



中华人民共和国国家标准化指导性技术文件

GB/Z 25843—2010

±800 kV 特高压直流输电控制与 保护设备技术导则

Specifications for control and protection equipment of
±800 kV ultra high voltage direct current transmission

2010-12-23 发布

2011-05-01 实施

中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局
中国国家标准化管理委员会 发布

目 次

前言	I
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	2
4 控制与保护设备	2
5 控制与保护设备的工厂试验	16
6 特高压换流站二次系统设计	18
参考文献	22

前 言

本指导性技术文件按 GB/T 1.1—2009 给定的规则起草。

本指导性技术文件由中国电器工业协会提出。

本指导性技术文件由全国量度继电器和保护设备标准化技术委员会(SAC/TC 154)归口。

本指导性技术文件起草单位：中国南方电网有限责任公司、许继集团有限公司、南京南瑞继保电气有限公司、北京网联直流工程技术有限公司、中国电力科学研究院、中南电力设计院、许昌继电器研究所。

本指导性技术文件主要起草人：黎小林、张望、郭宏光、叶周、张爱玲、李海英、黄利军、姚致清、赵曼勇、石岩、王明新、张巧玲、李岩、傅闯、李志勇。

±800 kV 特高压直流输电控制与 保护设备技术导则

1 范围

本指导性技术文件规定了±800 kV 特高压直流输电系统中控制保护设备在科研、设计、制造、试验和换流站二次回路设计等方面的基本准则,供有关部门共同遵守,也可供施工及运行部门参考。

本指导性技术文件适用于±800 kV 特高压直流输电控制与保护设备。±800 kV 电压等级以下采用每极两个 12 脉动换流器串联结构的直流输电系统控制与保护设备也可参照执行。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件,仅注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件,其最新版本(包括所有的修改单)适用于本文件。

GB/T 13498 高压直流输电术语

GB/T 13729 远动终端设备

GB/T 13730—2002 地区电网调度自动化系统

GB/T 14285—2006 继电保护和安全自动装置技术规程

GB/T 14598.300 微机变压器保护装置通用技术要求

GB/T 15145 输电线路保护装置通用技术条件

GB/T 22390.1—2008 高压直流输电系统控制与保护设备 第 1 部分:运行人员控制系统

GB/T 22390.2—2008 高压直流输电系统控制与保护设备 第 2 部分:交直流系统站控设备

GB/T 22390.3—2008 高压直流输电系统控制与保护设备 第 3 部分:直流系统极控设备

GB/T 22390.4—2008 高压直流输电系统控制与保护设备 第 4 部分:直流系统保护设备

GB/T 22390.5 高压直流输电系统控制与保护设备 第 5 部分:直流线路故障定位装置

GB/T 22390.6 高压直流输电系统控制与保护设备 第 6 部分:换流站暂态故障录波装置

DL/T 634.5101 远动设备及系统 第 5-101 部分:传输规约 基本远动任务配套标准

DL/T 634.5104 远动设备及系统 第 5-104 部分:传输规约 采用标准传输协议子集的 IEC 60870-5-101 网络访问

DL/T 667 远动设备及系统 第 5 部分:传输规约 第 103 篇:继电保护设备信息接口配套标准

DL/T 670 微机母线保护装置通用技术条件

DL/T 719 远动设备及系统 第 5 部分:传输规约 第 102 篇:电力系统电能累计量传输配套标准

DL/T 1087 ±800 kV 特高压直流换流站二次设备抗扰度要求

DL/T 5136—2001 火电厂、变电所二次接线设计技术规程

IEEE 802.3 信息技术标准 系统间的远方通信和信息交换 局域网和城域网 特殊要求 第 3 部分:载波监听多路访问/冲突检测(CSMA/CD) (Standard for information technology—Telecommunications and information exchange between systems—Local and metropolitan area networks—Specific requirements—Part 3: Carrier sense multiple access with collision detection (CSMA/CD) access

method and physical layer)

IEEE 1003.1 信息技术 可移植的操作系统接口 (POSIX) 第 1 卷: 基本定义 (Information technology—Portable operating system interface (POSIX)—Volume 1: Base definitions)

3 术语和定义

GB/T 13498 界定的术语和定义适用于本文件。

4 控制与保护设备

4.1 总则

4.1.1 一般要求

±800 kV 特高压直流输电工程采用每极两个 12 脉动换流器串联的主回路结构、具备巨大的功率输送能力、存在多达数十种可能的双极和单极运行方式,对控制保护系统的功能和性能提出了更高的要求。特高压直流输电控制保护系统的体系结构、功能配置和总体性能应与工程的主回路结构和运行方式相适应,保证特高压直流系统的安全稳定运行,并满足系统可用率的要求。

4.1.2 可靠性、安全性要求

设备应采用可靠的冗余结构,确保任何的单一元件故障不会引起设备的不正确动作。冗余控制保护的任意一重设备因故障或其他原因退出运行及检修时,不应影响整个直流系统的正常运行。

设备应具备全面的自诊断功能,自诊断功能应覆盖设备的主机、电源、测量回路,输入输出回路,通信回路等所有硬件和软件模块,并提供足够的信息使故障定位到最小可更换单元。

控制保护设备的机箱、机柜、以及电缆屏蔽层均应可靠接地。控制保护设备各子系统之间和不同接地点的设备之间的接口和通信连接应具有电气隔离措施。

应采用纵向加密和横向隔离等措施,阻止外部非法信号和指令的侵入,确保控制保护设备网络的安全,并具备高度的保密性。

4.1.3 电磁兼容要求

控制与保护设备应具有完备的、良好的抗干扰性能,应满足标准 DL/T 1087 规定的抗扰度要求。

控制与保护设备应能但不限于抵御来自诸如以下干扰源的干扰:

- a) 因换流站内的接地故障引发的流过母线和接地网的异常工频电流;
- b) 由操作交直流开关场中的隔离刀闸或断路器,包括投切大的容性及感性负荷而产生的,辐射频率高达数十万赫兹的电压及电流瞬变过程;
- c) 由于阀厅换流单元中的晶闸管元件的开通与关断引起的暂态过程;
- d) 由与感性负荷相连的触点或继电器开闭所引起的,辐射频率高达兆赫兹范围的电压及电流瞬变过程;
- e) 来自多路传输通信设备及微波通信设备的辐射信号;
- f) 来自用于站内语音通信,发射功率高达 5 W 的步话机的辐射信号;
- g) 来自换流站控制楼外面的汽车或飞机上的无线电辐射信号,其输出功率高达 100 W、工作在特高频(VHF)或超高频(UHF)频带范围;
- h) 由于电源的投切和电源之间的转换引起的干扰。

4.1.4 可扩展性要求

特高压直流控制保护设备的软硬件宜采用模块化设计,具备开放式的结构和良好的可扩展性能。

4.2 特高压直流控制保护系统的设备构成和总体结构

4.2.1 特高压直流控制保护系统的设备构成

特高压直流控制保护系统由核心控制保护和换流站辅助二次设备两大类设备构成。核心控制保护设备主要包括运行人员控制系统、远动通信系统、交直流站控系统、直流极控系统以及交直流系统保护等。换流站辅助二次设备主要包括站主时钟系统、交直流故障录波设备、能量计费系统、直流线路故障定位装置、接地极引线监视系统等。

4.2.2 特高压直流控制保护系统的分层结构

4.2.2.1 分层配置要求

从总体结构上讲,特高压换流站控制保护系统采用与超高压直流工程相同的分层结构,按照各自的功能,分为远方监控通信层、运行人员控制层、控制保护设备层、现场 I/O 设备层等 4 层设备。各分层之间以及同一分层的不同设备之间通过标准接口及网络总线相连,构成完整的控制保护系统。

4.2.2.2 远方监控通信层设备

远方监控通信层设备主要由远动工作站、远动 LAN 网、保护及故障录波信息子站、能量计费系统工作站等组成,其作用是将直流系统的运行参数和换流站控制保护系统的相关信息通过通信通道接入远方监控中心,同时将监控中心的操作指令传送到换流站控制保护系统。

4.2.2.3 运行人员控制层设备

运行人员控制层设备包括系统服务器、运行人员工作站、工程师工作站、培训系统、站局域网设备、硬件防火墙和网络打印机等。其功能是对直流输电系统及一次二次设备的运行状态信息进行采集和存储,并为换流站运行人员提供运行监视和控制操作的界面。通过运行人员控制层设备,运行人员完成包括运行监视、控制操作、故障或异常工况处理、控制保护参数调整等在内的全部运行人员控制任务。运行人员控制层设备还应具备全站的顺序事件记录、报警、换流站文档管理、网络同步对时信号的接收和下发、以及运行人员培训等功能。

4.2.2.4 控制保护层设备

控制保护层设备包括极控、交直流站控、直流系统保护(直流保护、换流变压器保护、交直流滤波器保护)、交流保护(线路保护、母线保护、断路器保护、站用辅助电源的保护)等。

与特高压直流系统的主回路结构相对应,控制保护层设备中的极控、直流站控、直流保护、换流变压器保护等,其设备配置和控制保护功能的分配应以 12 脉动换流器为基本单元,具备双极层、极层以及换流器层等明确的分层结构,各分层一般配置独立的控制和保护设备,以满足每个 12 脉动换流器和每个直流极运行的相对独立性需要。

双极、极和换流器等分层控制保护的设计应使得处于较高层次的设备的功能失效或异常不会对较低层次设备的运行产生不利的影响,较低层次设备的功能失效或异常也不应影响系统中健全设备以及整个直流系统的正常运行。

控制保护层中的控制设备和保护设备宜各自独立配置。

4.2.2.5 现场 I/O 层设备

现场 I/O 层设备主要由分布式 I/O 单元(测控装置)构成。作为控制保护层设备与交直流一次系统和换流站辅助系统的接口,现场 I/O 层设备完成对一次设备状态和系统运行信息的采集处理、顺序事件记录、信息上传、控制命令的输出以及就地连锁控制等功能。

4.2.3 控制与保护设备的冗余结构

4.2.3.1 控制设备的冗余结构

控制保护设备层中的控制设备一般采用双重化冗余,由两套功能完全相同且相互独立的控制设备和切换与跟随逻辑构成。运行过程中其中的一套设备作为运行系统控制直流系统的运行,另外一套作为热备用系统跟随运行系统的运行状态和控制输出。当运行系统通过自诊断检测出自身故障时,系统自动地平滑切换至并列的热备用系统运行。

运行系统的选择和切换也应能够手动进行。

备用系统退出检修时,不应影响运行系统和整个直流系统的运行产生任何不利的影响。

远方监控通信层和运行人员控制层设备的冗余分别在 4.3 和 4.4 中规定。

4.2.3.2 直流系统保护设备的冗余结构

直流系统保护设备可以采用双重化冗余也可采用三重化冗余。冗余结构中的每一重保护设备均应具备自己独立的测量回路、电源回路、输入输出回路和网络接口等,构成完整的冗余系统。冗余保护设备之间不切换,完全并列运行。冗余设计应保证直流系统保护设备既可防止误动又可防止拒动。

冗余系统中任意一重保护设备的退出和检修,不应影响其他各重保护和直流系统的运行产生任何不利的影响。

4.2.3.3 辅助设备的冗余结构

辅助二次设备的冗余结构可根据工程的实际情况进行配置。

4.2.4 直流控制保护系统的接口和通信

4.2.4.1 一般要求

特高压直流控制保护系统的接口和通信包括换流站与远方监控中心的通信、换流站的内部接口和通信以及站间通信等。所有的接口和通信均应采用标准的接口和规约,其中的网络通信可参照 DL/T 860 和 IEEE 802.3 中的相关规定。

4.2.4.2 换流站与远方监控中心通信

换流站与远方监控中心的通信包括远动工作站与远方监控中心的通信、保护及故障录波系统信息管理子站和计费系统与调度中心的通信等。其中远动工作站与远方监控中心的通信采用数据网通信和点对点通信(专线通信)两种方式,以数据网通信方式作为主方式,点对点通信作为备用方式。保护及故障录波信息子站和计费系统与调度中心之间一般仅配置数据网通信。

4.2.4.3 站内通信和接口

4.2.4.3.1 分层控制保护系统之间的通信和接口

远方监控通信层设备、运行人员控制层设备与控制保护层设备之间采用站级局域网(站 LAN 网)

通信。无论采用单重化或多重化结构,远方监控通信层、运行人员控制层和控制保护层的每个单重设备均应配置两路网络接口分别与双重化的站 LAN 网连接。

控制保护层设备与现场 I/O 层设备之间采用标准现场总线通信。

交流保护装置、故障录波终端设备与保护及故障录波信息子站之间采用局域网通信。交流保护和故障录波终端设备宜各自单独组网,分别接入单重化配置的故障录波信息子站。

计费表计与计费工作站之间采用单重化配置的局域网通信,单独组网。

4.2.4.3.2 控制保护设备与其测量系统之间的通信

交直流站控、双极控制、极控制、12 脉动换流器控制和直流保护等控制保护设备的主机,与各自的测量系统之间应具备标准的数字通信接口,以便测量系统将采集到的交直流场开关量和模拟量信息上传到控制保护主机。

4.2.4.3.3 冗余控制设备之间的接口和通信

对于交直流站控、双极控制、极控制和 12 脉动换流器控制等设备,每种设备的双重化控制主机之间应通过标准的网络总线进行通信,以实现热备用系统对运行系统控制状态和控制输出的实时跟随。同时,双重化控制主机之间应具备与切换逻辑的接口,以实现系统切换功能。

4.2.4.3.4 控制保护层设备之间的接口和通信

控制保护层设备之间的接口和通信包括:极控和站控等不同的控制设备之间、控制与保护设备之间、以及独立的双极层、极层和换流器层的控制保护设备之间的接口和通信。

不同控制设备之间、控制设备与保护设备之间的接口可根据实时性要求同时具备快速和慢速两种通信通道。用于设备之间实时配合的信息可采用高速控制总线或并行硬件接口,一般的状态信息交换可通过站 LAN 网或现场总线进行。当采用并行接口时,应采取电气隔离措施。

双极层、极层和换流器层等独立的控制保护设备之间应采用高速控制总线或实时网络通信,以满足控制保护的实时性要求。

4.2.4.3.5 辅助二次设备、换流站辅助设备与控制保护设备之间的接口和通信

辅助二次设备、换流站辅助设备与控制保护设备之间的接口和通信,可根据工程要求和具体设备的情况采用网络或串行接口通信。

4.2.4.3.6 控制保护与交直流一次系统的接口

换流站控制保护系统通过现场 I/O 层设备、直流控制保护设备的测量单元以及交流保护装置自身的输入输出回路等实现与交直流一次系统的接口。直流控制保护系统与换流阀的接口通过阀底部电子设备实现。

直流控制保护设备的模拟量输入回路应包括数字式或模拟式互感器接口,按照工程成套设计要求的测点位置、互感器的类型和数量配置。接口的抗干扰能力和测量精度应满足系统设计的要求。

开关量输入输出接口应保证控制保护与一次设备之间的电气隔离。输入接口应具备抗干扰能力和信号的去抖动功能,正确反映一次设备的状态。输出接口应考虑其初始输出电平的影响,避免初始化期间错误的电平输出对一次回路的误操作。

直流控制保护系统应按照系统设计的要求,配置与交流系统安全稳定控制装置及其他系统控制设备的接口。

冗余控制保护的各重设备与交直流一次系统的接口应互相独立。

4.2.4.4 换流站站间通信

站间通信用于在两侧换流站控制保护设备之间传送控制和保护信息,实现两站控制保护的配合。可分别为站控、极控和直流保护配置独立的站间通信通道。站控设备的站间通信通道按站配置,极层控制和直流保护的通信通道按极配置。换流器层的控制保护之间一般不设独立的站间通信。按站配置和按极配置的站间通信通道均应双重化设计。

对于两条以上直流线路共用接地极的情况,相关线路的换流站之间可配置站间通信通道,用于实现多条直流线路运行的协调控制。

站间通信系统的设计应满足信号传输可靠性的要求,并具备信号残余误码率的信息显示功能。

4.3 远方监控通信层设备

4.3.1 配置要求

4.3.1.1 一般要求

远方监控通信层设备主要包括远动工作站、保护及故障录波信息子站和能量计费系统工作站等。其中远动工作站双重化冗余配置,保护及故障录波信息子站和能量计费系统工作站一般为单重化配置。远方监控通信层设备通过远动 LAN 网、交换机、路由器及网络安全装置等,接入与远方监控中心相连的电力数据网,经通道切换装置、调制解调器等接入点对点远动通道。

4.3.1.2 远动工作站

远动工作站的硬件可采用 UNIX 工作站、无盘工作站或嵌入式系统等构成。远动工作站的系统软件可采用 UNIX、LINUX 或其他实时多任务操作系统。应用软件的设计应能适应冗余切换的需要,对备用系统的修改和维护应可在线完成,且不应影响运行系统产生任何影响。

4.3.1.3 保护及故障录波信息管理子站

保护及故障录波信息管理子站的功能是实现保护及故障录波信息的采集、存储、分析和数据远传等。其硬件一般由通用的计算机工作站构成,数据库、数据采集和分析等应用软件应采用标准的软件系统。

4.3.2 远动 LAN 网

远动 LAN 网一般应分为实时远动 LAN1 和非实时远动 LAN2,两者经路由器接入电力数据网。远动 LAN1 用作与远动工作站相连,实现站监控信息的实时远传和接收;远动 LAN2 用来与保护及故障录波信息管理子站和能量计量终端系统相连,实现非实时远动信息的远传。

4.3.3 接口要求

4.3.3.1 远动工作站

双重化的每一台远动工作站均应配置两路网络接口分别接入双重化的站 LAN 网,实现与站内控制保护设备的直接通信。

远动工作站配置单重化的远动 LAN 网接口接入电力数据网,并配置串行接口接入远方监控中心的点对点专线通道。串行接口的数量应按照工程要求的监控中心数量配置并预留一定的冗余。

4.3.3.2 保护及故障录波信息子站和计费系统工作站

保护装置与保护及故障录波信息管理子站之间单独组网,通过网络或串行接口进行信息交换。

故障录波终端设备与保护及故障录波信息管理子站之间单独组网,通过网络或串行接口进行信息交换。

计费表计和计费系统工作站之间单独组网,通过网络或串行接口进行信息交换。

保护及故障录波信息子站和计费系统工作站配置单重化的远动 LAN 网接口接入电力数据网。保护及故障录波信息子站和计费系统工作站与远方监控中心之间一般不配置点对点通信接口。

4.3.4 功能和性能

4.3.4.1 一般要求

远方监控通信层设备的总体功能和性能要求可参照 GB/T 18700 的相关规定。

4.3.4.2 远动工作站

远动工作站的功能和性能应符合 GB/T 13729 的有关规定。

4.3.4.3 计费系统工作站

计费工作站的功能和性能要求可参照 DL/T 698.1 的有关规定。

4.3.4.4 保护装置和故障录波信息管理子站

保护及故障录波信息管理子站实现对全站保护运行数据和故障录波终端采集信息的处理、远传及信息归档等,其技术和性能要求可参照 GB/T 22386—2008 和 DL/T 553—1994 的有关规定。特高压换流站保护及故障录波信息管理子站应具有如下主要功能:

- a) 数据转换功能:将不同格式的录波数据转换为标准 COMTRADE 格式并建立波形数据库;
- b) 波形分析和输出功能:包括录波曲线和谐波分析功能,矢量图、录波波形和录波分析结果的显示和打印输出功能等;
- c) 故障测距功能:根据源数据进行故障线路的单端和双端测距;
- d) 保护动作行为判断功能:通过故障数据的实时分析和对保护动作特性的比较,判断保护动作行为的正确性;
- e) 监视和告警功能:以图形化页面显示保护和交直流录波终端设备的配置、运行状态及其他相关信息,并在保护与故障录波系统出现异常或故障时发出告警信号提醒运行人员注意;
- f) 同步对时功能:保护及故障录波信息管理子站应能接收站内运行人员控制系统发来的网络对时报文,并向保护装置和故障录波终端设备转发。

4.3.5 通信方式及规约

4.3.5.1 网络通信方式

网络通信方式如下:

- a) 远动工作站:DL/T 634.5104;
- b) 保护装置和故障录波信息管理子站:DL/T 667;
- c) 能量计费系统工作站:DL/T 719。

4.3.5.2 专线方式

远动工作站专线方式的通信规约采用 DL/T 634.5101。

4.4 运行人员控制系统

4.4.1 配置要求

运行人员控制系统的硬件主要包括系统服务器、运行人员工作站、工程师工作站、站长工作站、培训工作站、MIS 接口工作站、阀冷却控制室工作站等。其中系统服务器应为双重化配置,其他设备可根据工程需要选择单重化或多重化配置。

4.4.2 接口要求

运行人员控制系统的工作站和服务器等设备均应配置双重化的网络接口分别接入冗余的站 LAN 网。网络接口应符合 IEEE 802.3 的规定,传输速率不低于 100 Mbps。

4.4.3 软件要求

运行人员控制系统的操作系统软件应符合 IEEE 1003.1 规定的开放性标准要求。其中系统服务器宜采用 UNIX 或 LINUX 操作系统以保证系统安全。其他工作站设备可采用 Windows 系统,但需配置完善的防病毒软件,杜绝病毒在控制保护系统网络上的传播和扩散。应用软件应支持主要的操作系统平台,采用分层结构、遵循模块化或面向对象的原则设计。应用软件应包括网络管理、数据库管理、人机界面管理等支撑软件。支撑软件应选用专业及成熟的主流技术和产品,并符合 GB/T 13730—2002 中 3.4.3 的规定。

4.4.4 功能要求

特高压直流工程的运行人员控制系统的基本功能应符合 GB/T 22390.1—2008 中 4.4 的规定。同时,功能配置应考虑特高压直流工程的特殊要求,与直流系统的主回路结构以及运行方式相适应。特高压直流工程的运行人员控制系统应具备更高的信息容量和处理能力。

4.5 交直流站控设备

4.5.1 配置要求

按照控制区域和对象,站控设备包括直流站控、交流站控和站用辅助电源控制等不同的控制功能。其中直流站控用于实现直流场、阀厅、换流变压器、平波电抗器等区域的设备监控,顺序控制和连锁、无功功率控制以及双极功率协调等功能。交流站控用于实现交流场各间隔的开关刀闸的控制、连锁,以及模拟量和开关量的监视等功能。站用电控制系统用于换流站站用电设备的监视、控制及连锁等功能。

特高压直流工程可全站集中配置独立的直流站控、交流站控和站用辅助电源控制等设备。也可采用分层分布式设计,把站控功能分别配置在极控设备和交直流场各设备间隔的控制系统主机中实现。

交直流站控设备应采用合理的软硬件设计方案,以保证设备具有良好的可扩展性能。

4.5.2 通信和接口

站控设备应具有站 LAN 网接口,以便实现与运行人员控制层、远方监控通信层设备,以及控制保护层内其他控制保护设备的通信。

站控设备与其测量系统和 I/O 层设备之间应具备标准的现场总线接口,用于接收现场采集数据和下发控制命令。

交直流站控设备之间、站控设备与极控和直流保护设备之间应配置高速通信接口,以满足控制保护的实时性要求。

站控设备应配置与交流系统安全稳定装置或其他系统控制元件的接口,用于启动相关的交直流系统协调控制功能。

冗余的站控设备之间应具备通信功能,用于实现冗余系统之间的跟随和切换。

站控设备应具备站间通信的接口和通信通道,用于站间控制信息交换和顺序控制配合。

4.5.3 功能和性能

特高压直流工程站控设备的基本功能应符合 GB/T 22390.2—2008 中 4.3 的规定。同时,还应针对特高压直流工程的特点配置专门的控制逻辑和功能,并满足下述要求。

- a) 通过站控顺序控制功能的设计及其与极控控制功能的配合,使得特高压直流系统的每一个单极以及每个 12 脉动换流器的运行具有相对的独立性,满足以下运行控制的需要:

正常运行时可以独立而平滑地投入或退出单极或单个 12 脉动换流器的运行;在出现单极或单个换流器故障时,按照正确的时序紧急退出故障部分的运行,并且不对系统健全部分的运行产生影响。

根据运行需要在完整双极、不完整双极,完整单极和不完整单极、大地返回和金属线返回等不同的主回路运行方式之间切换。

根据需要进行单换流器的空载升压试验及双换流器的空载升压试验。

当工程需要具备直流线路融冰功能时,完成相应的融冰运行顺序控制操作。

- b) 无功功率控制功能应与极控系统的角度控制相配合,保证在特高压直流系统各种主回路接线和运行方式下,交直流系统无功交换的平衡和基本的滤波特性得到满足。在可能出现的送端孤岛运行工况下,控制系统应具备优化的控制策略,限制过电压造成的危害。
- c) 如果全站总功率协调控制功能由站控系统实现,该功能的设计及其与极控系统的配合应保证在系统的各种运行方式下,直流功率在每个单极和换流器中进行正确的分配。在交直流系统扰动、故障,或交流系统安全稳定装置发出控制指令时,总功率协调控制应能对功率进行动态分配,通过紧急功率支援、交直流联合调制等措施,确保系统的稳定运行。

特高压直流工程交直流站控设备的基本技术性能应符合 GB/T 22390.2—2008 中 4.4 的规定。应通过采用高性能的控制保护软硬件平台、优化硬件软件设计等措施提高控制保护系统的总体性能满足特高压直流工程的需要。

4.6 极控设备

4.6.1 配置要求

特高压直流工程的极控系统一般以 12 脉动换流器为基本单元,按照双极、极和换流器等 3 个层次的控制功能,分别配置独立的双极和极层控制设备以及换流器层控制设备。极控设备及其功能的配置应使直流系统的每一单极和每个 12 脉动换流器的运行相对独立,实现各种运行方式的切换以及局部故障的切除,以提高整个直流系统运行的灵活性和可用率。双极控制功能可以集成在极层控制设备中,也可在直流站控设备中实现。

4.6.2 通信和接口

极控设备应配置站 LAN 网接口,用于实现与运行人员控制层、远方调度通信层,以及控制保护层内其他控制保护设备的通信。

极控设备与其测量系统和 I/O 层设备之间应具备标准的现场总线接口,用于接收现场采集的数据和下发控制命令。

双极层、极层和换流器层独立的极控设备之间、极控设备与站控设备之间,极控设备与直流保护设

备之间应配置高速通信接口,以满足实时通信和控制保护配合的要求。

极控设备应具备与交流系统安全稳定装置或其他控制元件的接口,以便直流控制设备根据交流系统稳定控制的指令启动相关的交直流协调控制功能。

冗余的极控设备之间应具备通信功能,用于实现冗余系统之间的跟随和切换。

极控设备应具备站间通信接口,用于两站极控系统的控制配合。极控系统的站间通信通道按极配置。

4.6.3 功能和性能

特高压直流工程极控设备的基本功能应符合 GB/T 22390.3—2008 中 4.3 的规定。同时,应根据特高压直流工程的需要增加相应的控制逻辑和功能,使其与特高压直流工程主回路结构和运行方式相适应。

特高压直流工程极控系统的设计应使特高压直流系统的每个单极以及每个 12 脉动换流器的运行具备相对的独立性。应保证在直流系统的正常运行过程中,可以独立地投入和退出单极或单个 12 脉动换流器的运行。在出现单极或单换流器故障时,能够紧急退出故障部分的运行。需对换流器的投入和退出控制进行优化,使得正常运行时单个换流器的投入和退出对系统的冲击尽量小、持续时间尽量短,故障情况下的紧急退出对系统健全部分运行造成的影响尽量小。

特高压直流工程极控系统应配置串联 12 脉动换流器的平衡控制功能。对于逆变侧以角度控制为主要控制策略的直流工程,稳态运行时需保证串联换流单元 2 台换流变压器分接开关的位置不一致在两个档位之内。对于逆变侧以电压控制为主要控制策略的直流工程,串联运行的 12 脉动换流器的电压平衡控制是极电压控制的组成部分,其控制精度应与整个直流系统的电压控制精度一致。

极控设备的辅助无功控制功能应与站控设备的无功单元投切控制相配合,保证在特高压直流系统的各种运行方式下,交直流系统的无功平衡,并满足基本的滤波性能要求。

当全站总功率协调控制功能由极控系统完成时,其设计需考虑两极功率控制的有机配合,使得在特高压直流系统的各种运行方式下,双极功率在每个单极和每个换流器中的正确分配。在系统受到扰动和发生交直流故障,或交流系统安全稳定装置发出控制指令时,功率协调控制通过功率的动态分配、紧急功率支援、交直流系统的联合调制等措施,确保系统的稳定运行。

特高压直流工程极控设备的基本技术性能应符合 GB/T 22390.3—2008 中 4.4 的规定。应通过优化的硬件结构和应用软件设计、采用更高性能的控制保护系统软硬件平台等措施,使其性能满足特高压直流工程应用需要。

4.7 直流系统保护设备

4.7.1 配置要求

特高压直流系统保护包括直流保护、换流变压器保护、交流滤波器保护和直流滤波器保护等设备。

换流变压器保护以 12 脉动换流单元为基础配置,每个 12 脉动换流器所对应的换流变压器分别配置独立的换流变压器保护。

交流滤波器保护以滤波器分组配置。根据工程的需要可为每个滤波器大组配置一套滤波器保护设备,也可以滤波器小组为单元,分别为大组和其中的每个小组配置独立的保护设备。

特高压直流工程的直流保护由双极层保护、极层保护和 12 脉动换流器保护等构成。整个换流站可配置一套独立的双极层保护设备,也可将双极保护功能集成在极层保护设备中;极层保护按极配置,每个直流极配置一套独立的极保护设备;换流器保护以 12 脉动换流器为单元配置,每个 12 脉动换流器配置一套独立的换流器保护设备。

直流滤波器保护按极配置,每个直流极可配置独立的直流滤波器保护设备,也可将其保护功能集成

到直流保护设备中。当直流滤波器保护与直流保护集成设计时,两者应相对独立,使得投入或退出直流滤波器的运行,或对直流滤波器一次二次回路的检修不影响直流系统的运行。

直流系统保护设备宜独立配置,一般不与控制系统共用主机。

4.7.2 通信和接口

直流系统保护设备应具备与运行人员控制系统和保护信息子站的通信功能,以便向运行人员控制系统和保护信息子站传送保护的動作信息及设备运行状态等。

直流系统保护设备与其测量系统和 I/O 层设备之间应具备通信接口,以实现保护数据的采集和保护动作的输出等功能。

直流系统保护设备与直流控制设备之间应配置高速通信接口,以实现控制与保护系统之间的配合。当保护采用三重化冗余设计时,三重化的保护设备与双重化冗余控制系统的接口通过三取二逻辑单元实现。

直流系统保护设备应具备站间通信的接口,直流保护的站间通信通道允许独立于控制系统配置,以满足保护站间通信的可靠性和实时性要求。

4.7.3 功能和性能

4.7.3.1 一般要求

特高压直流工程直流系统保护的保護功能配置应符合 GB/T 22390.4—2008 中 4.3 的规定。同时,还需按照特高压直流系统的主回路结构和运行方式,对双极层、极层和换流器层的保护功能进行合理的分配,增加与特高压直流工程运行相关的保护功能,以满足特高压直流工程需要。

特高压直流系统保护的功能设计应满足保护灵敏度和选择性的要求,对于单极、单 12 脉动换流单元等直流系统的局部故障,不应造成健全极与健全换流器保护设备的误动作。

直流保护系统的保护功能和動作值应根据特高压直流系统的主回路运行方式,在运行过程中进行动态的配置和调整,自动适应包括完整和不完整双极、完整和不完整单极、金属返回和大地返回、降压运行、空载加压试验等所有工程确定的运行方式,并且不应在运行方式切换过程中出现保护误动。

4.7.3.2 保护分区

保护区域的划分应确保对所有相关的直流设备均能提供完备的保护,相邻保护区域之间应有重叠,不存在保护死区。特高压直流系统的保护分区与 GB/T 22390.4—2008 中 4.3.2 的规定基本一致。但针对换流变压器保护区和换流器保护区,可分别配置独立的高压端和低压端换流变压器保护设备与换流器保护设备,以满足 12 脉动换流单元运行独立性的需要。

4.7.3.3 换流变压器保护设备的保护功能配置

特高压直流输电工程对换流变压器保护的功能提出了更全面的配置的要求,一般可根据工程的需要选择配置以下保护功能:

- a) 变压器差动保护:检测换流变的区内接地故障或相间短路故障;
- b) 变压器绕组差动保护:将换流变压器的各侧绕组分别作为被保护对象,检测绕组的接地故障;
- c) 交流引线差动保护:检测从换流变压器的网侧断路器到换流变压器网侧套管 CT 之间的接地或相间故障;
- d) 过流保护:检测换流变压器内部及外部相间短路引起的过电流;
- e) 变压器饱和保护:检测中性点直流偏磁电流导致的换流变压器饱和;
- f) 变压器过激磁保护:防止因过激磁对换流变压器造成损坏;

- g) 阻抗保护:检测换流变压器区内发生的接地故障或相间短路故障;
- h) 过电压保护:检测换流变压器网侧电压,防止交流系统过电压对换流变压器的危害。

4.7.3.4 直流保护功能的分层配置

4.7.3.4.1 分层配置要求

可根据故障发生的区域、故障对直流系统运行影响的范围、有利于保护功能的配合以及简化保护测量系统接线等因素,对特高压直流工程直流保护的双极层保护、极层保护和换流器层保护等设备的保护功能进行合理的分配,以满足特高压直流系统在各种运行方式下直流保护灵敏度和选择性要求。

4.7.3.4.2 双极层保护

4.7.3.4.2.1 配置原则

双极层保护配置的基本原则是:保护范围包括了双极公用连接区域以及其中的开关设备的保护功能,一般配置在双极层保护设备中;在特定运行方式下保护范围覆盖了双极回路或设备的保护功能,也可配置在双极层保护设备中。

4.7.3.4.2.2 双极公用区域保护

双极公用连接区域一般可配置以下保护和监视功能:

- a) 双极中性母线差动保护;
- b) 接地极引线过载及不平衡保护;
- c) 接地极引线阻抗监视;
- d) 站内接地过流保护。

对于中性母线与接地极引线的连接区域内发生的瞬时性接地和短路故障,保护通过启动控制系统的双极平衡控制、减负荷以及合中性母线接地开关等措施使故障恢复。对于永久性故障,保护应闭锁直流系统的运行。

4.7.3.4.2.3 金属返回线保护

单极金属返回运行方式下的金属返回线保护的 protection 范围包括了双极回路,可以在双极层保护中实现。金属返回线保护可配置金属返回线接地保护,金属返回线横差和纵差保护等保护功能。

4.7.3.4.2.4 运行方式转换开关保护

运行方式转换开关保护包括中性母线接地开关保护、大地返回转换开关保护和金属返回转换开关保护等。运行方式转换开关保护用于监视在直流系统的运行方式转换过程中出现的转换开关电流转移失败故障。当检测到电流转移失败时,保护可根据不同的故障发展时刻,采取禁止打开预定的转换开关、向转换开关发出重合并禁止其再次被打开等措施,避免故障电流对开关设备造成危害。

4.7.3.4.3 极层保护

极层保护配置的基本原则是:保护针对的故障区域或故障类型同时危及整个极运行安全,或保护对应的故障由各直流极独立清除更为合理的保护功能,可配置在极层保护中。

极层保护的 protection 区域包括直流线路、极母线、双 12 脉动换流器及其连接母线、直流滤波器、极中性母线和中性母线开关等。当这些区域内出现接地或短路故障、开路故障、直流电压异常、两站运行阀组数量不一致、错误的直流功率反转、交直流碰线、持续的触发及换相故障,以及交流系统故障或异常时,由极层保护动作切除故障。

其中直流线路保护可配置行波保护、直流线路低电压及其变化率保护、直流线路纵差保护等。直流线路保护动作后,按照工程的需要启动直流线路故障重启逻辑。

针对直流极的接地和短路故障,极层保护可选择配置极母线直流差动保护、中性母线直流差动保护、极过流保护、极直流差动保护、极换流器直流差动保护、高低压阀组连接母线直流差动保护、直流低电压保护、空载升压试验保护、100 Hz 分量保护等。

对于持续的换相故障和触发故障、交直流碰线等故障,可配置 50 Hz 分量保护。

针对直流回路的开路故障,可配置直流过电压保护、接地极开路保护等。

为应对两站运行阀组数不一致、错误的功率反向等异常工况,极层保护设备可配置换流器不平衡保护、功率翻转保护等。

如果特高压直流系统与临近的大型汽轮发电机组之间存在发生次同步震荡的风险,极层保护设备应配置次同步震荡保护功能。

极层保护设备应配置中性母线开关保护,用于当极电流从中性母线开关向接地极引线转移失败时保护中性母线开关。

4.7.3.4.4 换流器层保护

换流器层保护的覆盖范围应覆盖 12 脉动换流器及其旁路开关、换流变压器阀侧绕组和阀侧交流连线等区域。该区域内的故障类型包括换流器及其桥臂的短路和接地故障;换流变压器阀侧绕组及阀侧连线的相间故障和接地故障;直流母线开路引起的直流过电压;交流系统故障或扰动,以及控制系统异常等造成的换相故障和设备过应力,以及其他原因造成的故障和异常等。

对于短路和接地故障可根据工程需要配置:阀短路保护、换流器过流保护、换流器直流差动保护、换流器零序过电压保护等。

对于换相故障、控制系统功能失效引起的故障和异常可配置:换相失败保护、换流器交流差动保护、阀组直流过电压保护、换流变压器中性点直流过流保护(报警)、丢脉冲及误触发保护等。

针对由直流控制系统故障、交流系统异常和扰动引发的换流器故障和设备过应力,可选择配置交流过电压保护、交流低电压监视、电压应力保护、大角度监视等保护和监视功能。

针对换流器的异常工作状态,换流器层保护设备可配置晶闸管元件冗余监视、水冷系统及晶闸管结温监视等监视功能。

换流器层保护设备应配置阀组旁路开关保护,用于在投入和退出阀组的过程中,监视旁路开关的电流转移失败故障。

4.8 交流系统保护和换流站辅助二次设备

4.8.1 交流系统保护

4.8.1.1 配置要求

特高压换流站交流系统保护主要由交流线路保护、交流母线保护、交流断路器保护、站用电系统保护等常规保护设备构成。除非另有规定,特高压换流站交流系统保护的功能配置和技术性能按照以下标准执行。

4.8.1.2 交流线路保护

交流线路保护的功能和性能应符合 GB/T 14285、GB/T 15145 的有关规定。

4.8.1.3 交流母线保护

交流母线保护的功能和性能应符合 GB/T 14285、DL/T 670 的有关规定。

4.8.1.4 交流断路器保护

交流断路器保护的功能和性能宜符合 GB/T 14285、GB/T 15145 的有关规定。

4.8.1.5 站用电系统保护

站用电系统保护的功能和性能宜符合 GB/T 14285、GB/T 14598.300 的有关规定。

4.8.2 换流站辅助二次设备

4.8.2.1 配置要求

换流站辅助二次设备主要包括能量计费系统、直流线路故障定位装置、接地极线监视设备、交直流暂态故障录波装置、换流站时钟同步设备、谐波监视设备等。

4.8.2.2 直流线路故障定位装置

直流线路故障定位装置的基本功能和性能应符合 GB/T 22390.5 的有关规定。

4.8.2.3 接地极引线监视设备

4.8.2.3.1 一般要求

接地极引线监视设备宜采用数字式装置构成。可以采用独立设备,也可将其功能集成在其他适宜的换流站二次设备中实现。

4.8.2.3.2 功能要求

接地极引线监视设备应能够对接地极引线的运行状态进行实时的监视,一旦接地极及其引线出现开路或者接地故障,应能正确地记录并报警。

监视设备可采用不同的原理实现,如注入电流法、高频脉冲反射法等。但是不论采用何种原理,当工程存在共用接地极的情况时,监视设备应能对故障数据自动进行修正,以满足检测精度的要求。

监视设备应具有自监测功能,以便当设备自身发生故障时闭锁可能的误报警。

4.8.2.3.3 接口要求

监视设备应采用标准的网络或串行接口将监视信息接入换流站运行人员控制系统和远方监控中心。

4.8.2.4 换流站暂态故障录波装置

换流站交直流暂态故障录波装置的基本功能和性能应符合 GB/T 22390.6 的有关规定。

4.8.2.5 换流站时钟同步设备

4.8.2.5.1 一般要求

特高压直流输电换流站应配置双重化的时钟同步设备,作为全站统一的时间基准。时钟同步设备主要由主时钟系统和时钟信号分配装置构成。

时钟同步设备应同时具备报文对时和脉冲对时两种与站内二次设备的对时方式。时钟同步设备通过其网络接口或串行接口,接入站 LAN 网或控制保护设备的串行接口,下发时钟同步报文。时钟同步

设备的对时脉冲通过时钟信号分配装置与控制保护设备的时钟脉冲接口相连。时钟信号分配装置一般安装在站内的各继电小室。

时钟同步设备时钟输出接口的数量应满足换流站直流控制保护设备和其他二次系统的对时需要。

4.8.2.5.2 功能要求

时钟同步设备为换流站所有的事件的动作记录提供时间基准,其时间精度不宜低于 1 ms。

正常情况下,两台主时钟系统的时间信号接收单元各自独立接收全球卫星定位系统的时间基准信号;当某一主时钟系统的时间信号接收单元发生故障时,该主时钟系统应能自动接收另一台主时钟系统的时间信号接收单元的时间基准信号,实现时间基准信号的互为备用。

时钟同步设备的同步报文应包含年/月/日/时/分/秒/毫秒等完整的时间信息;对时脉冲可采用分脉冲或秒脉冲。

时钟同步设备应提供守时模块,用于当时间基准信号完全失去时,主时钟系统在一个确定的时间段内保持原有的时间节拍并满足守时精度的指标要求。

4.8.2.5.3 接口要求

时钟同步设备应为包括以下设备在内的所有换流站二次系统提供对时接口:

- 运行人员控制系统和远动工作站;
- 交直流控制和保护系统;
- 站用电源系统的保护装置;
- 直流线路故障定位装置;
- 交直流暂态故障录波系统;
- 安全自动装置;
- 电能计量系统;
- 保护及故障录波信息管理子站;
- 辅助系统的控制保护,如阀冷系统控制保护、消防控制系统等;
- 其他需时间同步的设备。

时钟同步设备的时钟接口和输出信号一般包括以下类型:

- 网络接口:时钟同步设备通过网络发送的时钟报文应可选择以下类型:NTP(SNTP), Ethernet OSI L4, Ethernet OSI L2 S5等;
- 串行接口:时钟同步设备应具备 RS-232/422 标准串行接口,以便向特定的二次设备发送同步报文;
- IRIG-B 接口:时钟同步设备应具备 IRIG-B 接口,以便向特定的二次设备发送 B 码同步报文;
- 脉冲对时接口:时钟同步设备应具备 PPS 秒脉冲或 PPM 分脉冲输出接口,以便向所有的二次设备发送时钟同步脉冲。

4.8.2.6 谐波监视设备

谐波监视设备用于对换流站交直流系统中的谐波进行自动监测和分析,以获取各次谐波的统计值。

监测和分析的结果应至少包括交直流电压和电流中的从 1 次到 50 次各次谐波含量、交流电压的总谐波畸变率、交流电流的总谐波畸变率、电压干扰系数和直流侧的等效干扰电流等数据。

谐波监视设备与运行人员控制系统之间应具备标准的网络接口或串行接口,以便对谐波监测结果进行监视和存储。

5 控制与保护设备的工厂试验

5.1 工厂试验分类

工厂试验包括单屏试验、分系统试验和系统试验。

5.2 单屏试验

5.2.1 试验目的

检验单个控制保护屏柜的安装配线、电气性能是否满足设计要求。

5.2.2 被试设备

极控、交直流站控、直流系统保护、交流保护、现场 I/O 设备等所有控制保护屏柜在生产制造完成以后,首先要经过严格的单屏试验,以保证安装配线正确,基本功能、电气性能、以及工艺和质量满足设计要求。

5.2.3 试验项目

单屏试验主要包括以下项目:

a) 外观检查

检查屏柜的外观、安装配线、系统标识等是否满足设计要求。

b) 绝缘性能试验

对所有的引线,所有的输入输出信号以及电源端子进行绝缘性能试验。

c) 软硬件设置检查

对屏内所有需要进行参数设置的装置、板卡、传感器等硬件模块的设置,如 DIP 开关的位置进行检查,对装载的工程软件版本和配置参数进行检查。确认所有硬件软件参数均已按照工程设计要求设定。

d) 电气电路检查

检查屏柜电源电路、输入输出电路的连接是否正确,校准模拟量输入输出电路的精度。

所有模拟量和开关量输入电路的检查,应该从屏柜端子一直查到软件,保证从输入端子到软件的所有连接都正确。

所有模拟量和开关量输出电路的检查,应该从软件一直查到屏柜端子,以保证从软件到输出端子的所有连接都正确。

e) 功能性能试验

逐项检查屏柜的功能和性能,确认所有功能和各项性能满足设计要求。

f) 电源偏差试验

当输入电源的电压在允许范围内变化时,设备的功能应正确,模拟量采集及运算精确度应满足相关标准的要求。

5.3 分系统试验

5.3.1 试验目的

检验控制保护设备之间、各分系统之间的接口和连接的正确性,控制保护系统的整体配合是否满足设计要求。

5.3.2 被试设备

运行人员控制、极控、交直流站控、直流保护、阀底部电子设备等核心控制保护设备,在工厂内可进行分系统试验,以检验系统的接口关系是否正确。对于现场 I/O 层设备,可采用实际装置进行分系统试验,也可采用仿真模拟设备代替实际装置进行分系统试验。

5.3.3 试验项目

分系统试验主要包括以下项目:

- a) 检查各控制保护设备之间和各分系统之间的通信电路的连接是否正确,包括:
 - 运行人员控制系统与极控、交直流站控、直流保护系统的通信电路;
 - 极控(双极、极和换流器控制)、交直流站控、直流保护(双极、极和换流器保护)等控制保护设备之间的通信电路;
 - 极控、交直流站控与现场 I/O 层设备之间的通信电路;
 - 站间通信电路;
- b) 检查控制保护设备与现场 I/O 层设备之间的联锁逻辑是否正确;
- c) 进行控制保护信号测试,检查控制保护设备与运行人员控制和远方监控通信系统之间,以及控制保护设备与仿真试验设备之间的信号传输是否正确。

5.4 系统试验

5.4.1 试验目的

系统试验包括功能性能试验和动态性能试验。

功能性能试验的目的是:通过试验对成套直流控制保护设备的总体功能进行检查、优化和验证;包括验证控制保护软件设计的正确性;检验各控制保护设备之间相互配合的正确性;检验各种运行方式下控制保护的功能与交直流一次系统之间相互作用的正确性;验证顺序控制逻辑和运行规程的正确性;验证冗余控制保护系统切换和辅助电源掉电对输电过程的影响等。

动态性能试验的目的是:通过试验对直流输电系统的暂态特性进行测试,检查直流控制保护在各种扰动情况下与交直流系统的相互作用,选择和验证控制保护参数,优化成套控制保护设备在各种直流系统运行工况下的响应。

5.4.2 被试设备

运行人员控制、极控、交直流站控、直流保护、阀底部电子设备等核心控制保护设备,在完成分系统试验之后,可在试验室模拟环境下进行功能性能试验和动态性能试验。对于现场 I/O 层设备,可采用实际装置进行系统试验,也可采用仿真模拟设备代替实际装置进行系统试验。

5.4.3 试验项目

5.4.3.1 功能和性能试验

功能和性能试验主要包括以下项目:

- a) 直流场开关顺序试验;
- b) 空载升压试验;
- c) 解锁闭锁试验;
- d) 紧急停运试验;
- e) 稳态性能试验;

- f) 调节器切换和直流系统外特性试验;
- g) 功率、电流控制模式转换试验;
- h) 交流滤波器投切和无功控制试验;
- i) 功率升降试验;
- j) 自动功率曲线试验;
- k) 功率反转试验;
- l) 稳定控制功能试验;
- m) 降压运行试验;
- n) 辅助电源丢失试验;
- o) 冗余设备切换试验;
- p) 电磁干扰试验等。

5.4.3.2 动态性能试验

动态性能试验包括以下项目:

- a) 阶跃响应试验;
- b) 控制系统触发异常试验;
- c) 交直流系统故障和直流保护试验;
- d) 直流线路故障再启动试验;
- e) 过负荷试验等。

6 特高压换流站二次系统设计

6.1 二次回路

6.1.1 除下述条文外,换流站二次回路的设计应符合 DL/T 5136—2001 第 7 章的有关规定,控制和保护设备用控制电缆的选择应符合 DL/T 5136—2001 第 9 章的有关规定。

6.1.2 二次回路的工作电压宜采用直流 110 V 或直流 220 V。

6.1.3 断路器的控制回路、控制保护设备和自动装置的电源回路应配置电源监视装置。

6.1.4 断路器的跳、合闸回路应具备回路的完整性监视功能。

6.1.5 互感器二次回路连接的控制保护和自动装置等负载不应超过其准确等级所规定的负荷范围。

6.1.6 冗余控制保护设备的模拟量输入回路、直流电源回路和冗余开关设备的跳、合闸绕组之间的控制回路应采用对应的冗余设计,控制电缆互相独立。

6.1.7 控制保护设备的直流电源和信号输入输出回路的连接宜全部采用屏蔽电缆。

6.1.8 屏柜之间的网络通信和控制总线宜采用光纤介质,路径与高压配电装置临近的通信网络连线应采用光纤介质。

6.1.9 应采用多芯电缆,尽可能减少电缆根数,并符合下列要求:

- a) 交流和直流回路不宜合用同一根电缆;
- b) 强电和弱电回路不宜合用同一根电缆;
- c) 交流电流和交流电压回路不宜合用同一根电缆;
- d) 低电平信号与高电平信号回路不宜合用同一根电缆;
- e) 交流电压互感器二次回路的三相电压和开口三角零序电压的引入线宜采用各自独立的电缆;
- f) 同一根电缆中不宜有不同安装单位的电缆芯。

6.2 二次设备布置及组屏原则

6.2.1 二次设备布置原则

6.2.1.1 换流器层、极层和双极层的控制保护屏柜,换流变压器的接口及保护屏柜等可按换流器、按极布置于主控制楼或阀厅辅助设备楼内各功能单元室。

6.2.1.2 换流器、极、双极的直流开关场控制接口屏柜等可按换流器、按极布置于主控制楼或阀厅辅助设备楼内各功能单元室,也可下放布置于就地直流继电器小室。

6.2.1.3 交流滤波器组、并联电容器组及并联电抗器组控制保护,交流线路保护等屏柜可下放布置于就地交流继电器小室。

6.2.2 二次设备组屏原则

6.2.2.1 控制保护层设备

6.2.2.1.1 极控设备中的换流器层、极层和双极层控制可分别配置独立的双重化的控制屏柜。当独立配置直流站控设备时,双极控制功能可集成在直流站控屏柜中。

6.2.2.1.2 交流站控的主机可集中配置为双重化的独立控制屏柜,也可按分层分布的原则与现场 I/O 层设备合一组屏;直流站控可配置独立的、双重化的控制屏柜,也可将直流站控的功能集成在换流器、极、双极控制等极控系统中。

6.2.2.1.3 直流保护可按换流器、极、双极分别配置独立的保护屏柜,其中双极保护功能也可集成在每个极的保护屏柜中。直流保护设备还可与极控制系统合并组屏,但不宜共用主机或装置。直流保护设备应采用双重化或三重化冗余配置,各冗余的保护屏柜应相互独立。

6.2.2.1.4 应为每个 12 脉动换流器对应的换流变压器配置独立的、双重化的换流变压器保护屏柜。

6.2.2.1.5 直流滤波器组保护可按极配置独立的、双重化的保护屏柜,也可将其功能合并并在直流保护中。

6.2.2.1.6 宜为每个交流滤波器大组配置独立的保护屏柜,双重化的交流滤波器大组保护设备宜放在不同的保护屏柜中。

6.2.2.1.7 宜为每个交流滤波器小组配置独立的保护屏柜,双重化的交流滤波器小组保护设备宜放在不同的保护屏柜中。

6.2.2.1.8 交流线路保护、母线保护、断路器保护、站用辅助电源保护等,其组屏原则可参照 GB/T 14285 的有关规定。

6.2.2.2 现场 I/O 层设备

6.2.2.2.1 按换流器、极、双极开关场分别配置直流开关场设备的就地控制接口屏柜。

6.2.2.2.2 按阀厅配置阀厅设备接口屏柜。

6.2.2.2.3 按每个 12 脉动换流器对应的换流变压器配置换流变压器接口屏柜。

6.2.2.2.4 按滤波器小组配置交流滤波器的现场 I/O 层设备,按大组配置交流滤波器的就地控制接口屏柜。当控制保护层设备与现场 I/O 层设备合一组屏时,控制主机按交流滤波器大组双重化配置。

6.2.2.2.5 可按设备间隔配置交流设备现场 I/O 层设备,一个半开关接线的交流系统的现场 I/O 层设备原则上按串配置就地控制接口屏柜。当控制保护层设备与现场 I/O 层设备合一组屏时,其交流场控制主机按串作双重化配置。

6.2.2.2.6 站用电系统可按与交流设备间隔对应的原则配置其现场 I/O 层设备,站用电系统的现场 I/O 层设备原则上配置独立的就地控制接口屏柜。当控制保护层设备与现场 I/O 层设备合并组屏时,

其站用电系统控制主机宜采用独立的双重化设计。

6.2.2.2.7 对于其他辅助系统,可配置一套辅助设备的数据采集屏柜,用于采集换流站辅助设备及公用系统的告警信号。

6.3 辅助电源系统配置原则

6.3.1 换流站控制保护设备根据设备类型和成套设计的要求分别由站用电源、站蓄电池组或站 UPS 等辅助电源系统供电。电源系统的容量应与其负载相匹配。所有的电源系统应为冗余配置。双重化的站蓄电池系统之间宜彼此隔离。

6.3.2 冗余配置的换流站控制保护系统的每一重设备、屏柜和装置等应由冗余的电源系统或不同的站电源母线供电,每重供电电路应配备独立的隔离开关及熔丝。隔离开关和熔丝应与负载严格配合。

6.3.3 单一的电源系统故障不应导致直流控制保护系统的功能失效,或对直流系统的运行造成干扰。

6.3.4 有两组跳闸线圈的断路器,每一组跳闸电路应由专用的直流熔断器或自动开关供电。

6.3.5 所有独立的控制或保护装置应设有直流电源消失的报警电路。

6.4 屏柜的设备安装和标识

屏柜及屏柜内安装的设备均应具备明确的标志,标明其名称及所属的安装单位。不同安装单位的设备应分开布置,不宜互相交叉。

6.5 互感器二次参数选择

6.5.1 交流电流和交流电压互感器

6.5.1.1 交流电流和交流电压互感器的额定参数、准确等级及性能指标应符合 DL/T 866 的有关规定。

6.5.1.2 交流电流和交流电压互感器二次绕组的数量按照二次设备的配置确定。准确等级应分别满足继电保护、自动装置、电能计量和测量仪表的要求。互感器的选择、配置及安全接地等要求应符合 DL/T 5136—2001 第 7 章和 GB/T 14285—2006 第 6 章的有关规定。

6.5.1.3 接近后备原则配置的两套主保护,应分别接入电流互感器和电压互感器的不同二次绕组;对于 I、II 类计费用途的计量装置,宜设置专用的电流互感器和电压互感器二次绕组。

6.5.1.4 换流变压器差动保护应采用暂态性能满足要求的 TPY 类电流互感器,交流滤波器保护可采用 P 类电流互感器,其高压电容器不平衡保护用电流互感器宜采用测量类电流互感器。

6.5.2 直流电流测量装置和电压测量装置

6.5.2.1 直流电流和直流电压测量装置宜采用电子式互感器,根据需要也可采用零磁通电流互感器。

6.5.2.2 测量装置应具有良好的暂态响应和频率响应特性,测量精度应满足控制保护精度的要求。

6.5.2.3 电子式电流和电压互感器远端测量模块的数量应满足直流控制保护设备的配置需要,并预留适当的备用。双重化配置的控制保护设备应分别接入互感器不同的测量模块;对于双极共用区域的电流和电压互感器,双极和两个单极的控制保护设备的输入宜分别接入互感器的不同测量模块;对于每极两个换流器共用的电流和电压互感器,两个换流器的控制保护设备宜分别接入互感器的不同测量模块。

6.5.2.4 直流控制设备用的直流电流测量装置的精度应为额定电流的 $\pm 0.2\%$;直流电压测量装置的被测电压在零至最大稳态直流电压之间变化时,测量精度应为额定直流电压的 $\pm 0.2\%$ 。

6.5.2.5 对于直流保护用测量装置,应按照保护类型选择测量装置的动态范围,使其分别满足不同的保护在规定的动态范围内对测量精度的要求。

6.6 断路器及隔离开关的二次回路设计要求

6.6.1 直流转换开关和直流旁路断路器应具有两组合闸及两组跳闸绕组,220 kV 及以上电压等级的交流断路器应具有两组跳闸绕组。两组独立的跳合闸回路应由有两组直流电源分别供电。保护的两组出口继电器的跳闸触点应分别接至两组跳闸绕组。

6.6.2 220 kV 及以上电压等级的分相操作断路器应附带有三相不一致保护电路。三相不一致保护的動作时间宜为 0.5 s~4.0 s 可调,以躲开单相重合闸的動作周期。

6.6.3 各级电压的断路器均应配置防止跳跃的回路。

6.6.4 各类气压或液压断路器应配置双重化的低压力闭锁分合闸操作和压力异常报警的输出触点,供控制保护设备及信号回路使用。

6.6.5 断路器、隔离开关均应配置足够数量的辅助触点供控制保护设备使用。应保证所有触点接触可靠、動作逻辑正确。

6.7 换流变压器的二次回路设计要求

6.7.1 换流变压器的套管电流互感器和阀侧套管末屏电压分压器的二次绕组的数量、准确级及额定输出容量应满足直流控制、保护和故障录波的要求。

6.7.2 换流变压器应有下列报警和跳闸信号输出,用于换流变压器本体的保护和监视。所有开关量信号应采用无源触点输出,按相双重化配置:

- a) 换流变压器轻瓦斯报警触点、重瓦斯跳闸触点;
- b) 调压开关轻瓦斯报警触点、重瓦斯跳闸触点;
- c) 绕组温度高报警触点、绕组温度高跳闸触点;
- d) 油温高报警触点、油温高跳闸触点;
- e) 油位高报警触点、油位低报警触点;
- f) 压力释放报警或跳闸触点;
- g) 冷却器故障、全停触点等。

6.7.3 换流变压器应具有下列测量信号的输出,用于换流变压器本体的测量和监视。所有的模拟量信号宜采用 4 mA~20 mA 电流环输出,并按相双重化配置:

- a) 绕组温度;
- b) 油箱顶层油温;
- c) 油气体监测。

6.7.4 换流变压器的每相冷却器、调压开关控制回路应有下列控制信号的输入接口,用于控制保护设备对各对换流变压器冷却器、调压开关进行控制和调节:

- a) 投冷却器(按组);
- b) 切冷却器(按组);
- c) 分接头上调;
- d) 分接头下调。

6.7.5 换流变压器调压开关应具有分接头位置的信号输出,并按相双重化配置,供双重化的控制保护设备及信号回路使用。

参 考 文 献

- [1] GB/T 18700(系列) 远动设备及系统 第6部分:与 ISO 和 ITU-T 建议兼容的远动协议
 - [2] GB/T 22386 电力系统暂态数据交换通用格式
 - [3] DL/T 553 电力系统故障动态记录技术准则
 - [4] DL/T 698.1 电能信息采集与管理系统 第1部分:总则
 - [5] DL/T 860(系列) 变电站通信网络和系统
-