

葛洲坝水力发电厂系统稳定装置的运行与改进

艾友忠¹, 郑学军²

(1. 华中科技大学, 湖北 武汉 430074; 2. 葛洲坝水力发电厂, 湖北 宜昌 443002)

摘要: 简单介绍了葛洲坝水力发电厂系统稳定装置的组成、功能、运行情况、改造过程和存在的问题, 并对其在葛—南直流系统多次发生双极关闭时所出现的异常情况进行了分析, 提出了改进措施。

关键词: 葛洲坝; 水力发电厂; 系统稳定装置

中图分类号: TM712 **文献标识码:** B **文章编号:** 1003-4897(2003)07-0069-03

1 引言

葛洲坝水力发电厂装有 21 台径流式水轮发电机组, 总装机容量 2715 MW。主要由大江电厂 (14 台机组)、二江电厂 (7 台机组) 及一座 500 kV 变电站、一座 220 kV 变电站组成, 500 kV 变电站采用 3/2 接线, 有 6 回 500 kV 出线, 其中有两回线至 500 kV 换流站 (葛—南直流), 220 kV 变电站采用双母线带旁母接线, 有 7 回 220 kV 出线, 两座变电站之间可通过两台 360 MVA 的自耦变压器 (简称联变) 联络运行。

2 二江电厂系统稳定装置的组成、功能及运行情况

二江电厂现系统稳定装置由远方切机、切负荷 (简称远切)、联 (锁) 切机 (或称为首端切机, 简称为首切) 及联变过负荷切机组组成, 该装置在 1983 年安装后投运至今。

远切主要由葛荆线、葛远线、葛周线的 4 台远切专用移频式收、发讯机组成, 收、发讯机均为 1980 年左右生产的晶体管型移频式收、发讯机。当葛荆线或葛远线或葛周线的下一级出线故障跳闸后, 可通过其对端发讯机发出远切二江电厂机组的跳频命令; 当二江电厂的母差或失灵保护出口后, 可启动葛荆线发讯机发出远切对端负荷的跳频命令, 并经过大江电厂 500 kV 葛凤线远切通道远切鄂东负荷。

联锁切机主要由葛荆线、葛远线、葛周线、葛白、回线路保护永跳、三跳的输出接点、联变保护出口接点及重动继电器等组成。

联变过负荷切机由反应联变过负荷的电流继电器及延时继电器组成, 其目的是防止两台联变带二江电厂三台机的运行方式下, 某台联变开关在无保护出口的情况下偷跳, 引起另一台联变长时间过负荷而损坏。因一台联变的额定容量只允许带二江电

厂两台机组的额定出力运行。

由于远切专用移频式收、发讯机及线路、联变保护均不能反应线路潮流大小及系统运行方式, 湖北省中调需要根据线路潮流大小及系统运行方式安排二江电厂切机台数及远切负荷的投退, 二江电厂运行人员需要按省调命令, 经常投退有关压板, 且由于系统稳定装置二次回路设计时, 要求区分线路保护永跳、三跳出口, 还要考虑同一条线路的远切、联切机组台数的不同及不同线路之间的远切、联切机组台数的不同 (要求不一致时, 若按“就大不就小”原则实施, 会造成过切机), 使得三块屏上压板较多, 这样易造成运行人员误投退压板。

由于晶体管型移频式收、发讯机较少采用集成电路等芯片, 与集成电路型、微机型保护相比, 技术含量相对较低, 因此具备较高的可修性, 是现系统稳定装置能运行 20 多年的主要原因。考虑到晶体管型移频式收、发讯机的生产厂家早已停止了该产品的生产, 其备件缺乏, 为了从根本上解决上述问题, 葛洲坝水力发电厂计划 2004 年将二江电厂现系统稳定装置改造成智能型, 其基本功能仍包括远切、联切及联变过负荷切机。

新的智能型稳定装置将成为湖北省区域稳定装置的一个重要子站。由于湖北省区域稳定装置的主站、相关子站及湖北省区域光纤数据通讯网尚未建立, 线路对侧的故障信息仍需通过对侧的发讯机发讯来传递, 如果对侧的发讯机不能发出多种跳频, 以区分是对侧的母线、还是对侧某下一级出线的故障, 则未来的智能型稳定装置在需要远方切机时, 仍不可避免造成过切机或少切机, 同样, 葛荆线的荆门侧也难以准确地切负荷。

3 大江电厂系统稳定装置的组成、功能及动作情况、改进措施

3.1 大江电厂系统稳定装置概要

由于大江电厂电能由6条500 kV交流线路及葛—南直流(双极)送出,因此大江电厂的系统稳定装置也由交流系统稳定装置及直流系统稳定装置两部分组成,分别简称为交流切机、直流切机装置。

大江电厂房设有两套制动电阻,其额定容量300/3 MW,每相电阻值0.635 Ω ,工作时间为2 s,由于其允许的投入时间短,故只能用于500 kV交流系统故障有功功率暂态功率平衡被破坏的情形,以减少切机台数。即500 kV交流系统故障跳闸后,优先采用短时投入制动电阻,可减少切机,并维持系统的暂态稳定。

当葛—南直流系统在直流系统输送大负荷情况下,发生极关闭或葛换、回交流线路故障跳闸后,由于大江电厂制动电阻允许的投入时间较短,因此不允许直流切机动作后投入制动电阻,而只能采取切除大江电厂或二江电厂经联变向500 kV系统送电的机组。

大江电厂投产时,系统稳定装置主要由电力系统复用载波机、线路继电保护的出口接点及重动继电器构成的逻辑回路组成,和二江电厂现有的系统稳定装置一样,也不具备智能性,容易造成过、欠切机及过、欠制动(因制动电阻投入的时间是定值),二者在设备方面的最大区别在于用复用载波机取代了晶体管型移频式收、发讯机。

大江电厂第二代系统稳定装置采用QWD-96微机交流稳定装置(简称为交流切机)、微机交直流稳定装置(简称为直流切机装置),并分别于2000年8月、2000年5月正式投入运行。两套装置按华中电网500 kV系统区域稳定控制系统的前置机设计,其远切信息仍通过复用载波机传递。

3.2 QWD-96微机交流稳定装置的组成、功能及动作情况

QWD-96微机交流稳定装置由决策机、执行机两部分组成,整个系统采用双重化(两套系统),一套决策机和一套执行机组成一个系统,每套系统的硬、软件完全相同,具有独立的输入和输出,两套系统的执行机的出口并联,因此任何一个系统故障或退出,均不会影响另一系统的正常投运,整个系统具有较高的可靠性。

QWD-96微机交流稳定装置决策机通过采集本地信息及少量远方信息,对电厂近、远端故障时的故障性质和稳定状态进行在线监视和故障评估,并结合预置的稳措策略表,将总的切机量传给执行机;

执行机根据大江电厂房开机及制动电阻的情况,仅执行投退制动电阻、切机任务,而在直流切机装置动作时只切机,不投入制动电阻。

QWD-96微机交流稳定装置主要功能及特点如下:

(a) 故障判别功能:自动检测就地量并结合少量远方信息,自动识别电网当前的运行方式,当检测到故障或当正序、负序、零序电压电流发生突变时,装置能正确快速启动,识别故障类型、故障方向、故障区间及区内故障的发展。

(b) 决策与执行功能:根据故障判别结果,自动搜索策略表,查找对应的稳定控制措施并进行综合优化后出口,跟踪检测事故发展过程,故障有发展时,及时采取补救措施。

(c) 利用葛洲坝电厂与葛—南直流输电系统电气距离近,且交流系统无功支撑较强的特点,利用直流调制灵活、经济的特点,可以将直流调制作为一项暂态稳定控制措施。

(d) 将切机、电阻制动、切负荷等措施综合使用,在各种稳定控制措施之间进行综合比较,优先采用投入制动电阻,在保证系统稳定的前提下,最大限度地不切或少切机组。

QWD-96微机交流稳定装置投入运行两年多来,虽然500 kV出线发生多次故障跳闸,该装置也多次启动,但均未动作出口,进行过切机、投退制动电阻。历次分析认为是当时系统的故障均为单相故障,没达到策略表的条件,不需采取措施之故。

3.3 微机交直流稳定装置的组成、功能及动作情况、改进措施

微机交直流稳定装置的作用是:当葛—南线单极运行发生单极闭锁、双极运行发生双极闭锁时,自动识别对华中系统的影响程度,必要时在大江电厂、二江电厂采取切机措施,控制华中系统的频升过高。

第二代微机交直流稳定装置的决策机采用双微机结构,安装在500 kV开关站辅助盘室一块屏(95P)上。具有双(微)机、单(微)机、整套退出运行三种方式,正常情况采用双机热备用工作方式,能实现自动或手动切换,来确定主从机。微机交直流稳定装置与QWD-96微机交流稳定装置共用安装在大江电厂房辅助盘室的50FP屏的两套执行机。

该微机交直流稳定装置由主切机及后备切机两部分组成。主切机动作判据是:葛—南线紧急关闭信号(ESOF)作为直流切机装置的启动信号+频率大于整定值(50.2 Hz)+低电压延时闭锁+频率正

常闭锁,切机功率大小由计算葛换、回线路功率突变量决定。可见,在葛换、回交流线路故障跳闸后需要的切机情况,由于没有ESOF启动信号的开入量,主切机不反应,此故障情况由QWD-96交流切机装置反应(葛换、回流量及线路保护出口接点引到了该装置中);后备切机是针对主切机失败的情况(主切机欠切或ESOF信号丢失)及正常高周波而设计的。为防过切,进行主切机判断时,闭锁后备切机。

大江电厂第二代微机交直流稳定装置投入运行后,葛洲坝换流站曾多次出现紧急关闭信号(ESOF)复归不及时,导致该装置因‘自检异常’而死机的情况。如:2001年8月22日葛洲坝换流站相继发生两次‘极闭锁’。第一极‘极闭锁’时,系统频率未超出整定值,不需切机,而相隔约23s后又发生第二极‘极闭锁’,系统频率超出整定值,需要切机,但由于葛洲坝换流站运行人员未及时复归第一极紧急关机信号,导致该装置因‘自检异常’死机而拒动,后来又多次出现这种情况,均由运行人员及时减机组出力,才避免了系统稳定破坏。

为了解决第二代微机交直流稳定装置上述‘死机’而拒动等问题,2002年5月,大江电厂对第二代微机交直流稳定装置进行了换型改造。

第三代微机交直流稳定装置由华中理工大学、许继集团联合研制,其安装位置、控制功能与第二代微机交直流稳定装置基本相同,装置采用相互独立的双重化系统结构,按主一备方式运行;并将原引入到QWD-96交流稳定装置中葛换、回流量及保护的出口接点改为引入到第三代微机交直流稳定装置中,故其可反应葛换、回交流线路的故障或葛—南直流系统发生的极关闭后,引起华中系统的频率的上升;并取消了紧急关机信号,改为采用了葛换、回相电流、功率突变量启动方式,且只有当装置启动前,葛换、回交流线路的潮流指向换流站时,才允许交直流稳定装置出口。另外,考虑到事故切除后,系统频率上升还需求一定时间,为了使该装置快速出口,该装置取消了第二代微机交直流稳定装置中的频率正常闭锁条件。

由于采用微机交直流稳定出口接点分别与QWD-96微机交流稳定装置对应出口接点并接(如发出切除一台、二台、三台机组令的接点)后引至位于大江厂房执行机的方式,为保证微机交直流稳定装置动作后不投入制动电阻,两套执行机的流程采取:当执行机收到任一切机令后,执行机先延时5ms

(躲开各继电器之间动作时间的离散性);若在此5ms内,执行机收到微机交直流稳定装置发出的闭锁投入制动电阻的开入量(此开入量先于该装置的切机动作令发出)后,则执行机不发出投入制动电阻令,延时5ms后,执行机仅执行切机操作;若在此5ms内,执行机未收到微机交直流稳定装置发出的闭锁投入制动电阻的开入量,延时5ms后,则执行机优先考虑投入制动电阻的方法。试验证明:此方法能保证微机交直流稳定装置动作后不投入制动电阻。

改造后的微机交直流稳定装置2002年6月初投入试运行,试运行期间(2002年6月4日),葛—南直流发生双极关闭,该装置反应的功率突变量达1063MW,该装置出口动作信号正确(出口连片未投);2002年6月底,该装置正式投运。

2002年8月24日20时,葛—南直流发生双极紧急关闭,故障发生前,葛换、回线共送出有功功率731MW,故障发生后,清江倒送大江500kV开关站功率399MW,该装置事故报告显示:

事故类型: 功率突变 1130 MW

处理措施: 查策略表,切大江机组6台

实际上,大江电厂只有4台发电机17F、15F、11F和12F被切除,是什么原因导致大江厂房切机执行机少切两台机组呢?

由于切大江6台发电机的命令源于微机交直流稳定装置开出的三个常开接点:切一台、切二台、切三台。从记录的情况和打印报告来看,虽然该装置切六台机的命令是同时发出的,但由于该装置开出的三个常开接点、执行机屏中的重动继电器动作时间的离散性,执行机认为先后有多次切机令。第一次收到三台切机令后,执行机排队切机17F、15F和11F,当17F已切除,而正准备切15F和11F时,执行机又收到了第二次切三台的命令;而此时15F和11F并未切开,机端仍有电流,于是又排队执行切15F、11F和12F的命令,这样就造成了15F和11F收到两次切机令而实际只切一次,导致少切两台机组。

虽第三代微机交直流切机装置决策机部分动作正确,但执行机软件有待改进。目前将执行机该部分的软件修改为:在执行机启动后2秒内,若再次收到切机令,则不再将前一次所选机组再纳入排队切除机组的范围。软件修改后的试验结果表明:可避免上述情况下的少切机。

3.4 大江电厂系统稳定存在的问题:

(1) 由于华中500kV系统区域稳定控制系统的

主站尚待建设,大江电厂现微机稳定装置还需继电保护人员按华中网调的命令对控制策略表进行切换,以满足不同运行方式下对大江电厂稳定措施的不同要求。

(2) 大江电厂第三代微机交直流稳定装置设计有对葛—南、龙—政直流系统的直流相互调制功能(可依靠三峡电力系统光纤数据通讯网实现),但由于葛—南直流系统未进行过有关直流调制试验,故该装置的相关功能也未投入。随着龙—政直流系统、三峡左岸电厂的相继投产,葛—南直流与龙—政直流系统相互调制功能的投入日显重要,因该功能

的投入,在葛—南直流系统发生极关闭时,可大大减少大江电厂切机的机率或切机台数。当切除大江电厂机组台数较多时,若不联锁切除三峡电厂的机组或减负荷,则可能造成葛洲坝枢纽漫坝。

收稿日期: 2002-11-13; 修回日期: 2003-03-16

作者简介:

艾友忠(1959-),男,博士研究生,葛洲坝水力发电厂总工程师,长期从事技术管理工作;

郑学军(1964-),男,本科,葛洲坝水力发电厂高级工程师,从事继电保护检修等技术管理工作。

Run and improvement of stability control equipment for Gezhouba hydraulic power plant

Ai You-zhong¹, ZHENG Xue-jun²

(1. Huazhong University of Science & Technology, Wuhan 430074, China; 2. Gezhouba Hydraulic Power Plant, Yichang 443002, China)

Abstract: This paper simply introduces structures, functions, run conditions, improvement process and existent problems of stability control equipments in Gezhouba power plant. Some abnormalities of the stability control equipment during faults of GeNan direct current system are analyzed in detail. At last, improvement methods are introduced.

Key words: Gezhouba; hydroelectric power plant; stability control equipment

(上接第 15 页) 追求自身经济利益的同时不得损害他人的利益,否则,本公司将会为其他公司的损失承担责任。因此,市场环境下的电力系统是通过各个独立的公司对自身利益的追求及对他人利益损害的赔偿而联为一体的,利益的联系使得由各个独立公司所组成电力系统的运行安全可靠得到保障。

参考文献:

- [1] GB14285-93,继电保护和安全自动装置技术规程[S].
[2] 水利电力部. DL/T 584-1995, 3~110 kV 电网继电保护装置运行整定规程[S]. 北京:水利电力出版社,1995.

[3] 水利电力部. DL/T 559-94, 220~500 kV 电网继电保护装置运行整定规程[S]. 北京:水利电力出版社,1994.

[4] 朱声石. 高压电网继电保护原理与技术[M]. 北京:水利电力出版社,1983:349-350.

收稿日期: 2002-09-20; 修回日期: 2002-12-06

作者简介:

谭伦农(1965-),男,博士研究生,主要研究方向为电力市场;

张保会(1953-),男,教授,博士生导师,主要研究方向为电力通信、电力系统稳定控制、继电保护及配电网综合自动化。

Study of back-up protection configuration schemes in power market environment

TAN Lun-nong, ZHANG Bao-hui, LIU Hai-tao

(Electrical Faculty, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China)

Abstract: In power market environment, grid companies, power companies and power supply companies belong to different economic entities, all the structure of the network, load flow, against-contract compensations, cost of ancillary services and the investment of relaying device and circuit breaker will affect the determination of the back-up protection configuration scheme. Based on the analysis of responsibility assumption caused by action of back-up protection, the mathematical model of back-up protection configuration scheme suitable for power market environment is proposed.

Key words: protective relaying; back-up protection; electric power market