无人值守模式下220 kV闭锁式高频载波通道自动测试的探讨和应用

通过对220 kV闭锁式高频载波通道自动测试技术方案优缺点的分析和比对，提出了基于载波保护通道自动检测装置研发基础上的220 kV闭锁式高频载波通道自动测试最优方案，有效解决了无人值守模式下闭锁式载波保护收发信机频繁启讯、长时间启讯及收信继电器长期动作等不能及时发现和有效监视的难题，保证了电网的安全可靠运行。

张　浩[1]　宋会平[2]　王友怀[1]　周虎兵[1]　陈前臣[3]/1.国网湖北省电力公司电力调度控制中心　2.国网荆州供电公司　3.武汉豪迈科技有限公司

张　浩/高级工程师

关键词/Keywords
载波通道·
自动检测·
实际应用·

0　引言

闭锁式高频保护的载波通道通常涉及跨越几公里至几百公里的输电线路，经受着风、霜、雨、雪及雷电等自然界恶劣天气的考验，高频通道上各加工设备和收发信机元件的老化和故障都会引起衰耗，从而影响高频保护的正常运行。系统正常运行时，高频通道没有高频电流，高频通道上的设备有问题也不易发现，因此，需要每日定期起动高频收发信机向对侧发送高频信号，通过检测相应高频电流、电压和收发信机上相应的指示灯来检查高频通道，以确保故障时保护装置的高频信号能可靠工作。

传统的有人值守模式要求运行人员每天进行2次通道交换试验，以检验通道是否正常完好。随着国网大运行、大检修体系的建设，变电站无人值守模式已全面展开，为适应220 kV变电站无人值守的运行要求，本文对无人值守模式下220 kV闭锁式高频载波通道的自动测试技术方案进行了分析、比对，提出了一种基于自动测试装置研发基础上进行的高频通道自动测试方案，定时自动开展高频通道自动测试，将相关信号送传至调度端，由调度端监控系统智能分析信号时序关系，得出分析结论。

1　有人值守变电站高频通道测试原理

有人值守变电站中，高频保护的通道试验由人工完成，具体方法：由人工在保护屏上按下通道试验按钮，本侧发信，收信200 ms后停止发信；收对侧信号达5 s后本侧再次发信，10 s后停止发信。通道交换示意图如图1所示。

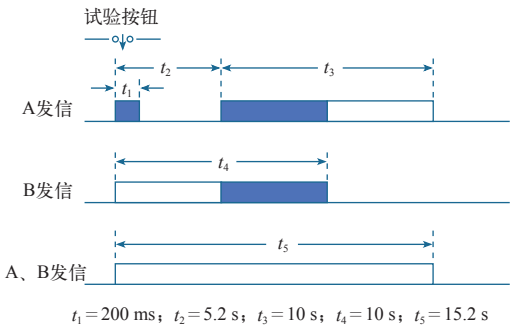

图1　通道交换示意图

2　无人值守变电站高频通道自动测试方案

无人值守模式下，变电站向调控中心上传遥测、遥信和遥视等信息，并具备执行调控中心下发的遥控、遥调指令等功能，站内不设置值守人员，由监控中心完成相关运维工作。

由于传统高频载波通道的试验按钮已经无法由人工完成，功能可以考虑由装置自身、远方遥控及外部输入命令等方式来替代实现。

装置自身实现方式主要依靠装置内部定值的调整来实现。保护装置定值清单中有一项通道交换时间定值：0.00～23.59 s，调度部门下达这个定值后，就可以每天定时对高频通道实现自动测试。具体方法：当高频闭锁距离保护装置设有自动通道交换功能，当实时时钟（12小时制）与定值一致时，自动启动通道交换，每天进行两次。

但是，湖北部分早期保护产品，例如某公司CSL系列保护装置，其保护装置与专用收发信机连接采用双接点方式，其通道测试功能由收发信机来实现，无法通过设置定值来实现自动测试功能。所以，通过装置定值设置的方式来实现自动测试功能不太理想。

远方遥控方式主要依靠站端监控系统或者调度端监控系统发出遥控命令，模拟人工操作通道试验按钮实现高频通道的自动测试。

国家电力调度通信中心近期颁布的《关于修订印发继电保护和安全自动装置远方操作技术规范的通知》（调继〔2015〕71号）中，明确指出“继电保护远方操作时，至少应有两个指示发生对应变化，且所有这些确定的指示均已同时发生对应变化，才能确认该设备已操作到位”。而远方遥控操作载波通道自动测试命令无法满足“双确认”的相关要求，所以，此种方式也不可行。

采用外部输入命令的方式，即研发一种自动装置，可以自动设置时间，当设定的时间到达时，装置自动输出接点，模拟人工操作通道试验按钮。

此种方式既回避了单、双节点的问题，又解决了远方遥控可能带来的误操作，所以初步认定此种方式为改造的理想方案。

3 高频通道自动测试装置的研发

3.1 装置工作原理

如图2所示，装置采用高准确度时钟，每天定时（可整定）启讯，发出一个200 ms的脉冲起动ZQXJ启讯继电器，用于收发信机的定时启讯。动作信号的复归采用自动复归或定时复归两种方式，自动复归需接入收发信机的收信接点（自动复归1、自动复归2分别对应有源和无源接点），当本装置收到收信信号再停止收信后，经15 s延时发出一个200 ms的脉冲起动ZFGJ复归继电器，用于收发信机动作信号的复归；当自动复归因收信接点等问题不能接入时，可采用装置自带的定时复归功能，如果整定加用，装置可在定时启讯前后10 min、30 min分别对收发信机进行一次复归，避免因启讯前信号继电器保持而不能有效检测。信号复归宜尽量采用自动复归，自动复归可及时发现收发信机频繁启讯、长时间启讯及收信继电器长期动作等问题，而定时复归解决不了这些问题。

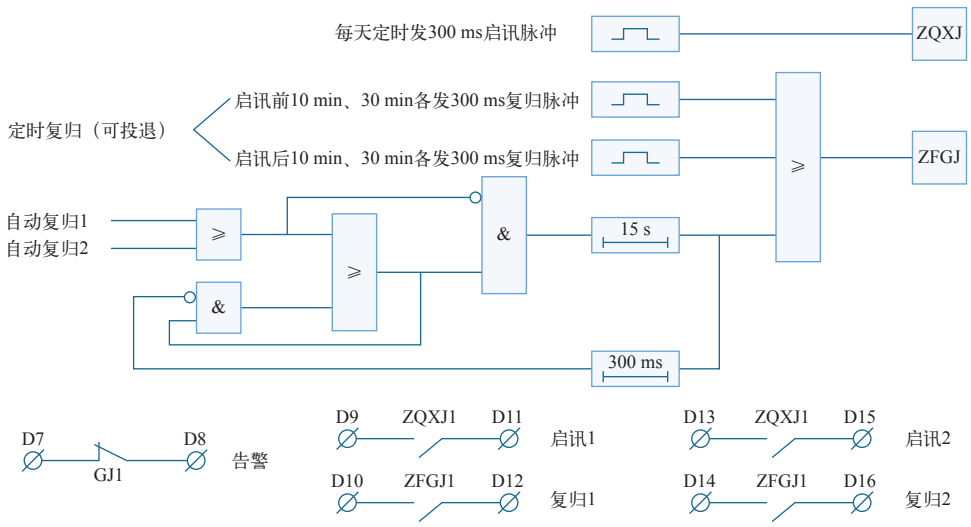

图2 载波保护通道自动检测装置逻辑框图

3.2 装置端子接线

装置外部端子排设置如图3所示。可外接220 V（或110 V）直流电源，针对有源或无源收信接点（或光耦），设有两种自动复归开入端子。自动复归1用于空接点（或光耦）的开入，应优先采用；自动复归2用于有源接点开入，当收发信机没有多余的收信无源接点（或光耦）时，可考虑和保护收信输入共用接点。具体接线参照图4，开入采用双光耦串联，以减小对保护的影响（印制电路板也有防短路措施），另外本装置应能适应保护是24 V开入还是220 V（110 V）开入（可设置或自适应）。

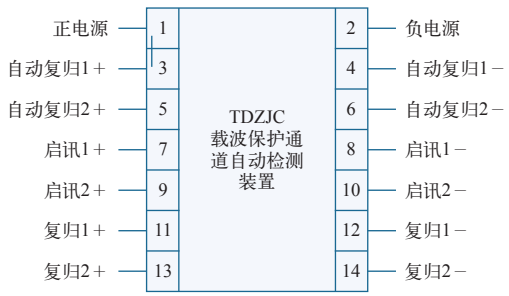

图3 载波保护通道自动检测装置端子图

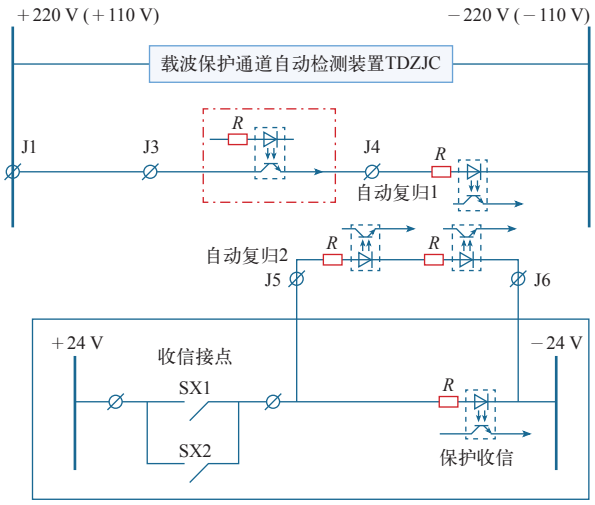

图4 载波保护通道自动检测装置开入回路接线图

3.3 装置安装

装置采用端子排滑槽安装，如图5所示，可固定在顶端断路器旁或其他合适位置。装置电源采用收发信机的直流电源；启讯、复归接点可直接并接到启讯按钮和复归按钮两端，建议采用“启讯2”、“复归2”输出接点，这样可有效保证接线端子间的隔离；自动复归1开入如果是光耦，则需要注意其极性，其正电源端J3已在装置内部和J1短接；自动复归2开入接线在保护端子排上完成，接线时宜停用高频保护。

图5 装置外观示意图

3.4 定时启讯设置

全网采用通道自动检测，需要综合考虑启讯时间设置：首先两侧收发信机不得同时检测，其次要方便监控人员查看，同时要便于专业人员整定（不需下定值）。综上考虑，全网自动检测时间宜集中在较短时间内完成，线路两侧启讯时间应错开，线路双编号在前的变电站先检测，在后的变电站后检测，例如：先检测的整定在10：00，后检测的整定在上午10：20（考虑时钟误差，错开20 min），确保可以通过自身的定时复归功能来完成自动检测流程。

定时复归功能配合完成线路两侧收发信机自动检测流程示意图如图6所示，在M侧启讯前10 min，两侧收发信机要完成清零复归（F/0），在M侧启讯后10 min，两侧收发信机要复归一次（F/MQ），为N侧自动检测做好准备，N侧启讯后10 min，两侧收发信机要再复归一次（F/NQ），为收发信机的再次发讯做好准备。

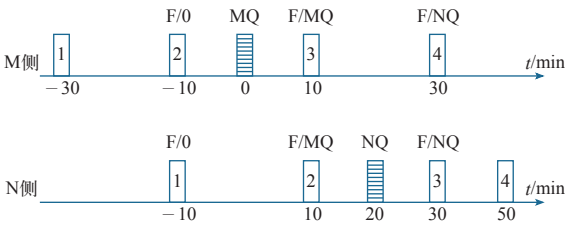

图6 定时复归功能线路两侧自动检测示意图

图6中，MQ、NQ为两侧启讯脉冲；F/0为启讯前清零复归脉冲；F/MQ为M侧启讯后的复归脉冲；F/NQ为N侧启讯后的复归脉冲。

4 调度端实现方案

调度监控端主要实现对220 kV闭锁式高频载波通道自动测试结果的监视，具体两种实现方案如下。

4.1 方案1

改造变电站端监控系统的软件模块，当检测到相关220 kV 线路间隔通道交换正常后，通过站端交换机向集控中心发送“××站220 kV××线通道交换正常”或“××站220 kV××线通道故障”报文，集控中心收到该报文后提示监控员，信息流向示意图如图7所示。

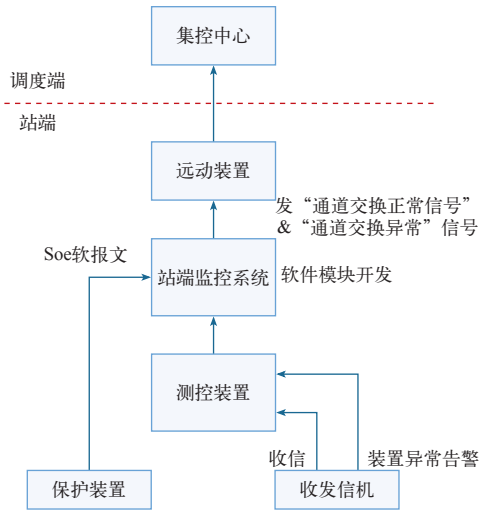

图7 方案1信息流向示意图

对于单节点的保护装置，其通道交换功能由保护装置实现，保护装置可以输出通道告警、收信等报文，站端监控系统可以针对此报文作为通道交换、通道告警的或门条件。

1）优点。站端、调度端均可监视高频通道的交换情况。

2）缺点。站端、调度端的软件均需要进行修改，需要重新设计远动“××站220 kV××线通道交换正常”或“××站220 kV××线通道故障”报文，软件开发及调试工作量较大。

4.2 方案2

在方案1的基础上，废除监控系统这个环节，将软件模块处理环节全部放在调度端处理。即：收发信机的信号通过测控、远动装置直接传送至集控中心，集控中心调度端开发相关监控软件模块，自行判断相关220 kV线路间隔通道交换正常行为，并告知监控员。信息流向示意图如图8所示。

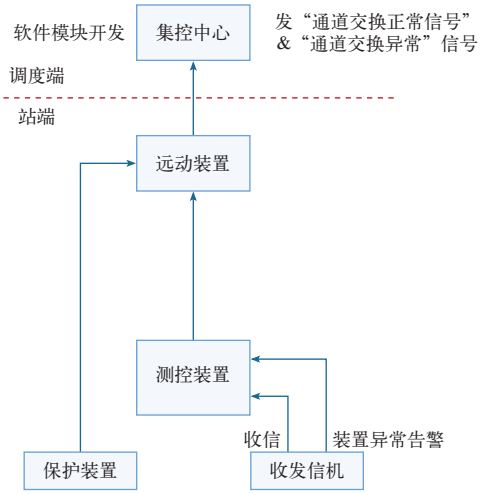

图8 方案2信息流向示意图

1）优点。只有调度端的软件模块需要开发修改，站端监控系统的软件无须变动，软件开发及调试工作量大大减小。

2）缺点。站端监控系统不能自动监视高频通道的交换情况，考虑到无人值守模式的推行，此缺点几乎可以忽略。

4.3 结论

从上面方案优缺点的比对分析，不难发现方案2无须重新对点软报文，软件开发及调试工作量小，是最优方案。

采用方案2，站端基本上没有太多的变化，主要工作是完成集控中心软件模块的开发。

5 两种典型模式

考虑到单节点模式中，保护装置可以发出相关收信和通道告警等报文，但双接点模式，通道交换的功能是由收发信机装置实现的，其保护装

置在通道交换时无法发出相关报文。针对此种情况，在通道交换正常的逻辑判据上应采用两种模式下的共性特点，即采用两种模式下均会动作的收发信机收信接点和收发信机装置异常告警接点来实现通道交换正常的逻辑判断。按照此特点，设计了两种模式。

5.1 模式一

通过人工判别，即将站端各间隔的收信、告警接点完全还原，在监控端按变电站、按间隔顺序将收发信机的动作和告警遥信做在相应界面上，由运行监控人员通过收到的信号人工进行判别。遥信检查界面如图9和图10所示。

图9 变电站收发信机遥信检查界面

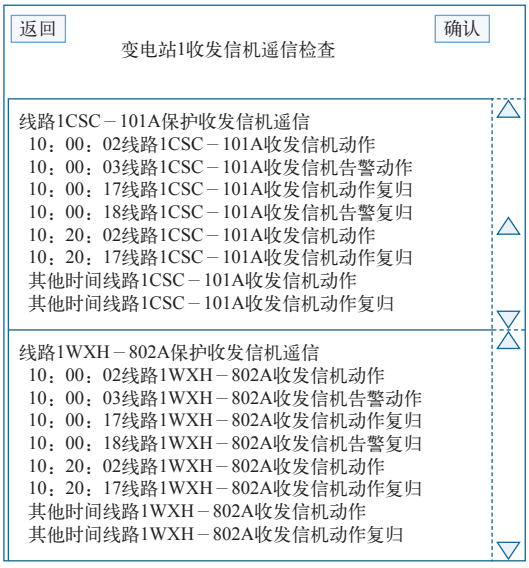

图10 变电站1收发信机遥信检查界面

1）优点。此模式实现起来较为方便，软件开发工作较小。

2）缺点。需要人工判断通道交换的正常，对运行人员综合素质提出了较高要求。

5.2 模式2

在集控调度端的监控系统进行相关软件开发，即收到站端各间隔收信、告警接点后在后台进行相关逻辑判断后，直接给出通道交换结果告知监控人员。

5.2.1 告警逻辑

收到“收发信机3 dB告警”和“收发信机装置异常告警”信号后报“××间隔线路保护××收发信机/通道告警动作”，如图11所示。

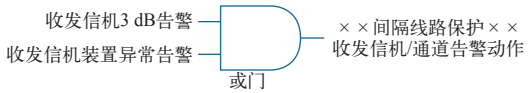

图11 告警逻辑1

考虑到高频载波通道收到通道干扰时，会频繁起动收发信机，所以，当累计1 h“收发信机动作”信号超过10次，自动报送“××间隔线路保护××收发信机频繁启讯”，如图12所示。

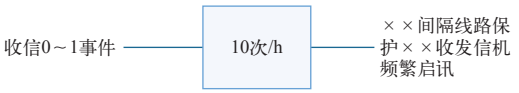

图12 告警逻辑2

5.2.2 通道交换正常逻辑

1）没有接收到“3 dB告警”接点、“装置异常告警”接点0～1事件。

2）接收到“收信”接点0～1事件和1～0事件，收信接点处于1状态的持续时间不小于15 s。

通道交换正常的软件逻辑框图如图13所示。

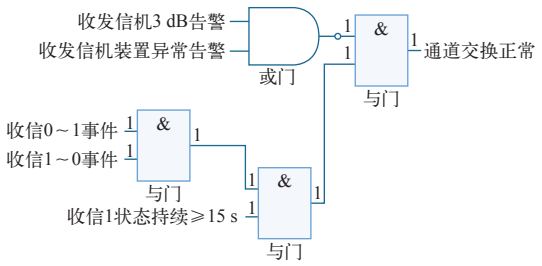

图13 通道交换正常逻辑框图

5.2.3 通道交换异常逻辑

1）接收到“3 dB告警”接点、“装置异常告警”接点事件。

2）通道自动测试装置发出测试信号后，没有接收到“收信”接点0～1事件。

通道交换异常的软件逻辑框图如图14所示。

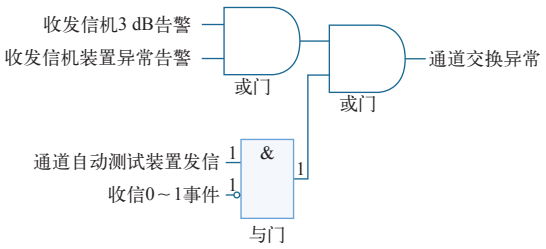

图14 通道交换异常逻辑框图

上述逻辑图14中增设“通道自动测试装置发信”和“收信0～1事件”的与门，主要是解决部分保护装置在未投入“自动通道交换”控制字时，会出现屏蔽保护装置判别通道交换异常的告警报文、告警接点开出的问题。

5.2.4 改进方案

厂家提出通过修改保护装置的人机接口程序，将上述屏蔽的信号开放，即在不更新定值的情况下，通道交换结束后保护会自动进行判别通道交换成功与否：通道交换异常输出自检报文，点通道异常信号灯，驱动告警接点输出；通道交换正常则输出接点用于复归收发信机的信号。此种改动虽然可以解决上述问题，但是改造涉及人机接口程序的升级，工作量较大，在站端采集通道自动测试装置的发信节点信号（可经测控装置上送），结合收信节点信号，进行较简单的逻辑判别，即可较好解决上述问题。改进后监控界面如图15所示。

1）优点。此模式减少了人工的工作量，提高了运行人员的运行维护效率。

2）缺点。软件工作量较大，实现起来略为复杂。

6 结束语

实现载波保护通道自动检测后，其工作效率、安全性能都将大幅提高。和目前由监控人员远方启讯、远方复归检测方式相比，其工作效率将提高数十倍，其操作的安全性更是不可比拟，而且有效解决了收发信机频繁启讯、长时间启讯及收信继电器长期动作等不能及时发现的大难题。

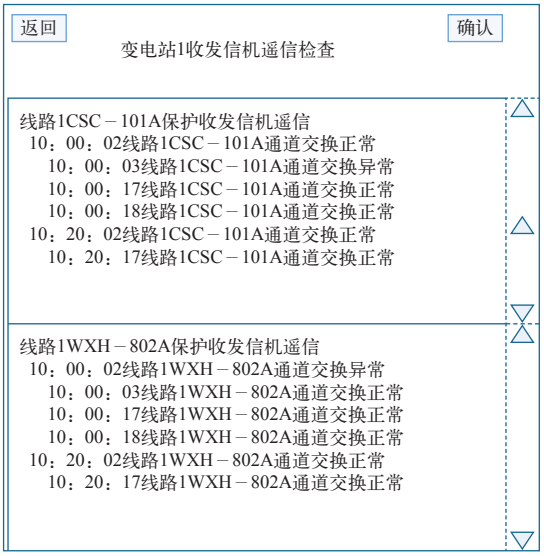

图15 改进后变电站1收发信机遥信检查界面

参考文献

[1] 贺加李.电力系统继电保护原理 [M]. 北京：水电出版社，1984.

[2] 郭耀珠，石光，丁卫华，等. 带电线路高频通道状态测试方法研究 [J]. 电力系统保护与控制，2010，38 (24)：142-145.

[3] 黄文焕，戚佳金，黄南天，等. 低压电力载波通信传输参数测试与分析 [J]. 电力自动化设备，2008，28 (4)：41-44.

[4] 郭以贺，谢志远. 配电网载波通信信道的分析和建模 [J]. 电力自动化设备，2010，30 (3)：49-30.

[5] 丁晓兵、张曼勇，周红阳. 提高极端气候条件下继电保护通道可靠性的方案[J]. 电力系统保护与控制，2009，37 (9)：106-109.

（收稿日期：2016－10－30）EA