站内原有设备做过多更改的前提下,本项目采用第二种设置程序化操作服务器的方案,并且实现站内五防主机对程序化操作进行五防条件闭锁。同时对原操作模式(集控主站无法进行程序化操作时)、集控与后台遥控开关和就地操作功能不产生影响。

3.2 系统结构和功能

由于本次项目要求不进行保护和测控装置的更新改造,故使用程序化操作服务器来实现程序化操作。

程序化操作服务器既可以与支持实现程序化控制功能的测控装置一起使用,也可以与不支持程序化操作的传统测控装置配合使用。操作票存储在程序化操作服务器内。当测控装置支持程序化操作票执行时,程序化操作服务器下发执行操作票命令,操作票由测控装置来执行;当测控装置不支持程序化操作票支持时,则操作票由程序化操作服务器拆分为普通

遥控命令下发给装置执行。

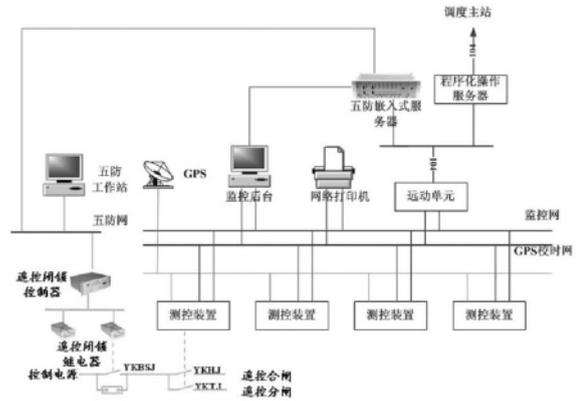


图 1 程序化操作变电站系统示意图

3.3 与站内原有五防的配合

在接收到当地程序化操作机与主站下发的读取操作票后,程序化操作服务器通知独立五防主机对该操作票进行五防验证,只有在操作票通过五防主机验证的情况下程序化操作服务器才会将操作票文件上送给调度主站。之后程序化操作服务器每执行一步操作时,除自己需要判断执行条件外还需经五防主机进行验证,只有在验证通过的情况下程序化操作服务器才会下发执行命令。

五防方面增加一台五防嵌入式服务器(以下简称五防服务器),五防服务器除与程序化操作服务器通信外,还与遥控闭锁控制器通信,用于开放遥控闭锁继电器。同时与原五防后台通信,实时转发一些虚遥信点给程序化操作服务器,用于验证通道好坏。对一次设备,由于五防系统有遥控闭锁对一次设备进行硬件闭锁,通过五防判断后,五防服务器必须先解锁遥控闭锁继电器,再给程序化操作服务器发送允许操作命令,否则,程序化操作无法进行。

对于临时地线的装设和拆除,由于均为人工现场操作,其遥信位置考虑由电脑钥匙采集后,在当地五防机进行对位后,作为程序化操作前的条件进行是否允许操作的判据。

操作票内的单步执行失败时,若当前操作项出错处理方式定义为“立即停止”,则程序化操作服务器上送“执行总失败”信息,整个操作票执行失败;若当前操作项出错处理方式定义为“提示用户停止或继续执行”,程序化操作服务器将上送“当前步执行失败”信息,并进入等待状态。调度主站下发“继续执行”命令,程序化操作服务器将重新执行当前失败的操作项;调度主站下发“停止执行”命令,则结束当前

操作票执行。

3.4 方案的创新点

本次程序化改造大胆创新、锐意进取,制定出一套既适应该局实际情况,又标新立异的方案。主要的创新点如下。

(1) 通过在变电站内远动单元与监控中心间增加一套程序化操作服务器,实现监控主站从程序化服务器调取操作票,执行前由程序化服务器向嵌入式五防服务器提出请求,通过则允许,执行时由程序化将指令下发至各个测控单元完成。这就消除了技术壁垒,打破了厂家先入为主的垄断,以后不管是扩建还是综合自动化,不同厂家的设备都可接入实现程控。

(2) 目前程序化的实现基本上都甩开了五防,因为大家认为程序化操作票内的闭锁逻辑已经完美地替代了五防^[4,5]。但出于安全考虑,此次增加一套支持程序化操作的嵌入式五防服务器,五防主机与程序化操作服务器间进行通信,以实现五防系统对程序化操作票执行条件的判断,对操作票内操作项的预演,对操作票执行时的五防解锁及闭锁,给变电站内的安全操作构筑了第二道防火墙。

4 实施中遇到的问题

本次在方案实施过程中,在五防预演、组合票的操作、通道选择方面、时间配合方面、程控服务器与五防服务器配合等方面遇到了一定的问题,通过认真分析研究,找出了相对较优的技术解决方案。

4.1 五防预演

五防主机进行操作票预演时若在图形界面上显示预演过程,则整张票的预演需要花费1分钟时间,也就是说调度下发调票命令后需要1分钟后才能接收到程序化操作票文件。该时间可能已经超出主站的操作超时时间;并且由于图形界面是在站内显示,集控站端无法查看到界面,因此显示图形意义不大。若仅进行逻辑预演不显示预演过程,则整个操作票预演可以在几秒钟内完成。因此,出于时限限制,本方案考虑不进行图形预演,仅向程序化服务器发送预演成功或失败信息。

4.2 组合票的操作

程序化操作在操作票执行之前以及执行之后都需要对设备状态进行判断,程序化操作服务器内存储的操作票需满足“状态明确”这一原则,例如线路的

各种运行状态间的切换,可以做为典型票进行存储。对于像母线倒闸这样的操作,由于没有明确的运行状态,不适合将其作为典型操作票存储在程序化操作服务器内,而需通过主站端对典型票进行组合来实现操作。集控端将组合票分解成单张典型票与程序化服务器通信,通过对典型票的无缝链接进行组合票的操作。而站内程序化操作机仅进行单张典型票的操作。

4.3 通道选择

原站内远动装置 RCS-9698D 向集控中心传送数据的通道为两路互为备用的 101 通道,因程序化操作牵扯操作票的传送,原有 101 通道无法实现此项功能,故此次改造在程序化操作服务器与集控中心之间新增一路经南瑞科技扩展的程序化操作专用 104 通道,此 104 通道规约已在全国数座已投运的程序化操作变电站中实现了成功应用。程序化操作服务器需要的站内信息量与下发的遥控命令由原远动装置通过标准 104 规约向其传送;与嵌入式五防服务器间通讯采用为程序化操作扩展的 104“许继四方规约”,用来传送操作序列和实遥信。

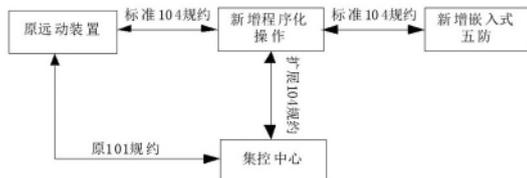


图2 通道配置示意图

4.4 时间配合问题

在实际配置过程中,出现了这样的问题:在程序化操作服务器向五防服务器请求操作时,五防服务器同时发对程控服务器解锁命令与对遥控闭锁继电器解锁命令。原站内遥控闭锁继电器控制器采用的是串口通信,程控服务器收到解锁命令后立即下发遥控命令,考虑继电器固有动作时间与串口通讯传输速率问题,出现了时间配合失步问题。在遥控命令下发的有效时间内,遥控闭锁继电器尚未开放,导致了遥控失败。

经过分析,采取以下方案进行解决:五防服务器与遥控闭锁控制器之间的通信由串口通信改为以太网通信,更换了通信板件,提高了通讯速率;五防服务器增加判断机制,在确认遥控开放后,再发软解锁命令;程控服务器在收到遥控命令后,延时1s下发遥控命令,同时在遥控成功后,向五防服务器发送全遥信供判断,要遥控成功重新闭锁继电器,延时3s再

做下一步申请。

4.5 程控服务器与五防服务器的预演功能划分

程序化操作服务器执行过程如图3所示。

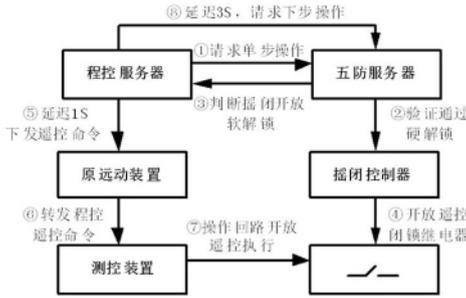


图3 遥控执行示意图

除自己需要判断执行条件外还需经五防主机进行验证,但程控服务器与五防服务器判断的条件是不同的。程控服务器判断设备态转换是否合法,即从一个设备态到另一个设备态之间是否能够直接转换,有三个判断条件:①当前设备态是否合法;②目标设备态是否合法;③操作票是否存在。

程控服务器判断通过后,再向五防服务器发送调取操作票的具体操作序列。五防服务器判断操作序列是否合法,即操作序列的每项单步操作是否符合严格的五防规则,通过允许程控服务器进行预置,否则禁止操作。

4.6 其他问题

在项目实施过程中,还出现了许多其他问题。如程序化操作为保证可靠性,要求开关刀闸位置采用双点遥信,由远动装置将双点合成后上送统一的双点遥信点,而南瑞继保的104规约组态配置里为双位置遥信,采用的是将双点遥信简单地划分为两个单点遥信来上送。通过更改组态规约,变双位置遥信为双点遥信来解决;同时在集控南瑞科技open 3000系统中的程序化操作模块Red Hat linux系统版本程序调取操作票时会发生错误,unix系统版本程序调取则无问题,在linux系统平台上调整了程序后则无问题。这些问题的成功解决,为将来程序化操作的推广积累了宝贵的调试经验。

5 改进空间

本次改造中还出现了一些没能有效解决的新问题,具体为如下。

(1) 由于程控扩展104规约目前不支持出错原

因上送,因此在条件不满足导致执行失败时,集控端无法获知导致出错的原因,可能造成处理时间的延误。这是由于规约本身的限制导致的。

(2) 目前乌鲁木齐电业局集控站系统并不具备程序化操作功能。其中集控站与变电站的通讯规约有IEC 101规约以及IEC 104规约,本次改造已实现的程序化部分是在扩展IEC 104基础上实现。但目前还有相当部分变电站不具备IEC 104接入调度条件,IEC 101规约基础上目前尚未能够成功实现程序化操作。这同样是由规约问题导致的。

(3) 对于部分需要人工进行执行状态确认的操作,本次改造采取的是在程序化操作票中增加“暂停”项。例如在合开关操作项后有一个提示确认,程序化操作服务器在对开关进行合操作并判断到执行结束条件满足后,将会上送暂停信息,集控站端相应地会弹出提示信息让操作人员进行确认,待确认完毕后从集控站端下发继续执行命令即可让程序化操作服务器继续进行下面的操作。并且由于传统操作习惯和相关继电保护规程规定,本次改造并未融入远方更改保护软压板功能,还需人工手动投退硬压板,尚未实现完全的摆脱人工操作。

(4) 目前国内的程序化操作变电站均为本站内间隔的程序化操作,尚未实现跨站间一体程序化操作。如在变电站送电时电源与负荷两侧刀闸与断路器的配合程序化送电。这牵扯到集控一体五防、集控跨站程序化操作功能模块的研发、通信协议的修改等诸多问题,需要解决。

这些新问题,需要在今后的程序化工程中一一加以改进。

6 结语

变电站实现程序化操作,可尽量避免人为错误,达到减少或无需人工操作,减少人为误操作,提高操作效率。

前面讨论了程序化改造的方案,结合乌鲁木齐电业局三汽配电变电站程序化改造,提出程序化改造在具体工程中应进行调整和与实际结合的方面,针对三汽配电变电站程序化改造中出现的问题提出了相对较优的解决方案,对遗留问题也提出了整改的方向。为提高变电站的安全运行水平,开辟了一条全新的出

(下转第94页)

水期无功经济运行策略重点主要在以下3方面。

一是加强500 kV厂站间无功电压协调,实现无功分层分区平衡。枯水期轻负荷时段500 kV各厂站,特别是与二滩电站电气紧密联系的普提、石板箐变电站,应在保证安全运行的前提下,采取机组高功率因数或进相运行、退出低压电容器和投入低压电抗器等措施,将500 kV电压控制在电压曲线偏下限区域运行,为枯水期低谷负荷段正常方式下二滩电站保持最小开机方式创造有利条件。

二是研究机组间无功负荷的优化分配。二滩电站AVC采用等功率因素分配无功原则,目标函数是全厂效率最高,没有考虑无功补偿。另外,等功率因素原则要求有功出力大的机组进相深,而机组实际允许进相能力却低,接近低励运行;反而有功出力小的机组进相浅,大大浪费掉带低负荷机组的高进相能力,总体趋势是抬高机组功率因素,尽量在基本无功调节区域运行,降低了无功补偿效益。

三是研究在二滩高压侧装设带开关的分组补偿电抗器。根据系统无功负荷分组投入,可以大大减轻机组进相运行压力,枯水期低负荷段开2台机将成为典型运行方式,大大降低耗水率,同时无功补偿区域范围也大大增加。综合考虑到枯水期1.5倍的基准电价、入库流量以及无功补偿等因素,大大提高了装设高压电抗器的经济性,因此,对就地加装高压电抗器进行专题研究成为二滩电站无功经济运行的重要课题。

(上接86页)

路。在集控中心实现程序化操作功能,最大限度保留现有投资建设,使程序化操作模块具有足够的通用性和可扩展性。同时,这种应用改造的设计对其他即将建设和改造的变电站也有一定的借鉴和推广意义。

参考文献

[1] 薄鑫. 浅析程序化操作在变电站中应用[J]. 南京供电技术, 2009, 3: 57-58.

[2] 黄国栋, 陈志军, 张平. 500 kV 监控中心程序化操作应用[J]. 华东电力, 2009, 37(10): 1761-1763.

[3] 王晶晶, 李群炬, 刘巍, 等. 面向智能电网愿景的无人值班站科技应用若干思考[J]. 华北电力技术, 2009, (12): 18-20, 24.

[4] 陈国飞, 李有春, 钱平. 程序化操作在500 kV 兰溪数字化变电站的应用[J]. 电力建设, 2009, 30(7): 104-105.

4 结 语

在统计分析2009—2010年枯水期二滩电站线路无功变化规律的基础上,结合主变压器无功损耗分析、机组进相运行与无功辅助服务补偿关系,提出二滩电站枯水期无功经济运行策略:一是加强500 kV厂站间无功电压协调调整;二是机组间的无功负荷优化分配;三是在高压侧装设补偿电抗器。

参考文献

[1] GB/T 13462-2008, 电力变压器经济运行[S]. 北京: 中国标准出版社, 2008.

[2] 胡景生. 变压器经济运行[M]. 北京: 中国电力出版社, 1999.

[3] PRabha Kundur. 电力系统稳定与控制(影印版)[M]. 北京: 中国电力出版社, 2001.

[4] 严伟, 陈俊, 沈全荣. 大型隐极发电机进相运行的探讨[J]. 电力系统自动化, 2007, 31(2): 94-97.

[5] 刘平, 江建明. 四川电网发电机进相试验研究[J]. 四川电力技术, 2005, 28(1): 8-11.

[6] Carson W. Taylor. 电力系统电压稳定(影印版)[M]. 北京: 中国电力出版社, 2002.

作者简介:

郭玉恒(1973), 男, 本科, 高级工程师, 从事水电站运行及技术管理;

唐杰阳(1981), 男, 硕士研究生, 工程师, 从事水电站运行管理。

(收稿日期: 2011-05-09)

[5] 王永明, 郭碧媛, 张丰. 分布式变电站程序化操作系统的实现[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(4): 92-94.

[6] 程明, 金明, 李建英, 等. 无人值班站监控技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 1999.

[7] 丁泉, 朱米强, 胡道徐, 等. 变电站程序化操作及远动装置在其中的应用[J]. 电力自动化设备, 2007, 27(8): 119-121.

[8] 唐涛. 电力系统厂站自动化技术的发展与展望[J]. 电力系统自动化, 2004, 28(4): 92-97.

[9] 朱一晨, 沈键, 庄卫金, 等. 集中监控系统程序化操作功能设计与实现[J]. 华东电力, 2008, 36(1): 30-34.

作者简介:

李 杨(1985), 男, 工程师, 工学学士, 从事继电保护及厂站自动化维护相关工作;

郭小龙(1983), 男, 工程师, 工学硕士, 从事继电保护及厂站自动化维护相关工作。

(收稿日期: 2011-03-22)