

云广特高压直流输电工程站控系统的设计缺陷及改进分析

张爱玲¹, 姚致清^{1,2}, 涂仁川¹, 关红兵¹

(1. 许继集团有限公司, 河南 许昌 461000; 2. 华中科技大学, 湖北 武汉 430074)

摘要: 通过云广特高压直流输电工程现场的各项试验, 发现交、直流站控系统在电气原理设计和软件功能设计方面存在几点缺陷或考虑不周之处。通过分析研究各种运行工况下系统的运行状态, 发现了现场总线和间隔控制单元内部通信功能频繁故障的缺陷所在。针对软件功能设计的不足导致交流滤波器频繁投切和防跳功能失效的问题, 提出了增加模拟量有效性校验和选择逻辑的有效的修改方案。所有的修改实施后经过了现场试验和试运行的验证, 能够解决云广工程站控系统存在的缺陷, 对接下来的其他特高压直流工程的设计也有极大的借鉴和参考价值。

关键词: 特高压直流输电; 站控; 间隔控制单元; 通信功能; 防跳功能

Design limitation and improvement of station control system in Yunguang UHVDC project

ZHANG Ai-ling¹, YAO Zhi-qing^{1,2}, TU Ren-chuan¹, GUAN Hong-bing¹

(1. XJ Electric Co., Ltd, Xuchang 461000, China; 2. Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China)

Abstract: Some defects of electrical theory design and software function design about AC & DC station control system have been found via some tests on site of Yunguang ultra high voltage direct current (UHVDC) transmission project. By analyzing the system running status during different operation modes, we find the mistakes which result in frequent fault of field bus and internal communication of interval control unit. About the mistakes of software function design, which result in frequent switch on/off for ACF and malfunction of anti-pumping function, we put forward to add the valid modification measure for selection logic and valid check for analogue value. All the modification measures have been proved rightly via the tests on site and pre-running. They can fully solve the problems of station control in Yunguang project and have good reference value for the following ultra high voltage direct current (UHVDC) transmission project.

Key words: UHVDC; station control; bay control unit; communication function; anti-pumping function

中图分类号: TM71 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2011)04-0117-07

0 引言

随着西电东送线路的增加, 输电走廊紧张的问题愈发突出, 采用 ± 800 kV 特高压直流输电技术, 不但有利于加大输电规模, 节约大量的输电走廊资源, 还可以提高电网的安全稳定水平。云南-广东 ± 800 kV 直流输电工程是南方电网“十一五”西电东送的主要输电通道, 工程双极额定功率为 5 000 MW, 投运后对南方电网的安全稳定运行起着举足轻重的作用^[1-3]。

交流站控系统主要是实现全站 500 kV 交流场和站用电的所有开关的监视、控制与顺序事件记录的功能^[4]; 直流站控系统主要是实现交流滤波器场开关的控制、监视功能, 无功控制功能和直流场的顺序控制功能^[5]。相比常规的高压直流输电工程而

言, 特高压直流输电工程的交、直流站控系统的设计有独特之处。把双极层的控制功能和直流滤波器的控制、监视功能由极控系统挪到了直流站控中实现。由于每站共 4 个阀组, 增加了阀组控制系统^[6-7], 控制保护屏柜分布在不同的主/辅控楼内, 给电气原理设计带来很大的困难。本工程采用的控制保护平台为 TDC 系统, 第一次在 ± 800 kV 直流输电工程中使用, 无成熟的经验可参考, 所以难免在原理设计和软件设计方面有缺陷或考虑不周之处。本文的着重点也正在于此。根据笔者一直参与该工程各调试阶段积累的现场经验, 重点分析了站控系统在调试阶段暴露出来的电气原理设计和程序设计方面的一些缺陷, 根据功能的不同逐条详细描述其问题所在并提出了针对性的解决办法, 得到了现场的验证, 为今后的特高压直流输电工程的设计提供了很好的

借鉴和参考价值。

1 间隔控制单元装置内部通信功能

IRC (Inter Relay Communication), 也叫 IDC (Inter Device Communication), 是指用于间隔控制单元 6MD66 装置之间的内部通信功能, 接口形式为 RS485。IRC 网络的通信参数是可以修改的, 例如波特率、循环周期等。每个 IRC 网络最多由 32 个 6MD66 组成, 默认第一个 6MD66 为主装置 (以下简称主站)。网络里任意一个 6MD66 都可以设置为主站, 则其他的 6MD66 均为从装置 (以下简称从站)。任意一个从站的 IRC 通信不可用时, 其他 6MD66 的 IRC 通信不受影响; 若主站的 IRC 通信不可用, 则整个 IRC 网络的通信皆不可用^[8]。

在云广特高压直流输电工程中, 共有三个功能和物理结构完全独立的 IRC 通信网络。

1.1 500 kV 交流场的 IRC 网络

对于 500 kV 交流场, 每个交流继电器小室的所有对应的间隔控制单元 6MD66 组成一个 IRC 网络, 小室之间无 IRC 网络连接, 需要的连锁信息通过硬接线传递。该网络与贵广工程中的设计完全相同, 现场的运行也很稳定、正常。

1.2 500 kV 交流滤波器场的 IRC 网络

对于 500 kV 交流滤波器场, 所有交流滤波器小组对应的间隔控制单元 6MD66 组成一个 IRC 网络, 不同小室内的 6MD66 装置通过光-电转换模块 (OLM) 连接。与贵广工程不同的是, 每个极增加了一面极控接口屏, 其中一面屏上的 6MD66 设为该 IRC 网络的主站, 其余的装置和所有滤波器小组的 6MD66 均为从站。在分系统调试期间, 发现该 IRC 网络中的所有 OLM 模块均闪烁红色, 工作不正常, 导致整个网络通信故障, 严重影响了交流滤波器场的功能调试。经检查外部回路的连接, 包括光纤、装置确认均无问题后, 怀疑是通信协议的问题所致。因为采用的光电转换模块 OLM 用于 profibus 现场总线的 DP 协议网络中, 实现光电信号的转化, 而 IRC 通信与 profibus 通信功能不同, 采用的协议应该也不一样。经过查找资料, 确认 IRC 网络通信采用的是普通的 485 串口通信协议, 协议不匹配, 采用的设备型号不正确, 导致 IRC 网络不正常。参考贵广工程的经验, 把该网络中的所有 OLM 替换为 RS485-光纤转换器 (型号: 7XV5651-0BA00) 后, IRC 网络通信恢复正常, 问题得到了解决。替换后的新模块的运行情况如图 1 所示。



图 1 RS485-光纤转换器

Fig.1 Diagram of RS485-FO converter

1.3 直流场的 IRC 网络

包括辅控楼、主控楼的所有阀厅接口屏上的 6MD66 和直流继电器室的所有就地控制接口屏上的 6MD66 组成一个庞大的直流场的 IRC 网络, 其中位于直流继电器室的某个 6MD66 设为主站。不同控制地点的 6MD66 装置之间也通过光-电转换模块 (OLM) 连接。调试初期碰到了与交流滤波器场的 IRC 网络相同的问题。把网络中所有的 OLM 模块替换为新的 RS485-光纤转换器模块后网络初步恢复正常。但是在随后的站系统调试、系统调试以及试运行期间, 多次出现该 IRC 网络故障的情况。虽然出现的故障地点不一样, 但都是某个更换后的新模块工作不正常, 导致对应的几个从站 IRC 通信故障。从图 1 可以看出, 该模块正常工作时, 其接收指示灯会闪烁黄色, 表示有网络数据交换。但是在故障期间, 该指示灯常亮, 类似死机状态, 网络中无最新的数据交换, 无法传递需要的连锁信息, 所以正常的顺序操作或直流场的开关操作失败。当时的处理都是把对应的模块重新上电初始化后整个 IRC 网络就恢复了正常, 但是没有从根本上解决问题。笔者怀疑是该模块允许设置的波特率太低 (查找资料了解到该模块允许设置的最大波特率为 112 kb/s), 而该网络又很庞大, 需要传递的数据量很多, 所以运行期间会多次出现网络中传输的数据堵塞, 造成网络通信故障的情况。该推测也得到了外方的证实, 他们准备更换该模块, 由于目前未到位, 所以更换后是否能完全解决该问题还不清楚。另外, 该网络中的 6MD66 分属不同的控制系统, 阀厅接口屏和直流场的旁路开关及旁路隔刀分别由四个独立的阀组控制屏来控制, 而其他的直流场开关对应

的就地屏柜由直流站控来控制。这样, 不同的控制系统之间缺少了独立性, 网络中的某个转换模块出现异常, 就会影响到其他控制系统的某些功能的正常运行。从安全的角度考虑, 是需要根据控制系统的功能把该网络分为独立的几部分, 相互之间需要传递交换的连锁信息则增加硬接线实现, 虽然减少了系统间的相互依赖, 但是需要的转换模块成倍增加, 屏柜设计也变的复杂, 增加了大量的硬接线, 给调试和维护带来了难度。所以原来的设计考虑还是有道理的, 如果该转换模块工作不正常的问题能够得到彻底解决, 则该 IRC 网络能够稳定地工作。

2 直流站控不可用时交流滤波器的顺序控制功能

云广工程中, 由于增加了两面极控接口屏^[9], 当两套直流站控系统的软件故障或到所有交流滤波器小组的 6MD66 现场总线通信都故障时, 认为直流站控不可用, 此时由极控接口屏通过交流滤波器场的 IRC 网络接收到当前滤波器的投入状态, 由现场总线送到极控系统去, 直流系统能够维持当前的直流功率继续运行, 大大提高了系统的可用率, 降低了系统停运的几率。此时, 如果监测到滤波器大组电压高于设定的最大值, 则由新增加的交流滤波器控制 (在各交流滤波器小组的 6MD66 中实现) 顺序切除功能就会启动, 经过一个延时切除第一个小组滤波器, 同时启动下一个延时的定时器。若电压回落并低于设定的限值, 该控制顺序切除功能将停止; 否则继续切除下一小组滤波器^[7]。需要指出的是, 在此工况下, 升功率是不允许的, 所以仅能维持运行 2 小时, 有充足的时间检查直流站控系统的故障并解决。当预定的时间到后极控系统会按一定的速率降低直流功率到最小值, 然后停运。该功能能否正常运行取决于交流滤波器场的 IRC 网络的状态。最初的设计是把极 1 的极控接口屏上的第一个 6MD66 设为该网络的主站, 由于直流工程的调试是分极分时调试、投运的。最早调试极 2 时, 极 1 设备间可能正在施工, 屏柜并不具备上电条件。这样的话, 主站未带电, 整个交流滤波器场的 IRC 网络就处于故障状态, 不但影响交流滤波器场的信号和功能测试, 而且当极 2 先期投运后, 当出现两套直流站控系统不可用的情况时, 因为 IRC 网络不可用, 交流滤波器的顺序控制功能不起作用, 极控也无法获得当前滤波器小组的状态, 设计的功能无法正常工作, 所以直流也将停运, 增加了潜在的风险。为解决该问题, 修改 IRC 网络的配置, 把极 2 极控接口屏上的第一个 6MD66 设为该网络的主站,

解决了如上的问题。需要说明的是, 虽然该修改能使网络目前运行正常, 但是如果该极控接口屏下电检修, 或者如果该 6MD66 出现故障, 则整个 IRC 网络将瘫痪, 影响到交流滤波器小组的正常开关操作。如果正好发生直流站控不可用的情况, 则增加的交流滤波器的顺序控制功能也失效, 系统将停运。对于这种单主的总线网络来说, 受制于主站的状态, 该情况无法从根本上避免, 需要在运行维护时注意。

3 交流站控站用电现场总线设计存在的不足

在主控楼里, 站用电 10 kV 和 400 V 的控制屏柜, 以及有关的顺序事件记录屏分别在距离较远的极 1 和极 2 低端阀组设备间里, 但是其上所有的就地监视单元 DFU400 都是挂在交流站控的现场总线下面的。在分系统调试期间, 发现几面站用电屏上的 DFU400 的总线通信易受扰动, 频繁地报“从站总线通信 Disturbed”的信号。分析该段总线的物理连接, 如图 2 所示。

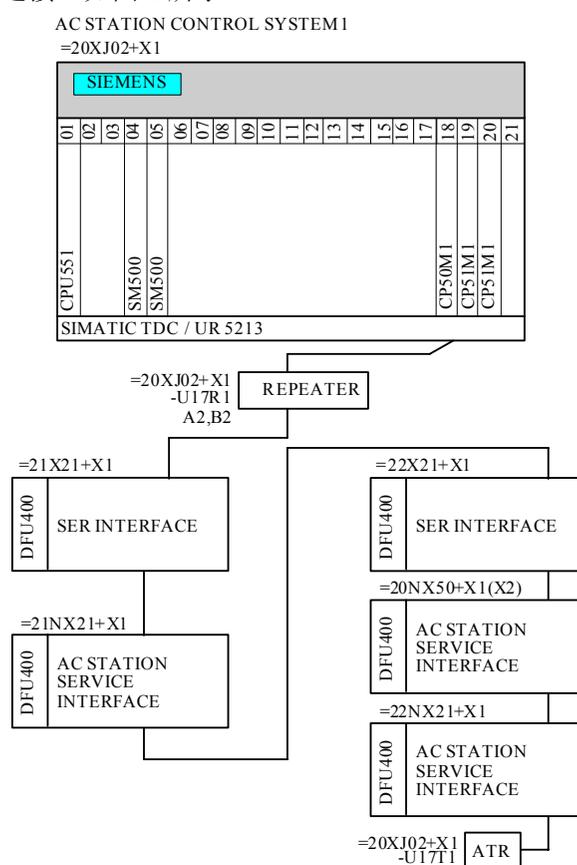


图 2 修改前的站用电现场总线连接图

Fig.2 Diagram of unchanged station service profibus connection

位于极 2 低端及公共设备间里的交流站控屏,

通过屏上的一个现场总线适配模块 Repeater，先连到极 1 低端设备间的顺序事件记录屏（估计电缆长度不下 50 m），再由站用电屏接回到极 2 的顺序事件记录屏、站用电屏，最后回到交流站控屏上的终端电阻。由于一个 Repeater 下挂的从站较多（近 20 台），再加上到极 1 的电气连接距离过长，整段总线的电气长度超过 200 m，达到或接近 Repeater 能承受的临界点。所以上电后该段总线中某些从站的冗余接口的通信状态频繁受扰动。如果甩开几个从站，则一切正常，说明电气连接距离过长所致。另外，由于是极 2 先期投运，极 1 设备间还未准备就绪，从极 2 甩线到极 1 并接好（不接上则极 2 的相关屏柜总线通信故障，无法调试）也是临时之举，当极 1 设备间最终电气配线时该线还会打开并重新布置，从而影响极 2 已经投运的设备。为了解决该问题，经过多次试验，找到了如下的解决方案：Repeater 有信号放大的功能，可以带 2 段独立的现场总线。考虑将该段总线按极分开，通过该 Repeater 的总线段 2（A2'，B2'）挂极 1 设备间的几个从站，同时在极 1 的站用电屏上增加 2 个终端电阻，该段总线不用再回到交流站控屏；总线段 1（A2，B2）直接挂极 2 的从站，不再与极 1 有任何关系。这样即使极 1 的从站接线断开或未接线，也并不影响极 2 的从站设备的正常运行。经此修改后，每段总线实际的电气长度大大减短，所有从站通信正常，解决了以前存在的问题。修改后的原理连接图如图 3 所示。

除此之外，还有一个问题需要考虑。因为特高压换流站除了主控楼外，还有一个或多个辅控楼，而且距离较远。每个辅控楼里，都有一面顺序事件记录屏和一面 400 V 站用电控制屏柜。通过交流站控屏上的 OLM，由光纤连接到辅控楼里的阀组控制屏上的 OLM，转换为电信号后把所有的 DFU400 连接起来。最初的设计把需要的 OLM 放到阀组控制屏上的考虑应该是 DFU400 对应的屏柜为 220 V 直流电源供电，屏上均无 24 V 电源，无法给该 OLM 供电。虽然这种设计简化了屏柜的硬件设计，节约了成本，但是带来了很大的问题：控制系统之间缺少了独立性，即交流站控的总线网络的状态受制于阀组屏是否投入。如果对应的阀组控制屏因为检修原因下电，这在实际的运行中是有可能遇到的，则相应的那段交流站控的现场总线受到影响，相应的从站接口通信故障。为了使站控和阀组控制的运行相对独立，笔者建议接下来的直流工程不应该采用此设计，而是应该在某面 DFU400 的屏柜上增加一个 24 V 的电源模块，同时把冗余的阀组控制屏上的

2 个对应 OLM 挪到该屏上，能解决该问题，同时该修改并未增加更多的成本，是值得考虑的。

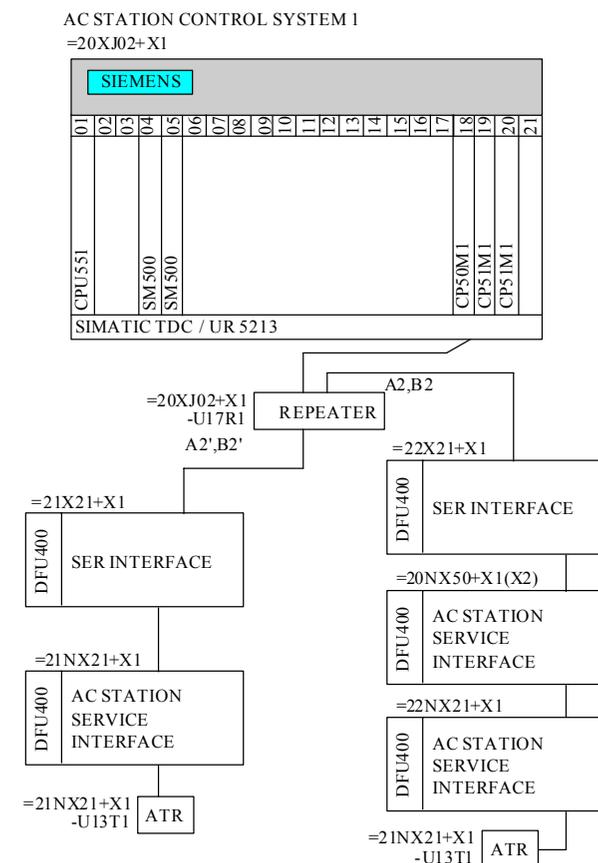


图 3 修改后的站用电现场总线连接图

Fig.3 Diagram of changed station service profibus connection

4 交流场断路器防跳功能失效的问题

对于 500 kV 交流场串上的断路器与滤波器小组的断路器而言，其操作回路中均设计有防跳回路。在分系统的调试验收阶段，发现所有交流场断路器的防跳回路不能起到应有的作用。查看断路器的原理接线图，发现断路器操作回路的正电源经过来自间隔控制单元 6MD66 的连锁 OK (CMD-REL) 触点后接到机构箱中的防跳继电器上。试验过程中发现 6MD66 的连锁 OK 触点存在暂时的返回现象是防跳回路不起作用的根本原因。经过检查，外部回路没有问题，检查站控的软件，判断开关故障 (FLT) 的逻辑中关联有 ON_LOCK 信号，经过咨询设计院，该信号并非表示合闸期间开关有故障，而是电机在打压的意思，不应该关联到开关的故障逻辑中，否则每次合闸操作时，都会报该信号，从而认为开关有故障，连锁条件不满足，此时送到 6MD66 的连锁 OK 信号将不满足，会造成 CMD_REL 继电器暂

时返回, 从而防跳继电器暂时失磁。同时检查 6MD66 的软件逻辑, 其 CMD_REL 的输出判断逻辑除关联了正常的连锁条件 (该条件在试验中一直满足) 外, 还关联开关在确定的分或合位置。在开关本体试验防跳功能时, 当开关在操作过程中, 其在中间状态, 既无确定的分位, 也无确定的合位, 所以在开关的操作过程中, CMD_REL 继电器一直失磁, 造成防跳继电器未励磁, 所以防跳功能失效。当开关操作到位后则继电器重新励磁。考虑到交流场的断路器合闸时间不超过 30 ms, 所以在 6MD66 的软件逻辑中把 CMD_REL 触点的输出增加一个 40 ms 的 OFF 延时逻辑, 应该能躲过开关操作的中间状态, 从而保证 CMD_REL 继电器和防跳继电器一直励磁。另外, 交流站控和直流站控中断路器的故障判断逻辑中删除 ON_LOCK 信号, 确保不会因为该信号影响连锁逻辑。经过两方面的修改后重新验证防跳功能, 能正常地起作用, 证明修改是合理和可靠的, 目前防跳功能已经正常。需要说明得是: 断路器操作回路的电气原理设计还有需要优化之处, 把连锁 OK 触点串在操作正电源处值得商榷, 这样的设计使得防跳继电器受连锁逻辑的影响。如果把该连锁 OK 触点挪到操作负电源处, 则不会出现如上的问题。推而广之, 发现直流场断路器的防跳功能也存在同样的问题。在 6MD66 软件中经过同样的修改后, 防跳回路功能恢复正常。6MD66 修改后的 CMD_REL 的输出判断逻辑如下 (红色方框内为新增的延时功能块)。

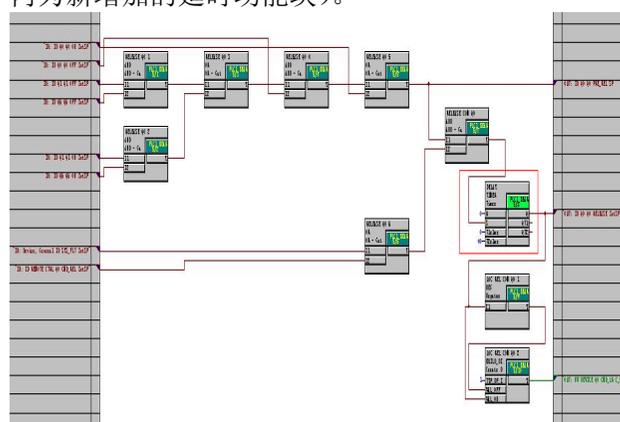


图 4 6MD66 中的断路器连锁逻辑图

Fig.4 Diagram of interlocking logic of circuit breaker in 6MD66

5 直流站控冗余系统更新错误引起系统软件故障的问题

直流站控是按冗余系统来设计的。正常情况下, 当检测到两个系统的一些重要的二进制量或模拟量

存在不一致时, 由当前的主控系统通过 LAN 网时刻刷新处于热备用模式的从系统的数据, 保证两个系统同步运行。因为双极层的控制功能放在直流站控中实现, 功率指令、功率限制值和功率变化速率的设置功能均在直流站控中完成。在现场的系统试验阶段, 多次发生当从运行人员工作站下发功率 (或电流) 参考值、限制值和变化速率时, 引起从系统报“冗余系统更新故障”的信号, 继而导致从系统软件故障。如果当前的主系统有故障时, 无法切换到备用系统, 直流站控将不可用, 给直流工程的安全运行带来了很大的安全隐患。2010 年 1 月 8 日就出现过该问题, 当时的顺序事件记录摘录如下:

08/01/2010 15:13:44.928 22V00 DC Current ramp in progress

08/01/2010 15:13:46.997 20XJ01+X2 System 2 redundancy update active

08/01/2010 15:13:56.992 20XJ01+X2 System 2 software fault

08/01/2010 15:13:56.992 20XJ01+X2 System 2 redundancy update fault

要分析该问题的原因所在, 可以功率指令的逻辑为例, 直流站控软件中修改前的逻辑如图 5 所示。

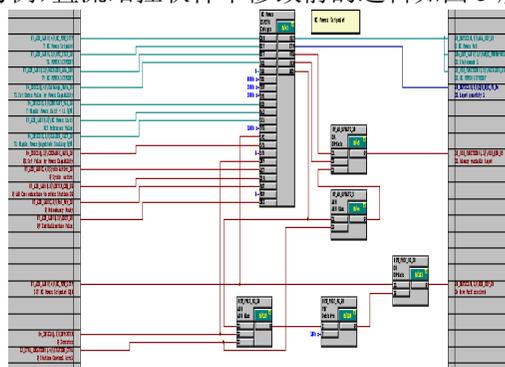


图 5 功率参考值的逻辑图

Fig.5 Diagram of power reference value

当仅有一个极解锁且处于 I 模式时, 下发电流参考值和变化速率后, 随着电流的逐渐变化, 功率限制值会随着电流的增加或减少而变化, 所以输入端子 SP1 在此期间一直为 1, 根据功能块 DC_POWER 的原理图, 输出 RFU (功率参考值跟随) 也一直为 1, 从系统的冗余更新功能启动, 如果该信号保持时间超过 10 s, 则会报“冗余系统更新故障”的信号, 因为从系统的软件故障逻辑关联有该信号, 所以从系统的软件故障信号随之出现。当在站层时, 整流站下发功率指令, 逆变站会跟随, 所以输出端子 UOS 为 1, 也会启动冗余更新功能。因为该信号未关联系统 active 的信号, 所以主、从

系统都会报出“system update active”的信号，这是不合理的。要解决以上两个问题，把功能块 BP_UPDATE_10 的输入端子 I1 的连线删除，同时删除 I3 的连接线。修改后的逻辑在随后的系统试验和试运行阶段得到了验证，没有再出现同样的问题。对于功率限制值和功率变化速率值的处理逻辑需要做同样的修改。

6 交流滤波器频繁投切的问题

在站系统试验阶段，2009年6月21日楚雄站做零功率试验时，发生了多组滤波器频繁投切的问题，在28日的解锁试验中，楚雄站同样多投入了一组B型滤波器。经过分析，发现是直流站控在判断滤波器小组是否在激活状态的逻辑有问题。滤波器小组激活的逻辑和小组断路器故障的判断逻辑分别如图6和图7所示。

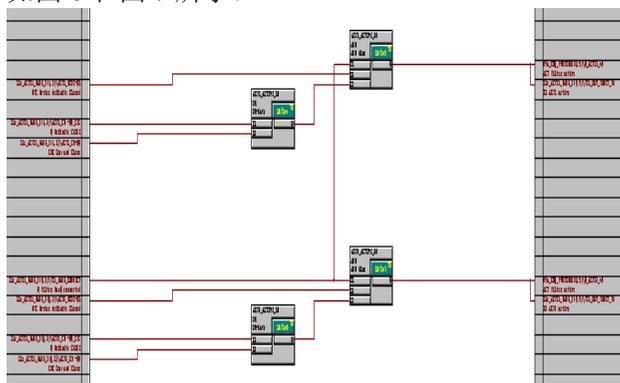


图6 滤波器小组激活的逻辑图

Fig.6 Diagram of active logic for ACF subbank

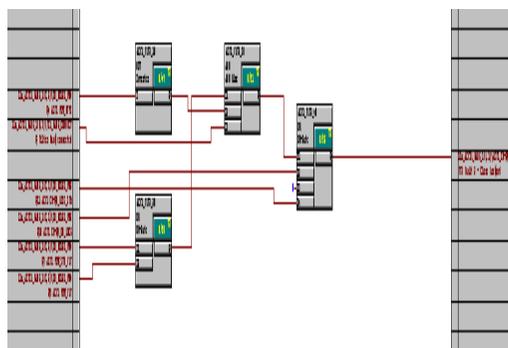


图7 滤波器小组断路器故障的判断逻辑图

Fig.7 Diagram of fault logic for ACF subbank circuit breaker

当直流站控判断需要自动投入某个小组滤波器时，输出自动合命令，CDC为1，命令保持时间为500ms。命令送到断路器后，断路器开始合闸，在这个过程中，会报出ON_LOCK（开关打压）的信号，从图7可以看出，此时FT2为1。查看断路器控制功能块SWDC的帮助文件了解到，因为FT2

为1，认为断路器有故障，所以CDC马上复归，但是断路器实际还未合上，ACF active信号也马上清零，这样，直流站控认为处于active状态的滤波器小组的数目不满足谐波性能的要求，由谐波性能自动再投入一组滤波器小组。但是以前的那个小组在ON_LOCK信号复归后还是会成功合上，造成投入的小组多出一组，提供的无功功率超出系统的允许值，无功控制会再切除一组。因为每个小组的逻辑一致，存在同样的问题，所以出现了滤波器频繁投切的现象。把所有滤波器小组的故障判断逻辑中的ON_LOCK信号删除，能够解决该问题。在随后的系统试验中验证了修改的正确性。

2010年3月3日，极2在运行状态，外方工程师在穗东站调试极1低端阀组时，给极1光CT注入6.66 pu的电流(I_{dcH})后，该站所有处于热备用的滤波器小组全部自动投入，交流母线电压迅速上升，给系统造成很大的冲击。事后查明是直流站控中直流功率的计算考虑不周全所致。双极直流功率的计算逻辑如图8所示。

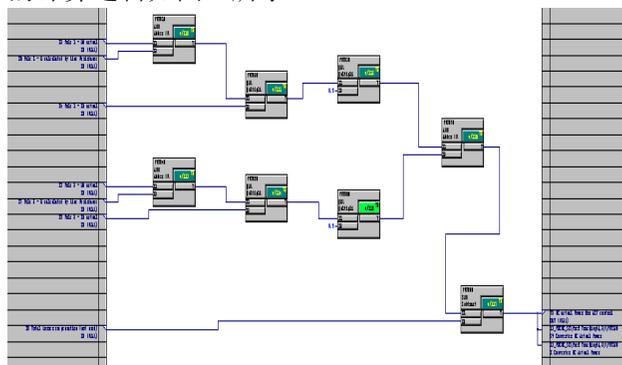


图8 双极直流功率的计算逻辑图

Fig.8 Diagram of bipole DC power calculation

直流站控按照无功研究报告，根据当前的双极直流功率水平，自动投入需要的滤波器小组。从图8中可以看出，双极直流功率是简单地把计算的两个极的直流功率相加，而采用的直流电压由极控通过控制总线传递而来，送来的电压量并非该极的实际直流电压，而是其参考电压（因为该电压不匹配，在金属->大地返回的顺序执行过程中，出现过误投滤波器的现象）。根据当时的运行工况，本来极1未解锁，直流功率为0，但是注入很大的电流后，由于该极的参考电压为额定值，所以极1的计算功率不再为0，而是超过额定功率，双极直流功率很大，按照无功配置表，所以把所有的滤波器小组都投入。通过修改极控系统送给直流站控的极电压量：由参考电压改为实际电压，同时每个极的直流功率在相加前增加该极是否解锁的有效判断逻辑，目前该修

改方案正在南方电网实验室做动态模拟实验,相信能完全解决该问题。

7 总结

本文通过对云广特高压直流输电工程在分系统调试、站系统调试和系统调试等各阶段中交、直流站控系统在软件功能设计方面暴露出来的一些问题进行了详细的分析,提出了针对性的解决办法,并得到了工程实际运行的验证和考验。另外,对于电气原理设计方面存在的一些考虑不周到的地方,也提出了自己的合理建议。对于接下来的云广二回等其他特高压直流输电工程有极大的借鉴意义和参考价值。

参考文献

- [1] 王久玲. 南方电网的实践与展望[J]. 南方电网技术研究, 2006, 2 (1): 1-4.
WANG Jiu-ling. The practice and prospect of China southern power grid[J]. Southern Power System Technology Research, 2006, 2 (1): 1-4.
- [2] 赵婉君. 高压直流输电工程技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2004: 122-136.
ZHAO Wan-jun. HVDC transmission engineering technology[M]. Beijing: China Electric Power Press, 2004: 122-136.
- [3] 戴熙杰. 直流输电基础[M]. 北京: 水利电力出版社, 1990.
- [4] 云广工程交流站控系统设计规范书, ED4 371 CS-C[S]. 2007.
Yunnan-Guangdong line ± 800 kV DC transmission project C/P design specification, ED4 371 CS-C[S]. 2007.
- [5] 云广工程直流站控系统设计规范书, ED4 321 CS-C[S]. 2007.
Yunnan-Guangdong line ± 800 kV DC transmission project C/P design specification, ED4 321 CS-C[S]. 2007.
- [6] 云广工程直流极控系统设计规范书, ED4 341 CS-C[S]. 2007.
Yunnan-Guangdong line ± 800 kV DC transmission project C/P design specification, ED4 341 CS-C[S]. 2007. 11. 9.
- [7] 李少华, 刘涛, 苏匀, 等. ± 800 kV 特高压直流输电系统解锁/闭锁研究[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(6): 84-87.
LI Shao-hua, LIU Tao, SU Yun, et al. Research on de-blocking/blocking operation in ± 800 kV UHVDC system[J]. Power System Protection and Control, 2010, 38(6): 84-87.
- [8] 孙巍峰, 张清枝, 冯广涛, 等. 特高压直流换流站就地控制功能设计[J]. 电力系统保护与控制, 2008, 36 (20): 62-65.
SUN Wei-feng, ZHANG Qing-zhi, FENG Guang-tao, et al. Function design of local control in UHVDC[J]. Power System Protection and Control, 2008, 36 (20): 62-65.
- [9] 周君文, 刘涛, 李少华. 云广特高压工程控制系统功能分步研究[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(10): 70-75.
ZHOU Jun-wen, LIU-tao, LI Shao-hua. Research on control functions in UHVDC system[J]. Power System Protection and Control, 2009, 37(10): 70-75.

收稿日期: 2010-03-10; 修回日期: 2010-05-20

作者简介:

张爱玲(1968-), 女, 本科, 高级工程师, 从事高压直流输电控制保护系统的研究及工程管理工作;

姚致清(1960-), 男, 博士研究生, 教授级高级工程师, 从事直流输电控制保护系统研究工作;

涂仁川(1973-), 男, 高级工程师, 从事高压直流输电系统软件设计工作。E-mail: turenchuan@xjgc.com

(上接第 116 页 continued from page 116)

- ZHAO Yuan. Research on transmission of fault recorder file based on lossy compression method and the selection of file transfer protocol[J]. Relay, 2002, 30(10): 33-36, 54.
- [7] 苏忠阳. 录波数据的分通道存储方式及其采用 IEC61850 传输的应用[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(7): 101-104.
SU Zhong-yang. Channel split saving method of fault wave data and its application of IEC61850 file transmission[J]. Power System Protection and Control, 2009, 37(7): 101-104.

收稿日期: 2010-03-08; 修回日期: 2010-06-20

作者简介:

刘益青(1977-), 男, 工程师, 博士研究生, 主要研究方向为电力系统微机保护与自动装置, 数字化变电站; E-mail: liuyiqing@ieslab.com.cn

高伟聪(1977-), 女, 讲师, 本科, 主要研究方向为嵌入式微处理器技术在微机保护中的应用;

孙发恩(1983-), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为 IEC61850 标准在数字化变电站中的应用。