

前 言

电力能源是现代社会与经济发展的重要基础,作为产生和传输电力能源的设备,电气设备广泛应用于当代国民经济生产建设的各个领域。我国自改革开放以来,随着社会主义市场经济的快速发展,国家的生产建设对电气设备的需求和依赖程度越来越高。现代电气设备种类繁多,结构与功能也越来越复杂多样。随着当代科学技术的迅猛发展,电气技术与电气设备也在迅速的发展之中,新技术、新材料、新工艺不断涌现并得到应用。这使得电气设备的安装、试验、检修与运行维护等各个技术和管理环节上都有了较大的发展和进步。与此同时,近年来国家颁布了众多相应的电气技术标准规范,对电气工程技术与管理进行指导与规范。当代快速发展的电气技术对电气工程技术人员和管理人员提出了更高的要求。及时学习和应用最新的技术与管理手段,对以往的实践经验进行总结,成为当代电气工程技术与管理人员的必然选择。本书也正是出于这样的目的,而专门组织众多业内专家学者进行编写的。本书紧跟当代科技的发展步伐,以国家现行及最新颁布的相关标准规范为编写依据,针对各类常用现代电气设备的安装、试验、检修与运行维护等各个环节都进行了全面系统地阐述,其中有不少最新的研究成果,实用性极强,是国内相关领域内一部极具参考价值的大型工具书。我们期待着本书能为我国当代社会生产的迅猛发展做出应有的贡献。

全书共三百万字,分为以下十二篇:

- 第一篇 总论;
- 第二篇 变压器的安装、试验、检修与运行维护;
- 第三篇 高低压电器的安装、试验、检修与运行维护;
- 第四篇 绝缘子、母线和电缆的安装、试验、检修与运行维护;
- 第五篇 架空线路的安装、试验、检修与运行维护;
- 第六篇 电气照明装置的安装、试验、检修与运行维护;
- 第七篇 电气接地装置的安装、试验、检修与运行维护;
- 第八篇 蓄电池的安装、试验、检修与运行维护;
- 第九篇 电机的安装、试验、检修与运行维护;
- 第十篇 起重运输设备的安装、试验、检修与运行维护;

第十一篇 机床电气设备的安装、试验、检修与运行维护；

第十二篇 电气设备安装检修与运行维护其他相关标准规范。

由于编者众多,水平所限,书中难免有疏漏及不妥之处,恳请广大读者不吝批评指正。

编 者

2003年1月

目 录

第一篇 总 论	(1)
第一章 电气设备基础知识	(3)
第一节 电力系统与电气设备概述	(3)
第二节 电气设备的主要参数	(9)
第三节 电气设备常用图形符号	(12)
第四节 电气设备绝缘一般概念	(18)
第二章 电气设备的预防性试验	(21)
第一节 概述	(21)
第二节 电气试验常用电工材料	(28)
第三节 电气试验常用仪器和仪表	(35)
第四节 电气设备预防性试验的方法	(60)
第五节 试验数据处理	(81)
第六节 电气设备绝缘带电测量和在线监测	(98)
第七节 过电压和绝缘配合一般知识	(119)
第三章 电气设备的继电保护	(131)
第一节 继电保护基本原理	(135)
第二节 常用电磁继电器	(143)
第三节 常用试验仪器及接线	(147)
第四节 微机继电保护	(167)
第四章 电气检修工艺基础	(167)
第一节 电气检修工作概述	(167)
第二节 电气设备故障分析及诊断	(169)
第三节 电工工具及使用方法	(183)

第四节	电气设备起重搬运	(187)
第五节	外线工艺	(193)
第五章	电气安全技术	(198)
第一节	触电事故及其现场急救	(198)
第二节	电气设备的接地与接零	(214)
第三节	漏电保护装置	(228)
第四节	电气防火与防爆	(235)
第五节	静电安全技术	(238)
第六节	电气安全工器具	(244)
第二篇	变压器的安装、试验、检修与运行维护	(269)
第一章	变压器及其工作原理	(271)
第一节	变压器概述	(271)
第二节	变压器的工作原理	(279)
第二章	变压器的安装	(286)
第一节	安装前的准备工作	(286)
第二节	安装程序和工艺	(288)
第三章	变压器的试验	(297)
第一节	变压器的试验方法	(297)
第二节	变压器的特殊试验	(318)
第四章	变压器的检修	(340)
第一节	变压器检修的实施	(340)
第二节	变压器的检修工艺	(352)
第五章	变压器的运行维护	(366)
第一节	变压器的空载运行	(366)
第二节	变压器的负载运行	(373)
第三节	变压器的运行性能	(380)
第四节	变压器的连接组标号	(382)
第五节	变压器的并联运行	(392)
第六节	变压器的经济运行	(394)
第七节	变压器油的运行	(400)
第八节	变压器的异常运行与分析	(401)
第九节	变压器的故障处理	(405)
第十节	变压器事故的预防	(416)

第十一节 变压器的干燥	(421)
第十二节 变压器的继电保护	(432)
第六章 相关标准规范	(449)
第三篇 高低压电器的安装、试验、检修与运行维护	(535)
第一章 断路器	(537)
第一节 断路器概述	(537)
第二节 断路器的安装	(538)
第三节 断路器的试验	(553)
第四节 断路器的检修	(568)
第五节 断路器的运行维护	(579)
第二章 互感器	(594)
第一节 互感器概述	(594)
第二节 互感器的安装	(615)
第三节 互感器的试验	(618)
第四节 互感器的检修	(623)
第五节 互感器的运行维护	(626)
第三章 隔离开关	(639)
第一节 隔离开关概述	(639)
第二节 隔离开关的安装调试	(647)
第三节 隔离开关的检修	(650)
第四节 隔离开关的运行维护	(652)
第四章 负荷开关	(660)
第一节 负荷开关概述	(660)
第二节 负荷开关的安装	(665)
第三节 负荷开关的试验	(665)
第四节 负荷开关的运行维护	(666)
第五章 熔断器	(667)
第一节 熔断器概述	(667)
第二节 熔断器的安装	(673)
第三节 熔断器的检修	(673)
第四节 熔断器的运行维护	(674)
第六章 电容器	(677)
第一节 电容器概述	(677)

第二节	电容器的安装	(685)
第三节	电容器的试验	(686)
第四节	电容器的运行维护	(692)
第七章	避雷器	(698)
第一节	避雷器概述	(698)
第二节	避雷器的安装	(706)
第三节	避雷器的试验	(708)
第四节	避雷器的检修	(719)
第五节	避雷器的运行维护	(725)
第八章	高低压配电装置	(727)
第一节	配电装置概述	(727)
第二节	成套配电装置的检修	(747)
第三节	成套配电装置的运行维护	(748)
第九章	相关标准规范	(751)
第四篇	绝缘子、母线和电缆的安装、试验、检修与运行维护	(909)
第一章	绝缘子	(911)
第一节	绝缘子概述	(911)
第二节	绝缘子的安装	(916)
第三节	绝缘子的试验	(916)
第四节	绝缘子的运行维护	(921)
第二章	母线	(932)
第一节	母线概述	(932)
第二节	母线的安装	(934)
第三节	母线的试验	(951)
第四节	母线的检修	(952)
第五节	母线的运行维护	(954)
第三章	电缆	(961)
第一节	电缆概述	(961)
第二节	电缆线路的敷设	(971)
第三节	电缆的试验	(992)
第四节	电缆的检修	(1001)
第五节	电缆线路的运行维护	(1006)
第四章	相关标准规范	(1019)

第五篇 架空线路的安装、试验、检修与运行维护	(1135)
第一章 架空线路的安装	(1137)
第一节 架空线路概述	(1137)
第二节 架空线路安装施工一般要求	(1146)
第三节 电杆安装	(1153)
第四节 架线施工	(1159)
第二章 架空线路的试验	(1197)
第一节 导线接头试验	(1197)
第二节 绝缘电阻测量和核对相色	(1199)
第三节 参数测量	(1200)
第四节 长输电线路参数计算	(1209)
第三章 架空线路的检修	(1212)
第一节 检修工具的使用	(1212)
第二节 导线的连接	(1217)
第三节 附件的检修	(1222)
第四节 拉线的检修	(1225)
第五节 检修安全措施	(1228)
第四章 架空线路的运行维护	(1231)
第一节 架空线路的巡视	(1231)
第二节 架空线路的故障及预防	(1237)
第五章 相关标准规范	(1246)
第六篇 电气照明装置的安装、试验、检修与运行维护	(1421)
第一章 电气照明装置的安装	(1423)
第一节 照明灯具和器材	(1423)
第二节 照明线路敷设和灯具安装	(1434)
第二章 电气照明装置的试验	(1446)
第三章 电气照明装置的检修	(1447)
第一节 照明故障的查找	(1447)
第二节 照明线路的检修	(1448)
第三节 照明灯具检修	(1450)
第四章 电气照明装置的运行维护	(1457)
第一节 电气照明装置的运行要求	(1457)

第二节	电气照明装置的巡视检查	(1458)
第三节	电气照明装置的防火	(1461)
第五章	相关标准规范	(1472)
第七篇	电气接地装置的安装、试验、检修与运行维护	(1481)
第一章	电气接地装置的安装	(1483)
第一节	电气接地装置概述	(1483)
第二节	接地装置的安装	(1486)
第二章	电气接地装置的试验	(1496)
第一节	接地电阻测量	(1496)
第二节	测量土壤电阻率方法	(1503)
第三节	接触电势、跨步电势及电位分布测量	(1505)
第三章	电气接地装置的检修	(1507)
第四章	电气接地装置的运行维护	(1509)
第一节	运行中的安全检查	(1509)
第二节	运行中的监视	(1510)
第三节	常见故障及其处理	(1511)
第四节	日常维护	(1513)
第五章	相关标准规范	(1514)
第八篇	蓄电池的安装、试验、检修与运行维护	(1555)
第一章	蓄电池的安装	(1557)
第一节	蓄电池概述	(1557)
第二节	防酸隔爆式铅酸蓄电池的安装	(1559)
第三节	碱性蓄电池的安装	(1579)
第二章	蓄电池的试验	(1588)
第一节	绝缘监察测量	(1588)
第二节	直流绝缘监察装置	(1592)
第三章	蓄电池的检修	(1594)
第四章	蓄电池的运行维护	(1602)
第一节	防酸隔爆式铅酸蓄电池的运行维护	(1602)
第二节	铁镍和镉镍蓄电池的运行维护	(1612)
第五章	相关标准规范	(1624)

第九篇 电机的安装、试验、检修与运行维护	(1659)
第一章 电机及其工作原理	(1661)
第一节 电机概述	(1661)
第二节 同步发电机	(1668)
第三节 异步电动机	(1681)
第四节 直流电机	(1687)
第二章 电机的安装	(1694)
第一节 电动机的安装	(1694)
第二节 汽轮发电机的安装	(1704)
第三节 水轮发电机的安装	(1718)
第三章 电机的试验	(1756)
第一节 发电机的试验	(1756)
第二节 电动机的试验	(1766)
第三节 直流电机的试验	(1769)
第四章 电机的检修	(1779)
第一节 异步电动机的检修	(1779)
第二节 直流电机的检修	(1801)
第三节 汽轮发电机的检修	(1816)
第四节 水轮发电机的检修	(1846)
第五章 电机的运行维护	(1874)
第一节 发电机的运行维护	(1874)
第二节 电动机的运行维护	(1913)
第六章 相关标准规范	(1960)
第十篇 起重运输设备的安装、试验、检修与运行维护	(1973)
第一章 起重机电气设备	(1975)
第一节 起重机及其电气控制系统	(1975)
第二节 起重机电气装置的安装	(1999)
第三节 起重机的试验	(2009)
第四节 起重机电气设备的检修	(2011)
第五节 起重机电气设备的运行维护	(2014)
第二章 电梯电气设备	(2034)
第一节 电梯及其电气控制系统	(2034)
第二节 电梯电气装置的安装	(2064)

第三节	电梯的调试	(2076)
第四节	电梯电气设备的运行维护与检修	(2081)
第三章	机关标准规范	(2094)
第十一篇	机床电气设备的安装、试验、检修与运行维护	(2137)
第一章	机床电气设备的安装	(2139)
第一节	机床及其电气控制系统	(2139)
第二节	数控机床的安装	(2166)
第二章	机床电气设备的试验	(2171)
第一节	数控机床的调式	(2171)
第二节	机床的精度检验	(2173)
第三章	机床电气设备的检修	(2182)
第一节	机床电气线路故障的检查	(2182)
第二节	机床电气控制线路的维修	(2185)
第三节	数控机床电路的检修	(2214)
第四章	机床电气设备的运行维护	(2222)
第一节	机床电气设备的检查	(2222)
第二节	机床电气安全措施	(2223)
第十二篇	电气设备安装检修与运行维护其他相关标准规范	(2229)

第一篇 总论

第一章 电气设备基础知识

第一节 电力系统与电气设备概述

一、电力系统概述

为了充分利用天然动力资源,降低电能生产成本,往往将发电厂建立在天然动力资源附近的地方。因此就要采用一定的措施将电能输送到集中用电的区域,然后再分配到各类用户,这就需要建立各级升压变电所及降压变电所。为了提高经济效益,保证连续可靠地向用户供电,常将相距较远的多个各类发电厂相互联结起来并列运行。这样就构成了一个由各种不同类型的发电机、配电装置、输电线路、变电所及用户组成的整体,对电能进行不断地生产和分配,这种包括发电机到电力用户的整体,就叫电力系统。

电力系统的出现,带来很多问题,其中包括以下诸问题。

(一) 绝缘保护问题

由于大气中雷电的作用及电力系统中参数的变化,常常会引起电力系统中电压短时间的升高,这种短时间升高的电压叫过电压。过电压可能会超出线路和电气设备的绝缘能力,使线路和电气设备遭受破坏。所以在系统中不但要有能限制过电压的装置,而且还应该有能在出现过电压时保护线路及电气设备的装置。

(二) 电流的发热问题

线路和电气设备的导电回路要长时间地通过工作电流。由于导电回路中存在着导体自身的电阻和导体相互接触处的接触电阻,因而要产生电能损耗。这种损耗和电气中的铁磁损耗都是热源,将会引起线路及电气设备的温度升高。当线路中通过的电流超出所允许的最大电流时,就可能烧毁线路或电气设备。因此电力系统中应该采用能防止过

电流及在出现过电流时能保护线路与电气设备的措施,这就需要装设电抗器、过电流继电器等装置。

(三) 电力系统的故障,特别是短路故障的问题

电力系统在运行中可能会发生各种类型的故障,其中短路故障是最严重的故障。比如在系统载流部分相与相或相与地之间短接时,短路电流将达到几万甚至几十万安。由于热效应及电动力效应,就可能使电气设备遭受到严重的破坏。同时,由于短路时电力系统电压降低,将会破坏各发电厂并联运行的工作稳定性,造成系统瓦解,酿成停电事故。短路故障给系统带来的危害是相当大的,这就要求一方面应尽量设法消除引起短路的一切因素;另一方面,在一旦发生短路时,则应能迅速排除。因而,在系统中应有快速切断短路电流的设备。

此外,电力系统中80%以上短路故障都是临时性的(如雷击、鸟害等),在短路电流切断后可很快消除。为了提高电力系统运行的连续性和可靠性,在短路故障消除后,应能使线路自行接通,恢复供电。所以电力系统中应有能自行恢复供电的自动重合闸装置。

(四) 电力系统的运行稳定性问题

在电力系统中,从电能的生产、输送、分配到转换成其它形式的能量,是在同一瞬间完成的。就是说电能不象其它产品一样可以储存,在任何瞬时,都要求输入和输出平衡。一旦发生不平衡,就会在电力系统中产生一种骚乱,这叫暂态过程。如果暂态过程结束后系统能建立起一种新的平衡,我们说这种系统是稳定的,否则就是不稳定的。引起电力系统不平衡的原因很多,比如负载的变化,配电线路的切换,短路故障的发生及故障切除的快慢等等。为了提高电力系统运行的稳定性,其主要措施是要快速切断故障并迅速自动重合闸。

由以上可知,为了保证电力系统安全可靠地运行,必须采用很多种类不同的具有各种功用的电气设备,对系统及设备起控制和保护作用。

二、电气设备的功用和分类

(一) 电气设备的功用

在电力系统中装设的主要电气设备有:

1. 生产和变换电能的设备,如发电机、调相机、变压器、电动机等;
2. 接通和断开电路的开关设备,如断路器、隔离开关,自动开关,接触器,刀闸开关等;
3. 限制过电流和过电压的设备,如电抗器、避雷器等;
4. 保护装置,如熔断器、保护装置的继电器等;
5. 测量和监察设备,如电流表、电压表,功率表、绝缘监察装置及供测量仪表和继电器用的辅助设备——电流互感器、电压互感器等。

除了上述设备外,发电厂和变电所还设置有直流电源设备,以供控制和信号装置使用,如蓄电池、硅整流器等。

(二)电气设备分类

以上电气设备按照其耐压能力可分为高压电器和低压电器两类:额定电压在 3kV 以上的设备为高压电器,额定电压在 3kV 以下则为低压电器。按照其功用不同,又可分为一次设备和二次设备两类:用以直接生产和输配电能的设备称为一次设备,如发电机、变压器、断路器、隔离开关、熔断器等;用以对一次设备的工作进行监察、测量、控制和保护的设备称为二次设备,如测量仪表、继电器、控制电缆、自动控制设备及信号装置等。

(三)电路图

将一次设备按一定的顺序用导线连接起来构成的电路叫一次电路,又叫电气主接线;各设备元件按照规定的图形符号和文字符号表示的一次电路接线图称为一次电路图,又叫主接线图。将二次设备按照一定的顺序连接起来构成的电路叫二次电路,各设备元件按照规定的图形符号和文字符号表示的二次电路接线图叫二次电路图。

主接线图可以是三线图,即用三根线表示三相电路的接线图。这种图画起来繁琐,看图又不方便,所以很少采用。通常主接线图只画出其中的一相(B),这样的图叫单线图,单线图绘制简单,看图清晰方便。

图1-1-1是一个发电厂变电所的双母线分段主接线单线图,各类电气设备在电力系统中的作用便可由图得到说明。如图,两台发电机 G_1 和 G_2 并联在 10kV 的母线上,通过变压器升压与 220kV 和 110kV 的高压母线连结,由线路 X_1 和 X_2 送往远方变电所,由 10kV 线路 X_3 、 X_4 及 X_5 直接向近区供电。用高压断路器 QF_1 、 QF_2 、 QF_3 、 QF_4 对线路进行分、合闸控制,并用来切除系统中发生的短路故障。为了限制过电流及雷电过电压,装有电抗器 L 及避雷器 F 。电流互感器 TA 及电压互感器 TV 用来测量电流和电压,并用来作为继电保护动作的信号源。电阻器 R 用来限制电压互感器短路时的短路电流,而用熔断器 FU 将短路电流切断。为了检修的方便,还装有隔离开关 QS ,以便在某部分检修时将该部分与电源隔离,保证检修的安全。

三、电力系统中性点运行方式

电力系统通常把三相电源(包括发电机和变压器)的三相绕组接成星形或三角形接法向外供电。当把三相绕组接成星形接法时,三相绕组的末端形成一个公共点,这个点对地的电位为零。我们把该点称电源的中性点。

电力系统的中性点就是指发电机和变压器的中性点。考虑到电力系统运行的可靠、安全、经济及人身安全等因素,中性点常采用不接地、直接接地和经消弧线圈接地三种运行方式。

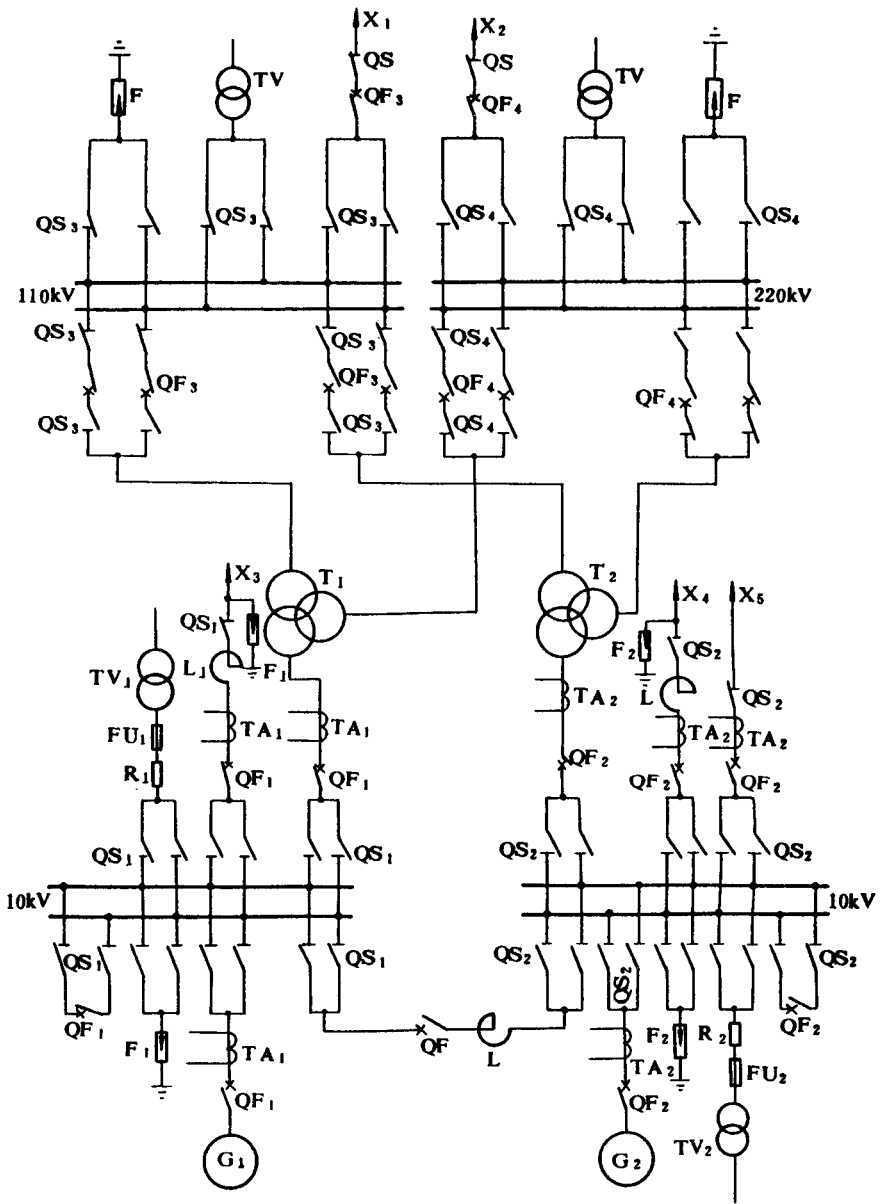


图 1-1-1 电力系统中的高压电器

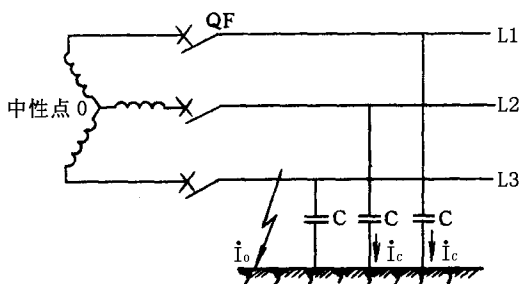


图 1-1-2 中性点不接地系统

(一)中性点不接地方式

中性点不接地方式,即电力系统的中性点不与大地相接。电力系统的三相导线对地都有分布电容,这些电容在导线中引起了附加电流。在正常运行时,各相对地电容电流相位相差 120° ,其向量之和为零。所以中性点没有电流流过,对地电位亦为零,如图1-1-2所示。

当电力系统中任何一相绝缘受到破坏而接地时,各相对地电压、对地电容电流都要发生改变。当故障相完全接地(即对地电阻为零)时,其对地电压为零,中性点对地电压为相电压,未故障相对地电压变成线电压,即对地电压升高了 $\sqrt{3}$ 倍,因而对相间绝缘构成威胁。在这种情况下,由于电力系统中相间电压的大小和相位均未发生变化,所以运行未被破坏,用电不受影响。加之相对地的绝缘是根据线电压设计的,因此中性点不接地系统在单相接地时还可暂时继续工作。但是,这种单相接地状态不能允许长时间运行,否则容易引起相间绝缘破坏而短路,影响安全用电。

另外,接地电流会在接地点引起电弧,如果接地不良,则可能在接地点形成间歇性电弧,引起间歇电弧过电压。这种过电压一般可以达到相电压的 $2.5\sim 3$ 倍,威胁电力系统的安全运行。为此电力系统调度规程规定,单相接地运行时间一般不应超过2h。

为了保证运行安全,在发生接地故障时能够及时发现和得到处理,中性点不接地系统中一般都应装有绝缘监测装置或一相接地保护装置。当发生接地故障时,这些装置可及时发出警报,使工作人员尽快排除故障。在可能的情况下,应把负荷转移到备用线路上去。

我国10kV电压的电网和部分35kV电压的电网中采用中性点不接地方式。在工矿企业内部,如矿井下的低压系统中有些也采用这种方式。

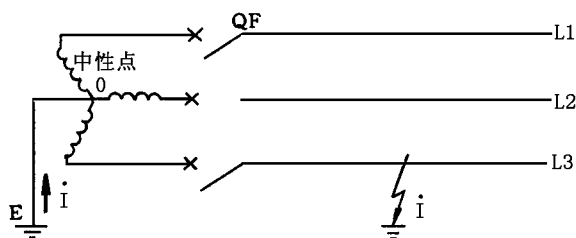


图1-1-3 中性点直接接地系统

(二)中性点直接接地方式

在电力系统中采用的中性点直接接地方式,即把中性点直接和大地相接。这种方式可以防止中性点不接地系统中单相接地时产生的间歇电弧过电压。在这种系统中,发生单相接地时,短路点和中性点构成回路,产生很大的短路电流,使保护装置动作或熔断器熔丝熔断,以切除故障。因而又称这种系统为大电流接地系统,如图1-1-3所示。

中性点直接接地系统发生单相接地故障时,既不会产生间歇电弧过电压,也不会使非故障相电压升高,因此,各相的绝缘根据相电压设计,对高压系统而言,可大大降低电

网造价,对高压配电线路而言,可以减少对人身危害。但是,每次发生单相接地故障时,都会使供电线路或变压器保护装置跳闸,中断供电,使供电可靠性降低。为了提高供电可靠性,克服单相接地必须切断故障线路这一缺点,目前在中性点直接接地系统中广泛采用自动重合闸装置。当发生单相接地故障,线路接通,恢复供电。若属持续性故障,自动保护装置再次切断线路。

目前我国 110kV 以上的电网均采用中性点直接接地方式,部分 35kV 的电网及 380/220V 的低压电网也采用中性点直接接地方式。

(三)中性点经消弧线圈接地方式

在中性点不接地系统中,当单相接地电流超过规定数值时,电弧不能自行消灭,一般采用经消弧线圈接地措施减小接地电流,使故障电弧自行消灭,这种措施叫中性点经消弧线圈接地方式,如图 1-1-4 所示。这种系统和中性点不接地系统在发生单相接地故障时,接地电流都较小,故通常统称为小电流接地系统。

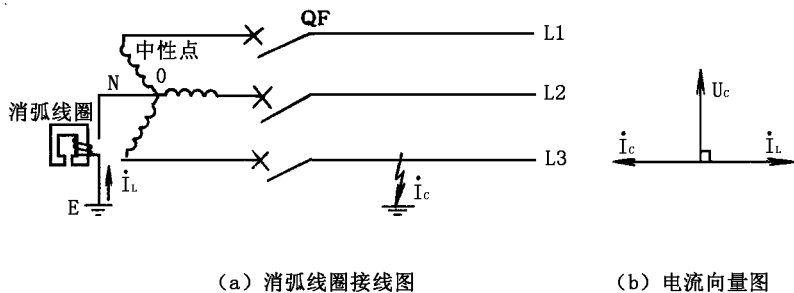


图 1-1-4 中性点经消弧线圈接地系统

消弧线圈是一个具有铁芯的电感线圈,把铁芯和线圈浸在一个盛有变压器油外形象小变压器的油箱内,线圈本身电阻很小,感抗却很大。通过调节铁芯气隙和线圈匝数改变感抗值,以适应不同系统中运行的需要。

在正常运行情况下,三相系统是对称的,中性点电流为零,消弧线圈中没有电流通过。当发生一相接地时,就把相电压加在了消弧线圈上,使消弧线圈上有的电感流 I_L 流过,因为电感电流 I_L 和电容电流 I_C 相位相反,所以在接地处互相补偿。如果消弧线圈电感选用合适,会使接地电流减到很小,而使电弧自行熄灭。虽然接地处往往仍会有很小的电容电流流过,不过已不致发生危险的间歇电弧过电压了。

根据消弧线圈中电感电流 I_L 对电容电流 I_C 的补偿程度不同,可分为全补偿、欠补偿和过补偿三种补偿方式。

所谓全补偿就是当电感电流 I_L 等于电容电流 I_C 时,使接地电流为零。这种被偿方式容易引起串联谐振过电压,危害用电设备,一般不允许采用。

当电感电流 I_L 小于电容电流 I_C 时叫欠补偿。按规定只有消弧线圈容量不足时,才

允许短时间内以欠补偿方式运行。

当电感电流 i_L 大于电容电流 i_C 时叫过补偿。在实际运行中都采用过补偿方式,使消弧线圈保留一定的容量裕度,一是防止出现过电压,二是以利将来电网的发展,当地电容增加时,原消弧线圈仍能满足使用。

但是,必须指出,这种中性点经消弧线圈接地方式和中性点不接地方式一样,当发生一相接地时,其他两相电压也将升高 $\sqrt{3}$ 倍,因而单相接地运行也同样不准超过 2h。

目前在 35 ~ 60kV 的高压电网中多采用这种接地方式。在 35kV 电网中,单相接地电流大于 5A,在 6 ~ 10kV 电网中,单相接地电流大于 30A,其中性点均要求采用经消弧线圈接地方式。

第二节 电气设备的主要参数

电气设备种类繁多,作用不同参数也不同,但额定电压、额定电流和额定容量是最重要的设备参数。

一、额定电压

额定电压是国家根据国民经济发展的需要,技术经济合理性及电机、电器制造等因素所规定的电气设备标准的电压等级。电气设备在额定电压下工作时,其技术性能与经济性能最佳。额定电压是电气设备各参数中的第一参数,常标在设备铭牌及使用说明书上。

我国规定的额定电压,按电压高低及使用范围可分为三类。

第一类是 100V 及以下的电压等级,见表 1-1-1 所示,主要用于安全动力、照明、蓄电池及其他特殊设备。

表 1-1-1 第一类额定电压(V)

直 流	交 流	
	单 相	三 相
6		
12	12	
24	36	36
48		

第二类是 100 ~ 1000V 之间的电压等级,见表 1-1-2 所示。它的应用最广、数量最多,如电动机、工业、民用、照明、普通电器、动力及控制设备等均采用此类电压。

表 1-1-2 第二类额定电压(V)

用电设备			发电机		变压器		
直流	三相交流		直流	三相交流	单相		三相
	线电压	相电压			一次绕组	二次绕组	一次绕组
110			115				
	(127)			(133)	(127)		
					(133)	(127)	(133)
		127	230	230	220		
220	220					230	220
		220	400	400	380		
	380						380
440							400

第三类是 1000V 及以上的电压等级。电力系统的发、供、输、配、用电都采用这个电压等级,见表 1-1-3 所示。

表 1-1-3 第三类额定电压(kV)

用电设备	交流发电机	变压器		用电设备	变压器	
		一次绕组	二次绕组		一次绕组	二次绕组
3	3.15	3 及 3.15 *	3.15 及 3.3	(60)	(60)	(66)
6	6.3	6 及 6.3 *	6.3 及 6.6	110	110	121
10	10.5	10 及 10.15 *	10.5 及 11	(154)	(154)	(169)
	13.8	13.8		220	220	242
	15.75	15.75		330	330	363
	18	18		500	500	550
35		35	38.5	750	750	825

- 注 1. 表中所列均为线电压。
 2. 括号内的电压仅用于特殊地区。
 3. 水轮发电机允许用非标准额定电压。
 4. “*”适用于升压变压器。

由表可见,同一电压等级下,各电气设备的额定电压不尽相同,故可分为用电设备、电力网、发电机和变压器等四种额定电压,现以图 1-5 为例说明。

1. 电力网和用电设备的额定电压

设发电机在额定电压下运行,给电力网 AB 部分供电。由于线路有电压损失,所以负荷 1-5 点所受的电压各不相同,线路首端电压 U_A 大于末端电压 U_B 。若负荷沿线路分布均匀,则电压沿线路分布情况大致如图中斜线 ab 所示。各处用电设备所受的电压不同,也不可能按上述分布电压制造,而且电力网各点的电压也是经常变化的,所以用电设备的额定电压只能力求接近于实际工作电压。通常用线路首、末两端电压的算术平均值 $1/2(U_A + U_B)$ 作为用电设备的额定电压,这个电压也即是该电力网的额定电压,用电设备的额定电压就等于其所在电力网的额定电压。

目前,我国电力网的额定电压等级有 0.4、3、6、10、35、60、110、220、330、500、750kV 等。

一般城市对中、小企业的供电。可采用 10kV 电压等级的配电网,对大、中企业的供电,可采用 35~110kV 电压等级的配电网;大、中型企业内部,可采用 10kV 电压等

级的配电网。35kV、110kV 电压等级 ,适用于中距离输电 ;220 ~ 500kV 电压等级 ,适用于远距离大容量的输电。大、中容量的电动机可采用 3kV、6kV 和 10kV 的额定电压等级 ;小容量的电动机可采用 0.38/0.22kV 的额定电压等级 ;并采用 0.38/0.22kV 三相四线制供电网络 ,照明灯及其他单相负载接在相电压上。直流 220V、110V 电压等级 ,广泛使用在发电厂、变电站的控制、信号及自动装置回路中。

2. 发电机的额定电压

由表 1-1-2 表 1-1-3 可见 ,发电机的额定电压比其所在电力网的额定电压高出 5% ,这是考虑到一般电力网的电压损失为 10% ,如果线路首端电压比电力网额定电压高 5% ,则到末端 ,其电压比电力网额定电压会低 5% ,从而保证末端用电设备工作电压的偏移不会超出允许的范围 ,一般为 $\pm 5\%$ 。

目前 ,我国发电机额定电压的使用范围为 $\times 3 \sim 10.5\text{kV}$ 用于 100MW 及以下的小容量机组 ,13.8kV 用于 125MW 的汽轮发电机和 72.5MW 的水轮发电机 ,15.75kV 用于 200MW 的发电机 ,18kV 及以上的电压等级用于 300MW 及以上的大容量发电机。

3. 变压器的额定电压

变压器一次绕组的额定电压根据升压还是降压变压器有所不同。一般升压变压器是与发电机电压母线或与发电机直接相连接 ,如图 1-1-5 所示 ,所以升压变压器的一次绕组的额定电压应高出其所在电力网额定电压的 5% ,见表 1-1-3 中注“ * ”的数字。降压变压器对电力网而言相当于用电设备 ,如图 1-1-5 中的 T2 ,所以其一次绕组的额定电压等于所接电力网的额定电压。但厂用变压器一次绕组的额定电压取所接电力网额定电压的 1.05 倍。

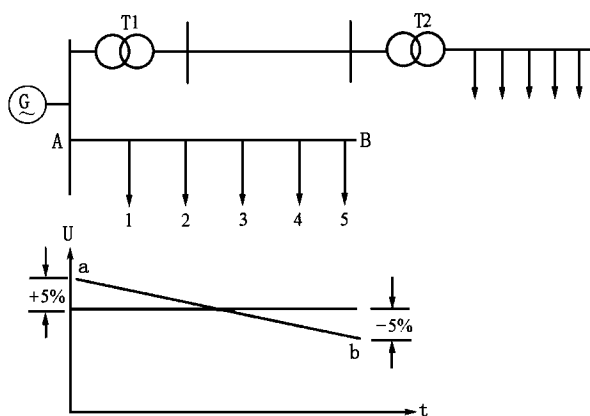


图 1-1-5 额定电压的解释图

考虑到带满负载时 ,变压器本身绕组有 5% 的电压损失 ,变压器所接输电线路有 5% ~ 10% 的电压损失 ,所以对二次侧电压等级较高时 ,二次绕组的额定电压比所接电力网的额定电压高出 10%、对 35kV 及以下较低的电压等级 ,视所接线路的长短及变压器阻

抗电压大小分别高出所接电力网额定电压的 10% ~ 5%。

此外,习惯上 1000V 及以上的电压等级称高压,小于 1000V 的电压等级称低压。这样分,是由于这两种电压等级的电气设备及装置,在构造和使用规则上有所不同,并不表明对人身安全的危害程度。

二、额定电流

电气设备的额定电流是指在规定的周围环境温度条件下,允许长期通过的最大电流值,此时设备的绝缘和载流部分的长期发热温度不会超过规定的允许值。

我国规定的外界环境温度为:




电力变压器和电器(周围空气温度)	40℃
发电机(冷却空气的温度)	35 ~ 40℃
裸导线、绝缘导线和裸母线	25℃
电力电缆:空气中敷设	30℃
直埋敷设	25℃

三、额定容量

发电机、变压器、电动机是用于转换功率的,所以都相应规定有额定容量,其规定条件与额定电流相同。

发电机的原动机只能提供有功功率,所以一般以有功功率(kW)表示,当用视在功率(kVA)表示时,需表明额定功率因数($\cos\phi$)。变压器的额定功率用视在功率(kVA)表示,标明的是最大一线圈的容量。电动机由于铭牌上指的是输出轴功率,所以用有功功率(kW)表示,同时应标明额定功率因数($\cos\phi$)和效率(η)。





















第三节 电气设备常用图形符号

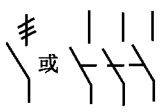

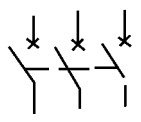
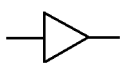
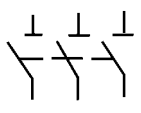

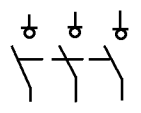
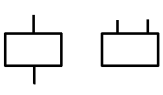


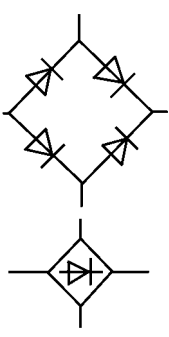


名称	符号	名称	符号
直流	—或— — —	导线对机壳绝缘击穿	
交流	~		或
交直流	~		
接地一般符号			

名称	符号	名称	符号
无噪声接地		导线的联接	
保护接地		导线的多线联接	
接机壳或接底板		或	
等电位		导线的联接	
故障		接通联接片	
闪络、击穿		断开的联接片	
导线间绝缘击穿		电阻器一般符号	
导线对地绝缘击穿		电容器一般符号	
极性电容器		直流发电机	
半导体二极管 一般符号		交流发电机	
光电二极管		电动机	
电压调整二极管(稳压管)		直流电动机	
晶体闸流管 (阴极侧受控)		交流电动机	
PNP型 半导体三极管		直线电动机	
NPN型 半导体三极管		步进电动机	
换向绕组		手摇发电机	
补偿绕组			

名称	符号	名称	符号
串励绕组		三相笼型异步电动机	
并励或他励绕组		三相绕线转子异步电动机	
发电机		三相变压器星形—有中性点引出线的星形联结	
串励直流电动机		三相变压器有中性点引出线的星形—三角形联结	
他励直流电动机		荧光灯起辉器	
并励直流电动机		转速继电器	
复励直流电动机		压力继电器	
铁心带间隙的铁心		温度继电器	
单相变压器		液位继电器	
有中心抽头的单相变压器			
电流互感器脉冲变压器			

名称	符号	名称	符号
火花间隙		电喇叭	
避雷器		扬声器	
熔断器		受话器	
跌开式熔断器		电铃	优选形 其它形
熔断器式开关		蜂鸣器	优选形 其它形
熔断器式隔离开关		原电池或蓄电池	
熔断器式负荷开关		换向器上的电刷	
示波器		集电环上的电刷	
热电偶	或	灯	
		电抗器	或

名称	符号	名称	符号
动合(常开)触头	 或 	延时闭合和延时断开的动断触头	
动断(常闭)触头		带动合触头的按钮	
先断后合的转换触头		带动断触头的按钮	
先合后断的转换触头	 或 	带动合和动断触头的按钮	
中间断开的双向触头		行程开关的动合触头	
延时闭合的动合触头	 或 	行程开关的动断触头	
延时断开的动合触头	 或 	双向操作的行程开关	
延时闭合的动断触头	 或 	热敏自控开关的动断触头	
延时断开的动断触头	 或 	接触器的动合触头	
延时闭合和延时断开的动合触头		接触器的动断触头	

名称	符号	名称	符号
三极开关		三相、单绕组(双速)笼型异步电动机(8/4极)	
三极高压断路器		放大器通用符号	
三极高压隔离开关		滤波器通用符号	
三极高压负荷开关		继电器线圈	
热继电器驱动器件		电压表	
桥式全波整流器		电流表	
		转速表	

第四节 电气设备绝缘一般概念

电气绝缘的作用是把不同电位的导体分隔开,使之在电气上不相连接,没有电流通过。用作电气绝缘的材料称为绝缘材料,这些材料通常具有 $10^6 \sim 10^{19} \Omega \cdot m$ 的电阻率。从绝缘材料的电阻率来看,所谓绝缘不是绝对的,不过是电阻很高,电导很小而已。电气绝缘材料有气体、液体和固体三类。

一、电气设备的内绝缘和外绝缘

(一)内绝缘与外绝缘的含义

电气设备外壳内部由固体、液体或气体(不包括常压的空气)组成的绝缘叫做内绝缘。内绝缘基本上不受大气、污秽、潮湿和动物等外界条件的影响。图 1-1-6 是用套管从电气设备内部向外引线的简图。图中内绝缘包括套管绝缘子 4、在设备壳体内部的套管绝缘子 4 下部的表面绝缘间隙,以及外壳 1 与内引线 6 之间的绝缘间隙。

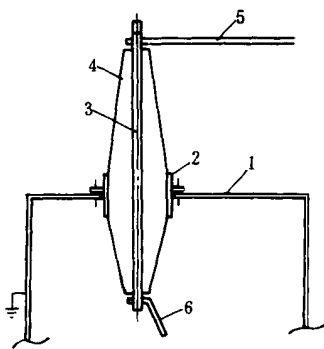


图 1-1-6 内绝缘和外绝缘举例

1—电气设备外壳;2—套管的法兰;3—套管导电杆;

4—套管绝缘子;5—通向母线的引线;6—通向电气设备部件的内引线

电气设备壳体外的或暴露在大气中的套管绝缘子等绝缘体表面以及空气间隙称为外绝缘。外绝缘则承受大气、污秽、潮湿和动物等外界条件的影响。图 1-1-6 中外绝缘包括套管绝缘子 4 在外壳 1 外部的上部表面以及外引线 5 与外壳 1 之间的空气间隙。

外绝缘又分为用于建筑物内运行的户内绝缘和用于建筑物外运行的户外绝缘。显然,后者的运行条件比前者更为恶劣。

内绝缘比外绝缘复杂得多,不同的设备有不同的结构,它是由固体、液体和气体(SF_6 等压缩气体)材料构成的。由于只有采用固体绝缘部件才能在机械上牢固地支撑和固定

导体,并且固体绝缘材料具有更好的电气强度,可以大大缩小电气设备的体积,带来明显的经济效果,所以固体绝缘材料是任何设备内绝缘所不可缺少的。液体绝缘材料除了用作绝缘和组合绝缘之外,由于它的对流作用还可以把设备内部的热量传到外部,所以液体绝缘材料也是一些电气设备不可缺少的。高强度气体在电缆、全封闭组合电器等电气设备中也有应用。

(二)自恢复绝缘与非自恢复绝缘

在施加电压引起破坏性放电(击穿)后,一经切断电源短时间内即可完全恢复其绝缘性能的绝缘,称为自恢复绝缘。高电压设备的外绝缘以及由某些液体、气体或真空构成的内绝缘属于自恢复绝缘。

在施加电压引起破坏性放电(击穿)并很快切断电源后,即丧失或不能完全恢复其绝缘性能的绝缘,称为非自恢复绝缘。内绝缘大多数属于非自恢复绝缘。

由于大多数内绝缘属于非自恢复绝缘,所以电气设备的内绝缘应比外绝缘有较高的绝缘水平,它应达到在运行寿命期限内不发生击穿的水平。此外,内绝缘的电气强度不能用击穿电压来衡量,只能用耐受电压来判断。

二、电气设备内绝缘的构成与材料组合

设备绝缘必须有一定的绝缘水平,既要有较高的短时电气强度(以短时试验电压来衡量),又要有足够的长期电气强度(耐局部放电性能好、介质损耗低)。此外,绝缘还应具有良好的耐热、抗热老化性能,承受各种机械负荷的能力和化学稳定性能。理论和经验都表明,在内绝缘构成方案中,采用两种或几种材料构成的组合绝缘,通过几种材料功能的互补,可使其具有更完善的性能,更好地满足对绝缘提出的各项要求。组合绝缘的组合方式有以下几种。

(一)固体与液体绝缘材料的组合

1. 弥补纸绝缘的孔隙性采用油纸绝缘

纸是内绝缘常用的材料,但是纸的最大缺陷是具有孔隙性。除了它本身有孔隙性之外,纸缠绕在导体外面时,纸层之间还有空隙。绝缘中出现空隙最容易发生局部放电,在局部放电作用下纸绝缘会迅速老化失去绝缘性能。为克服这一缺陷,采用油纸绝缘,让油代替空气充满纸绝缘中的空隙,可以大大提高绝缘的局部放电起始电压和绝缘的电气强度,特别是长期电气强度,从而提高绝缘水平。近年来实际应用表明,用某些合成液体介质代替矿物绝缘油,具有更好的效果。油纸绝缘电缆是这种组合绝缘的代表。

2. 油纸互补构成油—屏障绝缘

这种绝缘主要用于电力变压器绝缘。变压器绕组、铁心在运行中产生大量热量,若用固体绝缘,对散热极为不利,所以主绝缘多采用变压器油绝缘。为了提高油的绝缘强度、缩小绝缘距离,用绝缘纸板构成极间障组成油—屏障绝缘。极间障可以改善油中电

场分布、阻断油中气泡、杂质‘小桥’的形成，从而提高绝缘强度。

此外，在油间隙中还可用电极覆盖层及绝缘层，这种绝缘用于电力变压器和充油套管绝缘子中。电极表面的薄固体绝缘层可以限制泄漏电流、阻止‘小桥’的形成而提高工频击穿电压。采用厚绝缘层除了上述作用外，还可以承担一定电压，使绝缘表面处油中最大电场强度降低，大大提高间隙的工频击穿电压。

(二)为改善电场分布固体材料组成分阶绝缘

在高压电力电缆中，电场分布是不均匀的。在电缆线芯附近电场强度比较高，沿径向方向愈向外电场愈低。由于电场分布不均匀，电缆绝缘的厚度势必加大，使电缆的性能变坏，价格提高。为了克服上述缺陷，采用不同介电常数的固体绝缘构成分阶绝缘。靠近导线的内层绝缘采用介电常数高的固体绝缘介质，而外层则用介电常数低的介质。由于电场中电位移通量($D = \epsilon E$)是连续的，介电常数 ϵ 高的材料电场强度 E 较低，反之则 E 较高，因而分阶绝缘可以改善电场分布，在高压电缆中得到应用。

(三)固体绝缘与半导体屏蔽层的配合

有些材料如聚乙烯等聚合合成材料和橡胶等，可以单独使用构成内绝缘。但它们与电极的接触不可能十分紧密，会留下容易产生局部放电的气隙，而降低绝缘的寿命。为克服这一缺陷，在与电极接触的绝缘表面加半导体屏蔽层，使电极与绝缘之间的气隙处于电极与半导体屏蔽层的包围之中，其中场强几乎为零，局部放电现象得到消除。这在塑料电缆、橡皮电缆中得到应用，在电机线槽部位的主绝缘中也得到应用。

(四)固体绝缘与电气强度较高的气体绝缘的组合

在全封闭电器、电缆中采用这种组合。绝缘子把导体固定、支持在充有电气强度较高的气体(SF_6)的密闭容器内，由绝缘子和电气强度较高的气体间隙构成内绝缘。由于采用了封闭容器和电气强度较高的气体绝缘，使得绝缘性能在运行中基本上不发生改变，介质损耗小，结构简单，重量小，没有火灾危险。

(五)固体绝缘单独使用

一般固体绝缘与电极不能紧密接触，特别是当电极形状复杂时，更难使两者紧密接触。但采用以环氧树脂为基础的热固性复合绝缘材料，这个问题可以得到消除。热固性材料在温度较低时为液态，可以进行浇铸，而与电极紧密接触，浇铸后加热使之固化变成固体绝缘。这种浇铸绝缘在变压器、电缆中也得到应用，新型浇铸材料仍在发展。

此外，在密闭容器中形成真空，利用真空也可构成内绝缘，真空开关电器便利用了这种绝缘。

第二章 电气设备的预防性试验

第一节 概 述

一、电气设备试验目的及分类

(一) 电气设备试验意义和目的

电气设备试验数据是否合格,是考核电气产品的主要指标,也是判断电气设备能否投入运行并保证其安全运行的重要依据。所以,电气设备试验在电力生产中占有极其重要的地位,是一项理论性很强、实践难度较大的专业技术工作。这项工作直接关系到电力系统的安全运行,而电力系统的安全运行对保障工农业生产、满足人民生活需要有着举足轻重的意义。

电气设备试验可分为预防性试验、交接试验和出厂试验。

预防性试验即定期试验,是指对运行设备进行的试验。因为运行设备受到电、机械、化学、热的作用以及过电压的影响,促使设备绝缘逐渐老化,特性变坏,这就需要定期进行试验诊断以便及时掌握电气设备的特性及绝缘状况。发现有缺陷的设备,应进行相应的维护检修,确保设备安全运行,达到防患于未然的目的。

交接试验是指对新安装设备及大修后设备的试验。前者是为了判断新设备是否能投入运行,因为设备在制造、运输、安装过程中,有可能发生意外事故而留有缺陷,通过试验可及时发现,及时处理。后者以鉴定设备大修质量为目的。通过试验数据比较,判断设备是否能继续投入运行。

出厂试验是指制造厂在设备正式出厂前进行的试验。试验目的是鉴定产品是否合格。

预防性试验及交接试验,都以部颁 DL/T 596 - 1996《电力设备预防性试验规程》为标准。要严格按规程规定的试验项目、周期及试验标准进行试验。出厂试验按国家及部颁行业标准规定进行。预防性试验及交接试验由运行部门负责,出厂试验由生产厂家负责。

(二) 电气设备试验的分类

按作用和要求不同,电气设备的试验可分为绝缘试验和特性试验两大类。

1. 绝缘试验

电气设备的绝缘缺陷,有的是制造时潜伏下来的,有的是在长期运行中受外界条件作用而产生的(如设备承受工作电压、过电压、潮湿、机械力、化学及热的作用,在运行中设备绝缘逐渐老化)。绝缘缺陷的存在,降低了电气设备的绝缘水平,通过相应的试验,可把隐藏的缺陷查出来。试验方法可分为非破坏性试验和破坏性试验两种。

非破坏性试验是指在较低电压下或是用其他不会损伤绝缘的办法来测量绝缘特性,从而判断绝缘内部的缺陷。实践证明,这种方法是能发现大量绝缘缺陷的。但由于试验时所施加的电压较低,有些缺陷没有充分暴露,不能完全靠它来判断绝缘状况。

破坏性试验又称耐压试验,广泛地应用于绝缘试验。这种试验是考验被试品绝缘承受过电压能力的有效方法,特别是能暴露那些危险性较大的集中性缺陷。通过这种试验,能保证设备的绝缘水平和裕度。其缺点是所施加的电压较高,在试验中可能将设备的绝缘击穿。

为了避免破坏性试验对绝缘造成不必要的损坏,破坏性试验要在非破坏性试验之后进行。如在非破坏性试验中查明绝缘有缺陷,应设法消除,并重新试验合格后才能进行破坏性的耐压试验。

2. 特性试验

通常把绝缘试验范围以外的试验称为特性试验。这类试验主要是对电气设备的电气或机械方面某些特性进行测试。如变压器变比试验、极性试验、绕组直流电阻测量、断路器的导电回路接触电阻、分合闸时间和速度测试等。

电气设备经受试验后,试验人员要根据试验结果,进行综合分析和判断,即与出厂及历年(次)的试验结果相比较;与同类型设备试验结果相比较;与规程要求值相比较。经过综合分析来判断设备是否存在缺陷,为检修和运行提供依据。

二、电气试验一般程序及安全要求

(一) 电气试验一般程序

电气试验程序一般应包括下列内容。

1. 设备停电并接地

设备停电并接地是在现场工作时为保证人员和设备安全必须履行的步骤。设备停

电接地,需得到运行值班人员许可后才能开始工作。

2. 对被试设备进行外观检查

外观检查内容包括:瓷件有无破损、充油设备是否缺油、与被试设备连接线是否全部拆除、设备本身有无异常现象等。

3. 抄写被试设备铭牌数据

凡试验每一台设备,必须将设备铭牌数据完整地抄录下来,这是试验的需要,也是填写试验报告、建立试验台账的需要。

4. 记录环境状况并填写试验日期

环境状况包括天气状况、环境温度、设备温度及大气气压等,以便将试验数据换算到标准条件下进行比较,同时还要填写试验日期及开始试验时间。

5. 准备好放电接地线

准备好对设备进行放电的接地线,接地线应牢固可靠,保证一定的截面积,一端与接地体相连,另一端与干燥的接地棒相连。

6. 连接好试验设备及仪器仪表

根据试验项目,按照经批准的试验方案,连接好试验设备及仪器仪表,合理整齐地布置现场。试验器具应处于试验人员视线之内,并在允许范围内尽量靠近被试品。

7. 连接试验电源

根据试验项目,确定试验电源。将电源线与刀开关连接好,并将刀开关打开。

8. 检查试验接线是否正确

试验接线应由试验工作负责人进行检查。检查内容有:接线是否正确,试验导线连接处是否牢靠,试验设备及仪器是否在起始位置,仪表是否已调到零位等。

9. 布置围栏、挂标示牌

在被试设备及试验设备周围应装设封闭遮栏或围栏,悬挂“止步、高压危险”标示牌,标示牌字应朝外,要有专人看守,以防其他人员进入试验区。如被试品两端不在同一地点,另一端也应派人看守。

10. 被试设备进行放电

由于静电感应,或停电后在设备上留有残余电荷,所以需要进行充分放电。

11. 进行试验

试验操作时,应由一人操作,一人监护并作记录,填写好试验项目及测量的数据。操作者的活动范围应满足与带电部位的最小安全净距。试验时,应随时注意试验数据,做好降压、限流或断电准备,发现异常现象应立即断电。电源确已断开后,进行接地放电、检查设备、分析异常,然后再确定是否继续进行试验。若试验正常,试验完毕应初步分析试验数据,记录下试验结束的时间。

12. 放电

试验结束后,应先断开试验电源,然后对被试设备进行放电,再拆除与试验设备连接的导线。

13. 拆除电源线及试验设备

先拆电源线,后拆试验设备。把所使用的工具材料整理好,清理好现场。

14. 拆除围栏

取下标示牌,将遮栏或围栏拆除并整理好,连同试验设备一起放好。

15. 办理工作终结手续

向工作许可人报告工作终结,并在工作票上分别签字。

16. 填写试验报告

试验报告应由试验人员填写,需要进行计算的应算出结果。根据试验报告,对照试验标准,作出结论,并在试验报告“试验人员”一栏中由试验负责人签字。

17. 审核试验报告

审核试验报告应由既有理论又有实践的负责人员担任。审核后,应在“审核人员”一栏内签字。如试验后发现设备有问题,应及时通知检修部门安排处理。

18. 填写试验台账

将试验结果填入试验台账,以备今后试验时作为对比的依据。

上述一般试验程序仅是一个试验小组在现场工作的试验程序,若遇到特殊试验项目(如测量线路参数),则至少要分两个试验小组,而且要有通信手段,以便两个小组在试验过程中进行通信联系。若在试验车间进行试验,试验程序可适当减少。总之,要根据试验项目的需要,恰当组织试验工作,确定试验程序。

(二) 电气试验安全要求

为了保证设备和人身安全,顺利完成试验任务,应将安全放在首位。

(1) 电气试验人员均应认真学习和严格遵守《电业安全工作规程》和有关高压试验的规定,并经电业部门考试合格后方可参加高压试验工作。

(2) 所有试验都应按照 DL/T 596 - 1996 及经当地电业部门批准的现场试验规程进行。为了保证试验质量、提高效率,试验前必须做好准备工作,提出试验方案和安全、组织措施,经技术负责人批准后,安排试验人员认真学习、充分讨论,做到任务明确,心中有数。

(3) 试验前应查阅被试设备的试验档案并带到试验现场,以便试验时分析参考。

(4) 试验所需的设备、仪表、连接线及工具,应提前准备齐全,放到现场平坦安全地点。高压引线不应穿越人行道及楼梯等,试验现场周围的围栏必须是封闭的,警告牌及标示牌应悬挂在明显位置。

(5) 高压试验工作至少应有两人参加,操作时应带干净的线手套。工作负责人应负责现场设备和人员的安全,工作人员必须听从工作负责人的指挥。加压时应由工作负责

人发布命令并取得有关工作人员的呼应后,才能合上电源施加电压。试验操作人员和监护人员在加压过程中,应高度集中注意力,时刻监视试验设备和仪表指示。一旦出现异常现象,应先切断试验电源,然后将调压设备退回零位,停止试验。待查明原因、及时处理后,方可接通电源继续试验,不得盲目重试。

(6)进行室外试验时,如遇较大的风、雷、雨、雪等天气,应立即停止高压试验工作。

(7)凡试验所需的接地部位均应可靠接地。所用接地线必须接在固定的接地点,不得随意接在铁丝网或管道上,接地线的连接必须牢固可靠。

三、设备铭牌数据与试验关系

在进行电气设备试验时,必须抄写设备铭牌数据。因为设备铭牌数据不仅是设备运行的依据,而且是试验的依据。即使一个悬式绝缘子的耐压试验,也要把悬式绝缘子的型号记录下来,因为不同型号的绝缘子,其交流耐压试验标准不同。如型号为 X-4.5 型的悬式绝缘子,其耐压试验标准为 56kV,而型号为 X-7 型的悬式绝缘子,其耐压试验标准为 60kV。

现以变压器为例,并以变压器主要技术规范及其参数的说明,来了解变压器的技术特性、铭牌技术数据与电气设备试验的关系。

变压器的技术数据一般都标在铭牌上,SFL-8000/35 变压器铭牌示意图,如图 1-2-1 示。

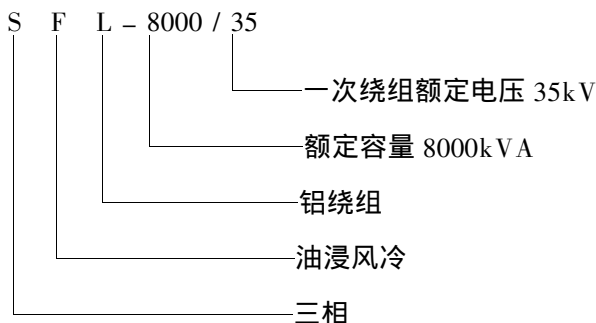
图 1-2-1 变压器铭牌示意图

铝 线 电 力 变 压 器			
产品标准		型号 SFL-8000/35	
额定容量 8000kVA		相数 3	额定频率 50Hz
额定电压	一次 35000V	额定电流	一次 131.97A
	二次 10500V		二次 439.9A
空载电流 1.5%		空载损耗 18.5kW	
阻抗电压 8.1%		短路损耗 55kW	
连接组标号 Y,d11			
接 线 连 接 图			
一 次		二 次	
出厂序号	出厂日期	年 月 日	

1. 变压器型号

变压器型号分两部分。前一部分由汉语拼音字母组成,代表变压器系列、结构、特征和用途;后一部分由数字组成,表示产品的容量和一次侧绕组的额定电压等级。

图中变压器型号为 SFL-8000/35,各个字母及数字表示意义如下:



这台变压器称为三相油浸风冷铝绕组变压器。额定容量是铭牌上所规定的额定工况状态下,变压器的输出能力,以 kVA 表示。一次侧绕组额定电压是在变压器额定工况运行下,根据变压器绝缘强度和允许温升所规定的一次侧绕组电压值。在三相变压器中,铭牌上标明的额定电压均指线电压。

在 DL/T 596-1996 中规定,额定电压为 35kV 的电力变压器大修后,其绕组连同套管一起的交流耐压试验,全部更换线圈试验电压标准为 85kV,部分更换线圈为 72kV。此台变压器铭牌上标注的一次侧绕组额定电压是 35kV,故在大修后应进行交流耐压试验。

2. 额定变压比

铭牌上标注的二次侧绕组额定电压 $U_{N2} = 10.5\text{kV}$,它是变压器空载时,一次侧绕组加上额定电压,二次侧绕组出现的电压值。一次绕组额定电压与二次绕组额定电压之比称为变压器的额定变压比 K (简称变比),即

$$K = \frac{U_{N1}}{U_{N2}} \quad (1-2-1)$$

因为 $U_{N1} = 35\text{kV}$, $U_{N2} = 10.5\text{kV}$,所以额定变比 $K = \frac{U_{N1}}{U_{N2}} = \frac{35}{10.5}$ 。

当变压器更换绕组或内部接线变动后,应检查变压器的变比。对于一次侧额定电压为 35kV 的变压器,实测变比与额定变比的允许偏差为 $\pm 0.5\%$ 。

3. 额定电流

变压器额定电流是指变压器在额定容量和允许温升条件下,变压器一、二次侧绕组允许长期通过的线电流。在三相变压器中,计算方法为

$$I_{N1} = \frac{S_N}{\sqrt{3}U_{N1}} \quad (1-2-2)$$

$$I_{N2} = \frac{S_N}{\sqrt{3}U_{N2}} \quad (1-2-3)$$

变压器更换绕组后,应测量变压器在额定电流下的阻抗,这里所说的额定电流,指的就是变压器一、二次侧绕组的额定电流值。

4. 额定频率

我国采用的额定频率为 50Hz,通常称为工频。在进行电气试验时,其试验电源的频率如无特殊要求时,应为工频电源。

5. 空载电流和空载损耗

在额定电压下,变压器空载时流过一次侧绕组的电流称空载电流 I_0 ,以占一次侧额定电流的百分数($I_0\%$)表示,即

$$I_0\% = \frac{I_0}{I_{N1}} \times 100\% \quad (1-2-4)$$

空载电流的有功分量所吸取的有功功率称空载损耗。

当变压器更换绕组后或在必要时,应进行空载电流和空载损耗的测量。

6. 阻抗电压和短路损耗

阻抗电压也叫短路电压。它是将变压器二次侧短路,一次侧加压,直到二次侧电流达到额定值,这时一次侧电压称为短路电压。通常以占额定电压的百分数 $U_k\%$ 表示,即

$$U_k\% = \frac{U_k}{U_N} \times 100\% \quad (1-2-5)$$

短路损耗 ΔP_{10} 是指变压器二次侧短路、一次侧通过额定电流时所吸取的有功功率,一般指变压器运行温度为 75°C 时的短路损耗。

DL/T 596-1996 规定,当变压器更换绕组后或必要时,需进行短路电压和短路损耗的测量。

7. 绕组连接组标号

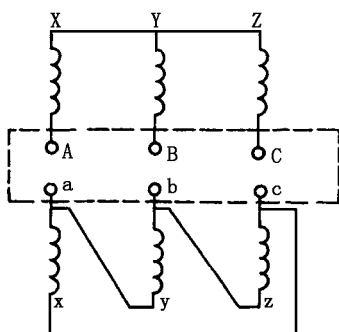


图 1-2-2 三相变压器 Y,d11 接法

绕组连接组标号表示各相绕组的连接和一、二次侧电压、相位之间的关系。铭牌上

连接组别标号为 Y_{d11} , Y 表示一次侧三相绕组是星形连接或称 Y 连接 , d 表示二次侧三相绕组为三角形连接或称 Δ 连接。在星形 (Y) 连接中 , 将三相绕组的末端 X 、 Y 、 Z 连在一起 , 接成中性点 N 。三角形 (Δ) 连接是将 a 连到 y 、 b 连到 z 、 c 连到 x 。三相变压器 Y_{d11} 接线如图 1-2-2 所示。

为标志变压器高、低压绕组之间的电压相位关系 , 把 360° 角分为 12 等分 , 每隔 30° 构成变压器一种接线组别 , 共有 12 种组别。一般是用变压器一、二次绕组相应端子与中性点 (三角形连接为虚设的) 间的角度差表示相位移 , 按时钟方式 , 以一次侧电压相量作时钟的长针 , 固定在 12 点钟 , 二次侧电压相量作时钟的短针 , 所指的点数 , 即为该组别的标号。三相双绕组变压器 Y_{d11} 连接组相量图如图 1-2-3 所示。

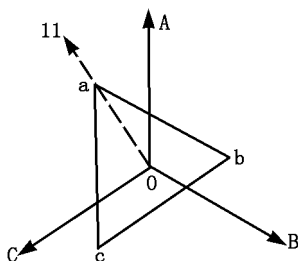


图 1-2-3 三相双绕组变压器 Y_{d11} 连接组相量图

铭牌上连接组别为 Y_{d11} , 其中 11 表示 11 点接线 , 则一、二次侧电压相位差为 30° 。

当变压器更换绕组后 , 要校定三相变压器的接线组别 , 其标准必须与变压器铭牌和顶盖上的端子标志相一致。

第二节 电气试验常用电工材料

一、绝缘材料

电工材料中使带电体与其他部分隔离的材料称绝缘材料。绝缘材料按形态分类 , 可分为气体、液体、固体三种类型。

(一) 气体绝缘材料

气体绝缘材料包括空气、氮气、六氟化硫等 , 下面简单介绍六氟化硫 (SF_6) 气体。

SF_6 气体在普通状态下 , 是无色、无臭、不燃烧、无毒的惰性气体。在一个大气压下 , $-62^\circ C$ 时液化 , 在 12 个大气压下 , $0^\circ C$ 时液化。正常情况下比重是空气的 5 倍。 SF_6 有较高的介电强度 , 在均匀电场和相同条件下 , 它的绝缘强度是空气的 2.5 ~ 3 倍 , 在 3 个大

气压下,它的绝缘强度与变压器油相同。

SF_6 气体具有良好的灭弧性能。主要原因有三点:第一是弧柱的导电率高,燃弧电压很低,弧柱能量小;第二是电流过零后,介质绝缘强度恢复很快,其恢复时间常数只有空气的 1%,从这一点讲,它的灭弧能力比空气高 100 倍;第三是 SF_6 的绝缘强度高。

SF_6 气体的缺点是它的电气性能受电场均匀程度及水分等杂质影响特别大,当水分较多时,如温度在 200°C 以上可能产生水解,形成氢氟酸等有毒的腐蚀性气体。故对 SF_6 气体本身质量要求相当严格,保管时应储存在密闭的容器中。

利用 SF_6 作为介质的成套高压装置是指整个变电所,除了变压器之外,所有一次设备,按主接线要求依次连接,组合成为一个整体,高压带电部分均封闭于接地的金属外壳中,壳体中充以 SF_6 气体作为绝缘和灭弧介质。采用全封闭组合电器,可使整个变电所面积大为缩小。

(二) 固体绝缘材料

由电阻系数大于 $10^7 \Omega\text{m}$ 的物质所构成的材料,在电工技术上叫做固体绝缘材料。它的作用是在电气设备中把电位不同的带电部分隔离开来。因此体绝缘材料应具有良好的介电性能、耐热性能和较高的机械强度。

1. 固体绝缘材料分类

常用固体绝缘材料,按其化学性质不同,可分为无机绝缘材料、有机绝缘材料和混合绝缘材料。

(1) 无机绝缘材料有云母、大理石、石棉、陶瓷、玻璃及硫磺等。主要用以制造电机、电器的绕组绝缘、开关底板和绝缘子等。

(2) 有机绝缘材料有虫胶、树脂、橡胶、棉纱、蚕丝、麻等。

主要用以制造绝缘漆、绕组导线的被复绝缘物等。

(3) 混合绝缘材料由以上两种材料经加工后制成各种成型绝缘材料。用作电器底座、外壳及绝缘零部件等。

2. 固体绝缘材料的主要技术参数

(1) 绝缘耐压强度。当电场强度增大到某一极限时,绝缘物质就会被击穿,这个使绝缘击穿的电场强度称为绝缘耐压强度。通常以 1mm 厚的绝缘材料所能耐受的电压值表示,单位是 kV/mm 。

(2) 抗张强度。绝缘材料每平方厘米能承受的拉力,单位是 N/cm^2 。

(3) 比重。绝缘材料每立方厘米体积的质量,单位是 kg/cm^3 。

(4) 膨胀系数。绝缘受热以后体积增大的程度。

3. 固体绝缘材料耐热系数

为了保证电气设备一定的寿命,按绝缘材料的耐热性能,规定了在连续使用下它们的允许最高温度。根据不同温度限值,绝缘材料可分成 Y、A、E、B、F、H 和 C 七级,称为

绝缘耐热等级,其最高允许温度分别为 900℃、105℃、120℃、130℃、155℃、180℃和 180℃以上。

固体绝缘材料制品品种很多,表 1-2-1 中介绍了几种绝缘层压制品的型号、规格及主要用途。

表 1-2-1 绝缘层压制品

名称	型号	标称厚度(mm)	耐热等级	主要用途
酚醛层压纸板	3020	0.2~0.5(相隔 0.1) 0.6~2.0(相隔 0.2)	A	介电性能和耐油性较好,适用于电气设备中作绝缘结构零件,可在变压器油中使用
	3021	2.5~8.0(相隔 0.5)		机械性能较好,适用于电气设备中作绝缘结构零部件,可在变压器油中使用
	3022	9.0~40(相隔 1) 42~60(相隔 2)		耐潮性能较好,可用于高湿度条件下工作的电气设备中作绝缘结构零件
环氧酚醛玻璃布板	3240	0.2、0.3、0.5、0.8、1.0、1.2、1.5、1.8、2.0、2.5~7.0(相隔 0.5)	B~F	具有高的机械性能、介电性能和耐水性,适用于电气设备中作绝缘零部件,可在变压器油和潮湿条件下使用
有机硅玻璃布板	3250	8.0~30(相隔 1) 32~60(相隔 2) 65~80(相隔 5)		具有较高的耐热性,机械性能和介电性能,适用于 180℃及热带电机、电器中作绝缘零部件

4. 绝缘层压制品的保管

(1)应保存于干燥、通风、温度适宜的仓库中,以防温度低而变硬变脆,温度高时变软发粘或走形。

(2)不得与酸、碱、盐、溶剂及油类等物品混存,以防止变质,并要防止油类和尘土污染。

(3)搬运时要轻拿轻放,不准使用硬物及尖头工具,以免划伤、摩擦和撞击。

(4)存放时不得放置樟脑球,以防变质。

(5)堆垛时要有垛基,一般离地高度为 200~300mm,堆

垛高度不超过 1.5m。

(三)液体绝缘材料

电力用液体绝缘材料主要是绝缘油,包括变压器油、油断路器油、电容器油和电缆油等。它们的作用是:

(1)加强电气设备的绝缘,因为电气用油的介质常数大于 1,故可起到增强绝缘的作用。

(2)作导热介质。通过油在受热后的对流作用,将电器中产生的热量通过冷却设备散逸到空气中去,从而降低电气设备的温度,保证设备安全运行。

(3)电气设备发生电弧时,它可以起到灭弧的作用。

(4) 隔绝空气,避免电气设备受潮和氧化。

1. 变压器油

变压器油适用于变压器和其他油浸设备。按油的凝固点(温度为 -10°C 、 -25°C 、 -45°C)分为10号、25号、45号三种,其代号分别为DB-10、DB-25、DB-45。

对变压器油的质量标准要求是:

(1)有良好的电气绝缘性能、绝缘强度高、介质损失小。

(2)粘度小、流动性能好、散热快、冷却性能好。

(3)抗氧化安定性好,使用寿命长。

(4)凝固点低,有较好的低温流动性。

(5)闪点高、蒸发小,以保证在运行温度下安全工作。

变压器油应根据本地区的气候条件合理选用。在南方地区,最低气温不低于 -10°C 时,可用DB-10号油,严寒地区用DB-45号,其余地区可用DB-25号。

2. 油断路器油

油断路器油的质量标准和变压器油相同。

油断路器有活动部件,若外界气温低于油的凝固点,油凝固后势必妨碍油断路器触头动作,影响断路器工作。因此用于油断路器的绝缘油比变压器油要求更加严格。

3. 电容器油

电容器油的质量指标基本上和变压器油相同,但在电化学方面有更高的要求。它的击穿电压要比变压器油高出约 15kV ,介质损失角及酸值均应小于变压器油。另外,对容积电阻系数和电容率都有严格的要求。电容器油主要用于电力电容器。

4. 电缆油

电缆油分为35、110、330三个牌号。电缆油用于制造油浸纸绝缘电缆(低压电缆)和充油电缆(高压电缆)。

35号电缆油与松香按7:3的比例配合,经熬煮制成绝缘剂,可用作 35kV 以下的油浸纸绝缘电缆中油浸纸的浸剂。

110号电缆油用作 110kV 以下充油电缆的绝缘油。

330号电缆油用作 110kV 及以上的充油电缆的绝缘油。

5. 绝缘油的保管

(1)变压器油应使用专用容器,容器要干净,做到密封储存。

(2)桶装油应尽量存入库房、料棚,若在露天存放,要用防雨布遮盖,防止雨水渗入。

(3)对不同牌号的油应有明显标志,不得混装,以免影响油品质量。

(4)一切用于储存、输送油的油罐、管路必须有良好接地,以便把静电导入地下。

(5)油库内严禁烟火,杜绝油品渗漏与泼洒,油库要有防火制度和专人负责制度,要备有足够的消防工具。

二、导电材料

允许电流持续流通的材料称导电材料,习惯上也用来专指具有低电阻率($1.5 \sim 10$) $\times 10^{-8} \Omega \cdot \text{m}$ 的金属和合金。

导电材料大体可分为电线材料、电阻材料和特殊导电材料等。电线材料电阻小,多用作输配电线、变压器绕组等;电阻材料用作电阻器、电热器等;特殊导电材料作为接点及碳刷材料等特殊用途。

常用电线分为裸线、电磁线、绝缘电线和电缆四种。

(一)裸电线

裸线是没有绝缘层的电线,包括铜、铝架空绞线及母线。裸线产品型号及字母含义按类别、用途区分为:L——铝线;T——铜线;M——母线。按特征分为:J——绞制;R——柔软;Y——硬;G——钢芯。

如型号 LGJ-50 为钢芯铝绞线,标称截面 50mm^2 。其他参数为:铝线根数及单线直径 $6 \times 3.2 \text{mm}$;钢线根数及直径 $7 \times 1.1 \text{mm}$,电线外径 9.6mm , 20°C 时最大直流电阻 $0.65 \Omega/\text{km}$,电线重量 $196 \text{kg}/\text{km}$ 。主要用于需要提高拉力强度的架空输电线路。

又如型号 LMY-60 为硬铝母线,截面为 60mm^2 。标称尺寸为宽 15mm 、厚度 4mm 。用于配电设备及其他电路装置中。

(二)电磁线

用于电机、变压器、电器、仪表中作绕组或线圈的导线。

下面列举几种电磁线。

1. 漆包圆铜线。

(1)130 级聚脂漆包圆铜线,长期使用温度为 130°C 。漆层具有优良的热稳定性、机械性能、耐溶剂性能和电气性能,广泛应用于制造电机、电器和仪表等。

(2)155 级改性聚脂漆包圆铜线,该漆包线长期工作温度为 155°C ,适用于电机、电器、变压器、仪表、电信设备等。

2. 纸包绕组扁线。主要用于制造油浸变压器及其他类似电器设备。

纸包绕组扁线的型号有 ZB 和 ZLB,前者为电缆纸包扁铜线,后者为电缆纸包扁铝线。字母 Z、B、L 分别表示纸、扁线、铝。

扁线的规格主要是指扁线的标称尺寸,即厚度 a 及宽度 b 。例如 ZB 型纸包扁铜线,若 a 为 0.80mm , b 为 2.00mm , $r = 0.5a$ (r 为纸包扁线导体圆角半径),则标称截面为 1.463mm^2 。

(三)绝缘电线

表面包有绝缘材料的电线称为绝缘电线。绝缘材料应有柔软性好,机械强度大,绝缘电阻高及绝缘耐力、耐热高等特点。它主要用在配电、动力与照明用线和各种安装连

接用线。

500V 以下常用的配电、动力与照明用绝缘电线的型号、名称及用途列于表 1-2-2 中。

表 1-2-2 500V 以下绝缘线的型号与用途

型号	名称	主要使用范围
BV-70	聚氯乙烯绝缘铜芯线	用于交流额定电压 500V 及以下的电气设备和照明装置の場合
BVR-70	聚氯乙烯绝缘铜芯软线	
BVV-70	聚氯乙烯绝缘、聚氯乙烯护套铜芯线	
BLV-70	聚氯乙烯绝缘铝芯线	
BLVR-70	聚氯乙烯绝缘铝芯软线	
BLVV-70	聚氯乙烯绝缘、聚氯乙烯护套铝芯线	

BV 型和 BLV 型聚氯乙烯绝缘铜芯线和铝芯线的结构尺寸和参考载流量列于表 1-2-3 中。

表 1-2-3 BV 和 BLV 型绝缘线结构和载流量

标称截面 (mm ²)	导电线芯结构		绝缘厚度 (mm)	最大外径 (mm)		参考载流量 (A)			
	根数	直径 (mm)		单芯	双芯	BV		BLV	
						单芯	双芯	单芯	双芯
0.8	1	1.00	0.7	2.6	2.6×5.2	17	13	13	10
1.0	1	1.13	0.7	2.8	2.8×5.6	20	16	15	12
1.5	1	1.37	0.7	3.0	3.0×6.0	25	21	19	16
2.5	1	1.76	0.8	3.7	3.7×7.4	34	26	26	22
4.0	1	2.24	0.8	4.2	4.2×8.4	45	38	35	29
6.0	1	2.73	0.9	5.0	5.0×10	56	47	43	36
8.0	7	1.20	0.9	5.6	5.6×11.2	70	58	54	45
10.0	7	1.33	1.0	6.6	6.6×13.2	85	72	66	56
16	7	1.70	1.0	7.8	—	113	96	87	73
25	7	2.12	1.2	9.6	—	146	123	112	95
35	7	2.5	1.2	10.9	—	180	151	139	117

注 本表所列载流量数据,是在环境温度 25℃,载流芯线温度 70℃条件下,空气架空敷设的载流量。

(四) 电缆

电缆包括各种电力电缆、控制信号电缆及通信电缆。它一般由导电的线芯、绝缘层和保护层所组成。

线芯按使用要求可分硬型、软型和特软型电缆三种结构。线芯数又可分为单芯、二芯、三芯及四芯等。

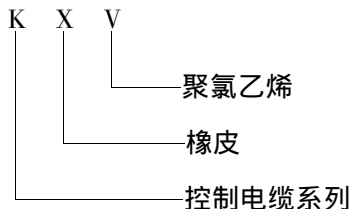
绝缘层的作用是防止漏电或放电。它是包覆在导电线芯外的一层橡皮、塑料或油纸等绝缘物。

保护层有金属保护层和非金属保护层两种。固定敷设的电缆多采用金属保护层,移动电缆多采用非金属保护层。

电缆的种类很多,下面简单介绍两种:

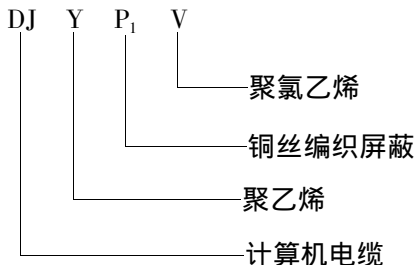
(1)橡皮绝缘控制电缆。它主要适用于直流和交流 50~60Hz、额定电压 1000V 及以下控制、信号、保护和测量线路用。线芯长期允许工作温度为 65℃。

如 KXV 型电缆表示铜芯橡皮绝缘聚氯乙烯护套控制电缆。各字母表示意义如下:



(2)电子计算机控制用屏蔽电缆。它主要用于交流额定电压 450/750V 及以下电子计算机监控系统或传输模拟信号数字,信号抗干扰性能要求较高的场合。电缆导体长期允许工作温度为 70℃。

DJYP1V 型电缆表示铜芯聚乙烯绝缘对绞铝塑复合带屏蔽聚氯乙烯护套电子计算机控制用屏蔽电缆。各字母意义表示如下:



三、磁性材料

具有导磁性能的材料称磁性材料,它广泛用于电力变压器、电机及仪表设备中。磁性材料通常包括电工用纯铁和电工硅钢两类。

(一)电工用纯铁

电工用纯铁是含铁量约 99.9%,含碳量低于 0.04%的铁碳合金(实际上是低碳钢),是制造电器、电机和电工仪表用的磁性材料。电工用纯铁具有高的饱和磁感应强度、高的导磁率和低的矫顽力,纯度愈高磁性愈好。

电工用纯铁的牌号用“电铁”或“DT”表示,其后的数字为顺序号,序号后面可加表示电磁性能等级的代号,A为高级,E为特级,C为超级。

(二)电工硅钢

电工硅钢是含硅 0.8%~4.8%的低碳合金钢。由于其导磁率和矫顽力小,铁损低,所以广泛用于制造变压器及电机铁芯等。它是电力、电机和仪表等工业不可缺少的磁性材料,硅钢片就是用电工硅钢轧制而成的。

硅是硅钢中主要合金元素,它能提高钢的导磁率,并能增加钢的电阻,减少硅钢片的

涡流损失。所以含硅量高些对电磁性能是有利的。但含硅量增高,钢的脆性增加塑性降低,轧制和加工就十分困难,所以目前使用的硅钢片含硅量不超过4.5%。其中电机因芯片形状复杂,含硅量较低(1.0%~2.5%),以利于冲压制造,变压器铁芯形状简单,含硅量较高(3.0%~4.5%)。

硅钢片按生产工艺可分为热轧和冷轧两种。热轧的硅钢片没有方向性。冷轧的有磁和力学的各向异性,在磁的性能方面有明显的优越性,采用冷轧硅钢片制造的电机或变压器,可以减轻设备重量或减小体积,并且可以节约大量的电能。硅钢片的牌号用汉语拼音字母及数字组成。字母表示产品名称的代号,DR表示电工用热轧硅钢,DQ表示电工用冷轧取向硅钢,DW表示电工用冷轧无取向硅钢。字母后的数字表示典型产品的最大单位铁损值,单位为 $W/(kg \times 10)$ 。当数字后面加符号G时,表示是在频率为50Hz下检验的。如牌号为DW15的硅钢片,名称为冷轧无取向硅钢,最大铁损为1.5W/kg。

硅钢片的厚度有0.1、0.2、0.35、0.5、1.0mm五种,常用的为0.35mm及0.5mm两种。

硅钢片的表面必须涂复一层很薄的绝缘漆,这是降低涡流损耗的需要。因为在实用中,铁芯均采用很薄的硅钢片叠压而成,涂绝缘漆后,使硅钢片彼此绝缘,真正起到薄层的作用。

第三节 电气试验常用仪器和仪表

一、电测量指示仪表的一般知识

电气测量指示仪表是常用的一类电工仪表,它是用来测量电压、电流、功率、频率、相位、电阻等参量的直读式仪表。其特点是能将测量直接转换为仪表指针的偏转角位移,并通过指示器,在仪表的标尺上指示出被测量的数值,因而可以直接地读取被测量的大小。

指示仪表结构简单,稳定可靠,成本低,使用维修方便,因此,是电气试验中不可缺少的基本的仪表。

(一)电指示仪表的分类

电测量指示仪表的种类繁多,分类方法也很多。了解电测量指示仪表的分类,有助于掌握其特性,了解其使用范围与使用方法。

1. 根据工作原理分类:主要有磁电系、电动系、电磁系、静电系、感应系、整流系、热电系、电子系等多种类型。关于各类电测量指示仪表的工作原理,本章从略,可参见有关电

气仪表书籍。

2. 根据被测量的名称或单位分类 :可分为电流表(安培表 ,毫安表、微安表),电压表(伏特表、毫伏表、微伏表),功率表(瓦特表、低功率因数瓦特表),高阻表(兆欧表、欧姆表) ,电度表 ,频率表 ,相位表和功率因数表 ,以及多用仪表(万用表、伏安表等)。

3. 根据使用方法分类 :可分为安装式与可携式仪表。安装式(又称开关板式)仪表通常安装在开关板或电气装置上 ,俗称盘表 ,一般测量误差较大 ,但价格较低。携带式仪表通常做成可携带型式 ,这种仪表一般误差较小 ,即准确度较高 ,而价格较贵。

4. 根据仪表工作电流的分类 :可分为直流仪表、交流仪表和交直流两用仪表。

此外 ,按仪表的准确度等级可分为 0.1、0.2、0.5、1.0、1.5、2.5、5.0 等七级 ;按仪表对电场、磁场的防御能力可分为 I、II、III、IV 等四级 ,按仪表的使用条件可分为 A、A₁、B、B₁、C 等五组。

(二)电测量指示仪表的主要技术要求

要保证测量结果的准确、可靠 ,就必须对测量仪表规定一定的技术要求。对于一般电气测量指示仪表来说 ,主要有下列几个方面的要求。

1. 有足够的准确度

对于指示仪表规定了它的正常工作条件 ,主要是指 :

- (1) 仪表指针调整到零位 ;
- (2) 仪表按规定的工作位置放置 ;
- (3) 周围的温度是 20℃ ,或者是仪表面板上的所标明的温度 ;
- (4) 除地磁场外 ,没有外来电磁场影响 ;
- (5) 对于交流仪表来说 ,电流的波形应当是正弦波 ,频率是所规定的频率值。

仪表在规定的正常工作条件下进行测量时所具有的误差 ,是由于仪表本身所固有的基本误差。仪表的基本误差与所规定的准确度等级应相符合。换句话说 ,仪表的准确度等级在数值上就是仪表基本误差的百分数。例如 ,准确度为 0.2 级的仪表 ,它的基本误差就是 $\pm 0.2\%$ 。各级仪表的基本误差见表 1-2-4。

表 1-2-4 仪表的准确度等级与基本误差

准确度等级	0.1	0.2	0.5	1.0	1.5	2.5	5.0
基本误差 (%)	± 0.1	± 0.2	± 0.5	± 1.0	± 1.5	± 2.5	± 5

2. 受外界因素影响小

在测量时 ,当外界因素(如温度、外磁场)造成的超过仪表规定条件时 ,所引起的仪表指示值的变化 ,应当愈小愈好。

3. 要具有适合于被测量的灵敏度

要求仪表的灵敏度高,对于需要精密测量的工作是非常重要的,它反映仪表所能够测量的最小被测量。

4. 要有良好的读数装置

一般希望标度尺分度均匀,以方便于读数。对于不均匀标度尺,通常标有黑圆点,表示从该黑圆点起,才是该仪表标度尺的工作部分。

5. 有足够高的绝缘电阻、耐压能力和过载能力

为了保证使用安全,仪表要有足够高的绝缘电阻和耐压能力,否则会造成仪表损坏,甚至人身事故。一般仪表均应能耐受一定的短时间的过载,如允许外加电压或电流超过仪表一定的额定电压或额定电流值。

(三)电测量指示仪表的面板标记

为了对各种不同仪表加以区别,在每块仪表的表盘上都印有各种不同的符号和字母,用来表示该仪表的结构、原理、被测量单位、准确度等级、工作位置、使用条件等。对于一些常用仪表的字母和标记符号必须熟记,这样,在使用仪表时才不致发生错误。表 1-2-5 给出了常用电测量指示仪表的有关标记的符号和名称,供使用时参考。

表 1-2-5 常用电测量指示仪表的有关标记的符号和名称

(1) 测量单位的符号		名 称	符 号
名 称	符 号		
		太 欧	$T\Omega$
千安	kA	兆欧	$M\Omega$
安	A	千欧	$k\Omega$
毫安	mA	欧	Ω
微安	μA	毫欧	$m\Omega$
千伏	kV	微欧	$\mu\Omega$
伏	V	相位角	φ
毫伏	mV	功率因数	$\cos\varphi$
微伏	μV	无功功率因数	$\sin\varphi$
兆瓦	MW	库	C
千瓦	kW	毫韦	mWb
瓦	W	毫特	mT
兆乏	Mvar	微法	μF
千乏	kvar	皮法	pF
乏	var	亨	H
兆赫	MHz	毫亨	mH
千赫	kHz	微亨	μH
赫	Hz	摄氏度	$^{\circ}C$

(2) 仪表工作原理的图形符号		名称	符号
名称	符号		
磁电系仪表		整流系仪表(带半导体整流器和磁电系测量机构)	
磁电系比率表		热电系仪表(带接触式热变换器和磁电系测量机构)	
电磁系仪表			
		(3) 电流种类的符号	
		名称	符号
电磁系比率表		直流	—
电动系仪表		交流(单相)	~
电动系比率表		直流和交流	— / ~
铁磁电动系仪表		具有单元件的三相平衡负载交流	
铁磁电动系比率表			
		(4) 准确度等级的符号	
		名称	符号
感应系仪表		以标度尺量限百分数表示的准确度等级,例如 1.5 级	1.5
静电系仪表		以标度尺长度百分数表示的准确度等级,例如 1.5 级	
以指示值的百分数表示的准确度等级,例如 1.5 级		正端钮	+
(5) 工作位置的符号			
名称	符号	A 级仪表	
标度尺位置为垂直的		B 级仪表	

名 称	符 号	名 称	符 号
标度尺位置与为水平的		公共端钮(多量限仪表和复用电表)	
标度尺位置与为水平面倾斜成一角度例如 60°		接地用的端钮(螺钉或螺杆)	
(6) 绝缘强度的符号		与外壳相连接的端钮	
名 称	符 号	与屏蔽相连接的端钮	
不进行绝缘强度试验		调零器	
绝缘强度试验电压为 2kV		(8) 按外界条件分组的符号	
(7) 端钮、调零器的符号		名 称	符 号
负端钮	—	I 级防外磁场(例如磁电系)	
II 级防外磁场及电场		I 级防外磁场(例如静电系)	
III 级防外磁场及电场		IV 级防外磁场及电场	
		C 组仪表	

(四) 电测量指示仪表的选择和使用

在电气试验中,正确选择和使用仪表,主要有以下几点。

1. 正确选择量限。一般在使用仪表前,要根据被测量的大小,合理选择仪表量限,使实际读数指示在仪表测量上限的 $2/3 \sim 1$ 的范围内为好,以便保证测量的准确度,减小测量误差。例如,要测量 20V 电压量,应选择测量上限为 30V 的仪表,而不应选择 100V 或 150V 的量限。另外,被测量的大小一般不应超过仪表量限,以免仪表过载而烧坏,而且测量结果也不会准确。

2. 根据被测量的性质选用仪表。直流仪表只能测直流量,交流仪表只能测交流量。测量交流量时还应注意被测量是正弦波还是非正弦波,所用仪表的额定频率范围与被测量频率是否相符。

3. 根据被测对象的阻抗选择仪表内阻。测量电压时,要求电压表的内阻越高越好;

测量电流时,要求所用电流表的内阻越小越好。

4. 合理选择仪表准确度。对于用作标准的仪表或需要进行精密测量时,要用准确度为0.1级、0.2级或0.5级的仪表,一般电气测量多采用0.5级仪表,监视用盘表可采用准确度较低的0.5级以下的仪表。

5. 正确使用仪表。在使用仪表前,应按上述要求合理选择好仪表,调准水平位置和机械零点。在通电前,必须检查接线是否正确,量程是否合适,如果事前不知道被测量的大小,则必须使仪表置于最大量程,然后根据通电指示情况进行调整,以免被测量超过仪表量程,造成仪表损坏。测量读数时,要保证视线与仪表的标度盘垂直,对于带有反射镜的仪表,要使视线、指针与反射镜中的针影三者在一个平面内。这样,才能避免读数不正确造成的误差。要做到正确读数,在测量时必须注意力集中,反复实践,积累经验。

二、万用表

(一)概述

万用表又称繁用表或多用表。一般的万用表可以用来测量直流电流、直流电压、交流电压、电阻和音频电平等物理量。有的万用表还可以用来测量交流电流、电容、电感以及晶体管某些参数。由于万用表能测量多种电气参量,测量量程多,且便于携带,使用也很方便,因此,万用表是电气试验人员在测试工作中最常使用的仪表之一。

过去使用最多的是模拟式万用表,相对来说,它的体积较大,灵敏度较低。近些年来,现场普遍地使用晶体管万用表和数字万用表。晶体管万用表有很高的测量灵敏度,而数字万用表的功能更多,除了用来测量电流、电压、电阻外,还能用它测量频率、周期、时间间隔、晶体管参数和温度等。目前,随着电子技术的发展,已出现了带微处理器的智能数字万用表。这种新型万用表有程序控制操作、自动校准、自检故障、数据变换及处理等一系列功能。考虑到模拟式的普通万用表,一方面仍在被广泛地使用,另一方面,它的基本原理有代表意义,因此,以下对它进行专门的介绍。

(二)万用表的结构

万用表主要由表头、测量线路和转换开关组成。表头用以指示被测量的数值,测量线路是用来把各种被测量转换到适合表头测量的直流微小电流,转换开关实现对不同测量线路的选择,以适应各种测量要求。

1. 表头

表头采用磁电测量机构,满刻度偏转电流一般为几个微安到几百微安。在表头的表盘上有对应各种测量所需要的多条标度尺,如电压标度尺、电阻标度尺等。

2. 测量线路

一般万用表的测量线路实质上就是多量程直流电流表、多量程直流电压表、多量程整流式交流电压表及多量程欧姆表等几种线路组合而成。

测量线路中的元件绝大部分是各种类型和各种数值的电阻元件,如线绕电阻、碳膜电阻、电位器等。在测量交流电压的线路中还有整流元件。

3. 转换开关

万用表中各种测量种类和量程的选择,是靠转换开关来选择的。转换开关里面有固定接触点和活动接触点,固定接触点和活动接触点闭合时,就可以接通电路。

活动接触点通常称为刀,固定接触点通常称为掷。万用表通常有多个刀和几十个掷,各刀之间是相互同步联动的,从而相应地接通所要求的测量线路。

(三)万用表的技术特性

1. 灵敏度高

由于万用表采用了磁电式表头,因而灵敏度很高,作为电压表使用时,内阻一般可达到 $2000\Omega/V$ 以上。目前国产MF10型万用表,直流电压档内阻达 $100000\Omega/V$ 以上,交流电压档内阻达 $20000\Omega/V$ 。

2. 防御外磁场的能力强

由于表头内部磁场很强,因此能防御外界磁场的影响,提高了测量的灵敏度。但是,如果受到强大的外界磁场作用,表头磁性也要改变,使灵敏度降低,所以,使用万用表时,仍然应该注意避免万用表置于外界强磁场中。

3. 频率范围较宽

万用表使用的频率范围一般为 $50\sim 1000\text{Hz}$,有时可达 5000Hz 或更高。

4. 存在波形误差

万用表的度尺是在正弦形下按有效值来分度的。如果被测电压波形有畸变不是正弦波时,测量时就会引起测量波形误差。

近年来,万用表的技术特性越来越完善,准确度和灵敏度越来越高,测量范围也越来越大,上海遵义电表厂生产的MF18型高精度万用表,直流电阻和交流电压测量部分的准确度均可达1.0级,有30个量程档,使用极为方便。MF10型万用表,表头灵敏度高达 $10\mu\text{A}$,测量电阻的范围有六档 $10\sim 2\text{k}\Omega\sim 20\text{k}\Omega\sim 200\text{k}\Omega\sim 2\text{M}\Omega\sim 20\text{M}\Omega\sim 200\text{M}\Omega$ 。目前,国产万用表在准确度高、灵敏度高、测量种类多、测量范围广、工作频率范围加大,以及采用新元件、新材料和新技术等方面都达到了新的水平。

(四)万用表的正确使用

万用表的结构、形式多种多样,表盘上的旋钮和开关的布局也各有差异。因此,在使用万用表之前,必须仔细了解和熟悉各部件的作用,同时,应分清表盘上各条标度尺所对应的测量的量。为了正确地使用万用表,必须特别注意以下几点。

1. 接线柱(或插孔)的选择

在进行测量之前,首先搞清楚测试棒应接在什么位置。红色测试棒的连接线,应接在红色接线柱或标有“+”号的插孔内;黑色测试棒的连线,应接到黑色接线柱或标有

“-”号的插孔内。在测量直流电压时,被测量并联接入“+”号和“-”号的插孔内;测量直流电流时,被测物串联接入“+”号和“-”号的插孔之间。在测直流量时,要将红色测试棒接被测量的正极,黑色测试棒接被测量的负极。如果预先不知道被测部分的正负极性,则可以这样进行判断:先将转换开关置于直流电压最大量程档,然后,将红色试棒接于被测部分的任意一极上,再将黑色测试棒在另一极上轻轻一触,立即拿开,观察指针的偏转。若指针向正方向偏转,红色测试棒接触的为正极,另一极为负极;若指针向反方向偏转,则红色测试棒接触的为负极,另一极为正极。

2. 测量种类选择

根据测量的对象,将转换开关旋到相应的位置。例如,需要测量交流电压,就将转换开关旋至标有“V”的区间。

有的万用表面板上有两个转换开关,一个是选择种类的,一个是变换量程的。使用时,应先将种类转换开关旋到对应于被测量所需要的种类,然后,再将量程转换开关旋到相应的量程。在进行种类选择时,要特别细心,否则稍一不慎,就会造成仪表烧损。例如,本来是需要测量电压,却误选了测量电流或测量电阻的种类档,则在测量时将使表头损伤,甚至被烧毁。所以,选择测量种类后,要仔细核对一下是否正确。

3. 量程选择

根据被测量的大致范围,将转换开关旋到该种类区间的适当量程上。例如,测量220V交流电压,先将旋钮倒至“V”,量程可选用250V档,在测量电流和电压时,最好使指针指示在满刻度的1/2或2/3以上。这样,测量结果较准确。如果被测量的大致范围不能预先确定,则在测量时,应将转换开关旋到该区间最大量程档进行试测。若读数值太小,再逐步旋至较小的量程,直到能准确测量。例如,不知道需测的电压是多少伏,但估计会在500V以下,可以先用“500V”档试测,若此时指针指示在250V以下,再将量程旋到“250V”档测量。

4. 正确读数

在万用表的标度盘上有很多条标度尺,分别供测量多种不同的被测对象时使用。因此,在测量时,要根据被测量种类,在相应的标度尺上读数。例如,标有“DC”或“-”的标度尺为测量直流时用的,标有“AC”或“~”的标度尺是测量交流时用的。在有些万用表上,还有交流低压档的专用标度尺,如6V或10V的转用标度尺,标有“Ω”的标度尺是测量电阻用的。

5. 欧姆档的正确使用

在使用万用表的欧姆档测量电阻时,还要注意以下几点。

(1) 选择好适当的倍率档。用万用表的欧姆档测量电阻时,选择的倍率档应使指针指示在刻度较稀的部分。测量电阻,指针愈近中心点,读数愈准确,指针愈偏向左侧,读数的准确度愈差。例如,要测量阻值在100Ω左右的电阻,虽然可以用“R×1”的一档测

量,但这时指针是偏向高读数的左边,而左边的读数很密、挤,因此读数时,只要偏差一点点,所得阻值就会差很多。这时,应当选择“ $R \times 10$ ”的倍率档测量,才会使测量结果较为准确。

(2)调整零位。在测量电阻之前,首先应当调整指针处在零点位置。方法是:将两根测试棒短接,即碰在一起,同时旋“欧姆调零旋钮”,使指针准确地指在“ Ω ”标度尺的零位置上。这就是欧姆档的“调零”。是保证测量结果准确必不可少的步骤。而且,测量过程中,只要换一次欧姆档,就要重复一次调零。在调零时,如果旋欧姆调零旋钮还是不能使指针达到零位,这说明万用表的干电池电压太低,就要打开万用表背面的电池盖板,更换新的电池。

(3)不允许带电测量电阻。测量电阻的欧姆档是用干电池供电的,因此,不允许在被测电阻带电时进行测量。这是因为带电测量时,相当于万用表又接入了一个外加电压,不但使测量结果无效,而且往往由于这个外加电压过高而烧坏表头,甚至危及人的安全,这一点必须特别注意。因此,测量某一设备元件电阻前,必须先断开被测电路的电源,确认被测电阻中没有电流通过,方可用万用表欧姆档进行测试。

(4)被测对象不能有并联支路。当被测对象有并联支路时,测得的电阻值将不是被测电阻的真实电阻值,而是某一个等效电阻。例如,用欧姆档去测量图 1-2-4 中的 R_x 时,若直接将万用表的两根测试棒接到 R_x 的两端 A、B,则这时万用表的欧姆读数将不是 R_x 的大小,而是 R_1 与 R_2 串联后,再与 R_x 并联的一个等效电阻值。因此,需要测量电路中某一部件的电阻时,如果无法判定是否有其他并联支路存在,就应将被测电阻的一端断开,然后,再进行测量,以保证测得被测量的真实值。

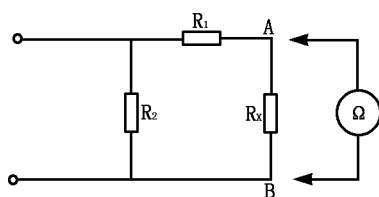


图 1-2-4 被测电阻有并联支路的情况

(5)测晶体管参数时,要用低压高倍率档。由于晶体管所能承受的电压较低,允许通过的电流较小,测量其参数(如反向漏电流、放大倍数等)时,应当选择万用表的电池电压低的高倍率档,如“ $R \times 100$ ”或“ $R \times 1k$ ”档。否则,将由于测量时电压太高或电流太大,而将晶体管损坏。

(6)决不允许用万用表的欧姆档去直接测量微安表头、检流计、标准电池等类的仪器仪表。

(7)利用万用表测量电阻档去判明其他仪表的正负接线端或整流元件的正、反方向

时,应当注意到:万用表内附干电池的负极是和面板上的“+”接线柱(或插孔)相连的,因此,电流是从“-”接线柱,经外接被试元件,然后回到“+”接线柱的。如果不注意这一点,往往会造成判断错误。

(8)在使用万用表欧姆档测量间隙中,不要让两根测试棒短接,以免浪费干电池。

6. 安全注意事项

(1)在使用万用表时,一般都是手握测试棒进行测量。因此,要注意不要接触测试棒的带电金属部分,以保证安全和测量的准确度。

(2)在测试较高电压和较大电流时,不能带电旋转换开关。例如,测量直流电流0.5A、电压为220V时,如果带电旋转换开关,必然会在开关触点上产生电弧,严重时会使开关烧毁。

(3)测量直流电压叠加交流信号时,应考虑仪表转换开关的最高耐压值。如果交流信号是矩形波或脉冲,因电压幅度过大,会使转换开关接线片间绝缘击穿。

(4)在使用万用表后,一般应该将转换开关旋至交流最高电压档,以防止转换开关在欧姆档时测试棒短路。更重要的是,可以防止在下一一次测量时不注意看转换开关的位置就立即去测电压时,可能将万用表烧坏。

三、兆欧表

(一)兆欧表的用途和工作原理

我们知道,电气设备绝缘的电阻率在 $10^{13}\Omega\cdot\text{mm}^2/\text{m}$ 以上,也就是说,绝缘电阻很高,计量单位用兆欧。兆欧表就是用来测量绝缘电阻的,俗称摇表。

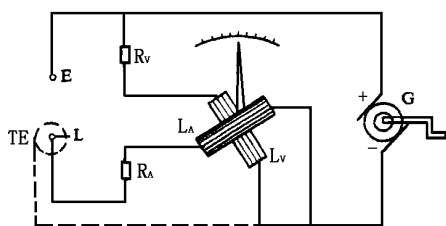


图 1-2-5 兆欧表的原理接线

兆欧表的原理接线见图1-2-5。它由直流手摇发电机G和流比计构成。流比计中有一个电压线圈 L_V 和一个电流线圈 L_A ,两个线圈都是可动的,它们互相垂直而绕向相反,并固定在一起,放在不均匀的磁场中(永久磁铁中有一个开口圆柱铁芯)。因此,线圈所受的力既与通过线圈的电流大小有关,还与线圈处在磁场中的位置有关。在图1-2-5中,电压线圈 L_V 接在手摇发电机的两端,而电流线圈接到线端L和地端E,当L、E两端接有被测量的绝缘体时,流过绝缘体电阻的电流也就是流过电流线圈的电流。此时, L_V 、 L_A 两个线圈中通过电流,在不均匀磁场中,受到方向相反的两个力矩的作用,这个力

矩差使线圈带着指针转动,转到力矩平衡为止。因此,指针的偏转角的大小,直接反映了被测绝缘体的绝缘电阻的大小。

当 L 端、E 端两个接线柱之间开路时,如果摇动兆欧表的手柄,发电机虽然电压有输出,即电压线圈 L_V 中有电流通过,但因电流回路在 L、E 端断开,所以电流线圈 L_A 中是没有电流流过的。此时,力矩差作用的结果,使指针逆时针方向偏转到最大位置“ ∞ ”,表示 L、E 端之间的电阻为无穷大(∞)。

如果将 L 端和 E 端短接起来, L_V 和 L_A 两个线圈中都会有电流通过,流过 L_A 电流线圈中的电流达到最大值(因为外电路被短接,电流回路中总电阻最小,只有本身的电阻 R_A)。指针顺时针方向偏转到最大位置“0”,表示 L、E 端之间的电阻为零。

当 L、E 两端之间接上被测绝缘体时,电阻值 R_x 可能为 $0 \sim \infty$ 间任何数值。 R_x 愈小,流经电流线圈 L_A 的电流愈大,指针愈向顺时针方向偏转;反之, R_x 愈大,电流线圈 L_A 中电流愈小,指针愈向逆时针方向偏转。因此,兆欧表指针偏转所指示的位置也就反映了被测绝缘电阻 R_x 的大小,从刻度盘上能直接读出绝缘电阻值。应当注意,兆欧表不用时,指针可能停留在任意位置上,但这并不是反映 R_x 的大小。

(二)兆欧表的正确使用

兆欧表是电气试验的基本测试工具,除了应该了解它的基本结构和工作原理外,还应掌握兆欧表的操作方法、正确地使用,这对于准确地测量绝缘电阻、保证人身和设备安全,都是非常重要的。

1. 兆欧表的测量方法

使用兆欧表前,应先对兆欧表本身进行检查。首先,在 L、E 两端开路状态下,摇动手柄,使手摇发电机达到额定转速(一般为 120r/min 左右),此时指针应指到“ ∞ ”处。然后,将 L、E 两端用导线短接,轻轻摇动手柄(注意转速应当很慢),指针应迅速摆到“0”位置。这时,说明兆欧表本身正常,可以使用。

接着,检查兆欧表的接线端钮是否完好,测量用引线绝缘是否正常,特别是 L 端测量线(火线)一定要对大地有良好的绝缘。然后,将两根测量引线分别牢固地接到兆欧表的 L 端钮和 E 端钮的接线柱上,将 E 端引线的另一头接在被测绝缘体的接地端(地线、接地的外壳等),L 端引线的另一头一般为带有绝缘的探头,将其悬空或握在手上(注意安全!)。准备好后,即可摇动手柄,迅速从静止状态加速到兆欧表的额定转速,立即将 L 端的测量引线探头碰接到被测绝缘体的非接地端,从兆欧表的指针偏转位置,读出所测绝缘电阻数值。在测量读数时间内,应不停地摇动手柄,且保持恒定的额定转速。读好数,应先将 L 的测试探头从被测绝缘体上挪开,方能停止摇动手柄,否则,可能由于被测物对兆欧表的反充电而损坏摇表。

2. 兆欧表的选用

兆欧表的电源是一个手摇发电机,它的容量不大,输出电压却很高。由于测量电气

设备的绝缘电阻时,一般都要求施加某一固定的电压,所以兆欧表根据其输出电压的大小分为 100V、250V、500V、1000V、2500V、5000V 等多种。在测量电气设备的绝缘电阻时,事前应根据被测设备的耐压标准,选择适当电压的兆欧表,不要过高,也不要过低。电压太高,容易击穿被试物,电压过低,会使测量结果不准确。一般来说,测量 1kV 以下电气设备或低压二次回路绝缘电阻时可用 1000V 及以下兆欧表,测量 1kV 以上电气设备绝缘电阻时,常用 2500V 兆欧表,超高压输变电设备用 5000V 兆欧表。

3. 屏蔽的采用

图 1-2-6 中示出的兆欧表输入端有三个端钮,一般在测量绝缘电阻时,被测绝缘体接在线端 E 和地端 L 之间,屏蔽端钮 TE 是当被测绝缘物表面泄漏电流严重时使用,即将 TE 端与被测物上的保护环(屏蔽)或其他不需测量的部分相连接。尤其在测量电缆绝缘电阻时,如果不接入屏蔽端钮 TE,则被测电缆芯线表面的泄漏电流将流过兆欧表的电流线圈,引起测量结果有很大误差。

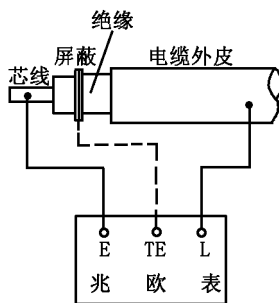


图 1-2-6 兆欧表屏蔽的接法

4. 尽量避免造成测量误差

除了合理选用兆欧表的电压、采用屏蔽端接线、防止测量误差外,在测量之前,应将被试电气设备表面擦拭、清理干净,防止因表面脏物而增大泄漏电流,线端 L 和地端正的测量连接引线不要采用双股线,以免影响测量结果。测试时,摇动手柄速度应均匀,不要使发电机输出电压过低,否则导致所测绝缘电阻值偏高。

5. 保证人身和设备安全

测试前,必须将被测电气设备的电源断开,并对地短路放电。除了专用的带电测试设备,决不允许在设备带电时使用兆欧表测量绝缘电阻。

操作时,一般由两人配合协作进行,应严格遵照《电业安全工作规程》规定,采取必要的安全措施。

测试读数后,在兆欧表没有停止转动和被试设备没有放电以前,不可用手触及被试物的测量部分,一定要先放电,然后拆除试验接线。有些电气设备本身电容量很大,必须先将被试物短路放电后,再停止兆欧表的转动,防止被试物电容放电损坏兆欧表。

四、直流电桥

在电气设备试验中,常常要测量直流电阻,直流电桥是测量直流电阻的常用仪器,它的特点是结构简单、携带和操作方便。直流电桥有单臂电桥和双臂电桥两种,下面分别简单介绍单臂电桥和双臂电桥的结构、工作原理和基本测量方法。

(一)单臂电桥

单臂电桥又叫做惠斯登电桥,其线路是桥式电路中最简单的一种,它的原理接线见图 1-2-7。

从电工学中知道,将四个电阻 R_1 、 R_2 、 R_3 和 R_4 连接成一个闭合的四边形,对角线 c 、 d 之间接上电源,另外两个对角点 a 和 b 作为输出端,可以根据需要接上仪表或别的元件,这好象在 a 和 b 、 c 和 d 之间搭上了桥,所以称为桥式电路, a 、 b 、 c 、 d 称为桥顶, R_1 、 R_2 、 R_3 、 R_4 称为桥臂。在图 1-2-7 的直流单臂电桥线路中, c 、 d 之间接上直流电源 E ,向电桥供电, a 、 b 之间接上作平衡指示用的检流计 P 。

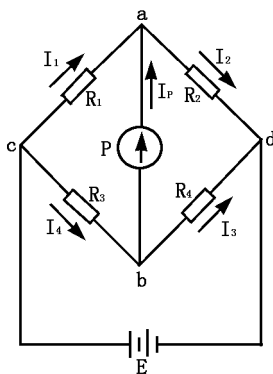


图 1-2-7 单臂电桥的原理接线

在图 1-2-7 中,若桥臂 R_1 为被测电阻 R_x ,而 R_2 是一组电阻值可以调节的已知电阻, R_3 、 R_4 分别是已知的具有固定值的电阻。当接通直流电源 E 和检流计 P 以后,电桥四个桥臂中分别有电流 I_1 、 I_2 、 I_3 、 I_4 流过,桥顶 a 、 b 、 c 、 d 都具有一定电位。我们可以调节电阻 R_2 来改变各个桥臂中的电流和各个桥顶的电位。当 R_2 调整到某一数值时,可以使检流计 P 指针指到零位置,也就是桥顶 a 和 b 的电位相等,检流计 P 中没有电流流过($I_p = 0$),这时称为电桥达到平衡状态。

电桥平衡时,可以知道 a 、 b 两桥顶电位相等,看作是同一个点,则

$$I_1 R_x = I_3 R_3 \quad (1-2-6)$$

$$I_2 R_2 = I_4 R_4 \quad (1-2-7)$$

又由于 $I_p = 0$,因此

$$I_1 = I_2, I_3 = I_4 \quad (1-2-8)$$

这样可以求得

$$R_x = \frac{I_3}{I_1} R_3 = \frac{I_4}{I_2} R_3 = R_2 \frac{R_3}{R_4} \quad (1-2-9)$$

式 1-2-9 称为单臂电桥平衡方程式。在该式中, R_3 、 R_4 都是已知的固定值电阻, R_3/R_4 也就是一定值了。 R_2 是可调电阻, 调到电桥平衡时, R_2 也是一个确定值。于是, 可以按照式 (1-2-9) 求出被测电阻值 R_x 。这就是单臂电桥的基本工作原理。

通常, 为了方便, 把电桥中两个阻值固定的 R_3 、 R_4 称作比例臂, 可调电阻 R_2 称为比较臂或测量臂, 而接入待测电阻的桥臂称为未知臂。比例臂的比值 R_3/R_4 取为 0.001、0.01、0.1、1、10、100、1000 等 10^n 倍率, 可以简化计算, 又能放大测量 R_x 的量程。比较臂设计成连续可调式, 多为均匀十进电阻箱或配数步进电阻箱、滑线变阻器等。十进电阻箱的阻值调节范围在 $1 \sim 9999\Omega$ 之间。

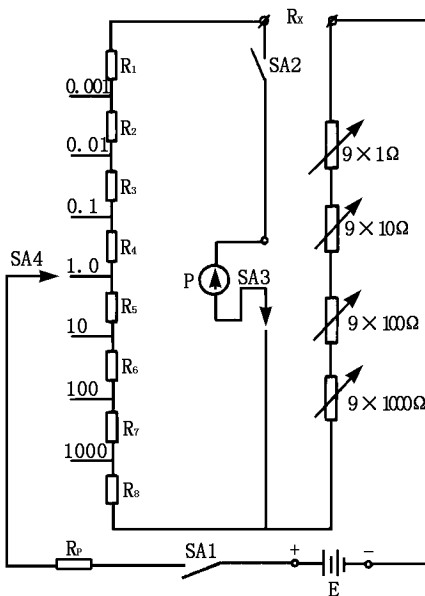


图 1-2-8 QJ23 型电桥原理接线

单臂电桥按其使用条件可分为携带式和实验室型两种, 按阻值测量范围可分为普通电桥和高阻电桥。常用的携带式单臂电桥有 QJ23 型(0.2 级)和 QJ24 型(0.1 级)。图 1-2-8 为 QJ23 型单臂桥的原理接线, 比例臂由 $R_1 \sim R_8$ 等 8 个电阻元件构成。改变转换开关 SA4 的接触点位置, 可以得到从 $10^{-3} \sim 10^3$ 共七个不同的比例系数。测量臂由四组电阻元件构成, 总电阻值为 $9 \times (1 + 10 + 100 + 1000)\Omega$ 。这样, 该电桥可以测量 $10^{-3} \sim 10^7\Omega$ 的电阻。图中 SA1 是电源开关, SA2 是检流计开关, SA3 是选用内部检流计或外部检流计的选择开关。图 1-2-9 则是改进型单臂电桥的原理接线, 这种电桥便于制造

和调整,所用电阻元件不多,比例系数也是从 $10^{-3} \sim 10^3$ 共七个。

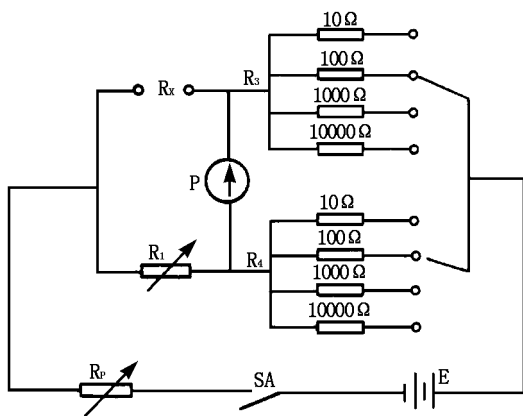


图 1-2-9 改进型单臂电桥原理接线

(二) 双臂电桥

上面介绍的单臂电桥只适宜于测量 1Ω 或 10Ω 以上的中等数值的电阻,当用它来测量低值电阻 (1Ω 以下至若干微欧) 时,由于测量回路的接触电阻和引线电阻也要加到电桥的 R_x 中去,所测结果 R_x 往往比被测电阻值增大很多,造成误差。为此,当被测电阻很小时,应当使用双臂电桥。

双臂电桥又称凯尔文电桥,它的原理接线如图 1-2-10 所示。图中 R_3 、 R_4 构成外比例臂, R'_3 、 R'_4 构成内比例臂。 R_3 和 R'_3 、 R'_4 和 R_4 都是同轴联动。 R_N 为已知的标准电阻, R_x 为待测的未知电阻。 R_N 与 R_x 之间的连接导线应采用电阻很小的粗铜线,它的电阻称为跨线电阻。

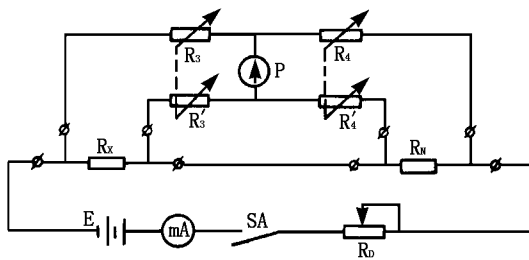


图 1-2-10 双臂电桥原理接线

当电桥调整到平衡状态时,根据图 1-2-10 电路,可以求得被测电阻为

$$R_x = R_N \frac{R_3}{R_4} \quad (1-2-10)$$

一般双臂电桥可以测量 $1\mu\Omega$ ($10^{-6}\Omega$) ~ 100Ω 之间的导体电阻,而单臂电桥常用以测量 $10\Omega \sim 1M\Omega$ ($10^6\Omega$) 之间的电阻。如果被测电阻大于 $1M\Omega$ 至无穷大,就应当采用前面介绍的兆欧表来测量。

(三) 便携式凯尔文电桥使用方法

便携式凯尔文电桥适应于在现场测量 $0.0001 \sim 22\Omega$ 的电阻。测量接线示于图 1-2-11 - 11 测量方法和步骤如下。

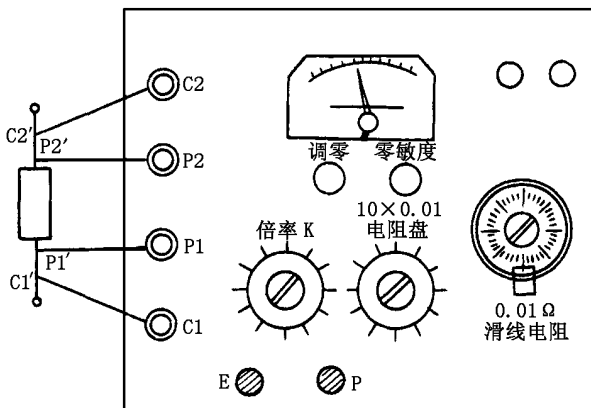


图 1-2-11 用凯尔文电桥测量接线

(1) 拨下检流计锁扣, 让检流计指针自由摆动至零点位置。若指针不能停在零点, 可旋动检流计调整器, 将指针校正到零位。

(2) 将被测电阻 R_x 按图 1-2-11 要求接入待测回路, 即: 被测电阻 R_x 的电压端 $P'1$ 、 $P'2$ 接到电桥的 P_1 、 P_2 接线柱上, R_x 的电流端 $C'1$ 、 $C'2$ 接到电桥的 C_1 、 C_2 接线柱上。测量用的引线应尽可能粗而短, 长度相等, 阻值小于 0.015Ω 。

(3) 先大致估计一下被测电阻 R_x 的近似值(这要靠经验积累), 然后参考表 1-2-6, 将电桥的倍率开关放到相应的位置。

表 1-2-6 凯尔文电桥倍率选择范围

被测电阻 $R_x(\Omega)$	电桥倍率 K	每分度电阻值(Ω)
0.0001 ~ 0.0011	$\times 0.005$	0.000005
0.0002 ~ 0.0022	$\times 0.01$	0.00001
0.001 ~ 0.011	$\times 0.05$	0.00005
0.004 ~ 0.044	$\times 0.2$	0.0002
0.02 ~ 0.22	$\times 1$	0.001
0.1 ~ 1.1	$\times 5$	0.005
0.4 ~ 4.4	$\times 20$	0.02
2 ~ 22	$\times 100$	0.1

(4) 先按下电桥的电池按钮 E , 再按下检流计按钮 P , 转动滑线刻度盘, 调整到检流计指针指示在零位。

(5) 读取刻度盘读数, 将该读数乘以所选的电桥倍率数, 所得数值就是被测电阻 R_x

值。

应当注意,当转动滑线刻度盘时,检流计指针始终调不到零位,而是向左或向右偏离很大,那就说明原来所选的倍率不合适,应将倍率开关转到稍大或稍小的一档,重新调整,直至检流计指针指到零位。

(6)在测量电机或变压器绕组的直流电阻时,应该特别注意:必须先按下电池按钮 E,然后再按检流计按钮 P,断开时,必须先放开 P,以免冲击电流损坏检流计。

(7)测量结束后,先松开按钮 P,再松开按钮 E,拆除测量引线。注意务必将检流计锁扣推上,使指针不再偏转,以防止移动电桥时因检流计线圈晃动而损坏指针。

五、 QS_1 型交流电桥

在直流电桥中,电桥的四个桥臂都是由电阻构成的,并且由直流电源(电池)供电。可是在交流电桥中,构成电桥桥臂的元件,除了电阻外,还可以有电容或电感,所使用的电源是交流电。此外,交流电桥和直流电桥的检流计也不相同。

交流电桥形式很多,用途也不相同,有电容电桥、电感电桥、万用电桥等等。这里介绍的是电气设备试验中常用来测量介质损耗角正切 $\tan\delta$ 值的 QS_1 型高压交流电桥,又称西林电桥。

(一) QS_1 型电桥的工作原理

首先,我们根据图 1-2-12 所示的一般形式交流电桥原理接线,分析它的平衡条件。图中 Z_1 、 Z_2 、 Z_3 和 Z_4 为四个桥臂或阻抗元件, P 为交流指零仪, \dot{U} 表示电桥的电源电压。

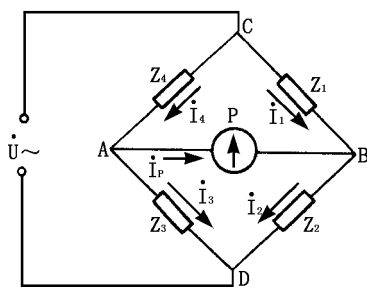


图 1-2-12 一般形式交流电桥的原理接线

调节电桥中桥臂的可变参数,使电桥达到平衡状态时,即 P 中没有电流通过, $I_p = 0$ 。这就表示桥顶 A 和 B 的电位相等,可以视为同一个电位点,于是

$$\left. \begin{aligned} I_1 Z_1 &= I_4 Z_4 \\ I_2 Z_2 &= I_3 Z_3 \end{aligned} \right\} \quad (1-2-11)$$

同时,由于电桥平衡时 $I_p = 0$,那么

$$\left. \begin{aligned} I_1 &= I_2 \\ I_3 &= I_4 \end{aligned} \right\} \quad (1-2-12)$$

将式(1-2-12)代入式(1-2-11),可得

$$\left. \begin{aligned} I_2 z_1 &= I_3 z_4 \\ I_2 z_2 &= I_3 z_3 \end{aligned} \right\} \quad (1-2-13)$$

将式(1-2-13)中等号两侧相除

$$\frac{I_2 z_1}{I_2 z_2} = \frac{I_3 z_4}{I_3 z_3} \quad (1-2-14)$$

$$\frac{z_1}{z_2} = \frac{z_4}{z_3} \text{ 或 } z_1 z_3 = z_2 z_4 \quad (1-2-15)$$

假定 z_2 、 z_3 和 z_4 三个桥臂阻抗是已知的,而 z_1 桥臂阻抗是被测的未知量,用 $z_x = z_1$ 表示,由式(1-2-15)即可求得

$$z_x = \frac{z_2}{z_3} \times z_4 \quad (1-2-16)$$

QS₁ 型交流电桥就是根据这个原理制作的,其原理接线示于图 1-2-13。图中 C_N 为无损耗的标准电容器, R_4 为无感固定电阻,常取

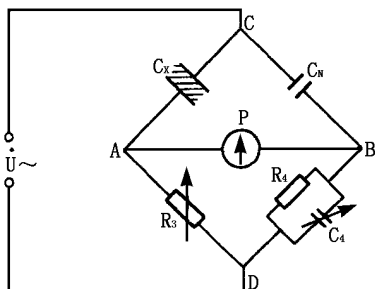


图 1-2-13 QS₁ 型电桥的原理接线

$$R_4 = \frac{10^4}{\pi} \Omega$$

R_3 为十进电阻箱, C_4 为可调的电容箱。被测绝缘体用 C_x 和 R_x 表示,接在电桥的一个桥臂上。

调整电桥中的 R_3 和 C_4 ,使检流计 P 中的电流为零,即检流计指示在零点位置,电桥就达到平衡状态。如果用 z_N 、 z_3 、 z_4 和 z_x 分别表示电桥四个桥臂的阻抗,则电桥的平衡条件为

$$z_x = \frac{z_3}{z_4} z_N \quad (1-2-17)$$

将各个桥臂元件的电阻、电容已知数值代入式(1-2-17),并经过演算,最后可以求

得被测设备的电容量 C_X 和介质损耗正切 $\text{tg}\delta$ 值

$$C_X = \frac{R_4}{R_3} C_N \quad (1-2-18)$$

$$\text{tg}\delta = C_4 \quad (1-2-19)$$

从数值上看,被测绝缘的介质损失角正切 $\text{tg}\delta$ 值就等于电桥平衡时电容 C_4 , C_4 的单位取微法。在 QS_1 型电桥中,为了读数方便,电容箱 C_4 的刻度直接用 $\text{tg}\delta$ 值表示。绝缘体的电容量 C_X ,则由固定值 R_4 、 C_N 和调整到电桥平衡时的 R_3 ,按式(1-2-18)计算出来。

由此可见, QS_1 型电桥的平衡,是通过调整 C_4 和 R_3 来实现的。桥体内装有振动式交流检流计 P,作为平衡指示器。标准电容器是电桥的重要元件,其本身的 $\text{tg}\delta$ 值很小,电容值稳定,过去采用的是压缩空气介质电容器,现在改进为真空介质电容器,体积和质量都减小了,电桥的性能更稳定了。

QS_1 型电桥构造上的主要特点是:体积小,携带方便,使用简单,内部附件对外壳有良好的电气绝缘和电磁屏蔽,并可以根据测量需要采用正、反两种接线方式。

实际的 QS_1 型电桥中,为了使电桥测量被试设备电容量的范围能够扩大,在测量电容量大于 3000 皮法的被试设备时,需要使用接在 R_3 桥臂中的分流器。分流器的转换开关设有五档,各档对应的最大允许电流分别为 0.01、0.025、0.06、0.15、1.25A。由于采用了分流器, R_3 桥臂中还串入了滑线电阻 ρ 。这样,第三桥臂的电阻值已不再是 R_3 ,而是一个等值电阻

$$R'_3 = \frac{n(R_3 + \rho)}{100 + R_3}$$

式中 100——总的分流电阻为 100 Ω ;

n ——与分流器位置相对应的电阻值,电表 1-2-7 查出;各符号单位均为欧。

(二) QS_1 型电桥的操作方法和注意事项

用 QS_1 型电桥测量 $\text{tg}\delta$ 值是一项高电压试验,施加于电桥和被试设备上的电压通常为 10kV,而且加压的时间较长,应严格按照《电业安全工作规程》的规定进行。电桥桥体外壳,应当使用足够截面的导线可靠接地,接地线与地网的连接,应当以螺丝紧固。桥体或标准电容器的绝缘应保持良好状态。所有带高电压的设备和连接引线,相互之间必须保持足够的安全距离,一般,高压引线对接地物的距离应不小于 100~150mm。

为了保证测量的准确度,测量所用的设备应当合理布置,标准电容器和试验变压器离开 QS_1 型电桥的距离都不应小于 0.5m。

由于试验设备和被试品带有高电压,试验现场需用围栏或红色绳子围起来,并挂上警告标示牌,加压试验时不得靠近带电设备。操作试验人员需带手套,站在绝缘垫上进

行操作,确保人身安全。

使用 QS_1 型电桥测量设备绝缘和 $tg\delta$ 值,可按照电桥面板上的标记,大致按下述步骤进行。

(1)按试验要求,正确地完成测量回路的接线,注意电源开关应在断开位置。

(2)将检流计灵敏度旋钮、调压器把手、 $tg\delta$ 和 R_3 旋钮,均打到零位,“ $\pm tg\delta$ ”旋钮应倒至“断开”位置。

(3)实际电桥中, R_3 回路内还接有分流器,应根据试验需要,确定分流电阻位置。

(4)用温度计、湿度计记录试验现场周围环境温度和湿度,并记录被试品的温度。

(5)检查复核试验测量回路接线,确认正确无误后,合上桥体电源开关,刻度盘上应出现一条光带。调整“光带调零”旋钮,使光带处在标尺的零位。

(6)合上试验变压器(或电压互感器)的电源开关,调节调压器把手,监视电压表指示,使试验变压器高压侧输出至被试设备的试验电压,平稳地由 0V 升至所规定的数值(通常为 10kV)。

(7)将“ $\pm tg\delta$ ”旋钮打到“ $+tg\delta$ ”接通 I 位置。

(8)向左旋转“灵敏度”旋钮,使光带扩大至满刻度的 1/3 左右。

(9)旋转检流计“频率调节”旋钮,使光带达到最大宽度,此时,检流计处于调谐状态。

(10)从零开始逐步调节 R_3 ,光带随着逐渐变窄;调节 C_4 ,使光带尽可能缩到最窄。

再提高灵敏度,顺序反复调节 R_3 和 C_4 ,使灵敏度达到最大时,光带达到最窄程度。

(11)调节 R_3 回路中的滑线电阻 ρ ,使光带达到约 1~2mm 的最窄宽度,电桥平衡。

(12)记录 R_3 、 C_4 、 ρ 等指示数值。

(13)进行一次检验,以检查电磁场的干扰:将检流计灵敏度旋至零位,转换开关旋至“接通 II”位置,再按上述(10)(11)方法操作,直到电桥平衡为止,记录 R_3 、 C_4 、 ρ 等数值。

(14)检流计灵敏度旋至零位,断开极性开关,用调压器降试验电压至 0V,断开电源开关,并将试验变压器高压端接地,测试完成。

这时,可以根据上述两次测量、记录的数据,计算求得被试设备的介质损失角正切 $tg\delta$ 值和电容量 C_x

$$tg\delta = \frac{C_1 tg\delta_1 + C_2 tg\delta_2}{C_1 + C_2}$$

或

$$tg\delta = \frac{tg\delta_1 + tg\delta_2}{2}$$

$$C_x = C_N \frac{R_4}{R_3 + \rho} \cdot \frac{100 + R_3}{n}$$

式中 C_1 、 $tg\delta_1$ ——第一次测试记录的电容和介质损失角正切值;

C_2 、 $tg\delta_2$ ——第二次校验时记录的电容和介质损失角正切值;

C_N ——标准电容器容量；

n ——与分流器位置相对应的电阻值,可从表 1-2-7 中查出。

表 1-2-7 使用分流器时所对应的 n 值

分流转换开关及其相对应的最大允许电流(A)	0.01	0.025	0.06	0.15	1.25
分流器电阻值 $n(\Omega)$	$100 + R_3$	60	25	10	4
被试设备电容(μF)	3000	8000	19400	48000	400000

六、测量用互感器

(一)概述

在电气试验中,经常要测量高电压、大电流和大功率。但是,这些电气量往往不能直接进行测量,而需要在测量回路中接入测量用互感器,也称为仪用互感器。互感器就是将交流电压或交流电流变换成可测参数的电气设备,其中,变换交流电压的互感器称为电压互感器,变换交流电流的互感器称为电流互感器。使用了互感器,就可以用普通的电工测量仪表,来测量电网中的电压、电流和功率等参数,从而保证人身和测量设备的安全。采用互感器进行测量有以下几个方面的优点。

1. 安全可靠

电压互感器和电流互感器都是一种隔离式的设备,它们可以将被测电路的高电位,与测量仪表可靠地隔离开来,使得测量仪表和操作人员可能接触到的电压只有 100V 左右。因此,测量时,对仪表和操作人员都是比较安全的。

2. 可以一表多用

互感器可以做成多量程的,采用多量程的电压互感器或电流互感器,与测量仪表组合使用,可以大大地扩展测量仪表的测量范围。同时采用合适的互感器,不仅可以将高电压、大电流降低,还可以反过来将低电压、小电流升高。互感器的一表多用,可以满足各种不同场合测量的需要,提高测量仪表的利用率。

3. 实现多功能测量

采用互感器测量,可以在一台互感器上,同时接入几块测量仪表。例如,在电流互感器的二次回路,可以同时串联接入电流表,以及功率表、电度表的电流线圈;而在电压互感器的二次回路,可以并联接入电压表,以及功率表、电度表的电压线圈。

此外,采用互感器测量,还可以减小测量设备总消耗的功率,可以实现测量仪表的标准化。

(二)互感器的结构和基本参数

测量用互感器实际上就是一个带有铁芯的变压器,其基本结构如图 1-2-14 所示。图中,闭合铁芯是由硅钢片或高导磁合金叠装而成。在闭合磁路上,一般绕有两个绕组,其中 N_1 绕组是连接电源的,称为一次绕组(或初级绕组); N_2 绕组连接测量仪表,称为二次绕组(或次级绕组)。

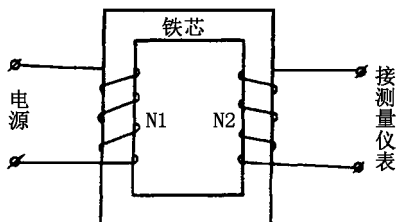


图 1-2-14 互感器结构示意图

1. 电压互感器

电压互感器的接线和图形符号见图 1-2-15。电压互感器一次绕组的匝数,一般比二次绕组的匝数多,即 $N_1 > N_2$ 。在一次绕组的两个端钮 A 和 X 之间,接被测回路的电压 U_1 ,通过互感器的电磁感应,在二次绕组的两个端钮 a 和 x 之间,感应产生电压 U_2 。

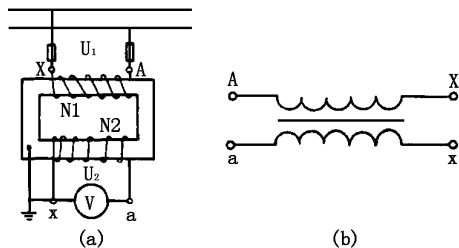


图 1-2-15 电压互感器的接线和图形符号

(a)接线图 (b)图形符号

一次绕组的 A 端为火线端,X 端为接地端;二次绕组的 a 端为相对应的火线端,x 端与铁芯是连在一起接地的。A 端与 a 端称作同极性端,X 端和 x 端也是同极性端,所谓“同极性端”就是表示一次和二次两个绕组,对于铁芯来说,是绕制方向一致的两个绕组的对应端。

电压互感器的额定一次电压用 U_{1n} 表示,额定二次电压用 U_{2n} 表示, U_{1n} 与 U_{2n} 之比,称为电压互感器的额定变比,表示为

$$K_{nU} = \frac{U_{1n}}{U_{2n}} \quad (1-2-20)$$

而实际的一次电压 U_1 与实际的二次电压 U_2 之比,称为电压互感器的实际变比,记

作

$$K_U = \frac{U_1}{U_2} \quad (1-2-21)$$

K_{nU} 与 K_U 之差对 K_U 之比的百分率 称为电压互感器的变比误差 ,简称比差 ,表示为

$$\begin{aligned} f_U &= \frac{K_{nU} - K_U}{K_U} \times 100\% \\ &= \frac{K_{nU} U_2 - U_1}{K_U} \times 100\% \end{aligned} \quad (1-2-22)$$

电压互感器的额定变比与绕组匝数之间有下列关系

$$K_{nU} = \frac{U_{1n}}{U_{2n}} = \frac{N_1}{N_2} \quad (1-2-23)$$

在用电压互感器测量高电压时 ,由互感器的实际变比 K_U 和二次绕组接入电压表测得的二次电压 U_2 ,就可以求得被测的一次电压值

$$U_1 = K_U U_2 \quad (1-2-24)$$

2. 电流互感器

电流互感器一次绕组的匝数 ,一般来说 ,比二次绕组的匝数少 ,即 $N_1 < N_2$ 。电流互感器的额定二次电流通常设计为 5A ;根据国家标准规定 ,当一次额定电流不大于 200A 时 ,也允许电流互感器的额定二次电流做成 1A 或 0.5A。

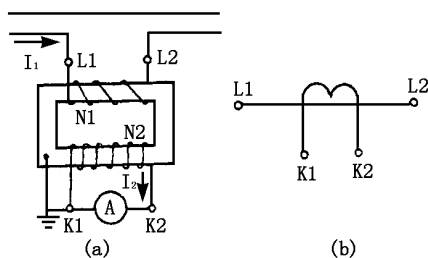


图 1-2-16 电流互感器接线和图形符号

(a)接线图 (b)图形符号

电流互感器的接线和图形符号如图 1-2-16 所示。由图(a)可见 ,在闭合铁芯上 ,绕制有两个绕组 N_1 和 N_2 ,一次绕组 N_1 接被测电流 I_1 ,二次绕组 N_2 接测量仪表。电流互感器的图形符号如图 1-2-16(b)所示 ,字母 L_1 、 L_2 表示一次绕组 , K_1 、 K_2 表示二次绕组 , L_1 和 K_1 、 L_2 和 K_2 分别为同极性端。

电流互感器额定一次电流 I_{1n} 与额定二次电流 I_{2n} 之比 ,称为电流互感器的额定变比 ,表示为

$$K_{nI} = \frac{I_{1n}}{I_{2n}} \quad (1-2-25)$$

实际一次电流 I_1 与实际二次电流 I_2 之比 称为实际变比 表示为

$$K_1 = \frac{I_1}{I_2} \quad (1-2-26)$$

电流互感器的变比误差 ,即比差为

$$\begin{aligned} f_1 &= \frac{K_{n1} - K_1}{K_1} \times 100\% \\ &= \frac{K_{n1} I_2 - I_1}{I_1} \times 100\% \end{aligned} \quad (1-2-27)$$

电流互感器的额定变比与绕组匝数 N_1 和 N_2 之间有如下的关系

$$K_{n1} = \frac{I_{1n}}{I_{2n}} = \frac{N_2}{N_1} \quad (1-2-28)$$

这样 根据电流互感器的变比和二次绕组测得的二次电流 I_2 ,就可以计算求得被测电流为

$$I_1 = K_1 I_2 \quad (1-2-29)$$

(三)互感器的正确使用

为了使互感器能够准确可靠地实现测量 ,并且不致造成人身和设备事故 ,必须注意遵守互感器的使用规则和安全操作规程。

1. 量程的正确选择

互感器的量程一定要和被测电气量的大小及测量仪表的量程相一致。电压互感器二次绕组额定电压通常做成 100V ,电流互感器的二次绕组额定电流大多做成 5A。例如 ,当安装互感器的被测电网额定电压为 220kV ,被测回路的负载电流最大不超过 100A 时 ,则应当选用量程为 $U_{1n}/U_{2n} = 220\text{kV}/100\text{V}$ 的电压互感器 ,量程为 $I_{1n}/I_{2n} = 100\text{A}/5\text{A}$ 的电流互感器。同时 ,与电压互感器配用的电压表量程应为 $U_n = 100\text{V}$,与电流互感器配用的电流量程应为 $I_n = 5\text{A}$ 。

应当指出 ,在电气试验中 ,有时很难准确地估算出被测电压或被测电流的大小 ,同时还要考虑到可能出现过电压或过电流的情况。此时 ,若选用多量程的电压表或电流表 ,第一次试测时 ,应尽可能将仪表量程打到高一档的量程上 ,如果指示值偏小 ,再倒到低档量程 ,直至读数方便 ,测量准确。

采用一般的电压表或电流表与互感器配合使用时 ,应当将测量仪表的读数 ,乘上互感器的实际变比 ,才是被测量的实际值。例如 ,用变比为 10000/100V 的电压互感器和量程为 100V 的电压表进行测量 ,电压表读数为 73V ,则被测电压值 $U_1 = K_U \times U_2 = 10000/100 \times 73 = 7300\text{V}$ 。

2. 极性的接法

无论是电压互感器还是电流互感器 ,其一次绕组和二次绕组之间 ,都是有对应极性

关系的。凡是极性相对应的端钮,都称为同极性端。

当互感器的二次回路中接入的测量仪表,其标度盘的指示值,与输入互感器的被测量极性有关时,则必须注意互感器极性的接法。例如,功率表、相位表和电度表的指针偏转或旋转的方向与输入电压、输入电流的极性是密切相关的,如果极性接错了,就会造成测量的错误。

极性的接法必须遵循同极性端的接线规则,又称为发电机端接线规则。该规则规定,接入互感器和测量仪表时,应该使通过测量仪表中的电流方向,与不接入互感器时相一致。

下面以功率表的接线为例,说明同极性端接线规则。

图 1-2-17 所示为用功率表测量单相电路功率的接线。图(a)为用功率表直接测量,假定流经功率表电压绕组和电流绕组中的电流方向如箭头所示,电流进入端标上“*”号,为同极性端。如果改用互感器与功率表组合使用,则极性的正确接法应为图(b)所示,即电流互感器的 K1 端应与功率表电流线圈的“*”端相连,电流互感器的 L1 端应与功率表电压线圈的“*”端相连。

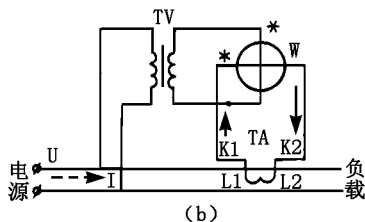
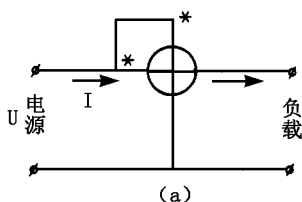


图 1-2-17 功率表和互感器组合使用的接法
(a) 功率表直接测量 (b) 经互感器间接测量

3. 负载的匹配

电压互感器和电流互感器的误差,都与二次回路接的负载有关,当互感器与测量仪表组合使用时,必须注意两者之间的负载匹配问题。所谓负载匹配,是指互感器二次侧所接的全部负载的阻抗,应该与互感器铭牌上规定的负载范围相一致。例如,某台电流互感器的额定二次电流为 5A,铭牌上规定其额定容量为 5VA,则该互感器与测量仪表组合使用时,它的二次侧所接的全部测量仪表和连接导线的总负载阻抗,不应超过

$$z = \frac{U}{I} = \frac{S}{I^2} = \frac{5VA}{5A} = 0.2\Omega$$

互感器与测量仪表组合使用时,如果负载不匹配,将引起互感器测量误差增大;负载如果过大,会造成互感器过载而损坏。

4. 可靠的接地

测量用电压互感器和电流互感器,当接到高压电路中使用的時候,必须将其二次绕组的低电位端,连同铁芯和外壳,一并可靠的接地。这样,即使在绕组的绝缘被击穿时,二次回路的电压也不会升高。如果该接地的部位没有接地,或者接地不牢靠,一旦绕组绝缘击穿,互感器的二次回路、铁芯或外壳上,将可能感应出很高的电压,危及设备和操作人员的安全。

5. 电流互感器的二次回路不允许开路

当电流互感器的一次绕组中有电流通过时,二次绕组是绝对不许开路的,否则,会导致互感器铁芯饱和,使铁芯发热,绕组温度升高,并引起互感器的误差增大。更为严重的是,二次回路开路,会产生很高的感应电压,危及操作人员的安全。必须注意,电流互感器的二次回路是不许接入熔丝(俗称保险丝)的,因为一旦回路过载,熔丝熔断,就会造成二次回路开路。

在电气试验中,为了便于读数或安全地更换测量仪表,通常在电流互感器的二次回路中,并联接入短路开关 SA 。在电流互感器正常工作时, SA 在合闸位置;当用二次侧电流表读数时,可将 SA 打开,读数结束后,再将 SA 合上。如果要更换二次回路的电流表,则应首先合上 SA ,再拆除电流表,重新接好电流表后,才允许打开 SA 。

6. 电压互感器的二次回路不允许短路

当电压互感器的一次绕组接入被测电压的时候,如果二次绕组的电路中发生短路现象,将在一次和二次回路中流过很大的短路电流,可能使一次和二次绕组由于过载而烧坏。因此,电压互感器在运行中,是绝对不允许二次回路发生短路的。

电压互感器在接入电网前,除了应认真检查,防止人为的短路外,为避免运行中发生短路故障,通常在电压互感器的一次和二次回路中接入熔丝。一旦发生短路,电流增大,熔丝立即熔断。熔丝的规格,应当与互感器绕组允许通过的最大电流相配合。

第四节 电气设备预防性试验的方法

电气设备的绝缘系统是电气设备的关键部位,也是较易发生故障的部位。电气设备的预防性试验是及时发现电气设备绝缘缺陷的必要的、有效的手段。国内外有关部门和专业对此都十分重视,虽然在标准及方法上有所不同,但都已作出了规定,并随时间而不断地修改。我国有DL/T596-1996《电力设备预防性试验规程》(以下简称《预规》)。

一、绝缘电阻、吸收比、极化指数的测量

(一)概述

测量电气设备的绝缘电阻是绝缘试验中最基本、最简便的方法。使用一台兆欧表就可以进行。兆欧表输出的是直流电压。而测量绝缘电阻、吸收比、极化指数的区别是在时间的读数上。由于这三种方法各有其用途和特点,可以互为补充,所以在 DL/T596-1996《电力设备预防性试验规程》中都给予了说明。在国外,对极化指数的使用已经比较普遍,我国尚在逐步推广之中。

这三种方法是特点是:

1. 绝缘电阻。读数时间为 1min。数值应归算到同一温度和过去值相比较,即存在一个温度修正的问题。它可以发现绝缘的整体和贯通性受潮、贯通性的集中缺陷。对局部缺陷反映不灵敏。

2. 吸收比。采用读数为 1min 和 15s(或 30s)的绝缘电阻的比值。我国采用 15s。该值和温度无关,不用进行温度的换算,便于比较。可以较好地判断绝缘是否受潮,适用于容量较大的设备。

3. 极化指数。采用读数为 10min 和 1min 的绝缘电阻的比值。该值和温度无关,不用进行温度的换算,便于比较。可以很好地判断绝缘受潮。适用于各种电气设备绝缘系统,特别是干式绝缘系统,如旋转电机、电缆、干式变压器等。

(二)测量原理

在直流电压的作用下,绝缘中将通过电流,其变化是开始瞬间通过一个很高的电流,并很快地下降,然后缓慢地减少到接近恒定值为止。总的电流组成如下:

1. 泄漏电流 i_L 。它包括表面泄漏和容积泄漏电流。这是绝缘中带电极点在电场力的作用下发生移动而形成的。电流增加,绝缘的电阻就减少。它基本上和时间无关。

2. 电容电流 i_c 。它是由快速极化(电子、离子极化)而形成的,是时间的函数,随着时间的增大而快速地减少,直至零。

3. 吸收电流 i_a 。它是由缓慢极化而形成的(自由离子的移动),也是时间的函数,随着时间的增长而缓慢地减少,它和被试设备的受潮情况有关。

这三种电流的合成便是总电流 i 。在图 1-2-18 中表示了绝缘在直流电压作用下通过的电流和时间的关系曲线。在图 1-2-19 中表示了在测绝缘电阻时被试绝缘的等值回路,其中 R_L 表示泄漏电流回路的纯电阻, C' 表示电容电流回路中电介质的几何电容, R_a 和 C_a 表示吸收电流回路的等值电阻和电容, E 表示外加的直流电压。

从图 1-2-28 可知,用初始电流和稳态电流之比可以表示绝缘的受潮程度,实用上用 60s 和 15s 时的绝缘电阻之比来表示,称为吸收比(DAR)。当绝缘受潮时,泄漏电流 i_L 大,占总电流的比例也大, $R_{60'}$ 比 $R_{15'}$ 的数值就相接近,故比值接近于 1;当绝缘干燥时,泄

漏电流就小,占总电流的比例也小, $R_{60''}$ 比 $R_{15''}$ 就大,故比值就大于1,一般认为, $R_{60''}/R_{15''} \geq 1.3$ 为干燥绝缘。而极化指数(PI)的原理和吸收比相似,所用的时间更长,即 R_{10min}/R_{1min} 。当绝缘受潮或污染时,接近于1;干燥时,PI就大于1。

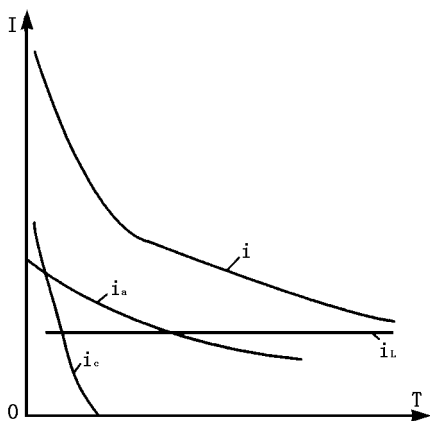


图 1-2-18 绝缘在直流电压下通过的电流

T—时间 i —总电流 i_a —吸收电流;
 i_c —电容电流 i_l —泄漏电流

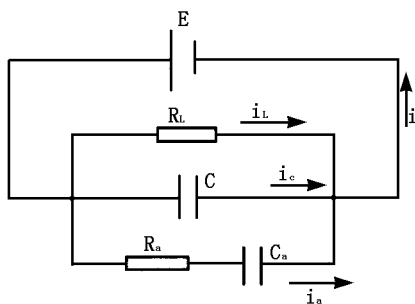


图 1-2-19 测绝缘电阻时的等值回路图

测量绝缘电阻的仪表称为兆欧表。其型式有手摇式,晶体管式和数字电子式。其输出直流电压等级有 100、250、500、1000、2500、5000V,对于不同电压等级的电气设备应使用不同电压的兆欧表,最常用的是 500、1000V 和 2500V 等级的。数字电子式兆欧表在国外已得到较多的采用。

随着绝缘材料从 A、B 级发展为 F、H 级,交联聚乙烯电力电缆的广泛采用及电压等级的提高,国内外也都已生产出更为先进的兆欧表,如我国的 GZ-5A 型(2500/5000V)兆欧表;日本的 PI-6000 测试器(1000/6000V);美国的电子兆欧计(5000V)等等。

(三)影响因素和分析判断

1. 影响因素

影响绝缘电阻的因素很多,下面分列给予简述。

(1)湿度影响。当空气的相对湿度增大时,绝缘物就容易受潮,从而使绝缘电阻降低。要求相对湿度小于80%。

(2)温度影响。当温度升高时,绝缘的电导增大而使绝缘电阻降低。温度的影响是很大的,为了进行比较必须对温度进行修正,对于不同的电气设备有不同的温度修正系数,并且有一定的误差。具体的修正系数将在下面各章中分别的说明。一般要求被试品及环境温度不低于+5℃。

(3)表面状态的影响。表面的污染、受潮使绝缘物的表面电阻率下降,从而使绝缘电阻也下降。

(4)试难电压大小的影响。随着试验电压的增加,绝缘电阻会减少,对良好的干燥绝缘的影响较小。所以对于不同电压等级的电气设备应采用不同电压的兆欧表。

(5)电气设备上剩余电荷的影响。剩余电荷的存在使被测数值会出现虚假现象(增大或减小),所以在测试前应对被试设备进行充分的放电。

(6)兆欧表容量的影响。兆欧表容量要求越大越好,推荐采用1mA及以上的兆欧表。

(7)接线和表计型式的影响。对同一设备应采用同一型式的表计和接线方式,否则也会出现误判断。

2. 分析判断

(1)绝缘电阻应该大于规定的允许值。对不同的电气设备和部件的绝缘电阻的允许值是不同的,这将在下面各具体的设备的章节中加以叙述。

(2)应将测得的值和同一设备过去的数据(包括出厂数据),各相之间的数据,同类设备的数据进行比较。由于影响绝缘电阻的因素太多,在国内外都强调将“比较”作为分析判断的有力的措施。

(3)在分析判断时,应充分地排除各种影响因素,如湿度、温度、表面污染等。

二、泄漏电流试验和直流耐压试验

(一)概述

由于绝缘电阻测量的局限性,所以在绝缘试验中就出现了测量泄漏电流的项目。关于泄漏电流(i_L)的概念在上节中已加以说明。测量泄漏电流所用的设备要比兆欧表复杂,一般用高压整流设备进行测试。由于试验电压高,所以就容易暴露绝缘本身的弱点,用微安表直测泄漏电流,这可以做到随时进行监视,灵敏度高。并且可以用电压和电流、电流和时间的关系曲线来判断绝缘的缺陷。因此,它属于非破坏性试验的方法。

在国外也将此种试验称为阶段直流电压试验。由于电压是分阶段地加到绝缘物上的,便可以对电压进行控制。当电压增加时,薄弱的绝缘将会出现较大的泄漏电流,也就是得到较低的绝缘电阻。

而直流耐压试验(在国外也称为直流高电位试验)是加到绝缘上的电压超过了电气

设备的交流额定电压值,在最大电压下保持一段时间(如 5min),它是在泄漏电流试验的基础上进行的。直流耐压试验往往可以发现一些交流耐压试验中不易发现的局部缺陷,如发电机的端部绝缘缺陷,同时还具有试验设备较轻便,没有极化损失,对绝缘的破坏比交流电压要小得多等特点,所以得到了广泛的使用。它是属于破坏性的试验。它和交流耐压试验是互补的,不能互相代替。而试验电压值对各种电气设备是不同的,详见下面各章所述。

(二) 试验原理

由前所述,将直流电压加到绝缘上时,其泄漏电流是不衰减的,在加压到一定时间以后,微安表的读数就等于泄漏电流值。绝缘良好时,泄漏电流和电压的关系几乎呈一直线,且上升较小;绝缘受潮时,泄漏电流则上升较大;当绝缘有贯通性缺陷时,泄漏电流将猛增,和电压的关系就不是直线了。因此,通过泄漏电流和电压之间变化的关系曲线就可以对绝缘状态进行分析判断。在图 1-2-20 和图 1-2-21 中绘出了泄漏电流和电压及时间的关系曲线。

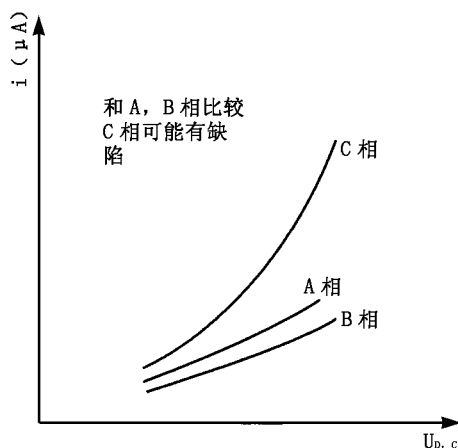


图 1-2-20 泄漏电流和电压的关系曲线

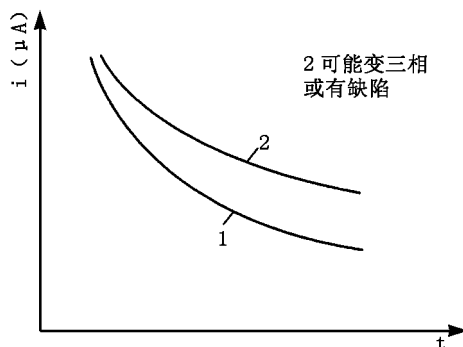


图 1-2-21 泄漏电流和时间的关系曲线

我国现已生产各种试验装置可供使用,图 1-2-22 给出了此种试验装置的原理接线。

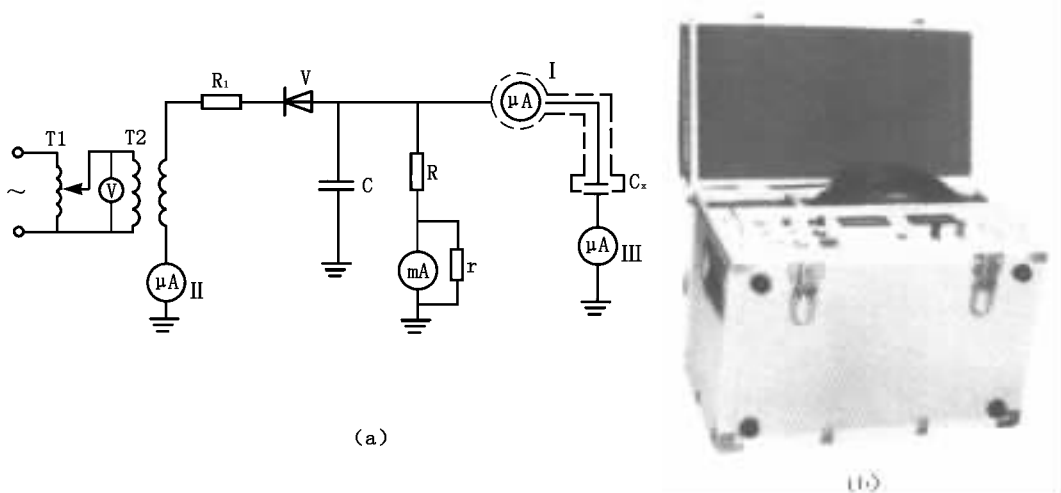


图 1-2-22 测量泄漏电流和直流耐压

(a) 试验接线图(半波整流) (b) SED-6012 型便携式高压试验器外形图

T1—自耦变压器 ;T2—升压变压器 ;V—高压整流硅堆 ;R₁—保护电阻 ; μ A—微安表 ;
C—稳压电容器 ;mA—测压用毫安表 ;R—测压用电阻 ;C_x—被试品 ;r—保护电阻

位置 I 微安表处于高电位,测量准确,但微安表对地绝缘应良好。

位置 II 微安表处于低电位,读数方便,但测量有误差。

位置 III 微安表处于低电位,读数方便,测量准确,但被试品下端不能直接接地,这是优先采用的位置。

当要求产生较高的直流电压时,可采用倍压整流和直流串级电路,国产有 ZGS 系列和 ZGF 系列。

(三) 影响因素和分析判断

1. 影响因素

(1) 温度的影响。当温度升高时,泄漏电流增大,所以在《电力设备预防性试验规程》中规定发电机在停机后清除污秽前热状态下进行。处于备用状态时,可在冷态下进行(应在 +5℃ 以上进行)。

(2) 表面污染的影响。由于实测的泄漏电流应该是容积泄漏电流,所以应对被试设备的表面应进行清扫和干燥,以消除表面泄漏电流的影响,也可采用屏蔽环将表面泄漏电流短路而不流过微安表。

(3) 加压速度的影响。加压速度过快,将影响吸收过程的完成,对电容量大的设备就有影响。在《电力设备预防性试验规程》中规定试验电压按每级 $0.5u_n$ (u_n : 额定线电压) 分阶段升高,每阶段停留 1min。

(4) 微安表位置和高压连线的影响。这主要是杂散电流和电晕电流的影响。应按制造厂说明书接线及加屏蔽。

(5) 试验电压波形和极性的影响。要求试验电压的电源波形是正弦波形(交流)。对油纸绝缘用负极性试验易于发现绝缘缺陷,对少油断路器等泄漏电流较小的设备可采用正极性试验电压。按《电力设备预防性试验规程》要求,一般情况下应采用负极性接线。

(6) 湿度影响。和绝缘电阻相似,应在空气相对湿度 80% 以下进行。

2. 分析判断

(1) 泄漏电流随电压不成比例显著增长时,应注意分析。

(2) 泄漏电流应不随时间的延长而增长。

(3) 所测得的泄漏电流值不应超出一般允许值(可见下述各章)。

(4) 将数值与过去数据、各相间和同类设备相比较。

(5) 应排除湿度、温度、污染等影响因素。

(6) 对直流耐压试验的判断为:

1) 被试品发生击穿。此时微安表指示突然增高或电压表指示明显下降。

2) 被试品发生间隙性击穿。此时微安表指示周期性地大幅度摆动。但应排除电源波动、表面污染等影响。

3) 耐压后的绝缘电阻比耐压前显著降低时,则绝缘有问题,甚至已击穿。

4) 泄漏电流比上次试验变化很大,随电压升高或时间的延长而急剧上升时,应查明原因。

三、介质损失角正切值或功率因数试验

(一) 概述

在外加交流电压的作用之下,绝缘介质就流过电流,电流在介质中产生能量损耗,这种损耗称为介质损耗。介质损耗很大时,就会使介质的温度升高而老化,甚至导致热击穿。因此,介质损耗的大小就反映了介质的优劣状况。

为什么用测量介质损耗角正切值或功率因数的方法(在国外多称为功率因数试验)可以用于评定绝缘的介电性能呢?下面我们从机理上进行解释。

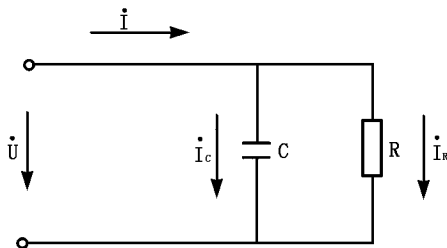


图 1-2-23 介质等值电路

当绝缘物上加交流电压时 我们可以把介质看成为一个电阻和电容并联组成的等值电路, 如图 1-2-23 所示。根据等值电路可以作出电流和电压的相量图 如图 1-2-24 所示。

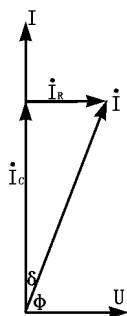


图 1-2-24 等值电路电流、电压相量图

由相量图可知 介质损耗由 i_r 产生 夹角 δ 大时 i_r 就大 故称 δ 为介质损失角 其正切值为

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{I_R}{I_C} = \frac{U/R}{U\omega C} = \frac{1}{\omega CR}$$

介质损耗 $P = \frac{U^2}{R} = U^2 \omega C \operatorname{tg} \delta$ 由上式可见, 当 U 、 f 、 C 一定时, P 正比于 $\operatorname{tg} \delta$, 所以可用 $\operatorname{tg} \delta$ 来表征介质损耗。

在国外也有使用功率因数 $\cos \varphi$ 来表征介质损耗 p , 实际上在 $\operatorname{tg} \delta$ 和 $\cos \varphi$ 小于 10% 时, $\operatorname{tg} \delta \approx \cos \varphi$, 这可由下式得到 $\cos \varphi = \frac{I_R}{I} = \frac{I_R}{\sqrt{I_R^2 + I_C^2}} = \frac{I_R}{I_R \sqrt{1 + \left(\frac{1}{\operatorname{tg} \delta}\right)^2}} = \frac{\operatorname{tg} \delta}{\sqrt{\operatorname{tg}^2 \delta + 1}}$ 由于 δ

很小, 则 $\operatorname{tg}^2 \delta$ 可忽略不计, $\cos \varphi \approx \operatorname{tg} \delta$ 。

测量 $\operatorname{tg} \alpha$ 或 $\cos \varphi$ 的灵敏度较高, 可以发现绝缘的整体受潮、劣化变质及小体积设备的局部缺陷。这种方法已得到了广泛的应用。

(二)原理

由上节可知, 当绝缘受潮、老化时, 有功电流 I_R 将增大, $\operatorname{tg} \delta$ 也增大。通过测 $\operatorname{tg} \delta$ 可以反映出绝缘的分布性缺陷。如果缺陷是集中性的, 有时测 $\operatorname{tg} \delta$ 就不很灵敏, 这是因为集中性缺陷为局部的, 我们可以把介质分为有缺陷和无缺陷的两部分: 无缺陷的部分为 R_1 和 C_1 的并联, 有缺陷部分为 R_2 和 C_2 的并联。则

$$P = P_1 + P_2$$

$$\omega C U^2 \operatorname{tg} \delta = \omega C_1 U^2 \operatorname{tg} \delta_1 + \omega C_2 U^2 \operatorname{tg} \delta_2$$

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{C_1}{C} \operatorname{tg} \delta_1 + \frac{C_2}{C} \operatorname{tg} \delta_2$$

当有缺陷部分占的比例很小时, $C \gg C_2$, $\frac{C_2}{C} \operatorname{tg} \delta_2$ 就很小, 所以测整体的 $\operatorname{tg} \delta$ 时就不易

发现局部缺陷。

在《电力设备预防性试验规程》中对电机、电缆等绝缘 因为缺陷的集中性及体积较大 通常不做此项试验 而对套管、电力变压器、互感器、电容器等则做此项试验。

我国目前使用的测 t_{gd} 试验装置有西林电桥(图 1-2-25)给出了 Q_{S1} 西林电桥的三种试验接线),M 型介质试验器,还有 P5026M 型交流电桥、GWS-1 型光导微机介质损耗测试仪等,具体的使用方法可参见制造厂说明书。

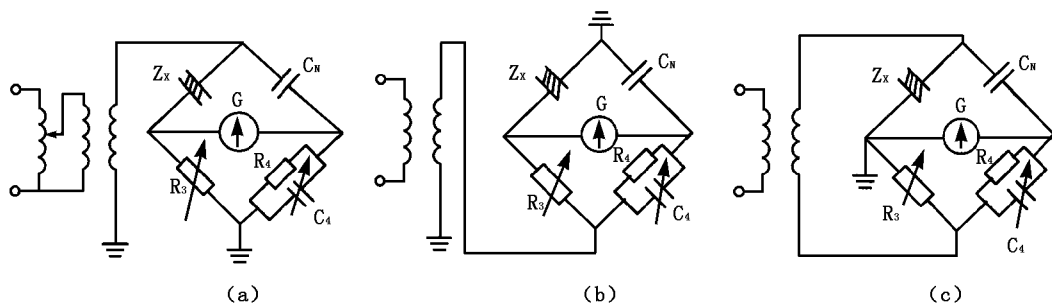


图 1-2-25 Q_{S1} 型西林电桥原理接线

(a)正接线 (b)反接线 (c)对角线接线

Z_x —被测绝缘阻抗; C_N —标准电容; R_3 —可变电阻; C_4 —可变电容; G —检流计

在国外,还使用 Biddle 型功率因数试验装置,型号为 Delta2000 型,图 1-2-26 和图 1-2-27 分别表示了其简化回路图和外形图。这是一种利用微机技术制造的自动平衡的试验装置,其主要特点是:

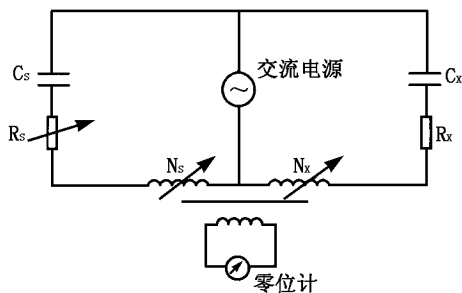


图 1-2-26 Biddle 功率因数(PF)装置简化回路图

C_s —标准参考电容; C_x —被试绝缘电容;

R_s —可变电阻(平衡电阻电流); R_x —被试绝缘电阻; N_s 、

N_x —专用可调变压器(平衡电容电流)零位计,电桥平衡时为零

(1)有完整的配套设备。包括 0~12kV 电源、标准电容、仪表试验端子和打印机。

(2)操作简便。提供自动平衡和信号显示,包括电压、电流、介质损耗(W) 电容和功率因素。读数可调整到 10kV 或 2.5kV 的有效值。



图 1-2-27 Delta2000 型试验装置外形图

(3) 读数可以在打印机上硬拷贝,或用可移动“数据键”它用于在以后移到标准 PC 机上。

(4) 安全。包括两个手动联锁开关、接地断开探测回路和试验的零电压起始引入。

(5) 在强烈的电子和电磁干扰条件下,可达到高的精确度,例如在高压变电所就有这种情况。

(6) 设有自诊断的自查刻度。

图 1-2-25(a) 正接线用于两极对地绝缘的设备,用于实验室或绕组间测 $\text{tg}\delta$ 。图 1-

2-25(b) 反接线用于现场被试设备为一极接地的设备,要求电桥有足够的绝缘。图 1-

2-25(c) 对角线接线用于被试设备为一极接地的设备且电桥没有足够的绝缘。

(三) 影响因素和分析判断

1. 影响因素

(1) 温度的影响。 $\text{tg}\delta$ 值受温度影响而变化,为了比较试验结果,对同一设备在不同温度下的变化必须将结果归算到一个公共的基准温度,一般归算到 20°C 。关于温度的修正系数具体见下述各章。

(2) 湿度的影响。在不同的湿度下测得的值也是有差别的,应在空气相对湿度小于 80% 下进行试验。

(3) 绝缘的清洁度和表面泄漏电流的影响。这可以用清洁和干燥外表面来将损失减到最小,也可采用涂硅油等办法来消除这种影响。

2. 分析判断

(1) 和《电力设备预防性试验规程》的要求值作比较。

(2) 对逐年的试验结果应进行比较,在两个试验间隔之间的试验测量值不应该有显著的增加或降低。

(3) 当 $\text{tg}\delta$ 值未超过规定值时,可以补充测电容量来分析,电容量不应该有明显的变

化。

(4)应充分考虑温度等的影响,并进行修正。

(5)通过测 $\text{tg}\delta = f(U)$ 的曲线,观察 $\text{tg}\delta$ 是否随电压而上升,来判断绝缘内部是否有分层、裂纹等缺陷。

四、交流耐压试验

(一)概述

交流耐压试验是对电气设备绝缘外加交流试验电压,该试验电压比设备的额定工作电压要高,并持续一定的时间(一般为 1min)。交流耐压试验是一种最符合电气设备的实际运行条件的试验,是避免发生绝缘事故的一项重要的手段。因此,交流耐压试验是各项绝缘试验中具有决定性意义的试验。

但是,交流耐压试验也有缺点,它是一种破坏性的试验,同时,在试验电压下会引起绝缘内部的累积效应。因此,对试验电压值的选择是十分慎重的,对于同一设备的新旧程度和不同的设备所取的数值都是不同的,在我国的《电力设备预防性试验规程》中已作了有关的规定,在国外也有各种标准,进口设备在制造厂的说明书中也往往给出试验电压的标准和数值。

交流耐压试验可以分为下列几种:

- (1)交流工频耐压试验;
- (2)0.1Hz 试验;
- (3)冲击波耐压试验;
- (4)倍频感应电位试验和操作波试验;
- (5)局部放电试验。

其中用得最为普遍的是交流工频耐压试验,下面将首先讨论交流工频耐压试验,对其他的几项试验也作一般性的介绍。

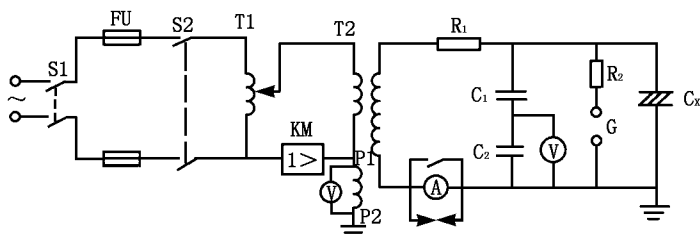


图 1-2-28 交流耐压试验接线图

S1、S2—开关;FU—熔断器;T1—调压器;T2—试验变压器;KM—过流继电器;

P1、P2—测量线圈;R1—保护电阻;R2—球隙保护电阻;G—保护球隙;

C₁、C₂—电容分压器;C_x—被试绝缘

(二)交流工频耐压试验

1. 原理及接线

图 1-2-28 中给了交流工频耐压试验的接线图。

在图中接于测量线圈 P_1 、 P_2 的电压表属于低压侧测量,可以通过变比换算到高压侧。而接于 C_1 、 C_2 之间电压表属于高压侧测量,这是现场常用的方法,它可以避免由于容性电流而使被试设备端电压升高所带来的影响。

我国的试验变压器有各种电压和容量等级,各单位在购置试验器时应对本单位的电气设备在试验电压下的充电进行计算,根据充电电流小于试验变压器的额定输出电流的原则来选择试验变压器的容量。而充电电流可以用被试物的电容 C_x 来估算($I_{充} = U$ 试验电压 $\times \omega \times C_x$), C_x 可用西林电桥来测定。

有时,为得到高电压,可以采用串级方法,谐振式交流耐压装置。这些装置在我国都已有生产。

(三)影响因素和分析判断

1. 影响因素

(1)必须在被试设备的非破坏性试验都合格后才能进行此项试验,如果有缺陷(例如受潮),应排除缺陷后进行。

(2)被试设备的绝缘表面应擦干净,对多油设备应使油静止一定的时间。如 3~10kV 变压器应静止 5~6h。

(3)应控制升压速度,在 $1/3$ 试验电压以前可以快一些,其后应以每秒钟 3% 的试验电压连续升到试验电压值。

(4)试验前后应比较绝缘电阻、吸收比,不应有明显的变化。

(5)应排除湿度、温度、表面脏污等影响。

2. 分析判断

(1)在规定的持续时间内作交流工频耐压试验,以不发生击穿为合格。

击穿的现象有:电流表指示突然大幅度上升或者电压表指示突然下降;过流继电器整定值正确的条件下发生跳闸;升压、耐压过程中出现跳火、冒烟、放电等现象,这说明绝缘有问题或击穿。

(2)交流工频耐压试验即使通过,不能说明线圈的匝间、层间绝缘没有问题,必要时应补充其他的试验。

(四)其他交流耐压试验

(1)0.1Hz 试验。这是一种超低频耐压试验。由于采用了 0.1Hz 的低频,即为工频的 $1/500$,这样电容电流就大大降低,从而减小了试验变压器的容量,并限制了短路电流。我国已生产此种试验装置。在《预规》中要求有条件时,可采用 0.1Hz 试验于发电机定子交流耐压,而试验电压峰值则为工频试验电压峰值的 1.2 倍。

(2) 倍频感应和操作波试验。由于对变压器采用交流工频耐压(1min)的试验有一定的局限性,它主要是考核全绝缘变压器的主绝缘。在《预规》中提出了可采用倍频感应法和操作波试验。

倍频感应法是提高电源频率降低励磁电流达到提高电压的目的,主要用于分级绝缘变压器的耐压试验,对被试变压器适当接线可同时考核主、纵绝缘。但设备笨重、调试费工,故往往采用操作波试验来代替,我国不少单位已采用操作波试验。

操作波试验是模拟设备运行中经常出现的操作过电压的波形,和倍频试验相比,具有设备轻便、操作容易、示伤灵敏等优点。其波形参数是:波头时间 $\geq 100\mu\text{s}$,波尾时间 $\geq 1000\mu\text{s}$,90%持续时间 $\geq 200\mu\text{s}$,反峰电压值 $\leq 0.5U_m$ 。试验电压一般为

$$U_c = 1.35 U_g \sqrt{2} \times 0.85$$

式中 U_c ——操作波试验电压峰值,kV;

U_g ——工频1min电压有效值,kV;

1.35——油纸绝缘的操作冲击系数。

操作波试验不仅可用于大型电力变压器的检测,还可以用于配电变压器的检测。我国已生产此类试验的试验装置。

(3) 冲击电压试验。这是一般制造厂的出厂型式试验,它是在变压器端子上外加一种模拟雷电波形的标准冲击波,在现场维修工作中是不进行的。

(4) 局部放电试验。这主要用于变压器、互感器、套管、电容器等电气设备检测局部放电情况。进行此类试验的方法较多,目前采用较多的是脉冲电流法。其基本原理是由于局部放电时产生电荷交换,使被试品两端出现脉动电压和试品的连接回路上产生脉冲电流,在回路中的检测阻抗上可取得代表局部放电的脉冲信号,从而进行测量。它是根据放电量的大小来衡量的。有关详细资料可参见制造厂说明书。

五、绝缘油试验

(一) 概述

绝缘油在电气设备中应用很多,如变压器、互感器、开关和电缆中都有应用。作为介质和冷却剂其功能受其劣化的影响而降低,劣化是受污染、过热、电场强度和氧化所致,受潮是最普遍的污染。为了保证设备的安全运行,对绝缘油应该有电气和化学方面的监控试验。

(二) 运行中变压器油的质量控制

我国的变压器油运行控制标准基本上是参照了IECA22—1983的标准,而其中油的水分含量和气相色谱分析是最主要的。

运行油可分为以下几类:

第一类:可满足连续运行,各项性能指标符合国标要求。

第二类:可继续使用,但需过滤处理,一般是含水量和击穿电压不合格,外观有杂质存在,可用机械过滤加以去除。

第三类:油质量较差,必须进行再生处理或更换。往往是酸值、界面张力、介质损耗因数超标。

第四类:油质量很差,多项指标超标,应以报废。

在表 1-2-8 中列出了运行中变压器油质量标准(IEC422—1983)以便和《预规》中的标准(表 36)进行对照。

表 1-2-8 运行中变压器油试验项目和极限值标准

项 目	设 备 类 别							
	O	A	B	C	D	E	F	G
击穿电压(kV)	> 50	> 50	> 40	> 30	> 50	> 40	-	> 20
水分(mg/kg)	≤20	≤20	≤40	-	≤20	≤30	-	-
酸值(mgKOH/g)	≤0.5	≤0.5	≤0.5	≤0.5	≤0.5	≤0.5	-	-
电阻率(G·Ω·m, 20℃)	200	200	60	60	200	60	-	-
介质损耗因数%(90℃)	0.2	0.2	1.0	1.0	0.2	1.0	-	-
界面张力(mN/m)	15	15	15	15	15	15	-	-
闪点(℃)	最大降低 15℃							
含气量	待 定				-	-	-	-

注 O类:420kV 以上的电力变压器。

A类:170~420kV 的电力变压器和非常重要需连续供电的任何电压等级的变压器及类似设备。

B类:72.5~170kV 的电力变压器。

C类:72.5kV 的电力变压器(含油断路器)。

D类:170kV 以上的互感器。

E类:170kV 的互感器。

F类:带负荷抽头的切换器。

G类:充油高压断路器。

对于断路器油根据《预规》不再使用 25 或 45 号变压器油,改为使用新型天山牌断路器油,即为断路器专用油。此种油粘度小,断开电流时能迅速流入灭弧室灭弧,并使游离碳的沉降较快。对运行中断路器油的标准可见《预规》表 37。

(三)补充油和混油

在运行中由于各种因素而需要补充加入新油,这就产生了混油的问题。

混油时应注意下列事项:

1. 补充的油最好用和原设备同一牌号的油。
2. 要注意油中添加的抗氧化剂牌号应相同(国产为 T501 号),否则可能产生沉淀物。
3. 两种油的性能指标应符合质量要求,新油应符合新油的标准。
4. 当运行油有一项或多项指标接近极限值,尤其是 pH 值、酸值、界面张力接近极限值时,应慎重对待,应进行试验室混油试验。
5. 当运行油质量不符合标准,应进行净化或再生后,才能考虑混油。

6. 进口油或来源不明的油和运行油混合使用时,应先进行各参加混合的单个油样及其准备混合后的油样的老化试验。如混合后油样质量不低于原运行油时,方可进行混油。若参加混合的单个油样全是新油,经老化试验后,其混合油的质量不低于最差的一种新油,才可混合,这主要原因是添加剂的问题。

(四) 绝缘油的再生

长期的氧化将引起变压器绝缘油的老化,如果不及时处理,就会进一步形成油泥,而油泥是十分有害的,它将导致故障。所以对绝缘油应定期检测及处理。所谓“再生”就是用化学和物理的方法清除油中的溶解和不溶解的杂质,重新恢复或接近油的原有的性能指标。

“再生”油的方法有很多种,应根据废油的劣化程度,含杂质情况和对再生油的质量要求而定,也要根据本单位的具体条件而定。再生的方法可以分为物理、物理化学、化学和联合法4种。

1. 物理法

(1) 沉降法。这是去除水分和机械杂质的常用方法。利用水分和机械杂质与油的密度的不同,在重力作用下分离。可以使用卧式或立式罐进行。沉降前加温到沉降温度后(注意:只能适当提高油温,例如汽轮机油可适当加温到40~50℃,不应加到80~90℃以上)停止加热,开始沉降。

(2) 离心法。这是用高速旋转产生离心力进行分离。绝缘油中的水分和杂质在高速旋转下(3000~4000转/分)迅速地从油中分离出来。这种机械称为离心机。

(3) 过滤法。这是去除油中固体杂质的最有效的方法。因为有些杂质密度和油差不多,有些杂质颗粒很小,用(1)和(2)的办法很难去除,而过滤法就可以去除。这种方法是利用过滤介质的两边的压力差,使油通过过滤介质(滤纸、滤布等)将杂质阻留下来。常用的过滤设备是板框式过滤机。

2. 物理化学法

这是一种利用吸附剂和废油的接触来去除物理法去除不掉的杂质。将吸附剂(如硅胶、白土等)装入渗滤器内,废油连续通过渗滤器与吸附剂接触,反复循环达到再生目的。

3. 化学法

这是利用酸洗的原理。用硫酸对油中的各种成分的反应达到再生目的。但使用的再生设备和工艺流程较为复杂。

4. 联合法

(1) 真空净油机。这是真空脱气脱水和过滤的联合。

(2) 多功能再生净油机。这是具有脱气、脱水、再生、净化等多种功能的设备。

这些设备的优点是可以对运行中的油进行连续处理而不需停电。

六、油中溶解气体的色谱分析

(一) 概述

油中溶解气体的色谱分析方法在国内外已得到了广泛的应用。它对预测充油的电气设备的潜伏性故障是相当有效的,因此,在《预规》中对变压器、互感器、套管、电力电缆等电气设备均有有关的规定。

油中气体产生是由于局部过热、局部电晕放电和电弧的结果,产生的气体主要是甲烷(CH_4)、乙烷(C_2H_6)、乙烯(C_2H_4)、乙炔(C_2H_2)、丙烷(C_3H_8)、丙烯(C_3H_6)和一氧化碳(CO)、二氧化碳(CO_2)。

表 1-2-8 中列出了不同故障类型的产气特征。为了便于对故障进一步进行判断,在《预规》中列出了油中溶解气体的注意值,见表 1-2-10。

表 1-2-9 不同故障类型的产气特征

故障类型		主要成分	次要成分
过热	油 油+纸绝缘	CH_4 、 C_2H_4 、 CH_4 、 C_2H_4 、 CO 、 CO_2	H_2 、 C_2H_6
电弧放电	油 油+纸绝缘	H_2 、 C_2H_2 、 H_2 、 C_2H_2 、 CO 、 CO_2	CH_4 、 C_2H_4 、 C_2C_6 、 CH_4 、 C_2H_4 、 C_2C_6
油、纸绝缘中局部放电		H_2 、 CH_4 、 CO	C_2H_6 、 CO_2
油中电火花放电		C_2H_2 、 H_2	-
进水受潮或油中气泡放电		H_2	-

表 1-2-10 油中溶解气体的注意值

设备	气体成分	《导则》注意值(ppm)	《预规》注意值(ppm)
变压器和电抗器	总烃	150	150
	乙炔	5	≤ 500kV 变压器为 1)
	氢	150	150
互感器	总烃	100	100
	乙炔	3	1(220~500kV), ≤ 110kV)
	氧	150	150
套管	甲烷	100	100
	乙炔	5	1(220~500kV), ≤ 110kV)
	氢	500	500
充油电缆	可燃气体总量		1500
	氢		500
	乙炔		微量
	其他		$\text{CO}100$, CO_21000 , CH_4200 , C_2H_6200 、 C_2H_4200

注 1. 总烃是甲烷、乙烷、乙烯、乙炔的总和。

2. ppm 为 0.0001%(或 10^{-6})。

3. 注意值不是划分设备有无故障的唯一标准,而是应进行追踪分析,查明原因。

4. 影响电流互感器和电容式套管油中氢气含量的因素很多,有的氢气含量低于表中值,若增加较快,也应引起注意;有的只有氢气含量超过表中值,若无明显增加趋势,也可判断为正常。

5. 由于国外进口设备其结构和用油型号不同,按部颁标准往往不一定合适,国外标准也不尽相同,故国内标准只能供参考。

6. 本表不适用于从气体继电器放气嘴取出的气样。

在《预规》中对产气速率也作了规定。烃类气体总和的产气速率大于 0.25ml/h(开放式)和 0.5ml/h(密封式) ,或相对产气速率大于 10%/月 ,则认为设备有异常(指变压器) ,总烃绝对产气速率为

$$r_a = \frac{C_{i2} - C_{i1}}{\Delta t} \times \frac{G}{d}$$

式中 r_a ——绝对产气速率 ;ml/h ;

C_{i2} ——第二次取样测得的某气体成分含量 $\mu\text{L/L}$ 或 ppm ;

C_{i1} ——第一次取样测得的某气体成分含量 $\mu\text{L/L}$ 或 ppm ;

Δt ——两次取样时间间隔中的实际运行时间 ,h ;

G ——设备总油量 ,t ;

d ——油的密度 ,t/m³。

相对产气速率为 $r_r = \frac{C_{i2} - C_{i1}}{C_{i1}} \times \frac{1}{\Delta t} \times 100\%$

式中 r_r ——相对产气速率 ,%/月 ;

Δt ——两次取样时间间隔中的实际运行时间 ,月。

对于总烃含量低的变压器不宜采用 r_r 进行判断。

(二)故障判断方法

故障类型判断的方法很多 ,本节介绍两种方法 ,即特征气体判断法和三比值判断法。

1. 特征气体判断法

当一种或几种溶解气体含量超过表 1-2-10 的注意值时 ,可以用表 1-2-11 来判断故障的性质。

表 1-2-11 特征气体判断故障

故障性质	气体含量成分
1. 一般性过热故障	总烃较高 , $C_2H_2 > 5\text{ppm}$
2. 严重性过热故障	总烃高、 $C_2H_2 > 5\text{ppm}$,但未构成总烃的主要成分 , H_2 较多
3. 局部放电	总烃不高 , $H_2 > 100\text{ppm}$, CH_4 占总烃的主要成分
4. 火花放电	总烃不高 , $C_2H_2 > 100\text{ppm}$, H_2 较高
5. 电弧放电	总烃高 , C_2H_2 高 ,构成总烃主要成分 , H_2 高

注 当 H_2 增大 ,而其他组成成分不增加时 ,有可能是由于设备进水或有气泡引起水和铁的化学反应或在高电场强度作用下 ,水或气体分子的分解或电晕作用而产生的。

2. 三比值法

在 SD187-86《变压器油中溶解气体分析和判断导则》中推荐采用五种特征气体的三对比值作为判断故障的主要方法 ,称为 IEC 三比值法。

表 1-2-12 是此法的编码规则 ,它是根据电气设备内油 纸绝缘故障时裂解而产生气体组分的相对浓度和温度有着相互依赖关系 ,将两种溶解度和扩散系数相近的气体组

分的比值作为判断故障性质的依据。它比特征气体法更为进了一步。

表 1-2-12 三比值法编码规则

特征气体的比值	比值范围编码			说 明
	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6	
< 0.1	0	1	0	例如 $\frac{C_2H_2}{C_2H_4} = 1 \sim 3$ 时 编码为 1
0.1 ~ 1	1	0	0	
1 ~ 3	1	2	1	$\frac{CH_4}{H_2} = 1 \sim 3$ 时 编码为 2
> 3	2	2	2	

在表 1-2-13 给出了典型的编码组合及判断故障性质的三比值法,对于此表范围外的编码组合,如“2.0.2”、“1.2.1”和“1.2.2”,应结合必要的电气试验作综合分析,一般可以为过热电同时存在。对“0.1.0”给合往往引起 H_2 高的原因很多,如难以判断也应结合其它方法进行判断。

表 1-2-13 判断故障性质的三比值法

序号	故障性质	比值范围编码			典 型 例 子
		$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	
0	无故障	0	0	0	正常老化
1	低能量密度的局部放电	0 ^①	1	0	含气空穴中放电,空穴是由不完全浸渍、气体过饱和、空吸作用或高湿度等原因所造成
2	高能量密度的局部放电	1	1	0	同上,但已导致固体绝缘的放电痕迹或穿孔
3	低能量放电 ^②	1~2	0	1~2	不同电位的不良连接点间或者悬浮电位体的连续火花放电,固体材料之间油的击穿
4	高能量放电	1	0	2	有工频续流的放电,线圈、线饼、线匝之间或线圈对地间油的电弧击穿、分接开关切断电流
5	低于 150℃ 的热故障 ^③	0	0	1	一般性的绝缘导线过热
6	150 ~ 300℃ 低温范围过热故障 ^④	0	2	0	由于磁通集中引起的铁芯局部过热 热点温度增加,铁芯短路,由涡流引起铜过热,接头或接触不良(形成焦碳)铁芯和外壳的环流
7	300 ~ 700℃ 中温范围过热故障	0	2	1	
8	高于 700℃ 高温范围过热故障 ^⑤	0	2	2	

注 ①乙炔、乙烯含量均未达到注意值。

②特征气体比值的增长趋势为:乙炔/乙烯从 0.1~3 增加到 3 以上,乙烯/乙烷从 0.1~3 增加到 3 以上。

③此情况说明乙炔/乙烷的变化,气体主要来自固体绝缘的分解。

④此种情况通常由气体浓度不断增加来反映。甲烷/氢通常约为 1,实际值大于或小于 1 与很多因素有关,如油保护系统方式,实际温度水平和油的质量等。

⑤乙炔含量的增加表明热点温度可能高于 1000℃。

应用三比值法应注意：

(1) 根据含量和产气速率注意值判断可能有故障时才应用此法,对含量正常的设备是没有意义的。

(2) 对多种故障联合作用的情况可能从表中找不到相应的组合,此时应作具体分析。

(3) 对自由呼吸的开放式变压器,氢和甲烷从油面上逸散,计算 CH_4/H_2 时应作修正。

(4) 应将气体分析结果和其它试验结果综合起来进行判断,以提高判断的准确率。

在三比值法的基础上又出现了改良的 IEC 三比值法。这主要是把比值范围的上下限作了更明确的规定,将过热故障分为低、中、高三个等级,把放电故障分为高能放电和低能放电两种,见表 1-2-14,所以判断准确率更高。

表 1-2-14 改良的 IEC 三比值法

特征气体比值	比值范围编码		
	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6
< 0.1	0	1	0
$\geq 0.1 \sim < 1$	1	0	0
$\geq 1 \sim < 3$	1	2	1
≥ 3	2	2	2
低温过热	0	2	0
中等过热	0	2	1
高温过热	0	0、1、2	2
高能放电(电弧)	1	0、1、2	0、1、2
低能放电(局部)	2	0、1、2	0、1、2

注 高温过热和 CH_4/H_2 无关,放电故障和 CH_4/H_2 、 C_2H_4/C_2H_6 无关。

根据《导则》用气相色谱分析结果进行诊断的方法可以归纳为总可燃气体分析法、特征气体法和三比值法。在国外,各国采取的办法既有共同点又有不同点。例如 IEEE 标准推荐总可燃气体分析法和特征气体法,日本采用气体组分图法,IEC 标准为三比值及改良三比值法等等。但一致认为应致力于在线监测的研究和应用,并已取得了一定的成果,我国生产的氢气连续监测装置已得到了使用。

七、六氟化硫(SF₆)的现场测试

SF₆ 气体由于具有稳定的化学性能、优良的电气绝缘能力和灭弧能力、强力的冷却性能等特点在电气设备上已得到了较多的采用、特别是断路器的全封闭组合电器(GIS)上已取得了较成熟的经验。本节主要介绍 SF₆ 电气设备的现场测试要求和方法。

根据 SF₆ 管理规定及《预规》要求：

(1) SF₆ 电气设备安装完毕,在投运前(充气 24h 后)应复检 SF₆ 气室内的湿度和空气

含量以及设备的检漏。

(2)设备通电后一般每三个月,亦可一年内复校一次 SF₆ 气体中的湿度和检漏,直至稳定后,每 1~3 年检测湿度和检漏一次。发现气体质量指标明显变化时,应报请“SF₆ 检测中心”进行处理。

(3)对充气压力低于 0.35MPa,且用气量少的 SF₆ 电气设备(如 35kV 以下的断路器),只要检漏后证明不漏气,交接时气体湿度合格,运行中可不检测气体湿度,但异常时要检测气体湿度。

1. 气体泄漏率的测试(即检漏)

检漏可分为定性和定量两种,定性是对设备各接头直接检测,查出泄漏点。定量是用包扎法或压力折算法求出泄漏点的泄漏量,从而得出气室的年泄漏率。

(1)包扎法。用塑料薄膜对设备的法兰接头,管道接口处封闭包扎,测量或估算包扎体积,经一段时间后用检漏仪测包扎体内的 SF₆ 浓度。由下式进行计算

$$\text{漏气量 } G = \frac{k\rho_0 v}{\Delta t} \times 10^{-6} (\text{g})$$

式中 k——包扎体中 SF₆ 气体浓度,体积比;

ρ ——SF₆ 气体密度,6.16g/l;

v——包扎体积(扣除包扎设备体积),l;

t——年小时,8760h;

Δt ——包扎时间,h。

$$\text{年漏气率 } M = \frac{G}{Q} \times 100\%$$

Q——充入设备中 SF₆ 气体的质量,g。

注意:包扎前用吸尘器沿包扎面吸洗一次,包扎时间以 12~24h 为宜,检测仪调零时,环境的 SF₆ 含量应小于检测仪的最低检测量。

(2)压力折算法。在运行中对设备各气室压力和温度进行记录,根据压力和温度在气体状态图(图 1-2-29)上查出对应的密度,以时间为横坐标、密度为纵座标,标出不同时间的密度变化,由曲线变化得到泄漏情况和趋势

$$\text{年泄漏率 } M = \frac{\rho_0 - \rho_t}{\rho_0} \times \frac{T_r}{T_0} \times 100\%$$

式中 ρ_0 ——初始气体密度,g/L;

ρ_t ——t 时间后测量的气体密度,g/L;

T₀——两次测密度的时间间隔;

T_r——年单位时间。

注意:压力测量应在上午 8:00~10:00 进行,气室和环境的温差较小。

检测仪器有:紫外电离,电子捕获,真空高频电离及负电晕放电。一般可使用紫外电

离检测器。我国已有生产。

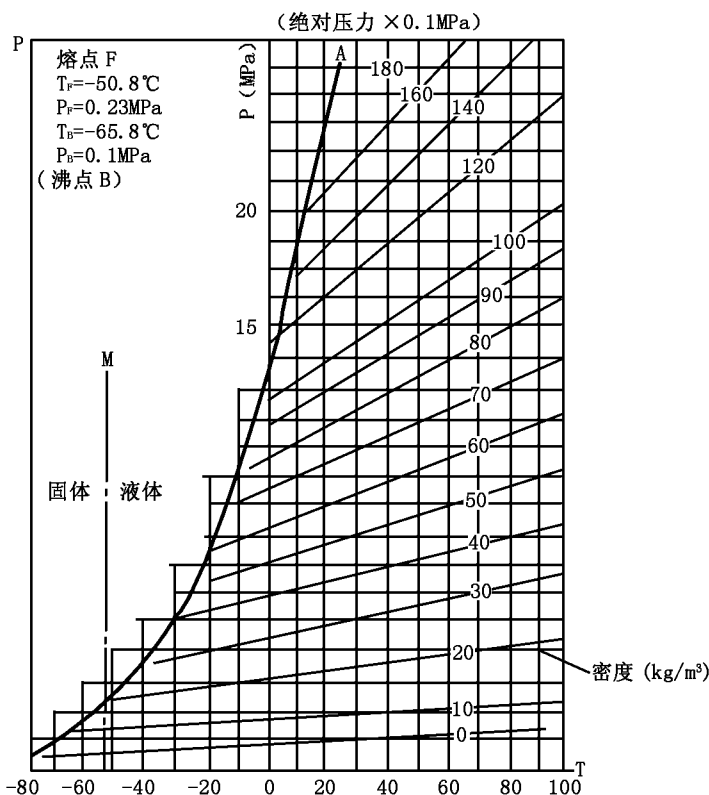


图 1-2-29 SF₆ 状态参数曲线

2. 气体湿度的测试

表 1-2-15 中列出了湿度控制标准。

表 1-2-15 SF₆ 电气设备湿度控制标准

隔 室	有电弧分解物的隔室 (ppm)	无电弧分解物的隔室 (ppm)
交接验收值	≤ 150	≤ 250
运行允许值	≤ 300	≤ 500

现场一般从 SF₆ 断路器检查口取气,为防止水分的干扰,应用专用取气接口,不锈钢管(或聚四氟乙烯管)连接,测量用仪器为露点仪,使用方便,操作简单。管路连接前用电吹风吹 10~15min,用 SF₆ 气体吹 30S,开机前吹数秒,测完关闭仪器并迅速封闭仪器的进出气口。

注意:

(1)对同一台设备用同一仪器测试。

(2)测试宜在夏天进行,以获得最大含水值。

其他质量指标可见《预规》的要求,试验时可求助于“SF₆监测中心”。

纯度不够的SF₆及其放电后的分解物属有毒物,主要表现为人体吸入中毒,造成肺脏损伤。充SF₆的电气设备应放置吸附剂,工作人员应注意因缺氧造成的窒息危险,接触时应戴防毒面具和防护手套,并有强力通风。

第五节 试验数据处理

一、误差理论

(一)基本概念

1. 真值与平均值

真值是某一物理量的理论意义上的值。由于测量仪器、方法、环境及人的观察力都不能做到完美无缺,故真值是无法测得的。所以在实际工作中一般都是用经过修正的有限次观察的平均值作为近似的真值。

设对于某一物理量 x 在同一条件下进行了 n 次测量,在测量结果中无粗大误差,则下式

$$\bar{X} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad (1-2-30)$$

为物理量 x 在 n 次测量中的算术平均值,简称平均值。

除算术平均值外,常用的平均值还有均方根平均值、加权平均值、中位值、几何平均值等。

2. 误差

如前所述,任何观察均不能得到真值,因此必然存在着误差。根据误差的性质和产生原因,可将误差分为以下三类。

(1)系统误差

系统误差是服从某一确定规律的误差。如果多次测量时误差始终不变,则称为固定系统误差;如按某一规律变化,则称为变化的系统误差。系统误差一般是由仪器不良、周围环境的改变及个人的习惯与偏向等引起的。

(2)随机误差

在相同的条件下对同一个量进行多次测量时,每一个单独的误差出现没有规律性,误差数值的大小和符号的正、负不固定者,称为随机误差。随机误差又称偶然误差。随

机误差在总体上服从于统计规律,可以用统计学的方法估计它的影响。

(3) 粗大误差

粗大误差是超出在规定条件下预期的误差,这种误差是由于粗心大意、操作不正确等测量人员的人为过失造成的。

3. 误差的表示方法。

(1) 绝对误差

$$\text{绝对误差} = \text{测量结果} - \text{真值}$$

一般使用标准仪器仪表的示值作为实际值,用以代替真值。绝对误差的值可正可负。

(2) 修正值

修正值又称更正值,是为消除系统误差,用代数法加到测量结果上的值

$$\text{修正值} = \text{实际值} - \text{测量结果}$$

修正值和绝对误差的符号相反。

(3) 相对误差

相对误差是测量的绝对误差与被测量的真值的比

$$\text{相对误差} = \frac{\text{绝对误差}}{\text{真值}}$$

通常用实际值的测量结果代替真值,并以下式作为相对误差的近似值

$$\text{相对误差} \approx \frac{\text{绝对误差}}{\text{测量结果}}$$

相对误差是无量纲的数,通常用百分数表示。相对误差是用来评价测量质量的一个指标,主要用以评价不同测量的质量。相对误差的比值越小,测量的质量越高。

(4) 引用误差

绝对误差与仪表测量上限的比值,叫引用误差

$$\text{引用误差} = \frac{\text{绝对误差}}{\text{测量上限}}$$

引用误差通常用百分数表示,经常用它表示指示仪表的准确度等级。

4. 精确度与准确度

精确度反映测量中重复性的程度,表示测量结果中随机误差大小的程度。

准确度是测量结果中系统误差与随机误差的综合,反映了测量结果与真值的符合程度。

以打靶为例,弹着点离靶心越近,说明准确度越高;若弹着点在某一处很集中,表明精确度高、分散性小;若弹着点都集中在靶心附近,则表明准确度和精确度均高,即准确度较高。

由于测量仪表的准确度通常用引用误差表示,所以,当测量数值大小不同的量时,应考虑选择合适量程的仪表,使所测数值尽量接近满刻度,以减少绝对误差和相对误差。

(二)有效数字及运算规则

1. 有效数字

所有测量结果都是近似的,对于近似值的表达方式,一般只应保留一位不准确数字,其余数字均为准确数字。例如,用1.0级电压表测量出的电压数最多写成三位数,如果多于三位数,三位数以后的数字就无意义了。

定义:一个数据从左边的第一个非零数字起,至右边含有误差(包括读数误差和舍入误差)的一位止,所有数码均为有效数字。

例如,385、0.0385、38.5、 3.85×10^4 等都是三位有效数字。而385.0、38.56、0.03800等都是四位有效数字。

由于存在有效数字问题,必须经常对测量或计算得到的数据进行舍入处理,以使其具有要求的位数。这一舍入处理的过程在有关国家标准中称为“修约”。

常用的“修约”方法如下。

(1)保留位数的末位为1的整数倍

1)四舍五入法。被舍去的尾数大于5的则进1位,小于5的则舍去。

例如,原数据为49.32、49.36、49.349、49.511,保留三位有效数后为49.3、49.4、49.3、49.5。

2)偶数法。被舍去的尾数为5时,若拟保留的末位数为奇数,则进一位,如拟保留数为偶数,则尾数舍去。

例如,原数据为183.45、183.35、456.05、456.15,保留四位有效数后为183.4、183.4、456.0、456.2。

(2)保留位数的末位为2的整数倍

1)当拟保留的末位数为偶数时,应舍去其右边的尾数;当拟保留的末位数为奇数,且其右边有不为零的数值,则应进一位,使保留数为偶数。

2)当拟保留的末位数恰好为奇数,且其右边没有除“0”以外的数值时,可先将末位数除以2,再按偶数法则进行舍入后再乘以2。即欲保留的末位数为3和7时,进位成相近的4和8;恰为1、5、9时,退为相近的0、4、8。

(3)保留的末位数为5的整数倍

当拟保留的末位数和其后的尾数的数位值小于或等于25时,则舍去,末位化0;当拟保留的末位数和其后的尾数的数位值等于或大于75时,则进位,末位数化0;当拟保留的末位数和尾数之数位值介于25和75之间时,则修约为5。

2. 有效数字的运算规则

(1)加减运算

要把小数位数多的数进行舍入处理,使它们比小数位数最少的那个数只多保留一位小数。在计算结果中,应保留的小数点后的位数要与小数点位数最少的那个数相同。

(2) 乘除运算

首先把有效数字位数多的数作舍入处理,使它们比有效数字少的那个数只多一位有效数字,但在计算结果中应保留的有效数字与原来近似数中有效数字最少的那个数相同。

(3) 其它运算

如果有 π 、 $\sqrt{2}$ 、 e 等常数参加运算,可根据需要取几位有效数字。一般情况是,作加减运算时,它们比小数位数最少的数多保留一位小数,作乘除运算时,比有效数字最少的多保留一位有效数字。

当使用计算机或计算器作运算时,虽对中间运算过程各数字的舍入不作规定,但其计算结果按上述规则处理。

(三) 误差理论

虽然从个体上看,随机误差的出现是偶然的,没有什么规律;但从总体上看,随机误差服从统计规律。随机误差有以下四个性质:

(1) 有界性。理论上,随机误差的大小是无限的,但在实际上,在一定的测量条件下,随机误差的绝对值不会超过某一定界限。

(2) 单峰性。绝对值小的误差比绝对值大的误差出现的机会多。

(3) 对称性。绝对值相等、符号相反的误差出现的机会均等。

(4) 抵偿性。以相等的精度测量某一物理量时,其随机误差 δ_i 的算术平均值随着测量次数 n 的无限增多,而越来越趋近于零,即

$$\lim_{n \rightarrow \infty} \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \delta_i = 0 \quad (1-2-31)$$

如果以误差为 δ 横坐标,以同一误差出现的相对次数 $n\delta/N$ 为纵坐标,则随机误差可由图 1-2-30 的曲线来表示其分布规律。一般情况下,随机误差的分布满足高斯分布定律,图 1-2-30 中的曲线称高斯正态曲线。

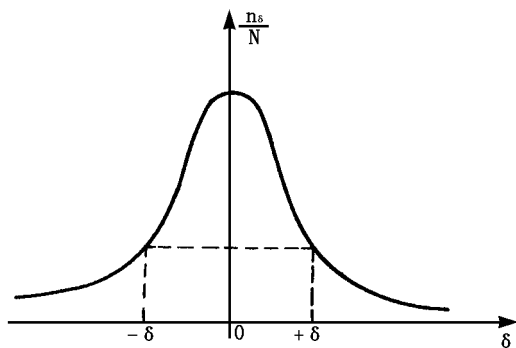


图 1-2-30 随机误差的分布曲线

$n\delta$ —误差 δ 出现的次数; N —误差总次数

1. 可疑值的剔除

在测量系统中,设测量的真值为 x_0 ,那么,若不存在系统误差,则任一测量值为

$$x_i = x_0 + \delta_i$$

那么, n 次测量的平均值为

$$\begin{aligned} \bar{x} &= \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \\ &= \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_0 + \delta_i) \\ &= x_0 + \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \delta_i \end{aligned} \quad (1-2-32)$$

由式 1-2-32 可知,当 $n \rightarrow \infty$ 时, $\bar{x} = x_0$,即若不存在系统误差,则算术平均值 \bar{x} 就是真值 x_0 。在做精密测量前应设法消除系统误差的影响。因为系统误差一般不易通过数据处理的方法来发现,因此若存在系统误差而没有发现,就会严重影响测量结果的准确性。

如果在观测中出现一相差较大的观测值,对于这样一个可疑值,如果没有充分的理由,则只有根据误差理论来决定数值的取舍。一般地,若在测量结果中出现有大于 $3\alpha\sigma$ (为标准偏差)的误差,可以认为该次测量有问题,并把该数据作为坏值或可疑值予以剔除。该数据剔除之后,应再次计算平均值和标准偏差,同时应注意两点:一是分析出现可疑值的原因;二是若测量次数较少时,应在同样条件下补做若干次试验,以求试验结果可靠。

当总体的平均值和标准偏差都不知道时,可采用狄克逊法或格拉布斯法,通过判断测量值的置信水平,来决定其取舍。

2. 标准偏差 σ

若在 n 次重复试验中,事件 A 发生了 m 次,则 m 叫事件 A 出现的频数,而比值

$$f = \frac{m}{n} \quad (1-2-33)$$

叫事件 A 出现的频率。

若当试验次数 n 充分大时,事件 A 的频率 f 稳定地在某数 P 附近摆动,则称 P 为事件 A 的概率,记作

$$P(A) = P \quad (1-2-34)$$

若变量 ξ 表示试验的各种可能结果,它的值随试验结果不同而变化,在试验结束之前不能判断它取什么值,但是可以判断它的取值范围,而且它的取值是有一定规律的,则称变量 ξ 是随机变量。按式 1-2-34 的定义,当试验次数充分大时,随机变量 ξ 取值 $x_1, x_2, x_3, \dots, x_i, \dots, x_n, \dots$ 的概率为 $P_1, P_2, P_3, \dots, P_i, \dots, P_n, \dots$ 。

现在研究离散型随机变量 ξ ,其取值和概率可以构成一分布列(见表 1-2-16)。

表 1-2-16 随机变量 ξ 的分布列

ξ	$x_1 \ x_2 \ x_3 \ \dots \ x_i \ \dots \ x_n \ \dots$
P_i	$P_1 \ P_2 \ P_3 \ \dots \ P_i \ \dots \ P_n \ \dots$

若级数 $\sum_{i=1}^{\infty} x_i P_i$ 绝对收敛, 则称此级数为随机变量 ξ 的数学期望, 记作

$$M\xi = \sum_{i=1}^{\infty} x_i P_i \quad (1-2-35)$$

当随机变量取 n 个有限值时, 上式变为

$$M\xi = \sum_{i=1}^n x_i P_i$$

由于工程上常将事件的频率 f_i 作为这一事件概率 p_i 的估计值, 因而有限个试验(通常称为样本)的平均值即可当作总体期望值的估计值:

$$\bar{x} = \sum_{i=1}^n f_i x_i \approx \sum_{i=1}^n P_i x_i$$

这样一来, 平均值大体上反映了被测值的集中位置, 在这种情况下, 常用方差 $D\xi$ 或标准偏差 σ 来描述此随机变量的取值与其期望值之间的偏差情况。

设 ξ 是随机变量, 则变量 $(\xi - M\xi)^2$ 的数学期望值 $M(\xi - M\xi)^2$ 叫做 ξ 的方差, 记作

$$D\xi = M(\xi - M\xi)^2 \quad (1-2-36)$$

可以证明, 当随机变量 ξ 服从正态分布时, 其方差的算术根即是其标准偏差

$$\sigma = \sqrt{D\xi} \quad (1-2-37)$$

标准偏差 σ 是衡量随机误差的一个重要参数, σ 值大, 意味着随机误差的分布范围大; σ 值小, 意味着随机误差的分布范围小。

设某一独立测量的标准偏差为 σ , 其算术平均值的标准偏差为 σ_r , 则 σ_r 表示这一测量的算术平均值的分散性的大小。可以证明, 算术平均值(即 \bar{x})的标准偏差 σ_r 比独立测量的标准偏差 σ 小 \sqrt{n} 倍, 即

$$\sigma_r = \sigma / \sqrt{n} \quad (1-2-38)$$

当总体的概率分布属于正态分布时, 可用有限次观察的平均值 \bar{x} 与均方差 s 来估计总体的平均值与标准偏差。

例如, 在同一条件下试验或观察而获得了一组数据为 $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$, 其中任一个数据 x_i 称为样本, 所有数据的总和称总体, 则可计算其平均值 \bar{x} 及均方差 s

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad (1-2-39)$$

对于大样本(一般指样本数目 $n > 30$)

$$s = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \quad (1-2-40)$$

对于小样本(一般指 $n \leq 30$)

$$s = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \quad (1-2-41)$$

3. 有限次数数据标准偏差的计算

如前所述,由于有限次观察(样本)来自于充分大观察数之中,即样本来自于总体,因此可以用在一定程度上反映总体特征的样本参数来估计总体参数。例如,可以用样本的平均值来作为总体平均值的估计值。而当估计值在其所估计的参数(总体平均值)附近摆动且其平均值等于所估计的参数时,称此估计量为无偏估计值。

当样本容量很大,即在大样本情况下,样本的平均值 \bar{x} 与方差 σ_x^2 将是总体平均值即期望值 a 与标准偏差 σ 的无偏估计值,即

$$\left. \begin{aligned} \bar{x} &= \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \\ M(\bar{x}) &= a \end{aligned} \right\} \quad (1-2-42)$$

$$\left. \begin{aligned} \sigma_x^2 &= \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \\ M(\sigma_x^2) &= \frac{n-1}{n} \sigma^2 \end{aligned} \right\} \quad (1-2-43)$$

当 n 很大时, $\frac{n-1}{n} \approx 1$, 则 $M(\sigma_x^2) = \sigma^2$ 。

在小样本情况下,虽然 \bar{x} 仍为 a 的无偏估计值,但 σ_x^2 不再是 σ^2 的无偏估计值,因为 n 较小时 $n-1 \neq n$, 所以,可令 $S_x^2 = \frac{n}{n-1} \sigma_x^2$, 则

$$\begin{aligned} S_x^2 &= \frac{n}{n-1} \sigma_x^2 \\ &= \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \end{aligned}$$

其期望值为

$$\begin{aligned} M(S_x^2) &= M\left(\frac{n}{n-1} \sigma_x^2\right) \\ &= \frac{n}{n-1} M(\sigma_x^2) \\ &= \frac{n}{n-1} \times \frac{n-1}{n} \sigma^2 \\ &= \sigma^2 \end{aligned}$$

因此,在小样本情况下, S_x^2 才是总体方差 σ^2 的无偏估计值,并由此得到式(1-2-40) (1-2-41)两式。

二、数理统计在试验中的应用

(一)基本概念

在高压绝缘试验中,经常会遇到测量结果有较大的分散性,这往往是由于以下一些因素引起的。

(1)绝缘材料、工艺或结构性能的分散性

因为各种绝缘结构中所采用的液体、固体或气体绝缘材料常常是含有一定杂质的、不均匀的,所以其性能就会随制造时间、制造单位或取样的不同而改变,当试样仅为应试部分的很小局部时,分散性将更加显著。

(2)试验条件带来的测量结果的分散性

由于试验环境、试验设备性能、测试原理等外界因素的不同,使相同的试验样本的测量结果具有分散性。

(3)试验误差

由测量仪器、测量方法及测试者的人为因素造成的误差。上一节已讲过,测量误差按共性质可分为系统误差、随机误差和粗大误差。此外,测量得到的数据还可能进行计算处理,因此还可能引入计算误差。

一般地讲,任何试验结果都有分散性,为了减少分散性的影响并得到试验结果的较为真实的值,必须对试验数据进行统计分析处理,因此需要明确几个基本概念。

1. 总体、个体和样本

在一定条件下的全部试验结果被称为总体。在总体中的任意一个试验结果值就是一个个体。从总体中抽样出来进行试验的若干个个体的集合被称为样本。

由于一般的试验结果均符合某种统计规律,因此可以用概率统计的方法从样本中推测出总体的性质来。样本可分为大样本、小样本。

2. 随机事件

众所周知,任何事件的发生总是相对于一定条件而言的。在某条件下事件必然发生,则称为必然事件;在某条件下事件均不会发生,则称为不可能事件;在某条件下事件可能发生也可能不发生,则称为随机事件。一般把必然事件和不可能事件看作随机事件的特例。

例如,外施电压超过空气间隙100%放电电压时,间隙击穿必然发生;外施电压为零,时间隙不可能放电;外施电压为间隙50%放电电压时,则击穿放电可能发生,也可能不发生。

实际上,随机事件也是有规律的,只不过这种规律反映的是大量事件中的特性,即反映的是统计规律。

3. 频率和概率

若在同一条件下的 N 次重复性试验中,事件 A 发生了 n 次,那么 n 称为事件 A 的频数,而比值 $f = \frac{n}{N}$ 称为事件 A 的频率。当试验次数 N 充分大时,事件 A 的频率 f 稳定地在某数 P 附近摆动,则称数 P 为事件 A 的概率,记作

$$P(A) = P \quad (1-2-44)$$

(二) 统计频率和概率的含义

当重复进行上述的 N 次试验时,由于事件的随机性,每回试验中事件 A 发生的次数可能不完全相同,计算得到的频率很可能彼此不同。因此只有 N 选得很大时,频率 f 才趋近于某一稳定值。这时就可以用事件 A 的频率 $f = \frac{n}{N}$,作为事件 A 的概率的近似值,并把它叫做事件 A 的统计概率,记作

$$P = \frac{n}{N} \quad (1-2-45)$$

由于有了统计概率,使我们能够以一定的事件数量的研究,发现大量事件发生的规律,从而能够从一定的样本中推测出总体的性质来。统计概率的缺点是对同一事件的统计概率往往是不一样的。

概率有如下基本性质:必然事件的概率等于 1;不可能事件的概率等于 0,随机事件的概率大于 0 而小于 1。

(三) 随机变量的分布规律

随机试验的结果,往往表现为一个数值。例如,观察某一地区七月份雷雨的天数,或某一段高压输电线路一年内发生事故的次数,在观察结束前,不能判定观察结果,也不能判定取什么值,但是可以知道它们的取值范围,而且它们取得这些值是有一定概率规律的,我们称类似这种试验结果的变量为随机变量,记作 ξ 。

既然随机变量遵循概率分布规律,我们就需要了解:①随机变量的取值范围;②它以怎样的概率取这些值或以怎样的概率取某个范围的值。前一个问题一般通过对具体事件进行分析或根据统计资料即可解决。后者则引导我们研究随机变量的分布规律。一般把随机变量取值的概率规律叫做该随机变量的分布律。

1. 离散型随机变量的分布律

离散型随机变量的取值是某些固定的数值,不能充满整个实数区间。一般地,若设 x_i 为随机变量 ξ 的所有可能取值,而且对应取值的概率 $P(x_i) = p_i, i = 1, 2, 3, \dots$, 则其数据排列叫做随机变量 ξ 的分布列(见表 1-2-17)。

表 1-2-17 随变量 ξ 的分布列

ξ	x_1	x_2	$x_3 \dots x_n \dots$
P_i	P_1	P_2	$P_3 \dots P_n \dots$

若已知计算 $F(\xi = x_i) = P_i$ 的公式, 那么此式叫做 ξ 的分布律。

注意, 若 ξ 能取得 $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n, \dots$ 它们对应的事件互不相容(每个值均是唯一的), 而且其和为必然事件(对于任一 x_i 均有 $P_i > 0$) 则

$$\sum_{i=1}^{\infty} F(x_i) = 1 \quad (1-2-46)$$

一般情况下随机变量的分布律是用分布函数描述的, 它的意义如下。

设 x 是任一实数, 考虑随机变量 ξ 小于 x 的概率, 即事件 $\{\xi < x\}$ 的概率。这一概率随 x 而变化, 是 x 的函数, 记作

$$F(x) = F(\xi < x) \quad (1-2-47)$$

$F(x)$ 叫 ξ 的分布函数。

如果 ξ 是离散型随机变量, 则式(1-2-47)可以写成

$$\begin{aligned} F(x) &= F(\xi < x) \\ &= \sum_{x_i < x} F(x_i) \end{aligned} \quad (1-2-48)$$

分布函数 $F(x)$ 具有如下性质:

$$(1) F(x_1 \leq \xi \leq x_2) = F(x_2) - F(x_1) \quad (1-2-49)$$

$$(2) 0 \leq F(x) \leq 1$$

(3) $F(x)$ 是非减函数, 即若 $x_1 < x_2$, 则

$$F(x_1) \leq F(x_2) \quad (1-2-50)$$

(4) 若定义 $F(-\infty) = \lim_{x \rightarrow -\infty} F(x)$, $F(+\infty) = \lim_{x \rightarrow +\infty} F(x)$, 则

$$F(-\infty) = 0, F(+\infty) = 1 \quad (1-2-51)$$

2. 连续型随机变量的分布律

连续型随机变量的分布函数与离散型随机变量的分布函数的定义相同, 即 $F(x) = P(\xi < x)$ 表示随机事件 $\{\xi < x\}$ 的概率。连续型随机变量的分布函数同样具有式(1-2-49)~(1-2-51)的四个性质。

由于连续型随机变量可以是任意实数, 因此对于一个任意点 x_0 , 其概率必然只能为零, 但我们可以定义它在任一点的概率密度。随机变量 ξ 落在区间 $[x, x + \Delta x]$ 内的概率为

$$F(x \leq \xi \leq x + \Delta x) = F(x + \Delta x) - F(x)$$

当 $\Delta x \rightarrow 0$ 时, 若 $\frac{F(x \leq \xi \leq x + \Delta x)}{\Delta x} = \frac{F(x + \Delta x) - F(x)}{\Delta x}$ 的极限存在, 则称此极限为 ξ 在 x 点处的概率密度, 记作

$$\begin{aligned} f(x) &= \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{F(x + \Delta x) - F(x)}{\Delta x} \\ &= \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{F(x \leq \xi \leq x + \Delta x)}{\Delta x} \end{aligned}$$

$$= F'(x) \quad (1-2-52)$$

直角坐标中概率密度函数的图形,叫概率密度曲线。

概率密度函数的性质:

$$(1) f(x) \geq 0 \quad (1-2-53)$$

$$(2) P(x_1 \leq \xi \leq x_2) = \int_{x_1}^{x_2} f(x) dx \quad (1-2-54)$$

$$(3) F(x) = \int_{-\infty}^x f(x) dx \quad (1-2-55)$$

$$(4) \int_{-\infty}^{+\infty} f(x) dx = 1 \quad (1-2-56)$$

图 1-2-31 为概率分布函数与概率密度函数曲线。概率密度曲线下阴影部分的面积表示随机变量 ξ 落在 $[x_1, x_2]$ 区间内的概率,如式 1-2-54 所示。

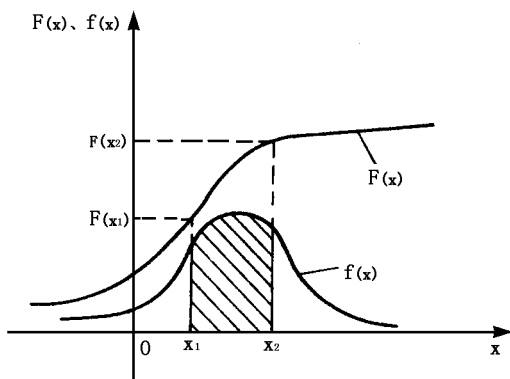


图 1-2-31 概率分布函数、密度函数曲线

(四) 二项分布与泊松分布规律

1. 二项分布

如果某试验满足如下条件:

- (1) 所有试验必须彼此独立;
- (2) 每次试验只有两种可能的结果,如成功与失败;
- (3) 每次试验成功的概率都是 p , 失败的概率为 $q = 1 - p$;
- (4) 试验的次数 n 是定数。

则此试验的概率分布即为二项分布。

其二项分布定义如下:若随机变量 $\xi = k$ 时的概率用下式

$$P(\xi = k) = C_n^k p^k (1-p)^{n-k} \quad (1-2-57)$$

表示,则称此随机变量的概率服从二项分布。

例如,某厂生产的同型号互感器共有 n 台,若这种类型的互感器在一定时间 T 内的绝缘损坏概率为 p ,而 ξ 是用来表示损坏台数的随机变量,则 n 台互感器中发生 k 台 ($k \leq n$) 绝缘损坏的概率可用式(1-2-57)表示。式中 $C_n^k = \frac{n!}{k!(n-k)!}$ 为在 n 台中取 k 台的

组合数, 而 $p^k(1-p)^{n-k}$ 表示“ n 台互感器中 k 台损坏, 而另外 $n-k$ 台未损坏”的概率。

再假如该型互感器的年损坏概率为 $p = 0.05$, 若共有 60 台互感器运行, 那么每年发生 3 台、7 台、15 台损坏的概率为

$$P(3) = C_{60}^3 \times 0.05^3 \times 0.95^{57} \approx 0.2298$$

$$P(7) = C_{60}^7 \times 0.05^7 \times 0.95^{53} \approx 0.0199$$

$$P(15) = C_{60}^{15} \times 0.05^{15} \times 0.95^{45} \approx 1.6142 \times 10^{-7}$$

很显然, 发生 1 台、2 台、3 台、……60 台互感器损坏的概率总和为 1, 即

$$\sum_{k=1}^{60} P(k) = 1$$

2. 泊松分布

由上述的二项分布公式可以看出, 当 n 相当大时, 若 k 也较大, 则 $C_n^k p^k (1-p)^{n-k}$ 的计算相当繁琐, 因此有必要寻找一种简便的计算方法和公式。泊松分布就是在一定条件下二项分布的近似计算公式。

当试验次数 n 增加到很大, 而事件出现的概率不断减小, 且乘积 np 为一有限常数时, 二项分布就转变为泊松分布了。定义: 若随机变量 ξ 的分布规律为

$$P(\xi = k) = \frac{a^k}{k!} e^{-a} \quad (1-2-58)$$

式中: a 为常数, $a = np > 0$, 则称 ξ 服从泊松分布。

泊松分布的应用很广。在一定条件下, 它可以作为二项分布的近似式, 也常用于下列的小概率事件中。

例如某项试验的一次成功的概率是 0.1, 在 10 次试验里, 恰有二次成功的概率可分别由二项分布和泊松分布求出。

(1) 用二项分布求得

$$P(2) = C_{10}^2 \times 0.1^2 \times 0.9^8 \approx 0.1937$$

(2) 用泊松分布求得

$$P(2) = \frac{(10 \times 0.1)^2}{2!} e^{-10 \times 0.1} \approx 0.1839$$

由此可见, 用泊松分布代替二项分布, 其计算概率误差并不大, 当 n 更大, p 更小时, 误差会更小。一般在 $n \geq 20$, $p \leq 0.5$ 时, 用泊松分布代替二项分布可以得到相当准确的结果。

(五) 正态分布

正态分布在概率论和数理统计中占有相当重要的地位。因为许多实际现象, 如测量时的随机误差、气体绝缘的击穿电压、设备损耗、故障期的寿命等均服从正态分布规律。此外, 当试验数 $n \rightarrow \infty$ 时, 二项分布以正态分布为极限分布。

1. 正态分布

定义 若随机变量 ξ 的概率密度为

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-a)^2}{2\sigma^2}} \quad (1-2-59)$$

则称随机变量 ξ 服从正态分布 $N(a, \sigma)$, 记作 $\xi \sim N(a, \sigma)$, 其中 $\sigma > 0$ 。

正态概率密度曲线有以下特征：

- (1) 曲线呈单峰形；
- (2) 曲线以 $x = a$ 为对称轴左右对称, a 为随机变量 ξ 的数学期望值；
- (3) 在对称轴两边, 距此轴距离为 σ 处, 曲线各有一拐点；
- (4) 当 $x \rightarrow +\infty$ 或 $x \rightarrow -\infty$ 时, $f(x) \rightarrow 0$ ；
- (5) 在 $x = a$ 处, 概率密度曲线取最大值 $\frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}}$ 。正态概率密度曲线如图 1-2-32 所示。

示。正态概率分布的累积概率 $\Phi(x)$ 为

$$\begin{aligned} \Phi(x) &= \int_{-\infty}^x f(x) dx \\ &= \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^x e^{-\frac{(x-a)^2}{2\sigma^2}} dx \end{aligned} \quad (1-2-60)$$

累积概率分布曲线如图 1-2-33 所示。

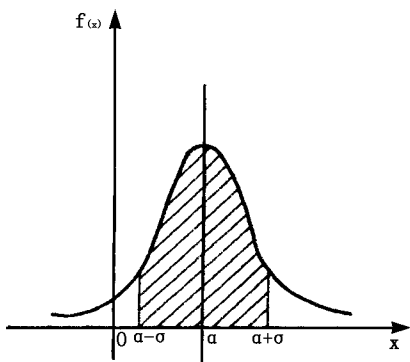


图 1-2-32 概率密度曲线

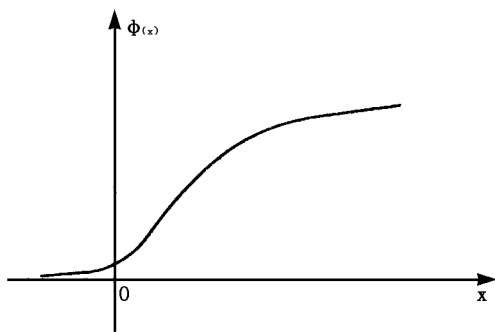


图 1-2-33 累积概率分布曲线

2. 标准正态分布

从正态分布的概率密度曲线中可以看到, 随机变量 ξ 落入 $(a - \sigma)$ 与 $(a + \sigma)$ 之间的概率, 就是图 1-2-33 中曲线下阴影部分的面积

$$\begin{aligned} \Phi(a - \sigma \leq \xi \leq a + \sigma) &= \int_{a - \sigma}^{a + \sigma} \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x - a)^2}{2\sigma^2}} dx \quad (1-2-61) \end{aligned}$$

作变量变换, 令标准正态变量 $t = \frac{x - a}{\sigma}$, 则 $dx = \sigma dt$, 代入式(1-2-61)得

$$\Phi(a - \sigma \leq \xi \leq a + \sigma) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-1}^{+1} e^{-\frac{t^2}{2}} dt \quad (1-2-62)$$

将上式中的指数函数分解后积分得

$$\Phi(a - \sigma \leq \xi \leq a + \sigma) \approx 0.683$$

这说明随机变量落入 $(a - \sigma)$ 与 $(a + \sigma)$ 之间的概率为 68.3%, 而与 a 及 σ 的具体数值无关。

同理, 可以得到

$$\Phi(a - 2\sigma \leq \xi \leq a + 2\sigma) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-2}^{+2} e^{-\frac{t^2}{2}} dt = 0.954$$

$$\Phi(a - 3\sigma \leq \xi \leq a + 3\sigma) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-3}^{+3} e^{-\frac{t^2}{2}} dt = 0.997$$

这里 a, σ 与上一节的定义相同, 分别为随机变量 ξ 的数学期望值和标准偏差。

例如, 某绝缘子的闪络电压的期望值 $a = 500\text{kV}$, 标准偏差 $\sigma = 15\text{kV}$, 由于闪络电压遵循正态分布规律, 就可以按式(1-2-60)计算其闪络电压小于等于 470kV 的概率。首先

进行标准化变换 $t = \frac{470 - 500}{15} = -2$, 故

$$\begin{aligned} P(u_s \leq 470\text{kV}) &= \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{-2} e^{-\frac{t^2}{2}} dt \\ &= \Phi(-\infty < t \leq -2) \end{aligned}$$

由标准正态分布函数的对称性可得

$$\begin{aligned} \Phi(-\infty < t \leq -2) &= \frac{1}{2} [1 - \Phi(-2 \leq t \leq 2)] \\ &= \frac{1}{2} (1 - 0.954) \\ &\approx 0.023 \end{aligned}$$

即此绝缘子在小于等于 470kV 电压下的闪络概率为 2.3%。

(六) 直方图

直方图是考察样本概率分布规律的一种有效方法。由于连续型随机变量无法形成分布列, 所以考察其概率分布只能考察随机变量落在某一区间内的概率。对应地, 必然用个体在某一区间上的频率来表征总体在这些区间上的概率, 同时采取适当分组的办法

以减少频率的随机波动。实践中,一般按下述规律确定分组数 K 。设 n 为样本个数,则

$$\begin{aligned} n \leq 20, & \quad K = 5 \sim 6 \\ 20 < n \leq 60, & \quad K = 6 \sim 8 \\ 60 < n \leq 100, & \quad K = 8 \sim 10 \\ 100 < n \leq 500, & \quad K = 10 \sim 20 \end{aligned}$$

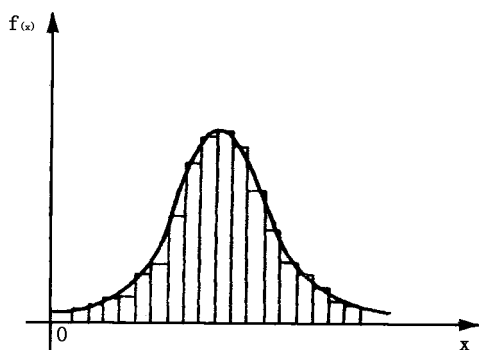


图 1-2-34 直方图及概率密度分布曲线

在画直方图时,首先应确定样本中的最大值和最小值,以最大值和最小值之差除以分组数 K ,就可以得到组距,即直方图中频数矩形的横边宽度。然后根据频数落在每个组距区间的大小,按纵坐标画出矩形的高度,这样就可画出如图 1-2-34 的典型直方图。如果大量增加试验次数,并且分组区间分得更细,则直方图的折线将逐渐过渡到光滑曲线,即概率密度分布曲线。

三、试验数据表示法

实际工作中的数据,如试验数据等,必须通过一定的方法予以表达,才能方便地从中找出规律性的东西。试验数据的表示法,通常有列表法、图解法、方程法及插值法几种。

(一)列表法

列表法是表示试验测量结果的最直接的方法。它是将一组试验数据中的自变量、因变量的各个数值按一定的形式和顺序一一对应列出来。

列表法一般有三种形式,即定性式、统计式和函数式。列表时通常应包括表的序号、名称、项目、说明及数据来源等几项内容。同时应注意列表中数据的顺序,数值的写法、有效数字的位数等应准确、简洁。

列表法的优点是反映数据简便、直观且易于参考比较,特别适合那些条件多或自变量个数多、或测试的目的主要是用以进行数据比较的测量中,有利于对试验结果进行统计分析。如仪器、仪表的校验、电气设备的温升试验等。

列表法的缺点是不能直接反映出测试结果与外界条件之间的变化规律,且当数据量

较大时,列表过程较繁琐。此外,列表法一般无法对直接测量点的结果进行预估。

(二)图形法

图形法是利用一维、二维、三维等平面或空间坐标系,来描述试验数据或试验过程。图形法的表示方法多种多样,例如概率统计中的直方图、概率密度曲线等。此外,有些实际测量结果也是直接用图形的方式来表现的,如用示波器测量交流信号、故障录波器记录的故障信号等。

为了将一组数据正确地用图形表示出来,在作图时应注意以下几个步骤:

1. 图纸的选择;
2. 坐标的分度、坐标类型的选择;
3. 坐标分度值的标记;
4. 根据数值对应描点;
5. 根据图上各点作曲线;
6. 注解和说明;
7. 数据的来源与处理。

图形法的优点是形式简明直观,便于比较,易显示数据中的最高点或最低点、转折点、周期性及其它奇异性等。其缺点是对某一具体值的表达不能直接反映,需要通过对应坐标的反查和换算才能获得。

(三)方程法

方程法是已知一组测试结果后为揭示其数学规律而用数学方程式或经验公式来表达的方法。由于有了方程式或经验公式,使我们能够进行微分、积分及插值计算分析,从而可以脱离对某一具体问题的细节的纠缠,从理论或理想的高度,概括研究这一问题及类似事件的变化规律。此外,方程法还可以用来分析那些难以测量的物理过程的变化情况,并对试验的仪器、仪表、原理的准确度、灵敏度等各种相关特性进行研究。

方程法中方程式及经验公式的取得一般采用图解试验法、表差法等。对经验公式一方面要求形式简单,所含任意常数不要太多;另一方面要求它能够准确代表一组试验数据。

例如,在使用高压西林电桥测量绝缘的介质损耗因数时,在电桥达到平衡后试品的介质损耗各参数与电桥各桥臂元件参数必然满足平衡条件,由此便可以得到电桥平衡方程式,根据电桥元件参数,即可由方程式计算得到试品的电容量、介质损耗因数等值。此外,还可以利用这一方程式研究由于电桥元件参数变化、参数误差、接线误差等对测量精度的影响。

(四)插值法

插值法是对某一物理过程由于其变化规律的复杂性而无法用方程法实现时的一种近似的表示法。此外,当试验数据之间的间距较大而要求出其中间数值或求试验范围以外的值时,也要用到插值法。

虽然从整体上来看大多数较复杂的物理量的变化规律无法用单一的数学方程描述,但是从局部来看,其某一区域的变化仍符合某种较为简单的规律,因而可似在相当高的准确度下采用方程来描述,这样一来,物理量在整体上就可用分段的几部分构成,每一段可以通过各种插值方法求出其简单的数学方程。同时,测量数据之间的中间值也就可以经过相应区域的插值方程或关系式求出。

常用的插值方程求法有线性方程法、多项式法(拉格朗日法)、牛顿插值法等,这里不再赘述。此外,插值法也常被应用到列表法和图形法中。由于图形法中绝大多数测量是结果不是连续的,因此必须借助于插值法方能得到反映测量量之间变化规律的图形。

四、试验设计

试验是采用不同手段对某一或某些物理过程的观察、测量及分析,从而发现其特性、揭示其规律或检验其性能的工作。由于试验所涉及的内容,试验的复杂程度,试验所需的人力、物力的不同,必须对试验的准备、实施、结果分析乃至过程中可能会遇到的问题在试验前加以考虑,以使试验达到预期的效果,这些就是试验设计的主要内容。

(一) 试验目的

试验目的可以是研究性的,如对气体放电特性的研究,也可以是检定性的,如变压器的型式试验,还可以是检查性的,如电气设备的绝缘预防性试验等。由于试验目的不同,试验设计的侧重点就会有所区别,对试验结果的要求自然会有所不同。因此试验设计的首要工作,是确定明确的试验目的。

(二) 试验方案

当试验目的确定后,应根据试验目的的要求编制试验方案。方案应包含完成试验目的所要采取的组织措施、技术措施和安全措施,以及理论分析、物质准备等方面的内容。在制订试验方案阶段,往往需要进行一些初步的调研或理论分析计算,对试验的实施、外部影响因素及各种试验原理及测量方法加以充分考虑后,确定基本的试验步骤;同时还要对试验中可能出现的异常情况 & 处理措施进行初步研究。

(三) 试验准备

试验准备是针对试验中要完成的测量量、测量精度要求、试验所需的辅助设施及现场的具体情况进行物质上的准备及预检工作。具体讲,就是应使测试仪器、仪表的数量、量程准确度等级,构成回路的电源、引线、控制设备及观测、记录表等满足试验要求。

(四) 试验实施

试验的实施是按照试验方案的内容与步骤要求进行的具体操作。实施时应严格按照相应的组织措施、技术措施及安全措施执行,试验人员各负其责,认真作好观察、记录。当试验过程中出现异常情况时应及时处理解决。

(五) 结果分析

试验仅仅是手段,从试验结果中分析概括出规律性的东西、发现典型的问题,才是试验所

要达到的目标。因此除了应用本章前几节的原理和方法进行数据的统计与处理外,还应对试验本身物理过程的普遍性问题和特殊现象加以研究、探讨,从而得出正确的结论。

下面以投切电容器组试验为例,说明试验设计的过程。

1. 投切电容器组试验的目的,是检验断路器投切电容器组电容性负荷的性能,以及检验电容器组投入前后系统电压、谐波的变化情况。

2. 确定试验方案时,首先应了解被试的断路器、电容器组、串联电抗器等设备的性能参数及相关的系统参数、系统接线、系统运行方式。根据上述内容及欲测量的暂态、稳态电压、电流信号的要求确定采用的试验接线、试验投切顺序、投切次数,并对可能出现的过电压倍数、涌流倍数、现场条件加以分析考虑。此外,在试验方案中还应制订现场的组织措施、安全、技术措施等。

3. 试验准备阶段是针对要测量的内容,准备并调试分压器、电缆、阻抗匹配箱、电压表、电流表、仪用互感器、波形记录仪、电源线、程序控制器等仪器仪表,特别要注意仪器、仪表的量程、频率响应、测量准确度是否满足要求。此外,还应准备必要的记录表格等。必要时,还应对整个测试回路进行联合传动调试或校验。

4. 由于试验现场条件不同,试验前首先根据具体情况完成接线、布置、回路检查等工作,落实组织、技术和安全措施。试验过程中注意人员的分工、安排,避免出现遗漏。出现异常时应及时组织有关人员分析解决。试验中特别注意人员与设备的安全,防止事故的发生。

5. 试验结果的分析整理,试验报告的编写是试验工作的最后一项内容。在进行了若干相次的投切后,可根据对试验结果的统计分析,得到过电压倍数、涌流倍数、开关性能、系统电压变化等的统计结论,可能的话,可结合测量结果进行计算分析,最后得出电容器组投切试验的基本结论。有时还可针对一些独特的问题提供技术对策与建议。

第六节 电气设备绝缘带电测量和在线监测

一、概述

(一)带电测量和在线监测和意义

电气设备带电测量和在线监测,是对绝缘三大故障——放电、放热和受潮进行实时监测有效的技术手段,是保证设备安全运行、减少停电检修和提高供电可靠性的技术措施。

近年来,随着电子技术的进步,微机应用的深化及监测设备的技术性、可靠性的提高,电力设备在线监测技术,经过多年的探索和实践,正逐步走向成熟和实用化阶段,随

着电力技术的高速发展,这一技术已日臻引起科研、生产及应用部门的重视,在实践中取得一定的成效,积累了不少经验。

电气设备带电测量和在线监测技术的应用,是对传统预防性试验的补充和完善,它能灵敏地发现介于缓慢发展的潜伏性故障和急剧发展的突发性故障间的绝缘缺陷。它的应用还提供了设备运行的暂态过程信息,控制突发性设备事故的发生,并逐步取代停电预防性试验,促进检测技术的科技进步,提高设备运行管理能力,包括完善无人值班变电站设备监测技术措施等方面,都起到了积极的作用。从现实意义上讲,绝缘在线监测不仅提高了电力设备安全可靠运行的水平,还为电力设备的维修由周期性检修向状态检修过度创造了必要的条件。

(二) 在线监测与停电预防性试验的比较

新制定的电气设备预防性试验规程总则第4.9条已明确指出“如经实用考核证明,利用带电测量和在线监测技术能达到停电试验的效果,经批准可以不做停电试验或适当延长周期”这就确定了在线监测试验结果在预防性试验规程中的地位和重要作用,为在线监测技术的进一步发展创造了良好的条件。

在线监测不仅可以弥补诸如上述停电预试的不足,更主要的是可随时监视设备运行中的绝缘状态,提高了测量的真实性和灵敏度。与停电预试相比较有下列特点。

1. 测量电压的等级不尽一样。停电预试按规程规定介损 $t_{g\delta}$ 测量电压一般不超过10kV,主要是考虑到标准电容的额定电压和“反接法”测量时QS1电桥本身的耐压等级所限定的,对高压或超高压设备而言,其工作电压远高于预试电压,当设备在工作电压下气隙或油隙发生放电情况时,停电在很低的试验电压下测量,仍可正常通过而被误判为合格,因此在线监测用运行电压测量,真实性和灵敏度都比较高。

2. 施加的电压性质不尽一样。停电预试项目中的直流高压试验,主要考虑到试品容量大,便于使用小容量试验设备等。当施加同样大小的直流电压或交流电压时,交流下绝缘中的损耗和局部放电过程都比直流下严重得多,在线监测利用运行电压测量绝缘参数的变化,考核较严格,所测数据也更真实些。

3. 试验结果的数据处理方式不尽一样。停电预试的试验数据一般是现场记录、计算、分析并将历年数据整理存档。在线监测可将设备绝缘状态的参数,通过自动化系统计算、分析、储存,能对设备的绝缘缺陷状况进行搜索和发出预报警,对监测的信息参数可在变电站现场由微机管理,或通过调制解调器处理经通信线路传至有关管理部门或无人值班变电站集控中心,监测系统由计算机进行数据统计和处理,可打印出定时或实时监测结果及变化曲线,进行设定时间内的数据储存,随时提供调阅分析。

目前在线监测和停电测量都是绝缘试验中的主要手段,只要两者密切配合因地制宜,互相取长补短综合分析测量结果,就一定能更大发挥在线监测的作用,并把电力设备的测量技术提高到一个新的水平。因此,在线监测技术的推广应用是对定期预防性试验

功能的补充和完善。

二、带电测量和在线监测技术

(一) 电容型设备在线监测

电力设备中的高压电容套管,电容型互感器及耦合电容器等其绝缘结构是由若干层电容串联组成,设备的零屏与电源连接而未屏端接地,其作用是均匀高压电场分布。在运行电压下,可用传感器及测量装置,监测电容电流 I_C , 电容量 C_X , 介损值 $\tan\delta$ 及三相不平衡电压 U_0 。实践证明,就了解上述设备的绝缘状态而言对这些在线监测项目都是行之有效的。

1. 电容电流监测法

基本测量原理见图 1-2-35 电容电流 I_C 在线监测原理图 1-2-35。通过接在电容性试品末屏接地端的电流信号传感器 TA 采集电流信号测量电容性试品电流 I_C 的数值,当 I_C 中的有功分量的比例很小时可用下式计算出电容量 C_X 。

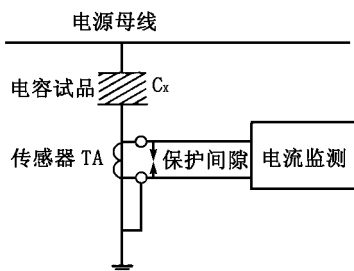


图 1-2-35 电容电流 I_C 在线监测原理图

$$C_X = \frac{I_C}{\omega U} \quad (1-2-63)$$

由式 1-2-63 计算出电容量 C_X 与设备铭牌电容量或以前所测数值进行比较以分析判断设备的绝缘状况正常与否。

电容量变化值与 C_0 的比值 $\Delta C/C_0$, DL/T596-1996《电力设备预防性试验规程》规定在 $-5\% \sim +10\%$ 范围内,当变化较大并超标时应分析判断电容内部相邻屏间是否存在贯穿性击穿、缺油或受潮等缺陷,数值变化较大,但未超过规程规定的标准允许范围,应与介损值 $\tan\delta$ 等其他监测结果结合进行综合判断,以便及时有效地反映设备早期缺陷和故障情况。

电容性试品电流 I_0 的测量值在设备绝缘介质损耗变化不大时,主要决定其电容量 C_X ,这是因为流经电容试品的电流 I_0 由有功电流分量 I_R 与无功电流分量 I_C 组成,而 I_R 一般只有被测量电容分量 I_C 的百分之几,因此,在线监测电容电流 I_C 对反映运行设备绝缘的早期缺陷灵敏度不高。

2. 介质损耗值及电容量监测法

(1) 电桥法

基本测量原理见图 1-2-36。已应用的方法之一是采用 QS1 电桥正接线电路,将被测设备的接地引下线串接到 QS1 电桥的 C_X 桥臂调平衡测量,根据测量的数据计算出被测设备的介损值 $\text{tg}\delta$ 和电容量 C_X 。

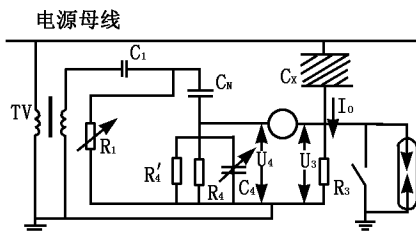


图 1-2-36 电桥法监测基本原理图

C_X - 被测设备 ; C_N - 标准电容 ;

C_1 、 R_1 - 阻容移相电路 ; R'_4 - 电桥 R_4 的外接电阻

根据图 1-2-36 电路,标准电容 C_N 如仍用原电桥 50pF 电容,此时因 TV 二次电压低,流经 C_N 桥臂电流将很小,使电桥难以平衡,可选择 0.1uF 左右 CZM 型或云母电容作为标准电容。 C_N 容抗减小了许多,可能出现 U_4 比 U_3 高得多的情况,使电桥难以平衡,又由于流经 C_X 的电流 I_0 过大,会使 R_3 发热,因此需并联标准电阻来解决, R'_4 是 QS1 电桥内标准电阻 R_4 (3184 Ω) 外接并联电阻,并联后使 R_4 减小 10 倍(318.4 Ω), R'_4 的阻值由下式计算

$$R'_4 = \frac{3184 \times 3184}{3184 - 318.4} \approx 342 \quad (\Omega)$$

R_1 、 C_1 组成阻容移相电路, R_1 可取 0~10k Ω , C_1 可取 40uF/400V,该方法测量简便、快速,被测量的设备电容量 C_X 比较准确,但被测的介损值 $\text{tg}\delta$ 由于受干扰的因素比较多,加上 QS1 电桥桥臂比值参数的改变,比较难测准,一般只作为历次测量数值前后对比分析及同类被试设备之间的相互比较,并应尽可能在相同环境条件下将被测介损值 $\text{tg}\delta$ 作为对被试设备绝缘状态的分析评判。

也有采用同相线路电容试品作标准电容进行相对比较的方法,或选定几台介损值 $\text{tg}\delta$ 较小且较稳定的电容设备串联作标准电容 C_N 使用,对这类用的损耗的电容哭作标准电容 C_N 时,被试设备介损值 $\text{tg}\delta_X$ 应根据实际测量值 $\text{tg}\delta_M$ 和标准电容的 $\text{tg}\delta_N$ 进行换算,因

$$\text{tg}\delta_M = \frac{\text{tg}\delta_X - \text{tg}\delta_N}{1 + \text{tg}\delta_X + \text{tg}\delta_N}$$

由于 $\text{tg}\delta_N$ 与 $\text{tg}\delta_X \ll 1$ 所以 $\text{tg}\delta_X \approx \text{tg}\delta_M + \text{tg}\delta_N$ 测量线路基本原理见图 1-2-37。

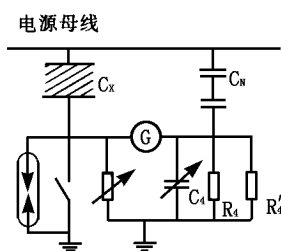


图 1-2-37 利用同相电容设备电容作‘标准电容’测量原理图

上述电桥法监测介损值利用已有仪器设备,简便实用,但受现场电场干扰影响较大,可比性不高。同时因电桥法在现场高压运行设备下操作,必须设置可靠的安全保护措施。

(2) 鉴相法(硬件法)

基本测量原理见图 1-2-38。从被试品 C_x 末屏接地端采集到的电流信号经传感器 I/V 变换获得 U_c ,从电压互感器 TV 采集二次电压 U_p ,为了消除电压信号中的直流成份和高频干扰,仅对 50Hz 的交流信号选频监测, U_c 与 U_p 分别经滤波、整形后送入鉴相电路,然后经 A/D 转换成数字量送入计算机,取出 U_c 与 U_p 的角差即可得该试品的介质损角 $t_g\delta$,为了能准确读出此很小的角差 δ ,一般采用计算机时钟脉冲来计数, U_c 与 U_p 分别经过过零转换变成相同幅值的方波,因电容电流超前电压 90° ,需将 U_c 方波向前移 90° ,所得两个过零点的方波宽度的差值即为 δ 角的大小,并由计算机直接得出介损值 $t_g\delta$ 和电容量 C_x 的数值。

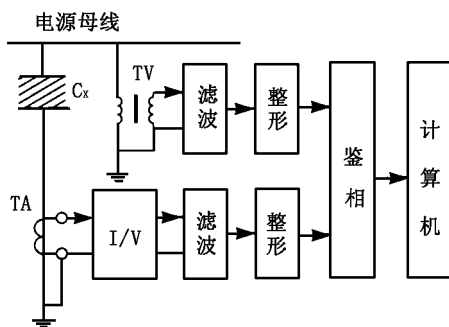


图 1-2-38 硬件法在线监测原理图

C_x - 被试品;TV - 标准电压信号取样;TA - 被试品信号传感器

硬件法在测量试品的 $t_g\delta$ 值较小时,滤波、整形、过零转换、相位鉴别等过程中都有可能使原先的波形发生畸变,使角度发生零位飘移,从而造成较大的测量误差或实际读数不稳定。

根据现场应用实践,可能影响测量准确性的环节为:

- ① 被测电容设备电容电流中谐波分量的影响。
- ② 滤波器本身存在的相移。
- ③ 波形处理回路中阻容元器件随环境温湿度的变化造成的角差。
- ④ 采用过零相位比较电路时,由于设置波形预处理的滤波和稳零放大功能不健全,造成波形零区特性变化而影响测量准确性。

(3) 傅利叶函数分析法(软件法)

基本测量原理见图 1-2-39 从被试品 C_x 未屏接地端采集到的电流信号与标准电压信号经 A/D 转换直接送入计算机,对信号进行傅利叶函数变换,由于三角函数的正交性,可消除高次谐波而获得基波电压和基波电流,并由计算机计算出被试设备的介质损耗值 $\text{tg}\delta$ 和电容量 C_x 。

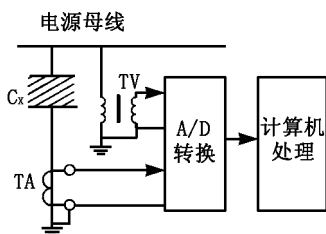


图 1-2-39 软件法在线监测原理图

C_x —被试品,TV—标准电压信号取样;TA—被试品信号传感器

由于信号处理工作都是直接在 A/D 转换后进行的,计算机通过频谱分析,仅对 50Hz 基波进行处理,用已编好的软件对测量结果进行数理统计,得出标准信号电压 U_p 与被测设备信号电压 U_c 的角差,自动计算出介质损耗值 $\text{tg}\delta$ 的测量平均值,同时给出标准偏差,其间由于没有滤波、整形等易造成角差干扰的环节,所以现场测量精度较高,抗干扰能力也较强,但软件法在线监测尚不能排除工频干扰,如变电站三相设备的边相受邻近高压工频干扰的影响较大而造成三相测量值读数的偏差等问题。

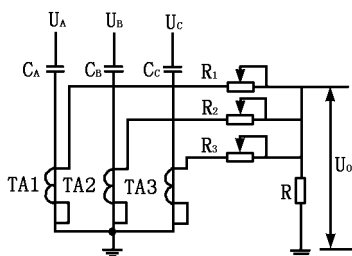


图 1-2-40 三相不平衡电压 U_0 在线监测原理图

$R_1 \sim R_3$ —补偿电阻;TA1~TA3—信号传感器;R、 U_0 —取样电阻

3. 三相不平衡电压 U_0 补偿法

基本测量原理见图 1-2-40。根据图 1-2-40 电路先调节 $R_1 \sim R_3$ 使三相不平衡电压 U_0 降到零或尽可能小的数值,因三相电压不平衡度一般小于 2%,测量中可有效地避免因系统电压的波动而引起的误差,以后当某相试品有缺陷时, U_0 将有显著的增长。根据有关模拟试验和运行经验, U_0 一般小于 $50\mu\text{V}$ (U_0 事先整定为零), $\Delta I/I_0$ 小于 10%,当三相不平衡电压升高到数百微伏以上,常反映设备有明显缺陷,应结合其他测量项目进一步检查以确定故障部位。 U_0 检测信号由电阻 R 上采集,可经计算机实现信号分析处理和缺陷的判断。

由于不少电力系统中谐波分量较大,因此采用不平衡电压 U_0 补偿法测量时,中性点也会有谐波信号,其中尤以三次谐波为甚,其比例最大时可达 15%左右。当谐波干扰严重时应加装滤波器(约 50dB)或选用 50Hz 的选频电压表进行测量。

由于绝缘缺陷引起三相同一组设备介质特性变化相同的机率极小,同时测量三相不平衡电压 U_0 的方法简便、灵敏,特别对已经发展了的绝缘缺陷相当有效。因此在线监测 U_0 方法已被推广和应用并取得一定的经验和成效,但由于 U_0 反映的是三相不平衡电压的大小,它与三相电压的不平衡度及三相设备的脏污有关,还与温、湿度差别引起杂散电流的变化,或相同温、湿度变化对不同相试品对称装置线路元件电容的影响等有关, U_0 法不能准确判断缺陷部位,也无法与停电时测得的绝缘参数进行对比,因此在 U_0 增长较大时,应结合每台设备的介质损耗值 $\text{tg}\delta$ 、电容量 C_x 或电容电流 I_c 等测量参数的变化进行分析判断。

(二)金属氧化物避雷器在线监测

金属氧化物避雷器,即 MOA(Metal Oxide Arrestor)是近 20 年研究成功并迅速在电力系统推广应用的一种新型避雷器,由于非线性系数小,通流容量大保护特性也比原碳化硅 SIC 阀型避雷器优越得多,可显著降低被保护设备的绝缘水平,因此可降低成本,大大提高运行可靠性。

目前,MOA 结构上一般没有串联间隙,全由阀片串联组成,阀片的主要成分为氧化锌 ZnO ,同时掺有少量 Bi_2O_3 、 CoO 、 Cp_2O_3 、 MnO 、 Sb_2O_3 等其他金属氧化物。由于运行中非线性电阻片不仅承受雷电波和操作波,还要耐受正常的持续工作电压和工频暂态过电压还有小电流接地系统中的弧光接地,铁磁谐振和断线谐振等较长时间的过电压,单相接地时非故障相的电压也会超过系统的额定电压,使 MOA 处于不利的运行条件,因此发生的故障除受潮影响以外还存在着氧化锌阀片电老化和热稳定的问题, ZnO 阀片电老化后使保护特性变坏,运行电压下的电流增大,最终还会引起 ZnO 电阻片的“热崩溃”,故对 MOA 进行在线监测是必要的。目前 MOA 在线监测所使用的方法主要有全电流法,抵消容性分量法,三次谐波法等,其安全监测的技术关键是当避雷器没有动作时,通过计数器

的是毫安级工作电流,而在雷电过电压动作时通过计数器的是千安级雷电流,因此在 MOA 受雷击动作时检测避雷器泄漏电流的电路要有安全可靠的设计,保证使用者和仪器本身的安全。

1. 全电流监测法

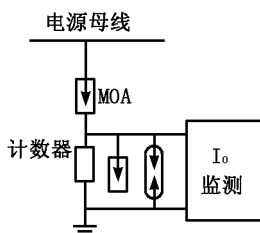


图 1-2-41 MOA 全电流在线监测原理图

基本测量原理见图 1-2-41。根据 MOA 的结构特点,在交流电压下的全电流 I_0 是含阻性电流 I_R 和容性电流 I_C 两种分量,阻性电流是氧化锌晶界层电子迁移形成的电流,在正常运行电压下,一般只有数十微安。而晶界层的相对介电常数达 500~2000,故氧化锌阀片具有相当大的电容量,通过阀片电容 C 的电流 I_C 在几百 μA 以上,一般在正常情况下,容性电流 I_C 占全电流的比例要比阻性电流 I_R 大得多,若运行中避雷器出现早期老化,尽管阻性电流 I_R 已增大,而全电流 I_0 可能增加并不明显,但当 MOA 发生受潮缺陷时,因阻性电流 I_R 增大显著,一般很容易通过 I_0 的变化发现,现场运行经验表明,当全电流增大一倍以上避雷器受潮情况就很严重了。由于 MOA 全电流 I_0 监测方法简便,仪器结构简单,价格低,适合于推广应用。国内对 MOA 全电流 I_0 的报警电流值参考标准见表 1-2-18。

表 1-2-18 MOA 全电流 I_0 的报警电流值参考标准

系统中性点接地方式	初始值(μA)	报警值(μA)
小接地电流系统	100~300	150~400
大接地电流系统	350~550(国产) 600~1050(引进)	500~700 800~1250

2. 抵消容性分量法

基本测量原理见图 1-2-42。从被测 MOA 计数器上取信号,经传感器采集 MOA 全电流 I_0 ,为提高传感器的灵敏度使传感器输入阻抗很低,一般为毫欧级。 I_0 中已含与标准电压正交的容性分量 I_C ,将 TV 二次侧采集的标准电压信号 U_c 经移相电路前移 90° ,使之与 MOA 的容性电流 I_C 同相,经放大后送入差分放大电路,在差分电路中将电

压信号转换并与容性电流 I_C 相减。由乘法器等组成自动反馈跟踪,以控制放大器的增益使同相的差值降为零,使 I_0 中的容性电流 I_C 被全部抵销,自动补偿的测量值即为 MOA 的阻性电流 I_R ,同时根据电压信号与电阻电流由乘法器读出 MOA 的功率损耗 P_0 。

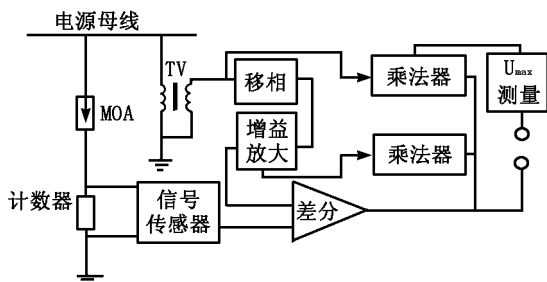


图 1-2-42 抵消容分量法基本测量原理图

MOA—金属氧化物避雷器;TA—全电流信号传感器

国内对 MOA 阻性电流 I_R 的报警电流参考值,因避雷器的 ZnO 阀片的性能不尽相同,一般应根据预试中的实测数据作为报警整定的依据。

3. 三次谐波法

基本测量原理见图 1-2-43。由于 MOA 的非线性特性,当电源母线电压是正弦波时流过 MOA 的电流 I_0 含有三次谐波为主要分量的高次谐波,如将 MOA 全电流 I_0 中的容性分量 I_C 和阻性分量 I_R 基波和高次谐波,即

$$I_C = I_{C1} + I_{C3} + I_{C5} + \dots$$

$$I_R = I_{R1} + I_{R3} + I_{R5} + \dots$$

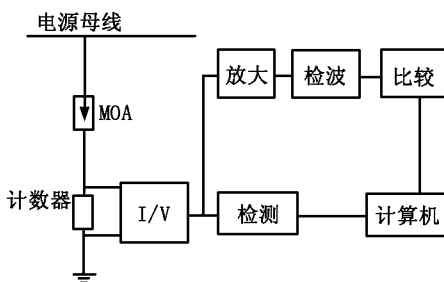


图 1-2-43 三次谐波法在线监测原理图

测得的三次谐波电流中的阻性电流值可根据总的谐波分量与全电流的比值或经验式推算出阻性电流 I_R 并反映出 MOA 阻性电流的变化。但这种测量方法在系统电源中谐波分量较大时会造成较大的测量误差而难以作出准确的判断。

(三) 变压器局部放电在线监测

变压器局部放电在线监测是发现被监测设备绝缘早期缺陷的有效手段之一。由于

变压器油纸绝缘中含有气隙或内部场强不均匀及导体中含有尖角,毛刺等使局部电场过于集中,造成变压器的局部放电量超过规定标准范围,严重时不仅出现局部放电量增大,同时出现声、光、热等非电信号。局部放电现场监测,由于电磁场干扰影响很大,往往使局部放电监测信号被现场干扰信号淹没,很难作出准确的判断,针对这种情况,目前主要围绕抗干扰措施研制应用的监测方法有许多种,下面介绍其中几种。

1. 干扰平衡法

基本测理原理见图 1-2-44。干扰平衡法进行局部放电在线监测,传感器安装在变压器套管末屏接地端中性点及铁心接地线上,运用两种方法排除干扰。

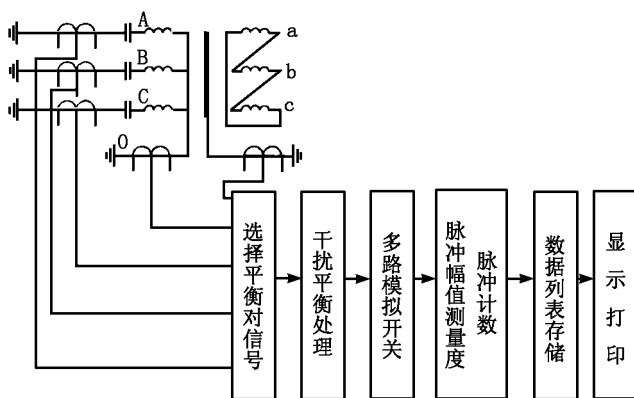


图 1-2-44 干扰平衡法测量原理图

采用干扰平衡装置在变压器绕组的套管末屏,中性点及铁心等接地线获取信号,将采集的信号组成平衡对,如图中的 A—B、B—C、C—A、铁心—中性点,来消除干扰,从而获得局部放电脉冲幅值及脉冲个数。

根据电网运行的特点,当变电站的干扰变化不大时,可合理采用差动平衡技术识别固定干扰信号并加以抑制,变电站内变压器外部干扰脉冲电流经过传感器的方向相同,变压器内部放电脉冲信号经过传感器的方向相反,当采用加法器将某一个传感器输出信号反相,与另一个传感器的输出信号相加后即可达到抑制外部干扰信号的效果,这种差动平衡方式还可以使变压器内部局部放电信号达到互相叠加的目的,以进一步提高监测系统的信噪比。

对变压器局部放电在线定位是利用变压器绕组在特定频率范围内等值电路特点导出的变压器绕组内部发生局部放电时首端和末端电压(或电流)比值与放电点位置的关系定出故障点,因此需采集每相绕组的首端和末端信号并进行放大、滤波及数据处理,依次对每相绕组进行测量定位。

2. 脉冲电流方向鉴别法

基本测量原理见图 1-2-45。脉冲电流方向鉴别法是采取鉴别两个脉冲电流方向的原理,当被监测系统处在局部放电时,通过变压器绕组对地的等值电容 C_A 的脉冲电流

I_1 与通过母线上任一电容型设备的电容 C_B 的脉冲电流 I_2 的总方向总量一致,此时鉴别器没有脉冲输出,而当变压器 C_A 内部有放电故障时这两个脉冲电流方向相反,鉴别器有脉冲输出,其脉冲输出信号电压经电子开关进入局放仪,也可通过采样电路经模数转换后以数字形式直接显示读数。

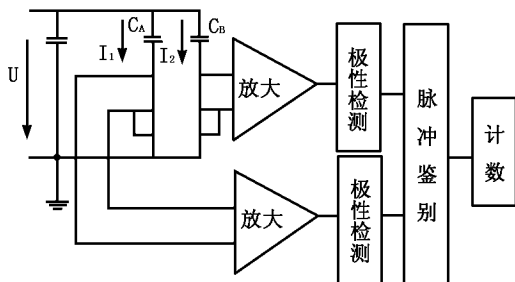


图 1-2-45 脉冲电流方向鉴别法基本原理

已应用的测量装置原理电路实例见图 1-2-46。测量装置由信号综合器、监测仪、局放仪或数显仪三部分组成,为抗低压电流干扰,在低压侧装电容 C_A 并以传感器将信号 I_L 引入综合器。

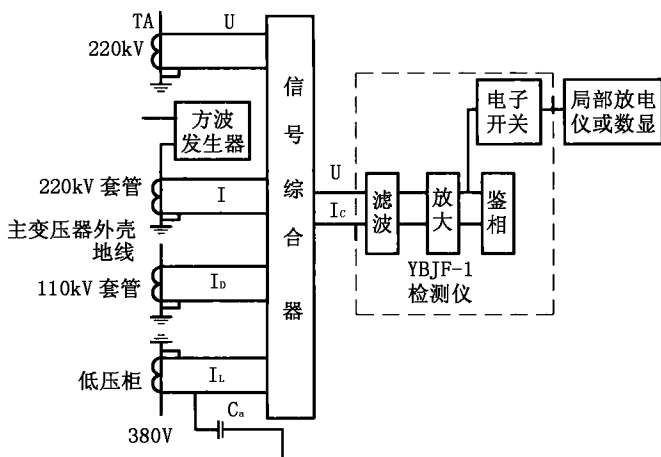


图 1-2-46 测量装置原理方框图

I_L 与 I_0 在信号综合器内分别经调幅调相后与电流 I 相减,经信号综合器处理后电流 I_c 现电压 U 一起送入监测仪并经滤波、放大、鉴相及电子开关最后由局放仪或显示仪器显示,1min 内最大放电量和大于 5000PC 的放电次数。

3. 电—声联合监测法

基本测量原理见图 1-2-47。在变压器局部放电监测中把电气法与超声法结合起来进行局放量的监测和局放部位的定位称电—声联合测量法。

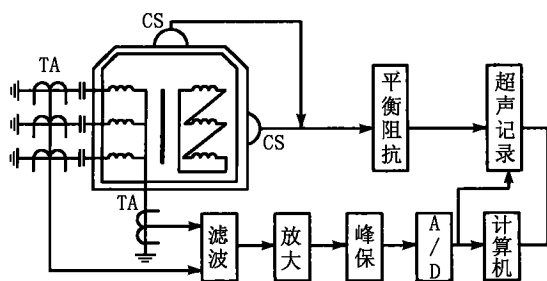


图 1-2-47 电—声联合监测法测量原理图

TA—电信号传感器 ;CS—超声传感器

由于超 声波在油及箱壁中的传播中进度分别 1400m/s 及 5500m/s ,远低于电信号的传播速度 ,因此得用变压器套管末屏和铁心接地端的传感器 TA 采集电信号 ,经滤波、放大、处理和 A/D 模数转换送至计算机 ,同时利用超声传感器 CS 的超声波信号触发示波器或记录仪 ,然后根据记录下来的超声传感器新接收的超声信号与电信号的时差大小推算变压器局部放电的位置。

(四)变压器油色谱在线监测

变压器潜伏性故障分热性故障和电性故障两大类 ,热性故障指铁心多点接地 ,绕组局部短路 ,接头焊接不良 ,铁心穿心螺丝磁短路等故障形式。电性故障指电弧放电 ,火花放电 ,局部放电的故障形式。无论是热性故障还是电性故障最终都将导致绝缘介质裂解 ,产生各种特征气体 根据变压器油中溶解气体组分的含量可判断变压器内故障类别 ,如果是放电故障 ,油中乙炔含量将明显增大 ,如果是过热故障油中总烃含量明显增大 ,这是由于变压器油在热、电、氧、水等多种因素作用下逐渐裂解产生了低分子气体。

根据电力部 SD-304-89 导则 ,由变压器油中溶解的气体甲烷(CH₄) 乙烷(C₂H₆) 乙炔(C₂H₄) 乙炔(C₂H₂) 氢气(H₂) 一氧化碳(CO) 二氧化碳(CO₂) 组分含量可判断变压器运行状态 针对特征气体的变化 ,乙炔常反映放电及过热的高温。甲烷、乙烷、乙炔常反映热源的温度。一氧化碳、二氧化碳常反映绝缘纤维材料的老化和热分解 ,氢气常反映绝缘受潮及局部放电故障 ,也反映热源温度。不同绝缘故障产生的气体组别列于表 1-2-19。

表 1-2-19 不同绝缘故障气体组别表

故障类型	主要增大的气体组分	次要气体组分
油过热	CH ₄ 、C ₂ H ₄	H ₂ 、C ₂ H ₆
油纸过热	CH ₄ 、C ₂ H ₄ 、CO、CO ₂	H ₂ 、C ₂ H ₆
油纸中局放	H ₂ 、CH ₄ 、C ₂ H ₂ 、CO	C ₂ H ₆ 、CO ₂
油中火花放电	C ₂ H ₂ 、H ₂	
油中电弧	H ₂ 、C ₂ H ₂	CH ₄ 、C ₂ H ₄ 、C ₂ H ₆
油纸中电弧	H ₂ 、C ₂ H ₂ 、CO、CO ₂	CH ₄ 、C ₂ H ₄ 、C ₂ H ₆
受潮或油有气泡	H ₂	

目前对变压器多种气体组分含量的油色谱在线监测,是将运行中的变压器油经自动脱气、由色谱柱将不同气体分离监测,根据结构不同和现场监测的需要,有监测三种气体(H_2 、 CO 、 CH_4),四种气体(C_2H_2 、 CH_4 、 C_2H_6 、 C_2H_4),七种气体(C_2H_2 、 CH_4 、 C_2H_6 、 C_2H_4 、 H_2 、 CO 、 CO_2)等多种油气体色谱分析装置,七种气体色谱在线监测的基本技术原理见图1-2-48。油色谱在线监测时变压器油通过油阀进入自动脱气进样装置,被监测的气体由载气(氮气或氩气)带入色谱分离分析系统,载气作为注动相,分离气体的色谱柱中的填充物或表面高分子有机化合物作为固定相,变压器油中被取出的气体就近流动相和固定相之间反复多次分配,或根据填充吸附剂对各种气体组份的吸附能力的差别进行气体分离,气体组份按先后出峰顺序(见图1-2-49)分离后进入监测系统转化相应的电信号,通过对相应电信号的监测进行气体定性定量分析。

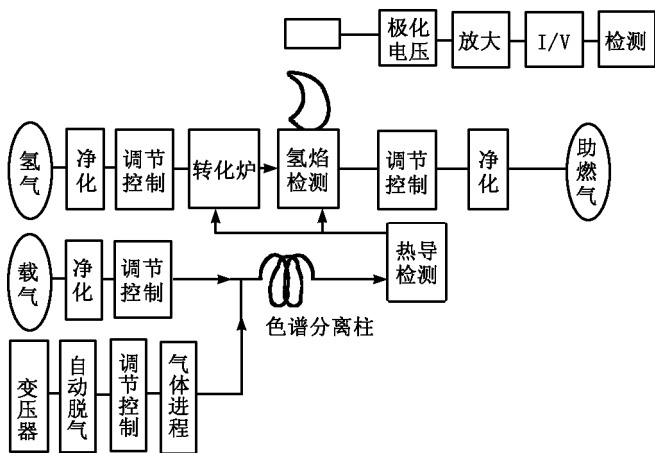


图 1-2-48 油色谱在线监测基本原理图

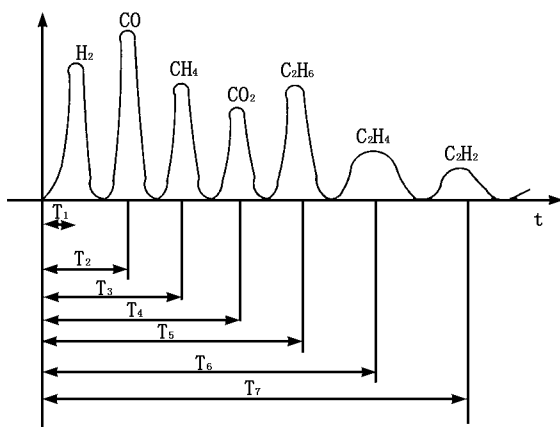


图 1-2-49 变压器油色谱气体组分出峰图

油色谱在线监测过程是载气经干燥、脱氧净化处理与变压器油中气体进入色谱柱

分离,含离子的气体逐一被带入热导监测器利用电桥平衡电路失衡后的电信号输出来监测氢气,然后分两路,一路直接进入氢焰检测器,与氢气汇合通过喷嘴在助燃气(空气)助燃下,碳氢元素经燃烧使其中有机组份电离,生成正离子和电子,在喷嘴上、下二极间直流电压作用下形成离子流,通过对该信号的采集经放大后监测记录并据此定性定量。另一路进入转化炉,因一氧化碳、二氧化碳气体不能直接在氢焰监测器监测,必须经转化炉转化为甲烷,然后再进入氢焰检测器作上述检测。电力变压器油色谱在线监测和分析是一种有效的、可靠的和灵敏度比较高的监测方法。目前,对变压器等电气设备的热性故障,国内已有研究并提出了总烃安伏法,即磁路过热时总烃含量与电压的平方成正比,导电回路过热时与电流平方成正比,通过分析总烃、电压、电流间的关系来判断故障的部位,此法与“油色谱”结合起来,不仅可以发现故障,而且可以确诊出发生故障的部位,其应用前景非常广阔。

(五) 变压器油氢气浓度在线监测

变压器油与绝缘纤维由于电和热的作用在绝缘分解过程中都会生成氢气,主要是因为碳氢化合物中碳氢键之间的键能低,生成热小,因此氢气是各种故障特征气体的主要组成成份之一,油气相色谱法在测量过程中难免有气体从油中逸出,对极易扩散的氢气尤为严重,因而在油色谱分离过程中氢气含量往往出现较大的分散性,不易引起人们对它们重视。

变压器油氢气浓度在线监测是利用高分子膜的渗透作用,直接从油中分离出氢气,并根据氢气含量的变化分析判断变压器早期故障,这是一种较为理想的在线监测方法。

国外主要用燃料电池中导体氢敏元件监测氢气浓度的变化。

燃料电池的基本原理见图 1-2-50。燃料电池是由电解液隔开的两个电极组成,由于电化反应,氢气在一个电极上被氧化、氧气在另一个电极上产生,电化反应形成的电流与氢气的体积浓度(体积分数) $\times 10^{-6}$ 成正比。利用这一关系监测电流的大小便可在现场监测氢气浓度的变化。燃料电池目前存在问题是寿命短、价格高。

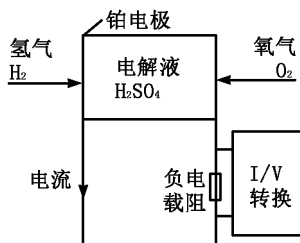


图 1-2-50 燃料电池原理图

国内主要采用半导体氢敏元件监测氢气含量。如采用钯栅场效应管,其原理是利用钯栅场效应管,其原理是利用钯栅场效应管电极开路电压随氢气浓度含量的变化的变

化,通过测量开路电压监测氢气含量。采用二氧化锡 $S_N O_2$ 为主体的烧结型半导体,则利用其电导随氢气含量变大而变大的性质监测氢气浓度的变化。

目前研制应用的催化燃烧测氢技术实用性、经济性、可靠性都比较高,设备的使用寿命较长。其敏感元件的阻值与温度之间的线性关系好,氢气浓度与电信号(铂丝阻值变化)之间的函数关系稳定。气体的分离工作利用高分子透膜完成,气样经气路切换系统进入敏感元件进行测量,通过计算机可实现全过程的氢气浓度在线监测(包括测量控制自动化,数据采集和处理进而地测量的数据分析和判断)。

基本测量原理见图 1-2-51。监测系统敏感元件是一种使用寿命长的金属铂丝,在一定温度下,由于催化剂的作用,氢气在载体表面无焰燃烧并放出热量。

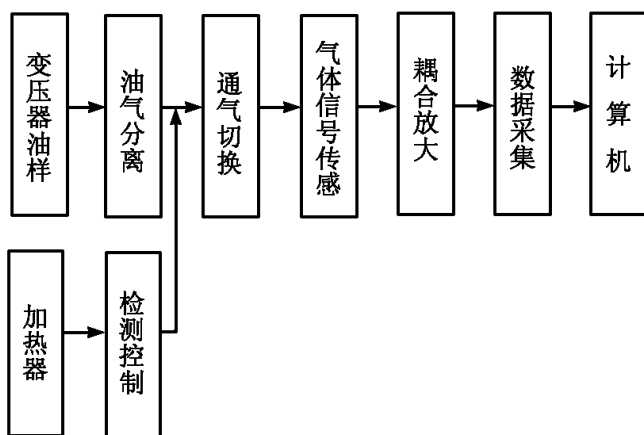
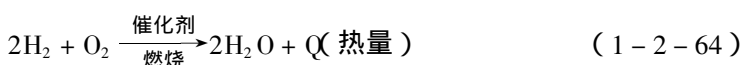


图 1-2-51 氢气在线监测电气原理图



由式 1-2-64 放出的热量 Q 加热了铂丝,铂丝电阻与温度成正比变化。

$$R_t = R_0(1 + \alpha t) \quad (1-2-65)$$

将铂丝阻值的变化通过直流电桥转换为电信号,经放大后送主机系统进行数据采集和处理,便可直接显示变压器油中溶解氢气的浓度(体积分数) $\times 10^{-6}$ 值。

(六) 变压器铁心多点接地在线监测

基本测量原理见图 1-2-52 监测铁心多点接地故障是利用铁心引出线接地的电流,经取样后进行测量的。大型变压器铁心通过外壳小套管引出变压器箱体接地。对于变压器铁心,为消除铁心产生悬浮电位造成对地放电,变压器铁心要保持一点接地。为防止铁心硅钢片间的短路形成环流造成故障,不允许多点接地,正常情况下铁心接地电流只有毫安级,但当铁心发生两点以上接地故障时,该接地点的电流可增大到数安到数十安,严重时总烃组分明显增大,油中产生气体量的增加甚至造成气体继电器的动作,为了能及时地发现铁心多点接地故障以便采取相应的措施,应对变压器铁心接地电流进行监

测。目前有些地区还根据运行经验,确定接地电流由 1.5A 增至 2A 时监测仪发出报警信号,然后根据正常时的接地电流范围,在接地回路串入不同阻值的电阻进行调整,如图 1-2-52 中的 R_1 、 R_2 等,也有的地区在铁心串电阻接地后保持小于 500mA 的接地电流,以维持运行并加强监视。

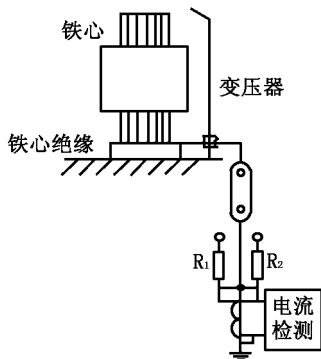


图 1-2-52 铁心多点接地监测原理图

(七) 高压交联聚乙烯电力电缆在线监测

高压交联聚乙烯电缆(XLPE)具有电气绝缘性能好,结构简单,施工方便,能抗酸,防腐蚀、电缆心允许长期工作温度高(80℃)等优点,已愈来愈被电力部门广泛应用并被认为是高压电缆的发展方向,但是这种电缆特别是用双层绕组式工艺生产的产品在水分渗入和比较高电场的作用下会逐步发生水树枝劣化,对 XLPE 电缆的绝缘在线监测国内外都有研究,已经开发了一些实用的监测方法。

1. 直流叠加法

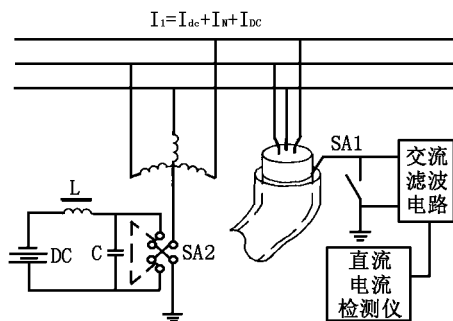


图 1-2-53 直流叠加法测量原理图

DC—外加直流电源 SA2—同轴双向开关

基本测量原理见图 1-2-53。直流叠加法是利用接地的 TV 或三相电抗器在其中性点加入 $\pm 10 \sim 50V$ 的低压直流电源,通过电缆边接的交流电源母线将直流电压叠加在电缆心线的交流电压上,合上 SA2 于正向,打开控制开关 SA1 测量通过电缆由护层流出

的微弱直流电流,此时从护层流出的电流 I_1 中除直流的量 I_{dc} 和干扰电流 I_N 外,还包括由叠加电压 U_{DC} 所引起的叠加电流 I_{DC} ,即

$$I_1 = I_{dc} + I_N + I_{DC} \quad (1-2-66)$$

将同轴的选择开关 SA2 合到相反方向,考虑二次测量的相隔时间极短,要以认为 I_{dc} 和 I_N 没有发生变化,但叠加的电压已变换了方向,即

$$I_2 = I_{dc} + I_N - I_{DC} \quad (1-2-67)$$

由式 1-2-66 减式 1-2-67 得

$$I_{DC} = (I_1 - I_2) / 2 \quad (1-2-68)$$

所以主绝缘电阻

$$R_{DC} = U_{DC} / I_{DC} \quad (1-2-69)$$

由于直流叠加法是在交流高压上叠加低值的直流电压,现场试验证明所测的绝缘电阻与停电后加直流高压时的测量结果很接近,用这种方法在线监测电缆的绝缘状态,已取得了一定的效果。

2. 直流成份法

直流成份法的基本测量原理见图 1-2-54。直流成份法测量时,先打开 SA2、SA1 开关,经交流滤波回路和放大电路进行测量。在外施电压的负半周量,XLPE 电缆树枝放电向绝缘层中注入较多的负电荷而在正半周时,注入的正电荷较少,它们只中和了部分负电荷,这样在正负半周的反复作用下,水树枝前端所积聚的负电荷逐渐向另一极漂移,回路中就出现了直流电流分量。由于电缆中水树枝相当于起了整流作用,因此可以直接检测电缆心线与护层间极小的直流电流分量 I_{dc} 。通常只有几微安,水树枝发展的愈快,直流电流分量也愈大。由于直流成份的大小与直流泄漏电流及交流击穿电压之间具有较大的相关性,监测电缆泄漏电流的直流分量可有效地监督电缆的绝缘状况。直流成份法测量方法简便,操作容易,但是由于直流分量数值很小,测量数据受干扰的影响较大。

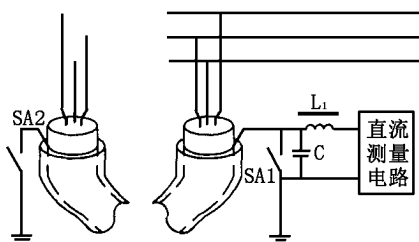


图 1-2-54 直流成份法测量原理图

3. 介损值 $\text{tg}\delta$ 在线监测法

单心电缆 $\text{tg}\delta$ 在线监测的基本测量原理见图 1-2-55。该原理利用单心电缆心线对护带的电容电流信号和同相标准电压信号对 $\text{tg}\delta$ 在线监测。

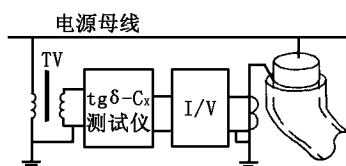


图 1-2-55 单心电缆 $tg\delta$ 在线监测原理图

测量原理与电容型设备在线监测 $tg\delta$ 相似,电压信号取同相电压互感器二次电压或同相电容分压器、电阻分压器电压、经移相电路保持测量信号与标准信号相位一致。

电缆介质损耗值 $tg\delta$ 在线监测往往能反映整体绝缘情况,对局部缺陷而言其灵敏度低于直流法。

(八)GIS 局部放电在线监测

气体绝缘的全封闭组合电器(GIS)使用 SF_6 气体作为绝缘介质,因 SF_6 的绝缘性能好,体积小,因为是全封闭的,所以其运行状态,不受气候环境等条件的影响,另外由于 GIS 将分散型电气设备组合成一体,显著缩小了电气设备的占地面积。由于上述优点, GIS 目前已被广泛地推广应用,但由于内部杂质、毛刺、部件松动或接触不良形成的悬浮电位及绝缘老化等原因, GIS 可能出现显著的局部放电而影响设备的安全运行。GIS 是组合电器,一旦发生事故影响面大,抢修困难且周期长,因此对 GIS 局部放电在线监测,可根据设备运行状态,实行状态检修,以克服定期检修存在的盲目性。

1. 接地线电流法

基本测量原理见图 1-2-56。GIS 内部发生局部放电故障时,通过机座的接地线有微小的高频电流通过,鉴于交流电压下绝缘缺陷产生的局部放电会周期出现。使每一次局部放电都产生一次电气的暂态过程和电流脉冲,利用铁淦氧作心的高频传感器采集接地线上流过的高频电流信号,经放大、滤波、处理后送入计算机经过数据处理求得 GIS 内的局放量。

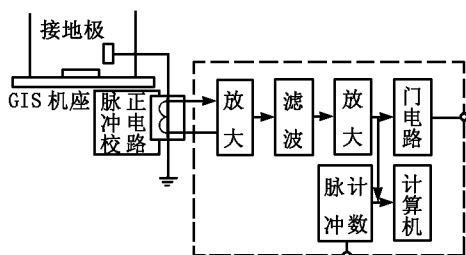


图 1-2-56 测量接地线电流的基本原理图

2. 预埋电极法

预埋电极法的基本测量原理见图 1-2-57。采用预埋电极法必须在 GIS 安装或大

修时,在支撑绝缘子内埋入电极作传感器探头,因 GIS 的金属外壳接地,可屏蔽外界电磁波干扰,故 GIS 发生局部放电在检测过程中测量设备的抗干扰性能好,灵敏度高,现在的测量设备已能测出几个皮库的放电量。

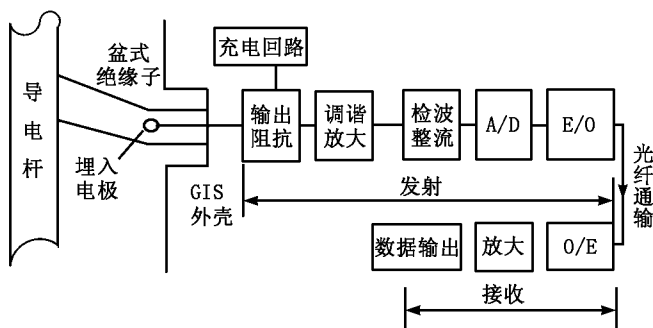


图 1-2-57 预埋电极法测量原理图

如将几只探头预置在 GIS 内,通过检测不同传感器的接收信号时间差可进行局部放电定位。但这种传感器需在 GIS 制造或解体大修时放入,另外传感器前置放大器与探头的电源电池也需定期更换,这些,使预埋电极法的实用性受到限制。

3. 特高频电磁波法

特高频电磁波法的基本测量原理见图 1-2-58。特高频电磁波法是基于电气设备局部放电可辐射宽频带特高频电磁波的原理。GIS 内的同轴结构是一个良好的波导,局部放电时产生的特高频电磁波能通过它有效地传播,并通过 GIS 外壳盆式绝缘子的绝缘缝隙将特高频电磁波辐射到 GIS 壳体外,本方法就是在靠近盆式绝缘子的外部空间进行电磁波耦合、信号接收、传输和放大,实现对 GIS 内局部放电在线监测。

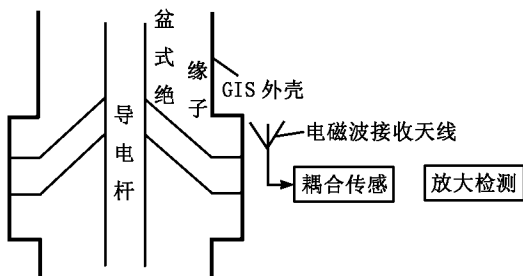


图 1-2-58 特高频电磁波局部放电检测原理图

(1) 局部放电定位

运行中的 GIS 体内每一次局部放电可得到一个对应的特高频暂态信息和放电脉冲,依据测量和比较不同接收信号位置时局部放电脉冲信号的幅值或几个不同测量点接收信号的时间差,可估算局部放电的位置进行局部放电定位。

(2) 抗干扰

特高频电磁波法测量的是局部放电时辐射的 300MHz ~ 3GHz 特高频信号,这些信号的频率远高于电晕等电磁场干扰信号的频率(几十兆赫兹),因此可以采取有效措施有效地排除电磁场干扰。而系统中的特频干扰信号,由于传播时衰减很快,一般不能到达 GIS 体内,因此特高频电磁波法的抗干扰性能好,可显著提高 GIS 局部放电在线检测的信噪比。

(九)集中型与分散型在线监测

变电站电容型电力设备约占全所运行设备总台次 45% 以上。由于这类设备的缺陷和故障相对比例较大。同时实施在线监测在技术上比较容易实现,因此目前已应用的在线监测主要也是针对电容型设备(包括 MOA 避雷器等)。从监测类型上一般分为集中型在线监测与分散型在线监测。

1. 集中型在线监测

集中型在线监测把被监测的运行设备的接地电流或其他信号,经传感器、信号电缆、信号处理电路集中输入计算机,并按设定的程序进行数据处理和结果显示,这种系统通常能对所监测设备按顺序巡检或选检、进行分析、统计,具有存储和缺陷报警及实现信息联网监测的功能。

集中型在线监测的基本原理框图见图 1-2-59。

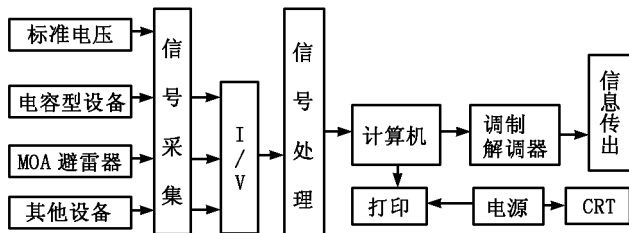


图 1-2-59 集中型在线监测原理框图

集中型在线监测的特点是:对变电站的运行设备集中监测管理可实现实时监测、显示和打印监测结果、实时缺陷提示和超限报警,还可进行实时故障分析及信息联网、资料存储等,一个变电站全部被监测设备巡检一次的时间仅需几分钟,在变电站实施无人值班的条件下,更能显示出其可对运行设备进行实时绝缘监督的优越性。

但集中型在线监测仪器设备投资较大,用信号电缆较多,一套监测仪器设备只能对一个变电站专用,通用性差。

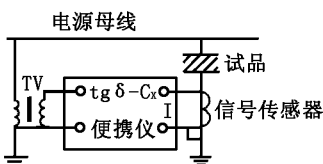


图 1-2-60 电容型设备在线监测原理图

2. 分散型在线监测

分散型在线监测一般指在变电站被测量设备接线箱安装信号检测接口,或用钳式传感器采集被测设备电流信号,并根据需要在同相电压互感器或电容分压器、电阻分压杆取标准参考电压,利用携带型测量仪器定期或根据需要随时进行相关测量项目的带电监测,测量电容试品的原理图见图 1-2-60。

分散型在线监测的特点是:分散型在线监测测量设备投资少,操作方便,便携仪器可对安装信号传递接口的所有变电站同类设备进行现场监测,因此利用率高。同时在测量中发现问题或疑点需进一步确诊时采用其他不同的测量手段,灵活性较大,无需敷设大量信号电缆,因此也没有因电缆带来的干扰问题。

但分散在线监测尚属于定期带电测量因此不能提供电力设备运行中的实时数据和某些参数变化曲线,不能对设备运行期间某些指标的超标超限进行报警,其综合功能没有集中型在线监测强。

3. 在线监测系统

目前国内生产变电站设备在线监测装置的单位有好几家,因技术和经济上的原因,尚无那家生产的在线监测装置能大面积推广,图 1-2-61 及表 1-2-20 是电力科学研究院在某 220kV 变电站研制的在线监测系统原理图和项目指标。

表 1-2-20 220kV 变电站在线监测项目内容及技术指标

项目序号	设备	监测内容	技术指标	参考限值
(1)	变压器	油中 H_2 浓度及变化量	测量性能和稳定性比现有产品改进指标值 $\leq \pm 20\%$	1000ppm 以上预报警 2000ppm 以上报警
		变压器上层油温	测量误差 $\pm 1.0^\circ C$	
		环境温度	测量误差 $\pm 1.0^\circ C$	
(2)	电容型电气设备	末屏电流 $I_{末}$	测量精度 $\leq \pm 3\%$	
		不平衡电压 U_0	测量精度 $\leq \pm 5\%$	
		损失角 $tg\delta$	分辨率 $\leq 0.1\%$ 量程 $0.1\% \sim 25.5\%$ 测量精度 $\leq \pm 0.2\%$	$20^\circ C$ 下油纸电流互感器套管 $\leq 1.5\%$,与历年数据比,应有显著变化
		电容变化量 $\Delta C/C$	测量精度 $\leq \pm 3\%$	一般不超过制造厂实测值(或初始值)的 $\pm 10\%$ 套管的 $\Delta C/C > \pm 5\%$ 时应引起注意
(3)	避雷器	运行电压下总泄漏电流及总泄漏电流中的阻性分量	测量精度 $\leq \pm 20\%$ 测量结果能反映避雷器的受潮及老化	电流峰值限值可在 $100 \sim 200mA$ 可调,超过限值 5 次以上应引起注意或报警
(4)	污秽绝缘子	脉冲泄漏电流最大值及一定时间内超过某电流限制的脉冲电流次数	测量精度 $\leq \pm 10\%$ 测量结果能反映污秽绝缘子的污秽程度	

项目序号	设备	监测内容	技术指标	参考限值
(5)	变压器套管处	显示和记录过电压幅值及发生时间	量程 $1.2 \sim 4.2U_{\psi}$ 测量分辨率： ≤ 3.0 时为 $0.2U_{\psi}$ $> 3.0U_{\psi}$ 时为 $0.3U_{\psi}$ 响应速度 波头 $4\mu s$	
(6)	氧化锌避雷器	显示和记录避雷器动作电流幅值	量程 $0.1 \sim 10kA$ 测量分辨率： $0.1 \sim 10kA \leq \pm 25\%$ $1 \sim 10kA \leq \pm 10\%$ 响应速度 波头 $4\mu s$	
(7)	断路器	开关遮断电流及其累积值	考虑一次重合闸后仍能记录遮断电流 测量精度 $\leq 5\%$	
(8)	工作参数	正常电气参数巡回检测	检测 I、U、P、Q、F5 和量。巡回、检测精度 $\leq 5\%$	

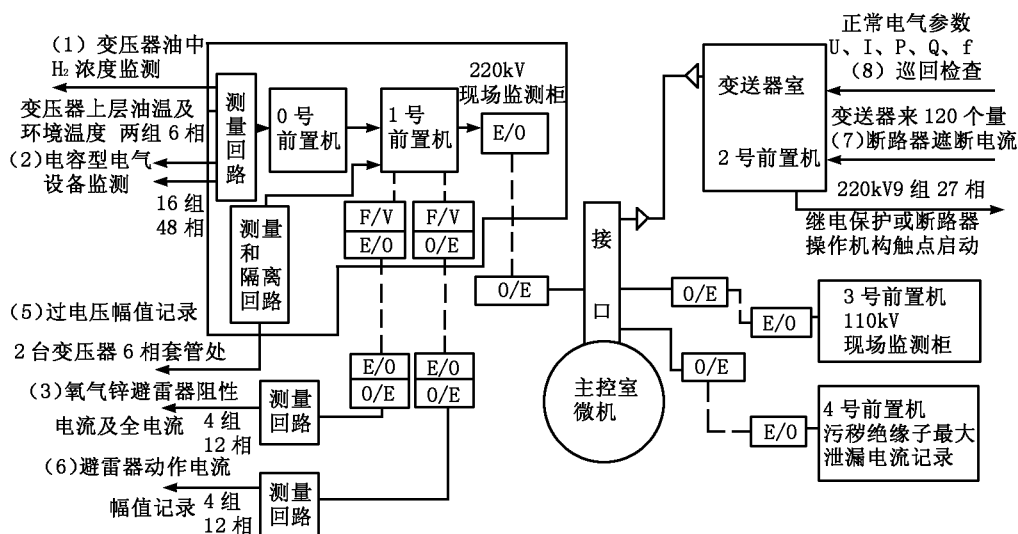


图 1-2-61 220kV 变电站电力设备在线监测系统原理图

该系统用一台微机及多台前置机通过电信号 V 与频率信号 F 之间的 V/F、F/V 转换,电平信号 E 与光信号 O 之间的 E/O、O/E 转换,并由光纤传输,完成绝缘在线监测,设备与监测柜之间用通信电缆连接而监测柜与主控柜之间采用光纤串行通信,节省了大量电缆,所有信号由变送器输入,按照通信规约,采样的数据经电信号接口送至主控室计算机,实现了电容型设备、 $ts\delta$ 和泄漏电流、主变压器油温和油中 H_2 浓度、MOA 阻性电流及动作电流幅值、断路器遮断电流及其累积值、污秽绝缘子泄漏电流等多参数的在线监测。

第七节 过电压和绝缘配合一般知识

一、概述

(一) 过电压的产生和分类

电网在运行过程中,由于自然或电网本身的原因不可避免地会出现各种各样的过电压。象自然界中的雷电,落雷时,往往会击中架空电力输电线,造成输电线上出现过电压(直击雷),或落在其附近,促使未被直接击中的导线上也会有过电压形成(感应雷);在电力系统中由于断路器操作、系统故障或其他原因使系统参数发生变化,引起电网内部电磁能量的转化或传递也会造成电压升高。这样根据过电压产生的途径,将过电压分为两大类,即:外部过电压和内部过电压。

1. 外部过电压 一般指雷电过电压。

2. 内部过电压 是指电力系统中由于断路器操作,系统故障或其他原因,使系统参数发生变化,引起电网内部电磁能量的转化或传递所造成的电压升高。

内部过电压又分因倒闸操作或系统故障引起的暂态电压升高,称操作过电压;因系统中的电感电容参数配合不当,出现各种持续时间很长的谐振现象及其电压升高,称谐振过电压;因电力系统中在正常或故障时可能出现幅值超过最大工作相电压,频率为工频或接近工频的电压升高,称工频电压升高,或称工频过电压。

(二) 过电压的危害及其防护措施

1. 雷电过电压的危害及防护

(1) 雷电过电压的危害

雷电过电压虽然时间很短,但幅度很大,所造成的危害也较大。如果落到变电设备上,常会使变电设备绝缘损坏,出现设备损坏事故,因而严重的还会引起大面积停电;如落在输电线路路上,可能会造成输电线路对地或相间闪络,使线路跳闸,造成线路停电;如果雷电落到低压配电线路路上可能会窜入居民住宅引起家电损坏,如果雷电落到建筑物上还有可能造成建筑物内电子设备的损坏,或建筑物起火,因此必须对雷电过电压加以防护。

(2) 雷电过电压的防护

由于雷电过电压所造成的危害极大,因此必须根据不同的环境采取不同的方法加以防护。

① 变电站内的防雷保护。变电站是电力系统的枢纽,一旦雷击损坏,影响严重,因此

要求有可靠的防雷措施。

变电站雷害来源有二：一是雷直击变电所；二是沿线路传来的过电压波。

变电站内设备防直击雷一般用避雷针(线)。设置避雷针(线)后只有在绕击、反击或感应时会发生事故。据统计每年每100个变电站的绕击事故约为0.3次,反击事故也约为0.3次,35kV及更低电压的一侧的感应过电压事故每年每100个变电站约为1次,对已经建成投运的变电站,保证避雷针(线)的接地电阻在合格范围以下是非常重要的。

由于线路落雷机会多,线路的绝缘又比发、变电站强,所以变电站必须对沿线路来波加以保护。主要措施为在变电站内安装合适的避雷器并根据线路情况全线或在离变电站1~2km内的线路(进线)段上加装避雷线或防雷措施。采取合理保护后,据统计每年每100个变电站沿线路侵入雷电波造成的变电事故可控制在0.5~0.67次。同样,保证这些避雷设施可靠有效工作,降低这些避雷设施和杆塔的接地电阻也是至关重要的。

②输电线路防雷。输电线路防雷大部分采用避雷线,以防直接雷击,降低杆塔接地电阻能有效防止反击。

2. 操作过电压的危害及保护

(1)操作过电压的危害

电力系统中的电容、电感均为储能元件,当操作或故障使其工作状态发生变化时,将有过渡过程产生。在过渡过程中,由于电源继续供给能量,而且储存电感中的磁能会在某一瞬间转变为以静电场能量的形式储存于系统的电容之中,所以可产生数倍于电源电压的操作过电压。它们是在几毫秒至几十毫秒之后要消失的暂态过电压。

电力系统中常见的操作过电压有:中性点绝缘电网中的间歇接地过电压;开断感性负载(空载变压器、电抗器、电动机等)过电压,开断电容性负载(空载线路、电容器组等)过电压,空载线路合闸(包括重合闸)过电压以及系统解列过电压等。

操作过电压,也由于其幅值较高,时间较长,常威胁到变电设备的绝缘,像变压器、互感器的主绝缘和纵绝缘,开关和耦合电容器设备的绝缘等。

(2)操作过电压的防护

操作过电压的防护从另一个方面来讲,就是限制操作过电压。限制操作过电压是降低系统绝缘水平的重要前提,尤其在超高压网络中,是技术经济上必须研究的课题。

电力系统的操作过电压种类繁多,特性各异。因此,所采用的限压措施亦各不相同。粗略地说,断路器的操作是大部分操作过电压的起因。提高断路器的灭弧能力和动作的同期性、断口加装并联电阻是限制操作过电压的有效措施。由于操作过电压持续时间比雷电过电压长,虽则幅值较雷电过电压低,但能量很大,因此用作限制操作过电压的避雷器必须满足一定的技术要求。

3. 谐振过电压的危害及防护

(1)谐振过电压的危害

电力系统中存在着许多电感和电容元件,当系统进行操作或发生故障时,这些电感、电容元件可形成各种振荡回路,在一定的能源条件下,会产生串联谐振现象,这些谐振可以是线性谐振也可能是非线性谐振。这些谐振导致系统中某些部分(或元件)出现严重的谐振过电压。

谐振过电压的持续时间要比操作过电压长得多,甚至可稳定存在,直到破坏谐振条件为止,在某些情况下,谐振现象并不能自保持,在发生一段短促的时间后,自动消失。

谐振过电压的危害性既决定于其幅值的大小,也决定于持续时间的长短。当系统中产生谐振过电压时,能危及电气设备的绝缘,也能因持续的过电流而烧毁小容量的电感元件设备(如电压互感器),还影响保护装置的工作条件,如影响避雷器的灭弧条件,严重的还会引起避雷器爆炸。

(2) 谐振过电压的产生及防护

电力系统中的电容和电阻元件,一般可认为是线性参数。可是电感元件则不然,由于振荡回路中包含不同特性的电感元件,谐振将有多种不同的类型,下面仅介绍两种。

① 线性谐振。谐振回路的不带铁心的电感元件(如输电线路的电感、变压器的漏磁)或励磁特性接近线性的带电铁心的电感元件(如消弧线圈,其铁心中有气隙)和系统中的电容元件所组成。在正弦电源作用下,当系统自振频率与电源频率相等或接近时,可能产生线性谐振。

当电网发生不对称接地故障、断路器非全相或不同期动作时,网内可能出现明显的零序电压和三相电流不对称,通过电容的静电耦合和互感的电磁耦合,在两相邻送电线路之间或变压器绕组之间,会产生工频电压的传递现象,当接有消弧线圈时还可能会出现线性谐振过电压。

防止线性谐振主要是防止电网中避免发生不对称接地故障、断路器非全相或不同期动作等。

② 铁磁谐振(非线性谐振)。谐振回路由带铁心的电感元件(如空载变压器、电压互感器)和系统的电容元件组成。因铁心电感元件的饱和现象,回路的电感参数变成非线性,这种含有非线性电感元件的回路,在满足一定谐振条件时,将会造成铁磁谐振过电压,并具有许多特有的性质。导致铁磁谐振的原因如电力系统断线和电磁式电压互感器饱和等。

针对空载变压器铁心过励磁造成谐振过电压的防止措施就要是保证断路器不发生非全相动作,尽量使三相同期和防止线路发生断线。对中性点接地电网中,操作中点不接地负载变压器时,应该将中性点临时接地,这样,负载变压器未合闸相的电位被三角形连接的低压绕组感应出来的恒定电压所固定,不会产生铁磁谐振。

对电磁式电压互感器饱和引起谐振过电压的防止措施有:

a. 选用励磁特性好的电磁式电压互感器,这样的电磁式电压互感器的铁心不易饱

和,失去了激发铁磁谐振过电压的条件,或者选用电容式电压互感器。

b. 在零序回路中加阻尼电阻即在电压互感器开口三角形绕组中串联电阻,以阻止铁磁谐振的发生。

c. 试验证明,当网络对地容抗 X_{ω} 与电压互感器高压侧在线电压下每相激磁感抗 X_{Le} (多台时为并联值)之比满足 $\frac{X_{\omega}}{X_{Le}} < 0.01$,则网络不会出现压变饱和过电压。因为可以增加对地电容来消除压变饱和和过电压,另外带空线合空母线也可以增加对地电容防止操作时引起压变饱和和过电压。

d. 尽量减少中性点接地的电压互感器,这样对地电容与电压互感器的铁心电感不会产生串联谐振。

e. 在判定产生饱和过电压时,可采取临时措施,消除过电压。临时措施包括将电源变压器中性点临时接地,投入消弧线圈,投入事先规定的某些线路或设备,将互感器的中性点从接地点断开或者干脆切除互感器。

(三)过电压的保护装置

1. 避雷针和避雷线

防直击雷最常用的措施是装设避雷针(线)。它是由金属制成,比被保护设备高,具有良好的接地装置。其作用是将雷吸引到自己身上,并安全导入地中,从而保护了附近比它矮的设备和建筑免受雷击。

避雷针包括三部分:接闪器(避雷针的针头)、引下线和接地体。接闪器可用直径为 10~12mm 的圆钢,引下线可用直径为 6mm 的圆钢,接地器一般可用三根 2.5m 长的 40mm×40mm×4mm 的角钢打入地中再并联后与引下线可靠连接。

所谓避雷针的保护范围是指被保护物在此空间范围内不致遭受雷击而言。但不能保证在保护范围内的物体绝对不会遭到直接雷击。

单支避雷针的保护范围见图 1-2-62,它是一个旋转圆锥体。

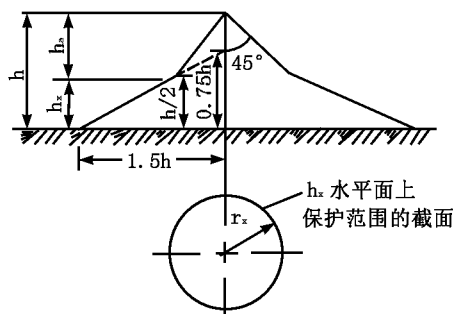


图 1-2-62 单支避雷针的保护范围

如用公式表示保护范围,则在被保护物高度 h_x 的水平面上,其保护半径 r_x 为

$$\left. \begin{aligned} & \text{当 } h_x \geq \frac{h}{2} \text{ 时 } r_x = (h - h_x)P \\ & \text{当 } h_x < \frac{h}{2} \text{ 时 } r_x = (1.5h - 2h_x)P \end{aligned} \right\} \quad (1-2-70)$$

式中 h ——避雷针的高度,当 $h < 30\text{m}$ 时, $P = 1$, 当 $30 \leq h \leq 120\text{m}$ 时, $P = \frac{5.5}{\sqrt{h}}$, P 是

考虑到当针太高时保护半径不与针高成正比增大的修正系数。

两支等高避雷针联合的保护范围要比两针各自的保护范围的叠加为大。两等高避雷针的联合保护范围见图 1-2-63。两针外侧的保护范围与单针时一样。为确定两针之间的保护范围,需先求出假想针的高度 $h_0 = h - \frac{D}{7P}$, 其中 D 为两针间距离, P 为修正系数,而此针在 $O-O'$ 截面上的保护宽度如图中右上角所示,它在地面的保护半径为 $1.5h_0$ 。注意:要两针能构成联合保护,两针间的距离 D 太大是不行的,即使被保护物高度为零,两针间的距离也必须小于 $7hP$,而当被保护物高度为 h_x 时,两针间的距离必须小于 $(h - h_x)P$ 。

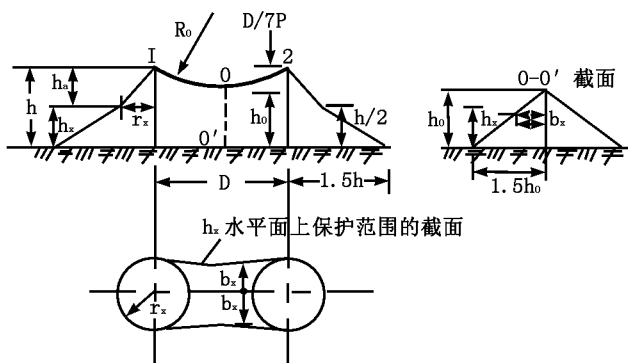


图 1-2-63 两支避雷针的联合保护范围

三针联合保护范围的确定,可以两针两针地分别验算,只要在被保护物高度上两针的外侧 $b_x \geq 0$, 则三针组成的三角形内部就可得到完全的保护。

四针及以上时,可以三针三针地分别验算。

避雷线是 MH 悬挂在空中的水平接地导线(接闪器)接地引下线和接地体(接地电极)组成。避雷线主要用来保护线路,它对雷云电场引起的畸变显然比针要小,所以其吸雷作用及保护宽度均较针为小,但这可以减少建筑物的挨雷次数,而且其保护长度是与线等长的,故特别适宜于保护架空线路及大型建筑物,所以近年来世界上大多数国家已由避雷线(带)来代替避雷针。

用避雷线保护发、变电站时,单根避雷线的保护范围可用公式表达为

$$\left. \begin{aligned} & \text{当 } h_x \geq \frac{h}{2} \text{ 时 } r_x = 0.4(h - h_x)p \\ & \text{当 } h_x < \frac{h}{2} \text{ 时 } r_x = (h - 1.53h_x)p \end{aligned} \right\} \quad (1-2-71)$$

两根避雷线保护时中间的最高度为

$$h_0 = h - \frac{D}{4P} \quad (1-2-72)$$

式中 D 是两根避雷线之间距离, P 的含义与式 1-2-70 相同。

2. 避雷器

避雷器与电气设备并联。在正常运行电压下,避雷器呈现高阻抗,流过避雷器的电流极小。当有过电压时,避雷器呈现低阻抗,雷电流流过避雷器的电流很大而流入大地,且因避雷器的放电电压低于电气设备的绝缘耐压水平,如果一旦出现对电气设备有危险的过电压时,避雷器就会放电,从而可使电气设备得到保护。

避雷器从产生到现在已经经历了几个阶段,早期应用的保护间隙和管式避雷器因保护特性不理想,现已逐渐淘汰。随后广泛应用阀式避雷器,目前尚有相当量在电网中运行。金属氧化物避雷器的出现,由于它的较好保护性能,已逐步取代阀式避雷器而在电网中大量投入应用。

(1) 阀式避雷器

阀式避雷器由装在密封瓷套中的火花间隙组和非线性电阻(阀片)组成。理想的间隙显然应有平的伏秒特性和强的熄灭工频续流的能力,理想的阀片应在大的电流(冲击电流)时呈现为小电阻以保证其上的压降(残压)足够低;而在冲击电流过去之后,当加在阀片上的电压是电网的工频电压时,阀片应呈现为大电阻以限制工频续流、易于灭弧。但多个间隙串联后,由于对地电容的存在,会出现恢复电压在各个间隙上的分布不均匀的问题,这就影响了其灭弧能力的充分发挥,因此有采用并联分路电阻强迫工频均压的。阀型避雷器有两个性能指标,即切断比和保护比。所谓切断比是指间隙的工频放电电压(下限)和电流过零后间隙所能承受的最大工频电压(灭弧电压)之比,切断比越小越好。所谓保护比它等于计算用冲击电流下的残压 U_c (它一般等于冲击放电电压)与工频灭弧电压 U_m (幅值)之比,保护比越小,则避雷器的保护性能越好。阀式避雷器的型号有 FZ 和 FS 型。

为进一步降低阀式避雷器的切断比及保护比,可以采用专门的方法加强火花间隙的磁场以吹动工频续流电弧,这种磁吹间隙的灭弧性能因而得到大幅度改善。采用磁吹间隙的避雷器叫磁吹阀式避雷器。磁吹间隙通常有电弧旋转式和电弧拉长式两种,磁吹阀式避雷器有 FCZ 型和 FCD 型。

在超高压系统中,有时需要既可保护雷电过电压,又可保护操作过电压的兼用避雷器,为解决这矛盾,产生了复合型(磁吹)避雷器。其原理见图 1-2-64。在雷电工作状

态下,主间隙 J_z 放电后, R_2 上残压上升到一定值后,并联间隙 J_b 也放电,这样避雷器的冲击残压可限制在所要求的较低水平,由 J_z 、 J_b 及 R_1 完成避雷器的保护作用。在操作过电压工作状态下,当通过可能最大操作波电流时,并联间隙 J_b 不得动作,此时 R_1 和 R_2 共同限制工频续流并吸收操作过电压的能量,所以它在操作过电压工作状态下的灭弧电压可较高。

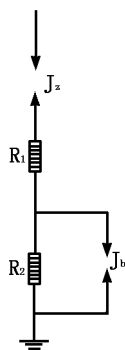


图 1-2-64 复合型避雷器

J_z —主间隙 J_b —并联间隙;

R_1 —阀片组 1 R_2 —阀片组 2

(2) 金属氧化物避雷器

金属氧化物避雷器以氧化锌 (ZnO) 基压敏电阻(非线性电阻)组成的。日本称氧化锌避雷器,美国称金属氧化物避雷器(MOA),苏联称非线性过电压限制器,它们都以氧化锌为主要成分,添加三氧化二铋 (Bi_2O_3),三氧化二钴 (Co_2O_3),二氧化锰 (MnO_2),三氧化二锑 (Sb_2O_3) 等金属氧化物,经过粉碎混合后,高温烧结而成。氧化锌元件的非线性特性主要是由晶界层形成的,在低电场强度下其电阻率为 $10^{10} \sim 10^{11} \Omega m$,而当电场强度达到 $10^6 \sim 10^7 V/m$ 时,其电阻率骤然下降进入低电阻状态,氧化锌元件的伏安特性仍可用下式表示

$$U = CI^\alpha$$

其非线性系数 α 与电流密度有关,一般为 $0.01 \sim 0.04$,在大的雷电流(10kA)下 α 也不大于 0.1,它比碳化硅阀片的 α 值(0.2 左右)小得多,已非常接近于 α 的理想值($\alpha = 0$),因此氧化锌电阻片有其独特的伏安特性。

氧化锌电阻片的典型伏安特性如图 1-2-65 所示,在很大电流范围内,伏安特性极其平坦,有非常优异的非线性,且是对称的,与极性无关,因此它接近于理想的电压稳定装置,这也正是氧化锌电阻片的最大特点。氧化锌电阻片的整个伏安特性曲线可分为三个电流区域:①小电流区域(又称为预击穿区域);②击穿区域;③翻转区域。

在小电流区域,氧化锌电阻片的伏安特性比较陡峭,在击穿区域的伏安特性非常平

坦,具有极好的非线性,其电流密度与电场强度的 α 次方成正比;在翻转区域,氧化锌晶体的固有电阻开始起决定作用,特性曲线开始上翘,非线性变差、电流与电压之间满足正比关系。

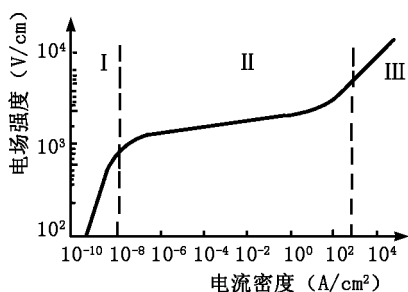


图 1-2-65 氧化锌电阻片的伏安特性

由氧化锌阀片串并联就组成了氧化锌避雷器,由于氧化锌避雷器无串联间隙,不存在起始放电电压,氧化锌避雷器的基本参数与碳化硅阀型避雷器不一样。

(3) 氧化锌避雷器的基本参数

① 额定电压。氧化锌避雷器的额定电压是指施加在避雷器两端的最大允许工频电压有效值,它表明了避雷器对暂态过电压的耐受能力。

② 持续运行电压。持续运行电压是允许持久地施加在避雷器两端之间的工频电压有效值,其值大于额定电压。

③ 持续运行电流。持续运行电流就是在持续运行电压下,流过避雷器的工频电流其中包括阻性和容性分量。

④ 工频参考电压(起始动作电压)和参考电流。避雷器在运行中除承受持续运行电压外,还要承受短时工频电压作用,为满足这一要求,传统避雷器标准中规定了工频放电电压的下限值,而氧化锌避雷器一般无间隙,不存在工放概念,因此用工频参考电压表征其特性。其实质就是氧化锌避雷器伏安特性曲线上的拐点处。工频参考电压不仅表征避雷器的短时工频耐受能力,而且还是确定避雷器的寿命、热稳定性及残压的重要参考指标。

工频参考电流就是在氧化锌避雷器两端施加工频参考电压时泄漏电流的阻性分量。

⑤ 直流参考电压和参考电流。避雷器的直流参考电流是伏安特性拐点附近的某一电流值,目前该值与阀片材料及尺寸有关,其数值大约在 1~10mA 之间,国际规定取 1mA。

直流参考电压是避雷器直流参考电流下的电压。这个电压是为避雷器选择电阻片数目的参考依据。对于交流避雷器而言,此值是检验避雷器劣化与否的参考标准,该值的大小与避雷器工频参考电压峰值相近。

⑥ 荷电率。荷电率是避雷器持续运行电压峰值与参考电压的比值。荷电率是影响避雷器老化性能和保护水平一项重要参数。

⑦避雷器保护水平。无间隙氧化锌避雷器的保护水平完全是由它的残压来决定的,它包括截波残压、标称雷电波残压和操作波残压。避雷器的保护水平是电力系统过电压保护和绝缘配合中的一项最基本参数。

⑧通流容量。氧化锌避雷的通流容量和传统避雷器一样,可分为雷电冲击电流和长持续时间电流两种通流容量。

(4)氧化锌避雷器的优点

①由于不用串联火花间隙,所以其结构简单,体积缩小,而且完全避免了由于瓷套外污秽使串联火花间隙放电电压不稳定的缺点,即具有极强的抗污(包括盐污)性能;②串联火花间隙放电需要一定的时延,由于氧化锌避雷器没有串联火花间隙,就大大改善了避雷器的陡波响应特性,提高了对设备保护的可靠性;③氧化锌避雷器在大气过电压下动作后,实际上没有工频续流流过,所以通过避雷器的能量大为减少,从而可以承受多重雷击,并延长了工作寿命;④由于氧化锌阀片的通流能力很大(必要时也采用两柱或三柱阀片并联),因此提高了避雷器的动作负载能力;⑤使电气设备所受过电压可以降低;⑥可以对大容量电容器组进行保护;⑦由于氧化锌避雷器结构简单,尺寸小,避雷器还可以作为其他电器(例如隔离开关)的支柱,并易于做成同时限制相间过电压的形式,所以可以使变电站的占地面积减小;⑧当装入 SF₆ 组合电器中时,不存在因 SF₆ 气压变化引起放电电压的波动和间隙中电弧引起的 SF₆ 分解的问题;⑨易于制成直流避雷器;⑩氧化锌避雷器的外壳可以用合成硅橡胶做成,具有防爆能力,且不容易进潮气。

由于氧化锌避雷器具有以上这一系列的优点,而且造价较低,所以取代阀式避雷器是大势所趋,我国已在各种电压等级系统中使用氧化锌避雷器。

需要指出的是:由于氧化锌阀片长期直接受工频电压的作用,在运行中会有老化现象,需定期监测其泄漏电流等参数以保证安全。目前有加装总泄漏电流测量仪、带电测量其总电流和阻性电流以及在线监测等方法来监测氧化锌避雷器的运行状况。

(四)接地装置

电气设备的接地可以分为三种。

(1)工作接地。这是根据电力系统的正常运行方式的需要而将网络的某一点接地。工作接地要求的接地电阻在 0.5 ~ 10Ω 范围内。

(2)保护接地。这是为了人身安全而将高压电气设备的外壳(包括电缆外皮)接地,这叫做“接地保护”,高压设备接地保护要求的接地电阻在 1 ~ 10Ω 范围内。

(3)防雷接地。各种防雷装置的接地是为了让强大的雷电流安全导入地中并均匀分布开去,以减少雷电流流过时引起的电位升高。各种不同防雷接地的电阻值在 1 ~ 30Ω 范围内。

对工作接地及保护接地而言,接地电阻是指在直流或工频电流流过时的电阻,对防雷接地而言,是指在雷电流(冲击电流)流过时的电阻,即冲击接地电阻。

接地体的直流(或工频)接地电阻是指:当一定的直流(或工频)电流 I 流入接地体时,由接地体到无穷远处零位面之间必有电压 U ,我们将 U/I 定义为接地电阻 R 。

接地体上冲击电位的最大值 U_{\max} 对流入接地体的冲击电流的最大值 i_{\max} 之比定义为冲击接地电阻 R_{ch} ,我们应当注意,电压与电流最大值出现的时刻一般是不同的,我们之所以人为地取二者之比作为 R_{ch} ,是因为这种定义可为使用带来方便,只要知道雷电流的幅值 i_{\max} ,则 $i_{\max} R_{ch}$ 即得到接地体上的 U_{\max} ,而 U_{\max} 是在防雷设计上最感兴趣的一个参数。

发、变电站需要有一个接地良好的地网,这无论从防雷的观点看,还是从工频对地短路电流不致使发、变电站人员及设备受危险的观点看,都是必须的。从保证安全出发,在中性点直接接地系统中,要求 R 值应满足

$$IR \leq 2000(V) \quad (1-2-73)$$

如按上式有困难时,在 $I > 4000A$ 时,可取

$$R \leq 0.5(\Omega) \quad (1-2-74)$$

在土壤电阻率值太高,按 $R \leq 0.5$ 做在技术、经济上不合理时,允许将 R 值提高到

$$R \leq 5(\Omega) \quad (1-2-75)$$

二、电力系统绝缘配合知识

(一) 绝缘配合的目的

随着电网电压等级的提高,输变电设备的绝缘部分在费用总投资中的比重越来越大,尤其是超高压系统更为显著。绝缘配合的目的是根据电网中出现的各种电压(工作电压和过电压)和保护装置的特性来确定设备的绝缘水平,且还要全面考虑设备造价、维护费用和事故损失三方面,力求达到安全、经济和高质量供电的目的。

(二) 绝缘配合的原则

对 220kV 及以下系统,一般以雷电过电压决定系统的绝缘水平,就是以避雷器的残压为基础确定设备的绝缘水平,并保证输电线路有一定的耐雷水平。由于这样决定的绝缘水平在正常情况下能耐操作过电压的作用,因此 220kV 及以下系统不采用专门限制内部过电压的措施。

对 330kV 及以上超高压系统,变电站及线路的绝缘占整个造价的比重较大,随着运行电压的提高,操作过电压的幅值将随之增大,所以在超高电网绝缘配合中,操作过电压将逐渐起主导作用。因此在超高压电网中一般都采取了专门限制内部过电压的措施。我国是以带并联电阻的断路器和并联电抗器作为主要手段,同时以避雷器作为后备保护,对于线路绝缘水平的选择,仍以保证一定的耐雷水平为目标。

在污秽地区的电网,外绝缘的强度受污秽影响而大大降低。污闪事故常发生在恶劣气象条件正常工作电压下,因此,严重污秽地区电网外绝缘水平应主要由系统最大运行电压决定。

另外随着电网额定电压的提高和限制过电压措施的不断完善,当过电压被限制到1.7~1.8倍或更低时,长时间工作电压就可能成为决定电网绝缘水平的主要因素。

绝缘配合中是不考虑谐振过电压的,因此在电网设计和运行中都应当避开谐振过电压的产生。

一般不需要考虑线路绝缘和发、变电站绝缘间的配合问题。如降低线路绝缘使之与电站相配合,则会使线路事故大增。

(三) 绝缘配合的方法

为了决定电气设备的绝缘水平而进行绝缘配合时所采用的有:惯用法、统计法、简化统计法等。我国目前采用的主要方法是惯用法:

惯用法是按作用在绝缘上的最大过电压和最小绝缘强度的概念进行配合的。即首先确定设备上可能出现的最危险的过电压,然后根据运行经验乘上一个考虑各种因素的影响和一定裕度的系数,从而决定绝缘应耐受的电压水平。但由于过电压幅值及绝缘强度都是随机变量,很难有一个严格的规则去估计他们的上限和下限,因此,用这一原则选定的绝缘常有较大的裕度。

惯用法对自恢复绝缘和非自恢复绝缘都是适用的。

(四) 电气设备的绝缘配合

电气设备包括电机、变压器、断路器、互感器及其他电器,其绝缘大致可分为外绝缘和内绝缘两种。外绝缘指暴露在空气中的套管表面等,其耐受电压值与大气条件(脏污、湿度、气压、雨水等)有很大关系。内绝缘指密封在箱壳内部的部分,其耐受电压值基本上与大气条件无关。但应注意内绝缘中包含有复杂的固体绝缘时,在过电压多次作用下会出现累积效应而使绝缘下降,在决定其绝缘水平时必须事先留有裕度。同时,对内绝缘而言尚无法利用统计法和简化统计法,只能使用惯用法来确定设备的内绝缘水平。

变电站电气设备的绝缘水平与保护电器的性能、接线方式和保护配合原则等有关。在确定变电站电气设备的绝缘水平时,有两种类型:一是避雷器只用来保护雷电过电压而不保护操作过电压的,另一种是避雷器用来保护雷电过电压和操作过电压的。

就电气设备的绝缘配合而论,绝缘水平是指电气设备的试验电压而言的,上述两种类型在确定设备的试验电压时,除基准不同外并无大的区别。

在长期运行条件下,内、外绝缘应能承受工作电压、内部过电压和雷电过电压的多次作用而不受破坏。为此它们事先应能承受一定的试验电压的考验。试验电压是模仿实际中各种电压的,因此它包括冲击试验电压和操作冲击试验电压或工频试验电压。冲击试验电压又包括全波和截波两种。试验电压太高,设备造价就增大,试验电压太低,则运行维护费用大,且会严重影响供电的可靠性。有关我国电气设备试验电压的确定及确定试验电压时所考虑的问题请参阅有关资料。

第三章 电气设备的继电保护

第一节 继电保护基本原理

一、继电保护的作用

在电力系统运行中,系统发生故障和不正常运行状态都会危及到电力系统安全稳定运行,其中最常见同时也是最危险的故障就是发生各种型式的短路,如三相短路、两相短路、两相接地短路、单相接地短路等。当电力系统发生短路故障时,可能引起以下严重后果:

(1)故障点通过很大的短路电流将燃起电弧,烧毁故障设备,造成系统部分用户停电。

(2)短路电流通过非故障设备,由于发热和电动力的作用,致使其绝缘遭受损毁或使其使用寿命缩短。

(3)电力系统中部分地区的电压、频率下降,影响用户的正常生产。

(4)破坏电力系统并列运行的稳定性,使事故扩大,引起系统振荡,甚至造成整个系统瓦解。

电力系统中最常见的不正常的运行状态是过负荷。由于过负荷,流过电力设备的负荷电流超过其额定值,使载流设备和绝缘材料的温度升高,从而加速绝缘老化或使设备遭受损坏,甚至会发展成故障。此外,由于电力系统中出现功率短缺而引起的频率降低、发电机突然甩负荷引起的过电压以及电力系统振荡等均属不正常运行状态。

电力系统中发生故障或出现不正常运行状态时,可破坏系统的稳定运行,电能质量下降,以致造成停电或少供电,甚至毁坏设备。为避免或减少事故的发生,提高电力系统

运行的可靠性,应发挥人的主观能动性,改进设备设计制造,保证设计安装质量,加强对设备的维护和检修,提高运行管理水平。应采取积极预防事故的措施,尽一切可能减少事故发生的机率。

由于电力系统各级设备之间都有电或磁的联系,当故障发生时,会在瞬间波及到整个电力系统。因此必须迅速而有选择地切除故障设备,以确保电力系统非故障部分继续安全运行,避免事故扩大,缩小事故的范围和影响。继电保护就是保证电力系统安全运行和提高电能质量的重要工具。

继电保护装置就是能反应电力系统中电气设备发生故障或不正常运行状态,并作用于断路器跳闸或发出信号的自动装置。它的基本任务就是:

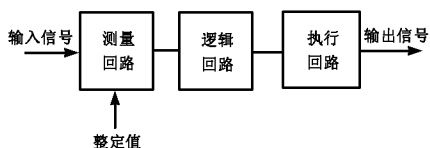
(1)系统发生故障时,自动、迅速、有选择地将故障设备从电力系统中切除,以保证系统中非故障部分迅速恢复正常运行,并使故障设备免于继续遭受破坏。

(2)反应电气设备的非正常运行状态。根据非正常运行状态的种类和设备运行维护条件(如有无经常值班人员)发出信号,由值班人员进行处理或自动进行调整,减负荷或将那些继续运行会引起事故的电气设备予以切除。反应非正常运行状态的继电保护装置允许带有一定延时动作。

继电保护的作用就是通过预防事故或缩小事故范围来提高电力系统运行的可靠性,最大限度地保证向用户安全连续供电,是电力系统安全可靠运行不可或缺的技术措施。

二、继电保护的分类

目前继电保护种类很多,构成方式各不相同,但继电保护的基本工作原理是一致的,即反应电力系统各电气量在系统发生故障或不正常运行时与正常运行时的变化。虽然继电保护构成方式各不相同,但是其主要部分是由测量回路、逻辑回路和执行回路构成的自动控制装置,如图 1-3-1 所示。



1-3-1 继电保护装置的原理结构图

根据反应电气量变化可构成不同原理的继电保护:反应电流增大的过电流保护;反应电压降低(升高)的低电压(过电压)保护;反应电流与电压的比值及其相位角变化的距离(阻抗)保护。

根据信号采集处理方式不同,可分为模拟型和数字型两大类保护。模拟型继电保护又可分为机电型和静态型。机电型继电保护由若干个不同功能的继电器组成。这些继

电器按其动作原理可分为电磁型、感应型、电动型、整流型继电器;按所反应电气量的不同又可分为电流、电压、功率方向、阻抗继电器等;根据在保护中的作用不同又可分为测量继电器(如电流、电压、功率方向等)和辅助继电器(如中间、时间、信号等)。由于这些继电器具有可动部分和机械触点,故称机电型继电器,由此类继电器构成的继电保护装置称机电型继电保护。静态型继电保护是由晶体管或集成电路等电子元件构成的继电器所组成的保护装置。它具有体积小、重量轻、功耗小、灵敏度高、动作快等优点,可缩短保护配置的时间级差,加快保护切除故障的时间,提高系统稳定运行能力,近年来被广泛应用于机电型保护改造替代上。

数字型继电保护即微机保护随着计算机技术的发展不断完善。微机保护通过模/数转换器把测量回路的模拟信号转变为数字信号,由计算机芯片根据软件计算出结果输出到执行回路。微机保护可根据软件的不同构成不同原理的保护,且能根据系统运行方式的改变自动改变定值,使保护具有很大的灵活性。微机保护还具有自检功能,这是以往保护所不具备的,它能检查和判别保护本身的故障并及时处理或报警,大大提高保护装置的可靠性。而且微机保护能实现快速性的要求并兼有故障录波、故障测距、事件顺序记录和调度综合自动化功能,这对简化调度操作、保护的调试、事故分析和事故后的处理都有很大意义,也是今后继电保护发展的主流。

根据被保护对象的不同,继电保护又可分为元件保护即发电机、变压器、母线和电动机等元件的继电保护和线路保护(即电力网及电力系统中输电线路的继电保护)。

根据保护的作用不同,继电保护又可分为主保护、后备保护、辅助保护和异常运行保护。主保护是指被保护元件内部发生各种短路故障时,能满足系统稳定及设备安全要求、迅速而有选择性地切除被保护设备或线路故障的保护。后备保护是指主保护或断路器拒动时,用以将故障切除的保护。它可分为远后备保护和近后备保护两种。远后备保护是当主保护或断路器拒动时,由相邻电力设备或线路的保护来实现的后备保护。近后备保护是当主保护拒动时,由本电力设备或线路的另一套保护来实现的后备的保护。当断路器拒动时,由断路器失灵保护来实现后备保护。辅助保护是为补充主保护和后备保护的性能或当主保护和后备保护退出运行而增设的简单保护。异常运行保护是反应被保护电力设备或线路异常运行状态的保护。

三、对继电保护的要求

对电力系统继电保护的基本性能要求是:在技术上满足选择性、速动性、灵敏性和可靠性等四性要求。在一般情况下,作用于断路器的继电保护装置,应同时满足上述四性要求,而对作用于信号的继电保护装置,其中一部分要求可降低(如速动性)。这些基本要求是分析研究继电保护性能的基础。

1. 选择性

所谓继电保护选择性是指当电力系统中的电气设备或线路发生故障时,继电保护装置将故障元件从系统中切除,使停电范围尽可能缩小,以保证系统中无故障部分仍能继续安全运行。

在图 1-3-2 所示的网络接线图中,当 k-1 点短路时,应由离保护点最近的保护 1 和 2 动作,跳开断路器 QF1 和 QF2,切除故障线路 L1,变电所 B 将由线路 L2 继续供电,k-2 点短路时,则由保护 5 动作使 QF5 跳闸,切除线路 L3,此时变电所 C 停电,但由变电所 B 供电的其他用户仍能继续运行。这样停电范围限制在最小,保护装置的上述动作称为有选择性的动作。

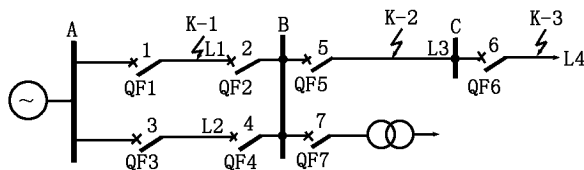


图 1-3-2 单电源网络有选择性切除故障

当线路 L4 的 k-3 点短路时,倘若由于保护装置 6 或断路器 QF6 拒动,则应由保护装置 5 动作使 QF5 跳闸,将 L4 线路故障切除。对保护 5 而言,这种因某段线路的保护装置或断路器拒动而由其上一段线路保护装置动作使断路器跳闸将故障切除的情况称之为相邻元件的后备保护。当后备保护动作时,停电范围虽然扩大了,但这种动作仍然是有选择性的。若不装设后备保护,当保护装置或断路器拒动时,则故障无法切除,将造成更严重后果。

保护装置的选择性,是依赖选择适当类型的继电保护装置和正确地选择整定值使各级保护相互配合而实现的。保护无选择性动作,又不采取措施(如线路自动重合闸)予以纠正,在电力系统中是绝对不允许的。

2. 速动性

为了保证电力系统运行稳定性和对用户可靠供电,以及避免和减轻电气设备在事故时所受损害,要求尽可能快地切除故障。

由于动作迅速而又能满足选择性要求的保护装置往往结构较为复杂,价格较高,而且电力系统在一些情况下,允许继电保护带有一定的时延切除故障,不致影响电力系统正常运行。因此,对继电保护速动性的要求,应根据电力系统的接线以及被保护设备的具体情况来确定。需要指出的是,快速切除短路故障是提高电力系统暂态稳定的最重要手段。

3. 灵敏性

继电保护装置的灵敏性是指对其保护范围内发生故障或不正常运行状态的反应能力。满足灵敏性要求的保护装置应该是:继电保护在其设计的保护范围内发生故障时,

不论短路点的位置、短路的类型、短路点是否有过渡电阻以及是最大运行方式还是最小运行方式,都应正确动作。

保护装置的灵敏性通常用灵敏系数来衡量。对于灵敏系数的要求《继电保护和全自动装置技术规程》(DL400-91)有具体要求。

4. 可靠性

继电保护可靠性是电力系统继电保护最基本的要求,它分为两个方面,即可信赖性和安全性。可信赖性是指当继电保护在其设计的保护范围内发生故障或出现不正常运行状态时,保护装置能可靠、正确地动作而不拒动;安全性是指继电保护在其设计的保护范围外发生故障或系统内没有故障时,保护装置可靠地不动作。保护装置的拒动和误动,都将使保护装置成为扩大事故或直接产生事故的根源。因此,提高保护装置的可靠性是非常重要的。保护装置的安全性主要取决于接线的合理性、制造的工艺质量、安装维护水平、保护的整定计算和调试试验的准确程度;而保护装置的可信赖性除了选用高可靠性的装置外,更重要的是采取保护装置的双重化,实现二取一的跳闸方式。

第二节 常用电磁继电器

一、电流继电器

1. 构造

电流继电器是反应电流大小变化而动作的继电器。常用典型的电磁型电流继电器为 DL-10 系列,它用于电机、变压器和输电线的过负荷和短路保护装置中,作为瞬时起动元件。其构造如图 1-3-3 所示,为旋转舌片式电磁继电器。

2. 原理

当电磁铁的线圈中通过动作电流 $I_{k \cdot act}$ 时,在铁芯中立即建立磁通 Φ ,磁通 Φ 经铁芯、空气隙和 Z 形舌片构成闭合回路。Z 形舌片在磁场中被磁化,产生电磁力 F_i ,这个力作用在 Z 形舌片上,使 Z 形舌片产生电磁转矩 M_{dc} 。在 M_{dc} 作用下使继电器动作,Z 形舌片上的动触点与静触点闭合动作。由于受到止档螺杆的限制,舌片只能在定向范围内动作。

根据电磁学原理可知,电磁力 F_i 与磁通 Φ 平方成正比,即

$$F_i = K_1 \Phi^2 \quad (1-3-1)$$

式中 K_1 ——比例系数。

因磁通 Φ 决定于磁动势 $W_{k \cdot act} I_{k \cdot act}$ 和闭合磁路的磁阻 R_M ,故

$$\Phi = W_{k \cdot act} I_{k \cdot act} / R_M \quad (1-3-2)$$

式中 $M_{k \cdot act}$ ——继电器线圈匝数；
 R_M ——磁通闭合回路的磁阻。

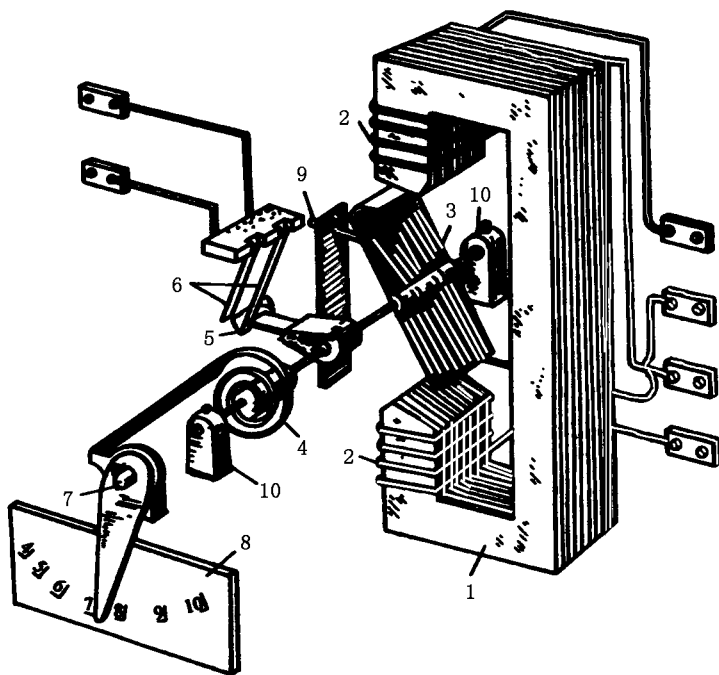


图 1-3-3 DL-10 系列电磁型继电器结构图

1—电磁铁；2—线圈；3—Z型舌片；4—弹簧；5—动触点桥；
 6—静触点；7—整定值调整把手；8—刻度盘；9—舌片行程限制螺杆；10—轴承

将式(1-3-2)代入式(1-3-1)中得

$$F_i = K_1 W_{k \cdot act} I_{k \cdot act} / R_M = K_2 I_{k \cdot act} \quad (1-3-3)$$

$$K_2 = K_1 W_{k \cdot act} / R_M$$

式中 K_2 ——比例系数。

Z形舌片在电磁力作用下产生的电磁力矩为

$$M_{dc} = F_i L_j = K_2 L_j I_{k \cdot act} = K_3 I_{k \cdot act} \quad (1-3-4)$$

$$K_3 = K_2 L_j$$

式中 K_3 ——比例系数；

L_j ——转动 Z 形舌片的力臂。

在式(1-3-3)可见,作用在继电器 Z 形舌片上的电磁力 F_i 和电磁转矩与通过继电器线圈中的动作电流 $I_{k \cdot act}$ 平方成正比,与磁阻 R_M 成反比。

当舌片在运动中,总有摩擦力 F_{mp} 存在,此外为了能够使继电器的触点闭合后还能自动地返回,因此在舌片轴上加装了反作用拉力弹簧 F_f ,所以继电器起始条件是 $F_i = F_{mp} +$

F_{Fe}

但是磁阻 R_M 的大小与空气隙 δ 的大小有关。当空气隙 δ 减小时,磁路中的磁阻亦减小。铁芯中通过的磁通增大,电磁力 F_i 和电磁转矩 M_{dc} 也随之增大。所以,作用在 Z 形舌征上的力和转矩是空气隙 δ 的函数。为了保证触点在接触时有充分压力,电磁力矩 F_i 增加速度应大于机械力矩增加速度,但此压力不可无限制地增加。因此,压力增加是以牺牲继电器返回系数为代价的。根据经验,当继电器 Z 形舌片行程在 $79^\circ \sim 85^\circ$ 范围内时,触点压力与返回系数配合最好。

3. 调试项目及要求

(1) 机械部分检查。

①检查继电器外部是否良好、清洁,封印是否完好,可动部分及元件接触部分不得有灰尘,并有防止灰尘侵入的措施。

②触点是否光洁,无污垢、烧损,触点接触与返回均可靠、无相对偏移且触点离不小于 $1.5 \sim 2\text{mm}$, Z 形舌片的轴承纵向及横向活动范围不大于 0.2mm ,无卡住现象。

③端子的连线应接触可靠,连接线、焊接头、螺丝连片无虚焊、假焊、脱焊现象,接触紧固。

④检查 Z 形舌片与磁极间的间隙,上下间隙尽可能相等,最小间隙不应小于 0.5mm ,舌片活动范围 7° 左右。

⑤游丝或轴承垂直,每层间平整均匀。

⑥刻度盘把手固定后不自由移动,而且把手与传动弹簧杆夹角为 90° 。

(2)大电流冲击。用 50A 以上的大电流冲击,触点接触良好,不应抖动、鸟啄,触点、舌片间隙无卡住现象,动触点在静触点上滑动不超过其触点长度的 $2/3$ 。

(3)整定动作电流试验。整定点动作电流值与整定值误差不超过 $\pm 3\%$,且通 95% 整定电流时,继电器应可靠不动作。

(4)返回电流试验。返回系数为

返回系数 = 返回电流/动作电流

返回系数应大于 0.85 而小于 0.95 。

(5)时限特性试验。通 1.2 倍动作电流时,继电器动作时限不大于 0.15s 。

(6)如在运行中需改变定值运行的,在整定各点的动作电流都须校验,并做好明显标志。

(7)当电流继电器触点处在实际负荷下施以冲击电流时,触点闭合数次后触点应无损伤及烧焦斑点,且继电器动作定值不应超过允许范围。

(8)DL 系列继电器刻度盘的起始部分机械力矩较小,如继电器机械状态稍有变化(如灰尘、油腻渗入等)将使继电器灵敏度发生显著变化,可能引起继电器拒动,故整定值最好不小于全刻度的 $1/3$ 。选用 DL 系列继电器型号应考虑整定值大小是否符合要求。

二、电压继电器

1. 构造

电压继电器是反应电压变化而动作的继电器。典型的电磁型电压继电器是 DJ 系列。它用于反应发电机、变压器、线路及电动机等电压升高或降低的保护装置,其结构如图 1-3-3 所示。

2. 原理

DJ 系列电压继电器与 DL 系列电流继电器在结构原理上是基本一致的,但它又有自己的特点。

由于电流继电器在电流保护中用作测量和起动元件,它是反应电流超过某一整定值而动作的继电器,接于电流互感器二次侧,为了减小电流互感器的二次负载,在制造继电器时应尽可能减少它所消耗的功率且满足热稳定要求。

电压继电器线圈则是经过电压互感器后接于电网上,电压继电器中流过的电流 $I_{k,act}$ 为

$$I_{k,act} = U_k / Z_k \quad (1-3-5)$$

$$M_{dc} = K_3 I_{k,act} = K_3 U_k / Z_k = K_4 U_k \quad (1-3-6)$$

式中 U_k ——加在电压继电器上的电压;

Z_k ——电压继电器的阻抗。

电压继电器的电磁力矩与继电器端子上的电压平方成正比。对于经常接入的低电压继电器,为了减少继电器的振动,避免轴承的磨损,其整定值应不小于全刻度盘的 1/3。

在 DJ-100 型系列电压继电器中,DJ-111 型和 DJ-131 型为过电压继电器;DJ-122 型为低电压继电器。当电压整定值小于 40V 时,应采用 DJ-131/60C 与 FZ-2 型附加电阻组成的电压继电器或 DJ-131/60CN(CN 表示内附电阻)型电压继电器,以提高热稳定性。

3. 调试项目及要

(1)机械部分检查。机械部分的检查与要求同 DL 系列电磁型电流继电器。

(2)电压冲击试验。在额定电压下,电压继电器触点应无振动。

对于过电压继电器,用 110% 电压冲击时,触点不应振动和出现鸟啄现象,舌片间隙不应卡住,动触点在静触点上的滑动距离不超过其触点宽度的 2/3。冲击时,电压刻度调整手柄应放在最小刻度位置。

对于低电压继电器,当从额定电压均匀下降到动作电压和零值时,触点应无振动和鸟啄现象。

(3)整定动作电压试验。继电器动作电压值就与整定电压值相同,其误差不允许超出 $\pm 3\%$,并应在 95% 整定动作值时不动作。

(4)返回电压试验。对于过电压继电器,返回系数要求不小于 0.85 但不大于 0.95;对于低电压继电器,返回系数应不大于 1.25 且不小于 1.05。

(5)时限特性试验。对于过电压继电器,加上 1.2 倍的动作电压值冲击时,其触点闭合时间不大于 $0.15s_0$ 。

对于低电压继电器,现场一般不校验其时限特性。

(6)当电压继电器触点处于实际负荷时,施以冲击电压,触点闭合数次后,触点应无损伤及烧焦斑点,且继电器动作定值不超过允许范围。

三、时间继电器

1. 构造

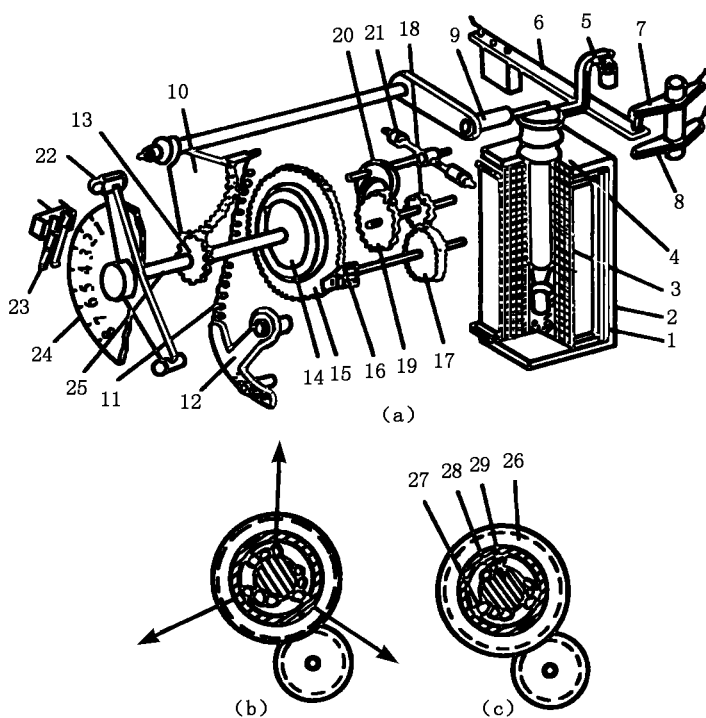


图 1-3-4 时间继电器结构图

(a)结构图 (b)继电器工作情况下的摩擦离合器 (c)继电器返回情况下的摩擦离合器

- 1—线圈;2—磁导体;3—衔铁;4—返回弹簧;5—切换接点压头;
- 6—瞬时动触点;7—瞬时常闭触点;8—瞬时常开触点;9—扇形齿曲臂;
- 10—扇形齿;11—钟表弹簧;12—钟表弹簧调整器;13—传动齿轮;
- 14—棘轮;15—主传动齿轮;16—传动齿轮;17—主传动齿轮;
- 18—传动齿轮;19—摆齿轮;20—钟摆;21—摆锤;22—延时动触点;
- 23—延时静触点;24—时间刻度盘;25—动触点轴;26—棘轮体;
- 27—小钢珠 28—小弹簧 29—棘轮套环

时间继电器是继电保护装置延时一定时限后动作于出口的时间元件,其典型系列是DS-110系列时间继电器。继电器的结构如图1-3-4所示。

2. 工作原理

DS-110系列时间继电器起动机构是按电磁原理构成,用钟表机构组成继电器的延时部分。当继电器线圈施加电压后,衔铁被吸入线圈内,瞬时协闭触点闭合,动断触点断开,同时扇形齿曲臂被释放,扇齿受钟表弹簧牵引而转动,带动轴轮上的传动齿轮,由于轴轮的作用,使同轴上的主转动轮只能单向转动,带动钟表机构转动。因钟表机构钟摆和摆锤的作用使动触点恒速转动,经一定的时限与静触点接触,触点闭合,继电器动作(对于带有滑动触点的继电器,经一定时限先闭合滑动触点,再经一定时限闭合终点的常开触点)。改变静触点的位置可调整继电器的时限。

当断开电源后,衔铁被返回弹簧顶回原位,同时扇形齿曲臂亦被衔铁顶回原位,并使钟摆弹簧重新拉伸,以备下次动作。

3. 调试项目及要

(1)内外部和机械部分的检验。继电器各部件完好,螺丝固定牢固,焊接及接线无虚焊、假焊、脱焊,压接良好。

继电器触点应光洁无折伤或烧损,动触点应在零位,动静触点接触良好,动触点和静触点接触时应在银触点中心位置。

可动系统行程把时间刻度放至最大位置,用手按住衔铁,时钟机构应均匀转动不卡住,迅速释放衔铁,动触点应迅速返回原位,缓慢释放衔铁,应无卡住现象,动触点亦能返回原位。

时间刻度固定后不能自由移动。继电器的额定电压和电阻符合原理设计,与铭牌相符。

(2)时间整定试验。在额定电压下,继电器动作时间应与整定值相符,误差允许值小于5%。

(3)继电器最低动作电压。继电器线圈施以冲击电压时,使继电器衔铁立即动作的最小动作电压称最低动作电压,其值应不大于75%的继电器额定电压。

对于为使线圈热稳定提高而用动断触点串入电阻的DS(C型)继电器,要特别检查动断触点接触是否良好,否则继电器将不能起动。

(4)当时间继电器处于实际负荷下时,应通过继电保护整组试验,使时间继电器触点在闭合或断开过程中不因负荷而烧损。

四、中间继电器

在继电保护装置中,中间继电器用以增加触点数量和容量,以满足主继电器的触点数目及容量不足的辅助继电器;也可在触点动作或返回所需时限不大时(一般为0.4~0.8s)使用,或通过其继电器的自保持,满足保护装置的需要以及满足保护回路切换需要。

(一) DZ 型中间继电器

1. 构造

典型的电磁式中间继电器均系阀型结构。继电器线圈或阻尼环装于“Ⅲ”型导磁体圆柱铁芯上,在衔铁上装有动触点,在磁轭或底座上装有静触点,其结构如图 1-3-5 所示。常用的 DZ 型中间继电器有 DZ-15、DZ-17 型继电器,它是有一个线圈的瞬动中间继电器。

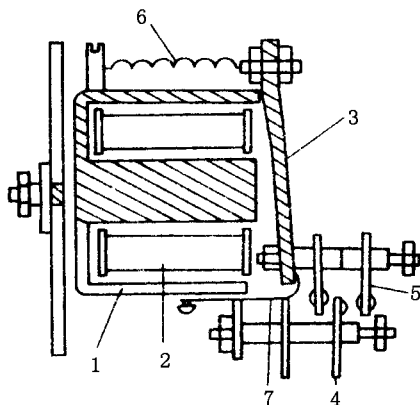


图 1-3-5 电磁式中间继电器结构图

- 1—电磁铁；2—线圈；3—衔铁；
4—静触点；5—动触点；6—弹簧；7—衔铁限制钩

2. 工作原理

在继电器线圈施加电压后,电磁铁产生电磁吸力将衔铁吸合而带动动触点,使动闭触点闭合,动断触点断开;当施加的电压消失后,衔铁受返回弹簧的拉力而返回,触点返回原位。DZ 系列中间继电器为瞬时动作的中间继电器。

3. 调试项目及要

(1)内外部和机械部分的检验。检查焊接处良好,螺丝紧固,导线压接良好正确。各部件、弹簧完整无变形。触点须有银质接触面,表面光洁,无焦斑及灰尘;弹簧铜片应有弹性。手压衔铁检查可动部分灵活,触点接触紧密,动闭触点间距不小于 2mm,触点偏心度不大于 0.5mm。继电器线圈规格及所附电阻值应符合原理设计和铭牌。

(2)继电器最低动作电压应不大于额定电压的 70%,不小于额定电压的 40%。

(3)中间继电器在额定电压下动作时限应不大于 0.06s。

(4)中间继电器在实际负荷下动作数次后,触点应无烧损现象。

(5)中间继电器有多余触点时应尽可能并联使用,并联接线应连接在接线端子上,不应连接在继电器内部。

(二) DZS 型中间继电器

1. 构造

DZS 系列中间继电器结构与 DZ 系列基本相同。常用的 DZS 系列中间继电器型号有 :DZS - 115 型、DZS - 117 型是有一个电压线圈和在圆柱形铁芯端部装有阻尼环的延时动作中间继电器 ;DZS - 127、DZS - 136 型是电压起动电流保持的延时动作中间继电器 ,它有一个电压线圈和两个电流线圈 ,并在圆柱形铁芯端部装有阻尼环 ;DZS - 145 型是有一个电压线圈、一个阻尼线圈和在圆柱形铁芯根部装有阻尼环的延时返回中间继电器等。

2. 工作原理

DZS 系列中间继电器工作原理基本上与 DZ 系列中间继电器相同 ,不同之处在于 DZS 系列在圆柱铁芯上装有阻尼环 :①继电器线圈装在铁芯根部 ,阻尼环装在衔铁气隙处。当继电器线圈通电或断电时 ,在阻尼环中感应出涡流 ,阻止线圈中电流变化 ,从而使继电器动作带延时。②继电器线圈装在气隙处 ,阻尼环装在根部。当继电器通电时 ,阻尼环感应电流所产生的二次磁通阻碍衔铁和铁芯之间气隙中主磁通增加 ,但影响很小 ,继电器动作时间仍是很短 ,此外继电器还绕有短路线圈 ,其返回时间大大增加了。

3. 调试项目及要

对于 DZS 系列中间继电器调试项目及要 除了要进行上述的 DZ 系列中间继电器调试项目及要外 ,还应进行如下试验。

①继电器线圈极性检验。检验电流、电压线圈极性 ,应能使继电器动作时自保持。

②电流线圈吸持电流。中间继电器动作后 ,电流线圈通电所能保持的继电器在动作状态的最小电流称为电流线圈吸持电流 ,其不大于 70% 的额定电流。现场校验只要相互动作试验时电流能自保持即可。

③延时返回时限。对于常通电的中间继电器 ,要求在热状态下校验 ,以符合实际运行情况 ,且时限应符合整定值要求。延时返回时间的调整会影响继电器动作电压 ,故应重校继电器最低动作电压。

④对于电流、对于线圈间的绝缘其值应大于 1MΩ。

(三)DZB 型中间继电器

1. 构造

DZB 系列中间继电器结构与 DZ 系列基本相同。其基本类型有 :①DZB - 115 型电流起动电压保持的瞬动中间继电器 ,它有一个电流线圈和一个电压线圈 ;②DZB - 127 型电压起动电流保持的瞬动中间继电器 ,它有一个电压线圈和两个电流线圈 ;③DZB - 138 型电压起动电流保持的瞬动或延时中间继电器 ,它除有一个电压线圈和两个电流线圈外 ,还有一个阻尼线圈 ,当阻尼线圈短路时能使继电器延时返回。

2. 工作原理

DZB 系列中间继电器工作原理亦与 DZ 系列相同 ,不同之处在于 DZB - 138 型有一个阻尼线圈 ,其工作原理与 DZS 系列中间继电器类似。

3. 调试项目及要求

DZB 系列中间继电器的调试项目及要求基本上与 DZS 系列相同,这里就不重复叙述了。

第三节 常用试验仪器及接线

一、升流器(负荷发生器)

1. 工作原理

升流器就是我们常说的负荷发生器,它常用于电流互感器变比校验和变压器差动保护接线正确性校验使用。其工作原理与电力变压器工作原理相同,只是负荷发生器输出的电流较大。根据变压器工作原理可知

$$U_{1N}/U_{2N} = I_{2N}/I_{1N} = K$$

$$\text{其中 } K = W_1/W_2$$

式中 K ——变压器变比;

U_{1N} 、 U_{2N} ——负荷发生器一、二次侧额定电压;

I_{1N} 、 I_{2N} ——负荷发生器一、二次侧额定电流;

W_1 、 W_2 ——负荷发生器的一、二次侧绕组匝数。

当一次侧输入额定交流电压 220V(单相负荷发生器)或 380V(三相负荷发生器)时,选择适当的变比以及二次侧绕组抽头匝数,使二次侧绕组电流输出为 150A、300A、400A、600A、1000A 等,可方便继电保护现场校验,特别是便于对电流互感器变比的校验及差动继电器、方向继电器接线正确性试验。一般单相负荷发生器容量选择为 2kVA ~ 3kVA,质量轻便于携带。

2. 试验接线

试验接线如图 1-3-6 所示。

二、移相器

1. 工作原理

移相器在结构上与绕线式异步电动机一样,它的转轴上装了一套蜗轮蜗杆,当转动蜗杆时,就可使移相器的转子转动一个角度。移相器一般为三相移相器,其接线如图 1-3-7 所示。移相器工作原理如下。

当移相器定子绕组接于电源侧时,电源提供一个励磁电流,在气隙间产生旋转磁通

Φ_s 在定子和转子绕组中感应出电动势 \dot{E}_1 和 \dot{E}_2 ,其大小分别与该绕组的匝数成正比 ,而相位关系取决于定子和转子之间的相对位置。设定子和转子绕组在空间相对位置彼此相差 α 角 ,若忽略漏抗 ,则可得到一、二次侧电压关系式为

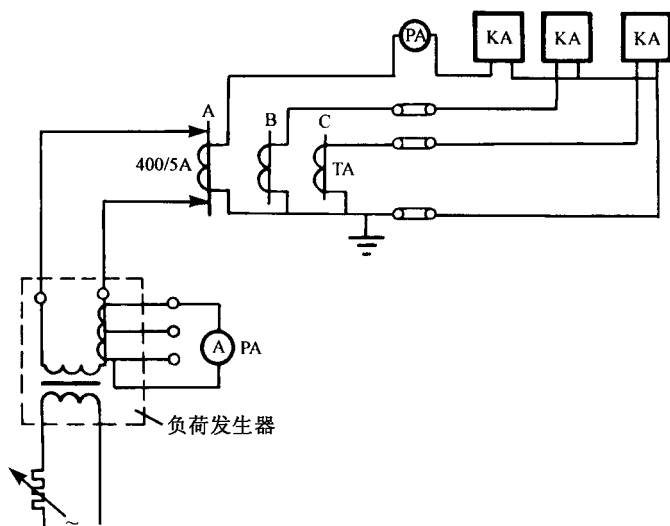


图 1-3-6 负荷发生器试验接线图

$$\dot{U}_1 \approx -\dot{E}_1$$

$$\dot{U}_2 \approx \dot{E}_2$$

式中 K ——定子、转子绕组的匝数比。

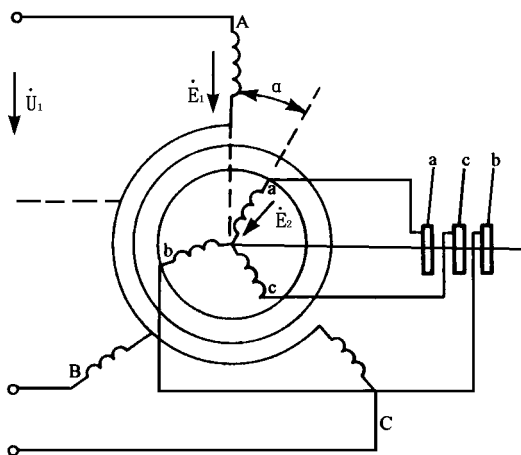


图 1-3-7 三相移相器接线图

图 1-3-8 是移相器相量图。由图可见 移相器二次侧端电压与一次侧电压维持一定的比例关系 其相位大小可以调整 转动转子绕组改变 α 角度大小 就可达到移相的目的。

2. 试验接线

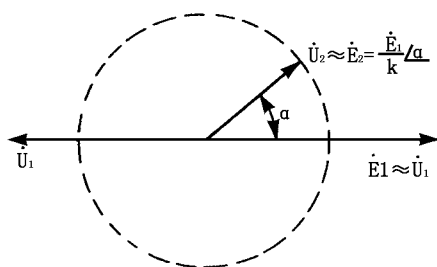


图 1-3-8 移相器向量图

试验接线如图 1-3-9 所示。

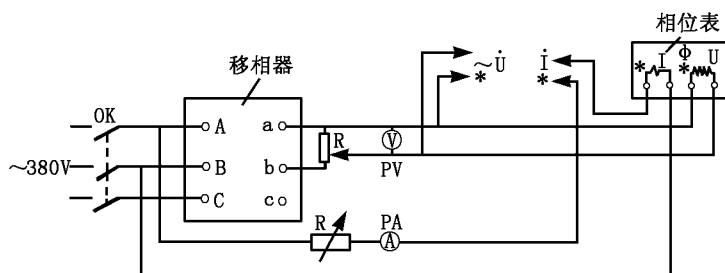


图 1-3-9 移相器试验接线图

三、调压装置

1. 工作原理

调压器根据工作原理一般分为自耦式调压器、移圈式调压器、磁性调压器和感应式调压器等几种，其中接触式、感应式较为普遍。

(1) 自耦式调压器是一种电压比连续可调的自耦变压器。由于其在结构上有一电刷，故又称之为接触式调压器。图 1-3-10 为自耦式调压器的基本接线图。

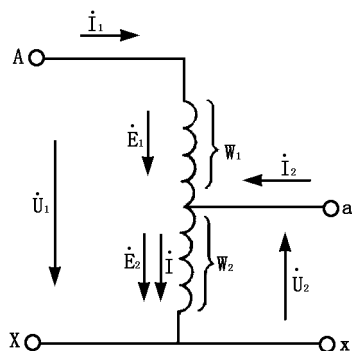


图 1-3-10 自耦式调压器基本接线图

由图 1-3-10 可知，调压器的变比为

$$K = \frac{U_1}{U_2} = \frac{W_1 + W_2}{W_2} \quad (1-3-6)$$

- 式中 K——调压器变比；
 U_1 ——输入端（一次侧）的电压；
 U_2 ——输出端（二次侧）的电压；
 W_1 ——串联绕组 Aa ；
 W_2 ——公共绕组 ax 。

由于 ax 是连续可调的，即 W_1 、 W_2 是连续可调的，因此当调压器输入电压 U_1 是额定值时，则输出电压 U_2 就连续可调。

(2) 感应式调压器在结构上与移相器一样，但它的定子绕组和转子绕组同自耦式调压器一、二次侧绕组一样，除了有磁的联系外还有电的联系。

感应式调压器二次侧电压 $\dot{U}_2 = \dot{E}_1 + \dot{E}_2$ （忽略漏阻抗压降），其输出端 U_2 的大小为

$$U_2 = \sqrt{E_1^2 + E_2^2 + 2E_1 E_2 \cos\alpha} = U_1 \sqrt{1 + 1/K^2 + 2\cos\alpha/K}$$

式中 K——调压器变比 (E_1/E_2)。

图 1-3-11 为感应式调压器电动势关系图。通过转动转子的角度改变 α 角的大小，可平滑地调节电压。输出端电压调节范围为

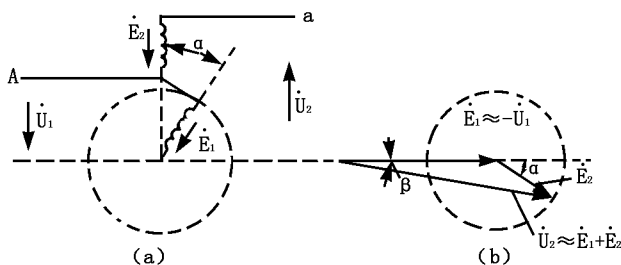


图 1-3-11 感应式调压器的电动势关系图

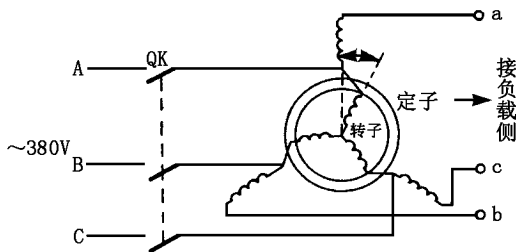


图 1-3-12 感应式调压器的试验接线图

$$U_{2\max} = E_1 + E_2 = U_1(1 + 1/K)$$

$$U_{2\min} = E_1 - E_2 = U_1(1 - 1/K)$$

感应式调压器在调节输出端电压大小时,它的相位也发生了变化。它的重量、励磁电流和损耗上均比自耦式调压器大,但由于它没有滑动触头,因此运行安全可靠。

2. 试验接线

试验接线如图 1-3-12 所示。

第四节 微机继电保护

近年来,电子计算机技术发展很快,计算机的应用已广泛而深入地影响着科学技术、生产和生活等各个领域。继电保护技术也不例外。70 年代以来,随着计算机功能的逐步增强和价格的大幅度下降,用微型计算机构成保护装置以代替原来的机电型继电保护装置成为可能。美国、英国、日本等国家在 70 年代末期相继开发出各种微型机继电保护装置并逐步使用。目前在微机保护应用方面走在前列的是日本,已经大部分采用微型机继电保护装置。

我国在微机保护方面的研究工作起步较晚,但进展却很快。现在已有很多套各种不同原理的由专业厂家制造的微机保护装置样机在试运行并陆续正式投入运行。

一、微机保护的基本原理和结构

(一) 概述

微机保护系统一般包括数据采集系统、计算机系统和开关量输入/输出系统,如图 1-3-13 所示。

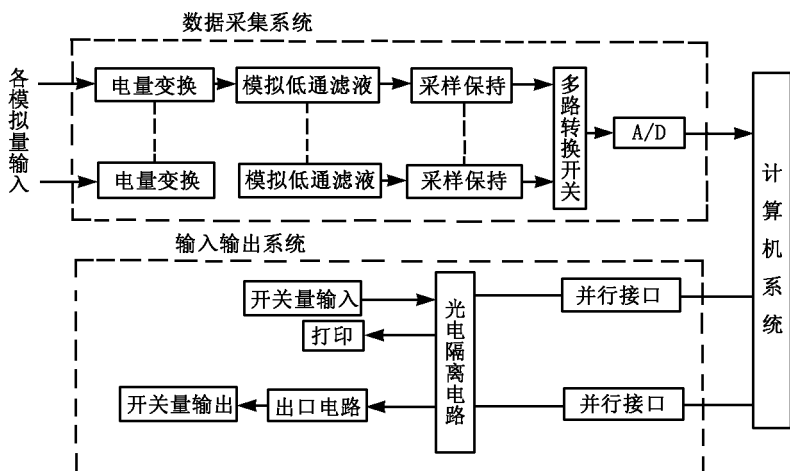


图 1-3-13 微机保护系统构成示意图

图 1-3-13 中计算机是保护的中心,它担负着计算电力系统的有关电量和判定系统是否发生故障,然后决定是否发出跳闸命令及是否发出信号命令的重要任务。此外,计算机还要输入有关计算和操作程序,并输出一些信息供运行人员分析事故。关于计算机硬件,因读者已具备这方面的知识,故本章不再专门讲述。

电力系统的电量都是模拟量,而数字继电保护的实现则是基于由微型计算机对数字量进行计算和判断。数据采集系统担负着将模拟量准确地转换为数字量的任务。数据采集系统主要包括电量变换、模拟低通滤波、采样保持、多路转换以及模数转换等功能块。

开关量输入/输出系统担负着完成各种保护的出口跳闸,信号警报、外部接点输入及人机对话等功能,它由若干并行接口适配器(PIA 或 PIO)、光电隔离器件及中间继电器等组成。

(二)数据采集系统

1. 电量变换

微机保护中通常要求输入信号为 $\pm 5V$ 或 $\pm 10V$ 的电压信号,这是由所采用的模数转换器所决定的。而从被保护的电力线路或电气设备的电流互感器、电压互感器或其它变换器上取得的二次数值对微机电路是不适用的,所以需要进行电量变换。电量变换一般采用中间变换器来实现。

2. 采样定理和模拟低通滤波

由于输入信号是模拟量,因此信号在进入微型计算机之前首先进行采样并保持。采样就是把一个时间连续函数信号变换为对时间离散的信号。采样保持就是在采样时刻上测量模拟量的瞬时值,并按需要准确地保持一段时间。采样保持的功能由采样保持电路来实现。

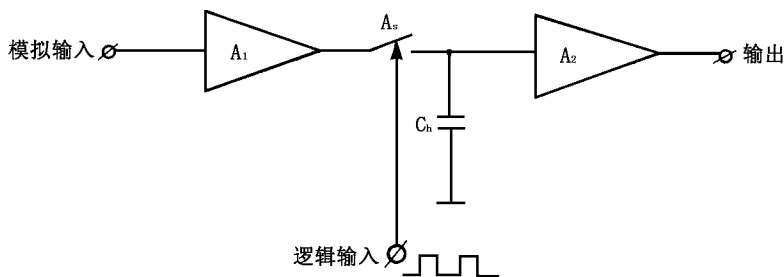


图 1-3-14 采样保持电路

图 1-3-14 所示为简化的采样保持电路。它主要由输入放大器 A_1 、输出放大器 A_2 、保持电容 C_h 和采样保持电子控制开关 A_s 组成。为了使 C_h 上的电压能迅速跟踪输入信号,要求 A_1 具有很高的输入阻抗和很低的输出阻抗。同时也要选取高输入阻抗的运放 A_2 ,以便在保持阶段使 C_h 不易泄放其电荷。此外,作为输出放大级的 A_2 ,还要求它具有很低的输出阻抗,以增强带负载能力。

现结合图 1-3-14 分析采样保持电路的工作原理。假定原来电子模拟开关 A_s 是闭合的,这时电容 C_h 的电压跟随输入电压变化,处在自然采样阶段,当 A_s 受逻辑输入的控制瞬时打开时,此时的输入信号幅度被 C_h 记录下来。由于运算放大器 A_2 有很大的输入阻抗, C_h 的电压能保持一段时间。采样结束后, A_s 闭合,重新进行采样。采样保持的过程如图 1-3-15 所示。

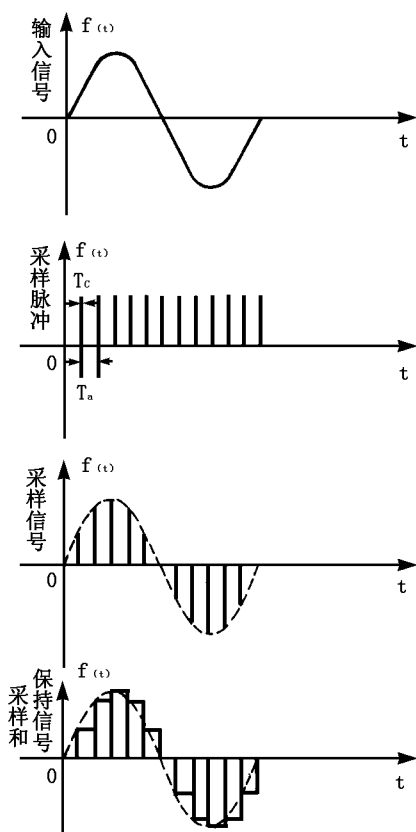


图 1-3-15 采样保持过程

通常采样都是等间隔的。图 1-3-15 中 T_c 为采样脉冲宽度, T_s 为采样间隔,或称采样周期。采样保持的能力通常用下降率来表示。如电压保持能力用电压下降率

$$\frac{\Delta U}{T_s - T_c}$$

来表示,单位为 mV/s_0

相邻两次采样间隔称为采样周期 T_s , T_s 的倒数称为采样频率 \ast_s 。采样频率的选择是微机保护硬件中的一个关键问题,需要综合考虑很多因素,并从中做出权衡。一方面,采样频率越高,跟踪原信号的能力越强,但要求计算机运算的速度越快。由于计算机必须在一个采样周期 T_s 内处理每一组采样所必须作的各种操作和运算,而采样频率过高将使计算机来不及计算而无法工作。另一方面,采样频率过低将不能真实的反映被采样信号的情况。设被采样的信号中最高频率成分为 \ast_{max} ,可以证明,采样需满足条件 $\ast_s > 2$

ω_{\max} ,否则将造成频率混叠,这就是采样定理的内容。这里不作证明,仅举两个例子说明采样频率过低将造成频率混叠。如图 1-3-16 所示,当 $\omega_s = \omega$ 时,原正弦信号采样看到的为一直流成分。当 $\omega_s = 2\omega$ 时,相同采样值对应不同波形如 1-3-17 所示。

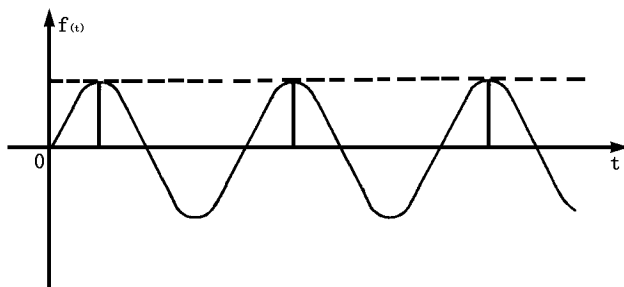


图 1-3-16 $\omega_s = \omega$ 时原正弦信号采样得到直流成分

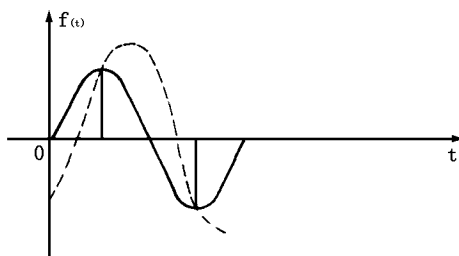


图 1-3-17 $\omega_s = 2\omega$ 时相同采样值对应不同波形

由于在故障起始瞬间,故障电压,电源中可能含有很高的频率成分,而采样频率受硬件的限制只能在一定的范围内工作,为了满足采样定理,必须限制输入信号的最高频率,可在采样之前用一个模拟低通滤波器将高频分量滤掉,以消除频率混叠。因此对模拟低通滤波器的要求是滤掉 $\omega_s/2$ 以上的高频分量。

采用模拟低通滤波器消除频率混叠后,采样频率的选择很大程度上取决于保护的原理和算法的要求以及硬件的速度。目前绝大多数微机保护的采样周期都在 $0.5 \sim 2\text{ms}$ 的范围内。

3. 多路转换器

微机保护绝大多数要输入多个信号,多路转换器的作用就是使输入的多个信号公用一个模数转换器。在一个采样周期内,对上一个信号完成采样及模数转换后,再开始对下一个信号进行采样。利用多路转换器进行采样可以节省模数转换器的数量。由于模数转换器价格较高,功耗较大,所以多路转换器在微机保护中得以广泛应用。

4. 模数转换器(A/D 转换器)

模数转换器的作用是将连续的模拟量变为离散的数字量,以供给计算机计算和处理。

模数转换器可被认为是一种译码电路它将模拟的输入量 U_A ,相对于模拟参考量

U_R 经一译码电路 转换成数字量输出 ,即

$$D = \frac{U_A}{U_R} \quad (1-3-7)$$

假定 D 是小于 1 的数 则可以用二进制数表示为

$$D = B_1 2^{-1} + B_2 2^{-2} + B_n 2^{-n} \quad (1-3-8)$$

式中 B_1 为最高位 B_n 为最低位 $B_1 \sim B_n$ 均为二进制数码 其值只能是“1”或“0”于是上式可以写成

$$U_A \approx U_R (B_1 2^{-1} + B_2 2^{-2} + B_n 2^{-n}) \quad (1-3-9)$$

这就是模数转换器中的模拟信号的量化表达式。

模数转换方式繁多 ,以下仅就微机保护中常用的逐次逼近模数转换器加以讲述。

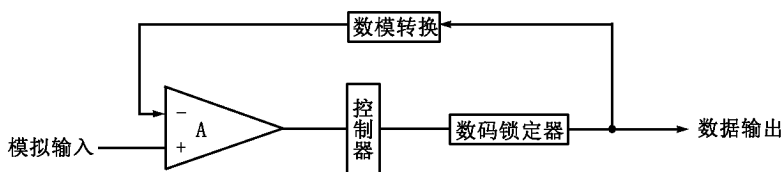


图 1-3-18 逐次逼近模数转换器原理框图

图 1-3-18 为逐次逼近模数转换器原理框图。转换一经开始 ,控制器即首先在数码设定器中设罢一个数码 ,并经数模转换器转换反变换为模拟电压 ,反馈到输入端 ,使之与待转换的输入模拟电压进行比较。若所设定的电压大于被转换的电压 ,则重新设罢较小的数码 ,转换为较小的反馈电压再去与被转换的电压相比较。如果设定值小于被转换的电压 ,则保留已设定数码 ,并再次附加以较小的数码 ,使所设定的数码总值增加 ,再反馈到输入侧进行比较 ,并根据比较结果重复上次做法 ,直到所设定的数码总值转换成的反馈电压与被转换的电压尽可能的接近。此时数码设定器中的数码总值即为转换结果。

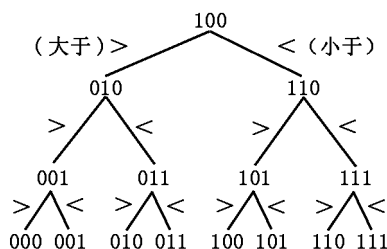


图 1-3-19 三位转换器的二分搜索法示意图

逼近的步骤采用二分搜索法。下面以一个三位转换器的二分搜索法为便加以说明。对于三位的转换器来说 ,最大可能的转换结果为二进制数 111 ,第一步可先试送最大可能值的 1/2 ,即试送 100 ,如果小于被转换电压 ,则可以肯定最终结果高位必定为 1 ;第二步应当试送 110。如果第一次试送 100 后大于被转换电压 ,则可以肯定最终结果最高位必

定是 0,第二步应当试送 010。如此逐位确定,直至最低位,全部比较完成。图 1-13-19 示出了一个三位转换器的二分搜索法的示意图。其它位转换器的转换以此类推。

从上述转换可以看出,这种转换原理原则上只适用于单极性输入电压。但继电保护所反映的交流电压、交流电流都是双极性的,为此需要设置一个直流偏移量,其值为最大允许输入量的一半。将此偏移量同交变的输入量相加变成单极性模拟量,如图 1-3-20 所示。加上偏置电压后,模数转换器的数字是输出实际反映的是双极性输入量和偏置电压之和。若还原成双极性需要减去偏置电压。

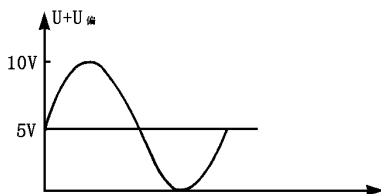


图 1-3-20 加偏置电压后输入双极性波形图

以 8 位转换器为例,如果 10V 相当于单极性最大输出 11111111,则 +5V 的偏置相当于 10000000。任何 8 位二进制数减去 10000000 相当于把最高位反相。表 1-3-1 给出了输入电压为 +5V、0V 和 -5V 三种情况下模数转换器的输出及还原。

表 1-3-1 模数转换器的输出及还原(输入电压为 +5V、0V、-5V)

输入电压	偏置电压	带偏移的输出	最高位反相的还原
+5V	+5V	11111111	01111111
0V	+5V	10000000	00000000
-5V	+5V	00000000	10000000

从模数转换器的输出减去偏移量而还原可以用软件来进行。对于 8 位转换器只要减去 10000000 即可。也可以由硬件来完成,这只要在模数转换输出处最高位上加接一个反相器即可。从表 1-3-1 中可以看出最高位实际上是符号位,就绝对值来说,8 位的模数转换器其有效位只有七位。

(三) 开关量输入/输出系统

1. 开关量输入

微机保护装置中的开关量输入,即接点状态(接通或断开)的输入,可以分成两大类。

(1) 安装在装置面板上的接点。这类接点包括在装置调试时用的或运行中定期检查装置用的键盘接点以及切换装置工作方式用的转换开关等。

(2) 从装置外部经过端子排引入装置的接点。例如需要由工作人员不打开装置外盖而在运行中切换的各种压板、转换开关以及其它保护装置和操作继电器的接点等。

装在装置面板上的接点,可直接接至微机的运行接口,如图 1-3-21 所示。

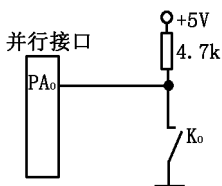


图 1-3-21 装置面板上的接点与微机接口的连接图

从装置外部经过端子排引入装置的接点,为防止给微机引入干扰,需经光电隔离,如图 1-3-22 所示。图中虚线框内是一个光电耦合器件,集成在一个芯片内。当外部接点 K_1 接通时,发光二极管中有电流通过,使光敏三极管导通;当 K_1 打开时,发光二极管中无电流通过,则光敏三极管截止。因此三极管的导通和截止完全反映了外部接点的状态,如同将 K_1 接到三极管的位置一样。不同点的是图 1-3-22 中外部接线回路和微机的电路部分之间无电的联系,因此可大大削弱干扰。

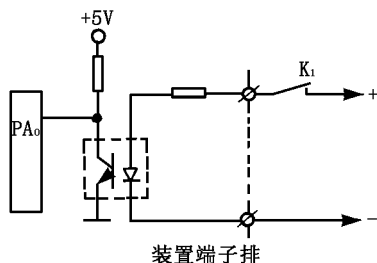


图 1-3-22 装置外部接点与微机的连接接线图

2. 开关量输出

开关量输出主要包括保护的出口跳闸及信号报警等。为提高抗干扰能力,一般也经过光电隔离。

3. 同打印机的接口

微机同打印机之间的接口是标准化的电路,请读者参阅有关资料。一般在接口电路中,为防止干扰,提高可靠性,也经过光电隔离。

(四) 数字滤波

在故障起始瞬间,电压和电流住号中含有衰减的直流分量和复杂的谐波成分。目前绝大多数保护装置的原理是建立在反映正弦基波或某些整数次谐波基础之上,而前面提到的设置在采样前的模拟低通滤波器只是为了防止频率混叠,所以一般来说,在微机保护装置对输入电气量的采样数据进行分析运算和判断之前,要首先经过滤波,以取得信号中的有用信息而去掉无用成分。

对微机保护而言,有两种可供选择的滤波方案。一种是传统的模拟滤波器,一种是数字滤波器。目前通常采用数字滤波器,因为它同模拟滤波器相比具有下述优点:

第一,滤波精度高。在数字滤波器中增加字长很容易提高精度。

第二,可靠性高。模拟元件的参数受温度变化,元件老化等因素的影响,而数字系统受影响较小。

第三,灵活性高。数字滤波器改变性能只要改变在存储器中的数据,而模拟滤波改变性能却十分麻烦。

数字滤波器种类繁多。本部分主要介绍简单滤波单元及简单滤波单元的组合,并扼要介绍非递归型数字滤波器和递归型数字滤波器的概念。

1. 数学基础

(1) 离散和连续

一个模拟信号 $x(t)$ 经采样和模数转换后,输入至计算机的信号是一串在时间和量值上均为离散的数列,这种信号称为离散时间信号,它只表达时间轴上一些离散点 $(0, T_s, 2T_s, \dots, nT_s, \dots)$ 上的信号 $x(0), x(T_s), \dots, x(nT_s), \dots$ 。假定采样是理想的,则离散数列 $x(nT_s) = x(t)|_{t=nT_s}$ 。

式中 T_s 为采样间隔。 $x(t)$ 和 $x(nT_s)$ 分别如图 1-3-23 和如图 1-3-24 所示。下面举出常用的几种数列及其表示法。

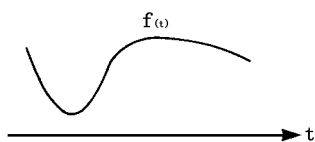


图 1-2-23 连续信号 $x(t)$

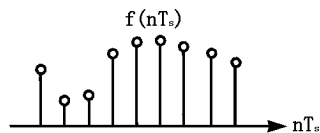


图 1-2-24 离散信号 $x(nT_s)$

① 单位脉冲数列,它定义为

$$\delta(n) = \begin{cases} 1, & n=0 \\ 0, & n \neq 0 \end{cases} \quad (1-3-10)$$

这是一个脉冲信号。与连续时间系统中的冲激函数 $\delta(t)$ 的作用类似,如图 1-3-25 所示。而

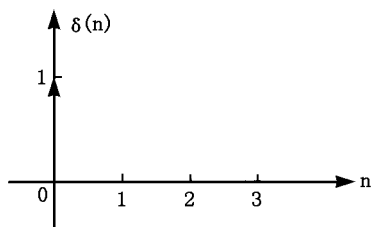


图 1-3-25 $\delta(n)$ 数列

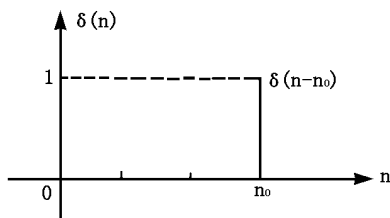


图 1-3-26 $\delta(n-n_0)$ 数列

$$\alpha(n - n_0) = \begin{cases} 1, & n = n_0 \\ 0, & n \neq n_0 \end{cases} \quad (1-3-11)$$

式 1-3-11 是将单位脉冲数列延迟 n_0 , 在图中右移 n_0 , 如图 1-3-26 所示。

②单位阶跃数列, 它定义为

$$u(n) = \begin{cases} 1, & n \geq 0 \\ 0, & n < 0 \end{cases} \quad (1-3-12)$$

单位阶跃数列如图 1-3-27 所示。

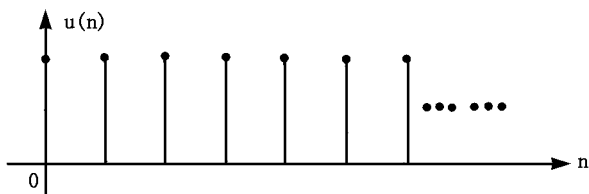
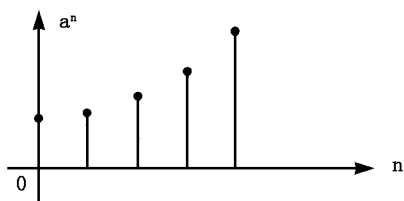


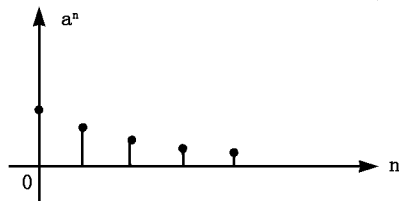
图 1-3-27 $u(n)$ 数列

③指数数列, 它定义为

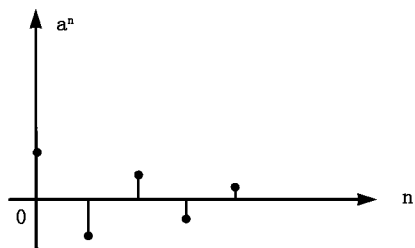
$$x(n) = \begin{cases} a^n, & n \geq 0 \\ 0, & n < 0 \end{cases} \quad (1-3-13)$$



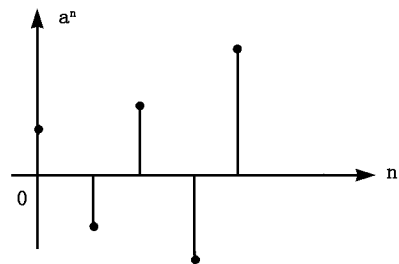
(a)



(b)



(c)



(d)

图 1-3-28 指数数列

(a) $-a > 1$ (b) $-0 < a < 1$ (c) $-1 < a < 0$ (d) $-a < -1$

指数数列的性质与 a 有关。当 $a > 1$ 时, 数列发散; 当 $|a| < 1$ 时, 数列收敛; 当 $a < 0$

时,数列上下摆动,如图 1-3-28 所示。

④ 正弦数列,它定义为

$$x(n) \begin{cases} \sin n\omega_0, & n \geq 0 \\ 0, & n < 0 \end{cases} \quad (1-3-14)$$

式中 ω_0 为正弦数列数域频率,当正弦周期为 2π ,每个期取值数为 ω_0 ,则 $\omega_0 = 2\pi/N_0$,例如每周期取值数为 12 个,则 $\omega_0 = \pi/6$,数列每 12 个重复一次,如图 1-3-29 所示。

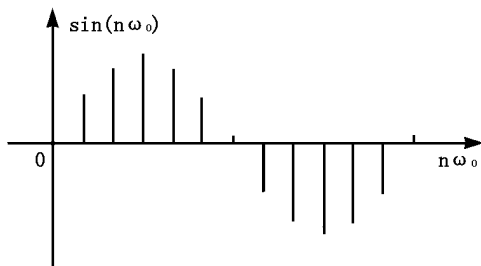


图 1-3-29 正弦数列

余弦列可依此类推。

⑤ 任一数列的脉冲表示法。

$$x(n) \text{ 为一任意数列,可表示为 } x(n) = \sum_{m=-\infty}^{+\infty} x(m)\delta(n-m) \quad (1-3-15)$$

式 1-3-15 可以证明如下

由于

$$\delta(n-m) = \begin{cases} 1, & m = n \\ 0, & m \neq n \end{cases}$$

故

$$x(m)\delta(n-m) \begin{cases} x(n), & m = n \\ 0, & m \neq n \end{cases}$$

(2) 单位脉冲响应

一个线性定常离散时间系统输入单位脉冲数列 $\delta(n)$ 时,其输出称为单位脉冲响应 $h(n)$ 表示为

$$h(n) = G[\delta(n)] \quad (1-3-16)$$

若已知系统的单位脉冲响应,便可以求出任意输入 $x(n)$ 时的系统输出 $y(n)$,可推导如下

$$\begin{aligned} y(n) = G[x(n)] &= G\left[\sum_{m=-\infty}^{+\infty} x(m)\delta(n-m)\right] = \sum_{m=-\infty}^{+\infty} x(m)G[\delta(n-m)] \\ &= \sum_{m=-\infty}^{+\infty} x(m)h(n-m) \quad (1-3-17) \end{aligned}$$

式 1-3-17 等号右侧的形式称作卷积,记作

$$y(n) = x(n) * h(n) \quad (1-3-18)$$

卷积符合互换率,即

$$x(n) * h(n) = h(n) * x(n)$$

因而又有

$$y(n) = h(n) * x(n) = \sum_{m=-\infty}^{+\infty} h(m)x(n-m) \quad (1-3-19)$$

(3) z 变换

分析和设计线性连续系统,拉氏变换是十分有用的工具。离散系统则应采用 z 变换。

z 变换定义如下:

若有数列 $x(n)$, 则其 z 变换为

$$X(z) = \sum_{n=-\infty}^{\infty} x(n)z^{-n} \quad (1-3-20)$$

其中 z 为复变量, $x(n)$ 的 z 变换记为 $X(z)$ 。

式 1-3-20 右侧是一个幂级数,所以要考虑幂级数的收敛问题。只有当幂级数收敛时,才能称 $X(z)$ 是 $x(n)$ 的 z 变换。因此,在定义 z 变换时,还必须定义它的绝对收敛区。式 1-3-20 的绝对收敛关系式为

$$\sum_{n=-\infty}^{\infty} |x(n)z^{-n}| < \infty, \text{ 且为定值} \quad (1-3-21)$$

满足式 1-3-21 的全部 z 值定义为 $X(z)$ 的绝对收敛区。下面举例说明 z 变换。

下面介绍 z 变换的基本性质。

① 线性性质。对任意常数 a 和 b, 下面关系式成立

$$\mathcal{Z}[ax_1(n) + bx_2(n)] = a\mathcal{Z}[x_1(n)] + b\mathcal{Z}[x_2(n)] \quad (1-3-22)$$

② 位移性质。对位移性质可叙述

如下如 $\mathcal{Z}[x(n)] = X(z)$, 则当 $k > 0$ 时, 有左移数列

$$\mathcal{Z}[x(n+k)] = z^k [X(z) - x(0) - x(1)z^{-1} - \dots - x(k-1)z^{-(k-1)}] \quad (1-3-23)$$

右移数列

$$\mathcal{Z}[x(n-k)] = z^{-k} X(z) \quad (1-3-24)$$

③ 卷积性质。如果 $y(n)$ 是两个数列 $x(n)$ 和 $h(n)$ 的卷积, 则 $y(n)$ 的 z 变换等于 $x(n)$ 和 $h(n)$ 的 z 变换的乘积, 即

$$Y(z) = X(z)H(z)$$

则 $Y(z) = X(z)H(z) \quad (1-3-25)$

在离散系统中, 求卷积往往比较麻烦, 若先求 z 变换, 然后再求反变换, 求 $y(n)$ 就简单了, 其作用与模拟系统分析中所用拉氏变换相似。

关于 z 变换的其它性质, 可参阅其它有关书籍, 这里不再讲述。

(4) z 反变换

求 z 反变换可查变换表,但变换表中只给出一些常见的函数。这里介绍求反变换的几种方法。

①部分分式展开法。部分分式展开法也叫待定系数法,是一种比较常用的方法。设 $Y(z)$ 是 z 的有理分式,表示成

$$Y(z) = \frac{M(z)}{N(z)}$$

其中分母、分子都是实系数多项式,且无公因子。现就一般最常遇到的情况,即 $Y(z)$ 的全部极点都是一阶极点,也就是说分母多项式无重根的情况进行讨论。部分分式展开法的步骤如下;

a. 将 $Y(z)$ 变成如下的形式:

$$Y(z) = \frac{M(z)}{(z-p_1)(z-p_2)\dots(z-p_k)} \quad (1-3-26)$$

式中 $p_1, p_2, p_3, \dots, p_k$ 为 $Y(z)$ 的极点。

b. 将上式 $Y(z)$ 分解为诸分式之和

$$Y(z) = \frac{A_1}{z-p_1} + \frac{A_2}{z-p_2} + \frac{A_3}{z-p_3} + \dots + \frac{A_k}{z-p_k} \quad (1-3-27)$$

式中 $A_1, A_2, A_3, \dots, A_k$ 为待求系数。并假设分子中 z 的最高次幂小于分母中 z 的最高次幂,实际上,若不满足上述假设,可以通过适当的变换很方便的获得,只是还需要加上 z 的幂。

c. 用下式求系数 $A_1, A_2, A_3, \dots, A_k$,

$$A_n = \lim_{z \rightarrow p_n} (z-p_n)Y(z) \quad (1-3-28)$$

d. 将上式求得值代入式 1-3-27 经过查表求出 $y(n)$

②直除法。如果 $Y(z)$ 是个有理分式,分子、分母都是 z 的多项式,则可以直接用分母除分子得到 z 的幂级数展开式,从而得 $y(n)$,当 z 反换式不能写成简单形式或要求输出 $y(n)$ 表示为一数列抽样值时,这种方法特别有效。

(5) z 变换与拉氏变换的关系

对一个连续的时间信号 $x(t)$ 进行采样,采样信号记为:

$$X(nT_s) = x(t) \sum_{n=0}^{\infty} \delta(t-nT_s) \quad (1-3-29)$$

式中 T_s 为采样周期, $\delta(t-nT_s)$ 为脉冲函数。只有当 $t=nT_s$ 时,式 1-3-29 中 $x(t)$ 才有意义,故上式又可写成

$$X(nT_s) = x(t) \sum_{n=0}^{\infty} \delta(t-nT_s) x(nT_s) \quad (1-3-30)$$

对式 10-3-30 两端取拉氏变换并利用其延时特性可得

$$x'(nT_s) = \sum_{n=0}^{\infty} x(nT_s) e^{-nsT} \quad (1-3-31)$$

将式 1-3-31 与 z 变换的定义式相对比,可以看出若以变量 z 代换式 1-3-31 中的 e^{sT} ,就是数列 $x(nT_s)$ 的 z 变换式,于是得到 z 变换与拉氏变换的联系为

$$X(z) = X(s) \Big|_{e^{sT} = z} \quad (1-3-32)$$

变量 s 与变量 z 之间的关系式为

$$z = e^{sT} \quad (1-3-33)$$

或
$$s = \frac{1}{T} \ln z \quad (1-3-34)$$

(6) 差分及差分方程

离散系统的分析常会用到差分及差分方程的概念。一个离散系统数列 $x(n)$ 的差分定义为

$$\Delta x(n) = x_{(n+1)} - x_{(n)}$$

$\Delta x(n)$ 为一阶差分,二阶差分定义为

$$\begin{aligned} \Delta^2 x(n) &= \Delta[\Delta x(n)] = \Delta[x_{(n+1)} - x_{(n)}] = \Delta x_{(n+1)} - \Delta x_{(n)} \\ &= x_{(n+2)} - x_{(n+1)} - [x_{(n+1)} - x_{(n)}] = x_{(n+2)} - 2x_{(n+1)} + x_{(n)} \end{aligned}$$

类似可以定义 $x(n)$ 的三阶、四阶差分等。在差分的表达式中含有若干个 $x(n+k)$ 项, k 的最大值与最小值之差就是差分的阶数。差分方程一般表达式为

$$F[x_{(n-2)}, x_{(n-1)}, x_{(n)}, x_{(n+1)}, \dots] = 0 \quad (1-3-35)$$

用差分方程描述离散系统的一般公式为

$$y(n) = \sum_{k=0}^N a_k x(n-k) - \sum_{k=1}^M b_k y(n-k) \quad (1-3-36)$$

(7) 频率响应

如上所述,输出信号 $y(n)$ 可表示为输入信号与单位脉冲响应的卷积,即

$$y(n) = x(n) * h(n)$$

上式 z 变换为

$$Y(z) = X(z)H(z)$$

但由上述两式不能清楚表明网络(如滤波器)的性质,若要知道网络的某些性质(如滤波器的滤波特性),需在频域上分析。所以需要有关频率响应的概念。由拉氏变换表达的传递函数很容易求出网络的频率响应,在 $Y(z) = X(z)H(z)$ 中,令 $z = e^{sT_s}$,可得

$$Y(e^{sT_s}) = X(e^{sT_s})H(e^{sT_s}) \quad (1-3-37)$$

只要将 $s = j\omega$ 代入上式,即可得频率响应

$$Y(e^{j\omega T_s}) = X(e^{j\omega T_s})H(e^{j\omega T_s})$$

式中 $H(e^{j\omega T_s})$ 是以 ω 为变量时系统对输入数列中 ω 频率的响应,它可表示为

$$H(e^{j\omega T_s}) = \frac{Y(e^{j\omega T_s})}{X(e^{j\omega T_s})} = \frac{A_1 + jA_2}{B_1 + jB_2} = |H(e^{j\omega T_s})| \angle (e^{j\omega T_s}) \quad (1-3-38)$$

定义频率响应的幅值 $|H(e^{j\omega T_s})|$ 为幅频特性,定义幅频响应的相角 $\phi(\omega T_s)$ 为相频特性。对于多数数字保护的原理。由于只用到基波和某次谐波,因此最关心的是幅频特性。即使需进行比相,只要参加比相的各量采用相同的滤波器,其相对相位总是不变的。在不同于上述假设的情况下,才必须考虑滤波器的相频特性。

2. 简单滤波单元及简单滤波单元的组合

在数字式继电保护中使用最简单的数字滤波器,是一种用加减运算构成的线性滤波单元,它们的基本出发点有三个(1)假定输入信号由稳恒基波加上稳恒直流或稳恒整次谐波构成(2)利用微机长记忆功能以方便的对相隔若干个周期的信号进行比较和运算(这一点有别于任何模拟滤波器)(3)只做加减运算不做乘除法运算,最大限度地减少计算量。

上述对输入信号的假定忽视了暂态过程的指数衰减和其它高频成分,所以是粗糙的,但对速度要求较低的保护(如过负荷保护、过流保护和一些后备保护)输入信号在一定延时后,衰减已很缓慢,可以认为已进入稳态过程。另外在中低压网络中,多数情况是整数次谐波占有绝对优势,所以在中低压网络的慢速保护中,这种简单滤波单元仍很适用。下面讨论几种简单的数字滤波器。

(1) 减法滤波器(差分滤波器)

差分滤波器的差分方程为

$$y(n) = x(n) - x(n-k) \quad (1-3-39)$$

式中 $k \geq 1$, $x(n)$, $y(n)$ 分别是滤波器在时刻 n 的输入、输出, $x(n-k)$ 是在 n 时刻前 k 个采样间隔的输入。

对上式作 z 变换可得

$$Y(z) = X(z)(1 - z^{-k}) = H(z)X(z) \quad (1-3-40)$$

令 $z = e^{j\omega T_s}$ 并代入上式,可得

$$Y(e^{j\omega T_s}) = X(e^{j\omega T_s})H(e^{j\omega T_s}) = X(e^{j\omega T_s})(1 - e^{-kj\omega T_s}) \quad (1-3-41)$$

由此可得减法滤波器的幅频特性如下

$$\begin{aligned} |H(e^{j\omega T_s})| &= |(1 - e^{-kj\omega T_s})| = |1 - (\cos k\omega T_s - jsin k\omega T_s)| \\ &= \sqrt{(1 - \cos k\omega T_s)^2 + \sin^2(k\omega T_s)} = 2 \left| \sin \frac{k\omega T_s}{2} \right| \end{aligned} \quad (1-3-42)$$

式中 $\omega = 2\pi \ast_s$, \ast_s 为输入信号频率, T_s 为采样周期,与采样频率 \ast_s 的关系为 $\ast_s = 1/T_s$ 。通常要求 \ast_s 为基波频率 \ast_1 的整数倍。可令 $\ast_s = N \ast_1$, $N = 1, 2, \dots$, 即每基频周期 N 点采样。由式 1-3-42 可得,如欲消除 m 次谐波,则应使当 $\omega = m\omega_1$ (ω_1 为基波频率) 时, $|H(e^{j\omega T_s})| = 0$ 将上述关系代入 1-3-42 式,可得

$$|H(e^{jm\omega_1 T_s})| = 2 \left| \sin \frac{km \ast_1 \pi}{\ast_s} \right| = 0$$

则有：

$$k m \omega_1 T_s = 2 p \pi \quad p = 0, 1, 2, \dots$$

$$\text{故} \quad K = \frac{p}{m T_s \omega_1} = \frac{p \omega_s}{m \omega_1} = p \frac{N}{m} \quad (1-3-43)$$

若要消除 m 次谐波,可通过上式确定 k 值

$$m = \frac{p}{k T_s \omega_1} = \frac{p \omega_s}{k \omega_1} = p \frac{N}{k} \quad (1-3-44)$$

若已知 k 值,便可通过上式知道可滤除的谐波次数。注意,当 $p = 0$ 时,必然有 $m = 0$,所以无论 ω_s 、 k 取何值,直流分量总能滤除。另外; N/k 的整数倍的谐波都将被滤除。减法滤波器的幅频特性如图 1-3-30 所示。

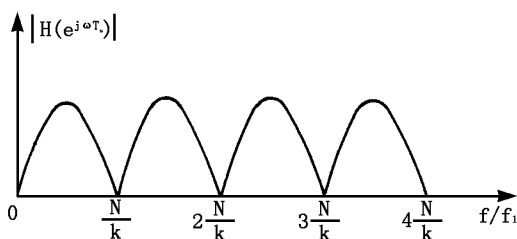


图 1-3-30 减法滤波器的幅频特性

下面举例进一步讨论:如已知采样频率为 $\omega_s = 600\text{Hz}$,基波频率 $\omega_1 = 50\text{Hz}$,代入式 1-3-43 中,可得

$$k = \frac{12p}{m} \quad (1-3-45)$$

- ①若要消除二次以上(含二次)偶次谐波时,取 $m = 2p$ 代入式 1-3-45 中可得 $k = 6$,由于 $p = 0, 1, 2, \dots$,故可消去直流成分及 2, 4, 6, ... 等偶次谐波。
- ②若要消除三次谐波及其整数倍的谐波,则可取 $m = 3p$, $k = 4$ 。
- ③若要消除工频分量及直流和所有整数次谐波分量,则可取 $m = p$, $k = 12$ 。在稳态情况下,该滤波器无输出。在发生故障后的一个基波周期内,该滤波器只输出故障分量,所以可用来实现起动元件、选相元件及其它利用故障分量原理构成的保护。

(2) 加法滤波器

加法滤波器的差分方程为

$$y(n) = x(n) + x(n-k) \quad (1-3-46)$$

对上式进行 z 变换,得

$$H(z) = 1 + z^{-k} \quad (1-3-47)$$

其幅频特性为

$$|H(e^{j\omega T_s})| = 2 \left| \cos \frac{K\omega T_s}{2} \right| \quad (1-3-48)$$

若要消除 m 次谐波,将 $\omega = m\omega_1$ 代入,应使 $|H(e^{j\omega T_s})| = 0$,由此可得

$$km\omega_1 T_s = (2p+1)\pi \quad p=0, 1, 2, \dots$$

$$\text{故} \quad K = \frac{(1+2p)\omega_s}{2m\omega_1} = \frac{(2p+1)N}{2m} \quad (1-3-49)$$

加法滤波器的幅频特性如图 1-3-31 所示。

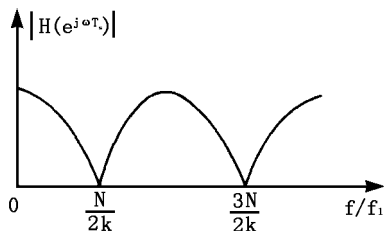


图 1-3-31 加法滤波器的幅频特性

便如已知采样频率为 $\omega_s = 600\text{Hz}$,代入 1-3-49 中可得

$$k = 6 \frac{2p+1}{m} \quad (1-3-50)$$

①若要消除 1, 3, 5 等奇次谐波,可令 $m = 2p+1$,得到 $k = 6$,这种滤波器也不输出基波分量。

②若要消除 3, 9, 15 等次谐波,可令 $m = 3(2p+1)$,可得 $k = 2$ 。

(3) 积分滤波器

积分滤波器的特点是进行连加运算,差分方程为

$$y(n) = x(n) + x(n-1) + x(n-2) + \dots + x(n-k) \quad (1-3-51)$$

对上式进行 z 变换,可得

$$H(z) = 1 + z^{-1} + z^{-2} + \dots + z^{-k} = \frac{1 - z^{-(k+1)}}{1 - z^{-1}} \quad (1-3-52)$$

其幅频特性为

$$|H(e^{j\omega T_s})| = \left| \frac{\sin \frac{(k+1)\omega T_s}{2}}{\sin \frac{\omega T_s}{2}} \right| \quad (1-3-53)$$

若要消除 m 次谐波,将 $\omega = m\omega_1$ 代入上式使 $|H(e^{j\omega T_s})| = 0$,可得

$$\frac{(k+1)m\omega_1 T_s}{2} = p\pi \quad p=0, 1, 2, 3, \dots \quad (1-3-54)$$

由于 $p=0$,则 $m=0$,但不能使式 1-3-53 为零。所以不论 ω_s 、 k 取何值,都不能滤出直流分量。由式 1-3-54 可得

$$m = \frac{p\omega_s}{(k+1)\omega_1} = p \frac{N}{k+1} \quad (1-3-55)$$

可知能滤除 $N/k + 1$ 整数倍的所有谐波。

或由式 1-3-54 可得

$$k = \frac{2p\pi}{m\omega_1 T_s} - 1 \quad (1-3-56)$$

积分滤波器的幅频特性如图 1-3-32 所示。

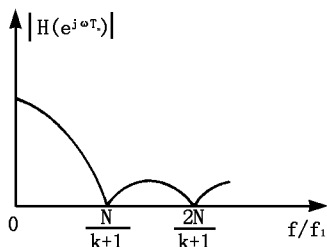


图 1-3-32 积分滤波器的幅频特性

例如已知采样频率 $\ast_s = 600\text{Hz}$, 代入式 1-3-56 得

$$k = \frac{12p}{m} - 1$$

①若要消除偶次谐波, 可令 $m = 2p$, 可得 $k = 5$ 。

②若要消除 3 的整数倍谐波, 令 $m = 3p$, 可得 $k = 3$ 。

(4) 加减法滤波器

特点是进行加减交替运算, 其差分方程为

$$y(n) = x(n) - x(n-1) + x(n-2) + \dots + (-1)^k x(n-k) \quad (1-3-57)$$

对上式进行 z 变换, 得

$$H(z) = 1 - z^{-1} + z^{-2} + \dots + (-1)^k z^{-k} = \frac{1 + (-1)^k z^{-(k+1)}}{1 + z^{-1}} \quad (1-3-58)$$

下面分别对 k 取奇数与偶数时的情况进行讨论。

① k 取奇数。

其幅频特性为

$$|H(e^{j\omega T_s})| = \left| \frac{\sin \frac{(K+1)\omega T_s}{2}}{\cos \frac{\omega T_s}{2}} \right| \quad (1-3-59)$$

若要消除 m 次谐波, 将 $\omega = m\omega_1$ 代入上式并令其为零, 则有

$$\frac{(k+1)m\omega_1 T_s}{2} = p\pi \quad p = 0, 1, 2, \dots \quad (1-3-60)$$

由上式可得

$$m = \frac{2P\pi \ast_s}{(k+1)\omega_1} = \frac{p \ast_s}{(k+1) \ast_1} = p \frac{N}{k+1} \quad (1-3-61)$$

由上式可知可滤除 $N/k + 1$ 的整数倍次谐波。当 $p = 0, m = 0$,此时无论 k, ω_s 取何值 ,都将能滤除直流分量。

或根据 1-3-60 式可得

$$k = \frac{2p\pi\omega_s}{m\omega_1} - 1 \quad (1-3-62)$$

其幅频特性如图 1-3-33 所示。

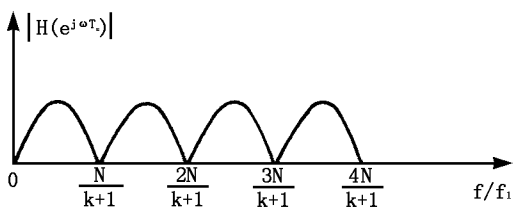


图 1-3-33 加减法滤波器的幅频特性 (k 为奇数)

例如已知 $\omega_s = 600\text{Hz}$,代入式 1-3-62 中得

$$k = \frac{12p}{m} - 1 \quad (1-3-63)$$

- a. 若要消除偶次谐波 ,可令 $m = 2p$,得 $k = 5$ 。
- b. 若要消除 3 的整数倍谐波 ,令 $m = 3p$,可得 $k = 3$ 。

② k 取偶数。

其幅频特性为

$$|H(e^{j\omega T_s})| = \left| \frac{\cos \frac{(K+1)\omega T_s}{2}}{\cos \frac{\omega T_s}{2}} \right| \quad (1-3-64)$$

若要消除 m 次谐波 ,将 $\omega = m\omega_1$ 代入上式并令其为零 ,则有

$$(k+1)m\omega_1 T_s = (2p+1)\pi, p = 0, 1, 2, \dots \quad (1-3-65)$$

由上式可得

$$m = \frac{(p + \frac{1}{2})\omega_s}{(k+1)\omega_1} = \frac{(2p+1)N}{2(k+1)} \quad (1-3-66)$$

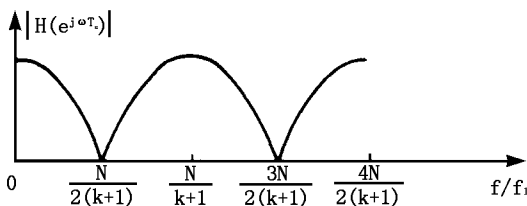


图 1-3-34 加减法滤波器的幅频特性 (k 为偶数)

显然不能滤除直流分量,可滤除 N/χ_{k+1} 的奇数倍谐波。其幅频特性如图 1-3-34 所示。或根据式 1-3-65 可得

$$k = \frac{(P + \frac{1}{2})\omega_s}{m\omega_1} - 1 \quad (1-3-67)$$

例如已知采样频率 $\omega_s = 600\text{Hz}$,代入上式可得

$$k = \frac{6(2p+1)}{m} - 1 \quad (1-3-68)$$

若要滤除 2、6、10 等次谐波,令 $m = 4p + 2$,可得 $k = 2$ 。

上述几种滤波器具有运算简单的优点,但从幅频特性图形可看出有一些较大的瓣。当系统频率发生波动时,会出现较大误差,应引起足够的注意。

(5) 简单滤波单元的组合

上述的几种简单滤波器(或称简单滤波单元)虽然计算量很小,性能却难以满足要求。即使输入信号中只有直流分量和整次谐波分量,每种滤波单元可滤除的谐波成分也很有限。为了使滤波器的性能满足要求,可以把具有不同特性的滤波单元级联起来,以达到预期的滤波效果。

级联类似于模拟滤波器的串联,即把前一个滤波单元的输出作为后一个滤波单元的输入。一个由 m 个简单的滤波单元组成的级联滤波器可表示为

$$H(z) = \prod_{i=1}^m H_i(z) \quad (1-3-69)$$

式中第 i 个滤波单元为 $H_i(z)$ 。

其幅频特性为

$$|H(e^{j\omega T_s})| = \prod_{i=1}^m |H_i(e^{j\omega T_s})| \quad (1-3-70)$$

这种级联滤波器,完全沿袭了前述滤波器的一些特点,但它较前述滤波器的性能有了较大的改善。当然它仍不能同时彻底地滤除直流分量和所有的整次谐波分量。实际上,这并不重要,重要的是要对所有的高频成分均有足够大的衰减,这正是级联滤波器可以做到的。只要级联结构和采样频率选择合理,就可以得到很好的带通特性

3. 递归型数字滤波器和非递归型数字滤波器

式 1-3-36 $y(n) = \sum_{k=0}^N a_k x(n-k) - \sum_{k=1}^M b_k y(n-k)$ 是滤波系统的一般公式。当式中 b_k 全为零时,此滤波系统称为非递归型。这时当前的输出 $y(n)$ 只是过去的和当前的输入的函数,而与过去的输出值无关。我们前面介绍的几种滤波器都是非递归的。当系统 b_k 不全为零,即过去的输出对现在的输出有直接影响,这种系统称为递归型滤波系统。递归型数字滤波器,由于输出既反映输入值又反映以前的输出值,因此它有记忆作用。如积分滤波器也可构造成新的递推计算格式如下

$$y(n) = y(n-1) + x(n) - x(n-k-1) \quad (1-3-71)$$

这种形式的滤波器即为递归型数字滤波器。可以看出它有记忆作用。并且式 1-3-71 的计算量比式 1-3-5 的计算量一般来说要小得多。

把滤波器分为递归型和非递归型是按照运算结构不同来划分的。数字滤波器还有其它分类方法和其它的类型,这里不一一叙述。

第四章 电气检修工艺基础

第一节 电气检修工作概述

一、电气检修工作的目的和分类

电气设备的检修,是提高设备健康水平,确保安全、满发、经济运行的重要措施,通过对设备进行“以预防为主”的计划检修将达到以下目的:

- (1)消除设备缺陷,排除隐患,使设备能安全运行;
- (2)保持或恢复设备的铭牌出力,延长设备的使用年限;
- (3)提高和保持设备的最高效率,提高设备利用率。

电气设备的检修工作主要分为:大修和小修两种。其中大修是对设备进行较全面的检查、清扫和修理,其间隔时间较长;小修是消除设备在运行中发现的缺陷,并重点检查易磨、易损部件,进行必要的处理,或进行必要的清扫和试验,其间隔时间较短。所谓检修间隔时间是指两次同类型检修的相隔时间。各种电气设备的大、小修的间隔时间都有相关规定。此外还有事故检修,它是指设备发生故障后被迫进行的对其损坏部分的检查、修理或更换。

为了提高设备的出力或改进设备的工作条件而进行的改进工程,一般均和大修工作同时配合进行。

二、大修前的准备工作

根据规定,主要设备大修的准备工作包括:

- (1)编制大修项目表。根据年度检修计划、设备缺陷、运行情况、上次大修总结、小修

查核结果以及决定采用的技术革新项目和先进经验等,在现场查对、深入分析各项技术资料的基础上,做好必要的设计、试验和鉴定工作,从而落实检修项目;

(2) 拟定大修的控制进度,安排班组的施工进度;

(3) 制定必要的技术措施和安全措施;

(4) 做好物资准备(包括材料、备品配件、工具、起重搬运设施、试验设备、安全用具等)及场地布置;

(5) 准备好技术记录表格,确定应测绘和校核的备品配件图纸;

(6) 组织班组讨论大修计划、项目、进度、措施及质量要求,做好劳动力安排、特种工艺培训,协调班组和工种间的配合工作,并确证检修项目的施工和验收负责人。

在大修的准备工作中,应充分考虑检修工作机械化,并为此作好准备;大修内容基本相同的检修项目,如一般检修项目的准备工作(包括试验措施、技术记录等)应尽可能定型化,以提高工作效率。

重大的特殊检修项目,应指定专人负责准备。制造周期长的备品配件和特殊材料必须尽早落实。在大修前的一次小修中,应详细检查设备,核实设备技术状况和年度计划中的特殊项目,必要时修改技术措施。

三、大修的组织和管理工作

大修施工期间是检修工作高度集中的阶段,必须做好各项组织管理工作。为了抓紧时间,集中力量,有序地进行检修,所有检修工作分专业同时进行。检修负责人应随时掌握施工进度,合理组织工序,及时做好劳动力、特殊工种、修配加工、施工机具和材料供应等各方面的平衡调度工作,特别是抓好关键项目的检修以及抓好设备全面解体后和检修结尾阶段的综合平衡工作,确保施工进度。

在检修过程中,要采取安全措施,严格执行安全工作规程,加强宣传教育,不断提高职工安全思想,确保施工中人身和设备安全。

严格执行工艺措施,树立质量第一的思想,养成规规矩矩、整整齐齐、干净利落、毫不马虎的优良工作作风,严肃认真,一丝不苟,正确使用材料、工具、仪器,贯彻检修岗位责任制,确保检修质量。

积极采取措施,提高工效,缩短检修工期。树立安全经济的全面观点,养成勤俭节约的风气,合理更换部件,精打细算,节约器材。

在检修过程中,应及时做好技术记录,包括设备技术状况、系统或结构的改变以及有关测试数据等,记录应做到正确完整、简明实用。

四、检修后的验收和总结

为了保证检修质量,设备检修竣工后应进行验收。施工工艺比较简单的检修工序,

一般由检修人员自检,然后班组长复查验收;重要工序视其工节的复杂性和部件的重要性不同,分别由班长、专业人员或检修负责人进行验收。有关各项技术监督的验收项目,应由专业人员参加验收。

在检查检修质量、检修项目、技术记录和有关资料后,还需进行分部试运行(包括分部试验)。最后根据质量检验、分部试运行以及现场检查的结果,由总工程师决定启动和整体试运行。整体试运行包括各项冷状态和热状态试验及带负荷试运行。若没有发现缺陷,运行情况正常,由总工程师批准正式交给电力系统调度管理。

主要设备大修结束后,应及时组织群众进行总结,对主要设备时行评级和对检修工作进行评价,并在30天内写出大修总结报告。同时,应整理检修技术记录、试验报告等技术文件,归档保存。

第二节 电气设备故障分析及诊断

一、电气故障的起因分析

电气设备发热、电动力、电弧、电接触、电压和频率的变化、三相交流电运行的对称度、电气接地状况、电路切换等等,这些因素的不正常,都会产生某种电气故障。

(一)温升引起的电气故障

电气装置在运行中,如果温升或温度超过允许极限温升或温度,则可能产生电气故障。温度对电气装置的影响主要有以下几方面。

1. 对金属材料的影响

温度升高,金属材料软化,机械强度将明显下降。例如铜金属材料长期工作时温度超过 200°C ,机械强度明显下降;短时工作时温度超过 300°C ,机械强度也明显下降。铝金属材料的机械强度也与温度密切相关,通常,铝的长期工作温度不宜超过 90°C ,短时工作温度不宜超过 120°C 。

2. 对电接触的影响

电接触不良是导致许多电气故障的重要原因,而电接触部分的温度对电接触的良好性影响极大。温度过高,电接触两导体表面会剧烈氧化,接触电阻明显增加。接触电阻增加以后,造成导体及其附件(零部件)温度升高,甚至可能使触头发生熔焊。对于由弹簧压紧的触头,温度升高后,弹簧压力降低,使电接触的稳定性变差,容易造成电气故障。

3. 对绝缘材料的影响

温度过高,有机绝缘材料将会变脆老化,绝缘性能下降,甚至击穿,材料的使用寿命

也将缩短。例如 A 级绝缘材料,在一定温度范围内,每增加 $8 \sim 10^{\circ}\text{C}$,材料的使用寿命约缩短 50%。

温度过高,对无机绝缘材料的绝缘性能也有明显影响。例如电瓷的击穿强度在温度为 80°C 以下时约为 $250\text{kV}/\text{mm}$;当温度达到 100°C 时,其击穿强度约为 $100\text{kV}/\text{mm}$

(二) 电动力引起的电气故障

电动力与电流大小密切相关,在小电流情况下,电动力对电气装置的正常工作没有什么影响,然而,在大电流情况下,尤其是短路电流作用下,所产生的电动力是很大的。因此,电气装置必须具备在短路电流作用下,有关部分不致损坏的稳定性,这种稳定性称为电动稳定性。超过这种稳定性,电气装置将会产生电气故障。电动力所造成的电气故障主要表现在以下几方面。

1. 电动力可能使导体变形

两根或三根平行导体,如母线等,在短路电流作用下,导体受到吸力或斥力。当这种力超过某一程度时,就会使导体变形、接头松脱、支撑固定损坏。

如某变电所就曾出现过这样一起故障。由于固定母线的支持绝缘子距离太远,固定夹板螺钉未拧紧,在大电流作用下,母线受力很大,致使母线从支持绝缘子上滑落,造成两母线相碰,产生了巨大电弧,从而使配电装置烧毁。

2. 电动力可能使开关误动作

图 1-4-1 所示是常见的刀开关结构示意图。当开关闭合接通电路后,流过导体的电流为 I ,构成了一个 U 形环。由于磁力线束受到向外膨胀的力(用左手定则判断),因此刀开关将受到一个被打开的电动力。当流过开关的电流很大(如短路)时,其电动力可能使刀开关自动打开。而刀开关一般没有完美的灭弧装置,不具备断开短路故障的功能。因而这种自动打开属于一种误动作。在电弧作用下,触头可能被烧毁,甚至形成电气火灾。

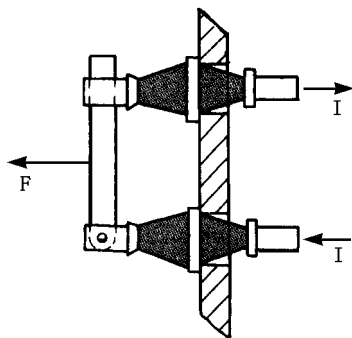


图 1-4-1 刀开关触头受到的电动力

为了防止这类电气事故,刀开关的触头必须夹紧,不得松脱,必要时还应设置连锁装

置,如加装电磁锁或机械联动机构。

3. 触头接触处的收缩电动力可能使触头烧损

图 1-4-2 所示是开关触头接触处电流分布示意图。由图可见,在离接触点较远处,触头截面较大,各电流线基本平行。而触头接触处的截面变小,电流流过接触处,电流线变形收缩,从而产生电动力。

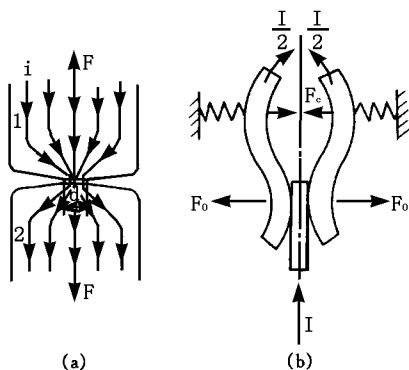


图 1-4-2 触头接触处的收缩电动力

(a) 开关触头接触处电流分布图;

(b) 将触头分成两平行导电片示意图

以图 1-4-2(a) 中 1、2 两电流线为例,在接触处附近,1、2 两电流线近似平行载流导体,电流方向相反,产生的电动力为斥力,即作用于触头间的电动力是斥力。

通常,当载流导体截面沿导体长度(轴向)发生变化时,在截面变小处会产生轴向电动力,这种电动力称为收缩电动力。触头接触处的电动力使触头受到排斥的趋势,也就是说,收缩电动力使触头接触紧密程度变劣,甚至断开,从而使触头烧损。

有时也可利用导体形状的改变产生的电动力使触头压紧,图 1-4-2(b)所示是将触头分成两平行导电片,由于导电片中流过的电流为 $I/2$,且方向相同,因而两片之间的电动力为压紧电动力,触头接触更好。

(三) 电接触引起的电气故障

电接触不良是造成电路和电器故障的重要原因。

1. 电接触不良的基本原因

电接触不良可归纳出如下原因:

(1) 电接触材料的改变 电接触材料,尤其是开关触头的材料,对其导电性、硬度等有着较严格的要求。如果不适当地更换了原有的电接触材料,势必影响到电接触的性能。其次,为了弥补某些电接触材料的缺陷,常常在电接触材料表面镀上一层其他的金属,如镀银、镀锡、镀金等。在修理过程中或经过长时间的磨损,使镀层损伤或消失,必然使电接触性能变劣。

(2)电接触形式的改变 由于修理或其他原因,使电接触表面不平整或接触面发生位移及方向的变化,从而导致电接触形式的改变,如将面接触、线接触变成了点接触,或点接触变成了面接触、线接触,都可能使电接触不良。

(3)电接触压力的降低 弹簧变形、传动机构不到位等,使电接触压力降低,这是电接触不良的重要原因之一。

(4)铜—铝导体直接连接引起的电化学腐蚀 铜—铝导体相互直接连接构成 Cu^+ — Al^- 的高电位差的电化学对,必然引起电化学腐蚀。在实际工作中,未经过任何处理而将铜—铝导体直接连接,是比较多见的,运行时间一长,必然产生电接触故障。

(5)电接触表面性能不良 电接触表面上,由于种种原因,覆盖着一层导电性能很差的物质,也可能是覆盖在接触面上的灰尘、污物或夹在接触面间的油膜、水膜等。由此而形成了表面膜电阻,它的存在使电阻值增大,并引起接触电阻不稳定,甚至破坏电接触连接的正常导电。

(6)环境因素的影响 潮湿、温度偏高、酸、碱、氧化硫、氯气等环境因素的影响,加速了电接触材料的化学腐蚀、电化学腐蚀及其他变化。

(7)电接触安装工艺不符合要求 对不同的电接触类型有不同的安装工艺要求,达不到规定的工艺要求和标准,就会使电接触不良。

2. 电接触不良导致电路不通

电接触点是电路中最薄弱的环节,电接触不良是导致电路不通的重要原因。

例如,刀开关触头松动,触头未接触,导线连接点未搭接好,导线与设备接线端子连接螺钉松动,锡焊点断开等等,常常导致电路不通。

其次,某些电接触点从外表上看似乎已接触好,而实际并没有连接好。在电气维修中常将这种似接非接的电接触点称为“虚连接点”。查找“虚连接点”是查找电气故障的难点之一。

3. 电接触不良导致电接触处严重发热

电接触不良导致的发热,一是由于接触电阻上的发热,二是接触不良发生电弧产生的热。

电接触发热将进一步导致电接触不良的恶化,使电路不通,尤其是使靠近电接触处的元件发生故障,如晶体管热击穿、电容器烧毁、热元件误动作。

4. 电接触不良导致电弧的产生

电接触处的一层绝缘薄膜(如水分、灰尘、氧化膜等),在一定电压下,在接通电路瞬间,可能被击穿,因而会产生火花和电弧,从而导致更严重故障的发生。

5. 电接触电阻的增加可能使某些电路不能正常工作

电接触电阻虽然很小(通常为毫欧、微欧级),但对于某些电路则是不可忽视的因素。例如,电流互感器二次回路,其负载是阻抗极小的电测仪表电流线圈或继电器电流线圈

等,所以,电流互感器的正常运行状态是短路运行状态。如果该回路接触电阻过大,将导致正常短路运行状态被破坏,造成电测仪表误差增大、继电器误动作等故障发生。

(四)电弧引的的电气故障

电弧广泛用于焊接、熔炼、电点火装置及作强光源等技术领域。但是,如果在开关电器中不能迅速将电弧熄灭,或者在某些场合产生不应有的电弧(故障电弧),将会造成严重的电气故障或人身事故。

电弧的高温效应、强光效应和导电效应是造成电气故障的直接原因。

1. 电弧是造成电气火灾事故的主要原因

电弧的温度高达数千度,因此,在电弧发生的一定范围内,如果存在可燃气体、物体,就会点燃这些物质,造成电气火灾。例如,某商场起火,损失数千万元,就是因为导线接头断线形成电弧放电所致。据统计,在电气火灾事故中,80%以上是由于非正常电弧高温引起的。

2. 电弧威胁人身安全

电弧中含有大量的金属离子,因此,当电弧喷向人的皮肤时,高温的金属离子可使皮肤灼伤,留下金属化烙印。

其次,电弧的光极强,这种强光如果直接照身到人的眼睛,轻则使眼睛红肿、流泪、疼痛,重则使双眼失明。

3. 电弧的可导电性是造成电气短路的重要原因

电弧的弧柱是一束可导电的离子流,且质量轻,可迅速移动和拉长,因此,在多相导体中,若其中一相因某种原因发生电弧,这一电弧可能被吹向(或拉向)另一相,造成相间短路。

若导体对地放电形成电弧,这个电弧又不能迅速熄灭,则会造成相对地短路。

4. 电弧引起的开关电器的故障

开关在断开电路(尤其是高电压、大电流电路)时,在开关动、静触头间必然产生电弧。若开关的灭弧装置性能不良或灭弧装置损坏,电弧持续时间长,甚至不能熄灭,就会酿成严重的事故。例如:电弧可加速开关接触不良;强烈高温电弧可使电弧周围的绝缘损坏、老化;电弧可能造成相间短路;电弧还可能使开关绝缘油等其他材料急剧膨胀,产生爆炸事故。

(五)电压偏移引起的电气故障

当电源电压比电气设备额定电压偏高或偏低时,电气设备将因此而受到影响,其影响程度取决于偏移值的大小和持续时间的长短。在严重的情况下,电气设备将因此而产生故障。

1. 对异步电动机的影响

对异步电动机,造成故障的危险主要来自电压偏低。

由于电动机的起动转矩和最大转矩与电压平方成正比,电压下降,转矩大大下降,电动机有可能不能起动,且电动机起动电流很大。持续时间一长,电动机将因发热而烧毁。

2. 对电热设备和白炽灯、碘钨灯的影响

对电热设备和白炽灯等,造成故障的危险主要来自电压偏高。

电热设备和白炽灯等的输出功率与电压平方成正比,电压偏高,输出功率大大增加,工作电流也大大增加,电热设备的电阻器和白炽灯丝将因发热量超地允许值而烧毁。

3. 对气体放电灯的影响

对荧光灯、高压汞灯、高压钠灯、金属卤化物灯等气体放电灯,造成故障和危险既来自于电压偏高,也来自于电压偏低。

电压偏高,发光量大大增加(与电压平方成正比),超过其允许值,灯丝烧断、灯具损坏。

电压偏低,灯具无法起动发光,或起动困难,起动时间增长,灯丝放电剧烈,也容易导致灯管或灯泡烧毁。

(六)环境引起的电气故障

1. 湿度引起的电气故障

表示空气中水所含量多少的物理量,称为湿度,湿度通常有两种表示法。

绝对湿度:是指单位体积湿空气中含有的水气量,即空气中的水气密度,单位是 g/m^3 。

相对湿度:是指空气中实际的水气压与同温度下的饱和水气压之比,用百分数表示。

在一般情况下,人们习惯于采用相对湿度表示空气的潮湿程度。电气工程中,相对湿度大于 80% 称为高湿,相对湿度小于 40% 称为低湿或干燥。

湿度对电气设备的影响主要是绝缘强度、霉菌生长、金属腐蚀与磨损等。

(1)湿度偏高,降低了电气绝缘强度

空气的湿度增加,一方面使空气的绝缘强度降低,另一方面,空气中的水分附着在绝缘材料的表面,使电气设备的绝缘电阻降低,特别是当空气中的水分渗透到绝缘材料内部或溶解到绝缘油(如变压器油)中时,材料的绝缘性能大大下降,设备的泄漏电流大大增加,甚至造成绝缘击穿,产生电气故障。

例如,常见的荧光灯管,当空气中的相对湿度为 50% 左右时,灯管起辉性能最好;当相对湿度大于 80% 时,灯管表面泄漏电流大大增加,可能导致灯管起辉困难,甚至不能起辉。

又如,常用的电工绝缘纸板,当吸入空气中的潮气达 3% 时,其体积电阻率将下降 10^6 倍,其绝缘性能明显降低。

(2)湿度与长霉

潮湿的空气有利于霉菌孢子发芽生长,实践表明,温度为 25 ~ 30℃,相对湿度为

75%~95% ,是霉菌繁殖的良好气候条件。如果空气不对流外 ,将使霉菌生长大大加快 ,因此 ,在温度相同时、气温相等的情况下 ,室内设备长霉比室外设备要严重得多。电工产品中有机纤维制品、皮革、胶木制品、某些油漆等长霉最严重 ,橡胶与聚氯乙烯塑料 ,甚至一些无机材料亦有长霉现象 ,因为这些材料本身或者表面脏污 ,可以提供霉菌生长所必须的养料。霉菌对产品的影响 :

①霉菌细胞中含有大量的水分 ,当菌丝呈网状布满绝缘体的表面时 ,产品的绝缘性能将大大降低。对一些多孔性绝缘材料 ,霉菌根部还能深入到材料的内部 ,导致绝缘击穿。

②霉菌的生长使电工产品表面形成霉斑 ,甚至长出绒毛 ,影响产品的外观和标志。

③霉菌在代谢过程中 ,往往会分泌出一些酸性物质 ,如二氧化碳、醋酸、柠檬酸等。这些物质与绝缘材料相互作用后会导致产品绝缘性能下降 ,特别是对印制电路板和精密仪表等的影响较大。

④霉菌分泌出的一些酸性物质 ,对金属起腐蚀作用。一些极细的导线 ,如仪表 ,继电器线圈等 ,在潮湿地区常因长霉而被腐蚀 ,造成断线事故。

在长年湿度较高的地区 ,霉菌对电工产品的影响是比较严重的。据某单位一个地下设施的统计 ,该设施平均湿度为 76% ,温度为 32℃ ,通风条件较差 ;在该设施内存放的设备 ,因为长霉 ,胶木类电器平均每年损坏 30% 以上 ,绝缘电线损坏达 15% 左右 ,胶木电器的使用寿命一般只有 3~5 年。

(3) 湿度与金属腐蚀

金属腐蚀是一种常见的现象 ,电气设备中的导电金属、导磁硅钢片、金属外壳等受到腐蚀后 ,将严重降低设备的性能和使用寿命 ,甚至造成电气故障。

实践表明 ,只有当相对湿度达到一定数值后 ,金属的腐蚀才突然加快 ,在工程上 ,把这一湿度 ,称为临界湿度。例如 ,电工产品中常用金属的临界湿度 :钢铁为 70%~80% ;铝为 65% ,锌为 60%~65%。

一般来说 ,铜、铝等导电金属具有较好的耐腐蚀性 ,但当大气中含有某些腐蚀性气体时 ,铜、铝的腐蚀也是很严重的 ,这种腐性气体有的就是由于电工产品本身产生的。在电工产品中 ,一般使用的塑料的热稳定性多在 60~350℃。在一定的温度下 ,有些塑料可能分解出氨气和醋酸 ,遇到湿气就会在金属材料上引起强烈的腐蚀作用 ;有些塑料(如聚氯乙烯)可能分解出 HCl ,与湿气混合成为盐酸 ,强烈腐蚀金属。

电工产品中的金属腐蚀除引起的一般破坏作用外 ,另一方面是使导电金属和电接触材料产生一层晦暗膜。大气湿气形成的水膜和腐蚀生成的晦暗膜 ,是导致接触电阻增大的重要原因之一。

2. 温度与电气故障

电气设备的内部损耗使设备的温度升高 ,如果周围环境温度偏高 ,或者空气的流动

性差,使得电气设备热量不能尽快散发到空气中或其他介质中,必将使电气设备温升超过其允许的程度,对电气设备的正常运行产生许多不利的影响,导致电气故障。

3. 大气压与电气故障

大多数电气设备都是按海拔高度不超过 1000m 的环境条件设计制造的。当这些设备应用于海拔超过 1000m 的地区时,由于环境空气密度降低,大气压降低,对电气设备的工作性能将有一定的影响,这也是高海拔地区电气设备发生故障的原因之一。

(1) 大气压与电气绝缘强度

气体的压力对气体的击穿电压有很大的影响。著名的气体放电每一定律(即帕申定律)揭示了击穿电压与气压的关系:当气体材料和电极材料一定时,电极间隙的击穿电压 U 与电极间隙长度 δ 和气体压力 P 的乘积有关,即

$$U = f(P\delta)$$

典型曲线见图 1-4-3。

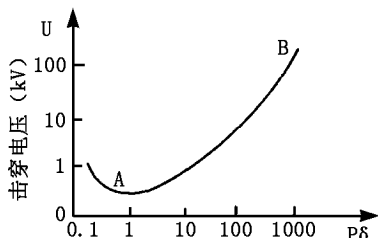


图 1-4-3 $U = f(P\delta)$ 曲线

显然,当电极间隙 δ 一定时,击穿电压只与气压有关。在大气条件下,击穿电压与大气压的关系适用于曲线各点右侧部分,即 AB 区间。

这一关系说明,空气的击穿电压近似与大气压成正比。在高海拔地区,以空气为主绝缘的电气设备的电气绝缘强度将下降,其下降程度约为海拔每升高 100m,绝缘强度下降 1%,因而高海拔地区电气设备容易发生电气击穿故障。

(2) 大气压与开关灭弧能力和开断能力

20 世纪初,当飞机刚问世时,人们发现,一些地面上性能优良的电气开关应用于飞机上时,在空中屡出故障,开关触头烧损严重。究其原因,就是因为在高空中,大气压降低,空气密度下降,电弧散热慢,电弧不易熄灭,因此,高海拔地区的开关设备的分断能力必然下降。为了不致产生故障,通常情况下降低开关的分断电流。有关规定指出:海拔高度每升高 100m,开关的分断电流应下降 1%。

(3) 大气压与设备温升

大气压降低,空气密度小,空气的热传导能力和对流换热能力降低,电气设备的温升相应增加,其温升增加幅度见表 1-4-1。

表 1-4-1 高海拔地区电气设备温升增加幅度

设备名称	海拔每升高 100m 温升增加幅度(%)	设备名称	海拔每升高 100m 温升增加幅度(%)
中小型电机	1	油浸风冷变压器	0.6
微电机	0.2	干式风冷变压器	1.0
油浸自冷变压器	0.4	低压电器	0.4
干式自冷变压器	0.5	高压电器	0.3

由此可见,为使高海拔地区电气设备安全可靠地运行,减少故障,应使电气设备的额定容量相应降低。

二、电气故障的分类和特点

电气故障的原因很多,主要是设计上存在问题;安装技术上存在缺稳;周围环境条件不良;外界的干扰和影响;操作不妥;零部件质量不高,性能不稳;负载发生问题;电网电源有问题;零部件使用寿命到期,元器件发生老化、性能不稳。综合上述这些故障原因,介绍一下故障的分类和故障的发生率。

(一) 电气故障的分类

1. 按事故发生的渠道分类

(1) 先天性故障

造成先天性故障的主要原因:因设计不合理或者在设计中存在的缺陷,而诱发电源装置在运行中发生故障,在制造过程中出现差错,例如,因虚焊而造成接触不良;安装上不合理。

(2) 外来故障

所谓外来故障,是指电源装置外部原因造成的故障,如自然灾害等原因造成的故障。

(3) 人为性故障

人为性故障是由于违反了电源装置的操作规程、维护规程和安全规程,或者违反了电源装置的使用条件,人为地造成了故障。这种故障是非常规性的,是完全可以避免的,如粗劣野蛮的操作,不按操作步骤和操作方法去工作,造成元器件的损伤和损坏引起的故障,在电源装置处于正常运行的过程中,进行非法作业引起短路,损坏元器件。又如,长期不进行维护和检修,或者维护工作做得马虎,发生事故隐患不及时消除,到后来酿成事故。

(4) 电器故障

发生这一类故障的几率比前 3 种故障任何一种都高,主要由于电气元器件损坏等引起。

2. 按事故发生部位分类

按照电气装置的构成特点,从查找电气故障的观点出发,常见的电气故障分类见图

1-4-4。

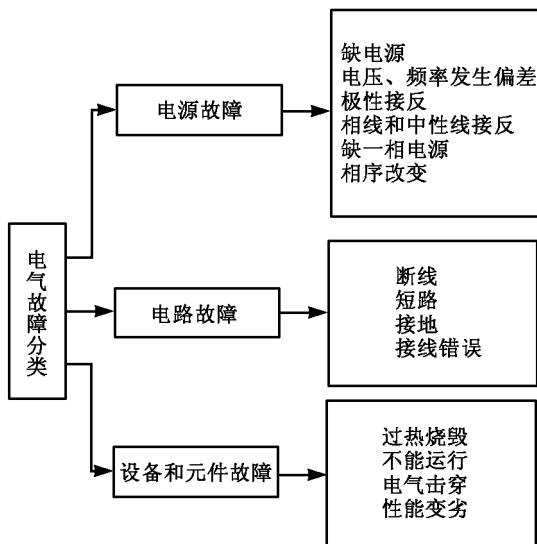


图 1-4-4 电气故障的分类

(二) 电气故障的特点

1. 随机性

设备故障的随机性是指设备发生故障以及故障分布和影响因素往往是随机性的。

整套设备发生故障的随机性来源于零(部)件故障的随机性、各零(部)件故障组合的随机性、材质和制造工艺的离散性、运行环境和工况的随机性以及维修状况的随机性等。

零(部)件故障的随机性来源于制造误差的随机性,材质性能和缺陷情况的不确定性,运行工况、环境条件与破坏因素的随机性,以及维修作业的不一致性等。

材质和制造工艺的离散性必然导致故障发生时刻和严重程度的随机性。运行工况与环境条件的随机性,会使完全相同的设备发生故障的频率和使用寿命出现很大差异。至于维修状况的随机性主要取决于如下因素:维修决策与实施方案因人而异,备件情况不同,修复工艺、设备、材料和工作态度各异,因维修体制不同而造成的提前或滞后维修等等。

2. 阶段性

故障的阶段性是指除突发、间歇和漂移等故障外,绝大多数故障的发展演变过程,在时间上都可以分为三个阶段,即设备零件功能(或性能)劣化的潜伏期、发展期和损坏期。

在潜伏期,多数劣化因子对零(部)件材料的作用是很微弱的,有些甚至是微观变化过程,因此用通常的检测手段很难察觉出来。而且,在潜伏期内,微观缺陷的发展演变往往十分缓慢,因而可以被设备的其他故障或失修所掩盖。当劣化因子足够强大,而且微观缺陷积累到一定程度时,逐渐加速微观破坏而进入发展期。

发展期的特点是损伤有明显的发展速度,而且在宏观上显露出缺陷的形貌特征,因此在这个阶段可以用适当的手段检测到故障的存在,只是故障的严重性尚未达到危急程度而已。

损坏期的特点是劣化因子强度达到劣化零件所能承受的极限,故障恶化到使零部件面临失效的阶段。损坏期的特征信息就是事故临危报警的依据。损坏期历程长短不等,该阶段历程越短的故障危险性越大,因此,对这类故障进行在线监测的必要性与紧急处理的难度也越大。

3. 故障发展演变在时间的阶段性

必然在空间尺度上表现为从微观到宏观,从局部到整体,从隐蔽到显露的发展蔓延过程。也就是说,故障在潜伏孕育阶段和发展的初期往往是很隐蔽地进行着,只有到了事故发生后人们才追根求源,但又往往忽略其微观机理。

故障发生的时间和空间上的隐蔽性给故障分析带来很大困难,因此,人们提出了故障寻因的阶段性和故障定位的层次性问题。故障在空间上的扩展往往始于一个或多个微观故障源,逐渐蔓延成整体宏观事故。人们在进行事故分析或故障寻因时,必须反复思考,从宏观到微观逐步完成故障定位。当然,在实际工作中,不一定对任何故障都定位到微观层次,因为这样既不可能又无必要。但究竟要定位到多大范围为妥,应视具体情况而确定。一般讲,定位越笼统,零件换修代价越大,而定位越细,则诊断时间越长,对诊断的设备条件和专业技术人员的要求也会越高。

4. 多发性

设备故障的多发性是指故障的继发与并发的组合,也就是说,前述零件故障演变的三个阶段是指单一故障,但对于实际零件(尤其组件和整机),某一种故障发展到一定程度后可能引发另一个(或几个)故障的发生,被引发的故障还可能引起其他故障,形成故障因果链。

5. 电的传播速度极快

电流或电信号在导线中的传播接近光速,即 300000km/s ,因此,电气故障发生后电能释放极快。大多数电气故障往往在瞬间发生、发展,酿成灾祸,这种突然性更为故障的预防带来了困难。

6. 故障区域性广

一种电气装置能实现某种功能,但其元件的分布区域可能很广。例如,某水泵动机安装地点在水源附近的水泵房,但水泵电动机的供电电源在配电房,而水泵电动机的控制(起动和停止)则在远离配电室和水泵的控制室,这就决定了水泵电动机的故障区域也在一个较广的范围内,这也给查找电气故障带来了困难。

三、电气设备故障诊断方法

电气故障现象是多种多样的,例如,同一类故障可能有不同的故障现象,不同类故障

可能是同种故障现象,这种故障现象的同一性和多样性,给查找故障带来了复杂性。但是,故障现象是查找电气故障的基本依据,是查找电气故障的起点,因而要对故障现象仔细观察分析,找出故障现象中最主要的、最典型的方面,搞清故障发生的时间、地点、环境等等。

1. 直接感知 有些电气故障可以通过人的手、眼、鼻、耳等器官,采用摸、看、闻、听等手段,直接感知故障设备异常的温升、振动、气味、响声、色变等,确定设备的故障部位。

2. 仪器检测 许多电气故障靠人的直接感知是无法确定部位的,而要借助各种仪器、仪表,对故障设备的电压、电流、功率、频率、阻抗、绝缘值、温度、振幅、转速等等进行测量,以确定故障部位。例如,通过测量绝缘电阻、吸收比、介质损耗,判定设备绝缘是否受潮,通过直流电阻的测量,确定长距离线路的短路点、接地点等。

(一)直观检查法

利用眼睛、鼻子、耳朵、手等感觉器官,来进行直接观察,观察温度、声音、颜色、气味等有否异常,以判断电源装置的运行情况。通过这种直观,将一些明显的故障能立即诊断出来,或者能帮助我们分析和掌握故障发生的部位、危及范围、严重程度以及元器件损坏情况。就是对那些隐蔽而复杂的故障,通过我们所直接观察到的各种现象,也能为进一步诊断和分析提供重要依据,因此,直观是诊断故障的十分重要的第一步。

1. 听一听有没有异常的声音。

2. 嗅一嗅有没有异常气味,特别是有没有出现绝缘材料烧焦的气味。一般电气部件都由绝缘材料组成,当绝缘材料被通过的大电流(超过额定电流数倍)烧伤或烧焦后,会发出一种刺鼻的臭味,追踪气味的发生处,能帮助我们查找故障源。

3. 查一查是否出出异常的温度。各种电源设备,不管是静止型还是旋转型,只要流过电流,就会产生热量,这种热量,使温度上升,但只要不超过额定温升是允许的。电源装置能持续正常的运行,这种温度基本处于饱和状态,变化不会很大。如果发现某元器件或某部位的温度突然升高,发热发烫,出现反常情况,表明可能出现故障或者有故障隐患存在,此时可根据热源去寻找故障点。检测电源装置的温度,通常采用如下几种方法。

(1)用手去摸一摸,凭感觉和经给来判断温度是否发生了异常。平时,要有意识地经常去体验设备的温度,掌握装置正常运行情况下的温度,因此,只要用手去摸一摸(但必须注意安全),就能知道温度是否超出了允许的最高温度。根据经验,在通常情况下,能够用手摸设备耐受 10s 左右的温度约为 60℃。

(2)对一些十分重要的部件或者特别需要监视的部位,可以安放温度计,用温度计来检测和监视它们的温度。

(3)对另外一些需要监视温度的部件或部位,但不便安放温度计,也不能用手摸它。在这种情况下,可以贴上示温片或涂上示温涂料,根据它们的颜色随着温度的变化而发生变化的性能,就可以知道温度是否出现了异常。

4. 看一看有没有出现冒烟的情况,是否有被烧焦、烧黄或被烧得发黑的元器件。当过载和短路引起的大电流通过元器件(或零部件)时,轻者将元件烧得发烫,烤得变黄。重者将元器件(或零部件)烧得冒烟、发焦、发黑。对这种情况,可根据损坏的元器件,找出故障点,分析出故障原因。

5. 看一看熔断器是否熔断。如果发现熔断器熔断,则应检查一下是哪一相的被熔断。再细细地看一下熔芯被烧断的情况和被熔断的程度。便如,对那些玻璃管熔断器,有的熔芯看上去是被慢慢地熔断的,在被熔断分开的两个断点处显得比较粗壮,头上呈现椭圆形,玻璃管仍然很透明,并且没有任何被损坏的痕迹,也没有任何发黑发黄的现象。这些多数是由于过载而造成的故障,而且从熔芯开始被熔化到熔芯被熔断,是经过了一定长的时间,而另一种情况则不然,一看就知道熔芯是被快速熔断的,由于流过的电流非常大,带有‘爆炸’形式似的,将熔芯烧飞溅在玻璃管的四周,成粉碎性状。玻璃管四周发黄发黑,甚至玻璃管有时被炸破,这种故障,多数是由于短路而造成的。根据不同的短路情况和流过不同大小的短路电流,熔芯被熔化的状态是完全不同的,因此有经验的人一看就知道是短路还是过载。如果是短路,还能估计出短路发生源是在近处还是在远处。

6. 看一看所有的电压表、电流表和频率表的指示值。观察一下它们的指示值是否在规定的范围内,或者是否在正常的指示值内,它们的指针摆动是否稳定和正常。当发现电表的指示值或电表的指针摆动情况发生异常时,表明出现了故障。

7. 看一看没有打火花的痕迹。有些地方由于接触不良,或者由于炭烂和铁粒等导电性灰尘存在,引起打火花,或者由于其他原因引起打火花。打火花也会危及元器件,引起故障。打过火花以后,总会有痕迹存在,可根据痕迹去查故障源。

8. 全面扫视一下,有没有明显损坏的元器件,从明故障入手,进一步查清故障。

9. 观察一理,是否存在应该动作而又不动作的继电器和接触器,或者虽然动作了,但吸合不可靠,时而吸合,时而又释放。或者继电器和接触器虽然得电吸合了,但其常开触头闭合不良,或者常闭触头断开不良。反之,继电器和接触器的线圈虽然失电了,但其动合触点不断开或其动断触点闭合不良;同时也观察一下是否存在不该动作的继电器和接触器发生了动作(即出现误动作)。即一方面观察触头动作情况,另一方面也可以听听触头动作声音,必要时可借助万用表来进行检测。

10. 查一查有没有断线现象,或者有没有被损伤的导线。特别要仔细观察一下导线的绝缘外皮有没有损坏,有没有大电流流过导线而使其发热,导致导线外皮绝缘被熔的现象,这能帮助我们判断故障的性质和寻找故障源。

11. 查一查有没有松动的连接螺丝和接插件(或转插件)。在长期的运行过程中,由于振动而引起连接螺丝、接插件的松动,只要有松动,就会发生接触不良,另外,由于日久引起弹簧的弹力不足,或者由于氧化等原因引起插头与插座之间接触不良。只要有接触

不良,就会出现间隙性的无规律的故障。

12. 查一查有没有发生变形、裂缝和损伤的元器件。

13. 查一查有没有虚焊或者焊点脱落现象。只要查出虚焊或焊点脱落的地方,故障源也就不难找到了,因为虚焊造成接触不良,焊点脱落造成断路,它们直接酿成故障。

14. 查一查有没有被腐蚀生锈的触点。被腐蚀氧化后发出铜绿,也有一些出现灰褐色,变得粗糙和凹凸不平。发生氧化后,接触电阻增大,接触也就不良。

(二)仪表、仪器测量法

仪表、仪器测量法是用电气仪表测量某些电参数的大小,经与正常的数值对比后,来确定故障部位和故障原因。

仪表、仪器测量法的具体方法如下:

1. 测量电压法 用万用表交流 500V 档测量电源、主电路电压以及各接触器和继电器线圈、各控制回路两端的电压。若发现所测处电压与额定电压不相符合(超过 10% 以上),则是故障可疑处。

2. 测量电流法 用钳形电流表或交流电流表测量主电路及有关控制回路的工作电流。若所测电流值与设计电流值不符(超过 10% 以上),则该相电路是故障可疑处。

3. 测量电阻法 即断开电源后,用万用表欧姆档测量有关部位电阻值。若所测电阻值与要求的电阻值相差较大,则该部位极有可能就是故障点。一般来讲,触头接通时,电阻值趋于“0”,断开时电阻值“ ∞ ”,导线连接牢靠时连接处的接触电阻亦趋近于“0”,连接处松脱时,电阻值则为“ ∞ ”,各种绕组(或线圈)的直流电阻值也很小,往往只有几欧姆至几百欧姆,而断开后的电阻值为“ ∞ ”。

4. 测量绝缘电阻法 即断开电源,用绝缘电阻表测量电器元件和线路对地以及相间绝缘值,电器绝缘层绝缘电阻应根据电压等级而确定绝缘电阻值。绝缘电阻值过小,是造成相线与地、相线与相线、相线与中性线之间漏电和短路的主要原因,若发现这种情况,应着重予以检查处理。

(三)其他诊断法

1. 对可疑对象进行重点检查

在第一步直观检查中,凡发现可疑的对象,或者对那些容易损坏的娇脆的元器件进行重点检查。一般通过对它们的检查最容易发现故障,效果比较好。即便通过对它们的检查未发现故障,但对排除故障疑点,缩小了故障的范围也有一定的作用。

2. 替换试探法

用相同的元器件分别去替换有故障嫌疑的元器件,看看故障是否被消除。以此方法,逐步查找,逐步缩小故障范围,对最终暴露故障所起的效果很好,排障效率比较高。

3. 对比法

采用对比法能快速找出故障,这是通常采用的一种故障诊断方法,其效果很好,方法

也比较简便。

4. 分段切割查找

对一些故障现象复杂、问题很多、涉及面很广,故障范围又不明的疑难故障,宜采用分段切割的方法来查找。它能分割故障,化复杂为简单,缩小故障范围,容易诊断。

这种方法更适用于闭环系统,如果在闭环系统中产生故障,可将反馈环节的连接线断开,使闭环系统成为开环系统。再进行观察检查,分析判断故障是发生在开环系统中还是反馈系统中。如果初步判断故障发生在开环系统中,则对开环系统进行逐级检查,找出故障部位,直至故障点。如果开环系统没有问题,则表明故障就发生在反馈系统,故障范围就缩小了,有助于加速查出故障点。

5. 逐级类推检查

根据不同情况,可以从输出端开始,逐级往前类推检查,也可以从输入端开始逐级往后类推检查,直至暴露故障为止。但无论采用哪一种检查方法,一般都道先检查该级的输出电压和输出电流。如果输出电压值、输出电流值都正常的话,则表示这一级的工作状态都正常,故障点不在这一级,而在它的前面(或后面)。因此也用不着再去检查这一级的输入电压、输入电流及其它,可以直接往前级(或后级)推进,去检查上一级(或下一级)。

6. 敲击振动

在制造时由于虚焊,造成接触不良,或者在使用过程中由于周围环境条件差,导致元器件、触点、触头腐蚀生锈,引起接触不良,造成电源装置运行时好时坏,发生无规则的间隙性故障。为了暴露故障和故障发生源,可使用敲击振动法。在做敲击振动时,可一个部分一个部分地进行,不要几个部分同时进行敲击,这样便于暴露故障源。

第三节 电工工具及使用方法

一、常用电工工具

电工随身携带的工具,包括电工钢丝钳、螺丝刀、活动扳手、电工刀、验电笔等。其中钢丝钳、螺丝刀和活动扳手,均以它们本身的长度为规格,一般相邻两种规格之间相差 25 毫米(相当于一英寸)。钢丝钳有 150、175、200 毫米三种规格(相当于 6、7、8 英寸),螺丝刀有 50、75、125 和 150 毫米几种规格(相当于 2~6 英寸),活动扳手有 100、125、150、200、250、300 毫米几种规格(相当于 4~12 英寸)。

使用电工工具时注意事项如下:

1. 使用钢丝钳时 ,应检查钳柄绝缘是否良好可靠 ,以防带电作业时发生触电事故。剪切电线时 ,不能同时剪断两根带电导线 ,以防造成短路。
2. 螺丝刀的选用应与所旋螺钉相配合 ,使用耐应对正螺钉豁口垂直用力。电工不应使用穿芯螺丝刀 ,并宜将金属杆上套以绝缘软管 ,以防带电作业时触电或引起短路。
3. 电工刀的使用 ,刀口应向外 ,用完后应将刀身折入刀柄。
4. 使用活动扳手时 ,应将扳口调节适当 ,务必使扳唇正好夹住螺母 ,以防扳口打滑 ,损伤螺母或碰伤手指。活动扳手不可反过来使用 ,以免损坏活动扳唇。
5. 验电笔在使用前 ,应验证它没有损坏 ,其方法是在明知有电的设备上测试一下。验电时 ,要使氖管小窗背光朝向自己。若验明设备不带电时 ,需用验电笔笔尖接触几次验电点或更换一下验电点再进行测试 ,以免判断错误。

二、喷灯

喷灯是一种加热工具 ,在电气设备的检修或安装工作中经常使用。其构造如图 1-4-5 所示。它是将燃油汽化后与空气混合喷出点燃 ,产生高温火焰 ,供设备局部加热用。

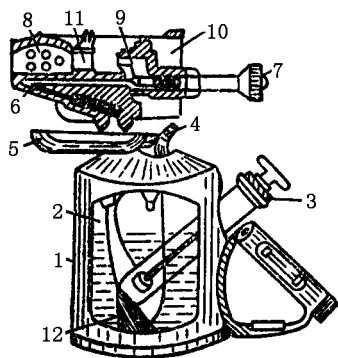


图 1-4-5 喷灯结构

- 1—油桶 ;2—气室 ;3—气筒 ;4—加油口螺丝 ;
 5—预热盘 ;6—化管 ;7—调节阀 ;8—喷焰管 ;
 9—喷嘴 ;10—风罩 ;11—混合空气管 ;12—安全销

1. 喷灯的使用方法

(1) 旋下加油口螺丝 ,把所用的燃油注入油桶。油量只能加到油桶容积的四分之三 ,让桶内保留一定的空间 ,贮存压缩空气 ,以维持必要的空气压力。油加完后 ,把加油螺丝旋紧并擦净外部油污。

(2) 在预热盘中也注入燃油 ,并把撒在预热盘外部的油擦净 ,然后点燃预热盘中的油 ,给汽化管加热 ,使管中的油汽化。

(3) 预热盘中的油快燃尽时 ,用气筒先打三 ,四下将燃油压入汽化管汽化 ,然后再慢

慢拧开调节阀,使汽化了的燃油经喷嘴喷入喷焰管与空气混合,再经喷焰管喷出混合可燃气体,点燃成为火焰。如果喷出的火焰正常,可打足气,继续调节增大火焰。如喷出的火焰不正常时,说明有漏气或喷嘴阻塞的现象,应设法消除漏气或用通针通喷嘴。喷出的火焰必须是由黄红色渐渐变为纯蓝色时,喷灯才能使用。

(4)需要将喷灯熄灭时,先关闭调节阀,使火焰逐渐熄灭,待冷却数分钟再旋松加油口螺丝,放出油桶里的空气。

2. 使用喷灯时的注意事项

- (1)喷灯常用的燃料是汽油或煤油,但汽油、煤油不能混合使用;
- (2)使用喷灯时不能戴手套;
- (3)严禁在有火的地方加油;
- (4)加完油或放完气后,要拧紧加油口螺丝;
- (5)点燃的喷灯不能将喷火口对着人体和各类易燃物品以及其它设备、器材等。

三、电钻

它是一种电动钻孔工具。电钻用的电动机一般有两种:大电钻是用的三相感应电动机;小电钻则是用的交直流两用的串激电动机。

电钻在使用时应注意下列各项:

1. 检查电钻的接地线是否完好,检查电源电压是否与铭牌相符,电源线路上是否有熔断器保护。在上述条件符合要求时,才能接上电源。
2. 电钻钻头必须锋利,钻孔时不宜用力过猛,以防电动机过载。如发现钻头转速降低,应立即切断电源并进行检查,以免烧坏电机。
3. 电压为220/380伏 Δ/Y 接法的三相电钻,出厂时大部分为星形接法,如果电源为220伏时,可将定子线圈接头按出厂要求接成 Δ 接法使用。
4. 使用时电钻机壳温度不得超过 45°C 。
5. 携带电钻时必须握住电钻本身,不得提橡皮软线,并应随时防止软线被擦破、割破、轧坏等现象。
6. 为了防止三相电钻因单相运行而烧坏,应定期检查开关和橡皮线是否完好。
7. 装拆钻头时,必须用钻夹头钥匙,不能用其它工具来敲打夹头。
8. 使用电钻时严禁戴手套。
9. 对交直流两用电钻的换向器,应注意随时清除污垢,及时更换磨损的电刷及调整弹簧压力。

四、钳形电流表

钳形电流表简称钳形表。它具有一个可开闭的铁芯,测量时,只须将被测导线钳入

铁芯内(不必串联在电路中),就能测出该导线电流的数值。钳形电流表是根据电流互感器的原理制成的,如图 1-4-6 所示,只适用于交流电路。

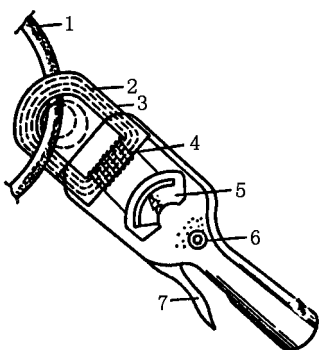


图 1-4-6 钳形电流表

1—被测导线;2—铁芯;3—磁通;

4—二次线圈;5—表头;6—量程调节开关;7—使铁芯张开的手柄

使用钳形电流表时,必须注意:

1. 测量前应估计被测电流值的大小,根据需要转动量程调节开关,选择适当量程。再张开钳形铁芯动臂,将被测导体钳入钳形铁芯中间,取得读数。
2. 钳形电流表的钳形铁芯的橡胶绝缘应保证完好无损,并注意不能同时钳住同一电路中的两根导线。钳口在测量时应对齐吻合。钳口应保持清洁,不能生锈。
3. 被测电压不能大于钳形电流表的额定电压。
4. 被测导线应放在钳形铁芯的中心位置,否则会增加测量误差,特别是测量三相电路时,要尽量保证测量条件(即握钳姿势)的一致性。
5. 避免外界磁场的影响(例如不要靠近变压器铁芯或外壳、电动机外壳、带电导体等),以减少误差。

五、摇表(又称兆欧表)

摇表是由一个手摇直流发电机和一个流比式测量机构所组成,用来测量电气设备的绝缘电阻。根据其测量结果,可以简单地鉴别电气设备绝缘的好坏。它是电气设备检修工作中必不可少的工具。常用摇表的额定电压有 500 伏、1000 伏、2500 伏等几种。

1. 接线方法

摇表有三只接线柱,一只为“线路”(L),另一只为“接地”(E),还有一只为“屏蔽”(G)。这三只接线柱按照测量对象的不同来选用,如测量电气设备的对地绝缘电阻时,将“E”柱接地;“L”柱接被测设备;测量两线之间的绝缘时,“E”、“L”柱各接一线,测量电缆的绝缘电阻时,还需将屏蔽“G”柱接到电缆的绝缘层上,以消除绝缘表面泄漏电流的影响。如图 1-4-7 所示。

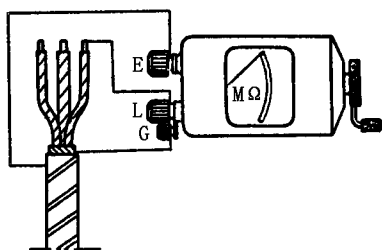


图 1-4-7 测量电缆绝缘电阻接线图

2. 测量步骤

(1) 将被测设备脱离电源, 并将设备对地进行放电, 再把设备表面清扫干净。

(2) 在测量前, 应先对摇表作一次开路试验(连线开路, 摇动手柄, 指针应指“ ∞ ”)和一次短路试验(连线直接短接一下, 播动手柄, 指针应指“0”), 如果指针指示不灵, 则说明仪表有故障。

(3) 在测量时, 摇表必须放平, 以每分钟 120 转的恒定速度转动摇表手柄, 使表指针逐渐上升, 直到稳定值后, 再读取绝缘电阻值。

(4) 对于容量大的设备, 在测量完毕后, 必须将被测设备进行对地放电。

(5) 记录被测设备的温度和气候情况。

3. 注意事项

(1) 摇表所使用的两根连线应是绝缘良好的单根导线, 两连线宜用两色的, 且不要互相缠绕在一起, 最好不使连线的绝缘与被测设备或地面接触, 以免因漏电而增加测量误差。

(2) 双回路架空线路或母线, 当一路带电时, 不得测另一路的绝缘电阻, 以防止感应高压而损坏仪表或危害人身安全。雷电时禁止用摇表在停电的高压架空线路上测量绝缘电阻。

(3) 严禁在有人工作的线路上进行测量工作, 以防危害人身安全。

(4) 在摇表没有停止转动或被测设备没有进行放电之前, 切勿用手去触及被测设备或摇表的接线柱。

第四节 电气设备起重搬运

体积大和重量重的电气设备的起重搬运工作, 由起重专业工种进行。电气检修人员仅进行 500 公斤以下设备的起重搬运。

一、起重工具和使用方法

1. 绳与绳扣

常用的有麻绳和钢丝绳两种。麻绳具有较大的柔性,使用较方便,但强度较低,尤其应注意当它受潮后强度将大为降低,所以常用于重量较轻物体的手工起重操作中。钢丝绳是由 19、37、61 等根钢丝捻成股线,再由六股股线中间加浸油麻芯合成的,这种钢丝绳强度大,亦有一定的弹性和柔性,不易生锈。但不耐折,使用时应防止钢丝绳打结。若须结扣时应在结扣处垫上木块。钢丝绳的两端,一般都作成绳套。为了防止弯曲半径过小,绳套中还可衬入薄钢板做成的套环。

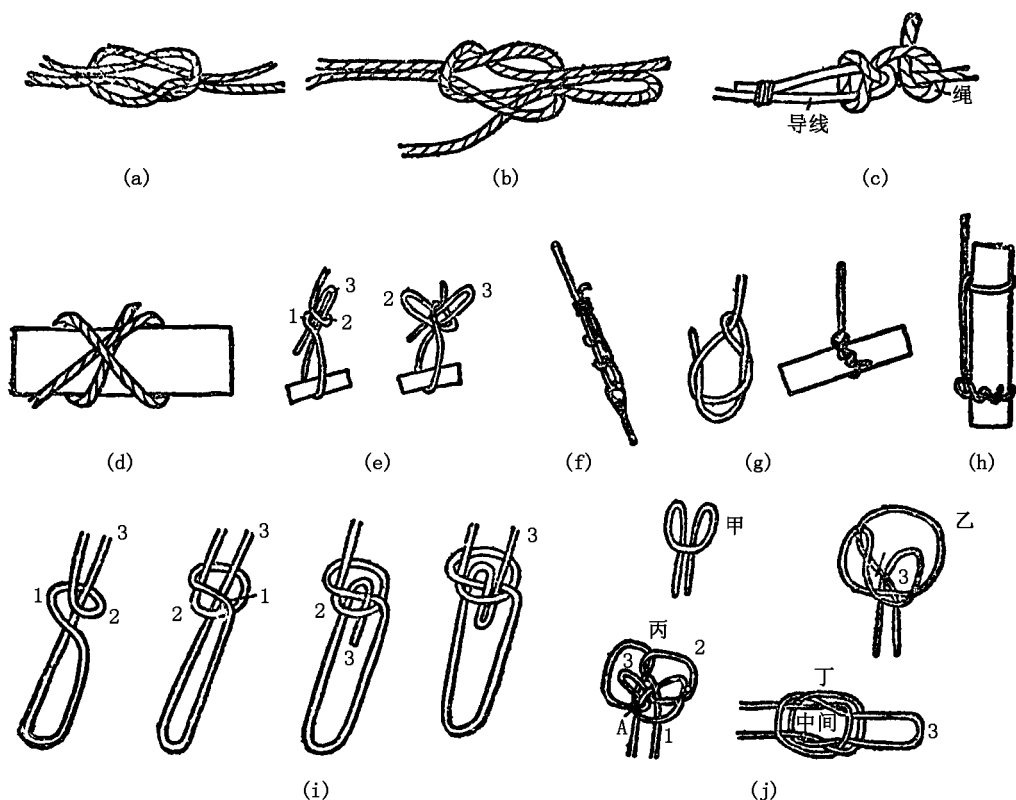


图 1-4-8 绳扣

(a)直扣 (b)活扣 (c)紧线扣 (d)猪蹄扣 (e)抬扣;
(f)倒扣 (g)背扣 (h)剃背扣 (i)拴马扣 (j)瓶扣

常用的绳扣有下面十种,见图 1-4-8 所示。

- (1)直扣:用于临时将麻绳的两端结在一起。
- (2)活扣:用途与直扣相同,但它用于需要迅速解开的情况下。
- (3)紧线扣:紧线时用来绑结导线,也可用作腰绳系扣。
- (4)猪蹄扣:在传递物件和抱杆顶部等处绑绳用。
- (5)抬扣:抬重物时用此扣,调整或解开都比较方便。

(6) 倒扣 :临时拉线(抱杆或电杆起立用)在地锚上固定时用。

(7) 背扣 :在高空作业时,上下传递工具材料等用。

(8) 倒背扣 :垂直吊起轻而细长的物件时用。

(9) 拴马扣 :绑扎临时拉绳时用。

(10) 瓶扣 :吊物体时用此扣,物体吊起后可以不摆动,而且扣较结实可靠,吊瓷套管等物体多用此扣。

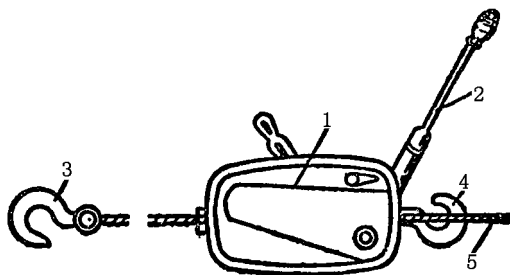


图 1-4-9 钢丝绳手扳葫芦

1—夹钳装置;2—手柄;3—拉钩;4—吊钩;5—钢丝绳

2. 手扳葫芦

这是一种轻便的手动牵引起重设备。它有两对平滑自锁的夹钳,象两只钢爪一样交替夹紧钢丝绳,使吊钩沿钢丝绳作直线运动,从而达到牵引和起吊目的,如图 1-4-9 所示。除能水平、垂直使用外,还能在倾斜、曲折转弯的工作条件下使用。它的起重量有 1.5 吨和 3 吨两种。

在起吊物件时,可配合滑轮使用。在操作时,扳动手柄即可。

使用手扳葫芦时,手柄不能被任何障碍物阻塞,前进杆及反杆不能同时扳动,使用一段时间后,应检查夹钳的磨损情况,避免使用时打滑。

3. 手拉葫芦(导链)

手拉葫芦也是一种轻便省力的起吊设备。它的结构紧凑,手拉力小,携带方便。这一类型产品起重量有 0.5~10 吨多种。使用时,将挂钩挂在固定稳妥的高处,先将手拉链条反拉,将起重链条倒松,使葫芦有最大的起重距离,然后慢慢拉紧,起吊重物。手拉葫芦只用于短距离内起吊和移动重物,以及绞紧物件以控制方向。它可在垂直、水平和倾斜等方向使用。

使用要求:

(1) 在起吊物件前应估计一下重量,切勿超载使用。

(2) 在使用前必须对吊钩、起重链条及制动部分等,进行认真仔细地检查,确认完好无损后,方可使用。

(3) 起重前应检查上下吊钩是否挂牢,不得偏歪,起重链条应垂直悬挂绝对不得绞扭。

(4)对上述各项检查确认无误后,操作者站在手拉链轮同一平面内,拉动手拉链条,使手拉链轮顺时针方向运动,重物即可上升。当重物离开地面约0.2米左右时,停留一段时间,试验制动器部分是否可靠并检查有无其它不正常现象,确认正常后,再继续起吊到需要高度。当需要降落时,拉动手拉链条的另一端,使手拉链轮反时针方向转动,重物即可缓慢下降。

(5)在起吊过程中,无论重物上升或下降,拉动手拉链条时用力应均匀和缓,防止手拉链条跳动或卡住。

4. 千斤顶

千斤顶通常是用它将一个有一定重量的物件顶起的简单起重工具。

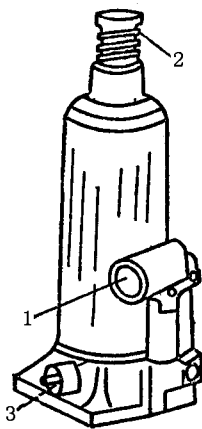


图 1-4-10 油压千斤顶

1—手动泵套筒;2—活塞杆;3—放油阀

在安装工作中,可用它来矫正构件的斜歪或将构件顶直、顶弯。吊装中常用的油压千斤顶,它的结构形状如图1-4-10所示。这种千斤顶效率高,结构紧凑,能保证平地升起和降落,以及准确地将物品停留在给定的水平位置上,并有自锁作用。需要顶起物件时,将手柄插入手动泵套筒内,上下往复操纵,使其活塞杆平稳上升。需要降落时,则将下部放油阀按逆时针方向微微旋松,即可使活塞杆渐渐下降。

使用时应注意如下几项:

(1)选用千斤顶时,千斤顶的起重能力不得小于被顶物体重量,严禁超负载使用。

(2)起升高度不得超过规定的数值,以免将活塞杆全部顶出而损坏千斤顶并造成事故。

(3)重物重心要选适当,底座放平。两只以上千斤顶同时使用时,要照顾到使每只千斤顶受力平均。

(4)操作时,千斤顶的基础必须稳定可靠。

5. 单杆和双杆(人字杆)

现场除用起重机起重物件外,有时也用木杆组成的单杆或双杆起重物件。双杆较稳定,一般起吊较重物件时多使用双杆。

单杆或双杆的系结方法,是用一钢丝绳的中段在木杆顶部打一猪蹄扣,然后绳分两半,用其中一根继续在猪蹄扣处绕4~6圈,打一倒扣,引下绑到一侧的地锚上,另一根绳又在前一倒扣上再打一倒扣,引下绑到另一地锚上。但两扣必须顺绳的方向结。如附近有电线杆等,经检查根部没有腐烂情况时,也可以用来代替地锚。

绑双杆时,绳扣先不要结得太紧,以便杆能分叉,叉度为30度比较合适,但必须能容下起吊的物体,两杆底部用钢丝绳连接,防止劈叉,如图1-4-11所示。

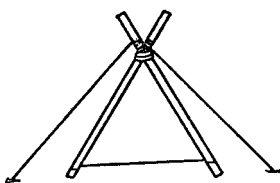


图 1-4-11 双杆的绑法

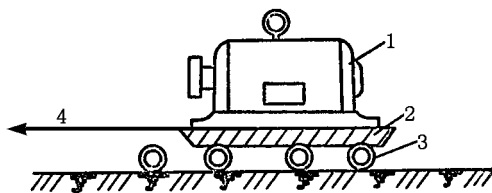


图 1-4-12 滚杠搬运示意图

1—电动机;2—排子;3—滚杠;4—拉绳

绑单杆时,绳扣下要另用铁丝绑一横木,以防绳扣滑下,单杆易转动、歪斜,故用的挣绳、稳绳要粗一些。

木杆必须使用硬木材,顶部不可太细,底部更要粗一些。长度应根据使用目的来决定。

立木杆以前,应先要在立杆的地方挖一斜坑,把木杆底部顶住。立木杆的方法有两种:一种是将挣绳的一端绕在绞磨上,用绞磨把木杆拉起,另一种是用两组木叉杆,一组一组互相倒换地将木杆顶起(叉杆是由两根较小木杆组成,上面用铁丝做成链状连接头,距底部一米的地方穿一截圆钢做为把手)。

立木杆时,应注意以下几点:

(1)立人字杆之前,检查木杆是否良好,腐烂、弯曲或多节的不可使用,木杆顶部直径一般应在20厘米以上。

(2)绑人字杆时,两杆的底部应对齐,以免支力不平衡;木杆上部所缠钢丝绳的圈数,应根据所吊物体和木杆重量来决定,并要把绳扣拴好。两挣绳应由两木杆的交叉中心引出,固定滑轮的钢丝绳扣,由正面背过把滑轮挂好。

(3)立人字杆时,两杆底部之间应用钢丝绳绑好,再把木杆底部固定,以免杆立起时,杆底部移动而发生事故。

(4)立人字杆之前应检查一次绞磨,绞磨应放置在被立木杆的25米以外(以保证安全),钢丝绳应有足够的强度。立木杆时,由专人指挥。

(5)木杆立到三分之二的高度时,应将稳绳绕在附近电杆底部一圈(以增加摩擦力),随木杆的起立往前送绳,以免木杆前倒造成事故。

6. 滑轮

起重用的滑轮,根据使用的绳索不同可分为麻绳用的滑轮和钢丝绳用的滑轮。根据轮子数目又可分为单轮、双轮和三轮等。

使用滑轮时,应详细检查滑轮的轴、轮、钩子和轴架等有无破裂和磨损,轴承上应加润滑油,加到滑轮上的力量不得超过规定数值,滑轮的大小还要与使用的绳子粗细相配合。

二、搬运

在发电厂里对重量小(500公斤以下)的物体搬运比较简单。一般除了用桥式吊车或手推车外,也有的采用排子加滚杠滑行的搬运方法。即在物体底部做一固定木排子,排子底下放滚杠,借滚杠的滚动移动物体。如果遇到地面土质松软,可在滚杠下铺道木。排子的头部做成船形,以便滚杠容易滚入。拉物体的绳系在物体底部。见图1~8所示。

搬运小变压器或电动机时,排子下面放四根滚杠即可。放第一根滚杠时,用撬杠翘起排子放进去,然后陆续将滚杠滚进去。

物体在搬运途中需要转弯时,可用撬杠翘和锤打滚杠的一端,即可使物件转弯。

三、起重搬运时的注意事项

在设备检修和安装工作中,起重搬运工作占居很重要的地位,它关系到工程进度和质量。如果发生意外,将会对工程带来很大的影响。所以工作时必须注意如下几点。

1. 物体吊起时的注意事项

(1)起重前应根据被吊物体的重量和大小检查起吊工具,要求所用的工具和绳索均需有铭牌,并经试验检查合格,起吊中受力不超过规定的数值。如物体易碰坏,应垫上草袋或破布。挂钩或滑车上的钢丝绳不许扭曲,以免物体吊起时旋转而发生事故。滑车与物体的重心应在一条垂直线上,否则吊起后出现摇摆,也会发生事故。所有开门式铁滑轮的闭门钩子和铁滑轮的大钩,都应用细铁丝封牢。

(2)起重前,物体上面绑绳扣的人必须下来,如物体的高度在1.5米以上,应当从小梯子下来,不许跳下,也不许从绳上滑下。物体吊起时,下面不许有工作人员停留,以免发生危险。

(3)起重过程中,工作人员必须精神集中,一切行动听指挥,无关人员不得进入起重工作现场。

(4) 物体刚离地时,应进行一次全面检查。检查起重设备、钢丝绳及各处的钢丝绳扣,如全部合格才许继续起吊。

(5) 重物在起重设备上不准吊得太久,工作人员休息时,应坚持将物体放下。

2. 物体由高处往下降落时的注意事项

(1) 系物体的大绳应有足够的长度,以免物体悬在空中难以处置。

(2) 物体应缓慢平稳地下降,避免发生向下冲击。

(3) 物体未落下前,应做好托接搬运的准备工作,以免落下后再重新吊起。

3. 物体搬运时的注意事项

(1) 用人工搬运或装卸重大物体而需搭跳板时,要使用厚 50 毫米以上的木板,跳板中部应设有支持物,防止木板过于弯曲。从斜跳板上滑下物体时,需用绳子将物体从上边拉住,以防物体下滑速度太快,且工作人员不可站在卸放重物的正面下边,应站在其两侧。(2) 搬运重物所经过之处光线应明亮。

(3) 注意附近的带电设备,搬运只能在指定的范围内活动。

第五节 外线工艺

一、登杆的基本要领

登杆工具分为脚扣和踏板两种。常用的脚扣,又分为用于水泥电杆带胶皮的铁脚扣和用于木质电杆的铁脚扣,如图 1-4-13 所示。踏板,如图 1-4-14 所示,它的使用,一般情况下不受杆质和杆径的限制。

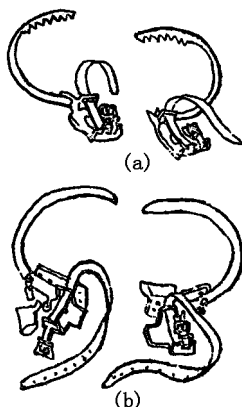


图 1-4-13 登杆脚扣

(a) 登木质杆的铁脚扣 (b) 登水泥杆的带胶皮脚扣

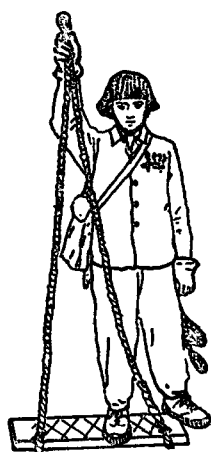


图 1-4-14 登杆踏板

1. 用脚扣登杆

用脚扣登杆时应掌握如下要领：

(1) 根据电杆的粗细,选择大小合适的脚扣,使脚扣可以牢靠地扣住电杆,防止从高空滑下。

(2) 穿脚扣时,脚扣带的松紧要适当,防止脚扣在脚上转动或脱落。

(3) 登杆时,应用手掌抱着电杆(切不可用手臂搂着电杆),上身挺直,臀部要下坐。先抬一只脚,将脚扣扣住电杆后用力往下蹬,使脚扣与电杆扣牢,然后再抬另一只脚,这样两只脚依次交替上升,但是步子不宜太大。

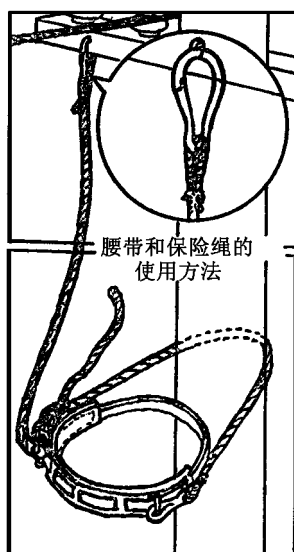


图 1-4-15 安全带挂法

(4)快到杆顶时,要防止横担碰头;到达杆顶后,要选好工作位置,两只脚扣交叉扣稳。挂安全带环时,如图 1-4-15 所示,用一手稳妥地抱住电杆,一手挂腰带环,看准挂好后,再将安全带的绳子在电杆上拴好,然后才可以开始工作。

杆上工作时,常要向两侧探身,应注意使吃力的一只脚站稳。同时杆上工作应背上工具袋,把零星的物件放在袋里,以防止工具材料掉下伤人。

2. 用踏板登杆

用踏板登杆时应掌握如下几点要领:

(1)上杆前扎好安全带,将一踏板背在肩上,用右手拿住另一踏板的绳子上端(距铁钩约 50 厘米处),并将绳子和铁钩从杆后甩绕过来,同时右手用绳子套住铁钩并使铁钩把绳子向上扣紧,此时右手抓住靠近铁钩的绳子,手心向外,同时用左手按住踏板的左边并向下压;

(2)将右脚踏在踏板的右边,脚尖靠紧杆身,右手用力拉,左手用力压,左脚用力往地上一蹬,使身体自然上升;

(3)身体跃上杆后,左脚从左侧绳子外边踏上踏板,脚尖靠紧杆身,膝盖挺直,然后取下背在肩上的踏板,按 1)的方法扣紧在杆身上,再按 2)的方法上升一步;

(4)在身体上升的过程中用左脚斜踏电杆,将下方踏板的绳子向左拨动并弯下腰用左手解下铁钩,将踏板取下来背在肩上,此时右手拉紧,

左脚一蹬,使身体再次上升,左脚仍由左绳外踏上踏板;

(5)如上所述,依次循环上升,直到杆顶,然后将安全带牢挂在电杆上,才能进行工作;

(6)工作完后,按上杆相反的顺序下杆。

二、紧线和绑扎瓷瓶

1. 紧线

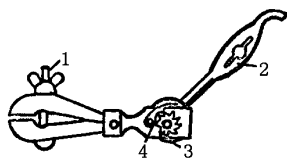


图 1-4-16 紧线器

1—夹紧螺栓;2—器柄;3—线轴;4—千斤

对于一般中小型铝绞线或钢芯铝线,可用紧线器紧线,如图 1-4-16 所示。其操作方法是,先将导线通过滑轮组,用人力或绞磨初步拉紧,然后将紧线器线轴上的钢丝绳松开,其端头固定在横担上,将紧线器夹口端夹住被紧的导线(导线上包缠麻布或铝包带),

用器柄转动线轴绞紧钢丝绳即可将导线收紧。用紧线器紧线时,横担两侧的导线应同时平均收紧,以免横担受力不均而歪斜。中间导线最后收紧,也可三线同时收紧。

2. 瓷瓶绑扎方法

(1) 针式绝缘瓷瓶顶槽绑扎法,如图 1-4-17。

(2) 针式绝缘瓷瓶边槽绑扎法,如图 1-4-18。

(3) 蝶式绝缘瓷瓶绑扎法,如图 1-4-19。

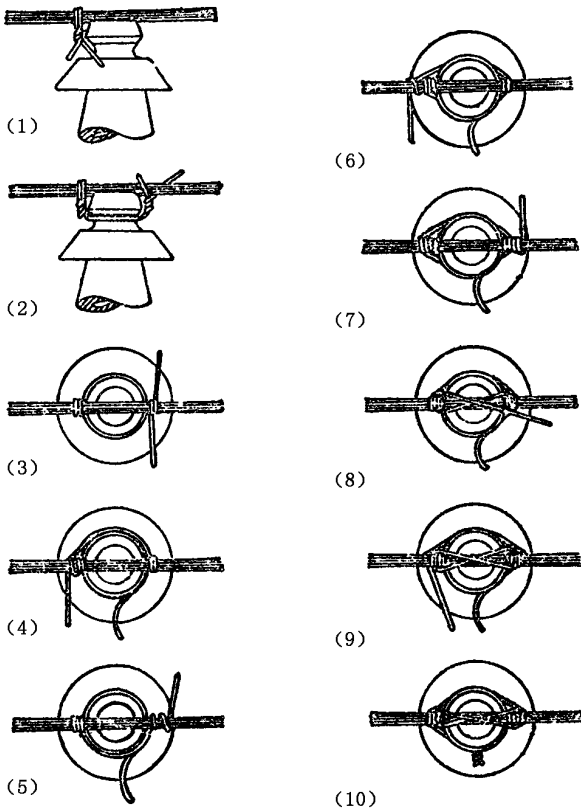


图 1-4-17 针式绝缘子顶槽绑扎法

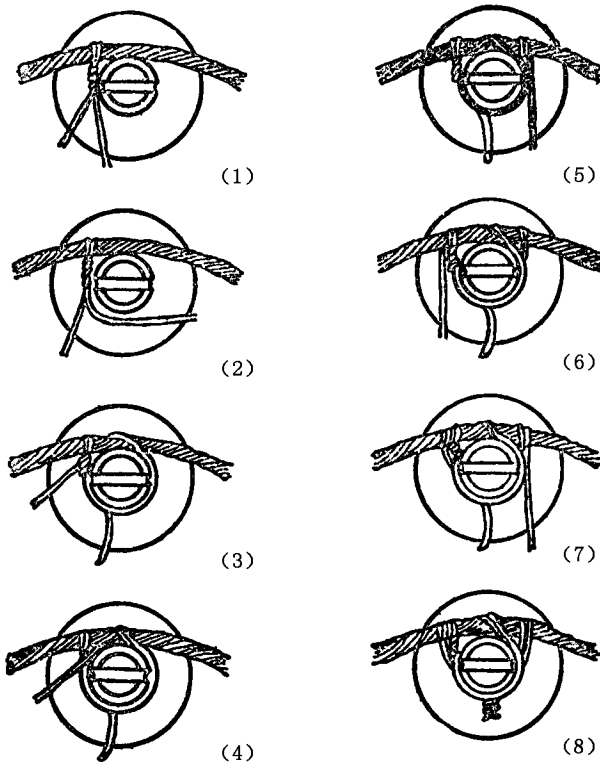


图 1-4-18 针式绝缘子连槽绑扎法

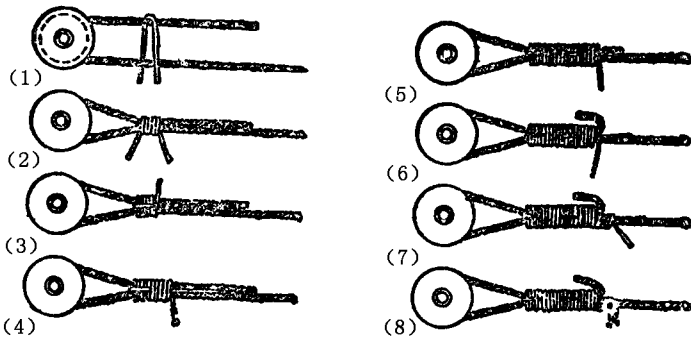


图 1-4-19 蝶式绝缘子绑扎法

第五章 电气安全技术

第一节 触电事故及其现场急救

随着科学技术的发展和社会物质文明的进步,电能的使用越来越广泛。目前在我国,电气安全技术还是一个薄弱环节,每年因触电死亡的人数仅次于交通事故。而因设备的设计、制造、安装使用和维护不当造成的电气事故和带来的财产损失、人员伤亡更是令人触目惊心。

一、电流对人体的伤害

(一) 电流对人体的作用

电流对人体的作用是个复杂的问题。从理论上讲,电流会引起神经肌肉功能的紊乱和电烧伤。典型征状是沿人体的电通路或在电流通过人体皮肤进出口处产生刺疼、麻木并伴随肌肉痉挛、收缩。严重时导致触电者因停止呼吸而死亡或因心脏功能紊乱而死亡,心室纤维性颤动,阻碍心脏向大脑供血,使大脑缺氧死亡,或电流直接达到大脑,使人昏迷、损伤大脑,直接死亡,还有因电气原因引发的间接伤害。

(二) 影响电流对人体伤害程度的因素

电流对人体的伤害程度与电流通过人体的持续时间、途径、电流频率以及触电者身体状况、触电电压等多种因素有关。

1. 电流的大小通过人体的电流越大,人体生理反应越强烈,伤害就越大。详细情况见表 1-5-1。

表 1-5-1 电流大小对人体的伤害程度

电流/mA	对人体的伤害程度(成年男性)
< 0.6	无感觉
1	开始有感觉,手有轻微的颤抖
2	手掌有麻刺感,无疼痛
3	手腕有麻刺感,触电部位疼痛
8	全手疼痛,失去活动能力,手臂肌肉痉挛
10	剧痛,动作困难,但还可以摆脱电源
10~15	不能控制手的动作,不能自主摆脱电源
> 20	开始昏迷
50	呼吸麻痹,心室颤抖, > 1s 可死亡

注:1. 电源频率 50Hz。

2. 电流路径:由手到手。

3. 由于各种因素的影响,表中数据为平均值,个体有差异。

由表 1-5-1 可知,成年男性平均感知电流为 1mA,摆脱电流为 10mA,致命电流为 50mA(通电 > 1s)。安全电流取值(以通时间 1s 计算),一般情况下,取 30mA 为安全电流。有高度触电危险的场合,取 10mA 为安全电流。高空或水面,则取 5mA 为安全电流。

2. 持续的时间 通电时间越长,越容易引起心室颤动,伤害就越严重。

(1) 通电时间长,电流热效应、化学效应会使人体出汗和人体组织电解,从而降低人体电阻,导致电流增大,且能量积累变多,较小电流就可能引起心室颤动。

(2) 人的心脏每收缩、扩张一次,中间约有 0.1s 的间歇,在这 0.1s 内心脏对电流最为敏感。通电时间越长,与心脏最敏感的间歇重合次数越多,危险就越大。

3. 电流的路径 电流沿任何路径通过人体都可以致人死亡。其中电流直接流经或接近心脏和胸部时最危险,如由胸部到左手,就是最危险的路径。

电流流过中枢神经系统,会使中枢神经系统严重失调,引起窒息而导致死亡。电流流过头部,会使人昏迷,流经大脑,会造成严重损伤,甚至死亡。电流流过脊髓,会使人瘫痪。不同电流路径对人体伤害的危险性可用心脏电流系数来表示,系数越大,对人体危害越大,详见表 1-5-2。

表 1-5-2 不同电流路径的心脏电流系数

能 电 路 径	心脏电流系数	通 电 路 径	心脏电流系数
胸部到左手	1.5	臀部到左手,右手或双脚	0.7
胸部到右手	1.3	背部到左手	0.7
左手到左脚,右脚或双脚	1	左手到右手	0.4
双手到双脚	1	背部到右手	0.3
右手到左脚,右脚或双脚	0.8		

4. 电流的频率 在相同电压下,频率 40~60Hz 的交流电对人体最危险。以成年男

性为例,平均摆脱电流为:交流 10mA,直流 76mA。高频电流伤害程度远小于交流电流,但电压过高的电流仍会使人触电死亡。高频电流比低频电流容易引起皮肤灼伤。一般来说,50Hz左右交流电触电,约有 45%的死亡率,当频率升至 100Hz 以上时,死亡率就降至 20%左右,频率高于 2000Hz 时,基本上消除触电危险。

5. 人体的状况 触电随人体条件的不同,伤害程度也不完全相同。

(1)女性比男性敏感,女性感受的电流平均值比男性低 30%左右。

(2)儿童、老年人遭电击时,耐受电流刺激能力弱,较成人危险。

(3)体弱多病者、醉酒者,触电时比健康人所受伤害更严重。

6. 电压的高低

(1)当一个人电阻一定时,电压越高,电流越大;另一方面,人体电阻随电压上升而下降,使得电流更大,对人的伤害更加严重。

(2)在一般情况下,取 30mA 安全电流,人体电阻按 1000 - 2000 计算,可得安全电压范围: $U = 0.03(1000 - 2000)V = 30 \sim 60V$

我国规定,一般环境安全电压为 36V。

在特别危险场合,取人体电阻 400Ω 或 800Ω,故取安全电压为 12V 和 24V。

二、触电事故

一般把人体和电源接触及电流通过人体造成的各种生理和病理的伤害称为触电。

(一)触电事故的种类

1. 电击 电击时,电流通过人体内部,由于电流的热效应、化学效应和机械效应等,造成人体内部组织的破坏,影响呼吸、心脏和神经系统,严重的将导致死亡。触电者有刺痛、痉挛、昏迷、心室颤动、停跳、呼吸困难或停止等现象。

2. 电伤 电伤是电流对人体外部造成的伤害。电伤虽使人遭受痛苦,甚至失明、被截肢,但一般很少造成死亡。

(1)电灼伤

①接触灼伤 高压触电时,电流在通过人体皮肤进出口处造成的灼伤,面积虽小,但严重的可波及皮下组织、肌肉、神经或血管直至骨骼,且难以愈合;若不正确治疗,可能导致严重后果。

②电弧灼伤 一般发生在人体过分靠近高压带电体或误操作时。电弧放电时,电弧高温会将人体皮肤烧伤,电弧还会损害人的眼睛。

(2)电烙印 发生在带电体与人体有良好接触时,在皮肤表面留下的和被接触带电体形状相似的肿块痕迹。一般会造成麻木或失去知觉,但不会发炎。

(3)皮肤金属化 电弧高温将金属熔化蒸发飞溅到皮肤表层,金属微粒渗入皮肤,使皮肤表面变得粗糙坚硬,并带有不同的颜色(因金属种类而异)。一般没有不良后果,会

慢慢脱落。

电击和电伤经常同时发生 特别是在大电流触电、(安培数量级) 高压触电或雷击时。此外 , 电气事故还包括因触电引起的高空坠落、跌伤等间接性伤害。

(二) 触电方式

触电事故的方式多种多样 , 但主要的可分为直接接触电和间接触电两种。

1. 直接接触 人体直接接触或过分靠近带电体而受到的电击 , 包括单相触电、两相触电。

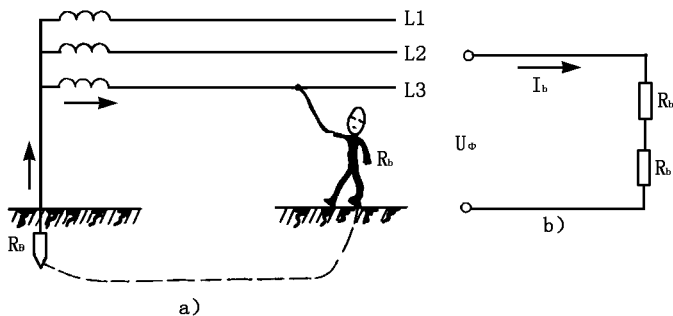


图 1-5-1 单相触电(中性点接地电网)

a) 示意图 b) 等效电路

(1) 单相触电 指人体在地面或接地体上 , 人体某一部分触及一相带电体的触电。在中性点直接接地的电网中发生单相触电时 , 如图 1-5-1 所示。由于 $R_b \gg R_0$, 人体承受的电压十分接近相电压。这时流过人体电流大约是

$$I_b = \frac{U_\phi}{R_b + R_0} \quad (1-5-1)$$

对三相四线 380V/220V 供电制的电网 , $R_0 = 4\Omega$, 人体取 1700Ω , $U_\phi = 220V$, 得 $I_b = 129mA$, 足以使触电者死亡。

中性点不接地电网中单相触电 , 如图 1-5-2 所示。

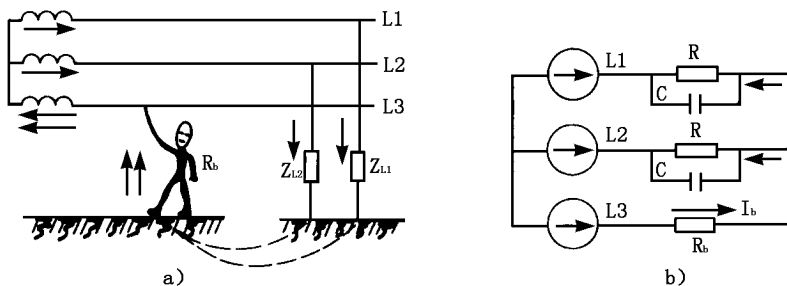


图 1-5-2 单相触电(中性点不接地)

a) 示意图 b) 等效电路

在低压电网中,对地电容很小,正常时线路绝缘阻抗 Z 很大。通过人体电流很小,不会造成大的危险。当线路复杂,距离又远时,线路对地电容 C 将增大,使通过人体的电流(电容电流)对人造成伤害。若线路绝缘再下降时,危险性就会变得很大。

(2)两相触电 人体同时触及带电的任何二相导体,引起的触电称为两相触电,如图 1-5-3 所示。

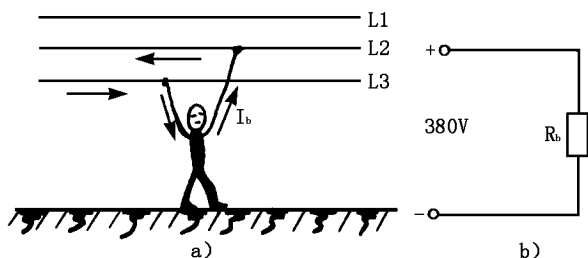


图 1-5-3 两相触电

a)示意图 b)等效电路

此时,人体承受线电压 380V。设人体电阻 $< 1500\Omega$,可求出通过人体电流 $> 250\text{mA}$,远超过致命电流。可见两相触电比单相触电危险性更大。

(3)电弧放电触电 除上述单相、两相触电外,当人体过分靠近高压带电体,或者带大负荷合闸、拉闸时,均会引起电弧放电,这样电流通过导电气体会对人造成伤害,人将同时受到电击和电伤。这种情况也属于直接接触,后果仍相当严重。

2. 间接触电 一般分接触电压触电和跨步电压触电。两种均与电气设备发生接地故障有关。

(1)接地故障分析 当电气设备发生碰壳短路、漏电或遭雷击时,或因线路击穿而导致单相接地故障时,接地体将流过较大电流。当电力系统发生故障、带电体接地(如导线断裂落地)时,也有较大电流流入大地。不论何种原因,电流入地后,都是通过接地体向大地作半球形流散,如图 1-5-4a 所示。

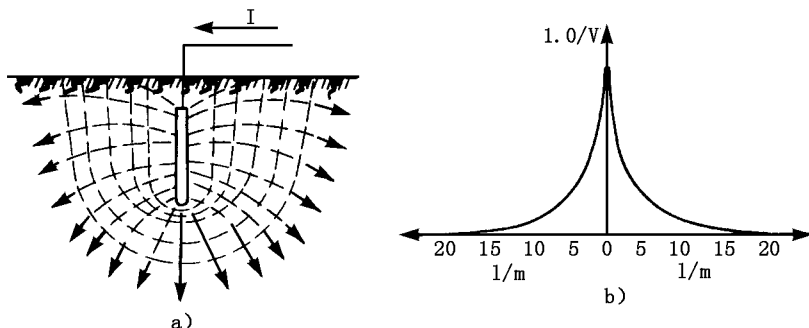


图 1-5-4 电流入地点周围分析

a)电流流散图 b)地面电位分布

靠近接地体处,土层的电流流散截面最小,呈现最大土壤电阻值,接地电流将沿流散途径单位长度上产生较大的电压降。远离接地体处,半球截面积随半径增加而迅速增大。呈现较小土壤电阻值,所产生的电压降也减少。由此可作出电流入地点周围地面各点电位分布,如图 1-5-4b 所示。

离开接地体 20m 处,半球截面积达 2500m^2 ,土壤电阻值已小到可以忽略,入地电流产生电压降也可用零计。电气安全技术中所称“地”或零电位就是指远离接地体 20m 处的大地。而不是距接地体 20m 范围以内。对地电压就是指带电体对零电位点的电位差。

(2)接触电压触电 当出现接地故障时,人体两部分(如手和脚)同时触及设备外壳(接地体)和地面时,人体这两个部分的电位不相同,两点间电位差就称接触电压。人体承受接触电压的触电称接触电压触电。

接触电压大小随人体站立点距接地体远近有所不同,如图 1-5-5a 所示。设三台电机共用一个接地体,某一台碰壳,使三台外壳均带电,电位都接近相电压。这时,触及 1 号电机的人,因脚靠近接地体,手脚接触点的电位几乎相等,接触电压最小,危险最小;触及 2 号电机之人,危险增大;触及 3 号电机之人,接触电压最大,最危险。

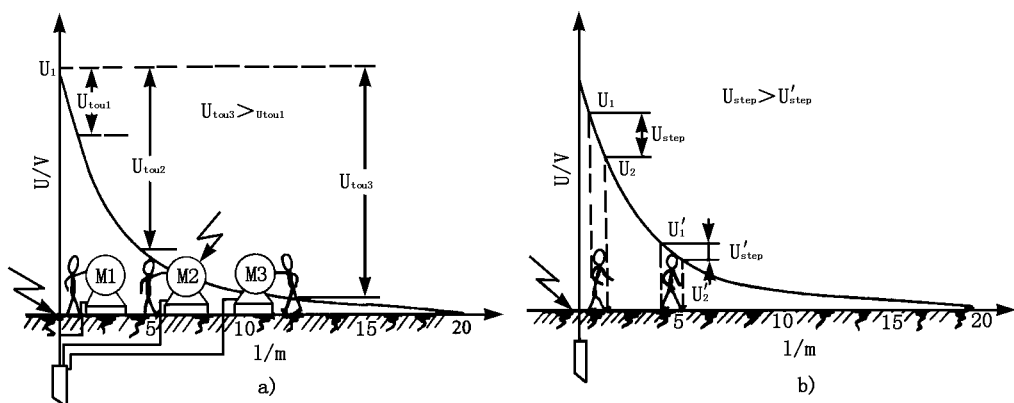


图 1-5-5 间接触电示意图

a) 接触电压触电 b) 跨步电压触电

(3)跨步电压触电 当人行走于接地体电流入地点周围有电位分布的区域内时,两脚将处于不同电位点上。这时,两脚间存在的电位差称为跨步电压,这种触电称为跨步电压触电,如图 1-5-5b 所示。

发生跨步电压触电时,触电者会因脚发麻、抽筋、以致跌倒,使电流改变路径(如人头到手或脚)增加危险。经验证明,人倒地后,只要电压持续作用 2s 以上,就足以致命。一般距接地 20m 以外,地面已是零电位,就不考虑跨步电压。故发觉跨步电压触电时,可用一只脚或双脚并拢着跳出危险区,就可以减轻事故危害。

当人穿有绝缘靴鞋时,靴鞋与地面还存在一定绝缘电阻,可使人体减小接触电压和跨步电压,降低危险性。因为生产和生活中,人触及漏电设备外壳而触电的比率占很大,

所以,规定禁止赤脚或裸臂去操作电气设施。

(4)其他形式触电

①高压电场 在超高压输电线路和配电装置周围存在着强大的电场,使处于电场中的物体因静电感应也带有电压。人触及这些物体时,就有电流通过人体而造成伤害。在高压下,0.1mA的电流就能使人有明显的感觉。避免的措施是降低人体高度范围内的电场强度。如提高线路及设备安装高度,装设比人高的接地围栏等。

②电磁感应电压 一条运行中的导体周围存在着交变磁场,在附近另一条(与其平行)的导体上感应电压。运行中电流越大,两导体平行部分越长,距离越近,感应电压就越高。避免感应触电的措施就是在有感应电压的停电线路检修作业时,必须将同杆架设的其他线路或邻近的平行线路同时停电。

③静电 金属物体受到静电感应或绝缘体间摩擦都会产生静电。静电特点是电压高(可达数万伏)能量小,人体遭静电电击时,一般不会有生命危险,但可能会使触电者从高处坠落,造成二次事故。其次是静电放电火花引起火灾或爆炸,所以在有易燃、易爆介质环境中要特别注意。还要注意的是在断开电容器设备(如电缆、电容器)后,总会有残存静电的,需要用导体或电阻进行泄放。

④高频电磁场 高频电磁场辐射的能量被人吸收后,人的器官组织及神经系统功能将受到伤害,如头晕、头疼、失眠、健忘、心悸、血压变化、心区疼痛等。这种伤害是随时间逐渐累积的,并具有滞后性的特点。一般来说,离开高频电磁场后就会慢慢消失。

频率>0.1MHz的电磁场就称高频电磁场。高能量的电磁场,存在于广播电视发射地、雷达站、微波治疗机、高频感应炉等环境中。避免的方法一般是采取屏蔽,其中屏蔽体的一点接地。

(二)触电事故的规律

触电事故与很多因素有关,但仍然有一些规律需要掌握。掌握规律后,就可以采取相应的措施,减少和防止触电事故的发生。

1. 触电事故主要原因

(1)设备在设计、制造或安装时,未按规范进行,成为不合格品。

(2)安全措施不够,或设备出现问题后没有及时采取措施。如安全电压、安全距离、安全标志、屏护以及接地、接零保护等方面的问题。

(3)设备绝缘防护性下降。如绝缘体质量差或机械损伤,或是长期使用老化等。

(4)操作者缺乏安全用电知识,未按操作规程去做。

2. 触电事故的一般规律

(1)低压触电事故多 在生产生活中,大量接触操作的都是低压电器。据统计,低压触电约占高低压触电事故总和的80%左右。

(2)单相触电事故多 操作者一般都是站立于地面或接地体上,触及带电体多为单

相,很少同时触及两相,单相触电约占总触电事故的75%左右。

(3)手持或移动用电设备漏电事故多 因导线破损,绝缘老化引起漏电而造成触电事故。这类触电事故约占总触电死亡人数20%左右。

(4)非电工及误操作者触电事故多 非电工缺乏电气安全技术知识,未按规定操作电器,引发触电事故。

(5)触电事故与气候有关 阴雨天,环境潮湿,电气设备绝缘性能下降,易触电。热天,人体衣单汗多,皮肤湿润,人体电阻小也易触电。

(6)触电事故与环境有关

①农村触电事故比城镇多,约占农村城镇总触电死亡的75%左右。主要是设备简陋,安装不合格,严重失修,缺乏安全用电知识,违章操作等原因引起的。

②冶金、化工、矿山、机械、建筑等行业,因环境差,温度高,湿度大,移动设备临时线路多,触电事故也比其他行业多。

三、触电事故的现场急救

(一)基本原则

(1)紧急救护的基本原则是在现场采取积极措施保护伤员生命,减轻伤情,减少痛苦,并根据伤情需要,迅速联系医疗部门救治。急救成功的条件是动作快,操作正确。任何拖延和操作错误都会导致伤员伤情加重或死亡。

(2)要认真观察伤员全身情况,防止伤情恶化。发现呼吸、心跳停止时,应立即在现场就地抢救,用心肺复苏法支持呼吸和循环,对脑、心重要脏器供氧。应当记住,只有在心脏停止跳动后分秒必争地迅速抢救,救活的可能才较大。

(3)现场工作人员都应定期进行培训,学会紧急救护法。会正确解脱电源、会心肺复苏法、会止血、会包扎、会转移搬运伤员、会处理急救外伤或中毒等。

(4)生产现场和经常有人工作的场所应配备急救箱,存放急救用品,并应指定专人经常检查、补充或更换。

(二)触电急救的方法

(1)触电急救必须分秒必争,立即就地迅速用心肺复苏法进行抢救,并坚持不断的进行,同时及早与医疗部门联系,争取医务人员接替治疗。在医务人员未接替救治前,不应放弃现场抢救,更不能只根据没有呼吸或脉搏,擅自判定伤员死亡,放弃抢救。只有医生有权做出伤员死亡的诊断。

(2)使触电者迅速脱离电源。

①触电急救,首先要使触电者迅速脱离电源,越快越好。因为电流作用的时间越长,伤害越重。

②脱离电源就是要把触电者接触的带电设备的开关、刀闸或其他断路设备断开,或

设法将触电者与带电设备脱离。在脱离电源中,救护人员既要救人,也要注意保护自己。

③ 触电者未脱离电源前,救护人员不准直接用手触及伤员,因为有触电的危险。

④ 如触电者处于高处,脱离电源后会自高处坠落,因此,要采取相应防护措施。

⑤ 触电者触及低压带电设备,救护人员应设法迅速切断电源,如拉开电源刀闸,拔除电源插头等,或使用绝缘工具、干燥的木棒、木板、绳索等不导电的东西解脱触电者,也可抓住触电者干燥而不贴身的衣服将其拖开。切记要避免碰到金属物体和触电者裸露身躯。救护人员可带绝缘手套或将手用干燥衣物等包起绝缘后解脱触电者,也可站在绝缘垫上或干木板上,绝缘自己进行救护。为使触电者与导电体脱离,最好用一只手进行救护。

如果电流通过触电者入地,并且触电者紧握电线,可设法将干木板塞到其身下,使之与地隔绝,也可用干木把斧子或有绝缘柄的钳子等将电线剪断。剪断电线要分相,一根一根的剪断,并尽可能的站在绝缘物体或干木板上操作。

⑥ 触电者触及高压带电设备,救护人员应迅速切断电源,或用适合该电压等级的绝缘工具(带绝缘手套、穿绝缘靴并用绝缘棒)解脱触电者。救护人员在抢救过程中应注意保持自身与周围带电部分必要的安全距离。

⑦ 如果触电发生在架空线杆塔上,如系低压带电线路,若可能立即切断线路电源的,应迅速切断电源;也可由救护人员迅速登杆,束好自己的安全皮带后,用带绝缘胶柄的钢丝钳、干燥的不导电物体或绝缘物体将触电者拉离电源。如系高压带电线路,又不可能迅速切断电源开关的,可采用抛挂具有足够截面、适当长度的金属短路线方法,使电源开关跳闸。抛挂前,将短路线一端固定在铁塔或接地引线上,另一端系重物。但抛挂短路线时,应注意防止电弧伤人或断线危及人员安全。

不论是任何等级电压线路上触电,救护人员在使触电者脱离电源时,都要注意防止高处坠落的可能和再次触及其他有电线路的可能。

⑧ 如果触电者触及断落在地上的带电高压导线,且尚未确证线路无电,救护人员在未做好安全措施(如穿绝缘靴或临时双脚并紧跳跃的接近触电者)前,不能接近至断线点8~10m的范围内,防止跨步电压伤人。触电者脱离带电导线后,亦应迅速带至8~10m以外后再立即开始触电急救。只有在确证线路已经无电时,才可在触电者离开触电导线后立即就地进行急救。

⑨ 救护触电伤员切除电源时,有时会同时使照明电消失。因此应考虑事故照明、应急灯等临时照明的准备。临时照明要符合使用场所防火、防爆的要求,但不能因此延误切除电源和进行急救。

(3) 伤员脱离电源后的处理。

① 如触电伤员神志清醒,应使其就地平躺,严密观察,暂时不要站立或走动。

② 如触电伤员神志不清醒,应就地仰面平躺,且确保其气道通畅,并用5s时间,呼叫伤员或轻拍其肩部,以判定伤员是否意识丧失。禁止摇动伤员头部呼叫伤员。

3)需要抢救的伤员,应立即就地坚持正确抢救,并设法联系医疗部门接替救治。

(4)呼吸、心跳情况的判定。

①触电伤员如意识丧失,应在10s内,用看、听、试的方法(如图1-5-6所示),判定伤员呼吸心跳情况。①看一看伤员的胸部、腹部有无起伏动作;②听—用耳朵贴近伤员的口鼻处,听有无呼气声音;③试—测试口鼻有无呼气的血流。再用两手指轻试一侧(左或右)喉结旁凹陷处的颈动脉有无搏动。

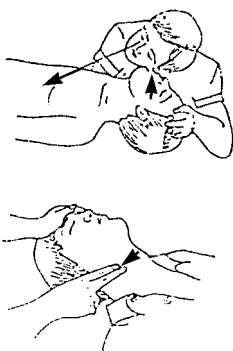


图 1-5-6 看、听、试

②若看、听、试的结果为既无呼吸又无颈动脉搏动,可判定为呼吸心跳停止。

(三)心肺复苏的生理基础

1. 心脏骤停的心肌功能活动和心电图表现

(1)心室纤颤

心室肌发生不协调、快速而不规则的颤动称为心室纤颤。心电图上纤颤波群消后,代之以不规则的连续的心室颤动波,每分钟达200~500次。根据颤动波的大小,可分为粗颤波和细颤波(图1-5-7)。粗颤波比细颤波比较容易恢复。心室颤动可反复发作,发作之前常频发多源性心室性过早搏动或室性心动过速。



图 1-5-7 心室纤颤心电图形

1—心室粗颤波;2—心室细颤波

(2)心室性自身节律

心室肌有慢而超微弱且常不完整的收缩,频率在每分钟30~40次以下,心电图显示间断宽而畸形、振幅较低的纤颤波(图1-5-8)。



图 1-5-8 心室性自身节律心电图波形

1—心室自律性节律；2—心室蠕动波

(3)心室停顿

心肌完全失去收缩力,心电图上无心室激动波,可见或仅见心房波或无波形(如图 1-5-9 所示)。如行有效的心脏按摩时,可见心脏按压的心电图图形。

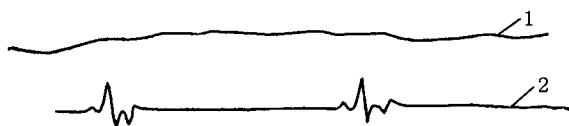


图 1-5-9 心跳骤停和心脏按压后出现短暂窦性心律心电图形

1—心室无激动波,心脏停跳；2—心脏按压后出现的短暂窦性心律

2. 病理生理

心脏停止跳动后,全身血液循环停止,呼吸停止,氧气交换中断,各器官组织只能进行无氧代谢。因组织缺氧,病理反应便迅速出现。如不及时改善,会造成严重后遗症甚至死亡。

(1)心脏的变化

心脏停跳后,心肌存氧消耗已尽而进行无氧代谢,乳酸增加,糖元减少,氧化磷酸过程停止。缺氧心肌不能合成磷酸肌酸和三磷酸腺苷。磷酸肌酸减少,会使心肌失去张力,心肌内三磷酸腺苷减少,心脏恢复正常功能所需时间延长,心肌缺血时间如超过 8~10 分钟,三磷酸腺苷的储备可减少 50%,会失去心脏复苏的可能。心脏挤压可产生一个收缩压的高峰,但心排血量只等于正常时的 25~50%,心肌组织血液灌入不足,缺血、缺氧,产生代谢性酸中毒。此外,人工呼吸的换气不足,导致二氧化碳储留,引起呼吸性酸中毒。酸中毒能使心肌收缩能力受到抑制而处于无张力状态。心脏和血管对儿茶酚胺反应减弱。酸中毒能抑制窦房结和房室结的正常传导,促发心室纤颤,甚至心脏停止跳动。酸中毒促使细胞内钾离子移向细胞外液,细胞外液高钾则使心肌反应缓慢,容易发生纤颤和起搏,难于恢复心跳。

(2)脑组织的变化

①脑组织缺血缺氧、心跳停止,脑血流中断。在全身循环停止后,脑血管血液中的含氧量只能维持正常消耗的 10 分钟。循环中断,氧和葡萄糖来源中断,代谢不能进行,加

重脑细胞损害,脑组织的无氧代谢使 ATP 合成障碍,产生乳酸,神经细胞钾离子外移,细胞外液的钠和氢离子内移,造成神经细胞水肿和酸中毒。脑缺氧 3 分钟,会造成数日昏迷,脑缺氧时间过长(7~8 分钟以上),神经细胞则可产生不可逆性病理改变。

②脑内酸中毒。循环骤停,全身组织和脑组织由于无氧代谢而产生乳酸、丙酮酸等酸性产物,CO₂ 积蓄,形成全身和脑内酸中毒,严重抑制脑功能。使脑血流量的自动调节功能减弱或消失,脑血管扩张瘀血,过剩灌注,组织水肿。复苏不良,脑缺氧和全身及脑内酸中毒必然逐步加重,脑功能很难恢复,更加重脑水肿和脑损坏。碳酸氢钠纠正全身酸中毒的作用虽然有效,但穿透血脑屏障慢,脑内酸中毒不易纠正,继续加重脑伤害。脑组织 pH 值降到 6.8~6.6 时,脑内的生物电活动全部停止。

③脑水肿。脑缺氧和脑中毒,促使毛细血管渗透加强,使脑组织水肿和脑缺氧进一步发展,影响脑组织的正常代谢。糖元消耗殆尽,ATP 合成障碍,钠泵瘫痪,一方面细胞内 Na 不能转移到细胞外,造成细胞内高钠,并与易进入细胞的 Cl₋ 结合形成 NaCl,吸收更多的水而形成水肿。酸中毒也使细胞膜通透性增高,细胞内钾大量外移,加重脑水肿。脑水肿主要发生在白质中,皮质因而受压、变性、坏死,脑灰质水肿在整脑水肿中虽不占主要地位,但在影响脑功能上很重要。脑水肿导致颅内压力增加,如不能控制,则发展成脑疝,预后不良。

3. 临床症状

(1) 先兆症状

- ①意识呆滞、抽搐。抽搐时间可长可短,或突然意识丧失。
- ②眼部症状,如眼球上吊,凝视或偏斜,眼球固定,瞳孔突然散大,光反应迟钝或消失。
- ③呼吸继续呈叹息状,以后呼吸停止。
- ④口唇、皮肤的红润突然消失,肢端皮肤突然苍白或紫绀。

临床上出现以上先兆症状之一者,应及时检查心脏。如确定心脏停搏,应立即进行急救并作心电图监护,以便全面加强抢救。

(2) 诊断症状

- ①皮肤和黏膜呈灰白色或紫绀,手指、面部色苍白或紫绀。
- ②意识丧失,深度昏迷,各种反射消失。
- ③听不到心音,测不出血压。
- ④桡动脉、颈动脉、股动脉搏动消失,不能触及。
- ⑤瞳孔可能变小、不整、散大,光反应消失。
- ⑥呼吸呈现喘急或完全停止。
- ⑦心电图提示心跳停止,心室纤颤或心室自身节律。

以上症状出现,一方面要积极抢救,一方面检查心音、脉搏、血压、心电图。要注意与

严重休克区分,发现心跳呼吸停止,立即组织人员进行全面抢救。

(四)现场心肺复苏法

触电伤员呼吸和心跳均停止时,应立即按心肺复苏法支持生命的三项基本措施,正确进行就地抢救。

(1)通畅气道。

(2)口对口(鼻)人工呼吸。

(3)胸外接压(人工循环)。

1. 通畅气道

(1)触电伤员呼吸停止后,重要的是始终确保气道通畅。如发现伤员口内有异物,可将其身体及头部同时侧转,迅速用一个手指或用两手指交叉从口角处插入取出异物,操作中要注意防止将异物推到咽喉深部。

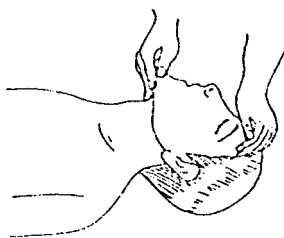


图 1-5-10 仰头抬颏法

(2)畅气道可采用仰头抬颏法(见图 1-5-10)。用一只手放在触电者前额,另一只手的手指将其下颌骨向上抬起,两手协同将头部推向后仰,舌根随之抬起,气道即可通畅(判断气道是否通畅可参见图 1-5-11)。严禁用枕头或其他物品垫在伤员头下,因为头部抬高前倾,会加重气道阻塞,且使胸外按压时流向脑部的血流减少,甚至消失。

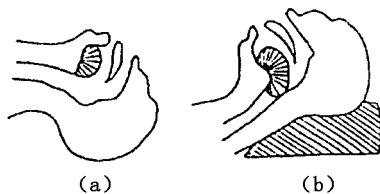


图 1-5-11 气道状态

(a)气道通道 (b)气道阻塞

2. 口对口(鼻)人工呼吸

见图 1-5-12 所示。(1)在保持伤员气道通畅的同时,救护人员用放在伤员额上的手的手指捏住伤员鼻翼,救护人员深吸气后,与伤员口对口紧合,在不漏气的情况下,先连续大口吹气两次,每次 1~1.5s。如两次吹气后试测颈动脉仍无搏动,可判断心跳已经停止,要立即同时进行胸外按压。

(2)除开始时大口吹气两次外,正常口对口(鼻)呼吸的吹气量不需过大,以免引起胃膨胀。吹气和放松时要注意伤员胸部应有起伏的呼吸动作。吹气时如有较大阻力,可能是头部后仰不够,应及时纠正。

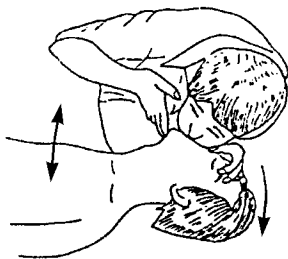


图 1-5-12 口对口人工呼吸

(3)触电伤员如牙关紧闭,可口对鼻人工呼吸。口对鼻人工吹气时,要将伤员嘴唇紧闭,防止漏气。

3. 胸外按压

(1)正确的按压位置是保证胸外按压效果的重要前提。确定正确按压位置的步骤:

- ①右手的食指和中指沿触电伤员的右侧肋弓下缘向上,找到肋骨和胸骨结合处的中点。
- ②两手指并齐,中指放在切迹中点(剑突底部),食指平放在胸骨下部。
- ③另一只手的掌根紧挨食指上缘,置于胸骨上,即为正确按压位置(见图 1-5-13)。

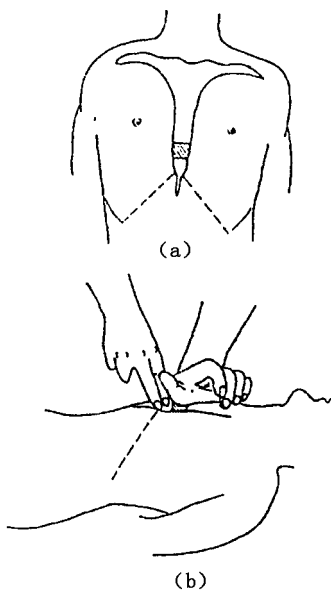


图 1-5-13 正确的按压位置

(2)正确的按压姿势是达到胸外按压效果的保证。正确的按压姿势:

①使触电伤员仰面躺在平硬的地方,救护人员立或跪在伤员一侧肩旁,救护人员的两肩位于伤员胸骨正上方,两臂伸直,肘关节固定不屈,两手掌根相叠,手指翘起,不接触伤员胸臂。

②以髋关节为支点,利用上身的重力,垂直将伤员(正常成人)胸骨压陷 $3\sim 5\text{cm}$,儿童和瘦弱者酌减。

③压至要求程度后,立即全部放松,但放松时救护人员的掌根不得离开胸壁(见图 1-5-14)。按压必须有效,有效的标志是按压过程中可以触及颈动脉搏动。

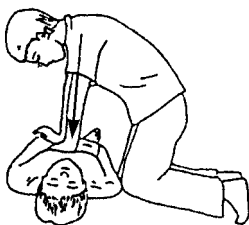


图 1-5-14 按压姿势与用力方法

(3)操作频率

①胸外按压要以均匀速度进行,每分钟 80 次左右,每次按压和放松的时间相等。

②胸外按压与口对口(鼻)人工呼吸应同时进行,其节奏为:单人抢救时,每按压 15 次后吹气 2 次(15:2),反复进行;双人抢救时,每按压 5 次后由另一人吹气 1 次(5:1),反复进行。

4. 抢救过程中的再判定

(1)按压吹气 1min 后(相当于单人抢救时做了 4 个 15:2 压吹循环),应用看、听、试方法在 5~7s 时间内完成对伤员呼吸和心跳是否恢复的再判定。

(2)再抢救过程中,要每隔数分钟再判定一次,每次判定时间不得超过 5~7s。在医务人员未接替抢救前,现场抢救人员不得放弃现场抢救。

5. 抢救过程中伤员的转移与转院

(1)心肺复苏应在现场就地坚持进行,不要为方便而随意移动伤员。如确有需要移动时,抢救中断时间不应超过 30s,搬运伤员的做法如图 1-5-15 所示。

(2)移动伤员或将伤员送医院时,除应使伤员平躺在担架上并在其背部垫以平硬阔木板。移动或送医院过程中应继续抢救,心跳呼吸停止者要继续心肺复苏法抢救,在医务人员未接替救治前不能中止。

(3)应创造条件,用塑料袋装入砸碎冰屑作成帽状包绕在伤员头部,露出眼睛,使脑部温度降低,争取心、肺、脑完全复苏。

6. 伤员好转后的处理

如伤员的心跳和呼吸经抢救均已恢复,可暂停心肺复苏法操作。但心跳呼吸恢复的

早期有可能再次骤停,应严密监护,不能麻痹,要随时准备再次抢救。

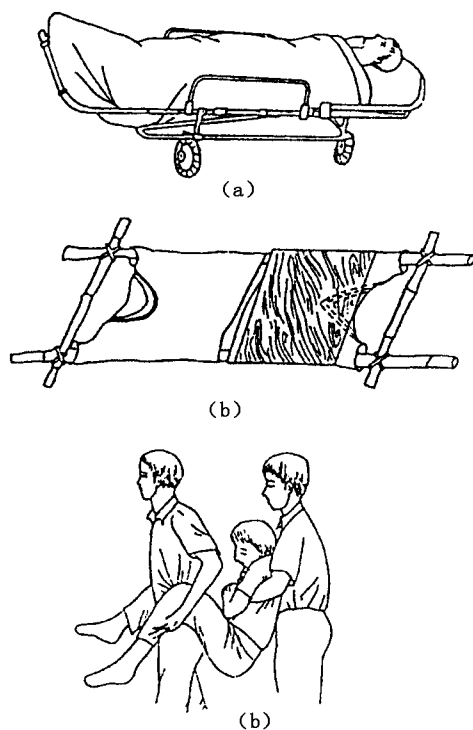


图 1-5-15 搬运伤员

(a)正常担架 (b)临时担架及木板 (c)错误搬运

初期恢复后,神志不清或精神恍惚、躁动、应设法使伤员安静。

7. 杆上或高处触电急救

(1)发现杆上或高处有人触电,应争取时间及早在杆上或高处开始进行抢救。救护人员登高时应随身携带必要的工具和绝缘工具以及牢固的绳索等,并紧急呼救。

(2)救护人员应在确认触电者已与电源隔离、且救护人员本身所涉及环境安全距离内无危险电源时,方能接触伤员进行抢救,并注意防止发生高空坠落的可能性。

(3)高处抢救的做法:

①触电伤员脱离电源后,应将伤员扶卧在自己的安全带上(或在适当地方躺平),并注意保持伤员气道畅通。

②救护人员迅速按有关规定判定反应、呼吸和循环情况。

③如伤员呼吸停止,立即口对口(鼻)吹气2次,再测试颈动脉,如有搏动,则每5s继续吹气一次,如颈动脉无搏动时,可用空心拳头扣击心前区2次,促使心脏复跳。

④高处发生触电时,为使抢救更为有效,应及早设法将伤员送至地面。在完成上述措施后,应立即用绳索参照图1-5-16所示方法迅速将伤员送至地面,或采取可能的迅速有效措施送至平台上。

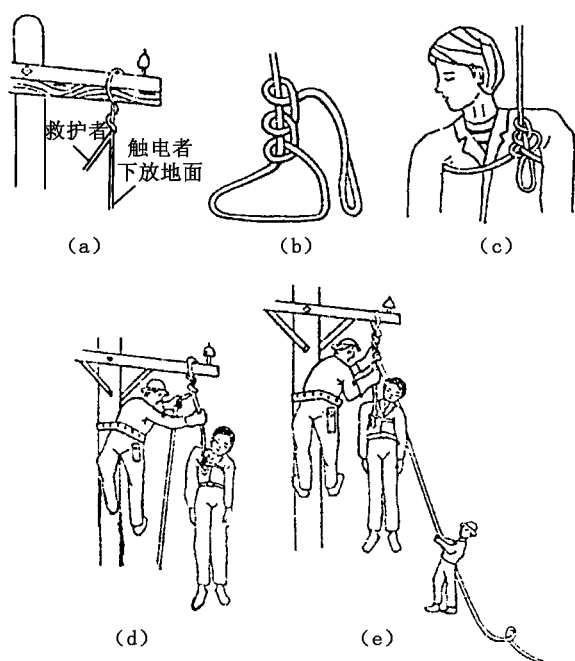


图 1-5-16 杆上或高处触电下放方法

⑤在将伤员由高处送至地面前,应再口对口(鼻)吹气4次。

⑥触电伤员送至地面后,应立即继续按心肺复苏法坚持抢救。

8. 现场触电抢救用药

现场触电抢救电,对采用肾上腺素等药物的做法应持慎重态度。如没有必要的诊断条件和足够的把握,不得乱用。在医院内抢救触电者时,应由医务人员经医疗仪器设备进行诊断,根据诊断结果决定是否采用。

第二节 电气设备的接地与接零

接地和接零在工程上应用极为广泛。由于接地和接零的具体目的不同,又可分为工作接地、工作接零、保护接地、保护接零四种。后两种是防止电气设备意外带电造成触电事故的技术措施。

一、电气设备的接地

将电气设备不带电的金属外壳或过电压保护装置用的导线(接地线)与接地体之间作良好的电气联接,称为接地。直接与大地接触的金属导体称为接地体。联接电气设备

接地部分与接地体的导线就是接地线,接地线和接地体总称“接地装置”。

(一) 接地的作用

接地的作用有两个:一是为了人身的安全,防止因电气设备绝缘损坏而引起触电事故。将电气设备正常运行时不带电的金属外壳或构架用导线同接地体可靠地联接起来,这种保护人身安全的接地措施,称为保护接地,接零和重复接地也属于这种情况;另一个是为了保证电气设备的正常运行和安全的需要,在电气回路中某一点进行接地,称为工作接地。如三相变压器星形接线的中性点、避雷器和避雷针的接地。根据接地的目的不同,按其不同的作用,常见的接地方式有:保护接地、工作接地、防雷接地、接零和重复接地等。现将各种接地的作用分述如下。

1. 保护接地的作用及应用范围

为了保证电气设备(包括变压器、电机和配电装置)在运行、维护和检修时,不因设备的绝缘损坏而导致人身触电事故,所有这些电气设备不带电的部分如外壳、金属构架和操作机构以及互感器的二次绕组等都应妥善接地。电气设备的接地规程规定:电压在1000V以下电源中性点不接地的电网和1000V以上任何形式的电网中,均需采用保护接地(称之为IT系统),作为保安技术措施,应用很广泛。

保护接地的原理是给人体并联一个小电阻,以保证发生故障时,减小通过人体的电流和承受的电压。

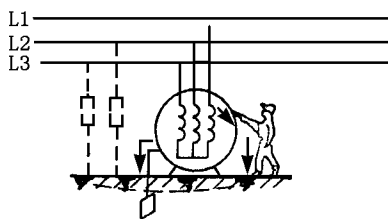


图 1-5-17 保护接地(IT系统)

图1-5-17所示电动机采用保护接地后,当一相绕组因绝缘损坏而碰壳,即与外壳短路时,此时若工作人员触及带电的设备外壳,因人体的电阻远较接地极的电阻大,大部分电流流经接地极入地,而通过人体的电流极其微小,从而保证了人身的安全。

2. 保护接零(接中线)的作用及应用范围

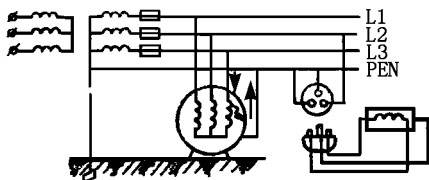


图 1-5-18 保护接中线(TN-C系统)

在电源电压低于 1000V 中性点接地的配电系统中,应采用保护接零,即把设备的金属外壳和电源的中性线相联接。如图 1-5-18 所示,称之为 TN-C 系统。这种系统是将保护零线与工作零线合用一根零线,在三相负载基本平衡的一般工业企业中应用。保护接零的原理。如图 1-5-18 所示。当某电动机 L3 相绕组碰壳时,则 L3 相与中性线间短路,使熔断器动作,切断电源,断开 L3 相,免除了触电危险。图中还表示了单相用电器具如使用三脚插头和三眼插座时,正确的接线应将用电器具的外壳用导线接在粗脚上,通过插座直接与中性线(或接地线)相联。

在中性点不接地系统中,绝对不容许采用接零保护。因为系统中的任何一点接地或碰壳时,都会使所有接在零线上的电气设备金属外壳上呈现近于相电压的数值,这对人身是十分危险的。

还必须指出:在 380/220V 三相四线系统中,为了保证线路保护装置可靠地动作,确保人身安全,用电设备金属外壳不能单纯地采用保护接地,一定还要采用保护接零。这种金属外壳接地又保护接零的保护方式,称之为 TT 系统。380/220V 三相四线系统与人的接触机会最多,生产、生活中都能碰到,所以要采用更为稳妥的保护安全措施。不论系统中性点接地与否,严禁同一电网一部分设备用保护接零,另一部分设备用保护接地,见图 1-5-19。当实行保护接地的某设备绝缘损坏时,该设备外壳对地电压将为 $U_R = U_P R_E / (R_0 + R_E)$ 如 $R_0 \approx R_E$ 时, $U_E = \frac{1}{2} U_P$ 。这时,即使实行了保护接零,所有设备上承受的电位也是危险电位,约为 $U_P/2$ 。若人接触到设备外壳,是不安全的。

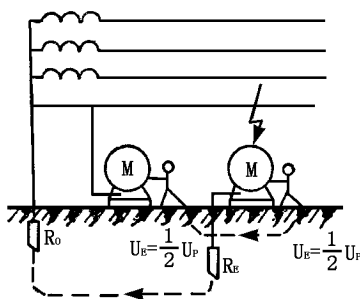


图 1-5-19 中性点接地系统中接地和接零混用的危险

为了使电气设备具有更可靠的保护接零措施,使人身安全得到切实保证,根据国际电工委员会的标准,中性点直接接地的电力系统,目前广泛采用 TN-S 系统,即中性线与保护零线分开的保护系统,如图 1-5-20 所示。该系统不应称为“三相五线”制,因为保护地线 PE 正常情况下并无电流通过,它与工作零线是不同的。这是在三相四线制电源系统加一根专用保护接地线 PE 构成,该线往往是从电源进户线处接地引用,是民用住户建筑配电线的安全措施。在有爆炸危险的电气装置(矿井除外)的中性点接地系统中推荐采用 TN-S 系统。

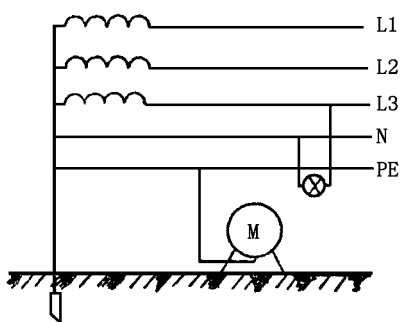


图 1-5-20 TN-S 系统

3. 重复接地的作用

重复接地的作用是,在中性点直接接地的低压系统中,减轻零线断线的危险性,确保接零安全可靠。当系统中发生断线时,在一定程度上能保证人与断线处后面的电气设备接触时的安全。见图 1-5-21。

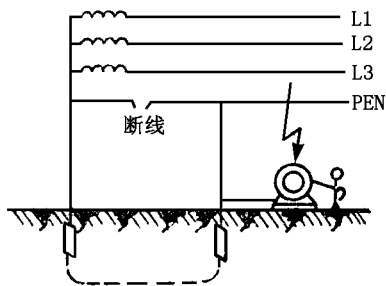


图 1-5-21 有重复接地时零线断线

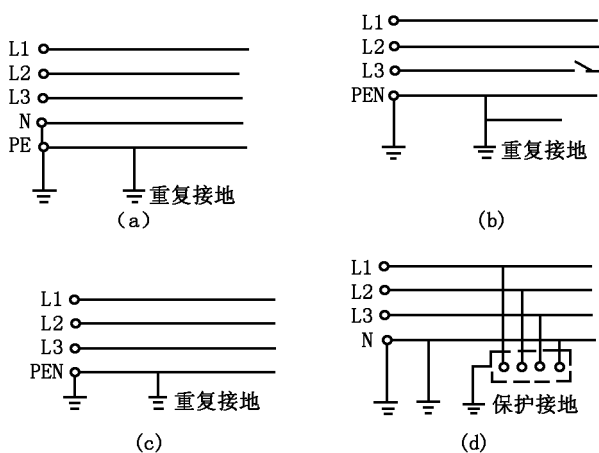


图 1-5-22 重复接地的正确接法

a)TN-S 系统 b)TN-C-S 系统 c)TN-C 系统 d)TT 系统

重复接地还可以改善架空线路的防雷性能,如在架空线路进户线的入口附近,架空

干线或分支线的终端处的重复接地。线路的重复接地可以将沿线路侵入的雷电波导入地中。

重复接地的正确接法如图 1-5-22 所示。TN-C 系统是对 P-EN 线作重复接地；TN-S 系统是对 PE 线作重复接地；TN-C-S 系统一般在 PEN 线上自某点起分为 PE 和 N 线作重复接地。

4. 工作接地的作用

工作接地是为了保证电气设备正常运行,也是安全的需要,它可以减轻一相接地时的危险及减轻高压窜入低压的危险,如中性点接地、防雷设备和耦合电容器底座的接地等。

(二) 接地电阻的要求值

根据变、配电所和送、配电线路的防雷接地、工作接地和保护接地的不同用途、不同电压等级和不同设备容量等因素,对其接地电阻值都有相应的要求。

1. 架空线路的接地

(1) 35kV 及以上有避雷线的架空线路接地装置的接地电阻,见表 1-5-3。

表 1-5-3 架空线路接地电阻值

	接地装置使用条件		接地电阻值(Ω)
	土壤电阻率(Ω·m)	粘土	100 及以下
砂土		100 ~ 500	15
多石土壤		500 ~ 1000	20
砂		1000 ~ 2000	25
岩石		2000 以下	30

(2) 3~35kV 无避雷线小接地短路电流系统,在居民区的钢筋混凝土杆、金属杆应作接地,其接地电阻一般不应超过 30Ω。

电压在 1000V 以上,单相接地短路电流小于或等于 500A 的,称为小接地短路电流系统。

(3) 低压架空电力线路的零线,每一重复接地的电阻,一般不应大于 10Ω。

(4) 避雷器或保护间隙的接地线与变压器的外壳及低压侧中性点联接在一起后的共同接地,其接地电阻值应不大于 4Ω。避雷器单独接地的接地电阻,一般不应大于 5~10Ω。

2. 电气设备的接地

(1) 电压在 1000V 及以上(高压)的电气设备接地:在大接地短路电流系统中,由于接地短路电流很大,很难限制设备对地电压不超过某一范围或靠线路上的速断保护装置切断接地故障。故要求其接地电阻应符合下式要求,即

$$R_E \leq \frac{2000}{I_E}$$

式中 I_E ——计算用接地短路电流(A)。

但当 $I_E > 4000\text{A}$ 时,可取 $R_E \leq 0.5\Omega$ 。

小接地短路电流系统,发生接地故障时,电压在 1000V 以下时,设备分布较广,安全要求应高些,所以要求设备对地电压不超过 120V ,即 $R_E \leq \frac{120}{I_E}\Omega$;

电压在 1000V 以上时

$$R_E \leq \frac{250}{I_E}\Omega。$$

根据计算出的电阻值,一般不应大于 10Ω 。

(2)电压在 1000V 以下(低压)电气设备的接地电阻值,见表 1-5-4。

表 1-5-4 电气设备接地电阻值

序号	电力线路名称	接地装置的特点	接地电阻值 (Ω)
1	中性点直接接地电力系统	1kV 以下电气设备及 100kVA 以上的变压器或发电机	$R \leq 4$
2		100kVA 以下的变压器或发电机	$R \leq 10$
3		电流、电压互感器二次绕组	$R \leq 10$
4	中性点不接地电力线路	1kV 以下电气设备及 100kVA 以上的变压器或发电机	$R \leq 4$
5		100kVA 以下的变压器或发电机	$R \leq 10$

(3)变、配电所内,不同用途和不同电压等级的电力装置,除有专门规定者外,可使用一个总的接地装置,其接地电阻应满足其中最小值的要求。

(三)电气设备保护接地的范围

电气设备应接地或接零的部分如下所列:

1. 电机、变压器、开关设备及其操作机构的底座和外壳。
2. 配电盘及控制屏等的金属框架或外壳。
3. 电力电缆终端头的金属外壳和电缆的金属外皮,布线的钢管等。
4. 室内外配电装置的金屬构架及金属遮栏。
5. 互感器的二次绕组,局部照明变压器的二次绕组。
6. 居民区的高压架空电力线路的金属杆塔和钢筋混凝土杆。
7. 架空线路的避雷线和架空线路的铁塔,装了避雷线的杆、塔,每座均应接地。
8. 照明灯具、电热设备的金属外壳和底座。
9. 手提电动工具及移动或电气设备。
10. 医疗用电器设备。

(四)接地和接零系统中的特殊安全措施

携带式及移动式设备如行灯、电动工具、交流电焊机等,这类设备的电源线的绝缘由于受拉、磨或其他机械原因容易遭到破坏,因此有很大的触电危险性,应着重考虑其安全

用电问题以及应该采取的特殊安全措施。

1. 移动式电动机械和手持电动工具外壳接地

对移动式电动机械和手持电动工具的外壳应重复接地,如单相用电设备用三眼插销及三芯线将外壳重复接地。所使用的导线,应是绝缘的橡皮软线,其绝缘电阻应不小于 $0.5\text{M}\Omega$ 。如电源系中性点不接地系统,宜采用漏电保护装置保护。

2. 交流电焊机的接零(接地)

电焊机和其他电器设备一样,应采取保护接零(或接地)措施。但地线不许搭接在电线管上或可燃性管道上。

为了防止高压窜入低压造成触电危害,交流电焊机二次侧应当接零(或接地)。但必须注意二次侧接焊钳的一端是不允许接地(或接零)的,否则将出现图 1-5-23a 所示的危险电流。因此,正确的接法应当象图 1-5-23b 那样,将二次侧接工作件的一端接地(或接零)。

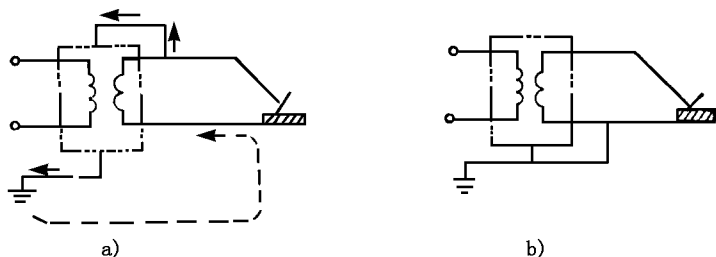


图 1-5-23 交流电焊机的接地(接零)

a) 错误接法 b) 正确接法

为了避免有害电流,焊接时最好把焊件与大地隔离开。

3. 防止高压窜入低压的安全措施

在对地绝缘的电网即中性点不接地系统中,当变压器绝缘损坏,高压意外窜入低压时(如遭雷击),低压系统的对地电压将升高到高压系统的对地电压。这对整个低压系统的工作人员将是非常危险的,而且故障可能长期存在,这就更增加了问题的严重性。

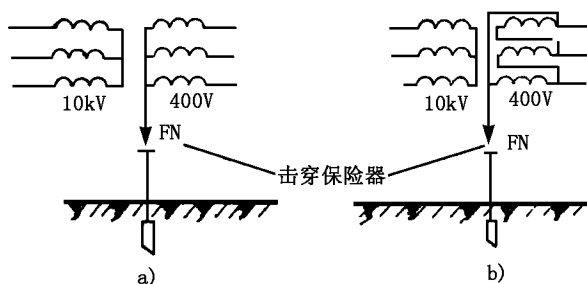


图 1-5-24 击穿保险器的联接

图 1-5-24 所示是减轻高压窜入低压所造成的危险程度的最简单方法。该方法是把低压电网的中性点或者一相经击穿保险器接地。击穿保险器是由两片铜制电极夹以带孔的云母片制成的,其击穿电压不过数百伏。正常情况下,击穿保险器内的云母片,使低压电网与大地保持绝缘状态。电气设备的保护方式,不受安装击穿保险器的影响,仍采取保护接地。

当高压窜入低压时,云母片带孔部分的空气隙被击穿,故障电流经接地装置流入大地。这个电流即高压系统的接地短路电流,它可能引起高压系统过电流保护装置动作,切除故障,断开电源。如果这个电流不大,不足以引起高压保护装置动作,则可以通过选定适当的接地电阻值,控制低压系统电压升高不超过 120V。这就要求接地电阻

$$R_E = \frac{120}{I_E}$$

对中小容量的 10kV 电网,因高压接地电流一般都不超过 30A,只要使 $R_E \leq 4\Omega$ 是能满足上述条件的,从而减轻了高压窜入低压后的危险性。

正常情况下,击穿保险器必须保持绝缘良好。否则,中性点不接地系统对地绝缘的电网将变成接地系统,系统内电器设备保护接地起不到保证安全的作用。因此,对击穿保险器要经常检查,或者象图 1-5-25 所示那样,接上两只电压表对击穿保险器进行经常性的监视。正常时,两电压表读数各为相电压的一半;如果击穿保险器内部短路,失去绝缘能力,则电压表 V1 读数至零,电压表 V2 读数上升至相电压。

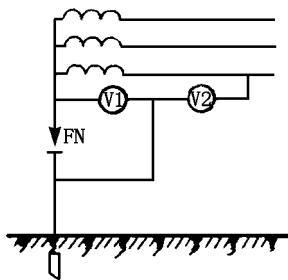


图 1-5-25 击穿保险器的监视

此外,在中性点不接地电网中,对电网的绝缘进行监视(通过三只相同规格的电压表)也是发现一相接地故障的一种有效办法。

二、接地与接零的比较

工作接地、保护接地与工作接零、保护接零之间往往容易混淆不清,该用保护接地的地方而用了保护接零;或者相反。主要原因是对它们的概念、原理、适用范围等辨别不清。为此列表 1-5-5 进行比较。

三、接地装置和接零装置的安装与施工

(一) 接地体的构造与安装

接地体分为自然接地体和人工接地体。

1. 接地装置的接地体尽量利用自然接地体,以便节约钢材。可以用作电气设备接地装置的自然接地体有埋在地下的金属水管,建筑物的金属构架,有金属外皮的电缆,埋在地下的建筑物钢筋混凝土基础等。

表 1-5-5 接地与接零的比较

	保护接地	保护接零	工作接地	工作接零
定义	用电设备正常且不带电的金属外壳与接地装置联接	用电设备的金属外壳用导线与系统零线联接	运行须要的接地,如中性点接地	220V 用电设备的电源零线
适用范围	中性点不接地的电网	中性点接地电网,三相四线制系统	中性点接地电网	三相四线制电网,220V 用电设备
目的	起安全保护作用	起安全保护作用	保证电网运行安全	提供供电通路
作用原理	平时保持零电位,不显作用。只有在绝缘损坏、发生漏电时才能降低对地电位,从而防止触电伤人事故	平时保持零线电位,不显作用。只有发生单相碰壳或短路时,电流很大,才促使保护装置速动,切断电源。必须有重复接地,才能保证人身安全	平时有三相不平衡电流。当发生高、低压短接时,可保证其他低压相线升压不高,为 10V 左右,提高电网运行的安全性。但触及工作接地线,有触电危险	平时线上有单相负载电流。如发生断线,负载不工作,断点后的零线有相电压,较危险
注意事项	确保接地可靠性。在中性点接地系统中,严禁单纯的保护接地,必须同时采用保护接零,才能确保人身安全	严禁在三相系统中的零线上装设保护装置和开关等,严禁零线断线,严禁同一电网接地和接零混用	工作接地必须单独设置,严禁与其他接地装置混设 工作接地,如有故障,危害整个保护接零系统	单相回路中,相线和零线都应该装熔断器

2. 人工接地体一般用镀锌钢管、镀锌角钢或镀锌圆钢等制成。禁止在地下用铝导线作为接地线。

垂直的接地体多用 $50 \times 50 \times 5\text{mm}$ 角钢,接地体长 2.5m,端部削尖,打入地中,如图 1-5-26 所示。

管形接地体一般用直径 50mm、管壁厚度不小于 3.5mm、长 2.5m 的钢管制成,将其一端打扁,打入地中。

地下的金属接地体,其顶端应埋设在地下 0.8m 左右,一般不应小于 0.6m。

水平接地体用扁钢或圆钢等材料。扁钢的厚度不应小于 4mm,截面积不小于 48mm^2 。圆钢的直径不应小于 16mm。

3. 接地线相互间的联接以及和接地体的联接,应采用搭接焊。扁钢的搭接长度为宽

度的 2 倍 ,并至少焊接三个棱边 ;圆钢的搭接长度为圆钢直径的 6 倍。扁钢与角钢或钢管的焊接 ,除应在其接触两侧进行焊接外 ,还应焊上由扁钢弯成的直角形(或弧形)卡子与角钢(或钢管)焊接。凡焊接处均应刷油漆防腐。常用的接地导体的联接方式如图 1-5-27 所示。

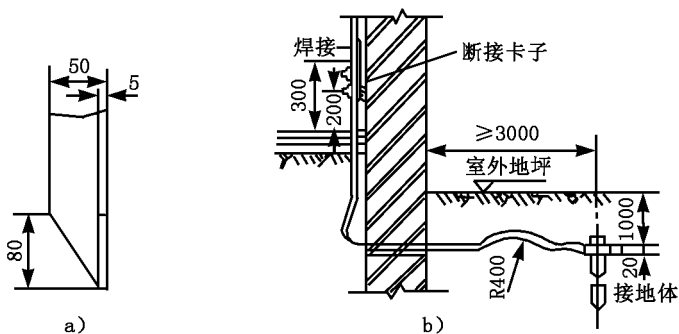


图 1-5-26 接地体及其安装图

a)角钢接地体 b)接地装置图

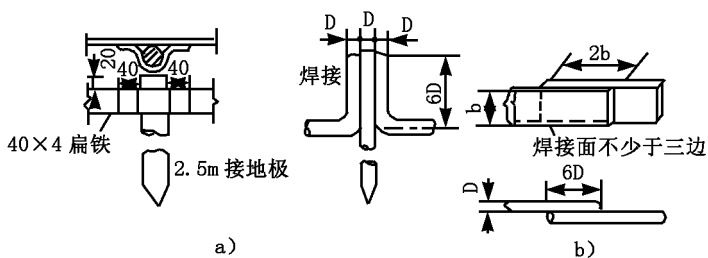


图 1-5-27 接地体联接方式

a)接地极与接地导体联接图 b)接地导体联接图

4. 接地体的数量由接地电阻值来决定 ,但不能少于两根 ,接地电阻不符合要求时 ,应增加接地体。接地体的形式很多 ,有水平放射线形、环形和混合形等类型 ,如图 1-5-28 所示。

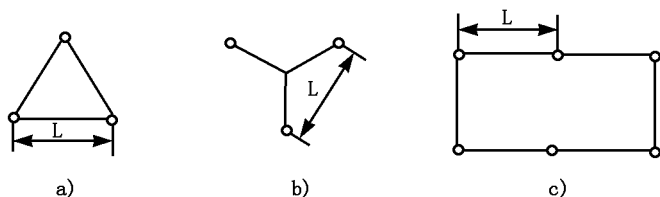


图 1-5-28 接地体的形式

a)环形 b)放射形 c)混合形

$L = 3 \sim 5m$

(二) 接地线的敷设

接地线的敷设包括接地极间联接用的扁钢及接地干线和接地支线的敷设。

1. 接地线应尽量利用建筑物的金属结构(必须是焊接成一个整体的,能形成电气通路);生产用的金属结构如金属梁柱、吊车轨道等;其他如配线的钢管,电缆的铅包、铝包皮等也可以利用。如果不能利用上述导体时,就应另设接地线。常用的人工接地线为:室内用 $\phi 5 \sim \phi 8\text{mm}$ 的圆钢或 $25\text{mm} \times 4\text{mm}$ 的扁钢,室外用 $\phi 14\text{mm}$ 的镀锌圆钢或 $40\text{mm} \times 4\text{mm}$ 的镀锌扁钢。接地线间的联接和与接地体的联接均采用搭接焊,凡焊接处均刷油漆防腐。

为了保证足够的机械强度,宜采用钢接地线或接零线,有困难时可采用铜、铝接地线或接零线,室内明设的导体最小尺寸为:铜线 4mm^2 ,铝线 6mm^2 。地下不得采用裸铝导体作接地线。

2. 室外接地干线与支线一般敷设在土沟内。敷设接地线以前,应按设计要求的位置与走向挖掘土沟,沟的深度一般为 0.7m ,宽约 $0.4 \sim 0.5\text{m}$,然后将扁钢(或圆钢)埋入。接地线与管道、电缆等交叉的地方以及接地线可能受到机械损伤的地方,都应装设保护装置。一般可将接地线套上钢管。

3. 室内的接地线多为明设。有时,与设备联接的支线需穿过地面,接地线过门时也要穿过地面,此时可将接地线埋设在混凝土地坪内。当接地线沿墙直线敷设时,固定接地线的支架其间距约在 $500 \sim 1000\text{mm}$ 之间;当接地线转弯敷设时,在距转角处 1000mm 以内的地方应设支架,接地线的支架与地面的距离应在 $300 \sim 800\text{mm}$ 之间。室内接地干线的作法见图 1-5-29 和图 1-5-30。

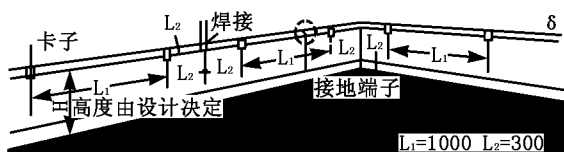


图 1-5-29 室内接地干线安装示意图

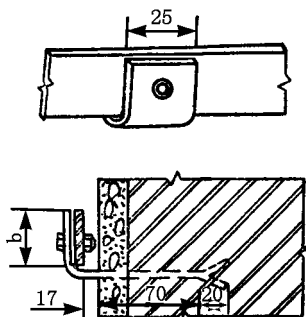


图 1-5-30 接地干线支持卡子安装图

4. 家用电器的接地 :目前 ,一般住宅及高层建筑的供电都没有专用接地线 ,以致家用电器所带的接地线或要求装设接地线的部分不知往何处接 ,因而在家用电器的使用上发生了不少触电伤亡事故。

随着高层建筑的发展 ,其电气接地的使用安全性和施工经济性亦越来越被社会重视。当今的建筑物都是混泥土地面 ,当人体一旦接触到漏电的家用电器外壳时 ,其危险性是可想而知的。所以必要的安全用电和可靠的电气接地是十分重要的。在住户内 ,人们在没有专用接地线环境下 ,都迷信于把自来水管作接地体 ,实践证明这是不可靠的。但是比较安全又经济的接地方案可以借用自来水管作为接地线回路的一部分。室外管路必须另作接地装置 ,与水管(用 $4\text{mm} \times 25\text{mm}$ 扁钢)焊接 ,在水箱进水管处也应跨接 ,以构成接地回路 ,使整个管路系统始终处于良好的大地零位状态。

在室内管路上 ,可采用图 1-5-31 所示的平衡块 PE 与水管相焊 ,作为家庭零电位平衡系统(接地干线)。室内电气布线所有需要保护接地的部分 ,全部汇至平衡块 PE。各接地线与平衡块采用螺纹联接 ,在 PE 底板上攻螺纹。上述 PE 尺寸按施工时实际需要而定 ,它应该安装在比较隐蔽的地方 ,如卫生间或厨房等地方。

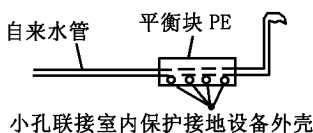


图 1-5-31 平衡块的利用

必须注意 ,在金属管路接头两端须用扁钢跨焊 ,以消除接头填充物而增大了的接地电阻。按照上述方法接地 ,除特殊情况外 ,是足够安全的。接地线应采用截面积不小于 0.75mm^2 的多芯软铜绞线。

5. 接地线经过建筑物伸缩缝时 ,如采用焊接固定 ,应将接地线通过伸缩缝的一段作成弧形 ,如图 1-5-32 所示。

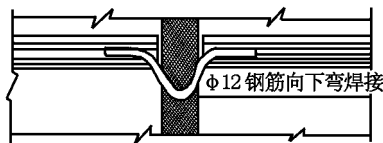


图 1-5-32 接地干线在伸缩缝做法

6. 接地线与电气设备的联接可以用焊接和螺栓联接两种方法 ,但无论用哪种方法 ,都必须保证联接牢固、可靠 ,需要移动的设备(如变压器等)宜采用螺栓联接。在有振动的地方 ,要有防松措施 ,如弹簧垫圈。不需要移动的设备(如金属构架 ,开关操作机构 ,金属盘、柜等)可采用焊接。

每一接地的设备 ,必须用单独的接地线分别与接地干线或接地极联接 ,不准用串联

接法。

(三) 接地装置的维护与检查

当接地装置安装完毕后,应对所有接地干线和支线的外露部分以及电气设备的接地部分进行外观检查,检查的内容是:检查电气设备是否已按设计要求接好接地线,螺栓联接是否牢固、可靠,是否有弹簧垫圈;检查所有的焊口叠焊长度与焊缝是否符合要求。最后,在所有焊接处各面涂以沥青漆。明设的接地线均涂黑色,接地中性线应涂紫色漆,并在其上每隔 150mm 涂以 10~15mm 宽的一道黑色漆。

运行中的接地装置应进行定期检查和试验。对于变、配电所和电气设备的接地装置,应在每年的 3~4 月份进行一次接地电阻测定及接地线和接零线的外部检查。测量接地电阻时,应将接地线与被保护的电气设备断开。对接地装置的外观检查,主要是检查接地线的联接卡子、跨接线等的接触是否良好;接地线有无损伤及腐蚀现象等。

四、接地电阻的测量

接地电阻就是接地装置和大地间的电阻。接地电阻包括:接地导线的电阻、接地体本身的电阻、接地体与土壤间的接触电阻和大地电阻。接地电阻主要是指接地电流流入土壤中时,土壤呈现的电阻。所测得的接地电阻值,在任何季节都不能超过允许的最高值。当一项接地装置工程竣工时,应及时进行接地电阻的测量,如果接地电阻值不满足规定的要求,需增加接地极数量,或设法减小土壤电阻率,以使接地电阻值符合设计要求。

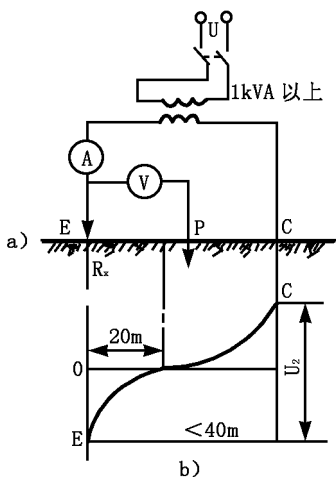


图 1-5-33 电压表-电流表法测量接地电阻

a) 接线图 b) 电位分布曲线

测量电气设备和防雷设施等接地装置的接地电阻,即使在一年中土壤最干燥的时期,所测接地电阻,也应符合表 1-5-3 和表 1-5-4 规定的标准。

常用的接地电阻试验方法有电压表-电流表法和接地电阻测量仪直接测量的方法。

(一) 电压表 - 电流表法

电压表 - 电流表法测量接地电阻的接线图见图 1-5-33。

使用这一方法时,测试电源应为不接地的交流电源或经过隔离变压器联接的电源。电流表的准确等级要不低于 0.5 级。电压表要使用准确度较高的真空管电压表或采用高内阻万用表,以减小测量误差。

测量接地电阻时,辅助接地极 C 与接地网之间的距离,一般不应小于 5 倍接地网对角线的距离,但最少不得少于 40m。中间接地极 P 接在接地网与辅助极之间的零电位上。为尽量消除外界杂散电流对测量结果的影响,需加大测量电流,一般测量电流不应小于 4~5A。所测的接地电阻值由下式算出,即

$$R_E = \frac{U}{I}$$

在测量接地电阻时,工作人员应戴绝缘手套和穿绝缘靴,以防触电和跨步电压伤人。

(二) 用接地电阻测定仪测量接地电阻

目前,我国生产的接地电阻测量仪有 ZC-8 型和 ZC-29 型等。ZC-8 型测量仪主要由手摇发电机、电流互感器、滑线电阻和检流计等组成。其外形与普通绝缘兆欧表差不多,所以一些工矿企业的工作人员习惯称它为接地电阻兆欧表。测量仪还随表带一套附件,附件包括接地探测针两支、导线三根。图 1-5-34 为利用三个端钮的测量仪测量接地电阻的接线图。图 1-5-35 为利用四个端钮的测量仪测量接地电阻的接线图。

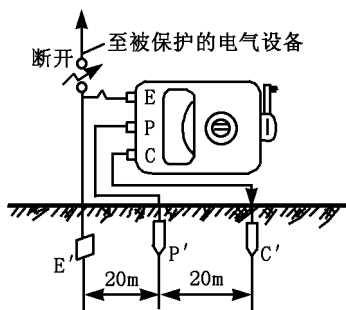


图 1-5-34 三个端钮的测量仪测量接地电阻线路图

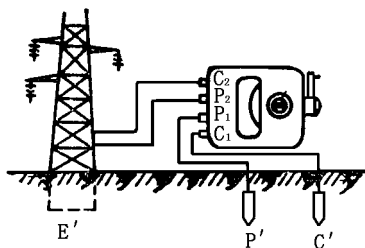


图 1-5-35 测量电阻小于 1 欧时的接线图

四个端钮的测量仪,实际上是在用接地电阻测定仪测量小量程(小于 1Ω)接地电阻时,将测定仪端钮 C2、P2 之间的联接片打开,分别用导线联接到被测接地体上,这样可以消除测量时联接导线电阻附加的误差。

第三节 漏电保护装置

漏电保护装置是现代工业国家低压电网中不可缺少的一种电气装置。它主要作用是防止由漏电造成人身触电事故和防止单相触电事故;其次是防止由漏电引起火灾事故以及监视或切除一相接地故障。漏电保护器一般有触电保护和过压保护两种功能,也有带短路保护和断相保护功能的。漏电保护器主要适用于低压系统,在高压供电系统中,它可用于绝缘监视的检漏等。

一、漏电保护装置概述

(一)漏电保护器的工作原理

漏电保护器是把漏电电流和触电电流转变为信号输出,再把这个信号通过放大、中间传递转换和传递,然后促成执行机构动作来切断电路电源,使触电者和电器设备得到保护。在低压配电系统中采用“漏电保护+接地(或接零)保护”的方式,可以弥补保护接地和保护接零的不足,进一步提高安全用电的水平。但决不能认为设立了漏电保护器就取消接地保护和其他保护设备。

1. 三相线路漏电保护原理

我们知道,当三相交流负载不平衡时,零序电流随即产生,即

$$\bar{I}_1 + \bar{I}_2 + \bar{I}_3 \neq 0$$

上式说明三相交流电路中,如因某一相绝缘损坏而漏电,使得三相电流有效值不相等,此时用电设备如采用星形接线方式,零线将有电流产生,经过检测机构可将此电流转变为信号输出。根据电流信号原理,经过放大、中间传递转换,促成执行机构自动切断电源。这种漏电保护器属电流动作型。

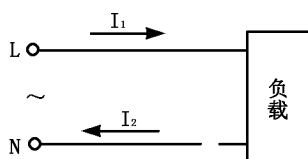


图 1-5-36

2. 单相线路的漏电保护原理(图 1-5-36)

单相线路正常运行时,线电流 I_1 和经过负载回到电源中线的电流 I_2 是大小相等、方向相反的,即 $\bar{I}_1 + \bar{I}_2 = 0$ 。

当负载侧线路发生触电、漏电或接地故障时,由于触电电流或漏电电流的存在,电流 I_1 和 I_2 不相等,也可转变为信号输出。

某些电气设备正常时,金属外壳是不带电的。但当绝缘不正常,其运行设备外壳漏电,将出现接地电阻 R_E ,设备外壳对地将产生电压 U_E ,设漏电电流的有效值为 I_0 ,则有

$$U_E = I_0 R_E (\text{V})$$

图 1-5-37 为运行设备外壳漏电图。根据电压信号原理,自动切断电源的漏电保护器属电压动作型。

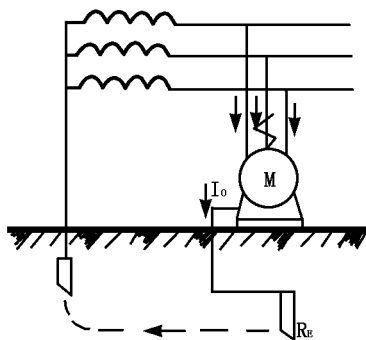


图 1-5-37 设备漏电图

(二) 漏电保护装置的分类

漏电保护装置种类很多,按信号检测原理分为电流型、电压型和脉冲型三种。电流型反映零序电流的大小,电压型反映对地电压的大小,脉冲型反映漏电电流的突然变化值。漏电保护电器按结构主要分为电磁式和电子式两大类。电磁式漏电保护器由检测元件检出的漏电信号,直接通过电磁元件自动切断电源;而电子式是由检测元件检测出的漏电电流,经过电子放大器间接推动执行元件切断电源。

它还可按动作电流大小分为高灵敏度型、中灵敏度型和低灵敏度型三种。

二、零序电流型漏电保护器

零序电流型以零序电流为动作信号,分为互感器式和无互感器式两类。

电流动作型漏电保护器的组成部件有:①检测部件——零序电流互感器;②判别部件——漏电脱扣机构;③执行部件——触头系统;④检查部件——试验回路;⑤放大部件——放大信号的中间机构,介于零序电流互感器与脱扣器之间。

(一) 有互感器式零序电流型漏电保护器

这类装置用零序电流互感器作为取得漏电信号的检测机构。按其中间机构不同可

分为电磁脱扣型、灵敏继电器型、电子放大型三种。图 1-5-38 所示是三相线路漏电保护原理图, 三根相线和中线同时穿过零序电流互感器 TAZ。正常情况下, 通过零序电流互感器一次绕组的相电流与中线电流平衡, 各电流的相量和为零, TAZ 二次绕组便没有电流输出, 执行机构不动作。当任一相发生触电、漏电或接地故障时, 漏电电流 I_0 经人体和大地返回到配电变压器的中性点, 形成闭合电路。这时 TAZ 的一次侧就有励磁电流, 在环形铁心中产生磁通, 使二次侧绕组感生二次电压 U_2 , 此电压经元件 2 放大输出加在脱扣机构 3 的线圈上, 产生一个电流 I_2 。当 I_2 足够大时, 推动脱扣机构动作, 切断电源。

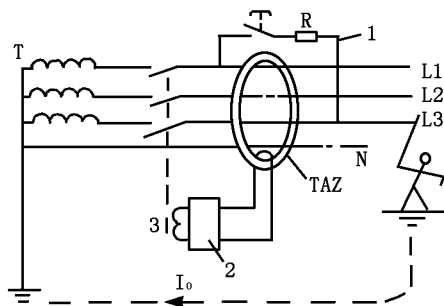


图 1-5-38 三相四线制漏电保护电路原理图

1—试验回路 2—放大部件 3—脱扣机构

电路中按钮和电阻器组成为试验回路 1, 供检验保护器动作正常与否用。

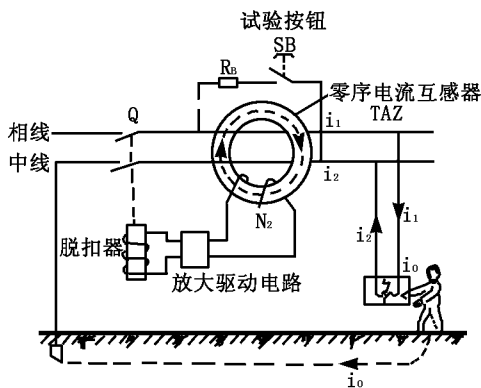


图 1-5-39 单相漏电保护器原理图

单相线路漏电保护原理与三相线路漏电保护原理相似。图 1-5-39 是 DZL18-20 型单相集成电路漏电保护器原理图。当电路正常使用时, 无漏电现象 $\bar{I}_0 = 0$, 即 $\bar{I}_1 + \bar{I}_2 = 0$ 这时零序电流互感器形成的磁通 $\Phi = 0$, 故二次回路没有输出, $U_2 = 0$, 放大器不起作用, 漏电脱扣器不动作, 主开关保持在闭合位置。当对地有一漏电电流 I_0 时, 即 $\bar{I}_1 + \bar{I}_2 = \bar{I}_0$, 这时 TAZ 铁心中合成磁通 $\Phi_1 + \Phi_2 = \Phi_0$, 其二次绕组内就产生一个感应电流, 即有一

个电压输出。这个电压经过放大器放大,加到执行元件(漏电脱扣器)上,推动主开关,断开电源,起到保护作用。目前,这种电器已在所有场所如办公室、旅馆、饭店、家庭住户中得到了广泛的应用。该漏电保护器的额定漏电动作电流为 10、15、30mA。

(二)无互感器零序电流型漏电保护器

这种漏电保护器主要用于不接地系统,对单相漏电起保护作用,是泄漏电流型,其基本接线如图 1-5-40 所示。工作原理是供电系统零线经灵敏继电器线圈接地,并与击穿保险器 FN 并联。当线路发生漏电时,设备的漏电流或人体导电与其形成回路,灵敏继电器线圈动作,切断主回路,促成全系统停电。因此,较适用于小容量的配电系统。

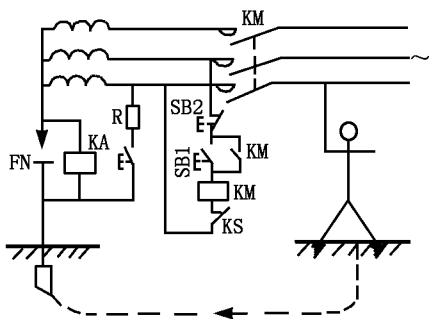


图 1-5-40 无互感器零序电流型漏电保护原理

KA—灵敏继电器 FN—保险器

三、电压型漏电保护器

电压型漏电保护器是以金属外壳对地电压为基础的保护器。一端接设备金属外壳,一端接地形成主保护电路,将其常闭触头接入设备控制电路。当电压继电器 KV 动作时,设备断电达到漏电保护。参见图 1-5-41。

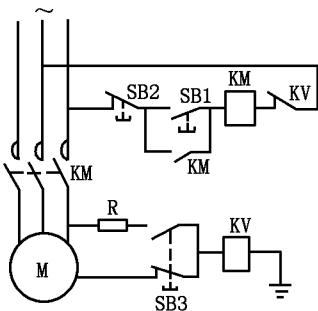


图 1-5-41 电压型漏电保护原理

电压型漏电保护适用于低压供电系统,接地或接零方式均可使用,它不但能起到保护人身安全的作用,且还能监督设备的绝缘状况。但它存在以下三个难以克服的缺点。

(1)它只能用于变压器中性点不接地系统中,而我国又主要是采用变压器中性点接地系

统 故应用范围受到很大限制。如用于接地系统,一台配电变压器只能装一台保护装置。

(2)检测线圈匝数多,线径小,承受过电压和过电流的能力差,继电器线圈常被烧坏。

(3)要求低压电网经常保持良好的绝缘,否则会引起误动作。

因此,电压型漏电保护器应用受到限制。

四、漏电保护器的选用与安装

(一)漏电保护器的选用

选用时首先是质量鉴定。为了提高供电的安全可靠性,近年来,漏电保护器在低压配电系统中被大量采用。在选用漏电保护器时,一定要选用获得中国电工产品认证委员会低压电器认证试验站的产品认证证书的漏电保护器,上面具有 CCEE 安全认证标志。

一般漏电保护器均备有试验按钮,凡发现按下试验按钮而保护器不动作者,该漏电保护器就必须停止使用。

其次,选用时应按使用场合、设备本身的泄漏电流大小及保护对象(分级)详加考虑,以免漏电开关柜误动。目前我国生产的漏电保护器的动作电流值有 15、30、50、70、100mA 等,根据安全用电防护要求及其他因素,在不同的场合使用。以下对不同情况的选用范围作一简介,供选用时参考。

(1)对于配电母线总保护或总干线路保护(即第一级保护)的漏电保护器,宜选用带有短路保护的漏电断路器,动作电流整定值应选择在 110mA 左右。则此时基本上可杜绝人身触电死亡事故的发生。

(2)对于中小型工厂的车间、居民区等场所,线路保护(即第二级保护)用的漏电保护器如果电路中本已有短路保护器,则选用漏电开关,常选用动作电流与动作时间的乘积来确定其整定值。国际电工委员会(IEC)规定,该级漏电保护的整定值应为 $30\text{mA}\cdot\text{s}$ 为 人身触电安全电流。

(3)对于实验室、化验室、研究所、医务室、办公室等场所以及每台用电设备线路保护(末级保护)的漏电保护器,可使用漏电插头及插座,整定电流值应根据使用场所的不同来选择。

①在特别潮湿处、有腐蚀性蒸汽和气体的场所及医疗电气设备等,通常应安装漏电动作电流为 6mA 的高灵敏度快速动作型漏电保护器。

②在高空作业或河边使用的电气设备、游泳池的照明线路,即使在工作电压较低的情况下(如 36V),仍应安装 6~10mA 的漏电保护器。

③对于移动式及携带式设备,一般推荐采用 15mA 以下快速动作漏电保护器。

④对于水泵、排风机、压缩机等固定设备,如果考虑装设漏电保护器,其额定动作电流的选择与设备金属外壳的接地电阻有关。当接地电阻在 500Ω 以下时,单机配用时可选用 30mA 的漏电保护器;多台设备或额定电流大于 100A 时则选用 50~100mA 的漏电

保护器 ;当接地电阻为 100Ω 以下时 ,可选用 $200 \sim 500\text{mA}$ 的漏电保护器。

⑤办公室、民用住宅建筑居室等家用电器 ,宜在进户线的电度表后装一台漏电保护器 ,以预防触电为主 ,且要求动作可靠。一般家庭一户使用的漏电保护器动作电流宜选为 $6 \sim 15\text{mA}$;对于使用电热设备的家庭(漏电流变化在 $1.8 \sim 20\text{mA}$) ,其漏电保护器动作电流宜选为 $6 \sim 30\text{mA}$ 。

(二) 漏电保护器的安装与接线

一般电子式漏电保护器的辅助电源均取自被保护的电源 ,为此应该安装在熔断器的前面 ,即电源 \rightarrow 漏电保护器 \rightarrow 熔断器 \rightarrow 用电设备 ,而不能安装在熔断器之后。因为一旦零线熔丝熔断 ,保护器将失去辅助电源 ,无法使操作机构动作 ,就会发生触电事故。但是电磁式漏电保护器可以安装在熔断器后。

一般新安装或使用一个月后 ,在带电状态下 ,按动试验按钮 ,以检查漏电保护器性能是否正常可靠。电子式漏电保护器的安装实例如图 1-5-42 所示。

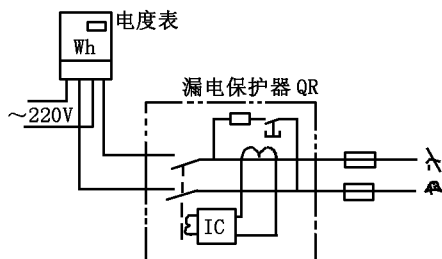


图 1-5-42 电子式漏电保护器安装图

采用漏电保护方式 ,只有接线正确 ,才能得到有效的保护效果。接线的原则如下。

(1) 漏电保护器所保护的线路及设备的外露导电体应用接地线(PE)联接至接地极上。

(2) 在中性点直接接地、整个系统接零的 TN 系统中 ,工作零线一定要穿过漏电保护器的零序电流互感器 ,而保护零线即使在正常工作时 ,也不能有电流流过 PE 线 ,即一定不能穿过零序电流互感器。

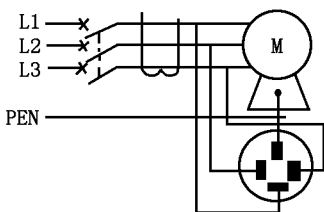


图 1-5-43 三极漏电保护器在动力回路中的接线(TN系统)

(3) 由于不带单相负载的动力线是对称负载,其零线不应穿过零序电流互感器,因此采用三极漏电保护器即可,见图 1-5-43。单相负载回路的漏电保护器的接线如图 1-5-44 所示。

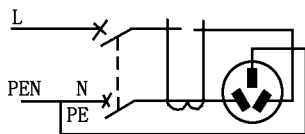


图 1-5-44 二极漏电保护器在单相负载回路中的接线(TN-C 系统)

(4) 对动力、照明的混合线路,一般选用四极漏电保护器。如果采用中性点直接接地、保护线与零线合二为一的 TN-C 系统,则 PEN 线穿过零序 TA,但 TA 后面的 PEN 线只起工作零线作用,而不能兼作保护线,见图 1-5-45。

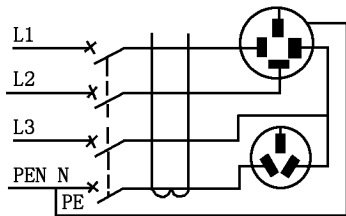


图 1-5-45 四极漏电保护器在动力、照明回路中的接线(TN-C 系统)

(5) 装设漏电保护器对电网接线的要求如下。

① 三极漏电保护器只能用于保护三相线路,单相线路要用两极漏电保护器分开保护。

② 应尽量均衡分布各相负载,被保护的设备(已使用漏电保护器)与未被保护的设备不能共用接地极,以免失去保护作用。

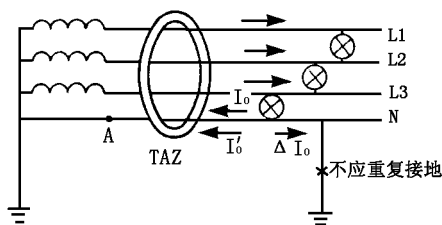


图 1-5-46

③ 在三相四线制中性点直接接地系统中,装设漏电保护器后,零线不得重复接地,因为即使低压电网处在正常运行情况下,三相负载也不可能完全对称,即 $\bar{I}_1 + \bar{I}_2 + \bar{I}_3 \neq 0$,此

三相不平衡电流将经过零线返回电源中性点,零序电流互感器的一次电流为 $\bar{I}_1 + \bar{I}_2 + \bar{I}_3 - \bar{I}_0 = 0$,保护器不会动作。假如有重复接地(如图 1-5-46),流经零线的电流则不再是 I_0 ,而是 $\bar{I}'_0 = \bar{I}_0 - \Delta \bar{I}_0$,此时,保护器就会发生误动作。若线路需要进行重复接地,其接地点只能选在工作零线的输入端(图中 A 端)。

④各被保护支路均应有其专用零线,每一分支保护的线路均必须有自己的专用零线,而用它们既不允许互相联接,也不允许就近支接,不然的话,保护器将发生误动作,无法正常运行。

(三)几种漏电保护装置的特点

1. 电流动作型

其特点是:主要用于配电变压器二次侧中性点直接接地、保护接地系统内,可以实现分级保护,可用于线路,也可用于设备;对零线绝缘电阻要求不高,与电网仅有磁的联系,从而改善了由于过电压而造成的元器件烧毁的事故,运行可靠,是发展的方向。但是,当人体触电时,直接承受 220V 电压,通过人体的电流比电压型漏电保护装置大,灵敏度变化较大,造价高,结构复杂,维修较麻烦,不宜用于保护接零系统。在三相四线制平衡系统中,如果设备采用了保护接零,则零线不应作为互感器的一次侧,否则互感器将不能反映漏电引起的零序电流。

2. 电压动作型

其特点是:结构简单,投资少,但存在难以克服的缺点(见电压型漏电保护器)。

3. 脉冲动作型

其特点是:不随低压电网漏电电流缓变而误动;当发生人身触电事故时,能立即动作切断电源;可作电网母线总保护用,整定电流可定在 30mA 以内(比电流型保护范围扩大),对低压电网对地绝缘电阻的要求较低。但起动三相不对称的电动机时,有时也发生误动作;拉合分支线路和投切绝缘电阻较低的用电设备时,产生误动作较多;结构复杂,造价高。

低压电网漏电保护为总保护或干线保护方式时,可采用电流型或脉冲型。采用多级保护方式时,三级保护的第一级不能采用脉冲型,须用电流型漏电保护器,以满足多级保护的配合要求和保护供电可靠性,其他级可采用电流型或脉冲型保护器。

第四节 电气防火与防爆

安全用电除了预防触电事故和设备事故发生外,还必须注意电气装置和防火。根据统计,电气火灾在火灾事故中占 40%~50%。火灾事故往往是由于线路负荷过载,绝缘

不良漏电,使电路发生过热或烧毁电线产生火花而造成的。特别是这些电气设备与可燃物接触或接近时,火灾危险性更大。在高压电气设备中,电力变压器和多油断路器有较大的火灾危险性,而且还有爆炸的危险性。电气火灾和爆炸事故除可能造成人身伤亡和设备毁坏外,还会给国家财产带来不可估量的损失。

一、爆炸和火灾危险环境

根据发生爆炸和火灾事故的可能性及其后果的严重程度,按照爆炸性环境出现的频繁程度和持续的时间可分为三类八区,且对不同危险程度有相应的处理措施。

(一)第一类

第一类是爆炸性气体环境。根据爆炸性气体混合物出现的频繁程度和持续时间可分为不同危险程度的三个区域。

1.0区:连续出现或长期出现爆炸性气体混合物的环境。

2.1区:在正常运行时可能出现爆炸性气体混合物的环境。

3.2区:在正常运行时不可能出现爆炸性气体混合物的环境,或即使出现也仅是短时存在的爆炸性气体混合物的环境。

(二)第二类

第二类是爆炸性粉尘环境。根据爆炸性粉尘混合物出现的频繁程度和持续时间分为两个区域。

1.10区:连续出现或长期出现爆炸性粉尘混合物的环境。

2.11区:有时会将积留下来的粉尘扬起而偶然出现爆炸性粉尘混合物的环境。

(三)第三类

第三类是火灾危险环境。应根据火灾事故发生的可能性和后果,按危险程度及物质状态的不同,分为三个区域。

1.21区:具有闪点高于环境温度的可燃液体,在数量和配置上能引起火灾危险的环境。

2.22区:具有悬浮状、堆积状的可燃粉尘或可燃纤维,虽不可能形成爆炸混合物,但在数量和配置上能引起火灾危险的环境。

3.23区:具有固态状可燃物质,在数量和配置上能引起火灾危险的环境。

二、电气火灾和爆炸的原因

为了防止电气火灾和爆炸,首先应了解电气火灾和爆炸的原因。造成电气火灾的原因很多,除了电气本身的缺陷及设计、施工、安装等方面的原因外,在运行中,电流产生的热量和电火花或电弧是引起火灾或爆炸的直接原因。

1. 引起电气设备过度发热,导致发生火灾或爆炸的原因大体有:电气设备短路;设备

严重过载 ;电路联接点接触不良引起过热现象 ,电气设备绝缘损坏漏电 ;设备运行铁心发热 ;使用电器不当(尤其电热器具)等。

2. 电火花和电弧 :主要有过电压(雷电)放电火花、静电火花、感应电火花及电刷火花 ;开关或接触器通断时的火花 ,熔丝熔断时及导线联接松脱时的火花等。

3. 间接原因多是外界热源、火源导致电气绝缘损坏及绝缘油的分解或汽化等。

三、防火防爆措施

防火防爆措施必须是综合性措施。其内容如下。

(一)电气设备的选用

主要根据使用环境的危险程度来选择。

1. 根据爆炸危险场所区域选用 :在 0 区及 1 区范围内必须用隔爆型 ,2 区可用隔爆型、增安型 ,10 区可用尘密型 ,11 区可用尘密型也可用防尘型等的电动机、电器仪表、灯具、变压器、通信电器、配电装置等。

2. 按火灾危险场所等级选用防溅式、封闭式、防尘型、充油型等电器设备。

3. 危险场所的电气线路不得采用铝芯绝缘线 ,其额定电压不得低于电网的额定电压 ,且不得低于 500V。绝缘导线须采用穿钢管敷设 ,并要密封。钢管配线的联接应采用螺纹联接。

(二)电气设备的正确装置

在有爆炸火灾危险场所 ,选择合理的安装位置、保持必要的防火间距是防火防爆的一项重要措施 ,而密封是局部防爆的重要措施。

1. 保持间距 :如把易产生火花的电气设备(如开关、熔断器、电热器具等)装在有爆炸火灾危险场所的外间。

2. 密封 :密封是防爆的重要措施。

3. 保持电气设备的正常运行。

防止出现事故火花和危险温度 ,火灾事故往往是由于线路负荷过载 ,绝缘不良漏电 ,使电路发生过热或烧毁电线产生火花适成的。

4. 保持通风良好 :降低爆炸性混合物的浓度和场所的温度 ,防止爆炸。

5. 装设良好的保护装置 :①易发生火灾和爆炸的场所应有比较完善的短路、过载等保护措施 ,②应装设自动检测装置 ,当爆炸混合物的浓度达到危险浓度时能发出信号或报警。

6. 采用耐火设施 :变配电装置的建筑物应为耐火建筑 ;穿入和穿出建筑物通向油区的沟道和孔洞 ,应采用非燃材料严密堵死或加装挡油设施 ;为了提高耐火性能 ,木质开关箱等内表面应衬以白铁皮 ;电热器具应有耐热垫座等。

7. 等电位接地措施 :有爆炸危险场所的接地(或接零)较一般场所要求高 ,必须将所

有设备的金属部分、金属管道以及建筑物的金属结构全部接地(或接零),并连接成连续的整体,以保持电流不中断,防止电火花产生。接地不少于两处。

四、电气灭火常识

电气设备着火时,首先应切断电源,以防火势蔓延和灭火时造成触电。

为了争取灭火时间和防止火灾扩大而来不及断电,或因生产需要等其他原因不能断电时,则可带电灭火。带电灭火须注意下列几点。

1. 应按火情选用灭火机的种类:二氧化碳、四氯化碳、1211、二氟二溴甲烷或干粉灭火机的灭火剂都是不导电的,可用于带电灭火。只有变压器油着火时才能使用泡沫灭火剂。如果不能扑灭火灾,必须尽快打电话通知消防部门灭火。

2. 选择适当的灭火水枪:用水枪灭火时宜采用喷雾水枪,因为通过水柱的泄漏电流较小,带电灭火比较安全;若用普通直流水枪灭火,可将水枪喷嘴接地;也可以让灭火人员穿戴绝缘手套和绝缘靴或穿戴均压服工作。

3. 必须保持安全距离:用水灭火时,水枪喷嘴至带电体(电压110kV以下)的距离不应小于3m。用二氧化碳等灭火机灭火时,机体、喷嘴至带电体(10kV)的最小距离不应小于0.4m或(35kV)0.6m。

4. 对架空线路等架空设备进行灭火时,人体位置与带电体之间的仰角不应超过 45° ,以防导线断落伤人。

5. 如遇带电导线断落地面,要划出一定的警戒区,防止跨步电压伤人。

第五节 静电安全技术

静电现象是一种常见的带电现象,如雷电、电容器残留电荷、摩擦带电等,还有液体流动、气体流动、搅拌也容易产生静电,就是生活中的行走、起立、穿脱衣服等都会产生静电。这里主要从工业生产过程中静电的产生、静电的特点和危害以及清除静电危害的措施等几个方面来叙述静电的危害。

一、静电的产生、特点和危害

(一)静电的产生

静电是指相对静止的电荷。两种不同物质紧密接触,再分离时,一种物质把电子传给另一物质,失去电子的物质就带正电荷,得到电子的物质带负电,这样就产生了静电。在生产过程中产生静电是很多的。特别是石油化工部门,塑料、化纤等合成材料生产部

门、橡胶制品生产部门、印刷和造纸部门、纺织部门以及其他制造、加工、转运高电阻材料的部门,都经常遇到有害的静电。

凡容易得失电子且电阻率很高的材料都容易产生和积累静电。生产中常见的乙烯、丙烯、丁烯、丁烷、原油、汽油、轻油、苯、甲苯、二甲苯、硫磺、橡胶、赛璐珞、塑料等都比较容易产生和积累静电。具体有下列各类工艺过程。

1. 摩擦

(1) 固体物质大面积的摩擦,如纸张与辊轴摩擦、橡胶或塑料碾制、传动带与带轮或辊轴间的摩擦等。

(2) 固体物质在压力下接触而后分离,如塑料压制、上光等。

(3) 固体物质在挤出、过滤时与管道、过滤器等发生摩擦,如塑料的挤出、赛璐珞的过滤等。

(4) 固体物质的粉碎、研磨过程,如悬浮粉尘的高速运动等。

2. 液体流动

当高电阻率液体在管道中流动且流速超过 1m/s 时,液体喷出管口时,液体注入容器发生冲击、冲刷或飞溅时等,均易产生静电。

3. 气体流动

液化气体、压缩空气或高压蒸汽在管道中流动和由管口喷出时,如从气瓶放出压缩气体、喷漆等。

4. 搅拌

在混合器中搅拌各种高电阻率物质,如纺织品的涂胶过程等。

(二) 静电的特点

1. 静电电量不大,而静电电压很高。

2. 静电放电:静电消失有两种主要方式,即中和及泄漏。中和主要是通过空气消失的,中和静电的主要方式有三种,即电晕放电、刷形放电和火花放电。

泄漏主要是通过带电体本身消失的,如绝缘体上静电的消失,由于绝缘体表面电阻和体电阻很大,所以静电泄漏很慢。

3. 静电感应:静电感应就是导体在静电场中,其表面不同部位感应出不同电荷或导体上原有电荷重新分布的现象。由于静电感应,不带电的导体可以变成带电的导体,即不带电的导体可以感应起电。在现场,由于静电感应和感应起电,可能在导体(包括人体)上产生很高的电压,有时是导致危险的火花。这是很容易忽视的危险因素。

4. 静电屏蔽:在爆炸危险场所,可利用静电屏蔽原理,防止雷云等静电的危害。

(三) 静电的危害

工业生产中的静电可以造成多种危害:静电火花引起的火灾和爆炸,会直接危及人身安全,静电的产生会妨碍生产,还可能直接给人以电击而造成伤亡事故。

对于静电引起的爆炸和火灾,就行业性质而言,以炼油、有机化工、橡胶、造纸、印刷、粉末加工、化纤等行业事故较多。

如某制药厂工人用塑料管头在二甲苯桶内抽二甲苯,管头随桶内液面下降而深入桶内,突然爆炸,一名工人被炸身亡。据分析系管头与液面脱离时产生静电火花,点燃了桶内达到爆炸极限的二甲苯蒸气混合物。

又如某厂的丁苯橡胶后处理工段,因老剂粉末在布袋过滤器中摩擦产生静电,引起火灾,损失数万元。

据资料报导,国外静电事故也是很多的,日本 1971 年曾发生静电事故近 140 起,分类见表 1-5-6。

表 1-5-6 静电事故统计表

静 电 火 花 来 源	件 数
粉末摩擦带电	32
管中液体流动带电	17
管中喷出气体带电	15
橡胶或皮革牵引带电	12
滚筒带电	30
其他	34

人体在活动过程中,由于衣着等固体物质的接触和分离以及由于静电感应等原因,均可产生静电。当人体与其他物体之间发生放电时,人即遭到电击。

二、消除静电危害的措施

消除静电危害有两条主要途径:一是采取措施,加速工艺过程中静电的泄漏或中和,限制静电的积累,使其不超过安全限度;二是控制工艺过程,限制静电的产生,使之不超过安全限度。

五个具体技术措施是:1. 使生产过程尽量少产生静电荷(工艺控制法),即从工艺流程、材料选择、设备结构和操作管理等方面采取措施,控制静电的产生和积累,使之不超过危险的程度。2. 泄漏和导走静电荷(泄漏导走法),即使带电体上的静电荷能够顺利地向着大地泄漏消散,系利用工艺手段,如加入抗静电剂、空气增湿、接地、涂导电涂料等均属泄漏法。3. 复合或中和物体上积聚着的静电荷(复合中和法),系运用感应中和器、高压中和器、放射线中和器等装置消除静电危害的方法。4. 屏蔽带静电的物体(静电屏蔽法),即用接地的金属板、网或缠上线匝加以全部或局部包覆,使带电体发生的电力线,中止在金属屏蔽体里侧的感应电荷上,从而减少或消除了带电体对周围导体的静电感应作用。示意图见图 1-5-47 所示。5. 使物体内、外表面光滑和无棱角(整净措施)。尖端放电能造成事故,故带电体及其生产装置、贮存容器、输送管道等的所有部件(包括邻近的接地体)应制成表面光滑、无棱角凸起者,设备、管道中的毛刺尤其要除掉。

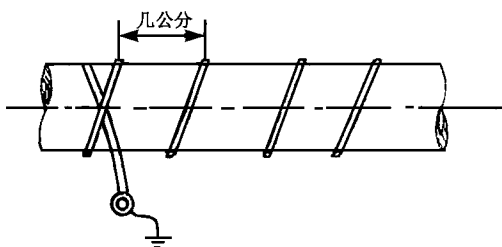


图 1-5-47 接地屏蔽图

在这五种措施中,工艺控制法是最积极的措施,它是防静电工作的核心所在,在具体工程设计中,应将这五方面有机的结合起来,因地制宜地采取多种手段,避免单打一的作法。

防静电工作的各种管理工作是十分重要的,没有严格的管理工作,再好的防静电措施也得不到正确的实施,静电事故照样会出现。更由于存在着已不起作用的防静电措施,人们得到的是虚假的安全感,在某种情况下是会坏事的。

(一) 静电人工接地措施(让静电流入大地)

接地是消除静电危害最简单、最常用的方法。接地主要用来消除导体上的静电,而不宜用来消除高绝缘体上的静电。带有静电的绝缘体如经过导体直接接地,即相当于把大地电位引向绝缘体,反而会增加火花放电的危险。

1. 静电接地联接方式

防静电接地与电气保安接地及防雷接地相比有很多特殊点,例如静电接地的对象要广泛得多,它包括了各式各样的工艺设备(外壳和内部)物料、人物和工具。其物态有固体、粉体和液体,物质有金属、非金属等等。只要这个物件上有静电荷,它就存在着静电接地的问题。又如防静电接地是必须的,每处接地电阻 100Ω 即可,但不应超过 1000Ω ,没有电气保安接地、防雷接地的要求那样严格。

根据静电接地的特点,静电接地联接的方式可分为三种。

(1) 静电联接:指不同物体之间的电气联接,只要被接物体两端的电位大致相等即可。焊接、钳接、螺栓紧固是静电联接,两物紧密接触也是静电联接。

(2) 直接接地:是将金属体与大地进行导电性联接。在具体做法上,可用焊接、钳接、螺栓紧固等方法使被接地的金属与静电接地干(支)线相联。被接地对象的各部分的金属部件间,通过金属性机械联接并接地。

(3) 间接接地:将金属以外的物体表面,用接地的金属全部或局部作紧密相接、称作对该物体的“间接接地”。例如带电的液体装入接地的金属桶中,液体里的电荷就是通过金属桶导入大地的。

对静电接地的联接,总的要求是可靠,保证足够的机械强度和化学稳定性,不得有任何中断之处,那种用接地线缠绕带电体的联接方式不应采用。

2. 静电接地措施

(1) 凡用来加工、贮运各种易燃液体、气体和粉体易燃品的设备、贮存池、贮气罐以及产品运输装置、封闭的运输装置、排注设备、混合器、过滤器、干燥器、升华器、吸附器等都必须接地。容积大于 50m^3 的贮罐,应在沿其直径方向布置接地处,且最少不得少于两处。如果袋形过滤器由纺织品或类似物品制成,建议用金属丝穿缝并予以接地。如管道由非导电材料制成,应在管外或管内绕以金属丝,并将金属丝接地。

(2) 厂区及车间的氧气、乙炔等管道必须联接成一个整体,并予以接地。其他所有能产生静电的管道和设备,如油料贮运设备、空气压缩机、通风装置和空气管道,特别是局部排风的空气管道,都必须联接成连续整体。

(3) 汽车式油槽车行驶时,由于汽车轮胎与地面有摩擦,汽车底盘上可能产生危险的静电电压。为了导走静电电荷,油槽车应带金属链条或导电橡胶带,将油槽车与大地接触。用油槽车装卸油前,应同贮油设备跨接并接地;装卸完毕拆除油管之后再拆除跨接线和接地线。

(4) 注油漏斗、浮动罐顶、工作站台、磅秤、金属检尺等辅助设备均应接地。用油壶或油桶装油时,应与注油设备跨接起来,并予以接地,如图 1-5-48 所示。

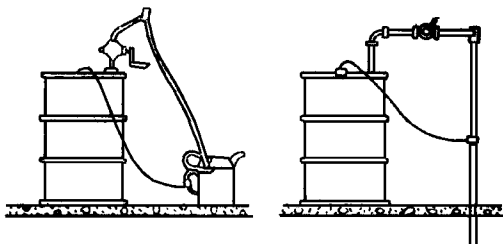


图 1-5-48 油壶和油桶接地

(5) 在可能产生积累静电的固体和粉体作业中,压延机、上光机、各种辊轴、磨、筛、混合器等工艺设备均应接地。某些危险性较大的场所,为了使转轴可靠接地,可采用导电性润滑油或采用滑环、碳刷接地。

(6) 采用导电性地面也是一种接地措施。导电性地面不单能导走设备上的静电,还能导走聚集在人身上的静电。导电性地面是指电阻率在 $10^8\Omega\cdot\text{cm}$ 以下的地面,如导电橡胶地面、导电水磨石、混凝土等。

(7) 为了消除人体静电,可穿导电性工作鞋(如皮底鞋或胶鞋),这实质上也是一种接地措施。此外,为防止人体受静电的危害,应避免穿着丝绸或合成纤维衣料的衣服。

(二) 泄漏导走法

泄漏导走法主要是消除绝缘体上的静电,使带电体上的静电荷能够顺利地向着大地泄漏消散。系利用工艺手段如加抗静电添加剂、空气增湿,使静电电荷从绝缘体上自行消散。

1. 空气增湿

增湿就是提高空气的湿度。其作用是降低带静电绝缘体的表面电阻率,增加静电沿绝缘体表面的泄漏,带电区的静电荷则能较容易地进行复合或导入大地。

增湿空气的具体做法是,在通风系统中进行调湿,在地面上洒水,用喷雾器或用比大气压稍高的压力喷出水蒸汽等。从消除静电危害的角度出发,以保持相对湿度在70%以上较为适宜。

对于表面可被水湿润的材料,如醋酸纤维素、硝酸纤维素、纸张、橡胶等用增湿法消电效果好,但对表面很难被水湿润的材料,如纯涤纶、聚四氟乙烯、聚氯乙烯等效果就不理想。

2. 加抗静电添加剂

抗静电剂是一种减少静电杂质的化学药剂,具有较好的导电性或较强的吸湿性。在容易产生静电的高绝缘材料中,加入微量抗静电剂之后,能降低材料的体电阻或表面电阻,加速静电泄漏,消除静电危险。此乃是工艺控制法的一个重要手段。如橡胶在液态时加入10%~20%的炭黑,固化后体积电阻即有明显下降;石油制品加入 $1/10^8$ 的油酸盐,即可消除静电危险;季铵盐阳离子抗静电油剂SN用于纤维纺织,只要加0.2%,静电电压就可在20V以下,聚乙烯醇合成纤维抽丝过程中采用SN效果也好。

(三) 静电中和法

静电中和法是在静电电荷密集的地方设法产生带电离子,将该处静电电荷中和掉。静电中和法是用来消除绝缘体上静电电荷的。

1. 感应中和器

感应中和器即自感应式静电消除器,是最简单的一种消电装置,用一根或多根接地的非常尖的金属针制成离子极,将针尖对准带电体,放在距带电体表面1~2cm处,或将尖针放进带电液体内部,带电体上的静电在针尖上感应出相反的电荷,在针尖附近形成很强的电场,将空气(或其他介质)电离而出现电晕放电。产生正离子和负离子,如图1-5-49所示。在电场的作用下,正、负离子分别向生产物料和针尖移动,使静电电荷得到中和。而移到尖针处的离子通过接地线将电荷导入大地。

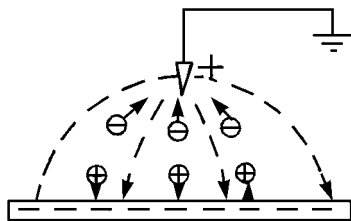


图 1-5-49 自感应消电原理

感应中和器不需要外加电源,设备简单,但作用范围小,消除静电不够彻底。在石

油、化工、橡胶等行业特别适用。

2. 高压中和器

高压中和器是利用外界高电压在离子极与接地极间形成强电场,使极间空气电离,以消除静电电荷。外接高电压电源可以是直流也可以是交流。外接电源式高压中和器的接线如图 1-5-50 所示。

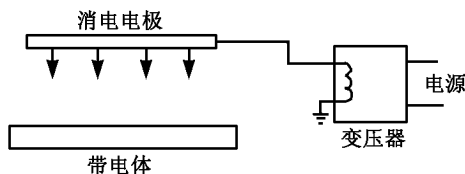


图 1-5-50 高压中和器原理图

高压中和器消电效果比感应中和器为好,消电较彻底。适用于化纤、橡胶、塑料、印刷等行业。

静电中和器还有放射线式和离子流式,这两种中和器可用于有爆炸危险的场所。

(四) 人体防静电措施

对于静电,人体相当于导体,电荷能经人体泄入大地。但人体与地面绝缘时,则人成孤立导体,与大地之间一般保持有数百微微法的电容,人体静电电压可达数千至数万伏,可导致放电火花,可引燃某些爆炸性混合物。

防止人体带电的方法如下所述。

1. 人体接地

(1) 将工作地面做成导电性地面,同时操作人员应穿防静电工作服和防静电鞋。

(2) 利用接地工具使人体接地。如在防火防爆场所的入口外侧,应装设金属地棒,人徒手接触之,以消除人体从外界带来的静电;在坐着工作的场合,可在手腕上佩带具有接地线的导电腕带。

2. 工作地面导电化

(1) 工作地面的泄漏电阻值既要小到能够防止人体静电的积累,又要能防止人体误触电力线时不致受到伤害。我国规定泄漏电阻值为 $3 \times 10^4 \Omega \leq R \leq 10^6 \Omega$ 。

(2) 用撒水的办法,使混凝土地面达到湿润的程度。

3. 安全操作

(1) 工作中,应尽可能不进行与人体带电的有关动作(如接近或接触带电体)。

(2) 使用规定的劳保用品和工具,防止劳保品带电。

(3) 在有静电危险场所,一般不得穿化纤工作服,不得携带与工作无关的金属物品,如手表、硬币、钥匙、戒指等。

第六节 电气安全工器具

一、安全用具的作用和分类

(一)安全用具的作用

电力生产(建设)工作中,无论是施工安装、运行操作和检修工作,为了保障工作人员的人身安全,顺利地完成任务,必须使用相应的安全工器具。只有这样,才能体现生产必须安全,安全为了生产。例如,爬杆登高作业时,工作人员必须使用脚扣、安全带等安全用具。正确地使用脚扣才能安全地登高,登高之后,还要把系在身上的安全带正确的固定好,才能防止高空坠落伤亡事故的发生。

在热力(机械)设备运行、检修工作中,也必须使用安全行灯、护目镜、手套、工作服等安全保护用具。例如,使用砂轮磨削金属,应戴平光护目镜,防止金属末屑飞溅进入眼帘,砂轮机应装防护罩,以防砂轮片碎裂飞出伤人等。

(二)安全用具的分类

安全用具从总体上说,可划分为电气工作安全用具和机械工作安全用具两部分。

电气安全用具又分为绝缘安全用具和一般防护安全用具两大类。

1. 绝缘安全用具

绝缘安全用具指带电作业或使用电气工器具时,为防止工作人员触电,必须使用的绝缘工具。依据绝缘强度和所起的作用又可分为基本安全用具和辅助安全用具两类。

所谓基本安全用具,是指在作业过程中能长时间直接与带电设备发生工作接触,而不使工作人员触电的绝缘工器具。这种绝缘工器具,能长时间承受相应等级的工作电压。属于这一类的基本安全用具有高压绝缘棒、高压验电器、绝缘夹钳等。

绝缘工具应放在清洁、干燥的地方,有条件的可放在红外箱中,防止积尘。

所谓辅助安全用具,是指那些绝缘强度不高,不能承受高压电气设备线路的工作电压,只能起基本安全用具的加强、保护作用,用来防止接触电压、跨步电压、电弧烧灼对操作人员伤害的用具。绝缘辅助安全用具,包括绝缘手套、绝缘靴(鞋)、绝缘垫、绝缘台等。不允许用辅助绝缘安全用具直接与高压电气设备的带电部分发生接触。

2. 一般防护安全用具

一般防护安全用具的本身不具备绝缘性能,只能起到防护作用,一旦发生事故,可以减轻对工作人员伤害程度的安全用具。这种安全用具对电气工作来说,主要用来防止停电检修设备误送电或与邻近带电设备发生感应电压时,使工作人员减轻伤害程度,防止

工作人员走错间隔、误登带电设备,触电伤亡;防止跨越安全距离,产生电弧灼伤。对一切登高作业人员来说,防止发生高空坠落事故。属于这一类安全用具的有:接地线、安全帽、临时遮栏、标示牌、安全带。另外,登高用的梯子、脚扣、升降板也属于一般防护安全用具。

3. 机械安全用具

机械安全用具指防止热力或机械力对人体伤害的一般性防护用具。

二、基本安全用具的使用

(一) 绝缘棒

绝缘棒也叫绝缘杆或操作杆、令克棒。

不同电压等级的绝缘棒可以承受相应的电压。绝缘强度高,可用来带电操作,拉合跌落保险、高压隔离开关,如图 1-5-51 所示。在接装和拆除携带型接地线及带电测量和试验工作时,往往也要用绝缘棒。

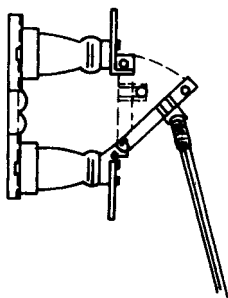


图 1-5-51 绝缘棒拉合隔离开关

绝缘棒是由工作部分、绝缘部分和握手部分所组成,见图 1-5-52。工作部分是用机械强度较大的金属或玻璃钢制作。绝缘部分是用浸过绝缘漆的硬木、硬塑料、环氧玻璃管或胶木等制成,其长度也应根据使用场合、电压等级和工作需要来选定。例如 110kV 以上电气设备使用的绝缘棒,其绝缘部分长度通常是 2~3m,为了携带和使用方便,灵活调节长度的需要,可将其分段制作,各段之间通过端头的金属丝扣连接,或用其他镶接方式连接起来,使用时可拉长缩短。绝缘部分材料应光洁、无裂纹或硬伤。握手部分材料与绝缘部分材料相同。

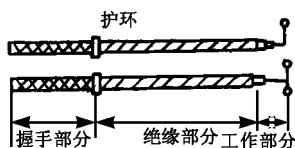


图 1-5-52 绝缘棒结构

绝缘棒使用前必须核准与所操作电气设备的电压等级是否相符。使用时,工作人员应戴绝缘手套,穿上绝缘靴(鞋);遇下雪、下雨天在室外使用绝缘棒时,绝缘棒应装有防雨的伞型罩,使用过程中,必须防止绝缘棒与其他物体碰撞而损坏表面绝缘漆。绝缘棒不得移作它用,也不得直接与墙壁或地面接触,防止破坏绝缘性能。工作完毕应将绝缘棒放在干燥的特制的架子上,或垂直地悬挂在专用的挂架上。绝缘棒应进行定期绝缘试验,不合格的及时更换。

绝缘棒应每3个月作一次外观检查,表面应光洁无纹、无机械损伤、绝缘层无损坏。每年按表1-5-7的要求作耐压试验。

表 1-5-7 绝缘棒耐压试验

名称	电压等级(kV)	周期	交流耐压(kV)	时间(min)
绝缘棒	6~10	每年	44	5
	35~154		4倍相电压	
	220	一次	3倍相电压	

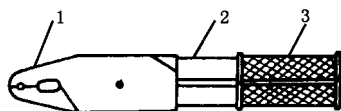


图 1-5-53 绝缘夹钳示意图

1—工作部分;2—绝缘部分;3—握手部分

(二) 绝缘夹钳

绝缘夹钳是35kV以下电力系统中高压熔断器的拆卸、安装或需要有夹持力的电气作业时的一种常用工具。绝缘夹钳结构如图1-5-53所示,由工作钳口、绝缘和握手三部分组成。各部分所用材料与绝缘相同。握手和绝缘部分亦有护环作隔界。可以张开闭合的工作部分是一个强固的夹钳,头部有一个或两个管形的钳口,用来夹紧熔断器的绝缘套。绝缘夹钳的各部分具体尺寸规范,随使用场合和电压等级而不同,可参见表1-5-8。

表 1-5-8 绝缘夹钳的最小长度

电压 (kV)	户内设备用(m)		户外设备用(m)	
	绝缘部分	握手部分	绝缘部分	握手部分
10	0.45	0.15	0.75	0.20
35	0.75	0.20	1.20	0.20

使用和保管绝缘夹钳应做到,工作时戴护目镜、绝缘手套、穿绝缘靴(鞋)或站在绝缘台(垫)上,精神集中,注意保持身体平衡,握紧绝缘夹,不使滑脱落下;潮湿天气应使用专门的防雨绝缘夹钳;不允许在绝缘夹钳上装接地线,以免接地线在空中游荡,触碰带电部

分造成接地短路或人身触电事故,使用完毕,应保存在专用的箱子或匣子里,以防受潮和磨损。

绝缘夹钳每3个月作一次外观检查,并对钳口进行开闭活动性能检验,每年按表1-5-9进行耐压试验。

表 1-5-9 绝缘夹钳耐压试验标准

名称	电压等级 (kV)	周期	交流耐压 (kV)	时间 (min)
绝缘夹钳	35 及以下	每年 一次	3 倍线电压	5
	110		260	
	220		440	

(三) 验电器

验电器又称测电器、试电器或电压指示器。验电器分为高压、低压两种,是检验电气设备、导线是否带电的专用器具。

高压验电器(6~220kV)按电压等级制成2~3种。按结构原理又可分为氖管式、回转式和声光报警式验电器。

高压验电器的结构如图1-5-54所示。由指示和支持两部分组成。指示部分是一个绝缘材料制成的空心管,管的一端装有金属制成的工作触头,用以与支持部分固定。在绝缘空心管内装有一个指示是否带电的氖灯管2,和配套的一组电容器3。如果被检验的电气设备或线路带电,此时氖灯管因通过电容电流而发出光亮。支持部分是用胶木或硬橡胶制成的圆筒,它包括绝缘和握手(握柄)部分,在两者之间装有一个比握柄直径稍大的隔离护环6,防止使用时手握到绝缘部分,确保操作人员安全。

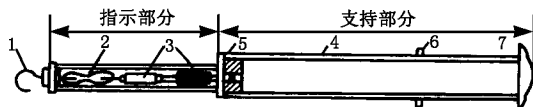


图 1-5-54 验电器结构

- 1—工作触头;2—氖灯;3—电容器;4—绝缘筒;
5—接地螺丝;6—隔离护环;7—握柄

高压验电器的使用应注意下列事项:必须使用和被检验电气设备或线路电压等级相一致的合格验电器。验电器不应装接地线,除非在木梯、木杆上验电,不接地不能指示时,方可装接地线,但勿使接地线碰及带电体;验电时,工作人员应戴绝缘手套,按验电“三步骤”进行操作,即先将验电器逐步靠近带电部分,直到验电器发出有电指示信号(不要立即直接接触碰撞带电部分,避免验电器损坏),证明验电器是良好的,然后再对被验设备进行验电,若验得无电时,还需要重新在带电部分复核检验,验电器再次发出带电指

示信号,证实验电可靠。验电器用毕应存放在专用匣内,置于干燥处,防止受潮积灰,验电器应按规定进行检查、试验。

验电器每次使用前都应检查,绝缘部分有无污垢、损伤、裂纹,声、光显示是否完好。氖管验电器每半年应按表 1-5-10 进行发光电压和耐压试验。

表 1-5-10 验电器的试验标准

验电器 额定 电压 (kV)	发光电压试验		耐压试验				周期
	氖气管起 辉电压 (kV)	氖气管清 晰电压 (kV)	接触端和电容器引出 端之间		电容器引出端和护环 边界之间		
			试验电压 (kV)	试验时间 (min)	试验电压 (kV)	试验时间 (min)	
6~10	2.0	2.5	25	1	40	5	6个月
20~35	8.0	10	35	1	105	5	6个月

GHY 型回转验电器的测试原理是基于带电导体存在电晕现象,当尖端电晕放电时会产生电力(电晕风),驱使验电器指示叶片旋转,显示导体带电。当回转验电器触及不带电电气设备或导线时,指示器不会旋转。回转验电器俗称风车式验电器。GHY 型验电器有三种型号见表 1-5-11,供不同电压等级验电用。

表 1-5-11 验电器型号及有关数据

型 号	使用电压(kV)	指示器颜色	配用绝缘棒
GHY-10	6~10	绿	0.9m 2节
GHY-35	35	黄	0.9m 2节
GHY-220	110~220	红	1.2m 3~4节

GHY 型高压回转验电器广泛用于 6kV 及以上交流电压线路或变电所。它具有灵敏度高、选择性强、信号指示鲜明、操作方便等优点。使用注意事项是,必须选用相应电压等级的回转指示器和绝缘棒,外观检查时轻轻摇晃,叶片应稍作摆动,不脱轴,每次试用前都要用 GFS 型高压发生器对回转指示器进行检验,性能良好才可使用,将回转指示器旋在绝缘棒上,绝缘棒长度应与电压等级相应,绝缘棒红线以上部位内有电容元件,属带电部分,应按安全规程要求与临近导体或接地体保持安全距离,验电工作人员的手必须握在绝缘棒护环以下部位,验电时应逐渐靠近被验电设备,若指示叶片正常回转,就说明设备带电,应立即将指示器离开带电体,避免损伤,降低使用寿命;对多回路平行线路验电时,指示器不受感应电压影响,但在电缆或电容器上存在残余电荷电压时,叶片会缓慢地转动几圈后停下,说明是停电设备(必要时要在带电体上鉴别指示叶片是否失灵);GHY 型验电器只适用于户内或良好天气的室外,雨雪天禁止使用,验电完毕应取下绝缘棒,将指示器擦拭干净装入包装袋,存放干燥通风处。验电器每半年作一次预防性试验。

目前,声、光报警验电器系声、光双重报警,提醒效果较明显,已开始被广泛采用。

低压验电器俗称试电笔、验电笔。用来检验 500V 及以下电气设备、线路是否带电的一种工具,也可以用来区分火(相)线和地(中性)线。如果测试时氖灯管发亮,即证明有泄漏电流通过,火(相)线带电。还可以用来区分交、直流电,当交流电通过氖灯管时,两极附近都发亮,若是直流电,仅一个电极发亮。

为携带和使用方便,低压验电器外形制成钢笔式或螺丝刀式样,其结构见图 1-5-55 所示。

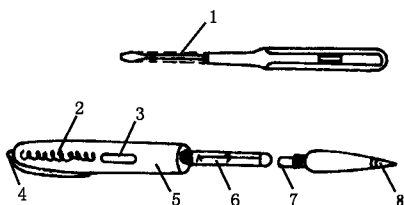


图 1-5-55 低压验电器的结构

1—绝缘套管;2—弹簧;3—小窗;4—笔尾的金属体(笔卡);

5—笔身;6—氖管;7—电阻;8—笔尖的金属体

无论是钢笔式或螺丝刀式,都是由一个炭素高值电阻、氖灯管、弹簧金属触头和笔刀组成。

使用低压验电器应注意事项是,按验电“三步骤”进行验电;使用时,手持验电器,一个手指与笔卡或螺丝端接触,验电器另一金属尖端与被测导体接触,绝不允许用低压验电器测试高压电气设备线路是否带电,因低压验电器无绝缘部分,会造成触电事故。

三、辅助安全用具的使用

(一) 绝缘手套

绝缘手套是用特种橡胶制成的,套身应有足够长度,戴上后应超过手腕 10cm,其式样如图 1-5-56 所示。绝缘手套有 12kV、5kV 两种,技术数据参见表 1-5-12。

表 1-5-12 绝缘手套的技术数据

项 目		12kV 绝缘手套	5kV 绝缘手套
试验电压(kV)		12	5
使用电压		1kV 以上为辅助安全用具,1kV 以下为基本安全用具	1kV 以下为辅助安全用具
规格	长度 (mm)	380 ± 10	380 ± 10
	厚度 (mm)	1 ~ 1.5	1 ± 0.4

戴上绝缘手套在高压电气设备、线路上操作隔离开关、跌落保险、油断路器时是作为辅助安全用具,在低压设备上操作时,只要戴上绝缘手套,就可直接带电操作,可作为基

本安全用具使用。

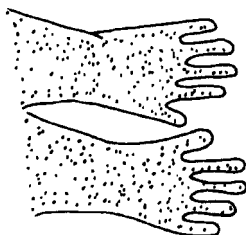


图 1-5-56 绝缘手套式样

使用前先进行外观检查,外表应无磨损、破漏、划痕等。检查方法是将手套筒吹气压紧筒边朝手指方向卷曲,卷到一定程度,若手指鼓起,证明无砂眼漏气,可以使用。漏气裂纹的,禁止使用。使用绝缘手套,最好先戴一双棉纱手套,夏天防出汗操作不便,冬天起保暖作用。外衣袖口应塞在绝缘手套筒身内,使用完毕应擦净、晾干,最好在绝缘手套内洒些滑石粉,以免粘连。要保存在干燥、阴凉的地方,可倒置套在指形架上或存放在专用柜内,绝缘手套上面不得堆压任何物件,绝缘手套也不得与石油类油脂接触,不合格的手套及时清除,避免错用。绝缘手套每半年按表 1-5-13 试验。

表 1-5-13 绝缘手套试验标准

名称	高压等级 (kV)	周期	交流耐压 (kV)	泄漏电流 (mA)	时间(min)
绝缘手套	高压	每 6 个月 1 次	8	≤9	1
	低压		2.5	≤2.5	

(二) 绝缘靴(鞋)

绝缘靴(鞋)的作用是使人体与地面隔离绝缘。它是高压操作时保持绝缘的辅助安全用具,在低压操作或防护跨步电压时,可作基本安全用具使用。

绝缘靴(鞋)是由特种橡胶制成的,外形与普通橡胶靴相似,但不上漆,无光泽。

使用保管时应注意:使用前进行外观检查,表面应无损伤、磨损或破漏、划痕。如有砂眼气孔,不准使用,现场至少应配备大、中号绝缘靴(鞋)各两双,并不准挪作雨具使用。使用完毕应存放在干燥阴凉处的专用柜内,其上不得堆压其他物品,不得与石油类油脂接触。要及时检查,发现绝缘鞋底面磨光并露出黄色绝缘层时,应清除换新,按规定作耐压试验。绝缘鞋每半年按表 1-5-14 作一次试验。

表 1-5-14 绝缘靴的试验标准

名称	电压等级 (kV)	周期	交流耐压 (kV)	泄漏电流 (mA)	时间 (min)
绝缘靴	高压	每 6 个月 1 次	15	≤7.5	1

(三) 绝缘垫

绝缘垫与绝缘靴(鞋)的保安作用相同,只不过是一种固定位置的“绝缘靴(鞋)”。

绝缘垫又称绝缘毯,一般铺设在配电装置室地面及控制屏、保护屏、发电机和调相机励磁机端处,用以带电操作时,增强操作人员对地绝缘,避免单相短路、电气设备绝缘损坏时的接触电压、跨步电压对人体伤害。用在低压配电室地面时,可作为基本安全用具,但在 1kV 以上时,只能作为辅助安全用具。

绝缘垫也是由特种橡胶制成的,如图 1-5-57。表面有防滑条纹或压花,其厚度有 4、6、8、10、12mm 5 种,宽度常为 1m,长 5m,最小尺寸不宜小于 0.75m × 0.75m。

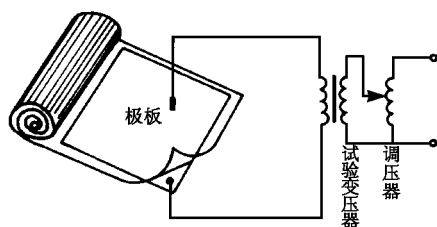


图 1-5-57 绝缘垫试验接线

绝缘垫使用过程中应保持清洁、干燥,不得与酸、碱及各种油类物接触,以免腐蚀老化、龟裂、变粘,降低绝缘性能。发现上述情况,应及时更换;应避免阳光直射或锐利金属划刺,存放时避免与热源(暖气等)距离太近,以免加剧老化变质。绝缘垫每 2 年试验一次,耐受电压 1kV 以下者,试验电压为 5kV,用在 1kV 以上的绝缘垫试验电压不低于 15kV,随厚度增加而增加,具体标准按表 1-5-15 执行。试验方法按图 1-5-57 的要求,在绝缘垫上下各铺上与极板相同尺寸,但比绝缘垫宽度小 10~15cm 的湿布,调整极板距离,直到接触为止。把整块绝缘垫划分成若干等份,相邻部分依次试验。

表 1-5-15 绝缘垫的试验标准

序号	绝缘垫厚度(mm)	试验电压(kV)	时间(min)
1	4	15	2
2	6	20	2
3	8	25	2
4	10	30	2
5	12	35	2

(四) 绝缘台

绝缘台形状如图 1-5-58 所示,台面用干燥、直木纹、无节疤的木条拼制,板条间留有不大于 2.5cm 的缝隙,以免鞋跟陷入,台面尺寸最小 0.8m × 1.5m。台面尺寸最大不宜超过 1.5m × 1.5m,以便移动和检查。台面板四脚用高度不小于 10cm 绝缘子作撑脚,与地绝缘。制作时绝缘板边缘不得伸出绝缘子以外,防止绝缘台倾翻,作业人员摔倒。

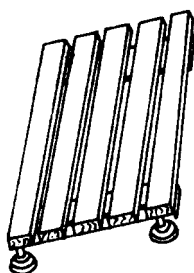


图 1-5-58 绝缘台

使用绝缘台之前,先检查台脚绝缘子有无裂纹、破损、木质台面是否干燥清洁。绝缘台多用于变电所和配电室内,若用在户外时,应置于坚硬的地面,不应放在松软泥地或泥草中以防台脚陷入,降低绝缘性能。用毕应妥加保管,不能随意蹬、踩或作板凳使用。每3年作一次耐压试验,试验电压一律为交流40kV,持续2min。试验方法见图1-5-59所示,把试验变压器二次高压侧与台脚整体相连一次进行。若试验过程中有跳火花,或除去电压放电后,用手摸绝缘子,有发热现象,均为不合格。

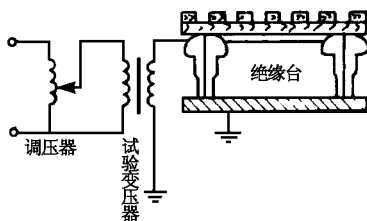


图 1-5-59 绝缘台试验接线

四、一般防护安全用具的使用

为了保证电力工作人员在生产中的安全和健康,除了使用上述基本和辅助安全用具之外,还有一般性防护安全用具,如安全带、安全帽、接地线、临时遮拦、标志牌、脚扣、梯子、工作服、专用手套、护目镜、安全照明灯具等。

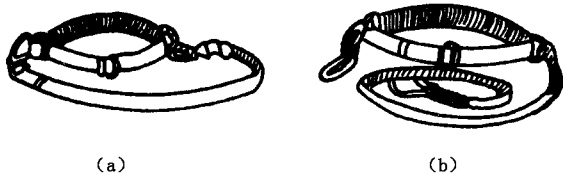


图 1-5-60 安全带类型

(a)围杆带 (b)悬挂带

(一)安全带

安全带是高处作业人员预防坠落伤亡的防护用具。在电力建设高空安装施工、发电

厂高空检修、架空线或变电所户外构架作业时,都应系戴安全带。严格遵守安全规程规定:在没有脚手架或者在没有栏杆的脚手架上工作,高度超过 1.5m 时,应使用安全带,或采取其他可靠的安全措施。

安全带按作业性质不同,分为围杆作业安全带、悬挂作业安全带两种,如图 1-5-60 所示,安全带是由带子、绳子和金属配件组成的,其结构如图 1-5-61 所示。

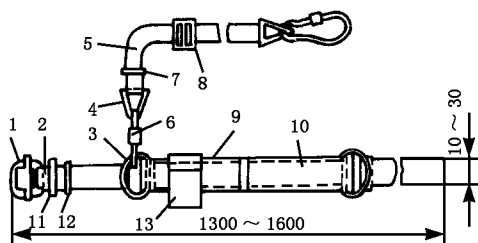


图 1-5-61 安全带结构图

- 1—腰带卡子;2—腰带;3—半圆环;4—三角环;
- 5—围杆带;6—挂钩;7、11、12—箍;8—三道联;
- 9—护腰带;10—缝线;13—袋

安全带的技术质量要求主要是破断性能,应在一定静拉力和冲击试验时不破断为合格,参见表 1-5-16,表 1-5-17。

表 1-5-16 带、绳的破断拉力

N

名称	破断拉力			
	电工	电信工	架子工	高空作业
腰 带	11760	11760	—	11760
围杆带和绳	—	—	14700	—
围 腰 带	11760	11760	—	—
背 带	—	14700	—	—
吊、胸、腿带	—	—	6860	—
安全绳	—	—	—	6860
	—	—	- 14700	14700

表 1-5-17 金属配件的破断拉力

N

名称	破断拉力			
	电工	电信工	架子工	高空作业
挂 环	11760	11760	11760	11760
圆 环	11760	11760	11760	11760
半 圆 环	11760	—	—	11760
活梁卡子 59mm × 38mm	10976	10976	10976	10976
活梁卡子 39mm × 30mm	—	—	—	5880
固定卡子	—	—	5880	5880
三角挂环	10976	—	—	—
调节挂环	—	10976	—	—

安全带使用和保管中应注意的事项有,使用前应作外观检查,发现变质及金属配件

有断裂者,严禁使用,使用时必须做到高挂低用,至少水平拴挂,人和挂勾保持绳长的距离。切忌低挂高用,并将活梁卡子系紧。安全带上各部件不得任意拆掉,更换新绳时要注意加绳套,带子使用期3~5年,发现缺陷提前报废。安全带可放入低温水中,用肥皂轻轻擦洗,再用清水漂干净,然后晒干,不允许用热水,也不准在日光下暴晒或火烤;存放安全带应避免与高温、明火、酸类物质、有锐角的坚硬物体及化学药品接触;安全带每半年按下表1-5-18进行试验,不合格的要立即更换。

表 1-5-18 安全带试验标准

名称		试验静拉力 (N)	试验检查周期	外表检查周期	试验时间 (min)
安全带	大皮带	2205	半年 1次	每月1次	5
	小皮带	1470			

(二) 安全帽

安全帽广泛用于基建施工和生产现场,凡是须预防高处落物(器材、工具等)或有可能使头部受到碰撞而受伤害的情况下,无论高处、地面工作和其他配合工作人员都应戴安全帽。安全帽是保护使用者头部免受外物伤害的个人防护用具。按使用场合性能要求不同,分别采用普通型或电报警型安全帽。外形如图1-5-62所示。

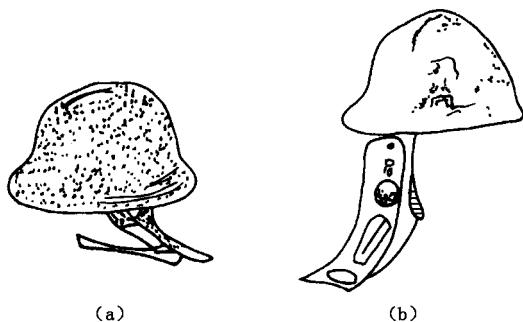


图 1-5-62 安全帽

(a)普通型 (b)DBM-III型电报警安全帽

普通型安全帽的帽壳普遍采用硬质地强度较高的塑料,或玻璃钢制作,包括帽舌、帽沿。帽壳内用韧性很好的衬带材料制作帽衬,它由围绕头围的固定衬带、头顶部接触的衬带和箍紧后枕骨部位的后箍组成。另外还有为戴稳帽子,系在下刻上的下颏带和通气孔等。

安全帽保护原理,是安全帽受到冲击载荷时,可将其传递分布在头盖骨的整个面积上,避免集中打击在头颅一点而致命;头部和帽顶的空间位置构成一个冲击能量吸收系统,起缓冲作用,以减轻或避免外物对头部的打击伤害。

电报警安全帽是我国新研制成功的,适合在有触电危险的环境里进行巡查作业时使

用。例如在高、低压供电线路维修或安装电气设备时,当工作人员接近带电设备危险距离时,安全帽会自动报警,提醒工作人员避免触电事故的发生。电报警安全帽还具有非接触性检验高、低压线路是否断电和断线的功能。表 1-5-19 是对不同电压线路开始报警的距离。

表 1-5-19 电报警安全帽的开始报警距离

开始报警距离 h (m) 线电压(kV)	型 号	DBM - II - A	DBM - II - A
		($h \pm 30\%$)	($h \pm 20\%$)
6		1	—
10		1.3	0.9
35		1.3	0.9
35		3.4	1.7
110		—	3.0
220		—	4.2

注 380、220V 电压报警距离小于 0.2m。

使用电报警安全帽应特别注意下列事项:当接近高压报警距离时,必须重按自检开关,若能发生报警声响,确证报警正确,方可进入高压区作业;安全帽用毕应放置在室内干燥、通风并远离电源 0.5m 不漏电的地方。

(三)携带型接地线

在高压电气设备停电检修或进行清扫等工作之前,必须在停电设备上设置接地线,以防设备突然来电或因邻近高压带电设备产生感应电压对人体的触电危害,也可用来放尽停电设备的剩余电荷。

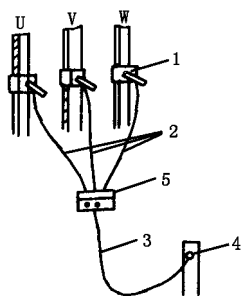


图 1-5-63 接地线的组成

1、4、5—专用夹头(线夹);2—三相短路线;3—接地线

携带型接地线由专用夹头和多股软铜线组成,如图 1-5-63 中 1、4、5 是专用夹头(线夹),夹头 4 将接地线与接地装置连接,5 将短路线与接地线连接起来,1 把短路线设置在需要短路接地的电气设备上,2、3 均由多股软铜线编成 3 根(三相)短的和一根(接地)长的软铜线,其截面积不得小于 25mm^2 ,并应符合短路电流通过时不致因高热而熔断的要求,此外还需具有足够的机械强度。

携带型接地线使用前必须认真检查接地线是否完好,夹头和铜线连接应牢固,一般应由螺丝拧紧,再加焊锡焊牢。接地线应经验电确证断电后,由两人戴上绝缘手套用绝缘棒操作。装拆顺序为:装设接地线要先接接地端,后接导体端。拆接地线顺序与此相反。夹头必须夹紧,以防短路电流较大时,因接触不良熔断或因电动力作用而脱落,严禁用缠绕办法短路或接地。禁止在接地线和设备之间连接刀闸、熔断器,以防工作过程中断开而失去接地作用。接地线的放置位置应编号,对号入座,避免误拆、漏拆接地线造成事故。

(四) 临时遮栏

临时遮栏如图 1-5-64 所示,用干燥木材、橡胶或其他坚韧绝缘材料制作,但不准用金属材料制作,高度不低于 1.7m,并悬挂“止步,高压危险!”的标示牌。临时遮栏是一种可移动的隔离防护用具,用以防护工作人员意外碰触或过分接近带电体,避免触电事故。



图 1-5-64 临时遮栏

(五) 标示牌

标示牌用来警告工作人员,不准接近设备带电部分,提醒工作人员在工作地应采取的安全措施,以及表明禁止向某设备合闸送电,告示为工作人员准备的工作地点等。按其用途分为警告、允许、提示和禁止 4 类 9 种,其式样如图 1-5-65 所示,现场标示牌的颜色及具体式样见本书的彩色插页。

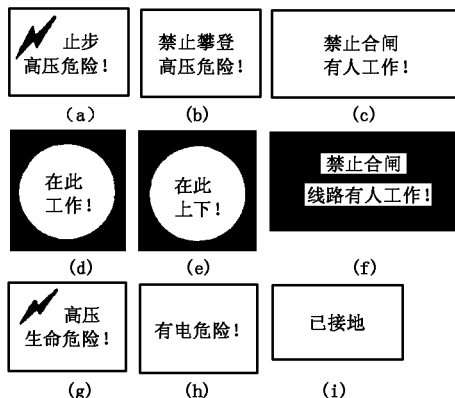


图 1-5-65 标示牌示意图

标示牌用木质或绝缘材料制作,不得用金属板制作,标示牌悬挂和拆除应按照《电力安全工作规程》进行。悬挂位置和数目应根据具体情况和安全要求确定。图 1-5-66 是其中一种悬挂式样。在现场工作中,也可以根据需要做一些非标准(字样、尺寸)的标示牌,悬挂在醒目处。

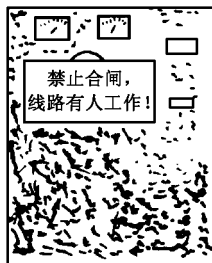


图 1-5-66 标示牌

(六)脚扣

脚扣是架空线路工作人员登高作业时攀登电杆的安全用具。是由钢或铝合金材料制作的,近似半圆形的电杆套扣和带有皮带脚扣环的脚登板组成。半圆形套扣内圆带尖齿的,用于攀登木杆,不带齿的用于登高水泥杆。不带齿的又分为固定大小和可变大小两种,如图 1-5-67。在带齿脚扣根部还有突起的小齿,登高时,可刺入杆中,起防滑作用,无齿脚扣的内圆环和根部,装有橡胶套或橡胶垫,以防打滑。

脚扣使用方便,攀登速度快,但易疲劳,适用于短时间作业用。

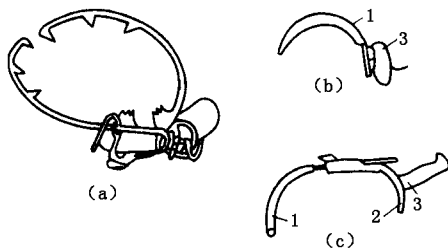


图 1-5-67 脚扣的结构形式

(a)木杆用 (b)水泥杆用固定大小式 (c)水泥杆用可变大小式

1—橡胶套;2—橡胶垫;3—脚登板

使用脚扣必须经训练,掌握攀高技能,否则易发生跌伤事故;使用时先按电杆规格,选择合用的脚扣,并进行外观检查,有腐蚀、裂纹的不得使用;正式攀登前还应对脚扣作人体冲击试登(登高离地0.5m处,借人体重量猛力向下蹬踩)若脚扣无变形损坏,方可使用。不准用绳子或电线代替脚扣的系脚皮带;脚扣不得随意从杆上往下摔扔,用毕应整齐地存放在工具柜里。脚扣每月进行一次外观检查;每半年进行一次980N的持续

5min 静拉力试验。

(七)升降板

升降板又称踏板、登高板、站脚板。它是一种比较灵活舒适的攀登作业工具。图 1-5-68(c)是线路工人紧架空线时站立姿势。升降板由踏板和吊绳组成。踏板应用质地坚韧的木板制作。外形如图 1-5-68(a),吊绳采用直径 20mm 锦纶绳。绳长应适应使用者一人一手长为宜,如图 1-5-68(b)。

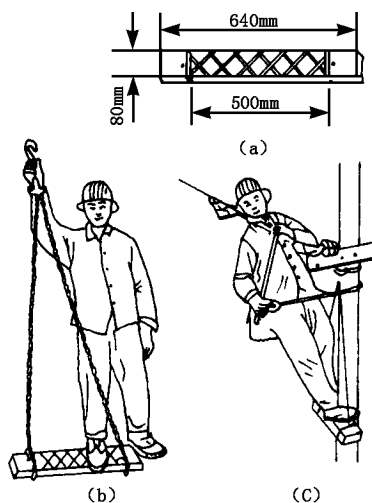


图 1-5-68 踏板示意图

(a)规格 (b)绳长 (c)站立姿势

使用升降板者必须经训练合格。使用前应作外观检查,各部分无裂纹、腐蚀,并经人体冲击试验合格,登高时动作要平稳,作业时站立姿势要正确,不准随意从杆上往下摔扔升降板。用后整齐地存放在工具柜里;每月作一次外观检查,每半年要对绳子做静拉力 2205N 并持续 5min 的试验。

(八)梯子

梯子有靠(直)梯和人字梯两种,前者可用于户外,后者宜用于户内不太高的登高作业。梯子可用木料、竹子及铝合金制作,其强度应能承受作业人员和携带工具总重量。

使用梯子注意点是,在光滑坚硬的地面上使用时,梯脚应加装胶套或胶垫如图 1-5-69(a),用在泥土地面时,梯脚最好加铁尖;人字梯加防滑拉绳,如图 1-5-69(b),靠梯站立姿势如图 1-5-69(c)。为避免靠梯翻倒,梯脚与墙距离不得小于梯子长的 1/4,如图 1-5-70 所示。但也不得大于梯长的 1/2,以免梯子滑落,使用时最好有人扶梯。作业人员登梯高度,腰部不得超过梯顶,切忌站在梯顶或顶上一、二级横档上作业,以防朝后仰面摔下,站立姿势要正确,不准以骑马方式在人字梯上作业,以免开滑摔伤。每月对梯子作外观检查,应无断裂、腐蚀、松动等缺陷,每半年做 1765N(180kgf)静荷重试验并持

续 5 min。

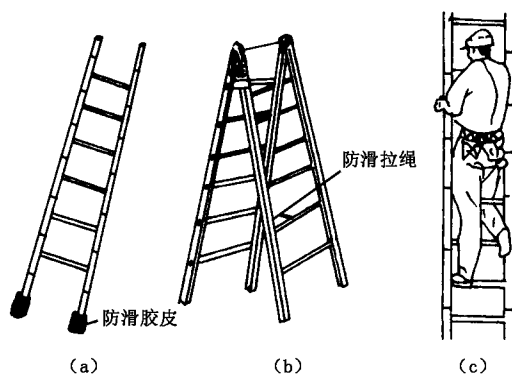


图 1-5-69 梯子

(a)直(靠)梯 (b)人字梯 (c)靠梯站立姿势

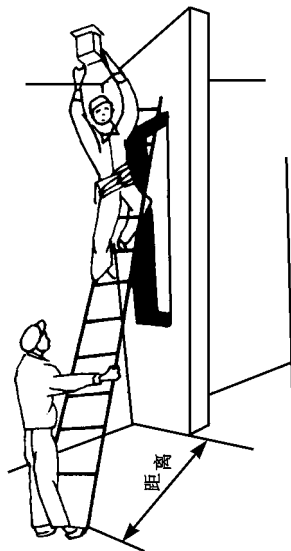


图 1-5-70 梯子的正确摆放

(九)安全绳

安全绳是高空作业人员必须使用的安全保护用具,在送电线路作业时,可与护腰式安全带配合使用。

目前安全绳采用重量轻、柔性好、强度高的锦纶丝捻制成 2、3、5m 三种。使用之前应进行外观检查,凡连接铁件有裂纹或变形,锁扣失灵,锦纶绳断股的,均不得使用。安全绳也必须高持低用,若高处确无绑扎点,容许挂在等高处,但不得低挂高用。安全绳的存放和试验与安全带相同。

(十) 安全网

安全网是用来防止因作业人员高处坠落或高处落物,使人致伤的防护用具。在固定高处作业或分解、组装线路铁塔时应装设安全网如图 1-5-71 所示。

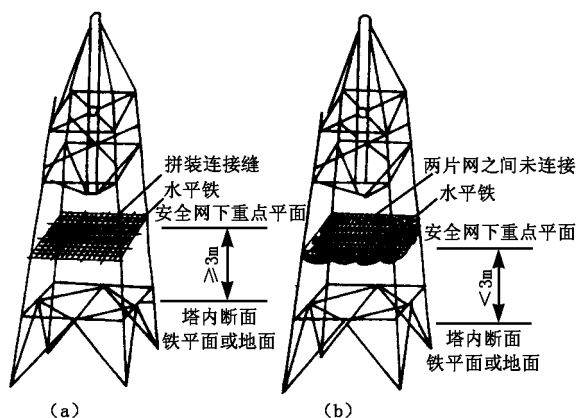


图 1-5-71 安全网的安装

(a)正确 (b)错误

安全网通常用 3mm 粗的锦纶绳,编织成 4m × 2m、6m × 3m、8m × 4m 三种,相似鱼网,但在网中还设有 8mm 粗的网杠绳,确保兜住高处坠落的工作人员和其他落物。

安全网在使用前应检查网绳、网杠绳是否完好,不得用其他绳索代替。组装或解体铁塔时,安全网应该在距地面或塔内断面铁 3m 以上处的水平铁上。四角应用 10mm 粗的锦纶绳牢固地绑扎在立铁或水平铁上。倘若一张安全网不够大时,可以拼接,应按图 1-5-71 正确安装使用。

(十一) 护目镜

凡在烟尘粒和金属屑末飞扬的工作场所或在强光刺射肉眼的环境下,为防护眼睛不受外来伤害,应戴相应性能的护目镜。例如在砂轮机磨削金属时,工作人员应戴平光镜,焊工在进行焊割操作时,应戴专用防护墨镜。在清扫烟道、煤粉仓时也应使用护目镜。

(十二) 工作服(帽)、工作手套

工作服(帽)是工作时穿着的服装。穿着合适的工作服(帽),除有利于工作外,一旦发生意外,还有减轻对工作人员伤害的保护作用。《电业安全工作规程(热力和机械部分)》明确规定,工作人员的工作服不应有可能被转动的机器绞住的部分,工作时衣服和袖口必须扣好,禁止戴围巾和穿长衣服。工作服禁用尼龙、化纤或其他混纺布料制做。以防工作服遇火燃烧和加重烧伤程度。女工作人员禁止穿裙子,辫子最好剪掉,否则必须盘在帽内。穿戴合适而扣上袖口的服装和工作帽,就不易被转动机械绞住伤人,偶尔触及热源体,至少可减轻对皮肤烫伤程度。

化学工作人员、电焊工、进入汽包或烟道的检修人员,根据工作性质不同,需戴手套和穿特殊的专用工作服。

五、安全色、安全标志的使用

(一)安全色

安全色是按国家标准 GB 2893—83《劳动安全卫生国家标准资料汇编》中规定的颜色,显示不同的安全信息,通过安全标志的不同颜色告诫人们执行相应的安全要求,以防事故的发生。

安全色与热力设备管道及电气母线涂色的作用、规定是完全不同的,两者不应混淆。

用红、黄、蓝、绿四种颜色,分别表示禁止、警告、指令、提示的信息。

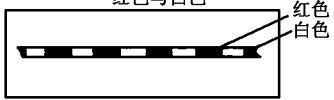
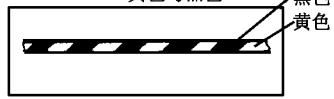
由于红色引人注目,视认性极好,常用于紧急停止和禁止信息。若用红色和白色条纹组成,特别醒目,常用来表示禁止;黄色对人眼的明亮度比红色还要高,常用来传递人们接受警告或引起注意的信息。若用黄色和黑色条纹组成,使人眼产生最高的视认性,能引起人们警觉,常用来作警告色;蓝色,尤其在太阳光照耀下非常明显,适宜作传递指令信息;绿色,耀入眼帘,心理产生舒适、恬静、安全感,宜作传递情况是安全的信息。

安全色、间隔条纹颜色所表示的含义及用途见表 1-5-20、表 1-5-21。

表 1-5-20 安全色的含义和用途

颜色	含义	用途 举例
红色	禁止停止	禁止标志, 停止标志, 机器、车辆上的紧急停止手柄或按钮, 以及禁止人们触动的部位
		红色也表示防火
蓝色	指令必须遵守的规定	指令标志, 如必须佩戴个人防护用具, 道路上指引车辆和行人行驶方向的指令
黄色	警告注意	警告标志, 警戒标志, 横的警戒线, 行车道中线, 安全帽
绿色	提示安全状态通行	提示标志, 车间内的安全通道, 行人和车辆通行标志, 消防设备和其他安全防护设备的位置

表 1-5-21 间隔条纹标示的含义及用途

颜色	含义	用途举例
<p>红色与白色</p>  <p>红色 白色</p>	禁止通过	道路上用的防护栏杆
<p>黄色与黑色</p>  <p>黑色 黄色</p>	警告危险	铁路和道路交叉道口上的防护栏杆 工矿企业内部的防护栏杆

安全色使用部位很多,安全标志牌、交通标志牌、防护栏杆、机器上禁动部位、紧急停止按钮、安全帽、吊车、升降机、行车道中线等处,都应涂刷相应的安全色。

(二)安全标志牌

安全标志牌是由安全色、几何图形的图形符号构成的告示牌。不同的标志牌表达各自特定的安全信息。

安全标志牌分为禁止、警告、指令、提示四类。

禁止标志牌的牌底涂红色,几何图形是带斜杠的圆环。如图 1-5-72 所示。

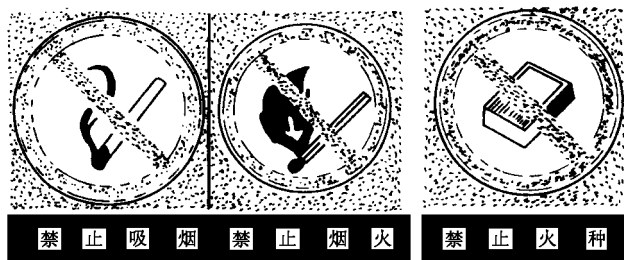


图 1-5-72 禁止标志

警告标志牌涂黄色底漆,几何图形为正三角形如图 1-5-73 所示。

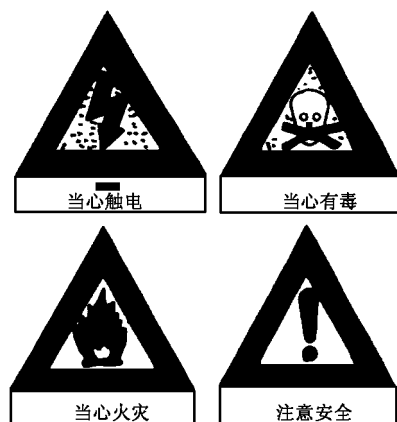


图 1-5-73 警告标志

指令标志牌涂蓝色底漆,几何图形如图 1-5-74 所示。

提示标志牌用绿漆打底,采用长短边比例不同的长方形几何图形如图 1-5-75 所示。分别表示一般性提示或消防设施提示。

移动式安全标志牌可用金属板、塑料板、木板制作,固定式安全标志牌可直接画在墙壁或机具上。但有触电危险场所的标志牌,必须用绝缘材料制作。



图 1-5-74 指令标志

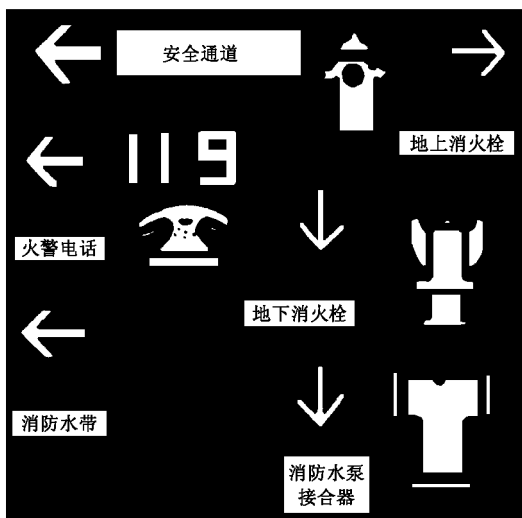


图 1-5-75 提示标志

安全标志牌应挂在需要传递信息的相应部位,且又十分醒目处。门、窗等可移动物体上不得悬挂标志牌,以免这些物体移动,使人看不到安全信息。

安全标志牌至少每年检查一次,检查图形、颜色是否正确,有无破损,数量及设置地点是否合适。对不符合要求的及时修整、更换。

(三)语言警告牌

语言警告牌作用与标志牌相同,但能以语言直接主动向有关人员传递安全信息。例如,当工作人员接近带电危险距离时,就会发出“止步,高压危险”的语言警告。

语言警告牌的工作原理是采用红外线感光探头,遥测人体信号,将测得的信号作一系列变换和温度补偿,经时限和功率放大处理后,直接发出悦耳的安全语言警告。因此

语言警告牌有很大的发展前途。

六、常用工器(机)具的安全使用

(一)常用机械作业工器(机)具的安全使用

机械作业工器(机)具包括范围很广,这里指大锤、手锤、凿子、锉刀、手锯、木钻、螺丝刀及砂轮机、钻床、冲、剪、压及金属切削机床等主要机械。本节只讲述这些工器(机)具使用中安全注意要点。

1. 大锤和手锤使用的安全要点

需检查锤头完整性,表面应光滑微凸。歪斜、缺口、凹陷及裂纹的锤子不得使用。手柄应用整根的硬木制成,不准用大木材劈开制作,手柄无油污,头部用契栓固定牢。不准戴手套,或用单手抢大锤,抢大锤时,周围不准有人靠近,以防脱手伤人。

2. 凿子使用的安全要点

凿子被锤击部分有伤痕或不平整、沾有油污的不准使用;凿削脆性物体(如生铁、生铜、水泥等),作业人员应戴平光防护眼镜,必要时还应装设安全遮栏,以防碎片飞出伤人。

3. 锉刀、手锯等使用的安全要点

锉刀、手锯、木钻、螺丝刀等的手柄应安装牢固,手柄缺损或松动的不准使用。去掉工具上嵌入的金属屑末,不准直接用手抠或口吹。

4. 砂轮机使用的安全要点

砂轮机应定期检查,合格后方可使用,检查项目包括:砂轮无裂损,法兰盘直径大于砂轮机直径的 $1/3$,并有软垫,砂轮运转时无明显的跳动。托架牢固可靠,同时必须装有用钢板制成的防护罩,防护罩与砂轮的间隙合适。挡屑屏板应完好,电动机保护接地(接零)应良好。使用砂轮时,应戴平光护目镜或装有防护玻璃,磨削时应使火星向下,不得用砂轮侧面研磨。

5. 电动锯使用的安全要点

除符合砂轮使用安全要点之外,还应注意锯片应缓慢靠近被锯物体,不准用力过猛,以防断锯伤人。工件必须夹牢,长工件应两头垫牢,并防止工件锯断时伤人。

6. 钻床使用的安全要点

卡头应无缺陷,电动机外壳保护接地(接零)应良好,并采用安全电压的照明灯。钻孔时先将物体安设牢固,方可开始操作。操作时不准戴手套,清除切屑时,必须先停止钻头转动,并用专用工具清除切屑,不准用手直接清除铁屑。

7. 冲、剪、压机床使用的安全要点

使用前应检查各种安全防护装置及安全保护控制装置是否可靠、有效,尤其外露传动部分保护装置应齐全,不符合要求不得使用。检查制动器和离合器应灵活可靠,无连冲

现象。检查紧急停止按钮应灵敏,踏脚有防滑措施,电动机外壳保护接地(接零)应良好。操作时应戴手套,并用专用夹件进行操作。

8. 金属切削机床使用的安全要点

防护栏、盖等均应完整可靠,不加罩的旋转连接部分楔子、销子不应突出。夹具应完好无裂纹,防夹具脱落装置应完好。限位、联锁、操作手柄灵活可靠。切削操作时应戴防护眼镜,但不得戴手套。使用专用工具清除切屑,照明灯应使用安全电压,电动机外壳保护接地应良好。

9. 主要木工机械使用的安全要点

安全防护装置和各旋转部分的防护罩均应齐全、完整、牢靠。锯条、锯片及其他刀具无裂纹、伤痕和其他变形缺陷。夹紧装置完好,使用时必须用夹紧装置将刀具夹牢不松动。操作调整应先停止机械转动,不准在转动情况下调整处理。限拉装置应灵敏可靠。电动机外壳保护接地应良好。

10. 电动葫芦、卷扬机、垂直升降机使用的安全要点

起升限位器动作灵敏可靠,上极限位置距卷筒不小于50mm,制动器及控制系统功能可靠、动作灵敏。按钮联锁装置功能可靠(即同时按相反按钮时应不动作)。轨道上的止挡器无变形、破损、松动等缺陷。钢丝绳无扭结、无灼伤或明显松股,无严重磨损、腐蚀缺陷,断丝根数不超过标准,无整股折断。吊钩无裂纹或变形,轴承回转灵活,平滑,吊钩螺母锁紧装置良好。小滚筒安装固定良好,滑轮回转平稳、灵活,轮槽无明显磨损,轮缘完整、无缺损。车轮踏面和轮缘无明显的磨损和伤痕。电气设备的绝缘电阻合格(不小于0.5MΩ);电气设备有可靠的保护接地;机械负荷不超过规定;机械设施定期试验合格,不超期使用。

(二) 移动式及手持电气工具的安全使用

移动式及手持电气工具是指带电气设备的行灯、枪式电钻、冲击电钻、手持砂轮等。为达到安全使用的目的,电动工具应有专人保管,每6个月对电气部分进行绝缘耐压试验的测定,不符合规定的停止使用;使用前检查软电缆线是否良好,有无接地装置,外壳、手柄有无裂纹或破损。不准携着导线或转动部分移动电动工具。不熟悉电动工具使用方法的人员,不准擅自使用。使用电动工具时,操作人员应戴绝缘手套,电动设备外壳要保护接地,插头和开头均应完好无破损。在梯子上使用电动工具时,应做好防止感应触电坠落的安全措施(如系上安全带等)。在金属容器如汽包、凝汽器、槽箱等工作时,必须使用24V以下的电气工具。如用有电源联结器和控制箱等设备,应放在容器外面,并设专人监护。工作过程中临时停止工作或离开工作地点时,须立即切断电源开关。

(三) 风动工具使用的安全要点

风动工具指气锤、风动钻头等,以压缩气体作动力的机械工具。使用风动工具之前应检查其完好性,发现破损不准作用,连接软管之前应把软管吹净,然后与工具连接牢

固,拆装软管必须先停止送风。未经操作培训,不熟悉风动工具性能的人,不准操作风动工具。更换锤子、钻头等工作部件,必须先断风停止转动。锤子、钻头应安装牢固,防止转动时脱落伤人。在移动的梯子上使用风动工具时,必须将梯子固定牢固。

(四) 行灯使用的安全要点

在发电厂和变电所一些临时性检修工作场所,常常需要使用携带型可移动的手持安全照明灯。

行灯由行灯变压器和照明灯具两部分组成,其结构如图 1-5-76 所示。行灯变压器一般都是单相内铁芯式的,装在铁箱里,为了便于携带,箱上装有柄环。有的变压器设在固定地点,使用范围相对较小。

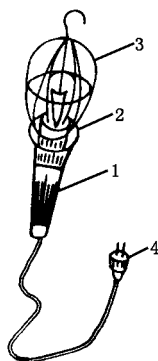


图 1-5-76 行灯结构图

1—绝缘手柄;2—灯座;3—护网;4—插销

行灯灯具结构特点,使工作人员触不到带电部分,电压又低,称安全行灯。它采用电源插头与行灯变压器插座连接,行灯不设开关,避免开关部分绝缘损坏而触及电源。灯泡和灯泡座外部都有保护网罩,即使灯头损坏,人体也不可能触及灯头。

行灯需要经常移动,应根据使用环境不同,选用相应电压等级的行灯。《电业安全操作规程》明确规定,行灯电压不准超过 36V。在特别潮湿或周围均属金属导体的地方工作时,如在汽鼓、凝汽器、加热器、蒸发器、除氧器以及其他金属容器或水箱等内部,行灯的电压不准超过 12V。行灯变压器不准放在汽鼓、燃烧室及凝汽器等内部,行灯变压器高压侧,应设插头,低压侧带插座,并采用两种不能互相插入的插头,以防电源刀倒接发生行灯超压事故。行灯使用前应检查导线和防护罩是否良好,使用中尽量将导线挂起,不使其触及金属锐器,不准放在炽热、潮湿和有油类的地面上,防止导线损伤。检修中有物件压住行灯导线时,应移动物体,不准硬性拖拉导线,使用完毕,应将导线盘整齐,存放在专用的柜子里。

(五) 喷灯使用安全要点

喷灯是用汽油(或煤油)作燃料,在燃料储存罐(油筒)内加压,使燃料经控制调节阀

喷出,点火后形成强烈火焰,用以加热工件、部件的器具。因汽油容易爆燃,具有一定危险性,因此,喷灯使用者必须经操作训练,不熟悉使用方法的人员,不准擅自使用喷灯。喷灯点火应先检查下列各项,符合要求,方可点火:油筒不漏油、喷火嘴无堵塞,丝扣不漏气;油筒内装油量不超过油筒容积的 $3/4$,加油的螺丝塞盖拧紧。喷灯点火时不准把喷灯的嘴正对着人或易燃物品,油筒内压力不得超限,工作地点不准靠近易燃物品和带电体,尽可能在空气流通的地方工作,以免燃烧气体充满室内,引起爆燃。不准把喷灯放在温度高的物体上,禁止往使用煤油或酒精的喷灯内注入汽油。喷灯用毕后,应放尽压力,待冷却后,方可收存在工具箱内。喷灯的加油、放油以及拆卸喷火嘴或其他零件等工作,必须待喷火嘴冷却泄压后,再行操作。

第九篇

电机的安装、试验、 检修与运行维护

第一章 电机及其工作原理

第一节 电机概述

电能是现代最主要的能源,电机是与电能的生产、传输和使用有关的能量转换机械。

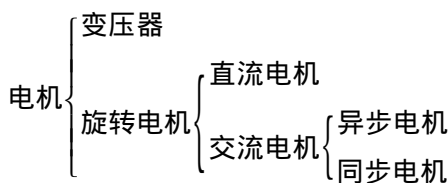
一、电机的分类

电机的类型很多,但其工作原理都基于电磁感应定律和电磁力定律。因此,电机结构构成的一般原则是:用适当的有效材料(导电材料和导磁材料)构成能互相进行电磁感应的电路和磁路,以产生电磁功率和电磁转矩,达到能量转换的目的。

电机的分类方法很多,按其功能来看,可分为:

1. 发电机。把机械能转换成电能。
2. 电动机。把电能转换成机械能。
3. 变压器、变频器、变流机、移相器。分别用于改变电压、频率、电流及相位。
4. 控制电机。作为控制系统中的元件。

上述各种电机中,除了变压器是静止的电气设备外,其余的均为旋转电机。旋转电机通常分为直流电机和交流电机,后者又分为异步电机和同步电机,这种分类法可归纳为:



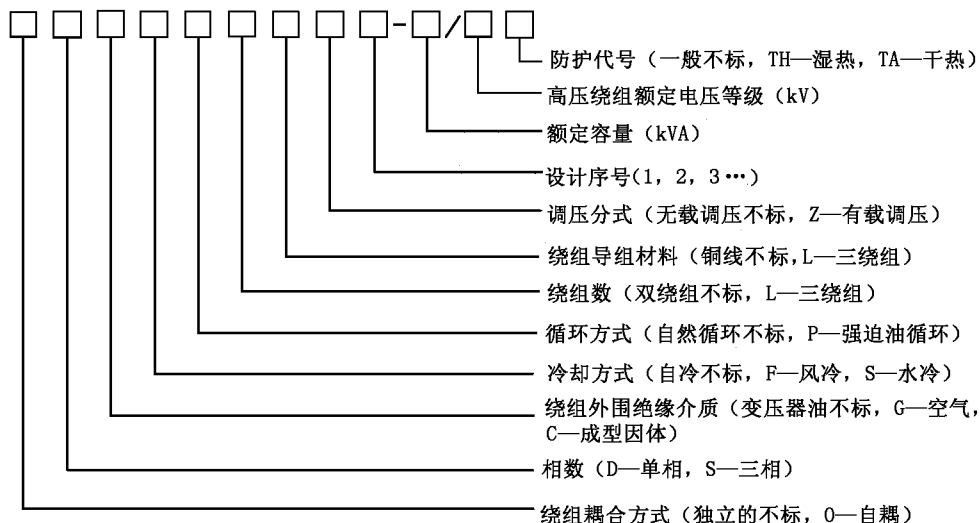
上述各种旋转电机均可分为发电机和电动机。从基本原理上看,发电机和电动机只

不过是电机的两种运行方式,它们本身是可逆的。

二、电机产品型号的编制

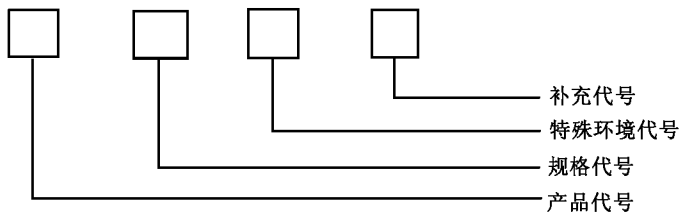
(一) 变压器的产品型号

变压器的产品型号表示了变压器的结构特点、额定容量及高压侧的电压等级等,产品型号的排列顺序及表示的含义如下所示:



(二) 旋转电机的产品型号

根据《GB 4831—84 电机产品型号编制方法》中规定,产品型号由产品代号、规格代号、特殊环境代号和补充代号等四部分组成,并按下列顺序排列:



在产品铭牌较小而型号又较长的情况下,如产品代号、规格代号、特殊环境代号和补充代号的数字和字母之间不会引起混淆时,可省去中间的短划线。

1. 电机产品代号

电机产品代号由电机类型代号、电机特点代号、设计序号和励磁方式代号等四个小节顺序组成。

①类型代号系表征电机的各种类型而采用的汉语拼音字母,按表 9-1-1 的规定。

表 9-1-1 电机类型代号

序号	电机类型	代号
1	异步电动机(笼型及绕线转子型)	Y
2	同步电动机	T
3	同步发电机(除汽轮发电机、水轮发电机外)	TF
4	直流电动机	Z
5	直流发电机	ZF
6	汽轮发电机	QF
7	水轮发电机	SF
8	测功机	C
9	交流换向器电动机	H
10	潜水电泵	Q
11	纺织用电机	F

②特点代号表征电机的性能、结构或用途,采用汉语拼音字母表示。

③设计序号指电机产品设计的顺序,用阿拉伯数字表示。对于第一次设计的产品,不标注序号。

④励磁方式代号分别用字母 S 表示 3 次谐波励磁、J 表示晶闸管励磁、X 表示相复励磁。

2. 电机的规格代号

电机的规格代号用中心高、铁心外径、机座号、机壳外径、轴伸直径、凸缘代号、机座长度、铁心长度、功率、电流等级、转速或极数等来表示。

主要系列产品的规格代号按表 9-1-2 的规定来选取。

表 9-1-2 系列产品规格代号

序号	系列产品	规格代号
1	小型异步电动机	中心高(mm)-机座长度(字母代号)-铁心长度(数字代号)-极数
2	中大型异步电动机	中心高(mm)-铁心长度(数字代号)-极数
3	小型同步电机	中心高(mm)-机座长度(字母代号)-铁心长度(数字代号)-极数
4	中大型同步电机	中心高(mm)-铁心长度(数字代号)-极数
5	小型直流电机	中心高(mm)-机座长度(字母代号)
6	中型直流电机	中心高(mm)或机座号(数字代号)-铁心长度(数字代号)-电流等级(数字代号)
7	大型直流电机	电枢铁心外径(mm)-铁心长度(mm)
8	汽轮发电机	功率(MW)-极数
9	中小型水轮发电机	功率(kW)-极数/定子铁心外径(mm)
10	大型水轮发电机	功率(MW)-极数/定子铁心外径(mm)
11	测功机	功率(kW)-转数(仅对直流测功机)
12	分马力电动机 (小功率电动机)	中心高或机壳外径(mm)-(或/)机座长度(字母代号)-铁心长度、电压、转速 (均用数字代号)
13	交流换向器电机	中心高或机壳外径(mm)-(或/)铁心长度、转速(均用数字代号)

机座长度用国际通用字母符号来表示, S 表示短机座, M 表示中机座, L 表示长机座。

铁心长度按由短至长顺序用数字 1、2、3、...表示。

3. 电机特殊环境代号

电机的特殊环境代号按表 9-1-3 的规定选用。如同时适用于一个以上的特殊环境,则按表中的顺序排列。

表 9-1-3 电机的特殊环境代号

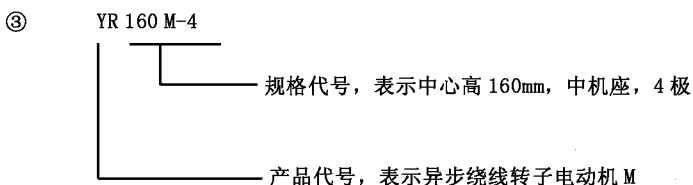
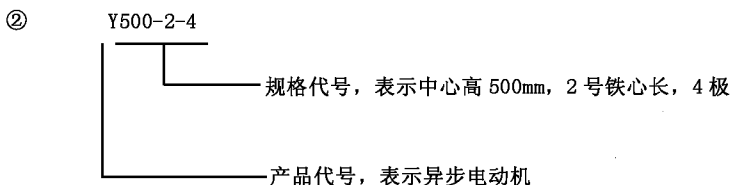
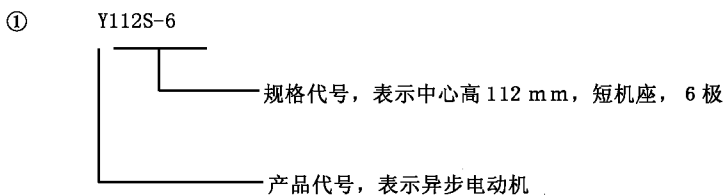
序号	特殊环境	代号	序号	特殊环境	代号
1	“高”原用	G	5	“热”带用	T
2	“船(海)”用	H	6	“湿热”带用	TH
3	“户”外用	W	7	“干热”带用	TA
4	化中防“腐”用	F			

4. 电机的补充代号

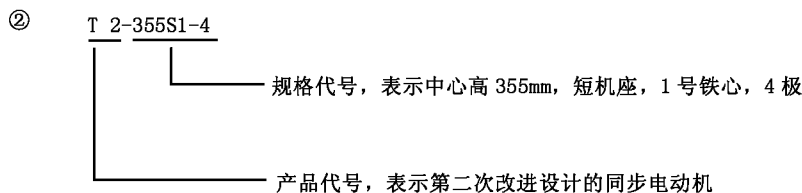
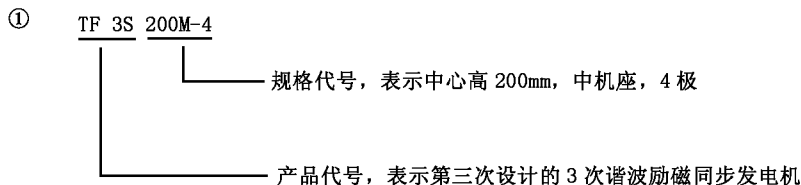
电机的补充代号仅适用于有此要求的电机。补充代号用汉语拼音字母或阿拉伯数字表示。补充代号所代替的内容,应在产品标准中规定。

(三) 产品型号举例

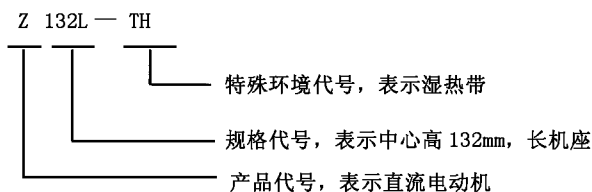
1. 异步电动机



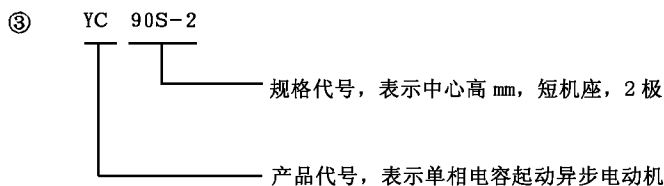
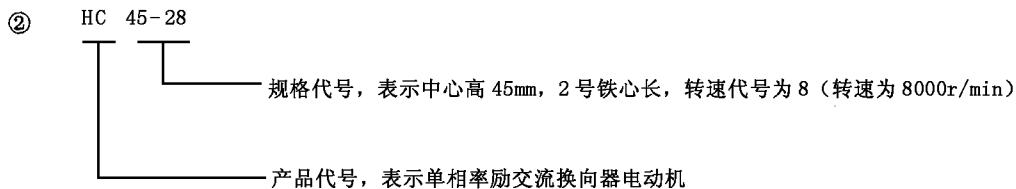
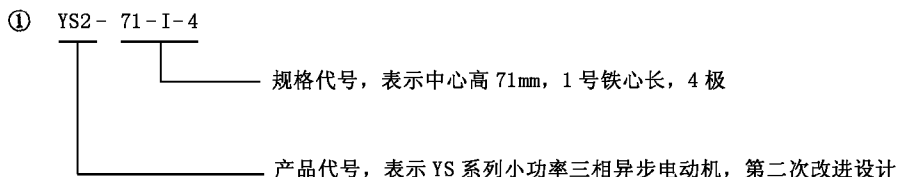
2. 同步电机



3. 直流电机



4. 小功率电动机



三、常用电机术语

1. 星形联结

指所有的相具有一个共同的节点的联结。用符号“Y”表示。

2. 三角形联结

指三相连接成一个三角形的联结,其各边的顺序即是各相的顺序。三相变压器绕组的三角形联结用符号“D”或“d”表示;三相异步电动机绕组的三角形联结用符号“ Δ ”表示。

3. 额定电流(电机或电器的)

在电机或电器的技术条件中,并据以计算电机或电器的温升和运行情况的电流数值。

4. 额定电压(电机或电器的)

在电机或电器的技术条件中,并由之计算电机或电器所用的试验条件和运行时的电压限度的电压。

5. 额定频率(电机或电器的)

在电机或电器的技术条件中,并由之计算电机或电器所用的试验条件和运行时的频率限度的频率。

6. 额定转速

额定工况时的转速。

7. 温升

某一点的温度与参比(基准)温度之差。

8. 匝、线匝

组成一圈的一根或一组导线。

9. 线圈

通常是同轴的一组串联的线匝。

10. 绕组

电气设备中有规定功能的一组线匝或线圈。

11. 分布绕组

其绕组边在每极下占用若干个槽的绕组。

12. 集中绕组

凸极电机的励磁绕组,或其线圈边在每极下只占用一个槽的线圈。

13. 单层绕组

一种分布绕组,沿槽深方向每槽只有一个线圈边。

14. 双层绕组

一种分布绕组,沿槽深方向每槽有两个线圈边。

15. 成形绕组

线圈在嵌线前已预先成形的规则绕组。

16. 散嵌绕组

一个绕组,各导体在线圈边内无规定的位置。

17. 同心绕组

一种分布绕组,其每个极相组的各个线圈同心式布置,具有不同的节距。

18. 链式绕组

一种单层分布绕组,各线圈的形状和节距都相同,每极每相槽数为2。

19. 换向器

由若干彼此绝缘的导电件构成的组件,相对于此组件设置有电刷,经滑动接触使电流在旋转绕组和电路的静止部分中流通,并可以使旋转绕组中某些线圈换接。

20. 换向片

换向器的导电件,与绕组上相应的线圈单元之间的公共端相连接。

21. 电机

将电能转换成机械能或将机械能转换成电能的电能转换器。

22. 发电机

将机械能转换成电能的电机。

23. 电动机

将电能转换成机械能的电机。

24. 变压器

传递电能而不改变其频率的静止的电能转换器。

25. 直流电机

一种电机,其电枢绕组经过换向器联接到直流系统,磁极为直流或波动电流励磁或永久磁铁。

26. 同步电机

一种交流电机。其电动势的频率与电机转速之比为恒定值。

27. 异步电机

一种交流电机。其负载时的转速与所接电网频率之比不是恒定值。

28. 直流发电机

产生直流电压及电流的发电机。

29. 交流发电机

产生交流电压及电流的发电机。

30. 直流电动机

依靠直流电源运行的电动机。

31. 交流电动机

依靠交流电源运行的电动机。

32. 同步电动机

作为电动机运行的同步电机。

33. 异步电动机

作为电动机运行的异步电机。

34. 笼型异步电动机。

次级绕组为笼型绕组的异步电动机。

35. 绕线转子异步电动机

一种异步电动机,通常定子上的初级绕组联接于电源,转子上具有与集电环联接的多相绕组。

36. 交流换向器式电动机

一种交流电动机,其电枢绕组与换向器相连接并接入交流电路。

37. 调速电动机

在指定负载下,转速可在规定范围内调节到任何数值的电动机。

38. 中心高

指转轴的中心线与底座支承面之间的垂直距离。

39. 小型交流电机(同步电机和异步电机)

指中心高为 315mm 及以下或定子铁心外径为 560mm 及以下的电机。

40. 中型交流电机(同步电机和异步电机)

指中心高大于 315mm 至 630mm 或定子铁心外径大于 560mm 至 990mm 的电机。

41. 大型交流电机(同步电机和异步电机)

指中心高大于 630mm 或定子铁心外径大于 990mm 以上的电机。

42. 小型直流电机

指中心高为 400mm 及以下或电枢铁心外径为 368mm 及以下的电机。

43. 中型直流电机

指中心高为 400 ~ 1000mm 或电枢铁心外径为 368 ~ 990mm 的电机。

44. 大型直流电机

指中心高大于 1000mm 或电枢铁心外径为 990mm 以上的电机。

45. 分马力电动机

指折算至 1000r/min 时连续额定功率不超过 745.7W(1 马力)的电动机。

46. 小功率电动机

指折算至 1500r/min 时连续额定功率不超过 1.1kW 的电动机。

第二节 同步发电机

一、同步发电机的基本工作原理

同步发电机为了利用电磁感应作用实现机电能量的转换,它同其他电机一样,有固定和转动两个部分。固定部分称为定子,转动部分称为转子,定子和转子之间有气隙。

同步发电机通常以定子作为电枢,以转子作为主磁极,即所谓旋转磁极式,如图 9-1-1 所示。定子铁心内壁的槽内装有三相对称绕组 A-X、B-Y、C-Z,称为电枢绕组。三相绕组的轴线在空间上互隔 120° 电角。转子上装有励磁绕组,通以直流电流后建立一个恒定的主磁极磁场,其磁通如图中虚线所示,自转子的 N 极出来,经过气隙、定子铁心、气隙,进入转子的 S 极而构成回路。

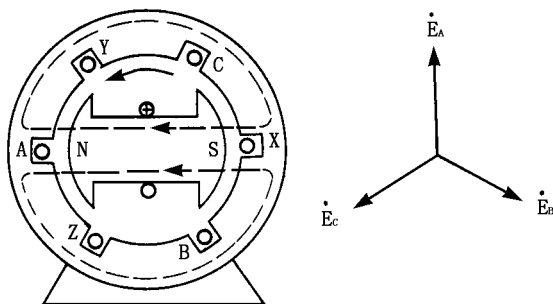


图 9-1-1 三相同步发电机示意图

当转子由原动机拖动以转速 n 等速旋转时,定子三相绕组依次切割主磁场的磁通,从而感生三相交流电势 E_A 、 E_B 、 E_C ,它们之间的相位差与三相绕组在空间上互隔电角度一致,也是 120° ,相序为 $A \rightarrow B \rightarrow C$,三相电势相量如图 9-1-1 所示。当转子只有一对磁极时,转子旋转一周,定子绕组中的感应电势正好交变一次,所以电势每秒的交变次数等于转子每秒的旋转次数,当转子有 p 对磁极时,转子旋转一周,定子绕组中感应电势交变 p 次,所以电势每秒的交变次数等于转子每秒旋转次数的 p 倍。设转子的转速为 n (r/min),则感应电势每秒交变 $\frac{pn}{60}$ 次,即电势的频率为

$$f = \frac{pn}{60} \text{ (Hz)} \quad (9-1)$$

上式表明,同步发电机的极对数 p 、转速 n 一定时,则定子绕组感应电势的频率一定,转速和交流电势频率之间保持严格不变的关系。这是同步电机的基本特点之一。

如果定子三相绕组的出线端接三相负载,便有电能输出,发电机将机械能转换为电能。以后将论述,三相对称绕组中流过三相对称电流时,会产生转速为 $\frac{60f}{p}$ 的旋转磁场,与转子同速同方向旋转,这种定子绕组产生的旋转磁场与转子转速大小相等、方向相同的现象就是“同步”的含义。

二、同步发电机的基本结构

同步发电机的基本结构形式是旋转磁极式。按磁极的形状,旋转磁极式又可分为隐极式和凸极式两类,如图 9-1-2 所示。隐极式的转子为圆柱形,气隙均匀;凸极式的气隙不均匀,极掌部分气隙较小,极间部分气隙较大。

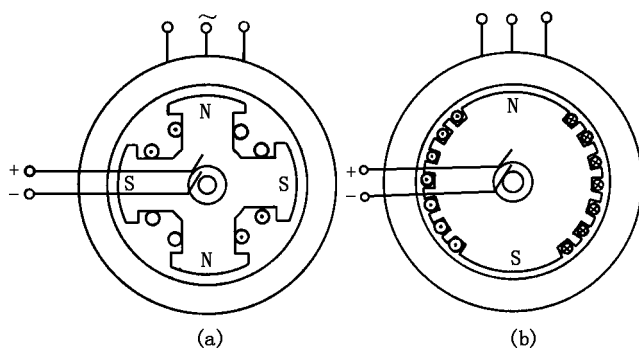


图 9-1-2 旋转磁极式

(a)凸极式 (b)隐极式

按原动机的不同,同步发电机可分为汽轮发电机和水轮发电机两种主要类型。由于汽轮机是高速原动机,从转子机械强度考虑,汽轮发电机一般都是隐极式。水轮机是低速原动机,水轮发电机的转子极数必须较多,从制造方便考虑,通常都采用凸极式。

(一)汽轮发电机的基本结构

汽轮发电机几乎都是隐极式同步发电机。现代汽轮发电机均为两磁极,转速 $n = 3000\text{r/min}$,由于转速高,汽轮发电机的转子直径较小,整个电机呈细长形,转子长度和转子外径之比为 2:6.5。图 9-1-3 所示为汽轮发电机的结构图。

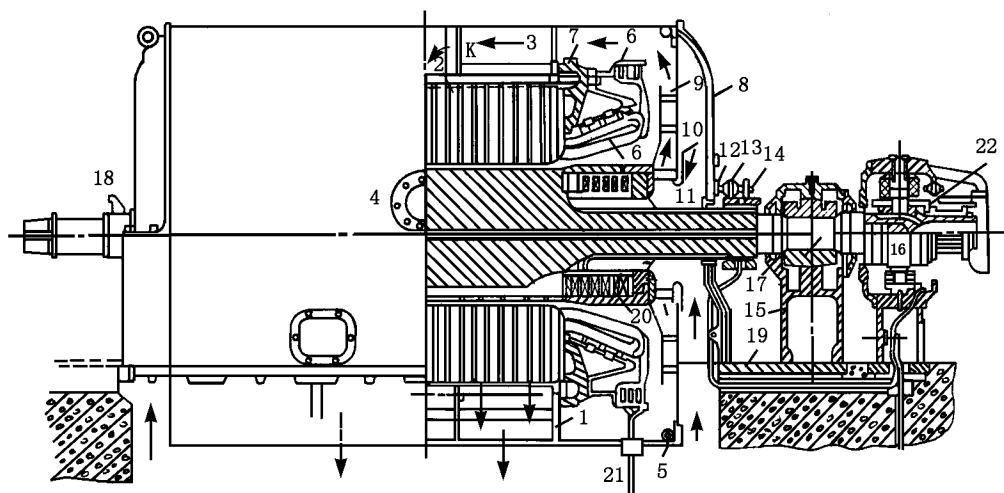


图 9-1-3 汽轮发电机结构图

- 1—定子机座 2—定子铁心 3—外壳 4—吊起定子设备 5—防火导水管 6—定子绕组；
7—定子压紧环 8—外护板 9—里护板 10—通风壁 11—导风屏 12—电刷架；
13、14—电刷 15—轴承座 16—轴承衬 17—油封口 18—汽轮机的油封口；
19—基础板 20—转子 21—端线 22—励磁机

1. 定子

定子的主体是电枢,包括电枢铁心和电枢绕组。此外,定子的部件还有机座、端盖、挡风装置等。

(1) 定子铁心。定子铁心一般用导磁性能好、厚度为 0.35mm 或 0.5mm、冲成扇形(带有齿和槽)的硅钢片叠装成一个圆筒,其内圆壁有槽,槽内放置电枢绕组。齿和槽以外的部分是磁轭,作为主磁路的一部分。扇形片的形状如图 9-1-4 所示。叠装时各层扇形片的接缝互相错开,铁心沿轴向分成多段,每段厚约 30~60mm,各段之间留出 10mm 的通风槽,便于铁心散热。铁心的两端用非磁性材料的端板压紧,靠定位筋固定在机座上,如图 9-1-5 所示。为了改善端部磁场分布,减少端部漏磁,铁心两端面叠成阶梯形。

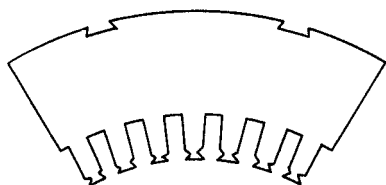


图 9-1-4 铁心扇形硅钢片

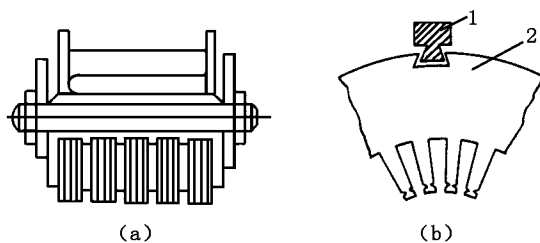


图 9-1-5 定子铁心结构

(a) 定子铁心纵剖面 (b) 定位筋

1—定位筋 2—扇形片

(2) 电枢绕组。同步发电机的电枢绕组一般是由许多线圈按一定规律连接而成的三相双层叠绕组。线圈由直线部分(称为线棒)和端接部分组成,直线部分嵌放在定子铁心槽内,分上下两层,槽口用槽楔加以固定,如图 9-1-6 所示,端接部分露出槽外,整个电枢绕组的端部呈现圆锥形,通常用绝缘绑带将其绑扎在用非磁性钢制成的端箍和绝缘架上,如图 9-1-7 所示。绕组端部必须可靠地紧固,以防止突然短路时发生有害的变形。为了减少由于集肤效应引起的附加损耗,线圈用多股并联的扁铜线制成,股线之间相互绝缘,其直线部分还要换位,使每股导线在槽中沿轴向的各段长度占有不同位置。线圈

与铁心之间以及线棒上下层之间 ,都有足够的绝缘。

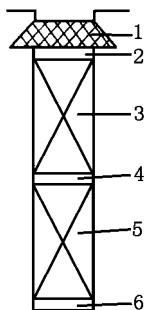


图 9-1-6 定子槽断面图

1—槽楔 2—楔下垫条 3—上层线棒 4—层间垫条 5—下层线棒 6—槽底垫条

(3) 定子机座。定子机座一般用钢板焊接而成 ,应有足够的强度和刚度 ,并能满足通风散热的要求。机座和铁心外圆之间留有空间 ,加上隔板形成风道。

端盖的作用是将电机本体的两端封盖起来 ,并与机座、定子铁心和转子一起构成电机内部完整的通风系统。

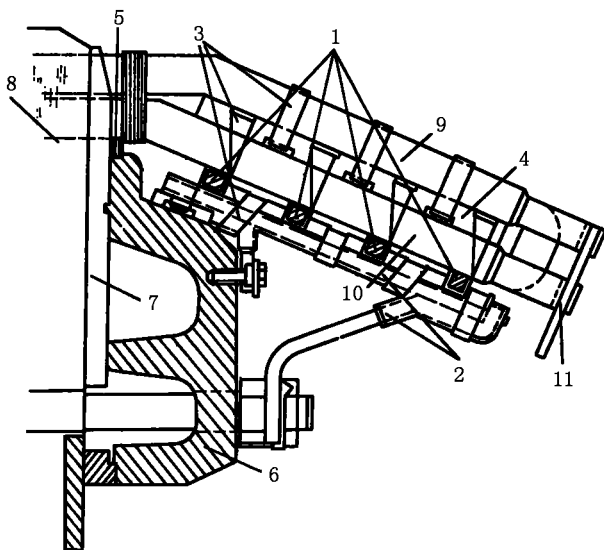


图 9-1-7 篮形线圈端部的固定

1—端箍 2—支架 3—绑带 4—垫块 5—槽口垫块 6—压圈 7—齿压板 8—定子铁心 ;
9—上层线棒 ;10—下层线棒 ;11—连接线

2. 转子

转子由铁心、励磁绕组、护环、中心环、集电环及风扇等部件组成。图 9-1-8 所示为两磁极空冷汽轮发电机转子部件图。

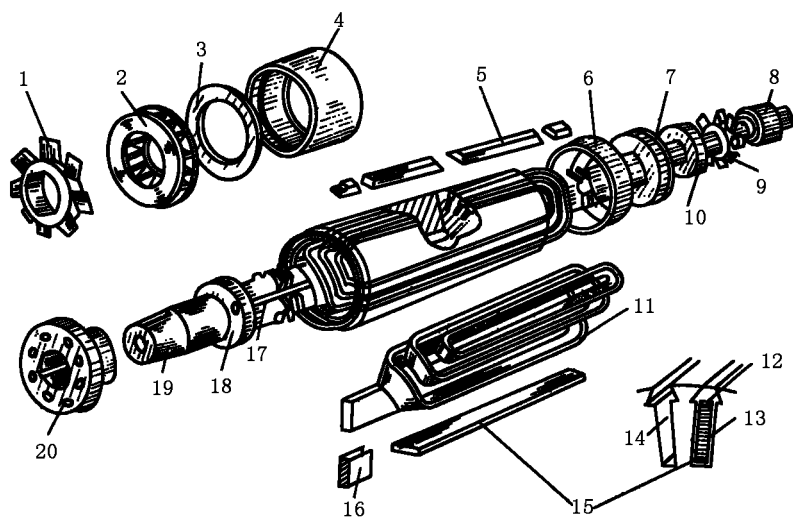


图 9-1-8 两磁极空冷汽轮发电机转子部件图

- 1—轴向风扇 2—径向风扇 3—中心环 4—护环 5—槽楔 6—护环 7—风扇；
8—励磁机电枢 9—励磁机风扇 10—集电环 11—转子绕组 12—槽楔；
13—转子绕组 14—转子槽 15—槽绝缘 16—槽口保护套；
17—励磁引线 18—集电环 19—轴头 20—联轴器

(1) 转子铁心。转子铁心和转轴一般都用整块的具有良好导磁性能的高强度合金钢锻成一个整体。沿转子铁心表面铣有用于放置励磁绕组的凹槽，槽的排列方式有辐射式和平行式两种，如图 9-1-9 所示。我国采用的是辐射式。槽与槽之间的部分为齿，其中约占转子铁心表面 1/3 的不开槽部分通称大齿，余称小齿。大齿实即为主磁极。为了加强转子的通风冷却，有些电机在大齿两侧开有通风槽。

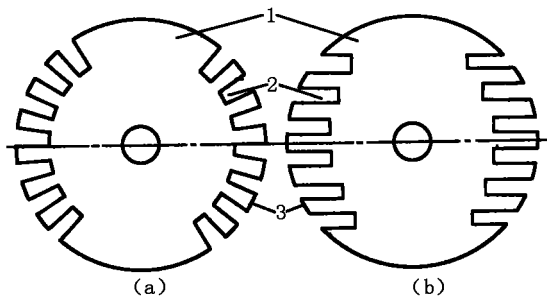


图 9-1-9 汽轮发电机转子槽排列方式

(a) 辐射式 (b) 平行式

1—大齿 2—槽 3—小齿

(2) 励磁绕组。励磁绕组为若干个线圈组成的同心式绕组。线圈用矩形扁铜线绕制而成。线匝之间和线圈与铁心之间都有绝缘。励磁绕组放置在槽内后，用非磁性高强度

的硬铝楔或铝青铜楔予以压紧。

(3)护环和中心环。汽轮发电机转速很高,励磁绕组端部承受很大的离心力,所以要用护环和中心环来紧固。护环把励磁绕组端部套紧,中心环用以支持护环并防止端部的轴向移动。护环一般用高强度非磁性钢锻制。护环的一端热套固定在转子本体上,另一端热套在中心环上。中心环如果热套在转轴上,便形成刚性固定结构;如果与转轴脱空,即构成悬挂式结构,如图9-1-10所示。目前国产大、中型发电机大都采用悬挂式护环结构。

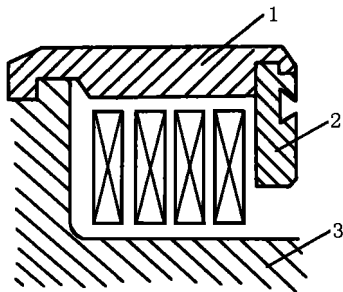


图9-1-10 悬挂式护环结构

1—护环 2—中心环 3—转子本体

(4)集电环。集电环又称滑环,装在定子外壳与轴承之间的转轴上。两个集电环分别通过引线接到励磁绕组的两端,并借电刷装置引至直流电源。集电环一般用碳钢制成,热套在转轴上,与转轴之间隔有云母绝缘。

此外,在转子的两端一般装有轴流式或离心式风扇,用以改善冷却条件。

(二)水轮发电机的基本结构

水轮发电机都是凸极式同步发电机。由于水轮机的转速较低,为了使感应电势具有额定频率,就要有较多的磁极。因此水轮发电机的直径大而轴向长度短,整个电机呈扁盘形。例如,国产300MW水轮发电机,转速为125r/min,有48个磁极,定子内径 $D_i = 11.91\text{m}$,定子铁心长度 $L_i = 1.60\text{m}$, $L_i/D_i = 0.134$ 。

水轮发电机有立式和卧式两种。大容量水轮发电机广泛采用立式结构。立式结构又分为悬式和伞式两种,如图9-1-11所示。悬式的推力轴承装在转子上部,整个转子悬挂在上机架上,这种结构运转时机械稳定性好,通常用于转速较高的发电机。伞式的推力轴承装在转子下部,整个转子形同被撑的伞,这种结构运转时机械稳定性较差。

图9-1-12所示为悬式水轮发电机结构图。水轮发电机主要由定子、转子、机架和推力轴承等部件组成。

1. 定子

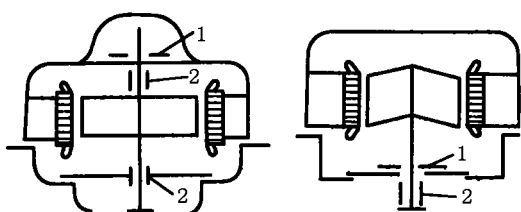


图 9-1-11 立式水轮发电机的基本结构型式

(a) 悬式 (b) 伞式

1—推力轴承 2—导轴承

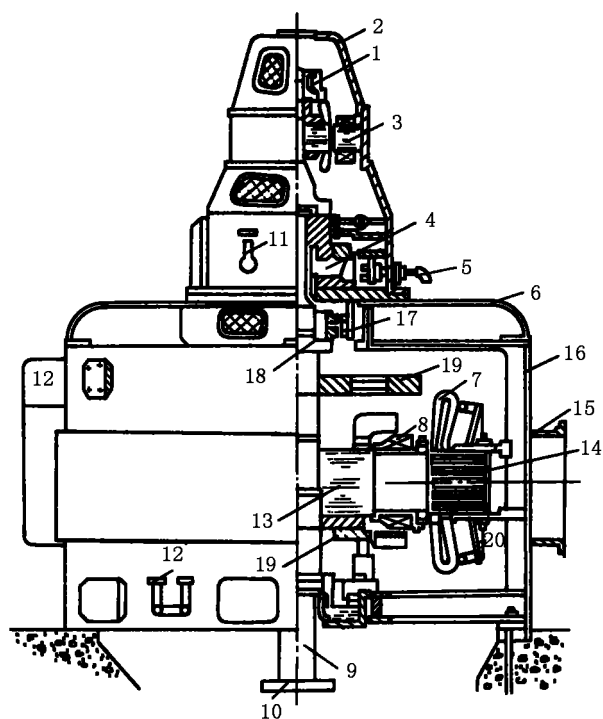


图 9-1-12 悬式水轮发电机结构图

1—换向器 2—端盖 3—主极 4—推力轴承 5—冷却水进水管 6—上端盖 7—定子绕组；
8—磁极线圈 9—主轴；10—靠背轮；11—油面高位指示器；12—出线盒；13—磁极装配支架；
14—定子铁心；15—风罩；16—发电机机座；17—炭刷；18—集电环；19—制动环；20—端部撑架

定子由铁心、绕组和机座组成，其纵剖面如图 9-1-13 所示。

(1) 定子铁心。定子铁心由扇形硅钢片叠装而成，每隔 40~50mm 留有通风沟。铁心两端放置压板，用双头螺杆从背部夹紧而成为一个整体，定子铁心内圆上有用于放置电枢绕组的槽。

(2) 机座。机座用来支撑定子铁心、轴承、端盖等。整个铁心固定在机座内圆的定位筋上。

机座外壳与铁心外圆之间有通风道。直径较大的发电机定子通常由数瓣装配而成。

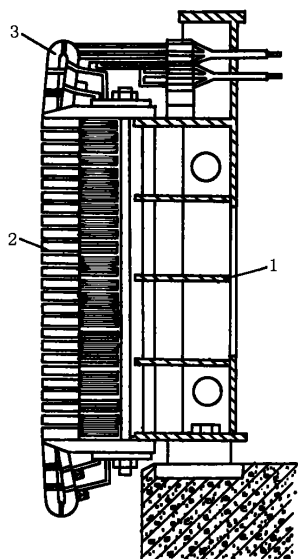


图 9-1-13 定子剖面图

1—机座 2—铁心 3—电枢绕组

(3) 电枢绕组。水轮发电机的电枢绕组多采用双层波绕组。电枢绕组置于定子铁心内圆的槽内，并用槽楔压紧。

2. 转子

转子主要由转轴、转子支架、磁轭和主磁极组成。

(1) 主磁极。主磁极铁心一般由 1~1.5mm 厚的钢板冲片叠成，磁极两端加上压板，用铆钉或螺杆紧固成整体，如图 9-1-14 所示。主磁极分为极身和极靴两部分，极身较窄，套装励磁绕组，极靴两边伸出于极身之外的部分称为极尖，极靴的曲面称为极弧。极靴的作用是固定励磁绕组而且改善气隙主磁通的分布。主磁极沿着圆周按 N、S 的极性交替排列。

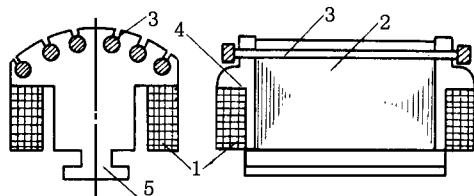


图 9-1-14 凸极机的磁极铁心

1—励磁绕组 2—磁极铁心 3—阻尼绕组 4—磁极压板 5—T 尾

(2) 励磁绕组。励磁绕组由扁铜线绕成，再经浸胶热压处理，使其成为一个坚固的整体，套装在磁极的极身上。

(3) 阻尼绕组。除励磁绕组外，水轮发电机的转子磁极上还吊装有阻尼绕组，它由插

入极靴孔内的裸铜条和端部铜环焊接而成,见图 9-1-14。阻尼绕组的作用是减小发电机并联运行时转子振荡的幅值。

(4)磁轭。磁轭是电机磁路的一部分,同时它又是固定磁极的部件。如图 9-1-15 所示,磁极下部做成 T 尾或燕尾形,磁轭开有同样形状的槽,两者装配时用钢键楔紧,中小型电机也可用螺栓固定。

(5)转子支架。转子支架是磁轭和转轴之间的过渡部件,起连接作用。它通常由轮毂和轮辐组成,如图 9-1-15 所示。

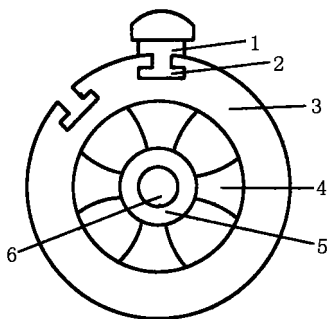


图 9-1-15 凸极机的磁极和磁轭
1—磁极 2—T 尾 3—磁轭 4—轮辐 5—轮毂 6—转轴

(三) 轴承

立式水轮发电机的轴承有导轴承和推力轴承两种。

导轴承的作用是限制轴线位移和防止轴转动,主要承受径向力。

推力轴承承受水轮发电机转动部分的全部重量和水轮机转轮的轴向水推力,是水轮发电机组制造上最为困难的一个部件。推力轴承包括推力头、转环和轴瓦等主要部件,其结构如图 9-1-16 所示。推力头固定在轴上,转环装在推力头下面。轴瓦为推力轴承的静止部件。转环与轴瓦相接触的表面光洁度很高。整个推力轴承装在一个盛有润滑油的密闭槽内,油既起润滑作用,又起冷却作用。冷却器是油的散热装置。

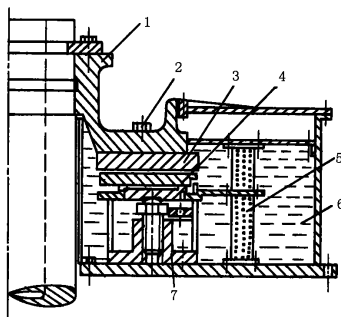


图 9-1-16 推力轴承结构示意图
1—推力头 2—定位销 3—转环 4—轴瓦 5—冷却器 6—油槽 7—轴承座

三、同步发电机的励磁系统

供给同步发电机励磁电流的电源及其附属设备称为励磁系统。励磁系统一般有两个主要部分，一是励磁功率单元，即励磁供电装置，向同步发电机转子励磁绕组提供直流电流，二是励磁调节器，根据输入信号和给定的调节准则控制励磁功率单元的输出。以下主要介绍几种典型的励磁装置的简单原理。

(一) 对励磁系统的基本要求

励磁系统的功用是：发电机正常运行时，向发电机的励磁绕组提供励磁电流，以维持发电机一定的电压水平；当运行工况发生变化时，能够迅速调节励磁电流，以维持机端和系统的电压基本不变。因此，励磁供电装置应满足下列要求：

(1) 应具有足够的功率，以适应发电机各种运行工况的要求。

(2) 具有足够的励磁顶值电压和电压增长速度，以提高电力系统的动态稳定性。顶值电压是励磁供电装置在规定条件下可达到的最高输出直流电压。

(3) 具有一定的独立性和可靠性，不受与发电机联系的电力网络故障的影响。

(4) 尽量做到结构简单，便于操作、调试和维护。

此外，对励磁调节器则要求：在系统正常运行时，能反应发电机电压的高低以维持发电机电压在给定水平，并能合理分配各机组的无功功率；能迅速反应系统故障，具备强行励磁控制功能；具有较小的时间常数，能迅速响应输入信号的变化。

(二) 几种典型励磁系统简介

目前采用的励磁系统可分为两大类，一类是直流发电机励磁系统，一类是交流整流励磁系统。现举例简介如下：

1. 直流励磁机励磁

直流励磁机励磁是目前中小型同步发电机仍然用得较多的一种励磁方式。这种方式的特点是同步发电机的转子绕组由专用的直流励磁机供电，其原理电路如图 9-1-17 所示。直流励磁机 GE 与同步发电机 GS 同轴。可变电阻用来调节直流励磁机的电枢电势，从而调节送入同步发电机转子绕组的励磁电流，以改变主磁极磁通的大小。

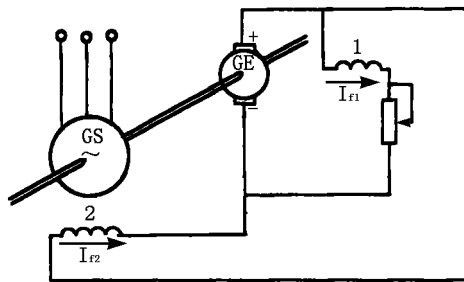


图 9-1-17 直流励磁机励磁的原理电路

1—直流励磁机的励磁绕组 2—同步发电机的励磁绕组

直流励磁机的容量受到换向整流的限制,不能满足大机组的需要。200MW 及以上的汽轮发电机不可能采用同轴直流励磁机励磁。

2. 交流励磁机带静止整流器励磁

直流励磁机由于换向问题限制了容量的增大,实际上,目前容量在 100MW 以上的同步发电机已普遍采用交流励磁机系统。交流励磁机系统的核心设备是交流发电机,其频率一般为 100Hz 或更高。交流励磁机励磁系统根据整流器的状态又分为带静止整流器励磁系统和带旋转整流器励磁系统,这里先介绍前者。

图 9-1-18 所示为交流励磁机带静止整流器励磁的系统图。同步发电机转子绕组的励磁电流由静止半导体整流器供给,与同步发电机同轴的交流主励磁机是整流器的交流电源。主励磁机的励磁电流由与其同轴的一台交流副励磁机经三相可控硅整流供给,交流副励磁机的励磁由自动恒压装置供给,或做成永磁式。

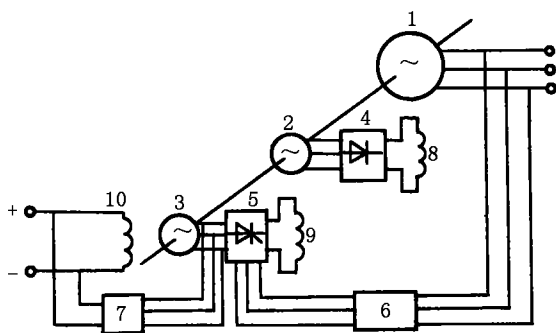


图 9-1-18 交流励磁机带静止整流器励磁系统

1—同步发电机 2—交流主励磁机 3—交流副励磁机 4—硅整流器 5—可控整流器 6—自动电压调整器 7—自动恒压装置 8—同步发电机转子绕组 9—交流主励磁机励磁绕组 10—副励磁机励磁绕组

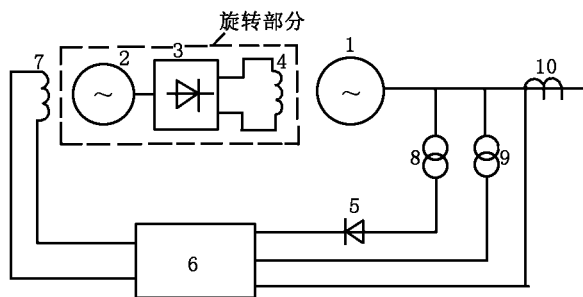


图 9-1-19 交流励磁机带旋转整流器励磁系统

1—同步发电机 2—交流励磁机 3—硅整流器 4—同步发电机转子绕组 5—整流器组；
6—自动电压调整器 7—交流励磁机励磁绕组 8—整流变压器 9—电压互感器 10—电流互感器

3. 交流励磁机带旋转整流器励磁

这种励磁系统将交流励磁机制成旋转电枢式,旋转电枢输出的多相交流电流经装在

同轴的硅整流器整流后,直接送给同步发电机的转子绕组,如图9-1-19所示。这样就无需通过电刷及集电环装置,所以又称为无刷励磁系统。

同静止整流器励磁系统相比,由于旋转整流器励磁系统统中没有集电环及电刷的装置,从而避免了大型汽轮发电机集电环及电刷易发生故障的难题,是最有前途的励磁方式。在国产300MW的机组中,目前旋转整流器励磁系统统配套使用于全氢冷及水氢氢冷机组上。

4. 无励磁机的静止可控硅励磁

这种励磁方式中,可控硅整流装置的电源,一种是采用发电机端的整流变压器供电,另一种是由厂用母线引出的整流变压器供电。可控硅整流装置向发电机转子绕组提供励磁电流。用整流变压器作为励磁电源具有简单可靠、容量不受限制、设备费用低、缩短了机组的长度、整流设备安装地点不受限制、不需要经常监视和维护等优点,因而在大容量机组上(特别是大型水轮发电机)得到广泛的应用。

四、同步发电机的铭牌

同步发电机的铭牌标明同步发电机的型号和额定数据。

(一)同步发电机的型号

国产同步发电机的型号包括用字母表示的产品代号和用数字表示的规格代号。例如双水内冷汽轮发电机的型号为QFS-300-2,其字母和数字的意义:QF表示汽轮发电机,S表示定、转子绕组双水内冷;300表示额定功率为300MW,2表示转子为2极。

(二)同步发电机的额定值

1. 额定容量 S_N 和额定功率 P_N

额定容量或额定功率是指发电机输出功率的保证值。额定容量指发电机出线端的额定视在功率,单位为kVA,它与额定电压及电流的关系为

$$S_N = \sqrt{3} U_N I_N$$

额定功率指发电机输出的有功功率,单位为kW,它与额定电压及电流的关系为

$$P_N = \sqrt{3} U_N I_N \cos\varphi_N$$

2. 额定电压 U_N

额定电压是指发电机在额定运行时,定子三相绕组的线电压,单位为V或kV。

3. 额定电流 I_N

额定电流是指发电机在额定运行时,流过定子绕组的线电流,单位为A或kA。

4. 额定功率因数 $\cos\varphi_N$

额定功率因数即电机在额定运行时的功率因数。

5. 额定频率 f_N

我国规定额定工频为50Hz。

6. 额定转速 n_N

额定转速是指转子正常运行时的转速,单位为 r/min 。额定转速与额定频率的关系是

$$n_N = \frac{60f_n}{p}$$

7. 额定功率 η_N

额定效率是指发电机在额定状态下运行的效率。

此外,铭牌上还标明相数、极数、温升、额定励磁电压和励磁电流等。

第三节 异步电动机

异步电动机是交流电机的一种。它也是可逆的。但据其特点和性能,主要用作电动机。异步电动机的应用十分广泛,它遍及工农业和民用电器的各个部门。据统计,异步电动机的用电量占电网总负载的60%以上。在发电厂中,绝大部分厂用机械都用异步电动机拖动。厂用异步电动机用电占厂用电量的很大一部分,对发电厂安全、经济运行具有十分重要的作用。因此,了解和掌握异步电动机的构造特点、工作特性和起动操作等方面的知识和技能,对电气运行、检修人员来说,是非常必要的。

异步电动机的主要优点是结构简单、制造方便、价格低廉、运行可靠、效率较高、维护容易。它的缺点是功率因数较低、调速性能较差,所以在一些大功率、低转速或恒转速的机械中,异步电动机的应用就受到一定的限制。

一、异步电动机的基本工作原理

三相异步电动机定子上与同步电机相似,放置对称三相绕组,转子绕组是一个自身闭合的多相绕组,定子与转子之间有一个很小的气隙。图9-1-20所示为三相异步电动机工作原理示意图。当定子绕组接到三相交流电源时,定子三相绕组中的三相电

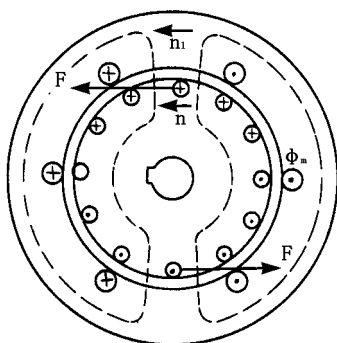


图 9-1-20 异步电动机工作原理示意图

流便在气隙中建立一个旋转磁场,其转速为

$$n_1 = \frac{60f_1}{p} \text{ (r/min)} \quad (9-1-2)$$

式中 n_1 ——同步转速;

f_1 ——定子电流频率;

p ——旋转磁场磁极对数。

旋转磁场以转速 n_1 逆时针方向旋转时,转子绕组各导体便被旋转磁场切割而产生感应电势。因转子绕组自成闭合回路,所以就有感应电流流过。根据右手定则,可判断转子导体中电势和电流的方向如图 9-1-20 所示。根据电磁力定律,转子的载流导体在旋转磁场中必然受到电磁力的作用,电磁力的方向按左手定则判定。电磁力所形成的电磁转矩的方向与旋转磁场的转向相同,驱动转子沿着逆时针方向加速旋转,直至电磁转矩与负载转矩平衡时,异步电动机的转子转速便处于某一稳定值 n 。

异步电动机转子转速一般总是小于旋转磁场的同步转速,即 $n < n_1$ 。这是因为转子和旋转磁场之间必须有相对运动,转子绕组里才能感应电势和电流,产生电磁转矩。可见异步电动机靠自身的电磁转矩不可能使转子的转速达到同步转速,“异步”因而得名。

同步转速 n_1 与转子转速 n 的差值 Δn 称为转差,即 $\Delta n = n_1 - n$ 。通常将转差($n_1 - n$)与同步转速 n_1 的比值称为异步电机的转差率,用 s 表示,即

$$s = \frac{n_1 - n}{n_1} \quad (9-1-3)$$

转差是异步电动机产生电磁转矩的必要条件。转差率是异步电机的一个基本参数,它的大小反映了异步电机转子转速的高低,当电动机转子尚未转动的瞬间, $n = 0$, $s = 1$;当电动机处于理想的空载状态时, $n = n_1$, $s = 0$,当然这种状态在电动机实际运行中是不存在的。异步电动机的转速范围为 $n = 0 \sim n_1$,相应的转差率范围为 $s = 1 \sim 0$ 。正常运行的异步电动机,转差率很小,一般 $s = 0.01 \sim 0.06$ 。

顺便指出,异步电机除电动机运行状态外,还可能有以下两种运行状态:一种是异步电机转子由原动机驱动,使其转速 n 与 n_1 同方向并且超过 n_1 ,即 $n > n_1$,电机便进入发电机运行状态,从理论上说,异步电机以发电机状态运行时 s 值的范围为 $-\infty < s < 0$;另一种是异步电机转子被一个外加转矩驱动以转速 n 逆着 n_1 方向旋转,电机便进入电磁制动运行状态,此时 n 取负值,则电磁制动状态运行时 s 值的范围为 $1 < s < \infty$ 。电磁制动状态时,电磁转矩对外加转矩是制动性质的。

二、异步电动机的基本结构

异步电动机按定子相数可分为单相和三相两类,按转子绕组型式可分为笼型和绕线型两类,按防护型式可分为开启式、防护式、封闭式等类。尽管异步电动机的系列、品种、规格很多,但各类异步电动机的基本结构主要都是由定子和转子两大部分组成,定、转子

之间是空气隙 此外还有端盖、轴承、机座、风扇等部件。下面对异步电动机的定子、转子和气隙作一简要介绍。

(一) 定子

异步电动机的定子主要由定子铁心、定子绕组和机座三部分组成。定子铁心是电动机主磁路的一部分。为了减少定子铁心里的铁损耗,铁心一般采用 0.5mm 厚的硅钢片叠压而成,硅钢片两面涂绝缘漆作为片间绝缘。定子铁心内圆表面开有槽,用以嵌放定子电枢绕组。绕组与铁心之间要有可靠的绝缘。槽口用槽楔将绕组压紧。

小型异步电动机的定子绕组用漆包圆铜线或铝线绕制而成;大、中型异步电动机的定子绕组多采用扁铜线或扁铝线制成线圈再嵌入定子槽内。定子绕组的构成原则和连接方式与同步电机相同。

机座由铸铁制成,主要是用来固定定子铁心,端盖轴承式电机还要支撑电机的转子。

(二) 转子

异步电动机的转子由转子铁心、转子绕组和转轴组成。转子铁心呈圆柱体,也是电机主磁路的一部分,它用 0.5mm 厚开有槽的硅钢片叠压而成。整个转子铁心套装在转轴上。转子铁心槽内嵌放转子绕组。转子绕组分笼型和绕线型两种。

1. 笼型转子

在转子铁心的每个槽内装入一根导体,所有导体的两端用端环加以连接,构成一个自成短路形同圆笼的绕组。导体的材料有铜的,也有铝的。图 9-1-21(a)所示为铜导体的笼型转子绕组,是把裸铜条插入转子铁心槽中后,将其两端焊接在铜制的端环上。图 9-1-21(b)所示为铸铝转子绕组,制造时是把铝溶液直接浇铸在转子铁心的槽内,导体、端环和风扇一次铸成。

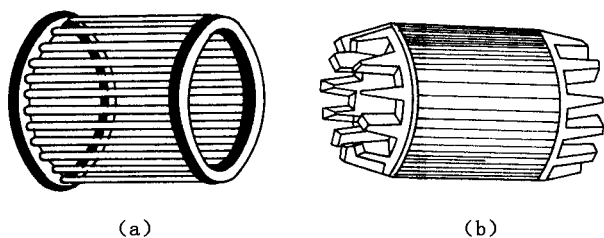


图 9-1-21 笼型转子
(a)铜条转子绕组 (b)铸铝转子

笼型转子形成一个坚实整体,结构简单且牢固,所以应用最为广泛。笼型异步电动机的整体结构如图 9-1-22 所示。

2. 绕线型转子

绕线型转子绕组是与定子绕组相似的对称三相绕组。大、中容量电动机的转子三相绕组都采用星形连接,三条引线分别接到固定在轴上的三个彼此绝缘的铜制集电环上,用一套电刷装置与外电路相接,如图 9-1-23 所示。转子电路中接入附加变阻器是为

了改善电动机的起动性能和调速性能。当电动机起动完毕,进入一般工作状态,而且不需调速时,转子绕组端头应予短路。有些电动机装有专门的提刷装置,可将电刷提起,并同时三个集电环短接,以减少电刷磨损以及摩擦损耗。

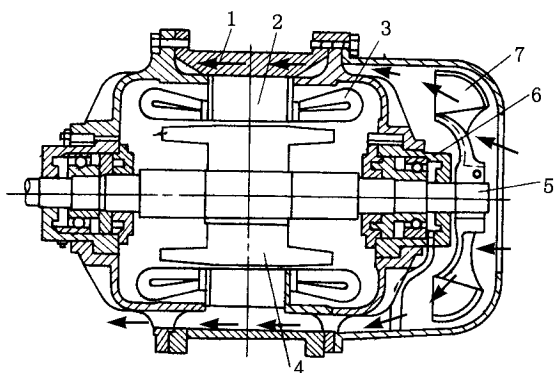


图 9-1-22 笼型异步电动机的结构

1—电机外壳 2—定子铁心 3—定子绕组 4—转子 5—转轴 6—轴承保护盖 7—风扇

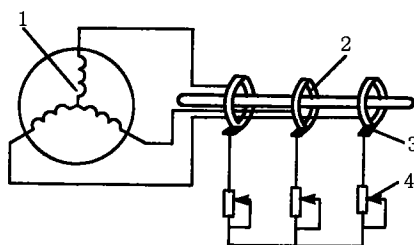


图 9-1-23 绕线型转子绕组与外电路的连接

1—转子绕组 2—集电环 3—电刷 4—变阻器

绕线型电动机的起动性能较好,并能实现小范围调速,但其结构较复杂,价格较贵,运行可靠性较差。绕线型异步电动机的整体结构如图 9-1-24 所示。

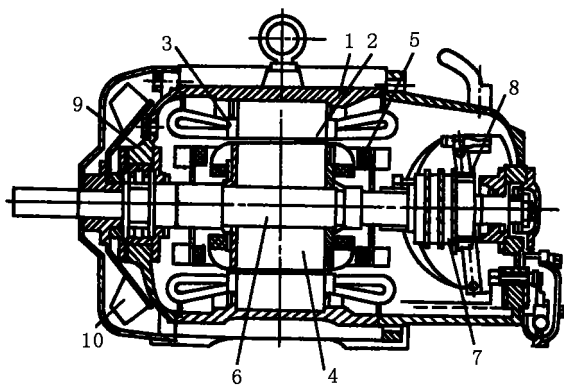


图 9-1-24 绕线型异步电动机的结构

1—电机外壳 2—定子铁心 3—定子绕组 4—转子铁心 5—转子绕组;
6—转子轴 7—集电环 8—短接装置 9—轴承保护盖 10—风扇

3. 气隙

异步电动机的气隙比同容量的其他电动机小得多,这是其结构特点之一。减小气隙可以减小电机磁路的磁阻,从而减少建立旋转磁场所需的定子励磁电流,并提高电动机的功率因数。但由于受到转子装配偏心值的限制,气隙也不能太小。一般小型电动机的气隙为 0.35~0.5mm,大型电动机的气隙为 1~1.5mm。

三、异步电动机的铭牌

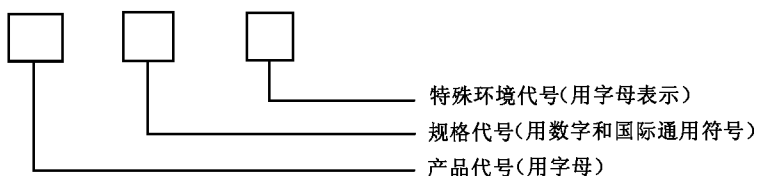
异步电动机的铭牌上,标明其型号、额定值和有关技术数据。

表 9-1-4 铭 牌

三 相 异 步 电 动 机					
型号	Y112M-4	电压	380V	接法	△
容量	4kW	电流	8.8A	工作方式	连续
转速	1440r/min	功率因数	0.82	温升	80℃
频率	50Hz	绝缘等级	B	重量	
× × 电机厂		产品编号	出厂	年	月 日

(一) 型号

产品型号是为了简化对产品名称、规格、型式等的叙述而引入的一种代号,由汉语拼音大写字母、国际通用符号和阿拉伯数字组成。电机产品型号的组成形式为



产品代号主要由类型代号和特点代号组成。例如 Y 表示异步电动机, YR 表示绕线型异步电动机, YK 表示大型高速异步电动机, YL 表示立式异步电动机。

规格代号由中心高(mm)或铁心外径(mm)、机座号、铁心长度或功率、磁极数等组成。规格代号的表示方法对中小型异步电动机和大型异步电动机是不同的。中小型异步电动机的规格代号由四部分组成:第一部分数字表示机座中心高;第二部分字母为机座长度代号(S 表示短机座、M 表示中机座、L 表示长机座);第三部分数字为铁心长度代号;第四部分横线后的数字为电动机的极数。例如 Y200L1—2 表示中心高为 200mm,长机座, # 1 铁心长, 2 极的笼型异步电动机。大型异步电动机则以功率(kW)—极数/定子铁心外径(mm)表示。例如 YL630—10/1180 表示功率为 630kW, 10 极, 定子铁心外径为 1180mm 的大型立式笼型异步电动机。但有的也用定子铁心外径(cm)—定子铁心长度

(cm)一极数表示,则上述电动机型号也可写成 YL118/41—10。

(二) 额定值

1. 额定功率

额定功率是指电动机在额定情况下运行时轴上输出的机械功率,单位是 kW。

2. 额定电压 U_N

额定电压是指电动机额定运行时,外施于定子绕组上的线电压,单位是 V。

3. 额定电流 I_N

额定电流是指电动机在额定电压下,轴上有额定功率输出时,定子绕组中的线电流,单位是 A。

4. 额定频率 f_N

额定频率是指电动机在额定运行时的频率,单位是 Hz。

5. 额定转速 n_N

额定转速是指电动机在额定电压、额定频率下,轴端输出额定功率时转子的转速,单位是 r/min。

6. 额定功率因数 $\cos\varphi_N$

额定功率因数是指电动机在额定负载时,定子边的功率因数。

据上述额定值的定义可知,三相异步电动机的额定功率

$$P_N = \frac{1}{1000} \sqrt{3} U_N I_N \eta_N \cos\varphi_N$$

式中 η_N 为额定情况下的效率。

(三) 接法

接法是指电动机在额定电压下,定子绕组应采用的连接方法。

大、中型高压异步电动机三相绕组常接成星形,只有三根引出线。中、小型低压异步电动机,通常把三相绕组的六根出线端都引到接线盒上,三个始端用 U_1 、 V_1 、 W_1 表示,三个末端用 U_2 、 V_2 、 W_2 表示,根据需要可接成星形或三角形,如图 9-1-25 所示。这样可使电机适用于两种不同的电源电压。如铭牌上给出额定电压 380/220V,接法为 Y/d,这表明定子每相绕组的额定电压是 220V,如果电源线电压是 220V,定子绕组则应接成三角形;如果电源线电压是 380V,则应接成星形。又如铭牌给出额定电压 380V,接法为三角形,这表明定子每相绕组的额定电压是 380V,适用于 380V 的电源线电压。

(四) 温升

温升是电动机运行时温度高出环境温度的数值。容许温升的大小与电动机采用的绝缘材料的耐热性能有关,即与所用绝缘材料的等级有关。如采用 B 级绝缘的电机,允许温升为 80°C。

(五)工作方式

工作方式是指电动机允许持续使用的时间,通常分为“连接”、“短时”、“断续”三种。“短时”工作方式的电动机只允许在规定的时间内按额定运行。“断续”工作方式的电动机只能间歇运行,即按一定周期重复运行,每周期包括一个额定负载时间和一个停止时间,额定负载时间与一个周期之比称为负载持续率,用百分数表示。标准的负载持续率为15%、25%、40%、60%,每个周期为10min。

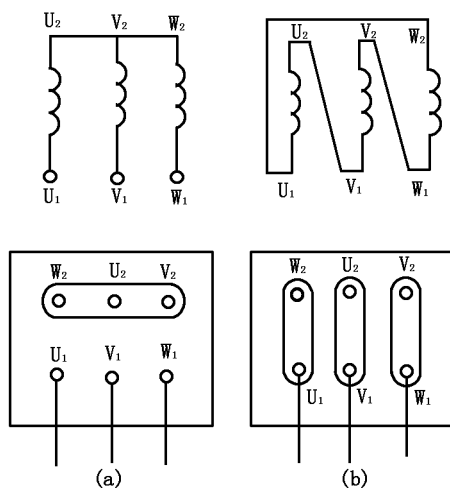


图 9-1-25 中、小型异步电动机绕组接线图

绕线型异步电动机还常标明转子绕组接法、转子绕组的开路电压和额定电流,以便配用附加变阻器。

第四节 直流电机

直流电机也是实现机电能量转换的一种旋转电机。顾名思义,直流电机作为电动机运行时,将直流电能转换为机械能。作为发电机运行时,则将机械能转换为直流电能。

与交流电动机相比,直流电动机具有优良的起动和调速性能,起动转矩较大,且能实现频繁的快速起动、反转和制动,能在较宽的范围内进行平滑的无级调速。因此,凡要求在宽广范围无级调速,或者要求较大起动转矩的机械都采用直流电动机作为动力。小容量的直流电动机广泛应用于自动控制系统中。

直流发电机用作直流电源,具有输出电压便于精确调节和控制的优点。常用来作为直流电动机的电源,化学工业中电解、电镀的低压大电流电源,中小型同步发电机的励磁电源等。

直流电机的主要缺点是制造工艺复杂,成本较高,运行维护工作量较大等。

一、直流电机的工作原理

图 9-1-26(a) 和 (b) 所示为一台两极直流电机的剖面示意图和工作原理图。在定子内圆周上装有成对的磁极, 其励磁绕组中通以直流电流以产生主磁场。转子由圆柱形铁心构成, 称为电枢铁心, 铁心槽内嵌放电枢绕组。实际的电枢绕组由若干个线圈按一定规律连接而成, 每一个线圈称为绕组元件。绕组元件的两个有效边通过端接线分别接到两个彼此绝缘的换向片上。为了把旋转着的电枢绕组与外电路接通, 特别装置了固定不动的电刷, 通过与换向片的滑动接触, 将直流电流引出(作发电机时)或引进(作电动机时)。为便于分析起见, 图 9-1-26 所示的电枢绕组只有一个绕组元件。现以发电机为例说明直流电机的工作原理。

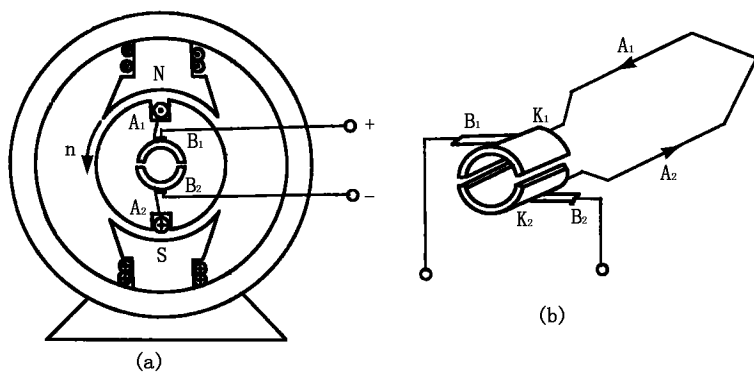


图 9-1-26 直流发电机原理图
(a)剖面示意图 (b)元件的换向片示意图

当原动机拖动电枢依一定方向旋转时, 绕组元件的两个有效边将切割定子磁场而产生感应电势, 每个有效边中感应电势的方向仅仅取决于它处于哪个极性的磁极下面。由于绕组元件边 A_1 和 A_2 随着电枢的旋转, 将依次从一个磁极下转到另一个磁极下, 所以对任意一个有效边来说, 其中的感应电势的方向是交变的, 如图 9-1-27 所示虚线。参看图 9-1-26 可知, 任意一个有效边只要进入 N 极下面, 其感应电势方向总是垂直离开纸面, 即 \odot ; 同理, 只要进入 S 极下面, 其感应电势方向垂直指向纸面, 即 \otimes 。由于元件边 A_1 和 A_2 通过各自的换向片与固定不动的电刷 B_1 和 B_2 交替接触, 电刷 B_1 总是同进入 N 极下的元件边接触, 电刷 B_2 则总是同进入 S 极下的元件边接触, 因此, 虽然元件边中感应电势方向是交变的, 而两个电刷间得到的感应电势方向则是不变的, 如图 9-1-27 所示的实线。由此可知, 直流发电机电枢绕组的感应电势是交变的, 通过换向作用, 才得到电刷间方向不变的电势。如果接通外电路, 发电机便向负载输出方向不变的电流。

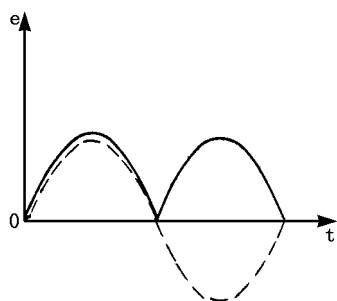


图 9-1-27 绕组元件电势和电刷间电势波形图

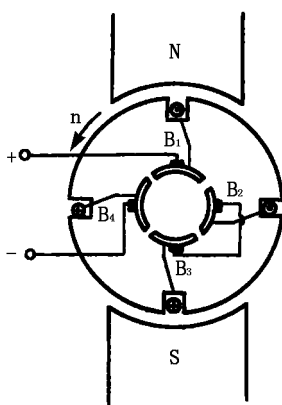


图 9-1-28 有两个绕组元件的直流发电机原理图

上述单绕组元件的直流发电机,虽然可以获得电刷间恒定方向的感应电势,但其大小是变化的,而且波动很大,不符合实用要求。为使电势的波动程度减小,可以在电枢上适当增加绕组元件数。例如,在电枢上绕两个互成直角布置的绕组元件,换向器也由 4 个换向片组成,每一绕组元件的两个有效边分别接至两个换向片,如图 9-1-28 所示。这里采用两组电刷(实际的电机电刷数并不随绕组元件而增加),并将电刷 B_2 和 B_3 连在一起,电刷 B_1 和 B_4 接外电路。这样实际上是把两个绕组元件串联起来。换向之后,半波电势将相差 90° ,在电刷 B_1 和 B_4 间得到的合成电势如图 9-1-29 所示,其波动程度已显著减小。不难想象,若在电枢上安排更多的绕组元件,并相应增加换向片数,就可获得很接近恒值的直流电势。

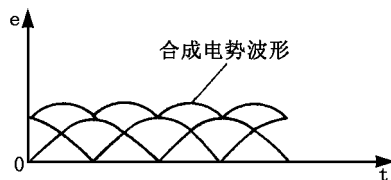


图 9-1-29 两个绕组元件的合成电势波形

直流发电机接上负载时,电枢电流与定子磁场相互作用产生电磁转矩,由左手定则可知此电磁转矩是反对电枢旋转的,原动机为了保持电枢恒速旋转,就必须克服此电磁转矩而作功。正因为如此,发电机才有可能从原动机吸取机械能并转换成电能。

直流电机作为电动机运行时,将直流电源的正负极通过电刷 B_1 、 B_2 加在电枢绕组上。由于电刷 B_1 总是与进入 N 极下面的绕组元件边相接触,电刷 B_2 总是与进入 S 极下面的绕组元件边相接触,就使得处于任意一个磁极下面的绕组元件边中的电流总是一个方向。这样电枢绕组的电流与定子磁场相互作用而产生的电磁转矩就有恒定的方向,从而驱动电枢旋转。旋转的电枢绕组元件又切割定子磁场而感生电势,这是一个反电势。

应当注意到,虽然加在电刷间的电源电压是直流电压,但通过换向器的转换作用,电枢绕组元件中的电流却是交变的。这是因为任意一个元件边都要从一个磁极转入另一异性磁极,元件边中的电流方向也就随之改变。由此可知,直流电机不论其为发电机状态,或为电动机状态,电枢绕组中的电势和电流都是交变的。所谓“直流”是指通过电刷两端输出或输入的电压和电流而言的。

二、直流电机的基本结构

直流电机的剖面图和结构示意图,分别如图 9-1-30 和图 9-1-31 所示。由于直流电机需要换向,故以转子为电枢。定子包括主磁极、换向磁极、机座、端盖、电刷装置等部件。转子包括电枢铁心、电枢绕组、换向器、风扇、转轴等部件。下面,对其中一些主要部件作简要说明。

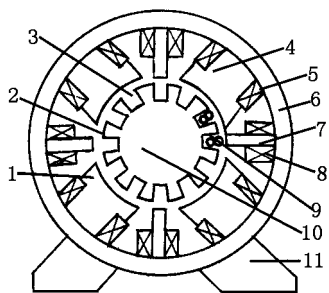


图 9-1-30 直流电机剖面图

- 1—极掌 2—电枢齿 3—电枢槽;
4—极身 5—励磁绕组 6—定子铁轭;
7—换向极 8—换向极绕组 9—电枢绕组;
10—电枢铁心 11—底座

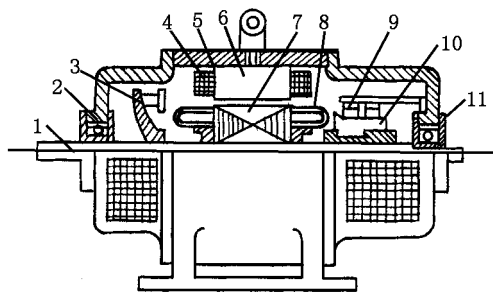


图 9-1-31 直流电机结构示意图

- 1—转轴 2—端盖 3—风扇 4—励磁绕组;
5—机座 6—主磁极 7—电枢铁心;
8—电枢绕组 9—电刷;
10—换向器 11—轴承

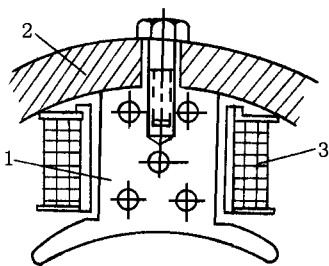


图 9-1-32 主磁极

- 1—铁心 2—机座 3—励磁绕组

(一)主磁极

主磁极由磁极铁心和励磁绕组组成,如图 9-1-32 所示。磁极铁心常用低碳薄钢板冲成一定形状,叠压后用铆钉紧固。磁极靠近电枢一端的伸展部分称为极靴,它对励

励磁绕组起支撑作用,且使气隙磁通有较好的分布。整个磁极用螺钉固定在机座上。励磁绕组通常用圆形截面或矩形截面的绝缘导线绕制而成,套装在磁极铁心上。各磁极的励磁绕组一般采用串联,并使励磁绕组中通入励磁电流时,沿定子圆周排列的主磁极交替地出现 N 极性和 S 极性。

(二) 换向磁极

换向磁极是安装在相邻两个主磁极之间的一个小磁极,它的作用是改善电流换向,使电机运行时电刷下不产生有害的火花。换向磁极亦由磁极铁心和套装在铁心上的绕组构成。铁心一般用整块钢或厚钢板制成。因换向磁极绕组总是与电枢绕组串联,需承受较大的电流,故需用截面较大的绝缘导线绕制,而且匝数不多,如图 9-1-33 所示。整个换向磁极用螺钉与机座固定。

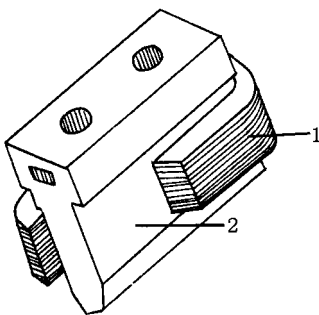


图 9-1-33 换向磁极

1—绕组 2—铁心

(三) 机座

机座的作用是固定主磁极、换向磁极和端盖等部件,并作为电机磁路的一部分。用铸钢或厚钢板制成,要求有良好的导磁性能和足够的机械强度。

(四) 电枢铁心

电枢铁心用以固定电枢绕组,同时又是电机磁路的一部分,通常用 0.5mm 厚且冲有齿和槽的硅钢片叠成。中小型电机的铁心直接压装在转轴上,大中型电机的铁心则通过电枢支架固定在转轴上。

(五) 电枢绕组

电枢绕组由圆形或矩形截面的绝缘铜线绕制而成,嵌放在电枢铁心槽内,槽口用槽楔锁住,伸出槽外的绕组端部,用玻璃丝带或非磁性钢丝扎紧。每个绕组元件的首末端分别与换向片相接。绕组元件之间按一定规律连接组成电枢绕组。

(六) 换向器

换向器是直流电机的特有部件,它的作用是把直流发电机电枢绕组中感应的交流电势转换为电刷间的直流电势;或把外加于直流电动机电刷间的直流电流转换成电枢绕组

中的交变电流。换向器外表呈圆筒形,由若干用硬质电解铜制作的带有鸠尾的换向片围成,如图 9-1-34 所示。相邻换向片之间均垫以云母绝缘片。换向片圆筒的一端固定在 V 形环轴套上,另一端用 V 形环压紧。换向片与 V 形环轴套和 V 形环之间均有云母绝缘。每个换向片一端的凸起部分开有槽口,用以焊接绕组元件的线端。

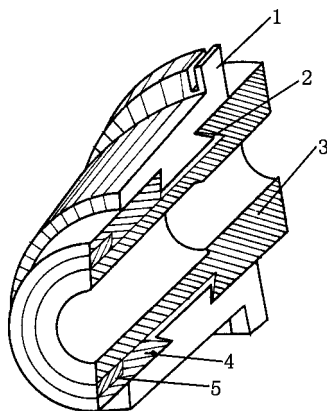


图 9-1-34 换向器

1—换向片 2—云母环 3—轴套 4—V 形环 5—压环

(七)电刷装置

电刷装置是将直流电引出或引入的装置,它由电刷、刷握、刷杆和刷杆座等零件组成。电刷为石墨制成的导电块,置于刷握内,其上压以弹簧,以保证电刷与换向器表面有良好的接触。刷握固定在刷杆上,用铜辫线把电刷与刷杆相连,如图 9-1-35 所示。刷杆装在刷杆座上,彼此之间绝缘。刷杆座安装在端盖或机座上,它的位置可以移动,以便调整电刷。同极性的刷杆同汇流条连在一起并引到电机出线盒上。

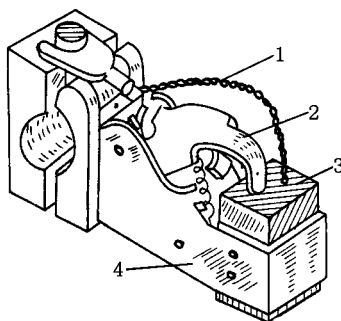


图 9-1-35 电刷与刷握

1—铜辫线 2—压紧弹簧 3—电刷 4—刷握

三、直流电机的铭牌

直流电机的铭牌标明了电机的型号和额定值。

(一) 型号

直流电机产品的型号一般采用一个或几个汉语拼音字母后跟几个数字来表示。字母表示电机的结构特点和使用范围,数字表示电机的尺寸和规格。例如,ZF表示一般用途的直流发电机,Z表示一般用途的直流电动机。

(二) 额定值

1. 额定功率 P_N

直流电机的额定功率,对发电机是指出线端输出的电功率,即

$$P_N = U_N I_N$$

对电动机是指轴上输出的机械功率,即

$$P_N = U_N I_N \eta_N$$

式中 U_N ——额定电压;

I_N ——额定电流;

η_N ——额定效率。

额定功率的单位为 W 或 kW。

2. 额定电压 U_N

额定电压是指在额定运行状态下,发电机供给负载的端电压或电动机两端所加的电压,单位为 V。

3. 额定电流 I_N

额定电流是指发电机带额定负载时的输出电流,或电动机带额定机械负载时的输入电流,单位为 A。

4. 额定转速 n_N

额定转速是指额定运行状态下的转速,单位为 r/min。

5. 励磁方式

励磁方式是指主磁极励磁绕组的供电方式以及它与电枢绕组的连接方式,如他励、并励、串励、复励等。

6. 额定励磁电流

额定励磁电流对发电机而言是指出线端电压、电流均为额定值时的励磁电流;对电动机而言是指线端加上额定电压、输入额定电流、转速为额定值时的励磁电流。

此外,铭牌上还标有额定转矩、额定温升、额定效率等数据。

第二章 电机的安装

第一节 电动机的安装

电动机的安装质量直接影响它的安全运行。如果安装质量不好,不仅会缩短电动机的寿命,严重时还会损坏电动机和被拖动的机器。例如电动机与被拖动的机器之间传动联接不好,平衡校正不好,则电动机运行后,马上会出现过负荷,使电动机过热,甚至损坏电动机。电动机运行中的很多不正常情况多是因为安装质量造成的毛病。所以电动机安装质量非常重要。

电动机安装的工作内容主要包括设备的起重、运输、定子、转子、转承座和机轴的安装和调正工作。以及电动机绕组接线、电动机干燥等工序。电动机容量大小不同,其安装工作内容也有所区别。

一、电动机的搬运

电动机搬运时不准用绳子套在轴上或滑环、换向器上搬运,也不要穿过电机的端盖孔来抬电动机。在搬运过程中应特别注意,不能使电动机受到损伤、受潮或弄脏。如果电动机由制造厂装箱运来,在没有运到安装地点前,不要开箱,宜存放在干燥、清洁的仓库或厂房内。就地保管时,应有防潮、防雨、防尘等措施。中、小型电动机从汽车或其他运输工具上卸下来时,可用起重机械。如果没有起重机械时,可在地面与汽车间搭斜板,将电机平推在斜板上,慢慢地滑下来。但必须用绳子将电机拖住,以防滑动太快或滑出木板及冲击在地面上。重量在 100kg 以下的电动机,可用铁棒穿过电动机上的吊环,由人力搬运。搬运中所用的机具、绳索、杠棒必须牢固,不能有丝毫马虎。如果搬运中使电动机转轴弯曲扭坏,使电机内结构变动,将直接影响电动机使用,而且修复很困难。

二、电动机安装前检查

电动机安装之前应进行仔细检查和清扫。

1. 检查电动机的功率、型号、电压等规格是否与设计相符。

2. 检查电动机有无损伤,风罩风叶是否完好,转子转动是否灵活,轴向窜动是否超过规定的范围。

3. 检查电动机的润滑脂,应无变色、变质及硬化等现象。其性能应符合电机工作条件。

4. 测量滑动轴承电机的空气间隙,其不均匀度应符合产品规定。若无规定时,各点空气间隙的相互差值不应超过10%。

5. 电机的引出线与接线端子连接应良好,接线端子编号齐全。

6. 拆开接线盒,用万用表测量三相绕组是否有断路。

7. 用兆欧表测量电动机的各相绕组之间以及各相绕组与机壳之间的绝缘电阻。如果电动机的额定电压在500V以下,则使用500V兆欧表测量,其绝缘电阻不应低于 $0.5\text{M}\Omega$,如不能满足,应对电动机进行干燥处理。

8. 对于绕线式电动机需检查电刷的提升装置。提升装置应标有“启动”、“运行”的标志,动作顺序应是先短路集电环,然后提升电刷。

9. 电动机在检查中,如有下列情况之一时,应进行抽芯检查:

- (1) 出厂日期超过制造厂保证期限者
- (2) 经外观检查或电气试验,质量有可疑时;
- (3) 开启式电动机经端部检查有可疑的
- (4) 试运转时有异常情况者。

电动机抽芯检查时,应符合下列要求:

(1) 电机内部清洁无杂物;

(2) 电机的铁芯、轴颈、滑环和换向器等应清洁,无伤痕、锈蚀现象,通风孔无阻塞;

(3) 线圈绝缘层完好,绑线无松动现象;

(4) 定子槽楔应无断裂、凸出及松动现象;

(5) 转子的平衡块应紧固,平衡螺丝应锁牢,风扇方向应正确,叶片无裂纹;

(6) 磁极及铁轭固定良好,励磁线圈紧贴磁极,不应松动;

(7) 鼠笼式电动机转子导电条和端环的焊接应良好,浇铸的导电条和端环应无裂纹;

(8) 电机绕组连接正确、焊接良好;

(9) 直流电动机的磁极中心线与几何中心线应一致;

(10) 检查电机的滚珠(柱)轴承应符合:轴承工作面光滑清洁,无裂纹或锈蚀,轴承的滚动体与内外圈接触良好,无松动,转动灵活无卡涩;加入轴承内的润滑脂,应填满其内部空隙的 $2/3$,同一轴承内不得填入两种不同的润滑脂。

10. 电动机的换向器或滑环应符合下列要求:

(1) 换向器或滑环表面应光滑,无毛刺、黑斑、油垢。如果换向器的表面不平程度达到 0.2mm 时应进行车光;

(2) 换向器片间绝缘(云母片)应凹下 0.5mm ~ 1.5mm。整流片与线圈应焊接良好。

11. 电刷的刷架、刷握及电刷的安装应符合下列要求:

(1) 同一组刷握应均匀排列在同一直线上;

(2) 各组电刷应在换向器的电气中性线上;

(3) 刷握的排列,一般应是相邻不同极性的一对刷架彼此错开。

12. 对于多速电机,其结线组别、极性应正确;联锁切换装置应动作可靠;有操作程序的电机应符合产品规定,电源切换开关应符合规范要求。

三、电动机的安装与校正

(一) 电动机底座基础的建造

电动机底座的基础一般用混凝土浇筑或用砖砌成,其基础的形状如图 9-2-1 所示。

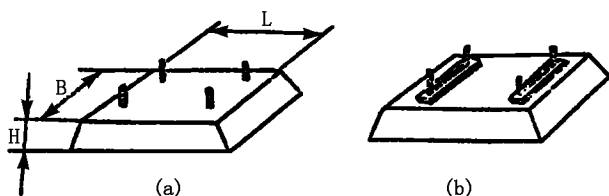


图 9-2-1 电动机的基础

基础高出地面 H 一般为 100 ~ 150mm, B 和 L 的尺寸,应按电动机机座安装尺寸决定,每边一般比电动机底座宽 100 ~ 150mm,以保证埋设的地脚螺栓有足够的强度。基础的承重一般不小于电动机重量的 3 倍。

浇筑基础前,应先挖好基坑,并夯实坑底,防止基础下沉,接着用石块铺平,用水淋透,然后把基础模板放在上面,并埋进地脚螺栓,基础模板如图 9-2-2 所示。在浇筑混凝土时,要保持地脚螺栓距离不变和上下垂直,保证与电动机底座螺孔距离相符。浇筑的速度不宜太快,并要用铁钎捣固。混凝土浇好后,用草袋盖在基础上,避免太阳直晒,并要经常洒水,养护 7d 后,便可拆除基础模板,再继续养护 10 ~ 15d 后,才能安装电动机。砖砌基础要在安装前 7d 做好。基础不能有裂纹,基础面应平整。

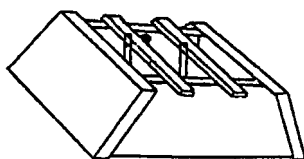


图 9-2-2 基础浇注模板

(二)地脚螺栓的埋设方法

为了保证地脚螺栓埋得牢固,螺栓的六角头一端,应开成人字形开口,如图 9-2-3 所示。埋入长度一般是螺栓直径的 10 倍左右,人字开口长度约是埋入长度的一半左右。埋设不可倾斜,待电动机紧固后地脚螺栓应高出螺母 3~5 扣。

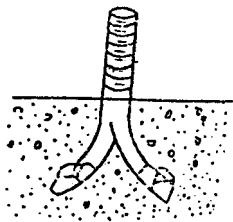


图 9-2-3 地脚螺栓的埋设

(三)电动机安装

安装电动机时,重量在 100kg 以下的电动机,可用人力抬到基础上,比较重的电动机,应用起重机或滑轮、手拉葫芦等器具将电动机吊装就位。为了防止震动,安装时应在电动机与基础之间垫一层质地坚韧的硬橡皮等防震物;四个地脚螺栓上均要加弹簧垫圈,拧紧螺母时要按对角交错次序拧紧,每个螺母要拧得一样紧。

穿导线和钢管应在浇混凝土前埋好,连接电动机的一端钢管管口离地不低于 100mm,并应尽量靠近电动机的接线盒,最好用软管伸入接线盒,如图 9-2-4 所示。

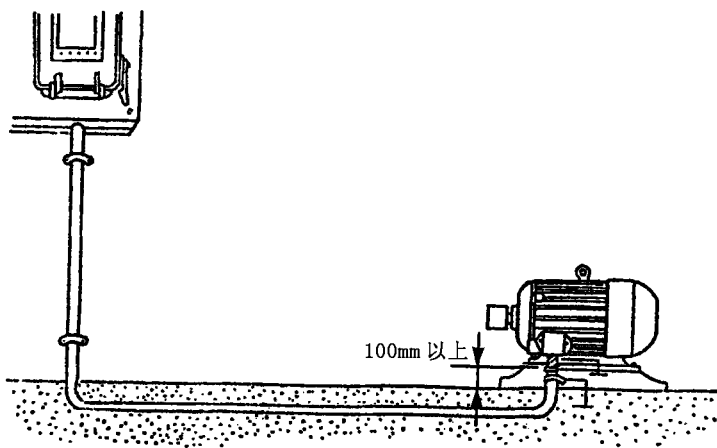


图 9-2-4 钢管埋入混凝土内

(四)电动机的校正

电动机的水平校正,一般用水平仪(水准器)进行,并用 0.5~5mm 厚的钢片垫在机座下,来调整电动机的水平。

四、电动机传动装置的安装和校正

电动机传动装置若安装不好,会增加电动机的负载,使电动机过电流,严重时甚至会烧坏电动机的绕组和损坏电动机的轴承。

电动机的传动形式一般有齿轮传动、皮带传动和联轴器(靠背轮)传动等。

(一) 齿轮传动装置的安装和校正

1. 齿轮传动装置安装

(1) 安装的齿轮与电动机要配套,转轴纵横尺寸要配合安装齿轮的尺寸。

(2) 所装齿轮与传动的齿轮要配套,如模数、直径和齿形等。

2. 齿轮传动装置的校正

齿轮传动时,电动机的轴与被传动的轴应保持平行,两齿轮啮合应合适,可用塞尺测量两齿轮间的齿间间隙,如果间隙均匀,则表示两轴平行。

(二) 皮带传动装置的安装与校正

1. 皮带传动装置安装

(1) 两个皮带轮的直径大小必须配套,应按要求安装,不能将大小轮换错,否则会造成事故。

(2) 两个皮带轮要装在同一条直线上,两轴要装得平行,否则要增加传动装置的能量损耗,而且会损坏皮带,或者造成脱带事故。

2. 皮带轮传动装置的校正

用皮带轮传动时,必须使电动机皮带轮的轴和被传动机器皮带轮的轴保持平行,而且还要使两皮带轮宽度的中心线在同一直线上。

校正宽度中心线的方法如图 9-2-5 所示。

如果两个皮带轮宽度相等,可按图 9-2-5(a)所示方法,用 1 根弦线拉紧并紧靠两个皮带轮的端面,如果弦线均接触 A、B、C、D 四点,则表示皮带轮校正好。否则应进行调整。

如果两个皮带轮的宽度不同,可先用划针在两个皮带轮上画出它们的中心线,然后拉直一根弦线,一端紧靠在皮带轮的 A、B 两点轮缘上,如图 9-2-5(b)中虚线所示,再在 C 和 D 点用钢皮尺量出 I_c 和 I_D ,应使 $I_c + b_1 = I_D + b_1 = I_0$ 。这样就校正好。

(三) 联轴器(靠背轮)传动装置安装与校正

用联轴器传动的机组其转轴在电动机转子和被传动的机器轴的自身重量作用下,在垂直平面内有一挠度使轴有轻微弯曲。如果两相连机器的轴安装得绝对水平,那联接器的两接触面将不会平行,如图 9-2-6(a)所示。若在这种情况下把联接器连接起来,就会使电动机的和机器的两轴承受应力,使机组运转时发生震动。为了避免这种现象,应将两端轴承装得比中间轴承略高一些,使联轴器接触的两平面平行,如图 9-2-6(b)所

示。而且还要使这对转轴的轴线在联轴器处重合。

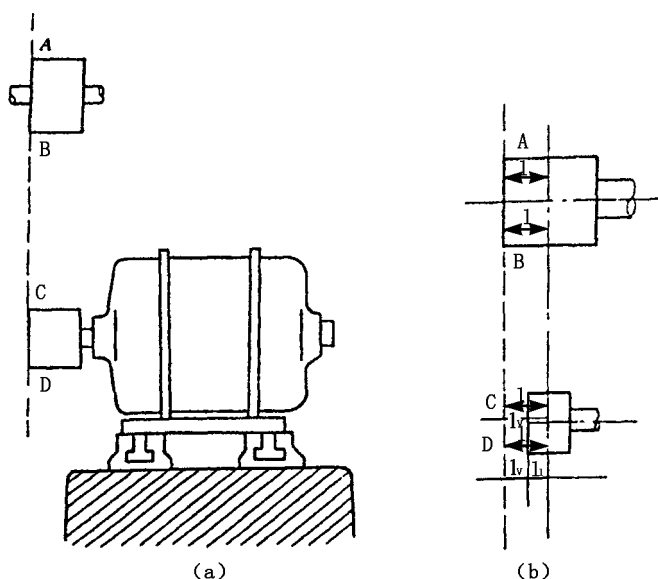


图 9-2-5 皮带轮校正方法

(a) 宽度相等的皮带轮校正方法 (b) 宽度不等的皮带轮校正方法

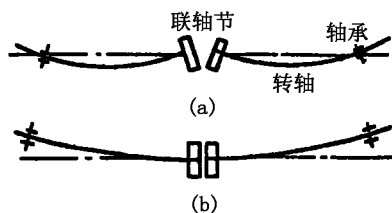


图 9-2-6 轴的弯曲

校正联轴器通常用钢板尺进行,如图 9-2-7 所示。用钢板尺搁在两半联轴器上,然后用手转动电动机转轴,旋转 180° ,看两半联轴器是否有高低,若有高低应予调整,直到高低一致时,表示电动机和机器的轴已处于同轴心状态。

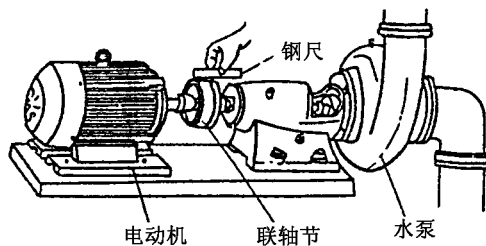


图 9-2-7 联轴节的安装和校正

五、电动机的接线

电动机三相定子绕组按电源电压的不同和电动机铭牌上的要求,可接成星形(Y)或三角形(Δ)两种形式的接线,如图9-2-8所示。

(一)星形接线

将电动机定子三相绕组的尾端U₂、V₂、W₂接在一起,首端U₁、V₁、W₁分别接三相电源,如图9-2-8(b)所示。

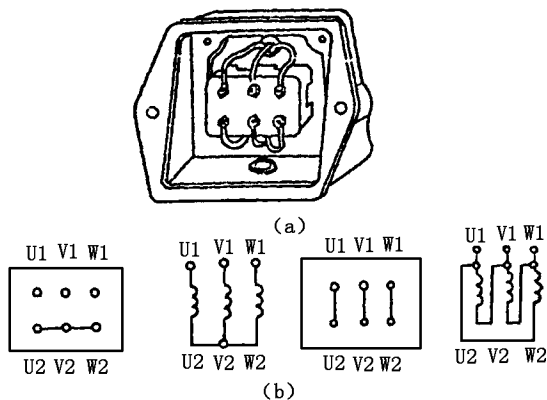


图9-2-8 三相定子绕组接线图

(a)接线盒 (b)定子绕组接线图

(二)三角形接线

将第一相的尾端U₂接第二相的首端V₁,第二相的尾端V₂接第三相的首端W₁,第三相的尾端W₂接第一相的首端U₁,然后将三个接点分别接三相电源,如图9-2-8(b)所示。

(三)电动机定子绕组首、尾端判别

如果电动机接线盒内端子编号已看不清楚,则可按下列方法判别电动机定子绕组的首尾端:

判别电动机定子绕组的首尾端:

(1)先用万用表判断出同一绕组的两个接线端子;

(2)按图9-2-9(a)接线判断出第一、二相绕组的首端和尾端。图9-2-9(a)中灯泡亮则表示二相绕组是头U₁→尾U₂→头V₁→尾V₂连接,如果灯泡不亮,那表示这二相绕组是头U₁→尾U₂→尾V₂→头V₁连接。

(3)按图9-2-9(b)接线判断出第三相的首端和尾端。原理同上。

六、电动机的干燥

电动机经过运输和保管,容易受潮,安装前必须检查绝缘情况,根据规范要求,对于

新安装的额定电压为 1000V 以下的电动机,其线圈绝缘电阻在常温下应不低于 0.5MΩ。额定电压为 1000V 及以上的电动机,在接近运行温度时定子线圈绝缘电阻应不低于每千伏 1MΩ,且其吸收比一般不应低于 1.2;转子绕组的绝缘电阻不应低于每千伏 0.5MΩ。绝缘电阻温度换算可参照发电机定子线圈绝缘电阻温度换算系数,见表 9-2-1。

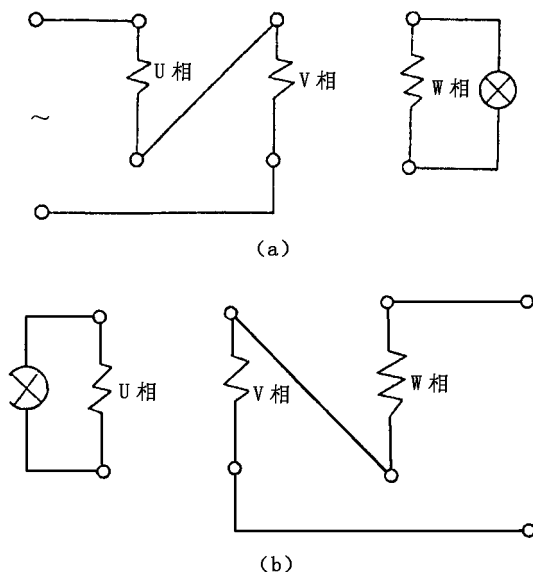


图 9-2-9 电动机定子绕组首尾端判别

表 9-2-1 发电机定子线圈绝缘电阻温度换算系数

定子线圈温度(℃)		70	60	50	40	30	20	10	5
换算系数	热塑性绝缘	1.4	2.8	5.7	11.3	22.6	45.3	90.5	128
	B 级热固性绝缘	4.1	6.6	10.5	16.8	26.8	43	68.7	87

注:当器身未能保持正压而密封无明显破坏时,则应根据安装及试验记录全面分析作出综合判断,决定是否需要干燥。

当电动机的绝缘电阻低于上述数值时,一般应进行干燥。但经耐压试验合格的额定电压 1000V 以上的电动机,当绝缘电阻值在常温下不低于每千伏 1MΩ 时可以不经干燥,即可投入运行。用兆欧表测量绝缘电阻时,在 60s 时所测得的电阻值 R_{60} 与在 15s 时所测得的电阻值 R_{15} 之比 R_{60}/R_{15} 称为吸收比。摇测绝缘电阻时,对 1000V 以下的电动机可用 500V 兆欧表,1000V 及以上的电动机应使用 1000V 兆欧表测量。

电动机干燥时,周围环境应清洁,机内的灰尘、脏物可用干燥的压缩空气吹净(气压不大于 200kPa)。电动机外壳应接地。为防止干燥时的热损失,可采取保温措施,但应有必要的通风口,以便排除电机绝缘中的潮气。

电动机干燥时,其铁芯或绕组的温度应缓慢上升,测量温度可用酒精温度计、电阻温度计或热电偶,不准使用水银温度计测量电动机温度,以防温度计破碎水银流入电动机

绕组,破坏绝缘。

在干燥过程中,应定期测量绝缘电阻值,做好记录,所使用的兆欧表不应更换,一般干燥开始时,每隔 1/2h 测量一次绝缘电阻值,温升稳定后,每隔 1h 测量一次。当吸收比及绝缘电阻达到规定要求,并在同一温度下经过 5 小时稳定不变时,干燥便可结束。

在电机干燥过程中,应特别注意安全。值班人员不得离开工作岗位,必须严密监视温度及绝缘情况的变化,防止损坏电机绕组和发生火灾。干燥现场应有防火措施及灭火器具(如 1211 灭火器等)。在干燥现场不得进行电焊和气焊,一定要保证安全。

电动机干燥的方法较多,下面介绍几种干燥方法。

(一)外部加热法

此种方法是利用外部热源,如红外线灯、大功率白炽灯等,对受潮的小型电动机进行烘烤。干燥时应将电动机前后端盖拆开。对大型电动机可使用加热器、通风机将热风吹入电动机内进行干燥。条件具备时还可将电动机放入烘干室内进行干燥。

外部加热法对受潮不严重的电动机效果较明显,对受潮严重的电动机干燥时间就较长,但可配合其它方法一起进行。外部加热法使用简便,条件要求不高,比较可靠,所以应用较多。在进行外部加热法时要注意不应使电动机绕组过于靠近加热器,以免产生局部过热现象。

(二)铜损干燥法

铜损干燥法是对电动机定子绕组通入低压单相交流电,利用绕组本身电阻发热进行干燥的方法。一般通入电流的大小为电动机额定电流的 50% ~ 70%。通电时先将电动机的三相定子绕组串联起来,然后接电源。如果电动机定子绕组出线头为 3 个,电源可接到两相端头上,经过一定时间加热干燥后,再将电源换接到另两个端头再进行干燥,这样轮流进行使定子各相绕组能均匀干燥。

也可以使用直流电对电机进行干燥,干燥时将电动机的三相绕组串联后接到直流电源。但此法对于严重受潮的电动机不宜采用,因直流电对严重受潮的绕组有电解作用。

(三)铁损干燥法

1. 铁芯感应干燥法

这种方法是在电机的定子上绕线圈,并通以单相交流电,使电机的定子铁芯内产生交变磁通,而使铁芯发热,干燥电机。如图 9-2-10 所示。

电机干燥前应将干燥现场打扫干净。材料、工具准备齐全,然后在电机定子上绕线圈。绕线时要注意,不能把电机的线圈压坏,绕线方向应一致。所用导线最好用橡皮绝缘线。绕线圈数和导线截面可参考有关资料进行计算。

2. 外壳铁损干燥法

这种干燥法是在电动机机壳上缠绕励磁线圈,通以单相交流电,使机壳内产生铁损达到加热的目的。此方法适用于容量较小,尺寸不大,并已安装好的电机。干燥接线图

如图 9-2-11 所示。励磁线圈的匝数可参考表 9-2-2。

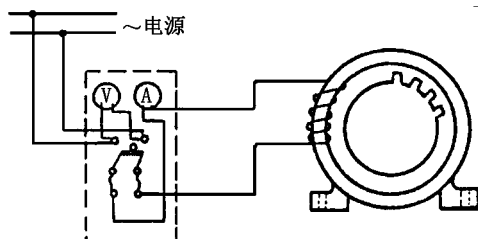


图 9-2-10 磁铁感应干燥法接线图

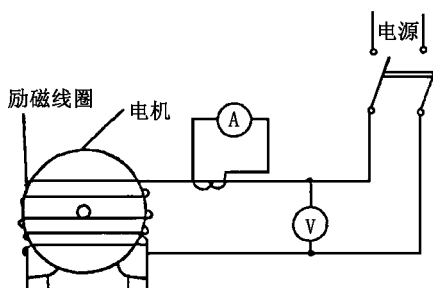


图 9-2-11 外壳铁损干燥法接线图

干燥时,最好采用电焊变压器作为电源,因其电压较低,还可以调节电流的大小。励磁线圈可以水平绕,也可以垂直绕,但绕线方向要一致。水平绕时,线圈的大部分应绕在机壳的下半部,使加热均匀。外壳最高温度不能高于 100°C ,内部温度应在 $60 \sim 80^{\circ}\text{C}$ 之间。温度要缓慢均匀升高到所需温度。

表 9-2-2 外壳铁损干燥法励磁线圈数据

电机数据			励磁线圈数据		
电压(V)	功率(kW)	转速(r/min)	电压(V)	匝数	电流(A)
500	40	960	25	8	120
6000	260	730	65	2×15	2×34
6000	500	1000	65	16	90
6000	1400	990	220	12	118
6000	1565	3000	25	6	200
6000	2500	1000	65	26	114

第二节 汽轮发电机的安装

一、概 述

汽轮发电机设备安装与悬吊式锅炉安装的工作性质不同、吊装方法也有所不同,它具有设备出厂整体性强,单件重量重,安装尺寸要求精确,接合面要求平整而严密,装配间隙小,单件检修吊装频繁等特点。因此,汽机设备虽然比锅炉设备数量少,但起重工艺要求精细,频繁操作要求正确,设备的搁置要求平衡和轻妥等,才能适应汽机设备安装的需要。

汽轮机设备主要包括汽轮机、发电机和附属设备三部分。

(一)汽轮机

随着汽轮发电机组容量的不断增大,汽轮机的汽缸也有单汽缸发展为多汽缸,不论单汽缸还是多汽缸汽轮机,都是由台板、汽缸、隔板与隔板套、轴承与轴承座、汽轮机转子、调速机构和油系统等几部分组成。

汽缸是由上、下汽缸组成一体构成蒸汽通道,下汽缸座在汽轮机台板上,并由不同方位的键销固定下汽缸的方位与膨胀方向。12.5万kW以上的超高压汽轮机的汽缸是由内、外缸组成,单汽缸汽轮机的高压侧与调速汽门连接,低压侧与凝汽器连接。多汽缸汽轮机的高压缸与调速汽门连接,高、中、低压缸之间由导汽管连接,低压缸与凝汽器连接,组成汽轮机部分的汽水系统。

隔板由上、下隔板组成,装在隔板套内,上隔板用压板固定,下隔板用销钉固定,它装在汽缸壁中。

汽轮机转子是由装置在轴上多道叶轮所组成,它搁置在轴承座上,转子的前轴承为推力和搁置综合轴承,既固定转子的上、下位置,又固定转子和隔板之间的位置。多缸汽轮机转子之间、汽轮机转子和发电机转子之间是用靠背轮法兰连接来传递功率的。在整个汽轮机设备中汽轮机转子是较精贵的部件,在安装中,吊装次数频繁。为此,制造厂专门提供起吊工具。

(二)发电机

发电机是由轴承座、静子、转子、励磁机、冷却器等部件组成。发电机按轴承座形式分为外轴承座和端盖轴承两种。端盖轴承结构紧凑,穿转子时制造厂提供专用工具。外轴承座发电机,由于转子比端盖轴承转子长,穿转子时,一般都用施工单位自制的工具。

发电机按转子的冷却方式有空冷、氢冷和水冷三种。转子的一端由靠背轮与汽轮机

转子相连接,另一端与励磁机连接。

发电机静子是特重件设备之一,因此,在施工组织设计中,发电机静子的运输吊装措施列为专题项目之一。

(三)凝汽器

凝汽器,又叫复冰器,它的作用是由循环水促使从汽缸中作完功的蒸汽冷却成水而继续供锅炉用水,它由外壳和铜管组成。

二、主要设备的安装与调试

(一)汽缸 180°翻转

在汽轮机安装中,汽缸要经过几次 180°翻转的吊装操作,也就是翻缸。翻缸工作是汽机安装中的一个主要工作,尤其是大容量的汽机安装中,因汽缸数量多,形状又复杂,翻缸操作更为频繁,要求也更高。

汽缸的翻缸工作,通常是在汽机房内零米层进行。一般在小型机组中,可采用起重机单钩将上汽缸在地面进行滚翻,在滚翻时,必须用枕木将汽缸与地面的着力垫平,利用单钩缓慢翻转。在大型机组中,一般采用行车的大、小钩将缸体抬吊至空中进行 180°翻转。采用这种方法既安全,又不会损坏设备和起重机。但在选择翻缸吊点时必须正确,双机抬吊空间翻缸,根据不同的缸体形状,翻缸的方法有空间翻转法和空间换点翻转法两种。对于外形比较规则的缸体,应尽量采用空间翻转法进行,因为这种方法,只需在缸体上选择合适的吊点后,可将汽缸一次抬吊至空间翻转 180°,空间换点法,需要进行两次选择吊点或更换绑绳的位置,然后上翻转 180°。

1. 空间翻转法

空间一次翻转法,如图 9-2-12 所示。

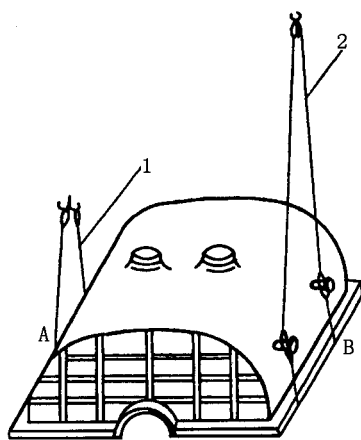


图 9-2-12 汽缸翻身绑绳示意图

1—主钩千斤绳 2—副钩千斤绳

首先由主、副钩同提升,将缸体吊离地面约 0.5m 高,主钩继续提升,副钩停止起升,并配合主钩作间断下降,以保持汽缸的最低点将接近地面即可。这样,汽缸 A 端随主钩上升而向上移动,B 端保持离地面很近一段距离,见图 9-2-13(a)。当 A、B 端趋向于垂直线,即汽缸在翻转 90°时,见图 9-2-13(b)。主钩停止起升,副钩开始继续下降,此时,主钩作间断上升,以保持缸体不接触地面,汽缸的上面依靠在副钩千斤绳上,随着副钩的下降,汽缸 A 端绕 B 端顺时针方向移动,而使汽缸翻转至 180°见图 9-2-13(c)。

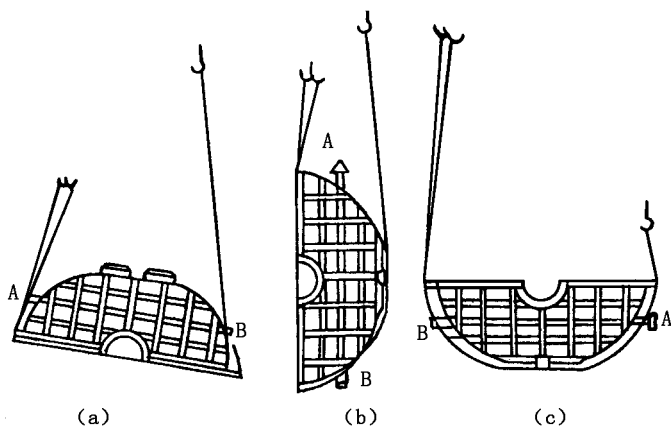


图 9-2-13 汽缸翻转示意图

2. 空间换点翻转法

对于形状不规则的缸体,不宜采取空间翻转法进行翻缸工作,因不规则的缸体前后部分形状并不对称,尺寸大小不一致,如采用空间翻转法,则会因千斤绳受缸体尺寸大小的影响,引起缸体尺寸小的部分离地面低,而尺寸大的部分离地面高,很容易造成缸体自行纵向翻滚的现象,很不安全。因此,形状不规则的缸体,采用空间换点翻转法翻缸。

空间换点翻转法,一般是由行车的主钩在缸体前端左右对称地选取两个吊点,副钩在缸体的另一端,根据缸体形状选取一个或两个吊点,然后将汽缸指吊至空间作纵向翻转。待缸体翻转 90°时,更换副钩吊点在缸体上的绑绳后,再将缸体翻转 180°。

采用空间换点翻转法翻缸时,为了不使主钩绳的夹角,阻碍缸体在空间的正常翻转,所以在主钩绳之间加设支撑横梁或加垫木板,将千斤绳撑开,使千斤绳在支撑点与吊点之间的一段千斤绳保持垂直,支撑横梁的长度应根据汽缸左右侧吊点的距离来确定,上下间距离应大于翻转过程中缸体边缘至系结点之间最大距离。如图 9-2-14 所示。

首先由主、副钩同时起升,将汽缸吊离地面,副钩停止,主钩继续起升,两钩配合,保持缸体不碰地面,当汽缸平面与地面约成 90°夹角时,主钩停止,副钩下降,让缸体的重心转移至钩下,取下副钩绳,然后将缸体旋转 180°,把副钩千斤绳挂在汽缸下端的两侧吊耳上,开始起副钩,两钩配合将汽缸翻转 180°。

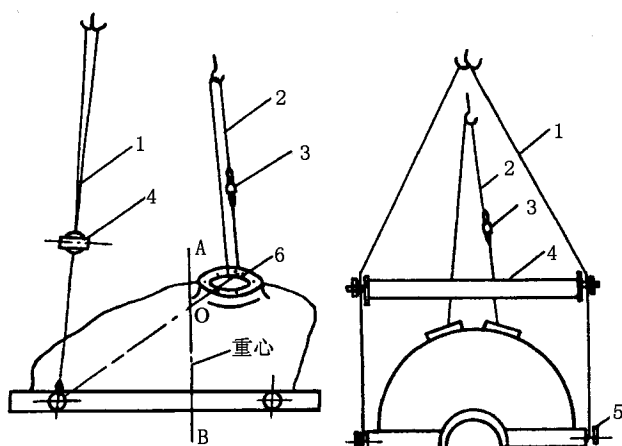


图 9-2-14 千斤绳绑扎方法示意图

1—主吊绳 2—副吊绳 3—卡环 4—支撑梁 5—吊耳 6—导气管孔

在实际工作中,因每个汽缸形状比较复杂,用精确计算算出重心的位置是比较困难,一般均按经验估计出重心位置,然后根据具体位置选择吊耳,通常主钩要承担汽缸的全部重量,因此,都使用厂家原有的管式吊耳,实际在翻缸中的系结点选择,都是指副钩系结点。

(二) 汽轮机转子吊装

汽轮机转子是汽机设备中的精密件,它由许多叶片组成,转子的吊装,一般都是按厂家提供的方案进行,在此不作专门介绍。

(三) 汽轮机大盖吊装

当汽轮机汽缸内所有检修、调节、测量等工作全部完成,上汽缸最后一次翻转与下汽缸吻合密闭,称为汽轮机的扣大盖。汽轮机扣盖时,缸内机件多而精密,间隙又小,同时,扣盖又是标志着汽轮机完成了阶段性的工作。所以对这项工作应考虑周全,工艺要精细,操作要正确,才能完成汽轮机的扣盖任务。汽缸体上设有四个吊耳或六个吊耳,扣盖起吊时,一般可选用两端的四个吊耳。根据缸体形式和固定吊耳的个数,选用的四个绑绳点中,应有两个绑绳点采用可调节长度的钢丝绳,用于汽缸的找平,可调节绳索可用花兰螺丝式,倒链式和滑轮组式。

不论采用哪种调节找平方法,另外两个绑绳点的固定千斤绳,应使用一根长绳,中间挂在吊钩上,两个绳套向下分别挂在汽缸的另外两个左、右对称的吊耳上。这样,能使四个吊点的钢丝绳受力均匀,避免形成三根两对角两根绳索受力的缺陷。

当绳索挂好后,主钩起升,使缸体离开临时支墩,即用花兰螺丝或倒链将缸体缸面的水平准确调平。将倒链固定起钩,为了防止扣盖时上、下汽缸的位置误差,防止缸体下降时由于起重机的振动而晃动,一般在下汽缸两端左、右两侧对角的螺栓孔中,立两根垂直于下汽缸面的导向杆,当汽缸吊至下汽缸上空时,对准下汽缸纵横中心线,然后落钩。在落至接近导向杆时,则应将上汽缸定位孔对准导向杆,再随导向杆下降,直至上、下汽缸面密合为止。

(四) 发电机静子的吊装

发电机静子是电站设备中的三个特重件之一,它的重量一般都超过汽机房内的行车的额定起重量。因此,发电机静子的吊装,从设计、施工准备到施工,都是每个阶段的工作人员所着重考虑的问题。

由于每个火电站的厂房,起重机的结构和承载能力,以及机组的布置方式等因素不同,发电机静子的吊装方法也有差异,要因地制宜。

目前,在很多施工单位采用加固和改造桥式起重的方法来吊装发电机静子,这种方法,尽量利用原有的起重工具,所以耗用的人工较少。但行车停止正常使用的日期较长,从加固和改造行车开始,至全部拆除加固件为止,一般需要3~6d时间。

加固和改造桥式起重机的方法,提高行车的起吊能力,适应发电机静子的吊装工作,必须对行车桥架钢结构的承载能力,起重机的卷扬能力和厂房吊车梁及牛腿承载能力等进行核算,必要时加固。

1. 提高卷扬机能力的方法

用增加起重滑轮组的有效分支数方法来提高卷扬能力,这种方法是重新制作一台起重量和发电机静子重量相当的简易小车。在小车上系拴的起重滑轮组的有效分支为原来滑轮组的几倍,提升卷扬机构利用原起重小车的主钩卷扬机构,简易小车的移动,利用原起重小车的副钩卷扬机构作为牵动力,原起重小车固定在操作室一边的桥架顶端,如图9-2-15所示。

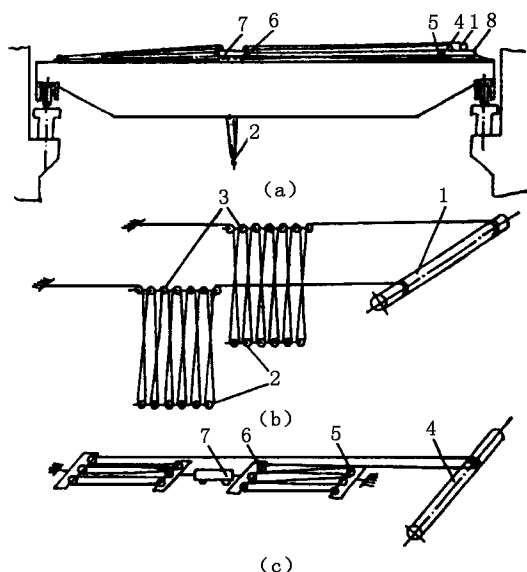


图 9-2-15 简易起重小车布置示意图

(a) 简易起重小车布置图 (b) 起重滑轮组穿绕示意图 (c) 行走滑轮组穿绕示意图

1—原主钩卷扬机 2—起重滑轮组动滑轮 3—起重滑轮组定滑轮;

4—原副钩卷扬机 5、6—行车滑轮组 7—简易起重小车 8—原起重小车

也可在原主钩起重滑轮组的动、定滑轮间加滑轮,同样能提高主钩的起重能力,这种方法应对小车的大梁进行强度、刚度核算。

也可用增加一台起重机小车的方法提高卷扬能力,此起重小车配合原来的起重小车一起抬吊发电机静子,两小车之间采用刚性连接,两台起重小车的行走动力,依靠原起重机小车的行走机构。

2. 减少起重机自身荷载提高桥梁的承载能力

一般 75t 行车的起重小车都在 25t 左右,在起吊发电机静子时,把起吊小车固定在行车的一端,而在桥梁上对准静子安装中心线上放置比起重机小车重量轻得多的起吊横梁,来提高桥梁的承载能力。用此种方法主要用行走行车大车来吊装发电机静子就位,如图 9-2-16 所示。可在横梁下加行走轮,利用原起重机小车的动力来作牵引,也可采用滑移横梁的办法,但要增加接触面积。

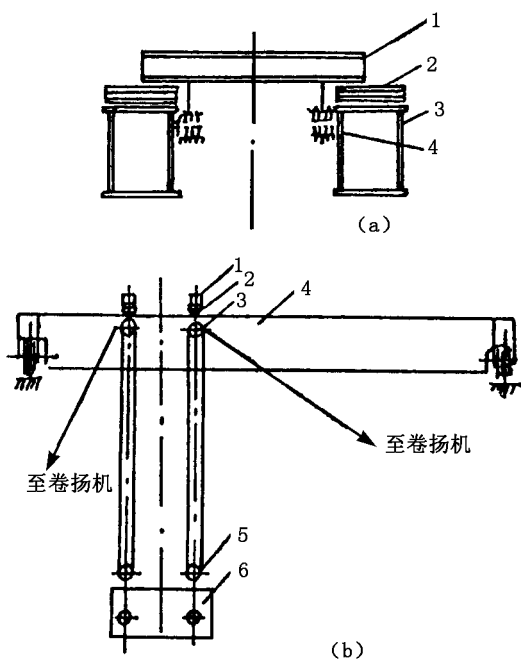


图 9-2-16 采用放置横梁吊装发电机静子示意图

(a) 搁置横梁断面示意图 (b) 发电机静子起吊示意图

1—起吊横梁 2—分配短横梁 3—行车大梁 4、5—起重滑车组 6—发电机静子

在行车架上加装支撑,使其由原来大车行走轮间的跨距,缩短至支撑间或支撑与行走轮之间的跨距,以提高起重机的承载能力。此方法一般使用两副支撑和一副支撑两种做法,如图 9-2-17 和图 9-2-18 所示。采用这种加固方法,行车只能定点起吊。

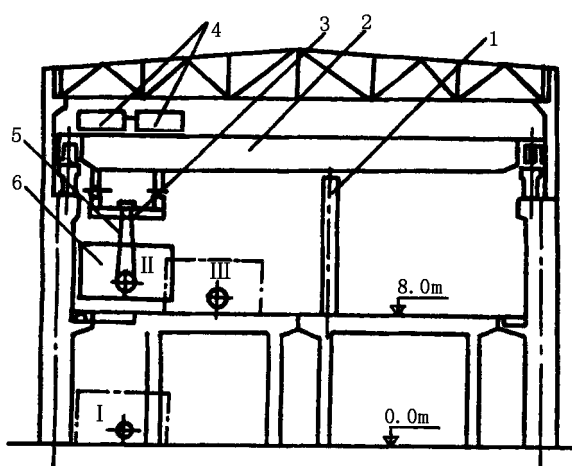


图 9-2-17 加装一副支撑加固法吊发电机静子

I 静子起吊位置 ;II 吊装中途位置 ;III 静子就位位置

1—支撑 2—行车大梁 3—起重扁担 4—起重小车 5—千斤绳 6—发电机静子

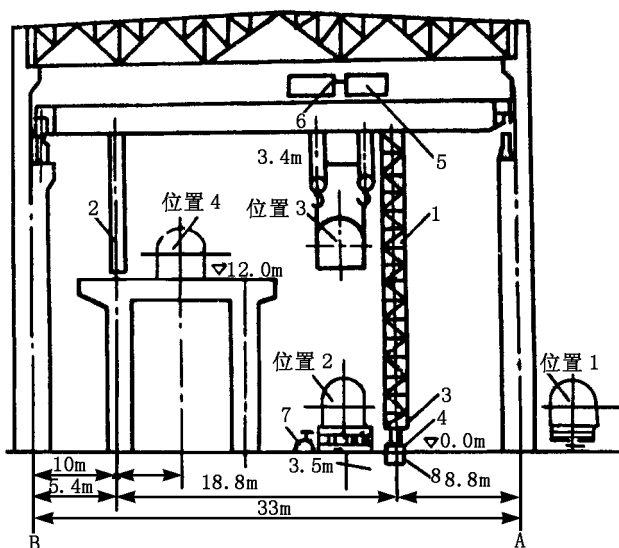


图 9-2-18 加装两副支撑吊装发电机静子

1、2—支撑 3—千斤顶 4—钢梁 5—附加起重小车 6—原有起重小车 7—阀门 8—给水泵基础

如对桥架进行适当加固,也能提高行车的承载能力,这种方法是于行车的受载位置,负荷的大小和桥架的跨距等条件确定的情况下,对桥架、起重小车、厂房吊车梁等进行全面的核算,对桥架在受载位置进行适当的加固,以提高桥架的抗弯截面系数 W 和截面面积 F ,达到增加桥架承载能力的目的。

行车在超负荷起吊发电机静子时,必须同时提高卷扬机能力和桥架的承受能力,一般都在上述几种方法选择两种或两种以上的方法结合在一起,考虑发电机静子的起吊方

案。

3. 发电机静子吊装实例

(1) 单机超负荷吊装

某工地安装的 12.5 万 kW 汽轮发电机组,汽机房跨距为 30m,配有一台额定起重量为 75t/20t 的行车。该机组所配发电机静子净重为 98.9t,长 5.45m,宽和高均为 3.7m,两吊耳纵向间距为 2.35m,75t 行车大车跨距为 28.5m,小车跨为 3.6m,行车总重为 74.7m,其中小车重 18.9t,行车大梁断面面积为 720.4cm²,惯性距为 4020000cm²,抗弯截面模量为 45800cm²,主钩电动机功率为 80kW,转速为 587r/min,速比为 48.57,大车行驶电机功率为 22kW,转速为 725r/min,速比为 20.32。

由于本厂房没有其他吊装机机械可以运用,同时,厂房内设备和发电机基础的布置,又不能采用定点加固的办法,经过对行车大梁的强度、绕度、主钩电机功率、主钩承载能力,小车的轮压及牵引力,大车的轮压的牵引力,行车混凝土梁的承受最大荷载,梁牛腿的支持力,大车行走时的稳定性等的详细计算,都在其允许范围内,只是在两大梁之间增加了两个用 20# 槽钢加固的剪刀撑,加固定见图 9-2-19 所示。

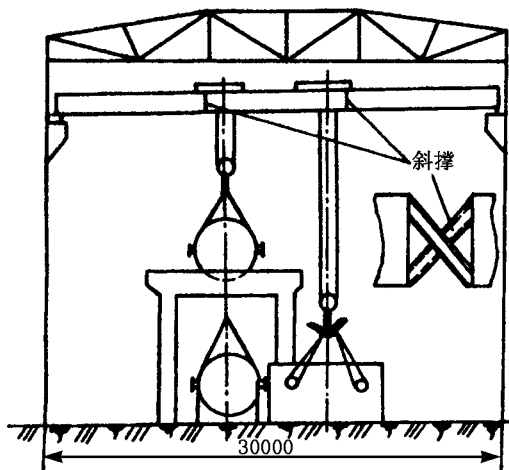


图 9-2-19 剪刀撑加固示意图

起吊步骤如下:

- ① 将发电机静子从厂外拖运到零米起吊位置,同时搞好行车检查和加固。
- ② 利用发电机吊耳,选用 $\phi 47.5\text{mm}$ 绳 8 股受力,连带运输走板 103t 起钩,做主钩的刹车试验,同时对大车做全面检查,包括测量桥梁的绕度,无问题后松钩,取掉运输走板等附加重量。
- ③ 主钩起升,使发电机静子离地后,跑小车,使设备移到就位中心线上。
- ④ 继续起升大钩,使设备超过 10t 运转层平台。
- ⑤ 主钩停止起升,跑大车,使发电机静子运至就位位置的上方。

- ⑥缓慢落钩,将发电机静子就位。
- ⑦取掉绳索,割去加固撑,使行车恢复使用。

(2) 改变行车支承点单机超负荷起吊

某工地 30 万 kW 发电机组的汽机房跨距为 33m,发电机静子的起吊质量为 167t,安装在 12m 运转层平台,机房配有一台跨距为 31.5m,额定起重量为 70t/20t 的行车,根据机房内零米的布置,发电机静子可以拖运到 A 排柱和就位位置中间,并在其安装横向中心线上,根据这种情况,采用了对行车大梁加设两副支撑以缩短桥架跨距,在桥架上置一台起重小车(起重质量为 75t 的附加起重小车),与原有小车采用刚性连接,两对小车,一起抬吊,利用原起重小车的行走机构,将发电机静子吊装就位,详见图 9-2-18 所示。

发电机静子吊装施工步骤:

①将发电机静子拖运到吊装位置,同时,将行车由四个倒链拉紧固定,克服横向晃动。

②在行车小车轨道上,增加一台由 10t 卷扬机做起升动力的超重量为 75t 的超重小车,并和原超重小车刚性连接,两台小车间的距离主要由两车钩和发电机静子两侧吊耳的宽度确定,两台小车的提升卷扬机构,分别用控制器控制,根据小车的起升速度确定新增小车的滑轮数及起升速度,尽量减少速度的差距。

③对桥架进行支撑加固,一侧用直径为 630mm × 10mm 的钢管两根,分别支撑在发电机基础的柱子中心线上,另一侧用两根由四根 L120mm × 120mm × 12mm 的角钢为主弦杆,边长为 1.2m × 1.2m,节距为 1.5m 的格构式柱子支撑在 0.0m 的临时基础的钢梁上,在钢梁下用千斤顶调节并填实,保证钢梁的安全。

④按要求,分别绑好起吊绳索。

⑤两小车同时起升,使发电机静子离地后做刹车试验,并全部检查行车所有受力点的情况是否符合设计要求,有问题及时处理。

⑥上述试验无问题后,两主钩正式起吊,当静子超过 12m 标高后,停止起钩,跑小车到就位位置,落钩,使发电机静子就位。

⑦拆除绳索,支撑及起重小车,恢复行车使用。

(3) 双机超负荷抬吊发电机静子就位

某电站 12.5 万 kW 发电机组,厂房跨距为 30m,配有两台 75t/20t 行车,跨距为 29.5m,发电机静子质量为 170t,两端吊耳间距为 4m,因两行车主钩的最小距离为 7.9m,根据现场情况,采取两行车抬吊,主钩和发电机静子间,加一支撑扁担,用其克服因主钩和吊耳间距离不同而引起主钩升降时的角度。详见图 9-2-20 所示。

将原主钩的滑轮组的两侧上、下各增加一个 20t 滑轮,利用原主钩绳索来减少主钩的承载负荷,附加定滑轮固定有起重小车的大梁上,动滑轮作为单吊点,绑在支撑扁担上。

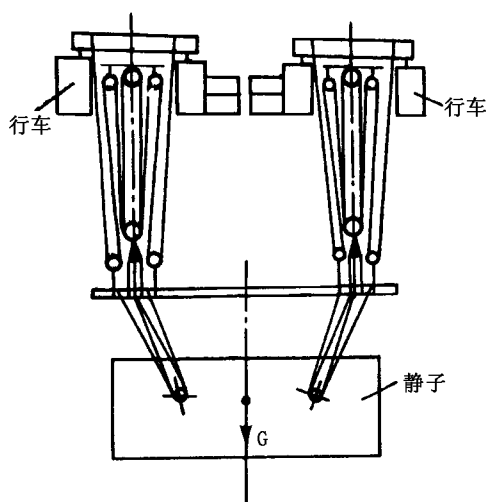


图 9-2-20 双机抬吊绑绳示意图

发电机静子起吊施工步骤：

- ①将发电机静子用铁路小平车运到起吊位置。
- ②对两车进行横向连接,防止移动,重新穿绕滑轮组。
- ③选用 $\phi 273\text{mm} \times 20\text{mm}$ 的合金管做支撑扁担,并按绑绳角度焊好挡绳板。
- ④按起吊重量的 1.3 倍即 221t 计算重量,对行车,支撑扁担进行全面验算,各强度均符合要求。
- ⑤按绑绳要求,绑好绳索。
- ⑥两车同时起钩,做刹车试验,它主要考验绳索,支撑扁担,20t 单滑车的固定等。
- ⑦正式起钩,设备超过 10m 运转层平台后,跑小车,至就位基础上方,落钩,正式就位。

(4) 采用专制吊笼吊装发电机静子

某电站 25 万 kW 汽轮发电机组,配套发电机静子,质量为 248t,长 8.2m,宽 4.3m,高 4.4m,设备就位于 10m 运转层平台,厂房内设有 75t/20t 行车一台,钩下高度 20m,跨距为 28.5m。

起吊就位施工步骤如下：

- ①将发电机静子用铁路小平车拖运到吊装位置,其中心线必须和就位中心线一致。
- ②在吊笼的四个柱脚处,按要求做好基础,测量其标高,符合要求,并在基础上铺设一层道木,道木上放 40mm 厚的钢板。
- ③由行车将吊笼下段按位置扣在发电机静子上。
- ④测量其中心线及柱顶面标高,并用 $\phi 219\text{mm} \times 8\text{mm}$ 钢管将吊笼下段和 B 排柱及发电机基础连接加固,增加其稳定性。
- ⑤由行车将吊笼上段扣上,并和下段用螺栓连接,可把上部 4 个 80t 定滑车预先固定

在上部捆绑在工字梁上。

⑥穿绕四套滑轮组(六六走十二平穿法)同时按要求固定四台 10t 卷扬机和各转向,引头滑车。⑦捆绑动滑车和发电机静子的四个吊耳的连接钢丝绳。

⑧四台卷扬机起动,使绳索受力,检查各部位,无问题后,做刹车试验,同时检查受力钢丝绳行驶路线有无障碍,吊笼的稳定性,并测量吊笼四柱脚的下沉情况,使之符合要求,在这同时,将两根大滑道吊到施工地点。

⑨正式起吊,使发电机静子达要求高度,起升时,特别要检查钢丝绳在滑轮中的运行是否正常,滑轮轴是否发热,卷扬机上的绳索绕的是否整齐等。

⑩用行车将滑道穿入,滑道下各受力点垫实,使之符合要求,并在滑道上表面磨平,抹涂黄油。

⑪四台卷扬机松绳,使发电机静子原受力面刚好落在滑道上,发电机静子下面的滑板在装上小平车时就带上,但在前进一侧要打破口,并磨光滑。

⑫布置两台 5t 卷扬机和捆绑穿绕 32t 五轮滑轮组两套,动滑车和发电机静子下滑板上预先焊好的吊环连接,定滑车与滑道一头的立柱相连(详见图 9-2-21 所示)

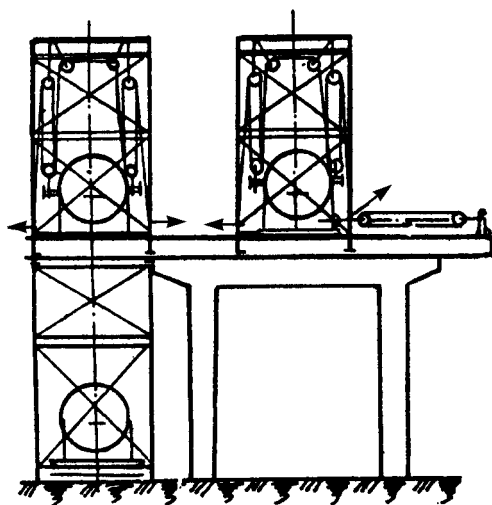


图 9-2-21 发电机静子水平滑移布置示意图

⑬开动 5t 卷扬机,使绳索受力,全面检查。

⑭拆除吊笼上、下段连接螺栓,用行车将吊笼上段吊起,并松 10t 卷扬机。

⑮启动 5t 卷扬机,使发电机静子水平滑移到就位基础上,吊笼由行车吊起,跟随发电机静子移动,到预先搭设好的第二次起吊发电机静子的吊笼脚柱基础上。

⑯重新布置部分导向滑车,开动 10t 卷扬机使绳索受力,并全面检查各受力部位,使之符合要求,同时拆除滑移卷扬机及滑轮。

⑰正式第二次起吊,让发电机静子脱离大滑道。

- ⑱用行车从吊笼的另一侧将两根滑道抽出。
- ⑲四台 10t 卷扬机同时松绳,使发电机静子平稳地就位。
- ⑳抽掉所有滑轮组绳索,用行车将吊笼吊走,全部起吊工作结束。

用吊笼吊装 250t 发电机静子的工具、机具选择及作用。

- a. 75t 行车一台,承担吊笼的扣取及穿主滑道。
- b. 80t 六轮滑车四套,承担发电机静子的吊装主滑轮组。
- c. 10t 快速卷扬机四台,起升发电机静子的主卷扬机。
- d. 5t 慢速卷扬机两台,发电机静子滑移动力。
- e. 32t 五轮滑轮组两套,水平滑移用滑轮组。
- f. $6 \times 37 + 1 \sim 170 \sim \phi 32$ 钢丝绳 2000m, 1000m 各一根,共两根,供 80m 滑轮组用。
- g. $6 \times 37 + 1 \sim 170 \sim \phi 21.5$ 钢丝绳 500m, 250m 各一根,共两根,供 32t 滑轮组用。
- h. 20t 单轮开口滑车八个以上,供吊笼柱脚及引头滑车用。
- i. 16t 单轮开口滑车四车,供吊笼上平衡滑车用。其他捆绑绳、卡头、卡环等按情况进行选择。

(五)发电机穿转子

发电机穿转子的方法和配用的专用工具,主要与转子支承轴承的形式有关,对于外轴承座的发电机转子,一般采用发电机转子的汽机端靠背轮处接装假轴,另一端安装后轴承座和配用一些压重的措施进行穿转子。对于采用端盖轴承的发电机,由于转子两端的轴颈较短,如采用接轴的方法来穿转子,假轴必须既长又大,不得于安全生产,因此,发电机制造厂都配备了穿转子的专用工具。也就是说,发电机穿转子的施工方案都是由制造厂提供的,下面对穿发电机转子的方法作以简介:

1. 外轴承座发电机装假轴穿转子法

此方法就是在发电机转子的汽机端接装合适的假轴,在励磁机端安装后轴承座,同时在后轴承座上绑扎合适的配重。由行车的主钩千斤绳捆绑在转子和重心上,将转子吊起穿入静子内,使假轴的轴端伸入静外壳,行车松钩,使转子假轴的伸入部分停放在静子铁芯外的支架上,后轴承座放在事先安放的扁铁滑板上。滑板和滑道之间涂上黄油,行车再吊起轴伸出部分的头部提升转子,并使转子在静子内保持四周的间隙相同,在发电机静子的两侧挂两个倒链,另一端绑在转子后轴承座上,通过倒链的牵引和行车的平移,逐渐将发电机转子穿入静子,当发电机静子的大轴伸出静子后,行车松钩,将转子放在静子的铁芯上,拆除假轴,行车再提升转子大轴伸出部分,直至转子穿至就位位置。如图 9-2-22 所示。

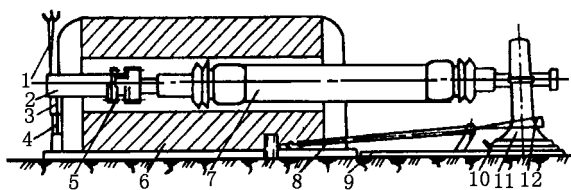


图 9-2-22 用假轴穿转子示意图

1—行车吊钩千斤绳 2—第一段假轴 3—枕木 4—支架 5—第二段假轴 6—静子；
7—转子 8—倒链 9—后轴承座和励磁机台班 10—拖板 11—后轴承座 12—短横梁

轴的长短,要根据具体情况而定,有的一段假轴,有的两段,有的三段组成活动的能伸缩的假轴,后部有用轴承座当支点并滑移,有的是专制两行走轮,配制专门的轨道和外力,利用小车轮的滚动而将发电机转子穿入。

2. 端盖轴承发电机穿转子法

对于端盖轴承发电机,主要根据制造厂所提供的专用工具进行穿转子,穿转子法有滑动摩擦式和滚动摩擦式两种。

(1) 滑动摩擦式穿转子法

就是在发电机静子铁芯上,铺一块 10mm 厚的橡皮,在橡皮上垫一块圆弧铁板作滑道,弧形铁板的长度与发电机静子铁芯长度相等,在铁板上放一用木条加工,下部由铝皮包住作滑板,且在铁板上涂上黄油,利用行车吊起发电机转子穿入静子内,当钢丝绳碰静子时,将转子的一端放在滑板上,另一端放在运转层的临时支墩上,再将行车吊住转子的轴,用倒链作动力,将转子滑动穿入静子内。此时,转子两端均吊起,抽出滑板、滑道铁板和橡皮,再将端盖轴承装上,即穿转子工作完成,如图 9-2-23 所示。

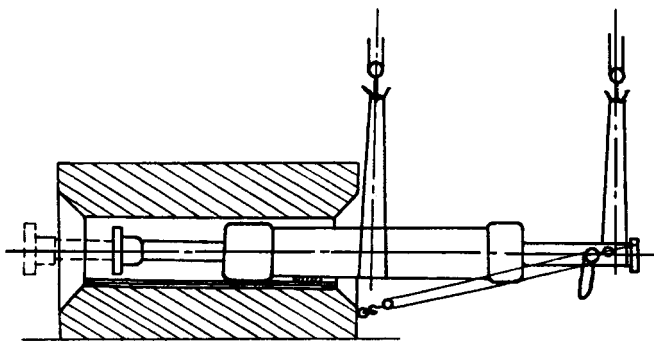


图 9-2-23 滑动法穿转子示意图

(2) 滚动式穿转子法

此方法是在转子的两端由两台小车支承着,向静子内滚动穿入,就是在静子内铺一弧铁板,在圆弧铁板和静子铁芯之间,衬垫一橡皮。弧形小车和支承平车,分别用来支承转子的两端轴颈,承担转子的全部重量,将弧形小车装在转子前护环外侧,放在静子内的

圆弧铁板上滚动,转子的励磁机端放在支承车上,在励磁机台板上滚动,先有行车将转子吊起穿入静子内,当钢丝绳接近静子线圈时,松钩,使两台小车受力,再利用倒链将转子穿入内,当汽轮机端的靠背轮伸出静子时,再由行车主钩代替弧形小车,继续将转子穿至安装位置。穿转子过程详见图 9-2-24 所示。

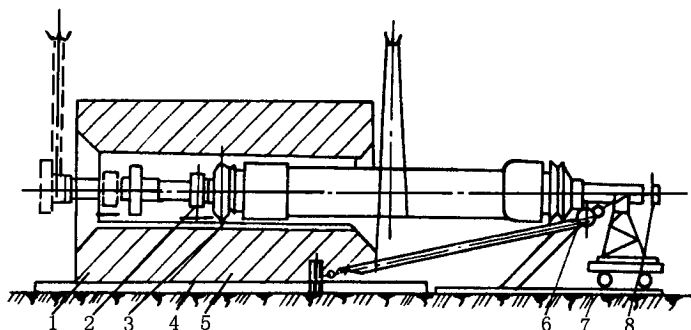


图 9-2-24 滚动法穿转子示意图

1—静子 2—弧形小车 3—转子 4—橡皮 5—圆弧 6—倒链 7—支承平台 8—短横梁

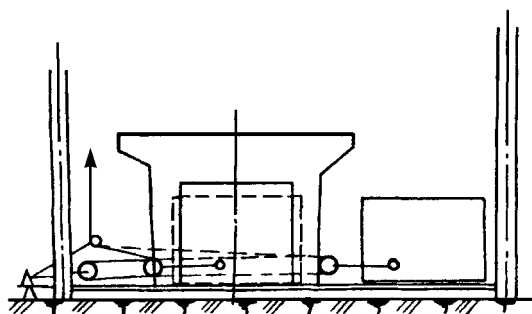


图 9-2-25 凝汽器滑移法示意图

采用滑动或滚动穿转子的方法,必须转子和静子内铁芯间隙大,而另一种方法,可以缩小间隙。

(六)凝汽器吊装方法简介

凝汽器在汽机设备中,也属大件设备,它的吊装方法要根据土建工作的进度和汽轮机基础的具体情况而定,一般有三种吊装就位法。

1. 就地组合安装

凝汽器的基础已经完成,而汽轮机的基础还未施工,在这种情况下,可以直接将组件根据前后顺序地在基础上直接组合安装。

2. 组合后拖移顶升就位

在汽轮机基础也完工后,由于凝汽器体积大,吊车无法进行直接吊装,因此,在组件就位的中心线延伸线靠近 A 侧或 B 侧,将设备组合好,并有下部事先铺设好钢轨,采用滑

移法将凝汽器拖到位置,然后用四只千斤顶将组件顶起,抽掉滑道和道木,同时将缓冲弹簧安装上,松钩正式就位,如图 9-2-25 所示。

3. 组合吊装就位

这种方法主要看汽轮机基础情况而定。具体过程是,在汽机房或厂外将凝汽器组合好,用行车将组件吊进并穿入凝汽器就位框架内,行车松钩,使绳索横跨基础大梁第二次吊起向内移位,当外侧绳索碰撞基础时,松钩,将吊装绳从汽轮机基础上孔放下,第三次将组件吊起移位到就位位置,下部装好弹簧,使组件正式就位。

第三节 水轮发电机的安装

一、概述

水轮发电机的安装程序,主要根据结构型式而定,同时也与工地的施工条件、土建进度、设备到货情况和场地布置等一切客观条件有关。在保证安装质量的前提下,水轮发电机的安装应尽量采取与土建和水轮机的安装平行交叉进行的施工方案,以充分利用现有场地及施工设备进行大件预组装。然后再把组装好的大件,按顺序分别吊入机坑进行总装,以缩短安装直线工期。下面介绍在一般正常情况下的水轮发电机安装程序。

(一) 悬式水轮发电机一般安装程序

1. 基础埋设。主要需埋设的有下盖板底脚、下机架及定子基础板,上机架千斤顶基础板,上盖板底脚等。
2. 下机架的安装。将下机架吊置在基础上,按座环中心或水轮机主轴中心找正并调整高程及水平度,浇捣基础混凝土。
3. 定子安装。按座环中心或水轮机主轴中心找正,调整高程和水平,并安装空气冷却器等。
4. 下盖板安装。根据制造厂提供的图样及在制造厂预装时所打的标记铺设下盖板。
5. 上机架预装。将组装好的上机架吊放到定子上,以水轮机主轴中心找正上机架中心,并调整水平和高程,同定子机座一起钻、铰销钉孔,然后将上机架吊走。
6. 转子安装。将组装好的转子吊入定子内,按水轮机座环中心或水轮机主轴中心找正,检查发电机空气间隙,校核定子中心。
7. 上机架安装。将上机架重新置放于定子上,并把上机架与定子机座一同钻铰的销孔打上销子,使上机架固定在定子上。
8. 推力轴承安装。把推力轴承座吊装到上机架中心体的油槽内,再吊装支柱螺栓,

并安放推力瓦,然后将镜板放置在推力瓦上,调整镜板水平度。接下来是热套推力头,把转子重量转移到推力轴承上,调整推力轴承受力。最后发电机单独盘车,调整发电机轴线,测量和调整法兰摆度。

9. 发电机主轴与水轮机主轴联接。

10. 机组整体盘车。测量和调整机组总轴线。

11. 推力轴承的受力调整。

12. 转动部分的调整和固定。安装各导轴承瓦时要按水轮机迷宫环间隙调整并固定转子中心位置。一般先确定各导轴承瓦的间隙,再检查转动部分与固定部分之间的间隙,最后安装推力轴承油冷却器及挡油板。

13. 励磁机和永磁发电机的安装(如果有);

14. 附件及零部件的安装。集电环、梯子栏杆、上盖板、油水管路等安装。

15. 全面清扫、喷漆、检查;

16. 轴承注油;

17. 整个机组起动试运行。

悬式水轮发电机安装程序,见图 9-2-26。

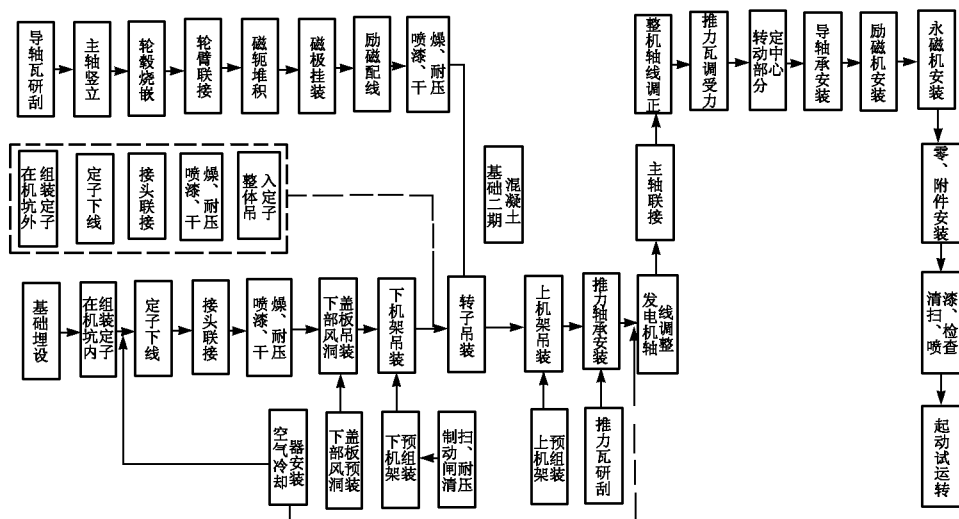


图 9-2-26 悬式水轮发电机一般安装程序

(二) 伞式水轮发电机一般安装程序

伞式水轮发电机安装程序可参照悬式的程序,但在吊放下机架后,应进行推力轴承安装。一般安装程序,见图 9-2-27。

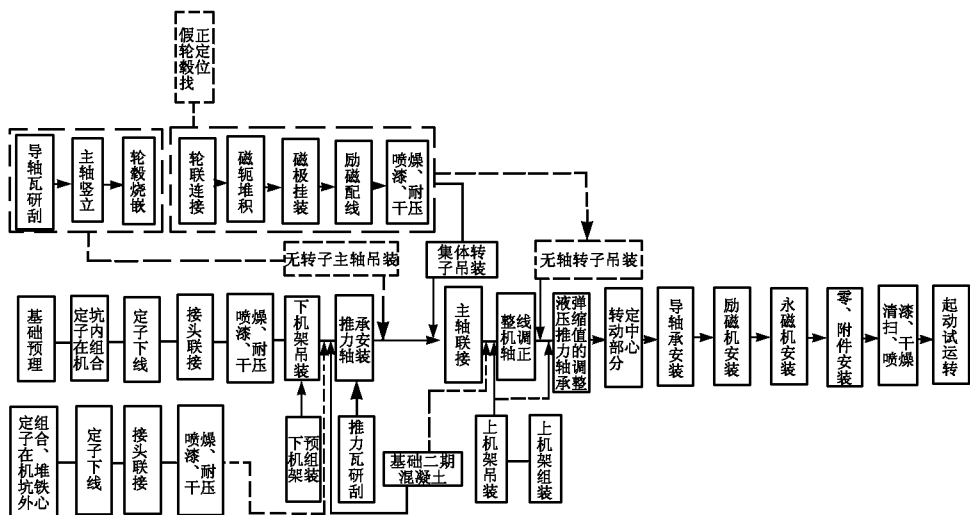


图 9-2-27 伞式水轮发电机一般安装程序

(1)基础埋设。此项包括下盖板,下机架、定子和制动器等的基础预埋。

(2)下机架安装。吊装已组装好的下机架,调整中心、高程及水平度并固定。

(3)下盖板安装。

(4)定子的安装。

(5)推力轴承安装。主要包括调整镜板水平度及高程,将带有推力头的无转子主轴吊入推力轴承上,镜板与推力头联接,并调整中心。

(6)安装制动器及其管路和下挡风板及灭火水管。在安装时要注意有的小型及高速中型机组在工厂时已将制动器及其管路安装好了。

(7)发电机主轴与水轮机主轴联接。

(8)转子的安装。先吊装转子,使之与主轴联接,再调整中心,并检查空气间隙,必要时可再次调整定子中心,最后浇注定子基础二期混凝土。

(9)安装上机架(参考悬式)。

(10)机组整体盘车。测量和调整机组轴线。

(11)推力轴承受力调整。

(12)转动部分中心的调整及固定(参考悬式水轮发电机一般安装程序)。

(13)励磁机和永磁发电机的安装。

(14)附件及零部件的安装(参考悬式)。

(15)全面清扫、检查和喷漆。

(16)轴承注油。

(17)启动试运转。

二、基础埋设

当水轮发电机的定子、转子及机架等清理检查完毕或中型水轮发电机的定子、转子及机架等组合预装完毕后,并且水轮机各大部件已吊入机坑,这时就可进入水轮发电机的正式安装阶段。水轮发电机安装质量的好坏,关系着机组能否安全稳定地运行。因此,在各部件安装调整过程中,应严格遵守有关规程和工艺及技术上的要求。

(一)基础垫板的选择和埋设

悬式水轮发电机的定子基础是承担整个水轮发电机转动部件、定子、上机架和水轮机转动部件(包括水推力)的基础,伞式水轮发电机的下机架基础是承担整个水轮发电机转动部件、下机架和水轮机转动部件(包括水推力)的基础。为使基础便于调整其高程和水平度以及有足够的承压面积,需要在基础板底部设有基础垫板和楔子板。基础垫板可预埋在基础混凝土表面上,见图 9-2-28。

1. 基础垫板的选择

基础垫板一般由厂家供货,也可电厂自制。基础垫板尺寸的确定,一般不考虑二期混凝土受力,要求基础垫板与一期混凝土有 75% 以上的接触面积。每块垫板的应有面积可按下式计算。

$$S_D = \frac{G_D}{\sigma_D n \times 15\%} \times 10^4$$

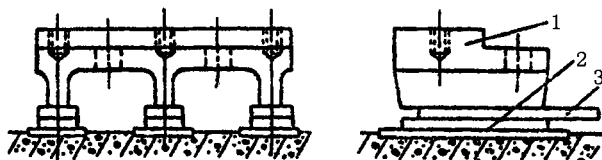


图 9-2-28 基础垫板和楔子板布置

1—基础板 2—垫板 3—楔子板

式中 S_D ——每块基础垫板应有面积(cm^2)

G_D ——基础最大承重(N);

σ_D ——混凝土的许用压应(Pa);

n ——基础垫板总数量。

悬式水轮发电机的定子基础最大承重等于发电机总重减去下机架、下盖板和下挡风板的重量,再加上水轮机转动部分重量和水流的轴向水推力。伞式水轮发电机下机架基础板最大承重等于下机架自重加上下盖板、机组转动部分总重和轴向水推力。

基础垫板长度应比基础板径向长度大 50mm 左右,基础垫板宽度可按下式确定:

$$b = \frac{S}{l}$$

式中 b ——基础垫板长度(cm)

l ——基础垫板长度(cm)

基础垫板材料一般选用厚 10mm 以上的钢板 ,而且只需单面面刨平就可以使用。

2. 基础垫板的埋设

定子、下机架的基础垫板 ,应按照基础图样尺寸及垫板布置形式进行埋设 ,它离开混凝土边缘不应少于 20mm。通常可先埋设一块基础垫板作为标准垫板 ,其他各垫板均以它为准 ,用水准仪测定找平 ,将其平面高程误差限定在 0 ~ 2mm 以内 ,再以方形水平仪找平 ,水平误差应在 0.1 ~ 0.2mm/m 以内。

基础垫板埋设有以下三种方法 :

(1) 用混凝土灰浆固结基础垫板。

见图 9-2-29 埋设时应将混凝土表面凿磨平整 放上垫板后 ,用手指头掀动基础垫板四角 要求无翘动现象 ,并要求与一期混凝土有 75% 以上接触面积。否则 ,必须铲除混凝土表面进行修整。待基础垫板高程、水平度、中心及接触情况等均达到要求后 ,在垫板高程、水平度、中心及接触情况等均达到要求后 ,在垫板四周抹上混凝土灰浆固定垫板 ,并作出记录。这种埋设方法的缺点是较费工费时 ,要求中心的精度很高 ,且接触面不易达到要求。

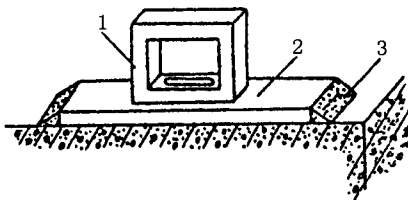


图 9-2-29 用混凝土灰浆固结垫板

1—方型水平器 2—垫板 3—混凝土灰浆

(2) 粘贴埋设法

这是目前常用的方法 ,见图 9-2-30。在混凝土基础上 ,先留 100mm 左右的深槽 ,在回填灰浆的同时 ,把基础垫板直接粘贴在灰浆表面上 ,并找好高程、水平度及方位。经养护后 ,基础垫板与灰浆即可紧密地结合在一起。

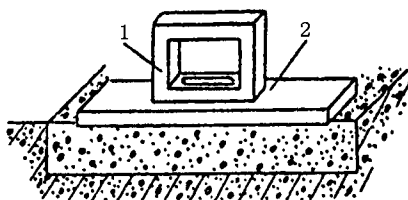


图 9-2-30 垫板粘贴法

1—方型水平器 2—垫板

(3)用环氧树脂砂浆作粘贴剂埋设法。

使用环氧树脂砂浆作粘贴剂埋设法,砂浆的厚度可减少到20mm左右。它的优点是强度高、工期短和操作方便。表9-2-3和表9-2-4分别为用于干燥混凝土面和用于潮湿混凝土面的环氧树脂基液配方表。填料配方见表9-2-5。在冬季环氧树脂需加热,但不宜超过40℃。环氧树脂砂浆混合时,须按表中先后顺序进行加料,并且每加料一次均需搅拌均匀。

表9-2-3 用于干燥混凝土面环氧树脂基液配方

材料名称	材料规格	重量配比/%
环氧树脂	6101	100
丙酮		5~10
二丁脂		5
乙二胺		7~10
填料	见表9-2-5	适量

表9-2-4 用于潮湿混凝土面环氧树脂基液配方

材料名称	材料规格	重量配比/%
环氧树脂	6101	100
酮亚胺		20
水		5
填料	见表9-2-5	适量

表9-2-5 填料(砂浆)配方

材料名称	材料规格	重量配比/%
砂子	粒 径 0.6~1.2mm	300
水泥	400# 以上	200

(二)基础螺栓埋设

定子和下机架都要由大型基础螺栓来紧固。它被埋设的正确与否直接影响到本体中心、高程的固定情况,因此必须严格控制基础螺栓位置及相互间的距离。基础螺栓的埋设,一般都采用预留二期混凝土孔的方法,将基础螺栓垂直放置在预留孔中后再找正。基础螺栓预埋时,应避免倾斜并保证位置的准确。为了保证基础螺栓的埋设质量,现在定子和下机架基础螺栓的埋设一般都采用如下方法。在定子或下机架本体吊入机坑时,在它们的基础螺孔中穿入带有螺帽基础螺栓,把它们与基础板同时进行预埋。为了使螺栓与二期混凝土结合的牢固。在螺栓尾部常加设筋板及圆板,或筋板用螺母固定(基础

螺栓为双头螺栓,如图 9-2-31 所示。对于采用双头螺栓的基础螺栓,它的尾部螺母及圆板预先应与螺杆焊死,以免紧固基础螺栓时螺杆在混凝土中转动。

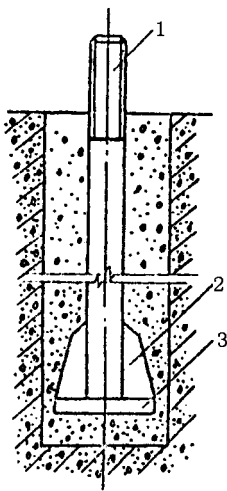


图 9-2-31 在混凝土预留孔内预埋基础螺栓

1—基础螺栓 2—筋板 3—圆板

(三)基础板的安装与调整

1. 基础板的安装

定子及下机架基础板的安装,常在本体吊装时一同进行。就定子基础板而言,在定子吊入机坑前,应将基础板与机座的组合面清理干净,然后将基础板联接在机座上。用 0.05mm 厚塞尺检查组合面间隙,其接触面积应达到总面积的 70% 以上。当定子吊入机坑找正后,基础板也就全部就位。下机架基础板的安装,也常事先在机坑外组合场地上与下机架组合成一个整体,组合前也应仔细清扫和检查各组合面。组合后须用 0.05mm 塞尺检查,要求下机架支腿与基础板之间应有 70% 以上的接触面积。当机架吊入机坑后,基础板也就全部就位了。

对于其他小型部件,如上机架径向千斤顶基础板,一般需单独进行埋设。

2. 基础板调整

调整基础板的方法有以下三种。

(1)基础板与定子(或下机架)整体调整。

基础板与定子(或下机架)联为一体安装的基础板可以不必单独进行调整,其安装高程、水平度和中心应服从本体的要求。整体调整定子(或下机架)的高程、水平度和中心的方法如下。在离开基础的部位上,放置足够数量的临时千斤顶和临时楔子板来进行调整。合格后,在基础板板与一期混凝土之间回填由膨胀水泥拌和的二期混凝土。待混凝土养生合格后,拆除临时支承千斤顶和楔子板。

(2)用楔子板调整基础板。

在预埋好的基础垫板上成对的放上楔子板,当变动楔子板的搭叠厚度时,基础板的高程得到相应变动,如图 9-2-32 所示。基础板顶面高程可按下式计算:

$$E_1 = E_2 + H_1 + H_2$$

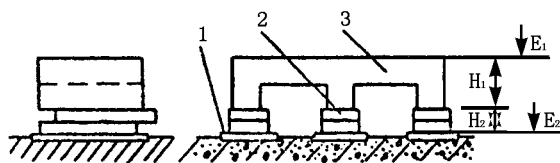


图 9-2-32 利用楔子板调整基础板

1—基础垫板 2—楔子板 3—基础板

式中 E_1 ——基础板顶面高程(m);
 E_2 ——基础垫板平面高程(m);
 H_1 ——基础板厚度(m);
 H_2 ——成对楔子板厚度(m)。

楔子板宽度比基础垫板宽度小 20mm,斜度一般为 1/50,最小端厚度不小于 6mm。

调整后的搭接长度应有 $\frac{2}{3}$ 以上,楔子板长度按下式计算:

$$L = \frac{2}{3}(l - 50) + \frac{a}{\frac{1}{50}} = \frac{2}{3}(l - 50) + 25a$$

式中 L ——楔子板长度(mm);
 l ——基础垫板长度(mm);
 a ——要求调整范围(mm)。

楔子板大端厚度按下式计算:

$$h_1 = h_2 + \frac{1}{50}L$$

式中 h_1 ——楔子板大端厚度(mm);
 h_2 ——楔子板小端厚度(mm);
 L ——楔子板长度(mm)。

(3) 用千斤顶(或螺栓)调整基础板。

见图 9-2-33,将自制的小型螺栓千斤顶放在一期混凝土与基础板之间,用扳子使千斤顶升降就可以改变基础板顶面的高程。

见图 9-2-34,将配有明螺栓的螺母焊在基础板两侧,用扳子转动螺杆,即可达到改变基础板顶面高程的目的。这种方法预先应埋设调整螺栓下面的垫板(埋设要求不高)。

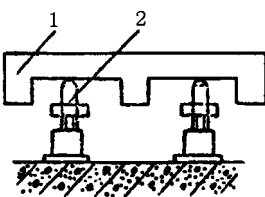


图 9-2-33 用螺栓千斤顶调整基础板

1—基础板 2—螺栓千斤顶

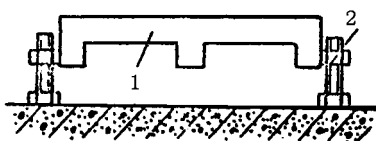


图 9-2-34 用螺栓调整基础板

1—基础板 2—螺栓

三、下机架及下盖板的安装

为了减少发电机总装时的工作量和缩短安装直线工期,对凡是能在机坑外组合成整体的机架上的部件,应尽量在组成整体之后一起吊入机坑进行安装。

(一)下机架的组装

1. 支臂和中心体组合

为了便于运输,一般把直径大于 4m 的机架分成中心体和支臂两部分,运到工地后再装成整体。因此,机架的组合主要是机架中心体和各支臂的组合。机架中心体和支臂组合面一般采用圆柱销或凸台止口定位,并靠螺栓紧固。在紧固螺栓时,要保证组合面的紧密程度,各螺栓受力均匀,并有足够的预应力,不使组合面在外力作用下产生间隙,从而防止由于机架振动造成的螺栓疲劳断裂。

机架组合工作可在安装间进行,也可在还未组装机组的机坑内临时搭设的平台上进行。

机架中心体和支臂的组合工序如下。

(1)中心体的调整。

将中心体吊到预先布置的 4~8 个安装支墩上。利用支墩上放好的成对的楔子板来调整机架中心体的水平,使偏差维持 0.05~0.1mm/m 以内。

(2)清扫和修整组合面。

机架上的油污、铁锈等须清理干净。对中心体和支臂的组合面要先用涂浸了除漆剂(或汽油)的毛刷仔细刷洗,而后用破布或棉纱擦净。再后检查组合面有无伤痕、毛刺、高点等缺陷。对于销钉、螺孔及边沿附近的突出点、棱角或毛刺,要先用锉刀修整,再用细砂布(纸)打平。

(3) 吊装支臂和初步联接。

组装时应按厂家编号进行。

吊装支臂时,应尽量向中心体对应的组合面靠拢,先穿入约半数的组合螺栓,放上套板,用大锤凭经验均匀地初步打紧。机架的组合螺栓应与螺母配合合适,销钉应与销钉孔配合紧密,螺栓及销钉附近的组合面应无间隙。

支臂吊装时,应对称挂装。每连一支臂,应在其外端支一个千斤顶或适当高度的木架,以使机架整体保持稳定。

(4) 检查组合面间隙。

用0.05mm厚塞尺检查组合面的间隙,要求不能通过;允许有局部间隙,用不大于0.1mm厚塞尺检查,塞入深度不应超过组合面宽度的1/3,且间隙的总长不应超过组合面周长的20%。组合螺栓及销钉周围不应有间隙,组合面应无错位。若不符合上述要求,则需要再处理。处理时先松开螺栓,将支臂吊离,用平板尺检查两个组合面上的高点(标出范围),用平头刮刀刮去高点,然后重新组合支臂和中心体,经反复检查处理直至合格为止。对于非承重机架还可用加垫方法处理,但金属垫的层数一般不应超过两层。

(5) 最后紧固。

在组合面符合要求后,就可继续穿入其余螺栓进行最后紧固。机架的组合螺栓都应均匀紧固,最后将螺母和销钉点焊固定。

常规的人工凭经验均匀锤打的紧固方法,其紧力是有限的。特别是对大直径螺栓,很难满足要求。因此有些工地用桥式起重机或卷扬机作动力,把钢丝绳另一头拴在扳手上,中间穿过一个钢绳滑轮,这种紧固方法可以得到较大的拉力。另外,如在窄小的地方还可采用千斤顶顶紧法,只要有合适的千斤顶支点,效果也很好。除了人工紧固和借用桥式起重机、卷扬机、千斤顶等机械和工具紧固外,热紧法紧固螺栓应用也较广泛。热紧法可参看转子支臂组合。同时应注意:如采用热紧法紧固螺栓,需对紧度进行抽查,其抽查数量一般为总数的10%~20%,要求各螺栓实际伸长值与设计值的偏差不大于 $\pm 20\%$ 。

(二) 下机架的安装调整

安装前,需要保证下机架基础干净和预留孔内应无沥青油或其他杂物。基础的各项指标应符合图样的设计要求。

下机架经过清理检查,其尺寸应与图样完全符合。应将下机架支臂的下翼板与基础板接触面保护层清理干净,并用螺栓将两者组合起来。组合接触面积不应小于总面积的80%,用0.05mm厚的塞尺检查不能通过。用0.1mm厚的塞尺检查局部间隙,其深度不可超过配合面宽度的 $\frac{1}{3}$,其长度不可超过配合长度的20%,螺栓四周不能通过。

在将下机架吊放在基础上后,利用临时千斤顶调整下机架的高程和水平度,要求高

程偏差应小于 $\pm 1.5\text{mm}$,水平度偏差小于 0.05mm/m 。

以水轮机轴(或水轮机止漏环)为基准,借下导轴承座圈内径找正下机架中心,要求偏差不超过 0.5mm 。

下机架安装主要工作是机架高程、中心和水平度的调整。安装前要首先预定高程,将基础部分彻底清扫干净,并放上成对楔子板(或千斤顶),将组装好的下机架吊入机坑就位后进行调整。一般调整顺序是先调高程,再调中心,最后调整水平。经过校对使三者同时满足调整要求后,在支臂与基础板组合面处垂直钻铰销钉孔,并使销钉孔与销钉接触良好。

机架的安装方位应按油槽的进、出水管对照图样确定,即应与基础预埋管路的方向一致。

1. 下机架的高程测定和调整

(1) 下机架安装高程的确定。

下机架安装时应首先确定安装高程(一般按设计值 $\pm 0^2$ 进行)。安装前应将详细测量的检查有关部件高度的实际配合尺寸(主要是各段轴的长度,包括水轮机轴)与图样相对照。如有不符,应对图样上设计高程进行修正,以便实现固定部件与转动部件正确地配合。对大直径机架或承重机架(伞式机组)应考虑挠度引起误差的影响,需适当增加安装高程(一般为 $0.5 \sim 2\text{mm}$)。

(2) 下机架高程的测量和调整方法。

下机架的高程的测量,通常在机组转动部件未吊装前进行,并以座环为基准。水轮机座环是整台机组安装时的基础,直接以它为基准可减小各项误差。如果因为测量条件受限制,也可以水轮机主轴法兰盘面为基准。

以座环为基准的下机架高程测量需要使用水准仪和经纬仪。事先把相对于座环的某些高程点用水准仪和钢板尺返回在固定件(如钢筋头)上,再以这些点为基准去测下机架的相对高差,得到下机架的实际高程。测量中应尽可能地减少累计误差。承重机架应测基准点至推力油槽轴承座底面垫板处(或油槽顶加工面)的距离;非承重机架测导轴承支柱螺栓中心(或油槽顶加工面)的距离。

高程的调整可通过调整基础的楔子板(或调整螺栓、千斤顶)来实现。调整后的下机架高程偏差应不大于 $\pm 1.5\text{mm}$ 。

2. 下机架中心的测量和调整

下机架中心测量的基准与高程测量的相同,通常以座环定位,见图 9-2-35。特殊情况也可以按主轴法兰定位,见图 9-2-36。测量时,首先悬挂钢琴线(也称中心线),中心线顶部是由支承在临时三角架或横梁上的求心器来控制 and 调整的,如图 9-2-37 所示。在把中心线的基准误差控制在 0.05mm 以内后,再以此钢琴线为中心,用钢琴线耳机法测出中心线与机架内圆的相对半径,测量部件为与油槽盖配合的内止口或与油槽底

盘配合的内膛口。测量时一般只在 x 、 y 轴方向测出四个半径,经计算就可得到中心偏差值及偏移方向。

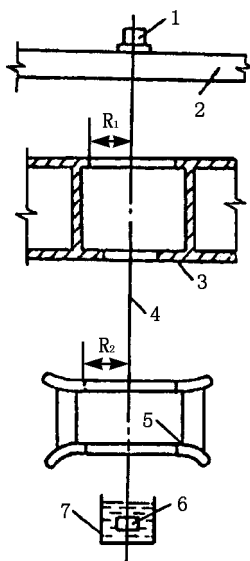


图 9-2-35 以座标为基准测定机架中心示意图

1—求心器 2—横梁 3—机架 4—中心线 5—座环 6—重锤 7—油筒
 R_1 —机架测定部位 R_2 —座环测定部位

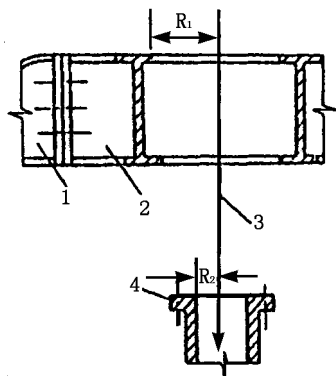


图 9-2-36 以主轴为基准测定机架中心

1—支臂 2—机架中心体 3—中心线 4—主轴法兰
 R_1 —机架测定部位 R_2 —主轴测定部位

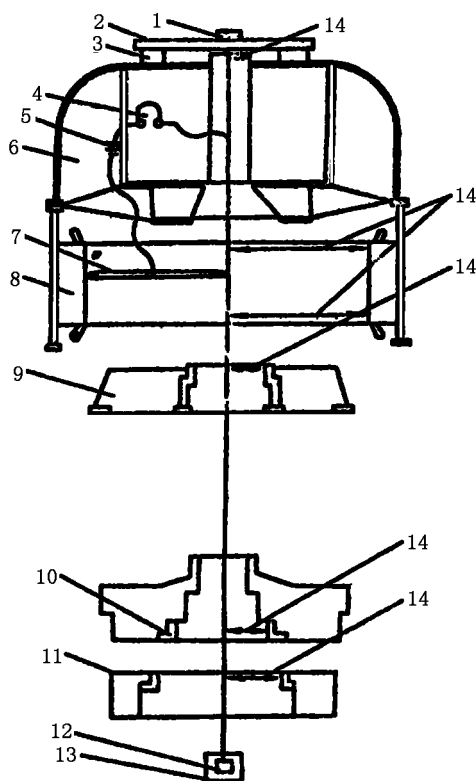


图 9-2-37 调整中心示意图

- 1—油桶 2—重锤 3—下固定止漏环 4—上固定止漏环 5—下机架
6—定子 7—千分尺 8—上机架 9—电池 10—耳机 11—绝缘垫块
12—工字钢梁 13—求心器 14—中心测点

调整机架中心一般方法是用千斤顶移动机架。具有独立基础的机架,若基础板尚未浇注混凝土,可根据机架偏心记录将千斤顶放于机架支臂端部,千斤顶将通过垫木传递力量到基础边墙上,如图 9-2-38 所示。若机架的基础板已浇注了混凝土,则可在机架支腿下端接焊调整架,用调整螺钉调整中心,如图 9-2-39 所示。

3. 下机架水平的测量与调整

机架的水平度要求较高,尤其是承重机架,测量时应将其水平度偏差严格控制 0.05mm/m 以内。测量部位应选经过加工的油槽顶面互成 90° 的方向测量。

水平测量通常选用特制的水平梁和框式水平仪,见图 9-2-40。水平梁通常用型钢加工制成,两端有三个支承点,中部焊有一块加工得很平的长方形铁板,用于放置框式水平仪,见图 9-2-41。测量时,为消除框式水平仪和水平梁本身的误差,可用框式水平仪和水平梁一起调转 180° 的方法(如仅调转框式水平仪 180°,则只能消除框式水平仪的误差,而不能消除水平梁的误差)。

调整后的机架中心偏差,应不大于 0.5mm。

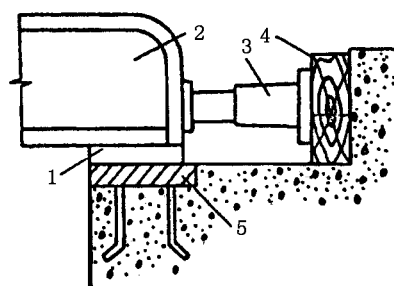


图 9-2-38 用千斤顶调整机架中心

1—基础板 2—机架支臂 3—千斤顶 4—垫木 5—垫板

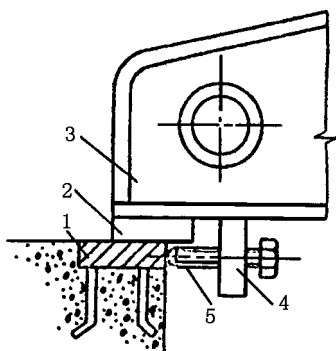


图 9-2-39 用调整架调整机架中心

1—基础垫板 2—基础板 3—支臂 4—调整架 5—调整螺丝

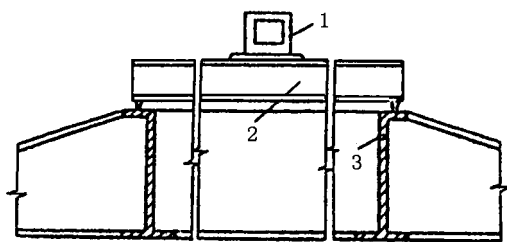


图 9-2-40 机架水平测量

1—方形水平器 2—三爪水平梁 3—机架

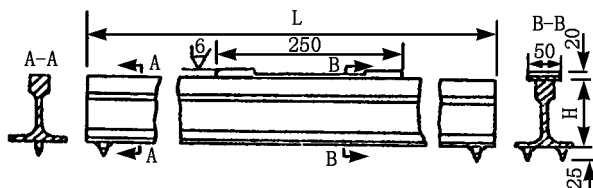


图 9-2-41 水平梁

机架的水平误差调整量为：

$$\delta = \frac{S_1 + S_2}{2} CD$$

式中 δ ——机架水平误差(mm)；

S_1 ——第一次测定时 框式水平仪气泡移动格数 ；

S_2 ——第二次测定时 框式水平仪气泡移动格数 ；

C ——框式水平仪的精度 0.02mm/m ；

D ——水平梁两支点的距离(m)。

第二次调头时 框式水平仪气泡移动格数 与第一次移动方向相同取正值 相反取负值 根据 δ 值的大小来调整机架的水平。

如果机架的水平不使用水平梁测量 而直接用方形水平仪测量 则可将水平仪直接放在油槽顶面互成 90° 的四个位置上进行测量 并做好记号 如图 9-2-42 所示。

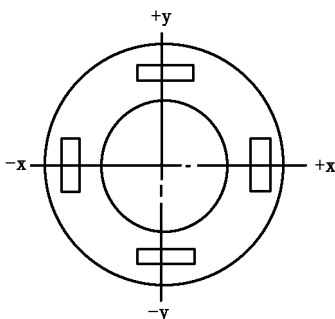


图 9-2-42 框式水平仪测量位置

在用框式水平仪直接测机架水平前 也要用在原地调头的方法检查水平仪本身的误差。如果机架倾斜严重 使水平仪的气泡移至最上部 不能反映出水平值时 可在水平仪低侧下端垫上塞尺加高 让气泡接近回到中间位置 先测出加塞尺后的水平值 然后再加上由于加塞尺的倾斜值。例如 水平仪的长度为 $L_0 = 250\text{mm}$ 低端加垫(塞尺)为 $X_0 = 0.04\text{mm}$ 此时气泡偏向不加垫一端 $S = 2$ 格 则其水平值为：

$$\delta = \frac{1}{2} \left(SC + \frac{X_0}{L_0} \right)$$

式中 δ ——水平误差值(mm/m)；

S ——气泡移动格数 ；

C ——框式水平仪的精度(0.02mm/m)；

L_0 ——水平仪长(m)；

X_0 ——加垫值或塞尺厚(mm)。

代入上述测值：
$$\delta = \frac{1}{2} \left(2 \times 0.02 + \frac{0.04}{0.25} \right) = 0.10\text{mm/m}$$

大直径油槽也可用水准仪测油槽顶部 4 ~ 8 个点的相对高程 经过计算得到水平值。

机架高程、中心和水平度调整合格后,将其固定好,浇灌二期混凝土。待混凝土养生合格后,即其强度达 65% 以上时,再次复查调整下机架的高程、中心与水平度,使其符合要求,最后根据图样要求钻铰定位销孔并放入定位销。

(三) 安装轴承和油槽

1. 安装导轴承

中小型水轮发电机多为悬式结构,在下机架中心体内只安放导轴承。导轴承的安装步骤包括:支柱螺栓、轴瓦托板、导轴承瓦等部件的安装。安装前,要仔细清洗各部件,并将毛刺等清除干净,然后再进行装配检查。

安装导轴承时,应特别注意检查支柱螺栓套筒与座圈的配合情况。螺套一般采用过渡配合镶嵌于座圈上,其端面与座圈配合应严密无间隙,螺套应固定牢靠,以保证机组在运转中导轴承间隙不因螺套有配合间隙而受到影响。如果检查时发现螺套端部有间隙,则必须设法消除。必要时取下螺套,经清扫修理后再装回,顶紧后重新钻攻紧定螺钉孔并将紧定螺钉拧紧,最后在四周打上洋冲将紧定螺钉锁定。为了防止轴电流形成导电回路而烧伤导轴承瓦,除了在导轴承瓦上装有槽形绝缘外,在导轴承瓦与轴瓦托板之间还设有绝缘垫板。绝缘垫板是由数块扇形板拼成的,组装时应将其放入组合面,如有两层应交错重叠垫入。绝缘垫板是用螺栓固定在轴瓦托板上的,因此要检查固定螺栓与导轴承瓦之间是否有足够的电压击穿距离。导轴承瓦安装好后,用 1000V 兆欧表测量导轴承瓦对地绝缘电阻应大于 $1\text{M}\Omega$ 。

2. 油槽安装

油槽主要由底盘、挡油管、油槽壁(外径)和密封盖等组成。油槽必须是严密组合而成。在各组合面上均有圆形耐油橡胶条或橡胶板来密封,以防止渗油和漏油。

待转子吊入后,就可将分瓣的油盘底组装在下机架下面。由于下导油冷却器多是由两对称部分组成的环形油冷却器,并且装在油盘底面上,因此组合就位时要将螺栓全部紧固把严,并钻配 2~4 只定位销钉,然后按图样配制进排水管,将其引至油槽外面。冷却器安装好后,可将挡油管安装紧固在油盘底面上。挡油管与轴应同心,其大小半径差不得大于挡油管与轴的径向单侧间隙的 20%。顶部与滑转子的轴向间隙应符合图样规定。将密封橡胶圆条放置在下油盘底沟槽内,并在其配合面上(油槽所有配合面)刷上密封胶。见图 9-2-43,利用 4 个吊装螺杆将下油盘底提升至与下机架下圆盘底面平行,用螺栓将下油盘底与下机架紧固在一起。

油槽内的分油板应按图样规定高程进行装配,用螺栓将分油板固定在角钢组成的支架上。如需焊接支架,应在施工时对轴承部件、冷却器等进行遮盖以免烧损。

槽内应按图样要求尺寸安装排油管、溢油管和取油样管。挡油管和油盘底及管路装配合格后,应按规定对油槽密封处和油槽焊缝作煤油渗透试验,试验时间需保持 4h 以上,不得有渗漏现象。

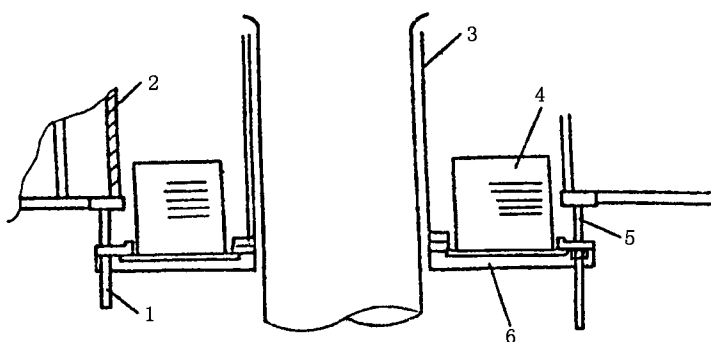


图 9-2-43 装下机架下油盘示意图

1—导向螺杆 2—下机架 3—挡油管 4—冷却器 5—吊装螺杆 6—下油盘

油槽的密封盖多为铝金属制成。如发现有的砂眼气孔,为防止运行时从孔中渗漏油,可用锡焊堵孔或用环氧树脂加固剂填。密封盖的组合应严密。密封盖与滑转子之间的间隙应均匀,太大会使油雾过分逸出,太小会造成磨擦滑转子(或轴),一般为0.5mm。

油槽内各部件装配完后,除支柱螺栓头部、丝扣、轴瓦表面、油冷却器铜管及各组合面外,其余各表面均应彻底清扫。油槽内壁应无铁锈和焊渣,最后可用面粉团清洁一遍,并按规定牌号和层数涂刷耐油漆。

(四)安装下盖板

下盖板是发电机和水轮机机室的隔板,对发电机起着保证密闭兼通风的作用。中小型水轮发电机盖板直接安装在下机架的支臂上。

下盖板一般由支架、盖板和基础三部分组成,如图9-2-44所示。

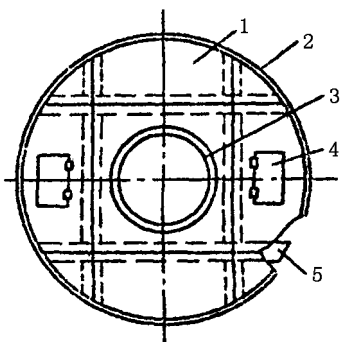


图 9-2-44 下部风洞盖板平面图

1—盖板 2—墙壁密封 3—主轴密封 4—进入门 5—支架

1. 支架

支架多为井字形,由型钢焊接而成。尺寸较大时支架多为装配式(即支架分成几个部件),在工地用螺栓组合或拼焊成整体。有下机架或中心支架的机组,有时不另设支架,而在机架与机坑墙壁之间的平面位置上加一圈盖板,每块盖板之间接缝用角钢支撑,

其中一边用塞焊方式将盖板与角钢焊为一体,另一边采用沉头螺栓紧固。为了便于水轮机检修时小型部件的起吊,在下盖板的支架(或下机架支臂)下部,常架设一圈工字钢。为增加承重能力,支架需做成桥形结构,见图 9-2-45。

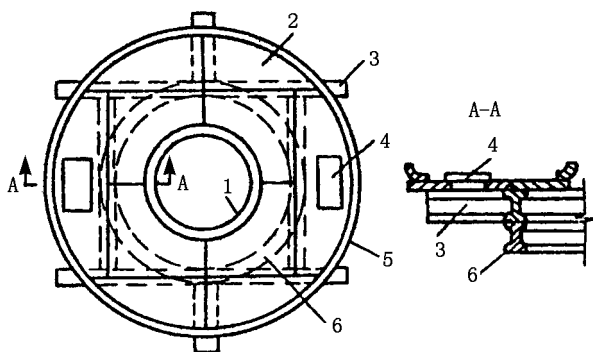


图 9-2-45 设有起吊轨道的平面图

1—主轴密封 2—盖板 3—支架 4—进入门;
5—墙壁密封 6—起吊设备轨道

2. 盖板

盖板布置在支架上,它是由多块拼成的。盖板的对缝与支架之间垫有 3~5mm 厚的毛毡密封。用沉头螺栓使两者联接在一起,见图 9-2-46。盖板与主轴或主轴法兰之间用橡胶或毛毡作为密封盘根,见图 9-2-47。盖板与墙壁之间也有毛毡密封,盖板上设有进入门(1~4 个),以便安装、运行和检修时使用。进入门一般由钢板制成,把合叶点焊在盖板上后,门就可做折叠开闭了。

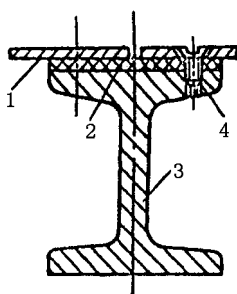


图 9-2-46 盖板合缝

1—盖板 2—毛毡 3—工字钢 4—沉头螺栓

3. 基础

下盖板基础有两种结构形式:一种为立式结构,见图 9-2-48。盖板是借助支脚 2 受剪螺栓来支撑重量,因此这种结构只适用于不带起重设备的支架。另一种是平板基础结构,见图 9-2-49。它能承受较大重量,适用于带起重设备的支架结构。

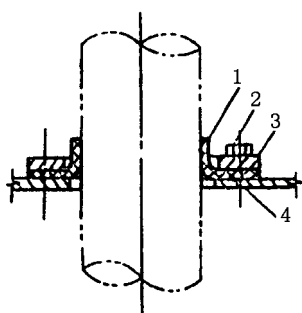


图 9-2-47 盖板与主轴密封

1—橡胶垫(或牛皮) 2—螺栓 3—压垫 4—盖板

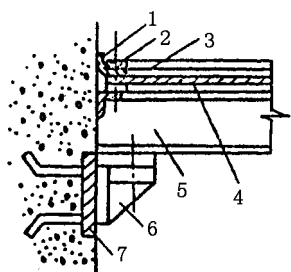


图 9-2-48 下部风洞盖板基础

1—墙壁密封 2—压垫 3—盖板密封 4—盖板 5—支架 6—支脚 7—基础板

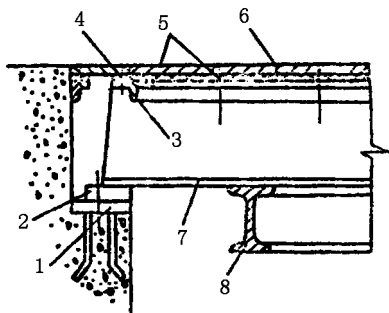


图 9-2-49 下部风洞盖板承重基础

1—基础板 2—支脚 3—环形角铁 4—小盖 5—盖板；

6—盖板缝密封 7—支架 8—环形轨道

4. 下盖板组装

首先对盖板和支架进行检查,要求盖板和支架应平直无显著变形,否则应予以校正。对装配式支架,按制造厂预装时的编号,用螺栓连接或拼焊,组合成整体。支架的组合应紧密。

接着进行盖板的组装。盖板在制造厂已经过预拼装,并编有号码。工地组装时,先按类别或编号一一清理,并扫除表面的污泥脏物,然后按图样将每块盖板平铺在组合成整体的支架上。调整各盖板之间的缝隙,一般约 3~5mm。盖板组装后,检查各部分尺寸

和方位与图样是否相符。在检查合格后,可用少量点焊把盖板连成一体,使盖板不能随意移动。需要配钻孔的部位,以盖板上螺孔为基准,在支架上钻孔并攻丝,然后清除盖板和支架上的铁屑,剪裁好盖板接缝处使用的毛毡密封垫,将其放在盖板接缝与支架之间,最后紧固每个螺栓。紧固后盖板应无翘起现象。

5. 下盖板基础板埋设和安装

为了缩短工期,盖板基础板的埋设应尽量在下盖板整体组装后一次性埋入混凝土内。下盖板基础板的定位应根据图样按水轮机主轴或座环顶面的实际高程和中心来确定,或者根据下机架支臂来确定。

对于立式结构基础板,应在盖板支架就位前使支脚与之成对装配,并埋设在二期或二期混凝土里。

在平板结构的基础板安装时,盖板层混凝土会出现基础槽坑,有时还需加局部盖板进行封闭。

四、定子的安装

(一) 定子整体吊装

小型机组的定子制造厂时就已经整体装配过。在工地安装前只要仔细检查与清理,并进行耐压试验合格后,再将定子吊入机坑安装即可,见图 9-2-50。如定子有支持架,应先将支持架装在定子上。小型机组起吊时,不要用起吊梁,要直接将钢丝绳穿过起吊柱起吊。为保护空气冷却器支架不受损坏,起吊定子时必须用垫板垫起钢丝绳,见图 9-2-51。中型水轮发电机定子,由于运输方面的限制,需要分成两或三部分,甚至于四部分。在机坑外完成组合和下线,然后整体吊入机坑。或者在机坑外完成组合,整体吊入机坑后再嵌入合缝处绕组。

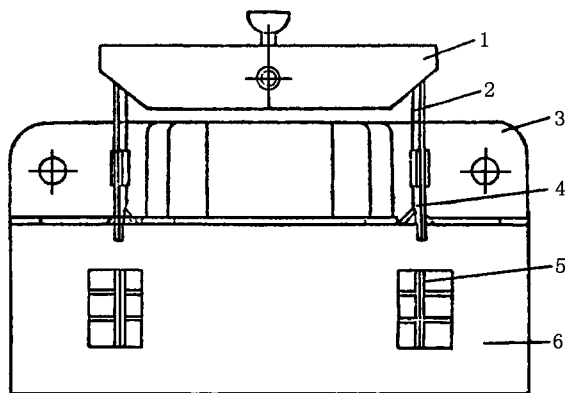


图 9-2-50 定子起吊措施示意图

1—箱型吊梁(2个) 2—吊杆(4个) 3—上机架 4—吊耳(4个) 5—定子合缝板 6—整体定子

中型水轮发电机定子整体吊装的关键问题是安全可靠和减小定子机座的变形。由

于定子很大的尺寸和质量在起吊时产生了很大的径向力,所以必须要根据定子机座的刚度、直径大小及总重量等因素采取可靠的措施,以防止机座拉伸和铁心挤压变形,以及由此而产生的定子绕组线棒绝缘的损坏。

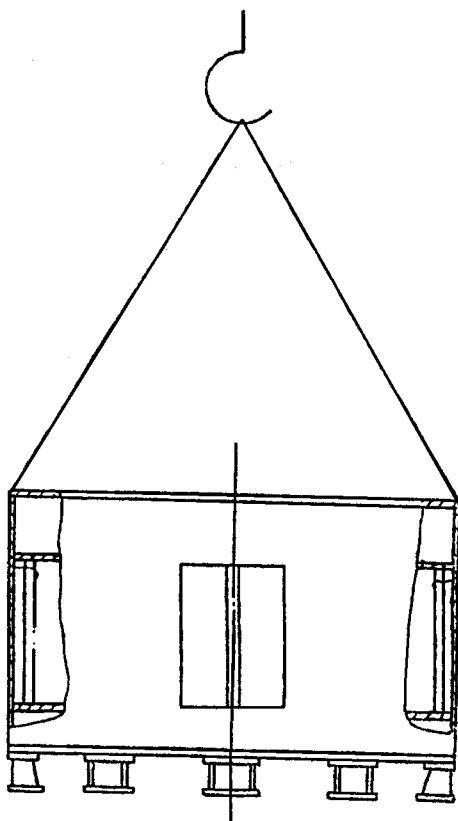


图 9-2-51 定子整体吊装图(定子机座外径小于 4m)

防止机座吊装变形的方法是对定子进行加固和改善起吊条件。这样可以增加其刚度,减少作用于定子的径向力以及在非吊点处产生的挠度。为了达到上述目的,可根据施工工地的具体条件,用上机架作支撑或利用特制的抬梁托住定子,吊点应在定子合缝处,并在非吊点合缝处的上下端和吊点组合缝的下端焊钢板加固。

为了使定子的正式吊装工作安全可靠地进行,在安装间全部组装工作结束后,应做一次整体起吊试验。其目的在于 ①检查桥式起重机(重点是行走机构和提升机构的制动闸、钢丝绳等)、平衡梁、销轴、吊耳等以及焊缝在全负重下的工作情况,校核设计强度。②测量定子、平衡梁、吊耳等在吊起状态下的应力和变形,给定子整体吊装提供技术数据。③为正式吊装做一次实际的预演习。

我国水电站机组安装采用定子整体吊装的实例中,有定子整体二点吊装、四点吊装两种方案。吊装中有用两台桥式起重机抬吊的方案;也有用一台桥式起重机起吊,采用钢丝绳多吊点整体吊装定子的方法。用上机架加固定子的整体吊装情况如图 9-2-52

所示,它采用两根自制的箱形梁作吊具,每根梁的两端各有一个吊耳,通过拉杆与焊在定子合缝板上的吊耳铰接。梁的跨中以销轴与桥式起重机主钩联接,由两台起重机抬吊。定子的水平调整,在厂房纵向可由主钩来调整,在上下游方向可由拴在上机架支架和主钩动滑轮上端横梁间的四套拉紧装置进行微调。一般的定子起吊方式,如图9-2-52所示。

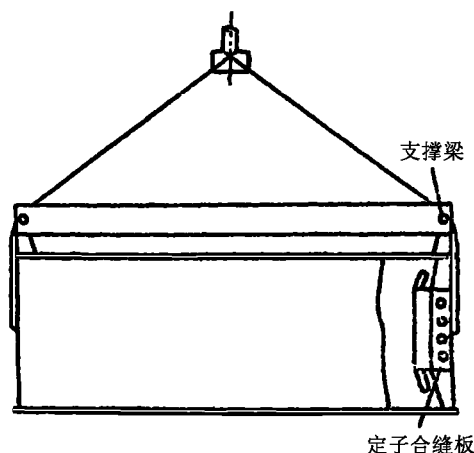


图9-2-52 定子起吊措施示意图

(二) 定子整体的调整

当定子整体吊入机坑后或在机坑内组装的定子完成组合和下线之后,即可进行定子整体的调整工作。调整工作包括高程、水平度、中心及圆度的调整。一般是先分别测量以上各量,再经综合比较分析,最后一并调整。

1. 定子高程、水平度的确定和调整

定子高程应以水轮机座环顶面高程为基准。当水轮机转轮吊入安装找正并确定高程后,则定子应按水轮机主轴法兰及各部位实测尺寸校核高程。确定定子高程时,应同时考虑定子铁心中心的平均高程及定子机座顶环垫板(与上机架组合面)的高程。具体为以下两点:①铁心中心的平均高程应略高于转子磁极中心(其高出值不超过定子铁心有效长度的0.4%)。②上机架与定子机座联接后,上机架高程能符合要求(对转动部分很重的悬式机组,上机架产生的挠度变形有时可达3~5mm,因此须酌情提高定子的高程)。因此,事先应对有关部件的实际尺寸进行测量检查,例如发电机主轴的各部件尺具体寸、转子磁极平均中心至法兰面的距离、定子铁心平均中心到机座顶面的距离等。如果有与图样不符的情况,因为图样上的尺寸都是名义尺寸,而在实际制造中都有一定的公差,所以对图样上标注的高程应加以适当修正,并以实际尺寸计算结果为准。

在测定定子中心高程时,首先应在定子铁心内圆沿高度方向找出中心,用白漆作上记号,圆周上的测点与圆度测定时的布点相同,用水准仪测出各点与基准点的高差,然后

算出定子铁心的平均高程。

定子水平测量位置一般以机座顶环垫板(与上机架组合面)为基准,直接用水准仪测定各点的高程,见图 9-2-53。当定子水平与铁心垂直不能同时满足要求时,首先应保证铁心的垂直,上机架的水平则用加金属垫的办法校正。定子水平值可按下列式计算:

$$\delta_c = \frac{E_1 - E_2}{L}$$

- 式中 δ_c ——定子水平值(mm/m);
 E_1 ——定子机座任一点的高程(mm);
 E_2 ——定子机座对应点的高程(mm);
 L ——对应两测点的间距(m)。

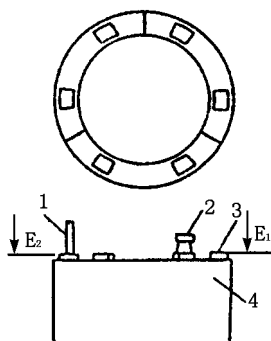


图 9-2-53 直接用水准仪测定各点高程

1—钢板尺 2—水准仪及其三角支架 3—机座加工面 4—定子

定子高程与水平调整往往同时进行。可先利用他下面的临时支承千斤顶先支起定子(必要时可用桥式起重机吊起定子的一侧),然后变换楔子板或垫板高程来固定,调整后卸去千斤顶,使定子仍落在原来基础上。

2. 定子中心偏差及圆度的调整

(1) 转子未吊入机坑时的定子调整。

定子中心偏差和圆度调整可在机坑内与水平、垂直等一起测量调整。具体调整工序如下:

①以座环中心为基准悬挂中心钢琴线。见图 9-2-54。需先制作一横梁(或三角架)通过横梁将求心器支承在定子的上空。求心器结构如图 9-2-55 所示,横梁应牢固、平稳。用求心器调整悬挂的中心钢琴锤线。钢琴线下挂一个能使钢琴线平直的重锤。为了使钢琴线的尽快稳定,可将重锤四周加上轮叶,并浸在盛有粘性油的油桶内如图 9-2-56 所示。重锤与油桶内壁应留有足够的间隙,以免钢琴线中心调整时与油桶壁相碰。

先用钢卷尺量出水轮机座环内壁 x、y 方向对称四点至钢琴线的距离,再调整求心器

使对称两点半径误差在 1mm 以内,以初步找出水轮机座环中心,然后在带有千分尺测头的测杆上接上测中心的线路,用钢琴线耳机法(或电流表法如图 9-2-57 所示)测出四个测点到钢琴线的距离 a、b、c、d,见图 9-2-57。如果悬吊的钢琴线不在中心上,则根据下列公式:

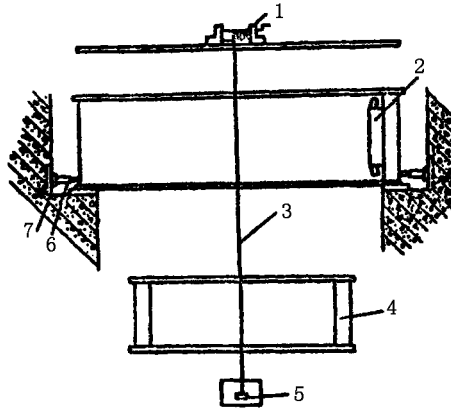


图 9-2-54 定子中心测量及其调整

1—求心器 2—定子铁芯 3—钢琴线 4—座环 5—重锤 6—千斤顶 7—预埋基础板

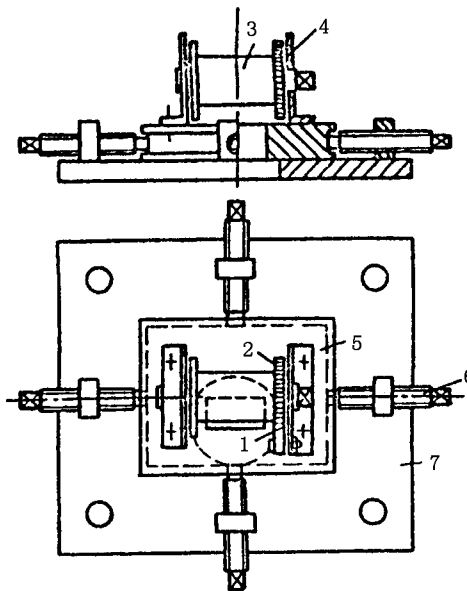


图 9-2-55 求心器

1—棘轮爪底板 2—棘轮 3—钢琴线卷筒 4—支承 5—中心滑板;
6—中心调节螺钉 7—固定底板

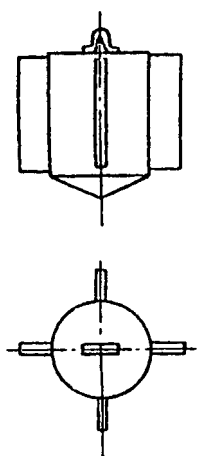


图 9-2-56 重锤

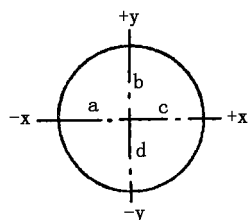


图 9-2-57 四测点数据

$$X = \frac{a - c}{2}$$

$$Y = \frac{b - d}{2}$$

X、Y 便是求心器向 x、y 方向移动的距离。待重锤稳定后，重新测量 a、b、c、d 四个数值，直至 a—c 和 b—d 两值之差小于 0.05mm 为合格。

中心线确定以后，定子中心和圆度调整即以此线为准。在以后的调整过程中，求心器和钢琴线不得再有丝毫移动，否则就需重新检查校正中心线。

②确定定子圆度测点。定子整体在每个测量断面上(一般为上、中、下三个断面)所测取的点不应少于 8 个。分瓣定子因合缝或端部易发生变形，因此要求在这些部位上标定测点。另外在定子铁心内径上下两个测量断面上，每瓣要标定 3~5 个测点，如图 9-2-58 所示。

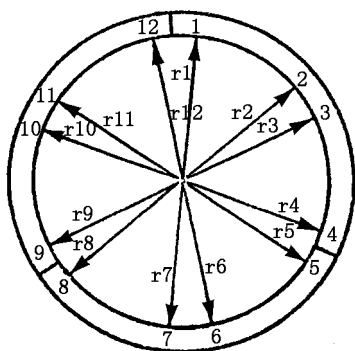


图 9-2-58 3 瓣定子测定圆周分布图

③测量定子的圆度。用钢琴线耳机法按各测点依次测量中心线至定子铁心内壁的距离。

测量工具都采用大型内径千分尺杆,见图 9-2-59。由于测杆很长,所以它应用刚性好且轻便的材料制成,以利于手持操作。工地通常用杉木、竹杆或铝合金管制成。在测杆的活动端需装上一个普通千分尺头,以便调节及读出相对数值。

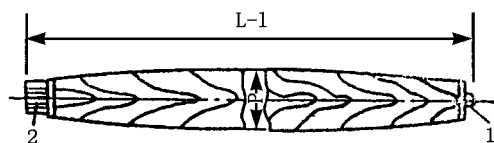


图 9-2-59 大型内径千分尺杆

1—固定触头 2—千分尺活动接头

测量过程应由两人配合进行完成,一个将测杆尾端对准测点压紧,在测量中不得松开,另一人头戴耳机,手握千分尺头测量,并记下读数。待其余各点测量好并记录下来后,最好换一个人再测一遍,以便互相校对。

通过对定子圆度的测量,可以得到定子的椭圆度、中心偏差及铁心的不垂直度。

④调整定子椭圆度中心偏差和不垂直度。定子内圆各相对半径的最大值与最小值同所测各点平均值之差不得超过设计空气间隙的 $\pm 5\%$,否则就需调整。定子椭圆度调整值可按下式计算:

$$\sigma = \frac{D - D'}{2}$$

式中 σ ——定子随圆度调整值(mm);

$D - D'$ ——定子两垂直方向直径差(mm)。

见图 9-2-58 所示,在 1-7 与 4-10 两方向的椭圆调整值为:

$$\sigma = \frac{D_{1-7} - D_{4-10}}{2}$$

式中 D_{1-7} ——定子点 1-点 7 的直径, $D_{1-7-10} = r_1 + r_7$;

D_{4-10} ——定子点 4-点 10 的直径, $D_{4-10} = r_4 + r_{10}$ 。

若 σ 为正,即 D_{1-7} 大于 D_{4-10} ; σ 为负,则 D_{1-7} 小于 D_{4-10} 。

定子中心偏差调整值,则用下式计算:

$$e = \frac{r - r'}{2}$$

式中 e ——定子中心偏差调整值(mm);

$r - r'$ ——定子同一直径方向半径差(mm)。

见图 9-2-58,1、7 方向中心偏差调整值即为

$$e = \frac{r_1 - r_7}{2}$$

若求得的 e 值是正,则 e 为定子应从 1 点向 7 点方向调整的距离,若 e 是负值,则 e 为

定子就从7点向1点方向调整的距离。

定子倾斜值按下式计算：

$$\epsilon = r_{\text{上}} - r_{\text{下}}$$

式中 ϵ ——定子铁心表面的倾斜值 (mm)；

$r_{\text{上}} - r_{\text{下}}$ ——同一垂直方位上的上、下两半径之差 (mm)。

对于定子圆度及中心偏差和定子铁心的局部倾斜的调整,一般要同高程和水平的调整结合考虑。倾斜调整可结合高程进行。调整圆度和中心偏差的措施是利用千斤顶强迫机座受力变开或移动。千斤顶撑在定子机座和机坑墙壁之间。为了墙壁能承受较大的压力,可在其受力的部位预埋基础板(见图9-2-60)或抗弯强度较大的型钢(见图9-2-61)。调整时,根据定子椭圆度及中心偏差调整值和方位,迫使定子局部向中心移动。在需要重点调整的地方,可适当多放些千斤顶。为避免可能产生其他方向的中心偏移(位移可用千分表监视),它的两翼和对称方向,也需放置适当千斤顶作为限制(需稍松一些)。在用千斤顶调整时应考虑到定子结构的强度和刚度,以免造成定子局部变形和焊缝裂开。

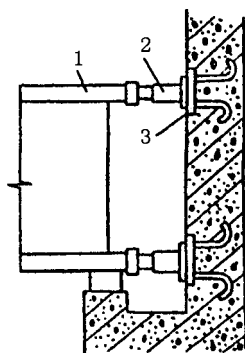


图9-2-60 在墙壁受力部位预埋基础板

1—定子机座 2—千斤顶 3—预埋基础板

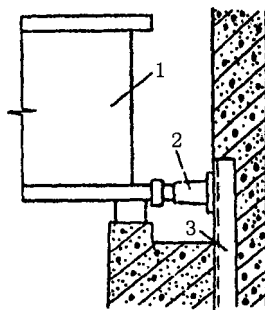


图9-2-61 在墙壁受力部位预埋型钢

1—定子机座 2—千斤顶 3—型钢

定子圆度和中心调整,应尽量作到精确,以便转子吊入后不再调整定子,这样也能加速安装进度。

(2) 转子已吊入机坑时的定子调整。

如果转子先吊入机坑并按水轮机中心找正后再套入定子,则定子的圆度和中心均要根据转子来调整。具体调整方法如下。

一般先测定定子间的空气间隙,使各空气间隙实测值与实测平均间隙之差不大于实测平均间隙的 $\pm 10\%$,即

$$\frac{J_i - \bar{J}}{\bar{J}} \leq \pm 10\%$$

式中 J_i ——实测各单个空气间隙(mm);

\bar{J} ——实测平均间隙(mm)。

测空气间隙的部位,应该选在定子铁心内圆与转子磁极外圆上下端的中部,如图 9-2-62 所示。

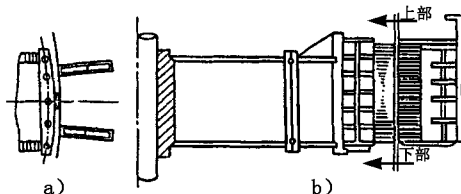


图 9-2-62 空气间隙测量部位

测量工具可用特制的斜形塞块,见图 9-2-63,或气隙塞规,见图 9-2-64。塞块的斜率和长度应满足测量范围的要求。测量时先在塞块斜面匀薄地涂一层白铅油或红丹(木塞块可涂粉笔灰),将斜面对准定子铁心表面插入磁极和定子铁心之间(由于磁极端部有较为平整的磁极压板极靴,故塞块平面应贴靠磁极,斜面卡在铁心端部棱齿上),当插下不动时,拔出塞块。如塞块斜面一侧有刻度,从卡迹处就可看出间隙大小;如无刻度则要用游标卡尺或外径千分尺量取痕迹处的厚度(即空气间隙值)。可用同样的方法和同样的插力逐次测得上下部全部间隙值。如磁极数较多时,可多隔一些极测一点间隙。空气间隙超出要求时应进行调整,其方法与定子圆度调整相同。



图 9-2-63 斜形塞块

1—塞块 2—手柄

定子空气间隙调整合格后,应将基础螺母拧紧,并检查定子与基础板接触情况是否

严密,最后配齐销钉并点焊固定。为防止热变形,定子连接螺栓和基础固定螺栓的螺母宜用止动垫片折角的方法锁住。最后对基础板、基础螺栓的预留槽、孔浇注二期混凝土。为避免运行时漏风,定子机座与基础面之间不必要的空隙一律用混凝土或砌夸抹混凝土砂浆来封闭。定子调整圆度用的千斤顶应在基础混凝土养护好后方能拆除。

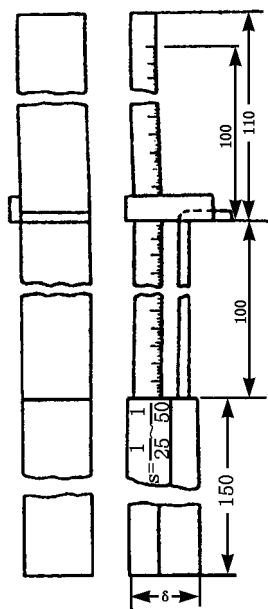


图 9-2-64 气隙塞规

五、上机架预装

在正式安装上机架前,应先确定安装高程(一般按设计值 $^{+2}_0$ 进行)。大直径机架的挠度变形较大,有时可达 $3 \sim 5\text{mm}$,因此安装高程需适当增加。安装前应详细测量和检查有关部件的实际尺寸,看是否与图样相符。检查、清理合格后才能将上机架吊装于定子上,见图 9-2-65。检查上机架高程和中心。以水轮机座环为基准,如果是悬式机组,测基准点至推力轴承油槽轴承座底面垫板处(或油槽顶加工面)的距离;如果是伞式机组,则测导轴承支柱螺栓中心(或油槽顶加工面)至基准点的距离。对上机架高程,一般是用在与定子顶环组合面处加金属垫片的方式来加以调整,金属垫片层数不宜多于 2 层,调整后的上机架高程偏差应不大于 $\pm 1.5\text{mm}$ 。上机架中心的测量基准与高程基准相同,通常是以座环来定位,见图 9-2-65。特殊情况也可以按水轮机主轴法兰定位,见图 9-2-66。用上机架挡油管外圆检查上机架中心,偏差应控制在 $\pm 0.5\text{mm}$ 以内,调整方法同下机架。上机架的水平检查和调整也与下机架一样,偏差应控制在 0.05mm/m 以内。通常上机架的中心、水平度在制造厂已与定子一起找正调整好,一般在工地只需要测量复查。如果不合格,就需重新调整,重新钻铰定位销孔,并打销固定。合格后拆下上机架并

吊走。

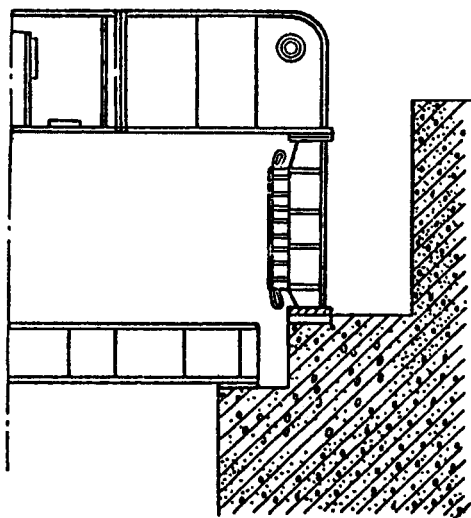


图 9-2-65 上机架找正

六、转子吊入找正

水轮发电机转子是机组中最重要的部件,也是确定厂房内桥式起重机最大起吊重量及极限提升高度的依据。转子吊入机坑是机组安装中的重要环节。吊入前必须认真做好周密细致的准备工作;吊入时精神应高度集中,精心指挥,慎重操作,并采取可靠的安全措施;吊入后需仔细找正。

(一) 转子吊入前的准备工作

1. 转子吊装应具备的条件

(1) 转子本体施工已完毕,并已经过清扫,转子铁心通风沟经仔细检查清扫后应无杂物,不能让脏物、油或水积聚在线圈表面上。检查每个风叶的紧固情况,如发现松动,必须重新紧固并锁定。另外下机架及下盖板已吊入机坑就位,下机架中心位置及水平均符合规定。

(2) 测量转子线圈直流电阻,并测量极间联接线的电压降(用直流压降法)。以各接头相同长度的电压降作比较,其压降偏差不得大于 25%。

(3) 用 500V 或 1 000V 兆欧表测量转子绝缘电阻,要求不低于 $0.5\text{M}\Omega$ (干燥后),单个磁极和集电环的绝缘电阻值,一般不应低于 $5\text{M}\Omega$ 。

(4) 主轴法兰表面的防锈保护层和脏物应清理干净,法兰尺寸经测量检查应符合图样要求。

(5) 制动器及其管路等部件均已安装完毕。

(6) 水轮机主轴的垂直度和法兰的中心已经过校对并符合图样要求;水轮机主轴法

兰接触面已经检查,转轮降低高度符合要求(转轮比设计高程降低的高度应大于发电机主轴法兰止口高度 $3\sim 5\text{mm}$),以免转子吊入时,发电机主轴和水轮机主轴相碰。

(7)制动器支持高程已调整合适。转子吊入后,先放置在制动器上,对混流式水轮机的悬吊式机组,应使套装后的推力头与镜板背面有 $6\sim 8\text{mm}$ 间隙(即转子落在制动器上后的高程比要求的安装高程应高出 $6\sim 8\text{mm}$);对转浆式水轮机的机组,应考虑联接操作油管所需的必要高度。制动器相互间顶面应在同一平面上,相对高度差不大于 0.5mm 。

制动器的调整方法分别是:对锁定螺母式制动器,可直接用水准仪测量制动器顶面高程,用扳手旋转螺母升或降,使每个制动器顶面高程处在所需位置上;对于锁锭板式制动器,须将制动器活塞提起,将锁定板扳到锁定位置,然后落下活塞,再在各制动器顶面加环氧玻璃布板(或金属垫)调整到所需的同一高程上,使转子落在制动器上后基本处于水平位置。为了便于调整,在受力允许的情况下,可选用部分均匀分布的制动器参与调整工作。

(8)对需测量起吊变形的转子应做好测量准备工作。特别是对发电站的第一台机组的转子,须测量起吊时转子变形的一些技术数据,如测量转子支架挠度值、转子磁轭外缘相对内缘的伞形变形值、两支臂间磁轭下沉值等。为此,转子吊装前应做好测量准备工作。可以在相邻两支臂键槽中间搭焊一根角铁,角铁中间装上千分表,表头对准磁轭,转子起吊时用千分表测出两支臂间磁轭相对支臂键槽板的下沉值。另外可把角铁搭焊于轮毂底部,在角铁两端装设千分表,以此测出转子起吊时支臂挠度和磁轭的伞形变形值。

(9)吊下挡风板把它安装在下盖板上。

2. 起重设备的检查

起吊转子的桥式起重机应经过荷重试验并有合格的结果。为确保转子起吊安全,起吊前还需对起重机进行全面检查和维修,只有在确保起重设备各部件正常时才允许起吊。主要检查内容有下列项目。

(1)各受力部分螺栓应无松动。

(2)各减速箱齿轮正常,箱内润滑油充足干净,机械润滑系统正常。

(3)各轴承正常。

(4)制动闸间隙和制动力矩调整合适,各制动闸工作可靠。

(5)轨道(包括基础)阻进器、行走机构等正常无异状。

(6)起重用的钢丝绳完好无缺,钢丝绳的固定卡可靠。

(7)电气操作系统和各部分绝缘良好,限位开关和磁力控制盘的动作正确等。

(8)若用两台桥式起重机并车操作,必须作好并车试验,要求两台桥式起重机的动作同步。

3. 起吊转子的吊具检查

起吊转子采用专门的吊装工具。根据转子重量及结构的不同,吊转子工具也有所区

别。

中、小容量悬式水轮发电机转子起吊用的吊装工具有套耳吊具,见图 9-2-66 和图 9-2-67。也可以直接用钢丝绳起吊,见图 9-2-68。

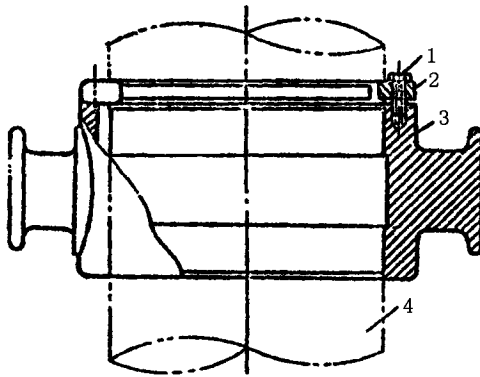


图 9-2-66 套耳吊具

1—螺栓 2—卡环 3—套耳吊具 4—主轴

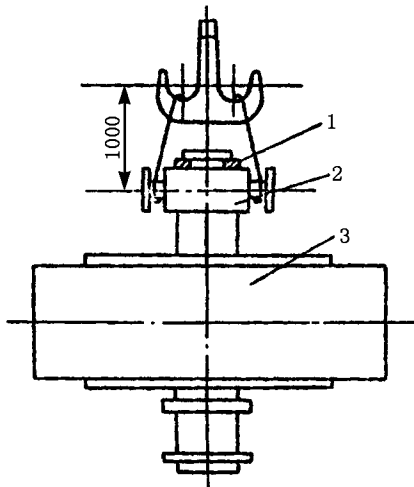


图 9-2-67 用套耳吊具吊运发电机转子

1—卡环 2—套耳吊具 3—发电机转子

伞式结构或无轴结构的发电机转子起吊,过去一般采用特制的梅花吊具,用螺杆穿过转子吊孔与底部横梁联接,见图 9-2-69。但这种吊具螺杆多,使调平变得很困难。因此,目前多改用轴式吊具起吊伞式发电机转子,见图 9-2-70。

转子起吊前,必须对起吊工具的焊缝及制造质量进行仔细检查,并用预装过吊具,以保证吊具与轴头配合良好。对梅花吊具的卡环和轴承内的滚柱应进行分解清洗,滚柱不能有裂纹,安装时滚柱须安装到位。轴承转动应灵活。

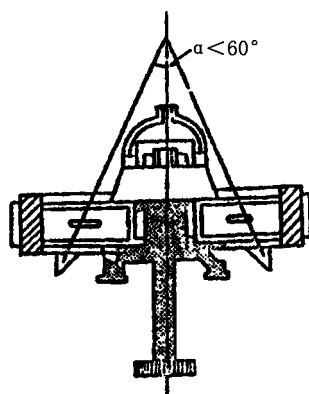


图 9-2-68 用钢丝绳直接吊起发电机转子

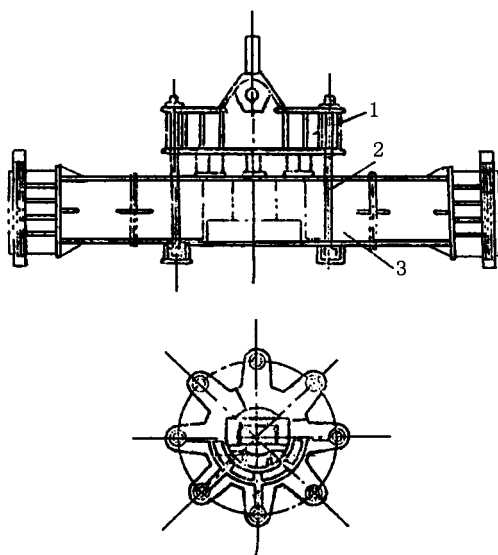


图 9-2-69 用梅花吊具起吊伞式发电机转子

1—梅花吊具 2—螺杆 3—伞型发电机转子

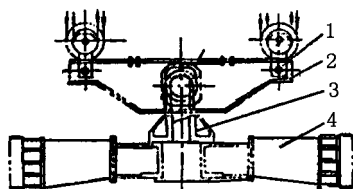


图 9-2-70 用轴式吊具起吊伞式发电机转子

1—吊钩装置拉板 2—平衡梁 3—轴式吊具 4—发电机转子 5—卡环

(二) 转子吊入

转子吊入时注意事项及吊装过程如下：

(1) 桥式起重机上应同时有机和电两方面的维护人员，在制动闸、减速箱、卷筒、电器

箱等设备附近设专人监护,以便及时发现故障和预防事故。桥式起重机电源必须可靠,也需设有专人监护。

(2)在安装间进行试吊转子,当转子起吊到离地约 100~150mm 时,先试升降几次,注意检查起重机构运行情况是否良好,同时用方形水平仪在轮毂加工面上检查转子的水平(如果发现转子不水平,可用加配重的方法或挂链式葫芦进行调整)。然后测量转子磁轭下沉值及伞形变形值(如果需要),初步鉴定转子装配质量。

(3)试吊正常后,再将转子提升到 1m 左右。对转子下部进行全面检查,认真清洗和研磨主轴法兰盘接触面,使其接触良好,并检查法兰螺孔、止口及边缘有无毛刺或凸起,如有则需进行消除。因转子吊入后,与水轮机主轴法兰间隙很小,那时已无法检查处理。此外,还应检查转子磁轭的拉紧螺杆端部是否突出在闸板面外,螺母是否全部点焊牢等。确认一切合格后,将转子提升到允许高度吊往机坑。

(4)在将转子下落到制动器上之前,应先将转子吊到机坑上空与定子内孔初步对正,然后才能徐徐下落。当转子将要进入定子时,再仔细找正转子。为避免转子和定子相碰,需用 8~12 根木板条(宽约 40~80mm,并比磁极稍长,厚为设计空气间隙的 $\frac{1}{2}$)均匀分布在定转子间隙内,见图 9-2-71。每根木板条都由一个人提着使之在靠近磁极中部的地方上下活动。在转子下落过程中如发现木板条被卡住,说明在该方向间隙过小,应立即向起吊指挥报告,并向相对方向移动转子。几次调整中心之后,转子即可顺利下降。待其即将落在制动器上时,要特别注意防止主轴法兰止口相碰。

转子落在制动器上后,转子吊入即告结束,接着就可以吊装上机架了。但要注意:转子找正如采用以水轮机主轴为其准进行,则转子落到制动器上后起重机不得移动,暂不卸去吊具,因转子找正过程中可能还要吊起转子。所以,应在转子找正完毕后卸去吊具。

(三) 转子找正

转子找正有两种方法:一是以定子为基准进行找正;另一种是以水轮机主轴为基准进行找正。

1. 以定子为基准进行转子找正

对于在定子就位后才被吊入的转子,转子找正应以定子为基准进行。找正时,主要是控制定转子空气间隙和高程。为避免工序重复,这项工作应在转子重量转换到推力轴承上后进行。

(1) 高程的调整。

以定子为基准进行高程调整时,首先要将转子重量转移到推力轴承上(落下制动器,使推力头镜板落在推力瓦上)。如转子高程不合适,先用制动器将转子再顶起,然后升(或降)推力瓦的支柱螺栓,再落下转子,这样高程即得到一次改变。经过 1~2 次的反复,即可达到所要求的高程,完成调整的目的。

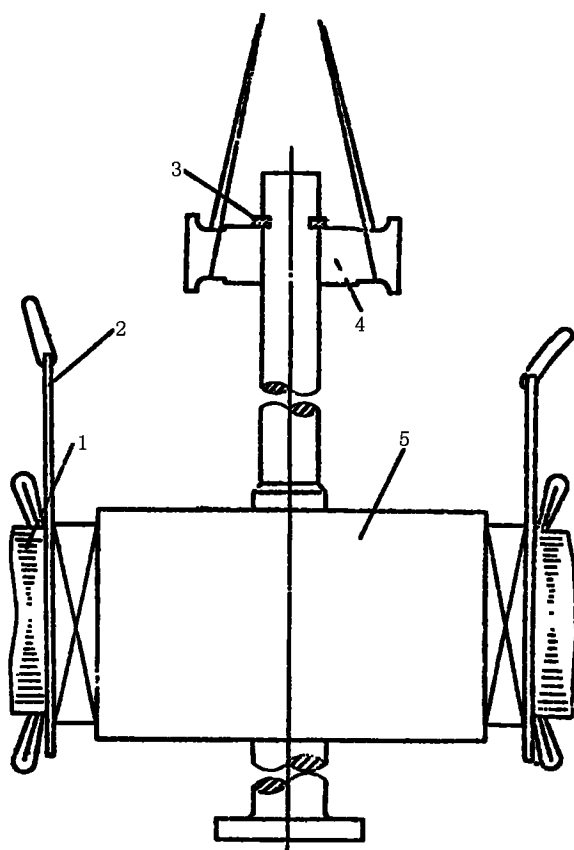


图 9-2-71 吊转子示意图

1—发电机定子 2—木板条 3—卡环
4—套耳吊具 5—发电机转子

安装后转子的高程应使转子磁极中心线的平均高程略低于定子铁心中心线的平均高程,两者差值应在铁心有效长度的 0.4% 以内。

(2) 中心的调整。

主要通过控制转子空气间隙来实现。找中心时,先测量上下部分的空气间隙,以判断中心偏差的方向。然后顶动导轴承瓦,使镜板滑动,转子即产生中心位移。接着再测定转子空气间隙。如此反复 1~2 次,中心即可找正。

利用导轴承瓦或临时导轴承瓦进行调整时,瓦面应涂猪油或加有石墨粉的凡士林油。

2. 以水轮机主轴为基准进行转子找正。

当转子先于定子吊入机坑或发电机转子吊入后需立即与水轮机主轴联接以便整体盘车时应以水轮机主轴为基准找正转子。

(1) 高程和水平的调整。

首先检查转子是否已在设计的标准高度上。方法是用标准塞块和塞尺测主轴法兰

间隙,见图 9-2-72。用一个塞块和一把塞尺的若干塞片,分别塞入发电机主轴与水轮机主轴法兰面间隙的四周,以测出间隙的厚度。为减少测量误差,塞块两面要经过精加工,而且塞尺叠片不宜过多。通过实测间隙大小可计算出发电机转子实际高程。转子法兰实际高程(即水轮机主轴提起后的高程)等于水轮机法兰面的高程(事先测定)加上实测间隙值。将此高程与设计值相比,再用在制动器上加(减)垫片的方式来调整。如超出 0.5~1mm,则需提起转子,在制动器顶面加(减)垫片。在加(减)垫片后使转子重新就位,再按上述方法测量,直至高程合适为止。

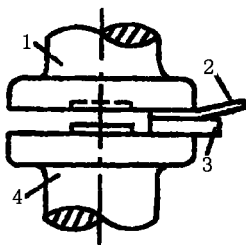


图 9-2-72 测主轴法兰间隙

- 1—发电机主轴 2—塞尺
3—塞块 4—水轮机主轴

发电机转子水平的调整,一般同高程调整同时进行。仍以水轮机主轴法兰为准,同样需要调整部分制动器上的垫片高度。要求发电机法兰与水轮机法兰相对水平差不大于 0.03mm/m。如超过这一标准,则需在一部分制动器顶面加(减)薄垫。垫厚按下式计算:

$$\delta = \frac{D}{d}(\delta_a - \delta'_a)$$

式中 δ ——法兰最低点所对应的制动器应加垫厚度(mm);

D ——制动器的分布直径(mm);

d ——法兰盘直径(mm);

$\delta_a - \delta'_a$ ——法兰盘对称方向间隙差(mm)。

其他各制动器上的加垫厚度,可按比例关系算出。经过几次测量调整后,即可将转子调整成水平,即使主轴处于垂直位置。

(2) 中心的调整。

转子中心调整可通过测量主轴两法兰径向错位来进行,见图 9-2-73。用一个钢板尺(或平板尺)侧面贴靠在水轮机主轴法兰侧面上,再将塞尺的若干片塞进发电机法兰与钢板尺之间,以测得间隙值。中心偏差按下式计算:

$$\Delta\delta = \frac{\Delta\delta_1 + \Delta\delta_2}{2}$$

式中 $\Delta\delta$ ——中心偏差值(mm);

$\Delta\delta_1$ $\Delta\delta_2$ ——直径方向两侧间隙值(mm)。

调整时,有下导轴承的可先装上下导轴承瓦再进行调整。无下导轴承时,可将转子略微吊起,并配合千斤顶移动发电机法兰进行调整。调整时,在 x 、 y 轴方向各设置千斤顶及其支撑架,千斤顶头部与法兰之间最好垫以柔软的橡胶垫或铜板,以避免直接接触时损伤法兰侧面,见图 9-2-74。如要向 $+x$ 方向移动 a 时, $+y$ 和 $-y$ 方向千斤顶可暂不动。扳动 $+x$ 方向千斤顶,使其头部与法兰的间隙为 a (即使其从顶靠位置退回距离 a)接着提起转子稍许,用 $-x$ 方向千斤顶顶发电机主轴法兰盘,使其向 $+x$ 方向移动 a ,再落下转子,再重新测量中心偏差。调整过程中, x 、 y 方向均需装千分表监视,便于掌握每次调整时的移动量。如此反复几次,就可达到合格,最终要求两法兰中心偏差不超过 0.05mm 。

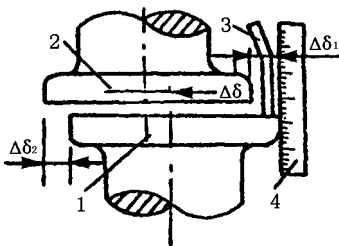


图 9-2-73 测法兰径向间隙

1—水轮机法兰 2—发电机法兰

3—塞尺 4—钢板尺

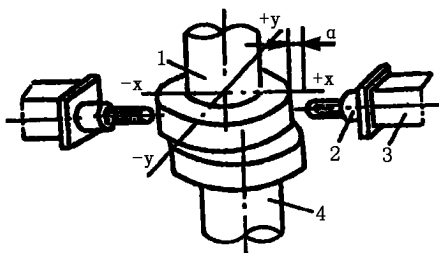


图 9-2-74 用千斤顶调整转子中心

1—发电机主轴 2—千斤顶

3—支撑架 4—水轮机主轴

对于兼作转子轮毂的伞式机组推力头,它将先于转子在主轴上安装就位。当转子吊入后在转子支架与推力头之间常有用销钉螺栓连接的工序,如图 9-2-75 所示。为此在转子找正时,应兼顾销钉螺栓的找正。

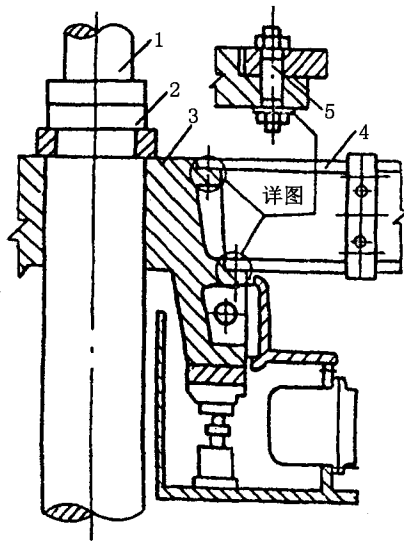


图 9-2-75 转子支架与推力头联接

1—副轴 2—主轴 3—推力头 4—转子支架 5—销钉螺栓

第三章 电机的试验

第一节 发电机的试验

发电机是电力系统的核心,它能否可靠工作,直接影响发供电的可靠性。发电机在制造过程中,绝缘可能受到损伤;在运行过程中,会不断受到振动、发热、电晕、化学腐蚀的作用,它的各个部件逐渐老化,直至损坏。为了及早发现发电机的绝缘缺陷,对发电机进行预防性试验是十分必要的。根据《规程》规定,发电机预防性试验主要项目见表 9-3-1(容量 6 000kW 及以上的发电机)。

表 9-3-1 发电机主要试验项目

试 验 项 目	运行中	小修时	大修时	必要时	换绕组
定子绕组的绝缘电阻、吸收比或极化指数	☆	☆	☆		
定子绕组的直流电阻			☆	☆	
定子绕组泄漏电流和直流耐压试验		☆	☆		☆
定子绕组交流耐压试验			☆		☆
转子绕组的绝缘电阻		☆	☆		
转子绕组的直流电阻			☆		
转子绕组交流耐压试验			☆		☆
发电机励磁回路其他设备的绝缘电阻		☆	☆		
发电机励磁回路其他设备的交流耐压试验			☆		
发电机组和励磁机轴承的绝缘电阻			☆		

发电机不但在出厂前要严格进行试验,而且必须根据绝缘状况定期进行预防性试验,以免在运行中出现重大事故。对大型发电机更希望有合适的在线检测装置,以便及

时发现缺陷。如果不是整台电机的绝缘寿命将尽,而仅仅是局部或个别线棒的绝缘性能低下,则可及时更换线棒。

一、发电机绝缘电阻测量

测量发电机定子绕组和转子绕组绝缘电阻的目的,主要是判断绝缘状况,它能够发现绝缘严重受潮、脏污和贯穿性的绝缘缺陷。

1. 定子绕组绝缘电阻

测量发电机定子绕组的吸收比或极化指数,主要是判断绝缘的受潮程度。由于定子绕组的吸收现象显著,所以测量吸收比对发现绝缘受潮是较为灵敏的。测量发电机定子绝缘电阻的测量方法如图 9-3-1 所示,试验时被试相接 L 端子,非被试相短接接地,再接 E 端子,屏蔽接 G 端子。测量用 2500V 兆欧表,量程一般不低于 1000MΩ。

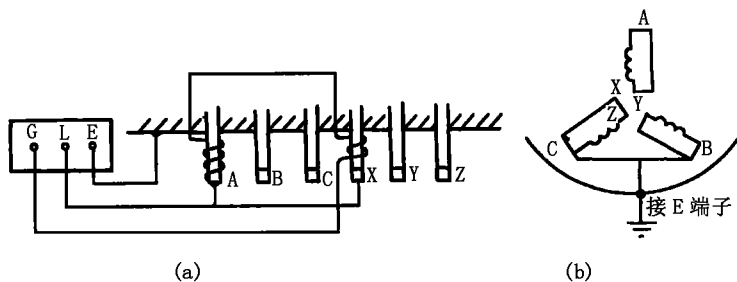


图 9-3-1 发电机定子绕组绝缘电阻测量接线图

(a) 实际测量接线 (b) 非被试相短接示意图

对直接水内冷发电机定子绕组,其绝缘电阻可用图 9-3-2 所示的接线进行测量。该系统对放出和不放出内冷水的情况均适用,但是,对前者要采取措施减小由于绝缘引水管内壁残水引起的测量误差,例如将汇水管与兆欧表的屏蔽端子 G 连接,或将冷却系统用压缩空气吹干,再与 G 端子连接,对后者,除要将汇水管经过绝缘垫与外部管路连接外,还应采用专用的水内冷发电机绝缘电阻测定仪。

影响发电机定子绕组绝缘电阻的因素主要有:测量电压、测量时间、温度、湿度以及绝缘材料的质量、尺寸等。由于这些因素的影响,使绝缘电阻的测量数值较为分散,所以《规程》中对定子绝缘电阻值未作规定,通常用比较法进行判断,即进行相间比较、与过去值比较,当绝缘电阻值降低到历年正常值的 1/3 以下时,应查明原因。

《规程》规定,各相或各分支绝缘电阻值不应大于最小值的 100%,即不平衡系数不大于 2;发电机绝缘的吸收比或极化指数对沥青浸胶及烘卷云母绝缘,不小于 1.3,或极化指数不小于 1.5;对环氧粉云母绝缘,不小于 1.6,或极化指数不小于 2.0。

发电机的定子绕组的绝缘电阻值与绕组温度有很大关系,温度升高时绝缘电阻下降很快,一般温度每上升 10℃,绝缘电阻值就下降一半。所以对每次测量的绝缘电阻值都

应换算到同一温度下才能进行比较,通常采用 75°C 作为计算发电机绕组热状态下绝缘电阻的标准电阻 R_0 。电阻温度换算的经验公式为 $R = R_0 \times 2^{(75-t)/10}$ 。

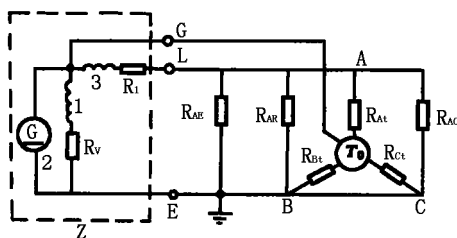


图 9-3-2 直接水内冷定子绕组绝缘电阻测量接线

R_{AE} —A 相对机壳绝缘电阻 ; R_{AB} 、 R_{AC} —A 相对 B 相及 A 相对 C 相的绝缘电阻 ;

R_{A1} 、 R_{B1} 、 R_{C1} —A、B、C 相绝缘引水管电阻 ; T_0 —汇水管 ;Z—兆欧表 ;

1—电压线圈 ;2—兆欧表的直流发电机 ;3—电流线圈 ;L、E、G—兆欧表测量、地、屏蔽

测试前后都应充分放电,以保证测试数据的准确性,否则由于放电不充分,会使介质极化和积累电荷不能完全恢复,而且相同绝缘内部的剩余束缚电荷将影响测量结果。例如轮流测量发电机三相绕组的绝缘电阻时,当第一相测试后未经充分放电就进行另一相测试时,第二次施加电压的极性对于相间绝缘来说是相反的,试验电源必然要输出更多的电荷去中和相间残余异性电荷,从而表现为绝缘电阻降低。特别是吸收现象显著的发电机定子绕组,试验前后一定要充分放电,放电时间一般不小于 5min 。

2. 转子绕组绝缘电阻

测量发电机转子绕组绝缘电阻采用 1000V 兆欧表,测得的绝缘电阻在室温时一般不低于 $0.5\text{M}\Omega$;对于水内冷转子绕组绝缘测量采用 500V 兆欧表,电阻值在室温时一般应不小于 $5\text{k}\Omega$ 。对于 300MW 以下的隐极式电机,当发电机定子绕组已干燥完毕,而转子绕组未干燥完毕,如果转子绕组的绝缘电阻值在 75°C 时不小于 $2\text{k}\Omega$,或在 20°C 时不小于 $20\text{k}\Omega$,允许投入运行;对于 300MW 及以上的隐极式电机,转子绕组的绝缘电阻值在 $10\sim 30^{\circ}\text{C}$ 时不小于 $0.5\text{M}\Omega$ 。

3. 其他部分绝缘电阻

测量发电机或励磁机的励磁回路连同所连接设备的绝缘电阻,小修时采用 1000V 兆欧表,大修时采用 2500V 兆欧表,测得的绝缘电阻值不应低于 0.5Ω ,否则应查明原因,将其消除。应注意的是,若回路中有电子元器件设备,测量时应将插件拔出或将其两端短接。

测量发电机、励磁机的绝缘轴承和转子进水支座的绝缘电阻,应在装好油管后进行。测量时采用 1000V 兆欧表,测得的绝缘电阻值不应低于 $0.5\text{M}\Omega$ 。立式水轮发电机组的推力轴承每一轴瓦不得低于 $100\text{M}\Omega$,油槽充油并顶起转子时不得小于 $0.3\text{M}\Omega$ 。所有类型的水轮发电机,凡有绝缘的导轴承,油槽充油前,每一轴瓦不得低于 $100\text{M}\Omega$ 。

测量埋入式温度计或水内冷定子绕组引水管出水温度计的绝缘电阻时采用 250V 兆欧表,对测得的绝缘电阻值不作规定。

二、定子绕组的直流耐压及泄漏电流试验

发电机定子绕组直流耐压试验,能够有效地发现其端部缺陷。在进行直流耐压的同时测量泄漏电流可以比测量绝缘电阻更有效地发现一些尚未完全贯通的集中性缺陷。

1. 试验方法和标准

发电机定子绕组直流耐压及泄漏电流试验的方法如图 9-3-3 所示。微安表应接在高电位端,或采用其他可消除杂散电流影响的接线。由于发电机绕组对地电容较大,故不需在高压直流的输出端另加稳压电容。被试相绕组短接后接高压,非被试相绕组短接后接地。试验完毕后,应将放电电阻直接并联到被试绕组上放电,消除发电机绕组上的剩余电荷,以保证安全。

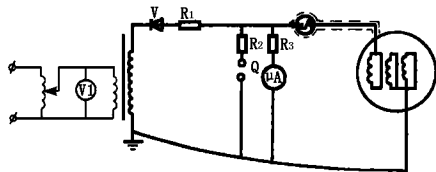


图 9-3-3 发电机定子绕组直流耐压试验方法

发电机定子绕组的直流耐压试验电压的标准如表 9-3-2 所示。试验电压按每吸 0.5 倍额定电压分阶段升高,每阶段停留 1min,并读取泄漏电流值,进行分析。

在规定的试验电压下,测得的各相泄漏电流的差别应不大于最小值的 100%,最大泄漏电流在 $20\mu\text{A}$ 以下者,相间差值与历次试验结果比较,不应有显著的变化,同时泄漏电流不应随着时间的延长而增大。出现不符合规定的情况,应尽可能查找原因,但并非不能运行。当泄漏电流随电压不成比例显著增长时应注意分析。

表 9-3-2 发电机定子绕组直流试验电压

试 验 项 目		试 验 电 压
全部更换定子绕组,并修好后		3.0 倍额定电压
局部更换定子绕组,并修好后		2.5 倍额定电压
大修前	运行 20 年及以下者	2.5 倍额定电压
	运行 20 年以上,与架空线直接连接者	2.5 倍额定电压
	运行 20 年以上,不与架空线直接连接者	2.0~2.5 倍额定电压
小修时和大修后		2.0 倍额定电压
交接时		3.0 倍额定电压

对水内冷发电机,宜采用低压屏蔽法或其他可以消除水路影响的接线进行试验。低

压屏蔽法的接线如图 9-3-4 所示。试验时汇水管与微安表的电压端连接,微安表的另一端接地。汇水管直接接地者,应在不通水和引水管吹净后进行试验。

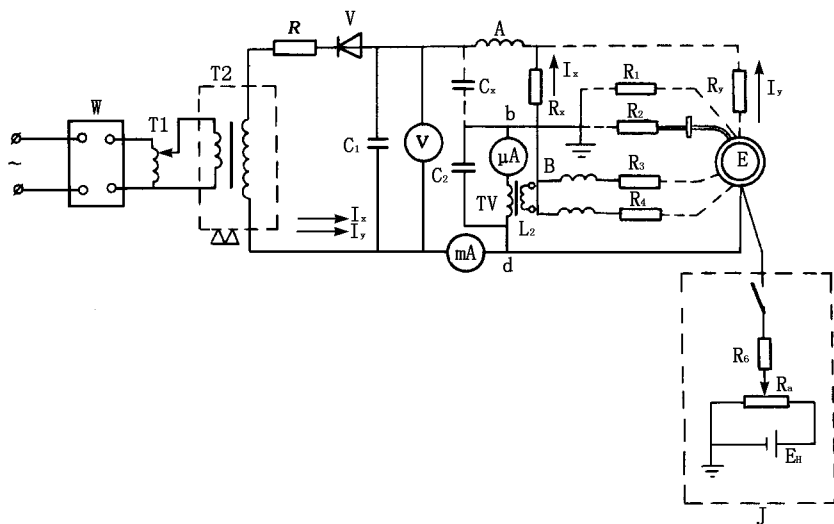


图 9-3-4 发电机泄漏电流低压屏蔽法测量接线

R_x 、 C_x —试品电阻、电容; R_y —加压相水管电阻; R_1 —汇水管对地绝缘电阻; R_2 —进水管联管绝缘垫的水电阻; R_3 、 R_4 —非加压相引水管电阻; R_n —500k Ω 电位器(实取1~2k Ω);
 R_0 —100~200k Ω 碳膜电阻(2W); C_1 —1~2 μ F并联电容; L_2 —6kV、TV高压绕组;
 E_{II} —1.5V干电池; E —汇水管; C_2 —200 μ F、150V金属化纸电容器;
 J—极化电势补偿回路;W—稳压器

2. 故障判断

根据直流耐压试验和泄漏电流测量现象和结果可以对发电机的绝缘状态进行判断。

(1) 绝缘正常者,泄漏电流应随电压成比例上升,三相泄漏电流的差别不应大于最小值的100%,且泄漏电流不随时间的延长而增加。

(2) 绝缘受潮或脏污时,相邻电压下随电压升高泄漏电流不成比例上升,或随时间延长泄漏电流升高。

(3) 有贯穿性缺陷时,升压过程中无吸收现象,且泄漏电流很大,当电压升高到某一数值时微安表大幅度摆动。

(4) 有高阻缺陷时,泄漏电流随电压不成比例上升,在达到某一电压后泄漏电流增长很快。

图 9-3-5 给出了发电机直流耐压试验过程中泄漏电流变化的典型曲线。图中曲线 1 表示绝缘良好的情况,泄漏电流随电压而直线上升,且泄漏电流值较小;曲线 2 所示的是绝缘受潮的情况,这时泄漏电流数值增大;曲线 3 表示绝缘中有集中性缺陷存在,当泄漏电流超过一定标准,应尽可能找出原因并加以消除,如果在 $0.5U_n$ 附近泄漏电流已

迅速上升,如曲线 4 所示,那么这台发电机在运行时即使无过电压也有被击穿的危险。

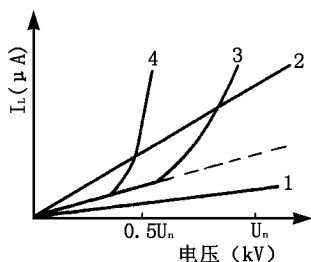


图 9-3-5 发电机定子绕组典型泄漏电流曲线

1—绝缘良好 2—绝缘受潮 3—绝缘有集中缺陷 4—绝缘中有危险的集中缺陷

3. 试验注意事项

试验时应注意以下事项：

(1)应在停机后清除污秽前发电机处于热状态下进行直流耐压和泄漏电流试验,处于备用状态的发电机可在冷状态下进行试验。

(2)对氢冷发电机,必须在充氢后含氢量 96% 以上或排氢后且含量在 3% 以下时进行试验,严禁在置换氢气过程中进行试验。

(3)《规程》规定冷却水质应透明纯净,无机械混杂物,导电率在水温 20℃ 时要求:对于开启式水系统不大于 $5.0 \times 10^2 \mu\text{s}/\text{m}$,对于独立的密闭循环水系统为 $1.5 \times 10^2 \mu\text{s}/\text{m}$ 。

(4)测量时微安表出现摆动时,应采取在被试品上并联 $1 \sim 2 \mu\text{F}$ 的电容器,或采取提高水阻的方法消除。

(5)图 9-3-4 中 J 部分是极化电势补偿电路,用于补偿冷却水流经进出水管两端产生的极化电势,减少对泄漏电流测量的影响。

三、交流耐压试验

1. 工频交流耐压试验

工频交流耐压试验是发现发电机主绝缘在槽部和槽口处缺陷的有效方法。工频交流耐压试验的主要优点是试验电压和工作电压波形、频率一致,使绝缘内部的电压分布及击穿性能符合发电机的工作状态。经验表明,按试验标准通过交、直流电压试验的发电机,定子绝缘一般能维持一个大修周期的安全运行。

发电机工频交流耐压试验的接线如图 9-3-6 所示。交流耐压试验一般应在停机后消除污秽前的热状态下进行,以便在更为接近运行的条件下对绝缘进行鉴定,因而有利于发现缺陷。试验时应分相进行,被试相加压,非被试相短接接地。

对全部更换定子绕组的发电机,修好后的试验电压标准见表 9-3-3。发电机和励磁机的励磁回路连同所连接的所有设备的交流耐压试验的试验电压为 1000V。

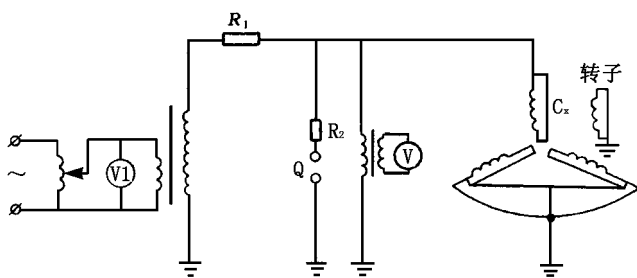


图 9-3-6 发电机定子绕组工频交流耐压试验接线方式

表 9-3-3 定子绕组交流试验标准

更换绕组情况	按容量和运行情况分类		试验标准
全部更换定子绕组,并修好后	容量小于 10000kVA	额定电压 36V 以上	$2U_N + 1000$ 但最低为 1500V
		额定电压 6000V 以下	$2.5U_N$
	容量大于 10000kVA 及以上	额定电压 6000 ~ 18000V	$2U_N + 3000$
		额定电压 18000V 以上	按专门协议
大修前或局部更换定子绕组,并修好后	运行 20 年及以下者		$1.5U_N$
	运行 20 年以上,与架空线路直接连接者		$1.5U_N$
	运行 20 年以上,不与架空线路直接连接者		$(1.3 \sim 1.5)U_N$

为了减少试验变压器的容量,现场试验常采用谐振试验方法,常见的谐振试验方法有:

(1)串联谐振法。目前串联谐振采用最广泛的是工频调感方式,即通过调节串联电感使试验回路达到谐振,如图 9-3-7 所示。被试绕组击穿(谐振条件破坏)后不会发生暂态过电压。串联谐振输出电压的稳定性较差。

(2)并联谐振法。并联谐振法是通过并联补偿电感的方法,使试验回路达到谐振,如图 9-3-8 所示。并联输出电压稳定、升压安全,但被试绕组击穿时,输出端有可能产生暂态过电压。

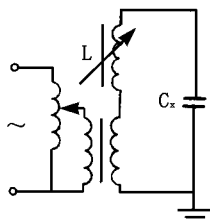


图 9-3-7 串联谐振原理图

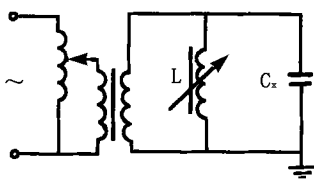


图 9-3-8 并联谐振原理图

(3) 谐振变压器。谐振变压器是根据上述谐振原理而制成的谐振装置,它是在谐振电抗器上绕上励磁绕组,把电源变压器和谐振电抗器合二为一。

对显极式转子要进行交流耐压试验,因为这种转子绝缘击穿后容易修理。转子绕组进行工频交流耐压试验时,转子绕组短接加压,试验电压为产品出厂试验电压的 75%。对隐极式转子,只在局部修理槽内绝缘及更换绕组的情况下才做这项试验。

对氢冷发电机必须在充氢前、排氢后且含氢量在 3% 以下,或在充氢后氢纯度为 96% 以上时进行试验,严禁在置换氢气过程中进行试验。对水内冷发电机一般应在通水的情况下进行试验,而且水质应符合要求。

在耐压过程中,若无异常声响、气味、冒烟以及仪表摆动等现象,可以认为绝缘耐受了试验电压的考验。为了更好地了解绝缘情况,应尽可能全面监视绝缘的表面状态,特别是空冷机组。经验指出,外观监视常能发现仪表所不能反映的发电机绝缘不正常现象,如表面电晕、放电等。

2. 超低频(0.1Hz)交流耐压试验

随着电机容量的增加,发电机绕组对机座及地的电容量愈来愈大,在进行工频交流耐压试验时,所需的试验变压器的容量也越来越大,如对于额定功率高达 1280MVA 的大型发电机,需要试验装置的容量达到 650kVA。如此大的容量的试验装置,要运到现场进行试验是不可能的。

目前国内、外均在研究现场交流试验的新方法,研究表明 0.1Hz 超低频电压完全能满足预期的要求。在同一试验电压下,0.1Hz 与 50Hz 所需的试验变压器及相应调压器的容量之比为 1:500,大大减小了体积,0.1Hz 超低频交流耐压试验最有可能成为工频交流耐压试验的替代试验。《规程》中建议在有条件时,可采用超低频(0.1Hz)耐压试验,试验电压为工频试验电压峰值的 1.2 倍。

超低频(0.1Hz)交流耐压试验方法与工频交流耐压试验原理一样,所不同的是试验电源部分。进行超低频(0.1Hz)交流耐压试验的关键是解决超低频试验电源,目前使用较多和比较实用的超低频(0.1Hz)试验电源主要有三种:调幅机械整流式 0.1Hz 高压发生器、调幅硅整流式 0.1Hz 高压发生器和电子式 0.1Hz 高压发生器。

1. 调幅机械整流式

调幅机械整流式 0.1Hz 高压发生器是用单相自耦调压器和电动调幅调压器,把等幅

的正弦波电压变为调幅的正弦波交流电压,经试验变压器将调幅的 50Hz 交流电压升高到所需的电压值,再经机械式高压分频器,分出 0.1Hz 的电压波形。其工作原理如图 9-3-9 所示。

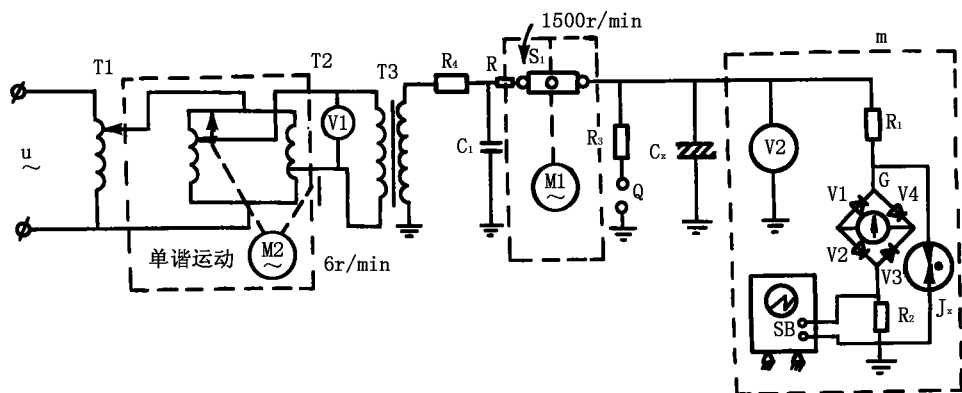


图 9-3-9 调幅机械整流式 0.1Hz 高压发生器原理图

T1—单相自耦调压器 ;T2—电动调幅调压器 ;T3—试验变压器 ;M1、M2—同步电动机 ;
S₁—高压分频器 ;C_x—被试品 ;m—0.1Hz 电压测量装置

2. 调幅硅整流式

调幅硅整流式 0.1Hz 高压发生器的工作原理是将由单相异步电动机驱动的电刷接触式旋转型电动调压器,通过两极涡轮蜗杆减速器得到 10r/min 的转速,经过正弦机构连杆和齿轮传动,使调压器作往复旋转,输出包络线为 0.1Hz 的正弦电压,经试验变压器升压后,由高压硅堆整流,再施加于被试发电机上。其工作原理如图 9-3-10 所示。

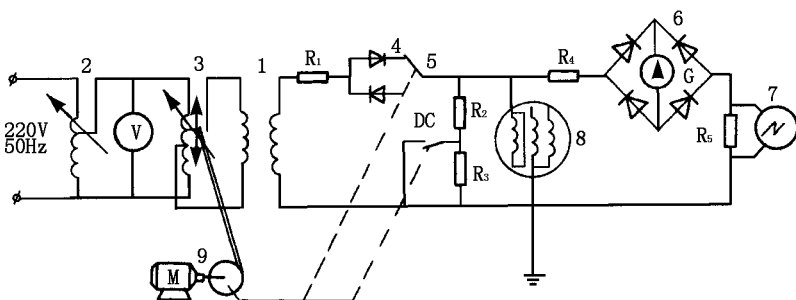


图 9-3-10 调幅硅整流式 0.1Hz 高压发生器的工作原理

1—升压变压器 ;2、3—电动调压器 ;4—高压硅堆 ;5—开关 ;6—整流桥 ;7—示波器 ;
8—被试发电机 ;9—电动调速器 ;R₁—限流电阻 ;R₂、R₃—放电电阻 ;
R₄、R₅—电阻分压器 ;M—异步电动机

3. 电子式

电子式 0.1Hz 高压发生装置的工作原理是用可控硅对 50Hz 电压进行调幅控制,调幅包络

线频率为 0.1Hz,用试验变压器升压,高压侧采用氧化锌压敏电阻作为双向稳压元件,输出正弦波形为 0.1Hz 电压,用分压器和数字式峰值电压表测量电压。其工作原理如图 9-3-11 所示。电子式 0.1Hz 高压发生装置在技术上较先进,其优点是无机械运动部件、无触头、无噪声和火花,配用不同电压和容量的高压试验变压器,可获得不同的输出电压和电流。

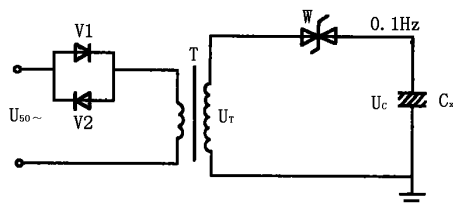


图 9-3-11 电子式 0.1Hz 高压发生装置

用 0.1Hz 超低频进行耐压试验,对发现电机端部绝缘的缺陷比工频耐压试验更加有效。其原因是在工频电压下,由于从线棒流出的电容电流在流经绝缘外面半导体防晕层时造成了较大的电压降,因而使端部的线棒绝缘上承受的电压减小;而在超低频情况下,此电容电流大大减小了,半导体防晕层上的压降也大为减小,故端部绝缘上电压较高,便于发现缺陷。

四、直流电阻测量

发电机定子、转子绕组中有大量接头,而且这些接头多为锡焊,在运行中受到振动和短路故障的大电流冲击时,接头焊接质量差的,更容易发生开焊事故。定期测量定子、转子绕组的直流电阻可以及早发现个别接头的缺陷或断股。

发电机定子和转子绕组直流电阻数值很小,应采用精确度在 0.5% 以内的双臂电桥测量,且使通过被测绕组的电流远小于额定运行电流的 10%,以避免被测绕组发热影响测量准确度。在测量直流电阻的同时,应记录绕组各部分的实际温度,并将测量的电阻值换算到 75℃ 时的电阻值,工程上常用下式进行换处算

$$R_{75} = R \times \frac{234.5 + 75}{234.5 + t}$$

式中: R_{75} 为换算到 75℃ 的电阻值(Ω); R 为实际测量电阻值(Ω); t 为实际测量的绕组平均温度(℃)。

定子绕组各相(各分支)换算到 75℃ 的直流电阻值,扣除引线长度不同而引起的误差后,相互间的差别不得大于最小值的 1.5%(水轮发电机为 1%),与以前测量的直流电阻相比,其变化率不得大于 1%。转子绕组的直流电阻与基准值(数次测量的平均值)比较,不得大于 2%。

第二节 电动机的试验

电动机不但在发电厂中是必不可少的设备,在工农业生产等部门中也大量应用。高压电动机的容量越来越大,一旦出现事故,将造成生产混乱和大量经济损失。为保证电动机的安全运行有必要进行电动机的预防性试验。

电动机的预防性试验包括测量绝缘电阻、直流泄漏电流、直流耐压试验、工频交流耐压试验、测量定子绕组的直流电阻等。这些试验的试验方法和标准与发电机相同,不再介绍。下面仅介绍电动机的一些特殊试验项目。

一、定子绕组的极性检查试验

(一) 试验目的

电动机定子三相绕组按一定规律分布在定子铁芯圆周上,每相绕组均有头尾两端。若将绕组头尾接错,虽通入平衡三相电流,不但不能产生旋转磁场,而且还会损坏电动机。为了使首尾接线正确,必须进行极性试验。

(二) 试验方法

首先用万用表判断出每相绕组的两个端头,并做好记号,然后再进一步用下述方法判断极性。

1. 直流感应法

在电动机任一相绕组中通以脉冲电流时,由于互感作用在另外两相绕组中将产生感应电动势,由脉冲电流和感应电动势的方向,便可确定三相绕组的头尾,即相应的极性。试验接线如图 9-3-12 所示。当合上开关 S 时,脉冲电流通过绕组 L1,并在 L2、L3 绕组中感应出电动势,使直流毫安表偏转。若仪表指针向正方向偏转,则接仪表“+”端和接电池“+”极的绕组端头为同极性;若仪表指针反向偏转,则接仪表“-”端和接电池“-”极的绕组为同极性。这样可以定出 3 个端头为同极性,另外三个端头亦为同极性。此三个同极性端头为首,另外 3 个端头为尾。

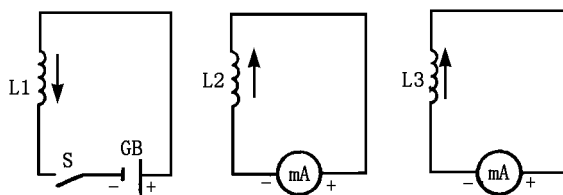


图 9-3-12 直流感应法测极性试验接线图

在试验过程中,开关 S 合上后不要马上断开,否则难以正确判断直流毫安表的偏转方向。

2. 交流电压法

试验接线如图 9-3-13 所示。将任意两相绕组串联后接至交流 220V 电源上,第三相绕组接电压表或灯泡。当电压表指示从几十伏到一百多伏或灯泡亮,说明串联的两相是首尾相连,如果电压表指示很低,仅几伏或灯泡不亮,说明串联的两相绕组为首-首或尾-尾相连。用同样的方法,可以判断出第三相绕组的首尾。测量时应注意如下两点。

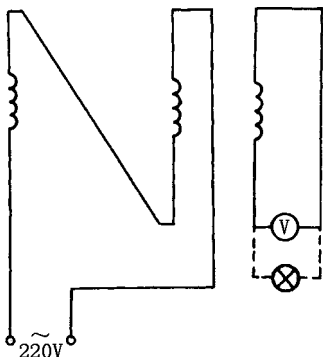


图 9-3-13 外加交流电压测量极性图

(1) 绕线式电动机转子开路时,感应电压可达 200V 左右,应注意选择合适的表计。

(2) 20kW 以上的鼠笼式电动机或转子短路的绕线式电动机,感应电压虽然仅几十伏,但一次电流可达几十安,应注意选择合适的电源或调压器。

二、定子绕组匝间绝缘试验

不仅运行中的电动机会因匝间短路(匝间绝缘损坏)而烧毁,而且新投运的电动机也时有发生。所以进行电动机定子绕组匝间绝缘试验很有必要。匝间绝缘损坏的主要原因是制造质量不良、机械损伤、绝缘老化、振动磨损等。

匝间绝缘试验方法有冲击电桥法、感应法和感应冲击法三种。

1. 冲击电桥法

测试接线如图 9-3-14 所示。在任两相绕组间接入接地的可变电阻 R_1 及 R_2 构成电桥回路,在 A、B 间接检流计 G 或 $100\mu A$ 的电流表,将绕组的中性点引出,并接至 $0.5 \sim 0.7\mu F$ 的电容 C 的一极上,C 的另一极接在直流电源的输出端。给上电源后,电容 C 充电到一定数值时引起球隙 F 放电,形成振荡。若被测两相绕组没有匝间短路,桥路 A、B 间没有电位差,检流计中没有电流。若有匝间短路,则 A 与 B 间有电位差,则检流计中有电流。

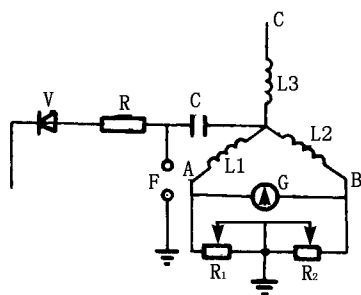


图 9-3-14 冲击电桥法匝间绝缘试验接线图

该方法可查出电机匝间绝缘已破坏或很脆弱的缺陷,比较简单,便于现场应用。

2. 感应法

试验接线如图 9-3-15 所示。在一相绕组加上一定值的交流电压,观察各绕组感应电压的大小,根据感应电压的大小判断是否有匝间短路。感应电压越小,说明短路越严重。另外,还可以根据在绕组 A、B、C 加压,所测出的任一相绕组感应电压值是否相同来判断。匝间绝缘好的电动机,各相感应电压基本一致。

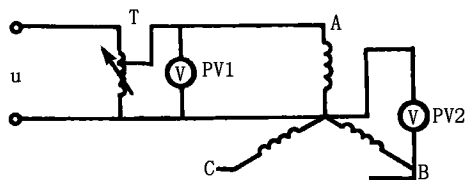


图 9-3-15 感应法匝间绝缘试验接线图

3. 感应冲击法

以上两种方法用于已运行电动机的匝间绝缘试验,可对一相绕组的整组匝间绝缘进行鉴定。如果尚未下线,单独一个线圈如何判断是否匝间短路呢?这时可用感应冲击法来判断。该方法目前已有专门仪器供现场使用,具体使用方法参照仪器使用说明书。

三、鼠笼电动机转子笼条故障检查

当电动机鼠笼条断裂时,运行中往往出现转矩减小、振动大、启动噪声大等现象,检查鼠笼条断裂的方法如下:

1. 电流曲线法

试验接线如图 9-3-16 所示。先把试验电流调到 3~4A,并用手将电动机转子缓慢转动一周,记录型电流表在记录纸上记录下电流值。如果转子没有断条,记录纸上是一条直线,若有断条,则电流曲线随断条相应地发生瞬时波动,且电流值增大。

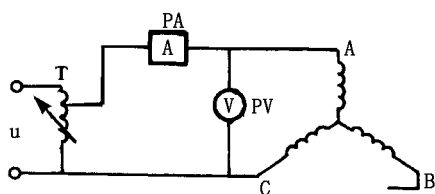


图 9-3-16 用电流曲线法检查鼠笼条断裂试验接线

2. 铁粉法

测试方法如图 9-3-17 所示。用白纸把转子包起来,转子通电后往上撒铁粉,然后升电流直到铁粉排列清晰为止。如果鼠笼条断了,铁粉撒不上去或排列不整齐。若无断裂,则铁粉排列整齐。

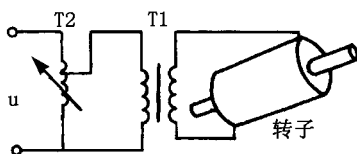


图 9-3-17 用铁粉法检查鼠笼条断裂试验接线图

第三节 直流电机的试验

直流电机分为直流发电机和直流电动机两类。在发电厂中,直流发电机主要作为同步发电机的励磁电源使用,也可为蓄电池充电电源、作直流电动机电源。由于直流电动机具有良好的起动和调速性能,因此被广泛应用于对起动和调速要求较高的旋转机械的拖动。本章只对直流发电机的试验进行介绍。

进行直流电机试验,主要是为了检查其绝缘性能和运行性能是否合格,以保证运行的可靠性。

一、直流电阻的测量和绝缘试验

(一)直流电阻测量

直流电机的直流电阻包括各绕组的直流电阻、电枢换向片间直流电阻、磁场可变电阻器直流电阻等。测量直流电阻的方法、步骤及注意事项,可参照第一章有关内容,这里只根据直流电机特点作一些补充说明。

1. 各绕组直流电阻的测量

测量各绕组的直流电阻,是为了检查其焊接点有无虚焊、开焊以及绕组有无断线或匝间短路等故障。

(1)使用仪表。测量并激磁场绕组的直流电阻可使用单臂电桥,而测量串激磁场绕组和换向极绕组应使用双臂电桥。

(2)测量结果分析。

1)将测得的直流电阻值换算至同一温度下的数值,并与制造厂试验数据或以前测得数据比较,其差别一般不应大于2%,换向极绕组的直流电阻标准自行规定;100kW以下的不重要直流电机绕组的直流电阻值也不作统一规定。

2)若测得的直流电阻值大于初次值,则可能是焊接部分虚焊、开焊或是连接螺丝松动。

3)若测得的直流电阻值小于初次值,则可能是绕组存在匝间或层间短路。

2. 换向片间直流电阻和交流阻抗的测量

(1)直流电流、电压表法测量换向片间的直流电阻。测量换向片间直流电阻是为了检查电枢绕组与换向片的焊接是否有虚焊、开焊以及换向片间有无金属性短路等。试验时,应注意将全部炭刷提起,采用直流电流表和毫伏表测量。其试验接线如图9-3-18所示。

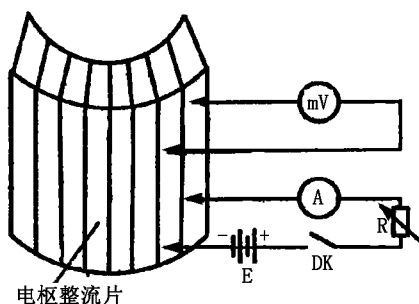


图9-3-18 换向片间直流电阻的测量接线

E—直流电源;R—可调电阻

测量时,电流回路和电压回路分别用带有探针的导线接通,加于被试绕组的电流应不大于电枢额定电流的5%~10%,一般为5~10A。

测量时应特别注意,电枢绕组是一个具有较大电感的绕组,应先合上电源开关DK,接通电流回路,待电流稳定后再接毫伏表。在断开电流回路前,应先断开毫伏表,以免由于绕组产生的感应电动势损坏毫伏表。

根据欧姆定律可算出片间电阻

$$R = \frac{U}{I} \times 10^3 (\mu\Omega) \quad (9-3-1)$$

式中 R——换向片间的直流电阻, $\mu\Omega$;

U ——换向片间测得的电压, mV ;

I ——通入换向片间的电流, A 。

各换向片间直流电阻的差别应不大于其最小值 10%(由于均压线产生的有规律的变化除外)。当此差别大于 10%时,应检查电枢绕组与换向片焊接处是否良好,或换向片间有无金属性短路。

(2)交流电流、电压表法测量换向片间的交流阻抗。测量换向片间交流阻抗的接线如图 9-3-19 所示。测量换向片间的交流阻抗,是判断均压线圈是否断线和焊接不良的有效方法。因均压线圈是一个闭合的导线,对称地布置在电枢槽中,当电枢绕组通入交流电流产生交变磁通时,使均压线圈感应电动势产生电流,它所感生的磁通抵消了电枢绕组磁通的一部分,而使电枢绕组的阻抗减小。若均压线圈断线或焊接不良,则交流阻抗将明显增大。测量时,所通入的电流可取 2~5A,并保持稳定不变,用低量程电压表测量电压值,利用 $Z = U/I$ 式求得换向片间的交流阻抗值 Z (式中 U 、 I 分别为测量时电压、电流指示值)。

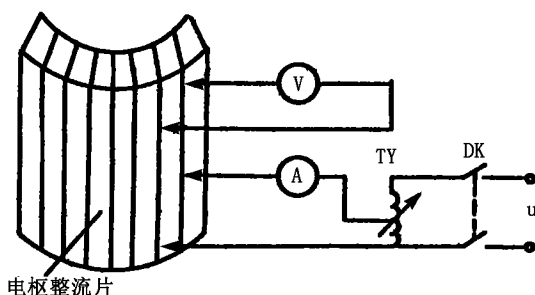


图 9-3-19 换向片间交流阻抗测量接线

DK—电源控制开关;TY—单相调压器

3. 磁场可变电阻器直流电阻的测量

测量前,应将磁场可变电阻器清扫干净,标明测量顺序,以便于以后比较。测量应在各分接头下进行,一般可采用电桥测量。

测量结果应与铭牌数据或最初测量数值进行比较,其差别不应超过 10%;若超过 10%,应检查是否有断线,连接点是否松动或滑动触点接触是否良好等。

(二)绝缘试验

直流电机各绕组及磁场可变电阻器的绝缘试验,包括绝缘电阻测量和交流耐压试验。其一般试验方法、步骤及注意事项可参照第一章,另外补充如下内容。

1. 各绕组绝缘试验

(1)测量绕组的绝缘电阻,应使用 1000V 兆欧表,其绝缘电阻值一般不应低于 0.5MΩ。对励磁机还应测量电枢绕组对轴及金属绑线的绝缘电阻。

(2)磁场绕组对外壳以及电枢绕组对轴进行电压为 1kV 的交流耐压试验;对 100kW

以下不重要的直流电机,电枢绕组对轴的交流耐压可以用 2500V 兆欧表试验代替。

2. 磁场可变电阻器的绝缘试验

(1) 测量绝缘电阻,可使用 1000V 兆欧表,测得绝缘电阻值不应低于 0.5 MΩ。

(2) 磁场可变电阻器的交流耐压可随同励磁回路一起进行,试验电压为 1kV,也可用 2500V 兆欧表测量绝缘电阻试验来代替。

二、绕组极性及连接正确性的检查

检查直流电机各绕组的极性及其连接的正确性,是为了保证电机能正常起动和运行。检查前,应首先熟悉直流电机各绕组出线端子的标号。表 9-3-4 是我国采用的直流电机各端子的标号,可按其规定标号来检查极性及连接的正确性。

表 9-3-4 直流电机各绕组出线标号

绕组名称	电枢	并激	串激	它激	换向	补偿	平衡	去磁
始端	S ₁	B ₁	C ₁	T ₁	H ₁	BC ₁	P ₁	QC ₁
末端	S ₂	B ₂	C ₂	T ₂	H ₂	BC ₂	P ₂	QC ₂

注 1. 绕组始端和末端的规定,作为右旋转的电机,所有绕组(主极上去磁绕组除外)中的电流,应自始端 1 流向末端 2。

2. 向右旋的规定,是从整流子一端看电机时,电机是逆时针方向旋转的。

(一) 主磁极的极性检查

1. 磁针法

如果电枢不在定子内,当磁极有剩磁时,可先用磁针判断各主磁极的磁性。将磁针移近各磁极的极掌下部,根据磁针的指向判断磁极的极性,相邻两个主磁极的极性应该相反。然后,在主磁极绕组内按端子标号通入直流电流(用 6~12V 甲电池即可)。如绕组的接线正确,磁性应加强,说明剩磁方向与激磁磁场方向相同;否则,说明方向有误,应将绕组方向改正。

若电枢在定子内,磁针无法接近极掌表面,可在激磁绕组中通入电流后,将磁针接近磁极的固定螺丝头处来检查极性。但应注意,这样测得的各磁极的极性与在定子内极掌表面测得的极性是相反的。

2. 试验线圈法

若电机的剩磁较弱,用磁针法判断不明显时,可在磁极表面放置一个试验线圈,该试验线圈用细绝缘导线平绕于纸板上。试验线圈的大小和匝数,应根据定子内空间的大小而定,一般线圈的大小与极掌表面的大小差不多,匝数为 3~5 匝即可。试验时,线圈两端接磁电式磁通表(或万用表毫伏档),在磁极绕组内通以直流电流,然后迅速将电流切断或迅速将试验线圈从磁极表面移出,此时可根据仪表指针的偏转方向来确定磁极的极性。

(二) 串激、并激绕组的极性检查

串激绕组的导线较粗,匝数较少,若所绕方向可以看到,则其极性就可以直观确定。若其所绕方向不易看清,则可用直流感应法确定相对于并激绕组的极性,如图 9-3-20 所示。在直流电机的出线板 B_1 、 B_2 的并激绕组中接入 4~6V 直流电源,串激绕组 C_1 、 C_2 接入毫伏表。在开关 DK 刚闭合的瞬间,观察毫伏表指针的偏转方向,若其正向偏转,说明 C_1 端与 B_1 端为同极性,表明绕组标号正确。试验时,电源一定要接于并激绕组的 B_1 、 B_2 端,串激绕组的 C_1 、 C_2 端接毫伏表,否则将造成因并激绕组匝数比串激绕组匝数多毫伏表偏转过大而损坏。

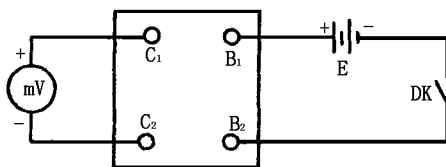


图 9-3-20 直流感应法确定串并激绕组极性的接线

(三) 用直流感应法检查电枢绕组与换向绕组的极性与连接的正确性

为改善换向,直流电机换向磁极的极性与电枢绕组的极性连接必须正确。对直流发电机而言,两者极性相反;而对电动机,则两者极性相同。下面就发电机的换向绕组与电枢绕组的极性检查作一介绍。用直流感应法可检查电枢绕组与换向绕组的极性连接,其试验接线如图 9-3-21 所示。

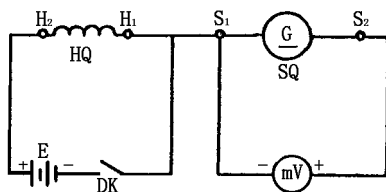


图 9-3-21 用直流感应法检查电枢绕组与换向绕组极性的接线
HQ—换向绕组, SQ—电枢绕组, E—直流电源, DK—单相电源开关

将直流电源（一节甲电池即可）经开关 DK 接至换向绕组的 H_1 、 H_2 上,在电枢绕组上并接一块毫伏表。当开关 DK 接通时,毫伏表指针正向偏转,说明接线正确,即换向绕组的 H_1 和电枢绕组的 S_2 为同极性。

(四) 用交流感应法检查电枢绕组和换向绕组的极性与连接的正确性

用交流感应法检查电枢绕组和换向绕组连接的正确性,其接线如图 9-3-22 所示。

在换向绕组上通入 5~10A 低压交流电源,用 0~5V 高内阻电压表或万用表测量换向绕组电压 U_1 、电枢绕组电压 U_2 及总电压 U_3 。当连接正确时,换向绕组上电压与电枢绕组上电压相量相差 180° ,因此,总电压应接近两电压之差值,即 $U_3 = U_1 - U_2$ 。若连接

错误,总电压接近两电压值之和,即 $U_3 = U_1 + U_2$ 。

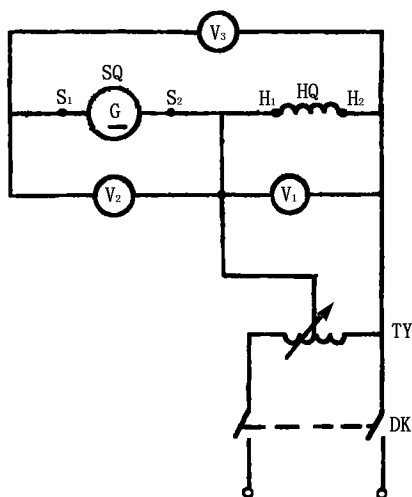


图 9-3-22 用交流感应法检查电枢绕组和换向绕组的极性与连接的正确性

(五) 各绕组连接正确性检查

当各绕组的极性关系确定后,就可以确定直流电机磁场各绕组的接线了。图 9-3-23 所示为直流励磁机磁场各绕组的连接。

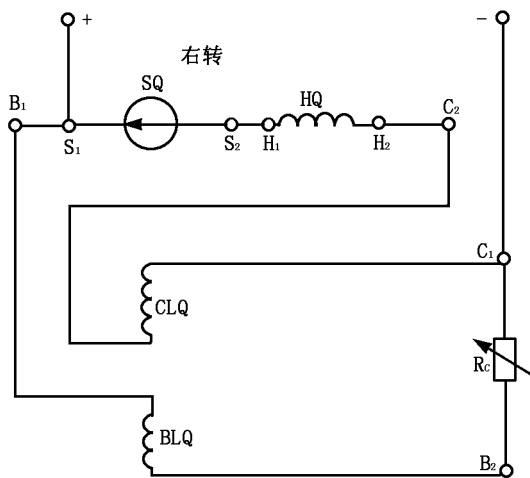


图 9-3-23 直流励磁机磁场各绕组的连接
 SQ—电枢绕组 ;HQ—换向绕组 ;CLQ—串激绕组 ;
 BLQ—并激绕组 ;R_c—磁场变阻器

如果电机有剩磁,则用手向运行方向转动转子,同时在换向极引出线端 H₂ 和电枢引出线 S₁ 上接一块电压表,根据电压表指示即可确定电机电压的正、负。

若经检查确定 H_2 为负, S_1 为正, 在串激绕组引出端 C_1 、 C_2 上并联一电池, 设 C_2 和电池负极相连, C_1 和电池正极相连, 转动电机转子, 若此时电压表指示增加, 即表示由于串激绕组有电流通过, 电流产生的磁通与剩磁是同方向的, 因此, C_2 可接到负极上。若测得 C_1 和 B_1 是同极性的, 则并激绕组的一端 B_1 接到正极上, 另一端 B_2 接到负极上。

由于上述检查结果, 可将 H_2 与 C_2 相连, B_1 与 S_1 相连, B_2 经磁场变阻器 R_c 后与 C_1 相连。

三、炭刷中性位置的检查

炭刷的中性位置是指主磁极的几何中性线位置。要求炭刷应严格处在中性位置上, 此时, 当励磁机转速和励磁电流不变时, 能从整流子上引出电枢绕组的最大感应电动势。同时, 运行中可减小火花、改善换向。炭刷中性位置的检查一般采用直流感应法, 也可采用交流感应法。

(一) 直流感应法

直流感应法试验接线如图 9-3-24 所示。励磁绕组加入直流电源 (6~12V), 用毫伏表测量电枢绕组上的感应电压。当开关 DK 接通和断开时, 如果炭刷在中性位置上, 毫伏表指针静止不动, 若炭刷不在中性位置上, 则毫伏表指针将有偏转。

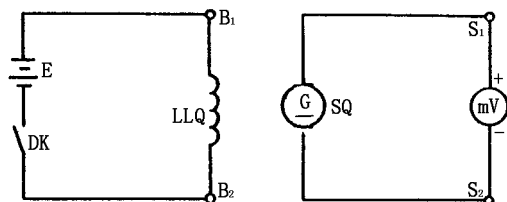


图 9-3-24 用直流感应法检查炭刷中性位置的接线

直流感应法按炭刷位置的不同又分为两种。

1. 炭刷从换向器上提起测量

对于电枢转动方便的直流电机, 可将炭刷从换向器上提起, 转动电枢, 每次转动一个很小的角度, 在每一个不同的位置上测量对应两换向片上的感应电压。

测量时, 应在相互间距等于一个极距的两换向片上测量, 直到所测感应电压为最小, 此两换向片的位置即为炭刷中性位置。

2. 炭刷放在换向器上测量

将毫伏表接在相邻两组炭刷上, 电枢静止不动, 逐步移动炭刷架的位置, 在各个不同位置上测量电枢绕组的感应电压。当电枢绕组的感应电压为最小时, 此时炭刷所在位置即为中性位置。采用此法测量应注意炭刷与换向器间一定要接触良好, 否则容易产生误差。

(二)交流感应法

试验时,将 110 ~ 220V 交流电压(其峰值不应超过绕组的额定电压)直接加到主励磁绕组上,用 0.5 ~ 1V 电子管电压表接在相邻两组炭刷上测量感应电压,调整炭刷位置使所测得感应电压达最小为止。此方法比较简单,分析判断方便,容易掌握。

使用交流感应法与直流感应法一样,也可将炭刷放在换向器上或提起炭刷进行测量。

四、直流发电机的特性试验

直流发电机的特性试验包括空载特性试验和负载特性试验。对于发电厂中的直流励磁机,其特性是进行发电机励磁系统稳定性和自动励磁调节装置计算的主要依据。所以,在交接、更换电枢、改动气隙或更换磁场绕组时,均测录这两种特性。现以励磁机为例,对特性试验予以介绍。

(一)空载特性试验

直流励磁机的空载特性是指在额定转速下,电枢空载电压与其励磁电流之间的关系。

1. 试验方法

励磁机电枢开路,以额定转速稳定运转,试验接线如图 9-3-25 所示,测取励磁机开路端电压和励磁电流的关系曲线。

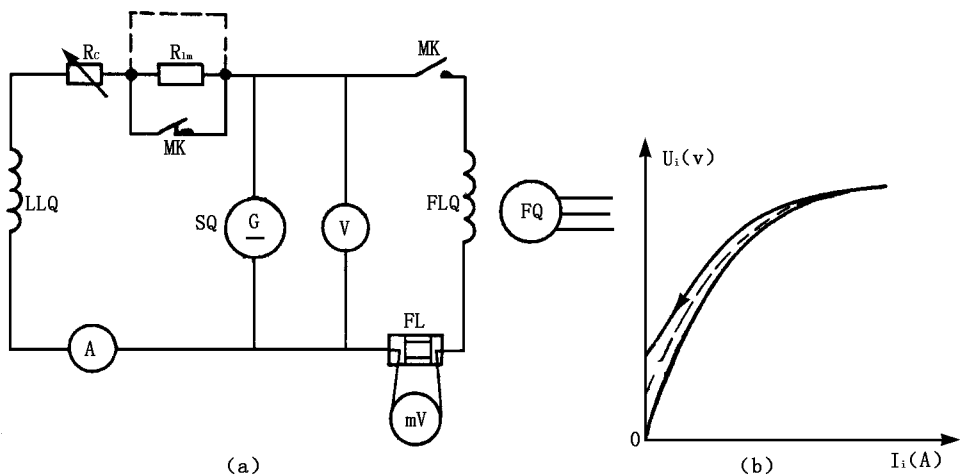


图 9-3-25 直流励磁机空载特性试验

(a)空载试验接线 (b)空载特性曲线

LLQ—励磁机励磁绕组;FL—分流器;FLQ—发电机转子绕组;MK—灭磁开关;

FQ—发电机定子绕组;Rc—磁场变阻器;SQ—励磁机电枢绕组;Rim—励磁机灭磁电阻

试验前,应将灭磁开关 MK 断开,并把励磁机灭磁电阻 R_{im} 短接。如果磁场回路原有变阻器细调电压有困难,可另串一个容量适当的滑线变阻器。

试验时,逐步增加励磁机的励磁电流,测取空载特性的上升曲线。然后逐步减小励

磁电流,测取空载特性的下降曲线。最后以两条曲线的平均值作为空载特性曲线。

2. 试验注意事项

(1) 测取空载特性的上升值时,电枢电压应尽可能达到 1.3 倍额定电压值。共需测取 9~11 点,并在电枢额定电压附近多取几点,以使特性曲线较准确。若磁路较饱和,电枢电压不能达到上述数值时,应尽可能调节到最大电压(可手动强励接触器使全部电阻短路),但应注意励磁电流应不大于 1.5~2.5 倍额定值,以免励磁绕组过热。

(2) 调节励磁电流应缓慢、平稳,并且只允许单方向调节,以免因磁滞作用而产生较大误差。

(3) 作出的空载特性曲线与制造厂或以前试验值比较,不应超出测量误差范围。否则可能是励磁机的间隙有变化,或磁场绕组中有匝间短路,或炭刷位置有变化,应进一步配合其他试验找出原因。

(二) 负载特性试验

负载特性试验接线如图 9-3-26 所示。试验时励磁机保持额定转速运转,合上开关 K,调节励磁电流和负载电阻 R,使负载端电压 $U = U_e$,负载电流 $I = I_e$ 。然后保持励磁电流不变,调节负载电阻 R 使负载电流逐渐减小,读取负载电流和与其相对应的负载端电压。这样可以求出很多点,一直到负载电流 $I = 0$ 为止,此时的 $U = U_0$,此值即为保持额定负载电流时,所具有的空载电压值。连接所得各点即得到负载特性曲线。

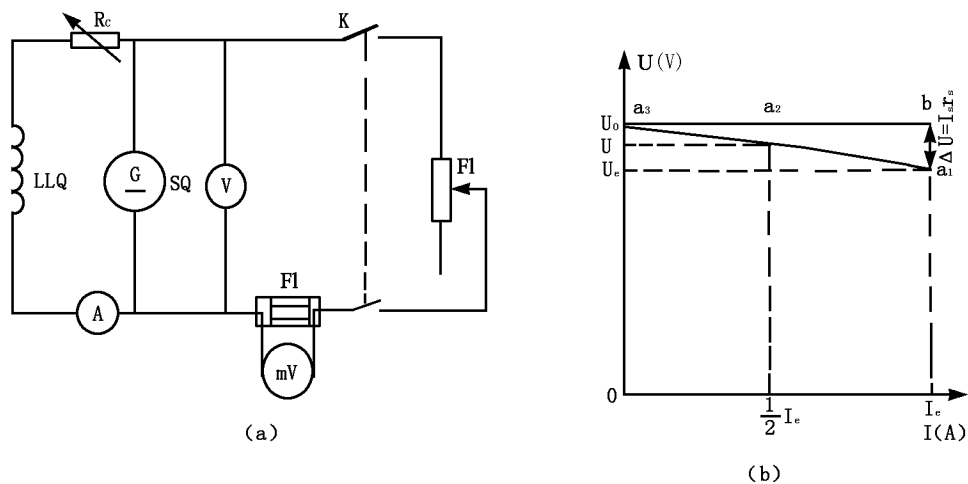


图 9-3-26 负载特性试验

(a) 负载特性试验接线 (b) 负载特性曲线

I_s —电枢电流 r_s —电枢电阻 R —负载电阻

励磁机的负载特性试验可结合同步发电机的空载特性试验一起进行,以发电机转子绕组作为负载。

从励磁机的额定负载电压 U_e 过渡到空载时的电压升高对额定电压 U_e 的比值 称为电压变化率 通常用下列百分数表示

$$\Delta U = \frac{U_0 - U_e}{U_e} \times 100(\%) \quad (9-3-2)$$

一般并激自励直流励磁机的电压变化率约为 25% ~ 30% ,它励机约为 5% ~ 10%。

第四章 电机的检修

第一节 异步电动机的检修

一、异步电动机的拆装

异步电动机发生故障或定期大修时,都需将电动机拆开进行检查、清洗和修理。如果拆卸方法不得当,不是拆坏,就是把零部件及其装配位置弄错,给装配造成困难,甚至给今后的使用留下后遗症。因此,在检修电动机时,应首先掌握正确的拆卸和装配技术。

(一)异步电动机的拆卸

1. 拆卸前的准备

为了保证拆卸工作的顺利进行和检修时有针对性地采取消除缺陷的措施,在拆卸电动机之前应做好必要的检查记录和工具、设备等的准备。

(1)拆卸前的检查

①检查机座、端盖和转子轴向窜动情况。将异步电动机外壳清扫干净,检查机座和端盖应无裂缝,表面漆膜应完整无损,检查转子的轴向窜动情况,对于采用滑动轴承的电动机,其窜动值不应超过表 9-4-1 所列数值。

表 9-4-1 转子轴向窜动范围(mm)

电动机容量(kW)	10 及以下	10~20	30~70	70~125	125 以上
向一侧	0.5	0.75	1.00	1.50	2.00
向两侧	1.00	1.50	2.00	3.00	4.00

注 向两侧的轴向窜动范围,系根据转子磁场中心位置确定。

②测量定子绕组的直流电阻和绝缘电阻。直流电阻的测量可使用电桥和电压降法,

仪表的准确度应不低于 0.5 级。测得的各相定子绕组的直流电阻,相互间的差别不应超过 2%。此种差别与以前测量(出厂或上一次交接试验时)的差别比较,相对变化也不应超过 2%。测量定子绕组的绝缘电阻时,1000V 以下的电动机应使用 1000V 摇表,1000V 及以上的电动机应使用 2500V 摇表,所测绝缘电阻值应大于每千伏 1MΩ。

(2) 拆卸前的工具和技术准备

① 备齐拆卸工具。拆卸工具包括大小扳手、铁锤、木锤、螺丝刀、套筒、拉轴器、起重设备等。

② 做好技术准备。首先应熟悉被拆电动机的结构特点、拆装要领以及它所存在的缺陷。然后拆除电源线和保护接地线,拆下地脚螺栓和联轴器螺栓等,将电动机搬到检修场地。为了防止装配时把位置弄错,在拆卸前还应做好如下标记。

- a. 标出电源线在接线盒中的相序。
- b. 标出联轴器或皮带轮与轴台的距离。
- c. 标出机座在基础上的详细位置。
- d. 标出绕组引出线在机座上的出口方向。
- e. 标出端盖、轴承盖的负荷端与非负荷端,并在端盖与轴承盖之间、端盖与机座之间的接缝处用钢冲打上记号。

做好上述准备工作后,方可拆卸电动机。

2. 电动机的拆卸步骤

(1) 拆下皮带轮或联轴器。

(2) 拆卸风罩、风扇。

(3) 拆卸轴承盖和端盖。

(4) 从定子膛内抽出转子。

(5) 拆卸前后轴承及轴承内盖。

3. 几种主要零部件的拆卸方法

(1) 皮带轮或联轴器的拆卸

将皮带轮或联轴器的定位螺钉或销钉旋松取下,装上如图 9-4-1 所示的拉轴器,使拉轴器的拉钩对称地钩住皮带轮或联轴器内圈,两钩爪要受力一致,拉轴器螺杆顶端对准电动机转轴的中心,转动螺杆手柄,把皮带轮或联轴器慢慢拉出。当皮带轮或联轴器与转轴配合较紧时,不要硬拉,可在定位螺孔内注入煤油,待煤油沿轴浸润后再拉。如仍拉不出,可用喷灯或气焊火焰等急火快速而均匀地将皮带轮或联轴器加热,使其膨胀,就可拉出。加热温度不能太高,为防止转轴变形,可用石棉布将外露的转轴包住。

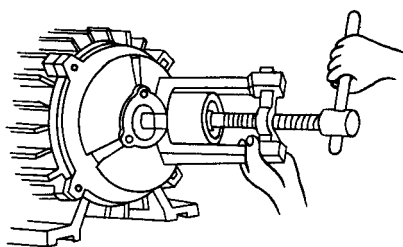


图 9-4-1 用拉轴器拆卸皮带轮

在拆卸过程中,应注意不能用手锤直接敲出皮带轮或联轴器,以免将其敲碎或使转轴变形、端盖受损等。

(2) 风罩和风扇的拆卸

旋松风罩的紧固螺丝,就可取下风罩。拆卸风扇时,应先松脱或取下转轴尾端风扇上的定位螺钉或销钉,然后用木锤在风扇四周均匀轻敲,风扇就松脱下来。若风扇是塑料制成的,可将风扇浸入热水中,待塑料风扇膨胀后即可取下。

小型异步电动机的风扇一般可不用拆下,在抽转子时随转子一起抽出。

拆卸风扇时应注意不要使扇叶变形,以免影响转子动平衡。

(3) 轴承盖和端盖的拆卸

拆卸端盖前应先检查紧固件是否齐全,并预先在端盖与轴承盖和机座接合处做好对正记号,前后两端的记号应有明显区别。

拆卸时,先把轴承盖螺栓拧下,取下轴承盖后再拆卸端盖。拆卸端盖的方法是,拧下端盖与机座的固定螺栓,对于大、中型电动机,可用端盖上的顶丝均匀加力,将端盖从机座止口中顶出;对于端盖上没有顶丝螺孔的小型电动机,可用撬棍或螺丝刀在端盖与机座的接缝中均匀用力,将端盖撬出止口。

拆卸较大型电动机的端盖时,由于端盖较重,应在拆卸前用吊车或其它起重设备将端盖吊住,以免端盖拆下时跌碎或碰伤绕组。

(4) 抽出转子

小型异步电动机的转子可用手直接抽出,但应注意不要擦伤铁心和绕组。风扇与转子一起抽出时,若风扇直径大于定子内膛,应将转子从风扇侧取出。

大中型异步电动机的转子较重,必须用起重设备抽出转子。抽转子的方式有多种,一般选用接假轴抽转子法,如图 9-4-2 所示。在转轴一端套入假轴(比轴颈大 10~20mm 的钢管)将转轴接长,在另一侧放一块与转子底沿同样高的垫木。用钢丝绳套住转子两端的轴颈,如图 9-4-2(a)所示,将转子微微吊起,经检查牢固可靠后,移动起吊设备,使转子慢慢地从定子内膛移出,暂时搁放在垫木上。然后将钢丝绳改套住转子,如图 9-4-2(b)所示,再慢慢将转子全部移出,吊至检修场地的垫木上放好。

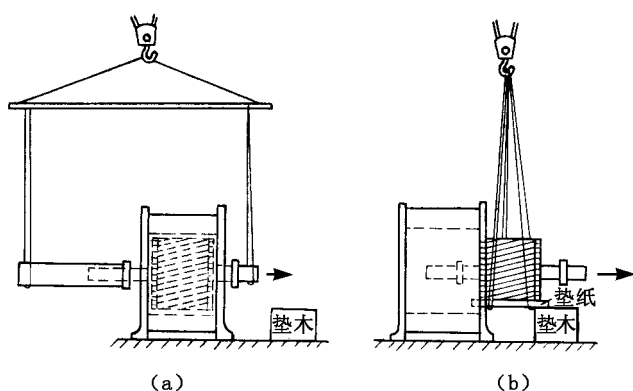


图 9-4-2 接假轴抽转子法

抽转子(或装回转子)时应注意以下几点:

- ①为防止钢丝绳直接接触轴颈,使轴颈碰伤,应在起吊处用棉纱或纸板把轴颈保护好。
- ②抽出转子的过程中,应特别注意不能使转子碰及定子铁心和绕组。
- ③钢丝绳改套转子时,应注意不要将钢丝绳套在铁心风道内,同时应在钢丝绳和转子间衬垫纸板,以防止损伤转子铁心。

(5) 轴承的拆卸

轴承的拆卸常遇到两种情况,一种是在转轴上拆卸,另一种是在端盖内拆卸。下面分别介绍这两种情况下的轴承拆卸工艺。

①在转轴上拆卸轴承。常用的拆卸方法有三种。

a. 用拉轴器拆卸轴承。这种方法与用拉轴器拆卸皮带轮或联轴器的工艺相同,但应根据轴承的大小,选用适宜的拉轴器。拆卸时应使拉轴器的钩爪紧扣在轴承内圈上,扳动螺杆手柄时要慢,用力要均匀,以免损坏轴承。

b. 用铜棒拆卸轴承。在没有拉轴器的条件下,可用端部呈楔形的铜棒来拆卸轴承。如 9-4-3 所示,用铜棒在倾斜方向顶住轴承内圈,用手锤敲打铜棒,边敲打边把楔形端沿轴承内圈均匀移动,直到敲下轴承。敲下轴承的过程中,应注意不可偏敲一边,用力不能过猛,以免将轴承敲坏。

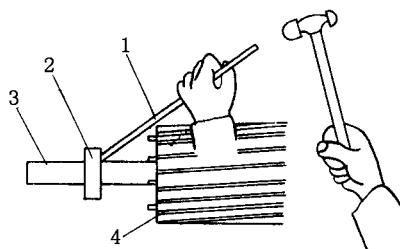


图 9-4-3 用铜棒拆卸轴承

1—铜棒 2—轴承 3—转轴 4—转子铁心

c. 搁在圆桶上拆卸轴承。如图 9-4-4 所示,在轴承内圈下面用两块铁板夹住转轴,搁在一只内径略大于转子外径的圆桶上面,在转轴上端面垫上厚木板或铜板,用手锤敲打,着力点要对准转轴中心。为防止轴承脱下时转子和转轴被摔坏,圆桶内应放一些棉纱头。当敲到轴承逐渐松动时,用力要减弱。

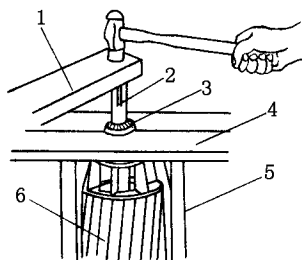


图 9-4-4 搁在圆桶上拆卸轴承

1—厚木板 2—转轴 3—轴承 4—厚铁板 5—圆桶 6—转子

②在端盖内拆卸轴承。有时电动机端盖内孔与轴承外圈的配合比轴承内圈与转轴的配合更紧,在拆卸端盖时,轴承将会留在端盖内孔中。这时可采用图 9-4-5 所示的方法,将端盖止口面向上平稳地放置,在轴承外圈的下面垫上木板,但不能抵住轴承,然后用一根直径略小于轴承外沿的铜棒或其它金属棒,垫在轴承外圈上面,用手锤敲打铜棒,使轴承从下方脱出。

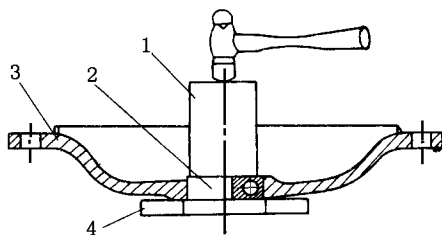


图 9-4-5 拆卸端盖内孔轴承

1—铜棒 2—轴承 3—端盖 4—垫木

(二)异步电动机的组装

异步电动机的各零部件检修完毕,做好必要的准备工作后,即可进行组装。

1. 组装前的准备

(1) 组装前认真检查装配工具、设备是否齐全,组装场地应清扫干净。

(2) 彻底清扫定、转子表面的油垢和脏物。先用 0.2~0.3 MPa 的压缩空气吹净定、转子表面的灰尘,再用蘸有煤油的棉布擦净各零部件上的油垢。

(3) 用灯光检查气隙、通风沟、止口处和其它空隙有无杂物和漆瘤。如有,必须清除干净。

(4)检查槽楔、绑扎带、绝缘材料是否松动脱落,有无高出定子铁心内表面的地方,如有,应进行妥善处理。

(5)检查定子各相绕组的直流电阻和对地绝缘电阻及相间绝缘电阻应符合有关规定的要求。

2. 电动机的组装方法

异步电动机的装配顺序原则上可按拆卸时的相反步骤进行。组装时,应按拆卸前所作标记将各部件原位装复。

(1)滚动轴承的装配

装配轴承前,应先用煤油将轴承和内轴承盖清洗干净,检查轴承滚动件是否转动灵活,有无松旷,检查轴承内圈与轴、外圈与端盖轴承孔之间的公差和光洁度是否符合要求,通过上述检查后,才能将轴承套装到转轴上。

套装轴承时,应将轴颈部分擦拭干净,先把经过清洗并加好润滑脂的内轴承盖套在轴颈上,再套装轴承。套装轴承的方法有两种,一种是冷套法,另一种是热套法。

①冷套法。把轴承套到轴上,用一段内径比转轴外径略大而比轴承内圈略小的特制钢管抵住轴承内圈,如图9-4-6所示。用手锤敲打钢管的另一端,将轴承打入至轴肩为止。若一时找不到合适的钢管,也可用一根长条方铁抵住轴承内圈,在圆周上均匀敲打,使其到位。

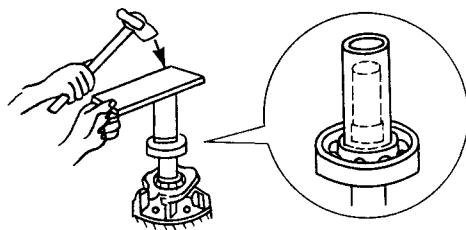


图9-4-6 用钢管装配轴承

②热套法。将洗净的轴承放入油槽内的支架上,使轴承悬于油中,给油槽逐步加温,当油温上升到70℃左右时停止加热,保持30~40min后,继续加温到90~100℃左右,便可取出轴承热套到轴颈上。热套时,要趁热迅速把轴承一直推到预定位置,冷却后轴承便紧紧地箍在轴颈上。轴承套好后,应用压缩空气吹去轴承内的油,并用白布擦拭干净。

在装好的轴承内加足润滑脂。一般二极电动机应装满 $\frac{1}{3} \sim \frac{1}{2}$ 的空腔容积,四极及以上电动机应装满轴承空腔容积的 $\frac{2}{3}$ 。

(2)转子的穿入

小型电动机的转子可以用手直接穿入定子膛内,较大的转子需用起重设备将转子平行的送入定子膛内。穿入转子的顺序与抽转子时相反,但抽穿转子的注意事项基本相

同,只是穿入转子时还应注意转轴伸出端和接线盒的相对位置不能装错。

(3) 端盖的装配

端盖装配前,应清除端盖内的灰尘和油垢,并用棉纱将端盖内外表面擦拭干净。

①后端盖的装配。按拆卸前所作的记号,转轴短的一端是后端。装配时,把后端盖轴承座孔对准轴承外圈套上,然后用木锤或紫铜棒轻敲端盖四周,使端盖轴承座套入轴承外圈。敲打端盖时,禁止使用铁锤直接打在端盖上,以免造成端盖裂纹。

套入端盖后,用螺栓把内外轴承盖固定在端盖上。拧紧螺栓时,应对角位置的螺栓轮流上紧,不要一个螺栓一次就拧紧,防止轴承盖破裂或发生歪斜而卡住轴端。

将后端盖按拆卸前所作的标记固定到机座上。装端盖时,应先使端盖和机座止口互相吻合一小部分后,再按对角交替的顺序拧紧后端盖紧固螺栓。拧紧螺栓时,要边用木锤敲打端盖四周边拧紧,直至止口拧合。

②前端盖的装配。把转子吊成水平,接着把前端盖与机座止口对合,拧上螺栓。用手盘动转子,检查前后端盖装得是否同心和平正。若两端盖稍有偏斜,转子就会被卡住。若端盖上没有通风孔,就无法看见前轴承内盖与前端盖上的螺孔是否对准,必须在前端盖未装好前用长螺丝或铁丝穿过端盖上的螺孔,把内轴承盖拉住,使内外轴承盖和端盖的对应螺孔始终对正,待端盖装好后,再拧紧内外轴承盖的紧固螺栓。

(4) 组装后的试验

将电动机的风扇、风罩和皮带轮或联轴器全部组装好以后,还应测量定子绕组的对地绝缘电阻、各相绕组间的绝缘电阻以及各相绕组的直流电阻等,均符合要求后才能试转或做必要的试验。

二、异步电动机的常见故障及处理

异步电动在长期的运行过程中,会发生各种各样的故障,这些故障综合起来可分为电气的和机械的两大类。电气方面主要有定子绕组、转子绕组、定转子铁心、开关及起动设备的故障等,机械方面主要有轴承、转轴、风扇、机座、端盖、负载机械设备等的故障。及时判断故障原因并进行相应处理,是防止故障扩大、保证设备正常运行的重要工作。下面将三相异步电动机的常见故障现象、故障的可能原因以及相应的处理方法列于表 9-4-2 中,供分析处理故障时参考。

表 9-4-2 异步电动机的常见故障、原因及处理方法

故障现象	故障可能原因	处理方法
通电后电动机不能起动,但无异响,也无异味和冒烟	(1)电源未通(至少两相未通) (2)熔丝熔断(至少两相熔断) (3)过流继电器调得过小 (4)控制设备接线错误	(1)检查电源开关、接线盒处是否有断线,修复 (2)检查熔丝规格、熔断原因,换新熔丝 (3)调节继电器整定值与电动机配合 (4)改正接线

故障现象	故障可能原因	处理方法
通电后电动机转动,然后熔丝熔断	(1) 缺一相电源 (2) 定子绕组相间短路 (3) 定子绕组接地 (4) 定子绕组接线错误 (5) 熔丝截面过小	(1) 检查开关是否有一相未合好,找出电源回路断线并接好 (2) 查出短路点,予以修复 (3) 查出接地点,予以消除 (4) 查出错接处并改接正确 (5) 更换熔丝
通电后电动机转动,但有嗡嗡声	(1) 定、转子绕组或电源有一相断路 (2) 绕组引出线或绕组内部接错 (3) 电源回路接点松动,接触电阻大 (4) 电动机负载过大或转子犯卡 (5) 电源电压过低 (6) 轴承卡住	(1) 查明断路点,予以修复 (2) 检查绕组极性,判断绕组首尾端是否正确,将错接处改正 (3) 紧固松动的接线螺丝,用万用表判断各接点是否假接,予以修复 (4) 减载或查出并消除机械故障 (5) 检查三相绕组接线是否把 Δ 接法误接为Y,若误接应更正 (6) 更换合格油脂或修复轴承
电动机起动困难,带额定负载时的转速低于额定值较多	(1) 电源电压过低 (2) Δ 接法电机误接为Y (3) 笼型转子开焊或断裂 (4) 定子绕组局部线圈错接 (5) 电动机过载	(1) 测量电源电压,设法改善 (2) 纠正接法 (3) 检查开焊和断点并修复 (4) 查出错接处,予以改正 (5) 减小负载
电动机空载电流不平衡,三相相差较大	(1) 定子绕组匝间短路 (2) 重绕时,三相绕组匝数不相等 (3) 电源电压不平衡 (4) 定子绕组部分线圈间接线错误	(1) 检修定子绕组,消除短路故障 (2) 严重时重新绕制定子线圈 (3) 测量电源电压,设法消除不平衡 (4) 查出错接处,予以改正
电动机空载或负载时电流表指针不稳,摆动	(1) 笼型转子导条开焊或断条 (2) 绕线型转子一相断路或电刷、集电环短路装置接触不良	(1) 查出断条或开焊处,予以修复 (2) 检查绕线型转子回路并加以修复
电动机过热甚至冒烟	(1) 电动机过载或频繁起动 (2) 电源电压过高或过低 (3) 电动机缺相运行 (4) 定子绕组匝间或相间短路 (5) 定、转子铁心相擦(扫膛) (6) 笼型转子断条或绕线型转子绕组的焊点开焊 (7) 电机通风不良 (8) 定子铁心硅钢片之间绝缘不良或有毛刺	(1) 减小负载,按规定次数控制起动 (2) 调整电源电压 (3) 查出断路处,予以修复 (4) 检修或更换定子绕组 (5) 查明原因,消除摩擦 (6) 查明原因,重新焊好转子绕组 (7) 检查风扇,疏通风道 (8) 检修定子铁心,处理铁心绝缘
电动机运行时响声不正常,有异响	(1) 定、转子铁心松动 (2) 定、转子铁心相擦(扫膛) (3) 轴承缺油 (4) 轴承磨损或油内有异物 (5) 风扇与风罩相擦	(1) 检修定、转子铁心,重新压紧 (2) 消除摩擦,必要时车小转子 (3) 加润滑油 (4) 更换或清洗轴承 (5) 重新安装风扇或风罩

故障现象	故障可能原因	处理方法
电动机在运行中振动较大	(1) 电机地脚螺栓松动 (2) 电机地基不平或不牢固 (3) 转子弯曲或不平衡 (4) 联轴器中心未校正 (5) 风扇不平衡 (6) 轴承磨损间隙过大 (7) 转轴上所带负载机械的转动部分不平衡 (8) 定子绕组局部短路或接地 (9) 绕线型转子局部短路	(1) 拧紧地脚螺栓 (2) 重新加固地基并整平 (3) 校直转轴并做转子动平衡 (4) 重新校正,使之符合规定 (5) 检修风扇,校正平衡 (6) 检修轴承,必要时更换 (7) 做静平衡或动平衡试验,调整平衡 (8) 寻找短路或接地点,进行局部修理或更换绕组 (9) 修复转子绕组
轴承过热	(1) 滚动轴承中润滑脂过多 (2) 润滑脂变质或含杂质 (3) 轴承与轴颈或端盖配合不当(过紧或过松) (4) 轴承盖内孔偏心,与轴相擦 (5) 皮带张力太紧或联轴器装配不正 (6) 轴承间隙过大或过小 (7) 转轴弯曲	(1) 按规定加润滑脂 (2) 清洗轴承后换洁净润滑脂 (3) 过紧应车、磨轴颈或端盖内孔,过松可用粘剂修复 (4) 修理轴承盖,消除摩擦 (5) 适当调整皮带张力,校正联轴器 (6) 调整间隙或更换新轴承 (7) 校正转轴或更换转子

三、异步电动机的定期检修

异步电动机的定期检修是消除故障隐患、防止故障发生或扩大的重要措施。定期检修可分为定期小修和定期大修两种。

(一) 定期小修的期限和项目

定期小修一般不拆开电动机,只对电动机进行清理和检查,小修周期为6~12个月。

定期小修的主要项目有:

- (1) 清扫电动机外壳,擦除运行中积累的油垢。
- (2) 测量电动机定子绕组的绝缘电阻,测后应注意重新接好线,拧紧接头螺母。
- (3) 检查电动机端盖、地脚螺栓是否紧固,若有松动应拧紧或更换新螺栓。
- (4) 检查接地线是否可靠。
- (5) 检查、清扫电动机的通风道及冷却系统。
- (6) 拆下轴承盖,检查润滑油是否干枯、变质,并及时加油或更换洁净的润滑油。处理完毕后,应注意上好轴承盖及紧固螺栓。
- (7) 检查电动机与负载机械间的传动装置是否良好。
- (8) 检查电动机的起动和保护装置是否完好。

(二) 定期大修的期限和项目

异步电动机的定期大修应结合负载机械的大修进行,大修周期一般为2~3年。

定期大修时,需把电动机全部拆开,进行以下项目的检查和修理。

1. 定子的清扫及检修

(1)用压力为 0.2 ~ 0.3MPa 的干净压缩空气,吹净通风道和绕组端部的灰尘或杂质,并用棉布蘸汽油擦净绕组端部的油垢,但必须注意防火。如果油垢较厚,可用木板或绝缘板制成的刮片清除。

(2)检查外壳、地脚,应无开焊、裂纹和损伤变形。

(3)检查铁心各部位应紧固完整,没有过热变色、锈斑、磨损、变形、折断和松动等异常现象。铁心的松紧可用小刀片或螺丝刀插试,若有松弛现象,应在松弛处打入绝缘板制成的楔子。若发现铁心有局部过热烧成的蓝色痕迹,应进行处理并做铁心发热试验。

(4)检查槽楔是否有松动、断裂、变形等现象,并用小木锤轻轻敲击应无空振声。如果松动的槽楔超过全长的 1/3 以上,需退出槽楔,加绝缘垫后重新打紧。更换槽楔后应喷漆或涂漆,并按规程规定做耐压试验。

(5)检查定子绕组端部绝缘有无损坏、过热、漆膜脱落现象,端部绑线、垫块等有无松动。若漆膜有脱落、膨胀、变焦和裂纹等,应刷漆修补。脱落严重时应在彻底清除后,重新喷涂绝缘漆,甚至更换绕组。若端部绑线松弛或断裂时,应重新绑扎牢固。

(6)检查定子绕组引线及端子盒。引线绝缘应完好无损,否则应重包绝缘。引线鼻子焊接应无虚焊、开焊,引线应无断股。引线接头应紧固无松动。

(7)测量定子绕组的绝缘电阻和吸收比,判断绕组绝缘是否受潮或有无短路。若绕组有短路、接地故障,应进行修理。若绝缘受潮,应根据具体情况和现场条件选用适当的干燥方法进行干燥处理。

2. 转子的清扫及检修

(1)用压力为 0.2 ~ 0.3MPa 的干燥压缩空气吹扫转子各部位的积灰,用棉布蘸汽油擦除油垢,再用干净的棉布擦净。

(2)检查转子铁心,应紧密,无锈蚀、损伤和过热变色等现象。

(3)检查转子绕组。对笼型转子,导条及短路环应紧固可靠,没有断裂和松动,如发现有开焊、断条等现象应进行修理。对绕线型转子,除检查与定子绕组相同的项目外,还要检查转子两端钢轧带应紧固可靠,无松动、移位、断裂、过热、开焊等现象。

(4)检查绕线型转子的集电环和电刷装置,除与第四章所述的同步发电机的集电环和电刷装置的检修项目相同外,还须检查举刷装置,其动作应灵活可靠,短路环触头应接触良好。

(5)检查风扇叶片应紧固,铆钉齐全丰满,用木锤轻敲叶片,响声应清脆。风扇上的平衡块应紧固无位移。

(6)检查转轴滑动面应清洁光滑,无碰伤、锈斑及椭圆变形。

3. 轴承的清洗及检修

(1)清除轴承内的旧润滑油,用汽油或煤油清洗后,再用干净的棉布擦拭干净。清洗后不得将刷毛或布丝遗留在轴承内。

(2)对清洗后的轴承进行仔细检查。滑动轴承瓦胎与钨金应紧密结合,钨金面应圆滑光亮,无砂眼、碰伤等现象。滚动轴承内、外圈应光滑,无伤痕、裂纹和锈迹,用手拨转应转动灵活,无卡涩、制动、摇摆及轴向窜动等缺陷。否则应进行修理或更换。

(3)测量轴承间隙。滑动轴承的间隙可用塞尺测量,滚动轴承间隙可用塞尺或铅丝测量。若测得的轴承间隙超过规定值,应进行修理或更换新轴承。

(4)检查轴承盖、轴承、放油门及轴头等接合部位,应严密,无漏油现象。

4. 冷却系统的清扫及检修

(1)用压缩空气吹扫通风道及冷却器表面的积灰和杂物,并用棉布擦除油垢。

(2)检查空气导管、风门,应密封,无泄漏现象。

(3)检修空气冷却器。与空冷同步发电机的空冷器检修相同。

四、异步电动机定子绕组的故障检修

定子绕组是异步电动机的主要组成部分,也是最易损坏而造成故障的部件。由于受潮、受热、受有害气体、灰尘的侵蚀和过载或两相运行等外界因素的影响,以及电动机定子绕组本身的绝缘老化,或者绕组的绕制质量不好等,都可能导致定子绕组发生故障。定子绕组的常见故障主要有绕组接地、绕组短路、绕组断路等。这些故障会造成电动机不能正常运转或完全不能运行,甚至烧毁。因此,定子绕组发生故障时,必须进行检查和修理。

(一)定子绕组接地故障的检修

定子绕组接地是指绕组与铁心或机壳间的绝缘破坏而直接接通的现象。出现这种故障后,会使机壳带电,将引起人身触电伤亡事故;也可能使一些控制线路造成失控,还会使绕组发热而导致短路,使电动机无法正常运行。

造成定子绕组接地的原因是受潮、雷击、过热、机械损伤、腐蚀、绝缘老化,以及绕组制造工艺不良等。下面分别介绍绕组接地故障的检查方法和检修工艺。

1. 接地故障的检查方法

(1)摇表法。根据电动机额定电压选择摇表的电压等级。用摇表测量各相绕组对地绝缘电阻,摇表读数为零时,表示该相绕组接地。有时摇表指针在0处摇摆不走,这说明该相绕组绝缘有击穿现象。这种方法一般只能检查出是哪一相绕组接地,而不能查出接地点。

(2)校验灯法。如图9-4-7所示,在电源回路中串接一只灯泡,用带绝缘的测试棒分别测量各相绕组与机壳间的绝缘状况。如果灯泡发亮,则说明该相绕组接地;若灯泡微亮,则是该相绕组有击穿现象;若灯泡不亮,则表明绕组绝缘良好。有时灯泡虽不亮,但测试棒接触电动机时出现火花,这说明绕组尚未击穿,只是严重受潮。用校验灯法检

查绕组接地时,还可根据出现的冒烟或火花现象,直接找到接地故障点。

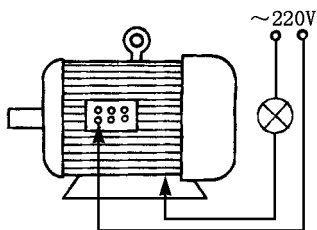


图 9-4-7 用校验灯检查绕组接地的示意图

(3)电压降法。当确定了接地故障相以后,可以采用电压降法查找接地点的位置。将交流或直流电源接于故障相的两端,如图 9-4-8 所示。测得各电压表的读数为 U_1 、 U_2 、 U_3 ,因为 $U_1 + U_2 = U_3$,按电压的比例即可求出接地点距离引线端的长度百分数 $L\%$,如接地点 D 相距引线端 A 点的长度百分数为

$$L\% = \frac{U_1}{U_3} \times 100\%$$

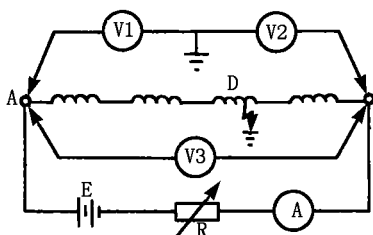


图 9-4-8 用电压降法查找接地点

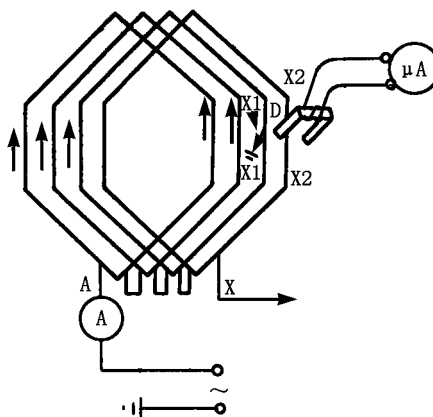


图 9-4-9 用开口变压器法查找接地点

(4)开口变压器法。确定故障相后,在故障相与铁心间加一低压(36V)交流电源,如图 9-4-9 所示,这样在电流流入端至接地点 D 之间,所有串联的线圈中都有电流,而接

地点以后的线圈中无电流通过。查找接地点时,开口变压器的线圈两端串接一只微安表,用开口变压器跨在槽的上面并沿轴向移动,逐槽测试。当全槽都有感应电压产生时,说明接地点不在该槽内;当开口变压器在 X1X2 槽上移动,到 D 点后微安表的指示消失(或减少),则表示接地点在 D 处。

2. 定子绕组接地的检修工艺

定子绕组接地故障的修理,应根据绕组损坏的情况而定。若绕组绝缘已经老化变质、发脆、脱落时,应拆除绕组进行重绕。除此以外,都可进行局部修理。

(1)接地点在槽口附近时,可用划线板撬开槽绝缘,在故障处塞入大小适当的绝缘材料,如绝缘纸、天然云母片以及竹片等。若是两根以上的导线绝缘损坏,处理好槽绝缘后,还应在导线间用黄腊布隔离,并涂上绝缘漆,烘干后复查绕组绝缘应无接地现象。如果接地处的线圈有较多根导线绝缘损坏,最好另换一只新线圈。

(2)绕组的上层边绝缘损坏而发生接地时,可以打出槽楔,修补槽衬或抬出上层线匝进行绝缘处理。修复绕组绝缘后,应重新打入槽楔。若打入槽楔时过紧或无法打入,应适当将槽楔修薄。

(3)接地点发生在槽底时,只有更换槽衬才能解决。为此必须抬出一个节距内的线圈,操作时应特别小心,不要碰伤匝间绝缘。为了避免损伤绝缘,一般采用将绕组加热软化后再撬出线圈的方法。这可在线圈中通入小于额定值的电流,利用铜损耗来加热线圈,加热温度应不超过 75°C 。待绝缘软化后,停止加热,打出槽楔,用竹片撬开槽衬,慢慢地将线圈抬出槽口,逐个取出一个节距内的上层边后,再把有接地故障的下层边取出,更换新槽衬,并对故障线圈进行绝缘处理。接地故障修复后,重新嵌入此节距范围内绕组的上层边,打入槽楔,复查绕组接地情况。最后将绕组端部绑扎、整形,并进行涂漆、烘干处理。

(二) 定子绕组短路故障的检修

定子绕组的短路故障一般有三种类型,即匝间短路、极相组间短路和相间短路。造成绕组短路故障的原因通常是电动机电流过大,电源电压偏高或波动太大,绝缘老化、受潮、机械损伤等。绕组短路使各相绕组串联匝数不等,磁场分布不平衡,造成电动机运行时振动加剧、噪音增大、温升偏高甚至烧毁。

1. 定子绕组短路故障的检查方法

(1)外观检查法。绕组短路较严重时,拆开电动机后便可明显地看出,绕组短路处的表面绝缘有焦脆变色或局部烧损。如果故障点不明显,可给电动机通电,运行几分钟后,迅速停下拆开定子,用手触摸绕组端部,温度过高处即是短路部位。

(2)直流电阻法。将电动机接线盒中三相绕组的接线端子拆开,利用电桥或万用表的低阻档,分别测量各相绕组的冷态直流电阻。直流电阻小的一相绕组有短路故障存在。若要具体判断是哪个极相组或线圈有短路,可在电桥引线或万用表表笔上接一尖

针,先后分别刺进极相组(或线圈)的首尾接头处进行测量,凡电阻明显小的极相组(或线圈)多有短路故障。

用直流电阻法还可方便地检查绕组相间短路。检查时,用摇表或万用表高阻档,分别测量各相绕组间的绝缘电阻,如绝缘电阻值很低或为零,则说明该两相绕组有相间短路。

(3)电压降法。对有短路故障的相绕组通以低压交流电或直流电,将万用表置于相应的交流电压档或直流电压档,两表笔接上尖针,分别测量该相绕组的各极相组(或线圈)两端电压降,电压降小的那个极相组(或线圈)即有短路存在。

(4)短路侦察器法。短路侦察器是利用变压器原理来检查绕组匝间短路的。检查时,将短路侦察器放在定子膛内所要检查绕组边的槽口上,如图9-4-10所示。给短路侦察器的励磁线圈通入交流电,这时定子铁心与短路侦察器的开口铁心构成一个闭合磁路,短路侦察器的励磁线圈相当于一般变压器的一次绕组。如被检查槽内的定子绕组中有匝间短路,则相当于变压器的二次绕组短路,在短路侦察器励磁线圈回路中的电流表读数增大,再用一块薄铁片(或一段锯条)放在被测线圈的另一边槽口上,此铁片被槽口的磁力吸引而产生振动,发出吱吱声。将短路侦察器沿定子铁心内圆逐槽移动,便可找出有匝间短路的故障线圈位置。

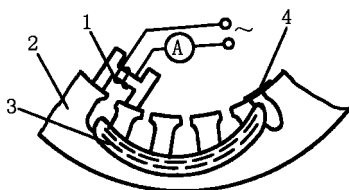


图9-4-10 用短路侦察器检查匝间短路

1—短路侦察器 2—定子铁心 3—被测线圈 4—锯条或铁片

使用短路侦察器检查绕组匝间短路时,应注意以下几点:

- 1)三角形连接和多支路并联的绕组,在检查前应将三相绕组或并联支路拆开。
- 2)检查时铁片要远离短路侦察器,以防止有漏磁的干扰。
- 3)判断双层绕组的短路线圈,当发现一个槽内线圈有匝间短路的征象时,应查出该槽内上、下层线圈各自对应的另一线圈边,并用薄铁片在两个对应边的槽口上探查,根据薄铁片的不同反映,确定是哪个线圈有匝间短路。

4)短路侦察器在接通电源前,应先放在定子铁心上,并使开口铁心与定子齿接触吻合,以减小闭合磁路的磁阻。否则,短路侦察器的励磁线圈会因电流过大而发热烧坏。

2. 定子绕组短路故障的修理

(1)匝间短路的修理。绕组匝间短路时,通常在短路线匝上产生高热,使绝缘漆变色、烧焦乃至脱落,应根据线圈损坏的严重程度,采取不同的处理措施。

1)若线圈损坏不严重,可先把该线圈加热,使绝缘物软化后,再用划线板撬起坏导线,垫入新的绝缘材料,并趁热浸上绝缘漆,进行烘干。

2)若线圈中有少数导线绝缘严重损坏,可采用穿绕修补法。先把该线圈加热软化,取下坏线圈的槽楔,并从线圈的端部将其剪断,抽出坏线圈。若是双层绕组,在抽出坏线圈的导线时,应注意不要损伤同槽内的好线圈。将坏线圈拆除后,应清理槽中的杂物,但不必去掉原有的槽绝缘,只在原绝缘上加一层聚脂薄膜即可。用穿绕修补法穿绕新线圈时,把直径比导线略粗并打蜡的竹签作为假导线,插入槽绝缘内,取略长于坏线圈总长的同规格新导线,从新导线总长的中间开始穿线。穿线时,可边抽出假导线,边跟随穿入新导线。穿绕完毕,整理好端部,焊接端部引线接头并包好绝缘,进行必要的测试,符合要求后才能浸漆烘干。

3)若线圈匝间短路使导线绝缘严重损坏,时间上又不允许进行彻底修理,可采用跳接法。如图9-4-11所示,把短路线圈的一端剪断,并用绝缘材料包好断头,再把该线圈首、尾端用导线短接,即跳过了这个短路的坏线圈。采用这种应急措施时,应注意适当减轻负荷运行,待条件允许时,再进行彻底修理。

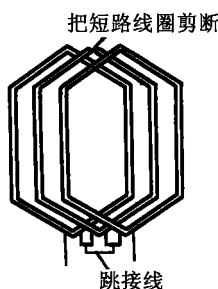


图9-4-11 用跳接法处理短路线圈的示意图

(2)线圈间短路的修理。线圈间短路往往是由于线圈间的过桥线处理不当,或叠绕组嵌线方法不妥以及端部整形时敲击过猛等原因所致。这种短路通常发生在绕组端部,可用划线板撬开有短路的两个线圈,在线圈间垫入绝缘纸后,再涂绝缘漆并烘干。

(3)极相组间短路的修复。这种故障是由极相组间连线的绝缘套管过短、破裂或被导线接头毛刺刺破所造成的。发生极相组间短路时,可将绕组加热软化,用划线板撬开引线处,重新处理套管或在短路部位垫上绝缘纸,并用扎线绑牢。

(4)相间短路的修复。相间短路故障多由各相引出线套管处理不当或绕组端部的相间绝缘纸破裂所造成。此时只需处理好引线绝缘或相间绝缘,即可排除故障。

(三)定子绕组断路故障的检修

定子绕组断路的原因主要是绕组受外力作用而断裂,接头焊接不良而松脱,绕组短路产生大电流而烧断。绕组断路后将使电动机不能起动,或在运行中使三相电流不平衡,甚至烧毁电机绕组。绕组断路故障多数发生在绕组端部的各接线头或引线端等处。

1. 定子绕组断路故障的检查方法

(1) 万用表法。这种方法适用于绕组无并联支路或多根并绕的小型异步电动机。根据绕组的接法可按下述四种情况进行检查。

1) 定子绕组采用 Y 接法,且中性点引出到接盒时,可将万用表置于相应的电阻档,用一支表笔接中性点,另一支表笔分别接三相绕组的引出端 U_1 、 V_1 、 W_1 ,如测到某相不通,则表明该相绕组有断路处。

2) 定子绕组采用 Y 接法,但中性点无法引到机外时,可按 9-4-12(a)所示分别测量 UV 、 VW 、 WU 各相绕组接线端之间的电阻。若 UV 两端相通, VW 和 WU 两对端子之间不通,则表明 W 相绕组有断路处。

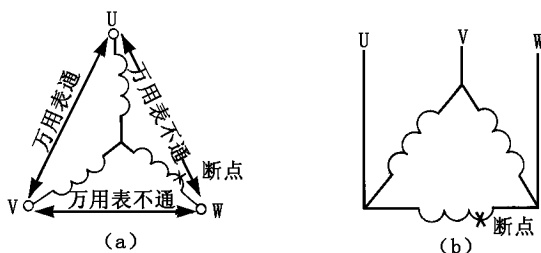


图 9-4-12 用万用表检查绕组断路的示意图

(a) 检查 Y 接法绕组断路 (b) 检查 Δ 接法绕组断路

3) 定子绕组采用 Δ 接法,且六根引线端都引到接线盒时,可先拆开三角形连接的短接片,然后用万用表电阻档分别测量各相绕组的电阻,哪相不通,则哪相绕组有断路。

4) 定子绕组采用 Δ 接法,但仅有三根引线端接到机外时,可按 9-4-12(b)所示,用万用表电阻档分别测量 UV 、 VW 、 WU 三对端子间的电阻 R_{UV} 、 R_{VW} 、 R_{WU} ,电阻较大的两端子间的绕组为断路相。这可作如下解释:设每相绕组实际电阻为 r ,若三相绕组完好,则万用表测得的电阻 $R_{UV} = R_{VW} = R_{WU} = \frac{2}{3}r$;若某相绕组中有断路,如 WU 间断路,则

$R_{WU} = 2r$,而 $R_{UV} = R_{VW} = r$ 。

(2) 三相电流平衡法。中等容量以上的电动机绕组大多采用多根并绕或多支路并联,若其中一根或一个支路断开时,常采用三相电流平衡法或电阻法来检查,这里先介绍三相电流平衡法。

1) 对于 Y 接法的电动机,在电动机三根电源线上分别串入三块电流表,再将三相绕组并联,通入低压大电流,如图 9-4-13(a)所示。若三相电流值相差大于 5%,则电流小的一相绕组中有断路。

2) 对于 Δ 接法的电动机,先将三角形接头拆开一个,然后通入低压大电流,用电流表逐相测量每相绕组的电流,电流小的一相绕组中有部分导线断路,如图 9-4-13(b)所示。

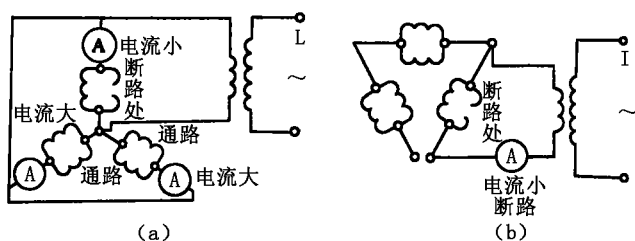


图 9-4-13 用三相电流平衡法检查绕组断路
(a)检查 Y 接法绕组断路 (b)检查 Δ 接法绕组断路

(3)电阻法。用双臂电桥分别测量三相绕组的电阻,若三相电阻值相差大于 5%,则电阻较大的一相绕组中有断路处。

上述三种方法,只能查出是哪一相绕组断路,但不能找出具体故障线圈。这时可以拆开电动机,并将各相绕组的引线端子拆开,在万用表的一只表笔上焊接一格尖针,将万用表没有尖针的表笔与故障绕组的端线相接,带尖针的表笔分别刺入各线圈的过桥线上,假设从无尖针表笔所接的那个线圈开始,逐个测量前几个线圈是通的,测到下一个线圈万用表不通了,则断路点就在这个线圈。

2. 定子绕组断路的修理

(1)若断路点是过桥线或引出线接头焊接不良或扭断时,可重新焊牢接头,并套好绝缘套管。

(2)若断路点在铁心槽外的绕组端部,又是单股线断开时,可用划线板将断线挑出,重新焊好断线接头并包扎绝缘。若是两股以上的导线断开,应仔细查找线头线尾,否则容易造成人为匝间短路。

(3)当断路点在铁心槽内时,可用前面讲过的穿绕修补法更换故障线圈。若电机有急用,一时来不及彻底修理,也可采用跳接法将断路线圈的首尾端短接起来,供暂时使用。

五、笼型转子绕组的故障检修

异步电动机的转子结构有笼型和绕线型两种。绕线型转子绕组的故障检修方法与定子绕组的大致相同。以下只着重介绍笼型转子绕组的常见故障现象、原因及故障检修方法。

笼型转子的常见故障是导条断裂。断条会使电动机起动困难,带不动负载,运行中的电动机转速变慢,定子电流时大时小,电流表指针呈周期性摆动,电机过热、机身振动,还可能产生周期性的“嗡嗡”声。造成笼型转子断条的原因通常是铸铝或铸铜鼠笼材质不良,制造工艺粗糙,结构设计不佳,或者是运行起动频繁,操作不当,急促的正反转造成剧烈冲击等。

(一) 转子断条的检查方法

检查转子断条的方法有多种,这里只介绍常用的两种方法。

1. 铁粉检查法

这种检查方法是根据磁场能吸引铁粉的原理。如图 9-4-14 所示,在转子端环两端通入低压交流电,逐渐升高电压,使转子磁场不断增强,这时在转子上均匀地撒上铁粉,从铁粉的分布情况即可判断转子导条有无断裂。如果没有断条,则转子铁心表面的铁粉就整齐地按槽的方向排列;若转子某槽不能吸附铁粉或吸附的铁粉很少,则说明该槽导条断裂。

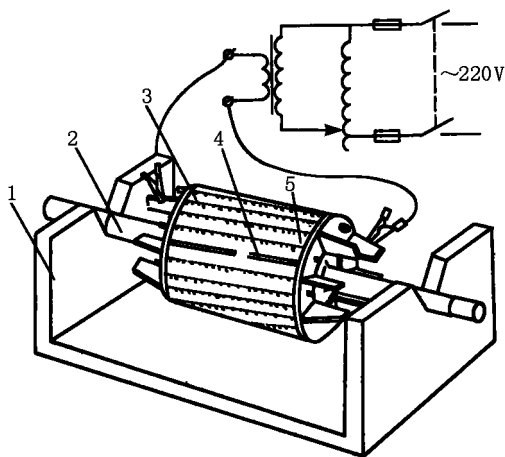


图 9-4-14 用铁粉检查转子断条

1—转子支架 2—转轴 3—铁粉 4—断条 5—转子

2. 短路侦察器法

短路侦察器的铁心开口外缘形状呈凹弧形,恰与转子圆周表面相吻合,如图 9-4-15 所示。检查时,将短路侦察器的铁心凹面压在转子槽上,给侦察器励磁线圈通入 36V 交流电后,使其沿转子圆周逐槽移动。如导条完好,电流表指示的是正常短路电流;若某一槽口处的电流有明显下降,则该槽导条断裂。

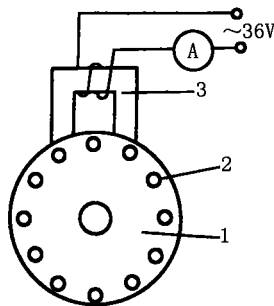


图 9-4-15 用短路侦察器检查转子断条

1—转子 2—导条 3—短路侦察器

用上述两种方法查出转子某槽有断条后,还必须找出导条断裂点。通常断裂时间较

长的地方,有黄黑斑点,用肉眼即可直接看出。若不能直接发现,可用图 9-4-16 所示的方法寻找断点。在转子一端的端环上(如左端)焊一根较粗的软导线,将短路侦察器的铁心凹面置于断条两侧的槽齿上,在断条的另一端(如右端)放上一段薄铁片(或锯条)。给侦察器励磁线圈接通 36V 交流电源,然后把软导线的自由端从左端开始沿断条向右移动,当薄铁片开始振动时,软导线自由端左侧的位置即为导条断裂点。

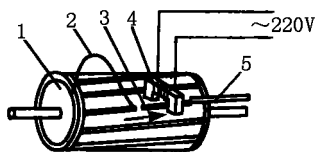


图 9-4-16 用短路侦察器寻找导条断点

1—转子 2—软导线 3—导条断点 4—侦察器 5—薄铁片

(二)转子断条的修理工艺

转子断条常用以下几种方法予以修复。

1. 局部补焊法

在有裂纹的端环或导条两边用尖凿剔出 V 形或梯形槽,用喷灯或氧炔焰将转子加热到 450℃ 左右,再用气焊进行补焊,最后将修补处多余的焊料车去或铲平。补焊时,一般使用含锡 63%、含锌 33% 和含铝 4% 的焊料。

2. 冷接法

在断条的裂口处用与槽宽相近的钻头钻孔并攻丝,深度以钻到槽底为止,然后拧进一只与之相配的铝螺钉,再用车刀或凿子除去螺钉的多余部分。如果导条裂纹或裂口较长,单靠拧进一颗螺钉还不能接好断条时,可用尖凿将裂口处凿一矩形槽,并将四壁和槽底修理整齐。然后用一块形状、体积与矩形槽相似但尺寸略大的铝块强行嵌入槽里,同时在铝块两端与原导条结合部钻孔攻丝,拧紧铝质螺钉并除去多余部分。这样即使转子高速运转,铝块也不会脱出。

3. 换条法

当导条断裂严重或断条较多时,可用换条法更换新导条。

(1)个别铸铝导条断裂时,可用钻头沿转子斜槽将断条钻掉,除去槽内的铝屑并擦拭干净。做一根与槽形相同的铝导条插入槽内,用气焊把铝条与端环焊牢,修整焊口后校正平衡。

(2)个别铜导条断裂时,可把断条的端环两端开一缺口,凿去一边端环部分,把断条敲出,换上一根与原导条截面相同的新铜条,并要长出端环 15~20mm,将伸出部分敲弯紧贴贴在端环上,然后用气焊把铜条与端环焊牢,修整焊口并校正平衡。

(3)铸铝转子断条较多时,应先将铝条熔化后,再重新铸铝或者改换铜条笼型绕组。在熔化铸铝前,应车去转子两端的端环,再用夹具将转子铁心夹紧,以防熔铝后铁心松

散。熔铝的方法有以下两种。

1)化学熔铝。将铸铝转子垂直地浸入 30% ~ 60% 浓度的工业烧碱溶液中,然后将溶液加热到 80 ~ 100℃ 左右,直到铸铝熔化为止。一般转子需要加热 7 ~ 8h,小型转子需 3 ~ 4h,大型转子可达 1 ~ 2d。熔铝后,要用清水将转子冲洗干净,再投入浓度为 25% 的工业冰醋酸中煮沸 15min 左右,中和残余烧碱,最后再放入开水中煮沸 1 ~ 2h,取出冲洗干净并烘干。因烧碱具有强烈的腐蚀性,在操作过程中应注意劳动保护。

2)加热熔铝。将转子加热到 700℃ 左右,使铸铝全部熔化。熔铝后,必须清除槽内及铁心两端的残余铝层和油污等。

重新铸铝的工艺较复杂,一般需送回电机制造厂进行重铸。在现场一般采用改换铜条鼠笼。因铜条导电性能好,电流密度比铸铝的大,用铜条换铝条时,只要铜条嵌满转子槽的 60% ~ 70% 即可。穿好铜条后,两端用短路环焊牢,再将铜条鼠笼安装牢固。铜条与短路环的焊接一般采用银焊。换好鼠笼绕组后,应进行转子静平衡校验。

六、异步电动机的干燥

异步电动机的绕组受潮或浸漆后,都必须进行干燥,将绕组内的潮气烘出。常用的干燥方法分为外部干燥和内部干燥两大类。根据检修现场的条件不同,外部干燥又可分为灯泡干燥法和烘房干燥法;内部干燥又分为铜损干燥法和铁损干燥法。

(一)外部干燥

1. 灯泡干燥法

如图 9-4-17 所示,将电动机定子放置在灯泡之间,最好使用红外线灯泡,因为这种灯泡发热效率比普通灯泡高得多,热辐射能力也较强。干燥时要注意用温度计监视箱内温度,应保持排气畅通,以便排出潮气。箱内温度较高时可关掉一部分灯泡。灯泡不可过于靠近定子绕组,以免烤焦。灯泡的功率可按 $5\text{kW}/\text{m}^3$ 左右选用。

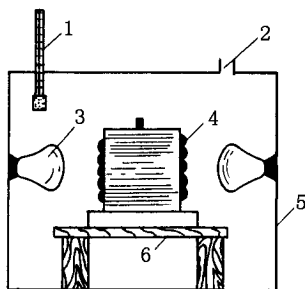


图 9-4-17 灯泡干燥法

1—温度计 2—排气孔 3—灯泡 4—定子 5—木箱 6—木支架

灯泡干燥法所用装置简单、工艺方便、耗电少,适用于小型电动机的干燥。

2. 烘房干燥法

烘房一般都采用热风循环式,用电、煤气或蒸汽加热。近年来,采用了远红外线干燥新技术,取得了良好的技术经济效果。

图 9-4-18 为热风循环式烘房结构示意图。烘房本体内层用耐温砖砌成,中间用石棉粉或硅藻土等做成绝热层,外层则用普通砖砌成。加热器直装在烘房顶部或背面,便于维修。电热器发热元件用镍铬合金电热丝绕成。为防止溶剂的挥发物与灼热的电热丝相接触发生爆炸或火灾,应将电热丝装在充满石英砂的铁管内,并将接头处加以密封。电热器的功率可按 $6 \sim 8\text{kW}/\text{m}^3$ 计算。

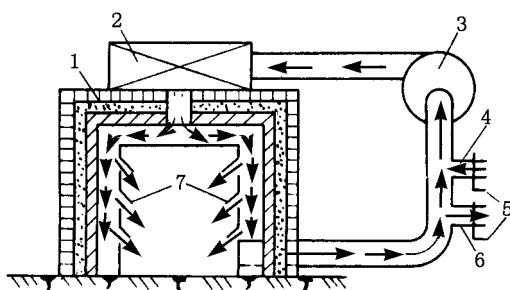


图 9-4-18 热风循环式烘房示意图

1—绝热层 2—加热器 3—鼓风机 4—进风口;
5—风量调节阀 6—出风口 7—百叶窗

利用蒸汽或煤气(天然气)加热时,需将电热器换成蒸汽管或煤气管加热元件。蒸汽式烘房比较安全,不易发生火灾事故;煤气式烘房则比较经济。

远红外线加热时,应将加热元件装在烘房内,利用远红外线的辐射作用,将热量传递到被干燥的绕组上。

采用烘房干燥法时,用鼓风机将热空气吹入烘房内部加热绕组,排气、进气均用阀门控制,烘房内的空气流通快,加热温度均匀,干燥效率高,能源消耗少。因此,这种干燥法应用较广。

(二)内部干燥

1. 铜损干燥法

这种方法是将定子绕组按一定的接线方式通入低压电流,利用绕组本身的铜损发热进行干燥。定子绕组的接线方式可根据所加电源的电压大小和相数来决定,通常采用的接线方式有并联加热式、串联加热式和星形加热式、三角形加热式等。但不管哪种方式,每相绕组所分配到的加热电流都应控制在其额定电流的 $50\% \sim 70\%$ 。干燥时,应通过断续送电控制绕组的加热温度,一般在 $70 \sim 80^\circ\text{C}$ 为宜。

图 9-4-19(a)为并联加热法,用电焊变压器次级等低压交流电源向并联的三相绕组送电,电焊变压器次级电流可连续调节,低压电流能均匀地分配到三相绕组。这种方

式适用于干燥 25 ~ 75kW 及以下电动机的绕组。

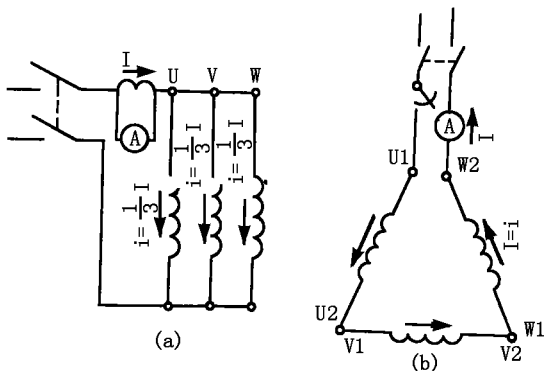


图 9-4-19 串联和并联加热法

(a) 并联加热法 (b) 串联加热法

图 9-4-19(b) 为串联加热法。它适用于三相绕组的六根引线端都接到接线盒上的电动机。这种加热方式的优点也是三相绕组受热均匀, 在干燥过程中不需改动接线, 而且有些小型电动机可以直接通入 220V 交流电加热, 省去另备低压电源。

在检修现场具备三相调压器时, 可采用星形加热和三角形加热两种方法。它的优点是不必拆开电动机的三相引出线, 可直接将三相低压电源接到接线盒内的三相引线端上, 而且三相绕组受热也是均匀的。

2. 铁损干燥法

此法适用于干燥大型电动机, 它是利用临时缠绕在定子铁心和外壳上的励磁线圈, 通入交变电流产生交变磁通, 在铁心和外壳中产生涡流和磁滞损耗来加热绕组的。

第二节 直流电机的检修

一、直流电机常见的故障、原因及处理

直流电机的常见故障及其原因,见表 9-4-3 所列。

表 9-4-3 直流电机常见的故障、原因及处理方法

故障名称	故障原因	处理方法
电刷冒火	<ul style="list-style-type: none"> ①电刷磨蚀变短、压力不足或不均 ②换向器表面脏污、粗糙或云母片凸起 ③换向器偏心 ④刷架角度不对 ⑤电刷规格不合要求或规格不统一 ⑥电刷在刷握内过松或过紧 ⑦电枢绕组断线或焊接不良 ⑧电枢绕组或换向片间短路 ⑨主磁极线圈断线、短路或错接 ⑩电刷不在中性线上 	<ul style="list-style-type: none"> ①要换电刷,调整弹簧压力 ②擦试或用砂纸打磨换向器,铲去突出的云母 ③车旋换向器 ④调整刷架 ⑤更换电刷 ⑥更换合适的电刷 ⑦重新焊接 ⑧检修消除故障 ⑨修理线圈或重新接线 ⑩调整刷架
电枢绕组过热	<ul style="list-style-type: none"> ①电机过负荷 ②通风散热不良 ③电枢绕组或励磁线圈短路 	<ul style="list-style-type: none"> ①减小负荷 ②改进或清扫,疏通散热系统 ③检修以消除故障
轴承发热	<ul style="list-style-type: none"> ①轴承润滑油不够。油环停止工作 ②润滑油混入灰尘和杂质 ③轴承太紧 ④电机过负荷 	<ul style="list-style-type: none"> ①补注润滑油 ②更换润滑油 ③检修调整间隙 ④减少负荷
换向器过热	<ul style="list-style-type: none"> ①电刷压得太紧 ②电枢绕组有短路或断路 	<ul style="list-style-type: none"> ①调整或更换弹簧 ②检修绕组
发电机不能建立电势	<ul style="list-style-type: none"> ①电刷与换向器接触不良 ②电刷质量不好 ③励磁线圈开路或无剩磁 ④励磁磁场与残磁反向 ⑤励磁回路电阻大于临界电阻值 	<ul style="list-style-type: none"> ①打磨电刷和换向器或调整弹簧压力 ②更换电刷 ③接通励磁线圈或充磁 ④重新充磁 ⑤检查励磁回路,降低电阻
电动机不能起动	<ul style="list-style-type: none"> ①电源电压低 ②荷过重 ③电枢和励磁回路断路或接触不良 	<ul style="list-style-type: none"> ①调整电源电压 ②减少负荷或改用大容量电机 ③检修焊接断头或处理接触部位

直流电机在运行中 换向器处经常发生火花 现将火花等级列于表 9-4-4 以资识别。

正常运行时 ,允许 1、1 $\frac{1}{4}$ 、1 $\frac{1}{2}$ 等级火花存在 ;暂时过负荷、起动及变换方向时可允许 2 级火花发生 ;3 级是危险火花 ,只允许直接起动时发生。

表 9-4-4 直流电机运行中的火花等级

火花等级	火花特征	换向器及电刷状态
1	无火花(暗换向)	
1 $\frac{1}{4}$	约有 1/4 的电刷于其小部分发生微弱火花点	换向器上无黑色痕迹 ,电刷无灼痕 换向器上有发黑痕迹出现 ,用汽油可以擦去
1 $\frac{1}{2}$	约有半数的电刷发生微弱火花点 全部或大部电刷发生火花	换向器上有发黑痕迹出现 ,用汽油不能擦净 , 同时电刷有灼痕
2	全部电刷发生相当大的火花 ,已不能允许其持续工作	电刷烧焦损坏
3		

二、直流电机的拆卸与组装

直流电动机的拆卸与组装与异步电机基本相似。这里着重介绍直流发电机(汽轮发电机的励磁机)的拆卸与组装。

(一)拆卸

- 1)依次拆开地脚螺栓、机座、端盖、轴封、护板、电刷装置和各种引线。
- 2)测量端盖与转轴之间的间隙 ,电枢与磁极间的空气间隙 ,电枢与主磁极中心的相对位移。并作好记录。
- 3)拆卸前应对刷架、刷握、端盖、电缆接头等作好记号 ,以便组装时进行校对 ,拆下的螺栓、零件、刷架、刷握、引线头等应放在专用的箱子内保管。
- 4)引线电缆头拆开后应抽出放在适当的位置 ,不要碰伤和压伤。
- 5)抽出转子时 ,注意不要碰伤电枢绕组 ,换向器、风扇、磁极铁芯和线圈。转子抽出后应平稳地放在专用支架上。换向器应用青壳纸或白布包扎起来加以保护。

(二)组装

检查电机内确无遗物和漏修、漏试项目 ,各部清扫干净 ,经验收合格后 ,方可进行组装工作。组装按拆卸的逆顺序进行 ,组装时应遵循以下注意事项 :

- 1)将转子装入定子时要注意磁极、电枢绕组及换向器等不要碰伤或擦伤。
- 2)机座、机壳及各部件的组装应符合原来正常安装位置。
- 3)装端盖前应测量定、转子空气间隙并与检修前或上次测量数值进行比较。空气间隙最大值和最小值的差不得大于规定标准。
- 4)端盖牙子及机壳止口 ,务必清扫干净 ,打平毛刺 ,螺栓拧紧后结合面应严密。
- 5)刷架装配位置应正确 ,对滑动轴承式电机须将转予沿轴向两端拨到极限位置 ,分别测量刷架和刷握与转动部分的最小距离 ,必须保持 5 毫米以上。

6) 刷握装置应符合设计角度, 刷握下沿距换向器表面留有 2~3 毫米间隙, 各排电刷应与换向片平行, 其不平行度应不超过 0.5 毫米, 各排电刷轴向排列应正、负极成对地在换向器面上错开, 如图 9-4-20 所示。

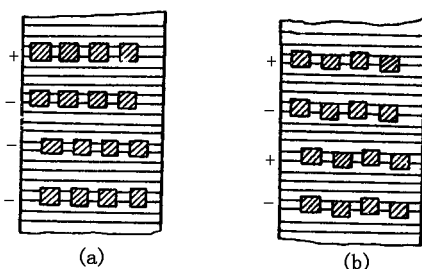


图 9-4-20 电刷在换向器上错开排列

(a) 换向器的电刷参差布置 (b) 换向器的电刷参差分级布置

7) 轴承中的润滑油应符合制造厂的要求, 且油量充足。

8) 各引线接线应平整、光洁、紧固严密、接触良好, 绝缘可靠。同类电机接线应统一, 标志齐全、正确。

9) 用 500 伏摇表测量全部直流回路绝缘电阻, 换算到热状态下不低于 1 兆欧。

10) 检查外壳接地线应无折断、压伤和别劲现象, 截面符合规定, 检查接头应接触面平整、干净且不受力。

(三) 调整

在组装过程中和组装后还要进行必要的调整试验。

(1) 电刷压力的测量与调整电刷 所受的压力与电刷的种类和换向器的线速度有关。硬电刷通常应是 0.2~0.3 公斤/厘米² 软电刷通常应为 0.15~0.2 公斤/厘米²。但在同一刷架上每个电刷的压力其互相之间的差值不得超过 10%。测量的方法如图 9-4-21 所示。当电刷压力不当时应加以调整。

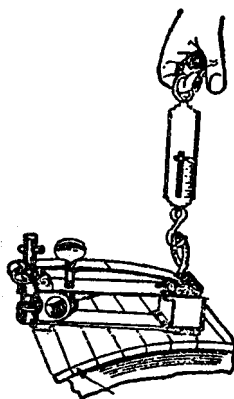


图 9-4-21 用测力计检查电刷的压力

(2)调整电刷的中心位置 按图 9-4-22 接线,毫伏计必须接在相邻的两组电刷上。进行调整时,将励磁线圈通以 5~10% 的额定电流,调整刷架的位置,当断开刀闸时,毫伏计的瞬间摆动为最小的电刷位置即是电刷中心线的位置。实践表明,在找中心的过程中,每移动一次刷架,务必重新研磨电刷,使其与换向器接触严密,否则校对的中心线,不可能是理想的甚至是假中性线。

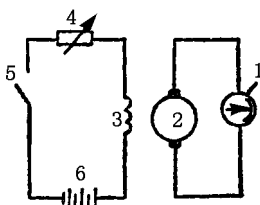


图 9-4-22 检查电刷是否在中性线上用的接线图

1—毫伏表 2—电枢 3—励磁线圈 4—可变电阻;

5—刀闸 6—蓄电池(6~12 伏)

(3)极性检查 磁极线圈的连接如有拆动,应检查它的极性是否正确。检查的方法是:在磁极线圈回路中接上 6~12 伏直流电源,用指南针在磁极下逐步测量,如果指南针在磁极下的指向交替变动,便表明极性正确。如果在相邻两磁极下指向不变,便表明极性错接,则应调整错接磁极线圈两端的接头。

(4)检查换向片间的电阻 用电桥或电流电压表法测量各相邻两换向片间直流电阻,其相互间的差值不得大于平均值的 10%。

(5)测量电刷与刷握的间隙 为了保证电刷能在刷握中自由活动,电刷与电握间应有 0.1~0.2 毫米的间隙,但间隙不能过大。

(6)无火花区域试验 换向磁极的作用是否适当,对于直流发电机的换向情况有很大影响。无火花区域试验是向换向磁极线圈中通入附加电流,使电刷产生火花,记录电刷刷刚产生火花时的附加电流的数值,制成附加电流与负荷电流的关系曲线(即无火花换向区域),根据曲线判断换向磁势的强弱,以调整换向磁极的间隙或线圈匝数。对于一般大修后的直流电机,只要按原样组装,并不需要做无火花区域试验。只是当电机大修时作了改进变动,或运行时发现换向磁极的气隙和线圈匝数不当时,才通过无火花区域试验进行调整。

试验接线如图 9-4-23 所示。

试验由发电机空载开始,打开负载开关 FK,使被试发电机开路。合上刀开关 DK,使附加电流 ΔI 的方向与发电机负载电流的方向相同,调节电阻 R_1 使附加电流逐渐增大,至电刷上出现火花时,记录附加电流的数值。然后减小附加电流,使火花消失,再增大附加电流到出现火花,记录附加电流的数值。如此重复 3~4 次,将几次所记录的附加电流取平均值,作为出现火花时的附加电流“ $+\Delta I$ ”值。切换刀开关 DK,改变附加电流的方向,

重复上述步骤求得“ $-\Delta I$ ”的数值。发电机空载时这两个附加电流的绝对值应近似相等，若相差很大，则说明电刷与换向器在其他方面有不正常的情况存在（如电刷偏离几何中性线等），应及时进行检查，找出原因并将其消除后继续进行试验。

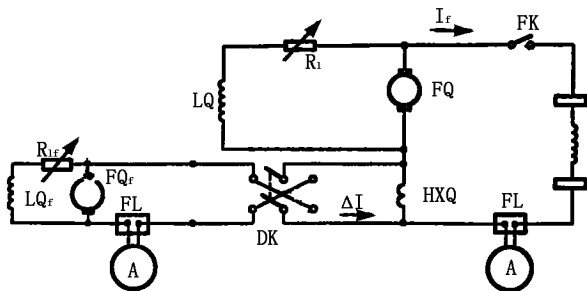


图 9-4-23 无火花换向区域试验接线图

FQ—直流发电机电枢； R_l —励磁变阻器；LQ—励磁绕组；HXQ—换向磁极线圈；FK—负载开关；DK—刀开关；A—电流表； R_{lr} —辅助发电机励磁变阻器； FQ_r —辅助发电机电枢； LQ_r —辅助发电机励磁绕组；FL—分流器

在发电机带负荷的情况下继续试验。合上负载开关 FK，将发电机负荷电流由零调到 125% 额定值。从空载开始，每隔 25% 额定电流重复一遍上述试验，记录当负荷电流分别为 0.25、0.50、0.75、1.00 和 1.25 倍额定电流时电刷上出现火花时的附加电流“ $+\Delta I$ ”和“ $-\Delta I$ ”的数值。

以负荷电流 I_f 为横座标，附加电流 ΔI 为纵座标作出 I_f 与 ΔI 的关系曲线，这样就可求得无火花区域的上限和下限。如图 9-4-24 所示。

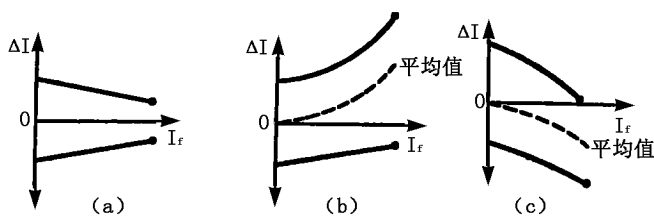


图 9-4-24 附加电流与负荷电流关系曲线

(a) 换向磁极作用适当 (b) 换向磁极作用较弱 (c) 换向磁极作用较强

可以认为，对于负荷电流的每一数值，最好的换向将决定于火花上限和下限的中点，将不同负荷电流所对应的换向最好的点子连接起来称为“无火花区域平均线”。

如果无火花区平均线与横轴相重合或近似重合，如图 9-4-24(a)，则说明换向磁极的基本数据选择得恰当。是最理想的情况。

如果平均线从横轴向上偏斜，如图 9-4-24(b)，这说明了换向磁极太弱，需要正向的附加馈电电流来加强它们的作用，才能把换向导致较好的条件，所以必须相应地增加

换向磁极的线圈匝数或减小空气隙(可增加换向磁极的垫片)。

如果平均线向下偏斜,如图9-4-24(c),它说明了换向磁极过分强烈,需要反向附加馈电电流来削弱它们作用才能导致较好的换向条件。因此需要减小换向磁极线圈的匝数,或增大空气隙(可撤去换向磁极的部分垫片)。

三、直流发电机的大修

(一)定子大修

1)机座、机壳内外各部应清扫干净。检查表面油漆应光滑完整,无裂纹或脱落现象。检查磁极和机座磁轭的固定情况,磁极铁芯应无锈斑,连接螺栓应牢固,发现松动应拧紧螺栓。

2)清扫各磁极线圈,如有油垢,可用木质薄片刮去再擦净,使表面平滑光亮,漆膜完整,绝缘良好,没有裂纹松动、破损、过热、焦枯和烧伤现象。

3)检查磁极线圈是否紧靠在磁极上,若有松动,应用绝缘板垫紧。

4)检查各线圈之间的连接线是否紧固。接线处应无开焊松动和过热现象,必要时应重焊线头并包扎绝缘。

5)用500伏摇表测量各磁极线圈对地及串、并励磁线圈相互间的绝缘电阻,其值换算到热状态后不低于2兆欧。如果绝缘过低,应查明原因,进行处理。

6)用0.5级仪表测量各磁极线圈直流电阻,换算到同一温度后,与上次检修后测得数据相比较,相差不允许超过 $\pm 2\%$ 。

7)检查接线端子上各导线及电缆头的情况,应无过热和绝缘损坏,必要时加以处理。

8)用2~3公斤/厘米²的干燥压缩空气彻底进行吹扫后,用白布擦净各部件。

9)为消除电刷冒火而进行拆换或调整换向磁极空气隙时,必须在取得无火花区域试验结果的基础上才能进行,调整极距时,极下垫片不得随意增减或改换材料。

(二)转子(电枢)大修

1)用干燥的压缩空气彻底吹扫灰尘、脏物后,用布蘸汽油擦拭油泥和油污。然后用干布擦净。

2)检查转子铁芯应紧固且无松动、变形、破损、锈斑、过热和烧伤等情况,所有的径向通风孔和轴向通风沟应畅通无阻。

3)检查槽楔应紧固并低于铁芯表面,没有松动、移位、碰伤、断裂、过热、变色等异常现象。

4)检查端部绑线应紧固整齐,无松动、移位、断裂、过热、变色、开焊及焊锡熔化现象,钢扎线绝缘良好,用500伏摇表测量钢扎线与绕组间绝缘电阻,换算到热状态后不低于2兆欧。

5)检查转子绕组表面和槽口绝缘应光滑坚固,无擦伤,磨损,破裂及焦脆现象,用500伏摇表测量转子绕组与铁芯间的绝缘电阻,换算到热状态后,应不低于2兆欧。

6)检查转于绕组与换向器升高片的焊接应牢固可靠,无开焊,甩锡,空洞,松动和过热现象。用0.5级仪表测量换向片间的直流电阻,各片互相间之差值,一般电机不应超过10%,大型电机不应超过5%。对非全额均压线的电机,换向片间直流电阻之差,应有规律性的变化。

7)检查风扇、套环均应稳固可靠,叶片叶轮完整,无裂纹,铆钉齐全,丰满有力,螺栓拧紧锁住,配重块紧固、无松动位移现象。

四、绕组故障的检修

(一)绕组故障的检查

1. 接地

用摇表测量绕组对地绝缘电阻,当指示为零时,则表明电机接地(接壳),应对电枢绕组和磁极线圈分别测量检查,查出接地点所在,以便修理。

检测的方法按图9-4-25接线,调整电阻R,使电流达到适当值。

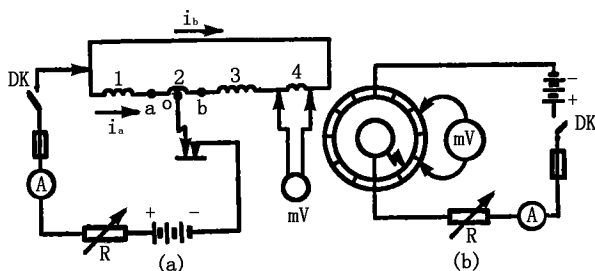


图9-4-25 绕组接地检测方法示意图

(a)磁极线圈接地 (b)电枢绕组接地

对于磁极线圈,用毫伏计逐个测量线圈的电压,当毫伏计读数最低时,表明该线圈接地。因为此时加在毫伏计上的电压,是a、b两点电位之差, $V_{ab} = V_{a0} - V_{b0}$ 。

对于电枢,如果是叠绕的电枢,则用毫伏计在相邻的换向片间逐个测量;如果是波绕的电枢,则用毫伏计在跨接换向节距 $y_K = \frac{K \pm 1}{p}$ (K——换向片数;p——磁极数)的换向片间逐个测量,当毫伏计读数最低时,则表明该两换向片所联的电枢线圈中发生接地。

2. 开路和短路检查

(1)磁极线圈的检查 在磁极电路中串联一个灯泡,并接上电源,如图9-4-26(a)所示。若灯泡不亮表明电路断线,再用电压表逐个测量线圈电压,完好的线圈两端电压为零,开路的线圈两端电压为电源电压。如果灯泡发亮,逐个测量各线圈电压,其中若有

一个线圈的电压低于其他各线圈电压,则表明该线圈内发生短路。

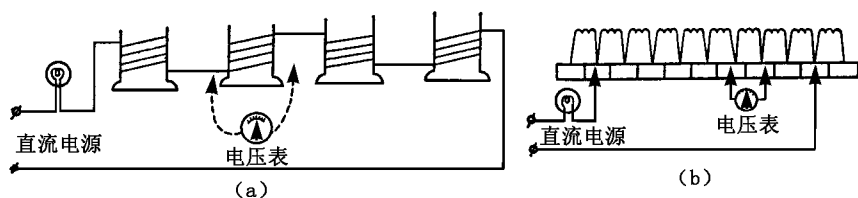


图 9-4-26 绕组开路和短路检测方法示意图

(a)磁极线圈的检测 (b)电枢绕组的检测

(2)电枢线圈检查 在电枢电路加适当的直流电压,如图 9-4-26(b)所示。用电压表逐个在换向片上测量(电枢绕组是叠绕时在相邻两片换向片间测量,电枢绕组是波绕时逐次跨接换向节距 $y_k = \frac{K \pm 1}{p}$ 测量)。如果测得电压值为电源电压,则表明该线圈开路;若用毫伏计测得某一线圈电压最低,则表明该线圈发生短路。

(二)重绕线圈

1. 记录数据

拆卸前和拆卸时应认真记录绕组有关数据,这是修复工作的重要依据,需记录的数据如下:

- 1)每个线圈的匝数。
- 2)导线的直径。
- 3)线组的型式和线圈的连接方法。
- 4)以槽计算绕组的节距。
- 5)换向片的节距 y_k 。
- 6)槽绝缘和导线绝缘的种类和尺寸。
- 7)电枢扎线段数,扎线的直径和匝数,扎线的扣片数和尺寸,扎线下面的绝缘材料。
- 8)均压线的每槽根数、节距,导线截面积。

如果重绕磁极线圈,应记录:

- 1)串并激每极线圈的匝数。
- 2)换向磁极每极线圈的匝数。

此外,在拆除时,最好保留一个完整的线匝元件,以便按照它的形状和绝缘情况来制造绕线模型和包扎绝缘。

2. 电枢绕组的拆除

- 1)打开扣片,熔脱钢扎线焊头,取下扎线。
- 2)打出槽楔。
- 3)熔脱换向片上的引线接头(注意加热温度,不要使换向片因温度较高而退火,降低

表面硬度)。

4)用划线板插入元件的上、下层边之间,先起出元件的上层边,待上层边起出的元件数等于一个节距后,可以将一个元件的上、下层边同时取出。拆除时应注意不使绕组线圈变形太大。若电枢铁芯是半开口槽,元件是圆导线,可以预先把电枢加热,以便于取出。

5)清除电枢槽中粘附的绝缘物和换向片焊接面的残余焊锡。

6)用电机额定电压的二倍再加 1500 伏,加压一分钟,检查换向器对地绝缘是否良好(检查时可用裸铜线将换向器捆起来)。用 220 伏灯校验。逐片检查各片间是否短路。

大型直流电机,电枢绕组一般采用扁导线绕制。这种绕组的故障主要是绝缘老化和绝缘烧毁,因此原有绕组的导线都能利用,仅需按原用绝缘材料及厚度重新包扎处理,就可以继续使用(旧导线必须经过退火处理)。

3. 绕组元件的制作

半闭口槽软元件或矩形槽硬元件可用木模或金属模预制成。用预制的绕组元件重绕电枢,可使线匝排列整齐,便于下线,并使元件的绝缘不易损坏。

半开口槽软元件按照拆下的旧元件的形状制成模板(模板制作方法与异步电机相同)将其搁在绕线架上,根据已记录的旧线圈导线直径和匝数制成新元件。用纸绳或纱带将元件四处扎紧后从模子上取下。

矩形槽硬元件,一般都采用扁铜线绕制。用木板或活动金属夹板做成线模,如图 9-4-27 所示。模芯的长度 L 估算如下:

$$L = 1.45\tau + L_a$$

式中 τ ——极距;

L_a ——电枢铁芯长度。

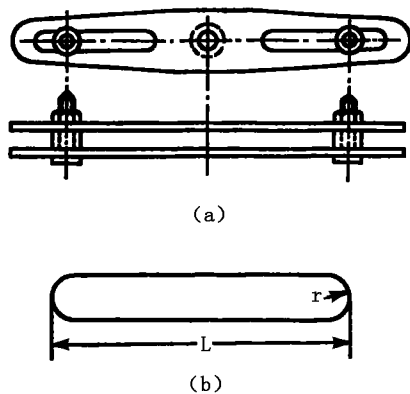


图 9-4-27 矩形槽硬元件线模

(a)矩形槽硬元件活动绕线模 (b)矩形槽硬元件模心的轮廓

图中 r 的大小可根据扁铜线的宽窄而定,一般 $r \geq 5$ 毫米(可预绕一只试验元件,放在槽中检查一下尺寸是否合适,然后根据准确的尺寸制作其余的元件)。

元件绕成后将元件四周用扎带扎紧,从模子上取下后,立即用布带将两端半叠预包一层,这样可以使元件能保持要求的形状,并且在拉形时保护绕组的绝缘。然后,将上述元件拉形,使其具有需要的形状如图 9-4-28 所示。

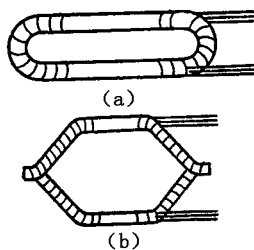


图 9-4-28 绕组元件拉形

(a)拉形前 (b)拉形后

4. 绕组的嵌放

嵌线时应先清除槽中的脏物和毛刺,垫好槽绝缘,将各绕组元件按节距逐个放入槽内。一边嵌在下层,另一边嵌在上层。开始嵌头几个元件时,只能先嵌下层边。当下层边嵌放到一个节距时,就可嵌放该线圈的上层边。

嵌线时应使元件伸出槽口两端的直线部分一样长,端接部分形状及分布要均匀,并且必须尽可能互相靠紧,否则到后来可能没有地方安置其他元件的端部,如图 9-4-29 所示。

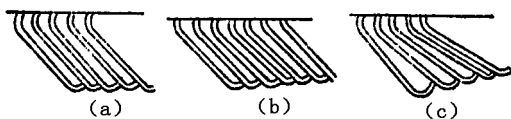


图 9-4-29 绕组端部的排列

(a)排列正确 (b)排列不正确(伸直部分渐短)(c)排列不正确(倾斜度渐大)

半开口槽软元件散嵌线时,必须用滑线板把嵌入槽内的导线理齐(嵌线工具如图 9-4-30 所示)。然后放好层间绝缘,再用压线板压紧层间绝缘并将导线压向底边。倘若元件和槽壁摩擦太大可在元件上擦些石蜡,将元件下层引线头放到做好标记的换向片槽缝里,元件上层引线头暂时叠起来,使它不碰换向器。

当一个槽的上、下层边都嵌入槽内后,剪去槽口多余的绝缘,用理线板折叠槽口绝缘,再用压线板压住折叠的封口绝缘,用木锤轻敲压线板,使导线紧密,随后打入槽楔。

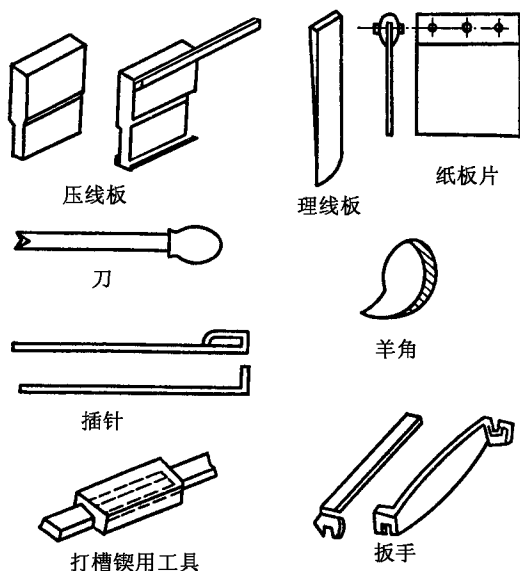


图 9-4-30 嵌线常用的工具

所有元件嵌完后,用木锤轻轻地前端部敲整平服,衬好端部与引线头之间的绝缘。用低压校验灯或万用表电阻档,寻找同一元件的上层引线头,找出后按换向节距将上层引线头放到相应换向片的接线槽缝内。

若电枢绕组上联有均压线时,在拆除旧绕组时应做好标记,重绕时,均压线可制成与电枢绕组的端部同样形状,包好相同等级的绝缘,两端搪好锡,然后按均压线节距,接到换向片上或者接在绕组的后端部。

5. 线圈端部与换向片的焊接

用布将绕组端部和换向面包扎起来,以免焊锡流入造成短路。将焊接面擦干净并搪好锡,接线头与焊接面应互相靠紧。

将伸出换向片接线槽的导线头剪去,并涂上松香酒精溶剂(40%松香,60%酒精),严禁采用酸性焊剂。把焊接处加热到焊锡与之接触即能熔化的温度,在接线槽内加些松香粉,以除去焊接面的氧化物,再把焊锡压在接线槽和端头上,使焊锡充满接线槽,趁热用抹布将余锡擦干净,使焊接表面光滑。冷却后清除脏物。

6. 扎线

为了使电枢在高转速运行时不会因离心力而将绕组甩出,故需在电枢两端垫上绝缘并用钢丝扎上。这道工序称为扎线。

扎线是用强度为 150~180 公斤/毫米² 钢丝来绕扎的。扎线的直径、匝数和扎线下面所垫的绝缘均应与电机原来的相同。

扎线可以在备有紧线装置的车床上或在自制的简单装置上进行,如图 9-4-31 所示。扎线的拉力应当接近表 9-4-5 所列的数值,因为拉力过大会使线圈绝缘损坏,拉

力过小则扎线箍容易脱落。

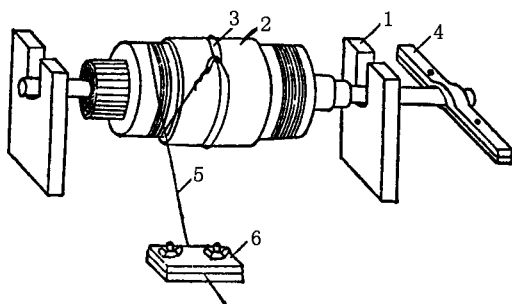


图 9-4-31 电枢绑线简单装置

1—支架 2—电枢 3—绳圈 4—扳手 5—钢丝 6—紧线夹板

表 9-4-5 扎线拉力表

钢丝直径(毫米)	拉力(公斤)
0.6	20~25
0.8	35~45
1.0	50~60
1.2	65~80
1.5	100~120
2.0	180~200

修理时常常没有与原来扎线直径相同的钢丝,这时如果改变扎线的直径,相应它的匝数也要改变,它们的关系是匝数与扎线直径的平方成反比。例如原来扎线用 $\phi 1.2$ 毫米钢丝缠 25 匝,重绕线圈后改用 1.0 毫米扎线,其匝数应为

$$W = 25 \times \left(\frac{1.2}{1.0} \right)^2 = 25 \times \frac{1.44}{1} = 36 \text{ 匝}$$

新扎线宽度为 $36 \times 1 = 36$ 毫米而原扎线宽度为 $25 \times 1.2 = 30$ 毫米。

为了固定扎线的始末端和防止各匝移动,要用白铁皮剪成长条形的扣片加以固定,如图 9-4-32 所示。

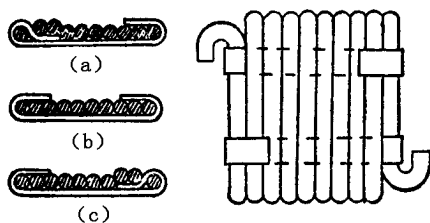


图 9-4-32 钢丝扣片固定方法

(a) 始端扣片 (b) 中间扣片 (c) 末端扣片

扎线时,应先用砂纸将钢丝和扣片上的锈蚀擦净,缠好后将分布在钢丝下面的扣片扣上(圆周上扣片数不得小于六个),在钢丝上面再搪上一层锡使它结成一体。

目前电枢端部的绑扎广泛采用无纬玻璃丝带(简称无纬带)。它的优点是:节省反磁钢丝和云母等贵重材料,绑扎工艺简单,省工时;电机端部电气性能好、绝缘强度高;固定牢靠。常用的无纬玻璃丝带,有聚脂 B 型(工作温度 130℃)和高温环氧 H 型(工作温度 180℃),带宽 10~50 毫米,厚 0.17 毫米。通常采用 0.17 毫米×25 毫米。

无纬带与钢丝间的简单换算:

对于直径为 1.0 毫米的钢丝	扎线宽度 × 0.3	} 即为无纬带(0.17 毫米 × 25 毫米)的匝数
对于直径为 1.5 毫米的钢丝	扎线宽度 × 0.46	
对于直径为 2.0 毫米的钢丝	扎线宽度 × 0.55	

无纬带的匝数不得小于 7 匝。绑扎宽度为钢丝扎线宽度 × (0.5~0.7)。无纬带扎箍匝数也可参考表 9-4-6 的数据。

表 9-4-6 无纬带(0.17 毫米×25 毫米)扎箍匝数参考数据

电枢直径(毫米)	182	245	280	327	368	423	493	560	650	740	850
小于(等于) 1000 转/分	7	7	7	9	9	11	20	25	30	52	69
大于 1000 转/分	7	7	9	12	20	28	41	58			

绑扎无纬带时,先将无纬带和电枢预热到 80~100℃,进行绕组端部整形。绑扎时,初拉应力为 50 公斤/厘米²,可利用绑扎钢丝的装置进行绑扎,只要把其中的紧线夹板 b 换成三个滑轮组即可,如图 9-4-33 所示。三个滑轮的直径一样,滑轮的槽比带略宽一些,中间一个滑轮在端面上加一压紧弹簧来控制拉力。在绕制过程中,常会遇到无纬带上的胶,粘着在滑轮上,使绕扎难以进行,这时可用少量的丙酮将滑轮擦干净,再继续绑扎。绑扎后和电枢绕组一起浸漆,滴干后推入烘房进行固化处理,使之成为一个坚固的整体,要求表面光滑平整,不高出电枢铁芯的外圆。

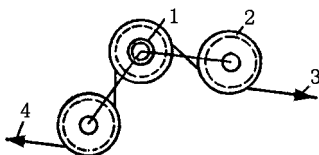


图 9-4-33 绑扎无纬带紧带滑轮

1—压紧弹簧 2—滑轮 3—接电枢端 4—接放带盘

上述各项进行完毕后,为防止在嵌线和焊接过程中引起故障,需要对电枢进行一次仔细的检查,确知无故障后,才浸漆烘干。

五、换向器、电刷、刷握的检修

(一) 换向器检修

1. 用砂纸磨光

磨光工作可在额定转速下进行。把 0-0 号细砂纸固定在特制的木块上，木块下面的弧形应恰好与换向器的弧形相吻合，沿轴向长度以能盖住换向片为准，宽度要能使木块自由地放置在相邻的正负电刷之间。将带有砂纸的木块压在高速旋转的换向片上，可以打磨得非常好。如图 9-4-34 所示。

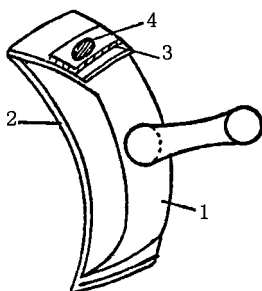


图 9-3-34 打磨换向器用的工具

1—木块 2—玻璃沙纸 3—压板 4—木螺丝

2. 铲除突出的云母片

用特制的刮锯把换向片间的云母锯深到 1~1.5 毫米。刮锯通常用断锯条制成，锯条的厚度可用砂轮打磨到等于云母片的厚度，如图 9-4-35 所示。云母片铲除后必须将槽修成 U 形，换向片的央缘需用刮刀削成 45°倒角，如图 9-4-36 所示。操作时要避免刮锯跳出而划伤换向片的滑动面，或用力不当而撞击、损伤换向器根部。修刮后用 00 号细砂纸打磨，清除毛刺，然后进行彻底清扫。

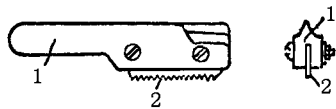


图 9-4-35 “刻槽”用的刮锯

1—本柄 2—锯条

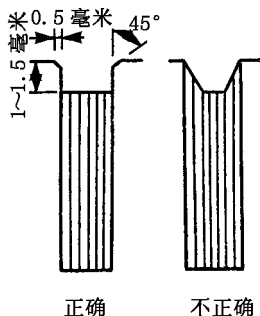


图 9-4-36 换向器的刮缝

3. 车旋

一般当换向器表面不平度超过 1 毫米时需进行车旋。但在车旋前换向器直径已达到极限允许值,则要更换新品。

换向器车旋后,应用砂纸或细油石打磨,不应留有车旋刀纹。光洁度应达 $\nabla 7$,无单片突出现象。

车旋后还应按规定刮沟,并用摇表测量换向器片间绝缘电阻应符合质量要求。

4. 镀铬

在换向器表面用电镀的方法镀上一层很薄(0.06~0.17 毫米)的耐磨铬层。这是一种较好的方法,经多台励磁机试验运行,情况良好。因为铬的硬度很高,镀铬后增强了换向器的耐磨性,延长了使用寿命,由于铬层光滑,碳刷的磨损也减少了,不但节约了碳刷,也减少了换向器日常维护及检修的工作量,换向器不易磨损,所以也可以避免由于换向器变形和云母片突出所产生的机械性火花。

(二)电刷检修

1. 检查电刷

1)电刷应有足够的长度,最短不得低于刷握的 $1/3$ 高度,牌号相同、无破损、掉角接触面应光滑如镜,无粗糙、脏污、烧焦和附着硬粒、划痕等现象。

2)电刷引线铜辫应长度适宜,无过热、变色、断股等现象。接线鼻子应完整,接触紧密无开焊现象。

3)电刷除接触面外,各对应平面应平行,与刷握间留有 0.1~0.2 毫米间隙,使电刷在刷握中滑动自由。

2. 电刷的更换及研磨

(1)更换电刷 新换电刷的型号与规格应尽量与原来的一样,禁止在同一换向器上使用不同型号的电刷。调整的压力要一致,其数值为 200~300 克/厘米²,各电刷压力之差不应超过平均值的 10%。一般一次更换电刷的数量不应超过本机组总电刷量的 $1/3$,若一次必须更换电刷量超过其总数量的 $1/2$ 以上者,宜先以 $1/4 \sim 1/2$ 额定负荷运行 12 小时之后再满负荷运行。

(2)电刷的研磨 当电刷需要更换、调整或接触面出现烧伤时,必须进行研磨。研磨的方法,最初用粗砂纸或砂布塞进电刷与换向器之间,有砂的一面朝向电刷,然后紧贴换向器左右抽动砂布,如图 9-4-37 所示,这样才能使电刷接触面的弧形与换向器的弧形相吻合。待电刷曲度已大体形成时,再用 00 号细砂纸并朝电机旋转的单一方向磨光。电刷磨后应用压缩空气吹去碳屑和砂粒,然后用布擦净表面(勿用棉纱),才能进行无负荷运行,直至电刷工作面像镜面一般时,才允许带负荷。

(三)刷架、刷握检修

1)刷架及刷架轴应清扫干净,没有碳粉。检查框架、绝缘板、垫、管等应稳固可靠,紧

为一体,无破损变形。用 500 伏摇表测量导电部分对地绝缘电阻值不低于 100 兆欧。

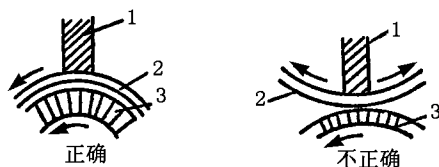


图 9-4-37 电刷的磨法

1—电刷 2—玻璃砂纸 3—换向器

2) 刷握应无破裂,具有足够的机械强度,内壁平直光滑。刷握下边缘与换向器表面的距离应保持 2~3 毫米。

3) 弹簧弹性良好,若因受热(退火)变形或弹性不能调整时应更换新弹簧。

4) 汇流排与极间连线应接触紧密,位置正确,螺丝齐全、拧紧并锁住。正、负极交叉处绝缘应良好。

第三节 汽轮发电机的检修

一、概述

发电机组经过长期运行后,由于振动、磨损、腐蚀、绝缘老化、意外事故等许多原因,其各部件、附属设备等出现劣化、损坏以及脏污、水回路不畅、堵塞等现象,必须通过定期检修,才能恢复设备健康状况,以确保设备今后的安全运行。

按发电机需要检修的项目及检修周期的不同,可分为大修、小修两种类型。

(一) 大修

规程规定大修间隔为 2~4 年(14000~24000 运行小时)。检修项目见表 9-4-7。

表 9-4-7 汽轮发电机大修参考项目表

部件名称	一般项目		特殊项目
	常修项目	不常修项目	
定子	<ol style="list-style-type: none"> 1. 检查端盖、护板、导风板、衬垫等； 2. 检查和清扫定子绕组引出线及套管； 3. 检查紧固螺丝和清扫端部绕组绝缘，绑线，隔木，垫块等； 4. 检查和清扫通风沟及通风沟处的槽部线棒绝缘，检查槽楔、铁芯、绑线、支架等部位并处理； 5. 检查及清扫灭火装置； 6. 检查及校验温度表（包括埋入式）； 7. 氢冷发电机进行整体风压试验（包括全部氢气系统）； 8. 水内冷发电机进行通水反冲洗及水压试验； 9. 测量各部间隙、定转子、空气间隙、风扇间隙，并做好记录； 10. 对定子进行绝缘电气试验 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 更换少量槽楔、端部绕组的隔木； 2. 端部绕组喷绝缘漆 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 更换定子线棒或修理定子绕组绝缘； 2. 重焊不合格的定子绕组端部接头； 3. 更换大量的槽楔和大量的端部绕组隔木或重缠绑线； 4. 修理铁芯； 5. 改进端部结构
转子	<ol style="list-style-type: none"> 1. 测量空气间隙，进行氢冷发电机转子的风压试验，并消除漏氢； 2. 抽出转子进行下列工作： 检查和清扫转子，检查套箍嵌装处情况；检查和测量套箍有无位移、变形，分段套箍的接缝处间隙有无变化，检查心环、风扇、轴颈及平衡重块，检查绑线式转子的绑线；检查通风孔有无堵塞，检查及处理槽楔松动； 3. 检查及清扫刷架、滑环、引线，调整电刷压力，更换电刷（包括接地电刷），打磨滑环； 4. 水内冷发电机进行通水反冲洗与水压试验 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 通风系统严的密闭式空气冷却发电机和氢冷发电机抽出转子； 2. 车旋滑环 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 移动发电机定子，调整空气间隙； 2. 处理绕组匝间短路、接地，更换绕组绝缘，拉出套箍，清扫端部绕组； 3. 更换转子结构部件（如心环、绑线等）； 4. 更换转子引线、更换滑环
冷却系统	<ol style="list-style-type: none"> 1. 检查及清理冷却器及冷却系统（包括水箱、滤网、阀门、水泵、管道）等，进行冷却器的水压试验，消除漏水； 2. 清扫空气室，检查严密情况，消除漏风，检查及清扫空气过滤器； 3. 检查氢气系统、二氧化碳系统的管道、阀门、法兰、表计及自动装置等，消除漏气； 4. 外附风机检查修 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 油漆空气室； 2. 氢冷发电机更换密封衬垫 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 更换冷却器
轴承及油系统	<ol style="list-style-type: none"> 1. 检查轴承及油挡有无磨损、钨金脱胎裂纹等缺陷以及轴瓦球面、垫铁的接触情况，测量间隙紧力，检查油系统和滤油装置，检修常用的密封油泵； 2. 检查氢冷发电机的密封瓦； 3. 检查清扫励磁机侧轴承座及螺丝的绝缘垫； 4. 检查清扫油管道、法兰的绝缘垫 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 全部清洗油管道； 2. 更换绝缘垫； 3. 检修氢冷却发电机的后备密封油泵 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 更换主轴承、密封瓦； 2. 修刮轴承台、台板或基础加固灌浆

部件名称	一般项目		特殊项目
	常修项目	不常修项目	
励磁机及励磁回路	1. 检查及清扫端盖； 2. 测量空气间隙 抽转子； 3. 检查及清扫定子、转子，包括绕组接头、绑线、铁芯、槽楔、轴颈、风扇、换向器及其焊头等； 4. 检查电刷，调整电刷压力、中心位置，更换电刷 检查和调整刷架； 5. 测量、修刮及打磨换向器； 6. 检查励磁回路的一切设备； 7. 检查清理滤风装置、冷却器，进行冷却器水压试验； 8. 励磁开关解体检修	1. 调整空气间隙； 2. 车旋换向器； 3. 轮修备用转子； 4. 更换槽楔； 5. 更换刷架	1. 更换磁极、电枢线圈； 2. 更换换向器； 3. 全部重焊换向器与电枢绕组接头； 4. 处理或更换转子绑线
其他	1. 进行预防性试验； 2. 检查清扫发电机的配电装置、电缆、仪表、继电保护装置和控制信号装置等； 3. 其他根据设备情况需要增加的项目	1. 修理发电机的配电装置及电缆等	1. 发电机外壳油漆； 2. 更换配电装置、较多电缆、继电器和仪表

(二)小修

小修间隔为 6~8 个月(2500~5500 运行小时)。小修内容为：

- (1)消除运行中发生的缺陷；
- (2)重点检查易磨损部件并进行处理以及必要的清扫和试验；
- (3)大修前的一次小修，应做好检查，并核实大修项目。

小修项目根据本厂的实际情况决定。在规定的小修停用日数内，也可以提前进行一部分大修项目。

二、汽轮发电机常见故障及处理

汽轮发电机常见的故障有转子绕组故障，定子绕组和定子铁芯故障，以及冷却系统故障等，现将产生的原因及处理方法列于表 9-4-8 中。

表 9-4-8 汽轮发电机常见故障、原因及处理方法

故障现象	故障原因	处理方法
转子绕组绝缘电阻降低或绕组接地	1. 长期停用受潮； 2. 多年未拉出护环 绕组端部大量积灰； 3. 滑环下有碳粉和油污堆积； 4. 滑环、引线绝缘损坏； 5. 热膨胀和气流冲击使槽口绝缘损坏并积灰； 6. 转子槽绝缘损坏	1. 进行干燥； 2. 拉出护环进行检修清扫； 3. 刮去油污并擦拭干净； 4. 修补或重包绝缘； 5. 清扫并修补绝缘； 6. 修补或更换槽绝缘

故障现象	故障原因	处理方法
转子绕组匝间短路	<ol style="list-style-type: none"> 1. 匝间绝缘因振动和胀缩而被磨损、脱落或位移； 2. 匝间绝缘因膨胀系数与导线不同，破裂或损坏； 3. 端部垫块配置不当，绕组产生永久变形，使端部相碰或倒塌； 4. 通风孔堵塞引起局部过热，绝缘老化损坏 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 进行修补； 2. 进行修补； 3. 重配端部垫块和起出绕组修复； 4. 修补绝缘，疏通通风孔
定子槽楔和绑线松弛	<ol style="list-style-type: none"> 1. 木质槽楔干缩； 2. 运行中的振动或短路电流冲击力的作用； 3. 制造工艺和质量缺陷 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 更换为环氧酚醛层压玻璃布板槽楔； 2. 在槽内加垫条打紧； 3. 重新绑扎
定子绝缘老化	<ol style="list-style-type: none"> 1. 自然老化； 2. 受油浸蚀，绝缘膨胀； 3. 冷却介质温度变化频繁，端部表面漆层脱落； 4. 绕组温升太快或急剧变形使绝缘裂缝 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 恢复性大修，更换全部绕组； 2. 消除油污，修补绝缘，表面喷漆； 3. 表面喷漆； 4. 局部修补绝缘或更换故障线棒，表面涂漆
定子绕组过热	<ol style="list-style-type: none"> 1. 冷却系统不良，冷却及通风管道堵塞； 2. 绕组端头焊接不良； 3. 铁芯短路 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 检修冷却系统，疏通管道； 2. 重焊； 3. 消除铁芯故障
定子绕组绝缘击穿	<ol style="list-style-type: none"> 1. 雷电过电压或操作过电压； 2. 绕组匝间短路、接地引起的局部过热； 3. 绝缘受潮或老化； 4. 绝缘受机械损伤； 5. 制造工艺不良 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 更换被击穿的线棒； 2. 消除引起绝缘击穿的原因； 3. 修复因绝缘击穿时产生电弧而损坏的其他部分
电腐蚀	<ol style="list-style-type: none"> 1. 定子线棒与槽壁嵌合不紧存在气隙(外腐蚀)； 2. 线棒主绝缘与防晕层粘合不良存有气隙(内腐蚀) 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 槽内加半导体垫条； 2. 采用粘合性能好的半导体漆
铁芯硅钢片松动	<ol style="list-style-type: none"> 1. 铁芯压得不够紧密和均匀； 2. 片间绝缘层破坏或脱落； 3. 长期振动 	在铁芯缝隙中塞进绝缘垫或注入绝缘漆
定子铁芯短路	硅钢片间绝缘因老化、振动磨损或局部过热而被破坏	消除片间杂质和氧化物，重涂绝缘漆和塞进绝缘片
氢冷发电机漏氢	<ol style="list-style-type: none"> 1. 制造中的缺陷； 2. 检修质量不佳； 3. 绝缘垫老化； 4. 冷却器泄漏 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 查漏、堵漏 2. 更换绝缘垫

故障现象	故障原因	处理方法
水冷发电机漏水	1. 接头松动； 2. 绝缘引水管老化破裂； 3. 转子绕组引水弯脚处折裂； 4. 焊口开裂； 5. 空心导线质量不良； 6. 冷却器泄漏	1. 拧紧接头,更换铜垫圈； 2. 更换引水管； 3. 更换引水弯脚； 4. 焊补裂口； 5. 更换线棒； 6. 检查堵漏
空冷器漏水	水管腐蚀损坏	少量少管漏水时将该管两头堵死,大量水管漏水时更换空冷器

三、汽轮发电机的解体与总装

无论是什么型号的汽轮发电机,在进行大修时,都要将其本体分解,然后对各部件进行检修,最后进行组装。解体和总装的过程对任何一种型号的汽轮发电机都是类似的。

(一)发电机的解体

大修的第一步就是把发电机解体,从定子膛中抽出转子,以便进行全面的检查和修理。正确的拆卸是很重要的,尤其是在抽转子的过程中,如果拆卸不当就会造成意外的设备损坏事故。

1. 拆开发电机

将发电机与汽轮机和励磁机的联轴器解开,折下励磁机和滑环的电缆、励磁机冷却水管和盛磁机,拆下滑环刷架的地脚螺栓,并将励磁机和滑环刷架吊至检修现场。拆下的全部零件和螺栓应做好位置记号,装箱妥善保管。滑环的工作面应用硬绝缘纸板包好。用500V摇表分别测量励磁机和发电机轴承座的对地绝缘电阻,应不低于0.5MΩ。

2. 拆开两侧轴封、端盖板和护板

分解前对各部件做好位置记号,起吊时要稳妥。由于这些部件形状不规则,起吊时要防止突然倾倒而破坏线圈端部和风挡等部件。分解后对各部件进行清点,妥善保管,对已损件和易损件应测绘成图,以便加工配件和备品。

3. 测量有关间隙

测量轴封间隙、风扇与护板之间的轴向和径向间隙,测量定、转子间的间隙,作好记录,并与上次大修后所测数值比较,如相差很大,应查明原因。

4. 抽转子

抽出发电机转子的的工作,必须用吊车配合进行。抽转子的方法一般根据发电机的构造、起重设备和现场条件来选择,大型发电机组常采用的方法有接轴法和滑车法。

(1)接轴法

在发电机励侧基础外的地面上垫好枕木,并覆盖10~15mm厚的钢板,使用吊车将

转子连同励侧轴承稍稍抬起,取出轴承座下面的绝缘垫,在其缝隙中平行于转子垫上平整清洁的钢板条(8×80mm)两根以上,并在与轴承座接触的表面涂上一层润滑油脂以减少摩擦。

用钢丝绳绑住励侧轴承座,并将钢丝绳接到拉转子的倒链吊钩上,倒链的固定点应在发电机的中心线上,用吊车将转子汽侧轴端吊起,拆卸下轴瓦,然后调整好转子水平,用倒链慢慢将转子拉出,如图9-4-38(a)所示。在转子由倒链移出的同时,吊车应随之相应地朝抽转子的方向前进,以保持钢丝绳垂直。当钢丝绳将要碰到定子绕组端部或外壳时停止,在汽侧转子轴下垫好支架,将转子临时搁在支架的木垫块上,拆除钢丝绳,装好假轴。在假轴上重新绑好钢丝绳用吊车吊起,撤去支架,继续用倒链往外抽转子。当转子抽出大约全长的一半以后,此时转子重心已移出定子之外,再在假轴下垫好支架,如图9-4-38(b)所示。然后拆出汽侧钢丝绳和励侧倒链,在转子重心处绑好两根等长的钢丝绳,用吊车将转子吊起,两根钢丝绳之间的距离应不小于500~700mm,转子与钢丝绳之间应衬橡胶垫或木垫板,以防钢丝绳滑动,如图9-4-38(c)所示。调整水平后,将转子用吊车从定子内抽出,吊至检修场地的托架上。

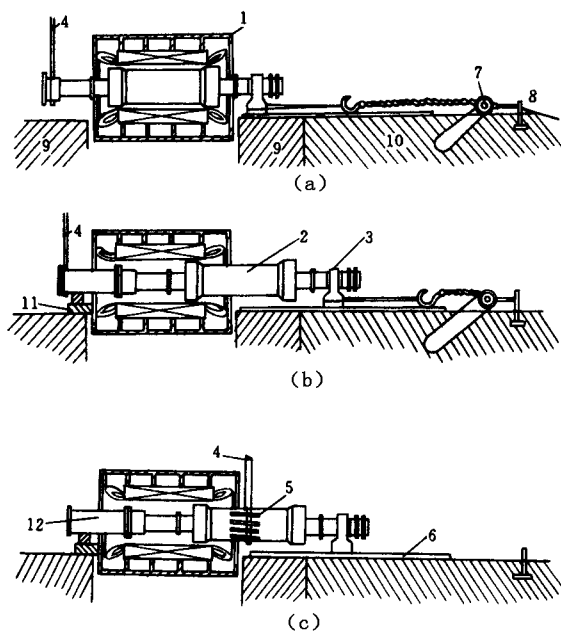


图 9-4-38 接轴法

- 1—定子 2—转子 3—轴承 4—起吊钢丝绳;
5—木垫板 6—铁板条 7—倒链 8—固定倒链的桩;
9—轴承基础 10—励磁机基础 11—支架 12—假轴

(2) 滑车法

此法是将转子轴颈架在专用的滑车上由倒链把转子重心处拉出定子后,再用吊车吊

出。各种具体方法略有不同,有的采用双滑车,即励侧轴颈架在内滑车上;有的则采用单滑车,仅励侧轴颈架在外滑车上,而汽侧仍加接假轴。用滑车法抽转子时,先拆开发电机轴承,取下上盖和上瓦,用吊车在励侧将转子略微吊起,在轴承内侧轴下垫好支架,把转子放在支架上,取出励侧轴承下瓦,吊走轴承座。再将转子略微吊起,撤去支架,往定子膛内下部放入2~3mm厚的橡皮或塑料垫(长度与包括绕组端部的定子长度相同,宽度为定子内圆周长的1/4),在垫上放上厚度在12mm以上的弧形铁板,弧形铁板要略长于铁芯,弧形要与定子铁芯内圆吻合,并在汽侧用铁丝把弧形铁板拉紧。对准发电机中心铺好铁轨,把外部滑车放在轨道上,推至轴颈下面,把转子放下,使其轴颈座落在滑车上面的弧形木垫块上,扣上滑车压盖,拧紧螺丝,在励侧轴端装好拉环,并挂在拉转子的倒链挂钩上。在汽侧联轴器处用吊车把转子略微吊起,取出下瓦和下盖,在轴颈与风扇之间装好内部滑车如图9-4-39(a)所示。将转子调整好水平后,拉紧励侧的倒链使转子慢慢移出,此时吊车也应跟随向前移动,当内部滑车已进入定子铁芯内部时,放下转子,使内部滑车落在弧形铁板上,此时转子全部重量由内外滑车承受,如图9-4-39(b)所示。撤出吊车的钢丝绳,拉紧倒链使转子继续移出。当转子重心移出后,撤去倒链,在转子重心处绑钢丝绳,用吊车吊起,调整好水平后,将转子平稳地从定子膛内抽出,如图9-4-39(c)所示。

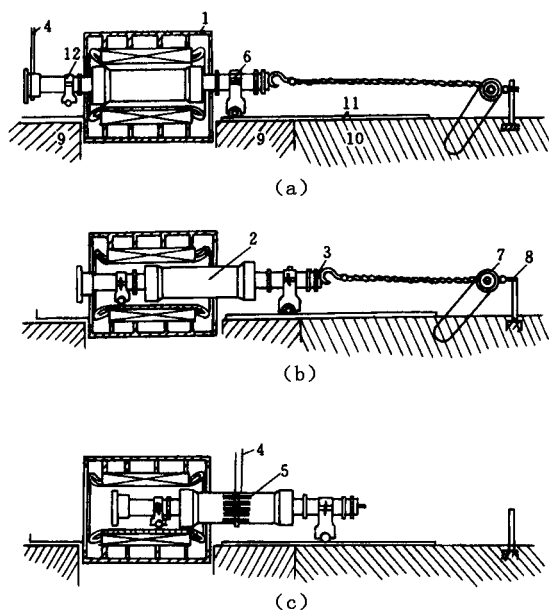


图 9-4-39 滑车法

- 1—定子 2—转子 3—吊环 4—起吊钢丝绳;
 5—木垫板 6—外部滑车 7—倒链 8—固定倒链的桩;
 9—轴承座基础;10—励磁机基础;11—铁轨;12—内部滑车

抽转子的注意事项如下：

①抽转子前仔细检查所有的起重设备和专用工具应完整无损,安装正确,并有足够的安全系数。

②抽转子的过程中,应始终保持转子在水平状态,以免与定子碰撞,应设专人用灯光照射监视定、转子间隙使其保持均匀,并应有人扶持对轮跟随进入定子膛中,以免转子偏斜和摆动。

③为了保护转子并防止钢丝绳滑动,在转子套钢丝绳的位置,应预先垫好木板、胶皮或铝板。

④转子大小护环、风扇环、滑环等不得作为支承点,更不能作为起吊点。

⑤由于转子起吊重量大,而转子齿根的截面较小,为保证安全起见,在抽转子前应将磁极面调至垂直位置。

⑥抽转子过程中,需要变更钢丝绳位置时,不准将转子直接放在定子铁芯上,严禁用护环做支撑面或使护环受力,可用其他物件(支架或垫块)把转子临时支撑住,并保持定、转子间有相当的间隙。

⑦转子抽出后,不能直接放在地面上,而应平稳地放在有与转子铁芯弧形吻合的凹槽的木架上。

⑧为给今后检修工作创造有利条件,应在整体起吊转子时的合适吊点位置处作出可靠而醒目的标记,为下次吊装提供参考。

⑨发电机解体后,对定、转子主要部位的要害环节,要严加防护(如加贴封条),在不工作时,用篷布盖好,以防脏污或发生意外。

(二)发电机的组装与调整

当汽轮发电机各部件的检修工作都完毕,且各部件经验收符合质量和工艺规定,各项试验结果均符合规程规定,组装调整准备工作已全部就绪后,即可进行组装、调整工作。

在进行组装前应对定、转子最后作一次吹风清扫和检查,按使用工具的纪律认真检查有无工具和杂物遗留在定子内或转子绕组端部的下面,检查定子铁芯和绕组端部、转子风扇等有无损伤。回装转子的工具和方法与抽转子时相同,只是工序相反。

转子装入后,要进行的组装轴承和联轴器以及转子找中心等工作,主要由汽轮机检修人员负责,但这些工作电气检修人员也应适当地配合,一方面注意保护发电机,不使有关部分受损,同时还应配合进行间隙的测定与调整。定子和转子之间的间隙应在汽、励两侧分别测量,测点分为上、下、左、右四点,其最大偏差值与平均值相比较,不应超过10%。

在装端盖前,还要再检查和清理定子和转子端部的可见部分,防止有杂物遗留在机内。然后,与解体时的顺序相反,逐一把护板、内端盖、端盖、轴封按原记号装好,螺丝拧

紧并锁住,检查销子垫片应齐全,并按工序步骤逐一测量、记录并调整各部间隙。内端盖和风扇端部径向间隙应四周均匀相等,一般为 $1\sim 3\text{mm}$ 。轴向间隙应考虑到投入运行后发电机和汽轮机转子受热膨胀的伸长,按制造厂规定的数值检查;轴封与轴的间隙一般为 $0.5\sim 1\text{mm}$ 。

装复滑环刷架,装复励磁机,待整体找正中心后接好接头。接头应正确无误,接触紧密,用 0.05mm 塞尺检查各处均不能塞入。接线前详细检查引线夹板或套管绝缘子,应完整,无裂纹、脱料破损和松动等现象。为了改善滑环的工作状态,每次大修时,要调换一次极性。接线完毕将全部表面清扫干净。

发电机全部组装后,应再作一次清扫,检查机壳各部及冷热风室风道,其中应无杂物遗留。

发电机在接引线之前,还要进行一次检修后的试验。

四、空冷发电机的检修

汽轮发电机组有不同的冷却方式,不同冷却方式的发电机组其检修过程有相同之处,也有不同之外,以下主要介绍空冷发电机的检修过程。

(一)机座与定子的检修

进入定子内部进行工作,必须注意下列事项:

(1)禁止穿带钉子的鞋进入定子膛内,出入定子时,不得直接踏在绕组端部上,以免弄脏或损坏端部主绝缘。定子两端部绕组的下部应用毡垫或胶皮盖好。

(2)凡进入发电机定子内的人员,衣袋中不得装有任何金属小物件,以防落入在铁芯内。

(3)定子内严禁吸烟,遇有特殊工作,非点火不可时,要预先做好灭火措施。

(4)工作完毕后,须将带入定子内部的全部工具如数拿出,不得遗忘。

1. 机座与外壳的检修

(1)用手锤敲击机座的各处螺栓,以检查机座是否牢固,并要求钢板、加强筋应完整,无开焊变形,油漆平滑光亮,内外部清洁干净。

(2)定子外壳与铁芯应连接牢固,焊口牢实,钢板无变形,夹紧螺丝紧固,无松脱痕迹。

(3)机壳应完好地接地,各起重吊环、吊孔应完整可靠,各温度计座、窥视窗孔应齐全完好,位置正确。

(4)大小端盖、风挡、轴封各部件应清扫干净。检查各处应无变形、裂纹、开焊等现象,风挡、轴封要圆滑且沟、齿清晰尖锐,端盖密封毡垫应完整无缺,富有弹性,为密封而向轴风齿间引入正压风的所有风道与风孔应完整,对外不漏,内部畅通无阻。

2. 定子铁芯的检修

铁芯各部分,包括风道、通风孔内均应清扫干净,无灰尘油垢,清扫时先用 $2 \sim 2.5 \text{ kgf/cm}^2$ 压力的干燥空气吹除灰尘,再用布蘸四氯化碳、酒精或航空汽油擦净脏污与油垢(在通风道内擦拭时,应注意要有足够的通风,以防四氯化碳中毒),清扫后,应用白布擦拭,略呈灰色者为合格。

检查定子铁芯齿部有无因铁芯松动而产生的红色粉末状锈斑,特别是槽口和通风孔边缘处,可用薄刀试探硅钢片的接合处,若能插入则表明铁芯确已松动。这时一方面应用硬质绝缘材料(如竹片、压层板等)作成铲子状工具,细心将锈斑铲掉,再用压缩空气吹净,涂上绝缘漆,同时,应设法消除铁芯的松动。

检查铁芯表面绝缘漆膜是否完整无缺,光滑柔润。如果老化,脱落过多,可将残漆彻底清除干净,再喷一层原质绝缘漆,如果铁芯有变色痕迹(变成青蓝色),则表明有局部过热情况,则应做铁损试验,找出发热点,按实际情况进行处理。

铁芯用穿芯螺杆压紧时,应用 $500 \sim 1000 \text{ V}$ 摇表测量绝缘电阻,其数值应在 $10 \sim 20 \text{ M}\Omega$ 以上。螺帽下的绝缘垫最易损坏,而且一般无法更换新的,检查时应特别注意,如有损坏,应擦净周围的油垢,涂上绝缘漆。测量埋入铁芯内的测温元件的直流电阻和绝缘电阻,检查有无开路、短路和接地情况。

如果铁芯松动,则硅钢片在运动中产生振动,使片间绝缘被磨损,硅钢片被氧化,会出现锈蚀红粉,因此,大修时发现铁芯有红粉就应进行修理,撑紧铁芯。否则,松动将会因片间绝缘损坏加剧,并造成铁芯短路。严重时,会引起硅钢片振断或导致邻近线棒的绝缘过热而击穿。

修理时,刮掉锈斑,吹去锈末,在松动的硅钢片间用铁楔或小螺丝刀将其拨开,然后根据缝隙的大小用 $0.05 \sim 0.5 \text{ mm}$ 厚的云母片塞紧,如果铁芯松动的缝隙过甚,则用 $1 \sim 3 \text{ mm}$ 厚的层压绝缘板做的楔块用木锤打入缝隙,将铁芯撑紧,把所有松动的铁芯处理完毕后,用喷枪在铁芯表面喷一层防潮绝缘漆。

3. 定子绕组的检修

(1) 定子绕组和槽楔的检修。首先对定子绕组进行清扫,用 2 kg/cm^2 压力的干燥压缩空气吹除灰尘、杂物,再用布蘸四氯化碳、酒精或航空汽油擦掉绕组上的脏污上油垢,最后用白布精擦,要求达到易擦处白布进白布出,不易擦处白布进灰布出,注意在擦拭绕组时,禁止使用溶解绕组绝缘的溶剂。

检查槽楔是否变形、老化、断裂、松动。可以使用小锤轻轻敲打各块槽楔,听其声音来鉴定槽楔是否松动,敲打的声音清脆则表明槽楔是紧的,如果声音嘶哑,则表明槽楔是松动的。如果是环氧粉云母绝缘的线棒松动,会出现黄色粉末。对于松动的槽楔应打出来,加垫垫条后重新打紧,打槽楔用的工具不得用钢制,应用硬木、硬胶板或软金属铝或铜制成。在打入打出槽楔时,应谨慎小心,严防损坏绕组和定子铁芯。同时,在打定子顶部槽楔时,要分两部分轮流进行,严禁将全部槽楔退出,以免线棒下垂,发生意外。

检查槽楔颜色,若槽楔发黑、变色,说明已过热,必须退出更换备品,同时还需要进一步查明发热原因,消除热源。

检查定子绕组表面绝缘漆是否完整、平滑光亮,有无起泡、裂纹、脱落、表面发暗、焦脆等现象(尤其要注意各接头焊口处)。如果漆膜脱落严重,应重新覆盖一层原质绝缘漆。但注意,漆膜不宜过厚,以免降低冷却效率,也不要酒精绝缘漆,因其最容易破裂、剥离。

仔细检查线棒在出槽口或铁芯径向通风口处有无严重凸起、膨胀、磨损和漏胶现象,检查有无因电腐蚀产生的白色粉末,槽口垫块有无松动情况。

检查绕组端部、端部连线和引出线,要求连接紧固,没有擦伤、扭伤、磨损、焦枯等现象。检查槽口垫块有无松动。发现上述情况,应查明原因,并加以消除。所有隔块、端环、支架、绑线应固定牢靠,紧密配合,形成一个整体,没有松动或绑线断股现象。如有松动可用加垫、插入楔子等办法撑紧再绑牢。

如果主绝缘缺陷严重,经试验被击穿,或威胁安全运行,就要进行局部处理主绝缘或更换备品线棒。但只是表面有轻微的局部损伤,可用补强的办法,在损坏处包2~3层原质绝缘带并涂以原质绝缘漆即可。

发电机在解体检查前后,应按规程对定子作以下各项试验:

1)用2500V摇表测定子绕组的绝缘电阻和吸收比。绝缘电阻换算到相同条件下不得低于交接时的 $1/3 \sim 1/5$,各项不平衡系数不应大于2,吸收比 $R_{60''}/R_{15''}$ 应大于1.3。

2)测量各相绕组或各分支的直流电阻,在校正了由于引线不同而引起的误差后,相互间的差别不大于最小值的2%。此种差别(%)与初次(出厂或交接时)所测值的差别(%)不得大于2%。

3)进行直流耐压试验并测量泄漏电流,试验电压根据情况按规程规定,各项泄漏电流的差别不得大于最小值的50%。泄漏电流不应随加压时间延长而增大。

4)进行交流耐压试验,试验电压根据本身具体情况按规程规定。

5)测量埋在槽内的定子绕组测温元件的直流电阻,用250V摇表测量测温元件对铁芯的绝缘电阻。如果发现测温元件接地,应检查引出线并设法消除。

(2)线棒焊接头的检修。线棒端头的焊接方法以往多为锡焊,两根线棒末端的铜股线并好后,被一个并头铜套套上,在套中打入楔块。并头铜套四面有孔,作为焊接时注入焊锡之用。采用锡焊的机组,接头开焊的故障比较多,特别是容量较大、整根线棒采用一只并头套的机组,由于接头尺寸较大,锡焊时因为加热设备的限制,往往难以充分焊透,更易发生开焊事故。

近年来由于焊接技术的发展,线棒端头的焊接多采用银焊和磷铜焊,尤其是采用多股扁铜线的蓝形绕组,这种焊接方法简单,速度快,允许工作温度高(熔点大于 700°C),基本上消灭了由于接头焊接不良而引起的事故,所以对于锡焊的多股铜线编织的线棒接

头,应尽可能改为银焊。

原为锡焊的接头,改用银焊的焊接施工过程如下:

1)将发电机底部的排气、排油管口堵住,以免落进脏物。

2)拆下端部有关固紧零件和垫块,并作好标记,以便做到原拆原装。

3)剥开接头的并头套绝缘物,并记录所拆下绝缘材料的规格、包扎层数及包扎的方法,采取绝热措施(可用石棉布、石棉绳、石棉泥等包住端线及相邻的端线接头,以防烧坏周围绝缘)。因为银焊时加热温度较高,对绝缘措施应考虑得周到一些。

4)用气焊(小火嘴)对并头套加热至 200°C ,用专用铁盘搁在并头套下方,盛接熔下的焊锡。此时,并头套即可松动。用手锤将并头套向内轻轻敲打,两侧楔块即向外移出。先取下楔块然后拔下并头套。用锉或砂纸清除每根股线上的焊锡及氧化物,清除长度约为 20mm 左右。如股线已烧断,应用银焊接长。

5)将扁铜股线头弯曲(应注意焊接后接头的长度不能比原来的长度增加过多,以免装复时距端盖过近)。焊接时用气焊加热,一股一股地整形对接,焊接后清理接头上的毛刺及残余溶剂等杂物。对于结构为分段焊接的接头,应注意包好或垫好股间绝缘,以防止股间短路。

6)测量直流电阻,合格后在接头上涂填充泥。填充泥可用绝缘漆加云母粉(或云母粉、石英粉各 50%)调制,也可用环氧树脂与适量的石英粉及云母粉调制而成。涂好填充泥后用半叠包方法包一层玻璃丝带,再包扎绝缘带(层数根据额定电压而定),最外层包一层玻璃丝带,并涂上绝缘漆。

7)装配垫块(若原来垫块已损坏时,应配制新的),装复拆下后的固紧零件。

8)进行有关电气试验,合格后,焊头工作结束。

锡焊接头开焊后,如果无条件改为银焊,则仍用锡焊接。其施工步骤如下:

1)清理。取下并头套,对线棒端头、并头套和楔块进行清理,必要时用砂纸擦光,去掉脏污及氧化物。进行初步整形,使股线排列整齐。用白玻璃丝带,把线棒根部绝缘包扎 $30\sim 50\text{mm}$ (半叠包 10 层左右),防止在搪锡的高温下使线棒沥青胶流出,影响搪锡质量,并做好绝缘措施。

2)搪锡。将焊锡预先加热熔化除去溶渣,将焊锡锅移到焊头下使焊锡液面距焊头 $50\sim 70\text{mm}$ 位置,并继续用火焊嘴对锅底加热,在焊头涂上松香酒精膏,以去掉氧化物,用焊锡瓢不断地往焊头上浇熔锡。以焊头上挂锡的光泽程度来判断搪锡的质量。在浇熔锡时,如发现某处有黑斑,可用钢丝刷擦亮后,涂上松香酒精膏,重新浇熔锡,一直到焊锡搪上为止。为了检查股线内部的搪锡质量,可用螺丝刀拨开股线,观察内部搪锡情况。搪好焊锡后,趁热用白布擦光,并用专用工具进行整形后,用并头套进行试套应无卡涩。此项工作要求细致,动作要快,时间应控制在 $5\sim 8\text{min}$ 内完成一个焊头。

3)焊接并头套。将取下的旧并头套和斜口楔块进行修整搪锡(若旧并头套已损坏应

用 2.5mm 的紫铜板弯成)。将焊头套上并头套并打紧斜口楔,如果斜口楔太松,还需要垫铜片(铜片也预先搪锡)。用 1mm 的铁板做成焊接盒(盒内加适量的松香酒精膏),套在并头套上,并用石棉泥、水玻璃和滑石粉堵住周围空隙,用玻璃丝带包扎牢固,防止焊锡流出。用已熔化的焊锡灌满焊接盒,以防氧化,再立即用火焊把对焊接盒表面加温,至内部焊锡全部熔化,并用小铁丝伸入盒内搅动(使气泡冒出,同时也可探测角落处焊锡是否已熔化)。焊锡灌满后让其自然冷却(在锡焊时,工作人员必须戴好护目眼镜、手套和脚罩,以防被焊锡烫伤)。

冷却后拆开焊接盒,仔细进行外观检查,焊锡应全部贯满,表面完整无气泡、砂眼。不合格者应重焊。合格的应除去锡瘤和整修四周棱角。全部并头套焊完后,应进行直流电阻测试和发热试验,不合格者仍需重新焊。

4)包并头套绝缘:用 0.25mm 塑性云母板热压成云母盒,盖在并头套上,盒内空隙用石棉绒调合绝缘漆的填料充满,再按拆绝缘所记录的原样包扎绝缘带。

4. 更换线棒

发电机不论是在运行中还是在大修的预防性试验中,只要发生线棒绝缘击穿事故时就需要更换备品线棒。如果是下层线棒击穿,则必须取出一个节距的上层线棒后,方能将被击穿的线棒取出更换。为了保证检修工作的顺利进行,更换线棒前必须进行详细的研究和充分的准备。

对于沥青浸胶连续绝缘的线棒,在冷状态下其绝缘是脆性的,取出和嵌放时容易受损,因此在取出和嵌放线棒前,可用铁损法或直流电焊机直接向线棒通电流等方法加热到 80℃左右。根据现场的试验,其温度可以利用涂在线棒表面的白蜡来判断,待白蜡熔化后稍等一会即表示温度已到达。加热后的线棒,增加了绝缘的弹性,减轻了受损的程度。但对于采用环氧粉云母热弹性胶绝缘的线棒则不必加热。

不论是取出的线棒还是备品线棒,搬运时均需用托板托住,以防直线部分绝缘损坏和变形。取出的线棒应平放在专用的平台上。为了取出被击穿的下层线棒(简称底线),必须先取出压住它端线的全部上层线棒(简称面线)。这些取出的面线还需要利用,故在取出面线时必须非常仔细小心,尽量保证取出的面线不受损伤。线棒取出后,仔细进行检查,若外层石棉破损,则需要修补涂漆,并对线头进行修整,不论对留用的线棒还是备品线棒均需作耐压试验。更换或修理的步骤如下:

(1)从槽中取出线棒(开口槽机组的面线)。拆除待取线棒端部固定物,如垫块、扎带等,打出槽楔。拆前应按顺序编号,拆下的槽楔应保管好,以利装复。剥去接头处的绝缘物,烫开接头,然后用压缩空气对槽内、槽口进行吹扫,检查有无杂物和碎屑,槽口有无毛刺等。对于有些老机组,由于运行日久,铁芯表面经常喷漆,可能在槽口处形成很厚的漆膜,还需先行刮清,以免阻塞线棒不易取出或损伤线棒绝缘。

取线棒时先从线棒两端直线部分的空隙入手。将两端慢慢地稍微抬起,如线棒较

紧,用手会抬不起来。可以用软质绳索或带子从槽口处上、下层线棒间穿过,绑在木棒上向上抬起 $1\sim 2\text{mm}$,然后从槽内向膛中心移进约 $200\sim 300\text{mm}$,在相应的通风槽内的上下层线棒之间穿过第二道绳索。穿绳索时可用专用工具内的 $\phi 0.5$ 钢丝作为引线将绳索拉过线棒,如图9-4-40所示。把线棒又抬起一点,继续由两侧向膛中心移动,直到共穿 $7\sim 8$ 根绳索为止。绳索距离要均匀。在穿钢丝和穿绳索时,如果间隙小而感到阻滞,不得硬拉,以免将线棒表面的石棉带拉破或表面的半导体漆磨掉。绳索穿好后,分别绑在 0.6m 左右长的木棒上,木棒的一端支承在附近的铁芯上,另一端用手提着,在统一指挥下,同时用力把线棒慢慢往上提,使线棒均匀上升而取出。此时掌握线棒两端的人,除了随着提取外,还要掌握线棒的平正,注视槽口,防止槽口卡住而擦破线棒槽口绝缘。

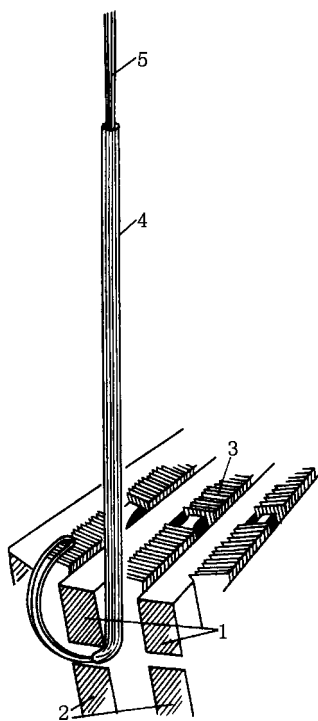


图9-4-40 上、下层线棒穿绳索的专用工具

1—上层线棒 2—下层线棒 3—定子铁芯 4— $\phi 5\sim 8\times 1\text{mm}$ 紫铜管 5— $\phi 0.5\text{mm}$ 左右的钢丝

如果有专用的取线工具,可使线棒受力均匀,如图9-4-41所示。将穿过线棒的绳索按同样松紧绑在一根和线棒等长的钢管上,利用横担上的螺杆拉出,各螺杆的紧度应相等,以保证线棒受力的均匀。横担与拉紧杆的数量应按机组的大小与线棒在槽内的松紧程度来决定,一般两根横担的间隔为 $500\sim 600\text{mm}$ 。

(2) 往槽中嵌放线棒。损坏线棒从槽中取出后,对铁芯应进行详细的检查,并进行必要的修理。

嵌线前应再一次检查槽内是否清洁,并经试验检查待取线棒是否合格,分清是上层

线棒还是下层线棒,汽侧还是励侧,量好线棒两端伸出槽口的长度并做好记录。如果是沥青浸胶连续绝缘,还需进行加热软化。将线棒端部渐伸线放平,使定子线棒从一端(一般为励侧)慢慢进入,线棒进入腔内应立即转到嵌线的方向(线帮的两个侧面必须与铁芯槽的两个侧面平行),以防绝缘被槽口擦伤。入槽时先将线棒一端入槽,再向直线部分加压,使整个线棒入槽。待整个线棒入槽后,检查并调整两端伸出槽口部分的长度,至符合要求后,再向线棒的直线部分均匀加压,将线棒压紧。压紧线棒可用几副螺杆千斤顶进行,如图9-4-42所示。在线棒上垫以木压板做成的垫板,用千斤顶上鞍压住垫板,另一端顶在垫木上,旋动手柄即可将新棒压紧,垫板的宽度应比上鞍的槽宽小1mm左右,厚度应使线棒被压紧后,垫板仍高出槽20~30mm,长度最好与线棒直线部分相接近,如为几块拼接时,块数应尽可能少。沿线棒直线部分每隔500~600mm装一副千斤顶。操作时,应尽量使各千斤顶施加的压力相等。如果线棒加温,须待线棒冷却后再拆下千斤顶和垫块。检查槽内无异物后,垫好垫条打进槽楔。进行耐压试验,再按前述方法对线棒的接头进行焊接,测量直流电阻,包扎绝缘及涂漆。待全部修理工作结束后,再做整体耐压试验及其他规定项目的试验。

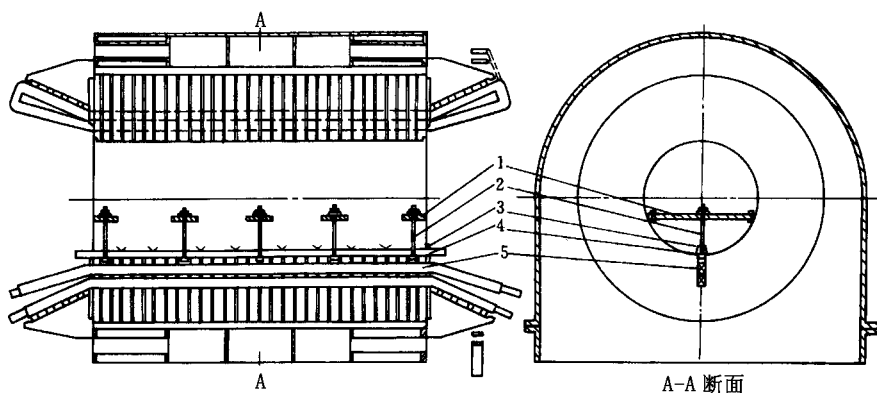


图9-4-41 取出面线的工具

1—横担 2—螺杆 3—尼龙绳或斜纹带 4—钢管 5—需要取出的面线;

在检修结束后,应对发电机的冷热风道和工作现场进行一次检查和清理,检查有无异物遗留在定子风道内,特别应认真检查工具,确保工具无一遗留在机内。常有因遗留小铁质工具在机内,而在投入运行后引起事故的教训,一定要特别注意。

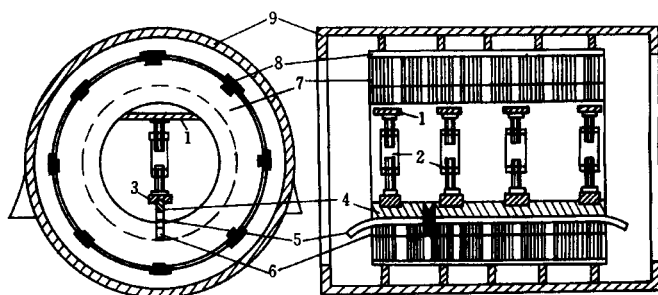


图 9-4-42 往定子槽中嵌入线棒

1—垫木 2—螺丝千斤顶 3—铁垫 4—木压板 5—线棒；
6—线槽 7—铁芯 8—铁芯楔梁 9—外壳

5. 防电腐蚀处理

发电机槽内,定子线棒表面与槽壁之间,由于失去电接触会产生高能电容性放电。这种高能量的电容性放电所产生的加速电子,对定子线棒表面产生热和机械的作用,同时,放电使空气电离而产生臭氧(O_3)及氮的化合物(NO_2 、 NO 、 N_2O_4)。这些化合物与气隙内的水分发生化学作用,因而引起线棒的表面防晕层、主绝缘、槽楔和垫条出现烧损和腐蚀的现象,轻则变色,重则防晕层变酥,主绝缘出现麻坑,这种现象统称为“电腐蚀”。

根据电腐蚀发生的部位不同,可分为外腐蚀和内腐蚀两种。

(1)外腐蚀是指发生于防晕层和槽壁之间的腐蚀。外腐蚀蚀损情况较严重,腐蚀速度也较快,腐蚀的程度可分为三类:

轻微腐蚀 线棒防晕层由原来的黑灰色,局部或全部变成深褐色。

较重腐蚀 线棒防晕层呈灰白色并有不同程度的蚕食现象,局部也变酥,部分主绝缘外露,但尚未被蚀及。

严重腐蚀 线棒防晕层大部分或全部变酥,有的甚至完全脱落,主绝缘外露,出现麻坑,此外,槽楔和垫条也都有不同程度的腐蚀,有的呈蜂窝状,甚至只剩残片。

(2)内腐蚀是指发生于防晕层和主绝缘之间的腐蚀,一般需剥去防晕层后才能看到,腐蚀程度也可分为三类:

轻微腐蚀 线棒防晕层内表面和主绝缘外表面略有小白斑。

较重腐蚀 线棒防晕层内表面和主绝缘外表面呈黄白色。

严重腐蚀 线棒防晕层内表面和主绝缘外表面一片白色,有大量白色粉末。

线棒和槽壁之间存在着间隙,这包括主绝缘和防晕层之间,以及防晕层和槽壁之间的间隙。当间隙内的电场强度超过某一数值时,间隙内就产生电容性放电,如果间隙在防晕层和槽壁之间,就产生外腐蚀;如果间隙在主绝缘和防晕层之间,就产生内腐蚀。为了进一步研究电腐蚀的原因,以下通过电路图来进行分析,如图 9-4-43 所示。假定防晕层与主绝缘间没有间隙,两者合为一体,只有防晕层与槽壁间存在间隙。主绝缘层用

一个等效电容 C_1 表示(因电导很小,可以忽略不计),间隙用一个等效电容 C_2 表示,因为有某些点接触,可用一个接触电阻 R 与 C_2 并联来表示。设在线棒与槽壁间的电压为 u ,则其中一部分降落在主绝缘上为 u_1 ,另一部分降落在间隙上为 u_2 。

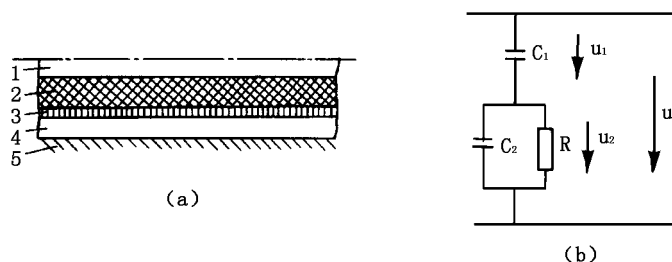


图 9-4-43 线棒主绝缘层及其等值电路

(a) 线棒绝缘 (b) 等值电路

1—导线 2—主绝缘 3—防晕层 4—气隙 5—铁芯

由等值电阻图可以建立以下方程式

$$u = u_1 + u_2 \quad (9-4-1)$$

$$j\omega C_2 u_1 = j\omega C_2 u_2 + \frac{u_2}{R} \quad (9-4-2)$$

解上述联立方程式可得

$$u_2 = u \frac{j\omega C_2}{j(\omega C_1 + \omega C_2) + 1/R} \quad (9-4-3)$$

从式中可以看出,气隙上所承受的电压与接触电阻 R 及电容 C_1 、 C_2 有关。绝缘表面与槽壁接触点越多,接触越良好,接触电阻 R 越小,则气隙电压越小;反之 R 越大, u_2 也越大。同时,当其他因素不变的情况下主绝缘的介电系数越大,相应的等效电容 C_1 越大,则气隙上电压 u_2 也越大,气隙就容易放电。

由于近年来发电机主绝缘采用环氧粉云母带绝缘,这是一种热固性材料,在运行温度下几乎没有什么膨胀和塑性变形,不能填补线棒和槽壁之间的气隙,加之仍用绝缘垫条,致使线棒表面和槽壁失去电接触,接触电阻 R 极大,使 u_2 也很大;同时环氧粉云母带的介电系数 ϵ_0 比沥青片云母带的介电系数 ϵ_0 大,在条件相同的情况下,环氧云母带线棒较沥青片云母带线棒的电容 C_1 约大 25%,更增加了气隙电压 u_2 的数值,因而容易放电产生外腐蚀。而内腐蚀主要是由于所采用的半导体漆的渗透力、附着力差造成漆膜粘附不牢,致使主绝缘和防晕层开脱形成间隙;其次是线棒在进行防晕处理前,表面未清理干净,主绝缘表面不平,不能象沥青片云母绝缘的沥青浸胶那样可以自行将间隙填补,因而产生内腐蚀。所以采用环氧粉云母线棒的电腐蚀问题就突出表现出来。尤其是水冷发电机,它的电流大(线负荷大),运行中线棒所受的电磁力使线棒振动厉害,接触电阻 R 增

大,使得电腐蚀比空冷发电机严重。

防电腐蚀措施如下:

(1)为保证线棒尺寸和定子槽尺寸紧密配合,可在线棒入槽后在侧面塞半导体垫条,使线棒表面防晕层和槽壁保持良好的接触。

(2)槽内采用半导体垫条,提高防晕性能。

(3)选用适当电阻系数的半导体漆喷于定子槽内,并保证所有定子铁芯的其他性能符合技术要求。

(4)定子槽楔要压紧,可将长槽楔改为短槽楔。

(5)提高半导体漆的性能,选用附着能力强的半导体漆。

(二)转子的检修

1. 转子本体的一般性检修

转子抽出后用 $3 \sim 4\text{kgf/cm}^2$ 压力的干燥压缩空气清扫转子各部灰尘及污垢,然后测量转子绕组的直流电阻及其对铁芯的绝缘电阻,以判断转子绕组是否有接地及匝间短路等故障(一般大修时不进行转子交流耐压试验,仅在必要时才进行)。检查转子表面铁芯、护环和中心有无过热、变形、锈斑等痕迹。出现锈斑说明嵌装处松动,变形则说明过热,这时应进一步查明原因,予以清除(一般大修时也不拆护环和中心环)。

用小锤轻轻敲打,检查转子槽楔是否松动,检查平衡螺栓是否有松动、脱落等现象,风扇叶片安装是否牢固,特别是弹性心环有无变形及裂纹,检查各处定位、紧固螺钉是否松动,锁定装置是否完好等。

检查滑环对轴的绝缘及转子引出线的绝缘有无损坏,引出线槽楔不应松动。滑环附近如有油垢,应用布条蘸少许汽油擦拭。

检查滑环表面有无烧毛和磨损的沟纹(产生的原因一般为电刷太硬,材料不纯,压力过大或过小,电刷中电流分布不均,积灰太多,摩擦太甚,表面烧坏等)。

当滑环表面有沟纹不严重时,可用00号的玻璃砂纸打磨以恢复表面光洁度。若滑环表面不平情况超过 0.5mm 时,必须进行车光。滑环的车旋一般在现场进行,有的利用盘车电动机带动,有的则须开机时用汽轮机带动,但加工时应该采取特别措施,防止转子轴向窜动。车旋时切削速度不得超过 $300 \sim 400\text{m/min}$,进刀量不得超过 0.05mm 。车旋后可用一块圆弧曲率与滑环相同的木块(在木块的弧形面上)装上00号玻璃砂纸仔细进行磨光。每一滑环上电刷的型号应一致,应调整刷握下缘与滑环的距离,使其为 $2 \sim 2.5\text{mm}$,电刷的工作面不得突出滑环之外,电刷与刷握应有 $0.1 \sim 0.2\text{mm}$ 间隙,电刷压力一般调整到 $200 \sim 300\text{gf/cm}^2$ 的范围内。装配电刷时需将电刷的工作面进行打磨。

检修时对转子应作以下试验:

(1)用 2500V 摇表(励磁电压在 200V 以下者用 1000V 摇表)测量转子绕组对地绝缘电阻,换算到热状态下应不小于 $0.5\text{M}\Omega$ 。水内冷转子绕组用 500V 摇表测量绝缘电阻的

数值,在通水情况下不小于 $5k\Omega$ (若水已被吹净,应不小于 $0.5M\Omega$)。

(2) 测量转子绕组的直流电阻,换算到同样温度与初次(交接或大修)所测的数据比较,相差应不超过 2%。

2. 护环、中心环和风扇的拆装与检修

当发现发电机转子绕组有缺陷或损坏,或是转子护环、中心环和风扇本身有缺陷或损坏时,都需将风扇、护环和中心环拆卸下来对故障部分进行检修。

(1) 风扇的拆装与检修。

离心式风扇用螺钉固定在中心环上,旋桨式风扇则热套在中心环外侧的转轴上,所以当拆卸护环时,首先必须拆卸风扇。对于离心式风扇,将其固定在中心环上的螺钉卸掉后即可取下。拆卸前,用钢字号码在风扇与中心环的对应位置及每个螺钉与相应的钉孔打好标记,而且汽、励两侧应有明显的区别,以便能原位装复,拆卸时,应采取适当的措施防止风扇摔坏,对于旋桨式风扇,则用火焊把加热,再用专用工具或用木锤将风扇打下。用火焊把加热时,应将护环下的花鼓筒通风孔用石棉布堵住,以防火焰喷进,烧坏转子绕组端部绝缘,也不可把火焰直冲叶片。拉取风扇时应两边用力均匀。

风扇取下后应认真检查叶片有无松动、损伤、裂纹等,若松动应加以紧固,必要时作超声波探伤。如有损伤,应更换经过试验合格的新叶片,更换时应注意动平衡问题。

(2) 护环和中心环的拆装与检修。

护环、中心环和转子之间都是热套配合,大多数机组把护环和中心环作为一个整体同时拆装,只有些老式机组的护环和中心环是分别拆装的。

拆装护环、中心环时,先将转子水平搁置在支架上,准备好拆装工具。拉护环工具的式样很多,构造原理都是一样的,即用两根可调整的螺杆,一端拉着扣住护环的拉脚或抱箍,另一端装在位于转轴顶部的横担上(为了保护轴头,应在轴头垫 10cm 厚的铝板或铜板)。只要转动拉杆螺母,或在轴头用千斤顶顶横担,都可将护环拉出,如图 9-4-44 及图 9-4-45 所示。拉脚式拉护环工具,利用拉杆一端的拉脚,扣住护环的端面,但有些老机组护环上止口处的外圆车成圆锥形,无法用拉脚扣住端面,因而采用抱箍箍住护环。若护环上有通风孔,可在抱箍外侧(拉出方向)的通风孔内塞几只销子(塞入深度不能大于护环厚度),以防抱箍打滑。

在各部接合处做好明显记号,汽、励两侧应有区别,但不能将记号打得太深以免影响机械强度。测量各处间隙并与原记录比较,记入记录本中。

拆卸风扇和固定护环的零件时要采取防热措施,以免加热时烧坏转子绕组端部和槽口等处的绝缘,此时可用石棉绳塞住转子花鼓筒、中心环上所有的孔以及护环表面的通风孔。将拆卸护环的工具装在转子上,调整螺杆与护环平行,并将护环用行车吊住。

做好上述工作后,即可用火焊把加热护环,火焊把的数量根据护环的大小来决定。加热时火嘴应均匀有规律地沿护环表面移动,防止局部加热,加热应迅猛,以防温度传到

被连接的零件上,加热温度一般控制在 250°C 以内,可用特制的不同熔点的锡条试触在护环上的熔化情况来判断护环的温度。当规定温度的锡条触及护环即熔化时,则表明表面温度已达到,应停止加热,迅速扳动拉杆螺母(或螺纹顶杆),将护环拉出。

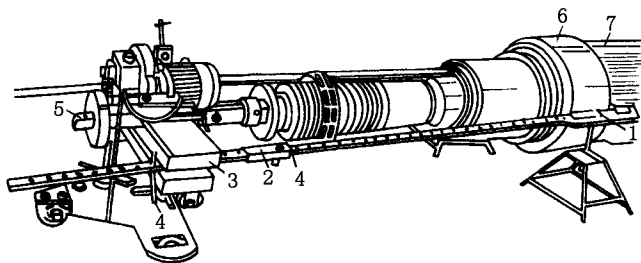


图 9-4-44 拉护环用的拉脚式专用工具

- 1—拉脚 2—接杆 3—横担 4—销钉;
5—顶出护环出的螺杆 6—护环 7—转子本体

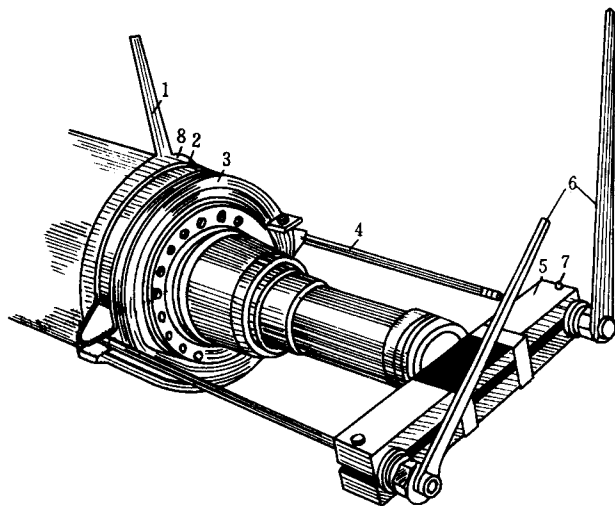


图 9-4-45 拉护环用的抱箍

- 1—吊护环的钢丝绳 2—护环 3—心环 4—拉护环用的螺杆;
5—横担 6—扳手 7—销钉 8—石棉绳

护环拉出后,拆去专用工具,吊出护环,将它翻过来使端面着地,并用石棉布包住保温,以防变形或烫伤工作人员,同时将转子端部保护起来。

待冷却后再检查和清理护环和中心环的内部,检查护环和中心环是否完好,尤其是对各嵌装面和弹性心环的“S”形部位,一般应用超声波探伤。若发现护环和转子嵌装面有细微裂纹或电弧灼伤的情况,则必须研究其产生的原因并设法消除。消除的方法一般是车削或局部磨光(防止应力集中而使裂纹扩大),这可根据具体情况来决定。如发现弹性心环“S”形部位有裂纹,应更换备品。

拆卸护环和中心环时,将护环和中心环立放,使护环与转子本体嵌装端面着地,用行车吊住中心,然后加热护环至 250°C 左右(加热时应尽量不使中心环加热,必要时可用湿布或用水浇在中心环上使其冷却),再根据中心环是内装还是外装的,松下或略微升起吊钩,中心环就会与护环分离。必要时可用紫铜棒轻轻敲击中心环使其与护环分离。将中心环装入护环的方法与拆开的方法相似,只是对内装中心环结构,此时要将护环翻过来立放,加热到 250°C 后把中心环吊起放入。中心环装入后的位置应与拆开前相同,不可有瓢偏,否则应趁热用紫铜棒敲正。最后在中心环上用较重物件均匀压住,以防冷却过程中发生瓢偏。

护环和中心环装复前,应检查转子本体、护环、中心环、花鼓筒等嵌装处有无毛刺、锈斑,若有则应进行清理、铲除、磨光,连同转子端部一起用压缩空气吹净。装复前还应复核转子绕组端部护环绝缘外径尺寸(由于护环内壁有一定锥度,所以应从几个位置进行测量比较),如果该尺寸比拆卸时的记录数据大 $1\sim 2\text{mm}$ 或比护环内径大 $2\sim 3\text{mm}$,则认为合格的。这些尺寸的增大是由于绕组端部的弹性变形或新制的护环绝缘的疏松所致。

套护环的工具与拆卸时所用的工具相同,只是横担装在与拉出时对应的另一端轴头。工具装配就绪后,吊起护环,对准拆卸时的记号进行试套,并复核护环工具是否合适。试套符合要求后,退出护环(只需沿轴移动一段距离),对护环加热至 250°C (其方法和注意事项与拆卸时相同)移动行车将护环套进,再装上拉杆(或拉脚),扳紧螺母(或螺纹顶杆),并用塞尺测量护环与转子间的间隙,使护环套到拆卸前的位置(四角上的间隙尺寸相差不得超过 0.20mm)。如果护环未套足或四角间隙相差过多时,应趁热校正(可用紫铜棒作衬垫用大锤敲打,并扳紧螺杆),当护环温度冷却到 $70\sim 80^{\circ}\text{C}$ 以下时,可拆下套环工具,准备装复另一端护环。

两端护环装复后,装固定护环、中心环的零部件(螺母、骑缝螺钉等),再装复风扇。用摇表测量转子的绝缘电阻,其绝缘电阻值应不低于 $0.5\text{M}\Omega$ 。最后在转子本体和护环表面涂上黑色漆。

3. 转子绕组的检修

(1) 转子绕组绝缘电阻降低或接地的检修

规程规定,运行中的转子绕组的绝缘电阻一般应该不低于 $0.5\text{M}\Omega$,水内冷转子绕组的绝缘电阻不应低于 $5\text{k}\Omega$ 。绝缘电阻的数值,标志着绕组绝缘的完好程度,为了估计运行中的绝缘真实情况,必须将测得的结果与以前的数据相比较,只有当绝缘电阻突然降低时,才表示绕组绝缘发生了接地,必须加以检修。若绝缘电阻是逐渐地下降,一般是由于脏污所致,通常只需清除脏污,不须进行特殊修理。

① 接地故障点的查找。在查找接地故障点时,常常由于绕组接地是不稳定接地,造成寻找故障点的困难。为此可用不大于 200V 的交流电加在绕组和本体之间,使故障点

烧穿成为永久性接地,以便准确找出故障点,但加压时应串联限流电阻使短路电流不超过 10~15A,以免烧损铁芯,同时应注意工作人员的安全,防止触电。

寻找绕组一点接地的方法很多,但准确性都不太高,为了能准确方便地找到故障点,往往用几种方法配合分析寻找。

a. 电压降法。在滑环上接直流电源,使绕组内通过直流电流,测定正负滑环对转子本体的电压和正负滑环间的电压,从而计算出绕组故障点的位置。如图 9-4-46 所示,设绕组的全长为 L ,则接地点距正滑环的长度为 L_1 ,接地点距负滑环的长度为 L_2 ,绕组截面相同,电阻系数相同,则电压与电阻成正比,也就是与导线长度成正比。

$$\frac{L_2}{U_2} = \frac{L_1}{U_1} = \frac{L}{U} \quad (9-4-4)$$

于是
$$L_1 = L \frac{U_1}{U} = L \frac{U_1}{U_2 + U_1} \text{ (m)} \quad (9-4-5)$$

$$L_2 = L \frac{U_2}{U} = L \frac{U_2}{U_2 + U_1} \text{ (m)} \quad (9-4-6)$$

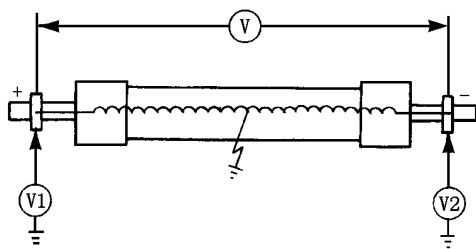


图 9-4-46 电压降法找寻转子绕组
接地故障点示意图

然后根据绕组匝间的尺寸推断出接地点所在的槽号及位置。由于绕组长度达数百米,用电压降法,即使产生微小的误差,也将严重影响接点位置的确定,甚至无法准确判定故障点在那一端,但因为该法所用设备简单,操作方便,可与其他方法配合使用。

b. 轴向电位分布法:在转子滑环外侧对发电机转子轴通以 500~1000A 电流,如图 9-4-47 所示,此时转子轴的电位沿转子长度进行分布,如曲线 1,而转子绕组和滑环侧处于同一电位,也就是处于接地点的电位,如曲线 2,测定接地点的电位,可采用检流计,一端接于滑环上,另一端接一探针,将探针沿转子本体轴向移动,当检流计指针为零时,则探针接触处转子断面为故障点所在的断面。

② 转子绕组接地点故障的修理。位置确定以后,视接地点是在端部引线部位还是槽部或护环底部而决定检修处理方法。

a. 引线绝缘损坏的修理:引线绝缘损坏,一般发生在由转轴表面上引线的机组,而转子引线从中心孔引出的机组,引线绝缘损坏的可能性很少。处理的方法是打出引线槽

楔,重包或加垫引线绝缘。

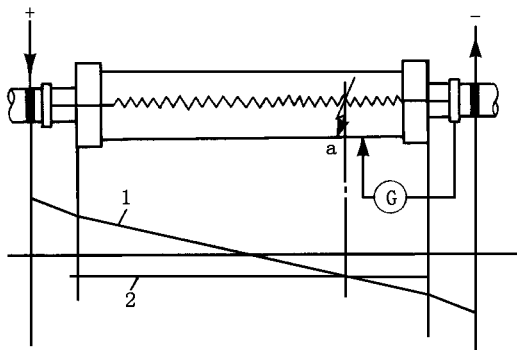


图 9-4-47 用轴向电位分布法测定故障点
轴向位置示意图

b. 槽口绝缘损坏的修理 这种情况一般发生在运行年限较长的机组上,槽口外槽台的保护层老化、断裂,槽套的云母剥落,在剥落云母处形成的间隙中又大量积灰,从而造成转子绝缘电阻降低或接地。如果槽口绝缘普遍损坏则应在恢复性大修时更换槽套;个别损坏时,一般可进行局部修理。

拆去端部和槽口处的绝缘垫块,吹净积灰,吹灰时压缩空气压力不宜太大,一般以 $1 \sim 2 \text{kgf/cm}^2$ 为好,以免吹掉槽绝缘后面的匝间绝缘。若缝隙和转角处积灰吹不掉,可用很薄的竹片刮去或用毛刷刷去(特别注意不要损坏槽绝缘),再用压缩空气吹净。测量绝缘电阻稳定,且应大于 $1 \text{M}\Omega$,然后修补槽口绝缘。

用醇酸漆和云母粉调合的填充泥,涂塞在槽口绝缘损坏处的缝隙内和绕组与本体的转角处,使之形成一个圆角,以增加绕组与本体间的爬电距离。然后包 $2 \sim 4$ 层 $0.01 \times (10 \sim 25) \text{mm}$ 的玻璃丝带,将填充泥形成的圆角全部包进,且第一、二层不要包得太紧,以免将填充泥挤出。玻璃丝带不要包得过长,以免影响散热。新包玻璃丝带上应涂上绝缘漆。将所有槽口绝缘损坏处都如此的处理后,在绕组端部喷一层绝缘漆。

修补好槽口绝缘并配好端口与端部的绝缘垫块后,再测量一次绝缘电阻,合格后就可以包护环绝缘,准备装复护环。

c. 槽绝缘断裂或损坏的修理 如果槽绝缘已经严重老化、断裂。则应该进行恢复性大修。如仅为靠近槽楔几匝处的个别点槽绝缘损坏,又没有条件进行恢复性大修时,可以采用临时的修理办法。即先拉下护环查出接地槽后,打出该槽槽楔,取出垫条,确定接地点的准确位置。用一前端呈斜并且磨光的钢片,如图 9-4-48 所示,从接地点的槽壁插入,同时用万用表测量接地情况。当钢片插入时,万用表指针会有摆动,当钢片插到接地点时,万用表指针将会摆动显著,再继续插入,直到绝缘电阻回升(接地现象消失)时,仍需将钢片插进 10mm 左右,然后拔出钢片。如果仅此一点接地,拔出钢片后,接地应消逝。这时可将预先准备好的天然云母片或层压薄板塞入槽绝缘与槽壁的缝隙内,再用摇

表测量,应无接地现象。向新插入的绝缘片周围的缝隙中注入绝缘漆(可用压力较小的压缩空气对准缝隙吹送)。

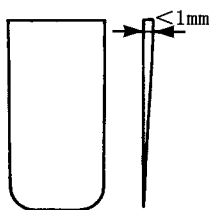


图 9-4-48 修理槽绝缘局部损坏时用的钢片

槽绝缘修补后,在槽内最上面的一匝绕组上涂绝缘漆,按原样垫好条打进槽楔。一般先打进 100mm 左右,用小锤轻敲,检查其松紧程度。如果松,可将槽楔退出,加垫条至松紧适度后再打进槽楔。然后再次测量绝缘电阻,如符合要求则表明已修好,可以装复护环。

(2) 转子绕组匝间短路的检修

转子绕组匝间短路一般发生在绕组端部。因为绕组槽部是用热压绝缘套作槽衬的,且上面压有槽楔,紧固得较好,因此不易发生问题;而转子绕组端部是悬空的,在转子运动中,由于热膨胀和振动等影响,绝缘容易破碎、脱落以至造成短路。因为转子绕组的匝数较多,个别线匝被短路,对发电机运行不会产生明显的影响,只有当短路的匝数较多时,才会引起励磁机电流增大、功率降低和机组振动等现象。有时匝间短路也会发展为绕组短路和多点接地。

要确定转子绕组是否匝间短路,必须根据运行情况,配合试验综合分析判断。寻找转子匝间短路的方法很多,但又都不够完善,常用的测试方法有:

① 直流电阻比较法。测得的绕组直流电阻值比出厂或安装时的基准值低时,则说明可能存在匝间短路。

② 交流阻抗和功率损耗比较法。将转子绕组通以交流电流,测量其阻抗和功率损耗,与出厂或安装时的基准值对比,进行分析判断。试验时应注意转子是否在定子内,因为交流阻抗与绕组的磁路以及短路点的位置等因素有很大的关系。

③ 感应电压相量法。将转子绕组中通入交流电流,使转子产生脉动磁场,借助特制的开口变压器(如图 9-4-49 所示),逐个跨接在每个槽口,产生感应电动势。正常情况下,转子绕组所产生的磁通 Φ_1 ,在开口变压器绕组中产生感应电动势 E_1 ,若被测量槽内有短路匝时,短路匝内通过短路电流 I_1 产生反磁通 Φ_2 , Φ_2 也通过开口变压器,使其绕组中产生感应的电动势 E_2 ,通常 E_2 大于 E_1 。由于铁芯损耗, E_2 与 E_1 的相角差小于 180° ,如图 9-4-50 所示,用接在开口变压器上的相位表、电压表或示波器,可以测出 E_1 、 E_2

的合成电动势 \dot{E} 根据幅值和相位,可判断槽内是否存在匝间短路。

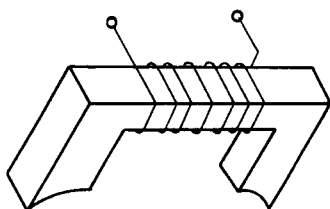


图 9-4-49 开口变压器

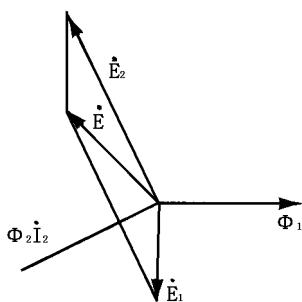


图 9-4-50 开口变压器绕组感应电动势相量图

(4)电压降法。电压降法是测定转子绕组匝间短路位置及接触电阻最可靠的方法,但测量时必须拉出护环,故仅在检修前最后确定匝间短路位置时使用,如图 9-4-51 所示。拉出护环后,取下绕组端部的绝缘垫块,并将绕组清扫干净,在转子绕组中通以直流电流,电流的大小按电压表的量程决定。用毫伏表和探针测量匝间电压降,根据匝间电压降的测量值,可以确定短路线匝的所在:非短路线匝的电压降相等,短路线匝的电压降则显著下降。

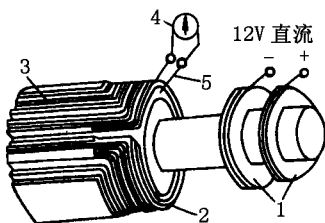


图 9-4-51 测量线绕组匝间压降

1—滑环 2—绕组 3—铁芯 4—毫伏表 5—探针

转子绕组常存在不稳定的匝间短路,当转子静止或拉出护环后,由于线匝弹起,匝间短路会消失,但装上护环或转子运行时,匝间短路仍然存在。为了消除隐患,必须找出不稳定的匝间短路故障点并加以消除。在寻找故障点时,用几十对专用的连接片如图 9-4-52 所示,夹在绕组端部及拐角处,如图 9-4-53 所示。对绕组逐个逐点加压,以模

拟护环的热套紧力和绕组运行中产生的离心力,这时通过电压降法逐个试验,就可以寻找出故障点。

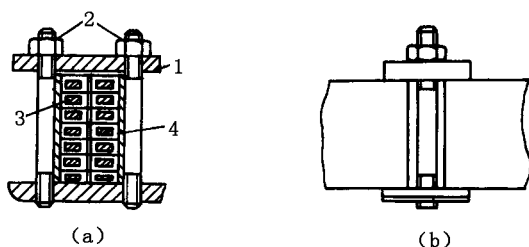


图 9-4-52 用连接片找短路点

(a)断面图 (b)外形图

1—连接片 2—夹紧螺丝 3—绕组 4—附加绝缘纸板

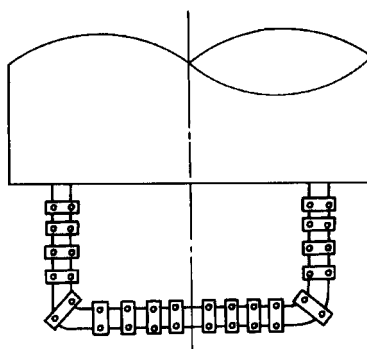


图 9-4-53 压板加压法找短路点示意图

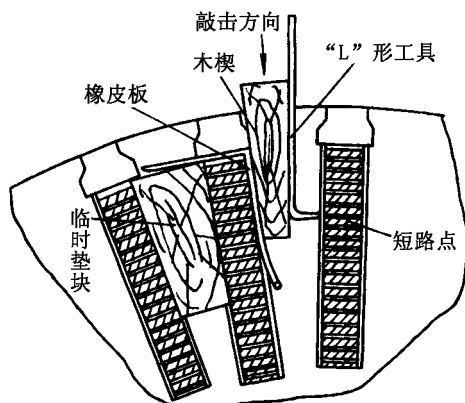


图 9-4-54 转子绕组端部个别线匝短路时的修理

匝间短路故障点、找出之后,将短路匝略微撬开一点如图 9-4-54 所示,检查短路消失后将损坏的绝缘清理干净,在线匝之间垫以刷有硅有机漆作粘合剂的云母板,然后压平撬开的线匝即可。

匝间绝缘全部处理完毕后,将绕组进行初步整形,表面上刷一层环氧树脂漆,然后装上连接片逐个线圈加压试验,检查绝缘处理情况。合格后,清理检查端部各部无遗物,按原记号装好端部垫块,在绕组表面喷一层灰色防油绝缘漆。最后装复护环、中心环,装上风扇与对轮。

(三) 空冷系统的检修

1. 冷、热风室和逆风的检查及修理

(1) 各风室、风道应清扫干净,内壁平滑光亮,油漆完整,无裂纹、剥落现象。检查各风室、风道、门、窗、窥视孔应对外密封不漏,对内畅通无阻,冷、热风室和风道应隔开,使全部气流经过空冷器而不发生冷热风短路现象。

(2) 冷风室内排水管流畅,密不漏气。

(3) 辅助风门及传动装置动作灵活、可靠。

(4) 空气过滤器用汽油或热碱水清洗干净,晾干后浸上 85% 透平油和 15% 变压器油的混合油。浸油后斜置 12h 以上,直至余油滴尽为止,再装回原位。

(5) 各风室内照明器具应齐全、完好。

2. 空冷器的检修

检查空冷器外侧,应清洁干净,无脏污油垢;各散热丝整齐,金属光泽鲜艳,没有堆倒、开焊现象。一般仅需用压缩空气吹净积灰,但当发电机轴承漏油严重,空冷器外侧积有很多油垢时,可用蒸汽或热水冲洗以清除油垢,以恢复原有冷却能力。

拆开空冷器两端端盖,检查内部,清除石子、木块、泥砂等杂物,将水盖、管板清扫干净,散热铜管应畅通,无结石、水垢。检查每个铜管用专用喷水头,如图 9-4-55 所示,接 4~6kgf/cm² 的高压工业用水进行冲洗,必要时可用毛刷清除管内泥垢和锈蚀,刷后再冲洗一遍。

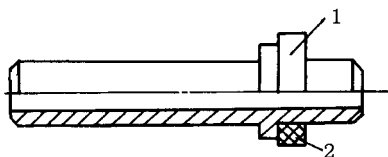


图 9-4-55 冷却器冲洗专用工具

1—喷水头 2—橡皮圈

所有胶垫应完整无缺,富有弹性,组装后严密不漏,分水线准确,不使线路短路,全部螺栓要分几次均匀拧紧。检查后对冷却器做泵压试验(其中空气冷却为 3kgf/cm²0.5h,氢冷却器为 4kgf/cm²0.5h),应无渗透,如有渗透应做单管试验,找出漏管用紫铜塞堵死不用。但堵死的铜管数量超过总数的 10%~15% 时,应更换新的冷却器。

五、氢冷和水冷发电机的检修

氢冷和水冷发电机的基本结构与空冷发电机是相似的,所以空冷发电机的检修内容也适用于氢冷和水冷发电机,但是由于采用的冷却介质和方式不同,使得氢冷和水冷发电机的检修还有它们自身的特点。这里着重介绍与空冷发电机检修不同的内容。

(一) 氢冷发电机的检修

氢冷发电机漏氢将降低冷却效果,增加发电成本。漏氢还会造成火灾以致爆炸。因此,氢冷发电机大修就增加了密封装置的检修和验漏工作。由于氢冷发电机增设了转轴的油密封装置,因此在端盖拆卸方面它与空冷发电机略有差别。对于油密封装置固定在端盖上的氢冷发电机,应先拆开端盖上的入孔门,分解油密封装置,然后才能拆卸端盖。若油密封装置是固定在轴承上时,则可先拆开端盖,再拆卸油密封装置。此外,要检查定子测温元件引出线端子板的密封情况,端子板的每个螺钉紧力应该均匀,以免密封垫不平而漏氢,当密封垫老化或损坏时应更换新品。

对于引出线套管,应仔细检查是否漏氢。必要时可在定子充气的情况下,将套管浸在酒精中观察是否有气泡逸出,或用肥皂水涂于套管表面观察是否漏气,必要时可在发电机充入氟里昂气体用检漏仪找漏。检查密封橡皮垫应完好,密封弹簧压力应适当。

对于氢冷却系统的所有管道,大修时均应仔细清除污垢、积灰和铁锈。所有管道内部均应用压缩空气吹扫,并检查是否畅通。所有法兰的橡皮垫应作仔细检查,损坏和变质者应更换。

检查转子绕组与导电杆、导电杆与滑环引线的连接螺钉及轴中心孔的堵头等是否有泄漏现象时,应做转子密封试验。试验时将转子励侧的轴头堵板拆下,装上打风压专用工具和压力表,向转子内通入 2kgf/cm^2 的干净空气或二氧化碳气,如图9-4-56所示。分开气源经过1h后压力不应下降。若压力下降则说明转子有泄漏存在,用检漏仪或肥皂水找出漏气处并及时进行处理。

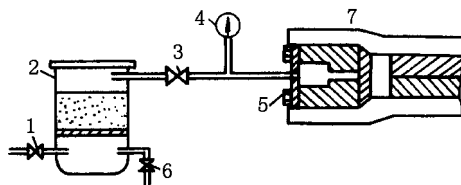


图9-4-56 转子密封试验

- 1—压缩空气入口阀门 2—过滤器 3—试验阀门 4—压力表;
5—轴端堵板法兰 6—排气阀门 7—转子轴端部

氢冷发电机组装后,应进行整体密封试验,以确保发电机的密封良好。密封试验可在发电机静止或额定转速下进行,试验时应向密封瓦供油。为了防止机壳内进油,必须

在机壳内试验风压升高到 300mm 汞柱后 ,才启动密封油泵 ,且油压随风压的升高而配合升高 ,一般最终油压比试验风压高 0.3 ~ 0.5kgf/cm²。并设专人监视油压、风压的变化 ,以免疏忽发生意外 ,试验风压一般为运行风压的 2 倍 ,其压力如表 9 - 4 - 9 所示。试验所使用的压缩空气必须清洁 ,在通入发电机前必须通过干燥器和过滤器。

表 9 - 4 - 9 试验时的风压(表压)

额定运行氢气压力	0.03 ~ 0.05	0.3 ~ 0.5	1.0 ~ 2.0
密封试验空气压力	0.08 ~ 0.2	1.0 ~ 1.5	2.0

记录每小时压力的下降值 ,按下式计算发电机一昼夜的漏气量 ΔV

$$\Delta V = \frac{\Delta P V}{K} \times 24 \quad (9-4-7)$$

式中 ΔV ——24h 发电机系统的漏气量 ,m³ ;

ΔP ——1h 发电机压力下降的平均值 ,表压 ;

V ——发电机系统充氢气的总容积 ,m³ ;

K ——试验风压与额定运行气压的换算系数 ,一般取 2。

根据上式计算一昼夜总漏气量 ,不超过发电机系统容积的 3% 为合格 ,若试验开始和结束时的温度发生变化 ,则应满足下式才算合格。

$$\Delta V = \frac{V}{K} \left(P_1 - P_2 \cdot \frac{t_1 + 273}{t_2 + 273} \right) \frac{24}{T} < 3\% \cdot V \quad (9-4-8)$$

式中 P_1 ——开始试验时的压力 ,kgf/cm² ;

P_2 ——试验结束时的压力 ,kgf/cm² ;

t_1 ——开始试验时的温度 ,°C ;

t_2 ——试验结束时的温度 ,°C ;

T ——试验持续的时间 ,h。

如果试验结果不合格 ,必须升高压力 ,组织人员 ,分区分段进行检查 ,在可能泄漏之处用检漏仪检测 ,以找出泄漏之处并设法消除 ,直到合格为止。

(二) 水内冷发电机的检修

水内冷发电机因为有一套冷却水系统 ,所以在拆卸发电机时 ,应首先拆除转子进水支座 ,然后拆励磁机 ,同时还应将转子甩水盒及定子进出水管法兰拆除 ,其他部分的拆卸基本上与空冷发电机相同。而装复时 ,应在转子装入膛内、找正中心后 ,再装进水支座及甩水盒。

1. 定子和转子水路的冲洗

为了消除定子、定子机壁冷却元件和转子水路中积存的杂质和污垢 ,每次停机大、小修都需用清洁的凝结水和压缩空气进行冲洗。压缩空气的压力 ,对冲洗定子和定子机壁

水冷元件,采用 $3 \sim 5 \text{kgf/cm}^2$ 对冲洗转子采用 $5 \sim 7 \text{kgf/cm}^2$ 。冲洗分为正冲洗和反冲洗。

反冲洗:是用压缩空气从定子的总出水管法兰吹入,吹净剩水,再通入清洁的凝结水冲洗吹净,转子则是从出水环上的出水孔逐一吹入压缩空气,吹净剩水后再通入清洁水冲洗、吹净。

正冲洗:是从定子的总进水管法兰通入凝结水和压缩空气冲洗,或从转子的进水支座通入凝结水和压缩空气冲洗。

对定子和定子机壁水冷元件,须经过正反冲洗反复进行,直到出水中无黄色杂质为止;对于转子,一般只进行反冲洗,直至排水清洁无黄色杂质为止。但有时因为有较大的异物进入转子水路,反冲洗多次无效时,可进行正冲洗或正、反冲洗交替进行。大修时,转子冲洗可在其从发电机定子内抽出后进行,冲洗好一半后,将转子转过 180° ,再继续冲洗其余部分。

2. 检查绝缘引水管及进行水压试验

检查定子绕组端部,夹板螺栓应无松动,定子绝缘引水管应无损坏,槽楔应紧固,无松动、断裂、变色等现象。绕组端部都应无流胶,机内照明应完整良好。如果绝缘水管开裂,表面有严重碰伤或磨损时,应更换绝缘引水管。

检查定子绝缘水管接头有否松动或开焊,是否漏水,可用手触摸有否潮湿感觉或接头外包绝缘是否松软。如有,应剥去接头处绝缘,将接头拧紧或更换密封垫圈,或将开焊的部分补焊好。如接头已损坏无法拧紧时,应更换绝缘水管接头。

检查转子绝缘引水管及水压试验仅在大修时进行,首先拉下小护环(对各绝缘垫块均应做好记号),对于采用丁腈橡胶作绝缘水管的,因寿命短、老化快,一般大修时须更换。对用复合管作绝缘引水管时,其寿命长得多,则检查转子绝缘水管应无老化、弯曲、变形及裂纹,应固定牢固无松动,水、电连接处焊接良好,绝缘垫块应紧固无松动。对已经老化的或经水压试验不合格的转子绝缘引水管,必须更换备品。

上述检查可在抽出转子后,与水压试验同时进行。对定子和定子机壁冷却元件,大修时试验水压为 5kgf/cm^2 ,保持 8h;小修时试验水压为 5kgf/cm^2 ,保持 4h。转子水压试验时将转子出水环上的出水口用闷头螺丝堵塞,试验压力为 35kgf/cm^2 ,保持 2~4h。试验时的压力表应事先经过校验。加压前应将整个水路中的空气排净,加压压力缓慢上升,避免突然升压。

3. 更换绝缘引水管

双水内冷机组的绝缘引水管在长期运行后出现老化、漏水或爆破时,需要更换绝缘引水管。对于备用绝缘引水管,在使用之前,必须按制造厂规定的标准逐根进行水压试验,并应无渗漏现象。

更换转子绝缘引水管时,应先拆卸保护绝缘引水管的小护环,取下固定绝缘水管的绝缘垫块,做好记号并进行水压试验,找出泄漏的绝缘水管。剥去接头处的绝缘物,拆下

损坏的绝缘引水管,并应在绕组的接头和进水箱处做好记号,特别是进水箱都在一端的机组,应防错接而造成重大事故。截取新的绝缘引水管(应比旧的长 $1\sim 2\text{mm}$),装上接头,作单根绝缘水管的水压试验,并对对应的绕组的接头,不允许水管有交叉、重叠现象。水箱装复后,应进行总体水压试验,检查各接头和水管不漏后,再包扎接头处绝缘,装复绝缘垫块,最后装复小护环。

更换定子绝缘引水管时,事先应将该管两端的固定接头处做好记号,以免更换时接错水路而烧绕组。更换的水管应与原来的一样长,并且不能与相邻的水管有交叉和摩擦现象,水管装复后应进行总体水压试验,检查无渗漏现象,再包扎接头处绝缘,然后用通入热水的方法检查定子各分支水路通水情况,各支路均应有水流通,无缺水、断水现象。

4. 水系统检查

大修时,除了发电机内部的水路外,还应对外水系统进行清扫,检查进出水支座等部件,并检查滤网,除去附在滤网上的杂质积垢,滤网如有损坏,应修复或更换。

对于采用循环式水系统的机组,还应清洗检修水冷却器及水泵。

第四节 水轮发电机的检修

一、机组检修工程的分类和组织

(一) 机组检修工程的分类

水轮发电机组是长时期连续运行的设备。随着运行时间的增长,其零部件必须磨损,再加上气蚀、泥沙磨蚀、振动等等破坏因素的作用,机组的运行性能势必不断下降,各种事故和故障也会相继发生。为了维持机组的长期运行,或者为了恢复机组的工作性能,都必须恰当地进行机组检修工作。

对大量机组的统计和研究表明:机组零部件的磨损是有一定规律的,运行期间机组发生事故的机率也是存在一定规律的。正如图9-4-57和图9-4-58所表达的情况。

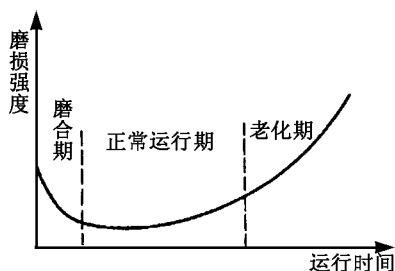


图 9-4-57 机组零部件的磨损规律

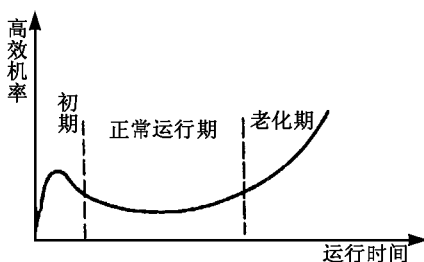


图 9-4-58 机组事故机率的规律

零部件的磨损强度,是单位时间内损失金属的多少,可以理解为磨损的速度。而发生事故的机率,是在一定的考察时间内,发生事故的百分数。从图 9-4-57 和图 9-4-58 可见,这两方面都随机组运行时间而变化,而且都可以划分为三个阶段:

(1)运行初期。机组从安装完毕投入运行起,零部件之间尤其是轴与轴承这样的部件之间,必须有一段互相磨合、逐步相互适应的过程,在磨损强度上表现为由高到低变化。也正因为机组各部分要逐步达到良好配合,这一期间发生事故势必比较多,而且也是逐步减少的趋势。

(2)正常运行期。在这以后的一段相当长的时间内,机组运行正常,零部件磨损比较平稳而且缓慢,发生事故的机率也明显减少。

当然,机组正常运动的时间越长,其经济效益和社会效益就越大,这正是人们努力争取要达到的目标。

(3)设备老化期。随着运行时间的再延长,零部件的磨损积累到了相当程度,已经破坏了形状和表面,磨损向材料内部发展,强度因而不断提高,以至于在不长的时间内就使它丧失工作能力。当然,这一期间零部件遭到破坏也就必然造成事故增加,不断发生事故以至于造成机组无法正常运行,甚至有达到报废的可能。

曲线所表述的是统计得来的一般规律,以此为依据来分析,既要充分利用机组,又要在损害还不太严重时进行修复。检修工作,尤其是比较彻底的大修工作,就应该在正常运行期的末段,最迟在老化期之初就进行。

但是,统计规律只能说明一般情况。就每一台具体的机组说来,规律可能相同,而各段时间的长短会有较大的差异。因为机组的类型、大小,制造及安装的质量,电站管理和维护水平等等都会影响机组的运行,而这一切都是千差万别的。

由上述情况出发,机组检修工作的安排就可以有不同的指导思想,也就有了不同的检修制度。

1. 预防性的定期检修

从众多电站的统计规律出发,事先拟定机组的检修周期和基本内容。例如预定每 4 年作一次大修,到时间就进行大修,基本上不管机组的具体损坏情况。这种检修制度实际上是一种预防性的检修,如果周期定得恰当,在机组正常运行的末期安排大修,就可以

避免重大的事故和严重损害。这种检修制度也最简单、最方便,是目前中小型电站普遍采用的办法。

当然,这种检修制度带有一定程度的盲目性,机组可能到了大修期时损坏尚轻,也可能未到大修期损坏已经很严重。预定检修周期对具体机组的针对性可能不够,正是这种制度的缺陷。

2. 预测性的适时检修

机组运行性能的下降,主要零部件的磨损和损坏等等都是有具体表现的,会在机组的运行参数、各部位的振动、摆度、温度等上面反应出来。如果能在运行期间经常检测这些参数,就能随时掌握机组的基本情况,就能比较准确地需要在需要检修时及时安排检修。对具体的机组说来这当然是最好的检修制度。

预测性检修针对性很强,但必须进行大量参数的日常监测,对仪器、仪表、监测技术的要求也就较高,目前主要为一些大型电站所采用。

3. 事故后的处理性检修

实际上定期检修或者预测性检修的机组都可能发生临时的事故或故障,这自然需要立即处理并恢复运行。

这种检修是为了恢复运行,也就常常是局部的,而且可能是临时性的。

从我国的中小型电站现有条件出发,绝大多数实行的是定期检修制度,辅之以事故后的及时处理,但正在逐步走向预测性检修,或者正在加强机组的日常检测,在定期检修制度中力图减少盲目性。

(二) 定期检修的内容和质量要求

1. 定期检修的分类和周期

按 SD230—87《发电厂检修规程》的要求,定期检修按工作内容和要求不同分为:维护检查、小修、大修和扩大性大修这几类。其一般的周期和占用时间见表 9-4-10,其中小修和大修的情况见表 9-4-11。

表 9-4-10 定期检修的分类和周期(天)

分 类	间 隔 周 期	历 时
维护检查	每周一次	0.5
小修	每年两次	2~7
大修	一般 4~6 年一次 多泥沙电站 3~4 年一次	20~30
扩大性大修	8~10 年一次	45~70

表 9-4-11 小修、大修的标准项目占用时间(天)

机型检修 转轮直径(mm)	混流式		轴流式		冲击式	
	大修	小修	大修	小修	大修	小修
< 1200	20	3			10	3
1200 ~ 2500	25	3			20	4
2500 ~ 3300	28	5			25	6
3300 ~ 4100	33	7	35	8	30	6

就一般要求而言,这几类检修工作可概述如下:

(1)维护检查。维护检查是在运行期间不停机进行的,主要内容是检查运行情况,测量、记录某些参数,以及必要的清洗、切换、润滑等工作。目的在于维护机组,掌握机组的日常运行情况。

(2)小修。小修是针对机组某个局部而进行的拆卸、检修工作。可以是按计划进行的,也可以是针对局部故障或事故而进行的。小修的目的在于维持机组运行,同时也更深地了解机组具体情况,为大修工作积累资料。

(3)大修。大修是全面的检查、清扫、测量和修理工作。要全面消除机组的缺陷,更换已到期或需要更换的零部件,要重新组装和调整、试验。一句话,要使机组整旧如新,恢复运行性能。

(4)扩大性大修。扩大性大修是增加技术改造内容的大修工作,除一般大修的任务之外带有改善机组,提高运行性能的目的。

2. 检修的项目和质量要求

机组小修、大修的内容可归纳为标准项目和特殊重大项目两类。特殊重大项目是指技术复杂、工作量大、工期长、耗用人力物力较多的工作,也往往是对机组性能影响较大的工作。大修中安排有重大项目的,工期应适当延长。

水轮机及发电机的检修项目和要求,以立式混流式机组为例,见表 9-4-12 ~ 表 9-4-17。

(三)检修工程的组织和管理

水轮发电机组的检修也是综合性的系统工程,目前贯彻“预防为主,计划检修”的基本方针,但应该向预测性检修努力。除了整旧如新、恢复机组性能外,还应该逐步过渡到以提高性能为主的改进型检修。就一般情况而言,有以下几方面必须注意。

表 9-4-12 水轮机维护检查项目及质量标准

项 目	质 量 标 准
1. 各部轴承检查	凡是滑动轴承应润滑良好,具有合格油质,正常油色及足够油量。滚动轴承应润滑良好,转动时无异音,无振动及其它异常现象
2. 水异处摆度测定	符合技术规定
3. 油、气、水系统管路及阀门检查	管路各接头严密无渗漏,阀门动作灵活,关闭严密,盘根止漏良好
4. 机组外观检查	振动、响声无异常
5. 剪断销(或破断螺丝)及水导法兰结合螺丝检查	无破损、无松动
6. 表计检查	指示准确
7. 缺陷处理	在可以不停机的条件下能处理的缺陷,应及时处理
8. 导水叶轴承注油	每月一次,每次注足

表 9-4-13 水轮机小修项目及质量标准

项 目	质 量 标 准
1. 各部轴承检查及注油	滑动轴承的油量应足够,油质合格,滚动轴承应转动灵活,无杂音、无振动及其它异常现象
2. 橡胶水导止水密封装置检查	胶板无严重磨损及老化现象。各部间隙合适无严重漏水
3. 导叶传动机构的安全装置水导的抗重螺栓及法兰结合螺栓检查	无破损、无松动
4. 油、水过滤器清扫及阀门分解检查	滤过网清洁,无破损。阀门动作灵活,止口严密不漏,盘根止漏止良好
5. 接力器及推拉杆检查	接力器各部盘根及各管接头不漏油。推拉杆两背帽不松扣。滑台清洁指示应正确
6. 表计检查	指示应正确
7. 水轮机室清扫	整齐清洁
8. 缺陷处理	日常维护中不能处理而又可以在小修期间处理的某些较大的缺陷,应按该项目的质量标准进行处理

表 9-4-14 水轮机大修或扩大性大修项目质量标准

项 目	质 量 标 准	验收单位
<p>一、转轮及主轴</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 止漏环测圆及处理 2. 裂纹检查及处理 3. 气蚀检查及补焊 4. 叶片开口度及处理 5. 静平衡 6. 主轴拆装 7. 轴颈检查及处理 	<p>测量误差不超过 0.05mm,不圆度不超过止漏环设计间隙的 $\pm (10 \sim 15)\%$</p> <p>正确测量花纹部位及尺寸,不得遗漏。清除全部裂纹,堆焊后经探伤合格</p> <p>堆焊后无夹渣、气孔及裂纹,焊后无明显变形,磨后叶片型线应基本保持原型</p> <p>开口度的测量误差不超过 0.50mm,相邻叶片开口偏差为 $\pm 0.05a_0$,平均开口偏差为 $\begin{matrix} +0.03 \\ -0.01 a_0 \end{matrix}$</p> <p>测量转轮实际倾斜值 H' 小于允许不平衡重量所产生的倾斜值 H, $H' < H$</p> <p>联轴螺栓及螺孔清理干净,无研磨、无毛刺。上、下法兰面平整,无毛刺,螺栓伸长值 $\Delta l = \frac{\sigma l}{E}$,螺栓上、下点焊牢固。组装后水轮机转轮倾斜度不超过 0.02mm/m 两法兰面无间隙</p> <p>表面无毛刺,单侧磨损及偏磨值不大于规定数值,若修圆,用土法车削时,要求法兰外圆及轴颈摆度不大于 0.04mm,法兰端面及止口摆度不大于 0.02mm,光洁度 $\nabla 7$</p>	
<p>二、导水机构</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 压紧行程测定及调整 2. 导叶间隙测量及调整 3. 导叶气蚀破坏处理 4. 破断螺丝或剪断销检查 5. 止推装置检查 6. 轴套、导叶上、下轴承处理 7. 导叶开度测量及处理 8. 各种轴承注油 9. 接力器分解检查 10. 控制环跳动检查 	<p>压紧行程在规定值之内</p> <p>端面间隙及立面间隙均在规定的范围之内</p> <p>堆焊无夹渣、气孔及裂纹,磨后应保持立面间隙及开口度合格</p> <p>不松动,不破损</p> <p>无严重锈蚀,润滑良好</p> <p>间隙合格</p> <p>在各种规定开度下,如从 0、10%、20%...、100% 递增,反过来递减,测理互成 90° 的 4 对导叶开度,并在开度 50%、100% 两种情况下,测全部导叶开度,其开度最大偏差不大于 $\pm 3\% a_{\max}$</p> <p>盘根良好,不漏油。活塞与活塞缸无严重磨损,间隙应在规定范围内,接力器活塞套筒不平整度不超过 0.02mm/m,各接头不漏油</p>	
<p>三、水轮机导轴承</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 止水密封装置检查 2. 轴承间隙 3. 保护罩、保护架 4. 管理及副件分解检查 5. 表计校正 	<p>符合规定范围</p> <p>去锈、刷干净、刷漆</p> <p>管路通畅,接头不漏,过滤器清洁,各阀门动作灵活,不漏</p> <p>指示准确</p>	

项 目	质 量 标 准	验收单位
四、压力钢管 1. 钢板检查 2. 排水阀 3. 伸缩节 4. 进入孔	焊缝无裂纹,钢板无严重锈蚀 操作灵活,阀口不漏,各处盘根不漏 压紧螺栓不缺不坏 入孔门处不漏水,紧固螺栓不缺不坏	
五、蜗壳 1. 焊缝及铆钉 2. 排水阀检查	焊缝无裂纹,铆钉无松动,不缺 操作灵活,阀口不漏,盘根不漏	
3. 逸气阀	盘根无破损,无漏水,操作灵活	
4. 进入孔	不漏水,紧固螺栓不坏不缺	
六、尾水管 1. 钢板检查,里衬补修 2. 排水阀检查 3. 伸缩节 4. 补气装置检查或改进 5. 进入孔	补修后基本保持原形,焊后无裂纹,汽蚀补焊无夹渣、汽孔和裂纹 操作灵活,阀口不漏水,盘根不漏 压紧螺栓不少不坏,盘根处不漏水 补气装置气蚀破坏已修理完好,补气效果好 入孔门不漏水,紧固螺栓不少不坏	

表 9-4-15 发电机维护项目及质量标准

编 号	项 目	质 量 标 准
1	各部轴承检查	油面合格。油色正常,轴承无异常,瓦温正常,无漏油甩油,冷却器水流畅通
2	机组外观检查	振动、声响无异常
3	测量异轴承摆度	符合规定标准,无异常增大
4	风闸外观检查	无异状、无漏油
5	表计检查	指示正确、无渗漏
6	发电机冷却水管预备水源检查	各阀位置正确,无漏水现象

表 9-4-16 发电机小修项目及质量标准

编号	项 目	质 量 标 准
1	推力轴承及导轴承外部检查清扫	无异状,将油污、灰尘擦干净,漏油严重时应进行处理
2	风闸、制动环检查、清扫	制动环表面无毛刺,螺杆头与磁轭键均未突出制动环表面,风闸连接螺钉无损伤、折断。油污灰尘应擦干净,风闸动作灵活,给风后,风压能保持在 0.6MPa 以上
3	风闸给风动作试验	
4	油、气、水管路及各阀检查	不渗漏、管阀外部擦干净
5	发电机盖板及挡风板检查	螺钉紧固,焊缝无裂缝,钢板无裂缝

编号	项 目	质 量 标 准
6	转子各部检查	螺栓紧固 结构焊缝与螺帽点焊无开焊,磁轭无松动或下沉现象 风扇无松动变形,铆钉完整无缺。转子各部清扫干净
7	定子与机架结合螺栓、销钉及结构焊缝检查	销钉无松动,结构焊缝与螺帽点波焊无开焊,消火水管不松动,且经通风试验畅通无阻
8	空气冷却器外部检查	不漏水
9	各表计检查	指示不准的应拆下进行校验 装后接头不漏
10	滤过网清扫	将灰尘清洗干净

表 9-4-17 发电机大修项目及质量标准

项 目	质 量 标 准
推力轴承 与导轴承	刮研挑花,前后两次的刀花应互相垂直,进油边的刮削应按图纸进行。推力瓦要求 2~3 个/cm ² 接触点。分块式导轴承瓦要有 2 个 cm ² 接触点,其不触面积每处不大于轴瓦面积的 2%,其总和不得超过该轴瓦面积的 8%。筒式瓦刮研后,其间隙应符合图纸要求,轴瓦接触点应为 1~2 个 cm ²
1. 轴瓦刮研	
2. 推力轴承高程及水平	高程应符合转子安装高程,水平度在 0.02mm/m 以内
3. 卡环	受力后用 0.03mm 塞尺检查,有间隙的长度不得超过圆周长的 20%,且不得集中在一处
4. 推力瓦受力调整	支柱式推力瓦抗重螺栓拧紧最后二、三遍时用力应均匀,其位移应一致; 液压支柱式在承受转动部分重量之后,各弹性油箱的压缩和伸长值,相互间最大差值不大于 0.3mm
5. 导轴承间隙调整	轴承总间隙值按图纸要求确定,分块式单侧间隙应按轴线的实际位置及方位确定,调后误差不得超过 ±0.01mm。筒式瓦间隙的误差允许在分配间隙的 ±20% 范围内, 分块式导轴瓦下部托板与轴瓦间应无间隙,上部压板与轴瓦间保持 0.5mm 左右间隙
6. 轴承绝缘	推力油槽充油后,推力轴承与之绝缘值不得小于 0.3MΩ(用 1000V 摇表测量); 水斗式有绝缘的导轴瓦绝缘值在 50MΩ 以上,机组靠励磁机侧的轴承对地绝缘不小于 0.3MΩ
7. 推力瓦温度计	正常温度应当在 60℃ 以内,最多不得超过 70℃

项 目		质 量 标 准
机组轴线	1. 盘车测量轴线	记录无误、计算准确
	2. 轴线处理	修刮推力头或主轴法兰的位置与深度应正确,接触面要大于70%,加垫位置应正确
	3. 轴线调整	各部摆度不得超过规定值
转子	1. 转子圆度	各半径与平均半径之差,不得超过设计空气间隙的 $\pm 5\%$
	2. 磁极铁心中心高程	允许误差不大于 $\pm 2\text{mm}$ (水斗式机组应为 $\pm 1\text{mm}$)
	3. 转子对定子相对高差	磁极中心低于定子铁心中心的平均高差,其值应为铁心有效长度的0.4%以内
	4. 发电机空气间隙	各实测点间隙与实测平均间隙值偏小于 $\pm 10\%$
定子及机架	1. 定子铁心合缝间隙	局部间隙在0.2mm以下的长度不大于全长的2%
	2. 定子铁心的椭圆度	定子铁心内径最大最小值之差应小于设计空气间隙的10%
	3. 铁心及线圈检查	铁心组合应严密,无铁锈,齿压板不松动,线圈应完整,绝缘无破损、胀起及开裂等现象。线圈表面无油垢
	4. 机架轴承座的水平误差	应小于0.5mm
	5. 机架轴承座的高程误差	按水轮机法兰盘找正,偏差值应小于1.5mm
	6. 机架中心偏差	应小于1.00mm
	7. 机架及定子振动	振动应在规定范围之内
发电机的 辅助设备	1. 风闸分解检查	各零件无损坏、破碗盘根变质应更换
	2. 风闸及管路耐压试验	根据厂家标准进行,厂家如无规定,按顶转子最大油压的1.25倍耐压10min
	3. 空气冷却器清洗及耐压试验	清洗干净,按工作压力的1.25倍进行通风水试验,历时10min,应无渗漏
	4. 油冷却器清洗及耐压试验	清洗干净,按工作压力的1.25倍进行通水试验,历时10min,应无渗漏
	5. 各油槽清洗	清洗干净,并刷上耐油漆
	6. 温度计校验、压力表、转速表及转速继电器校验	按厂家标准进行,如无厂家标准,膨胀型温度计可按2~3次校验的平均值,误差为 $\pm 4^{\circ}\text{C}$; 压力表、转速表及转速继电器的误差应符合厂家规定,如无规定,应按2.5级计算

项 目		质 量 标 准
机组中心测定 及调整	1. 上、下机架水平	检修前后无明显变化
	2. 测前准备工作	钢琴线对中找正后与固定止漏环中心之偏差小于 0.03mm
	3. 测量结果	发电机定子测量误差为 $\pm 0.10\text{mm}$ 其余各部为 $\pm 0.02\text{mm}$; 水轮机的止漏环中心偏差小于 0.10mm ,止漏环不圆度小于 平均间隙的 5% ; 定子中心偏差小于 1.0mm ; 各导轴承中心偏差在图纸规定范围之内

1. 要有明确的检修计划

检修的计划性一方面表现为要预定检修周期及检修类型 ,到期就安排检修工作。另一方面还表现在对每一次检修都应该有相应计划。其计划包括 :

(1)明确的目的、任务。根据检修周期和机组实际运行的情况 ,确定本次检修的目的和主要任务。检修机组决不意味着每次都大拆大卸 ,应该由目的和需要来决定拆卸、处理的部位。一般说来总是在保证质量的前提下 ,尽量减少对零部件的拆、装 ,因为每一次拆、装都有可能损坏零部件 ,对原来正常工作的部分就更没有必要去拆卸它。

(2)恰当地安排人员、时间和进度。关于检修时间和进度的安排 ,将在后面作较为详细的介绍。

(3)准备必要的材料、设备、经费。

(4)拟定检修当中及检修以后的质量检查项目、人员等。

(5)统一调度和管理 ,准备检修记录的表格等。

2. 严格按规程、规范进行检修 ,确保检修的质量

有关机组检修的规程、规范很多 ,如部颁的《发电厂检修规程》,以及各主要设备、系统的检修及试验检查规范。各电厂还可以结合本站的具体情况编制检修规程。这一切资料都是检修工程的依据 ,应该严格执行 ,以确保检修质量。

3. 检修过程和结果都应有完整的文字记录并作好检修总结

检修过程及结果的记录 ,例如 拆卸后检查主要零部件的损坏情况记录 ;修复的措施及结果 ;按规程、规范进行的质量检验记录 ,调整、试验记录等等。这些资料既表明了本次检修的情况 ,更是机组重要的技术档案 ,对完整掌握机组技术状况 ,更好更充分地使用它是十分重要的。

4. 检修工作应力求高效益

检修的效益表现在投入、工期和质量三方面。要力求减少投入的人力、物力 ;尽量缩短工期 ;同时保证高质量 ,使机组长期安全地运行。而这些效益的取得 ,离不开良好的计划安排和严格的集中管理。

(四)关于检修工期的计划安排

机组的检修是多工序、多工种交叉作业的,恰当的组织安排就能缩短工期,取得更好的效益。以下用某电站一台立式混流式机组的大修为便来说明这一问题。

1. 检修项目及时间

该机组有比较严重的气蚀,大修前实测连轴法兰和水导轴颈均发现摆度很大。本次大修的主要任务是:焊补转轮和活动导叶,处理发电机绝缘,轴瓦刮研并重新校正轴线。

按电站以往的经验并参照其它电站的情况,事先拟定检修项目和需要的工日,如表 9-4-18 所示。

表 9-4-18 大修项目计划工日

序号	项目	工日(d)	最早 开始时间	最晚 开始时间
1	拆卸	2	0	0
2	发电机转子检查、喷漆	4	2	10
3	发电机定子检查、喷漆	6	6	12
4	推力及上下导轴瓦刮研	8	6	12
5	制动系统调整	1	12	19
6	转轮焊补	8	2	2
7	导叶焊补	5	2	8
8	导叶轴套更换、处理	3	7	13
9	筒式水导瓦研刮	6	10	10
10	水轮机组装	4	16	16
11	发电机转子吊入、组装	1	20	20
12	轴线检查、校正	3	21	21
13	轴瓦间隙调整、回装、调试	2	24	24
14	试运行	1	26	26

2. 逐项进行的总工日

如果人员不分组,按表 9-4-18 逐项进行,所需的工期为 35d。应该说这是本次大修的最长工期。

3. 按平行施工组织的工期安排

(1)对表 9-4-18 的各项工作进行分析,对人员分组,能够平行施工的就同时进行。例如:发电机与水轮机同时检修。

转轮焊补与导叶焊补同时进行。

(2)用网络图计算各工序开始的最早时间。图 9-4-59 用带箭头的实线表示各个工序,在下方用数字标明工序序号,上方注明该工序需要的工日数。各工序之间的圆圈称为节点,从左到右依次编号。能平行施工的工序在图上用分支直线表达,而必须依次

进行的工序则依次排列。

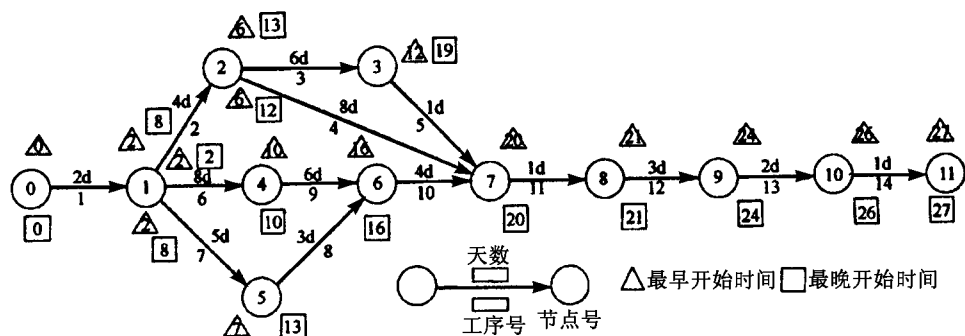


图 9-4-59 工序网络图

图中三角形框内的数字,是从左向右叠加得来的,表明各工序的最早开始时间。

计算到最右端的第 11 个节点,时间为 27d,这正是照图施工的最短工期。

(3)用网络图计算各工序开始的最晚时间。倒过来计算,从最末端的 27d 开始,依次减去各工序需要的工日数,则得到该工序最晚的开始时间,这表达在图中的矩形框内。

(4)控制性工序。最早开始时间与最晚开始时间相同的工序,是影响整个工期的控制性工序,或称为关键工序。要保证图示的最短工期,或者还要缩短整个检修工期,就应该充分注意这些工序的进行,要说有时间上的潜力,也就在这些关键工序上。

以图 9-4-58 为例,控制性工序有两部分:一是整机的拆卸、组装、轴线检查等。二是水轮机转轮焊补和筒式导轴瓦的研刮。不难看出,如果能缩短转轮焊补及筒瓦刮研的时间,整个检修工期就还可以缩短。

用图 9-4-59 这样的方法安排工期,是比较科学合理的,实际上是应用了线性规划的基本原理。这种方法在机组检修及安装工程中都可以采用,往往可以获得更好的效益。

二、水轮机转轮的检修

在基本工艺和基本测量上,机组检修与安装工程是一致的,不过检修是为了处理已有的损坏,恢复或者提高机组的运行性能。在进行检修时首先应当搞清已有的损害在哪里?程度如何?然后才能拟定相应的处理方法和技术措施。这与人们生病后要先检查确诊,然后才对症下药是同样的道理。

下面我们分别介绍水轮机、发电机的常见损害情况以及检修措施,为了叙述方便仍以立式的反击型机组为代表。

(一)水轮机转轮常见的损坏形式

1. 气蚀

气蚀是高速水流中压力分布不均,造成气泡的生成和破灭而带来的一系列破坏作

用。反击型水轮机都存在气蚀,区别仅在程度或部位不同上。气蚀会降低水轮机效率,损伤流道壁面,造成振动和噪音,甚至影响运行的稳定性。气蚀对流道壁面的破坏有一个发展过程:先是变暗、发霉、形成针孔、麻面;继而形成蜂窝状组织,进一步发展成穿孔,局部金属的脱落。混流式转轮,气蚀主要发生在轮叶背面,如图9-4-60所示。轮叶背面靠出水边的地方,靠下环的区域;以及上冠的部分区域就经常见到气蚀损害。轴流式转轮,气蚀常集中在轮叶背面靠出水边的区域;以及轮叶的边沿地方。高水头的混流式水轮机,转轮的止漏环和上冠背面,顶盖边沿等处也常发生气蚀破坏。甚至活动导叶的端面与顶盖、底环之间也可能发生气蚀破坏。

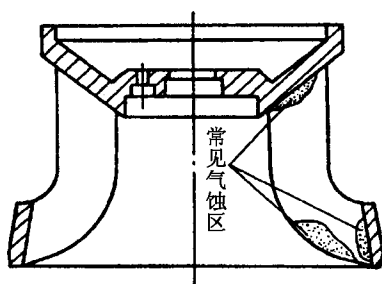


图9-4-60 混流式转轮常见的气蚀区域

2. 泥沙磨损

水流挟带泥沙通过水轮机就会形成泥沙磨损,它主要表现在损害流道上,如将流道壁面磨薄,使轮叶形状改变;在壁面上造成大范围的鱼鳞状浅坑,在某些局部造成火炬状深坑,形成沟槽或磨穿成孔等等。

泥沙不仅形成磨损,还促进和加速气蚀,这两种破坏经常共同作用,因而有人称为“磨蚀”。不过一般说来,以泥沙磨损为主的破坏,流道壁面坚实而光滑,以形成鱼鳞坑为代表。而以气蚀为主的破坏,流道壁面疏松,凹凸不平,以形成蜂窝组织为代表。

3. 裂纹

混流式转轮,轮叶靠上冠和下环的地方。轴流式转轮的轮叶根部。都可能由于受力较大,材料厚薄又不均匀而发生裂纹。某大型电站的混流式机组,就曾经发生过轮叶由于裂纹发展而断掉事故。

4. 混流式转轮的止漏环损坏

混流式转轮的上、下止漏环,都会由气蚀或泥沙磨损而损坏。如表现为失圆;局部凹坑;以至严重磨损而使间隙变得很大。某电站设计水头70m,单机容量2000kW。其中2号机组大修时将转轮磨圆,但未能修复止漏环,造成止漏环间隙过大而大量漏水。顶盖下的漏水压力达到0.25MPa(2.5kg/cm²),大修后开机就多次烧损推力轴瓦。

(二)气蚀及磨损的焊补

用电焊对已经气蚀或者磨损的区域进行焊补,是最常见的修补方式,一般说来其工艺过程是:

1. 清除已严重损坏的部分

对气蚀较重的区域,要用铲、磨等方法清除已经损坏而疏松的金属,露出基本材料来。对已经穿孔或脱落的地方,需将孔洞修整成一定形状,再切割相应的不锈钢板准备拼焊。

2. 对转轮预热

堆焊面积较大和需要拼焊不锈钢板的转轮都需要预先加热。在检修现场的预热常用电阻炉烘烤来实现,有的电站将转轮不需补焊的部分浸泡在热水中,这也是一种简易的预热方式。就在水箱中施焊还有利于焊补处的散热。

3. 用与基本金属接近的焊条堆焊底层

中小型转轮常用碳钢或低合金钢制造,结构钢焊条 E426、E427 等在材料性质上与之接近,用它们堆焊底层可使焊缝结合良好,而且不易产生裂纹。

4. 用抗气蚀的焊条堆焊表层

在同样的气蚀条件下试验,不同材料因气蚀而损失的重量不同。损失越少的材料越能抵抗气蚀,若以 A₃ 钢的损失量为 1,不同焊条的失重比见表 9-4-19。

表 9-4-19 不同材料的气蚀失重比

材料	A ₃ 钢	结 507	结 422	奥 0.22	奥 107	奥 102	堆 277
失重比	1.0	0.95	0.31	0.14	0.07	0.04	0.03

由表可见,奥氏体焊条和堆焊焊条具有较好的抗气蚀性能,用来堆焊表层是合适的。表层堆焊应高于原轮叶表面 1~2mm,以便于打磨成型,这如图 9-4-61 所示。

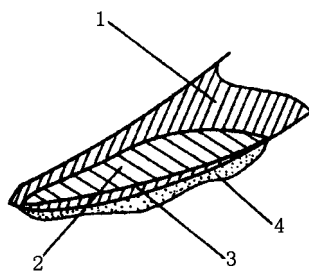


图 9-4-61 轮叶堆焊

- 1—基本金属 2—结构钢焊条底层;
3—不锈钢焊条表层 4—需打磨掉的部分

5. 打磨轮叶

补焊后的轮叶必须打磨成型,最简便而又合理的方法是先作样板,再按样板打磨。

(1)制作样板。轮叶的形状是十分复杂的,在不同的剖面上有不同的轮叶曲线。就同一个转轮而言,由于制造上的误差,各个轮叶也会有不同的叶型。检修样板的制作,应该选择气蚀或磨损最轻的轮叶为标准,因为运行实践已经表明它的形状最适合本机组的运行条件。

制作时先在轮叶背面(必要时包括正面)拟定几个具有代表性的剖面。如图9-4-62所示,在径向拟定 B_1 、 B_2 两个剖面;在轴向拟定 A_1 、 A_2 、 A_3 三个剖面;在所选的标准轮叶上划出型线来(尺寸较小的转轮可少选剖面)。

再用薄铁皮修剪成型去适应各剖面的叶型,样板的曲线应尽可能地与该型线贴合,从而对各剖面制成专用样板。

(2)按样板打磨。对焊补区初步打磨后,按图9-4-62的位置用样板检查其形状,对与曲线不吻合的地方逐步打磨成型。

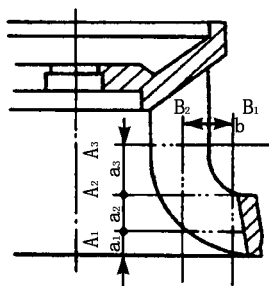


图 9-4-62

用这样的办法修补并打磨轮叶,往往可以收到很好的效果。但施工比较复杂,需要良好组织并仔细进行。

用不锈钢板拼焊的轮叶也应该打磨,照上述方法制作样板并打磨同样是很有效的。

(三)用合金粉末喷焊修补

对面积较大而深度较浅的损坏,目前有一种喷焊合金粉末的修补工艺。其基本原理是制成一些很细的金属粉末,利用气焊的火焰将其熔化并喷在转轮表面。这相当于让转轮穿上一层硬质的粉末合金凯甲。

1. 合金粉末

按不锈钢的成份配成合金,但各种金属均制成细粉末,配方如表9-4-20所示。

表 9-4-20 合金配方(重量百分数)

(一)	成分	钴	硅	铬	镍	铁	硼
	重量比(%)	0.26	4.72	17.41	68.39	4.2	2.75
(二)	成分	钴	硅	铬	镍	铁	硼
	重量比(%)	0.8	4.4	16	72	2.5	3.6

2. 喷焊工艺

- (1) 转轮预热。
- (2) 用特殊喷枪以乙炔焰喷焊合金粉末。
- (3) 表面适当打磨。
- (四) 环氧砂浆涂补

以环氧树脂为主体的非金属材料具有良好的抗气蚀、抗磨损性能,涂补在已经损坏的区域上就能修复转轮。这种方法的优点是简单、方便,花费的时间和经费都少。但缺点在于涂补的材料与金属的粘合力不够,容易成块的脱落。对中小型机组说来仍是一种常用的修补方法。

1. 环氧树脂配方

环氧树脂必须和增塑剂、稀释剂、固化剂以及适当的填料均匀混合,而这些添加剂的品牌很多,就会形成不同的配方,也就会有不同的使用特点。这里仅介绍已经使用并比较成功的两种配方供本家参考。表 9-4-21 所列的配方(一)比较硬,而配方(二)比较软。

表 9-4-21 环氧砂浆配方实例(重量百分比)

材 料		配方(一)		配方(二)	
		底层	表层	底层	表层
环氧树脂	6101	100	100		
	618			100	100
增塑剂	650	40	40		
	二丁脂			20	30~40
稀释剂	二甲苯		20		
填料	金刚砂	300			
	铁粉		13	25	
	橡胶粉			100	200~300
固化剂	乙二胺	9	9	15	
	二乙稀三胺				10

2. 基本工艺

(1)清洗工件表面。用无水酒精或丙酮多次清洗需要涂补的表面,以提高环氧树脂对金属的结合力。

(2)调制涂料。用电炉煮水,在水锅内放一个足够大的玻璃烧杯,控制水温在 70 ~ 80℃。

按环氧树脂、增塑剂、稀释剂、填料和固化剂的顺序,照所选的配方依次加入,并在烧杯内充分搅拌均匀。

(3)涂补。调好的涂料应立即使用,逐层涂抹在需要填补的地方。一杯涂料不宜配得太多,应在 30min 以内用完。

涂抹应均匀,一层一层的加厚。有的电站在层与层之间夹以电工丝带,让它与涂料充分粘合,起到加固作用,可以减少涂料的脱落。

对表层的涂补应充分注意轮叶形状和尺寸,因为涂料固化以后很难打磨,只能在涂补过程中照样板成型。

(4)固化。涂料有一个逐渐固化的过程,一般需用 24h 或更长的时间。

对涂料量较大的转轮,如果事先预热到 80℃左右,涂补以后再缓慢冷却,让涂料也缓慢固化,往往会取得更好的效果。

3. 注意安全

丙酮及环氧树脂的一些添加剂是带刺激性的,或者是有毒的,使用时应充分注意安全。

(五) 裂纹的检查和焊补

1. 裂纹的检查

转轮或其它零部件的裂纹都可能十分细小,肉眼难于观察清楚。在没有其它仪器的条件下,电站常用着色法来检查裂纹。先配制一种带颜色的渗透液,刷在有裂纹或者怀疑有裂纹的地方,它就会渗入裂纹并保留下来。抹干净表面,再涂上一层白色的显示剂,裂纹就将清楚地显现出来。渗透液和显示剂的配方见表 9-4-22、表 9-4-20 各种材料可以从化工原料店购得,实际用量按表中的比例决定。

表 9-4-22 渗透液配方

	苏丹红(g)	油溶莲(g)	煤油(mL)	苯(mL)	硝基苯(mL)	变压器油(mL)	油 酸(mL)
红色	0.9		70	20	10	5	
紫色		1.2	60	75	5		10

表 9-4-20 显示剂配方

氧化锌(g)	苯(mL)	克罗酊(mL)	丙酮(mL)
5	20	70	10

检查时先清洗需要检查的表面,刷 2~3 次渗透液,在干了以后抹去表面上的渗透液。再刷白色显示剂,则可以清楚地看见裂纹。被检查表面的光洁度越高,裂纹显示就越清楚。

2. 裂纹的焊补

裂纹都用先开剖口再焊补的方法修补,但必须首先控制住已有裂纹,使它在焊补过程中不再延伸。

(1) 裂纹的钻孔封头。为了控制裂纹,防止它继续延伸,可如图 9-4-63 所示,在裂纹两端钻削直径 5~7mm 的小孔。钻孔的深度应超过裂纹的已有深度。

(2) 沿裂纹开出剖口。剖口可有不同的形式,如图 9-4-64 所示,根据裂纹的宽度、深度,以及工件的实际条件来选择决定。

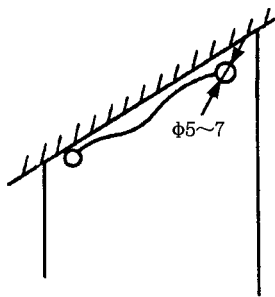


图 9-4-63 裂纹钻孔封头

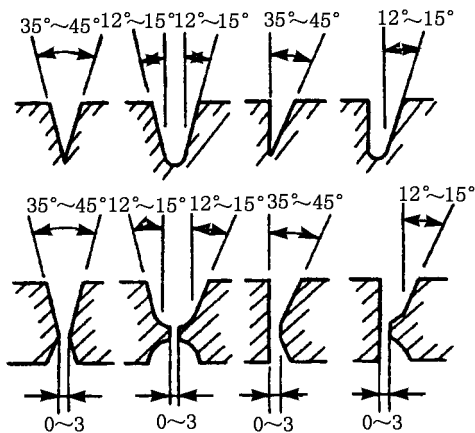


图 9-4-64 剖口的各种形式

(3) 堆焊填补。在裂纹刮开的槽沟内施焊,应该注意分段、分层,不得形成新的焊接裂纹,也不允许夹渣和气孔。

(4) 打磨表面。堆焊应高出原表面 1~2mm,再用人工打磨恢复原有的表面形状。

(六) 混流式转轮止漏环的修复

大中型转轮的止漏环多为组合结构,止漏环是单独加工并固定在转轮体上的,止漏

环损坏以后可以更换。更换时的操作与安装过程完全一样。

中小型转轮的止漏环则常在转轮体上切削而成,如作成有几道凹槽的迷宫型止漏环。止漏环损坏也即是上冠或下环的损坏,就只能在转轮体上修复。

(1)止漏环局部磨损而内凹的,可用堆焊修补。

(2)止漏环磨损严重的,只能用包焊一层耐磨钢板的方式修补。首先用测圆架及砂轮机把已损坏的止漏环磨掉,使该位置均匀内凹成台阶。在台阶处包焊一层耐磨钢板,再用测圆架、砂轮机修磨,恢复止漏环的原有尺寸。

对转轮止漏环的修整,应考虑固定止漏环的情况。如果固定止漏也已磨损,磨圆后尺寸加大,则转轮止漏环应相应加大,以间隙符合厂家要求为准来重新配合。

(七)转轮的静平衡

经过重大修理的转轮应该重新进行静平衡检查,加上适当的配重以保证静平衡要求。

三、水轮机其它部件的检修

(一)主轴的检修

1. 主轴常见的损坏

水轮机主轴最常见的损坏是磨损和裂纹。

(1)磨损。主轴与导轴瓦或密封结构接触的轴颈(轴领),都可能因磨损而损坏。如均匀磨损而使尺寸减小,不均匀磨损而失圆,在局部磨出沟槽等。

一般地说,油导轴承的轴领,允许磨损 $0.05 \sim 0.10\text{mm}$,包括减小和失圆;水润滑轴承的轴领,只允许磨损 0.05mm 以内,密封轴颈处的磨损量可以稍大,但局部沟槽的深度不得大于 0.5mm 。磨损量超过上述数值就应该及时修整。

(2)裂纹。主轴轴颈的根部,法兰的根部等厚度急剧变化的地方容易产生裂纹。材料不够均匀,锻造质量不好的主轴也容易发现裂纹。

2. 主轴的焊补

用电焊修补,再加工或打磨成形是修理主轴最常见的方法。

(1)堆焊。对局部凹坑或沟槽,常用不锈钢焊条堆焊,再修磨成形。

(2)开剖口后焊补。主轴裂纹应进行着色检查,在裂纹两端钻孔,然后开剖口并用不锈钢焊条焊补,这与对转轮裂纹的处理方法相同。

(3)包焊不锈钢板。对磨损严重的轴颈,首先在车床上切去已磨损的部分,形成一个内凹的台阶。再选择一块厚度和宽度都适合的不锈钢带状板,沿台阶逐段焊补在上面。即在轴颈上包焊一层不锈钢板,再重新加工成形,这如图9-4-65所示。

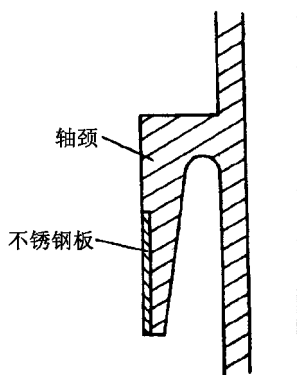


图 9-4-65 主轴轴颈包焊钢板

3. 主轴的喷镀处理

主轴密封的轴颈常年与水与泥沙接触,磨损快而严重,包焊不锈钢板费工费时而且成本较高。为此有的电站采用喷镀技术,在轴颈处镀上一层金属再作加工。

喷镀有两个主要工序,其基本情况是:

(1)车削和拉毛。如图 9-4-66 所示,将主轴夹在车床上,车圆已磨损的轴颈并露出基本金属。再用一台电压 6~8V、电流 200~400A 的单相变压器,一端接在车床卡盘上,另一端接在电焊焊把上。电焊把夹一块厚 2mm、宽 20~30mm 的镍板条作为电极。在主轴慢速旋转当中使镍条断断续续地与轴颈接触,镍条就会产生电弧而轻微熔化,轴颈表面将粘结一些细小的镍点。这样不断操作,直到轴颈表面完全布满镍点,看不见原有金属为止。

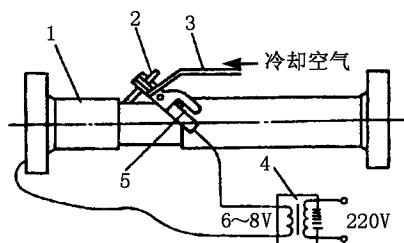


图 9-4-66 轴颈的拉毛

1—主轴 2—镍条 3—铜管 4—单相变压器 5—电焊把

这一层镍点焊在原有金属上,表面又凹凸不平,正是下一步喷镀金属的基础,是结合牢固的关键所在。

(2)喷镀。如图 9-4-67 所示,用一台电压 30~50V、电流 100~170A 的直流焊机,使两根直径 1.6mm 的 #50 钢丝,在喷镀枪处生成电弧而熔化。再用压力 0.7MPa 的压缩空气,将熔化的金属颗粒喷在已拉毛的轴颈表面。逐步旋转主轴和移动喷镀枪,使整个轴颈均匀地,一层一层地镀上金属层。待喷镀厚度足够后,冷却并重新加工。

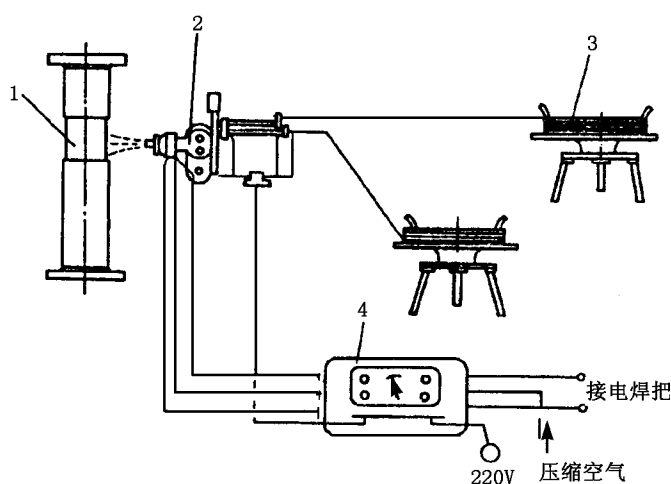


图 9-4-67 轴颈的喷镀

1—主轴轴颈 2—喷镀枪 3—盘丝架 4—控制箱

为了防止金属氧化而影响质量,车削、拉毛和喷镀应紧接着进行,互相间隔不要超过半小时。

(二) 导水机构的检修

1. 导水机构常见的损坏

导水机构包括底环、顶盖、活动导叶及传动机构,是水轮机中零部件最多的部分。常见活动导叶立面、端面因磨损或气蚀而损坏;导叶轴及轴套磨损;传动零件松动等问题。表现为:

- (1) 导叶关闭不严,漏水量过大。
- (2) 导叶开度不均匀。
- (3) 导叶轴松动,导叶轴四周漏水量加大。
- (4) 某个或某几个剪断销经常剪断。

2. 活动导叶的焊补

导叶立面或端面的损坏,常用电焊修复,一般说来有堆焊和拼焊钢板两种方法。

- (1) 堆焊。对局部凹坑、孔洞等缺陷,可用不锈钢焊条堆焊,再打磨成形。
- (2) 拼焊钢板。对大面积或深度很大的损坏,可切去已损坏部分,拼焊一块钢板再打磨成形。

(3) 对活动导叶叶形的打磨。同样应该先作样板,再照样板打磨。

3. 导叶轴套的处理

大多数机组用尼龙衬套作导叶轴套,与导叶轴颈之间保证一定的间隙量,而且四周间隙应当均匀。长期运行以后,受水和泥沙的作用,轴颈和轴套都可能磨损,而且往往是不均匀的磨损,导叶轴因而松动,既影响关闭和开度,又加大了漏水量。

(1)首先修磨轴颈。导叶轴颈失圆,应车削或打磨恢复其圆度。

(2)按间隙要求选配及刮削尼龙衬套。更换尼龙轴套时,应根据修整后的轴颈直径选配衬套,适当刮削以后衬套内孔与轴颈的间隙应符合厂家要求。或者保证总间隙为轴颈直径的0.005~0.006倍。

(3)注意尼龙衬套的拔出和压入。

导叶一般有上、中、下三个轴套,前两个装在套筒内,取出和压入都相对容易。下轴套装在底环上,必须用专用工具拔出。

如图9-4-68所示,自制两个钩头螺栓,上端挂在垫板、千斤顶上,下端钩住衬套,然后同时操作两个千斤顶,平稳地拔出下轴套。

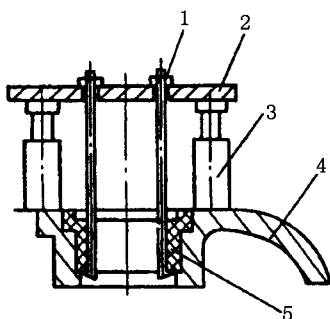


图9-4-68 拔出下轴套

1—钩头螺栓 2—垫板 3—千斤顶 4—底环 5—下轴套

4. 导叶传动机构的修理

导叶传动机构往往因连接销磨损而松动,应该修圆销孔,选配尺寸适当的连接销来修复。

对连杆长度固定的中小型导水机构,在必要时可重新钻、铰分半键孔,以保证导叶关闭严密,开度均匀的要求。

导水机构在大修以后必须重新检查和调整:

- (1)检查全关状态的立面间隙。
- (2)检查并调整导叶的端面间隙。
- (3)检查50%、100%开度时,各导叶开度的均匀性。
- (4)重新调整压紧行程。

(三) 机组轴承的检修

1. 轴承的常见损坏

润滑油滑的轴承,最常见到的损坏是巴氏合金磨损、烧损。分块瓦式的轴承,还可能发现调节螺栓(抗重螺栓)及垫板磨损、变形,螺栓的松紧程度不均匀也常见到。

(1)巴氏合金磨损。轻微的磨损会使上次刮瓦的刀花磨掉;严重的磨损可使巴氏合

金磨薄,甚至在局部形成凹坑或沟槽。

(2)巴氏合金烧损。当轴承油箱油量不足,或者油质不良时,轴瓦表面的巴氏合金可能因局部高温而熔化。一方面在合金表面形成熔坑,另一方面在轴颈表面粘附一些熔化的合金,造成更大范围的拉伤痕迹。这种轻微的烧损一般不影响运行,但对轴瓦伤害严重。

另外,浇铸质量不好的巴氏合金,可能在运行中脱层或与瓦体分离。

(3)分块瓦式轴承调节螺栓及垫块磨损。调节螺栓或抗重螺栓的球形头磨平,轴瓦垫块凹陷或变形,螺栓螺纹部分松紧不匀等,都会影响轴瓦的实际间隙,造成轴瓦受力不均匀而影响运行,甚至成为振动的来源。

2. 轴承的检修

一般说来,油润滑轴承的检修包括下述工作:

(1)拆卸并检查。检查轴颈、轴瓦、调节螺栓及垫块的损伤情况,拟定处理方法。检查冷却器、油箱及油位、油温的测量装置等。

(2)研、刮轴颈、轴瓦。对严重磨损、烧损的轴瓦,则应焊补巴氏合金,或者重新浇铸巴氏合金。

(3)重新组装并按需要调整间隙。对推力轴承说来,还应重新调整水平,打受力,再经过盘车检查。

(4)回装冷却器及其它附属装置,并进行通水试验等必要的检查。总之,轴承检修与安装所要作的工作基本相同,必须逐项仔细进行。

3. 巴氏合金的重新浇铸

浇铸巴氏合金也称为“搪瓦”,包括清理瓦体、预热、搪锡和浇铸巴氏合金等项工作。

(1)准备工作。准备熔炉、搪锡炉、预热炉各一个。熔炉要求温度 $430\sim 460^{\circ}\text{C}$,搪锡炉和预热炉要求温度 $300\sim 350^{\circ}\text{C}$,最好用热电偶控制的电炉。熔炉及搪锡炉也可以用电阻炉烧钳锅来代替,但必须严格把握温度。

准备焊剂。焊剂由1份氯化铵、1份氯化锡、12.5份氯化锌、0.5份盐酸和23.6份水混合而成。

准备巴氏合金及挂瓦时的胎具等。巴氏合金常用牌号为 $\text{chS}_5\text{S}_6\text{11}-6$,可从专门厂家购得。同时准备少量锡块。

(2)清理瓦体并预热。彻底清除轴瓦上原有的巴氏合金,并将瓦体清洗干净。在预热炉中加热到 $300\sim 350^{\circ}\text{C}$ 。

(3)搪锡。在搪锡锅中熔化锡块,温度控制为 $300\sim 350^{\circ}\text{C}$ 。从预热炉中取出瓦体,立即在要浇巴氏合金的面上刷一层焊剂。再放入搪锡锅内搪锡。瓦体上搪的这一层锡至关重要,必须全面而均匀地覆盖要浇巴氏合金的表面。否则巴氏合金将不能与瓦体牢固结合。

(4)浇铸巴氏合金。在熔炉或钳锅中熔化巴氏合金,温度控制为 $430^{\circ}\sim 460^{\circ}\text{C}$,此时

合金液体成孔雀蓝颜色。用胎具(如图 9-4-69 所示)固定瓦体,瓦体除上方以外四周垫以石棉纸。

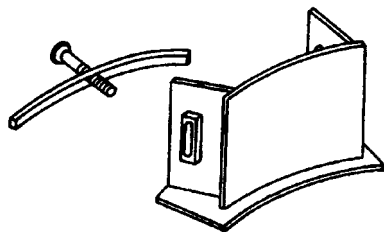


图 9-4-69 浇铸巴氏合金的胎具

将熔化好的巴氏合金液体浇入,同时用水管对胎具冲水冷却。在巴氏合金冷却的过程中,应该用在熔炉中加热的烙铁保持表层合金成液体状态,以便对下部已冷却的部分进行补缩。补缩不及时,浇铸的巴氏合金会形成孔洞,也可能形成夹渣。

在有条件的情况下,巴氏合金应采用离心法浇铸。在瓦体旋转中浇入合金,借离心力使合金紧贴瓦体,而气孔、夹渣等缺陷留在要切除的合金表层内。

4. 巴氏合金的熔焊修补

对尚不需重新挂瓦,但有较大的孔洞、凹坑等缺陷的轴瓦,可以用熔焊巴氏合金的方法进行修补。

(1) 准备工作。

- ①准备烙铁、焊剂。
- ②准备熔炉及巴氏合金,使巴氏合金加热、熔化,温度控制为 $460 \sim 470^{\circ}\text{C}$ 。
- ③将烙铁放入合金液体内加热,达到同样的温度。

(2) 熔焊巴氏合金。

- ①在需要修补的地方刷一层焊剂,用烙铁作表层的局部加热,直到表层合金熔化。
- ②浇入一点已熔化的巴氏合金,用烙铁反复熨烫,使新加入的合金与原有合金充分混匀,从而熔焊在要补的缺陷处。对补入合金较多的地方,应逐次补充合金,逐次熔焊。

5. 调节螺栓及垫块的修整

螺栓的球形头及垫块的表面如果磨损或变形,需用油石修磨。再打一点红丹粉(氧化铁粉末)检查它们的接触情况,接触面应正对螺栓中心而且面积要小,成直径不大于 5mm 的圆形表面。

如果发现调节螺栓或抗重螺栓松紧不均匀,一般有两种解决办法:一是以螺套为准选配螺栓,作到各螺栓松紧基本一致。二是以螺栓为准,对偏紧的螺套用丝攻重新攻丝。对局部的螺纹缺陷则可以用什锦锉或小油石修整。

(四) 钢管、蜗壳、尾水管等过流部分的检修

压力钢管、伸缩节、蜗壳等的检修,主要是止漏和防锈。其中伸缩节漏水比较常

见。

伸缩节如图 9-4-70 所示,其外管、内管分别与两端的压力钢管连接,内外管之间用橡胶盘根或牛油石棉盘根作填料,再用压盖挤紧消除间隙。这样,既允许两端钢管自由伸缩,又密闭间隙而不漏水。

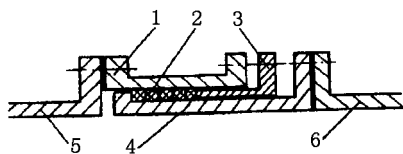


图 9-4-70 伸缩节简图

1—外管 2—填料 3—压盖 4—内管 5、6—钢管

伸缩节在盘根老化或挤压不均匀时可能漏水。除更换盘根外,很重要的事是保证伸缩节轴线与前后钢管轴线对正,而且压盖的压紧螺栓必须均匀压紧。

尾水管和轴流式水轮机的转轮室,都可能受气蚀及泥沙磨损而损坏。损坏轻微的在壁面留下鱼鳞坑或较浅的沟槽,或者局部的蜂窝状组织,一般可以不作修整。面积较大而又深入材料内部的缺陷,可用不锈钢焊条堆焊,再修磨成形。个别电站的转轮室发现有穿孔,而且损坏面较大,采取了切割以后拼焊钢板的方法修复。

用拼焊钢板的方法修补转轮室或尾水管,须注意混凝土空隙的填补。某电站在焊补时先留一小孔,向板外空隙注入高强度水泥砂浆,初凝以后再补焊此孔,看来效果比较好。

四、发电机的检修

发电机的检修包括电气和机械两方面的工作。电气方面主要是绝缘检查及处理,因为长期运行以后,定子、转子的绝缘程度可能下降。如绝缘漆老化,绝缘材料被油污、灰尘等污染,某些局部的损伤等都会造成绝缘下降。至于线圈烧损后的发电机,需要重新嵌线,更有一系列电气方面的工作。

在机械方面,发电机常见的问题有转子失圆,某个磁极松动、定子机座松动、推力头松动及轴承缺陷等,制动系统故障也是经常发生的。本节将介绍机械方面的主要问题及处理方法。

(一) 转子失圆及磁极松动的处理

水轮发电机都是凸极式的,磁极一个个地制作好,靠 T 形接头嵌在磁轭的 T 形槽内,再用磁极键打紧、固定。不少电站都发现长期运行以后,由于 T 形部分及磁极键变形而使转子失圆。某些发电机还发现个别磁极松动。为此,必须将磁极拆下,适当修整后重新挂装。而拆磁极的关键在于拔出磁极键,一般的方法如下述:

(1) 铲或剔掉磁极键的点焊点。

(2)用煤油渗入磁极键四周的结合缝,以减小拔键时的阻力。加煤油应多次、少量地进行,一般浸润30min以后效果明显。目前市场上有专门的螺栓松动液(汽车修理行业)使用起来更为简单而有效。

(3)用专用工具和行车向上方拔起大头在上的磁极键,在松动以后将两根键一起提出来。这正如图9-4-71所示。

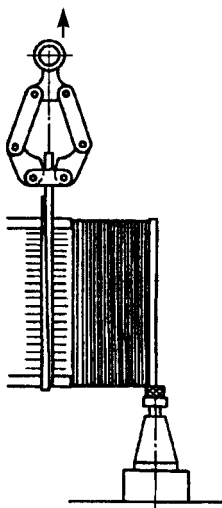


图9-4-71 用行车拔磁极键

在没有专用夹钳的情况下,可用图9-4-72所示的方法,用千斤顶拔出磁极键。将一根较粗的螺栓点焊在大头朝上的磁极键上,加支撑板后用两个千斤顶同时操作来拔键。

(4)取出磁极后,视挂口的具体问题用锉、磨等方法修整。使T形头及T形槽的结合面平整、光滑,再选择尺寸适合的键,重新进行挂装。

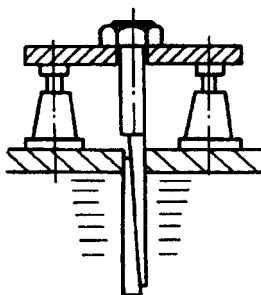


图9-4-72 用千斤顶拔磁极键

(5)对磁极的修整必须保证静平衡和同心度的要求。应该用测圆架、百分表进行检查和调整,这与安装过程的作法相同。

(二) 定子机座松动的处理

大多数的发电机定子,是用定位销和螺栓连接基础板,再由地脚螺栓固定在基础上的。定子松动往往是地脚螺栓松动引起的,尤其是单头的地脚螺栓,当二期混凝土浇注不足,或者未能很好捣实时容易发生松动。

为此应重新锚固或固定地脚螺栓,比较适用的方法是:先敲掉螺栓四周的一些混凝土,直到露出基础钢筋。用钢筋将外露的基础钢筋与地脚螺栓焊牢,再重新浇注混凝土补平。

但是,一旦动作了地脚螺栓,必须重新调整定子的水平度。在必要时还须重新校核定子中心位置。

(三) 推力头松动的处理

中小型立式发电机都是悬式结构的,主轴的顶端安装推力头,与推力瓦一起组成推力轴承。推力头与主轴之间用键和卡环传力,靠过盈配合固定转动中心。但实际上,中小型机组的推力头内孔和主轴轴颈之间常用过渡配合,间隙为 $0 \sim +0.05\text{mm}$,真正过盈的极少。推力头用热套、冷拔的方法装拆,在多次拆装以后,结合面可能受损伤而造成松动,这已经在不少电站发现。

为此需拆出推力头再作适当处理。

1. 推力头的拆卸

(1) 拆出卡环。顶起转子,升高制动器作为支撑,把转子放在制动器上,再进行推力头的拆卸工作。

卡环是两半环组成的,对合地卡在推力头与主轴的环形槽之间。卡环的端面间隙很小,一般小于 0.03mm ,只能沿径向拆出。

先用螺丝刀或很薄的楔子板从合缝处插入,使两个半环分离后再逐一横向取出。对有锁定螺钉的则应先拆去螺钉。

(2) 用专用工具向上拔出推力头。拆下镜板、绝缘垫。安装专用工具,利用螺纹千斤顶拔出推力头。专用工具如图9-4-73所示,四根螺栓穿过螺母的翼板拧在推力头上,中间螺杆则顶在主轴顶端,旋转螺杆则可以向上拔出推力头。这是中小型机组常用的方法。

(3) 靠转子重力拔出推力头。拆下镜板、绝缘垫,镜板落在推力轴瓦上。再次顶起转子,在推力头与镜板背面之间垫入三或四块等厚度的垫块,然后让转子下落。推力头被垫块阻挡,而转子受重力作用下落,也就将推力头拔出一段距离。这样反复操作,每次使推力头拔高 $6 \sim 10\text{mm}$,在松动以后再用车吊出推力头。这种方法是大型机组常用的,用于中小型机组也是有效的。

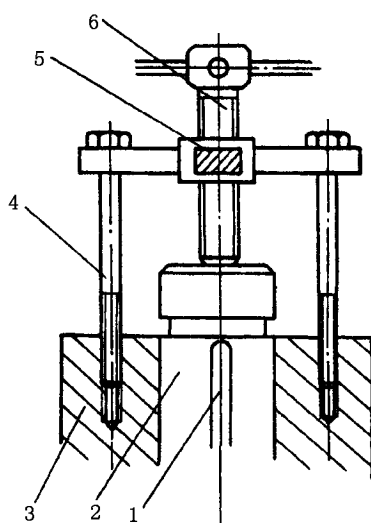


图 9-4-73 拔出推力头

1—键 2—主轴 3—推力头 4—螺栓 5—螺母 6—螺杆

2. 用镀一层金属的方法修复推力头内孔

拆下推力头后用内、外径千分尺检查推力头内孔和轴颈。如果间隙过大或明显失圆,可先修整轴颈,恢复其圆度及表面光洁度,同时决定推力头内孔应镀金属层的厚度。

(1)在推力头内孔上镀铬。镀铬硬度高,耐磨性好。但镀铬的工艺复杂,需送有关工厂进行,而且成本比较高。

(2)镀一层其它金属。目前已有一种现场操作的刷镀工艺,可在推力头内孔上镀一层铜。其基本过程是:在内孔表面刷一层特殊的电解液,然后通直流电,使金属铜沉集在内孔表面上,多次刷镀即可达到需要的厚度。铜的硬度和耐磨性不如铬,但刷镀的成本低而且可以在现场进行,不失为一种效果较好的检修工艺。

一些中小型机组,在轴颈和推力头内孔尚未失圆的情况下,用打毛结合面的方法处理推力头松动,这在短期内是有效的,但不能从根本上解决问题。

第五章 电机的运行维护

第一节 发电机的运行维护

一、发电机的允许运行方式

(一) 发电机的允许温度及温升

发电机在运行中将产生铜损和铁损,这些损耗的能量全部转化为热能,使发电机各部分的温度升高。而发电机的连续工作容量主要决定于转子绕组、定子绕组和定子铁芯的温度,这些部分的长期最高允许温度又决定于所采用的绝缘材料的等级和降温方法。发电机在运行中由于温度升高而使绝缘逐渐老化,其老化的速度直接受温度影响。绝缘材料受热温度越高,老化速度越快,使用寿命越短,尤其是当温度超过某一极限值时,其老化的速度更快。因此,采用不同绝缘材料的发电机都规定了它的允许温度,要求发电机在运行中的温度不得超过允许温度,以保证设计的使用寿命。由于发电机的各部分温度,不可能都通过直接测量得出,当周围温度较低时,温差增大,会使发电机某些部分的实际温度超出测量值。所以,还要规定发电机的允许温升(所谓温升,就是被测物体的温度与环境温度之差)。发电机运行中各主要部分的允许温度和允许温升,可参考表9-5-1进行监视。

表 9-5-1 发电机各主要部分的允许温度和允许温升

项 目	温度测量方法	冷却空气温度(℃)			温度(℃)
		+ 40	+ 30	+ 25	
定子绕组	电阻温度计法	允许温升限度			105
		65	75	80	
转子绕组	电阻法	90	100	105	130

项 目	温度测量方法	冷却空气温度(℃)			温度(℃)
		+ 40	+ 30	+ 25	
定子铁芯	电阻温度计法	65	75	80	105
轴承及油	温度计				65

(二)发电机在冷却气体温度变化时的运行

为了保证发电机的使用寿命,必须将各种损耗产生的热量排出去。热量的排出是通过冷却系统来实现的。中、小型发电机一般采用空气冷却。

空冷发电机在额定冷却空气温度下,可以连续在额定容量下运行。当冷却空气温度变化时,如果保持出力不变,则发电机各部分温度亦将发生变化。当冷却空气温度超过额定值时,若转子绕组、定子绕组、定子铁芯的温度未超过允许值时,可以不降低发电机的出力。否则,应减少定子和转子电流,使温度降低到规定值。对于额定空气温度为35℃的发电机,当入口风温高于额定值(最高不得超过45℃)时,其温度与出力的变化关系列于表9-5-2。

表 9-5-2 冷却空气温度与出力的变化关系

项 目	冷却空气温度 (℃)	增高温度 (℃)	降低定子电流 (与额定值之比,%)
温度与出力 的变化关系	35 ~ 30	1	1
	40 ~ 45	1	1.5
	45 ~ 50	1	2
	50 ~ 55	1	3

当冷却空气温度低于额定值时,发电机的定子电流允许增加。进气温度较额定冷却空气温度每低1℃,允许定子电流升高额定值的0.5%,此时转子电流也允许有相应的增加。虽然由于冷却气体温度的降低可以相应提高发电机的出力,但是冷却气体的温度不能过低。对于敞开式通风的发电机,为保持发电机绕组端部绝缘不变脆,进口风温不应低于+5℃。对于封闭式通风的发电机,应以空气冷却器的管子表面不结露为标准,一般要求进口冷却空气温度不低于20℃。

【例】某发电厂容量为12MW发电机的冷却空气额定温度为40℃时,冷却空气与定子电流的关系,见表9-5-3。

表 9-5-3 冷却空气与定子电流的关系

进风温度(℃)	25	30	40	41	42	43	44	45
定子电流(A)	1468	1450	1370	1354	1333	1291	1291	1270
进风温度(℃)	46	47	48	49	50	51	53	55
定子电流(A)	1242	1214	1186	1158	1130	1089	1007	925

发电机冷却空气相对湿度不得超过 60% ,出口风温不予规定 ,但应监视进出口风温差 若温差显著增大 则表明发电机冷却系统已不正常 ,或发电机内部损失有所增加 ,此时应分析原因 采取措施予以解决。

(三)发电机电压的允许变动范围

电压是供电质量的标准之一 ,电压过高或过低 ,对用户、电力系统及发电机本身都是不利的。发电机在运行中 ,由于各种原因使电压不能始终稳定并保持为额定值。例如 :当系统负荷突然变化或发生短路故障等 ,都会引起电压的波动。下面讨论电压变动对发电机运行的影响及其允许变化的范围。

当发电机电压较额定值高 5% 时 ,则定子电流应较额定值低 5% ;当发电机电压较额定值低 5% 时 ,则定子电流应较额定值高 5% 。在上述情况下发电机的出力可保持不变。

在实际运行中 ,发电机电压的变化有时会超过额定值的 $\pm 5%$ 的限度 ,这样对发电机的运行将产生不利的影晌。

1. 发电机电压高于额定值运行

发电机连续运行的最高工作电压应根据制造厂的规定 ,但最高运行电压不得超过额定值的 110% ,因为当发电机电压过高运行时 ,会产生以下不良影响。

(1) 转子表面和转子绕组的温度升高。当发电机容量保持不变且电压升高时 ,势必要增加发电机的励磁 ,即增加转子电流 ,这样会使转子绕组的温度升高。若温度超过额定值 ,将加速其绝缘老化。

(2) 定子铁芯温度升高。铁芯的发热是由两方面原因引起的 ,一是由于铁芯本身损耗的发热 ;另一是定子绕组的发热温度传到铁芯。当电压升高时 ,定子铁芯的磁通密度增大 ,铁损增高。因为铁芯损耗近似与磁通密度的平方成正比 ,所以磁通密度的增加将使铁芯损耗的增加 ,并很快使温度大大升高。一般情况下 ,系统运行出现的高电压不会超过 10% ,因此造成铁芯发热的威胁尚不显著。

(3) 定子的结构部件可能出现局部高温。电压增高将使磁通密度增加 ,铁芯饱和程度加剧 ,使很多的磁通逸出轭部而穿过某些部件 ,如机座、支持筋、齿压板等形成闭合磁路 ,并在这些结构部件中产生涡流 ,甚至可能产生局部的高温。

(4) 过电压运行时 ,定子绕组的绝缘有被击穿的危险。

2. 发电机低于额定值运行

发电机的最低运行电压应根据系统稳定运行的条件来决定 ,一般不低于额定电压的 90% ,因为当发电机电压过低运行时 ,将产生以下不良影响。

(1) 降低发电机的运行稳定性 ,容易造成振荡或失步。当发电机电压低于额定电压的 90% 运行时 ,发电机定子铁芯可能处在不饱和部分运行 ,使发电机电压不能稳定 ,励磁稍有变化 ,电压就会有较大的变化 ,甚至可能破坏并列运行的稳定性 ,引起振荡或失步。

(2) 降低发电厂厂用电系统运行的稳定。电压过低时 ,使发电厂厂用电动机运行情

况恶化。这时电动机的转矩降低,使其所带动的厂用机械(如水泵风机等)转速下降、出力降低,对锅炉和汽机的运行都会带来不好的影响。这样又可能造成发电机出力降低,引起恶性循环。

(3)可能引起定子绕组的温度超过允许值。当电压低于额定值运行时,铁芯中的磁通密度降低,因而铁损下降。此时稍增加定子电流,其绕组温度不会超过允许值。但电压低于额定值的90%以下运行时,定子电流已不允许再增加,而要降低出力。否则,再增加定子电流就会使定子绕组的温度超过额定值。

(四)频率的允许变化范围

频率是衡量电能质量的重要标准之一。所以,在发电机运行中,保持额定频率为最理想的运行状态。因为电力系统负荷增减频繁,频率的调整不易及时。因此,运行中的频率较额定值略有偏差。由于较小的频率偏差对各方面的影响不大,故规定了频率允许变化范围为 $\pm 0.5\text{Hz}$ 。在此范围内发电机可按额定容量运行。

当频率变化超出 $\pm 0.5\text{Hz}$ 的变化范围时,将会给发电生产及其它工业生产带来很大的损失。当发电机频率过高时,会使发电机的转速增大,转子离心力增大,给发电机安全运行带来危险,严重时可能造成发电机飞车。当发电机频率过低时,会使异步电机的转速降低,而发电厂的厂用机械和广大用户,基本上都使用感应电动机,其转速随频率而变化,所以频率降低将影响用户产品的质量,同时也限制了发电机的出力。

因此,发电机在运行中,应保持额定频率 50Hz ,允许变化范围为 $\pm 0.5\text{Hz}$,即 $49.5 \sim 50.5\text{Hz}$,变化最高不得超过 $\pm 5\%$,即 $47.5 \sim 52.5\text{Hz}$ 。

(五)功率因数的变化范围

功率因数 $\cos\varphi$,亦称为力率,是定子电压与定子电流之间相角差的余弦值。它表明发电机发出的有功功率、无功功率和视在功率之间的关系。它的大小反映出发电机向系统输出无功负荷的情况,发电机发出的无功负荷通常是感性的,一般发电机的额定功率因数为0.8。

发电机的功率因数从额定值到1.0的范围内变化时,可以保持额定出力。但为了维持发电机的稳定运行,功率因数一般不应超过迟相0.95。如有自动励磁调整装置,必要时可以在功率因数为1.0时运行,并允许短时间功率因数为进相 $0.95 \sim 1.0$ 运行。

当功率因数低于额定值运行时,发电机出力应降低。因为功率因数越低,定子电流的无功分量就越大,去磁电枢反应就越强,这时为了维持发电机的端电压不变,必须增大转子电流,同时发电机的定子电流也因无功分量的增多而加大。此时若要保持发电机的出力不变,就会使发电机的转子电流和定子电流超过额定值,会使转子温度和定子温度超过允许值而过热。因此,发电机在运行中,若功率因数低于额定值运行时,必须注意负荷调整使转子电流不超过允许值。

(六)负荷不对称的允许范围

发电机运行可能发生三相电流不对称的情况。这是由于负荷中有如电炉等单相负

荷或‘两相一地’制的供电线路的存在,或系统中发生两相短路事故,或送电时断路器、隔离开关有一相未合上,或发电机、变压器、输电线路中有一相断线造成等等,它们破坏了发电机的对称运行,形成三相电流不平衡。

同步发电机是按照三相对称负荷运行设计的,在不平衡负荷下运行,三相不对称电流可分成正序、负序和零序三个分量。由负序电流产生的旋转磁场,其方向与转子的旋转方向相反,此旋转磁场为两倍的旋转速度在转子表面扫过,使转子表面产生涡流而发热。另外,发电机在三相负荷不对称情况下运行,不对称电流产生的磁场也不对称,所以旋转磁场对转子的作用力也不平衡,因而引起机组的额外振动。为了防止转子表面过热和强烈的振动使发电机组损坏,所以对三相不对称负荷的允许范围规定如下:

汽轮发电机各相定子电流之差,不得超过额定值的10%,同时任何一相定子电流不得超过额定值。几种小容量机组允许不平衡电流的范围列于表9-5-4,以供参考。

表9-5-4 几种小容量机组允许不平衡电流的范围

发电机容量 (kW)	三相定子电流之差 不超过额定值的10% (A)	任一相定子电流不 允许超过额定值 (A)
25000	286	2860
12000	137	1370
6000	68.8	688
3000	20.6	206

在以上规定的条件下,汽轮发电机、调相机可以在额定出力下带不平衡电流连续运行。在低于额定负荷时,各相电流之差允许大于上述规定的数值,但其大小应根据实验值来决定,其实验条件为:

- (1) 转子绕组的温度不得超过允许值(见表9-5-1);
- (2) 任一相定子电流不得超过额定值;
- (3) 发电机振动不得超过允许值(发电机和励磁机在垂直和水平方向均不得超过0.05mm)。

对于绕线式转子的发电机,因为其表面发热时会使绕线上的焊锡熔化而松开,从而影响转子绕组的紧固,故对于这种发电机,禁止在不对称的情况下运行。但负序电流不超过额定电流的5%时,可以认为三相电流是对称的。

(七) 发电机增加负荷速度的规定

发电机并入电力系统后,应逐渐带满有功负荷,对于有功负荷增加的速度,主要决定于汽轮机的特性及锅炉供应蒸汽的情况,应避免有功负荷增加过快,使蒸汽量突然增大,汽轮机各部受热膨胀不一致而引起振动。或锅炉蒸汽来不及供应而使汽温、汽压下降,使蒸汽中带水而发生水冲击,或循环水来不及冷却蒸汽而引起真空下降。对发电机负荷

的增加速度,应根据其容量大小、冷热状态和运行情况而定。若定子绕组和定子铁芯温度超过额定温度的 50% 时,则可以认为发电机处于热状态,若定子绕组和定子铁芯温度低于额定温度的 50% 时,则可以认为发电机处于冷状态。汽轮发电机由冷状态并入电力系统后,定子可立即带 50% 的额定电流,然后在 30min 内以均匀的速度升至额定值。几种容量发电机组定子电流的增加速度列于表 9-5-5。

表 9-5-5 几种容量发电机组定子电流的增加速度表

发电机容量 (kW)	定子电流自 50% 至额定值所需要的时间 (min)	
	6.3kV	10.5kV
12000	25	37
25000	30	45
50000	40	60

限制发电机负荷增加速度的原因,是为了防止转子绕组产生残余变形。因为转子高速旋转,巨大的离心力将转子绕组紧压在转子铁芯的槽楔和套箍上,形成一个不能相对移动的整体。受热后,绕组铜棒的膨胀大于铁芯的膨胀而又不能自由移动,相对地使铜棒受到压缩变形,当压缩应力超过弹性极限后,就会产生残余变形。而当发电机停机冷却后,铜比钢收缩大,会造成绝缘的损坏,而以槽底最为厉害。每经一次开、停机,这种现象就重复一次,残余变形逐渐积累,将会造成匝间短路或接地。所以规程规定了定子电流从 50% (根据计算,突然增加负荷不超过额定电流的 50% 时转子绕组不会产生残余变形) 增至 100% 额定电流所需要的时间。

另外,当发电机处于热状态或事故情况下,并入电力系统后增加负荷的速度不受限制。

(八) 允许过负荷

发电机在正常运行时是不允许过负荷的。若电力系统发生事故,为了维持电力系统的稳定运行和对重要用户的供电,则允许发电机在短时间内过负荷运行。但转子和定子绕组的温度不得超过其绝缘等级所允许的最高温度。发电机允许短时间过负荷的规定,参见表 9-5-6。

表 9-5-6 发电机短时间过负荷倍数及允许时间

定子电流倍数 I/I_e	1.15	1.2	1.25	1.3	1.4	1.5	2	2.5	3	>3
持续时间 (min)	15	6	5	4	3	2	1	0.5	0.3	0.15

注 I 为发电机定子绕组的短时过负荷电流, I_e 为发电机定子额定电流。

(九) 绕组绝缘电阻的测量及允许值

为了掌握发电机在运行过程中绕组的绝缘情况,应在每次开机前、停机后及备用时测量绝缘电阻。

1. 定子绕组的绝缘电阻

测量时,使用摇表的电压通常为 1 000 ~ 2 500V,不应低于 1 000V。测量定子绕组的绝缘电阻应包括变压器的低压绕组。测量时应将发电机的电压互感器、隔离开关或一次侧熔断器拉开。

因为绝缘电阻是随温度的升高而降低的,为了测出的绝缘电阻值便于和前次所测的结果相比较,所以每次测出的绝缘电阻值应换算为 75℃时的绝缘电阻值。其换算公式为

$$R_{75} = \frac{R_t}{2^{\frac{75-t}{10}}} = K_t R_t$$

式中 R_{75} ——75℃的绝缘电阻(MΩ);

R_t ——在 t ℃所测得的绝缘电阻(MΩ);

t ——实测时绕组的温度;

K_t ——温度系数。

定子绕组绝缘电阻的安全值,规程上一般不作具体的规定。判断绝缘电阻是否合格,是将所测得的绝缘电阻换算到 75℃后,与上次所测得的数值相比较,若低了 1/5 ~ 1/3 时,则认为绝缘电阻不合格,应查明是受潮还是绝缘损坏等原因并设法消除。

在任意温度下测得的定子绕组绝缘电阻,还可以用温度系数 K_t 换算为 75℃时的绝缘电阻,定子绕组在不同温度下绝缘电阻的温度系数,列于表 9-5-7。

表 9-5-7 定子绕组在不同温度下绝缘电阻的温度系数

t (℃)	K_t	t (℃)	K_t	t (℃)	K_t	t (℃)	K_t
10	0.0111	26	0.0333	42	0.1010	58	0.3030
12	0.0126	28	0.0385	44	0.1162	60	0.3571
14	0.0145	30	0.0435	46	0.1333	62	0.4056
16	0.0166	32	0.0500	48	0.1538	64	0.4566
18	0.0192	34	0.0588	50	0.1754	67	0.5747
20	0.0222	36	0.0666	52	0.2041	70	0.7079
22	0.0256	38	0.0769	54	0.2326	72	0.8130
24	0.0294	40	0.0885	56	0.2703	75	1.0000

2. 转子绕组及励磁回路的绝缘电阻

测量时,使用摇表的电压为 500 ~ 1000V。发电机转子绕组的绝缘电阻往往和励磁回路一起测量,包括励磁装置及导线等,只有当发电机出现问题或检修时,才分开测量。

发电机在热状态下(刚停机后),全部励磁回路的绝缘电阻应不小于 0.5MΩ。若转子绕组的绝缘电阻小于 0.5MΩ时,应查明原因,进行处理。

发电机在运行中,每班要测量全部励磁回路的绝缘电阻,其值不得小于 0.5MΩ。

规程规定发电机在备用状态下,停机超过 7 天后,起动前应全部测量绝缘电阻。

(十) 发电机中性点带消弧线圈的运行方式

发电机的中性点一般是不接地的。当该系统发生单相接地时,中性点的对地电位最高上升到相电压,且与接地相的相电压在相位上相反,因此使得非故障相对地电压升高到相电压的 $\sqrt{3}$ 倍,如图 9-5-1 所示。

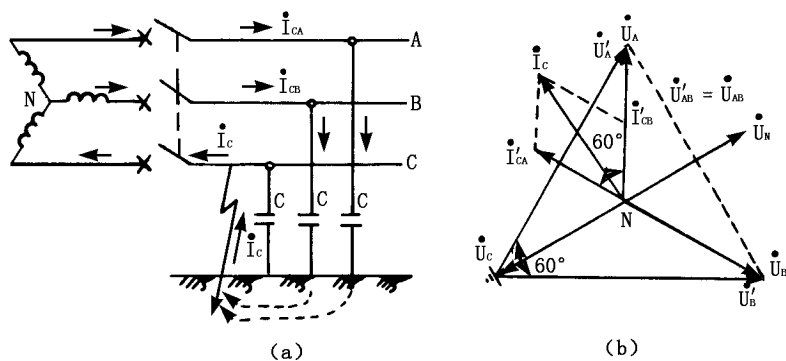


图 9-5-1 中性点不接地系统 C 相发生接地时的情况
(a) 电流分布 (b) 相量图

实践证明,当接地电流大于 5A 时,就有可能产生一种周期性地熄灭与重燃的间歇性电弧。这是由于网络中有电感和电容所形成的振荡回路所致。间歇性电弧可能导致电弧过电压,其幅值可达 $(2.5 \sim 3)U_\phi$,将危及电网的绝缘。因此规定发电机供电系统中,对地电容电流大于 5A 时,发电机的中性点将经消弧线圈接地,如图 9-5-2 所示。

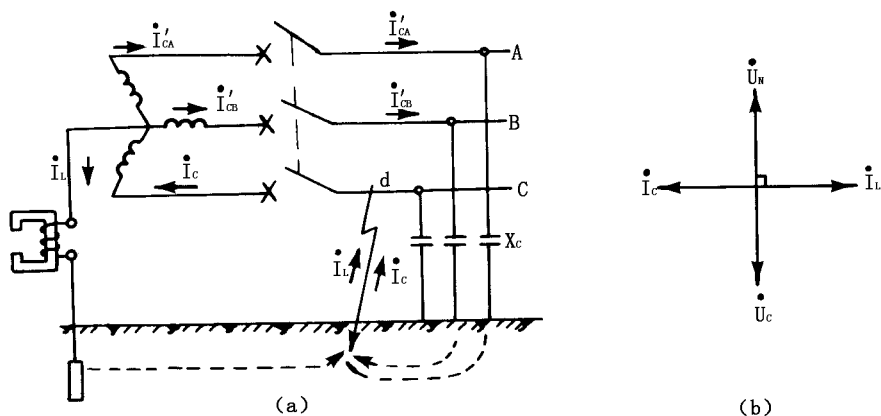


图 9-5-2 中性点经消弧线圈接地时的情况
(a) 接线图 (b) 相量图

在正常工作状态下,三相系统是对称的,其中性点对地电位为零,这时在消弧线圈上没有电压作用,也没有电感电流通过。当发生单相接地时,中性点电压变为与接地相电

压相位相反的相电压,加在消弧线圈上。此时则有一感性电流 I_L 流过消弧线圈,对接地处的接地电流(容性电流)进行补偿。

消弧线圈的补偿方式,有3种形式:①全补偿,当 $I_L = I_C \left(\frac{1}{\omega L} = 3\omega C \right)$,即感抗与容抗相等,接地点电流为零时,称为全补偿。②欠补偿:当 $I_L < I_C \left(\frac{1}{\omega L} < 3\omega C \right)$,即感抗大于容抗,接地点尚有未补偿的电容电流时,称为欠补偿。③过补偿,当 $I_L > I_C \left(\frac{1}{\omega L} > 3\omega C \right)$,即感抗小于容抗,接地点的电容电流经补偿后尚有多余的电感电流时,称为过补偿。在电力系统中消弧线圈普遍采用过补偿的运行方式,因为可以避免产生谐振过电压,又便于电网的扩建。

消弧线圈容量选择可用下式计算

$$Q = 1.35 I_{C\Sigma} U_\phi$$

式中 Q ——消弧线圈的容量;

1.35——过补偿系数;

$I_{C\Sigma}$ ——发电机电压系统总的电容电流;

U_ϕ ——发电机相电压。

二、发电机起动前的准备工作

同步发电机起动前,应收回全部工作票,拆除临时安全措施,并恢复常设遮栏和详细检查以下项目:

(1)发电机各部分及其周围的清洁情况;

(2)发电组合导线、断路器、灭磁开关、电压互感器、保护装置及自动励磁装置等一、二次回路均应正常;

(3)对于发电机—变压器组接线,还应检查变压器的接线及高压侧的断路器、隔离开关等应正常;

(4)发电机滑环、换向器及电刷应清洁完整无接地现象,电刷均应在刷握内并保持有 $0.1 \sim 0.2\text{mm}$ 的间隙,使电刷在刷架内能够自由移动,整个表面应压在滑环或换向器上。保持刷架与滑环或换向器表面的距离为 $2 \sim 3\text{mm}$,各电刷上的压力应保持均匀(一般在 20kPa 左右),否则应调整弹簧,改变电刷的压力;

(5)发电机的灭磁装置应良好完备。

电气设备全部检查完毕并测量绝缘电阻后,还要进行以下试验:

(1)发电机出口断路器及灭磁开关的分、合闸试验;

(2)发电机出口断路器及灭磁开关的联动试验,以及分、合闸警报试验;

(3)调速电动机动作试验,要求调整平稳,转向正确;

(4) 磁场变阻器调整试验,要求调整灵活、无卡涩现象。试验结束后,将电阻调在最大位置;

(5) 汽机主汽门与电气开关连锁试验;

(6) 与汽机的联络信号试验。

发电机起动前的准备工作完成后,应立即向值长报告,并说明检查、试验情况良好。

三、发电机起动、并列和负荷调节

(一) 同步发电机的起动

值长接到电气值班长的起动准备妥当报告后,即可命令汽机司机开启主汽门,冲动汽轮机转子,汽轮机从开始冲动转子到达额定转速,需要一段较长的时间。此时,汽轮机处于低速暖机,以使汽轮机各部分受热膨胀均匀。汽轮机一发电机一经起动,即认为发电机及其所连接的各种装置已带有电压,此时,未经领导特殊批准,不准在回路内做任何工作。

当发电机升速接近 50% 额定转速时,应进行下列各项检查:

(1) 检查发电机、励磁机内部声音是否正常;

(2) 检查轴承油温、轴承震动及其它转动部分应正常;

(3) 整流子或滑环上的电刷是否因振动而出现接触不良、跳动和卡死现象,如发现应立即处理;

(4) 发电机各部分温度有无异常;

(5) 发电机冷却器的各种水门、风门是否在规定的开、关位置。

发电机经以上检查一切正常后,可继续升速。

(二) 同步发电机升压

汽轮机一发电机升速到额定转速后,经检查各部分工作均正常,在接到值长命令后即可升压,其操作步骤如下:

(1) 装上发电机电压互感器的一、二次熔断器,并合上其隔离开关;

(2) 按顺序合上发电机出口隔离开关和发电机母线隔离开关;

(3) 合上发电机的灭磁开关(即合上励磁开关和拉开灭磁电阻);

(4) 缓慢调节励磁电阻,增大励磁电流,使定子电压渐渐升高,直到与电力系统电压相等时为止。

在升压过程及电压升至额定值后,应检查发电机及励磁机的工作状态,如有无振动,电刷接触及出口风温是否正常,同时还应注意下列三点:

(1) 三相定子电流应等于零。因为这时断路器未合闸发电机没有接带负荷,定子内若有电流,则说明定子回路中有短路故障,应立即切除励磁、拉开灭磁开关进行检查;

(2) 三相定子电压应平衡,以此检查发电机引出线及电压互感器回路有无开路情况;

(3)核对空载励磁电流,借以检查发电机转子绕组有无层间短路。

当发电机达到额定转速时,而磁场变阻器手轮上的箭头指在相当于空载额定电压的红线位置时,定子电压应达到额定值,同时应根据转子电流表的指示核对转子电流是否与空载额定电压时的转子电流相符。若磁场变阻器手轮上的箭头指示超过红线,或转子电流大于空载时的额定值,都说明转子绕组可能有层间短路存在。发电机的额定空载励磁电流值,可参考表9-5-8。

表 9-5-8 发电机的额定空载励磁电流值

项 目	转子电流 (A)	励磁电压 (V)	励磁电流 (A)
型号及容量 (kW)			
QF2-12-2(12000)	100	60	0.75
TQC(12000)	84	50	1.1

(三)同步发电机的并列

上述升压操作正常,发电机的电压、频率已达额定值后,即可进行并列操作。

发电机正常并列时,一般都采用准同期手动并列,其操作步骤如下:

发电机升压正常后,即可合上发电机控制盘上的同期开关,并将同期盘上的同期转换开关调至“粗调”侧,同期盘上的电压表和频率表就有指示。此时,将待并发电机与系统的电压、频率调整到基本一致。投入强行励磁及复式励磁装置,然后将同期开关拧向“细调”位置,同步表便开始旋转,这时打开同期闭锁开关使同期闭锁继电器投入工作。

当同步表旋转正常且缓慢地接近红线即零位时,就可准备并列操作。这时先将发电机断路器的操作开关投入“预合”位置,绿灯闪光,这时应注意同步表的指示,当同步表的指针接近同步点时,应提前一定时间将发电机断路器合闸(因断路器合闸需要一段合闸时间触头才能接通),此时红灯亮、绿灯灭,发电机与系统已并列。

为了防止发电机非同期并列,在下列情况下不准合闸:

(1)同步表指针停在零位不动或指针已指到零位时不准合闸。待并发电机在未并入系统前,与系统达到同期只是暂时的,同步表指针停在零位不动,可能是表内断线或其它原因所致,不能合闸。

同步表指针已指到零位,虽然是最理想的同期合闸点,但断路器需要一定的合闸时间,待断路器触头接通时,发电机与系统已偏离同期点,故不准合闸。

(2)同步表指针向零位移动过快时,表明待并发电机与系统频率相差较大,不易掌握断路器合闸的操作时间,容易造成非同期并列,故不准合闸。

(3)同步表指针经过零位不平稳而有跳动现象时,可能是因为同步继电器的内部触点有卡住现象,故不准合闸。

发电机并列后,即可向汽轮机车间发出“发电机已并列”信号,将控制盘上的同期转换开关和同期闭锁开关恢复原位,然后开始接带负荷,使发电机按正常运行方式运行。

(四)同步发电机接带负荷及负荷的调整

发电机并入系统后,应按照增加负荷速度的规定,逐渐带到调度所给定的数值。

有功负荷的调整,应根据频率的指示或调度的命令增加或减少有功负荷,正常情况下是由电气值班人员担任。调整有功负荷时断续拨动调速开关,使汽轮机上的调速电动机的控制回路时通时断,调速电动机点动(以免调速过头)来控制汽轮机调速汽门的开度,调节汽轮机的进汽量。汽门开大时,进汽量增加,汽轮机转动力矩加大,发电机的功角 δ 增大,输出的有功功率增大,汽门关小时,进汽量减少,汽轮机转动力矩降低,发电机的功角 δ 减小,输出的有功负荷减少。

无功负荷的调整,由电气值班员根据电压表和无功功率表的指示,调节励磁机的励磁电阻的大小来控制励磁电流,如有自动励磁装置时,也可以用电压校正器的变阻器来调整励磁电流的大小。

为了电力系统稳定运行,在调整无功负荷时,应注意不使发电机进相运行。

四、发电机的解列、停机

(一)同步发电机解列

在接到值长解列发电机的命令后,应将发电机的有功负荷和无功负荷逐渐转移到其它并列运行的机组上。转移负荷时要缓慢进行,并须注意各机组的负荷分配,不得使功率因数超过规定值。待有功负荷降到接近于零时停用自动调整励磁装置,然后将有功负荷和无功负荷降到零,断开发电机断路器,切断励磁,使发电机与系统解列。

(二)同步发电机停机

同步发电机断路器断开后,立即向汽轮机车间发出“发电机已解列”信号并将磁场变阻器电阻全部加入,然后拉开发电机出口隔离开关、电压互感器隔离开关,并取下操作信号和合闸熔断器。

当发电机完全停止转动后,还要做下列工作:

(1)应立即测量定子绕组和全部励磁回路的绝缘电阻,若测量结果不合格,应安排处理。

(2)检查励磁机励磁回路变阻器和灭磁开关的各触点,如有发热或熔化等现象,必须设法消除。

(3)检查发电机冷却通风系统,并应将出、入口挡板关闭。对于封闭式通风的发电机,其冷却水应停止循环,补充空气风门也应关闭。

五、发电机的运行监视

(一)外部检查

发电机在运行中要注意监视,并定时记录各部分的温度及电压、电流、功率、频率、轴

承油温、进出口风温、轴承绝缘电阻、励磁回路绝缘电阻和转子温度等,以上参数在发电机运行中不得超过其规定值。

接班后 4h 进行一次全面检查,如发现异常现象,应适当增加检查次数。

其它检查项目与发电机升速到 50% 额定转速时的检查项目相同(见第三节第一项内容)。

(二) 转子温度的监视

发电机转子是发电机运行中温度最高的部分。需要定时测量计算,有些发电机装有专用的转子温度计,监视很方便。对于没有装设转子温度计的发电机,可用下列方法计算。

计算转子温度的理论根据,是利用金属导体的电阻在一定范围内随温度成正比变化的特点,而转子温度的变化也在直线变化的范围内,因此根据绕组电阻的变化就可以计算出绕组的温度,计算公式如下

$$T = K \frac{U - \Delta U}{I}$$

式中 K——转子温度系数;

U——转子电压(V);

I——转子电流(A);

ΔU ——电刷压降(3~5V)。

(三) 励磁回路绝缘电阻的监视

在整个励磁回路中,发电机转子绝缘是最薄弱的部分,因为它在运行中的转速很高,绕组受着巨大的离心力,而且温度也很高。另外,冷却空气经过风孔时,还能带着灰尘聚在转子内部,这样长期运行的结果就会使转子绕组的绝缘降低或接地,将影响发电机的安全运行。所以在运行中,应定期(一般每班一次)对励磁回路绝缘电阻进行测量,其值不得低于 0.5 M Ω 。由于运行中不能直接用兆欧表测量,因此要用直流电压表法测量。

为了使测量的结果准确和读数容易,对电压为 110V 的励磁回路,应用内阻为 20000~50000 Ω 的电压表;对电压为 220V 的励磁回路,应用内阻为 50000~100000 Ω 的电压表。使用上述电压表,在发电机负荷不变时,可测出下列 3 个电压数值:

(1) 正滑环对地电压 U_1 ;

(2) 负滑环对地电压 U_2 ;

(3) 正、负滑环间的电压 ΔU 。

为了测量方便,可在励磁机刷架上测量,也可在配电盘上的转子电压表的两个端子上测量。

将所测得的数据代入下式,即可得出绝缘电阻的数值为

$$R = R_0 \left(\frac{U}{U_1 + U_2} - 1 \right) \times 10^{-6} (\text{M}\Omega)$$

式中 R_0 ——电压表的内阻(Ω);
 U ——正、负滑环间的电压(V);
 U_1 ——正滑环对地电压(V);
 U_2 ——负滑环对地电压(V)。

测励磁回路绝缘电阻的注意事项：

- (1) 测量 U_1 及 U_2 时必须用同一电压表(内阻要相等),否则测量结果不准确;
- (2) 测量 U_1 及 U_2 时,应同时记录转子电压值;
- (3) 若测得 U_1 及 U_2 均为零,说明励磁回路绝缘良好、无接地;
- (4) 若测得 $U_1 + U_2 = U$ 时,说明励磁回路有一点接地,应加强监视。

六、励磁机的运行维护

中、小型同步发电机的励磁机为直流发电机,运行中必须经常进行检查、维护,并及时发现异常现象,消除设备缺陷,保证长期安全、可靠地运行。

(一) 励磁机正常运行中的检查项目

- (1) 励磁机的电压、电流是否超过允许值,有无突然增加或减少现象;
- (2) 励磁机各部分温度是否正常,应符合表 9-5-9 的规定;

表 9-5-9 励磁机各部分温度升高的限度($^{\circ}C$)

励磁机各部分	A 级		E 级		B 级		F 级		H 级	
	度	阻	度	阻	度	阻	度	阻	度	阻
励磁机磁场绕组 有换向极的电枢绕组	50	60	65	75	70	80	85	100	105	125
低电阻磁场绕组及补偿绕组 表面裸露的单层绕组	60	60	75	75	80	80	100	100	125	125
与绕组接触的铁芯及其它部件	60	—	75	—	80	—	100	—	125	—
换向器	60	—	70	—	80	—	90	—	100	—
滑动轴承	40									
滚动轴承	55									

注 1. 表中温升限度按周围温度 $40^{\circ}C$ 计。表中的“度”为温度计测量法;“阻”为电阻测量法。

2. 短时定额电机,各部分温升限度,允许较本表规定的数值高 $10^{\circ}C$ 。

(3) 励磁机运转的声音是否正常、有无异常气味,如发现有焦糊气味或异常声响,应立即查明原因并迅速消除;

(4) 检查主回路的连接点和绝缘,导体有无过热变色,绝缘有无枯焦及不正常气味;

(5) 重点检查换向器及电刷装置,其检查的内容如下:

- 1) 换向器表面的氧化膜颜色是否正常,有无换向火花,换向器表面是否有炭粉和油

垢积聚,刷架和刷握上是否有积灰;

2)电刷边缘是否破裂,是否磨损到最短长度;

3)电刷的刷辫是否完整,有无断裂或断股情况,电刷与刷架的连接是否良好,有无因刷辫碰触机壳而引起短路或接地情况;

4)是否有电刷或刷辫因过热而变色,电刷在刷握内有无卡涩或摆动现象;

5)各电刷之间的刷压是否均匀,电流分布是否均匀;

6)换向器是否有磨损不均、不平直度超过允许值、换向片间云母有无凸起引起电刷震动的情况。

(二)励磁机运行维护

励磁机运行中的维护工作,主要是对电刷的维护。

1. 运行中对电刷的维护

对运行中的励磁机电刷的维护工作,应由有经验值班人员担任。发电厂运行规程要求,维护人员在维护电刷前,应事先通知控制室值班人员和汽轮机司机,要求他们加强注意该机的运行情况,停止对该机的绝缘检测。因维护人员带电工作,故必须遵守有关安全规程的规定,在维护电刷时应防止触电、接地和短路,还应该防止卷轧事故和将异物落入机内事故。

对运行中的励磁机电刷的维护工作可分为以下几种:

(1)检查电刷的运行情况

检查电刷的运行情况,除察看有无电刷碎裂、刷辫断股及有无换向火花等情况,还应定期用手提拉每个电刷的刷辫,以检查各电刷之间的压力是否均匀和电刷在刷握中是否有卡涩或间隙过大的情况。对于个别电刷产生火花,要判断是由于压力过大或是压力过小所造成的。对于刷压过小的电刷,可适当增大弹簧压力。对刷压过大的电刷,应先将电刷取出在空气中稍加冷却,再放回刷握内适当减少弹簧的压力并稍微增大其它电刷的压力。如采用进一步加大刷压,反会使火花加剧,电刷进一步过载,最终导致电刷烧红和产生刷辫熔化现象。

(2)清除脏污

对于运行中的刷握和刷架上的油垢、炭粉和尘埃所造成的污垢,可用毛刷仔细清除,必要时可依次取出电刷逐个清扫,但一般宜在停机时进行。

(3)带电更换电刷

更换电刷必须采用型号相同的电刷。在拆下需更换的电刷时,应先将该电刷刷辫螺钉松开,取下刷辫,扳起刷握压板提出电刷。

选择合适的电刷装入刷握,试一下电刷与刷握的间隙是否合适。如间隙过小,应取出用玻璃砂纸打磨电刷至符合间隙要求。若间隙过大,则可挑选电刷中的较粗大者。电刷在刷握中的间隙修整合适后,先按照所换下电刷的弧面初步修出新电刷的弧面,再将

此电刷放入刷握内,用手稍加压力,使电刷与换向器表面接触稍磨一会,取出察看电刷镜面情况,并用锯条进一步修整后再放入刷握中磨合,再检查镜面的接触情况,直到电刷镜面与换向器表面接触面积达70%时即可。然后将刷辫固定,将电刷放入刷握内压好指压。最后用手提拉一下刷辫,检查刷压和间隙是否合适,并再检查一下刷辫是否连接良好。

励磁机运行更换电刷,最好每次每一刷架更换的电刷数不超过一块,以免因新电刷过多接触不良而引起未更换电刷产生换向火花。

励磁机电刷的维护应由专人负责,以便积累维护电刷的经验,记录电刷磨损的消耗量,寻找适合该机组的最佳电刷型号和观察刷握结构是否合适等。

2. 换向器的维护

励磁机换向器的维护,是一件细致和经常性的工作,是保证长期安全运行的重要工作。换向器维护工作的主要内容如下。

(1) 对换向火花的监视

励磁机在运行中,应经常仔细地观察有无换向火花,因为换向火花的大小和状态,是励磁机换向性能的综合反映。

换向火花的形态可分为:点状火花、粒状火花、舌状火花、爆鸣状火花、飞溅火花和环火状火花。随时掌握换向火花的发展变化,有利于及时调整和处理,尤其在初期出现小火花时应及时消除。因为小火花的累积和发展,将造成较大的火花。

运行中可用细帆布或00号细砂纸擦拭换向器表面,除去其表面的脏污和减薄氧化膜,从而使电刷与换向器的接触良好,减少换向火花,使换向得到改善。

另外,经常观察火花的变化情况,还可以较正确地判断产生火花的原因是出于机械方面的还是电磁方面的,给分析和消除换向火花创造有利条件。为了正确处理火花,列出火花等级如表9-5-10所示。

表9-5-10 换向火花等级标准表

火花等级	电刷下火花程度	换向器及电刷状态
1	无火花	
$1\frac{1}{4}$	电刷边缘仅有微弱的点状火花或有非放电性的红色小火花	换向器上没有黑痕及电刷上没有灼痕
$1\frac{1}{2}$	电刷边缘绝大部分有轻微的火花	换向器有黑痕,但不发展,用汽油擦其表面即能除去,在电刷表面上有轻微灼痕
2	电刷边缘全部或大部有强烈火花	换向器上有黑痕出现,用汽油不能擦除,同时电刷上有灼痕,如短时出现这一级火花,换向器上不出现灼痕,电刷不被灼焦或损坏
3	电刷整个边缘有强烈火花,同时有火花飞出	换向器上黑痕相当严重用汽油不能擦除,同时电刷上有灼痕,如在这样火花下短时运行,则换向器上将出现灼痕,同时电刷将被烧焦或损坏

(2) 保持换向器表面的清洁

励磁机在运行中,因为电刷的机械磨损而不断产生炭粉。少量的炭粉对滑动接触有

利,而过多的炭粉则是十分有害的,它会积存在云母沟中以及电刷和刷握之间,还会积存在升高片之间以及进入电枢端部绕组,容易造成片间短路和对地绝缘的降低,增加电刷冒火的可能性。因此,除在运行中用细帆布擦拭换向器表面外,还应在停机时吹风清扫换向器和清理刷架、刷握,检查换向片倒角情况和片间云母沟槽情况,如换向片有铜毛刺应随时剔除,如有炭粉被油污粘在云母沟内时,应用毛刷刷去,如换向片倒角和云母沟不合标准时,应重新倒角和下刻云母沟。

实践证明,保持换向器表面的清洁对于励磁机的安全运行有重大的影响,许多事故都是由于换向器维护不良所造成。

对于正常运行的发电机和励磁机,在维护电刷装置时应遵守下列规定:

- ①更换电刷时应采用同型号同一批出厂的产品;
- ②维护电刷时工作人员应穿绝缘鞋,站在绝缘垫上,穿工作服并扎紧袖口,应戴手套并使用良好的绝缘工具。女工作人员必须将长发卷在帽内;
- ③严禁用双手同时接触两个不同极性的带电部分;
- ④严禁用双手同时接触回路和接地部分;
- ⑤每周用吹灰器吹净换向器和滑环等处的灰尘。

七、发电机运行异常现象及事故处理

(一)同步发电机运行中的异常现象

1. 温度超过规定值

当检查发电机温度超过额定值时,应检查空气冷却器的阀门是否完全开放,冷却水的进水量是否正常。若冷却系统运行正常,则应降低发电机的出力,至温度正常为止。

2. 表计指示不正常

各种表的指示,直接反映了发电机的运行状况。由于表计及其回路等故障,会使表计指示失灵,例如:

- (1)当发电机带有负荷,而定子某相电流表指示为零;
- (2)电流表、电压表、功率表、功率因数表等之间的指示有很大的矛盾;
- (3)发电机负荷正常,而励磁系统表计的指示为零等。

若发生上述现象,值班人员无法了解发电机的真实运行情况,必将威胁着发电机的安全运行。因此,应立即通知有关人员进行处理,力争在短时间内消除异常现象,以免发展成为事故。

(二)发电机的振荡和失步

所谓发电机的振荡,是指当负荷突然变化时,由于转子惯性的作用,使转子的位移角(也称为功角) δ 不能立刻稳定在新的数值上,而引起在稳定值左右多次摇摆的现象,而失步是指当功角 δ 的摆动超过 90° 以后,输出功率反而随 δ 的增大而减少,致使发电机加

速,与电力系统失去同步。

1. 发电机失去同步的原因

当电力系统发生重大故障,破坏了发电机与电力系统的功率平衡,使发电机产生振荡而失步。此时,发电机在一瞬间向系统输出功率,在另一瞬间又从系统吸收功率。这种功率的来回传送,引起了电力系统的混乱,严重时能损坏发电机组,并使电力系统解列。

2. 发电机振荡和失步的现象

- (1)定子电流表的指针向两侧剧烈的摆动,其摆动的幅度大大地超过正常值;
- (2)发电机和母线上各电压表都发生剧烈的摆动,通常是电压降低;
- (3)有功功率表的指针在全刻度盘上摆动;
- (4)转子电流表在正常值附近剧烈地摆动;
- (5)发电机发出鸣声,其节奏与仪表指针的摆动一致;
- (6)当电压低于额定值的85%时,强行励磁间歇动作。

3. 发电机振荡和失步的处理

当发电机发生振荡事故时,应进行以下处理:

- (1)尽可能加大发电机的励磁电流,提高电压,有利于恢复同步;
- (2)减少发电机的有功功率输出,即减少汽轮机的进汽量,以利于发电机拉入同步;
- (3)将发电机与电力系统解列,待振荡消失后,再与电力系统并列运行。

(三)发电机出口断路器自动跳闸

1. 发电机出口断路器自动跳闸的原因

发生发电机出口断路器自动跳闸的原因,大概有以下几方面:

- (1)发电机发生内部故障,如定子绕组短路或接地、转子两点接地、发电机着火等;
- (2)发电机发生外部故障,如发电机母线短路等;
- (3)值班人员误操作;
- (4)保护装置及断路器机构的误动作。

当发电机发生出口断路器自动跳闸时,值班员应立即进行下列工作:

- (1)停用自动励磁装置,将励磁电阻调至最大位置;
- (2)检查自动灭磁开关是否跳开,如未跳开应立即切断,以防发电机内部故障扩大;
- (3)查明是否由于值班人员误操作所引起;
- (4)查明由何种保护动作所引起;
- (5)检查汽轮机危急保安器是否动作。

上述工作结束后,应立即根据不同情况进行处理。

2. 发电机发生出口断路器自动跳闸的处理方法

当发电机发生出口断路器自动跳闸时,应处理的方法如下:

(1) 发电机是由于主保护,如纵差、转子两点接地等保护动作而跳闸时,应详细检查保护区内的一切设备,并通知继电保护班检查保护动作是否正常。

- 1) 检查发电机的冷却空气室内是否有烟雾;
- 2) 打开发电机外壳的窥视孔,检查有无焦味、冒烟;
- 3) 测量定子绕组和转子绕组的绝缘电阻;
- 4) 检查发电机的电流互感器、电缆和隔离开关;
- 5) 打开发电机端盖,检查定子绕组端部情况。

如经上述检查,未发现任何故障现象时,可将发电机重新升压,如在升压过程中未发现异常现象,即可将发电机并入电网,否则应立即停机处理。

(2) 如果发电机是由于后备保护,如低压过流、负序电流等动作而跳闸时,应进行外部检查。此时若发现是电力系统或发电机母线、厂用电等故障而引起后备保护动作时,则无须检查发电机内部情况,待发电机与故障隔离后,即可将发电机并入电力系统运行。

(3) 如果发电机是由于汽轮机“危急保安器”动作而跳闸,此时应立即与汽轮机值班人员联系,问清原因,若是误动作,则降低转速后,挂上“危急保安器”,即可将发电机并入电力系统运行。

(4) 如果发电机是误跳闸。当发电机跳闸后,应迅速查明跳闸原因,并确认为误跳闸后,则应立即将发电机并入电力系统运行。

(四) 发电机的非同期并列

发电机与电力系统并列时,在没满足同期并列条件情况下,合上待并发电机断路器的瞬间,将产生巨大的冲击电流,发电机组会发生强烈的振动,此时,定子电流表指示突然升高,系统电压降低,发电机本体由于冲击力矩的作用而发出“吼”的声音,然后定子电流表剧烈摆动,发电机母线电压也来回摆动,这些现象都说明发电机是非同期并列。

发生非同期并列的原因,是发电机在并列时,没有满足同期条件的其中之一,或几个同期条件同时不满足的情况下产生的。这时由于冲击力很大,对发电机与之相串联的变压器、断路器等电气设备受到此巨大电动力作用和引起强烈发热,因此会造成极大的破坏,严重时,会将发电机绕组烧坏,端部变形。另外可造成系统振荡,严重时会使整个系统崩溃,同时发电机可能产生强烈的机械振动。

当待并发电机发生非同期并列时,应根据事故现象进行迅速而正确的处理,若汽轮发电机组产生很大的冲击电流和强烈的振动而且不衰减时,应立即先把发电机断路器、灭磁开关断开,解列并停止发电机。然后打开发电机端盖,检查定子绕组端部有无变形情况,查明确无受损后方可再次起动。

(五) 同步发电机的无励磁异步运行

发电机在运行中失去励磁电流,使转子磁场消失,称为发电机无励磁运行。

为了提高供电可靠性和不使事故进一步扩大,整体式转子汽轮发电机允许无励磁运

行 30min,从而有可能查出失去励磁的原因,并迅速恢复励磁。但由于失磁发电机定子电流增加会使定子线棒的端部过热,以及转子在异步运行时表面涡流损耗将引起转子表面特别是连接部位的发热,使转子温度急剧升高,因此,失磁发电机不能长时间运行。应根据所发生的现象尽快消除故障。

1. 无励磁运行时的现象

(1) 转子电流表指示为零(当发电机转子回路断线时)或接近于零(当励磁回路断开时,但尚有剩磁),校正器及复励电流增加。

(2) 定子电流显著增加并摆动。当发电机失磁后,定子电流开始下降,随即又逐步增大而且可能超过额定值,因为此时需要从电网吸取大量的无功功率,以维持发电机异步运行所需的磁化电流,从而引起定子电流显著增大。

(3) 发电机端电压及发电机母线电压降低并摆动。因为发电机转子上无励磁,其所需励磁电流是从电网中吸取大量无功而获的,故造成电压降低。

(4) 有功表指示降低并摆动。因为发电机无励磁运行时要限制输入电网的有功负荷。

(5) 无功表指示负值。因为由原来向电网输送无功功率变为从电网吸取大量无功功率,故无功表指针向下越过零位。

(6) 转子电压指示异常。此时如因转子短路造成失磁,则电压降低;如因转子开路造成失磁,则电压升高。

(7) 功率因数表指向进相。因为此时是从电网吸收感性无功负荷,即发电机向电网发出容性无功负荷,发电机电流超前其端电压,因此发电机进入进相运行,所以功率因数表指示进相。

(8) 上述各表计发生周期性摆动。因为发电机失去励磁就会失去同期,变成异步发电机运行,因此电压表、电流表和功率表等指针摆动,其摆动周期与发电机的转差率成比例。

(9) 随着上述现象的发生,汽轮机转速会升高,同时频率也略有升高,但不会危急保安器动作信号。

2. 无励磁运行的处理

同步发电机无励磁运行时应处理的方法如下:

当绑式的汽轮发电机在失去励磁时,应立即与电网解列,因为其结构特点不允许无励磁运行。

当整体式转子的汽轮发电机在失去励磁时,如果电力系统电压的降低可以允许且无损坏发电机的现象时,则不必将发电机与电网立即解列,而可采取措施尽快恢复励磁。这时首先应检查自动灭磁开关是否跳闸,若自动灭磁开关跳闸而发电机的断路器并未跳闸时,则可停用自动励磁调整装置,合上灭磁开关,逐渐恢复励磁。若在调节过程中发生

磁场变阻器接头接触不良(近似励磁回路断线)时,则可转动磁场变阻器手轮,看能否恢复励磁。经以上处理后,如仍不能恢复励磁,则应进行以下步骤。

(1)立即停用电压校正器、复式励磁、强行励磁,并将磁场变阻器手轮转到电阻最大位置。

(2)断开自动灭磁开关,并减低有功负荷到无励磁运行所允许的数值。

(3)查明励磁消失的原因,并尽可能加以消除。若是工作励磁回路故障且故障点可用工作励磁机出口隔离开关隔离者,则可用备用励磁机代替工作励磁机,以恢复励磁。

(4)当失磁发电机容量在电网中所占的比重较大时,发电机失磁后会使得电网电压严重下降,甚至会引起电网失步振荡,造成大面积停电事故,因此失磁发电机应立即从电网解列,并停机检查。

3. 造成无励磁运行的原因

发电机失去励磁,往往是由于励磁系统发生某些故障所引起的。在同轴直流励磁系统中,由于励磁回路断线,如转子回路断线、励磁机电枢回路断线、励磁机励磁绕组断线、自动灭磁开关受振动或误碰跳闸、磁场变阻器触头接触不良等造成励磁回路开路,或转子回路短路而造成励磁消失。

在半导体静止励磁系统中,因晶闸管整流元件损坏、晶闸管励磁调节器故障等引起的发电机失去励磁。

(六)发电机起动时升不起电压

新安装的发电机或大修后的发电机,当起动到额定转速后和开始升压时,励磁机电压和发电机电压都升不起来,这时应检查励磁回路(包括励磁机内部)有无断线,电刷位置是否正确,电刷接触是否良好。如果检查结果都正常,而励磁电压表又有很小的指示值,说明励磁绕组接错方向,应把励磁绕组正负极对换一下即可。如果励磁电压表指示为零,说明励磁机剩磁消失,应在励磁机励磁绕组上加直流电源(一般用蓄电池)进行充磁。充磁时,直流电源正负极应和励磁绕组正负两端对应接触一下即可,如图9-5-3所示。在进行外加直流电源充磁时,最好把灭磁开关断开,磁场变阻器电阻 R_c 调至最大位置,以防产生高电压。图9-5-3中的蓄电池电路中串联电阻 r ,它的作用是限制通过励磁绕组电流。

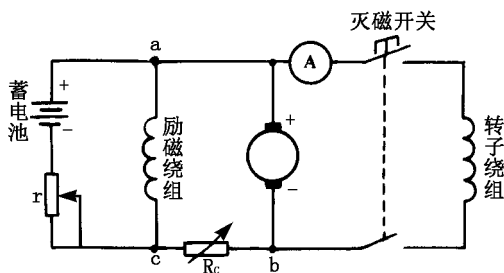


图9-5-3 励磁机外加直流电源充磁接线图

当调整励磁电阻给发电机升压时,励磁机有电压,发电机转子有励磁电流而定子没有电压。其原因是发电机的电压互感器及其回路有故障,应检查电压互感器的一、二次熔断器是否熔断或接触不良,二次回路是否断线等。

(七) 汽轮发电机转子两点接地

汽轮发电机的转子,在运行中可能会发生一点接地故障。这种故障多数是由于滑环绝缘损坏、转子槽口绝缘损坏,引线绝缘损坏,转子铜线严重变形和端部严重积灰所造成的,也有一些是因为槽绝缘损坏而引起的。

当转子发生一点接地时,应及时查找故障点,因为此时绕组与地之间尚未形成电气回路,因此故障点没有电流通过,励磁回路仍保持正常,发电机可继续运行。但若转子绕组一点接地后,在转子绕组和励磁系统中任一处发生第二点接地时,就会造成两点接地,使发电机跳闸,所以应尽快查出故障点及时排除,以保证发电机正常运行。

1. 发电机转子及励磁系统发生两点接地的现象

(1) 发电机控制盘上“励磁回路接地”或“转子回路两点接地”光字牌点亮;

(2) 转子电流(励磁电流)剧烈增加。如图 9-5-4(a)所示,转子绕组两点接地时,绕有一部分被短接,使回路电阻减小,故励磁电流(转子电流)要剧增;

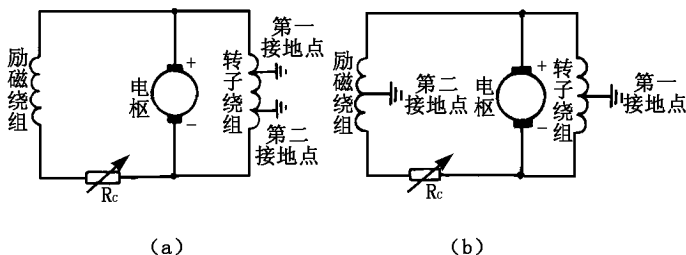


图 9-5-4 转子绕组两点接地情况

(a) 转子绕组两点接地 (b) 转子绕组和励磁系统两点接地

(3) 发电机无功负荷降低,功率因数可能进相。由于部分转子绕组被短路,绕组的匝数减少,使主磁通大大降低,因此发电机向系统输送的无功负荷显著降低,甚至变负(出现无励磁现象),这时系统向发电机供给无功负荷,功率因数变为进相,此时发电机的定子电流增加,甚至超过其额定值;

(4) 发电机发生强烈振动,由于磁极产生的磁力线对整个转子是对称的,当转子有部分绕组短路后,使磁场不对称,造成转子振动;

(5) 转子电压和定子电压降低,校正器电流增加,强行励磁可能动作,由于转子绕组部分短路,绕组的匝数减少,使主磁通降低,所以转子电压和定子电压降低。

2. 转子一点接地的处理方法

当发电机发生转子一点接地时应处理的方法如下:

(1) 当发电机转子的滑环至绕组的引接线与转轴相碰而发生一点接地(绕组两端正

极或负极接地)时,则转子两点接地保护装置不需投入。因为即使将它投入,当转子由一点接地发展到两点接地时,由于保护装置中的电桥不能平衡,此保护也不会动作。

(2)当发电机励磁回路发生一点接地时,应先切换至备用励磁系统工作,以便检查接地点是在转子回路,还是在励磁回路内。如果接地点在励磁回路,则两点接地保护应根据具体情况决定投入与否:

1)若接地点发生在励磁机的励磁绕组回路,则两点接地保护不能投入。当调整磁场变阻器电阻时,可能造成保护误动而跳开发电机。

2)若接地点发生在励磁电枢回路,而不是在正负极处,则可投入两点接地保护装置。

(3)当发电机转子绕组发生一点接地后,为防止发展成两点接地,应立即设法处理。按一般规定,发电机应转移负荷,停机处理。但因系统负荷需要或未做好转子检修工作准备,则仍可继续运行,但应将转子两点接地保护投入。

(八)励磁机整流子在运行中产生火花故障

1. 励磁机整流子产生火花的原因

(1)电刷牌号不符合规定,或部分换用了不同牌号的电刷。

(2)电刷压力不均匀,或不符合要求。

(3)电刷磨的过短。

(4)整流子和电刷表面不干净,可能在个别电刷上或全部电刷上发生火花,电刷烧伤严重。

(5)电刷和引线、引线和接线端子间的连接松动,发生局部火花。

(6)电刷在刷框中摇摆或动作滞涩,火花随负荷而增加。

(7)电刷振动,火花随振动大小而不同,其原因如下:整流子磨损不均匀,片间云母突出,电刷松弛,机组振动等。

(8)整流子竖片内侧过脏,造成整流片间短路,或竖片开焊。

(9)整流片间绝缘突出,整流子上有磨损或撞伤。

2. 励磁机整流子产生火花的处理方法

励磁机整流子产生火花时,应处理的方法如下:

(1)更换电刷时,应采用同一厂家同批同型号的产品。

(2)使电刷压力保持均匀,用弹簧秤检查电刷压力,并调整好。电刷压力应符合制造厂规定,一般为 $0.02 \sim 0.03 \text{ MPa}$,特别注意各电刷的压力均匀,其差别不应超过10%。

(3)电刷磨短至规定值时必须更换,一般由刷下边距铜辫至少应有 $5 \sim 6 \text{ mm}$ 。

(4)整流子和电刷表面应经常保持清洁,如有污物用净帆布擦拭其表面,以消除火花。

(5)检查电刷与铜辫的接触及引线回路中各部螺丝是否松动。

(6)检查电刷在刷框内的情况,能否上下自由活动,更换摇摆或滞涩的电刷。电刷在

刷框内应有 0.1 ~ 0.2mm 的距离。

(7) 由于电刷振动产生火花,应查明振动的原因。

(8) 整流子竖片内过脏,应停机进行清扫,将炭粉等脏物用压缩空气吹净,开焊处用银焊重新焊好。

(9) 修整整流子的片间云母绝缘,云母应凹下 1 ~ 1.5mm。如整流子磨损或撞伤严重,必要时进行车磨。

(10) 在停机时检查整流子的状态。用千分表测量整流子表面的摆度,最大值与最小值之差不应超过 0.05mm,整流子表面的凹凸不平,不应超过 0.5 ~ 1.0mm,否则应进行车磨。

(九) 发电机电压互感器故障

1. 发电机电压互感器故障的现象

发电机电压互感器故障时的现象如下:

(1) 发出预告信号及点亮光字牌(电压回路断线信号),低压继电器动作。

(2) 定子电压表指示偏低或为零。

(3) 有功及无功电力表的指示降低或为零。

(4) 三相电流表指示正常。

(5) 励磁电流、电压表指示正常。

(6) 无“机械危险”信号,发电机与电力系统并列正常。

2. 发电机电压互感器故障处理方法

发电机电压互感器故障时的处理方法如下:

(1) 报告值长,如“电压回路断线”信号来,应停用该发电机的复合电压闭锁过流保护(包括断开母联断路器的过流连接片),停用该发电机的强行励磁(即断开强磁开关);

(2) 通知汽轮机司机严密监视发电机运行,在故障未消除前,不得调整发电机有功及无功负荷。因为这时发电机电压互感器故障无电压信号,有功和无功表指示失灵。不允许直配线路起动较大容量的电动机防止保护误动;

(3) 检查电压互感器是否有异常现象,一、二次熔断器是否熔断,如一次熔断器熔断,更换时要拉开电压互感器的一次隔离开关,如二次熔断器熔断可带电处理;

(4) 检查处理击穿熔断器,使之正常工作;

(5) 检查电压互感器回路接头、隔离开关辅助触点有无松动及接触不良,检查时应做好安全措施。经上述检查与处理无效时,应立即联系检修人员处理,并汇报主管厂长及分场主任。

(十) 运行中励磁回路的绝缘电阻突然降低处理

发电机运行中励磁回路的绝缘电阻突然降低的处理方法如下:

(1) 应以压缩空气吹扫整流子或滑环,以恢复绝缘;

(2)如发现励磁回路绝缘电阻下降至零,经吹扫仍不能恢复时,应对励磁回路进行一次全面检查;

(3)发现异常应及时排除,如发现接地点,经测量是稳定性金属一点接地时,应立即投入发电机转子两点接地保护;

(4)将发电机横差动保护连接片由瞬时跳闸改为延时跳闸;

(5)及时联系调度,尽可能请示停机检修。

(十一)发电机内部发生着火

在发电机端盖上、冷却空气的窥视孔内以及出口风道中和其它地方等,发现有烟气、火星或烧焦的气味,说明发电机内已发生燃烧。

当发生上述现象时,应立即将发电机从电力系统中解列,断开灭磁开关,打掉危急保安器,隔离其电源进行灭弧,同时关闭冷却通风系统入口门。为了防止发电机主轴受热不均匀而弯曲,这时,汽轮机主汽门控制在低速旋转位置,应维持发电机在额定转速的10%左右转动(即额定转速为3000r/min的发电机应维持在200~300r/min的速度转动),然后开启水灭火装置,若水灭火装置损坏,除禁止使用泡沫式灭火器外,应动用其它一切灭火装置,如四氯化碳灭火器和二氧化碳灭火器等,以使发电机迅速灭火,但不可用砂子灭火,以免将来修复困难。

发电机灭火后,开启冷却通风系统,将出入口门打开,进行通风,使发电机降温,并关闭主汽门使发电机停止转动,但要定期盘车,盘车时间按现场规定执行。

八、发电机冷却系统

汽轮发电机在运行中,要产生损耗并转变为热能,使发电机各部分发热。为了保证发电机的绕组绝缘材料能在允许温度下长期运行,必须把铜损和铁损产生的热量排除出去,因此对发电机必须不断地进行冷却。发电机的冷却方法,现一般有以下3种类型:

(1)密闭式空气冷却;

(2)氢气冷却;

(3)水内冷却。

发电机冷却效果的好坏,对发电机的容量有极大的影响,因而冷却介质不同,其发电机出力也不相同。如空气冷却发电机改为氢气冷却运行时,可提高出力20%;若将氢冷发电机改换为空气冷却运行时,可降低原额定容量的40%,即只能在原额定容量的60%情况下运行。在氢气冷却系统中,由于氢是一切气体中最轻的气体,所以用氢作为冷却介质可以减少发电机的通风损耗和提高发电机的效率,但需要专设一套制氢装置。氢气又是易燃易爆气体,又要增加设备投资和运行中值班员的维护工作量,所以它一般适用于50MW以上的发电机组。采用水内冷的发电机因为水的散热能力很高,故冷却效果显著,对同容量的发电机,水内冷效果比空冷大50倍,比氢大12~13倍,但对水的质量和

定子、转子绝缘的要求很高。因此水冷却一般适用于 200MW 及以上的发电机组。空气冷却只适用于 25MW 及以下的发电机组。下面介绍密闭空气冷却系统的工作情况 如图 9-5-5 所示。

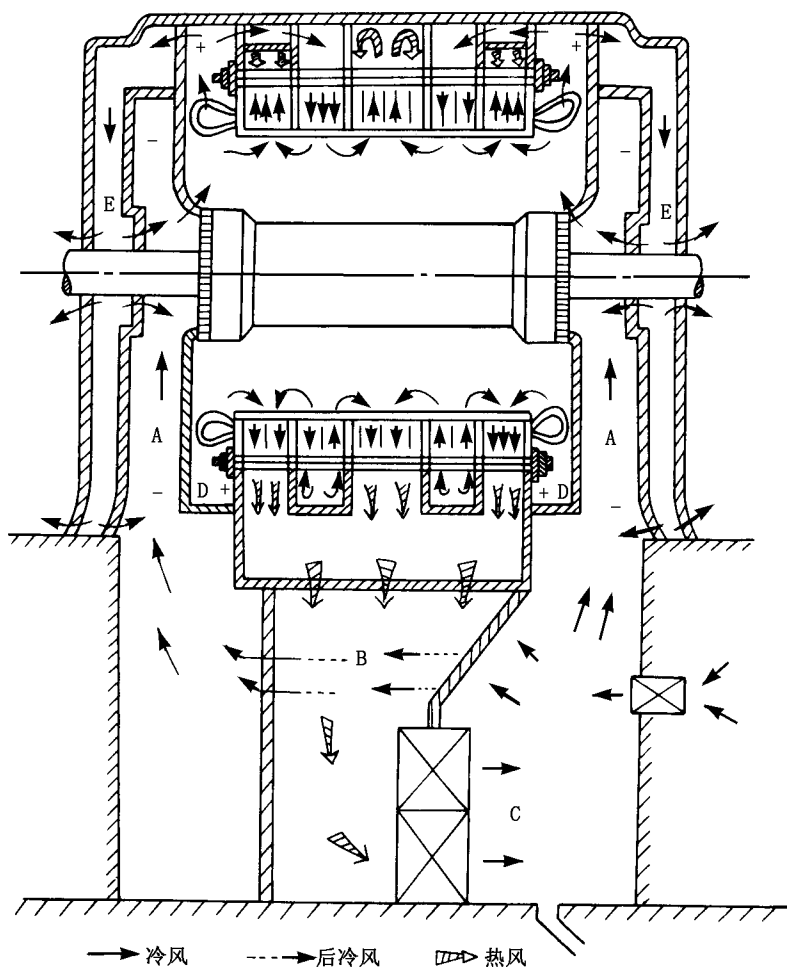


图 9-5-5 发电机密闭式空气冷却系统

当发电机转动时,由于转子两端风扇的作用, A 室形成负压,使冷风室 C 的冷风进入 A 室,然后经过风扇打到 D 室。D 室的风压较高为正压,并分为三路进入机体内部,第一路冷风到 E 室进行气封,防止潮湿空气进入发电机,第二路冷风通过转子端部进行冷却,然后经过铁芯到热风道,第三路通过冷风孔进行冷却发电机中部铁芯及转子,然后回到热风道。

发电机本体一共分 7 段, A 段为冷风道, 3 段为热风道。由热风道出来的热风都到热风室 B, 然后通过空气冷却器进行冷却, 变成冷风又回到冷风室进行循环。

九、发电机的保护

(一)发电机的故障、不正常运行状态及其保护方式

同步发电机不仅是电力系统的重要元件,而且是电力系统中最贵重的设备,它的安全运行对电力系统向用户可靠供电起着决定性的作用。因此,同步发电机必须配置能反应各种故障和不正常运行状态的性能良好的继电保护装置。

1. 发电机的故障和不正常运行状态

(1)发电机的故障主要有:定子绕组的相间短路、定子绕组同一相的匝间短路、定子绕组的单相接地、转子绕组一点接地或两点接地、励磁回路失去励磁电流等。

(2)发电机的不正常运行状态主要有:由于外部短路引起的定子绕组过电流;由于负荷超过发电机的额定容量引起的对称过负荷;由于外部不对称短路或不对称负荷引起的负序过电流和负序过负荷;由于突然甩掉负荷引起的发电机定子绕组过电压;由于励磁回路故障或强行励磁的时间过长引起的转子绕组过负荷;由于汽轮机的主汽门突然关闭而引起的发电机逆功率等。

2. 发电机应装设的保护

(1)纵差动保护。用于容量大于1000kW的发电机,反应定子绕组及引出线的相间短路。

(2)匝间短路保护。用于反应定子绕组相同一相的匝间短路。当发电机定子绕组每相有并联分支而在中性点侧有各分支的引出端时,应装设单继电器式的横差动保护;对中性点侧无各分支引出端的大容量发电机,则采用其他原理构成的匝间短路保护。

(3)单相接地保护。用以反应定子绕组单相接地故障。对于并联在发电机电压母线上运行的发电机,当发电机单相接地电流大于或等于5A时,应装设作用于跳闸的零序电流保护;当接地电流小于5A时,则装设作用于信号的接地保护,对于发电机—变压器组,一般在发电机电压侧装设作用于信号的接地保护。若发电机接地电流大于5A,则应装设消弧线圈;对于大型发电机组,一般应装设消弧线圈,将单相接地电流限制在1.0~1.5A以下,而且接地保护应具有大于95%的保护区。

(4)过电流保护。用以反应发电机外部短路引起的过电流,并作为发电机内部短路的后备保护。根据不同情况,采用下列保护:

1)对于容量大于50MW的发电机,一般采用负序过电流保护及单相式低电压启动的过电流保护;

2)复合电压(负电压及线电压)启动的过电流保护;

3)对于容量小于1000kW的小型发电机,采用普通过电流保护。

(5)负序过电流保护。为了反应不对称负荷或外部不对称短路,一般在50MW及以上的发电机上应装设负序过电流保护。

(6) 对称过负荷保护。用以反应对称过负荷引起的发电机定子绕组过电流,应装设接于一相电流的过负荷保护,保护作用于信号。

(7) 过电压保护。对于水轮发电机及大型汽轮发电机,应装设过电压保护,反应定子绕组过电压。

(8) 转子接地保护。对于水轮发电机,一般应装设励磁回路一点接地保护;对小容量汽轮发电机组,则可采用定期检测励磁回路绝缘装置,以发现励磁回路一点接地;对大型汽轮发电机,一般应装设一点接地保护。对两点接地故障,应装设两点接地保护并在发生一点接地后投入。

(9) 失磁保护。当发电机失去励磁后,若发电机不允许失磁运行,应利用自动灭磁开关的辅助触点连锁断开发电机断路器,对晶闸管励磁以及 100MW 及以上的发电机,应装设反应失磁时电气参数变化的失磁保护。

(10) 转子过负荷保护。在容量为 100MW 及以上采用晶闸管励磁的发电机上,可装设转子过负荷保护。

(11) 逆功率保护。对于大型发电机,为防止主汽门突然关闭,使汽轮机遭到损坏,可考虑装设逆功率保护。

为快速消除发电机的内部故障,在保护动作于发电机断路器跳闸的同时,应动作于自动灭磁开关跳闸,将发电机的励磁回路断开,并进行灭磁,使定子绕组不再产生供给故障点短路电流的感应电动势。

(二) 发电机的纵差动保护

纵差动保护用来反应发电机定子绕组引出线的相间短路,是发电机的主保护。

1. 带断线监视继电器的发电机纵差动保护原理接线

带断线监视继电器的发电机纵差动保护原理接线如图 9-5-6 所示,图中 KD1~KD3 为差动继电器,KS 为信号继电器,KCO 为差动保护出口继电器,LP 为保护投入或退出的连接片。KVS 为断线监视继电器,YT 为跳闸线圈,QF 为发电机断路器的辅助触点。

在正常情况下,每相差动回路两臂电流基本相等,流入差动继电器 KD1~KD3 的电流近似等于零,小于继电器的动作电流,继电器不动作。差动回路三相电流之和流入断线监视继电器 KCO 的电流亦近似于零,它小于 KVS 的动作电流,KVS 不动作。

如果发电机定子绕组及引出线发生相间短路,则短路相的差动继电器中流过短路电流使之启动,其触点闭合启动 KS 和 KCO。KS 动作于信号,告诉值班人员,差动保护已动作。KCO 动作后,上面一对触点 KCO1 作用于跳开发电机出口断路器 QF,下面一对触点 KCO2 作用于跳开发电机的灭磁开关,使发电机转子灭磁。外部相间短路时,差动回路的三相电流之和仍然接近于零,因此继电器 KVS 不会动作。

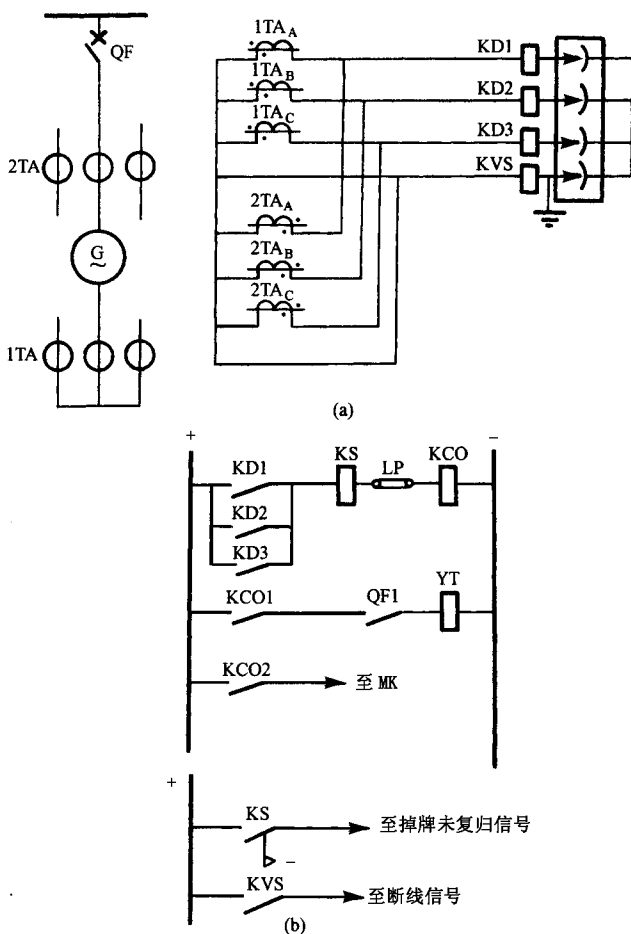


图 9-5-6 带断线监视继电器的发电机纵差动保护原理接线图
(a)交流回路图 (b)直流回路图

装设于发电机中性点侧的电流互感器,由于发电机的振动,其二次接线端子可能松动造成二次回路断线。断线相的二次电流流过断线监视继电器 KVS 的线圈,使之动作,经一定延时发出信号。

断线监视继电器的动作电流,根据经验可选为

$$I_{dz.j} = \frac{0.2I_N}{n_{TA}} \quad (9-5-1)$$

式中 n_{TA} ——电流互感器变比;

I_N ——发电机额定电流。

2. 高灵敏接线的纵差动保护

高灵敏接线的纵差动保护的動作电流小于发电机的额定电流,当电流互感器的二次回路断线,保护不会误动作,其原理接线如图 9-5-7 所示。图中, W_{cd-A} 、 W_{cd-B} 、 W_{cd-C} 和 W_{ph-A} 、 W_{ph-B} 、 W_{ph-C} 分别表示每相差动继电器的差动线圈和平衡线圈,KVS 为断线监视继

电器。差动线圈分别接于各相的差动回路,平衡线圈则串联起来接于差动保护的中性线回路,其极性和差动线圈的极性相反。

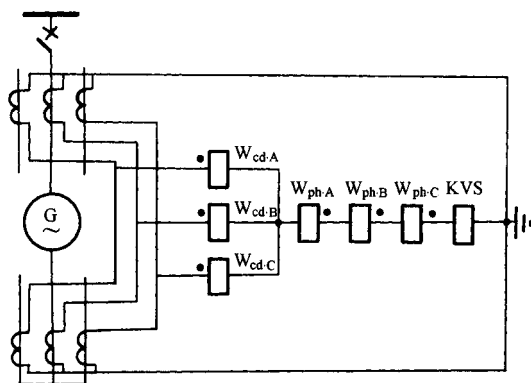


图 9-5-7 高灵敏接线的纵差动保护原理接线图

当保护区内发生相间短路时,短路电流流入故障相继电器的差动线圈,而该继电器的平衡线圈由于接在中性线回路中,并无电流通过,因此故障相的差动继电器动作于跳闸。

当电流互感器二次回路断线时,断线相差动继电器的差动线圈中和三个平衡线圈中均通过数值相等的负荷电流。由于差动线圈和平衡线圈的极性相反,因此,断线相差动继电器铁芯中的工作磁通互相抵消,继电器不会误动作,而非断线相的差动继电器中,只有平衡线圈通过负荷电流。只要适当选择平衡线圈的匝数,就可以保证非断线相的差动继电器不会误动作。

3. 纵差动保护的整定计算

纵差动保护的動作电流分别按以下两个条件选择。

(1) 正常运行情况下,电流互感器二次回路断线时保护不应动作。为此,保护的動作电流应为

$$I_{dz} = K_k I_N \quad (9-5-2)$$

式中 K_k ——可靠系数,取 1.3。

按此条件选择的纵差动保护原理接线如图 9-5-6 所示。

(2) 按躲开外部短路时不平衡电流整定。保护的動作电流为

$$\begin{aligned} I_{dz} &= K_k I_{bp, \max} \\ &= K_k \cdot 0.1 K_{fzq} K_{tx} I_{k, \max} \end{aligned} \quad (9-5-3)$$

$$I_{bp, \max} = 0.1 K_{fzq} K_{tx} I_{k, \max}$$

式中 K_k ——可靠系数,取 1.3;

K_{fzq} ——非周期分量系数,当采用具有速饱和变流器的差动继电器时, K_{fzq}

取 1 ;

K_{ix} —— 电流互感器同型系数 , 当电流互感器型号相同时 , 取 $K_{ix} = 0.5$;

0.1 —— 电流互感器的最大相对误差 ;

$I_{k \cdot \max}$ —— 发电机出口端三相短路电流。

对于汽轮发电机 $I_{k \cdot \max} \approx 8I_N$, 故其差动保护的动作为

$$I_{dz} = (0.5 \sim 0.6) I_N \quad (9-5-4)$$

对于水轮发电机 , 由于其 X_d'' 较大 , $I_{k \cdot \max} \approx 5I_N$, 故其差动保护的动作为

$$I_{dz} = (0.3 \sim 0.4) I_N \quad (9-5-5)$$

按此条件选择的纵差动保护原理接线如图 9-5-7 所示。

(三) 发电机的匝间短路保护

同步发电机的定子绕组每相可能只有一个绕组 (Δ 形接线) , 但容量较大的发电机也可能每相有两个并联绕组 (双 Δ 形接线) 。定子绕组的匝间短路 , 包括同一相绕组的匝间绝缘损坏 , 或有并联绕组时同相同分支被短接部分绕组为 α 和同相不同分支间的绝缘损坏故障 , 如图 9-5-8 所示。这种故障 , 纵差动保护是不能反应的。而且定子绕组匝间短路后 , 短路环内的电流可能很大 , 若不及时处理 , 将导致定子绕组单相接地或发展成为相间短路 , 所以在发电机 (尤其是大型机组) 上装设匝间短路保护是完全必要的。

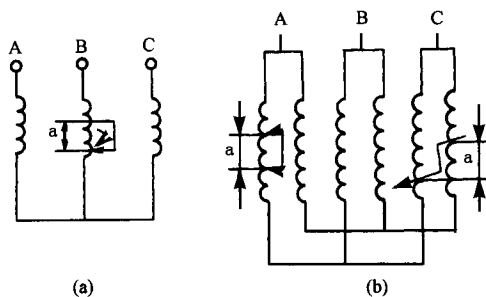


图 9-5-8 定子绕组匝间短路示意图

(a) Δ 形接线时 (b) 双 Δ 形接线时

1. 单继电器式横差动保护

对于每相有并联分支 , 而每一分支绕组在中性点侧都有引出端的发电机 , 可以采用单继电器式的横差动保护。

单继电器式发电机横差动保护的原理接线简图如图 9-5-9 所示。每相的两个并联分支分别接成星形 , 两星形接线的中性点间用导线连接起来 , 电流互感器 TA 接在两中性的连线上 , 电流继电器接在电流互感器的二次侧。

在正常运行或外部短路时 , 每一分支绕组流出该相电流的一半 , 因此流过中性点连线的电流只是不平衡电流 , 故保护不动作。

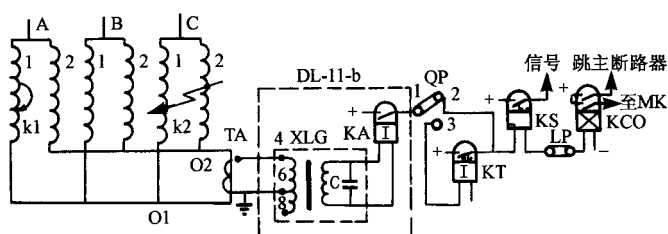


图 9-5-9 单继电器式横差动保护的原理接线图

若发生定子绕组匝间短路,则故障相绕组的两个分支的电动势将不相等,因而在定子绕组中出现环流。通过中性点连线,该电流将大于保护的動作电流,故保护动作。

在图 9-5-9 中,两个星形中性点 O1 和 O2 间的连接线上接入电流互感器 TA,其二次侧接到继电器 DL-11-b 上。该继电器由高次谐波滤过器 XLG 和执行继电器 KA 组成。XLG 的作用是阻止正常运行或外部短路时通过 O1、O2 间不平衡电流中的高次谐波(主要是 3 次谐波及其倍数谐波)进入电流继电器 KA。切换片 QP 有两个位置,正常时投入 1-2 位置,保护不带延时。当发电机转子绕组发生一点接地而被发现后,将 QP 切换成 1-3 位置,使保护的動作具有 0.5~1s 延时。带延时的目的是防止转子绕组发生偶然性的瞬间两点接地时,由于转子磁通的对称性遭到破坏,使同一相两并联分支的电势不等,因而在 O1、O2 间通过环流,造成保护误动作。保护出口继电器动作后,跳开发电机断路器,并使灭磁开关 MK 跳开。

根据运行经验,保护装置的動作电流可采用发电机定子绕组额定电流的 20%~30%,即

$$I_{dz} = (0.2 \sim 0.3) I_N \quad (9-5-6)$$

单继电器式横差动保护装置所用的电流互感器 TA 应满足动稳定的要求,其变比按下式计算

$$n_{TA} = \frac{0.25I_N}{5} \quad (9-5-7)$$

单继电器式横差动保护接线简单、动作可靠、死区小,同时能反应定子绕组中可能出现的分支开焊故障,因而得到广泛的应用。

对于容量为 200MW 及以上的发电机,由于结构紧凑,并联分支在中性点侧只引出三个端子,因而无法装设横差动保护。在此情况下,可以采用反应转子回路二次谐波电流构成的匝间短路保护。

2. 反应转子回路二次谐波电流的匝间短路保护

发电机定子绕组发生匝间短路时,定子绕组电流中有负序分量。负序分量电流建立的负序磁场,以同步转速沿着与转子旋转方向相反的方向旋转。因此,负序磁场在转子绕组中感应出二次谐波电动势,转子回路中出现二次谐波电流。利用该二次谐波电流,可以实现匝间短路保护。图 9-5-10 示出了该保护的原理框图。

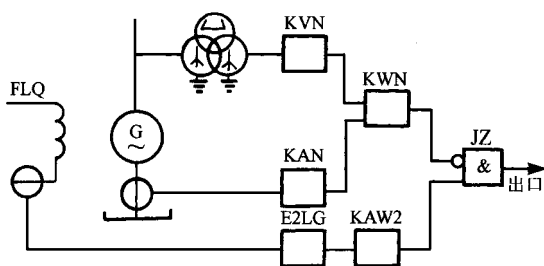


图 9-5-10 反应转子二次谐波电流匝间短路保护原理框图

KVN—负序电压滤过器；KAN—负序电流滤过器；KWN—负序功率方向继电器；

E2LG—二次谐波电流滤过器；KAW2—二次谐波电流继电器；JZ—禁止门

在正常运行、系统振荡或三相对称短路时，发电机定子绕组三相电流对称，转子回路不出现二次谐波电流，保护不会动作。但是，在发电机不对称运行或发生不对称短路时，定子绕组的负序分量电流也将在转子回路中感应出二次谐波电流。为了避免在这些情况下保护误动作，可加设起闭锁作用的负序功率方向继电器。因为匝间短路时的负序功率方向与不对称运行或发生不对称短路时的负序功率方向相反。这样，不对称情况下负序功率方向继电器使保护闭锁，匝间短路时便能使保护动作。

采用负序功率方向继电器后，保护的整定值只需按躲开与发电机正常运行时允许的最大不对称度（一般为 5%）相对应的在转子回路感应的二次谐波电流（可实测）来整定，保护的灵敏性较高。

（四）发电机定子绕组单相接地保护

为了安全起见，发电机的外壳总是接地的。因此，定子绕组绝缘损坏时所发生的外壳短路就是单相接地。单相接地发生的机会比相间短路与匝间短路要多。

单相接地故障主要是使故障点的电弧烧坏定子铁芯，并进一步发展成匝间短路或相间短路，使发电机定子遭受更为严重的破坏。单相接地故障时，定子铁芯烧伤的程度与接地电流的大小和故障持续的时间密切相关。我国有关规程规定：当接地电流等于或大于 5A 时，应装设动作于跳闸的单相接地保护；当接地电流小于 5A 时，一般装设作用于信号的接地保护。大型机组的定子铁芯增加了轴向冷却通道，结构十分复杂，检修很不方便。为此，应将大型机组的接地电流限制在更小的数值，例如不超过 1.0~1.5A。运行经验证明，即使接地电流很小，若不能被及时发现，故障的持续时间过长，也会造成对铁芯的严重损坏。特别是对于大型机组而言，中性点附近由于定子漏水而发生绝缘机械磨损的可能性增大。因此，对大型机组应装设无死区，即 100% 的定子接地保护。而且要求在保护区内任一点发生接地故障时都有足够高的灵敏系数。

1. 利用零序电压构成的接地保护

对于发电机—变压器组，发电机电压侧的接地电容电流一般小于 5A。即使对于大型发电机—变压器组，若接地电容电流大于 5A，也可在该电压网络中装设消弧线圈予以

补偿,使接地电流补偿到较小的数值。因此对于发电机—变压器组,由于接地电流均小于 5A,故可以装设作用于信号的接地保护。

作用于信号的接地保护。一般反应零序电压而动作,其原理接线图如图 9-5-11 所示。由图可见,该保护从机端电压互感器开口三角形侧取得零序电压,接入保护用的过电压继电器。

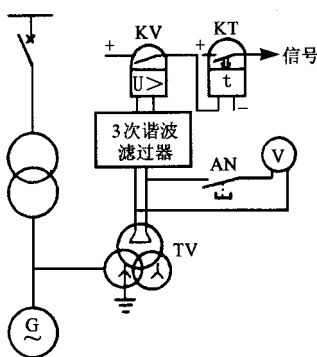


图 9-5-11 发电机—变压器组单相接地
保护装置原理接线图

在正常运行情况下,发电机相电压中存在 3 次谐波电压输出。在变压器高压侧发生接地短路时,由于变压器高、低压绕组之间有电容存在,发电机端也会产生零序电压。为了保证保护动作的选择性,其整定值应躲开上述 3 次谐波电压与零序电压。根据运行经验,过电压继电器的动作电压一般定为 15~30V 左右。

当靠近中性点附近发生接地故障时,零序电压低。如果零序电压小于电压继电器的动作电压,保护将不动作,因此该保护存在死区。死区的大小与整定值的高低有关。为了减少死区,提高保护的灵敏性,应采取措施降低电压。在图 9-5-11 中,3 次谐波电压滤过器即为此而设。此外,还可采用延时来躲开变压器高压侧的接地短路故障,也可利用变压器高压侧时零序电压将接地保护闭锁或使之制动。采取了上述措施后,保护范围将增大,中性点附近的死区将缩小,其保护范围约为由机端向中性点绕组的 85% 左右。

2. 利用 3 次谐波电压构成的 100% 接地保护

由于发电机气隙中的磁通分布并非完全正弦形,因而发电机定子绕组感应电机势中存在有 3 次谐波分量,其值一般不超过 10%。

设发电机中性点为 N 端,机端为 S 端,则在正常运行时,发电机 3 次谐波电动势为 E_3 ; 发电机每相对地电容为 C_G , 等值在 N 及 S 端,各为 $\frac{1}{2}C_G$; 机端其他连接元件对地电容为 C_1 ,如图 9-5-12 所示。

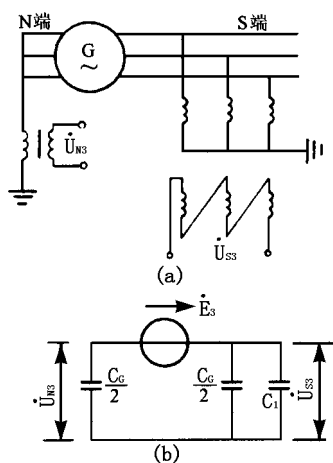


图 9-5-12 正常运行时 3 次谐波
电动势和对地电容等值电路图
(a)交流电压回路 (b)等值电路

由等值电路,可以将 C_1 与 $\frac{1}{2} C_G$ 并联,然后再与 $\frac{1}{2} C_G$ 串联求出总电容,电压 U_{N3} 与 U_{S3} 将与电容成反比分配。因而 \dot{U}_{N3} 和 \dot{U}_{S3} 可用下式求出

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_{N3} &= \dot{E}_3 \frac{C_G + 2C_1}{2(C_G + C_1)} \\ \dot{U}_{S3} &= \dot{E}_3 \frac{C_G}{2(C_G + C_1)} \end{aligned} \right\} \quad (9-5-8)$$

U_{S3} 与 U_{N3} 的比值为

$$\frac{U_{S3}}{U_{N3}} = \frac{C_1}{C_G + 2C_1} \quad (9-5-9)$$

式(9-5-9)证明,正常情况下 $U_{S3} < U_{N3}$,其比值与 E_3 无关。

当机端单相金属性接地时

$$U_{S3} = 0$$

而

$$U_{N3} = E_3$$

故

$$\frac{U_{S3}}{U_{N3}} = 0 \quad \text{即} \quad U_{S3} < U_{N3}$$

当距中性点 α 处单相接地时

$$U_{N3} = \alpha E_3$$

$$U_{S3} = (1 - \alpha) E_3$$

$$\frac{U_{S3}}{U_{N3}} = \frac{1 - \alpha}{\alpha}$$

分析可见,若 $\alpha > 0.5$ 则 $U_{S3} < U_{N3}$,若 $\alpha = 0.5$ 则 $U_{S3} = U_{N3}$,若 $\alpha < 0.5$ 则 $U_{S3} > U_{N3}$ 。

U_{N3} 、 U_{S3} 随 α 而变化的情况如图 9-5-13 所示。

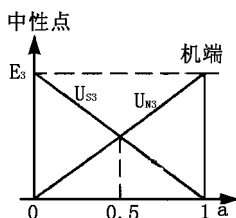


图 9-5-13 U_{N3} 、 U_{S3} 与接地点位置的关系曲线

综上所述,如以 U_{S3} 作为动作量,以 U_{N3} 作为制动量,则此套保护在 $\alpha < 0.5$ 时可以动作。再加装一套基波零序电压构成的接地保护,二者共同使用,便可获得 100% 的保护效果。

利用 3 次谐波电压和基波零序电压构成的双频式 100% 定子接地保护,型号为 LD-4 其原理接线如图 9-5-14 所示。图中, \dot{U}_N 和 \dot{U}_S 分别表示由中性点和机端取得的交流电压,由电抗变压器 1TL 的一次绕组与电容 C_1 组成对 3 次谐波串联谐振电路,由电感 L_1 和电容 C_3 组成基波串联谐振电路,因此加于整流桥 ZL1 的交流电压基本上是 3 次谐波电压,该电压与机端 3 次谐波电压成比例。ZL1 的整流电压经 C_5 滤波后作为动作量加入执行元件。电抗变压器 2TL 的一次绕组与电容 C_2 组成 3 次谐波串联谐振电路,电感 L_2 与电容 C_4 组成基波串联谐振电路,因此加于整流桥 ZL2 的交流电压基本上也是 3 次谐波电压,该电压与中性点 3 次谐波电压成比例。ZL2 的整流电压经 C_6 滤波后作为制动量加入执行元件。执行元件两端电压为

$$U_{ab} = |\dot{U}_{S3}| - |\dot{U}_{N3}|$$

当正常情况下, $|\dot{U}_{S3}| < |\dot{U}_{N3}|$, $U_{ab} < 0$, 执行元件不会动作;而当在 $\alpha < 50\%$ 处发生单相接地故障时, $|\dot{U}_{S3}| > |\dot{U}_{N3}|$, $U_{ab} > 0$, 执行元件动作。调节电位器 R_{w1} 便可改变保护的整定值。

中间变压器 TV 的一次侧接至机端电压互感器 1TV 的开口三角形侧,反应机端基波零序电压。经整流桥 ZL3 整流和兀形滤波器滤波后的直流电压加于电位器 R_{w2} , 调节其滑动端,可以改变基波零序部分的启动电压。当接地点靠近机端时,基波零序电压较高,执行元件动作。

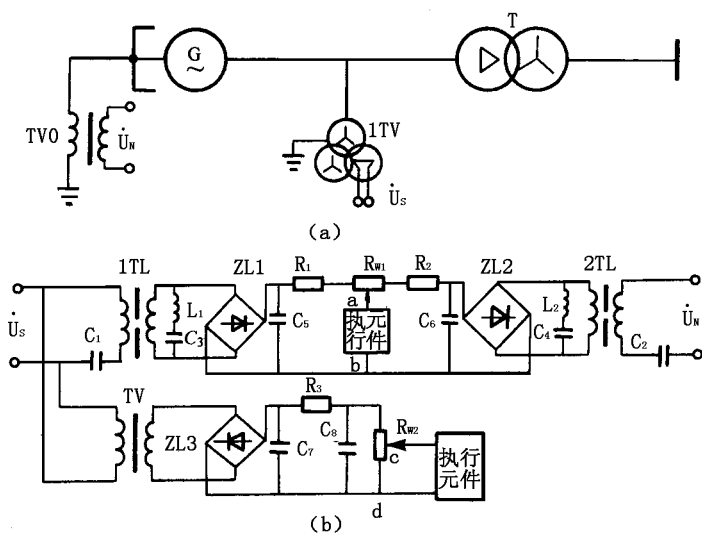


图 9-5-14 双频式 100% 定子接地保护原理接线图

(a) 一次系统接线示意图 (b) 保护原理接线图

由上述可见, 3 次谐波电压部分用于反应 $\alpha < 50\%$ 范围内的接地故障, 故障点越接近中性点, 该部分保护的灵敏性越高; 基波零序电压部分用于反应 $\alpha > 15\%$ 范围内的接地故障, 故障点越接近机端, 该部分保护的灵敏性越高。这样, 双频式保护构成了有 100% 保护区的定子绕组单相接地保护。

(五) 发电机励磁回路两点接地保护

发电机励磁回路因为绝缘损坏而发生一点接地是常见的故障。由于一点接地不会形成接地电流通路, 励磁电压仍然正常, 因此对发电机无直接危害, 可以继续运行。但当励磁绕组发生两点接地时, 该绕组将被短接一部分, 使气隙磁通失去平衡, 引起机组振动。两点接地时, 故障点将流过很大的故障电流, 从而烧伤转子本体, 而且形成了短路电流的通路, 可能烧坏转子绕组和铁芯。此外, 汽轮发电机励磁回路两点接地, 还可使轴系和汽轮机的汽缸磁化。因此, 两点接地故障的后果是严重的。对于大型汽轮发电机, 考虑到转子回路接地故障的可能性增加和机组本身重要程度的提高, 要求装设一点接地保护和两点接地保护。一点接地保护动作于信号, 并在一点接地后投入两点接地保护, 使之在发生两点接地时, 动作于跳闸。

1. 直流电桥原理构成的两点接地保护

利用直流电桥原理构成的转子两点接地保护目前仍得到广泛应用, 可多台发电机共用一套保护。当发现某一发电机转子出现一点接地后, 将保护投入该发电机, 以便运行中再出现第二点接地时, 将此发电机断开, 也可每台发电机单独装一套转子两点接地保护。

保护装置的原理接线如图 9-5-15 所示。转子绕组直流电阻 R_L ($R_L = R'_L + R''_L$) 和

电阻 R_f 构成直流电桥的四个臂。毫伏表 mV 和电流继电器 KA 接于滑动触头和地(发电机大轴)之间,即在电桥的对角线上。

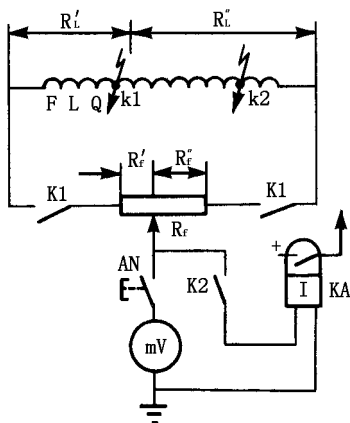


图 9-5-15 电桥式转子两点接地保护原理接线

当利用绝缘检查装置发现 k_1 点接地后,合上隔离开关 K_1 ,并按下按钮 AN ,调节电阻 R_f 的滑动触头,使毫伏表 mV 的指示为零。此时由 k_1 点分开的两部分绕组直流电阻 R'_L 、 R''_L 与由 R_f 滑动头分开的两部分附加电阻 R'_f 、 R''_f 组成的四臂直流电桥处于平衡状态。各臂电阻的关系为

$$R'_L R''_f = R'_f R''_L$$

然后合上刀开关 K_2 ,接入电流继电器 KA ,使保护投入工作。但此时,由于电桥已经平衡,处于对角线上的电流继电器无电流通过,保护不会动作。

当转子回路发生第二点(k_2 点)接地时, R'_L 的部分电阻被短接,电桥平衡遭到破坏,电流继电器中将有电流通过。如果该电流大于继电器的启动电流,继电器将动作,断开发电机。 k_2 点离 k_1 点越远,保护的動作越灵敏。

2. ZD-9 型转子两点接地保护

在大型机组上,为了减小转子两点接地保护的死区及操作方便,在每台发电机上单独装设一套动作电流小的转子两点接地保护。以下介绍 $ZD-9$ 型转子两点接地保护, $ZD-9$ 型转子两点接地保护的接线图如图 9-5-16 所示。

$ZD-9$ 型转子两点接地保护也是按电桥平衡原理构成的。当发生一点接地,由一点接地保护发出信号后,把励磁绕组滑环引出线接至 R_1 、 R_2 ,使 R_1 、 R_2 并联接入励磁绕组,此时连接片 $LP1$ 在接通位置,投入开关 $K1$,形成以接地点与平衡调节电阻的滑动点为对角线的四臂电桥,通过调节 R_1 或 R_2 使电桥平衡,毫伏表 mV 指示接近于零。然后断开连接片 $LP1$,接通连接片 $LP2$,保护即投入工作。当发生两点接地时,电桥平衡受到破坏,测量元件 $1JJ$ 、 $2JJ$ 动作,启动时间继电器 KT ,达到整定延时后中间继电器 KM 动作,经过

KM2 自保持 ,KM1 切断测量回路 ,防止极化继电器长时间带电而烧坏。KM3 闭合使指示灯 HD 发出红光 ,表示保护已经动作 ,KM4 接通跳闸回路 ,使断路器跳闸 ,同时 KM5 接通光字牌 ,在发电机控制屏上使“转子两点接地”光字牌发亮。保护动作完毕后 ,按下复归按钮 AN ,KM 解除自保持 ,整组自动复归。

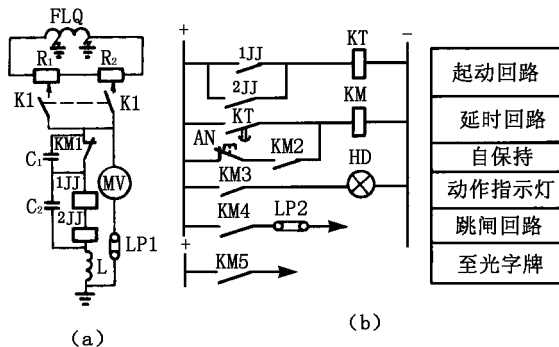


图 9-5-16 ZD-9 型转子两点接地保护接线图

(a)直流电桥回路 (b)保护的直流回路

由于 ZD-9 型转子两点接地保护采用了极化继电器作测量元件 ,其动作电流为 1mA 左右。因而灵敏系数高 ,保护的死区就较小了。

(六)发电机的失磁保护

1. 发电机的失磁运行

发电机失磁故障是指发电机的励磁突然全部消失或部分消失 ,引起失磁的原因主要有转子绕组故障、励磁机故障、自动灭磁开关误跳闸、半导体励磁系统中某些元件损坏或回路发生故障以及误操作等。

当发电机完全失去励磁时 ,励磁电流将逐渐衰减至零。由于发电机的感应电动势 E_d 随着励磁电流的减小而减小 ,因此 ,其电磁转矩也将小于原动机的转矩 ,从而引起转子加速 ,使发电机的功角 δ 增大 ,当 δ 超过静态稳定极限时 ,发电机与系统失去同步。发电机失磁后将从并列运行的电力系统中吸取感性无功功率供给转子励磁电流 ,在定子绕组中感应电势。在发电机超过同步转速后 ,转子回路中将感应出频率为 $f_c - f_s$ (此处 f_c 为对应发电机转速的频率 , f_s 为系统的频率)的电流 ,此电流产生异步制动转矩 ,当异步转矩与原动机转矩达到新的平衡时 ,即进入稳定的异步运行。

根据以上分析来看 ,汽轮发电机由于异步功率比较大、调速器比较灵敏 ,因此当超速运行后 ,调速器立即关小汽门 ,使汽轮机的输出功率与发电机的异步功率很快达到平衡 ,在转差率小于 0.5% 的情况下可很快稳定运行。故汽轮发电机在很小的转差下异步运行一段时间 ,原则上是允许的 ,但此时是否需要并允许其异步运行 ,则主要取决于电力系统的具体情况。如果电力系统中无功功率储备较大 ,即一台发电机失磁后 ,系统能够供给它所需要的无功功率 ,并能保证电网的电压水平时 ,则失磁后可以继续运行 ;反之 ,如果

系统中无功功率储备不足,则失磁后就不应该继续运行。

为此,在发电机上,尤其是在大型发电机上应装设失磁保护,以便及时发现失磁故障,并采取必要的措施,例如发出信号由运行人员及时处理、自动减负荷或动作于跳闸等,以保证电力系统和发电机的安全。

2. 发电机失磁保护的构成方式

由上述分析可知,发电机失磁后,将从系统吸收大量无功功率,测量阻抗和机端电压均会发生变化。因此,可利用阻抗元件 Z 作为失磁故障的主要判别元件,构成如图 9-5-17 所示的失磁保护。

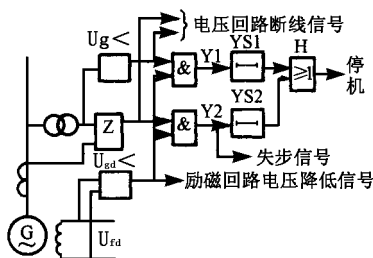


图 9-5-17 失磁保护原理方框图

当发电机失磁时,阻抗元件 Z 和励磁低电压元件 U_{gd} 动作,启动与门 $Y2$,立即发出发电机已失步信号,并经 $YS2$ 延时 t_2 后,通过或门 H 动作于跳闸。延时 t_2 用以躲过系统振荡或自同步时的影响,一般取为 $1 \sim 1.5s_0$ 。

如果失磁后,机端电压下降到低于安全运行的允许值,则母线低电压元件动作,与门 $Y1$ 开放,经 $YS1$ 延时 t_1 后,通过或门 H 动作于跳闸。延时 t_1 用以躲过振荡过程中的短时间电压降低或自同步并列的影响,一般取为 $0.5 \sim 1s_0$ 。

由于励磁低压元件 U_{gd} 的闭锁,在短路故障及电压互感器断线时, $Y1$ 和 $Y2$ 都无输出,因而保护不会误动。当电压互感器断线时,低压元件 U_g 或阻抗元件 Z 动作,均可发出电压回路断线信号。当励磁回路电压降低时,励磁低压元件 U_{gd} 动作,发出信号。

第二节 电动机的运行维护

一、电动机的允许运行方式

(一) 允许温度与允许温升

电动机的损坏,大多数是由于过热引起的。因为电动机在运行过程中,各种能量损耗都要产生热量。主要的能量损耗可分为可变损耗与不变损耗两部分。可变损耗中包

括定子绕组与转子绕组的铜损,因为绕组中有电阻,所以当电流通过电阻时,便产生 I^2R 的功率损耗,它随负荷的变化而变化,且随电流的平方正比例地增加。不变损耗中包括机械损耗和铁芯损耗。机械损耗是由轴承的摩擦和风扇与空气之间的阻力等形成的,其大小由转速决定。而在运行过程中,异步电动机的转速基本不变,因此机械损耗的大小也基本不变。铁芯损耗是由铁芯中磁通交变而产生的,其大小决定于铁芯中的磁通密度及磁通变化的快慢。铁芯损耗与电源电压的平方成正比,而在运行中由于电源电压几乎不变,因此铁芯损耗也基本不变。

在电动机的运行过程中,上述各种损耗最后都转化为热能,使电动机的绕组和铁芯发热,从而引起电动机各部的温度升高。在电动机过负荷运行时,若绝缘材料的温度超过了规定值,即使不会立即烧坏电动机,也将使电动机的寿命因绝缘迅速老化而缩短。因此,为了防止电动机的烧坏,电动机有规定的允许温度和允许温升,以便监视电动机运行中的各部分温度,保证电动机的正常运行。

电动机某个部件的温度与冷却介质温度之差,称为电动机的温升。电动机的温升与电动机铜损及铁损、散热通风条件、电动机的工作方式如连续、断续、短时等有关,还与温度的测量方法有关,因为测量方法不同,会造成所测的温度与被测部件中最热点温度之间存在着差别。因此,要使电动机能安全可靠地长期运行,必须使定子绕组最热点温度不超过绝缘材料的最高允许工作温度,也就是说,电动机的允许温升基本上取决于绝缘材料的等级。

电动机的温升为

$$\theta = T - T_n$$

式中 T ——允许温度,℃;

T_n ——周围额定空气温度,℃。

为了便于检查及正确反应电动机内部的发热情况,因此就必须规定其温升限额。图9-5-18所示为温升与时间的变化关系。图中,纵坐标是温升 θ ,横坐标是时间是 t , θ_s 最后的稳定温升。电机的损耗越大,稳定温升 θ_s 就越高。而电机的散热条件若好,如采用风扇冷却的电机,则稳定温升可以降低。实践经验证明,电动机绕组的稳定温升主要与铜损有关。例如,对于JO型电动机来说,当电压 U 等于常数,而电流自零增加至额定值时,定子绕组的温升增加 39.5°C ;而当电流 I 等于常数,而电压自零增加至额定值时,定子绕组的温升只增加 5.5°C 。所以,铁损对绕组发热的影响较小,主要是铜损影响电机绕组的发热。

电动机允许的连续工作容量主要决定于定子绕组、转子绕组和定子铁芯的温度,而这些部分的最高允许温度则决定于所用绝缘材料的等级和测量方法,因而根据电动机的绝缘等级及其温度测量方法,规定出允许温度 T 和允许温升 θ 。电动机的允许温度 T 和允许温升 θ ,一般应根据制造厂的规定执行,在任何运行条件下均不得超过此温度及温

升,但如无制造厂的规定时,也可参照表 9-5-11 的数值来监视电动机各部分的温度与温升。

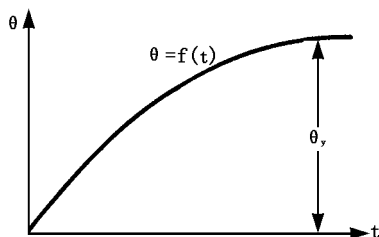


图 9-5-18 温升与时间的变化关系

表 9-5-11 电动机各部分最高允许温度与温升

(周围额定空气温度 $T_n = 35^\circ\text{C}$)

温度与温升($^\circ\text{C}$)	绝缘等级										测定方法	
	A 级		E 级		B 级		F 级		H 级			
	T	θ	T	θ	T	θ	T	θ	T	θ		
定子绕组	105	70	120	85	130	95	140	105	165	130	电阻法 ^①	
转子绕组	105	70	120	85	130	95	140	105	165	130		
定子铁芯	105	70	120	85	130	95	140	105	165	130		温度表法 ^②
滑 环	T = 105 $^\circ\text{C}$ $\theta = 70^\circ\text{C}$										温度表法	
轴 承	滚动	T = 100 $^\circ\text{C}$ $\theta = 65^\circ\text{C}$										温度表法
	滑动	T = 80 $^\circ\text{C}$ $\theta = 45^\circ\text{C}$										温度表法

①绕组温度用电阻法测量。利用金属导体的电阻随金属导体的温度增加的特性,可以从电机温度的变化得知电阻数值相应的变化,从而可以推算出电机的温度。

②铁芯温度用酒精温度计测量,在有磁场的地方,不能用水银温度计测量,以免水银中产生涡流损耗而发热。温度计应紧贴在铁芯上,并用油灰覆盖,以防止散热。

从表 9-5-11 可以看出,铁芯的允许温升规定与定子绕组温升相同,这是因为铁芯本身虽然可以承受更高的温度,但考虑到铁芯对定子绕组传热的影响,不使其附近的绝缘材料过热,所以规定铁芯与定子绕组的允许温升一样。另外从表 9-5-11 可看出,测量电动机各部件温度的方法,有温度表法、电阻法和埋入式检温计法。埋入式检温计法适用于大型电动机。

(二)冷却空气温度对电动机出力的影响

由于电动机的允许连续工作容量主要决定于各部件的温度,而这些温度受电动机周围冷却空气温度的影响很大,所以应考虑电动机的冷却空气温度与所带负荷的关系。当冷却空气为额定温度(一般 $T_n = 35^\circ\text{C}$)时,电动机可以在频率、电压正常的情况下带满负荷长期运行。当冷却空气温度高于额定温度时,电动机的出力就应该降低,而当冷却空气温度低于额定温度时,其出力可以升高。

一般电动机的冷却空气的额定温度 T_n 为 35°C 。若电动机周围的空气温度超过

35℃时,应先设法降低电动机外壳的温度,如无效果时,应适当降低电动机的负荷,其值如表 9-5-12 所示。

表 9-5-12 冷却空气温度升高时对电动机出力的影响

周围空气温度(℃)	电流 I_n 降低百分值(%)	周围空气温度(℃)	电流 I_n 降低百分值(%)
35	0	45	10
40	5	50	15

当周围空气温度低于 35℃时,则电动机的负荷可按表 9-5-13 所示的数值升高。

表 9-5-13 冷却空气温度降低时对电动机出力的影响

周围空气温度(℃)	电流 I_n 升高百分值(%)	周围空气温度(℃)	电流 I_n 升高百分值(%)
30	5	25 及以下	8

当冷却空气温度(室温)低于 +25℃以下时,由于电机绕组的散热能力变化不大,故冷却空气温度在 +25℃以下时,定子电流的增加仍规定不得超过额定电流的 8%。对于大容量的高压电动机采用空气冷却器冷却时,其入口风温不得低于 5℃,入口冷却水量以不使空气冷却器凝结成水珠为标准,以防止电动机定子绕组端部绝缘变脆。

电动机在额定冷却空气温度时,可按制造厂的额定数据运行;当冷却空气温度大于额定值时,应通过试验确定其运行数据。如无制造厂的规定,也可参照表 9-5-12、9-5-13 执行。

(三)当频率、电压与额定值有偏差时,异步电动机的运行

在电动机运行中,常常发生频率长期与额定值有偏差的情况。当频率在额定值时,电动机可以在额定电压变动 -5% ~ +10% 的范围内运行,其额定出力不变;而当电压在额定值时,电动机可以在额定频率变动 $\pm 0.5\text{Hz}$ 的范围内运行,其额定出力不变。

1. 在额定频率下电压变化时电动机的运行

(1)在恒定负荷下,当加在电动机定子绕组上的电压降低很多时,因 $U_1 \approx E_1 = 4.44K_1 f_1 \Phi_m$,从公式可看出电势与主磁通成正比地变化,所以电动机的电势和主磁通便减小,与电压平方成正比变化的电磁力矩也减小。此时,若不减少电动机的负载,使电动机的电磁力矩与制动力矩达到新的平衡,势必使转子的转速下降,转差增加。这样,由于定子旋转磁通切割转子导体的次数增多,于是转子导体内感应的电势和电流便随着增加,产生较大的电磁力矩,与制动力矩达到新的平衡。但由于转子电流的增加,必然使定子电流增大,以抵销因转子电流所产生的磁通对定子旋转磁通的影响,这样便会使电动机的发热增大,严重时甚至会将电动机烧坏。所以我们在使用电动机时,为了保证电动机的正常运行而不损坏,必须尽可能地使电压保持为额定值。

(2)在恒定负荷下,当电动机的外加电压增高时,与上述的情况相反,此时转子导体内感应的电流减小,定子的电流也相应地减小。这样,由于定子的铁芯损耗与电源电压的平方成正比,使定子的铁损增加。此时,虽使铁芯发热增大而造成温度升高,但由于绕组的电流减小,绕组的温度降低,因此铁芯温度的升高对绕组发热的影响甚微。

电动机在电压较额定值为高时的运行情况,比在电压较额定值为低时的运行情况好。当电动机电源电压提高10%时,对电动机的绝缘没有影响,而且力矩大量增加,还使电动机的运行轻松,并有利于自起动。但如果电源的电压过高,则会引起磁路的高度饱和,激磁电流急剧上升,发热情况恶化,同样会影响电机的绝缘。

(3)电压变化对异步电动机性能的影响,如表9-5-14所示。

表9-5-14 电压变化对异步电动机性能的影响

电 压	起动力矩及最大力矩	转 差	额定转速	额定效率	功率因数	额定电流	起动电流	温升
比额定值高 10%	增 21%	减 17%	增 1%	增 1%	减 3%	减 7%	增 10%	减 4℃
比额定值低 10%	减 19%	增 23%	减 2%	减 2%	增 1%	增 11%	减 10%	增 7℃

从表9-5-14可看出,电压增高10%,使定子电流减少7%,铜损随着降低,使温升降低,但由于电压升高而引起主磁通增加,使铁损增多,造成温升升高,但总的趋向使温升下降4℃。其次是由于电压增加引起力矩的增加,则改善了起动和自起动条件。再其次是由于绝缘的电气强度有一定的余度,提高电压10%,对电动机的绝缘不会发生危害。

从表9-5-14还可看出,电压降低10%,使定子电流增大11%,引起铜损增加,同时因转速降低使冷却条件变坏,这样使电动机温升增加7℃。且由于力矩减少19%,使电动机起动和自起动条件变坏。

(4)电压不平衡时电动机的运行。电动机电源电压的不平衡,使其三相电流亦不平衡,这样会造成电动机的个别相过热。为此,电动机在额定出力运行时,规定相间电压的不平衡不得超过5%。在轻负载时,如任一相定子电流没有超过额定值,则不平衡电流不得超过额定电流的10%。电动机在不平衡情况下运行,应设法及时消除,若无法及时处理时,应加强监视其发热情况。

2. 在额定电压下频率变化时电动机的运行

在额定电压下频率变化时,铁芯中的磁通密度将与频率成反比地变化,而空载电流也将相应地变化。当频率小于额定值0.5Hz时,频率的减少将引起磁通的增加,电磁力矩增大。此时,若不增加外面的负载使电动机力矩与制动力矩达到新的平衡,势必使转子的转速升高,转差减少,于是使转子导体内的感应电势和电流随着减小,它与定子磁通

Φ 间的相互作用也跟着降低,从而使电磁力矩减小,直到与制动力矩达到新的平衡为止。此时,由于转子电流的减小,必然使定子的电流也减少,以抵销转子磁通对定子旋转磁通的影响。这样,由于绕组电流的减少,使电动机绕组的温度降低;但由于磁通的增加,空载电流随之增加,使铁芯中的温度升高,但它对电动机运行的影响不大,所以,电动机频率较额定值低 0.5Hz 时,对电动机的绝缘没有很大影响,但电动机作功少了,实际上相当于减负载。

在恒定负载下,若电压不变而频率大于额定值 0.5Hz 时,情况与上述相反。

(四)电动机绕组绝缘电阻的容许值

电动机起动前,应用 500V 或 2500V 摇表测量绕组的绝缘电阻,合格后才能起动。若绝缘电阻不合格,则用红外线灯泡或在干燥室中进行电机的烘烤工作,直到绝缘电阻合格为止。电动机绝缘电阻的标准,一般高压电动机每千伏工作电压不低于 $1\text{M}\Omega$,380V 电动机和绕线式电动机转子不低于 $0.5\text{M}\Omega$,则认为合格。另外,运行中的电动机,绕组绝缘电阻的合格与否应与原始记录的数值相比较,当电动机绕组的绝缘电阻值较以前同样情况下(温度、电压、使用的摇表等级均相同)降低 50% 以上时,则认为不合格。

对备用电动机应定期测量绕组的绝缘电阻,经常起停的电动机,可减少测量次数,但每月至少测量两次。电动机绝缘电阻合格值为每千伏 $1\text{M}\Omega$ 。对经常处于停运状态的电动机,因容易吸收空气中的水分和脏物,所以电机绕组绝缘电阻合格值要提高些,高压电动机为 $10\text{M}\Omega$,低压电动机为 $3\text{M}\Omega$ 。若测出结果不符合要求,应进行烘烤处理,使其在良好的备用状态,以保证能随时起动。

大修后的大型电动机的轴承绝缘,应用 1000V 摇表测量其绝缘电阻,其值不应低于 $0.5\text{M}\Omega$ 。

二、异步电动机的起动和停止

(一)概述

电动机的起动就是把它接通电源开动起来。在刚接通电源的瞬间,电动机转速 $n = 0$, $s = 1$ 。随着电动机转速的升高,转差率减小,最后在某一稳定转速下运转,这就是电动机的起动过程。在生产实践中,异步电动机要经常开、停,因此它的起动性能对生产有着直接的影响。

异步电动机的起动性能包括起动力矩及起动电流两个方面。电动机运行的可靠性,在相当大程度上取决于起动性能的好坏。不适当的起动方法、太频繁的起动次数,会使电动机中经常流入较大的起动电流,造成热量的积累,这不仅增加了能量损耗,而且使电动机的绝缘因过热而老化,缩短电动机的寿命,严重时甚至烧坏电动机。因此,最好不要经常起动电动机,尤其是大容量电动机,更不宜经常起动。电动机起动时,过大的起动电流还将在电网上引起很大的电压降落,从而使负载端的电压在短时间内降低,这不仅使

电动机本身的起动力矩减小,甚至不能起动,而且影响到同一线路上的其他负载的正常工作,所以,我们希望起动时有较小的起动电流。为了缩短起动过程所需要的时间,以及在带负载情况下起动,我们还希望电动机有较大的起动力矩。但实际上,异步电动机的起动性能却是起动电流大,起动力矩小,因此为了限制起动电流,并得到适当的起动力矩,对不同容量的异步电动机应采用不同的起动方法。

关于起动电流,在电动机起动时转子尚未转动的瞬间,由于 $n = 0$, $S = 1$, 此时转差最大,定子旋转磁通切割转子导体的次数最多,转子绕组中的感应电势最大,所以转子电流也最大,因此定子电流也最大,它与额定电流的比值 $I_g/I_n = 5 \sim 7$ 。这个比值是电动机起动性能的重要指标之一,由于电动机转速逐步提高后,起动电流便随之逐渐减小,因此对电动机本身不会发生很大危害。

其次关于起动力矩,当异步电动机定子绕组加上三相对称电压后,在转子尚未转动的瞬间,转子上的电磁力矩 M_q 称为起动力矩,如图 5-5 所示,其大小为额定力矩的 0.95 ~ 2 倍,因此起动力矩并不大。若起动力矩 M_q 大于电动机的制动力矩 M_{zd} 时,则电动机就能转动起来,转速逐渐上升,转矩随转差的变化而变化,直到 $M_{dc} = M_{zd}$ 时,电动机便转入稳态运行。

下面详细分析一下异步电动机的起动性能。

先讨论转子电流。电动机在正常运行时,定子旋转磁场切割转子导体的速率是不大的,例如一台四极 ($p = 2$) 电动机,同步转速 $n_1 = 1500\text{r/min}$, 转子转速 $n = 1450\text{r/min}$, 则旋转磁场以 $n_1 - n = 1500 - 1450 = 50\text{r/min}$ 的速率切割转子导体,所以转子内感应的电势和电流都不大。但起动时,在转子尚未转动的瞬间,定子旋转磁场以 $n_1 - n = 1500 - 0 = 1500\text{r/min}$ 的最高速率切割转子导体,这时转子绕组内感应的电势很大,所以转子的电流也很大。

其次再看定子电流,它是空载电流和负载电流的向量和。而定子电流中的负载电流是随着转子电流增减而增减的,所以在电动机起动时,定子电流大,是由于转子电流大所引起的。根据异步电动机工作原理可知,在异步电动机的气隙中是一个合成旋转磁场。合成磁场每对极的磁通,就是异步电动机的主磁通 Φ_m , 它是由定子绕组的磁势 F_1 和转子绕组的磁势 F_2 共同产生的。如图 9-5-19 所示,假定合成旋转磁场以 n_1 的速度从右向左旋转,那么主磁通 Φ_m 切割转子导体而在其中感应的电势,根据发电机右手定则可知,在正半波下转子电势是流出纸面的,用符号 \odot 表示,负半波下转子电势流入纸面的,用符号 \otimes 表示。由于转子绕组是一个感性负载,转子电流落后于转子电势一个角度,因此,将转子电势分布情况逆着合成旋转磁场(即与 n 反向)移动一个角度,就得到如图 9-5-19 所示的转子电流分布情况。异步电动机的磁势平衡方程式为 $F_0 = F_1 + F_2$, 由于空载磁势 F_0 比较小,可以忽略不计,所以 F_1 和 F_2 在相位上几乎相反,大小基本上相等,即 $F_1 = -$

\dot{F}_2 。转子磁势 \dot{F}_2 的大小由转子电流决定,它对气隙主磁通 Φ_m 来说起去磁作用,如图 9-5-19 所示。在电动机起动瞬间($S=1$),合成旋转磁场切割转子导体的速度最大,因而转子感应电势 E_2 就大,转子电流 I_2 亦大,转子绕组的磁势 $F_2 = I_2 N_2$ 随之增大,去磁作用也就加强,造成合成旋转磁场大量被削弱。

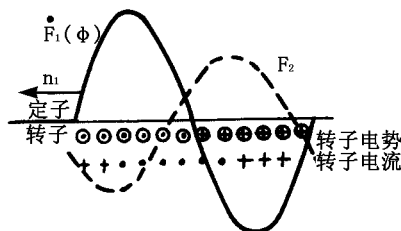


图 9-5-19 转子导体内感应电势及电流

由电动机工作原理可知,合成旋转磁场的主磁通 Φ_m 通是经过定子、空气间隙及转子铁芯而闭合的,所以合成旋转磁场切割定子绕组而在其中感应电势,这个电势是反对电流从电源流入定子绕组的,因此,这个电势称为反电势。在电动机起动时,由于合成旋转磁场被转子电流大量削弱,就使得定子绕组中的反电势降低,因此,为了抵销转子磁势 \dot{F}_2 的去磁作用,定子电流 i_1 及磁势 \dot{F}_1 就要相应增大,由此可知定子电流 i_1 是随着转子电流的增加而增大的。

起动后,随着电动机转速增高,定子旋转磁场切割转子导体的速度减小,转子导体中所感应的电势亦减小,转子导体中的电流随着减小,故与转子电流相平衡的定子电流也减小,使定子电流就从大到小,直至正常。

最后再看起动力矩,从电磁力矩 $M_{dc} = C_m \Phi_m I_2 \cos\varphi_2$ 的关系来分析,它与转子电流 I_2 、转子功率因数 $\cos\varphi_2$ 及旋转磁场主磁通 Φ_m 成正比关系。在电动机起动的瞬间($S=1$),起动电流 I_2 虽然很大,但是由于旋转磁场以很高的速率切割转子导体,使转子电路频率 $f_2 = f_1$,这时转子感抗 $X_2 = 2\pi f_1 L_2$ 很大,电阻 R_2 很小,即 $X_2 \gg R_2$,使转子功率因数角 $\varphi_2 = \text{tg}^{-1} \frac{X_2}{R_2}$ 接近 90° ,故 $\cos\varphi_2$ 很小,结果使起动力矩降低。另外由于起动电流大,定子绕组的漏阻抗压降增大,使感应电势 E_1 减小,其磁通 Φ_m 也相应减小($E_1 = 4.44f_1 N_1 \Phi_m$),使起动力矩降低。由于上述两个原因,使得起动力矩不按起动电流的倍数增长。

一般电动机,起动力矩为额定力矩的 1.5~2.4 倍,在轻载或空载起动的电动机,起动力矩为额定力矩的 1~1.8 倍,在重负载下起动的电动机,要求有很大的起动力矩,故起动力矩为额定力矩的 2.6~3 倍。

(二)异步电动机的起动方法

1. 三相鼠笼式异步电动机的起动方法

鼠笼式电动机有两种起动的办法,即在额定电压下的直接起动和降压起动。

(1)直接起动或称全压起动。在发电厂中容量达数百千瓦的鼠笼式电动机均采用直接起动方法。直接起动是指在起动时,通过隔离开关、断路器、接触器等开关设备,将额定电压直接加在电动机的定子绕组上,使电动机转动起来。

采用直接起动的方法与电源容量、电动机容量及电动机与电源的连接情况有关。

异步电动机与电源的连接。当异步电动机直接与同步发电机(电源)连接时,在电动机起动瞬间,电压下降大,但由于发电机电压调整装置的作用,使电压在 $1 \sim 2\text{s}$ 内就能恢复到原来的额定值,故规定电压下降允许值为 $15\% U_N$ 。当异步电动机通过变压器与电源连接时,在电动机起动期间,电压下降一直维持到电动机起动完毕才能恢复,故规定电压下降允许值为 $10\% U_N$ 。

异步电动机与电源容量的关系。当电源容量足够大时,可采用直接起动,一般估计:若小容量发电厂供电时,每 1kVA 的发电机容量只能供 0.1kW 的异步电动机直接起动。由变压器供电时,电动机的单机容量不应大于变压器容量的 20% 。

电动机能否直接起动,可根据下列经验公式决定

$$\frac{\text{起动电流 } I_q}{\text{额定电流 } I_n} \leq \frac{3}{4} + \frac{\text{电源变压器容量(kVA)}}{4 \times \text{电动机容量(kW)}}$$

式中 I_q ——电动机起动电流, A;

I_n ——电动机额定电流, A。

若满足上述条件,可采用直接起动,否则必须采用降压起动。

根据直接起动的设备,电动机供电回路,如图 9-5-20 所示。

在电动机供电回路中,宜装有隔离电器,如隔离开关等,便于隔离电源之用;其次装设保护电器,如熔断器、断路器等,以便切断短路电流;另外装设操作电器,如交流接触器、磁力起动器及断路器等,以便正常接通和开断回路。

1)厂用 $3 \sim 6\text{kV}$ 电动机供电电路。用装在供电电路中的隔离开关作为隔离电器,断路器作为保护电器及操作电器,如图 9-5-20(a)所示。

2)厂用低压电动机供电电路。有以下几种情况:

容量大于 55kW 的Ⅰ类电动机和容量为 75kW 及以上的电动机,如需集中控制时,则可采用自动空气开关作为保护电器和操作电器,如图 9-5-20(b)所示。

Ⅰ类电动机和容量大于 45kW 的Ⅰ、Ⅲ类电动机,如需就地控制时,则用手动操作自动空气开关进行,若需集中控制时,可与交流接触器 KM 配合进行,如图 9-5-20(c)所示。

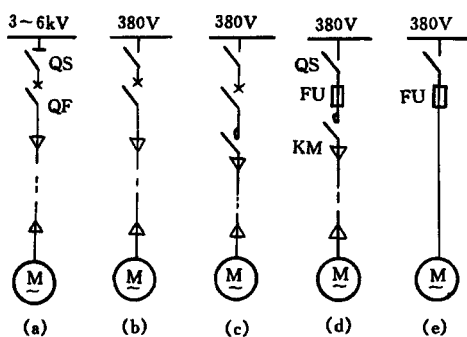


图 9-5-20 厂用电动机供电电路

QF—断路器 ;QS—隔离开关或闸刀开关 ;FU—熔断器 ;KM—接触器

容量小于 55kW 的Ⅰ类电动机,用装在供电电路中的闸刀开关作为隔离电器,熔断器作为保护电器,并在电动机附近装设交流接触器,以便就地进行操作,如图 9-5-20(d)所示。

容量为 45kW 及以下的Ⅱ、Ⅲ类电动机和容量为 5.5kW 及以下的Ⅰ类电动机,用装在车间配电盘上的三相刀闸和熔断器控制或用负荷开关控制,如图 9-5-20(e)所示。

(2)降压起动。降压起动就是用起动设备将加到电动机定子绕组上的电压降低,其目的是降低起动电流,但又要保证有足够的起动力矩。由于起动时,既降低了电压,又大大降低了力矩,因此,这种方法仅适宜于电动机空载或轻载起动。常用的降压起动方法有:

1)用 Y-Δ(Y-△)转换起动。此种方法只适用于三角接线运行的电动机,其原理接线如图 9-5-21(a)所示,先将开关 QK2 投向“起动”位置,使定子绕组接成星形,然后合上开关 QK1 将电源加到电动机上,使电动机起动,待达到稳定转速时,再将开关 QK2 投向“运行”位置,使定子绕组改接成三角形,这时相电压即等于线电压,电动机便正常运行了。由此可见,当定子绕组接成星形时,绕组的相电压为线电压的 $1/\sqrt{3}$,所以起动电流减到原来的 $1/3$,故起动力矩亦减小到原来的 $1/3$ 。

2)起动补偿器(自耦变压器)起动。利用自耦变压器来降低加于电动机定子绕组的电压,其原理接线如图 9-5-21(b)所示。起动时,先合上开关 QK2,使自耦变压器三相接成星形,然后合上开关 QK1,将自耦变压器原边接上电源。由于电动机接在自耦变压器副边上,因此电动机所承受的电压是经过自耦变压器降压后的电压,从而限制了起动电流,待电动机稳定转速后,先拉开开关 QK2,再迅速合上开关 QK3,电动机就正常运行了。此时的自耦变压器已从电网上切除。设自耦变压器的变比为 K_a ,原边电压为 U_1 ,则副边电压 $U_2 = \frac{U_1}{K_a}$ 便减小了,通过电动机的电流也成正比地减少了。又因原、副边电流关系

$I_q = I_1 = \frac{I_2}{K_a}$,可见原边电流即起动电流比通过电动机的电流还要小,实际上电动机的起动

电流为直接起动时的 $1/K_a^2$ 倍,因此叫补偿起动。

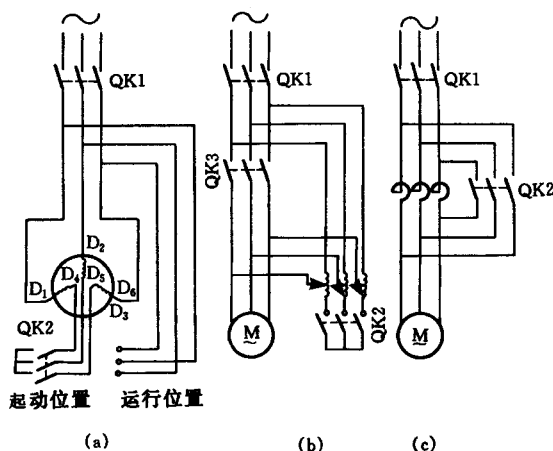


图 9-5-21 异步电动机降压起动原理图

(a) Y-Δ 转换起动 (b) 用自耦变压器起动 (c) 用电抗器起动

3) 用电抗器起动。如图 9-5-21(c) 所示,在电动机的定子线路中串入电抗器,可降低电压,减小起动电流,但也减小了起动力矩。其原理接线如图 9-5-21(c) 所示。在起动时,合上开关 QK1,由于在电抗器上产生一个电压降,故加在电动机上的电压比电源电压低,因此起动电流也就减小,待电动机转速稳定后,将开关 QK2 合上,这时电抗器被短接,电动机便正常运行了。

综上所述,对于鼠笼式电动机,无论采用哪一种起动方法,都是降低起动电压,从而减小起动电流,同时也减少起动力矩。现将三相鼠笼式异步电动机的三种起动方法的电压、电流、力矩的关系列出,如表 9-5-15 所示。

表 9-5-15 起动电压、电流、力矩关系

起动方法	电抗器降压	自耦变压器降压	Δ 接换 Y 接
起动电压	U_q/K	U_q/K_a	$U_q/\sqrt{3}$
起动电流	I_q/K	I_q/K_a^2	$I_q/3$
起动力矩	M_q/K^2	M_q/K_a^2	$M_q/3$

注 表中 U_q 、 I_q 、 M_q 为全压起动时的电压、电流、力矩; K 是倍数; K_a 是自耦变压器的变比。

(3) 高压鼠笼式异步电动机的起、停操作顺序

- 1) 如图 9-5-22 示,首先应检查断路器确在断开位置,然后投入继电保护装置;
- 2) 合上电动机母线侧隔离开关;
- 3) 检查和放上断路器的合闸和操作熔断器;
- 4) 当操作盘上的绿灯亮后,用控制开关或按钮合上电源断路器 QF,电动机红灯亮,绿灯灭,电动机就转动起来了。此时应监视电流表的指示应正常;
- 5) 有联动装置的电动机,应按要求先后投入有关切换开关。

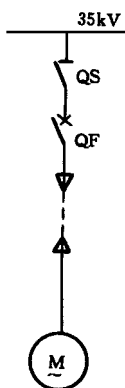


图 9-5-22 鼠笼式电动机操作电路

在电动机起动结束后,应检查电动机的运行是否正常。

电动机的停用操作顺序与起动操作顺序相反,不再赘述。

2. 绕线式异步电动机的起动方法

在一些要求起动电流小、起动力矩大的场合,需采用起动性能较好的绕线式电动机。

在起动时,可以在转子回路中串入可调电阻(变阻器)或频敏变阻器来限制起动电流。

(1) 转子串变阻器起动。这种方法是在转子回路内串入一组可调节的变阻器,以便调节转子回路中的电阻,它既可降低起动电流,又可提高功率因数和增大起动力矩。转子回路串入电阻起动,会使转子回路在相同的感应电势作用下通过的电流减少,故使与转子电流相平衡的定子电流也减少。其次,由于转子回路中电阻增大而感抗未变,故功率因数提高,因 $\cos\varphi_2 = \frac{R_2}{\sqrt{R_2^2 + X_{2s}^2}}$, 这使起动电流中的有功分量 $I_2 \cos\varphi_2$ 增加,故使起动力矩 $M_q = C_M \Phi_m I_2 \cos\varphi_2$ 增加,这就改善了异步电动机的起动性能。用起动变阻器起动的原理接线,如图 9-5-23 所示。

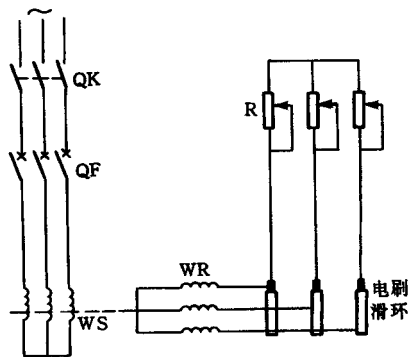


图 9-5-23 用起动变阻器起动电动机的原理接线

QK—刀开关; QF—自动空气开关; WS—定子绕组; WR—转子绕组; R—变阻器

转子三相绕组经过三个滑环及电刷与起动变阻器连接,这样在起动时全部电阻串入转子回路内。在电动机起动前,将电阻放在最大位置即起动位置,先合上电源闸刀开关 QK,后合上自动空气开关 QF,电动机便接通电源起动;在转子转动以后,把变阻器电阻逐级减小,最后通过短接装置将转子绕组短接,电阻全部切除,起动过程结束。

短接装置如图 9-5-24 所示,它在转子的轴上装有啮合器,可由滑环短路手柄来使它沿转轴移动。啮合器上有三个接头,将啮合器移向右方时,这些接头使滑环彼此断开,滑环通过电刷与起动变阻器连接,处于如图 9-5-24(a)所示的起动位置。当起动过程结束时,将啮合器移向左方时,这些接头使滑环彼此相连,短接转子绕组,此时手柄上的凸轮将电刷架子的平板提起,使电刷举起,处于如图 9-5-24(b)所示的运行位置。这种装置需使滑环短路之后,电刷才能举起,从而保证了转子绕组电路经常处于接通状态,防止其开路和避免电刷与滑环接触而增加摩擦损耗。

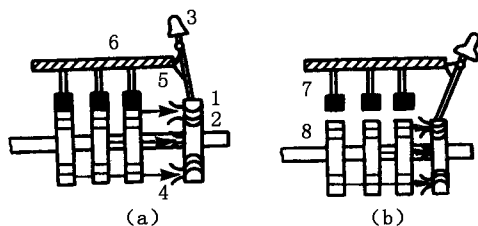


图 9-5-24 短接滑环的装置

(a) 起动位置 (b) 运行位置

- 1—啮合器 2—转子轴 3—滑环短路手柄 4—啮合器接头;
5—凸轮 6—平板 7—电刷 8—滑环

这种起动方式所需要的设备较多,结构复杂,运行中的维护工作量大,但是可以减少起动电流,提高功率因数,增大起动力矩。所以,它允许在重载下起动,这对于起动频繁、要求起动时间短和重负载起动的机械,如龙门吊车、起重机械等都可采用。

(2) 用频敏变阻器起动。在转子电路内串联频敏变阻器起动。频敏变阻器实际上是一个特殊的三相铁芯电抗器,它有一个三柱式铁芯,三个绕组分别套装在铁芯上,三相绕组一般接成星形。

频敏变阻器的铁芯是由厚钢板焊成的,所以当绕组接到交流电源上时,交变磁通就会在铁芯中产生很大的铁损,特别是涡流损耗很大。钢板愈厚,交变磁通频率愈高,磁通愈大,则涡流损耗愈大。由于铁芯饱和,故感抗较小,另外绕组的电阻也较小。

频敏变阻器的等值电阻和电抗都随转子电流频率而变,反映灵敏,故称频敏变阻器。频敏变阻器的三个绕组首端是通过电刷与电动机转子绕组连接的,电动机起动时,转子电流的频率 $f_2 = S f_1$ 达最高 ($S = 1$),铁芯中涡流损耗最大,即代表铁损的等值电阻最大,这就限制了起动电流,又增大了起动力矩。起动后,转子转速上升,转差减少,转子电流

的频率相应减少,于是涡流损耗减小,即代表铁损的等值电阻减小,因而就起到了自行逐渐切除电阻的作用。

起动结束后,转子绕组被短接,把频敏变阻器从电路中切除。其方法有下述三种:

- 1)若电动机滑环处具有提刷装置时,可直接利用它来短接。
- 2)若无提刷装置时,最简单的方法是在频敏变阻器前装一副三相短路刀开关。

3)用接触器的触点自动短接切除频敏变阻器。如图9-5-25所示,当电动机起动前,交流接触器常开触点2KM是断开的,所以频敏变阻器直接串在转子回路内。当电动机电源刀开关QK及自动空气开关QF合闸后,其辅助触点QF1接通,时间继电器线圈1KT通过接触器常闭触点1KM2接通电源而激磁,故触点1KT1闭合,1KT2延时闭合,于是通过电流继电器常闭触点KA使交流接触器线圈1KM激磁,其常闭触点1KM2断开,常开触点1KM1闭合,电流继电器常闭触点KA断开(因线圈KA激磁),此时红灯RD亮,绿灯GN熄灭,电动机就平稳地起动起来。

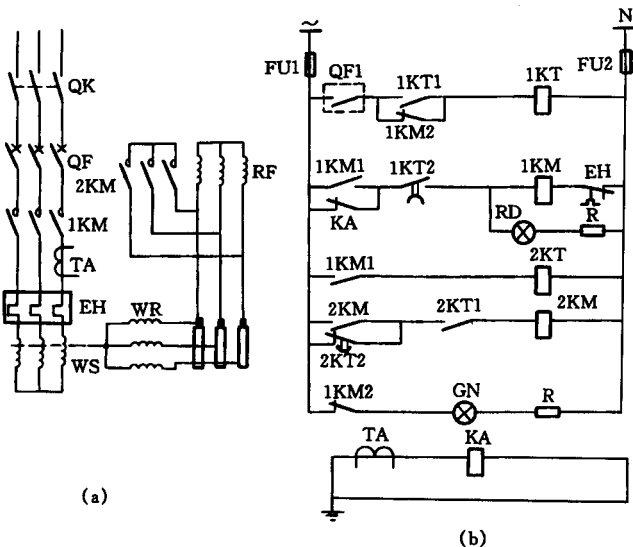


图9-5-25 绕线式异步电动机用频敏变阻器起动电路图

(a)频敏变阻器自动切除电路图 (b)操作电路图

QK—刀开关;QF—自动空气开关;RF—频敏变阻器;TA—电流互感器;EH—热偶继电器;
 KT—时间继电器;KA—电流继电器;R—电阻;RD—红灯;GN—绿灯;KM—接触器

电动机起动后,时间继电器线圈2KT因触点1KM1闭合而激磁,使2KT1闭合,于是交流接触器线圈2KM通过2KT2接通电源而激磁,因此常开触点2KM闭合,2KT2延时断开,此时频敏变阻器因常开触点2KM闭合而被自动短接切除。

(3)绕线式异步电动机的起、停用操作步骤如下(利用变阻器起动,见图9-5-23~图9-5-26):



图 9-5-26 绕线式电动机操作电路

- 1) 检查自动空气开关确在断开位置；
- 2) 合上电动机母线侧刀开关 QK；
- 3) 检查变阻器放在“ 起动 ”位置 ,使全部电阻加入；
- 4) 检查滑环短路手柄应在“ 起动 ”位置 ,使滑环间互不相连 ,电刷放下；
- 5) 合上电源自动空气开关 QF ,起动电动机；
- 6) 待电动机转速稳定后 ,将变阻器操作手柄逐渐扳到“ 运行 ”位置 ,即电阻全部切除 ,使电流平稳增大；
- 7) 将滑环短路手柄移到“ 运行 ”位置 ,滑环短路 ,电刷举起；
- 8) 将变阻器操作手柄扳到“ 起动 ”位置 ,即电阻全部加入 ,准备下一次起动。

在起动电动机时 ,运行人员应按电流表监视起动过程 ,起动结束后 ,应检查电动机的电流是否正常。电动机停用时 ,应先断开自动空气开关 ,再将转子回路的变阻器操作手柄扳到起动位置 ,这是为了防止操作过电压。

3. 异步电动机起动时的注意事项

(1) 电动机操作的基本原则是不能带负荷拉合隔离开关 ,以防止发生设备和人身事故。其操作步骤的规律是检修 \Rightarrow 冷备用 \Rightarrow 热备用 \Rightarrow 投入运行。在电动机起动前 ,应收回工作票 ,拆除安全措施 ,并进行检查 ,测量绝缘电阻合格后 ,方可进行起动。

(2) 起动前 ,设法转动转子 ,以证实转子与定子不相摩擦 ,被它所带动的机械也没有被卡住。如发现不能转动 ,应检查电路和机械部分。

(3) 合闸后 ,如无故障 ,电动机应能很快地进入稳定运行。如果发现转速不正常或声音不正常 ,应立即停机检查。

(4) 由于电动机在起动时 ,其电流很大 ,虽然时间很短 ,也会使电动机绕组的绝缘温度上升 ,故电动机频繁起动 ,会使绝缘温度上升 ,绝缘会过早损坏 ,甚至烧坏电动机。为此 ,对鼠笼式电动机 ,在冷、热状态下允许起动的次数 ,应按制造厂的规定进行 ,如无制造厂规定时 ,可根据被带动设备的机械特性和起动条件验算确定。在正常情况下 ,允许在冷状态下连续起动 2 次 ,每次间隔时间不得小于 5min ;在热状态下只允许起动 1 次。只

有在处理事故时以及启动时间不超过 2 ~ 3s 的电动机 ,可多启动 1 次。

对绕线式电动机 ,由于转子回路串入电阻 ,改善了起动性能 ,使起动电流大大减小 ,故对起动次数没有规定。

三、电动机运行中的监视和维护

机组运行人员的经常监视和维护是很重要的。因为异步电动机的运行状况会通过表计指示、温度高低、声音变化和焦臭味等现象表现出来 ,因此值班人员只要勤监视及勤维护 ,定能及时发现和处理异常情况 ,以保证电动机的安全运行。

(1)电动机在运行中 ,发出的声音是均匀及平稳的 ,若有尖叫、摩擦及振动等异常声音或发现有焦臭味 ,应立即查明原因 ,并迅速处理。

(2)要经常检查电动机的电流和温升是否超过允许值。若超过限度 ,应停机查明原因并迅速处理。

(3)检查轴承的润滑情况应正常 ,对油环式润滑的轴承 ,应注意油环转动是否灵活 ,轴承箱内的油是否充满到油位计所指示的位置 ,防止假油位。对强力润滑的轴承 ,应检查其油系统和冷却水系统运行是否正常。

(4)检查电动机轴承温度是否正常。电动机轴承的最高允许温度 ,应遵守制造厂的规定 ,如无制造厂规定时 ,可按照滑动轴承温度不应超过 80℃ ,滚动轴承温度不应超过 100℃ 的标准执行。电动机运行中轴承的监视温度应根据试验确定 ,如发现有不正常的升高时 ,应查明原因 ,设法消除。

滑动轴承所用的润滑油 ,应每半年更换 1 次 ,或根据油质化验结果决定。滚动轴承中所用的润滑脂 ,应每半年补充 1 次。

(5)检查电动机的振动是否正常 ,应符合表 9-5-16 规定。

表 9-5-16 电动机的转速与振动标准

转速(r/min)	振动标准(mm)	转速(r/min)	振动标准(mm)
3000	不超过 0.05	1000	不超过 0.10
1500	不超过 0.085	750 及以下	不超过 0.12

(6)电动机的电缆头是否漏油和电动机外壳接地装置是否牢靠。

(7)用少油式或真空断路器启动高压电动机时 ,除应检查所带动的机械是否卡住外 ,还应检查过电流保护整定值是否与电动机的起动电流相配合。

(8)按现场规定的时间 ,记录电动机表计的读数、电动机起停时间及原因 ,并记录所发现的一切异常现象。

(9)绕线式(或直流)电动机的电刷、滑环、整流子的检查 :

1)整流子和滑环上的电刷是否冒火花 ,若火花小 ,应清理电刷 ;若火花大 ,应由检修

人员处理。

2)电刷上的压力应为不冒火花时的最小压力,电刷在刷握内无幌动和卡住现象,电刷与刷握间保持 $0.1 \sim 0.2\text{mm}$ 间隙。

3)电刷软导线应完整,接触紧密,无与外壳短路。

4)电刷边缘应无磨损,如电刷磨损至离铜辫子 $2 \sim 4\text{mm}$ 时,应换上同一品种的电刷,因为不同品种的电刷导电率和截面的大小不同,会引起电刷的振动。

5)电刷及刷握内应无积垢,如有积灰,应用刷子或吹风机吹干净。在进行上述维护工作时,值班人员应注意安全,一定要避免将衣物卷入转动部分,并要穿绝缘鞋及站在绝缘垫上进行。

(10)注意电动机及其周围温度,保持电动机附近清洁,定期清扫电动机。

(11)由外部用管道引入空气冷却的电动机,应保持管道清洁畅通,连接处严密,闸门在正确位置。对大型密闭式冷却电动机,应检查其冷却水系统运行是否正常。

(12)备用中的电动机,应定期检查和试验,或轮换运行。对不能定期轮换运行的备用电动机,每半月测量定子绕组绝缘电阻1次,以保证能随时起动。

四、电动机的事事故处理

(一)概述

发电厂的厂用机械如给水泵、循环水泵、凝结水泵、引风机、送风机、磨煤机、排粉机等,都用电动机来拖动。这些机械即使短时停止运行,也足以引起电厂负荷的降低,甚至停机并有可能造成严重的事故。所以,当电动机运行中发生事故及异常现象时,运行人员应根据事故现象,迅速正确地判断故障性质及其原因,采取有效措施,及时处理,否则事故扩大,就会使火电厂降低负荷,甚至会使整个汽轮发电机组停止运行。

电动机在运行中,由于维护和使用不当,如起动次数频繁、长期过负荷、电动机受潮、机械性碰伤等,都有可能使电动机发生故障。

电动机的故障可分为三类:

第一类是由于机械原因引起的绝缘损坏,如轴承磨损或轴承熔化、电动机尘埃过多、剧烈振动、润滑油落到定子绕组上引起绝缘腐蚀而使绝缘击穿造成故障等。

第二类是由于绝缘的电气强度不够而引起的绝缘击穿,如电动机的相间短路、匝间短路、一相碰壳接地等故障。

第三类是由于不允许的过负荷而造成的绕组故障,如电动机的单相运行、电动机的频繁起动和自起动、电动机所拖动的机械负荷过重、电动机所拖动的机械损坏或转子被卡住等,都会造成电动机的绕组故障。

在电动机发生故障后,可按下列步骤进行检查:

(1)检查电动机的电源电压是否正常;

- (2)检查断路器和起动设备是否正常；
- (3)检查电动机所拖动的机械是否正常；
- (4)当电动机本身发生故障时,可卸下接线盒,检查接线有无断裂或焦痕；
- (5)检查轴承是否损坏,润滑油是否干枯、变质或缺油；
- (6)打开电动机端盖,检查定子绕组有无焦痕,并检查转子铜条是否断裂。

(二)电动机起动时的故障

电动机起动时,当合上断路器后,电动机不转,只听到嗡嗡的响声或者不能转到全速,其故障总的原因是阻力矩大于电磁力矩。具体而言是电源、负载及电动机本身三方面的原因。

(1)电源方面：

- 1)无电。操作回路断线,或电源断路器未合上；
- 2)定子回路中一相断线,如低压电动机熔断器一相熔断,断路器及隔离开关等的一相接触不良和定子绕组一相断开,不能形成三相旋转磁场,电动机就不转。

(2)电动机本身方面：

1)转子回路断线,如鼠笼式转子铜条或铝条与端环间的连接破坏,绕线或转子绕组焊头熔断,引线与滑环的连接破坏,电刷出毛病及起动装置回路断开等,使转子绕组内无电流或电流很小。

2)定子绕组接线错误。如三角形接线误接为星形,星形接线的电动机一相首尾接反,接上负载后,起动不起来。

3)定、转子绕组短路故障。当定子绕组短路时,引起电压降低,使继电保护动作分闸,断开定子回路而起动不起来；转子绕组串联电阻或绕组有短路,使转子回路电阻减少,导致起动力矩减少而起动不起来。

4)转子与定子铁芯相摩擦,等于增加了负载,使起动困难。

(3)负载方面：

1)由于电网负载过重,使电压过低,因电动机的电磁力矩与电压的平方成正比,当电动机所接母线电压过低时,造成阻力矩大于电磁力矩而起动不起来。

2)电动机过载运行,或所拖动的机械被卡住。严重时电动机就转不起来,且发出较大的嗡嗡声。

值班人员发现上述故障时,对高压电动机来讲,应即拉开该电动机的断路器及隔离开关,起动备用机组并用摇表检查故障电动机的定子和转子回路。若为380V电动机,可先用试验灯泡检查定子回路中的熔断器,如良好,则切断电源,起动备用机组,然后进行检查。

(三)电动机定子绕组单相接地故障

发电厂的厂用电动机分布在锅炉、汽机、化学及运煤等车间,而这些地方容易受到蒸

汽、水、化学药品、煤灰、尘土等的侵蚀,使得电动机绕组的绝缘水平降低。此外,电动机长期过负荷,会使绕组的绝缘因长期过热而变得焦脆或脱落,这都会造成电动机定子绕组的单相接地。在中性点不接地系统中,若一相全接地,则接地相的对地电压为零,未接地两相的对地电压升高 $\sqrt{3}$ 倍,同时在接地点有三倍正常运行时的相对地电容电流流过,因此,在接地点可能产生间歇性电弧(电弧周期性地熄灭和重燃)。由于电弧对相间绝缘的热作用,使定子绕组绝缘温度升高,绝缘过早损坏。若长期使电动机单相接地运行,则电动机会因过热而烧坏。

当电动机发生单相接地时,因各相之间的相间电压不变,所以允许短时间运行一段时间后切断电源,用500~1000V摇表进行检查。检查时,如测得相对地(外壳)的绝缘电阻值很低时,说明绝缘已经受潮,若绝缘电阻为零,则说明这一相与外壳相碰,已经接地,不能再继续运行,应进行吹灰及清理工作。运行现场若不能消除时,应由检修人员进行修理,将转子抽出后,用红外线灯泡烘烤或将电动机置于干燥室内烘干,一直到绝缘电阻合格为止。

(四)三相电动机单相运行的故障

三相电动机在运转过程中,当断去任一相电源时,便成了单相运行。三相电动机能在单相下运行,是由于惯性使转子继续转动,因此单相磁场能使电动机连续运行。若负载轻,电流不会太大,若近于满载,则通过电动机的电流将超过额定值,运转时间稍长,电动机的温升便过高,严重时将电动机烧坏。

三相异步电动机在运行中,如果一相熔断器烧坏或接触不良,隔离开关、断路器、电缆头及导线一相接触松动以及定子绕组一相断线,均会造成电动机的单相运行。电动机在单相运行时,转速下降,声音异常,电流增大,时间长了电动机就会烧坏。

根据国外事故统计资料分析,14台高压电动机造成单相运行的原因如下:由于定子回路断线造成者有10台,占71.5%;由于断路器的拉杆拉断而造成者有2台,占14.25%;由于电缆终端盒爆炸而造成者有2台,占14.25%。同时,9台是在起动时发生的,一台是在停用时发生的,4台是在运行中发生的;14台电动机单相运行时,有13台电动机是烧坏的,仅一台未烧毁。而181台低压电动机造成单相运行的原因如下:由于一相熔断器烧坏或一相熔断器接触不良造成者有135台,占75%;由于刀开关或磁力起动器上有一相接触不良而造成者有20台,占11%;由于定子绕组断线或电动机引出线盒中有一相接触不良造成者有26台,占14%。同时,有5台电动机是在起动时发生的,有176台电动机是在运行中发生的,除6台电动机被烧坏外,其余均未烧毁。从上面分析得知,绝大部分电动机单相运行是发生在起动和运行的时候,所以要尽量减少电动机的起动次数和加强对电动机在运行中的检查和维护工作。同时从事故原因看来,高压电动机发生的单相运行主要是定子回路断线,低压电动机发生的单相运行主要是一相熔断器烧坏,所以当高压电动机发生单相运行时,应首先检查定子回路是否断线,而低压电动机发生

单相运行时,应首先检查定子回路熔断器是否完好。

分析三相感应电动机定子回路一相断线情况时,应用对称分量法最为方便。按照这一方法,可把电源电压分解成正序分量、负序分量和零序分量,然后把各分量所产生的作用分别计算,再把所得的结果叠加。正序电压加至定子绕组,便产生一个正序电流,正序电流将在空气隙中产生正序旋转磁场,即与转子同向旋转的旋转磁场。负序电压加至定子绕组,便产生一个负序电流,负序电流将在空气隙中产生负序旋转磁场,即与转子反向旋转的旋转磁场。由于感应电动机一般没有中性线连接,故零序电流不能流通,即使有零序电流存在,它也不能产生旋转磁场,而仅产生微小的漏磁通,故可以不予考虑。如转子对于正序旋转磁场的转差率为 S ,则它对于负序旋转磁场的转差率便为

$$\frac{n_1 - (-n)}{n_1} = \frac{2n_1 - n_1 + n}{n_1} = \frac{2n_1}{n_1} - \frac{n_1 - n}{n_1} = 2 - S$$

由于感应电动机的阻抗随 S 而变化,故对正序电流和负序电流而言,便有不同的阻抗。设感应电动机对于正序电流的阻抗为 Z_1 ,称作正序阻抗;对于负序电流的阻抗为 Z_2 ,称作负序阻抗; r'_2 为当转子电流的频率为 Sf_1 时的转子电阻; r''_2 为当转子电流的频率为 $(2 - S)f_1$ 时的转子电阻。在双倍同步频率时,由于转子电流的集肤效应, r''_2 常较 r'_2 为大(r'_2 和 x'_2 是归算到定子方面的转子电阻和电抗)。

现在我们利用对称分量法来分析三相感应电动机定子回路一相断线的情况。如图 9-5-27 所示,若三相电动机 A 相断线,根据不平衡情况,可以写出

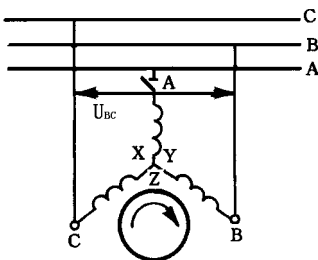


图 9-5-27 三相电动机的单相电路

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_A &= 0 \\ \dot{I}_B &= -\dot{I}_0 \end{aligned} \right\}$$

分解为对称分量后,便得零序电流 \dot{I}_{A0} 、正序电流 \dot{I}_{A1} 、负序电流 \dot{I}_{A2} ,则

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_{A0} &= 0 \\ \dot{I}_{A1} &= -\dot{I}_{A2} \end{aligned} \right\}$$

电动机单相运行时,将单相电流分解为正序电流系统和负序电流系统的矢量,如图 9-5-28 所示,正序电流的相序为 A_1 、 B_1 、 C_1 ,负序电流的相序为 A_2 、 B_2 、 C_2 。由图可得,定子单相绕组电流为

$$\begin{aligned} \dot{I}_1 &= \dot{I}_B = \dot{I}_{B1} + \dot{I}_{B2} \\ &= \dot{I}_{B1} - \dot{I}_{C1} = \dot{I}_{B2} - \dot{I}_{C2} \end{aligned}$$

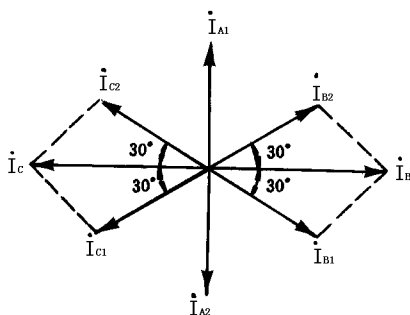


图 9-5-28 单相运行下定子电流的对称分量

未断两相间的电压为

$$\begin{aligned} \dot{U}_{BC} &= \dot{U}_B - \dot{U}_C \\ &= (\dot{U}_{B1} + \dot{U}_{B2}) - (\dot{U}_{C1} + \dot{U}_{C2}) \\ &= (\dot{I}_{B1} Z_1 + \dot{I}_{B2} Z_2) - (\dot{I}_{C1} Z_1 + \dot{I}_{C2} Z_2) \\ &= (\dot{I}_{B1} - \dot{I}_{C1}) Z_1 + (\dot{I}_{B2} - \dot{I}_{C2}) Z_2 \end{aligned}$$

以 $\dot{I}_{B1} - \dot{I}_{C1} = \dot{I}_B$, $\dot{I}_{B2} - \dot{I}_{C2} = \dot{I}_B$ 代入上式, 则得 $\dot{U}_{BC} = \dot{I}_B(Z_1 + Z_2)$, 而流入未断相的电流为

$$\dot{I}_B = \frac{\dot{U}_{BC}}{Z_1 + Z_2}$$

【例 1】 设有一台 3 相、4 极、380V、50Hz、星形连接的感应电动机, 定子电阻 $r_1 = 0.065\Omega$, 转子电阻 $r'_2 = 0.05\Omega$, 定子漏抗 $x_1 = 0.2\Omega$, 转子漏抗 $x'_2 = 0.2\Omega$, 转差率 $S = 0.02$ 。为了简单起见, 将激磁电流忽略不计。试求电动机的转速和每相定子电流值。

解: 当激磁电流略去不计时, 可取修正系数 $C_1 = 1$ 。每相电压

$$U_1 = 380/\sqrt{3} = 220(\text{V})$$

转速

$$\begin{aligned} n &= (1 - S)n_1 = (1 - S)\frac{f}{p} \\ &= (1 - 0.02) \times \frac{50}{2} \\ &= 24.5(\text{r/s}) = 1470(\text{r/min}) \end{aligned}$$

定子单相绕组电流 I_1 与转子电流 I'_2 相等, 即

$$\begin{aligned} I_1 = I'_2 &= \frac{U_1}{\sqrt{\left(r_1 + C_1 \frac{r'_2}{S}\right)^2 + (x_1 + C_1 x'_2)^2}} \\ &= \frac{220}{\sqrt{(0.065 + 2.5)^2 + (0.2 + 0.2)^2}} \end{aligned}$$

$$= \frac{220}{2.6} = 84.7 (\text{A})$$

【例 2】接例 1,当三相电动机定子回路一相断线时,假如电动机的负载和机械损耗都保持不变,激磁电流忽略不计,并在双倍频率时,由于转子电流的集肤效应,转子电阻将增加 20%,即 $r'' = 0.05 \times 1.2 = 0.06 (\Omega)$ 。试求该机在单相运行时的转速和流入未断线相中的电流值。

解 根据电动机单相运行的等值电路(图 9-5-29),它是将正序网络、负序网络串联起来的,则有

$$I_B = \frac{U_{BC}}{Z_1 + Z_2} = \frac{U_{BC}}{\sqrt{\left(2r_1 + \frac{r_2'}{S} + \frac{r_2''}{2-S}\right)^2 + (2x_1 + 2x_2')^2}} \quad (9-5-10)$$

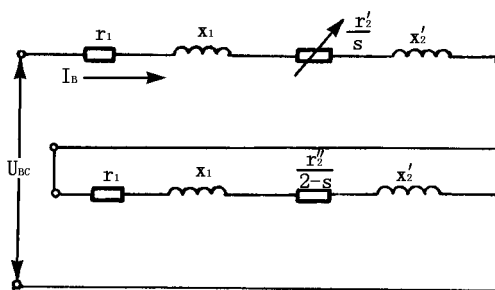


图 9-5-29 电动机单相运行等值电路

归算到定子方面的转子电流 I_2' 分解为正序分量 I_{21}' 及负序分量 I_{22}' ,则由图 9-5-28 知

$$\dot{I}_B = \dot{I}_{B1} + \dot{I}_{B2} = \dot{I}_1 = \dot{I}_2'$$

又因

$$\dot{I}_{B1} = \dot{I}_{21}', \dot{I}_{B2} = \dot{I}_{22}'$$

所以按绝对值计算 $|I_B|$ 为

$$\begin{aligned} |I_B| &= \sqrt{3} |I_{B1}| = \sqrt{3} |I_{B2}| \\ &= \sqrt{3} |I_{21}'| = \sqrt{3} |I_{22}'| \end{aligned} \quad (9-5-11)$$

单相运行时的内转矩

$$M = \frac{3p}{\omega_1} \left(I_{21}'^2 \frac{r_2'}{S} - I_{22}'^2 \frac{r_2''}{2-S} \right) \quad (9-5-12)$$

按式(9-5-11)得 $I_{21}' = I_{22}' = \frac{I_B}{\sqrt{3}}$

代入式(9-5-12)得

$$\begin{aligned} M &= \frac{3P}{\omega_1} = \left(\frac{I_B}{\sqrt{3}}\right)^2 \left(\frac{r_2'}{S} - \frac{r_2''}{2-S}\right) \\ &= \frac{P}{\omega_1} I_B^2 \left(\frac{r_2'}{S} - \frac{r_2''}{2-S}\right) \end{aligned} \quad (9-5-13)$$

将式(9-5-10)代入式(9-5-13),便得总转矩为

$$M_\Sigma = \frac{P}{\omega_1} \times \frac{U_{BC}^2}{\left(2r_1 + \frac{r_2'}{S} + \frac{r_2''}{2-S}\right)^2 + (2x_1 + 2x_2')^2} \times \left(\frac{r_2'}{S} - \frac{r_2''}{2-S}\right) \quad (9-5-14)$$

根据已知条件 $U_{BC} = 380V$, $r_2' = 0.05\Omega$, $r_2'' = 1.2 \times 0.05 = 0.06(\Omega)$, $x_1 = x_2' = 0.2(\Omega)$, $r_1 = 0.065(\Omega)$, 由于负载和机械损耗不变, 所以 $M_\Sigma = 344J$, $p = 2$, $\omega_1 = 2\pi f_1 = 2 \times 3.14 \times 50 = 314$, 将上述已知数代入式(9-5-14), 则有

$$\begin{aligned} 344 &= \frac{2}{314} \times 380^2 \left[\left(2 \times 0.065 + \frac{0.05}{S} + \frac{0.06}{2-S} \right)^2 \right. \\ &\quad \left. + (2 \times 0.2 + 2 \times 0.2)^2 \right] \times \left(\frac{0.05}{S} - \frac{0.06}{2-S} \right) \end{aligned}$$

化简后得

$$\frac{\frac{0.05}{S} - \frac{0.06}{2-S}}{\left(0.13 + \frac{0.05}{S} + \frac{0.06}{2-S}\right)^2 + 0.64} = 0.373 \quad (9-5-15)$$

用试探法求解 S , 当 $S = 13.2\% = 0.132$ 时

$$\begin{aligned} \frac{0.05}{S} - \frac{0.06}{2-S} &= 0.379 - 0.0321 = 0.347 \\ \left(0.13 + \frac{0.05}{S} + \frac{0.06}{2-S}\right)^2 + 0.64 &= 0.932 \end{aligned}$$

将两项计算值代入式(9-5-15), 便得

$$\frac{0.347}{0.932} = 0.372$$

与 0.373 相比误差很小, 故所取 S 值是满足要求的。

单相运行时的转速为

$$\begin{aligned} n &= (1-S)n_1 = (1-S) \frac{60f}{p} \\ &= (1-0.132) \times \frac{50}{2} \times 60 = 1302 \text{ (r/min)} \end{aligned}$$

流入未断线各相的电流按公式(9-5-10), 则有

$$I_B = \frac{U_{BC}}{\sqrt{\left(2r_1 + \frac{r_2'}{S} + \frac{r_2''}{2-S}\right)^2 + (2x_1 + 2x_2')^2}}$$

$$= \frac{380}{\sqrt{\left(0.13 + \frac{0.05}{0.132} + \frac{0.06}{1.868}\right)^2 + 0.8^2}}$$

$$= \frac{380}{\sqrt{0.932}} = \frac{380}{0.966} = 393(\text{A})$$

从上分析得知,三相电动机定子回路一相断线时,由于定子绕组中的负序电流在空气隙中产生负序磁场,它以两倍于转子的转速旋转,其方向与转子的旋转方向相反,因此转子中感应出两倍频率的电势和电流,造成转子铁芯的涡流损耗,又因集肤效应,而集中在转子表面,使转子电阻增加 20%。由于负序磁场相对于转子反向旋转,对转子轴起制动作用,使转子转速由 1470r/min 降至 1302r/min,转差率 S 由 2% 增加到 13.2%。因转差率增加,空气隙的旋转磁场切割转子导体的次数增多,使转子导体内感应电势增大,所以转子电流亦增大,因此引起定子电流相应增大。假定电动机的负载不变,当定子回路一相断线时,未断线两相绕组还要担负原来三相绕组的工作,因此,定子电流由 84.7A 激增至 393A,即增加到原值的 4.64 倍。所以电动机如长期单相运行,势必使电动机因过热而烧毁。这时电动机的过电流保护应动作,自动将电动机的电源切断。若保护不动作,或无此保护装置时,运行人员应根据电动机所产生的异常现象,确认电动机为单相运行时,则应切断电源,使电动机停止运行,并用摇表测量定子回路。若摇表指示很大或指示无穷大时,就说明该相断线。然后检查定子回路中的熔断器、断路器、隔离开关、电缆头及接线盒内接线接触是否良好。如果运行人员不能消除故障时,应由检修人员进行修理。

(五) 电动机的自动分闸

当运行中的电动机发生定子回路一相断线、绕组层间短路、绕组相间短路等故障以及电力系统电压下降时,在继电保护的作用下,该电动机的断路器便自动分闸。电动机分闸后,应立即启动备用机组,断开故障机组的电源,以保证整个系统的正常运行。待备用机组启动正常后,应对故障电动机进行检查。检查的项目包括拖动的机械有无卡住,电动机定子绕组、电缆、断路器、熔断器等有无短路的痕迹,保护装置是否误动作等,必要时,需对电动机进行绝缘电阻测量。

有些电动机没有备用机组,因此对于重要的厂用电动机,若分闸后没有明显的短路象征,为了保证供电,允许将已分闸的电动机进行强送一次。

(六) 电动机的故障停机

1. 应立即停机的故障

- (1) 发生需要立即停用电动机的人身事故。
- (2) 电动机及所带动的机械损坏至危险程度时。

2. 先启动备用再停机的故障

在下列情况下,对于重要的电动机可先启动备用电动机然后再停机。

(1)在电动机中发现有不正常的声音或绝缘有烧焦的气味时。运行中的电动机,声音突然发生变化,电流表所指示的电流值上升或降低至零,其原因为:

- 1)定子回路中一相断线;
- 2)电网电压下降;
- 3)绕组匝间短路;
- 4)被带动的机械故障。

(2)运行中的电动机,定子电流发生周期性摆动时,其原因为:

- 1)鼠笼式转子的铜条或铝条损坏;
- 2)绕线式转子绕组焊头损坏,滑环短接装置或变阻器接触不良等故障。
- 3)机械负荷发生不均匀地变化。

(3)电动机发热,定子电流未超过正常范围时,其原因为:

- 1)大型密闭式空气冷却电动机的冷却水系统发生故障;
- 2)进风门关闭,风道堵塞;
- 3)周围空气流通不畅,进风温度过高。

(4)轴承温度不允许地升高,并超过规定值时,其原因为:

- 1)供油不足;
- 2)油质不清洁,油中有水,油粘度过大,油种用错;
- 3)转动皮带拉得过紧,轴承盖盖得过紧,轴瓦面刮得不平,轴承的间隙太小;
- 4)电动机的轴或轴承倾斜;
- 5)中心不正或弹性联轴器的凸齿工作不均匀;
- 6)滚动轴承内部磨损;
- 7)轴承有轴电流通过,轴颈腐蚀不光,轴瓦合金熔解等;
- 8)转子不在磁场中心,引起轴向窜动、轴承敲击或轴承受挤压。

(5)电动机内或起动调节装置内出现火花或冒烟时,其原因为:

- 1)中心不正或轴瓦磨损,使转子与定子相碰;
- 2)鼠笼式转子的铜条或铝条断裂或接触不良。

(6)运行中的电动机发生剧烈振动时,其原因为:

- 1)电动机和所带的机械之间的中心不正;
- 2)机组失去平衡;
- 3)转动部分与静止部分摩擦;
- 4)轴承损坏或轴颈磨损;
- 5)联轴器及其连接装置损坏;
- 6)所带动的机械损坏;
- 7)鼠笼式转子端环有裂纹或与铜(铝)条接触不良;

- 8)电动机转子铁芯损坏或松动,转轴弯曲或开裂;
- 9)电动机某些零件(如轴承、端盖)松弛,或电动机底座和基础的连接不紧固;
- 10)电动机定、转子空气间隙不均匀超过规定值。

为了查明电动机振动的原因,必须将联轴器拆开,使电动机空载起动。如电动机在空载运行时正常,则说明引起振动的是电动机所带动的机械,应由检修机组的部门负责进一步检查并消除;如电动机在空载运行时就有很大的振动,则说明振动是由电动机本身引起的,这时应进行如下检查:

- 1)检查电动机机座和基础固定处的底脚螺丝是否松动;
- 2)检查端盖的紧固情况,检查轴承座与基础的固定情况;
- 3)仔细倾听电动机轴承的声音,注意在轴承上有无敲击声;
- 4)将电动机的电源切断后,再检查振动是否消除;
- 5)如经上述检查,振动的原因尚不知,则应将电动机解体,校验转子是否平衡,检查轴颈、轴承及转轴等的情况。

(七)绕线式电动机电刷冒火和滑环发热

1. 绕线式电动机电刷冒火

(1)绕线式电动机在运行中电刷冒火,其原因为:

- 1)电刷与滑环磨得不够光滑;
- 2)滑环表面不清洁或磨损严重;
- 3)电刷的压力不均匀,可用调整弹簧调整其压力;
- 4)滑环的轴向窜动过大。

(2)消除电刷冒火的方法如下:

1)研磨电刷,调整电刷压力,消除电刷和滑环上的污垢,必要时用“00”号玻璃砂纸打磨电刷或旋光滑环。

2)更换碎裂或较短的电刷。

3)电刷在刷框内应能活动自如,电刷与刷框的间隙应为 $0.1 \sim 0.2\text{mm}$,从刷框边缘到滑环表面的距离应约为 3mm ,如刷框中的电刷晃动太大,就应更换电刷。

4)电刷的压力,可用手拉的方法或用弹簧称来检查,并且只允许在电动机停机时进行。所有电刷的压力都应该调整均匀,否则各电刷间电流的分配不均,而使电流大的电刷温度升高。电刷应在保证不发生火花的条件下,采用最小的压力。

2. 绕线式电动机滑环发热

绕线式电动机运行中滑环、刷架及刷框发热,其原因是电刷上的压力过大,电刷和刷架间接触不良,电刷牌号不合适。其处理方法是调整电刷压力,使电刷接触良好,并更换不同的电刷牌号。

(八)故障电动机停止运行后,有下列之一者不得强送电

故障电动机停止运行后,如无备用机组或不能迅速起动备用机组时,为了保证供电,

允许将已切断的电动机进行一次重合,但有下列情况之一者,不得强送电。

- (1)电动机起动装置或电源电缆上有明显短路或损坏现象;
- (2)发生需要立即停用电动机的人身事故;
- (3)电动机所带动的机械损坏至危险程度时;
- (4)电动机分闸后,发现冒烟或绝缘有焦臭味等现象;
- (5)新安装或检修后的电动机起动时,电动机断路器由差动或过负荷保护动作而分闸,其可能原因是所带机械有故障;电动机或电缆内发生短路;绕线式转子电动机起动时滑环短路,或变阻器不在起动位置;保护装置动作电流整定值过小,过负荷保护时限太短。

(九)电动机定子绕组短路故障

电动机定子绕组短路包括相间短路和匝间短路,它们是由绝缘损坏造成的。电动机定子绕组发生相间短路时,被短路相定子绕组的匝数减少,阻抗随之减少,同时转差发生变化,致使定子电流急剧增大,使该部分线匝温度不断升高,有可能烧坏该部分线匝,同时还会发出不正常的噪声。一般情况下,保护动作分闸或熔断器熔断,迅速将电源切断。如果不及时切断电源,就会将定子绕组烧坏。

绕线式异步电动机,若转子有匝间短路时,则电动机很难起动,且转子会作反向摇摆振动。

(十)切、合大型高压电动机的操作故障

1. 断开高压异步电动机的过电压

在作电路分析中,高压异步电动机可以用一个等值电感 L 和一个等值对地电容 C 相并联的等值电路代替。断路器在合闸位置通过的电流为感性电流,当用断路器在电流过零值前切断时,即会引起电动机电路的振荡。在被切断的电动机等值漏感中储存在磁场中的能量为 $\frac{1}{2}LI_0^2$,截流瞬间电容 C 储存的电场能量为 $\frac{1}{2}CU_0^2$ 。磁场能量以 1kHz 频率与这个回路中的电容 C 发生振荡,并以振荡的形式全部转给电容 C ,这样便产生截流过电压,所以在电流被截断后,电容上总的电场能量为

$$\frac{1}{2}CU_{\max} = \frac{1}{2}LI_0^2 + \frac{1}{2}CU_0^2 \quad (9-5-16)$$

在切电动机后瞬间产生的过电压幅值为

$$U_{\max} = \sqrt{U_0^2 + \frac{L}{C}I_0^2}$$

式中 U_{\max} ——电磁振荡产生的过电压幅值, V ;

I_0 ——电动机截断电流, A ;

U_0 ——截流瞬间电容上的电压, V ;

L ——电动机等值漏感, H ;

C ——电动机及连线的等值对地电容, F ;

$\sqrt{\frac{L}{C}}$ ——电动机的波阻抗 Ω 。

从上述可知,在切电动机后瞬间,过电压幅值与电动机的波阻抗及截断电流成正比。一般在切断电动机后瞬间所产生的过电压幅值不大于 2.6 倍的额定相电压,这对电动机的绝缘有较大的威胁。

当用断路器切断大型高压起动状态的电动机时,因为较多的磁场能量转变为电场能量,所以产生的过电压可达 5~6 倍的额定相电压,严重威胁电动机的绝缘,造成绝缘事故。

为了防止上述故障的发生,可采取下列措施:

(1)采用阻容限压装置。它是由电容和电阻串联组成的一种限压装置,作为电动机绕组绝缘的过电压保护,可将操作过电压的幅值限制在额定相电压的 2.18 倍以下,这是因为电容元件可大大平缓过电压的陡度。该装置可并接在电动机上。

(2)采用氧化锌避雷器。用其作为电动机绕组绝缘的过电压保护,能有效地限制电动机操作过电压的幅值,一般能将过电压幅值限制在额定相电压的 2.5~3.0 倍以内。

2. 切、合高压异步电动机时的冲击电流

对运行中的大型高压异步电动机进行切换操作时,将会产生一个电磁暂态过程。电磁暂态过程所经历的时间越长越有利,其时间长短主要决定于时间常数 T ,它是由电动机的漏抗和电阻的比值决定的,即 $T = \frac{L}{r}$ 。通常由于小容量电动机的时间常数很小,切合时产生的暂态电流和电压很小,它对电力系统的影响也可忽略不计。而大型高压异步电动机的情况就不同,因其电阻一般比漏抗小得多,暂态过程中产生的电压、电流的自由分量衰减得很慢,以致经过若干秒后还对电力系统发生较强烈的影响。

当用断路器断开电动机电源后,虽然电动机的定子绕组与电源分开,且定子电流为零,但由于电动机内部因能量转换而引起的暂态过程中,当时间 $t = 0$ 时,其气隙磁通不会突变,这时将由转子电流维持其气隙磁通不变。因为此时转子回路内还存在着电流,该电流可维持一定时间,由于惯性转子在继续旋转,定子绕组因切割转子电流所维持的气隙磁场会感应出电势来,这就是电动机定子开路时的反馈电压,简称残压,其值为电动机所接母线的电压。反馈电压的数学表达式为

$$U_{\max} = U_n e^{-\frac{t}{T}} \quad (9-5-17)$$

式中 U_{\max} ——电动机定子绕组开路反馈电压幅值, V ;

U_n ——电动机稳态时端电压, V ;

T ——时间常数, s ;

t ——实际时间, s 。

由式(9-5-17)可见,当 $0s$ 之后即 $t > 0$ 时,反馈电压的幅值将按 $e^{-\frac{t}{T}}$ 指数规律衰减,在经过了等于时间常数 T 的这段时间(即 $t = T$)后,反馈电压值的幅值便减小。所以,一般使用 T 表示电动机反馈电压衰减特性。表9-5-17、表9-5-18列出了国内外大型高压异步电动机反馈电压衰减时间常数 T 的实测值和典型值。

表9-5-17 国内大型高压异步电动机反馈电压衰减时间常数实测值

额定值	容量(kW)	5500	2500	2000
	转速(r/min)	3000	1000	1500
	极数	2	6	4
时间常数 $T(s)$		3.8	1.7	3.0

表9-5-18 国外大型高压异步电动机反馈电压衰减时间常数实测值

额定值	容量(hp)	3500	2250	1250	600
	转速(r/min)	3600	1200	900	300
	极数	2	6	8	24
时间常数 $T(s)$		1.5~2.5	1.5	1.0	0.25

电动机刚断开电源后还存在着反馈电压,而需要再次合上时,作用在定子绕组上的电压,便决定于反馈电压与电源电压两者之差,它是一个衰减的差拍电压。

若电动机刚从电源断开,转子还存在着电流,再重新合上电源时,这时定子绕组所承受的冲击电流大小与重合瞬间的转子电流、转子电流与电源电压相量间的相位角 θ 以及电动机的转速等参数有关。

通常冲击电流发生在 $\theta = \pm \frac{\pi}{2}$,即 θ 为 $\pm 90^\circ$ 的情况下。

实际运行中倒换电动机电源时,由于刚断开工作电源时还存在着反馈电压即重合于备用电源上,这时若反馈电压与电源电压不同期,那么在 $\theta = \pm \frac{\pi}{2}$ 的最严重情况下,电动机的定子绕组将遭受到17~18倍额定电流的冲击。如此巨大的电流且作用时间长达数秒钟,很可能损坏电动机,甚至危及电力系统的安全运行。

为了电网安全经济地连续运行,一般采用带恒定越前时间的反馈电压闭锁方式限制冲击电流。这种闭锁方式是不论反馈电压幅值下降至某一数值,也不论反馈电压与备用电源电压间的相位角相差多少,均能够发出备用电源自动投入的脉冲信号。此外,脉冲信号还需要越前断路器固有合闸时间,以便尽可能地限制冲击电流值,并缩短电动机电源的中断时间。例如,限制冲击电流不超过电动机在全压起动时的起动电流时,则要求反馈电压由100%衰减到40%时需1.1s,而断路器的固有合闸时间为0.6s,备用电源自投脉冲越前时间为 $1.1 - 0.6 = 0.5s$,这样,便可用0.5s时的反馈电压值作为电压闭锁的整定值。

运行经验证明,采用上述措施后可把电动机定子的冲击电流限制到安全可靠的数值内,使电动机备用电源的切换操作完善和可靠,保证电动机的安全运行。

五、电动机的保护

(一) 低压电动机的保护元件

1. 熔断器

熔断器俗称保险,是电力负载最简单的保护设备。当电动机过载或者发生短路故障引起电流过大时,熔断器中的熔丝或熔片便发热而熔断,从而切断了负载电源,使导线和电动机等电气设备免遭损坏的危险。

一般常用的熔断器有以下几种:

(1) 熔丝盒,即一个带盖的瓷盒,熔丝安装在瓷盒内。

(2) 插入式熔断器,由瓷质绝缘的上插盖和下插座两部分组成,熔丝安装在插盖下,如图 9-5-30 所示。

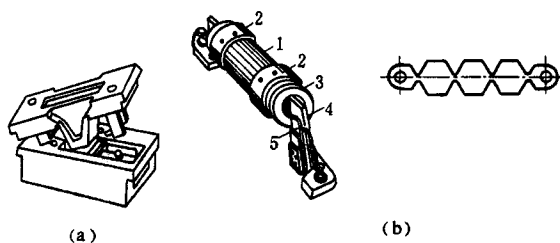


图 9-5-30 熔丝与熔断器

(a) 插入式熔丝 (b) 管式熔断器及熔片

1—纤维管 2—黄铜圈 3—铜帽 4—金属接触刀 5—簧片触头

(3) 管式熔断器,如图 9-5-30(b)所示。在纤维管 1 的两头带有黄铜圈 2,并用黄铜帽 3 封闭起来,管子的两端带有扁平的金属接触刀 4,以便插入固定的簧片触头 5 内,电路导线就接在簧片触头座上,纤维管内装有熔丝或熔片。有的纤维管式熔断器内还装有石英砂,这种石英砂主要是当熔丝熔断时起消弧作用。

当熔丝或熔片的通过电流超过其允许值时,它就发热而熔断,同时,纤维管中部分纤维受热分解变成了气体,因管子是封闭的,所以管内压力非常高,电弧就可以很快地熄灭。显然,管式熔断器的灭弧能力强于熔丝盒。

电流流过熔丝或熔片时会使它发热。从理论分析,当电流数值小于某一电流值时,熔丝或熔片不会熔断;大于这一电流值时则熔断;等于这一电流值时,则经过无限长时间而熔断,这个电流值称为极限熔断电流,也就是最高安全工作电流。对于非电动机负载,一般熔断电流等于(1.2~1.3)倍负载额定电流;对于电动机负荷,其熔断电流应保证启动状态(电流可达 5~7 倍额定电流)下不致熔断,取(1.5~2.5)倍额定电流。

2. 热继电器

热继电器又称热偶。其原理示意图如图 9-5-31 所示,当负载电流 I 流过发热元件 1(一种合金电阻片,通过电流时产生并发散热量)时,使它附近的膨胀元件 2 受热。元件 2 是由两种膨胀性能不同的金属片沿全表面焊接而合成,称为双金属片。双金属片的下层金属片具有较大的膨胀系数。当通过超过特定电流时,发热元件的热量使双金属片向上弯曲,如图中虚线所示,于是 L 形杆 3 在弹簧 4 的拉力 F 作用下向左偏转,控制电路内的触点 7 断开,线圈 5 内的电流消失,因而它的铁芯在弹簧 8 的作用下拉向右侧,于是主触头 9 断开,负载电路被切断。按钮 6 用来把 L 形杆 3 恢复到使触头 7 闭合的位置。主触头 9 即负载电路中交流接触器的工作触头。

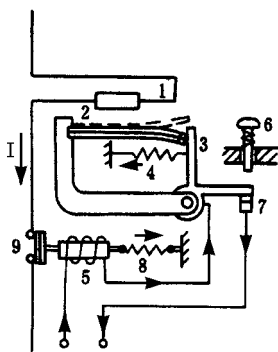


图 9-5-31 热继电器工作原理

1—发热元件 2—膨胀元件 3—L 形杆 4—弹簧 5—线圈;
6—按钮 7—触点 8—弹簧 9—主触头

(二)具有保护环节的低压电动机控制电路

1. 单向运转的电动机控制电路

图 9-5-32 示出单向运转的电动机控制电路。其工作原理如下:

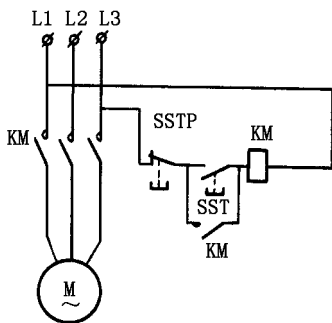


图 9-5-32 单向运转的电动机控制电路

当按下启动按钮 SST 时,接触器 KM 线圈通电,主触头 KM 闭合,电动机 M 通电启

动运行。此时控制电路电流的路径是：由电源 L3 相，通过停止按钮 SSTOP，启动按钮 SST 和接触器线圈 KM 回到 L1 相。由于接触器 KM 的常开辅助触头并接在启动按钮 SST 上，而辅助触头又是随着主触头同时动作的，当按启动按钮 SST 使电动机启动的同时，并接在 SST 两端的辅助触点也随之闭合。因此，放开启动按钮 SST 以后，接触器 KM 线圈通过其本身的常开辅助触头继续保持通电，此时的电流路径是：由电源 L3 相，通过停止按钮 SSTOP，接触器辅助触头和接触器线圈回到 L1 相。这种依靠接触器本身的辅助触头使其线圈保持通电的作用称为自保持作用，实现自保持作用的电路称为自保持电路。这一对起自保持作用的辅助触头称为自保持触点。在控制电路和继电器保护回路中，这种自保持作用的应用是很普遍的。

当需要电动机 M 停止运转时，按停止按钮 SSTOP，此时接触器 KM 线圈电流被切断，其铁芯释放，主触头断开，切断电动机的电源，电动机停止运转。

这个控制电路还具有低电压或失压保护的作用。由于控制电路采用了自动复位按钮，通过自保持触点使接触器线圈保持通电。当电源电压过低或消失时，接触器 KM 的铁芯就释放，其主触头和辅助触点全部断开，电动机停止转动。如果电源电压恢复正常，接触器线圈不能自行通电，必须再按启动按钮 SST，接触器才能通电，其主触头和辅助触点接通，从而使电动机启动运转。电路的这个作用称做失压保护或低电压保护。

2. 具有保护环节的控制电路——磁力启动器

为了保证电动机的安全运转，必须设有防止事故的保护装置。保护装置一般有短路保护和过负载保护两种。

低压异步电动机的短路保护通常是在主电路中串接低压熔断器，熔断器中装有低熔点合金制成的熔丝或熔片。当发生短路时，很大的短路电流使熔断器的熔体（即熔丝或熔片）熔断，把电动机从电源上断开，使电动机得到了保护。

熔断器的熔断时间与通过的电流大小有关。当通过电流为熔体额定电流的两倍以下时，必须经过相当长的时间熔体才能熔断。如果通过电流为熔体额定电流的许多倍，则熔体在很短的时间内就会熔断。所以，在一般电路里，熔断器既可以是短路保护，也可以是过载保护。但对三相异步电动机来说，熔断器主要用作短路保护。如前所述，鼠笼式异步电动机的启动电流很大，大约为其额定电流的 4~7 倍，如果用熔断器作电动机的过载保护，则熔断器熔体的额定电流应略大于电动机的额定电流，约为其（1.2~1.3）倍时，在电动机的工作电流超过其额定电流时，经过一段时间熔体就会熔断。但由于电动机的启动电流大大超过其额定电流，即大大超过熔断器熔体的额定电流，熔体将在很短的时间内熔断。为此，通常按（1.5~2.5）倍电动机额定电流选择熔体的额定电流。当电动机轻载启动时取低值，重载启动时取高值。在日常运行中，应通过实践掌握熔断器熔体的额定电流选择规律，定期检查与更换熔体，使其有效地作为电动机的短路保护。

图 9-5-33 示出了具有保护环节的电动机控制电路。图中 1FU、2FU 即表示熔断

器,前者作为电动机主电路的短路保护,后者则为其控制电路的短路保护。

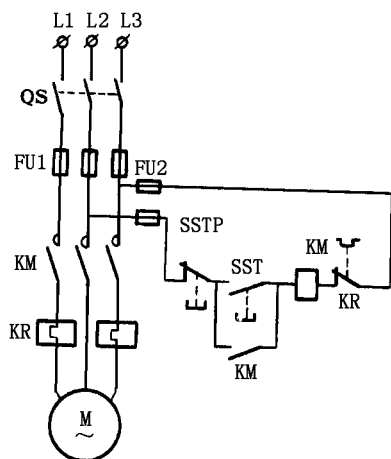


图 9-5-33 具有保护环节的电动机控制电路

由于作为电动机短路保护的熔断器熔体的额定电流大大超过电动机的额定电流,所以不能对电动机起过载保护的作用。通常,鼠笼式异步电动机的过载保护采用热继电器,图中用字母 KR 表示。热继电器的热惯性大,即使通过发热元件的电流超过其额定电流好几倍,它也不会瞬时动作。所以,它能承受异步电动机起动过程中的大电流,适于保护电动机的过载,而不适于保护短路故障。

电动机的过载运行一般有两种情况。一种是电动机轴上的负荷过大,因此使负载电流超过了电动机的额定电流。这种情况下,三相电源提供的电流是对称的,即每相电流都有几乎相同的增长。保护这种过载运行,只需在三相电源电路的任何一相中串接一只热继电器的发热元件即可。但是,电动机还有另一种过载情况,就是运行中电动机三相电源线中有一相断线,或者一相熔断器熔体熔断,这时电动机仍维持运行,称为电动机单相运行,显然轴上的负载并没有超过额定负载,但电动机定子绕组中通过电流却超过其额定电流。这种方式持续时间稍长,电动机会因过热而损坏。为了保护这种过载情况,不能只在某一相串接发热元件。如果只在一相中串接发热元件,而这一相恰好又是断线的一相,这时热继电器发热元件无电流通过,不能反映另两相的过电流情况,起不到保护作用。因此,要保护电动机由于单相运行而造成的过载,必须在两相电源电路中串接热继电器的发热元件。这样,任何一相发生断线故障时,至少有一个发热元件能够反映电流的增长而起过载保护作用。制造热继电器时,常用两个发热元件共同触动一个常闭触点 KR,串接于控制电路。

通常将接触器和热继电器组合在一起,用于异步电动机的启动和停止控制,又具有低电压和过载保护作用。这种组合电器称为磁力启动器。

电动机的控制电路,只有在加保护环节之后,才具有应用价值。熔断器和热继电器

的发热元件串接在电动机的电源电路中,主回路短路故障时,熔断器 FU1 熔体熔断,切断故障相电源;过载时,热继电器的常闭触点 KR 断开,接触器线圈失电,电动机电源被切断。这样就构成完整的控制与保护电路。

3. 低压断路器

低压断路器广泛地使用于 500V 以下低压厂用系统中。低压断路器中设有过流脱扣器,可作为过负荷保护和短路保护;失压脱扣器可作为低电压保护,并可附加分励脱扣器以实现远方操作。低压断路器的保护特性比熔断器稳定得多,而且可以比较精确地整定其脱扣电流,与熔断器比较,可以实现多次动作,运行比较方便。

通常,低压断路器用于不需要经常操作的电路中。如果必须经常操作时,应与接触器或磁力启动器配合使用,后者作为操作设备。

低压断路器的工作原理,如图 9-5-34 所示。图中,过流脱扣器是最简单而直接动作的电磁式一次过电流继电器。当主电路中的电流超过某一定值时,过电流脱扣器电磁铁 5 的吸力超过反作用弹簧力,过电流脱扣器杠杆 7 被吸下,使脱扣器杠杆转动,冲击搭钩 4 而脱扣,在断路弹簧 2 的作用下,低压断路器自动断开。调节与反作用弹簧相连的螺杆,就可以改变动作电流值。使脱扣器启动的最小电流称为过电流脱扣器的启动电流。大多数低压断路器都有瞬时动作的过电流脱扣器,某些低压断路器过电流脱扣器具有延时机构。因此,当电路过负荷但其电流小于瞬时动作值时,低压断路器将带延时跳闸。

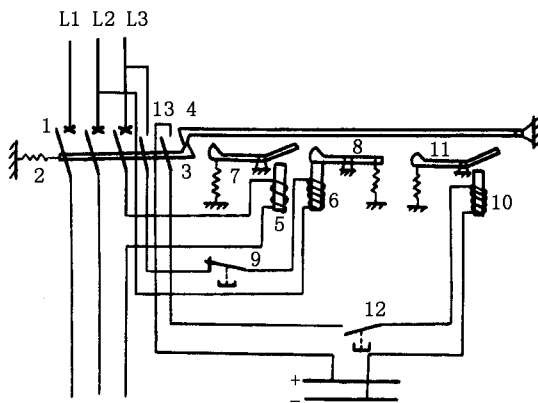


图 9-5-34 低压断路器工作原理图

- 1—主触头;2—断路弹簧;3—钩杆;4—搭钩(代表自动脱扣机构);5—过电流脱扣电磁铁;
6—失压脱扣电磁铁;7—过电流脱扣器杠杆;8—失压脱扣器杠杆;9—按钮;
10—分励脱扣器电磁铁;11—分励脱扣器杠杆;12—分励按钮;13—辅助触点

失压脱扣器可作为异步电动机的低电压保护。在正常电压下,失压脱扣电磁铁 6 的吸力大于失压脱扣器杠杆衔铁的弹簧力而将衔铁吸住。当供电网络的电压降低(在额定

电压的 35% ~ 75% 之间)或完全消失时,电磁铁 6 的吸力不再能吸住衔铁,杠杆 8 在弹簧力的作用下使搭钩 4 脱扣,低压断路器自动断开,将电动机从电网中切除。所以,具有失压脱扣器的低压断路器一般用于不重要的电动机上或根据安全和技术条件不允许自启动的电动机上。电路中串接了低压断路器的辅助触点,使得低压断路器断开后,失压脱扣器的线圈断电。同时,还可以串接常闭按钮 9,以实现远方跳闸。

分励脱扣器的电磁铁线圈平时不通过电流。当远方跳闸时,按动常开按钮 12,接通电磁铁线圈使低压断路器跳闸。为了避免在断开电磁铁线圈时按钮 12 的触头烧坏,在电路中串接了低压断路器的常开辅助触点。因为辅助触点的可动触头是与低压断路器的可动系统密切联系(通常与转轴相连)的,当低压断路器断路时,其常开辅助触点首先断开,释放常开按钮 12 时不再切断电流。当然,分励脱扣器也可以与外装的具有常开触点的继电器配合,使低压断路器自动断路。

当低压断路器具有几个脱扣器时,每一个脱扣器都能单独地作用于脱扣机构,使低压断路器跳闸。

在火力发电厂中,电压在 220V 以下的直流装置和 380V 及以下的交流装置中,广泛采用 DZ10 和 DW10 系列低压断路器。

DZ10 系列低压断路器的最大额定电流是 600A;型号为 DZ10-100、DZ10-250、DZ10-600;脱扣方式有无脱扣、热脱扣、电磁脱扣和复式脱扣(电磁脱扣和热脱扣同时应用)几种,有的脱扣还可加装附件,如失压脱扣、分励脱扣、辅助触头和电动操作机构等,可根据要求选择,利用电动机进行操作时,可以远方控制低压断路器合闸和分闸,如 DZ10-250P、DZ10-600P 即为利用电动机操作的低压断路器。

DW10 系列产品最大额定电流为 400A,其过电流脱扣分级较多;在大容量的低压厂用电动机上广泛采用。

(三) 电动机的单相接地保护——零序电流保护

1. 接地保护装设原则

高压厂用电动机运行于中性点不接地的系统中。对于单相接地故障,当接地电容电流大于 5A 时,应装设单相接地保护。单相接地电容电流达到 10A 及以上时,保护装置一般动作于跳闸;单相接地电容电流不足 10A 时,保护装置可动作于跳闸或信号。

低压厂用电动机的电源变压器,一般兼供动力与照明,其中性点是直接接地的。当低压电动机发生单相接地故障时,流过故障点的电流为单相短路电流。由于低压厂用变压器的零序阻抗较大,单相接地短路电流较小,对于容量较大的低压电动机(如 100kW 左右),相间短路保护的整定值比较大,兼作单相接地的灵敏度往往不能满足要求,而且相间保护多采用两相式接线,如果在未装设继电器的一相发生接地短路时,就将失去保护。因此,通常对容量在 100kW 及以上的低压电动机要求装设单相接地保护。

2. 零序电流互感器作电流源的接地保护

(1) 原理接线图

电动机单相接地的零序电流保护装置的原理接线如图 9-5-35 所示,由一个接于 LJ 型零序电流互感器二次回路的继电器构成。根据具体情况 KA 可以采用 DL-11 型或 DD-11 型继电器。保护投退由连接片(压板)XB 控制。零序电流互感器维修后,运行值班人员应着重检查以下内容。

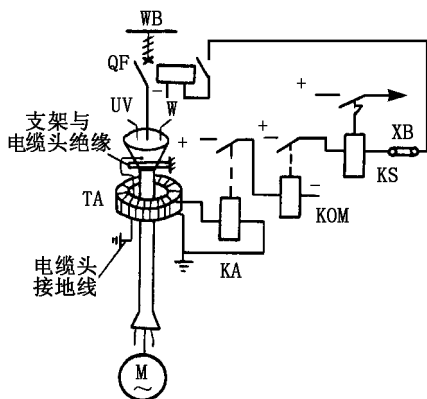


图 9-5-35 电动机零序电流保护原理接线图

① 电缆头和零序电流互感器的支架用绝缘物可靠隔离。

② 发生单相接地时,接地电流不仅在地中流过,也可能沿着电缆外皮流过。为了防止区外单相接地故障时装置误动作,电缆头接地线应穿过零序电流互感器,如图 9-5-35 示。

(2) 整定原则及灵敏度校验

假定选用 LJ 型零序电流互感器与 DL-11 型继电器配合使用,按下述原则整定:

① 对于小电流接地系统的高压厂用电动机

电动机单相接地保护的動作电流,按大于被保护回路的电容电流整定为

$$I_{op} = K_{rel} \cdot 3I_{ec \cdot max} \quad (9-5-18)$$

式中 K_{rel} ——可靠系数,一般为 4~5;

$3I_{ec \cdot max}$ ——当外部发生接地故障时,流过被保护回路的最大接地电容电流。

继电器各种起动作电流的保护灵敏度近似值,可根据继电器厂家给定的曲线求出。

② 对于大电流接地系统的低压厂用电动机

动作电流的整定值应满足以下两点要求:

- a. 发生单相接地时能正确动作,并有足够的灵敏度,灵敏系数不小于 1.5。
- b. 躲过电动机启动和自启动时的不平衡电流。

根据运行经验,一次动作电流的数值为电动机额定电流的 10%~20%(反应到二次侧一般小于 2A)。在不平衡电流较大的场合,二次动作电流可整定为 2A。

(四) 电动机的相间短路保护

1. 电流速断保护

对于高压厂用电动机的相间短路,广泛采用电流速断保护装置。考虑到它们都是在小电流接地系统中运行,因此保护装置可以按照两相式接线构成。

(1) 电流速断保护原理

电流速断保护的原理接线如图 9-5-36 所示。

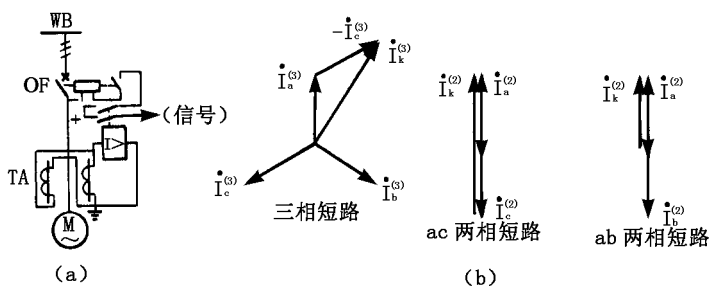


图 9-5-36 电动机电流速断保护的两相电流差接线

(a)原理接线图 (b)不同相间短路时的相量图

图 9-5-36(a)为两相电流差的接线方式,流入继电器的电流是两相电流之差 $I_k = I_a - I_c$ 。该保护方式能反应各种相间短路,具有接线简单和设备少等优点。图 9-5-36(b)为两相电流差接线方式在不同短路类型时的电流相量图。在对称运行和三相短路时 $I_k = \sqrt{3}I_a = \sqrt{3}I_c$;在 AC 两相短路时 $I_k = 2I_a$;在 AB 或 BC 两相短路时 $I_k = I_a$ 或 $I_k = I_c$ 。由此可见,在正常运行以及不同短路类型时,实际通过继电器的电流与电流互感器二次电流的比值是不相等的,在保护装置的整定计算中,必须引入接线系数,该系数 K_j 可按下式计算,即

$$K_j = \frac{I_k}{I_{ba}} \quad (9-5-19)$$

式中 I_k ——流入继电器的电流;

I_{ba} ——电流互感器的二次电流。

对于不同类型的相间短路,接线系数 K_j 是不相同的。但在实际整定时,选取三相短路时的接线系数 $K_j = \sqrt{3}$ 。在三相短路和装设有电流互感器的两相短路时,流入继电器的电流将比其他两相短路时的电流要大,因此保护对三相短路和各种两相短路的灵敏度是不同的,用下式表示(当仅在 A、C 相装设有电流互感器时):

$$K_{sen}^{(3)} : K_{sen(AC)}^{(2)} : K_{sen(AB)}^{(2)} : K_{sen(BC)}^{(2)} = 1 : 2 : \frac{1}{2} : \frac{1}{2} \quad (9-5-20)$$

式中 $K_{sen}^{(3)}$ ——三相短路时的灵敏度;

$K_{set(AC)}^{(2)}$ ——AC 相两相短路时的灵敏度(或装设有电流互感器的相间短路时的灵敏度);

$K_{set(AB)}^{(2)}$ ——AB 相两相短路时的灵敏度;

$K_{set(BC)}^{(2)}$ ——BC 相两相短路时的灵敏度。

从上式看出,采用两相电流差的接线方式,虽然能反应各种类型的两相短路,但当 AB 或 BC 相短路时,其灵敏系数仅为三相短路时的一半。所以,只有当灵敏度能够满足要求时,才可以采用两相电流差接线方式。

厂用高压电动机的电流速断保护装置,一般多采用不完全星形接线。对于这种接线方式,不论哪种类型相间短路,流入继电器的电流均为所接电流互感器的二次电流,因此灵敏度相同。与两相电流差接线比较,可以降低保护的整定值,提高保护的灵敏度。图 9-5-37 示出了不完全星形接线原理图。

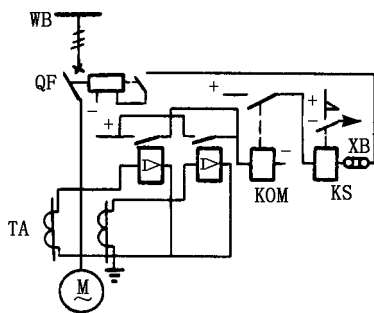


图 9-5-37 电动机电流速断保护的不完全星形接线原理图

通常,对于不易遭受过负荷的电动机,例如电动给水泵、循环水泵等的电动机多采用 DL 型电流继电器;对于易遭受过负荷的电动机,例如碎煤机等电动机多采用 GL-14 型(GL-24 型)电流继电器,其瞬动元件作用于断路器跳闸做为相间短路保护,其反时限元件作用于信号并兼作过负荷保护。

(2) 继电器动作电流整定

因为电流速断保护是无时限跳闸的,所以保护装置的動作电流应该躲过电动机在全电压下启动时的启动电流,其继电器动作电流为

$$I_{op} = \frac{K_{rel} K_j}{n_{ba}} \cdot I_{st}$$

式中 K_{rel} ——可靠系数,对 DL 型继电器取 1.4~1.6,对 GL 型继电器取 1.8~2.0;

K_j ——电流互感器的接线系数,当采用不完全星形接线时 $K_j = 1$,当采用两相电流差接线时 $K_j = \sqrt{3}$;

n_{ba} ——电流互感器的变比;

I_{st} ——电动机的最大启动电流。

(3) 灵敏度校验

保护装置的灵敏度校验,即

$$K_{\text{sen}} = \frac{I_{k \cdot \min}^{(2)}}{n_{\text{ba}} I_{\text{op}}} \quad (9-5-22)$$

式中 $I_{k \cdot \min}^{(2)}$ ——最小运行方式下电动机出口两相短路电流。

通常要求最小灵敏系数应不小于 2。

电流速断保护装置简单、经济,但灵敏度不高。在满足灵敏度要求的情况下,可作为电动机相间短路的主要保护。

2. 纵联差动保护

电流速断保护的動作电流是按躲过电动机的启动电流来整定的,而电动机的启动电流比额定电流大得多,这就必然降低了保护的灵敏度,因而对电动机定子绕组的保护范围很小。因此,大容量的电动机应装设纵联差动保护,来弥补电流速断保护的不足。实际上,容量为 2000kW 及以上的电动机在火电厂中为数不多,但都属重要设备,电动机定子绕组有 6 个引出端,为装设纵联差动保护提供了物质条件。对于容量在 2000kW 以下,但具有 6 个引出端的重要电动机,当电流速断保护灵敏度不满足要求时,均应考虑装设纵联差动保护。

在小电流接地系统中,纵联差动保护按两相式接线。电流互感器应具有相同的磁化特性,并且通过电动机的启动电流时,仍应能满足 10% 误差的要求。

(1) 由两个 DL 型电流继电器构成的纵联差动保护

由 DL 型电流继电器构成的纵联差动保护如图 9-5-38(a) 所示。保护装置经中间继电器去跳闸,其原因之一是因为 DL 型继电器的接点容量小,不能直接接通跳闸回路;其原因之二是为了躲过电动机启动时非周期分量的影响而人为地引入小段延时,约 0.1s 左右,这个任务正好由中间继电器来完成。

(2) 由 BCH-2 型继电器构成的纵联差动保护

为了提高纵联差动的灵敏度和动作速度,采用 BCH-2 型继电器构成的纵联差动保护,如图 9-5-38(b) 所示。利用该继电器中的加强型速饱和变流器的助磁特性来躲过启动电流中的非周期分量的影响。其工作线圈、平衡线圈和差动线圈可以调整使用,根据整定的匝数多少来决定,使灵敏度要求得以保证。

(3) 动作电流整定

为了防止二次回路断线引起保护误动作,保护装置的動作电流应按躲过电动机的额定电流整定,即

$$I_{\text{op}} = \frac{K_{\text{rel}}}{n_{\text{ba}}} I_{\text{n}} \quad (9-5-23)$$

式中 I_{n} ——电动机的额定电流;

K_{rel} ——可靠系数。当采用 DL 型继电器时,取 $K_{rel} = 1.5 \sim 2.0$;当采用 BCH-2 型差动继电器时,取 $K_{rel} = 1.3$ 。

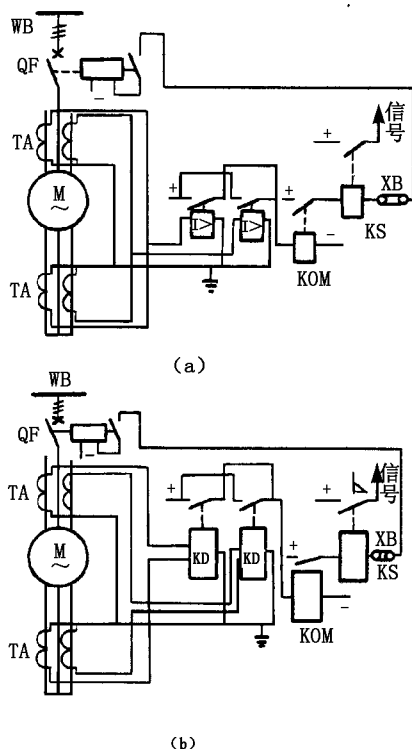


图 9-5-38 电动机的纵联差动保护原理接线图

(a)由 DL 型电流继电器构成的纵联差动保护;

(b)由 BCH-2 型差动继电器构成的纵联差动保护

(4)灵敏度校验

保护装置的灵敏度按下式计算:

$$K_{sen} = \frac{I_{k \cdot min}^{(2)}}{K_{rel} \cdot I_{op}} \quad (9-5-24)$$

式中 $I_{k \cdot min}^{(2)}$ ——最小运行方式下,电动机出口两相短路电流。

通常要求灵敏系数应不小于 2。

(五)高压厂用电动机的低电压保护

1. 低电压保护的作用

(1)保证重要电动机自启动效果

当电压消失或降低时,电动机的转速下降;当电压恢复时,在电动机绕组内开始流过比额定电流大几倍的自启动电流,如果是一段厂用母线上所有的电动机成组自启动,将使厂用电网的电压降加大,从而使电压恢复过程延长,也增加了电动机升速的困难,严重时甚至可能导致自启动不能成功。为了保证重要电动机的自启动成功,必须切除一部分

不重要的电动机,使厂用电网的电压降减小。因此,在不重要和次重要的电动机上可装设低电压保护,当电压消失或降低时动作,将其从厂用电网上切除,从而减少了参加自启动的电动机容量。

发电厂中重要的电动机,是指那些短时将它们断开就会引起发电厂出力降低甚至停电的厂用机械的电动机,如给水泵、凝结水泵、循环水泵、送风机、引风机、排粉机等电动机。而另一些电动机断开时,并不影响发电厂的出力,如具有中间煤仓的磨煤机和灰渣泵等的电动机。

(2) 保证技术安全及工艺流程的特点

某些情况下,当电压长期消失时(如 10s 以上)根据技术安全的条件及生产工艺流程的特点,需将某些电动机切除。例如锅炉已经熄灭,自启动已没有必要时,为了保证工艺连锁动作,应装设低电压保护动作于跳闸。另外,还有一些带恒定阻力矩机械的电动机,如磨煤机、碎煤机等,在电压下降时不可能自启动,这些电动机也应在电压下降时迅速切除。

2. 装设低电压保护时考虑的问题

首先,对能自启动的部分Ⅰ类电动机,不装设低电压保护。但是,当有备用设备自动投入时,为了保证Ⅰ类电动机的自启动,在Ⅱ、Ⅲ类电动机上应装设低电压保护,动作于跳闸。

其次,当电源短时消失或电压降低时,为了保证Ⅰ类电动机的自启动,在Ⅱ、Ⅲ类电动机上应装设低电压保护,动作于跳闸。

另外,当电压长期消失或降低时,根据生产过程和技术保安等的要求,不允许自启动的电动机应装设低电压保护动作于跳闸。

各类电动机的低电压保护装设应遵循的原则如表 9-5-19 所示。

表 9-5-19 厂用机械电动机分类及其低电压保护配置原则

序号	机 械 名 称	厂用机械电动机分类		低电压保护配置
1	给水泵	不易遭受过负荷的电动机	I 类电动机	按备用电源自投母线时,装设低电压保护装置,以 9~10s 时限动作于跳闸。否则,不装设低电压保护。
2	凝结水泵			
3	循环水泵			
4	送风机			不装设低电压保护装置。
5	备用励磁机			
6	除氧器洗涤水泵			
7	消防水泵			易遭受过负荷的电动机
8	引风机 ^①			
9	排粉机 ^②			
10	直吹炉制粉系统的磨煤机			
11	有中压煤仓制粉系统的磨煤机			
12	灰渣机			
13	灰浆机			
14	碎煤机			
15	扒煤机绞车			
16	空气压缩机			
17	热网水泵	不易遭受过负荷的电动机		
18	热网凝结水泵			
19	冲灰水泵			
20	软水泵			
21	喷射水泵			

①当引风机与送风机不接于同一电压母线时,引风机所接母线上的低电压保护装置以 9~10s 动作于送风机断路器跳闸。同时,还应装设防止送风机继续运转造成炉膛正压的保护装置。

②当排粉机与送风机不接于同一母线时,排粉机应装设低电压保护装置,以 9~10s 时限动作于跳闸。

3. 对低电压保护装置接线的要求

当厂用母线电压完全消失,或由于电网内的短路故障引起电动机制动时,低电压保护接线的首要任务是可靠地保证将被保护电动机断开。为此,低电压保护的接线应满足以下要求:

(1)灵敏反应对称的和不对称的电压下降。因为在不对称短路时,电动机也可能被制动,但当电压恢复时也会出现自启动问题。

(2)如果电压互感器一次侧一相或两相断线或二次侧各相断线(包括其熔断器熔断)时,保护装置不应误动作,并应发出断线信号。但在二次回路断线故障期间,如果遇到厂用电母线真正失去电压(包括电压下降到规定值)时,低电压保护装置仍应能正确动作。

(3)因误操作而断开厂用母线电压互感器一次侧隔离开关(或隔离触头)时,低电压保护不应该误动作,但应发出信号。

(4)0.5s 与 10s 的低电压保护的电压应根据不同原则分别整定。

当电压完全消失时,用接于线电压的一个电压继电器构成的保护就能可靠地反应三相短路。但在两相短路时,用一个电压继电器构成的保护,只有在接继电器的两相间发

生两相短路时才能起作用,可见它不能完全反应不对称的电压下降。为了保证所有两相短路情况下保护都能动作,应采用三相三继电器接线方式。

通常,一段厂用母线供电的若干台电动机,共同装一套低电压保护装置。电压继电器接于厂用母线的电压互感器。

厂用 6kV(或 3kV)电动机低电压保护装置的接线,如图 9-5-39 所示。其中, KV1、KV2、KV3 为低电压继电器,用来构成重要而不参加自启动的电动机的低电压保护,以 0.5s 时限跳闸,并兼作电压互感器二次回路断线保护而发出信号,采用 DJ-131/200 型电压继电器。低电压继电器 KV4 构成参加自启动的重要电动机的低电压保护,以 9~10s 时限动作于跳闸,采用 DJ-131/60CN 型电压继电器。KT1、KT2 采用能长期承受电压且具有热稳定性能的 DS-110C 型时间继电器。

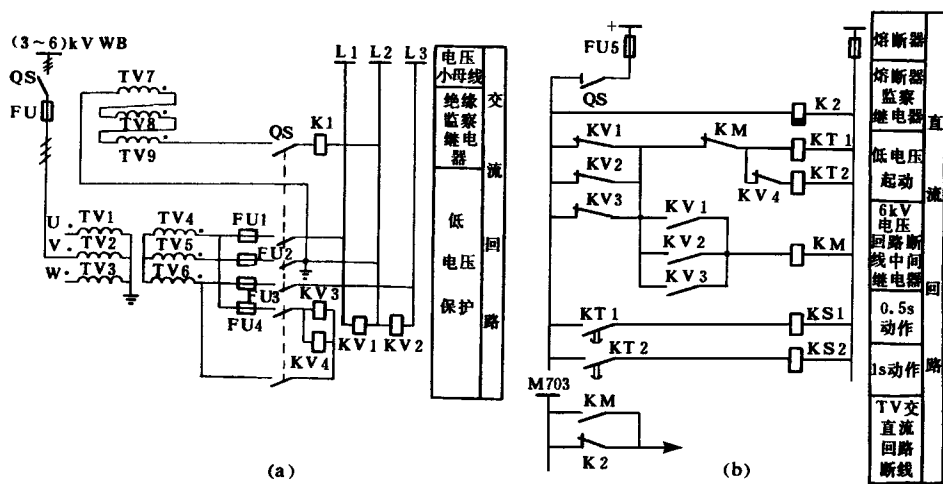


图 9-5-39 厂用 6kV(或 3kV)电动机低电压保护接线图

(a) 交流回路 (b) 直流回路

当 KV1、KV2、KV3 同时动作时,才能启动低电压保护装置中的时间继电器 KT1;当 KV1、KV2、KV3 和 KV4 同时动作时,才能启动 KT2。由此可见,该接线图对于电压消失和三相短路是能正确动作的。假如,只有 KV1、KV2 两个电压继电器动作,其常闭触点闭合,而 KV3 没有动作,其常开触点闭合,于是中间继电器 KM 励磁,其常闭触点打开,断开了时间继电器回路,低电压保护不能动作于跳闸,从而保证了当电压互感器一相或两相断线或其二次回路断线时,保护装置不会误动作,并通过 KM 中间继电器常闭触点发出交流回路断线信号。

如果在电压回路断线故障期间,电压继电器 KV1、KV2 动作,厂用母线又失去电压(或电压降低到规定值以下)时,不断线相的电压继电器 KV3 则因母线失去电压(或电压急剧降低)而动作,其常开触点打开,切断了中间继电器 KM 的供电回路,KM 的常闭触点立即闭合,启动时间继电器 KT1,使保护装置仍能正常动作。低电压继电器 KV3、KV4

通过专用熔断器 FU4 接在电压互感器二次侧的 U、W 相,且接于 FU1、FU3 的电源侧,其额定电流较 FU1~FU3 大两级,这就防止了由于某种原因使 FU1~FU3 全部熔断时,低电压保护也不会误动作。因为这种情况下,KV3、KV4 仍在带电状态,不会动作。

保护装置的直流电源经电压互感器隔离开关辅助触点 QS 闭锁。在交流回路中,电压互感器隔离开关辅助触点 QS 的引入是为了防止电压互感器停用后由二次侧反充电而造成事故。

目前,在发电厂 380V 系统中还广泛使用如图 9-5-40 所示的由两个电压继电器构成的低电压保护接线图。

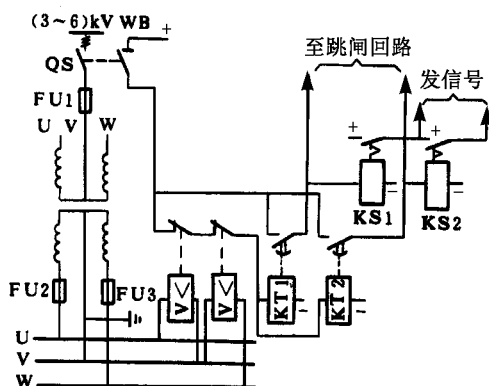


图 9-5-40 由两个低电压继电器构成的
低电压保护接线图

上述接线方式基本上能满足对低电压保护提出的要求,它能够正确反应电压消失和三相短路。在不对称短路开始时可能不动作,但当所有电动机自启动时,由于厂用网内电流增大而电压降低后,低电压保护仍能动作。采用两个继电器接于不同的线电压并将其触点串联,可以防止电压互感器回路一相断线(如熔断器熔断)时低电压保护误动作。为了防止保护装置在隔离开关断开时误动作,保护装置的直流电源经隔离开关的辅助触点闭锁。

显而易见,与图 9-5-39 对比,该接线图没有考虑两相或三相熔断器同时熔断的情况。0.5s 和 10s 低电压保护的動作电压取相同的整定值。

为了避免当电压互感器高压侧一相熔断器熔断时保护误动作,必须使低电压继电器動作电压小于 0.5 倍额定电压。实践中如果保证重要电动机的自启动而要求動作电压大于 0.5 倍额定电压时,可采用如图 9-5-41 所示的由三个低电压继电器构成的低电压保护装置的接线方案。

4. 低电压保护整定

(1) 启动电压整定

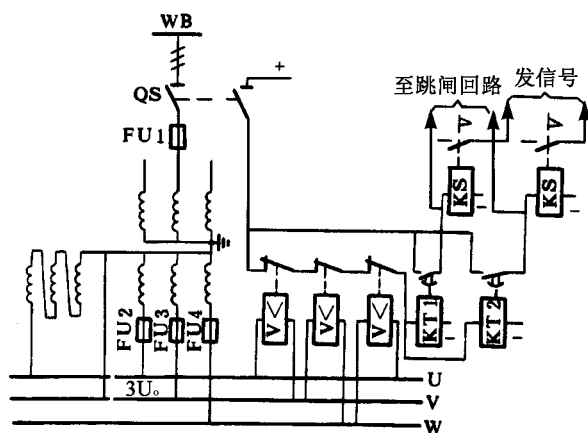


图 9-5-41 由三个低电压继电器构成的
低电压保护接线图

启动电压应根据预期的目的分别确定如下。

①KV1、KV2、KV3 应按照切除不重要电动机的条件整定。为了保证重要电动机自启动,其母线允许的最小电压,对中温中压电厂,约为 $(60\% \sim 65\%)U_N$;对高温高压电厂,约为 $(65\% \sim 70\%)U_N$ 。于是,KV1~KV3 的动作电压可取下列数值。

$$\text{中温中压电厂: } U_{op} = (60\% \sim 65\%)U_N \quad (9-5-25)$$

$$\text{高温高压电厂: } U_{op} = (65\% \sim 70\%)U_N \quad (9-5-26)$$

式中 U_N ——厂用网络的额定线电压。

②KV4 应按保证重要电动机自启动的条件整定。其动作电压应该躲过保证电动机自启动时供电母线的最小允许电压,并计及可靠的系数和电压继电器的返回系数的影响。

$$\text{对中温中压电厂: } U_{op} = \frac{(60\% \sim 65\%)}{K_{rel} K_{re}} U_N \quad (9-5-27)$$

$$\text{对高温高压电厂: } U_{op} = \frac{(65\% \sim 70\%)}{K_{rel} K_{re}} U_N \quad (9-5-28)$$

式中 K_{rel} ——可靠系数;

K_{re} ——返回系数。

上面整定的动作电压都是一次动作电压,而继电器的动作电压应除以电压互感器的变比 n_{TV} 。对于图 9-5-40 和图 9-5-41 的接线方式,因为对 0.5s 和 10s 低电压保护的电压继电器不能分别整定,但要保证电动机都能自启动,对中温中压电厂与高温高压电厂应分别按 $40\% U_N$ 和 $45\% U_N$ 整定,这时自启动过程略为延长些。

(2) 动作时间整定

低电压保护动作时限应按其作用来确定。

KT1 应按切除不重要电动机的条件整定。为了保证重要电动机的自启动,并加快和提高自启动效果,应采用最小时限。因此,仅需比电动机的速断保护大一个时限级差 $\Delta t = 0.5s_0$ 。

KT2 应按保证技术安全及工艺过程特点的条件整定。它的时限应足够大,只有当电压长期下降或消失时才断开电动机(一般电压短时下降的时间小于 $10s$)。对 DS-110C 型时间继电器,其最长时限为 $9s$,只好取 $t = 9s$ 。如果可能的话,最好不低于 $10s_0$ 。

对于压力侧无逆止门的循环水泵,当失去电压时,由于循环水倒流,在很短时间内将使水泵制动,直至倒转。试验表明,即使在水泵失去电源后立即向压力侧阀门发送关闭脉冲,但由于阀门关闭时间较长(约 $60s$),经 $5s$ 左右水泵开始倒转, $10s$ 后接近反向额定转速。为避免水泵在倒转情况下自启动而烧毁电动机,电动机低电压保护的时间应在实际运行中单独整定,其值应小于水泵由额定转速下降至转速为零所需的时间。

(六) 低压厂用电动机的低电压保护

低压厂用电动机低电压保护的配置原则与高压厂用电动机基本相同,但实现方法有别。

1. 采用接触器或磁力启动器构成低电压保护装置

当电动机的操作设备采用接触器或磁力启动器时,它们的电磁铁线圈当电压降低时能自动释放,可以起到低电压保护的作用。

磁力启动器是利用电磁铁的作用来保持合闸位置的,电磁铁线圈接于电源电压侧。当厂用低压电网的电压降低到一定程度时,电磁铁的吸力不足,触头断开,切断了电动机的电源,实现了低电压保护。但是,当电压恢复时,磁力启动器不能自动投入,所以不能实现自启动。对于要求实现自启动的重要电动机,就不宜采用这种接线。

2. 采用电压继电器构成低电压保护

现在推广的 $380V$ 低电压保护装置接线由图 9-5-42 所示。与高压厂用电动机相同,保护装置由三个 DJ-131 型电压继电器和 DS-110C 型时间继电器构成。对保护的要求、接线方式及动作情况也与高压厂用电动机相同,不同点仅在于没有考虑两相熔断器同时熔断时保护装置可能误动的情况,因为这种情况实际出现的机会极少。

动作电压整定:保护装置动作电压应低于厂用电动机自启动时的最低母线电压,即

$$U_{op} = \frac{U_w \%}{K_{rel}} \quad (9-5-29)$$

式中 U_{op} ——继电器动作电压;

$U_w \%$ ——厂用电动机自启动时的最低母线电压百分值,若无实测数据,当变压器单独自启动时,取为 60 ;当变压器与高压厂变串接自启动时,取 55 。

K_{rel} ——可靠系数,通常取 $1.2 \sim 1.3$ 。

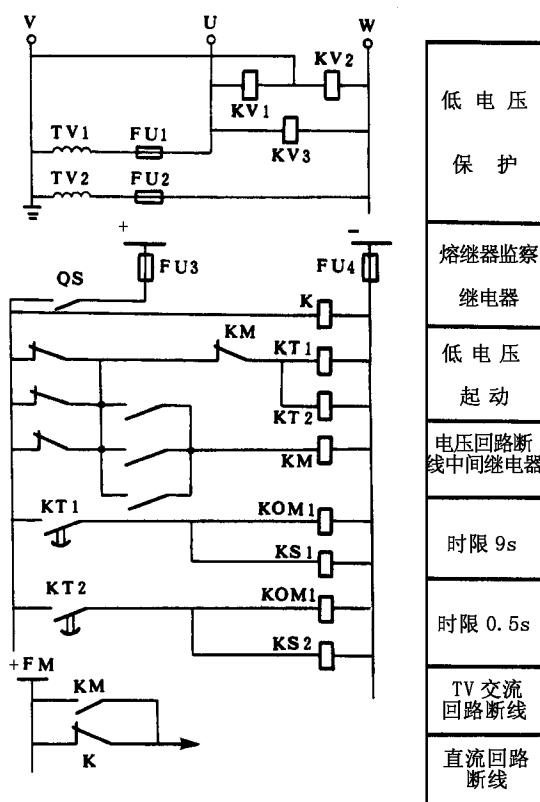


图 9-5-42 厂用 380V 低电压保护装置接线图

第六章 相关标准规范

中华人民共和国国家标准

电气装置安装工程

旋转电机施工及验收规范

GB 50170—92

主编部门：中华人民共和国能源部

批准部门：中华人民共和国建设部

施行日期：1993年7月1日

关于发布国家标准《电气装置安装工程旋转电机施工
及验收规范》等五项国家标准的通知

建标〔1992〕911号

根据国家计委计标函〔1987〕78号、建设部〔88〕建标字25号文的要求，由能源部会同有关部门共同制订的《电气装置安装工程旋转电机施工及验收规范》等五项标准，已经有关部门会审，现批准《电气装置安装工程旋转电机施工及验收规范》GB50170-92、《电气装置安装工程盘、柜及二次回路结线施工及验收规范》GB50171-92、《电气装置安装工程蓄电池施工及验收规范》GB50172-92、《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》GB50168-92和《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB50169-92为强制性国家标准，自一九九三年七月一日起施行。原《电气装置安装工程施工及验收规范》中第三篇旋转电机篇、第四篇盘、柜及二次回路结线篇、第五篇蓄电池篇、第十一篇电缆线路

篇及第十五篇接地装置篇同时废止。

本标准由能源部负责管理,具体解释等工作由能源部电力建设研究所负责,出版发行由建设部标准定额研究所负责组织。

中华人民共和国建设部
一九九二年十二月十六日

修订说明

本规范是根据国家计委计标函(1987)78号、建设部(88)建标字25号文的要求,由原水利电力部负责主编,具体由能源部电力建设研究所会同有关单位共同编制而成。

在修订过程中,规范组进行了广泛的调查研究,认真总结了原规范执行以来的经验,吸取了部分科研成果,广泛征求了全国有关单位的意见,最后由我部会同有关部门审查定稿。

本规范共分四章和一个附录。这次修订的主要内容有:规范的适用范围有所扩大;补充了大型发电机在安装施工及试验验收方面的内容;对氢冷电机的气密性试验作了更严格的规定;增加了氢冷电机对氢气质量和漏氢量的要求;对大型电机的转子存放、保管及起吊、水内冷电机的水质、浇铸转子的安装检查等方面作了修订。

本规范执行过程中,如发现有欠妥之处,请将意见和有关资料直接函寄本规范的管理单位能源部电力建设研究所(北京良乡 邮政编码:102401),以便今后修订时参考。

能源部

1990年12月

第一章 总 则

第1.0.1条 为保证旋转电机安装工程的施工质量,促进工程施工技术水平的提高,确保旋转电机安全运行,制订本规范。

第1.0.2条 本规范适用于旋转电机中的汽轮发电机、调相机和电动机安装工程的施工及验收。不适用于水轮发电机的施工及验收。

第1.0.3条 旋转电机的安装应按已批准的设计进行施工。

第1.0.4条 旋转电机的运输、保管,应符合本规范规定。当产品有特殊要求时,尚应符合产品技术文件的规定。

第1.0.5条 设备在安装前的保管要求,其保管期限应为一年及以下。当需长期保管时,应符合设备保管的专门规定。

第 1.0.6 条 采用的设备及器材应符合国家现行技术标准的规定,并应有合格证件。设备应有铭牌。

第 1.0.7 条 设备和器材到达现场后,应在规定期限内作验收检查,并应符合下列要求:

- 一、包装及密封应良好。
- 二、开箱检查清点,规格应符合设计要求,附件、备件应齐全。
- 三、产品的技术文件应齐全。
- 四、按本规范要求,外观检查合格。

第 1.0.8 条 施工中的安全技术措施,应符合本规范和现行有关安全技术标准及产品的技术文件的规定。

对重要的施工项目或工序,尚应事先制定安全技术措施。

第 1.0.9 条 与旋转电机安装工程有关的建筑工程的施工应符合下列要求:

一、与旋转电机安装有关的建筑物、构筑物的建筑工程质量应符合国家现行的建筑工程施工及验收规范中的有关规定。

二、设备安装前,建筑工程应具备下列条件:

1. 结束屋顶、楼板工作,不得有渗漏现象;
2. 混凝土基础应达到允许安装的强度;
3. 现场模板、杂物清理完毕;
4. 预埋件及预留孔符合设计,预埋件牢固。

三、设备安装完毕,投入运行前,建筑工程应完成下列工作:

1. 二次灌浆和抹面工作,二次灌浆强度达到要求;
2. 通风小室的全部建筑工程工作。

第 1.0.10 条 设备安装用的紧固件,除地脚螺栓外,应采用镀锌制品。

第 1.0.11 条 在有爆炸或火灾危险性的场所装设旋转电机时,除应符合本规范规定外,尚应符合现行国家标准《电气装置安装工程爆炸和火灾危险场所电气装置施工及验收规范》的有关规定。

第 1.0.12 条 旋转电机的机械部分的安装及试运行要求,应符合国家现行的有关专业规程的规定。

第 1.0.13 条 旋转电机的施工及验收除按本规范规定执行外,尚应符合国家现行的有关标准规范的规定。

第二章 汽轮发电机和调相机

第一节 一般规定

第 2.1.1 条 本章适用于容量在 6000kW 及以上固定厂房内的同步汽轮发电机、调相机安装工程的施工及验收。

第 2.1.2 条 电机基础、地脚螺栓孔、沟道、孔洞、预埋件及电缆管的位置、尺寸和质量,应符合设计和国家现行的建筑工程施工及验收规范的有关规定。

第 2.1.3 条 采用条型底座的电机应有 2 个及以上的接地点。

第二节 保管、搬运和起吊

第 2.2.1 条 电机到达现场后,外观检查应符合下列要求:

- 一、包装完整,在运输过程中无碰撞损坏现象。
- 二、铁芯、转子等的表面及轴颈的保护层完整,无损伤和锈蚀现象。
- 三、水内冷电机定子、转子进出水管管口的封闭完好。
- 四、充氮运输的电机、氮气压力符合产品的要求。

第 2.2.2 条 电机到达现场后,安装前的保管应符合下列要求:

- 一、电机放置前应检查枕木垛、卸货台、平台的承载能力。
- 二、电机的转子和定子应存放在清洁、干燥的仓库或厂房内,当条件不允许时,可就地保管,但应有防火、防潮、防尘、保温及防止小动物进入等措施。

三、电机存放处的周围环境温度应符合产品技术条件的规定,水内冷电机不应低于 5℃,充氮保管的电机,氮气压力应符合产品的要求。

四、转子存放时,不得使护环受力,应使大齿处于支撑位置;水内冷和氢冷电机的气进出孔道,必须封严。水内冷电机应使用干燥、清洁的压缩空气吹扫水内冷绕组。

五、保管期间,应每月检查一次,轴颈、铁芯、集电环等处不得有锈蚀,并按产品的要求定期盘动转子。

六、对大型发电机定子、转子绕组,应定期使用兆欧表测量绝缘电阻,当发现绝缘电阻值明显下降时,应查明原因,采取措施。

第 2.2.3 条 电机定子在起吊和搬运中,受力点位置应符合产品技术文件的规定。定子上专用吊环的螺扣应全部拧紧。

转子起吊时,护环、轴颈、小护环、进出水水箱、风扇、集电环、氢冷转子的槽楔风斗等不得作为着力点。轴颈应包扎保护,钢丝绳不得与风扇、集电环、进出水水箱、氢冷转子的槽楔风斗等碰触。钢丝绳与转子的绑扎部位应采用能起保护作用的垫块垫好。

第 2.2.4 条 大型电机定子的运输应考虑就位时的方向。

第三节 定子和转子的安装

第 2.3.1 条 电机的铁芯、绕组、机座内部应清洁,无尘土、油垢和杂物。

第 2.3.2 条 绕组的绝缘表面应完整,无伤痕和起泡现象。端部绕组与绑环应紧靠垫实,紧固件和绑扎件应完整,无松动,螺母应锁紧。

第 2.3.3 条 铁芯硅钢片应无锈蚀,松动、损伤或金属性短接。通风孔和风道应清洁、无杂物阻塞。

第 2.3.4 条 埋入式测温元件的引出线和端子板应清洁、绝缘,其屏蔽接地应良好。埋设于汇水管水支路处的测温元件应安装牢固,测温元件应完好。

第 2.3.5 条 定子槽楔应无裂纹、凸出及松动现象。每根槽楔的空响长度不应超过其 1/3,端部槽楔必须牢固,槽楔下采用波纹板时,应按产品要求进行检查。

第 2.3.6 条 进入定子膛内工作时,应保持洁净,严禁遗留金属件;不得损伤绕组端部和铁芯。

第 2.3.7 条 转子上的紧固件应紧牢,平衡块不得增减或变位,平衡螺丝应锁牢。氢内冷转子应按制造厂规定进行通风检查,通风孔应无阻塞。

风扇叶片应安装牢固,无破损、裂纹及焊口开裂,螺栓应锁牢。

第 2.3.8 条 穿转子时,不得碰伤定子绕组或铁芯;下部铁芯和绕组端部表面宜先使用纸板或橡皮板垫敷。

第 2.3.9 条 凸极式电机的磁极绕组绝缘应完好,磁极应稳固,磁极间撑块和连接线应牢固。

第 2.3.10 条 电机的空气间隙和磁场中心应符合产品的要求。

第 2.3.11 条 安装端盖前,电机内部应无杂物和遗留物,气封通道应通畅。安装后,端盖接合处应紧密。采用端盖轴承的电机,端盖接合面应采用 $10\text{mm} \times 0.05\text{mm}$ 塞尺检查,塞入深度不得超过 10mm 。

第 2.3.12 条 电机的引线及出线的安装应符合下列要求:

- 一、引线及出线的接触面良好、清洁、无油垢,镀银层不应锉磨。
- 二、引线及出线的连接应紧固,当采用铁质螺栓时,连接后不得构成闭合磁路。
- 三、大型发电机的引线及出线连接后,应按制造厂的规定进行绝缘包扎处理。

第四节 集电环和电刷的安装

第 2.4.1 条 集电环应与轴同心,晃度应符合产品技术条件的规定;当无规定时,晃度不宜大于 0.05mm 。集电环表面应光滑,无损伤及油垢。

第 2.4.2 条 接至刷架的电缆,不应使刷架受力,其金属护层不应触及带有绝缘垫的轴承。

第 2.4.3 条 电刷架及其横杆应固定,绝缘衬管和绝缘垫应无损伤、无污垢,并应测量其绝缘电阻。

第 2.4.4 条 刷握与集电环表面间隙应符合产品技术要求;当产品无规定时,其间隙可调整为 $2 \sim 4\text{mm}$ 。

第 2.4.5 条 电刷的安装调整应符合下列要求：

一、同一电机上应使用同一型号、同一制造厂的电刷。

二、电刷的编织带应连接牢固，接触良好，不得与转动部分或弹簧片相碰触。具有绝缘垫的电刷，绝缘垫应完好。

三、电刷在刷握内应能上下自由移动，电刷与刷握的间隙应符合产品的规定；当无规定时，其间隙可为 0.10~0.20mm。

四、恒压弹簧应完整无机械损伤，型号和压力应符合产品技术条件的规定。同一极上的弹簧压力偏差不得超过 5%。

五、电刷接触面应与集电环的弧度相吻合，接触面积不应小于单个电刷截面的 75%。研磨后，应将炭粉清扫干净。

六、非恒压的电刷弹簧，压力应符合其产品的规定。当无规定时，应调整到不使电刷冒火的最低压力，可为 14~25kPa，同一刷架上每个电刷的压力应均匀。

七、电刷应在集电环的整个表面内工作，不得靠近集电环的边缘。

第五节 氢冷电机

第 2.5.1 条 氢冷电机引出线的绝缘包扎应符合制造厂的有关规定。套管表面应清洁，无损伤和裂纹，出线箱法兰应分别与套管法兰、电机本体的结合面密合。

出线套管安装前应进行电气绝缘试验，并按有关规定作气密试验，试验合格后再进行安装。

第 2.5.2 条 氢冷电机必须分别对定子、转子及氢、油、水系统管路等作严密性试验。试验合格后，可作整体性气密试验。试验压力和技术要求应符合制造厂规定。

第 2.5.3 条 氢冷电机的氢气质量应符合制造厂的规定。当制造厂无规定时，应符合以下要求：

氢气纯度 $> 96\%$

气体混合物内含氧量 $\leq 2\%$

氢气的绝对湿度 $\leq 10\text{g}/\text{m}^3$

第 2.5.4 条 氢冷电机的安装，除应符合本节规定外，尚应符合本章其它有关规定。

第六节 水内冷电机

第 2.6.1 条 安装前，定子、转子等水回路应按产品要求分别作水压试验。

第 2.6.2 条 电机的冷却水应采用汽轮机的冷凝水或经除盐处理的水，水质应符合表 2.6.2 的规定。

表 2.6.2 水内冷电机冷却水水质标准

项 目		标 准
外 观		透明纯净,无机械混合物
电导率 ($\mu\text{s}/\text{cm}$)	200MW 以下	≤ 5
	200MW 及以上	≤ 2
硬度 ($\mu\text{mol}/\text{L}$)	200MW 以下	< 10
	200MW 及以上	< 2
pH 值		6.5 ~ 8.0
NH 值		微量

注:电机启动时,冷却水的电导率不宜大于 $10\mu\text{s}/\text{cm}$ 。

第 2.6.3 条 绝缘水管不得碰及端盖,不得有凹瘪现象,绝缘水管相互之间不得碰触或摩擦。当有碰触或摩擦时应使用软质绝缘物隔开,并应使用不刷漆的软质带扎牢。

第 2.6.4 条 定子引出线套管应清洁,无伤痕和裂纹,密封试验和电气绝缘试验应合格。

第 2.6.5 条 电机的检漏装置应清洁、干燥。

第 2.6.6 条 水内冷电机的定子、转子安装后应作正、反冲洗,分支水回路应畅通。入口水压、流量应符合制造厂规定。

第 2.6.7 条 水内冷电机的安装,除符合本节规定外,尚应符合本章其它有关规定。

第七节 干 燥

第 2.7.1 条 新装电机的绝缘电阻或吸收比,应符合现行国家标准《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》的有关规定。当不符合时,应对电机进行干燥。

第 2.7.2 条 电机干燥时应符合下列要求:

一、温度应缓慢上升,升温速率可为每小时 $5 \sim 8^{\circ}\text{C}$ 。

二、铁芯和绕组的最高允许温度,应根据绝缘等级确定。

三、带转子进行干燥的电机当温度达到 70°C 以后,应至少每隔 2h 将转子转动 180° 。

四、水内冷电机定子宜采用水质合格的热循环水干燥,水温不宜高于 70°C ;当采用直流电加热法时,在定子绕组与绝缘水管连接处的接头上,使用温度计测得的温度不应高于 70°C 。

五、水内冷电机转子可采用直流电加热法干燥,当采用电阻法测量温度时,其温度不应高于 65°C 。

六、当吸收比及绝缘电阻值符合要求,并在同一温度下经 5h 稳定不变时,可认为干燥合格。

七、当电机在就位后干燥时,宜与风室干燥同时进行。

八、电机干燥后,当不及时启动时,宜有防潮措施。

第 2.7.3 条 经交流耐压试验合格的电机,当接近运行温度或环氧粉云母绝缘的电

机在常温时,且按额定电压计算绝缘电阻值不低于每千伏 $1\text{M}\Omega$ 均可投入运行。

第三章 电动机

第一节 一般规定

第 3.1.1 条 本章适用于异步电动机、同步电动机、励磁机及直流电机的安装。

第 3.1.2 条 电机性能应符合电机周围工作环境的要求。

第 3.1.3 条 电机基础、地脚螺栓孔、沟道、孔洞、预埋件及电缆管位置、尺寸和质量,应符合设计和国家现行的建筑工程施工及验收规范的有关规定。

第二节 保管和起吊

第 3.2.1 条 电机运达现场后,外观检查应符合下列要求:

- 一、电机应完好,不应有损伤现象。
- 二、定子和转子分箱装运的电机,其铁芯、转子和轴颈应完整,无锈蚀现象。
- 三、电机的附件、备件应齐全,无损伤。

第 3.2.2 条 电机及其附件宜存放在清洁、干燥的仓库或厂房内;当条件不允许时,可就地保管,但应有防火、防潮、防尘及防止小动物进入等措施。

保管期间,应按产品的要求定期盘动转子。

第 3.2.3 条 起吊电机转子时,不应将吊绳绑在集电环、换向器或轴颈部分。

起吊定子和穿转子时,不得碰伤定子绕组或铁芯。

第三节 检查和安装

第 3.3.1 条 电机安装时,电机的检查应符合下列要求:

- 一、盘动转子应灵活,不得有碰卡声。
- 二、润滑脂的情况正常,无变色、变质及变硬等现象。其性能应符合电机的工作条件。
- 三、可测量空气间隙的电机,其间隙的不均匀度应符合产品技术条件的规定,当无规定时,各点空气间隙与平均空气间隙之差与平均空气间隙之比宜为 $\pm 5\%$ 。

四、电机的引出线鼻子焊接或压接应良好,编号齐全,裸露带电部分的电气间隙应符合产品标准的规定。

五、绕线式电机应检查电刷的提升装置,提升装置应有“启动”、“运行”的标志,动作顺序应是先短路集电环,后提起电刷。

第 3.3.2 条 当电机有下列情况之一时,应作抽芯检查:

- 一、出厂日期超过制造厂保证期限。
- 二、当制造厂无保证期限时,出厂日期已超过一年。
- 三、经外观检查或电气试验,质量可疑时。

四、开启式电机经端部检查可疑时。

五、试运转时有异常情况。

注：当制造厂规定不允许解体者，发现本条所述情况时，另行处理。

第 3.3.3 条 电机抽转子检查，应符合下列要求：

一、电机内部清洁无杂物。

二、电机的铁芯、轴颈、集电环和换向器应清洁，无伤痕和锈蚀现象，通风孔无阻塞。

三、绕组绝缘层应完好，绑线无松动现象。

四、定子槽楔应无断裂、凸出和松动现象，每根槽楔的空响长度不得超过其 $1/3$ ，端部槽楔必须牢固。

五、转子的平衡块及平衡螺丝应紧固锁牢，风扇方向应正确，叶片无裂纹。

六、磁极及铁轭固定良好，励磁绕组紧贴磁极，不应松动。

七、鼠笼式电动转子铜导电条和端环应无裂纹，焊接应良好，浇铸的转子表面应光滑平整，导电条和端环不应有气孔、缩孔、夹渣、裂纹、细条、断条和浇注不满等现象。

八、电机绕组应连接正确，焊接良好。

九、直流电机的磁极中心线与几何中心线应一致。

十、检查电机的滚动轴承，应符合下列要求：

1. 轴承工作面应光滑清洁，无麻点、裂纹或锈蚀，并记录轴承型号；

2. 轴承的滚动体与内外圈接触良好，无松动，转动灵活无卡涩，其间隙符合产品技术条件的规定；

3. 加入轴承内的润滑脂应填满其内部空隙的 $2/3$ ；同一轴承内不得填入不同品种的润滑脂。

第 3.3.4 条 电机的换向器或集电环应符合下列要求：

一、表面应光滑，无毛刺、黑斑、油垢。当换向器的表面不平程度达到 0.2mm 时，应进行车光。

二、换向器片间绝缘应凹下 $0.5 \sim 1.5\text{mm}$ 。整流片与绕组的焊接应良好。

第 3.3.5 条 电机电刷的刷架、刷握及电刷的安装应符合下列要求：

一、同一组刷握应均匀排列在与轴线平行的同一直线上。

二、刷握的排列，应使相邻不同极性的一对刷架彼此错开。

三、各组电刷应调整在换向器的电气中性线上。

四、带有倾斜角的电刷的锐角尖应与转动方向相反。

五、电机电刷的安装除符合本条规定外，尚应符合本规范第二章第四节的要求。

第 3.3.6 条 箱式电机的安装，尚应符合下列要求：

一、定子搬运、吊装时应防止定子绕组的变形。

二、定子上下瓣的接触面应清洁，连接后使用 0.05mm 的塞尺检查，接触应良好。

三、必须测量空气间隙,其误差应符合产品技术条件的规定。

四、定子上下瓣绕组的连接,必须符合产品技术条件的规定。

第 3.3.7 条 多速电机的安装,尚应符合下列要求:

一、电机的接线方式、极性应正确。

二、联锁切换装置应动作可靠。

三、电机的操作程序应符合产品技术条件的规定。

第 3.3.8 条 有固定转向要求的电机,试车前必须检查电机与电源的相序并应一致。

第四章 工程交接验收

第 4.0.1 条 发电机和调相机的起动运行,从电机开始转动至并入系统应保持铭牌出力连续运行 72h。

氢气直接冷却的电机在充空气状态下不得加励磁运行。氢气间接冷却的电机在充空气状态下运行时,其功率的大小和定子、转子的温升应符合现行国家标准《汽轮发电机通用技术条件》的有关规定。

第 4.0.2 条 电机试运行前的检查应符合下列要求:

一、建筑工程全部结束,现场清扫整理完毕。

二、电机本体安装检查结束,起动前应进行的试验项目已按现行国家标准《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》试验合格。

三、冷却、调速、润滑、水、氢、密封油等附属系统安装完毕,验收合格,水质、油质或氢气质量符合要求,分部试运行情况良好。

四、发电机出口母线应设有防止漏水、油、金属及其它物体掉落等设施。

五、电机的保护、控制、测量、信号、励磁等回路的调试完毕,动作正常。

六、测定电机定子绕组、转子绕组及励磁回路的绝缘电阻,应符合要求;有绝缘的轴承座的绝缘板、轴承座及台板的接触面应清洁干燥,使用 1000V 兆欧表测量,绝缘电阻值不得小于 $0.5\text{M}\Omega$ 。

七、电刷与换向器或集电环的接触应良好。

八、盘动电机转子时应转动灵活,无碰卡现象。

九、电机引出线应相序正确,固定牢固,连接紧密。

十、电机外壳油漆应完整,接地良好。

十一、照明、通讯、消防装置应齐全。

第 4.0.3 条 电动机宜在空载情况下作第一次启动,空载运行时间宜为 2h,并记录电机的空载电流。

第 4.0.4 条 电机试运行中的检查应符合下列要求:

- 一、电机的旋转方向符合要求,无异声。
- 二、换向器、集电环及电刷的工作情况正常。
- 三、检查电机各部温度,不应超过产品技术条件的规定。
- 四、滑动轴承温度不应超过 80℃,滚动轴承温度不应超过 95℃。
- 五、电机振动的双倍振幅值不应大于表 4.0.4 的规定。

表 4.0.4 电机振动的双倍振幅值

同步转速(r/min)	3000	1500	1000	750 及以下
双倍振幅值(mm)	0.05	0.085	0.10	0.12

第 4.0.5 条 氢冷电机在额定氢压下的漏氢量应符合产品技术要求。漏氢试验时应按下式计算漏氢量：

$$\Delta V = 69.38V/H[(P_1 + B_1)(273 + t_1)][(P_2 + B_2)(273 + t_2)](m^3/d) \quad (4.0.5)$$

式中 ΔV ——在规定状态 $P_0 = 1.01 \times 10^5 \text{ Pa}$ (一个标准大气压) $t_0 = 20^\circ\text{C}$ 下的漏氢量(m^3/d);

V ——发电机充氢容积(m^3);

H ——漏氢试验持续时间(h);

$P_1、P_2$ ——试验开始及结束时发电机氢气压力(kPa);

$B_1、B_2$ ——试验开始及结束时发电机周围环境的大气压力(kPa);

$t_1、t_2$ ——试验开始及结束时发电机氢气温度($^\circ\text{C}$);

第 4.0.6 条 交流电动机的带负荷起动次数,应符合产品技术条件的规定;当产品技术条件无规定时,应符合下列规定：

- 一、在冷态时,可起动 2 次。每次间隔时间不得小于 5min。
- 二、在热态时,可起动 1 次。当在处理事故以及电动机起动时间不超过 2~3s 时,可再起 1 次。

第 4.0.7 条 电机在验收时,应提交下列资料 and 文件：

- 一、变更设计部分的实际施工图。
- 二、变更设计的证明文件。
- 三、制造厂提供的产品说明书、检查及试验记录、合格证件及安装使用图纸等技术文件。
- 四、安装验收技术记录、签证和电机抽转子检查及干燥记录等。
- 五、调整试验记录及报告。

附录一 本规范用词说明

一、为便于在执行本规范条文时区别对待,对要求严格程度不同的用词说明如下：

1. 表示很严格,非这样做不可的:

正面词采用“必须”;

反面词采用“严禁”。

2. 表示严格,在正常情况下均应这样做的:

正面词采用“应”;

反面词采用“不应”或“不得”。

3. 表示允许稍有选择,在条件许可时首先应这样做的:

正面词采用“宜”或“可”;

反面词采用“不宜”。

二、条文中指定应按其它有关标准、规范执行时,写法为“应符合……的规定”或“应按……执行”。

附加说明

本规范主编单位、参加单位和主要起草人名单

主编单位:能源部电力建设研究所

参加单位:东北电力试验研究院

西北电力建设第一工程公司

主要起草人:姚耕 李伟清 王钜 马长瀛

第二篇

变压器的安装、试验、检修 与运行维护

第一章 变压器及其工作原理

第一节 变压器概述

变压器是变电所的主要电气设备之一,可以说变压器是变电所的“心脏”,其主要作用是变换电压。从电工学中知道,输电线路中流过的电流越大,损失的电功率越大。而在传输一定功率时,电流越大,电压越低,所以采用高压输电就可以减少功率损耗,故发电厂发出的电力都要经变压器升压后方进行输送,又由于高电压送到用电地区后不能直接应用,所以再用变压器将高电压变换成低电压,即用户所需电压方能使用。

一、变压器的作用

变压器的作用是变换电压,它可以将一各电压等级(例如 10kV)变成同频率的另一种电压等级(例如 110kV),由低电压变成高电压的变压器叫升压变压器。升压后利于远距离输送,电能输送到负荷中心经变压器降压后满足不同用户的需要。降低电压的变压器叫降压变压器。

二、变压器的分类

1. 按绕组个数分类:变压器按绕组个数分为双绕组(每相有高压、低压两个绕组)变压器和三绕组(每相有高、中、低压三个绕组)变压器。

2. 按相数分类:变压器按相数分单相变压器、三相变压器。

3. 按绕组耦合方式有自耦变压器(高、低压共用一个绕组)

4. 按冷却方式分类:变压器按冷却介质和冷却方式又可分为油浸式和干式两大类。油浸式又可分为油浸自冷、油浸风冷、强迫油循环风冷、强迫油循环水冷,干式又分空气自

冷和浇注绝缘两大类。

(5)按用途分类:变压器按用途可分为升压变压器、降压变压器和联络变压器。

三、变压器的结构

变压器组成部件包括器身(铁芯、绕组、绝缘、引线)、变压器油、油箱和冷却装置、调压装置、保护装置(吸湿器、安全气道、气体继电器、储油柜及测温装置等)和出线套管,见图 2-1-1。

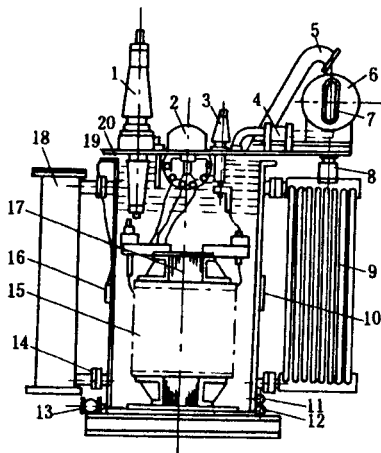


图 2-1-1 变压器结构图

- 1-高压套管;2-分接开关;3-低压套管;4-气体继电器;
 5-安全气道(防爆管);6-储油柜;7-油表;8-呼吸器(吸湿器);
 9-散热器;10-铭牌;11-接地螺栓;12-油样活门;13-放油阀门;14-活门;
 15-线圈;16-信号温度计;17-铁芯;18-净油器;19-油箱;20-变压器油

(一)铁芯

铁芯由很薄的硅钢片及夹紧装置所组成,它的作用是导磁。铁芯上套线圈的部分称芯柱,不套线圈而用作连接芯柱以构成闭合磁路的部分称为铁轭。图 2-1-2、图 2-1-3 分别是构成单相变压器和三相变压器的单相双柱铁芯及三相三柱铁芯。

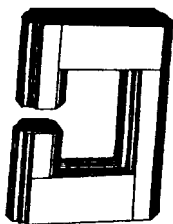


图 2-1-2 单相双柱铁芯

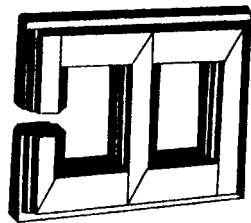


图 2-1-3 三相三柱铁芯

(二) 绕组

绕组是变压器的导电部分,是用铜线或铝线绕成圆筒形的多层线圈,绕在铁芯柱上,导线外面采用纸绝缘或纱包绝缘等。线匝的层与层之间垫以绝缘或由油道隔开,一般低压线圈在内层,高压线圈在外层,这样布置便于绕组铁芯间的绝缘。

(三) 油箱

它是用钢板焊成,是油浸式变压器的外壳,器身置于油箱内,箱内装满变压器油,使铁芯和线圈浸在油内。油起绝缘和冷却双重作用,油箱分为上盖、底座和箱体三部分。为了检修方便,常把上盖和箱体制成一个整体,象钟表的玻璃罩一样罩在铁芯和绕组上,所以称为钟罩式变压器,需要检修时,就把它吊起来,线圈和铁芯就全部露出来,这样检修时就不必吊笨重铁芯和线圈了。

(四) 变压器油

它有两个作用:第一是绝缘作用,第二是冷却作用。变压器油要求十分纯净,不能含杂质,如水分、灰尘、纤维等。如含杂质,就会使绝缘性能大大降低,所以要采取防油受潮及和氧气接触的措施。

(五) 冷却方式及冷却装置

变压器在运行时,电流通过线圈和铁芯中的涡流及磁滞损耗都要产生热量,使变压器升温,由变压器油将热量带入冷却装置散发出来,达到降低变压器温度目的,其冷却方式分为以下几种。

1. 油浸自冷式

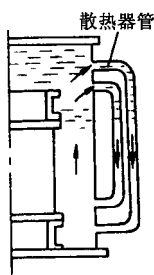


图 2-1-4 油浸自冷式变压器冷却示意图

如图 2-1-4 所示,变压器运行时,热油上升至变压器顶部,从散热管的上端入口进入散热管内,散热管的外表面与外界冷空气相接触使油得到冷却,冷油在散热管内下降,由管的下端流入变压器底部,冷油使铁芯和绕组得到冷却,油温再升高时,热油再次上升至变压器顶部,重复上述的循环过程。

2. 油浸风冷式

如图 2-1-5 所示,在中型变压器散热器框内,为了加快变压器油的冷却,装有冷却风扇。当散热管内的油循环时,风扇的强烈吹风使管内流动的热油迅速得到冷却。

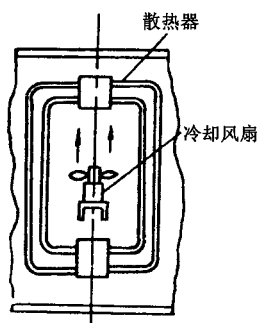


图 2-1-5 油浸风冷式变压器冷却风扇示意图

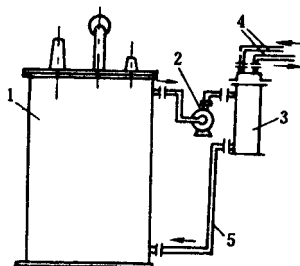


图 2-1-6 强迫油循环水冷式变压器冷却示意图

1- 变压器 2- 潜油泵 3- 冷油器 4- 冷却水管道 5- 油管道

3. 强迫油循环水冷式

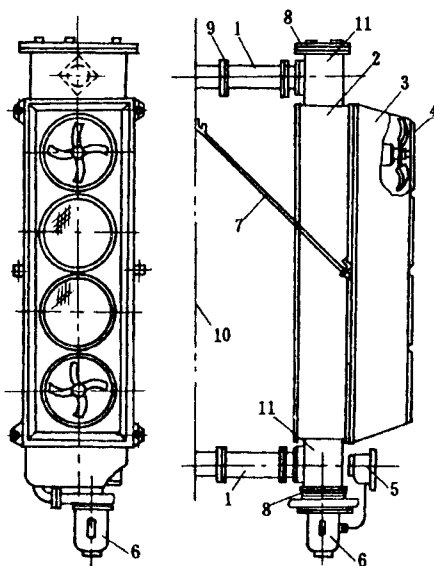


图 2-1-7 强迫油循环风冷却器示意图

1- 连接管 2- 冷却器 3- 导风筒 4- 冷却风扇 5- 分控制箱；
6- 潜油泵 7- 拉杆 8- 端盖 9- 蝶形阀 10- 变压器 11- 集油室

如图 2-1-6 所示，变压器顶部热油被潜油泵吸入后加压，加压后的压力油通过冷

却器使油得到冷却,冷油在压力作用下流入变压器底部,从而使铁芯和绕组得到冷却,油温再升高时,热油再次上升到变压器顶部重复上述冷却过程。冷却器内部有水管,管内通冷水,用以冷却热油且把油和水分隔开来,为防止水漏入油中,一般冷却器内油压应稍大于冷却管内水压。

4. 强迫油循环风冷式

如图 2-1-7 所示,通过潜油泵将变压器上升热油抽出,经过上部的蝶形阀集油室,然后经散热器散热后,流到下部集油室,油温降低。冷油通过潜油泵打回变压器底部,油温再升高时,重复上述过程。强迫油循环风冷式和水冷式工作原理相似,区别在于使油冷却的介质不同,前者采用风作为冷却介质,后者采用水作为热交换冷却介质。

变压器的冷却装置包括:冷却器、风扇、潜油泵等。潜油泵是强迫油循环变压器的专用设备。冷却器又分空冷和水冷 2 种,水冷的冷却效果很好,运行中应特别注意,当冷却水断水后,冷却效果将急剧恶化,变压器内部温度会很快升高。

(六) 绝缘

变压器导电部分之间及导电部分对地之间都要求绝缘,其绝缘分内绝缘和外绝缘。内绝缘是指油箱内的各部分绝缘,内绝缘又分主绝缘和纵绝缘两部分:主绝缘是线圈与接地部分之间以及线圈之间的绝缘,纵绝缘是同一线圈各部分之间的绝缘,如层间绝缘、区间绝缘或段间绝缘。外绝缘是套管上部导电部分对地和彼此之间的绝缘,如瓷套管等。

(七) 保护装置

变压器保护装置包括油枕(储油柜)、吸湿器、净油器、气体继电器、防爆管、温度计、油表等。

1. 油枕

也叫储油柜,安装在变压器油箱上部,用弯曲管与变压器油箱连接,其作用是调节油量,限制变压器油和空气的接触面,减少油受潮和氧化的程度,可以容纳变压器因温度升高而体积膨胀增加的变压器油。

2. 吸湿器

也叫呼吸器,用来保持油箱内压力正常,它与储油柜配合使用,内部充有吸附剂、硅胶,下部有盛油器,以过滤、消除吸入空气中的杂质和水分。

3. 净油器

也叫热虹吸过滤器,安装在变压器油箱的一侧,内装吸附剂、硅胶等,油循环时与吸附剂接触,其中的水分、酸和氧化物等杂质被过滤、吸收、净化,延长了油的使用年限。

4. 气体继电器

安装在变压器油箱上部的储油柜联管上,当变压器内部发生故障,如匝间短路、绝缘击穿、铁芯故障等,油箱内产生大量气体使气体继电器动作,切断电源,保护变压器。

5. 防爆管

也叫安全气道,安装在变压器油箱盖上,其出口处装有玻璃膜片和薄铁板,变压器内部发生故障时,油箱内压力升高,油和气体冲破膜片向外喷出,从而减低变压器内部压力,防止油箱爆破。

6. 温度计

用以测量监护变压器的上层油温,掌握变压器的运行状况。

7. 油表

用来监视变压器的油位变化,又称油位计。油表应标出相当于温度为 -30 、 $+20$ 、 $+40^{\circ}\text{C}$ 的三个油面线标志。

(八)套管

为了将线圈出线从油箱内引到油箱外,使带电的引线穿过油箱时与接地的油箱绝缘,必须使用绝缘套管。它分为纯瓷型套管、充油型套管和电容型套管三种型式。 35kV 及以下电压等级多用纯瓷型, 63kV 及以上电压等级多用于充油型。电容套管从 63kV 至 500kV 已经成系列成品,供高压变压器配套使用。

(九)调压装置

俗称分接开关或分头,它是用以改变变压器线圈匝数来调整电压,双绕组变压器只在高压侧装设,三绕组变压器在高、中压侧装设。调压方式分为无载调压和有载调压两种。无载调压也叫无励磁调压,是在变压器一、二次都脱离电网时,变换一次侧分接开关来改变绕组匝数,进行无载调压;有载调压是变压器在带负荷运行中,通过手动或电动来变换一次分接开关,以改变一次绕组的匝数,进行有载调压。

四、变压器铭牌、技术数据和接线组别

(一)铭牌

每台变压器具有一系列技术数据,某些技术数据在铭牌上标出。型号第一部分是汉语拼音的代表符号,表示产品分类、结构特征等;型号第二部分是数据,分子代表额定容量,分母代表高压绕组电压等级。变压器各符号意义如下:

①②③④—⑤/⑥

①:表示相数。D—单相;S—三相;O—自耦变压器(在型号首位是降压自耦变压器,在型号末位是升压自耦变压器)。

②:表示冷却方式。F—风冷式;W—水冷式(油浸自冷式不表示);P—强迫油循环;D—强迫油导向循环。

③:L—铝绕组(铜绕组不表示);Z—有载调压(无载调压不表示);S—三绕组(双绕组不表示)。

④:表示设计序号。

⑤:额定容量,kVA。

⑥ 高压绕组额定电压 ,kV。

如 SFPSL2 - 50000/110 表示三相油浸风冷强迫油循环三绕组铝绕组第二代变压器 , 额定容量 50000kVA , 高压侧额定电压为 110kV。

(二) 技术数据

1. 额定容量 S_N (视在功率)

指变压器在厂家铭牌规定的额定电压、额定电流上连续运行能输送的容量。

单相变压器 $S_N = U_N I_N \times 10^{-3} (\text{kVA})$

三相变压器 $S_N = \sqrt{3} U_N I_N \times 10^{-3} (\text{kVA})$

式中 U_N —— 二次侧额定电压 ,V ;

I_N —— 二次侧额定电流 ,A。

2. 额定电流 I_N

指变压器在额定容量下 , 允许长期通过的电流。

3. 额定电压 U_N

变压器长期运行时所能承受的工作电压 (铭牌上的 U_N 值指中间分头的额定电压值)。

4. 阻抗电压 U_K

阻抗电压也叫短路电压 , 指变压器二次侧短路 , 一次施加电压并慢慢升高 , 当二次绕组的短路电流等于额定电流时 , 一次所加的电压叫做短路电压 U_K 。变压器铭牌上常用 U_K 对一次额定电压 U_N 比值的百分数来表示 , 即

$$U_d \% = \frac{U_{d1}}{U_{1N}} \times 100 \%$$

5. 空载电流 I_0

变压器的额定电压下二次侧空载时 (开始) , 一次侧绕组中通过的电流 I_0 称空载电流。它只起激磁作用 , 所以也称激磁电流 , 一般以额定电流的百分数表示。即

$$I_0 \% = \frac{I_0}{I_N} \times 100 \%$$

6. 电压比 (或变比)

变压器各侧之间额定电压比。例如某变压器变比为 110kV/38.5kV/11kV , 就是指一次额定电压为 110kV , 二次额定电压为 38.5kV , 三次额定电压为 11kV。

7. 短路损耗 (铜损)

变压器二次绕组短路 , 在一次绕组额定分接开关位置上通入额定电流 , 此时变压器所消耗的功率 , 由于绕组多用铜导线材料 , 所以叫铜损 , 铜损包括基本损耗和附加损耗两部分 , 基本损耗决定于绕组的阻值 , 附加损耗是漏磁沿线匝截面和长度分布不均产生的杂质损耗。

8. 空载损耗 (铁损)

变压器在额定电压下,二次侧开路时,铁芯中所消耗的功率称铁损,其中包括激磁损耗和涡流损耗。

(三) 接线组别

为了表明变压器一、二次两则电压之间的相位关系,将变压器的接线分为若干组,称为接线组别。三相变压器的接线组别共分为 12 种,其中 6 个是单数组,6 个是双数组。凡是一次绕组和二次绕组连接相同(如 D,d、Y,y),都属于双数组,包括 2、4、6、8、10、12 6 个组。凡是一次绕组和二次绕组的接线不一致的(如 Y,d、D,y),都属于单数组,包括 1、3、5、7、9、11 6 个组。一般用时钟表示法来表征变压器的不同接线组别。方法是 将 360° 角分为 12 等分,每隔 30° 就为一种接线组别,共分为 12 种,即以一次侧线电压的相量作时钟的长针,固定在 12 点钟,以二次侧线电压相量作时钟的短针,短针所指的点数即为该组别的标号。

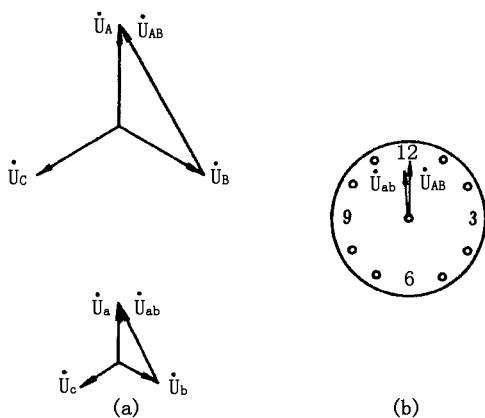


图 2-1-8 Y,yn12 接线相量图

(a) 相量图 (b) 用时钟表一、二次线电压相位图

我国常采的有用 Y,yn12、Y,d11 及 YN,d12 三种接线方式,现分别介绍如下:

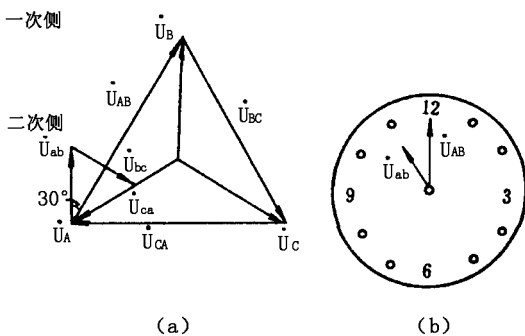


图 2-1-9 Y,d11 接线相量图

(a) 相量图 (b) 用时钟表示一、二次线电压有 30° 的相位差

1. Y_{yn}12 接线

如图 5-1-8 所示,一般用于容量不大的(1600kVA 及以下)配电变压器和站用小容量变压器。

2. Y_d11 接线

如图 2-1-9 所示,一般用于 10kV 或 35kV 电网及电厂中厂用变压器等中等容量的变压器。

3. YN_d11 接线

这种接线同 Y_d11 的接法一样,区别在于从星形接法的一次绕组中性点引出一条线来接地。一般用于 110kV 及以上电力系统中,因这种系统的中性点一般都直接接地。

第二节 变压器的工作原理

一、电磁基本定律

(一)电磁感应定律

线圈中的感应电动势与切割线圈的磁力线与时间的变化率成正比。感应电动势的大小可用下式计算

$$e = -N(d\Phi/dt)$$

式中 e ——感应电动势, V;

N ——线圈匝数;

$d\Phi$ ——线圈中磁通的变化, Wb;

dt ——磁力线变化所需的时间, s。

(二)磁感应强度(磁通密度)

磁感应强度为通过垂直单位面积的磁力线数,它是用来衡量磁力线数的强弱的,其计算式可表示为

$$B = \Phi/S$$

式中 B ——磁感应强度, T;

Φ ——磁通, Wb;

S ——垂直于磁通的面积, m^2 。

(三)基尔霍夫第一定律和第二定律

基尔霍夫第一定律为流入节点的电流以等于流出节点的电流;第二定律为在闭合回路中电位升的和等于电位降的和。基尔霍夫定律在磁路中同样适用。设 Φ 为磁通, λ 为

磁导 μ , R_m 为磁阻, F_0 为磁势, 则

$$\Phi = F_0 \lambda = F_0 / R_m$$

如果在同一磁路上有几个线圈产生磁动势, 磁通决定于磁动势的总和, 即决定于合成磁动势。当有两个磁动势时, 合成磁动势为

$$F_0 = F_1 + F_2$$

(四) 楞次定律

线圈中感应电动势的方向总是企图使它所产生的感应电流产生的新磁通反抗原有磁通的变化, 即 $e = -\Delta\Phi/\Delta t$ 。

二、变压器的基本工作原理

(一) 单相变压器

变压器是一种静止的电器, 由绕在共同磁路上的两个或更多的绕组组成。图 2-1-10 是一台最简单的变压器原理图。它由两个匝数不等的线圈绕在同一个闭合铁心上, 铁心用硅钢片叠成。铁心柱左边的线圈称一次绕组, 匝数用 N_1 表示, 另一侧的线圈称二次绕组, 匝数用 N_2 表示。

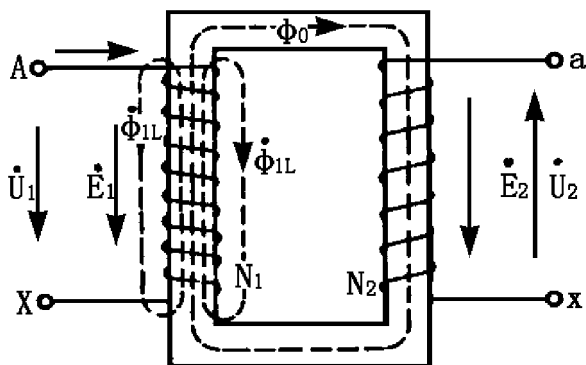


图 2-1-10 变压器原理图

将变压器的一次侧绕组的两端接到电压为 \dot{U}_1 的交流电源上, 二次侧绕组开路。在 \dot{U}_1 的作用下, 变压器一次绕组内产生电流 \dot{i}_0 , \dot{i}_0 称为变压器的空载电流。 \dot{i}_0 是用来建立空载磁动势 \dot{F}_0 的, $\dot{F}_0 = N_1 \dot{i}_0$ 。磁动势 \dot{F}_0 在铁心中产生的磁通也称为交变磁通, 磁通大部分沿铁心闭合, 与一、二次绕组相磁链, 称为主磁通 $\dot{\Phi}_0$, 磁通的一小部分只穿过一次绕组和空气形成闭合回路, 称为一次绕组的漏磁通, 用 $\dot{\Phi}_{1L}$ 表示。通过电磁感应, 主磁通 $\dot{\Phi}_0$ 在一、二次绕组内分别产生感应电动势 \dot{E}_1 和 \dot{E}_2 , 漏磁通 $\dot{\Phi}_{1L}$ 也会在一次绕组中产生漏感电势 \dot{E}_{1L} 。

为了正确表示电压、电流、磁通等量的相位关系, 我们先规定图 2-1-10 中箭头的方向即为各有关量的正方向, 箭头的标定按照电机学的惯例, 这些确定方向的惯例需要

考虑三个因素：①遵守电磁感应定律 $e = -N(d\Phi/dt)$ 以及磁动势和磁通方向一致的原则；②考虑磁动势、磁通的方向时必须注意绕组的绕向；③变压器通用的方式是将一次侧认为是输入，二次侧认为是输出。

按照以上的原则和惯例，将 \dot{U} 看作是电位降，即沿箭头方向电压由高到低， \dot{E} 看作是电位升，即沿箭头方向电压由低到高。

1. 正方向的确定：

(1) 在一次绕组 AX 中，先标定 \dot{U}_1 的正方向。当 \dot{U}_1 为正时，A 点电位高于 X 点电位，故箭头方向由 A 指向 X。

(2) 定 i_1 的正方向。当 i_1 为正时，电流从高电位 A 点流入变压器。

(3) 定 Φ 的正方向。根据右手螺旋定则和电流的正方向、绕向确定，即正电流产生正磁通。

(4) 定 \dot{E}_1 的正方向。习惯上我们规定 \dot{E}_1 的正方向和 i_1 相同，故图 2-1-10 中 \dot{E}_1 的方向是箭头向下，由 A 指向 X。要注意 \dot{E}_1 的正方向是习惯上的标注，实际当 Φ 增加时，电势的方向应产生削弱磁力线的电流，即实际的 \dot{E}_1 方向此时向上。根据惯例，数学表示式 $e = -d\Phi/dt$ 前面的负号就是这样得出的。

(5) 定 \dot{E}_2 的方向。在二次绕组 ax 中，由于二次绕组与一次绕组绕向一致，故 \dot{E}_2 与 \dot{E}_1 的正方向一样，由 a 指向 x。

(6) 定 \dot{U}_2 的正方向。由 x 指向 a，即高电位指向低电位。

2. 电压比。为了讨论方便，假设变压器一、二次侧绕组电阻都等于零；一、二次绕组没有漏磁通，也就是它们是 100% 耦合；铁心硅钢片磁导率 μ 为无穷大，即铁心无损耗。这种变压器称为理想变压器，在实际中是不存在的，但它不会影响我们所讨论的问题结论的正确性。因此，在图 2-1-10 中，根据基尔霍夫第二定律可得

$$U_1 = -E_1$$

当变压器一次侧施加频率为 f 、电压为 \dot{U}_1 的正弦交流电压时，则铁心中产生的磁通 Φ 也为正弦交变量，即

$$\Phi = \Phi_m \sin \omega t$$

$$d\Phi = \omega \Phi_m \cos \omega t dt$$

$$\therefore e_1 = -N_1 \cdot (d\Phi/dt) = -\omega N_1 \Phi_m \cos \omega t$$

$$= \omega N_1 \Phi_m \sin(\omega t - \pi/2) = E_{1m} \sin(\omega t - \pi/2)$$

$$E_1 = E_{1m} / \sqrt{2} = 2\pi f N_1 \Phi_m / \sqrt{2}$$

$$= 4.44 f N_1 \Phi_m = U_1 \tag{1}$$

由式(1)可见，当 f 和 N_1 一定时，磁通的大小决定于外加电压 \dot{U}_1 。同样，磁通 Φ 在二次侧绕组中也感应电势 \dot{E}_2 ，因理想变压器无漏磁通，故二次侧的端电压 \dot{U}_2 应等于二

次侧的感应电势 \dot{E}_2 ,即

$$U_2 = E_2 = 4.44fN_2\Phi_m \quad (2)$$

用式(1)除以式(2),可得

$$U_1/U_2 = E_1/E_2 = N_1/N_2 = K_u \quad (3)$$

式中 K_u ——变压器电压比。

当 $N_1 > N_2$ 时, $K_u > 1$,此时 $U_1 > U_2$,变压器输出电压比输入电压低,这样的变压器称为降压变压器。当 $N_1 < N_2$ 时, $K_u < 1$,此时 $U_1 < U_2$,变压器输出电压比输入电压高,这样的变压器就是升压变压器。

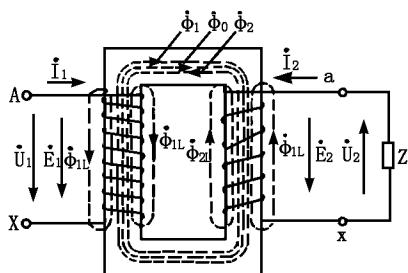


图 2-1-11 变压器负载运行

3. 电流比。当理想变压器二次侧未接负载时,一次侧绕组中只有励磁电流 i_0 ,铁心中只有主磁通 Φ_0 。当二次侧接上负载 Z 后,二次回路中即有电流 i_2 流通,如图 2-1-11 所示。 i_2 将在铁心中建立起磁通 Φ_2 , Φ_2 的方向与 Φ_0 相反,当 Φ_2 穿过一次绕组时,一次绕组便从电源中取得电流 i_1' , i_1' 又产生与 Φ_2 相反的磁通 Φ_1 ,由于 \dot{U}_1 不变,铁心中的磁通总量也保持不变。为使变压器中的电磁关系重新达到平衡状态,显然 $\Phi_1 + \Phi_2 = 0$,于是可得到磁路的平衡方程式为

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}'_1 N_1 + \dot{I}_2 N_2 &= 0 \\ (\dot{I}_1 - \dot{I}_0) N_1 + \dot{I}_2 N_2 &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (4)$$

$$\dot{I}_1 N_1 + \dot{I}_2 N_2 = \dot{I}_0 N_1$$

从上述分析可知,虽然变压器一次绕组和二次绕组之间并无电的联系,但当二次绕组内电流增加时,由于磁的联系,引起了一次绕组输入电流的相应增加,电能就从一次侧传递到二次侧。也就是说,一、二次侧的电流是紧密相联系的,二次侧绕组电流的增加与减少,必然会引起一次侧电流相应的增加或减少。用 N_1 去除式(4)得

$$\dot{I}_1 + (N_2/N_1)\dot{I}_2 = \dot{I}_0 \quad (5)$$

当变压器接近满载时 $\dot{I}_0 \ll \dot{I}_1$,故可以略去不计,则

$$\begin{aligned} \dot{I}_1 + (N_2/N_1)\dot{I}_2 &= 0 \\ -\dot{I}_1/\dot{I}_2 &= N_2/N_1 = K_i \end{aligned} \quad (6)$$

式中 K_i ——变压器的电流比。

式(6)表示绕组中的电流和匝数成反比,负号的意义是一次侧电流 i_1 和二次侧电流 i_2 的方向相反,即 i_1 和 i_2 相位差 180° 。

4. 功率关系。由式(3)和式(6)可以得出变压器一、二次侧电压和电流之间的关系为

$$U_1/U_2 = N_1/N_2 = I_2/I_1$$

$$P_1 = U_1 I_1 = U_2 I_2 = P_2 \quad (7)$$

式中 P_1 ——一次侧输入功率, kW ;

P_2 ——二次侧输出功率, kW。

这是理想变压器的功率关系,即输入等于输出,效率是 100%。实际上,在变压器的工作过程中,铁心中会产生磁滞损耗和涡流损耗,绕组中会产生电阻损耗。另外,由于漏磁通的存在,还会产生附加损耗,都要消耗一部分功率(其值远小于 P_1),其结果是输出功率 P_2 比输入功率 P_1 小,变压器效率小于 100%。

(二)三相变压器

三相变压器的磁路系统大体可分为两大类,一类是各相的磁路系统彼此无关,另一类是各相的磁路系统彼此互相联系。

1. 三相变压式压器。由三个单相变压器组成的三相变压器组,就属于各相磁路系统无关的三相变压器,如图 2-1-12 所示,图中只画出了每相的一个绕组。在这种三相变压器组内,各相的磁通自成回路,互不相连。当三相磁通平衡时,三相磁动势或励磁电流也就是对称的。

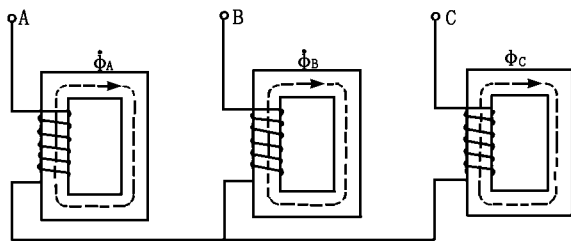


图 2-1-12 三相组式变压器原理图

这种三相组式变压器的最大特点就是单台变压器的运输重量小。对一些超高压、特大容量的三相变压器,当制造及运输有困难时,采用三相组式变压器比较合适。

2. 三相心式变压器。如果把三个单相变压器的铁心按一定几何位置排列,就可以把三个单相变压器的铁心合并成一个三相变压器的铁心。图 2-1-13 绘出了三相变压器铁心的演变过程。图 2-1-13(a)中,在电流电压、负载都平衡的情况下,三相变压器中的磁通亦将是平衡的,在三相系统内的磁通之和等于零,即 $\Phi_A + \Phi_B + \Phi_C = 0$ 。因此可以把图 2-1-13(a)所示中部的三个铁心柱去掉,得到图 2-1-13(b)。为了便于制造,再

把图 2-1-13(b) 中 B 相的铁轭缩短, 就变成图 2-1-13(c) 所示三柱式铁心形态。

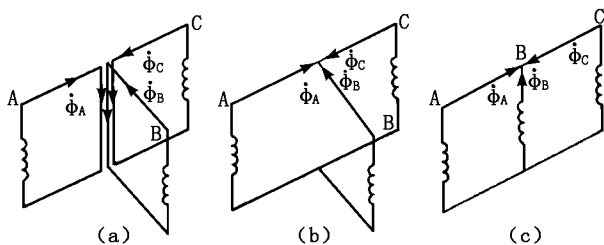


图 2-1-13 三相心式变压器铁心的演变过程

很显然, 三相心式变压器各相的磁路系统是彼此相连的。它比同容量的三相五柱式变压器具有节省材料、效率高等特点。

3. 三相五柱式变压器。当一些大容量、高电压的变压器受到铁路运输条件的限制或受安装场所空间高度的限制, 必须设法降低铁心的高度时, 常采用具有分支磁路的三相五柱式铁心, 如图 2-1-14(a) 所示。

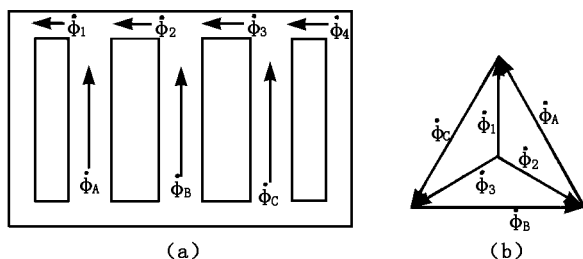


图 2-1-14 三相五柱式变压器磁路系统

(a) 三相五柱式铁心 (b) 三相五柱磁通相量图

在图 2-1-14(a) 中, 磁通的正方向按下述原则规定: 三相柱内磁通从下向上, 上铁轭内磁通从右到左。可得如下磁通方程

$$\dot{\Phi}_A = \dot{\Phi}_1 - \dot{\Phi}_2$$

$$\dot{\Phi}_B = \dot{\Phi}_2 - \dot{\Phi}_3$$

$$\dot{\Phi}_C = \dot{\Phi}_3 - \dot{\Phi}_4$$

将上面三式相加得

$$\dot{\Phi}_A + \dot{\Phi}_B + \dot{\Phi}_C = \dot{\Phi}_1 - \dot{\Phi}_4 = 0$$

所以 $\dot{\Phi}_1 = \dot{\Phi}_4$, 因此上面三式可改写为

$$\left. \begin{aligned} \dot{\Phi}_A &= \dot{\Phi}_1 - \dot{\Phi}_2 \\ \dot{\Phi}_B &= \dot{\Phi}_2 - \dot{\Phi}_3 \\ \dot{\Phi}_C &= \dot{\Phi}_3 - \dot{\Phi}_1 \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

当外加电源电压为三相平衡的正弦电压时, 三相磁通 $\dot{\Phi}_A$ 、 $\dot{\Phi}_B$ 、 $\dot{\Phi}_C$ 也按正弦变化, 且相

位差为 120° 。而 ϕ_1 、 ϕ_2 、 ϕ_3 可以认为是由三相分别产生的,因此它具有同 ϕ_A 、 ϕ_B 、 ϕ_C 同样的规律,即也按正弦变化,相位差 120° 。根据以上规律及式(8)可以画出相量图,见图 2-1-14(b)。铁轭中的磁通为铁心柱中磁通(即 ϕ_A 、 ϕ_B 、 ϕ_C)的 $1/\sqrt{3}$ 。与三柱式铁心相比,铁轭截面 C 即铁轭高度,可缩减为 $1/\sqrt{3}$,这样整个铁心高度就降低了,这对变压器的运输是很有利的。

三相变压器每相的工作原理和单相变压器的工作原理基本相同,这里不再赘述。

第二章 变压器的安装

第一节 安装前的准备工作

由于变压器向高电压、大容量发展,使得变压器的现场安装工作量及难度大大增加了。为了确保变压器的安装质量和安装工作顺利进行,要有一套严密的组织措施。

一、安装前的准备工作和应具备的条件

1. 施工技术准备

在安装变压器前,应熟悉施工图纸并经图纸会审和设计交底,收集有关技术资料 and 制造厂的技术文件,然后根据这些资料进行安装的总体规划,编制作业指导书、质量计划和安全措施,确定劳动力需要计划。在施工前对施工人员要进行技术交底和安全交底。

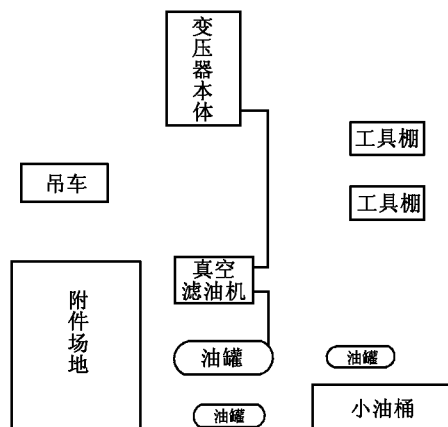


图 2-1-1 变压器安装现场平面布置图

2. 施工场地的准备

施工现场要做到水通、路通、电通,同时还要准备好施工用场地和房屋。首先要清理出一块堆放变压器附件的场地。场地要求面积大、平整,不能有积水和潮湿。同时准备几个临时棚子,存放小型设备和变压器零配件、施工用材料和施工用具。棚子应靠近变压器的安装地点。在变压器安装地点附近,还应安排一个滤油场地,以便放置油罐、滤油机、油桶和滤油时工作之用。图 2-2-1 为变压器安装现场布置平面图。

3. 施工机械设备和主要材料的准备

变压器安装施工机具可分为四大类:起重运输设备,如吊车、平板车等运输机具,这些机具的规格型号可根据变压器的容量大小、起重运输的距离等实际情况而定;二是变压器安装找正固定用工具,如水平尺、电焊机和常用电工工具;三是变压器油处理机具,如真空滤油机和压力式滤油机;四是变压器试验用的仪器和仪表。

4. 变压器补充油的准备

变压器油通常用 180kg 的油桶来装运,因此,现场需准备大油罐,油罐的大小和数量要根据变压器的油重来确定,一般准备一大两小。对 300MW 机组主变压器来说,因变压器器身油重约 28t 左右,因此,准备一个 30t 油罐,另外,准备两个 10t 油罐作为补充油。油罐的设计和制造同其他压力容器一样,要求密封好、内部光滑干净、抗运输,壁要有一定厚度。在用滤油机打入油罐前,要根据油桶的数量进行取样化验,抽取油样前:一定要检查桶外标明的油号是否和变压器标明的一致,没问题时再打开旋塞,用干净的玻璃管取油样,并做混油试验。各项指标合格后,再打入油罐进行油循环,直到从油罐内取得油样合格为止。

5. 变压器的基础及轨道的埋设

土建应按设计要求做好基础,并验收交付安装。

6. 安装应具备的条件

一是制造厂家指导人员已到达现场;二是近期天气情况,温度、湿度应符合规程要求。

二、开箱检查

变压器经过长期的运输和装卸,到达施工现场后,应进行开箱检查,以便及时发现质量缺陷和由于运输造成的损坏和丢失。检查时,应有电厂、制造厂和施工单位共同参加。

变压器零部件开箱检查的主要内容有:

1. 变压器的型号规格是否与设计相符。

2. 变压器的外壳是否是机械损伤及渗漏情况。

3. 各人孔、套管孔、散热器蝶阀等处的密封是否严密,螺丝是否坚固等。带油运输的变压器储油柜油位是否正常。充氮运输的应检查箱内应为正压,其压力为 0.01 ~

0.03 MPa。

4. 变压器出厂资料齐全,如设备图纸、安装使用说明书、出厂试验报告、出厂合格证以及装箱清单等资料均应具备。
5. 绝缘油应储藏在密封清洁的专用油罐或容器内。
6. 按装箱清单检查附件应齐全。
7. 装有冲击记录仪的设备,变压器到达现场后,应立即检查并记录设备在运输和装卸中的受冲击情况。
8. 通过检查判断变压器有无受潮的可能,如发现问题应及时处理,并做好记录。

第二节 安装程序和工艺

各种电力变压器的结构虽然相似,但因变压器的运输状态和各电压等级的变压器在绝缘处理上的要求不同,所以安装程序并不完全一样。下面将着重介绍电压为 220kV 及以上大型变压器的安装。

电压为 220kV 及以上的电力变压器一般为充氮运输,其安装工序流程如图 2-2-2 所示,带油运输的电力变压器安装工序可照图 2-2-2 进行,只是在器身检查前为放油工序。

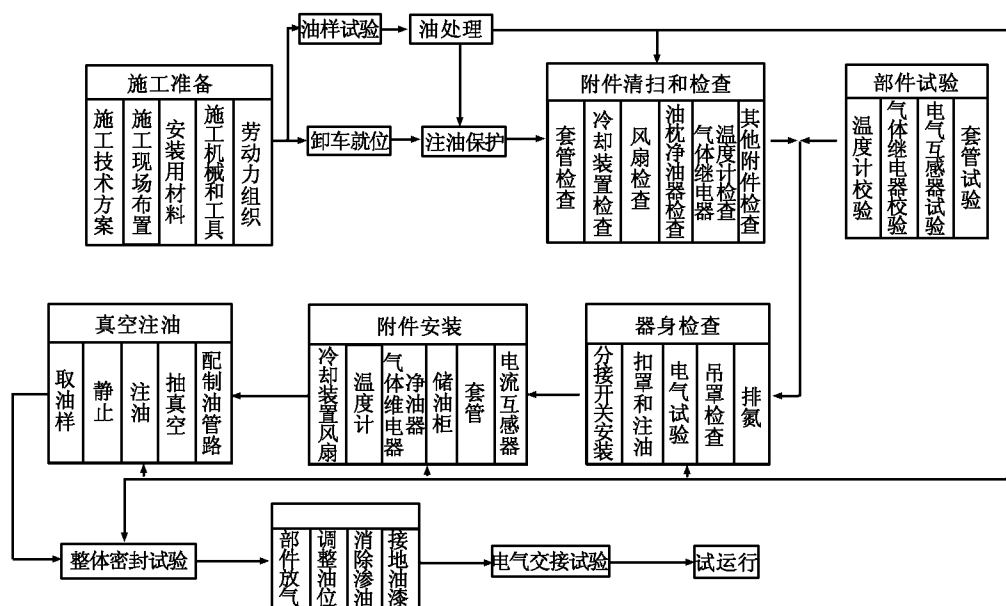


图 2-2-2 变压器安装工序流程图

一、变压器就位及注油保护

(一) 变压器就位

在变压器吊装就位时,必须先找好变压器的安装方向,使高低压套管出线符合设计要求,确定好变压器的就位尺寸。变压器就位后,核对中心位置和进出线方向符合设计要求后,用止轮器将变压器固定牢固,以防滑移倾倒。规程规定变压器安装气体继电器侧应有 $1\% \sim 1.5\%$ 的升高度。其目的是使油箱内产生的气体易于流入继电器。因此,在变压器就位前,应先问厂家变压器壳体是否已考虑倾斜度,若没有,则在预埋钢轨时考虑这一点。若土建预埋没有考虑,也可在轮子下面加垫铁达到升高 $1\% \sim 1.5\%$ N 的要求,如图 2-2-3 所示。

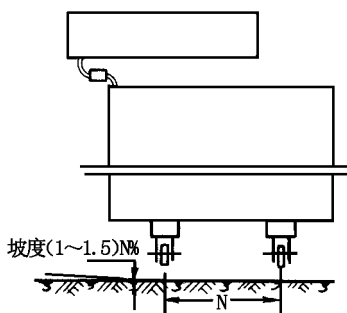


图 2-2-3 变压器安装倾斜坡度示意图

N—两轮之间的距离

(二) 注油保护

前面已讲过,变压器就位后,如果三个月内不能安装,为防止变压器受潮,应将变压器注入合格的变压器油,油满过铁芯即可,空余部分仍注入氮气,氮气压力应为 $0.01 \sim 0.03 \text{ MPa}$ 。

二、变压器附件清扫和检查

(一) 套管的清扫和检查

对于纯瓷套绝缘套管,开箱后检查套管有无损坏,并清点零配件是否齐全,然后将套管清扫干净。对于充油式或电容式套管,开箱后检查套管完整性,将瓷套擦洗干净。检查油位是否正常,若油位过低,要查明原因进行处理,现场处理不了,则要运回制造厂处理。检查完后,要做电气试验,测量主套管及小套管的电阻,测量介质损失角。若介质损失角正切值 $\tan \delta$ 大于标准,说明已经受潮,这时应先检查绝缘油的性能,如油质不好,通过更换合格的绝缘油会使套管的介质好转。如果还不行,需对套管进行干燥处理。

(二) 冷却装置的清扫和检查

冷却装置有多种,前面已讲过,清扫和检查的目的是清除焊渣和铁锈,检查密封是否

良好,有无渗油现象。用气压或油压进行密封试验,并应符合下列要求:

1. 散热器强迫油循环风冷却器,持续 30min 应无渗漏;
2. 强迫油循环水冷却器,持续 1h 应无渗漏,水、油系统应分别检查。

漏气检查除观察气压表指示值是否下降外,还应用手仔细触摸,或用涂肥皂水观察。

无论用哪种方法,所加压力不能超过制造厂规定值。若发现渗漏点,应做好标记,放完油后由熟练的气焊工修补,焊完后重做密封试验。

(三) 风扇检查

风扇叶片安装应牢固,并应转动灵活,无卡阻,叶片无扭曲变形和损伤。检查电机绝缘并试转。试转时应无振动和过热。

(四) 储油柜、安全气道、净油器和吸湿器等附件的清扫及检查

储油柜可注入变压器油清洗,同时检查焊缝是否渗油。胶囊式储油柜胶囊应完整无损,并用不大于 200Pa 的压缩空气检漏。胶囊长方向与柜体保持平行,与法兰口的连接处不允许有扭转皱叠现象。另外,要检查油位计是否完好。

安全气道及连通管内部清理干净,安全气道隔膜如果损坏要换上备品。若没有备品,可用相应的玻璃裁制,其材料和规格应符合产品的技术规定,不得任意代用,并划上“十”字痕迹。

净油器内部应清洗干净。检查滤网是否完好,硅胶或活性氧化铝是否干燥,若已受潮,要放在烘干箱内干燥。

吸湿器要检查内部硅胶是否受潮。吸湿器内部应装变色硅胶,受潮后蓝色变为粉红色。普通硅胶受潮后由乳白色变为透明。无论哪种硅胶,受潮后都要放入烘箱内干燥后方可使用。

(五) 气体继电器和湿度计的检查

气体继电器应送电气试验室做试验,合格后才能使用。试验项目有:

1. 密封试验。
2. 轻瓦斯动作容积试验。
3. 重瓦斯动作流速校验,并根据电厂要求进行整定。

温度计应送热工试验室校验,并进行整定。

(六) 电流互感器的检查

对于套管式电流互感器,应由电气试验人员做试验,合格后方可使用;对于在本体上的电流互感器也可以后再做。试验的项目有:

1. 检查铭牌与设计是否相符。
2. 变比测量。
3. 极性检查。
4. 绝缘电阻测量。

5. 伏安特性测量。
6. 二次耐压试验。

(七) 变压器配件的检查

变压器零配件如橡皮圈、防爆玻璃、螺丝、压圈等要认真清点,并应妥善保管。使用时应清洗干净,不能有锈蚀和污垢。

三、变压器器身检查

变压器经长途运输和装卸,芯部常因振动和冲击使得螺丝松动或掉落,螺栓也常有折断情况,穿芯螺栓也常因绝缘损坏而接地。铁芯移位,或其他零件脱落等。故常常需要芯部检查。另外,通过芯部检查还可以发现制造上的缺陷和疏忽、有无水分沉积和受潮现象等。

(一) 变压器可不进行芯部检查的条件

根据施工经验及规范规定,当满足下列条件之一时,可以不进行芯部检查。

1. 制造厂的特殊规定,不必作芯部检查的变压器。
2. 容量在 1000kVA 及以下,运输中无异常的变压器。
3. 就地生产作短途运输的变压器,安装单位及电厂事先派人到制造厂参加芯部检查和总装配,出厂检验符合规范要求,在运输过程中进行了有效的监督,无紧急制动,无剧烈震动、冲撞等异常情况。

已经决定吊罩的变压器,应认真做好准备工作,以保证吊罩工作顺利进行。

(二) 吊罩前的准备工作

1. 编制吊罩技术措施,并进行安全技术交底和人员分工。
2. 注意和气象部门联系,要有计划地选择晴天、无大风天。雨雪天不宜进行。雾天要等雾散尽。周围空气温度不宜低于 0℃,空气湿度不高于 75%。
3. 吊罩时,变压器芯部温度不宜低于周围空气温度。低于时要加热变压器,使其比周围空气温度高 10℃,以防止结露降低绝缘。
4. 滤油系统已准备好,能随时开时,补充油已合格。
5. 根据钟罩的质量选择起吊机械,起吊机械应有足够的起吊高度,而且制动装置良好,升降速度慢且稳,钢丝绳等工具要检查合格、合适。
6. 准备好检查时需用的工具:一般电工常用工具、小撬棍、塞尺等,并一一登记数量。扳手上应系白布带,全部工具要有专人管理。
7. 变压器四周根据需要搭好脚手架,并铺上木板,绑置扶梯,供检查人员上下行走。
8. 备好吊罩用的材料,如塑料布、白布、白布带、塑料带、玻璃丝带等。
9. 备好有关劳保用品,如工作服、耐油鞋等。
10. 准备好试验仪器,随时配合做试验,并准备好温度计和温度计。

11. 对全体参加吊罩人员做好组织分工,统一指挥,各负其责。

12. 做好消防保卫工作,现场配置消防器材,吊罩时变压器四周应设置警戒线,非工作人员一般不准入内。

13. 发现变压器有缺陷,要做好标记,并拍照。

(三) 变压器吊罩检查的步骤和方法

1. 清晨观察天气,并再一次与气象台取得联系,当地确无雨、雪及大风时,可通知进行。检查空气相对湿度,当小于 75% 时可开始工作。

2. 排氮(放油)。对于国内变压器一般均要吊罩检查。对于充氮变压器,在起吊钟罩前应通过专用的压力释放阀将油箱内的压力释放掉,如变压器无专用压力释放阀,需要使用打开法兰堵板来释放压力时,不可将法兰螺丝卸下,仅松开一定间隙能放出气体即可,要防止堵板飞出伤人。钟罩吊开后,必须让器身在空气中暴露 15min 以上,使氮气充分扩散后再进行芯部工作。对于充油变压器,应将油全部放光,为减少芯部在空气中暴露时间,放油速度应尽量快。为此,可用油泵或潜油泵直接接在放油阀上放油。当油放到铁芯顶部以下时,即可进行下述工作。拆去盖板观察内部情况,记下分接开关位置并刻上标记,拆下无载分接开关的转动部分,拆下铁芯接地套管及其他有相连的部件。有载调压装置应根据说明书来拆卸。油放完后,应立即过滤处理。

3. 吊罩检查。氮气排完或油放完后,即可拆卸钟罩下部四周的螺栓。拆螺栓时,四周螺栓开始间隔松动,以后再将其慢慢松动,直到不吃力为止,将全部螺栓拆下后,清点数目并妥善保管起来。在拆螺栓的同时,起重人员可以系钢丝绳了,为了防止偏心,还要在一边加葫芦调整,同时,再检查起吊设备控制和制动情况是否良好。螺栓拆完后,即可起吊。对于钟罩式油箱要特别注意以下两点。

(1) 起吊时应设专人指挥,由专业起重工进行,电气安装工配合,油箱四角要有人监视和传递信号,要仔细小心地拉好溜绳,吊索与铅垂线的夹角不宜大于 30° ,严格防止油箱在吊起过程中与芯部碰撞。

(2) 由于钟罩式油箱结构不对称,找准油箱重心是很困难的,所以,在试吊时,为防止重心掌握不好,在四角的螺丝孔内,由上向下穿圆钢临时定位棒,当吊起 50 ~ 100mm 后,暂停。检查起吊中心、重心、用葫芦调整,直到定位棒不吃力,一切正常后,再慢慢吊起,当超过器身以上时,放到准备好的干净枕木上。

4. 器身检查的内容。到器身上检查人员要穿专用工作服和耐油鞋,所用工具要用白布系在手腕上。主要检查以下内容。

(1) 运输支撑和器身各部位应无移动现象,运输用的临时防护装置及临时支撑应预拆除,并经过清点做好记录以备查。

(2) 所有螺栓应坚固,并有防松措施,绝缘螺栓应无损坏,防松绑扎完好。

(3) 铁芯检查。① 铁芯应无变形,铁轭与夹件间的绝缘应良好;② 铁芯应无多点接

地 ③铁芯外引接地的变压器,拆开接地线后,铁芯对地绝缘应良好;④打开夹件与铁轭接地后,铁轭螺杆与铁芯、铁轭与夹件、螺杆与夹件间的绝缘应良好;⑤当铁轭采用钢带绑扎时,钢带对铁轭的绝缘应良好;⑥打开铁芯屏蔽接地引线,检查屏蔽绝缘应良好;⑦打开夹件与线圈压板的连线,检查压钉绝缘应良好。⑧铁芯拉板及铁轭拉带应坚固,绝缘良好。

(4)绕组检查。①绕组绝缘层应完整,无损伤、变位现象;②各绕组应排列整齐,间隙均匀,油路无堵塞;③绕组的压钉应坚固,防松螺母应锁紧。

(5)绝缘围屏绑扎牢固,围屏上所有线圈引出处的封闭应良好。

(6)引出线的绝缘包扎牢固,无破损、拧弯现象,引出线绝缘距离合格,固定牢固,其固定支架应坚固,引出线的裸露部分应无毛刺或尖角,其焊接应良好,引出线与套管的连接应牢固,接线正确。

(7)无励磁调压切换装置各分接头与线圈的连接应坚固正确,各分接头应清洁,且接触紧密,弹力良好;所有接触到的部分,用 $0.05\text{mm} \times 10\text{mm}$ 塞尺检查,应塞不进去;转动接点应正确地停留在各个位置上,且与指示器所指位置一致;切换装置的拉杆、分接头凸轮、小轴、销子等完整无损;转动盘应动作灵活,密封良好。

(8)有载调压切换装置的选择开关、范围开关接触良好,分接引线应连接正确、牢固,切换开关部分密封良好。

(9)绝缘屏障应完好,且固定牢固,切换开关部分密封良好。

(10)检查强油循环管路与下轭绝缘接口部位的密封情况。

(11)检查油箱底部有无油垢、杂物和水。

高压人员检查完后,交电气人员做电气试验,试验内容主要有:①配合高压安装人员做铁芯绝缘测量;②测量绕组高、低压侧对地绝缘电阻,应符合要求;③测量绕组直流电阻,应与出厂值一致;④测量变压器的变比,其误差应小于 $\pm 0.5\%$ 。吊罩时间规定,整个吊罩时间应从开始放油起到注油止。当空气相对湿度小于 75% 时,器身暴露在空气中的时间不得超过 16h 。若时间不够,第③、④条可只测一档,其余以后再行。

5. 扣罩和注油。电气试验做完后,如变压器没有问题,即可清理器身下油箱,确认器身上油箱内无异物,工、器具清点完整,即可回扣钟罩。回扣起钟罩的注意事项与吊罩时相同。当上、下节油箱接近合拢时,可在连接上、下节油箱的螺丝孔内插入定位棒引导,以确保穿装螺丝的工作顺利进行。钟罩扣到底后,即可穿连接螺栓(此时绳索还不能脱钩)。螺栓上完后,对角同时拧紧,用力要均匀,防止两边紧度不一样将橡皮垫挤出,最好用力矩板收紧。此时,可将分接开关复原装好。

钟罩扣完后,若还有时间,就可开始装附件。但对大型变压器来说,一般应在第二天装附件,所以扣完钟罩后,便开始注油,应采用真空方式注油,油应从下部注油阀注入,至没过铁芯为止。空隙部分仍保持真空,待变压器所有附件安装完,最后把油注满。具体

注油方法详见本章第五节变压器油的处理部分。

四、变压器的附件安装

(一) 变压器套管的安装

1. 低压套管安装。卸开低压套管盖板及旁边的人孔盖,大套管上放好橡皮圈及压圈,将套管徐徐放入,再把低压绕组引出线连接在套管的桩头上。调整引出线的位置,使其离箱壁远一些,再把套管压件装上,将套管紧固在箱盖上。注意拧紧螺丝时,四周均匀旋紧,防止套管因受力不均匀而损坏。

2. 高压套管安装。高压套管常用电容式穿缆套管。先拆去油箱上高压套管孔的临时盖板,用白布将法兰表面擦干净。对于有升高座者,应先安装套管式电流互感器和升高座,同时应安装绝缘筒并注意开口方向。电流互感器铭牌向外,放气塞位置应在升高座最高处,电流互感器和升高座的中心一致。在吊套管前,先拧下顶部的接线头和均压罩、压盖板,拆去为运输而装设的密封垫和密封螺帽,下部均压球先拧下,擦净里面的脏污,用合格的变压器油冲洗干净后重新拧上。

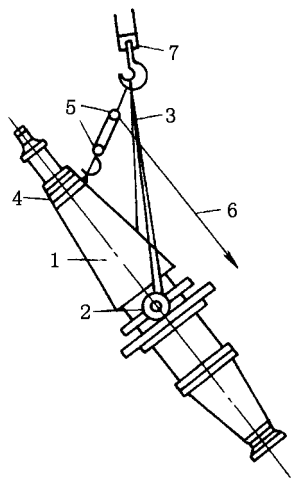


图 2-2-4 高压套管起吊图

1—套管;2—吊环;3—固定吊绳;
4—绳扣;5—滑轮组;6—调节吊绳;7—起吊机械的吊钩

套管吊装应由专业起重工指挥,电气安装工配合。高压套管吊装图如图 2-2-4 所示。当吊至变压器上方时,将橡皮圈安装好,把事先穿入套管的 $\phi 10\text{mm}$ 的尼龙绳绑住接线头,将引线慢慢拉入套管内,同时慢慢放下套管,直到线头拉出套管为止,当套管落至引线根部应力锥时,应有专人保护应力锥完好地进入套管均压球内。应力锥不得受力。套管就位后,即可穿上引线接头的固定销,高压套管与引出线接口的密封波纹盘结构的安装应严格按制造厂的规定进行。同时要注意,在拉引线的同时,要理顺引线,不得扭

曲。充油套管的油标应面向外侧,套管末屏应接地良好。

(二)冷却装置安装

安装强迫油循环风冷却器时,先将本体上的蝶阀全部关闭,然后将连接法兰临时封闭板除去,由起重机将风冷却器吊起,分别将上、下联管法兰螺栓拧紧,注意橡皮圈不要遗漏。如果尺寸稍有误差,应以上法兰为准,下部用撬棍把法兰拔正。误差太大时要处理法兰。

强迫风冷却器还要装上潜油泵、净油器及控制箱。净油器应装上干燥的活性氧化铝,安装时一定要按厂家要求装,决不能装反。潜油泵装好后,可接临时电源空转一下,但开动时间不得超过 10min,转动方向要正确,转动时应无异常噪音、振动或过热现象,其密封应良好,无渗漏或进气现象。

流速继电器是冷却器的保护装置,安装前应检验合格,装于潜油泵出口联管上,轴向应保护水平。此时要求密封一定要严密,接线要正确。

将检查好的风扇一一装上,连接电缆应用具有耐油性能的绝缘导线。电缆用卡子固定在焊接于油箱上的小支架上。风扇的风向要正确,强迫油循环冷却的风扇风向是吹向冷却器的。

强迫油循环水冷却器的密封很重要,应仔细检查。安装前后要进行压力试验。差压继电器是强迫油循环水冷却器的保护装置,保证油压大于水压,并用来监督油压、水压及停泵等异常现象,安装前应检查合格、密封良好、动作可靠。

(三)储油柜安装

大型变压器多采用胶囊式储油柜,结构原理图如图 2-2-5 所示。为了达到理想的使用效果,防止假油位,必须按照制造厂的规定进行。

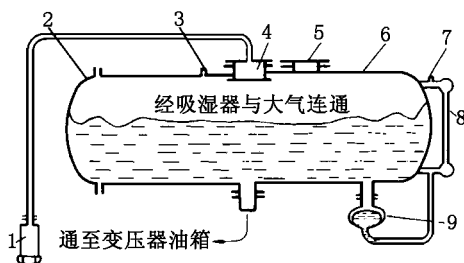


图 2-2-5 胶囊式储油柜结构原理图

- 1—呼吸器；2—胶囊；3—放气塞；4—胶囊压板；5—安装手孔；
6—储油柜本体；7—油表注油及呼吸塞；8—油表；9—压油袋

1. 胶囊安装。首先缓缓向胶囊内充 $0.002\text{MPa}/\text{cm}^2$ 压力的干燥气体,作漏气检查。合格后,将胶囊安装在清理过的储油柜内,胶囊沿长度方向要与储油柜长轴保持平行,不应扭偏,胶囊口的密封应良好,呼吸畅通。

2. 油位计胶囊注油。用手压扁油位计胶囊,排净内部空气,然后从油位计上座呼吸塞用漏斗慢慢地向油位计胶囊内注油,直至油位计胶囊注满油,且油位升至玻璃管内为止,将油位计下座放气塞打开,调整油位至最低位置。

3. 储油柜就位。吊装储油柜就位,安装好储油柜至变压器油箱的管道。

4. 储油柜注油。先将胶囊内充满气,打开储油柜的放气塞,然后在变压器下部放油阀加压注油。注油的速度与储油柜排气的速度、胶囊排气的速度相适应,当油注到快要接近储油柜上端时应减慢注油,直到油从放气塞溢出为止。旋紧放气塞,待静止 2~3h 后,打开变压器下部放油阀,将油面放至要求的油位,最后装上呼吸器。

(四) 安全气道、气体继电器及净油器的安装

安全气道安装前,其内壁应清洗干净,玻璃隔膜应完整,其材料和规格应符合产品的技术规定,不得任意代替。安装时,各处密封应良好,压紧隔膜时,必须用力均匀,使隔膜与法兰紧密结合。

气体继电器应经试验合格后方可安装,安装时要水平,其顶盖上标志的箭头应指向储油柜,其与连通管的连接应密封良好。值得注意的是,气体继电器壳体是生铁所造,紧螺丝时用力要均匀,以免紧裂纹。

净油器安装前应打开净油罐的上、下盖板,将内部擦洗干净,并用合格的变压器油冲洗。罐内装入干燥的吸附剂硅胶或活性氧化铝。滤网安装正确,并在出口侧,安装好后打开连接蝶阀将油放入,同时旋开上部放气塞排放空气,至油溢出即空气排尽,便旋紧放气塞,将连接阀关闭。

(五) 温度计安装

温度计安装前应进行校验,信号接点应动作正确,导通良好。绕组温度计应根据制造厂的规定进行整定。插入式水银温度计座内应清理干净,注入变压器油,密封应良好。信号温度计的表头装于变压器侧面人们容易看到的地方。信号温度计的细金属软管不得有压扁或急剧扭曲,其弯曲半径不得小于 50mm。电阻温度计的铜电阻部分安装方法和普通温度计相同,温度指示表及切换开关一般装于主控制室屏上。

(六) 补充油

变压器所有附件安装完后,即可加合格的补充油。加补充油时,应通过储油柜上专用的添油阀,并经滤油机注入,注油至储油柜额定油位。注油完毕,应将除胶囊式储油顶部放气塞外其他所有放气阀打开放气,还开启潜油泵、风扇直到变压器内部放净气体为止。

第三章 变压器的试验

第一节 变压器的试验方法

一、变压器的绝缘电阻和吸收比试验

(一) 试验目的

绝缘电阻和吸收比试验,对检查变压器绝缘的整体受潮、部件表面受潮、脏污以及贯穿性的集中性缺陷(例如贯穿性的短路、瓷件破裂接地等)具有较高的灵敏度。实践证明,变压器绝缘在干燥前后,绝缘电阻的变化倍数比 $\text{tg}\delta$ 的变化倍数大得多。

(二) 试验方法

1. 使用仪表。额定电压在 1000V 以上的采用 2500V 兆欧表,其量程一般不低于 10000M Ω ,额定电压为 1000V 以下的,可采用 1000V 兆欧表。

表 2-3-1 测量变压器绝缘电阻的接线方法

测量顺序	测量绕组	接地部位
1	低 压	高压绕组和外壳
2	高 压	低压绕组和外壳
3	低压和高压	外 壳

2. 测量接线。10~35kV 的变压器一般为双绕组,其试验绝缘电阻和吸收比的接线按表 2-3-1 进行。一般的试验方法、步骤见第二章第一节中有关的内容。测量中,应记录 15s 和 60s 时的绝缘电阻值,以便计算其吸收比。在测量中,若兆欧表的指针已超过了指示量限,应记为“量限 + ”例如 10000 + M Ω ,而不应记为“ ∞ ”。

(三) 测量注意事项

1. 为消除残余电荷对测量的影响,应将绕组对地放电 2min,拆开变压器的高、低压连接线。

2. 对刚停止运行的变压器,为使变压器油温与绕组的温度趋于一致,应自电网断开 30min 后,再进行测量,并记录上层油温作为绕组温度。由于绝缘电阻是随温度升高而降低的,为了对试验结果进行比较,需要换算至同一温度,但温度的换算又与设备的绝缘结构等因素有关,目前还没有一个通用固定的温度换算公式,因此,可以通过温度在降低过程中,测量不同温度时的绝缘电阻值,求得该设备的实际温度换算系数。

3. 当相对湿度大于 80% 的潮湿天气测量时,瓷套的表面会凝结一层极薄的水膜,造成表面泄漏通道,使绝缘电阻明显降低。此时,应在引出线瓷套上装设屏蔽环并接至兆欧表的屏蔽端子上来消除其对表面的影响。

4. 在测量过程中,如需要重复测量时,应将绕组进行充分放电。

5. 如发现绝缘存在问题,应进行分解试验。为了便于分析,应将不测量的部分接至兆欧表的屏蔽极,排除其影响。

(四) 试验结果的分析判断

1. 绝缘电阻的判断

(1) 影响变压器绝缘电阻因素较多,其数值分散性较大,因而判断绝缘电阻是否合格主要采取比较法,即将测量结果与同类变压器的测量结果、本变压器过去测量的结果、制造厂的数据和有关规程的数据进行比较。

(2) 由于绝缘电阻与温度有关,所以比较分析时,必须将测得的结果换算至同一温度下,如无实测的温度换算系数,可采用规程中推荐的油浸变压器的换算公式: $R_2 = R_1 \times 1.5^{\frac{t_1 - t_2}{10}}$ (式中 R_1 、 R_2 分别为温度 t_1 和 t_2 时的绝缘电阻值) 进行换算。

(3) 变压器交接时,绝缘电阻应不低于制造厂试验值的 70%,如果没有制造厂提供的数据,可参考表 2-3-2。如实测绝缘电阻值不低于表中数值,也可认为是合格的。

表 2-3-2 油浸电力变压器绕组绝缘电阻最低行值(MΩ)

高压绕组 电压等级(kV)	温度(℃)								
	5	10	20	30	40	50	60	70	80
10	675	450	300	200	130	90	60	40	25
35	900	600	400	270	180	120	80	50	35
63	1800	1200	800	540	360	240	160	100	70

(4) 运行中或检修后的变压器绝缘电阻的判断标准,主要以上一次的试验结果来进行判断,只要无明显的变化,可以认为合格,也可以参照表 2-3-2 的数值。

2. 吸收比的判断

绝缘干燥的变压器,在 $10 \sim 30^{\circ}\text{C}$ 的范围内,其吸收比的变化很小,所以一般对变压器绝缘的吸收比不进行温度换算。良好绝缘的变压器,其吸收比一般不低于 1.3;当绝缘受潮或内部有缺陷时,其吸收比通常小于 1.3,甚至接近于 1。

二、变压器的泄漏电流试验

(一) 试验目的

泄漏电流试验与绝缘电阻试验相比有更高的试验电压,因此,更能使绝缘缺陷暴露出来。泄漏试验能有效地发现某些局部贯穿性的缺陷,套管的局部裂纹等。因此,对 10kV 及以上电压等级的电力变压器都要做此项试验。

(二) 试验方法

1. 泄漏电流试验的接线方法与测量绝缘电阻的方法是相同的,见表 2-3-1。
2. 为了测得准确的泄漏电流值,微安表应接在靠近试品的高压端。
3. 在试验过程中,可以一次升到试验要求的最高电压,停留 1min 后读取泄漏电流值,也可以为得到泄漏电流与所加电压的关系曲线而进行分段加压。分段加压每次读取电流时需停留 1min 后再读,以使吸收电流的影响减小,直流高压引线应采用屏蔽线。
4. 对放油后或器身吊出油箱后的变压器,所加试验电压不得高于标准试验电压的 50%。

(三) 试验结果的分析判断

1. 泄漏电流随变压器的结构不同而有很大的差异,难以制定统一的标准,因此在判断中主要采用相互比较的办法,即与同类变压器进行比较,同一变压器相间比较以及与历次试验结果进行比较,不应有显著变化。
2. 如果变压器没有泄漏电流对比标准时,可以参考表 2-3-3 中的数值,如果所测得的数值小于表中的数值可以认为是合格的。

表 2-3-3 油浸电力变压器绕组直流泄漏电流参考值

额定电压 (kV)	试验电压 峰值(kV)	在下列温度时的绕组泄漏电流值(μA)							
		10℃	20℃	30℃	40℃	50℃	60℃	70℃	80℃
6~15	10	22	33	50	77	112	166	250	356
20~35	20	33	50	74	111	167	250	400	570
63	40	33	50	74	111	167	250	400	570

3. 由所测得的泄漏电流值,按所加的电压值换算出的绝缘电阻值应与兆欧表测得的绝缘电阻值相接近。

三、变压器的 $t_{g\delta}$ 测量

(一) 试验目的

变压器的 $t_{g\delta}$ 测量主要用来检查变压器整体受潮、油质劣化、绕组上附着油污以及存

在严重的局部缺陷等,具有很高的灵敏度。对变压器来说,该项试验一般指的是连同套管在内的 $t_{g\delta}$ 值,为了判断的准确性,有时还需要进行分解试验,以判明缺陷的准确位置。

(二) 试验方法

现场使用仪器普遍采用 QS1 型或同类型的高压交流电桥,或 M 型介质试验器。由于变压器外壳是直接接地的,因此,试验接线只能采用反接线法,其测量的部位和接线与测量绝缘电阻完全相同如图 2-3-1 所示。测量中,为了找出缺陷的部位,有时还需要测出高压或低压绕组单独对地的 $t_{g\delta}$ 值,若在试验时未测绕组单独对地之值。

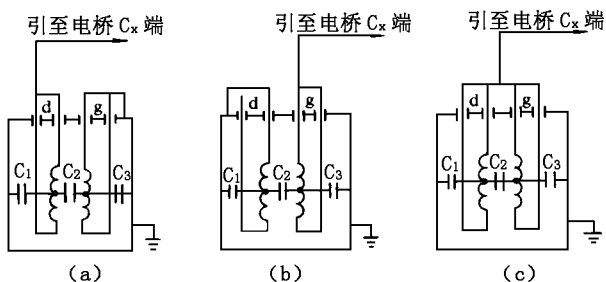


图 2-3-1 测量双绕组变压器的 $t_{g\delta}$ 及电容值的接线

(a) 测低压绕组对高压绕组及外壳;

(b) 测高压绕组对低压绕组及外壳 (c) 测高、低压绕组对外壳

试验时对额定电压在 10kV 及以上的变压器,无论是已注油或放掉油后,均可加到 10kV 的试验电压;10kV 以下的变压器,其试验电压不应超过绕组的额定电压。

(三) 试验中的注意事项

1. 测量 $t_{g\delta}$ 前,应对套管表面的脏污和潮气清除,以减小表面泄漏对测量的影响。
2. 在现场测量中,要注意电、磁场干扰对测量结果的影响。判别有无干扰一般可以通过测量来发现。当检流计的灵敏度开关逐步放大时,光带变得较宽,说明附近有较强的交变磁场干扰存在。电场干扰可以通过正、反向电源两次测量来发现,如果两次测得的电容 C_x 和介质损耗角的正切值 $t_{g\delta_x}$ 相差很大,则说明有较强的电场干扰;如果两次测得的结果只是 $t_{g\delta_x}$ 相同,而 C_x 相差大,则说明干扰与试验电源的电压相位机同或相反;如果两次测得的 C_x 和 $t_{g\delta_x}$ 完全相同,则说明无电场干扰或电场干扰很小。

若在测量中出现较强的电、磁场干扰时,应按中级工培训教材中有关消除电、磁场干扰的测量方法和计算方法进行处理。

3. 试验时,被试变压器高、低压侧的绕组应各自进行相间短路,若有中性线引出,中性线也应与三相出线一起短接,以避免绕组的电感给测量带来误差。

4. 试验一般应在 10~40℃ 下进行测量。为使分析判断准确,应将不同温度下测量的结果。换算至同一温度下的数值。对油浸变压器换算一般可以按下式进行

$$t_{g\delta_2} = t_{g\delta_1} \times 1.3^{(t_1 - t_2) / 10} \quad (2-3-1)$$

式中 $t_{g\delta_1}$ 、 $t_{g\delta_2}$ 分别为温度 t_1 和 t_2 时的 $t_{g\delta}$ 值,温度应以变压器的顶层油温为准。

(四) 试验结果的分析判断

1. 新装变压器交接验收时,测得的 $t_{g\delta}$ 值应不大于出厂值的 130%。对大修及运行中的变压器所测得的 $t_{g\delta}$ 值,应与历次测得的数据相比,不应有显著的变化,也不应大于规程中的规定值。

2. 若换算到同一温度下的测量结果达不到规程要求时,应首先测量油的 $t_{g\delta}$ 值,若油不合格,首先换油或对油进行处理,然后再对其他缺陷部分进行分析判断。

四、变压器的交流耐压试验

(一) 试验目的

变压器的交流耐压试验是对绕组连同套管按要求施加高于绕组额定电压一定倍数的工频试验电压值,持续 1min 的试验。它对考核变压器主绝缘的强度,检查局部缺陷,具有决定性的作用。这种试验能有效地发现主绝缘受潮、开裂;运输中引起绕组松动位移而造成的绝缘距离或引线距离不够等缺陷。

(二) 试验方法

1. 变压器交流耐压试验接线图如图 2-3-2 所示。

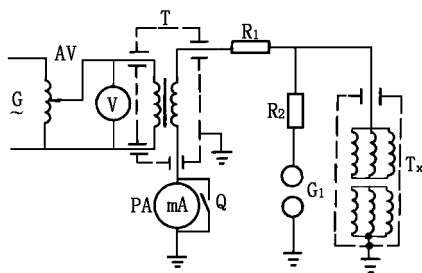


图 2-3-2 变压器交流耐压试验接线图

AV—单相调压器;T—试验变压器;Q—短路开关;

R_1 、 R_2 —限流电阻;G1—保护球隙

2. 耐压试验标准应按规程要求进行。
3. 试验操作步骤可按第二章第四节有关内容进行。

(三) 试验中应注意的事项

1. 交流耐压试验是对绝缘作鉴定的破坏性试验,因此,必须在变压器的绝缘经过所有的非破坏性试验合格后才进行该项试验。

2. 被试绕组所有的引出线均应短接后接试验高压,非被试绕组也必须短接后,再可靠接地。否则将会影响试验电压的准确性,甚至可能危害被试变压器的主绝缘。图 2-3-3 绘出了两种不正确的交流耐压试验接线。由图 2-3-3(a)可知,由于 C_1 、 C_2 及 C_{12}

的存在,这样会使被试绕组中有电流流过,并且越靠近 A 端,绕组中的电流越大,使得沿整个绕组都存在着电位差。由于流过绕组的是电容电流,故愈接近被试绕组的 X 端的电位就愈将超过 A 端所施试验电压,并由于非被试绕组处于开路状态,致使被试绕组的电抗较大,故由此而导致 X 端的电位升高是不容忽视的。在严重的情况下,会损坏其绝缘,故在试验时,必须将各绕组的引出线端短接。

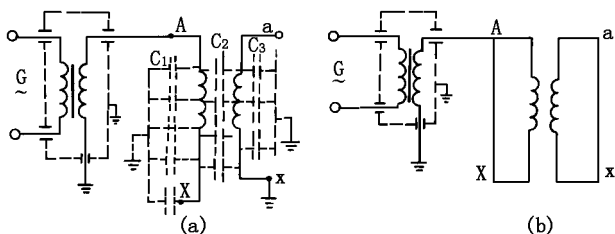


图 2-3-3 变压器交流耐压试验的两种不正确接线

(a) 被试绕组与非被试绕组均未短接;

(b) 非被试绕组未接地; C_1 —高压绕组对地的分布电容;

C_2 —低压绕组对地的分布电容; C_{12} —高、低压绕组之间的电容

图 2-3-3(b) 中所示的低压绕组虽短接,但未接地,其电位处于悬浮状态,其对地电位是按电容分布的,如图 2-3-4(a) 所示。由等值电路图 2-3-4(b) 可知,高、低压绕组之间的电压 U_{12} 与低压绕组对地的电压 U_d 可由以下两式求出

$$\left. \begin{aligned} U_{12} &= \frac{C_2}{C_{12} + C_2} U_s \\ U_d &= U_2 = \frac{C_{12}}{C_{12} + C_2} U_s \end{aligned} \right\} \quad (2-3-2)$$

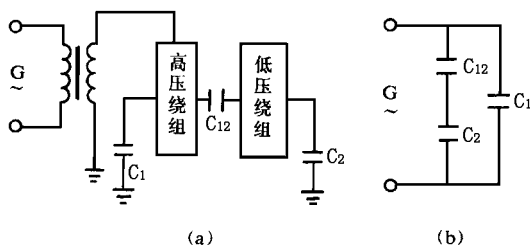


图 2-3-4 低压绕组不接地时的分析电路

(a) 低压绕组电位按电容分布示意图 (b) 计算用等值电路图

由于以上两式可知,高压绕组与低压绕组之间承受的电压 U_{12} 低于试验电压 U_s 。而 U_d 与 C_{12} 和 C_2 的值有关,当 C_{12} 较大时,低压绕组对地电压 U_d 可能达到很高的电压值,甚至超过低压绕组对地的交流耐压值。因此,在作交流耐压时,非被试绕组都应短路接地。

3. 在试验电容量较大的电力变压器时,为了避免较大的电容电流流过试验变压器漏抗时,在试品上引起的“容升”或电压升高,使得在试验变压器低压侧测得的试验电压值小于试品实际承受的试验耐压值。可以采用电压互感器或静电电压表直接测量试品两端的电压值。

4. 升压必须从零开始,切不可冲击合闸。升压速度在75%的试验电压之前,可以是任意的,自75%电压开始应均匀升压,约每秒2%的试验电压升压。耐压试验后,迅速均匀降至零(或1/3试验电压以下),然后切断电源。

5. 试验中,如发生放电或击穿时,应迅速降低电压,切断电源,以避免故障的扩大。

(四)试验结果的分析判断

对交流耐压试验,主要是根据试验仪表的指示、被试变压器内有无放电声和冒烟冒气等异常情况进行判断。

1. 试验过程中,表计指针不跳动不上升,被试变压器无放电声,则认为试验通过。

2. 一般情况下,若出现电流突然上升或过电流继电器动作,则表示试品已被击穿,但也应该注意,试品击穿时,有可能出现电流不变或减小等情况。出现电流不变或者减小的可能性是很小的,出现的条件可参看第二章第四节中有关内容。

3. 试验中,当直接测量试验电压的表计读数突然明显下降时,则表明试品的绝缘被击穿。

4. 试验中,如发现电压表指针摆动大,电流表指示急剧增加,并有异常响声或冒烟等现象时,应立即停止试验,查明原因,如果是由试品的绝缘部位所引起,则表明试品存在问题或已被击穿。

5. 几种放电故障的判断

(1)油隙击穿放电

在加压试验过程中,被试变压器内部放电,发出很象金属撞击油箱的声音时,一般是由于油隙距离不够,而导致油隙贯穿性的击穿所致。重复试验时,由于油隙的抗电强度恢复,其放电电压不会明显下降。若放电电压比第一次有所降低,则是固体绝缘被击穿。

(2)油中气体间隙的放电

如试验时出现的放电声一次比一次小,且仪表摆动不大,在重复试验时,放电声又消失了,则这种放电是由油中存在的气隙或气泡引起的,放电消失是由于击穿放电后,气泡逸出所致。因此,在进行耐压试验前,要注意把有放气孔的地方都打开进行放气,直到油冒出为止。

(3)带悬浮电位的金属件引起的放电

在加压过程中,被试变压器内部如出现象炒豆般的放电声,而电流表指示又很稳定,这可能是带有悬浮电位的金属件对地放电。引起这类放电的原因主要是应该接地的金属部件未接地。

(4) 固体绝缘爬电

试验中,若出现哧、哧的放电声,或是沉闷的响声,电流表指示突增,这是由于内部固体绝缘(多数是绝缘角环纸板)表面爬电,或绕组端部对铁轭之间的爬电。再重复试验时,放电电压就会明显下降。

(5) 外部试验回路放电

当外部试验回路绝缘(或保护球隙)发生击穿时,将会产生放电火花和明显的响声,这是可以从观察中作出判断的。另外,在试验中,空气中有轻微的电晕或瓷件表面有轻微的树枝状放电,属于正常现象。

五、变压器的直流电阻测量

(一) 试验目的

测量绕组的直流电阻可以检查绕组有无断线、层间短路、接头焊接是否牢固,电压切换开关的接触是否良好等。

(二) 试验方法

试验一般采用电流电压表法或电桥法。

(三) 测量中应注意的事项

1. 测量中所使用的仪表或仪器的准确度应不低于 0.5 级。
2. 连接的导线应有足够的截面,且连接处必须接触良好。在使用单臂电桥测量时,应在测量结果中减去外接引线电阻,以消除引线电阻对测量结果的影响。
3. 测量油浸变压器绕组的直流电阻时,应在上、下层油温相差不超过 3°C 且温度较为稳定的情况下进行,并把上层油温作为绕组的温度。
4. 非被试绕组应开路,测量低压绕组时,在电源开关通、断的瞬间,在高压绕组中会产生感应高电压,要注意人身安全。
5. 由于变压器的电感量较大,电流稳定所需要的时间较长,为了得到准确结果,必须等电流稳定后再进行读数。
6. 测量中,为防止感应电动势损坏仪表,因此,要特别注意操作顺序。在接通电源时,要先接通电流回路,再接通电压表或检流计;在断开电源时,应先断开电压表或检流计,再断开电流回路。
7. 在与历次测量的电阻值进行比较时,应换算到同一温度下进行。

(四) 测量结果的分析判断

测量结果的分析判断主要还是以本次测量电阻值进行相间或线间的相互比较。因为测量时的条件是相同的,避免了不同仪表、人员、温度等因素的影响,有利于判断的正确性。

1. 判断标准

(1)对 1600kVA 以上的变压器,各相绕组的电阻(在同一分接位置时)相互间的差别应不大于三相平均值的 2%,无中性点引出线时的线电阻间的差别应不大于三相平均值的 1%。

(2)对 1600kVA 及以下的变压器,各相绕组的电阻间的差别(在相同的分接位置时)相电阻之间的差别,一般不大于三相平均值的 4%,无中性点引出时所测得的线电阻之间的差别,一般不大于三相平均值的 2%。

(3)电阻误差的计算公式为:

$$\delta\% = \frac{R_{\max} - R_{\min}}{R_p} \times 100\% \quad (2-3-3)$$

式中 $\delta\%$ ——相或线电阻之间的误差百分数;

R_{\max} ——相或线电阻的最大值;

R_{\min} ——相或线电阻的最小值;

R_p ——三相相或三相线电阻的平均值。

若是相电阻 $R_p = \frac{R_{A0} + R_{B0} + R_{C0}}{3}$,若是线电阻,则 $R_p = \frac{R_{AB} + R_{BC} + R_{CA}}{3}$ 。

(4)单相设备,在同一温度下,与历次测量结果相比较,应无显著差别。

2. 三相电阻不平衡的原因

(1)分接开关接触不良。分接开关接触不良主要反映在一两个分接处的电阻偏大,且三相之间电阻不平衡。产生的原因主要是分接开关不清洁、电镀层脱落和弹簧压力不够等。固定在箱盖上的分接开关,有可能在箱盖紧固后,受到引线的拉力不均,造成接触不良。

(2)焊接不良。一般有绕组本身焊接不良或绕组与引线之间的焊接不良;以及由多股导线并绕的绕组在焊接时,出现的少数线股未焊牢或断股等。以上情况都会使绕组电阻产生不同程度偏大的误差。

(3)套管中的导电杆引线连接不良。

(4)绕组产生匝间或层间短路。

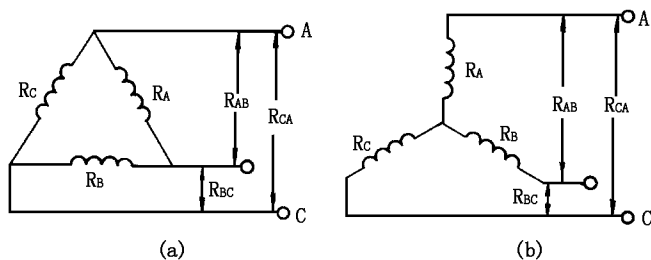


图 2-3-5 变压器的三角形及星形接线

(a)三角形接线 (b)星形接线

(5) 三角形连接的绕组, 其中一相断线, 没有断线的两相, 线端间的电阻为正常值的 1.5 倍, 而断线相的线端间电阻为正常值的 3 倍。

3. 三相变压器线电阻换算成相电阻的计算

当变压器绕组为三角形接线或为无中性点引出线的星形接线时, 如图 2-3-5(a)、(b) 所示, 只能测得线电阻, 若要知道相电阻, 可以通过以下公式计算得出。

(1) 三角形接线时其计算相电阻的公式为:

$$\left. \begin{aligned} R_A &= (R_{AB} - R_P) - \frac{R_{CA} R_{BC}}{R_{AB} - R_P} \\ R_B &= (R_{BC} - R_P) - \frac{R_{AB} R_{CA}}{R_{BC} - R_P} \\ R_C &= (R_{CA} - R_P) - \frac{R_{BC} R_{AB}}{R_{CA} - R_P} \end{aligned} \right\} \quad (2-3-4)$$

$$R_P = \frac{R_{AB} + R_{BC} + R_{CA}}{2};$$

式中 R_A 、 R_B 、 R_C —— 相电阻;

R_{AB} 、 R_{BC} 、 R_{CA} —— 线电阻。

(2) 星形连接时其计算相电阻的公式为:

$$\left. \begin{aligned} R_A &= \frac{1}{2}(R_{AB} + R_{CA} - R_{BC}) \\ R_B &= \frac{1}{2}(R_{AB} + R_{BC} - R_{CA}) \\ R_C &= \frac{1}{2}(R_{BC} + R_{CA} - R_{AB}) \end{aligned} \right\} \quad (2-3-5)$$

式中符号与式(2-3-4)相同。

六、变压器的变压比测量

(一) 概述

变压器的变压比是指变压器空载时, 一次侧电压 U_{10} 与二次侧电压 U_{20} 的比值, 简称为变比, 用 K 来表示, 是 $K = \frac{U_{10}}{U_{20}}$ 。

变压器在空载时, 空载电流很小, 流过一次绕组的电阻和漏抗引起的压降都很小, 因此, 外加电压 U_{10} 和一次绕组的感应电动势 E_1 的数值基本上相等, 即 $U_{10} \approx E_1$, 而二次侧由于无电流流过, 所以 U_{20} 与二次绕组上的感应电动势 E_2 相等, 根据电动势平衡关系, 则

$$U_{10} \approx E_1 = 4.44fN_1\phi_m \quad (2-3-6)$$

$$U_{20} = E_2 = 4.44fN_2\phi_m \quad (2-3-7)$$

式中 f —— 电源频率;

N_1 、 N_2 ——分别为一、二次绕组的匝数；

ϕ_m ——主磁通的最大值。

所以单相变压器的变压比 $K = \frac{U_{10}}{U_{20}} \approx \frac{N_1}{N_2}$ ，即单相变压器的变比近似等于一、二次绕组的匝数比。

三相变压器铭牌上的变比是指线电压之比。不同接线方式的变压器，线电压的变比 K_{xn} 与相电压的变比 K_{xg} 有以下关系：

$$Y、y \text{ 接线时 } ,K_{xn} = \frac{U_{xn10}}{U_{xn20}} = \frac{\sqrt{3}U_{xg10}}{\sqrt{3}U_{xg20}} = \frac{N_1}{N_2} = K_{xg}$$

$$D、d \text{ 接线时 } ,K_{xn} = \frac{U_{xn10}}{U_{xn20}} = \frac{U_{xg10}}{U_{xg20}} = \frac{N_1}{N_2} = K_{xg}$$

$$Y、d \text{ 接线时 } ,K_{xn} = \frac{U_{xn10}}{U_{xn20}} = \frac{\sqrt{3}U_{xg10}}{U_{xg20}} = \sqrt{3}\frac{N_1}{N_2} = \sqrt{3}K_{xg}$$

$$D、y \text{ 接线时 } ,K_{xn} = \frac{U_{xn10}}{U_{xn20}} = \frac{U_{xg10}}{\sqrt{3}U_{xg20}} = \frac{1}{\sqrt{3}}\frac{N_1}{N_2} = \frac{K_{xg}}{\sqrt{3}}$$

式中 U_{xn10} 、 U_{xn20} ——分别为变压器一、二次侧空载时的线电压；

U_{xg10} 、 U_{xg20} ——分别为变压器一、二次侧空载时的相电压。

从以上四式可知：当三相变压器一、二次绕组接线方式相同时，线电压变比与相电压变比相等；一、二次接线方式不同时，线电压变比与相电压变比保持着 $\sqrt{3}$ 倍的关系。

(二) 测量变比的目的

1. 检查变比是否与铭牌相符，以保证对电压的正确变换。
2. 检查分接开关的位置是否正确。
3. 在变压器发生故障后，通过测量变比来检查绕组匝间是否存在匝间短路。
4. 判断变压器是否可以并联运行。当两台并联运行的变压器二次侧空载电压相差为额定电压的 1% 时，则两台变压器中的环流将达到额定电流的 10% 左右。这样既增加了变压器的损耗，又占据了变压器的容量。因此对并联运行变压器的变比的差值应限制在一定的范围内，一般要求小于 0.5%。

(三) 试验方法

变压比试验的方法，一般有双电压表法和变比电桥法两种。

1. 双电压表法

双电压表法是在变压器高压侧施加电压，并用两只电压表（量程不够时，可采用电压互感器），在高、低压两侧同时进行测量，根据所测得的电压值，计算出变比。

(1) 单相变压器的变比测量。测量接线如图 2-3-6 所示，为了安全，试验电源一般接到被测变压器的高压侧。

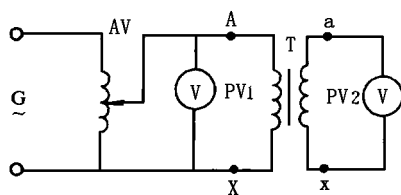


图 2-3-6 双电压表法测量单相变压器变比的接线图

变压比及其误差计算如下

$$\left. \begin{aligned} \text{变比} \quad K &= \frac{U_1}{U_2} \\ \text{变比误差} \quad \Delta K \% &= \frac{K_e - K}{K_e} \times 100\% \end{aligned} \right\} \quad (2-3-8)$$

式中 U_1 、 U_2 ——分别为高、低压绕组的实测电压值；

K_e ——变压器的额定变比。

(2) 三相变压器变比测量。测量接线如图 2-3-7 所示。在三相变压器的变比测量中可以采用三相电源或单相电源进行。

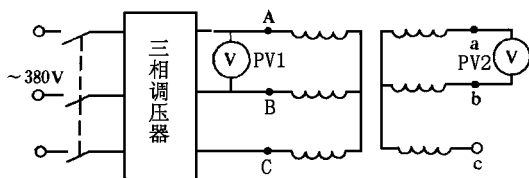


图 2-3-7 双电压表法测量三相变压器变比的接线图

1) 用三相电源进行测量。测量电源一般采用线电压为 380V 的三相电源。测量时，将三相电源加在高压侧，然后用电压表直接测量高、低压所对应的相(或线)电压，但也可以将电源加在低压侧，再通过电压互感器对高压侧的电压进行测量。

变压比的计算如下

$$K_{AB} = \frac{U_{AB}}{U_{ab}}, K_{BC} = \frac{U_{BC}}{U_{bc}}, K_{CA} = \frac{U_{CA}}{U_{ca}}$$

变压比的误差计算如下

$$\Delta K_{AB} \% = \frac{K_e - K_{AB}}{K_e} \times 100\%, \Delta K_{BC} \% = \frac{K_e - K_{BC}}{K_e} \times 100\%,$$

$$\Delta K_{CA} \% = \frac{K_e - K_{CA}}{K_e} \times 100\%$$

式中 U_{AB} 、 U_{BC} 、 U_{CA} ——实测高压侧线电压；

U_{ab} 、 U_{bc} 、 U_{ca} ——实测低压侧线电压；

K_{AB} 、 K_{BC} 、 K_{CA} ——实测变压比；

K_e ——额定电压比。

采用三相电源测量电压比时,要求三相电源电压对称,否则将会产生测量误差。

2)用单相电源进行测量。当三相电源对称性较差时,可以改用单相电源进行测量。另外,当采用三相电源测量时所测的变压比超出规定的标准时,也需要采用单相电源进行测量,进一步检查出故障的相别。用单相电源测量三相变压器的变压比的接线及计算公式见表 2-3-4。

双电压表法虽然准确度较低,但测量中所使用的为常用仪表,简单易行,因此,在现场应用广泛,但测量误差较大。

2. 变比电桥法

变比电桥法是测量变比的另一种方法。目前常用的有标准多抽头变压器式的变比电桥和电阻分压式的变比电桥,其优点是方便、可靠、准确、灵敏、安全、误差可以直接指示,能进行单相和三相测量。图 2-3-8 为上海电工仪器厂生产的 QJ35 型电阻分压式的变比电桥的测量原理接线图。

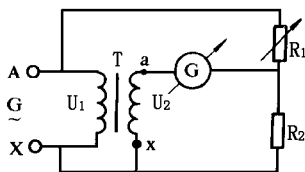


图 2-3-8 变比电桥测量原理接线图

测量原理是在被测变压器 T 的高压侧施加交流电压 U_1 ,则在变压器的低压侧感应出电压 U_2 ,调节电阻 R_1 ,使检流计 G 指示为零,此时电桥达到平衡,变比 $K = \frac{U_1}{U_2} =$

$$\frac{R_1 + R_2}{R_2} = \frac{R_1}{R_2} + 1。$$

电桥的操作和误差的测量可参看电桥说明书。

(四)测量中的注意事项

1. 采用双电压表法测量时,仪表准确度不低于 0.5 级,测量用的电压互感器应不低于 0.5 级。
2. 测量时,引线应接触良好,电压表引线不宜过长。
3. 测量电压不得低于被测变压器额定电压的 1%,且尽量保持稳定,并要同时读取高、低压两侧的电压指示值。

表 2-3-4 用单相电源测量三相变压器变压比的接线和计算公式

接线方式	加压端子	短路端子	测量电压		变压比及其误差计算	测试接线
			高压	低压		
Y _y 12 或 D _d 12	ab		U _{AB}	U _{ab}	$K_1 = \frac{U_{AB}}{U_{ab}} = K_{x_n} = K_{x_g}$ $K_{x_n} = \frac{U_{AB}}{U_{ab}}$ $\Delta K\% = \frac{K_e - K_p}{K_e} \times 100\%$	
	bc		U _{BC}	U _{bc}		
	ca		U _{CA}	U _{ca}		
YN _d 例如 YN _d 11	A0		U _{A0}	U _{ca}	$K_1 = \frac{U_{A0}}{U_{ca}} = K_{x_g} = \frac{1}{\sqrt{3}} K_{x_n}$ $K_{x_n} = \sqrt{3} \frac{U_{B0}}{U_{ab}}$ $\Delta K\% = \frac{K_e - \sqrt{3} K_p}{K_e} \times 100\%$	
	B0		U _{B0}	U _{ab}		
	C0		U _{C0}	U _{bc}		
D _{yn} 例如 D _{yn} 11	AB		U _{AB}	U _{ao}	$K_1 = \frac{U_{AB}}{U_{ao}} = K_{x_g} = \sqrt{3} K_{x_n}$ $K_{x_n} = \frac{U_{AB}}{\sqrt{3} U_{ao}}$ $\Delta K\% = \frac{K_e - \frac{K_p}{\sqrt{3}}}{K_e} \times 100\%$	
	BC		U _{BC}	U _{bo}		
	CA		U _{CA}	U _{co}		
Y _d 例如 Y _d 11	AB	bc	U _{AB}	U _{ab}	$K_1 = \frac{U_{AB}}{U_{ab}} = \frac{K_{x_g}}{2} = \frac{2}{\sqrt{3}} K_{x_n}$ $K_{x_n} = \frac{\sqrt{3} U_{AB}}{2 U_{ab}}$ $\Delta K\% = \frac{K_e - \frac{\sqrt{3}}{2} K_p}{K_e} \times 100\%$	
	BC	ac	U _{BC}	U _{bc}		
	CA	ab	U _{CA}	U _{ca}		
D _y 例如 D _y 11	AB	CA	U _{AB}	U _{ab}	$K_1 = \frac{U_{AB}}{U_{ab}} = \frac{K_{x_g}}{2} = \frac{\sqrt{3}}{2} K_{x_n}$ $K_{x_n} = \frac{2 U_{AB}}{\sqrt{3} U_{ab}}$ $\Delta K\% = \frac{K_e - \frac{2}{\sqrt{3}} K_p}{K_e} \times 100\%$	
	BC	AB	U _{BC}	U _{bc}		
	CA	BC	U _{CA}	U _{ca}		

注 表中 K_1 为实测变比 ; K_p 为三次实测变比值的平均值 ; K_{x_n} 为线电压变比值 ; K_{x_g} 为相电压变比值 ; $\Delta K\%$ 为线电压比差的百分数 ; K_e 为变压器的额定变比值。

(五)分析判断

1. 测量的电压比与铭牌值相比,不应有显著差别,且应符合规律。

2. 电压在 35kV 以下,电压比小于 3 的变压器,电压比允许偏差为 $\pm 1\%$;其他所有的变压器,额定分接头电压比允许偏差为 $\pm 0.5\%$ 。

3. 变压器变比不合格,最常见的故障是分接头引线焊错,分接开关指示位置与内部引线不对应造成。

4. 故障后由于匝间短路也会造成变压比改变。

七、变压器的极性和组别测定

(一)单相变压器的极性试验

1. 变压器的极性

如果变压器一次和二次两个绕组按同一方向绕线,又绕在同一铁心柱上,被同一磁通穿过,则两绕组端头的电动势方向,在任何瞬间都是相同的,这两绕组的头 and 头,尾和尾的极性是相同的,称为同极性。如果两绕组的绕向相反,头和头,尾和尾之间的极性是相反的,称为异极性。

2. 极性的试验方法

(1)直流法。用 1.5~3V 干电池或 2~6V 蓄电池,正极接于变压器高压侧 A 端,负极接于高压侧的 X 端,直流毫伏表的正极接于低压侧的 a 端,负极接于低压侧 x 端,如图 2-3-9 所示。

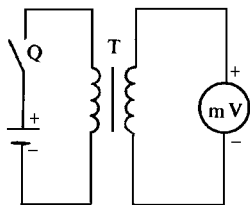


图 2-3-9 直流法测量变压器极性接线图

当合上开关 Q 瞬间,表针方向偏转向正,断开 Q 瞬间偏转向负,则该被试变压器为减极性。如果指针摆动方向与上述相反,则为加极性。

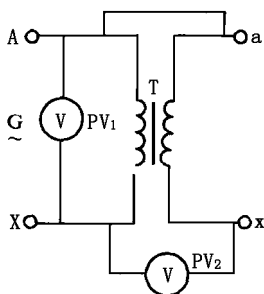


图 2-3-10 交流法测试变压器的极性接线图

试验中的注意事项 ①对同一试验电路,当拉开开关时,表针摆动的方向与开关闭合时的方向相反。②使用的指示表针,其零值最好在表盘中间。③试验时应反复操作几次,以免误判断。④拉合开关要有一定的时间间隔,必须看清指针的摆动方向。⑤操作时,应注意不要触及绕组的端部,以防触电。

(2)交流法。将变压器的高压和低压绕组的一对同名端 A 和 a (或 X 和 x),用导线连接起来,在高压侧加交流电压,同时用两个电压表按图 2-3-10 的接线进行测量,如果测量 $U_1 > U_2$,则为减极性,反之则为加极性。

以上两种试验极性的方法都比较方便,可根据具体条件选用。

(二)三相变压器组别测量及其组别改变

变压器的组别是并联运行的重要条件之一,如果参加并联运行变压器的组别不一致,将会在绕组内出现不能允许的环流。因此,在出厂、交接和绕组大修后都应测量其接线组别。

对电力变压器来说,绕组的接线方式有星形、三角形和曲折形三种,其相应的表示符号对高压绕组分别用 Y、D、Z;对中压或低压则用 y、d、z;当有中性点抽出时,高压绕组用 YN、ZN,中压和低压则用 y_n 、 z_n 表示。

一台三相变压器,其绕组的连接方式、缠绕方向以及绕组引出线端的相位标志等,都会使高、低压侧相应的电压相量间的相位差发生改变。不同的相位差代表着不同的接线组别。尽管相位差受到上述多种因素的影响,但最终只有十二种,且都是 30° 的倍数(即 $n \times 30^\circ$, $n = 1 \sim 12$)。我们将高压侧的电压相量超前于对应的低压侧的电压相量 30° 时($n = 1$)称为 1 组, 60° 时($n = 2$)称为 2 组……直到 360° (或 0°) ($n = 12$) 两电压相量重合称为“0”组或 12 组。这恰如时钟钟面的 12 时所等分,每相邻两数之间为 30° 角,因此,我们可以按时钟系统来区分不同的十二种接线组别。

区分组别以往是采用高压侧线电压作为分针指向钟面的 12 时处,此时低压同名线电压相量所指的小时数即表示变压器的组别。而现行的新标准则是以高压出线端(如 A 端)与中性点(三角形接线时,为虚设)间的电压相量作为分针指向钟面的 12 时处,再以低压侧的同名端(a)与中性点间的电压相量作为短针,此时短针所指示的小时数,即为连接组别。新法又叫线电压三角形重心重合法,以此法确定的组别与按线电压相量确定的组别是一致的,并且简单直观。

组别是绕组接线方式和不同电压侧各同名电压相量间相位差的总称。按规定对双绕组变压器的组别前后两部分来表示,并将两部分用逗号分开,前面部分是表示高压绕组的接线方式,而后面部分则表示低压绕组的接线方式和按时钟法得出的组别数。

例如组别为 YN,d11 的变压器,YN 表示高压侧绕组连接为星形,并有中性点抽出,d 表示低压侧绕组为三角形连接,11 则为以时钟表示法得出的组别数,即是表示当高压侧电压相量指在 12 时处时,低压侧同名电压相量所指的位置是 11 时。

下面是常用的三种组别 Y_{yn0}; Y_{d11}; YN_{d11} 的接线方式和相量图。

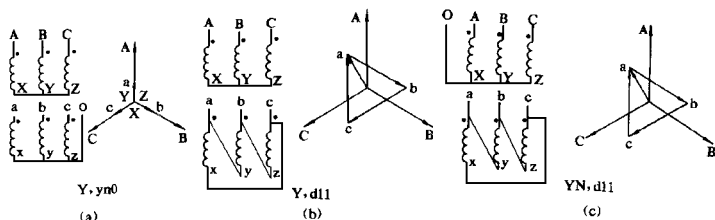


图 2-3-11 三种常用组别的接线方式和相量图

(a) Y_{yn0} (b) Y_{d11} (c) YN_{d11}

1. 组别测量方法

(1) 直流法。

1) 测量接线如图 2-3-12 所示, 测量时采用一低压直流电源 (通常是用两节 1.5V 干电池串联) 轮流加入变压器的高压侧 AB、BC、AC 端子, 并相应记录接在低压端子 ab、bc、ac 上仪表指针的指示方向及最大数值。测量时应注意电池和仪表的极性, 例如 A、B 端子接电池时, A 接正, B 接负, 低压侧三只表 (也可以用一只表轮流读出) 也应按图中的极性连接, 即 ab 间 a 接表的正端, b 接表的负端; bc 间 b 接表的正端, c 接表的负端; ac 间是 a 接表的正端, c 接表的负端。

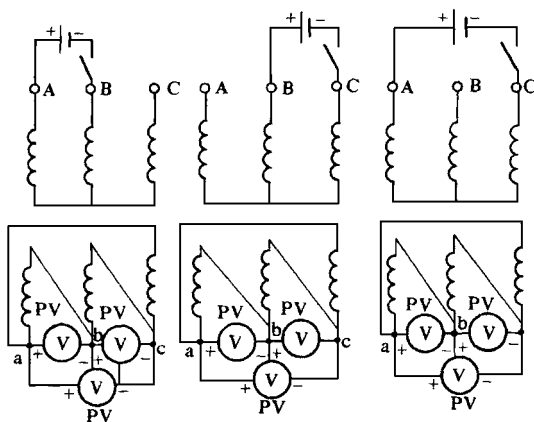


图 2-3-12 直流法测定组别接线图

2) 操作方法是将直流电源接在高压侧的 A、B 端, 在电源开关 K 闭合的瞬间, 观察各表计的偏转方向, 并以指针偏向读数大的记录“+”号, 反之则记为“-”号, 指针不动则记为“0”。同理将电源分别接到 B、C 和 A、C 端子用同样的方法来观察并记录。

3) 分析判断测量结果与表 2-3-5 对照, 就可以查出被试变压器的组别。

从表 2-3-5 可以看出, 所有的单数连接组标号的仪表都有“0”出现, 这是由于绕组感应电势平衡所造成的, 如图 2-3-13 所示, 但在实际测量时, 由于磁路、电路并不绝对

相等,因而该值不会为零,常有很小的读数。为此,在测量时应十分仔细地分析对比,避免产生差错。

表 2-3-5 用直流判断三相变压器连接组标号对照表

组别	通电相 + -	低压侧表计指示			组别	通电相 + -	低压侧表计指示		
		a ⁺ b ⁻	b ⁺ c ⁻	a ⁺ c ⁻			a ⁺ b ⁻	b ⁺ c ⁻	a ⁺ c ⁻
1	AB	+	-	0	6	AB	- *	+	-
	BC	0	+	+		BC	+	- *	-
	AC	+	0	+		AC	-	-	-
2	AB	+	- *	-	7	AB	-	+	0
	BC	+	+	+ *		BC	0	-	-
	AC	+ *	-	+		AC	-	0	-
3	AB	0	-	-	8	AB	-	+ *	+
	BC	+	0	+		BC	-	-	- *
	AC	+	-	0		AC	- *	+	-
4	AB	-	-	- *	9	AB	0	+	+
	BC	+ *	-	+		BC	-	0	-
	AC	+	- *	-		AC	-	+	0
5	AB	-	0	-	10	AB	+	+	+ *
	BC	+	-	0		BC	- *	+	-
	AC	0	-	-		AC	-	+ *	+
11	AB	+	0	+	0 或 12	AB	+ *	-	+
	BC	-	+	0		BC	-	+ *	+
	AC	0	+	+		AC	+	+	+ *

注 1. 带有 * 记号者比其他数约大一倍。

2. 用电相栏中的正、负号表示高压端接电池的极性。

3. 低压侧表计指示栏下面的 a、b、c 字母右上角的正、负号表示低压端接直流电表的极性。

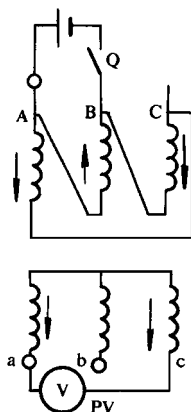


图 2-3-13 电压表指零的情况

从表 2-3-5 中还可以看出,在高压侧通电时如 A、B、C 之间通电时,则低压侧 ab、bc、ac 之间的表计读数,对 12 个组别都互不重复。因此,每一组别只用一行读数,即三次测量就可确定,其余的六次测量只是为了验证前三次的正确性而进行的。为使直流法测

量可靠,应注意以下两点:①在测量大变压比的变压器时,应加较高的直流电压(如6V)并用小量程表计,以使仪表有较大的偏转(一般占表盘的1/3左右),最好能采用中间指零的仪表。②操作时要先接通测量回路,然后再接通电源回路。读完数后,要先断开电源回路,然后再断开测量回路的表计。

(2)交流法。交流法又可分为双电压表法和相位表法两种。

1)双电压表法。试验接线如图2-3-14所示。试验时,将变压器高压侧的A端与低压侧的a端相连接,并在高压侧绕组通入380V的三相交流电压,分别用电压表测量AB、BC、CA、Bb、Bc、Cc、Cb之间的电压,并作记录。

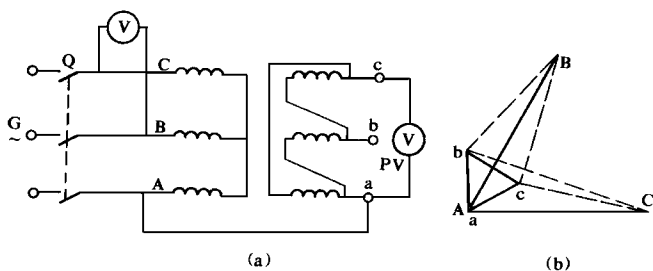


图 2-3-14 双电压表法测量变压器组别接线

(a)接线图 (b)相量图

分析判断是根据所测得的各点之间的电压值,再采用绘相量图法或比较法进行判断。

①绘相量图法。首先由测得的电压 U_{AB} 、 U_{BC} 、 U_{CA} 绘出高压侧的电压三角形 $\triangle ABC$,如图2-3-14(b)。然后以B点为圆心, U_{Bb} 为半径画弧,以C点为圆心, U_{Cb} 为半径画弧,两弧相交于b点;再以C点为圆心, U_{Cc} 为半径画弧,以B点为圆心, U_{Bc} 为半径画弧,两弧相交于c点;因A与a点已用导线相连接,故在相量图上A、a两点重合,连接a、b、c三点即可得到低压侧的电压三角形 $\triangle abc$ 。比较 $\triangle ABC$ 和 $\triangle abc$ 的相应关系,即可确定变压器的连接组别,图2-3-14(b)就是一个11组相量图。

②比较法。又称算法,它是通过实测的电压值与按组别相量关系计算的电压值进行比较来判断的。实测时,先将变压器高、低压侧的A与a两点用导线连接在一起,然后在高压侧通入380V的三相交流电压,同时用不低于0.5级的电压表分别测量 U_{AB} 、 U_{ab} 、 U_{Bb} 、 U_{Bc} 、 U_{Cc} ,并把所测的变压比 $K = \frac{U_{AB}}{U_{ab}}$ 和 U_{ab} 的值代入表2-3-6中所给的不同组别的计算公式中进行计算,如实测结果与表2-3-6中某一栏的公式计算结果相同,并且 U_{Bc}/U_{Bb} 的比值也符合,则此被测变压器的组别即与此公式所属的组别相同。

表 2-3-6 判定组别表

组别	电 压		组别	电 压	
	$U_{Bb} = U_{Cc}$	U_{Bc}/U_{Bb}		$U_{Bb} = U_{Cc}$	U_{Bc}/U_{Bb}
1	$U_{ab} \sqrt{K^2 - \sqrt{3}K + 1}$	> 1	7	$U_{ab} \sqrt{K^2 + \sqrt{3}K + 1}$	< 1
2	$U_{ab} \sqrt{K^2 - K + 1}$	> 1	8	$U_{ab} \sqrt{K^2 + K + 1}$	< 1
3	$U_{ab} \sqrt{K^2 + 1}$	> 1	9	$U_{ab} \sqrt{K^2 + + 1}$	< 1
4	$U_{ab} \sqrt{K^2 + K + 1}$	> 1	10	$U_{ab} \sqrt{K^2 - K + 1}$	< 1
5	$U_{ab} \sqrt{K^2 + \sqrt{3}K + 1}$	$= 1$	11	$U_{ab} \sqrt{K^2 - \sqrt{3}K + 1}$	$= 1$
6	$U_{ab}(K + 1)$		0 或 12	$U_{ab}(K - 1)$	

2) 相位表法又称直接法,它是利用相位表,直接测量出变压器的高压与低压线电压之间的相位角差来判断组别的。

测量接线如图 2-3-15 所示,将相位表的电压线圈接于高压出线两端(如 A、C),其电流线圈经一可变电阻接入低压出线的对应端子(如 a、c)上,当变压器的高压侧通入三交流电压时,在低压侧感应一个一定相位的电压,由于接入的负载为电阻性的,所以低压侧的电压与电流相位相同。因此,测得的高压侧电压对低压侧电流的相位差就是高压侧电压对低压侧电压的相位差。

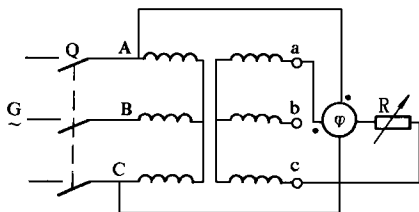


图 2-3-15 用相位表测量变压器组别的接线图

测量中应注意的事项:①试验中,在接入相位表时,要注意接线的极性,所施加电压和电流不能超过电压线圈和电流线圈的允许值,电流线圈中的电流值也不得低于其额定值的 20%。②一般相位表都有几个量程,对变比大的变压器应采用高压量程,对变比小的应采用低压量程。③为了使测量可靠,可以在试验前,用已知相位的设备对相位表进行核对性的试验,以保证相位表的正确性。

2. 变压器的组别改变

变压器的组别一般在出厂时已在铭牌上标出,不应随便改变,但有时为了并联运行的需要,还需对其组别进行改变。除对变压器内部绕组改接可以达到改变组别外,还可以通过改变套管相应标志来达到。供电运行部门一般只能通过改变套管的相位标志来

进行组别的改变。

现将常用的 Y_{y0} 和 Y_{d11} 两种组别的改变举例如下,并绘出其相应的接线方式和相量图。

(1) 高压套管相位标志保持不变,只改变低压套管的相位标志来进行组别改变。

1) Y_{y0} 的改变(见图 2-3-16)。

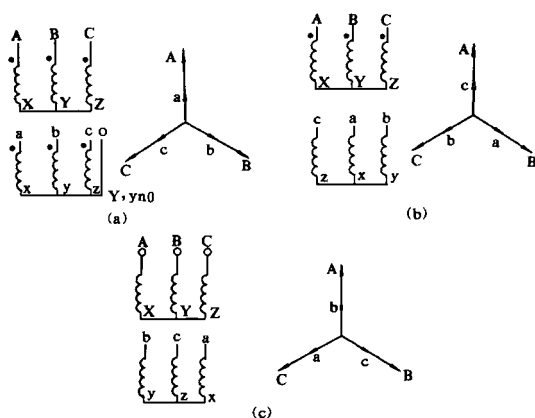


图 2-3-16 表示由 Y_{yn0} 变为 Y_{y4} 和 Y_{y8} 时的相位标志改变及相量图

(a) Y_{yn0} (b) Y_{y4} (c) Y_{y8}

2) Y_{d11} 的改变(见图 2-3-17)。

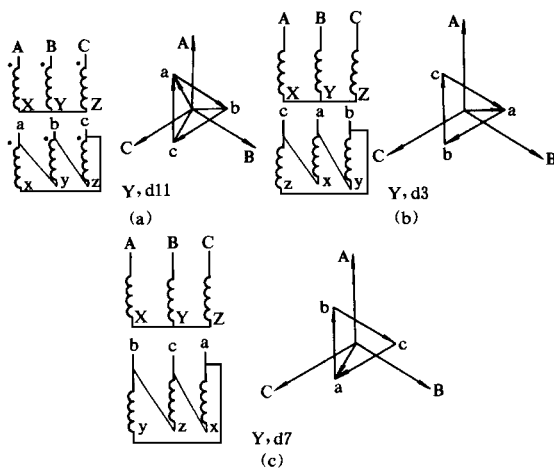


图 2-3-17 表示由 Y_{d11} 变为 Y_{d3} 和 Y_{d7} 的套管相位标志改变及相量图

(a) Y_{d11} (b) Y_{d3} (c) Y_{d7}

(2) 同时改变高压和低压套管的两个相位标志进行组别改变。

1) 对 Y_{yn0} 的改变只能得到 Y_{y4} 和 Y_{y8} 两种。

2) 对 Y_{d11} 的改变(见图 2-3-18)。

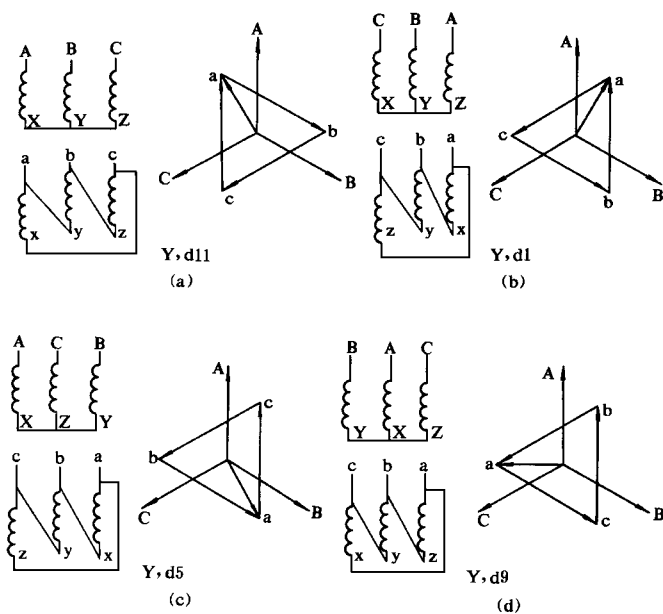


图 2-3-18 表示 Y, d_{11} 变为 Y, d_1 、 Y, d_5 、 Y, d_9 时套管相位标志的改变情况

(a) Y, d_{11} (b) Y, d_1 (c) Y, d_5 (d) Y, d_9

以上例子只是对少数几种组别变换加以介绍,详细组别改变可以参看其他专著。但在改变组别时,应注意以下几点:①所有的单数组的变压器都可以通过改变套管的相位标志来达到相互转换;②双数组可分为Ⅰ组(2、6、10)和Ⅱ组(4、8、12)两个组,组内可以相互转换,组之间的转换一定要通过内部接线改变后,才能相互转换。③单数组与双数组一般不能相互转换。

第二节 变压器的特殊试验

国标 GB1094.1—96 规定,变压器的特殊试验包括绕组对地的绕组间的电容测量、暂态电压传输特性试验、三相变压器的零序阻抗测量、短路试验、噪声级测量、空载电流的谐波测量,风扇电机和油泵电机所吸收功率的测量七项。

由于暂态电压传输特性试验一项,在标准中未作说明,也未规定试验方法,短路试验一项必须在高电压强电流试验基地进行,空载电流的谐波测量只需配备谐波分析仪就可测量,而风扇电机和油泵电机所吸收的功率已在产品说明书中给出。因此在本节中只对绕组对地及绕组间的电容测量、三相变压器的零序阻抗测量和噪声级测量三项有关规定及测量技术作较为详细叙述。

一、声级(噪声级)测量

(一)概述

变压器的噪声主要是由铁心硅钢片的磁滞伸缩产生的,但油箱壁上的磁屏蔽振动,绕组间的电磁力,油箱的振动(包括共振)也会引起噪声。而设计不合理的磁屏蔽,由于漏磁过分集中,磁屏蔽中磁密过高引起的磁滞伸缩产生有噪音会达到较高的水平(磁屏蔽是有硅钢片制成)。

声音有三个特性:音调、音品和响度,声音和其他波形一相,由频率、波形和振幅几个参数组成,音调就是频率特性,音品就是波形,响度就是振幅,也就是声音的强弱。变压器的噪声测量主要是考虑响度,变压器的噪声测量是指其声压级,但噪声本身还可用声功率级和声强级来表示。

(二)声级测量中有关名词的定义

噪声是用声级计进行测量,声级计是由传声器、放大器、衰减器、计权网络、检波、表头指示几个部分组成,其中有计权网络(分成A、B、C、D四种)模拟人耳的纯音响应,所以测量的声级是计权声压级。而A计权声压级更接近人耳对噪声的感觉,因此变压器噪声测量中采用A计权声压级 L_{PA} ,单位为dB(A)。如果测量的点数很多,其中第*i*点测得的A计权声压级为 L_{PAi} 。对于变压器来讲不能以某一点的声压级来衡量该产品的噪声水平,而是要用分布在变压器四周及上下不同的高度上的*i*个测量点上的声压级来衡量,所以就得上一个加权平均值,即变压器的A计权的表面声压级来表示。

1. 声压级 L_p

声压 P 是指介质中某点声压强度,是指在某一时刻由声波存在而产生的压力变化量,其单位为微帕($1\mu\text{Pa} = 10^{-6}\text{Pa}$)。声压级 L_p 是待测声压与基准声压的比值,取其常用对数后乘以 20,以 dB(分贝)表示

$$L_p = 20\lg P/P_0 \text{ dB}$$

$$P_0 = 20\mu\text{Pa}$$

注: P_a 是压力计量单位,1 大气压 = 101308Pa(帕)或 1kg(压力) = 0.101308Pa = 0.101308MPa, 1mmHg = 133.3Pa。

2. A 计权有面声压级 \bar{L}_{PA}

分布在所规定的测量面上的*i*个测量点上测得的以分贝计的平均A计权声压级。

3. 声功率级 L_w

L_w 是用能量来表示的变压器的噪声。声功率 W 是指单位时间内垂直通过指定面积的声能量单位为 W(瓦),因此要计算测量表面。

声功率级是待测声功率与基准声功率的比值,取常用对数再乘以 10,用 dB 表示。以 A 计权的声功率级 L_{WA} 为

$$L_{WA} = 10 \lg W/W_0 \text{ (dB)}$$

式中 W_0 ——基准声功率, 10^{-12} W。

4. 基准发射面

基准发射面是指围绕着变压器或冷却装置的假想表面并认为声音是以该表面发出。

5. 规定轮廓线

规定轮廓线距离基准发射面为某一限定距离的水平线,沿其上布置各测量点。

6. 测量表面

测量表面是指包络声源,面积为 S_m^2 的假定表面,测点布置于此表面上。

7. 测量距离

基准发射面与测量表面间的距离。

8. 背景噪声级

当被试品不发声时,在每个测点上的以 A 计权声压级。

(三) 测量条件

1. 对测量环境的要求

理想的情况是除了反射地面外,测量环境内应无其他反射物体,以使被测设备所发射的声波进入一个在反射面之上的自由场。凡适合标准规定的测量环境应满足国家标准 GB7238—87。

2. 测量期间设备的运行条件

不论是对投入冷却装置,还是不投入冷却装置的变压器进行测量时,变压器均应在空载状态下以额定频率的正弦波形的额定电压,按空载试验的规定进行励磁。当励磁绕组有分接时,应在主分接上进行。

对于变磁通调压的变压器可能要求在非主分接位置(或时无分接的绕组不在额定电压下)测量声级,此时应在测量报告中说明。

如电源不能从零起升压,而是在全电压下合闸时,对大型变压器在合闸后的最初几分钟内不宜进行声级测量。

(四) 声压级的测量(以 A 计权的声压级)

1. 背景噪声级测量和修正

在对变压器进行测量的前后应及时测量背景噪声的 A 计权声压级。测量背景噪声时作为电源到被试变压器间的中间升压(或降压)变压器也应处于测量试品时的状态。

如果背景噪声声压级明显地低于变压器加背景的合成声级(其值差大于 10dB)则可以只在一个测点上测定背景噪声声压级,且对变压器的声级无需修正。

如果变压器加背景的合成声压级与背景自身的声压级之差小于 10dB,但大于 3dB 时,则应按表 2-3-7 进行修正。

表 2-3-7 背景噪声的修正

设备与背景的平均合成级与背景自身平均级之差 $d[\text{A}]$	应从设备与背景平均合成级中减去的 $d[\text{A}]$ (即 Y)
3	3
4、5	2
6~8	1
9、10	0.5

此时,当测量点总数大于 10 个,允许只在变压器周围均匀分布的 10 个测点上测定背景噪声级。

如果两者相差小于 3dB 时,则试验无效。除非变压器加背景的合成声级小于保证值。此时,合成声级减去 3dB,可作为该点声压级的偏大值,这种情况应在试验报告中予以说明。

应尽可能在变压器加背景的合成声级与背景噪声之差至少有 6dB 时进行测量。测量背景噪声级时,测点的高度应与被测变压器声级时的高度一致,测点的位置应在规定的轮廓线上选取。

2. 变压器声压级的测量

下述测量方法适用于具有不同冷却方式的变压器,具体选用哪一种方式取决于冷却装置距离基准发射表面是小于还是大于 3m,同时用计算来求得整个变压器的声功率级。

对于水平引出的高压套管的变压器轮廓线的确定需按安全的需要来确定,可以用把轮廓线限制到安全范围来实现。

(1)不带吹风冷却装置变压器的测量。或带吹风冷却装置,但冷却装置为单独安装(集中冷却装置)结构,且与主体油箱基准发射面间距离不小于 3m 的变压器,有保护外壳的干式变压器以及外壳内装有吹风冷却设备的干式变压器。按本条规定对变压器本体进行测量。

基准发射面是由变压器油箱顶部(不包括高于箱盖的套管升高座及其他突出物)到箱底的垂直投影线和绕变压器四周的拉紧线围成的轮廓线所形成的表面(见图 2-3-19)。基准发射面应把固定在油箱上的冷却设备、箱壁加强铁以及电缆盒、分接开关操作机构等辅助设备包括在内,但不包括吹风冷却装置的辅助设备,套管、油管路、储油柜、油箱底座、阀门等次要附件等突出物。规定轮廓线应距上述基准发射面 0.3m。

对于油箱高度小于 2.5m 的变压器,规定轮廓线应当位于油箱高度的 1/2 处的水平面上。油箱高度等于或大于 2.5m 的变压器,应当有两个轮廓线,分别位于油箱高度的 1/3 处和 2/3 处的水平面上。

在测量变压器本体时,全部循环油泵和吹风装置均应停止运行,测量点至少应有 10 个,相邻两点间的距离应近似相等且不得大于 1m。

(2)吹风冷却装置或水冷却装置直接装设在变压器油箱上,或者装设在与油箱基准

发射面的距离小于 3m 的独立构架上(集中冷却)。在变压器励磁的情况下应进行两组测量：

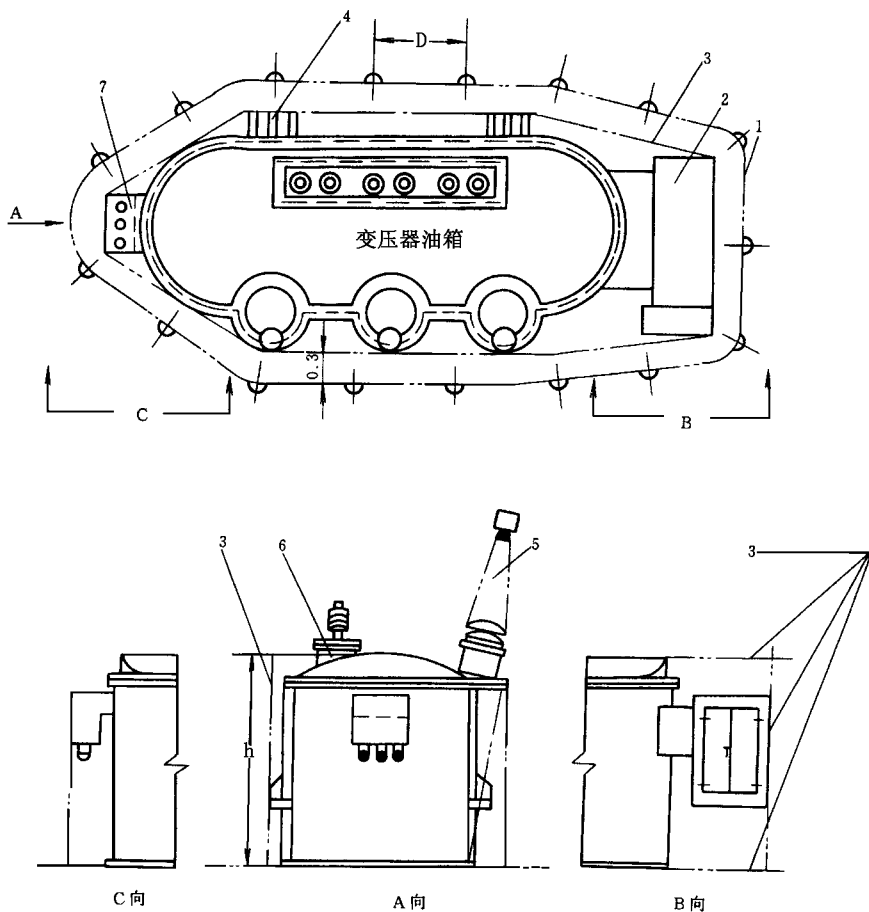


图 2-3-19 不包括冷却装置的变压器声级测量时传感器的典型位置示意图

1—规定轮廓线 2—有载分接开关 3—基准发射面；

4—加强铁与千斤顶支架；5—高压套管 6—低压套管 7—其他套管

注：D 不大于 1m。

- 1) 全部吹风冷却装置及油循环泵均停止运行；
- 2) 全部吹风冷却装置及油循环泵均投入运行。

基准发射面应把吹风冷却装置、油箱加强铁以及电缆盒、分接开关操却机构等辅助设备包括在内。而不包括套管、油管路、储油柜、油箱或冷却器底座、阀门、控制箱以及其他次要附件等突出物。

进行 1) 项测量时,规定轮廓线应距基准发射面 0.3m。进行 2) 项测量时,规定轮廓线应距基准发射面 2m(见图 2-3-20 和图 2-3-21 中尺寸)。

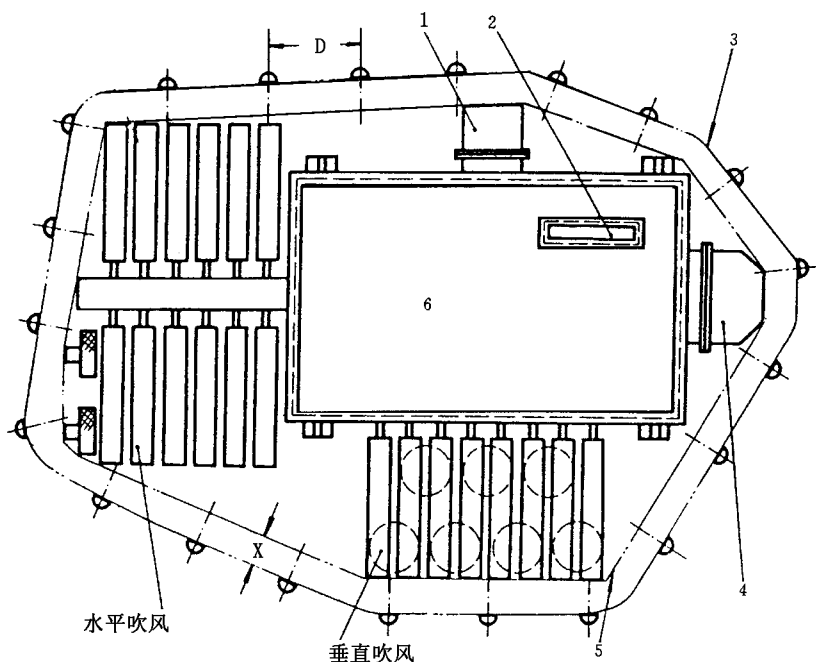


图 2-3-20 吹风冷却装置直接安装在油箱上的变压器声级测量时
传声器的典型位置示意图

- 1—电缆盒；2—升高座；3—规定轮廓线；4—有载分接开关；
5—基准发射面；6—变压器油箱

注：D 不大于 1m；X 为 0.3m 或 2m，见本节四条。

变压器油箱高度小于 2.5m 的变压器，规定轮廓线应位于油箱高度 1/2 的水平面上。油箱高度不大于 2.5m 的变压器，应有两个轮廓线，分别位于油箱高度的 1/3 外和 2/3 处的水平面上。

测量点至少应有 10 个，相邻两点间的距离应近似相等且不得大于 1m。

当变压器设计成有外围物且冷却装置在此外围物之外距离变压器小于 3m 时，则应遵照 2 中(1)不带吹风冷却装置的变压器的测量和(3)中装在距变压器基准发射面不小于 3m 远的独立构架上的吹风冷却装置或水冷却设备的测量方法。

3) 安装于距变压器基准发射面不小于 3m 远的独立构架之上吹风冷却装置或水冷却装置的设备的测量。本条对主设备测量以外的额外测量作了规定，测量时变压器不励磁，吹风冷却装置和油循环泵全部投入运行。除非变压器要做温升试验，在工厂里通常是不独立安装的冷却装置。因此除非另有规定，本条的测量应视为额外的要求。

基准发射面是由冷却装置顶部到有效部分底部(见图 2-2-22)的垂直投影线，以及由环绕冷却装置四周的拉紧结围成的轮廓线所形成的表面，但储油柜、框架、油管路以及其他次要部件不包括在轮廓线内。

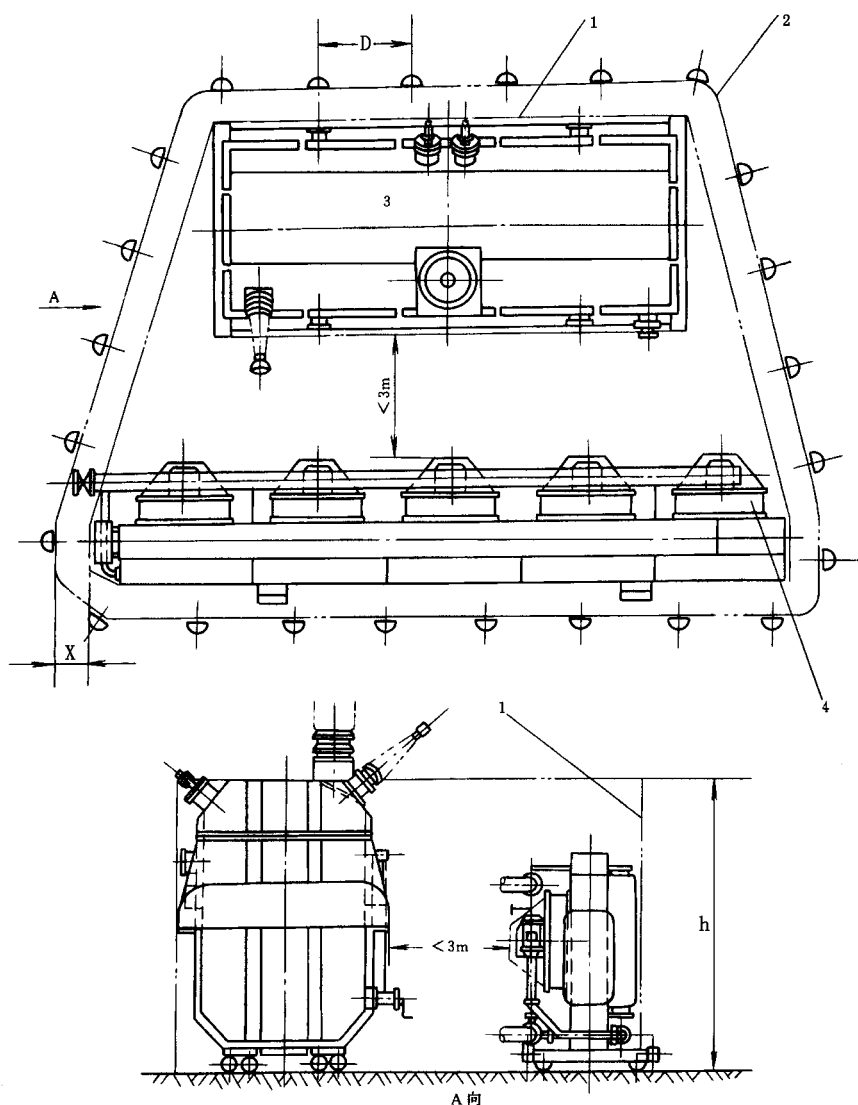


图 2-3-21 吹风冷却装置单独安装在距基准发射面小于 3m 处的
变压器声级测量时传声器的典型位置示意图

1—基准发射面 2—规定轮廓线 3—变压器油箱 4—吹风冷却装置

注 :D 不大于 1m ;X 为 0.3m 或 2m ,见本节四 ;h 为油箱高度。

规定轮廓线应距离上述规定的基准发射面 2m。

冷却装置结构总高度(不包括储油柜、油管路等)小于 4m 时,规定轮廓线应当在冷却装置高度 1/2 的水平面上。冷却装置结构总高度不小于 4m(不包括储油柜、油管路等)时,应在冷却装置高度的 1/3 和 2/3 处的水平面上取两个规定轮廓线。

测量点至少应有 10 个,相邻两点间的距离应近似相等且不得大于 1m(见图 2-3-23)。

4)不带保护外壳的干式电压器。基准发射面是由变压器构件顶部到器身底部见图

(2-3-24)的垂直投影线,以及由环绕干式变压器四周的拉紧线围成的轮廓线所形成的表面,但框架、外部连接线、引线和不影响声发射的附件不包括在轮廓线内。

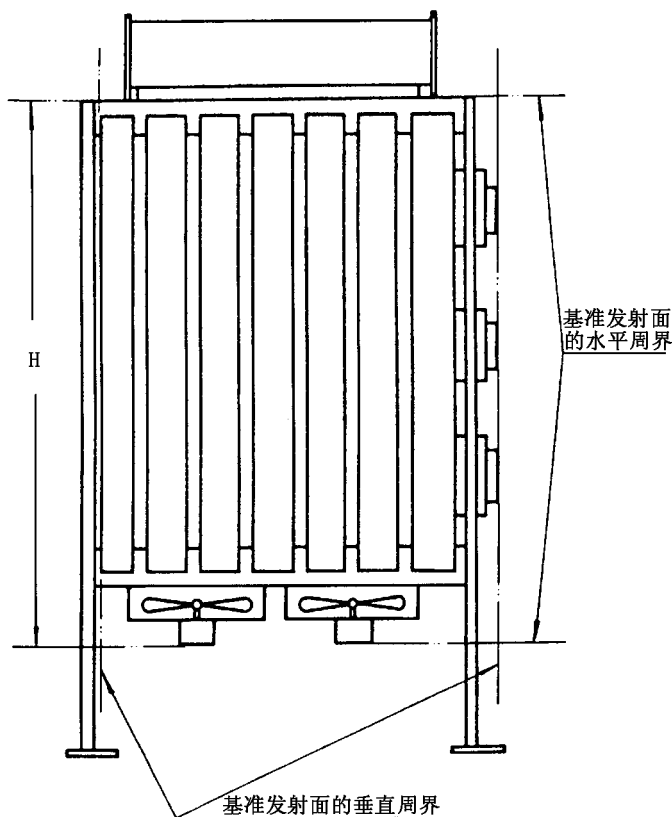


图 2-3-22 吹风冷却装置立面图的基准发射面周界示意图

(五) 表面声压级与声功率级的计算

1. 表面声压级的计算

A 计权表面声压级 \bar{L}_{PA} 应以 A 计权声压级实测值 L_{PAi} 按下面公式计算求得

$$\bar{L}_{PA} = 10 \lg \left(\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N 10^{0.1 L_{PAi}} \right) - K$$

式中 \bar{L}_{PA} ——A 计权表面声压级, dB, 基准声压 $20 \mu\text{Pa}$;

L_{PAi} ——按照表 2-3-7 修正后的第 i 测点上的 A 计权声压级, dB, 基准声压 $20 \mu\text{Pa}$;

N ——测点总数;

K ——考虑到反射影响的环境修正值, dB, 在户外测量时修正值为 0 dB, 通常在工厂车间内测量时不进行修正, 按 BG7328—87 标准最大修正值为 7 dB。

当 L_{PAi} 的变化范围不超过 5 dB 时, 可用简单的算术平均值, 此算术平均值与用上式计算得的值的差异不大于 0.7 dB。

由于变压器噪声的特有谐音含量, 驻波可能是环境对测得声压级 L_{PAi} 的另一影响, 这

样使用单一的修正系数就显得不足,所以只要有可能,测量就应在不需作“环境影响”修正的场所进行。

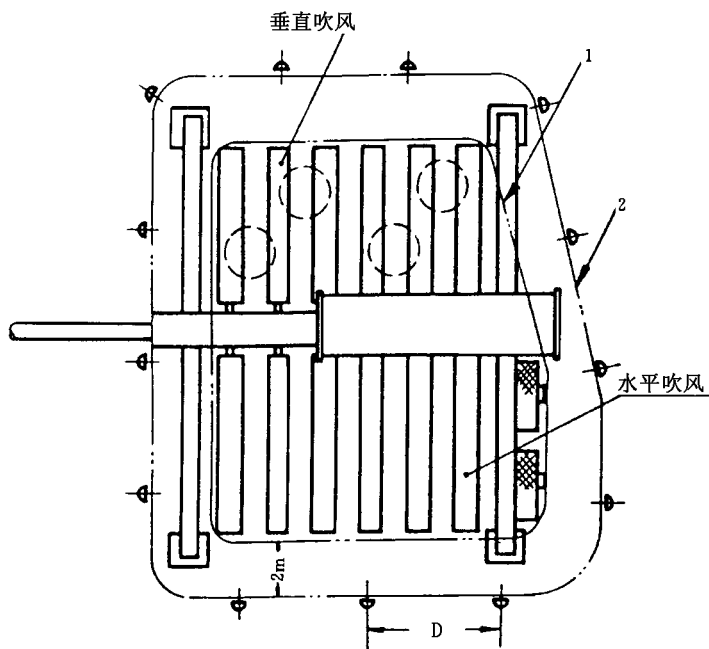


图 2-3-23 安装在距变压器油箱的基准发射面不小于 3m 处的
吹风冷却装置声级测量时传声器的典型位置示意图

1—基准发射面 2—规定轮廓线

注:D 不大于 1m。

2. 声功率级的计算

被测设备的 A 计权声功率级 L_{WA} 由下式计算

$$L_{WA} = \bar{L}_{PA} + 10 \lg \frac{S}{S_0}$$

式中 L_{WA} ——A 计权声功率级, dB, 基准声功率 $1pW(10^{-12} W)$;

S ——测量表面面积, m^2 ;

S_0 ——基准表面面积, 取 $1m^2$ 。

直接安装在变压器油箱上的吹风冷却装置,其声功率级 L_{WA0} 由下式计算

$$L_{WA0} = 10 \lg (10^{0.1L_{WA1}} - 10^{0.1L_{WA2}})$$

式中 L_{WA1} ——变压器加冷却设备的声功率级, dB;

L_{WA2} ——变压器的声功率级, dB。

吹风冷却装置以独立结构安装在变压器,变压器加冷却装置的声功率级 L_{WA1} (dB)用

下式计算

$$L_{WA1} = 10 \lg [10^{0.1L_{WA2}} + 10^{0.1L_{WA0}}]$$

式中 L_{WA2} ——变压器的声功率级, dB;

L_{WA0} ——冷却装置的声功率级, dB。

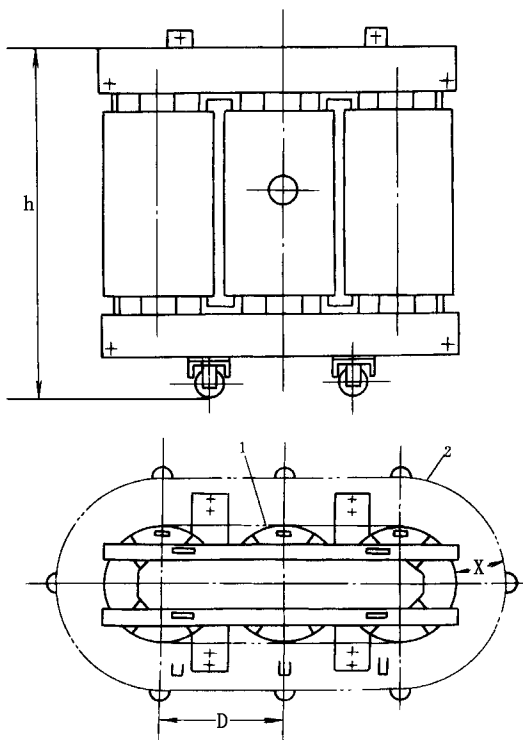


图 2-3-24 不带保护外壳的干式变压器声级测量时传声器的典型位置示意图

1—基准发射面 2—规定轮廓线

注: D 不大于 1m; X 为 0.3m 或 1m; h 为铁心及构架高度。

3. 测量表面积的计算

(1) 变压器励磁而吹风冷却装置停止运行时,按本节四的规定,在距离基准发射面 0.3m 处进行测量,测量表面积 S (m^2)按下式计算

$$S = 1.25hL_m$$

式中 h ——变压器油箱高度,或当干式变压器无保护外壳时则为铁心及构架的高度, m ;

L_m ——规定轮廓线的长度, m ;

1.25——考虑从变压器上部或冷却器上部发射出声能的影响后的经验系数。

(2) 变压器励磁吹风冷却装置也投入运行时,按本节四的规定,在距离基准发射表面 2m 处进行测量,测量表面积 S (m^2)按下式计算

$$S = (h + 2)L_m$$

式中 h ——变压器油箱高度 ,m ;
 L_m ——规定轮廓线长度 ,m ;
 2 ——测量距离 ,m。

(3)对单独安装在变压器之外的冷却装置 ,按本节四的规定进行测量 ,测点距基准发射表面 2m ,测量表面积 S (m^2)按下式计算

$$S = (H + 2)L_m$$

式中 H ——包括风扇在内的冷却设备高度(见图 2-3-22) ,m ;
 L_m ——规定轮廓线长度 ,m ;
 2 ——测量距离 ,m。

(4)对带电的干式变压器按(四)的规定在距离基准发射面 1m 处进行测量 ,测量表面积 S (m^2)按下式计算

$$S = (h + 1)L_m$$

式中 h ——铁心及底架的高度 ,m ;
 L_m ——规定轮廓线长度 ,m ;
 1 ——测量距离 ,m。

(5)在测量变压器声级时 ,因考虑安全距离而要求全部或部分规定轮廓线至基准测量面的测量距离越出上列(1)至(4)项所规定范围时 ,测量表面积 S (m^2)按下式计算

$$S = \frac{3}{4\pi} L_m^2$$

式中 L_m ——由于安全距离所限定的规定轮廓线长度 ,m。

二、三相变压器的零序阻抗测量

(一)零序阻抗测量的目的

电力系统中为了对不同性质的系统短路故障 ,采用相应的有效的断电保护措施 ,需要确定系统中各电器设备的有关参数 ,三相变压器的零序阻抗便是其中之一。

任何一个不对称的三相电压或三相电流都可以分解成三组对称的分量 ,即正序、负序和零序分量。变压器正常运行时其励磁电压通常是对称的(或基本对称) ,但当负载不平衡时或发生单相对地短路或两相短路时 ,就会使三相电流产生严重不对称 ,这个不对称电流中的正序、负序和零序分量流过变压器的绕组时 ,就会在不同的阻抗上产生不同的电压降 ,这个阻抗分别为正序、负序和零序阻抗。

三相变压器的零序阻抗特性与绕组的连接方式有关。在有平衡安匝的情况下 ,电压与电流间的关系是线性的 ,也就是说零序阻抗是个定值。当失去安匝平衡时 ,电压和电流之间的关系通常不是线性的 ,零序阻抗会随施加电压和电流的增加而呈减小的现象。

零序阻抗还取决于绕组和铁心(导磁元件)之间的结构布置 ,因此在不同绕组上测量

时就会有差异。也与铁心结构型式有关,如三相三柱与三相五柱式铁心,前者零序磁通必须通过铁心与油箱之间的空气隙和油箱成回路,而五柱铁心则零序磁通可通过旁轭成回路,而有较大的阻抗。

(二) 零序阻抗测试条件

只有当变压器的一个或多个绕组,具有供外部系统接线用引出的中性点时才能测量,测量是在额定频率的电压下进行,当变压器带有分接时,应在主分接上进行测量。

如果被试变压器没有三角形接线的绕组时,则施加的电压应不超过励磁绕组额定相电压的30%。与此同时流过绕组的相电流也不应超过额定相电流。

如果被试变压器有三角形接线的绕组时,施加的电压在三角形接法的绕组中产生的相电流不得超过额定电流。试验时间(持续时间)的长短应以变压器任一部件的温升不超过其温升的限值为准。且应考虑中性点引线的承接能力。

(三) 零序阻抗的测试方法

1. 具有一个引出中性点的变压器

零序阻抗的测量在带中性点的绕组上进行,将单相电压施加于连接在一起的三个线路端子与中性点端子之间,其余绕组的外部连接可以开路,也可以短路。

当被试变压器具有 Y_N, y 接法的双绕组变压器,从 Y_N 接法的绕组的三个线路端子与中性点之间励磁时,在 y 接法的三相绕组中感应出方向相同,大小相等的电压,因此把三相线端之间短接时不会产生电流,失去了安匝平衡, Y_N 接法绕组中的电流全部用来励磁,其励磁阻抗即为零序阻抗,具有较大的值。

具有 Y_N, d 接法的双绕组变压器,当从 Y_N 接法的绕组的三个线路端子对中性点端子之间进行励磁时,在 d 接法的三相绕组中感应的电压方向也是相同,大小相等,但因三相绕组是首尾相连,成一封闭回路,三相电压被短路,在 d 接法的绕组中产生环流,安匝得到了平衡。因此进行零序阻抗试验时, d 接法绕组外部端子开路还是短路,对三角形内电流不产生影响,零序阻抗的大小不变,其阻抗较低。

具有 Y_N, y, d 接法的三绕组变压器,只能从 Y_N 接法的绕组的三个线路端子与中性点端子间进行励磁,而 y 接法绕组无论三相线路端子短接与否,其绕组中不会产生电流, d 接法的绕组中的电流,无论其外部三相线路端子短接与否,不受影响,因此零序阻抗也只有一个值,但当 d 接法绕组与另二绕组之间的相对应位置不同时,其值会有变化,当 d 接法绕组靠近 Y_N 接法绕组时,零序阻抗较小,而 d 与 Y_N 接法绕组之间插入 y 接法绕组时其零序阻抗值增大。

2. 具有两个引出中性点的变压器

由于有两个绕组具有引出的中性点,因此可以从二个绕组的三相线路端子与中性点端子之间分别进行励磁,而当 Y_N 接法的一个绕组励磁时,另一 y_n 接法的绕组三线路端子与中性点端子之间短路,会产生平衡安匝,开路时则无电流,因此要进行四次不同接线

的试验。

(1) 对绕组 1 的短路的三相线路端子和中性点引出端子间施加单相励磁电压,其余绕组开路。

(2) 对绕组 1 的短路的三相线路端子和中性点引出端子间施加单相励磁电压,将绕组 2 的三相线路端子与中性点引出端子相短路,d 接法绕组可以开路,也可以短路(d 接法绕组其开路与短路对测量结果无影响)。

(3) 对绕组 2 的短路的三相线路端子和中性点引出端子间施加单相励磁电压,其余绕组开路。

(4) 对绕组 2 的短路的三相线路端子和中性点引出端子间施加单相励磁电压,将绕组 1 的三相线路端子与中性点引出端子相短路,d 接法绕组可以开路,也可以短路。

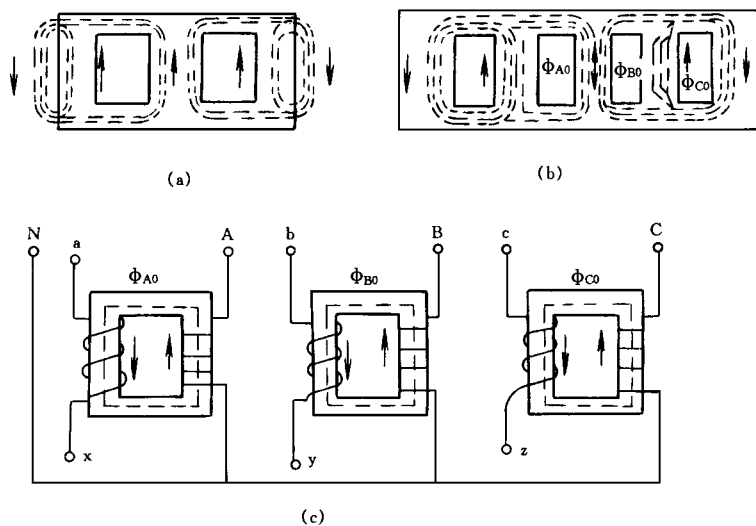


图 2-3-25 零序磁通在铁心中的分布

(a) 三柱式变压器零序磁通分布 (b) 五柱式变压器零序磁通分布;

(c) 三个单相变压器组成的三相组

(四) 零序阻抗的表示方法

零序阻抗可以用以下两种方法表示:

(1) 同变压器的阻抗电压一样,用额定电压(相电压)的百分值表示

$$Z_0(\%) = [(E/E_N) \cdot I_N (I/3)] \times 100 = 300(E/E_N \cdot I_N/I)$$

式中 E ——试验时施加的励磁电压;

I ——试验测得的输入三相绕组的总电流;

E_N ——励磁绕组的额定相电压;

I_N ——励磁绕组的额定电流。

(2) 同变压器的短路阻抗一样,用每相欧姆值表示

$$Z = E / (1/3) I = 3E / I \text{ (}\Omega/\text{相)}$$

不论采用哪种方式表示,试验报告中必须注明励磁电压值和电流值。

(五) 测量零序阻抗的试验接线图

在不同结构的铁心中零序磁通的分布:

三相变压器的铁心有三柱型和五柱型两种,一般大中小型变压器采用三柱型铁心,特大型变压器由于高度限制故做成五柱型铁心。特高压变压器或特殊要求的变压器设计成由三台单相变压器组成的三相组,零序磁通在铁心中的分布见图 2-3-25。

1. Y_{yn} 连接组的变压器

见图 2-3-26,在低压绕组短接的三相线路端子与引出中性点端子之间施加额定频率的单相电压,高压 ABC 线路端子间可以短路,也可开路,均不会产生短路电流。

施加电压的高低和电流的大小,均应按照规定,由于没有平衡安匝,这种接线的零序阻抗是非线性的,随着施加电压的升高而减小。

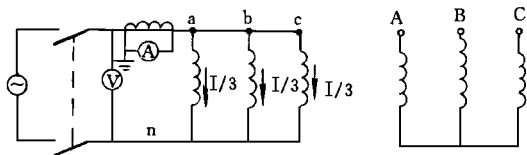


图 2-3-26 Y_{yn} 连接组的变压器零序
组抗试验接线图

2. YN_d 连接组的变压器

如图 2-3-27 在高压绕组短接的三相线路端子与引出的中性点端子之间施加额定频率的单相电压,低压绕组的三相线路端子之间可以短接也可以开路,三角形内循环电流不会发生变化。施加电压的高低和电流大小同样需按规定,这种接线的变压器,由于三角形内有循环电流产生平衡安匝,因此零序阻抗和短路阻抗一样是线性的。

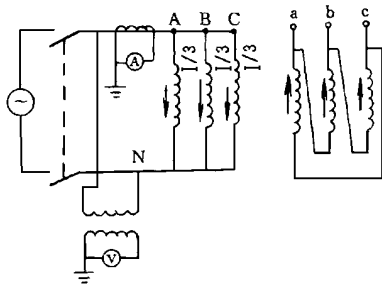


图 2-3-27 YN_d 连接组的变压器
零序阻抗试验线路图

3. YN_{yn}d 连接组的变压器

这种三绕组变压器,由于其中一个星形接法的绕组中性点没有引到油箱外,因此只能从带有引出的中性点的高压绕组进行励磁,如图 2-3-28 只测一次零序阻抗。这时其他二个绕组在铁心柱上的排列有两种,一是第二个星形 Y 接法的绕组的另二绕组之间,另一排列是三角形接法绕组在二个星形接法绕组之间。前一种排列方式的零序阻抗大于后者。

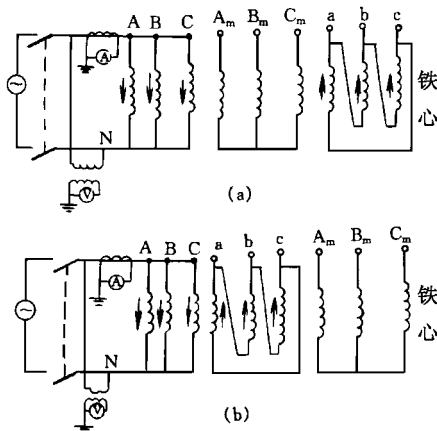


图 2-3-28 YN₀Y₀Δ 连接组的变压器
零序阻抗试验接线
(a)三个绕组第一种排列方式 (b)三个
绕组第二种排列方式

4. YN₀Y₀Δ 连接组的变压器

具有两个引出中性点的三绕组变压器,其高压绕组通常布置在最外面,而另两个绕组可以有两种配置方式,即三角形接法的绕组在两星形绕组之间且靠铁心。由于两个星形接法绕组的中性点都引至箱盖上,因此可以分别从两个绕组的三相连在一起的线路端和中性点端之间施加电压,而另一绕组的三相线路端子与中性点引出端子之间开路或短路,共要作四次测量。试验接线如图 2-3-29 所示。

(六)三相变压器零序阻抗测量实例

1. SL7 系列 Y₀Y₀N0 连接组变压器零序阻抗实测结果

图 2-3-30 是用表 2-3-8 的数据绘制的零序阻抗(Z_0)与输入三相绕组的总电流间的关系曲线。可以看出所有曲线都是向下倾斜,零序阻抗与电流间呈非线性关系。图中 K 是输入 100% 额定线电流与 20% 额定线电流(实际各相绕组中电流与输入电流的 $\frac{1}{3}$)时的零序阻抗 Z_0 的比值,可以看出下降约 20% ~ 25%。

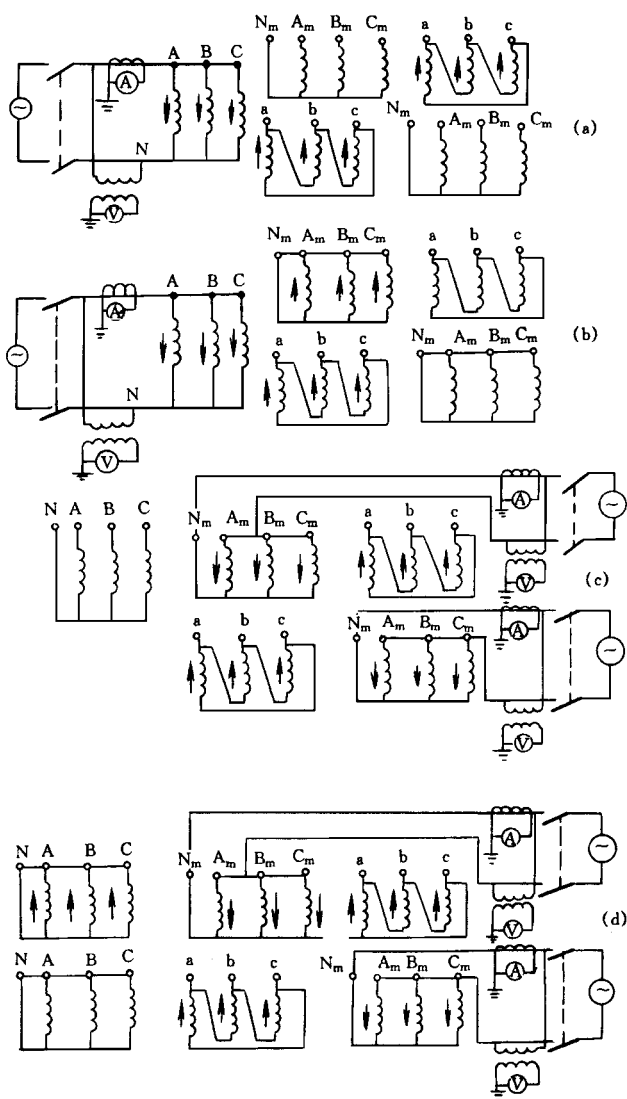


图 2-3-29 YN_{yn}0 三绕组变压器零序阻抗试验接线图
(a) 绕组 2 开路 (b) 绕组 2 短路 (c) 绕组 1 开路 (d) 绕组 1 短路

表 2-3-8 SL7 系列 Y_{yn}0 连接组不同容量在不同电流下零序阻抗的实测值(Ω)

三相实加电流 $I_N(\%)$	变压器额定容量(kVA)								
	100	200	315	500	630	800	1000	1250	1600
20		0.465							
35								0.0638	
40		0.45				0.109			
45					0.129				
50								0.0592	
55	0.832					0.102			

三相相加电流 I_N (%)	变压器额定容量(kVA)								
	100	200	315	500	630	800	1000	1250	1600
60		0.417	0.269				0.0734		0.0866
65					0.117	0.0976		0.055	
70	0.804		0.259				0.0706		0.0827
75					0.112			0.0539	
80	0.776	0.394	0.253			0.0942	0.0686		0.0796
85								0.0525	
90	0.75		0.246		0.1102		0.0665		0.0765
100	0.73	0.376	0.240		0.1075	0.0882	0.0649		0.0747

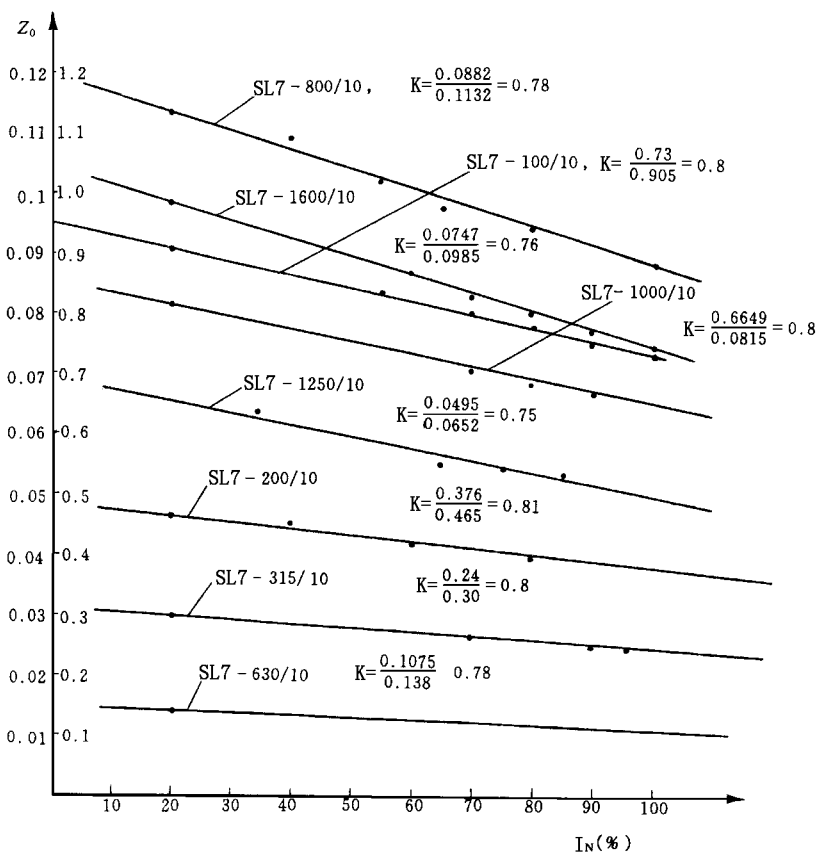


图 2-3-30 Y_{yn0} 连接组变压器的零序阻抗与输入电流的关系曲线

2. SFL7 系列 YN_{d11} 联接组变压器零序阻抗实测结果

由于另一绕组为三角形接线,有平衡安匝产生,故输入每相绕组的电流由 60% I_N 的 1/3 增加至 100% I_N 的 1/3 时零序阻抗 Z_0 值不变。实测结果见表 2-3-9。

表 2-3-9 YN,d11 连接组变压器零序阻抗实测值(Ω)

三相实加电流 $I_N(\%)$	变压器的容量(SFL7 系列)		三相实加电流 $I_N(\%)$	变压器的容量(SFL7 系列)	
	10000kVA	8000kVA		10000kVA	8000kVA
60	29.17	42.86	90	29.09	42.89
70	29.18	42.98	100	28.98	42.94
80	29.19	42.59			

(七)三绕组变压器绕组排列方式对零序阻抗的影响

表 2-3-10 是两台同规格,但绕组排列方式不同的两台变压器的零序阻抗实测结果。被试产品为三相五柱铁心 SFPS—150000/220 型油浸电力变压器,连接组为 YN,yn0,d11。

表 2-3-10 同规格但绕组不同排列位置(五柱铁心)时零序阻抗实测结果

高压绕组	低压绕组	中压绕组	1号变压器		2号变压器	
ABC→N 施加电压	三角形连接 线路端子 开路	所有引出端子开路	52.8Ω		81.7Ω	
		所有引出端子短路	52.8Ω		45.4Ω	
$A_m、B_m、C_m \rightarrow N_m$ 施加电压		8.46Ω		8.05Ω		
		8.46Ω		4.62Ω		
绕组排列方式			铁心	ZY DY GY □□□	铁心	DY ZY GY □□□

(八)零序阻抗与短路阻抗(即正序阻抗)的对比

由表 2-3-11 可以看出,五心柱式铁心的变压器由于零序磁通可以通过旁轭在铁心内构成回路,因此当中压绕组在高、低压绕组之间时,高压供电的开路零序阻抗与高一低运行的短路阻抗(正序阻抗)相同,短路零序阻抗与高一中运行短路阻抗(正序阻抗)相同。

表 2-3-11 五柱铁心绕组排列:铁心→DY→ZY→GY

GY 绕组	ZY 绕组	DY 绕组	变压器容量(MVA)							
			150		150		120		120	
			零序阻抗 (Ω)	短路阻抗 (Ω)	零序阻抗 (Ω)	短路阻抗 (Ω)	零序阻抗 (Ω)	短路阻抗 (Ω)	零序阻抗 (Ω)	短路阻抗 (Ω)
A、B、C 对 N 点间 加电压	开路	三角形 接法, 各端间 开路	73.8	G-D74.4	75.1	74.5	91.6	91.8	90.4	90.5
	短路		42.7	G-Z43.2	42.0	41.5	54.4	55.0	55.2	55.3
开路	$A_m、B_m、C_m$ 对 N_m 间加电压		7.5	Z-D7.34	7.26	7.35	9.60	9.43	8.95	9.0
短路			4.24		4.5		5.6		5.5	

表 2-3-12 是三心柱式铁心的变压器,由于零序磁通在铁心中不能构成回路,当中压绕组在高、低压绕组之间时,不论从哪一绕组供电,其开路零序阻抗和短路零序阻抗均

小于短路阻抗(正序阻抗)。

表 2-3-12 三柱铁心绕组排列:铁心→DY→ZY→GY

GY 绕组	ZY 绕组	DY 绕组	变压器容量(MVA)							
			120		120		120		31.5	
			零序阻抗(Ω)	短路阻抗(Ω)	零序阻抗(Ω)	短路阻抗(Ω)	零序阻抗(Ω)	短路阻抗(Ω)	零序阻抗(Ω)	短路阻抗(Ω)
A、B、C 对 N 点间加电压	开路	三角形接法,各端间开路	71.7	G-D90.5	69.3	93.7	70.33	86.3	57.2	67.6
	短路		47.5	G-Z56.3	45.7	55.5	44.9	53.3	35.2	38.8
开路	A _m 、B _m 、C _m 对 N _m 间施加电压		1.55	Z-D1.63	9	9.9	9.1	9.65	2.85	3.04
短路										

表 2-3-13 的数据同样是五心柱式变压器,由于低压绕组在高、中压绕组之间,高压和中压供电时的开路、短路零序阻抗相同,且开路零序阻抗与变压器高一低运行及中一低运行时的短路阻抗(正序阻抗)相等,但高压供电时的短路零序阻抗由于受低压绕组的影响(低压绕组中有零序电流)远小于高一中运行时的短路阻抗(正序阻抗)。

表 2-3-13 五柱铁心绕组排列:铁心→ZY→DY→GY

GY 绕组	DY 绕组	ZY 绕组	变压器容量(MVA)			
			150		150	
			零序阻抗(Ω)	短路阻抗(Ω)	零序阻抗(Ω)	短路阻抗(Ω)
A、B、C 对 N 点间加电压	三角形接法,各端间开路	开路	52.8	G-D53.7	41.3	39.5
		短路	52.8	G-Z94.3	41.3	69.1
开路		A _m 、B _m 、C _m 对 N _m 间施加电压	8.46	Z-D8.4	2.53	2.41
短路			8.46			

三、绕组对地和绕组间的电容测量

国标 GB1094.1—96 把绕组对地和绕组间的电容测量规定为特殊试验项目。该电容值的大小取决于绕组的几何尺寸(绕组的内、外径及高度),绕组对地及绕组之间的绝缘结构(油隙尺寸、油隙中的隔板或纸筒厚度等)和绝缘介质的介电系数(变压器油、吸油后的纸板等)。因此,也有称之为绕组的几何电容,它不同于雷电冲击试验时的入口电容。

绕组对地和绕组之间的电容值,可供变压器外施耐压和感应耐压试验时,估算负载电容电流和试验电源容量计算所需补偿电抗器的电感量之用,也是变压器在运行时继电保护的计算参数。

绕组绝缘系统的介质损耗因数的测量,同时可根据电桥的平衡原理,按所使用电桥

的计算公式求得各次所测量的电容 C_X 值,然后经简单变换计算即可解出各绕组对地和绕组间的电容值。

例如:QS1型西林电桥在达到平衡时,其计算公式是

$$C_X = 3184 \frac{100 + R_3}{n(R_3 + R)} C_N$$

式中 C_X ——每次实测电容值, μF ;

C_N ——电桥配用的标准电容器,通常其电容值为 $50\mu\text{F}$;

R_3 ——电桥桥臂 R_3 的指示值, Ω ;

R ——电桥桥臂 R_3 的细调电位器,取 $0.1 \sim 0.9\Omega$;

n ——与分流器电流有关的常数,见表 13-8。

而 GWS-I、II 型光导微机介质损耗测试仪,不需计算,直接显示每次测量的 C_X 值。

根据几次不同测量接线测得的 C_X 值,解算各绕组对地及绕组间的电容值,其方法如下。

(1) 双绕组变压器,共测三次。

第一次绕组 1 加电压—绕组 2、铁心和夹件、油箱接地,其电容值为 C_{X1} ;

第二次绕组 2 加电压—绕组 1、铁心和夹件、油箱接地,其电容值为 C_{X2} ;

第三次绕组 1 和绕组 2 加电压—铁心和夹件、油箱接地,其电容值为 C_{X3} 。

从图 2-3-31 可知

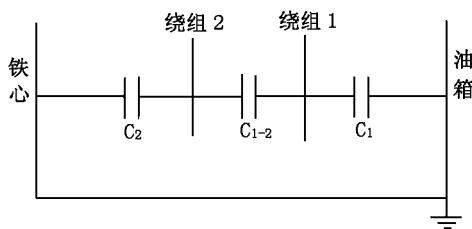


图 2-3-31 双绕组变压器绕组对地和绕组间电容等值电路图

C_1 —绕组 1 对地电容; C_2 —绕组 2 对地电容;

C_{1-2} —绕组 1 与绕组 2 间电容

$$C_{X1} = C_1 + C_{1-2} \quad \text{①}$$

$$C_{X2} = C_2 + C_{1-2} \quad \text{②}$$

$$C_{X3} = C_1 + C_2 \quad \text{③}$$

求解方程组

式① + 式② - 式③得 C_{1-2}

$$C_{1-2} = \frac{1}{2}(C_{x1} + C_{x2} - C_{x3})$$

将 C_{1-2} 代入式①得 C_1

$$C_1 = C_{x1} - C_{1-2}$$

将 C_{1-2} 代入式②得 C_2

$$C_2 = C_{x2} - C_{1-2}$$

(2) 三绕组变压器, 有 7 次不同试验接线, 取其中 5 次接线测得结果组成联立方程, 求解 5 个电容值。

第一次绕组 1 加电压→绕组 2 和 3、铁心和夹件、油箱接地, 其电容值为 C_{x1} ;

第二次绕组 2 加电压→绕组 1 和 3、铁心和夹件、油箱接地, 其电容值为 C_{x2} ;

第三次绕组 3 加电压→绕组 1 和 2、铁心和夹件、油箱接地, 其电容值为 C_{x3} ;

第四次绕组 1 和 2 加电压→绕组 3、铁心和夹件、油箱接地, 其电容值为 C_{x4} ;

第五次绕组 1、2、3 加电压→铁心和夹件、油箱接地, 其电容值为 C_{x5} ;

另外二次接线的测量可作为辅助校对用, 即

绕组 2、3 加电压→绕组 1、铁心和夹件、油箱接地, 其电容值为 C_{x6} ;

绕组 1、3 加电压→绕组 2、铁心和夹件、油箱接地, 其电容量为 C_{x7} 。

从图 2-3-32 可知

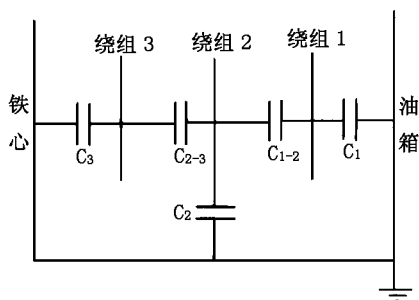


图 2-3-32 三绕组变压器绕组对地和绕组间电容等值电路图

C_1 —绕组 1 对地电容 ; C_2 —绕组 2 对地电容 ;

C_3 —绕组 3 对地电容 ; C_{1-2} —绕组 1 与绕组

2 间电容 ; C_{2-3} —绕组 2 与绕组 3 间电容

$$C_{x1} = C_1 + C_{1-2} \tag{①}$$

$$C_{x2} = C_2 + C_{1-2} + C_{2-3} \tag{②}$$

$$C_{x3} = C_3 + C_{2-3} \tag{③}$$

$$C_{x4} = C_1 + C_2 + C_{2-3} \tag{④}$$

$$C_{x5} = C_1 + C_2 + C_3 \quad (5)$$

求解方程组

式① + 式② - 式④求得 C_{1-2}

$$C_{1-2} = \frac{1}{2}(C_{x1} + C_{x2} - C_{x4})$$

式③ + 式④ - 式⑤求得 C_{2-3}

$$C_{2-3} = \frac{1}{2}(C_{x3} + C_{x4} - C_{x5})$$

将 C_{1-2} 代入式①, C_{2-3} 代入式③求得 C_1 和 C_3

$$C_1 = C_{x1} - C_{1-2}$$

$$C_3 = C_{x3} - C_{2-3}$$

将 C_1 和 C_3 代入式⑤求得 C_2

$$C_2 = C_{x5} - C_1 - C_3$$

按照另二次测量接线, 列出方程式⑥和式⑦

$$C_{x6} = C_2 + C_3 + C_{1-2} \quad (6)$$

$$C_{x7} = C_1 + C_3 + C_{1-2} + C_{2-3} \quad (7)$$

将上述求得的 C_1 、 C_2 、 C_3 、 C_{1-2} 、 C_{2-3} 代入式⑥和式⑦, 方程等号两侧应得到平衡, 借以辅助校对测得结果的正确性。

第四章 变压器的检修

第一节 变压器检修的实施

一、概 述

运行于电力系统中的变压器,在其运行寿命期间,将要受到各种电压和电流的作用,其中包括长时间持续的运行电压、短时间持续的各种操作过电压和大气过电压;各种负载电流以及由于各种因素造成的单、三相短路故障电流等。使得它承受动态下的机械力冲击。此外,它还将受到运行温度和环境湿度以及污秽等因素的作用和侵袭。因此,变压器将会在运行期间发生某此部件的老化和机械变形,乃至损坏。此外,还有些变压器发生故障损坏时,常会有一个渐变过程,这时,在运行中的正常“监测”结果将发生明显变化,根据这些变化情况,可对它进行有“针对性”的或“状态性”的维护和检修。

对变压器实施检修可有以下三种形式。

(一) 按计划进行的定期检修

按计划进行的定期检修常称之为标准项目检修,它是变压器在运行期间运行维护中的一个重要组成部分。包括定期的大修和不定期的的小修。在内容上,前者是可以通过吊开钟罩对变压器内部状况进行较为详细的检查,对所能接触到的组、部件进行清扫、检修和紧固,并对所有附属部件(设备)进行较为彻底的检查、检修乃至更换。而后者却只能是检查变压器的外部状态和对外附部件(设备)进行清扫、检查和检修。当然,还可以通过这种检查和检修,查找出某些组、部件更为严重的缺陷(但不能处理),为进行非标准项目的恢复性检修提供确切的修复意见和制订检修方案的依据。

(二) 不定期的“状态性”检修

这是变压器在正常的运行监测中,通过试验、检查和分析结果判定出的变压器各部

件临近损坏的渐变过程,为电力系统的安排和处理条件的筹集争得时间,经过检修或更新来恢复变压器的健康水平。这种做到事前心中有数,对防止重大事故的发生和损坏起到了很大作用。但其检修的内容和所需的检修期限常以运行监测的结果和损坏程度而定。它在工作性质上基本属于非标准项目检修的范畴。

(三)非标准项目的恢复性大修

它可能是变压器经过长时期运行积累形成的严重缺陷,危及到它的可靠运行,也可以是在运行中的突发事故,等等。这都需要通过非标准项目的恢复性大修来处理 and 消除这些有碍运行的严重缺陷和某些组、部件的损坏。

变压器通常可能发生故障的部件有:电路的绕组或引出线,磁路的铁心、磁屏蔽或接地屏,主要组、部件的套管、分接开关和冷却装置等。

二、掌握设备的结构和运行特点

为在检修变压器的工作中实施正确的检修技术,提高变压器的检修质量,确保变压器的安全运行,必须了解和熟悉变压器中各系统以及各种组、部件的结构型式及特点。同时还要了解变压器在运行时所处的工作环境、负载性质状态及所经历的过电压和过电流情况和运行监测、维护状况等。

(一)掌握设备的结构特点

根据变压器的工作特点和各大系统的功能,它必须是由铁心、绕组、引出元件、油箱、冷却装置等多个单元的组、部件构成。因此,为做好检修工作,必须要掌握好各主要组、部件在结构中所应用的型式、特点和材质状况,还要注意随着年代的变迁出现的结构沿革和材质的更动状况。这包括了随电压等级而变化的绕组和铁心,引出方式(含套管)和分接开关,冷却方式和冷却装置等的结构型式和特点,都应熟悉了解并切实掌握。

(二)掌握设备的运行状况

根据电力系统的布置,变压器可在发电厂(火电厂或水电厂)或变电所(站)运行。运行在火电厂的变压器不仅负载重,而且所处的运行环境也较为恶劣,且冷却条件也较差;而运行在水电厂的变压器负载条件一般来说是季节性的,而且运行环境也较火电厂为优,运行在变电所(站)的变压器则情况较为复杂,一类是负载不满且运行环境较好,冷却条件也好,另一类则运行负载较重,且运行环境较为恶劣、散热条件较差(例如在钢铁厂或化工厂附近运行)。但从总体上来看,运行在变电所(站)的变压器遭受大气过电压袭击和外部短路(单相的和三相的)的几率较大些。

依据变压器的运行特点,在进行检修时,尚应额外地对下述部位及情况进行重点检查:①火电厂的变压器的绕组、绝缘件的老化状况和各结构件及油箱壳有否过热现象;②水电厂变压器的水冷却器的密封状况(如采用这种冷却器时);③变电所(站)变压器的内、外绝缘有否闪络现象,各支持件有否劈裂或变形,各绕组是否完好或变形、移位等。

(三) 选择检修地点

由于运行在电力系统中的变压器台数多且分布广,这就涉及到检修工作进行的方式和地点的选择。变压器允许的停用工期、需检修或处理的组、部件损坏程度和部位状况,以及运输条件等因素都影响到检修工作进行的方式和地点的选择。

依据已有的现场检修工作实践,又兼顾到检修费用,尤其是在各运行现场已有成功的变压器检修工作经验的情况下,检修地点选在运行现场进行可能最为合适(变压器检修场作为其后盾)。当然,在停用工期和运输条件都允许且很方便的情况下,也可以把变压器运到检修场或是制造厂中。

总之,尽管在变压器检修工作中内容较为繁杂,但只要熟悉掌握了设备的结构特点和运行状况以及环境条件后,定会制订出高质量和切实可行的检修方案,使检修工作能有序地顺利进行。

此外,为做好变压器的检修工作,还必须了解一些相关的技术和工作方法,例如对器身及组、部件绝缘的干燥技术、绝缘油的性能和处理以及检修后的交接验收等。

三、标准项目检修的内容

(一) 按计划进行的标准项目大修

这种检修通常是指变压器尚在运行,在预防监测中并未发现有直接危及安全运行的重大缺陷的情况下进行的。由于变压器经历一定期限的运行,在其内部的部件可能会有松动及一般性缺陷的存在,因此,按计划进行吊开钟罩(或吊出器身)进行直观的检查、紧固和处理是十分重要的。根据规定,在大修前后都需要进行试验,以评定大修(检查)的质量,提供大修后投运的依据。

吊开钟罩(或吊出器身)后,主要应该进行如下项目的检查和检修。

1. 检查绝缘件是否完整无损伤,各相(特别是相间)的围屏纸板有无树枝状放电痕迹,围屏纸板底部和平衡绝缘在进油口附近有无放电痕迹。
2. 检查绕组表面的绝缘是否完整无损伤,绕组有无位移或变形;沿绕组轴向高度上的各线段间油道有无变小、变位或堵塞现象;绕组的端绝缘有无松动、变形或损伤。
3. 检查铁心及结构件的状况:铁轭及旁轭的表面有无金属物搭接和可见铁心部分有无短接或烧伤痕迹;穿心螺杆绝缘有无破损和变色、拉带有无破损和金属件与铁心相碰;钢压钉及压钉碗有无松动、变位和损坏;压板的位置是否正确无偏移,在绝缘压板表面有无放电痕迹、有无开裂或起层现象;测试夹件和铁心间的绝缘状况(应注意结构特点);测试铁心对地绝缘。
4. 检查接地系统状态:各接地片是否完整无损伤,接触是否良好,接触处有无油垢堆积。
5. 检查或处理套管、分接开关和冷却器等主要组、部件的缺陷,包括处理渗漏油,清

扫污物,各紧固件的紧固,检查各接触点是否接触到位,分接开关的操动机构是否灵活无卡涩。

6. 检查或处理器身以外的附件缺陷。

由于绝缘系统在运行中最易发生故障,因此可按图 2-4-1 分类进行力所能及的检查或检修。

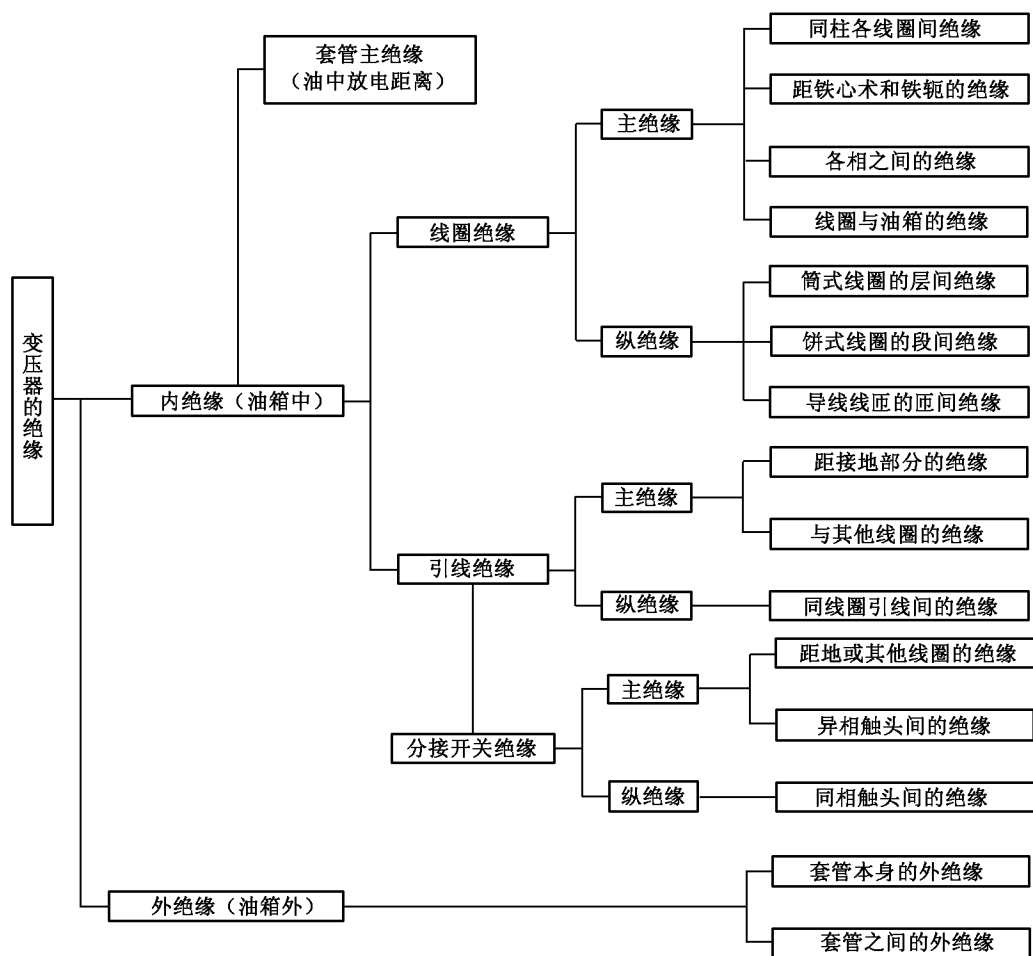


图 2-4-1 变压器绝缘系统示例

(二) 大修周期

按照 DL/T573—95《电力变压器检修导则》的规定,新变压器在投入运行后的 5 年内应该进行一次吊罩(或吊器身)检查或大修。这是依据电网的运行经验,新变压器运行一个阶段之后,由于绝缘件的干缩和紧固件的松动,常可形成一些需要及时检查处理的大修的缺陷。再往后,这种类型的检查处理或大修的周期将可延长到每隔 10 年进行一次。这是考虑到变压器在这 10 年的运行中将会进一步的发生绝缘老化和干缩、松动,尤其还可能在这一期间内遭受多次的过电压和过电流冲击,因此在这时进行一次大修是很有必

要的。

对于曾出现过出口短路的变压器(尤其是铝绕组者),按照规定,应该提前进行试验检查或检修,测试绕组的变形量,以便进一步判断变压器中是否存在潜伏性故障,以便进行有针对性的检修。

(三)吊罩后器身暴露在空气中的时间和湿度的控制

为使大修或检查后的变压器不需干燥,吊罩后,应对器身暴露在空气中的时间和允许的湿度控制如下:

1. 当空气中的相对湿度不大于 65% 时为 16h。
2. 当空气中的相对湿度不大于 75% 时为 12h。
3. 当空气中的相对湿度大于 75% 时,不允许在户外进行吊罩检查或大修。

在上述吊罩检查或大修时,器身暴露在空气中不同相对湿度下的控制时间是指 220kV 及以下电压等级的变压器,对于 330kV 及以上电压等级的变压器,可仍按上述的湿度和时间控制,但起始时间由打开密封时算起,终止时间按完成密封并建立真空时为止。若一次吊罩的内部检查或检修工作不能完成时,允许扣回钟罩密封并抽真空,对器身脱湿处理后,可允许再次吊罩,总的器身在空气中暴露时间可以不累计。若从打开密封时起,在油箱内一直通入干燥的压缩空气,使油箱内一直保持正压(器身不与大气直接接触),油箱内进入工作的时间可不受限制。

(四)检修(检查)后的文字资料记录

按计划规定进行的检修或检查,应按照相应的规定内容全部实施,且在工作完毕后进行相应的试验和检查工作并提供记录,同时还应填写出检修或检查工作中所发现的缺陷和修复情况的明细表等资料。

四、非标准项目检修的内容

变压器所以要进行非标准项目的检修,是因为它在运行中不够正常而被迫进行的,是为了消除危及安全运行的严重缺陷,其次也是运行中发生事故之后的恢复性大修。而对于那些不适于电网中运行的变压器(如结构的不适应,或电压等级不适应等)进行的更新改造的大检修亦属此范畴。

除上列情况之外,在下列情况出现时,变压器也应该停止运行进行检查和检修。

1. 指示表计发现有不正常的剧烈摆动;
2. 在运行中出现不正常的运行声响,如在变压器内部有撕裂声响;
3. 在正常冷却及正常负载下,变压器温度出现不正常的升高;
4. 变压器的压力释放阀或安全气道动作或爆破;
5. 严重漏油或严重缺油;
6. 油质严重劣化(变色、发现游离碳和水、闪点较前次降低 5℃ 以上);

7. 套管上出现裂纹、潜行放电或闪络痕迹；
8. 油中色谱监测时的数据有明显变化。

这种非标准项目的检修,常依据变压器内部组、部件的损伤情况或检修或更新(换),因而在工作量和内容上往往较标准项目检修为多。而在进行非标准项目检修时,照例应将标准项目的检修项目全部实施。

在多数情况下,这种非标准项目的检修工作,往往会涉及到变压器结构中主要部分的检修或更换,这时一定会牵涉到是否拆除上铁轭及附件,此时在思想准备和条件准备上都要有足够认识。这是不言而喻的,因为无论更动到绕组(整体的或局部的)或是更动到铁心本身、甚至上下部端绝缘等,都需拆除铁轭后方能进行。

五、检修前的准备工作

(一) 查阅技术档案资料

1. 查阅变压器的运行档案,了解运行中所发现的缺陷和异常(事故)情况,特别是变压器遭受过电压和短路的侵袭(冲击)次数及情况;变压器在运行中的负荷变动情况、温升变化和附属部件的运行情况等。

2. 查阅历次变压器检修总结报告,了解历次检修时的缺陷部位、情况、处理方法及有效性,以及经前次检修后尚遗留的缺陷情况等。

(二) 编制检修工程的技术措施和组织措施方案

措施方案主要应包括:人员的组织和分工情况;欲施工的项目和进度表;特殊项目的施工方案;确保施工安全和质量的技术措施以及现场的防火措施等。

(三) 进行检修前的试验与检查,确定有无附加的检修项目

1. 检修前的外部检查。检查的目的在于发现变压器运行监视中未能发现的、在变压器中带有电压和负载时所发生过的缺陷(要着重检查带电时无法检查的部位)。此外,还应检查套管表面有无放电痕迹和瓷套有无损伤情况;检查各电气连接点及汇流排的接触是否可靠,有无过热变色现象;检查各连接部位的密封情况,记录各渗、漏点的部位。

2. 进行检修前必要的预防试验。目的在于了解检修前的绝缘状况和各连接点(包括各分接位置)的接触状况,以及绕组的电气连接状态,提供检修时必须掌握的数据和需要进行的检修措施及方法。

(四) 对施工场地的要求

变压器检修工作既可以在变压器制造厂中进行,也可以在运行现场、变压器检修场(修造厂)中进行。下面将着重叙述在运行现场检修时对施工场地的一些要求。

1. 脱离开变压器的运行位置,将变压器运至一个较为平坦的地面;
2. 要尽量在变压器施工场地作好防雨、防潮和防尘措施,施工场地要清洁,搭好施工用的工作台和帆布帐棚等;

3. 作业场所要保证和带电设备有足够的绝缘距离,还应做好防止触电的技术措施要准备充足的施工电源和照明;

4. 要注意防火,施工场所要放置充足的消防器材。

(五)对变压器的搬运要求

1. 不论是在运行现场还是在检修工场进行检修,都需要有一个从运行位置搬运到检修场地的过程。因此,在搬运变压器之前,应该仔细地了解沿途道路状况,包括路基的平坦程度、所经桥梁、涵洞、地道等的结构和承载荷重情况等,必要时应予以加固。通过铁路或公路的道口时,应事先和铁路或公路部门取得联系。另外,尚需了解运输沿途的架空线路、通信线路和其他障碍物的高度,尽量排除空间障碍物的影响,确保安全通过;

2. 变压器无论在运行场所内搬运还是向较长距离的检修场搬运时,都应把运输用定位钉固定好,并将变压器绑扎固定可靠,防止搬运时的冲击震动、倾斜或碰坏零部件,搬运时的倾斜角在长轴方向不大于 15° ,在短轴方向不大于 10° ;若用专用托板(木排)牵引搬运时,牵引的速度应不大于 100m/h ,如用变压器本体的滚轮在铁轨上搬运时,其牵引速度应不大于 200m/h (或按制造厂的使用说明书规定);

3. 变压器利用专用托板(木排)滚杠搬运时,牵引的着力点应放在变压器重心以下,为增加变压器搬运时的稳固性,专用托板(木排)的长度应超过变压器长轴的长度,在其两端应制成楔形坡,以便置放滚杠;

4. 采用专用托板(木排)滚杠运输变压器时,沿途的道路一定要设法填平,枕木要交错放置,为便于滚杠的滚动,枕木的搭接处应沿变压器的前进方向,由一个接头稍高的枕木过渡到稍低的枕木上,在变压器拐弯时,要利用滚杠调整角度;为保持枕木的平整,在枕木的底部可适当加垫厚薄不同的木板;变压器采用滑轮组搬运或装卸时,一定要有专人检查和校核,且工作人员必须站在适当位置上,以防止钢绳松扣或拉断时伤人;

5. 采用滑轮组和滚杠搬运或装卸变压器时,通常应用的动力可以是绞车、卷扬机,或是吊车,但都需有专人操作,且运行平稳,严禁快慢不匀或突停突起;

6. 为使运输时稳固,按惯例应将变压器上的所有附件全部拆除干净,必要时把变压器中的油排净;

7. 变压器在搬运或装卸前,应核对高、低压侧的方向,避免安装就位时调换方向的麻烦;

8. 对充氮搬运的变压器,应装有压力监视表计和补氮瓶,确保变压器在搬运过程中始终保持微正压,以避免运输中受潮,氮气压力应保持在 $0.01 \sim 0.03\text{MPa}$,露点应在 -40°C 以下,或充其他干燥气体;

9. 当对变压器过坡后向下搬运时,应在搬运的变压器后面设置反牵引力(可用绞车、卷扬机或吊车等),以防上变压器突然滑下翻倒或伤人。

(六)变压器的起重工作

1. 起吊器具

变压器在起吊时(吊钟罩或器身),应具备有可靠的起吊用器具,包括吊车、卷扬机、绞车等。所具备的主吊钢绳的强度应足够且钢绳之间的夹角应在 60° 以下;除直接用专用吊车起吊外,其余方式均应计算和选择好滑轮组及起吊用动力的安全裕度。

2. 应用千斤顶时所需的数量和吨位以及应用的方式

(1)应用千斤顶顶高变压器时,应在变压器的千斤顶支架处放置千斤顶,千斤顶的吨位应大于被顶点变压器质量的一半;千斤顶与地面间应放置枕木,与顶点处间应加放木板,随着千斤顶的均匀升高,应及时在变压器的底部加放枕木,以防千斤顶失灵时变压器翻倒或伤人。

(2)每个千斤顶均需有专人负责,且只听起重负责人的指挥;在顶起时,每个千斤顶应均匀而缓慢地升顶,绝不能某个或某面单得升顶;回降时,亦应全部千斤顶均匀缓慢地进行,绝不能突然泄压。

(3)千斤顶的顶出部分一般为其行程的 $1/3$ 左右为宜,最多亦不得超过行程的一半,以防千斤顶失稳。

(4)所应用的千斤顶,应在使用前进行仔细检查和配套,这其中包括顶起变压器的千斤顶应配置同一种吨位且应是一种规格;在千斤顶应用前应检查油压机构是否灵活无卡涩现象,油缸是否严重渗、漏油,专用压杆是否完整无损伤。

六、检修中和检修后的试验

在检修工作中做好试验是必须的。这其中包括:

1. 对变压器故障的查找和对新组部件性能的鉴定所进行的试验;
2. 变压器恢复性大修后组部件的半成品和成品的试验;
3. 变压器干燥过程中的性能掌握和确定干燥质量的试验;
4. 最后进行的各种以确定能否出厂(交工)的试验等。

这些试验,有些由检修人员负责;有些则应请专门的试验人员来完成。

七、变压器故障检修方案的确定

当变压器发生故障后,首先要摸清供电要求,如变电所中是否有其他变压器可继续供电,邻近变电所可否弥补供电的不足,变压器有无备品以及对这台变压器的检修进度。这对如何组织这次检修工作起主导的作用,同时根据变压器保护的動作情况,如是气体继电器跳闸还是信号动作,差动、过流继电器有无动作,压力释放器有无喷油,油箱有无异状,油色谱分析可燃气体的含量如何,绕组和铁心的对地绝缘电阻值,绕组的直流电阻等等的试验结果,进行综合判断,推测变压器的损坏情况。假使装有有载调压开关的,那么要对开关的情况一并分析,以确定变压器的损坏部位的大小和修复工作的难易,这也是一个主导检修工作的关键因素。有时根据保护的動作情况和试验的结果还难以确定

损坏的部位和程度,对大型变压器而言必要时可以将绝缘油打出,人进入油箱,对器身外表进行检查作进一步的了解。

大中型城市或地区电业单位均设置变压器检修机构,也可请与当地变压器制造厂协作检修,所以小型变压器事故检修均是将其运输到检修单位进行。但对中等容量变压器而言,情况则有所不同,这要看事故变压器的装置地点距检修单位路途的远近,道路的情况,桥梁的载重,路上跨越的电力电信架空线以及障碍物情况,最主要的是是否具备载重车辆。假使运输桥梁受到限制,那么要考虑有无铁路或船只运输的可能。大容量超高压变压器一般来说运输比较困难,并且当地检修单位是否具备起吊设备和检修车间还是问题,所以运至检修厂检修的可能性较小。当遇到大、中型变压器事故检修时,在确定检修方案前,对变压器在何处修理、为何修理,往往要再三考虑,要有周密的分析,现场检修可免除运输的往返,可节省来回运输的时间,缩短检修日期和昂贵的运输费用,但现场施工条件较差,易受气候环境干扰。另外,增加了检修人员和交通车辆,机具设备均要运至现场,要调配起吊设备储油油箱等等,更要组织后勤力量供应材料。假如检修周期较长,难免器身绝缘受潮,因此亦需考虑现场干燥,最后还要具备现场试验条件。只有对进检修厂或现场检修两者反复考虑、仔细分析、权衡轻重后,才能得出一个既能保证检修进度,保证检修质量和经济合理的完整方案。

(一) 订立检修大纲和有关措施

定出了检修的进度和检修地点后,有关负责人员必需对这台变压器的性能参数、历年试验记录和内外结构有个基本了解,对这次检修目的、消除缺陷的内容要求、修复后达到何等水平,均应有个目标。尽可能要制造厂供给有关图纸及资料,如器身结构、高低压侧引线、绕组绕制等图纸;如铁心损坏,还要有铁心、夹件和铁心装配图等;如要重绕绕组,则要提供导线规格和重量等资料。具备上述各点后,着手订立这台变压器的检修大纲。本章节所叙述的对象是以现场检修为主(现场检修遇到的各类问题较多,进厂检修可参考有关内容),检修的变压器是以中大型容量为主,电压等级在35~220kV级。

检修大纲内容如下。

1. 检修项目、内容和具体要求

列出详细检修项目和具体内容及要求,消除哪些缺陷,缺陷消除后能否达到长期安全运行的要求。

有可能在订制大纲时没有预料故障的严重性,待器身见到后,损坏情况比预计要严重,可能准备不足,要再吊下箱盖或钟罩。这种情况亦要有所预见,以免措手不及。

2. 检修进度和日程

系统用电紧迫,为了降低用户的损失,往往上级规定的修复日期要比实际修理日期短,这就需要在限定的日期内妥善安排工作,能分头同时进行的,能交叉进行的,能分班进行的,能时先加工的等等都要考虑进去,尽可能地压缩进度。如必须在露天施工,则要

留有遇到雨天延时的日期,一般日程安排可分如下若干分项目。

(1)停电 解除保护 松开保护和检测回路二次接线 放掉部分油 拆除储油柜、套管、散热器或冷却器等部件。如有低压侧封闭母线,高压侧电缆进线终端头须一并拆除。

(2)放尽油 吊钟罩或箱盖、器身,有有载调压开关时要拆除上部法兰。检查器身各部位及箱内内壁有无异常和放电痕迹,若有,要追查其原因。事故和缺陷处理竣工后的验收。做好记录填写检修表格和签名。

当损坏较严重,如绕组损坏、铁心烧损等,非1~2天内能处理完毕的工作,则要视需修理的天数,既可考虑事后的干燥处理,也可在修理现场保温,控制周围相对湿度,使数天内避免受潮。

(3)必要时真空干燥处理。

(4)真空和真空注油。对真空干燥后的器身需要再检查,真空度和注油速度见有关要求。

(5)修复后的试验。若有施加电压较高的试验项目,需要注油静止在规定的小时后才能进行,避免绝缘击穿损坏。

(6)装复套管、储油柜和冷却装置,接复保护等二次回路。

(7)变压器接入系统和励磁送电。

在上述分项的前后,将机具设备送进现场和拆退现场的时间,也应属于施工日程。

3. 人员组织措施

人员的组成要按工作量的大小而定。若是大容量超高压损坏较严重的变压器,则宜成立一个工作领导小组或者一个指挥部,由行政和技术干部担任领导,下设各组:

(1)检修组;

(2)人员、交通、机具等的调度组;

(3)质量监督和检验组;

(4)测试组;

(5)材料供应组;

(6)生活后勤组。

其中,检修组人员要按损坏的部位而定,可能由绕线、安装、绝缘、电试、油务、木工、电焊、电工、起重、搬运等工种人员组成,如工作量的较小,人员亦可相应地减少。若要赶进度日夜施工,则后勤工作要增多,要考虑住宿,遇在冬季施工要准备防寒措施,在夏季要考虑防暑降温等。

4. 车辆、机具及设备

除了接送工作人员上下班的车辆外,还要有机具设备的搬运车辆(其中搬运大件如储油箱、真空滤油机等)起重用吊车(吨位视钟罩或起重器身而走),必要时须油罐车送油去再生处理等等。

变压器内部损坏非 1 天内能够修复时,假使 2~3 天内可修复,则可以考虑当天将钟罩吊回,抽真空或真空充氮,以防绝缘受潮,这样虽然工作量多些,但可减少干燥的程序。假如非短期内可以修复,常用的方法是在变压器原地上筑一临时性篷帐,以防风雨袭击。棚内要有照明,最好棚内要加温,使内部相对湿度能维持在 40% 左右。这样可以使绝缘受潮降低到可以接受的程度。个别大的电业局备有活动检修房,房的屋顶部分可以左右移动,能将硅钢片、绕组从屋顶孔吊出屋外,这是较理想条件。若屋内能控制湿度,则检修 7~10 天绝缘仍能达到合格的要求。注意环境要保持清洁,防止尘埃侵入。

机具设备要开具清单,一要考虑到够用,二要防止将机具遗失或遗留在油箱内。常用的机具设备和工具有:电力电源配电盘(三相 200kV·A 左右,包括进出线电缆),储油箱(按变压器油的容量增加备用量),真空滤油机,压力式滤油机,油泵,滤油纸烘于箱,真空泵,输油用耐油橡胶管、真空橡胶管,真空表,压力表,氮气瓶,电焊机,乙炔和氧化瓶,扶梯(防滑),脚手板,安全带(拆高压套管等时用),照明设备,手工具(扳手、钳子、榔头、起子、开线钳、力矩扳手、电工刀等等),吊攀,卸克,钢丝绳,绳索,千斤顶,道木,周三葫芦等等。

5. 现场试验

6. 材料供应

如遇到绕组损坏,供应最费时的是导线材料,因此需要及时了解线规和所包绝缘厚度,限时订购、限时交货(遇到紧急抢修时,要请权力机构督促线材厂突击加工)。如需要为数极多的绝缘纸时,要请变压器制造厂协调解决。当绝缘油闪光点已下降至不能再使用时,一时要数十吨的绝缘油亦非易事,宜及早采购,当开关损坏时,也要及时联系订购。其他常用或易损坏材料,在远离城市的地区也应及时采购,如大量不同规格的优质的耐油橡胶板和圆条等。

7. 后勤工作

在现场工作尤其在抢修工作中,后勤工作至关重要,它能鼓舞士气全力作战,工作紧张时可将饭餐送到现场。变压器检修常与油接触,所以工作服要勤换勤洗。工作服不能用钮扣,要用多道带子系牢,如日本使用的是白色工作服,以示清洁,这不无道理。其他如工作帽、耐油靴以及连头套雨披等都需要准备。若现场检修的地点离单位较远,则可以考虑宿于现场,则需要宿舍,每天还需沐浴,所以后勤工作头绪亦多,夏天要防暑降温准备饮料,冬天要防寒棉大衣、热菜、执汤之类,医药箱放至现场,医务人员应不时走访,要主动关心群众体贴大家,才能在工作上取胜。

(二) 做好安全防护措施

遇有较大的检修工程,宜设置一个专职安全员,管理现场安全事项,例如:

(1) 设备的停电、附近带电设备要用遮栏、红白带和警告牌,有电设备要让每一个工作人员知晓。

(2) 工作人员的人身安全,包括戴安全帽,登高作业防跌防滑,防止高空落物等。安全用具扶梯、绳索、起吊卸克之类的检查。

(3) 明火操作的监督,现场消防措施的布置和检查。

(4) 现场保卫工作,要使现场始终有人留守监护。

(三) 举例

一台 SFP 360 000/200 型发电厂变压器,承受低压侧两次出口短路后的检查和善后处理。

该变压器投运两年多,经历了厂用变压器烧毁和低压侧母线故障累计 2 次,绝缘油气相色谱分析无明显可燃性气体增加,在第三次短路后压力释放阀动作,有少量油喷出,用频响仪测定 A 相高低压绕组有略偏小的位移。绕组电阻、变比良好,连续投运,一切正常,决定安排限定停电 10 天检查内部情况和处理缺陷。要求变压器修后能继续运行,能渡过夏季高峰负荷,若内部情况仍严重,则留下以后再作处理。

1. 检修目的要求

将绕组位移、垫块松动现象尽量恢复,使高低压绕组处在压紧状态,对器身进行全面检查。

2. 整修方案

起吊钟罩争取 1 天内处理完毕,若工作量大当天不能竣工则放下钟罩抽真空充干燥空气,第二天可再工作 1 天。工作重点为:

(1) 整个器身的检查。

(2) 压紧高、低压绕组,用液压专用压紧装置调整或添入垫块,使绕组处在压紧状态。

(3) 线饼有个别移位(偏移)的,在调整垫块时,将其拉正。

(4) 更换损坏的绝缘支架及胶木螺栓。

(5) 用摇表测铁心绝缘和绕组绝缘电阻。

(6) 清洁油箱内部。

3. 工作日程

(1) 停电,接地,拆除高压侧 220kV 电缆终端头,拆除高压套管,拆除低压封闭母线,拆除储油柜、冷却器以及二次回路、保护回路等。

(2) 吊起钟罩检查,内部缺陷处理 1~2 天,考虑梅雨季节,可能顺延 1 天,工作完毕吊下钟罩抽真空和真空加油。

(3) 装复拆除设备,装高压套管时油要打下少许,套管装好即加油,让油静止 48h,加油时和加油后仍抽真空。

(4) 测试。

(5) 投运送电。

假使吊钟罩由 1~2 天无雨,则可提前竣工 1 天。

4. 人员组织

(1) 装拆箱外组件、松箱沿螺栓、起吊钟罩、打油送油、油净化、箱内修复工作的监督检验由电业变压器修造厂负责。

(2) 绕组调整、压紧、整形工作由原变压器制造厂负责。

(3) 一切配合工作由电厂承担。

5. 专用工具和材料

(1) 液压专用压紧装置 6 只, 20~25t。

(2) 干燥处理的绝缘垫块 100 条: 1.5、2、3mm 厚, 50、60mm 宽。

(3) 干燥处理的绝缘件(如胶木螺栓、螺母)适量。

(4) 牢固的尼龙带 50m。

(5) 干燥空气。

(6) 耐油橡胶元条及平板等。

第二节 变压器的检修工艺

一、变压器的大修项目及要求

(一) 变压器的大修周期

1. 变压器一般在投入运行后的 5 年内和以后每间隔 10 年大修一次。

2. 箱沿焊接的全密封变压器或制造厂另有规定者,若经过试验与检查并结合运行情况,判定有内部故障或本体严重渗漏时,才进行大修。

3. 在电力系统中运行的主变压器当承受出口短路后,经综合诊断分析,可考虑提前大修。

4. 运行中的变压器,当发现异常状况或经试验判明有内部故障时,应提前进行大修;运行正常的变压器经综合诊断分析良好,经总工程师批准,可适当延长大修周期。

(二) 变压器的大修项目

变压器的大修项目有:

1. 吊开钟罩或吊出器身检修;

2. 线圈、引线及磁(电)屏蔽装置的检修;

3. 铁芯、铁芯紧固件(穿心螺杆、夹件、拉带、绑带等)、压钉、连接片及接地片的检修;

4. 油箱及附件的检修,包括套管、吸湿器等;

5. 冷却器、油泵、水泵、风扇、阀门及管道等附属设备的检修；
6. 安全保护装置的检修；
7. 油保护装置的检修；
8. 测温装置的校验；
9. 操作控制箱的检修和试验；
10. 无励磁分接开关和有载分接开关的检修；
11. 全部密封胶垫的更换和组件试漏；
12. 必要时对器身绝缘进行干燥处理；
13. 变压器油处理或换油；
14. 清扫油箱并进行喷涂油漆；
15. 大修后的试验和试运行；
16. 可结合变压器大修一起进行的技术改造项目,如油箱机械强度的加强,器身内部接地装置改为外引接地,安全气道改为压力释放阀,高速油泵改为低速油泵,油位计的改进,储油柜加装密封装置,气体继电器加装波纹管接头。

(三) 变压器大修前的准备工作

1. 查阅历年大小修报告和绝缘预防性试验报告(包括油的化验和色谱分析报告),了解绝缘状况。
2. 查阅运行档案了解缺陷、异常情况,了解事故和出口短路次数,变压器的负荷。
3. 根据变压器状态,编制大修技术、组织措施,并确定检修项目和检修方案。
4. 变压器大修应安排在检修间内进行。当施工现场无检修间时,需做好防雨、防潮、防尘和消防措施,清理现场及其他准备工作。
5. 大修前进行电气试验,测量直流电阻、介质损耗、绝缘电阻及油试验。
6. 准备好备品备件及更换用密封胶垫。

(四) 大修现场条件及工艺要求

1. 吊钟罩(或器身)一般宜在室内进行,以保持器身的清洁,如在露天进行时,应选在晴天进行,器身暴露在空气中的时间作如下规定:空气相对湿度不大于65%时不超过16h;空气相对湿度不大于75%时不超过12h;器身暴露时间从变压器放油时起计算直至开始抽真空为止。
2. 为防止器身结露,器身温度应不低于周围环境温度,否则应用真空滤油机循环加热油,将变压器加热,使器身温度高于环境温度5℃以上。
3. 检查器身时应由专人进行,着装符合规定。照明应采用安全电压。不许将梯子靠在线圈或引线上,作业人员不得踩踏线圈和引线。
4. 器身检查使用工具应由专人保管并编号登记,防止遗留在油箱内或器身上,在箱内作业需考虑通风。

5. 拆卸的零部件应清洗干净,分类妥善保管,如有损坏应检修或更换。
6. 拆卸顺序:首先拆小型仪表和套管,后拆大型组件,组装时顺序相反。
7. 冷却器、压力释放阀(或安全气道)、净油器及储油柜等部件拆下后,应用盖板密封,对带有电流互感器的升高座应注入合格的变压器油(或采取其他防潮密封措施)。
8. 套管、油位计、温度计等易损部件拆后应妥善保管,防止损坏和受潮;电容式套管应垂直放置。
9. 组装后要检查冷却器、净油器和气体继电器阀门,按照规定开启或关闭。
10. 对套管升高座,上部管道孔盖、冷却器和净油器等上部的放气孔应进行多次排气,直至排尽,并重新密封好并擦油迹。
11. 拆卸无励磁分接开关操作杆时,应记录分接开关的位置,并做好标记;拆卸有载分接开关时,分接头应置于中间位置(或按制造厂的规定执行)。
12. 组装后的变压器各零部件应完整无损。

(五)现场起重注意事项

1. 起重工作应分工明确,专人指挥,并有统一信号,起吊设备要根据变压器钟罩(或器身)的重量选择,并设专人监护。
2. 起重前先拆除影响起重工作的各种连接件。
3. 起吊铁芯或钟罩(器身)时,钢丝绳应挂在专用吊点上,钢丝绳的夹角不应大于 60° ,否则应采用吊具或调整钢丝绳套。吊起离地 100mm 左右时应暂停,检查起吊情况,确认可靠后再继续进行。
4. 起吊或降落速度应均匀,掌握好重心,并在四角系缆绳,由专人扶持,使其平稳起降。高、低压侧引线,分接开关支架与箱壁间应保持一定的间隙,以免碰伤器身。当钟罩(或器身)因受条件限制,起吊后不能移动而需在空中停留时,应采取支撑等防止坠落措施。
5. 吊装套管时,其倾斜角度应与套管升高座的倾斜角度基本一致,并用缆绳绑扎好,防止倾倒损坏瓷件。

二、变压器的大修

(一)大修工艺流程

修前准备→办理工作票,拆除引线→电气、油备试验、绝缘判断→
部分排油,拆卸附件并检修→排尽油并处理,拆除分接开关连接件→
吊钟罩(器身)器身检查,检修并测试绝缘→受潮则干燥处理→按规定注油方式注油
→安装套管、冷却器等附件→密封试验→油位调整→电气、油务度验→结束

变压器大修时按工艺流程对各部件进行检修,部件检修工艺如下:

1. 绕组检修

(1)检查相间隔板和围屏(宜解开一相),围屏应清洁无破损,绑扎紧固完整,分接引线出口处封闭良好,围屏无变形、发热和树枝状放电。如发现异常应打开其他两相围屏进行检查,相间隔板应完整并固定牢固。

(2)检查绕组表面应无油垢和变形,整个绕组无倾斜和位移,导线辐向无明显凸出现象,匝绝缘无破损。

(3)检查绕组各部垫块有无位移和松动,垫块应排列整齐,辐向间距相等,支撑牢固有适当压紧力。

(4)检查绕组绝缘有无破损,油道有无被绝缘纸、油垢或杂物堵塞现象,必要时可用软毛刷或用绸布、泡沫塑料轻轻擦拭,绕组线匝表面、导线如有破损裸露则应进行包所处理。

(5)用手指按压绕组表面检查其绝缘状态,给予定级判断,是否可用。

2. 引线及绝缘支架检修

(1)检查引线及应力锥的绝缘包扎有无变形、变脆、破损,引线有无断股、扭曲,引线及引线接头处焊接情况是否良好,有无过热现象等。

(2)检查绕组至分接开关的引线长度、绝缘包扎的厚度、引线接头的焊接(或连接)引线对各部位的绝缘距离、引线的固定情况等。

(3)检查绝缘支架有无松动和损坏、位移,检查引线在绝缘支架内的固定情况,固定螺栓应有防松措施,固定引线的夹件内侧应垫以附加绝缘,以防卡伤引线绝缘。

(4)检查引线与各部位之间的绝缘距离是否符合规定要求,大电流引线(铜排或铝排)与箱壁间距一般不应小于100mm,以防漏磁发热,铜(铝)排表面应包扎绝缘,以防异物形成短路或接地。

3. 铁芯检修

(1)检查铁芯外表是否平整,有无片间短路、变色、放电烧伤痕迹,绝缘漆膜有无脱落,上铁轭的顶部和下铁轭的底部有无油垢杂物。

(2)检查铁芯上下夹件、方铁、绕组连接片的紧固程度和绝缘状况,绝缘连接片有无爬电烧伤和放电痕迹。为便于监测运行中铁芯的绝缘状况,可在大修时在变压器箱盖上加装一小套管,将铁芯接地线(片)引出接地。

(3)检查压钉、绝缘垫圈的接触情况,用专用扳手逐个紧固上下夹件、方铁、压钉等各部位紧固螺栓。

(4)用专用扳手紧固上下铁芯的穿心螺栓,检查与测量绝缘情况。

(5)检查铁芯间和铁芯与夹件间的油路。

(6)检查铁芯接地片的连接及绝缘状况,铁芯只允许一点接地,接地片外露部分应包扎绝缘。

(7)检查铁芯的拉板和钢带应紧固,并有足够的机械强度,还应与铁芯绝缘。

4. 油箱检修

(1) 对焊缝中存在的砂眼等渗漏点进行补焊。

(2) 清扫油箱内部,清除油污杂质。

(3) 清扫强油循环管路,检查固定于下夹件上的导向绝缘管连接是否牢固,表面有无放电痕迹。

(4) 检查钟罩(或油箱)法兰结合面是否平整,发现沟痕,应补焊磨平。

(5) 检查器身定位钉,防止定位钉造成铁芯多点接地。

(6) 检查磁(电)屏蔽装置应无松动放电现象,固定牢固。

(7) 检查钟罩(或油箱)的密封胶垫,接头良好,并处于油箱法兰的直线部位。

(8) 对内部局部脱漆和锈蚀部位应补漆处理。

5. 整体组装

(1) 整体组装前应做好下列准备工作:

① 彻底清理冷却器(散热器)、储油柜、压力释放阀(安全气道)、油管、升高座、套管及所有附件,用合格的变压器油冲洗与油直接接触的部件。

② 各油箱内部和器身、箱底进行清理,确认箱内和器身上无异物。

③ 各处接地片已全部恢复接地。

④ 箱底排油塞及油样阀门的密封装况已检查处理完毕。

⑤ 工器具、材料准备已就绪。

(2) 整体组装注意事项:

① 在组装套管、储油柜、安全气道(压力释放阀)前,应分别进行密封试验和外观检查,并清洗涂漆。

② 有安装标记的零部件,如气体继电器、分接开关、高压、中压套管升高座及压力释放阀(或安全气道)等与油箱的相对位置和角度需按照安装标记组装。

③ 变压器引线的根部不得受拉、扭及弯曲。

④ 对于高压引线,所包绕的绝缘锥部分必须进入套管的均压球内,不得扭曲。

⑤ 在装套管前必须检查无励磁分接开关连杆是否已插入分接开关的拨叉内,调整至所需的分接位置上。

⑥ 各温度计座内应注以变压器油。

(3) 器身检查、试验结束后,即可按顺序进行钟罩、散热器、套管升高座、储油柜、套管、安全阀、气体继电器等整体组装。

6. 真空注油

110kV 及以上变压器必须进行真空注油,其他变压器有条件时也应采用真空注油。真空注油应按下述方法(或控制造厂规定)进行,其原理示意图 2-4-2。操作步骤如下:

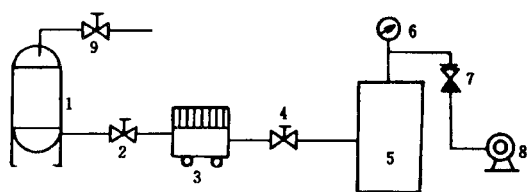


图 2-4-2 真空注油连接示意图

1-油罐 2、4、9-阀门 3-真空滤油机；
5-变压器 6-真空计 7-逆止阀 8-真空泵

(1) 油箱内真空度达到规定值保持 2h 后,开始向变压器油箱内注油,注油温度宜略高于器身温度。

(2) 以 3~5t/h 速度将油注入变压器,距箱顶约 220mm 时停止,并继续抽真空保持 4h 以上。

7. 补油及油位调整

变压器真空注油顶部残存空间的补油应经储油柜注入,严禁从变压器下部阀门注入。由于不同型式的储油柜,补油方式有所不同,现分述如下。

(1) 胶囊式储油柜的补抽方法:

① 进行胶囊排气,打开储油柜上部排气孔,对储油柜注油,直至排气孔出油。

② 从变压器下部油阀排油,此时空气经吸湿器自然进入储油柜胶囊内部,使油位计指示正常油位为止。

(2) 隔膜式储油柜的补油方法:

① 注油前应首先将磁力油位计调整至零位,然后打开隔膜上的放气塞,将隔膜内的气体排除,再关阀放气塞。

② 对储油柜进行注油并达到高于指定油位止,再次打开放气塞充分排除隔膜内的气体,直到向外溢油为止,并反复调整达到指定位置。

③ 如储油柜下部集气盒油标指示有空气时,应经排气阀进行排气。

(3) 油位计带有小胶囊的储油柜的补油方法:

① 储油柜未加油前,先对油位计加油,此时需将油表呼吸塞及小胶囊室的塞子打开,用漏斗从油表呼吸塞座处加油,同时用手按动小胶囊,以使囊中空气全部排出。

② 打开油表放油螺栓,放出油表内多余油量(看到油表内油位即可),然后关上小胶囊室的塞子。

(二) 变压器干燥

1. 变压器是否需要干燥的判断

变压器大修时一般不需要干燥,只有经试验证明受潮,或检修中超过允许暴露时间导致器身绝缘下降时,才考虑进行干燥,其判断标准如下:

(1) $t_{g\delta}$ 在同一温度下比上次测得的数值增高 30% 以上,且超过部颁预防性试验规程规定时。

(2) 绝缘电阻在同一温度下比上次测得数值降低 30% 以上,35kV 及以上的变压器在 10~30℃ 的温范围内吸收比低于 1.3 和极化指数低于 1.5。

2. 干燥的一般规定

(1) 设备进行干燥时,必须对各部温度进行监控。当不带油利用油箱发热进行干燥时,箱壁温度不宜超过 110℃,箱底温度不得超过 110℃,绕组温度不得超过 95℃;带油干燥时,上层油温不得超过 85℃,热风干燥时,进风温度不得超过 100℃。

(2) 采用真空加温干燥时,应先进行预热,抽真空时,先将油箱内抽成负 0.02MPa,然后按每小时均匀地增高 -0.0067MPa 至真空度为 99.7% 以上为止,泄漏率不得不大于 27Pa/h。

抽真空时应监视箱壁的弹性变形,其最大值不得超过壁厚的两倍。预热时,应使各部分温度上升均匀,温差应控制在 10℃ 以下。

(3) 在保持温度不变的情况下,绕组绝缘电阻值的变化应符合绝缘干燥曲线,并持续 12h 保持稳定,且无凝结水产生时,可以认为干燥完毕,也可采用测量绝缘件表面的含水量来判断干燥程度,其含水量应不大于 1%。

(4) 干燥后的变压器应进行器身检查,所有螺栓压紧部分应无松动,绝缘表面应无过热等异常情况,如不能及时检查时,应先注以合格油,油温可预热至 50~60℃,绕组温度应高于油温。

(三) 滤油

1. 压力式滤油

(1) 采用压力式滤油机可过滤油中的水分和杂质,为提高滤油速度和质量,可将油加温至 50~60℃。

(2) 滤油机使用前应先检查电源情况、滤油机及滤网是否清洁,滤油纸必须经干燥,滤油机转动方向必须正确。

(3) 启动滤油机应先开出油阀门,后开进油阀门,停止时操作顺序相反;当装有加热器时,应先启动滤油机,当油流通过后,再投入加热器,停止时操作顺序相反。

滤油机压力一般为 0.25~0.4MPa,最大不超过 0.5MPa。

2. 真空滤油

真空滤油机将油罐中的油抽出,经加热器加温,并喷成油雾进入真气罐。油中水分蒸发后被真空泵抽出排除,真空罐下部的油抽入储油罐再进入处理,直至合格为止。操作步骤如下:

(1) 开启储油罐进、出油阀门,投入电源。

(2) 启动真空泵开启真空泵处真空阀,保持真空罐的高真空度。

(3) 打开进油阀,启动进油泵,真空罐油位观察窗可见油位时,打开出油泵阀门启动出油泵使油循环,并达到自动控制油位。

(4) 根据油温情况可投入加热器。

(5) 停机时,先停加热器 5min,待加热器冷却后停止真空泵,然后关闭进油阀,停止进油泵,关闭真空泵,开启真空罐空气阀,破坏其真空,待油排净后,停油泵并关出油阀。

三、变压器的小修

(一) 变压器小修项目

1. 处理已发现的缺陷;
2. 放出储油柜积污器中的污油;
3. 检修油位计,调整油位;
4. 检修冷却装置:包括油泵、风扇、油流继电器,必要时吹扫冷却器管束;
5. 检修安全保护装置:包括储油柜、压力释放阀(安全气道)、气体继电器等;
6. 检修油保护装置;
7. 检修测温装置:包括压力式温度计、电阻温度计(绕组温度计)、棒形温度计等;
8. 检修调压装置、测量装置及控制箱,并进行调试;
9. 检查接地系统;
10. 检修全部阀门和塞子,全面检查密封状态,处理渗漏油;
11. 清扫油箱和附件,必要时进行补漆;
12. 清扫外绝缘和检查导电接头(包括套管将军帽);
13. 按有关规程规定进行测量和试验。

(二) 变压器附件的检修

1. 纯瓷套管检修

(1) 检查瓷套有无损坏;

(2) 套管解体时,应依次对角松动法兰螺栓;

(3) 拆卸瓷套前应先轻轻晃动,使法兰与密封胶垫间产生缝隙后再拆下瓷套;

(4) 拆导电杆和法兰螺栓前,应防止导电杆摇晃损坏瓷套,拆下的螺栓应进行清洗,丝扣损坏的应进行更换或修整;

(5) 取出绝缘筒(包括带覆盖层的导电杆),擦除油垢,绝缘筒及在导电杆表面的覆盖层应妥善保管(必要时干燥);

(6) 检查瓷套内部,并用白布擦试,在套管外侧根部根据情况喷涂半导体漆;

(7) 有条件时,应将拆下的瓷套和绝缘件送入干燥室进行轻度干燥,然后再组装;

(8) 更换新胶垫,位置要放正;

(9) 将套管垂直放置于套管架上,安装时与拆卸顺序相反,注意绝缘筒与导电杆相互

之间的位置,中间应有固定圈防止窜动,导电杆处于瓷套的中心位置。

2. 充油套管检修

(1) 更换套管油,步骤如下:

- ① 放出套管中的油;
- ② 用热油(温度 $60 \sim 70^{\circ}\text{C}$) 循环冲洗后放出,至少循环三遍;
- ③ 抽真空后注入合格的变压器油。

(2) 套管解体,其步骤如下:

- ① 放出内部的油;
- ② 拆卸上部接线端子;
- ③ 拆卸油位计上部压盖螺栓,取下油位计;
- ④ 拆卸上瓷套与法兰连接螺栓,轻轻晃动后,取下上瓷套;
- ⑤ 取出内部绝缘筒;
- ⑥ 拆卸下瓷套与导电杆连接螺栓,取下导电杆和下瓷套,要防止导电杆晃动损坏瓷套。

3. 油纸电容型套管检修

电容芯轻度受潮时,可用热油循环,将送油管接到套管顶部的油塞孔上,回油管接到套管尾端的放油孔,通过不高于 80°C 的热油循环,使套管的 $t_{g\delta}$ 值达到正常数值为止。

变压器在大修过程中,油纸电容型套管一般不作解体检修,只有在套管 $t_{g\delta}$ 不合格,需要进行干燥或套管本身存在严重缺陷,不解体无法消除时才分解检修,其检修工艺如下:

(1) 准备工作。

- ① 检修前先进行套管本体及油的绝缘试验,以判断绝缘状态;
- ② 套管垂直置于专用的作业架上,中部法兰与作业架用螺栓固定 4 点,使之成为整体;
- ③ 放出套管内的油,按图 2-4-3 所示将下瓷套用双头螺栓或紧线钩固定在工作台上,以防解体时下瓷套脱落;

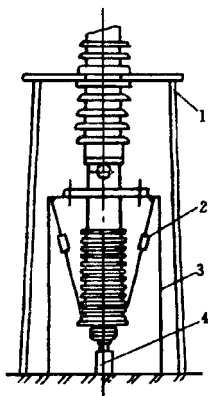


图 2-4-3 套管检修作上架

1-工作台;2-紧线钩;3-套管架;4-千斤顶

④拆下尾端均压罩,用千斤顶将套管顶紧,使之成为一体,将套管从上至下各结合处做上标记。

(2) 解体检修。

①拆下中部法兰处的接地和末屏小套管,并将引线头推入套管孔内;

②测量套管下部导管的端部至防松螺母间的尺寸,作为组装时参考;

③用专用工具卸掉上部将军帽,折下储油柜;

④测量压缩弹簧的距离,作为组装依据,将上部四根压紧弹簧螺母拧紧后,再松导管弹簧上面的大螺母,拆下弹簧架;

⑤吊出上瓷套;

⑥吊住导管后,拆下底部千斤顶,拆下下部套管底座、橡胶封环及大螺母,吊住套管时不准转动,并使电容芯处于法兰套内的中心位置,勿碰伤电容芯;

⑦拆下下瓷套,然后吊出电容芯。

(3) 清扫和检查。

①用干净毛刷刷洗电容芯表面的油垢和杂质,再用合格的变压器油冲洗干净后,用皱纹纸或塑料布包好;

②擦拭上、下瓷套的内外表面;

③拆下油位计的玻璃油标,更换内外胶垫,油位计除垢后进行加热干燥,然后在内部刷绝缘漆,外部刷红漆,同时应更换放气塞胶垫;

④清扫中部法兰套筒内部和外部,并涂刷油漆,更换放油塞,更换接地不套管的胶垫;

⑤测量各法兰处的胶垫尺寸,以便配制。

(4) 套管的干燥,当套管的 $t_{g\delta}$ 值超标时需进行干燥处理,其步骤及注意事项如下:

①将干燥罐内部清扫干净,放入电容芯,使芯子与罐壁距离不小于 200mm,并设置测温装置;

②测量绝缘电阻的引线,应防止触碰金属部件;

③干燥罐密封后先试抽真空,检查有无渗漏;

④当电容芯装入干燥罐后,进行密封加温,使电容芯保持在 75 ~ 80℃;

⑤当电容芯温度达到要求后保持 6h,再关闭各部阀门,进行抽真空;

⑥每 6h 解除真空一次,并通入干燥热风 10 ~ 15min 后重新建立真空度;

⑦每 6h 放一次冷凝水,干燥后期可改为 12h 放一次;

⑧每 2h 作一次测量记录(绝缘电阻、温度、电压、电流、真空度、凝结水等);

⑨干燥终结后降温至 40 ~ 50℃ 时进行真空注油。

(5) 组装。

①组装前应先将上、下瓷套及中部法兰预热至 80 ~ 90℃,并保持 3 ~ 4h 以排除潮气;

②按解体相反顺序组装;

③按图 2-4-4 所示进行真空注油；

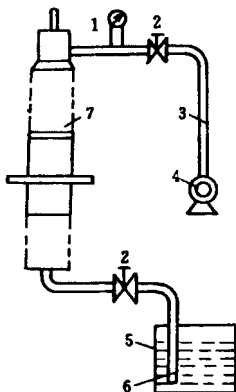


图 2-4-4 真空注油示意图

1-真空表 2-阀门 3-连管 4-真空泵；
5-变压器 6-油箱 7-套管

④注油时真空度残压应保持在 133.3Pa 以下，时间按照表 2-4-1 执行。

表 2-4-1 抽真空时间

时间(h) 过程	电压(kV)	
	66~100	220
抽真空	2	4
浸油	2~3	7~8
保持	8	12

4. 散热器检修

(1)风冷散热器的检修步骤如下：

- ①采用气焊或电焊对渗漏点进行补焊处理；
- ②带法兰盖板的上、下油室应打开其法兰盖板，清除油室内的焊渣、油垢，然后更换胶垫。
- ③清扫散热器表面，油垢严重时可用金属洗净剂（去污剂）清洗，然后用清水冲净晾干，清洗时管接头应可靠密封防止进水；
- ④用盖板将接头法兰密封，加油压进行试漏，标准为：
片状散热器为 0.05~0.1MPa，10h；
管状散热器为 0.1~0.15MPa，10h；
- ⑤用合格的变压器油对内部进行循环冲洗；
- ⑥重新安装散热器。

(2)强油风冷却器的检修步骤如下：

- ①打开上、下油室端盖，检查冷却管有无堵塞现象，更换密封胶垫；

②更换放气塞、放油塞的密封胶垫；

③进行冷却器的试漏和内部冲洗，管路有渗漏时，可用锥形黄铜棒将渗漏管的两端堵塞（如有条件也可用胀管法更换新管），但所堵塞的管子数量每回路不得超过 2 根，否则应降容使用；

④清扫冷却器表面，并用 0.1Ma 压力的压缩空气（或水压）吹净管束间堵塞的灰尘、昆虫、草屑等杂物，若油垢严重可用金属洗净剂擦洗干净。

（3）强油水冷却器的检修步骤如下：

①拆下并检查差压继电器、油流继电器进行修理和调试；

②关闭进出水阀放出存水，再关闭进出油阀放出本体油；

③拆除水、油连管，拆下上盖，松开本体和水室间的连接螺栓，吊出本体进行全面检查，清除油垢和水垢；

④检查铜管和端部胀口有无渗漏，发现渗漏应进行更换或堵塞，但每回路堵塞不得超过 2 根，否则应降容使用；

⑤在本体直立位置下进行检漏（油泵未装），由油冷却器顶部注满合格的变压器油，在水室入口处注入清洗水，由出水口缓缓流出，观察并化验，应无油花出现，再取油样试验，耐压值不应低于注入前值。

5. 更换密封胶垫，进行复装

6. 储油柜检修

（1）开放式储油柜的检修步骤如下：

①打开储油柜的侧盖，检查气体继电器联管是否伸入储油柜；

②清扫内外表面锈蚀及油垢并重新刷漆；

③清扫积污器、油位计、塞子等零部件；

④更换各部密封垫；

⑤重划油位计温度指示线。

（2）胶囊式储油柜的检修步骤如下：

①放出储油柜内的存油，取出胶囊，倒出积水，清扫储油柜；

②检查胶囊的密封性能并进行气压试验，压力应为 0.02 ~ 0.03 MPa，时间为 12h（或浸泡在水池中检查有无冒气泡）应无渗漏；

③用白布擦净胶囊，从端部将胶囊放入储油柜，防止胶囊堵塞气体继电器联管，联管口应加焊挡罩；

④将胶囊挂在挂钩上，连接好引出口；

⑤更换密封胶垫，装复端盖。

（3）隔膜式储油柜的检修步骤如下：

①解体检修前可先充油进行密封试验，压力应为 0.02 ~ 0.03 MPa，时间为 12h 无渗漏；

② 拆下各部连管(吸湿管、注油管、排气管、气体继电器连管等)清扫干净,妥善保管,管口密封;

③ 拆下指针式油位计连杆,卸下指针式油位计;

④ 分解中节法兰螺栓,卸下储油柜上节油箱,取出隔膜清扫;

⑤ 清扫上下节油箱;

⑥ 更换密封胶垫;

⑦ 检修后按解体相反顺序进行组装。

7. 安全保护装置的检修

(1) 安全气道的检修步骤如下:

① 放油后将安全气道拆下进行清扫,去掉内部的锈蚀和油垢,并更换密封胶垫。

② 内壁装有隔板,其下部装有小型放水阀门。

③ 上部防爆膜片等安装良好,均匀地拧紧法兰螺栓,防止膜片破损,防爆膜片应采用玻璃片,禁止使用薄金属片。不同安全气道管径下的玻璃片厚度参照表 2-4-2。

表 2-4-2 安全气道管径与玻璃厚度

管径(mm)	150	200	250
玻璃片厚度(mm)	2.5	3	4

(2) 压力释放阀的检修步骤如下:

① 从变压器油箱上拆下压力释放阀;

② 清扫护罩和导流罩;

③ 检查各部连接螺栓及压力弹簧;

④ 进行动作试验,检查微动开关动作是否正确;

⑤ 更换密封胶垫。

8. 潜油泵的检修

(1) 拆下后端盖、压盖等,取出过滤器。

(2) 拆下蜗壳,拆掉轴头螺母,取下外舌止动圈,用专用工具取下叶轮和键等。

(3) 拆掉前端盖的螺栓,利用螺孔顶下前端盖,如要更换前端轴承,应用专用工具取下,新结构潜油泵受用成对双联向心推力轴承,必须同时将两轴承取出。

(4) 取出转子,如更换后轴承,应用专用工具将其取出。

(5) 如视窗玻璃损坏,可拆下螺栓、法兰盘,取出玻璃。

装配时,按上述相反的步骤进行。组装时各部分的间隙必须符合要求,检修后的潜油泵,将出油口用临时盖板密封,叶轮转动应灵活,无摩擦声音,注入合格的变压器油,并打开接线盒盖,然后做油压试验,其油压为 0.2MPa,4h 应无漏渗现象。

9. 净油器的检修

(1) 关闭净油器进出口的阀门;

(2)打开净油器底部的放油阀,放尽内部的变压器油(打开上部的放气塞,控制排油速度);

(3)拆下净油器的上盖板和下底板,倒出原有的吸附剂,用合格的变压器油将净油器内部和联管清洗干净;

(4)检查各部件应完整无损并进行清扫,检查下部滤网有无堵塞,洗净后更换胶垫,装复下盖板和滤网,密封良好;

(5)吸附剂的重量占变压器总油量的1%左右,经干燥并筛去粉末后,装至距离顶部50mm左右,装回上盖板并加以密封;

(6)打开净油器下部阀门,使油徐徐进入净油器,同时打开上部放气塞排气,直至冒油为止;

(7)打开净油器上部阀门,使净油器投入运行;

(8)对于强油冷却的净油器,在净油器出入口阀门关闭后,即可卸下净油器,将内部的吸附剂倒出,然后进行检修和清理,并对出入口滤网进行检查,对原来采用的金属滤网更换为尼龙网,其他要求基本与上述相同。

10. 磁力油位计的检修

(1)打开储油柜手孔盖板,卸下开口销,拆除连杆与密封隔膜相连接的绞链,从储油柜上整体拆下磁力油位计;

(2)检查传动机构是否灵活,有无卡轮、滑齿现象;

(3)检查主动磁铁、从动磁铁是否耦合和同步转动,指针指示是否与表盘刻度相符,否则应调节限位快,调整后,将紧固螺栓锁紧,以防松脱;

(4)检查限位报警装置动作是否正确,否则应调节凸轮或开关位置;

(5)更换密封胶垫进行复装。

第五章 变压器的运行维护

第一节 变压器的空载运行

在变压器一次绕组上施加额定频率的正弦交流额定电压,而其他绕组开路时,称为变压器的空载运行。

用单相变压器来解释其空载运行比较容易理解。

一、空载电流和空载损耗

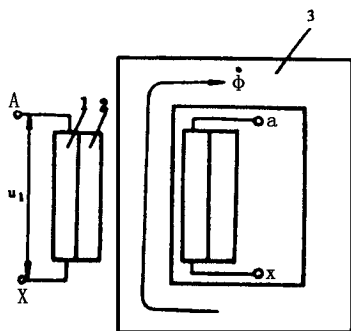


图 2-5-1 单相变压器空载运行原理图

1—高压绕组 2—低压绕组 3—铁心

(一) 感应电势

图 2-5-1 为一台单相双绕组变压器,高压绕组 1 和低压绕组 2 都套在铁心 3 的左侧铁心柱上。在高压绕组 1 上施加额定频率为 f 的交流电压 u_1 , 低压绕组 2 开路, 即二次侧电流 $I_0 = 0$ 时, 高压绕组中就流过空载电流 I_0 。设高压绕线组的匝数为 N_1 , 则电势(磁

电势 $\mathcal{M}_0 = N_1$ 在铁心 3 中产生磁通。磁通的主要部分在闭合的铁心回路内通过,并且同时与高、低压绕组相磁链,这部分磁通称为磁通 Φ 。另外,一小部分磁通只与高压绕组相磁链,称为空载时高压绕组的漏磁能 Φ_{L1} 。漏磁能 Φ_{L1} 的路径主要是通过非铁磁材料构成闭合回路,其导磁系数是不变的,漏磁通的大小与电流成正比,空载电流 I_0 很小,所以 Φ_{L1} 也很小,一般可以略去不计。

根据电磁感应原理,主磁通 Φ 将在高、低压绕组中分别产生感应电势 $e_1 = -N_1 \frac{d\Phi}{dt}$, $e_2 = -N_2 \frac{d\Phi}{dt}$ 或 $E_1 = N_1 \frac{\Delta\Phi}{\Delta t}$, $E_2 = N_2 \frac{\Delta\Phi}{\Delta t}$ 。在铁心中主磁通 Φ 是按正弦变化的,如图 2-5-2 所示。若随时间作正弦变化的主磁通 Φ 的最大值为 Φ_m ,额定频率为 f (50Hz),主磁通 Φ 在 $\frac{1}{4}$ 周期的时间内由零值增大到最大值 Φ_m ,即 $\Delta t = \frac{T}{4} = \frac{1}{4} \times \frac{1}{f} = \frac{1}{4f}$,而 $\Delta\Phi = \Phi_m - 0 = \Phi_m$ 。这样,在高压绕组内感应电势的平均值为 $E_{1av} = N_1 \frac{\Delta\Phi}{\Delta t} = N_1 \Phi_m / \frac{1}{4f} = 4fN_1 \Phi_m$ 。由于正弦电势的最大值为平均值的 $\frac{\pi}{2}$ 倍,所以高压绕组感应电势的最大值为 $E_{1m} = \frac{\pi}{2} E_{1av} = \frac{\pi}{2} \times 4fN_1 \Phi_m = 2\pi fN_1 \Phi_m$ 。因正弦电势的有效值为最大值的 $\frac{1}{\sqrt{2}}$ 倍,所以高压绕组感应电势的有效值为 $E_1 = \frac{E_{1m}}{\sqrt{2}} = \sqrt{2}\pi \times N_1 \Phi_m = 4.44fN_1 \Phi_m$ 。同理,低压绕组感应电势的有效值为 $E_2 = 4.44fN_2 \Phi_m$ 。从上面 E_1 、 E_2 表达式可以看出,变压器空载运行时由于空载电流很小,漏磁通也很小,外施电压 $U_1 \approx E_1$,高压侧电压和低压侧电压之比等于高压绕组和低压绕组的匝数比,即 $\frac{U_1}{E_2} = \frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2}$ 。

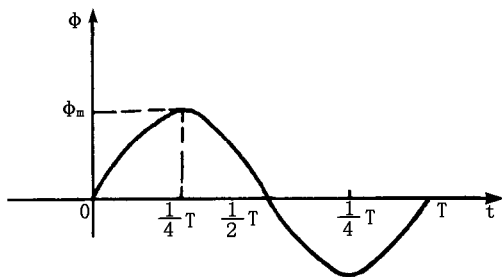


图 2-5-2 主磁通曲线

在变压器设计中,设铁心的截面积为 S (m^2),铁心内磁通密度的最大值为 B_m (T),则 $\Phi_m = B_m S$,感应电势 E 为

$$E = 4.44fNB_m S$$

当 $f = 50\text{Hz}$ 时 $\Phi_m = 450e_1$

$$B_m = 450e_1/S$$

式中 e_1 ——绕组的每匝电势, V/匝。

对于晶粒取向的冷轧硅钢片, B_m 一般取 17000T 左右。

(二) 空载电流

变压器空载运行时, 在一次高压绕组中流过的电流称为空载电流 I_0 。空载电流 I_0 是由两部分组成的, 一部分是励磁电流 I_{or} , 用来产生铁心中的主磁通 Φ_m 所需要的电流, 又称为无功电流, 它与铁心的结构、接缝的大小等有关; 另一部分是铁损电流 I_{oa} , 用来抵偿铁心中的功率损耗, 又称为有功电流。

空载电流 I_0 的有效值为励磁电流 I_{or} 和铁损电流 I_{oa} 的相量和, 即

$$I_0 = \sqrt{I_{oa}^2 + I_{or}^2}$$

但习惯上, 空载电流是以额定电流的百分数表示。

通常 I_{oa} 的数值很小, 不到 I_{or} 的 10% , 因此 $I_0 \approx I_{or}$ 。

空载电流 I_0 与额定电流相比, 也是很小的。容量较小的变压器, 空载电流为额定电流的 $1\% \sim 2\%$ 。变压器容量越大则空载电流越小。

变压器空载时产生的损耗称为空载损耗 P_0 , 理论上它由两部分组成, 一部分是空载电流 I_0 在一次绕组 r_1 中产生的 $I_0^2 r_1$ 损耗, 由于 I_0 很小, 所以这部分损耗往往略去不计; 另一部分是主磁通在铁心中产生的磁滞损耗 P_h 和涡流损耗 P_e , 实际上, 空载损耗 P_0 中还包括与制造工艺有关的附加损耗。但附加损耗常忽略不计。

磁滞损耗 P_h 决定于硅钢片的质量、铁心中的磁通密度 B_m 以及频率 f , 即

$$P_h = K_h f B^{1.6}$$

式中 K_h ——硅钢片的质量, kg;

涡流损耗 P_e 决定于硅钢片的厚度、铁心中的磁通密度 B 以及频率 f , 即

$$P_e = K_e f^2 B^2$$

式中 K_e ——硅钢片的厚度, mm。

冷轧硅钢片的磁滞损耗和涡流损耗基本上相等, 各占空载损耗的 50% 。变压器设计中空载损耗并不是按以上 P_h 、 P_e 表达式分别计算磁滞损耗和涡流损耗的。实际上, 变压器在额定电压下运行时, 铁心中的磁通密度为 B_m , 铁心质量为 m 。那么就可根据 B_m 查出铁心所用硅钢片的单位损耗 P_0 (该数据由硅钢片制造厂提供), 按下式计算变压器的空载损耗, 即

$$P_0 = K_0 P_0 G_0$$

式中 K_0 ——附加损耗系数, K_0 一般在 $1.1 \sim 1.25$ 范围内, 变压器容量越小, 系数 K_0 越大。

二、磁路饱和特性

从图 2-5-3 铁心的磁化特性曲线可以看出,线组中的空载电流与铁心中的磁通不是线性关系,即铁心的导磁系数不是一个固定不变的常数。当绕组中的空载电流从零增加到 i_p 时,铁心中的磁通 Φ 是按比例增加的,此时导磁系数为一常数,磁通正弦变化时励磁电流也是正弦波形,但在曲线的 P 点以上,铁心开始饱和,励磁电流与磁通就不成正比例关系,导磁系数就不再是一个固定不变的常数,励磁电流的增长速率要比正弦变化时,励磁电流不再是正弦波形,而成为尖顶波,如图 2-5-4 所示。经过分解可知,尖顶波除含有一个主要的基波以及与外施电压是同一频率的正弦波外,还含有一个较强的三次谐波分量及其他高次谐波分量。

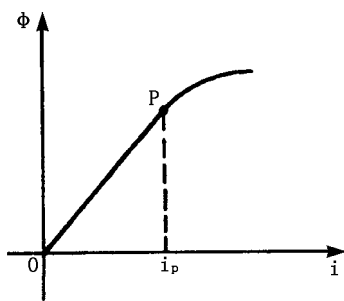


图 2-5-3 铁心的磁化特性曲线

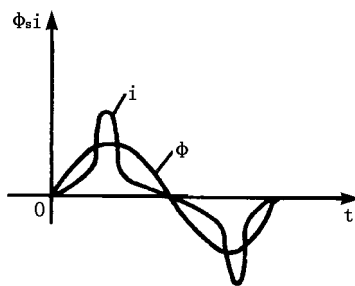


图 2-5-4 励磁电流波形

由于铁心的饱和特性,励磁电流中需要有三谐波分量,为了保持铁心中主磁通和绕组中的感应电势均为正弦波形,因此,变压器一欠绕组为 Y 连接法时要求有中性线引出,否则另一绕组最好为三角形连接法。

三、相量图和等值电路

(一)空载运行相量图

根据前述,将空载运行时的漏磁通略去不计,空载运行相量图可以简化。

假定主磁通 Φ_m 在一、二次绕组中感应出的电势分别为 \dot{E}_1 和 \dot{E}_2 ,而且加在一次绕组上的电源电压为 \dot{U}_1 。那么 ,根据基尔霍夫第二定律 ,可分别写出空载运行时变压器一、二次侧的电压方程

$$\dot{U}_1 = -\dot{E}_1 + \dot{I}_0 R_1$$

$$\dot{U}_2 = \dot{E}_2$$

式中 R_1 ——一次绕组的电阻 Ω ;

U_1 ——一次绕组的端电压 V ;

U_2 ——二次绕组的端电压 V 。

据上两式可以绘出空载运行相量图 ,如图 2-5-5 所示。任选一相量定为主磁通 $\dot{\Phi}_m$,励磁电流 \dot{I}_{or} 与 $\dot{\Phi}_m$ 同相位 ,主磁通 $\dot{\Phi}_m$ 在一、二次绕组中感应出的电势 \dot{E}_1 和 \dot{E}_2 滞后 $\dot{\Phi}_m 90^\circ$ 。铁损电流 \dot{I}_{oa} 与 $-\dot{E}_1$ 同相位。空载电流 \dot{I}_0 是 \dot{I}_{or} 和 \dot{I}_{oa} 的相量和 ,超前 $\dot{\Phi}_m$ 某一角度 θ_0 。一次电压 \dot{U}_1 是 $-\dot{E}_1$ 和 $\dot{I}_0 R_1$ 的相量和 ,而二次电压 $\dot{U}_2 = \dot{E}_2$ 。

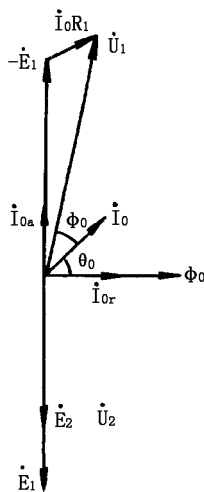


图 2-5-5 空载运行相量图

图 2-5-5 中 ,相量 \dot{U}_1 与 \dot{I}_0 之间夹角 φ_0 是变压器空载运行时的功率因数角。空载运行时变压器从电源吸取的能量为

$$P_0 = U_1 I_0 \cos\varphi_0 \approx E_1 I_{oa}$$

根据能量守恒定律 ,该能量将全部消耗在铁心和一次绕组的损耗中。通常 ,由于空载时一次绕组的损耗很小 ,故可以略去不计。

(二) 等值电路

变压器空载运行时, 近似于一个带铁心的电感线圈, 其等值电路如图 2-5-6 所示。

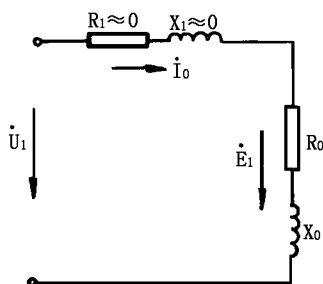


图 2-5-6 空载运行等值电路

$$\dot{U}_1 = \dot{I}_0 (R_1 + jX_1 + (R_0 + jX_0)) \approx \dot{I}_0 Z_0 = -\dot{E}_1$$

式中 R_0 ——励磁电路的等值电阻；

X_0 ——励磁电路的等值电抗；

Z_0 ——励磁电路的等值阻抗。

以上 R_0 、 X_0 、 Z_0 均不是常数。但在电力变压器实际运行中, 当 U_1 变动不大时, 可不考虑 Z_0 的变化。

四、空载合闸

变压器在空载合闸时二次绕组处于开路状态, 对于任一瞬间, 可以写出其电压方程式。通过简化求解, 得出空载合闸过渡过程中铁心内的合成磁通 Φ

$$\Phi = -\Phi_m \cos(\omega t + \varphi) + (\Phi_m \cos\varphi + \Phi_s) e^{-\frac{R}{L}t}$$

式中 Φ_m ——铁心内主磁通最大值；

φ ——变压器空载合闸瞬间电压的相位角；

Φ_s ——合闸瞬时铁心中的剩磁；

R ——一次绕组的电阻；

L ——具有电感量钢的比例系数。

下面来讨论这个解：

(1) 最理想的空载合闸状态, 即当铁心中无剩磁 ($\Phi_s = 0$), 而且外施电压为最大值 ($\varphi = \frac{\pi}{2}$) 时, 在此瞬间合闸, 合成磁通中没有暂态分量, 只有稳态分量。将 Φ_s 、 φ 值代入上式中, 则

$$\Phi = -\Phi_m \cos(\omega t + \frac{\pi}{2}) + (\Phi_m \cos \frac{\pi}{2} + 0) e^{-\frac{R}{L}t}$$

$$= \Phi_m \sin \omega t$$

这结果说明铁心中主磁通与正常空载运行时一样,没有改变。

(2) 最不利的空载合闸状态,即当铁心中有剩磁 ($\Phi_s \neq 0$) 而且外施电压为零值 ($\varphi = 0$) 时,在此瞬间合闸,合成磁通中暂态分量最大。

将 Φ_s 、 φ 值代入上式,得

$$\Phi = -\Phi_m \cos \omega t + (\Phi_m + \Phi_s) e^{-\frac{R}{L}t}$$

这结果说明空载合闸时铁心中磁通曲线如图 2-5-7 所示。

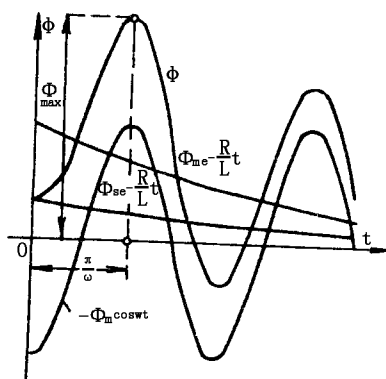


图 2-5-7 空载合闸时的磁通曲线

由图 2-5-7 可见,当 $t = \frac{\pi}{\omega}$ 时,合成磁通 Φ 达到最大值 Φ_{\max}

$$\frac{\Phi_{\max}}{\Phi_m} = 1 + \left(1 + \frac{\Phi_s}{\Phi_m}\right) e^{-\frac{R}{L} \left(\frac{\pi}{\omega}\right)}$$

通常 $\frac{R}{\omega L} = 0.05$, 若 $\frac{\Phi_s}{\Phi_m} = 0.5$, 则 $\frac{\Phi_{\max}}{\Phi_m} = 2.29$ 。

若铁心中无剩磁,即 $\Phi_s = 0$, 则 $\frac{\Phi_{\max}}{\Phi_m} = 1.86$ 。

由此可见,在外施电压过零值的瞬时合闸,铁心磁通可增大到额定磁通的 2 倍左右。这样大的磁通将伴随极大的励磁电流。根据铁心的励磁特性,可求出相应的励磁电流瞬时值。通常瞬时电流比稳定运行时的空载电流大很多,其中含有较强的高次谐波分量;有时瞬时电流可达额定电流的数倍。这个电流一般在几个周波内衰减而达到稳定。

空载合闸时铁心处于过饱和状态,导磁率 μ 值很小, $Z_0 \approx 0$, 这时可将变压器看作一只空心电感线圈,冲击空载电流仅由一次阻抗决定,所以空载电流相当大。

空载合闸过流过程中,铁心磁通的稳态分量不变,即 $\frac{d\Phi}{dt}$ 不变,因此不会发生过电压现

象,对变压器没有直接危险,但能引起一次侧继电保护装置动作,使变压器从电源断开。根据以上分析,如果在最理想的空载合闸状态下合闸,就不会发生这种情况,所以空载合闸的结果有随机性,与合闸瞬时电压的相位角有关。

空载合闸的目的主要是考核变压器绕组的机械稳定性以及对继电保护进行调整。

第二节 变压器的负载运行

变压器的一次绕组接上电源,而二次绕组接上某一负载时的工作状态称为负载运行。图 2-5-8 为单相变压器负载运行原理图。负载运行是变压器的主要运行方式,只有在负载运行下,变压器才能起到传输电能的作用。

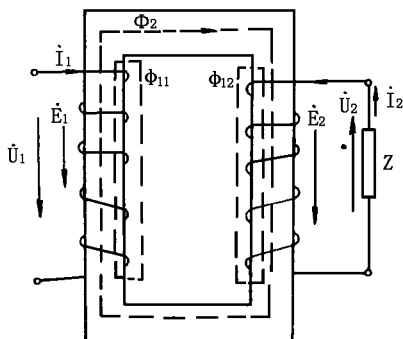


图 2-5-8 单相变压器负载运行原理图

变压器的负载运行,实际上是在空载运行基础上,在二次侧接上负载阻抗 Z ,此时变压器将有电流 I_2 输出,同时输入电流也从 I_0 相应增加到 I_1 。由于变压器内电流的影响,将使二次侧电压 \dot{U}_2 有所改变,其变化大小取决于负载的大小和性质(电阻性、电感性或电容性)以及变压器本身的阻抗。

一、负载运行时的基本方程式

在负载运行时,二次绕组亦有电流流过。按照楞次定律,此电流将使产生它的主磁通去磁。但在实际上主磁通并没有减少,因为在二次绕组内电流出现的同时,在一次绕组内也产生了一个补偿二次电流去磁作用的电流,致使主磁通维持不变,从而也使主磁通在一、二次绕组内所感应的电势维持不变。

二次绕组流过的电流 \dot{I}_2 通常叫做二次电流。 \dot{I}_2 在二次绕组流过时产生磁势 $\dot{I}_2 N_2$ 。一次绕组流过的电流 \dot{I}_1 通常叫做一次电流,比空载电流 \dot{I}_0 大很多。 \dot{I}_1 在一次绕组流过

时产生的磁势 $\dot{I}_1 N_1$ 可看作由两部分合成的:空载磁势 $\dot{I}_0 N_1$ 及补偿二次电流去磁作用的负载磁势 $-\dot{I}_2 N_2$,即

$$\dot{I}_1 N_1 = \dot{I}_0 N_1 + (-\dot{I}_2 N_2)$$

此式通常叫做磁势平衡定律。

二次绕组的磁势 $\dot{I}_2 N_2$ 与一次绕组的负载磁势 $-\dot{I}_1 N_1$ 是大小相等、方向相反的,即是互相平衡的。根据全电流定律,这两个磁势不可能产生与两个绕组都交链的磁通,因为贯穿该磁通的全电流等于零。这两个磁势只能产生与一、二次绕组不同程度地交链的磁通,这个磁通是在铁心以外的,叫做负载漏磁通,或简称漏磁通,以区别由一次绕组的空载磁势 $\dot{I}_0 N_1$ 所产生的主磁通 φ_m 及空载漏磁通(略去不计)。负载漏磁通是变压器的一个重要参数,对变压器的技术经济指标影响较大。图 2-5-9 表示负载运行时漏磁通的分布,不难看出,绕组彼此排列得越紧凑,漏磁通 φ_{11} 、 φ_{12} 越小。这也是变压器同一相的绕组排列。在同一铁心柱上,而且往往是同心放置的重要原因。

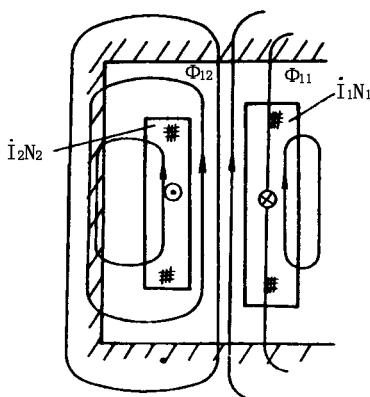


图 2-5-9 负载运行时的漏磁通分布

漏磁通 φ_{11} 、 φ_{12} 分别在一、二次绕组中感应出漏抗电势。为了便于分析,把漏抗电势分别当作一、二次回路的电流流过各自绕组时所产生的自感电势或感抗压降来处理。根据基尔霍夫第二定律,可以分别写出变压器负载运行时一、二次电路的电压方程式如下

$$\dot{U}_1 = -\dot{E}_1 + \dot{I}_1(R_1 + jX_1) = 2\dot{E}_1 + \dot{I}_s Z_1$$

$$\dot{U}_2 = \dot{E}_2 - \dot{I}_2(R_2 + jX_2) = \dot{E}_2 - \dot{I}_2 Z_2$$

式中 R_1 、 R_2 、 X_1 、 X_2 分别代表一、二次绕组的电阻和漏电抗。

二、相量图和等值电路

(一) 相量图

在图 2-5-5 空载运行相量图的基础上, 根据上述两个方程式, 可以绘出变压器负载运行时各电磁参量的相量图, 如图 2-5-10 所示。图 2-5-10(a)(b) 和 (c) 分别表示二次负载为电感性、电阻性和电容性时的负载运行相量图。相量图中的 φ_1 和 φ_2 分别为变压器一、二次回路的功率因数角。通常, 变压器的负载多为电感性的, 其二次电流滞后于二次电压。

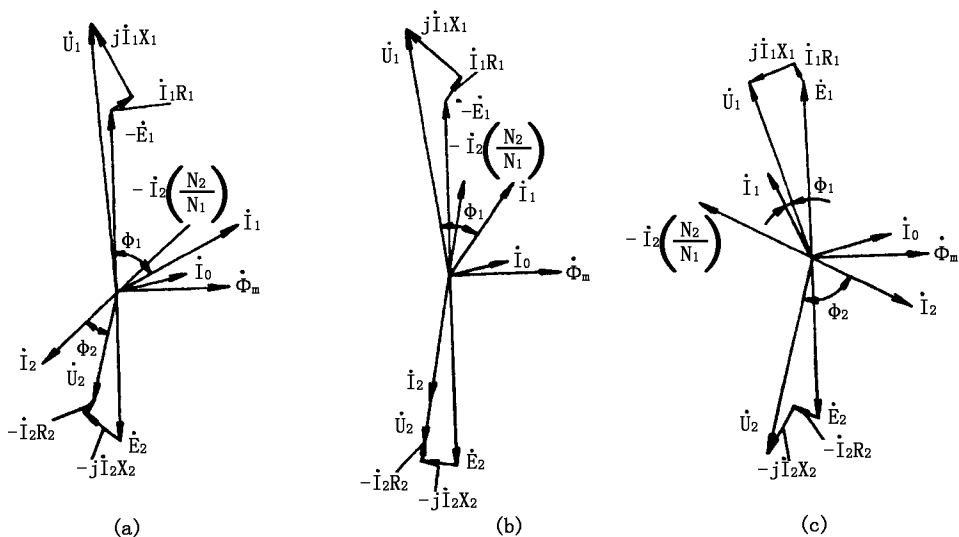


图 2-5-10 简化的负载运行相量图

(a) 电感性负载 (b) 电阻性负载 (c) 电容性负载

从图 2-5-10 可以看出, 负载运行时, 变压器自由源吸取的功率为 $P_1 = U_1 I_1 \cos\varphi_1$, 而二次侧输出功率为

$$P_2 = U_1 I_2 \cos\varphi_2 = U_1 I_1 \cos\varphi_1 - E_1 I_0 - I_1^2 R_1 - I_2^2 R_2$$

式中 $E_1 I_0$ 为空载损耗, 而 $I_1^2 R_1$ 及 $I_2^2 R_2$ 为负载损耗。

从相量图上还可以看到, 实际上由于 $I_1 Z_1$ 较小, 一般只有 U_1 的 2% ~ 5%, 可以认为 $\dot{U}_1 \approx -\dot{E}_1$ 。因此, 负载运行时主磁通 Φ_m 和空载电流 I_0 与空载运行时相差不多。当 I_0 很小时, I_1 和 I_2 仍近似地与 N_1 和 N_2 成反比。

(二) 等值电路

从理论上讲, 变压器一、二次回路是借电磁感应有机地联系起来的, 但一、二次电路的方程式是分开的。这在工程计算上很不方便。如果一、二次回路通过等值变换化成一个电路, 还将给工程计算和简化分析带来极大的方便。

根据公式 $\dot{E}_1 = -\dot{I}_0 Z_0$

负载运行时 $\dot{U}_2 = \dot{I}_2 Z$

$$Z = R + jx$$

式中 Z 为负载阻抗。

因此,在负载运行下一、二次电路的电压方程式可分别改写成

$$\dot{U}_1 = \dot{I}_0 Z_0 + \dot{I}_1 Z_1$$

$$0 = \dot{I}_0 Z_0 \left(\frac{N_2}{N_1} \right) + \dot{I}_2 (Z_2 + Z)$$

从磁势平衡定律得

$$\dot{I}_2 = \left(\dot{I}_0 - \dot{I}_1 \right) \frac{N_1}{N_2}$$

代入上面式得

$$\dot{I}_0 = \dot{I}_1 \frac{(Z_2 + Z) \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^2}{Z_0 + (Z_2 + Z) \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^2}$$

$$\dot{U}_1 = \dot{I}_1 \left[Z_1 + \frac{Z_0 (Z_2 + Z) \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^2}{Z_0 + (Z_2 + Z) \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^2} \right] = \dot{I}_1 Z_s$$

$$Z_s = Z_1 + \frac{Z_0 (Z_2 + Z) \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^2}{Z_0 + (Z_2 + Z) \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^2}$$

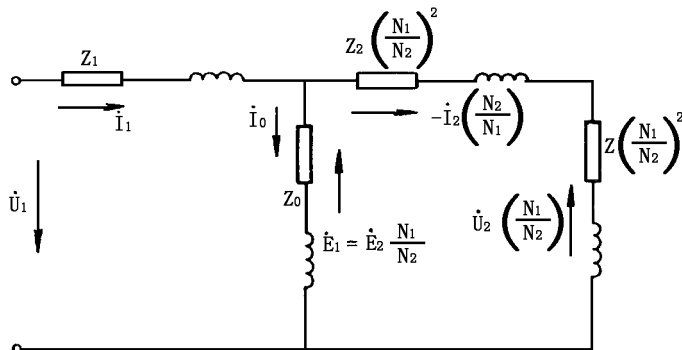


图 2-5-11 等值电路

此式即表示变压器的等值阻抗。由此不难看出,变压器的等值电路是由二次绕组阻抗 $Z_2 \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2$ 与负载阻抗 $Z \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2$ 串联后与励磁阻抗 Z_0 并联,再与一次绕组阻抗 Z_1 串联的电路,如图 2-5-11 所示。图中变压器一次回路的各参数均系实际量值,而二次电路的各参数均系折合至一次侧的量值。

三、阻抗电压

由于变压器的空载电流很小,压降 $I_0 Z_1$ 可以忽略不计,因此图 2-5-11 所示的等值电路可以简化为图 2-5-12,图中 $Z_{12} = Z_1 + Z_2 \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2$ 。

当二次绕组端子短接(稳态短路),即 $Z = 0$ 时, $U_2 = 0$ 。此时,为使一次绕组产生额定电流 I_{1n} 而施加的电压,称为阻抗电压 U_2 ;变压器自电源吸取的功率,即为负载损耗 P_R 。阻抗电压 U_2 为

$$U_2 = I_{1n} Z_{12}$$

通常阻抗电压以额定电压的百分数表示,即

$$U_2 \% = \frac{U_2}{U_{1n}} \times 100$$

按国家标准规定,阻抗电压百分数应折算到参考温度(油浸式变压器为 75°C)。一般变压器的阻抗电压百分数在 $4 \sim 24$ 之间,所以变压器负载试验时铁心中主磁通较小,空载电流和负载损耗均可忽略不计。当施加的电压为额定一次电压 U_{1n} 时,稳态短路电流为

$$I_{1k} \% = \frac{U_{1n}}{Z_{12}} = \frac{I_{1n}}{U_2 \%} \times 100$$

阻抗电压是变压器的一个重要参数,它不但与变压器的成本和动、热稳定性等有关,还与电力系统的稳定、供电质量以及继电保护等有联系。为了降低运行中的电能损失和电压波动,阻抗电压应小些;从减小短路电流考虑,阻抗电压应大些。但阻抗电压过大或过小,都会导致制造成本增加。标准系列电力变压器的阻抗电压百分数在国家标准中都在规定。阻抗电压百分数的两个分量与容量有关:电阻电压百分数 $U_R \%$ 随容量的增加而减小,而电抗电压百分数 $U_x \%$ 则增大。 $\frac{U_x \%}{U_R \%}$ 的比值,一般大型变压器可达 $10 \sim 15$,中小型变压器则在 $1 \sim 5$ 的范围内。

四、负载损耗

当额定电流流经一个绕组的线路端子,而另外一个绕组端子短接时,在额定频率下吸取的有功功率称变压器的负载损耗,负载损耗的数值应折算到参考温度(油浸式变

器为 75°C)。

负载损耗包括两个绕组的直流电阻损耗及附加损耗。附加损耗包括漏磁通在绕组导线内引起的涡流损耗、并联导绕间的环流损耗、漏磁通在钢结构件中产生的杂散损耗和引线损耗。

当漏磁通密度与导线截面一定时,涡流损耗与垂直于漏磁通方向的导线尺寸的平方成正比。导线尺寸小,涡流损耗也小。电流较大的绕组多采取几根并联导线换位绕制,以减少涡流损耗,换位完全时,并联导绕间的环流损耗可以减小。涡流损耗占电阻损耗的百分数一般应不超过 20%。

变压器负载运行时,漏磁通在钢结构件中产生涡流损耗和磁滞损耗,一般统称为杂散损耗。这种损耗有时可能导致局部过热,因此,特大型变压器的油箱壁及铁心夹件应采用低磁导率的材料来制造,或在油箱壁等表面衬垫硅钢板或铝板作为磁屏蔽或电屏蔽,以降低杂散损耗。

三相变压器的容量为 $1600\text{kV}\cdot\text{A}$ 及以下,低压电压为 400V ,连接组标号为 $\text{Y}_{,yn0}$ 时,其附加损耗占两个绕组直流电阻损耗的百分数一般在 $5\sim 15$ 之间,容量较大时,附加损耗较大。

五、突发短路

变压器的正常运行中,如果在其二次侧突然发生短路,则其绕组中将通过很大的短路电流,产生巨大的轴向和辐向电动力,有时由于绕组机械强度不够,压紧装置失灵,导致绕圈松散,匝间绝缘损坏而短接,引起局部过热和变压器油燃烧,甚至发展到油箱爆裂等一系列严重后果。

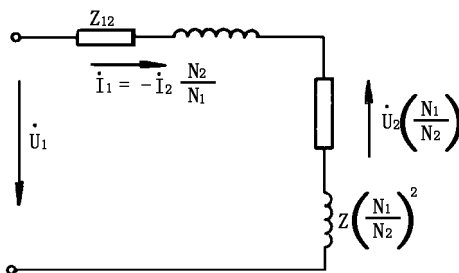


图 2-5-12 忽略空载电流的等值电路

变压器突发短路时,如果忽略空载电流,它相当于一个阻抗 Z_{12} (即图 2-5-12 中的 $Z=0$)。若不考虑系统阻抗,经推导得出短路瞬间的短路电流 i_{1k} 为

$$i_{1k} = \sqrt{2}I_{1k} [\cos\alpha e - \frac{R_{12}}{X_{12}} \omega t - \cos(\omega t + \alpha)]$$

$$R_{12} = R_1 + R_2 \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^2$$

$$X_{12} = X_1 + X_2 \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^2$$

式中 I_{1k} ——稳态短路电流；

α ——二次侧突发短路时一次电压的初相角；

R_{12} ——变压器的电阻；

X_{12} ——变压器的漏电抗。

短路电流 i_{1k} 变化的过渡过程取决于二次侧突发短路时一次电压 u_1 的初相解 α 。当 $\alpha = \frac{\pi}{2}$ 时 $i_{1k} = \sqrt{2} I_{1k} \sin \omega t$ 。这种情况与稳定短路相同，没有过渡过程。

当 $\alpha = 0$ 时，即电压 u_1 过零时发生短路，则 $i_{1k} = \sqrt{2} I_{1k} \times \left(e^{-\frac{R_{12}}{X_{12}} \omega t} - \cos \omega t \right)$ ，此时电流曲线如图 2-5-13 所示。这种情况最为严重。

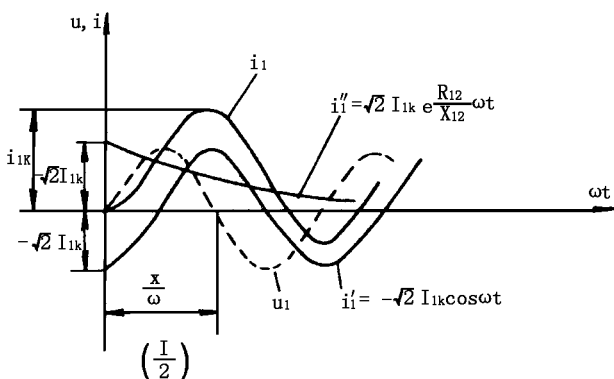


图 2-5-13 变压器突发短路时的电流曲线

当 $\omega t = \pi$ 时，短路电流的瞬时值达到最大峰值，为

$$i_{1k} = \sqrt{2} I_{1k} \left(1 + e^{-\frac{\pi R_{12}}{X_{12}}} \right) = K_k \sqrt{2} I_{1k}$$

$$K_k = 1 + e^{-\frac{\pi R_{12}}{X_{12}}}$$

式中 K_k 为短路电流的最大峰值与稳态短路电流 I_{1k} 幅值之比。当 $\frac{R_{12}}{X_{12}} \approx 0$ 时， $K_k \approx 2$ 。实际

上中小型变压器 $\frac{R_{12}}{X_{12}} = \frac{1}{2} \sim \frac{1}{3}$ ， $K_k = 1.2 \sim 1.3$ ，大型变压器 $\frac{R_{12}}{X_{12}} = \frac{1}{10} \sim \frac{1}{15}$ ， $K_k = 1.7 \sim 1.8$ 。

例如，一台 110kV 级、63MV·A 的双绕组变压器， $U_2\% = 10.5$ ，二次侧突发短路时，若一次电压 U_1 的初相角 $\alpha = 0$ ，则最大峰值短路电流将为变压器额定电流的 24 倍左右，此时绕组所承受的时动力将为变压器额定运行时的 580 倍左右。

按照国定标准 GB1094.1~1094.5 的规定，变压器应能承受外部短路的热系统容量的急剧增加，变压器应能承受外部短路的热、动稳定效应而无损伤。但实际上，随着电力

系统的不断扩大,系统容量的急剧增加,变压器制造技术的不能相应提高,变压器由于突发短路而损坏的事故正在逐年增多。这不能不引起制造部门和使用部门的密切注意。对使用部门来说,除了要研究开发先进的检测手段,尽可能做到“防患于未然”以外,在检修中还要特别加强绕组的稳定性和压紧装置的可靠性方面的工作。

第三节 变压器的运行性能

变压器的运行性能有电压调整率和效率,前者是指当电源电压和负载的功率因数为常数时,负载电流变化时变压器二次电压的变化规律;后者是指相同条件下负载电流变化时变压器效率的变化情况。

一、电压调整率

变压器负载运行时,由于变压器内部有电阻和漏电抗,负载电流通过时在变压器内部产生电压降,因此二次电压要比空载时的二次电压小。

负载运行时,在一次电压 U_1 不变的情况下,某一负载下的二次电压 U_2 与空载运行时二次电压 U_{02} 之差相对于 U_{02} 的百分数,叫做二次电压调整率 ϵ ,即

$$\epsilon = \frac{U_{02} - U_2}{U_{02}} \times 100\%$$

从负载运行相量图中也可以得到

$$\epsilon = (\beta U_R \% \cos\varphi_2 + U_R \% \Omega\varphi_2) + \frac{\beta^2 (U_X \% \cos\varphi_2 - U_R \% \sin\varphi_2)^2}{200}$$

$$\beta = \frac{S_2}{S_n}$$

式中 β ——负载系数 $\beta = \frac{\text{输出容量}}{\text{额定容量}}$;

S_2 ——输出容量;

S_n ——额定容量;

$U_R \%$ ——变压器的电阻电压百分数;

$U_X \%$ ——变压器的电抗电压百分数;

$\cos\varphi_2$ ——负载功率因数;

$\sin\varphi_2 = \pm \sqrt{1 - \cos^2\varphi_2}$, 滞后电流取正值,超前电流取负值。

如不需要特别准确时,可按下式计算

$$\varepsilon = \beta (U_R \% \cos\varphi_2 + U_X \% \sin\varphi_2)$$

电压调整率是衡量变压器供电质量好坏的指标之一。当变压器的阻抗压降百分数一定时,电压调整率主要与负载功率因数有关。在纯电阻负载 $\cos\varphi_2 = 1$ 时,电压调整率 ε 为最小; $\cos\varphi_2$ 较小、为感性负载时,电压调整率较大, ε 主要取决于 $U_X \%$,大型变压器的 $U_X \%$ 较大, ε 也较大;容性负载时电压调整率可能是负值,即随着负载电流的逐渐增加,二次电压反而升高。

二、效率

变压器负载运行时,其内部将产生空载损耗 P_0' 和负载损耗 P_K' 。空载损耗 P_0' 是指铁心的磁滞损耗以及铁心的附加损耗。磁滞损耗是由硅钢片材料的磁滞回线决定的,涡流损耗则与材料的电阻率成反比,并与硅钢片厚度的平方成正比,两者还与铁心中的磁密度大小有关。铁心的附加损耗则与制造工艺有关。负载损耗 P_K' 是指绕组和引线的直流电阻损耗以及附加损耗。负载损耗中的附加损耗包括绕组的涡流损耗和油箱壁等钢结构件中的杂散损耗,变压器额定容量较大时,这部分损耗在负载损耗中所占比重较大。温度升高时直流电阻损耗与温度换算系数成正比,而附加损耗可近似按与温度换算系数成反比考虑。

在已知输出有功功率 P_2 和损耗的情况下,变压器的输入有功功率 P_1 为 $P_1 = P_2 + P_0' + P_K'$ 。

空载损耗在负载变化时由于电压变化较小,可以认为相当于额定电压下的空载损耗 P_0 保持不变,即 $P_0' = P_0$,一般从空载试验可以得出变压器的空载损耗。负载损耗在负载变化时,将与负载电流的平方成正比,与额定电流时负载损耗 P_K 的关系为 $P_K' = \beta^2 P_K$,其中 β 为负载系数,它一般从负载试验可以得出。

变压器的输入有功功率 $P_1 = P_2 + P_0 + \beta^2 P_K$ 。

变压器的功率 η 为输出有功功率 P_2 与输入有功功率 P_1 之比,以百分数表示为

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \times 100\%$$

即
$$\eta = \left(1 - \frac{P_0 + \beta^2 P_K}{\beta U_2 I_2 \cos\varphi_2 + P_0 + \beta^2 P_K} \right) \times 100\%$$

由上式可以看出,在忽略变压器内部阻抗的影响(即认为 U_2 不变)下,变压器的效率不但随负载系数 β 而变化,而且还随负载的功率因数 $\cos\varphi_2$ 而变化。在 β 不变的情况下, $\cos\varphi_2$ 越小, η 也越小, $\cos\varphi_2$ 越大, η 也越大;在电感性负载下 $\cos\varphi_2 = 1$, η 达最大值。如果在 $\cos\varphi_2$ 不变的情况下,从上式可以得出 η 与 β 的关系曲线,如图 2-5-14 所示。

由图 2-5-14 可见,当 β 由 0 上升时, η 起初急剧地升高,然后则平稳地升高到某一最大值 η_{\max} ,再平衡地降低。为求出 η_{\max} ,对上式微分,并令其等于零,即得 $\beta = \sqrt{\frac{P_0}{P_k}}$ 。此式表明变压器在负载损耗等于空载损耗的情况下运行时,效率达最大值。若变压器的空载损耗等于其负载损耗的 $\frac{1}{4}$,则最大效率时负载系数 $\beta = 0.5$ 。

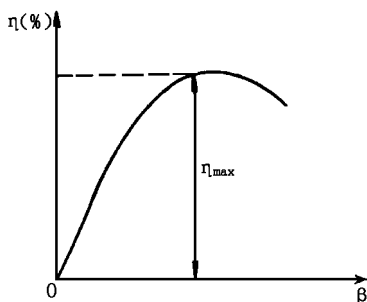


图 2-5-14 η 与 β 的关系曲线

通常,中小型变压器的效率 η 约在 97% ~ 99% 的范围内,大型变压器一般在 99.5% 以上。

第四节 变压器的连接组标号

一、变压器绕组绕向、端子标志及相量关系

绕组绕向有左绕和右绕两种,如图 2-5-15 所示。

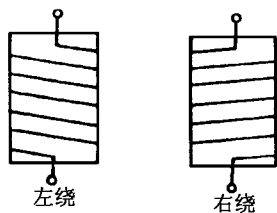


图 2-5-15 绕组绕向

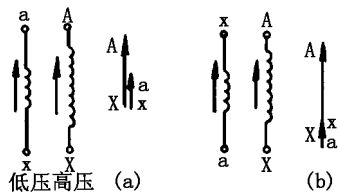


图 2-5-16 绕组端子标志与感应电势的相位关系

(a) 减极性 (b) 加极性

图 2-5-16 为绕组端子标志感应电势的相位关系。它表示高、低压绕组感应电势的相位关系决定于绕组绕向和端子标志。图中,单相变压器的两个绕组绕在同一铁心柱上,其上端为起头,下端为末头,且绕向相同。在图 2-5-16(a)中两绕组的感应电势同

相位,通常称为减极性。在图 2-5-16(b)中,将低压绕组的端子标志 a_x 对换(或端子标志不变,绕向与高压绕组不同),则感应电势的相位相对位移 180° ,称为加极性。通常单相变压器的端子标志 A (高压)和 a (低压)属同极性, X (高压)和 x (低压)属同极性;三相变压器的 A 和 a 、 X 和 x 、 B 和 b 、 Y 和 y 、 C 和 c 、 Z 和 z 都是同极性的。

二、三相变压器绕组的连接法

三相变压器绕组可以连接成星形(Y 或 y)、中性点引出的星形(YN 或 yn)、三角形(D 或 d)及中性点引出的曲折形(zn)。

(1) Y (高压)或 y (中压或低压)连接法。线电流等于相电流,线电压等于相电压的 $\sqrt{3}$ 倍,因中性点不能引出,只能取得一种电压,即线电压,按照基尔霍夫第一定律,零序电流和三次谐波电流不能通过。

(2) YN (高压)或 yn (中压或低压)连接法。线电流等于相电流,线电压等于相电压的 $\sqrt{3}$ 倍,因中性点能引出,可心取得两种电压,即线电压和相电压;零序电流和三次谐波电流可以通过。

(3) Δ (高压)或 δ (中压或低压)连接法。线电压等于相电压,只能取得一种电压,线电流等于相电流的 $\sqrt{3}$ 倍,零序电流和三次谐波电流能在其中形成循环电流,但不能流出三角形连接之外,即对零序电流能起隔离作用,又能给励磁电流中三次谐波分量提供通路,从而保证相电压为正弦波形。

(4) zn (低压)连接法。绕电流等于相电流,线电压等于相电压的 $\sqrt{3}$ 倍,因中性点能引出,可以取得两种电压,即绕电压和相电压,零序电流和三次谐波电流可以通过。

三、连接组标号

对于三相变压器,随着一次绕组和二次绕组的连接法的不同以及相序和极性的不同排列,一次绕组与二次绕组端电压之间存在着不同的相位差,其差值在 $0^\circ \sim 360^\circ$ 间, 30° 的级差变化。每一级差代表一个连接组。这正与钟表计时由 1 点到 12 点的变化是相似的。因此,三相变压器一、二次绕组的连接法,可按端电压间的相位差,用钟表计时的办法,划分为 12 个不同的连接组。

按国家标准规定,钟表计时法是以高压侧线电压相量作为分针(长针)并固定在 0(12)点位置不动,中压或低压侧线电压相量作为时针(短针)旋转,每旋转 30° 为一个钟点累计。例如,连接组标号 $YN,d11$ 中的连接组,见图 2-5-17,是由一次绕组的连接法 YN 及二次绕组的连接法 d 所组成的,一、二次绕组的极性对应一致,相序排列为低压 a 相对高压 A 相,低压 b 相对高压 B 相,低压 c 相对高压 C 相。标号 11 表示 11 点钟,即低压侧线电压相量滞后于高压侧线电压相量 $11 \times 30^\circ = 330^\circ$ 。又如:连接组标号 $YN, \alpha 0$,

d11 表示一台带第三绕组的三相自耦变压器,自耦连接(用 a 表示)的一对绕组为中性点引出的是星形连接法(用 YN 表示),第三绕组为三角形连接法(用 d 表示)。自耦连接的一对绕组电压同相位(用 0 表示),而三角形连接法绕组的电压滞后于星形连接法绕组的电压 $11 \times 30^\circ = 330^\circ$ (用 11 表示)。

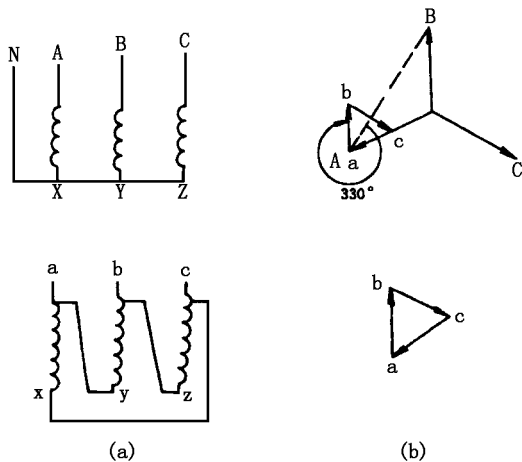


图 2-5-17 连接组标号 YN,d11

(a)绕组的连接法 (b)高低压侧电压相量

三相变压器的各种连接组标号及同组并联运行时端子变换法见表 2-5-1。表中所示高、低压绕组的绕向均相同。

四、连接组标号的表征形式

在三条中,变压器的连接组标号是用钟表计时的办法表示位移关系,这是一种基本表征形式,由此可心得出相位表测定法。

此外,从连接组标号的电压量值表征形式,可心得出双电压表测定法与交流电桥测定法;从连接组标号的极性排列组合表征形式,可以得出极性测定法。

(一)连接组标号的电压量值表征形式

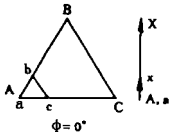
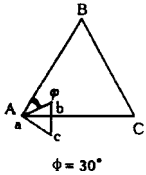
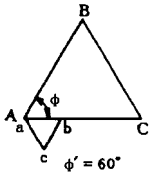
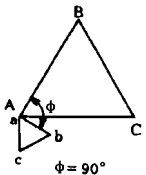
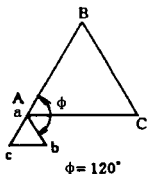
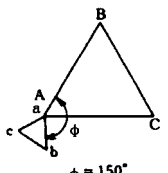
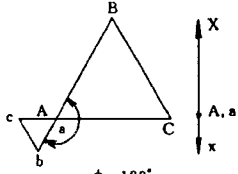
表 2-5-2 为连接组标号的电压量值表征形式,从高、低压侧线电压三角形的综合相量图,运用解析几何原理即可解出三个特定的电压量值。现以连接组标号 Y,d11 为例,其线电压三角形的综合相量图如图 2-5-18 所示。图 2-5-18 中,高压侧线电压相量三角形 $\triangle ABC$ 和低压侧线电压相量三角形 $\triangle abc$ 之间的相位关系(连接组标号)可以用电压 U_{bB} 、 U_{cB} 及 U_{bC} 的大小来表征。

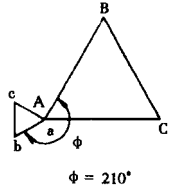
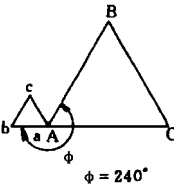
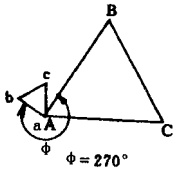
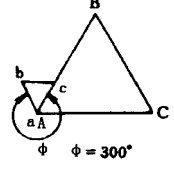
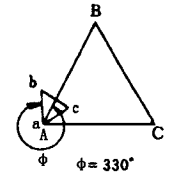
表 2-5-1 三相变压器的各种连接组标号及同组并联运行时端子变换法

组别	连接组标号的数字	线电压相位移	线电压相量图	绕组连接法和端子标志			同组并联运行时端子排列
				Y _y	D _d	D _z	
I	0	0°					A, B, C a, b, c
	4	120°					A, B, C c, a, b
	8	240°					A, B, C b, c, a
II	6	180°					A, B, C a, b, c
	10	300°					A, B, C c, a, b
	2	60°					A, B, C b, c, a

组别	连接组标号的数字	线电压相位移	线电压相量图	绕组连接法和端子标志			同组并联运行时端子排列
				Y y	D d	D z	
IV	11	330°					A、B、C a、b、c
	3	90°					A、B、C c、a、b
	7	210°					A、B、C b、c、a
III	5	150°					A、B、C a、b、c
	9	270°					A、B、C c、a、b
	1	30°					A、B、C b、c、a

表 2-5-2 连接组标号的电压量值表征形式

连接组 标号	绕组连接法	综合相量图	U_{1B}	U_{1C}	U_{cB}
0	Y _{ny} ;D _{nd} ; D _n (I, I)(I/I)		$U_{ab}(k-1)$	$U_{ab}\sqrt{1-k+k^2}$	$U_{ab}\sqrt{1-k+k^2}$
1	Y _{nd} ;D _{ny} ; Y _{nz}		$U_{ab}\sqrt{1-\sqrt{3}k+k^2}$	$U_{ab}\sqrt{1-\sqrt{3}k+k^2}$	$U_{ab}\sqrt{1+k^2}$
2	Y _{ny} ;D _{nd} ; D _{nz}		$U_{ab}\sqrt{1-k+k^2}$	$U_{ab}(k-1)$	$U_{ab}\sqrt{1+k+k^2}$
3	Y _{nd} ;D _{ny} ; Y _{nz}		$U_{ab}\sqrt{1+k^2}$	$U_{ab}\sqrt{1-\sqrt{3}k+k^2}$	$U_{ab}\sqrt{1+\sqrt{3}k+k^2}$
4	Y _{ny} ;D _{nd} ; D _{nz}		$U_{ab}\sqrt{1+k+k^2}$	$U_{ab}\sqrt{1-k+k^2}$	$U_{ab}(1+k)$
5	Y _{nd} ;D _{ny} ; Y _{nz}		$U_{ab}\sqrt{1+\sqrt{3}k+k^2}$	$U_{ab}\sqrt{1+k^2}$	$U_{ab}\sqrt{1+\sqrt{3}k+k^2}$
6	Y _{ny} ;D _{nd} ; D _n (I/I)		$U_{ab}(1+k)$	$U_{ab}\sqrt{1+k+k^2}$	$U_{ab}\sqrt{1+k+k^2}$

连接组 标号	绕组连接法	综合相量图	U_{bB}	U_{bC}	U_{cB}
7	$Y_{d1}; D_{y1};$ Y_{z1}	 $\phi = 210^\circ$	$U_{ab} \sqrt{1 + \sqrt{3}k + k^2}$	$U_{ab} \sqrt{1 + \sqrt{3}k + k^2}$	$U_{ab} \sqrt{1 + k^2}$
8	$Y_{y1}; D_{d1};$ D_{z1}	 $\phi = 240^\circ$	$U_{ab} \sqrt{1 + k + k^2}$	$U_{ab}(1 + k)$	$U_{ab} \sqrt{1 - k + k^2}$
9	$Y_{d1}; D_{y1};$ Y_{z1}	 $\phi = 270^\circ$	$U_{ab} \sqrt{1 + k^2}$	$U_{ab} \sqrt{1 + \sqrt{3}k + k^2}$	$U_{ab} \sqrt{1 - \sqrt{3}k + k^2}$
10	$Y_{y1}; D_{d1};$ D_{z1}	 $\phi = 300^\circ$	$U_{ab} \sqrt{1 - k + k^2}$	$U_{ab} \sqrt{1 + k + k^2}$	$U_{ab}(k - 1)$
11	$Y_{d1}; D_{y1};$ Y_{z1}	 $\phi = 330^\circ$	$U_{ab} \sqrt{1 - \sqrt{3}k + k^2}$	$U_{ab} \sqrt{1 + k^2}$	$U_{ab} \sqrt{1 - \sqrt{3}k + k^2}$

注 1. 接线组别为 0 和 6 时, 括号中(1/1)适用于单相变压器。

2. k 为高压侧与低压侧线电压之比。

从 $\triangle AbB$ 得出

$$\begin{aligned}
 U_{bB}^2 &= U_{AB}^2 + U_{ab}^2 - 2U_{AB}U_{ab}\cos 30^\circ \\
 &= U_{ab}^2 \left(\frac{U_{AB}^2}{U_{ab}^2} + 1 - \sqrt{3} \frac{U_{AB}}{U_{ab}} \right) \\
 &= U_{ab}^2 (k^2 + 1 - \sqrt{3}k) \\
 U_{bB} &= U_{ab} \sqrt{1 - \sqrt{3}k + k^2}
 \end{aligned}$$

式中 k——高压侧与低压侧线电压之比。

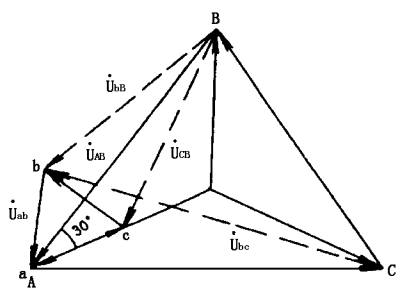


图 2-5-18 Y_d11 线电压三角形的综合相量图

用同样方法,从△ABC 得出

$$U_{cB} = U_{ab} \sqrt{1 - \sqrt{3}k + k^2}$$

在直角三角形 Abc 中

$$U_{bC}^2 = U_{ab}^2 + U_{Ac}^2 = U_{ab}^2 + U_{AB}^2 = U_{ab}^2 \left(1 + \frac{U_{AB}^2}{U_{ab}^2} \right)$$

$$= U_{ab}^2 (1 + k^2)$$

$$U_{bC} = U_{ab} \sqrt{1 + k^2}$$

连接组标号的电压量值表征形式,以上述方法得出的 U_{bB} 、 U_{cB} 及 U_{bC} 汇总在表 2-5-2 内。

(二) 连接组标号的极性排列组合表征形式

变压器连接组标号的变化,实质上是由高压侧和低压侧三相共 6 个绕组的极性变化和排列组合所引起的。表 2-5-3 为连接组标号的极性排列组合表征形式,其中所列的不同连接组标号与极性变化的规律,可以通过对连接组标号已知的变压器进行试验求得。

表 2-5-3 连接组标号的极性排列组合表征形式

通 电 (高压侧) + -	极性测量(低压侧)								
	ab	bc	ca	ab	bc	ca	ab	bc	ca
	第(0)组			第 4 组			第 8 组		
AB	+	-	-	-	-	+	-	+	-
BC	-	+	-	+	-	-	-	-	+
CA	-	-	+	-	+	-	+	-	-
	第 6 组			第 10 组			第 2 组		
AB	-	+	+	+	+	-	+	-	+
BC	+	-	+	-	+	+	+	+	-
CA	+	+	-	+	-	+	-	+	+

通 电 (高压侧) + -	极性测量(低压侧)								
	ab	bc	ca	ab	bc	ca	ab	bc	ca
	第 11 组			第 3 组			第 7 组		
AB	+	0	-	0	-	+	-	+	0
BC	-	+	0	+	0	-	0	-	+
CA	0	-	+	-	+	0	+	0	-
	第 1 组			第 5 组			第 9 组		
AB	+	-	0	-	0	+	0	+	-
BC	0	+	-	+	-	0	-	0	+
CA	-	0	+	0	+	-	+	-	0

五、常用连接组标号的比较

(一) 连接组标号 $Y, y0$

1. 一次绕组 Y 连接法, 其中特点不能引出与电源中性点连接, 三相的三次谐波电流不能在一次侧流通, 励磁电流近于正弦波形, 而磁通及电势就不是正弦波形。当变压器为单相组或三相五柱铁心式时, 由于各相有独立的闭合磁路, 主磁通中除基波外还含有较大的三次谐波分量, 其波形呈平顶状, 由此感应的相电势则呈尖顶状, 即相电势含有较大的三次谐波分量, 但线电势中没有三次谐波分量。三次谐波电势会使相电势的最大值增高, 对绕组绝缘不利。因此连接组标号 $Y, y0$ 不能用于单相组或三相五柱铁心式变压器。当变压器为三相三柱铁心式时, 各相磁路相互连通, 三次谐波磁通只能从铁轭向外, 通过绝缘油等非铁磁介质以及油箱壁等形成闭合回路, 由于磁阻很大, 三次谐波磁通很小, 主磁通和相电势仍近于正弦波形, 但三次谐波磁通将在油箱壁等钢结构件中产生损耗, 对特大型变压器可能导致局部过热。

2. 绕组导线截面大, 绕组的空间利用率高, 材料用量较少, 制造成本较低。
3. 一、二次绕组中性点都不能引出, 只能获得一种电压。
4. 可以隔离零序电流。
5. 适用于中小容量的联络变压器或三相负荷对称的特种变压器。

(二) 连接组标号 $Y, yn0$

1. 大部分情况与连接组标号 $Y, y0$ 相同。
2. 二次绕组中性点可引出, 可供三相四线制负荷。但若三相负荷不平衡时, 除了三相的阻抗电压不同外, 由于二次侧中性线内有零序电流, 各个铁心柱一、二次绕组的磁势不相等, 有剩余零序磁势, 从而产生零序磁通。同上面连接组标号 $Y, y0$ 所述, 对三相三柱铁心式变压器, 零序磁通和零序电势都较小, 若三相变压器的容量不超过 $16000\text{kV}\cdot\text{A}$, 且中性点电流不超过额定电流的 25% 时, 中性点偏移很小, 对运行影响不大。但零序磁通将在油箱壁等钢结构件中产生损耗。

3. 二次侧负荷严重不平衡时,除钢结构件中损耗增加较多以外,若中性线设计截面较小而烧断,往往导致中性点电位偏移过多,将高电压引起居民室内而发生家用电器烧损事故,而且对居民人身安全也构成潜在危害。

4. 实际运行经验和理论分析证明, $Y_{,yn0}$ 变压器的防雷性能较差,存在着一次侧进波逆变换和二次侧进波正变换的过电压问题,其雷击的损坏率较高。

5. 适用于三相容量为 $1600\text{kV}\cdot\text{A}$ 及以下的配电变压器,要求二次侧三相负荷基本保持平衡,或其中性线电流不超过额定电流的 10% ;要求使用地点的接地电阻较低,而二次侧也应装设完善的防雷保护器件。

(三)连接组标号 $YN_{,yn0}$

1. 一、二次绕组中性点均可引出,三次谐波电流和零序电流均可流通,因此没有 $Y_{,y0}$ 及 $Y_{,yn0}$ 两种连接组标号所具有的缺点。

2. 零序阻抗和正序阻抗基本相同。

3. 适用于联络变压器。

(四)连接组标号 $Y_{,d11}$ 、 $YN_{,d11}$ (或 $Y_{,d1}$ 、 $YN_{,d1}$)

1. 二次绕组三角形连接法,零序电流和三次谐波电流能在其中形成环流,但不能流出三角形接线之外,即对零序电流能起隔离作用,对励磁电流中三次谐波分量提供通路,从而保证相电压为正弦波形。

2. $YN_{,d11}$ 或 $YN_{,d1}$ 时,零序阻抗与正序阻抗基本相同。

3. 适用于各类大中型变压器。

(五)连接组标号 $D_{,yn11}$ (或 $D_{,yn1}$)

1. 一次绕组 D 连接法与 Y 连接法比较,匝数增加,导线截面较小,绕组的空间利用率低,由于一次绕组体积增大,铁心的材料用量随之增加。另外变压器的额定容量较小时,一次绕组的机械强度较差。

2. 由于三次谐波电流可以在 D 连接法绕组的闭合回路内流通,相电压中没有三次谐波分量。

3. 由于雷电流可以在 D 连接法绕组内流通,雷电流在每个铁心柱上的总磁势几乎等于零,消除了正、逆变换过电压,所以 $D_{,yn11}$ (或 $D_{,yn1}$) 变压器的防雷性能好。

4. 二次绕组中性点可引出,可供三相四线制负荷。在二次侧三相负荷不平衡时,零序电流在每个铁心柱上的总磁势等于零,所以二次侧中性线电流可允许达到额定电流的 100% 。

5. 适用于三相容量为 $2000\sim 2500\text{kV}\cdot\text{A}$ 及以下的配电变压器。

(六)连接组标号 $Y_{,zn11}$ (或 $Y_{,zn1}$)

1. 二次绕组 z 连接法与 y 连接法比较,在理论上单是二次绕组的导线要多用 15.5% 。实际上,由于二次绕组放在一次绕组的里面,二次绕组体积增大后,一次绕组和

铁心的材料用量都随之增加。

2. 二次绕组 z 连接法, 在每个铁心柱上绕有匝数相等的两半(线匝), 由每相的上一半与另一相的下一半反接串联而成, 当雷电流通过时, 两半的磁势大小相等而方向相反, 雷电流在每个铁心柱上的总磁势几乎等于零, 因此在一次绕组中就不会感应出高电压, 从而消除了正、逆变换过电压, $Y_{zn11}(Y_{zn1})$ 变压器的防雷性能好。

3. 同理, 二次绕组 z 连接法, 在相电压中无三次谐波分量。一次绕组的情况同 Y_{y0} 。

4. 二次绕组 z 连接法中性点可引出, 可供三相四线制负荷。在二次侧三相负荷不平衡时, 由于所需要的零序系统的平衡安匝可在绕组自身中产生, 所以其中性线电流可允许达到额定电流的 100%。

5. 适用于三相容量为 $500\text{kV}\cdot\text{A}$ 及以下的配电变压器。

第五节 变压器的并联运行

考虑到变压器的制造质量不可能绝对可靠, 要保证电网安全运行和降低电能损耗, 通常采用两台或三台变压器并联运行。每台变压器分担变电所总传送容量的 50% ~ 65%, 一旦其中有一台变压器发生故障而退出运行时, 其余变压器仍可承担变电所的总传送容量而安全可靠地运行。平时由于每台变压器的通过容量只有其额定容量的 50% ~ 65%, 所以其负载损耗只有其额定值的 25% ~ 42%。但是也不能认为并联运行的变压器台数越多越好, 因为这会使每台变压器的容量过小、台数过多, 而且变电所接线复杂、占地较大, 总的投资将增加很多。

变压器的并联运行是指并联的各台变压器的一次绕组和二次绕组分别以端子对端子直接连接, 共同运行。理想的运行情况是: 当变压器已经并联起来但还没有带负荷时, 各台变压器二次侧之间应没有循环电流, 各台变压器仍如同各自空载时一样, 只有各自的空载电流。当带上负荷后, 各台变压器应能按比例合理地分担负荷, 即每台变压器的通过容量分别与各自的额定容量成正比。要获得这样理想运行, 就要求各变压器能满足并联运行的必要条件。

一、并联运行的必要条件

并联运行的必要条件如下:

1. 所有并联运行变压器的电压比(一次绕组额定电压与二次绕组额定电压之比)必须相等。

2. 各变压器连接组标号中的数字要相同,即二次侧电压对一次侧电压的相位移相同。

3. 为了使负荷分配得合理,要求各变压器的阻抗电压百分数相等。

两台变压器并联运行,若电压比不相等,即使没有带负荷,由于两台变压器的二次侧电压不相等,电压高的一台变压器向电压低的一台输送电流,从而在并联的二次绕组中产生循环电流。此循环电流 I_c 的大小与并联变压器的阻抗电压百分数有关。

$$I_c = \pm (U_A - U_B) \left(\frac{U_{kA} \% U_A}{100 I_{An}} + \frac{U_{kB} \% U_B}{100 I_{Bn}} \right)^{-1}$$

式中 U_A 、 U_B ——变压器 A 和 B 的二次线电压,若 $U_A > U_B$,则在变压器 A 和 I_c 取正号,变压器 B 中取负号;

I_{An} 、 I_{Bn} ——变压器 A 和 B 的额定二次线电流;

$U_{kA} \%$ 、 $U_{kB} \%$ ——变压器 A 和 B 的阻抗电压百分数。

〔例〕变压器 A 容量为 $400\text{kV}\cdot\text{A}$,电压比为 $10000/400\text{V}$,阻抗电压百分数为 4.2 ;变压器 B 容量为 $500\text{kV}\cdot\text{A}$,电压比为 $1000/390\text{V}$,阻抗电压百分数为 3.8 。问两者并联运行时循环电流为多少?

解
$$I_{An} = \frac{400 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400} = 577.4 (\text{A})$$

$$I_{Bn} = \frac{500 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 390} = 740.2 (\text{A})$$

$$I_c = (400 - 390) \times \left(\frac{4.2 \times 400}{100 \times 577.4} + \frac{3.8 \times 390}{100 \times 740.2} \right)^{-1} \\ = 203.6 (\text{A})$$

从例中可以看出,由于两台变压器的电压比不相同,并联运行时循环电流是相当大的。当并联的变压器在负载运行时,循环电流始终存在,变压器 A 和 B 的负载电流 I_A 和 I_B 分别与循环电流相量相加后为 $I_A + i_c$ 和 $I_B - i_c$,则变压器 A 的通过电流增加,变压器 B 的通过电流则减少。为了避免过热,变压器一般不能长期过载运行,这样必须降低总的输出负荷,使变压器 A 在不超过额定容量下运行,而变压器 B 就只能在低于额定容量下运行。这不仅使设备能力不能得到充分利用,而且循环电流产生的损耗也是相当大的。

两台变压器并联运行,若阻抗电压不相等,两台变压器内的负荷分配将不合理。总的负荷电流 I 在变压器 A 和 B 中的分配可按下式计算

$$\left. \begin{aligned} I_A &= I \left(1 + \frac{S_{Bn} U_{kA} \%}{S_{An} U_{kB} \%} \right)^{-1} \\ I_B &= I \left(1 + \frac{S_{Bn} U_{kB} \%}{S_{Bn} U_{kA} \%} \right)^{-1} \end{aligned} \right\}$$

式中 S_{An} 、 S_{Bn} ——变压器 A 和 B 的额定容量,通常 $\frac{S_{An}}{S_{Bn}} \leq 3$;

$U_{kA} \%、U_{kB} \%$ ——变压器 A 和 B 的阻抗电压百分数。

二、常用连接组标号的端子变换法

变压器连接组标号中的数字可归纳为 4、8、0(组 I)、10、2、6(组 II)、1、5、9(组 III)及 7、3、11(组 IV)等 4 组。对同一组中数字不同的变压器,将相应端子的标志按表 2-5-1 变换后,使连接组标号中的数字相同,就仍可并联运行。

1、5 和 7、11 两类的并联运行,其端子的改接方法见图 2-5-19。

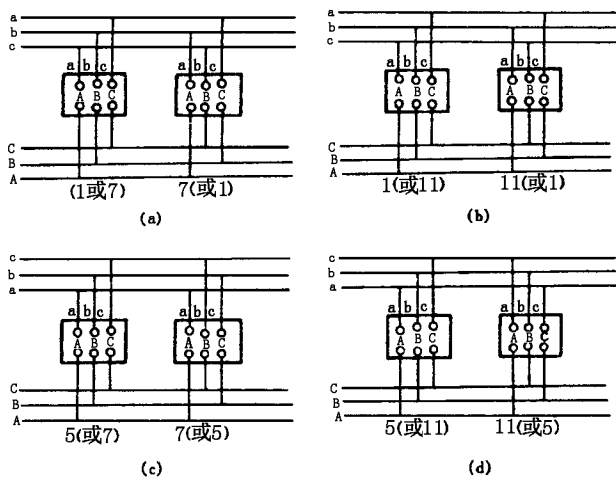


图 2-5-19 端子连接图

(a) 1、7 端子连接 (b) 1、11 端子连接;

(c) 5、7 端子连接 (d) 5、11 端子连接

属于不同组的两台变压器是不能并联运行的,但属于组 III 和组 IV 的除外,即组 I 不能与组 II、组 III、组 IV 并联;组 II 不能与组 I、组 III、组 IV 并联;组 III 不能与组 I、组 II 并联;组 IV 不能与组 I、组 II 并联。

第六节 变压器的经济运行

变压器是电力网中的主要电气设备,由于它的运行时间长,而农村负荷的季节性变化又很大,如何使变压器在较经济的状况下运行,是降低电力网损失的主要措施之一。

一、变压器的经济负荷

变压器在传输电能过程中,本身要消耗一部分电能,这部分电能损耗由两项组成,即

铁损和铜损。铁损是励磁电流在铁芯中造成的损耗,基本上固定不变,叫做不变损耗。铜损的大小与变压器所带负荷电流的平方成正比,这部分损耗是可变的,叫做可变损耗。

如果变压器的输入功率为 P_1 ,输出功率为 P_2 ,铜损为 P_{ke} ,铁损为 P_0 ,则:

$$P_1 = P_2 + P_{ke} + P_0 \quad (1)$$

变压器的输出功率与输入功率之比,叫做变压器的效率(η):

$$\eta = \frac{P_1}{P_2} \quad (2)$$

由上两式,可得:

$$\eta = \frac{P_2}{P_2 + P_{ke} + P_0} \quad (3)$$

如果二次侧的电压变化可以略去不计,则变化负荷的输出功率为:

$$P_2 = \beta P_e \cos\varphi_2 \quad (4)$$

式中 β ——负载系数 $\beta = I_2/I_{2e}$;

I_2 ——实际负荷电流, A;

I_{2e} ——二次侧额定电流, A;

P_e ——变压器的额定功率, W;

$\cos\varphi_2$ ——输出功率为 P_2 时的功率因数。

因为铜损与负荷电流的平方成正比,所以变压器带任意负荷时的铜损功率为:

$$P_k = \left(\frac{I_2}{I_{2e}}\right)^2 P_{ke} = \beta^2 P_{ke} \quad (5)$$

(3)式可改写为:

$$\eta = \frac{\beta P_e \cos\varphi_2}{\beta P_e \cos\varphi_2 + \beta^2 P_{ke} + P_0} \quad (6)$$

由(6)式可知,如果功率因数不变,变压器的效率将随负荷的变化而变化。因此,变压器效率最高的条件可对(6)式的 β 求导数,并令它等于零,即

$$\frac{d\eta}{d\beta} = 0$$

求导后,经整理可得:

$$P_0 = \beta^2 P_{ke} \quad (7)$$

分析、比较公式(5)和(6)可知:当变压器的不变损耗等于可变损耗时,即变压器的铜损和铁损相等时,效率达到最大值,变压器处于最经济运行状态。这时变压器所带负荷叫做经济负荷。因此,变压器的经济负荷系数为:

$$\beta = \sqrt{\frac{P_0}{P_{ke}}} \quad (8)$$

例如:有一台 35/10kV 铜绕组变压器,容量为 1800kVA,空载损耗 $P_0 = 8300\text{W}$,短路损耗 $P_{ke} = 24000\text{W}$,则:

$$\beta = \sqrt{\frac{P_0}{P_{ke}}} = \sqrt{\frac{8300}{24000}} = 0.588$$

即这台变压器的负荷等于额定负荷的 58.8% 时最经济,这时的负荷约为 1058kVA,铜损等于铁损,约为 8.3kW(当变压器满负荷运行时,可变损耗为 24kW,是不变损耗的近 3 倍)。

又如有一台 35/10kV 铝绕组变压器,容量为 2000kVA, $P_0 = 3600W$, $P_{ke} = 24000W$,其 $\beta = 0.387$ 。这台变压器的负荷是额定负荷的 38.7% 时最经济,这时的负荷约为 774kVA。如果这台变压器满负荷运行,则其负荷是经济负荷的 2.58 倍,但可变损耗是不变损耗的 6.6 倍。

以上两例说明,当实际负荷大于变压器的经济负荷时,变压器的可变损耗将会成倍的增长。当然,在实际运行中,变压器不可能经常在经济负荷下运行,应根据各变电所的不同情况,制定一个负荷范围,这个范围的上下限与经济负荷的差值不宜过大,使变压器在这个范围内运行,比较经济。

二、主变的经济运行方式

在变电所的主变运行方式中,为了提高供电的可靠性和运行的灵活性,通常安装两台或两台以上容量、型式相同的变压器并列运行。当有一台变压器发生故障或检修时,可由其余的变压器继续供电。在轻负荷时,若并列运行的变压器的台数不变,则线圈中的铜损(电阻损耗)很小,而铁损在总损耗中所占的比重较大。这时可把多余的变压器切除,或只留一台变压器运行,以减少变压器的总损耗。在这种情况下,由于负荷加在一台变压器上,变压器的铜损有所增加,但减少了变压器的铁损。如果铁损的减少数大于铜损的增加数,这时切除一台变压器就可使总损耗下降,实现主变的经济运行。

现有两台 SJL-2000/35 主变,其空载损耗 $P_0 = 4200W$,短路损耗 $P_{ke} = 24000W$,当在一定负荷下,由一台或两台变压器供电时,其损耗情况列于表 2-5-4。

由表 2-5-4 可知,当负荷达到某一数值时,由一台主变运行和两台主变并列运行其总损耗是相等的。负荷小于这一数值时,应由一台主变运行,负荷大于这一数值时,应由两台主变并列运行。下面具体进行讨论。

表 2-5-4 一台或两台主变运行损耗表

负荷 (kVA)	一台运行(W)			两台并列运行(W)		
	总损(ΔP)	铁损(P_0)	铜损(P_{ke})	总损(ΔP)	铁损(P_0)	铜损(P_{ke})
800	8040	4200	3840	10320	8400	1920
900	9060	4200	4860	10830	8400	2430
1000	10200	4200	6000	11400	8400	3000

负荷 (kVA)	一台运行 (W)			两台并列运行 (W)		
	总损(ΔP)	铁损(P ₀)	铜损(P _{ke})	总损(ΔP)	铁损(P ₀)	铜损(P _{ke})
1200	12840	4200	8640	12720	8400	4320
1400	15960	4200	11760	14280	8400	5880
1600	19560	4200	15360	16080	8400	7680
1800	23640	4200	19440	18120	8400	9720
2000	28200	4200	24000	20400	8400	12000

(一) 变压器的容量、型式相同时的运行

由表 2-5-4 可以看出, 在某一负荷时, 由一台主变供电或由两台主变供电, 其总损耗相等, 这个负荷可称为“临界负荷”。如果有 n 台容量相等、型式相同的变压器并列运行, 其经济负荷及运行方式的公式可以这样推导: n 台变压器并列运行的最经济点必须是 n 台变压器不变损耗之和等于 n 台变压器可变损耗之和, 即

$$nP_0 = \beta^2 nP_{ke}$$

如还需要考虑由于变压器的无功功率损耗所引起的有功功率损耗时(当变压器容量较小时, 这一损耗可忽略不计), 上式可改写为:

$$r(P_0 + C_j Q_0 = \beta^2 r(P_{ke} + C_j Q_{ke}))$$

$$Q_0 = I_0 \% S_e \frac{1}{100}$$

$$Q_{ke} = U_{zk} \% S_e \frac{1}{100}$$

式中 C_j ——无功功率经济当量, kW/kvar;

Q_0 ——一台变压器空载时的无功功率损耗, kvar;

Q_{ke} ——一台变压器短路无功损耗, kvar。

$I_0 \%$ ——空载电流百分数;

$U_{zk} \%$ ——阻抗电压百分数;

S_e ——一台变压器的额定容量, kVA。

当一台变压器的额定容量为 S_n , 而变压器的实际负荷为 S 时,

$$\beta^2 = \left(\frac{S}{S_n}\right)^2$$

如果有 n 台变压器在某一负荷下并列运行, 其总损耗为:

$$\Delta P_{\Sigma 1} = r(P_0 + C_j Q_0) + r(P_{ke} + C_j Q_{ke}) \left(\frac{S}{nS_e}\right)^2$$

$$= r(P_0 + C_j Q_0) + \frac{1}{n}(P_{ke} + C_j Q_{ke}) \left(\frac{S}{S_e}\right)^2$$

当负荷减少,需要切除一台变压器时,其总损耗为:

$$\Delta P_{\Sigma 2} = (n-1)(P_0 + C_j Q_0) + \frac{1}{n-1}(P_{ke} + C_j Q_{ke}) \left(\frac{S}{S_e}\right)^2$$

假如有一个负荷为 S_j ,当 n 台变压器并列运行与 $(n-1)$ 台变压器并列运行带 S_j 负荷造成的总损耗相等,则这个负荷 S_j 叫做“临界负荷”,即:

$$\begin{aligned} n(P_0 + C_j Q_0) + \frac{1}{n}(P_{ke} + C_j Q_{ke}) \left(\frac{S_j}{S_e}\right)^2 \\ = (n-1)(P_0 + C_j Q_0) + \frac{1}{n-1}(P_{ke} + C_j Q_{ke}) \times \left(\frac{S_j}{S_e}\right)^2 \end{aligned}$$

将上式整理后可求得临界负荷为:

$$S_j = S_e \sqrt{n(n-1) \frac{P_0 + C_j Q_0}{P_{ke} + C_j Q_{ke}}}$$

从以上分析可知,当总负荷大于临界负荷时, n 台变压器并列运行比较经济;当总负荷下降到小于临界负荷时,切除一台变压器运行比较经济。

由于农村变电所一般都装设两台主变,下面举例说明两台主变运行时临界负荷的计算。例如,现有两台 SJL₁-2000/35 主变,其空载损耗 $P_0 = 4200\text{W}$,短路损耗 $P_{ke} = 24000\text{W}$,由于主变容量较小,可忽略无功功率损耗所引起的有功功率损耗。现根据公式计算如下:

$$\begin{aligned} S_j &= 2000 \times \sqrt{2 \times \frac{4200}{24000}} \\ &= 1183 \text{ kVA} \end{aligned}$$

从计算可知,当负荷大于 1183kVA 时,两台变压器同时投入运行较经济。当负荷小于 1183kVA 时,只一台变压器投入运行较经济。

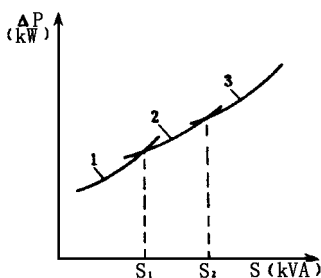


图 2-5-20 负荷-功率损耗曲线图

同理,有两台 SJL₁-3150/35 主变,其 $P_0 = 5800\text{W}$, $P_{ke} = 33000\text{W}$,经计算得 $S_j = 1867\text{kVA}$ 。当负荷大于 1867kVA 时,两台主变压器同时投入运行较经济,当负荷小于 1867kVA 时,投入一台变压器运行较经济。

(二) 变压器的容量不等时的运行

如果有两台容量不等的变压器并列运行,当负荷变化时,如何确定在不同负荷情况下的经济运行方式呢?由于变压器的容量不相等,很难用上面的几种公式找出一种经济运行方式,但可用查曲线的方法解决。首先用公式计算出单台变压器在各种负荷下运行时的总损耗,然后画成负荷-功率损耗曲线,见图 2-5-20。

$$\Delta P = (P_0 + C_j Q_0) + (P_{ke} + C_j Q_{ke}) \left(\frac{S'}{S_e} \right)^2 \quad (m)$$

式中 S' ——该台变压器的负荷, kVA;

ΔP ——该台变压器的总损耗, kW。

在图 2-5-20 中,曲线 1 和曲线 2 是两台变压器单独运行时的负荷-功率损耗曲线。曲线 3 是两台变压器同时运行时,在各种不同负荷下按公式计算其总损耗 $\sum \Delta P$, 然后画成的。

$$\sum \Delta P = \sum (P_0 + C_j Q_0) + \left(\frac{S}{\sum S_e} \right)^2 \sum (P_{ke} + C_j Q_{ke}) \quad (n)$$

从图 2-5-20 可知,当负荷等于 S_1 时,投入第一台变压器或投入第二台变压器的总损耗相等;当负荷等于 S_2 时,只投入第二台变压器与两台变压器同时投入的总损耗相等;当负荷小于 S_1 时,只投入第一台变压器是经济的;当负荷在 S_1 与 S_2 之间时,只投入第二台变压器是经济的;当负荷大于 S_2 时,两台变压器同时投入是经济的。

现举例说明两台容量不等的主变单独运行和并列运行的负荷-功率损耗曲线的制作及应用。

例如:某变电所有一台 SJL₁-2000/35 主变($P_0 = 4200\text{W}$, $P_{ke} = 24000\text{W}$)和一台 SJL₁-3150/35 主变($P_0 = 5800\text{W}$, $P_{ke} = 33000\text{W}$)。在计算单台主变在各种负荷下的功率损耗时,用公式(m);计算两台主变并列运行在各种负荷下的功率损耗时,用公式(n)。在计算时可忽略无功功率损耗所引起的有功功率损耗。将计算结果列成表(见表 2-5-5)。然后再制成负荷-功率损耗曲线,见图 2-5-21 图中曲线 1 表示 2000kVA 主变单独运行,曲线 2 表示 3150kVA 主变单独运行,曲线 3 表示两台主变并列运行。

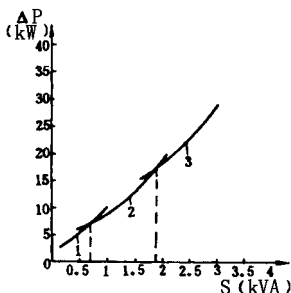


图 2-5-21 负荷-功率损耗曲线图

有了负荷 - 功率损耗曲线,就可以开展经济运行。从图中我们可以看出:曲线 1 和曲线 2 相交点的负荷约为 774kVA,其功率损耗约为 7793W。这就是说,当负荷为 774kVA 时,只投入 2000kVA 主变或只投入 3150kVA 主变,其损耗是相等的。当负荷小于 774kVA 时,只投入 2000kVA 主变是经济的。同样,曲线 2 和曲线 3 相交点的负荷约为 1889kVA,其功率损耗约为 17667W。这就说明,当负荷为 1889kVA 时,只投入一台 3150kVA 主变或两台主变并列运行时的损耗是相等的。如负荷大于 1889kVA 时,两台主变并列运行是经济的。当负荷大于 774kVA,而小于 1889kVA 时,只投入 3150kVA 的主变是经济的。

表 2-5-5 在不同负荷下主变单台运行和并列运行功率损耗表

(单位:W)

负荷(kVA)	2000kVA 单台运行	3150kVA 单台运行	2000 + 3150kVA 并列运行
600	6360	6997	
800	8040	7928	
1000	10200	9126	
1200	12840	10589	
1400	15960	12318	
1600	19560	14314	15502
1800	23640	16575	16963
2000	28200	19103	18596
2200		21896	20402
2400		24956	22379
2600		28282	24528
2800		35732	26849
3000			29342
3200			32007
3400			34844
3500			36326
4000			44386

第七节 变压器油的运行

变压器油是电力变压器的重要组成部分,在运行中的变压器油主要有两个作用,一是起绝缘作用,二是起冷却作用。变压器的油质和油量直接影响着安全运行。因此,必须注意运行中变压器油的水分增加、氧化及酸价增高等,并按规程规定,定期做各种试

验。

一、缺油的原因及其影响

1. 缺油的原因

- (1)因进行检修时,从变压器内放油后未补油。
- (2)变压器长期渗漏油或大量跑油。
- (3)气温过低而油枕储油量又不足,或油枕容积过小不能满足运行要求等。

2. 缺油造成的影响

- (1)变压器油面过低,可能会造成气体(瓦斯)保护误动作。
- (2)缺油严重时,内产绕组暴露,可能会造成绝缘损坏、击穿等事故。
- (3)变压器处于停用状态时,严重缺油会使绕组暴露则容易受潮,使绕组绝缘下降。

二、运行中的变压器补充油应注意的事项

- (1)注意防止混油,新补入的油应经试验合格。
- (2)补油前应将重瓦斯保护改接信号位置,防止误动作。
- (3)补油后要注意检查气体(瓦斯)继电器,及时放出气体,若24小时后无问题,再将瓦斯继电器接入跳闸位置。
- (4)补油量要适宜,油位与变压器当时的油温相适应。
- (5)禁止从变压器下部截门补油,以防止将变压器底部沉淀物冲起进入线圈内,影响变压器的绝缘和散热。

第八节 变压器的异常运行与分析

电力变压器在运行中一旦发生异常情况,便将影响系统的运行及对用户的正常供电,甚至造成大面积停电。变压器运行中的异常,一般有以下几种情况。

一、声音异常

(一)正常状态下变压器的声音

变压器虽属静止设备,但运行中会发出轻微连续不断的“嗡嗡”声。这种声音是运行中电气设备的一种固有特征,一般称之为“噪声”。

产生这种噪声的原因有:

1. 励磁电流的磁场作用使硅钢片振动。

2. 铁芯的接缝和叠层之间的电磁力作用引起振动。
3. 绕组的导线之间或绕组之间的电磁力作用引起振动。
4. 变压器上的某些零部件引起振动。

正常运行中变压器发出的‘嗡嗡’声是连续均匀的,如果产生的声音不均匀或有特殊的响声,应视为不正常现象,判断变压器的声音是否正常,可借助于‘听音棒’等工具进行。

(二) 变压器的声音比平时增大

若变压器的声音比平时增大,且声音均匀,则有以下几种原因:

1. 电网发生过电压。电网发生单相接地或产生谐振过电压时,都会使变压器的声音增大。出现这种情况时,可结合电压、电流表计的指示进行综合判断。
2. 变压器过负荷。变压器过负荷会使其声音增大,尤其是在满负荷的情况下突然有大的动力设备投入,将会使变压器发出沉重的‘嗡嗡’声。

(三) 变压器有杂音

若变压器的声音比正常时增大且有明显的杂音,但电流电压无明显异常时,则可能是内部夹件或压紧铁芯的螺钉松动,使得硅钢片振动增大所造成。

(四) 变压器有放电声

若变压器内部或表面发生局部放电,声音中就会夹杂有‘劈啪’放电声。发生这种情况时,若在夜间或阴雨天气下,可看到变压器套管附近有蓝色的电晕或火花,则说明瓷件污秽严重或设备线夹接触不良,若变压器的内部放电,则是不接地的部件静电放电,或是分接开关接触不良放电,这时应将变压器作进一步检测或停用。

(五) 变压器有水沸腾声

若变压器的声音夹杂有水沸腾声且温度急剧变化,油位升高,则应判断为变压器绕组发生短路故障,或分接开关因接触不良引起严重过热,这时应立即停用变压器进行检查。

(六) 变压器有爆裂声

若变压器声音中夹杂有不均匀的爆裂声,则是变压器内部或表面绝缘击穿,此时应立即将变压器停用检查。

(七) 变压器有撞击声和摩擦声

若变压器的声音中夹杂有连续的有规律的撞击声和摩擦声,则可能是变压器外部某些零件如表计、电缆、油管等,因变压器振动造成撞击或摩擦、或外来高次谐波源所造成,应根据情况予以处理。

二、油温异常

由于运行中的变压器内部的铁损和铜损转化为热量,热量以辐射、传导等方式向四周介质扩散。当发热与散热达到平衡状态时,各部分的温度趋于稳定。铁损是基本不变

的,而铜损随负荷变化。顶层油温表指示的是变压器顶层的油温,温升是指顶层油温与周围空气温度的差值。运行中要以监视顶层油温为准,温升是参考数字(目前对绕组热点温度还没有能直接监视的条件)。

变压器的绝缘耐热等级为 A 级时,绕组绝缘极限温度为 105°C 。对于强油循环的变压器,根据国际电工委员会推荐的计算方法:“变压器在额定负载下运行,绕组平均温升为 65°C ,通常最热点温升比油平均温升约高 13°C ,即 $65 + 13 = 78(^{\circ}\text{C})$,如果变压器在额定负载和冷却介质温度为 $+20^{\circ}\text{C}$ 条件下连续运行,则绕组最热点温度为 98°C ,其绝缘老化率等于 1(即老化寿命为 20 年)。因此,为了保证绝缘不过早老化,运行人员应加强变压器顶层油温的监视,规定控制在 85°C 以下。

若发现在同样正常条件下,油温比平时高出 10°C 以上,或负载不变而温度不断上升(冷却装置运行正常),则认为变压器内部出现异常。

导致温度异常的原因有:

1. 内部故障引起温度异常。变压器内部故障如绕组匝间或层间短路,绕组对周围放电,内部引线接头发热,铁芯多点接地使涡流增大过热,零序不平衡电流等漏磁通形成回路而发热等因素,引起变压器温度异常,发生这些情况,还将伴随着瓦斯或差动保护动作。故障严重时,还可能使防爆管或压力释放阀喷油,这时变压器应停用检查。

2. 冷却器运行不正常引起温度异常。冷却器运行不正常或发生故障,如潜油泵停运、风扇损坏、散热器管道积垢冷却效果不良、散热器阀门没有打开、或散热器堵塞等因素引起温度升高。应对冷却系统进行维护或冲洗,提高冷却效果。

三、油位异常

变压器储油柜的油位表,一般标有 -30°C 、 $+20^{\circ}\text{C}$ 、 $+40^{\circ}\text{C}$ 三条线,它是指变压器使用地点在最低温度和最高环境温度时对应的油面,并注明其温度。根据这三个标志可以判断是否需要加油或放油。运行中变压器温度的变化会使油体积变化。从而引起油位的上下位移。

常见的油位异常:

(一)假油位

如变压器温度变化正常,而变压器油标管内的油位变化不正常或不变,则说明是假油位。运行中出现假油位的原因有:

1. 油标管堵塞;
2. 油枕呼吸器堵塞;
3. 防爆管通气孔堵塞;
4. 变压器油枕内存有一定数量的空气。

(二)油面过低

油面过低应视为异常。因其低到一定程度时,会造成轻瓦斯保护动作,严重缺油时,

变压器内部绕组暴露,会使其绝缘降低,甚至造成因绝缘散热不良而引起损坏事故。处于备用的变压器如严重缺油,也会吸潮而使其绝缘降低。

造成变压器油面过低或严重缺油的原因有:

1. 变压器严重渗油;
2. 修试人员因工作需要多次放油后未作补充;
3. 气温过低且油量不足,或油枕容积偏小,不能满足运行要求。

四、外表异常

变压器运行中外表异常有下列原因:

(一)防爆管防爆膜破裂

防爆管防爆膜破裂,引起水和潮气进入变压器内,导致绝缘油乳化及变压器的绝缘强度降低。原因有下列方面:

1. 防爆膜材质与玻璃选择处理不当。当材质未经压力试验验证、玻璃未经退火处理,受到自身内应力的不均匀导致裂面。
2. 防爆膜及法兰加工不精密不平正,装置结构不合理,检修人员安装防爆膜时工艺不符要求,紧固螺丝受力不匀,接触面无弹性等所造成。
3. 呼吸器堵塞或抽真空充氮情况时不慎,受压力而破损。

(二)压力释放阀的异常

目前,大中型变压器已大多应用压力释放阀(下称“释放器”)代替老式的防爆管装置,因为一般老式的防爆管油枕只能起到半密封作用,而不能起到全密封的作用。当变压器油压超过一定标准时,释放器便开始动作进行溢油或喷油,从而减小油压,保护了油箱。如果变压器油量过多、气温又高而造成非内部故障的溢油现象,溢出过多的油后释放器会自动复位,仍起到密封的作用。释放器备有信号报警以便运行人员迅速发现异常进行查处。

(三)套管闪络放电

套管闪络放电会造成发热,导致绝缘老化受损甚至引起爆炸,常见原因如下:

1. 套管表面过脏,如粉尘、污秽等。在阴雨天就会发生套管表面绝缘强度降低,容易发生闪络事故,若套管表面不光洁,在运行中电场不均匀会发生放电现象。
2. 高压套管制造不良,未屏接地焊接不良形成绝缘损坏,或接地未屏出线的瓷瓶心轴与接地螺套不同心,接触不良或未屏不接地,也有可能导致电位提高而逐步损坏。
3. 系统出现内部或外部过电压,套管内存在隐患而导致击穿。

(四)渗漏油

渗漏油是变压器常见的缺陷,常见的具体部位及原因如下:

1. 阀门系统 蝶阀胶垫材质、安装不良、放油阀精度不高、螺纹处渗漏。

2. 胶垫:接线桩头、高压套管基座、电流互感器出线桩头胶垫不密封、无弹性、渗漏。一般胶垫压缩应保持在 $2/3$,有一定的弹性。随运行时间的增长、温度过高、振动等原因造成老化龟裂失去弹性或本身材质不符合要求,位置不对称偏心。

3. 绝缘子破裂渗漏油。

4. 设计制造不良,高压套管升高座法兰,油箱外表,油箱底盘大法兰等焊接处,有的法兰制造和加工粗糙形成渗漏油。

五、颜色、气味异常

变压器的许多故障常伴有过热现象,使得某些部件或局部过热,因而引起一些有关部件的颜色变化或产生特殊臭味。

1. 引线、线卡处过热引起异常。套管接线端部紧固部分松动,或引线头线鼻子滑牙等,接触面发生严重氧化,使接触处过热,颜色变暗失去光泽,表面镀层也遭到破坏。连接接头部分一般温度不宜超过 70°C ,可用示温腊片检查(一般黄色熔化为 60°C 、绿色 70°C 、红色 80°C),也可用红外线测温仪测量。温度很高时会发出焦臭味。

2. 套管、绝缘子有污秽或损伤严重时发生放电、闪络产生一种特殊的臭氧味。

3. 呼吸器硅胶一般正常干燥为蓝色,其作用为吸附空气中进入油枕胶袋、隔膜中的潮气,以免变压器受潮,当硅胶蓝色变为粉红色,表明受潮而且硅胶已失效,一般粉红色部分超过 $2/3$ 时,应予更换。硅胶变色过快的原因主要有:

(1)如长期天气阴雨空气湿度较大,吸湿变色过快。

(2)呼吸器容量过小,如有载开关采用 0.5kg 的呼吸器,变色过快是常见现象,应更换较大容量的呼吸器。

(3)硅胶玻璃罩罐有裂纹破损。

(4)呼吸器下部油封罩内无油或油位太低起不到良好油封作用,使湿空气未经油封过滤而直接进入硅胶罐内。

(5)呼吸器安装不良,如胶垫龟裂不合格,螺丝松动安装不密封而受潮。

4. 附件电源线或二次线的老化损伤,造成短路产生的异常气味。

5. 冷却器中电机短路、分控制箱内接触器、热继电器过热等烧损产生焦臭味。

第九节 变压器的故障处理

一、变压器的故障

变压器常见的故障可从四个方面叙述。

(一) 磁路中的故障

在变压器铁心的紧固结构中,铁心、铁轭及夹件中出现故障是由于以下几种原因造成的。

1. 夹紧铁心心柱和铁轭叠片的穿心螺杆的绝缘件击穿,引起铁心叠片局部短路,从而产生很大的局部涡流,而且又因这种损坏会产生热量,所以有时完全可以烧毁整台铁心。此热量也可能烧焦绕组的绝缘而引起相邻绕组的匝间短路。目前,普遍用环氧玻璃粘带紧固大型电力变压器铁心心柱的叠片,这种方法消除了因心柱螺杆绝缘被击穿而产生的损坏现象。

2. 铁心夹件及连接铁心结构的螺栓由于电磁力的作用而引起的振动,将削弱铁心绝缘和铁心叠片之间的绝缘,铁轭与铁轭夹件之间的绝缘也可能产生损坏,从而引起很大的循环涡流,产生巨大的热量,危及铁心和绕组的绝缘,变压器的铁损也会随之增加。

3. 在加工过程中,由于连续使用磨损了工具,所以铁心及铁轭叠片的边缘可能产生毛刺。毛刺可使铁心叠片产生局部短路,由此产生的涡流会使铁心产生局部过热。

4. 铁心叠片间夹杂金属物质或铁心叠片产生微小的弯折,会引起强烈的局部涡流,从而使变压器铁心产生局部过热。

5. 高压试验变压器,上铁轭采取对接结构。铁心心柱与铁轭之间的缝隙如果不正常,则在对接缝处可能会产生严重的涡流,从而产生强烈过热,使与间隙相邻的心柱和铁轭被烧坏。

6. 有些老变压器的结构中由于铁轭的高度较小,磁通相对于接缝的角度与正常情况大不相同,结果使局部涡流增加,这样就加剧了接缝处的过热现象。

7. 在规定的有效电压下,当感应电压为平顶波时,铁心损耗大,因此铁心产生过热。

8. 变压器空载合闸时,变压器铁心中的高磁密往往会引起很大的空载合闸励磁电流。会产生可观的电磁力,从而使得绕组发生变形。如果再重复合闸,则绕组可能发生错位。

9. 如果变压器具有中间出线或者中性点作为直流中性点,但又没能仔细地使绕组平衡,那末在变压器中性点两侧绕组里的直流安匝数就不能彼此补偿。这样一来,铁心在前半周内要饱和而在下半周内又相应欠励磁,于是铁心就要被加热到某一温度,这种过热会使绕组的绝缘变脆并有可能从导线上脱落,同时绝缘油形成油泥的情况也会很严重,从而影响变压器绕组的散热。

10. 磁路中的高磁密将产生相当大的高次谐波电压或电流,它们对变压器可能产生极坏的影响。三次谐波的影响可局限于星形/星形、星形/曲折形或曲折形/星形绕组连接结构的变压器,对于后两种情况,只需考虑星形连接一侧。当变压器的中性点不直接接地时,相电压将包含很大的三次谐波分量,其数值可达基波的 60% 或更高些。这样一来,变压器可能达到一种危险的高温,并因此而损坏绕组和铁心绝缘。这种情况,如果继续

下去,则变压器的绝缘油中将产生油泥。这种过热现象不必给变压器接负荷就可发生,并且已经查明,此时变压器的铁损是正常情况下的3倍。

11. 如果由于系统负荷的需要而必须较大幅度地增加变压器的施加电压时,为了避免铁心磁通高度饱和,必须同时提高频率。否则,铁心将产生高度饱和并因此增加铁损而导致铁心过热。

12. 由于老式变压器铁心叠片的材料和涂在矽钢片的绝缘变质引起铁损增加,使得变压器的温度升高从而损坏铁心叠片,最后可能导致绕组绝缘局部或全部损坏,并加速绝缘油中油泥的形成。

(二) 绕组中的故障

出现在绕组、纵绝缘和端子中的故障是由于以下几种原因造成的。

1. 在绕制绕组时如果纸包扁铜线或者纸包扁铝线的棱曲率半径较小,当变压器绕组因短路时,当变压器在负荷下发生振动,或将变压器接入电网而遭受重复的电磁力冲击时,导线的陡棱将切断绝缘而导致相邻线匝的直接接触,从而造成线段的相邻匝间短路。

2. 曾遭受出口短路的绕组某一线段的一匝或多匝导线发生错位,可能造成匝间短路,或者错位后并不一定能马上发生击穿现象,但由于电磁力的作用产生振动,引起铁心螺栓松动,反复遭受严重电磁力的冲击时,相邻错位线匝间的绝缘被磨损也可能导致击穿现象。

3. 矩形导线上绕包的绝缘纸可能达不到所要求的紧度,因此产生隆起现象,使导线形状发生变形,这种变形有时要引起匝间短路。如果导线的棱曲率半径较小,这种现象就越发严重。

4. 目前,大型电力变压器为避免运行期间绝缘产生收缩,备有对绕组调节的压紧的装置。绕组的压紧程度应由富有经验的工人细心地加以调整,以便对绕组施加合适的压力,否则某些导线可能产生错位,引起短路。

5. 绕组的绝缘由于空气带入的水分或者油中带有水分而受潮时,迟早总要发生匝间短路,如果绕组未经良好的干燥处理和浸渍,由此而产生的匝间击穿将会更加危险。

6. 当使用薄的带状导体在绝缘筒上立绕单螺旋式或双螺式绕组时,由于这种绕组的机械强度很低,加上线匝的覆盖面位于绝缘筒表面的法线方向,所以当系统发生外部短路时,这种绕组极易损坏。

7. 大多数绝缘的机械强度随机械压力的增加而降低,当负荷发生迅速的波动,绕组遭受电或磁的冲击时,绕组导线的膨胀和收缩将使匝间绝缘上所承受的机械力交替地增大和减小,其绝缘极易产生损坏。

8. 多根并联连续式绕组,它的幅向尺寸与轴向尺寸的比值过大,如果油道太窄,在绕组的内侧将产生过热点,使导线绝缘产生脆化,引起匝间短路。同时并联导线常常为矩形且窄边绕组的导线垂直于漏磁通,导线中将流过极大的涡流,因此,在绕组中可能产生

过热点,使绕组绝缘产生热击穿。

9. 绕组内部导线的焊接质量不佳,当变压器负荷时,由于使绕组产生过热,导致绝缘油的局部炭化。接头处产生的热量传导到绕组的一段导线上,并可局部炭化导线绝缘,最终导致匝间短路。这样的接头迟早要断开从而造成绕组断路。

10. 当圆式绕组带有分接头时,安匝不平衡是不可避免的。当变压器发生外部短路时,除产生辐向外力外,还产生作用于绕组上的轴向力。该轴向力经常引起端部线段变形。

11. 绕组匝间短路及绕组对地短路的原因有三方面:①当雷电及网络的冲击波侵入变压器时,在变压器与线路之间的过渡处冲击阻抗有变化,绕组线端的端部线段容易产生电压和电流传输波的反射现象,其结果是在变压器绕组中引起高电压,绕组绝缘被击穿;②正常的开合闸、雷电冲击或对地弧光放电都可能产生冲击波,由冲击波引起的过电压可能在开口分接处,或绕组中冲击阻抗产生变化的任意点,如加在绝缘导线的末端,串联绕组的连线及中性点上,从而引起匝间短路;③当把一只感应绕组从线路中切除,或者迅速冷却遮断电弧(尤其是在最后的半个周期)时,会使铁心中的磁通很快衰减,其衰减速率与周期变化率相比要大得多,结果有时在变压器中产生电压升高。

12. 严重的持续过载可在整台变压器中引起高温,油道窄小加剧变压器的过热现象,造成绝缘变脆,同时可能产生导线绝缘脱落而导致匝间短路。绝缘油中产生的油泥将沉积物覆盖在绕组和铁心上,沉积在油箱底及铁心构件上,因此变压器散热不良,过热越来越严重。对铜损与铁损比值大的变压器,会难以承受过负荷并易于因过负荷产生损坏。

13. 当需要改变电压而变换分接头时,必须保证接线正确并防止绕组产生部分短路。否则,短路的绕组中将有严重的短路电流循环,将引起匝间短路。

14. 用螺栓夹紧的载流接头,如未采取有效的防松措施,则在变压器运行期间,将因振动而发生松动,接头将因此迅速发热,甚至使得一台重要的大型变压器不得不暂时退出运行。

(三) 绝缘中的故障

出现在绝缘油和主绝缘中的故障是由于以下几种原因造成的。

1. 由于变压器没有全密封,或者全密封但隔膜、胶囊漏气,使潮湿空气进入绝缘油,降低了绝缘油的绝缘强度,从而可能引起绕组或引线对油箱或对铁心构件击穿。但是,绕组间绝缘受潮是最为显著的。

2. 在变压器中,常常把介电常数不同的绝缘材料串联使用,如果这些绝缘材料的厚度搭配不合理,那么它们将承受极大的电场强度,因电晕放电或过热可以导致某种绝缘材料的损坏。因此,必须考虑施加于串联绝缘材料上的总电压按相同厚度的每种绝缘材料所承担的电压与各自的介电常数成反比的比例分配。要按比例确定各种绝缘材料的厚度,从而把它们的电压梯度保证在安全工作限值之内。

3. 绝缘油中悬浮物里的粒子在有电位差的裸导体之间形成“小桥”,引起暂时的电气击穿。
4. 变压器长时间过载可引起绝缘油的老化,油温过高会加速油泥、水分及酸的形成。
5. 随着时间的流逝,变压器油箱内的油面可能下降。如果不能保证油面处于规定的位置,则变压器可能因冷却油的循环受到限制而产生过热。
6. 在变压器绕组表面及器身上可能会遗留下金属材料,这对爬电距离会产生极大影响。
7. 一次绕组与二次绕组间放置的地屏往往引起边缘处产生电场强度集中,因而使得绝缘局部承担电场强度过大。所以,虽然从高压绕组到地屏只有一点击穿,也常常会导致该心柱上的高压绕组完全毁坏。
8. 绝缘成型件,如绝缘纸和合成树脂压制而成的绝缘筒、绝缘管及接线板等,有时因其表面被污染而导致表面放电,使得绝缘材料失效,或绝缘件吸附气体常常导致气体电离,使介质产生过热,绝缘会因此被击穿。
9. 木制的引线支架及线夹未经充分的干燥及浸渍,则水分的存在将产生“小桥”而导致分接引线之间的电气击穿。

(四) 结构件中发生的故障

结构件中发生的故障是由于各种结构欠缺及其他原因而产生的。

1. 变压器装有压力调节装置,绕组上的压紧力应随着变压器运行过程绝缘的收缩情况进行调整,但必须采取适当措施防止绕组压紧装置的任何部分或部件形成短路匝。压紧装置一般包括正、反压钉及与它们配合使用的放于绕组上面的钢压板,压钉与钢压板之间必须加以绝缘且钢压板本身也需适当开口。
2. 由于焊接质量不佳、装配不细、运输过程中粗心地吊放变压器,会造成变压器油箱漏油,如不及时维护,则变压器将产生过热和击穿。
3. 气体继电器内未按规定充油和检验时,继电器可能产生误动作。另外,由于缺乏正确保护,当变压器油箱内部产生故障时,会造成变压器严重击穿。
4. 变压器并列运行应同时满足下列条件:①变压器的接线组别相同;②变压器的变比相同(允许有 $\pm 0.5\%$ 的差值);③变压器的短路电压相等(允许有 $\pm 10\%$ 的差值。)除满足以上三个条件外,对于并列运行变压器容量比一般不宜超过3:1,否则,并联变压器中至少有一台要产生过热并可能损坏。
5. 当系统产生外部短路时,由于从绕组至接线端子的引线支撑不牢及拉得不紧,可引起引线变形及互相接触。
6. 套管瓷套的表面沉积有灰尘及盐雾时,引起套管的闪络。
7. 在强迫油循环的水冷却变压器中,冷却水渗入油中也能够引起故障。冷却管的材

质最好是紫铜或黄铜,可防止冷却管锈蚀,因此可避免水向油中渗漏。另一方面在变压器的油冷却器中,由于将电化当量差别较大的不同金属接触使用,因此产生了油冷却器的电解锈蚀现象。把变压器油维持在比冷却水高得多的静态压力下,这样就基本上解决了冷却水向油中渗漏的问题。

8. 变压器负荷时,冷却水及变压器周围的管道温度自然要比油箱顶部及气体的温度低得多,结果是这些气体中所含的水分就在冷却管与油箱的连接处冷凝,随之水分将进入油箱。防爆筒上部经常可见到的冷凝水珠,就是这个原理,如果不采取措施,将引起故障。

9. 在高压电容式套管中,由于套管的各级所承担的电场强度过大,因此,纸绝缘产生严重老化及损坏,结果导致套管被击穿。

10. 由于油浸式变压器油箱顶部的气化物可能是易爆的,绝对不能明火在内部作业。在变压器油箱内部工作,应维持一个连续流动的空气流或者遵守油箱内部的允许工作时间。如果忽略了这一点,就会发生变压器事故,并导致人身伤亡。

11. 对强迫油循环冷却的油浸式变压器,当油的循环因辅助冷却设备发生故障而停止时,变压器温度将逐步升高。如果发生这种故障,应给变压器自然冷却时所能承担的负荷。

12. 对水冷却变压器,由于水源的氧化钙等物质的沉积,会使冷却管易于堵塞,冷却水的流量将要减小,引起变压器温度升高,且往往高于最高许可值。

13. 当为变压器布置屏蔽外罩时,在变压器周围必须留有足够的空间,以确保变压器散热提供良好的通风条件,否则将引起变压器温度升高,从而危及绕组绝缘并影响绝缘油的质量。

二、变压器故障的处理

(一)主变压器油温过高

当上层油温超过允许值时,应检查温度计本身是否失灵,检查冷却装置是否正常,散热器是否打开,检查变压器的负荷,并与以往同样负荷下的冷却介质的温度相比较,是否有差异。如上述油温比以往同样条件下高出 10°C ,且还在继续上升,则可断定变压器内部有故障。当差动保护和气体继电器保护不动作,但出现油色逐渐变暗,油温渐渐升高等情况时要立即报告,并将变压器停止运行,进行检修。检修时注意检查匝间短路,夹紧用的穿心螺栓与铁心是否短路,或者硅钢片间的绝缘是否损坏。

(二)主变压器漏油

主变压器漏油主要是由于安装及检修等操作不慎,造成位置安装的不正确,胶垫错位、老化、失去弹性、开裂、脆化、变形,螺杆紧固力不均等原因,或由于制造而引起焊缝、铸件的砂眼和气孔的漏油等。

由于漏油使油位迅速下降时,因油面过低(低于顶盖)而没有气体继电器保护动作于跳闸,将会损坏引线绝缘,所以禁止将气体继电器跳闸保护只作用于信号。有时变压器内部有滋滋的放电声,且变压器顶盖下形成了空气层,就有很大的危险,所以必须迅速采取措施,阻止漏油。修漏方法有以下几方面。

1. 对于箱沿及装高压瓷套管的密封垫,发现漏渗可适当拧紧螺母,如解决不了漏渗,则必须整体放油来检修。对于冷却器、净油器等处连接油箱的蝶阀内侧密封胶垫漏渗,当拧紧螺母也解决不了漏渗时,也必须放油后检修。油放出后用滤油机将油注入变压器顶上的储油柜内,关闭储油下蝶阀,待检修完毕再打开储油柜蝶阀,恢复运行油面。

2. 焊好漏渗部位的关键是找准变压器漏渗油准确位置,根据漏渗点的所处部位,采用带油或不带油的方法进行补焊工作。油箱钢板厚6~8cm,可带油补焊。焊口较大时,可采用抽真空法补焊。

3. 散热器漏渗检修时,由于管壁较薄,可采取关闭散热器上下蝶阀,拧开放油堵,放油后进行补焊。

4. 冷却器漏渗检修时,由于冷却器管由 $\phi 16 \times 1.5$ 加散热翅组成,所以如管根部腐蚀漏渗,必须整组更换新冷却器。

5. 充油高压套管漏渗油检修时,如套管连接法兰漏渗,则必须更换新套管。

6. 潜油泵修漏时,如是胶垫密封不严,可在现场适当拧紧螺杆解决;如果是外壳砂眼、气孔等漏渗,则必须停电更换潜油泵。

7. 气体继电器漏渗检修时,检修气体继电器必须停用直流电源或解掉连接地,以防触电,也可防止气体继电器端子短接而误跳闸。处理时关闭气体继电器两端蝶阀,更换密封胶垫和更换小套管胶垫。另外,由于取气小钢球不合适或里面有异物时,也会造成球顶不严而漏渗。

8. 蝶阀修漏时,蝶阀铸件有砂眼而漏渗应停电放油后才能更换。如是蝶阀杆漏渗,可关闭蝶阀,取下手把并拧出盘根压圈,用特制小钩掏出部分盘根,然后用定型小胶圈2~3个,压入拧紧压圈即可。

9. 套管电流互感器小套管漏渗检修时,主要是胶垫或是导电杆漏渗,必须停电放油拧紧压紧螺杆或旋紧导杆的螺母。

(三)主变压器着火

主变压器着火时,应首先切断电源。若是顶盖上部着火,应立即打开事故放油阀,将油放至低于着火处,同时要用四氯化碳灭火机或砂子灭火,并注意油流方面,以防火灾扩大而引起其他设备着火。

(四)主变压器保护动作

1. 气体继电器报信号有下列原因:①因滤油、加油和启动强油循环装置而使空气进

入变压器 ;②因温度下降或漏油致使油面缓慢低落 ;③因变压器轻微故障而产生少量气体 ;④由于外部穿越性短路电流的影响 ;⑤因直流回路绝缘破坏或触点劣化引起的误动作。

发生气体继电器报信号 ,首先应停止音响信号 ,并检查气体继电器动作的原因。如果不是上述原因造成的 ,则应立即收集气体继电器内的气体。如果气体不可燃而且是无色无嗅 ,而混合气体中主要是惰性气体 ,氧气含量大于 16% ,油的闪点没有降低 ,则说明是空气进入气体继电器内 ,此时变压器可继续运行。如果打开气体继电器顶盖上的放气栓 ,距栓口 5~6cm 处火柴明火可点燃 ,有明亮的火焰 ,则说明变压器内部有故障。把收集到的气体进行化验 ,如果气体颜色和性质为黄为不易燃的 ,且一氧化碳含量大于 1%~2% ,则为木质绝缘损坏 ;如是灰色和黑色易燃的 ,且氢气含量在 30% 以下 ,有焦油味 ,闪点降低 ,则说明油因过热而分解 ;如气体为浅灰色带强烈臭味 ,则油内曾发生过闪络故障 ,且纸或纸板绝缘损坏。

如果上述还不能作为正确判断 ,则可采用气相色谱法 ,适当从氢、烃类、一氧化碳、二氧化碳、乙炔的含量中用三比法判断是裸金属过热性故障 ,还是固体绝缘物过热性故障 ,或是匝间短路、铁心多点接地等放电性故障。

2. 气体继电器动作跳闸。若判明是内部故障 ,应报告上级 ,并取油样化验 ,进行色谱分析 ,检查油的闪点。若油的闪点比过去降低 5℃ 以上 ,则说明变压器内部有故障 ,必须停下处理 ,严禁送电。若内部无故障 ,则是由于油面剧烈下降或保护装置二次回路故障 ;在某种情况下 ,如检修后油中空气分离的太快 ,也可使气体继电器保护动作跳闸 ,则可在排除故障后送电。

3. 当变压器的差动保护动作时 ,则应立即将备用变压器投入 ,然后对差动保护范围内的各部分进行检查 :

- (1) 检查变压器套管是否完整 ,连接变压器的母线上有无闪络的痕迹。
- (2) 检查电缆头是否损伤 ,电缆是否有移动现象。

(3) 有时差动保护在其保护范围外发生短路时 ,可能会发生误动作 ,如果变压器没有损伤的征象时 ,则应检查差动保护的直流电路。若没有发现变压器有故障 ,应可空载合闸试送电 ,合闸后 ,经检查正常时 ,方可与其他线路接通。

(4) 若跳闸时一切都正常 ,则可能为保护装置误动作 ,此时 ,应将各侧的断路器和隔离开关断开 ,由试验人员试验差动保护的整套装置。若差动保护动作正确时 ,则必须将故障找出并消除后 ,方可将变压器投入运行。

4. 当电流速断保护动作跳闸时 ,可参照差动保护动作的处理。

5. 定时限过电流保护动作时 ,应采取以下方法处理 :

(1) 当变压器由于定时限过电流保护动作跳闸时 ,首先应解除音响 ,然后详细检查各出线断路器保护装置的动作情况 ,各信号继电器有无掉牌 ,各操作机构有无卡死等现象。

其目的是检查有无越级跳闸的可能,如查明是因某路出线故障引起的越级跳闸,则应拉开该出线断路器,将变压器投入,并恢复向其余各线路送电,然后查明该断路器没准确跳闸的原因。

(2)若检查发现变压器本体有明显的故障征象时,则不可合闸送电,而应汇报上级,听候处理。

(3)若检查发现中、低压侧母线有明显故障征象,而变压器本体无明显故障征象时,则可切除故障母线后,再试合闸送电。

(4)如查不出是否越级跳闸,则应将低压侧所有出线断路器全部拉开,并检查中、低压侧的母线及变压器本体有无异常情况。若查不出有故障象征时,则变压器可在空载的情况下试投一次;当在试送某一出线断路器时又引起越级跳闸,则应将其停用,而将其余线路恢复供电,然后检查引起越级跳闸的该出线断路器。

6. 零序保护动作跳闸时,一般均为系统发生单相接地故障所致。发生事故后,应汇报调度听候处理。

(五)其他故障情况

如有下列严重情况之一,即应先将备用变压器投入运行,然后立即切除有故障的主变压器后,报告调度和上级机关。

1. 变压器内部有强烈而不均匀的噪音,有爆裂的火花放电声音;
2. 油枕或防爆筒喷油;
3. 漏油现象严重,使油面降低至油位指示计的最低限底,且一时无法堵住;
4. 油色变化过甚,油内出现明显强烈的碳质;
5. 套管有严重的破损及放电炸裂现象,已不能持续运行;
6. 在正常负荷和冷却条件下,变压器温度不正常,并不断上升。

三、主变压器现场补油和更换附件

(一)储油柜补油

由于本体或冷却器等漏渗油而使储油柜油面过低,或看不见油面,属于变压器本体缺油。通常要求变压器停电后(可带电补油),从储油柜集污室放掉水和污垢,然后打开储油柜注油孔,用滤油机补油到合适的油面为止。补油时要解掉气体继电器跳闸连接片,所用的油要求油号一样,电气性能及理化性能合格。补油不能从变压器油箱下节阀门进油,因长期运行变压器箱底存有杂质和水,防止把它们搅起来,同时将空气带入,引起变压器绝缘下降。采用带电补油方法,必须有安全措施。

(二)套管补油

对于额定电压 110kV 及以上充油型高压套管,当油面低于油标底面时,要求在变压器停电情况下,用如图 2-5-22 所示套管补油的简便专用工具,以同品号的耐压高于

40kV 的合格油从套管注油孔补油。如果套管漏渗油严重,无法判定套管油面下降情况,则应考虑更换合格的新套管。

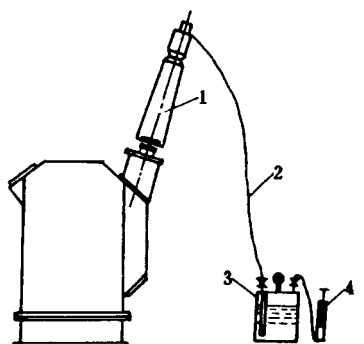


图 2-5-22 套管补油

1—充油套管;2—注油管;3—储油罐;4—打气筒

(三) 储油柜油标油面突变的检修

对于安装有胶囊的变压器,运行中发现油标油面变化不正常时,应停电进行检修。

1. 若胶囊外接吸湿器联通管堵塞,可通过清除联通管堵塞即可解决。

2. 打开储油柜顶部胶囊口法兰观察内部情况,储油柜内胶囊干瘪,原因是在安装胶囊时未把胶囊充满气,没把储油柜中空气赶尽。如胶囊内有油,则胶囊破裂应更换新胶囊。

更换胶囊方法是把油放至储油柜以下,打开储油柜一端的端盖,取出损坏的胶囊装入新胶囊(使用前先打压检漏),封好端盖,开始从储油柜顶部注油孔注油,当油面符合要求后,停止注油。然后往胶囊充气,如图 2-5-23 所示。

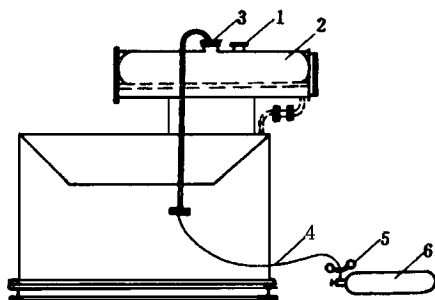


图 2-5-23 储油柜胶囊充气

1—注油孔;2—胶囊;3—胶囊口;

4—胶管;5—压力表;6—气瓶

在胶囊口装一临时气嘴,接一长胶管,接通氮气瓶。开启气瓶截阀以小于 1kg 气压缓缓向胶囊充气,使胶囊逐渐胀大。储油柜中空气从注油孔中排出,当注油孔见油,立即

停止给气,封闭注油孔。而后取下临时气嘴,装上吸湿器,更换气囊工作结束。对于瘪气囊,充气方法同上。

3. 如果是装有隔膜的储油柜,当隔膜破裂,储油柜油位也会突变,此时应更换新隔膜,并采用满油排气法工艺,将油注入至符合要求。

(四)更换防爆膜

按防爆筒直径选取规定厚度的无机玻璃(不能用有机玻璃),安装玻璃时要对称逐渐拧紧螺母,均衡压紧,不然玻璃极易破裂。

(五)更换潜油泵及风扇

当一次更换多台潜油泵时,应考虑停电,并关闭冷却器上、下蝶阀及潜油泵蝶阀后再更换,换后先打开油泵蝶阀,更换后的潜油泵应通电试转,观察转向、响声正常,冷却器充分放气后才能打开冷却器上下蝶阀投入运行。更换风扇时,应安装牢固后再通电试转,应转向正确,风叶振动小,如振动大应做调平衡工作。

(六)更换温度表

旧温度表指示不正确应更换新表(装前应校验合格),按表时应注意仪表导管不能有压扁和弯曲半径太小,多余导管要盘成 $\phi 200$ 圆圈固定在变压器油箱上,探头装入变压器油箱顶部上的表裤中,在表裤中应装入少许变压器油,否则温度表指示将不正确。

(七)净油器更换硅胶

运行中的变压器,当油的酸价增大比较显著时,应考虑更换新硅胶。硅胶应筛选 $6\sim 8\text{mm}$ 粒度的颗粒,更换硅胶是否在停电下进行视情况而定。首先是关闭净油器上下两端蝶阀,确保蝶阀已经完全关闭。而后先打开下部放油堵头,再打开上部放气堵头,把油放尽,然后打开净油器的下法兰放出旧硅胶,打开上法兰并注意检查净油器进出口挡网(非金属材料)是否良好。经合格变压器油清洗后封闭下法兰,从上法兰孔倒入筛选过并经合格变压器油清洗过的 $6\sim 8\text{mm}$ 粒度的新硅胶颗粒(不必装太满),封上法兰(胶圈更换新的),经检查后可投入变压器使用。对于冷却器上的净油器,可关闭进出两端蝶阀,卸下后才能更换新硅胶,其余步骤与上述一样。更换下的大量旧硅胶,经过焙烧炉焙烧,可以还原再使用。

(八)吸湿器的检修

当吸湿器中变色硅胶已由蓝变红或由白硅胶变红时,应更换新硅胶。当发现吸湿器玻璃筒破裂时应更换新吸湿器。检修吸湿器可以在不停电下进行,检修中注意连接管是否畅通,油杯处的橡皮垫圈是否卸除,气体进出是否畅通。

第十节 变压器事故的预防

一、预防变压器绝缘击穿事故

(一)防止水分及空气进入变压器

1. 变压器在运输和存放时必须密封。对于充氮运输的变压器,现场存放期不应超过 1 年,在安装前应测定密封气体的露点,以判断固体绝缘中的含水情况。当已知受潮时,必须进行干燥处理合格后才能投入运行。必须严格防止变压器在安装以及运行中进水,要特别注意高于储油柜油面的部件,如套管顶部、安全气道、储油柜顶部和呼吸管道等处的密封,并对这些部位应进行检漏试验。因用压力释放阀取代安全气道有利于提高变压器的密封性能,故应逐步更换安全气道。

2. 变压器本体及冷却系统各连接部位的密封性是防止渗油、进潮的关键。这些部位的金属部件应尺寸正确,密封面平整光洁,密封垫应采用优质耐油橡胶或其他材料。要特别注意潜油泵、油阀门等部件,禁止使用过期失效或性能不明的胶垫。

3. 水冷却器和潜油泵在安装前应按照制造厂的安装使用说明书逐台进行检漏试验,必要时解体检查。并列运行的冷却器应在每台潜油泵出口加逆止阀,运行中的冷却器必须保证油压大于水压。潜油泵进油阀应全部打开,用出油阀调节油的流量避免形成负压。运行中应定期监视压差继电器和压力表的指示以及出水中有无油花(每台冷却器应装有监测出水中有无油花的放水阀门)。在冬季应防止停用及备用冷却器铜管冻裂,对冷却器的油管结合大、小修应进行检漏。

4. 安全气道应与储油柜连通或经呼吸器与大气连通,定期排放储油柜内部积水。

5. 呼吸器的油封应注意加油和维修,切实保证畅通,干燥剂应保持干燥。

6. 对新安装或大修后的变压器应按厂家说明书规定进行真空处理和注油。真空度、抽真空时间、注油速度均应按要求。对装有有载开关的油箱要同时抽真空(要装旁通管),避免开关油箱渗油。

7. 变压器投入运行前特别要注意排除内部空气,如套管升高座、油管道中的死区、冷却器顶部等处都应多次排除残存气体。强油循环变压器在安装(或检修)完毕投运前,应启动全部冷却设备将油循环使残留气体逸出。

8. 从储油柜带电补油或带电滤油时,应先将储油柜中的积水放尽。不应自变压器下部补油,以防止空气或箱底杂质带入器身中。

9. 当气体继电器保护发出信号时,要及时取气进行检验,以判明成分,并取油样作色

谱分析,查明原因及时排除。

10. 对老式套管将军帽,必须要换为新结构,改造后的也应定期检查其密封性,以杜绝水分自套管顶部进入器身中。

(二)防止焊渣及铜丝等杂物进入变压器

1. 除制造厂有特殊规定外,变压器在安装时应进行吊罩或进入检查,必要时吊心,彻底清除箱底杂物。导向冷却的变压器应清除进油管道和连箱中的杂物。

2. 安装前应将油管道、冷却器和潜油泵的内部清理干净并用合格绝缘油冲洗。

3. 对有净油器的变压器,净油器应安装正确,防止活性氧化铝或硅胶冲入变压器内。对已发生冲入氧化铝或硅胶的变压器,应尽早检修。

4. 潜油泵的轴承,应采用 E 级或 D 级。有条件时,上轴承应改用向心推力球轴承,禁止使用无铭牌、无级别的轴承。QB 型潜油泵运行 1 年后,应更换轴承。运行中如出现过热、振动、杂音及严重渗、漏油等异常时,应立即停运并及时检修。大修后的潜油泵应使用千分表检查叶轮上端密封环外圆的径向跳动公差,不得超过 0.07mm。

5. 变压器内部故障跳闸后应尽快切除油泵,避免故障中产生的游离炭、金属微粒等杂物进入变压器的非故障部分。

6. 变压器带有净油器的禁止使用铜丝滤网,对已发现有铜丝冲入的变压器,应尽早安排检修和试验。

7. 要特别注意防止真空滤油机轴承磨损或滤网损坏造成的金属末或杂物进入变压器内部。

8. 对质量有怀疑的潜油泵、净油器,在安装及大修时应解体检查。大修时逐步将高速泵改为低速 930r/min 的盘式油泵。

(三)防止绝缘受伤

1. 变压器在吊检时应防止绝缘受伤,在安装变压器套管时应注意勿使引线扭结,勿过分用力吊拉引线而使引线根部和绕组绝缘受伤,如引线过长或过短应予以处理。套管下部绝缘筒 500kV 的引线结构,应按厂家图纸说明安装,检查并校核绝缘距离。检修、检查时严禁蹬踩引线和绝缘支架。

2. 进行变压器内部检查时,应拧紧夹件的螺栓、压钉以及各绝缘支架的螺栓,防止在运行中受到电流冲击时发生变形和损坏。

3. 安装或检修中需更换绝缘部件时,必须采用试验合格的材料和部件,并经干燥处理。

(四)防止绕组温度过高,绝缘劣化或烧坏

1. 合理控制运行中的顶层油温升,对强油循环的变压器更要注意。变压器的顶层油温升超铭牌运行时,除应符合变压器运行规程或负荷导则的规定以外,还应考虑同类变压器的实际运行经验。对各种温度计要定期校验,超温信号要准确可靠。

2. 对负荷能力有怀疑或经改造的变压器,必要时应进行温升试验来确定负荷能力。对怀疑有局部过热的统包绝缘的绕组,可酌情降低极限出力。
3. 强油循环的变压器当冷却系统故障时,允许的负荷时间按厂家的规定。
4. 强油循环的冷却系统必须有两个可靠的电源,应装有自动的切换装置,并定期进行切换试验。信号装置应齐全、可靠。
5. 为防止风冷却器酌风扇电动机大量损坏,风扇叶片应校平衡并调整角度,电动机铸铝端盖磨损严重的可改为铸铁端盖,应作好维护,保证正常运行。
6. 对强油循环的风冷却器,每 1~3 年用压缩空气或水进行一次清洗,保证冷却效果。
7. 对运行年久的变压器,可进行油中糠醛含量测定来确定绝缘老化程度,必要时可取纸样作聚合度测定。

(五)防止过电压击穿事故

1. 中性点有效接地系统的中性点不接地运行的变压器,在投运和停运以及事故跳闸过程中应防止出现中性点位移电压,必须装设可靠的过电压保护。当单独对变压器充电时,其中性点必须接地。
2. 薄绝缘变压器宜用氧化锌避雷器保护。

(六)防止工作电压下的击穿事故

1. 对新装和大修后额定电压为 220~500kV 的变压器应进行局部放电试验,并要求感应试验电压达到 1.3~1.5 倍最大工作相电压。
2. 额定电压为 220~500kV 的变压器油中一旦出现乙炔,即应缩短检测周期,跟踪变分趋势。
3. 运行中的变压器油色谱出现异常,怀疑有放电性故障时,应进行局部放电试验进一步判断。
4. 对 220kV 及以上的三相变压器,根据运行经验和检测结果怀疑存在围屏树枝状放电故障时,应解开围屏进行直观检查。
5. 额定电压为 220kV 及以上变压器投运时,不宜启动多台散热器,而应逐台启动,以防止油流带电发生。

(七)防止保护装置误动、拒动

1. 变压器的保护装置必须完善可靠,定期进行校验。严禁将无保护的变压器投入运行。如因工作需要将保护短时停用时,应有相应措施,事后应立即恢复。
2. 气体继电器保护应安装调整正确,定期检验,消除各种误动因素。
3. 跳闸电源必须可靠。当变压器发生出口或近区短路时,应确保断路器正确跳闸,以防短路时间过长损坏变压器。
4. 发生过出口或近区短路的变压器(尤其是铝绕组结构),应根据具体情况进行必要

的试验和检查,对绕组进行变形测量,以判明变压器中各部件有无变形和损坏。

二、预防铁心多点接地和短路故障

在吊检时应测试铁心绝缘,如有多点接地,应查清原因,消除故障。安装时注意检查钟罩顶部与铁心上夹件的间隙,如有碰触应及时消除。供运输时固定变压器铁心的连接件,应在安装时将其脱开。穿心螺栓绝缘应良好,应注意检查铁心螺杆绝缘套外两端的金属座套,防止因座套过长触及铁心造成短路。绕组压钉螺栓应紧固,防止螺帽和座套松动掉下,造成铁心短路。铁心及铁轭静电屏蔽引线应紧固完好,防止出现悬浮放电。铁心或夹件通过小套管引出接地的变压器,应将接地线引至适当的位置,以便在运行中监视接地线中有无环流。当有环流又无法及时消除时,作为临时措施可在接地回路中串入电阻限流,电流一般控制在 300mA 左右。

三、预防套管闪络及爆炸事故

定期对套管进行清扫,保持清洁,防止污闪和大雨时的闪络,在严重污秽地区运行的变压器,可考虑采用加强型套管或涂防污涂料。注意油纸电容式套管的介损、电容量和色谱分析结果的变化趋势,发现问题及时处理。对 100kV 及以上的套管,如发现缺陷较大需进行解体检修时,组装后应该真空注油,真空度及抽真空时间应符合制造厂的要求,检修后应进行高压下的介损和局部放电试验。当发现套管中缺油时应查找原因并进行补油,对有渗、漏的套管应及时处理。电容型套管的抽压和接地运行的末屏小套管的内部引线如有损坏应及时处理,运行中应保证末屏良好接地。运行、检修中应该注意检查引出线端子的发热情况,防止因接触不良或引线开焊过热引起套管爆炸,引线铜头是锡焊的应尽可能改为铜焊。额定电压为 110kV 及以上变压器的套管上部注油孔的螺栓胶垫容易老化开裂,应结合小修予以更换,防止进水。

四、预防引线事故

在安装或大修时,应注意检查引线、均压环(球)、木支架、胶木螺钉等部件有无变形、损伤、松脱。注意去掉裸露引线上的毛刺及尖角,防止在运行中发生放电击穿,发现引线绝缘有损伤的应予修复。对于额定电压为 500kV 的变压器,要注意检查分接引线绝缘状况,对高压出线要检查各绝缘结构件的位置及其电位连接引线的正确连接,各引线头应焊接良好。对套管及分接开关的引线接头和发现缺陷要及时处理。在绕组下面水平排列的裸露引线,如果处在强迫油循环进油口之下,应加包绝缘,以防止杂物引起短路。额定电压为 35kV 及以下的套管导杆上引线两侧的螺母都应有锁母,以防止松动。对额定电压为 35kV 及以上的穿缆引线应包扎半叠绕白布带一层,以防止裸电缆与套管导杆相碰分流烧坏引线。

五、预防分接开关事故

变压器安装投入运行前及无载分接开关改变分接位置后,必须测量使用分接的直流电阻,合格后方能投入运行。对有载调压开关应按出厂说明书规定,在安装及运行中定期对操作机构、切换开关及过渡电阻和选择开关等进行检查和调试,要特别注意分接引线距离和固定状况,动静触头间的接触情况,以及操作机构指示位置的正确性。为防止油渗入变压器本体影响色谱分析的故障判断开关箱,应密封良好,对额定电压为 500kV 变压器必要时应进行切换开关绝缘筒的密封试验。无励磁调压开关应注意检查弹簧状况、触头表面镀层及接触情况,分接引线是否断裂及紧固件是否松动,为防止拔叉产生悬浮电位放电,应注意做等电位连接。

六、防止变压器油劣化

加强油务管理监督工作,定期进行绝缘油的色谱分析和化学监督,保持变压器油质良好,对额定电压为 500kV 变压器,应严格控制变压器油的含水量、含气量、油耐压强度的 $t_{g\delta}$ 四大指标。运行中发现变压器油 $t_{g\delta}$ 等指标增大并使变压器整体绝缘水平下降时,应及时查明原因和进行油处理。装有薄膜密封的大容量变压器,注油时应严格按厂家说明书规定的工艺要求进行,防止出现假油位和进入空气。开启式运行的变压器有条件时可改为隔膜密封,也可采用半导体致冷干燥器驱潮。新投变压器的油中溶解气体色谱试验取样周期应按部颁规程执行,应从实际带电起就纳入色谱监视范围,按实际情况确定取样监测时间间隔,油样应及时进行分析。

七、防止变压器火灾事故

加强变压器的防火工作,应特别注意对套管的质量检查和运行监视,防止运行中发生爆炸喷油,引起变压器着火。运行中应有事故预想。变压器周围应有消防设施。一旦发生事故时能尽量缩小事故范围。进行变压器干燥时,应事先作好防火等安全措施,并防止加热系统故障或绕组过热烧毁变压器。变压器放油后(器身暴露在空气中),进行电气试验(如测量直流电阻或通电试验)时,严防因感应高压打火或通电时发热,引燃油纸等绝缘物。在处理变压器引线焊接及在器身周围进行明火作业时,必须事先做好防火措施,现场应设置一定数量的消防器材。事故储油坑应保持在良好状态,卵石厚度符合要求。储油坑及排油管道应畅通,事故时应能迅速将油排出(例如排入事故总贮油池),防止油排入电缆沟内。室内变压器也应有贮油或挡油矮墙,防止火灾蔓延,洞内变压器设法安装自动的遥控的水喷雾或其他灭火装置。

第十一节 变压器的干燥

一、概述

变压器的器身上除有铁心和导线外,几乎全是绝缘材料,绕组的匝绝缘、撑条、垫块、静电板,以及绝缘纸筒、角环、端绝缘、层压板压圈、铁轭绝缘及引线绝缘支架等,全部是由纤维质的绝缘材料构成。通常其中含有8%~10%的水分。变压器的器身在装配过程中,绝缘材料会进一步受潮。绝缘材料中的水分,不仅使绝缘材料膨胀,影响几何尺寸,更重要的是严重地影响着介质的电气强度、介质损耗,还加速固体绝缘的热老化。

下面主要讨论绝缘纸板与水分的关系。

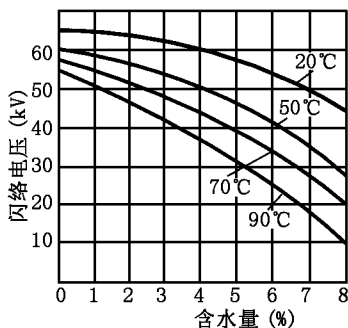


图 2-5-24 闪络电压与含水量的关系

绝缘纸板(5mm厚油浸层压纸板)闪络电压与含水量的关系如图2-5-24所示。从图中可以看出,只要含水量在1%以下时,在不同的温度下闪络电压都较高,含水量增大时,闪络电压很快下降。

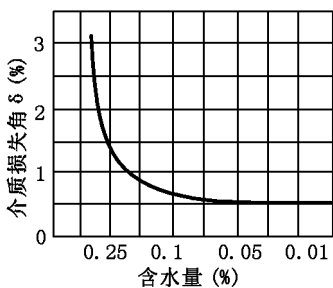


图 2-5-25 介质损失角与含水量的关系

绝缘纸板(0.1mm 厚油浸纸板)介质损失角与含水量的关系如图 2-5-25 所示。由图可见,含水量不于 0.1 时,介质损失角很小,且趋于平稳。

绝缘纸板的含水量对油的含水量[用百万分之一(ppm)表示]的关系如图 2-5-26 所示。由 80℃时的曲线可看出,纸的含水量纸于 1% 时,油的含水量为 15ppm,这可以认为是变压器运行条件中绝缘纸含水量的极限值;当纸的含水量大于 2% 时,油的含水量大于 30ppm,纸绝缘的闪络电压有明显下降的趋势。

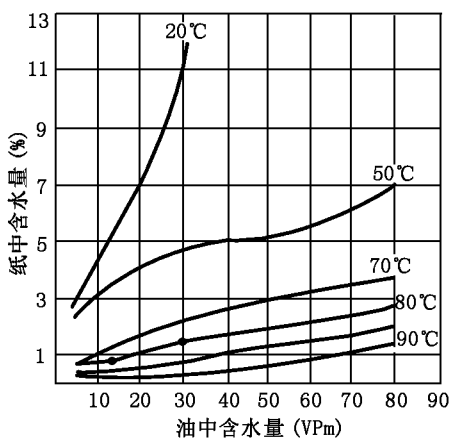


图 2-5-26 油、纸含水量的平衡曲线

为了使绝缘材料中所吸收的水分能迅速转变成蒸气排出,一个重要的因素是加热的温度,即满足水分蒸发的温度,这就必须以热的形式向受潮绝缘材料输送必需的能量。通常以传导、辐射或蒸气冷凝等方式对受潮绝缘材料提供热量,以保持蒸发的温度;在受潮绝缘材料内水汽大量蒸发,所需热量不能平衡时,温度就会下降。为此,往往以涡流、热风、热油喷淋或用其他溶剂蒸汽对其进行加热。另一个重要的因素是降低受潮绝缘材料周围的空气压力,由水分所产生的蒸汽,只能经由绝缘材料纤维的毛细孔向外溢出,为了克服向外溢出的流阻,必须在材料中气化部位和外表之间保持一个压差,这个压差越大,材料表面所排出的水分就越快。要获得蒸汽压差最简单的方法,就是采取抽真空的办法。

因为纤维材料的各层含水量的下降不是均匀的,确切地说是由外向内逐层干燥的,内层的水分子必须穿过外层已经干燥的纤维,毛细孔向外扩散,扩散的途径随着平均含水量的下降越来越长,就越困难;变压器电压等级越高,要求越严格地控制绝缘件的最终含水量。另外,还要考虑器身绝缘可能重新吸潮及为运行储备一定的裕度,一般高压变压器都把含水量控制在 1% 以下。

随着电力工业的发展,变压器的电压等级越来越高,使用的绝缘材料占有量越多,干燥处理在变压器制造和运行中都占有非常重要的地位,要深刻掌握干燥原理,应用在实际的干燥工作中。

二、变压器常用干燥方法

现场常用的干燥方法有涡流、热风和热油喷雾真空干燥,还可用热油循环等进行轻度干燥。

(一) 三种常用干燥方法

1. 涡流真空干燥

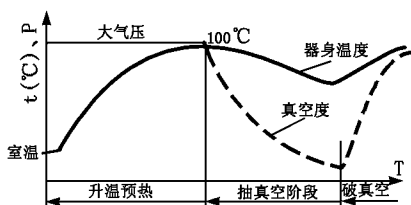


图 2-5-27 传统真空干燥工艺过程曲线

在油箱外缠绕励磁线圈,用感应方法使油箱产生涡流损耗发热,从而对变压器器身加热。升温预热过程,当温度达 $60 \sim 70^{\circ}\text{C}$,每 $1 \sim 2\text{h}$ 启动真空泵抽 $10 \sim 5\text{min}$,排除油箱内已蒸发的少量水分,破坏真空至零,保持大气压状态,有利于热传递加温,逐步升温至 $85 \sim 95^{\circ}\text{C}$ 继续 $2 \sim 4\text{h}$,内部得到充分预热。此时开始抽真空,逐步提高箱内真空度至最高值,大量水分蒸发排出,若热量补充不足,器身温度将有下降趋势,其工艺过程曲线如图 2-5-27 所示。这种干燥方式有着一定的干燥效果,由于在真空状态,热的传导和对流都受到限制,所以需要加热且温度不能升得太高。对有厚绝缘层的高电压、大容量的变压器很难干燥彻底,可用油箱进行干燥,它有设备简单、操作方便的特点。

2. 热风真空干燥

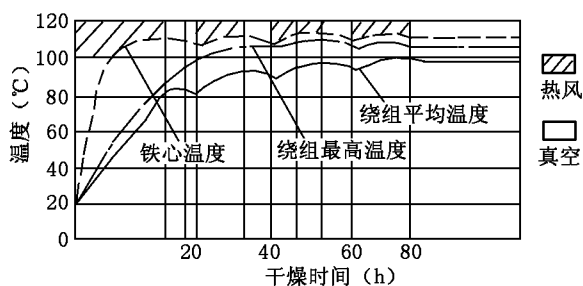


图 2-5-28 热风真空干燥工艺过程曲线

用风机把加热干燥的热空气送入变压器油箱,对变压器的器身进行加热,热风渗透扩散在绕组的每一缝隙进行热交换。这种方法受热面大,升温均匀,可提高加热温度。升温时,以 $10 \sim 15^{\circ}\text{C}/\text{h}$ 的速度升温预热,温升最高取 $95 \pm 5^{\circ}\text{C}$,保持温度 $4 \sim 8\text{h}$,使内部充分预热。此时开始抽真空,真空度提高到最高值,抽出大量水分,保持 $6 \sim 10\text{h}$,当器身温

度有下降趋势、冷凝水量减少时,应破坏真空,再次送热风加热,开始第二个干燥循环、第三个干燥循环……直至干燥终止。其工艺过程曲线图如图 2-5-28 所示。

送风口的热风温度最高不超过 105℃。热风真空干燥对器身加热均匀,与涡流加热相比,较好地提高了温度,水分蒸发也较快。若进一步采用综合加热,当热风停止抽真空的时候,还能继续补充一部分热量,有着更好的效果,对高压大型变压器干燥效果更好。

3. 热油喷雾干燥

热油喷雾干燥是在真空条件下,对变压器器身喷以热油微粒来加热,热油加热过程不会产生局部过热,加热的温度可以比传统干燥加热温度稍高,达 100~105℃。同时,由于热油被喷到器身的各个部位,油沿器身流下,加大了受热面积,因此比传统加热方式均匀,但因为加热是在绝缘材料浸入变压器油后,其扩散系数比无油材料降低甚多,影响水分的蒸发,总的来说,干燥时间相对较短,干燥工艺过程曲线如图 2-5-29 所示。

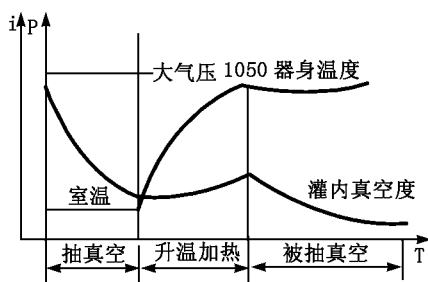


图 2-5-29 热油喷雾真空干燥工艺过程曲线
p—真空 ;t—温度 ;T—时间

这种干燥方式,对心式铁心、有油道的绕组、纸包绝缘较薄的变压器,油流加热易渗透,特别适合检修已浸油变压器干燥,利用油箱干燥抽真空,内部油泥污垢易冲洗干净,干燥效果相当好。

(二) 干燥方法的选择和判断

1. 方法的选择

变压器是否需要干燥应根据变压器历年绝缘试验、油试验数据、密封渗漏以及器身在空气中暴露时间等进行综合判断。有以下几种情况:

(1) 变压器未受潮,不需干燥。变压器密封良好,绝缘试验良好,油合格,器身暴露空气时间不超过规定时,变压器绝缘不会受潮,具有不需干燥投入运行的条件。

绝缘电阻吸收比 (R_{60}/R_{15}) 和介质损耗 ($\text{tg}\delta\%$) 对绝缘受潮反应非常灵敏,一般 35kV 及以下和 63kV 及以上的变压器,吸收比分别大于 1.3 和 1.5,或油温 20℃时介损分别小于 2% 和 1.5% 时,则变压器绝缘没有受潮,不需干燥。

(2) 表面受潮,需要轻度干燥。变压器发现渗漏,但油箱和器身未发现进水浸潮现象,油不合格,器身在空气中暴露超过规定时间,但未超过 48h。这时,测得变压器的吸收

比 (R_{60}/R_{15}) 和介损 $(tg\delta\%)$ 超出标准不多,与过去记录比较不超过 30%,可认为变压器绝缘表面受潮,可作轻度干燥处理。

(3) 变压器受潮,必需进行干燥。变压器内有明显水分,油及绕组绝缘试验超出标准比较大,与过去记录比较增加很多时,变压器需要干燥处理。

根据变压器受潮的程度和现场条件,可选择其干燥的方法:①变压器绝缘受潮,必需进行干燥,且应采用不带油干燥时,根据现场条件可选择涡流真空干燥、热风真空干燥或热油喷雾真空干燥;②变压器绝缘表面受潮,需要轻度干燥时,一般进行带油干燥或在变压器运行中进行带油干燥;③超高压、大型变压器受潮干燥的标准太高,或在现场干燥有困难时,可返厂进行干燥(即气相干燥),否则不能取得满意的效果。

2. 真空条件下测量绝缘电阻的注意事项

真空干燥过程中测量绝缘电阻,应注意到真空状态击穿电压的下降,绝缘的绝缘电阻值很高时,测量绝缘电阻仪器(摇表)的直流电压亦很高。在高真空度的干燥容器中,绕组的绝缘能承受的直流电压值随真空度的升高而下降的很低,如额定电压 220kV 变压器绕组的绝缘,在真空残压为 200Pa 时,能承受摇表直流电压 2500V,也就是说只有额定电压 220kV 及以上的绕组绝缘,可用 2500V 摇表在真空条件下测量。所以,在真空干燥时,必需中断真空或浸入油中才可测试绝缘电阻,即只有热风加热或油循环干燥时,可直接测绝缘电阻,其他干燥方法必须破坏真空方可测绝缘电阻。

3. 干燥完成的判断

器身在干燥过程中,由于温度上升、水分蒸发,绝缘电阻很快下降到最低点,继续干燥,水分将不断蒸发,绝缘电阻将逐渐上升,当满足以下两个条件时,即可认为变压器已干燥合格,可以停止干燥。

(1) 额定电压在 66~110kV 及以下的变压器持续 6h,额定电压 220kV 及以上变压器持续 12h,其绕组的绝缘电阻值不再上升,或极少上升。

(2) 在上述时间内无凝结水析出或出水量很少。

三、气相干燥

(一) 气相的干燥的特点

气相干燥法是在综合了上述干燥方法优点的基础上发展起来的,其干燥是在几乎无空气的条件下进行的,因此可以提高真空容器(干燥罐)内的温度(可达 130℃左右),而且又不降低绝缘材料中水分扩散系数(和喷油比),干燥均匀、彻底、时间短。它的工艺过程曲线如图 2-5-30 所示。

气相干燥法的干燥加温全过程比传统干燥法温度提高 25~30℃,仅从这一点看,气相干燥法使绝缘内的水蒸气分压增加 2 倍以上,扩散系数增加了 1 倍以上。

这种干燥法使用煤油蒸气作载热体,它的凝结热高达 73J/kg,其热容量比空气约大

100 倍 利用凝结后的煤油顺着器身流下,充分加热器身,其浸透力很强,传导效率高,因此加热速度快。煤油蒸气的优点如下。

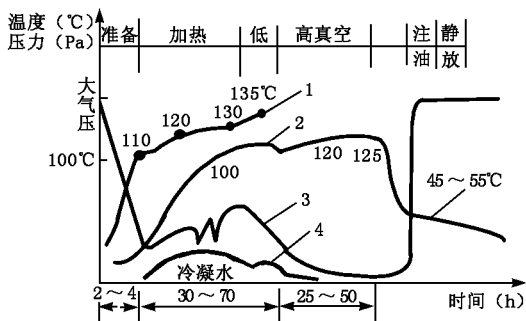


图 2-5-30 气相干燥工艺过程曲线

1—蒸馏缸温度;2—器身温度;3—真空缸内压力;4—冷凝水

1. 煤油蒸气放热过程是在被干燥表面上进行,越是冷的地方放热越好,冷凝过程也最活跃。与传统方法相比,其传热而增大、加热均匀,从而保持了干燥的彻底性。

2. 煤油蒸气压力比水蒸气压力低得多,所以从最初加热到高真空结束的全过程中,绝缘材料脱水一直在进行。

3. 煤油蒸气还可以洗去器身的变压器油,恢复到与没有浸油一样,也恢复了绝缘材料的扩散系数,有效的提高油浸变压器的干燥速度和彻底性。同时,将残存在绝缘中的老化物质、泥污、杂质等清洗掉,提高了其电气性能。用煤油气相干燥法处理检修的变压器也是非常理想的方法。

(二)煤油气相干燥的步骤

煤油气相干燥分四个阶段:①准备阶段,将煤油加热蒸发,把真空罐抽真空;②加热阶段,把合乎要求的煤油蒸气送进真空罐,对器身加热,使器身温度不断升高,绝缘内水分不断被蒸发抽走,达到一定要求后,停止送煤油蒸气,罐内温度靠罐的加热管来维持;③低真空阶段,对真空罐抽真空,把遗留在器身上的煤油变为蒸气抽走,提高罐内的真空度;④高真空阶段,进一步提高罐内真空度,使绝缘内的水分和煤油进一步蒸发,从而完成器身彻底干燥的目的。

(三)气相干燥原理

气相干燥整个设备系统是比较复杂的,国内几个大变压器厂使用的设备,包括真空罐及液压系统,真空机组及检漏系统,煤油蒸发蒸馏和加热系统,压缩空气系统,冷却水站及冷却系统,测量和控制系统以及注油系统和贮运煤油系统等。

气相干燥装置原理图如图 2-5-31 所示,图中标出了整个系统及关键装置,以下分为五个部分进行介绍说明。

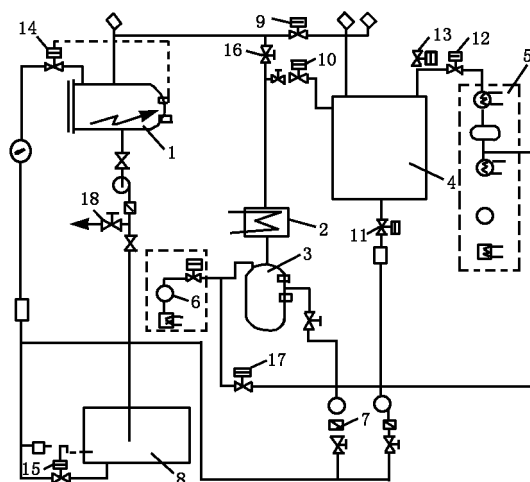


图 2-5-31 气相干燥装置原理图

- 1—蒸发器；2—冷凝器；3—收集器；4—真空罐；5—高真空装置；
6—排气泵；7—冷凝物泵(输送泵)；8—储油罐；9—蒸汽输入阀；
10—回流阀；11—冷凝物阀；12—真空阀；13—通气阀；
14—注油阀；15—回流阀；16—蒸汽旁通阀；
17—紧急换向阀；18—紧急出油阀

1. 蒸发器的充油放油

储油罐 8 可以通过回流阀 15 用油泵向蒸发器 1 加油。在蒸发器 1 发生泄漏时可通过紧急排油阀 18 向储油罐 8 排油。

2. 泄漏泵的运行

当蒸发器充油后还未加热以前,可用排气泵 6 经收集器 3→冷凝器 2→旁通阀 16 对蒸发器抽真空,在运行过程中,关闭旁通阀 16,排气泵 6 可一直对收集器 3、冷凝器 2 抽真空,并通过它们对真空罐 4 抽回程混合气体。

3. 真空系统的运行

在准备阶段和高真空阶段,真空装置 5 对真空罐 4 抽真空,而在真空罐发生泄漏时,真空机组可以通过紧急换向阀 17 和排气泵 6 一起经收集器、冷凝器对真空罐 4 进行紧急抽真空。

4. 加热处理

在加热阶段,当蒸发器 1 的蒸气温度达到 115℃、真空罐的真空度达到 700Pa 时,打回蒸汽输入阀 9 使煤油蒸气进入真空罐 4 而加热器身。被冷凝的煤油通过真空罐底部的冷凝物阀 11 用冷凝物泵 7 把油经注油阀 14 打回蒸发器 1 循环使用。加热蒸发的水蒸气、残存气体以及少量煤油蒸气的混合气体经回流阀 10 到冷凝器冷凝后,水及煤油流进收集器 3,而残余气体被排气泵 6 排进大气。油和水在收集罐 3 内因比重不同分开,水经计量后被排走,煤油经泵 7 和注油阀 14 打回储油罐 8 循环使用。

蒸发器不断地蒸发煤油气,利用压差(真空罐压力低)不断地送往真空罐加热器身,而蒸气放热变成煤油后又不断地流回蒸发器。如此循环下去,一直到加热完毕。

5. 真空处理

停止给储油罐 8 加热,关掉阀 9,用排气泵 6 经收集器 3、冷凝器 2、回流阀 10 提高真空罐 4 的真空度,然后关上回充阀 10,启动真空装置 5 给真空罐 4 抽真空,直到干燥完毕。

因为气相干燥设备是以煤油蒸气为载热体介质的,所以必须有煤油和煤油蒸发系统,这也是气相干燥系统的骨架。但为了形成完整的气相干燥设备系统,还必须在原理骨架上添加一些辅助系统装置,以满足主体系统的要求。例如,为了使煤油蒸发,必须有煤油加热系统;为了使煤油净化,除去变压器油,设置了蒸馏室导热油系统;为了使设备冷却及满足回程气体的冷凝需要,必须有冷凝系统;为了干燥完毕后直接注油,要有注油管路;为了整个系统的正常运行,必须有检测控制系统等等。

目前经过运行验证,普遍认为气相干燥设备处理质量高、周期短,有很好的经济效益,它已成为干燥处理高、中压大容量变压器较理想的、可靠的先进设备。

比较上述几种干燥方法,以大型变压器为例,如果传统的干燥方法周期为 1,则热油喷雾真空干燥法周期为 0.4 左右,而气相干燥法周期仅为 3.3 左右。

四、不干燥检修法

(一) 不干燥检修法概述

不干燥检修是指在检修中采用各种办法,避免绝缘深层受潮;用抽真空和干燥气体替换的办法,及时把表面的潮气逐步清除。它适用于变压器的标准和非标准项目大修和吊检,或避免户外作业天气变化影响时对运行变压器所作的临时检修和故障处理等。

(二) 保证不受潮的工艺措施

1. 充分的准备工作

- (1) 准备现场起吊钟罩(器身)的设备、场地;
- (2) 准备合乎要求的真空泵、真空滤油机;
- (3) 准备足够纯度氮气或一台干燥空气发生器;
- (4) 变压器的油箱应能承受抽真空的要求;
- (5) 工作目的清楚,应在检修前作好的项目事先作好;各项工具、材料及熟练技术人员应充分保证,以便提高效率缩短时间。

2. 检修中限制绝缘从大气中吸收水分

(1) 变压器检修中,每次排油或破坏真空,充以纯氮(含水量小于 2.6ppm)或干燥空气(露点 -40℃),防止大气进入油箱浸潮。

(2) 排油吊罩后,将绕组和引线等用塑料布包封严密,减少从流动大气中吸潮的可能性。对于需检修部分,随修随拆,修后立即包好。

(3) 拆下的围屏纸板、撑条、垫块、胶木螺栓及木支架等绝缘件, 尽量存放在油箱内, 这样可以每次参与抽真空脱水处理。

(4) 油箱内无法存放的拆下的绕组及绝缘部件等, 应暂时装入特制的大塑料袋内, 充以干燥气体, 保持微正压, 若需长时间存放, 应浸在油中或特制的罐中。

(5) 在空气中存放的金属件、瓷件等, 在回装时需擦净表面, 最好进烘房加温后装配。

3. 减少施工中带进的水分

(1) 预防措施有: 拆卸装配绝缘件时自始至终要级细心, 发现损坏应立即更换新件, 发现有浸潮水迹时, 要彻底清除。

(2) 焊接头或内部须要焊割时, 不可用水降温, 若必须降温, 要有烘干措施。

(3) 要准备塑料布等、防备天气突然变化。

4. 防止水分向绝缘深层渗透和积累

(1) 大气中水分渗入纸绝缘的深度, 主要与其在空气中暴露的时间有关, 如气温 30℃, 相对湿度 80%, 纸绝缘在空气中暴露时间与水分渗入纸绝缘最大深度的关系如表 2-5-6 所示

表 2-5-6 暴露时间与水分渗入纸绝缘最大深度关系

纸绝缘在空气中暴露时间(h)	24	48	72
水分渗入纸绝缘的最大深度 (mm)	1.8	2.5	3.0

一般变压器器身在空气中暴露的时间规定为:

相对湿度 $\leq 65\%$, 不超过 16h;

相对湿度 $\leq 75\%$, 不超过 12h。

如果把每天工作的时间缩短, 则水分渗入纸绝缘的最大深度就减少, 若控制在 8h, 则最大深度在 1mm 以内。因此, 减少变压器在空气中的暴露时间, 可以防止水分向绝缘深层渗透。建议每天暴露工作时间(从开始放油或破坏真空时起, 至开始注油或抽真空时为止), 不要超过 8h。

(2) 用抽真空的办法排除浸入在绝缘表面的潮气。大气中的潮气渗入绝缘后, 在短时间内绝大部分在绝缘表面, 如在气温 30℃, 相对湿度为 80%, 绝缘在空气中露时间为 72h 时, 其中水分分布如表 2-5-7 所示。

表 2-5-7 距纸绝缘表面的距离与纸绝缘中水分关系

距纸绝缘表面的距离 (mm)	≈ 0	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0
纸绝缘中水分(%)	13.0	7.0	3.5	1.8	1.0	0.5	0.3

注 干燥后未受潮的含水量为 0.3%。

因此,器身每在空气中暴露一次,就应抽真空脱潮处理一次,以防水分向绝缘深层渗透。如果器身在空气中暴露后不抽真空就注油,就起不到脱水作用,反而会促使表面受潮向深层发展。

抽真空时的残压是由残留的油蒸气和空气共同构成。当真空度达残压为 133.3Pa 时,在常温 20℃ 下,纸绝缘中的水分与残留气体中水分达到平衡后,纸绝缘中水分可达到 1% 以下。因此,在每次收工后,应将器身装回油箱并保持良好的密封状态,然后用高真空泵抽真空,力争达到最高值后,继续开动真空泵的时间不少于器身在空气中暴露的时间。这样基本上能使每次的受潮及时得到清除,水分就不会逐次的积累并向深层发展。

5. 干燥空气发生器的使用

(1) 干燥空气发生器的使用原理。空气发生器的整套系统如图 2-5-32 所示,国内已有厂家生产成套设备以供使用。

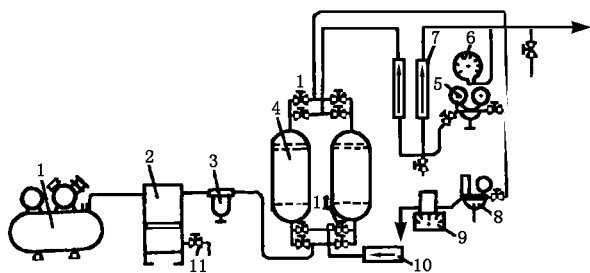


图 2-5-32 干燥空气发生装置系统图

- 1—全无油润滑空气压缩机；2—空气冷凝脱水机；3—分水滤气器；
 4—干燥塔；5—氧气减压表；6—电触点信号压力表；
 7—玻璃转子流量计；8—医用氧气减压表（带流量计）；
 9—露点仪；10—消声器；11—阀门

根据空气露点与纸绝缘之间含水平衡的理论,干燥空气有很好的吸潮效果。可从以下试验数据说明:当气温 25℃,干燥空气的露点为 -40℃,空气和绝缘纸中水分平衡后,纸板中含水量为 0.5%;当气体露点为 -30℃,纸中含水量为 1%;当气体露点为 -15℃,纸中含水量为 2%,在大气自然条件下,纸中含水量可达 12%。因此,将干燥空气送进检修的变压器中,可防止绝缘件浸入潮气而免于干燥。

(2) 干燥空气发生器使用工艺要求与操作。干燥空气发生器的出气管径为 $\phi 30 \sim \phi 40$ 的透明尼龙管,连接到变压器进气管,管路事先用合格的干燥空气吹 10~30min。干燥空气发生器设专人操作运行,供给的干燥空气经露点仪检测,应符合使用要求。当有人进入变压器油箱内检修作业时,要连续向油箱内送露点为 -30℃~-40℃干燥空气约 0.3~0.5m³/min,使箱内保持 0.01MPa 的微正压。夜间或雨天停工时,应向变压器油箱内充露点 -40℃干燥空气,保持 0.01~0.02MPa 微正压,封存中,每 2h 检查一次微正压是

否正常,每 4h 检查干燥空气露点,并取箱底残油样作耐压试验,掌握浸潮情况。进入油箱内的工作人员必须有防护措施,防止汗水、工具、杂物落入油箱内,应设专人监护,防止人员窒息。

(3)适用范围。用干燥空气发生装置能产生高度干燥的空气,在变压器干燥工作中有着广泛的应用,对“不干燥检修法”来说,更是一种不可缺少、随时可用的“干燥清洗剂”。它适用的项目有:①220kV 及以上大容量变压器的不吊罩进入检修;②回装或更换高压套管、有载调压开关时,变压器本体需排油,进入工作时;③变压器器身露置空气中超过规定时间,需油封存过液时;④变压器临时检修或故障检修时。

6. 认真进行真空注油

(1)变压器复装。除气体继电器外,全部零部件安装完毕后,在气体继电器联管油箱侧加封板,进行抽真空,准备真空注油。变压器除储油柜外,其他零件,包括冷却器、压力释放阀等连为一体参加抽真空,达到油箱极限值,力争残压不大于 133.3Pa,开动真空泵的时间要满足要求,以不小于 20h 为佳。抽真空中,对排除绝缘中的气泡和水分要求十分严格,尤其是对于 500 千伏变压器。绝缘物中含水量与周围平衡水蒸气压力(即真空残压)的关系如图 2-5-33 所示。例如,在 20℃ 温度下,真空度达到残压 13Pa 时,绝缘物的含水量为 0.68%,目前超高压变压器油箱机械强度均满足全真空的要求,可达到真空残压小于数十帕的要求。

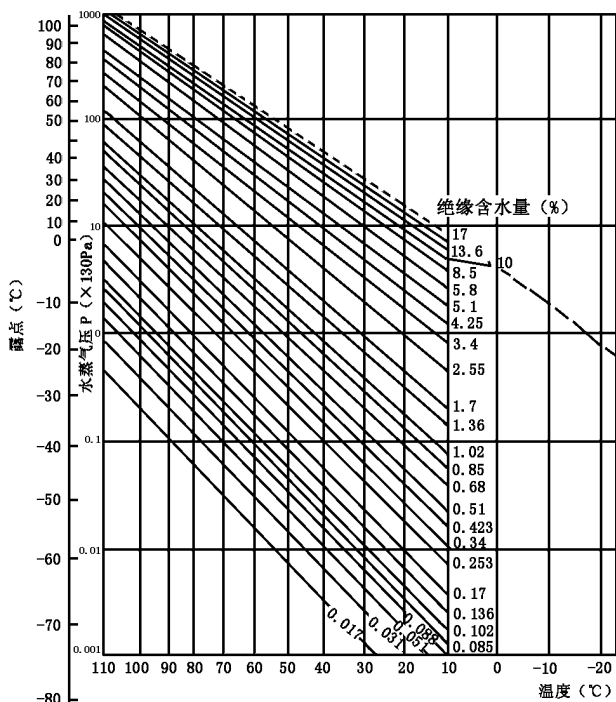


图 2-5-33 绝缘物中含水量与周围平衡水蒸气压力的关系

(2) 注油时,真空泵继续运转,从油箱下部阀门进油(合格油),当油面距箱顶 200mm 时停止进油,继续抽真空脱气。若经真空滤油机进油,可停真空泵继续进油,直至油箱内没有残留空间为止。

(3) 油箱破坏真空后,拆除真空管路,复装密封后试漏,变压器内残留空间(升高座内等)可从油箱上部阀门和储油柜放气塞进行补油,一直补到全部放气塞溢油为止。经过变压器各部排气补油,确认气已排完,再排出储油柜中多余的油,直至油面计指示规定的位置为止。

(4) 在整个不干燥检修的过程中,分析有无浸潮的可能,必要时可进行热油循环,最好用真空滤油机加热,但出口油温最高不超过 85℃。冷却器关闭,热油循环结束,再打开冷却器参与运行 1~2h,使全部油至少循环一遍,之后静放 12h 以上,打开所有放气塞放气,等待试验和投入运行。

(三) 不干燥检修法的优缺点

变压器按照不干燥检修法的要求进行各项工作完成后,须通过试验鉴别变压器浸潮程度。将检修前、后的试验数据对比较为准确,一般来说,对比的数据相同和有点增加都是正常的,很轻微的浸潮现象在变压器投入运行后可以逐渐恢复正常,如试验值增加稍大,但不超过 30%,可以再次进行真空注油或用热油循环,或进行轻度干燥处理使其恢复,若试验值偏大,达到必需干燥的标准,则不干燥检修工作不被认可,则应重新进行干燥。

不干燥检修法在具有先进技术基础和充分准备的条件下是能保证作到的,对大型变压器则有着更现实的意义,一是现场的大型变压器进行一次干燥工作要耗费大量人力物力,这种方法可节省开支;二是大型变压器更利于进入内部工作。但是,该方法也具有一定的局限性,对于必须采用该方检修的变压器,都要充分细致的进行研究,如容量大小、检修项目、工作场所、采用工具设备等的合理性,必须保证万无一失。

第十二节 变压器的继电保护

一、变压器的瓦斯保护

瓦斯保护灵敏、快速,接线简单,可以有效地反应变压器内部故障。过去由于气体继电器构造上的缺陷,有时出现误动作。近年来,基本克服了瓦斯保护误动作的缺点。运行经验证明,变压器油箱内的故障大部分是由瓦斯保护动作切除的。

气体继电器安装于变压器油箱和油枕的通道上,见图 2-5-34。为便于气体的运

动,在安装时使变压器油箱顶盖及联接管与水平面稍有倾斜。

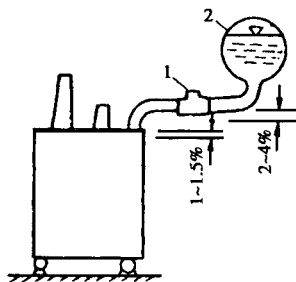


图 2-5-34 气体继电器安装示意图

1—气体继电器；2—油枕

气体继电器的外壳是一个三通管,老式的浮筒型气体继电器的内部有两个浮筒,每个浮筒上都有一对水银接点,浮筒能绕固定轴转动。见图 2-5-35 所示。

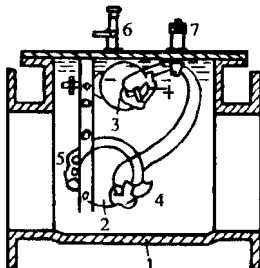


图 2-5-35 双浮筒式气体继电器结构图

1—外壳；2—重瓦斯筒；3—轻瓦斯浮筒；
4—水银接点；5—调整重锤；6—放气孔；7—接线柱

正常运行时,气体继电器里充满了油,由于油的浮力作用,两个浮筒都浮起,继电器接点处于断开状态,如图 2-5-36(a)。

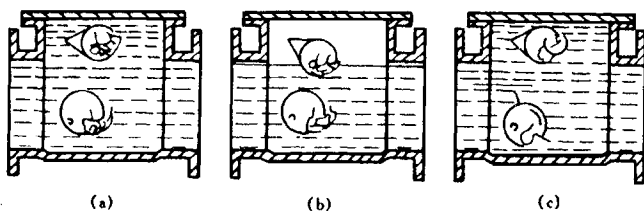


图 2-5-36 气体继电器的动作原理

(a)正常情况 (b)轻微故障 (c)严重故障

当变压器内部发生故障时,油箱内产生大量气体,在该气体作用下形成强烈的油汉,冲击继电器下浮筒,使下浮筒向下转动,继电器下浮筒接点闭合。作用于跳闸,见图 2-5-36(c)。

当变压器因漏油而油面下降时,继电器内油面随之下降,当达到其动作值时,接点闭合发出信号(上浮筒下降),如油面继续下降使下浮筒落下,将导致变压器跳闸。

变压器外部短路引起严重过电流时,油的流动速度加快,这时也可能使下浮筒动作于跳闸。为了防止这种现象发生,在继电器的下浮筒上安装了一个可以移动的重锤,调节重锤的位置就可以调节下浮筒动作的油的流速。

瓦斯保护的接线很简单,如图 2-5-37 所示。图中出口中间继电器 KOM 为有一个电压动作线圈,两个电流保持线圈的中间继电器(DZS—136),使用该继电器的目的是考虑到下浮筒的接点在油流的冲击下动作时,接触往往不稳定,因而操作回路必须能自保持,以保证可靠地跳闸。

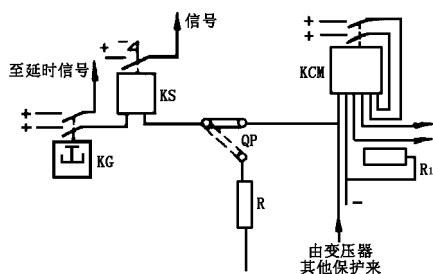


图 2-5-37 瓦斯保护接线图

浮筒型气体继电器的缺点是不够可靠,有时出现误动作(如浮筒漏油时),为克服这个缺点,可把下浮筒改成挡板。挡板型气体继电器型式很多,构造图在此省略。

当变压器内部发生严重故障时,油流冲击挡板,挡板即偏转一个角度。板后之连动杆随之转动而上升,挑动与水银接点卡环相连的连动环,使水银触点分别向与油流垂直的两侧转动,两水银触点同时接通使断路器跳闸。

采用挡板双接点型气体继电器时,瓦斯保护可采用如图 2-5-38 所示的接线,当重瓦斯两触点 KG1 和 KG2 同时接通才作用于跳闸。这样可避免由于振动引起的气体保护误动作。

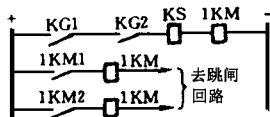


图 2-5-38 采用挡板双接点型瓦斯继电器的瓦斯保护接线图

近年来,使用较多的气体继电器为 QJ1—80 型,它的轻瓦斯部分由开口杯,固定在开口杯上的磁铁及干簧触点构成,重瓦斯部分由挡板,弹簧,固定在挡板上的磁铁,干簧触点及调节螺杆构成,如图 2-5-39 所示。

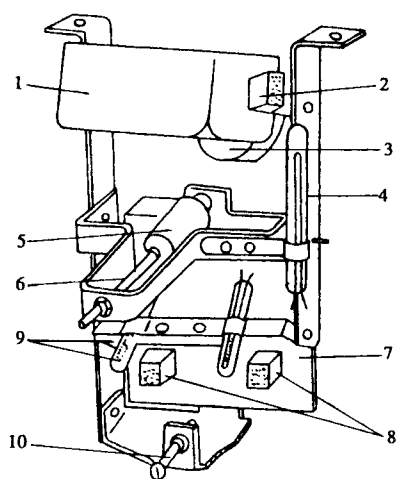


图 2-5-39 QJ1—80 型瓦斯继电器

- 1—轻瓦斯开口杯；2—永久磁铁；3—开口杯配重砣；
4—轻瓦斯干簧触点；5—弹簧；6—整定限制杆；7—挡板；
8—永久磁铁；9—重瓦斯干簧触点；10—档板限位顶杆

QJ1—80 型瓦斯继电器的工作原理是，正常运行时继电器和开口杯内充满了油。开口杯可绕轴转动，对开口杯来说，既有杯内油的重力作用，也有杯外油的浮力，还有作用于轴另一侧平衡锤的重力及油对平衡锤的浮力。结果开口杯处于浮起的位置，固定在开口杯上的磁铁远离干簧触点，接点处于打开状态，当变压器油箱内发生严重故障时，油流冲击挡板的力量大于弹簧的阻力，挡板倾斜一个角度，固定在挡板上的磁铁靠近两个干簧触点，干簧触点接通发生跳闸脉冲。

QJ1—80 型气体继电器用干簧触点代替了水银触点，用开口杯及挡板代替浮筒，因而它的防震性能很好，不存在浮筒漏油引起的误动，工作可靠性能良好。重瓦斯的动作油流速度可在 $0.7 \sim 1.5\text{m/s}$ 的范围内调整，一般变压器及强迫油循环变压器均可使用。通过改变轻瓦斯平衡锤的位置，可使轻瓦斯触点动作的容积在 $250 \sim 300\text{mL}$ 范围内调节。

二、变压器的电流速断保护

对于容量不大于 5000kVA 的变压器，一般在电源侧装设电流速断保护，作为电源侧绕组和电源侧套管及引出线故障的主要保护。采用限时过电流保护，保护变压器全部并作为下一元件的后备保护。

图 2-5-40 为变压器电流速断保护的原理接线图。电流互感器装于电源侧，电源侧为中性点直接接地系统时，保护采用完全星形接线方式。电源侧为中性点不接地或经消弧线圈接地系统时，则采用两相式不完全星形接线。

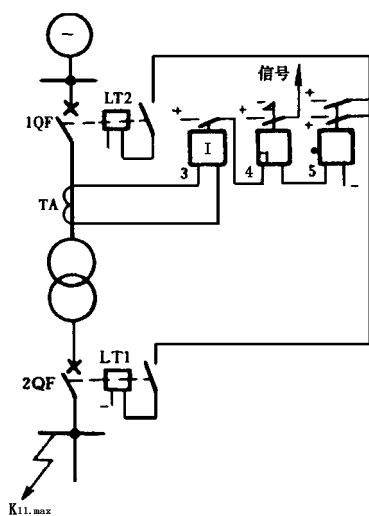


图 2-5-40 变压器电流速断保护

电流速断保护的起动电流按躲开变压器二次侧母线短路的最大短路电流整定。

三、变压器的差动保护

对于容量大于 5000kVA 的变压器，通常采用差动保护。差动保护主要用来保护变压器绕组内部及其引出线上发生的各种相间短路，同时也可以保护变压器单相匝间短呼 and 接地短路。

变压器差动保护的原理接线如图 2-5-41 所示。变压器差动保护与发电机差动保护的原理相同。但是，由于变压器在结构和运行上有一些特点，实际在保护范围内没有故障时，也有较大的不平衡电流流过继电器。必须设法减少和躲开不平衡电流，才能在变压器上成功地应用差动保护。

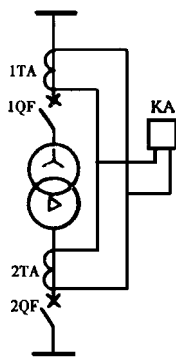


图 2-5-41 变压器差动保护原理图

(一) 产生不平衡电流的因素

1、两侧电流互感器的型式不同

由于变压器两侧的额定电压与额定电流不同,装设在高压侧的电流互感器的型式就不同。例如高压侧是利用断路器套管中的套管型电流互感器,而低压侧则另外装设卷线式电流互感器,两者型式不同,特征也不一致,将引起不平衡电流。

2. 两侧电流互感器的变比不同

由于变压器高压侧和低压侧的额定电流不同,因此在实现变压器差动保护时必须选用变比不同的电流互感器。在选用电流互感器时,两侧电流互感器的计算变比与标准变比不完全相符,也将引起不平衡电流。

3. 变压器各侧绕组的接线方式不同

当变压器两侧绕组按 $Y, d11$ ($Y/\Delta-11$) 方式接线时,其高压侧与低压侧电流有 30° 的相位差。因此,即使变压器两侧的电流互感器的二次电流在数值上相等 ($I_1 = I_2$) 差回路中仍有很大的不平衡电流 I_{bp} , 流过如图 2-5-42 所示。

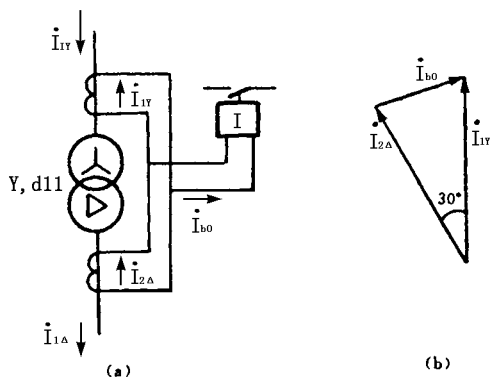


图 2-5-42 变压器 $Y, d11$ 接线时,两电流互感器二次电流存在着相位差
(a)接线图 (b)相量图

4. 变压器的励磁涌流

当变压器空载投入或外部故障切除后电压恢复时,可能出现数值很大的励磁涌流。这是因为在稳态工作情况下,铁芯中的磁通应滞后于外加电压 90° ,如图 2-5-43(a)所示的 Φ_{z1} 。如果空载合闸瞬间,刚好电压瞬时值 $u=0$,则铁芯中应该具有磁通 $-\Phi_m$,但是由于铁芯中的磁通不能突变,因此将出现一个幅值为 $+\Phi_m$ 的非周期分量的磁通 Φ_{fz} ,这样在经过半个周期后,若不考虑 Φ_{fz} 的衰减,铁芯中的总磁通将达到 $2\Phi_m$,见图 2-5-43(a)中的 Φ_{z2} 。这时变压器的铁芯将高度饱和,励磁电流剧烈增大,见图 2-5-44 所示。该励磁电流就称为变压器的励磁涌流。励磁涌流最大值可达额定电流的 $6 \sim 8$ 倍,同时电流中含有很大的非周期分量和高次谐波分量,其波形几乎全部偏在时间轴的一边,如图 2-5-44 所示。励磁涌流在变压器合闸后开始瞬间衰减很快,对中小型变压器,经过 $0.5 \sim 1s$ 其值已不大于 $0.25 \sim 0.5I_{e.B}$ ($I_{e.B}$ 为变压器额定电流)。但在大型变压器中励磁

涌流要完全衰减则需要较长的时间。

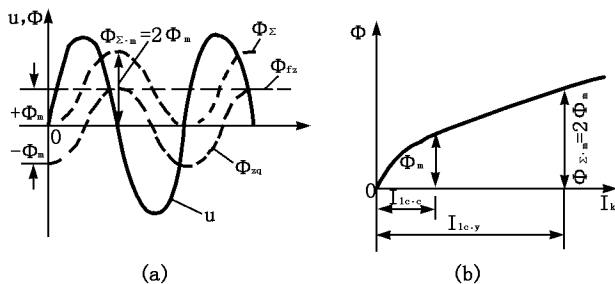


图 2-5-43 铁芯中的磁通变化

(a) 铁芯中磁通变化 (b) 励磁电流与磁通的关系曲线

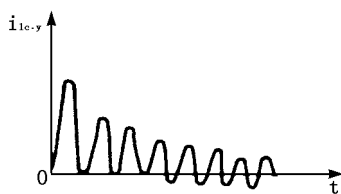


图 2-5-44 变压器中的励磁涌流

励磁涌流通过电流互感器变为二次电流后将全部流入差动回路中。

5. 在运行中改变变压器的变比

当变压器有带负荷调压装置时,由于分接头改变,变压器的变比也随之改变,电流互感器二次电流的平衡关系被破坏,在继电器中产生不平衡电流。

通过上面的分析可知,变压器差动保护中最突出的矛盾是不平衡电流很大。因此,必须采取有效的措施来减少和躲过不平衡电流。

(二) 减少和躲过不平衡电流的措施

1. 相位补偿

y,d11 接线的变压器两侧电流存在相位差,将引起继电器中的不平衡电流。为了消除此种不平衡电流,就必须消除差动回路两臂中电流的相位差。进行相位补偿的方法是将变压器星形侧的电流互感器接成三角形,而将变压器三角侧的电流互感器接成星形,如图 2-5-45 所示。

图 2-5-45 中电流 I_A^Y, I_B^Y, I_C^Y 表示变压器星形侧一次电流。 $I_{A\phi}^\Delta, I_{B\phi}^\Delta, I_{C\phi}^\Delta$ 及 $I_A^\Delta, I_B^\Delta, I_C^\Delta$ 分别表示变压器三角形侧的一次相电流和线电流。 $I_{A\phi}^\Delta, I_{B\phi}^\Delta, I_{C\phi}^\Delta$ 分别与 I_A^Y, I_B^Y, I_C^Y 同相位,而 $I_A^\Delta = I_{A\phi}^\Delta - I_{B\phi}^\Delta$ 比 $I_{A\phi}^\Delta$ 超前 30° , I_B^Δ, I_C^Δ 也分别比 $I_{B\phi}^\Delta, I_{C\phi}^\Delta$ 超前 30° 。显然 $I_A^\Delta, I_B^\Delta, I_C^\Delta$ 也分别超前 I_A^Y, I_B^Y, I_C^Y 30° 。变压器星形侧电流互感器二次相电流相量 $i_{a\phi}^Y, i_{b\phi}^Y, i_{c\phi}^Y$ 分别与 I_A^Y, I_B^Y, I_C^Y 同相

位。由于这组电流互感器接成三角形,所以臂中电流 $\dot{I}_A^Y, \dot{I}_B^Y, \dot{I}_C^Y$ 比 $\dot{I}_{a\phi}, \dot{I}_{b\phi}, \dot{I}_{c\phi}$ 超前 30° 。而变压器三角侧电流互感器接成星形,故二次臂中电流 $\dot{I}_a^\Delta, \dot{I}_b^\Delta, \dot{I}_c^\Delta$ 分别与 $\dot{I}_A^\Delta, \dot{I}_B^\Delta, \dot{I}_C^\Delta$ 同相位。由此可见,差回路中的一臂电流 $\dot{I}_a^Y, \dot{I}_b^Y, \dot{I}_c^Y$ 分别与另一臂中的电流 $\dot{I}_a^\Delta, \dot{I}_b^\Delta, \dot{I}_c^\Delta$ 同相位,也就是说它们的相位差为零,这样就消除了由于变压器 $y, d11$ 接线而产生的不平衡电流。相位补偿较有效地减少了两侧电流的相位差,且简单易行,故广泛应用于 $y, d11$ 接线的变压器差动保护中。

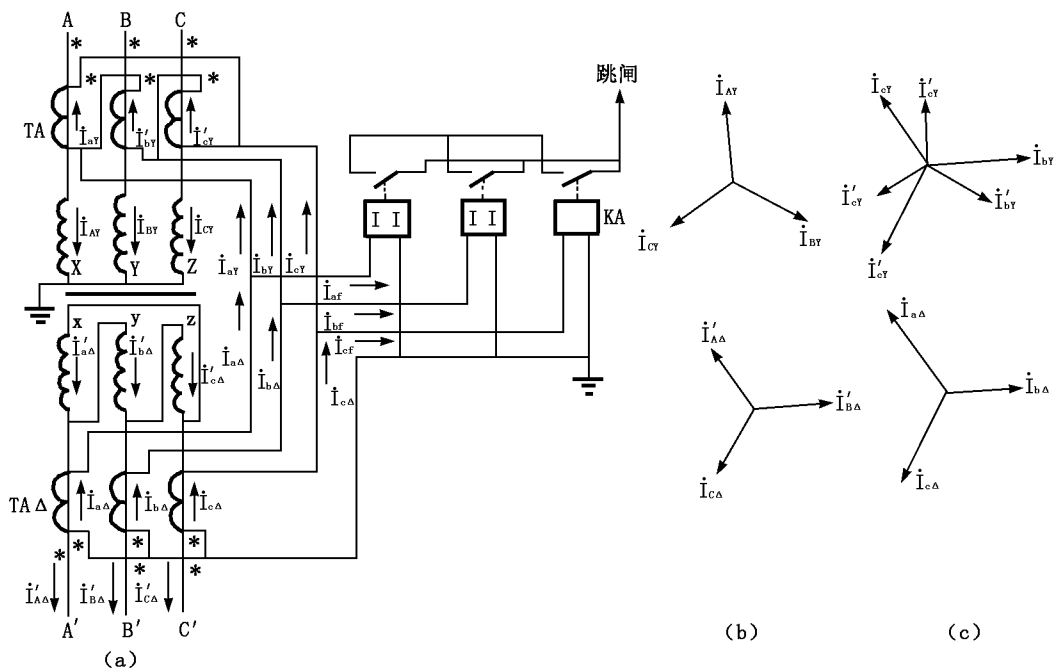


图 2-5-45 Y,d11 变压器差动保护接线图及相量图

通常,保护用的电流互感器的变化是按变压器额定电流选择的。采用了相位补偿以后,差动保护一臂是三角形接线的电流互感器的线电流 $\dot{I}_a^Y = \sqrt{3}\dot{I}_{a\phi}$,而另一臂是星形接线的电流互感器的线电流 \dot{I}_a^Δ ,为了使 \dot{I}_a^Y 和 \dot{I}_a^Δ 在变压器正常工作时数值相等,必须这样选择电流互感器的变化,即按星形接线的电流互感器变比为:

$$n_1(Y) = \frac{I_e \cdot K(\Delta)}{5}$$

按三角形接线的电流互感器变比为

$$n_1(\Delta) = \frac{\sqrt{3} \cdot I_e \cdot K(Y)}{5}$$

式中 $I_e \cdot K(\Delta)$ ——绕组接成三角形侧变压器的额定电流;

$I_e \cdot K(Y)$ ——绕组接成星形侧变压器的额定电流。

实际上选择电流互感器变比时,是根据电流互感器规格,选择一个接近和稍大于计算值的标准变比。

2. 采用 BCH—2 型差动继电器

变压器励磁涌流中含有很大的非周期分量。BCH—2 型差动继电器主要部分是一个带短路线圈的速饱和变流器,利用励磁涌流中的非周期分量可以有效地躲过励磁涌流。

BCH—2 型差动继电器的铁芯上绕有平衡线圈,下面把平衡线圈的作用作一介绍。

在选用电流互感器时,两侧电流互感器的计算变化与标准变比不完全相符,很难使两侧电流互感器二次的两臂中电流大小相等。例如有一台 31.5MVA,两侧电压分别为 10.5kV 和 115kV, $\Delta/11$ 接线的变压器,其两侧额定电流各为:

$$I_{I} = \frac{31.5 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 10.5 \times 10^3} = 1730A$$

$$I_{II} = \frac{31.5 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 115 \times 10^3} = 158A$$

选标准变比,低压侧电流互感器的变比只能选为 $n_{1I} = \frac{2000}{5} = 400$,高压侧电流互感器接成三角形,按 $n_{12} = \frac{\sqrt{3} \times 158}{5}$,选 $n_{12} = \frac{300}{5} = 60$ 。这样,差动保护两臂中的电流并不相等。各为:

$$I_{I} = \frac{1730}{400} = 4.32A$$

$$I_{II} = \frac{158}{60} \cdot \sqrt{3} = 4.55A$$

从上两式可知,差回路中有不平衡电流 $I_{b,p}$, $I_{b,p} = I_2 - I_1 = 4.55 - 4.32 = 0.23A$,该电流流入继电器中,这一电流可用 BCH 型差动继电器的平衡绕组 W_{ph} 予以消除,其原理接线如图 2-5-46 所示。

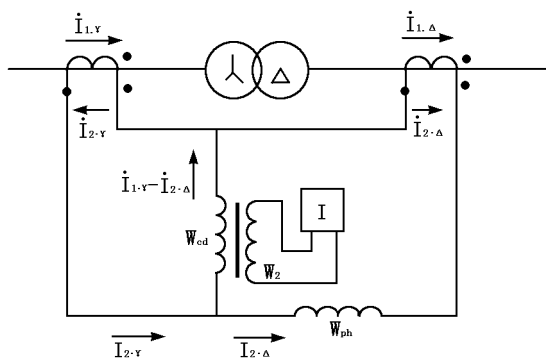


图 2-5-46 平衡绕组消除 $I_{b,p}$ 的原理图

一般是将 W_{ph} 接于保护臂中电流小的一侧。由于 $I_2 > I_1$, $I_2 - I_1$ 流过差动绕组 W_{cd} ,

形成磁动势 $(I_2 - I_1)W_{cd}$,适当选取平衡绕组的匝数 W_{ph} ,将它串入一臂例 I_1 侧,使 $(I_2 - I_1)W_{cd} = I_1 \cdot W_{ph}$

$$\text{故 } :W_{ph} = \frac{I_2 - I_1}{I_1} W_{cd}$$

接线时注意极性,应使 I_1 在 W_{ph} 上产生的磁动热与 $(I_2 - I_1)$ 在 W_{cd} 上产生的磁动势互相抵消。这样,由于两臂中电流不等引起的不平衡电流,在 BCH 型差动继电器二次线圈 W_2 中就不会感应出电势。执行元件中就不会出现电流。

3. 采用 BCH—1 型差动继电器

BCH—1 型差动继电器带有一个制动线圈,其躲过外部故障引起的不平衡电流的性能优于 BCH—2,但躲过励磁涌流的性能则不如 BCH—2。

当变压器采用 BCH—2 型差动继电器由于外部故障引起的不平衡电流太大而灵敏度不够时,则采用 BCH—1 型差动继电器。

BCH—1 型差动继电器的执行元件和速饱和变流器的铁芯与 BCH—2 型相似,其结构原理如图 2-5-47 所示。

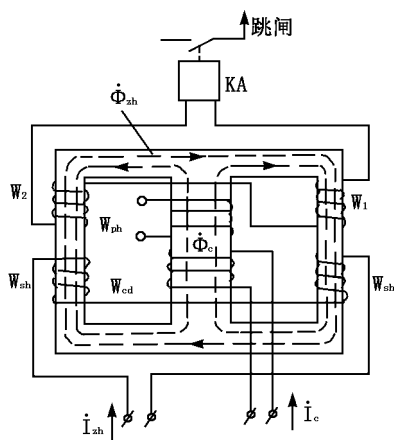


图 2-5-47 BCH—1 型差动继电器构造原理图

从图 2-5-47 可知,在铁芯的中间柱上绕有差动线圈 W_{cd} 和平衡线圈 W_{ph} 。制动线圈 W_{zh} 和二次线圈 W_2 各分成两部分,分别绕在两边柱上。两部分制动线圈和二次线圈是这样连接的,即当制动线圈中有电流通过时产生的磁通仅流过两边柱而不经中间柱,并且在两个二次线圈中感应出的电动势方向相反,即二次线圈输出端总电压为零。制动线圈的存在,仅仅对两边柱铁芯起助磁作用,使铁芯饱和。这样当差动绕组有电流流过时,该电流就很难变换到二次线圈中,以起到制动作用。BCH—1 型差动继电器的制动特性如图 2-5-48 所示。

图中曲线表示继电器的动作电流 I_{dz} 叫与制动电流 I_{zh} 的关系,即 $I_{dz} = f(I_{zh})$ 。由曲线可以看出,随着通入继电器中的制动电流 I_{zh} 增大,继电器的动作电流迅速增加,当制动电

流 $I_{zh} = 0$ 时,为使继电器动作,需要在差动绕组加一个电流 $I_{dz,j}$,这个电流称为继电器的最小动作电流。从图 2-5-48 中还可以看出,在一定的制动电流 I_{zh} 作用下,制动线圈匝数越多,则继电器的动作电流越大,即继电器的制动作用越明显。在实际使用中,制动安匝 $W_{zh} \cdot I_{zh}$ 也不可选择得过大,否则在变压器内部短路时继电器可能拒动。一般取制动系数 $t_g \alpha < 0.5$ α 为由原点做制动特性曲线的切线与水平轴的夹角。

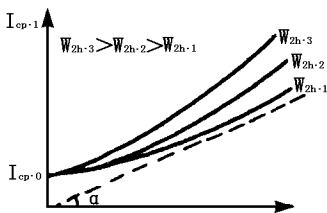


图 2-5-48 继电器的制动特性曲线

BCH—1 型差动保护变压器应用于双绕组变压器的原理接线图,如图 2-5-49 所示。

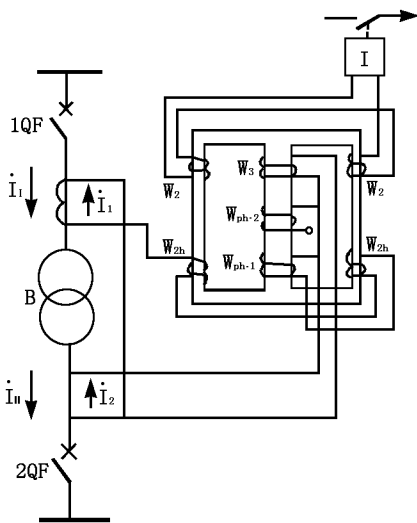


图 2-5-49 BCH—1 型差动继电器应用于双绕组变压器

正常工作时,设有一不平衡电流 $I_1 - I_2$ 流过差动线圈,此电流可以利用平衡线圈来补偿它,即电流 I_2 在平衡线圈中产生的磁动势与不平衡电流 $I_1 - I_2$ 在差动线圈中产生的磁动势互相抵消

$$(I_1 - I_2)W_{cd} = I_2 W_{ph}$$

同时在正常工作时,电流 I_2 流过制动线圈,产生磁通 ϕ_{zh} ,使两边柱铁芯饱和,因而使差动线圈的不平衡电流难以转换到二次线圈。

当变压器外部短路时,制动线圈中流过外部故障电流,使铁芯极度饱和,制动作用增

大,虽然差动线圈中流过很大的不平衡电流,继电器也不会动作。

(1)当变压器内部故障时, $I_2 = \alpha$ (对于单侧电源的双绕组变压器,制动线圈接于负荷侧),制动线圈中没有电流,起不到制动作用,而且在内部故障时差动线圈中流过很大短路电流,使铁芯中产生很大的交变磁通,二次线圈感应电动势也很大,继电器可靠动作。

(2)对于双侧电源变压器内部故障时,由于差回路电流为短路电流,它远大于制动线圈中的电流,这时继电器两边柱磁通方向由磁动势 $I_d W_{cd}$ 决定,即由中间柱流出,再分两路流向两边柱,因而在 W_2 两线圈中感应电动势是相加的,继电器能可靠动作。此外,制动线圈接在大电源侧,这样当只有小电源侧供电(大电源侧解列),而又发生区内故障时,由于没有制动作用,从而提高了保护的灵敏度。另外,如果变压器从大电源侧空载合闸时,由于BCH—1铁芯的速饱和性能,可使保护具有良好的避开励磁涌流的性能。

(3)对于单侧电源的双绕组变压器制动线圈应接在保护区外短路电流最大的受电侧。这样,在区内故障时,保护具有较高的灵敏度,而区外故障时保护具有良好的制动性能。

从上述分析可知,由BCH—1型继电器构成的差动保护,由于它具有良好的制动特性,当通过外部短路电流时,在制动线圈交流助磁作用下,使两边铁芯柱饱和,动作电流自然增加,保护不会误动。故它有躲过数值较大的周期性不平衡电流的作用,并具有能躲过较大的含有非周期分量的励磁涌流的能力(但比BCH—2型差些)。

(4)提高保护的動作电流。当变压器具有带负荷调压装置时,由于分接头的改变,变压器的变比也随着改变,两侧电流互感器二次侧电流的平衡关系被破坏,产生了新的不平衡电流。为了消除这一影响,一般采用提高保护动作电流的整定值的方法来解决。

(5)利用二次谐波制动躲励磁涌流。实践证明,在励磁涌流作用下,差动回路中含有很大的二次谐波电流成分(约占基波分量的20%以上),而在变压器内部短路时,却很少有二次谐波,这一特点的利用,即可构成二次谐波制动的差动保护装置,它对躲开励磁涌流是非常有效的。

除此以外,还有根据波形间断角的判别实现的差动保护装置,这里不再详述。

四、变压器的过电流和过负荷保护

(一)双绕组变压器的过电流保护

为了反映变压器外部短路引起的过电流,并作为变压器主保护的后备,变压器还要装设过流保护。保护装置安装在变压器电源侧,这样在发生内部故障(若差动(或速断)等快速动作的保护拒动作时),应由过电流保护经过整定时限后,动作于断开变压器各侧的断路器。

过电流保护应根据变压器容量的大小和保护装置对灵敏度的要求,可采用下述接线方式之一:不带低电压起动的过电流保护;带低电压起动的过电流保护;复合电压起动的

过电流保护 对于大容量的变压器 ,则装设负序电流和单相式低电压起动的过电流保护。

过电流保护的動作电流应躲开变压器最大负荷电流 ,因其值很大 ,在变压器的低压侧短路时保护灵敏度可能不够。这时可采用低电压起动的过流保护 ,其動作电流应按躲开变压器的额定电流整定 ,低电压继电器的動作电压应小于正常运行情况下的最小工作电压。如图 2-5-50 所示。

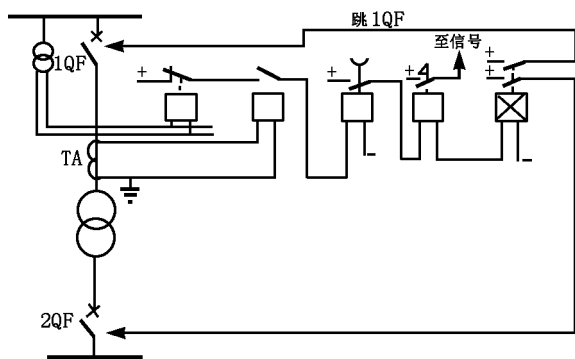


图 2-5-50 变压器低电压起动的过电流保护原理图

对于双侧电源的变压器或多台并列运行的变压器 ,一般均采用低电压起动或复合电压起动的过电流保护。

(二) 三绕组变压器的过电流保护

当三绕组变压器外部发生短路时 ,过电流保护应有选择性地断开故障侧的断路器 ,使另外两侧继续运行 ,其保护接线如图 2-5-51 所示。

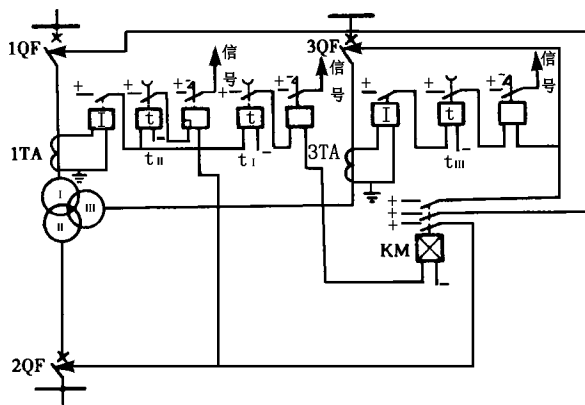


图 2-5-51 单侧电源三绕组变压器过电流保护单相原理图

当母线 II 上短路时应该只切除断路器 2QF ,而变压器的另外两侧还可继续运行。按照这一要求 ,变压器过电流保护应作如下配置 :

1. 对单侧电源的三绕组变压器 ,应装设两套过电流保护 ,一套装在负荷侧 (如绕组 III 侧) ,其动作时限 t_{III} 应比 t_I 和 t_{II} 小 ,作用于 3QF 跳闸 ,另一套装在电源侧 (如绕组 I 侧) ,

它应有两个延时 t_{I} 、 t_{II} 并使 $t_{II} \geq t_{III} + \Delta t$,作用于断路器 2QF 跳闸 ,而 $t_{I} \geq t_{II} + \Delta t$ 作用于三侧断路器跳闸。

2. 在两侧电源或三侧电源的三绕组变压器上 ,应当在三侧都装设过电流保护 ,而且在动作时限最小的一侧装设功率方向元件 ,以保证动作的选择性。在装设功率方向元件后 ,还要采取措施以保证在变压器内部短路时该保护还能起后备作用 ,例如在同一侧采用二套保护 ,一套带方向元件的保护 ,动作后 ,跳开变压器本侧断路器和本侧母联断路器 ,另一套不带方向元件的保护 ,动作后 ,跳开变压器各侧断路器。

在三绕组变压器上 ,必要时也可采用复合电压闭锁的过电流保护和负序电流保护。

(三) 变压器的过负荷保护

变压器的过负荷保护主要是为了防御变压器异常运行时 ,由于过负荷而引起的过电流。变压器的过负荷保护采用一个电流继电器接于一相电流互感器上 ,并经过一定的延时动作于信号 ,其整定原则按躲过变压器的额定电流来整定。

五、变压器的接地保护

接地短路在电力系统故障中所占比例较大 ,所以在大地电流系统中的变压器一般都装设接地保护作为相邻元件及变压器本身主保护的后备保护。

(一) 变压器的零序电流保护

零序电流保护采用一个电流互感器接在中性点引出线上。保护的動作电流 ,按与被保护侧母线引出线零序电流保护后备段在灵敏度上相配合的条件来整定。其接线如图 2-5-52 所示。

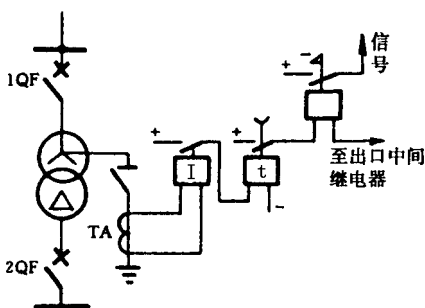


图 2-5-52 变压器零序电流保护接线图

(二) 两台以上变压器并列运行且只有部分中性点接地时的接地保护

在发电厂或变电站有两台以上变压器并列运行时 ,通常只有部分变压器中性点接地 ,而另一部分变压器中性点不接地。在中性点不接地的变压器上便无法采用零序电流保护。当母线或线路上发生接地短路时 ,若故障元件拒绝动作 ,这时将由中性点接地的变压器的零序电流保护动作将该变压器切除。于是局部系统变成中性点不接地系统 ,并

带有接地故障点运行。这样将会出现危险的过电压,对全绝缘的变压器虽然允许短时承受,但对分级绝缘的变压器的绝缘将遭到破坏。为此,在中性点可能接地或不接地的变压器上,除应装设零序电流保护外,还应装设一套零序电压保护。零序电流保护作为变压器中性点接地运行方式下的保护,零序电压保护作为中性点不接地运行方式下的保护。

对分级绝缘的变压器,采用图 2-5-53 所示的接线,保护动作后,先断开中性点不接地的变压器,后断开中性点接地的变压器。这样就防止了不接地变压器因过电压而受到损坏。

现以图 2-5-53 为例,对其工作原理叙述如下。

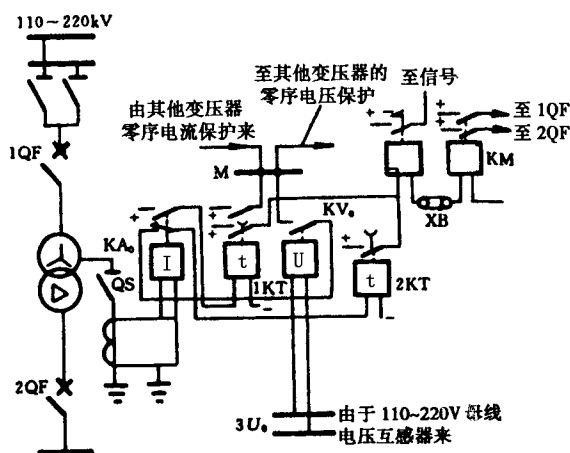


图 2-5-53 分级绝缘变压器零序保护原理图

1. 变压器中性点不接地运行

在这种情况下,发生接地故障时,并列运行的中性点接地变压器的零序保护动作,“+”电源加在小母线 M 上,这时接通了中性点不接地变压器零序电压保护回路的“+”电源。若零序电压保护中的电压继电器 KV 已经动作,触点闭合;“+”电源从小母线经 KV,已闭合的常开接点和 KA₀ 的常闭触点 KA₀ (因 G 断开无电流,故常闭触点是闭合的)加到 2KT 上。2KT 动作经延时后接点闭合,将中性点不接地的变压器切除。因 1KT 动作时限比 2KT 动作时限大 Δt ,故中性点接地的变压器将由 1KT 来切除。这样在发生单相接地故障时,可保证先断开中性点不接地的变压器,后断开中性点接地的变压器,这样防止了分级绝缘变压器因中性点不接地运行而遭受损坏的危险。

2. 变压器中性点接地运行

这时若发生接地故障,零序电流保护 KA₀ 和并列运行的所有变压器的零序电压保护 KV₀ 都动作。KA 动作后,其常闭触点断开,将中性点接地变压器的零序电压保护解除工作。同时 KA₀ 常开接点闭合,1KT 起动,接点闭合后 M 立即带上“+”电源,先将所有不

接地变压器切除,若故障未消失,则 1KT 的延时接点经整定时限后闭合,切除中性点接地的变压器。

对于全绝缘的变压器当发生接地故障时,在中性点接地的变压器中将流过较大的接地电流,故在这类变压器上装设的零序保护必须先断开接地变压器,后断开不接地变压器,其动作过程这里不再详述。

如零序电流保护的灵敏度不满足要求时,可采用包括所有变压器的零序电流之和的电流保护,简称零序和电流保护。

六、变压器保护接线图例

图 2-5-54 示出中压侧带有电源,高压侧中性点直接接地的三绕组变压器保护接线展开图。现以此图例将其配置作一简述。

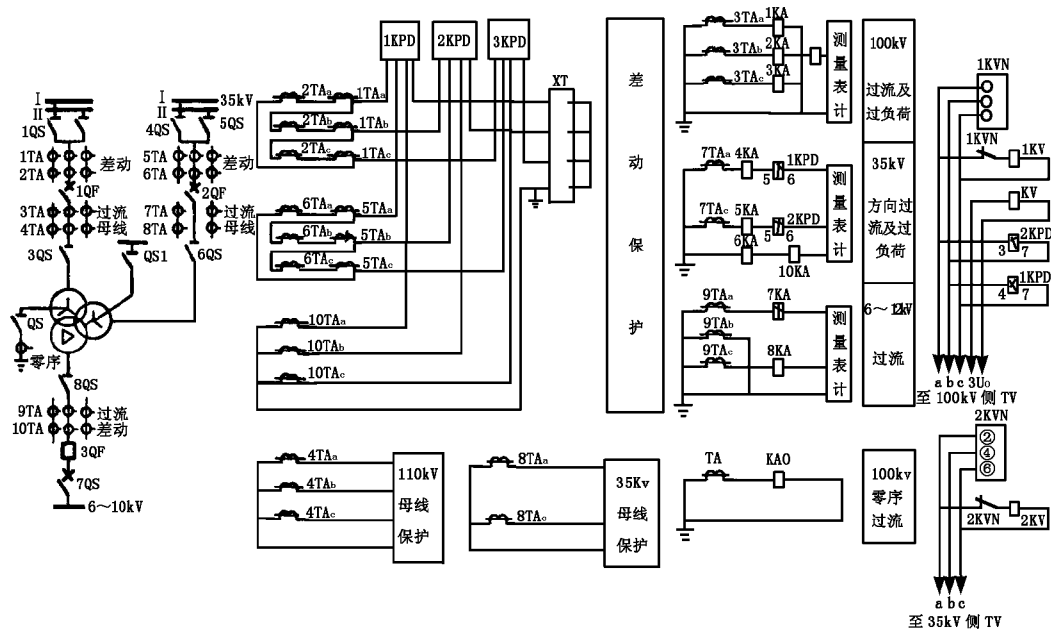


图 2-5-54 大容量(10MVA 以上)三绕阻降压变压器保护展开图

主保护设置了纵联差动和重瓦斯,动作于三侧断路器跳闸。后备保护配置如下所述。

高压侧为复合电压闭锁的过流保护,带有两段时限。以第一段时限跳高压侧母联断路器,第二段时限跳本侧断路器 1QF。

中压侧过流保护有两套。一套为方向过流保护,带两段时限,第一段时限跳中压侧母联断路器,第二段时限跳本侧断路器 2QF;另一套为不带方向复合电压闭锁的过流保护,以较长的时间使三侧断路器均跳闸。

低压侧装设两相式过流保护,也带有两段时限。每一段时限跳低压侧母联断路器,

每二段时限跳低压侧断路器。

零序保护 装设一套零序电压闭锁的零序过流保护。当被保护变压器中性点接地运行,出现接地故障时,保护以第一段时限跳中性点不接地运行变压器高压侧断路器,以第二段时限跳本侧高压侧 1QF。

过负荷保护 假设高、中侧有电源,在此两侧分别装设过负荷保护,当变压器过负荷时仅发信号。

第六章 相关标准规范

中华人民共和国电力行业标准

电力变压器运行规程

中华人民共和国电力工业部 发布

DL/T572—95

目 次

- 1 主题内容与适用范围
 - 2 引用标准
 - 3 基本要求
 - 4 变压器运行方式
 - 5 变压器的运行维护
 - 6 变压器的不正常运行和处理
 - 7 变压器的安装、检修、试验和验收
- 附录 自耦变压器的等值容量(补充件)
- 附加说明
- 条文说明

1 主题内容与适用范围

本规程规定了电力变压器(下称变压器)运行的基本要求、运行方式、运行维护、不正常运行和处理,以及安装、检修、试验、验收的要求。

本规程适用于电压为 1kV 及以上的电力变压器、电抗器、消弧线圈、调压器等同类设备可参照执行。国外进口的电力变压器,一般按本规程执行,必要时可参照制造厂的有关规定。

2 引用标准

GB1094.1 ~ 1094.5 电力变压器

GB6450 干式电力变压器

GB6451 油浸式电力变压器技术参数和要求

GB7252 变压器油中溶解气体分析和判断导则

GB/T15164 油浸式电力变压器负载导则

GBJ148 电气装置安装工程电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范

DL400 继电保护和安全自动装置技术规程

SDJ7 电力设备过电压保护设计技术规程

SDJ8 电力设备接地设计技术规程

SDJ9 电气测量仪表装置设计技术规程

SDJ2 变电所设计技术规程

DL/T573 电力变压器检修导则

DL/T574 有载分接开关运行维修导则

3 基本要求

3.1 保护、冷却、测量装置

3.1.1 变压器应按有关标准的规定装设保护和测量装置。

3.1.2 油浸式变压器本体的安全保护装置、冷却装置、油保护装置、温度测量装置和油箱及附件等应符合 GB6451 的要求。

干式变压器有关装置应符合相应技术要求。

3.1.3 变压器用熔断器保护时,熔断器性能必须满足系统短路容量、灵敏度和选择性的要求。分级绝缘变压器用熔断器保护时,其中性点必须直接接地。

3.1.4 装有气体继电器的油浸式变压器,无升高坡度者(制造厂规定不需安装坡度者除外)安装时应使顶盖沿气体继电器方向有 1% ~ 1.5% 的升高坡度。

3.1.5 变压器冷却装置的安装应符合以下要求:

- a. 按制造厂的规定安装全部冷却装置；
- b. 强油循环的冷却系统必须有两个独立的工作电源并能自动切换。当工作电源发生故障时，应自动投入备用电源并发出音响及灯光信号；
- c. 强油循环变压器，当切除故障冷却器时应发出音响及灯光信号，并自动（水冷的可手动）投入备用冷却器；
- d. 风扇、水泵及油泵的附属电动机应有过负载、短路及断相保护，应有监视油泵电机旋转方向的装置；
- e. 水冷却器的油泵应装在冷却器的进油侧，并保证在任何情况下冷却器中的油压大于水压约 0.05 MPa（制造厂另有规定者除外）。冷却器出水侧应有放水旋塞；
- f. 强油循环水冷却的变压器，各冷却器的潜油泵出口应装逆止阀；
- g. 强油循环冷却的变压器，应能按温度和（或）负载控制冷却器的投切。

3.1.6 变压器应按下列规定装设温度测量装置：

- a. 应有测量顶层油温的温度计（柱上变压器可不装），无人值班变电站内的变压装设指示顶层油温最高值的温度计；
- b. 1000kVA 及以上的油浸式变压器、800kVA 及以上的油浸式和 630kVA 及以上的干式厂用变压器，应将信号温度计接远方信号；
- c. 8000kVA 及以上的变压器应装有远方测温装置；
- d. 强油循环水冷却的变压器应在冷却器进出口分别装设测温装置；
- e. 测温时，温度计管座内应充有变压器油；
- f. 干式变压器应按制造厂的规定，装设温度测量装置。

3.1.7 无人值班变电站内 20000kVA 及以上的变压器，应装设远方监视负载电流和顶层油温的装置。

无人值班的变电站内安装的强油循环冷却的变压器，应有保证在冷却系统失去电源时，变压器温度不超过规定值的可靠措施，并列现场规程。

3.2 有关变压器运行的其它要求

3.2.1 大中型变压器应有永久或临时性起吊钟罩设施及所需的工作场地。

3.2.2 释压装置的安装应保证事故喷油畅通，并且不致喷入电缆沟、母线及其它设备上，必要时应予遮挡。

3.2.3 变压器应有铭牌，并标明运行编号和相位。

安装在变压器室内或台上、柱上的配电变压器亦应编号并悬挂警告牌。

3.2.4 变压器在运行情况下，应能安全地查看储油柜和套管油位、顶层油温、气体继电器，以及能安全取气样等，必要时应装设固定梯子。

3.2.5 室（洞）内安装的变压器应有足够的通风，避免变压器温度过高。装有机机械通风装置的变压器室，在机械通风停止时，应能发出远方信号。变压器的通风系统一般不应

与其他通风系统连通。

3.2.6 变压器室的门应采用阻燃或不燃材料,并应上锁。门上应标明变压器的名称和运行编号,门外应挂“止步,高压危险”标志牌。

3.2.7 安装油浸式电力变压器的场所应按有关设计规程规定设置消防设施和事故储油设施,并保持完好状态。

3.2.8 安装在地震裂度为七级及以上地区的变压器,应考虑下列防震措施:

- a. 将变压器底盘固定于轨道上;
- b. 变压器套管与软导线连接时,应适当放松;与硬导线连接时应将过渡软连接适当加长;
- c. 冷却器与变压器分开布置时,变压器应经阀门、柔性接头、连接管道与冷却器相连接;
- d. 变压器应装用防震型气体继电器;
- e. 柱上变压器的底盘应与支架固定,上部应与柱绑牢。

3.2.9 当变压器所在系统的实际短路表观容量大于 CB1094.5 中表 2 规定值时,应在订货时向制造厂提出要求,对运行中变压器应采取限制短路电流的措施。变压器保护动作的时间应小于承受短路耐热能力的持续时间。

3.2.10 如在变压器上安装反映绝缘情况的在线监测装置,其电气信号应经传感器采集,并保持可靠接地。采集油中溶解气样的装置,应具有良好的密封性能。

3.3 技术文件

3.3.1 变压器投入运行前,施工单位需向运行单位移交下列技术文件和图纸。

3.3.1.1 新设备安装竣工后需交:

- a. 制造厂提供的说明书、图纸及出厂试验报告;
- b. 本体、冷却装置及各附件(套管、互感器、分接开关、气体继电器、压力释放阀及仪表等)在安装时的交接试验报告、器身吊检时的检查及处理记录等;
- c. 安装全过程(按 GB1148 和制造厂的有关规定)记录;
- d. 变压器冷却系统、有载调压装置的控制及保护回路的安装竣工图;
- e. 油质化验及色谱分析记录;
- f. 备品配件清单。

3.3.1.2 检修竣工后需交:

- a. 变压器及附属设备的检修原因及检修全过程记录;
- b. 变压器及附属设备的试验记录;
- c. 变压器的干燥记录;
- d. 变压器的油质化验、色谱分析、油处理记录。

3.3.2 每台变压器应有下述内容的技术档案:

- a. 变压器履历卡片；
- b. 安装竣工后所移交的全部文件；
- c. 检修后移交的文件；
- d. 预防性试验记录；
- e. 变压器保护和测量装置的校验记录；
- f. 油处理及加油记录；
- g. 其它试验记录及检查记录；
- h. 变压器事故及异常运行(如超温、气体继电器动作、出口短路、严重过电流等)记录。

3.3.3 变压器移交外单位时,必须将变压器的技术档案一并移交。

4 变压器运行方式

4.1 一般运行条件

4.1.1 变压器的运行电压一般不应高于该运行分接额定电压的 105%。对于特殊的使用情况(例如变压器的有功功率可以在任何方向流通),允许在不超过 110% 的额定电压下运行,对电流与电压的相互关系如无特殊要求,当负载电流为额定电流的 $k(k \leq 1)$ 倍时,按以下公式对电压 U 加以限制

$$U(\%) = 110 - 5k^2 \quad (1)$$

并联电抗器、消弧线圈、调压器等设备允许过电压运行的倍数和时间,按制造厂的规定。

4.1.2 无励磁调压变压器在额定电压 $\pm 5\%$ 范围内改换分接位置运行时,其额定容量不变。如为 -7.5% 和 10% 分接时,其容量按制造厂的规定;如无制造厂规定,则容量应相应降低 2.5% 和 5% 。

有载调压变压器各分接位置的容量,按制造厂的规定。

4.1.3 油浸式变压器顶层油温一般不超过表 1 的规定(制造厂有规定的按制造厂规定)。当冷却介质温度较低时,顶层油温也相应降低。自然循环冷却变压器的顶层油温一般不宜经常超过 85°C 。

表 1 油浸式变压器顶层油温一般规定值

冷却方式	冷却介质最高温度($^\circ\text{C}$)	最高顶层油温($^\circ\text{C}$)
自然循环自冷、风冷	40	95
强迫油循环风冷	40	85
强迫油循环水冷	30	70

经改进结构或改变冷方式的变压器,必要时应通过温升试验确定其负载能力。

4.1.4 干式变压器的温度限值应按制造厂的规定。

4.1.5 变压器三相负载不平衡时,应监视最大一相的电流。

接线为 YN, y_{n0} 的大、中型为压器允许的中性线电流,按制造厂及有关规定。接线为 Y, y_{n0} (或 YN, y_{n0})和 Y, z_{n11} (或 YN, z_{n11})的配电变压器,中性线电流的允许值分别为额定电流的 25% 和 40%,或按制造厂的规定。

4.2 变压器在不同负载状态下的运行方式

4.2.1 油浸式变压器在不同负载状态下运行时,一般应按 GB/T15164 油浸式电力变压器负载导则(以下简称负载导则)的规定执行。变压器热特性计算按制造厂提供的数据进行。当无制造厂数据时,可采用 GB/T15164 中第二篇表 2 所列数据。

4.2.2 变压器的分类,按负载导则变压器分为三类:

a. 配电变压器。电压在 35kV 及以下,三相额定容量在 2500kVA 及以下,单相额定容量在 833kVA 及以下,具有独立绕组,自然循环冷却的变压器。

b. 中型变压器。三相额定容量不超过 100MVA 或每柱容量不超过 33.3MVA,具有独立绕组,且额定短路阻抗(Z)符合式(2)要求的变压器。

$$Z \leq (25 - 0.1 \times 3S_r / W) \% \quad (2)$$

式中: W ——有绕组的芯柱数;

S_r ——额定容量, MVA。

自耦变压器按等值容量考虑,等值容量的计算见附录。

c. 大型变压器。三相额定容量 100MVA 以上,或其额定短路阻抗大于式(2)计算值的变压器。

4.2.3 负载状态的分类。

a. 正常周期性负载:

在周期性负载中,某段时间环境温度较高,或超过额定电流,但可以由其它时间内环境温度较低,或低于额定电流所补偿。从热老化的观点出发,它与设计采用的环境温度下施加额定负载是等效的。

b. 长期急救周期性负载:

要求变压器长时间在环境温度较高,或超过额定电流下运行。这种运行方式可能持续几星期或几个月,将导致变压器的老化加速,但不直接危及绝缘的安全。

c. 短期急救负载:

要求变压器短时间大幅度超额定电流运行。这种负载可能导致绕组热点温度达到危险的程度,使绝缘强度暂时下降。

4.2.4 负载系数的取值规定。

a. 双绕组变压器:取任一绕组的负载电流标么值;

b. 三绕组变压器:取负载电流标么值最大的绕组的标么值;

c. 自耦变压器:取各侧绕组和公共绕组中,负载电流标么值最大的绕组的标么值。

4.2.5 负载电流和温度的限值。

各类负载状态下的负载电流和温度的限值如表 2 所示,顶层油温限值为 105℃。当制造厂有关于超额定电流运行的明确规定时,应遵守制造厂的规定。

4.2.6 附件和回路元件的限制。

变压器的载流附件和外部回路元件应能满足超额定电流运行的要求,当任一附件和回路元件不能满足要求时,应按负载能力最小的附件和元件限制负载。

变压器的结构件不能满足超额定电流运行的要求时,应根据具体情况确定是否限制负载和限制的程度。

4.2.7 正常周期性负载的运行。

4.2.7.1 变压器在额定使用条件下,全年可按额定电流运行。

表 2 变压器负载电流和温度限值

负载类型		配电变压器	中型电力变压器	大型电力变压器
正常 周期性 负载	负载电流(标么值)	1.5	1.5	1.3
	热点温度 与绝缘材料接触的 金属部件的温度(℃)	140	140	120
长期 急救 周期性 负载	负载电流(标么值)	1.8	1.5	1.3
	热点温度 与绝缘材料接触的 金属部件的温度(℃)	150	140	130
短期 急救 负载	负载电流(标么值)	2.0	1.8	1.5
	热点温度 与绝缘材料接触的 金属部件的温度(℃)		160	160

4.2.7.2 变压器允许在平均相对老化率小于或等于 1 的情况下,周期性地超额定电流运行。

4.2.7.3 当变压器有较严重的缺陷(如冷却系统不正常、严重漏油、有局部过热现象、油中溶解气体分析结果异常等)或绝缘有弱点时,不宜超额定电流运行。

4.2.7.4 正常周期性负载运行方式下,超额定电流运行时,允许的负载系数 K_2 和时间,可按 GB/T15164 的下述方法之一确定:

- 根据具体变压器的热特性数据和实际负载周期图,用第二篇温度计算方法计算;
- 查第三篇第 15 章的图 9~12 中的曲线。

4.2.8 长期急救周期性负载的运行

4.2.8.1 长期急救周期性负载下运行时,将在不同程度上缩短变压器的寿命,应尽量减

少出现这种运行方式的机会,必须采用时,应尽量缩短超额定电流运行的时间,降低超额定电流的倍数,有条件时(按制造厂规定)投入备用冷却器。

4.2.8.2 当变压器有较严重的缺陷(如冷却系统不正常,严重漏油,有局部过热现象,油中溶解气体分析结果异常等)或绝缘有弱点时,不宜超额定电流运行。

4.2.8.3 长期急救周期性负载运行时,平均相对老化率可大于 1 甚至远大于 1。超额定电流负载系数 K_2 和时间,可按 GB/T15164 的下述方法之一确定:

- a. 根据具体变压器的热特性数据和实际负载图,用第二篇温度计算方法计算;
- b. 查第三篇第 16 章急救周期负载表中的表 7~30。

4.2.8.4 在长期急救周期性负载下运行期间,应有负载电流记录,并计算该运行期间的平均相对老化率。

4.2.9 短期急救负载的运行

4.2.9.1 短期急救负载下运行,相对老化率远大于 1,绕组热点温度可能大到危险程度。在出现这种情况下,应投入包括备用在内的全部冷却器(制造厂有规定的除外),并尽量压缩负载、减少时间,一般不超过 0.5h。当变压器有严重缺陷或绝缘有弱点时,不宜超额定电流运行。

4.2.9.2 0.5h 短期急救负载允许的负载系数 K_2 见表 3。

4.2.9.3 在短期急救负载运行期间,应有详细的负载电流记录。并计算该运行期间的相对老化率。

4.2.10 干式变压器的正常周期性负载和急救负载的运行要求,按制造厂规定和相应导则的要求。

4.2.11 无人值班变电站内变压器超额定电流的运行方式,可视具体情况在现场规程中规定。

表 3 0.5h 短期急救负载的负载系数 K_2 表

变压器 类型	急救负载前的负载系数 K_1	环境温度 $^{\circ}\text{C}$							
		40	30	20	10	0	-10	-20	-25
配电变压器 (冷却方式 ONAN)	0.7	1.95	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
	0.8	1.90	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
	0.9	1.84	1.95	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
	1.0	1.75	1.86	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
	1.1	1.65	1.80	1.90	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
	1.2	1.55	1.68	1.84	1.95	2.00	2.00	2.00	2.00
中型变压器 (冷却方式 ON AN 或 ONAF)	0.7	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80
	0.8	1.76	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80
	0.9	1.72	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80

变压器 类 型	急救负载前的负载系数 K1	环境温度℃							
		40	30	20	10	0	-10	-20	-25
中型变压器 (冷却方式 ON AN 或 ONAF)	1.0	1.64	1.75	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80
	1.1	1.54	1.66	1.78	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80
	1.2	1.42	1.56	1.70	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80
中型变压器 (冷却方式 OF AF 或 OFWF)	0.7	1.50	1.62	1.70	1.78	1.80	1.80	1.80	1.80
	0.8	1.50	1.58	1.68	1.72	1.80	1.80	1.80	1.80
	0.9	1.48	1.55	1.62	1.70	1.80	1.80	1.80	1.80
	1.0	1.42	1.50	1.60	1.68	1.78	1.80	1.80	1.80
	1.1	1.38	1.48	1.58	1.66	1.72	1.80	1.80	1.80
	1.2	1.34	1.44	1.50	1.62	1.70	1.76	1.80	1.80
中型变压器 (冷却方式 OD AF 或 OFWF)	0.7	1.45	1.50	1.58	1.62	1.68	1.72	1.80	1.80
	0.8	1.42	1.48	1.55	1.60	1.66	1.70	1.78	1.80
	0.9	1.38	1.45	1.50	1.58	1.64	1.68	1.70	1.70
	1.0	1.34	1.42	1.48	1.54	1.60	1.65	1.70	1.70
	1.1	1.30	1.38	1.42	1.50	1.56	1.62	1.65	1.70
	1.2	1.26	1.32	1.38	1.45	1.50	1.58	1.60	1.70
大型变压器 (冷却方式 OD AF 或 ODWF)	0.7	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
	0.8	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
	0.9	1.48	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
	1.0	1.42	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
	1.1	1.38	1.48	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
	1.2	1.34	1.44	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
大型变压器 (冷却方式 OD AF 或 ODWF)	0.7	1.45	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
	0.8	1.42	1.48	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
	0.9	1.38	1.45	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
	1.0	1.34	1.42	1.48	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
	1.1	1.30	1.38	1.42	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
	1.2	1.26	1.32	1.38	1.45	1.50	1.50	1.50	1.50

4.3 其他设备的运行条件

串联电抗器、接地变压器、调压器等设备超额定电流运行的限值和负载图表,按制造厂的规定。消弧线圈和接地变压器在系统单相接地时的运行时间和顶层油温应不超过制造厂的规定。

4.4 强迫冷却变压器的运行条件

4.4.1 强油循环冷却变压器运行时,必须投入冷却器。空载和轻载时不应投入过多的冷却器(空载状态下允许短时不投)。各种负载下投入冷却器的相应台数,应按制造厂的

规定。按温度和(或)负载投切冷却器的自动装置应保护正常。

4.4.2 油浸(自然循环)风冷和干式风冷变压器,风扇停止工作时,允许的负载和运行时间,应按制造厂的规定。油浸风冷变压器当冷却系统故障停风扇后,顶层油温不超过 65°C 时,允许带额定负载运行。

4.4.3 强油循环风冷和强油循环水冷变压器,当冷却系统故障切除全部冷却器时,允许带额定负载运行 20min。如 20min 后顶层油温尚未达到 75°C ,则允许上升到 75°C ,但在这种状态下运行的最长时间不得超过 1h。

5 变压器的运行维护

5.1 变压器的运行监视

5.1.1 安装在发电厂的变电站内的变压器,以及无人值班变电站内有远方监测装置的变压器,应经常监视仪表的指示,及时掌握变压器运行情况。监视仪表的抄表次数由现场规程规定。当变压器超过额定电流运行时,应作好记录。

无人值班变电站的变压器应在每次定期检查时记录其电压、电流和顶层油温,以及曾达到的最高顶层油温等。对配电变压器应在最大负载期间测量三相电流,并设法保持基本平衡。测量周期由现场规程规定。

5.1.2 变压器的日常巡视检查,可参照下列规定:

- 发电厂和变电站内的变压器,每天至少一次,每周至少进行一次夜间巡视;
- 无人值班变电站内容量为 3150kVA 及以上的变压器每 10 天至少一次, 3150kV 以下的每月至少一次;
- 2500kVA 及以下的配电变压器,装于室内的每月至少一次,户外(包括郊区及农村的)每季至少一次。

5.1.3 在下列情况下应对变压器进行特殊巡视检查,增加巡视检查次数:

- 新设备或经过检修、改造的变压器在投运 72h 内;
- 有严重缺陷时;
- 气象突变(如大风、大雾、大雪、冰雹、寒潮等)时;
- 雷雨季节特别是雷雨时;
- 高温季节、高峰负载期间;
- 变压器急救负载运行时。

5.1.4 变压器日常巡视检查一般包括以下内容:

- 变压器的油温和温度计应正常,储油柜的油位应与温度相对应,各部位无渗油、漏油;
- 套管油位应正常,套管外部无破损裂纹、无严重油污、无放电痕迹及其它异常现象;

- c. 变压器音响正常；
- d. 各冷却器手感温度应相近，风扇、油泵、水泵运转正常，油流继电器工作正常；
- e. 水冷却器的油压应大于水压(制造厂另有规定者除外)；
- f. 吸湿器完好，吸附剂干燥；
- g. 引线接头、电缆、母线应无发热迹象；
- h. 压力释放器或安全气道及防爆膜应完好无损；
- i. 有载分接开关的分接位置及电源指示应正常；
- j. 气体继电器内应无气体；
- k. 各控制箱和二次端子箱应关严，无受潮；
- l. 干式变压器的外部表面应无积污；
- m. 变压器室的门、窗、照明应完好，房屋不漏水，温度正常；
- n. 现场规程中根据变压器的结构特点补充检查的其他项目。

5.1.5 应对变压器作定期检查(检查周期由现场规程规定)并增加以下检查内容：

- a. 外壳及箱沿应无异常发热；
- b. 各部位的接地应完好，必要时应测量铁芯和夹件的接地电流；
- c. 强油循环冷却的变压器应作冷却装置的自动切换试验；
- d. 水冷却器从旋塞放水检查应无油迹；
- e. 有载调压装置的动作情况应正常；
- f. 各种标志应齐全明显；
- g. 各种保护装置应齐全、良好；
- h. 各种温度计应在检定周期内，超温信号应正确可靠；
- i. 消防设施应齐全完好；
- j. 室(洞)内变压器通风设备应完好；
- k. 贮油池和排油设施应保持良好状态。

5.1.6 下述维护项目的周期，可根据具体情况在现场规程中规定：

- a. 清除储油柜集污器内的积水和污物；
- b. 冲洗被污物堵塞影响散热的冷却器；
- c. 更换吸湿器和净油器内的吸附剂；
- d. 变压器的外部(包括套管)清扫；
- e. 各种控制箱和二次回路的检查和清扫。

5.2 变压器的投运和停运

5.2.1 在投运变压器之前，值班人员应仔细检查，确认变压器及其保护装置在良好状态，具备带电运行条件。并注意外部有无异物，临时接地线是否已拆除，分接开关位置是否正确，各阀门开闭是否正确。变压器在低温投运时，应防止呼吸器因结冰被堵。

5.2.2 运用中的备用变压器应随时可以投入运行。长期停运者应定期充电,同时投入冷却装置。如系强油循环变压器,充电后不带负载运行时,应轮流投入部分冷却器,其数量不超过制造厂规定空载时的运行台数。

5.2.3 变压器投运和停运的操作程序应在现场规程中规定,并须遵守下列各项:

a. 强油循环变压器投运时应逐台投入冷却器,并按负载情况控制投入冷却器的台数;水冷却器应先启动油泵,再开启水系统;停电操作先停水后停油泵;冬季停运时将冷却器中的水放尽。

b. 变压器的充电应在有保护装置的电源侧用断路器操作,停运时应先停负载侧,后停电源侧。

c. 在无断路器时,可用隔离开关投切 110kV 及以下且电流不超过 2A 的空载变压器;用于切断 20kV 及以上变压器的隔离开关,必须三相联动且装有消弧角;装在室内的隔离开关必须在各相之间安装耐弧的绝缘隔板。若不能满足上述规定,又必须用隔离开关操作时,须经本单位总工程师批准。

d. 允许用熔断器投切空载配电变压器和 66kV 及以下的站用变压器。

5.2.4 新投运的变压器应按 GB148 中 2.10.1 条和 2.10.3 条规定试运行。更换绕组后的变压器参照执行,其冲击合闸次数为 3 次。

5.2.5 新装、大修、事故检修或换油后的变压器,在施加电压前静止时间不应少于以下规定:

110kV 及以下 24h;

220kV 及以下 48h;

500kV 及以下 72h。

若有特殊情况不能满足上述规定,须经本单位总工程师批准。

装有储油柜的变压器,带电前应排尽套管升高座、散热器及净油器等上部的残留空气。对强油循环变压器,应开启油泵,使油循环一定时间后将气排尽。开泵时变压器各侧绕组均应接地,防止油流静电危及操作人员的安全。

5.2.6 在 110kV 及以上中性点有效接地系统中,投运或停运变压器的操作,中性点必须先接地。投入后可按系统需要决定中性点是否断开。

5.2.7 干式变压器在停运和保管期间,应防止绝缘受潮。

5.2.8 消弧线圈投入运行前,应使其分接位置与系统运行情况相符,且导通良好。消弧线圈应在系统无接地现象时投切。在系统中性点位移电压高于 0.5 倍相电压时,不得用隔离开关切消弧线圈。

5.2.9 消弧线圈运行中从一台变压器的中性点切换到另一台时,必须先将消弧线圈断开后再切换。不得将两台变压器的中性点同时接到一台消弧线圈的中性母线上。

5.3 瓦斯保护装置的运行

5.3.1 变压器运行时瓦斯保护装置应接信号和跳闸,有载分接开关的瓦斯保护应接跳闸。

用一台断路器控制两台变压器时,如其中一台转入备用,则应将备用变压器重瓦斯改接信号。

5.3.2 变压器在运行中滤油、补油、换潜油泵或更换净油器的吸附剂时,应将其重瓦斯改接信号,此时其它保护装置仍应接跳闸。

5.3.3 当油位计的油面异常升高或呼吸系统有异常现象,需要打开放气或放油阀门时,应先将重瓦斯改接信号。

5.3.4 在预报可能有地震期间,应根据变压器的具体情况和气体继电器的抗震性能,确定重瓦斯保护的运行方式。

地震引起重瓦斯动作停运的变压器,在投运前应对变压器及瓦斯保护进行检查试验,确认无异常后方可投入。

5.4 变压器的压力释放器接点宜作用于信号

5.5 变压器分接开关的运行维护

5.5.1 无励磁调压变压器在变换分接时,应作多次转动,以便消除触头上的氧化膜和油污。在确认变换分接正确并锁紧后,测量绕组的直流电阻。分接变换情况应作记录。10kV及以下变压器和消弧线圈变换分接时的操作和测量工作,可在现场规程中自行规定。

5.5.2 变压器有载分接开关的操作,应遵守如下规定:

- a. 应逐级调压,同是监视分接位置及电压、电流的变化;
- b. 单相变压器组和三相变压器分相安装的有载分接开关,宜三相同步电动操作;
- c. 有载调压变压器并联运行时,其调压操作应轮流逐级或同步进行;
- d. 有载调压变压器与无励磁调压变压器并联运行时,两变压器的分接电压应尽量靠近;
- e. 应核对系统电压与分接额定电压间的差值,使其符合本规程 4.1.1 的规定。

5.5.3 变压器有载分接开关的维护,应按制造厂的规定进行,无制造厂规定者可参照以下规定:

- a. 运行 6~12 个月或切换 2000~4000 次后,应取切换开关箱中的油样作试验;
- b. 新投入的分接开关,在投运后 1~2 年或切换 5000 次后,应将切换开关吊出检查,此后可按实际情况确定检查周期;
- c. 运行中的有载分接开关切换 5000~10000 次后或绝缘油的击穿电压低于 25kV 时,应更换切换开关箱的绝缘油;
- d. 操作机构应经常保持良好状态;
- e. 长期不调和有长期不用的分接位置的有载分接开关,应在有停电机会时,在最高

和最低分接间操作几个循环。

5.5.4 为防止开关在严重过负载或系统短路时进行切换,宜在有载分接开关控制回路中加装电流闭锁装置,其整定值不超过变压器额定电流的 1.5 倍。

5.6 发电厂厂用变压器,应加强清扫,防止污闪、封堵孔洞,防止小动物引起短路事故;应记录近区短路发生的详细情况。

5.7 变压器的并列运行

5.7.1 变压器并列运行的基本条件:

- a. 联结组标号相同;
- b. 电压比相等;
- c. 短路阻抗相等。

电压比不等或短路阻抗不等的变压器,在任何一台都满足本规程 4.2 节规定的情况下,也可并列运行。

短路阻抗不同的变压器,可适当提高短路阻抗高的变压器的二次电压,使并列运行变压器的容量均能充分利用。

5.7.2 新装或变动过内外连接线的变压器,并列运行前必须核定相位。

5.7.3 发电厂升压变压器高压侧跳闸时,应防止厂用变压器严重超过额定电流运行。厂用电倒换操作时应防止非同期。

5.8 变压器的经济运行

5.8.1 变压器的投运台数应按负载情况,从安全、经济原则出发,合理安排。

5.8.2 可以相互调配负载的变压器,应考虑合理分配负载,使总损耗最小。

6 变压器的不正常运行和处理

6.1 运行中的不正常现象和处理

6.1.1 值班人员在变压器运行中发现不正常现象时,应设法尽快消除,并报告上级和做好记录。

6.1.2 变压器有下列情况之一者应立即停运。若有运用中的备用变压器,应尽可能先将其投入运行:

- a. 变压器声响明显增大,很不正常,内部有爆裂声;
- b. 严重漏油或喷油,使油面下降到低于油位计的指示限度;
- c. 套管有严重的破损和放电现象;
- d. 变压器冒烟着火。

6.1.3 当发生危及变压器安全的故障,而变压器的有关保护装置拒动时,值班人员应立即将变压器停运。

6.1.4 当变压器附近的设备着火、爆炸或发生其他情况,对变压器构成严重威胁时,值

班人员应立即将变压器停运。

6.1.5 变压器油温升高超过制造厂规定或表 1 规定值时,值班人员应按以下步骤检查处理:

- a. 检查变压器的负载和冷却介质的温度,并与在同一负载和冷却介质温度下正常的温度核对;
- b. 核对温度测量装置;
- c. 检查变压器冷却装置或变压器室的通风情况。

若温度升高的原因是由于冷却系统的故障,且在运行中无法修理者,应将变压器停运修理,若不能立即停运修理,则值班人员应按现场规程的规定调整变压器的负载至允许运行温度下的相应容量。

在正常负载和冷却条件下,变压器温度不正常并不断上升,且经检查证明温度指示正确,则认为变压器已发生内部故障,应立即将变压器停运。

变压器在各种超额定电流方式下运行,若顶层油温超过 105℃时,应立即降低负载。

6.1.6 变压器中的油因低温凝滞时,应不投冷却器空载运行,同时监视顶层油温,逐步增加负载,直至投入相应数量冷却器,转入正常运行。

6.1.7 当发现变压器的油面较当时油温所应有的油位显著降低时,应查明原因。补油时应遵守本规程 5.3.2 的规定,禁止从变压器下部补油。

6.1.8 变压器油位因温度上升有可能高出油位指示极限,经查明不是假油位所致时,则应放油,使油位降至与当时油温相对应的高度,以免溢油。

6.1.9 铁芯多点接地而接地电流较大时,应安排检修处理。在缺陷消除前,可采取措施将电流限制在 100mA 左右,并加强监视。

6.1.10 系统发生单相接地时,应监视消弧线圈和接有消弧线圈的变压器的运行情况。

6.2 瓦斯保护装置动作的处理

6.2.1 瓦斯保护信号动作时,应立即对变压器进行检查,查明动作的原因,是否因积聚空气、油位降低、二次回路故障或是变压器内部故障造成的。如气体继电器内有气体,则应记录气量,观察气体的颜色及试验是否可燃,并取气样及油样做色谱分析,可根据有关规程和导则判断变压器的故障性质。

若气体继电器内的气体为无色、无臭且不可燃,色谱分析判断为空气,则变压器可继续运行,并及时消除进气缺陷。

若气体是可燃的或油中溶解气体分析结果异常,应综合判断确定变压器是否停运。

6.2.2 瓦斯保护动作跳闸时,在查明原因消除故障前不得将变压器投入运行。

为查明原因应重点考虑以下因素,作出综合判断:

- a. 是否呼吸不畅或排气未尽;
- b. 保护及直流等二次回路是否正常;

- c. 变压器外观有无明显反映故障性质的异常现象；
- d. 气体继电器中积聚气体量,是否可燃；
- e. 气体继电器中的气体和油中溶解气体的色谱分析结果；
- f. 必要的电气试验结果；
- g. 变压器其它继电保护装置动作情况。

6.3 变压器跳闸和灭火

6.3.1 变压器跳闸后,应立即查明原因。如综合判断证明变压器跳闸不是由于内部故障所引起,可重新投入运行。

若变压器有内部故障的征象时,应作进一步检查。

6.3.2 变压器跳闸后,应立即停油泵。

6.3.3 变压器着火时,应立即断开电源,停运冷却器,并迅速采取灭火措施,防止火势蔓延。

7 变压器的安装、检修、试验和验收

7.1 变压器的安装项目和要求,应按 CBJ148 中第一章和第二章的规定,以及制造厂的特殊要求。

7.2 运行中的变压器是否需要检修和检修项目及要求,应在综合分析下列因素的基础上确定：

- a. 电力变压器检修工艺导则推荐的检修周期和项目；
- b. 结构特点和制造情况；
- c. 运行中存在的缺陷及其严重程度；
- d. 负载状况和绝缘老化情况；
- e. 历次电气试验和绝缘油分析结果；
- f. 与变压器有关的故障和事故情况；
- g. 变压器的重要性。

7.3 变压器有载分接开关是否需要检修和检修项目及要求,应在综合分析下列因素的基础上确定：

- a. 有载分接开关运行维修导则推荐的检修周期和项目；
- b. 制造厂有关的规定；
- c. 动作次数；
- d. 运行中存在的缺陷及其严重程度；
- e. 历次电气试验和绝缘油分析结果；
- f. 变压器的重要性。

7.4 变压器的试验周期、项目和要求,按电力设备预防性试验规程的规定。

7.5 运行中的变压器是否需要干燥,应在出现下述现象时,经综合分析作出判断:

- a. 折算至同一温度下的 $t_{g\delta}$ 值超过电力设备预防性试验规程的参考限值,较上次测得值增高 30% 以上;
- b. 折算至同一温度下的绝缘电阻值较上次测得值降低 30% 以上,吸收比和极化指数均低于电力设备预防性试验规程的参考限值;
- c. 变压器有明显的进水受潮迹象。

7.6 新安装变压器的验收应按 GDJ148 第二章 2.10 节的规定和制造厂的要求。

7.7 变压器检修后的验收按 DL/T573 和电力设备预防性试验规程的有关规定进行。

附 录

自耦变压器的等值容量

(补 充 件)

本附录适用于额定容量 200MVA 及以下的三相自耦变压器的等值容量变换,其等值容量 S_1 不超过 100MVA。等值容量在 0 ~ 100MVA 之间时,其相应的短路阻抗 Z_1 从 25% 线性降至 15%。

组成三相变压器组的单相变压器,其额定容量及等值容量的适用限值分别不超过 66.6MVA/柱和 33.3MVA/柱。

三相自耦变压器等值变换:

$$S_1 = S_r (U_1 - U_2) / U_1$$

$$Z_1 = Z_r U_1 / (U_1 - U_2)$$

自耦变压器每柱额定容量变换:

$$S_1 = S_r / W \times (U_1 - U_2) / U_1$$

$$Z_1 = Z_r U_1 / (U_1 - U_2)$$

式中: U_1 ——高压侧主分接额定电压, kV;

U_2 ——低压侧额定电压, kV;

S_r ——自耦变压器额定容量, MVA;

S_1 ——等值容量, MVA;

Z_1 ——相应于 S_1 的短路阻抗, %;

Z_r ——相应于 S_r 的短路阻抗, %;

W ——心柱数。

附加说明：

本标准由电力工业部安全监察及生产协调司、国调中心提出

本标准由电力工业部变压器标准化技术委员会归口

本标准由电力科学研究院、北京供电局负责起草。武汉高压研究所、东北电业管理局、吉林省电力局、湖南省电力局、宝鸡供电局、无锡供电局、成都供电局、葛洲坝电厂、石景山发电总厂参加

本标准主要起草人：曹承宗、凌愨、(以下按姓氏笔划为序)丁镇华、王世阁、尤爱珍、李俊瀛、李满元、肖定娉、张振文、宫淑君、凌子恕、傅锡年

1995—06—29 发布 1995—11—01 实施

中华人民共和国电力行业标准

电力变压器运行规程

条 文 说 明

DL/T 572—95

目 次

- 1 主题内容与适用范围
- 2 引用标准
- 3 基本要求
- 4 变压器运行方式
- 5 变压器的运行维护
- 6 变压器的不正常运行和处理
- 7 变压器的安装、检修、试验和验收

本规程以 1982 年原水利电力部颁发的《电力变压器运行规程》(以下简称原规程)为基础作了修订。为便于理解和执行,特编写了本说明。

本说明按照修订后规程的章、节、条目顺序,阐述了条文内容的修改情况和依据。另外,对规程条文中不易表达清楚,而又希望使用者能了解和掌握的一些内容,也在此一并

说明。

1 主题内容与适用范围

在适用范围中,扩大了电抗器的适用面,包括并联、串联、油浸、干式等电抗器。

考虑到本规程主要是指导变压器的运行,无论是国产设备还是进口设备,在运行要求上都是相同的,因此本规程对进口设备原则上也应适用。当某些设备由于结构特点等问题不相适应时,可以按制造厂的规定执行。在今后提出进口设备的技术条件中,应该力求满足本规程的要求。

2 引用标准

在引用标准中除所列出的规程和导则外,尚有“电力设备预防性试验规程”因待正式颁发而暂未列入,原能源部颁发的《架空配电线路及设备运行规程》因无标准编号而未列入。

3 基本要求

本章规定了变压器运行应具备的基本条件。这些条件分为三个主要方面,分别列在3.1、3.2、3.3 3节中。3.1节是围绕变压器本体提出的应具备的条件,3.2节是对外部设施和环境条件的要求,3.3节是运行所必须的软件,即各种技术文件。

3.1 保护、冷却、测量装置

GB6451第2章“技术要求”中,对变压器的结构作了详细规定,比原规程上有关结构的要求更详尽,同时,用运行规程作出变压器结构上的规定,也是不适宜的。因此,在本节中取消了有关变压器结构方面的条文,而只保留了保证变压器本体正常运行所需的条件。

3.1.1 本条没有列出有关标准的名称,是因为考虑有可能在本规程适用期间,有新的标准编制出来,或已有的标准修订时改变名称。

现有的与变压器有关的保护装置、测量装置标准见本规程第2章所列引用标准。

3.1.2 110kV及以上的变压器,采用熔断器保护的极少。为防止不同期合闸和非全相运行时过电压的危害,需将这种变压器中性点直接接地。

3.1.3 将原规程中有关变压器结构方面的要求归并在本条中,按GB6451执行。

3.1.4 近年来,已有许多大型变压器在设计制造时考虑了,向气体继电器方向有适当的升高坡度,GB6451.5也规定了220kV变压器通向储油柜的油管和油箱盖应分别有1.5%和1%~1.5%的升高坡度。据此,本条仅对本体无升高坡度者提出安装要求。变压器顶盖下面有隔筋的,间隔之间应打通。

3.1.5 本条规定了变压器冷却装置正常运行所必须具备的条件,同时规定了必要的监

视要求。

本条 b. 项所说的独立工作电源的含义,是指接于两台变压器的两段母线上的电源,且两电源能够互投。如有从站外接入的另一变电站的电源,则可靠性更高。

3.1.6 本条是变压器测温装置应满足的要求。a. 项规定无人值班变电站的变压器应装设指示最高顶层油温的温度计,系指温度计能显示出曾达到过的最高温度。b. 项中的厂用变压器还包括有些变电站的站用变压器。d. 项要求强油水冷变压器的冷却器前后加测温装置,用于监视冷却器的工作情况。增加 e. 项是由于测温管座内如果没有液体介质(一般是变压器油)将造成很大的误差。目前,干式变压器数量逐渐增多,而测温方法也较多,如表面贴温度计,通风道内埋设测温元件,绕组内埋设测温电阻等,但还没有统一的规定,因此,增加第 f. 项规定。

3.1.7 随着电力系统“三遥”技术的发展和值班人员人力上出现的矛盾日益突出,国内无人值班变电站正在不断增多,并且已被认为是中近期的发展方向。考虑到 20MVA 及以上的变压器本身价值较高,损坏后造成的影响较大;同时,监测容量较大的变压器负载,对于掌握地区负载分布具有一定的意义,而实现监测在技术上也不存在困难,因此,规定对 20MVA 及以上的变压器实行远方监测。

强油循环冷却的变压器在冷却器电源中断停止工作时,热点温度会很快上升,在无人值班的情况下,可能因处理不及时而损坏变压器。因此,规定在无人值班的变电站中,安装此种变压器时,应采取防止变压器超过温度限值的措施。主要的措施有:

- a. 装设两个或更多各自独立的冷却器电源,和与之配套的备用电源自动投入装置;
- b. 定期检查这些电源和检验自动装置的可靠性;
- c. 在管理这种无人值班变电站的中心基地,配备能迅速赶赴现场的检修力量和交通工具;
- d. 拟定在紧急情况下,切除该变压器或减载的应急步骤,并应列入现场规程。

3.2 有关变压器的其它要求

本节是关于变压器外部设施和环境的規定。这些规定涉及的面比较广,统称为其它要求。

3.2.1 根据万修订规程进行的问卷调查结果统计,大型变压器永久性起吊设备的设置和使用情况如下:

- a. 设置情况。普遍设置的为 8.9%,部分设置的为 25.2%,不设置的为 65.9%;
- b. 使用情况。充分利用的和未使用的各为 39%,偶而使用的为 22%。

以上数据说明,永久性起吊设施不是必须的。因此,本条规定应有永久性或临时性起吊设施。至于工作场地,则无论什么样的起吊设施都是需要的。由于此内容在其他规程中均未规定,又与变压器运行密切相关,因而作此规定。

3.2.2 ~ 3.2.4 各条与原规程有关内容相近,仅作了部分合并和增删。

3.2.5 关于变压器室(洞)内的通风和温度控制问题,在实际运行中的情况是多种多样的。大部分室(洞)并没有明显的空气出入口,温差难以确切测量。配电变压器室的通风系统也不可能与其它通风系统明确分开。变压器顶层油温的限制在第4章中另有规定,因此本条只规定了基本原则,各单位可根据具体情况在现场规程中提出详细要求。

3.2.6 与原规程内容相近。

3.2.7 考虑到以下情况:

a. 变压器本身着火,目前还没有有效的灭火措施。原规程和部订反事故措施要求90MVA以上的变压器要安装水喷雾灭火装置,但实践证明其效果并不理想。调查问卷关于这个问题的回答是:使用过且效果良好的5例,使用过且效果不好的7例。在北方越冬时,这个装置不能使用,平时又需维护,投资大而效果差。因此本规程未明确提出这一要求。

b. 有的制造厂(如保定变压器厂等)引进国外技术,生产了一种安装在变压器上的灭火装置。当变压器着火时,该装置起动,一方面排油,一方面向内部充氮气并进行搅拌,达到迅速灭火的目的。因目前尚无运行经验,而且造价较高,本规程暂不作推荐。

c. 变压器作为变电所的运行设备之一,其防火、灭火措施(包括灭火设施和场地布置)在整个变电所的设计布局中要作综合统一考虑,无须对每一个可能着火的设备都作单独的规定。

据此本条改为“安装油浸电力变压器的场所应按设计规程的规定设置消防设施和事故储油设施,并保持完好状态”。

3.2.8 关于震级烈度为七级及以上地区变压器的防震措施,近十余年尚无新的经验和补充,因此仍按原规程的规定,仅作了少量增删。如删去原来的a.项中关于上部拉线的要求,因实际上拉线施工费工费时,而且妨碍检修工作,其作用也不肯定;又如删去了原来的c.项,因为110kV及以上的变压器套管,现场无法将其瓷套与法兰加固,而应在订货时向制造厂提出。

3.2.9 将原规程中有关内容列在此项,以供变压器订货、设计及继电保护的整定等考虑。如对变压器的承受短路能力和热稳定时间等在订货时没有提出特殊要求,则应按GB1094.5中的规定值执行。

3.2.10 高压电气设备的绝缘在线监测技术,包括电容型设备电容末屏接地回路中的电流、不平衡电压、介损等电气参数测量,以及变压器油中溶解气体含量的测量,近年来趋于成熟。目前,已有一些发供电单位安装了此种监测装置并已投入运行,取得了一定的效果。同时,有关的监测技术和监测装置还在不断改进和完善中。增加本条规定表达了允许安装这些装置的意思。从保证安全的角度出发,规定了电气信号需经传感器采集,不得从未屏上直接采集。另外,对于使用的传感器要求原边引线和线圈必须使用铜线,其截面不应小于传感器接入部位原有接地引线的截面。原有接地引线是指末屏内部或

外部引线中截面较小的那一部分。一般情况下,这个截面积以不小于 6mm^2 为宜。

3.3 技术文件

关于变压器的技术文件,原规程已经规定得很详尽,本次修改仅强调了需要有安装全过程和检修全过程的记录。这是因为,一方面安装和检修过程对变压器的安全运行具有重要影响,有时一个细节的忽略都可能留下不安全的因素,所以从验收和运行的角度看,需要有全过程的完整记录;另一方面,变压器安装和检修已经分别有了专门的规程(导则),对项目和方法都有具体要求,完成全过程记录也就有了依据和基础。

删去原规程中 1.3.2 条“发电厂、供电局应有变压器检修维修必需的备品(按附录 A 储备)”。考虑到必需的备品在各地区有很大的差别,而且应该列在检修导则中,实际上原规程也没有所指的“附录 A”。

4 变压器运行方式

这一章在结构上和内容上均作了较大的改动,主要有:

a. 将负载电流以外的其它影响运行的因素,如电压、分接容量、顶层油温度、不平衡电流等,归并在一节中,作为一般运行条件放在章首。

b. 由负载电流决定的各种运行方式,则以 GB/T15164 油浸式电力变压器负载导则(以下简称负载导则)为依据,列出其主要规定。

4.1 一般运行条件

4.1.1 变压器运行电压条件,根据 GB1094.1 电力变压器 4.4 节的内容,结合原规程规定叙述。

4.1.2 与原规程 2.1.7 相同。

4.1.3 将原规程的 2.1.2 和 2.1.3 两条合并在一起。因为超过额定电流的运行方式在 4.2 节有详细叙述。取消了原规程关于过负载运行的一句话。

4.1.4 由于目前生产的干式变压器类型很多,结构、材料、工艺的差别也很大,而且还在不断改进中。因此,各制造厂对干式变压器的温度控制标准,甚至测温位置和测温方法也不一致。在这种情况下提出一个统一的运行温度标准是没有意义的,因此暂定遵守制造厂的规定。

另外,原规程所列的表 5,是制造厂在温升试验和散热设计时应遵守的标准,运行单位不可能在运行中用电阻法监视变压器的温度,因此删去。

4.1.5 在原规程 2.4.2 条的内容前,加了关于大、中型变压器中性线电流的限制。因为现在有些大、中型变压器也是 YN_{yn0} 接线,对于系统的中性点位移应有所限制,但目前还提不出限制标准。

4.2 变压器在不同负载状态下的运行方式

本节是按照负载导则的精神,作出变压器在不同负载状态下运行的规定。

由于负载导则对不同负载状态的运行,要考虑热点温度不超过规定的限值,要保持平均相对老化率不大于 1(对正常周期性负载)而在这些数值的计算中,要区别变压器的不同冷却方式,要考虑不同的负载曲线,要对环境温度进行修正等等,因而计算程序是比较复杂的,不可能把这个复杂的程序写进本规程中去。同时,在变压器类型不同、负载系数不同、环境温度不同的情况下,计算出的结果,无论是用曲线还是用表格表示,都不是单一的,而是许多张图和许多个表格。在本规程中,也不可能把这些曲线图和表格都列进去。

这次规程修订时,从问卷调查的回答情况和修订小组成员听到的现场反映看,多数人认为原规程第 2 章图 1~图 12 的曲线在现场难以应用,部分人认为用起来太麻烦,部分人则是不会应用。多数人希望用表格的方式来表达。但是实际上,用表格表达 12 张曲线图(在负载导则中则是 32 张曲线图)上约 72 条曲线(负载导则中是约 192 条)的数据,即使是很粗糙的,也需要 24~36 个表格(按负载导则需要 64~96 个)。这么多表格,查起来并不比查曲线方便。如需查表或曲线,可以直接使用负载导则。

鉴于这种情况,决定在本规程中对正常周期性负载和长期急救周期性负载既不列出计算公式,也不列出曲线和表格,可以在以下两种方法中选择一种,来确定超额定电流运行时的负载倍数和时间:

- a. 按负载导则中有关的计算方法进行计算;
- b. 查负载导则中有关的曲线或表格。

应该指出,从目前电力系统的管理制度看,变电站的值班人员除了变压器超过极限值的过负载情况下,作为紧急操作,可以主动限制负载(切除一部分负载)以外,变压器的负载是由值班调度员控制的。因此,对正常周期性负载和长期急救周期性负载的有关计算,应是运行主管和调度部门的职责。80 年代以来,计算机在生产管理中已被广泛使用,因此利用计算机进行变压器负载状态计算的可能性是存在的。现在,国内已有(如电力部电力科学研究院)编制好的确定负载能力,满足热点温度限值下计算相对老化率等软件,只要把已知的变压器热特性参数(如无制造厂数据,可用负载导则第二篇表 2 数据)存入和临时输入负载曲线及环境温度,即可获得所需结果。希望这项技术能在全中国电力系统中推广应用。

对于短期急救负载,因需要现场值班人员随时处理,而且其限值条件可以简化(主要是:可不考虑相对老化率,热点温度取最大限值;可直接使用当时变压器周围的环境温度查表,急救负载时间一般不超过半小时),因而在规程中列出了运行 0.5h 负载倍数的表格,这样可便于现场使用。

4.2.1 变压器在不同负载状态下运行时,一般应按负载导则的规定执行。该导则用来进行变压器温度和温升的计算,是以对不同类型的变压器所作温升试验结果所得的数据为依据,并且在计算时,还对变压器的热特性和运行条件进行了简化和假设,因而具有一

定的局限性。负载导则指出：“建议用户应在更准确的变压器热特性参数和更真实的负载图的基础上进行计算”。据此，本条表明了应采用制造厂提供的变压器热特性参数进行计算。对已运行而无制造厂热特性参数的变压器，则按负载导则给出的热特性参数计算。另外，根据变压器的具体情况，还作了不宜超过额定电流运行的规定（见 4.2.7.3、4.2.8.2 款和 4.2.9.1 款）。缺陷经检修消除后，一般仍可正常运行，绝缘有弱点（如变压器设计和制造工艺不良、绝缘老化等）的变压器，属于另一种情况。

4.2.2 超额定电流运行的负载效应与变压器容量大小密切相关，如配电变压器只需考虑热点温度和热老化；中型变压器必须考虑不同冷却方式；大型变压器漏磁通的影响很大，因此按容量及电压把变压器分为 3 类。这里所指的配电变压器，与通常所指的配电变压器的概念不完全相同。仅从不同负载状态下对变压器的负载效应来考虑，其中也包括 35kV 及以下的厂用变压器。

4.2.3 按负载导则的规定对变压器的负载状态作了分类，这是确定运行方式的基础。

4.2.4 对双绕组变压器，每个绕组的负载系数（即负载电流标么值）是相等的，但对三绕组变压器和自耦变压器，每个绕组的负载电流标么值是不相等的，因此需要明确在选用负载系数时，要按负载电流标么值最大的那个绕组的标么值来确定。这一条规定的精神和原规程第 2 章 2.1.5 条是一致的。

4.2.5 负载导则对不同类型的油浸式变压器，在不同类型负载下运行时的负载电流标么值、热点温度、顶层油温极限值作厂规定。不论运行条件（如负载曲线、环境温度等）如何，这些极限值是不允许超过的。超额定电流运行时的有关计算，也是受极限值约束的。一般情况下，负载导则中对顶层油温最大限值的规定意义不大，它只是相对于油的运行条件而言。经计算，如以其顶层油温限值为准，则负载电流和热点温度在很多情况下将大大超出限值，因此不能以顶层油温确定超额定电流运行时的负载值。由于目前对绕组热点温度还没有监视条件，为便于对超额定电流运行时的顶层油温有所控制，因此把负载导则规定的最低限值 105℃ 作为控制值。如负载不大，油温异常升高，则就应按异常状态处理（见 6.1.5 条）。

当制造厂有关于超额定电流运行的规定，或用户根据需要，在订货中向制造厂提出超额定电流运行的特殊要求时，应遵守制造厂规定。

4.2.6 这里指的载流附件有套管、无励磁分接开关、有载分接开关等；外部回路元件有电缆及其终端头、断路器、电流互感器、外部连线等；结构件有储油柜、压力释放装置、漏磁回路附近的铁磁结构件、磁屏蔽等。

载流附件和外部回路元件，可能因电流增大时的过度发热而限制变压器的过负载运行；变压器本体有可能因油的过度膨胀或压力的过度增高以及因漏磁增大引起的过度发热而限制变压器过负载运行，因此在确定变压器的超额定电流倍数和时间时，要校核这些部件可能造成的限制。

4.2.7 负载导则总的原则不是以名牌额定值为界限来指导变压器的运行,而是以热老化的观点作为指导原则。

从热老化的观点出发,确定了相对老化率的概念,负载导则列出了计算相对老化率的公式。这些观点和公式并不能回答变压器寿命有多长的问题(这是一个十分复杂的问题),但是却能较准确地反映变压器的相对老化速度。

变压器老化的决定性因素是热点温度。按 GB1094 电力变压器标准设计的变压器,可以满足负载导则对热点温度正常基准值为 98℃ 的要求,负载导则规定在这个温度下的相对老化率等于 1。根据试验和统计资料得出的温度与老化率的相互关系是:温度每上升 6K,老化率增大一倍。由此可以得出不同热点温度下(θ_h)的相对老化率(V)

为:

$$V = \frac{\text{在 } (\theta_h) \text{ 下的老化率}}{\text{在 } 98^\circ\text{C} \text{ 下的老化率}} = 2^{(\theta_h - 98)/6}$$

在实际运行中,运行条件和环境温度都是随时间变化的,相对老化率也是随时间变化的,因而在一段时间内的平均相对老化率(L)为:

$$L = \frac{1}{t_2 - t_1} \int_{t_1}^{t_2} V_{dt}$$

若把较长一段时期划分成 N 个时间段,某个时间段内相对老化率用 V_n 表示,那么平均相对老化率(L)可写成:

$$L = \frac{1}{n} \sum_{n=1}^n V_n$$

从热老化的观点出发,正常周期性负载下运行时,变压器的老化应是正常的速度,即相对老化率不大于 1。根据这一观点,变压器可以在超过额定电流和低于额定电流两种负载状态交替周期性出现的条件下运行,只要在较长一段运行期间,平均相对老化率不大于 1,即属于正常周期性负载。

负载导则第三篇第 15 节正常周期性负载图(图 9~图 12)就是根据上述原则计算出来的。相对老化率计算的难点是热点温度 θ_h 的计算,它不但与负载电流、环境温度、冷却方式有关,而且取决于变压器本身的热特性参数。因此推荐在条件许可时(首先是制造厂提供具体变压器的热特性参数),尽量用计算机进行计算,以便在保持正常老化率和温度限值的条件下确定负载系数和允许的运行时间,并可使变压器的负载能力得到充分利用。

4.2.8 长期急救周期性负载多数在以下情况出现:

- a. 系统中部分变压器因故障或检修而长期退出运行;
- b. 系统运行方式改变,使部分变压器负载增大;
- c. 用户负载增加,而新的变压器短时间内不能投入。

为减少停电损失,个别或部分变压器将在较长的时间内周期性地超额定电流运行。

这时,整个运行期间的平均相对老化率可大于 1,甚至远大于 1。在出现这种情况时,需要综合考虑经济效益、社会效益和系统的安全。

从变压器安全运行的角度出发,本条提出应尽量减少这种运行方式出现的次数。出现时,要缩短超额定电流运行的时间,降低超额定电流的倍数。并规定,当变压器有严重缺陷和绝缘有弱点时,不宜超额定电流运行。

对长期急救周期性负载运行方式下超额定电流的负载系数和运行时间,可以按正常周期性负载相同的公式或程序计算。在确定条件时,要取消相对老化率为 1 的限值,并可从计算结果了解这种运行方式期间所造成的寿命损失情况。

关于超额定电流运行时,是否投入备用冷却器问题,应根据具体情况而定。如制造厂规定了冷却器投运台数的限值,而备用冷却器只作为当有冷却器检修时使用,则应按制造厂规定。有的变压器设计的油流速度较高,投入额外数量的冷却器,有可能因加大油流速度,产生油流静电放电。

4.2.9 本条所述的短期急救负载相当于原规程中的事故过负荷。短期急救负载多数发生在出现以下情况时:

- a. 一个变电站的某台变压器发生故障,而该变压器的负载不能全部切除或转移到其它变电站,迫使本站其它变压器超负载;
- b. 系统发生局部故障,使部分不能切除的负载转移到某台或几台变压器上。

考虑到短期急救负载可能出现较高倍数的过电流而导致绕组热点温度达到危险程度,对绝缘安全有一定风险,因此导则指出,这种负载持续时间应小于变压器的热时间常数,且与负载增加前的运行温度有关,一般应小于 0.5h。对有严重缺陷和绝缘有弱点的变压器不宜采用这种运行方式。为便于值班人员迅速处理,列出了允许的 K_2 值。确定表 3 的条件是:热点温度为 160°C ,允许运行时间为 0.5h。负载系数限值:配电变压器为 2.0、中型变压器为 1.8、大型变压器为 1.5(因大多数配电变压器无监控表计,表中数字仅供参考)。在一般情况下,应在 0.5h 时间段里迅速减少变压器的负载,使之脱离短期急救运行状态。但是,在实际运行中,有个别情况可能要求变压器承担短期急救负载的时间比 0.5h 长一些,而 K_2 小一些。按热老化的观点,这种情况是允许的,必要时,可在负载导则第 16 章表 7~表 30 中查到大于 0.5h 的急救负载倍数和允许的运行时间。

在短期急救负载突然出现时,值班人员可能不知道出现前的负载系数 K_1 ,此时可按 K_1 为 1.0 处理,因为不引起现场值班人员注意的是负载系数小于 1.0 的运行状态,取 1.0 是偏保守的。而短期急救负载发生前负载系数已经大于 1.0 的情况,现场值班人员是知道的。如起始负载 K_1 小,实际的 K_2 值又较低,则运行时间可适当延长。如需要更长的时间,就应按长期急救周期性负载确定 K_2 值。当环境温度很低时,主要受负载系数 K_2 限值的限制,因此低于 -25°C 时的限值表中未列出。

负载导则指出:急救负载的绕组热点温度和日寿命损失的计算,是在周期性负载运

行的基础上进行的。如果实际要求一天的急救负载,且在此之前和之后若干天是在较低的负载下运行,则计算出的寿命损失将大于实际损失,其差值可作为安全裕度”。

4.2.10 对于干式变压器在不同负载状态下运行的有关数据,目前还没有足够的试验和统计资料作为依据,因此只能遵守制造厂的规定。另一方面,现在的干式变压器大多数是配电变压器,在运行中也缺乏监视其负载电流的手段(包括测量仪表和管理制度两方面)。因而干式变压器宜控制在不超过额定电流的状态下运行。必须超额定电流运行时,应按要求进行监视。

IEC905(1987)干式变压器负载导则及1994年的第一号修改单将作为制定我国干式变压器负载导则的依据,该标准正在制定中。

4.2.11 无人值班变电站中变压器的超额定电流运行方式,应视具体情况(如变压器是否有远方监视负载电流和上层油温的装置)而定。必要时可设临时值班人员监视。

4.3 其他设备的运行条件

对于这类设备,尚需积累运行经验,因而按制造厂规定执行。

4.4 强迫冷却变压器的运行条件

强迫冷却变压器的运行条件,以原规程2.3节机械冷却变压器的运行方式为基础,作了一些修改和补充,分条说明如下:

4.4.1 把原规程2.3.4条中的“应在现场规程中予以规定”改为“应遵守制造厂的规定”,因为现场规定中的规定也是根据制造厂的规定制订的。

根据GB6451油浸式电力变压器技术参数和要求规定,强油循环装置的控制线路应满足的要求之一是:“变压器冷却系统应按负载情况自动投入或切除相当数量的冷却器”。可见冷却器的自动投切装置是执行本条规定的技术手段。为执行本条内容,有必要强调保持这种装置的正常运行。

20多年来,高电压大型变压器的油流静电现象已在国内外造成过一些变压器损坏事故,引起了广泛的重视。经过深入的研究试验证明,油在绝缘油道中流动时,在油纸表面产生电荷分离,在局部位置形成电荷积累,并随流速升高加剧。变压器绝缘性能越高,积累电荷越不易泄漏掉。积聚的空间电荷使局部直流场强升高,当超过该处的绝缘耐受强度时,有可能产生静电放电。如果运行电压下的高场强部位与静电空间电荷形成的高场强部位相重合,就有可能在这个部位出现连续的局部放电,甚至造成绝缘击穿。当前对油流静电的抑制和防止仍在研究之中,对于运行中的强油循环变压器,适当控制油的流速,特别是降低油温较低时的流速是措施之一。因此,在5.2.3条中规定冷却器油泵不要一次同时投入,而应逐台起动,避免形成湍流。另外,不能认为变压器运行时油温越低越好,因油温太低油流静电电荷的产生和积累有可能比油温较高时严重。因此,本条规定在负载较轻时和油温较低(环境温度很低)时应避免投入过多的冷却器,并允许在空载状态下短时不投冷却器。过载时是否投入备用冷却器,已在4.2.8.1款中作了规定。

4.4.2 在本条中除了提到油浸自然循环风冷变压器外,还补充提到风冷干式变压器,因为风冷干式变压器也有遇到风扇停止运行的问题(不包括铭牌标明干式自冷而后自行加风扇的变压器)。

对原规程 2.3.1 条和 2.3.2 条的实质性修改是:把“当顶层油温不超过 55℃时”改为“当顶层油温不超过 65℃时”;把“可参照表 8 的规定”连同表 8 都取消。

在正常运行情况下,应按 GB6451 的规定,根据负载和油温的情况投入和切除吹风装置。本条规定了油浸风冷变压器当冷却系统故障风扇停运后,顶层油温不超过 65℃时,允许带额定负载运行。由于现在还没有在这种运行条件下的试验数据作根据,因此引用了 GB6451 的这一规定值。将这条规定与强油循环冷却变压器全部切除冷却器时的规定(见本规程 4.4.3 条和 GB6451)相比,65℃的限值其裕度是很大的,因此可允许带额定负载和低于额定负载运行。当超过这一温度而冷却系统不能恢复时,就应作降低负载或切除变压器处理。如在风扇停运时,即使顶层油温较低,从安全出发,也应避免超额定电流运行。

4.4.3 GB6451 中关于强油循环冷却变压器在切除全部冷却器时,允许带额定负载运行 20min 的规定,是比较保守的。为一致起见,本规程未作修改。

5 变压器的运行维护

本章叙述了电力变压器正常运行时需要做的工作和需要满足的条件。原规程在这一章内容上已有比较全面的规定,此次仅作了局部变动和补充。

5.1 变压器的运行监视

5.1.1 观察仪表(主要是电流表)指示的变化,是监视变压器运行的基本手段,在有人值班的控制室里,值班人员要经常监视仪表的读数。至于抄表间隔时间,各发电厂、供电局及其主管部门均在有关的现场规程(如调度规程、变电运行规程等)中,作了具体规定。且各部门、厂、局的规定有比较大的差别,没有必要强求统一。因此,本节不再对抄表次数作出规定,各电力运行部门可按具体情况,在现场规程中明确。

5.1.2 配电变压器的巡视周期,在能源部 1988 年颁布的架空配电线路及设备运行规程中,区分不同安装场所作了具体规定。本条 c. 项内容,直接引用了该规程。其它均按原规程。

5.1.3 在特殊情况下的巡视和检查专列为一条,以便于执行。

5.1.4 根据现场情况,在原规程的基础上作了调整和补充。

5.1.5 关于本条 b 项测量铁芯接地套管引出线中的电流,有的单位考虑测量操作很简单,故规定在定期检查中测量该接地线中的电流;有的认为铁芯多点接地属个别现象,且发展缓慢,定期色谱分析完全可以起到把关作用。综合上述意见,在 b. 项中提出“必要时应测量铁芯接地引出线中的电流”。另外,有些单位为检查油泵的运转情况,定期测量

电机的电流。条文中虽未叙述,但可供参考。

5.1.6 本条所述的检查维护项目和周期,在不同地区和不同单位,因运行经验、环境条件和管理方法的差异而有较大的区别,因此提出了项目,而周期可在各自的现场规程内规定。对有关项目说明如下:

a. 有的变压器的集污器在检查和清除时,如操作不当,则可能造成大量跑油。因而条文内容比较灵活。

b. 近年来,很多地区出现强油循环冷却器的缠绕式散热片被尘土、污物、柳絮等堵塞,严重妨碍散热,导致变压器油温异常升高的现象。清除这些堵塞物较省时省力的方法是用高压水冲洗。有的地区并无这种现象或情况不严重。因此,可视情况自己规定周期。

c. 对于净油器的油保护作用,有的单位认为很重要,采取积极的定期更换吸附剂(硅胶或活性氧化铝)的措施;有的单位认为作用不明显,或认为更换操作很麻烦,因而多年运行亦不更换吸附剂。调查问卷的回答中,有40%认为净油器的作用是肯定的。鉴于这种情况,更换周期可以自行规定。

5.2 变压器的投运和停运

5.2.1 本条所说的“具备带电运行条件”系指变压器本体正常、外部条件齐备、试验结果合格、保护和测量装置有效等广泛的内容。由于这些工作一般不是值班人员去进行而只需确认,并且各种电力设备都需要作这些检查,在有关变电设备运行的现场规程中均有这一类的规定,故在本条文中没有具体列出来。这里仅从已运行的变压器再次投入运行这种工作性质出发,强调了停用变压器在投运前容易疏忽的问题。

5.2.2 根据现在电力系统中的情况,备用变压器有两种不同的备用方式:

一种是变压器的各侧绕组均经开关装置(断路器和隔离开关)与系统连接好,一经合闸即可投入运行。本规程称为“运用中的备用变压器”。

另一种是变压器已放置在运行位置上,本身可随时投入运行,但其外部接线均未连接,投入前需先接上外部引线才可用开关设备将其投运。这种变压器多数是三相组中的备用单相变压器,称为“非运用中的备用变压器”。

如果在条文中没有特别的说明,以上两种变压器均称备用变压器。那些不在运行位置上的变压器,不在本规程所述的备用变压器范围之内。运用中的备用变压器,随时可以投入运行,在长期备用时,应定期充电,以证实其是否正常。如容量可满足运行要求,宜充电后运行一段时间,或与其所替代的变压器轮流投入运行。非运用中变压器,因不具备随时投入运行的条件,而且很大一部分是500kV大容量的,倒换引线很困难,并需停电,对系统影响很大,所以不要求定期充电。

以上两种备用变压器当备用时间超过一年时,在投入运行前需经绝缘试验合格。

5.2.3 a. 项中关于按负载情况控制投入潜油泵台数,是为了避免油流静电造成危害。

c. 项所述用隔离开关投、切大中型变压器的情况已极少存在,实际运行中也没有进一步试验隔离开关投切能力的需要,而投切配电变压器,则已证明并不存在困难。因此,这次修订中仍基本保留原内容。但考虑到 220kV 及以上的变压器没有用隔离开关投切的实例和实际需要,在本条中加了 110kV 及以下电压等级的限制。增加 d 项规定,是考虑到目前国内电力部门实际上存在用熔断器投切空载配电变压器和 66kV 及以上厂站用变压器的情况,且未发生过事故。

5.2.4 本条采用 GB148 电气设备安装工程电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范中,关于变压器投运时试运行的规定。

5.2.5 变压器注油后的静置,是为了排除混在油中的气体。现在,真空注油工艺对排除油中空气有明显作用,因而本条在规定静置时间的同时,也给根据具体情况由总工程师确定缩短静置时间留有余地。

开泵时变压器各侧绕组均应接地,是为了防止油流静电危及操作人员的安全。

5.2.6 中性点有效接地系统中,若待投切的变压器中性点不接地,将可能出现传递过电压和因断路器三相非同期动作而产生过电压,危及变压器的安全。因此规定投切变压器时,应将中性点接地。本措施可从根本上消除变压器计划投切时产生后一种过电压的可能性,因而是有益和必要的。

5.2.7 干式变压器停运时应防止受潮,是不少地区的运行经验。

5.2.8~5.2.9 增加了对消弧线圈投切的要求。

5.3 瓦斯保护装置的运行

5.3.1 有载分接开关内部故障时,一般不会引起差动保护动作,因而开关箱的瓦斯保护是重要的保护手段。目前生产的有载分接开关的气体继电器,有的具有一对触点,是供重瓦斯保护用的,有的具有两对触点,则是轻、重瓦斯各用一对。据此,规定有载分接开关的瓦斯保护应接跳闸。

5.3.2、5.3.3 考虑到进行这两条所述的工作有可能引起重瓦斯误动(曾发生过此类事故)而短暂的工作期间发生内部故障的概率很低,并且其它内部故障保护装置仍在运行,故规定“应将其重瓦斯改接信号”。

5.4 变压器的压力释放器触点宜作用于信号

近年来,许多大型变压器用压力释放器取代安全气道作为释压保护装置。压力释放器带有一对电触点,当其动作时接通,它能反映内部压力的突变。但是,由于该装置不同于压力继电器,在结构和可靠性上还有一些问题,曾发生接跳闸后的误动,因此,本条规定为宜作用于信号。

5.5 变压器分接开关的运行维护

近年来,有载调压变压器的数量逐年增多,在有的局、厂中,调节主要电压等级的有载调压变压器,已占到该电压等级全部变压器的 80% 以上。随着这类变压器数量的增

加,发生的故障和事故也在增多。然而,运行维护经验也逐渐丰富起来。在此基础上,本节较原规程增添了较多的内容。

5.5.1 关于无励磁调压变压器分接位置变换时测量直流电阻的工作,增加了先锁紧分接开关位置再测量的规定。这是因为有部分无励磁分接开关的制造工艺不够精确,内部接触位置在外部锁紧后发生位移。在外部指示正确的情况下,如测得直流电阻合格,再锁紧时,就有可能因位移而产生接触不良的故障。许多单位都曾发现过类似问题,甚至导致烧损分接开关事故。为此规定:“在确认变换分接位置正确并锁紧后,测量绕组的直流电阻”。

考虑到10kV及以下变压器数量极大,受人力、设备、时间等因素的限制,往往不具备在每次转换分接位置时测绕组直流电阻的条件;消弧线圈切换分接位置的停电时间很短,测直流电阻较困难;且有些供电单位有时只用兆欧表或万用表测量绕组导通情况,因而作了“也可在现场规程中自行规定”的规定。

5.5.2 有载分接开关的正确操作,包括两个主要方面:一是操作时需监视分接位置和电流的变化;二是要注意在并联运行的变压器调节分接位置时,避免形成过大的环流。

有载调压单相变压器组中,每台变压器有独立的有载分接开关;个别三相变压器具有分相的有载分接开关。这种变压器一般都是超高压大容量的,当分相操作时,可能造成整个系统的电压不平衡和中性点偏移。因此,一般不允许分相操作。

5.5.3 有载分接开关运行中的检查维护项目和周期,一般制造厂均有规定,应按其规定执行。在没有制造厂的规定时,推荐了检查维护项目和周期。

新投入的有载分接开关缺少运行考验,因而在投运1~2年或切换5000次后,吊出切换开关进行检查是必要的。以后的吊检间隔可根据经验自行规定。切换开关触头的烧损和油中炭粒的增加,仅与切换次数有关。因此,取油样试验和换油、滤油均主要以切换次数为依据。对于不同型式的开关,每年或数月试验一次油的击穿电压,是为了检查切换开关中是否进水受潮等导致绝缘强度下降。如该期间内因达到切换次数限值已作过油试验的,则可代替按时间规定的试验。

e项规定是考虑有些变压器的有载分接开关长期不用,有的分接开关经常只在很少几个分接位置上运行,那些长期不用的分接触点将因产生氧化膜或集聚污垢而在一旦使用时接触不良,因此,需要利用切换的方法清除氧化膜和污垢。目前尚无确定清除周期的经验,故提出在有停电机会时进行切换操作。

5.5.4 目前电力系统中,有部分单位在有载开关控制回路中,加装了电流闭锁装置。理由是按有关规程所说:“为防止开关在超过额定电流和系统短路时进行切换,以免烧毁开关或损坏变压器”。未加装单位有的是没有了解规程中有这样的规定,也有的是认为出现这种情况的概率极低(特别是危害大的系统短路),且国内尚无发生这类事故的事例。

从道理上来说,加装闭锁装置是安全有利的。又考虑到实际运行经验和甚低的发生

概率,因此用了“宜”加装的措词。

5.6 鉴于厂用变压器因短路引起变压器损坏的事故较多,且承受多次短路后有累积效应,因此增加此条。

5.7 变压器的并列运行

本节除按原规程规定外,增加了 5.7.3 条。

多数发电厂的厂用变压器接在发电机机端母线上,当该机的升压变压器高压侧跳闸时,需防止发电机通过厂用变压器与系统并列,避免厂用变压器超过额定电流运行。比较简单的方法是在升压变压器高压侧跳闸同时,使厂用变压器的低压侧与系统解列。此时,如厂用电需倒换电源,则应防止非同期。

5.8 变压器的经济运行

关于变压器的经济运行,牵涉到系统的结构和运行方式,与负载性质对电源可靠性的要求有密切关系,是一个比较复杂的问题。运行规程主要强调安全和经济应统一考虑。

6 变压器的不正常运行和处理

6.1 运行中的不正常现象和处理

6.1.1 本条没有列出不正常现象的例子和应填记录的名称,这是因为变压器运行中的不正常现象种类很多,用几个例子很难概括;同时,应填写的记录也随地区、单位、不正常现象的种类不同而异。运行单位认为有必要具体明确时,可在现场规程中规定。

6.1.2 这一条在原规程内容的基础上根据运行经验和具体情况作了部分调整和增补。

6.1.3、6.1.4 这两条是新增加的内容。尽管这两种情况发生的概率很低,但在现场运行中都曾出现过。其中保护装置拒动,除了继电器可能拒动外,近年来多次出现直流系统缺陷和故障影响保护动作的现象。因此,必须赋予值班人员以权利和职责,在判明属于这两条所述情况时,可紧急将变压器停运。

6.1.5 本条重点说明在正常运行条件下,变压器温度不正常升高时的处理原则和步骤;同时,也指出了在各种超额定电流运行方式下,温度超过极限值时的处理方法。

6.1.6 变压器油温低于或接近凝点时,油呈粘滞状态,但仍可保持绝缘性能,只是降低冷却效率。因此,允许将变压器投入运行,逐步增加负载。

6.1.7 从变压器底部补油时,有可能把沉积在底部的污物甚至积水和油中气泡带进绕组,因此,必须从上部补油。

6.1.8 采用胶囊或隔膜保护的变压器,产生假油位的现象较多。在运行中发生油位异常升高时,应首先检查油位是否真实,不宜轻易决定放油。

6.1.9 多年来,变压器铁芯接地的缺陷较多,据有些单位统计,大型变压器的铁芯接地缺陷占运行台数的 2% ~ 4%,因此新增了这一条规定。100mA 是个经验值,电流值太

小,有串联电阻过大的不利因素,在其它规程(如电力设备预防性试验规程)中也是推荐采用此值。

有的单位认为,铁芯接地回路中串联电阻后,在冲击屯压(如雷电波侵入)作用下,铁芯对地电位可能异常升高。因此,建议在串联限流电阻上,并联一个 $2 \sim 8\mu\text{F}$ 的电容,以旁路高频分量,限制瞬间过电压,避免造成新的铁芯对地击穿点。此法可在实践中试用,并积累经验。

6.2 瓦斯保护装置动作的处理

6.2.1 本条是瓦斯保护信号动作时的处理原则和步骤。判断变压器是否需要立即停运的关键是:气体继电器内的气体是否可燃,以及对该气体的色谱分析结果。由于色谱分析需较长的时间,因而现场关于气体的量和可燃性的鉴别,具有相当的重要性。对此,要求变电站值班人员熟练掌握从气体继电器中采集气样和点燃试验的正确方法,防止出现误判断。并保留部分气样作色谱分析。如能立即进行分析,则可不作点燃试验。

6.2.2 变压器瓦斯保护信号和跳闸同时动作,往往反映变压器内部有故障。一般在作出综合判断前,不得将变压器重新投入运行,除非查出二次回路有明显导致跳闸的缺陷,且气体继电器内无气体或气体不可燃。为了给分析判断提供指导,这一条还指出了应该重点考虑的因素。

6.3 变压器跳闸和灭火

6.3.1 本条所指的跳闸,是指瓦斯保护以外其它保护动作引起的跳闸。由于外部原因导致这些保护跳闸的可能性比瓦斯保护大一些,因此在措词上与6.2.2条有所不同,指出综合判断证明变压器跳闸不是由于内部故障所引起,可重新投入运行。综合判断时所要考虑的重点因素,与6.2.2条是一样的。

6.3.2 变压器跳闸后,为避免把内部故障部位产生的炭粒和金属微粒扩散到各处,增加修复难度,因此应立即切断潜油泵电源。

6.3.3 本条与原规程4.3.2条的前一段是相同的。考虑到变压器着火后,多数情况下人员难于接近本体,一般不可能打开油门;同时,在故障性质难以判明的紧急情况下,判断是否应打开油门也是难以执行的,因此取消了原规程有关放油的规定。如变压器加装有远离本体的事故排油阀时,着火时应打开排油阀门。

7 变压器的安装、检修、试验和验收

变压器的安装、检修和试验,都分别有可以遵循的专业标准,在7.1、7.4、7.6、7.7节中指明了所遵循的标准编号和名称,而不摘录其具体内容。原规程之所以列出有关检修的规定,是因为那时还没有部颁的变压器检修规程。

在7.2节和7.3节中,增加了有关状态检修法的内容。

由于变压器制造技术的提高以及各地运行维护情况存在很大差别,按变压器(也包

括其它电气设备)实际状态安排检修周期和检修项目的状态检修法,已经被提上日程。多年来,国内许多发供电单位或是被迫地(因工作量和人力的矛盾、停电的可能性小等)采用这种方法,或是自觉地逐渐采用这种方法。实践证明,状态检修法具有以下优点:

- a. 根据设备结构特点、运行情况、缺陷状态、试验结果等,经综合分析确定是否需要检修和检修项目,有很强的针对性,可以取得较好的检修效果;
- b. 对于状态好的变压器可以延长检修间隔,从而大量节省检修人力和检修资金;
- c. 经验证明,有些初始状态和运行状态都很好的变压器,经过带有一定盲目性的检修后,反而破坏了原有的良好状态,甚至造成事故。按状态检修法,可以避免出现这类现象。

当然,状态检修法也有一定的局限性。对于封闭在变压器油箱内的结构,外部观察不到,有些缺陷在外部没有征象,试验结果也不能准确反映。因此,还需要把周期性检修和状态检修结合起来。特别是新变压器(尤其是大型变压器)投运至首次大修之间,遵守规定的检修周期是很必要的。

另外,根据为修订本规程进行的问卷调查结果所作的统计,约有 50% 的答卷表达了赞成按状态安排检修的意见,说明新规程中应该把状态检修的思想正面提出来。

综上所述,本规程在变压器本体检修和有载分接开关检修的条文中,一方面对确定是否需要检修和检修项目,提出了应综合考虑的主要因素;另一方面,仍把按有关导则推荐的周期和项目列为第一个应考虑的因素。

在 7.5 节中,对运行中的变压器在绝缘变化时,是否需要干燥的问题作了说明,这是一个比较复杂的问题。为做出正确判断,需要对变压器的结构、绝缘特性、绝缘试验数据、运行情况、绝缘油分析数据等进行纵横比较和综合分析。这些因素用简单的条文和表格很难表达。因此,本节仅列举了出现绝缘变化的几种现象,是否需要干燥需经综合分析,并不是说出现这些现象就一定要干燥。

中华人民共和国电力行业标准

电力变压器检修导则

中华人民共和国电力工业部发布

DL/T573—95

目 次

- 1 主题内容与适用范围
- 2 引用标准
- 3 检修周期及检修项目
- 4 检修前的准备工作
- 5 变压器的解体检修与组装
- 6 变压器检修工艺及质量标准
- 7 组件检修
- 8 变压器的油漆
- 9 试验项目
- 10 变压器大修后的交接验收
- 附录 A 变压器大修总结报告
- 附录 B 绝缘距离参考表
- 附录 C 引线允许电流参考表
- 附录 D 变压器常用油漆性能
- 附加说明

1 主题内容与适用范围

1.1 本导则适用于电压等级在 35 ~ 220kV 的国产油浸电力变压器、6kV 及以上厂用变压器和同类设备,如消弧线圈、调压变压器、静补装置变压器、并(串)联电抗器等。

对国外进口的油浸电力变压器及同类设备可参照本导则并按制造厂的规定执行。

1.2 本导则适用于变压器标准项目大、小修和临时检修。不包括更换绕组和铁芯等非标准项目的检修。

- 1.3 变压器及同类设备需贯彻以预防为主,计划检修和诊断检修相结合的方针,做到应修必修、修必修好、讲究实效。
- 1.4 有载分接开关检修,按部颁 DL/T574—95《有载分接开关运行维修导则》执行。
- 1.5 各网、省局可根据本导则要求,结合本地区具体情况作补充规定。

2 引用标准

- GB1094.1~1094.5—85 电力变压器
- GB6451.1~6451.5—86 油浸式电力变压器技术参数和要求
- GB7251—87 变压器油中溶解气体分析和判断导则
- GBJ148—90 电气装置安装工程电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范
- GB7665—87 变压器油
- DL/T572—95 电力变压器运行规程
- DL/T574—95 有载分接开关运行维修导则

3 检修周期及检修项目

3.1 检修周期

3.1.1 大修周期

- 3.1.1.1 一般在投入运行后的 5 年内和以后每间隔 10 年大修一次。
- 3.1.1.2 箱沿焊接的全密封变压器或制造厂另有规定者,若经过试验与检查并结合运行情况,判定有内部故障或本体严重渗漏油时,才进行大修。
- 3.1.1.3 在电力系统中运行的主变压器当承受出口短路后,经综合诊断分析,可考虑提前大修。
- 3.1.1.4 运行中的变压器,当发现异常状况或经试验判明有内部故障时,应提前进行大修,运行正常的变压器经综合诊断分析良好,总工程师批准,可适当延长大修周期。

3.1.2 小修周期

- 3.1.2.1 一般每年 1 次;
- 3.1.2.2 安装在 2~3 级污秽地区的变压器,其小修周期应在现场规程中予以规定。

3.1.3 附属装置的检修周期

- 3.1.3.1 保护装置和测温装置的校验,应根据有关规程的规定进行。
- 3.1.3.2 变压器油泵(以下简称油泵)的解体检修,2 级泵 1~2 年进行一次,4 级泵 2~3 年进行一次。
- 3.1.3.3 变压器风扇(以下简称风扇)的解体检修,1~2 年进行一次。
- 3.1.3.4 净油器中吸附剂的更换,应根据油质化验结果而定,吸湿器中的吸附剂视失效程度随时更换。

3.1.3.5 自动装置及控制回路的检验,一般每年进行一次。

3.1.3.6 水冷却器的检修,1~2年时行一次。

3.1.3.7 套管的检修随本体进行,套管的更换应根据试验结果确定。

3.2 检修项目

3.2.1 大修项目

3.2.1.1 吊开钟罩检修器身,或吊出器身检修;

3.2.1.2 绕组、引线及磁(电)屏蔽装置的检修;

3.2.1.3 铁芯、铁芯紧固(穿心螺杆、夹件、拉带、绑带等)、压钉、压板及接地片的检修;

3.2.1.4 油箱及附件的检修,包括套管、吸湿器等;

3.2.1.5 冷却器、油泵、水泵、风扇、阀门及管道等附属设备的检修;

3.2.1.6 安全保护装置的检修;

3.2.1.7 油保护装置的检修;

3.2.1.8 测温装置的检验;

3.2.1.9 操作控制箱的检修和试验;

3.2.1.10 无励磁分接开关和有载分接开关的检修;

3.2.1.11 全部密封胶垫的更换和组件试漏;

3.2.1.12 必要时对器身绝缘进行干燥处理;

3.2.1.13 变压器油的处理或换油;

3.2.1.14 清扫油箱并进行喷涂油漆;

3.2.1.15 大修的试验和试运行。

3.2.2 小修项目

3.2.2.1 处理已发现的缺陷;

3.2.2.2 放出储油柜积污器中的污油;

3.2.2.3 检修油位计,调整油位;

3.2.2.4 检修冷却装置:包括油泵、风扇、油流继电器、差压继电器等,必要时吹扫冷却器管束;

3.2.2.5 检修安全保护装置:包括储油柜、压力释放阀(安全气道)、气体继电器、速动油压继电器等;

3.2.2.6 检修油保护装置;

3.2.2.7 检修测温装置:包括压力式温度计、电阻温度计(绕组温度计)、棒形温度计等;

3.2.2.8 检修调压装置、测量装置及控制箱,并进行调试;

3.2.2.9 检查接地系统;

3.2.2.10 检修全部阀门和塞子,检查全部密封状态,处理渗漏油

- 3.2.2.11 清扫油箱和附件,必要时进行补漆;
- 3.2.2.12 清扫外绝缘和检查导电接头(包括套管将军帽);
- 3.2.2.13 按有关规程规定进行测量和试验。
- 3.2.3 临时检修项目
可视具体情况确定。
- 3.2.4 对于老、旧变压器的大修,建议可参照下列项目进行改进
 - 3.2.4.1 油箱机械强度的加强;
 - 3.2.4.2 器身内部接地装置改为引外接地;
 - 3.2.4.3 安全气道改为压力释放阀;
 - 3.2.4.4 高速油泵改为低速油泵;
 - 3.2.4.5 油位计的改进;
 - 3.2.4.6 储油柜加装密封装置;
 - 3.2.4.7 气体继电器加装波纹管接头。

4 检修前的准备工作

- 4.1 查阅档案了解变压器的运行状况
 - 4.1.1 运行中所发现的缺陷和异常(事故)情况,出口短路的次数和情况
 - 4.1.2 负载、温度和附属装置的运行情况;
 - 4.1.3 查阅上次大修总结报告和技术档案;
 - 4.1.4 查阅试验记录(包括油的化验和色谱分析),了解绝缘状况;
 - 4.1.5 检查渗漏油部位并作出标记;
 - 4.1.6 进行大修前的试验,确定附加检修项目。

4.2 编制大修工程技术、组织措施计划

其主要内容如下:

- 4.2.1 人员组织及分工;
- 4.2.2 施工项目及进度表;
- 4.2.3 特殊项目的施工方案;
- 4.2.4 确保施工安全、质量的技术措施和现场防火措施;
- 4.2.5 主要施工工具、设备明细表,主要材料明细表;
- 4.2.6 绘制必要的施工图。

4.3 施工场地要求

- 4.3.1 变压器的检修工作,如条件许可,应尽量安排在发电厂或变电所的检修间内进行;
- 4.3.2 施工现场无检修间时,亦可在现场进行变压器的检修工作,但需作好防雨、防潮、

防尘和消防措施,同时应注意与带电设备保持安全距离,准备充足的施工电源及照明,安排好储油容器、大型机具、拆卸附件的放置地点和消防器材的合理布置等。

5 变压器的解体检修与组装

5.1 解体检修

5.1.1 办理工作票、停电,拆除变压器的外部电气连接引线和二次接线,进行检修前的检查和试验。

5.1.2 部分排油后拆卸套管、升高座、储油柜、冷却器、气体继电器、净油器、压力释放阀(或安全气道)、联管、温度计等附属装置,并分别进行校验和检修,在储油柜放油时应检查油位计指示是否正确。

5.1.3 排出全部油并进行处理。

5.1.4 拆除无励磁分接开关操作杆,各类有载分接开关的拆卸方法参见《有载分接开关运行维修导则》,拆卸中腰法兰或大盖连接螺栓后吊钟罩(或器身)。

5.1.5 检查器身状况,进行各部件的紧固并测试绝缘。

5.1.6 更换密封胶垫、检修全部阀门,清洗、检修铁芯、绕组及油箱。

5.2 组装

5.2.1 装回钟罩(或器身)紧固螺栓后按规定注油。

5.2.2 适量排油后安装套管,并装好内部引线,进行二次注油。

5.2.3 安装冷却器等附属装置。

5.2.4 整体密封试验。

5.2.5 注油至规定的油位线。

5.2.6 大修后进行电气和油的试验。

5.3 解体检修和组装时的注意事项

5.3.1 拆卸的螺栓等零件应清洗干净分类妥善保管,如有损坏应检修或更换。

5.3.2 拆卸时,首先拆小型仪表和套管,后拆大型组件,组装时顺序相反。

5.3.3 冷却器、压力释放阀(或安全气道)、净油器及储油柜等部件拆下后,应用盖板密封,对带有电流互感器的升高座应注入合格的变压器油(或采取其它防潮密封措施)。

5.3.4 套管、油位计、温度计等易损部件拆下后应妥善保管,防止损坏和受潮;电容式套管应垂直放置。

5.3.5 组装后要检查冷却器、净油器和气体继电器阀门,按照规定开启或关闭。

5.3.6 对套管升高座、上部管道孔盖、冷却器和净油器等上部的放气孔应进行多次排气,直至排尽为止,并重新密封好擦净油迹。

5.3.7 拆卸无励磁分接开关操作杆时,应记录分接开关的位置,并作好标记;拆卸有载分接开关时,分接头应置于中间位置(或按制造厂的规定执行。)

5.3.8 组装后的变压器各零部件应完整无损。

5.3.9 认真做好现场记录工作。

5.4 检修中的起重和搬运

5.4.1 起重工作及注意事项

5.4.1.1 起重工作应分工明确,专人指挥,并有统一信号;

5.4.1.2 根据变压器钟罩(或器身)的重量选择起重工具,包括起重机、钢丝绳、呆环、U型挂环、千斤顶、枕木等;

5.4.1.3 起重前应先拆除影响起重工作的各种连接;

5.4.1.4 如系吊器身,应先紧固器身有关螺栓;

5.4.1.5 起吊变压器整体或钟罩(器身)时,钢丝绳应分别挂在专用起吊装置上,遇棱角处应放置衬垫,起吊 100mm 左右时应停留检查悬挂及捆绑情况,确认可靠后再继续起吊;

5.4.1.6 起吊时钢丝绳的夹角不应大于 60° ,否则应采用专用吊具或调整钢丝绳套;

5.4.1.7 起吊或落回钟罩(或器身)时,四角应系缆绳,由专人扶持,使其保持平稳;

5.4.1.8 起吊或降落速度应均匀,掌握好重心,防止倾斜;

5.4.1.9 起吊或落回钟罩(或器身)时,应使高、低压侧引线,分接开关支架与箱壁间保持一定的间隙,防止碰伤器身;

5.4.1.10 当钟罩(或器身)因受条件限制,起吊后不能移动而需在空中停留时,应采取支撑等防止坠落措施;

5.4.1.11 吊装套管时,其斜度应与套管升高座的斜度基本一致,并用缆绳绑扎好,防止倾倒损坏瓷件;

5.4.1.12 采用汽车吊起重时,应检查支撑稳定性,注意起重臂伸张的角度、回转范围与临近带电设备的安全距离,并设专人监护。

5.4.2 搬运工作及注意事项

5.4.2.1 了解道路及沿途路基、桥梁、涵洞、地道等的结构及承重载荷情况,必要时予以加固,通过重要的铁路道口,应事先与当地铁路部门取得联系。

5.4.2.2 了解沿途架空电力线路、通信线路和其它障碍物的高度,排除空中障碍,确保安全通过。

5.4.2.3 变压器在厂(所)内搬运或较长距离搬运时,均应绑扎固定牢固,防止冲击震动、倾斜及碰坏零件,搬运倾斜角在长轴方向上不大于 15° ,在短轴方向上不大于 10° ;如用专用托板(木排)牵引搬运时,牵引速度不大于 100m/h,如用变压器主体滚轮搬运时,牵引速度不大于 200m/h(或按制造厂说明书的规定)。

5.4.2.4 利用千斤顶升(或降)变压器时,应顶在油箱指定部位,以防变形;千斤顶应垂直放置,在千斤顶的顶部与油箱接触处应垫以木板防止滑倒。

5.4.2.5 在使用千斤顶升(或降)变压器时,应随升(或降)随垫木方和木板,防止千斤顶失灵突然降落倾倒;如在变压器两侧使用千斤顶时,不能两侧同时升(或降),应分别轮流工作,注意变压器两侧高度差不能太大,以防止变压器倾斜;荷重下的千斤顶不得长期负重,并应自始至终有专人照料。

5.4.2.6 变压器利用滚杠搬运时,牵引的着力点应放在变压器的重心以下,变压器底部应放置专用托板。为增加搬运时的稳固性,专用托板的长度应超过变压器的长度,两端应制成楔形,以便于放置滚杠;运搬大型变压器时,专用托板的下部应加设钢带保护,以增强其坚固性。

5.4.2.7 采用专用托板、滚杠搬运、装卸变压器时,通道要填平,枕木要交错放置;为便于滚杠的滚动,枕木的搭接处应沿变压器的前进方向,由一个接头稍高的枕木过渡到稍低的枕木上,变压器拐弯时,要利用滚杠调整角度,防止滚杠弹出伤人。

5.4.2.8 为保持枕木的平整,枕木的底部可适当加垫厚薄不同的木板。

5.4.2.9 采用滑轮组牵引变压器时,工作人员必需站在适当位置,防止钢丝绳松扣或拉断伤人。

5.4.2.10 变压器在搬运和装卸前,应核对高、低压侧方向,避免安装就位时调换方向。

5.4.2.11 充氮搬运的变压器,应装有压力监视表计和补氮瓶,确保变压器在搬运途中始终保持正压,氮气压力应保持 $0.01 \sim 0.03 \text{ MPa}$,露点应在 -35°C 以下,并派专人监护押运,氮气纯度要求不低于99.99%。

6 变压器检修工艺及质量标准

6.1 器身检修

6.1.1 施工条件与要求

6.1.1.1 吊钟罩(或器身)一般宜在室内进行,以保持器身的清洁;如在露天进行时,应选在无尘土飞扬及其它污染的晴天进行;器身暴露在空气中的时间应不超过如下规定:空气相对湿度 $\leq 65\%$ 为16h;空气相对湿度 $\leq 75\%$ 为12h;器身暴露时间是从变压器放油时起至开始抽真空或注油时为止;如暴露时间需超过上述规定,直接入干燥空气装置进行施工。

6.1.1.2 器身温度应不低于周围环境温度,否则应用真空滤油机循环加热油,将变压器加热,使器身温度高于环境温度 5°C 以上。

6.1.1.3 检查器身时,应由专人进行,穿着专用的检修工作服和鞋,并戴清洁手套,寒冷天气还应戴口罩,照明应采用低压行灯。

6.1.1.4 进行器身检查所使用的工具应由专人保管并应编号登记,防止遗留在油箱内或器身上,进入变压器油箱内检修时,需考虑通风,防止工作人员窒息。

6.1.2 绕组检修

检 修 工 艺	质 量 标 准
<p>1. 检查相间隔板和围屏(宜解开一相)有无破损、变色、变形、放电痕迹,如发现异常应打开其它两相围屏进行检查</p> <p>2. 检查绕组表面是否清洁,匝绝缘有无破损</p> <p>3. 检查绕组各部垫块有无位移和松动情况</p> <p>4. 检查绕组绝缘有无破损、油道有无被绝缘、油垢或杂物(如硅胶粉末)堵塞现象,必要时可用软毛刷或用绸布、泡沫塑料轻轻擦拭,绕组线匝表面如有破损裸露导线处,应进行包扎处理</p> <p>5. 用手指按压绕组表面检查其绝缘状态</p>	<p>1.</p> <p>(1)围屏清洁无破损,绑扎紧固完整,分接引线出口处封闭良好,围屏无变形、发热和树枝状放电痕迹</p> <p>(2)围屏的起头应放在绕组的垫块上,接头处一定要错开搭接,并防止油道堵塞</p> <p>(3)检查支撑围屏的长垫块应无爬电痕迹,若长垫块在中部高场强区时,应尽可能剖短相间距离最小处的辐向垫块 2~4 个</p> <p>(4)相间隔板完整并固定牢固</p> <p>2.</p> <p>(1)绕组应清洁,表面无油垢,无变形</p> <p>(2)整个绕组无倾斜、位移,导线辐向无明显弹出现象</p> <p>3. 各部垫块应排列整齐,辐向间距相等,轴向成一垂直线,支撑牢固有适当压紧力,垫块外露出绕组的长度至少应超过绕组导线的厚度</p> <p>4.</p> <p>(1)油道保持畅通,无油垢及其它杂物积存</p> <p>(2)外观整齐清洁,绝缘及导线无破损</p> <p>(3)特别注意导线的统包绝缘,不可将油道堵塞,以防局部发热、老化</p> <p>5. 绝缘状态可分为:</p> <p>一级绝缘 绝缘有弹性,用手指按压后无残留变形,属良好状态</p> <p>二级绝缘 绝缘仍有弹性,用手指按压时无裂纹、脆化,属合格状态</p> <p>三级绝缘 绝缘脆化,呈深褐色,用手指按压时有少量裂纹和变形,属勉强可用状态</p> <p>四级绝缘 绝缘已严重脆化,呈黑褐色,用手指按压时即酥脆、变形、脱落,甚至可见裸露导线,属不合格状态</p>

6.1.3 引线及绝缘支架检修

检 修 工 艺	质 量 标 准
<p>1. 检查引线及引线锥的绝缘包扎有无变形、变脆、破损,引线有不断股,引线及引线接头处焊接情况是否良好,有无过热现象</p>	<p>1.</p> <p>(1)引线绝缘包扎应完好,无变形、变脆,引线不断股卡伤情况</p> <p>(2)对穿缆引线,为防止引线及套管的导管接触处产生分流烧伤,应将引线用白布带半迭包绕一层</p> <p>220kV 引线接头焊接处去毛刺,表面光洁,包金属屏蔽层后再加包绝缘</p> <p>(3)早期采用锡焊的引线接头应尽可能改为磷铜或银焊接</p> <p>(4)接头表面应平整、清洁、光滑无毛刺,并不得有其它杂质</p> <p>(5)引线长短适宜,不应有扭曲现象</p> <p>(6)引线绝缘的厚度,应符合附录 B 的规定</p>

检 修 工 艺	质 量 标 准
<p>2. 检查绕组至分接开关的引线,其长度、绝缘包扎的厚度、引线接头的焊接(或连接)、引线对各部位的绝缘距离、引线的固定情况是否符合要求</p> <p>3. 检查绝缘支架有无松动和损坏、位移,检查引线在绝缘支架内的固定情况</p> <p>4. 检查引线与各部位之间的绝缘距离</p>	<p>2. 质量标准同 1.(1);分接引线对各部绝缘距离应满足附录 B 要求</p> <p>3.</p> <p>(1) 绝缘支架应无破损、裂纹、弯曲变形及烧伤现象</p> <p>(2) 绝缘支架与铁夹件的固定可用钢螺栓,绝缘件与绝缘支架的固定应用绝缘螺栓,两种固定螺栓均需有防松措施(220kV 级变压器不得应用环氧螺栓)</p> <p>(3) 绝缘夹件固定引线处应垫以附加绝缘,以防卡伤引线绝缘</p> <p>(4) 引线固定用绝缘夹件的间距,应考虑在电动力的作用下,不致发生引线短路</p> <p>4.</p> <p>(1) 引线与各部位之间的绝缘距离,根据引线包扎绝缘的厚度不同而异,但应不小于附录 B 的规定</p> <p>(2) 对大电流引线(铜排或铝排)与箱壁间距,一般应大于 100mm,以防漏磁发热,铜(铝)排表面应包扎一层绝缘,以防异物形成短路或接地</p>

6.1.4 铁芯检修

检 修 工 艺	质 量 标 准
<p>1. 检查铁芯外表是否平整,有无片间短路成变色、放电烧伤痕迹,绝缘漆膜有无脱落,上铁轭的顶部和下铁轭的底部是否有油垢杂物,可用洁净的白布或泡沫塑料擦拭,若叠片有翘起或不平整之处,可用木槌或铜锤敲打平整</p> <p>2. 检查铁芯上下夹件、方铁、绕组压板的紧固程度和绝缘状况,绝缘压板有无爬电烧伤和放电痕迹</p> <p>为便于监测运行中铁芯的绝缘状况,可在大修时在变压器箱盖上加装一小套管,将铁芯接地线(片)引出接地</p> <p>3. 检查压钉、绝缘垫圈的接触情况,用专用扳手逐个紧固上下夹件、方铁、压钉等各部位紧固螺栓</p> <p>4. 用专用扳手紧固上下铁芯的穿心螺栓,检相与测量绝缘情况</p> <p>5. 检查铁芯间和铁芯与夹件间的油路</p>	<p>1. 铁芯应平整,绝缘漆膜无脱落,叠片紧密,边侧的硅钢片不应翘起或成波浪状,铁芯各部表面应无油垢和杂质,片间应无短路、搭接现象,接缝间隙符合要求</p> <p>2.</p> <p>(1) 铁芯与上下夹件、方铁、压板、底脚板间均应保持良好绝缘</p> <p>(2) 钢压板与铁芯间要有明显的均匀间隙,绝缘压板应保持完整、无破损和裂纹,并有适当紧固度</p> <p>(3) 钢压板不得构成闭合回路,同时应有一点接地</p> <p>(4) 打开上夹件与铁芯间的连接片和钢压板与上夹件的连接片后,测量铁芯与上下夹件间和钢压板与铁芯间的绝缘电阻,与历次试验相比较应无明显变化</p> <p>3. 螺栓紧固,夹件上的正、反压钉和锁紧螺帽无松动,与绝缘垫圈接触良好,无放电烧伤痕迹,反压钉与上夹件有足够距离</p> <p>4. 穿心螺栓紧固,其绝缘电阻与历次试验比较无明显变化</p> <p>5. 油路应畅通,油道垫块无脱落和堵塞,且应排列整齐</p>

检 修 工 艺	质 量 标 准
6. 检查铁芯接地片的连接及绝缘状况	6. 铁芯只允许一点接地,接地片用厚度 0.5mm,宽度不小于 30mm 的紫铜片,插入 3~4 级铁芯间,对大型变压器插入深度不小于 80mm,其外露部分应包扎绝缘,防止短路铁芯
7. 检查无孔结构铁芯的拉板和钢带	7. 应紧固并有足够的机械强度,绝缘良好不构成环路,不与铁芯相接触
8. 检查铁芯电场屏蔽绝缘及接地情况	8. 绝缘良好,接地可靠

6.1.5 油箱检修

检 修 工 艺	质 量 标 准
1. 对油箱上焊点、焊缝中存在的砂眼等渗漏点进行补焊	1. 消除渗漏点
2. 清扫油箱内部,清除积存在箱底的油污杂质	2. 油箱内部洁净,无锈蚀,漆膜完整
3. 清扫强油循环管路,检查固定于下夹件上的导向绝缘管,连接是否牢固,表面有无放电痕迹 打开检查孔,清扫联箱和集油箱内杂质	3. 强油循环管路内部清洁,导向管连接牢固,绝缘管表面光滑,漆膜完整、无破损、无放电痕迹
4. 检查钟罩(或油箱)法兰结合面是否平整,发现沟痕,应补焊磨平	4. 法兰结合面清洁平整
5. 检查器身定位钉	5. 防止定位钉造成铁芯多点接地,定位钉无影响可不退出
6. 检查磁(电)屏蔽装置,有无松动放电现象,固定是否牢固	6. 磁(电)屏蔽装置固定牢固无放电痕迹,可靠接地
7. 检查钟罩(或油箱)的密封胶垫,接头是否良好,接头处是否放在油箱法兰的直线部位	7. 胶垫接头粘合牢固,并放置在油箱法兰直线部位的两螺栓的中间,搭接面平放,搭接面长度不少于胶垫宽度的 2~3 倍,胶垫压缩量为其厚度的 1/3 左右(胶棒压缩量为 1/2 左右)
8. 检查内部油漆情况,对局部脱漆和锈蚀部位应处理,重新补漆	8. 内部漆膜完整,附着牢固

6.2 整体组装

6.2.1 整体组装前的准备工作和要求

6.2.1.1 组装前应彻底清理冷却器(散热器),储油柜,压力释放阀(安全气道),油管,升高座,套管及所有组、部件。用合格的变压器油冲洗与油直接接触的组、部件。

6.2.1.2 所附属的油、水管路必须进行彻底的清理,管内不得有焊渣等杂物,并作好检查记录。

6.2.1.3 油管路内不许加装金属网,以避免金属网冲入油箱内,一般采用尼龙网。

6.2.1.4 安装上节油箱前,必须将油箱内部、器身和箱底内的异物、污物清理干净。

6.2.1.5 有安装标志的零、部件,如气体继电器、分接开关、高压、中压套管升高座及压

力释放阀(或安全气道)升高座等与油箱的相对位置和角度需按照安装标志组装。

6.2.1.6 准备好全套密封胶垫和密封胶。

6.2.1.7 准备好合格的变压器油。

6.2.1.8 将注油设备、抽真空设备及管路清扫干净,新使用的油管亦应先冲洗干净,以去除油管内的脱模剂。

6.2.2 组装

6.2.2.1 装回钟罩(或器身);

6.2.2.2 安装组件时,应按制造厂的“安装使用说明书”规定进行;

6.2.2.3 油箱顶部若有定位件,应按外形尺寸图及技术要求进行定位和密封;

6.2.2.4 制造时无升高坡度的变压器,在此基础上应使储油柜的气体继电器侧具有规定的升高坡度;

6.2.2.5 变压器引线的根部不得受拉、扭及弯曲;

6.2.2.6 对于高压引线,所包扎的绝缘锥部分必须进入套管的均压球内,防止扭曲;

6.2.2.7 在装套管前必须检查无励磁分接开关连杆是否已插入分接开关的拨叉内,调整至所需的分接位置上;

6.2.2.8 各温度计座内应注以变压器油;

6.2.2.9 按照变压器外形尺寸图(装配图)组装已拆卸的各组、部件,其中储油柜、吸湿器和压力释放阀(安全气道)可暂不装,联结法兰用盖板密封好;安装要求和注意事项按各组部件“安装使用说明书”进行。

6.3 排油和注油

6.3.1 排油和注油的一般规定

6.3.1.1 检查清扫油罐、油桶、管路、滤油机、油泵等,应保持清洁干燥,无灰尘杂质和水分。

6.3.1.2 排油时,必须将变压器和油罐的放气孔打开,放气孔直接入干燥空气装置以防潮气侵入。

6.3.1.3 储油柜内油不需放出时,可将储油柜下面的阀门关闭。将油箱内的变压器油全部放出。

6.3.1.4 有载调压变压器的有载分接开关油室内的油应分开抽出。

6.3.1.5 强油水冷变压器,在注油前应将水冷却器上的差压继电器和净油器管路上的塞子关闭。

6.3.1.6 可利用本体箱盖阀门或气体继电器联管处阀门安装抽空管,有载分接开关与本体应安连通管,以便与本体等压,同时抽空注油,注油后应予拆除恢复正常。

6.3.1.7 向变压器油箱内注油时,应经压力式滤油机(220kV 变压器宜用真空滤油机)。

6.3.2 真空注油

220kV 变压器必须进行真空注油,其它变压器有条件时也应采用真空注油,真空注油应遵守制造厂规定,或按下述方法进行,其连接图见图 1。

通过试抽真空检查油箱的强度,一般局部弹性变形不应超过箱壁厚度的 2 倍,并检查真空系统的严密性。

操作方法:

6.3.2.1 以均匀的速度抽真空,达到指定真空度并保持 2h 后,开始向变压器油箱内注油(一般抽空时间 $1/3 \sim 1/2$ 暴露空气时间),注油温度宜略高于器身温度;

6.3.2.2 以 $3 \sim 5\text{t/h}$ 的速度将油注入变压器距箱顶约 200mm 时停止,并继续抽真空保持 4h 以上;

6.3.2.3 变压器补油:变压器经真空注油后补油时,需经储油柜注油管注入,严禁从下部油门注入,注油时应使油流缓慢注入变压器至规定的油面为止,再静止 12h。

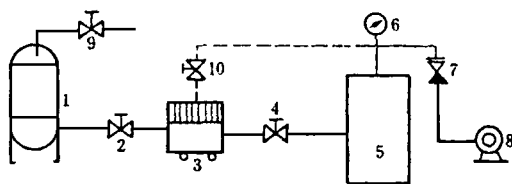


图 1 真空注油连接示意图

1—油罐;2、4、9、10—阀门;3—压力滤油机或真空滤油机;

5—变压器;6—真空计;7—逆止阀;8—真空泵

注:图中虚线表示真空滤油机经改装后,可由真空泵单独抽真空。

6.3.3 胶囊式储油柜的补油

6.3.3.1 进行胶囊排气:打开储油柜上部排气孔,由注油管将油注满储油柜,直至排孔出油,再关闭注油管和排气孔;

6.3.3.2 从变压器下部油门排油,此时空气经吸湿器自然进入储油柜胶囊内部,至油位计指示正常油位为止。

6.3.4 隔膜式储油柜的补油

6.3.4.1 注油前应首先将磁力油位计调整至零位,然后打开隔膜上的放气塞,将隔膜内的气体排除,再关闭放气塞;

6.3.4.2 由注油管向隔膜内注油达到比指定油位稍高,再次打开放气塞充分排除隔膜内的气体,直到向外溢油为止,经反复调整达到指定油位;

6.3.4.3 发现储油柜下部集气盒油标指示有空气时,应用排气阀进行排气;

6.3.4.4 正常油位低时的补油,利用集气盒下部的注油管接至滤油机,向储油柜内注油,注油过程中发现集气盒中有空气时应停止注油,打开排气管的阀门向外排气,如此反复进行,直至储油柜油位达到要求为止。

6.3.5 油位计带有小胶囊时储油柜的注油

6.3.5.1 变压器大修后储油柜未加油前,先对油位计加油,此时需将油表呼吸塞及小胶囊室的塞子打开,用漏斗从油表呼吸塞座处徐徐加油,同时用手按动小胶囊,以便将囊中空气全部排出;

6.3.5.2 打开油表放油螺栓,放出油表内多余油量(看到油表内油位即可),然后关上小胶囊室的塞子,注意油表呼吸塞不必拧得太紧,以保证油表内空气自由呼吸。

6.4 整体密封试验

变压器安装完毕后,应进行整体密封性能的检查,具体规定如下:

6.4.1 静油柱压力法 220kV 变压器油柱高度 3m,加压时间 24h;35~110kV 变压器油柱高度 2m,加压时间 24h,油柱高度从拱顶(或箱盖)算起。

6.4.2 充油加压法 加油压 0.035MPa 时间 12h,应无渗漏和损伤。

6.5 变压器油处理

6.5.1 一般要求

6.5.1.1 大修后注入变压器内的变压器油,其质量应符合 GB7665—87 规定;

6.5.1.2 注油后,应从变压器底部放油阀(塞)采取油样进行化验与色谱分析;

6.5.1.3 根据地区最低温度,可以选用不同牌号的变压器油;

6.5.1.4 注入套管内的变压器油亦应符合 GB7665—87 规定;

6.5.1.5 补充不同牌号的变压器油时,应先做混油试验,合格后方可使用。

6.5.2 压力滤油

6.5.2.1 采用压力式滤油机过滤油中的水分和杂质,为提高滤油速度和质量,可将油加热至 50~60℃。

6.5.2.2 滤油机使用前应先检查电源情况,滤油机及滤网是否清洁,极板内是否装有经干燥的滤油纸,转动方向是否正确,外壳有无接地,压力表指示是否正确。

6.5.2.3 启动滤油机应先开出油阀门,后开进油阀门,停止时操作顺序相反;当装有加热器时,应先启动滤油机,当油流通过后,再投入加热器,停止时操作顺序相反。

滤油机压力一般为 0.25~0.4MPa,最大不超过 0.5MPa。

6.5.3 真空滤油

6.5.3.1 简易真空滤油系统,简易真空滤油管路连接参照图 2,储油罐中的油被抽出,经加热器加热,由滤油机除去杂质,喷成油雾进入真空罐。

油中水分蒸发后被真空泵抽出排除,真空罐下部的油可抽入储油罐再进行处理,直至合格为止。

选择加热器的容量 P 可按下式计算:

$$P = 1.16QC_p(t_2 - t_1) \times 10^{-3} \text{ kW}$$

式中:Q——变压器油的流量,kg/h;

C_p ——变压器油的比热,平均值为 $0.4 \sim 0.48 \text{ cal}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$;

t_2 ——加热器出口油温, $^\circ\text{C}$;

t_1 ——加热器进口油温, $^\circ\text{C}$ 。

也可利用储油罐的箱壁缠绕涡流线圈进行加热,但处理过程中箱壁温度一般不超过 95°C ,油温不超过 80°C 。

油泵可选用流量为 $100 \sim 150 \text{ L}/\text{min}$,压力为 0.5 MPa 的齿轮油泵,亦可用压力式滤油机替代。

真空罐的真空度可根据罐的情况决定,一般残压为 0.021 MPa 为宜。

6.5.3.2 采用真空滤油机进行油处理,其系统连接及操作注意事项参照使用说明书。

6.6 变压器干燥

6.6.1 变压器是否需要干燥的判断

运行中的变压器大修时一般不需要干燥,只有经试验证明受潮,或检修中超过允许暴露时间导致器身绝缘下降时,才考虑进行干燥,其判断标准如下:

6.6.1.1 $\text{tg}\delta$ 在同一温度下比上次测得数值增高 30% 以上,且超过部颁预防性试验规程规定时;

6.6.1.2 绝缘电阻在同一温度下比上次测得数值降低 30% 以上, 35 kV 及以上的变压器在 $10 \sim 30^\circ\text{C}$ 的温度范围内吸收比低于 1.3 和极化指数低于 1.5 ;

6.6.1.3 油中含有水分或油箱中及器身上出现明显受潮迹象时。

6.6.2 干燥的一般规定

6.6.2.1 干燥方法的选择:根据变压器绝缘的受潮情况和现场条件,可采用热油循环、涡流真空热油喷雾、零序、短路、热风等方法进行干燥并抽真空。当在检修间烘房中干燥时,也可采用红外线和蒸汽加热等方法。

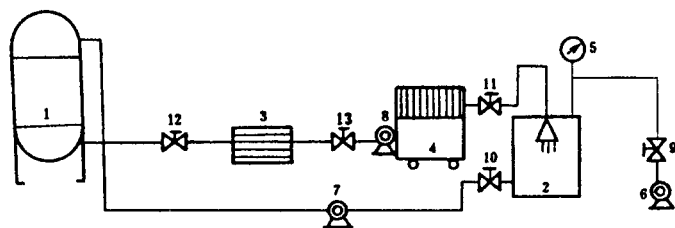


图 2 简易真空滤油管路连接示意图

1—储油罐 2—真空罐;3—加热器;4—压力滤油机;5—真空计;

6—真空泵 7、8—油泵;9~13—阀门

6.6.2.2 干燥中的温度控制:当利用油箱加热不带油干燥时,箱壁温度不宜超过 110°C ,箱底温度不宜超过 100°C ,绕组温度不得超过 95°C ;带油干燥时,上层油温不得超过 85°C ,热风干燥时,进风温度不得超过 100°C ,进风口应设有空气过滤预热器,并注意防止

火星进入变压器内。

干燥过程中尚应注意加温均匀,升温速度以 $10 \sim 15^{\circ}\text{C}/\text{h}$ 为宜,防止产生局部过热,特别是绕组部分,不应超过其绝缘等级的最高允许温度。

6.6.2.3 抽真空的要求: 变压器采用真空加热干燥时,应先进行预热,并根据制造厂规定的真空值抽真空;按变压器容量大小以 $10 \sim 15^{\circ}\text{C}/\text{h}$ 的速度升温到指定温度,再以 $6.7\text{kPa}/\text{h}$ 的速度递减抽真空。

真空度一般应达到表 1 规定。

表 1

电压等级 kV	容量 kVA	真空度(残压) Pa	电压等级 kV	容量 kVA	真空度(残压) Pa
35	4000 ~ 31500	5.1×10^4	110	20000 及以上	3.5×10^4
				16000 及以下	5.1×10^4
66	20000 及以上	3.5×10^4	220	不限容量	133.3
	5000 ~ 16000	5.1×10^4			
	4000 及以下	5.1×10^4			

抽真空的管路安装图如图 3 所示。

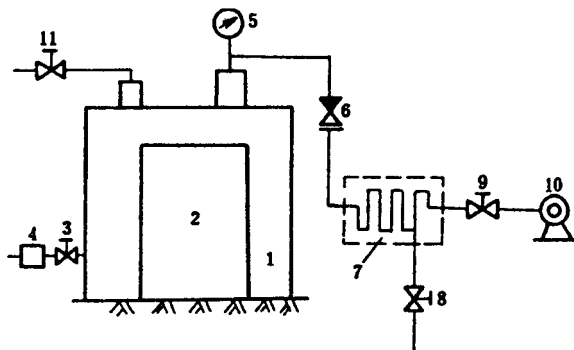


图 3 抽真空管路安装图

1—真空罐(油箱);2—变压器器身;3、8、9、11—放气阀门;
4—干燥剂(硅胶);5—真空表;6—逆止阀;7—冷却器;10—真空泵

6.6.3 干燥过程中的检查与记录

干燥过程中应每 2h 检查与记录下列内容:

- 6.6.3.1 测量绕组的绝缘电阻;
- 6.6.3.2 测量绕组、铁芯和油箱等各部温度;
- 6.6.3.3 测量真空度;
- 6.6.3.4 定期排放凝结水,用量杯测量记录(1次/4h);
- 6.6.3.5 定期进行热扩散,并记录通热风时间;

6.6.3.6 记录加温电源的电压与电流；

6.6.3.7 检查电源线路、加热器具、真空管路及其它设备的运行情况。

6.6.4 干燥终结的判断

6.6.4.1 在保持温度不变的条件下，绕组绝缘电阻：110kV 及以上的变压器持续 6h 不变，220kV 变压器持续 12h 以上不变；

6.6.4.2 在上述时间内无凝结水析出。

达到上述条件即认为干燥终结。干燥完成后，变压器即可以 10~15℃/h 的速度降温（真空仍保持不变）。此时应将预先准备好的合格变压器油加温，且与器身温度基本接近（油温可略低，但温差不超过 5~10℃）时，在真空状态下将油注入油箱内，直至器身完全浸没于油中为止，并继续抽真空 4h 以上。

6.6.5 进行变压器干燥时，应事先做好防火等安全措施，并防止加热系统故障或线圈过热烧损变压器。

6.6.6 变压器干燥完毕注油后，须吊罩（或器身）检查，要求同第 5.1 条。

7 组件检修

7.1 冷却装置检修

7.1.1 散热器的检修。

检 修 工 艺	质 量 标 准
1. 采用气焊或电焊，对渗漏点进行补焊处理 2. 对带法兰盖板的上、下油室应打开法兰盖板，清除油室内的焊渣、油垢，然后更换胶垫 3. 清扫散热器表面，油垢严重时可用金属洗净剂（去污剂）清洗，然后用清水冲净晾干，清洗时管接头应可靠密封，防止进水 4. 用盖板将接头法兰密封，加油压进行试漏 5. 用合格的变压器油对内部进行循环冲洗 6. 重新安装散热器	1. 焊点准确，焊接牢固，严禁将焊渣掉入散热器内 2. 上、下油室内部洁净，法兰盖板密封良好 3. 表面保持洁净 4. 试漏标准： 片状散热器 0.05~0.1MPa、10h 管状散热器 0.1~0.15MPa、10h 5. 内部清洁 6. <p style="margin-left: 2em;">（1）注意阀门的关闭位置，阀门的安装方向应统一，指示开闭的标志应明显、清晰</p> <p style="margin-left: 2em;">（2）安装好散热器的拉紧钢带</p>

7.12 强油风冷却器的检修

检修工艺

1. 打开上、下油室端盖,检查冷却管有无堵塞现象,更换密封胶垫
2. 更换放气塞、放油塞的密封胶垫
3. 按图4所示,进行冷却器的试漏和内部冲洗。管路有渗漏时,可用锥形黄铜棒将渗漏管的两端堵塞(如有条件也可用胀管法更换新管),但所堵塞的管子数量每回路不得超过2根,否则应降容使用

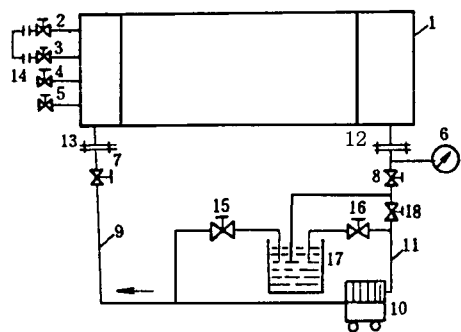


图4 冷却器试漏和内部冲洗示意图

- 1—冷却器;2、3、4、5、7、8、15、16、18—阀门;
6—压力表;9、11—耐油胶管;10—压力式滤油机;
12、13—法兰;14—耐油胶管及法兰;
17—油桶(放置洁净合格的变压器油)

4. 清扫冷却器表面,并用0.1MPa压力的压缩空气(或水压)吹净管束间堵塞的灰尘、昆虫、草屑等杂物,若油垢严重可用金属洗净剂擦洗干净

质量标准

1. 油室内部清洁,冷却管无堵塞,密封良好
2. 放气塞、放油塞应密封良好,不渗漏
3. 试漏标准 0.25~0.275MPa,30min 应无渗漏

4. 冷却器管束间洁净,无堆积灰尘、昆虫、草屑等杂物

7.1.3 强油水冷却器的检修

检 修 工 艺	质 量 标 准
1. 拆下并检查差压继电器、油流继电器,进行修理和调试	1. 消除缺陷,调试合格
2. 关闭进出水阀,放出存水,再关闭进出油阀,放出本体油	2. 排尽残油、残水
3. 拆除水、油连管,拆下上盖,松开本体和水室间的连接螺栓,吊出本体进行全面检查,清除油垢和水垢	3. 冷却器本体内部洁净,无水垢、油垢,无堵塞现象
4. 检查铜管和端部胀口有无渗漏,发现渗漏应进行更换或堵塞,但每回路堵塞不得超过2根,否则应降容使用	4. 试漏标准0.4MPa、30min无渗漏
5. 在本体直立位置下进行检漏(油泵未装);由冷却器顶部注满合格的变压器油,在水室入口处注入清洁水,由出水口缓缓流出,观察并化验,应无油花出现;再取油样试验,耐压值不应低于注入前值	5. 油管密封良好,无渗漏现象,油样、水样化验合格
6. 更换密封胶垫,进行复装	6. 整体密封良好

7.2 套管检修

7.2.1 压油式套管检修(与本体油连通的附加绝缘套管)

检 修 工 艺	质 量 标 准
1. 检查瓷套有无损坏	1. 瓷套应保持清洁,无放电痕迹,无裂纹,裙边无破损
2. 套管解体时,应依次对角松动法兰螺栓	2. 防止松动法兰时受力不均损坏套管
3. 拆卸瓷套前应先轻轻晃动,使法兰与密封胶垫间产生缝隙后再拆下瓷套	3. 防止瓷套碎裂
4. 拆导电杆和法兰螺栓前,应防止导电杆摇晃损坏瓷套,拆下的螺栓应进行清洗,丝扣损坏的应进行更换或修整	4. 螺栓和垫圈的数量要补齐,不可丢失
5. 取出绝缘筒(包括带覆盖层的导电杆),擦除油垢,绝缘筒及在导电杆表面的覆盖层应妥善保管(必要时干燥)	5. 妥善保管,防止受潮和损坏
6. 检查瓷套内部,并用白布擦拭;在套管外侧根部根据情况喷涂半导体漆	6. 瓷套内部清洁,无油垢,半导体漆喷涂均匀
7. 有条件时,应将拆下的瓷套和绝缘件送入干燥室进行轻度干燥,然后再组装	7. 干燥温度70~80℃,时间不少于4h,升温速度不超过10℃/h,防止瓷套裂纹
8. 更换新胶垫,位置要放正	8. 胶垫压缩均匀,密封良好
9. 将套管垂直放置于套管架上,组装时与拆卸顺序相反	9. 注意绝缘筒与导电杆相互之间的位置,中间应有固定圈防止窜动,导电杆应处于瓷套的中心位置

7.2.2 充油套管检修

检 修 工 艺	质 量 标 准
<p>1. 更换套管油</p> <p>(1) 放出套管中的油</p> <p>(2) 用热油(温度 60~70℃)循环冲洗后放出</p> <p>(3) 注入合格的变压器油</p> <p>2. 套管解体</p> <p>(1) 放出内部的油</p> <p>(2) 拆卸上部接线端子</p> <p>(3) 拆卸油位计上部压盖螺栓,取下油位计</p> <p>(4) 拆卸上瓷套与法兰连接螺栓,轻轻晃动后,取下上瓷套</p> <p>(5) 取出内部绝缘筒</p> <p>(6) 拆卸下瓷套与导电杆连接螺栓,取下导电杆和下瓷套</p>	<p>1.</p> <p>(1) 放尽残油</p> <p>(2) 至少循环三次,将残油及其它杂质冲出</p> <p>(3) 油的质量应符合 GB7665—87 的规定</p> <p>2.</p> <p>(1) 放尽残油</p> <p>(2) 妥善保管,防止丢失</p> <p>(3) 拆卸时,防止玻璃油位计破损</p> <p>(4) 注意不要碰坏瓷套</p> <p>(5) 垂直放置,不得压坏或变形</p> <p>(6) 分解导电杆底部法兰螺栓时,防止导电杆晃动,损坏瓷套</p>
<p>3. 检修与清扫</p> <p>(1) 所有卸下的零部件应妥善保管,组装前应擦拭干净</p> <p>(2) 绝缘筒应擦拭干净,如绝缘不良,可在 70~80℃ 的温度下干燥 24~48h</p> <p>(3) 检查瓷套内、外表面并清扫干净,检查铁瓷结合处水泥填料有无脱落</p> <p>(4) 为防止油劣化,在玻璃油位计外表涂刷银粉</p> <p>(5) 更换各部法兰胶垫</p> <p>4. 套管组装</p> <p>(1) 组装与解体顺序相反</p> <p>(2) 组装后注入合格的变压器油</p> <p>(3) 进行绝缘试验</p>	<p>3.</p> <p>(1) 妥善保管,防止受潮</p> <p>(2) 绝缘筒应洁净无起层、漆膜脱落和放电痕迹,绝缘良好</p> <p>(3) 瓷套内外表面应清洁、无油垢、杂质、瓷质无裂纹,水泥填料无脱落</p> <p>(4) 银粉涂刷应均匀,并沿纵向留一条 30mm 宽的透明带,以监视油位</p> <p>(5) 胶垫压缩均匀,各部密封良好</p> <p>4.</p> <p>(1) 导电杆应处于瓷套中心位置,瓷套缝隙均匀,防止局部受力瓷套裂纹</p> <p>(2) 油质应符合 GB7665—87 的规定</p> <p>(3) 按电力设备预防性试验标准进行</p>

7.2.3 油纸电容型套管的检修

电容芯轻度受潮时,可用热油循环,将送油管接到套管顶部的油塞孔上,回油管接到套管尾端的放油孔上,通过不高于 80℃ 的热油循环,使套管的 $t_{s\delta}$ 值达到正常数值为止。

变压器在大修过程中,油纸电容型套管一般不作解体检修,只有在套管 $t_{s\delta}$ 不合格,需要进行干燥或套管本身存在严重缺陷,不解体无法消除时,才分解检修,其检修工艺和质量标准如下:

检修工艺

质量标准

1. 准备工作

- (1) 检修前应先进行套管本体及油的绝缘试验,以判断绝缘状态
- (2) 套管应垂直置于专用的作业架上,中部法兰与作业架用螺栓固定 4 点,使之成为整体
- (3) 放出套管内的油
- (4) 如图 5 所示,将下瓷套用双头螺栓或紧线钩 2 固定工作台上(三等分),以防解体时下瓷套脱落
- (5) 拆下尾端均压罩,用千斤顶将导管顶上,使之成为一体

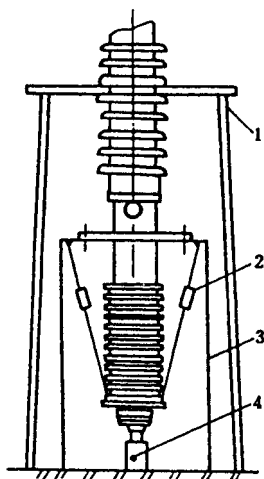


图 5 套管检修作业架

1—工作台 2—双头螺栓或紧线钩;
3—套管架 4—千斤顶

- (6) 套管由上至下各接合处作好标志

2. 解体检修

- (1) 拆下中部法兰处的接地和测压小套管,并将引线头推入套管孔内
- (2) 测量套管下部导管的端部至防松螺母间的尺寸,作为组装时参考
- (3) 用专用工具卸掉上部将军帽,拆下储油柜
- (4) 将上部四根压紧弹簧螺母拧紧后,再松导管弹簧上面的大螺母,拆下弹簧架
- (5) 吊出上瓷套
- (6) 吊住导管后,拆下底部千斤顶,拆下下部套管的底座、橡胶封环及大螺母
- (7) 拆下下瓷套
- (8) 吊出电容芯

3. 清扫和检查

- (1) 用干净毛刷刷洗电容芯表面的油垢和杂质,再用合格的变压器油冲洗干净后,用皱纹纸或塑料布包好
- (2) 擦拭上、下瓷套的内外表面

1.

- (1) 根据试验结果判定套管是否需解体
- (2) 使套管处于平稳状态
- (3) 放尽残油
- (4) 套管处于平稳状态
- (5) 千斤顶上部应垫木板,防止损坏导管螺纹

- (6) 防止各接合处错位

2.

- (1) 防止引线断裂
- (2) 拆下的螺栓、弹簧等零件应有标记并妥善保管
- (3) 注意勿碰坏瓷套
- (4) 测量压缩弹簧的距离,作为组装依据

- (5) 瓷套保持完好

- (6) 吊住套管不准转动并使电容芯处于法兰套内的中心位置,勿碰伤电容芯

- (7) 瓷套保持完好

- (8) 导管及电容芯应用塑料布包好置于清洁的容器内

3.

- (1) 电容芯应完整无损,无放电痕迹,测压和接地引外线连接良好,无断线或脱焊现象

- (2) 瓷套清洁,无油垢、裂纹和破损

检修工艺

质量标准

(3) 拆下油位计的玻璃油标,更换内外胶垫,油位计除垢后进行加热干燥,然后在内部刷绝缘漆,外部刷红漆,同时应更换放气塞胶垫

(4) 清扫中部法兰套筒的内部和外部,并涂刷油漆,更换放油塞、测压和接地小套管的胶垫

(5) 测量各法兰处的胶垫尺寸,以便配制

4. 套管的干燥

只有套管的 t_{50} 值超标时才进行干燥处理

(1) 将干燥罐内部清扫干净,放入电容芯,使芯子与罐壁距离 $\geq 200\text{mm}$,并设置测温装置

(2) 测量绝缘电阻的引线,应防止触碰金属部件

(3) 干燥罐密封后,先试抽真空,检查有无渗漏

(4) 当电容芯装入干燥罐后,进行密封加温,使电容芯保持 $75 \sim 80^\circ\text{C}$

(5) 当电容芯温度达到要求后保持 6h,再关闭各阀门,进行抽真空

(6) 每 6h 解除真空一次,并通入干燥热风 $10 \sim 15\text{min}$ 后重新建立真空度

(7) 每 6h 放一次冷凝水,干燥后期可改为 12h 放一次

(8) 每 2h 作一次测量记录(绝缘电阻、温度、电压、电流、真空度、凝结水等)

(9) 干燥终结后降温至内部为 $40 \sim 50^\circ\text{C}$ 时进行真空注油

5. 组装

(1) 组装前应先将上、下瓷套及中部法兰预热至 $80 \sim 90^\circ\text{C}$,并保持 $3 \sim 4\text{h}$ 以排除潮气

(2) 按解体相反顺序组装

(3) 按图 6 方法进行真空注油:

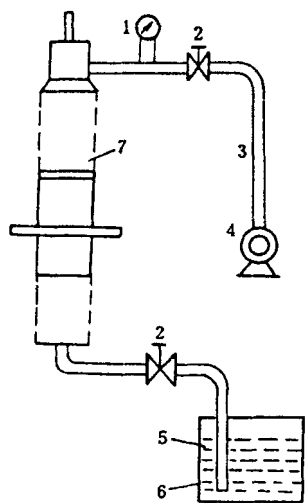


图 6 真空注油示意图

1—真空表;2—阀门;3—连管;4—真空泵;

5—变压器油;6—油箱;7—套管

(3) 更换的新胶垫,尺寸和质量应符合要求

(4) 清扫中部法兰套筒内部时,要把放油塑料管拆下并妥善保管

各零部件要清洗干净,并保持干燥

(5) 胶垫质量应符合规定

4.

(1) 干燥罐应有足够的机械强度,并能调节温度,温度计应事先校验准确

(2) 干燥罐上应有测量绝缘电阻的小瓷套

(3) 真空度要求残压不大于 133.3Pa

(4) 温度上升速度为 $5 \sim 10^\circ\text{C/h}$

(5) 开始抽真空, 13kPa/h ,之后以 6.7kPa/h 的速度抽空,直至残压不大于 133.3Pa 为止,并保持这一数值

(6) 尽量利用热扩散原理以加速电容芯内部水分和潮气的蒸发

(7) 利用冷凝水的多少以判断干燥效果

(8) 在温度和真空度保持不变的情况下,绝缘电阻在 24h 内不变,且无凝结水析出,则认为干燥终结

(9) 注入油的温度略低于电容芯温度 $5 \sim 10^\circ\text{C}$,油质符合 GB7665—87 规定

5.

(1) 组装时电容芯温度高出环境温度 $10 \sim 15^\circ\text{C}$ 为宜

(2) 零部件洁净齐全

(3) 要求套管密封良好,无渗漏,油位符合标准,油质符合 GB7665—87 标准,套管瓷件无破损、无裂纹,外观洁净、无油迹,中部接地和测压小瓷套接地良好

检 修 工 艺	质 量 标 准																				
<p>首先建立真空 检查套管密封情况 ;注油后破空期间油位下降至油位计下限时需及时加油 ,破空完毕后加油至油位计相应位置(考虑取油样应略高于正常油面)</p> <p>(4)注油时残压应保持在 133.3Pa 以下 ,时间按照表 2 执行</p> <p style="text-align: center;">表 2</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <tr> <td style="text-align: center;">时 间 h</td> <td style="text-align: center;">电压 kV</td> <td style="text-align: center;">66 ~ 110</td> <td style="text-align: center;">220</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">过 程</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">抽 空</td> <td></td> <td style="text-align: center;">2</td> <td style="text-align: center;">4</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">浸 油</td> <td></td> <td style="text-align: center;">2 ~ 3</td> <td style="text-align: center;">7 ~ 8</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">保 持</td> <td></td> <td style="text-align: center;">8</td> <td style="text-align: center;">12</td> </tr> </table>	时 间 h	电压 kV	66 ~ 110	220	过 程				抽 空		2	4	浸 油		2 ~ 3	7 ~ 8	保 持		8	12	<p>(4)组装后绝缘试验结果符合电力设备预防性试验规程规定</p>
时 间 h	电压 kV	66 ~ 110	220																		
过 程																					
抽 空		2	4																		
浸 油		2 ~ 3	7 ~ 8																		
保 持		8	12																		

7.2.4 套管型电流互感器的检修

检 修 工 艺	质 量 标 准
<ol style="list-style-type: none"> 1. 检查引出线的标志是否齐全 2. 更换引出线接线柱的密封胶垫 3. 必要时进行变比和伏安特性试验 4. 用 2500V 兆欧表测量线圈的绝缘电阻 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 引出线的标志应与铭牌相符 2. 胶垫更换后不应有渗漏 ,接线柱螺栓止动帽和垫圈应齐全 3. 变比和伏安特性应符合铭牌技术条件 4. 绝缘电阻 $\geq 1 M\Omega$

7.3 无励磁分接开关检修

检 修 工 艺	质 量 标 准
<ol style="list-style-type: none"> 1. 检查开关各部件是否齐全完整 2. 松开上方头部定位螺栓 ,转动操作手柄 ,检查动触头转动是否灵活 ,若转动不灵活应进一步检查卡滞的原因 ,检查绕组实际分接是否与上部指示位置一致 ,否则应进行调整 3. 检查动静触头间接触是否良好 ,触头表面是否清洁 ,有无氧化变色、镀层脱落及碰伤痕迹 ,弹簧有无松动 ,发现氧化膜用碳化钨和白布带穿入触柱来回擦拭清除 ,触柱如有严重烧损时应更换 4. 检查触头分接线是否紧固 ,发现松动应拧紧、锁住 5. 检查分接开关绝缘件有无受潮、剥裂或变形 ,表面是否清洁 ,发现表面脏污应用无绒毛的白布擦拭干净 ,绝缘筒如有严重剥裂变形时应更换 ,操作杆拆下后 ,应放入油中或用塑料布包上 6. 检修的分接开关 ,拆前做好明显标记 7. 检查绝缘操作杆 U 型拨叉接触是否良好 ,如有接触不良或放电痕迹应加装弹簧片 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 完整无缺损 2. 机械转动灵活 ,转轴密封良好 ,无卡滞 ,上部指示位置与下部实际接触位置应相一致 3. 触头接触电阻小于 $500\mu\Omega$ 触头表面应保持光洁 ,无氧化变质、碰伤及镀层脱落 ,触头接触压力用弹簧秤测量应在 0.25 ~ 0.5MPa 之间 ,或用 0.02mm 塞尺检查应无间隙、接触严密 4. 开关所有紧固件均应拧紧 ,无松动 5. 绝缘筒应完好、无破损、剥裂、变形 ,表面清洁无油垢 ;操作杆绝缘良好 ,无弯曲变形 6. 拆装前后指示位置必须一致 ,各相手柄及传动机构不得互换 7. 使其保持良好的接触

7.4 油泵检修

7.4.1 分解检修

检 修 工 艺	质 量 标 准
1. 将油泵垂直放置,拆下蜗壳检查各部,并进行清洗,清除法兰上的密封胶	1. 蜗壳内部干净,无扫膛、整体无损坏
2. 打开止动垫圈,卸下圆头螺母,用三角爪取下叶轮,同时取出平键,检查叶轮有无变形和磨损	2. 叶轮应无变形及磨损,严重变形及磨损时应更换
3. 用专用工具(两爪扳手)从前端整上垢下带螺纹的轴承挡圈	3. 轴承挡圈无损坏
4. 卸下前端盖与定子连接的螺栓,用顶丝将前端盖和转子及后轴承顶出	4. 前端盖应清洁无损坏
5. 用三角爪或平板爪将前端盖连同前轴承从转子上卸下,再用三角爪拆卸后轴承,测量前轴承室内径,检查轴承室的磨损情况,磨损严重时应更换前端盖	5. 轴承室内径允许公差比前轴承外径大 0.025mm
6. 将泵倒置在工作台上,拆下视窗法兰、压盖,取出视窗玻璃及滤网,将视窗玻璃擦净,清除滤网(或烧结网)上的污垢,清洗时用压板夹紧,用汽油从内往外冲洗	6. 法兰、压盖、视窗玻璃及过滤网洁净均无损坏
7. 卸下后端盖与定子外壳连接的螺栓,用顶丝将后端盖顶出,清除法兰上的密封胶及污垢,擦拭干净,测量后轴承室尺寸,检查后轴承室有无磨损,严重磨损时应更换	7. 后端盖应干净无损坏,轴承室内径允许公差比后轴承外径尺寸大 0.025mm
8. 检查转子短路环有无断裂,铁芯有无损坏	8. 转子短路环无断裂,铁芯无损坏及磨损
9. 测量转子前后轴颈尺寸,超过允许公差或严重损坏时应更换	9. 前后轴应无损坏,直径允许公差为 $\pm 0.0065\text{mm}$
10. 检查并清扫定子外壳、绕组及铁芯,有无损坏及局部过热	10. 定子外壳清洁,绕组绝缘良好,铁芯无损坏
11. 检查引线及绕组的焊接情况	11. 应无脱焊及断线
12. 检查分油路,清洗分油路内的污垢	12. 分油路洁净,畅通
13. 打开接线盒,检查接线柱及绝缘板,清洗接线盒内部,更换接线盒及接线柱的密封胶垫	13. 引线及接线柱尾部应焊接牢固,无脱焊及断线,接线盒内部清洁无油垢及灰尘
14. 用 500V 兆欧表测量绝缘电阻	14. 绝缘电阻值应 $\geq 0.5\text{M}\Omega$

7.4.2 组装

检 修 工 艺	质 量 标 准
1. 大修后应更换所有密封处的胶垫和密封环,并重新进行组装,其中包括前后端盖、过滤网、压盖、法兰、各部油塞的密封胶垫及密封环	1. 胶垫及密封环的压缩量为原厚度的 1/3
2. 对轴承进行筛选,将 1A 铅丝放在钢球下面反复压碾,用千分尺测量铅丝厚度,确定轴承滚动间隙(进行两次)	2. 更换轴承应选用电机专用轴承;轴承无损坏、锈蚀,滚动间隙 2 级泵不大于 0.07mm,4 级泵不大于 0.1mm
3. 将轴承放入油中加热至 120 ~ 150℃ 时取出,安装在转子后轴上(或用特殊的套筒,顶在轴承的内环上,用手锤轻轻敲击套筒顶部,将轴承嵌入)	3. 轴承应紧靠到轴台上,安装后转动应灵活
4. 将后端盖放在工作台上,首先放入过滤网及两侧胶垫,再放入 O 型胶圈,安装整板再放入视窗玻璃及两侧胶固垫,安装法兰	4. 各部密封胶垫应放正,密封可靠,压盖及法兰螺栓紧固

检 修 工 艺	质 量 标 准
5. 将转子后轴承对准后端盖轴承室,在前轴头上垫木方,用手锤轻轻敲击木方后轴承即可进入轴承室	5. 转子在后端盖上应转动灵活
6. 在后端盖安装法兰处套上主密封胶垫	6. 主密封胶垫放置平整,防止错位
7. 将定子放在工作台上,转子穿入定子腔内,此时后端盖上的分油路孔要对准定子上的分油路孔,再拧紧前端盖与定子连接的螺栓	7. 后端盖分油路孔一定要对准定子分油路孔
8. 将定子位置,对准分油路,把前端盖放入定子止口处,再拧紧前端盖与定子连接的螺栓	8. 前端盖进油孔一定要对准定子分油路
9. 将两个前轴承放在油中加热至 120 ~ 150℃ 取出,套在前轴上,或用特制的套筒顶在轴承的内环上,用于锤轻轻敲击套筒顶部,将轴承嵌入前轴承室,再用特制的两爪扳手将轴承挡圈拧紧	9. 轴承应紧靠到轴台上,拨动转子应转动灵活
10. 将圆头平键装入转轴的键槽内,再将叶轮嵌入轴上	10. 叶轮安装牢固平稳
11. 带上止动垫圈,拧紧圆头螺母,将止动垫圈撬起锁紧	11. 圆头螺母应紧固,止动垫圈应锁住圆头螺母
12. 用磁力千分表测量叶轮跳动及转子轴向窜动间隙	12. 2 级泵不大于 0.07mm,4 级泵不大于 0.1mm,转子轴向窜动不大于 0.15mm
13. 在定子外壳的法兰处套上主密封胶垫,扣上蜗壳,拧紧蜗壳与定子连接的螺栓	13. 拨动叶轮应转动灵活,叶轮无碰壳,叶轮密封环与蜗壳的配合间隙小大于 0.2mm
14. 各部油塞,包括放气塞、测压塞,均应采用橡胶封环或橡胶平垫密封	14. 油塞螺纹无损坏

7.4.3 检修后的试验及油漆处理

检 修 工 艺	质 量 标 准
1. 用 500V 兆欧表测量电机定子绕组绝缘电阻	1. 绝缘电阻值应 $\geq 0.5 M\Omega$
2. 测量绕组的直流电阻	2. 三相互差不超过 2%
3. 将泵内注入少量合格的变压器油,接通电源试运转	3. 运转应平稳、灵活、声音和谐,无转子扫膛,叶轮碰壳等异音,三相空载电流基本平衡
4. 打油压 0.4MPa 保持 30min,各密封处涂白土观察(或打气压 0.25MPa 保持 30min,压力表无显著变化,密封处涂肥皂液观察)	4. 不渗漏,各部密封良好
5. 擦净泵壳、电动机外壳上的油垢、灰尘,在视窗玻璃及铭牌上涂黄油,泵出入口封临时盖板,进行喷漆处理	5. 漆膜均匀,无漆瘤、漆泡,喷漆后擦净视窗玻璃及铭牌上的黄油
6. 将油泵恢复组装在冷却器的下方原位,更换密封垫圈,打开阀门(注意排气),接电源线,并试运转检查转动方向	6. 各部密封良好,不渗油,无气泡,油泵转动方向正确,无异音,与其它油泵比较,负载电流无明显差异

7.5 风扇检修

7.5.1 叶轮解体检修

检 修 工 艺	质 量 标 准
1. 将止动垫圈打开,旋下盖形螺母,退出止动垫圈,把专用工具(三角爪)放正,勾在轮壳上,用力均匀缓慢拉出,将叶轮从轴上卸下,锈蚀时可向键槽内、轴端滴入螺栓松动剂,同时将键、锥套取下保管好	1. 防止叶轮损伤变形
2. 检查叶片与轮壳的铆接情况,松动时可用铁锤铆紧	2. 铆接牢固,叶片无裂纹
3. 将叫轮放在平台上,检查叶片安装角度	3. 三只叶片角度应一致,否则应调整

7.5.2 电动机解体检修

检 修 工 艺	质 量 标 准
1. 首先拆下电机罩,然后卸下后端盖固定螺栓,从丝孔用顶丝将后端盖均匀顶出,拆卸时严禁用螺丝刀或扁铲撬开	1. 后端盖完好无损坏
2. 检查后端盖有无破损,清除轴承室的润滑脂,用内径千分尺测量轴承室尺寸,检查轴承室的磨损情况,严重磨损时应更换前端盖	2. 后轴承室内径允许公差比后轴承外径大 0.025mm
3. 卸下前端盖固定螺栓,从顶丝孔用顶丝将前端盖均匀顶出,连同转子从定子中抽出	3. 前端盖无损伤
4. 用三角爪将前端盖从转子上卸下(前端盖尺寸较小时,可将转子直立,轴伸端朝下,下垫木方,将前端盖垂直用力使其退出)	4. 退出时,不得损伤前轴头
5. 卸下轴承挡圈,取出轴承,检查前端盖有无损伤,清除轴承室润滑脂并清洗干净,测量轴承尺寸,严重磨损时,应更换前端盖	5. 前端盖洁净,其轴承室内径允许公差比前轴承外径大 0.025mm
6. 将转子放在平台上,用平板爪取下前后轴承,不准用手锤敲打轴承外环卸轴承	6. 轴承运行超过 5 年应更换
7. 检查转子短路条及短路环有无断裂,铁芯有无损伤	7. 短路条、短路环无断裂,铁芯无损伤
8. 测量转子前后轴直径,超过允许公差或严重损坏时应更换	8. 前后轴应无损伤,直径允许公差为 $\pm 0.0065\text{mm}$
9. 清扫定子线圈,检查绝缘情况	9. 定子线圈应表面清洁、无匝间、层间短路,中性点及引线接头均应连接牢固
10. 打开接线盒,检查密封情况,检查引线是否牢固地接在接线柱上	10. 线圈引线接头牢固,并外套塑料管,牢固接在接线柱,接线盒密封良好
11. 检查清扫定子铁芯	11. 定子铁芯绝缘应良好,无老化、烧焦,锈蚀及扫膛现象
12. 用 500V 兆欧表测量定子线圈绝缘电阻	12. 绝缘电阻值应 $\geq 0.5\text{M}\Omega$

7.5.3 组装

检 修 工 艺	质 量 标 准
<ol style="list-style-type: none"> 1. 将洁净的转子放在工作台上,把轴承挡圈套在前轴上 2. 把在油中加热到 120~150℃的轴承套在前后轴上或用特制的套筒顶在轴承内环上,垂直用手锤嵌入,注意钢球与套不要打伤 3. 将转子轴伸端垂直穿入前端盖内,之后在后轴头上垫木方,用手锤将前轴承轻轻嵌入轴承室中,再从前端盖穿入圆头螺栓,将轴承挡圈紧牢,圆头螺栓处涂以密封胶 4. 将定子放在工作台上,定子止口处涂密封胶 5. 将前端盖和转子对准止口穿进定子内,拧紧前端盖与定子连接的螺栓,再将后端盖放入波形弹簧片,对准止口,用手锤轻轻敲打后端盖,使后轴承进入轴承室,拧紧后端盖与定子连接的圆头螺栓,最后将电动机后罩装上,装配端盖螺栓时,要对角均匀地紧固,用油枪向后、前轴承室注入润滑脂,约占轴承室 2/3;装配时注意钢球与套不要打伤 6. 将电动机安装在风冷却器上,用螺栓固定在风筒内 7. 更换密封垫和胶圈,将垫圈、密封胶垫、锥套、平键、护罩、叶轮安装在电动机轴伸端,叶轮与锥套间用密封胶堵塞,拧紧圆螺母和盖型螺母,将止动垫圈锁紧撬起 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 转子洁净 轴承挡圈无破损 2. 装配后新轴承应转动灵活,滚动间隙不大于 0.03mm,轴承应紧套在轴台上 3. 轴承嵌入轴承室内,转动灵活 4. 定子内外整洁,密封胶涂抹均匀 5. 总装配后,用手拨动转子,应转动灵活,无扫膛现象 6. 螺栓紧固 7. 叶片与导风筒之间应有不少于 3mm 的间隙,密封良好

7.5.4 检修后的电气试验和油漆处理

检 修 工 艺	质 量 标 准
<ol style="list-style-type: none"> 1. 用 500V 兆欧表测试定子绕组绝缘电阻 2. 测量定子线圈的直流电阻 3. 拨动叶轮转动灵活后,通入 380V 交流电源,运行 5min 4. 将风扇电机各部擦拭干净,在铭牌上涂黄油,进行喷漆处理 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 绝缘电阻值应大于或等于 0.5MΩ 2. 三相互差不超过 2% 3. 三相电流基本平衡,风扇电机运行平稳、声音和谐、转动方向正确 4. 漆膜均匀,无漆瘤、漆泡,喷漆后擦净铭牌上的黄油

7.6 YJ 型油流继电器检修

7.6.1 解体检修

检 修 工 艺	质 量 标 准
1. 从冷却器联管上拆下继电器,检查挡板转动是否灵活,转动方向是否正确	1. 挡板转动灵活,转动方向与油流方向一致
2. 检查挡板铆接是否牢固	2. 挡板铆接牢固
3. 检查返回弹簧安装是否牢固,弹力是否充足	3. 返回弹簧安装牢固,弹力充足
4. 卸下端盖、表盘玻璃及塑料圈,并清洗干净	4. 各部件无损坏,洁净
5. 卸下固定指针的滚花螺母,取下指针、平垫及表盘,清扫内部	5. 内部清洁,无灰尘,无锈蚀
6. 转动挡板,在原位转动 85°,观察主动磁铁与从动磁铁是否同步转动,有无卡滞	6. 主动磁铁与从动磁铁同步转动,无卡滞
7. 检查微动开关,用手转动挡板,在原位转动 85°时,用万用表测量接线座的接线端子,是否已实现常开与常闭触点的转换	7. 当挡板旋转到极限位置时,微动开关应动作,常闭触点打开,常开触点闭合
8. 装复表盘,指针等零、部件	8. 各部件连结紧固,指示正确,密封良好
9. 用 500V 兆欧表测量绝缘电阻	9. 绝缘电阻值应大于或等于 0.5MΩ

7.6.2 流量动作特性的测试与调整

7.6.2.1 油流继电器流量动作特性的测试 按图 7 将油流继电器接入测试回路中,在常开触点接线柱上接入万用表(放在欧姆档上),打开逆止阀 2,启动油泵,缓慢打开阀门 5,观察万用表指针从“∞”到刚指示“0”值时,立刻记下流量计的值,该值为油流继电器的最小动作值。然后将万用表接在常闭触点接线柱上,缓慢关闭阀门 5,观察万用表指针从“∞”到刚指示“0”值时,立刻记下流量计的值,该值为油流继电器的最大返回值。按此反复试验两次,每次流量计的值均应符合油流继电器技术参数要求,否则应进行调整。

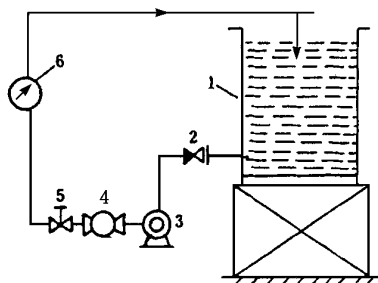


图 7 流量动作测试图

1—油箱；2—逆止阀；3—油泵；
4—油流继电器；5—阀门；6—流量计

7.6.2.2 油流继电器流量动作特性的调整 如果阀门 5 刚打开, 流量计还未达到动作油流时, 常开触点就已接通, 说明油流继电器弹簧的作用力太小, 此时应将多孔圆螺盘按顺时针方向转动 2~3 个孔, 反复调试, 使之最小动作流量和最大返回流量符合技术参数的规定。

7.6.3 油流继电器的油压试验

油流继电器流量动作特性测试合格后, 应向油流继电器内部打 0.3 MPa 的油压, 保持 30min, 各部应无变形和渗油现象。

7.6.4 其它型式油流继电器的检修、测试与调整, 可按照制造厂说明书的规定进行。

7.7 油保护装置检修

7.7.1 储油柜的检修

检 修 工 艺	质 量 标 准
<ol style="list-style-type: none"> 1. 打开储油柜的侧盖, 检查气体继电器联管是否伸入储油柜 2. 清扫内外表面锈蚀及油垢并重新刷漆 3. 清扫积污器、油位计、塞子等零部件 4. 更换各部密封垫 5. 重划油位计温度标示线 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 一般伸入部分高出底面 20~50mm 2. 内壁刷绝缘漆, 外壁刷油漆, 要求平整有光泽 3. 安全气道和储油柜间应互相连通, 油位计内部无油后, 红色浮标清晰可见 4. 密封良好无渗漏, 应耐受油压 0.05 MPa、6h 无渗漏 5. 油位标示线指示清晰并符合图 8 规定 <div data-bbox="593 960 1030 1256" style="text-align: center;"> </div> <p style="text-align: center;">图 8 储油柜油位指示线示意图</p>

7.7.2 对于有载分接开关的储油柜, 其检修工艺和质量标准可参照 7.7.1 条规定执行。

7.7.3 胶囊式储油柜的检修

检 修 工 艺	质 量 标 准
<ol style="list-style-type: none"> 1. 放出储油柜内的存油, 取出胶囊, 倒出积水, 清扫储油柜 2. 检查胶囊的密封性能, 进行气压试验, 压力为 0.02~0.03 MPa, 时间 12h (或浸泡在水池中检查有无冒气泡) 应无渗漏 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 内部洁净无水迹 2. 胶囊无老化开裂现象, 密封性能良好

检 修 工 艺	质 量 标 准
3. 用白布擦净胶囊,从端部将胶囊放入储油柜,防止胶囊堵塞气体继电器联管,联管口应加焊挡罩	3. 胶囊洁净,联管口无堵塞
4. 将胶囊挂在挂钩上,连接好引出口	4. 为防止油进入胶囊,胶囊管出口应高于油位计与安全气道连管,且三者应相互连通
5. 更换密封胶垫,装复端盖	5. 密封良好,无渗漏

7.7.4 隔膜式储油柜的检修

检 修 工 艺	质 量 标 准
1. 解体检修前可先充油进行密封试验,压力 0.02 ~ 0.03Mpa,时间 12h	1. 隔膜密封良好,无渗漏
2. 拆下各部连管(吸湿器、注油管、排气管、气体继电器连管等),清扫干净,妥善保管,管口密封	2. 防止进入杂质
3. 拆下指针式油位计连杆,卸下指针式油位计	3. 拆下零、部件妥善保管
4. 分解中节法兰螺栓,卸下储油柜上节油箱,取出隔膜清扫	4. 隔膜应保持清洁,完好
5. 清扫上下节油箱	5. 储油柜内外壁应整洁有光泽、漆膜均匀(外壁刷油漆,内壁刷绝缘漆)
6. 更换密封胶垫	6. 密封良好无渗漏
7. 检修后按解体相反顺序进行组装	

7.7.5 磁力油位计的检修

检 修 工 艺	质 量 标 准
1. 打开储油柜手孔盖板,卸下开口销,拆除连杆与密封隔膜相连接的绞链,从储油柜上整体拆下磁力油位计	1. 注意不得损坏连杆
2. 检查传动机构是否灵活,有无卡轮、滑齿现象	2. 传动齿轮无损坏,转动灵活
3. 检查主动磁铁、从动磁铁是否耦合和同步转动,指针指示是否与表盘刻度相符,否则应调节限位块,调整后,将紧固螺栓锁紧,以防松脱	3. 连杆摆动 45°时,指针应旋转 270°,从“0”位置指示到“10”位置,传动灵活,指示正确
4. 检查限位报警装置动作是否正确,否则应调节凸轮或开关位置	4. 当指针在“0”最低油位和“10”最高油位时,分别发出信号
5. 更换密封胶垫进行复装	5. 密封良好无渗漏

7.7.6 净油器的检修

检 修 工 艺	质 量 标 准
1. 关闭净油器进出口的阀门	1. 阀门关闭严密,不渗漏
2. 打开净油器底部的放油阀,放尽内部的变压器油(打开上部的放气塞,控制排油速度)	2. 准备适当容器,防止变压器油溅出
3. 拆下净油器的上盖板和下底板,倒出原有吸附剂,用合格的变压器油将净油器内部和联管清洗干净	3. 内部洁净,无吸附剂碎末

检 修 工 艺	质 量 标 准
4. 检查各部件应完整无损并进行清扫,检查下部滤网有无堵塞,洗净后更换胶垫,装复下盖板和滤网,密封良好 5. 吸附剂的重量占变压器总油量的 1% 左右,经干燥并筛去粉末后,装至距离顶部 50mm 左右,装回上盖板并加以密封 6. 打开净油器下部阀门,使油徐徐进入净油器同时打开上部放气塞排气,直至冒油为止 7. 打开净油器上部阀门,使净油器投入运行 8. 对于强油冷却的净油器,在净油器出入口阀门关闭后,即可卸下净油器,将内部的吸附剂倒出,然后进行检修和清理,并对出入口滤网进行检查,对原来采用的金属滤网,应更换为尼龙网,其它要求基本与上述相同	4. 进油口的滤网应装在挡板的外侧,出油口的滤网应装在挡板内侧,以防吸附剂和破损滤网进入油箱 5. 吸附剂更换应根据油质的酸价和 pH 值而定,更换的吸附剂应经干燥,填充时间不宜超过 1h 6. 必须将气体排尽,防止残余气体进入油箱 7. 确认阀门在“开”位 8. 对早期生产的变压器应注意入口联管的连接(因只有一侧有滤网),切不可装反,以防止吸附剂进入油箱

7.7.7 吸湿器的检修

检 修 工 艺	质 量 标 准
1. 将吸湿器从变压器上卸下,倒出内部吸附剂,检查玻璃罩应完好,并进行清扫 2. 把干燥的吸附剂装入吸湿器内,为便于监视吸附剂的工作性能,一般可采用变色硅胶,并在顶盖下面留出 1/5 ~ 1/6 高度的空隙 3. 失效的吸附剂由蓝色变为粉红色,可置入烘箱干燥,干燥温度从 120℃ 升至 160℃,时间 5h,还原后再用 4. 更换胶垫 5. 下部的油封罩内注入变压器油,并将罩拧紧(新装吸湿器,应将密封垫拆除) 6. 为防止吸湿器摇晃,可用卡具将其固定在变压器油箱上 7. 吸湿器的外形尺寸及容量可根据图 9 和表 3 选择	1. 玻璃罩清洁完好 2. 新装吸附剂应经干燥,颗粒不小于 3mm 3. 还原后应呈蓝色 4. 胶垫质量符合标准规定 5. 加油至正常油位线,能起到呼吸作用 6. 运行中吸湿器安装牢固,不受变压器振动影响

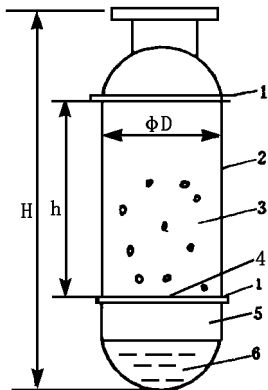


图 9 吸湿器示意图

1—胶垫;2—玻璃筒;3—硅胶;
4—阀;5—罩;6—变压器油

检 修 工 艺

质 量 标 准

表 3

硅胶重 kg	油重 kg	H mm	h mm	ΦD mm	玻璃筒 mm	配储油柜直径 mm
0.2	0.15	216	100	105	φ80/100 × 100	≤φ250
0.5	0.2	216	100	145	φ120/140 × 100	φ310
1.0	0.2	216	150	145	φ120/140 × 150	φ440
1.5	0.2	266	200	145	φ120/140 × 200	φ610
3	0.7	336	220	205	φ180/200 × 220	φ800
5	0.7	436	300	205	φ180/200 × 300	φ900

7.8 安全保护装置检修

7.8.1 安全气道的检修

检 修 工 艺

质 量 标 准

1. 放油后将安全气道拆下进行清扫,去掉内部的锈蚀和油垢,并更换密封胶垫
2. 内壁装有隔板,其下部装有小型放水阀门
3. 上部防爆膜片应安装良好,均匀地拧紧法兰螺栓,防止膜片破损
4. 安全气道与储油柜间应有联管或加装吸湿器,以防止同于温度变化引起防爆膜片破裂,对胶囊密封式储油柜,防止由吸湿器向外冒油
5. 安全气道内壁刷绝缘漆

1. 检修后进行密封试验,注满合格的变压器油,并倒立静置 4h 不渗漏
2. 隔板焊接良好,无渗漏现象
3. 防爆膜片应采用玻璃片,禁止使用薄金属片,玻璃片厚度可参照表 4

表 4

管径(mm)	φ150	φ200	φ250
玻璃片厚度(mm)	2.5	3	4

4. 联管无堵塞,接头密封良好
5. 内壁无锈蚀,绝缘漆涂刷均匀有光泽

7.8.2 压力释放阀的检修

检 修 工 艺

质 量 标 准

1. 从变压器油箱上拆下压力释放阀
2. 清扫护罩和导流罩
3. 检查各部连接螺栓及压力弹簧
4. 进行动作试验
5. 检查微动开关动作是否正确
6. 更换密封胶垫
7. 升高座如无放气塞应增设
8. 检查信号电缆

1. 拆下零件妥善保管,孔洞用盖板封好
2. 清除积尘,保持洁净
3. 各部连接螺栓及压力弹簧应完好,无锈蚀,无松动
4. 开启和关闭压力应符合规定
5. 触点接触良好,信号正确
6. 密封良好不渗油
7. 防止积聚气体因温度变化发生误动
8. 应采用耐油电缆

7.8.3 气体继电器检修

检 修 工 艺	质 量 标 准
1. 将气体继电器拆下,检查容器、玻璃窗、放气阀门、放油塞、接线端子盒、小套管等是否完整,接线端子及盖板上箭头标示是否清晰,各接合处是否渗漏油	1. 继电器内充满变压器油,在常温下加压 0.15MPa,持续 30min 无渗漏
2. 气体继电器密封检查合格后,用合格的变压器油冲洗干净	2. 内部清洁无杂质
3. 气体继电器应由专业人员检验,动作可靠,绝缘、流速校验合格	3. 对流速一般要求:自冷式变压器 0.8 ~ 1.0m/s,强油循环变压器 1.0 ~ 1.2m/s,120MVA 以上变压器 1.2 ~ 1.3m/s
4. 气体继电器联结管径应与继电器管径相同,其弯曲部分应大于 90°	4. 对 7500kVA 及以上变压器联结管径为 $\phi 80$,6300kVA 以下变压器联结管径为 $\phi 50$
5. 气体继电器先装两侧联管,联管与阀门、联管与油箱顶盖间的联结螺栓暂不完全拧紧,此时将气体继电器安装于其间,用水平尺找准位置并使进出口联管和气体继电器三者处于同一中心位置,后再将螺栓拧紧	5. 气体继电器应保持水平位置,联管朝向储油柜方向应有 1% ~ 1.5% 的升高坡度,联管法兰密封胶垫的内径应大于管道的内径,气体继电器至储油柜间的阀门应安装于靠近储油柜侧,阀的口径应与管径相同,并有明显的“开”、“闭”标志
6. 复装完毕后打开联管上的阀门,使储油柜与变压器本体油路连通,打开气体继电器的放气塞排气	6. 气体继电器的安装,应使箭头朝向储油柜,继电器的放气塞应低于储油柜最低油面 50mm,并便于气体继电器的抽芯检查
7. 连接气体继电器二次引线,并做传动试验	7. 二次线采用耐油电缆,并防止漏水和受潮,气体继电器的轻、重瓦斯保护动作正确

7.9 阀门及塞子检修

检 修 工 艺	质 量 标 准
1. 检查阀门的转轴、挡板等部件是否完整、灵活和严密,更换密封垫圈,必要时更换零件	1. 经 0.05MPa 油压试验,挡板关闭严密、无渗漏,轴杆密封良好,指示开、闭位置的标志清晰、正确
2. 阀门应拆下分解检修,研磨接触面,更换密封填料,缺损的零件应配齐,对有严重缺陷无法处理者应更换	2. 阀门检修后应做 0.15MPa 压力试验不漏油
3. 对变压器本体和附件各部的放油(气)塞、油样阀门等进行全面检查,并更换密封胶垫,检查丝扣是否完好,有损坏而又无法修理者应更换	3. 各密封面无渗漏

7.10 测温装置检验

7.10.1 压力式(信号)温度计

7.10.1.1 拆卸时拧下密封螺母连同温包一并取出,然后将温度表从油箱上拆下,并将金属细管盘好,其弯曲半径不小于 75mm,不得扭曲、损伤和变形。包装好后进行校验,并进行警报信号的整定。

7.10.1.2 经校验合格,并将玻璃外罩密封好,安装于变压器箱盖上的测温座中。座中预先注入适量变压器油,将座拧紧、不渗油。

7.10.1.3 将温度计固定在油箱座板上,其出气孔不得堵塞,并防止雨水侵入,金属细管应盘好妥善固定。

7.10.2 电阻温度计(绕组温度计)

在大修中对其进行校验(包括温度计、埋入元件及二次回路)。

7.10.3 棒式玻璃温度计

在变压器大修中应对棒式温度进行检验。

7.10.4 温度计应定期进行校验,以保证温度指示正确,具体标准是:

7.10.4.1 压力式温度计:全刻度 $\pm 1.5^{\circ}\text{C}$ (1.5级);

全刻度 $\pm 2.5^{\circ}\text{C}$ (2.5级)。

7.10.4.2 电阻温度计: \pm 全刻度 $\pm 1^{\circ}\text{C}$ 。

7.10.4.3 棒式温度计: \pm 全刻度 $\pm 2^{\circ}\text{C}$ 。

7.11 冷却器控制箱检修

7.11.1 分控箱的检修

7.11.1.1 清扫分控箱内部灰尘及杂物。

7.11.1.2 检查电磁开关和热继电器触点有无烧损或接触不良,必要时进行更换。

7.11.1.3 检查各部触点及端子板连接螺栓有无松动或丢失并进行补齐。

7.11.1.4 用500V兆欧表测量各回路绝缘电阻 $\geq 0.5\text{M}\Omega$ 。

7.11.1.5 分别对油泵和风扇进行动作试验,检查油泵和风扇的运转声音是否正常,转动方向是否正确。

7.11.1.6 检查分控箱的密封情况并更换密封衬垫。

7.11.1.7 外壳除锈并进行油漆。

7.11.2 总控制箱的检修

7.11.2.1 清扫控制箱内部灰尘及杂物;

7.11.2.2 检查电源开关和熔断器接触情况;

7.11.2.3 逐个检查电磁开关和继电器的触点有无烧损,必要时进行更换并进行调试;

7.11.2.4 检查切换开关接触情况及其指示位置是否符合实际情况;

7.11.2.5 检查信号灯指示情况,如有损坏应补齐;

7.11.2.6 用500V兆欧表测量二次回路(含电缆)的绝缘电阻 $\geq 0.5\text{M}\Omega$;

7.11.2.7 进行联动试验,检查主电源是否互为备用,在故障状态下备用冷却器能否正确启动;

7.11.2.8 检查箱柜的密封情况,必要时更换密封衬垫;

7.11.2.9 箱柜除锈后进行油漆。

8 变压器的油漆

8.1 油箱外部的油漆

8.1.1 变压器油箱、冷却器及其附件的裸露表面均应涂本色漆,涂漆的工艺应适用于产品的使用条件。

8.1.2 大修时应重新喷漆。

8.1.3 喷漆前应先用金属洗净剂清除外部油垢及污秽。

8.1.4 对裸露的金属部分必须除锈后补涂底漆。

8.1.5 对于铸件的凸凹不平处,可先用腻子填齐整平,然后再涂底漆。

8.1.6 为使漆膜均匀,宜采用喷漆方法,喷涂时,气压可保持在 $0.2 \sim 0.5 \text{ MPa}$ 。

8.1.7 第一道底漆漆膜厚为 0.05 mm 左右,要求光滑无流痕、垂珠现象,待底漆干透后(约 24 h)再喷涂第二道面漆,如浅色醇酸漆;喷涂后若发现有斑痕、垂珠,可用竹片或小刀轻轻刮除并用砂纸磨光,再补喷一次。

8.1.8 如油箱和附件的原有漆膜较好,仅有个别部分不完整,可进行局部处理,然后再普遍喷涂一次。

8.2 对油箱外漆膜的质量要求

8.2.1 粘着力检查:用刀在漆膜表面划十字形裂口,顺裂口用刀剥,若很容易剥开,则认为粘着力不佳;

8.2.2 弹性检查:用刀刮下一块漆膜,若刮下的漆屑不碎裂不粘在一起而有弹性的卷曲,则认为弹性良好;

8.2.3 坚固性检查:用指甲在漆膜上划一下,若不留痕迹,即认为漆膜坚硬;

8.2.4 干燥性检查:用手指按在涂漆表面片刻,若不粘手也不留痕迹,则认为漆膜干燥良好。

8.3 变压器内部涂漆

8.3.1 变压器油箱内壁(包括金属附件)均应涂绝缘漆,漆膜厚度一般在 $0.02 \sim 0.05 \text{ mm}$ 为宜,涂刷一遍即可;

8.3.2 涂漆前应打磨、剔除焊渣,擦拭干净,涂漆后要求漆膜光滑。

8.4 对涂刷内壁绝缘漆的要求

8.4.1 耐高温、耐变压器油,即漆膜长期浸泡在 105°C 的变压器油中不脱落,不熔化;

8.4.2 固化后的漆膜,不影响变压器油的绝缘和物理、化学性能;

8.4.3 对金属件有良好的附着力;

8.4.4 对金属件有良好的防锈、防腐蚀作用;

8.4.5 有良好的工艺性和较低的成本。

8.5 变压器油漆性能

变压器常用油漆性能见附录 D。

9 试验项目

变压器大修时的试验,可分大修前、大修中、大修后三个阶段进行,其试验项目如下:

9.1 大修前的试验

- 9.1.1 测量绕组的绝缘电阻和吸收比或极化指数；
- 9.1.2 测量绕组连同套管一起的泄漏电流；
- 9.1.3 测量绕组连同套管一起的 $t_{g\delta}$ ；
- 9.1.4 本体及套管中绝缘油的试验；
- 9.1.5 测量绕组连同套管一起的直流电阻(所有分接头位置)；
- 9.1.6 套管试验；
- 9.1.7 测量铁芯对地绝缘电阻；
- 9.1.8 必要时可增加其它试验项目(如特性试验、局部放电试验等)以供大修后进行比较。

9.2 大修中的试验

大修过程中应配合吊罩(或器身)检查,进行有关的试验项目；

- 9.2.1 测量变压器铁芯对夹件、穿心螺栓(或拉带)、钢压板及铁芯电场屏蔽对铁芯、铁芯下夹件对下油箱的绝缘电阻；
- 9.2.2 必要时测量无励磁分接开关的接触电阻及其传动杆的绝缘电阻；
- 9.2.3 必要时作套管电流互感器的特性试验；
- 9.2.4 有载分接开关的测量与试验；
- 9.2.5 必要时单独对套管进行额定电压下的 $t_{g\delta}$ 、局部放电和耐压试验(包括套管油)。

9.3 大修后的试验

- 9.3.1 测量绕组的绝缘电阻和吸收比或极化指数；
- 9.3.2 测量绕组连同套管的泄漏电流；
- 9.3.3 测量绕组连同套管的 $t_{g\delta}$ ；
- 9.3.4 冷却装置的检查 and 试验；
- 9.3.5 本体、有载分接开关和套管中的变压器油试验；
- 9.3.6 测量绕组连同套管一起的直流电阻(所有分接位置上),对多支路引出的低压绕组应测量各支路的直流电阻；
- 9.3.7 检查有载调压装置的动作情况及顺序；
- 9.3.8 测量铁芯(夹件)引外对地绝缘电阻；
- 9.3.9 总装后对变压器油箱和冷却器作整体密封油压试验；
- 9.3.10 绕组连同套管一起的交流耐压试验(有条件时)；
- 9.3.11 测量绕组所有分接头的变压比及连接组别；
- 9.3.12 检查相位；
- 9.3.13 必要时进行变压器的空载特性试验；
- 9.3.14 必要时进行变压器的短路特性试验；

- 9.3.15 必要时测量变压器的局部放电量；
- 9.3.16 额定电压下的冲击合闸；
- 9.3.17 空载试运行前后变压器油的色谱分析。

10 变压器大修后的交接验收

变压器在大修竣工后应及时清理现场,整理记录、资料、图纸、清退材料、进行核算,提交竣工、验收报告,并按照验收规定组织现场验收。

10.1 运行部门移交的资料

- 10.1.1 变压器大修总结报告见附录 A；
- 10.1.2 附件检修工艺卡；
- 10.1.3 现场干燥、检修记录；
- 10.1.4 全部试验报告(包括高压绝缘、油简化及色谱分析、有载分接开关动作特性及保护、测温元件校验报告等)。

10.2 试运行前检查项目

- 10.2.1 变压器本体、冷却装置及所有附件均完整无缺不渗油,油漆完整；
- 10.2.2 滚轮的固定装置应完整；
- 10.2.3 接地可靠(变压器油箱、铁芯和夹件引外)；
- 10.2.4 变压器顶盖上无遗留杂物；
- 10.2.5 储油柜、冷却装置、净油器等油系统上的阀门均在“开”的位置,储油柜油温标示线清晰可见；
- 10.2.6 高压套管的接地小套管应接地,套管顶部将军帽应密封良好,与外部引线的连接接触良好并涂有电力脂；
- 10.2.7 变压器的储油柜和充油套管的油位正常,隔膜式储油柜的集气盒内应无气体；
- 10.2.8 有载分接开关的油位需略低于变压器储油柜的油位；
- 10.2.9 进行各升高座的放气,使其完全充满变压器油,气体继电器内应无残余气体；
- 10.2.10 吸湿器内的吸附剂数量充足、无变色受潮现象,油封良好,能起到正常呼吸作用；
- 10.2.11 无励磁分接开关的位置应符合运行要求,有载分接开关动作灵活、正确,闭锁装置动作正确,控制盘、操作机构箱和顶盖上三者分接位置的指示应一致；
- 10.2.12 温度计指示正确,整定值符合要求；
- 10.2.13 冷却装置试运行正常,水冷装置的油压应大于水压,强油冷却的变压器应启动全部油泵(并测量油泵的负载电流),进行较长时间的循环后,多次排除残余气体；
- 10.2.14 进行冷却装置电源的自动投切和冷却装置的故障停运试验；
- 10.2.15 继电保护装置应经调试整定,动作正确。

10.3 试运行

变压器试运行时应按下列规定检查：

- 10.3.1 中性点直接接地系统的变压器在进行冲击合闸时,中性点必须接地；
- 10.3.2 气体继电器的重瓦斯必须投跳闸位置；
- 10.3.3 额定电压下的冲击合闸应无异常,励磁涌流不致引起保护装置的误动作；
- 10.3.4 受电后变压器应无异常情况；
- 10.3.5 检查变压器及冷却装置所有焊缝和接合面,不应有渗油现象,变压器无异常振动或放电声；
- 10.3.6 分析比较试运行前后变压器油的色谱数据,应无明显变化；
- 10.3.7 试运行时间,一般不少于 24h。

附录 A

变压器大修总结报告

变压器大修总结报告

_____变电所(发电厂)

_____变压器

编写：_____

审核：_____

批准：_____

年 月 日

A1 报告内容

报告以表格形式 ,内容如表 A1。

表 A1

变发电站(发电厂) 号 变压器			
型号 :	电压 :	结线组 :	
制造厂 :	出厂号 :	出厂日期 : 年 月 日	
变压器投入运行日期 :	年 月 日	两次大修间小修 :	次
本站(厂)投入运行日期 :	年 月 日	两次大修间临修 :	次
变压器上次大修日期 :	年 月 日	两次大修间共停用 :	天
高压套管 :	型 只	中压套管 :	型 只
低压套管 :	型 只	冷却装置 :	型 只
有载分接开关 :	厂 型	累计操作次数 :	
无励磁分接开关 :	厂 型		
本次大修记载事项 :			
大修原因 :			
大修地点 :	吊检天气 :	环境温度 ℃	相对湿度 %
吊罩(芯)检查于 : 月 日 时 分至 月 日 时 分			
参加吊罩(芯)人员			
大修工期 : 年 月 日至 年 月 日			
大修实耗人工 : 工日 实耗费用 : 元			
完成标准大修外增加的项目 :			
大修检查处理记录(表 A2) :			
大修中已处理的主要缺陷			
大修中遗留的问题 :			
大修验收意见 :			
大修后设备评级 :			
工程质量评价 :			
参加验收人员 :			
局(厂)主管 :		检修单位主管 :	
生技科专责 :		检修技术专责 :	
变电运行主管 :		修班长 :	
验收日期 : 年 月 日			

A2 大修检查处理记录(表 A2)

表 A2

序号及名称	检查项目	技术要求	处理情况	工作人	检查人
1	吊罩(芯)检查	1)器身暴露空气中的时间:相对湿度 $\leq 65\%$ 为 16h,相对湿度 $\leq 75\%$ 为 12h 2)环境良好,否则采用防护措施	吊罩(芯)环境:室内、外天气: 器身温度: $^{\circ}\text{C}$ 环境温度: $^{\circ}\text{C} \sim ^{\circ}\text{C}$ 相对湿度: $\% \sim \%$ 开始抽油:日时分 开始注油:日时分 措施:		
2	绕组及绝缘	1)绕组无变形、倾斜、位移、幅向导线无弹出,匝间绝缘无损伤 2)相间隔板完好 3)围屏坚固、清洁、无放电痕迹 4)各部垫块无位移、松动、排列整齐 5)油道畅通,无油垢或其它杂物堵塞 6)压紧装置无松动 7)导线接头无发热脱焊 8)表面清洁无油垢 9)绕组绝缘等级确定	围屏(解开相)检查结果: 绝缘等级:		
3	引 线	1)引线排列整齐 2)多股引线无断股 3)引线接头焊接良好,表面光滑、无毛刺、清洁 4)穿缆式引出接头与引线焊接锡焊应改为磷铜焊或银焊 5)引线与套管导电杆连接紧固 6)外包绝缘厚度符合要求包扎良好,无变形、脱落、变脆、破损 7)引线与绝缘支架固定处垫绝缘纸板,引线绝缘无卡伤 8)引线间距离及对地距离符合要求 9)表面清洁 10)穿缆引线进入套管部分白布带包扎良好			
4	绝缘支架	1)绝缘支架有足够的机械强度 2)无破损、裂纹、弯曲变形及烧伤痕迹,否则应予更换 3)绝缘支架的固定螺栓紧固,有防松螺母 4)表面清洁			
5	铁芯及夹件	1)铁芯外表平整无翘片,无严重波浪状 2)无片间短路、发热、变色或烧伤痕迹 3)绝缘漆膜无脱落 4)对地绝缘良好,常温下 $\geq 200\text{M}\Omega$			

序号及名称	检查项目	技术要求	处理情况	工作人	检查人
5	铁芯及夹件	5) 铁芯与方铁间绝缘 6) 铁芯与夹件间绝缘 7) 铁芯与拉带间绝缘 8) 铁芯与穿芯螺杆绝缘 9) 铁芯与夹件油道畅通,油道垫块排列整齐 10) 铁芯与箱壁上的定位钉(块)绝缘良好 11) 铁芯底脚垫木固定无松动 12) 接地片无发热痕迹,固定良好 13) 铁芯电场屏蔽引外接地良好 14) 铁芯表面清洁,无油垢、杂物	绝缘电阻 MΩ 绝缘电阻 MΩ 绝缘电阻 MΩ 绝缘电阻 MΩ 绝缘电阻 MΩ 绝缘电阻 MΩ		
6	压板及压钉	1) 压板无严重偏心 2) 钢压板与压钉绝缘良好,与夹件用接地片连接良好 3) 压钉与金属座压紧无悬浮 4) 压钉防松螺母锁紧			
7	无励磁分接开关	1) 开关绝缘筒或护板完好无损,无烧痕 2) 动、静触头无发热、烧痕;接触良好,接触电阻不大于 $500\mu\Omega$ (每相,每档) 3) 开关内金属转轴与操作柄的金属拨叉接触良好,无悬浮,必要时加装弹簧片 4) 开关固定牢固 5) 开关位置指示正确(按制造厂说明书进行调整)			
8 有载分接开关	(1) 切换开关	按《有载分接开关运行维护导则》要注: 1) 各触头压力测量 2) 各触头烧损量不得大于 3mm (MR 厂),否则须更换触头 3) 触头动作顺序符合制造厂规定;用直流示波法测量切换时间 $30\sim 50\text{ms}$ 弧触头桥接时间 $3\sim 5\text{ms}$ 三相同期误差不大于 3ms 4) 过渡电阻无断裂损伤,阻值测量,误差不大于 10% 5) 开关油室与变压器本体间无渗漏 6) 检修后油室内注入合格油 7) 各对触头接触电阻小于 $500\mu\Omega$	触头烧损量 mm 切换时间 ms 桥接时间 ms 三同期误差 ms 过渡电阻实测值 Ω		
8 有载分接开关	(2) 转换器和选择开关	1) 动、静触头无烧损、发热痕迹,接触良好 2) 转动部分动作灵活 3) 绝缘支架无损伤变形、无放电痕迹 4) 与分接引线边接牢固,螺栓紧固并有防松螺母 5) 触头及导电部分与分接引线距离符合规定 6) 固定牢固			
	(3) 快速机构	1) 主弹簧、复位弹簧、爪卡等无变形断裂 2) 固定螺栓紧固 3) 动作部分无严重磨损、擦先、损伤、卡涩			

序号及名称	检查项目	技术要求	处理情况	工作人	检查人
8 有载分接开关	(4) 燥动控制箱	1) 机械转动部分灵活、齿轮盒密封良好、润滑脂足够 2) 电器回路连接正确无松动 3) 各继电器触点无严重锈蚀 4) 位置指示正确 5) 电器顺序开关、限位开关及机械限位动作可靠 6) 箱体密封良好 7) 控制回路绝缘良好			
	(5) 组装后调试	1) 动作圆图符合出厂规定 2) 变压器三相各档直流电阻测量等符合标准			
9	油箱(包括套管升高座)	1) 油箱内部清洁无锈蚀、残屑及油垢,漆膜完整 2) 对强油冷却管路清除杂物,并密封良好、无渗漏 3) 磁(电)屏蔽装置固定牢固,不得有松动或过热现象,接地良好 4) 箱沿平整,无凹凸,箱沿内侧有防止胶垫移位的挡圈 5) 油箱的强度足够,密封良好,如有渗漏应进行补焊,重新喷涂漆 6) 密封胶垫全部予以更换 7) 箱壁或顶部的铁芯定位螺栓退出与铁芯绝缘 8) 油箱外部漆膜喷涂均匀、有光泽、无漆瘤 9) 铁芯夹件外引接地套管完好			
10	储油柜	1) 内外表面无锈蚀及油垢,内壁刷绝缘漆,外壁喷油漆,要求平整有光泽 2) 胶囊或隔膜无老化龟裂,在 0.02 ~ 0.03 MPa 压力下 30min 无渗漏 3) 油位指示器指示正确 4) 储油柜内残留空气已排除,消除假油位 5) 吸湿器、排气管、注油管等应畅通 6) 更换密封垫无渗漏			
11	压放释放阀(安全气道)	1) 内部清洁、无锈蚀、油垢 2) 密封良好,无渗漏 3) 安全气道上部应与储油柜连通 4) 压力释放阀校验合格			
12	吸湿器	1) 内外清洁,更换失效的吸附剂 2) 呼吸管道畅通 3) 密封油位正常			

序号及名称	检查项目	技术要求	处理情况	工作人	检查人
13	净油器	1) 内外清洁刷漆 2) 更换失效的吸附剂 3) 金属滤网必须更换 4) 相关的阀门已检修, 无渗漏 5) 更换胶垫密封良好, 无渗漏			
14	气体继电器	1) 内外清洁无油垢 2) 密封良好无渗漏 3) 流速校验合格, 绝缘良好 4) 防雨罩安装牢固 5) 气体继电器保持水平位置, 联管朝储油柜方向有 1% ~ 1.5% 的升高坡度	流量 :m/s, 绝缘电阻 : MΩ		
15	测温装置	1) 温度计校验合格, 报警触点动作正确 2) 测温插管内清洁、注满油, 测温元件插入后塞座拧紧, 密封无渗漏			
16	阀门、塞子	1) 本体及附件各部阀门、塞子开闭灵活, 指示正确 2) 更换胶垫, 密封良好, 无渗漏			
17	冷却装置	1) 内部用油冲洗干净 2) 表面清扫清洗 3) 更换胶垫, 无渗、漏油 4) 压力试漏合格 5) 油漆	试漏压力 Mpa, h 无渗漏		
18	油泵	按油泵检修工艺卡			
19	风扇	按风扇电机检修工艺卡			
20	套管	1) 瓷套外表清洁, 无裂纹、破损及放电痕迹 2) 更换放油孔等可调换的胶垫, 密封良好, 无渗漏 3) 电容式套管及充油套管油位正常, 必要时补充加油或更换新油 5) $\mu_{g\delta}$ 超标或有严重缺陷时须解体干处理 5) 套管及油试验合格	是否解体、干燥附施工记录及试验报告		
21	器身干燥	1) 器身绝缘下降受潮需干燥处理 2) 干燥、施工记录完整			
22	油处理	1) 滤油或换油 2) 检修后注入的油, 其油种、油质简化、耐压、微水及色谱分析等应符合 2536 - 81《变压器油》的要求	附油试验报告		
23	大修交接试验	1) 按部颁《电气设备预防性试验规程》进行 2) 试验结果记录附于本总结报告	附大修交接试验报告		

附录 B

绝缘距离参考表

B1 空气中套管绝缘距离参考值(表 B1)

表 B1

mm

电压等级 kV	套管之间 距离正常/最小	套管对地 距离正常/最小	电压等 级 kV	套管之间 距离正常/最小	套管对 地距离正常/最小
6	150/80	150/80	66	600/570	650/590
10	200/110	200/110	110	1000/840	1050/880
20	/150	/150	154	1380	1430
35	400/300	400/315	220	2000/1700	2100/1750

B2 器身装配绝缘距离(纯油距表 B2)

表 B2

mm

电压等级 kV	< 6	10	15	20	35	40	66	110		154(端 部出线)	220(中部出线 有 4mm 围屏)
								半绝缘	全绝缘		
线圈表面到油箱	10	15	20	30	55	60	100	135	150	190	185****
套管尾部裸带电体 到油箱平壁	12	20	30	35	50	60					
套管均压球	到油箱平壁						80	130	150	270	370(300)***
	到油箱法 兰口及夹 件绝缘	有护板					90	140	170	360	540
		无护板					120	180	220	460	700
	到油箱有 3in 护管								360	540	
分接开关裸 电极	到油箱平壁	25 (20)*	25 (20)*	35 (20)*	45 (20)*	70 (40)*	80 (40)*	120 (70)*	140 (80)*	230 (130)*	(200)* (145)* (165)**
	到油箱及夹件尖角	25	25	35	45	70	80	180 (120)**			

* 括弧内的数值适用于圆柱型开关,且为开关纸筒外表到油箱平面的最小绝缘距离;

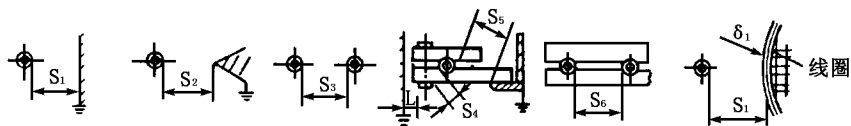
** 括弧内的数值适用于 220kV 级自耦变压器或高压多线圈结构的变压器;

*** 括弧内的数值适用于有隔筒或板的结构;

**** 对 9000kVA 以上变压器,考虑漏磁影响距离应大于或等于 220mm。

B3 油中圆形引线的绝缘厚度及距离(表 B3)

表 B3



电压等级 kV	工频试验电压 kV	引线最小直径 φd mm	引线每边绝缘厚度 δ mm	S ₁ mm	S ₂ mm	S ₃ mm	S ₄ mm				S ₅ mm	S ₆ mm	S ₇ mm								
							木件爬距		纸件爬距				木件爬距	纸板爬距	木件爬距	纸板爬距	引线到线圈	围屏厚度 δ ₁			
							L = 25	L = S ₂ + 10	L = 25	L = S ₂ + 10									δ 为其他值时的 S ₁		
0.5	5	φ 2.44	0	10	10	10	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	0	δ 为其他值时的 S ₁		
6	25		0	12	12	12	25	25	25	25	30	25	25	25	25	12	12	10		0	
			2	10	10	10	20	20	20	20	20	20	20	20	20	10	10	0			
			3	10	10	0	20	20	20	20	20	20	0	0	0	10	10				0
10	35		0	20	20	20	30	25	5	25	50	35	50	30	23	23	15	15		0	
			2	10	10	10	25	25	5	25	30	20	20	20	15	15	15	15			0
			3	10	10	0	25	25	5	25	20	20	0	0	15	15	15	15			
15	45		0	30	30	20	50	25	35	25	65	45	50	30	30	30	20	20		0	
			2	15	15	10	35	25	25	25	40	30	20	20	20	20	20	20			0
			3.4	15	15	10.0	25	25	25	25	30	30	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0			
20	55		0	35	40	35	70	25	45	25	90	60	80	50	40	40	20	20		0	
			2	20	20	15	40	25	30	25	60	40	50	30	20	20	20	20			0
		3.4	20	20	15.0	30	25	25	25	50	30	30.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	0			
35	85	φ4.1	0	50	55	50	120	25	70	25	140	80	140	80	60	60	35		35	0	
			3	30	35	25	60	25	40	25	90	60	70	40	35	35	35	35	0		
			6.10	20	25	20.0	50	25	30	25	75	50	45.0	30.0	25.0	25.0	25.0	25.0			0
(40)	(95)		0	60	65	50	140	30	80	30	160	90	140	80	70	70	35	35	0		
			3	35	40	25	70	30	45	30	100	65	80	40	35	35	35	35		0	
			6.10	25	30	20.0	60	30	35	30	85	55	45.0	30.0	25.0	25.0	25.0	25.0			0
66	140		φ8	6	60	90	45	1) 66kV 级引线及线圈铁窗部分不许用不接地的金属螺栓(2) 220kV 级高 1 - 低 - 高 2 上下连线对本相线端及地、220kV 自耦上下 110kV 连线对地按 240kV 取绝缘距离；(3) 220kV 级高 - 低结构以及 220/110kV 级自耦高压上下连线对线端绝缘距离按 340kV 确定；(4) 当 d ≥ 30 允许 220kV 采用 δ = 10；当距箱壁纯间隙 ≤ 110 允许用 δ = 3，S ₇ = 220				230	150	120	75	60	60	4.5	δ = 0, S ₇ = 140 δ = 3, S ₇ = 70		
				10	45	75	35	230	150	120	90	60	50	50	9	δ = 3, S ₇ = 110 δ = 6, S ₇ = 90 δ = 3, S ₇ = 125 δ = 6, S ₇ = 105					
				20	55	100	40	250	165	105	70	65	350	240	180	120	90	90	90	9	δ = 3, S ₇ = 125 δ = 6, S ₇ = 105
110	230			φ10	10	85	150	70	300	200	120	80	80	80	80	80	80	80	9	δ = 3, S ₇ = 125 δ = 6, S ₇ = 105	
					20	70	125	50	300	200	120	80	80	80	80	80	80	80	9	δ = 3, S ₇ = 125 δ = 6, S ₇ = 105	
					20	70	130	50	310	210	120	80	80	80	80	80	80	80	80	9	δ = 3, S ₇ = 125 δ = 6, S ₇ = 105
154	320	φ12		10	130	260	110	630	420	270	180	140	140	140	140	140	140	9	δ = 3, S ₇ = 220 δ = 6, S ₇ = 180		
				20	105	210	85	520	350	210	140	120	120	120	120	120	120	120	9	δ = 3, S ₇ = 220 δ = 6, S ₇ = 180	
				20	105	210	85	520	350	210	140	120	120	120	120	120	120	120	9	δ = 3, S ₇ = 220 δ = 6, S ₇ = 180	
220	200	φ12		10	70	125	60	300	200	150	100	80	80	80	80	80	80	80	9	δ = 3, S ₇ = 220	
				10	90	160	70	380	260	180	120	100	100	100	100	100	100	100	9	δ = 3, S ₇ = 220	
				10	150	270	120	650	430	300	200	150	150	150	150	150	150	150	150	9	δ = 3, S ₇ = 220
			20	110	220	95	540	360	230	155	130	130	130	130	130	130	130	130	9	δ = 3, S ₇ = 220	
			10	190	370	160	540	360	230	155	130	130	130	130	130	130	130	130	9	δ = 3, S ₇ = 220	

注(1)实际绝缘距离不为纯油距,可按下式折算为纯油距 S' 、 S 应不小于表中 S_1 、 S_2 、 S_3 、 S_7 的数值 $S' = 0.4 \times$ 沿木件爬距 $+ 0.6 \times$ 沿纸板爬距 $+ 纯油距$ 或 $0.6 \times$ 沿纸板爬距 $+ 纯油距$;

(2)尖角表面有护板($\delta \geq 3$),引线到尖角最小纯油距 S_2' 、 $S_2'' = \frac{1}{1.5} S_2$;

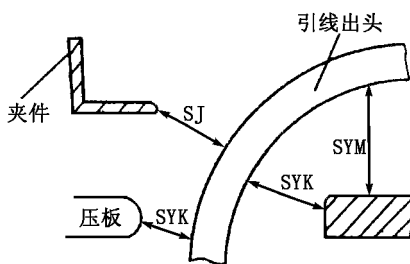
(3)引线到尖角间有隔板(隔板在距尖角 $1/3 \sim 1/2$ 距离处),引线至尖角最小纯油距 S_2'' 、 $S_2''' = 0.75 S_2$;

(4)引线至小圆角(圆角 $R = 15 \sim 40$,如引线至扩管)的最小纯油距为 S_2'' 、 $S_2''' = 0.75 S_7$ 。

B4 内部线圈引线出头对压板及夹件最小纯油距离(表 B4)

表 4

mm



内部出头电压等级 kV	工频试验电压 kV	引线出头每边绝缘厚度	引线出头对压板开口 SYK		引线出头对压板 SYM	引线出头对夹件 SJ	
			无护板	有护板	无护板	无护板	有护板
10 ~ 20	35 ~ 55	6	5	0	5	5	0
		10	0	0	0	0	0
35(40)	85(95)	8	20	0	20	25(5)*	0
		16	0	0	0	10(0)*	0
66	140	20	30	20	30 (0)*	60 (40)*	45 (25)*
					60 (40)*	100 (70)*	70 (40)*
110	200	20	80	60	80 (60)**	130 (100)**	90 (60)**
	240	20	105	80			

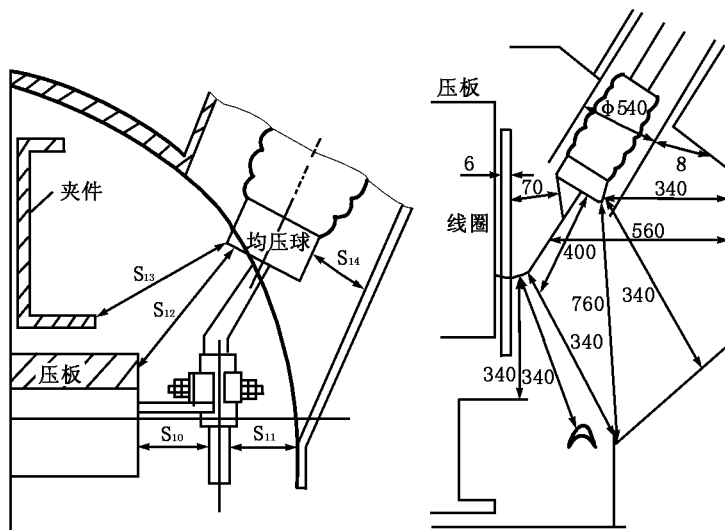
注:不带花的数值为器身绝缘装配和引线装配时需保证的距离。

* 括弧内的数值为器身绝缘装配和引线装配时的参考数值,括弧外数值为器身干燥后装入油箱时必须保证的最小绝缘距离。

** 适用于 100kV 全绝缘引线出头和 220kV 级高压多线圈结构的高压线圈 2 引线出头。

B5 63 ~ 110kV 和 220kV 级线端引线最小绝缘距离(表 B5)

表 B5



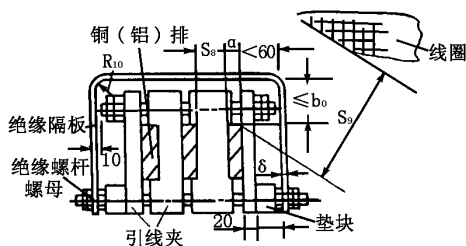
电压等级 kV	工频试验电压 kV	引线每边包绝缘厚 mm	最小绝缘距离 mm			
			S_{10}	S_{11}^*	S_{12}^*	$S_{13/14}$
66	140	10	60	95	140	150/120
110	200	10/20	85/70	130/110	200	220/170
	230	10/20	95/80	150/130	240	260/190
220	400	20	70 + 围屏	560 + 隔板 8	-	/340

注(1) S_{10} - 引线对压板信线圈的距离(包括爬电距在内) S_{11} 、 S_{12} 、 S_{13} - 纯油距; * - 有大于或等于 3mm 厚的护板时,按表值的 75% 确定;

(2) 对 220kV 等级,图中数值为有 8mm 隔板 and 夹件护板时,否则需增大 1/4。

B6 铜(铝)排引线最小绝缘距离(表 B6)

表 B6



电压等级 kV	工频试验电压 kV	铜(铝)排最小厚度 mm	附绝缘厚度 mm	绝缘距离(包括公差)mm			
				S ₈ 排间爬距		S ₉ 排对线圈	
				沿木件	沿纸板	δ	S ₉
0.5	5	3	0	10	10	0	按 S ₇ , 有爬电时应折算
6	25	3	0.2	40, 30	25, 20		
10	35	3	0.2	60, 50	40, 35		
15	45	3	0.2	70, 60	50, 45		
20	55	3	0.2	100, 90	65, 60		
35	85	3	2	140	80		
40	95	3	2	160	90		
66	140	6	2			0	170
						3	130
110	200	8	2			3	180
	230						210

附录 C

引线允许电流参考表

C1 套管内铜导杆(表 C1)

表 C1

电流 A	铜导杆	螺距	电流 A	铜导杆	螺距
300 及以下	M12		1400	M33	M2
475	M16		1400	φ26/36 铜管	M2
600	M20		2000	φ30/40 铜管	M2
900	M24		3000	M48	M2
1200	M30				

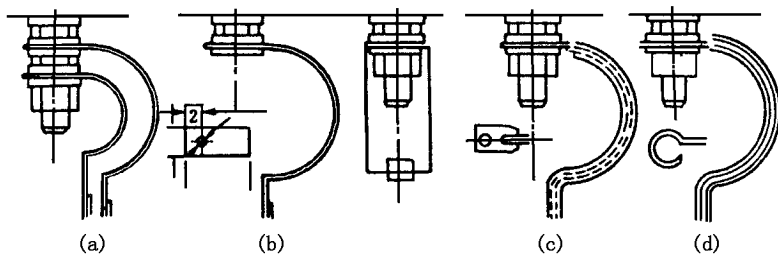
C2 圆铜引线(表 C2)

表 C2

裸导线直径 mm			2.44	3.05	4.8	5.5	6.5	8	10	12
有效截面 mm ²			4.68	7.3	18.1	23.8	33.2	50.3	78.5	113.1
允许电流 A			22.5	35	87	115	160	241	377	522
用纸管 作外绝缘	纸板管内径 mm			6	6	8	8	10	12	14
	管壁每 边厚	2mm	允许 电流 A	35	87	104	167	217	295	380
		4mm		35	87	104	149	194	261	333
每边包纸厚 2mm		允许电流 A		35	87	104				
纸管中套 纸包圆线	每边纸厚 2mm	纸管尺寸 mm		φ10/14	φ12/16					
		允许电流 A		35	87					

C3 引线片(表 C3)

表 C3



电流 A	引 线 片		紫 铜 线			电流密度 A/mm ²
	厚 mm	宽 b mm	片	φdmm	长 L mm	
≤72.2	0.4	30	2	14	170	3.01
108.3	0.4	30	3	14	170	3.01
144.3	0.4	30	4	14	200	3.01
195	0.4	30	5	14	200	3.25
260	0.4	30	6	14	200	3.62
346	0.4	35	7	18	200	3.53
462	0.4	35	9	18	200	3.67
606	0.4	40	10	22	250	3.79
808	0.4	50	11	25	257	3.67
1083	0.4	60	12	27	300	3.78
1443	0.4	60	16	35	300	3.76

注 (1) 大于 1500A 用两叠铜皮见图 (a) ;
 (2) 小于 1500A 用一叠铜皮见图 (b) ;
 (3) 大于 φ4.1 纸包圆线 ,用接线板见图 (c) ;
 (4) 小于 φ3.05 纸包圆线 ,将引线打圈见图 (d) .

C4 引线用铜(铝)棒(表 C4)

表 C4

裸线直径 mm	截面 mm ²	允许电流 A											
		每边绝缘厚度 mm											
		不包绝缘		3		6		8		10		20	
		铜	铝	铜	铝	铜	铝	铜	铝	铜	铝	铜	铝
2.44	4.68	22.5	12	22.5	12								
30.5	7.31	35	18	35	18								
4.1	13.2	63	32	63	32								
6	28.3	136	68	136	68	136	68	133	68				
8	50.3	241	121	229	121	202	121	191	121	182	121		
10	78.5	386	188	309	188	271	188	255	188	243	188	209	162
12	113.1	512	272	397	272	345	267	323	250	307	238	262	203
14	153.9	645	369	491	369	439	340	396	307	376	291	318	246
16	201.1	741	483	559	460	478	393	447	367	322	347	355	292
20	314.1	1070	755	765	629	650	535	602	495	569	468	472	388
24	452.4	1259	1055	940	766	795	648	735	599	690	562	570	465
30	706.9	1810	1475	1295	1055	1090	888	1045	852	933	760	765	62

注 绝缘支架遮盖引线表面在 10% 以上时电流减少 5% ~ 15%。

C5 纸包多股铜线(表 C5)

表 C5

铜导线直径 mm	有效截面 mm ²	每边包纸厚 mm								
		3	6	8	10	15	20	25	30	50
		允许电流 A								
5.8	16	77	77	77						
7.7	25	120	111	104						
10.2	50	198	171	160	152	139	130			
12.6	70	254	221	203	193	174	163			
14.3	95	311	265	251	233	210	196	186		
16	120	362	309	287	271	244	227	216		
18.1	150	427	363	336	315	284	262	249		
20	185	495	416	385	363	324	301	284	275	
23	240	598	502	464	434	388	356	336	320	
26.2	300	706	589	543	509	442	416	390	372	327
29.8	400	865	714	658	614	546	498	468	445	389

C6 裸铜排(表 C6)

表 C6

铜排尺寸 (厚×宽) mm	截面 mm ²	铜排附加 损耗%	在箱内装置方向		排尺寸 (厚×宽) mm	截面 mm ²	铜排附加 损耗%	在箱内装置方向	
			垂直	水平				垂直	水平
			允许电流 A					允许电流 A	
3×30			425	425	7×60			2010	1660
3×40			566	566	8×60			2300	1790
4×40		1.6	766	766	7×80	559.1	6.3	2680	2170
5×40	199.1	2	956	956	8×80	639.1	7.2	3070	2330
4×60	249.1		1150	1150	8×100	799.1	8	3840	2880
5×60	299.1	3.6	1435	1390	10×100	999.1	10	4600	3230
6×60	359.1	4.5	1720	1530	12.5×100	1249.1	12.5	5130	3590

附录 D

变压器常用油漆性能

表 D

漆号	名称	特 性 及 用 途	稀释剂
F35—1 F35—2 (1611、202)	酚醛硅钢片漆 (快干漆)	用于硅钢片间绝缘。A 级,坚硬耐 500℃下短时烘干。F35—2(即 1611)在 120~130℃,202 在 202~210℃烘干	松节油、200 号汽油
C30—11 (1030、1130、1054)	醇酸绝缘烘漆	用于线圈浸渍。B 级,耐油性,耐电弧及绝缘性能较好,在 115~125℃下烘干	甲苯、二甲苯标准粘度:涂 # 4 杯(25℃、30~60s)
C31—1 (1231)	醇酸绝缘漆	用于零件的表面涂漆。耐压、耐水、耐油、耐电弧性较好,在 105℃下烘 20h	二甲苯 200 号汽油
C04—2	醇酸磁漆(各色)	用于金属、木材外表涂漆。机械强度,耐候性较好,有光泽,耐水性差,可室温晾干,若在 60~70℃下烘干,则可提高耐水性	X—6 醇酸稀释剂或二甲苯标准粘度:涂 # 4 杯(60~90s)
A01—2	氨基清漆	用于已涂有色漆表面的罩光漆,光亮坚硬、耐水、耐油、耐磨擦和附着力好,在 120℃下烘 2h	丁醇与二甲苯混合剂标准粘度:涂 # 4 杯(20~50s)
C06—1	铁红醇酸底漆	用于金属表面涂底。附着力和防锈力好,与硝基、醇酸等多种面漆结合较好,在室温下干燥	二甲苯或甲苯 200 号汽油标准粘度:涂 # 4 杯(60~120s)
H06—2	铁红环氧底漆	内壁、夹件用,室温下晾干	甲苯
F98—1(1521) (旧型 185)	酚醛烘干胶液 或酚醛树脂漆	用于绝缘纸板粘合。耐水、耐油、耐酸、绝缘性及粘性好,在 120~150℃下烘干	乙醇

注:本表摘自化工部标准,括号内为机械工业部标准。

附加说明：

本标准由电力工业部安生司、国调中心提出，电力工业部变压器标准化技术委员会归口。

本标准由东北电业管理局、华中电业管理局负责起草。东北电力试验研究院、鞍山电业局、郑州供电局、长春电业局、上海电力局参加起草。

主要起草人：王世阁、余先球、钟洪璧、何佑生、李元晟、李秋林、黄克惠、李清祖、范克文、王厚义。

1995—06—29 发布 1995—11—01 实施

第七篇

电气接地装置的安装、试验、 检修与运行维护

第一章 电气接地装置的安装

第一节 电气接地装置概述

一、接地技术概念

电气设备必须接地的部分与地作良好的连接,称为接地。埋入地中并直接与大地接触的金属导体称为接地体;电气设备接地部分与接地体连接用的金属导体称为接地线。接地体与接地线总称为接地装置。接地装置供工作接地和保护接地之用。

为保证电气设备在正常情况下能可靠地运行,将电路中的某一点与大地作电气上的连接,如三相变压器中性点接地,三相发电机中性点接地以及防雷接地等,称为工作接地。

为保证安全,防止人体触及带电外壳触电,将电机、电器的金属外壳及同外壳相连的金属架与大地作电气上的连接,如发电机、电动机、变压器等外壳接地,称为保护接地。

在三相四线制的低压系统中,将电器、电机的外壳和中性点直接接地系统中的中性线(零线)相接,称为接零。

接地体与地接触时,电流便从接地体流入大地,并向四面八方散去。离接地体愈近的地方,电流通过的截面积愈小,反之愈大。愈靠近接地体的地方电阻愈大,电压降也愈大,愈远离接地体的地方电阻愈小,电压降也愈小。因此,在离接地体 20m 以外的地方几乎没有电压降,这就是实际上的零电位点,也就是电气上的“地”。接地回路中任何一点,对这“地”的电位差,称为对地电压。

在保护接地电路上,人体接触设备带电外壳的一点,与人站在地面某点之间的电位差,称为接触电压。一般接触电压限制在 36V 以下。

在距离接地体 20m 的范围内 地面上相距 0.8m 的两点间的电位差 称为跨步电压。一般最大跨步电压限制在 50V 以下。

接地体与土壤接触面的电阻加上土壤电阻的总和 称为散流电阻。所谓接地装置的接地电阻 应包括散流电阻、接地体电阻和接地导线电阻等三部分。

二、接地装置的组成

1. 接地装置的分类

接地装置由接地体和接地线组成 而接地线又分接地干线和接地支线两种。

接地装置以接地体数量的多少 分为单极接地装置、多极接地装置和接地网络。

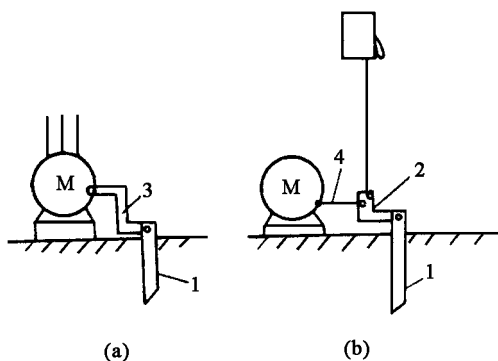


图 7-1-1 单极接地装置

(a)单接地点 (b)多接地点

1—接地体；2—接地干线；3—接地线；4—接地支线

(1)单极接地装置。单极接地装置又称单极接地 由一支接地体构成 适用于接地要求不太高而设备接地点较少的场所。它的构成是：接地线一端与接地体连接 另一端与设备接地点直接连接 如图 7-1-1(a)所示。如果有几个接地点时 可用接地支线把它们连接起来 如图 7-1-1(b)所示。

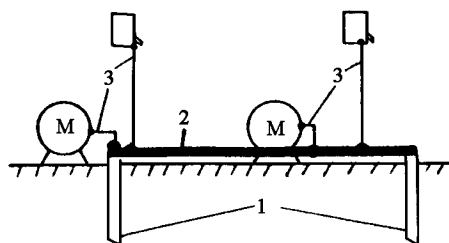


图 7-1-2 多极接地装置

1—接地体；2—接地干线；3—接地支线

(2)多极接地装置。多极接地装置又称多极接地 由两支或两支以上接地体构成 多

接地体之间用扁钢或圆钢连成一体,应用于接地要求比较高而设备接地点数多的场所,如图 7-1-2 所示。

(3) 接地网络。接地网络又称接地网,由多支接地体按一定的排列相互连接形成网络,如图 7-1-3 所示。接地网应用于发电厂、变电所等场所。

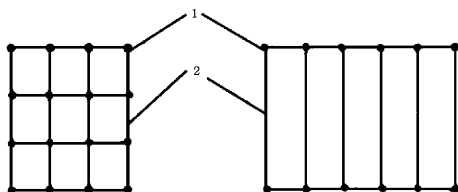


图 7-1-3 接地网组成

1—接地体;2—接地线

2. 接地装置技术要求

在接地装置安装结束以后,应测量其接地电阻,测量结果应符合规程所规定的要求,见表 7-1-1。

表 7-1-1 电力设备接地装置的接地电阻容许值

接地装置种类		工频接地电阻容许值		备注
1000V 以上的高压设备	大接地短路电流系统 ($I \geq 500A$)	一般情况	$R = \frac{2000}{I}$	高土壤电阻系数地区接地电阻允许提高,但不应超过 5Ω
		$I > 4000A$ 时	取 $R < 0.5\Omega$	
	小接地短路电流系统 ($I < 500A$)	高低压设备共用的接地装置	$R \leq \frac{120}{I}$ 一般不应大于 10Ω	高土壤电阻系数地区 R 允许提高,但不应超过:发、变电 15Ω ;其余 30Ω
		高压设备单独使用的接地装置	$R \leq \frac{250}{I}$ 一般不应大于 10Ω	
1000V 以下的低压设备	中性点直接接地系统	发电机、变压器的工作接地	$R \leq 4\Omega$	高土壤电阻系数地区 R 可以提高,但不应超过 30Ω
		零线上的重复接地	$R \leq 10$	
	中性点不接地系统	一般情况	$R \leq 4$	
		发电机、变压器容量小于 $100KVA$ 时	$R \leq 10\Omega$	
利用大地作导线的电力设备	永久性工作接地	$R \leq 50/I\Omega$	低压电网禁止使用大地作导线	
	暂时性工作接地	$R \leq 100/I\Omega$		
	保护接地 避雷针	$R \leq 4\Omega$ $R < 10\Omega$		

三、保护接地的应用

为了工作人员的人身安全,避免触电事故,下列各设备和器具的金属外壳和金属体,要进行保护接地。

(1)生产上使用的各种电气设备或工具。如发电机、电动机、变压器、电焊机、变阻器、电烘箱、电钻、电风镐、电动磨石机、电压互感器、电流互感器、开关起动器、开关柜、控制箱等。

(2)公共场所或导电地面使用的电动工具或日用移动电具。如电扇、电冰箱、电熨斗、电烙铁和各种电动理发工具。

(3)装有带电设备的金属建筑结构或生产设备,或者邻近带电设备。如邻近带电设备的金属屏罩、遮栏或网栏;装有带电设备的机床床身、吊车和行车轨道、电梯竖井,以及电动车辆轨道等。

(4)输电线路的金属护层或金属支持物。如电缆的铝包或铅包层,管线线路的钢管和架空线路的铁塔。

第二节 接地装置的安装

一、材料和工具准备

接地装置所用材料可采用钢管、角钢、圆钢和扁钢。其中以钢管作接地体、以扁钢作为接地带较为经济和有效。设计也多采用这种主式。接地装置的导体截面,应符合热稳定与均压的要求,且不应小于表 7-1-2 所列数值。

7-1-2 钢接地体和接地线的最小规格

种类规格及单位		地 上		地 下
		屋 内	屋 外	
圆 钢 直 径(毫米)		5	6	8
扁 钢	截面(平方毫米)	24	48	48
	厚度(毫米)	3	4	4
角 钢 厚 度(毫米)		2	2.5	2.5
钢管管壁厚度(毫米)	作为接地体	2.5	2.5	3.5
	作为接地线	1.6	2.5	1.6

按照设计提出的数量和规格,领取作接地体的钢管,钢管直径一般为 38~50 毫米,壁厚不应小于 3.5 毫米。先行制作接地体(接地极),一般将钢管如图 7-1-4 截成 2.5 米长端部呈斜面或锥形。下料方式可用锯床或手工下料,斜口也可用气焊切割。锥形端

头如图先割成四支尖齿，敲拢后电焊焊成整体锥形。

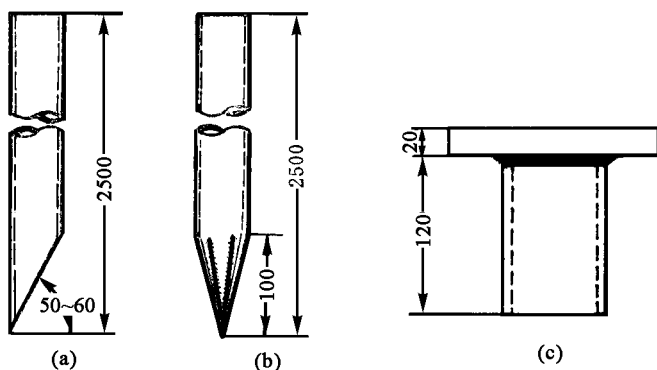


图 7-1-4 接地体及护管帽

(a) 斜口接地体 (b) 锥形接地体 (c) 护管帽

用大锤打管形接地体时易于将管口打劈裂，以后便不好打了，因此可作护管帽套于管口〔见图 7-1-4(c)〕，护管帽的内径应比接地体钢管大一厘米左右，以免接地体变形后护管帽不易取下。也可干脆在管端焊一块铁板。

室外接地线一般用 25 × 4 扁钢，也有用圆钢的，可按预算备料。在土壤腐蚀性较强的场所，应采用热镀锌或加大截面，接地体亦如此。

为了提高效率和降低劳动强度，也可自行制作打管机，其构造如图 7-1-5 所示。

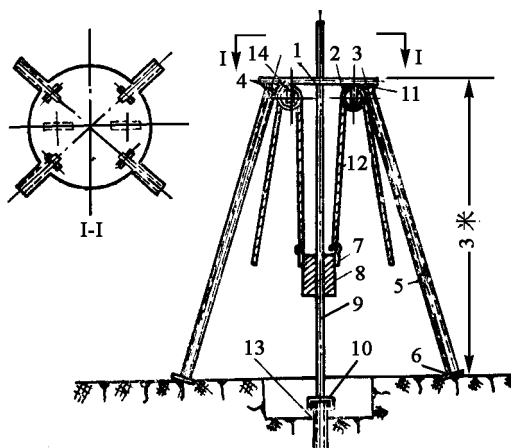


图 7-1-5 简易打管机

1—铁顶板；2—滑轮；3—滑轮夹板；4—支持环；5—黑铁管支架；6—铁板；
7—铁吊环；8—铁锤；9—滑杆；10—铁盖；11—轴；12—棕绳；13—接地体；14—轴

另外,尚需在安装地点准备好交流电焊机、电焊钳用软线,并接通电源。

二、接地装置安装

(一)室外接地装置安装

1. 挖沟

大地表层易于冰冻,冻土使接地电阻增大,而且大地表层常被挖动,可能损坏接地装置,因此规定接地装置埋于地下深度不小于 600 毫米。

施工时,按设计图放出接地网路线和接地体位置的石灰线,照此挖 0.7~0.8 米深、0.5 米宽的沟。接地体处要稍大一些。沟底如有石块、碎砖、垃圾等应清除掉。沟的中心线与建筑物的距离一般不大于 1.5 米。房屋周围接地线挖沟应与土建施工相配合,尽量利用土建基础开挖,并在回填土前将接地装置敷设好,以节省工作量。开沟常常是人工开挖,如能利用开沟机械施工,更可提高工效、节约工时。

2. 打接地体

接地沟开挖好以后,应及时打接地体和敷设接地扁钢,相隔时间过长会有土方倒塌,造成重复工作量。

人工打接地体时,先由一人扶住钢管,套上钢管帽,另一人抡大锤打,接地体要扶正,打入一段以后已能自行站立,便可不用人扶了。大锤的锤把要结实无劈裂,楔得牢固。抡锤人要站稳,站在高架上打锤更应注意,防止打空锤后摔倒。

采用打管机打接地体时,先将打管机搬至现场架设好,用大锤把接地体打入地中少许,然后将套有铁锤的滑杆升起,套插在接地体上,以两人拦绳,使锤沿滑杆升起,然后两人同松绳子,铁锤自然下落的冲力将管子打入地中。开始管子不稳要有人扶持,此时锤不要提得太高。当然也可采用卷扬机带动重锤,但装设及移动较麻烦又费力。

接地体打至管端距地面 500 毫米时即可停止。接地体之间的距离,应不小于接地体长度的两倍,目的是为了减少相邻接地体的屏蔽作用。接地体也可用 $40 \times 4 \sim 50 \times 5$ 角钢制作。

在土质坚硬的施工现场,人力打接地体非常繁重艰苦,甚至难以进行,上述打管机也起不了多大作用。现已有单位利用小型汽油机改制成钻孔机,只花几分钟便可钻出 $\phi 50$ 毫米以下孔洞来,再打入接地体,适当灌水使接地体与土壤密切接触。由于钻机小巧轻便(重约 20 公斤),又无需电源,适宜于解决土质坚硬时的接地施工问题。

3. 接地带敷设

接地体打好后,就可沿沟敷设接地带,要求立放接地带,因其散流电阻较小。扁钢与接地体连接要用焊接,可先在管子头部焊上一个 Ω 卡子,见图 7-1-6。然后将扁钢与卡子两端焊起来,或者直接将扁钢弯成弧形与接地体焊接,扁钢与钢管连接位置在距离接地体顶端约 100 毫米处。引出线应焊接好,并露出地面 0.5 米以上,同时为防腐蚀要将引线油漆,其他地下部分不需油漆,但镀锌扁钢焊接部分要油漆。

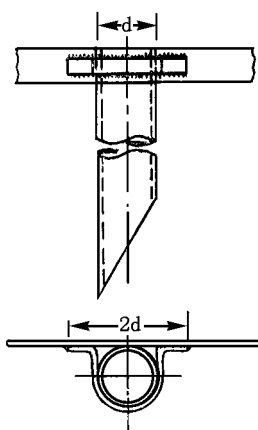


图 7-1-6 接地体焊接卡子

接地带的连接采用搭接焊,其焊接长度必须为扁钢宽度的二位。至少三个棱边焊接。圆钢作为接地带时搭接长度为直径的六倍。见图 7-1-7 所示。

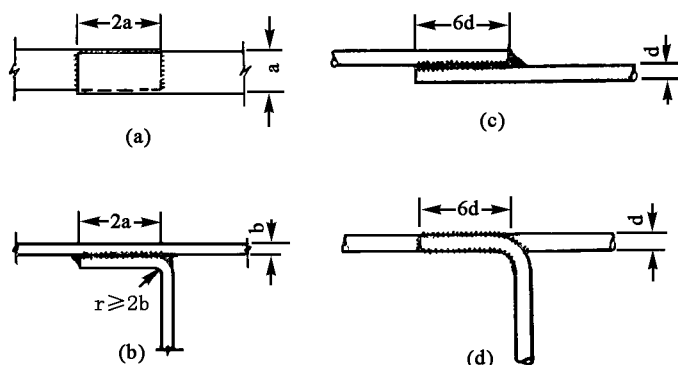


图 7-1-7 接地带的搭接焊

(a)扁钢直线搭接 (b)扁钢垂直分支 (c)圆钢直线搭接 (d)圆钢垂直分支

为了防止接地线遭受机械损伤,在接地线与公路、铁道交叉处及其他可能使接地线遭受机械损伤之处,均应用钢管或角钢等加以保护。经过检查质量符合要求时便可回填土。回填时应用泥土,填土要夯实。石块、建筑材料和垃圾等会增加接地电阻,因此不能放入。

为了分段检测接地电阻,常设置接地检查井,井内接地线接头用螺栓连接,连接部分应镀锡。

4. 发电厂室外接地网的要求

发电厂的室外接地网其总接地电阻应小于 0.5 欧姆。接地网可以与埋于地下的自然接地体相连,如金属水管管路等,但要求至少在不同的两点与接地网相连接。

接地网边缘经常有人出入的走道处,应铺设砾石、沥青路面或在地下装设两条与接地网相连的“帽檐式”均压带。

独立避雷针宜设独立的接地装置即集中接地,一般就是在避雷针附近敷设 3~5 根垂直接地体,在土壤电阻率不大于 100 欧·米的地区,其接地电阻不宜超过 10 欧姆。接地线与总接地网之地中距离不能小于 3 米。当有困难时,避雷针的接地装置可与接地网连接,但避雷针与总接地网的地下连接点至 35 千伏及以下设备与主接地网的地下连接点,沿接地线的长度不得小于 15 米。避雷针及其接地装置与道路或出入口等的距离不宜小于 3 米,否则应采取均压措施或铺设砾石或沥青地面。

装在架构上的避雷针应与接地网相连,并应在附近装设集中接地装置,但避雷针与主接地网的地下连接点至变压器接地线与主接地网的地下连接点,沿接地线的长度不得小于 15 米,以防雷击避雷针时,反击击穿变压器的低压侧绝缘。

避雷针的接地引下线一般要求在距地面 1.8 米设置断接卡,以便于测量接地电阻。

当利用钢筋混凝土构筑物内钢筋作为引下线时,应在顶部和底部焊接引出,而且钢筋应是焊接连接的。预应力钢筋不宜用作接地线。

(二)室内接地线的敷设

室内接地线的敷设,一部分为明敷,一部分是暗敷。明敷的常是纵横敷设于墙上,部分敷设在母本构架和电缆支架上。暗敷的常常是埋设于混凝土地坪里或建筑物中。

接地干线没墙明敷时应分段固定,固定的方法是地墙上埋设支持件,支持件一般用扁钢制作,式样如图 7-1-8。敷设高度应距地面 250~350 毫米,支持件水平距离 1~1.5 米,垂直部分 1.5~2 米,转弯部分 0.5 米。

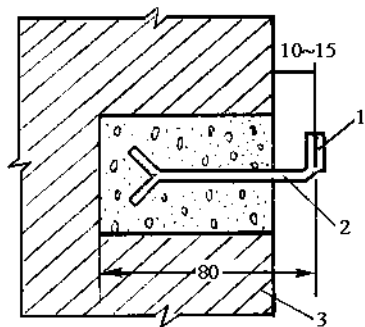


图 7-1-8 接地线支持件

1—接地线;2—支持件;3—墙

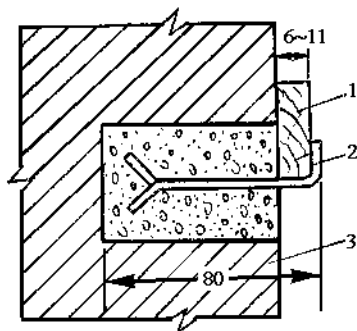


图 7-1-9 支持件埋设

1—方木样板;2—支持件;3—墙

埋设支持件时,首先要在墙上用粉线袋弹出水平或垂直的线,再定出洞的位置,然后打洞,洞口长宽均为 40 毫米。埋设时应按线预埋,保证上下高低一致,并用一方木作成样板放于支持体和墙壁之间,如图 7-1-9 所示,然后用水泥砂浆填塞紧,再取出木方,这样便可保证接地线与墙壁保持 10~15 毫米的间隙。

作接地干线的扁钢在敷设前要经过平直、矫正,敷设时不得有明显的起伏与弯曲,但

允许与建筑物倾斜结构平行。扁钢一般是用焊接固定。如用螺栓固定则需事先钻孔比较麻烦。

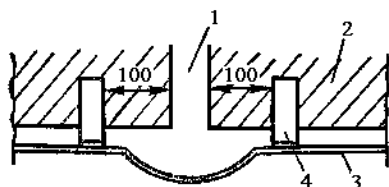


图 7-1-10 接地线通过伸缩缝

1—伸缩缝；2—建筑物；3—接地线；4—支持件

当接地线穿过墙壁或楼板时，应预留孔洞或穿钢管保护。当经过建筑物伸缩缝时要作成弧形，并在伸缩缝两侧支持固定，作法如图 7-1-10 所示。为了保持明敷接地线连接质量和美观，接地线连接必须符合要求，各种连接方式见图 7-1-11。

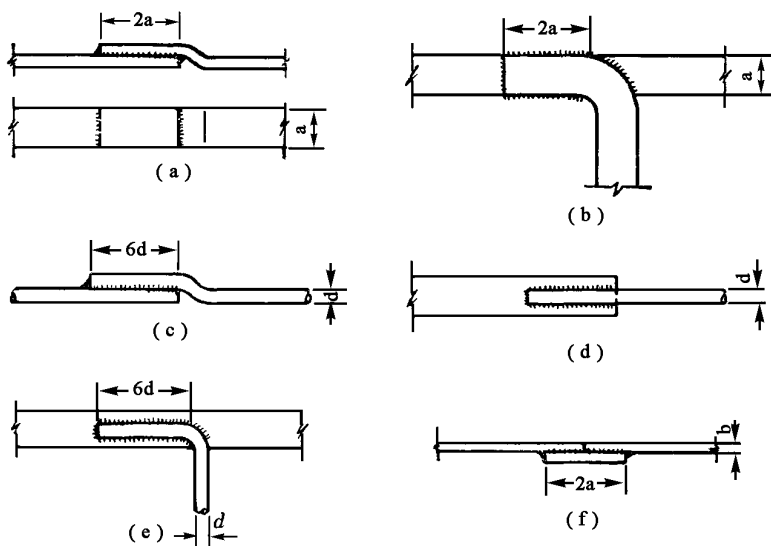


图 7-1-11 接地线连接方式

(a)扁钢直线连接 (b)扁钢垂直分支 (c)圆钢直线连接；

(d)圆钢与扁钢直线连接 (e)圆钢与扁钢垂直分支 (f)扁钢直线联接板连接

发电厂电缆沟是四通八达全厂纵横的，许多电气设备是通过电缆连接的，因此电气设备接地往往通过电缆沟比较方便。通常做法是用扁钢与电缆支架逐个焊接起来，并在多外与总接地网相连接，便成为电厂内重要的接地干线。

不论如何做法，室内干线都应与总接地网至少在不同的两点相连接。从接地干线到电气设备去的接地支线，一般都埋在地坪内只两端引出，如锅炉钢架至少应有两点接地，

常在地坪尚未做好前就敷设好。发电机接地线也常常是埋置于基础内。

三、电气设备的接地

接地装置敷设的目的是为了将电气设备的外壳和需要接地点(如变压器中性点)通过接地线连接到接地网上去。因此,虽然接地网符合要求,还得把设备接地线接好,才能达到保护接地和工作接地的目的,才能保护设备和人身的安全。发电厂里电气设备很多,因之设备接地是一项繁琐的工作,容易被忽视,应特别注意检查。

(一) 电气设备接地方法

电气设备的接地通常用直接焊接和用螺栓连接两种方法。一般不需要移动的设备构架、底盘等常采用焊接,焊接的牢固可靠质量好。但当检修时需要拆卸、移动的设备,如变压器、电动机等,就采用螺栓连接。

直接通过接地扁钢接地的,需将连接端打孔后加工搪锡,防止接触面锈蚀,连接时螺栓应带弹簧垫圈。如是圆钢接地线,则需将圆钢端头弯成合适的圆圈,再将圆圈加热打扁并加工后搪锡,使接触良好,圆圈内孔以稍大于接地螺丝直径为宜,圆圈应顺时针弯成。还有用多股铜线作接地线的,主要是用于从接地支线引至设备的一段,而且是扁钢或圆钢接地线不便于直接引接的地方,两端弯圈后用螺栓连接。

接地线的规格在采用钢材时应符合表 7-1-2 要求。低压电气设备地面上外露的接地线截面应符合表 7-1-3 规定。

表 7-1-3 低压电气设备的铜或铝接地线的最小截面(毫米²)

名 称	铜	铝
明敷的裸导体	4	6
绝缘导体	1.5	2.5
电缆的接地芯或与相线包在同一保护外壳内的多芯导线的接地芯	1	1.5

在比较特殊的场合,如小容量的低压电气设备单独装设于某个场所,又远离接地干线,也可应用电缆的接地芯作接地线使用。

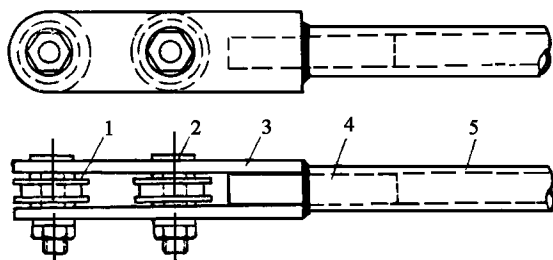


图 7-1-12 扁铁立弯器

1—滑轮;2—轴;3—夹板;4—圆钢;5—管柄

明敷设的接地线应横平竖直,整齐美观。扁钢接地线应平贴于墙面上。扁钢立弯的最小弯曲半径应不小于宽度的二分之一。自制立弯器如图 7-1-12 所示,使用时将扁钢夹紧于台虎钳上,扁钢穿入立弯器两个滑轮之间,再扳动手柄即可弯出弯头,弯曲处如有扭曲现象,可用榔头轻轻敲打修整。

各个电气设备的接地线应单独接至接地支、干线,不许把几台设备串接后再接到接地支、干线上,如那样做,当拆去一台设备时,易造成其他串接设备地线中断,见图 7-1-13 所示。

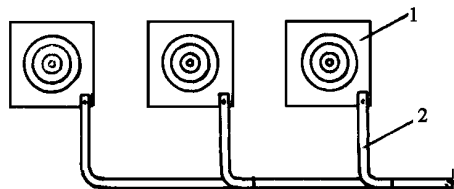


图 7-1-13 设备接地示意图

1—电流互感器;2—接地扁钢

电气设备接地可以利用预埋电缆钢保护管做接地线的一部分,电缆保护管一端经连接导体与设备外壳相接,另一端引至电缆沟道经连接导体与接地干线焊接,电缆管两端引出均需采用焊接。不过金属蛇皮管不可用作接地线。

电气设备一般均有标出△符号的接地点,设备接地线就应该于此处引接。

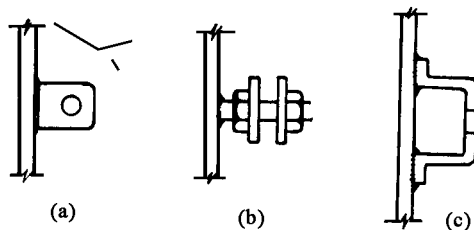


图 7-1-14 接地桩头形式

(a)单极桩头 (b)螺丝桩头 (c)Ⅱ型桩头

在运行和检修中需要临时挂设接地线的地方,如开关室、配电间、发电机引出线室、母线分段处等,应装高接地桩头。接地桩头要焊接于明显的地点,桩头接地应良好,连接孔处应搪锡防锈,桩头的形式可根据具体情况选定。

(二) 电气设备接地的有关要求

在所有电气装置中,由于绝缘损坏而可能带电的电气装置,其金属部分均应有保护接地,应接地部分如下:

(1) 电机、变压器、开关、照明设备及其他电器的金属底座和外壳;

- (2) 电气设备的传动装置；
- (3) 屋内外配电装置的金属或钢筋混凝土构架以及带电部分的金属遮栏；
- (4) 配电屏、控制箱和保护屏的框架；
- (5) 互感器的二次线圈(除继电保护另有规定者除外)；
- (6) 交、直流电缆的接线盒、终端盒和电缆支架、穿线的钢管、电缆的金属护层等。

有些电气设备规定可以不接地,如行车滑线支架、蓄电池室内金属支架等。

直接接地或经过消弧线圈接地的主变压器、旋转电机的中性点与接地体或接地干线连接,应该采用单独的接地线。因为这种工作接地十分重要,发生故障时通过电流也大。

重要设备如发电机的接地线应在外壳不同的两处接地,以保证接地可靠。

在电缆通过零序电流互感器时,电缆头的接地线应通过零序电流互感器接地,由电缆头至穿过零序电流互感器的一段电缆金属外皮和接地线应与地绝缘,以免继电保护误动作。如图 7-1-15 所示。

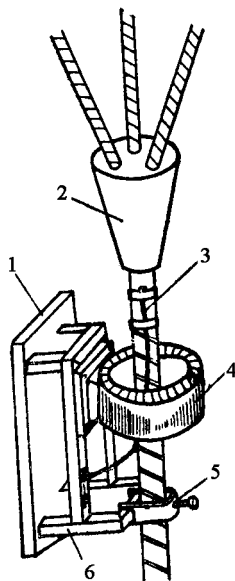


图 7-1-15 带零序电流互感器的电缆接地方法

- 1—预埋铁板；2—电缆头；3—电缆接地线；
- 4—零序电流互感器；5—U 型夹头；6—角钢支架

发电厂烟囱附近的引风机及其电动机的外壳应不仅与主接地网中接,还要增加集中接地,这集中接地还应与烟囱的接地分开。

机力通风塔上电动机的电源线、装有避雷针和避雷线的架构上的照明灯电源线,均必须采用带金属外皮的电缆直接埋入地下或导线穿入金属管埋入地下,埋地长度在 10 米以上,才能允许与 35 千伏及以下配电装置的接地网及低压配电装置相连接。只有这样才能将雷击时高电位衰减至安全的程度,不致造成反击事故。

易燃油、天然气和氢气罐的接地点不应少于两处、接地点间距不应大于 30 米,接地网要敷设成闭合环形,接地电阻不超过 30 欧。油气管道应做重复接地,阀门、法兰、弯头等连接处应有跨接线,其直径不能小于 8 毫米的圆钢。

(三)油漆和标志

明敷的接地线应涂黑漆,埋于地下的不要涂漆。如因建筑物要求须涂其他颜色时,则应在连接处及分支处涂以各宽为 15 毫米两条黑带,间距为 150 毫米。中性点接于接地网的明敷接地导线,应涂以紫色带黑色条纹;在三相四线网路中,如接有单相分支线并用其零件作接地线时,在分支点应涂黑带以便识别。

在接地线引向建筑物内的入口处,一般应标以黑漆记号“≡”。在检修用临时接地点处,应刷白色底漆后标以黑漆记号“≡”。

四、降低接地电阻的措施

建设在高土壤电阻率的地区的发电厂,如果不采取措施,要使接地电阻值符合要求是困难的,往往接地施工也很艰巨,为了降低接地电阻可以采取下列措施:

(1)如果附近 1000 米以内有电阻率较低的土壤,可敷设外引接地体,在引外区做集中接地。但最好不要大于 500 米,否则由于引线本身电阻压降大,降低了引外接地体的利用程度。

(2)如果地下较深处的土壤电阻率较低,可以采用井式或很深的钻式接地体。

(3)敷设水下接地网。

(4)填充电阻率较低的物质如粘土、黑土、砂质粘土、木炭、炭黑、煤渣、炉灰等。

(5)使用化学降阻剂,如食盐、氯化钙、硫酸铜和硫酸铁等处理土壤。

(6)使用长效化学降阻剂,有聚丙烯酰胺,尿醛树脂和木质素三种,降阻效果显著又能长期稳定,其中又以木质素为最好。为了防腐蚀要相应采取加大接地体截面或表面热镀锡以及采用石墨接地电极等措施。

第二章 电气接地装置的试验

第一节 接地电阻测量

一、接地电阻测量基本原理

测量接地网的接地电阻,大多采用三极法。在用三极法测量时,测量用的电流极及电压极应当如何布置,它们之间的距离要遵循什么样的关系,它们之间的关系符合规定的布置和比例,则误差为最小,否则测量的结果误差很大,以致不可相信。

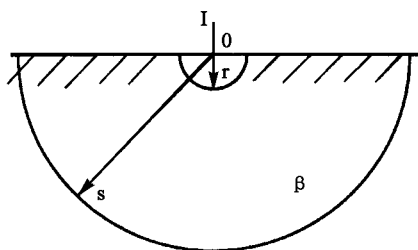


图 7-2-1 半球接地体散流示意图

为了说明这一问题,先假定接地体是一个与地面齐平的半径为 r 的半圆球,四周的土壤电阻率 ρ 是均匀的,电流 I 从球中心注入,向四周无穷远扩散,如图 7-2-1 所示。距球心 s 处的半圆球面上的电流密度为

$$\delta = \frac{I}{2\pi s^2}$$

因

$$E = \delta \cdot \rho \quad \text{又} \quad E = -\frac{dv}{ds}$$

故
$$dv = -E ds = -\delta \cdot \rho ds = \frac{I\rho}{2\pi s^2} \cdot ds$$

r 至 s 间的电位差为

$$V_{r-s} = \int_r^s \frac{I\rho}{2\pi s^2} ds = \frac{I\rho}{2\pi} \left(\frac{1}{r} - \frac{1}{s} \right) = \frac{I\rho}{2\pi r} - \frac{I\rho}{2\pi s} = V_r - V_s \quad (7-2-1)$$

在 r 和 s 处的电位分别为

$$V_r = \frac{I\rho}{2\pi r} \quad (7-2-2)$$

$$V_s = \frac{I\rho}{2\pi s} \quad (7-2-3)$$

由式(7-2-1)可以得到半径为 r 的半圆球面与半径为 s 的半圆球等位面之间的电阻为

$$R_{r-s} = \frac{V_{r-s}}{I} = \frac{\rho}{2\pi} \left(\frac{1}{r} - \frac{1}{s} \right) \quad (7-2-4)$$

当 $s \rightarrow \infty$ 时, 则

$$R_{s \rightarrow \infty} = R_r = \frac{\rho}{2\pi r} \quad (7-2-5)$$

式(7-2)中 R_r 就是该半圆球接地体的接地电阻, 此电阻称为真值电阻或称自电阻。

用三极法测量接地电阻时, 电源注入接地体的电流 I 由电流极返回至电源。先分析电压极与电流极为直线布置时, 它们之间的距离分配比例关系。设电压极和电流极距接地体中心的距离分别为 p 和 c , 如图 7-2-2 所示。

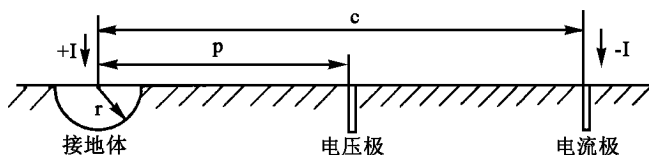


图 7-2-2 三极法直线布置测接地电阻示意图

接地体周围任一点电位由注入接地体的 $+I$ 和注入电流极的 $-I$ 所建立。

距接地体中心 r 处的电位有 $+I$ 建立的 $V_r = \frac{\rho I}{2\pi r}$ 和 $-I$ 建立的 $V'_r = -\frac{\rho I}{2\pi(c-r)}$, 距接

地体中心 p 处的电压极的电位有 $+I$ 建立的 $V_p = \frac{\rho I}{2\pi p}$ 和 $-I$ 建立的 $V'_p = -\frac{\rho I}{2\pi(c-p)}$ 。

接地体与电压极之间的电位差为

$$V_{r-p} = V_r + V'_r - (V_p + V'_p) = \frac{\rho I}{2\pi} \left(\frac{1}{r} - \frac{1}{p} - \frac{1}{c-r} + \frac{1}{c-p} \right)$$

测量的电阻
$$R = \frac{V_{r-p}}{I} = \frac{\rho}{2\pi} \left(\frac{1}{r} - \frac{1}{p} - \frac{1}{c-r} + \frac{1}{c-p} \right)$$

已知半圆球真值电阻为

$$R_r = \frac{\rho}{2\pi r}$$

要使 $R = R_r$, 则应设法使得

$$-\frac{1}{p} + \frac{1}{c-p} - \frac{1}{c-r} = 0 \quad (7-2-6)$$

若 $c \gg r$, 则 $1/(c-r) = 1/c$, 则

$$p = [-c \pm \sqrt{5c^2}] / 2 = 0.618c \quad (7-2-7)$$

当不满足 $c \gg r$ 条件时, 电压极的最佳位置不在 $0.618c$ 处, 其比例关系为

$$\frac{p}{c} = \frac{-\left(1 - \frac{2r}{c}\right) \pm \sqrt{\left(1 - \frac{2r}{c}\right)^2 - 4\left(\frac{r}{c} - 1\right)}}{2} \quad (7-2-8)$$

由式 (7-2-8), 可求得 $c = 2D = 4r$ 时, $p/c = 0.65$; $c = 5D = 10r$ 时, $p/c = 0.63$ 。

当 p 与 c 不是从半球中心计算, 改从球的边缘计算, 当 $c = 3r$ 时, $p/c = 0.53$; $c = 9r$ 时, $p/c = 0.59$ 。根据 DL475—92《接地装置工频特性参数的测量导则》之 3.2.1 条测量工频接地电阻的三极法(该导则中用 G、P、C 分别代表被测接地装置、测量用的电压极、测量用的电流极, 而这里中分别用 1、2、3 表示, 因此, 代表各个距离的符号也相应有变化, 如 d_{GP} 相当于本书中的 d_{12}) 指定的电压极和电流极至接地网的距离 d_{12} 和 d_{13} 是由接地网的边缘算起, 要求 $d_{12} = (50\% \sim 60\%) d_{13}$, 与上面计算的 $c = 3r \sim 9r$ 时, $p = (53\% \sim 59\%) c$ 的比例关系是基本一致的。

当电压极与电流极采用夹角法布置时, c 与 p 之间的夹角 θ 应遵循的关系如下。

仍然由式 (7-2-6) 写出测量误差最小的条件

$$-\frac{1}{p} - \frac{1}{c-r} + \frac{1}{\sqrt{p^2 + c^2 - 2pc\cos\theta}} = 0 \quad (7-2-9)$$

当 $p = c$ 时 则

$$\cos\theta = 1 - \frac{(c-r)^2}{2(2c-r)^2} \quad (7-2-10)$$

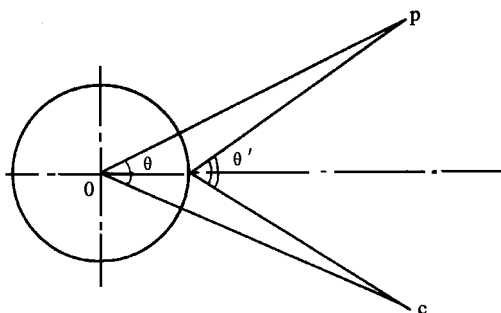


图 7-2-3 三角形布置测量接地电阻示意图

当 $p = c = 5r$ 时, $\theta = 25.68^\circ$, 注意, 此 θ 角是从球心 O 点计算得来, 如果按部颁 DL475—92《接地装置工频特性参数的测量导则》之 3.1.2 条的要求, p 与 c 的夹角从接地网边缘算起, 如图 7-2-3 所示。当 $c = p = 5r$ 时(距离仍从球心处计算) $\theta' = 32^\circ$, 与标准要求 30° 基本一致。

二、实际测量接线

实际测量接线有两种布置, 一种如图 7-2-4 所示的直线布置, 另一种如图 7-2-5 所示的三角形布置。

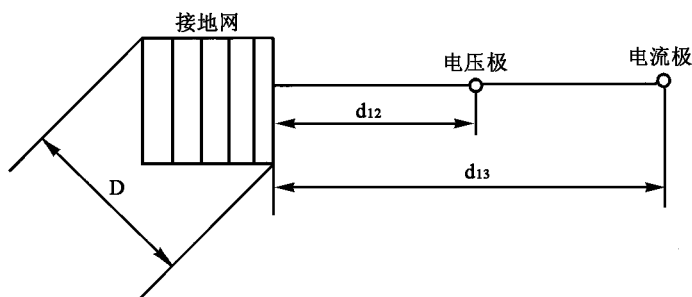


图 7-2-4 直线布置法

1. 按图 7-2-4 布置时, 电流极与接地网边缘之间的距离 d_{13} , 一般取接地网最大对角线长度 D 的 4~5 倍, 以使其间的电位分布出现一平缓区段。在一般情况下, 电压极到接地网边缘的距离约为电流极到接地网边缘的距离的 50%~60%。测量时, 沿接地网和电流极的连线移动 3 次, 每次移动距离为 d_{13} 的 5% 左右, 如 3 次测得的电阻值接近即可。

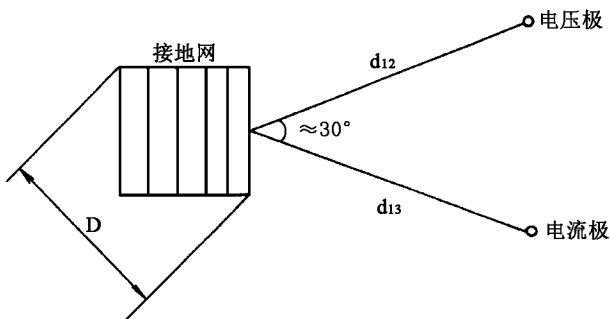


图 7-2-5 三角形布置法

如 d_{13} 取 $(4 \sim 5)D$ 有困难, 并在土壤电阻率较均匀的地区, 可取 $d_{13} = 2D$, $d_{12} = D$; 在土壤电阻率不均匀的地区, d_{13} 可取 $3D$, d_{12} 取 $1.7D$ 。

2. 按图 7-2-5 布置时, 一般取 $d_{12} = d_{13} \geq 2D$, 夹角 $\theta \approx 30^\circ$ 。

三、测量方法

(一) 接地摇表法

常用的 ZC-8 型、ZC-29 型等接地电阻测量仪属电桥型,其原理接线如图 7-2-6 所示。手摇发电机 G 发出 110Hz 电流 I_1 ,经变压器 T 一次侧流入被测接地网,由电流极返回电源。设流过滑动电阻 r 的电流为 I_2 ,当调整 K 及 r 使得检流计 P 指示为零时,则 I_1 在接地电阻 R_g 上的压降与 I_2 在 r 电阻某段阻值 r_0 上的压降相等,即 $I_1 \cdot R_g = I_2 \cdot r_0$,得

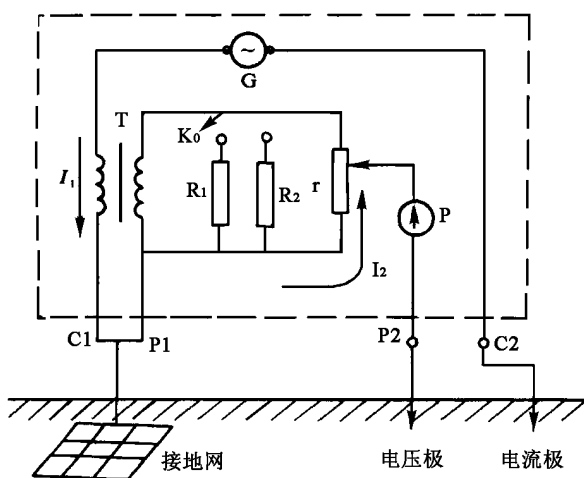


图 7-2-6 ZC 型接地电阻测量仪原理接线图

$$R_g = \frac{I_2}{I_1} \cdot r_0 \quad (7-2-11)$$

又
$$I_2 = K_1 \cdot K_2 \cdot I_1 = nI_1 \quad (7-2-12)$$

式中 K_1 ——变压器变比;

K_2 ——倍率开关 K 所在位置决定的分流系数。

则
$$R_g = \frac{nI_1 \cdot r_0}{I_1} = nr_0 \quad (7-2-13)$$

调整 K_1 和 K_2 使得 $n=0.1、1、10$,则测量的接地电阻 R_g 直接从 r 刻度盘上读出 r_0 值乘以整数倍率 n_0 。

(二) 工频电流电压法

工频电流电压法试验接线如图 7-2-7 所示。工频电源须经过隔离,隔离变压可以是独立使用的 6~10kV 配电变压器,也可以是其它无电气耦合的变压器。用 6~10kV 配电变压器时,可以用 400V 侧相电压或线电压作用在接地网与电流极之间,形成数十安培以上的回路电流,该电流通常用电流互感器和 0.5 级电流表来测量。接地网的电位升高用高内阻电压表测量,如经过校验的晶体管或电子管电压表。当干扰电压及干扰电流

与测量的电压 U 及电流 I 相比可以忽略不计[例如全厂(所)停电或尚未投运的发电

厂、变电所]接地网的接地电阻 $R_g = \frac{U}{I}$ 。

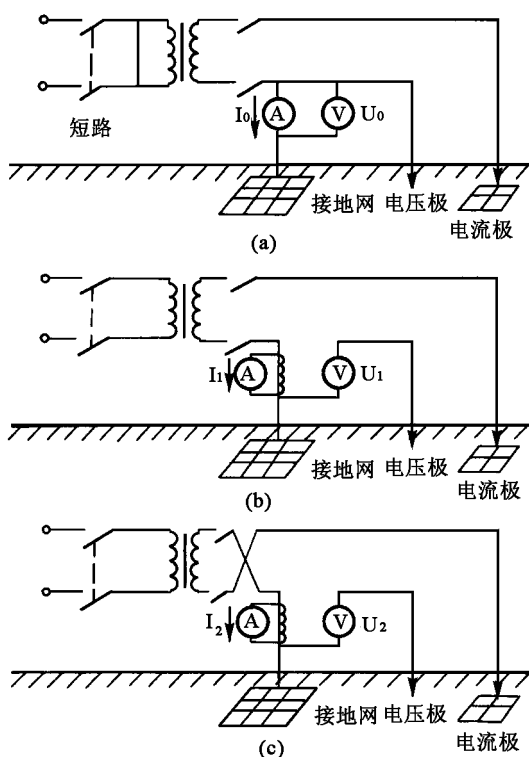


图 7-2-7 工频电流电压法测量接地电阻接线图

(a)无电源 (b)正向电源 (c)反向电源

运行中的发电厂、变电所接地网中大都有很强烈的干扰源。干扰源主要来自很大的负荷电流,厂(所)内的架空母线和进出线的负荷电流产生的漏磁通与接地网格交链,闭合的接地网格中产生环流,环流在网格阻抗上的压降使得接地网内各点之间存在电位差。在测量接地电阻时,环流产生压降使得测量的结果被严重偏离,不采用排除干扰源的方法,便无法得到真实的接地电阻值。

用倒换电源极性的方法可以有效消除工作干扰,其具体的操作步骤如下。

1. 将电源原方开关断开,隔离变压器原边短路,测量无电源时的干扰电流 I_0 及干扰电压 U_0 ,如图 7-2-7(a)所示。

2. 电源开关在正向电压下,测量电流 I_1 及电压 U_1 ,如图 7-2-7(b)所示。

3. 电源开关在反向电压下,测量电流 I_2 及电压 U_2 ,如图 7-2-7(c)所示。

上述三步操作应在尽可能短的时间内完成,则可认为在此时间内干扰源不变,由此得到电压相量图如图 7-2-8 所示。设 \dot{U}_0 滞后 $+\theta_0$ 角,由于 \dot{U}_0 的存在,使得在正向电

源时测得的电压为 \dot{U}_1 ,反向电源时测得的电压 \dot{U}_2 ,而真正的接地网电位升高为 \dot{U} ,为此则由图 7-2-8 中 $\triangle BCO$ 及 $\triangle ABO$ 得到

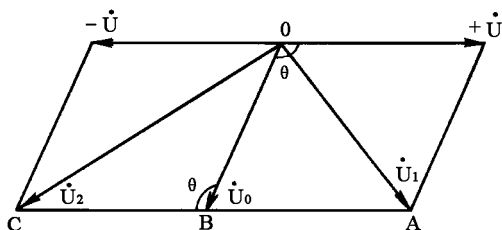


图 7-2-8 电压相量图

$$U_2^2 = U^2 + U_0^2 - 2U U_0 \cos\theta \quad (7-2-14)$$

$$\begin{aligned} U_1^2 &= U^2 + U_0^2 \cos(180^\circ - \theta) \\ &= U^2 + U_0^2 - 2U U_0 \cos\theta \end{aligned} \quad (7-2-15)$$

式(7-2-14)+式(7-2-15)得 $U_2^2 + U_1^2 = 2U^2 + 2U_0^2$,即

$$U = \sqrt{\frac{1}{2}(U_1^2 + U_2^2 - 2U_0^2)} \quad (7-2-16)$$

同理得到

$$I = \sqrt{\frac{1}{2}(I_1^2 + I_2^2 - 2I_0^2)} \quad (7-2-17)$$

接地电阻

$$R = U/I$$

若用三相电源测量 则 $R = \sqrt{\frac{1}{3}(U_u^2 + U_v^2 + U_w^2) - U_N^2} / \sqrt{\frac{1}{3}(I_u^2 + I_v^2 + I_w^2) - I_N^2}$

【例】用工频电流电压法夹角布线测量某一大型发电厂升压变电所接地网接地电阻,从接地网不同位置注入工频电流约 40A,选取 3 处的测量值列于表 7-2-1。从表 7-2-1 可看出,干扰电压(网格环流引起的电压降)与地网电位升高具有相同的数值,有的甚至还要大,但是经过电源换向,得到的地网电位升高是很一致的,最终得到的接地电阻也是相当接近的,说明通过电源换向测量,可以消除强干扰的影响。

(三)测量接地电阻时需要注意事项

表 7-2-1 某电厂升压变电所接地网接地电阻实测值

测点位置	U_0 (V)	I_0 (A)	U_1 (V)	I_1 (A)	U_2 (V)	I_2 (V)	U (A)	I (A)	R (Ω)
1# 主变压器	5.8	1.02	4.7	41.8	8.0	40.5	3.07	41.14	0.075
6# 主变压器	1.1	1.12	3.4	42	3.3	41	3.16	41.49	0.076
02 高压备用变压器	2.9	0.87	5.7	41	1.8	40	3.07	40.49	0.076

(1)用接地摇表测量接地电阻时,如果将 P1C1 端头短接,通过一根引线接至接地网,如图 7-2-6 所示,或接地摇表生产厂已将 P1C1 端在内部短接,只引出一个端子,则测

量的读数中包括有引线的电阻,当被测接地电阻比较小时,需要减去引线电阻才是接地网的接地电阻。引线电阻可以用接地摇表来测量,将引线接在 P1C1 和 P2C2 端,摇表测出电阻为引线电阻。

如果从摇表 P1 端和 C1 端各引一根引线至接地网,则测量的读数不含引线电阻,仅为所测的接地电阻。

(2)用工频电流电压法测量接地电阻时,电压线与电流线应尽可能远离,否则电流线与电压线之间的互感足够大时,使得测量的电压值中含有很大成分的互感电势,以至测量的结果完全背离真实情况,DL475—92《接地装置工频特性参数的测量导则》之 3.1.3 条测量工频接地电阻的四极法指出:“四极法”可以消除互感的影响,经在两个大型发电厂升压变电所实测证实:“四极法”在测量大型接地网时,原理上是错误的,因为大型接地网的接地电阻实质上应当是接地阻抗,用注入工频电流值除以接地网电位升高所得结果,本身就含有一定的自电感。“四极法”是将接地电阻当作纯电阻推导而来的。该法在实用上也不适合大型接地网。因此测量大型地网的接地电阻时,需在引线布置上使电流线和电压线尽可能远离。本书作者建议具体实践中如采用四极法测量大型接地网的接地电阻,对其试验结果要进行研究分析,不能轻易由此作出结论,以免造成失误。

(3)测量大面积接地网接地电阻时,所用电压和电流的引线都会很长,电流引线需要使用大截面导线,如果人工施放,费时费料,因此通常用停电的架空线路作电流引线,电流极也可用配电站的接地网,这样可以获得比较大的回路电流;电压引线则可用小截面电源线或其它导线沿地面施放,电压极也只需 1~2m 长的铁管或角铁打入土壤中即可。

第二节 测量土壤电阻率方法

一、用三极法测量土壤电阻率

用已知几何尺寸的接地体垂直打入土中,如图 7-2-9 所示。测量该接地体接地电阻 R_g ,可以推算出该处土壤电阻率 ρ 为

$$\rho = \frac{2\pi l R_g}{\ln \frac{4l}{d}} \quad (7-2-18)$$

式中 R_g ——接地体实测电阻, Ω ;

l ——垂直接地体地中长度, m;

d ——接地体外直径, m , 对于圆钢 d 即为外直径; 对于扁钢 $d = \frac{b}{2}$, 其中 b 为扁钢宽度; 对于角钢 $d = 0.71 \sqrt[4]{b_1 b_2 (b_1^2 + b_2^2)}$ 其中 b_1 、 b_2 为角钢边长, 若 $b_1 = b_2 = b$ 则 $d = 0.84b$ 。

二、用四极法测量土壤电阻率

用四极法测量土壤电阻率的接线如图 7-2-10 所示, 当 $a = b \gg 1$ 时, 得

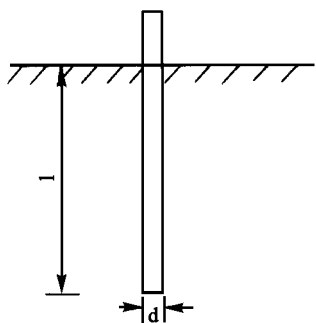


图 7-2-9 垂直接地体

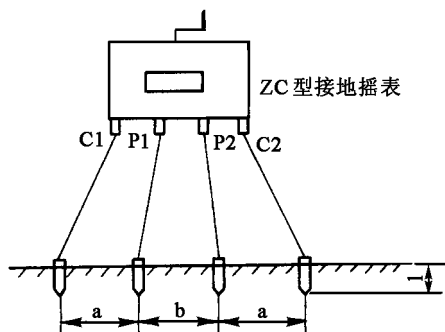


图 7-2-10 四极法测量土壤电阻率接线图

$$\rho = 2\pi a R_g \quad (7-2-19)$$

当 $a \neq b \gg 1$ 时, 则

$$\rho = \frac{\pi a (a + b)}{b} \cdot R_g \quad (7-2-20)$$

用四端 C1、P1、P2、C2 接地摇表测量出 R_g , 用式(7-2-19)或式(7-2-20)可以计算出土壤电阻率 ρ 值。

在工程设计中测量发电厂、变电所接地网的等值土壤电阻率时可推荐采用下面的测量布线及计算方法。

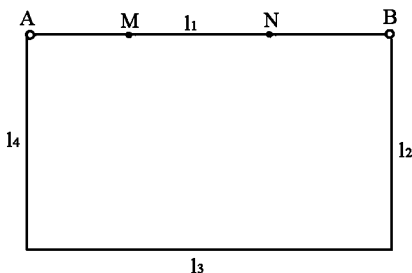


图 7-2-11 测量发电厂、变电所接地网土壤电阻率的布线图

根据工程设计, 在现场定出接地网的 4 个边长 $l_1 \sim l_4$, 如图 7-2-11 所示。在每条

边的两端,如 l_1 的 A、B 两点加入测量电流(即四端接地摇表的 C1、C2 端),在 M、N(接地摇表 P1、P2 端)两点测量电压,则接地电阻 $R_g = U/I$ 或从摇表中直接读出。当 $AM = MN = NB$ 时,用式(7-2-19)可以计算出土壤电阻率 ρ_1 ;当 $AM = NB \neq MN$ 时,可用式(7-2-20)计算。依次类推,MN 间距离取边长 l_1 长度为 1/3、1/6、1/9、1/18 进行试验,然后取平均值 ρ_{11} 为

$$\rho_{11} = \frac{\rho_1 + \rho_2 + \rho_3 + \rho_4}{4}$$

对其它三边按同样方法依次求出相应的土壤电阻率,然后用长度的加权平均值求得等值土壤电阻率 ρ_Σ 为

$$\rho_\Sigma = \frac{l_1 + l_2 + l_3 + l_4}{\frac{l_1}{\rho_{11}} + \frac{l_2}{\rho_{12}} + \frac{l_3}{\rho_{13}} + \frac{l_4}{\rho_{14}}} \quad (7-2-21)$$

第三节 接触电势、跨步电势及电位分布测量

当接地短路电流流过接地装置时,在大地面形成分布电位,如图 7-2-12(a)所示。在地面上离设备水平距离为 0.8m 处与沿设备外壳、架构或墙壁离地面的垂直距离为 1.8m 处两点间的电位差称为接触电势;人体接触该两点时所承受的电压,称为接触电压。接地网边角网孔中心对接地体最大电位差,称为最大接触电势;人体接触该两点时所承受的电压,称为最大接触电压。

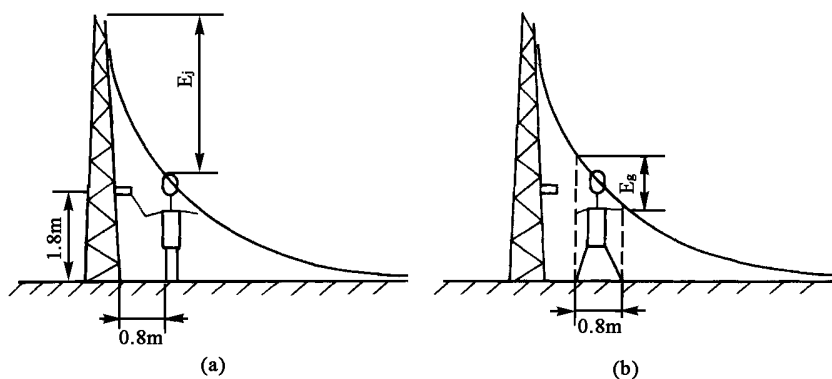


图 7-2-12 接地网的接触电势和跨步电势示意图

(a)接触电势 (b)跨步电势

地面上水平距离为 0.8m 的两点间的电位差称为跨步电势,见图 7-2-12(b);人

体两脚接触该两点时所承受的电压,称为跨步电压。在接地网外的直角处的地面上,距离地网外缘距离为 $(h_p - 0.4)$ 和 $(h_p + 0.4)$ 的两点间(h_p 为埋深,m)的跨步电势,称为最大的跨步电势;人体两脚接触该两点时所承受的电压,称为最大跨步电压。

在 DL/T621—1997《交流电气装置的接地》中,列出了接触电势和跨步电势不应超过的计算公式为

$$U_t = \frac{174 + 0.17\rho_t}{\sqrt{t}} \quad (7-2-22)$$

$$U_s = \frac{174 + 0.7\rho_t}{\sqrt{t}} \quad (7-2-23)$$

上述计算公式,是按人体通过电流允许值为 $116/\sqrt{t}$ (mA)和人体电阻为 1500Ω 导出的,其中 t 为接地短路电流的持续时间,单位为 s_0 。

在重要发电厂、变电所建成投运前,要求测量接触电势、跨步电势以及电位分布。测量这些参数,常常是用工频电流电压法测量接地电阻时,先向接地网注入一个比较大的工频电流,然后在接地网地面上进行上述参数测量。测量这些参数的电极可以用 $\phi 10\text{cm}$ 的金属板制成。将这些金属板安置在规定距离的地面上,使其与地面接触良好,向接地网注入电流 I 后,用高内阻电压表测量各电极间的电压或接地体与电极间的电压,再通过下面计算式换算到最大短路电流下的接触电势和跨步电势

$$U_c = U \frac{I_m}{I} \quad (7-2-24)$$

式中 U_c ——接地体流过最大短路电流 I_m 时的接触电势或跨步电势,V;

U ——注入电流 I 时测量的接触电势或跨步电势,V;

I ——测量时注入的电流,A;

I_m ——计算用最大短路电流,A。

测量电位分布时,在比较长的距离内要布置一定数量的电极,且在接地网不同方向布置一定数量的电极。在向接地网注入电流 I 后,测量各电极的电压,经换算可求得最大短路电流下的电网电位分布。

第三章 电气接地装置的检修

接地装置如同其他电气设备和电气装置一样,应进行定期的检查和维修,使它工作可靠,减少事故的发生。

一、定期维护保养

1. 接地电阻的阻值定期复测。工作接地每隔半年至一年复测一次,保护接地每隔1~2年复测一次。

测得接地电阻增大时,应及时维修,不可强行使用。

2. 接地装置的每一个连接点,尤其是采用螺丝钉或压接的连接点,应每隔半年至一年检查一次,连接点出现松动,必须及时检查,拧紧。采用焊接的连接点,也应定期检查焊接是否符合标准。

3. 接地线每个支持点,应进行定期检查。发现松动或脱落,应及时固定好。

4. 应定期检查接地体和接地体连接干线是否出现严重锈蚀。若有严重锈蚀,应及时更换,不能强行使用。

二、常见故障排除方法

1. 连接点松动或脱落。最容易出现松动的是移动电具的接地线与外壳之间的连接处,发现松动时应及时处理。

2. 遗漏接地或接错位置。在设备进行维修或更换时,一般都要拆卸接地线头。在重新安装设备时,往往会因疏忽而把接地线头漏接或接错,发现时应及时改正。

3. 接地线局部电阻大。常见的是连接点存在轻度松动,连接点的接触面存在氧化层或其它污垢,跨度过渡线松散等。如有上述情况,应重新拧紧压接螺钉或清除氧化层及污垢并连接好。

4. 接地线面积太小。这种情况通常是由于设备容量增加后而接地线没有相应更换

所引起。应该在设备容量增加时 ,同时更换相应的接地线。

5. 接地体的散流电阻增大。通常是由于接地体被严重腐蚀引起散流电阻增大 ,也可能是接地体与接地干线之间的接触不良所引起。若发现这种现象应重新更换接地体 ,或重新把连接处接受。

第四章 电气接地装置的运行维护

接地装置在运行中接地线与接零线有时遭到外力破坏或腐蚀,会有损伤或断裂。另外随着土壤的变化,接地电阻也能变化。因此,必须对接地装置定期检查和试验。

第一节 运行中的安全检查

一、检查周期

1. 变电所的接地网一般每年检查一次。
2. 根据车间的接地线及零线的运行情况,每年一般应检查 1~2 次。
3. 各种防雷装置的接地线每年(雨季前)检查一次。
4. 对有腐蚀性土壤的接地装置,安装后应根据运行情况,一般每 5 年左右挖开局部地面检查一次。
5. 手动电动工具及移动式电气设备的接地线,在每次使用前应进行检查。
6. 接地电阻一般 1~3 年测量一次。

二、检查内容

1. 检查接地线各连接点的接触是否良好,有无损伤、折断和腐蚀现象。
2. 对含有重酸、碱、盐和金属矿岩等化学成分的土壤地带,应定期对接地装置的地下 500mm 以上部位挖开地面进行检查,观察接地体的腐蚀程度。
3. 检查分析所测量的接地电阻值变化情况,是否符合要求,并在土壤电阻率最大时进行测量,应作好记录,以便分析、比较。
4. 设备每次检修后,应检查接地线是否牢固。

5. 检查接地支线和接地干线是否连接牢固。
6. 检查接地线与电气设备及接地网的接触是否良好,若有松动脱落现象,要及时修补。
7. 对移动式电气设备的接地线,每次使用前检查接地情况,观察有无断股等现象。

第二节 运行中的监视

一、低压电网的绝缘监视

在低压未接地电网中,当一相发生接地故障时,其他两相的对地电压升高到接近线电压。由于一相接地的接地电流很小,而其他两相的电流也相应增加,如果不能及时发现和排除故障,线路和设备仍能继续运行,使隐患可能长时间存在,对设备和人身安全都是非常不利的。

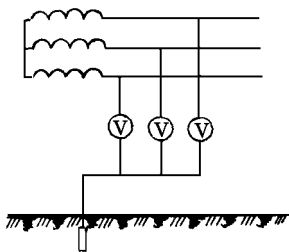


图 7-4-1 低压未接地电网的绝缘监视

低压电网的绝缘监视,最简单的办法是用三只同样规格的电压表来实现,如图 7-4-1 所示,正常时,三只电压表平衡,读数都为相电压;当一相接地时,该相电压表读数急剧降低,而另外两相电压表的读数显著上升。即使系统未有接地,而是一相或两相对地绝缘相当恶化,这时三只电压表读出不同数值,从而引起注意。为不影响系统中保护接地的可靠性,最好采用高内阻的电压表来进行绝缘监视。

二、高压电网的绝缘监视

高压电网的绝缘监视与低压系统相似,但电压表必须通过电压互感器与高压连接,如图 7-4-2 所示,电压互感器有两组低压线圈,一组接成星形,供连接电压表用,另一组接成开口三角形接信号继电器。正常时,三相电压平衡,三只电压表读数相同,三角形开口处的电压为零,信号断电器不动作。当一相接地或一、二相对地绝缘明显恶化时,电压失去平衡,三只电压表便出现不同的读数,而三角形开口处出现电压,这时信号断电器动作,发出信号,应引起注意。

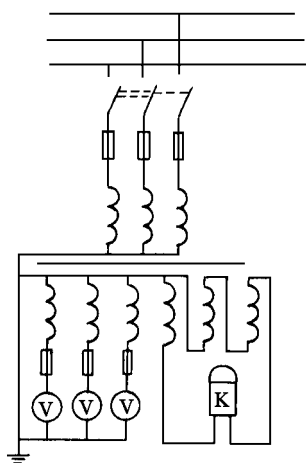


图 7-4-2 高压未接地电网的绝缘监视

三、温度监视

由于大接地短路电流系统中保护装置的动作时间很短,因此对短时间的发热温度的一般要求是:钢接地线不超过 400°C ,铝接地线不超过 300°C ,铜接地线不超过 450°C 。在 1000V 以下的小接地短路电流系统中,单相短路电流持续时间一般比较长(保护装置动作时限整定较长),因此地上部分接地线的温度不应超过 150°C ,在地下部分的接地线,为避免温度过高使土壤干燥而造成接地电阻迅速增加,一般不应超过 110°C 。

四、负荷监视

对电压为 1000V 以下,中性点不接地的电气设备,接地线的截面按相线长期最大容许负荷确定。接地干线的容许负荷,不小于供电线路中最大相线长期容许负荷的 50% 。单独受电设备,其接地线的容许负荷,不小于给该设备供电的分支线相线容许负荷的 $1/3$ 。

对 1000V 以下中性点直接接地的电气设备,为保证自动切除故障部分,接地体应保证在相线的接地体间短路时,短路电流超过附近熔断器额定电流的 4 倍,或超过线路断路器瞬时或延时动作电流的 1.5 倍。

第三节 常见故障及其处理

一、接地电网中零线带电

1. 线路上的电气设备的绝缘破损而漏电,保护装置未动作。

2. 线路上有一相接地 , 电网中的总保护装置未动作。
 3. 零线断裂 断裂处后面的个别电气设备漏电或有较大的单相负荷。
 4. 在接零电网中 , 个别电气设备采用保护接地 , 且漏电 ; 个别单相电气设备采用一相一地 (即无工作零线) 制。
 5. 变压器低压侧工作接地连接处接触不良 , 有较大的电阻 ; 三相负荷不平衡 , 电流超过允许值。
 6. 高压窜入低压 , 产生磁场感应或静电感应。
 7. 高压采用两线一地运行方式 , 其接地体与低压工作接地或重复接地的接地体相距太近 , 高压工作接地的电压降影响低压侧工作接地。
 8. 由于绝缘电阻和对地电容的分压作用 , 电气设备的外壳带电。
- 前 5 种情况较为普遍 , 应查有原因 , 采取相应措施给予消除。在接地网中采取保护接零措施时 , 必须有一个完整的接零系统 , 才能消除带电。

二、接地点的土壤电阻率很高

1. 换土 , 用电阻率较低的粘土、黑土或砂质粘土替换电阻率较高的土壤 , 一般换掉接地体上部的 1/3 长度 , 周围 0.5m 以内的土壤 , 换新土后应进行夯实。
2. 深埋 , 若接地点的深层土壤电阻率较低 , 可适当增加接地体的埋设深度 , 最好埋到有地下水的深处。
3. 外引接地 , 由金属引线将接地体引至附近电阻率较低的土壤中或常年不冻的河、塘水中 , 或敷设水下接地网 , 以降低接地电阻。
4. 化学处理 , 在接地点的土壤中混入炉渣、废碱液、木炭、炭黑、食盐等化学物质或采用专门的化学降阻剂 , 均可有效地降低土壤的电阻率。
5. 保水 , 将接地极埋在建筑物的背阳面或比较潮湿处 , 将污水引向埋设接地体的地点 , 当接地体用钢管时 , 每隔 200mm 钻一个直径为 5mm 的孔 , 使水渗入土中。
6. 延长 , 延长接地体 , 增加与土壤的接触面积 , 以降低接地电阻。
7. 对冻土处理 , 在冬天往接地点的土壤中加入泥炭 , 防止土壤冻结 , 或将接地体埋在建筑物的下面。

三、接地装置出现异常现象

1. 接地体的接地电阻增大 , 一般是因为接地体严重锈蚀或接地体与接地干线接触不良引起的 , 应更换接地体或紧固连接处的螺栓或重新焊接。
2. 接地线局部电阻增大 , 因为连接点或跨接过渡线轻度松散 , 连接点的接触面存在氧化层或污垢 , 引起电阻增大 , 应重新紧固螺栓或清理氧化层和污垢后再拧紧。
3. 接地体露出地面 , 把接要体深埋 , 并填土覆盖、夯实。

4. 遗漏接地或接错位置 ,在检修后重新安装时 ,应补接好或改正接线错误。
5. 接地线有机机械损伤、断股或化学腐蚀现象 ,应更换截面较大的镀锌或镀铜接地线 ,或在土壤中加入中和剂。
6. 连接点松散或脱落 ,发现后应及时紧固或重新连接。

四、寻找接地故障

1. 当发现接地指示仪的一相电压降低 ,其他二相电压正常 ,应先检查绝缘监视用的电压互感器的熔体有无熔断。
2. 断开分段断路器 ,判断接地点在哪一段母线上。
3. 首先断开绝缘性能较差、防雷性能较弱、路径较长、分支线较多、负荷较轻而重要性较小的线路 ,当线路有重合闸装置时 ,可利用该装置来查找接地故障。
4. 配电线路试拉完后 ,若故障仍然存在 ,应检查母线上的电器和电源 ,最后用调换备用母线的方法来检查母线系统。
5. 寻找接地故障时 ,可进行外观检查 ,直接用手操作断路器 ,用钳形电流表测量接地电流 ,但应戴绝缘手套、穿绝缘靴 ,防止直接接触及接地的金属。
6. 如发现接地故障危及人身和设备的安全 ,应立即拉闸断开故障线路 ,及时进行处理。

第四节 日常维护

1. 要经常观察人工接地体周围的环境情况 ,不应堆放具有强烈腐蚀性的化学物质。
2. 当发现运行中的接地装置其接地电阻不符合要求时 ,可采用降低接地电阻的措施。
3. 对于接地装置与公路、铁道或管理等交叉的地方 ,要采取保护措施 ,避免接地体受到损坏。
4. 电气设备每次大修后 ,要检查接地体连接情况。
5. 接地装置在接地线引入建筑物的入口处 ,最好设有明显标记 ,为运行维护工作提供方便。
6. 明敷的接地体表面所涂的标记应完好无损。

第五章 相关标准规范

中华人民共和国国家标准

电气装置安装工程

接地装置施工及验收规范

GB 50169 - 92

主编部门 : 中华人民共和国能源部

批准部门 : 中华人民共和国建设部

施行日期 : 1993 年 7 月 1 日

第一章 总 则

第 1.0.1 条 为保证接地装置安装工程的施工质量 , 促进工程施工技术水平的提高 , 确保接地装置安全运行 , 制定本规范。

第 1.0.2 条 本规范适用于电气装置的接地装置安装工程的施工及验收。

第 1.0.3 条 接地装置的安装应按已批准的设计进行施工。

第 1.0.4 条 采用的器材应符合国家现行技术标准的规定 , 并应有合格证件。

第 1.0.5 条 施工中的安全技术措施 , 应符合本规范和现行有关安全技术标准的规定。

第 1.0.6 条 接地装置的安装应配合建筑工程的施工 , 隐蔽部分必须在覆盖前会同有关单位做好中间检查及验收记录。

第 1.0.7 条 接地装置的施工及验收 , 除按本规范的规定执行外 , 尚应符合国家现行的有关标准、规范的规定。

第二章 电气装置的接地

第一节 一般规定

第 2.1.1 条 电气装置的下列金属部分 均应接地或接零：

一、电机、变压器、电器、携带式或移动式用电器具等的金属底座和外壳。

二、电气设备的传动装置。

三、屋内外配电装置的金属或钢筋混凝土构架以及靠近带电部分的金属遮栏和金属门。

四、配电、控制、保护用的屏(柜、箱)及操作台等的金属框架和底座。

五、交、直流电力电缆的接头盒、终端头和膨胀器的金属外壳和电缆的金属护层、可触及的电缆金属保护管和穿线的钢管。

六、电缆桥架、支架和井架。

七、装有避雷线的电力线路杆塔。

八、装在配电线路杆上的电力设备。

九、在非沥青地面的居民区内,无避雷线的小接地电流架空电力线路的金属杆塔和钢筋混凝土杆塔。

十、电除尘器的构架。

十一、封闭母线的外壳及其他裸露的金属部分。

十二、六氟化硫封闭式组合电器和箱式变电站的金属箱体。

十三、电热设备的金属外壳。

十四、控制电缆的金属护层。

第 2.1.2 条 电气装置的下列金属部分可不接地或不接零：

一、在木质、沥青等不良导电地面的干燥房间内,交流额定电压为 380V 及以下或直流额定电压为 440V 及以下的电气设备的外壳;但当有可能同时触及上述电气设备外壳和已接地的其他物体时,则仍应接地。

二、在干燥场所,交流额定电压为 127V 及以下或直流额定电压为 110V 及以下的电气设备的外壳。

三、安装在配电屏、控制屏和配电装置上的电气测量仪表、继电器和其他低压电器等的外壳,以及当发生绝缘损坏时,在支持物上不会引起危险电压的绝缘子的金属底座等。

四、安装在已接地金属构架上的设备,如穿墙套管等。

五、额定电压为 220V 及以下的蓄电池室内的金属支架。

六、由发电厂、变电所和工业、企业区域内引出的铁路轨道。

七、与已接地的机床、机座之间有可靠电气接触的电动机和电器的外壳。

第 2.1.3 条 需要接地的直流系统的接地装置应符合下列要求：

一、能与地构成闭合回路且经常流过电流的接地线应沿绝缘垫板敷设,不得与金属管道、建筑物和设备的构件有金属的连接。

二、在土壤中含有在电解时能产生腐蚀性物质的地方,不宜敷设接地装置,必要时可采取外引式接地装置或改良土壤的措施。

三、直流电力回路专用的中性线和直流两线制正极的接地体、接地线不得与自然接地体有金属连接;当无绝缘隔离装置时,相互间的距离不应小于 1m。

四、三线制直流回路的中性线宜直接接地。

第 2.1.4 条 接地线不应作其他用途。

第二节 接地装置的选择

第 2.2.1 条 交流电气设备的接地可以利用下列自然接地体:

一、埋设在地下金属管道,但不包括有可燃或有爆炸物质的管道。

二、金属井管。

三、与大地有可靠连接的建筑物的金属结构。

四、水工构筑物及其类似的构筑物的金属管、桩。

第 2.2.2 条 交流电气设备的接地线可利用下列接地体接地:

一、建筑物的金属结构(梁、柱等)及设计规定的混凝土结构内部的钢筋。

二、生产用的起重机的轨道、配电装置的外壳、走廊、平台、电梯竖井、起重机与升降机的构架、运输皮带的钢梁、电除尘器的构架等金属结构。

三、配线的钢管。

第 2.2.3 条 接地装置宜采用钢材。接地装置的导体截面应符合热稳定和机械强度的要求,但不应小于表 2.2.3 所列规格。大中型发电厂、110kV 及以上变电所或腐蚀性较强场所的接地装置应采用热镀锌钢材,或适当加大截面。

表 2.2.3 钢接地体和接地线的最小规格

种类、规格及单位		地上		地下	
		室内	室外	交流电流回路	直流电流回路
圆钢直径(mm)		6	8	10	12
扁钢	截面(mm ²)	60	100	100	100
	厚度(mm)	3	4	4	6
角钢厚度(mm)		2	2.5	4	6
钢管管壁厚度(mm)		2.5	2.5	3.5	4.5

注:电力线路杆塔的接地体引出线的截面不应小于 50mm²,引出线应热镀锌。

第 2.2.4 条 低压电气设备地面上外露的铜和铝接地线的最小截面应符合表 2.2.4 的规定。

表 2.2.4 低压电气设备地面上外露的铜和铝接地线的最小截面

名称	铜(mm ²)	铝(mm ²)
明敷的裸导体	4	6
绝缘导体	1.5	2.5
电缆的接地芯或与相线包在同一保护外壳内的多芯导线的接地芯	1	1.5

第 2.2.5 条 在地下不得采用裸铝导体作为接地体或接地线。

第 2.2.6 条 利用化学方法降低土壤电阻率时,采用的降阻剂应符合下列要求:

一、材料的选择应符合设计要求。

二使用的材料必须符合国家现行技术标准,并有合格证件。

三、严格按照生产厂家使用说明书规定的施工工艺施工。

第 2.2.7 条 不得利用蛇皮管、管道保温层的金属外皮或金属网以及电缆金属护层作接地线。

第三节 接地装置的敷设

第 2.3.1 条 接地体顶面埋设深度应符合设计规定。当无规定时,不宜小于 0.6m。角钢及钢管接地体应垂直配置。除接地体外,接地体引出线的垂直部分和接地装置焊接部位应作防腐处理,在作防腐处理前,表面必须除锈并去掉接处残留的焊药。

第 2.3.2 条 垂直接地体的间距不宜小于其长度的 2 倍。水平接地体的间距应符合设计规定。当无设计规定时不宜小于 5m。

第 2.3.3 条 接地线应防止发生机械损伤和化学腐蚀。在与公路、铁路或管道等交叉及其他可能使接地线遭受损伤处,均应用管子或角钢等加以保护。接地线在穿过墙壁、楼板和地坪处应加装钢管或其他坚固的保护套,有化学腐蚀的部位还应采取防腐措施。

第 2.3.4 条 接地干线应在不同的两点及以上与接地网相连接。自然接地体应在不同的两点及以上与接地干线或接地网相连接。

第 2.3.5 条 每个电气装置的接地应以单独的接地线与接地干线相连接,不得在一个接地线中串接几个需要接地的电气装置。

第 2.3.6 条 接地体敷设完后的土沟其回填土内不应夹有石块和建筑垃圾等;外取的土壤不得有较强的腐蚀性;在回填土时应分层夯实。

第 2.3.7 条 明敷接地线的安装应符合下列要求:

一、应便于检查。

二、敷设位置不应妨碍设备的拆卸与检修。

三、支持件间的距离,在水平直线部分宜为 0.5 ~ 1.5m;垂直部分宜为 1.5 ~ 3m;转弯部分宜为 0.3 ~ 0.5m。

四、接地线应按水平或垂直敷设,变可与建筑物倾斜结构平行敷设;在直线段上,不应有高低起伏及弯曲等情况。

五、接地线沿建筑物墙壁水平敷设时,离地面距离宜为 250 ~ 300mm,接地线与建筑物墙壁间的间隙宜为 10 ~ 15mm。

六、在接地线跨越建筑物伸缩缝、沉降缝等处时,应设置补偿器。补偿器可用接地线本身弯成弧状代替。

第 2.3.8 条 明敷接地线的表面应涂以用 15 ~ 100mm 宽度相等的绿色和黄色相间的条纹。在每个导体的全部长度上或只在每个区间或每个可接触到的部位上宜作出标志。当使用胶带时,应使用双色胶带。

中性线宜涂淡蓝色标志。

第 2.3.9 条 在接地线引向建筑物的入口处和在检修用临时接地点处,均应刷白色底漆并标以黑色记号,其代号为“±”。

第 2.3.10 条 进行检修时,在断路器室、配电间、母线分段处、发电机引出线等需临时接地的地方,应引入接地干线,并应设有专供连接临时接地线使用的接线板和螺栓。

第 2.3.11 条 当电缆穿过零序电流互感器时,电缆头的接地线应通过零序电流互感器后接地;由电缆头至穿过零序电流互感器的一段电缆金属护层和接地线应对地绝缘。

第 2.3.12 条 直接接地或经消弧线圈接地的变压器、旋转电机的中性点与接地体或接地干线的连接,应采用单独的接地线。

第 2.3.13 条 变电所、配电所的避雷器应用最短的接地线与主接地网连接。

第 2.3.14 条 全封闭组合电器的外壳应按制造厂规定接地;法兰片间应采用跨接线连接,并应保证良好的电气通路。

第 2.3.15 条 高压配电间隔和静止补偿装置的栅栏门绞链处应用软铜线连接,以保持良好接地。

第 2.3.16 条 高频感应电热装置的屏蔽网、滤波器、电源装置的金属屏蔽外壳,高频回路中外露导体和电气设备的所有屏蔽部分和与其连接的金属管道均应接地,并宜与接地干线连接。

第 2.3.17 条 接地装置由多个分接地装置部分组成时,应按设计要求设置便于分开的断接卡。自然接地体与人工接地体连接处应有便于分开的断接卡。断接卡应有保护措施。

第四节 接地体(线)的连接

第 2.4.1 条 接地体(线)的连接应采用焊接,焊接必须牢固无虚焊。接至电气设备上的接地线,应用镀锌螺栓连接;有色金属接地线不能采用焊接时,可用螺栓连接。螺栓连接处的接触面应按现行国家标准《电气装置安装工程母线装置施工及验收规范》的规

定处理。

第 2.4.2 条 接地体(线)的焊接应采用搭接焊,其搭接长度必须符合下列规定:

- 一、扁钢为其宽度的 2 倍(且至少 3 个棱边焊接)。
- 二、圆钢为其直径的 6 倍。
- 三、圆钢与扁钢连接时,其长度为圆钢直径的 6 倍。

四、扁钢与钢管、扁钢与角钢焊接时,为了连接可靠,除应在其接触部位两侧进行焊接外,并应焊以由钢带弯成的弧形(或直角形)卡子或直接由钢带本身弯成弧形(或直角形)与钢管(或角钢)焊接。

第 2.4.3 条 利用本规范第 2.2.2 条所述的各种金属构件、金属管道等作为接地线时,应保证其全长为完好的电气通路。利用串联的金属构件、金属管道作接地线时,应在其串接部位焊接金属跨接线。

第五节 避雷针(线、带、网)的接地

第 2.5.1 条 避雷针(线、带、网)的接地除应符合本章上述有关规定外,尚应遵守下列规定:

- 一、避雷针(带)与引下线之间的连接应采用焊接。
- 二、避雷针(带)的引下线及接地装置使用的紧固件均应使用镀锌制品。当采用没有镀锌的地脚螺栓时应采取防腐措施。
- 三、建筑物上的防雷设施采用多根引下线时,宜在各引下线距地面的 1.5~1.8m 处设置断接卡,断接卡应加保护措施。

四、装有避雷针的金属筒体,当其厚度不小于 4mm 时,可作避雷针的引下线。筒体底部应有两处与接地体对称连接。

五、独立避雷针及其接地装置与道路或建筑物的出入口等的距离应大于 3m。当小于 3m 时,应采取均压措施或铺设卵石或沥青地面。

六、独立避雷针(线)应设置独立的集中接地装置。当有困难时,该接地装置可与接地网连接,但避雷针与主接地网的地下连接点至 35kV 及以下设备与主接地网的地下连接点,沿接地体的长度不得小于 15m。

七、独立避雷针的接地装置与接地网的地中距离不应小于 3m。

八、配电装置的架构或屋顶上的避雷针应与接地网连接,并应在其附近装设集中接地装置。

第 2.5.2 条 建筑物上的避雷针或防雷金属网应和建筑物顶部的其他金属物体连接成一个整体。

第 2.5.3 条 装有避雷针和避雷线的构架上的照明灯电源线,必须采用直埋于土壤中的带金属护层的电缆或穿入金属管的导线。电缆的金属护层或金属管必须接地,埋入土壤中的长度应在 10m 以上,方可与配电装置的接地网相连或与电源线、低压配电装置

相连接。

第 2.5.4 条 发电厂和变电所的避雷线线档内不应有接头。

第 2.5.5 条 避雷针(网、带)及其接地装置,应采取自下而上的施工程序。首先安装集中接地装置,后安装引下线,最后安装接闪器。

第六节 携带式和移动式电气设备的接地

第 2.6.1 条 携带式电气设备应用专用芯线接地,严禁利用其他用电设备的零线接地,零线和接地线应分别与接地装置相连接。

第 2.6.2 条 携带式电气设备的接地线应采用软铜绞线,其截面不小于 1.5mm^2 。

第 2.6.3 条 由固定的电源或由移动式发电设备供电的移动式机械的金属外壳或底座,应和这些供电电源的接地装置有金属的连接;在中性点不接地的电网中,可在移动式机械附近装设接地装置,以代替敷设接地线,并应首先利用附近的自然接地体。

第 2.6.4 条 移动式电设备和机械的接地应符合固定式电气设电接地的规定,但下列情况可不接地:

一、移动式机械自用的发电设备直接放在机械的同一金属框架上,又不供给其他设备用电。

二、当机械由专用的移动式发电设备供电,机械数量不超过 2 台,机械距移动式发电设备不超过 50m,且发电设备和机械的外壳之间有可靠的金属连接。

第三章 工程交接验收

第 3.0.1 条 在验收时应按下列要求进行检查:

一、整个接地网外露部分的连接可靠,接地线规格正确,防腐层完好,标志齐全明显。

二、避雷针(带)的安装位置及高度符合设计要求。

三、供连接临时接地线用的连接板的数量和位置符合设计要求。

四、工频接地电阻值及设计要求的其他测试参数符合设计规定,雨后不应立即测量接地电阻。

第 3.0.2 条 在验收时,应提交下列资料 and 文件:

一、实际施工的竣工图。

二、变更设计的证明文件。

三、安装技术记录(包括隐蔽工程记录等)。

四、测试记录。

附录一 名词解释

附表 1.1 名词解释

本规范用名词	解 释
接地体	埋入地中并直接与大地接触的金属导体 称为接地体。接体分为水平接地体和垂直接地体
自然接地体	可利用作为接地用的直接与大地接触的各种金属构件、金属井管、钢筋混凝土建筑的基础、金属管道和设备等 称为自然接地体
接地线	电气设备、杆塔的接地螺栓与接地体或零线连接用的在正常情况下不载流的金属导体，称为接地线
接地装置	接地体和接地线的总和 称为接地装置
接地	电气设备、杆塔或过电压保护装置用接地线与接地体连接 称为接地
接地电阻	接地体或自然接地体的对地电阻和接地线电阻的总和 称为接地装置的接地电阻。接地电阻的数值等于接地装置对地电压与通过接地体流入地中电流的比值
工频接地电阻	按通过接地体流入地中工频电流求得的电阻 称为工频接地电阻
零线	与变压器或发电机直接接地的中性点连接的中性线或直流回路中的接地中性线 称为零线
接零	中性点直接接地的低压电力网中 电气设备外壳与零线连接称为接零
集中接地装置	在避雷针附近装设的垂直接地体

注 本规范中接地电阻系指工频接地电阻。

附录二 本规范用词说明

一、为便于在执行本规范条文时区别对待，对要求严格程度不同的用词说明如下：

1. 表示很严格，非这样做不可的：

正面词采用“必须”；

反面词采用“严禁”。

2. 表示严格，在正常情况下均应这样做的：

正面词采用“应”；

反面词采用“不应”或“不得”。

3. 表示允许稍有选择，在条件许可时首先应这样做的：

正面词采用“宜”或“可”；

反面词采用“不宜”。

二、条文中指定应按其他有关标准、规范执行时,写法为“应符合……的规定”或“应按……执行”。

附加说明

本规范主编单位、参加单位和主要起草人名单

主编单位:能源部电力建设研究所

参加单位:武汉高压研究所

化工部施工技术研究所

主要起草人:沈大有 周惠娟 胡仁 马长瀛

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 621 - 1997

交流电气装置的接地

Grounding for AC electrical installations

中华人民共和国电力工业部 发布

1997 - 09 - 02 发布

1998 - 01 - 01 实施

前 言

本标准是根据原水利电力部 1979 年 1 月颁发的 SDJ8—79《电力设备接地设计技术规程》和 1984 年 3 月颁发的 SD119—84《500kV 电网过电压保护绝缘配合与电气设备接地暂行技术标准》,经合并、修订之后提出的。

本标准较修订前的两个标准有如下重要技术内容的改变:

- 1) 增加了电阻接地系统交流电气装置保护接地接地电阻的规定;
- 2) 修订了有效接地系统接地装置接地线热稳定校验的规定;提出 3 ~ 66kV 不接地、消弧线圈接地和高电阻接地系统进行异地两相短路接地线热稳定校验的要求;
- 3) 补充了接地网非等间距布置时的接地网接触电位差、跨步电位差的计算方法;

- 4) 修订了杆塔接地装置和自然接地极冲击系数的计算方法；
 - 5) 提出接地装置耐腐蚀的工作寿命的要求；
 - 6) 增加了气体绝缘全封闭组合电器(GIS)的接地规定；
 - 7) 参考 IEC 有关标准补充了低压建筑物电气装置的接地系统和接地装置等内容。
- 本标准发布后,SDJ8—79 和 SD119—84 第六章 500kV 电网电气设备接地即行废止。
本标准的附录 A、附录 B、附录 C、附录 D 和附录 E 是标准的附录,附录 F 是提示的附录。

本标准由电力工业部科学技术司提出。

本标准由电力工业部绝缘配合标准化技术委员会归口。

本标准起草单位:电力工业部电力科学研究院高压研究所。

本标准起草人:杜澍春。

本标准委托电力工业部电力科学研究院高压研究所负责解释。

目 次

前言

1 范围

2 名词术语

3 A 类电气装置接地的一般规定

4 A 类电气装置保护接地的范围

5 A 类电气装置的接地电阻

6 A 类电气装置的接地装置

7 低压系统接地型式和 B 类电气装置的接地电阻

8 B 类电气装置的接地装置和保护线

附录 A(标准的附录) 人工接地极工频接地电阻的计算

附录 B(标准的附录) 发电厂、变电所经接地装置的入地短路电流及电位计算

附录 C(标准的附录) 接地装置的热稳定校验

附录 D(标准的附录) 架空线路杆塔接地电阻的计算

附录 E(标准的附录) 8.3.1a)中系数 k 的求取方法

附录 F(提示的附录) 土壤和水的电阻率参考值

1 范 围

本标准规定了交流标称电压 500kV 及以下发电、变电、送电和配电电气装置(含附属直流电气装置,并简称为 A 类电气装置)以及建筑物电气装置(简称 B 类电气装置)的接

地要求和方法。

2 名词术语

本标准采用下列名词术语。

2.1 接地 grounded

将电力系统或建筑物中电气装置、设施的某些导电部分 经接地线连接至接地极。

2.2 工作接地 working ground、系统接地 System ground

在电力系统电气装置中 ,为运行需要所设的接地(如中性点直接接地或经其他装置接地等)。

2.3 保护接地 protective ground

电气装置的金属外壳、配电装置的构架和线路杆塔等 ,由于绝缘损坏有可能带电 ,为防止其危及人身和设备的安全而设的接地。

2.4 雷电保护接地 lightning protective ground

为雷电保护装置(避雷针、避雷线和避雷器等)向大地泄放雷电流而设的接地。

2.5 防静电接地 static protective ground

为防止静电对易燃油、天然气贮罐和管道等的危险作用而设的接地。

2.6 接地极 grounding electrode

埋入地中并直接与大地接触的金属导体 ,称为接地极。兼作接地极用的直接与大地接触的各种金属构件、金属井管、钢筋混凝土建(构)筑物的基础、金属管道和设备等称为自然接地极。

2.7 接地线 grounding conductor

电气装置、设施的接地端子与接地极连接用的金属导电部分。

2.8 接地装置 grounding connection

接地线和接地极的总和。

2.9 接地网 grounding grid

由垂直和水平接地极组成的供发电厂、变电所使用的兼有泄流和均压作用的较大型的水平网状接地装置。

2.10 集中接地装置 concentrated grounding connection

为加强对雷电流的散流作用、降低对地电位而敷设的附加接地装置 ,一般敷设 3 ~ 5 根垂直接地极。在土壤电阻率较高的地区 ,则敷设 3 ~ 5 根放射形水平接地极。

2.11 接地电阻 ground resistance

接地极或自然接地极的对地电阻和接地线电阻的总和 ,称为接地装置的接地电阻。接地电阻的数值等于接地装置对地电压与通过接地极流入地中电流的比。按通过接地极流入地中工频交流电流求得的电阻 ,称为工频接地电阻 ;按通过接地极流入地中冲击

电流求得的接地电阻 称为冲击接地电阻。

2.12 接地装置对地电位 potential of grounding connection

电流经接地装置的接地极流入大地时 ,接地装置与大地零电位点之间的电位差。

2.13 接触电位差 touch potential difference

接地短路(故障)电流流过接地装置时 ,大地表面形成分布电位 ,在地面上离设备水平距离为 0.8m 处与设备外壳、架构可墙壁离地面的垂直距离 1.8m 处两点间的电位差 ,称为接触电位差 ;接地网孔中心对接地网接地极的最大电位差 ,称为最大接触电位差。

2.14 跨步电位差 step potential difference

接地短路(故障)电流流过接地装置时 ,地面上水平距离为 0.8m 的两点间的电位差 ,称为跨步电位差。接地网外的地面上水平距离 0.8m 处对接地网边缘接地极的电位差 ,称为最大跨步电位差。

2.15 转移电位 diverting potential

接地短路(故障)电流流过接地装置时 ,由一端与接地装置连接的金属导体传递的接地装置对地电位。

2.16 外露导电部分 exposed conductive part

平时不带电压 ,但故障情况下能带电压的电气装置的容易触及的导电部分。

2.17 装置外导电部分 extraneous conductive part

不属电气装置组成部分的导电部分。

2.18 中性线 neutral conductor

与低压系统电源中性点连接用来传输电能的导线。

2.19 保护线 protective conductor

低压系统中为防触电用来与下列任一部分作电气连接的导线 :

- a) 线路或设备金属外壳 ;
- b) 线路或设备以外的金属部件 ;
- c) 总接地线或总等电位联结端子板 ;
- d) 接地极 ;
- e) 电源接地点或人工中性点。

2.20 保护中性线 PEN conductor

具有中性线和保护线两种功能的接地线。

2.21 等电位联结 equipotential bonding

各外露导电部分和装置外导电部分的电位实质上相等的电气连接。

2.22 等电位联结线 equipotential bounding conductor

为确保等电位联结而使用的保护线。

3 A 类电气装置接地的一般规定

3.1 电力系统中电气装置、设施的某些可导电部分应接地。接地装置应充分利用自然接地极接地,但应校验自然接地极的热稳定。按用途接地有下列 4 种:

- a) 工作(系统)接地;
- b) 保护接地;
- c) 雷电保护接地;
- d) 防静电接地。

3.2 发电厂、变电所内,不同用途和不同电压的电气装置、设施,应使用一个总的接地装置,接地电阻应符合其中最小值的要求。

注:本标准中接地电阻除另外注明外,均指工频接地电阻。

3.3 设计接地装置时,应考虑土壤干燥或冻结等季节变化的影响,接地电阻在四季中均应符合本标准的要求,但雷电保护接地的接地电阻,可只考虑在雷季中土壤干燥状态的影响。接地装置的接地电阻可按附录 A 计算。

3.4 确定发电厂、变电所接地装置的型式和布置时,考虑保护接地的要求,应降低接触电位差和跨步电位差,并应符合下列要求。

a) 在 110kV 及以上有效接地系统和 6~35kV 低电阻接地系统发生单相接地或同点两相接地时,发电厂、变电所接地装置的接触电位差和跨步电位差不应超过下列数值

$$U_t = \frac{174 + 0.17\rho_t}{\sqrt{t}} \quad (1)$$

$$U_s = \frac{174 + 0.17\rho_t}{\sqrt{t}} \quad (2)$$

式中: U_t ——接触电位差, V;

U_s ——跨步电位差, V;

ρ_t ——人脚站立处地表面的土壤电阻率, $\Omega \cdot m$;

t ——接地短路(故障)电流的持续时间, s。

b) 3~66kV 不接地、经消弧线圈接地和高电阻接地系统,发生单相接地故障后,当不迅速切除故障时,此时发电厂、变电所接地装置的接触电位差和跨步电位差不应超过下列数值

$$U_t = 50 + 0.05\rho_t \quad (3)$$

$$U_s = 50 + 0.2\rho_t \quad (4)$$

c) 在条件特别恶劣的场所,例如水田中,接触电位差和跨步电位差的允许值宜适当降低。

d) 接触电位差和跨步电位差可按附录 B 计算。

4 A类电气装置保护接地的范围

4.1 电气装置和设施的下列金属部分 均应接地：

- a) 电机、变压器和高压电器等的底座和外壳；
- b) 电气设备传动装置；
- c) 互感器的二次绕组；
- d) 发电机中性点柜外壳、发电机出线柜和封闭母线的外壳等；
- e) 气体绝缘全封闭组合电器(GIS)的接地端子；
- f) 配电、控制、保护用的屏(柜、箱)及操作台等的金属框架；
- g) 铠装控制电缆的外皮；
- h) 屋内外配电装置的金属架构和钢筋混凝土架构以及靠近带电部分的金属围栏和金属门；
- i) 电力电缆接线盒、终端盒的外壳,电缆的外皮,穿线的钢管和电缆桥架等；
- j) 装有避雷线的架空线路杆塔；
- k) 除沥青地面的居民区外,其他居民区内,不接地、消弧线圈接地和高电阻接地系统中无避雷线架空线路的金属杆塔和钢筋混凝土杆塔；
- l) 装在配电线路杆塔上的开关设备、电容器等电气设备；
- m) 箱式变电站的金属箱体。

4.2 电气设备和电力生产设施的下列金属部分可不接地：

- a) 在木质、沥青等不良导电地面的干燥房间内,交流标称电压 380V 及以下、直流标称电压 220V 及以下的电气设备外壳,但当维护人员可能同时触及电气设备外壳和接地物件时除外；
- b) 安装在配电屏、控制屏和配电装置上的电测量仪表、继电器和其他低压电器等的外壳,以及当发生绝缘损坏时在支持物上不会引起危险电压的绝缘子金属底座等；
- c) 安装在已接地的金属架构上的设备(应保证电气接触良好),如套管等；
- d) 标称电压 220V 及以下的蓄电池室内的支架；
- e) 由发电厂、变电所区域内引出的铁路轨道,但本标准 6.2.16 所列的场所除外。

5 A类电气装置的接地电阻

5.1 发电厂、变电所电气装置的接地电阻

5.1.1 发电厂、变电所电气装置保护接地的接地电阻要求如下。

- a) 有效接地和低电阻接地系统中发电厂、变电所电气装置保护接地的接地电阻应符合下列要求。
 - 1) 一般情况下,接地装置的接地电阻应符合下式要求

$$R \leq \frac{2000}{I} \quad (5)$$

式中 : R ——考虑到季节变化的最大接地电阻 Ω ;

I ——计算用的流经接地装置的入地短路电流 ,A。

公式(5)中计算用流经接地装置的入地短路电流 ,采用在接地装置内、外短路时 ,经接地装置流入地中的最大短路电流对称分量最大值 ,该电流就按 5 ~ 10 年发展后的系统最大运行方式确定 ,应考虑系统中各接地中性点间的短路电流分配 ,以及避雷线中分走的接地短路电流。

2) 当接地装置的接地电阻不符合式(5)要求时 ,可通过技术经济比较增大接地电阻 ,但不得大于 5Ω ,且应符合本标准 6.2.2 的要求。

b) 不接地、消弧线圈接地和高电阻接地系统中发电厂、变电所电气装置保护接地的接地电阻应符合下列要求。

1) 高压与发电厂、变电所电力生产用低压电气装置共用的接地装置应符合下式要求

$$R \leq \frac{120}{I} \quad (6)$$

但不应大于 4Ω 。

2) 高压电气装置的接地装置 ,就符合下式要求

$$R \leq \frac{250}{I} \quad (7)$$

式中 : R ——考虑到季节变化的最大接地电阻 Ω ;

I ——计算用的接地故障电流 ,A。

但不宜大于 10Ω 。

注 :变电所的接地电阻值 ,可包括引进线路的避雷线接地装置的散流作用。

3) 消弧线圈接地系统中 ,计算用的接地故障电流应采用下列数值 :①对于装有消弧线圈的发电厂、变电所电气装置的接地装置 ,计算电流等于接在同一接地装置中同一系统各消弧线圈额定电流总和的 1.25 倍。②对于不装消弧线圈的发电厂、变电所电气装置的接地装置 ,计算电流等于系统中断开最大一台消弧线圈或系统中最长线路被切除时的最大可能残余电流值。

4) 在高土壤电阻率地区的接地电阻不应大于 30Ω ,且就符合本标准 3.4 要求。

5.1.2 发电厂、变电所电气装置雷电保护接地的接地电阻

a) 独立避雷针(含悬挂独立避雷线的架构)的接地电阻。在土壤电阻率不大于 $500\Omega \cdot m$ 的地区不应大于 10Ω ,在高土壤电阻率地区接地电阻就符合 DL/T620 - 1997《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》的要求。

b) 变压器门型构上避雷针、线的接地电阻应符合 DL/T 620 - 1997《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》的要求。

5.1.3 发电厂和变电所有爆炸危险且爆炸后可能波及发电厂和变电所内主设备或严重影响发供电的建筑物,防雷电感应的接地电阻不应大于 30Ω 。

5.1.4 发电厂的易燃油和天然气设施防静电接地的接地电阻不应大于 30Ω 。

5.2 架空线路的接地电阻

5.2.1 架空线路杆塔保护接地的接地电阻不宜大于 30Ω 。

5.2.2 架空线路雷电保护接地的接地电阻应符合 DL/T 620 - 1997《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》的要求。

5.3 配电电气装置的接地电阻

5.3.1 工作于不接地、消弧线圈接地和高电阻接地系统、向建筑物电气装置(B类电气装置)供电的配电电气装置,其保护接地的接地电阻应符合下列要求。

a) 与 B 类电气装置系统电源接地点共用的接地装置。

1) 配电变压器安装在由其供电的建筑物外时,应符合下式的要求

$$R \leq 50/I \quad (8)$$

式中:R——考虑到季节变化接地装置最大接地电阻, Ω ;

I——计算用的单相接地故障电流;消弧线圈接地系统为故障点残余电流。但不宜大于 4Ω 。

2) 配电变压器安装在由其供电的建筑物内时,不宜大于 4Ω 。

b) 非共用的接地装置,应符合式(7)的要求,但不宜大于 10Ω 。

5.3.2 低电阻接地系统的配电电气装置,其保护接地的接地电阻应符合本标准式(5)的要求。

5.3.3 保护配电变压器的避雷器其接地应与变压器保护接地共用接地装置。

5.3.4 保护配电柱上断路器、负荷开关和电容器组等的避雷器的接地线应与设备外壳相连,接地装置的接地电阻不应大于 10Ω 。

6 A 类电气装置的接地装置

6.1 接地装置的一般规定

6.1.1 各种接地装置应利用直接埋入地中或水中的自然接地极,并设置将自然接地极和人工接地极分开的测量井。发电厂、变电所除利用自然接地极外,还应敷设人工接地极。

6.1.2 当利用自然接地极和引外接地装置时,应采用不少于两根导体在不同地点与接地网相连接。

6.1.3 在高土壤电阻率地区,可采取下列降低接地电阻的措施:

a) 当在发电厂、变电所 2000m 以内有较低电阻率的土壤时,可敷设引外接地极;

b) 当地下较深处的土壤电阻率较低时,可采用井式或深钻式接地极;

- c) 填充电阻率较低的物质或降阻剂；
- d) 敷设水下接地网。

6.1.4 在永冻土地区除可采用本标准 6.1.3 的措施外,尚可采取下列措施:

- a) 将接地装置敷设在溶化地带或溶化地带的水池或水坑中；
- b) 敷设深钻式接地极,或充分利用井管或其他深埋在地下的金属构件作接地极,还应敷设深度约 0.5m 的伸长接地极；
- c) 在房屋溶化盘内敷设接地装置；
- d) 在接地极周围人工处理土壤,以降低冻结温度和土壤电阻率。

6.1.5 人工接地极,水平敷设的可采用圆钢、扁钢,垂直敷设的可采用角钢、钢管等。接地装置的导体,应符合热稳定与均压的要求,还应考虑腐蚀的影响。按机械强度要求的接地装置导体的最小尺寸应符合表 1 所列规格。

表 1 接地装置导体的最小尺寸

种类	规格及单位	地上		地下
		屋内	屋外	
圆钢	直径 mm	6	8	8/10
扁钢	截面 mm ²	24	48	48
	厚度 mm	3	4	4
角钢	厚度 mm	2	2.5	4
钢管	管壁厚度 mm	2.5	2.5	3.5/2.5

注

- 1 地下部分圆钢的直径,其分子、分母数据分别对应于架空线路和发电厂、变电所的接地装置；
- 2 地下部分钢管的壁厚,其分子、分母数据分别对应于埋于土壤和埋于室内素混凝土地坪中；
- 3 架空线路杆塔的接地极引出线,其截面不应小于 50mm²,并应热镀锌。

6.1.6 接地装置的防腐蚀设计,应符合下列要求:

- a) 计及腐蚀影响后,接地装置的设计使用年限,应与地面工程的设计使用年限相当。
- b) 接地装置的防腐蚀设计,宜按当地的腐蚀数据进行。

c) 在腐蚀严重地区,敷设在电缆沟中的接地线和敷设在屋内或地面上的接地线,宜采用热镀锌,对埋入地下的接地极宜采取适合当地条件的防腐蚀措施。接地线与接地极或接地极之间的焊接点,应涂防腐材料。

6.1.7 接地电阻的测量可按照 DL475—92《接地装置工频特性参数的测量导则》执行。

6.2 发电厂、变电所电气装置的接地装置

6.2.1 发电厂、变电所电气装置的接地装置,除利用自然接地极外,应敷设以水平接地极为主要的人工接地网。

人工接地网的外缘应闭合,外缘各角应做成圆弧形,圆弧的半径不宜小于均压带间

距的一半。接地网内应敷设水平均压带。接地网的埋设深度不宜小于 0.6m。

接地网均压带可采用等间距或不等间距布置。

35kV 及以上变电所接地网边缘经常有人出入的走道处,应铺设砾石、沥青路面或在地下装设两条与接地网相连的均压带。

对于 3~10kV 变电所、配电所,当采用建筑物的基础作接地极且接地电阻又满足规定值时,可不另设人工接地。

6.2.2 在有效接地和低电阻接地系统中,发电厂、变电所电气装置的接地装置,当接地电阻不符合式(5)的要求时,其人工接地网及有关电气装置还应符合以下要求:

a) 为防止转移电位引起的危害,对可能将接地网的高电位引向厂、所外或将低电位引向厂、所内的设施,应采取隔离措施。例如:对外的通信设备加隔离变压器;向厂、所外供电的低压线路采用架空线,其电源中性点不在厂、所内接地,改在厂、所外适当的地方接地;通向厂、所外的管道采用绝缘段;铁路轨道分别在两处加绝缘鱼尾板等等。

b) 考虑短路电流非周期分量的影响,当接地网电位升高时,发电厂、变电所内的 3~10kV 阀式避雷器不应动作或动作后应承受被赋与的能量。

c) 设计接地网时,应验算接触电位差和跨步电位差。

6.2.3 当人工接地网局部地带的接触电位差、跨步电位差超过规定值,可采取局部增设水平均压带或垂直接地极铺设砾石地面或沥青地面的措施。

6.2.4 发电厂、变电所的接地装置应与线路的避雷线相连,且有便于分开的连接点。当不允许避雷线直接和发电厂、变电所配电装置架构相连时,发电厂、变电所接地网应在地下与避雷线的接地装置相连接,连接线埋在地中的长度不应小于 15m。

6.2.5 发电厂、变电所电气装置中下列部位应采用专门敷设的接地线接地。

a) 发电机机座或外壳,出线柜、中性点柜的金属底座和外壳,封闭母线的外壳;

b) 110kV 及以上钢筋混凝土构件支座上电气设备的金属外壳;

c) 箱式变电站的金属箱体;

d) 直接接地的变压器中性点;

e) 变压器、发电机、高压并联电抗器中性点所接消弧线圈、接地电抗器、电阻器或变压器等的接地端子;

f) GIS 的接地端子;

g) 避雷器、避雷针、线等的接地端子。

6.2.6 当不要求采用专门敷设的接地线接地时,电气设备的接地线宜利用金属构件、普通钢筋混凝土构件的钢筋、穿线的钢管和电缆的铅、铝外皮等。但不得使用蛇皮管、保温管的金属网或外皮以及低压照明网络的导线铅皮作接地线。

操作、测量和信号用低压电气设备的接地线可利用永久性金属管道,但可燃液体、可燃或爆炸性气体的金属管道除外。

利用以上设施作接地线时,应保证其全长为完好的电气通路,并且当利用串联的金属构件作为接地线时,金属构件之间应以截面不小于 100mm^2 的钢材焊接。

6.2.7 在有效接地系统及低电阻接地系统中,发电厂、变电所电气装置中电气设备接地线的截面,应按接地短路电流进行热稳定校验。钢接地线的短时温度不应超过 400°C ,铜接地线不应超过 450°C ,铝接地线不应超过 300°C 。接地线截面的热稳定校验可按照附录 C 进行。

6.2.8 校验不接地、消弧线圈接地和高电阻接地系统中电气设备接地线的热稳定时,敷设在地上的接地线长时间温度不应大于 150°C ,敷设在地下的接地线长时间温度不应大于 100°C 。

当按 70°C 的允许载流量曲线选定接地线的截面时,对于敷设在地上的接地线,应采用流过接地线的计算用单相接地故障电流的 60% ,对于敷设在地下的接地线,应采用流过接地线的计算用单相接地故障电流的 75% 。

6.2.9 与架空送、配电线路相连的 $6\sim 66\text{kV}$ 高压电气装置中的电气设备接地线,还应按两相异地短路校验热稳定,接地线的短时温度与本标准 6.2.7 相同。

6.2.10 接地线应便于检查,但暗敷的穿线钢管和地下的金属构件除外。潮湿的或有腐蚀性蒸汽的房间内,接地线离墙不应小于 10mm 。

6.2.11 接地线应采取防止发生机械损伤和化学腐蚀的措施。

6.2.12 在接地线引进建筑物的入口处,应设标志。明敷的接地线表面应涂 $15\sim 100\text{mm}$ 宽度相等的绿色和黄色相间的条纹。

6.2.13 发电厂、变电所电气装置中电气设备接地线的连接应符合下列要求:

a) 接地线应采用焊接连接。当采用搭接焊接时,其搭接长度应为扁钢宽度的 2 倍或圆钢直径的 6 倍。

b) 当利用钢管作接地线时,钢管连接处应保证有可靠的电气连接。当利用穿线的钢管作接地线时,引向电气设备的钢管与电气设备之间,应有可靠的电气连接。

c) 接地线与管道等伸长接地极的连接处,宜焊接。连接地点应选在近处,并应在管道因检修而可能断开时,接地装置的接地电阻仍能符合本标准的要求。管道上表计和阀门等处,均应装设跨接线。

d) 接地线与接地极的连接,宜用焊接;接地线与电气设备的连接,可用螺栓连接或焊接。用螺栓连接时应设防松螺帽或防松垫片。

e) 电气设备每个接地部分应以单独的接地线与接地母线相连接,严禁在一个接地线中串接几个需要接地的部分。

6.2.14 发电厂、变电所 GIS 的接地线及其连接应符合以下要求:

a) 三相共箱式或分相式的 GIS,其基座上的每一接地母线,应采用分设其两端的接地线与发电厂或变电所的接地网连接。接地线并应和 GIS 室内环形接地母线连接。接

地母线较长时,其中部宜另加接地线,并连接至接地网。接地线与 GIS 接地母线应采用螺栓连接方式,并应采取防锈蚀措施。

b) 接地线截面的热稳定校验,应分别按本标准 6.2.7 或 6.2.8 的要求进行。对于只有 2 条或 4 条接地线,其截面热稳定的校验电流分别取全部接地(短路或故障)电流的 70% 和 35%。

c) 当 GIS 露天布置或装设在室内与土壤直接接触的地面上时,其接地开关、金属氧化物避雷器的专用接地端子与 GIS 接地母线的连接处,宜装设集中接地装置。

d) GIS 室内应敷设环形接地母线,室内各种设备需接地的部位应以最短路径与环形接地母线连接。GIS 布置于室内楼板上时,其基座下的钢筋混凝土地板中的钢筋应焊接成网,并和环形接地母线相连接。

6.2.15 发电厂、变电所配电装置构架上避雷针(含悬挂避雷线的架构)的集中接地装置应与主接地网连接,由连接点至变压器接地点沿接地极的长度不应小于 15m。

6.2.16 发电厂主厂房、主控制楼、变电所主控制楼(室)和配电装置室屋顶避雷针等的接地线、接地极布置及其与发电厂、变电所电气装置接地网之间的连接方式等,应符合 DL/T 620—1997《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》的要求。

6.2.17 发电厂和变电所有爆炸危险且爆炸后可能波及发电厂和变电所内主设备或严重影响发供电的建筑物防感应雷电过电压的接地线、接地极的布置方式应符合 DL/T 620—1997《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》的要求。

6.2.18 发电厂易燃油、可燃油、天然气和氢气等贮罐,装卸油台、铁路轨道、管道、鹤管、套筒及油槽车等防静电接地的接地位置,接地线、接地极布置方式等应符合下列要求:

a) 铁路轨道、管道及金属桥台,应在其始端、末端、分支处以及每隔 50m 处设防静电接地,鹤管应在两端接地。

b) 厂区内的铁路轨道应在两处用绝缘装置与外部轨道隔离。两处绝缘装置间的距离应大于一列火车的长度。

c) 净距小于 100mm 的平行或交叉管道,应每隔 20m 用金属线跨接。

d) 不能保持良好电气接触的阀门、法兰、弯头等管道连接处也应跨接。跨接线可采用直径不小于 8mm 的圆钢。

e) 油槽车应设防静电临时接地卡。

f) 易燃油、可燃油和天然气浮动式贮罐顶,应用可挠的跨接线与罐体相连,且不应少于两处。跨接线可用截面不小于 25mm^2 的钢绞线或软铜线。

g) 浮动式电气测量的铠装电缆应埋入地中,长度不宜小于 50m。

h) 金属罐罐体钢板的接缝、罐顶与罐体之间以及所有管、阀与罐体之间应保证可靠的电气连接。

6.3 架空线路杆塔的接地装置

6.3.1 高压架空线路杆塔的接地装置可采用下列型式：

a) 在土壤电阻率 $\rho \leq 100\Omega \cdot m$ 的潮湿地区，可利用铁塔和钢筋混凝土杆自然接地。对发电厂、变电所的进线段应另设雷电保护接地装置。在居民区，当自然接地电阻符合要求时，可不设人工接地装置。

b) 在土壤电阻率 $100\Omega \cdot m < \rho \leq 300\Omega \cdot m$ 的地区，除利用铁塔和钢筋混凝土杆的自然接地外，并应增设人工接地装置。接地极埋设深度不宜小于 0.6m。

c) 在土壤电阻率 $300\Omega \cdot m < \rho \leq 2000\Omega \cdot m$ 的地区，可采用水平敷设的接地装置，接地极埋设深度不宜小于 0.5m。

d) 在土壤电阻率 $\rho > 2000\Omega \cdot m$ 的地区，可采用 6~8 根总长度不超过 500m 的放射形接地极或连续伸长接地极。放射形接地极可采用长短结合的方式。接地极埋设深度不宜小于 0.3m。

e) 居民区和水田中的接地装置，宜围绕杆塔基础敷设成闭合环形。

f) 放射形接地极每根的最大长度，应符合表 2 的要求。

表 2 放射形接地极每根的最大长度

土壤电阻率 $\Omega \cdot m$	≤ 500	≤ 1000	≤ 2000	≤ 5000
最大长度 m	40	60	80	100

g) 在高土壤电阻率地区采用放射形接地装置时，当在杆塔基础的放射形接地极每根长度的 1.5 倍范围内有土壤电阻率较低的地带时，可部分采用引外接地或其他措施。

6.3.2 计算雷电保护接地装置所采用的土壤电阻率，应取雷季中最大可能的数值，并按下式计算

$$\rho = \rho_0 \Psi \quad (9)$$

式中 ρ ——土壤电阻率 $\Omega \cdot m$ ；

ρ_0 ——雷季中无雨水时所测得的土壤电阻率 $\Omega \cdot m$ ；

Ψ ——考虑土壤干燥所取的季节系数。

Ψ 采用表 3 所列数值。土壤和水的电阻率参考值可参照附录 F。

表 3 雷电保护接地装置的季节系数

埋 深 m	Ψ 值	
	水平接地极	2~3m 的垂直接地极
0.5	1.4~1.8	1.2~1.4
0.8~1.0	1.25~1.45	1.15~1.3
2.5~3.0 (深埋接地极)	1.0~1.1	1.0~1.1

注 测定土壤电阻率时，如土壤比较干燥，则应采用表中的较小值，如比较潮湿，则应采用较大值。

6.3.3 单独接地极或杆塔接地装置的冲击接地电阻可用下式计算

$$R_i = \alpha R \quad (10)$$

式中： R_i ——单独接地极或杆塔接地装置的冲击接地电阻 Ω ；

R ——单独接地极或杆塔接地装置的工频接地电阻 Ω ；

α ——单独接地极或杆塔接地装置的冲击系数；

α 的数值可参照附录 D。

6.3.4 当接地装置由较多水平接地极或垂直接地极组成时，垂直接地极的间距不应小于其长度的两倍，水平接地极的间距不宜小于 5m。

由 n 根等长水平放射形接地极组成的接地装置，其冲击接地电阻可按下列下式计算

$$R_i = \frac{R_{hi}}{n} \times \frac{1}{\eta_i} \quad (11)$$

式中： R_{hi} ——每根水平放射形接地极的冲击接地电阻 Ω ；

η_i ——考虑各接地极间相互影响的冲击利用系数。

η_i 的数值可参照附录 D 选取。

6.3.5 由水平接地极连接的 n 根垂直接地极组成的接地装置，其冲击接地电阻可按下列下式计算

$$R_i = \frac{\frac{R_{hi}}{n} \times R'_{hi}}{\frac{R_{vi}}{n} + R'_{hi}} \times \frac{1}{\eta_i} \quad (12)$$

式中： R_{vi} ——每根垂直接地极的冲击接地电阻 Ω ；

R'_{hi} ——水平接地极的冲击接地电阻 Ω 。

6.3.6 架空线路杆塔的接地线及其连接方式，应符合 DL/T620 - 1997《交流电气装置过电压保护和绝缘配合》的要求。

6.4 配电电气装置的接地装置

6.4.1 户外柱上配电变压器等电气装置的接地装置，宜敷设成围绕变压器台的闭合环形。

6.4.2 配电变压器等电气装置安装在由其供电的建筑物内的配电装置室时，其接地装置应与建筑物基钢筋等相连。

6.4.3 引入配电装置室的每条架空线路安装的阀式避雷器的接地线，应与配电装置室的接地装置连接，但在入地处应敷设集中接地装置。

7 低压系统接地型式和 B 类电气装置的接地电阻

7.1 系统接地型式

7.1.1 低压系统接地可采用以下几种型式。

a) TN 系统。系统有一点直接接地，装置的外露导电部分用保护线与该点连接。按照中性线与保护线的组合情况，TN 系统有以下 3 种型式：

1) TN—S 系统。整个系统的中性线与保护线是分开的(图 1)。

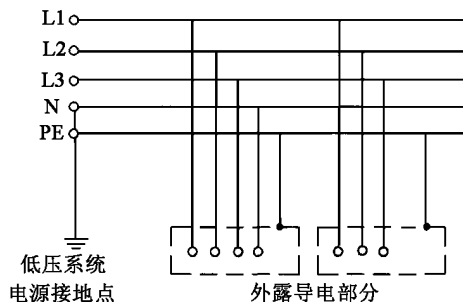


图 1 TN—S 系统 整个系统的中性线与保护线是分开的

2) TN—C—S 系统。系统中有一部分中性线与保护线是合一的(图 2)。

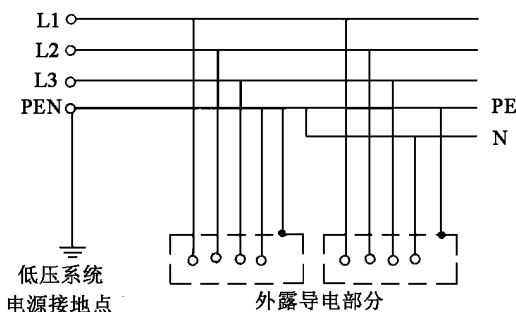


图 2 TN—C—S 系统 系统有一部分中性线与保护线是合一的

3) TN—C 系统。整个系统的中性线与保护线是合一的(图 3)。

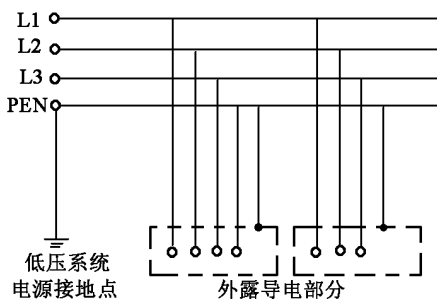


图 3 TN—C 系统 整个系统的中性线与保护线是合一的

b) TT 系统。TT 系统有一个直接接地点，电气装置的外露导电部分接至电气上与低压系统的接地点无关的接地装置(图 4)。

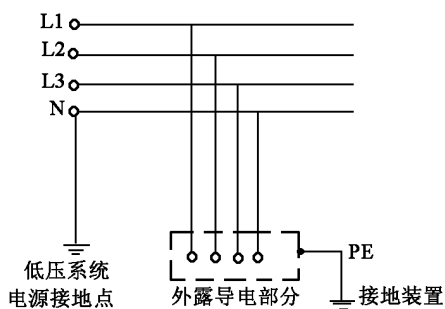


图 4 TT 系统

c) IT 系统。IT 系统的带电部分与大地间不直接连接(经阻抗接地或不接地),而电气装置的外露导电部分则是接地的(图 5)。

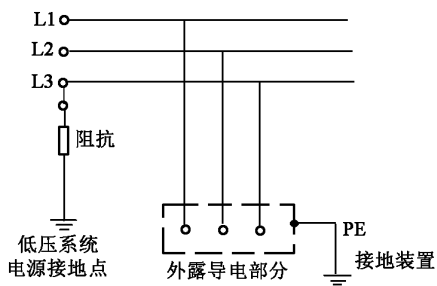


图 5 IT 系统

注

1 图 1~图 5 所示是常用的二相系统的例子。

2 文字代号的意义：

第一个字母表示低压系统的对地关系：

T——一点直接接地；

I——所有带电部分与地绝缘或一点经阻抗接地。

第二个字母表示电气装置的外露导电部分的对地关系：

T——外露导电部分对地直接电气连接,与低压系统的任何接地点无关；

N——外露导电部分与低压系统的接地点直接电气连接(在交流系统中,接地点通常就是中性点)。如果后面还有字母时,字母表示中性线与保护线的组合；

S——中性线和保护线是分开的；

C——中性线和保护线是合一的(PEN)线。

7.2 接地装置的接地电阻和总等电位联结

7.2.1 向 B 类电气装置供电的配电变压器安装在该建筑物外时,低压系统电源接地点的接地电阻应符合下列要求：

a) 配电变压器高压侧工作于不接地、消弧线圈接地和高电阻接地系统,当该变压器

的保护接地接地装置的接地电阻符合式(8)要求且不超过 4Ω 时,低压系统电源接地点可与该变压器保护接地共用接地装置。

b) 当建筑物内未作总等电位联结,且建筑物距低压系统电源接地点的距离超过 50m 时,低压电缆和架空线路在引入建筑物处,保护线(PE)或保护中性线(PEN)应重复接地,接地电阻不宜超过 10Ω 。

c) 向低压系统供电的配电变压器的高压侧工作于低电阻接地系统时,低压系统不得与电源配电变压器的保护接地共用接地装置,低压系统电源接地点应在距该配电变压器适当的地点设置专用接地装置,其接地电阻不宜超过 4Ω 。

7.2.2 向 B 类电气装置供电的配电变压器安装在该建筑物内时,低压系统电源接地点的接地电阻应符合下列要求:

a) 配电变压器高压侧工作于不接地、消弧线圈接地和高电阻接地系统,当该变压器保护接地的接地装置的接地电阻符合本标准 5.3.1 要求时,低压系统电源接地点可与该变压器保护接地共用接地装置。

b) 配电变压器高压侧工作于低电阻接地系统,当该变压器的保护接地接地装置的接地电阻符合式(5)的要求,且建筑物内采用(含建筑物钢筋的)总等电位联结时,低压系统电源接地点可与该变压器保护接地共用接地装置。

7.2.3 低压系统由单独的低压电源供电时,其电源接地点接地装置的接地电阻不宜超过 4Ω 。

7.2.4 TT 系统中当系统接地点和电气装置外露导电部分已进行总等电位联结时,电气装置外露导电部分不另设接地装置。否则,电气装置外露导电部分应设保护接地的接地装置,其接地电阻应符合下式要求

$$R \leq 50/I_a \quad (13)$$

式中:R——考虑到季节变化时接地装置的最大接地电阻, Ω ;

I_a ——保证保护电器切断故障回路的动作电流, A。

7.2.5 IT 系统的各电气装置外露导电部分保护接地的接地装置可共用同一接地装置,亦可个别地或成组地用单独的接地装置接地。每个接地装置的接地电阻应符合下式要求

$$R \leq 50/I_d \quad (14)$$

式中:R——考虑到季节变化外露导电部分的接地装置最大接地电阻, Ω ;

I_d ——相线和外露导电部分间第一次短路故障的故障电流, A。

7.2.6 B 类电气装置采用接地故障保护时,建筑物内电气装置应采用总等电位联结。对下列导电部分应采用总等电位联结线互相可靠连接,并在进入建筑物处接向总等电位联结端子板(图 6):

a) PE(PEN)干线;

- b) 电气装置的接地装置中的接地干线；
- c) 建筑物内的水管、煤气管、采暖和空调管道等金属管道；
- d) 便于连接的建筑物金属构件等导电部分。

7.2.7 接户线的绝缘子铁脚直接地,接地电阻不宜超过 30Ω 。土壤电阻率在 $200\Omega\cdot\text{m}$ 及以下地区的铁横担钢筋混凝土杆线路,可不另设人工接地装置。当绝缘子铁脚与建筑物内电气装置的接地装置相连时,可不另设接地装置。人员密集的公共场所的接户线,当钢筋混凝土杆的自然接地电阻大于 30Ω 时,绝缘子铁脚应接地,并应设专用的接地装置。

年平均雷暴日数不超过 30、低压线被建筑物等屏蔽的地区或接户线距低压线路接地点不超过 50m 的地方,绝缘子铁脚可不接地。

7.2.8 建筑物处的低压系统电源接地点、电气装置外露导电部分的保护接地(含与功能接地共用的保护接地)、总等电位联结的接地极等可与建筑物的雷电保护接地共用同一接地装置。接地装置的接地电阻,应符合其中最小值的要求。

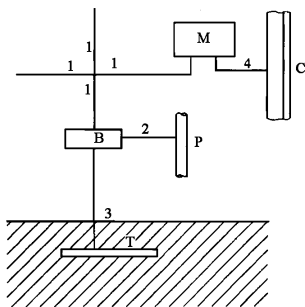


图 6 建筑物内总等电位联结图

- 1—保护线；2—总等电位联结线；3—接地线；
- 4—辅助等电位联结线；B—总等电位联结(接地)端子板；
- M—外露导电部分；C—装置外导电部分；P—金属水管干线；T—接地极

8 B 类电气装置的接地装置和保护线

8.1 一般要求

8.1.1 接地装置的性能必须满足电气装置的安全和功能上的要求。

8.1.2 按照电气装置的要求,保护接地或功能接地的接地装置可以采用共用的或分开的接地装置。

8.2 对地连接

8.2.1 接地装置的选择和安装应符合下列要求：

- a) 接地电阻值符合电气装置保护上和功能上的要求,并要求长期有效；
- b) 能承受接地故障电流和对地泄漏电流,特别是能承受热、热的机械应力和电的机

械应力而无危险；

- c) 足够坚固或有附加的机械保护；
- d) 必须采取保护措施防止由于电蚀作用而引起对其他金属部分的危害。

8.2.2 接地极可采用下列几种型式：

- a) 圆钢、角钢或钢管；
- b) 钢带；
- c) 板；
- d) 埋于基础内的接地极；
- e) 非钢筋混凝土中的钢筋；
- f) 征得供水部门同意的金属水管系统；
- g) 征得电缆部门同意的铅质包皮和其他金属外皮电缆；
- h) 其他合适的地下构筑物(另见 8.2.3d)。

注 任何一种接地极的功效取决于当地的各种土壤条件,应选定适合于各种土壤条件的一种或几种接地极以及所要求的接地电阻值。

8.2.3 接地极的安装应符合下列要求：

- a) 接地极的型式及埋入深度必须使土壤的干燥及冻结程度不会过分增加接地极的接地电阻,以免超过所要求的接地电阻值；
- b) 接地极所采用的材质及结构必须经得住由于腐蚀而引起的机械损伤；
- c) 接地装置的设计必须考虑到由于腐蚀可能增加接地极的接地电阻值；
- d) 可燃液体或气体、供暖系统的金属管道严禁用作保护接地极。

8.2.4 接地线的最小截面应符合本标准 8.3.1 的规定,而埋入土壤内的接地线,其截面应符合表 4 的规定。接地线与接地极的连接应牢固,且导电良好。

表 4 埋入土壤接地线的最小截面

	用机械方法保护的	没有机械方法保护的
有腐蚀保护的	按 8.3.1 的要求	铜 16mm ² 钢 16mm ²
没有腐蚀保护的	铜 25mm ² ；	钢 50mm ²

8.2.5 电气装置应设置总接地端子或母线,应与与接地线、保护线、等电位联结干线和安全、功能共用接地装置的功能性接地线等相连接。

8.2.6 断开接地线的装置应便于安装和测量。

8.3 保护线

8.3.1 保护线的最小截面可按照式(15)计算或按照本标准 8.3.1b)选择。这两种情况都必须考虑本标准 8.3.2 的要求。

a) 最小截面可按下式计算(只适用于断开时间不超过 5s),但应采用最接近的标准截面积

$$S_p = \frac{\sqrt{I^2 t}}{k} \quad (15)$$

式中 S_p ——截面积, mm^2 ;

I ——忽略保护电器阻抗的预期故障电流值(有效值), A;

t ——保护电器的动作时间, s;

k ——按保护线、绝缘和其他部分的材质以及最初和最终温度决定的计算系数(见附录 E)。

注

- 1 应考虑回路阻抗的限流作用及保护装置的极限容量;
- 2 需使按此计算得出的截面与故障回路阻抗值相适应;
- 3 应计及连接点的最高允许温度。

b) 保护线的最小截面应符合表 5 的规定。

表 5 保护线的最小截面

装置的相线截面 S_a mm^2	相应保护线的最小截面 S_p mm^2
$S_a \leq 16$	S_a
$16 < S_a \leq 35$	16
$S_a > 35$	$S_a/2$

注

- 1 应用本表时,如果得出非标准尺寸,则采用最接近标准截面的导线;
- 2 表中的数值只在保护线的材质与相线相同时才有效。否则,保护线截面的确定要使其得出的电导与应用本表所得的结果相当。

8.3.2 在任何情况下,非供电电缆或电缆外护物组成部分的每根保护线,其截面不应小于下列数值:

有机械保护时 2.5mm^2 ;

无机械保护时 4mm^2 。

8.3.3 保护线可由下列部分构成:

- a) 多芯电缆的芯线;
- b) 与带电导线一起在共用外护物内的绝缘线或裸导线;
- c) 固定的裸导线或绝缘线;
- d) 金属外皮,例如某些电缆的护套、屏蔽层及铠装;
- e) 导线的金属导管或其他金属外护物;
- f) 某些装置外导电部分。

8.3.4 符合下列要求的装置的金属外护物或框架可用作保护线：

- a) 金属外护物或框架的电气持续性不受机械、化学或电化学的侵蚀；
- b) 导电性应符合本标准 8.3.1 的要求；
- c) 应在每个预定的分接点上与其他保护线连接。

8.3.5 布线的护套或金属外皮当符合本标准 8.3.4 中前两项要求时，均可用作相应回路的保护线。电气用的其他导管严禁用作保护线。

8.3.6 当装置外导电部分符合下列要求时，可用作保护线：

- a) 不受机械、化学或电化学的侵蚀；
- b) 导电性应符合本标准 8.3.1 的要求；
- c) 有防止移动的装置或措施。

8.3.7 征得供排水部门同意的金属水管可作为保护线。煤气管道严禁用作保护线。

8.3.8 装置外导电部分严禁用作保护中性线。

8.3.9 保护线的设计和安装应符合下列要求：

- a) 保护线应采取保护措施，免受机械和化学的侵蚀并耐受电力；
- b) 保护线的接头应便于检查和测试；
- c) 开关电器严禁接入保护线；
- d) 监测对地导通的动作线圈严禁接入保护线。

8.4 接地装置

8.4.1 保护接地的接地装置的设计应符合本标准 7.1 的规定。当过电流保护装置用于电击保护时，应将保护线与带电导线紧密布置。

8.4.2 功能接地的接地装置的设置应保证设备的正确运行。其具体作法应符合该电气装置对功能接地的接地装置的要求。

8.4.3 保护接地和功能接地共用接地装置时，应满足保护接地的各项要求。保护中性线应符合下列要求：

a) TN 系统中，固定装置中铜芯截面不小于 10mm^2 的或铝芯截面不小于 16mm^2 的电缆，当所供电的那部分装置不由残余电流动作器保护时，其中的单根芯线可兼作保护线和中性线。

b) 保护中性线应采取防止杂散电流的绝缘措施。成套开关设备和控制设备内部的保护中性线无需绝缘。

c) 当从装置的任何一点起，中性线及保护线由各自的导线提供时，从该点起不应将两导线连接。在分开点，应分别设置保护线及中性线用端子或母线。保护中性线应接至供保护线用的端子或母线。

8.5 等电位联结接线

8.5.1 等电位联结主母线的最小截面应不小于装置最大保护线截面的一半，并不应小

于 6mm^2 。当采用铜线时,其截面不宜大于 25mm^2 。当采用其他金属时,则其截面应承载与之相当的载流量。

8.5.2 连接二个外露导电部分的辅助等电位联结线,其截面不应小于接至该二个外露导电部分的较小保护线的截面。连接外露导电部分与装置外导电部分的辅助等电位联结线,其截面不应小于相应保护线截面的一半。

8.5.3 当建筑物的水管被用作接地线或保护线时,水表必须跨接联结,其联结线的截面应根据其被用作保护线、等电位联结线或功能接地接地线的要求而采用适当的截面。

人工接地极工频接地电阻的计算

A1 垂直接地极的接地电阻可利用下式计算(图 A1)

当 $l \gg d$ 时

$$R_v = \frac{\rho}{2\pi l} \left(\ln \frac{8l}{d} - 1 \right) \quad (\text{A1})$$

式中: R_v ——垂直接地极的接地电阻 Ω ;

ρ ——土壤电阻率 $\Omega \cdot \text{m}$;

l ——垂直接地极的长度 m ;

d ——接地极用圆钢时,圆钢的直径 m [当用其他型式钢材时,其等效直径应按

下式计算(图 A2):钢管 $d = d_1$;扁钢 $d = \frac{b}{2}$;等边角钢 $d = 0.84b$;不等边角钢,

$$d = 0.71 \sqrt[4]{b_1 b_2 (b_1^2 + b_2^2)}$$

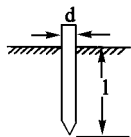


图 A1 垂直接地极的示意图

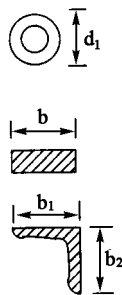


图 A2 几种型式钢材的计算用尺寸

A2 不同形状水平接地极的接地电阻可利用下式计算

$$R_h = \frac{\rho}{2\pi L} \left(\ln \frac{L^2}{hd} + A \right) \quad (\text{A2})$$

式中: R_h ——水平接地极的接地电阻 Ω ;

L ——水平接地极的总长度 m ;

h ——水平接地极的埋设深度 m ;

d ——水平接地极的直径或等效直径, m ;

A ——水平接地极的形状系数。

水平接地极的形状系数可采用表 A1 所列数值。

表 A1 水平接地极的形状系数 A

水平接地极形状	—	L	Y	○	+	□	☆	✱	✳	✴
形状系数 A	-0.6	-0.18	0	0.48	0.89	1	2.19	3.03	4.71	5.65

A3 水平接地极为主边缘闭合的复合接地极(接地网)的接地电阻可利用下式计算

$$R_n = a_1 R_e \quad (A3)$$

$$a_1 = \left(3 \ln \frac{L_0}{\sqrt{S}} - 0.2 \right) \frac{\sqrt{S}}{L_0}$$

$$R_e = 0.213 \frac{\rho}{\sqrt{S}} (1 + B) + \frac{\rho}{2\pi L} \left(\ln \frac{S}{9hd} - 5B \right)$$

$$B = \frac{1}{1 + 4.6 \frac{h}{\sqrt{S}}}$$

式中: R_n ——任意形状边缘闭合接地网的接地电阻, Ω ;

R_e ——等值(即等面积、等水平接地极总长度)方形接地网的接地电阻, Ω ;

S ——接地网的总面积, m^2 ;

d ——水平接地极的直径或等效直径, m ;

h ——水平接地极的埋设深度, m ;

L_0 ——接地网的外缘边线总长度, m ;

L ——水平接地极的总长度, m 。

A4 人工接地极工频接地电阻的简易计算,可采用表 A2 所列公式。

表 A2 人工接地极工频接地电阻(Ω)简易计算式

接地极型式	简易计算式
垂直式	$R \approx 0.3\rho$
单根水平式	$R \approx 0.03\rho$
复合式 (接地网)	$R \approx 0.5 \frac{\rho}{\sqrt{S}} = 0.28 \frac{\rho}{r}$ <p>或 $R \approx \frac{\sqrt{\pi}}{4} \times \frac{\rho}{\sqrt{S}} + \frac{\rho}{L} = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$</p>

注

- 1 垂直式为长度 3m 左右的接地极;
- 2 单根水平式为长度 60m 左右的接地极;
- 3 在复合式中 S 为大于 100m² 的闭合接地网的面积, r 为与接地网面积 S 等值的圆的半径,即等效半径, m 。

发电厂、就电所经接地装置的入地短路电流及电位计算

B1 计算用入地短路电流的计算

厂或所内和厂或所外发生接地短路时,流经接地装置的电流可分别按下式计算

$$I = (I_{\max} - I_n)(1 - K_{e1}) \quad (B1)$$

$$I = I_n(1 - K_{e2}) \quad (B2)$$

式中: i ——入地短路电流, A;

I_{\max} ——接地短路时的最大接地短路电流, A;

I_n ——发生最大接地短路电流时,流经发电厂、变电所接地中性点的最大接地短路电流, A;

K_{e1} 、 K_{e2} ——A 分别为厂或所内和厂或所外短路时,避雷线的工频分流系数。

计算用入地短路电流取两式中较大的 I 值。

B2 发生接地故障时,接地装置的电位、接触电位差和跨步电位差的计算

a) 接地装置的电位可按下式计算

$$U_g = IR \quad (B3)$$

式中: U_g ——接地装置的电位, V;

I ——计算用入地短路电流, A;

R ——接地装置(包括人工接地网及与其连接的所有其他自然接地极)的接地电阻, Ω 。

b) 均压带等间距布置时接地网(见图 B1)地表面的最大接触电位差、跨步电位差的计算。

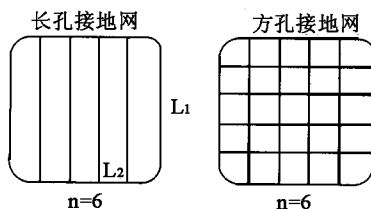


图 B1 接地网的形状

1) 接地网地表面的最大接触电位差,即网孔中心对接地网接地极的最大电位差,可按下式计算

$$U_{t\max} = K_{t\max} U_g \quad (B4)$$

式中: $U_{t\max}$ ——最大接触电位差, V;

$K_{t\max}$ ——最大接触电位差系数。

当接地极的埋设深度 $h = 0.6 \sim 0.8\text{m}$ 时, K_{tmax} 可按下式计算

$$K_{\text{tmax}} = K_d K_L K_n K_s \quad (\text{B5})$$

式中: K_d 、 K_L 、 K_n 、和 K_s ——系数,对 $30 \times 30\text{m}^2 \leq S \leq 500 \times 500\text{m}^2$ 的接地网,可按式 (B6) 计算。

$$\left. \begin{aligned} K_d &= 0.841 - 0.225 \lg d \\ K_L &= 1.0 && \text{方孔接地网} \\ &= 1.1 \sqrt[4]{L_2/L_1} && \text{长孔接地网} \\ K_n &= 0.076 + 0.776/n \\ K_s &= 0.234 + 0.414 \lg \sqrt{S} \end{aligned} \right\} \quad (\text{B6})$$

式中: n ——均压带计算根数;
 d ——均压带等效直径, m ;
 L_1 、 L_2 ——接地网的长度和宽度。

2) 接地网外的地表面最大跨步电位差可按式计算

$$U_{\text{smax}} = K_{\text{smax}} U_g \quad (\text{B7})$$

式中: U_{smax} ——最大跨步电位差, V ;
 K_{smax} ——最大跨步电位差系数。

正方形接地网的最大跨步电位差系数可按式计算

$$\begin{aligned} K_{\text{smax}} &= (1.5 - \alpha_2) n \frac{h^2 + (h + T/2)^2}{h^2 + (h - T/2)^2} / \ln \frac{20.4S}{dh} \quad (\text{B8}) \\ \alpha_2 &= 0.35 \left(\frac{n-2}{n} \right)^{1.14} \left(\frac{\sqrt{S}}{30} \right) \\ \beta &= 0.1 \sqrt{n} \end{aligned}$$

而 $T = 0.8\text{m}$, 即跨步距离。

对于矩形接地网, n 值由下式计算

$$n = 2 \left(\frac{L}{L_0} \right) \left(\frac{L_0}{4\sqrt{S}} \right)^{1/2}$$

式中: L 、 L_0 ——分别与式 (A3) 中意义同。

c) 均压带非等间距布置时正方形或矩形接地网地表面的最大接触电位差和最大跨步电位差的计算

1) 接地网均压带可按表 B1 所示的不等间距方式布置。

表 B1 接地网不等间距布置网孔边长为网边长百分数 %

网孔序号	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
网孔数	网孔边长百分数									
3	27.50	45.00								
4	17.50	32.50								
5	12.50	23.33	28.33							
6	8.75	17.50	23.75							
7	7.14	13.57	18.57	21.43						
8	5.50	10.83	15.67	18.00						
9	4.50	8.94	12.83	15.33	16.78					
10	3.75	7.50	11.08	13.08	14.58					
11	3.18	6.36	9.54	11.36	12.73	13.46				
12	2.75	5.42	8.17	10.00	11.33	12.33				
13	2.38	4.69	6.77	8.92	10.23	11.15	11.69			
14	2.00	3.86	6.00	7.86	9.28	10.24	10.76			
15	1.56	3.62	5.35	6.82	8.07	9.12	10.01	10.77		
16	1.46	3.27	4.82	6.14	7.28	8.24	9.07	9.77		
17	1.38	2.97	4.35	5.54	6.57	7.47	8.24	8.90	9.47	
18	1.14	2.58	3.86	4.95	5.91	6.76	7.50	8.15	8.71	
19	1.05	2.32	3.47	4.53	5.47	6.26	6.95	7.53	8.11	8.63
20	0.95	2.15	3.20	4.15	5.00	5.75	6.40	7.00	7.50	7.90

注 由于布置对称,表中只列出一半数值。

2) 接地网地表面最大接触电位差仍采用式(B4)计算,但 K_{tmax} 变为

$$K_{tmax} = K_{td} K_{th} K_{tL} K'_{tmax} K_{tn} K_{ts} \quad (B9)$$

式中各系数依次为对最大接触电位差的等效直径、埋深、形状、网孔数和根数影响系数,且

$$K_{td} = 0.401 + 0.522/\sqrt[6]{d}$$

$$K_{th} = 0.257 - 0.095/\sqrt[5]{h}$$

$$K_{tL} = 0.168 + 0.002(L_2/L_1) \quad (L_2 \leq L_1)$$

$$K'_{tmax} = 2.837 + 240.021/\sqrt[3]{m^2}$$

$$K_{tn} = 0.021 + 0.217\sqrt{n_2/n_1} - 0.132(n_2/n_1) \quad (n_2 \leq n_1)$$

$$K_{ts} = 0.054 + 0.410/\sqrt[8]{S}$$

式中 n_1 ——沿长方向布置的均压带根数；

n_2 ——沿宽方向布置的均压带根数；

m ——接地网孔数，其中 $m = (n_1 - 1)(n_2 - 1)$ ；

h ——水平均压带的埋设深度；

L_1 、 L_2 ——接地网的长度和宽度。

3) 接地网的最大跨步电位差仍采用式(B7)计算，但 K_{smax} 变为

$$K_{smax} = K_{sd} K_{sh} K_{sL} K'_{smax} K_{sn} K_{ss} \quad (B10)$$

式中各系数依次为对最大跨步电位差的等效直径、埋深、形状、网孔数和根数的影响系数，且

$$K_{sd} = 0.574 - 0.64/\sqrt[3]{d}$$

$$K_{sh} = 383.96 e^{-2.709/\sqrt[3]{h}}$$

$$K_{sL} = 0.741 - 0.011/n(L_2/L_1) \quad (L_2 \leq L_1)$$

$$K'_{smax} = 0.056 + 1.072/m$$

$$K_{sn} = 0.849 + 0.234/\sqrt[12]{n_2/n_1} \quad (n_2 \leq n_1)$$

$$K_{ss} = 0.07 + 1.08/\sqrt{S}$$

式中参数意义同上。

接地装置的热稳定校验

C1 根据热稳定条件，未考虑腐蚀时，接地线的最小截面应符合下式要求

$$S_g \geq \frac{I_g}{c} \sqrt{t_e} \quad (C1)$$

式中 S_g ——接地线的最小截面， mm^2 ；

I_g ——流过接地线的短路电流稳定值，A(根据系统 5~10 年发展规划，按系统最大运行方式确定)；

t_e ——短路的等效持续时间，s；

c ——接地线材料的热稳定系数，根据材料的种类、性能及最高允许温度和短

路前接地线的初始温度确定。

在校验接地线的热稳定时 I_g 、 t_e 及 c 应采用表 C1 所列数值。接地线的初始温度，一般取 40°C 。在爆炸危险场所，应按专和规定执行。

表 C1 校验接地线热稳定用的 I_g 、 t_e 和 c 值

系统接地方式	I_g	t_e	c		
			钢	铝	铜
有效接地	单(两)相接地短路电流	见 a) 和 b)	70	120	210
低电阻接地	单(两)相接地短路电流	2s	70	120	210
不接地、消弧线圈接地和高电阻接地	异点两相接地短路电流	2s	70	120	210

a) 发电厂、变电所的继电保护装置配置有 2 套速动主保护、近接地后备保护、断路器失灵保护和自动重合闸时， t_e 可按式 (C2) 取值

$$t_e \geq t_m + t_f + t_0 \quad (\text{C2})$$

式中： t_m ——主保护动作时间，s；

t_f ——断路器失灵保护动作时间，s；

t_0 ——断路器开断时间，s。

b) 配有 1 套速动主保护、近或远(或远近结合的)后备保护和自动重合闸，有或无断路器失灵保护时， t_e 可按式 (C3) 取值

$$t_e \geq t_0 + t_r \quad (\text{C3})$$

式中： t_r ——第一级后备保护的動作时间，s。

C2 根据热稳定条件，未考虑腐蚀时，接地装置接地极的截面不宜小于连接至该接地装置的接地线截面的 75%。

架空线路杆塔接地电阻的计算

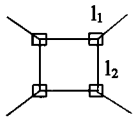
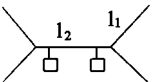
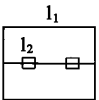
D1 杆塔接地装置的工频接地电阻

杆塔水平接地装置的工频接地电阻可利用下式计算

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left(\ln \frac{L^2}{hd} + A_1 \right) \quad (\text{D1})$$

式中的 A_1 和 L 按表 D1 取值

表 D1 式(D1)中的参数

接地装置种类	形状	参数
铁塔接地装置		$A_1 = 1.76$ $L = 4(l_1 + l_2)$
钢筋混凝土杆放射型接地装置		$A_1 = 2.0$ $L = 4l_1 + l_2$
钢筋混凝土杆环型接地装置		$A_1 = 1.0$ $L = 8l_2$ (当 $l_1 = 0$) $L = 4l_1$ (当 $l_1 \neq 0$)

D2 杆塔接地装置与单独接地极的冲击系数

杆塔接地装置接地电阻的冲击系数,可利用以下各式计算

铁塔接地装置

$$\alpha = 0.74\rho^{-0.4} (7.0 + \sqrt{L}) [1.56 - \exp(-3.0I_i^{-0.4})] \quad (D2)$$

式中 I_i ——流过杆塔接地装置或单独接地极的冲击电流, kA;

ρ ——以 $\Omega \cdot m$ 表示的土壤电阻率。

钢筋混凝土杆放射型接地装置

$$\alpha = 1.36\rho^{-0.4} (1.3 + \sqrt{L}) [1.55 - \exp(-4.0I_i^{-0.4})] \quad (D3)$$

钢筋混凝土杆环型接地装置

$$\alpha = 2.94\rho^{-0.5} (6.0 + \sqrt{L}) [1.233 - \exp(-2.0I_i^{-0.3})] \quad (D4)$$

单独接地极接地电阻的冲击系数,可利用以下各式计算:

垂直接地极

$$\alpha = 2.75\rho^{-0.4} (1.8 + \sqrt{L}) [0.75 - \exp(-1.50I_i^{-0.2})] \quad (D5)$$

单端流入冲击电流的水平接地极

$$\alpha = 1.62\rho^{-0.4} (5.0 + \sqrt{L}) [0.79 - \exp(-2.3I_i^{-0.2})] \quad (D6)$$

中部流入冲击电流的水平接地极

$$\alpha = 1.16\rho^{-0.4} (7.1 + \sqrt{L}) [0.78 - \exp(-2.3I_i^{-0.2})] \quad (D7)$$

D3 杆塔自然接地极的冲击系数

杆塔自然接地极的效果仅在 $\rho \leq 300\Omega \cdot m$ 才加以考虑,其冲击系数可利用下式计算

$$a = \frac{1}{1.35 + \alpha_1 I_1^{1.5}} \quad (D8)$$

式中 α_1 ——对钢筋混凝土杆、钢筋混凝土桩和铁塔的基础(一个塔脚)为 0.053 ;对装配式钢筋混凝土基础(一个塔脚)和拉线盘(带拉线棒)为 0.038。

D4 接地极的利用系数

各种型式接地极的冲击利用系数 η_i 可采用表 D2 所列数值。工频利用系数一般为 $\eta \approx \eta_i/0.9 \leq 1$ 。但对自然接地极 $\eta \approx \eta_i/0.7$ 。

表 D2 接地极的冲击利用系数 η_i

接地极型式	接地导体的根数	冲击利用系数	备注
n 根水平射线(每根长 10 ~ 80m)	2	0.83 ~ 1.0	较小值用于较短的射线
	3	0.75 ~ 0.90	
	4 ~ 6	0.65 ~ 0.80	
以水平接地极连接的垂直接地极	2	0.80 ~ 0.85	$\frac{L(\text{垂直接地极间距})}{L(\text{垂直接地极长度})} = 2 \sim 3$, 较小值用于 $\frac{D}{L} = 2$ 时
	3	0.70 ~ 0.80	
	4	0.70 ~ 0.75	
	6	0.65 ~ 0.70	
自然接地极	拉线棒与拉线盘间	0.6	
	铁塔的各基础间	0.4 ~ 0.5	
	门型、各种拉线杆塔的各基础间	0.7	

D5 接地电阻的简易计算

各种型式接地装置工频接地电阻的简易计算式列于表 D3。

表 D3 各种型式接地装置的工频接地电阻简易计算式 Ω

接地装置型式	杆塔型式	接地电阻简易计算式
n 根水平射线($n \leq 12$,每根长约 60m)	各型杆塔	$R \approx \frac{0.062\rho}{n + 1.2}$
沿装配式基础周围敷设的深埋式接地极	铁塔	$R \approx 0.07\rho$
	门型杆塔	$R \approx 0.04\rho$
	V 型拉线的门型杆塔	$R \approx 0.045\rho$
装配式基础的自然接地极	铁塔	$R \approx 0.1\rho$
	门型杆塔	$R \approx 0.06\rho$
	V 型拉线的门型杆塔	$R \approx 0.09\rho$
钢筋混凝土杆的自然接地极	单杆	$R \approx 0.3\rho$
	双杆	$R \approx 0.2\rho$
	拉线单、双杆	$R \approx 0.1\rho$
	一个拉线盘	$R \approx 0.28\rho$

接地装置型式	杆塔型式	接地电阻简易计算式
深埋式接地与装配式基础自然接地的综合	铁塔	$R \approx 0.05\rho$
	门型杆塔	$R \approx 0.03\rho$
	V 型拉线的门型杆塔	$R \approx 0.04\rho$
注 表中 ρ 为土壤电阻率 $\Omega \cdot m$ 。		

8.3.1a) 中系数 k 的求取方法

E1 k 值可由下式计算

$$k = \sqrt{\frac{Q_c(B + 20)}{\rho_{20}} \ln\left(1 + \frac{\theta_f - \theta_i}{B + \theta_i}\right)} \quad (E1)$$

式中： Q_c ——导线材料的体积热容量(表 E1) $J/(^\circ C \cdot mm^3)$ ；

B——导线在 $0^\circ C$ 时的电阻率温度系数的倒数(表 E1) $^\circ C$ ；

ρ_{20} ——导线材料在 $20^\circ C$ 时的电阻率(表 E1) $\Omega \cdot mm$ ；

θ_i ——导线的初始温度 $^\circ C$ ；

θ_f ——导线的最终温度 $^\circ C$ 。

表 E1 式(E1)中的参数

材 料	B $^\circ C$	Q_c $J/(^\circ C \cdot mm^3)$	ρ_{20} $\Omega \cdot mm$	$\sqrt{\frac{Q_c(B + 20)}{\rho_{20}}}$
铜	234.5	3.45×10^{-3}	17.241×10^{-6}	226
铝	228	2.5×10^{-3}	28.264×10^{-6}	148
铅	230	1.45×10^{-3}	214×10^{-6}	42
钢	202	3.8×10^{-3}	138×10^{-6}	78

E2 用法不同或运行情况不同的保护线的各种 k 值可按表 E2、E3 和 E4 选取。

表 E2 非电缆芯线的绝缘保护线或与电缆外皮接触的裸保护线的 k 值

	保护线的绝缘或电缆外皮		
	PVC	EPR, XLPE	丁基橡胶
最终温度	$160^\circ C$	$250^\circ C$	$220^\circ C$
导线的材质	k		
铜、铝、钢	143	176	166
	95	116	110
	52	64	60
注 导线的初始温度采用 $30^\circ C$			

表 E3 多芯电缆中一根芯线用作保护线的 k 值

	绝缘材质		
	PVC	EPR、XLPE	丁基橡胶
初始温度	70℃	90℃	85℃
最终温度	160℃	250℃	220℃
导结的材质	k		
铜	115	143	134
铝	76	94	89

表 E4 裸导线的 k 值 ,该裸导线在下列温度下不会有危及任何邻近材料的危险

导线 材 质	条 件	看得见并在限定的 范围内	正常条件	火灾危险
最高温度 铜 k		500℃	200℃	150℃
		228	159	138
最高温度 铝 k		300℃	200℃	150℃
		125	105	91
最高温度 钢 k		500℃	200℃	150℃
		82	58	50
注				
1 导线的初始温度采用 30℃ ;				
2 所指最高温度 500℃和 300℃只在它们不损害接头质量时才有效。				

土壤和水的电阻率参考值

F1 表 F1 仅供缺少土壤电阻率数据时参考 ,一般应以实测值作为设计依据。

表 F1 土壤和水的电阻率参考值

类别	名称	电阻率近似值 $\Omega \cdot m$	不同情况下电阻率的变化范围 $\Omega \cdot m$		
			较湿时 (一般地区、多雨区)	较干时 (少雨区、沙漠区)	地下水含盐碱时
土	陶粘土	10	5 ~ 20	10 ~ 100	3 ~ 10
	泥炭、泥灰岩、沼泽地	20	10 ~ 30	50 ~ 300	3 ~ 30
	捣碎的木炭	40	-	-	-
	黑土、园田土、陶土	50	30 ~ 100	50 ~ 300	10 ~ 30
	白垩土、粘土	60			
	砂质粘土	100	30 ~ 300	80 ~ 1000	10 ~ 80
	黄土	200	100 ~ 200	250	30
	含砂粘土、砂土	300	100 ~ 1000	1000 以上	30 ~ 100
	河滩中的砂	-	300	-	-
	煤	-	350	-	-
	多石土壤	400	-	-	-
	上层红色风化粘土、下层红色页岩	500(30%湿度)	-	-	-
表层土夹石、下层砾石	600(15%湿度)	-	-	-	
砂	砂、砂砾	1000	250 ~ 1000	1000 ~ 2500	-
	砂层深度大于 10m 地下水较深的草原 地面粘土深度不大于 1.5m、底层多岩石	1000	-	-	-
岩石	砾石、碎石	5000	-	-	-
	多岩山地	5000	-	-	-
	花岗岩	200000	-	-	-
混凝土	在水中	40 ~ 55	-	-	-
	在湿土中	100 ~ 200	-	-	-
	在干土中	500 ~ 1300	-	-	-
	在干燥的大气中	12000 ~ 18000	-	-	-
矿	金属矿石	0.01 ~ 1	-	-	-

第六篇

电气照明装置的安装、试验、 检修与运行维护

第一章 电气照明装置的安装

第一节 照明灯具和器材

一、照明灯简介

照明灯是将电能变成光能的装置,品种繁多,常用的有白炽灯、荧光灯、高压水银灯、红外线灯和卤钨灯等。

(一)白炽灯

这是最常见的一种,发光效率很低,光色较差,额定寿命一千小时,但由于体积小,使用方便、价格低廉,交流和直流电路都能适用,因之仍得到广泛应用。它还可做成体积更小的,电压较低的各种指示灯泡及6~36伏安全电压的行灯灯泡。200W及以下的白炽灯泡其灯头分卡口(插口)和螺口二种,卡口用2C22灯头,螺口用E27小螺口灯头。300W及以上白炽灯泡均为螺口,应用E40大螺口灯头。

(二)荧光灯

荧光灯因为它的光接近天然光,故常称之为日光灯。它的发光效率高,其亮度是白炽灯的四倍,光色又好,额定寿命长达3000小时。在发电厂内常装设于控制室、化验室、办公室及宿舍等场所。

日光类由灯管、镇流器、启辉器及电容器(一般不装)组成,普通按图6-1-1(a)接线。新型镇流器有两个线圈,它可以改善限浪性能和启动性能,安装时要将匝数少的副线圈串接于启辉器回路中,如图6-1-1(b)所示。至于两个线圈的极性连接是否正确,可观察灯管亮度和启动情况来判别,如灯管工作不正常,即可将主线圈或副线圈两根线对调。

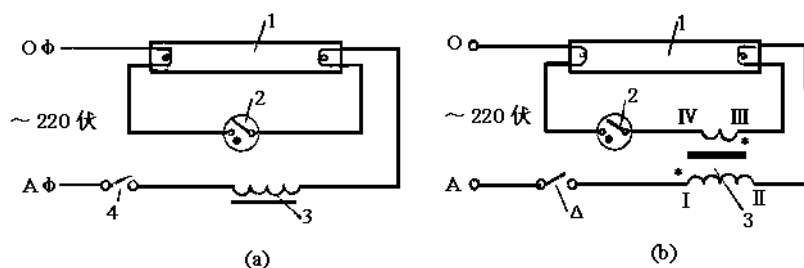


图 6-1-1 荧光灯接线图

(a) 荧光灯一般接线图 (b) 带副线圈镇流器的荧光灯接线图

1—灯管 2—启辉器 3—镇流器 4—开关

(三) 高压水银灯

高压水银灯因其内管的工作气压为 1~5 个大气压而得名,有镇流器工和自镇式两种,镇流器式用得较多。它光效较高,亮度大,用电省、寿命长及耐震性好,广泛用于车间和道路照明。这种灯泡要垂直安装,横向安装时发光效率约降低 50%;点燃较慢(约需 4~8 分钟),启动电流较大(约为工作电流的 1.4~1.8 倍),安放电路保险丝时要考虑这一因素,电压突然下降 5% 以上时可能会自行熄灭。镇流器式高压水银灯接线原理图如图 6-1-2 所示。

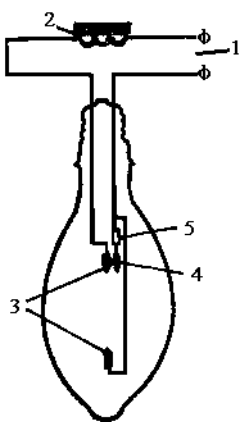


图 6-1-2 镇流器式高压水银灯接线原理图

1—电源 2—镇流器 3—主电极;

4—启动电极 5—电阻

(四) 红外线灯泡

红外线灯泡与普通白炽灯泡不同,内壁涂有反射涂层,能将辐射出的红外线集中向一个方向辐射。因此,虽然亮度低,但加热能力强。常用于干燥电气设备的绝缘和需要提高温度的场所。在施工中应用较多,但应避免与大量水蒸汽接触,以免玻璃壳爆裂。

(五) 卤钨灯

卤钨灯是利用卤素循环原理的热发光光源,有碘钨灯与溴钨灯两种。其发光效率和光色都比白炽灯好,体积小,寿命 1500 小时,使用方便。在发电厂中用作车间在面积照明,施工中作现场照明也很普遍,有时还用于干燥加温。卤钨灯灯管要求水平装设,倾斜度不大于 4° 。发光时灯管壁温度达 $500 \sim 700^{\circ}\text{C}$,使用中必须注意,并一定要装于配套灯罩上。

二、灯具简介

灯具是由灯泡(管)、灯座、灯罩及灯架等组成的。为了使各种不同的灯泡(管)适合于不同的场所不同的需要,所以人们设计出各种各样的灯具来。目前,我国的灯具型号还不统一,上海、北京、沈阳等地各有自己的型号。按使用性质不同(以上海产品为例)分为(1)工厂灯类(GC系列)(2)安全灯、防爆灯类(C、K系列)(3)荧光灯类(YG系列);(4)建筑灯类(J系列)(5)文化艺术灯类(W系列)。前四类在发电厂内都有使用,但以第一类为多。

从安装的角度来看,常用灯具的结构形式有吸顶式、固定吊线式、吊链式、吊管式、壁式、防水三通吊式、路灯式和投光灯式等等。

现就灯座、灯罩、灯架分别叙述如下。

(一) 灯座

灯座俗称灯头,分卡口(插口)和螺口两类。卡口类头是用胶木制成,适合装小功率灯光,螺口灯头有胶木制和瓷质二种,瓷灯头用于较大功率的灯泡。螺口灯座接线时,一定要将相线(火线)接在中心舌头上,这要比较安全。高压水银灯和红外线灯均应使用瓷质螺口灯座。常用白炽灯灯座形式规格见表 6-1-1。荧光灯灯座有弹簧式、旋转式和筒式三种,见图 6-1-3。

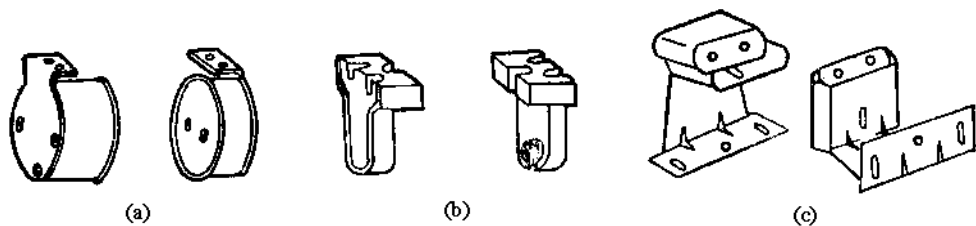


图 6-1-3 荧光灯灯座
(a)弹簧式 (b)旋转式 (c)筒式

表 6-1-1 白炽灯常用灯座规格

名 称	外 形	额定电压 (伏)	额定电流 (安)	灯口直径 (毫米)	备 注
悬挂式胶木卡口灯座		250	3	22	
平装式胶木卡口灯座		250	3	22	
悬挂式胶木螺口灯座		250	3	27	
平装式胶木或 瓷质螺口灯座	 胶木 瓷质	250	3	27	
管接式瓷质螺口灯座		250	3、10	27、40	法兰嘴直径有： 3/8"、1/2"、 5/8"、3/4"
悬挂式铝壳瓷 质螺口灯座		250	3、10	27、40	
悬挂工三通铝壳瓷 质螺口防水灯座		250	3、10	27、40	

(二) 灯罩

灯罩的作用是将灯泡(管)光线由向四周散射,改为按需要方向照射。可分为直射光、半直射光、反射光和漫射光型等。工厂用的搪瓷金属灯罩就是直射光型,它的机械强度高,防尘较好,光线全部向下射出,亮度较高。而建筑灯具上就常用乳白玻璃制成的各种式样的灯罩,如玻璃球灯就是漫射光型,造型较美观,光线柔和,但因光损失较多,所以亮度降低。常用白炽灯灯罩见表 6-1-2。

表 6-1-2 常用白炽灯灯罩

名称	规格 (毫米)	配用灯泡 (瓦)	示意图	备注
搪瓷伞罩	200	15~60		
	300	60		
	350	100, 200		
搪瓷配罩	355	60~100		也可用于高压水银荧光灯
	406	150, 200		
搪瓷广罩	355	60~100		也可用于高压水银荧光灯
	420	150, 200		
搪瓷深罩	220	60~100		也可用于高压水银荧光灯
	250	150, 200		
	310	300		
	350	300, 500		
搪瓷斜罩	220	60		也可用于高压水银荧光灯
	250	100		
玻璃配罩	175	15~60		
	250	100		
玻璃平盘罩	200	15~60		
玻璃半圆罩	200	60		
	250	100		
	300	60×2		
	350	100×2		
玻璃圆球罩	150	40, 60		
	200	100		
	250	150		
	300	200		
玻璃扁圆罩	250	60~100		
	300	60×2		
	350	100×2		

注 灯罩规格一般为灯罩的直径。

对于卤钨灯或荧光灯,宜适应灯管形状采用长形灯罩。

(三)灯架

灯架是灯具中起固定与支持的部他,基本上分为管工和吊链式二种。

管式灯架是由法兰和吊管组成。法兰一般用铁或铝浇铸成圆盘形,法兰底部可用螺钉固定在房顶或墙壁上,顶部中心与管端以螺纹连接。管子是钢管,直径根据需要而定,导线从管内穿过,管子根据光照射角度和支承方基做成直管或弯管,弯管又做成 30°、60°和 90°等形式。

吊链式灯架是由法兰和吊链组成。吊链常是镀锌链条,由工厂制作或自行制作。在重量不大的日光灯灯具上,也使用铝质镀黄的瓜子链作为吊链。

(四) 灯具组装

把灯具的各个部件装配在一起,灯头的导线也连接好,以便下一步拿到现场安装于建筑物上,这是照明施工的一个主要步骤。下面从图 6-1-4、图 6-1-5、图 6-1-6、图 6-1-7、图 6-1-8、图 6-1-9、图 6-1-10、和图 6-1-11 可以看出吸顶式、吊链式、吊链式和吊管式等组装形式。

三、照明用其他配件和材料

除了灯泡和灯具外,尚有许多照明配件,如开关、吊线盒、插头和插座等,应根据电流、电压、相数和安装场所适当选用。现将主要配件品种列于表 6-1-3。

照明安装中根据不同的安装方式,还需要使用各种不同的材料,如圆木、绝缘子、木槽板、灯线管、接线盒、绝缘导线、瓷接头、绝缘包带、木螺丝等等。这里不一一叙述了。

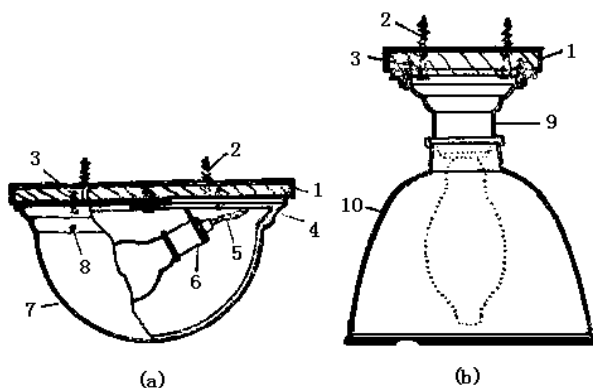


图 6-1-4 吸顶式

(a)白炽灯 (b)高压水银灯(也可装白炽灯)

- 1—圆木(厚 25 毫米,直径按灯架尺寸选配,大功率灯泡在接近圆木处,应垫石棉纸类隔热层);
 2—固定圆木用木螺丝(2"以上) 3—固定灯架用木螺丝 3/4" 4—灯架 5—灯头引线(规格与线路相同);
 6—管接式瓷质螺口灯座 7—玻璃灯罩 8—固定灯罩用机螺丝 9—铸铝壳瓷质螺口灯座;
 10—搪瓷灯罩(注意灯罩上口应与灯座铝壳配合)

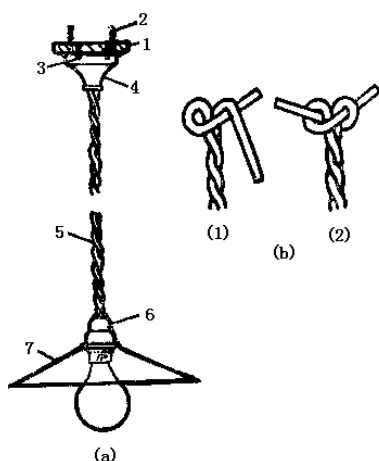


图 6-1-5 固定吊线式

(a)吊线式 (b)吊灯软线保险结 图中(1)(2)为施工步骤]

- 1—圆木(直径 $3\frac{1}{2}$ "或4" 厚15毫米) 2—固定圆木用木螺丝(1 $\frac{1}{2}$ "以上) 3—固定吊盒用 $\frac{3}{4}$ "木螺丝;
4—胶木或瓷质吊线盒 5—吊线(2×0.75毫米² 24股铜芯绝缘软线) 6—悬挂式胶木卡口灯座
(也可用悬挂式胶木螺口灯座 配大口玻璃灯罩或小型大口搪瓷灯罩) 7—小口玻璃灯罩)

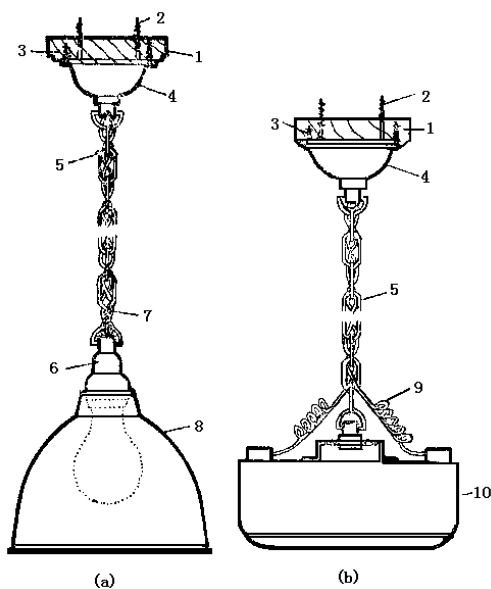


图 6-1-6 吊链式

(a)白炽灯或高压水银灯 (b)碘钨灯

- 1—圆木(厚25毫米,直径按法兰规格选配) 2—固定圆木用木螺丝(2"以上);
3—固定法兰用 $\frac{3}{4}$ "木螺丝 4—法兰 5—吊链 6—铝壳瓷质螺口灯座(4、5、6为组合在一起的成品);
7—吊线(用2×0.75毫米² 24股铜芯绝缘软线) 8—搪瓷灯罩(注意上口应与灯座铝壳直径相适应);
9—吊线(用1.0毫米² 单股铜芯塑料绝缘导线); 10—碘钨灯罩

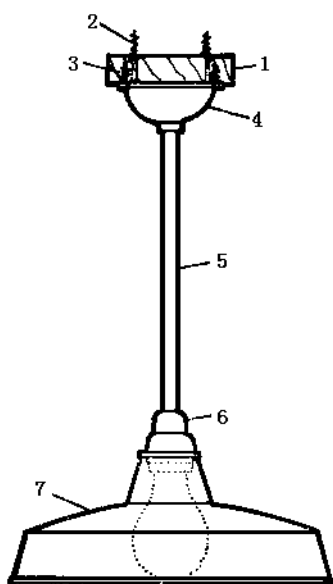


图 6-1-7 吊管式

- 1—圆木(厚 25 毫米,直径按法兰规格选配) 2—固定圆木用木螺丝(2"以上);
 3—固定法兰用 3/4"木螺丝 4—法兰 5—吊管 6—铝壳瓷质螺口灯座(4、5、6 为组合在一起的成品) 7—搪瓷灯罩(注意灯罩上口尺寸应与灯座铝壳直径相适应)

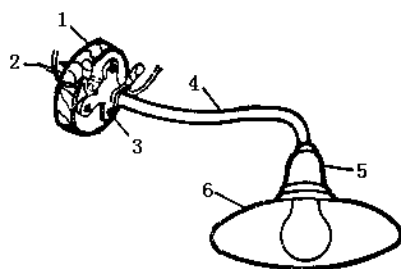


图 6-1-8 壁式

- 1—圆木(直径 4"或 6",厚 30 毫米) 2—固定圆木用木螺丝(2 1/2"以上);
 3—固定灯架用 1 1/4"木螺丝 4—弯管灯架 5—铝壳瓷质螺口灯座
 (4、5 为组合在一起的成品) 6—搪瓷灯罩

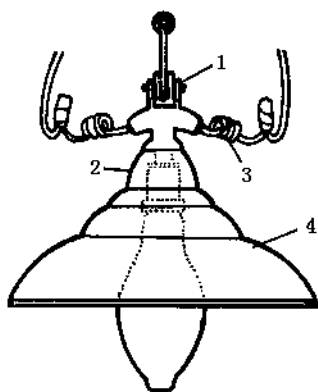


图 6-1-9 防水三通吊式

- 1—三通吊线器 2—铝壳瓷质螺口灯座(1、2为组合在一起的成品) 3—灯座引线；
4—搪瓷灯罩(注意灯罩上口直径应与灯座铝壳直径相适应)

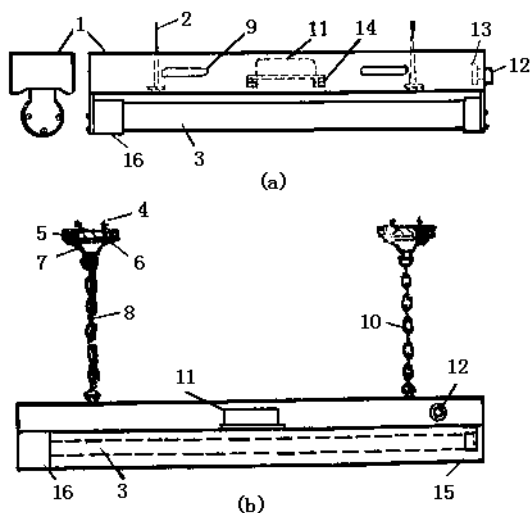


图 6-1-10 筒式荧光灯

(a)吸顶式 (b)吊链式

- 1—木盒(厚 15 毫米以上的木板) 2—固定木盒用木螺丝(4"以上) 3—灯管；
4—固定圆木用木螺丝(2"以上) 5—圆木(厚 25 毫米,直径按法兰规格选配)；
6—固定吊盒或法兰用 3/4"木螺丝 7—法兰 8—吊线(2×1.0 毫米²,32 股铜芯绝缘软线)；
9—通风孔 10—吊链 11—镇流器 12—启辉器 13—启辉器底座；
14—瓷夹板 15—筒式铁制荧光灯架 16—灯座

表 6-1-3 常用照明配件

名 称	外 形	规 格	用 途
明式胶木平开关		250V 6A 10A	室内固定安装,控制启闭电路,尚有双连开关等品种
暗式胶木平开关		250V 10A	嵌装于墙上,控制启闭暗线电路
胶木拉线开关		250V 2.5A 3A 4A	装于顶板或墙壁较高处,控制启闭电路。还有三线(双连)开关、双控开关等品种
防水拉线开关		250V 4A	有防水性能,装于外墙及潮湿处
吊线盒		250V 4A 6A	装于室内顶棚、楼板上,供连接电线和悬吊灯头线用,有瓷质和胶木二种
胶木圆插头橡皮扁插		250V 6A	装于软线上,供插入插座接通电源用
胶木双用插座		250V 6A	装于室内墙上,供圆扁插头接通电源用
单相三极圆插头		250V 5A 10A	供连接单相交流电源,一个粗圆插脚(接地极)与电器金属外壳接通
单相三极圆插座		250V 5、10、15、20、 30A	固定于墙上,接单相交流电源,接地极供接地
三相四极圆插头		380V 15A 20A 30A	供连接三相交流电源,一个粗圆插脚(接地极)与电器金属外壳接通
三相四极圆插座		380V 15A 20A 30A	固定于墙上,接三相交流电源,接地极供接地用

照明用绝缘导线常为橡皮绝缘式塑料绝缘的单芯导线,它们的允许载流量见表 6-1

- 4。当环境温度不同时,导线载流量按表 6-1-5 校正。

表 6-1-4 单芯绝缘导线的持续允许载流量

截 面 (毫米 ²)	橡皮绝缘导线长期允许载流量 (安)							
	在空气中敷设		穿 金 属 管 敷 设					
			二 根		三 根		四 根	
铜	铝	铜	铝	铜	铝	铜	铝	
1.0	21	-	15	-	14	-	12	-
1.5	27	19	20	15	18	14	17	11
2.5	35	27	28	21	25	19	23	16
4	45	35	37	28	33	25	30	23
6	58	45	49	37	43	34	39	30
10	85	65	68	52	60	46	53	40
16	110	85	86	66	77	59	69	52
25	145	110	113	86	100	76	90	68
35	185	138	140	106	122	94	110	83
50	230	175	175	133	154	118	137	105
70	280	220	215	165	193	150	173	133
95	345	265	260	200	235	180	210	160

截 面 (毫米 ²)	塑料绝缘导线长期允许载流量 (安)							
	在空气中敷设		穿 金 属 管 敷 设					
			二 根		三 根		四 根	
铜	铝	铜	铝	铜	铝	铜	铝	
1.0	19	-	14	-	13	-	11	-
1.5	24	18	19	15	17	13	16	12
2.5	32	25	26	20	24	18	22	15
4	42	32	35	27	31	24	28	22
6	55	42	47	35	41	32	37	28
10	75	59	65	49	57	44	50	38
16	105	80	82	63	73	56	65	50
25	138	105	107	80	95	70	85	65
35	170	130	133	100	115	90	105	80
50	215	165	165	125	146	110	130	100
70	265	205	205	155	183	143	165	127
95	325	250	250	190	225	170	200	152

注 1. 本表适用导线型号 :BX、BLX、BXF、BLXF、BV、BLV(B——布线 ;X——橡皮绝缘 ;L——铝芯 ;
F——氟丁橡胶绝缘 ;V——聚氯乙烯绝缘)。
2. 线芯允许工作温度 :+ 65℃。
3. 周围环境温度 :+ 25℃。

表 6-1-5 不同环境温度时,导线载流量的校正系数

环境温度℃	15	20	25	30	35	40	45
校正系数	1.12	1.06	1.00	0.935	0.865	0.791	0.707

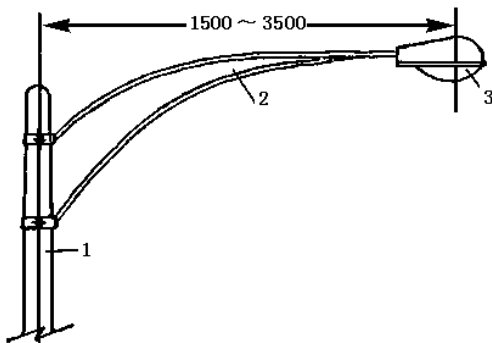


图 6-1-11 路 灯

1—电杆 2—镀锌钢管灯架 3—高压水银路灯灯具

第二节 照明线路敷设和灯具安装

一、照明布线的常用方法

照明线路布线有多种方式,应根据安装现场的具体情况来选择,主要考虑有无可能受机械损作,有无势力影响,是否特别潮湿和对美观的要求如何等因素,当然,这些在照明设计时都已考虑,但安装时仍需充分注意,慎重选择。发电厂内常采用钢管明、暗敷,木槽板,瓷夹板、瓷珠和铝片卡护套线等布线主式。如在主厂房内多用钢管明、暗敷方式;办公室之类辅助建筑内多用木槽板或护套线方式;有天棚的建筑物如主控制室常用瓷珠方式等等。

(一) 瓷夹板布线

瓷夹板布线由瓷夹板、瓷套管及截面在 10 平方毫米以下的导线组成。适用于用电量较小和干燥的木结构场所。瓷夹板有两线式及三线式两种,布线时导线夹于瓷夹板的上下二片之间,以木螺丝固定,要求横平竖直,导线拉紧。瓷夹板之间的距离应符合要求,在直线段 40 毫米长的两线式和 64 毫米长的三线式瓷夹板的间距不得大于 600 毫米;51 毫米长的两线式和 76 毫米长的三线式瓷夹板的间距不得大于 800 毫米。如安装示意图 6-1-12 所示。

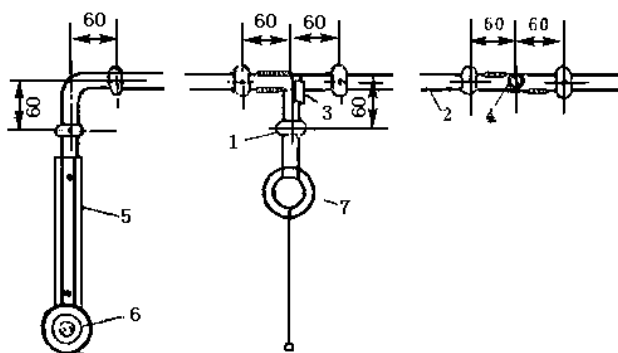


图 6-1-12 瓷夹板线路在转角、分支及终端处的示意图

1—瓷夹板 2—导线 3—导线交叉时绝缘用的瓷套管 4—导线穿墙用瓷套管；
5—木槽板保护段 6—电插座 7—拉线开关

(二) 瓷珠(鼓形绝缘子)布线

瓷珠布线是由瓷珠、瓷套管及截面在 26 毫米^2 以下的导线等组成。适于用电量较大的干燥或潮湿的场所。瓷珠以木螺丝固定，顶棚内敷设时，沿线路瓷珠间距不应超过 1200 毫米，导线间距不小于 60 毫米。若明敷设，当导线为 2.5 毫米^2 及以下时瓷珠间距不应超过 1600 毫米，导线间距不小于 35 毫米，在 4 毫米^2 及以上时不应超过 2000 毫米，导线间距不小于 50 毫米。导线用纱包铁芯绑线绑扎，绑扎方法如图 6-1-13 所示。导线要横平竖直，拉紧绑紧，不得与建筑物接触。布线示意图见图 6-1-14。

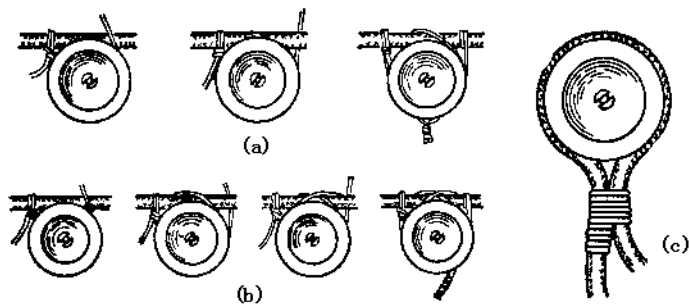


图 6-1-13 导线在瓷珠上的绑扎方法

(a)单绑及工艺顺序 (b)双绑及工艺顺序 (c)终端

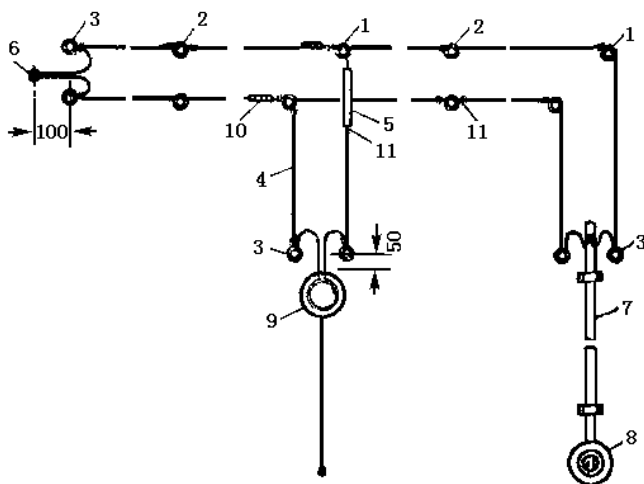


图 6-1-14 瓷珠线路在转角、分支及终端处的示意图

- 1—受力瓷珠 2—加珠瓷档 3—终端瓷珠 4—导线 5—导线交叉时绝缘用的瓷套管；
 6—导线穿墙用瓷套管 7—硬塑料管(或钢管)保护段 8—电插座；
 9—拉线开关 10—导线接头 11—绑线

(三)木槽板布线

木槽板布线是由木槽板和截而在 4 毫米^2 及以下导级等组成。适合于用电量较小又要求美观的干燥场所。木槽板有两线式和三线式两种，分别为 40 毫米与 60 毫米宽。

木槽板布线的敷设要求：

- (1)木槽板应平直，敷设应横平竖直，整齐美观，并按建筑物形态弯曲和贴近。
- (2)每个线槽内只能敷一根导线。
- (3)槽内导线不允许有接头。

木槽板布线方法如下：首先定出槽板走向位置，弹好粉线，然后按线安装。在混凝土结构上应预埋木块或凿洞打入木楔。槽板底板以木螺钉或元钉钉紧，钉的间距不大于 600 毫米，底槽板起点或终点不大于 300 毫米处应固定。木槽板的固定与拼接方式如图 6-1-15 所示。底槽板转角时用钢锯锯成 45° 将线槽内侧削成圆角然后拼成直角，直线段也应锯成 45° 斜口对接；丁字形分支处应如图锯出一等腰三角形缺口然后拼接。盖板在直线段其 45° 斜口应与底槽板斜口错开，盖板一般用 $1/2'' \sim 5/8''$ 鞋钉钉入固定，鞋钉应垂直钉在中线上，不要钉伤导线。盖板接口应紧密不留空隙。槽板终端处应如图 6-1-16 所示，按底槽斜度弯折复盖固定。槽板弯曲要以钢锯来锯，底槽向内弯锯口要在面部，底槽向外弯锯口应在底部，盖板无论内弯或外弯都要锯在盖板的背面。槽板与圆木等木台相连接时要如图 6-1-17 的做法。木槽板布线时导线接头一般均放在灯头处，如必须在途中接头，应用方木作接线盒罩住接头以便于检修。

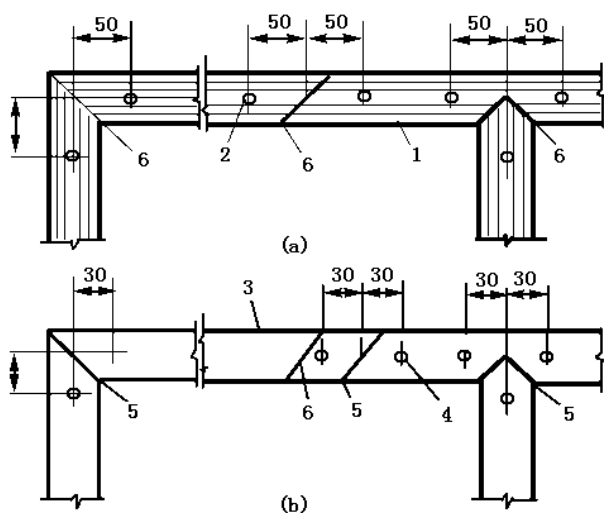


图 6-1-15 木槽板的直线、丁字形及转角处的连接

(a)底槽部分 (b)盖板部分

1—木槽板的底槽 2—固定底槽的铁钉 3—木槽板的盖板；
4—固定盖板的鞋钉 5—盖板的接口线 6—底槽的接口线

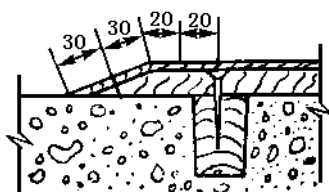


图 6-1-16 槽板终端图

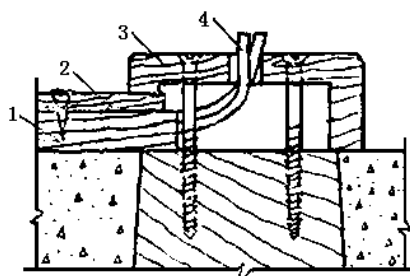


图 6-1-17 木槽板与木台的连接图

1—底槽 2—盖板 3—木台 4—导线

(四) 塑料护套线布线

塑料护套线明敷时以铝片卡(钢精轧头)作固定件,敷设时要求导线横平竖直,和建筑物平贴,水平敷设时距地高度不低于 2.3 米。布线形式如图 6-1-18 所示。

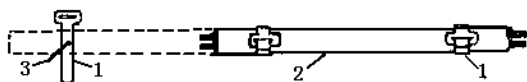


图 6-1-18 护套线布线示意图

1—铝片卡 2—护套线 3—铁钉

护套线布线方法是:首先定出线路走向,弹好粉线。如路径上是木板,可按 300 毫米以下间距将铝片卡均匀排列,用小钉子钉好;如路径上是砖墙或混凝土板,则需凿出孔眼或用冲击电钻钻出孔眼,孔眼深 20~30 毫米即可,再打入木楔(木楔直径要比洞眼稍大)然后用钉将铝片卡钉上。再从头放线,线要拉直不能扭绞,再逐次用铝片卡扣紧,转角处铸成圆弧状。灯具等处均留出线头,以便连接。在粉刷层上直接用鞋钉固定铝片卡的方法虽然省事,但因粉刷层本身并不牢固故不宜采用。铝片卡是用 0.36 毫米厚铝皮制成的条形薄片,中有钉孔 1~2 个,按总长分为 0~5 号六种,相应长度为:28、40、48、59、66、73 毫米,可根据需要选用。护套线长期允许载流量见表 6-1-6(环境温度 + 25℃,线芯最高工作温度 + 65℃)。

表 6-1-6 塑料护套线(BVV、BLVV)在空气中敷设长期允许载流量(安)

截面 (毫米 ²)	一 芯		二 芯		三 芯	
	铜	铝	铜	铝	铜	铝
1.0	19	-	15	-	11	-
1.5	24	-	19	-	14	-
2.5	32	25	26	20	20	16
4	42	32	34	26	26	22
6	55	42	43	33	32	25
10	75	59	65	51	52	40

(五) 钢管布线

钢管布线分为明敷设和暗敷设两种,均由钢管、接线盒及导线组成。暗敷设是将钢管埋入建筑结构内,适用于对美观要求较高的场所。钢管明敷设适宜于工业厂房内照明安装,由于钢管机械强度高可防止线路受碰撞损坏,亦适用于容易产生火灾和有爆炸危险的场所。钢管布线示意图 6-1-19 所示。

布线用钢管常用电线管,其壁厚较薄,通常用公称口径为 15 毫米(5/8")、20 毫米(3/4")和 25 毫米(1")等几种。在需要防腐蚀的场合用壁厚较厚的钢管,或采用硬塑料管。

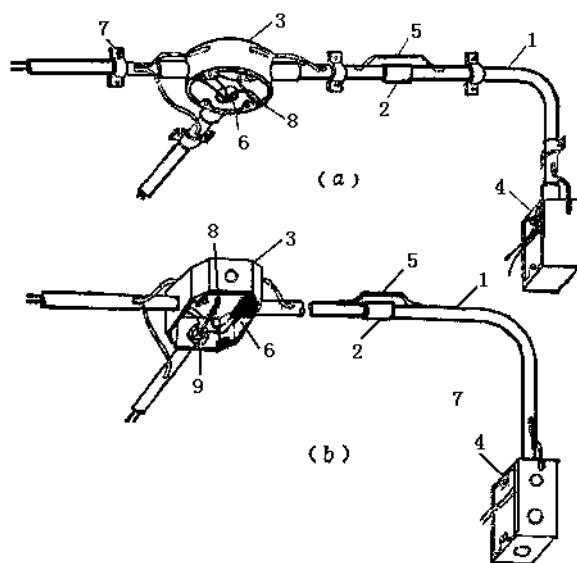


图 6-1-19 钢管布线示意图

(a) 钢管明敷 (b) 钢管暗敷

- 1—钢管 2—管箍(束接,连接钢管用) 3—灯头接线盒(一般为装灯具用) 4—开关接线盒(一般为装开关或插座用) 5—跨接地线(使钢管与钢管、钢管与附件连成一体接地用);
6—导线(BBLX型或BLV型) 7—管卡子(固定钢管用,一般用木螺丝固定);
8—导线接头 9—锁紧螺母(又名纳子,将钢管与接线盒锁紧用)

钢管布线的敷设要求:

- (1) 钢管及其附件应能防腐,明敷时应刷漆;
- (2) 管身及接线盒需连接成一个不间断的导体,并实现接地,管接头必须紧密;
- (3) 钢管弯曲半径,明敷设不得小于该管直径的6倍,暗敷设不得小于该管直径的10倍,如图6-1-20所示;

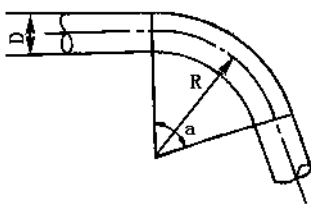


图 6-1-20 钢管的弯曲半径

D—管子直径; α —弯曲角度;R—弯曲半径

- (4) 管内所穿导线的总截面积,不应超过管子内截面积的40%,并且管内导线不许接头,不得有拧绞现象,以便日后检修。导线穿管的管径选择见表6-1-7。

表 6-1-7 单芯绝缘导线允许穿管根数及相应最小管径(毫米)

截面 (毫米 ²)	2 根单芯			3 根单芯			4 根单芯			5 根单芯			6 根单芯		
	DG	G	VG	DG	G	VG	DG	G	VG	DG	G	VG	DG	G	VG
1.5	15	15	15	20	15	20	25	20	20	25	20	25	25	20	25
2.5	15	15	15	20	15	20	25	20	20	25	20	25	25	25	25
4	20	15	20	25	20	20	25	20	25	25	25	25	32	25	32
6	20	15	20	25	20	25	25	25	25	32	25	32	32	25	32
10	25	20	25	32	25	32	40	32	40	40	32	40	50	40	40
16	32	25	32	40	32	40	40	32	40	50	40	50	50	50	50
25	40	32	32	50	32	40	50	40	50	50	50	50	50	50	50
35	40	32	40	50	40	50	50	50	50	70	50	70	70	70	70
50	50	40	50	50	40	50	70	50	70	80	70	70	80	70	75
70	70	50	70	80	70	70	80	80	80	-	80	-	-	100	-
95	70	70	(80)	80	70	80	-	80	-	-	100	-	-	100	-
			(80)												
120	80	70	80	-	80	-	-	100	-	-	100	-	-	100	-
150	80	80	(80)	-	100	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-
			(80)												

- 注 1. 表中代号 :DG 为电线管 ,G 为焊接钢管 ,VG 为硬塑料管。
 2. 电线管及塑料管按外径计 ,钢管按内径计。
 3. 管内导线面积为 1~6 毫米² 时 ,按不大于内孔总面积 33% 计算 ;10~50 毫米² 时 ,按 27.5% 计算 ;70~150 毫米² 时 ,按 22% 计算。
 4. 线管超下列长度时 ,其中间应装分线盒或接线盒 ;
 (1) 线管全长超过 30 米 ,且无曲折时 ;
 (2) 线管全长超过 20 米 ,有一个曲折时 ;
 (3) 线管全长超过 12 米 ,有二个曲折时 ;
 (4) 线管全长超过 8 米时 ,有三个曲折时。
 5. 敷设在自然地面上的混凝土内的管路 ,均应用钢管。
 6. 当采用 BBX 型号线穿管时 ,25 毫米² 及以上的导线穿管时 ,应用表内括号内规格。
 钢管加工敷设方法步骤如下 :

(1) 除锈与油漆

管子内壁除锈 ,可用圆形钢丝刷 ,两头各绑一根铁丝穿过管子 ,来回拉动钢丝刷即可把管内铁锈清除干净。管子外壁可用钢丝刷除锈 ,也可用电动除锈机除锈 ,除锈后外表涂以黑色沥青漆 ,暗敷于混凝土中的不要油漆。

(2) 套丝

钢管下料可用钢锯或切管机进行 ,管口应用圆锉和平锉打磨光滑。下好的管子需要套丝 ,以便与另一根管子或接线盒连接。套丝可用电线管绞扳 ,套丝时 ,先将管子固定在龙门钳上压紧 ,然后套丝。如利用电动套丝机 ,可提高工效。

(3) 弯管

电线管弯曲一般都用弯管器进行 ,如图 6-1-21 所示。先将管子需要弯曲部位的

前段放在弯管器内,焊缝放在弯曲方向背面或侧面,以防管子弯扁,然后用脚踩住管子,手扳弯管器柄进行弯曲,并逐点移动弯管器,便可得到所需要的弯度,弯曲半径要符合前面要求。利用电动弯管器更可提高工效。



图 6-1-21 用弯管器弯管

(4) 配管

配管工作包括测量尺寸、下料、套丝、固定和焊接地线等工序的全过程。通常这些都是现场进行的,只不过暗敷设和明敷设的固定方法不同。

暗配管 若配在现场浇制的混凝土构件内,则要求管线走捷径,尽量减少弯头。固定管子的方法,可以用铁丝将管子绑在钢筋上,也可将接线盒反扣在模板上用钉子钉牢,还需将 ϕ_4 毫米镀锌铁丝焊和跨接地线,如图 6-1-22 所示。注意接线盒内要弃填废纸,管口要堵好,防混凝土砂浆灌入。

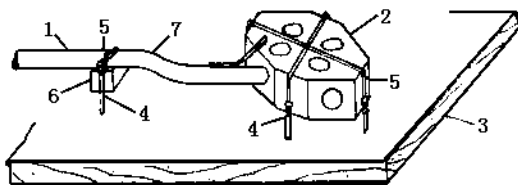


图 6-1-22 木模板上固定钢管及接线盒示意图

1—钢管 2—接线盒 3—木模板 4—铁钉;

5—铁丝 6—垫块 7—灯叉弯(又称鸭脖弯)

若砌入砖墙内,可将加工配制好的钢管与接线盒用锁紧螺母(纳子)和护管帽固定连接好,焊上地线,然后砌墙时砌入。若在砖墙上留槽或开槽的话,那就要在砖缝内打入木楔,然后用铁丝绑住管子及钉子,再把钉子打入木楔内,以后再以水泥砂浆将槽粉平。

明配管 明敷设时管线暴露在外面,要求管线沿建筑物横平竖直,讲究工艺美观,管子和管卡固定,管卡是以薄钢板冲压成的 Ω 形,在接线盒两边附近各固定一只,其余按 1500 毫米以内均匀设置。管卡是用木螺丝来固定的。可在敷设路线上埋木砖或凿出孔洞,然后将缠有铁丝螺丝圈的木螺钉放入,用水泥砂浆填塞埋设,要求位置准确,待水泥砂浆干透后,旋出木螺丝,再固定管线。如图 6-1-23 所示。当管子进入开关、灯头、插

座等接线盒孔内时,要适当将管弯成鸭脖弯,使管子平整地紧贴在建筑物上,接线盒边300毫米处用管卡固定,管子有弯头的地方,弯头两边亦用管卡固定。管子不够长可用管箍(束接)连接。在接线盒及管子接头处要焊好跨接地线,焊接通常用气焊,焊接处应补刷油漆。

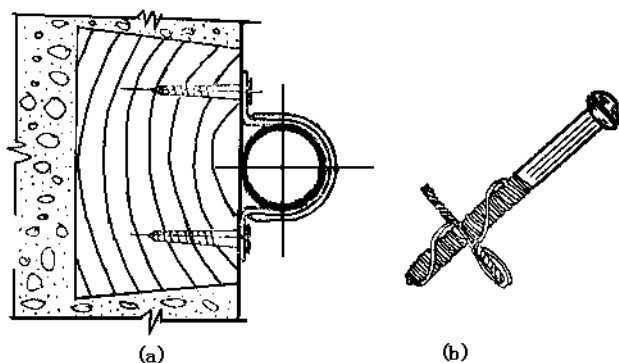


图 6-1-23 管卡固定示意图

(a)管卡在木砖上固定 (b)预埋用缠铁丝的木螺钉

(5) 穿线

用14~16号钢丝一头弯圆头,然后逐渐送入管中,直到从管子另一端露出,穿送时可边旋转钢丝边往里送,如穿至中途送不进去时,可以从另一端再穿送一根,估计两钢丝已交叉时,再转动抽拉钢丝将前一根钩出。穿线时,先将导线放开,削出线芯,同穿一根管子内的几根导线应前后交错排列,并与钢丝捆绑好,如图6-1-24。在导线上抹上滑石粉,从管子一端曳引,从别一端顺势送入,两端各留有150毫米余头即可。不同回路的导线可用刀削出不同的记号,以便区别。



图 6-1-24 穿线时导线与钢丝连接示意图

1—导线 2—线芯 3—钢丝 4—管子

二、灯具安装

将组装好的灯具牢固安装在建筑物上,其方法和要求如下:

(1) 灯具距地面高度:在设计图上已标明高度值;一般室内不低于2.5米,室外不得低于3米,但装于墙壁上时,可减为2.5米。

(2) 灯具装设一般都应用木台(圆木或方木)。木台按灯具型式选用,木质要干燥并涂好油漆。先将木台固定,然后以木螺钉将灯具固定于木台上。木台的固定方法要看建

筑物的构造或布线方式而定。常见的几种方式分别见图 6-1-25~6-1-31。图 6-1-30 及图 6-1-31 适用于灯具重量超过 3 公斤时。图 6-1-29 中水泥石棉绒塞的具体做法为：用水泥和石棉绒（3:1）加入少量水，拌合成半湿半干状，填洞内捣实，再拧入木螺丝，待稍干时取出木螺丝，完全干后即可安装木台。从图 6-1-26~6-1-31 可以看出在混凝土结构上安装灯具都有几道工序需要较长时间，如能应用膨胀螺钉法进行照明施工，将能使效率大为提高。

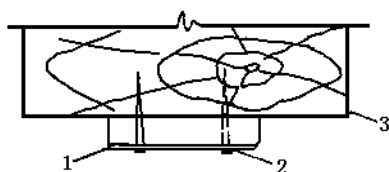


图 6-1-25 木结构表面安装图

1—木台 2—木螺丝 3—木结构

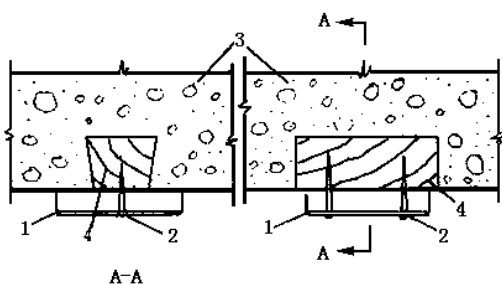


图 6-1-26 现浇混凝土顶板下安装图

1—木台 2—木螺丝 3—现浇混凝土板 4—木砖(预埋)

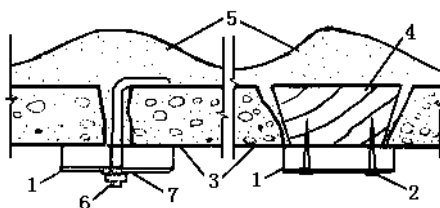


图 6-1-27 预制混凝土顶板下安装图

1—木台 2—木螺丝 3—预制混凝土板 4—木砖；

5—水泥砂浆 6—铁螺栓 7—铁垫圈

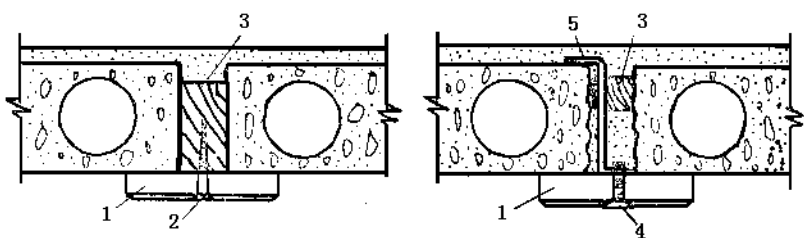


图 6-1-28 预制混凝土空心板下安装图

1—木台 2—木螺钉 3—木楔 4—平头机螺丝；
5—预埋铁件(扁钢制作,下端有与平头机螺丝配合的螺丝孔)

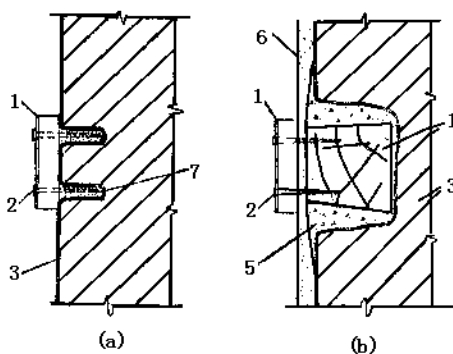


图 6-1-29 墙壁上安装图

(a)水泥石棉绒塞固定式 (b)木砖固定式

1—木台 2—木螺丝 3—砖墙 4—木砖(打洞后埋入)；
5—埋木砖用水泥砂浆 6—抹灰层 7—水混和石棉绒塞

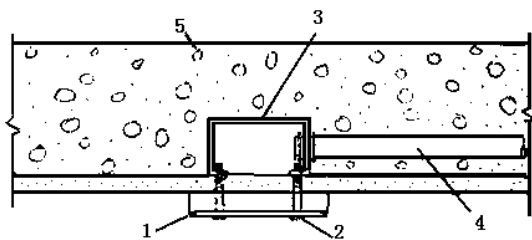


图 6-1-30 灯头盒式安装图

1—木台 2—机螺丝(直径与灯头盒上孔眼相适应)；
3—灯头盒 4—暗管线路 5—混凝土

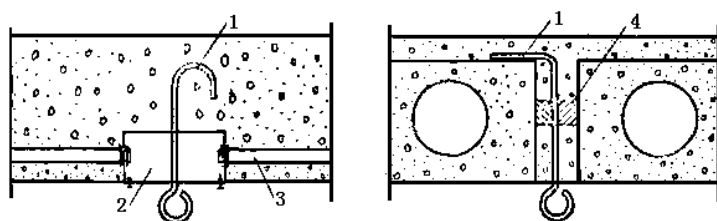


图 6-1-31 吊钩式安装图

1—吊钩 2—接线盒 3—电线管 4—木楔

(3) 螺口灯座应将相线(火线)接在中心舌头的接线端子上,以利安全。灯架内或吊链式的软线不应承受拉力;多股铜芯软线线头应扭紧,室外灯具的引线要做滴水弯,避免雨水流入灯内。

(4) 接线盒内线头留有余度,导线扭绞连接要拧紧,并包好绝缘带,经瓷接头连接时螺丝要拧紧。木台上根据需要挖洞或开槽,穿线洞眼一般可用手摇钻钻孔。

(5) 木台装好后,便可安装灯具,即用木螺丝将法兰或吊线盒固定在木台上,将灯具安装固定。灯头线与线路连接时,一定要区别相线和零线,相线应经过开关而零线不经过开关。在有条件时,使用不同颜色的导线,否则应用校灯对线,搞清楚以后再接。管内不同回路的导线也要区别清楚,以免接错。

第二章 电气照明装置的试验

当某一区域内的照明线路和灯具都已安装完毕后,应暂时不装灯泡而先用 500 伏兆欧表检测线路绝缘。检测可从照明配电箱上进行,将电源开关切断,本回路的相线与零线,不同回路的导线之间都应绝缘良好。如有短路或绝缘非常低的情况要及时进行处理。

绝缘检查合格便可选择合适的熔断器芯子(保险丝)安上,并可装上灯泡、接通电源,分别合上每一回路开关,再合上灯头开关,检查这一回路上灯是否亮,不亮的应马上处理,一般是灯头接触不良、某回路断线、某线头未接好等原因;当某一灯错接到其他回路上时,也应更正,带有副线圈的镇流器的荧光灯,还应根据启动情况判断镇流器接线极性是否正确;另外灯泡的亮度应正常(电压正常),如超过正常亮度那很可能是该回路接至两相上(380 伏)了,应立即切断电源,检查调换接线,否则灯泡很快烧坏。

经过试送电合格后,应在照明箱标签框内插纸上写明每个回路的名称。照明配电箱应良好接地,布线钢管接地线可以与照明箱接地接在一起。

第三章 电气照明装置的检修

照明线路的检修必须掌握本单位的供电系统图、安装接线图,清楚电源进线、各种配电盘的位置及开关箱内设备装置情况,线路的主干、分支、线路走向及负荷情况等。

第一节 照明故障的查找

一、观察法(“问、闻、听、看”)

(1)问。在故障发生后,首先进行调查,向出事故时在场者或操作者了解故障前后的情况,以便初步判断故障发生的部位。

(2)闻。有无因种种原因造成绝缘烧坏而引发的各种气味。

(3)听。在无放电及其他异声。

(4)看。沿线路巡视,检查有无明显故障点,如导线绝缘损坏、相碰、断线、灯丝断、灯头有无缺陷等。特别是在天气突变时,如大风天气时,有无线路碰线、短路放电、起火冒烟等现象。

二、测试法

对照明装置及线路的直观检查后,充分利用测电等、万用表、试灯等进行测试。应注意当有缺相现象时,只用测电笔是不够的。因为如果线路上相线间接有负荷,用测电笔测试,测电笔也发光而误认该相未断,这时应使用万用表的交流档测试三相电压,才能准确判断是否缺相。

三、支路分段查找法

可按支路或用“对分法”分段检查,缩小故障范围,逐渐找出故障点。“对分法”在检查

断路故障的线路时,大约在一半的部位找出测试点,用试电笔、万用表、试灯进行查找。如果该测试点有电,则说明断路点在测试负荷一侧,如果该点无电,说明断路点在测试点电源一侧。这时在有问题的“半段”的中部再找一个测试点,依此类推,就很快找出断路点。

第二节 照明线路的检修

一、短路故障诊断

短路故障的原因

(1) 安装工艺粗糙、多股导线未拧紧、未刷锡、压接不紧、有毛刺等。

(2) 导线压接松动,距离太近,遇有外力时,会使导线相碰,造成相间或线间短路。螺纹灯头的顶心与螺纹部分松动,在安装灯泡时,使螺纹与顶心相碰造成短路。

(3) 天气恶劣,大风使支持绝缘子损坏,导线相互碰撞、摩擦,使导线绝缘损坏,引起短路。雨天,电气设备防水设施损坏,使雨水进入电气设备中造成短路。

(4) 电气设备所处的环境中大量导电尘埃,如果防尘设施被损坏,使导电尘埃落入电气设备中引起短路。

(5) 人为因素。如土建施工时将导线、闸箱、配电盘等临时移动位置,施工时误碰架空线路,挖土时碰伤电缆等。

二、短路故障查找(分段法)

1. 将有故障的照明支路上所有灯开关都置于断开位置,并将插座熔断器的熔丝都取下来,再将试灯接到该支路的总熔断器两端(熔丝应取下)串接在被测电路中,如图 6-3-1 所示。然后合闸,如果试灯发光正常,说明故障在线路侧,如试灯不发光,说明线路无问题,再对每盏灯、每个插座时行查找。

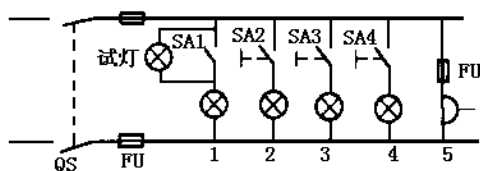


图 6-3-1 用试灯法查找短路故障

2. 查找每盏灯故障时,可按顺序把每一盏灯的开关闭合,每合一个开关要察看试灯发光是否正常。当合到某盏灯发光不正常,证明故障就在此灯上,应断电后进行检查。

若试灯不能正常发光就说明不在此灯上。可将此灯开关断开,在进行下一盏查找,直至找到故障点为止,如图 6-3-2 所示。

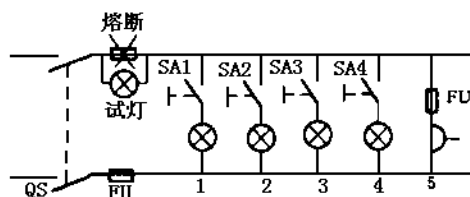


图 6-3-2 用试灯法查找每盏灯故障

3. 用万用表查找故障点,用同样的方法测灯的两端电压,与电源电压相比较即可。

三、照明电路断路故障诊断

1. 断路故障现象

(1)相线或中性线断路后,照明将不能正常工作。

(2)三相四线制供电线路负荷不平衡时,当中性线断线会造成三相电压不平衡,负荷较大的一相电压低,负荷小的一相电压高,同时中性线断口处将会出现对地电压。

2. 断路故障原因

(1)负荷太大而使熔丝熔断。

(2)开关触头松动、接触不良。

(3)导线断线,接头处腐蚀严重(特别是铜铝接头处理得不良)。

(4)导线接头处压接不实,接触电阻增大,使接头处在长期工作下发热,造成烧结断线。

(5)外力破坏,使导线断线。

(6)人的因素。因施工、交通车辆装货超高碰断导线。

四、熔丝熔断故障诊断

(1)熔丝一小段熔断的原因是因更换熔丝时碰伤熔丝,熔线碰伤处电阻较大,负荷过载时首先在这里熔断。

(2)熔丝爆熔是由于有短路故障造成的。

(3)断路。一般由熔丝压接螺丝松动造成。

(4)开关固定螺钉用的是否有熔化和流淌痕迹。

(5)导线接头有无变色、变软,压紧螺钉有无焊死或松动。

(6)导线与开关、熔断器接线端子压接不实;导线表面氧化,接触不良,铝导线压接在铜接线端子上,经腐蚀后,接触电阻增大,出现过热,严重时造成断路。

第三节 照明灯具检修

一、白炽灯故障诊断

白炽灯由玻璃泡壳、灯丝、支架、引线灯头等组成。普通灯泡额定电压为 220V、功率 10~1000W,灯头有螺丝口和卡口,100W 以上采用瓷口头,低压灯泡额定电压为 6~36V、功率为 100W 以下,用于局部照明用。白炽灯照明电路由负荷、开关、导线及电源组成。白炽灯在额定电压下工作。其寿命一般为 1000h,当电压升 5%时寿命缩短 50%,电压升高 10%其发光率提高 17%,而寿命缩短 28%(280h)。反之如果电压降低 20%,其发光率降低 37%,但寿命增加一倍。因此,灯泡工作在额定电压为宜。

白炽灯常见故障诊断及处理方法见表 6-3-1。

表 6-3-1 白炽灯常见故障诊断及处理方法

序号	故障现象	故障诊断	处理方法
1	灯泡不亮	1. 灯丝烧断 2. 灯丝引线焊点开焊 3. 灯头或开关接线松动、触片变形、接触不良 4. 线路有断线 5. 电源无电 6. 灯泡与电源电压不相符,电源电压过低,不足以使灯丝发光 7. 行灯变压器一、二次侧绕组断路或熔丝熔断,使二次侧无电压 8. 熔丝熔断、自动开关跳闸 (1)灯头绝缘损坏 (2)多股导线未拧紧,未刷锡引起短路 (3)螺纹灯头,顶芯与螺丝口相碰短路 (4)导线绝缘损坏,引起短路 (5)负荷过大,熔丝熔断	1. 更换灯泡 2. 重新焊好焊点或更换灯泡 3. 紧固接线,调整灯头或开关的触点 4. 找出断线处进行修复 5. 检查电源电压 6. 选用与电源电压相符的灯泡 7. 找出断路点进行修复或重新绕制线圈或更换熔丝 8. 判断熔丝熔断及断路器跳闸原因,找出故障点并排除。
2	灯泡忽亮忽暗或熄灭	1. 灯头、开关接线松动,或触点接触不良 2. 熔断器触点与熔丝接触不良 3. 电源电压不稳定,或有大容量设备启动或超负荷运行 4. 灯泡灯丝已断,但断口处相距很近,灯丝晃动后忽接忽断	1. 紧固压线螺钉,调整触点 2. 检查熔断器触点和熔丝,紧固熔丝压接螺钉 3. 检查电源电压,调整负荷 4. 更换灯泡

序号	故障现象	故障诊断	处理方法
3	灯光暗淡	1. 灯泡寿命快到 2. 电源电压过低 3. 灯泡额定电压高于电源电压	1. 更换灯泡 2. 调整电源电压 3. 选用与电源电压相符的灯泡
4	灯泡通电后发出强烈白光,灯丝瞬时断烧	1. 灯泡有搭丝现象,电流过大 2. 灯泡额定电压低于电源电压 3. 电源电压过高	1. 更换灯泡 2. 选用与电源电压相符的灯泡 3. 调整电源电压
5	灯泡通电后立即冒白烟,灯丝烧断	灯泡漏气	更换灯泡

二、荧光灯(日光灯)故障诊断

1. 日光灯是靠汞蒸气放电时辐射的紫外线激发灯管壁内的荧光物质使之发光。日光灯由灯管、镇流器、起辉器及电容器组成。它具有结构简单、光色好、发光率高、寿命长等优点,在电气照明中广泛应用,日光灯接线图 6-3-3 所示。

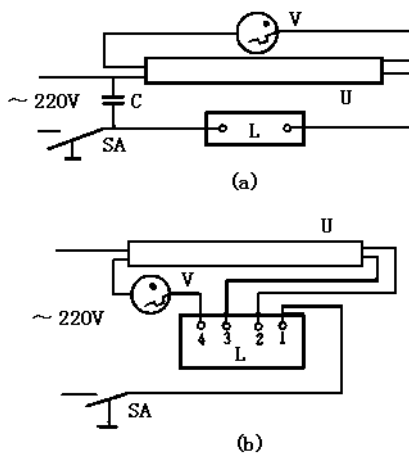


图 6-3-3 日光灯接线图

(a)典型接线 (b)四引线镇流器接线

2. 日光灯灯丝和镇流器冷态电阻值如表 6-3-2、表 6-3-3 所示。

表 6-3-2 荧光灯灯丝冷态电阻值

灯管功率(W)	6~8	15~40
冷态电阻(Ω)	约 13~18	约 3.5~5

表 6-3-3 镇流器冷态电阻值

镇流器规格(W)	6~8	15~20	30~40
冷态电阻(Ω)	约 80~100	约 28~32	约 24~28

3. 日光灯常见故障诊断及处理方法如表 6-3-4 所示。

表 6-3-4 荧光灯常见故障诊断及处理方法

序号	故障现象	故障诊断	处理方法
1	灯管不发光	<ol style="list-style-type: none"> 1. 电源无电 2. 熔丝烧断 3. 灯丝已断 4. 灯脚与灯座接触不良 5. 起辉器与起辉器座接触不良 6. 镇流器线圈短路或断线 7. 起辉器损坏 8. 线路断线 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 检查电源电压 2. 找出原因,更换熔丝 3. 用万用表测量,若已断应更换灯管 4. 转动灯管,压紧灯管电极与灯座电极之间接触 5. 转动起辉器,使电极与底座接触牢固 6. 检修或更换镇流器 7. 将起辉器取下,用电线把起辉器座内两个接触簧片短接,若灯管两端发亮,说明起辉器已坏,应更换 8. 查找断线处并接通
2	灯管两端发光	<ol style="list-style-type: none"> 1. 环境温度过低 2. 电源电压过低 3. 灯管陈旧 4. 起辉器损坏 5. 灯管已慢性漏气 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 提高环境温度或加保温罩 2. 检查电源电压,并调整电压 3. 更换灯管 4. 可在灯管两端亮了以后,将起辉器取下,如灯管能正常发光,说明起辉器损坏,应于更换,或双金属片动触点与静触点焊死,或起辉器内并联电容器击穿,应及时检修 5. 当灯管两端发红,中间不亮,在灯丝部位没有闪烁现象,任凭起辉器怎样跳动,灯管却不起动,应更换灯管
3	灯管“跳”但不亮	<ol style="list-style-type: none"> 1. 环境温度过低,管内气体不易分离,往往开灯很久,才能跳亮点燃,有时起辉器跳动不止而灯管不能正常发光 2. 天气潮湿 3. 电源电压低于荧光灯最低起动电压(额定电压 220V 的灯管最低起动电压为 180V) 4. 灯管老化 5. 镇流器与灯管不配套 6. 起辉器有问题 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 提高环境温度或加保温措施 2. 降低湿度 3. 提高电源电压 4. 更换灯管 5. 调换镇流器 6. 及时修复或更换起辉器
4	灯管发光后立即熄灭(新灯管灯丝烧断)	<ol style="list-style-type: none"> 1. 接线错误,使拉开开关灯管闪亮后立即熄灭 2. 镇流器短路 3. 灯管质量太差 4. 合开关后灯管立即冒白烟,是灯管漏气 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 检查线路,改正接线 2. 用万用表 R×1 或 R×10 电阻挡,测量镇流器阻值比参考值小得越多,说明短路,应更换镇流器 3. 更换灯管 4. 更换灯管
5	灯管发光后呈螺旋形光带	<ol style="list-style-type: none"> 1. 新灯管的暂时景象 2. 镇流器工作电流过大 3. 灯管质量有问题 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 开用几次或灯管两端对调即可消失 2. 更换镇流器 3. 更换灯管
6	灯管两端发黑或生黑斑	<ol style="list-style-type: none"> 1. 灯管老化,灯管点燃时间已接近或超过规定的使用寿命,发黑部位一般在端部 50~60mm,说明灯丝上的电子发射物质即将耗尽 2. 电源电压过高或电压波动过大 3. 镇流器配用规格不合适 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 更换灯管 2. 调整电源电压,提高电压质量 3. 调换合适的镇流器

序号	故障现象	故障诊断	处理方法
6	灯管两端发黑或生黑斑	4. 起辉器不好或接线不牢引起长时间闪烁 5. 若是新灯管可能是起辉器损坏 6. 灯管内水银凝结,是细灯管常有现象 7. 开关次数频繁	4. 应接好或更换起辉器 5. 更换起辉器 6. 启动后可能蒸发消除 7. 减少开关频率
7	灯光闪烁忽亮忽暗	1. 接触不良 2. 起辉器损坏 3. 灯管质量不好 4. 镇流器质量不好	1. 检查线路接触连接情况 2. 更换起辉器 3. 更换灯管 4. 更换镇流器
8	镇流器过热	1. 电源电压过高 2. 内部线圈匝间短路,而造成电流过大时,使镇流器地热,严重时出现冒烟现象 3. 通风散热不好 4. 起辉器中的电容器短路或动、静触头焊死,跳不开时,如果时间过长,也会过热	1. 检查并调整电源电压 2. 更换镇流器 3. 改善通风散热条件 4. 及时排除起辉器故障
9	镇流器响声较大	1. 镇流器质量较差,或铁芯松动,振动较大 2. 电源电压过高,使镇流器过载而加剧了电磁振动 3. 镇流器过载或内部短路 4. 起辉器质量不好,开起时有辉光杂声 5. 安装位置不当,引起周围物体的共振	1. 更换镇流器 2. 降低电源电压 3. 调换镇流器 4. 更换起辉器 5. 改变安装位置
10	灯管使用寿命较短或早期端部发黑	1. 电源开关频繁操作 2. 起辉器工作不正常,使灯管预热不足 3. 镇流器配用不当,或质量差,内部短路 4. 装置处振动较大	1. 减少开关次数 2. 更换起辉器 3. 更换镇流器 4. 改变装置位置,减少振动

三、高压汞灯故障诊断

1. 高压汞灯的结构。高压汞灯分为荧光高压汞灯和自镇流高压汞灯两种。荧光高压汞灯(带外接镇流器)是玻璃壳内表面涂有荧光粉的高压汞蒸气放电灯,而自镇流高压汞灯是利用钨丝绕在石英管的外面作镇流器,并与放电管串联后装入高压汞灯的外玻璃壳内,工作时利用它可限制放电管电流,同时发出可见光。

2. 高压汞灯的特点:

(1)从启动到稳定工作大约 4~10min。

(2)断电后不能立即启动,必须冷却后,使灯泡内汞气压力降低后,约 5~10min,才能再次启动。

(3)发光率高,亮度大,耐振性能好,广泛应用于大型车间照明,其接线如图 6-3-4 所示。

3. 使用注意事项:

(1)在接线时一定要分清,高压汞灯是外接镇流器,还是自镇流,镇流器与灯必须匹配。

(2)高压汞灯应垂直安装,如水平安装时其亮度要减少 7%,且容易自灭。

(3)因高压汞灯的外玻璃壳温度很高,可达 150~250℃,因此,必须使用散热良好的灯具,否则将会影响灯泡的性能和寿命。

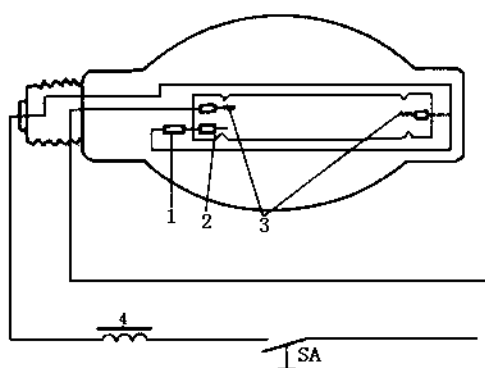


图 6-3-4 高汞灯的接线图

1—电阻 2—起动电极 3—工作电极 4—镇流器

(4) 当外玻璃壳破碎后, 高压汞灯仍能发光, 而大量的紫外线对人体有害, 会灼伤人的眼睛和皮肤, 应及时妥善处理防止汞害, 立即更换高压汞灯。

(5) 电源电压要尽量保持稳定, 如电压降低 5% 灯泡就可能自灭, 而再次起动点燃时间又较长, 因此高压汞灯不应接在电压波动较大的线路上。对高压汞灯作为路灯、厂房照明时, 应采取调压或稳压措施。

四、高压钠灯故障诊断

1. 高压钠灯的结构。高压钠灯是利用高压钠蒸气放电, 发出白色光, 光效高、寿命长 (约 3000 ~ 5000h) 光色柔和, 透露性好。其接线图见图 6-3-5 所示。当灯接入电源后, 电流流经双金属片 a 和加热线圈 b, 使双金属片受热后自闭合状态而断开, 在镇流器两端产生一个冲击高压 (约 1000V), 使灯起动。灯起动后, 放电的热量使双金属片保持断开状态。高压钠灯自起动到稳定工作, 约需用 4 ~ 8min, 断电后再重新起动约需用 10 ~ 20min, 待双金属片冷却闭合才能重新起动。

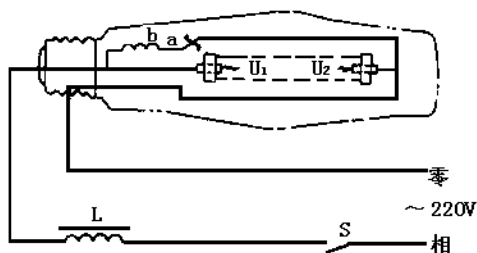


图 6-3-5 高压钠灯工作电路

2. 使用时注意事项:

(1) 电源电压的变化不应大于 $\pm 5\%$, 高压钠灯的管压、功率及光通量随电源电压的变化而引起的变化比其他气体放电灯大。当电源电压升高时, 因为管压降的增大, 容易

引起灯自灭。电源电压降压时,光通量将会减少,光色变差。

(2) 高压钠灯在任意位置启动时,光电参数基本保持不变。

(3) 配套的灯具应特殊设计,不仅要考虑到外玻璃壳温度很高必须具有良好的散热条件,还要考虑放电管是半透明的灯具的反射光不宜通过放电管,否则放电管由于受热而温度升高,破坏封接,影响寿命,且易自灭。

(4) 灯管必须与镇流器配套使用,否则将会缩短灯的寿命或造成启动困难。

(5) 再起的时间长,不能用于迅速点亮要求的场所。

(6) 破碎灯管要及时妥善处理,防止毒害作用。

五、金属卤化物灯故障诊断

1. 金属卤化物灯概况。金属卤化物灯是在高压汞灯的基础上,为改善光色而发展起来的一种新型电光源,具有光色好、发光效率高等特点。若在高压汞灯放电管内添加某些金属卤化物,这些金属卤化物在管壁的工作温度下(约 $700\sim 1000^{\circ}\text{C}$)大量蒸发,使金属卤化物的不断循环,在电弧放电时提供相应的金属蒸气,就会发出该金属特征光谱线,使这些光线接近于日光线,这就改善了光色,选择不同的金属卤化物,便可得到各种不同光色的金属卤化物灯。

2. 使用的注意事项:

(1) 电源电压的变化不应大于 $\pm 5\%$,电源电压的变化不仅会影响光效,还会引起光色的变化,当电源电压变化较大时,灯的熄灭现象也比高压汞灯严重。

(2) 无外玻璃壳的金属卤化物灯,有很强的紫外线辐射将会伤害人体,灼伤眼睛和皮肤。因此灯具要加玻璃罩,如无玻璃罩,悬挂高度应不低于 14m 。

(3) 管形镝灯根据使用时的安装要求有三种结构:水平点燃,垂直点燃,灯头在上,垂直点燃,灯头在下。安装时必须认清方向标记,正确使用,而灯轴中心的偏离不应大于 $\pm 15^{\circ}$ 。要求垂直点燃的灯,如水平安装,使用时灯管有爆裂的危险,如灯头与方向调错而灯的光色会偏绿。

(4) 灯的玻璃壳温度较高,配用灯具必须考虑散热条件,而灯管与镇流器必须配套,否则会影响灯管寿命或引起启动困难。

(5) 再启动时间长,不能用于有迅速点亮要求的场合。

(6) 破碎灯管应及时处理,防止有毒物质伤害人体。

六、H型节能日光灯故障诊断

1. H型节能日光灯的结构。H型节能荧光灯为预热式阴极气体放电灯,由两根顶部相通的玻璃管,管内壁有稀土三基色荧光粉、三螺旋状灯丝(阴极)和灯头组成。H型灯与电感式镇流器配套使用时,将启辉器装在灯头塑料外壳内并与灯丝连接好,另两根灯

丝引线由灯脚引出。

2. H 型节能日光灯使用注意事项：

- (1) 在拆装 H 型灯时应捏住灯头的铝壳部分, 平行的插入或拔出。
- (2) 拆装时不应捏住玻璃部位摇动或推拉, 以免灯管与灯头间脱开、松动。
- (3) 其他使用注意事项参照荧光灯。

3. H 型节能日光灯常见故障与处理方法如表 6-3-3 所示。

表 6-3-6 H 型节能荧光灯常见故障诊断及处理方法

序号	常见故障	故障诊断	处理方法
1	灯不亮	1. 灯丝已断 2. 接线有断路	1. 用万用表检查灯丝, 若已断应更换荧光灯 2. 先用铝壳或塑料壳把连接处轻轻撬开, 再用电烙铁把灯脚焊锡烫开, 取下塑料壳才能时行测量
2	起动困难	1. 灯管质量不好 2. 镇流器质量不良 3. 电源电压过低 4. 环境温度较低	1. 更换灯管 2. 更换镇流器 3. 提高电源电压 4. 采取相应的防湿措施
3	灯光暗	1. 电源电压过低 2. 灯管衰老	1. 提高电源电压 2. 当发现玻璃管靠近灯丝部位有黑斑时说明灯管老化, 应予更换
4	灯不起动尾部发红	起辉器故障	用手指轻轻弹击塑料壳部位, 有可能恢复工作或更换起辉器
5	镇流器过热	线圈局部短路	更换镇流器

第四章 电气照明装置的运行维护

第一节 电气照明装置的运行要求

1. 对于用电容量较大的且以照明用电为主的单位,例如商场、饭店、办公大楼等场所,应建立、健全照明装置的技术管理资料,如供电系统图,平面布线图,电气线路竣工图,检修、检查、试验记录等;
2. 运行中,经过照明设备的大修,变理更设备、变动配线路路径以及更换导线截面之后,均应修改相应的电气图纸及资料;
3. 对于易燃、易爆等场所的照明装置,应根据实际情况,订出对设备的巡视和检查周期,一般每季度不少于一次;
4. 运行中,室内配线增加了照明设备后,均应验算原(设计)安装的导线、开关、熔断器是否满足技术规定,同时将安装日期、接用容量及施工单位、人员等做详细记录;
5. 对特殊型式的照明灯具及其附件、开关、熔断器等应有一定数量的备品备件;
6. 节日彩灯在使用前应进行全面的绝缘检查和安装质量检查,使用后应及时将电源断开。

第二节 电气照明装置的巡视检查

一、巡视、检查的周期

照明装置应进行定期和不安期的巡视、检查。

1. 每年二季度初,应做好雨季前的检查和检修工作,三季度初,应做好雷雨季度中的检查,冬季做好防寒防冻的检查。
2. 暴风雨及大风后应做特殊的巡视和检查工作。
3. 对特殊用电的场合的检查周期应根据具体情况确定。
4. 对地天花板上安装的吸顶灯及日光灯镇流器等发热元件,应在运行一年后进行抽查,检查有无烤焦木托等现象,必要时对全部照明灯具加强防火。
5. 对一般的照明装置,应每月巡视一次,对重要场所还应增加夜间巡视,暴风雨或冰雹后对室外照明设备还应进行特殊巡视。
6. 对车间布线的裸母线、分配电箱、闸刀箱,每季度进行一次停电清扫检查。500V 以下屋顶内的母线及铁管配线,每年应停电检查一次。
7. 行灯变压器及各种手动工具,如手电钻、砂轮等在使用前应进行检查,手动工具的导线绝缘如有破损,应立即包扎或换线。

二、照明配电盘(箱)的检查内容

为了便于对照明电路的操作控制,做好运行维护和检查工作,不论在总配电室或车间内,都应设置单独的照明配电盘(箱),以区别于其他供电控制盘。照明盘上一般装有控制开关、刀闸、瓷插式熔断器、照明电能表及附件和指示灯等电器。总控制设备的选用是由照明容量的大小来决定。照明容量大时,可用空气开关或铁壳开关;容量较小时或者作为分支线路上的控制,可用胶盖闸刀,如需远方控制,则可选用交流接角器。照明电路的保护设备可根据容量大小选用热继电器、熔断器(如 RC 型、RM 型或 RTO 型)等元件。

配电盘(箱)上的总闸、分闸、保险器等排列应有次序,各路指示仪表的装设应与控制设备相对应,不可相互交叉,每路均应标示负荷地点的名称。所有控制电路的外观应完整、清洁,导电部位的闸口、触片、接点应连接紧密,所控制的负荷电流应在它的额定值以内。

照明配民盘(箱)的操作巡视通道不应堵塞。配电盘(箱)内应事先准备好适当数量

的备品熔管、熔体,以便及时恢复供电之用。

照明配电盘(箱)的检查如下:

1. 导电部分的各接点处是否有过热或弧光灼伤现象。
2. 各种仪表及指示灯是否完整,指示是否正确。
3. 胶盖闸刀及瓷插式熔断器的外绝缘有无短缺和损坏,内部因熔体熔断而形成的积炭应及时清擦掉。
4. 熔断器内熔体的容量是否与负荷电流相适应。一般照明电路的熔体容量不应超过负荷电流的1.5倍,并应与导线截面相校核,禁止用任何金属丝代替熔体使用。
5. 箱门是否破损,户外照明箱有无漏雨进水现象。
6. 铁制照明箱的外皮是否可靠接地。
7. 备品备件的数量和规格是否符合运行要求。

必须指出,所在车间电气的检查维修工作,都应做好安全措施,严格遵守电气安全工作规程的规定,以免发生人身和设备事故。

三、照明电路的维护检查

(一)照明电路的检查

照明电路安装完毕后,要经过检查,才能接上电源。检查内容如下:

1. 用高阻表检查电路的绝缘性能

具体检查方法如下:

- (1)卸下电路中所有的用电器;
- (2)放平表身,掀起表盖,接上两根装有测试棒的引线;
- (3)使两根测试棒互相接触,这时指针应回到“0”点;
- (4)把两根测试棒接触电路里的两个保险盒的下接线桩头,检查两线间的绝缘电阻;
- (5)用一根测试棒接触一个保险盒的下接线桩头(另一个保险盒也要检查),用另一根测试棒接触接地的物体,检查电路和建筑物之间的绝缘电阻。一般来说,装有分路的每条电路的绝缘电阻不得低于 $0.5\text{M}\Omega$,否则说明绝缘不良,通电后会有漏电现象。

2. 检查电路的安装技术

一般应检查以下几点:

- (1)电线连接处绝缘带包扎得好不好,或有没有漏包;
- (2)在多线平行的干线上分接支路时,有没有接错,应套瓷管的地方有没有漏套;
- (3)电线的支持物,如瓷夹、木槽板等有没有漏装,有没有装好;
- (3)电线(特别是铝芯电线)的线头和电气装置的接线桩有没有接好;
- (4)电线(特别是铝芯电线)的线头和电气装置的接线桩有没有接好;
- (5)电气装置的盖子有没有盖上;

(6) 电度表的接线有没有接好, 有没有接错。

(二) 照明电路的接电

如果全是新的电路, 需由供电单位派人来承接。如果仅仅是用户内部扩大电路, 也就是把新装的支路连接到原有的电路上, 则可由用户自行接电。不过, 应当注意: ①扩充的支路的负载必须在电度表容量范围以内。②在接电前, 要把原有电路的总开关拉开, 把所有保险盒的插盖都拔下, 使所有的电路都脱离电源。③进行接电。如果新接的支路负载较大, 或装有分表, 或原有电路上已装足 20 盏灯, 则应自成一个分支电路, 要另装两个分路保险盒。把它们两个上线接线桩头相应地连接到总开关的两个下接线桩头上。如果新装的支路负载不大, 或因其他原因而需要在保险盒下接线桩头上接线时, 则应把支路的相线头跟原有电路相线线头绞合起来, 接在一个保险盒的下接线桩头上, 然后支路和原有电路的另外两个线头绞合, 接在另一个保险盒的下接线桩头上。如果新装的支路负载较小, 譬如说只有一、二盏电灯, 一般可把支路直接接在原有的电路上, 但接电时也应单线操作, 即先把一根干线的绝缘层剖去, 把一个支路线头接上去, 包好绝缘带, 再按同样的方法接另一个线头。

(三) 照明电路的校验

照明电路接电完毕后, 要经过校验, 才能推上总开关使用。在校验电路前, 应先学会安放保险丝:

(1) 把保险盒的插盖拔下, 放松盖上的接线桩头的螺丝。

(2) 把保险丝的一端按顺时针方向绕在一个螺丝上, 旋紧; 然后把保险丝顺着槽放 (注意: 槽两边的保险丝应凹下, 以防插入时被盒身的凸脊切断), 把它的另一端也按顺时针方向绕在另一个螺丝上旋紧。

四、照明装置的检查内容

(1) 检查照明灯具上灯泡容量是否超过额定容量, 100W 以上灯具的灯口应使用瓷质灯口;

(2) 检查照明灯具的开关是否断相线, 螺口灯相线和零线接法是否正确;

(3) 检查灯具各部件有松动、脱落、损坏, 应及时修复或更新;

(4) 检查局部照明用降压变压器一次侧引线的绝缘有无损坏, 如有损坏应及时修好或更换绝缘良好的引线;

(5) 检查照明设备的保护熔丝有无烧损、熔断, 接触是否良好, 熔丝的额定电流不应超过照明设备额定电流的 1.5 倍;

(6) 检查照明装置的金属外壳、构架、金属管、座等需要进行保护接地的部分, 接地线是否良好, 有无漏接、虚接以及断线, 发现问题及时检修;

(7) 检查照明灯具的灯泡、灯管及灯口等附件有无损坏;

- (8) 检查插座有无烧伤,接地线的位置是否正确,接触是否良好;
- (9) 室外照明灯具有无单独熔丝保护;
- (10) 露天处所的照明灯具、灯口、开关是否采用瓷质防水的灯口和开关;
- (11) 室外照明灯具的开关控制箱是否漏雨,灯具的泄水孔是否畅通,清除灯具的杂物。

第三节 电气照明装置的防火

一、电气照明火灾事故的原因

1. 电气照明灯具火灾事故的原因

电气照明灯具具有许多优点,应用非常广泛,但照明灯具在工作时,具有火灾危险性,使用不当会殃成火灾事故。造成火灾事故的原因有以下几点:

(1) 照明灯具在工作时,其玻璃灯泡、灯管、灯座及其他部件表面温度较高,能引燃可燃物质,造成火灾事故。

各种灯具因其灯泡或灯管设计式样不同,内部结构不同,充入气体不同,功率大小不同,周围散热条件不同,制造质量和安装工艺差异等原因,使灯泡或灯管表面温度有很大差别。表面温度与灯具的功率大小有直接关系,一般来说,功率越大表面温度越高。在散热条件不良时,灯泡表面温度更高,而且功率越大,升温的速度也越快。

如白炽灯泡的灯丝是用耐高温不易蒸发的钨丝制成,接通电源,灯丝两端加以额定电压后,电流通过钨丝,钨丝被加热成白炽体,其温度高达 $2000 \sim 3000^{\circ}\text{C}$,同时发出强光。因其热量辐射,使灯泡表面温度增高,甚至能烤燃邻近或接触的可燃物质,如纸张、木材、棉花、布料等。

白炽灯在散热良好的条件下,其表面温度与功率大小的关系见表 6-4-1。

表 6-4-1 白炽灯泡在一般散热条件下的表面温度

灯泡功率 (W)	灯泡表面温度 ($^{\circ}\text{C}$)	灯泡功率 (W)	灯泡表面温度 ($^{\circ}\text{C}$)
40	56-63	100	170-216
60	137-180	150	148-228
75	136-194	200	154-296

白炽灯泡表面温度很高,可以烤燃可燃物质,其烤燃可燃物的时间和温度参见表 6-4-2。

表 6-4-2 白炽灯泡烤燃可燃物的时间和温度

灯泡功率 (W)	摆放形式	可燃物	烤燃时间 (min)	起火时温度 (℃)	备注
75	卧式	稻草	3	360~370	埋入
100	卧式	稻草	12	342~360	紧贴
100	垂式	稻草	50	炭化	紧贴
100	卧式	稻草	2	360	埋入
100	垂式	棉絮(被套)	13	360~367	紧贴
100	卧式	乱纸	8	333~360	埋入
200	卧式	稻草	8	367	紧贴
200	卧式	乱稻草	4	342	紧贴
200	卧式	稻草	1	360	埋入
200	垂式	玉米秸	15	365	埋入
200	垂式	纸张	12	333	紧贴
200	垂式	多层报纸	125	333~360	紧贴
200	垂式	松木箱	57	398	紧贴
200	垂式	棉被	5	367	紧贴

从表 6-4-2 可以看出,灯泡功率越大,灯泡距可燃物越近,散热条件越恶劣,则引起燃烧的时间越短。如将 100W 的灯泡放进稻草内,2min 即可将稻草燃着起火;200W 的灯泡放进稻草内,1min 即可将稻草燃着起火;将 200W 的灯泡紧贴棉被,5min 即可将棉被燃着起火;200W 灯泡紧贴木箱不到 1h 就可以烤燃起火。

在散热条件不好的情况下,灯泡表面温度上升更快,温度更高,火灾危险性更大,如用布、塑料或纸张作灯罩,灯具长时间使用时将使其烤燃或烤焦。从火灾事故实例中将会看得更加清楚。

荧光灯(日光灯)与高压水银荧光灯引起火灾的主要原因是镇流器发热,燃着临近的可燃物质。因为镇流器由铁芯和线圈构成,并有沥青漆灌注。正常工作时,镇流器本身消耗电能,使其具有一定温度,如果散热条件不好或与灯管配合不当,或者其他附件故障,都可能引起镇流器内部温度升高,破坏线圈绝缘,形成匝间短路,产生高温,从而使周围可燃物质烤着起火。

高压水银荧光灯的表面温度与白炽灯接近,如 400W 的高压水银灯的玻璃外壳表面温度为 150-250℃。若其功率更大,当散热条件不好时,温度升高更快,因此,它的火灾危险性比白炽灯相比更大。

卤钨灯灯管的表面温度比白炽灯灯泡表面温度更高,因其工作时,维护灯管点燃的最低温度为 250℃,1000W 的卤钨灯的灯管表面温度为 500-800℃,而其内壁温度更高,约为 1600℃左右。而一般 1500W 电炉的表面温度也只为 900-1000℃左右。因此,卤钨灯不仅可以烤燃接触灯管表面外壁的可燃物质,而且其高温热辐射,还能将接近灯管的

可燃物质烤着。若将纸、布、棉花等可燃物质放在卤钨灯上,很快就可以着起火来。把带罩的卤钨灯扣在地毯上,也只需几分钟就可以引燃着火,因此,卤钨灯的火灾危险性,比其他电气照明灯具更大。

(2)电气照明灯具有灯泡、灯管破碎产生电火花引燃周围易燃、可燃物质,引起火灾事故。

灯泡和灯管引起爆碎的原因很多,一般有以下几个原因:

- 1)供电电压超过灯具的额定电压。
- 2)灯泡外表温度较高,当有水滴溅在灯泡上时,因冷热不均,引起灯泡爆碎。
- 3)外力撞击灯泡或灯管玻璃外壳使之破碎。
- 4)灯泡或灯管的制造质量不良,厚薄不均,受热后因冷热不均匀引起爆碎。
- 5)灯具周围温度高,使灯具或灯泡损毁。

(3)灯具或灯头接触不良,局部发热产生高温或产生火花,或灯头与玻璃壳结合松动时,拧动灯头引起短路,产生火花,均可造成火灾事故。

(4)导线和灯具过载或过压,引起导线和灯具过热,甚至绝缘损毁引起短路,产生火花,引燃可燃物质。在有可燃气体、易燃液体蒸气和粉尘的爆炸性混合物的场所,还会引起爆炸。

(5)可燃粉尘(如煤粉或面粉厂的糠尘)、可燃纤维积落在灯泡表面上,被烤燃起火。

(6)灯具选择不当,不符合安全要求,如需防酸防腐场所选用一般白炽灯,需防爆场所选用一般灯具,都可能引起火灾或爆炸事故。

2. 电气照明供电线路火灾产生原因

照明配电线路发生火灾的案例时有发生。发生火灾的原因主要是由于线路短路、过负荷、过电压、接触电阻过大等情况下,产生火花、电弧或导线过热,从而使可燃物点燃,或者使可燃气体、易燃液体蒸气、粉尘爆炸,导致火灾爆炸事故的发生。

(1)照明配电线路发生短路。配电线路的相线与相线(相间)或相线与零线(对地)在某一点或某几点碰在一起的现象称为短路,俗称碰线或连电。配电线路的短路有相间短路和对地短路两大类型,产生的原因为:

1)没有按照具体环境和要求选用适当的绝缘导线,使导线的绝缘受到高温、潮湿或酸碱等腐蚀作用而失去绝缘能力;对线路缺乏定期维修,绝缘因长期受阳光、雨光或其他恶劣环境的影响而陈旧、损毁,使导线裸露发生短路;导线的支撑物脱落、导线松弛,受到外力或自身重力作用引起摆动发生短路;将绝缘导线用铁丝捆绑或将绝缘导线挂在钉子上,日久磨损和生锈腐蚀,使绝缘受到损毁而发生短路。

2)裸导线,由于安装位置太低,在搬运较高的物件时,不符合安全技术规定,特别是搬运金属物件时,不慎碰在导线上引起对地短路;金属物品如铁丝或锡箔纸等杂物搭落或者小动物跨接在导线上引起短路;机械外力使线杆摇摆引起导线相碰,风吹导线使

两线相碰或与树枝相碰引起短路。

3) 线路运行电压超过线路额定电压或大气过电压,导线绝缘击穿,这在胶质线中容易发生。如三相四线制中零线断线时,往往使轻载相电压升高,若其绝缘薄弱便容易击穿。

4) 检修时将线路接错,如零线接到相线端子上便引起短路。

5) 同杆架设的高压线与照明线搭接,将引起短路,甚至造成人身伤亡。

(2) 配电线路过负荷。照明配电线路的截面通常是按允许发热来选择的(当然机械强度和其他条件亦应满足)。当正常工作电流通过导线时,导线的发热和温度应不超过最高允许工作温度 65°C ,但是,当线路过负荷时,导线发热量增加,导线温度将超过允许温度,这样就加速了绝缘的老化、变质,严重时使绝缘损毁,引起短路着火事故。配电照明线路过负荷主要由以下原因引起:

1) 设计配电线路时,由于负荷统计不准,截面选得偏小,使线路运行时发生过负荷。

2) 在照明线路中接入电炉、电热器或其他大功率电气设备,超过了配电线路的负荷能力。这在生产、生活照明网络中常有发生,有时将开关、刀闸、熔断器甚至变压器的连接端子烧毁。

3) 有按设计网络布线,乱接电线,局部过多的接入并联负载,使导线过负荷。

4) 在照明线路中,零线截面往往选得偏小。因此,当负荷不对称时零线因过热而烧断,继而使相线过载或过压。

(3) 导线回路中的连接部位接触电阻过大。在照明供电网络中,由电源到母线再到配电线路,有干线、支线,有总刀闸开关和分路刀闸开关,每一用户又有许多分路,其间有许多连接点。每一连接点(处)由于连接不牢或者发热氧化,使接触处接触不良,造成局部电阻过大,运行时引起发热,使金属变色甚至熔化。同时还能引起绝缘材料、可燃物质及积落的可燃粉尘燃烧,发生火灾事故。

造成接触电阻过大的主要原因有以下几个:

1) 在干线回路中连接处接触面积小,使接触部分发热,接触电阻增大。

2) 安装质量和工艺不良,造成连接处连接不牢、松动,引起接触电阻增大。

3) 连接点由于热作用或长期振动,使接头松动。

4) 在导线连接处有杂质,如氧化层、油垢、塑料皮等,使接触电阻增大。

5) 铜铝接头的铜铝接触面、接触点处理不当引起发热、氧化,接触电阻增大。

(4) 照明线路产生电火花和电弧。照明配电线路中产生的火花或电弧能引燃周围的可燃物质,在有爆炸危险的场所,电火花或电弧可以引起着火或爆炸。电弧的温度可达 3000°C 以下,不仅能使导线绝缘层燃烧,而且能使金属熔化,这是引起火灾最危险的火源。

导线在下述几种情况下将会产生火花和电弧:

- 1) 导线绝缘因老化、腐蚀和局部损毁或导线断裂,产生短路或接地短路时,在短路点或接地点将产生强烈的电弧。
- 2) 大负荷导线连接处松动或突然断开时,在松动或断裂处会产生火花和电弧。
- 3) 照明线路若为架空裸导线,当其发生连线或在风雨中短路时;各种开关在接通或断开电路特别是大负荷断开电路时;熔断器熔断时;在带电情况下检修或操作电气设备时;在带负荷接火时;雷电引起相间故障时,都将产生火花和电弧。
- 4) 绝缘导线、三芯或四芯电缆线在机械或其他外力挤压下,或检修时误将带电线路用剪刀或虎钳剪切,造成短路,产生火花或电弧。

二、照明火灾事故举例

电气照明火灾事故在发电厂,变电所及其他场所常有发生,而且有些事故后果非常严重。通过照明火灾事故的介绍,可从中吸取教训,以提高对照明火灾事故危险性的认识。

1. 照明灯具火灾事故

(1) 照明灯具引燃衣服,导致电缆隧道着火的火灾事故。

事故经过:某日,派三位工人在电缆隧道里安装正式照明,在此之前安监科的三位同志在施工点察看时,曾向三人交待了安全措施,要求烧焊时用石棉布将电缆包裹好,以免引起火灾。施工人员进入已经投运的3、4号机组的电缆隧道内,本应遵守《电业安全工作规程》的规定,执行工作票制度、工作许可证制度、工作监护制度……。可是施工人员进入电缆隧道内工作时,未办理任何手续,也没向运行负责人打招呼,连续工作八、九天,也无人过问。

这次事故的原因经调查认定为:隧道内供施工现场用的临时照明灯泡是220V、200W的白炽灯泡,灯线挂在上层电缆支架上,灯泡下垂30cm,紧贴在运行中的电缆上(违反《电力建设安全工作规程》电气热工篇第二节施工现场照明:电缆沟道、隧道、夹层应……使用36V以下的行灯,行灯应有保护罩的规定)。施工人员下班时,脱下工作服(脏外衣),二人将衣服顺手往电缆上放,民工的衣服就放在临时照明灯泡下,灯泡烤着了衣服,燃起了明火。烧着了电缆外皮,造成带电电缆短路,助长了火势,引起了重大火灾事故。事故教训:①基建施工管理混乱。②生产厂区无围墙。③消防设施不全、不完善,消防栓的数量和状况不能满足紧急状况下的需要。④消防组织不健全。⑤施工单位严重违反《电业安全工作规程》有关规定,违章作业。⑥电厂生产管理薄弱。电缆沟盖板破损业重,沟内积有大量油、水及棉纱、破布等,大部分竖井、孔洞均未堵封,电缆防火的技术措施没有完全实施。

(2) 不防爆灯泡引起汽油蒸气爆炸。某厂汽油蒸气爆炸,一座占地面积为152m²厂房遭到不同程度的破坏,门窗玻璃破碎,炸死15人,炸伤39人。

事故经过和原因:该工厂生产特种产品,又生产添加剂。在生产添加剂时,需用 200 号溶剂汽油进行稀释离心。操作工人为了看清离心后添加剂中间体蒸馏釜中的流量大小,用 36V 低压防爆行灯照明,将行灯挂在上面。后行灯落下,碰在桶口上,将灯泡碰碎,产生火花,引起汽油桶内挥发出来的油气燃烧,进而引燃了附近 20 桶添加剂着火。当火扑灭以后,便组织 100 余人投入现场清理工作。因添加剂粘度较大,有人提出用汽油洗,在场的领导也未制止,这样,大家用 200 号汽油进行稀释去污,共用了三大桶(约 400-500kg)。由于大量使用了汽油,使室内充满了汽油蒸气。这时一工人看着大家拎汽油去污很吃力,便开电瓶车铲了一大桶送进室内,在场的领导感到太危险,便让车倒回去,当发动倒车时爆燃起火,接着便成了一片火海。

(3)红外线灯热辐射引起火灾。仓库发生火灾,烧毁库房及库存电器元件、设备等物资。

起火的原因是:室内红外线灯距阴极射线管纸盒太近,仅有 25cm。纸盒在红外线灯长期照射下,由炭化到引燃,进而起火成灾。

(4)粉尘落至 125W 水银灯上引燃起火事故。某市第三粮库二号库发生火灾,烧毁库房 500m²,烧毁面条、麻袋、苫布、面粉、芝麻等物品。

这次火灾的起火点是库中一堆 50 捆麻袋处。起火原因是因库内长时间通电照明的 125W 高压水银灯(该灯没有外壳,仅有内管)烤煊落在灯管上的可燃粉尘,火灰又掉落在库中麻袋堆上,经一段时间引燃而起火成灾。

2. 照明供电线路的火灾事故

(1)照明供电线路一相接地,另外两相电压升高,绝缘烧坏引燃可燃物而发生火灾事故。

1)火灾经过:某印染厂仓库三号坯布库房更夫孙某到配电室给库区照明配电盘换上熔丝,先后两次熔断,孙某将 10A 熔丝换成 20A 熔丝,第三次合闸后约半小时,又突然停电。孙某因不懂电气知识,也未再检查就睡觉了。次日凌晨零时许,孙某被燃烧的噼啪声惊醒,此时孙某发现三号坯布库有火。该库东半部的房顶、窗口向外喷火,并向西北方向蔓延。三号坯布库长 30m、宽 15m、高 7m,库东侧 250m² 的房顶被烧塌,东北角钢屋架被烧弯变形。布匹上方的汞灯被烧毁,固定在钢屋架上的镇流器被烧脱落,内部绝缘炭化,连接线烧损短路。库区配电盘下部地面上发现被熔断的 10A 熔丝,配电盘上两相被熔断的熔丝为 20A 熔丝。这次火灾事故烧毁布匹 36 × 10⁴ m,还有其他物品等。

2)火灾原因分析:该库照明由某市砖瓦厂变压器供电,当天 15 时发现电气故障,直到 21 时 30 分故障仍未排除。现场查看认为,某市砖瓦厂 320kVA 供电变压器二次侧有一相出现接地,电压降到 110V,中点位移,使其余两相电压升高到 300V。印染厂三号坯布库照明线路恰恰是升高的那相,以致镇流器上电压过高、电流过大,烧坏绝缘,同时使接至镇流器上的导线绝缘烧坏,发生短路打火,引燃可燃物蔓延成灾。

(2)照明线路接触不良产生高热引燃可燃物的火灾事故。某剧场,因日光灯线路连接不良,产生高热,引起附近可燃物起火。火灾发生在舞台部分,又是正在演出之中,灯泡熄灭,一片漆黑,全场千余名观众处于危险之中。这时剧场工作人员机智地用4个大手电筒,照射疏散通道和出口,引导观众疏散,避免了重大伤亡事故。消防队接警后,整个舞台和观众厅大部分屋顶已浓烟滚滚,火光冲天,由于缺乏大功率的消防车,观众厅净空高,水射不到着火部位的最高处,火热有增无减,以致屋顶全部落架烧毁。大火共烧5个多小时,整个剧场和其他设备被烧毁。

(3)电线绝缘老化引起火灾事故。某市体育馆相连的附房因电线绝缘老化,两线在某处碰在一起引起短路。火灾发生在夜间,因报警晚,消防队到达火场时,火焰已穿出屋顶。

(4)电线绝缘破损短路引起火灾事故。某单位因电线绝缘破损,两线相碰短路,致使3台变压器线圈和导线发热引起火灾。消防队接警后,虽先后出动20余辆消防车,但因为砖木结构,胶合板吊顶,火热蔓延快,当第一台消防车到达时,火焰已窜出屋顶。虽同时投入8支水枪射水,仍无济于事,大火燃烧了3个多小时。

(5)线路铜铝接头松动,接触电阻过大引起火灾。俱乐部因铜铝线接头松动,接触电阻过大,产生高温,引起火灾。火灾发生后,及时报警,消防队先后出动了十几辆消防车到达火场,由于指挥正确,供水较及时,保住了大部设备。

三、电气照明的防火防爆措施

1. 电气照明灯具有防火防爆措施

(1)应按照不同使用环境条件选择不同类型的照明灯具。在火灾危险和爆炸危险环境的照明灯具应满足《爆炸及火灾危险环境电力装置设计规范》的要求,在潮湿场所,应选用密闭防水防尘照明灯具,或配有防火灯头的开启式照明灯具;在含有大量尘埃但非爆炸和火灾危险场所,宜采用防尘型照明灯具;在酸碱腐蚀场所,应采用耐酸、耐碱、耐腐蚀型照明灯具。在振动较大的场所,宜选用防振型照明灯具或采取防振措施;在宜受机械损伤的位置的灯具,应加防护网;高温环境应选用开启式灯具。

(2)生产厂房不应使用拉线开关,在有爆炸危险场所严禁装设普通开关。

(3)在有爆炸危险的场所应采用隔爆型插座;潮湿、多灰尘场所或屋外装设的插座应用密封防水型;为使用安全,不同电压等级的插座插孔形状应有所区别,且所有插座均采用单相三孔式插座。

(4)各种照明灯具安装前应对灯座、挂线盒、灯头等零件进行检查,质量应符合标准,否则应及时修理。

(5)开关应控制相线,螺口灯座的螺口必须接在零线上。开关、插座、灯座的外壳均应完好无损,带电部分不得裸露中外面。

(6) 各零部件的电压、电流、功率必须匹配。

(7) 照明器表面高温部位靠近可燃物时,应采取隔热、散热等防火防护措施。

(8) 超过 60W 的白炽灯、卤钨灯、荧光高压汞灯(包括镇流器)不应装在可燃装修物或可燃物构件上。可燃物品库不应设置卤钨灯等高温照明器。

(9) 功率在 150W 以上的开启式或 100W 以上的其他型式灯具,不准使用塑胶灯座,必须采用瓷质灯座。

(10) 灯头线在天棚挂线盒内应做保险扣,以防止接线端直接受力拉脱,产生火花。灯具的灯头线不得有接头。需接地或接零的灯具金属外壳,应有接地螺栓与接地网相接。

(11) 质量较大的灯具应用吊钩、螺栓、吊链或其他金属物固定牢靠,防止松脱、坠落。

(12) 用可燃材料装修的墙壁和吊顶上安装灯具、开关、电源插座等,应配金属接线盒,导线应穿钢管敷设。灯具上方应保持足够的空间,以利散热。灯具功率不宜过大,应以白炽灯或荧光灯为主。

暗装灯具及其发热附件周围,应使用不燃材料做好防火隔热处理。

(13) 白炽灯、高压水银灯与可燃物之间距离不应小于 50cm,卤钨灯距可燃物则应大于 50cm(一般应保持 100cm 以上),存放可燃易燃物的库房不宜使用卤钨灯。灯泡上严禁用布、纸、棉纱和其他可燃物包裹,以防将可燃物烤燃造成火灾。

(14) 卤钨灯的灯管及额定功率在 100W 及以上的白炽灯的附近的导线,应采用的玻璃丝、石棉、瓷管等耐热材料制成的护套保护的导线,不应采用一般的不阻燃、不耐温的绝缘导线(如胶质线等),以免灯管高温辐射破坏绝缘层引起短路。

在正对灯泡的下面,严禁堆放可燃物品,特别是重要的物资仓库,更应严格遵守此项安全规定,以防止灯泡破碎时掉落火花而引起火灾。

(15) 灯泡距地面高度一般不应低于 2m,如必须低于此高度时,应采取必要的防护措施。可能遇到碰撞的场所,灯泡应有金属或其他网(罩)防护。防护罩必须保持完好无损,损毁时及时列换。灯泡碰碎后,应及时更换或将灯泡的金属灯头取出。

(16) 荧光灯和高压水银灯的镇流器安装时应保持其通风、散热和可靠隔离,不准将镇流器直接固定在可燃的天花板、墙壁和木架上。镇流器的正下方不准堆放可燃物质,防止镇流器流胶时将其烤燃。镇流器与灯管电压、容量必须相符,配套使用。

如需在可燃材料上安装容量较大的白炽灯、卤钨灯和镇流器时,应保证通风、散热及隔热防火,如用石棉板或硅酸铝板等进行隔热、防火。

(17) 照明灯具与不带栅栏的裸带电导体或设备的安全距离,应不小于《高压配电装置设计技术规程》中规定的安全距离;露天油库区,可在其防火堤外设置照明灯杆,当油罐容量较大或数量较多时,也可设置投光灯照明;布置照明灯杆时,应避免与水道、管沟等地下设施相碰撞,并与消防栓保持 2m 距离。灯杆距路边距离以 1.0m 为宜。

(18)照明网络电压应维持恒定,当电压较高时,应及时调整变压器的分接头,使供电电压与额定电压接近。照明灯具在运行中应加强维护,发现有接触不良、灯具局部发热,如线头发热、镇流器发热、灯光闪烁、灯泡破碎、灯泡或灯管上有粉尘或可燃物时,应及时处理、更换、清理,防止火灾发生。

2. 配电线路火灾的预防措施

根据配电线路发生火灾的几个原因和供电线路火灾事故的经验教训,可采取以下措施来预防供电线路的火灾事故。

(1)防止配电线路短路的措施:

1)严格按照电气照明安装技术规范和防火防爆的安全技术措施,布设配电线路。一般应将照明电源与动力电源分开。如合用同一电源时,照明电源不应接在动力总开关之后,而应分别有各自的分支回路。所有照明线路均应有短路保护装置,严禁用铝、铜、铁丝代替熔丝。为了避免过载时导线过热,对于宿舍、公共建筑、重要仓库和火灾爆炸危险场所,以及有延燃性外层绝缘导线明敷在可燃体建筑构件上的场所,还应设有过载保护装置。照明干线均应设置带有保护装置的总开关。生产场所的照明,应尽量集中在配电室(箱)内控制。非隔爆型的照明配电箱及控制开关严禁在爆炸危险环境使用,在爆炸危险环境应装设防爆型照明配电箱。潮湿和有腐蚀气体的场所不应装设普通开启型照明配电箱。配电盘后的接线应尽量减少接头,如无法避免时,接头应接触紧密、牢固,最好采用锡焊接并用绝缘胶布包好。金属盘面应有良接地,零线接地应可靠,接地电阻应合格。

2)在有爆炸危险,特别是潮湿及有可能受到机械损伤的场所,照明线路应采用穿钢管(或电线管)敷设,导线应采用塑料绝缘导线(BV或BLV型)或橡皮绝缘线(BX或BLX型)。照明供电线路导线,应采用铜芯绝缘导线。在有酸碱腐蚀的屋内及屋外敷设的管线,应有耐腐蚀措施,高温工作场所,应采用铜芯耐高温绝缘导线。爆炸和火灾危险环境的照明电线或电缆应符合《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》的要求。

3)照明电缆和电线不应和输送甲、乙、丙类液体管道,可燃气体管道,热力管道敷设在同一管沟内。配电线路不应敷设在金属风管内,穿金属保护管的配电线路可紧贴风管外壁敷设。

4)要根据照明线路的环境、敷设方式和要求,选用不同类型的导线,并采取防潮、防腐、防高温、防爆措施,以满足潮湿、化学腐蚀(酸碱腐蚀)、高温、爆炸等环境安全使用的要求。

5)导线的绝缘应符合线路电压的要求。运行电压应及时调整,使其保持额定电压,防止过电压使绝缘损毁,发生短路。36V以下的电源插座应与220V以上的电源插座有明显的区别,低压插头不能插入较高电压的插座内。爆炸危险场所严禁使用行灯。

6)安装照明线路时,导线与导线之间,导线与墙壁、顶棚、金属构件之间,以及固定导

线的绝缘子之间,应有符合规程规定的间距。架空裸线附近的树木应定期修剪,防止线路短路。在距地 2m 高以内的一段导线,以及穿过楼板和墙壁的导线,应用钢管、硬质塑料管或瓷管保护,以防绝缘损毁。

7) 明敷设照明分支线路,在引至开关插座的部分,若采用非防护型导线时,应有可靠的保护措施。

8) 发电厂、变电所照明装置的接地和接零应符合《电力设备接地设计技术规程》的有关规定。照明灯具、接线盒、开关及插座的金属外壳、照明专用屏、照明配电箱、降压变压器及其支架、电缆接线盒外壳、导线和电缆的金属外包皮及金属保护管均应接地或接零。正常照明配电箱或配电盘的零母线应就近接地。

9) 正常照明网络可用其工作零线作为接零线。当事故照明由蓄电池直流系统供电时,应采用专用接零线,该零线可由正常照明零线上引接。在有爆炸危险的场所应采用专用接零线。照明网络的工作零线必须两端接地,接地方式应满足规范要求。照明网络的接地电阻不应大于 4Ω 。

10) 照明配电线路的安装应由符合技术等级的电气安装人员负责,不得随意乱拉乱接电线。在线路运行过程中,应加强维护、监督、检查,定期测量线路的绝缘强度,一般来讲绝缘电阻应该大于 $0.5M\Omega$ 。当绝缘强度降低,达不到规定值的 50% 时,要对线路进行检查,找出绝缘降低的原因。发现绝缘层损毁、腐蚀或老化,应及时采取措施予解决。

(2) 预防配电线路过负荷的措施:

1) 合理选择导线截面,导线截面应能满足负荷发展规划和敷设条件的要求,并定期测量和检查照明线路的负荷,发现负荷增大,应及时予以纠正。

在爆炸危险环境 1 区、2 区及 10 区内,绝缘导线和电缆导体截面允许载流量不应小于熔断器熔体额定电流的 1.25 倍和自动开关长延时过电流脱扣器整定电流的 1.25 倍。

一般照明网络导线截面应按计算电流进行选择,按允许电压损失、机械强度进行校核,在 36V 及以下的照明网络中,应按允许发热、机械强度和电流密度等条件中最严重情况选择导线截面。因为同样功率的灯泡,低压灯泡的导线通过电流较大,发热量也大,过载时容易发生火险,导线外应有金属管、塑料套管或橡皮软管保护,并应与其他线路有明显的区别。零线截面应足够大,在单相及两相线路中,零线应与相线截面相同;三相四线制线路中,若负荷为白炽灯或卤钨灯时,零线截面应按相线载流量的 50% 选择;当负荷为气体放电灯时,零线截面应按最大一相电流选择;在可能逐相切断的三相线路中,零线截面应与相线截面相等。

2) 照明线路不准乱接电线,不准随意接入大功率的负荷,如电炉、电热、空调和大功率灯泡等,防止线路过负荷发热。

3) 定期检查和校核线路的断路器、熔断器、隔离开关和连接部位的运行情况,以保证各部件运行正常,并在过负荷时能及时切断电流。

4)随着配电线路负荷的发展应及时更换配电设备和导线,使其与负载容量相适应,或者合理调节负荷,也可采用用电高峰错开办法,以防线路过负荷。照明负荷一般为三相四线制,当三相负荷不平衡时,应适当调整,使三相负荷基本平衡,防止其中一相或两相过负荷。

(3)防止照明线路接触电阻过大的措施:

1)提高安装和检修质量,尽量减少中间接头。导线与导线,导线与电气设备连接必须牢固可靠,接触电阻应符合要求。

2)经常对运行线路和电气设备进行检查和巡视,可采用远红外测温仪和试温片来检查接头的松动和发热情况。发现过热情况应及时处理和紧固。

3)大截面导线的连接可用焊接法或压接法、铜铝导线红相接法,宜采用铜铝过渡接头。铜铝导线接头处垫锡箔或在铜线鼻子上搪锡再与铝鼻子连接的方法,对减小接触电阻是有效的。

4)对于振动场所的电气设备应采用防振措施,防止连接部分松动。照明导线敷设应符合规定,防止摆动使接头发热。

(4)防止照明导线产生火花和电弧的措施:

1)照明线路的敷设应按照电气安装规程规定,对地距离应满足6m,相间距离应满足0.4m(50m档距)和0.45m(60m档距)的要求。弧垂应按最高运行温度校核,防止相间短路。

2)应保持导线支持物的良好完整,导线敷设有宜过松。

3)导线机械强度应足够(钢芯铝线和铝线架空线的截面应大于 16mm^2),防止相线断落接触大地或落在另一根相线上。

4)应保持导线连接处的紧密、牢固。

5)加强对线路的维护检查,经常测量导线的绝缘电阻,以保持足够的绝缘强度和绝缘的完整。

6)开关、熔断器等电气设备应装在非燃烧材料的基础上,并有非燃烧材料的箱盒保护。

7)带电安装和检修电气设备或线路时,应有可靠的安全措施,防止引起短路和触电。

8)舞厅、俱乐部舞台的彩灯导线,舞池脚灯、彩灯导线应穿钢管,导线连接应焊接,所有导线不得与可燃材料直接接触。彩灯导线穿龙骨处应穿胶圈保护,以免导线绝缘损毁造成短路。

第五章 相关标准规范

建筑电气工程施工质量验收规范(节选)

19 普通灯具安装

19.1 主控项目

19.1.1 灯具的固定应符合下列规定：

- 1 灯具重量大于 3kg 时,固定在螺栓或预埋吊钩上；
- 2 软线吊灯,灯具重量在 0.5kg 及以下时,采用软电线自身吊装;大于 0.5kg 的灯具采用吊链,且软电线编叉在吊链内,使电线不受力；
- 3 灯具固定牢固可靠,不使用木楔。每个灯具固定用螺钉或螺栓不少于 2 个;当绝缘台直径在 75mm 及以下时,采用 1 个螺钉或螺栓固定。

19.1.2 花灯吊钩圆钢直径不应小于灯具挂销直径,肯不应小于 6mm。大型花灯的固定及悬吊装置,应按灯具重量的 2 倍做过载试验。

19.1.3 当钢管做灯杆时,钢管内径不应小于 10mm,钢管厚度不应小于 1.5mm。

19.1.4 固定灯具带电部件的绝缘材料以及提供防触电保护的绝缘材料,应耐燃烧和防明火。

19.1.5 当设计无要求时,灯具的安装高度和使用电压等级应符合下列规定：

- 1 一般敞开式灯具,灯头对地面距离不小于下列数值(采用安全电压时除外):
 - 1)室外 2.5m(室外墙上安装);
 - 2)厂房 2.5m;
 - 3)室内 2m;
- 4 软吊线带升降器的灯具在吊线展开后 0.8m。

2 危险性较大及特殊危险场所,当灯具距地面高度小于 2.4m 时,使用额定电压为 36V 及以下的照明灯具,或有专用保护措施。

19.1.6 当灯具距地面高度小于 2.4m 时,灯具的可接近裸露导体必须接地(PE)或接零(PEN)可靠,并应有专用接地螺栓,且有标识。

19.2 一般项目

19.2.1 引向每个灯具的导线线芯最小截面积应符合表 19.2.1 的规定。

表 19.2.1 导线线芯最小截面积(mm²)

灯具安装的场所及用途		线芯最小截面积		
		铜芯软线	钢线	铝线
灯头线	民用建筑室内	0.5	0.5	2.5
	工业建筑室内	0.5	1.0	2.5
	室外	1.0	1.0	2.5

19.2.2 灯具的外形、灯头及其接线应符合下列规定：

1 灯具及其配件齐全,无机械损伤、变形、涂层剥落和灯罩破裂等缺陷；

2 软线吊灯的软线两端做保护扣,两端芯线搪锡;当装升降器时,套塑料软管,采用安全灯头；

3 除敞开式灯具外,其他各类灯具灯泡容量在 100W 及以上者采用瓷质灯头；

4 连接灯具的软线盘扣、搪锡压线,当采用螺口灯头时,相线接于螺口灯头中间的端子上；

5 灯头的绝缘外壳不破损和漏电,带有开关的灯头,开关手柄无裸露的金属部分。

19.2.3 变电所内,高低压配电设备及裸母线的正上方不应安装灯具。

19.2.4 装有白炽灯泡的吸顶灯具,灯泡不应紧贴灯罩;当灯泡与绝缘台间距离小于 5mm 时,灯泡与绝缘台间应采取隔热措施。

19.2.5 安装在重要场所的大型灯具的玻璃罩,应采取防止玻璃罩碎裂后向下溅落的措施。

19.2.6 投光灯的底座及支架应固定牢固,枢轴应沿需要的光轴方向拧紧固定。

19.2.7 安装在室外的壁灯应有泄水孔,纸绝台与墙面之间应有防水措施。

20 专用灯具安装

20.1 主控项目

20.1.1 36V 及以下行灯变压器和行灯安装必须符合下列规定：

1 行灯电压不大于 36V,在特殊潮湿场所或导电良好的地面上以及工作地点狭窄、行动不便的场所行灯电压不大于 12V；

2 变压器外壳、铁芯和低压侧的任意一端或中性点,接地(PE)或接零(PEN)可靠；

3 行灯变压器为双圈变压器,其电源侧和负荷侧有熔断器保护,熔丝额定电流分别不应大于变压器一次、二次的额定电流;

4 行灯灯体及手柄绝缘良好,坚固耐潮耐潮湿,灯头与灯体结合紧固,灯头无开关,灯泡外部有金属保护网、反光罩及悬吊挂钩,挂钩固定在灯具的绝缘手柄上。

20.1.2 游泳池和类似场所灯具(水下灯及防水灯具)的等电位联结应可靠,且有明显标识,其电源的专用漏电保护装置应全部检测合格。自电源引入灯具的导管必须采用绝缘导管,严禁采用金属或有金属护层的导管。

20.1.3 手术台无影灯安装应符合下列规定:

1 固定灯座的螺栓数量不少于灯具法兰底座上的固定孔数,且螺栓直径与底座孔径相适配,螺栓采用双螺母锁固;

2 在混凝土结构上螺栓与主筋相焊接或将螺栓末端弯曲与主筋绑扎锚固;

3 配电箱内装有专用的总开关及分路开关,电源分别接在两条专用的回路上,开关至灯具的电线采用额定电压不低于 750V 的铜芯多股绝缘电线。

20.1.4 应急照明灯具安装应符合下列规定:

1 应急照明灯的电源除正常电源外,另有一路电源供电,或者是独立于正常电源的柴油发电机组供电,或由蓄电池柜供电或选用自带电源型应急灯具;

2 应急照明在正常电源断电后,电源转换时间为:疏散照明 $\leq 15s$;备用照明 $\leq 15s$ (金融商店交易所 $\leq 1.5s$);安全照明 $\leq 0.5s$;

3 疏散照明由安全出口标志灯和疏散标志灯组成。安全出口标志灯距地高度不低于 2m,且安装在疏散出口和楼梯口里侧的上方;

4 疏散标志灯安装在安全出口的顶部,楼梯间、疏散走道及其转角处应安装在 1m 以下的墙面上。不易安装的部位可安装在上部。疏散通道上的标志灯间距不大于 20m (人防工程不大于 10m);

5 疏散标志灯的设置,不影响正常通行,且不在其周围设置容易混同疏散标志灯的其他标志牌等;

6 应急照明灯具、运行中温度大于 60℃ 的灯具,当靠近可燃物时,采取隔热、散热等防火措施。当采用白炽灯,卤钨灯等光源时,不直接安装在可燃装修材料或可燃物件上;

7 应急照明线路在每个防火分区有独立的应急照明回路,穿越不同防火分区的线路有防火隔堵措施;

8 疏散照明线路采用耐火电线、电缆,穿管明敷或在非燃烧体内穿刚性导管暗敷,暗敷保护层厚度不小于 30mm。电线采用额定电压不低于 750V 的铜芯绝缘电线。

20.1.5 防爆灯具安装应符合下列规定:

1 灯具的防爆标志、外壳防护等级和温度组别与爆炸危险环境相适配。当设计无要求时,灯具种类和防爆结构的选型应符合表 20.1.5 的规定;

表 20.1.5 灯具种类和防爆结构的选型

爆炸危险区域防爆结构 照明设备种类	I 区		II 区	
	隔爆型 d	增安型 e	隔爆型 d	增安型 e
固定式灯	○	×	○	○
移动式灯	△	-	○	-
携带式电池灯	○	-	○	-
镇流器	○	△	○	○

注：○为适用；△为慎用；×为不适用。

- 2 灯具配套齐全,不用非防爆零件替代灯具配件(金属护网、灯罩、接线盒等);
- 3 灯具的安装位置离开释放源,且不在各种管道的泄压口及排放口上下方安装灯具;
- 4 灯具及开关安装牢固可靠,灯具吊管及开关与接线盒螺纹啮合扣数不少于 5 拓,螺纹加工光滑、完整、无锈蚀,并在螺纹上涂以电力复合酯或导电性防锈酯;
- 5 开关安装位置便于操作,安装高度 1.34m。

20.2 一般项目

20.2.1 36V 及以下行灯变压器和行灯安装应符合下列规定:

- 1 行灯变压器的固定支架牢固,油漆完整;
- 2 携带式局部照明灯电线采用橡套软线。

20.2.2 手术台无影灯安装应符合下列规定:

- 1 底座紧贴顶板,四周无缝隙;
- 2 表面保持整洁、无污染,灯具镀、涂层完整无划伤。

20.2.3 应急照明灯具安装应符合下列规定:

- 1 疏散照明采用荧光灯或白炽灯,安全照明采用卤钨灯,或采用瞬时可靠点燃的荧光灯;
- 2 安全出口标志灯和疏散标志灯装有玻璃或非燃材料的保护罩,面板亮度均匀度为 1:10(最低:最高),保护罩应完整、无裂纹。

20.2.4 防爆灯具安装应符合下列规定:

- 1 灯具及开关的外壳完整,无损伤、无凹陷或沟槽,灯罩无裂纹,金属护网无扭曲变形,防爆标志清晰;
- 2 灯具及开关的紧固螺栓无松动、锈蚀,密封垫圈完好。

21 建筑物景观照明灯、航空障碍标志灯和庭院灯安装

21.1 主控项目

21.1.1 建筑物彩灯安装应符合下列规定:

- 1 建筑物顶部彩灯采用有防水性能的专用灯具,灯罩要拧紧;

2 彩灯配线管路按明配管敷设,且有防雨功能。管路间、管路与灯头盒间螺纹连接,金属导管及彩灯的构架、钢索等可接近裸露导体接地(PE)或接零(PEN)可靠;

3 垂直彩灯悬挂挑臂采用不小于 $10^{\#}$ 的槽钢。端部吊挂钢索用的吊钩螺栓直径不小于10mm,螺栓在槽钢上固定,两侧有螺帽,且加平垫及弹簧垫圈紧固;

4 悬挂钢丝绳直径不小于4.5mm,底把圆钢直径不小于16mm,地锚采用架空外线用拉线盘,埋设深度大于1.5m;

5 垂直彩灯采用防水吊线灯头,下端灯头距离地面高于3m。

21.1.2 霓虹灯安装应符合下列规定:

1 霓虹灯管完好,无破裂;

2 灯管采用专用的绝缘支架固定,且牢固可靠。灯管固定后,与建筑物、构筑物表面的距离不小于20mm;

3 霓虹灯专用变压器采用双圈式,所供灯管长度不大于允许负载长度,露天安装的有防雨措施;

4 霓虹灯专用变压器的二次电线和灯管间的连接线采用额定电压大于15kV的高压绝缘电线。二次电线与建筑物、构筑物表面的距离不小于20mm。

21.1.3 建筑物景观照明灯具安装应符合下列规定:

1 每套灯具的导电部分对地绝缘电阻值大于 $2M\Omega$;

2 在人行道等人员来往密集场所安装的落地式灯具,无围栏防护,安装高度距地面2.5m以上;

3 金属构架和灯具的可接近裸露导体及金属软管的接地(PE)或接零(PEN)可靠,且有标识。

21.1.4 航空障碍标志灯安装应符合下列规定:

1 灯具装设在建筑物或构筑物的最高部位。当最高部位平面面积较大或为建筑群时,除在最高端装设外,还在其外侧转角的顶端分别装设灯具;

2 当灯具在烟囱顶上装设时,安装在低于烟囱口1.5~3m的部位且呈正三角形水平排列;

3 灯具的选型根据安装高度决定;低光强的(距地面60m以下装设时采用)为红色光,其有效光强大于1600cd。高光强的(距地面150m以上装设时采用)为白色光,有效光强随背景亮度而定;

4 灯具的电源按主体建筑中最高负荷等级要求供电;

5 灯具安装牢固可靠,且设置维修和更换光源的措施。

21.1.5 庭院灯安装应符合下列规定:

1 每套灯具的导电部分对地绝缘电阻值大于 $2M\Omega$;

2 立柱式路灯、落地式路灯、特种园艺灯具与基础固定可靠,地脚螺栓备帽齐全。

灯具的接线盒或熔器盒,盒盖的防水密封垫完整。

3 金属立柱及灯具可接近裸露导体接地(PE)或接零(PEN)可靠。接地线单设干线,干线沿庭院灯布置位置形成环网状,且不少于2处与接地装置引出线连接。由干线引出支线与金属灯柱及灯具的接地端子连接,且有标识。

21.2 一般项目

21.2.1 建筑物彩灯安装应符合下列规定:

- 1 建筑顶部彩灯灯罩完整,无碎裂;
- 2 彩灯电线导管防腐完好,敷设平整、顺直。

21.2.2 霓虹灯安装应符合下列规定:

- 1 当霓虹变压器明装时,高度不小于3m,低于3m采取防护措施;
- 2 霓虹灯变压器的安装位置方便检修,且隐蔽在不易被非检修人触及的场所,不装在吊平顶内;
- 3 当橱窗内装有霓虹灯时,橱窗门与霓虹灯变压器一次侧开关有联锁装置,确保开门不接通霓虹灯变压器的电源;
- 4 霓虹灯变压器二次侧的电线采用玻璃制口绝缘支持物固定,支持点距离不大于下列数值:

水平线段 0.5m;

垂直线段 0.75m。

21.2.3 建筑物景观照明灯具构架应固定可靠,地脚螺栓拧紧,备帽齐全,灯具的螺栓紧固、无遗漏。灯具外露的电线或电缆应有柔性金属导管保护;

21.2.4 航空障碍标志灯安装应符合下列规定:

- 1 同一建筑物或建筑群灯具间的水平、垂直距离不大于45m;
- 2 灯具的自动通、断电源控制装置动作准确。

21.2.5 庭院灯安装应符合下列规定:

- 1 灯具的自动通、断电源控制装置动作准确,每套灯具熔断器盒内熔丝齐全,规格与灯具适配;
- 2 架空线路电杆上的路灯,固定可靠,紧固件齐全、拧紧,灯位正确,每套灯具配有熔断器保护。

22 开关、插座、风扇安装

22.1 主控项目

22.1.1 当交流、直流或不同电压等级的插座安装在同一场所时,应有明显的区别,且必须选择不同结构、不同规格和不能互换的插座,配套的插头应按交流、直流或不同电压等级区别使用。

22.1.2 插座接线应符合下列规定：

- 1 单相两孔插座 面对插座的右孔或上孔与相线连接 左孔或下孔与零线边连接；单相三孔插座 面对插座的右孔与相线连接 左孔与零线连接；
- 2 单相三孔、三相四孔及三相五孔插座的接地(PE)或接零(PEN)线接在上孔。插座的接地端子不与零线端子连接。同一场所的三相插座 接线的相序一致。
- 3 接地(PE)或接零(PEN)线在插座间不串联连接。

22.1.3 特殊情况下插座安装应符合下列规定：

- 1 当接插有触电危险家用电器的电源时 采用能断开电源的带开关插座 开关断开相线；
- 2 潮湿场所采用密封型并带保护地线触头的保护型插座 安装高度不低于 1.5m。

22.1.4 照明开关安装应符合下列规定：

- 1 同一建筑物、构筑物的开关采用同一系列的产品 开关的通断位置一致 操作灵活、接触可靠；
- 2 相线经开关控制 民用住宅无软线引至床边的床头开关。

22.1.5 吊扇安装应符合下列规定：

- 1 吊扇挂钩安装牢固 吊扇挂钩的直径不小于吊扇挂销直径 且不小于 8mm ；有防振橡胶垫 挂销的防松零件齐全、可靠；
- 2 吊扇扇叶距地高度不小于 2.5m ；
- 3 吊扇组装不改变扇叶角度 扇叶固定螺栓防松零件齐全；
- 4 吊杆间、吊杆与电机间螺纹连 啮合长度不小于 20mm 且防松零件齐全紧固；
- 5 吊扇接线正确 当运转时扇叶无明显颤动和异常声响。

22.1.6 壁扇安装应符合下列规定：

- 1 壁扇底座采用尼龙塞或膨胀螺栓固定 ；尼龙塞或膨胀螺栓的数量不少于 2 个 且直径不小于 8mm。固定牢固可靠；
- 2 壁扇防护罩和紧 固定可靠 当运转时扇叶和防护罩无明显颤动和异常声响。

22.2 一般项目

22.2.1 插座安装应符合下列规定：

- 1 当不采用安全型插座时 托儿所、幼儿园及小学等儿童活动场所安装高度不小于 1.8m ；
- 2 暗装的插座面板紧贴墙面 四周无缝隙 安装牢固 表面光滑整洁、无碎裂、划伤 装饰帽齐全；
- 3 车间及试(实)验室的插座安装高度距地面不小于 0.3m 特殊场所暗装的插座不小于 0.15m 同一室内插座安装高度一致；
- 4 地插座面板与地面齐平或紧贴地面 盖板固定牢固 密封良好。

22.2.2 照明开关安装应符合下列规定：

1 开关安装位置便于操作,开关边缘距门框边缘的距离 $0.15 \sim 0.2\text{m}$,开关距地面高度 1.3m ;拉线开关距地面高度 $2 \sim 3\text{m}$,层高小于 3m 时,拉线开关距顶板不小于 100mm ,拉线出口垂直向下;

2 相同型号并列安装及同一室内开关安装高度一致,且控制有序不错位。并列安装的拉线开关的相邻间距不小于 20mm ;

3 暗装的开关面板应紧贴墙面,四周无缝隙,安装牢固,表面光滑整洁、无碎裂、划伤,装饰帽齐全。

22.2.3 吊扇安装应符合下列规定：

1 涂层完整,表面无划痕、无污染,吊杆上下扣碗安装牢固到位;

2 同一室内并列安装的吊扇开关高度一致,且控制有序不错位。

22.2.4 壁扇安装应符合下列规定：

1 壁扇下侧边缘距地面高度不小于 1.8m ;

2 涂层完整,表面无划痕、无污染,防护罩无变形。

23 建筑物照明通电试运行

23.1 主控项目

23.1.1 照明系统通电,灯具回路控制应与照明配电箱及回路的标识一致;开关与灯具控制顺序相对应,风扇的转向及调速开关应正常。

23.1.2 公用建筑照明系统通电连续试运行时间应为 24h ,民用住宅照明系统通电连续试运行时间应为 8h 。所有照明灯具均应开启,且每 2h 记录运行状态 1 次,连续试运行时间内无故障。

第三篇

高低压电器的安装、试验、 检修与运行维护

第一章 断路器

第一节 断路器概述

一、高压断路器的作用

高压断路器(俗称“高压开关”)是发电厂和变电所电气设备中重要设备之一。正常情况下,断路器用来接通和断开负载电路;故障情况下,断路器通过继电保护动作来断开故障电路,以确保电力系统安全运行;同时,断路器又能完成自动重合闸任务,以提高供电的可靠性。

二、高压断路器的类型

高压断路器的类型按灭弧介质划分有:油断路器(多油式和少油式)、空气断路器、真空断路器、 SF_6 (六氟化硫)断路器、磁吹断路器等。与之配套使用的操动机构的类型,按断路器操作合闸做功方式可划分有:电磁机构、气动机构、液压机构、弹簧机构等。目前在110kV及以上电压等级电力系统中,基本上是少油断路器和 SF_6 断路器,对于断路器配用的机构,多数是液压式,而少部分进口断路器使用弹簧式和气动式机构。目前,运行中的110kV及以上断路器,就其数量来讲,少油断路器占第一位, SF_6 断路器占第二位,也有35~220kV的 SF_6 全封闭组合电器(简称GIS)在运行,但是由于经济能力的限制还不能大量地普及。今后,随着国民经济的发展,电力系统容量的继续增加,安全可靠要求越来越高,性能优越的 SF_6 断路器将取代少油断路器,GIS将会大量的投入运行。现在许多网局35kV及以下电力系统油断路器占主要地位,其中原来运行中35kV多油断路器占比例较大,如今新建35kV变电所以少油断路器为主。随着真空断路器制造质量的

提高,成本降低,今后 10kV 电压等级将采用真空断路器。对 35kV 电压等级已部分采用真空断路器和 SF₆ 断路器的,逐步趋向于真空断路器。总的发展方向是,真空断路器和 SF₆ 断路器(瓷瓶支柱式、落地罐式、GIS 三大类品种)将逐步取代油断路器。在 110kV 及以上将会广泛采用 SF₆ 断路器和 GIS 全封闭组合电器。本章主要介绍常用的油断路器、SF₆ 断路器和真空断路器三种。

第二节 断路器的安装

一、空气断路器的安装

额定电压为 3 ~ 500kV 的高压空气断路器在进行设备安装前应注意对设备的检查。首先空气断路器到达现场后的保管应注意灭弧室、储气筒等应密封良好。环氧玻璃导气管和绝缘拉杆等应置于室内保管,不得变形。设备及其瓷件应安置稳妥,不得损坏。

(一)空气断路器的安装工艺

1. 空气断路器及其附件安装前,检查外表应完好,无影响其性能的损伤。环氧玻璃钢导气管不得有裂纹、剥落和破损。绝缘拉杆表面应清洁无损伤,绝缘应良好,端部连接部件应牢固可靠,弯曲度不超过产品的技术规定。瓷套与金属法兰间的粘合应牢固密实,法兰结合面应平整,无外伤或铸造砂眼。灭弧室、分合闸阀、启动阀、主阀、中间阀、控制阀和排气阀及触头的传动活塞等应作部分或整体的解体检查,制造厂规定不作解体且具体保证不作解体且具体保证的部件除外。

2. 空气断路器基础的中心距离及高度的误差不应大于 10mm。预留孔或预埋铁板中心线的误差不应大于 10mm,预埋螺栓一般均由安装部门自行埋设,在二次灌浆时可仔细调整到 2mm 误差范围以内,以利于设备的安装。

空气断路器的绝缘拉杆出厂时与本体分解包装,因此在安装前强调了应对其进行检查。以往曾发生过因绝缘拉杆端部丝扣滑脱,空气断路器一相造成非全相运行,后果极为严重。

瓷套有隐伤,法兰结合面不平整或不严密,会引起严重漏气甚至瓷套爆炸,在进行外表检查时应特别重视。高强度瓷民套的探伤试验,因现场试验条件的限制,故只规定了在外观检查有疑问时应经探伤试验,而不需逐个进行探伤试验。

3. 空气断路器的安装应在无雨雪及无风沙天气下进行,部件的解体检查宜在室内或棚内进行。空气断路器部件的解体检查,应符合下列要求:

启动阀、主阀、中间阀、控制阀、排气阀等阀门系统及灭弧动触间的传动活塞;活塞、

套筒、弹簧、胀圈等零件应完好、清洁、无锈蚀；滑动工作面涂以产品规定的润滑剂；橡皮密封垫(圈)应无扭曲、变形、裂纹、毛刺，并应具有良好的弹性；密封垫(圈)应与法兰面或法兰面上的密封槽的尺寸配合；阀门的排气孔、控制延时用的气孔及阀门进出气管的承接口应通畅；阀门的金属法兰面应清洁、平整、无砂眼；组装时，活塞胀圈的张口应互相错开；活塞运动灵活、无卡阻；弹簧应保持原有的压缩程度。

灭弧室的主、辅灭弧触头、并联电阻、均压电容；触头零件应紧固，灭弧触指弹簧应完整，位置准确；触指上的镀银层应完好；灭弧室内部应清扫干净，部件的装配尺寸及灭弧触头传动活塞的行程应符合产品要求；喷口的安装方向正确；测得的并联电阻、均压电容值应符合产品的规定。

传动部件 转轴应清洁，并涂以适合当地气候的润滑脂；传动机构系统应动作灵活可靠。

空气通气孔关系到空气断路器的时间特性，检查时必须予以重视。喷口的作用为：排除电弧形成的大量游离状态的热空气，同时将电弧引长至喷口，借助于强大的冷空气加速电弧的熄灭。因此，喷口的缺口与触头的相对位置必须安装正确。制造厂往往对灭弧触指弹簧未提供其压力值，现场检查时无法测定其压力，故只要求灭弧触指弹簧应完整。

4. 空气断路器底座的安装，应符合下列要求：底座应安装稳固，三相底座相间距离误差不应大于5mm。支持瓷套的法兰面应水平；三相联动的空气断路器，其相间瓷套法兰面宜在同一水平面上。储气筒内部应无杂物，并应用压缩空气吹净或吸尘器除净。

国产空气断路器不带台车而用螺栓将储气筒底座直接固定于基础或支架上，故称底座。三相联动的空气断路器在制造厂组装时，瓷套法兰的水平度已经确定好并作了记号，在现场安装时应注意不要混装，并注意对基础或支架的操平找正，使其相间瓷套法兰在同一水平面上。储气筒内部由于入孔进不去，现场彻底清除锈垢往往很难作到，此项工作应由制造厂在出厂前完成，但现场应做到清除储气筒的杂物，并应用压缩空气吹净或吸尘器除净。

5. 空气断路器的组装要求：瓷件、环氧玻璃导气管、绝缘拉杆的安装位置保持其应有的水平或垂直位置；拉紧绝缘子的紧度应适当。灭弧室外接端子应光洁，连接用软导线不应有断股。空气断路器与其传动部分的连接应可靠，防松螺母应拧紧，转轴应涂以适合当地气候的润滑脂。气管与部件的连接，应使铜管的胀口与接头配合严密，胀口不应有裂纹，管子内部应洁净。控制柜、分相控制箱应封闭良好，加热装置应完好。

连接瓷套法兰所用的橡皮密封垫(圈)不应有变形、开裂或老化龟裂，应与密封槽尺寸相配合；橡皮密封垫(圈)的压缩量不宜超过其厚度的1/3，或按产品的技术规定执行。空气断路器的控制柜或分相控制箱，为防止潮气进入，应密封良好。附有加温装置时，其加温装置应配置完整。

(二)空气断路器的调整

1. 空气断路器的调整，应包括下列内容：分、合闸及自动重合闸的最低动作气压及零

气压闭锁。分、合闸及自动重合闸时的气压降。分、合闸及自动重合闸时的动作时间。调整结果应符合产品的技术规定。调整过程中,应同时检查控制及通风干燥等低气压系统,气路应通畅。

2. 空气断路器的调整数据应符合产品要求,阀门系统功能良好,传动机构及缓冲器应动作灵活,无卡阻。充气时应逐段增高压力,并在各段气压下进行密封检查。升到最高工作气压时,阀体、瓷套法兰、连接接头处应无漏气。调试完毕后,应进行整组空气断路器的漏气量检查,漏气量应符合产品技术规定。

空气断路器的辅助开关触点应动作准确,接触良好,并与空气断路器的分、合闸和自动重合闸的动作可靠地配合。分、合闸位置指示器应动作灵活可靠,指示正确。分、合闸及自动重合闸的最低动作气压的调整应包括零气压闭锁。制造厂的产品使用说明书明确规定:在进行分、合闸及自动重合闸试验时,表压以一次气压降的变化值来进行调整。根据反映,西北某330kV变电站曾发生过由于操作分、合闸的空气管路堵塞而影响调试工作,华东地区有一台空气断路器曾因通风干燥气路堵塞而造成事故。吸取这些教训,在调试时避免事故发生。

(三)空气断路器安装交接验收

出厂的每台断路器应附有产品合格证明书及出厂试验数据、装箱单和安装使用说明书。施工单位在工程竣工进行交接验收时,应按规定提交资料 and 文件,这是新设备的原始档案资料和运行及检修时的依据,移交的资料及文件应齐全正确,其中随设备带来的备品、备件、专用工具或仪器仪表,除施工中必须更换使用的分备品、备件外,应移交给运行单位,便于运行维护检修。

验收时,应进行下列检查:空气断路器各部分应完整,外壳应清洁,动作性能符合规定。基础及支架应稳固,气动操作时,空气断路器不应有剧烈振动。油漆应完整,相色正确,接地良好。按规定,工程竣工后在交接时进行检查的项目及要求中还有油漆应完整,主要是对设备的补漆应注意美观,色泽协调,不一定要重新喷漆。

在验收时,应检查制造厂提供的产品说明书、试验记录、合格证件及安装图纸等技术文件、安装技术记录、调整试验记录、备件及专用工具清单。

空气及磁吹断路器的试验项目,应包括下列内容:测量绝缘拉杆的绝缘电阻、测量每相导电回路的电阻、测量支柱瓷套和灭弧室每个断口的直流泄漏电流、交注耐压试验、测量断路器主、辅触头分、合闸的配合时间;测量断路的分、合闸时间;测量断路器主触头分、合闸的同期性;测量分、合闸线圈的绝缘电阻和直流电阻;断路器操动机构的试验;测量的断路器的并联电阻值;断路器电容器的试验;压力表及压力动作阀的校验。

二、油断路器的安装

(一)油断路器的安装与调整

1. 油断路器在运输吊装过程的要求

油断路器在运输吊装过程中不得倒置、碰撞或受到剧烈振动。多油断路器运输时应处于合闸状态。

(1)油断路器运到现场后的检查,应符合下列要求:断路器所有部件、备件及专用工器具应齐全,无锈蚀或机械损伤,瓷铁件应粘合牢固。绝缘部件不应变形、受潮。油箱焊缝不应渗油,充油运输的部件不应渗油。外部油漆应完整。

(2)断路器到达现场后的保管,应符合下列要求:断路器的部件及备件应按其不同保管要求置于室内或室外平整、无积水的场地。断路器的绝缘部件应放置干燥通风的室内,绝缘拉杆应妥善放置。少油断路器的灭弧室内充满合格的绝缘油,多油断路器存放时应处于合闸状态。

(3)断路器提升装置的钢丝绳等,应有防锈措施。

2. 油断路器基础的要求

基础的中心距离及高度的误差不应大于 10mm。预埋螺栓中心线的误差不应大于 2mm。预留孔或预埋铁板中心线的误差不应大于 10mm。

3. 油断路器组装的要求

(1)按产品的部件编号进行组装,不得混装。断路器应安装垂直,并固定牢靠,底座或支架与基础垫片不宜超过 3 片,其总厚度不应大于 10mm,各片间应焊接牢固。同相各支持瓷套的法兰面宜在同一水平面上,各支柱中心线间距离的误差不应大于 5mm;三相联动的油断路器,其相间支持瓷套法兰面宜在同一水平面上,三相底座或油箱中心线的误差不应大于 5mm。

(2)三相联动或同相各柱之间的连杆,其拐臂应在同一水平面上,拐臂角度应一致,并使连杆与机构工作缸的活塞杆在同一中心线上,连杆拧入深度应符合产品的技术规范,防松螺母应拧紧。定位连杆应固定牢固,受力均匀。

(3)工作缸或定向三角架应固定牢固,工作缸的活塞杆表面应洁净,并有防雨、防尘罩。支持瓷套内部应清洁,卡固弹簧应穿到底,法兰密封垫应完好,安放位置正确且紧固均匀。

4. 油断路器的灭弧室应作解体检查和清理

解体检查复原时应安装正确。制造厂规定不作解体且有具体保证的 10kV 油断路器,可进行抽查。油断路器的导电部分,应符合下列要求:

(1)触头的中心应对准,分、合闸过程中无卡阻现象,触头的表面应清洁,镀银部分不得锉磨,触头上的铜钨合金不得有裂纹、脱焊或松动,同相各触头的弹簧压力应均匀一致,合闸时触头紧密。

(2)导电部分的纺织铜线或可挠软铜片不应断裂,铜片间无锈蚀,固定螺栓应齐全紧固。

5. 弹簧缓冲器或油缓冲器的检查

弹簧缓冲器或油缓冲器应清洁、固定牢靠、动作灵活、无卡阻回跳现象,缓冲作用良好,油缓冲器注入油的规格及油位应符合产品的技术要求。油标的油位指示应正确、清

晰。油断路器和操动机构连接时,其支撑应牢固,且受力均匀;机构应动作灵活,无卡阻现象。油气分离装置及排气管内部应清洁,固定应牢靠;油气分离装置内的瓷球应放满;排气管的排出端应有罩盖,排气管的长度及弯头数量应符合规定;排气管口排出端的位置应使其在排气时不致喷射到附近的设备上;相间绝缘隔板应安装垂直牢固。

6. 手车式少油断路器的安装

(1)手车应能灵活轻便地推入或拉出,同型产品应具有互换性。轨道应水平、平行,轨距应与手车轮距相配合,接地可靠,电气和机械连锁装置应动作准确可靠。

(2)手车操动时应灵活、轻巧。制动装置应可靠且拆卸方便。工作和试验位置的定位应准确可靠。

(3)隔离静触头的安装位置准确,安装中心线应与触头中心线一致,接触良好,其接触行程和超行程应符合产品的技术规定。

(二)少油断路器的安装

6~10kV 工厂变电所内安装少油断路器,可以用支架、螺栓固定在墙上,也可固定在手车或开关柜的构架上。由于多数工厂变电所采用成套高压开关柜,油断路器已由电气设备制造厂装配在开关柜的构架上,经过适当的调整,简化了现场施工。为确保电气设备能够安全顺利投入运行,现场要求对设备本身进行检查复核,对行程合闸同时性予以调整,确认符合设计和规范要求方可投入运行。

检查油断路器筒体是否垂直,以减少导电杆在运动中的摩擦,防止附加摩擦影响开关分合闸时间。断路器本身的筒体有少量偏斜的,可调整固定螺栓的距离、增减螺栓垫圈的数量。复核油断路器边相与中间相的中心距离,相间距离应为 $250 \pm 1\text{mm}$ 。当偏差不大时,可变动油箱在框架上的位置予以调整。尽管断路器已经由生产厂组装调整,但由于生产水平和高压断路器本身的重要地位,国家规范还是规定对油断路器的灭弧室应作解体检查及清理复原时应安装正确。若制造厂规定不作解体,应进行抽查。

分解拆卸断路器的筒体时,要作记号,以便组装。要仔细查看有关部件有无损坏和异常。卸下的零件要放在专用铁盒内,各相零件分开放置,不能弄混。解体灭弧室要注意顺序,依次拿出部件,进行检查清理。回装时隔弧片的顺序和方向要准确。按说明书的要求校核各部分尺寸,尺寸不符合可以增减弧片之间的垫片来进行调整。

灌入的合格绝缘油应保持在油位指示器刻线之间,每套 SN10-10 型少油断路器的注油量为 5~8kg。注油前先用干净的绝缘油冲洗油箱,并将脏油放干净,拧紧放油塞,加油至油位指示器的指定位置,SN10-10 型少油断路器的油缓冲器在底罩下面,当油箱没有油时,油缓冲器不起作用。此时不允许对油断路器进行电动操作。进行电动分合闸操作的最少油量为 1kg。

用手转动油断路器底罩上的主拐臂不应有阻塞现象。行程符合技术要求。动触头合闸的最大行程为:SN10-10/600-350 型为 $147 + 1 \sim -3\text{mm}$,SN10-10/1000-500 型

160 + 1 ~ - 5mm。在调整总行程时,可通过调整分合闸限位器的垫片及绝缘拉杆的长度来完成。

动触头与静触头接触时的超行程应为:SN10-10/600-350型为41 + 3 ~ - 1mm, SN10-10/1000-500型105 + 5 ~ - 1mm。超行程的数值可由调节拉杆的长度与油缓冲器活塞杆的高度来满足。底罩上的主拐臂在合闸与分闸时的位置应相差110度。

调整三相合闸的同时性。油断路器合闸时,当一相的动触头与静触头刚接触,其余两相动触头与静触头的最大距离即为不同时误差。SN10-10型少油断路器三相触头接触不同期性,不得大于3mm。调节绝缘拉杆的长度,可满足三相同时性的要求。为了防止不应有的冲击,三相中动触杆最高相在合闸位置上时,以及动触杆最低相在分闸位置时,都应有一定余量。

调整分合闸速度,使其符合技术要求。当油断路器配CD2型直流电磁操动机构时,合闸时间不大于0.25s,固有分闸时间不大于0.06s。测量油断路器的分合闸时间应该在操动机构的额定电压液压下进行,测量出的数据应该符合规定。电压等级在15kV以下断路器,速度测量只对发电机出线断路器和发电机主母线相连的断路器进行。分合闸速度一般可调整分闸弹簧的初拉力和合闸缓冲器的压力进行调节。

(三)油断路器安装的交接验收

1. 在验收时,应进行下列检查

(1)断路器应固定牢靠,无渗油现象,油位正常。外表清洁完整。电气连接应可靠且接触良好。瓷套应完整无损,表面清洁。油漆应完整,相色标志正确,接地良好。

(2)断路器及其操动机构的联动应正常,无卡阻现象;分、合闸指示正确;调试操作时,辅助开关动作应准确可靠,接点无电弧烧损。

2. 在验收时应提交下列资料 and 文件

变更设计的证明文件。制造厂提供的产品说明书、试验记录、合格证件及安装图纸等技术文件。安装技术记录。调整试验记录。备品、备件及专用工具及测试仪器清单。

多油断路器在出厂时一般没有充注绝缘油,且其拉杆较长,因此要求在运输时应处于合闸状态,以防拉杆因振动而变形。制造厂为了确保灭弧室的绝缘部件不致受潮,少油断路器的灭弧室均带油运输,故强调了充油运输的部件不应渗油。

油断路器动作时,水平动负荷最高可达6t,因此固定必须牢靠。有的施工单位为了使装在支架上的SW型110kV及以上的少油断路器发生位移,在断路器底座加焊制动板,此种作法是可取一种加固措施。底座或支架与基础垫片的厚度为与基础水平误差相配合,规定其总厚度不应大于10mm。

110kV及以上的少油断路器,出厂前经组装并编号,出厂时将支柱瓷套、拉杆、灭弧室等部件拆开运输。为此现场必须按制造厂编号进行组装,不得混装,以确保断路器的动作特性。如SW6-220断路器,其B相高压油管与A、C相的油管长短不一、不得互换,

否则影响油压,以致相间接触的不同时性和分、合闸速度均无法达到要求。

3. 连杆与活塞的检查

连杆与机构工作缸的活塞杆是否在同一中心线上,这是影响断路器动作特性的因素之一,施工安装时应予以重视。

同空气断路器一样,对油断路器保留了作解体检查的规定。多年来,在进行油断路器灭弧室的解体检查时,确实发现了不少问题,如杂物、缺件等。虽然各制造厂均在大抓产品质量,有的产品质量也有所改进,但考虑到各厂间尚有差距,要达到不解体检查尚需一段时间,所以保留灭弧室的解体检查仍属必要。主要内容是检查缺件、触头情况,并清洗部件。虽然有的制造厂生产的10kV少油断路器不经解体检查投入运行也未发生问题,但考虑到总的具体情况,所以制造厂规定“不作解体且有具体保证的10kV少油断路器只进行抽查。”

油断路器应根据安装时的气温来确定油标的油位,避免油位过高或过低。断路器和操动机构分别安装后,应注意其相互连接的要求,以保证整体的动作功能。

对于手车式少油断路器的安装提出几项特别注意事项。为了便于运行、维护、检修,要求手车应能灵活轻便地推入或拉出,同型号产品应具有互换性。

油断路器调整结束后注油前,有一项很重要的检查,就是压油活塞尾部螺钉必须拧紧,否则在开断短路故障时将可能引起由于喷油而爆炸的事故。

安装完毕后,油断路器应先进行慢分、合操作,以便检查其动作是否正常,安装是否正确。如发现问题,亦可随时停止检查并加以排除。如一开始就进行快速分、合闸操作,则可能会发生意外损伤设备。

多油断路器内部需要干燥时,应将其处于合闸状态,并将拉杆的防松螺帽拧紧,以防止拉杆变形或脱落;从安全的角度考虑,干燥时最高温度应控制在85℃以下,当干燥过程有可靠测温装置时,可根据绝缘材料适当提高干燥温度,但任何情况下绝缘不得有局部过热现象。

安装调整完毕注油后,取油样作耐压试验时,往往不合格而反复注油。因此应先将油箱及内部绝缘件用合格的绝缘油冲洗干净,最好将油加热后进行热油循环。有的施工单位将热油从断路器底部的放油阀注油并循环几遍,效果较好。

4. 测量断路器分、合闸速度

测量断路器分、合闸速度应符合下列规定:测量在电压、液压下进行。实测数值应符合产品技术条件的规定。电压等级在15kV及以下的断路器,除发电机出线断路器和与发电机主母线相连的断路器进行速度测量外,其余的可不进行。

测量断路器主触头的三相或同相各断口分、合闸的同期性。测量断路器合闸电阻的投入时间及电阻值。测量断路器分、合闸的线圈及合闸接触器线圈的绝缘电阻值不应低于10MΩ,直流电阻值与产品出厂试验相比应无明显差别。

对电磁机构,当断路器关合电流峰值小于 50kA 时,直流操作电压范围 80% ~ 110% U_N 。 U_N 为额定电源电压。弹簧、液压操动机构的合闸线圈以及电磁操动机构的合闸接触器的动作要求,均应符合上项的规定。

三、六氟化硫断路器的安装

(一) 一般规定

对断路器的运输和装卸,国家有关标准规定了其包装箱和柜上应有在运输、保管过程中必须注意的明显标志和符号,如上部位置、防潮、防雨、防震及起吊位置等。因此应注意按制造厂有特殊规定的标志进行装运。

设备到达现场后,应及时进行验收检查。为避免潮气侵入 SF_6 断路器的灭弧室或罐体,应特别注意充有六氟化硫等气体的部件的气体压力是否符合要求。所谓的“等气体”是包括六氟化硫气体、氮气或干燥空气。

设备运到现场的保管,要注意定期检查有关部件的预充气体的压力值,并做好记录。如低于允许值时,应补充气,泄漏严重时,应及时通知制造厂协商处理。

(二) SF_6 的运输和装卸

1. 六氟化硫断路器到达现场后的检查应符合下列要求

- (1) 开箱前检查包装应无残损,出厂证件及技术资料应齐全。
- (2) 设备的零件、备件及专用工器具应齐全、无锈蚀和损伤变形。绝缘件应无变形受潮、裂纹和剥落。瓷件表面应光滑、无裂纹和缺损,铸件应无砂眼。
- (3) 充有六氟化硫等气体的部件,其压力值应符合产品的技术规定。
- (4) 六氟化硫气瓶的安全帽、防震圈应齐全,安全帽应拧紧,搬运时应轻装轻卸,严禁抛掷溜放。
- (5) 气瓶应存放在防晒、防潮和通风良好的场所;不得靠近热源和油污的地方,严禁水分和油污粘在阀门上。六氟化硫气瓶与其他气瓶不得混放。

2. 六氟化硫断路器到达现场后的保管

应按原包装放置于平整、无积水、无腐蚀性气体的场地,并按编号分组保管;在室外应垫上枕木并加盖篷布遮盖。瓷件应妥善安置,不得倾倒、互相碰撞或遭受外界的危害。绝缘部件、专用材料、专用小型工器具及备品、备件等应置于干燥的室内保管。充有六氟化硫等气体的灭弧室和罐体及绝缘支柱,应定期检查其预充压力值,并做好记录;有异常时应及时采取措施。

(三) 六氟化硫断路器的安装与调整

1. 六氟化硫断路器安装前的检查

六氟化硫断路器安装前应检查绝缘部件表面应无裂缝、无剥落或破损,绝缘应良好,绝缘拉杆端部连接部件应牢固可靠。断路器零部件应齐全、清洁、完好。

灭弧室或罐体和绝缘支柱内预充的六氟化硫等气体的压力值和六氟化硫气体的含水量应符合产品技术要求。瓷套表面应光滑无裂纹、缺损,外观检查有疑问时应作探伤检验,瓷套与法兰的接合面粘合应牢固,法兰结合面应平整、无外伤和铸造砂眼。

SF₆断路器的支柱瓷套同空气断路器一样,也属高强度瓷套,外观检查如发现有疑问时,应进行探伤试验。

SF₆断路器的密封是否良好,是考核其可靠性的主要指标之一。为防止水分渗入到断路器内,对密封材料有严格的要求,故强调了组装用的密封材料必须符合产品的技术规定。某330kV变电所的空气断路器因法兰面有肉眼不易观察到的微痕没处理好,造成漏气而返工。

2. 安装环境

针对SF₆断路器的安装环境,灭弧室检查组装应在无风沙、无雨雪的天气下进行,灭弧室检查组装时,空气相对湿度应小于80%,并采取防尘、防潮措施。六氟化硫断路器不应在现场解体检查,当有缺陷必须在现场解体时,应经制造厂同意,并在厂方人员指导下进行。

在户外安装的罐式断路器更换吸附剂时,对罐体端盖密封面的处理,要求细致而费时,一般规定在120min内处理好,这是因为即使在无风沙的天气下作业,空气中悬浮的尘埃也难免侵入罐体内,故特别强调要采取防尘防潮措施。

影响SF₆断路器灭弧性能的因素之一是SF₆气体的水分含量。在现场组装时,必须严格控制水分含量,注意设备的密封工艺或采用吸附剂来吸收水分。

断路器在开断过程中,其动静触头在电弧作用下会被烧损而产生Cu(铜)、W(钨)等金属蒸气而与SF₆气体生成易吸水的CuF₂。某电站投入运行的国产110kVSF₆组合电器,后来检修解体时,发现灭弧室绝缘筒表面和大筒底部积有一层白色粉末,即为电极燃弧遇水蒸汽所形成的金属氟化物。另外,SF₆气体在电弧作用下,还会分解成SF₄,并与潮气中的水分产生以下化学反应:SF₄ + H₂O = SOF₂ + 2HF。

3. 安装要点

(1)按制造厂的部件编号和规定顺序进行组装,不可混装。断路器的固定应牢固可靠,支架或底架与基础的垫片不宜超过3片,其总厚度不应大于10mm;各片间应焊接牢固。同相各支柱瓷套的法兰面宜在同一水平面上,各支柱中心线间距离的误差不应大于5mm,相间中心距离的误差不应大于5mm。所有部件的安装位置正确,并按制造厂规定要求保持其应有的水平或垂直位置。

(2)密封槽面应清洁,无划伤痕迹;已用过的密封垫圈不得使用,涂密封脂时,不得使其流入密封垫圈内侧而与六氟化硫气体接触。应按产品的技术规定更换吸附剂。应按产品的技术规定选用吊装器具、吊点及吊装程序。密封部位的螺栓应使用力矩扳手紧固,其力距值应符合产品的技术规定。

设备接线端子的接触表面应平整、清洁、无氧化膜,并涂以薄层电力复合脂;镀银部分不得挫磨,载流部分的可挠连接不得有折损、表面凹陷及锈蚀。断路器调整后的各项动作参数,应符合产品的技术规定。

有的制造厂对起吊使用的器具及吊点有严格的规定。如吊绳要用干净的尼龙绳或有保护层的钢丝绳,以防止损伤设备和由于污染影响法兰面的密封性能。

(3)六氟化硫断路器和操动机构的联合动作,应符合下列要求:在联合动作前,断路器内必须充有额定压力的六氟化硫气体。位置指示器动作应正确可靠,其分、合位置应符合断路器的实际分、合状态。具有慢分、慢合装置者,在进行快速分、合闸前,必须先进行慢分、慢合操作。

(4)断路器与调整其基础的中心距离及高度的误差不应大于10mm。预留孔或预埋铁板中心线的误差不应大于10mm。预埋螺栓中心线的误差不应大于2mm。

(5)HF(即氢氟酸)会对含有大量 SiO_2 的绝缘材料起腐蚀作用。因此组装时,必须更换新的密封垫,并使用符合产品技术规定的清洁剂、润滑剂、密封脂等材料,为的是使各密封部位处于良好的密封状态,防止水分渗入断路器内。

因为有的密封脂含有 SiO_2 的成分,HF对它的腐蚀将会造成断路器内杂质含量的增加,这对设备的安全运行是很不利的。故要求涂密封脂时应避免流入密封圈内侧与 SF_6 气体接触。

(6)关于密度继电器和压力表的检验,由于现场试验设备的限制,一般难于在现场进行检验,但只要有了出厂试验报告,在现场可不再作检验。

(四)六氟化硫封闭式组合电器

1. 运输和起吊

封闭式组合电器在运输和装卸过程中不得倒置、倾翻、碰撞或受到剧烈的振动。制造厂有特殊规定标记的,应按制造厂的规定装运。“封闭式组合电器应在密封和充低压力的干燥气体(六氟化硫或氮气)的情况下包装、运输和贮存,以免潮气侵入。封闭式组合电器应有包装规范,并能保证设备各组件在运输过程中不致遭到破坏、变形、丢失及受潮,对于外露的密封面,应有预防腐蚀和损坏的措施。包装箱上应有运输贮存过程中必须注意的明显标志和符号,如上部位置、防潮、防雨、防震、起吊位置、重量等。封闭式组合电器的运输、贮存按制造厂的规定进行,制造厂应提供有关资料。出厂产品应附有产品合格证明书(包括出厂试验数据)、装箱单和安装使用说明书”以便于用户组装。封闭组合电器运到现场后的检查除符合常规要求以外,还应符合下列要求:瓷件及绝缘件应无裂纹及破损。充有六氟化硫等气体的运输单元或部件,其压力值应符合产品的技术规定。

2. 封闭式组合电器运到现场后的保管要求

(1)封闭式组合电器应按原包装置于平整、无积水、无腐蚀性气体的场地并垫上枕

木,在室外加篷布遮盖。瓷件应安放妥当,不得倾倒、碰撞。封闭式组合电器的附件、备件、专用工器具及设备专用材料应置于干燥的室内。

(2)充有六氟化硫等气体的运输单元,应按产品技术规定检查压力值,并做好记录,如有异常情况,应及时采取措施。

(3)当保管期超过产品规定期时,应按产品技术要求进行处理。

3. 制造厂的检查

制造厂已装配好的各电器元件在现场组装时,不应解体检查;如有缺陷必须在现场解体时,应经制造厂同意,并在厂方人员指导下进行。组合电器元件的装配,应符合下列要求:

(1)装配工作应在无风沙、无雨雪、空气相对湿度小于 80% 的条件下进行,并采取防尘、防潮措施。密封槽面应清洁、无划伤痕迹;已用过的密封垫(圈)不得使用;涂密封脂时,不得使其流入密封垫(圈)内侧而与六氟化硫气体接触。

(2)应按制造厂的编号和规定的程序进行装配,不得混装。设备接线端子的接触表面应平整、清洁、无氧化膜,并涂以薄层电力复合脂;镀银部分不得挫磨;载流部分其表面应无凹陷及毛刺;连接螺栓应齐全、紧固。

(3)使用的清洁剂、润滑剂、密封脂和擦拭材料必须符合产品的技术规定。应按产品的技术规定更换吸附剂。盆式绝缘子应清洁、完好。所有螺栓的紧固均应使用力矩扳手,其力矩值应符合产品的技术规定。

(4)连接插件的触头中心应对准插口,不得卡阻;插入深度应符合产品的技术规定。应按产品的技术规定选用吊装器具及吊点。

4. 封闭式组合电器元件安装与调整前的检查

(1)瓷件应无裂纹;绝缘件应无受潮、变形、剥落及破损。组合电器元件的所有部件应完整无损。组合电器元件的接线端子、插插件及载流部分应光洁,无锈蚀现象。支架及接地引线应无锈蚀或损伤。各元件的紧固螺栓应齐全、无松动。

(2)各分隔气室气体的压力值和含水量应符合产品的技术规定。密度继电器和压力表应经检验合格。封闭式组合电器基础及预埋槽钢的水平误差,不应超过产品的技术规定。

(3)母线和母线筒内壁应平整无毛刺。防爆膜应完好。各连接件、附件及装置性材料的材质、规格及数量应符合产品的技术规定。

5. 六氟化硫气体管理及充注

新六氟化硫气体运到现场后,每瓶应作含水量检验;有条件时,应进行抽样作全分析。

六氟化硫气体的充注应符合下列要求:气体充入前应按产品的技术规定对设备内部进行真空处理;抽真空时,应防止真空泵突然停止或因误操作而引起倒灌事故。充注前,充

气设备及管路应洁净、无水分、无油污,管路连接部分应无渗漏。当气室已充有六氟化硫气体,且含水量检验合格时,可直接补气。

表 3-1-1 六氟化硫气体的技术条件

名 称	指 标
空气 N ₂ + O ₂	≤0.05%
四氯化碳 CF ₄	≤0.05%
水分	≤8ppm
酸度以 HF 计	≤0.3ppm
可水解氟化物 以 HF 计	≤1.0ppm
矿物油	≤10ppm
纯度	≥99.8%
生物毒性试验	无毒

注 表中指标为质量比值。

(五)工程交接验收

1. 验收应进行下列具体检查

组合电器应安装牢靠,电器连接应可靠,且接触良好。外表清洁完整,动作性能符合产品的技术规定。组合电器及其传动机构的联动应正常,无卡阻现象;分、合闸指示正确,辅助开关及电气闭锁应动作正确可靠。支架及接地引线应无锈蚀和损伤,接地应良好。油漆应完整,相色标志正确。密度继电器的报警、闭锁定值应符合规定,电气回路传动正确。六氟化硫气体压力漏气率和含水量应符合规定。

2. 在验收时应提交下列资料 and 文件

制造厂提供的产品说明书、试验记录、合格证件、安装图纸等技术文件、变更设计的证明文件、安装技术记录、调整试验记录。还应注意验收备品、备件、专用工具及测试仪器清单。

(六)六氟化硫封闭式组合电器的试验项目

六氟化硫封闭式组合电器的试验项目有测量主回路的导电电阻、主回路的耐压试验、测量六氟化硫气体微量水含量、封闭式组合电器内各元件的试验、组合电器的操动试验、气体密度继电器、压力表和压力动作阀的校验。

测量主回路的导电电阻值,不应超过产品技术条件规定值的 1.2 倍。

主回路的耐压试验程序和方法,应按产品技术条件的规定进行,试验电压值为出厂试验电压的 80%。

1. 密封性试验方法

(1)采用灵敏度不低于 1×10^{-6} (体积比)的检漏仪对各气室密封部位、管道接头等处进行检测时,检漏仪不应报警;

(2)采用收集法进行气体泄漏测量时,以 24h 的漏气量换算,每一个气室年漏气率不

应大于 1% ;

(3) 泄漏值的测量应在封闭式组合电器充气 24h 后进行。

2. 测量六氟化硫气体微量水含量规定

(1) 有电弧分解的隔室 , 应小于 150ppm ;

(2) 无电弧分解的隔室 , 应小于 500ppm ;

(3) 微量水含量的测量应在封闭式组合电器充气 24h 后进行。

四、真空断路器的安装

(一) 外观初步检查

真空断路器的主要部件灭弧室 , 其外壳多采用玻璃、陶瓷材质 , 在产品的技术条件中规定 : 断路器和真空灭弧室应采用防震、防潮包装 , 包装箱外应有“ 玻璃易碎品 ”、“ 不准倒置 ”和“ 防雨防潮 ”等标志。包装好的断路器或真空灭弧室在运输和装卸时 , 不准倒置和受到强烈振动及碰撞。

真空断路器运到现场后开箱前包装应完好。断路器的所有部件及备件应齐全 , 无锈蚀或机械损伤。灭弧室、瓷套与铁件间应粘合牢固 , 无裂纹及破损。绝缘部件不应变形、受潮。断路器的支架焊接受良好 , 外部油漆完整。

真空断路器到达现场后 , 断路器应存放在通风、干燥及没有腐蚀性气体的室内。开箱后应进行灭弧室真空度检测。断路器若长期保存 , 应每 6 个月检查一次 , 在金属零件表面及导电接触面应涂一层防锈油脂 , 用清洁的油纸包好绝缘件。

(二) 断路器的安装与调整要求

真空断路器安装与调整比其他断路器容易。包括对触头开关、超行程、合闸时外触头弹簧高度及油缓冲器等进行调整 , 手动慢合、分闸操作等 ; 灭弧室的真空度 , 目前采用电气耐压的间接测定方法。在导电回路中应对导电杆、可挠铜片、接线端子重点检查 , 当可挠铜片有损坏时应采取措施。

真空断路器的安装应垂直 , 固定应牢靠 , 相间支持瓷件在同一水平面上。三相联动连杆的拐臂应在同一水平面上 , 拐臂角度一致。安装完毕后 , 应先进行手动缓慢分、合闸操作 , 无不良现象时方可进行电动分、合闸操作。真空断路器的行程、压缩行程及三相同期性 , 应符合产品的技术规定。

真空断路器的导电部分的可挠铜片不应断裂 , 铜片间无锈蚀 ; 固定螺栓应齐全紧固。导电杆表面应洁净 , 导电杆与导电夹应接触紧密。导电回路接触电阻值应符合产品的技术要求。电器接线端子的螺栓搭接面及螺栓的紧固要求 , 应符合现行国家标准《电气装置安装工程母线装置施工及验收规范》的规定。

1. 断路器的操动机构安装

操动机构在运输和装卸过程中 , 也不得倒置、碰撞或受到剧烈的振动。操动机构是

配合断路器使用,故其适用范围亦应与断路器的适用范围一致。

操动机构在出厂前已调整好,因此在运输和装卸时不得倒置和受到强烈的振击碰撞。操动机构运到现场后应进行检查,如气动机构的空气压缩机是否受损,液压机构的油路、油箱本体是否渗漏,电磁机构的分、合闸线圈是否受潮、受损,弹簧机构的传动部分是否受损。操动机构运到现场后的保管要求,应注意空气压缩机、控制箱及零部件的防锈防潮。

气动机构、液压机构、电磁机构、弹簧机构应共同遵守的。操动机构的底架或支架与基础间的垫片不宜超过3片,其厚度规定不超过20mm,是根据基础高度误差允许值而确定的。并与断路器底座标高相配合,各片间应焊牢。

操动机构运到现场后的检查,应符合下列要求:操动机构的所有零部件、附件及备件应齐全。操动机构的零部件、附件应无锈蚀、受损及受潮等现象。充油、充气部件应无渗漏。各转动部分应涂以适合当地气候条件的润滑脂。电动机转向应正确。各种接触器、继电器、微动开关、压力开关和辅助开关的动作应准确可靠,触点应接触良好,无烧损或锈蚀。分、合闸线圈的铁芯应动作灵活,无卡阻。加热装置的绝缘及控制元件的绝缘应良好。

2. 液压机构安装

液压机构的安装,油箱内部应洁净,液压油的标号应符合产品的技术规定,液压油应洁净无杂质,油位指示应正常。连接管路应清洁,连接处应密封良好,且牢固可靠。补充的氮气及其预充压力应符合产品的技术规定。液压回路在额定油压时,外观检查应无渗油。机构在慢分、合时,工作缸活塞杆的运动应无卡阻和跳动现象,其行程应符合产品的技术规定。微动开关、接触器的动作应准确可靠,接触良好;电接点压力表、安全阀应校验合格,压力释放阀动作应可靠,关闭严密,联动闭锁压力值应按产品的技术规定予以整定。防失压慢分装置应可靠。

3. 电磁机构安装

电磁机构的安装重点调整机构在合闸至顶点时,支持板与合闸滚轮的间隙;在分闸时,制动板可靠地扣入,脱扣锁钩与底板轴的间隙应符合产品的技术规定;在做分闸操作时,检查分、合闸铁芯的动作应无卡阻现象。

辅助开关动作应准确、可靠,接触良好;机构合闸至顶点时,支持板与合闸滚轮间应保持一定间隙,且符合产品的技术规定;分闸制动板应可靠地扣入,脱扣锁钩与底板轴间应保持一定的间隙,且符合产品样本的技术规定。

4. 弹簧机构安装

弹簧机构的安装,合闸弹簧储能完毕后,辅助开关应即将电动机电源切除;合闸完毕,辅助开关应将电动机电源接通。合闸弹簧储能后,牵引杆的下端或凸轮应与合闸锁扣可靠地锁住。分、合闸闭锁装置动作应灵活,复位应准确而迅速,并应扣合可靠。机构

合闸后,应能可靠地保持在合闸位置。弹簧机构缓冲器的行程,应符合产品的技术规定。

弹簧机构在调整时应符合下列规定:严禁将机构“空合闸”;合闸弹簧储能时,牵引杆的位置不得超过死点,棘轮转动时,不得提起或放下撑牙;当手动慢合闸时需要用螺钉将撑牙支起的操动机构,手动慢合闸结束后应将此支撑螺钉拆除。

5. 气动机构安装

空气压缩机安装时,空气过滤器应清洁无堵塞,吸气阀和排气阀完好,阀片方向不应装反,阀片与阀座接触面的密封应严密。气缸内壁应清洁,无局部磨损的痕迹;气缸盖衬垫应完整严密;气缸的活塞、弹簧胀圈应完整无损,活塞运动过程中胀圈与缸壁贴合应紧密。

曲轴与轴瓦应固定良好,销子的位置恰当。冷却器、风扇叶片和电动机、皮带轮等所有附件应清洁并安装牢固,运转时不应产生振动而松脱。气缸内油面应在标线位置。自动排污装置应动作正确,污物应引到室外,不应排在电缆沟内。

气动机构安装时,应重点检查空气压缩机的过滤器、吸气阀、排气阀及气缸内壁、活塞等。当阀片方向装反时,会引起汽缸内压力过高而发生危险;阀片与阀座接触面密封不严将会漏气或使高、低压汽缸间互相串气而达不到需要的压力。当空气压缩机的连续运行时间与最高运行温度超过产品的技术值时,会缩短空气压缩机的寿命,甚至损坏。

储气罐、气水分离器及截止阀、逆止阀、安全阀和排污阀等,应清洁、无锈蚀;减压阀、安全阀应经检验,阀门动作应灵活、准确可靠;其安装位置应便于操作。储气罐等压力容器应符合国家现行有关压力容器承压试验标准;配气管安装后,应进行承压检查;压力为1.25倍额定压力的气压,承压时间为5min。

(三)真空断路器工程交接验收

关于灭弧室真空度的测量方法,目前国内采用工频耐压的间接法,即断口间加42kV工频电压耐压1min;有的灭弧室制造厂则用磁控真空计来测定。关于开联电阻、电容值,针对过电压及断口重燃现象,有的真空断路器采用RC阻容吸收装置(又称浪涌吸收装置)保护,其中还包括有避雷器等辅助设备。

在验收时,真空断路器应固定牢靠,外表清洁完整。电气连接应可靠且接触良好。真空断路器与其操动机构的联动应正常,无卡阻;分、合闸指示正确;辅助开关动作应准确可靠,接点无电弧烧损。

在验收时,应提交变更设计的证明文件。制造厂提供的产品说明书、试验记录、合格证件及安装图纸等技术文件、安装技术记录、调整试验记录、备品和备件清单。

(四)真空断路器的试验项目

真空断路器的试验项目有测量绝缘拉杆的绝缘电阻、测量每相导电回路的电阻、交流耐压试验、测量断路器的分、合闸时间、测量断路器主触头分、合闸的同期性、测量断路器合闸时触头的弹跳时间、断路器电容器的试验。测量分、合闸线圈及合闸接触器线圈

的绝缘电阻和直流电阻、断路器操动机构的试验。

应在断路器合闸及分闸状态下进行交流耐压试验。当在分闸状态下进行时,真空灭弧室断口间的试验电压应按产品技术条件的规定,试验中不应发生贯穿性放电。测量断路器的分、合闸时间,应在断路额定的操作电压及液压下进行,实测数值应符合产品技术条件的规定。

断路器合闸过程中触头接触后的弹跳时间,不应大于 2ms。测量分、合闸线圈及合闸接触器线圈的绝缘电阻值,不应低于 10MΩ。

六氟化硫(SF₆)断路器试验项目,测量绝缘拉杆的绝缘电阻;测量每相导电回路的电阻;耐压试验;断路器电容器的试验;测量断路器的分、合闸时间;测量断路器的分、合闸速度;测量断路器主、辅触头分、合闸的同期性及配合时间;测量断路器合闸电阻的投入时间及电阻值;测量断路器分、合闸线圈绝缘电阻及直流电阻;断路器操动机构的试验;套管式电流互感器的试验;测量断路器内 SF₆ 气体的微量水含量;密封性试验;气体密度断路器、压力表和压力动作阀的校验。

耐压试验应在断路器合闸状态下,且 SF₆ 气压为额定值时进行。试验电压按出厂试验电压的 80%。耐压试验只对 110kV 及以上罐式断路器和 500kV 定开距瓷柱式断路器的断口进行。测量断路器的分、合闸时间,应在断路器的额定操作电压、气压或液压下进行。

第三节 断路器的试验

一、绝缘试验

(一) 测量绝缘电阻

1. 使用仪表为 2500V 兆欧表。

2. 测量部位。分别测量合闸状态下导电部分对地和分闸状态下断口之间的绝缘电阻。在合闸状态下测量可以发现绝缘拉杆受潮、电弧损伤和绝缘裂缝等缺陷;在分闸状态下测量主要是检查断路器内部消弧结构部分是否受潮或烧伤等。

三相处在同一油箱的多油断路器,应分别测量每一相的绝缘电阻。测量时非测量两相均接地。

对于不便直接测量可动部分绝缘电阻的断路器,可以在分闸及合闸状态下分别测量,然后再利用下式计算出可动部分的绝缘电阻

$$R = \frac{R_1 R_2}{R_2 - R_1}$$

式中 R ——绝缘拉杆的绝缘电阻；
 R_2 ——分闸状态下的绝缘电阻；
 R_1 ——合闸状态下的绝缘电阻。

3. 分析判断。《规程》对油和真空断路器的整体绝缘电阻没有统一规定要求，可按实际情况自行定出标准。对于断口和由有机物制成的提升杆的绝缘电阻，可按表 3-1-2 和表 3-1-3 进行比较，断口电容器的极间绝缘电阻一般不低于 5000 MΩ。

表 3-1-2 油断路器断口和由有机物制成的提升杆的
绝缘电阻最小允许值(MΩ)

试验类别	额定电压 ^① (kV)		
	< 24	24 ~ 40.5	72.5 ~ 252
大修后	1000	2500	5000
运行中	300	1000	3000

① 开关设备新行使用的‘额定电压’即习惯沿用的‘最高电压’，下同。

表 3-1-3 真空断路器断口和由有机物制成的提升杆的
绝缘电阻最小允许值(MΩ)

试验类别	额定电压(kV)		
	< 24	24 ~ 40.5	72.5
大修后	1000	2500	5000
运行中	300	1000	3000

(二) 测量泄漏电流

该试验一般只在 40.5kV 及以上少油和空气断路器上进行。它能比较灵敏地发现断路器外表带有危及绝缘强度的严重污秽，提升杆、绝缘油受潮，少油断路器灭弧室受潮劣化和碳化物过多等缺陷，以及空气断路器中因压缩空气相对湿度增高而带进潮气，进而在管内壁和导气管壁凝露等缺陷。

对于少油断路器和空气断路器，首先应在分闸位置按图 3-1-1 所示的接线进行测量，即 A、A' 两端接地，试验电压施加在 P 点，当泄漏电流超过标准值或注意值时，可进行分解试验，找出缺陷部位进行处理，然后再行试验。

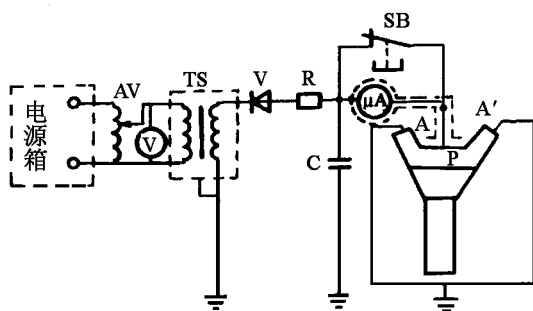


图 3-1-1 断路器泄漏电流试验原理接线图

当多油和 SF₆ 断路器解体时,也可对其提升杆进行上述试验。

少油和空气断路器每一元件的试验电压标准见表 3-1-4 规定。

表 3-1-4 少油和空气断路器每一元件的泄漏电流试验电压

额定电压(kV)	40.5	72.5 ~ 252
直流试验电压(kV)	20	40

利用图 3-1-1 所示的接线进行试验时,对 110kV 及以上的断路器有时会出现泄漏电流为负值的现象,这主要是高压引线、升压速度和滤波电容等因素的影响,可采用下列措施消除之。

1. 对引线和端头采取屏蔽措施,同时通过增大电极和使表面光洁的办法使电场分布尽量均匀,以减弱电晕放电。

2. 保持一定的升压速度,认真监视电压表的变化。

3. 每次加压前后均要对高压引线端头充分放电。

4. 尽量避开电磁场干扰源。

40.5kV 及以上少油断路器提升杆的泄漏电流一般不应大于 $10\mu\text{A}$;252kV 及以上少油断路器提升杆(包括支持瓷套管)的泄漏电流大于 $5\mu\text{A}$ 时,应引起注意。

40.5kV 及以上空气断路器的支持瓷套管及提升杆的泄漏电流一般不应大于 $10\mu\text{A}$;252kV 及以上者不应大于 $5\mu\text{A}$ 。

(三) 测量 $\text{tg}\delta$ 值

1. $\text{tg}\delta$ 的测量一般只对 40.5kV 及以上装设非纯瓷套管的多油断路器进行,它能比较灵敏地发现多油断路器的套管、灭弧室、提升杆、导向板、绝缘油等任何一部分的绝缘缺陷。当某一部分绝缘劣化时,都将使 $\text{tg}\delta$ 值明显增大。

2. $\text{tg}\delta$ 测量一般使用 QSI 型交流电桥。现场试验多采用反接线法。若套管带有测量用的小套管,则可用正接线法对套管进行单独试验。

3. $\text{tg}\delta$ 测量应在多油断路器分闸和合闸两种状态下对三相分别进行。合闸状态下测量,可以检查多油断路器拉杆的绝缘状况,并可初步判断灭弧室是否受潮和有无脏污等

缺陷,分闸状态下测量,可以发现多油断路器套管绝缘不良或内部受潮等缺陷。若测得结果超出标准或与以前测量值比较有显著增大时,必须进行分解试验。20℃时非纯瓷套管断路器的 $\text{tg}\alpha(\%)$ 值,不应大于表 3-1-5 中 $\text{tg}\alpha(\%)$ 值与相应套管 $\text{tg}\alpha(\%)$ 值的相加值。

表 3-1-5 20℃时非纯瓷套管断路器的 $\text{tg}\alpha(\%)$ 值相应于表 13-1 中 $\text{tg}\alpha(\%)$ 值的增加值

额定电压(kV)	≥ 126	< 126	40.5 (DW1-35DW1-35D)
$\text{tg}\alpha(\%)$ 的增加值	1	2	3

注 1. 断路器大修而套管不大修时,表中数值应按套管运行中规定的相应数值增加。

2. 带并联电阻的断路器的整体 $\text{tg}\alpha(\%)$ 可相应增加 1。

当多油断路器需要进行分解试验时,按下列步骤进行。

(1) 落下油箱,对于结构上不能落下油箱的放掉绝缘油,使灭弧室及套管下部露出油面进行测试。若 $\text{tg}\delta$ 值降低 3% 以上时,则油箱绝缘(绝缘围屏、绝缘油等)不良,应在取油样试验核实后进行处理。

(2) 落下油箱或放油后, $\text{tg}\delta$ 值仍无明显变小,则应将油箱内套管表面擦净,并消除灭弧室的影响(可在灭弧室外加一金属屏蔽罩或包上铝箔,将屏蔽接于电桥的屏蔽回路,也可以拆掉灭弧室),再进行测试。若此时 $\text{tg}\delta$ 值降低 2.5% 以上,则灭弧室受潮。

为了说明上述测试过程,现举例在表 3-1-6 中。

4. 断路器电容器在 10kV 试验电压下的 $\text{tg}\alpha(\%)$ 值不大于下列数值:

- 油纸绝缘 0.5;
- 膜纸复合绝缘 0.25。

电容值偏差应在额定值的 $\pm 5\%$ 范围内(用电桥法)。电容器漏油时应停止使用。

表 3-1-6 DW8—35 断路器 $\text{tg}\alpha(\%)$ 值测试实例

序号	试验情况	20℃时 $\text{tg}\alpha(\%)$	试验 温度	判断结果
1	分闸状态下试验一支套管	8.2	30℃	不合格,需解体试验
	落下油箱	6.3	29℃	油箱绝缘良好,进一步解体
	去掉灭弧室	5.4	28℃	灭弧室良好,套管不合格
2	分闸状态下试验一支套管	9.3	20℃	不合格,需解体试验
	落下油箱	4.1	22℃	油箱绝缘不良,进一步解体
	去掉灭弧室	0.9	23℃	灭弧室受潮,套管良好

(四)交流耐压试验

断路器的交流耐压试验是最后检验绝缘状况的最直接和最有效的试验方法。

1. 试验电压的测量和标准。试验时,对所加的试验电压的测量没有特殊要求,可以从低压侧读数后再换算。《规程》要求将 DL/T593—1996《高压开关设备的共用定货技术导则》规定的开关设备额定绝缘水平中的 1min 工频耐受电压(kV,有效值)作为试验电压,如表 3-1-7 所示。

DL/T593 又规定:“试验时的耐压,原则上,状态检验的工频试验电压值为原耐压水平的 80%(但真空类产品断口耐压水平仍为原额定耐压水平)。”

(1)当对断口或对地绝缘分别进行单独的状态检验试验时,工频试验电压值为原额定水平的 80%。

(2)当对断口及对地绝缘同时耐压进行状态检验试验时,工频试验电压值为断口间原耐压水平的 80%。

表 3-1-7 DL/T593 规定的开关设备 1min 工频耐受电压(kV)

额定电压 (kV)	相对地	相间	断路器断口	隔离开关断口
3.6	25	25	25	27
7.2	32	32	32	36
12	4X(28)	4X(28)	4X(28)	4X(35)
(24)	65	65	65	79
40.5	95	95	95	118
72.5	155	155	155	197
126 (123)	200	200	200	225
	230	230	230	265
252 (245)	360	360	360	415
	395	395	395	460

注 1. 当 12kV 系统中性点为有效接地时,绝缘水平采用括号中的数值

2. 12X(123)kV 以上第二档为较高耐压水平值。

降低试验电压是由于考虑到老化、损耗和正常劣化后,给正常额定耐受电压值以安全裕度及顾及到闪络电压的统计特性。

对某些类型的设备,有关设备的标准可规定其状态检验试验是强制性的。

此处引文的目的是希望试验人员在“规定值”和“规定值的80%”的取舍中,必须慎重从事。

2.《规程》要求及说明。

(1) SF₆ 断路器的试验电压为出厂试验电压值的80%,试验应在 SF₆ 气体额定压力下进行。GIS(SF₆ 全封闭组合电器)试验时不包括电磁式电压互感器及避雷器,但在投运前应对它们进行试验电压为 U_m 时间为5min的耐压试验。罐式断路器的耐压试验方式为:合闸对地和分闸状态下两端轮流加压,另一端接地(建议在交流耐压试验的同时测量局部放电)。瓷柱式定开距型断路器只作断口间耐压试验。

(2) 油断路器在分、合闸状态下分别进行耐压试验,试验电压值作如下说明。12~40.5kV 断路器对地及时间耐压值取 DL/T593 规定值。72.5kV 及以上者取 DL/T593 规定值的80%。126kV 及以上油断路器提升杆的交流耐压试验电压取 DL/T593 规定值的80%,耐压设备不能满足要求时可分段进行,分段数不应超过6段(252kV)或3段(126kV),加压时间为5min,每段试验电压可取整段试验电压值除以分段数后所得值的1.2倍或自行规定。

(3) 12~40.5kV 空气断路器对地及相间试验电压值取 DL/T593 规定值;72.5kV 及以上者按 DL/T593 规定值的80%;126kV 及以上者在有条件时进行。

(4) 真空断路器在分、合闸状态下分别进行耐压试验,试验电压值按 DL/T593 规定值。更换或干燥后的绝缘提升杆必须进行耐压试验,耐压设备不能满足要求时可分段进行。相间、相对地及断口的耐压值相同。

3. 分析判断。交流耐压前、后的绝缘电阻值应没有明显的变化,一般下降值不超过30%者为合格。试验中如果出现时断时续的轻微放电声,应放下油箱进行检查和处理。若出现沉重击穿声或冒烟,则为不合格。如是有机绝缘材料烧坏就应更换,并查明原因,原因未查明时,不得轻易重试,以免造成更大的损失。

二、测量导电回路电阻

从合闸状态断路器同一个相的两个引线端头测得的直流电阻,称为该相的导电回路电阻。该电阻实际包括套管导电杆电阻,导电杆与触头连接处电阻和动、静触头之间的电阻。前两者的电阻基本上是固定的,而动、静触头间的电阻却决定于其接触状况。因此,测量导电回路的电阻,实质上是检验动、静触头间的接触电阻。若接触电阻增大,流过工作电流时就会发热,尤其是流过短路电流时,可能造成触头烧熔粘结,从而影响断路器的分闸时间和开断能力,甚至发生拒动情况。故在断路器的安装及大小修后,均应测量导电回路的电阻。

每相导电回路的电阻一般在 $10^{-5} \sim 10^{-2} \Omega$ 之间,若以双臂电桥测量,其检流计应具有足够的灵敏度,或用外附检流计。由于双臂电桥的工作电压很低,有时不足以冲破触

头表面的氧化膜,测得的数值往往偏大。因此,多采用电压降法(即毫伏安法)进行测量。

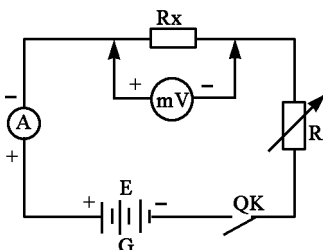


图 3-1-2 测量导电回路电阻的电压降法接线图

QK—电源开关 ;G—蓄电池 ;R—可变电阻

测量电源可取电压为 4~6V、容量为 100~200Ah 的蓄电池或自制硅整流电源。其试验接线如图 3-1-2 所示。接至油断路器的接线端头可采用汽车蓄电池接线卡子。

测量时,断路器处于合闸位置,先把可变电阻放到最大位置再合上电源开关,调节可变电阻,使电流表的指示为一整数(整流电源可用调压器调节),然后将带有软导线的毫伏表的两个卡子接在电流引线卡子的内侧(即靠断路器触头侧),此时,断路器导电回路的电压降就是毫伏表的指示读数 U 。测量后,先拿下毫伏表卡子,再拉开电源开关,然后拆线。导电回路电阻可按下式进行计算

$$R_x = \frac{U}{I} \times 10^3$$

测量时应注意:

(1)为了消除测量引线和接头电阻的影响,引线应有足够的截面积,而且尽可能缩短,电流和电压的引线接头必须严格分开。

(2)测量前先将断路器操作几次,电磁操作的断路器必须在额定操作电压下用电动操作,并在电动合闸后进行测量,这样才能使主触头的接触符合实际运行情况。

(3)为了保护测量仪表,在测量过程中应将断路器的分闸机构卡死,以防试验中突然分闸,损坏仪表。

(4)如果断路器有主、辅触头或有并联支路,则应对并联的每一对触头分别进行测量,测量时应在非被测的触头间垫以薄的绝缘物。

(5)测量时通入的电流不应小于 100A。

(6)导电回路电阻的测量应在动作时间、动作速度等调整完成后进行,以免再次调整操作机构而进行重复测量。

现将分析判断的方法叙述如下。

一般,断路器交接和大修后的每相导电回路直流电阻的测量结果,应符合厂家的规定。对于运行中的、工作电流小于额定电流的或更换为铜钨触头的断路器,导电回路的电阻可对厂家的标准酌情放宽。如 SF₆ 敞开式断路器的测量值不大于制造厂规定值的

120% ;空气断路器运行中的电阻值允许比制造厂规定值提高 1 倍 ;真空断路器运行中的电阻值自行规定 ,建议不大于 1.2 倍出厂值。当测量值超过规定值不多时 ,可将断路器分合一次后再重测 ,若测量结果仍旧偏大 ,应查明原因并进行处理。

一般造成触头接触电阻增加的原因有如下几个方面 :

- (1) 触头表面氧化
- (2) 触头之间残存机械杂物或碳化物。
- (3) 触头的接触压力下降 ,如机构卡滞、弹簧弹性减少等。
- (4) 调整不当或运行中位移使触头接触面积减少。
- (5) 切断大负荷电流或短路电流时造成触头烧伤 ,使接触面积减少。

试验周期应结合安装、大小修进行选取。另外 ,这还要根据切断故障电流的大小、次数和断路器的性能决定。

三、动作特性的试验

油断路器的动作特性 ,包括分、合闸的同时性 ,分、合闸速度和分、合闸时间等。它们是断路器性能的重要指标 ,并且对继电保护、自动装置以及电力系统的稳定性等都有较大的影响 ,所以断路器在交接和大修时都必须进行这些试验。

目前比较流行的分别是用灯泡、电磁示振器和周期积算器(或电秒表)进行测量 ,但对于新型的高速断路器来说 ,用电磁录波器测量速度较为准确。

(一) 用电磁示振器测量分、合闸速度

电磁示振器的结构如图 3-1-3 所示。当电磁示振器的线圈通入 50Hz 的交流电源后 ,电流每经过一个峰值(无论是正或负) ,钢片即被吸引一次 ,因此钢片以 100Hz 的频率振动。

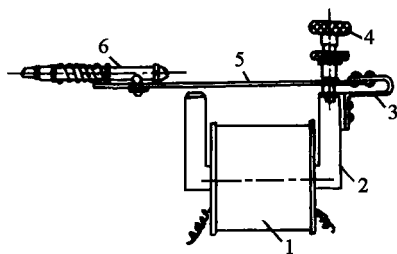


图 3-1-3 电磁示振器结构示意图

- 1—线圈 2—硅钢片叠成的铁芯 3—弹簧片 ;
4—振动调节螺丝 5—振动钢片 6—铅笔(划针)深

测量时可以使用直接测法或间接测法。直接测法是将纸带直接固字在油断路器提升杆的适当位置上(近年生产的断路器一般在动触杆上或动触头紧固连接处预留下适当

的测速连接部位),电磁示振器以一特制的支架固定在油断路器的底座上。调节好示振器的振幅以及铅笔与纸带的压力,即可进行测量。35kV油断路器测速的示意图如图3-1-4所示。

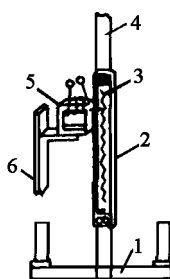


图 3-1-4 35kV 油断路器速度测量示意图

- 1—带触头的横梁 2—平板 3—纸带；
4—绝缘提升杆 5—电磁示振器 6—固定支架

如果断路器没有预留的测速连接部位,又要求不放油测量速度时,也可用间接测法。间接测时是在操作机构的铁拉杆上固定一个平板,板上粘以纸带,示振器固定在纸带的侧面,也可以在分、合闸指示器的转轴上固定一个圆筒,圆筒外壁贴上纸带(圆筒的中心应与指示器轴的中心一致),在其侧面安置示振器。这样,画出的振动曲线图的长度比横梁移动距离要短。量取速度时,应在振动图上按缩短的比便画出相应距离,且对应于断路器各段的实际行程,以便进行换算。设横梁的实际移动距离为 S ,某一阶段的实际行程为 S' ,间接测法所录的振动图总长为 D ,则在间接振动图上所取的长度 $L = \frac{S'D}{S}$ 。

不论是用直接测法还是用间接测法,在分析测量结果时,均须知道断路器各动作阶段的行程,这需在作断路器机械调整中预先测定。测量时,可手动缓慢地分、合闸,仔细测出动触头移动的距离,然后以实测长度(间接测法是按比例缩短的长度)标在振动曲线上,如图3-1-5的 a_1 、 b_1 或图3-1-6中的 a_2 、 b_2 、 c 、 d 等距离。

合闸速度振动曲线如图3-1-5所示,合闸过程动触头的总行程为

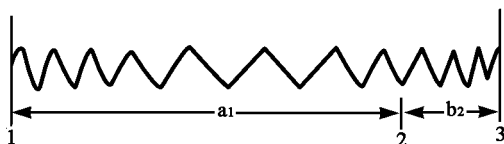


图 3-1-5 合闸速度振动曲线

- 1—动触头起始位置 2—动、静触头接触位置 3—合闸终止位置

$$S_1 = a_1 + b_1$$

式中 a_1 ——从动触头起始位置 1 至动、静触头刚接触瞬间位置 2 的行程；

b_1 ——从动、静触头刚接触瞬间位置 2 至合闸终了位置 3 的超行程。

分闸速度振动曲线如图 3-1-6 所示，分闸过程动触头的总行程为

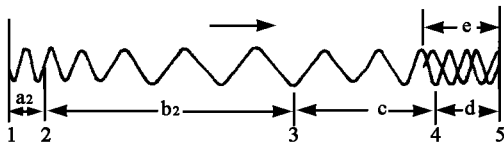


图 3-1-6 分闸速度振动曲线

1—动触头起始位置 2—动、静触头分离位置；

3—动触头离开灭弧室位置 4—与缓冲器接触位置 5—分闸终了位置

$$S_2 = a_2 + b_2 + c + d$$

式中 a_2 ——从合闸位置 1 至动、静触头刚分离瞬间位置 2 的行程；

b_2 ——动触头在灭弧室中的行程；

c ——从动触头刚离开灭弧室瞬间位置 3 至机构与缓冲器刚接触瞬间位置 4 的行程；

d ——缓冲行程。

根据振动曲线和预先测量得到的各段行程，可以求取分、合闸过程中某一阶段的平均速度和任意一点的瞬时速度。

(1) 平均速度

$$V = \frac{S'}{t}$$

式中 V ——某一阶段的平均速度，间接测法中还须乘以 $\frac{S}{D}$ ；

S' ——某一阶段的动作行程， m ；

t ——该段行程所需的时间， s ， $t = 0.01 \times n$ ， n 是该段行程内的周期数。

(2) 瞬时速度。瞬时速度是指断路器在动作过程中某些控制点处的速度，如现场中往往需要的分闸起始瞬间速度（刚分速度）、合闸起始瞬间速度（刚合速度）、最大分闸速度、最大合闸速度等。其值应与制造厂的规定值进行比较，作为断路器动作速度的判断依据。

实用上，某一点的瞬时速度一般取该点前、后两个波峰之间的距离 L 作为行程，而两波峰之间的时间间隔是半个周期（即 $0.01s$ ），所以瞬时速度 $v = \frac{L}{t}$ 。如果行程取 cm 为单位，则某一点的瞬时速度可取该点相邻两个波峰间的、以 cm 为单位的距离的数值来表示，即

$$v = \frac{I(\text{cm})}{I(\text{s})} = \frac{I(\text{cm})}{0.01I(\text{s})} = I(\text{m/s})$$

例如某控制点在振动曲线波峰顶点上,则瞬时速度就等于该点前、后两个波峰间距离的数值,如图 3-1-7 所示。

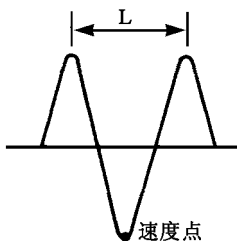


图 3-1-7 波峰顶点的速度计算图

若该点是触头的分离点(图 3-1-6 中的 2),那么所求得的速度便是分闸的瞬时速度。如果某控制点在振动曲线波形的中心线上,这时触头的行程 L 应该是该点相邻两组波峰间距离的数值 L_1 和 L_2 的平均值,即 $L = \frac{1}{2}(L_1 + L_2)$ 。这一控制点的瞬时速度也就是这两个距离的平均值,如图 3-1-8 所示。在间接测法中,应在间接振动图上量取瞬时速度,但结果应乘以 $\frac{S}{D}$ 。

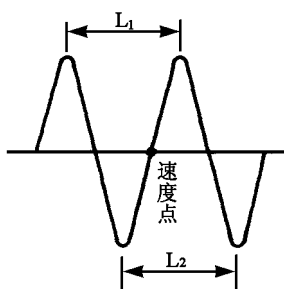


图 3-1-8 波形零点的速度计算图

若触头速度点既不在波峰顶点又不在波形零点上时,也可采用波形零点的计算方法。有时为了减小误差,常用多次操作断路器的办法来使速度点凑到波峰顶点或波形零点上,这会影响断路器的寿命,一般是没有这个必要的。

实际上,某一点的瞬时速度也是一个平均速度,但由于所取的时间间隔极短(0.01s),所以可看作是该点的瞬时速度,这在实用上是允许的。

在测量和判断时还应注意:

(1)装设测速仪器时,严禁操作断路器。最好在操作机构箱内将控制回路直接引到开关上,由试验人员自行控制。

(2) 断路器油箱或瓷套中有油和无油,其速度值将有变化,无油时速度将有所增大。一般三相共箱的要偏大 12%~20%;三相分箱的要偏大 5%~7%。

(3) 断路器的直流操作电压应为额定值,环境温度应为 10~35℃。应作好记录,以便历史比较。

(4) 为了使振动曲线完整和清晰,可在示振器的笔尖振动范围两侧设置导轨,使贴有纸带的薄板从导轨中通过,以减少提升杆抖动的影响。有时用涂以大白粉浆的薄胶木板代替纸带,而以尖针代替铅笔,可获得较好的效果。为使振动曲线的起始和终了部分看得清楚,最好在投入示振器的交流电源后,即刻操作断路器,待断路器动作完毕,即刻切断示振器的电源。

(二) 用周期积算器测量分、合闸时间

断路器的合闸时间,是指从发布命令(合闸电路接通)起,到通过主电流的触头刚刚接触的这段时间,实际上它是包括全闸接触器动作时间在内的一段时间。

断路器的固有分闸时间,是指从发布命令(分闸电路接通)起,到主触头(对某些型号断路器如 SN3、SN4 型者,系指主触头中的灭弧触头)刚刚分离的这段时间。它是断路器本身的机械特性所固有的,不包括其他的动作时间,但在实际运行中还有一段灭弧时间。

采用周期积算器测量断路器动作时间的试验接线如图 3-1-9 所示。若用电秒表计时,则接线应稍作改动。条件许可时,也可用 3 只计时仪器同时测量断路器三相的动作时间。

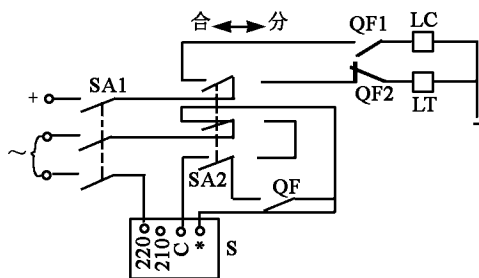


图 3-1-9 用周期积算器法测量断路器动作时间接线图

SA1—三相开关 SA2—三相双投开关;QF—断路器主触头;

QF1、QF2—断路器辅助触点;LC—合闸接触器线圈;LT—断路器分闸线圈;S—周期积算器

测量合闸时间方法如下。在断路器分闸状态下,将双投开关 SA2 合向左方,投入开关 SA1,周期积算器开始计时,此时线圈 LC 带电,合闸接触器动作,合闸线圈带电,操作机构动作使主触头 QF 接通,从而短路了周期积算器的线圈使其停止转动。周期积算器指示的时间即为本次断路器的合闸时间。

测量分闸时间方法如下。在断路器合闸状态下,将双投开关 SA2 合向右方,投入开关 SA1,周期积算器开始计时,此时分闸线圈 LT 带电,操作机构动作使主触头 QF 断开,

从而切断了周期积算器的电源使其停止转动。周期积算器指示的时间即为本次断路器的分闸时间。

测量时应注意：

(1) 选择质量较好的开关,要求操作灵活、接触良好、三相同时性好。若以一只单相开关控制一只接触器(或中间继电器)来代替三相开关 SA1,效果会更好。

(2) 若用电秒表计时,其型式较多,试验前必须弄清它的接线和动作原理,以免错接、错测。

(3) 手动复归的周期积算器(或电秒表)的零位不准,最好通电使指针转动,以断电时所停的任意位置作为起始值,并使 3 次操作测量的读数在仪器上累积,以累积的时间数除以 3 作为测量结果,并进行比较。

(4) 断路器的分、合闸线圈,均只允许短时通电、试验时要保证断路器动作后能立即切断电源。

(5) 动作时间的测量,就在环境温度 $10 \sim 30^{\circ}\text{C}$ 、额定操作电压(气压或液压)的条件下进行。

(三) 用电磁录波器测量断路器动作特性

本方法典型接线如图 3-1-10 所示。基本测量原理是用一个行程记录器(或某类传感器)将断路器导电杆(或提升杆)的机械运动转变为电气脉冲,送入示波器振子。再利用录波图上电气脉冲的变化时间,换算出相应的速度值。如果将断口上的电气脉冲送入示波器振子,则就能在录波图上换算出时间值和同期差值。

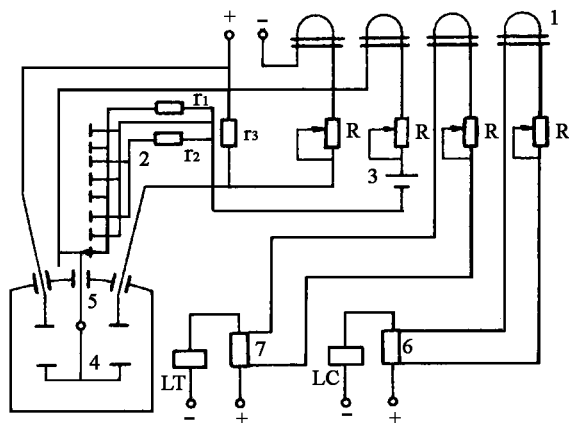


图 3-1-10 电磁录波器测量动作特性典型接线图

1—示波器振子 2—行程记录器 3—电池组 4—提升杯；

5—联动铁杆 6—合闸回路分流器 7—分闸回路分流器 R、r—限流电阻

(四) 用数字式毫秒表测量断路器动作特性

数字式毫秒表是由脉冲发生器、十进制脉冲计数器和辅助电路所组成。脉冲发生器

每秒钟能产生 10000 个脉冲,计数器每收到一个脉冲信号(0.1ms)就会显示出“数”的大小,其数值完全取决于被设触点处于“接通”或“断开”状态的持续时间。因此,数字式毫秒表可以很简便地与断路器的断口串接起来,直接显示分、合闸时间。如与专用的测量板配合,也可以测量断路器的分、合闸速度。

此专用测量板为一块镶有金属片 A、B 的绝缘板,滑动触头直接或间接地与触头的运动杆相连。触头在 A、B 两个位置间的平均运动速度就等于线段 AB 长度与时间显示数字之比。

(五)用 EST-III 型高压开关测试仪测量断路器动作特性

该仪器是一个以微处理为核心的开关状态量采集处理系统,它能在开关一次分、合闸过程中,测出各断口的固有分、合闸时间,同相不同步(多断口开关)、相间不同步时间;刚分、刚合速度、分闸、分闸最大速度,总行程及动触头运动 $v-t$ 曲线。操作简单、明了,特别适用于新型高速断路器的特性试验。

(六)分析判断

断路器交接时和大修后的动作特性参数一般应符合厂家的规定。除厂家另有规定外, SF_6 和空气断路器的分、合闸同期性应满足下列要求:

- 相间合闸不同期时间不大于 5ms;
- 相间分闸不同期时间不大于 3ms;
- 同相各断口间合闸不同期时间不大于 3ms;
- 同相各断口间分闸不同期时间不大于 2ms。

四、操作机构的检验

(一)直流电阻的测量

断路器操作机构中的合闸接触器线圈、合闸电磁铁线圈和分闸电磁铁线圈,宜用电桥法测量其直流电阻值,并记下线圈是串联还是并联。

测量结果应符合制造厂规定。

(二)操作机构最低动作电压的测定

断路器操作机构的最低动作电压,是指断路器动作时合闸接触器线圈和分闸电磁铁线圈端头上的电压值,而合闸电磁铁线圈因动作电流很大,一般不要求进行测量。

为了保证断路器在各种状态下都能可靠动作,需对操作机构的最低动作电压进行测定,其值应符合表 3-1-8 的规定。

表 3-1-8 操作机构的最低动作电压

部件名称	最低操作电压(占额定电压的百分数)	
	不小于	不大于
分闸电磁铁	30	65
合闸接触器	30	80(65)

注 括号内数字适用于能自动重合闸的断路器。

表 3-1-8 中对操作机构的最低动作电压还规定了下限值,这是当操作回路绝缘不良造成接地故障时,以防断路器误动作之用。另外,为了避免合闸接触器因灭弧性能不良而使其触头“粘住”或串入指示灯后会在线圈上有一定压降,希望其返回力矩尽量大一些,故接触器的起动电压最好接近上限值。

测量分闸电磁铁线圈的最低动作电压时,为了节省时间和减少断路器的动作次数,可先在断路器分闸状态下测量吸动衔铁时的最低电压,然后合上断路器作正式分闸试验。因合闸后分闸机构已挂上钩,使断路器分闸的电磁力比仅仅吸动衔铁时略大,故应调整可变电阻 R(见图 3-1-11 所示)将电压稍稍提高,直至断路器刚能分闸,此时电压即为分闸线圈的最低动作电压。试验中应以冲击电源所测的数据为准,并在断路器分闸后将操作回路中的常开辅助接点(QF1、QF2)短接,在电流流过分闸线圈时读取电压读数,读数时要快,读数后立刻断开电源。

合闸接触器线圈的动作电压试验,应在断开合闸电路熔丝的条件下进行,接线如图 3-1-11 所示。

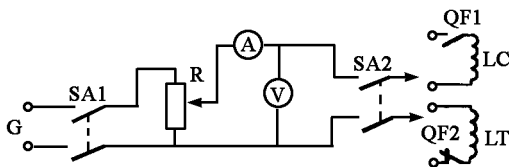


图 3-1-11 操作机构最低动作电压试验接线图

G—操作电源;R—可变电阻;LT—分闸电磁铁线圈;LC—合闸接触器线圈;QF1、QF2—断路器辅助接点;SA1、SA2—单相刀闸

(三)检查操作机构的动作情况

检查断路器操作机构动作情况的目的是主要在额定操作电压或高于和低于额定操作电压的条件下,检验操作回路的接线是否正确,分、合闸是否正常,电源的容量是否足够,馈电电缆截面是否合适,机械传动部分是否灵活可靠等。检查的项目和操作次数如表 3-1-9 所示。

表 3-1-9 断路器操作机构的动作情况、检查项目及操作次数

操作类别	操作电源母线电压 (额定电压的百分数)	操作次数	
		交接、大修时	小修时
合 闸	115	2	—
	100	2	1~2
	90(80)	2	1
分 闸	100	2	1~2
	80	2	1~2

注 括号内数字适用于装有自动重合闸装置的断路器。

检查时应注意：

(1)应用远方操作装置或结合继电保护的模拟试验同时进行。

(2)表 3-1-9 所示额定电压下的分、合闸操作必须进行,对于高于和低于额定电压下的操作,则在有条件时才进行。

(3)对电动合闸操作机构的动作情况进行检查时,要求合闸电磁铁线圈端头上的电压,不应低于制造厂所允许的最低电压值。

(4)断路器进行远方操作时,应有专人在断路器旁观察其动作情况,以便在出现异常时能及时采取措施。

第四节 断路器的检修

高压断路器的类型多种多样,检修工艺也各有特点,由于受篇幅所限,本节仅以 35kV 以下的油断路器为主,简介 DW8-35 型和 SN10-10 型油断路器的检修工艺。

一、断路器的检修类型

(一)大修

大修的周期一般为 2~3 年进行一次。新投入的断路器运行一年后,需进行全面的解体检查和调整。

大修项目：

(1)本体的分解；

(2)灭弧部分、导电部分、绝缘部分的解体和检修；

- (3) 控制、传动部分的解体和检修；
- (4) 操动机构的解体和检修；
- (5) 其他附件的解体和检修；
- (6) 组装调试；
- (7) 整体清扫、除锈刷漆；
- (8) 现场清理、移交检修记录或大修报告。

(二) 小修

小修是在不解体断路器的情况下,对断路器进行详细的检查、清扫和局部修理的工作,一般规定为一年一次。

小修项目:

- (1) 消除运行中发现的一般缺陷；
- (2) 检查和清扫引线连接处有否过热或螺栓松动的情况；
- (3) 检查和清扫瓷质部件及密封部分；
- (4) 对切除过故障的断路器进行抽导电杆检查(导电杆严重烧伤应改为大修)；
- (5) 清扫和检查传动机构各部件螺钉的紧固情况；
- (6) 用手动和电动分闸各两次,检查操动机构的动作情况。

(三) 临时性检修

根据断路器安装地点的短路容量来决定临时性检修:当断路器装设地点的实际短路容量为断路器额定断流容量的80%以上时,则应在切除故障2~4次后进行解体检修;当实际短路容量为断路器额定断流容量的50%以下时,切除8~10次后才进行解体检修。其检修项目根据具体情况决定。

二、DW8-35型多油断路的检修

(一) 断路器本体分解

断路器本体分解参见图3-1-12,说明如下。

1. 落下油箱。检查油箱的升降机构完好后,将钢丝绳套在同相油箱两侧滑轮上,用升降机构绞紧钢丝绳,松開箱盖上四个固定螺杆,慢慢将油箱落下。
2. 拆卸灭弧室。将断路器分闸,从静触头座上拧出灭弧室的玻璃钢筒,使其落到导电横梁上,再将横梁转动45°,取下灭弧室。
3. 拆卸静触头座。松开静触头座与电容套管芯(导电杆)连接的四个螺钉,即可取下静触头座。

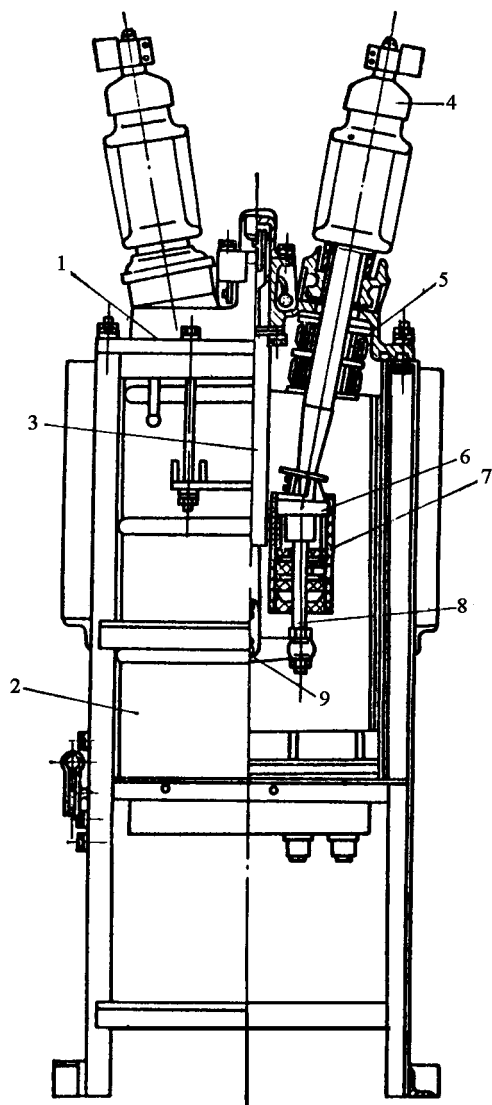


图 3-1-12 DW8-35 型多断路器的外形图

- 1—油箱盖 2—油箱 3—提升机构；
4—电容套管 5—电流互感器 6—静触头 7—灭弧室 8—动触杆 9—横梁

4. 拆卸动触杆。拆卸前测量动触头露出横梁的高度，松开横梁上固定动触杆上螺母的顶丝，然后松下螺母即可将动触杆从横梁上拧下。

5. 拆卸电流互感器。拧下电流互感器底部的四个螺钉，即可将它从套管上落下（一般不拆卸，发现变流比或绝缘有问题时才拆卸）。

6. 拆卸电容套管。一般不需拆卸，只有当发现其绝缘不良、套管开裂、受潮等现象时才拆卸。拆卸前需测量套管芯上端的同相间和线间距离，然后松开套管法兰与箱盖固定的四个螺钉，将电容套管从箱盖上抽出。

(二) 灭弧室的解体检修

1. 解体。灭弧室的解体方法是：自上而下取出隔弧片与衬环，在取第二块衬环之前先取出定位销。

2. 检修。将取出的隔弧片、衬环连同玻璃钢筒一起放在变压器油中洗净。若隔弧片有烧黑现象，可用细砂布或小刮刀处理，然后用清洁的变压器油擦洗干净。隔弧片如有裂纹或中心孔烧坏，当孔大至 $\phi 36\text{mm}$ 时（正常为 $\phi 34\text{mm}$ ）应更换。

3. 组装。将拆卸下来的绝缘筒、隔弧片清洗完毕以后，即可按解体相反的顺序进行组装。注意在装第二块隔弧片之前，先装入定位销（由里向外装）。

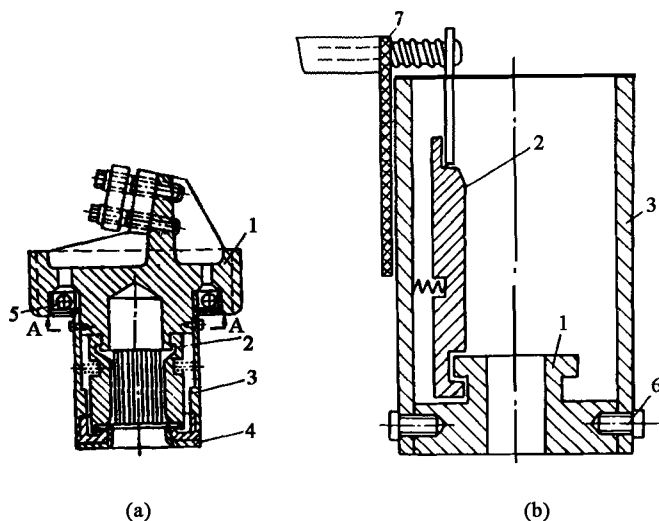


图 3-1-13 静触头及其组装

1—触头座 2—触指 3—铜套；

4—保护环 5—逆止阀 6—螺钉 7—固定工具

(三) 静触头的检修

DW8-35 型断路器的每个静触头由 12 瓣梅花触指 2、一个黄铜铸的触头座 1、铜套 3、铜钨合金保护环 4、逆止阀 5 组成，参见图 3-1-13(a)。逆止阀的钢球在正常情况时下落，使灭弧室里的油与油箱里的油相通，加强了油的循环，降低了静触头的温度；在断开电弧时逆止阀关闭，保证灭弧室内有一定的压力。

1. 解体。用动触头或专用工具插入静触头，拧下保护环。松开铜套与触头座固定的四个螺钉，取下铜套，这时即可取下弹簧及触指。

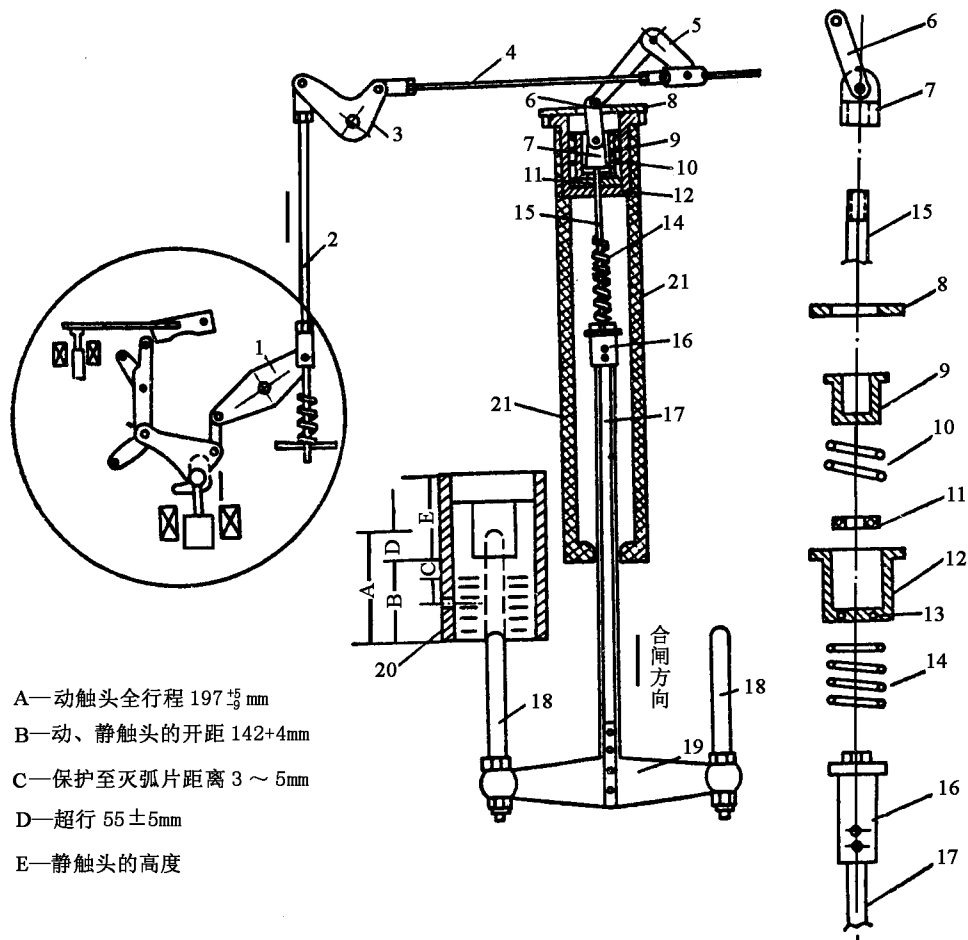
2. 检修。检查静触指与保护环有否烧伤现象，如有轻微烧伤，可用锉刀或砂布修平。对于镀银触指如有轻微烧伤，则用布蘸气油擦净。如果触指的烧伤面达 30% 以上，而且深度 0.5mm 或保护环孔径由 34mm 烧大至 37mm 时，应更换新的触指。

3. 静触头的组装。如图 3-1-13(b) 所示，将铜套用螺钉固定在静触头座上。放入

第一片静触指及弹簧,用专用工具将其固定(每个专用工具可固定两片触指)。12片触指装好后,用动触杆插入中心孔,去掉固定触指的专用工具,调整各触指间隙,拧入铜钨合金保护环,抽出动触杆,最后在铜钨合金环与铜套接缝处,沿圆周均匀地冲上洋冲眼以防滑动。

(四) 动触杆的检修

动触杆的检修见图 3-1-14。



- A—动触头全行程 197 ± 0.5 mm
- B—动、静触头的开距 142 ± 4 mm
- C—保护至灭弧片距离 $3 \sim 5$ mm
- D—超行 55 ± 5 mm
- E—静触头的高度

图 3-1-14 传动系统图(分闸位置)

- 1—操动机构的杠杆 2—垂直拉杠 3—分、合闸箱内杠杆;
- 4—水平拉杠 5—拐臂 6—连板 7—上接头 8—盖板 9—缓冲器内套;10—弹簧;
- 11—橡皮垫圈;12—缓冲器外铁套;13—滚珠;14—分闸弹簧;15—钢提升杆;
- 16—下接头;17—绝缘提升杆;18—动触杆;19—横梁 20—灭弧室 21—绝缘导向管

1. 动触杆与动触头的检修。检查导电杆(紫铜管)是否有弯曲变形或有明显的沟槽,严重者应更换,检查动触头从顶端起 60mm 内应表面光洁,检查动触头铜钨合金部分的

烧伤情况,进行修理或更换(烧伤面 1/3 以上,深度达 1~2mm 时应更换);检查铜钨头是否松动,若有松动,先松开中心螺钉,拧紧铜钨头后再拧紧中心螺钉锁紧。

2. 组装。动触杆旋入横梁时应与横梁保持垂直,并以提升杆为中心对称,两动触杆中心距离为 270mm,动触杆露出横梁的高度应与拆卸前所测的尺寸相同。

(五) 电容套管的检修

首先进行外观检查,如有明显损伤(如绝缘胶有裂纹、气泡等现象)应更换;如无明显损伤可以进行介质损失角测量,不合格时用下述方法进行处理。

1. 卸下套管上部的螺母、垫圈、铝罩、铝盖橡皮垫,使绝缘胶敞露出来。将套管立于烘房内,以不大于 10℃/h 的升温速度逐步加温至 $105 \pm 5^\circ\text{C}$,在此程度下焙烘 72h,然后使烘房温度以不大于 10℃/h 的速度逐渐降至 60℃以下,取出套管,待冷却至室温后进行介质损失角测量。

2. 按上法处理后介质损失角仍不合格时,可将其套管下端斜面绝缘漆膜用刀刮去,并用砂纸擦光。然后倒立于专用架上,底部放一干净的盛胶桶,加热后使绝缘胶流入桶内。再次推入烘房,仍按上述升温速度升至 $105 \pm 5^\circ\text{C}$,干燥 48h 后再测。如还不合格时,则必须进行真空处理,即在真空炉内预烘 8h,然后抽真空再焙烘 48h(真空度不低于 74-0mmHg)。

3. 经处理合格后的套管,必须进行灌胶。将电容套管放在 70~100℃烘房内预热 4h,胶的温度保持在 130~140℃,灌胶过程要一次完成,胶面距离瓷套的上端面 25mm。灌完胶后再将套管推入烘房,在 75~80℃的温度下焙烘 4h,让胶中气体逸出,气泡消失,形成光滑的绝缘胶面。如烘干后胶面上仍有斑点和气泡,可用喷灯加热除之,并趁热上好帽盖。绝缘胶采用 SYB1664-60Z 沥青胶煮制而成(煮胶时,温度达到 140℃后煮 3~4h,并每隔 10min 搅拌 3min,将胶内杂质除尽)。

(六) 提升机构的检修

提升机构如图 6-27 所示,它的连板 6 悬挂在拐臂 5 上,提升杆由钢提升杆 15 和绝缘提升杆 17 两部分组成。绝缘导向管 21 装在油箱盖下面,内有缓冲器和分闸弹簧 14。导向管防止提升杆在分、合过程中晃动。缓冲器吸收分闸过程的剩余能量,以减小冲击力。分闸弹簧用来加速触头分闸过程,并可以调节触头的分闸速度。

1. 拆卸与解体。提升机构应处在分闸位置,向反时针方向转动横梁,使钢提升杆与上接头脱开(记下钢提升杆拧入上接头的深度),松开缓冲器上部与箱盖固定的四个螺钉即可卸下提升机构。

2. 检修。检查弹簧有无变形。滚球有无磨损、钢提升杆螺纹是否良好、绝缘提升杆与导向管表面漆膜是否完整、绝缘是否合格。视严重程度决定检修或更换。

3. 组装。按拆卸的相反顺序进行组装,组装后检查应无卡涩现象,并测出合闸时分闸弹簧的尺寸应为 96mm(亦可从外部测量导向管尾端面至横梁的距离为 206mm 来保

证)。组装时要保证绝缘导向管与油箱盖垂直,导向杆应与横梁垂直。

(七)断路器整体组装

断路器各部件检修完毕以后,按本体分解的相反程序重新组装。组装时应注意:在电容套管装入油箱盖时要调整好套管芯上端面同相间和线间距离(与拆卸前的尺寸相同);在静触头座组装时,应尽量将其上端面靠住电容套管芯的下端面,并使静触头能垂直于地面,而且同相两静触头中心距离应保持 270mm;在安装灭弧室时,先将横梁转动 45°角,把灭弧室套在动触头上,再转回原位置,把灭弧室的玻璃钢筒拧在静触座上,拧入时要注意横吹口应朝着椭圆油箱的长轴方向,并对着油箱外侧,最后用专用工具拧紧灭弧室底部隔板。

(八)检修后的调整

1. 检查和调整电容套管、提升杆。三相电容套管应在同一水平线上,倾斜严重时调整套管法兰上的固定螺钉,检查同相中两根动触杆和提升杆是否平行,若不平行,则将提升杆与横梁紧固的螺钉松开,转动横梁使之平行再拧紧螺钉。

2. 检查动静触头是否对准。用手动升降机构将断路器缓慢合闸,当静、动触头即将接触时,调整铝横梁,使之与油箱盖上两套管孔的中心连线平行,检查动、静触头是否对准。若有偏差,可改变电容套管的倾斜度来调整,调整后还需复合一下电容套管之间的尺寸。

3. 调整开断距离、三相不同期性和超行程。调整时断路器应处于分闸位置,先将水平拉杆 4 与杠杆 3 相连,但不要固定死,使其水平拉杆与杠杆都不受力。然后将垂直拉杆 2 连上,在操动机构的杠杆 1 已预先转动 10°角的情况下,将垂直拉杆 2 与操动机构杠杆 1 连上(预先转动 10°角主要是防止超行程过大而顶坏静触头),然后再进行调整。调整步骤是:先调开断距离,再调三相不同期性,最后调超行程。

(1)调整开断距离。开断距离是指动触头的端面与静触头的端面之间的垂直距离。在调开断距离时,水平拉杆应不受力。对于 DW8-35 型油断路器,要求:开断距离 = 142 ± 4mm。

调法:首先用动触杆在横梁中拧紧或拧出来调整(注意动触杆的拧入深度不能小于 20mm);如果相同两侧开断距离偏大或偏小时,还可以转动横梁使钢提升杆从上接点中拧出或拧进来调整(用此法也要注意钢提升杆拧入上接头的深度不能小于 25mm)。

(2)调整触头间不同期性。触头间不同期性是指动、静触头接触时,同相和三相接触不同的情况。

要求:同相触头的不同期性不大于 2mm;

三相触头的不同期性不大于 4mm。

调法:调同相触头的不同期性,主要是调动触杆在横梁中的升降,但调整时必须同时考虑到对开断距离的影响。

调三相不同期性,主要是调相间水平拉杆的长短。即水平拉杆缩短则动、静触头提前接触;反之,动、静触头延后接触。其中调第一根(从分合闸传动箱算起)水平拉杆的长短,对三相的同期性均有影响;调第二根则对后两相有影响;调第三根仅对最后一相有影响。此调整过程对开断距离没有影响。

(3)调超行程。超行程为断路器合闸时,动触头插入静触头中的深度,对于 DW8-35 型:

要求 超行程 = 55 ± 5 mm。

调法:用手动升降机构将断路器缓慢合闸后,用铅笔靠紧触头的端面在动触杆上划一记号。待断路器分闸后用钢板尺量出动触头的端面到铅笔记号的距离,此即超行程。如果此尺寸不合要求时,可以调垂直拉杆和第一根水平拉杆的长短。拉杆缩短,超行程增大;拉杆增长则超行程减小。

4. 用手动升降机构缓慢分、合闸。调整完毕,手动缓慢分、合闸两次,检查传动机构有无卡涩现象。若有轻微卡涩,可调油箱盖上固定电容套管的四个螺钉;卡涩严重时,应卸下灭弧室,重新对动、静触头组装。

三、SN10-10 型少油断路器的检修

(一)断路器本体的检修

断路器本体检修参见图 3-1-15、图 3-1-16,说明如下。

1. 本体拆卸。折下引线,拧开放油阀,拆除传动轴拐臂与绝缘连杆的连接,然后按下列顺序从上至下逐步解体:

(1)拧开顶部四个螺钉,卸下断路器的顶罩。

(2)取下静触头 1 和绝缘套 2(图 3-1-16)。

(3)用专用工具拧开螺纹套 10(图 3-1-15),逐次取出灭弧片。

(4)用套筒扳手拧开绝缘筒 6(图 3-1-15)内的四个螺钉,取下铝压圈 7、绝缘筒 6 和下引线 4。如果断路器下部无异常现象,可不拆卸绝缘筒,而用清洁的变压器油冲洗即可。

(5)取下滚动触头 5(图 3-1-15),拉起导电杆 3,拔去导电杆尾部与连板连接的销子,即可取下导电杆。

(6)若需拆卸油缓冲器,拧下底部三个螺钉即可。

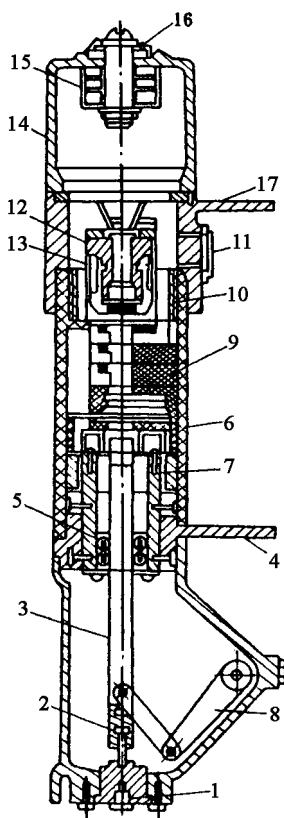


图 3-1-15 油箱剖视图

- 1—放油阀 2—缓冲器 3—导电杆 4—下接线端 5—滚动触头；
 6—绝缘筒 7—铝压圈 8—拐臂 9—灭弧片 10—螺纹套 11—油标 12—静触头；
 13—绝缘套 14—顶罩 15—油气分离器 16—注油孔 17—上接线端

2. 本体的检修。将取出的隔弧片和大小绝缘筒用合格的变压器油清洗干净后,检查有无烧伤、断裂、变形、受潮等情况,对于受潮的部件应进行干燥(放在 $80\sim 90^{\circ}\text{C}$ 的烘箱或变压器油内干燥),在干燥过程中应将零件立放,并经常调换其在烘箱内的位置。

将静触头上的触指和弹簧片拔出,放在汽油中清洗干净,检查触指烧伤情况,轻者用“0—0”号砂纸打光,重者应更换。检查弹簧,如有变形或断裂者应更换。

在触指组装时,应保证母片触指接触良好,导电杆插入后有一定的接触压力。

检查逆止阀钢球动作是否灵活,行程应为 $0.5\sim 1\text{mm}$,滚动触头表面镀银情况是否完好(镀银触头可用布擦,切忌用砂纸打磨)。

检查导电杆表面是否光滑,有无变形、烧伤等情况。从动触头顶端起 $60\sim 100\text{mm}$ 处应保持光洁,不能有任何痕迹。导电杆的铜钨头如有轻度烧伤,可用锉刀或砂纸打光,烧伤严重的应更换。更换后的触头接合处应打三个防松的洋冲眼(不能用虎钳直接夹持导电杆)。

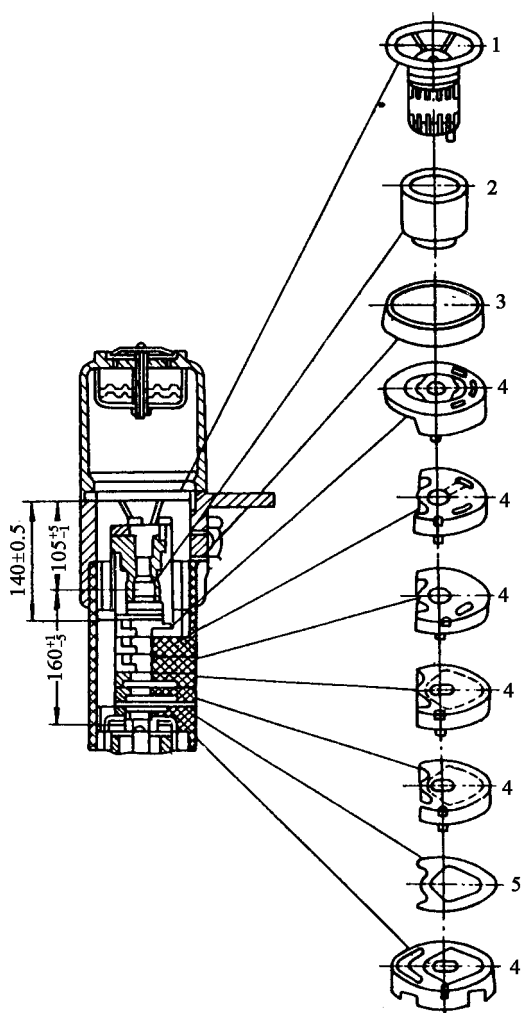


图 3-1-16 灭弧室拆卸程序

1—静触头 2—绝缘套 3—螺纹套 4—灭弧片 5—垫片

检查本体的支持瓷套和支架的套管瓷瓶有无裂纹破损,如有轻微掉块可用环氧树脂修补,严重时更换。

(二)传动机构检修

传动机构如图 3-1-17 所示,现说明如下。

1. 拆开传动机构与操动机构的连接部分,即拆掉传动杆 1 与拐臂 2 的连接销子;然后用手拉动拐臂 2,详细检查传动机构的所有连接处,并注意如下部件的检修:

(1)检查各主轴有无磨损现象和变形,轴承孔眼有无堵塞物。如发现主轴有轻微磨损现象,可用锉刀或砂布打磨光滑,严重者需更换。

(2)检查各传动部件有无卡涩现象,主轴在轴承内能否自由转动。如发现主轴有卡涩现象,可移动支持瓷瓶位置或增减支持瓷瓶与油箱之间的垫片来改变油箱在支架上的

安装位置和垂直度,以消除卡涩现象。注意在移动油箱位置时,必须保持各相油箱间的中心距离为 250 ± 2 mm(SN10-10型)。

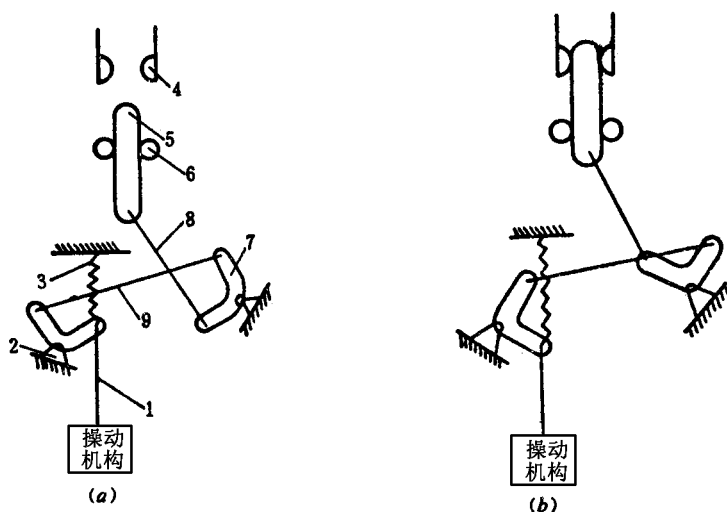


图 3-1-17 传动机构简图

(a) 部件名称; (b) 传动情况

1—传动杆 2—拐臂 3—弹簧;

4—静触头 5—动触头 7—拐臂 8—连杆 9—连杆,

(3) 传动机构的非运动部分应涂以防锈漆,运动部分(包括轴、销子、垫片等)应涂以润滑油,各部分轴销应连接牢固,各开口销、垫片应齐全完整。

2. 仔细检查分闸弹簧有无缺陷,各匝间距离是否均匀。一般检查不应取下弹簧,也不能随便松动它,只有当分闸速度不合格时才进行调整。如调整无效,说明弹簧已失效,则应更换。

3. 检查传动拐臂转动油封处是否渗油,各处密封垫圈是否齐全完好。

(三) 断路器本体的组装

组装前将油箱用合格的变压器油冲洗干净。检查油位指示器。传动拐臂的转动油封、放油阀等处的密封情况,更换各处的密封圈,然后按拆卸相反的顺序组装。组装时应注意:隔弧片的组合顺序和方向如图 3-1-15 所示,灭弧室内横吹口要畅通,横吹口的方向为引出线的反方向,装静触头之前应检查触头架上是否有密封、触头座内是否有逆止阀。装顶罩时,B相顶罩排气孔的方向与引出线方向相反,A、C两相的顶罩排气孔与B相的相差 45° 角。

本体组装完毕后,将传动拉杆与拐臂连接,手动试验几次,以检验连接是否正确。

(四) 组装后的调整

1. 调整灭弧片上端面至上引线座上端面的距离,其要求为 140 ± 0.5 mm,这可由调

整隔弧片之间的垫片来达到。

2. 调整动触头合闸位置的高度。动触头上端面至上引线座上端面的距离要求为 $105 \pm 5\text{mm}$,这样才能满足超行程的需要。它可由调主轴至机构室拐臂的绝缘连杆 9 的长短来达到 ,也可由调主轴到操动机构的传动拉杆 1 的长短来达到。连杆调短就可使上述尺寸减少 ,超行程增大 ;而连杆调长则使上述尺寸增加 ,超行程减小。传动情况参见图 3-1-17。

3. 调整导电杆的行程。要求总行程为 160^{+1}_-5mm ,不合格时可调传动拉杆 1 和连杆 9 的长短来达到 ,也可用增减分闸限位器的铁片和橡皮垫片数来达到 ,调后则不影响超行程。

4. 调不同期性。三相分闸不同期性要求不大于 2mm ,不合格时可由改变各相绝缘连杆的长短来达到。调连杆时注意保持动触头端面至上引线座上端面的距离为 105^{+5}_-1mm 。一般情况下。如果保证了 105^{+5}_-1 的尺寸不超过 $\pm 2\text{mm}$ 的误差 ,也可以不测三相分闸不同期性。

5. 调整合闸弹簧缓冲器。在断路器处于合闸位置时 ,拐臂的终端滚子打在缓冲器上距极限位置还应留有 $2 \sim 4\text{mm}$ 的间隙。

6. 调整动、静触头的同心度。将静触间座安装在油箱上部凸台上 ,暂不拧紧螺栓。手动合闸几次 ,用动触头向上插入静触头使静触头稍作移动 ,达到自动调节同心的目的。

第五节 断路器的运行维护

由于断路器在电网安全运行中占有很重要的地位 ,为使断路器能始终处于完好状态 ,巡视检查工作非常重要 ,特别是对容易造成事故的部分(如操动机构、瓷套 ,油位 ,压力表等)的巡回检查 ,大部分缺陷是可以及时被发现和处理的。所以运行中的巡视、检查、监视和维护等工作是十分重要的。

一、断路器的正常巡视检查

(一)目测检查

1. 油位检查

(1)油断路器中油位应正常 ,油应在油位表上、下限油位监视线中。油具有灭弧和绝缘的作用 ,若油位过高 ,缓冲空间减少 ,可造成在切断故障电路时由于电弧与油作用分解出大量气体 ,产生压力过高而发生喷油 ,甚至由于缓冲空间减小 ,断路器油箱发生变形或

爆炸事故,若油位过低,由于空气中的潮气进入油箱,使部件乃至灭弧室露在空间,可造成绝缘受潮事故,或由于油量少,在开断故障电路时产生气体压力过低,使灭弧困难,电弧烧坏触头和灭弧室,甚至电弧冲击油面,高温分解出来的可燃气体混入空气,引起氢气爆炸。

油位检查中,应注意对油断路器防止可能产生“假油位”现象。这可从长期运行中“油位不变”、油色陈旧等作相对判别。

(2) 液压机构应检查油箱中的油位线在刻度线范围内,高压油的油压应在允许范围内。如果缺油或看不见油位,有可能油泵起动后,由于缺油而把空气压到高压油回路中,如果发生这种情况,由于油泵内有空气存在,起不到泵的作用,压力建不起来,同时由于高压油中有大量的空气存在,将造成断路器动作特性不稳定,影响断路器技术性能,甚至造成事故。

2. 油色的检查

油断路器的油色检查虽不能直接准确地判断断路器中油质是否合格,但可简便粗略地判别油质变化的优劣程度。经验表明,根据运行中油的颜色、透明度、气味能初步确定油质的优劣,参见表 3-1-10。

表 3-1-10 绝缘油质优劣比较

新油、合格油	淡黄	透明	略有火油味
劣质油	棕褐色	浑浊	有酸味、有焦味

3. 检查应无渗漏油

为保证油断路器安全可靠的运行,运行中的油断路器应无渗漏油。渗漏油,一则使设备和环境油污,影响美观;二则渗油严重时,使断路器油位降低,油量不足,将影响开断容量。因此,凡发现有渗漏油现象,尤其渗漏严重时,应及时汇报处理。油断路器渗漏油部位主要在:用密封垫接合处、主轴油封处、油位表处及放油阀处。此外,对 10kV 断路器由于多次操作或切断故障,在上帽处有轻微的油迹,不能说明渗漏,其产生的原因是动触杆动作后通过油气分离器而泄出,故障时,由于油分解成气体排出时带出少量的油气,这种情况可结合停电进行清理。对于液压机构各高、低压接头,活塞杆及工作缸应无渗漏油。如有渗漏油则有两种情况:一是内渗,用眼睛看不见的;另一种为外渗,可直接观察。如发现外渗,可分析渗漏原因,进行处理。若高压油路渗油,则在高压油路未放压前,严禁扳紧螺丝处理,必须放压后进行处理。

4. 表计检查

(1) 液压机构上都装有压力表,额定工作压力应符合制造厂的规定,检查活塞杆行程及微动开关位置应正常。若机构频繁起泵,而又看不出什么地方渗漏时,说明内渗,即高

压油渗漏到低压油内。这种情况下的处理:一是断路器停电处理;二是采取措施后带电处理。因此,巡视检查时,看压力表的指示值,在折算到当时的环境温度是否在标准范围内。如压力低,则说明漏氮气;如压力高,则是高压油窜入到氮气中。

运行中液压机构压力表指示值上升,说明油进入到氮气中,由于电机停泵靠活塞杆位置带动微动开关,因此运行中微动开关不会变动位置。而油进入氮气中,使原氮气空间的位置被油占据,引起压力升高。一般发现压力升高时,随着机构运行时间越长,油流到氮气中越多(因为氮气与油的密封圈损坏,运行中高压油侧的压强大于氮气侧的压强),这种压力的升高,会使断路器的速度增加,不仅对灭弧不利,而且使断路器机械部件承受不了,很可能导致断路器动作时损坏,因此凡发现这种现象时应及时处理。另一种(如CY—4)机构,运行中不会使压力升高,因为这种结构的油和气隔开的活塞中间有一通向大气的孔,如密封圈有损坏,油和气会流动到机构箱内。所以凡发现储压筒活塞杆下部的孔向下流油或漏气时,应及时检修处理。

(2)对于 SF_6 断路器应每班定时记录 SF_6 气体压力和温度,对照“压力温度”曲线进行比较,其表计指示数值折算到当时的环境温度下的数值应在标准范围内。如压力降低,在同一温度下两次表压力读数差值超过规定值,则说明有漏气现象,应及时检查并汇报工段(区)处理。如进入 SF_6 开关室,应开启通风机一般不少于15min。当 SF_6 密度继电器报警时,不得进入该开关室,如果工作人员进入须戴防毒面具、手套和穿防护衣。

5. 瓷套检查

检查断路器的瓷套应清洁、无裂纹、无破损和放电痕迹。

6. 真空断路器的检查

真空断路器应检查真空灭弧室无异常,玻璃泡应清晰,屏蔽罩内颜色应无变化,在分闸时弧光呈蓝色为正常。

7. 断路器导电回路和机构部分

检查导电回路应良好。软铜片连接部分应无断片、断股现象。与断路器连接的接头接触应良好,无过热现象。机构部分检查紧固应紧固,开口销应完整、开口。转动、传动部分应有润滑油,断路器分、合位置指示器应正确,与实际运行工况相符。

8. 操动机构的检查

操动机构的作用是用来使断路器进行分闸、合闸,并保持断路器在合闸状态。由于操动机构的性能在很大程度上决定了断路器的性能及质量优劣。因此,对于断路器来说,操动机构是非常重要的。由于断路器动作是靠操动机构来实现的,操动机构又是容易发生故障,因此巡视检查中,必须引起重视。其主要检查项目有以下几项。

(1)正常运行时,断路器操动机构动作应良好,断路器分、合闸位置与机构指示器及红、绿指示灯状态相符。

(2)机构箱门开启灵活,关闭密封良好。

(3) 操动机构应清洁、完整、无锈蚀, 连杆、弹簧、拉杆等亦应完整, 紧急分闸机构应完好灵活。

(4) 端子箱内二次线的端子排完好, 无受潮、锈蚀、发霉等现象产生, 电缆孔洞应用耐火材料封堵严密。

(5) 液压机构的检查项目:

① 每天记录油泵起动次数。若断路器未进行分、合闸操作, 在 24h 内如发生油泵起动, 则可能高压油路渗油, 应及时处理。

② 电加热器应能正常工作, 符合环境温度规定值进行投、切。

(6) 弹簧机构的检查项目:

① 当断路器在合闸运行时, 储能电动机的电源刀闸, 熔丝应在投入位置;

② 当断路器在分闸备用状态时, 分闸连杆应复归, 分闸锁扣到位, 合闸弹簧应在储能位置;

③ 检查储能电动机, 行程开关触头应无卡住和变形, 分、合闸线圈应无冒烟或异味;

④ 防凝露加热器应良好。

(7) 辅助开关触点应光滑平整, 位置正确。

(二) 耳听判断检查项目

(1) 瓷套应无污损产生的放电声。

(2) 断路器引线应无接触不良引起的放电声。

(3) 油断路器内部应无“吱吱”放电声或油的翻滚声。

(4) SF₆ 断路器及管道应无气体泄漏声和振动声, 管道夹头应正常。若有异状应及时汇报并处理。

(三) 鼻嗅判别项目

(1) 检查分、合闸线圈, 接触器, 电机应无焦臭味, 或因放电而产生的臭氧味, 如嗅到上述味道, 则必须进行全部详细检查, 消除隐患。

(2) SF₆ 断路器各部件与管道连接处应无漏气异味。若有异味应及时汇报并处理。

二、断路器特殊巡视检查

(1) 在系统或线路发生事故使断路器跳闸后, 值班员应立即记录故障发生时间, 何种继电保护动作, 停止音响信号。为判别断路器本身有无故障, 须对有关的断路器进行下列检查:

① 检查油断路器应无喷油现象, 油位应正常, 油色应无发黑;

② 检查断路器各油箱应无变形和漏油现象;

③ 检查断路器各部分应无松动、损坏, 绝缘子应无裂纹等异常现象, 断路器的分、合闸位置指示正确, 符合当时实际工况;

- ④检查液压机构压力表指示应正常；
- ⑤检查各引线接头应无过热，示温蜡片应无熔化现象。

(2)在线路故障跳闸实行强送电后，无论成功与否，均应对断路器外观进行仔细检查。

(3)高温季节、高峰负载时的检查：高峰负载时，如负载电流接近或超过断路器额定电流时，应检查断路器导电回路各发热部分应无过热变色。如负载电流比断路器额定电流小得多，重点检查断路器引线接头与连接部位应无过热。

(4)户外式断路器天气突变的检查：

①气温骤降时，检查油断路器油位应正常，液压机构和 SF₆ 断路器压力指示仪表应在标准范围之内，根据环境温度与现场规定值，应及时投入加热装置，检查连接导线应不过紧等；

②气温骤增时，检查油断路器油位应不过高，并及时调整油位，液压机构和 SF₆ 断路器压力指示仪表应在标准范围之内；

③下雪天应检查户外断路器各接头处应无过热溶雪冒气现象；

④浓雾天气应检查瓷套无严重放电闪络现象；

⑤雷雨大风天气和雷击后，应检查瓷瓶有无闪络痕迹，户外断路器上应无杂物，防雨帽应完整，导线应无断脱和松动现象。

(5)新设备投运后，应在 72h 内缩短巡视检查周期，且夜间闭灯巡视，以后转为正常巡视。

(6)运行中的 SF₆ 断路器应定期测量 SF₆ 气体的含水量，新装或大修后，每 3 个月测量一次，待含水量稳定后可每年测量一次。灭弧室气室含水量应小于 300ppm(体积比)，其它气室应小于 500ppm(体积比)。下列情况应投入加热驱潮装置：

- ①在梅雨凝露季节；
- ②当相对湿度大于 80% 及以上时，或雨后 24h 内；
- ③室外温度低于 10℃ 及以下时。

三、SF₆ 全封闭式组合电器的运行管理

SF₆ 全封闭组合电器(简称 GIS)是以 SF₆ 气体等优良的绝缘和灭弧介质充入金属外壳内的封闭式新型成套高压电器。由于户外气候条件差，目前国外 380kV 及以下 GIS 大多为户内式。按结构分类有：分相组合式、母线三相共箱式和其余三相分箱式，现发展为“三相共箱式”已广泛采用，即变电所除了变压器外，所有一次设备(如隔离开关、接地隔离开关、断路器、互感器、母线避雷器、电缆头等)都装在充有 SF₆ 气体的封闭金属外壳内，并保持一定压力。

GIS 的配电装置的气体系统，由 SF₆ 全封闭电器、辅助设备(如真空泵、压缩机、储气

罐、过滤器等) 监视仪表、信号装置等组成。这样,使变电所设备结构为之一新。

(一) GIS 的特点

(1) 大量节省变电所的占地和空间(可用 $\frac{10}{U_N}$ 估计,其中 U_N 为额定电压),如 110kV 装置约占 10%(与敞开式布置比较),220kV 约占 5%,由于 SF_6 气体灭弧能力相当同等条件下空气灭弧能力的 100 倍,绝缘能力超过空气的 2 倍,断路器的开断能力强,断口数几乎减少一半,且断口电压可做得较高,组合在一起的电器体积大为缩小。

(2) 运行安全可靠,电气设备装在封闭的金属外壳内,不受外界和气象影响,不会发生短路接地、人员触电伤亡,且无着火、爆炸危险。正常运行检查、维护工作量少,环境整洁。

(3) 电气性能良好,检修周期长,维护方便。一般周期可达 10 年或开断额定容量 15 次以上,或操作断开额定电流 1500 次后才检修,由于漏气量少(1%/年)且用过滤器保持干燥,故 SF_6 气体系统使用 5 年后,才需补充漏耗的少量气体。过滤器可使用 10 年。

(4) 由于金属外壳接地屏蔽作用,能消除噪声、静电感应和无线电干扰,有利于工作人员安全和健康。

(5) 需要专门的 SF_6 气体系统和压力监视装置,对 SF_6 气体的纯度(要求大于 99.8%) 水分都有严格的要求。对 GIS 的密封结构、元件材料性能装配工艺要求都很高。因为 SF_6 气体受电场均匀程度、电弧影响大,若泄漏物与空气中氧、水分和电弧作用,很快分解出低氟化物(HF)、氟氧化硫(SO_2F_2)、四氟化硫(SF_4)和五氟化硫二聚物(S_2F_{10})等能与人体和材料产生剧毒物,危害极大,因此必须要有检漏措施。同时,采用过滤器(通过活性氧化铝或活性炭)加以吸附。虽然 SF_6 电器运行中在国内外尚未发生中毒事故,但是必须采取“以防为主”的安全措施。

(6) 金属消耗量大,造价高,但随着电压等级增加,造价将下降。

(二) 220kV 变电所 GIS 主要技术参数及性能

(1) 额定电压:110~220kV。

(2) 额定电流:1250~4000A。

(3) 额定开断电流:31.5~50kA。

(4) SF_6 额定气压(20℃时表压)0.45~0.6MPa,闭锁压力(20℃时表压)0.4~0.5MPa。

(5) 漏气率:小于 1%。

(6) 操动机构:多配用气动式或液压力式。

(三) GIS 配电装置正常运行操作、巡视检查及维护注意事项

(1) 进入 GIS 配电装置巡视,必须两人(不得单独巡视)且应先开启通风设备换气,确保通风良好(将可能漏出的 SF_6 气体排出净化处理),检查分、合闸指示位置应正确,符合

实际运行工况。

(2)检查 SF₆ 气体压力指示应正常,将压力读数根据气温变化,按照“压力—温度”曲线,在同一温度下,若相邻两次读数差值达 0.01~0.03 MPa(表压力)时,说明该气室间隔漏气,应注意监视和检查,并报告工段(区)处理。

(3)GIS 在运行中 SF₆ 气体含水量应定期测量,新安装或大修后,每 3 个月测量一次,待含水量稳定后,可每年测量一次,灭弧室的含水量应小于 300 MPa(体积比),其它气室的应小于 500 MPa(体积比)。

(4)在巡视中发现 SF₆ 气体表压力下降,若有异响,严重异味,发现眼、口、鼻有刺激症状,应尽快离开。若因操作或工作不能离开时,则应戴防毒面具、防护手套等安全用具,并立即报告调度和工段(区)采取措施。

(5)若手动操动 GIS 接地隔离开关时,应戴绝缘手套,穿绝缘靴,且与设备外壳保持一定距离,防止外壳可能引起麻电(以免 GIS 内部故障等产生一定的接触电压等)。同时,在操作过程中,其他人员应停止在外壳上工作,离开设备到操作结束为止。

(6)压缩空气气动操作系统压力指示应正常,每班应检查一次,如由于操作或管道系统漏气,则空压机自行起补气,以维持规定的操作压力;若无操作,管道不漏气时,空压机不起动,但值班人员仍应按现场规定对空压机进行定期起补检查,以保持设备处于良好状态。空压机出口的排污阀工作状态应良好,空压机停机时均应排污一次。

(7)其它设备(如主变压器、所用电、其它断路器电气设备)检查要求均同于一般变电所。

(四)GIS 的异常及处理方法

(1)当 SF₆ 气体检漏仪发生报警时,进入该间隔的人员应力求从“上风”接近设备检查,且不宜蹲下,以防中毒、窒息事故。因为 SF₆ 气体无色、无味、不燃、无毒,在常温常压下是空气重的 5 倍,沉在空气下层,附在地面,防止上述由于 SF₆ 气体漏出后,与其它物质产生的剧毒物混在气体中,使人体中毒。

(2)运行中若 SF₆ 气体压力下降发出警报时,值班人员应到现场检查,必须补气。如漏气严重发出“闭锁信号”或 SF₆ 气压突然降到零时,应立即将断路器改为非自动(拉开其控制电源),并报告调度和工段(区),进行停用处理。

(3)如发现明显漏气异响、异味,在对 SF₆ 气体作漏气处理后,一般需对漏气间隔外壳内 SF₆ 气体做一次含水量测定。因为有漏气,空气中的水分子就可能渗入 SF₆ 封闭容器外壳内,据此以便判别和处理。

(4)当 SF₆ 气体下降达报警时,应及时补气。为检验其电气绝缘性能,必要时可进行工频交流耐压试验,110kV 设备断口对地加电压 94kV/5min 相间加电压 142kV/5min 不击穿为合格,表示断口能达到技术性能要求。

(5) GIS 的操动机构异常处理 :SF₆ 断路器及 GIS 的操动机构可配用液压式或压缩空气机构 ,但不能用 SF₆ 气体进行操作。因 SF₆ 气体使用压力不能太高 ,容易液化 ,在 20℃ 时表压力为 $2.02 \times 10^6 \text{ Pa}$ (即 20 大气压)时早变成液体。

对压缩空气机构如管道漏气、压力下降、空压机起动频繁等 ,则应及时报告工段(区)检查处理。

四、断路器故障的停用处理

当检查发现下列情况之一时 ,应立即报告调度 ,申请转移负载 ,停用故障断路器或用上一级断路器并断开连接该断路器的电源。

- (1) 多油断路器套管接地或有严重放电、瓷套爆炸。
- (2) 油断路器冒烟、起火。
- (3) 油断路器内部有爆裂放电声。
- (4) 油断路器严重漏油 ,不见油位。
- (5) SF₆ 断路器严重漏气发出操作闭锁信号时。
- (6) 液压机构严重泄漏 ,压力突然下降到零时。
- (7) 真空断路器出现真空损坏的“ 滋滋 ”声。
- (8) 断路器端子与连接线连接处过热放电熔化时。

五、高压断路器事故处理

由于断路器和配用的机构种类繁多 ,结构各不相同 ,操作功的能源不同 ,操动机构就不同 ,限于篇幅 ,不能把每种断路器及其操动机构一一叙述。这里只能阐述常用断路器的常见故障 ,着重叙述运行中发生的异常和故障处理 ,大多数故障是由操动机构和断路器控制回路的元件故障而发生的。因此 ,必须掌握各类操动机构(电磁式、液压式、弹簧式)的断路器控制回路图 ,联系现场实际就容易进行判断与处理。断路器本体异常往往有渗漏油引起缺油等。

(一) 断路器拒绝合闸的处理

发生“ 拒合 ”情况 ,基本上是在合闸操作和重合闸过程中 ,拒合的原因主要有两方面 ,一是电气方面故障 ,二是机械方面故障。寻找断路器拒合的原因及处理方法 ,一般可分为以下三步。

第一步 ,用控制开关再重新合闸一次 ,目的检查上一次拒合闸是否因操作不当引起的。

第二步 检查拒合原因与故障部位是否由电气回路一般故障引起 ,其方法如下 :

检查合闸控制回路 ,如绿灯亮 ,可将控制开关扳至“ 合闸 ”位置 ,如绿灯闪光 ,合闸电流表指示剧增 ,合闸铁芯动作 ,但仍不能合闸时 ,说明是机械性故障。若合闸铁芯不动

作,则表示是合闸回路不通的电气故障。

若绿灯不亮(灯泡如良好),则应检查合闸控制电源是否正常,合闸控制熔丝是否断开,合闸熔断器接触是否良好。合闸接触器触点是否正常(如电磁机构);对于液压机构、弹簧机构应检查合闸线圈带电与否等电气回路断开或接触不良故障。

第三步,如果电气回路正常,断路器仍不能合闸,则说明机械方面故障。当一时不能排除时,应汇报调度,必要时可以旁路断路器代送电。同时报告工段(区),将拒合断路器停用,待检查处理。

1. 电气方面故障

电气方面故障可能有以下几方面。

(1)若合闸操作前,绿灯指示灯不亮,应检查指示灯泡和灯具是否良好,或控制回路是否断开及操作电压是否过低。

(2)如合闸操作前绿灯亮,不能合闸,则应检查合闸控制回路是否断开(或防跳继电器常闭触点接触不良,或控制开关触点未接通)。

(3)当操作合闸后,红灯不亮,绿灯闪光,且事故喇叭响,说明操作手柄位置和断路器位置不对应,断路器未合上,其主要原因如下:

①合闸回路熔断器的熔丝熔断或接触不良;

②合闸接触器未动作;

③合闸线圈发生故障。

(4)当操作断路器合闸后,绿灯熄灭,红灯亮,但瞬间红灯又灭,绿灯闪光,事故喇叭响,说明断路器合上后又自动跳闸,其原因可能是断路器合在故障线路上造成保护动作跳闸。

(5)操作手柄返回过早。

(6)合闸操作时,断路器出现“跳跃”现象,多属断路器由于多次分、合闸动作使常闭辅助触点打开过早,但有时合闸次数多,合闸线圈过热,也会产生“跳跃”现象,或防跳继电器常闭触点粘通所致。

(7)SF₆断路器气体压力过低,密度继电器闭锁了操作回路。

2. 机械方面故障

(1)传动机构连杆松动脱落。

(2)合闸铁芯卡涩。

(3)断路器分闸后机构未复归到预合位置。

(4)跳闸机构脱扣。

(5)液压机构压力低于规定值,合闸回路被闭锁。如压力降为零时,应先对断路器机构采取“防慢分”措施和进行停用处理,禁止人为起动油泵打压。

(6)液压机构合闸电磁铁动作电压太高,使一级合闸阀打不开。

(7) 弹簧操动机构合闸弹簧未储能,或未储足(检查牵引杆位置),或分闸连杆未复归,分闸锁扣未钩住。

(8) 分闸四连杆机构调整未越过死点,而不能保持合闸。

(9) 机构卡死,连接部分轴销脱落,使机构空合。

(二) 断路器运行中发生拒绝跳闸的处理

运行中断路器的“拒跳”对系统安全运行威胁很大,一旦某一单元发生故障,断路器拒动,将会造成上一级断路器跳闸,称“越级跳闸”,甚至有时会造成系统解列,扩大事故范围。因此,“拒跳”比“拒合”带来的危害性更大。对“拒跳”断路器的判别处理方法如下。

1. 断路器拒跳特征

根据保护动作信号掉牌、位置指示灯、表计指示值变化等事故现象,判定属断路器“拒跳”事故其特征为。

(1) 表计指示明显变化,电流表值剧增,电压表值大为降低,功率表指示晃动。

(2) 继电保护动作,光字牌亮,信号掉牌,显示某种保护动作,确定该断路器“拒跳”引起越级跳闸时,则应立即用控制开关拉开故障线路断路器。合上越级跳闸的断路器,再报告调度。

(3) 主变压器发出大负载沉重嗡嗡异常响声,表示故障断路器仍处在合闸位置(即“拒跳”)。

2. 断路器拒跳处理

对运行中断路器“拒跳”故障引起主变压器过载处理情况有以下两点。

(1) 当尚未判明具体故障断路器之前,若主变压器电源低压侧电压显著降低,电源断路器电流表值碰足,则故障在低压侧(如35kV),应先拉开主变压器低压侧断路器,以防烧坏主变压器。

(2) 对“拒跳”断路器的寻找。若查明(低压如35kV侧)各分路断路器继电保护未动作(可能保护同时拒掉牌),逐一试合上各分路的断路器送电,如又再重复上述“拒跳”现象,则判明刚合上该分路断路器即为“拒跳”故障断路器,应立即手动拉开,停用检查处理,同时报告调度,将该分路是否倒闸改用旁路(或母联)断路器代送电,若中压侧110kV线路断路器发生故障“拒跳”,则处理方法类似。

3. 断路器拒跳的原因及处理

对运行中断路器“拒跳”原因的分析及故障的查找处理方法是应先查明是继电保护拒动及具体原因,还是断路器及操动机构本身拒动原因,再判别是电气回路(元件)故障,还是机械性故障。对简单的电气故障(如回路中熔断器接触不良,熔丝熔断,触点接触不良等造成控制回路断开)除能迅速排除外,对其它一时难以处理的电曳或机械性故障,均应汇报工段(区),停用并进行如下检查处理:

(1)对“拒跳”断路器如能用控制开关分闸,且操作前红灯亮,表示跳闸回路完好,一般属继电保护拒动。这时应检查电流互感器二次是否开路、或保护接线是否错误,或整定值不当,或保护回路断线,保护连接片接触不良,跳闸继电器有故障或电压回路断线等。此外,需通过保护动作试验(见第五章第十一节三、保护拒动原因)。

(2)如用控制开关分闸仍“拒跳”且操作前红灯不亮,当灯泡、灯具良好时,跳闸铁芯不动,表示跳闸回路故障。此时可能原因是:

①跳闸电源的电压过低;

②控制回路的熔丝熔断,熔断器接触不良,控制开关触点或断路器常开辅助触点接触不良,或跳闸线圈断线、烧坏,使跳闸回路不通;

③若跳闸电源正常,跳闸铁芯动作无力(有卡涩现象),多为机械性故障,可能同时伴有电气故障。

(3)若继电保护动作、信号掉牌,用控制开关分闸时,断路器“拒跳”,操作前红灯亮(跳闸铁芯动作良好),则属机械性故障。

(4)对已投运的断路器,在正常操作控制开关分闸时“拒跳”,若红灯不灭或闪光,而绿灯不亮,表示断路器仍处在合上位置,则可能属机械性故障“拒动”。可按(三)所述拉闸检查。

(5)机械方面“拒动”的原因通常有触头焊接或机械卡住,传动部分(如锁子脱落等)机构失灵,或弹簧机构铁芯卡住,或液压机构分闸阀系统有故障等。

(三)运行中断路器的误跳闸处理

若系统无短路或接地现象,继电保护未动作,断路器自动跳闸,称断路器“误跳”。对“误跳”的判别与处理如下。

1. 误跳的特征

(1)在跳闸前表计指示正常,表示无短路故障。

(2)跳闸后,绿灯连续闪光,红灯熄灭,该断路器回路电流表和有功、无功表指示为零。

2. 误跳原因及处理

(1)若由于人员误碰,误操作,或机构受外力振动,保护盘受外力振动引起自动脱扣的“误跳”。此时对馈线应立即送电,对联络线,应检查线路是否无电压送电,或线路上有电压时,须经并列合闸。

(2)对其它电气或机械性故障,无法立即恢复送电的则应联系调度与有关部门将“误跳”断路器暂停用,待检修处理。

3.“误跳”的检查和析

1. 电气方面故障

(1)保护误动,可能整定值不当,或电流互感器、电压互感器回路故障。

(2)二次回路绝缘不良,直流系统发生两点接地(跳闸回路发生两点接地)。

2. 机械方面故障

(1)合闸维持支架和分闸锁扣维持不住造成跳闸。

(2)液压机构中分闸一级阀和逆止阀处,由于密封不良渗漏油,此时由合闸保持孔供油到二级阀上端以维持断路器在合闸位置。当渗漏的油量超过补充油量,在二级阀上下两端造成压强不同,当二级阀上部的压力小于下部的压力时,二级阀会自动返回。由于二级阀返回,使工作缸合闸腔内高压油泄掉,因此使断路器跳闸。

(四)断路器的误合闸处理

若断路器未经操作自动合闸,则属“误合”。误合一般按如下判别处理:

1. 经检查未经合闸操作

(1)手柄处于“跳后位置”红灯连续闪光,表明断路器已合闸(即“误合”)。

(2)拉开误合的断路器。

2. 拉开后又误合

对“误合”的断路器如果拉开后断路器又再“误合”,则应取下合闸熔断器,分别检查电气和机械方面的原因,联系调度和有关部门,将断路器停用,待检修处理。

3. 误合原因

“误合”的原因可能有以下几方面:

(1)直流两点接地使合闸控制回路接通。

(2)自动重合闸断路器常开触点误闭合,或其元件某些故障原因,使断路器合闸控制回路接通。

(3)合闸接触器线圈电阻过小、动作电压偏低、直流系统发生瞬间脉冲时,引起断路器误合闸。

(4)弹簧操动机构的储能弹簧锁扣不可靠,在有震动情况下(如断路器跳闸时),锁扣自动解除造成断路器自行合闸。

(五)油断路器的常见故障处理

1. 油断路器油位异常的处理

运行中的油断路器油位应指示正常,油位过低应注油而过高应放油,以调整油位。当漏油使油面看不到时,应视为严重缺陷。这时,应禁止将其断开,立即取下该断路器的操作熔丝,改为非自动状态,以防断路器突然跳闸而造成设备损坏。同时,报告调度和工段(区)。经倒闸方式使它退出运行,作停用、检查和加油处理。油断路器严重缺油的原因主要有以下几方面:

(1)放油阀门胶垫龟裂或关闭不严而致使渗漏油,特别是使用水阀的设备应更换为油阀;

(2)油标玻璃裂纹或破损漏油;

- (3) 修试人员多次放油后未作补充；
- (4) 气温突降且原来油量不足。

2. 油断路器过热的处理

断路器运行中若发现油箱外部颜色异常,且可嗅到焦臭气味,则判断为过热现象。断路器过热会使油位升高,迫使断路器内部缓冲空间缩小,同时由于过热还会使绝缘油变劣,绝缘材料老化,甚至可能弹簧退火等。多油断路器油箱可用手感分析是否过热。对少油断路器可注意观察油位、油色和引线接头处示温片有否熔化等过热特征。值班人员应加强监视,采取降温措施,并报告调度和工段(区),先减小负载,必要时停用检查处理。

造成断路器过热的原因有:过负荷;触头接触电阻超过标准值;导电杆与设备接线卡连接松动;导电回路内电流过渡部件、紧固件松动或氧化,都能导致过热。

3. 油断路器跳闸后,严重喷油、冒烟或油色变黑的处理

(1) 可能原因

油断路器分、合较大短路电流;分、合时间延长、燃弧时间长或故障跳闸重合闸动作失败,断路器存在开断容量不足等缺陷;由于油箱内油位过高,使缓冲空间减小,当断路器切断故障电路时,电弧高温使油分解出大量气体,压力骤增,就会发生喷油、冒烟和油质炭化变黑等现象。

影响断路器开断容量的主要因素有:油箱内油量不足,油内含水份,油质不合要求,灭弧室通气不畅,断路器分闸速度不够,触头熔焊,分闸行程不够等。

(2) 处理方法

值班人员见此现象,应根据继电保护、重合闸动作及信号指示情况,查明故障性质、严重程度、断路器运行中有无缺陷存在等情况,报告调度,采取先倒闸至旁路运行(不得试送或强送电),再汇报工段(区)待故障断路器检查处理好后,才可投运。

(六) SF₆ 断路器和 GIS 漏气的处理

SF₆ 气体对断路器和 GIS 非常重要,正常运行中用气压表等监视其压力是否正常。如果压力过低,将对断路器的灭弧和绝缘性能有直接影响。因此,在 SF₆ 断路器上装有密度继电器监视,当断路器的气体压力下降到一定值时,红、绿灯熄灭,发出“气压闭锁”光字牌示警信号,自动闭锁分、合闸回路,以确保断路器可靠的运行和动作。此时应做到以下几方面。

(1) 值班人员应立即去现场检查,尽量选择“上风”接近设备。若发现 SF₆ 气压突然降至零,应立即将该断路器改为非自动(拉开其控制电源),并报告调度和工段(区),及时采取措施,进行倒闸操作,断开上一级断路器,将该故障断路器停用、检修。

(2) 若运行中 SF₆ 断路器发出“补气信号”,红、绿灯未熄灭,值班人员应检查现场,如确实在补气,压力表已降达“补气值”,但同时漏气严重,应立即报告调度和工段(区),安排停用处理。此时注意,人不应蹲下,须开启排气风扇。若 SF₆ 检漏仪报警时,在 15min

内不准进入开关室。如工作人员进入时,须戴防毒面具、防护手套和穿防护服。

(3)运行中 SF₆ 气室漏气发出“补气信号”,但红、绿灯未熄灭,表示还未到“闭锁压力”,汇报调度。如果系统的原因不能停电时,可在保证安全的情况下(如开启排风扇等)将合格的 SF₆ 气体以补气处理,但必须加强监视,在适当时候,安排检查处理。造成漏气主要原因有:

- ①瓷套与法兰胶合处,胶合不良;
- ②瓷套与胶垫连接处,胶垫老化或位置未放正;
- ③滑动密封处的密封圈损伤,或滑动杆光洁度不够;
- ④管接头处及自封阀处,固定不紧或有脏物;
- ⑤压力表,特别是接头处密封垫被损伤。

(七)真空断路器及其真空度下降等异常处理

真空断路器是利用高真空的高介质强度作绝缘和灭弧。真空断路器灭弧性能良好,几乎不需要检修,寿命较长,具有频繁操作能力,工作可靠,适宜操作高压电动机、电容器组等户内式 6~35kV 的高压电器。触头用铜铬材料,额定电流达 1000~3150A。额定开断电流可达 25~40kA,全容量开断可达 30~50 次,多配用电磁机构或弹簧操动机构,在变电所使用日益增多,目前全国已投运 7 万台左右。真空断路器的灭弧室其真空值必须保证在 1.33×10^{-2} pa 以上,才能可靠的运行,如低于此真空度,则不能灭弧。由于现场测量真空值判别是否合格有一定的困难,因此一般均以工频耐压试验合格为标准。正常巡视检查时应注意屏蔽罩的颜色应无异常变化,特别要注意断路器分闸时的弧光颜色。正常情况下弧光呈微蓝色,若真空度降低后变为橙红色,应及时申请停用检查,更换真空灭弧室。造成真空断路器真空度降低的主要原因有:使用材料、气密情况不良,金属波纹管密封质量不良,在调试过程中,行程超过波纹管的范围,或超程过大、受冲击力太大造成。

此外,检查超行程减少(就是检查触头的磨损量),当磨损量累计超过规定值(4mm)时,应更换真空灭弧室。

(八)操动机构常见异常、故障的处理

1. 断路器分、合闸线圈冒烟

断路器配用电磁式或弹簧式操动机构,其分、合闸线圈由于进行分、合闸操作或继电保护,自动装置动作后,出现分、合闸线圈严重过热、有焦味、冒烟,可能是分、合闸线圈长时间带电所造成的。

(1)合闸线圈烧毁的原因

- ①合闸接触器本身卡涩或触点粘连。
- ②操作把手的合闸触点断不开。
- ③重合闸辅助触点粘连。
- ④防跳跃闭锁继电器失灵,或常闭触点粘连。

⑤断路器的常闭辅助触点打不开,或合闸中机械原因铁芯卡住。

为了防止合闸线圈通电时间过长,在合闸操作中发现合闸接触器“保持”,应迅速拉开操作电源熔丝,或拉开合闸电源(可就近在直流盘上拉一下总电源)。但不得用手直接拉开合闸熔断器,以防合闸电弧伤人。

(2)分闸线圈烧坏的主要原因

①分闸传动时间过长,分、合闸次数多(包括重合闸失败再跳闸)。

②断路器分闸后,机构的常开辅助触点打不开,或机械原因分闸铁芯卡住,使分闸线圈长时间带电。

2. 弹簧机构运行中的异常及处理

(1)在断路器合闸后瞬间,“弹簧未压紧”光字牌示警瞬时变亮然后熄灭,应查明原因。若常亮或熄灭后又亮,则应迅速切断交流合闸电源,然后查明原因。如熔丝不正常,应设法消除,再予以储能。若无法消除和储能,又要求立即送电,或储能电动机损坏时,均可手动储能将断路器合闸。但合闸后,还应再一次手动储能,供投入重合闸需要。

(2)手动储能前,应拉开储能电源隔离开关或熔丝,储能完毕,应将手柄取下,报告工段(区)检查处理。

(3)断路器在合闸过程中如出现“拒合”(绿灯未闪光、弹簧未释放)时,应立即拉开操作电源,防止合闸线圈长期通电而烧坏。

(4)当弹簧机构出现储能终了,合闸锁扣滑扣而空合时,将使弹簧再一次储能,甚至连续储能现象,则应立即拉开电动机电源隔离开关,检查原因。

(5)断路器在进行维修前,应先拉开储能电源隔离开关,然后进行一次“合-分”操作。将合闸弹簧释能,以保证工作安全(应在断路器冷备用或检修状态下进行释能)。

3. 液压机构运行中异常处理

(1)当发出“油压异常”信号,应立即检查,停止油泵打压。发现电触点压力过高,危及安全运行时,必要时可先打开高压放油阀放油,使液压降至额定值。若无法恢复时,应汇报调度和工段(区)待处理。

(2)若油泵频繁起动时间过长,应检查漏油部位予以排除,严重漏油要停电处理。不能停电时,须采取液压机构“防慢分”措施,并汇报调度与工段(区)。

(3)运行中发生“压力异常”或“分闸闭锁”或“合闸闭锁”光字牌亮,应立即检查机构箱内储压缸活塞杆位置及油压表指示值,并报告调度与工段(区),同时做以下处理。

①活塞杆在低位置时,应检查是否漏油,油泵起动回路是否正常或油泵本身是否有故障;

②活塞杆在高位置时,油压指示值降低,则说明贮压筒漏气,使压力降低,需停电处理;

③若某些原因使液压失压至零,应先拉开油泵电源隔离开关,查明原因。

第二章 互感器

第一节 互感器概述

一、电压互感器

(一) 概述

1. 功能与原理

电压互感器又称仪用变压器(亦称 PT),是一种电压变换装置。它将高电压变为低电压并在相位上与原来保持一定关系的仪顺。从工作原理讲,互感器与降压变压器都是将高电压降为低电压,但由于用途不同,故在工作状态方面将有所区别。

电压互感器与变压器在原理上的区别是:电压互感器的特点是容量小,一般只有几十或几百伏安。其负荷通常很微小,而且恒定。所以电压互感器一次侧可视为一个恒压源,它基本上不受二次负荷的影响。而变压器则不同,它的一次电压受二次负荷的影响较大。此外,由于接在电压互感器二次侧的负荷都是测量仪表和继电器的电压线圈,它们的阻抗很大,因而二次电流很小。在正常运行时,互感器总是处于像变压器那样的空载状态,二次电压基本上等于二次感应电动势,所以电压互感器能用来准确测量电压。利用这一特性,电压互感器的用途就是把高压按一定的比例缩小,使低压线圈能够准确地反映高压量值的变化,以解决高压测量的困难。同时,由于它可靠地隔离了高电压,从而保证了测量人员和仪表及保护装置的安全。此外电压互感器的二次电压均匀为100V,这样可以使仪表及继电器标准化,而变压器则根据用途不同有多种规格。为了使电压互感器所允许的误差不超过规定值,必须限制其磁化电流。因此,其铁心要用较好的硅钢片来制造,而应取较低的磁通密度,一般取 $B \leq 0.6 \sim 0.8 \text{T}$ (特斯拉)。而一般变

压器的铁心磁密均在 1.4T 以上。

电压互感器二次侧必须有一点接地,这是属于保护接地,其目的是为了保证人身和设备安全。电压互感器一、二次侧都必须装 RN2 或 RN4 熔断器;高压侧装熔断器的作用,是为了保证系统的正常运行,不受因电压互感器本身内部故障造成的故障而引起系统事故。二次回路装熔断器是为了防止二次回路短路而烧毁互感器。

2. 分类

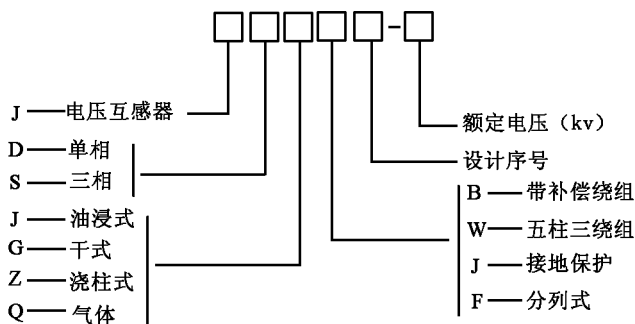
电压互感器可分为干式和油浸式两种形式。又可分为单相及三相、双绕组及三绕组、户内装置及户外装置、高压及低压等类型。一般常用的电压互感器有下列几种:

- (1) JDJ 型 单相双绕组油浸式电压互感器。
- (2) JSJW 型 三相三绕组五铁心柱油浸式电压互感器。
- (3) JDZ 型 单相双绕组树脂浇注绝缘户内用电压互感器。
- (4) JDZJ 型 单相三绕组浇注绝缘户内用电压互感器。
- (5) JDG 型 单相双绕组干式户内电压互感器。
- (6) JDJJ 型 单相三绕组油浸式户外用电压互感器。
- (7) JDG-0.5 单相干式双绕组电压互感器,装于户内。

以上几种电压互感器使用条件是海拔不超过 1000m;周围气温最大变化范围 -30℃ ~ +40℃;普通产品仅使用在相对湿度不大于 85% 的地区。

3. 型号含义

例如:JDZ2—10 表示单相浇注式设计序号为 2,额定电压 10kV 电压互感器。



(二) 技术特性与参数

1. 技术特性

(1) 变比误差(比差) $\Delta U\%$ 与相位角误差(角差) δ

在理想的电压互感器中,励磁电流为零,绕组的阻抗也不计,这时,一次与二次电压比则为它的圈数之比,相位也相同(二次电压向量旋转 180 之后)。但是,在实际的电压互感器中,由于励磁电流的存在以及绕组阻抗的影响,因此,会产生变比误差(比差)和相位角误差(角差)。

①变比误差(比差) $\Delta U\%$ 为

$$\Delta U\% = \frac{KU_2 - U_1}{U_1} \times 100\%$$

式中 K ——电压互感器的额定变压比(U_{1N}/U_{2N})；

U_1 ——电压互感器的一次额定电压；

U ——二次电压实测值。

②相位角误差(角差) δ 电压互感器的相位角误差是指其二次电压向量 u_2 旋转 180° 以后与一次电压向量间的夹角 δ 。并且规定二次电压的向量超前于一次电压向量时,角差 δ 为正,反之则为负。 δ 的单位为分。

(2)电压互感器的准确等级

电压互感器的准确等级(也就是铭牌上标的“误差等级”)通常分为 5 个等级:0.1、0.2、0.5、1、3。0.1 和 0.2 级用于试验室的精密测量;0.5 级和 1 级一般用于发、配电设备的测量和保护;计量电度表应用 0.5 级;3 级用于非精密测量。准确度等级即指电压互感器变比误差的百分比,例如:准确度等级为 0.5 级,则表示该电压互感器在规定电压下的变比误差(比差)为 0.5%。在制造电压互感器时,还将各种准确等级给出最大容量。例如:一台 10kV 电压互感器,其容量在 0.5 级时为 120VA,1 级时为 200VA,3 级时为 480VA,最大容量为 960VA。电压互感器的准确度等级允许误差差值见表 3-2-1。

表 3-2-1 电压互感器的准确等级及允许误差表

准确度等级	最大误差	
	比差(%)	相角差(')
0.1	± 0.1	± 5
0.2	± 0.2	± 10
0.5	± 0.5	± 20
1	± 1	± 40
3	± 3	标准未定

(3)电压互感器的极性

电压互感器有一定的极性,按照规定,电压互感器的一次绕组的首端标为 U_1 ,尾端标为 U_2 ,二次绕组的首端标为 u_1 ,尾端标为 u_2 。在接线中, U_1 与 u_1 以及 U_2 与 u_2 均称为同名端。

假定一次电流 I_1 从首端 U_1 流入,从尾端 U_2 流出时,二次电流是从首端 u_1 流出,从尾端 u_2 流入,这样的极性标志称为减极性(如图 3-2-1)。反之,为加极性。我们使用的电压互感器,一般均为减极性标志。

电压互感器的极性错误,能引起继电保护装置的错误动作或者影响电度计量的正确性,因此,电压与传感器的极性必须检查正确。

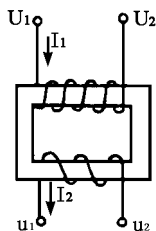


图 3-2-1 电压互感器的极性标志(减极性)

2. 常用电压互感器的技术参数(见表 3-2-2)。

表 3-2-2 常用电压互感器的技术参数

型 号	额定电压/V			额定容量/V A ($\cos\psi = 0.8$)			最大容量 /VA	联结组	重量 /kg
	一次绕组	二次绕组	辅助绕组	0.5 级	1 级	3 级			
JDJ-10	10000	100		80	150	320	640	I, 20	36
JSJB-10	10000	100		120	200	480	960	Yyn0	105
JSJW-10	10000	100	100/3	120	200	480	960	Yyn0(辅助绕组接成开口三角形)	190
JDZ-10	10000	100		60	120	300	500	I, 10	26
	10000	100		80	120	300	500		
	10000	100		80	150	300	500		
	10000	100		80	150	300	500		
JDZ1-10	$10000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$		50	80	200	400		21
JD22-10	10000	100		50	80	200	400		18
JDG-0.5	220	100		25	40	100	200	I, 10	8
JDG1-0.5	380			15	25	50	120		
JDG4-0.5	500						100		

(三) 结构

1. JDJ-10 型电压互感器

本型电压互感器为单相双绕组、油浸户内型,适用于 10kV 及以下电路中,供电压、电能和功率的测量以及继电保护用。用于三相电路时,可用两只互感顺接成 V 形。

本型电压互感器的铁心采用壳式结构,由条形硅钢片叠成。在中间铁心柱上套有两个绕组(一次绕组及二次绕组),二次绕组绕在绝缘纸筒上,一次绕组分段绕在二次绕组外面的胶纸筒上,胶纸筒与二次绕组间没有油道。互感器身利用铁心件固定在箱盖上,箱盖上带有呼吸孔的注油塞。

JDJ-10 型电压互感器的外形如图 3-2-2 所示。

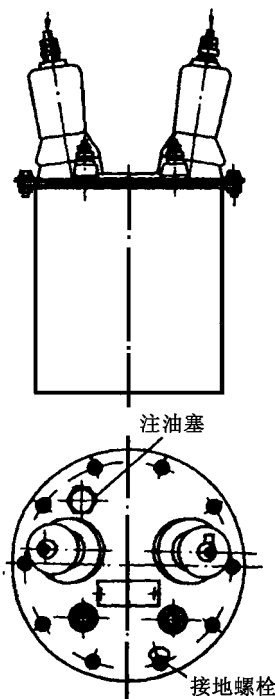


图 3-2-2 JDJ-10 型电压互感器外形图

2. JSJB-10 型电压互感器

本型电压互感器为三相双绕组油浸式户内型,适用于 10kV 及以下线路,供测量电压、电能和功率及继电保护用。

本型电压互感器为三相双绕组油浸式,铁心为内铁式,由 3 个柱组成。电压互感器的三相绕组分别设在 3 个柱上,油箱为圆筒形,瓷套均在箱盖上引出,器身固定在箱盖上,油面距离箱盖内面 10~15mm。

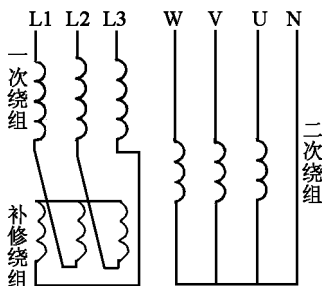


图 3-2-3 JSJB-10 型电压互感器绕组接线

JDJB-10 型是压互感器绕组接线如图 3-2-3 所示。一次绕组接成 Z 形,即以每相绕组与匝数较少的另一相补偿绕组联接,这样接法是为了提高互感器的准确级次,从而

减少互感器的误差,二次绕相接 y_{n0} 型并将中线引出。

JSJB-10 型电压互感器的外形如图 3-2-4 所示。

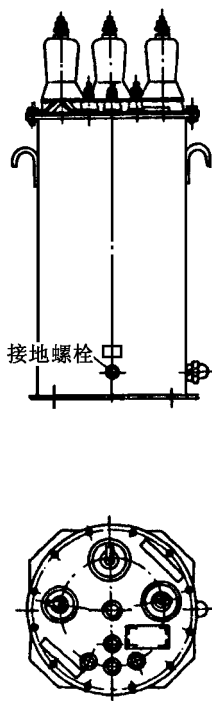


图 3-2-4 JSJB-10 型电压互感器外形图

3. JSJW-10 型电压互感器

本型电压互感器为三相 3 绕组油浸式 5 铁心柱的户内型,适用于 10kV 及以下线路,供测量电压、电能和功率以及用来监察系统各相对地绝缘和继电保护用。

本型电压互感器的铁心采用带有旁铁轭的心式结构,由条形硅钢片叠成,每相有 3 个绕组,即辅助绕组、二次绕组及一次绕组,其接线如图 3-2-5 所示。辅助绕组绕在绝缘纸筒上,外面包以绝缘纸板。再在绝缘纸板的外面绕制二次绕组。最后,将一次绕组分段绕在一次绕组外面的角环上,一次绕组的最外层均放有静电屏,并用纸板和直纹布带扎紧。3 个绕组构成一体,U、V、W 三相共有 3 组绕组分别套在铁心中间的 3 个铁心柱上。

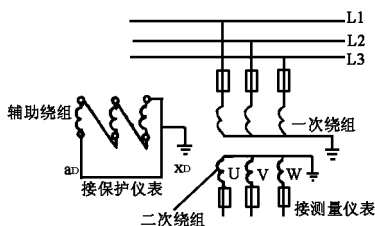


图 3-2-5 JSJW-10 型电压互感器绕组接线

器身是用铁心夹件固定在箱盖上,箱盖上装有高低压出线瓷套、吊攀及带有呼吸孔的注油塞。油桌用钢板焊成,呈圆筒形,箱壁上部焊有吊起整个互感器的吊攀,下部装有接地螺栓和放油塞,箱底由钢板剪成八角形,其上备有 4 个安装孔。

JSJW-10 型电压互感器外形如图 3-2-6 所示。

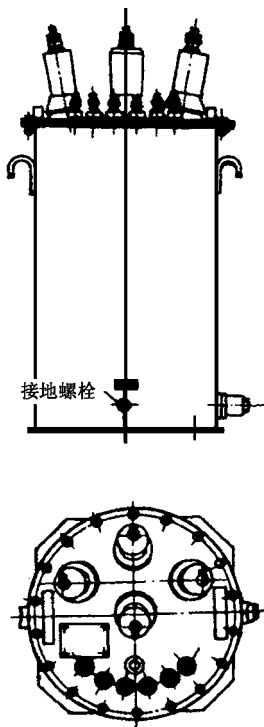


图 3-2-6 JSJW-10 型电压互感器外形图

4. JDZ1-10 型、JDZ1-10 型及 JDZ2-10 型电压互感器

本型电压互感器为单相双绕组浇注式户内型,适用于 10kV 以上线路中,供测量电压、电能和功率以及继电保护、自动装置用。本型电压互感器可代替 JDJ 型及 JSJB 型油浸式电压互感器。

本型电压互感器为半浇注式,体积小,气候适应性强。互感器铁心采用优质冷轧硅钢片卷制成 C 形或叠装成方形,露在空气中,其一次、二次绕相同心地绕在一起,用环氧树脂浇注成形,浇注体固定在金属底板上。

一次绕组的出线端子为 U_1 及 U_2 ,二次绕组的出线端子为 u_1 及 u_2 。环氧树脂浇注体下面涂有半导体漆,并与金属底板、铁心相连,以改善电场的均匀性和电力线的畸变。

本型电压互感器可用于单相及三相线路。当用于三相线路时,可用 2 个互感器接成 V 形,也可用 3 个互感器接成 Y 形,此时二次绕组额定电压为 $100/\sqrt{3}V$ 。

JDZ-10 型和 JDZ2-10 型及 JDZ1-10 型电压互感器外形如图 3-2-7、图 3-2-8 所示。

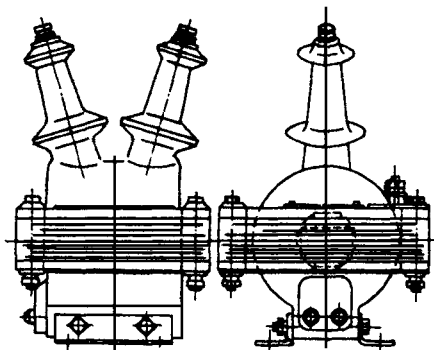


图 3-2-7 JDZ2-10 型和 JDZ-10 型电压互感器外形图

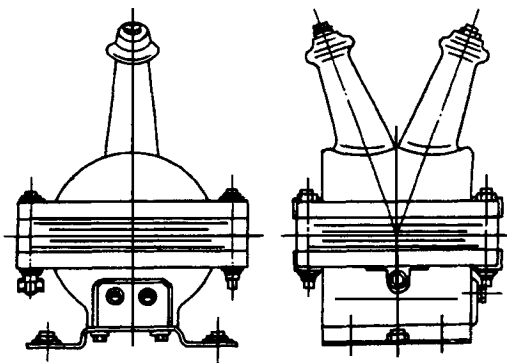


图 3-2-8 JDZ1-10 型电压互感器外形图

5. JDG-0.5、JDG1-0.5、JDG4-0.5 型电压互感器

本型电压互感器为单相双绕组干式户内型,适用于 500V 及以下的线路中,供量电压、电能和功率以及继电保护、自动装置和信号装置用。

JDG-0.5 型铁心为外铁式,用硅钢片叠装而成。JDG1-0.5 和 JDG4-0.5 型铁心为 C 形,一心三柱式结构。在中柱上装设一次及二次绕组,引线分别在铁心两侧引出,联接在接线板上。JDG-0.5 型铁心用扁钢做的夹件夹紧,在夹件上端装有接线板,将夹件下端变成直角作固定之用。JDG1-0.5 和 JDG4-0.5 型铁心是用镀锡铁皮将二片 C 形铁心箍紧且固定在安装板上。本型互感器设有专门接地螺栓,使用时通过底板接地。

JDG-0.5 和 JDG1-0.5 及 JDG4-0.5 型电压互感器外形如图 3-2-9、图 3-2-10 所示。

(四)检查和巡视

电压互感器投入运行前,应按有关试验规程的接交试验项目,进行试验并合格,还应进行以下几项检查。

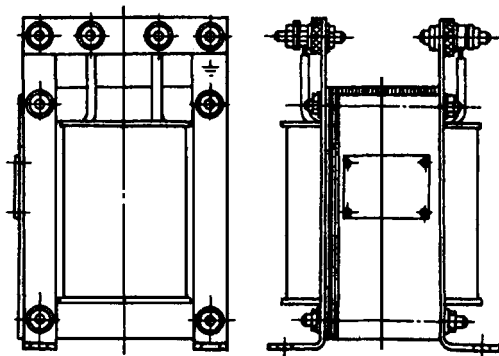


图 3-2-9 JDG-0.5 型电压互感器外形图

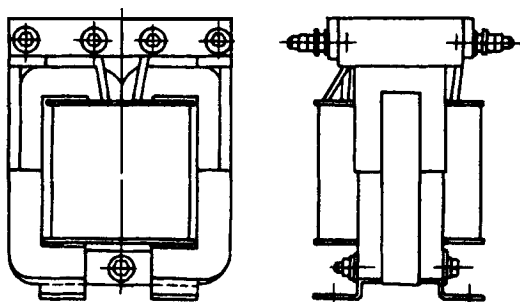


图 3-2-10 JDG1-0.5、JDG4-0.5 型电压互感器外形图

- (1) 充油电压互感器外观应清洁,油量充足,无渗漏现象。
- (2) 瓷套管或其他绝缘介质无裂纹破损。
- (3) 一次侧引线及二次回路各联接部分螺钉应紧固,接触良好。
- (4) 外壳及二次回路一点接地应良好。

运行中的电压互感器,应保持清洁。每一至二年进行一次预防性试验。运行过程中每天至少进行二次巡视检查,主要观察瓷质部分有无破损和放电现象;声音是否正常;油位是否正常;有无渗油现象;观察接至测量仪表、继电保护和自动装置及其回路的熔丝是否完好;电压互感器一、二次熔丝是否完好;表针指示是否正常等。

二、电流互感器

(一) 概述

1. 功能与原理

电流互感器又称仪用变流器(亦称 CT),是一种电流变换装置。它是将高电压大电流转换成低电压小电流的仪器。其工作原理和变压器相似,是利用变压器在短路状态下

电流与匝数成反比的原理制成的。它的一次绕组匝数很少,而二次绕组的匝数很多。电流互感器把高电压大电流按一定的比例缩小为低电压小电流,以供给各种仪表和继电保护装置的电流线圈。这不仅可靠地隔离开高压,保证了人身和装置的安全,而且由于电流互感器的二次额定电流一律为 5A,这就增加了使用的方便,并使仪表和继电器等制造标准化。

电流互感器和变压器在原理上的区别是:

电流互感器在正常运行时,因为二次接地测量仪表和继电器的电流线圈阻抗很小,相当于二次短路,而变压器的低压侧是不允许长期短路运行的。

电流互感器二次电流的大小随一次电流而变化,即一次电流起主导作用。而且一次电流一般不受二次负载大小的影响。而变压器则相反,一次电流的大小是随二次电流的变化而变化,即二次电流起主导作用。

变压器的一次电压决定了铁心中的主磁通,主磁通又决定了二次电势。因此,一次电压不变,二次电势也基本上不变。而电流互感器则不然,当二次回路中的阻抗变化时,也会影响二次电势。在某一固定值的一次电流作用下,感应二次电流的大小决定了二次回路中的阻抗,当二次阻抗大时二次电流小,用于平衡二次电流的一次电流就小,激磁就增多,二次电势也就高。反之二次阻抗小时,感应的二次电流就大,一次电流中用于平衡二次电流的部分就大,激磁就减少,则二次电势也就低。

电流互感器的额定磁密只有 0.08 ~ 0.1T(特斯拉),即一次电流产生的磁通大部分被二次电流平衡掉。如二次开路,一次电流将全部用来激磁,使铁心过饱和,将在二次感应出高电压并使铁心过热。因此,电流互感器二次是不允许开路的,而应压器是不存在上述问题。

对于高压电流互感器,其二次侧绕组应有一点接地,从而确何人身和二次电气设备的安全。应注意的是,电流互感器二次回路只许一点接地而不应再有接地点,若发生两点接地则可能引起分流,使电气测量的误差增大或者影响继电保护装置的正确动作。电流互感器二次回路的接地地点应在端子 K2 处。

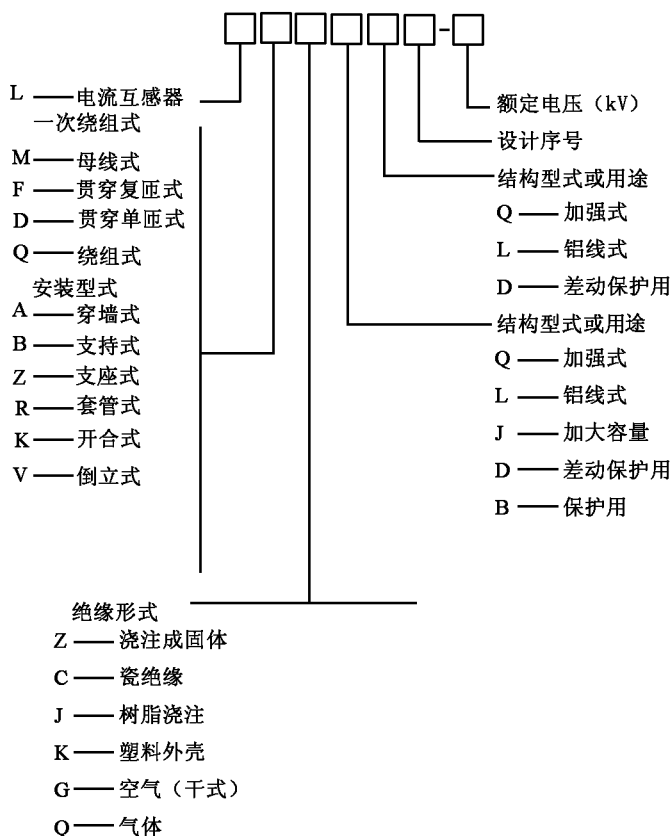
对于低压电流互感器,由于其绝缘裕度大,发生一、二次绕组击穿可能性极小,因此其二次绕组不做接地,也使二次侧系统和计量仪表的绝缘能力提高,减少了由雷击造成的仪表烧毁事故。

2. 分类

电流互感器可分为油浸式和干式 2 种形式,干式又分为浇注式和装入式,还有高压及低压两种类型。一般常用的电流互感器有下列几种:

- (1)LQZ-10 型 户内绕组式
- (2)LOJC-10 型 户内绕组式(差动用)
- (3)LDC-10 型 户内单匝套管式。

- (4) LFC-10 型 户内多匝贯穿瓷绝缘式。
- (5) LA-10 型、LAJ-10 型 户内新型全铝线树脂浇注绝缘式。
- (6) LQG-0.5 型 户内装置绕组式。
- (7) LMAI-0.5 型、LMZJ1-0.5 型 户内母线式树脂浇注绝缘。
- (8) LYM-0.5 型 户内母线式。



3. 型号含义

例如 :LFZDL2-10 表示户内贯穿复匝式浇注绝缘差动保护用 ,全铝线式第二设计序号 10kV 电流互感器。

(二) 技术特性与参数

1. 技术特性

(1) 变比误差 $\Delta I\%$ (比差) 与相位角误差 (角差) δ

在理想的电流互感器中 ,励磁损耗为零 ,由于一次绕组和二次绕组被同一交变磁通所交链 ,则在数值上一次绕组和二次绕组的安培匝数相等 ,并且一次电流和二次电流的相位相同。但是 ,在实际的交流互感器中 ,由于有励磁电流存在 ,所以一次绕组与二次绕组的安培数不相等 ,并且一次电流与二次电流的相位也不相同。因此实际的电流互感器通常有变比误差和相位上的角误差。

①变比误差(比差) $\Delta I\%$:

$$\Delta I\% = \frac{KI_2 - I_1 N}{I_1 N} \times 100\%$$

式中 K——电流互感器的额定变流比(I_{1N}/I_{2N}) ;

I_2 ——二次电流实测值 ;

I_{1N} ——电流互感器的一次额定电流值。

②相位角度误差(角差) δ :

电流互感器的相位角度误差是指二次电流向量旋转 180° 以后,与一次电流向量间的夹角 δ 。并且规定二次电流向量超前于一次电流向量时,角差 δ 为正,反之为负。 δ 的单位为分。

当系统发生故障时,一次电流则急剧增加,电流互感器工作在磁化曲线的非线性部分(即饱和部分),这样比差和角差都将增加。

(2) 电流互感器的准确等级

电流互感器的准确等级(也就是铭牌上所标的“误差等级”),通常分为 5 个等级: 0.2、0.5、1、3、10。即指电流互感器变比误差的百分值。例如准确度等级为 0.5 级,则表示该电流互感器的变化误差(在额定电流时)为 $\pm 0.5\%$,角差为 ± 40 分。当一次电流低于其额定电流时,电流互感器的变化误差及角误差也随着增大,见表 3-2-3。

表 3-2-3 电流互感器的准确等级及允许误差表

一次电流占额定电流的百分数	误 差										
	比差(%)					角差(')					
	准 确 等 级										
	0.2	0.5	1.0	3.0	10	0.1	0.2	0.5	1.0	3.0	10
100	± 0.2	± 0.50	± 1.0	± 3.0	± 10	± 5	± 10	± 40	± 80	-	-
50	± 0.30	± 0.65	± 1.3	± 3.0	± 10	± 6.5	± 13	± 45	± 90	-	-
20	± 0.35	± 0.75	± 1.5	-	-	± 8	± 15	± 50	± 100	-	-
10	± 0.50	± 1.0	± 2.0	-	-	± 10	± 20	± 60	± 120	-	-

由于电流互感器二次侧所接的阻抗(负载)大小,影响电流互感器的准确度等级,所以,电流互感器铭牌中规定的准确度等级均有相对应的容量(伏安数或负载阻抗)。二次侧所带的负载超出规定的容量时,其误差也将超出准确度等级的规定。

(3) 电流互感器的极性

所谓电流互感器的极性就是指它的一次绕组和二次绕组间电流方向的关系。按照规定,电流互感器的一次绕组的首端标为 L_1 ,尾端标为 L_2 ,二次绕组的首端标为 K_1 ,尾端标为 K_2 。在接线中, L_1 和 K_1 称为同极性端, L_2 和 K_2 也称为同极性端。

假定一次电流 I_1 从首端 L_1 流入,从尾端 L_2 流出时,感应的二次电流是从首端 K_1 流出,从尾端 K_2 流入;或者当电流互感器一、二次绕相同时在同极性端子流入电流时,它

们在铁心中产生的磁通方向相同,这样的电流互感器极性标志称为减极性(如图 3-2-11)。反之,将 K1 和 K2 的标志调换位置时,称为加极性。我们使用的电流互感器,除特殊情况外,均采用减极性标志。

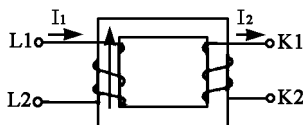


图 3-2-11 电流互感器的极性标志(减极性)

如果电流互感器的极性错误预先没有检查出来,或者在接线时将互感器极性弄错,那么将它用在继电保护回路中,将会引起继电保护装置的误动作,如果用在仪表计量回路中,会影响功率表和电度表的正确测量。

(4) 电流互感器的稳定

所谓稳定,是指当系统发生短路时,电流互感器所能承受因短路电能引起的电动力及热力作用而不致受到损坏的能力。电流互感器的规定,用电动力稳定倍数和热稳定倍数表示。

1 秒热稳定倍数是指当二次负荷为额定值,周围环境温度不超过 +40℃ 时,电流互感器长期工作在额定电流的情况下,持续 1 秒而不致损坏的允许通过的极限电流(有效值),对额定一次电流的比值。

动稳定倍数指电流互感器承受通过其一次线圈的短路电流所产生的机械作用的能力。用其无损伤承受的最大电流(冲击值)和额定电流(幅值)之比值表示。

(5) 电流互感器的 10% 误差曲线(也称 10% 倍数曲线) 电流互感器的 10% 误差曲线,是当变比误差在 10% 时,一次电流倍数 $m = \frac{I_1}{I_{1N}}$ 与二次额定负载 (Z_N) 的关系曲线。不同类型,不同变比的 10% 误差曲线,可以从设备型录或试验中找出。10% 变比误差有另一种表达方式,所谓变比误差 (ΔI) 是电流互感器的额定变比 K'_m 减去实测电流比 K_m ,再除以 K_m ,即:

$$\Delta I = \frac{k'_m - k_m}{k_m} \times 100\% = 10\%$$

电流互感器的二次电流是随着一次电流的大小而变化的。当一次电流 I_1 较小时,二次电流 I_2 随着 I_1 按直线关系变化(见图 3-2-12 中曲线 1), I_1 增加时, I_2 也随着增加。因为电流互感器的二次感应电动势 $E_2 = I_2(Z_2 + Z_N)$, 其中 Z_2 为电流互感器二次绕组的阻抗, Z_N 为负载阻抗。因此, I_2 的增大势必引起 E_2 的增加,同时也引起交变磁通 ϕ 的增加。可见交变磁通也是随着 I_1 而增减的。

当 I_1 和 ϕ 增加到一空数值时,电流互感器的铁心将达到饱和,一次电流 I_1 中有相当

数量的电流变为励磁电流。励磁电流的逐渐增加,铁心的饱和使得 I_2 与 I_1 的关系变得非线性,如图 3-2-12 中曲线 2。

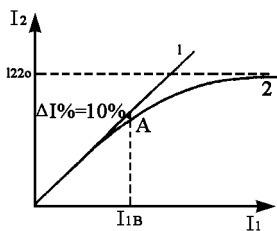


图 3-1-12 电流互感器二次电流与一次电流之间的关系曲线

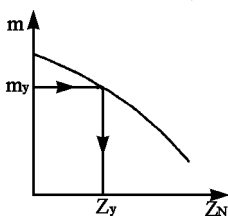


图 3-2-13 电流互感器 10% 误差曲线

当 I_1 增加到 I_{1B} (饱和电流值)时,电流互感器变比误差 $\Delta I\% = 10\%$,此时电流互感器工作在磁化曲线 2 的弯曲点 A 上,与 A 点相应的 I_{1B} 称为电流互感器的饱和电流。

变比误差超过 10%,对继电器的正确动作有影响。因此继电保护在整定时电流互感器的 10% 误差曲线是必须考虑的条件。根据 10% 误差曲线确定了二次负载,如图 3-2-13 所示。若二次负载大于允许阻抗 Z_y 时,该电流互感器将不能使用,它影响了保护装置的动作正确与可靠。

(6) 最大二次电流倍数

是指当二次电流不断增加时(但仍在动稳定电流的限度内),在带有额定二次负载下,所达到的二次电流值和其额定值的比(此时铁心实际上已饱和)。

(7) 容量

电流互感器的容量是指它允许的负荷功率 S_2 (即伏安数)。除了用伏安数表示之外,也可以用二次负载的欧姆值 Z_2 来表示。其欧姆值就是互感器整个二次串联回路的阻抗值。由 $S_2 = I_2^2 Z_2$,又因 I_2 是定值,因此两者之间可以互相换算。

2.10kV 常用电流互感器的技术参数

见表 3-2-4。

表 3-2-4 10kV 电流互感器的技术参数

型 号	额定一次电 流/A	准确 级次	额定二次负 荷($\cos\psi = 0.8$) Ω	10% 倍数	最大二次电流倍数 (在额定二次负荷时)	短路稳定倍数	
						一秒热稳 定倍数	动稳定倍 数
LQJ-10	5~200	0.5	0.4	6	25	95	225
LQJC-10	300	0.5	0.4	6	26	75	160
LA-10	5~200	3	0.6	10	12	90	160
	500	3	0.6	10	12	60	110
	1000	3	0.6	10	11.9	50	90
LFZ1-10	5~200	0.5	0.4			90	160
LFZJ1-10	20~200	0.5	0.8			90	160
LFZ2-10	5~200	0.5	0.4			120	210
LFZL2-10	300,400	3	0.6	10		80	160
LFZD2-10	300,400	0.5	0.8			80	160
LMZ-10	300~ 1000	0.5	0.4				
	300~ 1000						
LMZJ1-10	1500 2000 3000	0.5 0.5	1.6 2.4				

3.0.5kV 常用电流互感器的技术参数见表 3-2-5 及表 3-2-6。

表 3-2-6 0.5kV 常用电流互感器的技术参数(二)

型 号	额定一次电流/A	额定二次 电流/A	额定二次负荷($\cos\psi = 0.8$) Ω			10% 倍数	一秒 热稳 定倍 数	动稳 定倍 数	最大 二次 电 流 倍 数
			0.5 级	1 级	3 级				
LYM-0.5	750	5	0.8	0.8	0.8	6	70	-	13
	1000					10	70	-	16
	1500					14	70	-	19
	2000					18	70	-	23
	3000					20	70	-	27
	5000					10	70	-	14
	10000					3	90	-	9
LQG-0.5	5,10,15,20, 30,40,50,75, 100	5	0.5	0.6	6	50	70~100		
LQG1-0.5	150,200,300, 400,600,750, 800								
LQG2-0.5									

表 3-2-5 0.5kV 常用电流互感器的技术参数(一)

型 号	额定 一次 电流/A	额定 二次 电流/A	穿孔尺 寸/mm	可以穿过 的铝母线 尺寸宽×高/mm	额定二次负荷 ($\cos\psi = 0.8$) Ω			一次安匝	不同额定 一次电流 的一次匝数
					0.5 级	1 级	3 级		
LMZ ₁ -0.5	5, 10, 15, 30, 50, 75, 150	5	φ30	25×3	0.2	0.3	-	150	5A(30匝), 10A(15匝), 15A(10匝), 30A(5匝), 50A(3匝), 75A(2匝), 150A(1匝)
	20, 40, 100, 200	5	φ30	25×4				200	200A(10匝), 40A(5匝), 100A(2匝), 200A(1匝)
	300	5	φ35	30×4				300	1匝
	400	5	φ45	40×5				400	1匝
LMZ ₁ -0.5	5, 10, 15, 20, 30, 50, 75, 100, 150, 300	5	φ35	30×4	0.4	0.6	-	300匝	5A(60匝), 10A(30匝), 15A(20匝), 20A(15匝), 30A(10匝), 50A(6匝), 75A(4匝), 100A(3匝), 150A(2匝), 300A(1匝)
	40, 200, 400	5	φ45	40×5				400	40A(10匝), 200A(2匝), 400A(1匝)
	500, 600	5	53×9	40×5				500 600	1匝
	800	5	63×12	60×8				800	1匝
	1000, 1200, 1500	5	100× 50	2× (80×8)	0.8	1.2	2	1000, 1200, 1500	1匝
	2000, 3000	5	140× 70	2× (120×10)				2000, 3000	1匝

(三) 结构

1. JQJ-10、LQJC-10 型电流互感器

本型电流互感器为浇注绝缘户内型。适用于 10kV 及以下的线路中,供电流、电能和功率的测量以及继电保护用。

本型电流互感器为环氧树脂混合胶浇注而成,以其作主绝缘,将一次绕组和部分二次绕组用树脂混合胶浇注成一个整体组件,另一部分二次绕组及铁心外露,铁心由条形硅钢片叠装而成,一次绕组引出线在顶部,二次接线端子在侧壁上,测量级铁心采用磁分路改善性能。

JQJ-10、LQJC-10 型电流互感器外形如图 3-2-14 所示。

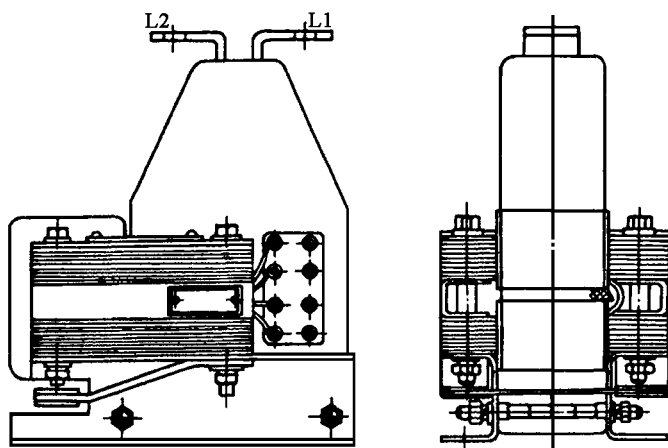


图 3-2-14 JQJ-10、LQJC-10 型电流互感器外形图

2. LA-10 型电流互感器

本型电流互感器为半封闭浇注绝缘与全封闭浇注绝缘户内型。适用于 10kV 及以下线路中,供电流、电能和功率测量以及继电保护用。

本型电流互感器在 300A 以下为半封闭,300A 及以上为全封闭浇注绝缘结构。半封闭浇注绝缘的电流互感器的铁心采用叠片式二心结构,在铁心柱上套有一次绕组与二次绕组,一次与二次绕组间用树脂绝缘。绕组与铁心间用骨架绝缘,绕组、骨架浇注成整体,铁心外露。

全封闭浇注绝缘的电流互感器的铁心采用圆环形,二次绕组均绕于圆周上,一次为铝棒单匝贯穿于二次绕组中。绕组与铁心浇注为整体,成为全封闭绝缘结构,电流互感器是通过安装板上接地螺栓接地。

LA-10 型电流互感器外形如图 3-2-15a、b、c 所示。

3. LFZ1-10、LFZJ1-10 型电流互感器

本型电流互感器为复匝式环氧树脂浇注绝缘户内型。适用于 10kV 及以下的线路中,供电流、电能和功率测量以及继电保护用。

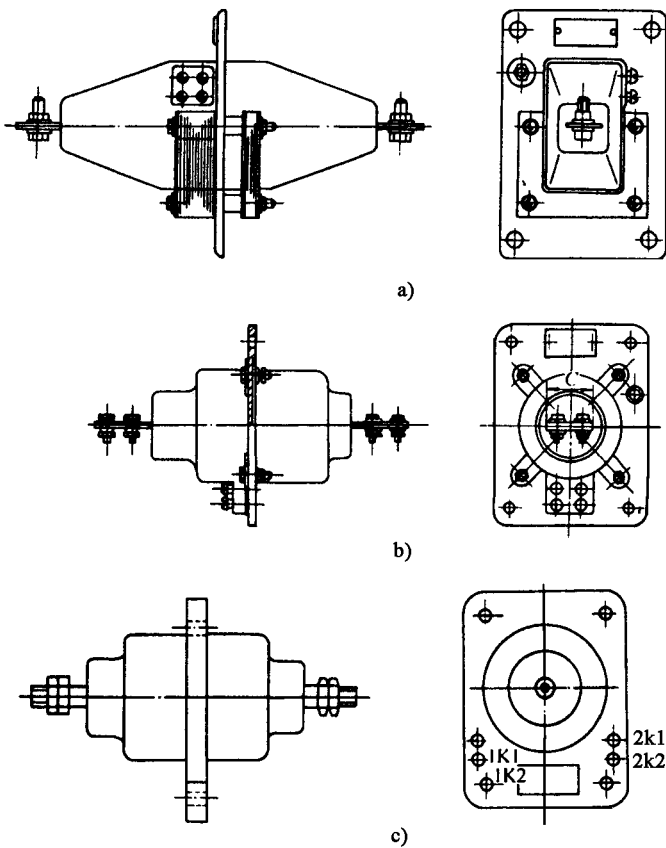


图 3-2-15 LA-10 型电流互感器外形图

a) LA-10 型电流互感器(5~200A) b) LA-10 型电流互感器(300~800A) c) LA-10 型电流互感器(300~1500A)

本型电流互感器为半封闭穿墙式结构,其一次绕组、二次绕组用环氧树脂混合胶浇注成一体。铁心采用晶粒取向硅钢片,红退火、涂漆后装成“口”形,铁心外露采用螺栓固紧在安装板上。接地螺栓也装在安装板上,安装板通过铁心的紧固螺栓与浇注体组装成一体。

LFZ1-10、LFZJ1-10 型电流互感器外形如图 3-2-16 所示。

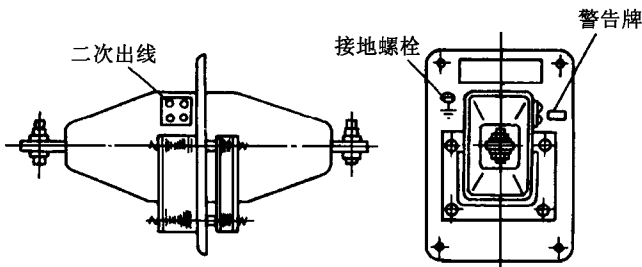


图 3-2-16 LFZ1-10、LFZJ1-10 型电流互感器外形图

4. LFZ2 - 10、LFZJ2 - 10 及 LFZD2 - 10 型电流互感器

本型电流互感器为复匝贯穿式树脂浇注绝缘户内型,适用于 10kV 及以下线路,电流、电能和功率测量以及继电保护。

本型电流互感器为半封闭式结构,一次绕组为复匝贯穿式,二次绕组放在骨架上,二者以模具定位,用树脂混合胶浇注成型。叠片式铁心和安装板夹装在浇注体上,安装板上有接地螺栓和四个安装孔。

LFZ2 - 10、LFZL2 - 10 及 LFZD2 - 10 型电流互感器外形如图 3 - 2 - 17a、b 所示。

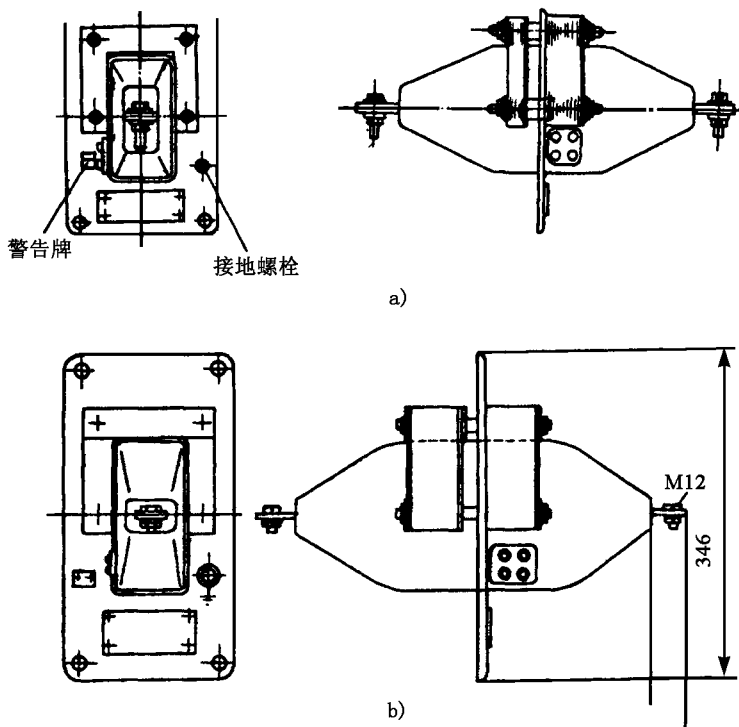


图 3 - 2 - 17 LFZ2 - 10、LFZL2 - 10、LFZD2 - 10 型电流互感器外形图
 a) LFZ2 - 10、LFZL2 - 10 型电流互感器外形
 b) LFZD2 - 10 型电流互感器外形

5. LMZ - 10、LMZJ1 - 10 型电流互感器

本型电流互感器为母线式环氧树脂全浇注绝缘户内型,适用于 10kV 及以下线路中,供电流、电能和功率测量及继电保护用。

本型电流互感器为单匝母线全封闭穿墙式,主绝缘及结构均用环氧树脂浇注。铁心为环形,由优质冷轧硅钢片制成,同时采用了小铁心补偿。二次绕组使用高强度漆包线,沿铁心周围均匀分布,准确级次为 0.5 或 1 级者二次绕组出线端为 1K、1K2,准确级次为 3 者二次绕组出线端为 2K1、2K2。

LMZ - 10、LMZJ1 - 10 型电流互感器外形尺寸如图 3 - 2 - 18 所示。

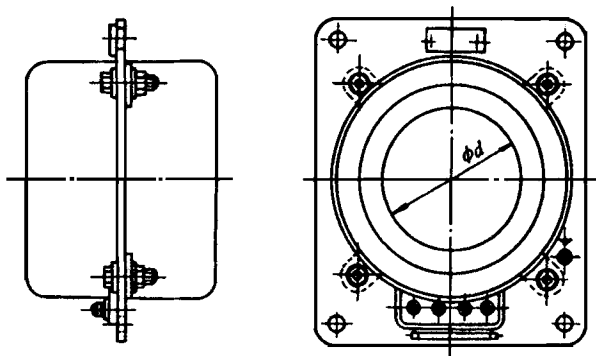


图 3-2-18 LMZ-10、LMZJ1-10 型电流互感器外形图

6. LMZ1-0.5、LMZJ1-0.5 型电流互感器

本型电流互感器为母线式浇注绝缘户内型。适用于 500V 及以下的线路中，供电流、电能和功率测量经及继电保护用。

本型电流互感器的铁心为环形铁心(5~80A)或矩形卷铁心(1000~3000A)，二次绕组基本上沿铁心周围均匀地分布，环氧树脂浇注作为绝缘。

5~400A 电流互感器中间留圆孔，500~800A 为扁孔兼有圆孔，1000~3000A 中间留有矩形窗孔，均供一次铝母线通过或软电缆缠绕之用。

LMZ1-0.5、LMZJ1-0.5、LMZJ1-0.5 型电流互感器外形如图 3-2-19 所示。

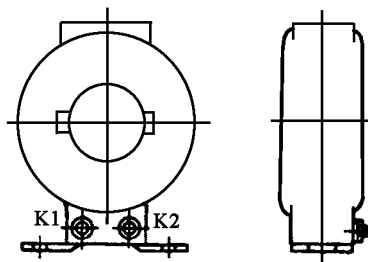


图 3-2-19 LMZ1-0.5、LMZJ1-0.5 型电流互感器外形图

7. LYM-0.5 型电流互感器

本型电流互感器为低压母线式户内型。适用于 500V 及以下线路中，供电流、电能和功率的测量经及继电保护用。

本型电流互感器的铁心由长条硅钢片叠成。额定一次电流为 750~5 000A 的电流互感器的二次绕组分成串联的 4 段，排列在铁窗四周。额定一次电流为 7 500~10 000A 的电流互感器的二次绕组也分成串联的 4 段，但对称地排列在两铁心柱上。一次绕组为母线。

LYM-0.5 型电流互感器外形如图 3-2-20 所示。

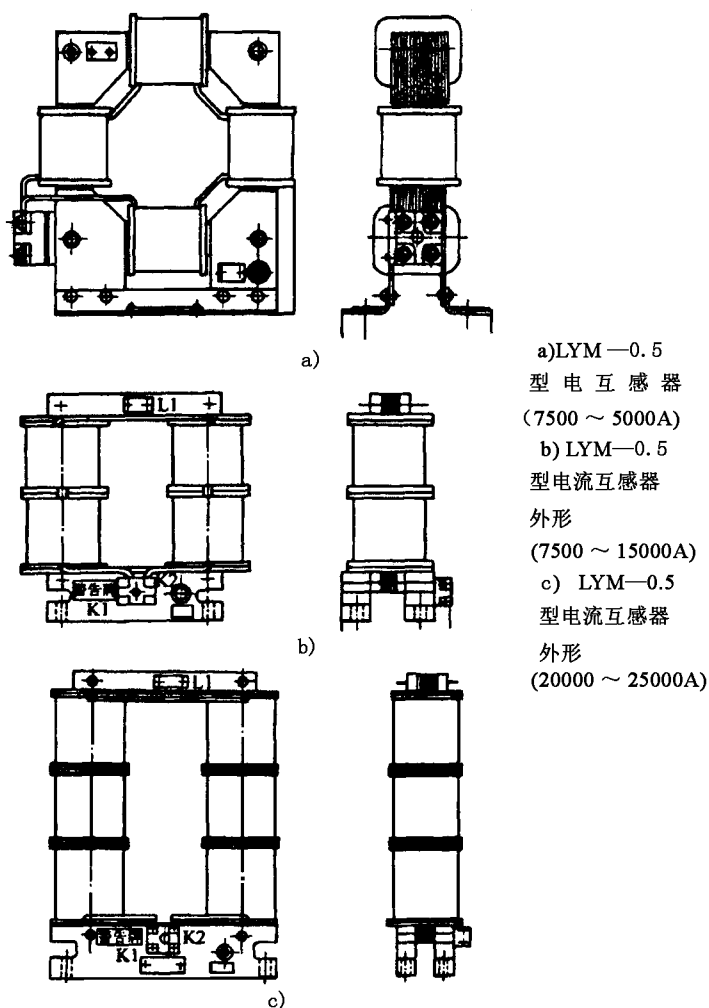


图 3-2-20 LYM-0.5 型电流互感器外形图

8. LQG-0.5、LQG1-0.5 及 LQG2-0.5 型电流互感器

本型电流互感器为绕组式户内型。适用于 500V 及以下的线路中，供电流、电能和功率的测量经及继电保护用。

本型电流互感器的铁心由条形硅钢片叠成，铁心分上下两柱，均套有二次绕组。一次绕组只布置在一个柱的二次绕组之外，并有磁分路作用补偿误差用。

LQG-0.5、KQG1-0.5 及 LQG2-0.5 型电流互感器外形如图 3-2-21 所示。

(四) 检查和巡视

运行中的电流互感器每天至少进行二次巡视检查，定期进行夜间关灯巡视。在异常情况下支行的互感器，应增加巡视次数或进行特巡。巡视检查内容如下：

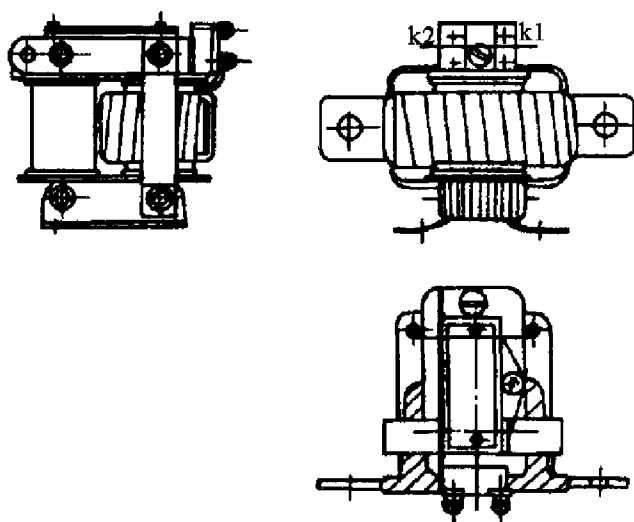


图 3-2-21 LQC-0.5、LQG1-0.5 及 LQG2-0.5 型电流互感器外形图

- (1) 通过表计检查是否过负荷、开路；
- (2) 检查各螺栓是否紧固，各联接点示温腊片是否熔化；
- (3) 外绝缘表面有无放电痕迹、污损；
- (4) 外壳及二次回路一点接地应良好；
- (5) 听有无放电声、铁心振动声；
- (6) 嗅有无绝缘烧焦气味、有无因放电而产生的臭氧气体。

第二节 互感器的安装

一、互感器安装前的检查

互感器安装前必须进行检查。一般情况下只作外部检查，不作内部检查，如果经过试验发现有不正常现象时，再作器身内部检查。互感器的器身检查与变压器的器身检查基本相同，可参照进行。对于电容分压式电压互感器、制造厂家规定不准在施工现场解体检查，如确有现场不能解决的缺陷应返厂修理。互感器安装前的检查项目按下列要求进行：

- (1) 铭牌所列规格是否符合现场设计图纸要求，厂家由厂说明书和试验报告是否齐全。
- (2) 瓷套管有无裂纹和碰伤。

(3) 互感器的油位指示器,瓷套管与法兰连接处、放油阀有无渗漏油现象,油位是否正常。如发现有渗油现象应及时给予处理。

(4) 检查互感器的二次接线板应完整,引线端子应连接牢固,绝缘应良好,标志应清楚。

(5) 检查互感器的变比、分接头的位置和极性标示应正确,并符合规定。

(6) 对隔膜式贮油柜的互感器应检查隔膜和金属膨胀器应完整无损,顶盖上的螺栓应紧固。

(7) 检查互感器的安装基础的尺寸是否符合设计要求,是否与到货的实际设备相匹配。

二、互感器安装及应注意的事项

(1) 同一型式、同一电压等级的互感器,并列安装时,应在同一水平面上,三相的中心线和极性的方向应一致,二次电缆接线盒及油位指示器的位置应便于接线和检查的一侧。

(2) 起吊互感器时,所使用的起吊设备和工具应符合起吊要求。起吊瓷套式互感器时,应事物对瓷套外表进行保护,不得在起吊中碰伤瓷套外表。在吊装中应使用互感器底座上专用的起吊钩,并要采取防止倾翻的措施。

(3) 互感器的搬运和安装中,其倾斜角度不得超过 15° ,以免器身位移而损坏器身的绝缘。

(4) 装有吸湿器的互感器,互感器安装后,应更换上干燥的吸湿剂。其油封的油位应处于合格位置。

(5) 互感器的油位不正常时,应调正为正常油位。当互感器油量不足时,应补充同型号且耐压合格绝缘油到正常油位。对于110kV的互感器,少量的补充油可从贮油柜上部加油塞添加,若补充的油量较多时,应采用真空注油。

(6) 互感器安装中,下列部位应可靠接地:

① 互感器的外壳;

② 分级绝缘的电压互感器,其一次绕组的接地引出“X”端子;

③ 电容型绝缘的电流互感器,其一次绕组未屏蔽的引出端子及铁芯引出接地端子。

(7) 电容式电压互感器必须依据产品成套供应的组件编号进行安装,不得随意互换。各组件连接处的接触面,应除去氧化层,并涂以电力复合脂。阻尼器装于室外时,应有防雨措施。

(8) 零序电流互感器由于易受外部磁场影响产生较大误差,在安装时应远离导磁体或其他无关的带电体。另外互感器的架构或其他导磁体也不得与其铁芯直接接触或与铁芯构成磁回路。

(9)电压互感器的容量一般较小,其一次母线截面较小,装好后的母线不应使互感器的接线端子承受机械力。为防止电压互感器二次回路中短路所引起的过电流,在电压互感器的二次绕组出口装有低压熔断器,二次侧一般在配电端子箱内经端子排接地,而且要求接地必须可靠。在变电站通常采用零相接地,对于发电厂大都采用二次b相接地。

(10)电流互感器的一次侧一般直接串接在电路中,通过的电流较大,安装时要求连接互感器的引线必须保证接触良好,且截面足够,电流互感器的二次绕组必须可靠接地,并且只允许有一个接地点。电流互感器二次回路不允许开路,开路后将产生高电压危及人身安全和二次回路的绝缘损坏。安装时要求电流互感器二次回路连接要正确牢靠,且连接线和电缆线的截面必须符合要求。对于暂时不用的电流互感器二次绕组,应可靠短路后接地。

(11)互感器呼吸孔的塞子带有密封封片时,安装后投入运行前应将其垫片取掉,以保证运行中互感器的正常呼吸。运输中附加的互感器的防爆膜或密封罩,安装也应取掉。

三、互感器安装禁忌

(一)互感器装卸与运输禁忌

35kV以上的互感器,多数采用油浸瓷套式结构,器身较高,为了防止结构变形及内部损坏,运输倾斜角度不得大于 15° 。运输时,一般互感器均应直立运输。330kV、500kV电流互感器,由于器身太高,需要卧倒运输,但应按制造厂家要求进行。互感器运输途中应有防雨、防潮措施。电压等级较高的互感器,重量较重,整体起吊时,不得利用瓷套或瓷套顶帽起吊,以防损坏,应该正确使用起吊部位,并不得碰撞瓷套。卸车地点的土质、站台、码头必须坚实,以防设备倾倒。

(二)不要忽视互感器安装时的检查

互感器安装时按标准要求进行检查,主要是为了判定互感器的基本技术质量状况,确定可否进行安装。检查主要要求如下:

1. 应有铭牌和合格证件。
2. 外观完整,附件齐全。
3. 无锈蚀,无机械损伤。
4. 互感器的变比分接头的位置和极性都应符合规定。
5. 二次接线板应完整,引线端子连接不松脱,绝缘良好,标志清晰。
6. 油位指示器、瓷套法兰连接处、放油阀均应无渗漏现象,油位正常。
7. 隔膜式储油柜的隔膜和金属膨胀器应完整无损,顶盖螺栓不松动。

(三)互感器安装时不要忽视安装面的水平

互感器的型式、规格较多,布置方式也不相同。因此,对安装水平误差不能做出具体

规定,这就使人们往往忽视这个问题。实际上油浸式互感器,如安装面不水平,则不能正确观察油位,而且也影响美观。

(四)互感器安装时不要忘记接地

为了确保设备和人身安全,互感器的下列各部位应予良好接地。

1. 分级绝缘的电压互感器,其一次绕阻的接地引出端子,电容式电压互感器应按制造厂家规定执行。

2. 电容型绝缘的电流互感器,其一次绕阻末屏的引出端子,铁心引出接地端子。

3. 互感器的外壳。

4. 备用的电流互感器的二次绕组端子应先短路后接地。

5. 倒装式电流互感器二次绕组的金属导管。

(五)互感器不要随便补油

油浸式互感器,特别是电压等级较高的互感器,注油的具体操作方法及要求是很讲究的,不同型式的互感器,补油要求也不一样,而且现场条件也有一定局限,所以制造厂家生产时已考虑一般情况下无需补油。若必须补油,应严格按照制造厂家的规定进行,万万不可盲目作业,以免影响互感器绝缘性能的劣化。

(六)互感器器身检查禁忌

互感器安装时一般可不进行器身检查,一旦发现异常情况需要器身检查时,要特别注意防止绝缘受潮。为此,器身在空气中暴露时间不宜过长。当空气湿度小于 75% 时,器身暴露地空气中的时间不得超过 16h,同时,器身检查时,器身温度不应低于周围空气温度,而应高于周围空气温度 10℃。

(七)互感器干燥的禁忌

互感器经检查试验判定已受潮者,须进行干燥处理。轻度受潮的可采用真空热油干燥法,受潮严重的,可将芯子吊出,放入烘房内干燥。干燥的温度为 70~80℃,温升不超过 10℃/h。若绝缘电阻下降后再回升,并稳定 6h 不变,即可认为干燥完毕。干燥后应用真空注油法注油,具体真空度和真空维护时间应符合制造厂家规定。

第三节 互感器的试验

一、测量绕组的绝缘电阻

(1)互感器测量绕阻绝缘电阻的目的、方法、接线基本与变压器相同。

(2)标准及判断

①互感器只测量一次绕组对二次绕组及外壳、各二次绕组间及其对外壳的绝缘电阻,而不测量吸收比。测量时应将非被试绕组短路接地。

②测量时,一次绕组采用 2500V 兆欧表;二次绕组采用 1000V 或 2500V 兆欧表。

③电压等级为 500kV 的电流互感器尚应测量一次绕组间的绝缘电阻,但由于结构原因无法测量时可不进行。

④35kV 及以上的互感器的绝缘电阻值与产品出厂试验值比较(相同温度下),应无明显差别。

⑤110kV 及以上的油纸电容式电流互感器,应测末屏对二次绕组及地的绝缘电阻,采用 2500V 兆欧表测量,绝缘电阻值不宜小于 1000MΩ。

二、绕组连同套管对外壳的交流耐压

(1)互感器绕组连同套管对外壳的交流耐压试验的目的、方法、接线基本上与变压器相同。

(2)标准及判断

①互感器的交流耐压试验是指绕组连同套管对外壳的工频交流耐压试验。

②全绝缘互感器应按表 3—52 规定进行一次绕组连同套管对外壳的交流耐压试验。

③对绝缘性能有怀疑时,串级式电压互感器及电容式电压互感器的中间电压变压器,宜进行倍频感应耐压试验。

④互感器二次绕组之间及其对外壳的工频耐压试验电压标准为 2kV。

三、测量 35kV 及以上互感器一次绕组连同套管的介质损耗角正切值 $\text{tg}\delta$

(1)该项试验的目的、方法、接线基本上与变压器相同。

(2)标准及判断

①电流互感器 介质损耗角正切值 $\text{tg}\alpha$ (%) 不应大于表 3-2-7 的规定。220kV 及以上油纸电容式电流互感器,在测量 $\text{tg}\delta$ 的同时,应测量主绝缘的电容值,实测值与出厂试验值或产品铭牌值相比,其差值应在 $\pm 10\%$ 范围内。

表 3-2-7 电流互感器 20℃ 下介质损耗角正切值 $\text{tg}\alpha$ (%)

额定电压/kV	35	63~220	330	500
充油压	3	2		
充胶式	2	2		
胶纸电容式	2.5	2		
油纸电容式		1.0	0.8	0.6

②电压互感器 35kV 油浸式电压互感器的介质损耗角正切值 $\text{tg}\alpha$ (%) 不应大于表 3-2-8 的规定。35kV 以上电压互感器,在试验电压为 10kV 时,按制造厂试验方法测

得的 $\text{tg}\delta$ 值不应大于出厂试验值的 130%。

表 3-2-8 35kV 油浸式电压互感器介质损耗角正切值 $\text{tg}\alpha$ (%)

温度/℃	5	10	20	30	40
$\text{tg}\alpha$ (%)	2.0	2.5	3.5	5.5	8.0

四、油浸式互感器的绝缘油试验

(1) 绝缘油试验方法、接线 , 电气强度试验标准规定 , 见相关技术资料。

(2) 标准及判断

① 电压等级在 63kV 以上的互感器 , 应进行油中溶解气体的色谱分析。油中溶解气体含量与产品出厂值相比应无明显差别。

② 电压等级在 110kV 及以上的互感器 , 应进行油中微量水测量。对电压等级为 110kV 的 , 微量水含量不应大于 20×10^{-6} ; 220 ~ 330kV 的 , 不应大于 15×10^{-6} ; 500kV 的不应大于 10×10^{-6} 。

③ 当互感器的介质损耗角正切值 $\text{tg}\alpha$ (%) 较大 , 但绝缘油的其它性能试验又属正常时 , 可进行绝缘油的介质损耗角正切值 $\text{tg}\delta$ 测量。

五、测量电压互感器一次绕组的直流电阻值

电压互感器一次绕组导线比较细 , 匝数比较多 , 发生断线或接触不良的可能性比较大 , 故规定只测量电压互感器一次绕组的直流电阻。

(1) 测量方法及接线 测量方法及接线与变压器试验相同 , 可用单臂电桥进行测量。

(2) 标准及判断 电压互感器该项试验判断标准没有统一的规定 , 但与产品出厂值或同批相同型号产品的测得值相比 , 应无明显差别。

六、测量互感器的励磁特性

互感器的励磁特性 , 是指在一次侧开路时 , 二次侧加电压 , 二次侧励磁电流与所加电压的关系曲线 , 即空载伏安特性。此项试验的主要目的是检查互感器的铁心质量 , 鉴别其磁化曲线的饱和程度 , 以判断电压互感器的绕阻有无匝间短路或层间短路等。对电流互感器来说 , 当继电保护对电流互感器的励磁特性有要求时 , 也应进行励磁特性曲线试验。

(1) 测量方法及接线 试验时 , 互感器一次侧开路 , 二次侧施加电压。所加电压应是额定频率的正弦波形。电流互感器和电压互感器试验接线 , 如图 3-2-22 所示。

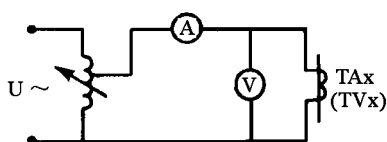


图 3-2-22 电流互感器及电压互感器励磁特性试验接线图

(2) 标准及判断

① 实测励磁特性与历次试验结果或同型号电流互感器的试验数值相互比较, 应无明显差别。若电压显著降低, 应检查是否存在二次绕组匝间短路。

② 电压互感器空载电流与历次试验结果或同型电压互感器的试验数值相互比较, 应无明显差别。

七、检查互感器的三相接线组别和单相互感器引出线的极性

该项试验的目的、方法、接线与变压器相同。检查结果必须符合设计要求, 应与铭牌上的标记和外壳上的符号相符。

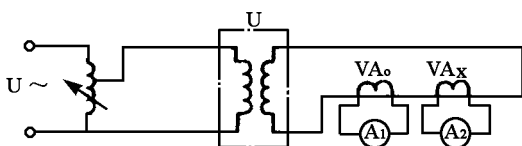


图 3-2-23 电流互感器变比试验接线图

八、检查互感器变化

这里所指的是检查互感器各分接头的变化, 要求与设计要求相符, 与铭牌标记相符。

(1) 测量方法及接线 该项试验一般采用与标准互感器比较的方法。电流互感器试验接线如图 3-2-23 所示。被试电流互感器与标准电流互感器一次侧串联, 由升流器在一次侧供给电流。电压互感器试验接线如图 3-2-24 所示。被试电压互感器和标准电压互感器高压侧并联, 由单相调压器通过试验变压器向高压侧施加试验电压。

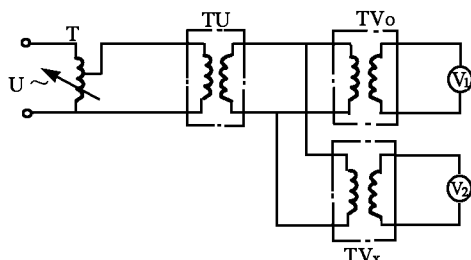


图 3-2-24 电压互感器变比试验接线图

此外,采用 QJ35 型变比电桥测量变化,更加准确、方便、安全。测量接线如图 3-2-25 所示。

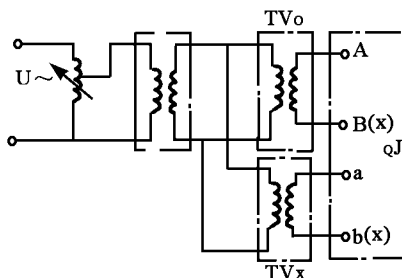


图 3-2-25 变比电桥法测试大变比电压互感器接线图

(2)标准及判断 检查互感器变化,应与制造厂铭牌值相符,应与设计要求相符。

九、测量铁心夹紧螺栓的绝缘电阻

(1)互感器测量铁心夹紧螺栓绝缘电阻的目的、方法和接线与变压器相同。

(2)标准及判断

- ①在器身检查时,应对外露的或可接触到的铁心夹紧螺栓进行测量。
- ②采用 2500V 兆欧表测量,试验时间为 1min 应无闪络及击穿现象。
- ③穿心螺栓一端与铁心连接者,测量时应将连接片断开,不能断开的可不进行测量。

十、局部放电试验

(1)互感器局部放电试验的目的。方法和接线与变压器相同。

(2)标准及判断

①35kV 及以上固体绝缘互感器应进行局部放电试验。现场调查资料表明,很多 35kV 及以上的固体绝缘互感器,虽已通过 5min 的交流耐压试验,但由于环氧树脂浇铸过程中,可能有残留气泡以及产品可能在运输、装卸过程中受到振动而产生微小裂纹,通过局部放电试验可有效灵敏地发现缺陷。

②110kV 及以上油浸式电压互感器,在 $\text{tg}\delta$ 值超过标准、互感器渗漏油、密封破坏或油中溶解气体的色谱分析不符合要求等情况下,对绝缘性能有怀疑时,可进行此项试验。

③测试时,可按现行国家标准《互感器局部放电测量》的规定进行。测试电压值及电量标准规定见表 3-2-9。

④局部放电试验前后,应各进行一次绝缘油的色谱分析。

表 3-2-9 互感器局部放电量的允许水平

接地方式	互感器型式	预加电压 ($t \geq 10s$)	测量电压 ($t \geq 1min$)	绝缘型式	允许局部 放电水平
					视在放电量/ μC
中性点绝缘 系统或中性 点共振接地 系统	电流互感器与相对地 电压互感器	$1.3U_m$	$1.1U_m/\sqrt{3}$	液体 浸渍	20
				固体	100
	相与相电压互感器	$1.3U_m$	$1.1U_m$	液体 浸渍	20
				固体	100
中性点有效 接地系统	电流互感器与相对地 电压互感器	$0.8 \times 1.3U_m$	$1.1U_m/\sqrt{3}$	液体 浸渍	20
				固体	100
	相与相电压互感器	$1.3U_m$	$1.1U_m$	液体 浸渍	20
				固体	100

注： U_m 为设备的最高电压有效值。

第四节 互感器的检修

一、高压互感器检修一般技术要求

互感器的故障一般表现为绝缘受潮、匝间短路、击穿烧毁、瓷件或其它组件损坏等。

电压互感器如遇二次回路短路时,也应立即退出运行,进行检查试验。

互感器的检修和试验方法,一般可参照变压器检修试验方法进行。当其绝缘电阻低于前一次测量值的 70% 或下限,或 $t_{g\delta}$ 大于规定值时,应进行干燥处理。干燥使用的真空罐的极限真空度应不低于 9.86×10^4 Pa,干燥温度为 $100 \pm 5^\circ C$,干燥时间视受潮程度而定。

电流互感器二次绝缘降低时,应先从外部接线套管处检查。经查明确属内部受潮时,再排油吊芯检查处理。对于绝缘损坏的电流互感器,应考虑重包绝缘。

高压互感器检修现场应严格注意清洁无尘,工作间断时应用防尘纸包覆器身。

高压互感器的瓷箱与底座的压装方法分两种:外部压件夹持式(外夹式)和内部压件夹持式(内夹式)。目前逐渐广泛采用内夹式,其特点是在底座上焊有四个角钢,与四根电木杆下端连接,电木杆上端各连接一根螺杆,利用其拉力将储油柜、瓷箱与底座压在一起。优点是省去了外部压圈、压块及作缓冲用的多层铜皮等,瓷箱夹持面无须特殊研磨,

制造及组装工艺简单,密封质量较好,避免了由于用力不均匀而损坏瓷箱。

二、电流、电压互感器的检修工艺

(一) 电流互感器的检修工艺要求

1. LCLWD3 型互感器的顶盖与胶囊帽要事先做密封加压试验。
2. 储油柜中高压绕组引出头和夹件间要有良好的连接,扁铜线要排列整齐,接触良好。
3. 瓷套起吊要用钢箍,箍内和箍的上部,垫有橡胶垫衬,避免瓷套裙边受力过大而破裂。
4. 检查并腿夹头处的绝缘有无损伤,夹头上下的绝缘有无脱节、过松现象,有可疑时会同验收人员查看,必要时剥外层绝缘检查。
5. 仔细查看外绝缘有无放电痕迹和有无绝缘受伤鼓起。
6. 旋紧铁芯支架和二次接线柱的各处螺栓,并帽要旋紧,零屏与 L1 相连接。
7. 遥测一次回路各匝之间的绝缘电阻,二次绕组的通路和对铁芯的绝缘电阻(无铁芯、引出线时,可不摇),屏对一次回路和油箱的绝缘电阻,L1 小瓷套对储油柜的绝缘电阻。
8. 检查储油柜底与箱底有无水迹。
9. 要保持一次绕组对二次绕组的间隙(在松上部吊紧螺栓时要量一下螺帽上的长度,并检查一次绕组底部绝缘有无脱节、松开现象,加装有胶帽的顶箱)。
10. 按施工任务单上的要求,进行烘干,拆卸时接线端要编号。
11. 除特殊要求外,220kV 的一次电流互感器电流比均放在 600/5。
12. 箱底和储油柜要拷铲油漆,并清洁瓷套。
13. 大修的电流互感器要加装放油阀。

(二) 电压互感器的检修工艺要求

1. 瓷套起吊要用专用钢夹,夹内和上部要垫橡胶垫衬,避免瓷裙边受力不均而破裂。
2. 检查各部绝缘有无放电痕迹,支架板表面有无裂纹,若有,则要处理,严重者要调换。
3. 穿心螺杆与铁芯应有可靠连接,无悬浮电位。
4. 旋紧各处螺栓,检查储油柜底与箱底有无水迹。
5. 按施工任务单上的要求进行烘干,小线拆开时要编号,留有草图,电压互感器上下节相连的耦连绕组端子不可安错,连接线要垂直,不应交错。
6. 遥测各绕组之间和各绕组对地的绝缘电阻。
7. 箱底、储油柜要拷铲油漆,瓷套要清洁。
8. 有呼吸器或呼吸孔的电压互感器要加装防雨帽。

(三) 烘干要求

绝缘降低后的设备要进行真空烘干处理,具体要求如下:

1. 烘缸外壳的温度调整在 $105 \sim 110^{\circ}\text{C}$ 之间,绕组温度控制在 100°C 左右。
2. 待温度上升后,开始抽真空,真空度应逐步上升,220kV 电流互感器的烘干时间至少 120h,220kV 电压互感器的烘干时间至少 96h。
3. 烘干完成的指标有以下三点:
 - (1) 烘干时间已超过规定时间;
 - (2) 真空度为 $8.00 \times 10^4 \text{ Pa}$ 持续 24h;
 - (3) 冷凝器与真空泵内已无凝结水析出。
4. 设备烘干后,烘缸温度下降至 $50 \sim 60^{\circ}\text{C}$ 时要加入已脱气加温的变压器油,油温与烘缸温度相差不大于 10°C ,加油时烘缸真空残压不大于 1333 Pa 。
5. 加油后再静置 8h,才可破坏真空放油出缸。

(四) 检修互感器组装后的真空注油

1. 已暴露在空气中的互感器器身,再次加油时必须先抽真空,然后在真空下从上部缓慢的注油。
2. 在上部抽真空与加油有困难时,可以将原有顶盖调换为临时顶盖,并在其上装好玻璃大圆管与真空表接通。
3. 预注油真空的残压保持在 1333 Pa 以下,到达上述真空度后必须维持足 2h 后方可注油。
4. 注油孔直径不大于 3mm,仿苏互感器注油孔直径可以为 5mm。在注油过程中,互感器内的真空度始终要保持在 $1.00 \times 10^5 \text{ Pa}$,若真空度下降,则要停止注油,待真空度上升后再注油。
5. 油注毕后,尚需在油面上部继续抽真空 $8 \sim 16 \text{ h}$,真空后仍保持在 $1.00 \times 10^5 \text{ Pa}$,监视临时顶盖上玻璃圆管内的绝缘油,是否有细微气泡逸出,在无气泡逸出后尚需继续抽真空 4h。
6. 注油结束后,可以拆开临时盖,装上橡胶帽,使帽底贴牢油面,中间不留气隙。
7. 注入 25# 变压器油,耐电压值应大于 45kV 以上,含水量应控制在 20ppm 以下(有条件时测量)。
8. 当互感器补充少量油后,要静置 12h 以上才可进行耐压试验。

(五) 互感器的试验项目

电流、电压互感器的试验项目见表 3-2-10。

表 3-2-10 电流、电压互感器试验项目

序 号	试 验 项 目	适 用 范 围
1	外观检查	所有电流、电压互感器
2	机械强度及密封性能试验	油浸式电流、电压互感器
3	绕组接线端标志(极性)检查	所有电流、电压互感器
4	变压器油绝缘强度试验	油浸式电流、电压互感器
5	温升试验	所有电流、电压互感器
6	冲击电压试验	所有电流、电压互感器
7	内部绝缘工频电压试验	所有电流、电压互感器
8	外部绝缘工频电压试验	所有电流、电压互感器
9	介质损失角正切值测量	35kV 级及以上油浸式电流互感器
10	绝缘的热击穿试验	电流互感器有机固体绝缘产品
11	匝间绝缘强度试验	带有短路匝补偿的电流互感器除外
12	热稳定试验	电流互感器在同一结构型式中选取代表性产品
13	动稳定试验	
14	电流互感器(B 级)性能试验	保护用电流互感器
15	感应电压试验	所有电压互感器
16	误差试验	所有电流、电压互感器

(六)检修烘干记录

整个检修烘干过程都应详细记录,完工后资料归档。

第五节 互感器的运行维护

一、互感器的密封与防爆措施

(一)高压互感器的密封措施

1. 互感器密封

互感器为开启式结构,外部大气对变压器油及其内部绝缘必定产生严重的影响。例如变压器油,由于和大气接触,其含水量可能达到 30~50ppm。在湿热季节或在湿热地带,由于互感器的呼吸作用,还将分离出游离水,其耐压强度将由 50~70kV 下降到 20~40kV,使浸于油中的绝缘件相继受潮,绝缘强度急剧降低,直至绝缘被损坏。

全密封结构的互感器,一般都是在其顶部安装金属膨胀器,以适应于温度的升降而导致的变压器油体积的变化,使互感器内部完全与外界隔离,从而避免了大气的影 响,把整个互感器真正地、完全地封闭起来。根据采用的材质不同,膨胀器分为胶囊和金属两种。由于橡胶对变压器油的不稳定性,当其长期浸泡在变压器油中时,必将导致橡胶的

老化(变硬、变脆、开裂等),以致密封被破坏。为此,世界上一些先进的厂家先后采用了由不锈钢板制成的膨胀器,逐步取代了胶囊结构。

金属膨胀器根据其结构型式不同分为波纹式膨胀器和盒式膨胀器两种。这两种膨胀器又根据其充油方式分为内油式膨胀器和外油式膨胀器两种。内油式膨胀器的内部充油,并与互感器内部相通,外部与大气接触。采用内油式结构的特点是:膨胀器的用油量小,且一般处于微正压状态下工作。外油式的膨胀器的外部充满变压器油,并与互感器内部相通。变压器油直接与上储油柜接触,散热良好,特别适用于采用热虹吸冷却的大电流互感器,其用油量较大,一般处于微负压状态下工作。

盒膨胀器的每个膨胀盒的刚性都较好,且盒与盒之间采用刚性固定,故可适用膨胀器的放倒运输。但它不具备波纹式膨胀器的压力释放能力,如不采取防爆措施,当膨胀器内部发生故障时,将导致爆炸事故。

2. 全密封互感器使用注意事项

(1) 油样的提取

目前使用部门对互感器的油样提取是比较频繁的,有互感器验收取样、安装前取样、运行前取样等。这些油样提取对于用油量大的变压器、电抗器等是无关紧要的,但对于用油量甚少,且为全密封结构的互感器则是不允许的。例如对采用外油式盒式膨胀器的500kV 电流互感器,由于对互感器取油样过多,会使其产生过大的负压并与它的油柱压力相平衡,以至放不出变压器油。无论是采用波纹式膨胀器或盒式膨胀器,还是采用内油式膨胀器或外油式膨胀器的互感器,产品的用油量必须是严格按环境温度控制的。如果抽出油样过多,势必给互感器的正常运行造成影响。

(2) 正确抽取油样

油样抽取的方法是否正确直接影响着测试数据的真实性和分析判断的准确性。

① 必须保证容器洁净,无灰尘和水分。

② 取油样时应先放出一部分油冲洗出口处的污物,尽量避免外部杂物进入油样中。

③ 同时解决过去抽取油量过大的问题,过去每抽取一次油样,连冲洗和取样一般需取3~4kg,互感器还没安装就先后抽取了2~3次,一台外油盒式膨胀器甚至超过10kg,造成膨胀器内部出现较大的负压,以至第4次取油样时放不出油来,因而对于全密封互感器抽取油样时要有准确的计量和记录。否则需进行真空补油和定量排油。

④ 抽取油样应该用不透光容器。

(3) 互感器的补油

① 油质:全密封互感器对变压器油的油质有较高的要求。其耐压强度、介质损耗值、含水量、含气量必须满足互感器的技术条件的要求,油号必须一致,切不可将25#油和45#油混合使用。

② 装有波纹式膨胀器的互感器补油:在无抽真空设备的情况下,宜采取从互感器下

部的放油阀门处补油的办法。其操作程序如下：

- a. 打开互感器的放油阀门外罩，将注油工具固定在放油阀门上，并连接好管路；
- b. 打开旁路阀门，启动油泵，调节旁路阀，使压力逐步上升到 49kPa，而后打开中间阀；
- c. 打开注油工具上的阀门，并逐步拧开注油工具上的放气螺栓，直至无气体放出，然后拧紧螺栓（注意放气螺栓必须朝上）；
- d. 扳动注油工具上的横杆，打开注油阀门，对互感器进行注油，以达到相应环境温度的油面线为准；
- e. 停泵。关闭注油阀门，关闭排油阀门，取下注油工具，拧上互感器放油阀门的外罩。

如果互感器严重缺油，油面在膨胀器以下时必须检查内部绝缘是否有露出油面的情况。如露出油面则应考虑是否对互感器重新干燥处理，如未露出油面，则在注油过程中，需打开膨胀器顶部的放气阀放气，直至无气体放出，然后按环境温度校准油面。

③ 装有盒式膨胀器的互感器补油：如果互感器的缺油量是已知的，可采取与波纹式膨胀器相同的方法，从互感器下部补油，并注意观察流量计的读数。但对于装有外油式膨胀器的互感器，如果提取油样时没有严格、准确的记载，则必须严格按规程规定补油。其操作程序如下：

- a. 打开上储油柜的顶盖，安装专用的抽真空注油工具，并分别接至真空和注油系统。
- b. 将盒式膨胀器的引出管接入真空系统，打开旁路阀门，抽真空后其残压不大于 66.661Pa。
- c. 打开通向上储油柜管路的真空阀门，对互感器进行抽真空约 0.5h，然后对互感器进行真空注油，注满油后解除真空，这时油面将有所下降，在常压下将油补满，卸下顶部的抽真空注油工具。
- d. 将储油柜的顶盖安装好，确保密封良好。而后卸下接入盒式膨胀器引出管的管路，此时互感器内部处于充满油的状态。
- e. 拧下放油阀门外罩，装上专用的放油工具（此工具也可用于注油），扳动注油工具的横杆，打开放油阀门，观察流量计读数，按互感器技术说明书要求放出规定的油量，而后密封好。

在此，值得特别强调的是，补油系统的管路必须清洁，建议采用不锈钢软管，以确保补进变压器油的高质量。

（4）正确的补油方法

互感器补油严格按其使用说明书的要求进行，防止气泡进入互感器内部。补油前要严格查油号是否一致，核对油的试验数据。

（5）检测手段完善化

完善检测手段,提高使用维护水平。

(二)高压互感器的防爆

高压互感器的防爆措施是多种多样的,有压力释放阀、炭素防爆膜、金属防爆膜等。对防爆元件的选择要考虑到高压互感器的结构和用户的要求。沈阳变压器厂出厂的高压互感器中除带波纹式膨胀器的高压互感器不安装防爆膜外,其它所有采用盒式膨胀器的全密封的高压互感器中均安装了由石墨制成的压力释放装置。防爆装置的安装部位目前尚未定,但防爆装置必须具有足够的压力释放能力,一旦高压互感器内部压力达到预定值,必须可靠地动作,并具有足够的释放断面,否则当高压互感器内部故障严重,产气量大时仍难以避免爆炸事故的发生。

1. 互感器爆炸原因

(1)制造方面原因

①由于绕组的漆包线漆膜不均或针孔过多而造成匝间短路。

②串激式电压互感器一般采用电木板作为绝缘支架,由于电木板的材质不佳,介质损耗大,特别是材料本身的介质损耗温度系数的影响大而造成热击穿。

③绝缘包扎不均匀,电屏敷设不正确,因绝缘包扎后外施力量不均、变形过大造成绝缘蠕动,电屏开裂而出现绝缘薄弱环节,电场分布不均等造成局部放电,以上因素逐步扩大,最终导致高压互感器损坏。

④高压互感器结构设计时,铁芯磁密选择过高或因铁芯材质不良,在过电压状态下铁芯饱和,绕组电流猛增,因过热而损坏。

⑤为防止变压器油与空气直接接触而造成变压器油氧化和吸潮,一般在高压互感器的储油柜里装一个橡胶隔膜以适应变压器油由于温度变化而造成的体积变化。但如果橡胶隔膜密封不良、老化以及由于高压互感器“呼吸”,隔膜经常处于伸缩的运动状态,容易造成橡胶隔膜开裂、高压互感器进水。

⑥制造环境不洁净,在高压互感器内部进入大量的灰尘、杂质及金属异物,由局部缺陷逐步扩大而造成高压互感器损坏。

⑦因标准和技术条件没有具体规定或规定不明确,或厂内试验手段不健全,高压互感器出厂试验项目不全,制造厂不能充分发现高压互感器的内在缺陷。

(2)使用维护原因

①高压互感器受潮。国内制造的高压油浸式互感器,一般为开启式或采用橡胶隔膜使空气与变压器油隔离。开启式高压互感器的变压器油与空气直接接触,变压器油吸取空气中的水分,同时空气中的氧加速了变压器油的老化,只有采取加强监视和定期换油与干燥高压互感器绝缘的办法来弥补。对于具有橡胶隔膜的互感器,其理想的程度应该是一个全密封结构,但实际上有轻微渗漏现象,再由于老化、开裂而进水,在修理、改造此类互感器时发现每台高压互感器的隔膜里有不同程度的冷凝水。必须指出,对于胶囊隔

膜,使用寿命为 4 年,要按时更换。

②监测项目不全,分析不周,运行维护不合理。目前广大使用单位对互感器的监测和使用维护水平不一,大部分地区 and 单位普遍加强了对互感器的运行监测,并积累了丰富的经验,但使用单位的监测项目不全,特别是对监测数据的分析缺乏科学性。例如在对电流互感器的介质监测中发现不同时间、不同温度下对同一台电流互感器所测得介质损耗值相差甚多,并呈现介质损耗下降趋势,因而误认为电流互感器电气性能有所提高。事实上,电流互感器在运行中如果介质损耗值随温度变化的值较大,说明电流互感器绝缘的介质损耗温度系数大,是电流互感器的内部绝缘的含水率高或电流互感器严重受潮所致,应尽可能退出运行或采取其它有效措施。

2. 互感器防爆措施

(1) 提高互感器制造质量

- ①完善产品结构;
- ②合理选择材料,完善材料检测手段;
- ③提高制造工艺水平;
- ④提高绝缘干燥处理水平;
- ⑤提高变压器油质量。

(2) 改造旧设备,提高系统运行可靠性

目前,在系统中运行的大部分国产互感器特点是:①互感器结构为开启式,并安装有橡胶隔膜;②互感器精度较低,电压互感器普遍为 1 级,电流互感器大部分为 1 级,部分互感器为 0.5 级;③互感器工艺水平较低,从绝缘包扎到真空干燥水平较低,材质也比新设备差。

在开启式或带有橡胶隔膜的互感器的顶部安装膨胀器,使之成为全密封结构,这对简化设备的维护,提高运行可靠性十分必要。

总之,高压互感器的防爆措施与高压互感器的结构、电压等级、安装方式以及用户的特定要求有关,还有待进一步探讨。此外从防爆观点出发,需要提出的是,安装波纹式膨胀器的高压互感器的上盖,目前普遍采用钢板制成,一旦高压互感器内部发生故障,膨胀器高度急剧上升,顶掉上部的盖,直至爆破,达到释压的目的。由于上盖是铁的,从顶部掉下来很可能砸坏瓷套。为此,建议改成塑料压制件为佳。

二、互感器的防护措施与缺陷处理

(一) 防水防潮措施

L-35、110 型电流互感器通过多年的运行,用户普遍反映易进水受潮,表现为绝缘电阻下降, $\tan\delta$ 值显著增大,有的酿成击穿甚至爆炸事故。防进水受潮的措施如下。

(1) 高压互感器结构仅有呼吸器,外面没有加吸湿器。在温差、湿度特别大的地区由

于器身的呼吸作用使隔膜上部结露,久而久之橡皮隔膜内逐渐积满水,若隔膜有缺陷水就渗入器身内部。这只要在原结构基础上取消呼吸器,再加装一套吸湿器(包括连接管、弯板、法兰及两种密封垫)就可以了。运行中要经常注意吸湿器内的变色硅胶的颜色变化(吸湿饱和时硅胶由淡蓝色变为粉红色),硅胶呈粉红色后要及时更换。换下来的硅胶可以经过干燥重新使用。

如果暂时无法加装吸湿器,要定期将呼吸器打开并穿入一根塑料管,将隔膜内的水引导出来。另外,检修打开盖时也应进行这一工作,以免不小心将水溅入器身内部。

(2)瓷箱帽和盖均为铸铝,致密性差,可能存在气孔、砂眼,没有经过 1.96×10^5 Pa 压力 1min 的水压试验,雨水可能渗入。

在无水压试验条件的单位,可设法堵住瓷箱盖上 M22 × 1.5 螺孔补作煤油试漏。具体做法是将外露部分涂一层浓石灰水,干燥后翻过来在凹处盛满煤油,4h 后涂以白粉,应无渗漏油迹。其处理办法是,发现油迹可用锤子轻轻敲打渗漏处,挤压气孔、砂眼,或采用环氧树脂及其它材料修补,然后再试一次,不合格者再更换。

瓷箱帽无法用煤油试漏,补救的办法是将互感器器身注满变压器油,待 24h 后检查渗漏情况,其处理办法与前述的相同,然后将油倒出至规定油面再扣瓷箱盖。

(3)消除割破橡胶隔膜的缺陷。瓷箱上盖有一个 4mm 深的密封槽是卡装隔膜的,内径 286mm 处有一直角,加工时留有毛刺,同样瓷箱帽内径 290mm 口子与隔膜接触的地方加工后留有尖角毛刺。两者在装配后压紧隔膜时象一把锋利的刀子,很容易将隔膜割破,要用锉刀或刮刀清理成圆角装配。

(4)密封圈及隔膜老化开裂后要及时更换,特别是油标的密封圈要仔细检查。每次检修也要检查隔膜的致密性,办法是将隔膜内外面折摺弯曲逐片用眼观察,也可用打气压试漏。对老化、开裂、割破和有针孔的坚决不用。

(5)加强装配质量。互感器器身要经常处在油中保护,在任何情况下露在空气中不得超过 12h。装配盖时四个螺钉要均匀压紧,吊装环坏了要及时更换,才能保证密封。

(6)互感器器身进水受潮后,一般干燥处理($100 \pm 5^\circ\text{C}$, 48h)无效时,要进行真空干燥处理,满足绝缘电阻及介质损耗要求后才能投入运行,决不能带病运行。

(二)电压互感器支架介质损耗超标处理方法

1. 绝缘支架的烘烤和浸漆

(1)将低介质损耗的绝缘支架垂直挂在烘箱内(有条件的可在真空室内),以每小时 5°C 升温至 80°C ,之后保持 150h,然后降温至 20°C ,取出支架,做介质损耗试验,试验合格后放回烘箱内,以每小时 10°C 升温至 100°C ,之后保持 24h,然后降温至 40°C ,准备浸漆。烘烤时,支架必须垂直放置,以防变形。

(2)将 1032 号绝缘漆倒入干净的铁桶内,用甲苯稀释绝缘漆,用干净的木棒将漆上下搅匀,直至木棒从漆中提出时,漆能从其上快速下流。桶高应比支架长度长 20cm,绝

缘漆离桶口 20cm 为佳。浸漆应在干燥洁净的室内进行。

将 40℃ 支架连同铁丝钩一起从烘箱内取出,手提钩子将支架慢慢地全部放入漆桶内,静置 3min。慢慢将钩子提起,滴净余漆,在浸漆室内晾置 1h 后,迅速将支架垂直放回烘箱,以每小时 10℃ 升温至 100℃,之后保持 24h,然后再降温至 50℃,检查支架漆膜干燥是否合格。其检验时用 0.12 电缆纸一张,稍用力贴在支架上 1~2s,证明纸张与支架间无粘合,漆膜无气泡为合格。进行介质损耗试验合格后将支架放回烘箱,准备更换支架。

2. 支架的更换及组装注油

(1) 将电压互感器内变压器油放净,拆吊瓷套。将合格支架用干净的绸布擦净。更换支架时,不要操作过急,以免碰坏绝缘漆,要先拆下一根旧的,再换上一根合格的,并紧固。依次操作,换完 4 根支架,这样便可使铁芯、绕组保持原状。4 根支架中有 1 根区别于其它 3 根,应加倍小心,以防装错。

(2) 支架更换完毕,先用干净绸布将互感器内各部擦净,吊装瓷套,组装密封。然后将互感器抽真空至 98.7kPa 以上,维持 48h,再边抽真空边注油。注油管口径不得大于 3mm,分 3 次注油,每次间隔 4h。注满油抽真空 8h 后即可使用。

(三) 互感器受潮处理措施

在电力系统中,35kV 以上的户外式电压、电流互感器,由于产品结构、安装质量问题,总有一部分互感器受潮或严重受潮。例如 JDJ1-35 型的电压互感器绝缘曾降到 6MΩ,严重威胁着电力系统的安全运行。下面介绍用一般烘房进行处理的措施。

1. 互感器受潮烘干前处理方法

在查明设备受潮后应及时把瓷箱帽盖打开,把隔膜内的水分清除干净,把放油阀拧开,将器身底部残积的水排除掉。在烘干之前应先把烘房内清扫干净,并加热到 40℃,排除烘房内的潮气。设备运到室内后应在相对湿度为 75% 以下的干燥天气里进行排油、吊开外瓷套。

2. 互感器受潮烘干

在器身放入烘房后温度必须缓慢地增加,必须将绝缘内所含的油烘干,水分才能被迅速地蒸发出来。因此在干燥的初始阶段水分还没蒸发出来。互感器的内绝缘多是电缆纸密绕而成,而纸的吸湿率又特别高,要想把绝缘所含的水分全部蒸发出来,必须做到下列几点:

(1) 器身进入烘房后,温度从低到高缓慢地增加。一般是在 40℃ 时烘 24h,到 60℃ 时烘 48h,到 75℃ 时烘 48h,最后将温度升到 95℃。在高温时要每小时探测绝缘电阻一次,并对温度要随时检查。当绝缘电阻在 6~8h 内能保持不变时,则可认为干燥完毕。

(2) 绝缘电阻值与水分蒸发的情况有关。在干燥的初始阶段,绝缘电阻是逐渐降低的,这是因为绕组受热后,其绝缘内所含的水分不断被蒸发到绝缘的外面,造成绝缘电阻下降,之后才渐渐地升高起来。

(3)在干燥器身时,为了防止密封垫老化,必须把它取下来,并把二次末端和二次出线端小瓷套松开。

(4)烘房内最高温度应控制在 $95 \pm 5^{\circ}\text{C}$ 之间。温度过高会造成绝缘脆裂和老化。如果温度和时间都满足要求,且经检查没有任何问题后,绝缘电阻仍不合格,则只能加长干燥时间,不能提高烘房内的温度。

对严重受潮的 JDJJ-35 型电压互感器,用以上的方法进行干燥,温度和时间都达到要求,绝缘电阻仍达不到要求时,可再用两只红外线灯泡对每台电压互感器的绕组绝缘层照射,烘房内温度仍为 95°C ,待连续干燥 24h 后,绝缘电阻就可达到要求。

(5)绝缘件受热后膨胀,干燥后收缩。在器身干燥完毕后,要仔细对各部件进行检查,发现问题一定要处理完好后才能组装。

3. 烘房温度控制

在实际工作中,烘房温度从低温到高温是用电触点温度计控制的。在升温的过程中,应把温差控制在 10°C 之间。例如上层温针调到 40°C ,下针调到 30°C ,从而达到分合在 10°C 之间,这样干燥的效果最佳。

4. 互感器器身组装注意事项

器身在组装前瓷套要用无水乙醇将内外擦净,密封垫有裂纹或老化的一定更换。组装好后,要用合格的变压器油将器身内冲洗一次,然后用真空滤油机从底部注油,静置 24h 后再做各种试验。

用以上的方法处理受潮的互感器,约有 95% 以上一次组装,经试验合格,可继续投入使用。

(四) 高压电压互感器绝缘支撑板检修方法

电压互感器在使用中常发现介质损失角增大或绝缘电阻偏低的现象。一般认为这可能是绕组受潮造成的。但在检修中,真正属于绕组受潮是极少数的,绝大多数是属于绝缘支撑板的受潮、开裂、起泡等引起的。在这种分级绝缘的互感器中,铁芯带有一定电位,是靠 4 根支撑板作为铁芯对地的主绝缘,所以支撑板的好坏,会直接影响到互感器的绝缘性能。

1. 支撑板材料及改进办法

支撑板的材料,绝大多数的选用酚醛纸质层压板。由于近几年来,对介质损失角正切值有不大于 0.01 的要求已不作考核指标,因而对互感器介质损失角也就无从保证。改进办法:用 DY 100/00-1 电工绝缘纸板经过涂漆、热压、机床加工、干燥浸漆制成支撑板。

2. 支撑板检修注意事项

(1)所用漆的粘度要控制适当,涂漆要均匀,否则效果差,容易留存空气。

(2)压力要均衡,要求压力不低于 2.94MPa 。

(3) 机床加工时要注意光洁度,工艺要精细,四周要光滑成圆角。

(4) 在加工过程中绝对不能用水或其它油脂作冷却液。

(5) 在干燥时要用夹板夹紧,防止弯曲变形。浸漆时漆层要均匀,不能留有漆瘤。在浸漆后干燥时,温度不能突然升高,要防止漆层外干内潮,留有气泡,要防止出现皱折现象。

(6) 经试验合格的支撑板暂时不用的,一定要用夹板夹紧,放在烘干房中。

(五) 电流互感器退磁

电流互感器在运行过程中如突然断电或者二次侧开路,或者在绕组中误通直流电流,铁芯都可能产生剩磁,使导磁率下降,增大电流互感器的误差。在此情况下,为了减少剩磁对误差的影响,必须进行退磁。

互感器的退磁,即对铁芯通以交流电流,使铁芯磁通密度的导磁率从低到高并越过最大导磁率,从而达到饱和状态。然后逐渐降低磁场到零,这样反复数次,以恢复铁芯导磁率。退磁的方法有两种:一是开路退磁,即强磁场退磁;二是闭路退磁。开路退磁是以其额定电流的 20% ~ 50% 为退磁电流,闭路退磁是选额定负荷的 10 ~ 20 倍电阻负荷为退磁电阻,然后再以制造厂规定的退磁方法和要求进行退磁。

1. 开路退磁

退磁强度 H_1 一般为铁芯达到最大导磁率时磁场强度 H_m 的 2.5 ~ 5 倍。此时退磁磁通密度 B_1 , 为最大导磁率时磁通密度为 1.5 ~ 2 倍。设磁通长度为 L_p , 则:

$$\frac{H_1 \cdot L_p}{I_{1N} \cdot N_1} = \frac{I_1 \cdot N_1}{I_{1N} \cdot N_1} = \frac{I_1}{I_{1N}}$$

其中 $I_1 = (1.5 \sim 2) I_{1N}$

式中 $I_1 \cdot N_1$ —退磁安匝;

$I_{1N} \cdot N_1$ —额定安匝;

I_1 —退磁电流;

I_{1N} —额定电流。

这种退磁方法,既能达到退磁目的,又比较安全。注意退磁电流应从一次侧输入。

2. 闭路退磁

一般很少使用。闭路退磁在此不作介绍,读者可参看有关资料。

(六) 互感器故障及处理

互感器故障及处理办法,见表 3-2-11。

表 3-2-11 互感器故障及处理办法

故障种类		产生原因	危害	处理办法
电流互感器二次开路		电流引线接头松动,端子损坏等	将一次侧安匝全部用于励磁,铁芯高度磁饱和,损耗、温度剧增。二次绕组产生高电压,危及人身和绝缘,剩磁会增加误差	(1)按表计指示,判断是仪表级还是保护级二次开路 (2)手戴绝缘手套,用钳形表测各相电流值并进行比较 (3)逐段将回路短接,测量回路电流,找出故障点并处理之
放电	电晕放电	局部场强大	绝缘严重腐蚀、老化	将绝缘表面与铁芯间缝隙用防晕漆或半导体垫条塞紧
	局部放电	绝缘内部有气孔等缺陷	使绝缘介质逐步劣化,以致击穿	测局部放电量不大于 40pC (油浸式互感器),环氧绝缘放电量不大于 200pC
电压互感器铁磁谐振		在中性点不直接接地的 $10\sim 110\text{kV}$ 系统中,系统运行状态发生突变,铁芯发生磁饱和	铁芯磁通密度高,激磁电流大,二次侧将严重过电压而发热烧毁,严重者,将发生击穿、爆炸	(1)改善互感器的伏-安特性 (2)调整系数的 x_c 与 x_L 参数,使 x_c/x_L 值脱离易激发铁磁谐振区 (3)在开口三角处接非线性电阻,或在一次绕组中性点接入适当阻尼电阻

三、互感器的干燥

(一)高压电容型电流互感器干燥方法

高压电流互感器是电力系统重要的、数目众多的设备之一。它的事事故和停运,严重影响系统的运行安全,虽经各方面努力工作,但至今事故和缺陷仍然较多。设备的缺陷,除制造质量和绝缘劣化外,多数属于进水受潮。虽然陆续进行了密封改造工作,尚不能顾及到全部。下面就电容型绝缘结构的电流互感器受潮监督与干燥处理作一介绍。

1. 受潮程度与判断

高压电容型电流互感器现场常见的受潮状况大致有以下3种情况:

(1)轻度受潮。进水量较少,时间不长,又称初期受潮。其特征为主屏的 $t_{g\delta}$ 无明显变化,末屏绝缘电阻降低, $t_{g\delta}$ 增大,油中含水量增加。

(2)严重进水受潮。进水量较大,时间不太长。其特征为底部往往能放出水分,油耐压值降低,末屏绝缘电阻降低, $t_{g\delta}$ 较大,若水分向下渗透过程中影响到端屏,主屏 $t_{g\delta}$ 将

有较大增量,否则不一定有明显变化。

(3)深度受潮。进水量不一定很大,但受潮时间较长。其特征为长期渗透潮气进入电容芯部使主屏 $t_{g\delta}$ 增大,末屏绝缘电阻较低, $t_{g\delta}$ 较大,油中含水量增加。另外,试验判定受潮的互感器,一般都能发现密封缺陷,主要有:密封胶垫没有压紧,胶垫外沿有积水,呼吸器堵塞或出口失去油封,呼吸管与上盖连接处密封不良,硅胶变色后长期不更换,隔膜破裂,油标处密封胶垫失效等。运行中观察呼吸器硅胶变色规律也可反映端部密封状况,若较长时间硅胶不变色,端部一般都有密封缺陷。

抽取微水油样应注意油温影响,尽量在运行中取得。

2. 现场干燥方式

电容型绝缘既紧又厚,具有受潮不易排潮的特点,所以干燥工艺要求高,应慎重对待。从现场条件、工期、安全等多方面考虑,热油循环干燥方式是一种最适宜的处理方式,通过真空注油机升温对互感器进行热油循环,绝缘受热后介质内部水分子热运动加剧,水汽蒸发加速,其中一部分克服油阻从互感器顶部排出,另一部分被循环油带至真空滤油机排出。这样油温升高,使绝缘纸中含水比例下降,通过不断对油的干燥处理,达到干燥目的。热油浸入绝缘材料,在内外层间起到桥接作用,使热传导和绝缘内层的水分排散比较容易,得到较好的排潮效果。这种方式主要优点是不需吊出和分解器身,节省时间,工期较短,处理后器身内部洁净。

3. 现场干燥要点

(1)干燥技术措施规定,所监视部位绝缘电阻稳定 12h 后可以停止热油循环处理。试验表明此时的绝缘电阻只是一个相对稳定值,它出现的时间和大小主要由油温和内部压强决定。

油温高固然对干燥有利,但过高则会加速一次导线内残油或绝缘纸的劣化,同时一般现场用的真空滤油机长期工作油温不宜超过 65°C ,所以平均油温控制在 $65\sim 70^{\circ}\text{C}$ 对互感器绝缘寿命和真空滤油机的运行都是有利的。

互感器内部压强越低,水汽汽化温度就越低。当油温高于汽化温度时,绝缘内水分产生气泡,开始汽化。过热度越大,汽化越激烈和迅速。

(2)在循环升温开始前,对一次绕组施加 $30\%\sim 40\%$ 额定电流。目的是建立一定温差,防止潮气向芯内扩散。此电流宜在循环结束数小时后切断。

(3)首先逐步升温循环,待温度上升到控制值并经一定时间后方可缓慢地提高真空度。在干燥开始阶段,由于绝缘内部潮气较多,产生较大的蒸汽压力,过早、过快地减小外层压强可能会使绝缘层间遭受损伤。

(4)U 形一次绕组弯处绝缘包扎最厚,绝缘外部压强最大,在循环方向上又属油温偏低部分,因此是排潮最难的部位,可以在全油位循环到某一时间后,适当降低油位循环,减小底部压强,有利于该绝缘部位的抽潮。

(5) 循环油宜用新油也可用原互感器油,但要先作单独干燥处理。为提高绝缘浸油程度,必须重视以下方面:

① 坚持预抽真空,不应低于 6h;

② 残压降低时,浸油程度加大,对于 220kV 及以上互感器尽量使残压不大于 1.33×10^2 pa;

③ 研究确定最大浸油程度是在油温 70℃ 左右时达到,故尽量用热油注入,并可在注油过程中对一次绕组施加 40% 额定电流以助加热;

④ 油应从互感器上部注放,注入油应经真空干燥脱气处理,注油前油箱下部放油阀处密封应可靠,防止从底部抽入空气;

⑤ 进油速度不能过快。通常,油位每增长 1m 的时间不宜低于 3h,可根据互感器油量的多少选择注油孔内径,一般为 $\phi 1.5\text{mm}$ 、 $\phi 2\text{mm}$,内孔长度 5mm 左右,管口呈喇叭形以利喷洒均匀。

高电压电容型绝缘的电流互感器排潮虽然比较困难,但采用热油循环干燥方式一般都能解决现场排潮问题。对于轻微受潮的互感器,不用真空手段处理也可能使绝缘试验数据达到规程要求,但采用高真空后干燥温度可以相对低些,对设备绝缘寿命有利。

(二) 电压互感器受潮后现场处理方法

1. 绕组通电加热法

加热的方法较多,如热油循环、热风循环、涡流加热、煤油蒸气等,可以因地制宜,用其所长。但这些方法用于处理电压互感器就显得设备笨重复杂,电源容量大,耗电多,现场准备工作时间长,施工较困难。

将电压互感器自身高压绕组短接,低压绕组用行灯(12V 档)通电流加热。JCC-110 型电压互感器的绕组排列为:外层是辅助绕组(aD、xD),最里层是高压绕组,中间是低压绕组(a_x、x),而低压绕组又是处于下部最易受潮的位置。故从低压绕组加热比从辅助绕组加热好,它能更好地把内部潮气蒸发外溢。

加热电流开始为 30A,而后视其低压绕组电阻折算出温度,随时改变电流的大小。当绕组温度超过 80℃ 时,绕组的温度要控制在 80~90℃,温度的高低可视其受潮程度确定。应特别注意,升温不要太快,电流的增减数值要小,不然温度会增加很快。此时最好每隔 15min 测试一次温度。

2. 真空脱气加热处理效果

110kV 电压互感器经真空脱气加热处理后,其干燥处理时间是比较少的。此种干燥处理方法比在烘炉中处理有以下优点:

(1) 处理设备简单,仅需要 1 台真空泵(1.1kW)、1 台调压器(0.5kVA),和一只行灯变压器(300VA、12/220V);

(2) 节约能源,在烘炉中干燥一般耗电量为 1500~4000kWh,而此种方法耗电量仅需

10kWh；

(3)在现场处理,可节省吊装及运输等费用。由于不吊装,也避免了附近电气设备的临时停电；

(4)绕组本身通电干燥,绕组受热均匀,干燥效果好；

(5)此种干燥处理方法,适用于各种类型的电压互感器和电流互感器的干燥处理。

3. 干燥情况检测方法

对电压互感器的干燥过程及结果的判断,主要是测量介质损失角及绝缘电阻。在检测前应当将接线小套管和接线板清理干净,以免影响测量结果。

(三)高压电流互感器绝缘处理方法

高压电流互感器通常都采用较厚的电容型油浸纸绝缘结构。这种绝缘结构的电气性能及其使用寿命,除取决于设计结构、参数、材质外,还取决于绝缘的工艺处理和操作技术的水平。而绝缘处理的主要目的是除净绝缘内部的残存水分和气体,要求互感器在绝缘的真空干燥处理后,油浸纸的含水量降到 $0.3\% \sim 0.6\%$ 。如果由于绝缘处理不彻底,如对高压电流互感器而言,其绝缘纸的残存含水量高达 $2\% \sim 3\%$,这就不能满足使用的要求。

高压电流互感器器身处理方法的种类及选择有以下两种。

(1)加热抽真空的处理方法。这是一种用得比较早的方法,即先给器身预热后,边抽真空边干燥,待无冷凝水后维持一段时间,在真空状态下,浸入变压器油,等浸透后处理完毕。这种方法简单可行。但由于在真空状态下,只有靠辐射供热,温度上升速度较慢,影响绝缘内部水分的蒸发速度,因此整个处理过程的时间长。

(2)热风循环干燥的处理方法。这种方法是将 $105 \sim 130^{\circ}\text{C}$ 的热空气送入干燥的罐内,使器身较快地均匀受热,并迅速带走器身内蒸发的水分。这种方法操作简便、安全,但处理时间较长,而且热风设备也比较复杂。

(3)热风与抽真空反复交替的方法。这种方法是在热风循环干燥方法的基础上发展起来的,即用热风加热器身与抽真空两种过程交替进行。热风是加速器身中水分的蒸发,而抽真空是加速带走水蒸汽和尽快汽化。这种方法处理效果好,处理过程时间也较短。

(4)气相法。这种方法是送入石油醚或煤油蒸汽,气体在绝缘体表面冷凝释放出大量汽化热,使器身受热而蒸发水分。这种方法优点很多,但在国内还没有被采用。

(5)液相法。它主要是用热油来加热器身,使绝缘内水分蒸发,同时在器身受热后抽真空,以加速水蒸发排出。

实践证明,无论何种处理方法,都不能忽视抽真空的作用。只有把真空和加热两个方面互相结合起来,才能使互感器器身处理得到满意的效果。

第三章 隔离开关

第一节 隔离开关概述

隔离开关是一种没有专门灭弧装置的开关设备,在分闸状态有明显可见的断口,在合闸状态能可靠地通过正常工作电流和短路故障电流。它在配电装置中用来隔离电源、倒闸操作,也可接通和切断小电流的电路,为了满足配电装置在不同接线和不同场地条件下,达到合理布置、缩小空间和占地面积的要求,以及为了适应不同的用途和工作条件,隔离开关已发展成了较多系列,品种和规格。

一、隔离开关的用途和分类

(一) 隔离开关的用途

在电力系统中,隔离开关的主要用途有如下三种:

1. 隔离电源。用隔离开关将电气设备与带电系统隔离,以保证被隔离的设备能安全地进行检修。

2. 改变运行方式。利用隔离开关可将设备或线路从一组母线切换到另一组母线上去。

3. 接通和切断小电流的电路。例如可以进行的操作:

①开合电压互感器和避雷器;②开合电压为 35kV,长 10km 以内的空载输电线路;③开合电压为 10kV,长 50km 以内的空载输电线路;④用户外三相隔离开关可以开合 10kV 及以下、电流在 15A 以下的负荷;⑤开合 35kV、1000kVA 及以下和 110kV、3200kVA 及以下的空载变压器。

(二) 对隔离开关的基本要求

按照隔离开关担负的工作任务,应能满足以下要求:

1. 应有明显的断开点 ,易于鉴别电器是否与电网隔离。
2. 断开点间应具有可靠的绝缘 ,即要求断开点间有足够的安全距离 ,能保证在过电压和相间闪络的情况下 ,不致危及工作人员的安全。
3. 具有足够的热稳定性和动稳定性 ,即受到适中电流的热效应和电动力的作用时 ,其触头不能熔接 ,也不能因电动力的作用而断开或损坏 ,否则将引起严重事故。
4. 户外型在冰冻的环境里应能可靠地分合闸。
5. 带有接地开关的隔离开关应装设连锁机构 ,以保证分闸时 ,先断开隔离开关 ,后闭合接地开关 ;合闸时 ,先断开接地开关 ,后闭合隔离开关的操作顺序。
6. 与断路器配合使用时 ,应设有电气连锁装置。
7. 结构简单、动作可靠。

(三) 隔离开关的分类及型号意义

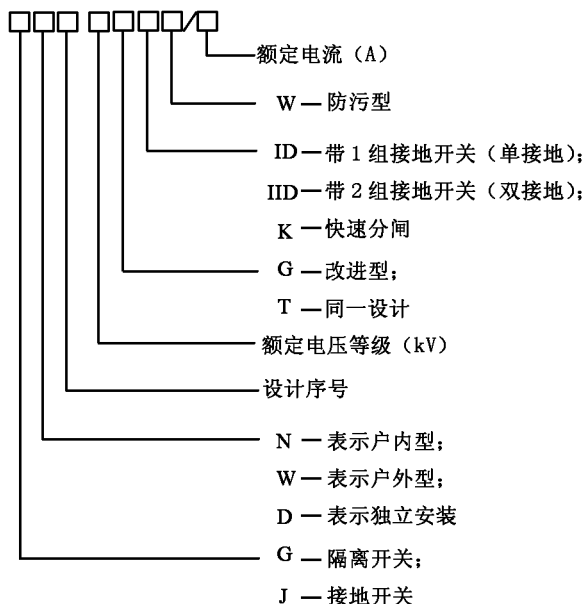
1. 隔离开关的分类

隔离开关类型很多 ,可按下列方法分类。

- (1) 按装设地点的不同 ,分为户内式和户外式两种 ;
- (2) 按支柱绝缘子的数目 ,可分为单柱式、双柱式和三柱式三种 ;
- (3) 按刀闸的运动方式 ,可分为水平旋转式、垂直旋转式、摆动式和插入式四种 ;
- (4) 按有无接地开关可分为有接地开关和无接地开关两种 ;
- (5) 按极数 ,可分为单极和三极两种 ;
- (6) 按操作机构的不同分为手动、电动和气动等类型。

2. 隔离开关的型号的表示意义

隔离开关的型号所表示的意义如下。



某一规格的隔离开关可能具有上述全型号各节的全部,也可能仅有个别部分。

例如:GW6-220HDW/2000表示额定电压220kV、额定电流2000A、第6次设计的户外防污型双接地刀隔离开关。

二、隔离开关的结构特点及工作原理

(一)水平断口隔离开关结构特点

1. 双柱式隔离开关水平转动结构

水平转动的结构特点是:相间距离大、刀闸分闸后不占上部空间、绝缘子兼受较大的弯矩和扭矩。图3-3-1(a)为GW4型,产品系列较全,质量较轻,可用于高型布置。图3-3-1(b)为V型布置产品,有GW5型水平转动,可正装、斜装。常用于高层布置,硬母线布置及屋内配电装置。

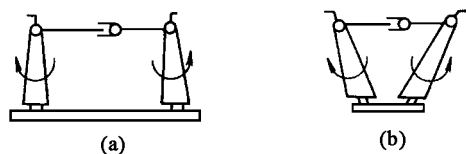


图3-3-1 双柱式隔离开关水平转动结构示意图

(a)II型结构 (b)V型结构

2. 三柱式(双断口式)隔离开关水平转动结构

结构特点:相间距离较小,但纵向长,不占上部空间,瓷柱分别受弯矩或扭矩,其型号有GW7型,可以单相操作或三相操作,可以分相布置,用于220kV及以上屋外布置中,如图3-3-2所示。

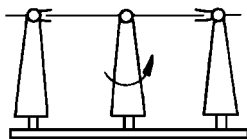


图3-3-2 三柱式(双断口式)隔离开关水平转动结构示意图

3. 闸刀式隔离开关结构特点

结构特点:相间距离小、占上部空间大。图3-3-3(a)闸刀式隔离开关为GW2型,三相操作,目前在发电厂及变电所已较少使用。图3-3-3(b)产品有GN型系列,GN5型为单极,600A以下用构棒操作;GN2、GN6、GN8、GN9型为三极,可前后连接,可平装、立装、斜装。用于屋内配电装置及开关柜,GN11型为单极,GN18、GN22型为三极,用于大电流回路。

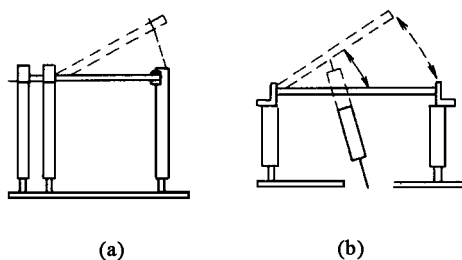


图 3-3-3 闸刀式隔离开关结构示意图

(a)GW2 型 (b)GN 型系列

4. 伸缩插入式瓷柱转动(或拉动)结构

结构特点:相间距离小,占上部空间大,适用于 500kV 等超高电压等级。图 3-3-4

(a)产品有 OH、TKF、GW12 型,图 3-3-4(b)产品有 GN14 型,占空间小适用于户内配电室。

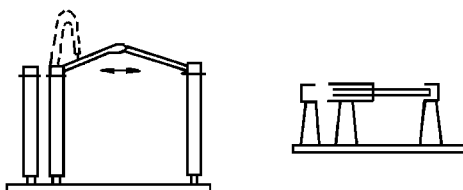


图 3-3-4 伸缩插入式瓷柱转动(或拉动)结构示意图

(a)OH、TKF、GW12 型 (b)GN14 型

(二)垂直断口隔离开关结构特点

1. 闸刀式隔离开关结构特点

闸刀式隔离开关相间距离小,闸刀分闸后一侧占空间面积大,一般多为单极专用于变压器中性点其产品有 GN3 型。垂直断口闸刀式结构示意图如图 3-3-5 所示。

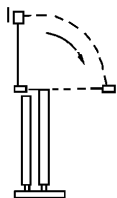


图 3-3-5 垂直断口闸刀式结构示意图

2. 伸缩式偏折型隔离开关结构特点

其特点是相间距离小,可分相布置。图 3-3-6(a)为单柱插入式结构,产品适用于架空硬母线,图 3-3-6(b)为双柱钳式结构,产品型号有 GW6-220G、GW10 型及进口的 SSP 型等。

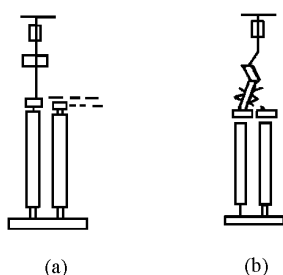


图 3-3-6 伸缩式偏折型隔离开关结构示意图
(a)插入式结构 (b)螺栓式结构

3. 伸缩式对称折隔离开关结构特点

其特点是相间距离小,可用以分相布置,如图 3-3-7 所示多用于母线隔离刀,闸刀分闸后的净距;图(a)>图(b)>图(c),其中图(c)为多折式隔离开关。适用于 220 ~ 500kV 单柱、钳夹。产品型号有 GW6-330、TFB 及 TPDE 三种。

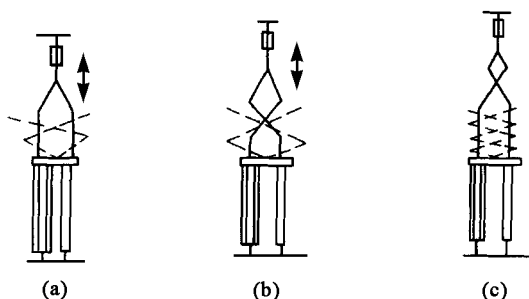


图 3-3-7 伸缩式对称折隔离开关结构示意图
(a)单折式 (b)双折式 (c)多折式

(三) 各类隔离开关的工作原理

1. 双柱式隔离开关的工作原理

以 GW4-110 型为例,双柱式 II 型隔离开关的工作原理叙述如下:

GW4-110 型隔离开关为双柱水平回转握手式结构,由底架、支柱绝缘子及导电回路三部分组成。630、1000、2000A 三种规格除导电部分稍不同外,其余完全相同;630、1000A 两种结构型式完全相同,仅导管截面及表面处理有别;2000A 与 630、1000A 结构相同。

底架为一根槽钢,其两端安装有轴承座,轴承座内有两个圆锥滚柱轴承,保证轴承座上的杠杆灵活转动。开关有不接地、单接地及双接地三种型式。GW4-110D 型底架之一端或两端焊有接地刀底座,装有接地开关。

转动杠杆上安装有一节实心棒式支柱绝缘子,该绝缘子有普通型和防污型两种,即

构成 GW4-110 型或 GW4-110W 型两种产品。

导电部分固定在绝缘子的上端,由主闸刀、中间触头及出线座构成。主闸刀分成两半,接触部分在中间。中间触头一端为触指,另一端为圆柱形触头,合闸时柱形触头嵌入两排触指内,出线端滚动接触,转动灵活。

当操作操动机构时,带动底架中部之传动轴旋转 180° 通过水平连杆带动一侧之瓷柱(安装在转动杠杆上)旋转 90° ,并借交叉连杆使另一绝缘子外向旋转 90° ,于是两闸刀便向一侧分开或闭合。接地刀主轴上有扇形板与紧固在绝缘子法兰上的弧形板组成连锁,确保“主分—地合”、“地分—主合”的顺序动作。

本型隔离开关制成单形式,通过相间连接而形成二极或三极连动,亦可单极使用。GW4-110 开关主闸刀配 CS14G 手动机构或 CJ5 电动机构成 CQ2-110 型气动机构操作,具体由设计选择。接地刀配 CS14G 手动机构,单接地配 1 台,双接地配 2 台。CS14G 是操动机构,主要由基座、手柄和 F1 型辅助开关组成,辅助开关有四极(2 开 2 闭)或 8 极(4 开 4 闭)两种规格,供连锁及信号之用。

GW4-35 型隔离开关与 GW4-110 型开关结构相似,只是支柱绝缘子大小,导电部分尺寸略有不同。

GW3-220 型隔离开关与 GW4-110 型开关结构相似,只是随着电压增高,绝缘子由两个 ZS-110 实心棒式绝缘子迭加而成,导电部分随电流变化而稍加改动,具体外形及安装尺寸见相应安装使用说明书。

2. 双柱式 V 形隔离开关的工作原理

以 GW5-35(D)、GW5-110(D)型为例说明如下:

GW5-35(D)型与 GW5-110(D)型隔离开关为双柱 V 形回转握手式结构,由基座支柱绝缘子左、右触头、接线座及导电回路等三部分组成。两支柱绝缘子成 V 形安装在左、右两轴承座上,两轴承座里都装有 7209 轴承和相互啮合的伞齿轮,接线座内用紫铜编织带,分别连接固定在出线导电杆和夹紧触头的夹板上,保证绝缘子和触头转动 90° 时出线导电杆固定不动,且接触可靠。当操作手动操作机构带动一支柱绝缘子及上部触头转动 90° 时,伞齿轮也带动另一绝缘子及上部触头同时向同一方向转动 90° ,达到分合电路的目的。接地开关在垂直面上运动。该开关可不带接地装置,也可带单接地或双接地装置。主闸刀与接地开关间通过机械连锁,以确保“主分—地合”、“地分—主合”的操作动作。

该型隔离开关制造成单极式,通过相间连接组成三极联动,亦可单极使用。

3. 三柱式(双断口)隔离开关的工作原理

以 GW7-220、GW7-220W、GW7-330、GW7-500 型为例说明如下:

(1)GW7-220、GW7-220W、GW7-330 型隔离开关为三柱水平转能双水平断口式结构。它由底座、瓷柱和导电回路三部分组成。

底座部分是由槽钢和钢板焊制而成。在槽钢上装有三个支座,两端支座是固定的,中间支座是转动的。在槽钢内腔装有主闸刀和接地开关的传动连杆及连锁板。接地开关系由刀杆(钢管制成)和静触头组成,刀杆端头有一对触片与静触头接触。

每极共有三个瓷柱,每柱由实心棒式绝缘子迭装而成,它的下端固定在底座的支座上,承担对地绝缘及传递操作力矩的功能。

导电部分由动闸刀和静触头组成,在其端部各焊有一圆柱触头,借助铝罩将二根管连成一体。当操作操动机构时,带动中间瓷柱转动下,动闸刀即可完成合闸动作。

该开关制成单极形式,可以带一把接地开关、两把接地开关或不带接地开关。接地开关和主闸刀设有机械连锁装置,以保证主、地间规定的合闸顺序。

本开关可以分别选用三种操作机构,即CS14G型手动操作机构、CQ2-145型气功机构或CJ5型电动操作机构。当配用CQ2-145气动机构时,其工作气压为0.7MPa(允许操作气压为0.6~0.8MPa),操作一次耗气量3L,其电磁线圈电压为直流110V或220V。当配用CJ5型电动机时,其操作电压为交流220V或380V,均由用户自行选择。GW7-220W型除瓷柱改为防污绝缘子(代号22892295各一只)外,其余与上述机构完全相同。

(2)GW7-500型隔离开关的四柱水平转动双水平断口式结构由底座、瓷柱、导电系统接地开关及传动系统等五部分组成。各部分的结构及功能如下:

1)底座部分用钢管制成,底座下有安装孔以便和现场基础固定。底座上有三个固定支座和一个转动支座,两端支座是固定的,中间支座分两个,一个是固定的,一个是转动的。三个固定支座用来装设支撑静触头、导电杆及动触头的瓷柱,中间转动支座用来装操作瓷柱。底座两端根据需要装设有1~2把接地开关,并装设相应的机械连锁装置,以确保主、地闸刀间的操作顺序。

2)绝缘瓷柱。每极有四柱,每柱由三个或四个实心棒式绝缘子迭装而成,它们的下端固定在底座的支座上,两边的固定支柱顶部装静触头,中间的一个固定支柱顶部装动闸刀,另一转动支柱为操作柱,它的顶部通过连杆与导电杆连接,通过回连杆机构减低操作力矩。为改善电场分布,提高导电部分对地及断口间的耐电强度,每列绝缘子的顶部均装设均压环。

3)导电系统分为静触头和动闸刀(包括导电杆和动触头)两部分组成。动闸刀由2根 $\phi 100\text{mm} \times 10\text{mm}$ 铝合金管组成,在其端部连接用铜管做成的动触头。当操动机构操作时,带动中间的转动瓷柱转动 180° ,再通过连杆带动固定在中间固定瓷柱顶部轴承座上的动闸刀转动 71° ,动闸刀即可完成分合闸动作。动闸刀端部装有引弧装置,以利切断电容电流。静触头为指形多点接触式,5对触片靠弹簧保持接触压力,触片的长度考虑了足够的插入行程,以保证两端瓷柱受母线拉力而倾斜时,仍接触可靠,静触头分闸后,在复位弹簧的作用下偏转一角度,以利合闸。

4)接地开关为折架式结构,它由两段铝管及其他部件组成。在分闸位置时,两段铝

管通过臼节(由齿轮齿条组成)折迭在水平位置。当机构带动下段铝管向上转动时,上段铝管以臼节为圆心作圆周运动,臼节装在下段的顶部,它本身则以底座为轴心作圆周运动。在合闸位置时上下管串联,臼节部分靠软连接实现电连接。接地开关静触头装在主静触头一侧,系弹簧压紧的片状触头结构,它通过软连接与主导电回路接通。

5)传动系统。本开关制成单极形式,由三个单极组成一台三相电器,它可以制成带 1 把接地开关、2 把接地开关或不带接地开关三种形式,由用户选择。本开关主闸刀与接地开关都配用 CJ5 型电动机构。

4. 闸刀式隔离开关工作原理

以 GN2-35T、GN16-35/2000 型为例,说明闸刀式隔离开关的工作原理如下:

(1)GN2-35T 型隔离开关是三极闸刀装于一个带有绝缘子的框架上而三相联动的隔离开关,它由下列部分组成:

1)框架。由角钢焊接而成,转轴横贯其中部,转轴上对准三极之处焊有三个杠杆与拉杆绝缘子相连,转轴的一端焊有挡板作转轴分、合限位之用,转轴两端伸出框架,其任一端可装配连接操动机构的杠杆。

2)绝缘子。支柱绝缘子采用 ZA-35Y 型,拉杆绝缘子用一个长 342mm,拉断负荷不小于 150MPa 的拉杆绝缘子组成。

3)刀片和静触头。400A 每极由两片 TBY-4×30 铜排组成。600A 每极由两片 TMY-6×40 铜排组成。1000A 每极由两片 5×70 紫铜排弯制而成。静触头均为铜板弯成,而两端有产生接触压力的弹簧。

GN2-35T 型隔离开关,用 CS6-2 手力操作机构进行操作,可装在隔离开关的左侧或右侧。

安装时,分后连接和前连接两种(由用户订货决定)。所谓后(前)连接,是指驱动装于框架上的转轴的拉杆,是装在操动机构的后(前)面而言的,而这后(前)是相对固定操作机构的垂直支承面来讲的。

(2)GN16-35/2000 型隔离开关基本结构与 GN2-35T 型相同,其主要不同点如下:

1)支柱绝缘子采用 ZJH-35F 型,提高了抗弯破坏负荷等级。

2)绝缘拉杆改用环氧玻璃层压板制成,其一端备有钢接头,用以调整三相的分合闸同步性。

3)闸刀每相用四片 4mm×80mm 紫铜排制成,闸刀两端有 8 片磁锁板和压力弹簧,用来保持静触头的接触压力。

4)采用 16mm 厚的紫铜板弯成静触头,接触面经加工,其上有四个接线孔用以安装母线。

5. 垂直断口伸缩式隔离开关工作原理

以 GW6-220-50(D)型为例,说明垂直断口伸缩式隔离开关的工作原理如下:

GW6-220-500(D)型隔离开关为单柱剪刀式(伸缩编折式)垂直断口型结构,主闸刀为对称折架形式,静触头在使用时被固定在架空母线上,动触头和静触头都有很长的接触表面,以便适应使用中接触位置的较大变化。

操作整个带电部分由一个棒式绝缘子支持,一个绝缘子驱动(220kV级转 100° ,300、500kV级转 180°),使主闸刀实现分、合闸操作。本产品在分闸后形成垂直方向的绝缘断口,分、合闸状态清晰,有利巡视。

本产品通常在配电装置中作母线隔离开关,具有占地面积小的优点,尤其在“双母线带旁路”接线的配电装置中,其省地效果更加显著。

GW6系列单柱隔离开关均为一把接地开关供断口下端(下层引线)接地用。为满足用户对断口上端(上层母线)接地的要求,沈阳高压开关厂另生产独立的JD2系列接地器供给用户。

本产品主闸刀和接地开关各配有各自独立的操动机构,在隔离开关的底座上装有机构连锁装置,确保主闸刀和接地开关之间操作顺序正确。

本产品所配用的操动机构有两种:①CJ2-G型电动操作机构,供操作主闸刀用;②CS9-G型蜗轮手力机构,供操作接地开关用。

本产品分“三相机构联动”与“分相操作”两种。220kV级供应三相联动的产品;330、500kV级只供应分相操作的产品。后者各相有独立的操作机构,用电器方法亦可满足三相联动的要求。

第二节 隔离开关的安装调试

隔离开关的安装工序可分为隔离开关的本身安装、操动机构的安装和调试等项。本节以GN6和GW4系列为例,介绍安装时的主要工作。其它类型的隔离开关尽管结构上有差异,但安装工作是相似的,可参照进行。

一、GN6型隔离开关的安装

GN6型户内隔离开关可以立装、斜装和卧装,但安装位置应使闸刀(动触头)打开时趋向下方。安装高度一般为2.5~10m。操动机构的安装高度为1~1.3m。

(一)隔离开关的安装

根据设计图纸,将隔离开关安装在间隔墙上或支持钢钩架上。装在墙上的应先在墙上划线,预埋好底脚螺栓。当需要在墙的两面同时安装两组开关时,可用共同的双头螺栓紧固,但应保证其中一组开关拆除后,不影响另一组的固定强度。装在钢钩架上时,应

在构架上钻孔,用螺栓紧固之。

(二) 操动机构的安装

根据设计图纸安装操动机构并配制开关与机构之间的连杆。连杆一般用钢管制成。钢管应矫直,其内径与它相连接头上螺栓直径的误差应不大于 1mm。调试连杆的长度,使开关“合足”,分闸时,触头间净距以及拉杆与带电部分最小距离都应符合要求。同时,机构向上达到终点时,开关必须到达合闸之终点;手柄向下达到终点时,开关必须达到分闸之终点。

为了便于调整,配置连杆应首先点焊,待调好后再焊牢固。连杆与连接头的连接方法见图 3-3-8。

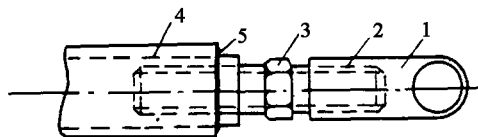


图 3-3-8 连杆与连接头的焊接

1—连接头 2—连接头螺栓;

3—螺母 4—钢管 5—焊缝,

需要配置延长轴、支持轴承、连轴器及拐臂等其它传动部件时,安装位置要准确可靠,操作要轻便灵活。

(三) 调试

隔离开关本体和操作机构安装后,应进行联合调试,使开关分、合闸符合质量标准。

隔离开关和操作机构联合调试的主要内容和方法如下。

(1) 调节机构扇形板上的连接杆孔的位置和连杆的长度,可以改变调节杠杆(即牵引杆)的方位,使隔离开关的闸刀合闸时“合足”,分闸时触头拉开的净距符合要求。并将分、合闸限位螺栓调到相应的位置。

(2) 调整隔离开关三相触头的合闸同期性。一般可借助于调整闸刀中间支撑瓷瓶的高度,使不同期程度不超过 3mm。

(3) 调整闸刀两边的弹簧压力,使接触情况符合要求。即以 $0.05 \times 10\text{mm}$ 的塞尺检查,线接触式的,应塞不进去;而面接触式的,塞尺塞入深度不超过 4mm(接触面为 50mm 及以下者)或 6mm(接触面为 60mm 及以上者)。

(四) 辅助接点的安装和调试

辅助接点盒安装在操作手柄的旁边,如图 3-3-9 所示。安装固定后,配制手柄与辅助接点的连杆,连杆选用的材料应符合强度要求。调整接点转臂上的一排斜孔(即调整该臂的精确度)及连杆的长度,使发分闸信号的接点在触刀通过全部行程的 75% 后开始动作,而发合闸信号的接点不得在触刀与静触头闭合之前动作。

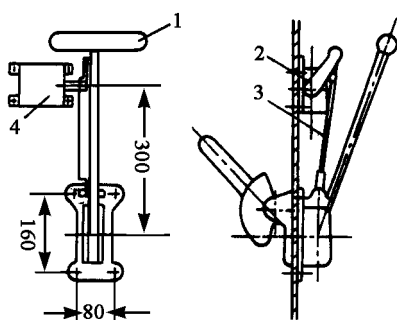


图 3-3-9 CS6 操动机构及辅助接点

1—手柄 2—连杆；
3—转臂 4—辅助接点盒

(五) 试操作

开关粗调完毕,应经 3~5 次的试操作,操作过程中再进行细调。完全合格后,才将隔离开关转轴上的拐臂位置固定,然后钻孔,并打入 $\phi 8 \sim \phi 10$ 的圆锥销,使转轴和拐臂永久紧固。

(六) 接线和开关底座接地

开关调试完毕后接上导线,并将底座接地。连接时,不应使导线对开关拉力过大,以免破坏可挠连接处的接触面,或使开关的转动变得不灵活。

二、GW4 型隔离开关的安装

(一) 基础找平

户外式隔离开关安装在混凝土构架或等径管的钢构架上(角钢或槽钢构架)。设备吊装前要找正基础,构架不应歪扭、倾斜,连接部分要牢固。

(二) 吊装

分箱包装的隔离开关,一般先在地面上单相组装,然后分相吊到基础构架上,用螺栓紧固。底座上垫金属垫片来校正开关的水平度和垂直度,但同一部位的垫片不得多于两片,垫片间及构架间应点焊,防止受力后位移。

校正时,应使开关三相间水平误差尽可能小;有接地闸刀的,其三相转轴中心线应成一条直线;同一支柱上各绝缘子的中心应在同一垂直线上;同相绝缘子柱的中线应在同一垂直面内,相间距离与设计要求之差不大于 5mm。

(三) 水平连杆的配制和调整

三相联动水平拉杆的材料、内径要求同户内式 GN6 型。连接头与钢管焊接时应注意留出的螺栓长度要有足够长,以供调节需要(见图 3-3-8)。调节该拉杆长度可以改变开关分、合的始末状态,使开关合闸时能“合足”,分闸时触头的净距或开度符合规定要求。

调节分闸和合闸限位装置,并固定之。并应使传动装置的拐臂不过死点,同时能满足开关合闸时能‘合足’和分闸时触头的净距或开度的尺寸达到标准。

(四)合闸同期性的调整

三相联动的开关应调整同期性,方法是以调节本相两柱之间拉杆的长度来达到。开关各相主闸刀上的触头接触时,相差不超过下列数值:额定电压为 35kV 以下的 5mm; 110kV 及以下的为 10mm; 220kV 及以下的 20mm。

触头接触时,触头水平方向之间应有一定间隙,但导电的接触部分应良好。

(五)接地闸刀的调整

接地闸刀的调整应在主闸刀调好后进行。合上接地闸刀,检查各相接地闸刀的转轴,应在一直线上,否则必须矫正。配制三相转轴之间的连杆,连杆用口径稍大于转轴的钢管,并在连接处钻孔,打入 $\phi 8 \sim \phi 10$ 的圆锥销固定。注意不许焊接。圆锥销的固定方式如图 3-3-10 所示。调节刀刃转轴上的扭力弹簧,使之操作力矩最小。

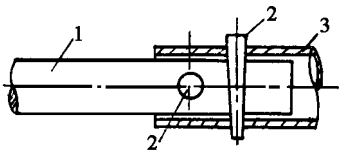


图 3-3-10 轴与连杆的连接

1—转轴 2—圆锥销 3—连杆;

(六)操动机构的安装

根据设计图纸将操动机构装于开关的中间极或边极下部。将开关和操动机构都置于合闸位置,移动操动机构,使机构的转轴与开关转轴成一垂直线。有接地闸刀时,应同时使开关上的接地转轴与机构转轴成一垂直线。中心对准后,将操动机构固定,配制开关与机构之间的连杆。并在轴连接处钻孔,打入 $\phi 8 \sim \phi 10$ 的圆锥销固定。操动机构安装后,应操动数次,检查开关的分、合情况,并使操动机构的极限闭锁装置与开关的实际位置相符,动作灵活可靠。

安装完毕后,接上导线。安装正常时,一个成年人的力量应能顺利进行分、合操作。

第三节 隔离开关的检修

一、隔离开关的检修要点

1. 清扫隔离开关导电回路触头,检查触头弹簧有无变形或失去弹性,隔离开关在长

期使用后可调整触头弹簧压缩量,以保持足够接触压力;

2. 检修时应注意接线端引线受力大小和方向,以免影响触头接触状态;
3. 清扫操动机构,对润滑部分注以适当润滑油;
4. 清扫棒式支柱绝缘子及转动绝缘子时,检查有无裂痕;
5. 检查隔离开关辅助切换开关与连锁元件的动作情况,有无卡涩或接触不良。

二、隔离开关的检修周期

隔离开关小修每半年应安排一次(污秽严重地区可间隔时间更短一些),大修可4~5年一次,根据运行和缺陷情况,大修间隔时间可适当加长或缩短。

三、隔离开关的检修项目

隔离开关的检修一般都和断路器同时进行,检修的安排也常在同一张工作票上。工作时一定要做好安全措施,看清编号,特别是室外双母线接线的隔离开关往往相距不远,容易走错位置。

一般检修有以下一些内容:

1. 仔细擦净瓷件表面的灰尘,检查瓷件表面有无掉釉、破损、裂纹及闪络痕迹,绝缘子的铁瓷粘合部位应牢固,否则应根据情况严重考虑是否更换;
2. 用汽油擦净刀片、触头或触指上的油污,检查接触表面应清洁无机械损伤,无氧化膜及过热痕迹,无扭曲变形现象,必要时应用砂布打磨触头接触面或者拆下触头、刀片等,用锉刀修整接触面,最后涂以中性凡士林,表面镀银的接触面不可锉掉或磨掉,否则应重新镀银;
3. 触头或刀片上的附近例如弹簧、螺丝、垫圈、开口销等应保证齐全无缺陷;
4. GW2型隔离开关的刀片动作机构应完整不变形,轴销活动应灵活并注润滑油;
5. 有软连接的隔离开关不应有折损、断股等现象;
6. 隔离开关和母线或断路器连接的引线部分应牢固无过热现象,对过热严重的部件应打开检修使其导电良好;
7. 检查与清扫隔离开关的操作和传动机构,如蜗轮、蜗杆、拉杆、传动轴,并在轴承、蜗轮处注入适量的润滑脂;
8. 传动机构与带电部分的绝缘距离要符合要求;
9. 定位器和制动装置应牢固且动作正确;
10. 对带有均压装置的隔离开关,其均压环等不应变形,且连接件紧固牢靠;
11. 检查隔离开关底座固定情况和接地是否良好。

四、隔离开关的调整

经过检查和修理的隔离开关在组装好后必须进行调试,使其动作性能符合厂家或规

程要求,调整项目主要有:

1. 使隔离了开关合闸,用 0.05mm 塞尺检查触头接触情况,对于线接触应塞不进去,对于面接触其塞入深度不应超过 4~6mm,否则应对接触面进行锉修或整形,使之接触良好;
2. 合闸位置时触头弹簧各圈之间的间隙应不大于 0.5mm 且均匀;
3. 用弹簧秤将活动触头从固定触头中拉出,其最小拉力不应小于表 3-3-1 中数值(这时应将传动机构解脱且单相进行,接触面应是干的)

表 3-3-1 从固定触头中接出其最小接力

制定电流(A)	接 力(N)	额定电流(A)	拉 力(N)
400	98	2000	392
600	196	3000	688
1000	392	4000	688
1500	392	5000	688

注 对于户外隔离开关,一般不测接触压力。

4. 隔离开关组装好后,将其缓慢合闸,观察闸刀是否对准固定触头的中心落下或进入,有无偏卡现象,如有则应调整绝缘子,拉杆或其它部件消除缺陷;
 5. 隔离开关的闸刀张角或开距应符合要求,户内型隔离开关在合闸后,闸刀应有 3~5mm 的备用行程,三相同期性应符合厂家要求;
 6. 检查调整辅助触点的切换应正确并打磨其触点,确保接触良好;
 7. 隔离开关的闭锁、止点装置应正确、可靠,此外应按规定做预防性试验。
- 检修完的隔离开关,操作应灵活,分闸应顺利,动作应准确可靠,各部件不应有变形、失调、振动等情况。

第四节 隔离开关的运行维护

一、隔离开关的操作

在执行倒闸操作前,操作人员应检查断路器确在断开位置,对于三相联动的隔离开关,三相起落应同时,三相差不得大于 3mm,方允许隔离开关的开、合闸工作。

在合闸时,如系手动操作,应先拔出连锁销子后再进行合闸,开始要缓慢,当刀片接近刀嘴时要迅速合上,以防止发生弧光。当合闸开始时如发生电弧,则应将隔离开关迅速合上,禁止将隔离开关再往回拉,因往回拉将使弧光扩大,造成设备更大的损坏。在合

闸终了时用力不可过猛,以避免合过头或使支持瓷瓶受拥伤。在隔离开关合好后,应检查合闸是否良好,刀片要完全进入固定触头(刀嘴)内,防止因接触不良而引起触头发热。对在转轴上回转的隔离开关,合闸后应使刀片处于垂直固定触头的平面上,这样才能保证触头处的计算压力和必要的接触电阻。对平开启式隔离开关,如GW5-110型隔离开关,合闸后刀片应转至水平位置,其臂应伸直。对GW7-220型隔离开关,合闸后静触头活动帽应与动触头臂锤杆形成直线,如图3-3-11所示。若静触头活动帽口偏左,说明动触头臂锤杆未合到终点,若静触头活动帽口偏右,说明动触头臂锤杆合过了头。冬季操作户外隔离开关时,可用数次接通和断开的方法,将触头上的冻冰和霜雪摩擦掉,使隔离开关合上后,能保证触头接触良好。隔离开关可靠运行的条件,在隔离开关有传动装置时,应以其正确的调整来保证,在没有传动装置时,则应以绝缘杆的正确操作来保证。

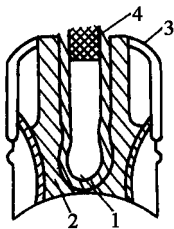


图 3-3-11 GW7-220 型隔离开关合闸位置

1—动触头(刀片);2—静触头(刀嘴);

3—活动帽;4—臂锤杆;

在拉闸时,开始时应慢且谨慎些,当刀片刚离开固定触头时,如发生电弧,应立即将隔离开关重新合上,停止操作。但在切断小负荷电流和充电电流时,拉开隔离开关将有电弧产生,此时应迅速将隔离开关断开,以便顺利消弧。在拉闸终了时要缓慢,这是为了防止冲击力对支持瓷瓶和操作机构的损坏,最后应检查连锁销子是否销好。在拉闸操作完毕后,应检查隔离开关确在断开位置,断开的空气绝缘距离应合格,并应检查刀片确已拉到尽头,其拉开角度应符合制造厂规定。如断开的绝缘距离不够,应插入绝缘隔板,否则带电侧与停电挂接地线的一侧,会发生放电短路事故。有传动装置的隔离开关,应有限止挡,以防隔离开关回转时超过制造厂预计的角度。这种限止挡是使隔离开关无事故操作的条件之一,因在实际运行中曾有这样的情况发生:值班人员在屋外变电所操作35kV隔离开关时,由于隔离开关没有限止挡,当用力转动传动装置手柄时,动触头回转了大角度,导致引线与隔离开关各相间应有的距离破坏,因而引起变电所母线短路。

一切型式的隔离开关,不允许在短路时自动脱落,为此,隔离开关在合闸位置时,应以机械闭锁装置闭锁着。值班人员需检查这些装置,在每次合闸后用销子将隔离开关扣住,以免自动脱开,造成事故。

线路隔离开关通常装有接地开关,用以在线路检修时接地。在工作隔离开关与接地

开关间,装有机械闭锁装置,当工作隔离开关接通时,接地开关不能合上,而在接地开关合上时,工作隔离开关就合不上。此种闭锁装置仅用于终端线路上,即在另一端不可能有电源供给时,方能防止线路误接地,对两端供电的联络线,则此种闭锁装置并不能防止误接地。

近年来,由于高压配电装置趋向于高型及半高型布置,对地距离较高,为了使母线和电气设备在检修时接地,都装有接地开关来代替携带型接地线。如在220kV配电装置中,装设接地开关后,能使操作工作量减少,且灵活方便,并能保证值班人员的人身安全。

二、隔离开关在运行中的监视及检查

1. 监视。变电所和发电厂的值班人员的任务之一是用隔离开关进行切换操作和对它进行监视。在正常运行时,应监视隔离开关的电流不得超过额定值,温度不超过允许温度70℃运行。隔离开关的接头及触头在运行中不应有过热现象,可采用变色漆或示温片进行监视。如接触部分的温度达80℃时,应立即设法减少隔离开关的负荷,并应尽可能将其停止使用。若由于电网负荷的需要,不允许停电时,则应采取降温措施,如临时用风扇吹风冷却等,并加强监视,待高峰负荷过去后,再停用修理。

2. 检查。一般检查项目如下:

(1)对隔离开关绝缘子检查时,注意绝缘子应清洁无裂纹、无砸伤和无放电现象。

(2)转轴、齿轮、框架连杆、拐臂、十字头及销子,位置应正确,无歪斜、松动、脱落等不正常现象。

(3)锁住机构及连锁。闭锁装置应良好,在隔离开关拉开后,应检查电磁闭锁或机械闭锁的销子确已锁牢,操动机构的联动切换触点位置应正确。

(4)刀片和刀嘴的消弧角应无烧伤、不变形、不锈蚀、不倾斜,否则会使触头接触不良。在触头接触不良的情况下,会有较大的电流通过消弧角,引起两个消弧角发热、发红。当夜间巡视检查时,在远处就可以看到像一个小红火球似的,严重时焊接在一起,使隔离开关无法拉开。

(5)接地开关接地应牢固可靠,并注意检查其接地体可见部分应完好,特别是易损坏的可烧部分。

(6)拉开的隔离开关,其断口的空气距离应符合厂家要求,三相触头应平衡,并平行。

(7)检查操动机构各部件有无变形锈蚀和机械损伤,部件之间应连接牢固和无松动脱落现象。

(8)基础应良好,应无下沉、无倾斜和无损坏。

(9)隔离开关的触头应接触良好,无脏污,无烧伤痕迹,弹簧片及铜辫子应无断股、折断现象,不偏斜、不震动、不发热及不锈蚀。这是因为隔离开关在运行中,刀片和刀嘴的弹簧片会锈蚀或过热,使弹力减低,隔离开关在断开后,刀片及刀嘴暴露在空气中,容易发生氧化和

脏污,隔离开关在操作过程中,电弧会烧伤动、静触头的接触面,而各个连动机件会发生磨损或变形,影响接触面的接触。在操作过程中若用力不当,还会使接触位置不正,触头压力不足及产生机械磨损。上述这些情况均会导致隔离开关动、静触头的接触不良,因而值班人员应加强检查和维护,及时消除设备缺陷,以保证隔离开关的安全运行。

对触头检查的内容随触头接触形式的不同而异。触头的接触形式较多,按接触面形式,可分为点接触、线接触、面接触及滑动接触四种。

1. 点接触是两个触头间的接触面为点接触的触头。如球面与平面接触,或两个球面接触,均称为点接触。其优点是触点固定,压力强度大,接触电阻稳定。但因接触面积小,不易散热,故热稳定低。这种接触,常常因隔离开关的操作连杆位置不正而发生刀嘴一面接触、一面不接触的情况,其次是三相严重不平衡,合闸时有一相刀片已经入槽,而其他两相的刀片却没有入槽,因此,值班人员在检查时,应注意这两点。

2. 线接触是指两个触头间的接触面为线接触的触头。如柱面与平面接触,或两个圆柱面接触,均为线接触。其优点是压力强度大,氧化膜层易被自净,从而可减小接触电阻,其次是接触面积较固定。在线接触中,常见的故障是刀片不能全部合入刀嘴内和弹簧片不紧,其次是由于刀嘴和刀片头部因安装不正而引起接触不良,因此,值班人员在检修时应该注意。

3. 面接触是指两个触头间为面接触的触头,如图 3-3-12(a)所示。这种接触的触头压力能自动调整,只要其中一个触头稍有歪斜,触头实际上是一点接触,使触头有互相分开的趋势,故接触电阻很大。这种触头由于经常操作,刀片弹力可能减小,当发热程度达到金属退火温度时,其刀片压力更小。其次,当刀片合入刀嘴时,还会出现一面接触、一面不接触或接触松的缺陷,如图 3-3-12(b)所示。另外,还有两面刀嘴不接触的情况,如图 3-3-12(c)所示。因此,在触头上要装附加的钢弹簧,以保证触头得到恒定的压力。

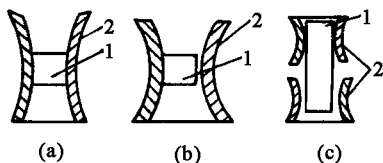


图 3-3-12 面接触触头的接触情况

(a)正常接触 (b)一面不接触;

(c)下面两刀嘴不接触;1—刀片 2—刀嘴,

4. 滑动接触。在工作过程中,触头间可以互相滑动,但不能分开的电接触,称为滑动接触。这种连接常发生接触面不平和接触不紧的毛病,还可能由于刀嘴安装不正,合闸后使刀尾滑动接触部分接触不良。

三、隔离开关的事故处理

(一) 隔离开关在运行中接触部分过热

值班人员在巡视配电装置时,对隔离开关触头发热的情况,可根据隔离开关接触部分变色漆或示温片颜色的变化来判断,也可以根据刀片的颜色发暗程度来确定。

产生上述现象的原因是:在刀片和刀嘴接触的地方,电流通路的截面大大缩小,因而出现很大的斥力,减少了弹簧的压力,使压紧弹簧或螺丝松弛;刀口合得不严,造成表面氧化,接触电阻增大,使触头发热;其次,隔离开关在拉合过程中,会引起电弧,烧伤触头,或者由于用力不当而使接触位置不正,引起触头压力降低,隔离开关接触不良而导致发热;此外,隔离开关过负荷,亦会造成发热。

在处理上述事故时,应根据不同的接线方式分别进行。

(1) 双母线接线时,必须将发热隔离开关上的负荷转移掉。即利用母联断路器进行负荷的转移工作,把发热隔离开关的负荷转换到备用母线侧的隔离开关上去,然后将发热隔离开关退出运行。

(2) 单母线接线时,必须降低它的负荷,并加强监视。如果条件许可,应尽可能停止使用,只有在停用该隔离开关将引起对用户停电时,才允许暂时继续使用,但此时应加装临时风扇对隔离开关进行吹风冷却,以降低其温度,并加强监视。

(3) 在有可能的条件下应尽量采用带电作业,将螺丝等零件拧紧;在发热仍未消除,则可采用接短路线的方法,临时将发热的隔离开关短接,以避免对用户的停电。

(4) 线路隔离开关发热时,其处理方法与单母线接线时基本相同,但由于线路上有串联的断路器,可以防止事故发展,故发热隔离开关可继续运行,但需加强监视,直到可以停电检修时为止。

(二) 隔离开关接触部分发热举例

1. 发电机 G1 出口隔离开关 QS1 因过载发热

如图 3-3-13 所示,当发电机 G1 满负荷运行时,值班人员根据示温片和铜刀片的颜色变化,检查出该机出口隔离开关 QS1 发热,则应进行如下处理:

(1) 在得到上级运行人员的许可后,立即降低发电机 G1 的负荷,如果降低无功负荷仍感不足时,则应降低发电机的有功负荷。

(2) 采取措施,加强发电机出口隔离开关 QS1 的通风冷却,即打开室门或加装临时风扇吹风冷却,并对隔离开关 QS1 进行监视。

(3) 为了提高可靠性,合上 3kV 分段断路器 QFd2,向 3kV I 段母线供电,并将 1 号厂用变压器 T1 两侧断路器断开,使 T1 处于备用状态,以便可随时降低发电机 G1 的负荷及提高 3kV I 段厂用电母线的可靠性。

(4) 当电力系统最大负荷期间过去后,将发电机 G1 停用,检查隔离开关 QS1 并确定

其可用程度,以便进行修理或更换。

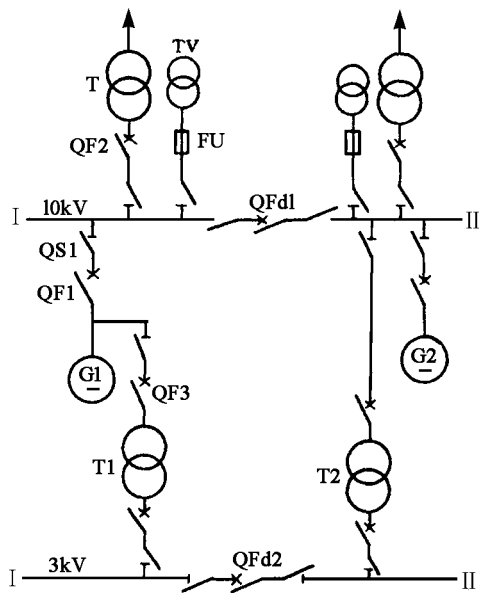


图 3-3-13 某发电厂电气主接线

2. 母线隔离开关触头发热

如 3-3-14 所示,线路 WL1 的母线侧隔离开关 QS1 触头严重发热时,则应采取下列措施:

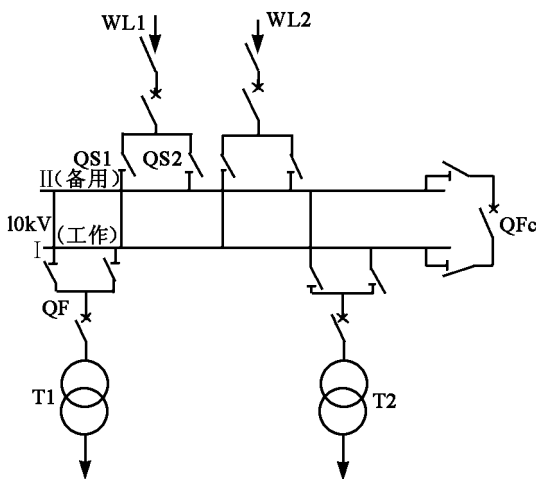


图 3-3-14 某变电所电气主接线

(1) 将母联断路器保护装置的电流和时间整定值改为最小值,合上母联断路器 QFc,使备用母线带电,以检查备用母线是否良好。

(2) 如备用母线良好,则将母联断路器的继电保护整定值改为原值。

(3) 取下母联断路器的操作熔断器,即改为非自动。

(4) 将电源线路 WL1 备用母线侧的隔离开关 QS2 合上,将发热隔离开关 QS1 从工作母线上断开,使其退出运行。

(5) 放上母联断路器的操作熔断器,即改为自动。

(6) 待电力系统高峰负荷过去后,将线路 WL1 和工作母线停电,检修该发热隔离开关 QS1,以保证安全运行。

3. 变压器母线隔离开关 QS2 上发生火花

如图 3-3-15 所示,1 号主变压器 T1 检修即将结束,2 号主变压器 T2 运行,在这种运行方式下,如果主变压器 T2 的母线隔离开关 QS2 上有火花而且严重发热,则应采取下列措施:

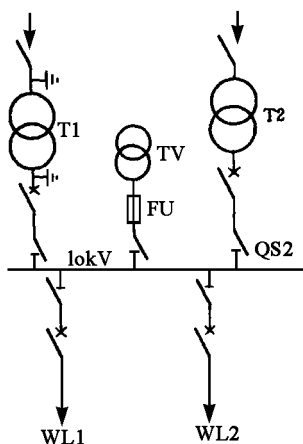


图 3-3-15 某变电所电气主接线

(1) 如主变压器 T1 未修好,应加速修理,如主变压器 T1 已修好,应尽快投入运行。

(2) 要求用户把负荷转移到备用电源上去。

(3) 要求三类用户暂时把负荷降低。

(4) 对发热的隔离开关 QS2 进行监视,当隔离开关 QS2 处于危险状态时,则应按发生地区事故时的拉闸顺序切断用户线路。

(三) 隔离开关拒绝分、合闸

1. 拒绝分、合闸的原因

(1) 操动机构失修,发生严重锈蚀卡涩和梗塞。

(2) 触头严重接触不良。因长期通过大电流或短路电流,使触头烧坏,甚至熔焊在一起,导致动静触头分不开。

(3) 连杆、拐臂、齿轮等部位开焊、断裂、脱销、脱扣等,使操动机构失灵。

(4) 隔离开关架构和基础发生严重不均匀下沉,造成连动机构错位、变形、卡涩,使机构卡死。

(5)严寒地区熔雪结冰后,冰块将机构或触头杆冻结在一起,使机构拒绝动作。

2. 拒绝分、合闸的处理

若隔离开关拒绝合闸,则应用绝缘棒进行操作,或在保证人身安全的情况下,用板手转动每相隔离开关的转轴。

若操动机构被冰冻结,隔离开关拒绝分闸,则应轻轻摇动操动机构,并注意支持瓷瓶及机构的每个部分,以便根据它们的变形和变位,找出故障点。如果故障点发生在隔离开关的接触部分,则不应强行拉开,否则支持瓷瓶可能遭受破坏,而引起严重事故,此时只有改变设备的运行方式来加以处理。

(四)隔离开关自动掉落合闸

隔离开关在断开位置时,如果操动机构的机械闭锁装置失灵,如弹簧的锁住弹力减弱、销子行程太短等,遇振动大时,使机械闭锁销子滑出来,便会造成隔离开关自动掉落合闸事故。例如110kV系统上用的GW2-110D型隔离开关,在断开状态时,由于刀片较长,刀片趋向合闸的惯性力也大,加上销子存在锈蚀毛病,当检修人员在隔离开关的手动操动机构上用锤子打击物体时,销子由于受振动而自动滑出,造成隔离开关自动掉落合闸,引起系统带接地线合闸事故。

(五)误合误拉隔离开关

1. 误合隔离开关

当把隔离开关接向有故障的回路,或把不同期的系统用隔离开关连接等误合隔离开关时,不管是合上一相、二相或三相,均不允许把已合上的隔离开关再拉开。因为往回拉将产生弧光,造成弧光短路而损坏设备。只有用断路器将该回路断开后,或用跨条将该隔离开关跨接后,才允许将误合的隔离开关拉开。

2. 误拉隔离开关

当隔离开关在拉闸过程中发生误操作,并引起电弧时,不得继续拉开,应迅速果断地重新将隔离开关合上,以熄灭电弧。如隔离开关已拉开,并已切断电弧时,不必将已误拉的隔离开关再合上。

第四章 负荷开关

第一节 负荷开关概述

一、负荷开关的用途及特点

负荷开关是一种机构比较简单,具有一定开断和关合能力的高压开关设备。多用于容量较小,供电要求不高的10kV配电网中。负荷开关的作用处于隔离开关和断路器之间。就结构来讲,它与隔离开关相似,在断路的状态下具有明显的分断间隙,因此负荷开关也能起到隔离开关的作用,不同的是负荷开关比隔离开关多一套特殊的灭弧装置和快速分断的机构。单就功能来讲,负荷开关可以切、合在额定电压、额定电流下的正常负荷电路,其遮断能力要比隔离开关大的多,但比断路器的遮断容量要小的多,这是因为负荷开关的灭弧装置是按切、合正常负荷电流而设计的,较为简单,所以不能切断短路电流。这点也是负荷开关与断路器的主要区别。

负荷开关与熔断器串联使用,利用熔断器作为过负荷和短路保护,负荷开关用来切合负荷电流。这种综合负荷开关用在配电网中,可代替断路器工作。

二、常用负荷开关的型号及技术数据

负荷开关可根据安装场所的不同要求,分为户内型和户外型。

1. FW5-10为三相联动户外型负荷开关,可用绝缘棒或绝缘绳操作,也可配用操作机构操作,适用于户外柱上安装。

灭弧原理:为在电弧的高温作用下,固体产气材料产生大量气体,沿喷嘴高速喷出,形成强烈的纵吹作用,使电弧在极短的时间内熄灭。

2. 户内型的有 FN2、FN3、FN4、FN5 等型号,其中, FN2-10 型和 FN2-10(R) 型负荷开关的结构如图 3-4-1 所示。

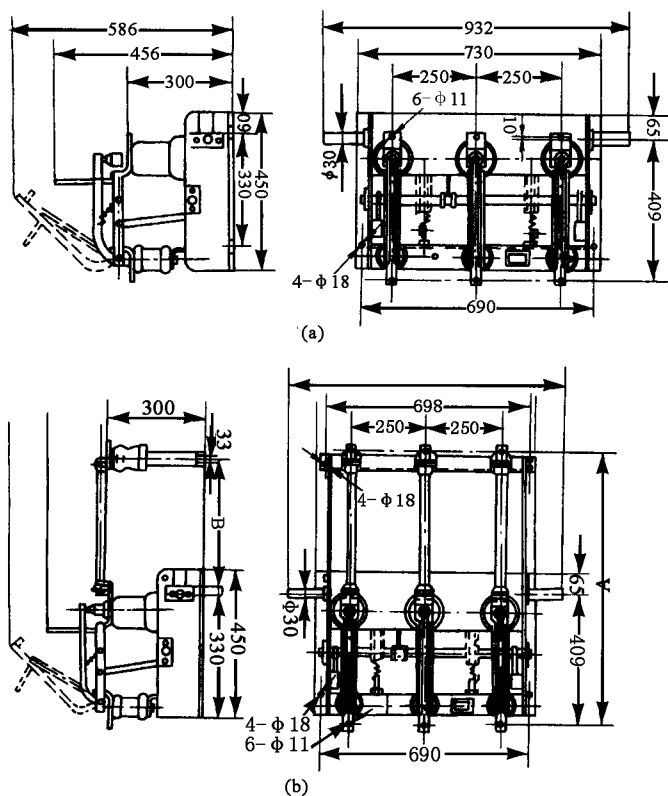


图 3-4-1 FN2 型负荷开关结构图

(a) FN2-10 型负荷开关 (b) FN2-10(R) 型负荷开关

FN2-10 型负荷开关的结构是由框架、传动机构、刀形触头、绝缘支柱、灭弧装置等组成。

灭弧装置是由压气装置及喷嘴构成,压气装置外部为绝缘汽缸,内部为活塞,另外该汽缸还兼作绝缘支柱作用。灭弧是利用分闸时,传动机构带动活塞在汽缸内运动;当开断时,压缩气体经喷嘴高速喷出,将电弧熄灭。

FN2-10 型与 FN2-10R 型的区别是后者带熔断器。

3. FN3-10R 型负荷开关的外形与一般的户内隔离开关相似(见图 3-4-2)。

FN3-10R 的结构:传动机构装在框架中,框架上部有三支绝缘子,兼作支持件与汽缸之用,活塞装于其中,由主轴带动,下部三支绝缘子起支持作用。

灭弧过程为:负荷开关在合闸时,主回路与灭弧回路并联,电流大部分流经主回路;当负荷开关断开瞬间,由主回路先断开,这时电流通过灭弧回路,由于开关继续运动,致使此时汽缸中已产生足量的压缩空气,当动触头快速断开到喷嘴处,电弧与喷嘴接触时,

喷嘴也产生一定量的气体。因此,当灭弧触头刚一分离,受到两种气流的强烈吹弧,从而使电弧迅速熄灭。

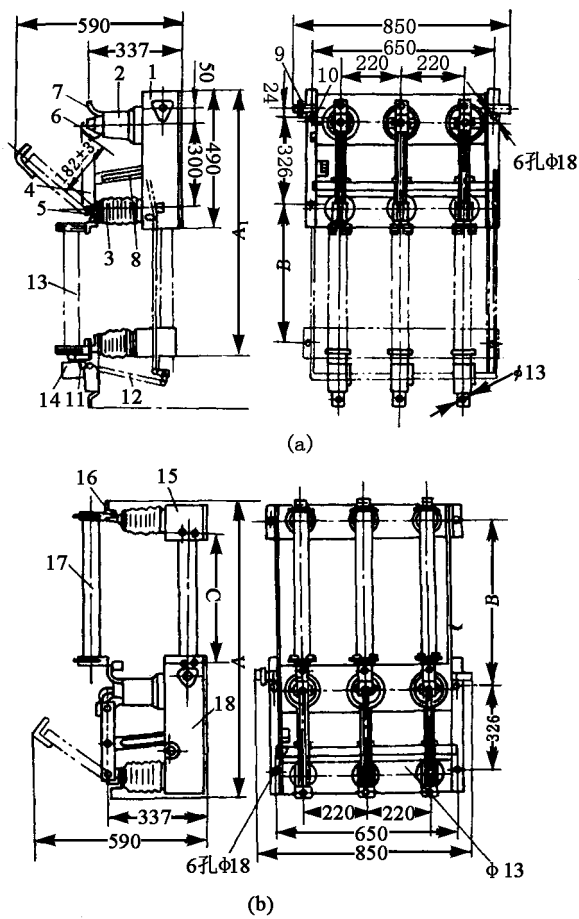


图 3-4-2 FN3 型负荷开关结构图

(a) FN3-10R 型负荷开关 (b) FN3-10R/S 型负荷开关

- 1—框架 2—上绝缘子 3—下绝缘子 4—闸刀 5—下触座 6—弧动触头;
7—主静触头 8—绝缘拉杆 9—拐臂 10—接地螺钉 11—熔断器 12—拉杆;
13—熔断管 14—插座 15—框架 16—插座 17—熔断管 18—负荷开关本体

FN3-10R 型负荷开关与 FN3-10R/S 型负荷开关的区别是前者熔断器在负荷开关的下端而后者熔断器是在负荷开关的上端。

4. 技术数据如表 3-4-1、表 3-4-2、表 3-4-3、表 3-4-4 所示。

型号及含义：

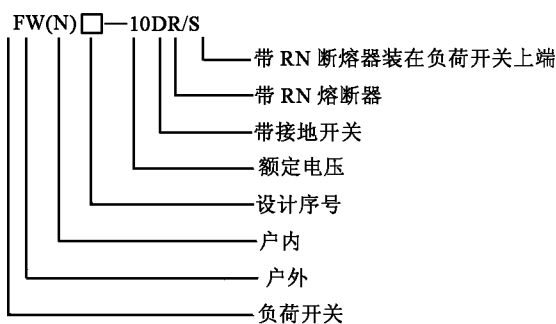


表 3-4-1 FN 型高压户内负荷开关数据

型 号	额定电压 (kV)	额定电流 (A)	额定断流容量 (MVA)	最大开断电流 (kV)	极限通过电流 (kA)	
					有效值	峰值
FN2-10/400	10	400	25	1200	14.5	25
FN2-10R/400	10	400	25	1200	14.5	25

型 号	热稳定电流 (kA)		固有分闸时间不大于 (s)	重量 (kg)	操作机构	外形尺寸 (mm)		
	4s	5s				高	宽	深
FN2-10/400		8.5		44	CS4、CS4-T	450	932	586
FM2-10R/400		8.5		44	CS4、CS4-T		932	586

表 3-4-2 FN 型高压户内负荷开关数据

型 号	额定电压 (kV)	额定电流 (A)	额定断流容量 (MVA)	最大开断电流 (kV)	极限通过电流 (kA)	
					有效值	峰值
FN3-6/400	6	400	20	1950	14.5	25
FN3-6R/400	10	400	20	1950	14.5	25
FN3-10/400	10	400	25	1450	14.5	25
FN3-10R/400	10	400	25	1450	14.4	25
FN4-10/600	10	600	50	3000		7.5

型 号	热稳定电流 (kA)		固有分闸时间不大于 (s)	重量 (kg)	操作机构	外形尺寸 (mm)		
	4s	5s				高	宽	深
FN3-6/400		8.5		42	CS3、CS3-T 及 CS2	662	850	590
FN3-6R/400		8.5		58			850	590
FN3-10/400		8.5		42			850	590
FN3-10R/400		8.5		58			850	590
FN4-10/600	3		0.75	75	电 磁	810	560	365

表 3-4-3 FN2-10R 所配 RN1 型熔断器主要技术数据

额定电压 (kV)	熔管最大额 定电流 (A)	最大开断电 流有效值 (kA)	最小开断电 (额定电流倍 数)	断流容量(三 相) (MVA)	当开断最大开断电 流时的最大电流瞬时 值 (kA)
3	20	40	不规定	200	6.5
	100	40	1.3		24.5
	200	40	1.3		35
6	20	20	不规定	200	5.2
	75	20	1.3		14
	200	20	1.3		25
	20	12	不规定		4.5
10	50	12	1.3	200	8.6
	100	12	1.3		15.5

表 3-4-4 FN3 型负荷开关配用之 RN3 型熔断器主要技术数据

额定电压(kV)	额定电流(A)	最大开断电流 (有效值) (kA)	最大断流容量 (MVA)	当切断极限短路电 流时电流之最大峰 值(kA)
3	10~50	40	200	24.5
	75			24.5
	100~200			35
6	10~50	20	200	14
	75			14
	100			19
	200			25
10	10~50	12	200	8.6
	75			8.6
	100~150			15.6

三、负荷开关的一般规定

1. 负荷开关及熔断器的接线端子及载流部分应清洁,触头镀银层无脱落,并且接触应良好。
2. 绝缘子表面应清洁、无裂纹、破损、瓷铁粘合应牢固。
3. 开关合闸后,触头间的相对位置、备用行程以及分闸状态时触头间的净距或拉开角度应符合产品的技术规定。
4. 在负荷开关合闸时,主固定触头应可靠与主闸刀接触,分闸时三相的灭弧刀片应同时离开固定灭弧触头。
5. 负荷开关三相触头接触的同期性应符合产品的技术规定。
6. 灭弧装置应完整,有机绝缘物无裂纹,灭弧触头与灭弧间的间隙应符合要求。
7. 对于全部修试完毕的负荷开关投入运行前不少于 5 次的分合闸试验。

第二节 负荷开关的安装

1. 安装前开箱检查随机文件及附件是否齐全 ;开关瓷件、触头等在运输过程中是否有损坏 ;清除开关上尘土、污物 ,仔细擦抹支柱绝缘子及动静触头表面。
2. 根据设计图纸 ,进行开关就位并固定。
3. 隔离负荷开关及机构安装后 ,均置于合闸位置 ,调整两者之间的连杆(注意同轴度及垂直度) ,压进弹性销 ,然后调整好调节杆、插上销子、试分、合闸各三次 ,调整限位缓冲垫 ,并拧紧。
4. 隔离负荷开关与操动机构输出轴的分合闸转动角度 ,不得小于 90° ,要求转动灵活 ,无卡滞现象。
5. 操动机构与三极开关中的中间一极连接。

第三节 负荷开关的试验

负荷开关的试验项目及标准见表 3-4-5。

表 3-4-5 负荷开关的试验项目及标准表

序 号	试 验 项 目	试 验 标 准							
1	测量绝缘电阻	有机材料传动杆的绝缘电阻值 ,额定电压 3 ~ 15kV 时为 1200M Ω ,20 ~ 35kV 时 3000M Ω ,63 ~ 220kV 时 6000M Ω							
2	测量高压限流熔丝管熔丝的直流电阻	与同型号产品相比不应有明显差别							
3	测量负荷开关导电回路的电阻	符合产品技术条件的规定							
4	交流耐压试验(参照断路器标准)	额定电压(kV)							
		3		6		35		110	
		出厂	交接	出厂	交接	出厂	交接	出厂	交接
		18	16	23	21	30	27	185	180
5	检查操动机构线圈最低动作电压	符合制造厂的规定							
6	操动机构试验	1) 操动机构 :电动机接线端子的电压在其额定电压的 80% ~ 110% 范围时能可靠的分合闸 ; 2) 空气压缩机构 ,当气压在其额定气压的 80% ~ 110% 时能可靠的分合闸 ; 3) 二次控制线圈和电磁闭锁装置 ,当其线圈接线端子电压在其额定电压的 80% ~ 110% 范围时 ,能可靠的分合闸 ; 4) 机械或电气闭锁装置应准确可靠							

第四节 负荷开关的运行维护

一、负荷开关运行中的巡视检查

负荷开关的巡视检查和上节隔离开关的巡视项目和要求相似,但应注意以下几点:

1. 巡视时应查看灭弧筒有无闪络、破损和放电现象。
2. 触头间接触是否紧密,两侧的接触压力是否均匀,有无发热现象,试温蜡片有无熔化。
3. 灭弧触头及喷嘴有无烧损现象。
4. 负荷开关在分、合位置时,应注意检查操作机构的定位销是否可靠的锁住手柄。
5. 载流部分表面有无锈蚀及发热现象。
6. 检查绝缘子有无损坏、闪络和放电现象。

二、异常运行及故障处理

1. 运行中发现灭弧装置中的有机绝缘体出现了裂纹及破损,不能正常灭弧时,应注意此时的负荷开关只能作为隔离开关使用(其操作范围见上节隔离开关的操作范围)。

2. 发现导流体、触头、接头发热严重时应检查负荷情况,并报告当值调度员,申请将此开关负荷转移或用旁路母线带,待有停电机会进行处理。

3. 负荷开关运行中不能进行正常分、合操作时,应首先检查操作机构及传动机构有无犯卡和松动脱落现象,触头有无过热熔化粘连等情况。待查明原因处理后,再进行拉合开关,不可强行操作,以防发生事故。

第五章 熔断器

第一节 熔断器概述

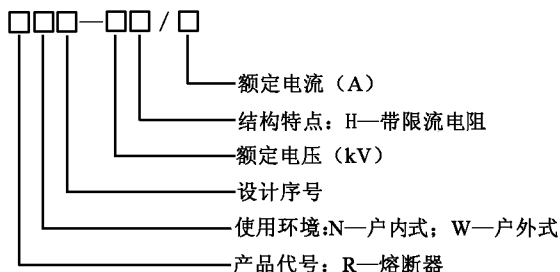
一、熔断器的用途和特点

熔断器是一种结构简单、价格低廉、维护方便、体积小的保护电器。在容量较小而且不太重要的负载中广泛使用熔断器作为输、配电线路及电力变压器、电互感器等设备的过载及短路保护。它即经济又能满足一定程度的可靠性。

熔断器具有安装简便、便于维护、能单独地自动断开电路,且有断流能力较大的特点。当网络或用电设备发生过载及短路时,它能自身熔化,其动作具有反时限特性,在通过熔断器熔体的短路电流愈大,则熔体的熔断时间愈短,从而达到保护电气设备的目的。用在高压配电时,熔断器可以与负荷开关配合代替高压断路器;用在低压配电时,熔断器与闸刀配合可代替自动空气开关。因此,熔断器被广泛地应用在高、低压配电网中。

二、高压熔断器的型号及结构

(一) 高压熔断器的型号含义及主要参数说明



额定电流 是指熔断器长期通过的电流,确定其额定电流的决定因素是熔体所用材

料的升温。它的要求是使熔体在通过长期工作电流后不致使材料有显著老化现象。

额定电压 :是指熔断器开断后能长期承受的电压 ,一般来说 ,等于或大于被保护电气设备或线路的电压。根据标准规定 ,允许熔断器有 $\pm 10\%$ 的电压波动或变化 ,因此所有熔断器均应承受比额定电压高 10% 的耐压能力。

开断能力 :是指熔断器在故障时能够可靠地开断过载或短路电流的能力。其中极限开断能力是指熔断器能开断的最大短路电流的能力。开断最大电流值取决于熔断器的灭弧能力 ,它是熔断器的主要技术指标 ,与熔体的额定电流大小无关。一般有填料的熔断器开断能力较高 ,具有限流能力作用的熔断器开断能力更高。

(二) 高压熔断器的结构

在变电站及配电室通常采用 RN 系列户内高压熔断器 ,RW 系列户外跌落式熔断器作为过负荷和短路保护。

RN 系列高压熔断器适用于电力变压器、电压互感器、电力电容器及配电线路等电气设备的过载及短路保护。其中 RN1 型作为供电线路、变电站中变压器等设备的短路和过载保护。RN2、RN4 适用于保护电压互感器。在外型尺寸上比较 RN2 型比 RN1 型小 ,但均采用充有石英砂做填料 ,密闭式结构基本相同。

图 3-5-1(a) 是 RN1 型高压熔断器的结构图。

在额定电流为 7.5A 及以下熔断器的特点是 :熔体上在陶瓷芯上 ,如图 3-5-1(b) 所示。

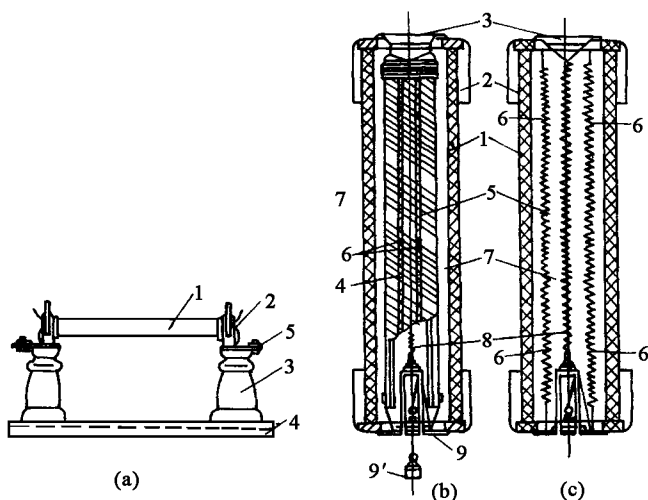


图 3-5-1 RN1 型熔断器结构

(a) 总体结构 (b) 7.5A 及以下熔断器结构 (c) 10A 及以上熔断器结构

1—瓷管 2—黄铜罩 3—端盖 4—陶瓷芯 5—工作熔体 ;

6—小锡球 7—石英砂 8—指示熔体 9—小衔铁 9'—小衔铁指示熔断位置

用黄铜罩 1 罩上 ,管内没有工作熔体 5 ,工作熔体 5 是由一根或几根并联的镀银铜丝制成的(其中 RN2 型熔断器均为单根) ,在工作熔体上焊有小锡球(锡是低熔点金属 ,当

过负荷时锡球受热,首先熔化 6,工作熔体上在瓷芯 4 上。在熔管内还装有瓷质火花间隙的辅助熔体,在火花间隙两侧的辅助熔体截面不等(一边截面比另一边截面大 1 倍),当工作熔体 5 熔断时,产生过电压,将此火花间隙击穿,电流侧全部通过辅助熔体,使辅助熔体向两边逐渐熔化最后切断电路。

图 3-5-1(c)是额定电流为 10A 以上的熔断器剖面图。

特点是具有螺旋形熔体,熔体是由几段截面不同的铜丝绞接而成,在绞接处焊有小锡球 6,用不同的截面的目的是为了降低过电压数值,因为短路时熔体首先在截面最小的一段熔断,过电压将该段气隙击穿后产生电弧,然后逐段将熔体熔化,防止电路立即开断,以使过电压数值得到降低。

在熔管 1 中还设置了指示熔体 8,一端与涂有颜色指示小衔铁 9 连接,然后辅助熔体和指示熔体熔断。在指示熔体熔断后与其连接的小衔铁在弹簧的作用下弹出原来的位置,指示熔断器已熔断。作为填料的石英砂,作用是当有短路电流通过时,电压击穿间隙而产生电弧,电弧在石英砂中受到石英砂颗粒间的限制,弧柱直径很小,同时电弧还受到很高的气体压力和石英砂的冷却作用,在电流还未达到短路电流的稳定值之前,已将电弧熄灭。因此,这种熔断器具有限流作用。当有过负荷电流通过熔断器时,熔体先在小锡球的地方熔断,之后电弧将使熔体沿全长熔化,电弧在电流其次过零时最后熄灭。

RN2、RN4 型熔断器作为电压互感器的短路保护用,其额定电流一般在 0.5 安培左右,结构上基本上和 RN1 相同,只是 RN2 型没有熔体熔断的指示装置。

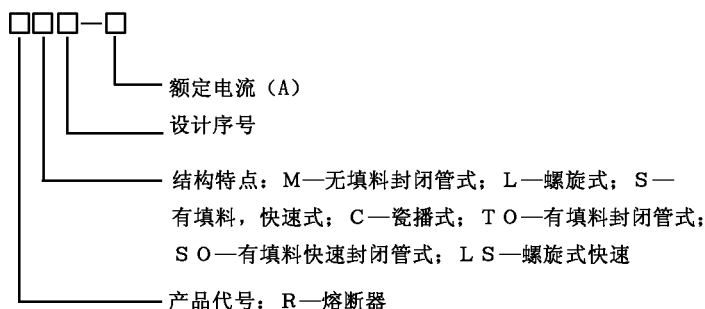
RN3 作为电力线路在短路保护用。

RN5、RN6 型是在 RN1 及 RN2 型的基础上改进了外形,改进前两者的熔体管通用并能互换,其熔断特性和技术数据相同。改进后具有体积小、重量轻、泄漏距离大、防污性能好、维护简单和更换方便等优点。

三、低压熔断器的型号及结构

(一)型号表示

低压熔断器的型号表示如下:



(二) 分类

低压熔断器种类很多,各有其特点,下面将常用的几种低压熔断器结构分述如下:

1. 无填料熔断器:RM1、RM10 系列无填料封闭式熔断器。用于 500V 及以下的交、直流电路中,其结构如图 3-5-2 所示。

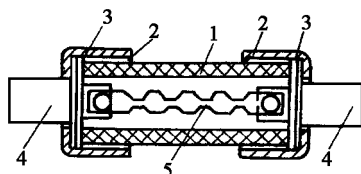


图 3-5-2 RM1 型熔断器的结构图

1—纤维管 2—金属夹管;

3—帽盖 4—刀形触头 5—锌熔件

熔断器的熔体是用锌片冲成不均匀的截面形状如图 3-5-3(a)所示。

熔体上的狭窄截面数目与其正常工作电压有关,一般变流 380 伏、直流 440 伏电压的熔体有 4 个窄截面,交、直流 220 伏电压的为 2 个窄截面,其原因是当熔体熔断时,在窄截面处形成几个电弧间隙,这样有利于电弧的熄灭,电压高串联的电弧间隙多,反之电压低串联的电弧间隙可少些。在切断短路电流时,熔体窄部熔化成几段短电弧,同时残留的熔体底部在重力的作用下,使其下落,从而使电弧拉长变细,可加速电弧的熄灭。熔体在额定电流及以下工作时,窄部会产生一定的热量,热量传到宽部和触头而散入周围的介质中(因为窄部的电阻和电流较大,窄部发出的热量比宽部大)。当熔体通过的电流超过规定的电流时,窄部的热量不能及时传导,温度逐渐升高,到一定温度时熔体的窄部将熔断。当通过短路电流时,窄部的温度迅速提高到熔点,窄部会同时熔断如图 3-5-3(b)(c)所示。运行中发现熔体熔断,可根据熔体的熔化程度,分析熔体熔化的原因。

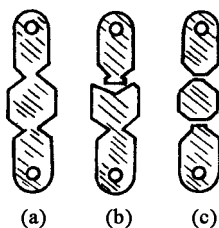


图 3-5-3 250V、200A 的 RM1 型熔断器的锌熔件外形图

(a) 未熔断的熔件;

(b) 过负荷时熔断的熔件 (c) 短路时熔断的熔件

在 RM1、RM10 系列的基础上又生产了 RM7 系列产品其结构外形如图 3-5-4 所示。

它也是一种无填料闭管式熔断器,其熔体是由铜片冲制成变截面形状,中间加低熔点锡合金,具有显著的冶金效应。RM7系列熔断器可用于交流电压至380V、直流电压至440V、电流至600A的电气设备上,作为短路和连续过载保护用。

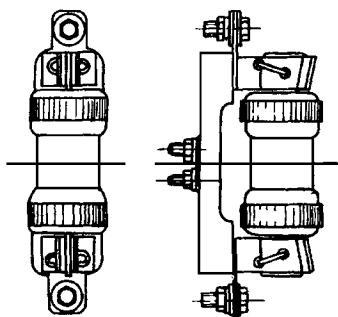


图 3-5-4 RM7 系列熔断器

2. 有填料熔断器:由于无填料熔断器的结构和特性限制了分断较大的短路电流,为此在电网容量不增大的同时需要具有分断能力较高的熔断器,即采用了用石英砂作填料的熔断器。

(1) RT0 有填料封闭管式熔断器,适用于分断能力较高的场所。其极限断路容量可达5千安(最高值)。

熔断器主要由管体、指示器、石英砂填料和熔体等组成如图3-5-5所示。

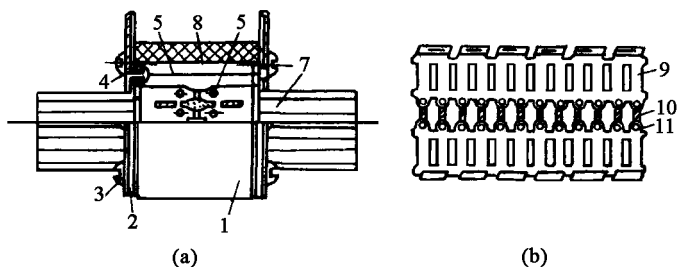


图 3-5-5 RT0 型熔断器的结构图

(a) 结构图 (b) 熔件图

1—管体 2—盖板 3—螺钉 4—熔断指示器 5—指示熔件 6—工作熔件(栅状);

7—刀型触头 8—石英砂填料 9—熔件的引燃栅;10—冶金效应的锡桥;11—熔件的变截面小孔

其特点是在熔断器管体内充满石英砂填料,这种填料在熔断器切断电流时迅速吸收电弧能量,保证很快的灭弧。熔体是用紫铜薄片冲压而成的网状多极并联的网状栅片,中间焊以纯锡,起降低熔化温度的作用。熔体装设醒目的红色指示器,指示器有与熔体并联的康铜丝,当熔体熔断后,立即烧断,弹动红色指示器,表示熔断信号,以便工作人员识别。

RT0 熔断器由于充有填料以及熔体的结构,使其具有较高的分断能力,而且还有很好的保护特性。在 $1.1U_n$ 情况下熔断器能分断最小熔化电流至极限电流之间的任何电流,而熔管不会损坏。

(2) RL1 系列螺旋式有填料熔断器如图 3-5-6 所示。

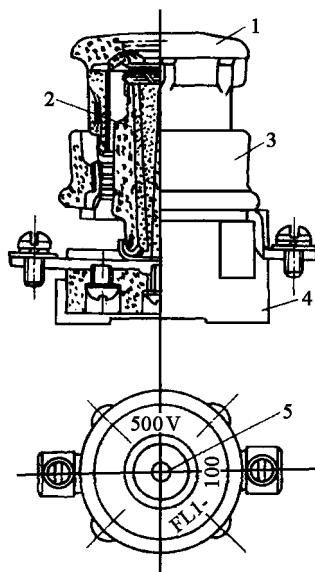


图 3-5-6 RL1-100 型封闭螺旋式熔断器的外形图

1—瓷帽 2—熔管；

3—瓷保护圈 4—瓷底座 5—熔断指示器

适用于电压至 500V、额定电流至 200A 的电路中,作为过载和短路保护元件。主要有底座、瓷帽、熔断体(芯子)三部分组成,芯子内装有熔丝和石英砂填料,石英砂用于熄灭电弧,当产生电弧时电弧在石英砂颗粒间受到冷却而熄灭,另外还有一熔断指示器,当熔体熔断时,指示器跳动,通过瓷帽顶部的玻璃圆孔观察可见。

RL1 系列熔断器具有较高的分断能力,安装尺寸小、结构简单的特点,并且熔体有较大的热惯性,也常用作中小型电动机的保护。

(三)快速熔断器

快速熔断器常用在保护硅整流元件、可控硅元件及成套装置内部的过电流保护用。其型号有 RS0 系列和 RS3、TRLS 系列等,RS0、RS3 系列快速熔断器是在 RT0 有填料封闭管式熔断器上发展的,用改变熔体材料、结构来达到速特性的要求。熔体选用了含量不少于 99.9% 的薄银片做成,使长期在正常工作条件下熔断器不因老化而产生流动。RS0 主要作为保护硅整流器,RS3 主要作为可控硅元件中及其成套装置保护用。RLS 系列螺旋式快速熔断器是在 RL1 系列熔断器基础上派生的产品,其结构与 RL1 完全相同,不同的是熔体采用了变截面的银片,在熔断器分断时,其暂态恢复电压峰值不大于电源

电压的 2 倍 ,可用于保护硅整流元件、可控硅元件及其成套装置之用。

第二节 熔断器的安装

1. 安装前应检查绝缘子或熔管的瓷质部分有无损伤 ,并经耐压试验合格 ,检查并调整熔丝管和静触头间的配合尺寸 ,应符合说明书要求 ,各部触点 ,应用砂布打光保证接触良好 ,接触压力适中 ,各铸件应无裂纹及砂眼 ,挂钩表面应光滑。用锉刀清理掉飞刺毛边 ,挂上熔管时不应有犯卡妨碍熔管跌落的情况 ,接线端的螺丝应完整且无乱丝 ,并能卡紧线端。

2. 熔断器安装时应注意 :①底座安装时应找平 ,找正并固定牢靠 ;②带钳口的熔断器 ,熔丝应紧紧地插入钳口内 ;③安装熔体时 ,必须保证接触良好 ,熔体与熔断器必须安装可靠。熔体不能有机械损伤 ,否则相当于截面减小 ,电阻增加 ,保护特性变坏 ;④带有动作指示器的 ,指示器应朝下 ,以便检查熔断器的动作情况 ;⑤户外式自动跌落式熔断器 ,应使其熔丝管的轴线与铅垂线成 $20^{\circ} \sim 30^{\circ}$ 仰角 ,各导电部分的对地距离、相间距离应符合电业安全工作规程与厂家的要求 ,管内的熔丝应完好。安装熔管时 ,应将带钮扣的熔丝锁紧熔管下端的活动关节 ,并应合闸检查是否有足够的接触压力 ,捅开闸嘴检查是否灵活脱落 ;⑥熔丝的规格应符合设计要求 ,并无弯折、压扁或损伤 ,熔丝应压接紧密。

第三节 熔断器的检修

1. 根据装设环境条件不同 ,至少每年进行一至二次绝缘瓷件的清扫 ,并检查瓷件有无损伤。熔丝管应没有裂纹、损伤及严重的电弧烧痕 ,否则应更换熔丝管 ,接线端的螺栓应紧固 ,有局部烧伤或锈蚀应用砂布打光 ,保证接触良好。检查各触头的铸件有无裂纹及损伤 ,用锉刀及砂布清除熔疤并打光 ,调整触头钢片使接触压力适当 ,更换不合格的部件并调整好尺寸以保证试拉合灵活。

2. 每次熔断后 ,更换新的熔体(或熔丝)要检查其规格和形状是否与更换的熔体(熔丝)一致。对于跌落式的熔丝管应细心检查管的内径 ,清除管内壁的碳污 ,当熔管内径因多次开断而扩大时 ,应更换熔管。

对 RW2-35 型熔断器除更换熔丝管之外 ,应检查吹弧角有无损伤 ,对烧伤严重的应予以清除或更换 ,并且应测量限流电阻值是否符合规定 ,否则应更换。

3. 熔断器的绝缘子如果不是棒式的应按有关规程规定, 随同其所连接的电气设备定期进行交流耐压试验。

4. 跌落式熔丝管的修配。熔丝的配制一般应按原熔丝的规格购置配套备品, 在熔断后进行更换。若无现成成品, 应购置成品熔丝, 自己组装。组装时熔丝的长度应符合原熔丝的长度, 将钮扣(10kV 的无钮扣) 套管等连接处压紧并用焊锡灌满焊牢。熔体表面不必搪锡或点锡珠。消弧纸管在开断故障后, 应用干净的刺刷清除内壁的碳化物, 如内径因烧损扩大超过规定值时, 应更换新的熔管。如果保护管完好, 有条件加工时, 可以按要求尺寸配制一个新的钢纸管, 将旧管内的钢纸管车掉, 但不应损伤保护管。将新钢纸管外表面涂一层虫胶漆或其它粘性好的绝缘漆, 压入或打入保护管内, 配制后须经 70 ~ 100℃ 温度烘干 6 ~ 8h, 并在热态下将保护管外表面清擦干净后均匀涂 1 ~ 2 层环氧漆或防潮漆(钢纸管内壁不得涂漆) 晾干后使用。

5. RN 系列熔断器的修配。将熔管端盖用 500W 的电烙铁熔开, 倒出石英芯, 并取出瓷芯, 清除掉瓷芯上的熔断的旧熔丝头(端部绑扎如未损坏可不必拆除), 用酒精擦洗干净, 按原规格更换新的熔丝, 在端部绑扎线先焊上 0.5mm 的熔丝, 然后将熔丝均匀地逐绕绕紧在瓷芯上, 将两端用焊锡焊牢, 并将熔丝的余头剪掉。焊完后应测试整体电阻值, 如不合要求, 应拆开重新焊接。如果熔丝是多根、不同截面的熔丝, 接头处的锡球不可过大, 并在熔丝中间部位适当点焊几滴锡球。将瓷套内管壁擦干净, 装入瓷芯, 并充填石英砂。石英砂应干燥, 如使用旧石英砂须清除金属熔物, 并用 40 目左右的筛筛出颗粒较大的砂子及杂物, 用磁铁吸去混在砂里的铁屑, 并进行清洗烘干。石英砂装满墩实, 最后将端盖封口焊牢。封口后应用万用表检测一下电阻值。

第四节 熔断器的运行维护

一、熔断器的运行

对熔断器的动作要求是, 既能象断路器那样可靠地切断过载电流和短路电流, 又要具有继电器所具有的动作选择性。

在正常工作时, 熔断器的熔体仅通过不大于其额定值的负荷电流, 其正常发热温度不会使它熔断。熔断器的其它部分, 如触头、外壳等虽然也能发热, 但不会超过它们的长期容许发热温度。当过载电流或短路电流通过熔体时, 熔体便在高温下熔断。熔体的熔断过程大体分为两个阶段: 1) 熔体被电流加热到熔化并蒸发为金属蒸气的阶段; 2) 产生电弧与灭弧的阶段。熔断器的动作时间为这两个阶段所经过的时间的总和。我们把熔

熔断器动作时间与通过熔断器的电流关系称为熔断器的安秒特性,又称保护特性,用曲线表示,如图3-5-7所示。这是熔断器非常重要的一项特性。从图中可以看出,通过熔体的电流越大,则熔体熔断的越快,熔断器动作时间也就越短,即切断电路时间越短。

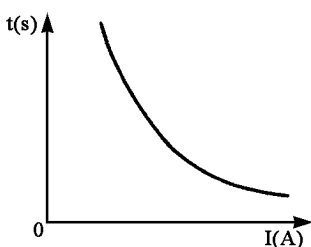


图 3-5-7 熔体的安秒特性曲线

熔体截面不同,其安秒特性也不同。根据熔断器安秒特性选择熔体,就可得到熔断器动作的选择性。例如在图3-5-8的线路中,熔断器1FU作为熔断器2FU的后备保护(即当2FU因故障而拒动时,1FU动作),要使1FU的动作时间比2FU的动作时间长,只要选择1FU的安秒特性高于2FU的即可,如图3-5-9所示。图3-5-9中 I_0 称为最小熔化电流,理论上在最小熔化电流通过时,动作时间为无穷大。

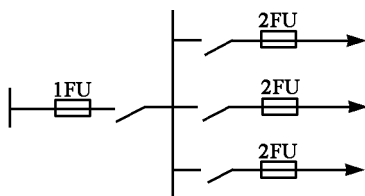


图 3-5-8 某线路熔断器的配置

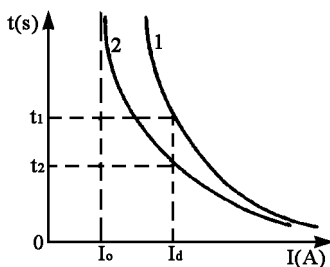


图 3-5-9 某线路熔断器熔体的安秒特性曲线

既然熔断器起保护电气设备的作用,因此作为一名运行值班人员应知道如何正确地选择熔体的额定电流。

1. 电力变压器的高低压侧若用熔断器保护时,熔体的选择应按如下标准:容量在100kVA以下的变压器,其高压侧熔断器的熔体按2~3倍额定电流选择;容量在100~

1000kVA 的变压器,其高压侧熔断器的熔体按 1.5~2.0 倍额定电流选择,变压器低压侧的熔体,应按低压侧的额定电流选择。

2. 在多回路供电系统中,选择熔断器熔体时,原则上应依据各回路的设备容量和负荷电流来选择,做到支路熔断器的熔体小于主干回路的熔体。

3. 高压电压互感器的熔断器,按工作额定电压来选择。断流容量应满足电网的要求,熔体的额定电流均为 0.5A。

4. 直流回路中的熔断器,熔体一般按负荷的额定电流选择。但断路器的直流合闸回路熔断器的熔体可按额定电流的四分之一来选择,以防止合闸线圈被烧坏。

5. 照明及电热设备都是纯电阻性负荷,开动时没有明显的起动电流,因此使用这类性质的用电设备时,熔断器的熔体可按实际负荷的额定电流来选择。

运行时要注意的是:熔断器中熔体的正常熔断,不仅与通过它的电流大小有关,而且与熔断器的熔体本身的状况、更换的质量有关。例如:触头表面接触不良,并且氧化厉害,或触头连接螺栓拧得不紧时,触头处的接触电阻将不断增大,使温度升高,熔体过热,可能使它在通过短路电流或过载电流时,甚至通过比额定电流还小的电流时,造成非选择性熔断,引起设备停电或设备烧损事故。因此运行人员也应掌握更换熔体的工艺方法。

二、熔断器的巡视检查

熔断器本体的巡视检查项目和隔离开关相同。另外要注意的是:

1. 熔断器在每次熔体熔断后,应检查熔体管,如果烧坏,应更换新的;
2. 熔体管投入后应严密,不得过紧或过松,以免不易跳开或自动脱落;
3. 熔体管的各接触部分应无音响及火花放电现象;
4. 按规定定期更换熔体和熔体管;
5. 更换熔体时不应任意采用自制熔体,不可利用低压熔体代替高压熔体,以免引起非选择性动作等故障,破坏正常供电。

第六章 电 容 器

第一节 电容器概述

电力电容器在电力系统、工业生产、高压试验及现代科技中的应用十分广泛。根据不同的使用要求,现已发展成了许多类型和品种。

一、电力电容器的分类和用途

(一)分类和用途

电力电容器按用途不同可分为九大类,其用途、性能特点和接线示意图如表 3-6-1 所示。

(二)型号及其含义

并联电容器系列型号意义如下:

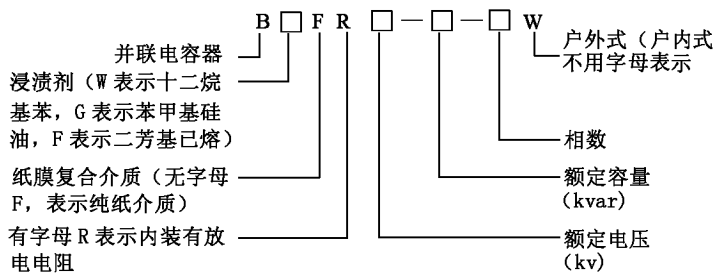
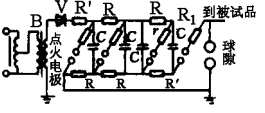
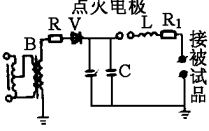
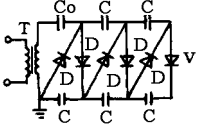
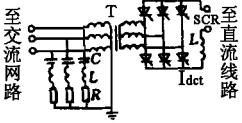
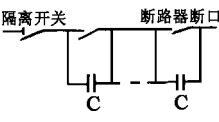
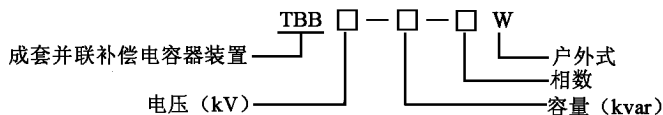


表 3-6-1 电力电容器的分类、用途和接线示意图

产品类型	主要用途	性能特点	电气接线示意图	简要说明
移相电容器	1. 补偿电力系统感性负荷无功功率,以提高功率因数,改善电压质量、降低线路损耗 2. 与感应电动机定子绕组并联,构成自激运行的异步发电装置	能长期在工频交流额定电压下运行,且能承受一定的过电压		移相电容器的几种使用方式和安装地点: ①并联接于 6.3、10.5 及 35 千伏等高压配电网 ②集中并联接于 400 伏低压汇流母线上 ③分组并联接于各低压电线上 ④与单台感应电动机并联,作分散补偿 图中 C—移相电容器 FU—熔断器 T—变压器 QF—断路器
				图为电力系统中用的静止补偿装置。其反应速度快,可以自动调整功率因数,并可供输电线路无功功率,以控制电压及增加系统稳定性 图中 C—电容器 L—电抗器 SCR—可控硅元件
				图中 M—感应电动机 C—电容器 FU—熔断器
串联电容器	串联接于工频高压输、配电线路中,用以补偿线路的分布感抗,提高系统的静态、动态稳定性,改善线路电压质量、加长送电距离和增大输送能力	单台额定电压不高;可承受比移相电容器高的过电压		图为广泛用于输、配电线路的串联补偿装置的一相简化接线图 图中 QS ₁ 、QS ₂ 、QS ₃ —隔离开关 C—串联电容器 P—保护间隙 R—阻尼电阻 L—阻尼电感
电热电容器	用于频率为 40~24000 赫的电热设备系统中,以提高功率因数,改善回路的电压或频率等特性	电流和无功功率大,损耗功率也大		电热电容器 C 与工频或中频感应电炉并联运行
耦合电容器	高压端接于输电线上,低压端经过耦合线圈接地,使高频载波装置在低电压下与高压线路耦合,用于载波通信以及测量、控制和保护	能长期在额定工频电压和相应的系统最高工作电压下运行,在系统的内外过电压下,有较高的安全裕度,同时能通过 40~500 千赫的载波信号		耦合电容器用于电容式电压互感器及高频通信系统中 图中 C ₁ 、C ₂ —分别为电容分压器的主电容及分压电容 L—共振电抗器 T—变压器 R—阻尼电阻

产品类型	主要用途	性能特点	电气接线示意图	简要说明
脉冲电容器	用于冲击电压和冲击电流发生器及振荡回路等高压试验装置,此外,还可用于电磁成型、液电成型、液电破碎、储能焊接、海底探矿以及产生高温等离子、超强冲击电流和超强冲击磁场、强冲击光源、激光等装置中	1. 用较小功率的电源进行较长时间充电,在很短时间内放电,可以得到很大的冲击功率 2. 一般为间断运行,多以放电次数计算使用寿命,也有长期连续充放电的 3. 固有电感低的产品,可得到波前陡度大,峰值高的放电电流或高的振荡频率		图为冲击电压发生器的线路简图,利用电容器 C 并联充电和串联放电,能得到高达几千伏的冲击电压 图中:R ₁ —调波电阻 V—二极管
				图为冲击电流发生器的线路简图,当主电容 C 充电至一定电压后,通过球隙、调波电感 L、调波电阻 R ₁ 对被试品放电,能产生高达几百千安的冲击电流
直流和滤波电容器	1. 用于倍压或串级高压直流装置中 2. 用于高压整流滤波装置中 3. 用于交流滤波装置中,包括直流输电的滤波装置	直流电容器能长期在直流电压下或在含有一定交流分量的直流线路上工作 交流滤波电容器主要用以滤去工频电流中的高次谐波分量		图为电容器用于串级直流设备上
				图为直流输电系统中交流/直流变换原理图,其中 C 为接于一相上的交流滤波电容器
均压电容器	并联接于断路器断口上,使各断口间的电压在开断时均匀	受电压作用的时间不长,但当断路器动作时,可能受到较高的过电压		图为均压电容器 C 接于高压空气断路器的断口上

产品类型	主要用途	性能特点	电气接线示意图	简要说明
防护电容器	接于线、地之间，降低大气过电压的波前陡度和波峰峰值，配合避雷器保护发电机和电动机	长期在工频交流电压下运行，能承受较高的大气过电压，安全裕度大		图为防护电容器 C 作发电机 G 的保护装置图中 F—阀式避雷器
标准电容器	用在工频高压测量介质损耗回路中，作为标准电容，或用作测量高压的电容分压装置	介质损耗角正切值小，电容值准确而稳定		图为西林电桥原理图，其中 C_0 为充气式标准电容器，其工频额定电压可高达 1000、1200 千伏及以上



这里仅介绍移相电容器(并联补偿电容器)

二、并联补偿电容器的结构及原理

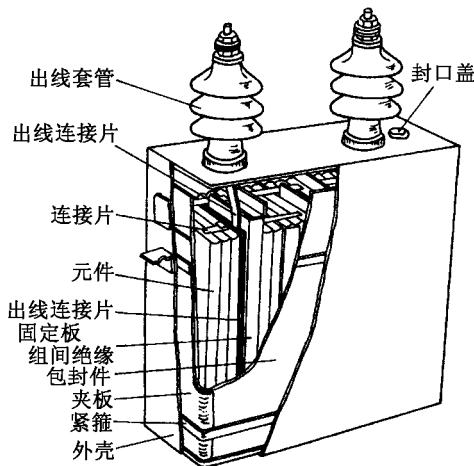


图 3-6-1 移相电容器结构图

(一) 电容器的结构

电容器通常是由两块中间隔以绝缘材料(电介质)的导电极板铝箔组成,在电场的作用下,极板上有储积电荷的能力。

移相电力电容器主要是由芯子、外壳和出线三部分组成(见图 3-6-1)。

它采用金属矩形外壳,芯子由卷绕压扁形的电容元件和绝缘件组成。高压移相电容器芯子中的元件接成串、并联;低压移相电容器芯子中的元件全部并联,每个元件都接有熔丝。

对于单台三相电容器的芯子内部接成三角形结构。出线均采用瓷套绝缘结构。

(二) 电容器的补偿原理

根据图 3-6-2 移相电容器的应用原理图,可以看出,负载的感性电流落后电压 90° ,电容容性电流 I_c 相位超前电压 90° ,二者正相反,所以 I_c 可抵消一部分感性电流 I_x ,使电源电流由 I_1 减小为 I_2 ,同时使电源电流的相角由 ϕ_1 减小到 ϕ_2 ,即使功率因数从 $\cos\phi_1$ 提高到 $\cos\phi_2$ 。所以说电容器可提高功率因数,减小电流在线路上造成的电能损失和压降,即节省了能源,改善了电压质量。这就是电容器无功补偿的意义。

由图 3-6-2 可求得提高功率因数所需电容器容量为:

$$P_q = P \left[\sqrt{\frac{1}{\cos^2 \phi_1} - 1} - \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \phi_2} - 1} \right] (\text{kvar}) \quad (3-6-1)$$

式中 P_q ——电容器容量, kvar;

P ——负荷功率, kW

$\cos\phi_1$ ——补偿前功率因数;

$\cos\phi_2$ ——补偿后功率因数。

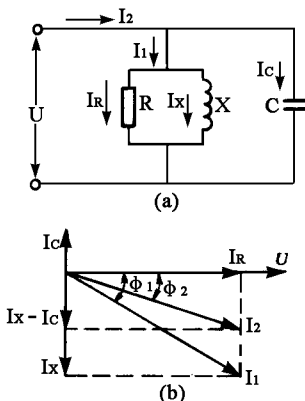


图 3-6-2 移相电容器应用原理图

(a) 线路图 (b) 矢量图

并联电容器后节省的视在功率 P_{sj} 为

$$P_{sj} = P \left(\frac{1}{\cos\phi_1} - \frac{1}{\cos\phi_2} \right) \text{kVA} \quad (3-6-2)$$

三、并联补偿电容器的接线及特点

并联补偿电容器的接线方式有：①高压单 Δ 接法；②高压双 Δ 接法；③高压单 Y 接法；④高压双 Y 接法。本文在此仅介绍使用较普遍的高压单 Δ 接法及高压单 Y 接法。

1. 高压单 Δ 接法，如图 3-6-3 所示。

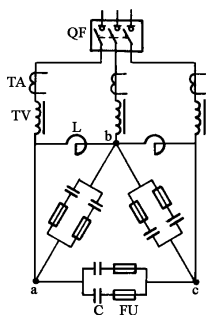


图 3-6-3 高压单 Δ 接法

单台电容器采用熔断器保护其接线特点是，装置简单、经济、性能较可靠，缺点是，当出现一线接地故障时（假设图中 b 点接地），则在 C 端易发生电容器一极对外壳击穿。熔断器又无法防止外壳爆裂，解决办法只有提高电容器极对壳的绝缘强度，最好在 TA 与 QF 之间或电容器另一端也加装限流熔断器，这样就使其接线复杂化，设备多故障点增加，可靠性也就会降低。

2. 高压单 Y 接法，如图 3-6-4 所示。

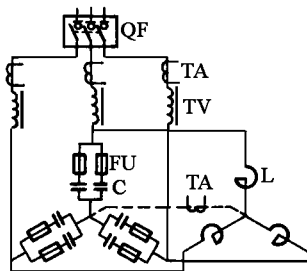


图 3-6-4 高压单 Y 接法

高压单 Y 接法及单台电容器熔断器保护，其特点是装置简单，用了单台熔断器再用平衡保护，比较可靠。该接线方式适用于容量较小的高压移相电容器装置。

四、几种常用的无功补偿装置

目前,在 35 ~ 110kV 变电站和 10(6)kV 配电网中,通常采用下列几种型式的无功补偿装置。

1. 开关、电容器组合式

这种补偿装置,是将电容器布置在 10(6)kV 柜内或间隔内的设备支架上,每组装设一台或两台电容器,总容量一般不大于 600kvar,其接线如图 3-6-5 所示。

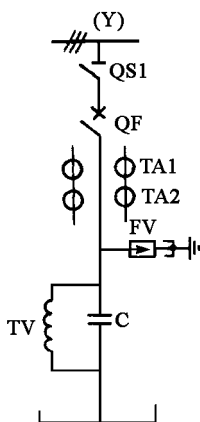


图 3-6-5 小容量无功补偿接线示意图

2. TBB-11 成套装置

TBB-11 成套装置,称为密集型全封闭补偿装置,是将电容组装于封闭的铁壳内并注入变压器油,箱体上端设置六只引线柱,其余配套设备如电抗器、放电线圈、氧化锌避雷器及引线电缆头等安放在网状组合柜内,采用铝排将各个设备连接起来。如图 3-6-6 所示。

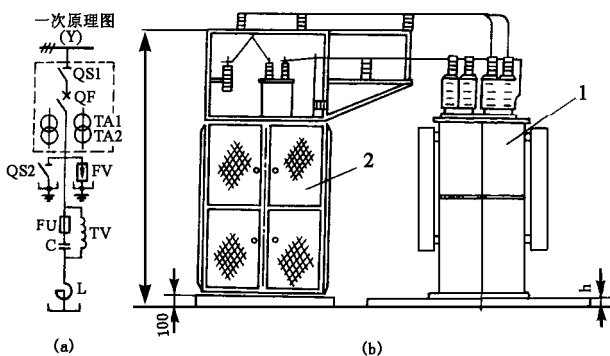
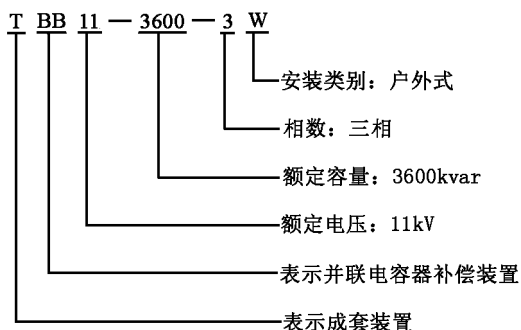


图 3-6-6 TBB-11 成套补偿装置安装图

(a)一次接线示意图 (b)正视图

1—封闭电容器组 2—网状综合柜

图 3-6-6(b) 中基础高度 h 是依据成套装置带电部分对地及周围空间保持最小安全净距的要求, 由成套装置的高度决定, 详细尺寸可见其安装说明书。其型号含义是:



这一装置有多种容量规格, 目前在 35 ~ 110kV 变电站已得到广泛使用。

3. TBX(F) 成套装置

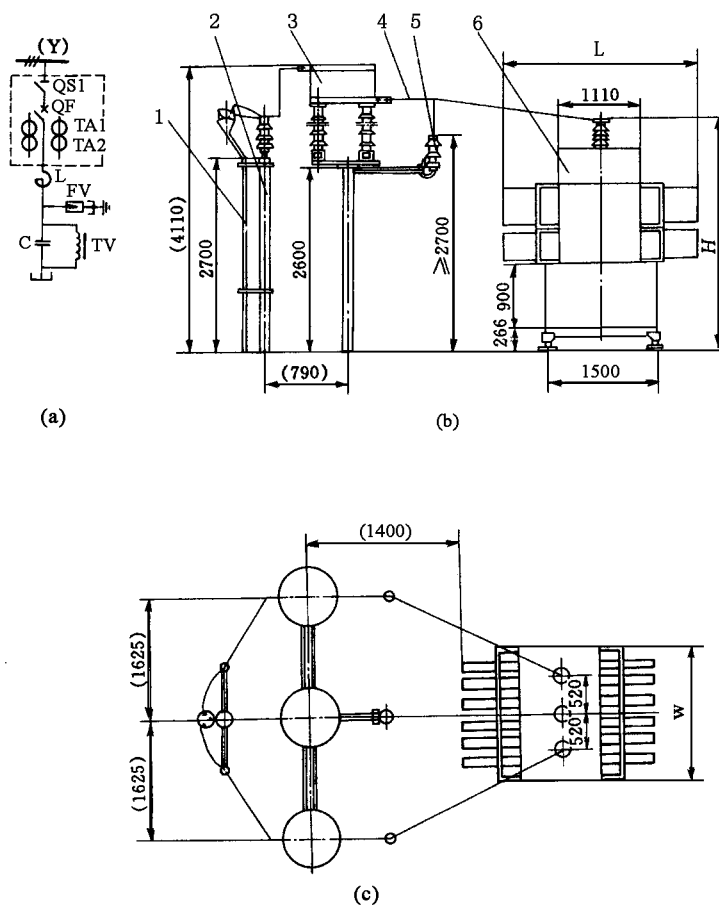


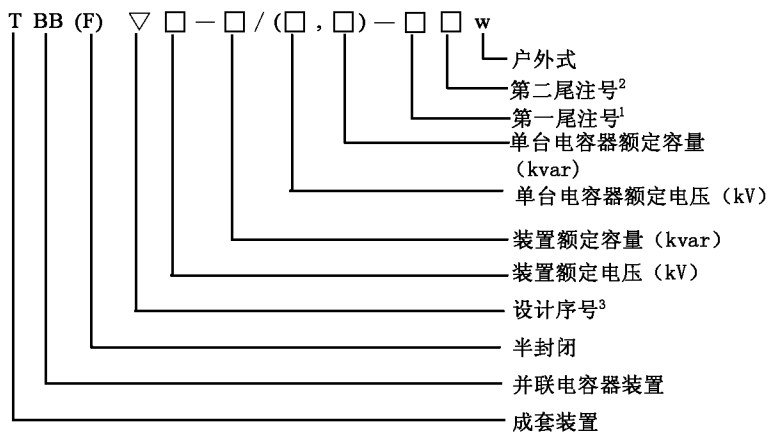
图 3-6-7 成套装置安装图

(a) 一次接线图 (b) 正视图 (c) 俯视图

- 1—电缆及电缆头 2—电杆 3—CKG 电抗器;
- 4—导线 5—氧化锌避雷器 6—半封闭电容器组

TBB(F)成套装置称为半封闭补偿装置,是将电容组各台电容器引出线端头组合在一起用钢板封闭起来,并在封闭箱顶部设置三只引线柱,电容器的下半部外露,以利通风散热。配套设备安装在电杆支架上,利用导体将各设备连接在一起,如图3-6-7所示。图3-6-(a)中h是指10(6)kV设备带电部分对地的最小安全净距,由此和箱体高度确定基础高度尺寸。

半封闭补偿装置也有多种规格,也已得到使用。其型号含义:



注 1.(第一尾注号)A表示Y接线,B表示Y—Y接线。

2.(第二尾注号)K表示开口三角电压保护;L表示中线不平衡电流保护。

3.(设计序号)以下标阿拉伯数字表示,为1时可省略。

第二节 电容器的安装

一、电容器安装前的检查

1. 检查电容器的瓷套管应无裂纹和破损。
2. 电容器的外壳应无明显变形,壳体无锈蚀,焊缝无裂缝或渗油。
3. 电容器的接线柱应无弯曲和变形,丝扣无滑扣,连接引线用的螺母和垫片应齐全。
4. 电容器的出厂说明书和试验报告应齐全,试验数据应合格。
5. 检查电容器的安装基础应符合设计图纸要求。

二、电容器安装中应注意的事项

1. 电容器安装前应按要求进行有关试验项目,并合格。

2. 成组安装的电容器三相电容量的差值应配置到最小为好,其各相差值不超过平均电容值的 5%。
3. 电容器各台之间必须留有充分的通风散热空间,要求安装各电容器油箱之间的间隔应不小于 100mm。电容器不能直接安装在地面上,其支承架构应与地面保持 200 ~ 300mm 的距离。屋内上层电容器对屋顶一般保持 1m 以上距离。
4. 室内安装的电容器应安装适当数量的排风扇,以保证室内通风良好。
5. 室外安装的电容器,应尽量避免太阳光的直接照射和搭遮棚。电容器的铭牌应安置在维护通道侧,以便于运行巡视电容器的情况。为了便于管理,每台电容器应进行编号。
6. 电容器的外壳和架构应可靠接地。为了安全,电容器四周应装设金属遮栏防护。对于可能遭受小动物侵袭的处所还应加装金属保护网。
7. 当室内有多组电容器时,每组电容器之间应装设防火隔墙,以免火灾蔓延。
8. 电容器引线端子与母线连接时,应使用软导线,以免温度变化或机械应力造成瓷套损坏和渗油。

第三节 电容器的试验

一、概 述

电力系统中常用的电容器有电力电容器、耦合电容器、断路器均压电容以及电容式电压互感器的电容分压器。电力电容器在系统中一般用作补偿功率因数和用于发电机的过电压保护。耦合电容器主要用于电力系统载波通信及高频保护。均压电容器并联于断路器断口,起均压及增加断路器断流容量的作用。其结构与耦合电容器基本一样。

耦合电容器与电力电容器的构造材料均为油浸纸绝缘电容器。电容元件由铝箔极板和电容器纸卷制而成,一台电容器由数个乃至数十个、数百个这样的电容元件串并联组成。电力电容器一般电容量较大(μF 级),额定电压多为 35kV 及以下,其结构特点是将串并联电容元件密封在铁壳中,充以绝缘油,引线由瓷套管引出,供连接之用。耦合电容器一般电容量为 3000 ~ 15000pF,额定电压在 35kV 及以上。其结构特点是将串并联电容元件密封在瓷套中,高压端接带阻压器的高压引线,另一端由底部的小瓷套管引出,接结合滤波器。

耦合电容器和电容式电压互感器的电容分压器的试验项目及标准如表 3-6-2 所示。

表 3-6-2 耦合电容器和电容式电压互感器的电容分压器的试验项目、周期和要求的试验项目、周期和要求的

序号	项目	周期	要求	说明
1	极间绝缘电阻	1)投运后 1 年内 2)1~3 年	一般不低于 5000MΩ	用 2500V 兆欧表
2	电容值	1)投运后 1 年内 2)1~3 年	1)每节电容值偏差不出额定值的 -5% ~ +10% 范围 2)电容值大于出厂值的 102% 时应缩短试验周期 3)一相中任两节实测电容值相差不超过 5%	用电桥法
3	$\text{tg}\delta$	1)投运后 1 年内 2)1~3 年	10kV 下的 $\text{tg}\delta$ 值不大于下列数值： 油纸绝缘 0.005 膜纸复合绝缘 0.002	1)当 $\text{tg}\delta$ 值不符合要求时,可在额定电压下复测,复测值如符合 10kV 下的要求,可继续投运 2)电容式电压互感器低压电容的试验电压值自定
4	渗漏油检查	6 个月	漏油时停止使用	用观察法
5	低压端对地绝缘电阻	1~3 年	一般不低于 100MΩ	采用 1000V 兆欧表
6	局部放电试验	必要时	预加电压 $0.8 \times 1.3U_m$,持续时间不小于 10s,然后在测量电压 $1.1U_m/\sqrt{3}$ 下保持 1min,局部放电量一般不大于 10pC	如受试验设备限制预加电压可以适当降低
7	交流耐压试验	必要时	试验电压为出厂试验电压的 75%	

电力电容器的试验项目、周期和标准《规程》也做了规定。在交接试验时对电力电容器一般做以下项目试验：

1. 测量两极对外壳的绝缘电阻；
2. 测量极间电容值；
3. 渗漏油检查；
4. 交流耐压试验；
5. 冲击合闸试验；
6. 并联电阻测量。

二、测量绝缘电阻

测量绝缘电阻的目的主要是初步判断耦合电容器的两极及电力电容器两极对外壳

之间的绝缘状况,测量时用 2500V 兆欧表。摇测耦合电容器小套管对地绝缘电阻时用 1000V 兆欧表。测量接线如图 3-6-8 示。

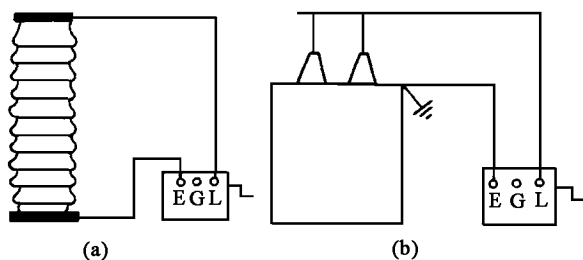


图 3-6-8 测量绝缘电阻接线图

(a) 耦合电容器测量接线 (b) 电力电容器测量接线

测量结果应与历次测量值及经验值比较,进行分析判断。测量时应注意:

1. 测量前后对电容器两极之间,两极与地之间,均应充分放电,尤其对电力电容器应直接从两个引出端上直接放电,而不应仅在连接板上对地放电。因为大多数电力电容器两极与连接板连接时均串有熔断器,若某电力电容器熔断器熔断,在连接板上放电不一定能将该电力电容器上所贮电荷放完。

2. 应按大容量试品的绝缘电阻测量方法摇测电容器。

在摇测过程中,应在未断开兆欧表以前,不停止摇动手柄,防止反充电损坏兆欧表。

3. 不允许长时间摇测电力电容器两极之间的绝缘电阻。因电力电容器电容量较大,贮存电荷也多,长时间摇测时若操作不慎易造成人身及设备事故。有些单位在摇测电力电容器两极绝缘状况时,一般先将兆欧表轻摇几转,一般不超过 5 转,然后通过电容器两极放电的放电声及放电火花来判断绝缘状况。若有清脆的放电声及明显的放电火花,则认为电容器两极绝缘状况良好;若无放电声及火花,则可能是电容器内部绝缘受潮老化或者两极与电容之间引线断开。用这种方法时应注意,对两极放电的放电引线两端应接在短绝缘棒上,人身不要直接接触放电引线,放电引线应采用裸铜导线。

三、 $\text{tg}\delta$ 和电容量测量

对 $\text{tg}\delta$ 和电容量的测量可以检查电容器是否有受潮老化现象及存在某些局部缺陷,并根据测量得到的电容量与铭牌值进行比较,可判断电容器内部接线是否正确,是否有断线或击穿现象等。

电力电容器一般不要求做 $\text{tg}\delta$ 试验。

(一) 耦合电容器的 $\text{tg}\delta$ 和电容量测量

由于耦合电容器两极可以对地绝缘,所以一般采用 QSl 电桥正接线测量其 $\text{tg}\delta$ 和电容量。

《规程》规定： $\tan\delta(\%) > 0.8$ 为不合格，大于 0.5 应引起注意。所谓引起注意，指应该采取缩短试验周期或进行带电测量等方法跟踪测量 $\tan\delta$ 的变化趋势。近几年来，发生了多起 $\tan\delta(\%) > 0.5$ 时未引起注意，致使在下一个预防性试验时间尚未到来时耦合电容器已爆炸的事故教训。

由所测得的电容量计算出电容变化率 ΔC_x 。计算式为

$$\Delta C_x = \frac{C_x - C_N}{C_N} \times 100\%$$

式中 C_x ——测量的电容值 μF ；

C_N ——所测电容器铭牌电容值 μF 。

电容值的增大，可能是电容器内部某些串联元件击穿所致。电容量的减小，可能是内部元件有断线松脱情况，也可能是电容器因外壳密封不严渗油，造成严重缺油所引起。《规程》规定耦合电容器的电容变化率 ΔC_x 在运行中应在铭牌电容值的 $+10\% \sim -5\%$ 范围。

(二) 电力电容器的电容量测量

电力电容器的电容量较大，所以其电容量测量一般不用 QS1 电桥而常采用以下办法测量：

1. 用法拉表测量

现在国内生产的多量程法拉表，可很方便地测量出电容器两极间电容量。具体使用方法可参照法拉表使用说明书。

2. 交流阻抗计算法(电压、电流表法)

交流阻抗计算法测量电容量的接线如图 3-6-9 所示。按图 3-6-9 接好线，合上电源，用调压器 T 升高电压，选择合适的电压表 PV、电流表 PA、频率表 PF，待表计指示稳定后，同时读取电压、电流和频率指示值。当外加的交流电压为 u ，流过被试电容器的电流为 i ，频率为 f 时，则 $I = U \times 2\pi f C_x$ ，故被测电容量 C_x 为

$$C_x = \frac{I}{2\pi f U} \times 10^6$$

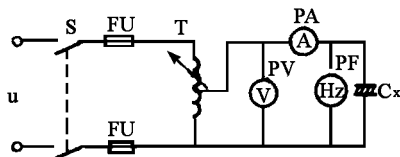


图 3-6-9 交流阻抗计算法测量电容值接线图

S—电源开关；FU—熔断器；

T—单相调压器； C_x —被测电容

式中 I ——电流表 PA 所测电流值 A ；

U ——电压表 PV 所测电压值, V ;

f ——频率表 PF 所测频率值, Hz ;

C_x ——被测电容器容量, μF 。

现场电源一般为 220V 或 380V。

3. 双电压表法

双电压表法测量电容量的接线图及相量图如图 3-6-10 所示。

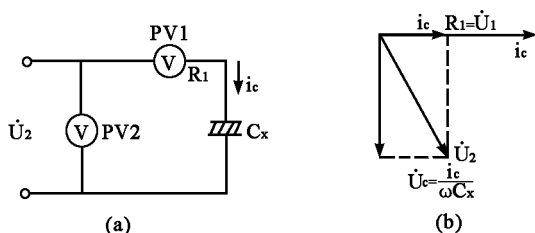


图 3-6-10 双电压表法测电容量

(a)接线图 (b)相量图

由图 3-6-10 可知

$$U_2^2 = U_1^2 + U_c^2 = U_1^2 + \frac{I_c^2}{(\omega C_x)^2} = U_1^2 + \left(\frac{U_1}{R_1}\right)^2 \frac{1}{(\omega C_x)^2}$$

$$= U_1^2 \left[1 + \frac{1}{(R_1 \omega C_x)^2} \right]$$

$$\frac{U_2^2}{U_1^2} - 1 = \frac{1}{(R_1 \omega C_x)^2}$$

$$C_x = \frac{1}{\omega R_1 \sqrt{\left(\frac{U_2}{U_1}\right)^2 - 1}}, \quad \text{F}$$

$$\text{或 } C_x = \frac{1 \times 10^6}{\omega R_1 \sqrt{\left(\frac{U_2}{U_1}\right)^2 - 1}}, \quad \mu\text{F}$$

用以上方法可以很容易地测出单相电容器的电容量。但对于三相电容器,需分三次测量,并根据测量结果还要进行计算,较为复杂。表 3-6-3、表 3-6-4 分别示出了三相电容器为三角形接线及星形接线时电容量的测量方剂和计算公式。

采用上述办法测得的电容值均需按式(3-6-3)进行电容量的误差计算。交接及运行中的实测值与出厂时实测值或铭牌值差别应在 +10% ~ -5% 范围内。

表 3-6-3 三角形接线的三相电力电容器容量测量方法和计算公式

测量次数	接线方式	短路接线端	测量接线端	测量电容量	电容量的计算
1		2 3	1 与 2 3	$C_A = C_1 + C_3$	$C_1 = \frac{1}{2}(C_A + C_C - C_B)$
2		1 2	3 与 1 2	$C_B = C_2 + C_3$	$C_2 = \frac{1}{2}(C_B + C_C - C_A)$
3		1 3	2 与 1 3	$C_C = C_1 + C_2$	$C_3 = \frac{1}{2}(C_A + C_B - C_C)$

表 3-6-4 星形接线的三相电力电容器容量测量方法和计算公式

测量次数	接线方式	测量接线端	测量电容量	电容量的计算
1		1 与 2 (C_{12})	$\frac{1}{C_{12}} = \frac{1}{C_1} + \frac{1}{C_2}$	$C_1 = \frac{2C_{12}C_{31}C_{23}}{C_{31}C_{23} + C_{12}C_{23} - C_{12}C_{31}}$
2		3 与 1 (C_{31})	$\frac{1}{C_{31}} = \frac{1}{C_3} + \frac{1}{C_1}$	$C_2 = \frac{2C_{12}C_{31}C_{23}}{C_{31}C_{23} + C_{12}C_{31} - C_{12}C_{23}}$
3		2 与 3 (C_{23})	$\frac{1}{C_{23}} = \frac{1}{C_2} + \frac{1}{C_3}$	$C_3 = \frac{2C_{12}C_{31}C_{23}}{C_{12}C_{23} + C_{12}C_{31} - C_{31}C_{23}}$

(三) 试验注意事项

1. 不论何种测量方法,测量前后均需对耦合电容器或电力电容器两极充分放电,以保证人身安全及测量准确度。
2. 用交流阻抗法和双电压表法测量电容量时,最好用频率表直接测量试验电源频率值,并用实测频率值计算电容量。采用的电压表、电流表、频率表精度不应低于 0.5 级。
3. 发现电容器有渗漏油时应视该电容器为不合格,并应立即退出运行并及时更换。

三、交流耐压试验

对电力电容器进行两极对外壳的交流耐压试验,能比较有效地发现油面下降、内部进入潮气、瓷套管损坏以及机械损伤等缺陷。两极对外壳交流耐压试验时要求试验设备容量不大,试验方法简便。表 3-6-5 列出了不同电压等级电容器交流耐压试验标准,供参考。

表 3-6-5 电力电容器两极对外壳交流耐压试验标准

额定电压(kV)	0.5 级以下	1.05	3.15	6.3	10.5
出厂试验电压(kV)	2.5	5	18	25	35
交流耐压试验电压(kV)	2.1	4.2	15	21	30

交流耐压时间为 1min。如出厂试验电压与表 3-6-5 的不同时,交流耐压试验电压值应为出厂试验电压值的 85%。

四、冲击合闸试验

新安装的电力电容器组在投入正式运行前需进行冲击合闸试验。试验的目的是检查电容器组补偿容量是否合适,电容器所用熔断器是否合适以及三相电流是否平衡。

(一)试验方法

电容器组及与之相配套的断路器及控制保护回路电流、电压测量装置等安装好后,在额定电压下,对电容器组进行三次合、拉闸冲击试验。冲击合闸试验后,断开断路器及隔离开关,合上电容器组接地开关,极间充分放电后,检查熔断器有无熔断,如发现熔断,应查明原因,消除后才允许电容器正式投入运行。

冲击试验时,应监视系统电压的变化及电容器组每相电流的大小,观察三相电流是否平衡以及合闸及拉闸时是否给系统造成较高的过电压和谐振等现象。三相电流不平衡率一般不应超过 5%,超过时应查明原因,予以消除。

(二)注意事项

1. 冲击合闸试验时,应测量每相电流。试验前应将测量电流互感器 TA 事先接于测量回路中。如电容器组为星形接线,应将测量电流互感器 TA 串接于电容器中性点侧的回路内;电容器组为三角形接线时测量电流互感器 TA 只能串接在各相高压回路内。

2. 三相电流不平衡时,应检查电容器组熔断器有无熔断,电容量是否合适等。检查前仍应对电容器两极直接放电,防止熔断器熔断使电容器带有电荷。

第四节 电容器的运行维护

一、并联电容器运行的条件

1. 适用于普通气候条件,周围温度为 -40~40℃,空气相对湿度不大于 80%。

2. 周围环境不受有害气体和蒸汽侵蚀。
3. 周围环境无易燃易爆危险,无剧烈振动。
4. 电容器室不低于二级防火措施。
5. 透风良好、防止小动物入内。
6. 电容器室内温度不超过 $+40^{\circ}\text{C}$ 。

电容器上下层设置时,电容器母线之间的距离应大于 30mm ;

7. 电容器构架之间应大于 500mm 。
8. 要求电容器接地时,外壳和构架共同接地。
9. 电容器室应设温度计或贴试温蜡片,以便监视运行温度。
10. 电容器组应设有合格的放电装置。
11. 户外安装电容器组时应尽量安装在构架上,构架对地距离应不小于 3m 。

二、电容器组投入前的检查

1. 电容器组投入运行前应交接试验,试验是否合格。
2. 放电装置是否良好。
3. 电容器组接线是否正确。
4. 电容器组三相之间容量不超过 5% 。
5. 电容器组各接点必须牢固可靠。
6. 放电装置应符合规程要求。
7. 电容器组的附属设备应完好,试验合格。
8. 电容器组的保护装置正确可靠。
9. 安装的专用接地隔离开关,应在断开位置。

三、电容器组运行退出运行的规定

1. 电容器组的投入和退出运行是根据系统的功率因数高低及电压的高低来决定的。当系统功率因数低于规定值($0.85 \sim 0.95$)或系统电压较低,应及时投入电容器组。

2. 当电源电压高于电容器的额定电压的 1.1 倍,运行电流超过额定电流的 1.3 倍,电容器室内的温度超过 40°C ,电容器外温度超过 60°C ,应将电容组立即从系统中退出运行。

3. 当发生下列情况之一者,应立即将电容器组退出运行:

- (1) 电容器发生爆炸;
- (2) 电容器发生喷油、起火、冒烟;
- (3) 瓷套管发生严重放电;
- (4) 接头发生严重过热;

- (5) 电容器发生异常声音；
- (6) 电容器发生外壳膨胀变形；
- (7) 环境温度超过 40℃。

4. 电容器组的操作：

(1) 正常运行时的操作：①变配电所全停时，先拉开电容器组开关，然后才能拉开各配线开关。②变配电所送电时，先合各配线开关，最后合电容器开关。

(2) 事故情况下，电容器组操作注意事项：①变配电所全所无电后，必须先将电容器组的开关拉开，来电后应先将各配线送电后，根据电源电压高、低情况投入电容器组。②在运行中，电容器组开关跳闸后，严禁强送电。③在运行中，电容器保护熔断器的保险丝熔断后，未查明原因及故障排除之前，不准更换完熔丝就送电。④电容器组禁止带电合闸，必须在电容器组停电后，放电 3min 后，才能再次合闸。

(3) 电容器组操作时，特别“注意”事项：①任何电压等级的电容器组禁止带电荷合闸，电容器组每次重新合闸前必须放电后方可进行。②为防止事故发生，电容器与电源断开后应立即放电，必要时操作人员将绝缘棒装上接地线对电容器单独放电。③有时操作过电压是运行电容器断开后产生的，在未采取有效的降低操作过电压措施之前，应尽量减少操作次数。

四、电容器组运行的检查与监视

1. 电容器油箱是否鼓肚，有无渗漏油痕迹。
2. 熔丝是否完好。
3. 电压表、电流表、功率因数表、温度计指示是否正常。
4. 电容器是否有无过热现象。
5. 瓷套管是否有松动和发热，有无放电痕迹。
6. 电容器有无异常声音。
7. 电容器放电回路是否异常。
8. 接地线是否牢固可靠。
9. 运行中的线路各部接点是否牢固可靠。
10. 电容器回路内的电流是否相应于其端电压下的电流值。
11. 电容器端点电压是否相应于额定电压。
12. 电容器组的每相负荷是否相等。
13. 放电指示灯是否熄灭。

五、电容器组春秋检时的检测

1. 用 1000V 或 2500V 兆欧表，将电容器全部检查其端头与其箱身之间有无短路现

象。电容器两极对外壳绝缘电阻应不低于 $1000\text{M}\Omega$, 否则是绝缘不良或有短路。

2. 电容器的额定电压在 1kV 时 , 应测量每台电容器的电容 , 测量值与标称值的误差不得超过 $\pm 1\%$ 。
3. 用兆欧表检查电容器放电回路和熔丝是否完好。
4. 检查电容器联接螺栓的紧固程度。
5. 检查通风孔有无灰尘 , 并清理电容器外壳、绝缘套管、电容器外壳、仪表及支架等处的尘土。
6. 检查电容器外壳的保护接地线。
7. 检查电容器组继电保护装置的动作可靠。
8. 检查电容器组的断路器、导线等是否完好。

六、电容器日常维护

1. 经常保持部件及电容器表面无油垢和灰尘 , 检查箱有无变形现象。
2. 对运行中的电容器经常检查时 , 并做好运行情况记录 , 发现温升过高 , 箱壳膨胀及渗漏油严重等异常现象 , 应退出运行。
3. 周围空气温度不应超过电容器的允许温度的范围 , 否则应将电容器与网络断开。可用温度计检查外壳上最热点的温度 , 用示温蜡片来监视电容器过热现象。
4. 经常观察电容器的工作电压和电流 , 不应超过其允许值 , 以免影响使用寿命。在轻负荷下电压过分升高时 , 应将部分或全部电容器组与电网断开。
5. 电容器回路中的任何连接处接触不良时 , 都可能引起高频振荡的电弧 , 将使电容器过热和场强过高而早期损坏 , 严重会使整个设备发生故障。所以各部接点必须牢固可靠。
6. 对损坏的绝缘子、导线 , 应及时更换。
7. 对外壳必要时应进行油漆处理。

七、并联电容器的故障诊断及处理

(一) 电容器的故障原因

1. 外壳渗漏油原因。多数是由搬运不当或用手提拿瓷套管使焊接处产生裂缝 , 接线时紧固螺栓用力过猛 , 造成瓷套管焊接处损伤 , 运行时温度变化剧烈、内部压力增大 , 运行后外壳油漆脱落 , 铁皮生锈 , 都会造成电容器渗漏油现象。
2. 外壳变形的原因。在密封的外壳 , 由于内部介质在电压作用下 , 部分元件被击穿 , 电极对外壳放电 , 均会使介质产生气体 , 这些气体将会引起压力增加 , 使外壳膨胀变形。
3. 瓷套管表面放电的原因。电容器在运行中 , 由于缺乏日常的清扫和维护 , 其瓷绝缘表面因污秽可引起放电 , 对运行中的电容器组 , 应作好日常维护工作。

4. 电容器起火爆炸的原因。当电容器内部元器件发生极间或极间对外壳击穿时,与它并联的其他电容器将一齐向故障电容器进行放电,这时因释放能量极大,可能造成电容器爆炸,还可能会危及其他电气设备,严重时因一个电容器起爆可能引起其余电容器的群爆、流油、燃烧起火,导致电容器室发生火灾,影响其他电气设备正常运行。

5. 电容器内部有异常声音的原因。电容器在运行中发现有吱吱、咕咕声音,这是电容器内部有局部的放电现象,是内部绝缘不良的前兆,应停止运行。

6. 电容器运行中温升过高的原因。由于电容器长时间过电压运行,内部元件击穿,短路及介质老化、损耗不断增加,都会使电容器温升过高,严重影响电容器的寿命,导致绝缘击穿,使电容器损坏,所以,温升值在一定程度上反映内部损坏情况。

7. 电容器组开关跳闸的原因。电容器组的开关跳闸,不准强送,必须按顺序检查电容器组开关,电流互感器,电源电压。检查电容器有无爆炸,严重发热,鼓肚或喷油,接头是否有过热或融化,套管有无放电痕迹。若有上述情况,是由外部故障造成母线电压波动使开关跳闸。必须检出故障原因后,经过处理,测试合格后,方可送电。

(二)处理电容器故障时的基本原则

1. 处理电容器故障时,必须有专人监护。
2. 要确认故障电容器已停电,并确保不要突然来电。所以“必须严格执行保证安全的有关技术措施和组织措施”。

3. 必须对电容器做反复、充分对地及极间的人工放电,保证无残余电荷。

4. 即使已经对电容器进行彻底放电,放电时应需带绝缘手套。

5. 要特别注意人身各部位要始终保持对周围带电体的距离,不得小于安全距离。

6. 处理故障时,首先拉开电容器组的断路器及上、下隔离开关。如采用熔断器保护,还应取下其熔丝管。此时,电容器虽然放电电阻已经自行放电,但仍会有部分残余电荷,所以,必须再进行人工放电。放电时,应先将接地线接地端与接地网固定好,再用接地线棒多次对电容器放电,直至无火花和放电声为止。

7. 在处理氯化联苯为浸渍介质的故障电容器时,必须戴防毒口罩和橡胶手套,工作时应注意避免氯化联苯液体沾污衣服和皮肤。

8. 电容器如果是内部断线、熔丝熔断或引线接触不良,其两极间还可能有残余电荷,这样在自动放电或人工放电时,它的残余电荷是不会被放掉的。因此,运行或检修人员在接触故障电容器前,还要戴好绝缘手套,用短路线短路故障电容器的两极,使其放电。另外对串联电容器接线的电容器也应单独进行放电。

(三) 并联电容器常见故障诊断及处理方法(见表 3-6-6)

表 3-6-6 并联电容器故障诊断及处理方法

序号	故障现象	故障诊断	处理方法
1	瓷套破裂外壳损伤	运输及装卸时不小心,有碰撞现象等	运输时应妥善包装,直立放置,搬运小心,防止碰撞,瓷套破裂应更换,外壳损伤渗漏油时应补焊
2	验收试验时击穿	<ol style="list-style-type: none"> 1. 产品有缺陷或损坏 2. 试验电压过高或持续时间过长 3. 测量电压的方法错误 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 更换产品、损坏时应修复 2. 应按规定的数值和试验方法验收 3. 按验收规范进行
3	渗漏油	<ol style="list-style-type: none"> 1. 搬运时提拿瓷套,使法兰焊接处产生裂缝 2. 接线时紧固螺钉用力过大,造成瓷套焊接处损伤 3. 产品质量缺陷 4. 日光暴晒,温度变化剧烈 5. 漆层剥落、外壳锈蚀 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 严禁提拿瓷套搬运,已渗漏油的用铅锡焊料补焊,应防止过热,以免瓷套上银层脱落 2. 接线时不要扳摇瓷套,紧固时防止用力过猛 3. 严格控制瓷套金属涂敷及焊接工艺、外壳焊接及成品试漏工艺 4. 采取有效措施,尽量防止曝晒 5. 选用质量好的油漆,使用中应及时补漆
4	外壳膨胀	<ol style="list-style-type: none"> 1. 介质内产生局部放电,使介质分解析出气体 2. 部分元器件击穿或极对壳击穿使介质析出气体 	运行中应对电容器进行外观检查,发现外壳膨胀时应及时采取措施,膨胀严重的应立即停止使用
5	爆炸	电容器内部发生极间或极对壳击穿而又无适当保护时,与它并联的电容器组对它放电、能量极大,引起爆炸	低压并联电容器用局部熔丝保护,一般可避免爆炸,高压并联电容器每台应采用快速熔断器保护或用继电器保护
6	温升过高	<ol style="list-style-type: none"> 1. 环境温度过高,电容器布置太密 2. 高次谐波电流影响 3. 频繁切合,电容器反复过电压和涌流作用 4. 介质老化 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 改善通风条件,增大电容器间的间隙 2. 加装串联电抗器 3. 采取有效措施,限制操作过电压和涌流 4. 停止使用

第七章 避雷器

第一节 避雷器概述

避雷器是用以限制由线路传来的雷电过电压或由操作引起的内部过电压的一种电气设备。避雷器的保护原理与避雷针不同。它实质上是一种放电器,并联连接在被保护设备附近,当作用电压超过避雷器的放电电压时,避雷器即先放电,限制了过电压的发展,从而保护了其他电气设备免遭击穿损坏。

目前使用的避雷器有以下四种类型:①保护间隙;②排气式避雷器;③阀型避雷器;④氧化锌避雷器。

避雷器的保护作用原理示意图如图 3-7-1。

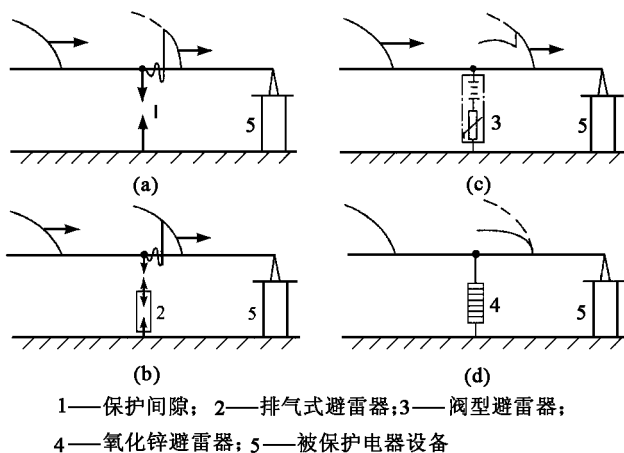


图 3-7-1 避雷器保护作用原理示意图

图 3-7-1(a)是保护间隙。当雷电压侵入波超过保护间隙的击穿强度时,间隙被击

穿,限制了侵入电气设备的过电压幅值。侵入波过去以后,间隙的绝缘强度应能自行恢复,以使电气设备能够继续运行。图 3-7-1(b)是排气式避雷器。它是一种特制的保护间隙,比普通间隙具有较强的恢复绝缘强度的能力。图 3-7-1(c)是阀型避雷器。它由许多短间隙串联组成放电间隙,为了改善保护性能,还串联有碳化硅非线性阀片电阻。阀型避雷器又有普通阀型避雷器和磁吹阀型避雷器两种。图 3-7-1(d)是氧化锌避雷器,也可把它归于阀型避雷器一类,但一般不需串联放电间隙,只由氧化锌非线性电阻片组成,是目前保护性能最好的一种新型避雷器。

一、对避雷器的基本要求

为使避雷器能够达到预期的保护效果,必须满足下述基本要求。

1. 具有良好的伏秒特性,以易于实现合理的绝缘配合。

电气设备的冲击绝缘强度都由伏秒特性(曲线)表示。避雷器与被保护电气设备的伏秒特性之间应有合理的配合,才能发挥保护作用。现以图 3-7-2 加以说明。

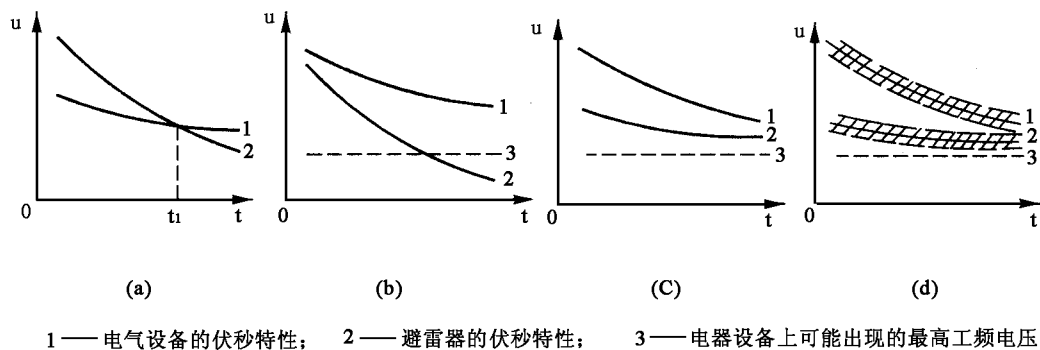


图 3-7-2 避雷器与电气设备的伏秒特性配合

图 3-7-2(a)中避雷器的伏秒特性有一大部分($t \leq t_1$)高于电气设备的伏秒特性。在冲击电压特别是陡波(波头 $\tau < t_1$)电压的作用下,电气设备就会先击穿,因而避雷器起不到保护作用。图 3-7-2(b)中虽然避雷器的伏秒特性整个低于电气设备的伏秒特性,在冲击电压作用下可以起到保护作用。但是由于其伏秒特性过低,甚至低于电气设备上可能出现的最高工频电压,这样就会使避雷器发生误动作,因而也无法起到应有的保护作用。只有图 3-7-2(c)的情况才比较合理。

由此可见,在绝缘强度的配合中对避雷器伏秒特性的要求不仅要位置低,而且要形状平直。比较平直的伏秒特性要比陡峭的伏秒特性更易于实现合理的绝缘配合。工程上通常用冲击系数来反映伏秒特性的形状。冲击系数是指冲击放电电压与工频放电电压之比。其比值愈小,伏秒特性愈平缓。因此,避雷器的冲击系数愈小,保护性能愈

好。

由于放电过程的分散性,伏秒特性曲线实际上是一条带状面积。就其一条确定的伏秒特性来说,它还具有由放电分散性决定的上、下限。因此,避雷器与电气设备的伏秒特性配合,还应考虑这一因素。如图 3-7-2(d)所示,避雷器伏秒特性的上限不应高于电气设备伏秒特性的下限。

2. 应有较强的绝缘强度自恢复能力,以利于快速切断工频续流,使电力系统得以继续运行。

避雷器一旦在冲击电压作用下放电,就造成系统对地短路。此后瞬即消逝的雷电过电压虽然已经过去,但工频电压却相继作用在避雷器上,使在其中开始通过工频短路接地电流。这样流过避雷器的短路接地电流通常称为工频续流,它以电弧放电的形式出现。避雷器应当具有自行切断工频续流、恢复绝缘强度的能力,使电力系统能够继续正常工作。

一般要求工频续流在第一次经过零值时即应切断。这就要求该时刻避雷器间隙绝缘强度的恢复程度高于避雷器上恢复电压的增长程度,如图 3-7-3 所示。

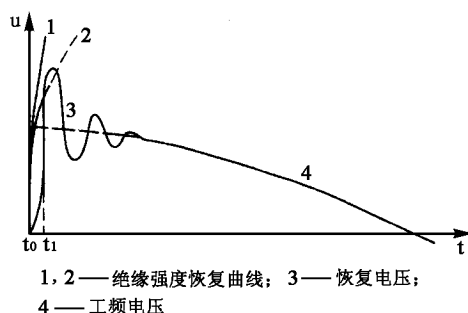


图 3-7-3 避雷器间隙绝缘强度的恢复过程示意图

图中 t_0 是工频续流过零的时刻,当间隙绝缘强度的恢复程度低于恢复电压时,间隙将会在 t_1 时刻重新击穿,使电弧重燃。恢复电压是以工频电压为基础的高频振荡,其频率及幅值与系统条件以及避雷器支路阻抗等因素有关。为了统一说明比较,我们把工频续流第一次过零后间隙所能承受的不致引起电弧重燃的最大工频电压称为避雷器的灭弧电压。灭弧电压愈高,避雷器性能愈好。

二、保护间隙和排气式避雷器

常用的角形保护间隙如图 3-7-4 所示。它由主间隙 1 和辅助间隙 2 串联而成。辅助间隙是为了防止主间隙被外物(如小鸟)短路误动作而设的。主间隙的两个电极做成角形,可以使工频续流电弧在自身电动力和热气流作用下易于上升被拉长而自行熄灭。

保护间隙的主要缺点是灭弧能力低,只能熄灭中性点不接地系统不大的单相接地短

路电流,因此在我国只用于 10kV 以下的配电网中。

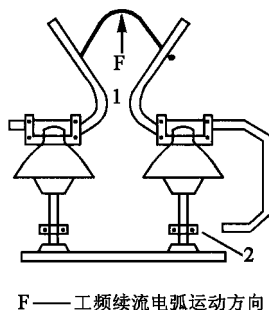


图 3-7-4 角形保护间隙

排气式避雷器的原理结构如图 3-7-5 所示。它由两个间隙串联组成。一个间隙 S_1 装在产气管 1 内,称为内间隙。另一个间隙 S_2 装在产气管外,称为外间隙。外间隙的作用是使产气管在正常运行时与工频电压隔离。图中 2 为胶木管,3 为棒形电极,4 为环形电极,5 为动作指示器。产气管可用纤维、塑料或橡胶等在电弧高温下易于气化的有机材料制成。当雷电冲击波袭来时,间隙 S_1 与 S_2 均被击穿,使雷电流入地。冲击电流消失后间隙流过工频续流。在工频续流电弧的高温作用下,产气管内分解出大量气体,形成数十甚至上百个大气压力。高压气体从环形电极孔口急速喷出,强烈地纵向吹动电弧,使工频续流在第一次过零时熄灭。

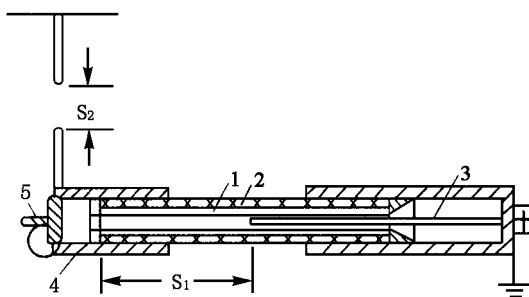


图 3-7-5 排气式避雷器

排气式避雷器的灭弧能力与工频续流的大小有关。续流太大产气过多,会使管子爆炸;续流过小产气不足,则不能灭弧。这些特性数据在其产品规格中都有说明。例如排气式避雷器的型号中记有 $\frac{U_n}{I_{min} - I_{max}}$,其中 U_n (有效值)是额定工作电压, I_{max} 、 I_{min} 是灭弧电流的上、下限。使用时要根据管型避雷器安装地点的运行条件,使单相接地短路电流不超过灭弧电流的范围。

排气式避雷器的主要缺点是 ①伏秒特性太陡,而且分散性较大,难于和被保护电气设备实现合理的绝缘配合;②放电间隙动作后工作导线直接接地,形成幅值很高的冲击

截波,危及变压器的绝缘;此外,运行维护也较麻烦。因此,排气式避雷器目前只用于输电线路个别地段的保护,例如大跨距和交叉档距处,或变电站的进线段。

三、普通阀型避雷器

阀型避雷器由火花间隙和非线性电阻两个基本部件串联组成。它具有较平的伏秒特性和较强的灭弧能力,可以避免截波发生;与排气式避雷器相比,在保护性能上是重大的改进;是电力系统中广泛采用的防雷保护设备。

阀型避雷器又分为普通阀型避雷器和磁吹阀型避雷器两种,后者通常简称磁吹避雷器。

(一)火花间隙

阀型避雷器的火花间隙由许多单个间隙串联而成。普通阀型避雷器用的是平板型间隙,其结构如图 3-7-6(a)(b)所示。(a)为单个火花间隙,(b)为标准火花间隙组。图中,1—黄铜电极,2—云母垫圈,3—单个火花间隙,4—黄铜盖板,5—半环形分路电阻,单位:mm。间隙的电极由黄铜材料冲压成小圆盘状(见图 3-7-6(a)),中间以云母垫 2 隔开,间隙距离为 0.5mm~1.0mm。由于间隙电场接近均匀电场,而且在过电压作用下,云母垫圈与电极之间的空气缝隙还会发生局部放电,对间隙放电提供光辐射预游离因子,因此火花间隙的放电分散性较小,伏秒特性较平缓,冲击系数可下降到 1.1 左右,有利于绝缘配合。单个间隙的工频放电电压约为 2.7kV—3.0kV(有效值)。

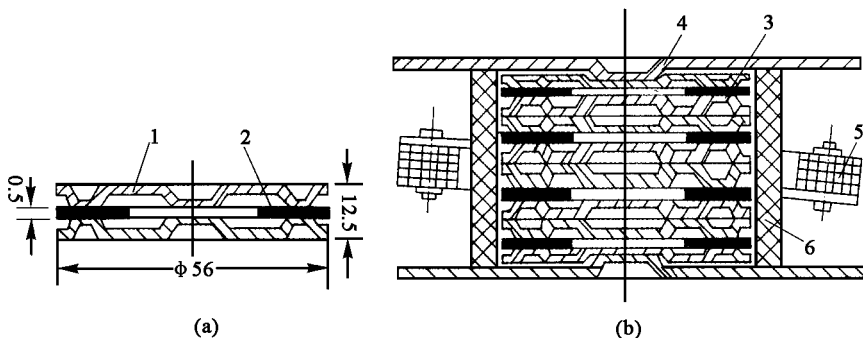
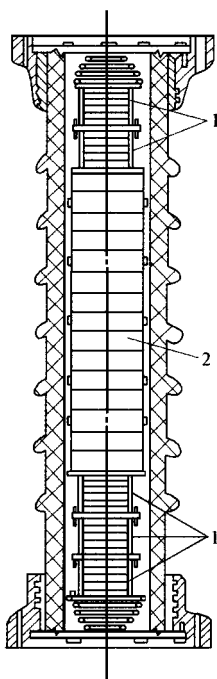


图 3-7-6 普通阀型避雷器的火花间隙

若干个火花间隙组成标准组合件,如图 3-7-6(b),把 n 个标准组合件串联在一起,就构成了全部火花间隙,如图 3-7-7 中 1 所示;图中 2 为阀片。



1—火花间隙组；2—阀片

图 3-7-7 普通阀型避雷器结构

阀型避雷器的火花间隙分成许多个短间隙的优点是易于切断工频续流。因为工频续流电弧被间隙的电极分割成许多短弧，靠极板上复合与散热作用，去游离程度较高，使短弧具有工频续流过零后不易重燃的特性，所以提高了间隙绝缘强度的恢复能力。试验表明，间隙工频续流需限制在 80A 以下，以避免电极产生热电子发射，此时单个单隙的绝缘强度可达 250V。

(二) 非线性电阻

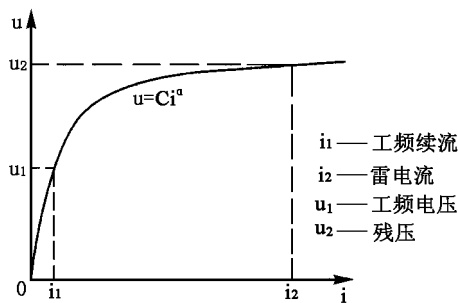


图 3-7-8 阀片的静态伏安特性

避雷器用非线性电阻通常称为阀片电阻。阀片电阻是由许多个阀片串联而成的组合体，如图 3-7-7 中 2 所示。普通阀型避雷器的阀片是用碳化硅 (SiC，亦称金刚砂) 加

结合剂(如水玻璃等)在(300~350)°C的低温下烧结而成的圆饼形电阻片。阀片的电阻值随流过电流的大小呈非线性变化,通常用伏安特性曲线表示,如图3-7-8,图中, i_1 ——工频续流; u_1 ——工频电压; i_2 ——雷电流; u_2 ——残压;也可用下式表示:

$$u = Ci^a$$

式中C为一常数,与阀片的材料和尺寸有关; a 为非线性系数,与阀片材料有关,普通阀型避雷器的低温阀片,一般 $a \approx 0.2$ 。

阀片电阻的非线性正符合改善避雷器保护性能的要求。如前所述,如果避雷器只有火花间隙,在冲击电压作用下动作时,将会出现对绝缘不处的截波,而且工频续流就是线路单相直接接地的短路电流,幅值较大,难于自行灭弧。在火花间隙下面串入普通电阻(线性)以后,虽然可以限制工频续流以利灭弧,但是如果电阻过大,当雷电流通过时在其端部又会出现很高的电压,此电压称为残压。峰值很高的残压作用在电气设备上同样会破坏绝缘。采用非线性电阻有助于解决这一矛盾。在雷电流作用下,由于电流很大,阀片工作在低阻值区域,可使残压降低。在工频续流流过时,由于电压相对较低,阀片工作在高阻值区域,因而限制了续流。所以阀片电阻的非线性程度愈高,保护性能愈好。

前面式(3-7-1)和图3-7-8所示的伏安特性只是阀片电阻的静态伏安特性,或称阀片电阻的峰值伏安特性。它是指阀片通过一定极性、一定波形的各种不同峰值的冲击电流时,其残压峰值与放电电流峰值之间的关系。譬如厂家提供的伏安特性数据,通常都是波形为8/20 μ s标准冲击全波电流下的残压电流特性。静态伏安特性用来评估避雷器的保护性能和效果,基本上可以满足工程的需要。但是它并没有完全反映阀片电阻的伏安特性。实际上在高幅值的冲击电流流过阀片电阻时,基电压波形和电流波形不但形状不同,也不同相,电压波的峰值超前于电流波峰值,如图3-7-9(a)所示。电流波头愈陡,电压波峰值对电流波峰值的位移愈大。阀片电阻在有一定极性、波形及一定幅值的冲击电流的放电过程中,各个瞬时阀片电压与电流的关系称为阀片电阻的动态伏安特性(瞬时伏安特性)。如图3-7-9(b)所示,在大电流密度下,动态伏安特性呈环形。环的宽度与冲击电流的幅值、波头和波长以及环境温度等因素有关。图3-7-9(c)表示动态伏安特性与静态伏安特性的关系。将不同幅值电流时的动态伏安特性曲线上的最大电压和最大电流延线的交点(图中虚线的交点)连在一起,就得到静态伏安特性曲线。采用动态伏安特性能够更准确地模拟和评估避雷器的保护性能和效果。据估算,用动态伏安特性模拟时得到被保护设备上的过电压水平比用静态伏安特性模拟时大约高出7%左右。

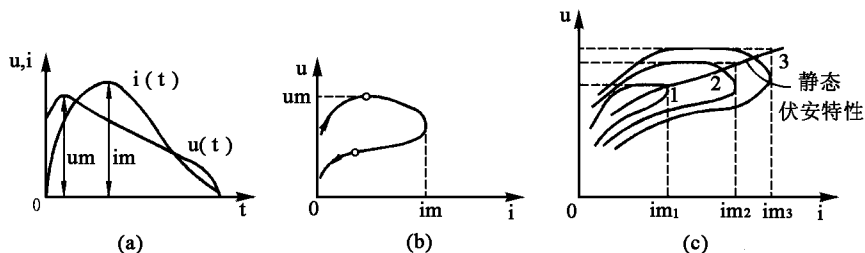


图 3-7-9 阀片电阻的动态伏安特性

为了改善阀型避雷器的保护性能,除用于低压配电系统的阀型避雷器外,都在火花间隙上并联一组均压电阻,称为分路电阻(见图 3-7-9(b))。许多短间隙串联以后将形成等值电容链,如图 3-7-10;由于各间隙电极对地和周围物体有寄生电容,间隙间的电压分布不均匀,致使每个火花间隙的作用得不到充分发挥,减弱了避雷器的灭弧电压,工频放电电压会降低。并联分路电阻以后,在工频电压作用下,由于火花间隙的串联等值电容 C 的容抗大于分路电阻 R_2 ,间隙电压主要由分路电阻决定,因而可使间隙工频电压分布均匀,不致降低它的工频放电电压和灭弧能力。在冲击电压作用下,由于冲击电压的等值频率很高,火花间隙的串联等值容抗小于分路电阻,间隙电压分布主要取决于电容,而寄生电容的影响,使火花间隙电压分布不均匀,避雷器的冲击放电电压低于单个间隙冲击放电电压的总和,这样反而可以降低避雷器的冲击系数,改善了避雷器的保护性能。

因为分路电阻长期处于工作电压作用之下,需要有足够大的电阻值和热容量,所以也是采用碳化硅为主要成分的非线性电阻,其非线性系数 α 约为 $0.35 \sim 0.45$ 。

火花间隙和阀片电阻(如图中 R_1)是阀型避雷器的基本部件,组装在瓷套管中做成避雷器的标准单元,然后再组合成各种电压等级的避雷器,以供电力系统防雷保护应用。

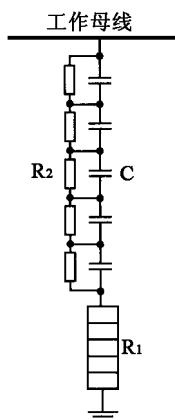


图 3-7-10 阀型避雷器的原理电路

第二节 避雷器的安装

避雷器安装前应首先检查避雷器有无在运输中造成的瓷套破损,瓷套与法兰联结处是否紧密、牢固;法兰接触面是否清洁,无氧化物和其他杂物;铭牌与额定电压等级是否与设计要求一致;产品出厂合格证、出厂试验报告、说明书等技术资料是否齐全。对于高电压等级的避雷器(座式)应由技术人员现场考察,如安装地点是否具备安装条件、中心线及高度是否符合要求、底座是否平稳和垂直、预留孔是否合适、预埋螺栓是否恰当等。考察完毕,应编制出相应安装措施。户外座装式避雷器一般是由四个与底板绝缘的螺栓与基础相固定的,所以基础一定要牢固。对于配电盘内的低压避雷器应保证固定牢固、接地可靠,并与相应部分有足够的绝缘距离。

一、对于多节式(带底座)避雷器安装要求

1. 未安装前,避雷器应尽可能置于干燥环境中,且应分置,不得放倒,密封一般较可靠,不得随意拆卸。用汽车运输时,车速不得太快。
2. 安装时,首先用螺栓将底座固定在水泥基础上,再将避雷器装于底座上。
3. 起吊及安装时应用绳索,且只允许单节起吊,起吊过程中应避免冲击与碰撞。
4. 应注意元件编号,不能装错,安装时应在法兰面涂上凡士林油或复合脂(在清理干净后)。
5. 避雷器接地端应根据设计,或直接接地,或通过动作计数器接地,接地电阻尽可能低。
6. 避雷器与被保护设备的间隙应尽可能小。
7. 避雷器安装完毕后,应与水平面垂直,各元件的中心线应在同一直线上,各元件间接触良好。
8. 对装备的均压环外观检查,应清洁、无损坏、无变形。安装时应格外小心,不可使之变形,并固定牢固。
9. 对于避雷器的高压引线应进行检查,不应使避雷器受太大的压力。

二、安装后的试验

对于避雷器试验应在安装后(或选择安装前)进行。对于配电柜内未安装好的避雷器,也应按型式进行相应试验。安装前进行试验比较有利,可以根据试验结果来确定避雷器性能的好坏,以便决定其是否适宜安装。避雷器的型式不同,选择的试验项目也有

所区别。

避雷器(包括底座)都要进行绝缘电阻测量,测量前应将瓷套表面擦干净。对于 FS 型,可以检查其密封情况,若内部受潮,其绝缘电阻将明显下降。对于 FZ 型,还能检查出并联电阻是否断裂、老化等。若并联电阻老化,断裂或接触不良,其绝缘电阻会比正常值大得多。对于金属氧化物型,可检查出其串联电阻片的情况。

其次是测量电导或泄漏电流。对于 FZ 型等有并联电阻的避雷器,主要是检查并联电阻的情况。出现老化、接触不良、断裂等情况,测得的电流将明显偏低,甚至到零。对于 FS 型,主要是用来检查其内部是否受潮。进行电流测量时(特别是对于分元件式避雷器)接线是特别需要注意的。当避雷器的接地端可以解开时,表计应尽可能接在接地端,若不能断开,表计接在高压端,处于高电位。因为有杂散电流的影响,测量结果将会出现误差,所以表计及接至避雷器的引线均应加以屏蔽。

检查组合元件的非线性系数。对于有数个标准元件组成的阀型避雷器,为保证组合避雷器的电气特性,必须测量每个元件的非线性系数 α 值。 α 值由正常试验电压测得的电导电流及 $1/2$ 试验电压下测得的电导电流计算得到。同一相分元件的 α 系数相差不得大于 0.05,计算公式为

$$\alpha = \lg(U_1/U_2) / \lg(I_1/I_2)$$

对于 FS 型阀式避雷器,应进行工频放电电压试验,测量避雷器的放电电压,主要是检查避雷器的保护功能。试验时,升高电压直至避雷器产生放电,电压值应在规定的范围之内。若高于规定的电压值,说明避雷器的冲击放电电压升高,保护作用也随之降低;若低于下限值,说明避雷器的灭弧电压降低,可能导致内部过电压下避雷器会动作。因此,超出规定的范围,避雷器都不能作为合格品使用。

对于金属氧化物避雷器,应测量在运行电压下的持续电流,以及对于工频参考电流下的工频参考电压或直流参考电流下的直流参考电压,可以整只或分节进行。一切试验均应在规程规定的范围内进行,并与厂家出厂试验报告进行相互参考、比较,结论合格后方可使用。

放电计数器的作用是记录避雷器的动作次数,以便掌握避雷器的使用寿命,以及了解避雷器安装处的雷电活动情况等,它主要用于 35 ~ 500kV 避雷器(阀式或金属氧化物),另外,在发电机出线避雷器处也常见到,它一般与避雷器串联使用,其基本工作原理如图 3-7-11 所示。

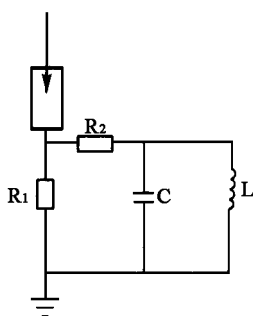


图 3-7-11 计数器动作原理图

R_1 —碳化物电阻片；

R_2 —氧化锌电阻片； C —电容； L —计数器线圈

动作原理是：当避雷器击穿电流流过放电计数器时，电流的一部分经 R_1 进入大地，另一部分通过电阻 R_2 对电容 C 充电；冲击电流过支后，电容 C 上积累的电荷对放电计数器线圈 L 放电，并且带动计数器机构进行计数。

计数器安装前，应首先检查它是否和所安装的避雷器相配套，额定电压、型号是否合乎设计要求。检查外壳有无破损，计数器动作是否可靠，并记录下相应底数。其动作可靠性可通过简单易行的方法进行，如用兆欧表对足够容量的电容充电，充足后，模拟避雷器放电，看机构是否正常，只有证明其动作确实可靠后方可安装使用。

安装时，应轻拿轻放，以免损坏玻璃罩。将计数器的进线端子与避雷器的接地端相连，本身的底座接地线可接在其安装板，接地螺栓联接紧密，并固定牢固；三相应面向一致，一般是面向便于巡视侧。

第三节 避雷器的试验

一、不带并联电阻的避雷器的试验

(一) 测量绝缘电阻

测量绝缘电阻的目的是检查是否存在由于密封破坏而使避雷器内部受潮或使瓷套管产生裂纹等缺陷。应采用 2500V 兆欧表进行试验，当天气潮湿时，应加屏蔽环。

绝缘电阻测量值不应低于 2500M Ω 。当绝缘电阻测量值低于 2500M Ω 时，为查明原因，可进行泄漏电流试验，试验方法参照第三章，试验电压和电导电流允许值如表 3-7-1 所示。

表 3-7-1 FS 型避雷器电导电流允许值

型 号	FS4-3,FS8-3, FS4-3GY	FS4-6,FS8-6, FS4-6GY	FS4-10,FS8-10, FS4-10GY
额定电压(kV)	3	6	10
试验电压(kV)	4	7	10
电导电流(μA)	10	10	10

(二)测量工频放电电压

测量阀型避雷器工频放电电压的目的,主要是检查它的放电特性,并将所测值与过去的记录及标准值相比较,以判断避雷器的灭弧能力、内部装配和元件绝缘等是否正常。一般,避雷器工频放电电压的升高,大多因为火花间隙增大;放电电压的降低,大多因为火花间隙烧毛、电极氧化及受潮等。《规程》规定,对不带非线性并联电阻的阀型避雷器(FS型),需在交接和运行中定期测量工频放电电压。

测量工频放电电压的试验接线及操作,可参照第六章中的交流耐压试验部分,这里还需要说明以下几点:

1. 应均匀升压,从开始升压至避雷器放电、电源接触器脱扣,时间控制在约 3.5~7s 为宜,以免电压表惯性作用而得不到正确读数。
2. 对于不带非线性并联电阻的避雷器,在间隙未击穿之前,电导电流很小,如果与试品串联的保护电阻数值不大,则可以近似认为试验变压器高压侧的电压即为作用于避雷器上的电压。因此,可根据试验变压器的变比乘以低压侧电压表的读数来求得放电电压,但最好是在每年预防性试验前先作一下试验变压器的高、低压侧电压比的校正曲线,以保证测量精度。
3. 选择限流电阻时,其数值宜适当小一些。为了防止工频放电电流烧坏间隙,常通过增大限流电阻的数值来限制电流值,然而限流电阻过大后,往往使测得的工频放电电压偏高。这是因为此时避雷器的火花间隙虽然已开始放电,但由于限流电阻过大,电流甚小,还不足以在间隙中建立电弧,只有当电压继续升高后,火花间隙才能建立稳定的工频电弧,表计及过流保护才有反映。显然,这样做会使测得的工频放电电压超过真实的数值,造成误判断,将工频放电电压偏低的避雷器认为合格。考虑到实际运行中的避雷器与电源间没有串联电阻,所以在预防性试验时,限流电阻的数值的选取应以间隙击穿后,工频电流不超过 0.7A 为宜,并使过流保护在 0.5s 之内切断电源,以免烧坏火花间隙。

4. 避雷器的工频放电电压有一定的分散性,一般对每只避雷器应做 3 次试验,取其平均值,每次试验的间隔时间应不少于 10s,若其中有一次以上出现不合格时,则应增加

测试次数(3~6次)若再有一次不合格时,则应下不合格的结论。《规程》规定的FS型避雷器工频放电电压的范围如表12-2所示。规定放电电压的下限,能保证避雷器可靠地灭弧和在大多数内部过电压下不动作。

5. 经工频放电电压试验后的避雷器,必须再次测量绝缘电阻,如与试验前的绝缘电阻有显著差别,应查明原因。

表 3-7-2 FS 型避雷器的工频放电电压范围

额定电压(kV)		3	6	10
放电电压(kV)	新装及大修后	9~11	16~19	26~31
	运行中	8~12	15~21	23~33

二、带并联电阻的避雷器的试验

(一) 测量绝缘电阻

该试验应在每年雷季前和避雷器解体大修后进行。

用2500V兆欧表测量时,对有并联电阻的避雷器,如FZ(PBC、LD)型、FCZ型和FCD型避雷器的绝缘电阻,没有规定明确的标准,宜用比较法判断。

测得的具有并联电阻的避雷器的绝缘电阻,实际上是并联电阻对地的电阻值,此电阻与温度有关。温度在5~35℃范围内,阻值的变化不大;温度过低时,测出的阻值偏大,不易发现避雷器内部受潮等缺陷。因此,一般要求测量时的室温不低于5℃。

(二) 测量电导电流及检查串联组合元件的非线性系数差值

该项试验是带并联电阻的阀型避雷器的一个十分重要的试验项目。应在每年雷季前和解体大修后进行。其目的是检查并联电阻是否受潮、劣化、断裂以及非线性系数 α 是否相配等。当并联电阻劣化、接触不良时,其电导电流大大下降;并联电阻断裂,其电导电流可下降到零;并联电阻受潮则电导电流增大。对无并联电阻的阀型避雷器,如对测量结果有怀疑时,也可增做电导电流试验。

测量电导电流的试验方法见泄漏电流试验。由于并联电阻的非线性,试验电压对测量结果影响较大,一般要求电压的脉动不超过 $\pm 1.5\%$,因此在高压整流回路中,应加滤波电容器,其电容值一般为0.01~0.1 μF ,如无合适的电容器,可用电力电容器代替,这时的电力电容器可按其额定电压(交流,kV,有效值)的3倍用于直流高压回路中。

另外,即使在直流高压回路中加了滤波电容,电压的测量仍然要求在高压侧进行。因为电导电流在限流电阻上有压降,加上并联电阻的非线性特性,若试验电压有1%的变化,将会使电导电流产生3%以上的变化,这显然是不能容许的,故要采用直接测量避雷器端部电压的方法,以保证试验结果的正确可靠。

对于由两个及以上避雷器串联组合使用的避雷器,除按要求测量各个避雷器元件的

电导电流外,还必须校核它们的非线性系数 α 是否相配。非线性系数 α 值可按下式计算

$$\alpha = \frac{\lg \frac{U_2}{U_1}}{\lg \frac{I_2}{I_1}}$$

式中 $U_2、I_2$ ——分别为全试验电压和在该电压下的电导电流；

$U_1、I_1$ ——分别为一半试验电压和在该电压下的电导电流。

试验电压的标准如表 3-7-3 所示。

表 3-7-3 电导电流试验电压标准

元件额定电压(kV)		3	6	10	15	20	30
试验电压	U_1 (半压)	-	-	-	8	10	12
(kV)	U_2 (全压)	4	6	10	16	20	24

对于变电所中常用的 FZ 型避雷器的电导电流,可采用下列各值作为试验标准。运行中除 FZ-3 型为 $450 \sim 650\mu A$ 外,其他均为 $400 \sim 600\mu A$ 。运行中串联元件组合时,同一相内元件间的电导电流相差应不大于 30%。

电导电流相差值(%)系指串联元件或并联电阻最大电导电流 I_1 与最小电导电流 I_2 的差值与最大值 I_1 之比,即

$$\frac{I_1 - I_2}{I_1} \times 100\%$$

FZ 型避雷器的非线性系数 α 值,一般在 0.35 ~ 0.45 之间,同一相所串联各元件的非线性系数差值在交接或运行中均不应大于 0.05。两个元件的非线性系数的相差值 $\Delta\alpha =$

$\alpha_1 - \alpha_2$ 。

运行中的 PBC 型避雷器的电导电流一般应在 $300 \sim 400\mu A$ 范围内。

FCZ3-110J 型和 FCZ3-220J 型避雷器的试验电压为 110kV,电导电流应在 $250 \sim 400\mu A$ 小范围内。其他 FCZ 型避雷器的电压和电导电流标准可参照《规程》附录 F。

(三) 测量工频放电电压

对带有非线性并联电阻的阀型避雷器,只要求在解体大修后进行工频放电电压的试验。试验中必须对加压时间加以限制,因为并联电阻中会有电流通过,而并联电阻的热容量又不大,所以在接近放电电压时如加压时间过长就会使并联电阻发热而损坏。有关的技术条件规定:超过灭弧电压以后的加压时间不大于 0.2s;间隙放电后,通过避雷器的电流应在 0.5s 内切断,电流幅值应限制在 0.2A 以下。

工频放电电压的范围,可参见《规程》附录 F 的工频放电电压有效值。

三、氧化锌避雷器的试验

(一) 测量绝缘电阻

通过测量氧化锌避雷器的绝缘电阻,可以初步了解其内部是否受潮。应采用 2500V 及以上兆欧表进行试验,对绝缘电阻测量值的要求如下:

1. 35kV 以上,不低于 2500MΩ;
2. 35kV 及以下,不低于 1000MΩ。

(二) 测量直流 1mA 电压 (U_{1mA}) 及 $0.75U_{1mA}$ 下的直流泄漏电流

测量 U_{1mA} 是检查阀片老化程度和受潮情况的有效手段,广泛应用于氧化锌避雷器的预防性试验中,其试验接线如图 3-7-12 所示。图中各元件的参数随被试氧化锌避雷器电压等级而异。试验变压器的高压侧额定电压应略大于 $U_{1mA}/\sqrt{2}$;硅堆的额定反峰电压应大于 $2.5U_{1mA}$ 。滤波电容取 $0.1 \sim 0.5\mu F$,使电压脉动系数不大于 1.5%;直流高压的测量用 KVMD 交直两用数字千伏表(分压器)或用高电阻 ($> 60M\Omega$) 串微安表进行推算,静电电压表因精度较差尽量不用。

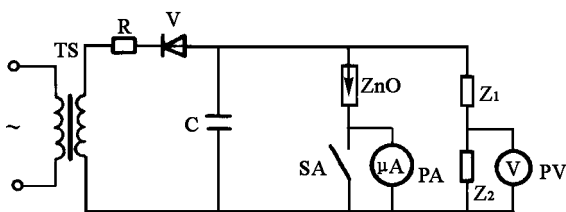


图 3-7-12 氧化锌避雷器的 U_{1mA} 试验接线图

TS—试验变压器;R—保护电阻;V—硅堆;ZnO—氧化锌避雷器;

C—滤波电容;PV—高内阻电压表;PA—微安表;SA—保护开关;Z₁、Z₂—分压器

试验时,应拉开保护开关 SA 进行缓慢升压,当泄漏电流大于 0.2mA 以后,更须仔细又缓慢地升压,直至电流达到 1mA 时,准确读取相应的电压值 U_{1mA} 。然后合上 SA,将电压稍作降低并改换较小量程的毫安表或微安表(或切换量程)。根据电压表的指示,适时拉开 SA,在 $0.75U_{1mA}$ 下读取电流值,即为该氧化锌避雷器在 $0.75U_{1mA}$ 下的直流泄漏电流值。

试验中的注意事项如下:

1. 测量用的电压表、毫安(微安)表、分压器(或附加电阻)均应是经校验合格的。
2. 为防止瓷套管表面电流的影响,应将瓷套管擦拭干净并进行屏蔽。
3. 直流电压应采用负极性。

4. 氧化锌阀片的温度系数 $\left[\frac{U_2 - U_1}{U_1(t_2 - t_1)} \times 100\% \right]$ 约为 0.05% ~ 0.17%,即温度每升

高 10℃, U_{1mA} 约降低 1%,必要时可进行换算。

分析判断及处理要点如下：

1. U_{1mA} 的实测值不得低于 GB11032 的规定值,如表 3-7-4 所示。

表 3-7-4 电站型氧化锌避雷器 U_{1mA} 规定值

额定电压 (kV)	3.8	7.6	12.7	42	69	100	126	200
U_{1mA} 值 (kV)	7.2 (7.5)	14.4 (15.0)	24.0 (25.0)	73	122	145	214	290

注 括号内的值为配电型氧化锌避雷器的 U_{1mA} 值。

2. U_{1mA} 实测值与交接值或出厂值比较,变化不应大于 $\pm 5\%$ 。 U_{1mA} 变化大于 $+5\%$,可能是内部阀片有较大错位或引线接触不良; U_{1mA} 变化小于 -5% ,且泄漏电流有较大增加时,可能是阀片老化或内部受潮,须更换阀片或对阀片进行干燥处理并更换密封。

3. $0.75U_{1mA}$ 下的直流泄漏电流不应大于 $50\mu A$ 。测量该电流的目的是检查长期允许工作电流是否符合规定,因为这一电流与氧化锌避雷器的寿命有直接关系(一般在同一温度下此泄漏电流与寿命成反比)。

4. 对避雷器的测量应分节进行,若整相避雷器有一节不合格,应更换该节避雷器(或整相更换),使该相避雷器为合格。

(三) 测量运行电压下的交流泄漏电流

在交流电压作用下,避雷器的总泄漏电流包含阻性电流(有功分量)和容性电流(无功分量)。在正常运行情况下,流过避雷器的电流主要为容性电流,阻性电流只占很小一部分,约为 $10\% \sim 20\%$ 左右。但当阀片老化、避雷器受潮、内部绝缘部件受损以及表面严重污秽时,容性电流变化不多,而阻性电流却大大增加,所以测量交流泄漏电流及其有功分量是现场监测氧化锌避雷器的主要方法。

1. 测量全电流。最简单易行的方法是将 MF-20 型万用表或数字式万用表并接在放电记录器两端进行测量。由于记录器的阻抗较大,并上万用表后相当于被短路。一般记录器两端的电压仅十几伏,测试是足够安全的。

2. 测量阻性电流。目前,测试运行电压下阻性电流峰值的仪器很多,使用的测试手段也多种多样,但从其测试原理来看主要分为两类。

(1) 基准电压法。它利用常规补偿法补偿电容电流。电流信号用高精度电流互感器在避雷器的接地端取得,电压信号从被测相的电压互感器二次侧取得,电压探头与仪器本身通过光电隔离器实现绝缘。经改进后的测试仪器具有校正功能和数据处理功能,能直接测得氧化锌避雷器的全电流、阻性电流和阻性电流基波分量。

(2) 三次谐波法。此方法是从总泄漏电流中将三次谐波分量分离出来,不用取基准电压,测试方便安全,缺点是反映劣化情况不直观,分辨率较低,受系统电压谐波的影响较大,但当用于粗略判别氧化锌避雷器的老化程度时还是很实用的。

测量时可从实际条件出发,选用 MOA—RCD、SD、HT9306A、DXY、LCD—4(日本产)、LCM(瑞典产)等型仪器,参照使用说明书进行测量。

3. 分析判断。测试中应记录测量时的环境温度、相对湿度和运行电压。测量宜在瓷套管表面干燥时进行,应注意相间干扰的影响。

将测得的运行电压下的全电流、阻性电流或功率损耗与初始值比较,有明显变化时应加强监测,当阻性电流增加 1 倍时,应停电检查。

4. 停电时的阻性电流测量。

(1) 双踪示波器法。一般情况下,施加的试验电压应为该节(或相)避雷器的最大持续运行电压值。用示波器测量阻性电流的试验接线和原理与测量工频参考电压时相同,在电压波形 90° 位置时,读下的电流值即为阻性电流峰值。

用示波器法测阻性分量,因人的视觉原因造成的误差较大,这是因为电压曲线在 90° 附近变化很小,不易准确定位和读数。

(2) 电容电流补偿法。本方法试验接线与等值电路如图 3-7-13、3-7-14 所示,取可调电阻 $R_1 \leq 1/\omega C_1$,则 i_1 可认为是容性电流, R_2 值的选取应使 R_2 与避雷器的等值阻抗相比可以忽略不计。

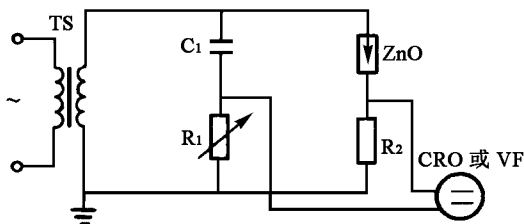


图 3-7-13 电容流补偿法试验接线

CRO 或 VF—示波器或峰值电压表

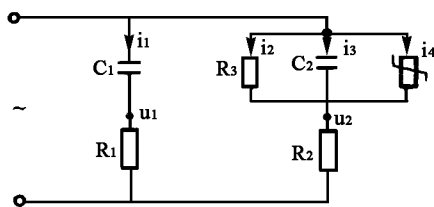


图 3-7-14 电容电流补偿法等值电路

令 $u_0 = u_2 - u_1$,调节 R_1 使 $C_2 R_2 - C_1 R_1 = 0$,则 u_0 为极小值,且为纯阻性分量。

用示波器进行减法运算后读取 u_0 峰值或直接从峰值电压表上读取 u_0 最小值 $u_{0 \cdot \min}$,则所测的氧化锌避雷器阻性电流峰值为

$$i_r = u_0 \cdot \min/R_2$$

一般 $i_2 + i_4 \leq i_3$,且两者相差 90° ,因此可以调节 R_1 ,使 u_1 和 u_2 的峰值相等 ,再进行示波器减法运算 ,测得避雷器的阻性分量及曲线。

对于荷电率(系统最大持续运行电压峰值与参考电压之比)较小(< 0.65)的氧化锌避雷器 ,由于 $i_4 \leq i_2$,其阻性电流可以认为是正弦的 ,因此测量方法更为简单 ,可以用普通的电压表代替示波器或峰值电压表。调节 U_0 读数为最小 ,可测数值为

$$I_r = U_{0 \cdot \min}/R_2$$

$$I = U_2/R_2$$

式中 I_r —避雷器的阻性电流有效值 μV ;

I —避雷器的全电流有效值 μV 。

为了调节方便 ,电阻、电容值应根据预计避雷器的全电流、示波器及电压表的量程、现有的可调电阻及高压电容器等来选择。

例如某 $500kV$ 氧化锌避雷器 ,每相共 3 节 ,试验分节进行 ,现有电容器为 $50pF$,可调电阻箱 9999.99Ω 共 6 档 ,预计全电流为 $2mA$,示波器在 $2V$ 档 ,则 R_2 选取 $1k\Omega$,调节平衡时 $R_1 = 1289\Omega$ 。

再如某 $6kV$ 氧化锌避雷器 ,现有电容器为 $3000pF$,电阻箱 9999.99Ω 共 6 档 ,预计全电流为 $0.35mA$,则取 $R_2 = 18k\Omega$,调节平衡时 $R_1 = 6000\Omega$ 。

(3)西林电桥法。本法采用电桥的正接线方式 ,如图 3-7-15 所示进行接线。图中 C_N 为电压与相应氧化锌避雷器电压等级的标准电容器 , R 为取样电阻。加上试验电压调节电桥平衡后 ,则有

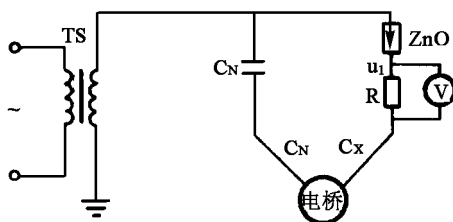


图 3-7-15 西林电桥法试验接线图

$$I = U_1/R$$

$$I_r = I \sin\delta \approx I_t \operatorname{tg}\delta$$

式中 I —避雷器的全电流有效值 μA ;

R —取样电阻值 Ω ;

I_r —避雷器的阻性电流有效值 μA ;

$\operatorname{tg}\delta$ —实测介质损耗因数数值。

对于 10kV 及以下的氧化锌避雷器,采用 QS1 型电桥及所附的标准电容器;对 10kV 以上的氧化锌避雷器, C_N 可用相应电压等级的断路器断口电容或耦合电容器。

(四) 对应工频参考电流的工频参考电压

避雷器的工频参考电流是用于确定工频参考电压的工频电流阻性分量的峰值。该值由制造厂规定,对单柱避雷器通常在 1~20mA 范围内,在工频电流波形因电压极性而不对称情况下,应以较大极性的电流来确定参考电流。

对避雷器施加工频电压,当通过试品的阻性电流等于工频参考电流时,测出试品上的工频电压峰值,参考电压即等于该工频电压峰值的 $\frac{1}{\sqrt{2}}$,如参考电压与极性有关时,则取低值。试验环境温度为 $25 \pm 10^\circ\text{C}$ 。

工频参考电压测取的关键在于如何测量其参考电流,最简单的方法当然是采用专用的测试仪器,例如 LCD—4 型、MOA—RCD 型测试仪等,除此之外,还可以根据测试仪器和接线不同,采用以下几种测试方法。

1. 双踪式波器法。目前使用最多的就是采用双踪式波器法,试验接线如图 3-7-16 所示,图中 R 为取样电阻, Z_1 、 Z_2 分别为分压器的高、低压臂阻抗。

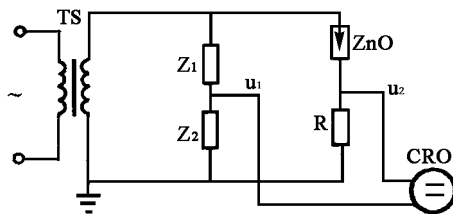


图 3-7-16 测量工频参考电压的双踪示波器法接线图

试验时,应缓慢升压,在 u_1 电压曲线 90° 位置时,读下取样电阻上的电压瞬时值 u_r :(如图 3-7-17 所示),当 $u_r = I_{ref}R$ 时,读下分压器上电压峰值,乘以分压比再除以 $\sqrt{2}$,即为该节避雷器的工频参考电压。

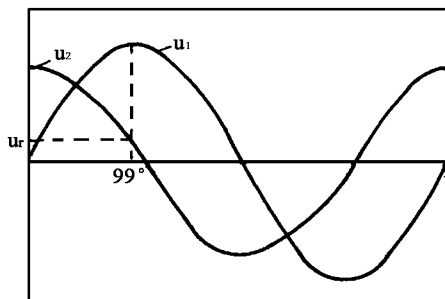


图 3-7-17 参考电压与电流相位关系图

当使用普通双踪示波器时,还应进行示波器刻度校正,方法如下:

(1) 取样电阻 R 选择应适中,太小则信号太弱,分辨率低;太大则可能会使示波器超屏。一般 R 取 $1 \sim 10\Omega$,具体值还取决于示波器有无衰减器。

(2) 加一峰值为 $I_{ref}R$ 的电压,调节示波器,使该电压在满屏 $1/2 \sim 2/3$ 位置。一般在现场可以用试验变压器反加的方法进行,即将调压器输出端接高压侧,低压侧接取样电阻,其电压值可以用数字式万用表或普通电压表测量,但应注意这时测的是有效值,通常可以认为波形是正弦的,故以 $I_{ref}R/\sqrt{2}$ 读数作为标定值。

2. 峰值电压(电流)表法。用示波器测工频参考电压,虽然比较直观,但在现场试验中接线和操作都比较麻烦,如果是普通的双线示波器,还须进行刻度校正,为此,有人提出了用峰值电压(电流)表的近似方法。

峰值电压表法的试验接线与图 3-7-16 相似,所不同的是以峰值电压表代替示波器。另外,取样电阻也可以取得大一些。

试验时应缓慢加压,当峰值电压表读数为 $I_{ref}R$ 时,将峰值电压表转接至分压器低压臂,读下数值,将该数值乘以分压比再除以 $\sqrt{2}$ (或用 KVMD 千伏表直接测量),即为工频参考电压值。

由于工频参考电流通常在 $1 \sim 20\text{mA}$ 范围内,故用这种方法有足够的精确度,这是因为在参考电压附近,全电流的峰值与阻性电流最大值相当,即使电流略有误差 ($< 10\%$),电压测量值的误差也很小 ($< 1\%$),但对工频参考电流较小且等值电容较大或者工频参考电压较高的氧化锌避雷器,用峰值电压表法测量时,因全电流与阻性电流相差较大,电压测量值误差将是不能接受的。一般情况下,对 500kV 、参考电流大于 5mA 或 220kV 、参考电流(上下两节电压均匀分布)大于 3mA 的氧化锌避雷器,均可采用峰值电压表法。

3. 试验变压器 X 端取信号法。本法是将取样电阻接至试验变压器 X 端,如图 3-7-18 所示。由于取样电阻中的电流为避雷器与分压器泄漏电流之和,故一般应先行校正,即测出不带避雷器时分压器中的电流。这样,避雷器的参考电流即为阻性流和校正电流之和。

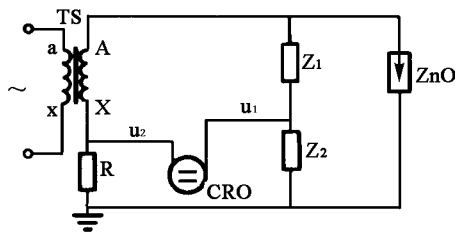


图 3-7-18 试验变压器 X 端取信号法接线图

由于分压器的容性电流较大,因此,这种取样方法只适用于双踪示波器法,而不适用

于峰值电压表法。

4. 分析判断。

(1) 测量应每节单独进行,整相避雷器有一节不合格,应更换该节避雷器(或整相更换),使该相避雷器为合格。

(2) 工频参考电压应符合制造厂规定。

四、放电记录器的试验

与阀型避雷器配套安装的放电记录器是用来记录避雷器的动作次数的,它用于评价避雷器的质量并作为分析事故的根据。

目前应用较多的是 JS 型放电记录器,它安装在避雷器下端与大地之间,其原理图如图 3-7-19(a)所示。当过电压使避雷器动作时,冲击电流流过阀片电阻 R_1 , R_1 上的压降经阀片电阻 R_2 向电容器 C 充电,冲击电流过去后, C 对计数器的线圈 L 放电,使之转动到新的位置上(计数机构走过一个数字)。

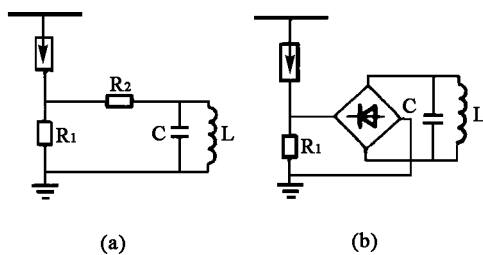


图 3-7-19 JS 型放电记录器原理图

(a) JS 型 (b) JS-8 型

R_1 、 R_2 —非线性电阻; C—贮能电容器; L—记录器线圈

图 3-7-19(b) 示出 JS-8 型放电记录器原理,当避雷器动作时,高温阀片电阻 R_1 上的压降经全波整流给电容器 C 充电,然后再对线圈 L 放电,使其转至新位置记录下本次动作。

检查记录器的方法有电容器放电法和标准冲击电流法。前者检查 JS 型放电记录器的接线如图 3-7-20 所示。试验时,先将双投开关 SA 掷向位置 1,用 500~1000V 兆欧表向电容器 C (约 5~100 μ F、电压 500V 以上)充电,当兆欧表的指针稳定后,把开关 SA 迅速投入位置 2(注意 SA 未切换前不能停止兆欧表的摇转),记录器即前进一个位置。如此反复数次,动作如均正常,说明记录器的性能良好,最后手动使其停在零位上。

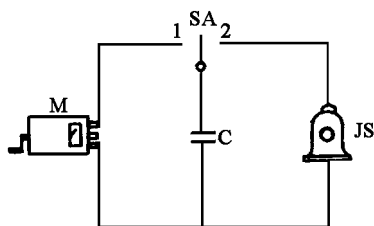


图 3-7-20 JS 型放电记录器的检查

M—兆欧表 JS—放电记录器

检查 JLG 型放电记录器时,也可按照图 3-7-20 所示的试验接线按与 JS 型放电记录器相同的试验方法进行,但须将图中的兆欧表 M 换为 40V 直流电源,电容器 C 可用 $6 \sim 50\mu\text{F}$ 、电压不小于 50V 的电解电容。

第四节 避雷器的检修

一般在每年雷雨季节到来之前对避雷器进行一次预防性试验,发现质量不良或外表有明显缺陷时才进行检修。

一、检修周期

避雷器的检修周期按下列原则考虑:

1. 根据预试和在线监测状况安排大修;
2. 结合预试进行小修。

二、常见故障及其处理

(一)受潮及处理

1. FZ 系列及氧化锌避雷器受潮及其处理见表 3-7-5。

表 3-7-5 FZ 系列及氧化锌避雷器受潮及处理

序号	受潮原因	处理方法
1	密封小孔未焊牢引起潮气进入	密封试验后,焊牢小孔,仔细检查焊口,防止虚焊
2	密封垫圈老化开裂,失去密封作用	更换密封垫圈
3	瓷套与法兰胶合处不平整或瓷套有裂纹	可采用加厚密封垫圈办法来调整或重新胶合,瓷套有裂纹应予调换
4	上下密封底板位置不正,四周密封螺栓受力不均或松动,使底部撬裂引起空隙,或密封垫圈位置不正	在检修复装时,注意橡皮垫圈位置,在旋紧底板时防止垫圈位移,四周密封螺栓均匀旋紧,底板歪斜过度应平正处理后复装

(2) FS 系列避雷器受潮及其处理见表 3-7-6。

表 3-7-6 FS 系列避雷器受潮及处理

序号	受潮原因	处理方法
1~3	同 FZ 系列	同 FZ 系列
4	瓷套顶部密封用的螺栓垫圈未焊死或长期运行后垫圈老化开裂,潮气水分沿螺栓渗入内腔	折出螺栓,将螺栓和垫圈焊死,并更换已老化的橡皮垫圈
5	顶部紧固的螺帽在安装时被旋松,引起顶部漏水	瓷套顶部螺杆上,应配有 3 只螺帽,最下一只旋紧后涂上堵漏胶

(二)工频放电电压不合格及处理

避雷器工频放电电压不合格处理见表 3-7-7。

表 3-7-7 避雷器工频放电电压不合格的处理

故障类型	原因		处理方法
放电电压偏高	内部间隙位移	压紧弹簧松弛,搬运时使内部间隙产生位移	1. 调换弹簧,增加压力 2. 用金属管或经短接的阀门填高使压力增加
		固定内部间隙用的小瓷套破碎使间隙电极位移	更换良好的小瓷套,并重新调整间隙工频放电电压值
	粘合的云母垫圈受潮膨胀使间隙增大		1. 更换云母垫圈 2. 将电极与云母片干燥处理重新粘合
	制造厂未控制工频放电电压上限值		重新测量单个火花间隙的工频放电电压,对偏高者进行调整
放电电压偏低	潮气使电极腐蚀生成残留物;绝缘垫圈及固定间隙用小瓷套绝缘下降,使电压分布不均匀		清洗间隙电极、烘燥绝缘垫圈及瓷套等内部构件,重新调整间隙工频放电电压
	避雷器多次动作放电使电极灼伤产生毛刺		调整严重灼伤的电极,一般灼伤的用(0# 或 00#)砂纸,砂平毛刺并重新调整间隙及工频电压
	组装不当,使部分间隙被短接		重组装并测量间隙工频电压
	密封抽气后,未放进足量气体使瓷套内部气压低于正常气压		抽气密封试验后,过 5min 再放进足量的干燥空气后封小孔
	弹簧压力过大,使小瓷套破碎、间隙变形、距离缩小		更换压力适当的弹簧及破碎小瓷套,重新调整间隙
	避雷器内各对非线性分路电阻不均匀或变质,造成各对间隙上的电压分布不均匀		更换不合格的分路电阻并重新调整

(三) 电导电流不合格及处理

电导电流不合格原因分析及处理见表 3-7-8。

表 3-7-8 电导电流不合格原因及处理方法

序 号	原 因	处 理 方 法
1	分路电阻老化、变质	测试分路电阻,更换不合格者
2	运输、搬运不当或安装不慎将发路电阻振断	更换断裂的分路电阻
3	铆接松脱、接触不良或胶合处接触不良	重新铆接
4	分路电阻受潮	进行烘烤后重新组合

(四) 阀片损坏及处理

阀片损坏原因分析及处理见表 3-7-9。

表 3-7-9 阀片损坏原因及处理方法

序 号	损 坏 原 因	处 理 方 法
1	阀片受潮后表面呈白色氧化物	将阀片进行干燥处理,测量残压后重新组合使用
2	制造不良或内过电压下经常动作造成阀片上出现放电黑点或贯穿性小孔	更换有贯穿性小孔的阀片;测量有黑点阀片之残压,更换不合格者
3	装配、运输冲击致阀片碰撞使釉面脱落损坏	更换损坏之阀片

三、避雷器的解体检修

避雷器存在内部缺陷,即需进行解体检修。

1. 火花间隙的检修

(一) 火花间隙的表面处理

避雷器内部受潮或经多次放电后,在火花间隙电极表面产生毛刺、黑斑、铜绿,将直接影响避雷器的工频放电压值。

火花间隙电极的清理可用酸洗或机械抛光,数量较少时也可用 0# 砂纸磨光。酸洗的方法有两种:

(1) 直接酸洗:待电极恢复光泽时取出,并立即用清水冲洗干净。

(2) 溶液泡置法:先将电极放入 70~90℃ 碱溶液中,浸泡 20~30min,后用 70~100℃

热水冲洗,然后用冷水冲洗;第二步进行酸洗,经冷水冲洗后放在钝化液中浸泡 5~10min,再经冷水冲洗后放入皂水中浸泡,再分别用冷水、热水冲洗后,除去残留水迹,入 40~60℃烘箱内保温干燥。溶液的配制方法见表 3-7-10。

表 3-7-10 溶液配制方法

溶液名称	原料及配制比例	调配方法
碱洗溶液	1L 水加烧碱 30g、纯碱 30g 和水玻璃 20g	加热到 70~90℃,搅拌使全部溶解
酸洗溶液	水 65%、硫酸 20%、硝酸 15%(按体积比)	将硫酸或硝酸慢慢倒入水中并不断搅拌,防止过热
钝化溶液	1L 水加铬酐 100~150g、硝酸 15~20g 或硫酸 5~10g 和磷酸 50g	

2. 火花间隙的工频放电电压的调整

(1) 单个火花间隙的工频放电电压(有效值)调整为 2.7~3.2kV,调整时需在间隙两端施加一定的压力,以模拟实际运行状态,通常 FZ 系列产品加压 14.7N 左右。加压后测试 3 次,取后 2 次的平均值作为该间隙的工放电压值。为防止测试时烧坏间隙,应在测试回路中串联一只限流电阻,使放电流限制在 15~35mA 之内。

(2) 火花间隙工频放电电压的调整:当火花间隙的工频放电电压超出许可范围时,可采用改变电极距离的方法进行调整。若放电电压偏高,则可按图 3-7-21(a)所示方法用木榔头轻轻向下敲击硬木冲;若放电电压偏低,可按图 3-7-21(b)所示方法向下轻轻敲击,直到间隙的工频放电电压符合要求为止。单个火花间隙的放电电压之差应不大于 300V。

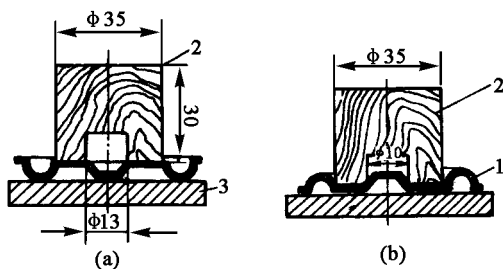


图 3-7-21 间隙调整处理示意图

(a) 放电电压偏高压缩间隙 (b) 放电电压偏低,扩大间隙

1—电极 2—硬木冲 3—黄铜垫片

(3) 火花间隙的组合试验:已调整好的单个火花间隙按不同型号避雷器进行组合,对于 FZ 系列避雷器,每四个间隙组成一组,在未装分路电阻前,其工频放电电压应符合表 3

-7-11 之要求。表中半组火花间隙用两个间隙组成,其放电电压为单组的一半。

表 3-7-11 FZ 系列避雷器单组火花间隙工频放电电压

额定电压(kV)	3	6	10	15	20	30
工频放电电压(kV)	9~11	11~13	11~13	11~13	10~12	10~12
火花间隙组数	1	1.5	2.5	4	5	6

(二)分路电阻的修理

分路电阻的材质与高温阀片相同,具有良好的非线性,其外形如图 3-7-22 所示。

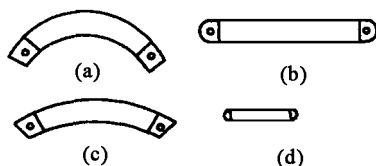


图 3-7-22 非线性分路电阻外形图

(a)FZ 系列用 (b)FCZ1、FCZ2 系列用;

(c)FCZ3 系列用 (d)限流间隙单间隙用

分路电阻检修步骤如下:

(1)剔除断裂、变质、烧坏的分路电阻。

(2)测量单个分路电阻的直流压降:直流 $600\mu\text{A}$ 下的压降应为 $1500 \sim 2500\text{V}$,不符合者应予更换。

(3)测定非线性系数在 $0.35 \sim 0.45$ 之间。

(4)分路电阻配对:将两片分路电阻串联,通以 $600\mu\text{A}$ 直流电阻,其电压降应为 $4000 \pm 50\text{V}$ 。

(5)分路电阻对的组合:对避雷器施加灭弧电压后测各分路电阻上的分布电压。每对差值应小于 200V ;分路电阻对间的非线性系数差值应小于 0.05 。

(6)调整电导电流:可用喷铝缩短分路电阻极间距离,但两极内缘间距离不得小于 50mm ,以免发生表面闪络。

(三)阀片修理

1. 阀片烘干

受潮阀片在 $100 \sim 120^\circ\text{C}$ 温度下烘烤 $4 \sim 8\text{h}$,然后保持在恒温干燥条件下。

2. 阀片胶合

(1)用滑石釉涂在阀片侧面进行胶合,在空气中晾干 $1 \sim 2\text{h}$ 后再放进 $60 \sim 100^\circ\text{C}$ 烘箱内干燥 4h 以上。滑石釉的配制方法见表 3-7-12。

(2) 测量阀片接触电阻,其值应小于 $1\text{M}\Omega$,否则应将阀片组分解检查,清除接触面上的异物或重新喷铝。

表 3-7-12 滑石釉的配制方法

名称	数量	质量要求	配置方法
水玻璃 (硅酸钠)	50% ~ 60%	要求密度为 $1.45 \sim 1.5$,用 400 目/ cm^2 筛子筛去杂质	将三种原料充分搅拌成乳浆状,静置 1h 后即可使用
方解石粉 (石灰石)	15% ~ 20%	用 400 目/ cm^2 筛子筛去杂质	
滑石釉	20% ~ 30%	用 400 目/ cm^2 筛子筛去杂质	

四、阀型避雷器的装配

(一) 准备工作

1. 阀片胶合

按规定残压配组的阀片进行编号,每 2 ~ 3 片胶合成一柱。

2. 阀片烘干

胶合好的阀片送入温度 $60 \sim 100^\circ\text{C}$ 的烘箱(房)内干燥 4h。

3. 间隙组装配

瓷环用硼酸水清洗、烘干,间隙组应始终保持垂直位置,均压电阻对并联在间隙组旁,电阻必须与瓷环抱紧,上下连接片的爪套入瓷环内。

4. 其他部件处理

(1) 将密封橡皮圈浸渍绝缘清漆,晾干 8 ~ 24h。

(2) 将瓷套擦净后放在 $60 \sim 70^\circ\text{C}$ 浓度为 0.2% ~ 0.3% 的硼酸液内浸洗,再用热水冲洗干净并干燥处理。

(二) 装配

(1) 将瓷套按伞形倒置,在端面上放置密封橡皮圈,装好下部密封盖。

(2) 翻正瓷套,依次装入阀片、间隙、压紧弹簧、密封橡皮、装好上部密封盖。

(三) 充氮密封

(1) 密封检验:将装配好的产品先抽真空至 $50.7 \sim 53.3\text{kPa}$,保持 5min,真空度跌落

不大于 133Pa 为合格。

(2)充氮 继续抽真空至 80 ~ 90kPa ,充入氮气至 140kPa ;再抽真空至 80 ~ 90kPa 后充氮 ,封闭抽气孔 ,依次放入橡皮塞、铜垫片 ,上紧螺栓 ,最后涂密封胶。

第五节 避雷器的运行维护

避雷器作为电力系统中电气设备的保护元件 ,在电力系统中起到至关重要的作用 ,在正常情况下 ,避雷器直接挂在电网上 ,由于受到电场及大气环境的影响 ,避雷器的性能不可避免地发生一些变化。避雷器性能的改变就有可能导致故障的发生 ,下面就介绍一些避雷器常见故障及故障分析。

一、阀型避雷器常见故障及分析

(一)不带并联电阻的阀型避雷器常见故障及其分析

不带并联电阻的阀型避雷器是由非线性阀片和放电间隙串联而成 ,在 10kV 系统中用量较多 ,常见故障有工频放电电压升高或降低和避雷器整体受潮。

1. 工频放电电压升高或降低

由于电场分布不均匀或串联间隙永久性击穿 ,常会导致工频放电电压升高或降低。若工频放电电压高于规定的上限值 ,则意味着避雷器的冲击放电电压升高(因为避雷器的冲击系数是一定的) ;如果工频放电电压低于规定的下限值 ,意味着避雷器的灭弧电压降低 ,避雷器可能在内部过电压下动作(普通阀型避雷器的通流能力很小 ,一般不允许在内部过电压下动作) 。因此 ,阀型壁雷器的工频放电电压必须在规定的范围以内 ,才能使被保护设备得到可靠的保护。

2. 整体受潮

由于密封不严或制造时留有水分 ,避雷器的整体绝缘电阻明显下降。对于 10kV 普阀型避雷器 ,测量其泄漏电流时 ,一般在 10kV 直流电压下 ,整体泄漏电流大于 $10\mu\text{A}$ 。对于整体受潮的避雷器 ,一般不宜继续使用 ,否则有爆炸的危险。用红外热像仪测量时 ,表现为整体发热。

3. 严重污秽

在运行中的避雷器 ,由于受环境影响 ,避雷器外瓷套积污很多 ,影响电场分布 ,使工频放电电压偏离标准值很多 ,这种情况下 ,只要除去污秽层 ,避雷器可继续使用。

(二)带并联电阻的阀型避雷器的常见故障及其分析

阀型避雷器的串联间隙带有并联电阻 ,可以使每个间隙的分布电压均匀 ,使间隙的

放电电压的分散性变小。但是,并联电阻的接入也会导致一些故障。

1. 并联电阻受潮

一般带并联电阻的阀型避雷器的绝缘电阻在国标中不做规定,但在试验时,可用比较的办法来判断,如果后一次比前一次小很多,一般情况下并联电阻受潮无疑。对于带并联电阻的阀型避雷器,如果由于密封不良导致并联受潮,一般情况下也伴随着阀片受潮。带电测试时其泄漏电流增大,用红外热像仪测量时,整体比正常相温度高。做直流泄漏电流试验时,其泄漏电流可达到 $1000\mu\text{A}$ 以上。

2. 并联电阻老化、断裂、接触不良

并联电阻老化、断裂、接触不良时,绝缘比平常时大得很多,由于国标对该避雷器的绝缘电阻没有明确规定,所以只能与前一次或同一型式避雷器绝缘电阻进行比较,在做泄漏电流时,其泄漏电流明显下降。用红外热像仪测量,以并联电阻为中心的热像消失。对于由多只标准元件串联的普阀型避雷器,当其中有一相出现上述故障时将会导致整组电导电流明显下降。

3. 非线性系数 α 相差很大

35 ~ 220kV 的普通阀型避雷器都是由数个元件组成。FZ 型避雷器的 α 系数一般在 0.25 ~ 0.45 之间。要求同一组(一相)各元件的 α 系数相差不得大于 0.05。 α 系数相差太大,会使分布电压不均匀,影响避雷器性能。在运行中由于并联电阻故障或避雷器受潮,都会导致非线性系数 α 相差很大。

二、氧化锌避雷器常见故障及分析

电力系统中所使用的氧化锌避雷器一般都不带并联间隙,氧化锌阀片长期工作在系统电压下,长期的泄漏电流(主要是阻性电流)会导致阀片老化,使氧化锌避雷器性能变差。另外,由于密封不良会造成水分进入阀片,使阀片受潮。对于低压氧化锌避雷器,还有可能出现熔丝熔断现象。

1. 整体受潮

《规程》规定,对 35kV 及以下的氧化锌避雷器,用 2500V 兆欧表测量,正常情况下,测得绝缘电阻值不应低于 10000M。对于整体受潮的避雷器,其绝缘电阻远远小于上述各正常值,且直流 1mA 下的电压也远小于规定值,运行电压下的交流泄漏电流的阻性分量也大大增加。

2. 阀片老化

由于 $0.75\text{V}/\text{mA}$ 直流电压值一般比最大工作相电压(峰值)要高一些,测量此电压下的泄漏电流主要检查长期允许电流是否符合规定,因为这一电流与氧化锌避雷器的寿命有直接关系(一般在同一温度下此泄漏电流与寿命成反比)。当阀片老化时, $0.75\text{V}/\text{mA}$ 直流电压值下降。另外,阀片老化时,运行电压下的交流泄漏电流的阻性分量也大大增加。

第八章 高低压配电装置

第一节 配电装置概述

一、配电装置的概念及分类

根据电气主接线的要求,用来接受和分配电能的电气设置称为配电装置。其中包括控制电器(断路器、隔离开关、负荷开关等)、保护电器(熔断器、继电器及避雷器等)、测量电器(电流互感器、电压互感器、电流表、电压表)以及母线和载流导体等。

配电装置的型式与电气主接线、周围环境等因素有关,按其设置的场所可分为户内配电装置和户外配电装置,按其电压等级可分为高压配电装置和低压配电装置,按其结构形式又可分为装置式和成套式两种。

1. 户内配电装置。将电气设备安装在户内的称为户内配电装置。户内配电装置需要建筑特殊的房屋,所以土建工程量大,投资多。但占地面积较小,对于电气设备运行和维护的条件也较好。

2. 户外配电装置。将电气设备安装在露天场地的称为户外配电装置。户外配电装置不需要建筑特殊的房屋,因此土建工程量小,投资少。但电气设备露天安装,受天气条件和周围空气污秽程度的影响较大,运行维护的条件差,占地面积也大。

一般情况是:10kV及以下电压等级的配电装置采用户内式的成套配电装置,35kV及以上电压等级的配电装置采用户外架构式的配电装置。但在周围空气中含有严重腐蚀电气设备以及破坏和降低电气绝缘的物质时,例如化工厂、水泥厂、盐湖及海岸附近的工厂等,35~110kV电压等级的电站也建造为户内配电装置。

二、配电装置运行的要求

(一) 对配电装置的基本要求

根据运行可靠、维护方便、技术先进、经济合理的原则,要求配电装置具有良好的电气特性和绝缘性能,动作灵敏,工作可靠性高。在配电装置过负荷或短路时,应能承受大电流所产生的机械应力和高温的作用,即能满足动稳定和热稳定的要求。此外,配电装置应能保证设备操作、维护和检修的方便,以及保证操作人员的人身安全。

(二) 对户内、外配电装置各部距离的要求

为保证运行时设备和人身安全,以及检修维护和搬运的方便,对配电装置的各部件规定了最小的电气绝缘安全距离,如表 3-8-1 及表 3-8-2 所示。各种间隔的安全距离中,最基本的是空气中的最小安全净距,即表 3-8-1 及表 3-8-2 中的 A_1 及 A_2 值。它表明带电部分到接地部分或相间的最小安全净距,在这一距离下,无论正常或过电压的情况下,都不会发生空气绝缘的电击穿。其余各值都是在 A_1 及 A_2 的基础上,加上运行维护、检修和搬运工具的活动范围而制定的。

户内、外配电装置最小安全净距的校验如图 3-8-1、3-8-2 所示。

室内配电装置各种通道的最小宽度不应小于表 3-8-3 所列数值。

室内配电装置距屋顶(梁除外)的距离:10kV 及以下电压的,一般不小于 0.8m(母线桥除外);35kV 的,一般不小于 1.0m;110kV 的,一般不小于 1.5m。

表 3-8-1 户外配电装置的最小安全净距(mm)

名 称	额 定 电 压 (kV)			
	1~10	35	110(E)	220(E)
带电部分至接地部分(A_1)	200	400	900	1800
不同相的带电部分之间(A_2)	200	400	1000	2000
带电部分至栅栏(B_1)	950	1150	1650	2550
带电部分至板状遮栏(B_2)	300	500	1000	1900
无遮栏裸导体至地面(C)	2700	2900	3400	4300
不同时停电检修的无遮栏裸导体之间水平净距(D)	2200	2400	2900	3800

注 1. E 系指中性点直接接地的电力网。

2. 本表所列数值不适用于制造厂生产的成套配电装置。

表 3-8-2 户内配电装置的最小安全净距 (mm)

名 称	额 定 电 压(kV)				
	1~3	6	10	35	110(E)
带电部分至接地部分(A_1)	75	100	125	300	850
不同相的带电部分之间(A_2)	75	100	125	300	900
带电部分至栅栏(B_1)	825	850	875	1050	1600
带电部分至网状遮栏(B_2)	175	200	225	400	950
带电部分至板状遮栏(B_3)	105	130	155	330	880
无遮栏裸导体至地面(C)	2375	2400	2425	2600	3150
不同时停电检修的无遮栏裸导体之间的水平净距(D)	1875	1900	1925	2100	2650
出线套管至户外通道路面(E)	4000	4000	4000	4000	5000

注 1. E 系指中性点直接接地的电力网。

2. 本表所列数值不适用于制造厂生产的成套配电装置。

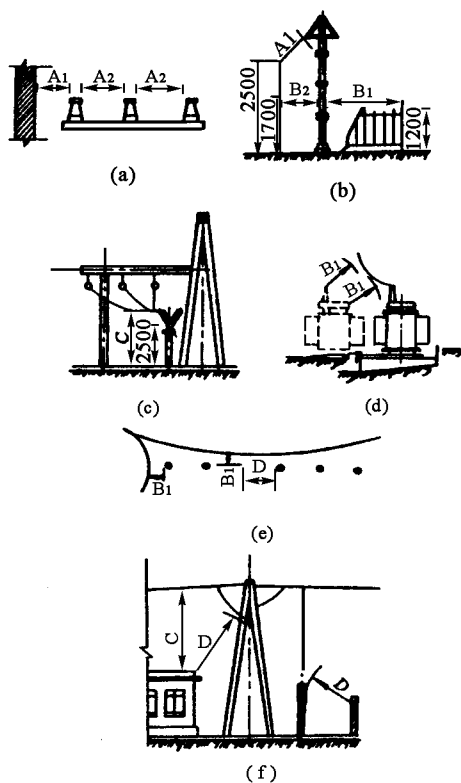


图 3-8-1 户外配电装置最小安全净距的校验图

- (a) 带电部分至接地部分和不同相的带电部分之间的净距 (b) 带电部分至围栏的净距；
(c) 带电部分和绝缘子最低绝缘部位对地面的净距 (d) 设备运输时，其外廓至
无遮栏裸导体的净距 (e) 不同时停电检修的无遮栏裸导体之间的
水平和垂直交叉净距 (f) 带电部分至建筑物和围墙顶部的净距

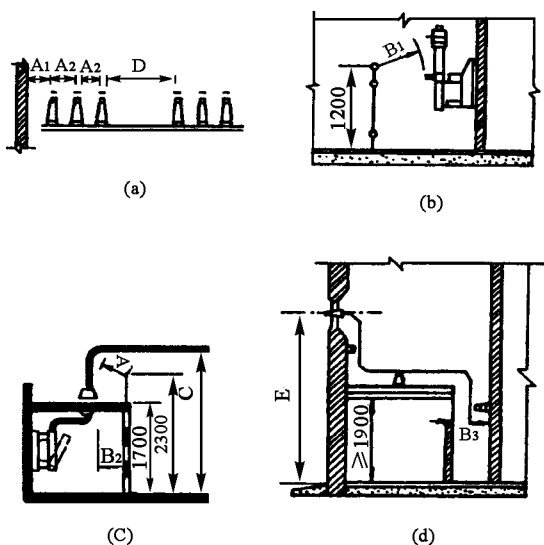


图 3-8-2 户内配电装置最小安全净距的校验图

(a)带电部分至接地部分、不同相的带电部分之间和不同时停电检修的无遮栏裸导体之间的水平净距 (b)带电部分至栅栏的净距 (c)带电部分至网状遮栏和无遮栏裸导体至地(楼)面的净距 (d)带电部分至板状遮栏和出线套管至屋外通道的路面的净距

表 3-8-3 户内配电装置各种通道的最小宽度(净距)(m)

布置方式	通道分类		
	维护通道	操作通道	通往防爆间隔的通道
一面有开关设备时	1	1.5	1.2
两面有开关设备时	1.2	2	1.2

(三)对配电装置的安全技术要求

1. 两路及以上电源供电时,各路电源主进与联络开关之间应装设联锁装置(受供电部门调度者除外)。
2. 10kV 室内成套设备的隔离开关和相应的断路器之间应装有联锁装置。
3. 配电装置的相色排列应符合下列规定：
 - (1)同一配电装置内各回路相色排列应尽量一致。
 - (2)硬母线应涂色,其色别为:A相黄色,B相绿色,C相红色,中性线黑色。
 - (3)软母线应标明相别。
4. 配电装置间隔内的导线应留有悬挂临时接地线的位置,此外不应涂相色漆。
5. 对高压开关柜必须具有防止误操作等闭锁装置,达到以下‘五防’要求：

- (1)防止误合、误分断路器；
- (2)防止带负荷分、合隔离开关；
- (3)防止带电悬挂地线；
- (4)防止带地线合闸；
- (5)防止误入带电间隔。

“五防”型高压开关柜从电气和机械联锁上采用了具体措施,实现高压安全操作程序化,提高了可靠、安全性能。

三、成套配电装置

成套配电装置(亦称开关柜)是以断路器为主的成套电气设备。制造厂根据电气主接线的要求,针对使用场合、控制对象及主要电气元件的特点,将断路器、隔离开关、互感器、避雷器、电容器等设备按一定顺序,装配在封闭式的或敞开式的金属柜内,作接受和分配电能之用。根据需要,柜内还可以装设控制、测量、保护等设备。这些设备在制造厂已装配好,在现场只剩下少量的调试工作。

(一)成套配电装置的特点

1. 成套配电装置有金属外壳(柜体)保护,使电器设备和载流导体不易被灰尘侵蚀弄脏,因此便于维护。特别对处在污秽地区的变、配电所,这一优点更加突出。
2. 成套配电装置的制造厂进行机械化成批生产,易于实现系列化、标准化。同用户自行组合的装配式配电装置相比较,具有安装质量高、建造速度快、运行可靠性高的特点。
3. 成套配电装置的电器安装、线路敷设与变电站、配电室的施工分开进行,使基建时间缩短。同时,成套配电装置在制造厂中进行定型设计与生产,合理的布置,使开关柜的体积小,占地面积小,造价降低。
4. 成套配电装置便于运输和迅速扩充。

(二)成套配电装置的分类

1. 按柜体的结构特点可分为开启式和封闭式。开启式的开关柜高压母线外露,柜内各元件也不隔开,其结构简单,造价低。封闭式的则其母线、电缆头、断路器和量测仪表等均用小间隔开,较开启式安全,并能防止事故扩大,适用于工作条件差,要求高的用电单位。
2. 按电气元件固定的特点可分为手车式与固定式。手车式柜的断路器连同操纵机构(有时还包括互感器、仪表等)装在可从柜内拖出的手车上,便于检修。断路器在柜内经插入式触头与固定在柜内的电路连接。而固定式的全部电器均固定在柜内。
3. 按其母线套数可分为单母线和双母线两种,35kV以下的配电装置,一般多采用单母线方式。

4. 按其电压等级又可分为高压开关柜和低压开关柜。

(三) 高压开关柜

高压开关柜是按一定的接线方案将有关的一、二次设备组合起来的一种高压成套配电装置。它应用在工厂变、配电所中。

高压开关柜的每个柜就是一个间隔 构成一个电气回路。制造厂生产各种一次接线方案的开关柜 构成不同的电气回路的间隔。应用时 ,可按设计的电气主接线方案 ,选用各种接线方案的开关柜 组合起来便构成整个配电装置。

高压开关柜由以下几部分组成 :母线和母线隔离开关、断路器及其操作机构、隔离开关操作机构、电流互感器及电压互感器、电力电缆及控制电缆、仪表、继电保护和操作设备。

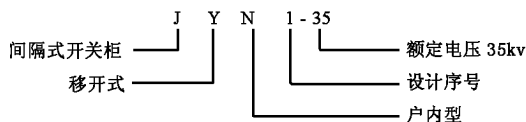
我国目前生产的并常用的高压开关柜有如下几种。

1. JYN1-35 型交流金属封闭型移开式高压开关柜

(1) 概述

JYN1-35 型交流金属封闭型移开式高压开关柜用于三相交流 50Hz、额定电压 35kV、额定电流 1000A 的单母线系统中 ,接受和分配电能。

型号含义 :



(2) 结构简介

JYN1-35 型系户内保护型成套装置 ,由柜体和手车两部分组成。柜体由角钢及钢板弯制而成并分割为手车室、母线室、隔离触头室、电缆室、继电器室及端子室等。手车室与隔离触头室、电缆室之间 ,隔以绝缘材料制成的隔板并在其上设有绝缘活门 ,其他各室之间均以接地的金属板隔开 ,属于间隔封闭移开式开关柜。

手车按用途分为断路器手车、避雷器手车、V 形接法电压互感器手车、Y 形接法电压互感器手车、单相电压互感器手车、隔离手车和站用变压器手车等七种。

JYN1-35 型系空气绝缘 ,柜体在设计和制造上保证了同类型同规格手车的互换性、非同类型手车的限人性。手车与柜体通过二次插头插座进行电气连接。二次插头有 16 芯触点。

①外壳。JYN1-35 型的外壳具有 IP2X 的保护等级 ,能够防止手指或直径大于 12mm 的物体接近柜内带电部分和触及到运动部分。

断路器手车在开关柜内具有工作与试验两个位置 ,在此两位置高压间隔的门均可关闭。高压间隔的门除采用金属铰链外 ,还用铜质编织线使门与柜体连接。

在开关柜的正面与背面的外壳均备有观察窗,该窗是用具有良好透明度和足够强度的绝缘材料制成。

②绝缘隔板和绝缘活门。JYN1-35型的手车室与隔离插头室与电缆室之间,装有用绝缘材料制成的隔板,并在其上装有绝缘活门。为保证人员进入手车室时的安全,隔板和绝缘活门均具有IP2X的保护等级。当手车由试验位置进入工作位置时,绝缘活门打关并固定于开启的位置,手车退出时活门自行关闭,这时若用手指或工具拨动活门都不可能使其开启。因此可以确保人体不会触及带电部分。

绝缘活门的装置含有两块左右运动的侧板和一个上下运动的活门,侧板由弹簧复位。侧板与活门的运动有严格的程序,推入时装于手车隔离插头的绝缘触块将两块侧板同时向外运动(弹簧压缩),解除了活门与侧板的锁扣,推动活门作向上运行并固定于开启位置。当抽出时触块挡开侧板先行使活门关闭,侧板借助于复位弹簧扣住活门,实现自锁。

③接地开关。接地开关可根据工程需要予以取舍。当单元回路处于检修时,断路器退至隔离位置,合上接地隔离开关以保安全。接地开关在关合状态能承受50kA的动稳定电流和 4_s20 kA的热稳定电流。

接地开关采用手动操作弹簧储能的机构,借助于弹簧能量的释放,实现快速合闸,从而使合闸速度和操作者状况无关。

接地开关的操作手柄,置于左小门内。

④接地导体。JYN1-35型的后侧下方装有铜质接地导体,截面不小于 200mm^2 。横贯于开关柜的整个宽度方向上,其上备有接地端钮以便于与接地干线连接。

⑤联锁:

当断路器处合闸状态时,手车不可能在工作位置或试验位置移动。

当手车在工作位置与试验位置之间时断路器不能合闸。

当接地开关处合闸状态时,手车不能从试验位置推至工作位置。

当手车在工作位置或工作与试验位置之间的,接地开关应不可能进行合闸。

对于隔离手车与断路器手车的联锁采用电气联锁的方法。在隔离手车和开关柜柜体上分别装有电磁锁和行程开关进行联锁。该联锁装置保证隔离手车固定在工作或试验位置时,与其有联锁要求的断路器才能合闸,在两位置之间不能合闸。

当两种手车均处工作位置、且断路器处于合闸状态,此时隔离开关不能被拉动。

隔离手车与断路器手车的联锁视主接线的不同,可以用一台隔离手车同时对二台断路器手车联锁,也可以一对一联锁。

站用变压器手车所配置的联锁装置主要是保证手车带负荷时不能被拉动。

⑥主回路引入(出)线。JYN1-35型的主回路引入和引出线可以采用架空或电缆进出线。这两种形式的进出线均在开关柜后面另设的进出线小室敷设,该小室用螺栓与柜

体相连接。进(出)线之穿墙套管由用户自理,也可由生产厂提供。

⑦二次元件的安装。JYN1-35型设有装置二次设备的仪表门和摇门结构的继电器室。仪表门有效安装面积为 $2 \times (600 \times 800) \text{mm}^2$,继电器室有效安装面积为 $2 \times (550 \times 650) \text{mm}^2$ 。继电器室的深度为250mm。

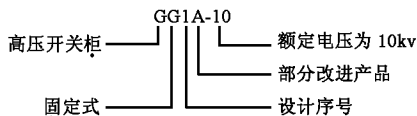
端子室置于开关柜正面右侧小门内,可装设不少于80个B1型端子排。端子室与继电器室可以贯通,端子室上方设有照明灯。必要时在端子门上变可设置二次器具。为满足出线的要求,端子排亦可设在继电器室内。

⑧控制电缆的连接。控制电缆可以通过端子排下方或左小门内部下方,引入开关柜继电器室上部的控制电缆通道。该通道贯串每台开关柜,故二次控制电缆只要从一台柜内引入即可。同时,本开关柜为了满足电缆上出线的要求,在继电器上方的顶盖门上设有两个直径为105mm的橡皮遮盖孔,以供控制电缆的引入或引出。

⑨手车导正与手车接地触头。由于开关柜采用手车结构,手车推入柜内在宽度方向偏差有较高的要求,因此仅靠手车的轨道实现导正是不够的。为此在开关柜中心位置设一导正装置,并在其上兼设有接地触头,保证手车在柜内能可靠接地。手车推入柜内时借助于轨道进行粗导正,并依靠导正位置进行精导正。

2. GG1A-10型固定式高压开关柜

型号含义:



GG1A型固定式高压开关柜为敞开式,由角钢焊成骨架与薄钢板焊接而成。其出线柜由钢板分为上、中、下三部分。上部为母线和母线隔离开关,三相母线为水平布置,结构简单,安装方便,但巡视检查不便。中部与下部之间的隔板上安装电流互感器或穿墙套管,此隔板是为出线有反送电源时,保证工作人员进入中部检修时的安全。中部与上部之间的隔板,是为了在母线不停电的情况下,保证工作人员进入中部检修时的安全。开关柜正面的左边有上、下两扇金属网门,检修人员可以由此进入柜内检修设备。左边上部为钢板门,门内是一个金属箱,在此门上和箱内可安装继电器和测量仪表等,通过该门可察看电度表和信号继电器。由于钢板的密封,从而保证了二次回路不受环境及一次回路故障时带来的影响。左边中、下部的钢板上安装隔离开关和断路器操作机构。左边下部的门上安装电动合闸接触器及熔断器。操作板左侧门内安装二次回路端子排及柜内照明。开关柜的两侧用石棉水泥板与相邻回路的电器隔开,形成一个独立的单元。由于采用这种结构,当发生误操作产生电弧时,不会危及操作人员的人身安全。GG1A型间隔内的设备布置如图3-8-3所示。

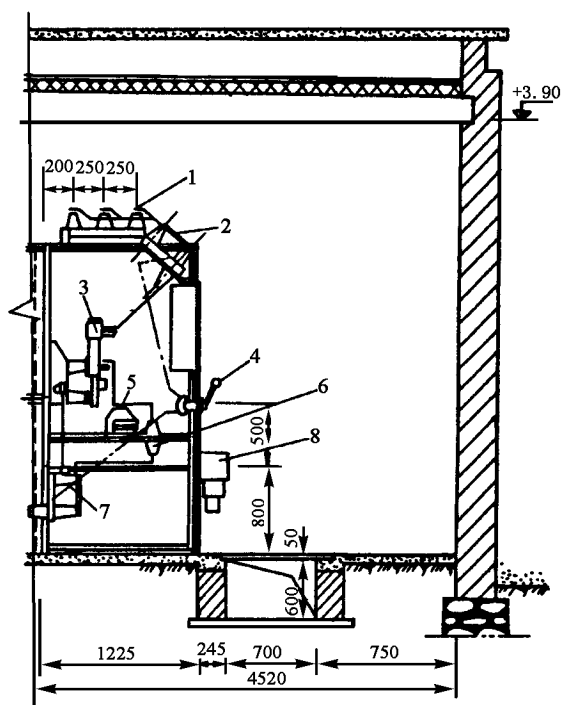


图 3-8-3 GG1A 型间隔内的设备布置(单位 mm)

- 1 - 母线 2 - 上隔离开关 3 - 少油断路器 4 - 隔离开关操作机构;
5 - 电流互感器 6 - 支持用瓷套管 7 - 下隔离开关 8 - 断路器操作机构

为保证高压隔离开关不致带负荷操作,所以一般在 GG1A 型其它高压内安装机械或电磁联锁装置,以确保高压隔离开关只有在高压断路器断开的情况下才能够操作。机械联锁机构原理图如图 3-8-4 所示。

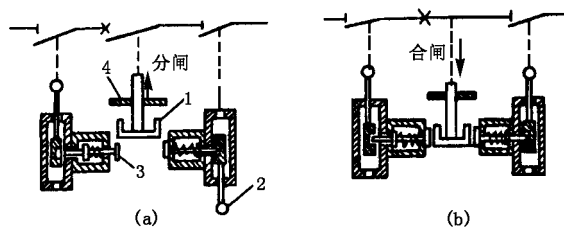


图 3-8-4 机构联锁机构原理图

(a) 断路器分闸后隔离开关可以操作 (b) 断路器后闸后隔离开关不可能操作

- 1 - 与断路器传动机构联动的挡板 2 - 隔离开关操作手柄;
3 - 弹簧销钉 4 - 高压开关柜面板

图 3-8-4(a)是高压断路器处在分闸状态,这时与断路器传动机构联动的挡板离开,锁住隔离开关操作手柄的弹簧销钉,因而弹簧销钉可以拉开,自由操作隔离开关的开

合。图 3-8-4(a) 中就是弹簧销钉 3 被拉出的情况。

目前生产的 GG1A-10 型均要求具备“五防”功能。

3. JYN2-10 型交流金属封闭型移开式高压开关柜

JYN2-10 型交流金属封闭型移开式高压开关柜用于三相交流 50HZ, 额定电压 3~10kV, 额定电流 3000A 的单母线系统中, 接受和分配电能。

型号含义:

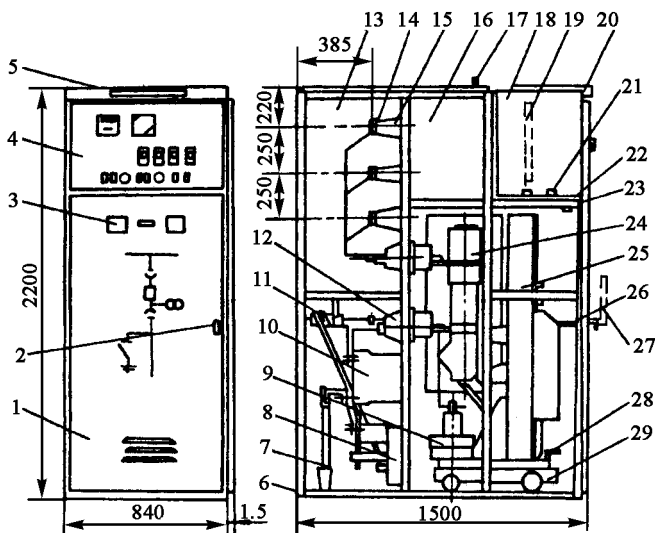
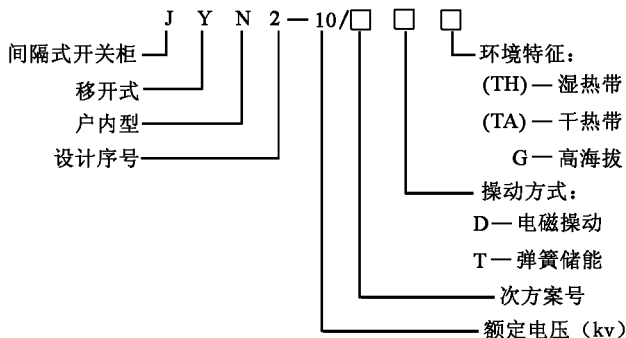


图 3-8-5 JYN2-10/01~05 型内部结构图(单位 mm)

- 1—手车门门 2—门锁 3—观察窗 4—仪表板 5—用途标牌 6—接地母线 7—一次电缆;
 8—接地开关 9—电压互感器;10—电流互感器;11—电缆室;12—一次触头隔离罩;
 13—母线室;14—一次母线;15—支持绝缘子;16—排气通道;17—吊环;18—继
 电仪表;19—继电器屏 20—小母线室 21—端子排 22—减振器 23—二次
 插头座 24—油断路器 25—断路器手车 26—手车室 27—接地开关
 操作棒 28—脚踏锁定跳闸机构 29—手车推进机构扣攀

图 3-8-5 为 JYN2-10/01~05 型内部结构图。JYN2-10 型用钢板弯制焊接而成,它由柜体和手车两部分组成。柜体用钢板或绝缘板分隔成手车室、母线室、电缆室和继电仪表室四个部分。柜体的前上部位是继电仪表室,下门内是手车室以及断路器的排气通道,门上装有观察窗,底部左下侧为二次电缆进线孔,后上部位为主母线室,后下部位为电缆线,后面封板上装有观察窗,下封板与接地开关有联锁。上封板下面装有压显示灯,当母线带电时灯亮,不能抓卸上封板。

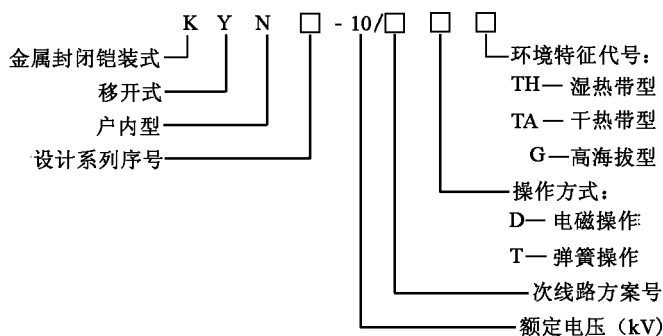
手车用钢板弯制焊接而成,底部装有 4 只滚轮,能沿水平方向移动,还装有接地触头、导向装置、脚踏锁定机构及手车杠杆推进机构的扣攀。手车拉出后用附加转向小轮使手车灵活转向移动。手车分断路器车、电压互感器车、电压互感器避雷器车、电容器避雷器车、站用变压器车、隔离手车及接地车七种。

本产品外壳防护等级符合 IP2X 之规定,而且还完全具备“五防”要求。

4. KYN-10 型交流金属铠装移开式高压开关柜

KYN-10 型交流金属铠装移开式高压开关柜用于三相交流 50Hz、额定电压 3~10kV、额定电流 300A 以下的单母线及母线分段系统中,接受和分配电能。本开关柜有完善的“五防”装置,适合各类发电厂、变电站及工矿企业的要求。

型号含义:



KYN-10 型由钢板弯制、焊接组合而成,全封闭型结构,外壳防护等级为 IP2X。它由继电器室、手车室、母线室和电缆室 4 个部分组成。各部分用钢板分隔,螺栓连接,具有架空进出线及左右联络的功能。外形、安装尺寸及结构示意图见图 3-8-6。

手车是由角钢和钢板焊接而成,分为断路器手车、电压互感器避雷器手车、电容器避雷器手车、站用变压器手车、隔离手车及接地手车等。手车上的面板就是柜门,门上部有观察窗及照明灯,能清楚地观看断路器的油位指示。门正中的模拟线旁有手车位置指示旋钮,并具有把手车锁定在工作位置、试验位置及断开位置的功能。旁边有紧急分闸按钮及分合闸位置指示孔,能清楚看出少油断路器工作状态,手车底部装有接地触头及 5 个轮子,其中 4 个滚轮能沿手车柜内的导轨进出,当抽出柜外后另一附加小轮能使手车转动灵活。手车在试验位置推进或抽出,可使用推进杆使手车均匀插入或抽出。本开关

柜还具有同类型手车可互换及防止不同类型手车误入其它柜内的措施。

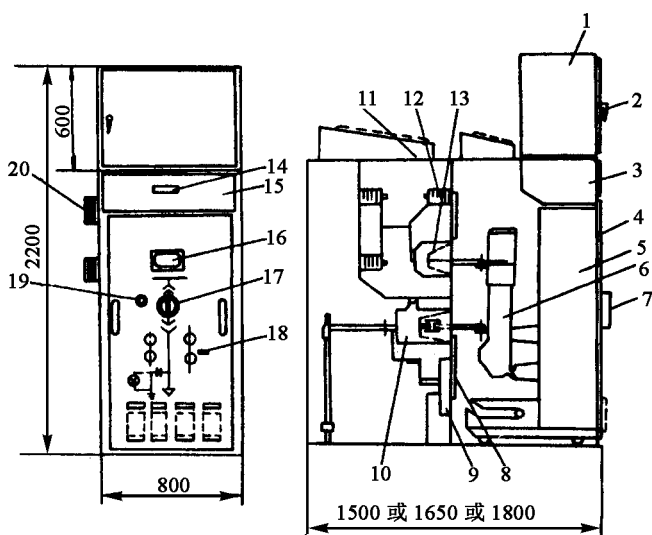


图 3-8-6 KYN-10 型外形、安装尺寸及结构示意图(单位 mm)

- 1 - 继电器、仪表室 ; 2 - 手柄 ; 3 - 端子室 ; 4 - 手车面板 ; 5 - 手车 ; 6 - 断路器 ; 7 - 手车手把 ; 8 - 活门 ;
 9 - 接地开关 ; 10 - LDJ 型电流互感器 ; 11 - 防护罩 ; 12 - 支持绝缘子 ; 13 - 一次触头盒 ;
 14 - 铭牌 ; 15 - 端子室盖 ; 16 - 观察窗 ; 17 - 手车位置指示及锁定旋钮 ;
 18 - 分合观察孔 ; 19 - 紧急跳闸按钮 ; 20 - 套管

继电器仪表室是经减振器后固定在柜体上方,前门可装设仪表、信号灯、信号继电器、操作开关等,小门装电度表或继电器,室内活动板上装有继电器,布置合理,维修方便,二次电缆沿手车室左侧壁自底部引至继电器仪表室。

柜体是由槽钢及钢板焊接而成。柜顶装有泄压孔,前后柜之间的钢板及活门隔离。柜内装电流互感器、接地开关、电压互感器等元件。各段母线室用金属板隔开,后门用螺钉紧固。

为了安全和便于操作,柜内装有各种联锁装置,并能达到“五防”要求。

由于手车面板上装有位置指示旋钮的机械闭锁位置,所以只有断路器处于分闸位置时,手车才能抽出或插入,实现了防止带负荷接通或断开隔离触头。

手车在工作位置时,一、二次回路接通,手车在试验位置时,一次回路断开,二次回路仍然接通,断路器可做分合闸试验,手车在断开位置时,一、二次回路全部断开,手车与柜体保持机械联系。

由于断路器与接地开关装有机机械联锁,只有断路器分闸手车抽出后,接地开关才能合闸(带电压显示装置),手车在工作位置时,接地开关不能合闸,防止了带电挂接地线。接地开关接地后,手车只能推进到试验位置,能有效地防止带地线合闸。

柜后上、下门装有联锁,只有在停电后手车抽出,接地开关接地后,才能找开后下门,

再打开后上门。通电前,只有先关上后上门,再关上后下门,接地开关才能分闸,使手车能插入工作位置,防止误入带电间隔。

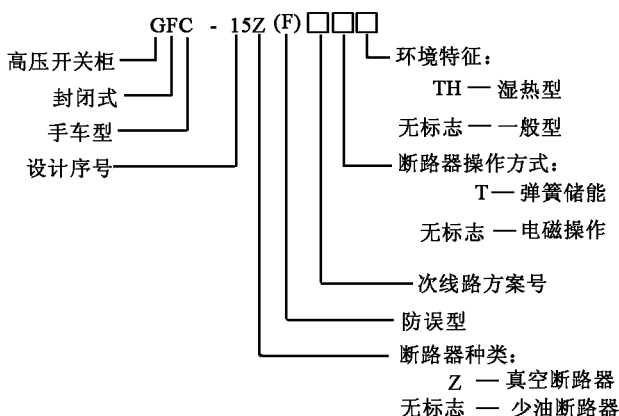
仪表板上装有带钥匙的 KK 控制开关(或防误型插座)防止误分、误合主开关。

另外各柜间可按一次线路方案加装电气联锁和程度联锁。

5. GFC—15(F) \ GFC—15Z(F)型防误手车式高压开关柜

GFC—15(F) \ GFC—15Z(F)型防误手车式高压开关柜用于三相交流 50Hz、额定电压 3~10kV、额定电流 630~3000A 的单母线系统中接受和分配电能。

型号含义:



GFC—15(F) \ GFC—15Z(F)型系由封闭式钢板外壳和断路器手车组成,设备壳体用钢板划分为 4 个互相隔离的小室,即主母线室、继电器室、手车室及电缆室。设备顶前部的盒内敷设着 15 条小母线,中部为防尘通用孔,后部为封盖或安装架空进线结构。设备正面上部为仪表门,内部为继电器室。设备正面下部为手车室大门。后开门并安装外轨道后,可按操作程序抽出或推入手车,手车抽出后,手车室后壁的活动遮板自动关闭,起安全隔离作用。手车室底板上敷设轨道,并可使设备内与电缆沟隔开,二次电缆沿手车室左侧内壁线槽自底部引自继电器室的端子排上。取下后上部封板,可看到主母线和上静隔离触点。开启后下门,可以看到电流互感器和下隔离触点,并由底部引入电缆连接到互感器上,柜间联络母线安装在电缆室的后壁上。馈出线方案的电缆室下部都设有接地开关,结构的后门左侧由专用扳手操作,传动轴与手车之间有闭锁机构。

断路器手车正面上部为推进机构,用手扳动联锁手柄,即可使手车在设备同前进或后移。正面下部为断路器操动机构,手车推进机构与断路器操动机构之间有防止误操作的联锁装置。手车底部设有接地滑道、定位轴、位置指示等附件。

GFC—15(F) \ GFC—15Z(F)型有较严密的防误闭锁装置,具备“五防”功能,其中防止带负荷拉(合)隔离开关采用机械、电气双重闭锁实现,防止误合误分断路器可分别采用红绿翻牌或 14 线插件编码两种方式,可由用户需要选用。如果用户需要按钮操作方

式,则由用户自行解决防止断路器误合(分)的问题。防止带电挂接地线和防止带接地线合隔离开关采用机构闭锁方式。易于造成误入带电间隔的后门采用机械闭锁。在检修中可能造成误触带电部位之处设有安全隔板,联柜间采用程序锁或电磁锁,可以有效地防止电气误操作事故发生。

GFC—15(F)型的结构及尺寸示意图如图 3-8-7,安装尺寸见图 3-8-8。

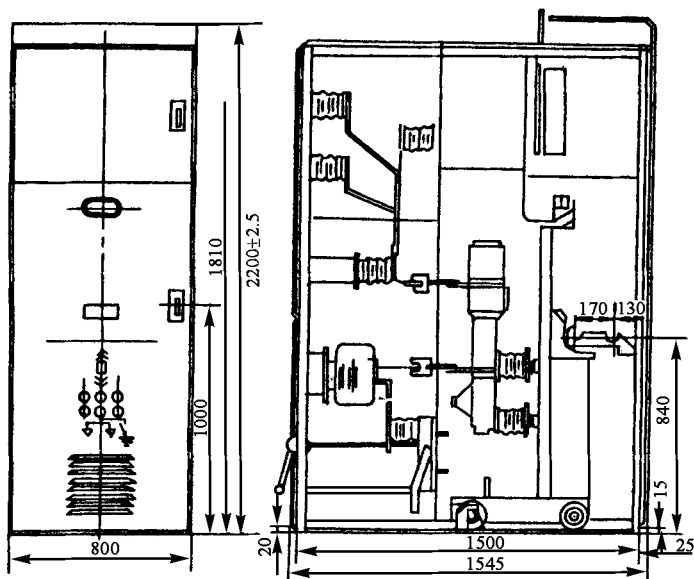


图 3-8-7 GFC—15(F)型结构及尺寸示意图(单位 mm)

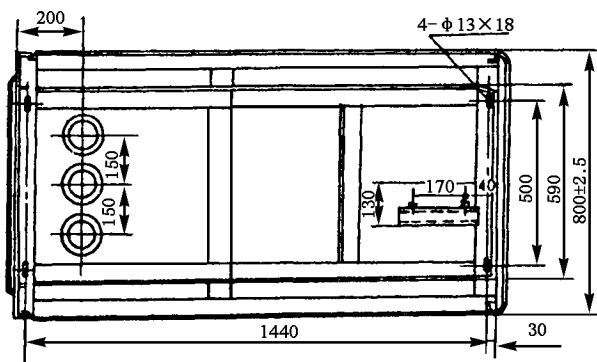


图 3-8-8 GFC—15(F)型安装尺寸图(单位 mm 柜宽 800mm)

6. GFC—J 型手车式高压计量柜

GFC—J 型手车式高压计量柜适用于交流 50Hz、6~10kV 单母线配电系统中,作为电力系统、工矿企业变配电所电能计量之用。它与 GFC—10A 系列手车式高压开关柜配套使用,它的外形尺寸也与 GFC—10A 系列手车式高压开关柜相同。

GFC—J 型由固定的柜体和手车两大部分组成。柜体用薄钢板和绝缘板分隔成手车室、二个计量仪表室、母线室和电流互感器室。

柜体正面上部为二个计量仪表室、下面下部为手车室。后面上部为母线室、后面下部为电流互感器室。

手车室用角钢和钢板焊成,顶部装有接地触头,下部装有二次回路用的插座。

2 个计量仪表室中,上部室内装有计费用的分时电能表,分别计度正向的有、无功电量。下部室内装有最大需量表、失压记录仪,而小室门外安装有监视计量工作情况的仪表。小室内各种表计安装在可以拉出、旋转的底盘上,门上开有观察孔并装照明灯。

互感器室装有电流互感器 2 只。

上述各小室均有钢板门关闭,并可单独加铅封。

手车上装有计量用的电压互感器和避雷器,手车底部有滚轮。手车上装有机构闭锁和电器联锁装置,它与柜体手车室内的左右定位装置等配合,能有效地防止带负荷推入或拉出手车而引起误操作,也能防止因外力而使柜内手车移动。

(四) 低压开关柜

1. PGL $\frac{1}{2}$ 型低压开关柜

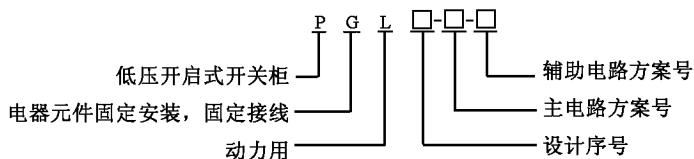
PGL 型低压开关柜是 1981 年以后由天津电气传动设计研究所组织全国统一设计的产品,1984 年完成并通过产品鉴定。该型开关柜取代原 BSL 类低压开关柜,是目前国内低压配电设备行业全国统一设计的产品。它适于发电厂、变电站和厂矿企业中作为交流 50Hz、额定工作电压不超过 380V 的低压配电系统中的动力、配电和照明之用。PGL 开关柜按主电路方案和分断能力分为 PGL1 和 PGL2 两个系列。

PGL 型的主要技术参数:

绝缘电压 500V,主电路额定工作电压 380V,辅助电路额定工作电压:交流 220、380V,直流 110、220V;

分断能力:PGL1 为 15kA、PGL2 为 30kA(均为有效值)。

型号含义:



这种开关柜的结构形式为户内开启式、双面维护(离墙安装),屏架用钢板和角钢焊接而成。柜的前面有门,上方有仪表板(实际出是一个小门)供安装仪表用。组合柜的柜间有钢制隔板,故障时能起限制事故扩大作用。组合柜的始终端柜上还可以增设防护侧板。母线在骨架上部位式安装,上有防护罩;中性母线安装在柜下的绝缘子上。除下面

骨架上有主接地点外,仪表板上也设有接地点,因而接地性能良好。

PGL 型总高 2200mm,深 600mm,宽度有 400、600、800、1000mm 四种,外形如图 3-8-9 所示。

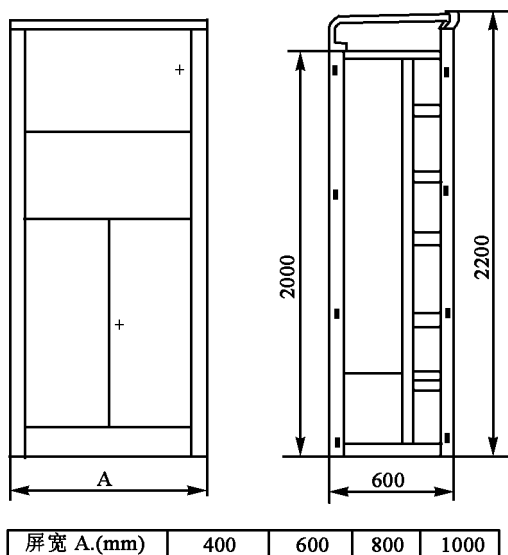


图 3-8-9 PGL 低压开关柜外形尺寸图

在电器元件选用方面,PGL1 型配电柜主开关电器原选用 DW10、DZ10 型断路器,现因 DW10、DZ10 淘汰,故改用 DW15、DZ20 型断路器和 CJ12 型接触器等电器元件。辅助电路保护元件则改用圆柱形有填料高分断能力的 GF1 型熔断器。PGL2 型开关柜的主开关电器也已改用 DW15 型和 DZ20 型断路器。辅助电路也采用了 GF1 型熔断器。GF1、DW15、DZ20 型等元件的采用,有利于保证和提高开关柜的分断能力。

PGL 型开关柜的主辅电路均采用标准化方案,主电路方案共有 41 种(PGL1 有 31 种,PGL2 有 29 种,其中 19 种公用),按用途可分为电源进线、受电、联络、馈电和照明五种类型,辅助电路方案共有 129 种。在主电路方案和辅助电路方案之间,有固定的对应关系(一个主电路方案对应若干辅助电路方案)。

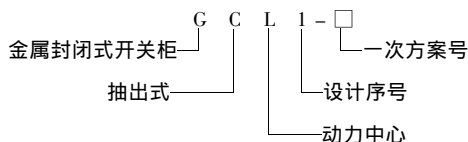
2. GCL1 系列动力中心

GCL1 系列动力中心系三相交流 50Hz、额定电压至 660V 作为电能分配的户内抽出式成套设备。

GCL1 系列由柜体和功能单元两大部分组成。功能单元按其用途区分为可抽出的进线、馈线、照明切换、母联单元等四种,此外还有固定安装的进线计量、照明及功率因数补偿三种型式。

开关柜性能符合 IEC439—1(1985)及 GB7251—87《低压成套开关设备》和《低压抽出式成套开关设备》的有关要求。

型号含义：



GCL1 系列属于间隔型结构,它由型钢及钢板弯制通过螺栓连接而成。开关柜的外壳具有 IP30 的防护等级。地面作开关柜外壳的一部分,在电缆沟上有盖板,以防止小动物从电缆沟进入柜体内部。

开关柜的门除采用金属铰链外,还用铜质编线使门与柜体连接。

每台开关柜中装有整个单元隔室。隔室之间均设有金属隔板,隔室与电缆室之间设置有金属或绝缘隔板,一次动静插头之间设有绝缘的活动隔板,保证断路器抽出后不至于误触带电体。单元隔室设置了通风道,柜顶上设有压力释放装置,用于释放短路分隔时产生的游离气体。

主母线及电缆室设在开关柜的上面及后面,主母线立装于柜上的母线夹上,后面的电缆走线室是用来安放母线或电缆以及电流互感器的,主母线顶上设备了防尘盖。

进线开关柜功能单元隔室上面是仪表室,可安放熔断器、继电器、电压互感器和端子,前面的小门可安装、观察计量仪表。

在仪表室的上面,设置了二次小母线室,小室顶上和前面的封板可拆卸,以便安装接线。

功能单元(断路器)在开关柜内具有“工作”、“试验”和“分离”三位置。在“工作”、“试验”位置,隔室的门均可关闭,而防护等级仍为 IP30。

功能单元与隔室的门设置了机械联锁装置,它确保隔室门关上且功能单元在“工作”和“试验”两个位置时,开关才能进行合闸。在这两个位置之间不能合闸,并只有当开关在分闸状态下才能打开门。另外设置了解锁装置,在紧急情况下,允许开关在合闸状态下打开门(合、分控制开关设置了一个塑料罩子,可以挂锁,以防不必要的操作)。

当变电站是双电源进线或单电源加带备用电源时,它们相互间有电气联锁,以防止并联运行发生。

开关柜为不靠墙安装,平面布置可为单列布置或双列布置。

GCL1 系列外形尺寸见图 3-8-10。其内部结构示意图见图 3-8-11。

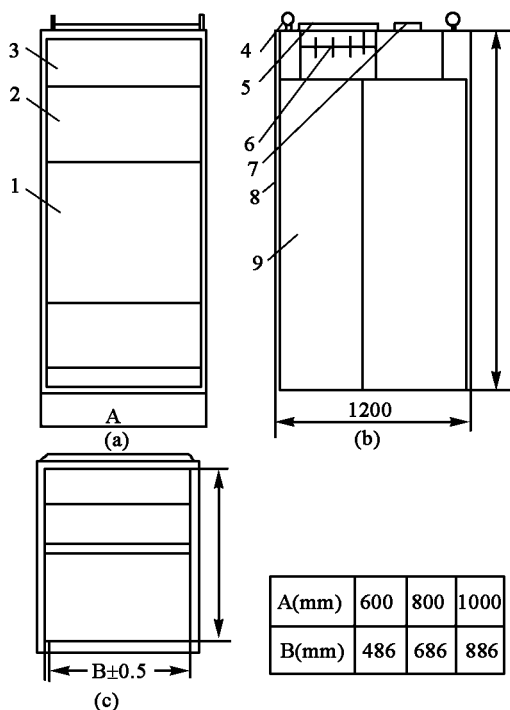


图 3-8-10 GCL1 系列外形尺寸示意图(单位 mm)

(a)正视 (b)侧视 (c)柜底

1—隔室门 2—仪表门 3—控制室封板 4—吊环 5—防尘盖；

6—主母线室 7—压力释放装置 8—后门 9—侧板

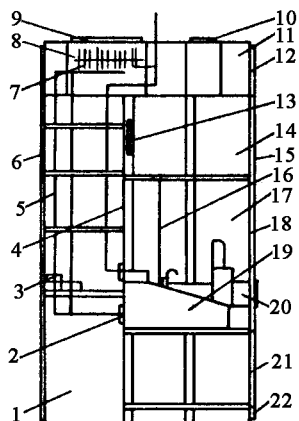


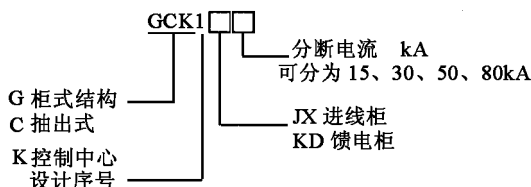
图 3-8-11 系列内部结构示意图

1—电缆室 2—绝缘隔板 3—电流互感器 4—金属隔板 5—垂直母线 6—后门 7—水平母线 8—水平母线夹 9—防尘盖 10—压力释放装置 11—控制线室 12—控制线室封板 13—安装板 14—仪表室；
15—仪表门 16—活门 17—抽屉室 18—隔室门 19—主开关 20—绝缘套 21—小门 22—封板

3. GCK1 系列电动机控制中心

GCK1 系列电动机控制中心,是由各功能单元组合而成的多功能控制中心,这些单元垂直重叠安装在封闭式的金属柜体内。柜体共分水平母线区、垂直母线区、电缆区和设备安装区等 4 个互相隔离的区域,功能单元分别安装在各自的小室区。当任何一个功能单元发生事故时,均不影响其他单元,可以防止事故扩大。本产品适用于交流 380V、50Hz 电路中。

型号含义:



(1) 结构简介

GCK1 系列为进线柜和控制柜两种结构。进线柜内装有 2 台 ME 型或 AH、AE 型断路器专用于 1000A 及以上的受电。柜顶为水平母线室,有两组水平母线与 ME 型断路器相连接,可作为双电源或备用电源。控制柜柜顶的水平母线室仅有一组水平母线,柜后为垂直母线室。正面左侧为安装单元间隔、左侧为主、辅电路端子室、专供用户内外接线用。每个间隔各自有门,并与断路器有机械(或电磁)联锁,防止断路器带负荷从运行位置抽出或断路器处于合闸状态时插入。

控制柜的主要特点是能够灵活地根据所需要的各种单元线路方案进行任意组合,且一旦发生故障时,可以在很短时间内将单元抽出,换上备用单元继续使用。相同单元可在任一柜上互换。

柜体用薄壁异型钢管型材拼装而成,强度高、质量轻。柜架、门、板等构件用环氧粉末涂料静电喷涂,涂层均匀耐久。

公用电源单元安装在柜的底部,不占安装单元的间隔。

指示仪表、按钮、控制开关和指示灯等成组的装在控制板上,该控制板安装在各自单元的正面,随单元一起插入或抽出。

单元的插入和抽出靠杠杆操作。在高 400mm 及以上的单元上,下部有杠杆,操作轻便。

(2) 主要技术性能

① 受电断路器具有三段(瞬时、短延时及过载)保护,为与下一级断路器(具有瞬时及过载二段保护)配合,取消瞬时一段,避免了越级跳闸。具有自投、无自投和切换装置,代用户选用。

②水平母线具有单母线分段和不分段两种。当采用单母线分段时母联断路器亦具有自投、无自投和切换装置。

③电动机控制电路具有短路瞬时、过载、欠压释放及断相保护。

④各功能单元中的交流接触器采用无声运行,具有节能功能。同时,当电源消失后具有延时(大于 $0.3s$ 、小于 $0.5s$)释放的特性。因此不加装电机自启动继电器,亦能在 $0.3s$ 以内(重合闸或备用电源自投时间小于 $0.3s$)恢复供电,保证电动机继续运行。

⑤馈电电路断路器具有瞬时和过载保护,当用户需要时,可加装漏电保护。

⑥照明及家用电器断路器具有瞬时、过载和漏电保护,本电路尤宜于电站、手提砂轮机 etc 移动电器的供电。

⑦受电电路装有电流表、有功和无功电度表。 $250A$ 及以上馈电电路可装或不装电流表及电度表,其他大于 $37kW$ 或 $60A$ 的电路装有电流表。

⑧事故时备用灯光和报警装置。

GCK1型系列结构示意图3-8-12及图3-8-13。

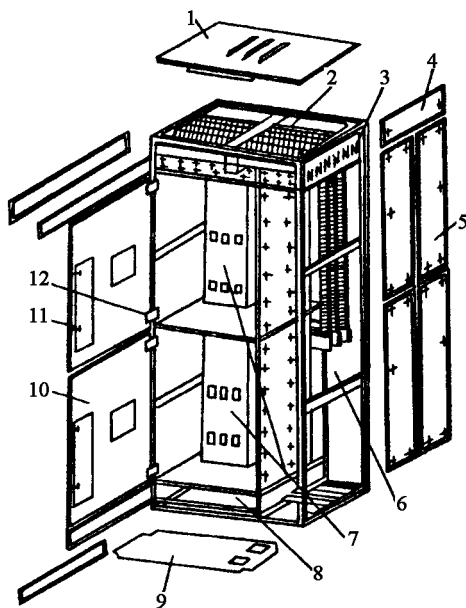
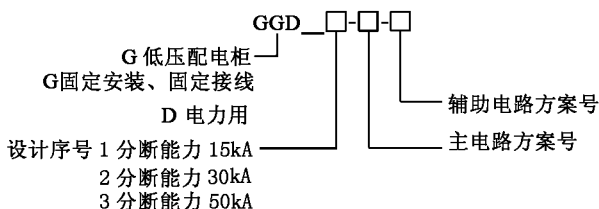


图3-8-12 GCK1系列的进线柜结构图

1—顶盖 2—水平母线室 3—水平母线 4—护板 5—侧板 6—电缆室;
7—ME 开关室 8—公用电源室 9—底板 ;10—门 ;11—门锁 ;12—铰链

型号含义：



第二节 成套配电装置的检修

成套配电装置在运行过程中,由于受负荷、气候的变化及产品质量、检修质量的影响,可能在运行过程中出现各种缺陷,严重时使设备损坏。例如:油断路器中油位达不到规定要求,在切除出口短路故障时,灭弧能力下降,严重时使断路器爆炸;真空断路器中真空灭弧室真空度下降或触头接触不良,在切断短路故障电流时,灭弧能力下降,严重时使真空灭弧室爆炸;隔离开关由于产品质量差或检修质量不高,使接触部分严重发热,绝缘子绝缘强度下降,严重时造成接地或短路故障;保护装置或操动机构故障会造成断路器拒动或误动。因此必须对配电装置进行定期检修。

一、固定式高压开关柜的检修

固定式高压开关柜在运行中的巡视检查项目如下：

1. 开关柜中各电气元件在运行中是否有异常响声和气味。
2. 运行中的注油设备油位是否正常,油色是否变黑,有无渗漏现象。
3. 用红外线测温仪或示温蜡片检查各连接部分是否过热。
4. 检查仪表及指示灯是否指示正确。
5. 接地和接零装置的连线有无松脱和断线。

固定式高压开关柜停电后的检修项目如下：

1. 柜中装设的断路器的大修、小修及达到允许遮断故障次数后的内检、试验,隔离开关的调整、检修等参照相关规定进行。
2. 支持绝缘子及穿墙套管应清洁、无裂纹及放电痕迹。
3. 各电气连接部分的接触应可靠,并涂有中性凡士林油。
4. 框架的固定应牢固、无松动现象。
5. 断路器及隔离开关的传动部分应灵活、可靠。
6. 断路器与隔离开关的闭锁应可靠、灵活。

二、手车式高压开关柜的检修

手车式高压开关柜在运行中的巡视检查项目如下：

1. 开关柜中各电气元件在运行中是否有异常响声和气味。
2. 检查仪表及指示灯指示是否正常。

手车式高压开关柜停电后的检修项目如下：

1. 手车开关的隔离触头的弹簧弹性良好，触指应无烧伤痕迹，触头涂中性凡士林油。
2. 手车推入、拉出应灵活无卡涩，一次隔离触头的中心线应同水平和垂直中心线相重合，动、静触头的底面间隙应为 $15 \pm 3\text{mm}$ ，如图 3-8-13 所示。
3. 接地触头的表面应清洁，接触电阻不应大于 $1000\mu\Omega$ 。

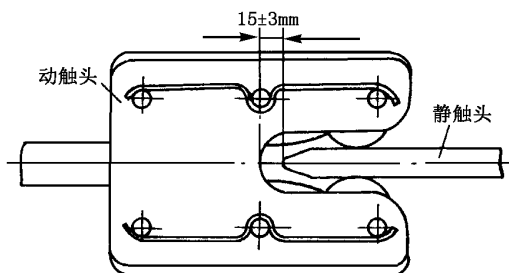


图 3-8-13 一次隔离触头示意图

4. 断路器的防误闭锁可靠。
5. 断路器及接地隔离开关传动部分可靠、灵活。
6. 断路器的检修、试验可参照本套教材的有关章节进行。

第三节 成套配电装置的运行维护

配电装置在运行过程中，由于过负荷、气候变化或制造、检修质量不良，可能使设备产生各种缺陷，甚至发生故障或短路。例如，由于油断路器渗漏油后使油位下降，起不到灭弧作用，从而使油断路器在切除负荷或短路电流时发生事故；仪表、指示灯信号不明或错误指示时，可能引起运行人员的误操作；保护装置接触松动或机构故障造成保护拒动或误动。因此必须按照规定的周期定期地对配电装置进行巡视和检查。

对于有人值班的工业企业变配电站，每班至少应巡视检查 1 次。无人值班的变配电站，每星期内白天和夜间各巡视 1 次。巡视检查工作应有高峰负荷时进行。遇有大风、暴雨、霜、冰、雪、雾等恶劣天气或配电装置发生故障后，还应进行特殊巡视。运行经验证

明,认真进行配电装置的巡视检查工作,能及时发现设备运行中的缺陷和不正常现象。对所发现的缺陷及时处理后,能减少事故的发生,提高了供电的可靠性。

下面介绍工业企业中常用的几种开关柜的使用、检查和维护项目。

一、固定式高压开关柜的使用和维护

固定式高压开关柜在安装、检修后或投入运行前应进行各项检查和试验,试验项目应根据有关试验规程规定进行,检查项目如下:

1. 检查绝缘子、绝缘套管、穿墙套管等绝缘是否清洁,有无破损裂纹及放电痕迹。
2. 检查母线连接处接触是否良好,以及支架是否紧固。
3. 检查断路器和隔离开关的机械联锁是否灵活可靠。如采用电磁联锁装置,则需通电检查电磁锁动作是否灵活,开闭是否准确。
4. 检查断路器和隔离开关的各部分:①触点接触是否良好;②各相接触的先后是否符合要求;③传动装置内电磁铁在规定电压范围内的动作情况;④合分闸回路的绝缘电阻;⑤合分闸时间及刚分刚合速度是否符合规定。

固定式高压开关柜在运行中巡视检查的项目如下:

1. 母线和各连接点是否有过热现象,示温蜡片是否熔化;
2. 注油设备的油位是否正常,油色是否变深,有无渗漏油现象;
3. 开关柜中各电气元件在运行中是否有异常气味和声响;
4. 仪表、信号、指示灯等指示是否正确,继电保护压板位置是否正确;
5. 继电器及直流设备运行是否良好;
6. 接地和接零装置的连接线有无松脱和断线;
7. 高低压配电室的通风、照明及安全防火装置是否正确。

二、手车式高压开关柜的使用和维护

手车式高压开关柜运行一段时间后,应进行定期的清扫和检查,清扫后的检查项目如下:

1. 小车在柜外时,用手将二次触点来回推动,触点的移动应灵活。
2. 将推进机构上的锁扣向前推动,解除闭锁,提起操作杆,即可将小车推入柜内,固定在工作位置,此时要求:

(1) 锁扣装置应正确地扣住推进机构的操作杆。

(2) 一次隔离触点的中心线应同水平和垂直中心线相重合,动、静触点的底面间隙为 $5 \pm 3\text{mm}$,如图 3-8-14 所示。并应检查同类小车的互换性。

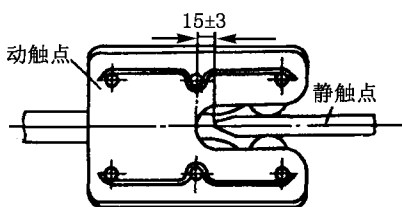


图 3-8-14 一次隔离触点示意图

(3) 测量一次隔离触点的接触电阻，应不大于 $100\mu\Omega$ 。在使用中，如果接触电阻与安装时测定的数值相比较，大于 20% 时应立即进行检修。每当断路器短路跳闸后，也必须对隔离触点进行检查和检修。

(4) 用操作棒将断路器合闸，使堆进机构的操作杆向上提起，应先使断路器跳闸，然后再移动小车，如达不到这个操作程序，应将机构进行调整。

(5) 接地触点的表面应清洁，接触电阻不应大于 $1000\mu\Omega$ 。

3. 当断路器检修后需要进行试验时，先把小车推到工作位置固定，使二次隔离触点完全闭合，然后再从工作位置退到试验位置。当试验位置固定以后，即可对断路器进行试验。

三、固定式低压开关柜的使用和维护

1. 安装在柜内的电器设备，应能方便地拆装更换，而不影响其它回路的电器元件正常使用；

2. 开关操作机构动作应灵活，辅助触点分合应正确可靠；

3. 所有电器元件及各附件均应固定在骨架或支持件上；

4. 不同金属母线或母线与接线端子连接时，在结构上应采取防电化腐蚀措施，并使母线受压后不致变形；

5. 固定式低压开关柜一次回路及其电器元件的绝缘应能承受 $1\text{min}2\text{kV}$ 的试验电压，二次回路接线及全部电器元件的绝缘应能承受 $1\text{min}1\text{kV}$ 的工频试验电压，而均无击穿或闪络现象。

四、抽屉式低压开关柜的使用和维护

抽屉式开关柜除应满足上述对低压开关柜使用中的要求外，还应满足以下几点：

1. 应保证同类低压配电柜的抽屉能够互换；

2. 抽屉的推进与抽出灵活轻便，无卡阻碰撞现象；

3. 可动触点与固定触点的中心线应一致，触点的接触应紧密，并保证有足够的接触压力；

4. 抽屉与柜体间应有良好的接地触点装置，并且其接触电阻应不大于 $1000\mu\Omega$ 。

第九章 相关标准规范

中华人民共和国国家标准

电气装置安装工程

高压电器施工及验收规范

GBJ 147—90

主编部门 :中华人民共和国原水利电力部

批准部门 :中华人民共和国建设部

施行日期 :1991 年 10 月 1 日

第一章 总 则

第 1.0.1 条 为保证高压电器的施工安装质量 ,促进安装技术的进步 ,确保设备安全运行 ,制订本规范。

第 1.0.2 条 本规范适用于交流 500kV 及以下空气断路器、油断路器、六氟化硫断路器、六氟化硫封闭式组合电器、真空断路器、隔离开关、负荷开关、高压熔断器、电抗器、避雷器及电容器安装工程的施工及验收。

第 1.0.3 条 高压电器的安装应按已批准的设计进行施工。

第 1.0.4 条 设备和器材的运输、保管 ,应符合本规范要求 ,当产品有特殊要求时 ,并应符合产品的要求。

第 1.0.5 条 设备及器材在安装前的保管 ,其保管期限应为 1 年及以下。当需长期

保管时,应符合设备及器材保管的专门规定。

第 1.0.6 条 采用的设备及器材均应符合国家现行技术标准的规定,并应有合格证。设备应有铭牌。

第 1.0.7 条 设备及器材到达现场后,应及时作下列验收检查:

- 一、包装及密封应良好。
- 二、开箱检查清点,规格应符合设计要求,附件、备件应齐全。
- 三、产品的技术文件应齐全。
- 四、按本规范要求作外观检查。

第 1.0.8 条 施工中的安全技术措施,应符合本规范和现行有关安全技术标准及产品的技术文件的规定。对重要工序,尚应事先制定安全技术措施。

第 1.0.9 条 与高压电器安装有关的建筑工程施工,应符合下列要求:

一、与高压电器安装有关的建筑物、构筑物的建筑工程质量,应符合国家现行的建筑工程施工及验收规范中的有关规定。当设备及设计有特殊要求时,尚应符合其要求。

二、设备安装前,建筑工程应具备下列条件:

1. 屋顶、楼板施工完毕,不得渗漏;
2. 室内地面基层施工完毕,并在墙上标出地面标高,在配电室内,设备底座及母线的构架安装后,作好抹光地面的工作,配电室的门窗安装完毕;

3. 预埋件及预留孔符合设计要求,预埋件牢固;

4. 进行装饰时有可能损坏已安装的设备或设备安装后不能再进行装饰的工作应全部结束;

5. 混凝土基础及构支架达到允许安装的强度和刚度,设备支架焊接质量符合要求;

6. 模板、施工设施及杂物清理干净,并有足够的安装用地,施工道路通畅;

7. 高层构架的走道板、栏杆、平台及梯子等齐全牢固;

8. 基坑已回填夯实。

三、设备投入运行前,建筑工程应符合下列要求:

1. 消除构架上的污垢,填补孔洞以及装饰等应结束;

2. 完成二次灌浆和抹面;

3. 保护性网门、栏杆及梯子等齐全;

4. 室外配电装置的场地应平整;

5. 受电后无法进行或影响运行安全的工作施工完毕。

第 1.0.10 条 设备安装用的紧固件,除地脚螺栓外应采用镀锌制品;户外用的紧固件应采用热镀锌制品;电器接线端子用的紧固件应符合现行国家标准《变压器、高压电器和套管的接线端子》的规定。

第 1.0.11 条 高压电器的瓷件质量,应符合现行国家标准《高压绝缘子瓷件技术条

件》和有关电瓷产品技术条件的规定。

第 1.0.12 条 高压电器的施工及验收除按本规范的规定执行外,尚应符合国家现行的有关标准规范的规定。

第二章 空气断路器

第一节 一般规定

第 2.1.1 条 本章适用于额定电压为 3~500kV 的空气断路器。

第 2.1.2 条 空气断路器到达现场后的保管应符合下列要求:

- 一、灭弧室、储气筒等应密封良好;
- 二、环氧玻璃钢导气管、绝缘拉杆等应置于室内保管,不得变形;
- 三、设备及其瓷件应安置稳妥,不得损坏。

第二节 空气断路器的安装

第 2.2.1 条 空气断路器及其附件安装前,应进行下列检查:

- 一、外表应完好,无影响其性能的损伤。
- 二、环氧玻璃钢导气管不得有裂纹、剥落和破损。
- 三、绝缘拉杆表面应清洁无损伤,绝缘应良好,端部连接部件应牢固可靠,弯曲度不超过产品的技术规定。
- 四、瓷套与金属法兰间的粘合应牢固密实,法兰结合面应平整,无外伤或铸造砂眼。
- 五、灭弧室、分合闸阀、启动阀、主阀、中间阀、控制阀和排气阀及触头的传动活塞等应作部分或整体的解体检查,制造厂规定不作解体且具体保证的部件除外。
- 六、均压电容器的检查应符合本规范第十一章的有关规定。
- 七、高强度支柱瓷套外观检查有疑问时,应经探伤试验;不得有裂纹、损伤,并不得修补。

第 2.2.2 条 空气断路器的基础或支架应符合下列要求:

- 一、基础的中心距离及高度的误差不应大于 10mm。
- 二、预留孔或预埋铁板中心线的误差不应大于 10mm,预埋螺栓的中心线的误差不应大于 2mm。

第 2.2.3 条 空气断路器的安装应在无雨雪及无风沙天气下进行,部件的解体检查宜在室内或棚内进行。

第 2.2.4 条 空气断路器部件的解体检查,应符合下列要求:

- 一、启动阀、主阀、中间阀、控制阀、排气阀等阀门系统及灭弧动触头的传动活塞:
 1. 活塞、套筒、弹簧、胀圈等零件应完好、清洁、无锈蚀;滑动工作面涂以产品规定的润滑剂;

2. 橡皮密封垫(圈)应无扭曲、变形、裂纹、毛刺,并应具有良好的弹性,密封垫(圈)应与法兰面或法兰面上的密封槽的尺寸配合;

3. 阀门的排气孔、控制延时用的气孔以及阀门进出气管的承接口应通畅;

4. 阀门的金属法兰面应清洁、平整、无砂眼;

5. 组装时,活塞胀圈的张口应互相错开;活塞运动灵活、无卡阻;弹簧应保持原有的压缩程度。

二、灭弧室的主、辅灭弧触头、并联电阻、均压电容:

1. 触头零件应紧固,灭弧触指弹簧应完整,位置准确,触指上的镀银层应完好;

2. 灭弧室内部应清扫干净,部件的装配尺寸及灭弧动触头传动活塞的行程应符合产品要求,喷口的安装方向正确;

3. 测得的并联电阻、均压电容值应符合产品的规定。

三、传动部件:

1. 转轴应清洁,并涂以适合当地气候的润滑脂;

2. 传动机构系统应动作灵活可靠。

第 2.2.5 条 空气断路器底座的安装,应符合下列要求:

一、底座应安装稳固,三相底座相间距离误差不应大于 5mm。

二、支持瓷套的法兰面应水平;三相联动的空气断路器,其相间瓷套法兰面宜在同一水平面上。

三、储气筒内部应无杂物,并应用压缩空气吹净或吸尘器除净。

第 2.2.6 条 空气断路器的组装,应符合下列要求:

一、瓷件、环氧玻璃钢导气管、绝缘拉杆等应保持清洁干燥。

二、所有部件的安装位置应正确,并保持其应有的水平或垂直位置;拉紧绝缘子的紧度适当。

三、连接瓷套法兰所用的橡皮密封垫(圈)不应有变形、开裂或老化龟裂,并应与密封槽尺寸相配合,橡皮密封垫(圈)的压缩量不宜超过其厚度的 1/3 或按产品的技术规定执行。

四、灭弧室外接端子应光洁,连接用软导线不应有断股。

五、空气断路器与其传动部分的连接应可靠,防松螺母应拧紧,转轴应涂以适合当地气候的润滑脂。

六、气管与部件的连接,应使铜管的胀口与接头配合严密,胀口不应有裂纹,管子内部应洁净。

第 2.2.7 条 控制柜、分相控制箱应封闭良好,加热装置应完好。

第三节 调整

第 2.3.1 条 空气断路器的调整及操动试验,应符合下列规定:

一、各项调整数据应符合产品要求,阀门系统功能良好,传动机构及缓冲器应动作灵活,无卡阻。

二、充气时应逐段增高压力,并在各段气压下进行密封检查。升到最高工作气压时,阀体、瓷套法兰、连接接头处应无漏气。

三、调试完毕后,应进行整组空气断路器的漏气量检查,漏气量应符合产品的技术规定。

第 2.3.2 条 空气断路器的调整,应包括下列内容:

一、分、合闸及自动重合闸的最低动作气压及零气压闭锁。

二、分、合闸及自动重合闸时的气压降。

三、分、合闸及自动重合闸时的动作时间。

调整结果应符合产品的技术规定。

注:调整过程中,应同时检查控制及通风干燥等低气压系统,气路应通畅。

第 2.3.3 条 空气断路器的辅助开关接点应动作准确,接触良好,并应与空气断路器的分、合闸和自动重合闸的动作可靠地配合,接点断开后的间隙应符合产品的技术规定。

第 2.3.4 条 分、合闸位置指示器应动作灵活可靠,指示正确。

第四节 工程交接验收

第 2.4.1 条 在验收时,应进行下列检查:

一、空气断路器各部分应完整,外壳应清洁,动作性能符合规定。

二、基础及支架应稳固,气动操作时,空气断路器不应有剧烈振动。

三、油漆应完整,相色正确,接地良好。

第 2.4.2 条 在验收时,应提交下列资料 and 文件:

一、变更设计的证明文件。

二、制造厂提供的产品说明书、试验记录、合格证件及安装图纸等技术文件。

三、安装技术记录。

四、调整试验记录。

五、备品、备件及专用工具清单。

第三章 油断路器

第一节 一般规定

第 3.1.1 条 本章适用于额定电压为 3 ~ 330kV 的油断路器。

第 3.1.2 条 油断路器在运输吊装过程中不得倒置、碰撞或受到剧烈振动。多油断路器运输时应处于合闸状态。

第3.1.3条 油断路器运到现场后的检查,应符合下列要求:

一、断路器的所有部件、备件及专用工器具应齐全,无锈蚀或机械损伤,瓷铁件应粘合牢固。

二、绝缘部件不应变形、受潮。

三、油箱焊缝不应渗油,外部油漆应完整。

四、充油运输的部件不应渗油。

第3.1.4条 油断路器到达现场后的保管,应符合下列要求:

一、断路器的部件及备件应按其不同保管要求置于室内或室外平整、无积水的场地。

二、断路器的绝缘部件应放置干燥通风的室内,绝缘拉杆应妥善放置。

三、少油断路器的灭弧室内应充满合格的绝缘油,多油断路器存放时应处于合闸状态。

四、断路器的提升装置的钢丝绳等,应有防锈措施。

第二节 油断路器的安装与调整

第3.2.1条 油断路器的基础应符合下列要求:

一、基础的中心距离及高度的误差不应大于10mm。

二、预留孔或预埋铁板中心线的误差不应大于10mm。

三、预埋螺栓中心线的误差不应大于2mm。

第3.2.2条 油断路器的组装应符合下列要求:

一、断路器应安装垂直,并固定牢靠,底座或支架与基础的垫片不宜超过三片,其总厚度不应大于10mm,各片间应焊接牢固。

二、按产品的部件编号进行组装,不得混装。

三、同相各支持瓷套的法兰面宜在同一水平面上,各支柱中心线间距离的误差不应大于5mm;三相联动的油断路器,其相间支持瓷套法兰面宜在同一水平面上,三相底座或油箱中心线的误差不应大于5mm。

四、三相联动或同相各柱之间的连杆,其拐臂应在同一水平面上,拐臂角度应一致,并使连杆与机构工作缸的活塞杆在同一中心线上,连杆拧入深度应符合产品的技术规范,防松螺母应拧紧。

五、支持瓷套内部应清洁,卡固弹簧应穿到底,法兰密封垫应完好,安放位置正确且紧固均匀。

六、工作缸或定向三角架应固定牢固,工作缸的活塞杆表面应洁净,并有防雨、防尘罩。

七、定位连杆应固定牢固,受力均匀。

第3.2.3条 油断路器的灭弧室应作解体检查和清理,复原时应安装正确。制造厂规定不作解体且有具体保证的10kV油断路器,可进行抽查。

第 3.2.4 条 油断路器的导电部分 ,应符合下列要求 :

一、触头的表面应清洁 ,镀银部分不得锉磨 ;触头上的铜钨合金不得有裂纹、脱焊或松动。

二、触头的中心应对准 ,分、合闸过程中无卡阻现象 ;同相各触头的弹簧压力应均匀一致 ,合闸时触头接触紧密。

三、导电部分的编织铜线或可挠软铜片不应断裂 ,铜片间无锈蚀 ,固定螺栓应齐全紧固。

四、接线端子的紧固件应符合现行国家标准《电气装置安装工程母线装置施工及验收规范》的有关规定。

第 3.2.5 条 弹簧缓冲器或油缓冲器应清洁、固定牢靠、动作灵活、无卡阻回跳现象 ,缓冲作用良好 ;油缓冲器注入油的规格及油位应符合产品的技术要求。

第 3.2.6 条 油标的油位指示应正确、清晰。

第 3.2.7 条 油断路器和操动机构连接时 ,其支撑应牢固 ,且受力均匀 ;机构应动作灵活 ,无卡阻现象。

第 3.2.8 条 油气分离装置及排气管内部应清洁 ,固定应牢靠 ;油气分离装置内的瓷球应放满 ,排气管的排出端应有罩盖 ,排气管的长度及弯头数量应符合规定 ;排气管口排出端的位置应使其在排气时不致喷射到附近的设备上 ;相间绝缘隔板应安装垂直牢固。

第 3.2.9 条 手车式少油断路器的安装 ,除应符合本章有关规定外 ,尚应符合下列要求 :

一、轨道应水平、平行 ,轨距应与手车轮距相配合 ,接地可靠 ,手车应能灵活轻便地推入或拉出 ,同型产品应具有互换性。

二、制动装置应可靠且拆卸方便。

三、手车操动时应灵活、轻巧。

四、隔离静触头的安装位置准确 ,安装中心线应与触头中心线一致 ,接触良好 ,其接触行程和超行程应符合产品的技术规定。

五、工作和试验位置的定位应准确可靠。

六、电气和机械联锁装置应动作准确可靠。

第 3.2.10 条 油断路器安装调整时 ,应配合进行以下各项检查 ,检查结果应符合产品的技术规定 :

一、电动合闸后 ,用样板检查油断路器传动机构中间轴与样板的间隙。

二、合闸后 ,传动机构杠杆与止钉间的间隙。

三、行程、超行程、相间和同相各断口间接触的同期性。

第 3.2.11 条 油断路器调整结束后注油前 ,应进行下列各项检查 :

一、油断路器及其传动装置的所有连接部位应连接牢固,机构无变形,锁片锁牢,防松螺母拧紧,闭口销张开。

二、具有压油活塞的油断路器,其压油活塞的尾部螺钉必须拧紧。

三、油断路器内部不得遗留任何杂物,顶盖及检查孔应密封良好。

四、多油断路器的油箱升降机构及钢丝绳等应完好,升降机构应操作灵活。

第 3.2.12 条 油断路器和操动机构的联合动作应符合下列要求:

一、在快速分、合闸前,必须先进行慢分、合的操作;

二、在慢分、合过程中,应运动缓慢、平稳,不得有卡阻、滞留现象;

三、产品规定无油严禁快速分、合闸的油断路器,必须充油后才能进行快速分、合闸操作;

四、机械指示器的分、合闸位置应符合油断路器的实际分、合闸状态。

第 3.2.13 条 多油断路器内部需要干燥时,应将其处于合闸状态,并将拉杆的防松螺帽拧紧。干燥过程中,升温及冷却宜以低于每小时 10°C 的速度均匀变化,干燥最高温度不宜超过 85°C ;干燥结束后,应再次检查,绝缘应无脆裂变形,套管应无渗胶,螺栓应紧固。

第 3.2.14 条 油箱及内部绝缘部件应采用合格的绝缘油冲洗干净,并注油至规定油位,所有密封处应无渗油现象,并应抽取油样作耐压试验。

第三节 工程交接验收

第 3.3.1 条 在验收时,应进行下列检查:

一、断路器应固定牢靠,外表清洁完整。

二、电气连接应可靠且接触良好。

三、断路器应无渗油现象,油位正常。

四、断路器及其操动机构的联动应正常,无卡阻现象;分、合闸指示正确;调试操作时,辅助开关动作应准确可靠,接点无电弧烧损。

五、瓷套应完整无损,表面清洁。

六、油漆应完整,相色标志正确,接地良好。

第 3.3.2 条 在验收时应提交下列资料 and 文件:

一、变更设计的证明文件。

二、制造厂提供的产品说明书、试验记录、合格证件及安装图纸等技术文件。

三、安装技术记录。

四、调整试验记录。

五、备品、备件及专用工具清单。

第四章 六氟化硫断路器

第一节 一般规定

第 4.1.1 条 本章适用于 3~500kV 支柱式和罐式的六氟化硫断路器。

第 4.1.2 条 六氟化硫断路器在运输和装卸过程中,不得倒置、碰撞或受到剧烈振动,制造厂有特殊规定标记的,应按制造厂的规定装运。

第 4.1.3 条 六氟化硫断路器到达现场后的检查应符合下列要求:

- 一、开箱前检查包装应无残损。
- 二、设备的零件、备件及专用工器具应齐全、无锈蚀和损伤变形。
- 三、绝缘件应无变形、受潮、裂纹和剥落。
- 四、瓷件表面应光滑、无裂纹和缺损,铸件应无砂眼。
- 五、充有六氟化硫等气体的部件,其压力值应符合产品的技术规定。
- 六、出厂证件及技术资料应齐全。

第 4.1.4 条 六氟化硫断路器到达现场后的保管应符合下列要求:

- 一、设备应按原包装放置于平整、无积水、无腐蚀性气体的场地,并按编号分组保管;在室外应垫上枕木并加盖篷布遮盖。
- 二、充有六氟化硫等气体的灭弧室和罐体及绝缘支柱,应定期检查其预充压力值,并做好记录;有异常时应及时采取措施。
- 三、绝缘部件、专用材料、专用小型工器具及备品、备件等应置于干燥的室内保管。
- 四、瓷件应妥善安置,不得倾倒、互相碰撞或遭受外界的危害。

第二节 六氟化硫断路器的安装与调整

第 4.2.1 条 六氟化硫断路器的基础或支架,应符合下列要求:

- 一、基础的中心距离及高度的误差不应大于 10mm。
- 二、预留孔或预埋铁板中心线的误差不应大于 10mm。
- 三、预埋螺栓中心线的误差不应大于 2mm。

第 4.2.2 条 六氟化硫断路器安装前应进行下列检查:

- 一、断路器零部件应齐全、清洁、完好。
- 二、灭弧室或罐体和绝缘支柱内预充的六氟化硫等气体的压力值和六氟化硫气体的含水量应符合产品技术要求。
- 三、均压电容、合闸电阻值应符合制造厂的规定。
- 四、绝缘部件表面应无裂缝、无剥落或破损,绝缘应良好,绝缘拉杆端部连接部件应牢固可靠。
- 五、瓷套表面应光滑无裂纹、缺损,外观检查有疑问时应探伤检验,瓷套与法兰的接

合面粘合应牢固,法兰结合面应平整、无外伤和铸造砂眼。

六、传动机构零件应齐全,轴承光滑无刺,铸件无裂纹或焊接不良。

七、组装用的螺栓、密封垫、密封脂、清洁剂和润滑脂等的规格必须符合产品的技术规定。

八、密度断路器和压力表应经检验。

第4.2.3条 六氟化硫断路器的安装,应在无风沙、无雨雪的天气下进行;灭弧室检查组装时,空气相对湿度应小于80%,并采取防尘、防潮措施。

第4.2.4条 六氟化硫断路器不应在现场解体检查,当有缺陷必须在现场解体时,应经制造厂同意,并在厂方人员指导下进行。

第4.2.5条 六氟化硫断路器的组装,应符合下列要求:

一、按制造厂的部件编号和规定顺序进行组装,不可混装。

二、断路器的固定应牢固可靠,支架或底架与基础的垫片不宜超过三片,其总厚度不应大于10mm,各片间应焊接牢固。

三、同相各支柱瓷套的法兰面宜在同一水平面上,各支柱中心线间距离的误差不应大于5mm,相间中心距离的误差不应大于5mm。

四、所有部件的安装位置正确,并按制造厂规定要求保持其应有的水平或垂直位置。

五、密封槽面应清洁,无划伤痕迹;已用过的密封垫(圈)不得使用,涂密封脂时,不得使其流入密封垫(圈)内侧而与六氟化硫气体接触。

六、应按产品的技术规定更换吸附剂。

七、应按产品的技术规定选用吊装器具、吊点及吊装程序。

八、密封部位的螺栓应使用力矩扳手紧固,其力矩值应符合产品的技术规定。

第4.2.6条 设备接线端子的接触表面应平整、清洁、无氧化膜,并除以薄层电力复合脂,镀银部分不得挫磨,载流部分的可挠连接不得有折损、表面凹陷及锈蚀。

第4.2.7条 断路器调整后的各项动作参数,应符合产品的技术规定。

第4.2.8条 六氟化硫断路器和操动机构的联合动作,应符合下列要求:

一、在联合动作前,断路器内必须充有额定压力的六氟化硫气体。

二、位置指示器动作应正确可靠,其分、合位置应符合断路器的实际分、合状态。

三、具有慢分、慢合装置者,在进行快速分、合闸前,必须先进行慢分、慢合操作。

第三节 六氟化硫气体管理及充注

第4.3.1条 六氟化硫气体的管理及充注,应符合本规范第五章第三节的规定。

第四节 工程交接验收

第4.4.1条 在验收时,应进行下列检查:

一、断路器应固定牢靠,外表清洁完整,动作性能符合规定。

二、电气连接应可靠且接触良好。

三断路器及其操动机构的联动应正常,无卡阻现象;分、合闸指示正确;辅助开关动作正确可靠。

四、密度断路器的报警、闭锁定值应符合规定;电气回路传动正确。

五、六氟化硫气体压力、泄漏率和含水量应符合规定。

六、油漆应完整,相色标志正确,接地良好。

第 4.4.2 条 在验收时应提交下列资料 and 文件:

一、变更设计的证明文件。

二、制造厂提供的产品说明书、试验记录、合格证件及安装图纸等技术文件。

三、安装技术记录。

四、调整试验记录。

五、备品、备件、专用工具及测试仪器清单。

第五章 六氟化硫封闭式组合电器

第一节 一般规定

第 5.1.1 条 本章适用于额定电压为 35 ~ 500kV 的六氟化硫封闭式组合电器。

第 5.1.2 条 封闭式组合电器在运输和装卸过程中不得倒置、倾翻、碰撞和受到剧烈的振动。制造厂有特殊规定标记的,应按制造厂的规定装运。

第 5.1.3 条 封闭式组合电器运到现场后的检查应符合下列要求:

一、包装应无残损。

二、所有元件、附件、备件及专用工器具应齐全,无损伤变形及锈蚀。

三、瓷件及绝缘件应无裂纹及破损。

四、充有六氟化硫等气体的运输单元或部件,其压力值应符合产品的技术规定。

五、出厂证件及技术资料应齐全。

第 5.1.4 条 封闭式组合电器运到现场后的保管应符合下列要求:

一、封闭式组合电器应按原包装置于平整、无积水、无腐蚀性气体的场地并垫上枕木,在室外加篷布遮盖。

二、封闭式组合电器的附件、备件、专用工器具及设备专用材料应置于干燥的室内。

三、瓷件应安放妥当,不得倾倒、碰撞。

四、充有六氟化硫等气体的运输单元,应按产品技术规定检查压力值,并做好记录,有异常情况时应及时采取措施。

五、当保管期超过产品规定时,应按产品技术要求进行处理。

第二节 安装与调整

第 5.1.5 条 封闭式组合电器元件装配前,应进行下列检查:

- 一、组合电器元件的所有部件应完整无损。
- 二、瓷件应无裂纹 绝缘件应无受潮、变形、剥落及破损。
- 三、组合电器元件的接线端子、插接件及载流部分应光洁 无锈蚀现象。
- 四、各分隔气室气体的压力值和含水量应符合产品的技术规定。
- 五、各元件的紧固螺栓应齐全、无松动。
- 六、各连接件、附件及装置性材料的材质、规格及数量应符合产品的技术规定。
- 七、支架及接地引线应无锈蚀或损伤。
- 八、密度继电器和压力表应经检验合格。
- 九、母线和母线筒内壁应平整无毛刺。
- 十、防爆膜应完好。

第 5.2.2 条 封闭式组合电器基础及预埋槽钢的水平误差 , 不应超过产品的技术规定。

第 5.2.3 条 封闭厂已装配好的各电器元件在现场组装时 , 不应解体检查 ; 如有缺陷必须在现场解体时 , 应经制造厂同意 , 并在厂方人员指导下进行。

第 5.2.4 条 组合电器元件的装配 , 应符合下列要求 :

一、装配工作应在无风沙、无雨雪、空气相对湿度小于 80% 的条件下进行 , 并采取防尘、防潮措施。

二、应按制造厂的编号和规定的程序进行装配 , 不得混装。

三、使用的清洁剂、润滑剂、密封脂和擦拭材料必须符合产品的技术规定。

四、密封槽面应清洁、无划伤痕迹 ; 已用过的密封垫(圈)不得使用 ; 涂密封脂时 , 不得使其流入密封垫(圈)内侧面与六氟化硫气体接触。

五、盆式绝缘子应清洁、完好。

六、应按产品的技术规定选用吊装器具及吊点。

七、连接插件的触头中心应对准插口 , 不得卡阻 ; 插入深度应符合产品的技术规定。

八、所有螺栓的紧固均应使用力矩扳手 , 其力矩值应符合产品的技术规定。

九、应按产品的技术规定更换吸附剂。

注 : 有关电器设备的安装要求尚应符合本规范有关章节的规定。

第 5.2.5 条 设备接线端子的接触表面应平整、清洁、无氧化膜 , 并涂以薄层电力复合脂 ; 镀银部分不得挫磨 ; 载流部分其表面应无凹陷及毛刺 ; 连接螺栓应齐全、紧固。

第三节 六氟化硫气体管理及充注

第 5.3.1 条 六氟化硫气体的技术条件 , 应符合表 5.3.1 的规定。

第 5.3.2 条 新六氟化硫气体应具有出厂试验报告及合格证件。运到现场后 , 每瓶应作含水量检验 ; 有条件时 , 应进行抽样作全分析。

第 5.3.3 条 六氟化硫气瓶的搬运和保管 , 应符合下列要求 :

一、六氟化硫气瓶的安全帽、防震圈应齐全,安全帽应拧紧,搬运时应轻装轻卸,严禁抛掷溜放。

二、气瓶应存放在防晒、防潮和通风良好的场所;不得靠近热源和油污的地方,严禁水分和油污粘在阀门上。

三、六氟化硫气瓶与其它气瓶不得混放。

表 5-3-1 六氟化硫气体的技术条件

名 称	指 标
空 气(N ₂ + O ₂)	≤0.05%
四氯化碳	≤0.05%
水 分	≤8ppm
酸 度(以 HF 计)	≤0.3ppm
可水解氟化物(以 HF 计)	≤1.0ppm
矿物油	≤10ppm
纯 度	≥99.8%
生物毒性试验	无 毒

注:表中指标为重量比值。

第 5.3.4 条 六氟化硫气体的充注应符合下列要求:

一、充注前,充气设备及管路应洁净、无水分、无油污,管路连接部分应无渗漏。

二、气体充入前应按产品的技术规定对设备内部进行真空处理;抽真空时,应防止真空泵突然停止或因误操作而引起倒灌事故。

三、当气室已充有六氟化硫气体,且含水量检验合格时,可直接补气。

第 5.3.5 条 设备内六氟化硫气体的含水量和漏气率应符合现行国家标准《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》的规定。

第四节 工程交接验收

第 5.4.1 条 在验收时,应进行下列检查:

一、组合电器应安装牢靠,外表清洁完整,动作性能符合产品的技术规定。

二、电器连接应可靠,且接触良好。

三、组合电器及其传动机构的联动应正常,无卡阻现象;分、合闸指示正确;辅助开关及电气闭锁应动作正确可靠。

四、支架及接地引线应无锈蚀和损伤,接地应良好。

五、密度断路器的报警、闭锁定值应符合规定,电气回路传动正确。

六、六氟化硫气体漏气率和含水量应符合规定。

七、油漆应完整,相色标志正确。

第 5.4.2 条 在验收时应提交下列资料和文件:

- 一、变更设计的证明文件。
- 二、制造厂提供的产品说明书、试验记录、合格证件及安装图纸等技术文件。
- 三、安装技术记录。
- 四、调整试验记录。
- 五、备品、备件、专用工具及测试仪器清单。

第六章 真空断路器

第一节 一般规定

第 6.1.1 条 本章适用于额定电压为 3 ~ 35kV 的户内式真空断路器。

第 6.1.2 条 真空断路器在运输、装卸过程中,不得倒置和遭受雨淋,不得受到强烈振动和碰撞。

第 6.1.3 条 真空断路器运到现场后的检查,应符合下列要求:

- 一、开箱前包装应完好。
- 二、断路器的所有部件及备件应齐全,无锈蚀或机械损伤。
- 三、灭弧室、瓷套与铁件间应粘合牢固,无裂纹及破损。
- 四、绝缘部件不应变形、受潮。
- 五、断路器的支架焊接应良好,外部油漆完整。

第 6.1.4 条 真空断路器到达现场后的保管,应符合下列要求:

- 一、断路器应存放在通风、干燥及没有腐蚀性气体的室内。
- 二、断路器存放时不得倒置,开箱保管时不得重叠放置。
- 三、开箱后应进行灭弧室真空度检测。
- 四、断路器若长期保存,应每 6 个月检查一次,在金属零件表面及导电接触面应涂一层防锈油脂,用清洁的油纸包好绝缘件。

第二节 真空断路器的安装与调整

第 6.2.1 条 真空断路器的安装与调整,应符合下列要求:

- 一、安装应垂直,固定应牢靠,相间支持瓷件在同一水平面上。
- 二、三相联动连杆的拐臂应在同一水平面上,拐臂角度一致。
- 三、安装完毕后,应先进行手动缓慢分、合闸操作,无不良现象时方可进行电动分、合闸操作。
- 四、真空断路器的行程、压缩行程及三相同期性,应符合产品的技术规定。

第 6.2.2 条 真空断路器的导电部分,应符合下列要求:

- 一、导电部分的可挠铜片不应断裂,铜片间无锈蚀,固定螺栓应齐全紧固。
- 二、导电杆表面应洁净,导电杆与导电夹应接触紧密。

三、导电回路接触电阻值应符合产品的技术要求。

四、电器接线端子的螺栓搭接面及螺栓的紧固要求,应符合现行国家标准《电气装置安装工程母线装置施工及验收规范》的规定。

第三节 工程交接验收

第 6.3.1 条 在验收时,应进行下列检查:

一、真空断路器应固定牢靠,外表清洁完整。

二、电气连接应可靠且接触良好。

三、真空断路器与其操动机构的联动应正常,无卡阻;分、合闸指示正确;辅助开关动作应准确可靠,接点无电弧烧损。

四、灭弧室的真空度应符合产品的技术规定。

五、并联电阻、电容值应符合产品的技术规定。

六、绝缘部件、瓷件应完整无损。

七、油漆应完整、相色标志正确,接地良好。

第 6.3.2 条 在验收时,应提交下列资料 and 文件:

一、变更设计的证明文件。

二、制造厂提供的产品说明书、试验记录、合格证件及安装图纸等技术文件。

三、安装技术记录。

四、调整试验记录。

五、备品、备件清单。

第七章 断路器的操动机构

第一节 一般规定

第 7.1.1 条 本章适用于与额定电压为 3~500kV 断路器配合使用的气动机构、液压机构、电磁机构和弹簧机构。

第 7.1.2 条 操动机构在运输和装卸过程中,不得倒置、碰撞或受到剧烈的震动。

第 7.1.3 条 操动机构运到现场后的检查,应符合下列要求:

一、操动机构的所有零部件、附件及备件应齐全。

二、操动机构的零部件、附件应无锈蚀、受损及受潮等现象。

三、充油、充气部件应无渗漏。

第 7.1.4 条 操动机构运到现场后的保管,应符合下列要求:

一、操动机构应按其用途置于室内或室外保管。

二、空气压缩机、阀门等应置于室内保管。

三、控制箱或机构箱应妥善保管,不得受潮。

四、保管时,应对操动机构的金属转动摩擦部件进行检查,并采取防锈措施。

第二节 操动机构的安装

第 7.2.1 条 操动机构的安装,应符合下列要求:

一、操动机构固定应牢靠,底座或支架与基础间的垫片不宜超过 3 片,总厚度不应超过 20mm,并与断路器底座标高相配合,各片间应焊牢。

二、操动机构的零部件应齐全,各转动部分应涂以适合当地气候条件的润滑脂。

三、电动机转向应正确。

四、各种接触器、继电器、微动开关、压力开关和辅助开关的动作应准确可靠,接点应接触良好,无烧损或锈蚀。

五、分、合闸线圈的铁芯应动作灵活,无卡阻。

六、加热装置的绝缘及控制元件的绝缘应良好。

第三节 气动机构

第 7.3.1 条 气动机构的安装除符合本章第二节要求外,尚应符合本节的要求。

第 7.3.2 条 空气压缩机安装时,应经检查并符合下列要求:

一、空气过滤器应清洁无堵塞,吸气阀和排气阀完好,阀片方向不应装反,阀片与阀座接触面的密封应严密。

二、气缸内壁应清洁,无局部磨损的痕迹,气缸盖衬垫应完整严密,气缸的活塞、弹簧胀圈应完整无损,活塞运动过程中胀圈与缸壁贴合应紧密。

三、曲轴与轴瓦应固定良好,销子的位置恰当。

四、冷却器、风扇叶片和电动机、皮带轮等所有附件应清洁并安装牢固,运转时不应产生振动而松脱。

五、气缸内油面应在标线位置。

六、气缸用的润滑油应符合产品的技术要求,气缸油的加温装置应完好。

七、自动排污装置应动作正确,污物应引到室外,不应排在电缆沟内。

八、空气压缩机组的安装应符合国家现行标准《机械设备安装工程施工及验收规范》中的有关要求,空气压缩机组电动机的安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程旋转电机施工及验收规范》中电动机章的有关规定。

第 7.3.3 条 空气压缩机的连接运行时间与最高运行温度不得超过产品的技术规定。

第 7.3.4 条 空气压缩机组的控制柜及保护柜的安装,应符合下列要求:

一、所有的压力表应经检验合格,压力表的电接点动作正确可靠。

二、柜内配气管应清洁、通畅无堵塞,其布置不应妨碍表计、继电器及其它部件的检修和调试。

三、控制和信号回路应正确,并应符合现行国家标准《电气装置安装工程盘、柜及二次回路结线施工及验收规范》的有关规定。

第 7.3.5 条 储气罐、气水分离器及截止阀、逆止阀、安全阀和排污阀等,应清洁、无锈蚀;减压阀、安全阀应经检验,阀门动作应灵活、准确可靠;其安装位置应便于操作。

第 7.3.6 条 储气罐等压力容器应符合国家现行有关压力容器承压试验标准;配气管安装后,应进行承压检查;压力为 1.25 倍额定压力的气压,承压时间为 5min。

第 7.3.7 条 空气管路的材料性能、管径、壁厚应符合设计要求,并具有强度检验证明。

第 7.3.8 条 空气管道的敷设,应符合下列规定:

一、管子内部应清洁、无锈蚀。

二、敷管时走径宜短,接头宜少,排管的接头应错开。

三、管道的连接宜采用焊接,焊口应牢固严密;采用法兰螺栓连接时,法兰端面应与管子中心线垂直,法兰的接触面应平整,不得有砂眼、毛刺、裂纹等缺陷;管道与设备间应用法兰或连接器连接,不得焊死。

四、空气管道应固定牢固,其固定卡子间的距离不应大于 2m;空气管道在穿过墙壁或地板时,应通过明孔或另加金属保护管。

五、设计无规定时,管道应在顺排水方向具有不小于 3‰的排水坡度;管子的弯曲半径应符合选用管材的要求。

六、管子的伸缩弯头宜平放或稍高于管道敷设平面,不宜积水。

第 7.3.9 条 全部空气管道系统应以额定气压进行漏气量的检查,在 24h 内压降不得超过 10%。

第 7.3.10 条 空气压缩机、储气罐及阀门等部件应分别加以编号。阀门的操作手柄应标以开、闭方向。连接阀门的管子上应标以正常工作时的气流方向。

空气管道应按其不同压力涂以不同颜色的油漆。

第四节 液压机构

第 7.4.1 条 液压机构的安装,除应符合本章第二节规定外,尚应符合下列要求:

一、油箱内部应洁净,液压油的标号应符合产品的技术规定,液压油应洁净无杂质,油位指示应正常。

二、连接管路应清洁,连接处应密封良好,且牢固可靠。

三、补充的氮气及其预充压力应符合产品的技术规定。

四、液压回路在额定油压时,外观检查应无渗油。

五、机构在慢分、合时,工作缸活塞杆的运动应无卡阻和跳动现象,其行程应符合产品的技术规定。

六、微动开关、接触器的动作应准确可靠,接触良好;电接点压力表、安全阀应校验合

格,压力释放阀动作应可靠,关闭严密;联动闭锁压力值应按产品的技术规定予以整定。

七、防失压慢分装置应可靠。

第五节 电磁机构

第 7.5.1 条 电磁机构的安装,除应符合本章第二节的规定外,尚应符合下列要求:

一、辅助开关动作应准确、可靠,接触良好;

二、机构合闸至顶点时,支持板与合闸滚轮间应保持一定间隙,且符合产品的技术规定:

三、分闸制动板应可靠地扣入,脱扣锁钩与底板轴间应保持一定的间隙,且符合产品的技术规定。

第六节 弹簧机构

第 7.6.1 条 弹簧机构的安装,除应符合本章第二节规定外,尚应符合下列要求:

一、合闸弹簧储能完毕后,辅助开关应即将电动机电源切除;合闸完毕,辅助开关应将电动机电源接通。

二、合闸弹簧储能后,牵引杆的下端或凸轮应与合闸锁可靠地锁住。

三、分、合闸闭锁装置动作应灵活,复位应准确而迅速,并应扣合可靠。

四、机构合闸后,应能可靠地保持在合闸位置。

五、弹簧机构缓冲器的行程,应符合产品的技术规定。

第 7.6.2 条 弹簧机构在调整时应符合下列规定:

一、严禁将机构“空合闸”;

二、合闸弹簧储能时,牵引杆的位置不得超过死点;

三、棘轮转动时,不得提起或放下撑牙;

四、当手动慢合闸时需要用螺钉将撑牙支起的操动机构,手动慢合闸结束后应将此支撑螺钉拆除。

第七节 工程交接验收

第 7.7.1 条 在验收时,应进行下列检查:

一、操动机构应固定牢靠,外表清洁完整。

二、电气连接应可靠且接触良好。

三、液压系统应无渗油,油位正常;空气系统应无漏气;安全阀、减压阀等应动作可靠;压力表应指示正确。

四、操动机构与断路器的联动应正常,无卡阻现象;分、合闸指示正确;压力开关、辅助开关动作应准确可靠,接点无电弧烧损。

五、操动机构箱的密封垫应完整,电缆管口、洞口应予封闭。

六、油漆应完整,接地良好。

第 7.7.2 条 在验收时,应提交下列资料 and 文件:

- 一、变更设计的证明文件。
- 二、制造厂提供的产品说明书、试验记录、合格证件及安装图纸等技术文件。
- 三、安装技术记录。
- 四、调整试验记录。
- 五、备品、备件及专用工具清单。

第八章 隔离开关、负荷开关及高压熔断器

第一节 一般规定

第 8.1.1 条 本章适用于额定电压为 3 ~ 500kV 的隔离开关、负荷开关及高压熔断器。

第 8.1.2 条 隔离开关、负荷开关及高压熔断器运到现场后的检查,应符合下列要求:

- 一、所有的部件、附件、备件应齐全,无损伤应形及锈蚀。
- 二、瓷件应无裂纹及破损。

第 8.1.3 条 隔离开关、负荷开关及高压熔断器运到现场后的保管,应符合下列要求:

- 一、设备应按其不同保管要求置于室内或室外平整、无积水的场地。
- 二、设备及瓷件应安置稳妥,不得倾倒损坏,触头及操动机构的金属传动部件应有防锈措施。

第二节 安装与调整

第 8.2.1 条 隔离开关、负荷开关及高压熔断器安装时的检查,应符合下列要求:

- 一、接线端子及载流部分应清洁,且接触良好,触头镀银层无脱落。
- 二、绝缘子表面应清洁,无裂纹、破损、焊接残留班点等缺陷,瓷铁粘合应牢固。
- 三、隔离开关的底座转动部分应灵活,并应涂以适合当地气候的润滑脂。
- 四、操动机构的零部件应齐全,所有固定连接部件应紧固,转动部分应涂以适合当地气候的润滑脂。

第 8.2.2 条 在室内间隔墙的两面,以共同的双头螺栓安装隔离开关时,应保证其中一组隔离开关拆除时,不影响另一侧隔离开关的固定。

第 8.2.3 条 隔离开关的组装,应符合下列要求:

- 一、隔离开关的相间距离的误差:100kV 及以下不应大于 10mm,100kV 以上不应大于 20mm。相间连杆应在同一水平线上。
- 二、支柱绝缘子应垂直于底座平面(V 型隔离开关除外),且连接牢固,同一绝缘子柱

的各绝缘子中心线应在同一垂直线上 ;同相各绝缘子柱的中心线应在同一垂直平面内。

三、隔离开关的各支柱绝缘子间应连接牢固 ;安装时可用金属垫片校正其水平或垂直偏并 ,使触头相互对准、接触良好 ;其缝隙应用腻子抹平后涂以油漆。

四、均压环(罩)和屏蔽环(罩)应安装牢固、平正。

第 8.2.4 条 传动装置的安装与调整应符合下列要求 :

一、拉杆应校直 ,其与带电部分的距离应符合现行国家标准《电气装置安装工程母线装置施工及验收规范》的有关规定 ;当不符合规定时 ,允许弯曲 ,但应弯成与原杆平行。

二、拉杆的内径应与操动机构轴的直径相配合 ,两者间的间隙不应大于 1mm ,连接部分的销子不应松动。

三、当拉杆损坏或折断可能接触带电部分而引起事故时 ,应加装保护环。

四、延长轴、轴承、联轴器、中间轴轴承及拐臂等传动部件 ,其安装位置应正确 ,固定应牢靠 ;传动齿轮应咬合准确 ,操作轻便灵活。

五、定位螺钉应按产品的技术要求进行调整 ,并加以固定。

六、所有传动部分应涂以适合当地气候条件的润滑脂。

七、接地刀刃转轴上的扭力弹簧或其它拉伸式弹簧应调整到操作力矩最小 ,并加以固定 ,在垂直连杆上涂以黑色油漆。

第 8.2.5 条 操动机构的安装调整 ,应符合下列要求 :

一、操动机构应安装牢固 ,同一轴线上的操动机构安装位置应一致。

二、电动或气动操作前 ,应先进行多次手动分、合闸 ,机构动作应正常。

三、电动机的转向应正确 ,机构的分、合闸指示应与设备的实际分、合闸位置相符。

四、机构动作应平稳 ,无卡阻、冲击等异常情况。

五、限位装置应准确可靠 ,到达规定分、合极限位置时 ,应可靠地切除电源或气源。

六、管路中的管接头、阀门、工作缸等不应有渗、漏现象。

七、机构箱密封垫应完整。

八、气动机构的空气压缩机及空气管路尚应符合本规范第七章的有关规定。

第 8.2.6 条 当拉杆式手动操动机构的手柄位于上部或左端的极限位置 ,或蜗轮蜗杆式机构的手柄位于顺时针方向旋转的极限位置时 ,应是隔离开关或负荷开关的合闸位置 ;反之 ,应是分闸位置。

第 8.2.7 条 隔离开关、负荷开关合闸后 ,触头间的相对位置、备用行程以及分闸状态时触头间的净距或拉开角度 ,应符合产品的技术规定。

第 8.2.8 条 具有引弧触头的隔离开关由分到合时 ,在主动触头接触前 ,引弧触头应先接触 ;从合到分时 ,触头的断开顺序应相反。

第 8.2.9 条 三相联动的隔离开关 ,触头接触时 ,不同期值应符合产品的技术规定。当无规定时 ,应符合表 8.2.9 的规定。

表 8.2.9 三相隔离开关不同期允许值

电 压(kV)	相 差 值(mm)
10 ~ 35	5
63 ~ 110	10
220 ~ 330	20

第 8.2.10 条 隔离开关、负荷开关的导电部分,应符合下列规定:

一、以 0.05mm×10mm 的塞尺检查,对于线接触应塞不进去;对于面接触,其塞入深度在接触表面宽度为 50mm 及以下时,不应超过 4mm;在接触表面宽度为 60mm 及以上时,不应超过 6mm。

二、触头间应接触紧密,两侧的接触压力应均匀,且符合产品的技术规定。

三、触头表面应平整、清洁,并应涂以薄层中性凡士林;载流部分的可挠连接不得有折损,连接应牢固,接触应良好;载流部分表面应无严重的凹陷及锈蚀。

四、设备接线端子应涂以薄层电力复合脂。

第 8.2.11 条 隔离开关的闭锁装置应动作灵活、准确可靠;带有接地刀刃的隔离开关,接地刀刃与主触头间的机械或电气闭锁应准确可靠。

第 8.2.12 条 隔离开关及负荷开关的辅助开关应安装牢固,并动作准确,接触良好,其安装位置应便于检查;装于室外时,应有防雨措施。

第 8.2.13 条 负荷开关的安装及调整,除符合上述有关规定外,尚应符合下列要求:

一、在负荷开关合闸时,主固定触头应可靠地与主刀刃接触;分闸时,三相的灭弧刀片应同时跳离固定灭弧触头。

二、灭弧筒内产生气体的有机绝缘物应完整无裂纹,灭弧触头与灭弧筒的间隙应符合要求。

三、负荷开关三相触头接触的同期性和分闸状态时触头间净距及拉开角度应符合产品的技术规定。

四、带油的负荷开关的外露部分及油箱应清理干净,油箱内应注以合格油并无渗漏。

第 8.2.14 条 人工接地开关的安装与调整,除应符合上述有关规定外,尚应符合下列要求:

一、人工接地开关的动作应灵活可靠,其合闸时间应符合继电保护的要求。

二、人工接地开关的缓冲器应经详细检查,其压缩行程应符合产品的技术规定。

第 8.2.15 条 高压熔断器的安装,应符合下列要求:

一、带钳口的熔断器,其熔丝管应紧密地插入钳口内。

二、装有动作指示器的熔断器,应便于检查指示器的动作情况。

三、跌落式熔断器的熔管的有机绝缘物应无裂纹、变形;熔管轴线与铅垂线的夹角应

为 $15^{\circ} \sim 30^{\circ}$,其转动部分应灵活 ,跌落时不应碰及其它物体而损坏熔管。

四、熔丝的规格应符合设计要求 ,且无弯曲、压扁或损伤 ,熔体与尾线应压接紧密牢固。

第三节 工程交接验收

第 8.3.1 条 在验收时 ,应进行下列检查 :

一、操动机构、传动装置、辅助开关及闭锁装置应安装牢固 ,动作灵活可靠 ;位置指示正确 ,无渗漏。

二、合闸时三相不同期值应符合产品的技术规定。

三、相间距离及分闸时 ,触头打开角度和距离应符合产品的技术规定。

四、触头应接触紧密良好。

五、空气压缩装置及管道系统应符合本规范第七章的有关规定。

六、油漆应完整、相色标志正确 ,接地良好。

第 8.3.2 条 在验收时 ,应提交下列资料 and 文件 :

一、变更设计的证明文件。

二、制造厂提供的产品说明书、试验记录、合格证件及安装图纸等技术文件。

三、安装技术记录。

四、调整试验记录。

五、备品、备件及专用工具清单。

第九章 电 抗 器

第 9.0.1 条 本章适用于混凝土电抗器、干式电抗器、滤波器和阻波器主线圈。

第 9.0.2 条 设备运到现场后 ,应进行下列外观检查 :支柱及线圈绝缘等应无严重损伤和裂纹 ,线圈应无变形 ;支柱绝缘子及其附件应齐全。

第 9.0.3 条 设备运到现场后 ,应按其用途放在室内或室外平整、无积水的场地保管 ,混凝土电抗器保管时应有防雨措施。运输或吊装过程中 ,支柱或线圈不应遭受损伤和变形。

第 9.0.4 条 电抗器有下列情况时可进行修补 :

一、混凝土支柱的表面裂纹长度不超过柱子径向尺寸的 $1/3$,且其宽度不超过 0.5mm 时 ,可予填补 ,填补后应在表面涂以防潮绝缘漆。

二、混凝土支柱表面漆层损坏处应补涂防潮绝缘漆。

三、混凝土电抗器线圈绝缘有损伤时 ,应予包扎。

四、干式电抗器线圈绝缘损伤及导体裸露时 ,应按制造厂的技术规定进行处理。

第 9.0.5 条 电抗器应按其编号进行安装 ,并应符合下列要求 :

一、三相垂直排列时 ,中间一相线圈的绕向应与上、下两相相反。

二、两相重叠一相并列时,重叠的两相绕向应相反,另一相与上面的一相绕向相同。

三、三相水平排列时,三相绕向应相同。

第 9.0.6 条 垂直安装时,各相中心线应一致。

第 9.0.7 条 电抗器和支承式安装的阻波器主线圈,其重量应均匀地分配于所有支柱绝缘子上。找平时,允许在支柱绝缘子底座下放置钢垫片,但应固定牢靠。

电抗器上、下重叠安装时,应在其绝缘子顶帽上,放置与顶帽同样大小且厚度不超过 4mm 的绝缘纸板垫片或橡胶垫片;在户外安装时,应用橡胶垫片。

第 9.0.8 条 悬式阻波器主线圈吊装时,其轴线宜对地垂直。

第 9.0.9 条 设备接线端子与母线的连接,应符合现行国家标准《电气装置安装工程母线装置施工及验收规范》的规定。当其额定电流为 1500A 及以上时,应采用非磁性金属材料制成的螺栓。

第 9.0.10 条 电抗器间隔内,所有磁性材料的部件,应可靠固定。

第 9.0.11 条 电抗器和阻波器主线圈的支柱绝缘子的接地,应符合下列要求:

一、上、下重叠安装时,底层的所有支柱绝缘子均应接地,其余的支柱绝缘子不接地。

二、每相单独安装时,每相支柱绝缘子均应接地。

三、支柱绝缘子的接地线不应成闭合环路。

第 9.0.12 条 在验收时,应进行下列检查:

一、支柱应完整、无裂纹,线圈应无变形。

二、线圈外部的绝缘漆应完好。

三、支柱绝缘子的接地应良好。

四、混凝土支柱的螺栓应拧紧。

五、混凝土电抗器的风道应清洁无杂物。

六、各部油漆应完整。

七、阻波器内部的电容器和避雷器外观应完整,连接良好,固定可靠。

第 9.0.13 条 在验收时,应提交下列资料 and 文件:

一、变更设计的证明文件。

二、制造厂提供的产品说明书、试验记录、合格证件及安装图纸等技术文件。

三、安装技术记录。

四、调整试验记录。

五、备品、备件清单。

第十章 避雷器

第一节 一般规定

第 10.1.1 条 本章适用于额定电压 500kV 及以下的普通阀式、磁吹阀式避雷器和

金属氧化物避雷器及排气式避雷器。

第二节 阀式避雷器

第 10.2.1 条 避雷器不得任意拆开、破坏密封和损坏元件。

第 10.2.2 条 避雷器在运输存放过程中应立放,不得倒置和碰撞。

第 10.2.3 条 避雷器安装前,应进行下列检查:

一、瓷件应无裂纹、破损,瓷套与铁法兰间的粘合应牢固,法兰泄水孔应通畅。

二、磁吹阀式避雷器的防爆片应无损坏和裂纹。

三、组合单元应经试验合格,底座和拉紧绝缘子绝缘应良好。

四、运输时用以保护金属氧化物避雷器防爆片的上下盖子应取下,防爆片应完整无损。

五、金属氧化物避雷器的安全装置应完整无损。

第 10.2.4 条 避雷器组装时,其各节位置应符合产品出厂标志的编号。

第 10.2.5 条 带串、并联电阻的阀式避雷器安装时,同相组合单元间的非线性系数的差值应符合现行国家标准《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》的规定。

第 10.2.6 条 避雷器各连接处的金属接触表面,应除去氧化膜及油漆,并涂一层电力复合脂。

第 10.2.7 条 并列安装的避雷器三相中心应在同一直线上,铭牌应位于易于观察的同一侧。避雷器应安装垂直,其垂直度应符合制造厂的规定,如有歪斜,可在法兰间加金属片校正,但应保证其导电良好,并将其缝隙用腻子抹平后涂以油漆。

第 10.2.8 条 拉紧绝缘子串必须紧固,弹簧应能伸缩自如,同相各拉紧绝缘子串的拉力应均匀。

第 10.2.9 条 均压环应安装水平,不得歪斜。

第 10.2.10 条 放电计数器应密封良好、动作可靠,并按产品的技术规定连接,安装位置应一致,且便于观察,接地应可靠,放电计数器宜恢复至零位。

第 10.2.11 条 金属氧化物避雷器的排气通道应通畅,排出的气体不致引起相间或对地闪络,并不得喷及其它电气设备。

第 10.2.12 条 避雷器引线的连接不应使端子受到超过允许的外加应力。

第三节 排气式避雷器

第 10.3.1 条 排气式避雷器安装前,应进行下列检查:

一、排气式避雷器的灭弧间隙不得任意拆开调整,其喷口处的灭弧管内径应符合产品的技术规定;

二、绝缘管壁应无破损、裂痕,漆膜无剥落,管口无堵塞;

三、绝缘应良好,试验合格;

四、配件应齐全。

第 10.3.2 条 排气式避雷器的安装,应符合下列要求:

一、避雷器应在管体的闭口端固定,开口端指向下方。当倾斜安装时,其轴线与水平方向的夹角,对于普通排气式避雷器不应小于 15° ,无续流避雷器不应小于 45° ,装于污秽地区时,应增大倾斜角度。

二、避雷器安装方位,应使其排出的气体不致引起相间或对地闪络,也不得喷及其它电气设备。

三、动作指示盖应向下打开。

四、避雷器及其支架必须安装牢固。

五、应便于观察和检修。

六、无续流避雷器的高压引线与被保护设备的连接线长度应符合产品的技术规定。

第 10.3.3 条 隔离间隙的安装,应符合下列要求:

一、隔离间隙电极的制作应符合设计要求,铁质材料制作的电极应镀锌。

二、隔离间隙轴线与避雷器管体轴线的夹角不应小于 45° 。

三、隔离间隙宜水平安装。

四、隔离间隙必须安装牢固,其间隙距离应符合设计规定。

第 10.3.4 条 无续流排气式避雷器的隔离间隙,应符合产品的技术规定。

第四节 工程交接验收

第 10.4.1 条 在验收时,应进行下列检查:

一、现场制作件应符合设计要求。

二、避雷器外部应完整无缺损,封口处密封良好。

三、避雷器应安装牢固,其垂直度应符合要求,均压环应水平。

四、阀式避雷器拉紧绝缘子应紧固可靠,受力均匀。

五、放电计数器密封应良好,绝缘垫及接地应良好、牢靠。

六、排气式避雷器的倾斜角和隔离间隙应符合要求。

七、油漆应完整,相色正确。

第 10.4.2 条 在验收时,应提交下列资料 and 文件:

一、变更设计的证明文件。

二、制造厂提供的产品说明书、试验记录、合格证件及安装图纸等技术文件。

三、安装技术记录。

四、调整试验记录。

第十一章 电容器

第 11.0.1 条 本章适用于电力电容器及耦合电容器的安装。其附属设备的安装应

符合本规范和国家现行有关标准、规范的规定。

第 11.0.2 条 电容器在安装前,应进行下列检查

- 一、套管芯棒应无弯曲或滑扣。
- 二、引出线端连接用的螺母、垫圈应齐全。
- 三、外壳应无显著变形,外表无锈蚀,所有接缝不应有裂缝或渗油。

第 11.0.3 条 成组安装的电力电容器,应符合下列要求:

一、三相电容量的差值宜调配到最小,其最大与最小的差值,不应超过三相平均电容值的 5%,设计有要求时,应符合设计的规定。

二、电容器构架应保持其应有的水平及垂直位置,固定应牢靠,油漆应完整。

三、电容器的配置应使其铭牌面向通道一侧,并有顺序编号。

四、电容器端子的连接线应符合设计要求,接线应对称一致,整齐美观,母线及分支线应标以相色。

五、凡不与地绝缘的每个电容器的外壳及电容器的构架均应接地;凡与地绝缘的电容器的外壳均应接到固定的电位上。

第 11.0.4 条 耦合电容器安装时,不应松动其顶盖上的紧固螺栓,接至电容器的引线不应使其端头受到过大的横向拉力。

第 11.0.5 条 两节或多节耦合电容器叠装时,应按制造厂的编号安装。

第 11.0.6 条 在验收时,应进行下列检查:

- 一、电容器组的布置与接线应正确,电容器组的保护回路应完整。
- 二、三相电容量误差允许值应符合规定。
- 三、外壳应无凹凸或渗油现象,引出端子连接牢固,垫圈、螺母齐全。
- 四、熔断器熔体的额定电流应符合设计规定。
- 五、放电回路应完整且操作灵活。
- 六、电容器外壳及构架的接地应可靠,其外部油漆应完整。
- 七、电容器室内的通风装置应良好。

第 11.0.7 条 在验收时,应提交下列资料 and 文件:

- 一、变更设计的证明文件。
- 二、制造厂提供的产品说明书、试验记录、合格证件及安装图纸等技术文件。
- 三、安装技术记录。
- 四、调整试验记录。
- 五、备品、备件清单。

附录一 本规范用词说明

一、为便于在执行本规范条文时区别对待,对要求严格程度不同的用词说明如下:

1. 表示很严格,非这样做不可的:
正面词采用“必须”;
反面词采用“严禁”。
2. 表示严格,在正常情况下均应这样做的:
正面词采用“应”;
反面词采用“不应”或“不得”。
3. 表示允许稍有选择,在条件许可时首先应这样做的
正面词采用“宜”或“可”;
反面词采用“不宜”。

二、条文中规定应按其它有关标准、规范执行时,写法为“应符合……的规定”或“应按……执行”。

附加说明

本规范主编单位、参加单位和主要起草人名单

主 编 单 位 :能源部电力建设研究所

参 加 单 位 :陕西省送变电工程公司

华东电管局工程建设定额站

东北电业管理局

上海电力建设局调整试验所

水电第十二工程局

广东省输变电工程公司

东北电力建设第一工程公司

东北送变电工程公司

大庆石油管理局供电公司

化工部施工技术研究所

主要起草人:胡汉武 韩建国 沈大有

中华人民共和国国家标准

电气装置安装工程 低压电器施工及验收规范

Code for construction and acceptance of low-voltage apparatus
electric equipment installation engineering

GB 50254—96

主编部门 :中华人民共和国电力工业部

批准部门 :中华人民共和国建设部

施行日期 :1996 年 12 月 1 日

1 总 则

1.0.1 为保证低压电器的安装质量 ,促进施工安装技术的进步 ,确保设备安装后的安全运行 ,制订本规范。

1.0.2 本规范适用于交流 50Hz 额定电压 1 200V 及以下、直流额定电压为 1 500V 及以下且在正常条件下安装和调整试验的通用低压电器。不适用于无需固定安装的家用电器的安装和验收。

1.0.3 低压电器的安装 ,应按已批准的设计进行施工。

1.0.4 低压电器的运输、保管 ,应符合现行国家有关标准的规定 ;当产品有特殊要求时 ,应符合产品技术文件的要求。

1.0.5 低压电器设备和器材在安装前的保管期限 ,应为一年及以下 ;当超期保管时 ,应符合设备和器材保管的专门规定。

1.0.6 采用的设备和器材 ,均应符合国家现行技术标准的规定 ,并应有合格证件 ,设备应有铭牌。

1.0.7 设备和器材到达现场后 ,应及时做下列验收检查 :

1.0.7.1 包装和密封应良好。

1.0.7.2 技术文件应齐全 ,并有装箱清单。

- 1.0.7.3 按装箱清单检查清点,规格、型号,应符合设计要求,附件、备件应齐全。
- 1.0.7.4 按本规范要求做外观检查。
- 1.0.8 施工中的安全技术措施,应符合国家现行有关安全技术标准及产品技术文件的规定。
- 1.0.9 与低压电器安装有关的建筑工程的施工,应符合下列要求:
- 1.0.9.1 与低压电器安装有关的建筑物、构筑物的建筑工程质量,应符合国家现行的建筑工程施工及验收规范中的有关规定。当设备或设计有特殊要求时,尚应符合其要求。
- 1.0.9.2 低压电器安装前,建筑工程应具备下列条件:
- (1) 屋顶、楼板应施工完毕,不得渗漏。
 - (2) 对电器安装有妨碍的模板、脚手架等应拆除,场地应清扫干净。
 - (3) 室内地面基层应施工完毕,并应在墙上标出抹面标高。
 - (4) 环境温度应达到设计要求或产品技术文件的规定。
 - (5) 电气室、控制室、操作室的门、窗、墙壁、装饰棚应施工完毕,地面应抹光。
 - (6) 设备基础和构架应达到允许设备安装的强度,焊接构件的质量应符合要求,基础槽钢应固定可靠。
 - (7) 预埋件及预留孔的位置和尺寸,应符合设计要求,预埋件应牢固。
- 1.0.9.3 设备安装完毕,投入运行前,建筑工程应符合下列要求:
- (1) 门窗安装完毕。
 - (2) 运行后无法进行的和影响安全运行的施工工作完毕。
 - (3) 施工中造成的建筑物损坏部分应修补完整。
- 1.0.10 设备安装完毕投入运行前,应做好防护工作。
- 1.0.11 低压电器的施工及验收除按本规范的规定执行外,尚应符合国家现行的有关标准、规范的规定。

2 一般规定

- 2.0.1 低压电器安装前的检查,应符合下列要求:
- 2.0.1.1 设备铭牌、型号、规格,应与被控制线路或设计相符。
- 2.0.1.2 外壳、漆层、手柄,应无损伤或变形。
- 2.0.1.3 内部仪表、灭弧罩、瓷件、胶木电器,应无裂纹或伤痕。
- 2.0.1.4 螺丝应拧紧。
- 2.0.1.5 具有主触头的低压电器,触头的接触应紧密,采用 $0.05\text{mm} \times 10\text{mm}$ 的塞尺检查,接触两侧的压力应均匀。
- 2.0.1.6 附件应齐全、完好。
- 2.0.2 低压电器的安装高度,应符合设计规定;当设计无规定时,应符合下列要求:

2.0.2.1 落地安装的低压电器,其底部宜高出地面 50 ~ 100mm。

2.0.2.2 操作手柄转轴中心与地面的距离,宜为 1 200 ~ 1 500mm,侧面操作的手柄与建筑物或设备的距离,不宜小于 200mm。

2.0.3 低压电器的固定,应符合下列要求:

2.0.3.1 低压电器根据其不同的结构,可采用支架、金属板、绝缘板固定在墙、柱或其它建筑构件上。金属板、绝缘板应平整;当采用卡轨支撑安装时,卡轨应与低压电器匹配,并用固定夹或固定螺栓与壁板紧密固定,严禁使用变形或不合格的卡轨。

2.0.3.2 当采用膨胀螺栓固定时,应按产品技术要求选择螺栓规格;其钻孔直径和埋设深度应与螺栓规格相符。

2.0.3.3 紧固件应采用镀锌制品,螺栓规格应选配适当,电器的固定应牢固、平稳。

2.0.3.4 有防震要求的电器应增加减震装置;其紧固螺栓应采取防松措施。

2.0.3.5 固定低压电器时,不得使电器内部受额外应力。

2.0.4 电器的外部接线,应符合下列要求:

2.0.4.1 接线应按接线端头标志进行。

2.0.4.2 接线应排列整齐、清晰、美观,导线绝缘应良好、无损伤。

2.0.4.3 电源侧进线应接在进线端,即固定触头接线端;负荷侧出线应接在出线端,即可动触头接线端。

2.0.4.4 电器的接线应采用铜质或有电镀金属防锈层的螺栓和螺钉,连接时应拧紧,且应有防松装置。

2.0.4.5 外部接线不得使电器内部受到额外应力。

2.0.4.6 母线与电器连接时,接触面应符合现行国家标准《电气装置安装工程母线装置施工及验收规范》的有关规定。连接处不同相的母线最小电气间隙,应符合表 2.0.4 的规定。

表 2.0.4 不同相的母线最小电气间隙

额定电压(V)	最小电气间隙(mm)
$U \leq 500$	10
$500 < U \leq 1200$	14

2.0.5 成排或集中安装的低压电器应排列整齐 ;器件间的距离 ,应符合设计要求 ,并应便于操作及维护。

2.0.6 室外安装的非防护型的低压电器 ,应有防雨、雪和风沙侵入的措施。

2.0.7 电器的金属外壳、框架的接零或接地 ,应符合现行国家标准《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》的有关规定。

2.0.8 低压电器绝缘电阻的测量 ,应符合下列规定 :

2.0.8.1 测量应在下列部位进行 ,对额定上作电压不同的电路 ,应分别进行测量。

(1)主触头在断开位置时 ,同极的进线端及出线端之间。

(2)主触头在闭合位置时 ,不同极的带电部件之间、触头与线圈之间以及主电路与同它不直接连接的控制和辅助电路(包括线圈)之间。

(3)主电路、控制电路、辅助电路等带电部件与金属支架之间。

2.0.8.2 测量绝缘电阻所用兆欧表的电压等级及所测量的绝缘电阻值 ,应符合现行国家标准《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》的有关规定。

2.0.9 低压电器的试验 ,应符合现行国家标准《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》的有关规定。

3 低压断路器

3.0.1 低压断路器安装前的检查 ,应符合下列要求 :

3.0.1.1 衔铁工作面上的油污应擦净。

3.0.1.2 触头闭合、断开过程中 ,可动部分与灭弧室的零件不应有卡阻现象。

3.0.1.3 各触头的接触平面应平整 ;开合顺序、动静触头分闸距离等 ,应符合设计要求或产品技术文件的规定。

3.0.1.4 受潮的灭弧室 ,安装前应烘干 ,烘干时应监测温度。

3.0.2 低压断路器的安装 ,应符合下列要求 :

3.0.2.1 低压断路器的安装 ,应符合产品技术文件的规定 ;当无明确规定时 ,宜垂直安装 ,其倾斜度不应大 5° 。

3.0.2.2 低压断路器与熔断器配合使用时 ,熔断器应安装在电源侧。

3.0.2.3 低压断路器操作机构的安装 ,应符合下列要求 (1)操作手柄或传动杠杆的开、合位置应正确 ,操作力不应大于产品的规定值。

(2)电动操作机构接线应正确 ;在合闸过程中 ,开关不应跳跃 ;开关合闸后 ,限制电动

机或电磁铁通电时间的联锁装置应及时动作 ;电动机或电磁铁通电时间不应超过产品的规定值。

(3) 开关辅助接点动作应正确可靠 ,接触应良好。

(4) 抽屉式断路器的工作、试验、隔离三个位置的定位应明显 ,并应符合产品技术文件的规定。

(5) 抽屉式断路器空载时进行抽、拉数次应无卡阻 ,机械联锁应可靠。

3.0.3 低压断路器的接线 ,应符合下列要求 :

3.0.3.1 裸露在箱体外部且易触及的导线端子 ,应加绝缘保护。

3.0.3.2 有半导体脱扣装置的低压断路器 ,其接线应符合相序要求 ,脱扣装置的动作应可靠。

3.0.4 直流快速断路器的安装、调接和试验 ,尚应符合下列要求 :

3.0.4.1 安装时应防止断路器倾倒、碰撞和激烈震动 ;基础槽钢与底座间 ,应按设计要求采取防震措施。

3.0.4.2 断路器极间中心距离及与相邻设备或建筑物的距离 ,不应小于 500mm。当不能满足要求时 ,应加装高度不小于单极开关总高度的隔弧板。

在灭弧室上方应留有不小于 1 000mm 的空间 ;当不能满足要求时 ,在开关电流 3 000A 以下断路器的灭弧室上方 200mm 处应加装隔弧板 ;在开关电流 3 000A 及以上断路器的灭弧室上方 500mm 处应加装隔弧板。

3.0.4.3 灭弧室内绝缘衬件应完好 ,电弧通道应畅通。

3.0.4.4 触头的压力、开距、分断时间及主触头调整后灭弧室支持螺杆与触头间的绝缘电阻 ,应符合产品技术文件要求。

3.0.4.5 直流快速断路器的接线 ,应符合下列要求 :

(1) 与母线连接时 ,出线端子不应承受附加应力 ;母线支点与断路器之间的距离 ,不应小于 1 000mm。

(2) 当触头及线圈标有正、负极性时 ,其接线应与主回路极性一致。

(3) 配线时应使控制线与主回路分开。

3.0.4.6 直流快速断路器调整和试验 ,应符合下列要求 :

(1) 轴承转动应灵活 ,并应涂以润滑剂。

(2) 衔铁的吸、合动作应均匀。

(3) 灭弧触头与主触头的动作顺序应正确。

(4) 安装后应按产品技术文件要求进行交流工频耐压试验 ,不得有击穿、闪络现象。

(5) 脱扣装置应按设计要求进行整定值校验 ,在短路或模拟短路情况下合闸时 ,脱扣装置应能立即脱扣。

4 低压隔离开关、刀开关、转换开关及熔断器组合电器

4.0.1 隔离开关与刀开关的安装,应符合下列要求:

4.0.1.1 开关应垂直安装。当在不切断电流、有灭弧装置或用于小电流电路等情况下,可水平安装。水平安装时,分闸后可动触头不得自行脱落,其灭弧装置应固定可靠。

4.0.1.2 可动触头与固定触头的接触应良好;大电流的触头或刀片宜涂电力复合脂。

4.0.1.3 双投刀闸开关在分闸位置时,刀片应可靠固定,不得自行合闸。

4.0.1.4 安装杠杆操作机构时,应调节杠杆长度,使操作到位且灵活;开关辅助接点指示应正确。

4.0.1.5 开关的动触头与两侧压板距离应调整均匀,合闸后接触面应压紧,刀片与静触头中心线应在同一平面,且刀片不应摆动。

4.0.2 直流母线隔离开关安装,应符合下列要求:

4.0.2.1 垂直或水平安装的母线隔离开关,其刀片均应位于垂直面上;在建筑构件上安装时,刀片底部与基础之间的距离,应符合设计或产品技术文件的要求。当无明确要求时,不宜小于50mm。

4.0.2.2 刀体与母线直接连接时,母线固定端应牢固。

4.0.3 转换开关和倒顺开关安装后,其手柄位置指示应与相应的接触片位置相对应;定位机构应可靠;所有的触头在任何接通位置上应接触良好。

4.0.4 带熔断器或灭弧装置的负荷开关接线完毕后,检查熔断器应无损伤,灭弧栅应完好,且固定可靠;电弧通道应畅通,灭弧触头各相分闸应一致。

5 住宅电器、漏电保护器及消防电气设备

5.0.1 住宅电器的安装应符合下列要求:

5.0.1.1 集中安装的住宅电器,应在其明显部位设警告标志。

5.0.1.2 住宅电器安装完毕,调整试验合格后,宜对调整机构进行封锁处理。

5.0.2 漏电保护器的安装、调整试验应符合下列要求:

5.0.2.1 按漏电保护器产品标志进行电源侧和负荷侧接线。

5.0.2.2 带有短路保护功能的漏电保护器安装时,应确保有足够的灭弧距离。

5.0.2.3 在特殊环境中使用的漏电保护器,应采取防腐、防潮或防热等措施。

5.0.2.4 电流型漏电保护器安装后,除应检查接线无误外,还应通过试验按钮检查其动作性能,并应满足要求。

5.0.3 火灾探测器、手动火灾报警按钮、火灾报警控制器、消防控制设备等的安装,应按现行国家标准《火灾自动报警系统施工及验收规范》执行。

6 低压接触器及电动机起动器

6.0.1 低压接触器及电动机起动器安装前的检查,应符合下列要求:

6.0.1.1 衔铁表面应无锈斑、油垢;接触面应平整、清洁。可动部分应灵活无卡阻;灭弧罩之间应有间隙;灭弧线圈绕向应正确。

6.0.1.2 触头的接触应紧密,固定主触头的触头杆应固定可靠。

6.0.1.3 当带有常闭触头的接触器与磁力起动器闭合时,应先断开常闭触头,后接通主触头;当断开时应先断开主触头,后接通常闭触头,且三相主触头的动作应一致,其误差应符合产品技术文件的要求。

6.0.1.4 电磁起动器热元件的规格应与电动机的保护特性相匹配;热继电器的电流调节指示位置应调整在电动机的额定电流值上,并按设计要求进行定值校验。

6.0.2 低压接触器和电动机起动器安装完毕后,应进行下列检查:

6.0.2.1 接线应正确。

6.0.2.2 在主触头不带电的情况下,起动线圈间断通电,主触头动作正常,衔铁吸合后应无异常响声。

6.0.3 真空接触器安装前,应进行下列检查:

6.0.3.1 可动衔铁及拉杆动作应灵活可靠、无卡阻。

6.0.3.2 辅助触头应随绝缘摇臂的动作可靠动作,且触头接触应良好。

6.0.3.3 按产品接线图检查内部接线应正确。

6.0.4 采用工频耐压法检查真空开关管的真空度,应符合产品技术文件的规定。

6.0.5 真空接触器的接线,应符合产品技术文件的规定,接地应可靠。

6.0.6 可逆起动器或接触器,电气联锁装置和机械连锁装置的动作均应正确、可靠。

6.0.7 星、三角起动器的检查、调整,应符合下列要求:

6.0.7.1 起动器的接线应正确;电动机定子绕组正常工作应为三角形接线。

6.0.7.2 手动操作的星、三角起动器,应在电动机转速接近运行转速时进行切换;自动转换的起动器应按电动机负荷要求正确调节延时装置。

6.0.8 自耦减压起动器的安装、调整,应符合下列要求:

6.0.8.1 起动器应垂直安装。

6.0.8.2 油浸式起动器的油面不得低于标定油面线。

6.0.8.3 减压抽头在65%~80%额定电压下,应按负荷要求进行调整,起动时间不得超过自耦减压起动器允许的起动时间。

6.0.9 手动操作的起动器,触头压力应符合产品技术文件规定,操作应灵活。

6.0.10 接触器或起动器均应进行通断检查;用于重要设备的接触器或起动器尚应检查其起动力,并应符合产品技术文件的规定。

6.0.11 变阻式起动器的变阻器安装后,应检查其电阻切换程序、触头压力、灭弧装置及起动值,并应符合设计要求或产品技术文件的规定。

7 控制器、继电器及行程开关

7.0.1 控制器的安装应符合下列要求:

7.0.1.1 控制器的工作电压应与供电电源电压相符。

7.0.1.2 凸轮控制器及主令控制器,应安装在便于观察和操作的位置上,操作手柄或手轮的安装高度,宜为 800 ~ 1 200mm。

7.0.1.3 控制器操作应灵活;档位应明显、准确。带有零位自锁装置的操作手柄,应能正常工作。

7.0.1.4 操作手柄或手轮的动作方向,宜与机械装置的动作方向一致;操作手柄或手轮在各个不同位置时,其触头的分、合顺序应符合控制器的开、合图表的要求,通电后应按相应的凸轮控制器件的位置检查电动机,并应运行正常。

7.0.1.5 控制器触头压力应均匀,触头超行程不应小于产品技术文件的规定。凸轮控制器主触头的灭弧装置应完好。

7.0.1.6 控制器的转动部分及齿轮减速机构应润滑良好。

7.0.2 继电器安装前的检查,应符合下列要求:

7.0.2.1 可动部分动作应灵活、可靠。

7.0.2.2 表面污垢和铁芯表面防腐剂应清除干净。

7.0.3 按钮的安装应符合下列要求:

7.0.3.1 按钮之间的距离宜为 50 ~ 80mm,按钮箱之间的距离宜为 50 ~ 100mm;当倾斜安装时,其与水平的倾角不宜小于 30°。

7.0.3.2 按钮操作应灵活、可靠、无卡阻。

7.0.3.3 集中在一起安装的按钮应有编号或不同的识别标志;“紧急”按钮应有明显标志,并设保护罩。

7.0.4 行程开关的安装、调整,应符合下列要求:

7.0.4.1 安装位置应能使开关正确动作,且不妨碍机械部件的运动。

7.0.4.2 碰块或撞杆应安装在开关滚轮或推杆的动作轴线上。对电子式行程开关应按产品技术文件要求调整可动设备的间距。

7.0.4.3 碰块或撞杆对开关的作用力及开关的动作行程,均不应大于允许值。

7.0.4.4 限位用的行程开关,应与机械装置配合调整;确认动作可靠后,方可接入电路使用。

8 电阻器及变阻器

8.0.1 电阻器的电阻元件,应位于垂直面上。电阻器垂直叠装不应超过四箱;当超过四

箱时,应采用支架固定,并保持适当距离;当超过六箱时应另列一组。有特殊要求的电阻器,其安装方式应符合设计规定。电阻器底部与地面间,应留有间隔,并不应小于150mm。

8.0.2 电阻器与其它电器垂直布置时,应安装在其它电器的上方,两者之间应留有间隔。

8.0.3 电阻器的接线,应符合下列要求:

8.0.3.1 电阻器与电阻元件的连接应采用铜或钢的裸导体,接触应可靠。

8.0.3.2 电阻器引出线夹板或螺栓应设置与设备接线图相应的标志;当与绝缘导线连接时,应采取防止接头处的温度升高而降低导线的绝缘强度的措施。

8.0.3.3 多层叠装的电阻箱的引出导线,应采用支架固定,并不得妨碍电阻元件的更换。

8.0.4 电阻器和变阻器内部不应有断路或短路;其直流电阻值的误差应符合产品技术文件的规定。

8.0.5 变阻器的转换调节装置,应符合下列要求:

8.0.5.1 转换调节装置移动应均匀平滑、无卡阻,并应有与移动方向相一致的指示阻值变化的标志。

8.0.5.2 电动传动的转换调节装置,其限位开关及信号联锁接点的动作应准确和可靠。

8.0.5.3 齿链传动的转换调节装置,可允许有半个节距的串动范围。

8.0.5.4 由电动传动及手动传动两部分组成的转换调节装置,应在电动及手动两种操作方式下分别进行试验。

8.0.5.5 转换调节装置的滑动触头与固定触头的接触应良好,触头间的压力应符合要求,在滑动过程中不得开路。

8.0.6 频敏变阻器的调整,应符合下列要求:

8.0.6.1 频敏变阻器的极性和接线应正确。

8.0.6.2 频敏变阻器的抽头和气隙调整,应使电动机起动特性符合机械装置的要求。

8.0.6.3 频敏变阻器配合电动机进行调整过程中,连续起动次数及总的起动时间,应符合产品技术文件的规定。

9 电 磁 铁

9.0.1 电磁铁的铁芯表面,应清洁、无锈蚀。

9.0.2 电磁铁的衔铁及其传动机构的动作应迅速、准确和可靠,并无卡阻现象。直流电磁铁的铁芯上,应有隔磁措施。

9.0.3 制动电磁铁的铁芯吸合时,铁芯的接触面应紧密地与其固定部分接触,且不得有异常响声。

- 9.0.4 有缓冲装置的制动电磁铁,应调节其缓冲器道孔的螺栓,使衔铁动作至最终位置时平稳、无剧烈冲击。
- 9.0.5 采用空气隙作为剩磁间隙的直流制动电磁铁,其衔铁行程指针位置应符合产品技术文件的规定。
- 9.0.6 牵引电磁铁固定位置应与阀门推杆准确配合,使动作行程符合设备要求。
- 9.0.7 起重电磁铁第一次通电检查时,应在空载(周围无铁磁物质)的情况下进行,空载电流应符合产品技术文件的规定。
- 9.0.8 有特殊要求的电磁铁,应测量其吸合与释放电流,其值应符合产品技术文件的规定及设计要求。
- 9.0.9 双电动机抱闸及单台电动机双包闸电磁铁动作应灵活一致。

10 熔断器

- 10.0.1 熔断器及熔体的容量,应符合设计要求,并核对所保护电气设备的容量与熔体容量相匹配,对后备保护、限流、自复、半导体器件保护等有专用功能的熔断器,严禁替代。
- 10.0.2 熔断器安装位置及相互间距离,应便于更换熔体。
- 10.0.3 有熔断指示器的熔断器,其指示器应装在便于观察的一侧。
- 10.0.4 瓷质熔断器在金属底板上安装时,其底座应垫软绝缘衬垫。
- 10.0.5 安装具有几种规格的熔断器,应在底座旁标明规格。
- 10.0.6 有触及带电部分危险的熔断器,应配齐绝缘抓手。
- 10.0.7 带有接线标志的熔断器,电源线应按标志进行接线。
- 10.0.8 螺旋式熔断器的安装,其底座严禁松动,电源应接在熔芯引出的端子上。

11 工程交接验收

- 11.0.1 工程交接验收时,应符合下列要求:
 - 11.0.1.1 电器的型号、规格符合设计要求。
 - 11.0.1.2 电器的外观检查完好,绝缘器件无裂纹,安装方式符合产品技术文件的要求。
 - 11.0.1.3 电器安装牢固、平正,符合设计及产品技术文件的要求。
 - 11.0.1.4 电器的接零、接地可靠。
 - 11.0.1.5 电器的连接线排列整齐、美观。
 - 11.0.1.6 绝缘电阻值符合要求。
 - 11.0.1.7 活动部件动作灵活、可靠,联锁传动装置动作正确。
 - 11.0.1.8 标志齐全完好、字迹清晰。
- 11.0.2 通过后,应符合下列要求:
 - 11.0.2.1 操作时动作应灵活、可靠。

- 11.0.2.2 电磁器件应无异常响声。
- 11.0.2.3 线圈及接线端子的温度不应超过规定。
- 11.0.2.4 触头压力、接触电阻不应超过规定。
- 11.0.3 验收时,应提交下列资料 and 文件:
 - 11.0.3.1 变更设计的证明文件。
 - 11.0.3.2 制造厂提供的产品说明书、合格证件及竣工图纸等技术文件。
 - 11.0.3.3 安装技术记录。
 - 11.0.3.4 调整试验记录。
 - 11.0.3.5 根据合同提供的备品、备件清单。

附录 A 本规范用词说明

A.0.1 为便于在执行本规范条文时区别对待,对要求严格程序不同的用词说明如下:

(1)表示很严格,非这样做不可的用词:

正面词采用“必须”;

反面词采用“严禁”。

(2)表示严格,在正常情况下均应这样做的用词:

正面词采用“应”;

反面词采用“不应”或“不得”。

(3)表示允许稍有选择,在条件许可时首先应这样做的用词:

正面词采用“宜”或“可”;

反面词采用“不宜”。

A.0.2 条文中指定应按其他有关标准、规范执行时,写法为“应符合……的规定”或“应按……执行”。

附加说明

本规范主编单位、参加单位和主要起草人名单

主编单位:电力工业部电力建设研究所

参加单位:机械工业部机械安装总公司第一安装公司

电力工业部上海电力建设局

主要起草人:李志耕 朱皓东 马家祚 马长瀛

中华人民共和国国家标准

电气装置安装工程电力变压器、油浸 电抗器、互感器施工及验收规范

GBJ 148—90

主编部门 :中华人民共和国原水利电力部

批准部门 :中华人民共和国建设部

施行日期 :1991 年 10 月 1 日

第一章 总 则

第 1.0.1 条 为保证电力变压器、油浸电抗器(以下简称电抗器)、电压互感器及电流互感器(以下简称互感器)的施工安装质量,促进安装技术的进步,确保设备安全运行,制订本规范。

第 1.0.2 条 本规范适用于电压为 500kV 及以下,频率为 50Hz 的电力变压器、电抗器、互感器安装工程的施工及验收。

消弧线圈的安装可按本规范第二章的有关规定执行,特殊用途的变压器、电抗器、互感器的安装,应符合制造厂和专业部门的有关规定。

第 1.0.3 条 电力变压器、电抗器、互感器的安装应按已批准的设计进行施工。

第 1.0.4 条 设备和器材的运输、保管,应符合本规范要求,当产品有特殊要求时,并应符合产品的要求。

变压器、电抗器在运输过程中,当改变运输方式时,应及时检查设备受冲击等情况,并作好记录。

第 1.0.5 条 设备及器材在安装前的保管,其保管期限应为一年及以下。当需长期保管时,应符合设备及器材保管的专门规定。

第 1.0.6 条 采用的设备及器材均应符合国家现行技术标准的规定,并应有合格证件。设备应有铭牌。

第 1.0.7 条 设备和器材到达现场后,应及时作下列验收检查:

一、包装及密封应良好。

二、开箱检查清点,规格应符合设计要求,附件、备件应齐全。

三、产品的技术文件应齐全。

四、按本规范要求作外观检查。

第 1.0.8 条 施工中的安全技术措施,应符合本规范和现行有关安全技术标准及产品的技术文件的规定。对重要工序,尚应事先制定安全技术措施。

第 1.0.9 条 与变压器、电抗器、互感器安装有关的建筑工程施工应符合下列要求:

一、与电力变压器、电抗器、互感器安装有关的建筑物、构筑物的建筑工程质量,应符合国家现行的建筑工程施工及验收规范中的有关规定。当设备及设计有特殊要求时,尚应符合其要求。

二、设备安装前,建筑工程应具备下列条件:

1. 屋顶、楼板施工完毕,不得渗漏;
2. 室内地面的基层施工完毕,并在墙上标出地面标高;
3. 混凝土基础及构架达到允许安装的强度,焊接构件的质量符合要求;
4. 预埋件及预留孔符合设计,预埋件牢固;
5. 模板及施工设施拆除,场地清理干净;
6. 具有足够的施工用场地,道路通畅。

三、设备安装完毕,投入运行前,建筑工程应符合下列要求:

1. 门窗安装完毕;
2. 地坪抹光工作结束,室外场地平整;
3. 保护性网门、栏杆等安全设施齐全;
4. 变压器、电抗器的蓄油坑清理干净,排油水管通畅,卵石铺设完毕;
5. 通风及消防装置安装完毕;
6. 受电后无法进行的装饰工作以及影响运行安全的工作施工完毕。

第 1.0.10 条 设备安装用的紧固件,除地脚螺栓外,应采用镀锌制品。

第 1.0.11 条 所有变压器、电抗器、互感器的瓷件表面质量应符合现行国家标准《高压绝缘子瓷件技术条件》的规定。

第 1.0.12 条 电力变压器、电抗器、互感器的施工及验收除按本规范的规定执行外,尚应符合国家现行的有关标准规范的规定。

第二章 电力变压器、油浸电抗器

第一节 装卸与运输

第 2.1.1 条 8 000kVA 及以上变压器和 8 000kVAR 及以上的电抗器的装卸及运输,必须对运输路径及两端装卸条件作充分调查,制定施工安全技术措施,并应符合下列要求:

一、水路运输时,应做好下列工作:

1. 选择航道 ,了解吃水深度、水上及水下障碍物分布、潮讯情况以及沿途桥梁尺寸 ;
2. 选择船舶 ,了解船舶运载能力与结构 验算载重时船舶的稳定性 ;
3. 调查码头承重能力及起重能力 必要时应进行验算或荷重试验。

二、陆路运输用机械直接拖运时 ,应做好下列工作 :

1. 了解道路及其沿途桥梁、涵洞、沟道等的结构、宽度、坡度、倾斜度、转角及承重情况 ,必要时应采取保护措施 ;
2. 调查沿途架空线、通讯线等高空障碍物的情况 ;
3. 变压器、电抗器利用滚轮在现场铁路专用线作短途运输时 ,应对铁路专用线进行调查与验算 ,其速度不应超过 0.2km/h ;
4. 公路运输速度应符合制造厂的规定。

第 2.1.2 条 变压器或电抗器装卸时 ,应防止因车辆弹簧伸缩或船只沉浮而引起倾倒 ,应设专人观测车辆平台的升降或船只的沉浮情况。

卸车地点的土质、站台、码头必须坚实。

第 2.1.3 条 变压器、电抗器在装卸和运输过程中 ,不应有严重冲击和振动。电压在 220kV 及以上且容量在 150 000kVA 及以上的变压器和电压为 330kV 及以下的电抗器均应装设冲击记录仪。冲击允许值应符合制造厂及合同的规定。

第 2.1.4 条 当利用机械牵引变压器、电抗器时 ,牵引的着力点应在设备重心以下。运输倾斜角不得超过 15°。

第 2.1.5 条 钟罩式变压器整体起吊时 ,应将钢丝绳系在下节油箱专供起吊整体的吊耳上 ,并必须经钟罩上节相对应的吊耳导向。

第 2.1.6 条 用千斤顶顶升大型变压器时 ,应将千斤顶放置在油箱千斤顶支架部位 ,升降操作应协调 ,各点受力均匀 ,并及时垫好垫块。

第 2.1.7 条 充氮气或充干燥空气运输的变压器、电抗器 ,应有压力监视和气体补充装置。变压器、电抗器在运输途中应保持正压 ,气体压力应为 0.01 ~ 0.03 MPa。

第 2.1.8 条 干式变压器在运输途中 ,应有防雨及防潮措施。

第二节 安装前的检查与保管

第 2.2.1 条 设备到达现场后 ,应及时进行下列外观检查 :

- 一、油箱及所有附件应齐全 ,无锈蚀及机械损伤 ,密封应良好。
- 二、油箱箱盖或钟罩法兰及封板的联接螺栓应齐全 ,紧固良好 ,无渗漏 ;浸入油中运输的附件 ,其油箱应无渗漏。
- 三、充油套管的油位应正常 ,无渗油 ,瓷体无损伤。
- 四、充气运输的变压器、电抗器 ,油箱内应为止压 ,其压力为 0.01 ~ 0.3 MPa。
- 五、有冲击记录仪的设备 ,应检查并记录设备在运输和装卸中的受冲击情况。

第 2.2.2 条 设备到达现场后的保管应符合下列要求 :

一、散热器(冷却器)连通管、安全气道、净油器等应密封。

二、表计、风扇、潜油泵、气体继电器、气道隔板、测温装置以及绝缘材料等,应放置于干燥的室内。

三、短尾式套管应置于干燥的室内,充油式套管卧放时应符合制造厂的规定。

四、本体、冷却装置等,其底部应垫高、垫平,不得水淹,干式变压器应置于干燥的室内。

五、浸油运输的附件应保持浸油保管,其油箱应密封。

六、与本体联在一起的附件可不拆下。

第 2.2.3 条 绝缘油的验收与保管应符合下列要求:一、绝缘油应储藏在密封清洁的专用油罐或容器内。

二、每批到达现场的绝缘油均应有试验记录,并应取样进行简化分析,必要时进行全分析。

1. 取样数量:大罐油,每罐应取样,小桶油应按表 2.2.3 取样。

表 2.2.3 绝缘油取样数量

每批油的桶数	取样桶数
1	1
2~5	2
6~20	3
21~50	4
51~100	7
101~200	10
201~400	15
401 及以上	20

2. 取样试验应按现行国家标准《电力用油(变压器油、汽轮机油)取样》的规定执行。试验标准应符合现行国家标准《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》的规定。

三、不同牌号的绝缘油,应分别储存,并有明显牌号标志。

四、放油时应目测,用铁路油罐车运输的绝缘油,油的上部和底部不应有异样;用小桶运输的绝缘油,对每桶进行目测,辨别其气味,各桶的商标应一致。

第 2.2.4 条 变压器、电抗器到达现场后,当三个月内不能安装时,应在一个月内进行下列工作:

一、带油运输的变压器、电抗器:

1. 检查油箱密封情况;

2. 测量变压器内油的绝缘强度；
3. 测量绕组的绝缘电阻(运输时不装套管的变压器可以不测)；
4. 安装储油柜及吸湿器,注以合格油至储油柜规定油位,或在未装储油柜的情况下,上部抽真空后,充以 0.01 ~ 0.03 MPa、纯度不低于 99.9%、露点低于 -40℃的氮气。

二、充气运输的变压器、电抗器：

1. 应安装储油柜及吸湿器,注以合格油至储油柜规定油位；
2. 当不能及时注油时,应继续充与原充气体相同的气体保管,但必须有压力监视装置,压力应保持为 0.01 ~ 0.03 MPa,气体的露点应低于 -40℃。

第 2.2.5 条 设备在保管期间,应经常检查。充油保管的应检查有无渗油,油位是否正常,外表有无锈蚀,并每六个月检查一次油的绝缘强度;充气保管的应检查气体压力,并做好记录。

第三节 排 氮

第 2.3.1 条 采用注油排氮时,应符合下列规定：

一、绝缘油必须经净化处理,注入变压器、电抗器的油应符合下列要求：

电气强度：	500kV	不应小于	60kV；
	330kV	不应小于	50kV；
	63 ~ 220kV	不应小于	40kV。
含水量：	500kV	不应大于	10ppm；
	220 ~ 330kV	不应大于	15ppm；
	110kV	不应大于	20ppm。

(ppm 为体积比)

$\text{tg}\delta$ ： 不应大于 0.5%(90℃时)。

二、注油排氮前,应将油箱内的残油排尽。

三、油管宜采用钢管,内部应进行彻底除锈且清洗干净。如用耐油胶管,必须确保胶管不污染绝缘油。

四、绝缘油应经脱气净油设备从变压器下部阀门注入变压器内,氮气经顶部排出,油应注至油箱顶部将氮气排尽。最终油位应高出铁芯上沿 100mm 以上。油的静置时间应不小于 12h。

第 2.3.2 条 采用抽真空进行排氮时,排氮口应设置在空气流通处。破坏真空时应避免潮湿空气进入。当含氧量未达到 18% 以上时,人员不得进入。

第 2.3.3 条 充氮的变压器、电抗器需吊罩检查时,必须让器身在空气中暴露 15min 以上,待氮气充气扩散后进行。

第四节 器身检查

第 2.4.1 条 变压器、电抗器到达现场后,应进行器身检查。器身检查可为吊罩或

吊器身,或者不吊罩直接进入油箱内进行。当满足下列条件之一时,可不进行器身检查。

一、制造厂规定可不进行器身检查者。

二、容量为 1 000kVA 及以下,运输过程中无异常情况者。

三、就地生产仅作短途运输的变压器、电抗器,如果事先参加了制造厂的器身总装,质量符合要求,且在运输过程中进行了有效的监督,无紧急制动、剧烈振动、冲撞或严重颠簸等异常情况者。

第 2.4.2 条 器身检查时,应符合下列规定:

一、周围空气温度不宜低于 0℃,器身温度不应低于周围空气量度;当器身温度低于周围空气温度时,应将器身加热,宜使其温度高于周围空气温度 10℃。

二、当空气相对湿度小于 75% 时,器身暴露在空气中的时间不得超过 16h。

三、调压切换装置吊出检查、调整时,暴露在空气中的时间应符合表 2.4.2 的规定。

表 2.4.2 调压切换装置露空时间

环境温度(℃)	> 0	> 0	> 0	< 0
空气相对湿度(%)	65 以下	65 ~ 75	75 ~ 85	不控制
持续时间不大于(h)	24	16	10	8

四、空气相对湿度或露空时间超过规定时,必须采取相应的可靠措施。

时间计算规定:带油运输的变压器、电抗器,由开始放油时算起;不带油运输的变压器、电抗器,由揭开顶盖或打开任一堵塞算起,到开始抽真空或注油为止。

五、养身检直时,场地四周应清洁和有防尘措施,雨雪天或雾天,不应在室外进行。

第 2.4.3 条 钟罩起吊前,应拆除所有与其相连的部件。

第 2.4.4 条 器身或钟罩起吊时,吊索与铅垂线的夹角不宜大于 30°,必要时可采用控制吊梁。起吊过程中,器身与箱壁不得有碰撞现象。

第 2.4.5 条 器身检查的主要项目和要求应符合下列规定:

一、运输支撑和器身各部位应无移动现象,运输用的临时防护装置及临时支撑应予拆除,并经过清点作好记录以备查。

二、所有螺栓应紧固,并有防松措施,绝缘螺栓应无损坏,防松绑扎完好。

三、铁芯检查:

1. 铁芯应无变形,铁轭与夹件间的绝缘垫应良好;

2. 铁芯应无多点接地;

3. 铁芯外引接地的变压器,拆开接地线后铁芯对地绝缘应良好;

4. 打开夹件与铁轭接地片后,铁轭螺杆与铁芯、铁轭与夹件、螺杆与夹件间的绝缘应良好;

5. 当铁轭采用钢带绑扎时,钢带对铁轭的绝缘应良好;
6. 打开铁芯屏蔽接地引线,检查屏蔽绝缘应良好;
7. 打开夹件与线圈压板的连线,检查压钉绝缘应良好;
8. 铁芯拉板及铁轭拉带应紧固,绝缘良好。

四、绕组检查:

1. 绕组绝缘层应完整,无缺损、变位现象;
2. 各绕组应排列整齐,间隙均匀,油路无堵塞;
3. 绕组的压钉应紧固,防松螺母应锁紧。

五、绝缘围屏绑扎牢固,围屏上所有线圈引出处的封闭应良好。

六、引出线绝缘包扎牢固,无破损、拧弯现象;引出线绝缘距离应合格,固定牢靠,其固定支架应紧固;引出线的裸露部分应无毛刺或尖角,其焊接应良好;引出线与套管的连接应牢靠,接线正确。

七、无励磁调压切换装置各分接头与线圈的连接应紧固正确;各分接头应清洁,且接触紧密,弹力良好;所有接触到的部分,用 $0.05 \times 10\text{mm}$ 塞尺检查,应塞不进去;转动接点应正确地停留在各个位置上,且与指示器所指位置一致;切换装置的拉杆、分接头凸轮、小轴、销子等应完整无损;转动盘应动作灵活,密封良好。

八、有载调压切换装置的选择开关、范围开关应接触良好,分接引线应连接正确、牢固,切换开关部分密封良好。必要时抽出切换开关芯子进行检查。

九、绝缘屏障应完好,且固定牢固,无松动现象。

十、检查强油循环管路与下轭绝缘接口部位的密封情况。

十一、检查各部位应无油泥、水滴和金属屑末等杂物。

注 ①变压器有围屏者,可不必解除围屏,本条中由于围屏遮蔽而不能检查的项目,可不予检查。

②铁芯检查时,其中的3、4、5、6、7项无法拆开的可不测。

第2.4.6条 器身检查完毕后,必须用合格的变压器油进行冲洗,并清洗油箱底部,不得有遗留杂物。箱壁上的阀门应开闭灵活、指示正确。导向冷却的变压器尚应检查和清理进抽管节头和联箱。

第五节 干 燥

第2.5.1条 变压器、电抗器是否需要干燥,应根据本规范附录一“新装电力变压器及油浸电抗器不需干燥的条件”进行综合分析判断后确定。

第2.5.2条 设备进行干燥时,必须对各部温度进行监控。当为不带油干燥利用油箱加热时,箱壁温度不宜超过 110°C ,箱底温度不得超过 100°C ,绕组温度不得超过 95°C ;带油干燥时,上层油温不得超过 85°C ,热风干燥时,进风温度不得超过 100°C 。

干式变压器进行干燥时,其绕组温度应根据其绝缘等级而定。

第2.5.3条 采用真空加温干燥时,应先进行预热。抽真空时,将油箱内抽成

0.02 MPa ,然后按每小时均匀地增高 0.0067 MPa 至表 2.5.3 所示极限允许值为止。

表 2.5.3 变压器、电抗器抽真空的极限允许值

电压(kV)	容量(kVA)	真空度(MPa)
35	4 000 ~ 31 500	0.051
63 ~ 110	16 000 及以下	0.051
	20 000 及以上	0.08
220 及 330		0.101
500		< 0.101

抽真空时应监视箱壁的弹性变形 ,其最大值不得超过壁厚的两倍。

第 2.5.4 条 在保持温度不变的情况下 ,绕组的绝缘电阻下降后再回升 ,110kV 及以下的变压器、电抗器持续 6h ,220kV 及以上的变压器、电抗器持续 12h 保持稳定 ,且无凝结水产生时 ,可认为干燥完毕。

表 2.5.4 绝缘件表面含水量标准

电压等级(kV)	含水量标准(%)
110 及以下	2 以下
220	1 以下
330 ~ 500	0.5 以下

也可采用测量绝缘件表面的含水量来判断干燥程度 ,表面含水量应符合表 2.5.4 的规定。

第 2.5.5 条 干燥后的变压器 ,电抗器应进行器身检查 ,所有螺栓压紧部分应无松动 ,绝缘表面应无过热等异常情况。如不能及时检查时 ,应先注以合格油 ,油温可预热至 50 ~ 60℃ ,绕组温度应高于油温。

第六节 本体及附件安装

第 2.6.1 条 本体就位应符合下列要求 :

一、变托器、电抗器基础的轨道应水平 ,轨距与轮距应配合 ;装有气体继电器的变压器、电抗器 ,应使其顶盖沿气体继电器气流方向有 1% ~ 1.5% 的升高坡度(制造厂规定不须安装坡度者除外)。当与封闭母线连接时 ,其套管中心线应与封闭母线中心线相符。

二、装有滚轮的变压器、电抗器 ,其滚轮应能灵活转动 ,在设备就位后 ,应将滚轮用能拆卸的制动装置加以固定。

第 2.6.2 条 密封处理应符合下列要求 :

一、所有法兰连接处应用耐油密封垫(圈)密封;密封垫(圈)必须无扭曲、变形、裂纹和毛刺,密封垫(圈)应与法兰面的尺寸相配合。

二、法兰连接画应平整、清洁,密封垫应擦拭干净,安装位置应准确;其搭接处的厚度应与其原厚度相同,橡胶密封垫的压缩量不宜超过其厚度的 $1/3$ 。

第 2.6.3 条 有载调压切换装置的安装应符合下列要求:

一、传动机构中的操作机构、电动机、传动齿轮和杠杆应固定牢靠,连接位置正确,且操作灵活,无卡阻现象,传动结构的摩擦部分应涂以适合当地气候条件的润滑脂。

二、切换开关的触头及其连接线应完整无损,且接触良好,其限流电阻应完好,无断裂现象。

三、切换装置的工作顺序应符合产品出厂要求,切换装置在极限位置时,其机械联锁与极限开关的电气联锁动作应正确。

四、位置指示器应动作正常,指示正确。

五、切换开关油箱内应清洁,油箱应做密封试验,且密封良好;注入油箱中的绝缘油,其绝缘强度应符合产品的技术要求。

第 2.6.4 条 冷却装置的安装应符合下列要求:

一、冷却装置在安装前应按制造厂规定的压力值用气压或油压进行密封试验,并应符合下列要求:

1. 散热揣、强迫油循环风冷却器,持续 30min 应无渗漏;

2. 强迫油循环水冷却器,持续 1h 应无渗漏,水、油系统应分别检查渗漏。

二、冷却装置安装前应用合格的绝缘油经净油机循环冲洗干净,并将残油排尽。

三、冷却装置安装完毕后应即注满油。

四、风扇电动机及叶片应安装牢固,并应转动灵活,无卡阻;试转时应无振动、过热;叶片应无扭曲变形或与风筒碰擦等情况,转向应正确;电动机的电源配线应采用具有耐油性能的绝缘导线。

五、管路中的阀门应操作灵活,开闭位置应正确,阀门及法兰连接处应密封良好。

六、外接油管路在安装前,应进行彻底除锈并清洗干净;管道安装后,油管应涂黄漆,水管应涂黑漆,并应有流向标志。

七、油泵转向应正确,转动时应无异常噪声、振动或过热现象;其密封应良好,无渗油或进气现象。

八、差压继电器、流速继电器应经校验合格,且密封良好,动作可靠。

九、水冷却装置停用时,应将水放尽。

第 2.6.5 条 储油柜的安装应符合下列要求:

一、储油柜安装前,应清洗干净。

二、胶囊式储油柜中的胶囊或隔膜式储油柜中的隔膜应完整无破损;腔囊在缓慢充

气胀开后检查应无漏气现象。

三、胶囊沿长度方向应与储油柜的长轴保持平行,不应扭偏;胶囊口的密封应良好,呼吸应通畅。

四、油位表动作应灵活,油位表或油标管的指示必须与储油柜的真实油位相符,不得出现假油位。油位表的信号接点位置正确,绝缘良好。

第 2.6.6 条 升高座的安装应符合下列要求:

一、升高座安装前,应先完成电流互感器的试验,电流互感器出线端子板应绝缘良好,其接线螺栓和固定件的垫块应紧固,端子板应密封良好,无渗油现象。

二、安装升高座时,应使电流互感器铭牌位置面向油箱外侧,放气塞位置应在升高座最高处。

三、电流互感器和升高座的中心应一致。

四、绝缘筒应安装牢固,其安装位置不应使变压器引出线与之相碰。

第 2.6.7 条 套管的安装应符合下列要求:

一、套管安装前应进行下列检查:

1. 瓷套表面应无裂缝、伤痕;
2. 套管、法兰颈部及均压球内壁应清擦干净;
3. 套管应经试验合格;
4. 充油套管无渗油现象,油位指示正常。

二、充油管路的内部绝缘已确认受潮时,应予干燥处理;110kV 及以上的套管应真空注油。

三、高压套管穿缆的应力锥应进入套管的均压罩内,其引出端头与套管顶部接线柱连接处应擦拭干净,接触紧密;高压套管与引出线接口的密封波纹盘结构(魏德迈结构)的安装应严格按制造厂的规定进行。

四、套管顶部结构的密封垫应安装正确,密封应良好,连接引线时,不应使顶部结构松扣。

五、充油套管的油标应面向外侧,套管末屏应接地良好。

第 2.6.8 条 气体继电器的安装应符合下列要求:

一、气体继电器安装前应经检验鉴定。

二、气体继电器应水平安装,其顶盖上标志的箭头应指向储油柜,其与连通管的连接应密封良好。

第 2.6.9 条 安全气道的安装应符合下列要求:

一、安全气道安装前,其内壁应清拭干净。

二、隔膜应完整,其材料和规格应符合产品的技术规定,不得任意代用。

三、防爆隔膜信号接线应正确,接触良好。

第 2.6.10 条 压力释放装置的安装方向应正确 ; 阀盖和升高座内部应清洁 , 密封良好 ; 电接点应动作准确 , 绝缘应良好。

第 2.6.11 条 吸湿器与储油柜间的连接臂的密封应良好 ; 管道应通畅 ; 吸湿剂应干燥 ; 油封油位应在油面线上或按产品的技术要求进行。

第 2.6.12 条 净油器内部应擦拭干净 , 吸附剂应干燥 ; 其滤网安装方向应正确并在出口侧 ; 油流方向应正确。

第 2.6.13 条 所有导气管必须清拭干净 , 其连接处应密封良好。

第 2.6.14 条 测温装置的安装应符合下列要求 :

一、温度计安装前应进行校验 , 信号接点应动作正确 , 导通良好 ; 绕组温度计应根据制造厂的规定进行整定。

二、顶盖上的温度计座内应注以变压器油 , 密封应良好 , 无渗油现象 ; 闲置的温度计座也应密封 , 不得进水。

三、膨胀式信号温度计的细金属软管不得有压扁或急剧扭曲 , 其弯曲半径不得小于 50mm。

第 2.6.15 条 靠近箱壁的绝缘导线 , 排列应整齐 , 应有保护措施 ; 接线盒应密封良好。

第 2.6.16 条 控制箱的安装应符合现行的国家标准《电气装置安装工程盘、柜及二次回路结线施工及验收规范》的有关规定。

第七节 注 油

第 2.7.1 条 绝缘油必须按现行的国家标准《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》的规定试验合格后 , 方可注入变压器、电抗器中。

不同牌号的绝缘油或同牌号的新油与运行过的油混合使用前 , 必须做混油试验。

第 2.7.2 条 注油前 , 220kV 及以上的变压器、电抗器必须进行真空处理 , 处理前宜将器身温度提高到 20℃ 以上。真空度应符合本规范第 2.5.3 条中的规定 , 真空保持时间 : 220 ~ 330kV , 不得少于 8h ; 500kV , 不得少于 24h。抽真空时 , 应监视并记录油箱的变形。

第 2.7.3 条 220kV 及以上的变压器、电抗器必须真空注油 ; 110kV 者宜采用真空注油。当真空度达到本规范第 2.5.3 条规定值后 , 开始注油。注油全过程应保持真空。注入油的油温宜高于器身温度。注油速度不宜大于 100L/min。油面距油箱顶的空隙不得少于 200mm 或按制造厂规定执行。注油后 , 应继续保持真空 , 保持时间 : 110kV 者不得少于 2h ; 220kV 及以上者不得少于 4h。500kV 者在注满油后不可继续保持真空。

真空注油工作不宜在雨天或雾天进行。

第 2.7.4 条 在抽真空时 , 必须将在真空下不能承受机械强度的附件 , 如储油柜、安全气道等与油箱隔离 , 对允许抽同样真空度的部件 , 应同时抽真空。

第 2.7.5 条 变压器、电抗器注油时,宜从下部油阀进油。对导向强油循环的变压器,注油应按制造厂的规定执行。

第 2.7.6 条 设备各接地点及油管道应可靠地接地。

第八节 热油循环、补油和静置

第 2.8.1 条 500kV 变压器、电抗器真空注油后必须进行热油循环,循环时间不得少于 48h。

热油循环可在真空注油到储油柜的额定油位后的满油状态下进行,此时变压器或电抗器不抽真空,当注油到离器身顶盖 200mm 处时,热油循环需抽真空。真空度应符合本规范第 2.5.3 条的规定。

真空净油设备的出口温度不应低于 50℃,油箱内温度不应低于 40℃。经过热油循环的油应达到现行的国家标准《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》的规定。

第 2.8.2 条 冷却器内的油应与油箱主体的油同时进行热油循环。

第 2.8.3 条 往变压器、电抗器内加注补充油时,应通过储油柜上专用的添油阀,并经净油机注入,注油至储油柜额定油位。注油时应排放本体及附件内的空气,少量空气可自储油柜排尽。

第 2.8.4 条 注油完毕后,在施加电压前,其静置时间不应少于下列规定:

110kV 及以下, 24h;

220kV 及 330kV, 48h;

500kV, 72h。

第 2.8.5 条 按第 2.8.4 条静置完毕后,应从变压器、电抗器的套管、升高座、冷却装置、气体继电器及压力释放装置等有关部位进行多次放气,并启动潜油泵,直至残余气体排尽。

第 2.8.6 条 具有胶囊或隔膜的储油柜的变压器、电抗器必须按制造厂规定的顺序进行注油、排气及油位计加油。

第九节 整体密封检查

第 2.9.1 条 变压器、电抗器安装完毕后,应在储油柜上用气压或油压进行整体密封试验,其压力为油箱盖上能承受 0.03MPa 压力,试验持续时间为 24h,应无渗漏。

整体运输的变压器、电抗器可不进行整体密封试验。

第十节 工程交接验收

第 2.10.1 条 变压器、电抗器的起动试运行,是指设备开始带电,并带一定的负荷即可能的最大负荷连续运行 24h 所经历的过程。

第 2.10.2 条 变压器、电抗器在试运行前,应进行全面检查,确认其符合运行条件时,方可投入试运行。检查项目如下:

一、本体、冷却装置及所有附件应无缺陷,且不渗油。

二、轮子的制动装置应牢固。

三、油漆应完整,相色标志正确。

四、变压器顶盖上应无遗留杂物。

五、事故排油设施应完好,消防设施安全。

六、储油柜、冷却装置、净油器等油系统上的油门均应打开,且指示正确。

七、接地引下线及其与主接地网的连接应满足设计要求,接地应可靠。

铁芯和夹件的接地引出套管、套管的接地小套管及电压抽取装置不用时其抽出端子均应接地,备用电流互感器二次端子应短接接地,套管顶部结构的接触及密封应良好。

八、储油柜和充油套管的油位应正常。

九、分接头的位置应符合运行要求,有载调压切换装置的远方操作应动作可靠,指示位置正确。

十、变压器的相位及绕组的接线组别应符合并列运行要求。

十一、测温装置指示应正确,整定值符合要求。

十二、冷却装置试运行应正常,联动正确;水冷装置的油压应大于水压;强迫油循环的变压器、电抗器应起动全部冷却装置,进行循环4h以上,放完残留空气。

十三、变压器、电抗器的全部电气试验应合格;保护装置整定值符合规定;操作及联动试验正确。

第 2.10.3 条 变压器、电抗器试运行时应按下列规定进行检查:

一、接于中性点接地系统的变压器,在进行冲击合闸时,其中性点必须接地。

二、变压器、电抗器第一次投入时,可全电压冲击合闸,如有条件时应从零起升压;冲击合闸时,变压器宜由高压侧投入;对发电机变压器组结线的变压器,当发电机与变压器间无操作断开点时,可不作全电压冲击合闸。

三、变压器、电抗器应进行五次空载全电压冲击合闸,应无异常情况;第一次受电后持续时间不应少于10min;励磁涌流不应引起保护装置的误动。

四、变压器并列前,应先核对相位。

五、带电后,检查本体及附件所有焊缝和连接面,不应有渗油现象。

第 2.10.4 条 在验收时,应移交下列资料 and 文件:

一、变更设计部分的实际施工图。

二、变更设计的证明文件。

三、制造厂提供的产品说明书、试验记录、合格证件及安装图纸等技术文件。

四、安装技术记录、器身检查记录、干燥记录等。

五、试验报告。

六、备品备件移交清单。

第三章 互 感 器

第一节 一般规定

第 3.1.1 条 互感器在运输、保管期间应防止受潮、倾倒或遭受机械损伤 ;互感器的运输和放置应按产品技术要求执行。

第 3.1.2 条 互感器整体起吊时 ,吊索应固定在规定的吊环上 ,不得利用瓷裙起吊 ,并不得碰伤瓷套。

第 3.1.3 条 互感器到达现场后 ,除按本规范第 1.0.6 条进行检查外 ,尚应作下列外观检查 :

- 一、互感器外观应完整 ,附件应齐全 ,无锈蚀或机械损伤。
- 二、油浸式互感器油位应正常 ,密封应良好 ,无渗油现象。
- 三、电容式电压互感器的电磁装置和谐振阻尼器的封铅应完好。

第二节 器身检查

第 3.2.1 条 互感器可不进行器身检查 ,但在发现有异常情况时 ,应按下列要求进行检查 :

- 一、螺栓应无松动 ,附件完整。
- 二、铁芯应无变形 ,且清洁紧密 ,无锈蚀。
- 三、绕阻绝缘应完好 ,连接正确、紧固。
- 四、绝缘支持物应牢固 ,无损伤 ,无分层分裂。
- 五、内部应清洁 ,无油垢杂物。
- 六、穿心螺栓应绝缘良好。
- 七、制造厂有特殊规定时 ,应符合制造厂的规定。

第 3.2.2 条 互感器器身检查时 ,应符合本规范第 2.4.2 条的有关规定。

第 3.2.3 条 110kV 及以上互感器应真空注油。

第三节 安 装

第 3.3.1 条 互感器安装时应进行下列检查 :

- 一、互感器的变比分接头的位置和极性应符合规定。
- 二、二次接线板应完整 ,引线端子应连接牢固 ,绝缘良好 ,标志清晰。
- 三、油位指示器、瓷套法兰连接处、放油阀均应无渗油现象。
- 四、隔膜式储油柜的隔膜和金属膨胀器应完整无损 ,顶盖螺栓紧固。

第 3.3.2 条 油浸式互感器安装面应水平 ;并列安装的应排列整齐 ,同一组互感器的极性方向应一致。

第 3.3.3 条 具有等电位弹簧支点的母线贯穿式电流互感器 ,其所有弹簧支点应牢

固,并与母线接触良好,母线应位于互感器中心。

第 3.3.4 条 具有吸湿器的互感器,其吸湿剂应干燥,油封油位正常。

第 3.3.5 条 互感器的呼吸孔的塞子带有垫片时,应将垫片取下。

第 3.3.6 条 电容式电压互感器必须根据产品成套供应的组件编号进行安装,不得互换。各组件连接处的接触面,应除去氧化层,并涂以电力复合脂;阻尼器装于室外时,应有防雨措施。

第 3.3.7 条 具有均压环的互感器,均压环应安装牢固、水平,且方向正确。具有保护间隙的,应按制造厂规定调好距离。

第 3.3.8 条 零序电流互感器的安装,不应使构架或其它导磁体与互感器铁芯直接接触,或与其构成分磁回路。

第 3.3.9 条 互感器的下列各部位应予以良好接地:

一、分级绝缘的电压互感器,其一次绕组的接地引出端子,电容式电压互感器应按制造厂的规定执行。

二、电容型绝缘的电流互感器,其一次绕组末屏的引出端子、铁芯引出接地端子。

三、互感器的外壳。

四、备用的电流互感器的二次绕组端子应先短路后接地。

五、倒装式电流互感器二次绕组的金属导管。

第 3.3.10 条 互感器需补油时,应按制造厂规定进行。

第 3.3.11 条 运输中附加的防爆膜临时保护应予拆除。

第四节 工程交接验收

第 3.4.1 条 在验收时,应进行下列检查:

一、设备外观应完整无缺损。

二、油浸式互感器应无渗油,油位指示应正常。

三、保护间隙的距离应符合规定。

四、油漆应完整,相色应正确。

五、接地应良好。

第 3.4.2 条 在验收时,应移交下列资料 and 文件:

一、变更设计的证明文件。

二、制造厂提供的产品说明书、试验记录、合格证件及安装图纸等技术文件。

三、安装技术记录、器身检查记录、干燥记录。

四、试验报告。

附录一 新装电力变压器及油浸电抗器不需干燥的条件

一、带油运输的变压器及电抗器:

1. 绝缘油电气强度及微量水试验合格；
2. 绝缘电阻及吸收比(或极化指数)符合规定；
3. 介质损耗角正切值 $\text{tg}\alpha$ (%)符合规定(电压等级在 35kV 以下及容量在 4 000kVA 以下者,可不作要求)。

二、充气运输的变压器及电抗器：

1. 器身内压力在出厂至安装前均保持正压。
2. 残油中微量水不应大于 30ppm；电气强度试验在电压等级为 330kV 及以下者不低于 30kV,500kV 者应不低于 40kV。
3. 变压器及电抗器注入合格绝缘油后：
 - (1) 绝缘油电气强度及微量水符合规定；
 - (2) 绝缘电阻及吸收比(或极化指数)符合规定；
 - (3) 介质损耗角正切值 $\text{tg}\alpha$ (%)符合规定。

注 ① 上述绝缘电阻、吸收比(或极化指数) $\text{tg}\alpha$ (%)及绝缘油的电气强度及微量水试验应符合现行的国家标准《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》的相应规定。

② 当器身未能保持正压,而密封无明显破坏时,则应根据安装及试验记录全画分析作出综合判断,决定是否需要干燥。

三、采用绝缘件表面的含水量判断时,应符合本规范第 2.5.4 条的规定。

附录二 本规范用词说明

一、为便于在执行本规范条文时区别对待,对要求严格程度不同的用词说明如下：

1. 表示很严格,非这样做不可的：
 - 正面词采用“必须”；
 - 反面词采用“严禁”。
2. 表示严格,在正常情况下均应这样做的：
 - 正面词采用“应”；
 - 反面词采用“不应”或“不得”。
3. 表示允许稍有选择,在条件许可时首先应这样做的：
 - 正面词采用“宜”或“可”；
 - 反面词采用“不宜”。

二、条文中规定应按其它有关标准、规范执行时,写法为“应符合……的规定”或“应按……执行”。

附加说明

本规范主编单位、参加单位和主要起草人名单

主编单位 :能源部电力建设研究所

参加单位 :东北电业管理局

东北送变电工程公司

上海电力建设局调整试验所

华东电管局工程建设定额站

水电第十二工程局

陕西省送变电工程公司

广东省输变电工程公司

东北电力建设第一工程公司

大庆石油管理局供电公司

化工部施工技术研究所

主要起草人 :胥佩葱、曾等厚

中华人民共和国国家标准

电气装置安装工程盘、柜

及二次回路结线施工及验收规范

GB 50171—92

主编部门 :中华人民共和国能源部

批准部门 :中华人民共和国建设部

施行日期 :1993年7月1日

第一章 总 则

第 1.0.1 条 为保证盘、柜装置及二次回路结线安装工程的施工质量,促进工程施工技术水平的提高,确保盘、柜装置及二次回路安全运行,制订本规范。

第 1.0.2 条 本规范适用于各类配电盘、保护盘、控制盘、屏、台、箱和成套柜等及其

二次回路结线安装工程的施工及验收。

第 1.0.3 条 盘、柜装置及二次回路结线的安装工程应按已批准的设计进行施工。

第 1.0.4 条 盘、柜等在搬运和安装时应采取防震、防潮、防止框架变形和漆面受损等安全措施,必要时可将装置性设备和易损元件拆下单独包装运输。当产品有特殊要求时,尚应符合产品技术文件的规定。

第 1.0.5 条 盘、柜应存放在室内或能避雨、雪、风、沙的干燥场所。对有特殊保管要求的装置性设备和电气元件,应按规定保管。

第 1.0.6 条 采用的设备和器材,必须是符合国家现行技术标准的合格产品,并有合格证件。设备应有铭牌。

第 1.0.7 条 设备和器材到达现场后,应在规定期限内作验收检查,并应符合下列要求:

- 一、包装及密封良好。
- 二、开箱检查型号、规格符合设计要求,设备无损伤,附件、备件齐全。
- 三、产品的技术文件齐全。
- 四、按本规范要求外观检查合格。

第 1.0.8 条 施工中的安全技术措施,应符合本规范和国家现行有关安全技术标准及产品技术文件的规定。

第 1.0.9 条 与盘、柜装置及二次回路结线安装工程有关的建筑工程的施工,应符合下列要求:

一、与盘、柜装置及二次回路结线安装有关的建筑物、构筑物的建筑工程质量,应符合国家现行的建筑工程施工及验收规范中的有关规定。当设备或设计有特殊要求时,尚应满足其要求。

二、设备安装前建筑工程应具备下列条件:

1. 屋顶、楼板施工完毕,不得渗漏。
2. 结束室内地面工作,室内沟道无积水、杂物。
3. 预埋件及预留孔符合设计要求,预埋件应牢固。
4. 门窗安装完毕。
5. 进行装饰工作时有可能损坏已安装设备或设备安装后不能再进行施工的装饰工作全部结束。

三、对有特殊要求的设备,安装调试前建筑工程应具备下列条件:

1. 所有装饰工作完毕,清扫干净。
2. 装有空调或通风装置等特殊设施的,应安装完毕,投入运行。

第 1.0.10 条 设备安装用的紧固件,应用镀锌制品,并宜采用标准件。

第 1.0.11 条 盘、柜上模拟母线的标志颜色,应符合表 1.0.11 的规定。

表 1.0.11 模拟母线的标志颜色

电 压(kV)	颜 色
交流 0.23	深灰
交流 0.40	黄褐
交流 3	深绿
交流 6	深蓝
交流 10	绛红
交流 13.8~20	浅绿
交流 35	浅黄
交流 60	橙黄
交流 110	朱红
交流 154	天蓝
交流 220	紫
交流 330	白
交流 500	淡黄
直流	褐
直流 500	深紫

注 ①模拟母线的宽度宜为 6~12mm；

②设备模拟的涂色应与相同电压等级的母线颜色一致；③不适用于弱电屏以及流程模拟的屏台。

第 1.0.12 条 二次回路结线施工完毕在测试绝缘时,应有防止弱电设备损坏的安全技术措施。

第 1.0.13 条 安装调试完毕后,建筑物中的预留孔洞及电缆管口,应做好封堵。

第 1.0.14 条 盘、柜的施工及验收,除按本规范规定执行外,尚应符合国家现行的有关标准规范的规定。

第二章 盘、柜的安装

第 2.0.1 条 基础型钢的安装应符合下列要求：

一、允许偏差应符合表 2.0.1 的规定。

表 2.0.1 基础型钢安装的允许偏差

项 目	允许偏差	
	mm/m	mm/全长
不直度	< 1	< 5
水平度	< 1	< 5
位置误差及不平行度		< 5

注 环形布置按设计要求。

二、基础型钢安装后,其顶部宜高出抹平地面 10mm;手车式成套柜按产品技术要求执行。基础型钢应有明显的可靠接地。

第 2.0.2 条 盘、柜安装在震动场所,应按设计要求采取防震措施。

第 2.0.3 条 盘、柜及盘、柜内设备与各构件间连接应牢固。主控制盘、继电保护盘和自动装置盘等不宜与基础型钢焊死。

第 2.0.4 条 盘、柜单独或成列安装时,其垂直度、水平偏差以及盘、柜面偏差和盘、柜间接缝的允许偏差应符合表 2.0.4 的规定。

模拟母线应对齐,其误差不应超过视差范围,并应完整,安装牢固。

表 2.0.4 盘、柜安装的允许偏差

项 目		允许偏差(mm)
垂直度(每米)		< 1.5
水平偏差	相邻两盘顶部	< 2
	成列盘顶部	< 5
盘面偏差	相邻两盘边	< 1
	成列盘面	< 5
盘间接缝		< 2

第 2.0.5 条 端子箱安装应牢固,封闭良好,并应能防潮、防尘。安装的位置应便于检查,成列安装时,应排列整齐。

第 2.0.6 条 盘、柜、台、箱的接地应牢固良好。装有电器的可开启的门,应以裸铜软线与接地的金属构架可靠地连接。

成套柜应装有供检修用的接地装置。

第 2.0.7 条 成套柜的安装应符合下列要求:

- 一、机械闭锁、电气闭锁应动作准确、可靠。
- 二、动触头与静触头的中心线应一致,触头接触紧密。
- 三、二次回路辅助开关的切换接点应动作准确,接触可靠。
- 四、柜内照明齐全。

第 2.0.8 条 抽屉式配电柜的安装尚应符合下列要求:

- 一、抽屉推拉应灵活轻便,无卡阻、碰撞现象,抽屉应能互换。
- 二、抽屉的机械联锁或电气联锁装置应动作正确可靠,断路器分闸后,隔离触头才能分开。

三、抽屉与柜体间的二次回路连接插件应接触良好。

四、抽屉与柜体间的接触及柜体、框架的接地应良好。

第 2.0.9 条 手车式柜的安装尚应符合下列要求:

- 一、检查防止电气误操作的“五防”装置齐全,并动作灵活可靠。
- 二、手车推拉应灵活轻便,无卡阻、碰撞现象,相同型号的手车应能互换。
- 三、手车推入工作位置后,动触头顶部与静触头底部的间隙应符合产品要求。
- 四、手车和柜体间的二次回路连接插件应接触良好。
- 五、安全隔离板应开启灵活,随手车的进出而相应动作。
- 六、柜内控制电缆的位置不应妨碍手车的进出,并应牢固。
- 七、手车与柜体间的接地触头应接触紧密,当手车推入柜内时,其接地触头应比主触头先接触,拉出时接地触头比主触头后断开。

第 2.0.10 条 盘、柜的漆层应完整,无损伤。固定电器的支架等应刷漆。安装于同一室内且经常监视的盘、柜,其盘面颜色宜和谐一致。

第三章 盘、柜上的电器安装

第 3.0.1 条 电器的安装应符合下列要求:

- 一、电器元件质量好,型号、规格应符合设计要求,外观应完好,且附件齐全,排列整齐,固定牢固,密封良好。
- 二、各电器应能单独拆装更换而不影响其它电器及导线束的固定。
- 三、发热元件宜安装在散热良好的地方,两个发热元件之间的连线应采用耐热导线或裸铜线套瓷管。
- 四、熔断器的熔体规格、自动开关的整定值应符合设计要求。
- 五、切换压板应接触良好,相邻压板间应有足够安全距离,切换时不应碰及相邻的压板,对于一端带电的切换压板,应使在压板断开情况下,活动端不带电。
- 六、信号回路的信号灯、光字牌、电铃、电笛、事故电钟等应显示准确,工作可靠。
- 七、盘上装有装置性设备或其它有接地要求的电器,其外壳应可靠接地。
- 八、带有照明的封闭式盘、柜应保证照明完好。

第 3.0.2 条 端子排的安装应符合下列要求:

- 一、端子排应无损坏,固定牢固,绝缘良好。
- 二、端子应有序号,端子排应便于更换且接线方便,离地高度宜大于 350mm。
- 三、回路电压超过 400V 者,端子板应有足够的绝缘并涂以红色标志。
- 四、强、弱电端子宜分开布置,当有困难时,应有明显标志并设空端子隔开或设加强绝缘的隔板。
- 五、正、负电源之间以及经常带电的正电源与合闸或跳闸回路之间,宜以一个空端子隔开。
- 六、电流回路应经过试验端子,其它需断开的回路宜经特殊端子或试验端子。试验端子应接触良好。

七、潮湿环境宜采用防潮端子。

八、接线端子应与导线截面匹配,不应使用小端子配大截面导线。

第 3.0.3 条 二次回路的连接件均应采用铜质制品;绝缘件应采用自熄性阻燃材料。

第 3.0.4 条 盘、柜的正面及背面各电器、端子牌等应标明编号、名称、用途及操作位置,其标明的字迹应清晰、工整,且不易脱色。

第 3.0.5 条 盘、柜上的小母线应采用直径不小于 6mm 的铜棒或铜管,小母线两侧应有标明其代号或名称的绝缘标志牌,字迹应清晰、工整,且不易脱色。

第 3.0.6 条 二次回路的电气间隙和爬电距离应符合下列要求:

一、盘、柜内两导体间,导体与裸露的不带电的导体间,应符合表 3.0.6 的要求。

二、屏顶上小母线不同相或不同极的裸露载流部分之间,裸露载流部分与未经绝缘的金属体之间,电气间隙不得小于 12mm;爬电距离不得小于 20mm。

表 3.0.6 允许最小电气间隙及爬电距离(mm)

额定电压(V)	电气间隙		爬电距离	
	额定工作电流		额定工作电流	
	≤63A	>63A	≤63A	>63A
≤60	3.0	5.0	3.0	5.0
60≤V≤300	5.0	6.0	6.0	8.0
300≤V≤500	8.0	10.0	10.0	12.0

第四章 二次回路接线

第 4.0.1 条 二次回路接线应符合下列要求:

一、按图施工,接线正确。

二、导线与电气元件间采用螺栓连接、插接、焊接或压接等,均应牢固可靠。

三、盘、柜内的导线不应有接头,导线芯线应无损伤。

四、电缆芯线和所配导线的端部均应标明其回路编号,编号应正确,字迹清晰且不易脱色。

五、配线应整齐、清晰、美观,导线绝缘应良好,无损伤。

六、每个接线端子的每侧接线宜为 1 根,不得超过 2 根。对于插接式端子,不同截面的两根导线不得接在同一端子上;对于螺栓连接端子,当接两根导线时,中间应加平垫片。

七、二次回路接地应设专用螺栓。

第 4.0.2 条 盘、柜内的配线电流回路应采用电压不低于 500V 的铜芯绝缘导线,其截面不应小于 2.5mm^2 ;其它回路截面不应小于 1.5mm^2 ,对电子元件回路、弱电回路采用

锡焊连接时,在满足载流量和电压降及有足够机械强度的情况下,可采用不小于 0.5mm^2 截面的绝缘导线。

第 4.0.3 条 用于连接门上的电器、控制台板等可动部位的导线尚应符合下列要求:

- 一、应采用多股软导线,敷设长度应有适当裕度。
- 二、线束应有外套塑料管等加强绝缘层。
- 三、与电器连接时,端部应绞紧,并应加终端附件或搪锡,不得松散、断股。
- 四、在可动部位两端应用卡子固定。

第 4.0.4 条 引入盘、柜内的电缆及其芯线应符合下列要求:

一、引入盘、柜的电缆应排列整齐,编号清晰,避免交叉,并应固定牢固,不得使所接的端子排受到机械应力。

二、铠装电缆在进入盘、柜后,应将钢带切断,切断处的端部应扎紧,并应将钢带接地。

三、使用于静态保护、控制等逻辑回路的控制电缆,应采用屏蔽电缆。其屏蔽层应按设计要求的接地方式予接地。

四、橡胶绝缘的芯线应外套绝缘管保护。

五、盘、柜内的电缆芯线,应按垂直或水平有规律地配置,不得任意歪斜交叉连接。备用芯长度应留有适当余量。

六、强、弱电回路不应使用同一根电缆,并应分别成束分开排列。

第 4.0.5 条 直流回路中具有水银接点的电器,电源正极应接到水银侧接点的一端。

第 4.0.6 条 在油污环境,应采用耐油的绝缘导线。在日光直射环境,橡胶或塑料绝缘导线应采取防护措施。

第五章 工程交接验收

第 5.0.1 条 在验收时,应按下列要求进行检查:

- 一、盘、柜的固定及接地应可靠,盘、柜漆层应完好、清洁整齐。
- 二、盘、柜内所装电器元件应齐全完好,安装位置正确,固定牢固。
- 三、所有二次回路接线应准确,连接可靠,标志齐全清晰,绝缘符合要求。
- 四、手车或抽屉式开关柜在推入或拉出时应灵活,机械闭锁可靠,照明装置齐全。
- 五、柜内一次设备的安装质量验收要求应符合国家现行有关标准规范的规定。
- 六、用于热带地区的盘、柜应具有防潮、抗霉和耐热性能,按国家现行标准《热带电工产品通用技术》要求验收。

七、盘、柜及电缆管道安装完后,应作好封堵。可能结冰的地区还应有防止管内积水

结冰的措施。

八、操作及联动试验正确,符合设计要求。

第5.0.2条 在验收时,应提交下列资料 and 文件:

一、工程竣工图。

二、变更设计的证明文件。

三、制造厂提供的产品说明书、调试大纲、试验方法、试验记录、合格证件及安装图纸等技术文件。

四、根据合同提供的备品备件清单。

五、安装技术记录。

六、调整试验记录。

附录一 本规范用词说明

一、为便于在执行本规范条文时区别对待,对于要求严格程度不同的用词说明如下:

1. 表示很严格,非这样做不可的;

正面词采用“必须”;

反面词采用“严禁”。

2. 表示严格,在正常情况下均应这样做的:

正面词采用“应”;

反面词采用“不应”或“不得”。

3. 表示允许稍有选择,在条件许可时首先应这样做的:

正面词采用“宜”或“可”;

反面词采用“不宜”。

二、条文中指明应按其它有关标准、规范执行时,写法为“应符合……的规定”或“应按……执行”。

附加说明

本规范主编单位、参加单位和主要起草人名单

主编单位:能源部电力建设研究所

参加单位:交能部水运规划设计院

能源部武汉超高压公司

主要起草人:李志耕 黄佩君 赵以裕 马长瀛

高压断路器运行规程

(1991年3月5日能源部颁发)

1 总 则

1.1 适用范围

1.1.1 本规程适用于国产 3kV 及以上运行或备用中的户内外断路器。国外进口的断路器也可结合制造厂的规定参照本规程执行。

1.1.2 发电厂、变电所值班人员,供电局变电工区巡视人员及发电厂、供电局主管运行工作的总工程师、生技科和车间技术领导均应熟悉并遵守本规程相应的规定。

1.2 一般要求

1.2.1 断路器应有标以基本参数等内容的制造厂铭牌。断路器如经增容改造,应修改铭牌的相应内容。断路器基本参数必须满足装设地点的运行工况并留有适当裕度,如产品的额定短路开断电流应大于装设地点的最大短路电流等。

1.2.2 断路器的分、合闸指示器应易于观察且指示正确。

1.2.3 断路器接地金属外壳应有明显的接地标志,接地螺栓不小于 M12 且接触良好。

1.2.4 断路器接线板的连接处或其它必要的地方应有监视运行温度状态的措施,如示温蜡片等。

1.2.5 每台断路器应有运行编号和名称。

1.2.6 断路器外露的相应带电部分应有明显的相位漆。

1.2.7 对各种类型的断路器尚有下列要求。

1.2.7.1 油断路器:

- a. 有易于观察的油位指示器和上、下限油位监视线。
- b. 绝缘油牌号、性能应满足当地最低气温的要求。

1.2.7.2 压缩空气断路器:

- a. 具有监视充气压力的压力表。
- b. 本体储气罐一般应装有压力释放阀。
- c. 压缩空气系统应配有容积相宜的高压储气罐和工作储气罐,工作气源经高压减压到工作压力,减压比不低于 5:1。

d. 输气导管进入断路器本体储气罐时 ,应经逆止阀、过滤器和控制阀。本体储气罐应装有排污阀。

e. 不承受工作压力的瓷套 ,为保持内腔干燥 ,应有微正压的通风装置和保证低温时能正常操作的加热装置。

1.2.7.3 六氟化硫断路器 :

- a. 为监视 SF₆ 气体压力 ,应装有密度继电器或压力表。
- b. 断路器应附有压力温度关系曲线。
- c. 具有 SF₆ 气体补气或抽气接口。

1.2.7.4 真空断路器应配有限制操作过电压的保护装置。

1.2.8 新建、扩建或改建的变电所和变电站新装断路器时 ,不得选购上级主管部门明文规定不允许订货和未经有关部门鉴定合格的产品。

1.2.9 新产品挂网试运行 ,应按有关规定办理审批手续 ,各电业局、供电局和发电厂均不得擅自安排。

1.2.10 发电厂和变电所应按本规程相应条款并结合本单位情况制订现场运行规程。

1.3 操作机构的配置要求

1.3.1 根据发电厂、变电所的操作能源性质 ,各种断路器(油、空气、SF₆ 和真空)的操动机构可选用下列形式之一 :

- a. 电磁操动机构 ;
- b. 弹簧操动机构 ;
- c. 液压操动机构 ;
- d. 气动操动机构。

凡新建和扩建的变电所不应采用手力操动机构。

1.3.2 操动机构的操作方式应满足实际运行工况的要求。

1.3.3 操动机构脱扣线圈的端子动作电压应满足 :

- a. 低于额定电压的 30% 时 ,应不动作 ;
- b. 高于额定电压的 65% 时 ,应可靠动作。

1.3.4 采用电磁操动机构时 ,对合闸电源有如下要求 :

- a. 在任何运行工况下 ,合闸过程中电源应保持稳定 ;
- b. 运行中电源电压如有变化 ,其合闸线圈通流时 ,端子电压不低于额定电压的 80% (在额定短路关合电流大于或等于 50kA 时不低于额定电压的 85%) ,最高不得高于额定电压的 110% ;

c. 当直流系统运行接线方式改变时(如直流电源检修采取临时措施以及环形母线开环运行等) ,也应满足 b 项要求。

1.3.5 采用气动机构时 ,对合闸压缩空气气源的压力要求基本保持稳定 ,一般变化幅值

不大于 $\pm 50\text{kPa}$ 。

1.3.6 液压操动机构及采用差压原理的气动机构应具有防“失压慢分”装置,并配有防“失压慢分”的机构卡具。所谓“失压慢分”是指液压操动机构因某种原因压力降到零,然后重新启动油泵打压时,会造成断路器缓慢分闸。

1.3.7 采用液压或气动机构时,其工作压力大于 1MPa (表压)时,应有压力安全释放装置。

1.3.8 机构箱应具有防尘、防潮、防小动物进入及通风措施,液压与气动机构应有加热装置和恒温控制措施。

1.4 技术文件

1.4.1 发电厂和变电所应建立断路器技术档案,内容如下:

- a. 按照规定格式编制的设备卡片;
- b. 制造厂出厂调试记录;
- c. 交接试验的记录;
- d. 大修验收报告;
- e. 断路器操作记录和故障开断记录;
- f. 重大缺陷记录和缺陷处理记录;
- g. 绝缘油或 SF_6 气体试验记录;
- h. 断路器上装设的测量控制仪表(包括保护用继电器等)的试验记录;
- i. 定期进行的绝缘预防性试验记录;
- j. 断路器的安装使用说明书、安装图和构造图;
- k. 事故处理记录。

1.4.2 断路器移装时应连同技术档案一并移交。

2 断路器的运行、监视、维护和操作

2.1 断路器的投运

2.1.1 新装或大修后的断路器,投运前必须验收合格才能施加运行电压。

2.1.2 新装断路器的验收项目按《电气装置安装工程及施工验收规范》及有关规定执行。大修后的验收项目按大修报告执行。

2.2 断路器正常运行的巡视检查

2.2.1 投入电网和处于备用状态的高压断路器必须定期进行巡视检查,有人值班的变电所和发电厂升压站由值班人员负责巡视检查。无人值班的变电所由供电局运行值班人员按计划日程负责巡视检查。

2.2.2 巡视检查的周期 :有人值班的变电所和升压站每天当班巡视不少于一次 ,无人值班的变电所由当地按具体情况确定 ,通常每月不少于 2 次。

2.2.3 油断路器巡视检查项目 :

- a. 断路器的分、合位置指示正确 ,并与当时实际运行工况相符 ;
- b. 主触头接触良好不过热 ,主触头外露的少油断路器示温蜡片不熔化 ,变色漆不变色 ,多油断路器外壳温度与环境温度相比无较大差异。内部无异常声响 ;
- c. 本体套管的油位在正常范围内 ,油色透明无碳黑悬浮物 ;
- d. 无渗、漏油痕迹 ,放油阀关闭紧密 ;
- e. 套管、瓷瓶无裂痕 ,无放电声和电晕 ;
- f. 引线的连接部位接触良好 ,无过热 ;
- g. 排气装置完好 ,隔栅完整 ;
- h. 接地完好 ;
- i. 防雨帽无鸟窝 ;
- j. 注意断路器环境条件 ,户外断路器栅栏完好 ,设备附近无杂草和杂物 ,配电室的门窗、通风及照明应良好。

2.2.4 空气断路器的巡视检查项目 :

- a. 断路器的分、合位置指示正确 ,并与当时实际运行工况相符 ;
- b. 维持断路器内壁正压的通风指示正常 ;
- c. 配气箱压力表指示在正常气压范围内 ,箱内及连接管道和断路器本体无漏气声 ;
- d. 绝缘子、瓷套无破损、无裂纹及放电痕迹 ;
- e. 运行中断路器的供气阀在开启位置 ,工作母管、高压罐定期排污 ;
- f. 各载流部分、出线端子无过热 ;
- g. 灭弧室排气孔的挡板应关闭、无积水或鸟巢 ;
- h. 接地完好 ;
- i. 巡视断路器环境条件 ,附近无杂物。

2.2.5 六氟化硫断路器的巡视检查项目 :

- a. 每日定时记录 SF_6 气体压力和温度 ;
- b. 断路器各部分及管道无异声(漏气声、振动声)及异味 ,管道夹头正常 ;
- c. 套管无裂痕 ,无放电声和电晕 ;
- d. 引线连接部位无过热、引线弛度适中 ;
- e. 断路器分、合位置指示正确 ,并和当时实际运行工况相符 ;
- f. 落地罐式断路器应检查防爆膜有无异状 ;
- g. 接地完好 ;
- h. 巡视环境条件 ,附近无杂物。

2.2.6 真空断路器的巡视检查项目：

- a. 分、合位置指示正确 ,并与当时实际运行工况相符；
- b. 支持绝缘子无裂痕及放电异声；
- c. 真空灭弧室无异常；
- d. 接地完好；
- e. 引线接触部分无过热 ,引线弛度适中。

2.2.7 电磁操动机构的巡视检查项目：

- a. 机构箱门平整、开启灵活、关闭紧密；
- b. 检查分、合闸线圈及合闸接触器线圈无冒烟异味；
- c. 直流电源回路接线端子无松脱、无铜绿或锈蚀；
- d. 加热器正常完好。

2.2.8 液压机构的检查项目：

- a. 机构箱门平整、开启灵活、关闭紧密；
- b. 检查油箱油位正常、无渗漏油；
- c. 高压油的油压在允许范围内；
- d. 每天记录油泵启动次数；
- e. 机构箱内无异味；
- f. 加热器正常完好。

2.2.9 弹簧机构的检查项目：

- a. 机构箱门平整、开启灵活、关闭紧密；
- b. 断路器在运行状态 ,储能电动机的电源闸刀或熔丝应在闭合位置；
- c. 检查储能电动机、行程开关接点无卡住和变形 ,分、合闸线圈无冒烟异味；
- d. 断路器在分闸备用状态时 ,分闸连杆应复归 ,分闸锁扣到位 ,合闸弹盘应储能；
- e. 防凝露加热器良好。

2.2.10 记录巡视检查结果 :在运行记录簿上记录检查时间、巡视人员姓名和设备状况。设备缺陷尚需按缺陷管理制度的分类登入缺陷记录簿 ,无人值班变电所则登录在巡视记录簿内。

2.3 断路器的特殊巡视

2.3.1 新设备投运的巡视检查 ,周期应相对缩短。投运 72h 以后转入正常巡视。

2.3.2 夜间闭灯巡视 ,有人值班的变电所和发电厂升压站每周一次 ,无人值班的变电所二个月一次。

2.3.3 气温突变 ,增加巡视。

2.3.4 雷雨季节雷击后应进行巡视检查。

2.3.5 高温季节高峰负荷期间应加强巡视。

2.4 断路器的正常维护

2.4.1 断路器正常运行维护项目：

- a. 不带电部分的定期清扫；
- b. 配合其它设备的停电机会，进行传动部位检查，清扫瓷瓶积存的污垢及处理缺陷；
- c. 按设备使用说明书规定对机构添加润滑油；
- d. 油断路器根据需要补充油或放油，放油阀渗油处理；
- e. 空气断路器储气罐及工作母管定期排污，空气压缩机定期换油及添油；
- f. 检查合闸熔丝是否正常，核对容量是否相符。

2.4.2 执行了断路器正常维护工作后应载入记录簿待查。

2.5 断路器的操作

2.5.1 断路器操作的一般要求如下：

- a. 断路器经检修恢复运行，操作前应检查检修中为保证人身安全所设置的措施（如接地线等）是否全部拆除，防误闭锁装置是否正常；
- b. 长期停运的断路器在正式执行操作前应通过远方控制方式进行试操作 2 - 3 次，无异常后方能按操作票拟定的方式操作；
- c. 操作前应检查控制回路、辅助回路、控制电源（气源）或液压回路均正常、储能机构已储能，即具备运行操作条件；
- d. 操作中应同时监视有关电压、电流、功率等表计的指示及红绿灯的变化，操作把手不宜返回太快。

2.5.2 正常运行的断路器操作时注意检查下列项目：

- a. 油断路器油位、油色是否正常；
- b. SF₆ 断路器气体压力和空气断路器储气罐压力在规定的范围内。

2.5.3 操作断路器时操作机构应满足：

- a. 电磁机构在合闸操作过程中，合闸线圈端子电压、合闸接触器线圈电压均在合格范围；
- b. 操作机构箱门关好，栅栏门关好并上锁，脱扣部件均在复归位置；
- c. 弹簧机构合闸操作后应自动再次储能。

2.5.4 运行中断路器几种异常操作的规定：

- a. 电磁机构严禁用手力杠杆或千斤顶的办法带电进行合闸操作；
- b. 无自由脱扣的机构严禁就地操作；
- c. 以硅整流作合闸电源的电磁操作机构，如合闸电源不符合部颁《关于变电所操作电源的暂行规定》的要求，不允许就地操作；
- d. 液压（气压）操动机构，如因压力异常导致断路器分、合闸闭锁时，不准擅自解除闭

锁进行操作。

2.5.5 断路器故障状态下的操作规定：

a. 断路器运行中,由于某种原因造成油断路器严重缺油,空气和 SF₆ 断路器气体压力异常(如突然降至零等),严禁对断路器进行停、送电操作,应立即断开故障断路器的控制电源,及时采取措施,断开上一级断路器,将故障断路器退出运行;

b. 断路器的实际短路开断容量低于或接近于运行地点的短路容量时,在短路故障开断后禁止强送,并应停用自动重合闸;

c. 分相操作的断路器操作时,发生非全相合闸,应立即将已合上相拉开,重新操作合闸一次,如仍不正常,则应拉开合上相并切断该断路器的控制电源,查明原因;

d. 分相操作的断路器操作时发生非全相分闸时,应立即切断控制电源,手动操作将拒动相分闸,查明原因。

3 断路器的技术监督

3.1 断路器的运行监督

3.1.1 每年对断路器安装地点的母线短路容量与断路器铭牌作一次校核。

3.1.2 每台断路器的年动作次数应作出统计,正常操作次数和短路故障开断次数应分别统计。

3.1.3 定期对断路器作运行分析并作好记录备查,不断累积运行经验,运行分析的内容包括:

a. 设备运行异常现象及缺陷产生的原因和发展规律,总结发现、判断和处理缺陷的经验,在此基础上作事故预想;

b. 发生事故和故障后,对故障原因和处理对策进行分析,总结经验教训;

c. 根据设备及环境状况作出事故预想。

3.1.4 发电厂和供电局每年要检查断路器反事故措施执行情况,并补充新的反事故措施内容。

3.2 断路器的绝缘监督

3.2.1 断路器除结合设备大修进行绝缘试验外,尚需按部颁《电气设备预防性试验规程》进行预防性试验。

3.2.2 发电厂、变电所内应有当年断路器绝缘预防性试验计划,值班人员应监督其执行,试验中发现的问题已处理的登入设备专档,未处理的登入设备缺陷记录簿。

3.3 断路器的检修监督

3.3.1 发电厂、变电所应有安排于当年执行的断路器大、小修计划,周期及项目按部颁断路器检修工艺规定执行。

3.3.2 值班人员应监督断路器大、小修计划的执行,大修报告存入设备专档,未能消除的缺陷记入设备缺陷记录簿。

3.3.3 值班人员应及时记录液压机构油泵起动情况及次数,记录断路器短路故障分闸次数和正常操作次数,以为临进性检修提供依据。

3.4 断路器绝缘油油质监督

3.4.1 新油或再生油使用前应按《电气设备预防性试验规程》规定的项目进行试验,注入断路器后再取样试验,结果记入专档。

3.4.2 运行中绝缘油应按《电气设备预防性试验规程》进行定期试验。

3.4.3 绝缘油试验发现有水分或电气绝缘强度不合格以及可能影响断路器安全运行的其它不合格项目时应及时处理。

3.4.4 油位降低至下限以下时,应及时补充同一牌号的绝缘油,如需与其它牌号混用需作混油试验。

3.5 断路器用压缩空气气质监督

3.5.1 高压储气罐的底部疏水阀每天清晨放水一次,直到喷出的水雾完全消失时止。

3.5.2 断路器本体储气管、工作储气罐、工作母管要定期排污,其周期由各地按运行经验确定。

3.5.3 断路器及空气管路系统的过滤器应定期清洗滤网。

3.5.4 空压机出口处的排污阀工作状态良好,空压机停机时均应排污一次。

3.6 断路器 SF₆ 气体气质监督

3.6.1 新装 SF₆ 断路器投运前必须复测断路器本体内部气体的含水量和漏气率,灭弧室气室的含水量应小于 150ppm(体积比),其它气室应小于 250ppm(体积比),断路器年漏气率小于 1%。

3.6.2 运行中的 SF₆ 断路器应定期测量 SF₆ 气体含水量,新装或大修后,每三个月一次,待含水量稳定后可每年一次,灭弧室气室含水量应小于 300ppm(体积比),其它气室小于 500ppm(体积比)。

3.6.3 新气及库存 SF₆ 气应按 SF₆ 管理导则定期检验,进口 SF₆ 新气亦应复检验收入库,检验时按批号作抽样检验,分析复核主要技术指标,凡未经分析证明符合技术指标的气体(不论是新气还是回收的气体)均应贴上“严禁使用”标志。

3.6.4 新装或投运的断路器内的 SF₆ 气体严禁向大气排放,必须使用 SF₆ 气体回收装置回收。

3.6.5 SF₆ 断路器需补气时,应使用检验合格的 SF₆ 气体。

4 断路器的不正常运行和事故处理

4.1 运行中的不正常现象

4.1.1 值班人员在断路器运行中发现任何不正常现象时(如漏油、渗油、油位指示器油位过低, SF_6 气压下降或有异响、分合闸位置指示不正确等),应及时予以消除,不能及时消除的报告上级领导并相应记入运行记录簿和设备缺陷记录簿内。

4.1.2 值班人员若发现设备有威胁电网安全运行且不停电难以消除的缺陷时,应向值班调度员汇报,及时申请停电处理,并报告上级领导。

4.1.3 断路器有下列情形之一者,应申请立即停电处理:

- a. 套管有严重破损和放电现象;
- b. 多油断路器内部有爆裂声;
- c. 少油断路器灭弧室冒烟或内部有异常声响;
- d. 油断路器严重漏油,油位不见;
- e. 空气断路器内部有异常声响或严重漏气,压力下降、橡胶垫吹出;
- f. SF_6 气室严重漏气发出操作闭锁信号;
- g. 真空断路器出现真空损坏的丝丝声;
- h. 液压机构突然失压到零。

4.1.4 操动机构常见的导常现象及可能原因见表 1、表 2、表 3。

表 1 电磁操动机构常见异常现象

现象分类	异常现象	可能原因	
拒 合	铁芯不启动	1. 线圈端子无电压 (1)二次回路连接松动 (2)辅助开关未切换或接触不良 (3)直流接触器接点被灭弧罩卡住或接触器吸铁被异物卡住 (4)熔丝熔断 (5)直流接触器电磁线圈断线或烧坏	
		2. 线圈端子有电压 (1)合闸线圈引线断线或线圈烧坏 (2)两个线圈极性接反 (3)合闸铁芯卡住	
	铁芯启动、连板 机构动作	(1)合闸线圈通流时端子电压太低 (2)辅助开关调整不当过早切断电源 (3)合闸维持支架复归间隙太小或因某种原因未复归 (4)分闸脱扣机构未复归锁住 (5)滚轮抽合闸后扣入支架深度少或支架端面磨损变形扣合不稳定 (6)分闸脱扣板扣入深度少或端面磨损变形扣不牢 (7)合闸铁芯空行程小,冲击力不足 (8)合闸线圈有层间短路 (9)开关本体传动机构有卡涩	
		铁芯不启动	1. 线圈端子无电压 (1)二次回路连接松动或接触不良 (2)辅助开关未切换或接触不良 (3)熔丝熔断
			2. 线圈端子有电压 (1)铁芯卡住 (2)线圈断线或烧坏 (3)二个线圈极性接反
			铁芯启动、脱扣 板未动
脱扣板已动作	机构或本体传动机构卡涩		
误 动	无信号自分	(1)合闸维持支架复归太慢或端面变形 (2)滚轮轴扣入支架深度太少 (3)分闸脱扣板未复归,机构空合 (4)脱扣板扣入深度太少,未扣牢 (5)二次回路有混线,合闸同时分闸回路有电 (6)合闸限位止钉无间隙或合闸弹簧缓冲器压得太死无缓冲间隙	
		(1)分闸回路绝缘有损坏造成直流两点接地 (2)扣入深度小、扣合面磨损变形、扣合不稳定 (3)分闸电磁铁最低动作电压太低 (4)继电器接点因振动误闭合	

4.2 断路器事故处理

4.2.1 断路器动作分闸后,值班人员应立即记录故障发生时间、停止音响信号,并立即进行“事故特巡”检查,判断断路器本身有无故障。

4.2.2 断路器对故障分闸线路实行强送后,无论成功与否,均应对断路器外观进行仔细检查。

4.2.3 断路器故障分闸时发生拒动,造成越级分闸,在恢复系统送电时,应将发生拒动的断路器脱离系统并保持原状,待查清拒动原因并消除缺陷后方可投入。

4.2.4 SF₆ 断路器发生意外爆炸或严重漏气等事故,值班人员接近设备要谨慎,尽量选择从“上风”接近设备,必要时要戴防毒面具、穿防护服。

表 2 弹簧操动机构常见的异常现象

现象分类	异常现象	可能原因
拒动	铁芯未启动	1. 线圈端子无电压 (1) 二次回路连触不良,连接螺丝松 (2) 熔丝熔断 (3) 辅助开关接点接触不良或未切换 2. 线圈端子有电压 (1) 线圈断线或烧坏 (2) 铁芯卡住
	铁芯已启动、四连杆动作	(1) 线圈端子电压太低 (2) 铁芯运行受阻 (3) 铁芯撞杆变形、行程不足 (4) 四连杆变形、受力过“死点”距离太大 (5) 合闸锁扣扣入牵引杆深度太大 (6) 扣合面硬度不够变形,摩擦力大,“咬死”
	四连杆动作,牵引杆不释放	(1) 牵引杆过死点距离太小或未出“死区” (2) 机构或本体有严重机械卡涩 (3) 四连杆中间轴过“死点”距离太小 (4) 四连杆受扭变形
拒分	铁芯未启动	1. 线圈端子无电压 (1) 熔丝熔断 (2) 二次回路连接松动,接点接触不良 (3) 辅助开关未切换或接触不良 2. 线圈端子有电压 (1) 线圈烧坏或断线,尤其引线端易折断 (2) 铁芯卡住
	铁芯已启动、锁钩或分闸四连杆未释放	(1) 线圈端子电压太低 (2) 铁芯空程小,冲力不足或铁芯运动受阻 (3) 锁钩扣入深度太大或分闸四连杆受力过“死点”距离太多 (4) 铁芯撞杆变形,行程不足
	锁钩或四连杆动作,但机构连板系统不动	机构或本体严重机械卡涩

现象分类		异常现象	可能原因
误 动	储能后自行合闸		(1) 合闸四连杆受力过“死点”距离太小 (2) 合闸四连杆未复归,可能复归弹簧变形或有蹇劲 (3) 扣入深度少或扣合面变形 (4) 锁扣支驾支撑螺栓未拧紧或松动 (5) L 型锁扣变形锁不住 (6) 马达电源未及时切换 (7) 牵引杆越过“死点”距离太大撞击力太大
	无信号自分		(1) 二次回路有混线,分闸回路直流两点接地 (2) 分闸锁钩扣入深度太少,或分闸四连杆中间轴过“死点”距离太小,或锁钩端面变形扣不牢 (3) 分闸电磁铁最低动作电压太低 (4) 继电器接点因某种原因误闭合
误 动	合后即分		(1) 二次回路混线,合闸同时分闸回路有电 (2) 分闸锁钩扣入深度太小,或分闸四连杆中间轴过“死点”距离太小,或锁钩端面变形,扣合不稳定 (3) 分闸锁钩不受力时复归间隙调得太大 (4) 分闸锁钩或分闸四连杆未复归

表 3 液压操动机构常见异常现象

现象分类		异常现象	可能原因
建压时间长或建不起压力	油泵建压时间过长	1. 整个建压过程时间长 (1) 吸油回路有堵塞,吸油不畅通,滤油器有脏物堵住 (2) 油泵中空气未排尽 (3) 油箱油位过低,油量少 (4) 油泵吸油阀钢球密封不严或只有一个柱塞工作 2. 油泵建至一定压力后,建压时间变长或建不上压 (1) 柱塞座与吸油阀之间的尼龙密封垫封不住高压油 (2) 柱塞和柱塞座配合间隙过大 (3) 高压油路有泄漏 (4) 安全阀调正不当	
	油泵建不起压力	(1) 高压放油阀未关严或逆止阀钢球没有复位 (2) 合闸二级阀未关严 (3) 油泵本身有故障,吸油阀密封不严,柱塞座与吸油阀之间的尼龙垫封不住高压油,柱塞与柱塞座配合间隙大或只有一个柱塞处于工作状态	

现象分类		异常现象	可能原因
拒动	拒合	电磁铁未启动	(1)二次回路连接松动,接触不良 (2)辅助开关未切换 (3)电磁铁线圈断线 (4)铁芯卡住
		电磁铁启动,工作缸活塞杆不动	(1)阀杆变形,行程不够,合闸一级阀未打开 (2)合闸控制油路堵塞 (3)分闸一级阀未复位
	拒动	电磁铁未启动	(1)二次回路连接松动,接触不良 (2)辅助开关未切换 (3)电磁铁线圈断线 (4)铁芯卡住
		电磁铁启动,工作缸活塞杆不动	(1)阀杆变形,分闸阀未打开 (2)合闸保持回路漏装 $\Phi 0.5\text{mm}$ 节流孔接头 (3)合闸二级阀活塞卡住未复归
误动	合后即分	(1)合闸保持回路 $\Phi 0.5\text{mm}$ 节流孔受堵 (2)分闸阀内逆止阀或一级阀未复位或密封不严 (3)合闸二级阀活塞密封圈失效	
	油泵频繁启动打压	分闸位置频繁启动	1. 外泄漏 (1)工作缸活塞出口端密封不良 (2)储压筒活塞杆出口端密封不良 (3)管路接头渗漏 (4)高压放油阀密封不良或未关严 2. 内泄漏 (1)工作缸活塞上密封失效 (2)合闸一级阀密封不良 (3)合闸二级阀密封不良
		合闸位置频繁启动	1. 外泄漏 (1)工作缸活塞出口端密封不良 (2)储压筒活塞杆出口端密封不良 (3)管路接头渗漏 (4)高压放油阀密封不良或未关严 2. 内泄漏 (1)二级阀活塞密封圈失效或二级阀活塞锥面密封不良 (2)分、合闸一级阀密封不严 (3)合闸阀内逆止阀密封不良 (4)合闸阀与二级阀连接处密封圈失效
		分、合闸位置均频繁启动	1. 外泄漏 (1)工作缸活塞出口端密封不良 (2)储压筒活塞杆出口端密封不良 (3)管路接头渗漏 (4)高压放油阀密封不良或未关严 2. 内泄漏 (1)高压放油阀密封不良或未关严 (2)油泵卸载逆止阀关闭不严 (3)合闸一级阀关闭不严

附表 1 绝缘油的技术标准

序号	项 目	标 准		
		新油及再生油		运行中的油
1	5℃时的透明度	透明		
2	氢氧化钠试验	不大于 2 级		
3	安定性氧化后酸值	不应大于 0.2mg(KOH)/g(油)		
	安定性氧化后沉淀物	≤0.05%		
4	运动粘度(cst)	20℃	50℃	
		≤30	≤9.6	
5	凝点(℃)	DB-10	DB-25	DB-45
		≤-10	≤-25	≤-45
6	酸值	不应大于 0.03mg(KOH)/g(油)		不应大于 0.1mg(KOH)/g(油)
7	水溶性酸和碱	无		pH 值大于等于 4.2
8	内点(℃)	DB-10	DB-25	DB-45
		≥140	≥140	≥135
				(1) 不得比新油标准降低 5℃ (2) 不得比前次测得值降低 5℃
9	机械杂质	无		无
10	水份	无		无
11	游离碳	无		无
12	电气强度试验	(1) 用于 15kV 级及以下, 不小于 25kV; (2) 用于 20~35kV, 不小于 35kV; (3) 用于 63~220kV 者, 不小于 40kV; (4) 用于 330kV 者, 不小于 50kV; (5) 用于 500kV 者, 不小于 60kV		(1) 用于 15kV 级及以下, 不小于 20kV; (2) 用于 20~35kV, 不小于 30kV; (3) 用于 63~220kV 者, 不小于 35kV; (4) 用于 330kV 者, 不小于 45kV; (5) 用于 500kV 者, 不小于 50kV
13	测量介质损失角的正切 tgδ	注入设备前的油 90℃ 时, 不应大于 0.5% 注入设备后的油: 70℃ 时, 不应小于 0.5%		70℃ 时不应大于 2%
14	油泥测定—羰基含量			不大于 0.28mg/g(油)
15	界面张力			不小于 15×10^{-5} N/cm
16	绝缘油混油试验	混合油的质量如符合下列规定时, 可以混合使用 (1) 两种运行中油相混合时, 混合油的质量不应当劣于其中安定性较差的一种 (2) 新油与运行中油相混合时, 混合油的质量不应劣于运行中油的质量		

注: 当油质逐渐老化, 水溶性酸 pH 值接近 4.2 或酸值接近 0.1mg(KOH)/g(油) 时, 方可进行 16 项试验, 对于加有降凝剂的断路器油, 运行中应增加凝点试验。

附表 2 # 10 航空液压油技术标准

序号	项 目	质量 标准
1	运动粘度(厘沲) 50℃ - 50℃	≥ 10 ≤ 1250
2	腐蚀(钢片 70℃、24h)	合格
3	抗氧化安定性(100℃、168h) 氧化后运动粘度(厘沲) 50℃ - 50℃ 氧化后酸值(mgKOH/g)	≥ 0.95 ≤ 1500 ≤ 0.15
4	腐蚀度(100℃、168h) mg/cm ²	≤ ± 0.1
5	油膜试验(65 ± 1℃、4h)	在整个表面上油膜不得为硬的或粘状的
6	初馏点(℃)	≥ 2100
7	酸值(mgKOH/g)	≤ 0.05
8	闪点(开口℃)	≥ 92
9	凝点(℃)	≤ - 70
10	机械杂质(%)	无
11	水份(%)	无
12	密度 20℃(g/cm ³)	≤ 0.850
13	水溶性酸和碱	无
14	外观	红色透明液体(目测)

附表 3 SF₆ 气体的质量标准

杂质名称	IEC 标准	我国暂行标准
空气(氮、氧)	< 0.05%(重量比) < 0.25%(体积比)	≤ 0.05%
CF ₄	< 0.05%(重量比) < 0.1%(体积比)	≤ 0.05%
水	< 15ppm(重量比)	≤ 8ppm
游离酸(用 HF 表示)	< 0.8ppm(重量比)	≤ 0.3ppm
可水解氟化物(HF 表示)	< 1.0ppm(重量比)	≤ 1.0ppm
矿物油	< 10ppm(重量比)	≤ 10ppm
SF ₆ 纯度		≥ 99.8%

中华人民共和国国家标准

GB/T 4473—1996

交流高压断路器的合成试验

Synthetic testing of high - voltage
alternating current circuit - breakers

国家技术监督局发布

1996 - 06 - 17 发布

1997 - 07 - 01 实施

目 次

- 1 主题内容和适用范围
- 2 引用标准
- 3 术语
- 4 总则
- 5 用于短路开断试验的合成试验技术和方法
- 6 用于短路关合试验的合成试验技术和方法
- 7 基本短路试验方式
- 8 燃弧时差

附录 A 短路电流的开断过程(参考件)

附录 B 电流畸变(参考件)

附录 C 关联电流引入法(参考件)

附录 D 串联电压引入法(参考件)

附录 E 变压器电器(SKEATS 电路)(参考件)

附录 F 短路关合过程及合成关合试验法(参考件)

附录 G 三相试验的合成法(参考件)附录 H 带并联开断电阻的断路器的试验程序

(参考件)

附录 I 合成试验报告应提供的信息(参考件)

本标准参照采用国际电工委员会标准 IEC427 出版物《交流高压断路器的合成试验》

(1989 年版)及 IEC 427 修订 1(1992)。

1 主题内容和适用范围

本标准规定了交流高压断路器进行合成试验时的总则、用于短路开断和关合合成试验的试验技术和方法、基本短路试验方式和燃弧时差。

本标准适用于 GB 1984《交流高压断路器》所辖范围的断路器。

遵守本标准的规定所进行的短路开断和关合试验,其试验结果与相应的直接试验等效,其他电器需要以合成试验法来确定开断和关合能力时,可参照本标准作出规定。

本标准所涉及的是目前普遍应用的合成试验方法和技术,旨在为合成试验和正确评价试验结果确定准则,试验电路的改进则不受限制。

2 引用标准

GB 1984—89 交流高压断路器

GB/T 4474—92 交流高压断路器的近区故障试验

3 术 语

本标准采用 GB 1984 的诸定义和下述定义:

3.1 直接试验

一种短路试验,其外施电压、电流、瞬态和工频恢复电压均由一个单电源回路提供,该电源可能是电力系统或是短路试验站的专用发电机,或是二者的组合。也可以是其他形式的电源,例如振荡回路。

3.2 合成试验

一种短路试验,其大部或全部电流由一个电源(电流回路)提供,而外施电压和(或)恢复电压(瞬态和工频)则全部或部分地由一个或几个独立的电源(电压回路)提供。

3.3 被试断路器

试验中的断路器。

3.4 辅助断路器

是一台或几台断路器,构成合成试验电路的一部分,用来使被试断路器按要求与各种回路发生联系。

3.5 电流回路

合成试验电路的组成部分,工频电流的大部或全部由它提供。

3.6 电压回路

合成试验电路的组成部分,试验电压的大部或全部由它提供。

3.7 (回路的、就断路器而言的)预期电流

以阻抗极小的导体代替被试和辅助断路器的每个极时的回路电流。

3.8 实际电流

流过被试断路器的电流(被试和辅助断路器的弧压改变了预期电流)。

3.9 畸变电流

是一个计算得的电流,等于预期电流和实际电流之差。

3.10 弧后电流

在电流和弧压已经降至零,瞬态恢复电压已开始上升之后,立即流经断路器弧隙的电流。

3.11 电流引入法

是一种合成试验法,其中,电压回路在工频电流零点前接至被试断路器。

3.12 引入电流

当电流引入电路的电压回路接至被试断路器时它所供给的电流。

3.13 电压引入法

是一种合成试验法,其中,电压回路在工频电流零点后接至被试断路器。

3.14 基准系统条件

所具参数能导出 GB 1984 额定值和试验值的电系统的条件。

4 总 则

合成试验是直接试验的等效试验法。GB 1984—89 的第 7.11 至 7.19 条为直接试验法所作的各项规定,均适用于合成试验。考虑到合成试验的特点,在不影响试验等价性的条件下,对某些试验要求作如下规定:

4.1 试验电流

电流源的电压低,被试断路器和辅助断路器的电弧电压所产生的畸变电流较基准系统条件下的大。本标准对实际工频短路电流最后半波的幅值和持续时间作了具体规定,见 5.1.1 条。并联电流引入电路的引入电流的具体规定见 5.2.1 条。

4.2 工频恢复电压

电压源是预充电的电容器组时,因其贮能有限,一般难以满足 GB 1984—89 第 7.13.6 条要求工频恢复电压持续至少 0.1s 的规定。本标准允许适当改变,见 5.1.3 条。

4.3 额定短路开断和关合试验:试验方式 4

试验方式 4 中,包含有两次关合操作和三次开断操作。合成短路开断和关合试验一般尚不能对所有的操作施加所需的高电压。具体规定见 7.2 条。

4.4 非对称电流开断试验:试验方式 5

非对称电流开断合成试验,在开断电流过零前的变率 di/dt 、工频恢复电压瞬时值以及瞬态恢复电压(TRV)等方面,难以与基准系统条件下的都相等,具体规定见 7.3 条。

4.5 开断操作分闸指令的施加

在某些特定的情况下,分闸指令的施加可以提前,见 7.4 条。

4.6 实现三次有效操作的程序

本标准根据分闸同期性符合规定的断路器在中性点接地或不接地系统中,开断各种短路电流可能出现的燃弧时间分布统计,确定了试验时断路器应达到的燃弧时差,见第 8 章。

5 用于短路开断试验的合成试验技术和方法

5.1 对合成开断试验法的通用要求

由开断短路过程中加于断路器的电流和电压负荷,可辨别出三个基本阶段,即:大电流阶段、相互作用阶段和高电压阶段(见附录 A)。在各阶段中,任何合成试验法均必须满足下述通用要求。

5.1.1 大电流阶段

在这一阶段中,试验电路给予断路器的负荷,应使得在本阶段结束时,断路器弧区具有与基准系统条件下相同的状态,从而为随后的相互作用阶段准备相同的起始条件。

5.1.1.1 由于电流回路的电压低,以及电流回路中加了辅助断路器,被试断路器和辅助断路器的电弧电压使试验电流发生较大的畸变(见附录 B)。从泄放在被试断路器弧隙中的能量应尽可能与基准系统条件下的相同的观点出发,并考虑 GB 1984—89 第 7.12.2 条及 7.13.3 条的规定,可对试验电流的幅值和半波持续时间的减少作出如下规定:

a. 单相电路中实际试验电流最后半波的幅值,对试验方式 1、2 和 3,不应小于该试验方式规定的开断电流交流分量容许值下限的幅值,对试验方式 4,不应小于额定短路开断电流交流分量幅值的 90%,对试验方式 5,考虑到 GB1984—89 第 7.13.4 条关于电流直流分量百分数平均值的规定,在两次大半波未熄弧的试验中,至少有一次不应小于额定短路开断电流交流分量幅值与最后半波幅值瞬间对应的直流分量预期值之和的 90%。

b. 实际工频试验电流最后半波的持续时间,对试验方式 1、2、3 和 4,应不小于额定工频半周期的 90%,对试验方式 5,在两次大半波未熄弧的试验中,至少有一次应不小于在额定工频半周期基础上考虑了规定的直流分量的影响后所得的半波持续时间的 90%。

c. 如果被试断路器的电弧电压对系统中的短路电流有明显的影响,则在核对上述规定的容差时,可将这一影响扣除,参见附录 B。

5.1.1.2 为了使试验电流保持在规定的容差范围内,必要时可使用下述方法:

- 提高电流回路的电压;
- 适当减小电流回路电感,使触头分离瞬间的电流接近该试验方式规定的上限;
- 在电流最后半波起始,将电流回路电感短接掉一部分或接入一补偿支路;
- 增大试验电流的非对称度或降低其频率。只要制造厂同意,触头分离时量得的直流分量值可超过规定值,工频可超过 GB 1984—89 第 7.12.2 条规定的容差。

5.1.2 相互作用阶段

在这一阶段中,断路器(它的电弧特性)与试验电路之间发生的剧烈相互作用,对开断过程极为重要。因此,该阶段中零前的电弧电流和零后的 TRV 波形应当与基准系统条件下的相同。

这一阶段对试验电路的具体要求见第 5.2 条。

5.1.3 高电压阶段

在这一阶段中,断路器仅承受恢复电压的作用。

作用在断路器上的预期 TRV 应符合 GB 1984—89 第 5.13 条和第 5.15 条的规定。

注 ① 如果被试断路器并联有低值电阻,则需按专门的试验程序进行,见附录 H。

② 如果 TRV 是由一个以上的回路提供,则总的波形不应有明显的不连续。

工频恢复电压原则上应符合 GB 1984—89 第 7.13.6 条的规定。但是,当电压源是预充电的电容器组时,工频恢复电压是衰减的直流或是衰减的交流电压,或者是其上叠加有一定比例的不衰减交流电压,一般难以在 0.1s 以内维持在规定的值而不衰减。此时应当满足下列要求:

a. 在短路开断后额定工频 1/8 周内的任何时刻,恢复电压不应低于

$$0.95 \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} h U \cos \omega t$$

式中 h ——首开极因数;

ω ——额定工频角频率;

U ——断路器的最高电压。

b. 不论是何种衰减的恢复电压,其直流电压的瞬时值或交流电压的峰值原则上应尽可能保持为 $\sqrt{2}U/\sqrt{3}$,且在短路开断后 0.1s 内的其余时间不低于 $0.5 \times \frac{\sqrt{2}U}{\sqrt{3}}$ 。

注 ① 如果在短路开断后额定工频的半周期至 0.1s 之间,断路器在高于 $\frac{\sqrt{2}U}{\sqrt{3}}$ 的电压下重击穿,不作为断路器开

断失败,允许重作试验,并认为在该次试验中,断路器在零区的性能已经得到考核。

② 进行失步开断试验时,可按相同的原则规定其工频恢复电压。

5.2 用作开断试验的合成试验电路和专门要求

5.2.1 并联电流引入法

本试验法的原理见附录 C。本试验法在原理上保证了在相互作用阶段,被试断路器已处于其参数(阻抗、结构、电压)与基准系统条件相同的电压回路之中。

5.2.1.1 TRV 调节回路

a. 预期 TRV 的波形和数值应符合规定值;

b. 理论上,相互作用阶段的等值波阻抗 Z_{th} (见图 C1),应等于规定的 TRV 上升率

du/dt 与规定的对称短路电流过零时的变率 di/dt 的比值 $\frac{du/dt}{di/dt}$;

c. 与 Z_h 并联的杂散电容和集中电容之和 C_{dh} 产生时延

$$t_d = Z_h \cdot C_{dh}$$

5.2.1.2 电压回路电感

电压回路的电感值应在具有规定参数的单相直接试验电路电感值的 1 至 1.5 倍之间。

5.2.1.3 引入电流

a. 引入电流过零时的预期变率应当与预期工频电流过零时的变率相当。

b. 引入电流的频率应处在 250 ~ 1 000Hz 之间。如因试验条件的限制,用电流引入法对额定电压高的断路器进行失步开断试验时,则与制造厂协商后,允许降到 250Hz 以下。

c. 引入电流开始流过被试断路器的时刻,应当保证断路器单独处于电压回路中(单独由引入电流供电)的时间,大于电弧电压显著变化阶段,小于引入电流的四分之一周期,一般不应大于 500 μ s。受控制精度的限制达不到要求时,允许有一次不超过 700 μ s。

注:如果被试断路器单独由引入电流供电的时间小于 200 μ s,则应当注意,此时有可能对断路器施加了过度的负荷。

5.2.2 串联电压引入法

本试验法的原理见附录 D。在大电流和相互作用阶段,被试断路器仅受到电流回路的作用,电流回路的恢复电压经与辅助断路器并联的电容加到被试断路器上,电压回路的电压在相互作用阶段之后才加到被试断路器上。

如用本试验法来检验断路器的热重燃特性,即在带有起始瞬态恢复电压(ITRV)负荷的出线端故障条件下或在近区故障条件下进行试验,则需确认试验电路对相互作用阶段的有效性。这应由制造厂、试验站和用户商定。

当用本试验法进行与断路器的介电特性有关的试验时,应满足下列要求:

a. 辅助断路器的电弧电压应小于或等于被试断路器的电弧电压。如果两个断路器的熄弧尖峰大致相等,则认为已满足本条件。

b. 电压回路的阻抗应足够低,以不影响可能发生的重燃或重击穿。

因此,辅助断路器两端的电容至少为 10nF。应注意避免工频电流零点前电流的过分畸变。

c. 电压回路和电流回路结合时不应产生停顿。

5.2.3 变压器电路(SKEATS 电路)

本试验法的原理见附录 E。辅助断路器和被试断路器的电弧电压以及电流回路母线阻抗或电流回路变压器(如果用的话)的漏抗,影响流过被试断路器的电流和开断后加于其上的电压,加之电压回路中串有大阻抗的限流元件,使得相互作用阶段的电流、电压负荷严重偏离基准系统条件下的值。本试验法仅适于考核断路器与零区过程关系不大的介电恢复性能。试验时,应仔细测量开断前后电压和电流的波形,以确保试验有效。

本试验电路可用于合成关合试验,可用于需要多次施加全电压负荷的场合,如:在一次开断试验中相继的电流零点、重合闸试验中的两次开断操作以及合分试验中的合和分操作,施加全电压负荷。

5.2.4 其他合成试验法

为了试验具有特定特性的断路器或试验断路器的某项具体性能,其他试验法可能是恰当和有利的。这些试验法虽然未包括在本标准中,但经制造厂、用户和试验站商定后仍可应用。

已经有进行三相短路开断试验的合成试验法和带低值并联开断电阻的断路器试验的专门程序。鉴于 GB 1984 对一些方面(例如三相电路中后开相的 TRV 值)尚未作出规定,或者对这些试验法尚缺少经验,故只将它们列入附录供参考。

6 用于短路关合试验的合成试验技术和方法

6.1 对合成关合试验法的通用要求

由关合短路过程中加于断路器的电压和电流负荷,可以辨别出三个基本阶段,即:高电压阶段、预燃弧阶段和扣锁阶段(见附录 F)。任何合成关合试验法均必须满足下述通用要求。

6.1.1 高电压阶段

在这一阶段中,断路器仅承受外施电压的作用。提供外施电压的关合电压回路应当满足下述要求:

- a. 外施电压值及其容差应符合 GB 1984—89 第 7.13.1 条的规定;
- b. 受关合电压回路容量的限制以及回路中限流元件或其他附加元件的影响,外施电压与电流源电压之间产生附加的相位差。这一相位差应当足够小,以保证外施电压与电流源短路电流之间的相位差原则上处在 GB 1984—89 第 7.12.1 条规定的功率因数及其容差范围内;
- c. 如果要做的是额定短路(峰值)关合电流试验,由于此时回路在外施电压的零点附近接通,允许使用降低的外施电压,以直接试验回路进行。

6.1.2 预燃弧阶段

在这一阶段中,短路电流对断路器施加电动力,电弧使触头烧伤并使金属熔化和蒸发,使弧隙介质劣化和增温。因此,应当对断路器施加充分的负荷以检查它的关合能力和关合对后随的开断的影响。

- a. 预击穿应当发生在外施电压的峰值附近,以得到最大的预燃弧长度或最大的预燃弧能量。

为了试验方便,预击穿电压大于规定的外施电压峰值的 87% 时,认为已满足了上述要求。

b. 预击穿发生与短路电流流过被试断路器之间的时间间隔应当足够小。短路电流中应当具有与预击穿相位对应的直流分量百分数。

注:GB 1984 尚未对起始瞬态关合电流(ITMC)作出规定。

6.1.3 扣锁阶段

在这一阶段中,只需保证关合电流具有规定的数值和正确的波形。

6.2 用作关合试验的合成试验电路和专门要求

已知的几种合成关合试验电路在原理上并无根本差别,附录 F 给出了其基本组成和运行原理。回路的参数和关合装置的性能应满足:

a. 考虑关合装置的动作时延、外施电压与电流源电压间的附加相位差以及电流源的功率因数后,外施电压与短路电流间的相位差应当等于 $90^\circ \pm 27^\circ$;

b. 被试断路器预击穿后由关合电压回路或其附加元件提供的电流,应当使预燃弧维持到短路电流开始流通;

c. 当以振荡回路在多断口断路器上进行对称短路关合电流的关合试验时,应采取措施使得直流的外施电压沿各断口的分布与在交流外施电压下的分布相同。

7 基本短路试验方式

由于合成试验的特殊性,试验站可根据所具备的条件在表 1 中选取适当的代用试验法。

7.1 试验方式 1, 2, 3

只规定了开断试验。试验站不能按表 1 序号 1 的操作顺序进行试验时,可选用序号 2 的代用法,其中的单个开断试验 O_s 用来求取最短燃弧时间,同时也使得每一试验方式中有 3 次在规定参数下的有效开断操作。无电流时间 θ 前的开断操作 O_D 的燃弧时间,原则上应等于或大于最短燃弧时间。如最短燃弧时间大于 10ms,则该 O_D 的燃弧时间至少应接近 10ms。

为了试验方便,允许在任何开断操作之前进行在电流源电压下的关合操作。

7.2 试验方式 4

试验方式 4 中,应包含两次具有规定参数的关合操作。按照 GB 1984—89 第 7.13.2 条和本标准 6.1.2 条的规定,这两次关合操作将分别验证断路器的下列性能:

- 承受额定短路(峰值)关合电流的能力;
- 在最大预燃弧条件下合分额定短路开断电流的能力。

对项 a,GB 1984—89 第 7.13.2 条已作了规定,本标准 6.1.1 条也作了说明。如果在表 1 序号 4 至序号 6 的 C_D 操作中未能得到额定短路(峰值)关合电流,则应在降低的电压下进行附加的关合试验,直到满足要求。对项 b,则按本标准第 5 和第 6 章的要求进行。

7.2.1 完整的额定操作顺序

见表 1 序号 3。

7.2.2 代用法 1

如果受试验站条件的限制不能按表 1 序号 3 进行试验时,可选用序号 4 的代用法 1。

其中,单个开断试验的作用和 O_D 燃弧时间的规定同前。本代用法的条件与完整的额定操作顺序相当。

表 1 试验方式 1 2 3 4 和 5 的合成试验顺序

序号	试验方式	合成试验方法	操作顺序	
			对用作自动重合闸的断路器	对不用作自动重合闸的断路器
1	1、2、3	GB 1984—89 第 7.15 条	$O-\theta-CO-t-CO$	
2		代用法	O_S $O_D-\theta-O_S-t-O_S$	$O-t-CO-t-CO$
3		GB 1984—89 第 7.15 条	$O-\theta-CO-t-CO$	$O-t-CO-t-CO$
4	4	代用法 1	O_S $O_D-\theta-C_S O_S-t-C_D O_S$	$O_S-t-C_S O_S-t-C_D O_S$
5		代用法 2	O_S $O_D-\theta-C_D O_S-t-C_S O_S$	
6		代用法 3	C_S O_S $O_D-\theta-C_D O_S-t-C_D O_S$	C_S $O_S-t-C_D O_S-t-C_D O_S$
7	5	开断操作	O_S ,O_S ,O_S	O_S ,O_S ,O_S

注:表中 θ 0.3s 或 0.5s;

t :180s;

C_S :在合成回路中具有规定参数的关合操作;

O_S :在合成回路中具有规定参数的开断操作;

C_D :在电流源外施电压和规定的关合电流下的关合操作;

O_D :在电流源瞬态和工频恢复电压和规定的开断电流下的开断操作。

7.2.3 代用法 2

如果受试验站条件的限制不能在自动重合闸试验中进行 $C_S O_S$ 的试验,则可选用序号 5 的代用法 2,进行时间间隔 t 之后的 $C_S O_S$ 试验。 O_D 燃弧时间的规定同前。

7.2.4 代用法 3

作为过渡措施,对暂时无条件选择上述代用法的试验室,允许选用序号 6 的代用法 3。 O_D 的燃弧时间同前。

7.3 试验方式 5

额定非对称电流开断试验只需进行三次单个开断操作,见表 1 序号 7。

非对称电流过零时的变率、开断后的 TRV,与开断对称电流时的不同,合成试验一般不能像直接试验那样自动满足。当以并联电流引入法进行本项试验时,上述各量的修正方法如下:

7.3.1 在电流大半波未熄弧的试验

熄弧瞬间在电源电压峰值之后,试验方法可在下述各项中选择。

a. 降低电压回路充电电压

用试验方式 4 的试验电路,但充电电压按下式降低:

$$U_{HA} = U_{HS} \cdot \left(\sqrt{1 - p^2} + \frac{p}{2\pi f\tau} \right)$$

式中: U_{HA} ——非对称试验时的充电电压;

U_{HS} ——试验方式 4 的充电电压;

p ——熄弧零点电流直流分量相对值;

τ ——电流直流分量的衰减时间常数,按 GB 1984 规定为 45ms。

p 值由触头分离时电流的非对称度 P_{CS} 求得:

$$p = p_{CS} \cdot e^{-\frac{t_a}{\tau}}$$

式中 t_a 为燃弧时间。

此时,具有正确的 di/dt 。当 TRV 的 t_2 不大时,TRV 的参数也正确。

b. TRV 的 t_2 较大时的进一步考虑

如果 TRV 的 t_2 较大,例如大于 $500\mu s$,则工频恢复电压在 t_2 时间内的减小会影响 TRV 的波形。所要求的预期 TRV 值见表 2。此时需使用其他校正法或改变试验电路。方法之一是,仍用试验方式 4 的试验电路,在保证 TRV 峰值达到表 2 规定值的条件下进一步降低充电电压,步骤如下:

根据触头分离时要求的电流非对称度 p_{CS} 和预定的燃弧时间 t_a ,按项 a 中所列公式求出熄弧零点时的非对称度 p ,由表 2 查得大半波开断时预期 TRV 的峰值 U_{CA} ,由下式计算充电电压:

$$U_{HA} = U_{HS} \cdot \frac{U_{CA}}{U_{CS}}$$

式中: U_{CS} ——试验方式 4 的预期 TRV 峰值。

这是直流恢复电压的情况。如果使用 50Hz 的交流恢复电压,则充电电压要适当提高。

7.3.2 在电流小半波未熄弧的试验

开断发生在电源电压峰值之前,开断后工频恢复电压继续升向峰值。试验方法可在下述各项中选择。

表 2 非对称电流开断后的 TRV

额定电压 ,kV		110		220		330		500		
时间坐标 $t_{\mu s}$		t_1	t_2	t_1	t_2	t_1	t_2	t_1	t_2	
第一参考电压和峰值电压 kV		u_1	u_c	u_1	u_c	u_1	u_c	u_1	u_c	
大半波灭弧	熄弧零点的非对称度 %	0	154	216	268	375	384	538	584	818
		20	153	213	265	366	379	521	575	782
		25	151	210	263	362	376	514	569	768
		30	150	207	260	356	371	504	561	751
		35	147	204	256	349	365	494	552	732
		40	145	200	251	341	358	481	541	711
		45	142	195	245	332	350	467	528	687
		50	138	189	239	322	340	451	513	660
		55	134	183	231	310	329	433	497	630
		60	129	175	222	296	317	413	477	596
小半波灭弧	熄弧零点的非对称度 %	0	154	216	268	375	384	538	584	818
		20	149	211	260	369	373	533	569	821
		25	147	208	256	365	368	528	562	816
		30	144	205	252	360	362	522	552	810
		35	141	201	246	353	354	514	542	800
		40	138	196	240	346	346	505	529	789
		45	133	191	233	338	336	494	515	774
		50	129	185	225	328	325	480	499	757
		55	124	178	217	317	312	465	480	737
		60	118	170	206	304	298	448	459	713

注 :表中 ,110kV 栏的数据 ,首开极因数取 1.5 ,其余各栏取 1.3。直流分量衰减时间常数为 45ms。

a. 降低电压回路充电电压

用试验方式 4 的试验电路 ,但充电电压按下式降低

$$U_{HA} = U_{HS} \cdot \left(\sqrt{1 - p^2} - \frac{p}{2\pi f\tau} \right)$$

此时 ,具有正确的 di/dt 。当 TRV 的 t_2 不大时 ,TRV 的参数也正确。但是 ,工频恢复电压未能覆盖基准的系统条件。

经试验站、制造厂和用户同意 ,可将上述试验与试验方式 4 一起加以考虑。在小半波未熄弧的非对称开断试验 ,其 di/dt 及 TRV 的苛刻度均低于试验方式 4。于是 ,可认为断路器的性能已充分验证。

注 :已经进行过方式 4 试验且未经检修的压气式 SF₆ 断路器 ,只要制造厂同意 ,可以用试验方式 4 中得到的最短燃弧时间作为小半波未开断的燃弧时间 ,即试验方式 5 的最短燃弧时间。这时 ,方式 5 只需进行两次大半波

末熄弧的试验,其直流分量百分数的平均值由这两次试验计算。

如需充分证明试验条件,则要采用以下方法。

b. 采用试验方式 4 的线路和充电电压

此时,除了短路电流是非对称的以外,其他均同对称开断试验。试验时的 di/dt 高于基准系统条件下的值,实际的 TRV 一般也高于表 2 的预期值。

c. 采用试验方式 4 的充电电压增大电压回路电感

电感 L_{SA} 按下式计算:

$$L_{SA} = \frac{L_S}{\sqrt{1 - p^2} - \frac{p}{2\pi f\tau}}$$

式中: L_S ——试验方式 4 中电压回路电感。

此时, di/dt 正确, TRV 则偏高。

d. 采用专门的试验电路

这些试验电路正在考虑中。

e. TRV 的 t_2 较大时的进一步考虑

工频恢复电压在 t_2 时间内的增大会影响 TRV 的波形。所要求的预期 TRV 值见表 2。试验方法可参照 7.3.1 条项 b。

7.4 开断试验中分闸指令的施加

原则上,应在短路产生后才施加分闸指令。但在下列情况下,可以在短路电流产生之前就施加分闸指令,且允许触头运动发生在短路产生之前。此时应满足 GB 1984—89 第 7.11.3.1 条及 7.14.2 条的要求。

- a. 以振荡回路作电流源进行在额定短路开断电流下的累计开断次数试验时;
- b. 在峰值电流受到限制的网络试验站进行非对称电流开断试验时。

8 燃弧时差

断路器在开断某一短路故障时,有一个确定的能可靠灭弧的最短燃弧时间。为保证系统安全运行,系统要求断路器有一个最长的、能可靠灭弧的燃弧时间。二者之差即为燃弧时差。在各种试验方式的试验中获得的断路器成功开断的最长燃弧时间与最短燃弧时间之差应等于或大于要求的燃弧时差。

考虑断路器开断系统三相短路故障的操作中的各种随机条件和实用的限定条件,计算中性点接地和不接地系统中断路器首开极和后开极可能出现的燃弧时差分布,取能覆盖运行中 95% 的情况的燃弧时差作为本章的规定依据。

8.1 出线端故障

8.1.1 试验方式 1 2 3 4

用单个开断操作 O_S 按首开极条件求出各试验方式中断路器的最短燃弧时间 t_{amin} 并作为第一次有效开断操作。为了确定最短燃弧时间,至少要做两次试验,一次开断,一次重燃,两次试验的燃弧时间差限定为大约 $1ms$ 。

第二次及第三次开断操作的燃弧时间取表 3 中第 3 栏和第 4 栏中的值,分别是首开极和后开极条件下要求的最长燃弧时间。鉴于 GB 1984 中尚无后开相 TRV 的规定,且在同一试验方式的 3 次试验中改换试验线路不方便,故列出了第 5 栏的后开极代用条件。这是经过折算并圆整后的值。对用于自动重合闸操作的断路器,重合闸之后的 O_S 操作的燃弧时间是按首开极还是后开极条件,不作规定。但对试验方式 4,重合闸之后的 O_S 操作的燃弧时间应稍长于首开极条件的值。

8.1.2 试验方式 3

三次单个开断操作按下述顺序进行:第一次开断操作在小半波末熄弧,并由此确定最短燃弧时间 t_{amin} ,第二次和第三次开断操作均在大半波末熄弧,其燃弧时间等参数见表 4。

8.2 失步故障

在两次开断操作中得到的燃弧时间差不小于 $5.5ms \pm 0.5ms$ 。

表 3 试验方式 1 2 3 4 的燃弧时差

系统中性点	参 数	首开极条件	后开极条件	后开极代用条件
1	2	3	4	5
不接地	燃弧时间 μs	$t_{amin} + 5.5 \pm 0.5$	$t_{amin} + 9.5 \pm 0.5$	$t_{amin} + 7.5 \pm 0.5$
	电压因数	1.5	0.866	1.5
	电流零点时的变率 相对值 di/dt	1	0.866	1
接地	燃弧时间 μs	$t_{amin} + 5.5 \pm 0.5$	$t_{amin} + 9.7 \pm 0.5$	$t_{amin} + 9 \pm 0.5$
	电压因数	1.3	1.25	1.3
	电流零点时的变率 相对值 di/dt	1	0.89	1

注:表中,电压因数是开断后工频恢复电压瞬时值与最高相电压幅值之比。电流零点时的变率相对值以三相对称短路电流零点的 di/dt 为基准。实际试验的燃弧时间可超过表中第 3、4、5 栏规定的上限,但不得低于其下限。

表 4 试验方式 5 的燃弧时差

系统中性点	参 数	首开极条件	后开极条件	后开极代用条件
1	2	3	4	5
不接地	燃弧时间 t_{ms}	$t_{amin} + 4.1 \pm 0.5$	$t_{amin} + 9.4 \pm 0.5$	$t_{amin} + 7.3 \pm 0.5$
	电压因数	1.5K	0.866K	1.5K
	电流零点时的变率 相对值 di/dt	K	0.866K	K
接地	燃弧时间 t_{ms}	$t_{amin} + 4.1 \pm 0.5$	$t_{amin} + 8.7 \pm 0.5$	$t_{amin} + 8.2 \pm 0.5$
	电压因数	1.3K	1.25K	1.3K
	电流零点时的变率 相对值 di/dt	K	0.89K	1K

注 表中 ,K 为 $\sqrt{1-p^2} + \frac{p}{2\pi f\tau}$,参见 7.3 条。实际试验的燃弧时间可超过表中第 3、4、5 栏规定的上限 ,但不得低于其下限。

附录 A

短路电流的开断过程

(参考件)

A1 开断过程的三个阶段

在电力系统中工作的断路器 ,有两个基本位置 ,即闭合位置和断开位置。在闭合位置 ,断路器传导整个电流(包括传导短路电流的情况) ,但其触头两端的电压降可予忽略 ,断路器只具有很小的阻抗。在断开位置 ,其传导的电流可予忽略 ,但触头两端则具有系统的全电压 ,断路器的阻抗极大。然而 ,断路器的主要功能是在从一个位置变向另一个位置的切换操作过程中开断短路。在这个过程中 ,断路器阻抗在一定的短时间内(数毫秒到数十毫秒)从很小变到极大 ,电弧则是联系这两个状态的媒介。电弧在燃烧时两端电压降很低 ,而在过零熄灭后则电导很小 ,从而决定了在断路器触头间隙间的起弧、燃烧和熄灭过程中断路器的两个主要负荷 ,即电流负荷和电压负荷 ,在时间上不是同时出现的。这一特性是合成试验的基础。

从开断试验中的电流和电压负荷上 ,可以辨认出三个主要阶段(见图 A1)。

A1.1 大电流阶段

从触头分离起到电弧电压开始显著变化为止 ,在这一阶段中 ,短路电流流经断路器 ,触头两端只呈现较小的电压降 ,即电弧电压 ,大量的能量注入弧隙 ,确定了弧隙的游离状态、温度、压力及电极的热状态等。

电弧电压产生一畸变电流 ,使电弧电流的幅值减小 ,并改变它的半波持续时间。

A1.2 相互作用阶段

从电弧电压开始显著变化起到流经弧隙的任何电流(包括弧后电流)消失为止。在这一阶段中,断路器弧隙的状态发生急剧的变化。随着电流趋零,电弧电压发生显著变化,对与之并联的支路,特别是容性支路充电,影响电流临过零前流经弧隙的电流形状和变化率,从而决定了电流零点时断路器燃弧触头间的条件。

在电流零点以后,触头间隙的弧后电导会对瞬态恢复电压产生附加的阻尼,从而影响断路器两端的电压以及输入游离的触头间隙的能量。

在紧挨电流零点前后(即相互作用阶段),断路器与回路间的这种相互作用,对上述切换过程是极为重要的。

A1.3 高电压阶段

从流经断路器弧触头间隙的任何电流消失起到试验结束为止。在这一阶段,断路器的触头间隙承受恢复电压。

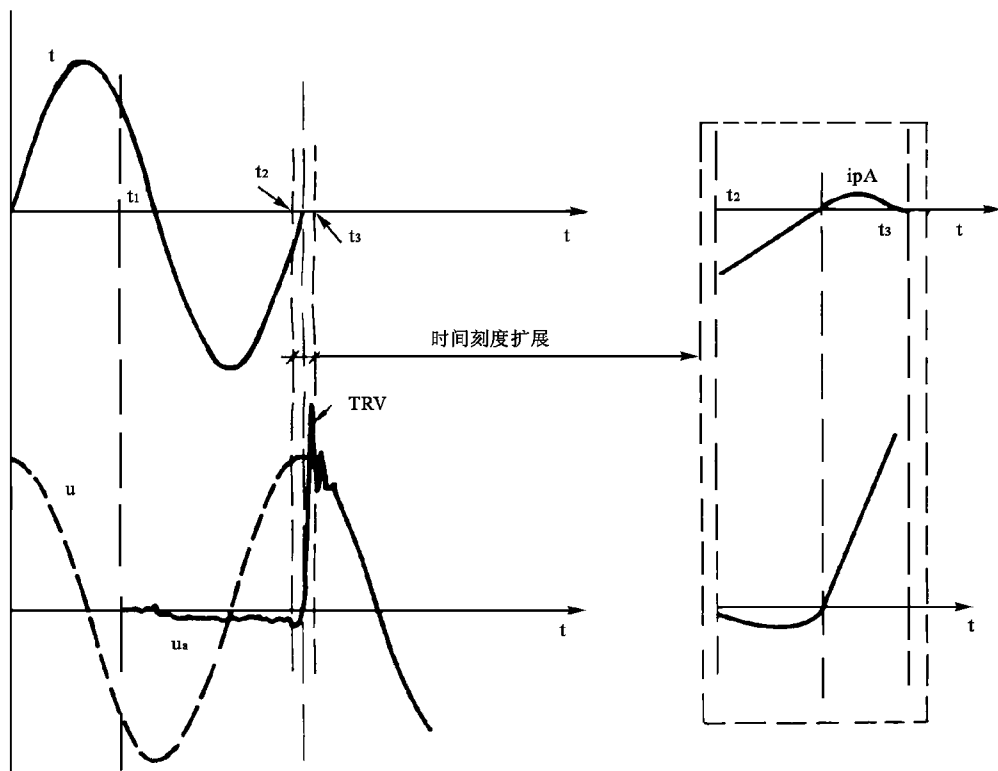


图 A1 短路电流开断过程的三个阶段

i —开断电流; u —工频电压; u_a —电弧电压; TRV—瞬态恢复电压; i_{pA} —弧后电流;

t_1 —触头分开瞬间; t_2 —电弧电压显著变化的起点; t_3 —弧后电流终止瞬间;

$t_2 \sim t_1$ —大电流阶段; $t_3 \sim t_2$ —相互作用阶段; t_3 之后—高电压阶段

附录 B

电流畸变

(参考件)

B1 概述

图 B1 为直接试验电路的简化图。按照叠加原理可以计算通过断路器的电流,它由两部分组成,即:假定断路器电弧电压 u_a 等于零,由电源电压 u 产生的预期短路电流 i_p ,以及假定 $u = 0$ 由电弧电压产生的畸变电流 i_d 。 i_d 中的 i_{dL} 部分流过电感 L ; i_{dC} 部分流过与断路器并联的电容 C 。于是有下式:

$$u_a - L \cdot \frac{d}{dt}(i_{dL}) = 0$$

$$C \frac{d}{dt}(u_a) - i_{dC} = 0$$

从而可求得

$$i_d = i_{dL} + i_{dC} = \frac{1}{L} \int u_a \cdot dt + C \frac{d}{dt}(u_a)$$

实际流过断路器的电流

$$i = i_p - i_d$$

在大电流阶段,电弧电压变化不大。由畸变电流的表达式可知, i_{dC} 小,但电弧电压长时间作用产生的 i_{dL} 使电流幅值和半波持续时间减小。在相互作用阶段,随着电流趋零,电弧电压开始急剧变化, i_{dC} 显著影响电弧电流的波形和过零前的电流变率。

B2 大电流阶段的电流畸变

由上可知,为了计算电弧电压在大电流阶段产生的畸变电流(即 i_{dL})对电流幅值和半波持续时间的影响,需要知道被试断路器和辅助断路器电弧电压的形状和大小以及它们的燃烧时间。断路器的电弧电压在总的形状上变化较大,不会是简单的恒值或呈线性上升。一般来说,被试断路器和辅助断路器的电弧电压不会相同,为了减小电流畸变,常取较短的辅助断路器燃弧时间,因此二者的燃弧时间也不一样。如果是非对称开断,燃弧期间预期电流的大小还与触头在短路起始后多久分离有关。可以看出,要想进行准确计算是很困难的。最直接的办法是根据实际试验时的示波图来确定电流最后半波的参数,由此判断出是否需要采取 5.1.1 条所述的补偿方法。

为了明了电弧电压及燃弧时间究竟是如何影响电流畸变的,以及在试验前就能大致估算这种电流畸变(包括被试断路器电弧电压对全电压直接试验时的),以下将对简化了的情况予以计算。

B2.1 预期电流的一般式

为了计及非对称电流中的直流分量,需引入电源阻抗的时间常数 L/R ,见图 B2。此时,预期电流的相对值为:

$$i_p/\hat{i}_p = \sin(\omega t + \omega t_1 - \varphi) - \sin(\omega t_1 - \varphi)e^{-\frac{R}{L}t}$$

式中 \hat{i}_p ——预期电流峰值;

t ——由短路瞬间开始计算的时间;

t_1 ——电压正半波起始点与短路瞬间的时间间隔;

φ —— $\arctg \frac{\omega L}{R}$ 当 $\varphi = \omega t_1$ 得对称电流。

B2.2 畸变电流

畸变电流的相对值为:

对第一个燃弧半波 $i_p/\hat{i}_p = C$

对第二个燃弧半波 $i_p/\hat{i}_p = D - E$

对第三个燃弧半波 $i_p/\hat{i}_p = D - F + G$

式中的 C, D, E, F 及 G 由下列计算式确定。

a. 对电弧电压为恒值的情况 $u_a = U_a$

$$C = \frac{M}{\cos\varphi} [1 - e^{-\frac{R}{L}(t-t_{CS})}]$$

$$D = \frac{M}{\cos\varphi} [1 - e^{-\frac{R}{L}(t'_0 - t_{CS})}] e^{-\frac{R}{L}(t-t'_0)}$$

$$E = \frac{M}{\cos\varphi} [1 - e^{-\frac{R}{L}(t-t'_0)}]$$

$$F = \frac{M}{\cos\varphi} [1 - e^{-\frac{R}{L}(t'_0 - t'_0)}] e^{-\frac{R}{L}(t-t'_0)}$$

$$G = \frac{M}{\cos\varphi} [1 - e^{-\frac{R}{L}(t-t'_0)}]$$

式中 $M = \frac{u_a}{u}$ 电弧电压与工频电压峰值之比;

$$\cos\varphi = \frac{R}{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}} \quad \text{当 } L/R = 45\text{ms 时 } \cos\varphi \approx \frac{R}{\omega L}$$

t_{CS} ——触头分离时刻;

t'_0, t''_0 ——燃弧第一半波末和第二半波末的时刻。

b. 对电弧电压线性上升的情况 $u_a = st$

$$C = \frac{2M}{T_a \cos\varphi} [(t - t_{CS}) - \frac{L}{R}(1 - e^{-\frac{R}{L}(t-t_{CS})})]$$

$$D = \frac{2M}{T_a \cos\varphi} \left[(t'_o - t_{CS}) - \frac{L}{R} (1 - e^{-\frac{R}{L}(t'_o - t_{CS})}) \right] e^{-\frac{R}{L}(t - t'_o)}$$

$$E = \frac{2M}{T_a \cos\varphi} \left[(t - t'_o) - \frac{L}{R} (1 - e^{-\frac{R}{L}(t - t'_o)}) + (t'_o - t_{CS}) (1 - e^{-\frac{R}{L}(t - t'_o)}) \right]$$

$$F = \frac{2M}{T_a \cos\varphi} \left[(t''_o - t'_o) - \frac{L}{R} (1 - e^{-\frac{R}{L}(t''_o - t'_o)}) + (t'_o - t_{CS}) (1 - e^{-\frac{R}{L}(t''_o - t'_o)}) \right] e^{-\frac{R}{L}(t - t''_o)}$$

$$G = \frac{2M}{T_a \cos\varphi} \left[(t - t''_o) - \frac{L}{R} (1 - e^{-\frac{R}{L}(t - t''_o)}) + (t''_o - t_{CS}) (1 - e^{-\frac{R}{L}(t - t''_o)}) \right]$$

式中 $M = \frac{ST_a}{2\hat{u}}$

为了能将两种形状的弧压产生的畸变电流的影响进行比较,作了如下假定:线性上升的电弧电压在 $T_a/2$ 时的值等于恒定电弧电压,即

$$u_a = \frac{ST_a}{2}$$

式中 T_a 是总的实际燃弧时间,对燃弧一个、两个或更多的半波的情况,有不同的 T_a 。

B2.3 最后燃弧半波电流的相对减小值

在图 B3 至图 B6 中列出了具有简单电弧电压形状时最后燃弧半波电流幅值和半波持续时间的相对减小值 $\Delta i/i_p$ 及 $\Delta t/T_p$ 对电弧电压相对值 $\Delta u_a/\hat{u}$ 和 $\frac{ST_a}{2\hat{u}}$ 的关系曲线组。

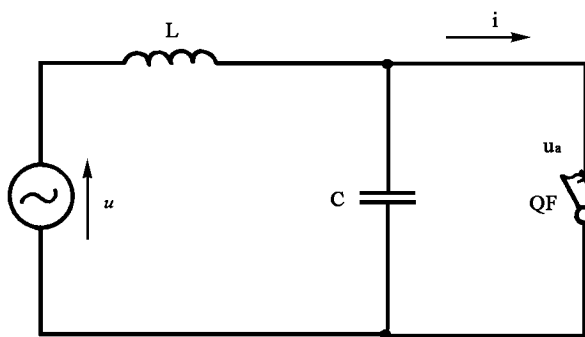
其中 $\Delta i = \hat{i}_p - \hat{i}$

$$\Delta t = T_p - T_1$$

式中 \hat{i} ——实际电流峰值;

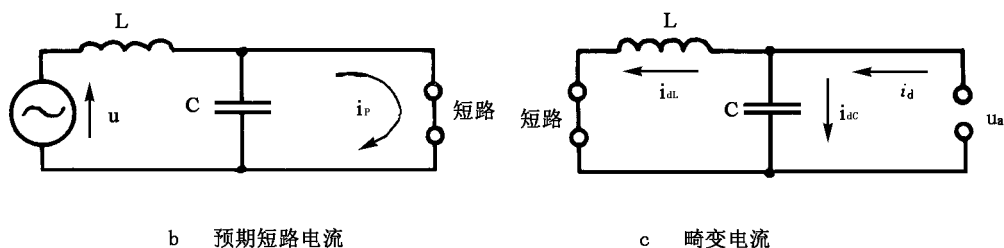
T_p ——预期电流最后燃弧半波持续时间;

T_1 ——实际电流最后燃弧半波持续时间。



a 直接试验电路的简化电路图

图 B1



续图 B1

u —直接试验电路的供电电压 ; u_a —断路器的电弧电压 ; L —全功率直接试验电路的电感 , 与 u 一起调节短路电流 ; C —全功率直接试验电路的电容 , 与 L 一起调节回路的 TRV ; QF —断路器 ; i —电弧电流

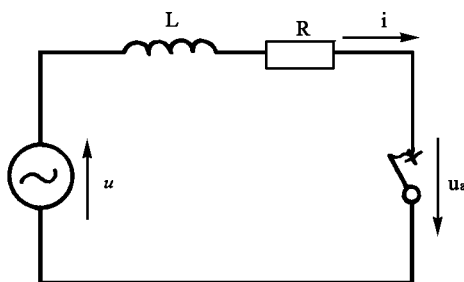


图 B2 简化电路图

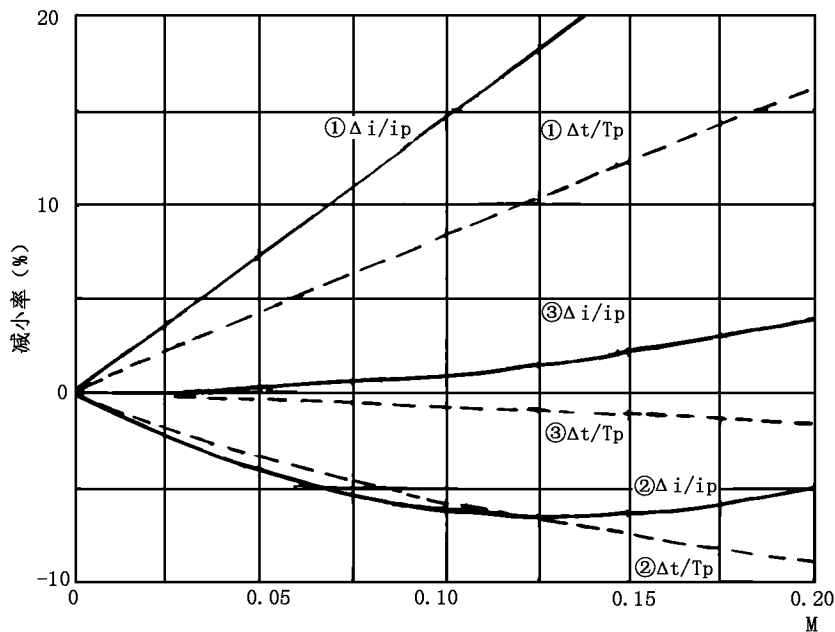


图 B3 燃弧最后半波的电流幅值、持续时间减小率
(在对称电流和恒值电弧电压情况下)

①—1 半波燃弧 ; ②—2 半波燃弧 ; ③—2.5 半波燃弧

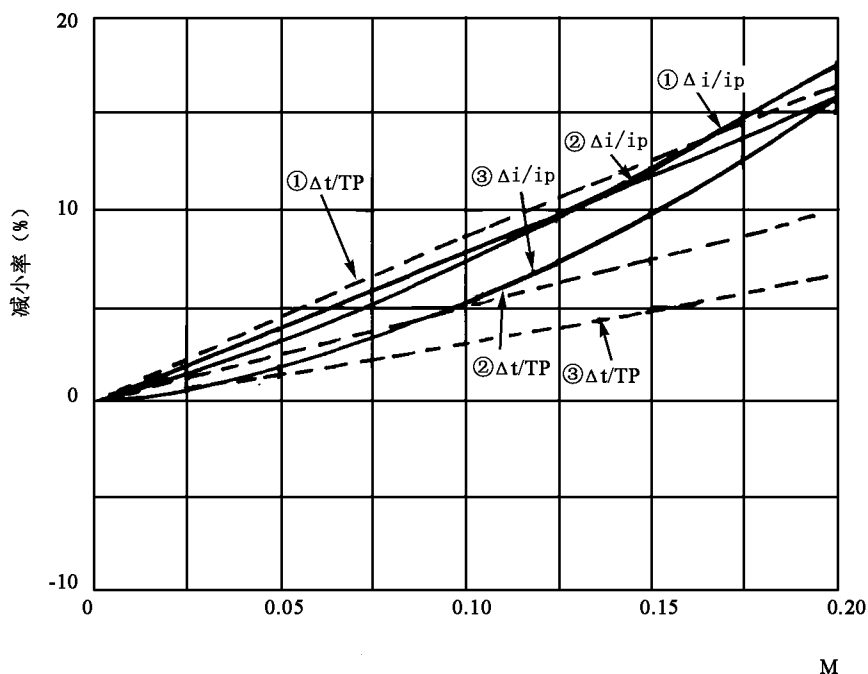


图 B4 燃弧最后半波的电流幅值、持续时间减小率(在对称电流和线性上升的电弧电压情况下)

①—1 半波燃弧 ;②—2 半波燃弧 ;③—2.5 半波燃弧

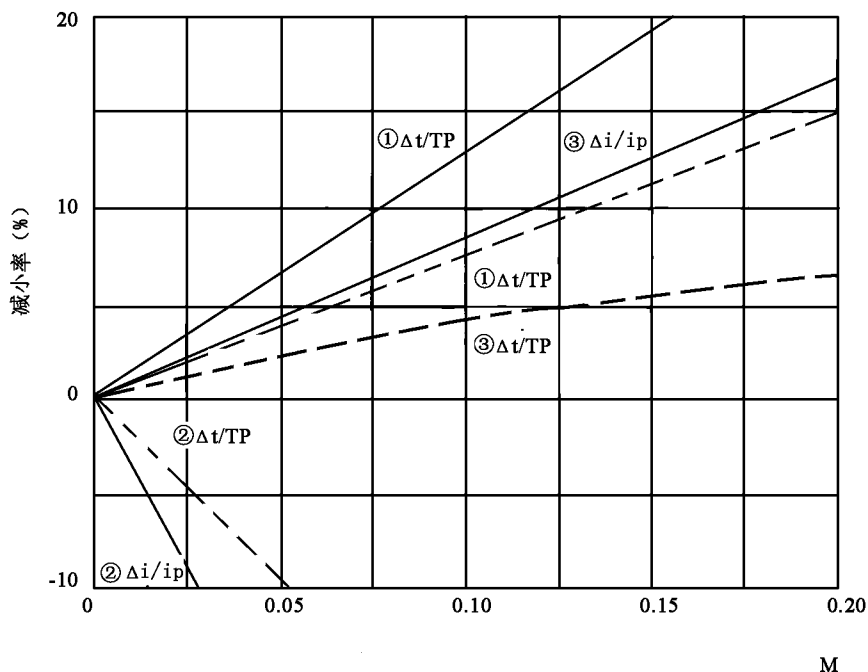


图 B5 燃弧最后半波的电流幅值、持续时间减小率(在非对称电流和恒值电弧电压情况下)

①—1 半波燃弧 ;②—2 半波燃弧 ;③—2.5 半波燃弧

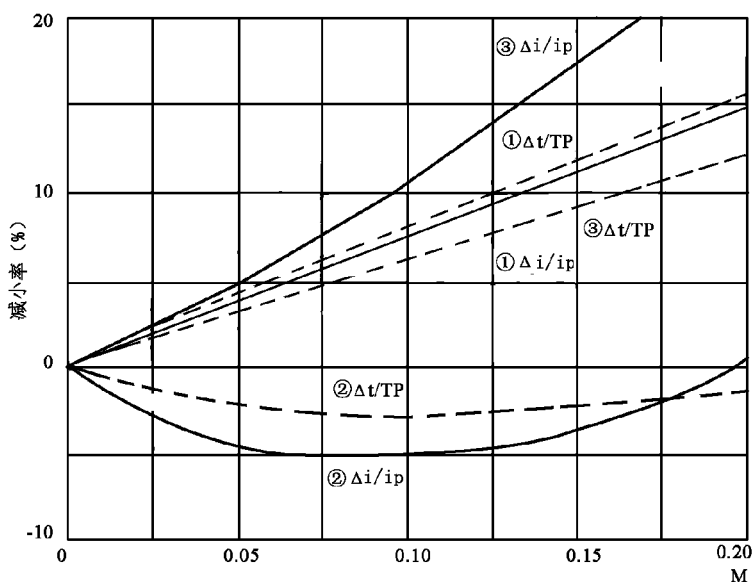


图 B6 燃弧最后半波的电流幅值、持续时间减小率(在非对称电流和线性上升的电弧电压情况下)

①—1 半波燃弧 ;②—2 半波燃弧 ;③—2.5 半波燃弧

附录 C

并联电流引入法

(参考件)

并联电流引入法的原理电路如图 C1 所示,由电流回路和与被试断路器并联的电压回路组成。根据需要,还可附加延弧回路和近区故障人工线等。

电流回路可以是短路发电机——短路变压器系统,可以是电力系统,也可以是振荡回路,但它的电压比试验电压低。试验开始时,辅助断路器 QF1 和被试断路器 QF2 已处在闭合位置。在电流回路电压达到选定的数值后,合闸开关 QM 关合,供给 QF2 以所需的工频短路电流 I_1 。

在断路器预定熄弧半波电流过零前某一时刻 t_1 (见图 C2),由同步装置和点火装置触发高压回路中的火花球隙 F_h 。电压回路通常是振荡回路,电容器 C 充有与试验电压相当的电压。 F_h 触发贯穿后,电压回路即向 QF2 供给一高频电流,即引入电流 I_h ,叠加到 I_1 上,在电流波形上形成一曲折点。在 t_2 瞬间 I_1 过零,辅助断路器在此零点将 I_1 切断,从而将电流回路与电压回路隔离。 I_1 被切断,在流过试品的电流波形上形成又一曲折点,且电流回路的瞬态恢复电压开始上升,这种特征可用来判断辅助断路器是否已熄弧。此后 QF2 仅由引入电流供电。在引入电流的零点时刻 t_3 ,被试断路器开断,电容器 C 经电抗器 L_h 向电压回路的瞬态恢复电压调节支路——初瞬间呈现为时延电容和波阻抗并联——振荡充电,形成试验所需的瞬态恢复电

压。工频恢复电压是按指数衰减的直流电压或交流电压。并联电流引入法在原理上保证了加至试品的电流负荷与电压负荷之间不出现延滞。

在规定的开断电流零点的变化率 di/dt 与引入电流的 di/dt 相等的条件下,引入电流的幅值与频率成反比。引入电流的大小和引入时刻 t_1 ,决定了时间 t_1 与 t_3 之间流过被试断路器的电流波形以及被试断路器单独由引入电流供电的时间。大量验证并联电流引入法等价性的对比试验已确定,引入电流的频率 f_h 和引入时到 t_1 必须处在一定的范围内,才能保证它的等价性。

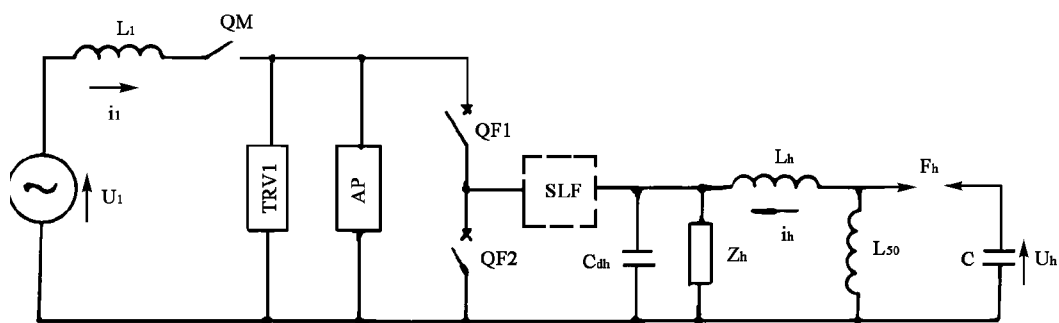


图 C1 并联电流引入电路

U_1 —电流源电压; L_1 —电流回路电抗器; AP —延弧回路; $TRV1$ —电流回路调频支路; i_1 —电流回路电流; i_h —引入电流; SLF —近区故障回路; C_{dh} —电压回路时延电容; L_h —电压回路电抗器; U_h —电压回路充电电压; QM —合闸开关; $QF1$ —辅助断路器; $QF2$ —被试断路器; Z_h —电压回路等效波阻抗; C —电压回路主电容器; L_{50} —交流恢复电压电抗器; F_h —可控火花球隙

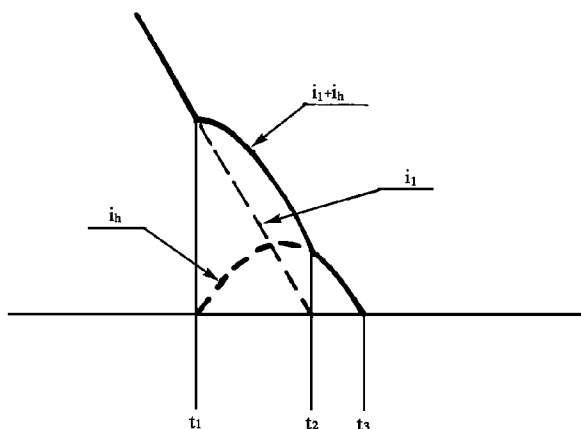


图 C2 并联电流引入电路的电流波形

i_1 —电流回路电流; $i_1 + i_h$ —流过试品的合成电流; t_2 —辅助断路器开断 i_1 的时刻; i_h —引入电流; t_1 —引入电流开始流通的时刻;
 t_3 —通过试品的电流过零的时刻

附录 D

串联电压引入法

(参考件)

串联电压引入法的原理电路如图 D1 所示,由电流回路和与辅助断路器并联的电压回路组成。

在预定熄弧半波,被试断路器和精助断路器同时开断电流回路提供的短路电流,电流回路的 TRV 通过与辅助断路器并联的电容器 C_h 加到被试断路器上,成为试验规定的总的 TRV 的初始部分。加于断路器的电流负荷与电压负荷间不出现延滞。在电流回路 TRV 峰值稍前,触发电压回路中的火花间隙,接通电压回路,在辅助断路器两端形成电压回路的 TRV。从该瞬时起,这两个电压叠加后成为试验规定的总的 TRV 的后续部分。图 D2 画出了这些电压波形。

在相互作用阶段,被试断路器仍处在电流回路中,且辅助断路器的电弧也参与了与试验电路间的相互作用。为了保证相互作用阶段流过被试断路器的电流与基准系统条件下的相同,为了得到规定的 TRV,需要正确选择电流回路 TRV 调节支路电容和电阻的数值以及辅助断路器的并联电容值。

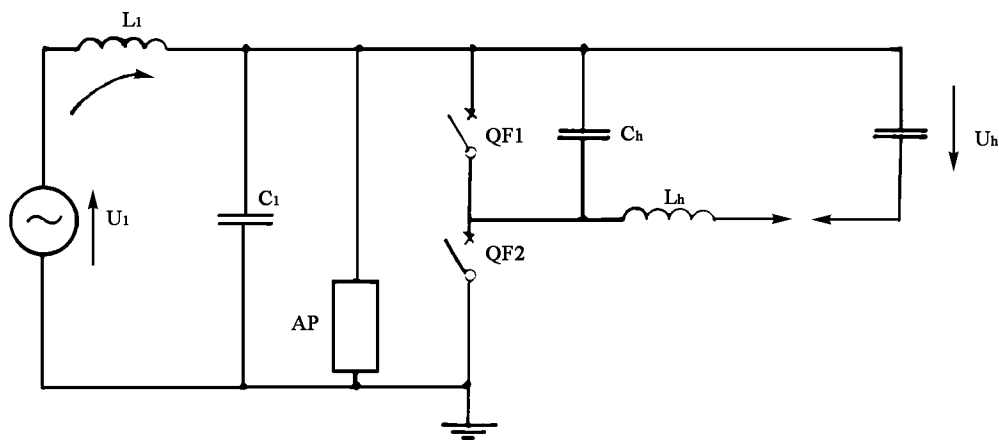


图 D1 电压回路与辅助断路器并联的典型电压引入电路

U_1 —电流回路电压; L_1 —电流回路电抗器; C_1 —电流回路电容器; AP —延弧回路;

QF_1 —辅助断路器; QF_2 —被试断路器; C_h —电压回路电容器;

L_h —电压回路电抗器; U_h —电压回路充电电压

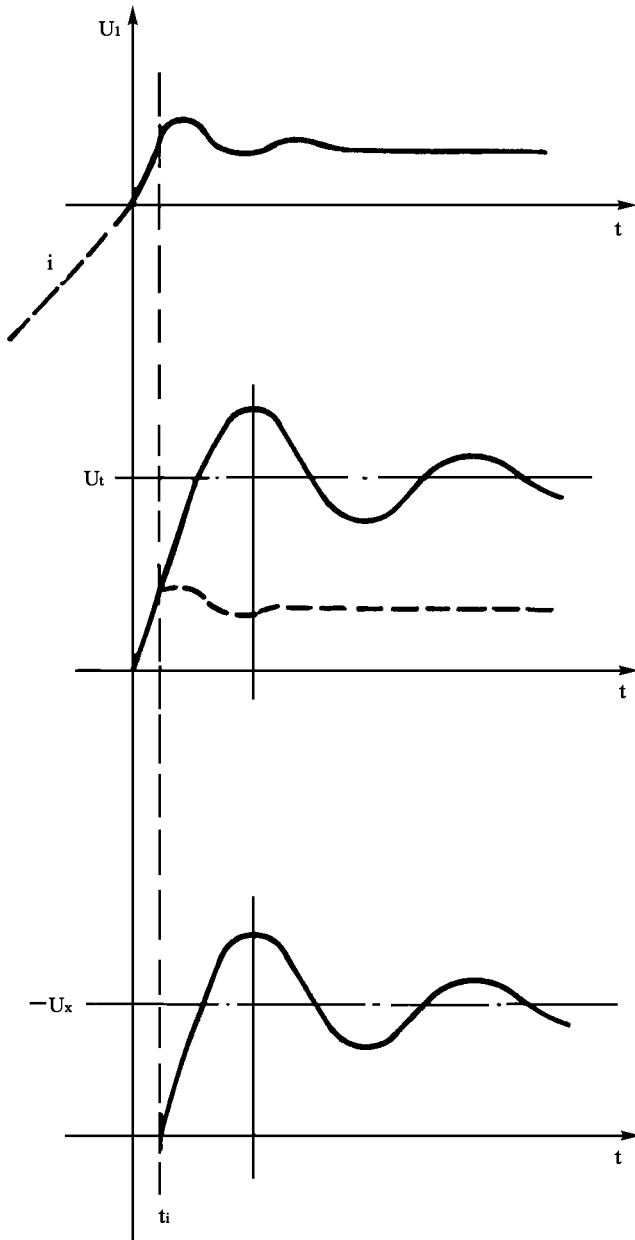


图 D2 电压回路与辅助断路器并联的电压引入电路的 TRV 波形
 i —被试断路器和辅助断路器中的工频电流 ; U_t —被试断路器的电压 ; U_1 —电流回路 TRV ; U_x —辅助断路器的电压 ;
 t_i —电压引入瞬间

附录 E

变压器电路(SKEATS 电路)

(参考件)

E1 试验电路的原理

在变压器电路中,被试断路器的试验电流由电流回路经辅助断路器供给,试验电压由变压器(或自耦变压器)经过电阻供给,变压器的原边接在电流回路上,试验电路的原理示于图 E1。

在大电流阶段,被试断路器和辅助断路器的电弧电压使电压回路中有一电流 i_R ,叠加在被试断路器的电流上 $i_2 = i_1 + i_R$,因此,辅助断路器的电流先过零且先被开断。令两个断路器开断时刻间的间隔为 Δt ,在两个断路器的电弧电压均是常数的条件下,可用下式计算 Δt 的近似值:

$$\Delta t = \frac{n(u_{a1} + u_{a2}) - u_{a1}}{n \cdot \hat{u}_1} \cdot \frac{L_2}{R}$$

式中 n ——变压器变比;

u_{a1} 、 u_{a2} ——分别为 QF1 和 QF2 的电弧电压;

u_1 ——电流回路电压;

L_2 ——电压回路的等值电感, $L_2 = n^2 L_1 + L_T$;

L_T ——变压器的漏感。

在 Δt 间隔时间内,流经被试断路器电流的变化率 di/dt 的近似式为

$$\frac{di_2}{dt} = - \frac{n \hat{u}_1}{L_2} = - \frac{n \hat{u}_1}{n^2 L_1 + L_T}$$

di_2/dt 约降为预期值的 $1/n$,使试验条件太轻。为了减小 Δt , R 应选得足够大,但若 R 过大,会使 TRV 的阻尼过大,且影响弧后电流的供给,通常可将 R 取为数千欧,所得的 $\Delta t \leq 10\mu s$ 。另外,在相互作用阶段,试验电路的电源侧阻抗与基准系统条件下(或直接试验电路)的不同,因此,对断路器的热故障模式而言试验不等价,此电路仅能考核断路器的介质恢复性能。

E2 电流回路中包含变压器的 SKEATS 电路

有些试验站的接线与图 E1 所示的不同, T_2 的原边不直接接至电流回路电压,而是与 T_1 原边并联(见图 E2),因此, i_1 在 T_1 漏感上的压降经 T_2 耦合到电压回路,影响 QF1

电流过零前的波形,并进而影响 QF1 和 QF2 开断的先后和被试断路器的电流、电压负荷。

因此,在使用这种电路时,应根据实际的线路参数和辅助断路器、被试断路器的电弧电压波形对被试断路器的电流、电压负荷进行估算,在试验时仔细测量电流、电压的波形,以便判断试验是否有效。

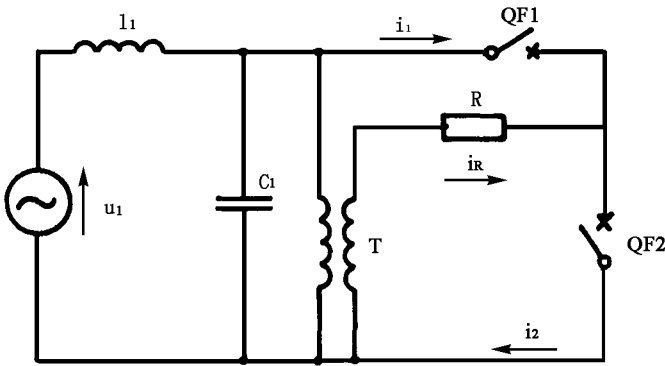


图 E1 变压器(SKEATS)电路

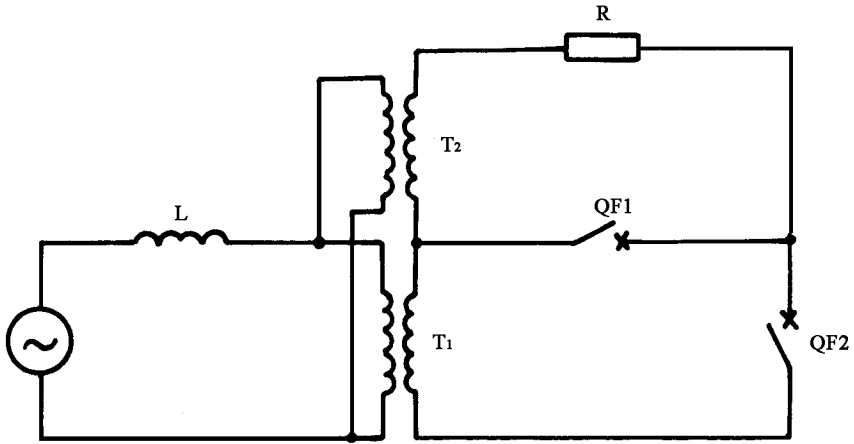


图 E2 SKEATS 电路的一种实际接线

附录 F

短路关合过程及合成关合试验法

(参考件)

F1 关合过程的三个阶段

在断路器线路侧存在短路的情况下关合断路器时(如不成功自动重合闸或不成功强送)断路器在系统电压作用下,在触头间隙的某一距离下发生预击穿,并立即出现由短路电流形成的电弧。预击穿后触头之间的燃弧称预燃弧。断路器在电动力和预燃弧的作用下机械闭合,在短路电流作用下进入超行程,直至完成整个合闸操作。从关合过程加于断路器的电压和电流负荷上,可以分辨出三个主要阶段,见图 F1。

F1.1 高电压阶段

从试验开始到触头间隙发生预击穿为止。触头间隙的预击穿发生在外施电压的哪一相位上,与外施电压的大小、触头间隙关合时的绝缘特性以及发出合闸命令的时刻有关。在不控制合闸命令发出时刻与外施电压相位间关系的情况下,预击穿相位是随机的。

F1.2 预燃弧阶段

从触头间隙发生预击穿开始到触头接触为止。预击穿后,短路电流随即流过断路器。短路电流由

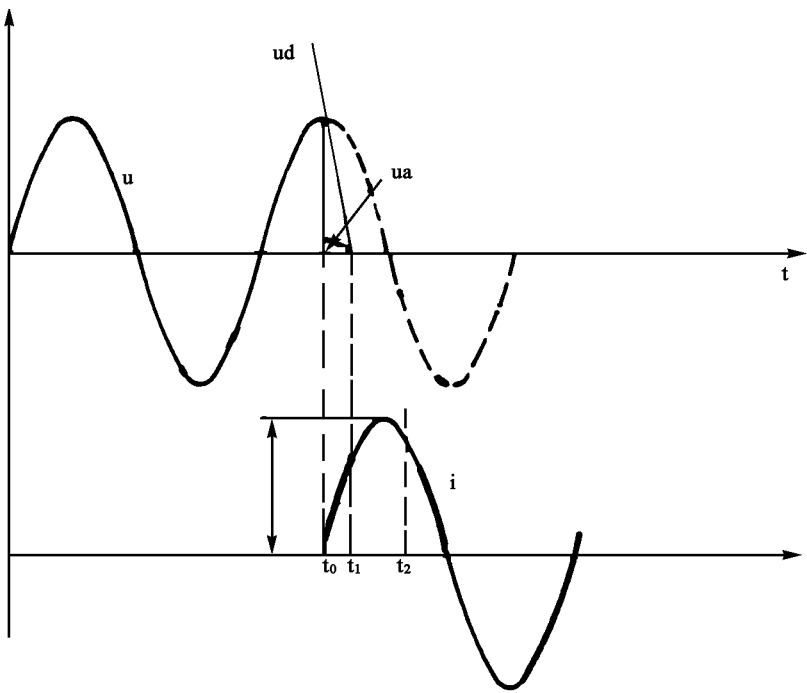
- a. 起始瞬态关合电流 $ITMC$ (由接于断路器电源侧设备和母线的寄生电容产生);
- b. 含有交流和直流分量的系统短路电流组成。

预击穿相位不同,加于断路器的关合负荷也不同。两种有代表性的情况是:

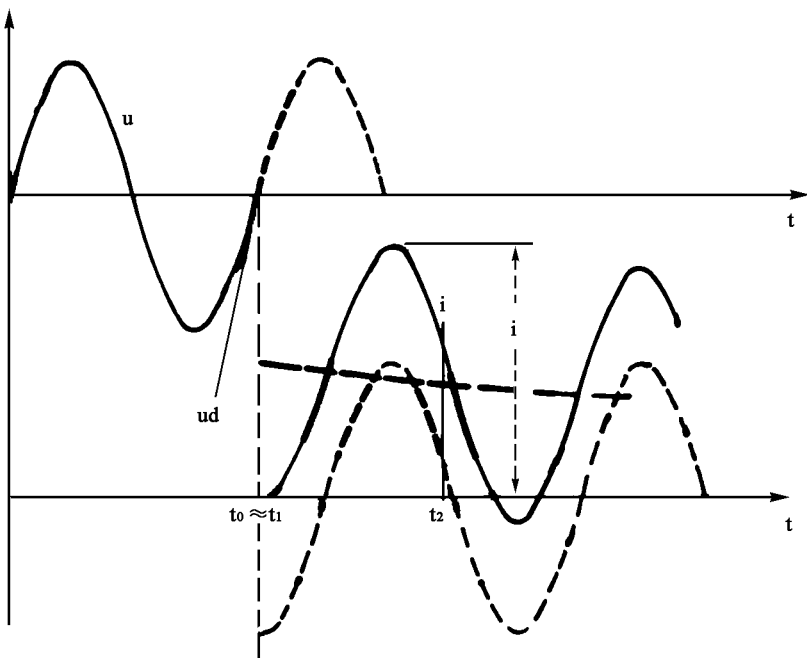
- a. 预击穿发生在外施电压峰值附近。由于预击穿电压高,故预击穿时触头间隙距离大,预燃弧时间长, $ITMC$ 大,短路电流基本对称,预燃弧能量大;
- b. 预击穿发生在外施电压零点附近。 $ITMC$ 和预燃弧能量可予忽略(多断口断路器不同期闭合的情况除外),短路电流非对称,出现关合电流峰值。

F1.3 扣锁阶段

从触头接触到完全闭合为止。断路器承受电动力和触头间摩擦力的作用。



a) 对称关合电流



b) 非对称关合电流

图 F1 关合过程 基本阶段

i —电流 \hat{i} —关合电流峰值 u —工频电压 u_d —介电闭合特性 u_a —电弧电压 时间间隔：
 t_0 之间—高电压阶段 $t_0 \sim t_1$ —预燃弧阶段 $t_1 \sim t_2$ —扣锁阶段 t_2 之后—全闭合位置

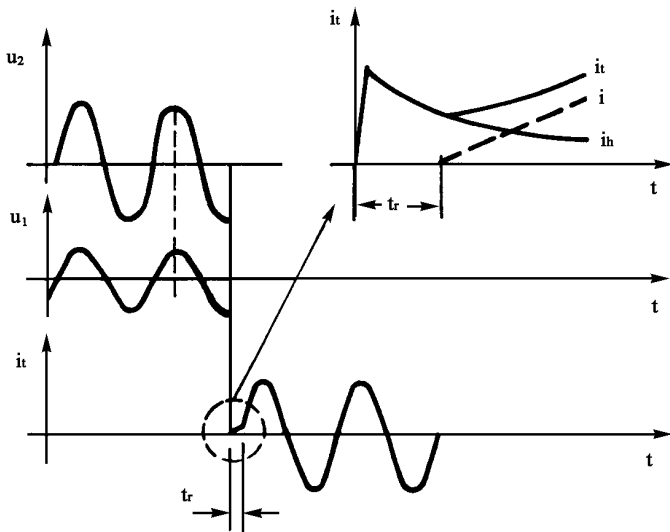
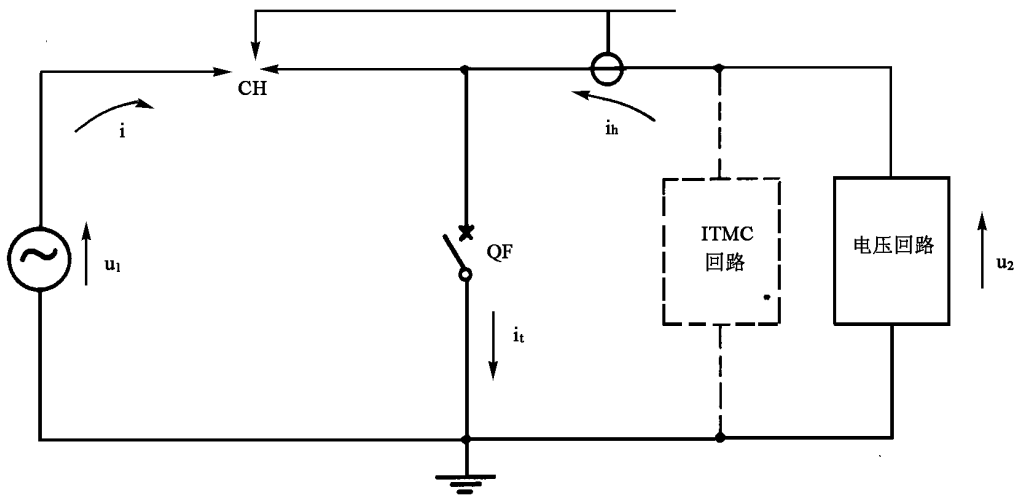


图 F2 合成关合电路及波形

u_1 —电流回路电压 i_{it} —起始瞬态关合电流 i_{it} —被试断路器中的电流；

t_r —关合装置的时延 u_2 —外施电压 i —电流回路提供的工频电流；

QF—被试断路器；CH—关合装置

附录 G

三相试验的合成法

(参考件)

G1 概 述

对于三极安装在同一外壳中的断路器来说,由于瞬态电气负荷的分布或作用在邻相电弧上的电动力,甚至是灭弧介质(如热气体)的直接相互影响,在相间会发生某些相互作用,因此应进行三相试验。若试验站的三相短路容量不足,则只能进行合成试验。试验方式 1、2、3 中的试验电流小,可只进行单相试验。

G2 进行有效试验的诸条件

根据试验站的实际设备条件,试验可采用多部程序或完整的三相试验电路。试验必须考虑各开断单元上的、相间的以及各相与外壳间的负荷。无论用何种方法,均应满足下列要求:

a. 被试的三极断路器中应通过三相电流。

b. 在额定操作顺序的三次开断操作中,对首开极施加首开极条件,其中至少有两次(参见第 7 章)是使用在开断过程的所有阶段均能产生等效负荷的合成试验电路,另一次可使用仅进行介电性能考核的合成试验电路。对后开极施加后开极条件,其中至少有一次是使用具有等效负荷的试验电路,另两次可使用考核介电性能的试验电路。三次断操作中燃弧时间的选取见第 8 章。

c. 由于 GB 1984 尚未对后开极规定要求的 TRV 参数,试验时选用的具体数值由用户、制造厂和试验站商定。

d. 最好使用交流的工频恢复电压,至少加到相邻的两极上。

附录 H

带并联开断电阻的断路器的试验程序

(参考件)

H1 引 言

用合成试验法对带有并联开断电阻的断路器进行试验时,需保证预期的 TRV 符合 GB 1984 的规定,工频恢复电压符合本标准第 5.1.3 条的规定。

用并联开断电阻来改变 TRV 波形的断路器,当用合成法进行试验时,加在被试断路

器上的 TRV 波形应尽可能与已被并联电阻改变了的、规定的 TRV 波形相同。如果并联电阻的阻值很低,由于电压源容量有限,所得的 TRV 峰值不够,在这种情况下,应该改变试验方法,使 TRV 峰值的降低可略去不计(小于 5%)。但此时第 5.1.3 条规定的工频恢复电压仍无法满足。

为了使试验有效,可以采用如下的方法:

a. 调整电压回路的参数,以便提供被电阻吸收的那部分能量。

b. 将试品转接到能维持电阻两端电压的、另外的交流电压源。

c. 将被试断路器的并联电阻断开,在试验电路的适当位置(如电压源的电抗器两端)接电阻,以便获得正确的 TRV 波形。采用这个办法的先决条件是保证在电流零区阶段这个外加电阻的影响与电阻接在断路器两端时相同。能否采用这种方法需经过充分的考虑,并经试验站、制造厂和用户协商。

如果在上述试验中电阻的热容量和电阻电流开断装置的开断能力考核得不充分,应补做另外的试验(见 H2.3 和 H2.4 条)。

H2 多步试验程序

多步试验程序是完整试验的一种替代法,如果并联开断电阻能从断路器上卸下,且主灭弧室的操作对电阻电流开断装置的操作和性能没有影响,则允许使用这个程序。它由以下 4 个单独的试验组成:

H2.1 主灭弧室的热重燃模式试验

本试验的目的是证明在相互作用阶段主灭弧室未发生重燃。

试验时并联开断电阻装在断路器的正常位置上。在大于相互作用阶段的时间间隔中试验应满足标准的要求。当用并联电流引入回路时,电压源对并联开断电阻放电的时间常数应大于相互作用阶段时间的 5 倍,以保证电压源的能量足够。

H2.2 主灭弧室的介电击穿模式试验

试验前需将并联开断电阻从断路器上断开。断路器的并联开断电阻和电弧电压均影响断路器两端的 TRV,合成试验时加于断路器的预期 TRV 应是仅受并联开断电阻的影响而改变了的值。

需指出,允许在相互作用阶段将开始前把外电路中的替代电阻接入试验电路中,虽然可能改变热重燃模式的开断条件,但这种模式的开断性能在 H2.1 的试验中已验证过。

对数个断口串联的断路器进行试验时,如果因并联开断电阻已拆除而使断口间电压分布不均,可外接较高阻值的电阻串与各断口并联,达到基本均压的目的。

H2.3 电阻的试验

进行工频试验,以证明在断路器规定的操作方式下电阻的热容量及耐压满足要求。

H2.4 电阻电流开断装置的试验

目的是证明电阻电流开断装置的开断能力。

附录 I

合成试验报告应提供的信息

(参考件)

除了按 GB 1984—89 附录 A 的要求编写试验报告外,合成试验报告中还应提供下述资料:

I1 辅助断路器

- a. 型号及铭牌数据;
- b. 必要的说明,如每极单元数,灭弧介质及是否带有均压电容等。

I2 试验条件

- a. 电压回路的参数;
- b. 被试断路器的燃弧时间差;
- c. 被试断路器单独由引入电流供电的时间。

I3 要记录的参数

- a. 电流回路的恢复电压;
- b. 被试断路器的电弧电压;
- c. 流经被试断路器的电流(触头分离瞬间及最后半波);
- d. 电压回路电流;
- e. 其他试验和设计需要的数据。

注:在所记录的参数中,有几个应在具有不同扫描速度的示波器上同时记录。偏转应当足够大,以便精确地读数。

附加说明:

本标准由全国高压开关设备标准化技术委员会提出和归口。

本标准由西安高压电器研究所负责起草。

本标准主要起草人:庄稼人、曹荣江。

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 727—2000

互感器运行检修导则

Guideline of operation and maintenance
for current and voltage transformers

中华人民共和国国家经济贸易委员会 发布

2000 - 11 - 03 发布

2001 - 01 - 01 实施

前 言

互感器是电力系统中担负测量、计量、保护等功能的电力设备。电网中互感器数量多,对电网安全经济运行影响大,如何正确运行、维护及检修,确保设备经常处于完好状态,是保证电网安全、经济运行的重要一环,目前国内尚无此类标准。为了健全变电设备运行、检修的标准,加强互感器的运行、检修管理,特制订《互感器运行检修导则》。本“导则”包括运行篇和检修篇两部分。

本标准由国家电力公司发输电运营部及国家电力调度通信中心提出。

本标准由电力行业电力变压器标准化技术委员会归口。

本标准负责起草单位:武汉高压研究所、东北电管局。

本标准参加起草单位:西北电力集团公司、东北电科院、福建省电力公司、湖南省电力公司、天津市电力公司。

本标准主要起草人:王乐仁、王世阁、张俊锋、陈英、凌子恕、王厚义、梁宗正、陈琴生。

本标准委托电力行业电力变压器标准化技术委员会负责解释。

目 次

前言

1 范围

2 引用标准

第一篇 互感器的运行

3 运行基本要求

4 运行检查与操作

5 技术监督

6 异常运行与处理

第二篇 互感器的检修

7 检修分类及周期

8 检修项目

9 大修前的准备工作

10 小修工艺及质量要求

11 互感器大修工艺及质量标准

12 检修时试验

13 验收试验

附录 A(标准的附录) 氮静压真空注油及补油工艺

附录 B(标准的附录) 互感器加装金属膨胀器密封改造

附录 C(标准的附录) 互感器短路法真空干燥

1 范 围

本导则规定了互感器运行、检修应遵循的基本原则及检修应遵守的工艺、方法、质量标准等。

本导则适用于交流额定电压 3kV ~ 500kV 电力系统中,供电气测量、电能计量、继电保护、自动装置等及兼做载波通信用的互感器,包括油浸绝缘、SF₆ 气体绝缘及树脂浇注的电流互感器、电磁式电压互感器及电容式电压互感器。国外引进互感器的运行、维护应以订货合同的技术条款和制造厂规定为基础,参照本导则要求执行。

2 引用标准

下列标准所包含的条文,通过在本标准中引用而构成为本标准的条文。本标准出版时,所示版本均为有效。所有标准都会被修订,使用本标准的各方应探讨使用下列标准

最新版本的可能性。

GB/T 507—1986 绝缘油介电强度测定法

GB 1207—1997 电压互感器

GB 1208—1997 电流互感器

GB/T 4703—1984 电容式电压互感器

GB/T 5654—1985 液体绝缘材料工频相对介电常数、介电损耗因数和体积电阻率

的测量

GB/T 7252—1987 变压器油中溶解气体分析和判断导则

GB/T 7595—2000 运行中变压器油质量标准

GB/T 7600—1987 运行中变压器油的水分含量测定法(库仑法)

GB/T 7601—1987 运行中变压器油的水分含量测定法(气相色谱法)

GB/T 8905—1996 六氟化硫电气设备中气体管理和检测导则

CB/T 11023—1989 高压开关设备六氟化硫气体密封试验方法

GB/T 12022—1989 工业六氟化硫

GB/T 14285—1993 继电保护和安全自动装置技术规程

GB/T 14542—1993 运行中变压器油维护管理导则

GB 50150—1991 电气装置安装工程电气设备交接试验标准

GBJ 148—1990 电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范

DL 408—1991 电业安全工作规程(发电厂和变电所电气部分)

DL/T 429.9—1991 电力系统油质试验方法 绝缘油介电强度测定法

DL/T 448—2000 电能计量装置技术管理规程

DL/T 506—1992 六氟化硫气体绝缘设备中水分含量现场测量方法

DL/T 596—1996 电力设备预防性试验规程

SD 306—1989 六氟化硫气体中水分含量测定法(电解法)

第一篇 互感器的运行

3 运行基本要求

3.1 基本技术要求

3.1.1 互感器应有标明基本技术参数的铭牌标志,互感器技术参数必须满足装设地点运行工况的要求。用于电能计量的绕组,其准确级应符合 DL/T 448 的要求。

3.1.2 互感器的各个二次绕组(包括备用)均必须有可靠的保护接地,且只允许有一个接地点,接地点位置按 GB/T 14285 及有关规定进行。

3.1.3 互感器应有明显的接地符号标志,接地端子应与设备底座可靠连接,并从底座接

地螺栓用两根接地引下线与地网不同点可靠连接。接地螺栓直径,35kV 及以下应不小于 M8mm,35kV 以上应不小于 M12mm,引下线截面应满足安装地点短路电流的要求。

3.1.4 互感器二次绕组所接负荷应在准确等级所规定的负荷范围内。电压互感器的计量绕组二次引线压降应符合 DL/T 448 要求。

3.1.5 互感器的引线安装,应保证运行中一次端子承受的机械负载不超过制造厂规定的允许值。

3.1.6 互感器安装位置应在变电站(所)直击雷保护范围之内。

3.1.7 电压互感器二次侧严禁短路。电流互感器二次侧严禁开路,备用的二次绕组也应短接接地。

3.1.8 电流互感器允许在设备最高电压下和额定连续热电流下长期运行。

3.1.9 电容屏型电流互感器一次绕组的末(地)屏必须可靠接地。

3.1.10 倒立式电流互感器二次绕组屏蔽罩的接地端子必须可靠接地。

3.1.11 三相电流互感器一相在运行中损坏,更换时要选用电压等级、电流比、二次绕组、二次额定输出、准确级、准确限值系数等技术参数相同,保护绕组伏安特性无明显差别的互感器,并进行试验合格,以满足运行要求。

3.1.12 电压互感器(含电磁式和电容式电压互感器)允许在 1.2 倍额定电压下连续运行,中性点有效接地系统中的互感器,允许在 1.5 倍额定电压下运行 30s,中性点非有效接地系统中的互感器,在系统无自动切除对地故障保护时,允许在 1.9 倍额定电压下运行 8h。系统有自动切除对地故障保护时,允许在 1.9 倍额定电压下运行 30s。

3.1.13 电磁式电压互感器一次绕组(N、X)端必须可靠接地。电容式电压互感器的电容分压器低压端子(N、δ、J)必须通过载波回路线圈接地或直接接地。

3.1.14 中性点非有效接地系统中,作单相接地监视用的电压互感器,一次中性点应接地。为防止谐振过电压,应在一次中性点或二次回路装设消谐装置。

3.1.15 保护电压互感器的高压熔断器,应按母线额定电压及短路容量选择,如熔断器断流容量不能满足要求时应加装限流电阻。

3.1.16 电压互感器二次回路,除剩余电压绕组和另有专门规定者外,应装设自动(快速)开关或熔断器;主回路熔断电流一般为最大负荷电流的 1.5 倍,各级熔断器熔断电流应逐级配合,自动开关应经整定试验合格方可投入运行。

3.1.17 66kV 及以上电磁式油浸互感器应装设膨胀器或隔膜密封,应有便于观察的油位或油温压力指示器,并有最低和最高限值标志。运行中全密封互感器应保持微正压,充氮密封互感器的压力应正常。互感器应标明绝缘油牌号。

3.1.18 SF₆ 气体绝缘互感器应装设压力表和密度继电器,运行中气体压力应保持在制造厂规定范围内,设备年泄漏率应小于 1%。

3.1.19 电容式电压互感器的电容分压器单元、电磁装置、阻尼器等在出厂时,均经过调

整误差后配套使用 ,安装时不得互换。运行中如发生电容分压器单元件损坏 ,更换时应注意重新调整互感器误差。互感器的外接阻尼器必须接入 ,否则不得投入运行。

3.1.20 户内树脂浇注互感器外绝缘应有满足使用环境条件的爬电距离并通过凝露试验。

3.2 设备档案

3.2.1 电力生产企业、供电企业应在生技部门建立 66kV 及以上互感器技术档案 ,内容应包括 :

- a)设备台帐 ;
- b)产品合格证、出厂试验报告(复印件) ;
- c)交接试验报告及安装验收记录 ;
- d)大修、改造及移装记录 ;
- e)故障、重大缺陷及处理记录。

3.2.2 电力生产企业的车间(分厂)、供电企业变电所应建立互感器设备档案 ,内容包括 :

- a)设备台帐 ;
- b)产品合格证、出厂试验报告 ;
- c)安装使用说明书 ,产品结构图 ;
- d)交接试验报告 ,安装验收记录 ;
- e)大、小修及技术改造记录 ,移装记录 ;
- f)故障、缺陷及处理记录 ;
- g)绝缘油试验报告、绝缘油加添及更换记录 ,油中溶解气体色谱分析资料 ;
- h)绝缘预防性试验报告 ;
- i)实施在线监测的互感器 ,应建立在线监测记录 ;
- j)谐波较大的变电所 ,应建立互感器计量误差记录。

3.2.3 互感器安装移交或设备移装时 ,应将设备档案资料一并移交至运行单位。

4 运行检查与操作

4.1 互感器投产前的检查

4.1.1 新安装的互感器应按 GB 50150 规定的项目进行交接试验并合格 ,同时应注意与出厂数据比较无明显差异 ,必要时还应按现行部颁反事故技术措施要求增加有关试验项目。

4.1.2 新安装互感器验收项目应按 GBJ148 及制造厂有关规定和部颁反事故措施要求进行。主要内容为 :

- a)本导则 3.1 所规定的内容；
- b)设备外观完整、无损，等电位连接可靠，均压环安装正确，引线对地距离、保护间隙等均符合规定；
- c)油浸式互感器无渗漏油，油标指示正常；气体绝缘互感器无漏气，压力指示与制造厂规定相符；三相油位与气压应调整一致；
- d)电容式电压互感器无渗漏油，阻尼器确已接入，各单元、组件配套安装与出厂编号要求一致；
- e)金属部件油漆完整，三相相序标志正确，接线端子标志清晰，运行编号完善。
- f)引线连接可靠，极性关系正确，电流比换接位置符合运行要求；
- g)各接地部位接地牢固可靠；
- h)符合现行部颁反事故措施的有关要求；
- i)互感器外绝缘爬电距离应达到有关规定的要求，如不能满足时，可加装合成绝缘伞裙，但要注意消除变电站构架及引线对互感器雨闪的影响。

4.1.3 互感器检修后的验收，按照本导则检修篇进行。

4.2 运行中巡视检查周期

4.2.1 正常巡视：有人值班的变电站（所）由值班人员进行定期巡视，每值不少于一次，无人值班的站（所）按有关部门批准的巡视规定进行。

4.2.2 特殊巡视：

- a)新投产设备，应缩短巡视周期，运行 72h 后转入正常巡视。
- b)夜间闭灯巡视：有人值班的站（所）每周不少于一次；无人值班的站（所）每月不少于一次。
- c)高、低温季节，高湿度季节，气候异常时，高峰负荷，季节性高电压期间，设备异常时，应适当加强巡视。

4.3 运行中巡视检查项目

各类互感器运行中巡视检查，应包括的基本内容：如巡视发现设备异常应及时汇报，并做好记录，随时注视其发展。

4.3.1 油浸式互感器：

- a)设备外观是否完整无损，各部连接是否牢固可靠；
- b)外绝缘表面是否清洁、有无裂纹及放电现象；
- c)油色、油位是否正常，膨胀器是否正常；
- d)吸湿器硅胶是否受潮变色；
- e)有无渗漏油现象，防爆膜有无破裂；
- f)有无异常振动，异常音响及异味；

g)各部位接地是否良好,注意检查电流互感器末屏连接情况与电压互感器(N、X)端连接情况];

h)电流互感器是否过负荷,引线端子是否过热,或出现火花,接头螺栓有无松动现象;

i)电压互感器端子箱内熔断器及自动开关等二次元件是否正常;

j)特殊巡视补充的其他项目,视运行工况要求确定。

4.3.2 电容式电压互感器:

除与4.3.1相关项目相同外,尚应注意检查项目如下:

a)330kV及以上电容式电压互感器分压电容器各节之间防晕罩连接是否可靠;

b)分压电容器低压端子(N、δ、J)是否与载波回路连接或直接可靠接地;

c)电磁单元各部分是否正常,阻尼器是否接入并正常运行;

d)分压电容器及电磁单元有无渗漏油。

4.3.3 SF₆气体绝缘互感器:

除与4.3.1相关项目相同外,尚应注意检查项目如下:

a)检查压力表指示是否在正常规定范围,有无漏气现象,密度继电器是否正常;

b)复合绝缘套管表面是否清洁、完整、无裂纹、无放电痕迹、无老化迹象,憎水性良好。

4.3.4 树脂浇注互感器:

a)互感器有无过热,有无异常振动及声响;

b)互感器有无受潮,外露铁心有无锈蚀;

c)外绝缘表面是否积灰、粉蚀、开裂,有无放电现象。

4.4 安全操作原则

4.4.1 互感器一、二次回路作业,必须严格按DL 408及有关规程、规定办理工作票和操作票,并做好安全措施。

4.4.2 电压互感器停用前应注意下列事项:

a)按继电保护和自动装置有关规定要求变更运行方式,防止继电保护误动;

b)将二次回路主熔断器或自动开关断开,防止电压反送。

4.4.3 66kV及以下中性点非有效接地系统发生单相接地或产生谐振时,严禁就地用隔离开关或高压熔断器拉、合电压互感器。

4.4.4 严禁就地用隔离开关或高压熔断器拉开有故障(油位异常升高、喷油、冒烟、内部放电等)的电压互感器。

4.4.5 为防止串联谐振过电压烧损电压互感器,倒闸操作时,不宜使用带断口电容器的断路器投切带电磁式电压互感器的空母线。

4.4.6 停运一年及以上的互感器,应按DL/T 596重新进行有关试验检查合格后,方可

投运。

4.4.7 在带电的电流互感器二次回路上工作,应严格遵守 DL 408 的规定。若保护与测量共用一个二次绕组,当在表计回路工作时,应先将表计端子短接,以防止电流互感器开路或误将保护装置退出。

4.4.8 电容式电压互感器投运前,应先检查电磁单元外接阻尼器是否接入,否则严禁投入运行。

4.4.9 电容式电压互感器断开电源后,在接触电容分压器之前,应对分压电容器单元件逐个接地放电,直至无火花放电声为止,然后可靠接地。

4.4.10 分别接在两段母线上的电压互感器,二次并列前,应先将一次侧经母联断路器并列运行。

5 技术监督

5.1 按 DL/T 596 对互感器进行定期预试,并将试验结果、发现缺陷及处理情况记入档案。

5.2 根据系统发展情况,及时对电流互感器进行动、热稳定电流校核。

5.3 定期对互感器设备状况进行运行分析,内容应包括:

- a) 异常现象、缺陷产生原因及发展规律;
- b) 故障或事故原因分析、处理情况及采取对策;
- c) 根据系统变化、环境情况等作出事故预想;
- d) 对涉及结算电量的互感器,按 DL/T 448 要求定期进行误差性能试验。

5.4 定期检查部颁互感器反事故技术措施执行情况,定期对油浸式互感器密封性能、防雨进潮情况进行检查。

5.5 对互感器在线监测装置,及时做好运行记录,总结效果。

5.6 绝缘油监督:

- a) 绝缘油按 GB/T 14542 管理,应符合 GB/T 7595 和 DL/T 596 的规定;
- b) 当油中溶解气体色谱分析异常,含水量、含气量、击穿强度等项目试验不合格时,应分析原因并及时处理;
- c) 互感器油位不足应及时补充,应补充试验合格的同油源同品牌绝缘油。如需混油时,必须按规定进行有关试验,合格后方可进行。

5.7 SF₆ 气体监督:

- a) SF₆ 气体按 GB/T 8905 管理,应符合 GB 12022 和 DL/T 596 的规定;
- b) 当互感器 SF₆ 气体含水量超标或气体压力下降,年泄漏率大于 1% 时,应分析原因并及时处理;
- c) 补充的气体应按有关规定进行试验,合格后方可补气。

6 异常运行与处理

6.1 运行中互感器发生异常现象时,应及时报告并予以消除,若不能消除时应及时报告有关领导及调度值班员,并将情况记入运行记录本和缺陷记录本中。

6.2 当发生下列情况之一时,应立即将互感器停用(注意保护的投切):

6.2.1 电压互感器高压熔断器连续熔断2~3次。

6.2.2 高压套管严重裂纹、破损,互感器有严重放电,已威胁安全运行时。

6.2.3 互感器内部有严重异音、异味、冒烟或着火。

6.2.4 油浸式互感器严重漏油,看不到油位;SF₆气体绝缘互感器严重漏气、压力表指示为零;电容式电压互感器分压电容器出现漏油时。

6.2.5 互感器本体或引线端子有严重过热时。

6.2.6 膨胀器永久性变形或漏油。

6.2.7 压力释放装置(防爆片)已冲破。

6.2.8 电流互感器末屏开路,二次开路;电压互感器接地端子(N(X))开路、二次短路,不能消除时。

6.2.9 树脂浇注互感器出现表面严重裂纹、放电。

6.3 电压互感器常见的异常判断与处理:

6.3.1 三相电压指示不平衡:一相降低(可为零),另两相正常,线电压不正常,或伴有声、光信号,可能是互感器高压或低压熔断器熔断。

6.3.2 中性点非有效接地系统,三相电压指示不平衡:一相降低(可为零),另两相升高(可达线电压)或指针摆动,可能是单相接地故障或基频谐振;如三相电压同时升高,并超过线电压(指针可摆到头),则可能是分频或高频谐振。

6.3.3 高压熔断器多次熔断,可能是内部绝缘严重损坏,如绕组层间或匝间短路故障。

6.3.4 中性点有效接地系统,母线倒闸操作时,出现相电压升高并以低频摆动,一般为串联谐振现象,若无任何操作,突然出现相电压异常升高或降低,则可能是互感器内部绝缘损坏,如绝缘支架、绕组层间或匝间短路故障。

6.3.5 中性点有效接地系统,电压互感器投运时出现电压表指示不稳定,可能是高压绕组(N(X))端接地接触不良。

6.3.6 电压互感器回路断线处理:

a)根据继电保护和自动装置有关规定,退出有关保护,防止误动作。

b)检查高、低压熔断器及自动开关是否正常,如熔断器熔断,应查明原因立即更换,当再次熔断时则应慎重处理。

c)检查电压回路所有接头有无松动、断头现象,切换回路有无接触不良现象。

6.3.7 电容式电压互感器常见的异常判断：

- a)二次电压波动。二次连接松动,分压器低压端子未接地或未接载波线圈。如果阻尼器是速饱和电抗器,则有可能是参数配合不当。
- b)二次电压低。二次连接不良,电磁单元故障或电容单元 C2 损坏。
- c)二次电压高。电容单元 C1 损坏,分压电容接地端未接地。
- d)电磁单元油位过高。下节电容单元漏油或电磁单元进水。
- e)投运时有异音。电磁单元中电抗器或中压变压器螺栓松动。

6.4 电流互感器常见异常判断及处理：

6.4.1 电流互感器过热,可能是内、外接头松动,一次过负荷或二次开路。

6.4.2 互感器产生异音,可能是铁芯或零件松动,电场屏蔽不当,二次开路或电位悬浮,未屏开路及绝缘损坏放电。

6.4.3 绝缘油溶解气体色谱分析异常,应按 GB/T 7252 进行故障判断并追踪分析。若仅氢气含量超标,且无明显增加趋势,其他组份正常,可判断为正常。

6.4.4 电流互感器二次回路开路处理：

- a)立即报告调度值班员,按继电保护和自动装置有关规定退出有关保护；
- b)查明故障点,在保证安全前提下,设法在开路处附近端子上将其短路,短路时不得使用熔丝。如不能消除开路,应考虑停电处理。

6.5 互感器着火时,应立即切断电源,用灭火器材灭火。

6.6 发生不明原因的保护动作,除核查保护定值选用是否正确外,还应设法将有关电流、电压互感器退出运行,进行电流复合误差、电压误差试验和二次回路压降测量。

第二篇 互感器的检修

7 检修分类及周期

7.1 检修分类

7.1.1 小修:互感器不解体进行的检查与修理,一般在现场进行。

7.1.2 大修:互感器解体暴露器身(SF₆互感器、电容式电压互感器的分压电容器、330kV及以上电流互感器除外),对内外部件进行的检查与修理,一般在检修车间进行。

7.1.3 临时性检修:发现有影响互感器安全运行的异常现象后,针对有关项目进行的检查与修理。

7.2 检修周期

7.2.1 小修 1~3 年一次,一般结合预防性试验进行。运行在污秽场所的互感器应适当缩短小修周期。

7.2.2 大修根据互感器预防性试验结果及运行中在线监测结果(如有),进行综合分析判断,认为确有必要时进行。

7.2.3 临时性检修针对运行中发现的严重缺陷及时进行。

8 检修项目

8.1 小修项目

8.1.1 油浸式互感器

- a)外部检查及清扫;
- b)检查维修膨胀器、储油柜、呼吸器;
- c)检查紧固一次和二次引线连接件;
- d)渗漏处理;
- e)检查紧固电容屏型电流互感器及油箱式电压互感器末屏接地点,电压互感器 N(X)端接地点;
- f)必要时进行零部件修理与更新;
- g)必要时调整油位或氮气压力;
- h)必要时补漆;
- i)必要时加装金属膨胀器进行密封改造;
- j)必要时进行绝缘油脱气处理。

8.1.2 固体绝缘互感器

- a)外部检查及清扫;
- b)检查紧固一次及二次引线连接件;
- c)检查铁芯及夹件;
- d)必要时补漆。

8.1.3 SF₆ 气体绝缘互感器(独立式)

- a)外部检查及清扫;
- b)检查气体压力表、阀门及密度继电器;
- c)必要时检漏或补气;
- d)必要时对气体进行脱水处理;
- e)检查紧固一次与二次引线连接件;
- f)必要时补漆。

8.1.4 电容式电压互感器

- a)外部检查及清扫;
- b)检查紧固一次与二次引线及电容器连接件;
- c)电磁单元渗漏处理,必要时补油;

d)必要时补漆。

8.2 大修项目

8.2.1 油浸式互感器

- a)外部检查及修前试验；
- b)检查金属膨胀器；
- c)排放绝缘油；
- d)一、二次引线接线柱瓷套分解检修；
- e)吊起瓷套或吊起器身 检查瓷套及器身；
- f)更换全部密封胶垫；
- g)油箱清扫、除锈；
- h)压力释放装置检修与试验；
- i)绝缘油处理或更换；
- j)呼吸器检修 更换干燥剂；
- k)必要时进行器身干燥处理；
- l)总装配；
- m)真空注油；
- n)密封试验；
- o)绝缘油试验及电气试验；
- p)喷漆。

8.2.2 SF₆ 气体绝缘互感器(独立式)

- a)外部检查及修前试验；
- b)一、二次引线连接紧固件检查；
- c)回收并处理 SF₆ 气体；
- d)必要时更换防爆片及其密封圈；
- e)必要时更换二次端子板及其密封圈；
- f)更换吸附剂；
- g)必要时更换压力表、阀门或密度继电器；
- h)补充 SF₆ 气体；
- i)电气试验；
- j)金属表面喷漆。

8.2.3 电容式电压互感器

- a)外部检查及修前试验；
- b)检查电容器套管 测量电容值及介质损耗因数；
- c)检查电磁单元；

- d)电磁单元绝缘干燥(必要时);
- e)电磁单元绝缘油处理;
- f)更换密封胶垫;
- g)电磁单元装配;
- h)电磁单元注油或充氮;
- i)电气试验;
- j)喷漆。

9 大修前的准备工作

9.1 收集分析运行中发现的缺陷和异常情况,预防性试验结果,结合在线监测数据变化,确定需要在大修中重点检查处理的项目。

9.2 编制大修项目、质量标准、人员分工、进度计划。编制大修技术措施、主要施工工具、设备明细表,绘制必要的施工图。

9.3 编制大修安全组织措施。

9.4 准备好检验合格的材料与备件,如密封件、绝缘油、SF₆气体、氮气、绝缘纸板、皱纹纸、环氧树脂配料以及其他常用材料和零件。

9.5 准备好主要施工机具,如滤油机、真空泵、充氮机、SF₆气体回收装置、贮油罐、真空干燥罐、起吊设备等。

10 小修工艺及质量要求

10.1 油浸式互感器

油浸式互感器部件检修工艺及质量标准见表1。

10.1.1 部件的检修

表 1 油浸式互感器部件检修工艺及质量标准

序号	项 目	检 修 工 艺	质 量 标 准
1	检 查 金 属 膨 胀 器	1) 检查膨胀器的波纹片焊缝是否渗漏,如波纹片焊缝处开裂或膨胀器永久变形,应予更换,如升高座部分渗漏,可予补焊 2) 检查膨胀器放气阀内有无气体存在,如有气体应查明原因,并放掉残存气体 3) 检查膨胀器的油位指示机构或油温压力指示机构是否灵活可靠,如发现卡滞应检修排除 4) 检查盒式膨胀器的压力释放装置是否完好,如释放片破裂应查明原因予以更换 5) 检查波纹式膨胀器顶盖外罩的连接螺钉是否齐全,有无锈蚀,若短缺应补齐,并清除顶盖与外罩的锈蚀 6) 检查外罩,如漆膜脱落,应予补漆	1) 膨胀器密封可靠,无渗漏,无永久性变形 2) 放气阀内无残存气体 3) 油位指示或油温压力指示机构灵活,指示正确 4) 盒式膨胀器的压力释放装置完好正常 5) 波纹式膨胀器上盖与外罩连接可靠,不得锈蚀卡死,保证膨胀器内压力异常增大时能顶起上盖 6) 漆膜完好
2	检 查 储 油 柜	1) 检查油标,如发现渗漏应拧紧螺钉,更换破裂的油标玻璃油管或油标玻璃面板,更换老化失效的密封圈 2) 检查储油柜内橡胶隔膜,如发现破裂或老化应予更换 3) 检查硅胶吸湿器,如发现玻璃罩筒破裂应予更换;硅胶吸潮变色应更换干燥硅胶,吸湿器油杯脏污或缺油应予清洁并补油 4) 检查一次引线连接紧固情况 5) 检查外表漆面,如漆膜脱落或锈蚀,应予除锈补漆	1) 油标完好无渗漏,油位指示正确,无假油位 2) 隔膜完好无损 3) 吸湿器完好无损,硅胶干燥,油杯中油质清洁,油量正常 4) 一次引线连接可靠 5) 漆膜完好
3	检 查 瓷 套	1) 清除瓷套外表积污,注意不得刮伤釉面 2) 用环氧树脂修补裙边小破损,或用强力胶(如 502 胶)粘接修复碰掉的小瓷块,如瓷套径向有穿透性裂纹,外表破损面超过单个伞裙 10% 或破损总面积虽不超过单伞 10%,但同一方向破损伞裙多于二个以上者,应更换瓷套 3) 在污秽地区若爬距不够,可在清扫后涂覆防污闪涂料或加装硅橡胶增爬裙 4) 检查防污涂层的憎水性,若失效应擦净重新涂覆,增爬裙失效应更换	1) 瓷套外表清洁无积污 2) 瓷套外表应修补完好,一个伞裙修补的破损面积不得超过左列规定 4) 涂料及硅橡胶增爬裙的憎水性良好
4	检 查 油 箱、底 座	1) 检查并补齐铭牌和标志牌 2) 清扫外表积污与锈蚀 3) 打开二次接线盒盖板,检查并清擦二次接线端子和接线板 4) 清擦电压互感器 N 端小瓷套、电流互感器末屏及监测屏小瓷套 5) 检查压力释放装置 6) 检查放油阀 7) 检查外表漆面,如漆膜脱落或锈蚀,应予除锈补漆	1) 铭牌、标志牌完备齐全 2) 外表清洁,无积污,无锈蚀 3) 二次接线板及端子密封完好,无渗漏,清洁无氧化,无放电烧伤痕迹 4) 小瓷套应清洁,无积污,无破损渗漏,无放电烧伤痕迹 5) 压力释放装置膜片完好,密封可靠 6) 放油阀密封良好,无渗漏 7) 漆膜完好

10.1.2 处理渗漏油

a) 工艺不良的处理:

1) 因密封垫圈压紧不均匀引起渗漏油时,可先将压缩量大的部位的螺栓适当放松,然后拧紧压缩量小的部位,调整合适后,再依对角位置交叉地反复紧固螺母,每次旋紧约 1/4 圈,不得单独一拧到底。弹簧垫圈以压平为准,密封圈压缩量约为 1/3。

2) 法兰密封面凸凹不平、存在径向沟痕或存在异物等情况导致渗漏时,应将密封圈取开,检查密封面,并进行相应处理。

3) 因装配不良引起的渗漏,如密封圈偏移或折边,应更换密封圈后重新装配。

b) 部件质量不良的处理:

1) 膨胀器本体焊缝破裂或波纹片永久变形,应更换膨胀器。

2) 小瓷套破裂导致渗漏油,应更换小瓷套。

3) 铸铝储油柜砂眼渗漏油,可用铁榔头,样冲打砸砂眼堵漏。

4) 储油柜、油箱、升高座等部件的焊缝渗漏,可采用堵漏胶临时封堵处理,待大修解体时再予补焊。

5) 密封圈材质老化,弹性减弱,应更换密封圈。更换时在密封圈两面涂抹密封胶(如 801 密封胶)。

10.1.3 检查油位及补油

a) 检查储油柜油标及膨胀器的油位或油温压力指示是否正确。如油位过高或油温压力指示超限,应打开放油阀放油至正常油位。

b) 带隔膜储油柜的油位偏低,可打开上盖,取掉隔膜,直接补油后再复原装好隔膜和上盖。

c) 膨胀器缺油,可按附录 A《氮静压真空注油及补油工艺》或用普通真空补油方法进行补油。

d) 如互感器油面低于器身绝缘包扎部位,应检查器身无受潮方可补油。若器身受潮应按大修处理。

e) 补油应使用与原互感器同品牌的合格变压器油,品牌不同的油应先做混油试验,合格才能使用。

10.1.4 隔板气垫式储油柜的补油和充气

为解决老型 220kV 电流互感器直立运输超高问题,70 年代出现隔板气垫式储油柜以解决横卧运输问题。该储油柜的补气和充气要点如下:

a) 检查隔板气垫式储油柜的油位和气垫压力,若发现油位不足,则打开注油阀,用漏斗直接补油到规定油位,然后复原装好注油阀盖板;

b) 当气垫压力不够或补油复原后,应按产品说明书要求向储油柜上腔充入干燥的氮气至规定压力。

10.1.5 检查接线端子

a) 检查一次引出瓷套,应完好无渗漏;

b) LI(P1)、LX(P2)接线端子板应平整无过热烧伤痕迹;

c) 检查电容屏型电流互感器及油箱式电压互感器的末屏(地屏),电压互感器的 N(X)端引出线及互感器二次引线的接地端,应与底箱接地端子可靠连接;

d)检查膨胀器外罩或储油柜与互感器的一次绕组等电位片(或线),应有一点可靠连接,防止储油柜或膨胀器电位悬浮。

10.1.6 补漆

检查互感器储油柜、膨胀器外罩、油箱、升高座、底箱等表面油漆状况,如发现局部脱漆,应除锈清擦干净后,用相同(或相近)颜色的油漆进行局部补漆。

10.1.7 加装膨胀器进行密封改造

- a)未装有金属膨胀器的高压互感器,检修时可安装金属膨胀器进行密封改造;
- b)改造前互感器应试验合格,若绝缘受潮或内部存在故障,应查明原因清除缺陷,复试合格后再行改造;
- c)根据互感器油量和膨胀器技术参数选择膨胀盒(节)数,并确定油位线;
- d)加装金属膨胀器密封改造工艺详见附录 B《互感器加装金属膨胀器密封改造》。

10.2 固体绝缘互感器

固体绝缘互感器小修工艺及质量标准见表 2。

表 2 固体绝缘互感器小修工艺及质量标准

序号	项目	检修工艺	质量标准
1	检查固体绝缘表面	1)清扫绝缘表面积尘和污垢,必要时可使用清洗剂,然后用洁净水清洁表面并擦拭干净 2)绝缘表面如有放电痕迹,可用细砂纸打磨掉碳化层,露出正常的树脂绝缘表面后用丙酮溶液清洗干净,重新填补同型号的树脂材料 3)绝缘表面如有裂纹,应检查是否贯穿到一次绕组方向,如只是局部缺陷,可磨去裂纹部位,清洗后填补同型号树脂材料,发现贯穿性裂纹时,应更换新的互感器 4)树脂浇注体的硅粉填料外露时,可在清洗后补涂同型号的树脂胶料 5)树脂绝缘表面的半导体涂层剥落时,可在清洗后补涂同型号的半导体漆	1)固体绝缘表面清洁,无积尘和污垢 2)瓷件绝缘表面无放电痕迹及裂纹,铁罩无锈蚀。树脂绝缘表面无碳化物 3)树脂绝缘表面无裂纹 4)树脂表面绝缘涂层完好 5)树脂表面半导体涂层完好
2	检查一次引线连接	1)检查接线端子有无过热,如发现有过热后产生的氧化层,应分解一次引线,清除氧化物,涂导电膏后重新组装紧固 2)检查一次引线紧固件是否已按要求紧固,缺少的螺栓垫圈应补全	1)一次接线端子接触面无氧化层,紧固件齐全,连接可靠 2)一次引线应可靠连接
3	检查母线型电流互感器等电位线是否连接可靠	清除接触面氧化层,拧紧紧固接线耳板的螺丝	等电位线的末端接线耳板与一次电流母线用螺丝紧固无松动,接触可靠
4	检查器身上的铭牌标志	1)各接线端子的标志应齐全清晰,有缺损应重新做出标志 2)铭牌完好,有缺损应与厂家联系及时补全	1)接线端子标志齐全清晰 2)铭牌完好
5	检查铁芯及夹件	1)夹件应紧固可靠,发现缺少紧固件应补全,松动时应把铁芯片平整后紧固牢靠 2)铁芯及火件表面漆膜应完好,若有锈蚀,应清理除锈后重新涂漆	1)铁芯平整,夹件部件齐全,紧固可靠 2)铁芯及夹件漆膜完好,无锈渍

10.3 SF₆ 气体绝缘互感器

SF₆ 气体绝缘互感器小修工艺及质量标准见表 3。

表 3 SF₆ 气体绝缘互感器的小修工艺及质量标准

序号	项 目	检 修 工 艺	质 量 标 准
1	检查法兰板密封处	1)发现紧固件缺损应补全和更换,并按密封要求用规定力矩紧固。发现局部金属锈蚀应考虑气体泄漏可能 2)检查法兰螺栓是否按规定力矩紧固,若未达到,应按密封紧固顺序进行紧固	1)密封法兰无变形 2)法兰紧固件齐全,紧固力矩符合规定
2	检查防爆片	清除防爆片及夹持器的脏污,对紧固不良的螺栓按规定力矩紧固	防爆片完好,安装正确
3	检查一次引线连接	1)接线端子如有过热现象,应分解导电连接部分,清除氧化层,涂导电膏重新紧固 2)紧固件如有短缺,应补全	1)接线端子连接可靠,无氧化层 2)紧固件齐全无缺
4	检查高压套管	1)参照表 1 之 3 2)清除复合绝缘套管的硅橡胶伞裙外表积污,可用肥皂水、酒精,绝对不允许使用矿物油、三氯乙烯、氯仿、甲苯等化学药品	1)参照表 1 之 3 2)复合套管表面清洁、完整、无裂纹、无放电痕迹、无老化现象,憎水性良好
5	检查铭牌标志	参照表 1 之 4	参照表 1 之 4
6	检查气体压力表和 SF ₆ 密度继电器	1)压力表和密度继电器应完好,其联管接头如有松动,应拧紧,表壳如有破损,应换新品 2)压力表的指示如低于规定值,应使用专门充气设备补充合格的 SF ₆ 气体	1)压力表和 SF ₆ 密度继电器外观完好 2)压力指示在允许范围内
7	检查二次接线板	检查互感器的二次端子板接线螺栓有无松动,如有松动,应查明原因重新紧固,如无法紧固密封,应更换二次端子板	二次端子板的螺栓无松动
8	处理含水量超标的 SF ₆ 互感器	SF ₆ 互感器内部气体水分含量超过 500 μ L/L(20 $^{\circ}$ C)时,应进行脱水处理。方法有: a)换气处理 用 SF ₆ 气体回收装置回收设备内的 SF ₆ 气体,并按表 9 之 3 方法处理残余的 SF ₆ 气体,然后抽真空至残压 133Pa,维持 10min,使器身脱水干燥。再充入合格的 SF ₆ 气体至规定压力 b)循环干燥法 1)准备好干燥的 SF ₆ 气体和回收气体的容器 2)将充放气装置中的吸附剂取出或进行活化处理(按吸附剂种类选用合适的温度和处理时间),装入充放气装置,再将充放气装置管道系统抽真空至残压 133Pa 后维持 10min,以排出水份 3)按每分钟 500mL 的流速从互感器抽出含水量超标的气体,反复循环,干进湿出,维持互感器额定气压不变,直到互感器内气体含水量降到合格值内	SF ₆ 气体含水量不超过 500 μ L/L(20 $^{\circ}$ C)
9	必要时补漆	参照 11.1.1.6k)	金属件表面漆膜完好

10.4 电容式电压互感器

电容式电压互感器小修工艺及质量标准见表 4。

表 4 电容式电压互感器小修工艺及质量标准

序号	项目	检修工艺	质量标准
1	检查分压电容器	1)检查瓷套外表面参照表 1 之 3 2)密封处有渗漏应查明原因,按电容器生产厂提供渗漏处理方法处理	1)参照表 1 之 3 2)分压电容器密封良好,无渗漏
2	检查电磁单元油箱和底座	1)检查油箱和底座参照表 1 之 4 2)检查油位,必要时补油或补氮,补油方法参照 10.1.3 进行	1)参照表 1 之 4 2)油箱油位正常
3	检查单独配置的阻尼器	对单独配置的阻尼器进行检查清扫,紧固各部螺栓	阻尼器外观完好,接线牢靠
4	必要时对金属件补漆	参照 11.1.6k)	金属件外表面漆膜完整

11 互感器大修工艺及质量标准

11.1 油浸式互感器

11.1.1 外部检修

油浸式互感器大修时外部检修工艺及质量标准见表 5。

表 5 油浸式互感器大修时外部检修工艺及质量标准

序号	项目	检修工艺	质量标准
1	瓷套检修	参照表 1 之 3	参照表 1 之 3
2	渗漏油检修	检查储油柜、瓷套、油箱、底座有无渗漏;检查油标、瓷套两端面、一次引出线、二次接线板、末屏及监测屏引出小瓷套、压力释放阀及放油阀等密封部位有无渗漏 检修方法见 10.1.2	各组件、部件应无渗漏,密封件中尺寸规格与质量符合要求,无老化失效现象
3	检查铭牌及各端子标志牌	检查铭牌及各端子标志牌是否齐全正确	铭牌及端子标志牌应齐全无缺;牌面干净清洁,字迹清晰
4	检查油位或盒式膨胀器的油温压力指示	检查油温压力指示是否正确	油位示值应与相应环境温度相符
5	检查电流互感器储油柜的等电位连接	检查连接是否可靠,发现松动应拧紧	等电位连片应可靠连接,避免储油柜电位悬浮
6	检查二次接线板	参照表 1 之 4	接线板应清洁、干燥;接线柱的紧固件齐全并拧紧
7	检查接地端子	发现接触不良应清除锈蚀后紧固	接地可靠,接地线完好

11.1.2 互感器解体检修

a) 环境条件

- 1) 互感器解体吊出器身应在清洁无尘的室内进行,避免污染器身;
- 2) 互感器解体应在空气相对湿度不大于 75% 的室内环境中进行;
- 3) 解体应尽量减少器身暴露在空气中的时间,相对湿度小于 65% 时不大于 8h,在 65% ~ 75% 时不大于 6h。

b) 电容屏型电流互感器的解体

- 1) 解体前划好瓷套与储油柜及底箱或底座的相对位置的标记；
- 2) 打开放油阀(对全密封结构产品还应先打开储油柜或膨胀器的注油阀),将产品内的变压器油放尽；
- 3) 拆掉储油柜的外罩,卸下金属膨胀器,用塑料布将膨胀器包封好；
- 4) 拆掉在储油柜内换接电流比的连接板(对在储油柜外换接变比的结构,不必拆卸一次换接板)；
- 5) 卸下一次绕组引线与一次导杆的连接螺母,做好一次引线的标记,将所有一次引线用布带捆在一起,以便瓷套顺利吊起；
- 6) 拆除瓷套上部压圈与储油柜之间的连接螺栓或夹件,取下储油柜；
- 7) 取出一次绕组引出线之间的纸隔板；
- 8) 取掉上压圈及上半压圈,注意勿碰坏瓷套；
- 9) 拆除瓷套下压圈与底油箱(或升高座)之间的连接螺栓或夹件,小心地吊起瓷套,切勿碰损器身；
- 10) 取出瓷套下凸台上的下压圈与下半压圈,用塑料布将瓷套两端部包封,以免瓷套内腔污染或受潮；
- 11) 对有升高座结构的产品,继续拆除升高座与底油箱之间的连接螺栓,小心地吊起升高座,切勿碰损器身；
- 12) 如果使器身与底油箱脱离,先拆下二次接线板,松开二次引线及末屏、监测屏引线,并做好各引线的标记；
- 13) 拆除器身支架与底油箱的固定螺母,即可吊出器身；
- 14) 将拆下的螺栓、螺母、垫圈等清擦干净,若有缺损应更换补齐,并按拆卸部位分类装袋保管。

c) 倒置式电流互感器的解体

倒置式电流互感器的解体参考 11.1.2b),其要点如下：

- 1) 划好各组件间相对位置的标记；
- 2) 放油；
- 3) 拆卸膨胀器；
- 4) 打开上盖(或储油柜上半部)；
- 5) 拆除器身头部外屏蔽引线；
- 6) 拆除一次引线与一次导杆的连接；
- 7) 拆开二次接线板,松开二次引线；
- 8) 松开器身底部的固定装置,使其与底座脱离；
- 9) 用清洁的软吊绳将器身从瓷套中吊出；

10)用塑料布将储油柜上口及二次接线盒包封。

d)链式电流互感器解体

链式电流互感器解体参考 11.1.2b) ,其要点如下 :

1)划好各组件间相对位置的标记 ;

2)放油 ;

3)拆卸膨胀器 ;

4)对一次导杆从瓷套侧孔引出的互感器 ,继续拆卸储油柜 ;对储油柜内变换电流比的互感器 ,可不拆卸储油柜 ,只需拆卸变换串并联的连接板 ;

5)拆除一次引线与一次导杆的连接 ,并将一次引线用布带扎捆在一起 ;

6)拆卸瓷套下压圈的螺栓 ,吊起瓷套 ;

7)拆开接在底座小套管上的二次引线 ;

8)拆卸器身支架与底座的固定螺母 ,吊出器身。

e)串级式电压互感器的解体

串级式电压互感器的解体参考 11.1.2 b) ,其要点如下 :

1)划好各组件间相对位置的标记 ;

2)放油 ;

3)拆卸膨胀器 ;

4)拆开连接在膨胀器底板或储油柜内壁的一次引线 A 端 ;

5)若瓷套与安装膨胀器的法兰板(或瓷套与储油柜)之间有渗漏 ,则拆下此法兰板(或储油柜) ,若无渗漏则不必拆卸 ;

6)拆卸瓷套下压圈的螺栓 ,吊起瓷套 ;

7)拆开接在底座小套管上的二次引线及一次 N(X)端引线 ;

8)拆卸器身绝缘支架与底座的固定螺母 ,吊出器身。

f)油箱式电压互感器的解体

油箱式电压互感器的解体参考 11.1.2b) ,其要点如下 :

1)划好各组件间相对位置的标记 ;

2)放油 ;

3)拆卸膨胀器 ;

4)拆开连在安装膨胀器的法兰板上的一次引线 A 端 ;

5)拆除器身一次导杆(铝管)与安装膨胀器的法兰板的联接螺母 ;

6)若瓷套与安装膨胀器的法兰板之间有渗漏 ,则拆下此法兰板。若无渗漏 ,则不必拆卸。

7)拆卸瓷套与上油箱的连接件 ,吊起瓷套 ;

8)拆卸上、下油箱的连接螺栓 ,吊起上油箱 ;

- 9) 解脱末屏引线及接地线；
- 10) 拆开二次接线板，松开二次引线及一次 N(X) 端引线；
- 11) 拆卸器身与油箱的固定螺母，吊出器身。

11.1.3 器身检修与质量标准

a) 电流互感器

油浸式电流互感器器身检修工艺及质量标准见表 6。

b) 电压互感器

油浸式电压互感器器身检修工艺及质量标准见表 7。

11.1.4 器身干燥

互感器器身干燥可结合现场条件及受潮情况，采用罐内真空干燥、互感器短路真空干燥及热油循环干燥等方法进行。

a) 罐内真空干燥

1) 准备工作：

——真空干燥罐清擦于净后，加温至 80℃，保持 1h，以排除罐内潮气；

——器身用合格绝缘油冲洗后入罐，器身对真空罐的热源距离应大于 200mm，接好罐内上、中、下三处及器身的电阻温度计和测量绝缘电阻的引线，并记录产品型号、入罐时间及温度与绝缘电阻。

表 6 油浸式电流互感器器身检修工艺及质量标准

序号	项目	检修工艺	质量标准
1	检查器身是否清洁	发现脏污时，可用刚海绵泡沫塑料块擦除或用合格的变压器油冲洗干净	器身表面应洁净，无油污、金属粉末、非金属颗粒等异物
2	检查一、二次绕组的外包布带	发现松包，应予修整或用烘干的直纹布带半叠包绕扎紧	器身外包布带应紧固，完好无损，无松包、位移等现象
3	检查器身绝缘	器身外包布带破损或有电弧放电痕迹时，应解开布带进一步检查内绝缘状况。如发现绝缘表层有机械损伤，可用皱纹纸带修补绝缘纸层，用铝箔修补外屏，如有过热老化或电弧放电痕迹时，应进一步查明原因，并进行处理	器身绝缘及外电屏（末屏）应完好无损，无电弧烧伤痕迹
4	检查一次绕组引出连接部位	在焊接部位有虚焊、脱焊时，应予补焊；如压板连接引出发现松动时，应重新拧紧螺母，保证压接可靠	一次绕组引出的焊接或压接均应完好可靠，无虚焊、脱焊或压板松动等现象
5	检查二次绕组引线	发现二次引线断线或焊接不良，应重新焊好；如发现引线外包层松脱或破损时，应用电工绸布带、皱纹纸带包扎后，再用直纹布带扎紧	二次绕组引线完好，不得出现焊接不良或断线，引线外包层应包扎紧固，无破损
6	检查一次绕组导杆端部段间绝缘	发现段间绝缘不良，可插入绝缘纸板并用布带固定	一次绕组导杆的段间绝缘纸板应完好，无松动现象
7	检查电容型 U 形器身一次引线的绝缘隔板	若发现脏污、老化或破损应予更换	绝缘隔板应清洁，无受潮，无破损

序号	项目	检修工艺	质量标准
8	检查 U 形器身一次绕组的并腿	检查并腿是否紧固。如发现松动,应调整位置后,拧紧夹件卡箍的螺栓或重新绑扎紧固	并腿的夹件、卡箍、木垫块、支撑条及亚麻绳、无纬玻璃丝带等应完好无损、紧固牢靠,无位移、松动现象
9	检查 U 形器身底部	检查有无受潮或放电痕迹。如发现异常应查明原因并进行处理	U 形器身底部无受潮和放电痕迹;末屏或监测屏对地绝缘良好
10	检查 U 形器身底部支架	若发现支架松动,二次绕组位移,应调整后,将支架重新紧固	U 形器身底部支架位置正确,无松动现象
11	检查 U 形器身底部与支架间的侧面绝缘纸隔板及底部绝缘纸托板	若发现受潮,变形或位移,则应更换绝缘纸隔板和托板,并调整其位置	U 形器身底部纸隔板及托板应完好,无受潮、变形及位移
12	检查 U 形器身一次绕组的零屏、末屏及监测屏引线	检查有否松动、脱落,若发现引线脱焊应重新焊牢,若末屏或监测屏引线松动,可在其放置处用布带扎紧,若末屏或监测屏脱落,应将器身解包后进一步检查并处理	U 形器身一次绕组的零屏、末屏及监测屏引线应完好,连接可靠,无位移、松动或脱落
13	检查倒置式电流互感器器身头部外屏蔽引线	若发现松动,应解开外包布带重新包扎;若外屏蔽引线脱落,则解包重新处理	外屏蔽引线应牢靠,无松动、脱落现象
14	检查链形器身两个绕组之间的绝缘纸板	若发现脏污、受潮、破损或变形,应更换烘干的绝缘纸板;若发现绑带松动、纸板位移,应重新调整,并扎紧绑带	链形器身两绕组间的绝缘纸板应清洁完好,无受潮;安放位置正确,绑带扎紧
15	检查链形器身两个绕组的三角区	若发现三角区有绝缘破损,纸带滑移等不良现象,应用皱纹纸加垫扎牢进行局部补强	三角区绝缘完好无损,无松包、滑移现象;外包布带扎实紧固
16	检查链形器身的带环形铁芯的下半环(二次绕组)与支架的连接	若发现严重松动,应解开外包布带,重新扎紧	链形器身与支架连接应牢靠,不得松动。

表 7 油浸式电压互感器器身检修工艺及质量标准

序号	项目	检修工艺	质量标准
1	检查器身是否清洁	检查绕组、铁芯、绝缘支架等表面有无油垢、金属粉末及非金属颗粒等异物。如发现脏污,可用海绵泡沫塑料块清除或用合格的变压器油冲洗干净	器身表面应洁净,无油垢、金属粉末及非金属颗粒等异物
2	检查绕组外包布带	发现破损或松包,应予修整或用烘干的直纹布带重新半叠包绕扎紧	绕组外包布带应完好扎紧,无破损或松包现象
3	检查绕组的端环、角环等端绝缘及绕组表面绝缘	发现过热或电弧放电痕迹,应查明原因进行处理;若发现端绝缘受潮变形,应干燥处理或予以更换	绕组表面绝缘及端绝缘应完好无损,绝缘状况良好,无受潮、绝缘老化及放电痕迹
4	检查串级式电压互感器上下绕组的绝缘隔板	发现移位,应调整后固定;若受潮、损坏或变形,则应干燥处理或予以更换	绝缘隔板应完好无损,绝缘状况良好,无位移、变形或折裂

序号	项目	检修工艺	质量标准
5	检查一、二次绕组,剩余绕组的引线及平衡绕组的连线	检查是否焊接牢固。若发现脱焊,断线等现象,应重新焊牢	各绕组引线及连线应焊接牢靠,无断线、脱焊等现象
6	检查绕组一、二次引线及剩余绕组引线的外包绝缘层是否完好	发现引线外包层松脱或破损时,应用电工绸布带、皱纹纸包扎后,再用直纹布带扎紧	各引线外包绝缘层应完好,无破损、松脱等现象
7	检查一次上、下绕组的连接线及平衡绕组与铁芯的等电位连接	检查连接是否可靠	一次上、下绕组连接线及平衡绕组应与铁芯等电位可靠连接
8	检查器身的绝缘支架是否完好	发现受潮、变形、起层、剥离、开裂或放电痕迹应予更换,若绝缘支架与铁芯连接松动,应拧紧螺母予以紧固	绝缘支架应无受潮、变形、起层、剥离、开裂或放电烧伤;绝缘支架与铁芯连接牢靠
9	检查铁芯	检查铁芯是否完好,有无铁锈,若发现铁芯叠片不平整,硅钢片有翘边,可用木锤或铜锤打平整;若叠片不紧密,应拧紧夹件螺栓将其夹紧;对铁芯外表锈蚀应予擦除;如发现铁芯有过热或电弧烧损,则应查明原因进行处理	铁芯叠片平齐、紧密,硅钢片绝缘漆膜良好,无脱漆及锈蚀现象;铁芯无过热、电弧烧损的痕迹
10	检查并测量穿心螺栓对铁芯的绝缘	检查绝缘是否良好。若发现绝缘不良,应检查穿心螺栓的绝缘套管及绝缘垫是否完好,不良者应予更换	穿心螺栓应紧固,其绝缘套管及绝缘垫片应完好无损
11	检查铁芯与穿芯螺杆的连接片	连接片与铁芯只能一点连接。如发现铁芯连接片横搭在铁芯上,硅钢片多点短接,则应用绝缘纸板将其隔离;若连接片松动,应重新插好	铁芯连接片应可靠插接,保证铁芯与穿芯螺杆仅一点连接,连接片不得将硅钢片多片短路
12	检查油箱式电压互感器铁芯接地	铁芯处于地电位的油箱式电压互感器应保证铁芯一点可靠接地。检查内容及处理方法同第11项	油箱式电压互感器的铁芯连接片应可靠插接,并保证铁芯一点接地

2) 预热:

——支起罐盖留一缝隙,以利预热时水分逸出;

——打开加热的蒸汽阀门(涡流加热时合上电源)使罐内温度约在4h内均匀升到

(75±5)℃,预热12h;

——预热阶段应控制罐壁温度不超过120℃,器身温度不超过80℃。

3) 真空干燥:

——预热结束后,维持器身温度(75±5)℃,开始抽真空,使真空度均匀提高,残压达

到53kPa后,维持3h,破真空15min后,均匀提高到80kPa,维持3h,再破真空15min,继续提高真空度,真空残压不大于133Pa,直到干燥结束;

——干燥中,每2h测量一次绝缘电阻,当110kV及以下互感器连续6h,220kV互感器连续12h绝缘电阻稳定不变,且无冷凝水析出,即认为干燥结束。

4) 真空浸渍:

——真空干燥结束后,关闭热源,继续抽真空保持罐内残压不大于 133Pa;

——向罐内注入 60℃的合格油,油面应淹没并高出器身 10cm,继续抽真空保持残压不大于 133Pa 后进行真空浸渍 6h;

——浸渍结束,破真空后将罐内的油抽出放尽,待器身温度降至 40℃以下,即可开罐吊出器身装配;

——若浸渍结束不能接着立即装配,则暂不放油,器身应继续浸没油中,切断热源,保持罐内真空度不低于 80kPa 即可。

b)互感器短路真空干燥

互感器在现场亦可采用短路真空干燥法进行干燥,其具体工艺见附录 C《互感器短路法真空干燥》。其要点是:

1)互感器放尽绝缘油;

2)将电流互感器的一次绕组、电压互感器的一次绕组及剩余绕组各自短路,然后在二次绕组施加一定的电压;

3)绕组短路加热干燥至 80℃时抽真空,注意按工艺要求结合破真空分段提高真空度;

4)监控绕组温度不得超过 80℃。

c)热油循环干燥

互感器轻微受潮,可在现场采用热油循环干燥法进行干燥处理。热油循环干燥是借助于集绝缘油过滤、加热、真空雾化脱气于一体的真空净油机,将处理合格的热油注入互感器进行循环,以达到干燥的目的。

1)准备工作:

——真空净油机运至现场,准备好足量的变压器油;

——打开互感器放油阀,将油放尽;

——卸下上盖及膨胀器,装上焊有注油接头的临时盖板;

——按说明书要求,从互感器上部进油,底箱放油阀回油,接好注油管路及回油管路。

2)操作步骤:

——开启真空净油机,先处理足够的合格油待用,油温应控制在 $(75 \pm 5)^\circ\text{C}$;

——打开注油阀,注入 $(75 \pm 5)^\circ\text{C}$ 合格油,直至注满,然后打开回油阀,将油全部放掉,再重复循环直至干燥合格。

3)干燥结束后进行真空注油。

11.1.5 零部件检修

油浸式互感器大修时零部件检修工艺及质量标准见表 8。

表 8 油浸式互感器大修时零部件检修工艺及质量标准

序号	项 目	检 修 工 艺	质 量 标 准
1	小瓷套管的检修	互感器一次、二次引出、未屏与监测屏引出以及电压互感器的一次 N 端引出的小瓷套若无渗漏,则不必拆卸,如渗漏则应按以上步骤检修: 1) 如有脏污应清理干净 2) 更换破损、压裂的小瓷套 3) 更换老化失效的密封圈 4) 紧固引出导电杆的螺母	1) 小瓷套管表面清洁无脏污 2) 瓷件完好无破损 3) 密封可靠,无渗漏油 4) 导杆螺母紧固不松动
2	金属膨胀器检修	见表 1 之 1	见表 1 之 1
3	储油柜检修	见表 1 之 2	见表 1 之 2
4	油箱、底座的检修	除按表 1 之 4 的内容外,尚有: 1) 检查焊缝有无渗漏油,若发现应认真查找渗漏点予以补焊 2) 检查内腔是否清洁,若脏污应先清理,再用热水清洗后烘干;如内壁绝缘漆涂层脱落,应用耐油绝缘漆补漆	见表 1 之 4 1) 油箱与底座的接缝焊接可靠,无渗漏油 2) 内腔清洁,绝缘漆涂层完好
5	检查二次接线板	1) 检查各二次端子有无渗漏,如发现渗漏可拧紧导电杆螺母,更换失效密封圈 2) 检查二次接线板上的接线标志,如发现短缺应补全 3) 检查二次接线板表面是否脏污及受潮,如脏污,应清理干净,如受潮应作干燥处理,如端子间有放电烧伤痕迹,可刮掉后,再用环氧树脂修补	1) 二次导电杆处无渗漏 2) 接线标志牌完整,字迹清晰 3) 二次接线板清洁,无受潮,无放电烧伤痕迹
6	检查瓷套	1) 检查外表,瓷套清洁及修补参照表 1 之 3 2) 检查内腔是否清洁,若有脏污应用热水清洗干净并烘干 3) 检查防污闪涂料的憎水性(如有),大修时应清擦重涂 4) 检查增爬裙的粘着情况及憎水性。若发现粘接不良,应补粘牢固,若老化失效应子更换	1) 瓷套外表清洁完好,瓷套修补质量标准参照表 1 之 3 2) 瓷套内腔应清洁干燥 3) 涂料憎水性良好 4) 硅橡胶增爬裙与瓷裙应粘接牢固,表面憎水性良好
7	压力释放器的检修	1) 更换破裂的压力释放器的防爆膜 2) 若有渗漏,可拧紧螺钉或更换老化失效的密封圈	1) 防爆膜片完好无损 2) 密封可靠,无渗漏
8	放油阀的检修	1) 处理渗漏油缺陷 2) 加装可密封取油样的取油阀	1) 无渗漏 2) 满足密封取油样的要求
9	加装膨胀器密封改造	66kV 及以上互感器应加装金属膨胀器,详见附录 B《互感器加装金属膨胀器密封改造》	要求盒(节)数正确,无渗漏,油位或温度压力指示正确

11.1.6 总装配

互感器总装配按拆卸解体的相反程序进行,装配过程如下:

a) 装配前的准备

- 1) 储油柜、油箱、升高座、底座等组件的内壁应擦拭干净;
- 2) 瓷套内壁洗净烘干;

- 3) 器身检修合格, 拧紧器身夹件、支架;
- 4) 螺栓、螺母垫圈等紧固件, 按组装部位配齐, 分别放置;
- 5) 更换拆卸下来的密封圈;
- 6) 检查金属膨胀器、压力释放器及油标等组件, 应齐全完好;
- 7) 清点检查一、二次引出小瓷套, 电流互感器末屏及监测屏引出小瓷套, 电压互感器 N 端引出小瓷套等应齐备, 清洁干燥;
- 8) 将二次接线端子安装在二次接线板上, 检查标志牌应完整, 字迹清晰;
- 9) 清点装配用的工器具应齐全, 起吊设备完好;
- 10) 清理装配场地。

b) 油箱(或底座)装配

- 1) 在油箱上装好电流互感器的末屏、监测屏引出小瓷套;
- 2) 在底座上装好二次引出小瓷套及电压互感器的 N 端引出小瓷套, 将二次接线板装在底座底部, 按相应端子接好小瓷套至二次接线板的连线;
- 3) 用 2500V 兆欧表测量小瓷套对油箱(或底座)的绝缘电阻, 应大于 $1000\text{M}\Omega$;
- 4) 检查放油导管及放油阀, 应清洁通畅, 拧紧放油阀或放油螺塞, 装好油罩。

c) 器身装配

1) 装配前应将器身用合格的变压器油冲洗干净。装配时器身暴露在空气中的时间应尽量短。当空气相对湿度小于 65% 时, 器身暴露时间不得超过 8h; 相对湿度在 65% 至 75% 时, 不得超过 6h; 大于 75% 时不宜装配器身。

2) 将器身安装在油箱(或底座)上, 拧紧器身与底座的固定螺母。

3) 将电流互感器的末屏(地屏)、监测屏引线, 电压互感器的 N 端引线接到相应的小套管上, 要求正确牢靠。

4) 将二次引线按标志接在底座的小套管或油箱的二次接线板的相应端子上, 要求正确牢靠。

5) 将二次接线板装入油箱二次接线盒中。

6) 检查二次绕组之间及对地、末屏(地屏)、监测屏、N 端套管对地的绝缘电阻, 结果应合格。

7) 测量电压互感器铁芯对穿心螺杆的绝缘电阻, 应不小于 $500\text{M}\Omega$, 然后恢复铁芯连接片。油箱式电压互感器的铁芯只能一点可靠接地。

8) 检查并拧紧电流互感器身支架及电压互感器绝缘支架的紧固螺母。

d) 瓷套装配

1) 对一次导杆从瓷套侧孔直接引出的电流互感器, 先在瓷套侧孔装好一次导电杆。

2) 对储油柜与瓷套内连接的结构(如部分链式电流互感器或 110kV 电压互感器), 拧紧储油柜与瓷套的紧固螺母。

3)在油箱(或底座)法兰上,安放好两侧涂有密封胶的瓷套下密封圈,对压板螺栓紧固结构则先放置圆挡圈。

4)将缓冲胶垫套在瓷套的下装配凸台上,然后安放下半压圈和下压圈。将瓷套吊放在油箱(或底座)法兰上,注意 L1(P1)与 L2(P2)的位置应与拆卸前一致,并注意防止器身的一次引线受碰撞。

5)装好下压圈的固定螺栓或在圆挡圈内装好夹件压板螺栓,对角均匀拧紧各个螺母,直至压紧为止。

6)对从瓷套侧孔引出一一次导杆的电流互感器,按标志将一次引线接到相应的导电杆上,拧紧螺母,插装好一次引线间纸隔板。

7)对储油柜已预装在瓷套上的电流互感器,按标志在储油柜内按电流比要求接好联板。

e)储油柜装配

1)将缓冲胶圈安放在瓷套上凸台斜面,并将上压圈、上半压圈或压板螺栓紧固结构的圆挡圈预套入瓷套上端;

2)在瓷套上端面安放好两侧涂有密封胶的瓷套上密封圈;

3)装上储油柜,注意 L1(P1) \ L2(P2)位置应与拆卸前一致;

4)装好上压圈的固定螺栓,或在圆挡圈内装好夹件压板螺栓,对角均匀拧紧各个螺母,直至压紧为止。

f)储油柜一次引线的装配

1)在储油柜内部改换电流比的电流互感器,将 L1(P1) \ L2(P2)引线分别接到储油柜两侧相应的导电杆上,将 C1(P11) \ C2(P12)分别接到变换电流比的接线板上,然后拧紧螺母;

2)在储油柜外部改换电流比的电流互感器,将一次绕组 L1(P1) \ L2(P2) \ C1(P11) \ C2(P12)四个引线分别接到储油柜四侧相应的导电杆上,然后拧紧螺母;

3)装配电压互感器的一次引线时,将一次绕组 A 端引线接到储油柜内的 A 端接线螺丝上,然后拧紧螺母;

4)装好一次绕组与储油柜间的等电位片,以免储油柜出现高压悬浮电位;

5)测量一次引线装配后的一次导电杆对地绝缘电阻,应不小于 1000MΩ;

6)检查 L1(P1) \ L2(P2)之间的氧化锌避雷器(若有),应正常;

7)检查储油柜上一次导电杆的标志牌,要求正确无误。

g)金属膨胀器的装配

1)按膨胀器使用说明书的规定安装好膨胀器,注意不要碰撞波纹盘;

2)调整好盒式及串组式膨胀器的温度压力指示机构及压力释放机构,要求灵活无卡滞现象;

3)装好膨胀器外罩及上盖。

h)带金属膨胀器的互感器的注油

真空注油工艺要点如下：

1)在安装金属膨胀器前,先在瓷套或储油柜上安装带有真空注油阀的临时注油盖板；

2)接好注油管路,检查注油系统应无渗漏；

3)预抽真空,真空残压不大于 133Pa,35kV 互感器抽真空时间 2h,66kV 和 110kV 互感器 4h,220kV 互感器 6h；

4)真空注油,直到油面浸没器身 10cm 左右；

5)真空浸渍脱气,真空残压不大于 133Pa,35kV 互感器真空浸渍脱气 4h,66kV 及 110kV 互感器 8h,220kV 互感器 16h；

6)卸下临时盖板,装上金属膨胀器,按 10.1.3 之 c)进行补油,其要点是：

——将膨胀器顶部真空注油阀接入补油系统；

——抽真空 30min,残压不大于 133Pa；

——用真空注油设备,将油补至要求的油位或预定的温度压力指针位置；

——关闭膨胀器真空注油阀,拆除注油系统；

——安装好膨胀器外罩及上盖。

i)带隔膜式储油柜的互感器的注油

对储油柜内装有隔膜,上盖带吸湿器的老式互感器,其注油工艺要点如下：

1)拆掉带吸湿器的上盖,取出储油柜内的隔膜,装上带有真空注油阀的临时注油盖板；

2)接好注油管路,检查应无渗漏；

3)预抽真空工艺按 11.1.6h)之 3)；

4)真空注油工艺按 11.1.6h)之 4)；

5)真空浸渍脱气工艺按 11.1.6h)之 5)；

6)继续真空补油至规定油位；

7)拆除临时盖板,复原装好隔膜和上盖,检查吸湿器内硅胶应干燥,吸湿器处于正常的工作状态。

j)隔板气垫式储油柜的电流互感器的注油

1)取下储油柜,装上带真空注油阀的临时盖板,接好注油管路,按 11.1.6h)之 3)4)5)工艺要求进行预抽真空,真空注油,真空浸渍脱气；

2)拆除临时盖板,装好储油柜,打开储油柜下半部的注油孔盖板,装好注油嘴(临时制作),对储油柜真空补油至规定油位,然后复原安装好注油孔盖板；

3)按厂家说明书,从储油柜上半部充气阀打开盖板,接入专用充气工具,先抽真空再

充入一定压力的干燥氮气,形成微正压气垫;

4)复原充气阀盖板。

k)互感器外部油漆

1)互感器喷漆部位 膨胀器外罩及上盖、储油柜、升高座、油箱、底座等金属组件的外表面。

2)油漆前先用金属清洗剂清除表面油垢及污秽。

3)对漆膜脱落裸露的金属部分,先除锈后补涂防锈底漆。

4)喷漆前应遮挡瓷表面、油表、铭牌、接地标志牌等不应喷漆的部位。

5)为使漆膜均匀,宜用喷漆方法,喷枪气压控制在 $0.2\text{MPa} \sim 0.5\text{MPa}$ 。

6)先喷底漆,漆膜厚为 0.05mm 左右,要求光滑,无流痕、垂珠现象。待底漆干透后,再喷涂面漆。若发现斑痕、垂珠,可清除磨光后再补喷。

7)如原有漆膜仅少量部位脱落,经局部处理后,可直接喷涂面漆一次。

8)视必要在储油柜或膨胀器外罩上喷印油位线,一次出线 $L1(P1)$ 、 $1X(P2)$ 标志。

9)漆膜干后应不粘手,无皱纹、麻点、气泡和流痕,漆膜粘着力、弹性及坚固性应满足要求。

11.1.7 绝缘油的处理和换油

a)油处理的一般要求

1)注入互感器内的变压器油,其质量应符合 GB/T 7595 规定;

2)混用不同品牌的变压器油时,应先做混油试验,合格后方可使用;

3)注油后,应从互感器底部的放油阀取油样,进行油简化分析、电气试验、气体色谱分析及微水试验。

b)油处理的方法

可用压力滤油机或真空滤油设备清除油中的杂质和水分等。

1)采用压力式滤油机时,若有条件可将油加温至 $60^{\circ}\text{C} \sim 70^{\circ}\text{C}$,以提高滤油的工艺效果。必要时可采用高效吸附滤纸。

2)使用内装加热器加温时,开机应先启动滤油机,待油路畅通后,再投入加热器。停机操作顺序相反。

3)采用真空滤油机进行油处理时,应按设备使用说明书进行操作。

c)互感器换油工艺

互感器换油是指将互感器的油全部放掉,重新进行真空注油,工艺要点如下:

1)打开放油阀,放尽变压器油;

2)拆下金属膨胀器;

3)用合格油注满互感器,然后再放掉,根据油质情况重复充放油多次;

4)装上带有真空注油阀的临时盖板,接好管路;

5) 预抽真空,真空残压不大于 133Pa,35kV 互感器抽真空时间 2h,66kV 及 110kV 互感器 4h,220kV 互感器 6h;

6) 真空注油,至浸没器身约 10cm;

7) 真空浸渍脱气,抽真空残压不大于 133Pa,35kV 互感器抽真空时间 4h,66kV 和 110kV 互感器 8h,220kV 互感器 16h;

8) 拆除临时盖板,装上金属膨胀器;

9) 按 10.1.3c) 对膨胀器充油,其要点是预抽真空残压 133Pa,维持 30min,然后真空注油至规定油位指示;

10) 换油后静置 24h,取样进行绝缘油的简化、电气、色谱、微水试验。

d) 互感器脱氢工艺

对互感器非故障性油色谱氢超标可选用以下的处理方法。

1) 直接脱气法:

——将互感器油放至膨胀器内无油即可;

——拆下膨胀器,装上带有脱气阀的临时盖板;

——直接进行真空脱气,真空残压不大于 133Pa,35kV 互感器抽真空时间为 6h,66kV 和 110kV 互感器为 12h,220kV 互感器为 24h。若尚未达到要求,可继续抽真空至指标合格。

——拆下临时盖板,安装复原膨胀器;

——按 10.1.3c) 对膨胀器真空注油至规定油位。

2) 换油法:

将互感器内油全部排尽,按 11.1.7c) 注进合格的变压器油。

3) 外循环脱气法:

——将真空滤油机的进油阀与互感器底部的放油阀接通,滤油机的出油阀接至互感器顶部的注油阀;

——打开互感器的放油阀与注油阀,再按真空滤油机使用说明书操作,使互感器内的变压器油经真空滤油机进行加热及脱气处理;

——外循环脱气至油色谱合格;

——关闭互感器底部放油阀,按滤油机说明书停机,并拆除管路;

——从互感器注油阀真空补油至规定油位。

11.2 SF₆ 气体绝缘互感器

SP₆ 气体绝缘互感器大修工艺及质量标准见表 9。

SF₆ 气体绝缘互感器用 SF₆ 气体间隙作为主绝缘,互感器为全封闭式,气体密度由密度继电器监控,压力超过限值可通过防爆膜或减压阀释放。因此 SF₆ 互感器对密封有很高要求,大修时除更换一些容易装配的密封部件外,不允许对密封躯壳解体。如果必须

解体,应返厂修理。

表9 SF₆ 气体绝缘互感器大修工艺及质量标准

序号	项目	检修工艺	质量标准
1	瓷套或合成绝缘套管检修	参照表1之1	参照表1之1
2	法兰密封检修	参照表3之1	参照表3之1
3	防爆片检修	<p>1) 防爆片变形或破裂应更换同规格的新防爆片,更换应在室内进行。环境要求清洁并尽量减少作业时间。更换防爆片前,通过气体回收装置将 SF₆ 气体全部回收,然后用干燥的氮气对残余的 SF₆ 气体置换若干次,残余气体应经过吸附剂或 10% 的氢氧化钠溶液处理后排放到不影响人员安全的地方</p> <p>2) 回收的 SF₆ 气体应进行含水量试验,发现水分超过 500μL/L(20℃)时,应参照 10.3 之 8 进行脱水处理</p> <p>3) 防爆片更换完毕后,检查法兰密封应符合要求,然后将 SF₆ 充放气设备通过干燥好的充气管道接到产品阀门上,抽真空到残压 133Pa ~ 266Pa,保持 10min。停真空泵,开启 SF₆ 充放气设备的充气阀门和产品阀门,向互感器充气至额定压力。在当时气温下的额定压力可按照互感器上的 SF₆ 压力-温度标牌查找。充气后检查互感器内 SF₆ 气体的含水量,如超过 500μL/L(20℃)应再回收处理,直至合格</p>	<p>1) 防爆片完好,安装正确</p> <p>2) SF₆ 气体含水量不大于 500μL/L(20℃)</p> <p>3) 用局部包扎法检漏合格; 充气后压力表指示压力符合铭牌规定值</p>
4	二次接线端子板检修	二次端子板有密封故障必须更换时,应按更换防爆片的作业程序回收 SF ₆ 气体,拆下二次端子板,拆下互感器二次绕组引线,换上合格的新品并恢复原来接线,重新安装好密封圈,紧固安装牢靠。最后按更换防爆片后的充气程序充气	接线正确,连接可靠,密封处不漏气
5	更换吸附剂	大修时应同时更换新吸附剂。更换时应按厂方规定操作,并按要求恢复原有密封状态	吸附剂包装完整,密封处不漏气
6	必要时更换压力表和密度继电器	在气体回收后,拆下旧的压力表和密度继电器,换上经过校验合格的备品,并紧固密封接头,最后按更换防爆片后的充气程序充气	表计在检定有效期内,安装正确,密封处不漏气
7	检查铭牌标志	参照表1之4	参照表1之4
8	检查一次引线连接紧固件	参照表3之3	参照表3之3
9	互感器外部喷漆	参照 11.1.6k)	参照 11.1.6k)

11.3 电容式电压互感器

电容式电压互感器由分压电容器和电磁单元两部分组成,分压电容器部分一般不能在现场进行检修或补油,出现问题应返厂处理。

11.3.1 外部检修

电容式电压互感器大修时外部检修工艺及质量标准见表 10。

表 10 电容式电压互感器大修时外部检修工艺及质量标准

序号	项目	检修工艺	质量标准
1	瓷套检修	参照表 1 之 3	参照表 1 之 3
2	电磁单元油渗漏检修	检查互感器电磁单元及油标、中压瓷套、二次接线板、放油阀等密封部位。如有渗漏可参照油浸式互感器油渗漏检修方法排除	油箱及各结合处无渗漏
3	检查分压电容器的油压指示	对于有油压指示的分压电容器,观察油压是否在规定的温度标线上。对于用其他方法测量油压的电容器,应按规定测量油压,如油压过低,应与制造厂联系补油	油压符合规定
4	检查互感器的铭牌及接线标志	互感器的铭牌及接线标志如有缺损应补全	铭牌及标志齐全清晰

11.3.2 电容式电压互感器的解体

电容式电压互感器大修时,应在现场分节拆下分压电容器。对一体式结构的互感器,可把最下一节分压电容器连同电磁单元一起运到检修车间。拆下的分压电容器应做好安装位置记录。

- 1) 解体前划好油箱上盖与底箱的相对位置;
- 2) 打开放油阀,放尽油箱中的绝缘油;
- 3) 拆除中压抽头与中压瓷套的连线(如果有);
- 4) 拆除油箱上盖与底箱的固定螺丝,将分压电容器连同油箱上盖一起吊起。在上盖稍微吊起分离后,即应拆除相关连线,然后把上盖吊放在支架上。注意不要碰伤中压和低压套管。

5) 根据故障情况,决定是否吊出电磁单元。需要把电磁单元吊出检修时,可拆除固定电磁单元底板的螺栓,松开二次端子板连线(必要时还要松开误差调节绕组端子板连线)整体吊出电磁单元,放置在清洁的底板上。松开连线时应挂上连线的标志,保证装配时能正确连接。

11.3.3 电磁单元的检修

电容式电压互感器电磁单元检修工艺及质量标准见表 11。

表 11 电容式电压互感器电磁单元检修工艺及质量标准

序号	项目	检修工艺	质量标准
1	检查中压变压器一、二次绕组	有脏污应擦除干净,外包布带松开应修整严实,有放电痕迹应检查原因并用新布带重新包覆	绕组表面清洁,无变形、位移。引线长短适宜,无扭曲。接头表面平整、清洁、光滑无毛刺
2	检查铁芯和夹件	穿心螺栓与铁芯以及夹件与铁芯之间绝缘不好时,应查明原因解决	铁芯平整,表面干净,绝缘良好,无片间短路和放电烧伤,夹件紧固可靠
3	检查阻尼器	若发现部件有损坏,应予更换	阻尼器各部件外观完好,无放电或过热烧损痕迹

序号	项目	检修工艺	质量标准
4	检查避雷器或放电间隙	如有损坏,应予更换	避雷器表面无放电痕迹,放电间隙无烧蚀
5	检查补偿电抗器	有放电痕迹应检查原因并用新布带重新包覆	绕组表面清洁,无变色,无放电过热痕迹,铁芯紧固严实,无松动
6	检查二次接线板	检查二次接线板是否密封、清洁,有无放电痕迹。必要时应拆下修复。轻微放电碳化点可刮除,严重时应换用新品	密封良好,无渗漏,表面清洁,绝缘表面良好
7	检查油箱	如焊缝渗漏应补焊,有脏污应清洗干净,如有锈蚀、漆脱落,应补漆	内部清洁,无锈蚀、无渗漏、无油泥沉积,漆膜完好

11.3.4 电磁单元的干燥和浸渍处理

电磁单元检修完成后,取出避雷器(若有),另行干燥处理。电磁单元放入底箱,用净油进行冲洗,然后进真空罐按加热、抽真空、破空、注油、浸渍几个阶段处理。加热温度 $80^{\circ}\text{C} \sim 90^{\circ}\text{C}$,真空残压不大于 133Pa 。注油前十几小时开始停止加热,注油温度控制在 $65^{\circ}\text{C} \sim 80^{\circ}\text{C}$ 。一般情况下真空浸渍50h左右,然后破空出罐。

合格的矿物油或烷基苯,应预先打入储油罐内,抽真空不大于 133Pa ,经过6h后,方可注入电磁单元内。

电磁单元浸渍处理后,应尽快进行装配,不可长时间暴露在空气中。如未能及时装配,应用盖板罩严。

电磁单元内更换和添加的绝缘油应符合表12要求。

表12 电容式电压互感器电磁单元绝缘油要求

液体介质	击穿电压 $\text{kV}/2.5\text{mm}$	酸值 mgKOH/g	介损 $_{90^{\circ}\text{C}}$ %
变压器油	>45	<0.015	<0.5
十二烷基苯	>60	<0.015	<0.13

11.3.5 电容式电压互感器的组装

电容式电压互感器的电磁单元、分压电容器经过电气试验合格后,方能组装。

a) 电磁单元装配

复原安装好中压变压器、补偿电抗器、避雷器(或放电间隙)、阻尼器等部件。中压变压器和补偿电抗器分接头应按原标志拧紧在端子板上,连接线用绝缘材料裹覆的部分应包扎牢固,连接线不晃动。

b) 油箱装配

吊起上盖,用净油擦洗底部,根据拆卸时的标志吊放在底箱上方。在箱沿放置新密封胶圈,按拆卸时相反步骤恢复中压和低压连线。检查密封件放置正确后,均匀紧固密封螺丝,至胶圈达到 $1/3$ 左右的压缩量。

c)误差调试

电容式电压互感器装配完后,需进行准确度测量,测量按照 GB/T 4703 的规定进行。如测量结果不能满足相应准确等级的要求,可通过调整中压变压器和补偿电抗器的分接头来满足。

d)铁磁谐振调试

对于更换过阻尼元件的电容式电压互感器,应进行铁磁谐振调试,调试按照(GB/T 4703 要求进行。如测量结果不能满足铁磁谐振特性要求,应调整阻尼元件参数直至满足为止。

11.3.6 互感器油箱喷漆

参照 11.1.6k)

12 检修时试验

互感器检修时根据大、小修具体情况,进行下列项目试验。

12.1 油浸式及固体绝缘电流互感器

油浸及固体绝缘电流互感器试验项目与要求见表 13。

表 13 油浸及固体绝缘电流互感器试验项目与要求

序号	项 目	要 求				说 明
1	绕组及末屏的绝缘电阻测量	1)一次对二次绝缘电阻: 66kV 及以下 > 1500MΩ; 110kV 及以上 > 2000MΩ 2)末屏对地绝缘电阻 > 1000MΩ				1)用 2500V 兆欧表测量 2)大、小修均进行
2	一次绕组匝间绝缘电阻测量	> 500MΩ				1)用 1000V 或 2500V 兆欧表测量 2)大修时进行
3	一次绕组接线端子(L 或 P)对储油柜绝缘电阻测量	> 1000MΩ				1)用 2500V 兆欧表测量 2)大修时进行
4	tgδ 及电容量测量	1)注绝缘 tgδ(%) 不应大于表中的数值				1)主绝缘试验电压为 10kV,末屏对地试验电压为 2kV 2)固体绝缘互感器可不进行 tgδ 测量 3)大、小修均进行
		电压等级 kV	66 ~ 110	220	330 ~ 500	
		小 修	1.0	0.8	0.7	
		大 修	1.0	0.7	0.6	
2)末屏对地 tgδ 应不大于 2%						
3)电容量与出厂值偏差应不大于 5%						
5	油中溶解气体色谱分析	油中溶解气体组分含量应不大于下表值				1)从互感器本体放出油 2)小修时发现乙炔要引起注意 3)大、小修均进行
		项 目	氢 μL/L	总 烃 μL/L	乙 炔 μL/L	
		小 修	150	100	⊘ 110kV 及以下) ⊚ (220kV 及以上)	
大 修	50	40	0			

序号	项 目	要 求	说 明							
6	绝缘油试验(从互感器本体放出油样)	1)油中水分(mg/L)	1)尽量在顶层油温高于 50℃时采样,按 GB/T 7600 或 GB/T 7601 进行试验 2)小修对油有怀疑时进行 3)大修时进行							
		小 修		大 修						
		66kV ~ 110kV ≤ 35 220kV ≤ 25 330kV ~ 500kV ≤ 15		66kV ~ 110kV ≤ 20 220kV ≤ 15 330kV ~ 500kV ≤ 10						
		2)击穿电压	1)按 GB/T 507 和 DL/T429.9 方法进行试验 2)小修时对油有怀疑时进行 3)大修时进行							
		小 修		大 修						
		66kV ~ 220kV ≥ 35kV 330kV ≥ 45kV 500kV ≥ 50kV		66kV ~ 220kV ≥ 40kV 330kV ≥ 50kV 500kV ≥ 60kV						
				37tgα (%)90℃	1)按 GB/T 5654 进行试验 2)小修时对油有怀疑时进行 3)大修时进行					
		小 修	大 修							
330kV 及以下 ≤ 4 500kV ≤ 2	330kV 及以下 ≤ 1 500kV ≤ 0.7									
		4)注入互感器的变压器油应按 GB2536 要求	1)注入新油时进行 2)更换油种和品牌时进行混油试验							
7	二次绕组之间及对地绝缘电阻测量	> 500MΩ	1)用 1000V 或 2500V 兆欧表测量 2)大、小修均进行							
8	密封检查	应无渗漏	大、小修均检查							
9	金属膨胀器检查	应无渗漏,油位指示正确	大修必要时进行							
10	交流耐压	1)一次绕组按出厂值的 85% 进行,出厂值不明的按下列电压进行试验	1)20kV 及以下小修时进行 2)大修时进行							
		电压等级 kV		3	6	10	15	20	35	66
		试验电压 kV		15	21	30	38	47	72	120
		2)二次绕组之间及未屏对地为 2kV 3)全部更换绕组绝缘后按出厂值进行								
11	局部放电测量	1998 年 5 月前的产品试验按原试验方法进行。110kV 及以上油浸式互感器在电压为 $1.1 U_m/\sqrt{3}$ 时,放电量不大于 20pC,6kV ~ 35kV 固体绝缘互感器不大于 250pC	1)更换一次绕组绝缘按出厂局放标准执行 2)大修时进行							
		1998 年 5 月后产品执行 GB1208—1997 1) $U_m \geq 7.2kV$ 油浸式互感器在电压为 $1.2 U_m$ (中性点非有效接地系统)或 U_m (中性点有效接地系统)时,放电量不大于 10pC;固体绝缘互感器不大于 50pC 2) $U_m \geq 7.2kV$ 油浸式互感器在电压为 $1.2 U_m/\sqrt{3}$ (中性点有效或非有效接地系统)时,放电量不大于 5pC;固体绝缘互感器不大于 20pC								
12	极性检查	与铭牌标志相符	大修时进行							
13	各分接头的变比检查	与铭牌标志相符	更换绕组后应测量比值差和相位差							
14	校核励磁特性曲线	与制造厂提供的特性曲线比较应无明显差别	更换二次绕组或继电保护有要求时							
15	一次绕组直流电阻测量	与初始值或出厂值比较,应无明显差别	大修必要时进行							

12.2 油浸及固体绝缘电压互感器

油浸及固体绝缘电压互感器试验项目及要求见表 14。

表 14 油浸及固体绝缘电压互感器试验项目及要求

序号	项 目	要 求	说 明							
1	铁芯对一次绕组、平衡绕组及二次绕组绝缘电阻测量	1) 铁芯与平衡绕组应等电位导通 2) 一次对铁芯： $> 500\text{M}\Omega$ 3) 二次对铁芯： $> 1000\text{M}\Omega$	1) 用 2500V 兆欧表测量 2) 大修时进行							
2	穿心螺丝对铁芯的绝缘电阻测量	1) 铁芯与穿心螺丝绝缘电阻 $> 100\text{M}\Omega$ 2) 一点连接后等电位导通	1) 用 1000V 兆欧表测量 2) 大修时进行							
3	互感器铁芯对底座的绝缘电阻测量	$> 1000\text{M}\Omega$	1) 用 2500V 兆欧表测量 2) 大修时进行							
4	一、二次绕组间绝缘电阻测量	$> 1000\text{M}\Omega$	1) 大、小修均进行 2) 用 2500V 兆欧表测量							
5	二次绕组之间及对地绝缘电阻测量	$> 1000\text{M}\Omega$	1) 大、小修均进行 2) 用 2500V 兆欧表测量							
6	$\text{tg}\delta$ 测量	1) 绕组绝缘 $\text{tg}\delta(\%)$ 不大于下表数值				1) 串级式电压互感器的 $\text{tg}\delta$ 试验方法采用末端屏蔽法 2) 固体绝缘不进行 $\text{tg}\delta$ 测量 3) 大、小修均进行				
		温 度 ℃		5	10		20			
		35kV 及以下	大修	1.5	2.5		3.0			
			小修	2.0	2.5		3.5			
		35kV 以上	大修	1.0	1.5		2.0			
			小修	1.5	2.0		2.5			
		温 度 ℃		30			40			
		35kV 及以下	大修	5.0	7.0					
小修	5.5		8.0							
35kV 以上	大修	3.5	5.0							
	小修	4.0	5.5							
2) 支架绝缘 $\text{tg}\delta$ 不大于 6%										
7	油中溶解气体色谱分析	油中溶解气体组分含量应不大于下表值				1) 从互感器本体放出油 2) 小修时发现乙炔从无到有变化,要引起注意 3) 大、小修均进行				
		项 目	氢 $\mu\text{L}/\text{L}$	总 烃 $\mu\text{L}/\text{L}$	乙 炔 $\mu\text{L}/\text{L}$					
		小 修	150	100	2					
	大 修	50	40	0						
8	绝缘油试验	见表 13 之 6				1) 大修时 2) 小修必要时				
9	交流耐压试验	1) 一次绕组按出厂值的 85% 进行, 出厂值不明按下列电压试验							1) 20kV 及以下小修时进行 2) 大修时进行	
		电压等级 kV	3	6	10	15	20	35		66
		试验电压 kV	15	21	30	38	40	72		120
		2) 二次绕组之间及对地为 2kV 3) 全部更换绕组绝缘后按出厂值进行								

序号	项目	要求		说明
10	局部放电测量	1998 年 5 月前的产品试验按原试验方法进行。110kV 及以上油浸式互感器在电压为 $1.1 U_m/\sqrt{3}$ 时,放电量不大于 201pC ;6kV ~ 35kV 固体绝缘互感器不大于 250pC	1998 年 5 月后产品执行 GB1207—1997。 1) $U_m \geq 7.2kV$ 油浸式互感器在电压为 $1.2 U_m$ (中性点非有效接地系统)或 U_m (中性点有效接地系统)时,放电量不大于 10pC ;固体绝缘互感器不大于 50pC 2) $U_m \geq 7.2kV$ 油浸式互感器在电压为 $1.2 U_m/\sqrt{3}$ (中性点有效或非有效接地系统)时,放电量不大于 5pC ;固体绝缘互感器不大于 20pC	大修时进行
11	空载电流测量	1)在额定电压下,空载电流与出厂数值比较无明显差别 2)在下列试验电压下,空载电流不应大于最大允许电流: 中性点非有效接地系统 $1.9 U_m/\sqrt{3}$ 中性点有效接地系统 $1.5 U_m/\sqrt{3}$		1)大修时进行 2)小修必要时进行
12	连接组别和极性	与铭牌和端子标志相符		1)更换绕组后进行 2)接线变动后进行
13	电压比	与铭牌标志相符		更换绕组后应测量比值差和相位差
14	密封检查	应无渗漏油现象		试验方法按制造厂规定
15	一次绕组直流电阻测量	与出厂值比较应无明显差别		大修必要时进行

12.3 电容式电压互感器

电容式电压互感器试验项目及 requirements 见表 15。

表 15 电容式电压互感器试验项目及 requirements

序号	项目	要求	说明
1	电容分压器每节极间绝缘电阻	一般不低于 5000MΩ	1)大、小修均进行 2)用 2500V 兆欧表测量
2	电容分压器每节电容值	1)每节电容值偏差不出额定值的 - 5% ~ + 10% 2)一相中任两节实测电容值相差不超过 5%	1)用高压电桥测量 2)大、小修均进行
3	电容分压器每节电容器的介质损耗	10kV 下的 $t_{g\delta}$ 值不大于下列值： 1)运行中电容器 油纸绝缘不大于 0.5% ; 膜纸复合绝缘不大于 0.2% 2)更换的新电容器按出厂标准	1)用高压电桥测量 2)大、小修均进行
4	电容分压器低压端对地绝缘电阻	一般不低于 100MΩ	1)用 1000V 兆欧表测量 2)大、小修均进行
5	电容器局部放电试验	$1.1 U_m/\sqrt{3}$ 电压下放电量不大于 10pC	大修时及小修必要时进行

序号	项 目	要 求	说 明
6	电容器交流耐压试验	试验电压为出厂试验值的 75%	大修时及小修必要时进行
7	电容器密封检查	应无渗漏	大、小修均检查
8	中压变压器一次对二次及地绝缘电阻测量	一般大于 1000MΩ	1)用 2500V 兆欧表测量 2)大修时进行
9	中压变压器一次绕组感应耐压试验	施加电压为出厂值的 85%	1)按 GB/T 4703 试验方法进行 2)应将电容分压器与中压变压器分离 3)大修时进行
10	中压变压器二次绕组之间及对铁芯交流耐压试验	试验电压 2000V	1)按 GB1207 进行 2)大修及小修必要时进行
11	避雷器直流参考电流试验或放电间隙放电电压试验	与出厂值相符	1)按产品说明书试验 2)大修必要时单独对元件进行试验
12	放电间隙阻尼电阻测量	与出厂值相符	1)按产品说明书试验 2)大修必要时单独对元件进行试验
13	补偿电抗器感应耐压试验	施加电压为出厂值的 85%	1)按 GB/T 4703 试验方法 2)大修必要时单独对元件进行试验
14	中压变压器空载电流测量	1.2 倍额定电压下,空载电流与出厂值差别不大于 10mA	1)可在二次绕组施加电压; 2)大修必要时进行
15	阻尼器阻尼电流测量	实测值与出厂值比较应无明显差别	1)按产品说明书试验 2)大修必要时进行
16	电磁单元密封检查	应密封良好,无渗漏油	大、小修均检查

12.4 SF₆ 互感器

SF₆ 互感器试验项目及要求见表 16。

表 16 SF₆ 互感器试验项目及要求

序号	项 目	要 求	说 明
1	互感器内 SF ₆ 气体含水量测量	不大于 500μL/L(20℃)	按 SD306 和 DL/T 506 进行
2	SF ₆ 气体泄漏试验	年漏气率不大于 1% 或按制造厂要求	1)按 GB/T 11023 方法进行 2)局部包扎法,每个密封部位包扎后历经 5h,测得的 SF ₆ 气体含量不大于 30μL/L
3	耐压试验	交流耐压或操作冲击耐压的试验电压为出厂试验电压值的 85%	1)试验在 SF ₆ 气体额定压力下进行 2)交流耐压时间 1min,操作冲击正负极性各 3 次
4	SF ₆ 气体密度继电器(包括整定值)检验及监视	按制造厂规定	检查仪表指示,必要时进行检验
5	SF ₆ 气体压力表校验及监视	按制造厂规定	1)试验方法按制造厂规定 2)检查压力表指示,必要时校验

13 验收试验

13.1 小修后试验

13.1.1 电流互感器

油浸电流互感器小修后试验结合表 13 序号 1、4、5、7、8 进行,必要时增加序号 6。

固体绝缘电流互感器小修后试验结合表 13 序号 1、7、10、11 进行, SF₆ 电流互感器小修后试验按表 16 序号 1、2、4 及 5 进行。

13.1.2 电压互感器

油浸式电压互感器小修后试验结合表 14 序号 4、5、6、7 及 14 进行,必要时增加序号 8、11、12 和 15。

固体绝缘电压互感器小修后试验结合表 14 序号 4、9 及 10 进行。

SF₆ 电压互感器小修后试验按表 16 序号 1、2、4 及 5 进行。

电容式电压互感器小修后试验结合表 15 序号 1、2、3、4、7 及 16 进行,必要时增加序号 5、6 及 8。

13.2 大修后试验

13.2.1 电流互感器

油浸式电流互感器大修后试验按表 13 序号 1、2、3、4、5、6、7、8、10、11、12 及 13 进行,必要时增加序号 9 及 14。在加装金属膨胀器前应按厂家规定进行压力密封试验。

固体绝缘电流互感器大修后试验按表 13 序号 1、7、10、11 及 12 进行。

SF₆ 电流互感器大修后试验按表 16 序号 1~5 进行,并按厂家规定进行压力密封试验。

13.2.2 电压互感器

油浸式电压互感器大修后试验按表 14 序号 4、5、6、7、8、9、10、12、13 及 14 进行,必要时增加序号 15。更换绕组应进行序号 12、13、15 试验。加装金属膨胀器前应按厂家规定进行压力密封试验。

电容式电压互感器大修后试验按表 15 序号 4、5、6、7、11 及 16 进行,必要时增加序号 14。

SF₆ 电压互感器大修后试验按表 16 序号 1~5 进行,并按厂家规定进行压力密封试验。

氮静压真空注油及补油工艺

氮静压真空注油补油工艺可用于各种 220kV 及以下油浸式互感器的注油、补油及金属膨胀器的注油。

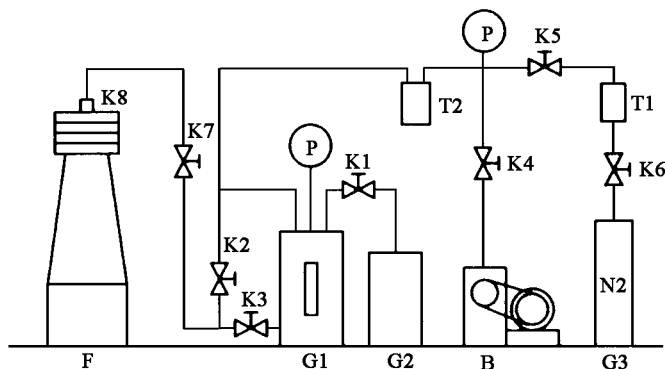
A1 氮静压真空注油工艺

A1.1 氮静压真空注油原理

氮静压真空注油是先对产品 & 管道预抽真空,然后借助于有一定压力的干燥氮气,

使其进入盛有处理合格的变压器油储油罐的上腔,将变压器油压经处于真空状态的管道,注入已抽真空的互感器内。其最大特点是整个注油过程中油始终不与空气接触,也不会带入气泡,保证良好的注油工艺质量。

氮静压真空注油原理如图 A1 所示。



F—互感器; B—真空泵; G1—储油罐;
G2—油箱; G3—氮气瓶; P—压力指示表;
T1—气体干燥器; T2—油水分离器; K—阀门

图 A1 真空氮静压注油原理图

A1.2 准备工作

A1.2.1 准备真空泵 B、氮气瓶 G3、气体干燥器 T1、油水分离器 T2、储油罐 G1、油箱 G2、压力表 P、阀门 K 等,按图 A1 连接。或采用按此原理制造的氮静压真空注油工具车。

A1.2.2 拆下互感器 F 上的膨胀器,装上带有真空注油阀 K8 的临时盖板。

A1.2.3 在油箱 G2 中,预先准备好互感器注油所需数量的合格变压器油。

A1.2.4 管路应用合格变压器油冲洗干净,防止污染。

A1.2.5 如在户外注油,应在晴天进行。

A1.3 操作步骤

A1.3.1 按图 A1 接好管路,加压力 0.05MPa 保持 2h,检查整个系统应无泄漏。

A1.3.2 储油罐加油:关闭所有阀门,开启真空泵 B,打开阀门 K4,对储油罐 G1 抽真空 100kPa,10min 后,接着打开阀门 K1,靠真空负压将合格变压器油吸入储油罐 G1,加油完毕关闭阀 K1 及 K4,然后停真空泵 B。

A1.3.3 抽真空阶段:开启真空泵 B,依次打开阀门 K4、K2、K7、K8,对产品及储油罐上部空腔抽真空,残压不大于 133Pa,35kV 互感器抽真空时间 2h,66kV 及 110kV 互感器抽真空时间 4h,220kV 互感器 6h。

A1.3.4 注油阶段 :关闭阀门 K2 ,K4 ,停真空泵 B ,打开阀门 K5 ,K3 ,K7、K8 后 ,接着打开氮气减压阀 K6 ,调节氮气压力为 78.5kPa~98kPa ,氮气经气体干燥筒 T1、油水分离器 T2 进入储油罐 G1 上部空腔 ,将罐中的油经阀门 K3 ,K7 及 K8 压入产品内。若油量不够 ,可按 A2 补油后再真空氮静压注油 ,直至油位淹没器身。

A1.3.5 注油时应注意储油罐 G1 的油位始终不得低于油表下限 ,以免因缺油造成氮气进入产品。

A1.3.6 真空浸渍脱气阶段 :关闭阀门 K5 ,K6 ,开启真空泵 B ,打开阀门 K4 ,对储油罐 G1 抽真空。此时借助真空负压 ,将储油罐至互感器 F 管路中的余油吸回储油罐 G1 ,然后关闭阀门 K3 ,打开阀门 K2 ,继续对已注油的互感器抽真空 ,进行真空浸渍脱气 ,真空残压不大于 133Pa ,35kV 互感器真空浸渍时间为 4h ,66kV 和 110kV 互感器 8h ,220kV 互感器 16h。

A1.3.7 补油 :真空浸渍后 ,互感器油位将下降 ,此时关闭阀门 K4、K2 ,停真空泵 B ,打开阀门 K5、K6 ,借助氮静压对互感器补油至规定油位 ,注油结束后 ,拧紧注油阀 K8。

A1.3.8 关闭阀门 K5、K6 ,开启真空泵 ,打开阀门 K4 ,将储油罐 G1 至互感器 F 管路中的余油吸回储油罐 ,然后关闭所有阀门 ,停真空泵 ,拆除接到互感器 F 上的真空注油管。

A1.3.9 卸下盖板 ,装上金属膨胀器 ,按 A2 对金属膨胀器注油至规定油位。

A2 氮静压真空补油工艺

本工艺仅适用于互感器因渗漏或取油样后 ,储油柜或膨胀器油位不足 ,但器身尚未露出油面的补油。

A2.1 原理及准备工作

与 A1 相同。

A2.2 操作步骤

A2.2.1 按图 A1 接好管路 ,检查整个系统应无泄漏。若互感器不带真空油阀 K8 ,应临时配做。

A2.2.2 储油罐加油 操作同 A1.3.2。

A2.2.3 抽真空阶段 操作同 A1.3.3 ,对互感器 F 及储油罐 G1 上部空腔抽真空 ,真空残压不大于 133Pa ,维持 30min。

A2.2.4 注油阶段 操作同 A1.3.4 ,对互感器的储油柜(或膨胀器)补油至要求油位后 ,拧紧膨胀器上的真空注油阀 K8。

A2.2.5 关阀停泵 操作同 A1.3.8。

A2.2.6 安装膨胀器外罩及顶盖。

A2.2.7 互感器补油量大于总油量的 5%时应复测该互感器的介质损耗因数 ,其值应合格。

互感器加装金属膨胀器密封改造

B1 作用

金属膨胀器安装在高压互感器顶部,作为互感器全密封油保护装置,它的主要作用是:

- B1.1 使互感器内的绝缘油可靠地与外部环境隔离,防止变压器油受潮与老化;
- B1.2 补偿互感器内部的油因温度变化而发生的体积变化,使互感器在正常运行条件下器身保持一定微正压;
- B1.3 可以释放因过热、局部放电等缓慢性故障而产生的积累压力,起一定的防爆作用。

B2 改造要点

B2.1 改造对象:

B2.1.1 带硅胶吸湿器和胶囊隔膜的老式互感器。如 LCWD2-110、LCLWD3-220 型和 LCLWD4-220 型电流互感器, JCC1、JCC2 型电压互感器等。

B2.1.2 贮油柜为气垫式密封结构的互感器,如充氮密封的 LB-220 型电流互感器,空气垫全密封的 LCWB-110 型及 LCWB-220 型电流互感器等。

B2.1.3 原已采用胶囊或其他方式改造,现已老化失效的互感器。

B2.2 选用原则:

B2.2.1 110kV 级互感器可选用外径为 380mm 或 450mm 规格的膨胀器,220kV 级互感器可选用 450mm 或 600mm 规格的膨胀器。

B2.2.2 按用户需要选用膨胀器类型。现场起吊条件较好的可选用 PH 型盒式膨胀器或 PC 型串组式膨胀器,起吊不便的宜选用 PB 型波纹式膨胀器,以便于安装。

B2.2.3 按制造厂说明书计算确定膨胀器的节(盒)数。

B2.3 改造工艺:

改造前互感器应试验合格,绝缘性能良好,符合规程要求。绝缘受潮或内部存在故障的产品,应查明原因清除缺陷,复试合格后再进行改造。

B2.3.1 安装形式。

1)互感器的一次端子板从瓷套侧壁引出的,可将原贮油柜整个拆除,直接换装上金属膨胀器。如南京电瓷厂 LB 型电流互感器和涿江电瓷电器厂 LCWB-220 型全密封式电流互感器

2)老式电压互感器及一次从贮油柜壁引出的电流互感器,改造时将上盖及柜内隔膜(如果有的话)取掉,在原贮油柜上加装金属膨胀器,即柜上加柜的安装形式。此时原储油柜上的油表已无实际意义,可拆除或封堵。

B2.3.2 真空注油。

金属膨胀器真空注油是消除膨胀器夹缝残存气泡的关键工艺,具体详见附录 A。

注:不宜采用外力将膨胀器提升后灌注变压器油,这种方法易损伤膨胀焊缝,而且不能驱尽气泡,不宜抽真空后用

普通油泵注油,这种方法难免带入气泡,而且油泵出口至膨胀器的连接管路有一段处于死角非真空状态,不宜用常规真空净油机注油,真空净油机是油处理的专用设备,也是靠普通的泵驱动油的流动,同样会带入气泡。

B2.4 注意事项:

B2.4.1 户外改造应在晴天、无风沙的气象环境下进行。

B2.4.2 换装贮油柜时,放油量应适量,切忌露出器身,以免内绝缘受潮。

B2.4.3 操作时注意清洁卫生,严防螺帽、工具等异物掉进互感器内部。

B2.4.4 订购膨胀器时应将互感器型号、制造厂家、出厂时间及原贮油柜结构尺寸告诉膨胀器制造厂,以便按尺寸配制底板连接件。

B2.4.5 对使用金属膨胀器缺乏经验的单位,应请厂家派员到现场指导,协助安装。

B2.5 改造后的运行管理:

B2.5.1 互感器加装膨胀器后仍应按规定做预防性试验,进行绝缘监督。

B2.5.2 膨胀器油位低于规定值时,应按附录 A 及时补油。

B3 膨胀器结构

B3.1 金属膨胀器是 0.3mm ~ 0.5mm 厚的 1Cr18Ni9Ti 不锈钢薄板制成容积可变化的容器,按其结构可分为波纹式、盒式和串组式三大类。

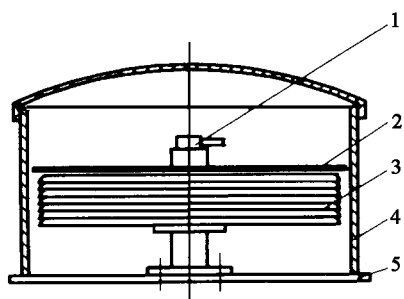
B3.1.1 波纹式膨胀器(图 B1):

由若干个波纹片的内、外圆串焊组成,波纹片用不锈钢板冲压成形,按其形状可分为正弦波形、锯齿波形及密纹波形三种。

B3.1.2 盒式膨胀器(图 B2):

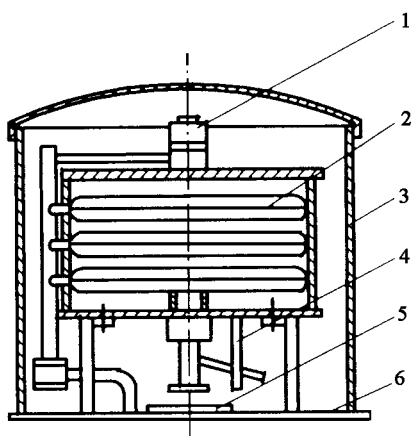
每两个波纹片焊制成膨胀盒,在若干个膨胀盒的侧面用小管并联到主管上组装而成,有的还装有压力释放装置。

B3.1.3 串组式膨胀器(图 B3):



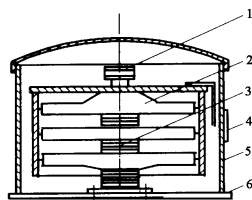
1—注油阀；2—油位指示盘；
3—本体；4—外罩；5—底盘

图 B1 PB 型波纹式膨胀器结构示意图



1—注油阀；2—膨胀盒本体；3—外罩；
4—油温度压力指示机构；5—释压装置；
6—底板

图 B2 PH 型盒式膨胀器结构示意图

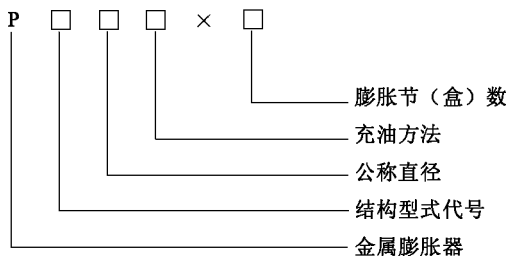


1—注油阀；2—膨胀盒；3—波纹导油管；
4—油温度压力指示计；5—外罩；
6—底板

图 B3 PC 型串组式膨胀器结构示意图

在若干个膨胀盒的中央，用弹性波纹管串联而成，它集波纹式和盒式膨胀管的优点于一体。

B3.2 型号标记如下：



B3.2.1 波纹式结构型式代号为 B、盒式为 H、串组式为 C。

B3.2.2 常用膨胀器的公称直径：

PB 型 380mm、480mm、600mm 等；

PH 型 340mm、430mm(或 450mm)、600mm 等；

PC 型 450mm、600mm 等。

B3.2.3 充油方式 盒式膨胀器内油式用 N 表示,外油式省略；

波纹式及串组式膨胀器无外油式,充油方式不标注。

例 1 PB 480×6 波纹式膨胀器,公称直径 480mm,6 节。

例 2 PH600N×5 盒式膨胀器,公称直径 600mm,5 盒,内油式。

例 3 PC450×4 串组式膨胀器,公称直径 450mm,4 盒。

B4 膨胀器技术参数

根据部分厂家样本摘录,仅供参考。

波纹式膨胀器的主要技术参数见表 B1,盒式膨胀器的主要技术参数见表 B2,串组式膨胀器的主要技术参数见表 B3。

表 B1 波纹式膨胀器的主要技术参数

型 号	外 径 mm	额定节距 mm	有效容积 cm ³
B 380	380	8.5	640
PB 480	480	17	2300
PB 600	600	10.7	2400

表 B2 盒式膨胀器的主要技术参数

型 号	外 径 mm	膨胀高度 mm	有效容积 cm ³
PH340	340	25	1250
PH430	430	34	3000
PH600	600	54	7500

表 B3 串组式膨胀器的主要技术参数

型 号	外 径 mm	有效容积 cm ³	有效膨胀高度 mm
PC450	450	3500	20
PC600	600	6500	20

B5 节(盒)数计算

膨胀器的节数(或盒数) n 取决于互感器的油量及所选用的膨胀器的有效容积,其计算公式为

$$n = \frac{G \cdot (1/\rho) \cdot \alpha \cdot \Delta T_m}{V}$$

式中: G ——总油量(g);

- ρ ——油密度($0.9\text{g}/\text{cm}^3$);
 α ——油体积膨胀系数($7 \times 10^{-4}/^\circ\text{C}$);
 ΔT_m ——最大油温变化范围(K);
 V ——膨胀器有效容积(cm^3)

例4 一台 LCLWD3 - 220 型电流互感器油量为 350kg ,温度变化范围为 $0^\circ\text{C} \sim 70^\circ\text{C}$,即 $\Delta T_m = 70\text{K}$,选用 PB600 型波纹膨胀器 ,其单节有效容积为 2400cm^3 ,求膨胀器节数。

$$\text{解: } n = \frac{350 \times 10^3 \times (1/0.9) \times 7 \times 10^{-4} \times 70}{2400} = 7.9 \text{ (取 8 节)}$$

B6 油位线定位

互感器在工作温度范围内的油位线 ,由互感器油量、膨胀器特性及温度范围所决定 ,一般厂家在配套外罩时已予考虑。决定油位线油位差公式如下 :

$$\text{油位差 } H = \frac{G \cdot (1/\rho) \cdot \alpha \cdot \Delta T}{V/t} \text{ (cm)}$$

式中 : ΔT ——油温度变化范围 ,一般最低油温 $T_1 = -30^\circ\text{C}$,最高油温 $T_2 = 70^\circ\text{C}$,则 $\Delta T = T_2 - T_1 = 100(^\circ\text{C})$;

t ——膨胀器额定节距(cm)

例5 对 LCLWD3 - 220 型电流互感器采用 PB600 改造($V = 2400\text{cm}^3$, $t = 10.7\text{mm}$) ,油质量 $G = 350\text{kg}$,求油位差 H 和温度 $T = 20^\circ\text{C}$ 时的油位高度 h 。

$$\text{解: } H = \frac{350 \times 10^3 \times (1/0.9) \times 7 \times 10^{-4} \times 100}{2400/1.07} = 12.07 \text{ (cm)}$$

$$h = \frac{T - T_1}{T_2 - T_1} \cdot H = \frac{20 - (-30)}{70 - (-30)} \times 12.07 = 6.03 \text{ (cm)}$$

即 $-30^\circ\text{C} \sim 70^\circ\text{C}$ 的油位差为 12.07cm , 20°C 的油位线距 -30°C 最低油位线 6.03cm 。

互感器短路法真空干燥

高压互感器在运行现场可采取短路法进行真空干燥 ,工艺要点如下 :

C1 电流互感器短路法真空干燥

C1.1 干燥前的准备工作

C1.1.1 打开电流互感器顶盖 ,将一次绕组按串联接线后 ,用与一次绕组等截面的铜导线将其短路 ;

C1.1.2 在被干燥的互感器的相应部位放置测量温度的热电阻或热电偶 ,并引出外部进行测量 ;

C1.1.3 装上用大于 6mm 厚钢板制成的临时盖板 ,盖板上设有抽真空、注油及测量用

的接头或阀门；

C1.1.4 打开二次绕组出线盒的盖板，拆除电缆线，用双臂电桥测量二次绕组的直流电阻，记录相应的温度，并以此数据作为干燥过程中计算二次绕组平均温度的基准值；

C1.1.5 用 2500V 兆欧表测量一、二次绕组对地的绝缘电阻，并做好记录；

C1.1.6 在一次短路状态下，测量伏 - 安特性，将保护级绕组全部并联，施加交流电压，直到测量级绕组达到额定值为止，读取此时所加的电压值；

C1.1.7 放尽绝缘油；

C1.1.8 连接好加热的电路和抽真空的管路。

C1.2 干燥

C1.2.1 合上加热电源刀闸，从已并联的保护级绕组施加由伏 - 安特性曲线决定的电压值，使测量绕组的电流达到额定值，此时器身温度开始升高，均匀升至 70℃；

C1.2.2 合上真空泵电源刀闸，启动真空泵均匀提高瓷套内真空度达 53kPa，维持 3h，破真空后再均匀提高到 80kPa，维持 3h，再破真空后提高真空度至真空残压不大于 133Pa，进入高真空阶段，直至干燥结束；

C1.2.3 破真空一次，靠负压吸入 70℃ 左右的干燥空气，应注意热空气不得超过 80℃，以防绝缘老化；

C1.2.4 每 2h 将电源刀闸拉开，用双臂电桥测量二次绕组的直流电阻，对铜导线，可用下式计算绕组加热温度

$$T_2 = [R_2(235 + T_1) / R_1] - 235$$

将初始电阻值 R_1 、初始温度 T_1 和最终电阻值 R_2 代入上式算出最终温度 T_2 。用这个公式算出 70℃、80℃ 的电阻值，以作监控；

C1.2.5 每次测量直流电阻时，同时测量一、二次绕组的绝缘电阻；

C1.2.6 用热电偶测一次绕组引线裸露部分，短路连线部分的温度；

C1.2.7 测量电流互感器外表瓷套上、中、下及顶盖的温度；

C1.2.8 干燥 36h 后，拉开电源，破坏真空，再合上电源抽真空，靠负压吸入耐压合格的 75℃ ± 5℃ 热油，用真空净油机进行热油循环，至少 8h 以上，最后将热油放出，再按前述进行真空干燥；

C1.2.9 当绕组绝缘电阻回升到较高数值，35kV ~ 110kV 产品经 6h，220kV 产品经 12h 阻值基本不变，且无冷凝水析出，即认为干燥结束；

C1.2.10 真空泵停止抽气，使真空度自然下降，真空度降至 53kPa 时破真空；

C1.2.11 拉开刀闸，停止加温，使器身温度自然下降，降到 40℃ 时为止；

C1.2.12 画出绝缘电阻与温度的关系曲线。

C1.3 注意事项

C1.3.1 干燥终止后,应使器身在 40℃左右进行真空注油,注油前应放尽干燥过程从绝缘纸层中逸出的绝缘油。真空注油的方法见附录 A。

C1.3.2 测量绝缘电阻,介质损耗因数,结果应符合 DL/T 596 的要求。

C1.3.3 真空泵可选用 2X-2 型或 2X-4 型旋片式真空泵,真空管路应使用真空胶管。

C1.3.4 抽真空操作程序应是先开泵,再开启阀门,停止时应先关闭阀门,再停泵,以防泵油回抽。

C1.3.5 高真空阶段应采用麦氏真空计测量,低真空时用指针式真空表即可。

C2 电压互感器短路法真空干燥

C2.1 干燥前的准备工作

C2.1.1 放置测温元件、安装临时盖板(方法同 C1“电流互感器短路法真空干燥”);

C2.1.2 短接一次绕组、剩余电压绕组,使其各成闭合回路;

C2.1.3 用双臂电桥测量基本二次绕组的直流电阻,记下相应的温度,此数据作为干燥过程中计算二次绕组平均温度的基准值;

C2.1.4 连接好加热电路和真空管路;

C2.1.5 从底部的放油塞将绝缘油全部放尽;

C2.1.6 用 2500V 兆欧表测量一、二次绕组对地和一、二次绕组间的绝缘电阻。

C2.2 干燥

完成上述准备工作之后,220kV 电压互感器从基本二次绕组通入交流电流 30A(约 12V)进行加热干燥,步骤如下:

C2.2.1 合上加热电源刀闸,器身温度开始升高,均匀升至 70℃;

C2.2.2 合上真空泵电源刀闸,启动真空泵,均匀提高瓷套内的真空度,升至 53kPa 时,维持 3h,继续升至 80kPa 维持 3h,最后升至真空残压不大于 133Pa,进入高真空阶段,直到干燥结束;

C2.2.3 高真空后,每隔 4h 破真空一次,靠负压吸入 7012 干燥空气,应注意热空气温度不得超过 80℃,以防绝缘老化;

C2.2.4 每 2h 将电源刀闸拉开,用双臂电桥测量基本二次绕组的直流电阻值,计算基本二次绕组的平均温度,算出 70℃、80℃的电阻值作监控(同 C1.2.4);

C2.2.5 每次测量直流电阻时,应同时测量一、二次绕组的绝缘电阻;

C2.2.6 用热电偶温度计测量各绕组及铁芯的温度;

C2.2.7 测量瓷套上、中、下及顶盖的温度;

C2.2.8 干燥 36h 后,拉开电源,破坏真空,再合上电源抽真空,靠负压吸入耐压合格的

75℃ ± 5℃ 的热油 ,用真空净油机进行热油循环 ,至少 8h ,最后将热油放出 ,再按前述进行真空干燥 ;

C2.2.9 当绕组绝缘电阻回升到较高数值 ,35kV ~ 110kV 产品经 5h ,220kV 产品经 12h ,绝缘电阻基本不变 ,且无冷凝水析出 ,即可认为干燥结束 ;

C2.2.10 真空泵停止抽气后 ,真空度自然下降至 53kPa 时破真空 ;

C2.2.11 拉开刀闸停止加热 ,使绕组温度自然下降到 40℃ 为止 ,放尽箱内残油后 ,按照附录 A 进行真空注油 ;

C2.2.12 测量绝缘电阻、介质损耗因数 ,结果应符合 DL/T 496 的要求 ;

C2.2.13 画出绝缘电阻与温度的曲线。

C2.3 注意事项

同 C1.3。

表 5-1-19 配电线路导线弧垂值

	温度 (°C)	档 距 面	40							50							60						
			35	50	70	95	120	150	185	240	35	50	70	95	120	150	185	240	35	50	70	95	120
钢芯 铝线 LGJ 型	-40		0.07		0.10		0.09		0.11	0.11		0.12		0.14		0.18		0.16	0.18		0.20		0.26
	-30		0.09		0.11		0.12		0.16	0.14		0.16		0.18		0.25		0.20	0.23		0.26		0.34
	-20		0.10		0.12		0.14		0.21	0.16		0.20		0.22		0.31		0.23	0.27		0.31		0.42
	-10		0.14		0.17		0.21		0.30	0.22		0.26		0.31		0.42		0.30	0.36		0.42		0.55
	0		0.18		0.21		0.27		0.39	0.27		0.32		0.39		0.53		0.37	0.45		0.52		0.68
	+10		0.27		0.31		0.37		0.50	0.38		0.43		0.50		0.64		0.49	0.57		0.65		0.81
	+20		0.35		0.41		0.47		0.59	0.48		0.54		0.62		0.75		0.61	0.70		0.78		0.94
	+30		0.45		0.50		0.55		0.67	0.59		0.65		0.72		0.85		0.75	0.83		0.90		1.05
	+40		0.55		0.60		0.64		0.74	0.71		0.76		0.83		0.94		0.88	0.95		1.02		1.16
钢芯 铝线 LGJ 型	-40		0.09	0.09	0.09		0.11		0.13	0.14		0.17		0.29	0.19	0.21		0.25					
	-30		0.12	0.12	0.13		0.16		0.18	0.20		0.25		0.41	0.26	0.28		0.35					
	-20		0.15	0.15	0.17		0.22		0.23	0.25		0.33		0.53	0.32	0.36		0.45					
	-10		0.24	0.24	0.26		0.34		0.35	0.38		0.50		0.69	0.46	0.50		0.61					
	0		0.33	0.33	0.36		0.45		0.56	0.50		0.66		0.85	0.60	0.65		0.77					
	+10		0.45	0.45	0.48		0.56		0.60	0.63		0.76		0.99	0.75	0.80		0.91					
	+20		0.56	0.57	0.60		0.66		0.73	0.77		0.86		1.13	0.91	0.96		1.05					
	+30		0.65	0.66	0.70		0.75		0.73	0.77		0.96		1.13	0.91	1.09		1.17					
	+40		0.75	0.75	0.79		0.83		0.96	0.99		1.06		1.36	1.18	1.22		1.29					

钢芯 铝线 LGJ型	温度 (°C)	档 距 面	40						50						60						最高温度 +40℃ 最低温度 -40℃ 安全系数： LGJ-35 为2.75 LGJ-50 ~70 为30 LGJ-95 ~120 为3.5 LGJ-150 ~240 为4.5						
			35	50	70	95	120	150	185	240	35	50	70	95	120	150	185	240	35	50		70	95	120	150	185	240
			-40	0.22	0.24	0.27	0.35			0.29	0.31	0.35	0.46			0.63	0.60	0.55	0.71								
-30	0.27	0.30	0.34	0.45			0.35	0.39	0.44	0.58			0.77	0.75	0.68	0.87											
-20	0.32	0.37	0.41	0.56			0.41	0.47	0.53	0.70			0.92	0.90	0.80	1.03											
-10	0.41	0.48	0.53	0.70			0.52	0.59	0.67	0.86			1.10	1.05	1.97	1.22											
0	0.50	0.58	0.65	0.85			0.62	0.71	0.81	1.03			1.28	1.20	1.14	1.41											
+10	0.65	0.72	0.80	0.98			0.78	0.87	0.97	1.18			1.47	1.40	1.32	1.59											
+20	0.80	0.96	0.95	1.12			0.94	1.03	1.13	1.13			1.66	1.60	1.51	1.77											
+30	0.93	1.01	1.08	1.25			1.10	1.18	1.27	1.47			1.83	1.78	1.68	1.93											
+40	1.07	1.14	1.21	1.37			1.26	1.33	1.42	1.61			2.00	1.96	1.86	2.09											

钢芯 铝线 LJ型	温度 (°C)	档 距 面	40						50						60						高温度 +40℃ -40℃ 安全系数： LJ-35~ 70 为2.5 LJ-240 为3.0						
			35	50	70	95	120	150	185	240	35	50	70	95	120	150	185	240	35	50		70	95	120	150	185	240
			-40	0.65	0.31	0.28	0.34			1.20	0.56	0.42	0.52	0.43	0.44			1.51	1.09	1.29		0.98	0.76	0.69	0.69		
-30	0.82	0.42	0.38	0.46			1.37	0.73	0.57	0.69	0.56	0.58			1.72	1.32	1.52	1.20	0.96	0.88	0.88						
-20	1.00	0.53	0.47	0.58			1.55	0.91	0.71	0.86	0.69	0.73			1.92	1.54	1.74	1.43	1.17	1.07	1.07						
-10	1.16	0.71	0.63	0.75			1.70	1.10	0.90	1.05	0.88	0.92			2.11	1.75	1.93	1.62	1.39	1.29	1.29						
0	1.32	0.88	0.80	0.93			1.84	1.29	1.09	1.24	1.07	1.12			2.29	1.95	2.12	1.86	1.62	1.51	1.51						
+10	1.45	1.04	0.97	1.09			1.94	1.46	1.27	1.41	1.25	1.30			2.46	2.08	2.30	2.04	1.84	1.72	1.72						
+20	1.58	1.20	1.13	1.25			2.10	1.62	1.45	1.58	1.43	1.48			2.63	2.32	2.47	2.23	2.02	1.93	1.93						
+30	1.70	1.35	1.28	1.39			2.22	1.69	1.66	1.67	1.61	1.63			2.77	2.48	2.62	2.40	2.20	2.12	2.12						
+40	1.82	1.49	1.43	1.53			2.53	1.76	1.88	1.75	1.79	1.79			2.91	2.64	2.77	2.58	2.4	0.31	2.31						

注：表中档距单位为8m，
2. 截面单位为mm²。

第十一篇

机床电气设备的安装、试验、 检修与运行维护

第一章 机床电气设备的安装

第一节 机床及其电气控制系统

一、机床概述

在工业、农业等各个生产领域中,在人民的日常生活中,使用着各种各样的机器设备和工具。这些机器和工具是由一定形状和尺寸的机械零件所组成。生产这些零件并把它们装配成为机器设备或工具的工业称为机械制造业。在机械制造业中所使用的主要加工设备都是机床。

机床是对金属、其他材料的坯料或工件进行加工,使之获得所要求的几何形状、尺寸精度和表面质量的机器。机床是制造机器的机器,也是能制造机床自身的机器,这是机床区别于其他机器的主要特点,故机床又称为工作母机或工具机。

机床主要分为 ①金属切削机床,主要用于对金属进行切削及特种加工;②锻压机械,用于对坯料进行压力加工,如锻造挤压和冲裁等。③木工机床,用于对木材进行切削加工。狭义的机床仅指使用最广、数量最多的金属切削机床,这里主要讨论这类机床的结构特点、调整原理、使用及维护方法。

(一)金属切削机床的地位和发展概况

金属切削机床(Metal cutting Machine tool)常简称为机床(Machine tool),它是采用切削、特种加工等方法将金属毛坯(或半成品)的多余金属去除,制成机械零件的一种机器,制造的机械零件应能达到零件图样所要求的表面形状、尺寸精度和表面质量。

1. 金属切削机床在国民经济中的地位

金属切削机床是制造机器的机器,所以又称为工作母机。机械制造行业所用的机

床、工具和制造过程组成了机械制造系统(Manufacturing system)。从只包括一台机床的机械制造系统(图 11 - 1 - 1)中可看出 ,一个机械制造系统是由机床、工具和制造过程三部分组成的闭合回路系统。

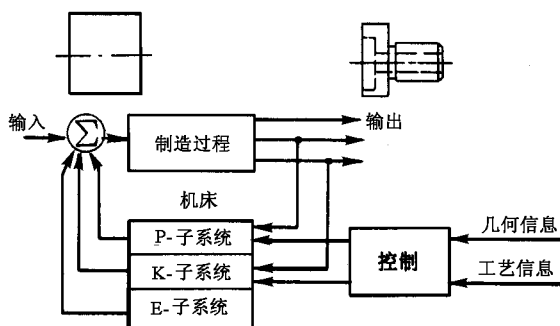


图 11 - 1 - 1 机械制造系统的组成

机床是用来向制造过程提供工具与零件之间的相对位置和相对运动的机器 ,以及为转变零件形状、质量提供能量的机器。机床可以看成是由三个子系统组成 :

- ① 定位(Positioning)子系统。用以建立工具与零件的相对位置 ;
- ② 运动(Movement)子系统。为加工零件提供切削运动和辅助运动 ;
- ③ 能量(Energy)子系统。为加工过程提供改变零件形状的能量 ;

工具(Tool)包括刀具和夹具。它们与定位子系统相联 ,并通过运动子系统与零件和制造过程形成回路。

制造过程是对输入的材料或毛坯以及其他信息进行加工、转变的过程。

一般来说 ,要求精度高、表面粗糙度较小的零件 ,都要在机床上用切削加工的方法经过几道或者几十道工序才能制成。由此可见机床在机械制造系统中占有极其重要的地位 ,机床设备占有相当大的比重 ,一般都在 50% 以上 ,所担负的工作量占机器总制造工作的 40% ~ 50%。机床是机械工业的基本生产设备 ,它的品种、质量和加工效率直接影响着其他机械产品的生产技术水平 and 经济效益。因此 ,机床工业的现代化水平和规模 ,以及所拥有的机床数量和质量是一个国家工业发达程度的重要标志之一。

机械制造工业担负着为国民经济建设提供现代技术装备的重要任务 ,必须超前为其他部门提供适合需要的先进技术装备。一个现代化的机械制造业必须有一个现代化的机床制造业作后盾。即使在科技飞速发展、信息产业异军突起的今天 ,世界各发达国家如美国仍对先进制造技术十分重视 ,将现代制造技术列为第一优先重点支持的领域。制造技术对科学发展起着基础保证作用 ,没有先进的仪器、装备等 ,许多科学研究和发现都是不可能的。这就要求机床工业部门不断提高技术水平 ,超前为各个机械制造厂提供先进的现代化机床 ,以保证制造技术的不断进步。所以 ,机床制造业在国民经济的现代化发展中起着重大的作用。

2. 金属切削机床的发展概况

机床是在人类改造自然的长期斗争中产生,又随着社会生产的发展和科学技术的进步而不断发展、不断完善的。机床经历了漫长而又非常缓慢的发展进程。

早在 6000 多年前,人类就发明了原始的钻床和木工车床。19~20 世纪,随着电动机问世及齿轮传动的出现,才使机床基本上具备了现代机床的结构形式。

目前,随着电子技术、计算机技术、信息技术、激光技术等的发展及在机床领域中的应用,使机床具备了多样化、精密化、高效化、自动化的时代特征。

近年来,数控机床以其加工精度高、生产率高、柔性高、自动化程度高、适应中小批量生产而日益受到重视。80 年代是数控机床开始大发展的年代,数控机床和加工中心已成为当今机床发展的趋势。

到 1999 年,日本已连续 17 年保持世界第一机床生产国的地位。1998 年,日本机床产值占世界机床总产值的 28%,产值数控化率为 86.3%,且主要生产技术水平较高的数控机床。

在机床生产国中,美国是世界第一机床消费大国。其机床技术的发展在国际机床发展中起着重要作用。随着经济的持续增长,机床的需求也持续增长,仅 1998 年上半年的机床总消费量就达 15575 台。

由于中国历史上的长期封建统治及以后的帝国主义侵略和掠夺,在新中国成立之前,没有自己的机床制造业。新中国成立以后才开始改建及兴建了一批机床制造厂,开展各种机床的研究和制造工作。30 多年来,中国机床工业已形成了一个布局合理、产品门类齐全的完整体系,能够生产出从小型的仪表机床到重型机床的各类机床,从各种通用机床到各种精密、高效率、高自动化的机床和自动线,并已具有成套装备现代化工厂的能力,有些机床的性能已经接近世界先进水平。1997 年,中国机床工业产值占世界第七位,达 4.6%。在数控系统的开发与生产方面,通过“七五”引进、消化、吸收;“八五”攻关和“九五”产业化,国产系统已初步占领国内市场,并在 80 年代已批量进入市场,国外对中国限制的高档系统也已被我们一一突破,国产数控机床的可控轴数为 30、24 或 16,联动轴数可达 9 轴。

在现代机械制造技术中,数控机床技术是柔性制造系统(FMS:flexible Manufacturing System)、计算机集成制造系统(CIMS:computer Integrated Manufacturing System)以及 CAD/CAM 的基础,因此可以说,数控机床是现代机床的典型代表。中国机床工业近年来取得的成绩是巨大的,但由于起步晚、底子薄,与世界先进水平比,还有较大差距。1998 年,中国机床产量的数控化率为 7%,机床产值的数控化率为 37%。普通型数控机床产量占数控机床总产量的 70%,普通型数控机床产值占全部数控机床产值的 86%。我们必须奋发图强、努力工作,以便跟上现代机床技术飞速发展的需要。

(二) 数控机床的基本概念

数控机床是综合应用了计算机技术(Computer technique)、自动控制(Autocontrol)、精

密测量(Precision)和机械设计(Machine design)等方面的最新成就而发展起来的一种典型的机电一体化产品。

1. 数控机床的产生及定义

在传统的机械制造业中,一个生产企业采用什么样的机床装备,主要取决于它的生产类型。对于大批大量生产,采用专用机床、组合机床、生产线及其相应的工装。这种生产方式的投资大、周期长及产品不易更新换代。对于单件和中、小批量的生产类型,则采用通用万能机床和仿形机床,而这种生产方式需要制造靠模和调整机床,耗费大量的手工劳动工时,并要求工人技术等级高,同样需要较长的生产准备周期,加工精度也很难达到更高的要求。

当前的世界已进入信息时代,科技进步日新月异。生产领域和高科技领域中的竞争日益加剧,产品技术进步、更新换代的步伐不断加快。现在单件小批量生产的零件已占到机械加工总量的80%以上,而且要求零件的质量更高、精度更高,形状也日趋复杂化,这是摆在机床工业面前的一个突出问题。为了解决复杂、精密、单件小批量以及形状多变的零件加工问题,一种新型的机床——数字控制(Numerical control)机床的产生也就是必然的了。1952年,美国的帕森公司和麻省理工学院率先研制成功世界第一台数控机床。

数字控制机床简称数控机床,是一种以数字量作为指令信息形式,通过专用或通用的电子计算机控制的机床。也可以说,数控机床是在数控系统的控制下,准确按事先安排的工艺流程,而自动地实现规定加工动作的金属切削机床。

2. 数控机床的组成及基本工作原理

数控机床一般由控制介质、计算机数控装置、伺服驱动系统、辅助控制装置和机床本体组成。如图 11-1-2 所示,其中实线部分表示开环系统。为提高加工精度,再加入图中虚线表示的检测反馈系统,称闭环系统。

(1) 控制介质(Control medium)

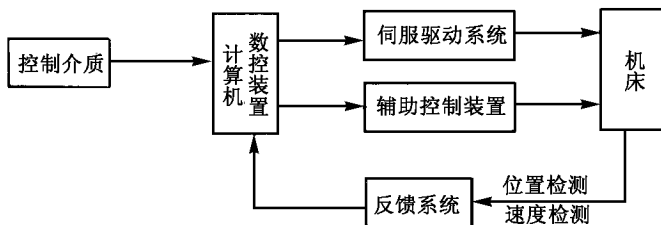


图 11-1-2 数控机床的组成

数控机床是在数控系统的自动控制下工作的。数控机床工作时,所需的各种控制信息要靠某种中间载体携带和传输,这种载体称作“控制介质”。控制介质有多种,如穿孔带、磁带及磁盘等,现代数控机床多为磁盘直接读入信息,采用哪一种则取决于数控装置的类型。

(2) 数控装置(Numerically controlled unit)

数控装置是数控机床的控制中心。目前,绝大多数数控机床采用微型计算机控制。机床数控装置由输入装置、控制器、运算器、存储器、输出装置等组成。见图 11-1-3。

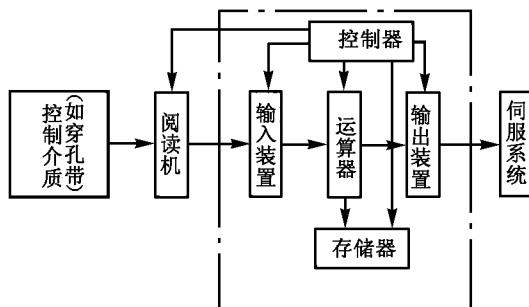


图 11-1-3 数控装置结构框图

输入装置的作用是进行译码转换,将数字信息(与运动轨迹有关的数字)送入运算器进行插补运算,将开关信息(主轴启停、变速、润滑及冷却液电动机启停、换刀等指令)送入控制器。

控制器按输入信息对数控装置进行统一协调和指挥。

运算器(插补器)的功能是进行插补运算,算出刀具作轨迹运动时所需要的一系列中间位置数值。插补法算出的各点位置应在图形轨迹的附近,所形成的加工误差不应超出允许值。

输出装置的功能是将插补器计算出来的刀具运动轨迹信息,顺序地以脉冲或电压模拟量的形式输出。这些信息经功率放大后提供给机床的伺服装置,驱动机床运动部件按计算的轨迹运动。输出部分的另一功能则是将指令的开关量输出给相应的装置,以控制机床的工作状态。

随着计算机技术的发展,机床数控装置逐步由通用的计算机代替了专用的计算机装置。通用计算机通用性强、性能好、价格低廉,这一改变使数控机床的功能得到了进一步扩大和完善。

(3) 伺服控制(Servocontrol)系统

数控机床与通用机床的不同之处还在于采用了由数控装置控制的伺服进给系统,其作用是把来自数控装置的运动指令转变成机床移动部件的运动,以加工出符合图样要求

的工件。每个脉冲信号使机床移动部件产生的位移量叫做脉冲当量,用 δ 表示。常用脉冲当量有 $0.001\text{mm}/\text{脉冲}$ 、 $0.005\text{mm}/\text{脉冲}$ 及 $0.01\text{mm}/\text{脉冲}$ 。

伺服系统由伺服控制电路、功率放大电路和伺服电动机组成,常用的伺服电动机有步进电动机、直流伺服电动机和交流伺服电动机。伺服系统的性能是决定数控机床加工精度和生产效率的主要因素之一。

(4) 辅助装置

辅助装置的作用是将数控装置送来的辅助控制指令经机床接口电路转换成强电信号,用来控制主轴电动机的运动及其他辅助动作。

(5) 反馈系统

机床上的测量装置将机床执行件(如工作台、刀架等)移动的实际位置、速度参数检测出来,反馈系统将其转换成电信号,并反馈回数控装置,以判断机床执行件的实际位置、速度与指令值的偏差,根据偏差值发出相应指令来纠正所产生的误差。

(6) 机床

机床是指数控机床的机体,它必须能保证数控装置和伺服系统的功能很好地实现。因而,与通用机床相比,数控机床本体的结构有以下特点。

①由于采用了高性能的主轴及伺服传动系统,数控机床的机械传动结构大为简化,如在机床主传动系统中出现了电动机直接与主轴制成一体的电主轴结构。

②为适应连续地自动加工,数控机床机械结构具有较高的动态刚度和阻尼精度,较高的耐磨性而且热变形小。

③为减少摩擦,提高传动精度,更多地采用效率高的传动部件,如滚珠丝杠螺母副和直线滚动导轨等。

3. 数控机床的特点

与通用机床相比,数控机床主要有以下特点。

(1) 良好的柔性和广泛的通用性

在数控机床上改变加工对象时,只需要重新编制相应的加工程序,并输入到数控系统中,就能实现新工件的加工,满足产品市场竞争的需要。可见数控机床易于实现加工工件的转换,为单件、小批及试制新产品创造了有利条件。同时,数控系统的强大处理功能,可使机床执行件的运动能在几个方向联动,从而解决了复杂表面的加工难题。

(2) 更高的加工精度和稳定的加工质量

数控机床是按程序指令工作的,其指令脉冲的脉冲当量普遍可达 $0.001\text{mm}/\text{脉冲}$,进给传动链采用间隙消除措施,并可对反向间隙和丝杠螺距误差进行自动补偿,所以可获得较高的加工精度。数控机床上的加过程是自动完成的,可避免人为操作误差,使精度和效率都得到提高,且加工工件的尺寸一致性好,重复精度高,加工质量稳定。

(3) 较高的生产率

数控机床的适应性强,生产准备简单,一般不需要复杂的工艺装备。当生产对象改变时,只需改变程序,就能实现自动加工,缩短了生产准备周期;对可自动换刀的加工中心,可在一台机床上实现多工序连续加工,生产率得到大大提高。因此,解决了工业上长期存在的单件、小批生产的自动化问题。

同时,数控机床的功率和机床刚度比通用机床高,允许进行大切削用量的强力切削;主轴和进给都采用无级变速,可达到最佳切削用量,有效降低了切削加工时间。

(4)减轻劳动强度、改善劳动条件

数控机床加工的自动连续性,使操作者不需进行具体的加工操作,这就使工人的劳动条件得到相应改善。

(5)有利于生产管理的现代化

用计算机管理生产是实现管理现代化的重要手段。数控机床的计算机控制,为计算机辅助设计、制造以及管理一体化奠定了基础。

目前,数控机床的价格还较昂贵,在中国目前的条件下,主要适用于加工精度要求较高、形状较复杂、要求频繁改型的小批量生产的工件。但随着机床成本的不断降低和数控技术的日益普及,数控机床的使用范围会越来越大,将在机械加工中被普遍采用。

4. 数控机床的发展及计算机集成制造系统

传统的机械生产过程具有离散、间断和随机的特征,并有大中小批量之分。机械生产过程自动化首先是从大批量生产开始的。数控机床的出现,使中小批量生产自动化获得了突破。近年来,数控机床向工艺及功能集成方向发展,加工中心和车削中心得到广泛应用。随着柔性自动化的发展,以计算机技术为核心,把自动化设备集成为一个整体的柔性制造系统 FMS 已成为当前机床技术发展的主流。随着计算机网络信息技术的发展,又出现了比 FMS 柔性化、自动化程度更高,面向企业整个制造系统的计算机集成制造系统 CIMS,它是一种使企业实现整体优化的理想模式。

(1)数控机床的发展

在现代制造系统中,决定数控机床性能的数控技术是一项关键技术,对制造业实现柔性自动化、集成化、智能化起着举足轻重的作用。目前,数控技术正在发生着根本性变革,由专用型封闭式开环控制模式向通用型开放式实时动态全闭环控制模式发展。前者在加工过程中的变量,只能根据经验以固定参数形式事先设定,加工程序在实际加工前用手工方式或 CAD/CAM 及自动编程系统进行编制。CAD/CAM 与数控系统之间没有反馈控制环节,整个制造过程中数控机床只是一个封闭式的开环执行机构;后者,以通用计算机为基础,在复杂环境以及多变条件下,对加工过程中的刀具组合、工件材料、主轴转速、进给量、刀具轨迹、切削深度、步长、加工余量等加工参数,可根据现场环境中外部干扰和随机因素实时动态调整,通过反馈环节随机修正 CAD/CAM 中的设定量,实现高效、高精度加工。

在数控机床的高速化发展中,主轴的转速高达 60000r/min。传统的进给机械传动装置包括的旋转运动电动机和将旋转运动变为直线运动的机械传动装置(滚珠丝杠螺母副等)已不符合高工艺性概念机床的要求,因而出现了适应高速进给的直线电动机传动装置,它将直线位移机构的传动元件和执行元件相结合,具有很高的动、静刚度,其显著技术特性是:最大位移不限,最大速度达 150~210mm/min,加速度可达 50m/s²。

并联数控机床的研制,使机床结构出现了质的变化。并联机床又称虚拟轴机床,是 90 年代机床制造技术的新突破,在国际上已销售数十台为企业所使用,中国哈尔滨工业大学等研制的并联机床已进入实用阶段。

环保型机床也已初露端倪。机床运动部件的润滑脂润滑越来越多地替代润滑油润滑。通过对刀具和工件材料之间摩擦性能的研究,无切削液的干切削技术成为机床发展的又一个重要课题。

(2) 柔性制造系统

柔性制造系统是一种具有柔性自动化加工功能,并能实现工件及其他与加工有关的物料在加工过程中的柔性自动输送、搬运和存储的智能化加工系统。

图 11-1-4 所示为柔性制造系统。它的基本组成有以下四部分。

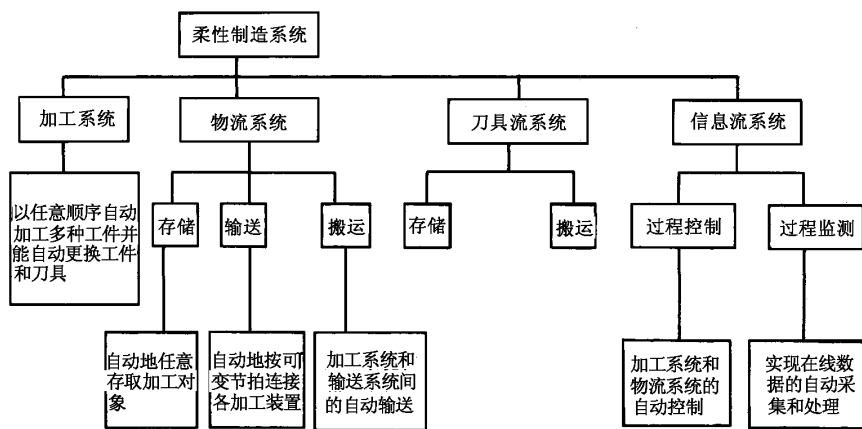


图 11-1-4 柔性制造系统的基本组成

①加工系统。一般是由数控加工中心为主体的一组加工单元,是用以完成工件加工工序的子系统。

②物流系统。它通常由工业机器人,无人输送小车及自动仓库等组成,完成工件及毛坯的自动搬运和储藏任务。

③刀具流系统。它担负系统所需加工刀具的运输和保存。

④信息流系统。通常由一台或多级计算机管理控制系统组成,它对整个柔性制造系统实施全面管理和调度,以保证柔性制造系统柔性化、自动化的高效运行。

柔性制造系统提高了设备利用率和时间利用率,缩短了辅助时间,提高了生产率;减少了库存和周转,降低了生产费用;提高了加工精度和质量的稳定性;减轻了劳动强度,改善了劳动条件,适于中批量混型生产。

(3) 计算机集成制造系统

计算机集成制造系统是在柔性制造技术、计算机技术、信息技术、自动化技术和现代管理科学的基础上,将制造工厂的全部生产、经营活动所需的各种自动化子系统,通过新的生产管理模式、工艺理论和计算机网络有机地集成起来,以获得适用于多品种、中小批量生产的高效益、高柔性和高质量的智能制造系统。

应强调的是,计算机集成制造系统不仅是各种设备的集成,而更主要的是信息系统的集成,集成化不仅要通过计算机网络来实现,而且必须采用新的生产方式、方法和战略。图 11-1-5 所示是计算机集成制造系统问题空间,最里层是计算机集成制造系统的支撑条件,包括网络(NT)、数据库(DB)、系统技术(ST)、智能技术(IT);第二层反映企业内基本活动,包括工程、制造和管理;第三层反映企业有关市场,它与管理密切相关;最外层是企业存在环境,即与计算机集成制造系统有关的技术(T)、经济(E)、社会(S)。

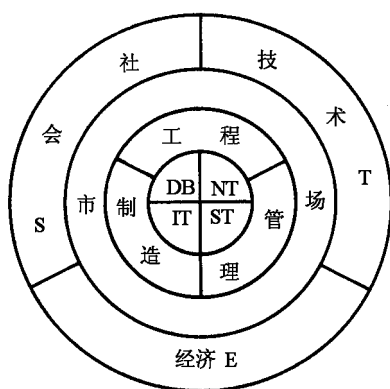


图 11-1-5 计算机集成制造系统问题空间

(三) 金属切削机床的分类与型号编制

中国的机床工业已经形成门类齐全、品种规格众多的工业体系。为了便于设计、开发、制造和管理使用,应该有一套科学合理的分类与型号编制的方法。

目前,金属切削机床的分类与型号编制已较为规范。而对数控机床,为进一步了解其特性,还可以从不同的角度进行分类说明。

1. 金属切削机床的分类

目前,我国按机床的加工对象可分为通用机床、专门化机床和专用机床。通用机床是指可加工多种工件,完成多种工序、使用范围较广的机床;专门化机床是指用于加工形状相似而尺寸不同的工件上特定工序的机床;专用机床是指用于加工特定工件的特定工序的机床。按机床的精度等级标准可将机床分为普通机床、精密机床和高精度机床三

种。根据国家标准《金属切削机床型号编制方法》(GB/T 15375—94)按机床的工作原理不同,把机床分为 11 大类:车床(lathe)、铣床(milling machine)、钻床(drill press)、镗床、磨床、齿轮加工机床、螺纹加工机床、刨插床、拉床、锯床和其他机床。必要时,每类可分为若干分类,如 2 磨、3 磨,见表 11-1-1。

表 11-1-1 机床类及分类代号

类 别	车 床	钻 床	镗 床	磨 床			齿 轮 加 工 机 床	螺 纹 加 工 机 床	铣 床	刨 插 床	拉 床	锯 床	其 他 机 床
代号	C	Z	T	M	2M	3M	Y	S	X	B	L	G	Q
参考读音	车	钻	镗	磨	2 磨	3 磨	牙	丝	铣	刨	拉	割	其

除上述基本分类方法外,机床还可按照使用上的万能性程度、加工精度、自动化程度、主轴数目、机床重量等进行分类,而且随着机床的不断发展,其分类方法也将不断发展。

2. 金属切削机床型号的编制方法

机床的型号是一个代号,用以表示机床的类型、主要技术参数、使用及结构特性等。在国家标准《金属切削机床型号编制方法》(GB/T 15375—94)中,通用机床型号的表示方法如图 11-1-6 所示。“()”内的代号或数字,若无内容则不表示,若有内容时应不带括号;有“○”符号者为大写的汉语拼音单字母;有“△”符号者为阿拉伯数字。

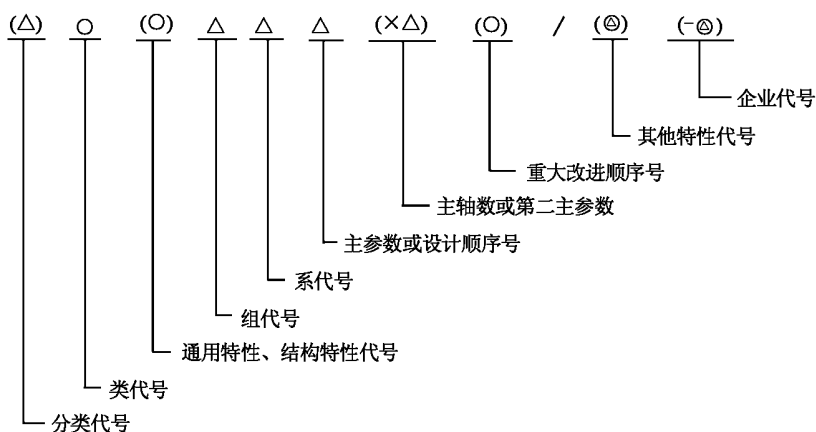


图 11-1-6 型号表示方法

(1) 机床的类别代号

机床的类别及分类代号见表 11-1-1。

(2) 通用特性代号、结构特性代号

如机床具有表 11-1-2 中所表示的某种通用特性时,在类代号之后加上相应的通用特性代号,如 CM6132 型精密卧式车床型号中的“M”表示通用特性为“精密”。

表 11-1-2 机床通用特性及其代号

通用代号	高精度	精密	自动	半自动	数控	仿形	加工中心 (自动换刀)	轻型	加重型	筒式或 经济型	柔性加工 单元	数显	高速
代号	G	M	Z	B	K	F	H	Q	C	J	R	X	S
读音	高	密	自	半	控	仿	换	轻	重	筒	柔	显	速

为了区别主参数相同而结构、性能不同的机床,在型号中用汉语拼音字母的大写区分并排在通用特性代号之后,表示结构特性代号。通用特性用过的字母以及 I、O 两字母不能用作结构特性代号。

(3) 机床的组、系代号

每类机床分为 10 组,每组又分为 10 系。机床的组、系代号用两位阿拉伯数字分别表示,第一位数字表示组别,第二位表示系别,位于类代号或通用特性代号(或结构特性)之后。在同一类机床中,主要布局或使用范围基本相同的机床为同一组。在同一组机床中,其主参数相同、主要结构及布局形式相同的机床,即为同一系。例如,CA6140 型卧式车床型号中的“61”,说明它属于车床类 6 组、1 系。机床的类、组、系划分见附录。

(4) 主参数或设计顺序号

主参数用折算值(主参数乘折算系数)表示,位于系代号之后。某些通用机床,当无法用一个主参数表示时,在型号中用设计顺序号表示。设计顺序号由 01 开始。

各种型号的机床,其主参数的折算系数可以不同:一般来说,对于以最大棒料直径为主参数的自动车床、以最大钻孔直径为主参数的钻床、以额定拉力为主参数的拉床,其折算系数为 1;对于以床身上最大工件回转直径为主参数的车床、以最大工件直径为主参数的绝大多数齿轮加工机床、以工作台工作宽度为主参数的立式和卧式铣床、绝大多数镗床和磨床,其主参数的折算系数为 1/10;大型的立式车床、龙门铣床等的主参数折算系数为 1/100。主参数的计量单位,对尺寸以毫米(mm)计、拉力以千牛(kN)计、扭矩以牛顿·米(N·m)计。

(5) 主轴数和第二主参数

①对于多轴车床、多轴钻床等机床,其主轴数应以实际数值标于型号中主参数之后,并用“×”分开,读作“乘”。

②第二个主参数一般不予表示,如有特殊情况,需在型号中表示时,应按一定手续审批。凡第二个主参数属于长度、深度等值的折算系数为 1/100;凡属直径、宽度等值用 1/

10 为折算系数,最大模数、厚度等以实际值列入型号。

(6) 重大改进顺序号

当机床的性能及结构有更高要求,并按新产品重新设计、试制和鉴定后,在原机床型号之后按 A、B、C... 等字母顺序加入改进序号,以区别于原型号机床。

(7) 其他特性代号

其他特性代号主要用以反映各类机床的特性,如:对一般机床,可反映同一型号机床的变型;对于数控机床,可用来反映不同的控制系统等;对于加工中心可用来反映控制系统、自动交换主轴头、自动交换工作台等。其他特性代号在改进序号之后,用汉语拼音或阿拉伯数字表示,并用“/”分开,读作“之”。

(8) 企业代号

企业代号包括机床生产厂和机床研究单位代号。用“-”与前面代号分开,读作“至”。

(9) 示例

例 1 最大磨削直径为 200mm 的外圆超精加工磨床,其型号为 2M1320。

例 2 加工最大棒料直径为 50mm 的六轴棒料自动车床,其型号为 C2150×6。

例 3:北京机床研究所生产的精密卧式加工中心,镗轴直径为 50mm,其型号为 THM6305/JCS。

3. 金属切削机床的技术规格

每一类机床,都应该能够加工不同尺寸的工件,所以它不可能做成只有一种规格。国家根据机床的生产和使用情况,规定了每一种通用机床的主参数和第二主参数系列。现以卧式车床为例加以说明。

卧式车床的主参数是:在床身上工件的最大回转直径,有 250、320、400、500、630、800、1000、1250mm 八种规格;主参数相同的卧式车床往往又有几种不同的第二主数——最大工件长度。例如,CA6140 型卧式车床在床身上最大回转直径为 400mm,而最大工件长度有 750、1000、1500 和 2000mm 四种。

卧式车床技术规格的内容除主参数和第二主参数外,还有刀架上最大回转直径、中心高(主轴中心至床身矩形导轨的距离)、通过主轴孔的最大棒料直径、刀架上最大行程、主轴内孔的锥度、主轴转速范围、进给量范围、加工螺纹的范围、电动机功率等。

机床的技术规格可以从机床的说明书中查出。了解机床的技术规格,对正确使用机床和合理选用机床都具有十分重要的意义,例如,当使用两顶尖进行加工或主轴上安装心轴和其他夹具时,需了解内孔锥度;当需要在主轴端上安装卡盘、夹具时,需了解主轴端的外锥体或螺纹尺寸;当采用长棒料加工时,要了解最大加工棒料直径;当加工螺纹或决定切削用量时,要选择机床所具有的主轴转速和进给量,要考虑机床的电动机功率是否够用等等。所以,只有结合机床的技术规格进行全面的考虑,才能起到正确使用和合

理选用机床的作用。

4. 数控机床的分类

目前,数控机床已发展成为品种齐全、规格繁多的系列。除上述基本分类之外,数控机床的类别,既与加工工艺有关,又与数控系统的控制功能、伺服控制方式等有关。按工艺分类时,有车床、钻床、镗床、铣床、磨床、齿轮加工机床等;按系统功能分类时,有点位、直线和轮廓控制之分;按伺服控制方式分类时,有开环、闭环和半闭环之分。

(1)按工艺用途分类

按工艺用途,可将数控机床分为如表 11-1-3 所示的几大类。

表 11-1-3 数控机床按工艺用途分类

序号	机床分类	主要用途	序号	机床分类	主要用途
1	数控车床	车削成形面,带圆弧、锥度的复杂轴类工件	7	数控磨床	磨削成形外圆、内孔、端面、曲面凸轮
2	车削中心	车削成形面,带圆弧、锥度的复杂盘类、轴类工件,还能进行铣平面、横钻孔	8	数控齿轮加工机床	加工各类圆柱、螺旋齿轮
			9	数控电加工机床	加工曲线成形板、模具
3	数控铣床	成形铣削(也可钻、攻螺纹)复杂工件	10	数控激光加工机床	特殊材料钻孔、成形、切割、淬火
4	数控钻床	加工各种孔和螺孔	11	数控冲床	冲裁各类面板
5	数控镗床	钻、镗、铣削一般精度的复杂工件	12	数控弯管机	弯曲各种管子
			13	数控水喷射切割机	用喷射水对板材进行切割
6	加工中心	成形面加工、非成形面复杂箱体加工	14	数控坐标测量机	对工件形状和精度进行检测

(2)按系统控制功能分类

①点位控制数控机床

该类机床只对点的位置进行控制,即机床的数控装置只控制机床移动部件从一个位置点精确地移动到另一个位置点,见图 11-1-7,在移动过程中不进行加工。至于两点间的移动速度和移动路线,则由系统设计者决定。为了减少移动时间和提高终点位置的定位精度,一般先快速移动,当接近终点时,再减速,使之慢速趋近终点,以保证定位精度。

采用点位控制的机床有数控坐标镗床、数控钻床以及数控冲床等。使用数控钻镗床加工零件可以节省大量的钻模、镗模等工装,而且能保证加工精度。

②点位直线控制数控机床

这种机床不仅要控制点的准确定位,而且要控制刀具(或工作台)以一定的速度沿坐标轴平行的方向进行切削加工。机床应具有主轴转速的选择与控制,切削速度与刀具选

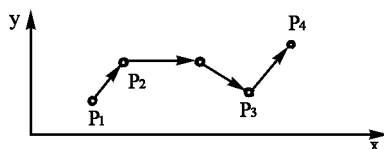


图 11-1-7 点位加工

择以及循环进给加工等辅助功能。这种控制常用于简易数控车床、镗铣床和某些加工中心,如图 11-1-8 所示。

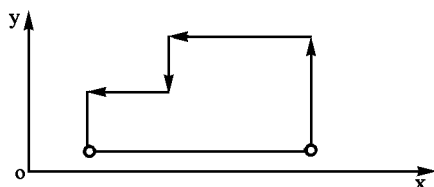


图 11-1-8 点位直线加工

③ 轮廓控制数控机床

这种机床能够实现同时对两个以上的坐标轴连续控制。它不仅能够控制移动部件的起点和终点,而且能控制整个加工过程中每一点的速度与位置。也就是说能连续控制加工轨迹,使之满足零件轮廓的形状要求。

这种机床应具有刀具补偿功能、主轴转速控制及自动换刀等较齐全的辅助功能。轮廓控制主要用于加工曲面、凸轮及叶片等复杂形状的数控铣床、车床、磨床和加工中心等,见图 11-1-9。

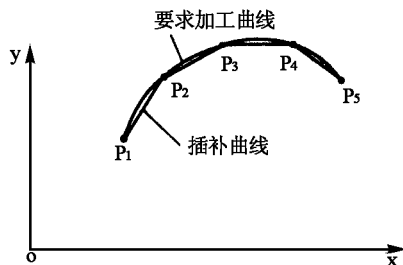


图 11-1-9 轮廓控制加工

(3) 按伺服系统控制方式分类

根据有无检测反馈元件及其检测元件的安放位置,机床的伺服系统可分为开环伺服系统、闭环伺服系统和半闭环伺服系统。

① 开环 (Open loop) 伺服系统

在开环伺服系统中,机床没有检测装置,见图 11-1-10,数控装置发出的信号流程

是单向的。数控装置按程序经过计算,分配输出指令脉冲,该脉冲变换为步进电动机的角位移,再通过齿轮和丝杠,转换为工作台的直线位移。工作台的移动速度和移动量是由输入脉冲的频率和脉冲数决定的。



图 11-1-10 开环伺服系统

由于开环伺服系统对移动部件的实际位移无检测反馈,故不能补偿系统误差,因此,步进电动机的步距以及齿轮与丝杠的传动误差,都将影响被加工零件的精度。但开环伺服系统的结构简单、成本低、调整维修方便及工作可靠,它适用于精度、速度要求不高的场合,如简易机床、小型 X-Y 工作台、线切割机和绘图仪等。

② 闭环(Closed loop)伺服系统

闭环伺服系统是在机床移动部件上安装直线位置检测装置,见图 11-1-11,将检测到的实际位置反馈到数控装置中与指令要求的位置进行比较,用差值进行控制,直至差值消除为止,最终实现移动部件的高位置精度,这种位置补偿回路也称位置环。为了改善位置环的控制品质,减少因负载等因素变化而引起的进给速度的波动,可再引入速度反馈回路,利用测速发电机测量执行电动机的实际转速,并与速度指令比较,以其偏差值对伺服电动机进行校正。这种速度反馈回路的实质是增加了系统的阻尼值,改善了系统的动态特性。因此,闭环伺服系统可获得比开环伺服系统更高的精度和速度。

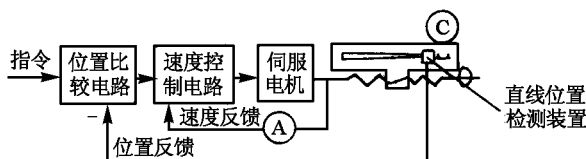


图 11-1-11 闭环伺服系统

在闭环系统中,机械系统也包括在位置环之内,诸如机械固有频率、阻尼比和间隙等因素,将会影响系统的稳定性,从而增加了系统设计和调试的难度。闭环伺服系统主要用于精度要求高和速度高的精密和大型的数控机床。

③ 半闭环(Semi closed loop)伺服系统数控机床

这种控制方式(见图 11-1-12)对移动部件的实际位置不进行检测,而是通过检测伺服电动机的转角(用感应同步器或脉冲编码器等)间接地测知移动部件位移量,用此值与指令值相比较,通过差值进行控制。由于移动部件没有完全包括在闭环控制中,故称为半闭环伺服。

对于半闭环系统,由于其角位移测量装置(如图中 A、B 所示)结构简单、安装方便,而且惯性大的移动部件不包括在闭环内,所以系统调试方便,并有很好的稳定性。

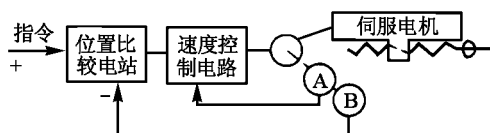


图 11-1-12 半闭环伺服系统

半闭环系统的控制精度介于开环和闭环之间,应用广泛。

二、机床电气控制系统

机床电气控制系统实际是各种不同功能的控制电路的组合,通过各类控制线路来实现对整个机械设备的多种控制。前面对常用控制线路的基本环节进行了研究分析,这里对整个机械电气控制系统进行分析,以熟悉机、电、液在控制中的配合。

下面将对几种典型机械进行分析,掌握一般电气控制系统的原理、接线及常见的故障处理。

(一)普通车床电气控制系统

车床的主运动是主轴的旋转运动,由主轴通过卡盘或顶尖去带动工件旋转,并承受车削加工时的切削运动。由于零件材质、车刀、工件尺寸等多种因素,要求车床以不同的切削速度工作,这就决定了主轴应在相当大的范围内变速,普通车床调速范围一般大于 70。在加工螺纹时,要反转退刀,所以主轴还应有正、反转功能。主轴转动是由主轴电机拖动的。由于刀具需纵向或横向进给运动,工件的旋转在作某些加工(如加工螺杆)时和刀具的进给应有严格的比例关系。所以刀具进给运动也是通过车床主轴经机械传动方式获得的。

为保证主运动和进给运动严格的比例关系,采用一台电动机拖动,通过齿轮进行有级变速,一般选鼠笼电动机,有的采用机电联合调速,即用多速电动机与变速箱配合调速以扩大调速范围。对重型和超重型车床,为实现无级变速,主轴电机可采用直流电机拖动。

图 11-1-13 为 C650—2 型普通车床的控制系统图。(C650—2 为中型车床,设有主轴电动机、冷却电动机和刀架快速移动电动机,控制特点如下:

- 第一,主轴电动机 M1 采用电气正、反转控制;
- 第二,M1 为 20kW,容量大,惯性大,采用电气反接制动,实现快速停车;
- 第三,为便于对刀操作,主轴可作点动调整;
- 第四,通过电流表检测主轴电机负载情况。

1. 主轴正、反转控制

主轴电动机正、反转由按钮 SB2、SB3,接触器 KM1、KM2 控制,起动时接触器 KM3 主触点将反接制动电阻 R 短接,实现全压起动。继电器 KA 作用是保证起动时,先将电阻 R 短路,然后接通电源。

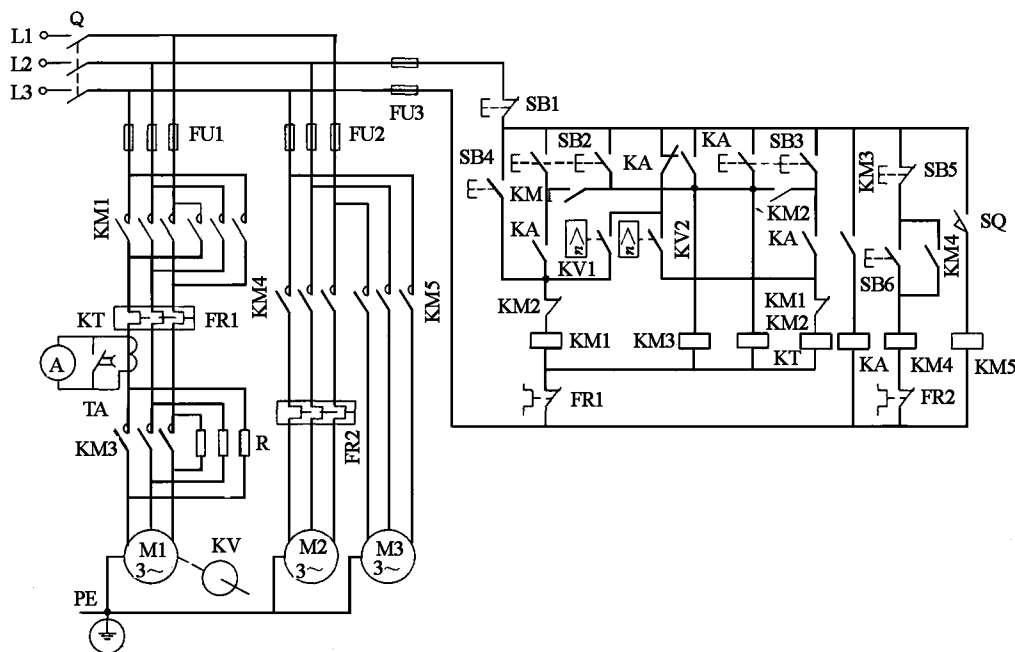


图 11-1-13 C650—2 型车床电气控制线路图

2. 主轴的点动控制

由主轴点动按钮 SB4 与 KM1 接触器控制,此时 M1 主电路中串入电阻 R 以减小起动电流,获得低转速,实现对刀操作。

3. 主轴电动机反接制动停车控制

主轴停车时,按下停止按钮 SB1,M1 定子串入反接制动电阻 R,在速度继电器 KV 控制下进行反接控制。

4. 刀架快速移动控制

刀架快速移动由电动机 M3 拖动,当操作手柄压合行程开关 SQ 时,接触器 KM5 接通,M3 直接起动。当操作手柄移开,SQ 断开,M5 断电,M3 停转,刀架快速移动结束。

冷却泵电动机 M2 由按钮 SB5、SB6 及接触器 KM4 组成的普通“起停”控制线路控制。

5. 主轴电动机负载检测及保护环节

电流经电流互感器 TA 取得,为防止起动电流对电流表引起冲击,时间继电器 KT 的延时打开常闭触点并在电流表两端。M1 起动时,KT 不动作电流表被短接,起动完成

后,KT 触点经 $0.5 \sim 1s$ 断开,电流表接入。当 M1 停车反接制动时,按下 SB1,KM3、KA、KT 相继断电,KT 触点瞬时复位,电流表被短接,不受制动电流冲击。

6. 常见故障及其检查

(1) 主轴不能起动

① 检查电源开关熔断器熔丝熔断。

② 热继电器动作,触点尚未返回,检查动作原因。可能的原因有:电机过热,热继电器规格选择不当或损坏,整定值太低。

③ 电源接通,按下起动按钮,接触器未吸合,属于控制回路问题。可能的原因有:控制电路熔丝熔断,起动、停止按钮触点接触不良,接触器本身损坏。

④ 交流接触器动作,电动机不转。可能的原因有,电动机电源线断,电动机损坏。

(2) 按起动按钮,电动机有噪声,但不转动

① 电动机有噪声,一般为缺相。首先检查电源开关触点是否有一相接触不良,熔断器是否有一相熔断。

② 电动机有一相断线。

(3) 主轴电动机启动后不能自锁

接触器自锁辅助触点接触不好,接线松动。

(4) 按停止按钮,主轴电动机不停

① 接触器主触点粘住,不能复位;

② 停止按钮触点卡住,不能断开;

③ 控制回路检修后接线错误。

(5) 冷却电机不起动

① 熔丝断;

② KM4 触点接触不良;

③ 冷却泵本身损坏。

(二) 磨床的电气控制系统

磨床是用砂轮进行加工的精密机床,砂轮旋转是主运动,工件或砂轮的往复运动为给进运动,砂轮架的快速移动及工作台的移动为辅助运动。磨床种类很多,尤以平面磨床最普遍。

采用多电动机拖动系统。即由砂轮电动机,液压电动机,冷却泵电动机构成,且只需单方向旋转。其电动及盘工作与否,均可开动各电动机,以便磨床调整运动,具有保护环节、工作退磁环节和照明线路。

电器控制系统由控制电路、电磁吸盘控制、照明及保护等几大部分构成,如图 11-1-14 所示。

电路中 X1 为插销,YH 为电磁吸盘,FU1 为 3 台电动机的短路保护熔断器,FU4 为

电磁吸盘主电路短路保护的熔断器。

1. 电动机控制电路

由控制按钮 SB1、SB2 与接触器 KM1 构成电动机 M1 的单向起动、停止控制电路，SB3、SB4 与 KM2 构成液压泵电动机单向自锁、起停控制电路，但只有在电磁吸盘 YH 工作，欠电流继电器 KA 吸合，KA 触点吸合；或 YH 不工作，但转换开关 SA1 置于去磁位置，SA1 触点闭合状态下方可进行。

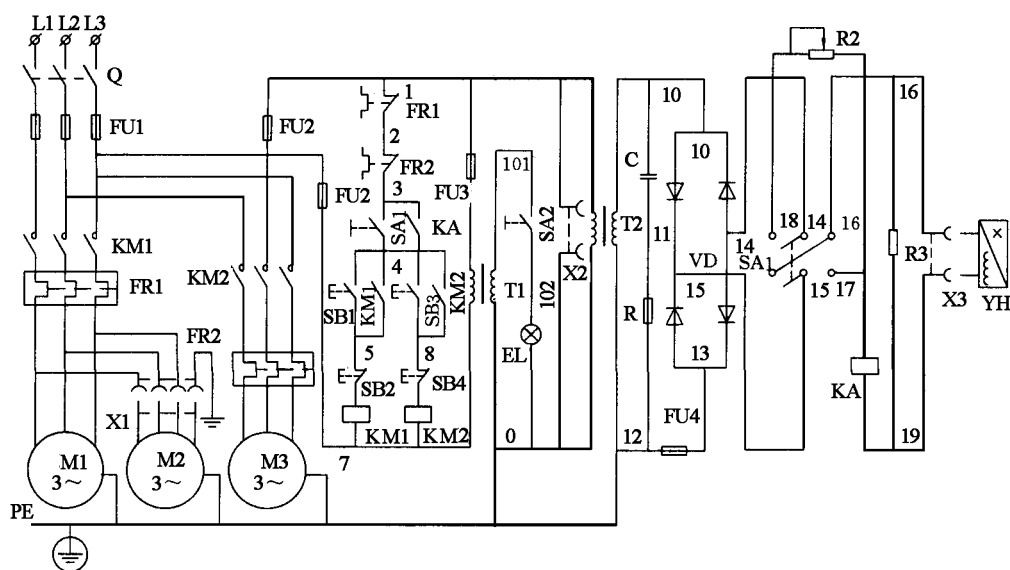


图 11-1-14 M7130 卧轴矩台平面磨床控制线路图

2. 电磁吸盘控制电路

电磁吸盘是通过内部线圈通直流电产生磁场，磁力线通过被加工工件形成闭合磁路而被吸到盘体上。和机械夹件比具有夹紧快、不损伤工件、效率高，可同时吸多个工件等优点，但也有夹紧力小、调节不便、需直流供电、不能吸非磁性工件等缺点。

吸盘控制电路由整流电路、控制及保护电路等部分组成。

整流部分由整流变压器 T2 与桥式全波整流组成，输出 110V 直流电压。

电磁吸盘由转换开关 SA1 控制，有充磁、断电、去磁三个位置。充磁位置时触点 14 和 16、15 和 17 连通，去磁位置时触点 14 和 18、15 和 16 连通。在断电位置时，触点均断开。正常工作时吸盘 19 号线为正，16 号线为负。当吸盘电流足够大时，欠电流继电器 KA 吸合，KA 的常开触点闭合，为起动 M1、M2 电动机作好准备。若吸合电流不够，吸盘工件不稳时，电动机则无法起动。为便于工件取下，需对工件去磁，方法是将 SA1 开关置于退磁位置，此时 16、19 号线反相。去磁电流大小可用 R₂ 调节。去磁后，应将开关置于断电位置。有时需对去磁要求严格的工件进行交流去磁，方法是将磨床上交流去磁器插头，直接插到 X2 插座上，然后将工件放在去磁器上即可。

电磁吸盘有下列多种保护电路：

(1)欠电流保护：为防止加工过程中停电或吸力不够，工件飞出伤人或工件损坏，在吸盘线圈回路中串入欠电流继电器 KA，只有当直流电压满足要求，吸盘吸力足够时，KA 才能吸合，KA 常开触点闭合，为起动 M1、M2 作了准备。若加工中 KA 因电流减小而释放，将立即使 M1、M2 断电停转，保证安全。

(2)过电压保护：由于吸盘线圈匝数多，电感大，当突然断电时，由于电磁感应将产生高电压。线圈两端并联放电电阻 R_3 ，可保证吸收这部分能量。

(3)短路保护：在整流变压器 T2 二次加熔断器 FU4。

(4)浪涌电压保护：内阻 R 和电容 C 组成阻容过电压吸收回路，防止由于电网瞬时过电压或直流电路在通断变压器二次产生的感应高电压。

3. 照明电路

由变压器 T1 将 380V 变至 36V，并且由开关 SA2 控制照明灯 EL。T1 一次侧装有 FU3 作短路保护。

4. 常见故障及其检查

(1)各电动机不能起动

①欠电流继电器 KA3—4 触点接触不良，电动机控制回路不通。

②转换开关 SA1 触点 3—4 接触不良，造成控制回路断开，电动机无法起动。

(2)砂轮电动机的热继电器 FR1 动作

①电动机轴瓦磨损，电动机电流增大，造成脱扣动作。

②砂轮进刀太大，负荷大，电动机堵转，电流上升。

③热继电器规格不符合要求，调整不当，应根据电动机额定电流选择和调整热继电器。

(3)液压泵电动机不能起动

①相关按钮 SB3 和 SB4 触点接触不良。

②接触器 KM2 线圈烧损。

③液压泵本身损坏。

(4)电磁吸盘无吸力

①相关熔断器 FU1、FU2 或 FU4 熔丝断。

②电源插座 X3 接触不好。

③整流装置二极管烧坏。

④吸盘线圈断线。

(5)电磁吸盘吸力不足

①吸盘线圈局部短路。

②整流装置一个二极管损坏(断开)。

(6) 电磁吸盘不退磁

- ①退磁电路开路,没有退磁。
- ②转换开关 SA1 接触不良。
- ③电阻 R_2 损坏。
- ④退磁电压过高,一般应为 $5 \sim 10V$ 。
- ⑤退磁时间掌握不当,不同材料所需退磁时间不同。

(三) 摇臂钻床的电气控制系统

钻床是一种孔加工机床,用来钻孔、扩孔、铰孔、攻丝等多种加工。

钻床可分为立式钻、台式钻、多轴钻、摇臂钻等多种。其中摇臂钻操作方便、灵活,适应推广,图 11-1-15 为 Z3040 型摇臂钻的电气控制线路图。

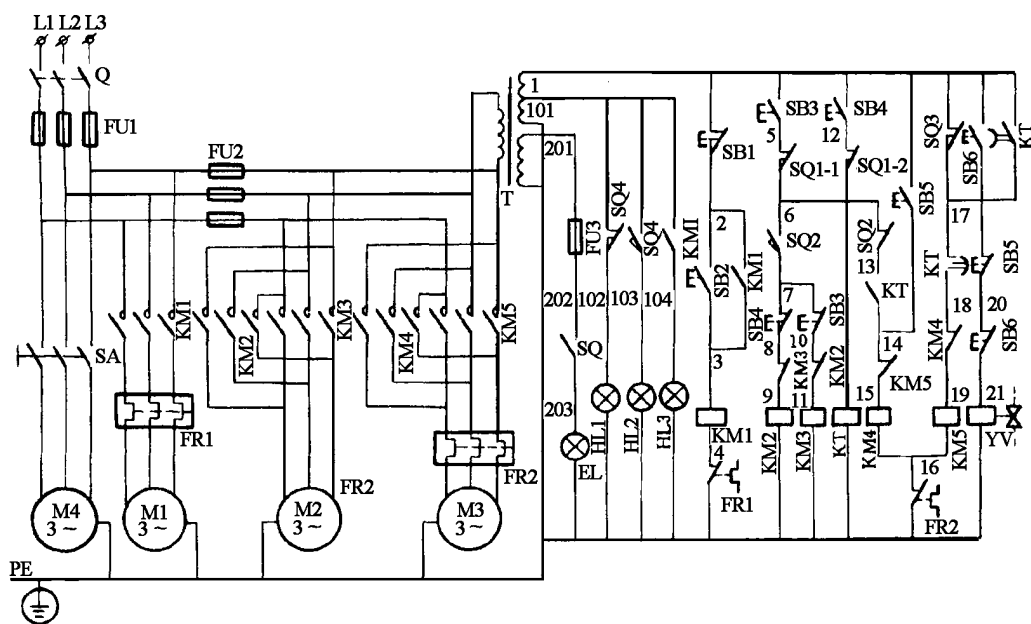


图 11-1-15 Z3040 型摇臂钻床电气控制线路图

为简化结构,采用多电动机拖动,设有主轴电动机 M1、摇臂升降电动机 M2、立柱夹紧放松液压电动机 M3 及冷却泵电动机 M4。为适应多种加工要求,主轴及给进具有较大的调速范围,主轴一般速度下的加工常为恒功率负载,而低速时主要用于扩孔、钻孔、攻丝等加工,这时为恒转矩负载。钻床主运动和给进运动皆为主轴运动,所以只用一台电机,主轴攻丝需正反转,本机用机械方式换向。主轴电机只作单方向旋转。

1. 主电路控制

(1) M1 为单向旋转,由 KM1 控制,正、反转由正反转摩擦离合器实现,并由热继电器作过载保护。

(2) M2 由正、反转接触器 KM2、KM3 实现正、反转控制。上升时,按 SB3(下降按 SB4)时间继电器 KT 吸合,KT 触点接通 KM4 线圈,M3 电动机起动,液压泵供正向压力油。同时 KT 常开延时打开触点闭合,接通电磁阀 YV 线圈,电磁阀吸合使压力油进入摇臂松开油腔,使摇臂松开,并压下行程开关 SQ2,常闭触点断开,使 KM4 失电释放,液压泵 M3 停转。同时 SQ2 的常开触点闭合,使接触器 KM2(下降为 KM3)吸合,摇臂升降电机 M2 正转(下降为反转)拖动摇臂上升(或下降)。

当摇臂上升(下降)到预定位置,松开按钮 SB3(下降为 SB4)接触器 KM2(下降为 KM3)和时间继电器均释放,升降电动机停转,摇臂停止升降。时间继电器 KT 释放,经 1~3s,常闭延时触点闭合,接通 KM5 线圈,KM5 触点吸合,液压电动机 M3 反转,反向供给压力油,此时 SQ3 常闭触点闭合,电磁阀仍吸合,压力油进入夹紧油腔,推动夹紧机构,使摇臂夹紧。夹紧后下压行程开关 SQ3,常闭触点断开,KM5 电磁阀 YV 断电释放,液压泵电动机停转,摇臂升降完成。时间继电器保证上升、下降到电动机停转后 1~3s 后,再将摇臂夹紧。

摇臂上升,下降有限位保护,通过组合限位开关 SQ1 来实现。上升到极限时,SQ1—1 触点断开,M2 停转,但 SQ1—2 仍闭合,利用按钮 SQ4 使摇臂下降。下降到极限,SQ1—2 接点断开,M2 停转,SQ1—1 仍闭合,利用按钮 SQ3 使摇臂上升。

主轴箱和立柱松开与夹紧同时进行。若要松开,可按 SB5,接触器 KM4 吸合,液压泵电动机 M3 正转。此时,YV 不吸合,压力油进入主轴箱松开油缸,主轴箱松开。同时行程开关 SQ4 松开,其常闭触点闭合,HL1 松开指示灯亮。夹紧时可按 SB6,KM5 吸合,M3 反转,电磁阀不吸合,压力油进入主轴箱夹紧油缸,同时主轴箱立柱夹紧,行程开关 SQ4 压下,其常开触点闭合,指示灯亮。主轴电动机 M1 工作时 KM1 辅助触点接通,主轴指示灯 HL3 亮。指示灯 HL1、HL2、HL3 电源由变压器二次绕组抽头提供。

2. 常见故障及其检查

(1) 电流过大

启动主轴电机时,熔丝即熔断,是由于启动电流太大造成。造成电流过大的原因有:

- ① 钻头被铁屑卡死;
- ② 给进量太大,主轴堵转。

(2) 摇臂不能升降

① 行程开关 SQ2 没有压下,造成原因可能有:电源相序接反,液压泵反转,摇臂夹紧不能下压行程开关。

② 行程开关位置移动,无法被压下。

③ 液压系统发生故障,摇臂松不开。

(3) 摇臂升降电机不能起动

如摇臂已松开,可能是接触器 KM2 或 KM3 主触点未接通或线圈烧毁。

(4) 摇臂升降后卡不紧

- ① 行程开关 SQ3 位置不准, 未夹紧前, 即过早下压, 使液压泵停转。
- ② 液压系统有问题, 不能正常工作。

(5) 升降限位开关失灵

限位开关 SQ1 损坏不动作, 或动作后接触不良。

(6) 主轴及立柱箱不能夹紧和松开

- ① 相关按钮 SB5、SB6 接线松动造成开路。
- ② 相关接触器 KM4、KM5 线圈断, 或主触点接触不良。
- ③ 液压系统有问题。

3. 铣床的电气控制系统

铣床可加工多种形式表面, 可分为升降台铣床、无升降台铣床、龙门铣床等多种结构型式。

铣床主运动是刀具运动, 给进运动在绝大多数铣床上由工件在垂直铣刀轴线方向的直线移动来实现。

图 11-1-16 为 X62W 型卧式不能升降台铣床的电气控制系统图。主轴和工作台分别由两台电动机拖动。进给、快速进给均由进给电动机拖动。调速为机械调速。

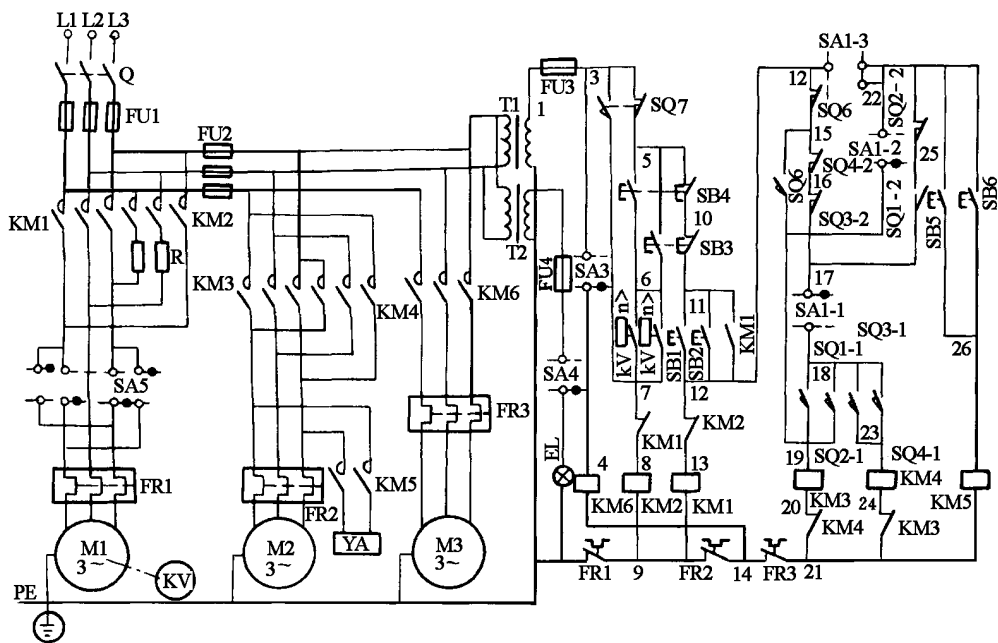


图 11-1-16 X62W 型卧式万能铣床电气控制线路图

(1) 电气控制系统分析

- ① 由 KM1 和按钮 SB1 或 SB2、SB3 或 SB4 构成电动机单方向旋转两地控制起停电

路。停止时加入限流电阻反接制动,正转起动前应将组合开关扳至正转位置。操作 SB1 或 SB2、KM1 接通自锁, M1 正转,速度继电器 KV 动作, KV6—7 触点闭合,为制动作准备。停止时按 SQ3 或 SB4, KM1 断电, KM2 通电, M1 串入电阻制动电动机,当转速下降后,速度继电器 KV 复位, KV6—7 触点断开, KM2 断电、制动结束,操作时 SB2 或 SB4 应按到底,否则制动电路不能接入,电动机处于自由停车状态。

主轴变速为机械变速,变速可在主轴的运动和停止状态下进行。变速后,需重新起动电动机,主轴在新选转速下旋转。

②长工作台左右运动由操作手柄控制,手柄右搬,压下右给进行程开关 SQ1, KM3 接通, M2 正转,工作台右转,操作手柄置中, SQ1 不受压, KM3 断电, M2 停转,工作台停止运动。工作台左右行程长短,由安装在手柄两侧定位档铁控制。当工作台左右运动到预定位置时,挡铁撞动纵向操作手柄,使它返回中间位置,使工作台停止运动。

长工作台的横向、上下运动由横向操作手柄控制,手柄有上、下、左、右、前、后和中间位置。

操作手柄扳到向上位置,挂上有关机械离合器,同时压合行程开关 SQ4, SQ4—2 (15—16) 触点断开, SQ4—1 (18—23) 触点闭合,反转接触器 KW4 通电, M2 反转,工作台向上运动。将手柄置中间,离合器脱开,工作台停止。

在铣床身导轨旁设置了上、下两块档铁,当升降台运动到一定位置,挡铁撞动操作手柄,使其回到中间位置,实现了上、下运动终端保护。

操作手柄扳到向前位置,横向离合器挂上,同时压下 SQ3, 触动 SQ3—1 (18—19) 闭合, SQ3—2 (16—17) 断, KM3 通电, M2 电动机正转,拖动升降台向前运动。

同样,在工作台左侧底部的横向运动终端保护挡铁撞动手柄返回中间位置来实现。

③工作台快速移动通过 SB5 或 SB6 按钮实现,使 KM5 通电,接通快速移动电磁铁 YA,减少中间传动机构,实现快速移动。快速移动是点动控制。

④圆工作台工作时,应合开关 SA1 到“接通”位置, SA1—2 (19—22) 闭合, SA1—1 (17—18) 与 SA1—3 (12—22) 断开,将工作台操作手柄均放在中间位置,按 SB1 或 SB2, 主轴电机起动。同时因 KM1 通电自锁而使 KM3 通电,于是 M2 也起动,使圆工作台回转。由于经行程开关 SQ1 ~ SQ4 常闭触点才能形成回路,所以操作长工作台手柄,都将切断圆台控制电路,从而实现了长、圆工作台的联锁。

圆工作台要停止工作,只需按下主轴停止按钮 SB3 或 SB4,使 KM1、KM3 相继断电,圆工作台停止回转。

⑤由于控制线路多,为保证安全工作,应有完善的联锁与保护。包括给进运动和主轴的顺序联锁,给进电气控制电路接到 KM1 触点 (11—12) 之后,保证了主轴电动机起动后,才可起动给进电机 (如不需 M1 转,可将 SA5 开关扳在中间位置)。另外,工作台六个方向的运动,也可通过由主触点闭锁。

⑥冷却泵电动机 M3 通常在加工时由转换开关 SA3 操作 ,扳在“通”位时 ,SA3(3—4) 闭合 ,KM6 通电 ,M3 起动 ,冷却泵开始工作 ,为工件冷却。

4. 常见故障及检查

(1) 主轴电动机不能起动

- ①控制熔断器 FU3 熔丝熔断 ,控制回路不通。
- ②转换开关 SA2 在制动位置。
- ③主轴换向开关 SA5 在停止位置。
- ④有关按钮 SB1、SB2、SB3 或 SB4 的触点接触不良。
- ⑤主轴变速冲动行程开关 SQ7 的常闭触点不通。
- ⑥有关热继电器 FR1 或 FR3 动作。

(2) 主轴不能变速冲动

主轴变速行程开关 SQ1 位置移动 ,损坏或断线。使主轴接触器不能启动 ,主轴电动机无电源。

(3) 主轴不能制动

- ①有关熔断器熔丝熔断。
- ②主轴制动电磁离合器线圈烧毁 ,无制动。
- ③停止按钮按到底后 ,常开制动触点不接通 ,制动电磁离合器未通电。

(4) 按下停止按钮主轴不停

- ①按钮触点不合损坏 ,不能断开。
- ②接触器 KM1 主触点熔焊 ,不能断开。

(5) 工作台不能给进

- ①熔断器 FU3 熔断。
- ②主轴电动机未起动。
- ③接触器 KM2、KM3 线圈断 ,不能保持。主触点接触不良。
- ④行程开关 SQ1、SQ2、SQ3、SQ4 相关触点接触不良 ,接线松动或脱落 ,造成回路不通。

- ⑤热继电器 FR2 触点脱开。
- ⑥进给变速冲动行程开关 SQ6 常闭点 SQ6—2 断开。
- ⑦给进操作把手不在零位。

(6) 进给不能变速冲动

①进给变速冲动行程开关 SQ6 位置移动、撞坏或接线松动、脱落。使 KM3 无法动作。

- ②进给操作把手不在零位。

(7) 工作台向左、右、前及向下进给正常、没有向上、后进给

①行程开关 SQ4—1 常开触点断开 ,控制进给电动机反转的交流接触器 KM4 不能正常动作。

②交流接触器 KM4 线圈断。

③有关热继电器 FR2 动作。

(8)工作台横向进给和垂直进给正常 纵向进给失灵

触点 SQ1 触点接触不良 ,KM3 接触器损坏 ,不能吸合保持。

(9)工作台不能快速移动

①有关熔断器的熔丝熔断。

②快速移动按钮 SB5、SB6 触点接触不良 ,接线有松动或脱落。

③交流接触器 KM5 线圈损坏。

④快速移动电磁铁 YA 损坏。

(五) 镗床的电气控制系统

镗床主要用于加工精密圆柱孔 ,万能镗床上还可以进行钻、扩、铰、车、铣等工序 ,应用很广。

图 11-1-17 为 T68 卧式镗床电气控制图。采用机电联合调速 ,主轴可正反转 ,为准确停车还有电气制动电路 ,并具有快速移动功能 ,设置必要的联锁与保护。M1 为主轴与给进电机 ,M2 为快速移动电动机 ,M1 为 4/2 极双速电动机。绕组接法 $D_{y1}y_2$ 。

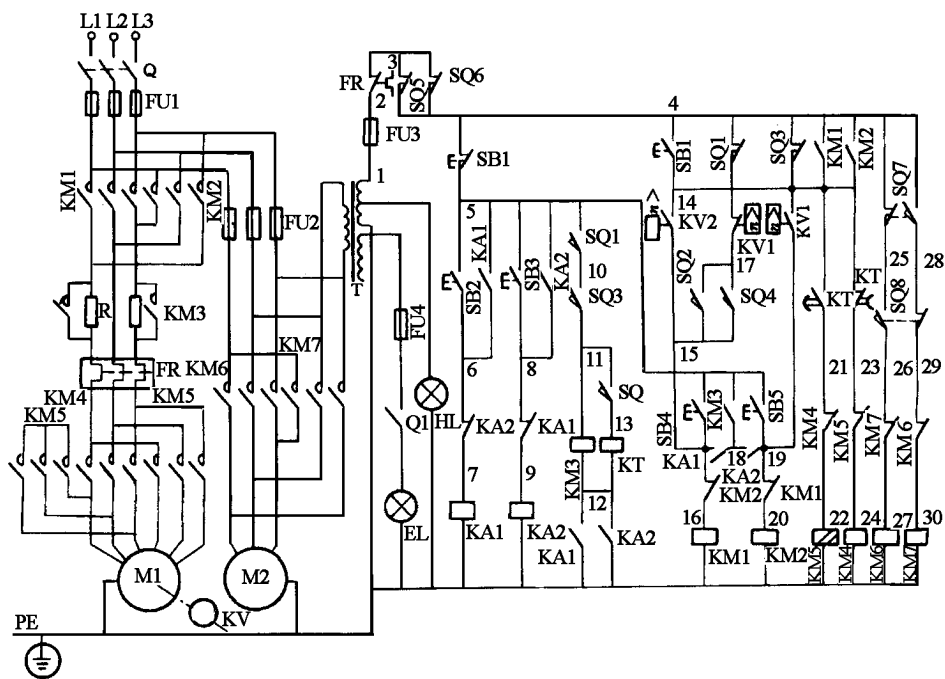


图 11-1-17 T68 型卧式镗床电气控制线路图

1. 电气控制系统分析

(1)由正反转起动按钮 SB2、SB3、正反转中间继电器 KA1、KA2 和接触器 KM1、KM2 构成控制环节。

当速度手柄在低速档,行程开关 SQ 不受压,SQ(11—13)断开,按下正转按钮 SB2,中间继电器 KA1 通电自锁,KA1(8—9)断开 KA2 电路,KA1(12—PE)闭合,使 KM3 通电,限流电阻 R 被短路,KM3(15—18)闭合,KM1、KM4 通电,电动机 M1 在△接法下全压起动并以低速运行。

当速度手柄在高速档,行程开关 SQ 压下,SQ(11—13)闭合,KM3 通电的同时,时间继电器 KT 也通电,电动机 M1 先以低速△接法起动,经时限后,KT(14—23)延时打开,KM4 断开,KT(14—21)延时闭合,KM5 通电,M1 变为 Y_y 接法,完成了起动控制。

正、反转点动按钮 SB4、SB5 接触器 KM1、KM2 和 KM4 构成正反转低速点动环节,点控时,由于 KM3 未通电,所以电动机串入电阻起动,点动按钮松开,电动机自然停车,若转速高,则自动实现反接制动,迅速停车。

(2)停车制动时,按下 SB1,SB1(4—5)断开,KA1、KM3 断电释放,KM3(15—18)断,KM1 断电,切断电动机正转电源。而 SB1(4—14)闭合,转速继电器 KV 在闭合状态,KV(14—19)通,使 KM2、KM4 通电,主轴电动机串入限流电阻反接制动。直到 KV 释放,反制动结束。

停车操作,SB1 一定要按到底,否则,将无反接制动,只有自由停车。

(3)镗床主运动和进给的变速是通过变速操纵盘改变传动比来实现的,可在电动未起动和运行中变速,一般在运行中改变时,应使电动机处于间歇起动和制动状态,获得变速时的低速冲动,便于齿轮啮合,直至手柄推上为止。

(4)通过快速电动机 M2 可拖动镗头架或工作台作各种快速运动。当扳快速手柄时,行程开关 SQ7 或 SQ8 压合,KM6 或 KM7 通电,实现 M2 的正、反转。经独立传动机械使操作手柄预选的部件按选定方向作快速移动。

(5)SQ5~SQ6 是联锁保护行程开关,其中 SQ5 是和工作台,镗头架自动进给手柄联动的行程开关。若同时扳两个进给手柄,将切断控制回路,使主轴电机停转,快速电动机也不能起动。

2. 常见故障及其检查

(1)主轴能低速运转,但不能高速运转

- ①手柄虽打在高速位置,但未把行程开关 SQ 压下,原因是 SQ 位置移动。
- ②行程开关 SQ、时间继电器 KT 触点接触不良或引线松动、脱落。
- ③交流接触器 KM5 损坏。

(2)主轴电动机不能制动

①速度继电器损坏。常开触点不能闭合使反接制动接触器不能吸合。

②有关接触器 KM2、KM4 常闭触点接不良。

(3) 主轴变速手柄拉开时不能制动

①主轴变速行程开关 SQ1 位移,使手柄拉开时 SQ1 不能复位。

②速度继电器损坏。常开触点不能闭合,使反接制动接触器不能吸合。

(4) 进给变速手柄推合上时没有冲动

①行程开关 SQ3 或 SQ4 位移,手柄推合后 SQ3 或 SQ4 不能复位,或连接线松动或脱落。

②速度继电器损坏或断线。

(5) 主轴变速手柄推合上没有冲动

①行程开关 SQ1、SQ2 位移,使手柄推合上时 SQ2 没有返回, SQ1 没有压下,或 SQ1、SQ2 连接线松动或脱落。

②速度继电器损坏或断线。

第二节 数控机床的安装

一、机床的初就位和组装

机床的初就位和组装工作,主要包括:

(1) 按照机床厂对机床基础的具体要求,做好机床安装基础,并在基础上留出地脚螺栓的孔,以便机床到厂后及时就位安装;

(2) 组织有关技术人员阅读和消化有关机床安装方面的资料,然后进行机床安装。机床组装前要把导轨和各滑动面、接触面上的防锈涂料清洗干净,把机床各部件,如数控柜、电气柜、立柱、刀库、机械手等组装成整机。组装时必须使用原来的定位销、定位块等定位元件,以保证下一步精度调整的顺序进行;

(3) 部件组装完成后就进行电缆、油管和气管的连接。机床说明书中有电气接线图和气、液压管路图,应根据这些图样资料将有关电缆和管道按标记一一对号接好。连接时特别要注意清洁工作和可靠的接触及密封,接头一定要拧紧,否则试车时漏油漏水,给试机带来麻烦。油管、气管连接中要特别防止异物从接口中进入管路,造成整个液压、气压系统故障。电缆和管路连接完毕后,要做好各管线的就位固定,安装好防护罩壳,保证整齐的外观。

二、数控系统的连接和调整

(一) 外部电缆的连接

数控系统外部电缆的连接,指数控装置与 MDI/CRT 单元、强电柜、机床操作面板、进给伺服电动机和主轴电动机动力线、反馈信号线的连接等,这些连接必须符合随机提供的连接手册的规定。最后还进行地线连接。数控机床地线的连接十分重要,良好的接地不仅对设备和人身的安全十分重要,同时能减少电气干扰,保证机床的正常运行。地线一般都采用辐射式接地法,即数控柜中的信号地、强电地、机床地等连接到公共接地点上,公共接地点再与大地相连。数控柜与强电柜之间的接地电缆要足够粗,截面积要在 5.5mm^2 以上。地线必须与大地接触良好,接地电阻一般要求小于 $4\sim 7\Omega$ 。

(二) 电源线的连接

数控系统电源线的连接,指数控柜电源变压器输入电缆的连接和伺服变压器绕组抽头的连接。对于进口的数控系统或数控机床更要注意,由于各国供电制式不尽一致,国外机床生产厂家为了适应各国不同的供电情况,无论是数控系统的电源变压器,还是伺服变压器都有多个抽头,必须根据我国供电的具体情况,正确地连接。

(三) 输入电源电压、频率及相序的确认

(1) 输入电源电压和频率的确认 我国供电制式是交流 380V ,三相;交流 220V ,单相,频率为 50Hz 。有些国家的供电制式与我国不一样,不仅电压幅值不一样,频率也不一样,例如日本,交流三相的线电压是 200V ,单相是 100V ,频率是 60Hz 。他们出口的设备为了满足各国不同的供电情况,一般都配有电源变压器。变压器上设有多个抽头供用户选择使用。电路板上设有 $50/60\text{Hz}$ 频率转换开关。所以,对于进口的数控机床或数控系统一定要先看懂随机说明书,按说明书规定的方法连接。通电前一定要仔细检查输入电源电压是否正确,频率转换开关是否已置于“ 50Hz ”位置。

(2) 电源电压波动范围的确认 检查用户的电源电压波动范围是否在数控系统允许的范围之内。一般数控系统允许电压波动范围为额定值的 $85\%\sim 110\%$,而欧美的一些系统要求更高一些。由于我国供电质量不太好,电压波动大,电气干扰比较严重。如果电源电压波动范围超过数控系统的要求,需要配备交流稳压器。实践证明,采取了稳压措施后会明显地减少故障,提高数控机床的稳定性。

(3) 输入电源电压相序的确认 目前数控机床的进给控制单元和主轴控制单元的供电电源,大都采用晶闸管控制元件,如果相序不对,接通电源,可能使进给控制单元的输入熔丝烧断。

检查相序的方法很简单,一种是用相序表测量,如图 11-1-18a 所示,当相序接法正确时相序表按顺时针方向旋转,否则就是相序错误,这时可将 R、S、T 中任意两条线对

调一下就行了。另一种是用双线示波器来观察二相之间的波形,如图 11-1-18b 所示,二相在相位上相差 120° 。

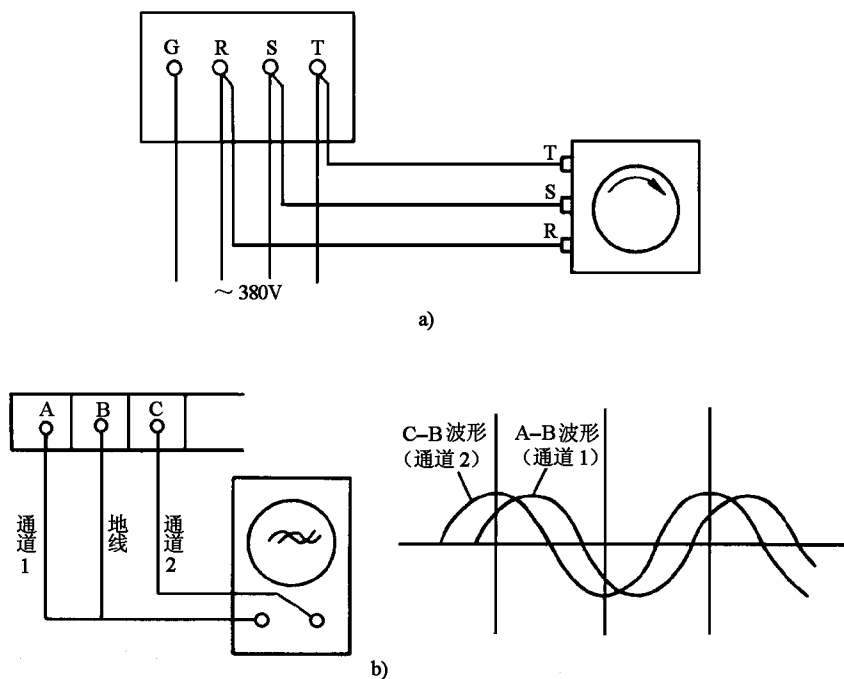


图 11-1-18 相序测量

a) 相序表法 b) 示波器法

(4) 确认直流电源输出端是否对地短路 各种数控系统内部都有直流稳压电源单元,为系统提供所需的 $+5V$, $\pm 15V$, $\pm 24V$ 等直流电压。因此,在系统通电前应当用万用表检查其输出端是否有对地短路现象。如有短路必须查清短路的原因,并排除之后方可通电,否则会烧坏直流稳压单元。

(5) 接通数控柜电源 检查各输出电压 在接通电源之前,为了确保安全,可先将电动机动力线断开。这样,在系统工作时不会引起机床运动。但是,应根据维修说明书的介绍对速度控制单元作一些必要性的设定,不致因断开电动机动力线而造成报警。接通数控柜电源后,首先检查数控柜中各风扇是否旋转,这也是判断电源是否接通最简便办法。随后检查各印制电路板上的电压是否正常,各种直流电压是否在允许的波动范围之内。一般来说, $\pm 24V$ 允许误差 $\pm 10\%$ 左右, $\pm 15V$ 的误差不超过 $\pm 10\%$,对 $+5V$ 电源要求较高,误差不能超过 $\pm 5\%$,因为 $+5V$ 是供给逻辑电路用的,波动太大,会影响系统工作的稳定性。

(6) 检查各熔断器 熔断器是设备的“卫士”,时时刻刻保护着设备的安全。除供电主线路上有熔断器外,几乎每一块电路板或电路单元都装有熔断器,当过负荷、外电压过高或负载端发生意外短路时,熔断器能马上被熔断而切断电源,起到保护设备的作用,所

以一定要检查熔断器的质量和规格是否符合要求。

(四)参数的设定和确认

(1)短路棒的设定 数控系统内的印制电路板上有许多用短路棒短路的设定点,需要对其适当设定以适应各种型号机床的不同要求。一般来说,用户购入的整台数控机床,这项设定已由机床厂完成,用户只需确认一下即可。但对于单体购入的数控装置,用户则必须根据需要自行设定。因为数控装置出厂时是按标准方式设定的,不一定适合具体用户的要求。不同的数控系统设定的内容不一样,应根据随机的维修说明书进行设定和确认。主要设定内容有以下三个部分:

①控制部分印制电路板上的设定 包括主板、ROM板、连接单元、附加轴控制板、旋转变压器或感应同步器的控制板上的设定。这些设定与机床回基准点的方法、速度反馈用检测元件、检测增益调节等有关。

②速度控制单元电路板上的设定 在直流速度控制单元和交流速度控制单元上都有许多设定点,这些设定用于选择检测元件的种类、回路增益及各种报警。

③主轴控制单元电路板上的设定 无论是直流或是交流主轴控制单元上,均有一些用于选择主轴电动机电流极性和主轴转速等的设定点。但数字式交流主轴控制单元上已用数字设定代替短路棒设定,故只能在通电时才能进行设定和确认。

(2)参数的设定 设定系统参数,包括设定PC(PLC)参数等的目的,是当数控装置与机床相连接时,能使机床具有最佳的工作性能。即使是同一种数控系统,其参数设定也随机床而异。数控机床出厂时都随机附有一份参数表(有的还附有一份参数纸带或磁带)。参数表是一份很重要的技术资料,必须妥善保存,当进行机床维修,特别是当系统中的参数丢失或发生了错乱,需要重新恢复机床性能时,更是不可缺少的依据。

对于整机购进的数控机床,各种参数已在机床出厂前设定好,无需用户重新设定,但对照参数表进行一次核对还是必要的。显示已存入系统存储器的参数的方法,随各类数控系统而异,大多数可以通过按压MDI/CRT单元上的“PARAM”(参数)键来进行。显示的内容应与机床安装调试完成后的参数一致,如果参数有不符的,可按照机床维修说明书提供的方法进行设定和修改。

如果所用的进给和主轴控制单元是数字式的,那么它的设定也都是用数字设定参数,而不用短路棒。此时,须根据随机所带的说明书一一予以确认。

(3)纸带阅读机的调整 从世界数控技术的发展趋势看,纸带阅读机将会逐渐被淘汰,取而代之的磁带、软磁盘或微机编程系统直接进行数据传输。但是,20世纪90年代前进口的数控机床绝大部分都配有内藏式纸带阅读机。另外,由于操作习惯关系,现在仍有一些用户选择纸带阅读机。通常纸带阅读机在出厂前已经调整好,用户不必重新调整,但一旦发现读带信息出错,则需对光电放大器输出波形进行调整。目前能见到的纸带阅读机品种很多,其调整方法也稍有差异,一般可按下述步骤进行:

- ①制作一条测试纸带,即一条有孔和无孔交错排列的黑色纸带,并将纸带首尾相接成环形;
- ②把环形测试纸带装入纸带阅读机,将开关设置为“手动”方式,使其连续走带;
- ③用示波器测量光电放大器电路板上的同步孔(纸带中间的一排连续小孔)信号检查端子 S 和 OV(地)之间同步信号波形,调整电位器 SP(RV₁),使波形 ON 和 OFF 时间之比为 6:4,如图 11-1-19 所示。

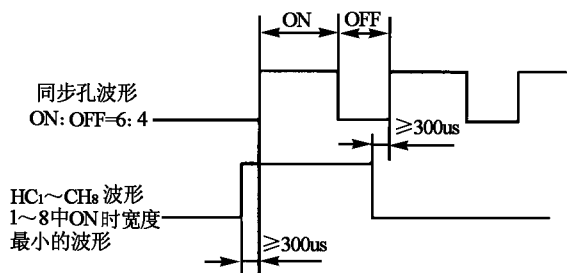


图 11-1-19 纸带阅读机波形

(五) 确认数控系统与机床间的接口

现代的数控系统一般都具有自诊断的功能,在 CRT 画面上可以显示出数控系统与机床接口以及数控系统内部的状态。在带有可编程控制器(PLC)时,可以反映出从 NC 到 PLC,从 PLC 到 MT(机床),以及从 MT 到 PLC,从 PLC 到 NC 的各种信号状态。至于各个信号的含义及相互逻辑关系,随每个 PLC 的梯形图(即顺序程序)而异。用户可根据机床厂提供的梯形图说明书(内含诊断地址表),通过自诊断画面确认数控系统与机床之间的接口信号状态是否正确。

完成上述步骤,可以认为数控系统已经调整完毕,具备了机床联机通电试车的条件。此时,可切断数控系统的电源,连接电动机的动力线,恢复报警设定,准备通电试车。

第二章 机床电气设备的试验

第一节 数控机床的调式

一、通电试车

通电试车要先做好通电前的准备工作,首先是按照机床说明书的要求,给机床润滑油箱、润滑点灌注规定的油液或油脂,清洗液压油箱及过滤器,灌足规定标号的液压油,接通气源等。再调整机床的水平,粗调机床的主要几何精度。若是大中型设备,在已经完成初就位和初步组装的基础上,要重新调整各主要运动部件与主轴的相对位置,如机械手、刀库及主轴换刀位置的校正,自动托盘交换装置(APC)与工作台交换位置的找正等。

机床通电操作可以是一次同时接通各部分电源全面供电,或各部分分别供电,然后再作总供电试验。对于大型设备,为了更加安全,应采取分别供电。通电后首先观察各部分有无异常,有无报警故障,然后用手动方式陆续起动各部件。检查安全装置是否起作用,能否正常工作,能否达到额定的工作指标。起动液压系统时先判断液压泵电动机转动方向是否正确,液压泵工作后液压管路中是否形成油压,各液压元件是否正常工作,有无异常噪声,各接头有无渗漏,液压系统冷却装置能否正常工作等等。总之,根据机床说明书资料粗略检查机床主要部件,功能是否正常、齐全,使机床各环节都能操作运动起来。

在数控系统与机床联机通电试车时,虽然数控系统已经确认,工作正常无任何报警,但为了预防万一,应在接通电源的同时,作好按压急停按钮的准备,以便随时准备切断电源。例如,伺服电动机的反馈信号线接反了或断线,均会出现机床“飞车”现象,这时就需

要立即切断电源,检查接线是否正确。在正常情况下,电动机首次通电的瞬时,可能会有微小的转动,但系统的自动漂移补偿功能会使电动机轴立即返回。此后,即使电源再次断开、接通,电动机轴也不会转动。可以通过多次通、断电源或按急停按钮的操作,观察电动机是否转动,从而也确认系统是否有自动漂移补偿功能。

通电正常后,应用手动方式检查一下各基本运动功能,例如各轴的移动、主轴的正转和反转、手摇脉冲发生器等。在检查机床各轴的运转情况时,应用手动连续进给移动各轴,通过 CRT 或 DPI(数字显示器)的显示值检查判断移动方向是否正确。如方向相反,则应将电动机动力线及检测信号线反接才行,然后检查各轴移动距离是否与移动指令相符,如不符,应检查有关指令、反馈参数以及位置控制环增益等参数设定是否正确。随后再用手动进给,以低速移动各轴,并使它们碰到超程限位开关,用以检查超程限位是否有效,数控系统是否在超程时发出报警。最后还应进行一次返回基准点动作,看用手动回基准点是否正确。机床的基准点是机床进行加工和程序编制的基准位置,因此,必须检查有无基准点功能以及每次返回基准点的位置是否完全一致。总之,凡是手动功能都可以验证一下。当这些试验都正确以后再继续进行下一步的工作,否则要先查明异常的原因并加以排除。

如果以上试验没发现什么问题,说明设备基本正常,就可以进行机床几何精度的精调和试运行。

二、机床精度和功能的调试

对于小型数控机床,整体刚性好,对地基要求也不高,机床到位安装后就可接通电源,调整机床床身水平,随后就可通电试运行,进行检查验收。为了机床工作稳定可靠,对大中型设备或加工中心,不仅需要调水平,还需对一些部件进行精确的调整。调整内容主要有以下几项:

(1)在已经固化的地基上用地脚螺栓和垫铁精调机床床身的水平,找正水平后移动床身上的各运动部件(立柱、溜板和工作台等),观察各坐标全行程内机床的水平变化情况,并相应调整机床几何精度使之在允差范围之内。在调整时,主要以调整垫铁为主,必要时可稍微改变导轨上的镶条和预紧滚轮等。一般来说,只要机床质量稳定,通过上述调整可将机床调整到出厂精度。

(2)调整机械手与主轴、刀库的相对位置。首先使机床自动运行到换刀位置,再用手动方式分步进行刀具交换动作,检查抓刀、装刀、拔刀等动作是否准确恰当。在调整中采用一个校对检验棒进行检测,有误差时可调整机械手的行程或移动机械手支座或刀库位置等,必要时也可以改变换刀基准点坐标值的设定(改变数控系统内的参数设定)。调整好以后要拧紧各调整螺钉,然后再进行多次换刀动作,最好用几把接近允许最大重量的刀柄,进行反更换刀试验,达到动作准确无误,不撞击、不掉刀。

(3)带 APC 交换工作台的机床要把工作台运动到交换位置,调整托盘站与交换台面

的相对位置,达到工作台自动交换时动作平稳、可靠、正确。然后在工作台面上装上 70%~80%的允许负载,进行多次自动交换动作,达到正确无误后紧固各有关螺钉。

(4)仔细检查数控系统和 PLC 装置中参数设定值是否符合随机资料中规定数据,然后试验各主要操作功能、安全措施、常用指令执行情况等。例如,各种运动方式(手动、点动、自动方式等),主轴换档指令,各级转速指令等是否正确无误。

(5)检查辅助功能及附件的正常工作,例如机床的照明灯、冷却防护罩和各种护板是否完整;往冷却液箱中加满冷却液,试验喷管是否能正常喷出冷却液;在用冷却防护罩条件下冷却液是否外漏;排屑器能否正常工作;机床主轴箱的恒温油箱能否起作用等。

三、机床试运行

为了全面地检查机床功能及工作可靠性,数控机床在安装调试后,应在一定负载或空载下进行较长一段时间的自动运行考验。自动运行考验的时间,国家标准 GB9061—88 中规定,数控车床为 16h,加工中心为 32h,都要求连续运转。在自动运行期间,不应发生除操作失误引起以外的任何故障。如故障排除时间超过了规定时间,则应重新调整后再次从头进行运转考验。这项试验,国内外生产厂家都不太愿意进行,但从用户角度理应坚持。

第二节 机床的精度检验

一、机床的精度

机床的加工精度是衡量机床性能的一项重要指标。影响机床加工精度的因素很多,有机床本身的精度影响,还有因机床及工艺系统变形、加工中产生的振动、机床的磨损以及刀具的磨损等因素的影响。其中,机床本身的精度是一个重要的因素。例如,在车床上车削圆柱面,其圆柱度主要决定于工件旋转轴线的稳定性、车刀刀尖移动轨迹的直线度以及刀尖运动轨迹与工件旋转轴线之间的平行度,即主要决定于车床主轴与刀架的运动精度以及刀架运动轨迹相对于主轴的位置精度。

机床的精度包括几何精度、传动精度、定位精度以及工作精度等,不同类型的机床对这些方面的要求是不一样的。

1. 几何精度

机床的几何精度是指机床某些基础零件工作面的几何精度,它指的是机床在不运动(如主轴不转,工作台不移动)或运动速度较低时的精度。它规定了决定加工精度的各主

要零、部件之间以及这些零部件的运动轨迹之间的相对位置允差。例如,床身导轨的直线度、工作台的平面度、主轴的回转精度等。在机床上加工的工件表面形状是由刀具相对于工件的运动轨迹决定的,而刀具和工件是由机床执行部件直接带动的,所以,机床的几何精度是保证加工精度的最基本条件。

2. 定位精度

机床定位精度是指机床主要部件在运动终点时所达到的实际位置的准确程度。实际位置与预期位置之差称为定位误差。例如,车床上车削外圆时,为了获得一定的直径尺寸 d ,要求刀架横向移动 L (单位为 mm),使车刀刀尖从位置 I 移到位置 II(见图 11-2-1(a));如果刀尖到达的实际位置与预期的位置 II 不一致,则车出的工件直径 d 将会产生误差。

又如图 11-2-1(b)所示车床液压刀架,由定位螺钉顶住死挡铁实现横向定位,以获得一定的工件直径尺寸 d 。在加工一批工件时,如果每次刀架定位时的实际位置不相同,即刀尖与主轴轴线之间的距离在一定范围内变动,则车出的各个工件的直径尺寸 d 也不一致。这种机床运动部件在某一给定位置上,作多次重复定位时实际位置的一致程度,称为重复定位精度。

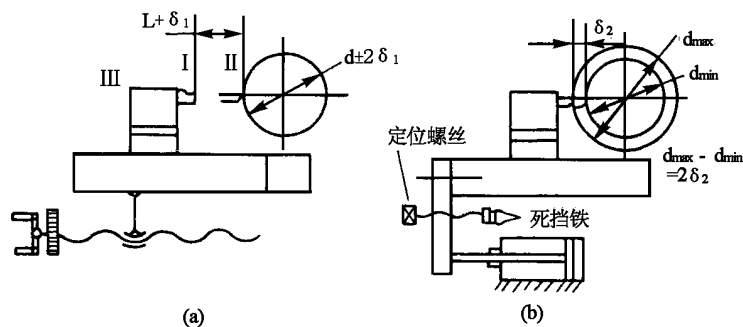


图 11-2-1 车刀的定位误差

(a) 通用车床刀架的定位误差 (b) 液压刀架的定位误差

对于主要通过试切和测量工件尺寸来确定运动部件定位位置的机床,如卧式车床、万能升降台铣床等通用机床,对定位精度的要求并不太高。但对于靠机床本身的测量装置、定位装置或自动控制系统来确定运动部件定位位置的机床,如各种自动化机床、数控机床、坐标测量机床等,对定位精度必须有很高的要求。

3. 传动精度

机床的传动精度是指机床内联系传动链两末端件之间的相对运动精度,这方面的误差就称为该传动链的传动误差。例如车床在车削螺纹时,主轴每转一转,刀架的移动量应等于螺纹的导程。但是,实际上,由于主轴与刀架之间的传动链中,齿轮、丝杠及轴承等存在着误差,使得刀架的实际移动量与要求的移动量之间有了误差,这个误差将直接

造成工件的螺距误差。为了保证工件的加工精度,不仅要求机床有必要的几何精度,而且还要求内联系传动链有较高的传动精度。

4. 工作精度

机床的几何精度、传动精度和定位精度通常是在没有切削载荷以及机床不运动或运动速度较低的情况下检测的,故称之为机床的静态精度。静态精度主要决定于机床上主要零部件,如主轴及其轴承、丝杠螺母、齿轮以及床身等零件的制造精度以及它们的装配精度。

静态精度只能在一定程度上反映机床的加工精度,因为机床在实际工作状态下,还有一系列的因素会影响加工精度。例如,由于切削力、夹紧力的作用,机床的零部件会产生弹性变形;在机床内部热源以及外部环境温度变化的情况下,机床零部件将产生热变形;由于切削力和运动速度的影响,机床会产生振动。机床运动部件以工作速度运动时,由于相对滑动面之间的油膜以及其他因素的影响,其运动精度也与低速下测得的精度不同,所有这些都将引起机床实际精度的变化,影响工件的加工精度。机床在外载荷、温升及振动等工作状态作用下的精度称为机床的动态精度。动态精度与静态精度、机床的刚度、抗振性和热稳定性等密切相关。

目前,生产中一般是通过切削加工出的工件精度来考核机床的综合动态精度,称为机床的工作精度,它是各种加工因素对加工精度影响的综合反映。

二、机床的验收与精度检验

一台数控机床的检测验收工作是一项复杂的工作,对试验检测手段及技术要求也很高,它需要使用各种高精度仪器,对机床的机、电、液、仪等各部分及整机进行综合性能及单项性能的检测,包括进行刚度和热变形等一系列机床试验,最后得出对该机床的综合评价。这项工作目前国内还必须由国家指定的几个机床检测中心进行,才能得出权威性的结论意见。因此,这一类验收工作只适合于新型机床样机和行业产品评比检验。

对一般的数控机床用户,其机床验收工作主要根据机床出厂合格证上规定的验收条件及用户实际提供的检测手段来测定机床合格证上各项技术指标。对进口设备还须有进口商务代理、海关商检人员参加。机床验收一般可分为:开箱检验、外观检查、机床性能及数控功能的验证、精度检查等几个环节进行。

开箱检验在前述第二节数控机床拆箱安装时进行,主要是按装箱清单逐项检点验收,如发现有缺件或型号规格不符应记录在案,并及时向供货单位或商检部门联系等。外观检查主要看外观油漆质量,设备有否遭受碰撞损伤、变形、受潮及锈蚀等肉眼可视的明显缺陷。机床性能及数控功能验证主要在第二节数控机床调试时进行,同时也考核机床性能及工作的稳定性与可靠性。

机床验收的最后一个环节是精度检查,它一般也是机床安装调试中的最后一项,其参考标准有 JB 2670—82《金属切削机床精度检测通则》或 ISO/R230—1961《机床检测通

则》。数控机床精度检查主要可分为几何精度检查、定位精度检查和切削精度检查三项。

1. 数控机床的几何精度检验

它是综合反映该机床的各关键零部件及其组装后的几何形状误差,数控机床的几何精度检测方法和内容与普通机床基本相似,但检测要求更高,一般按机床几何精度检验单逐项进行。例如立式加工中心的几何精度检测内容主要有:①工作台面的平面度;②各坐标方向移动的相互垂直度;③X坐标方向移动时工作台面的平行度;④Y坐标方向移动时工作台面的平行度;⑤X坐标方向移动时工作台面T形槽侧面的平行度;⑥主轴的轴向窜动;⑦主轴孔的径向圆跳动;⑧主轴箱沿Z坐标方向移动时主轴轴心线的平行度;⑨主轴回转轴心线对工作台面的垂直度;⑩主轴箱在Z坐标方向移动的直线度。

从上述10项精度要求中可以看出,第一类精度要求是对机床各大件如床身、立柱、溜板、主轴箱等运动的直线度、平行度、垂直度的要求;第二类是对执行切削运动主要部件主轴的自身回转精度及直线运动精度(切削运动中进刀)的要求。因此,这些几何精度综合反映了该机床的机床坐标系的几何精度和代表切削运动的部件主轴在机床坐标系的几何精度。工作台面及台面上T形槽相对机床坐标系的几何精度要求是反映数控机床加工中的加工坐标系对机床坐标系的几何关系,因为工作台面及定位基准T形槽都是工件定位或工件夹具的定位基准,加工工件用的加工坐标系往往都以此为基准。

目前,国内检测机床几何精度的常用检测工具有:精密水平仪、90°角尺、精密方箱、平尺、平行光管、千分表或测微仪、高精度主轴心棒及一些刚性较好的千分表杆等。每项几何精度的具体检测办法见各机床的检测条件规定,但检测工具的精度必须比所测的几何精度要高一个等级,例如用平尺来检验X轴方向移动对工作台面的平行度,要求允差为0.025mm/750mm,则平尺本身的直线度及上下基面平行度应在0.01mm/750mm以内。

每种数控机床的检测项目也略有区别,如卧式机床比立式机床要求多几项与平面转台有关的几何精度。详细可参考有关数控机床的精度标准。

在几何精度检测中必须对机床地基有严格要求。必须在地基及地脚螺栓的固定混凝土完全固化以后,并且要求有关垫铁都处于垫紧的状态才能进行。精调时要把机床的主床身调到较精密的水平面,然后再精调其他几何精度。

有一些几何精度项目是互相联系的,例如在立式加工中心检测中,如发现Y轴和Z轴方向移动的相互垂直度误差较大,则可以适当调整立柱底部床身的地脚垫铁,使立柱适当前倾或后仰,来减少这项误差。但这样也会改变主轴回转轴心线对工作台面的垂直度误差。因此,对数控机床的各项几何精度检测工作应在精调后一气呵成,不允许检测一项调整一项,分别进行,否则会造成由于调整后一项几何精度而把已检测合格的前一项精度调成不合格。

在检测工作中要注意尽可能消除检测工具和检测方法的误差,例如检测主轴回转精度时检验心棒自身的振摆和弯曲等误差,在表架上安装千分表和测微仪时由表架刚性带

来的误差 ;在卧式机床上使用回转测微仪时重力的影响 ;在测头的抬头位置和低头位置的测量数据误差等等。

机床的几何精度在机床处于冷态和热态时是不同的 ,检测时应按国家标准的规定 ,即在机床稍有预热的状态下进行 ,所以通电以后机床各移动坐标往复运动几次 ,主轴按中等的转速回转几分钟之后才能进行检测。

2. 数控机床定位精度的检验

数控机床定位精度是指机床各坐标轴在数控系统控制下运动所能达到的位置精度。根据各轴所能达到的位置精度就可以判断加工零件时所能达到的精度。定位精度主要检测以下内容 :①直线运动坐标轴的定位精度和重复定位精度 ;②各直线运动坐标轴机械原点的复归精度 ;③直线运动各轴的反身误差 ;④回转运动(主要有回转工作台)的定位精度和重复分度精度 ;⑤回转运动的反向误差 ;⑥回转轴原点的复归精度。

数控机床的定位精度又可以理解为机床的运行精度。普通机床由手动进给 ,定位精度主要决定于读数误差 ,而数控机床的移动是靠数字程序指令来实现的 ,故定位精度决定于数控系统、伺服系统和机械传动误差。机床各运动部件的运动是在数控装置的控制下完成的 ,各运动部件在程序指令控制下所能达到的精度直接反映加工零件所能达到的精度 ,所以定位精度是一项很重要的检测内容。

测量直线运动的检测工具有 :测微仪和成组块规、标准长度刻线尺和光学读数显微镜及双频激光干涉仪等。标准长度测量以双频激光干涉仪为准。回转运动检测工具有 :360 齿精确分度的标准转台或角度多面体、高精度圆光栅及平行光管等。下面分别说明各种定位精度的检测方法。

(1)直线运动定位精度。直线运动定位精度一般在空载条件下测量 ,按照国际标准应以激光测量为准 ,如图 11-2-2(a)所示。在没有激光干涉仪的情况下 ,对于一般用户来说也可以用标准刻尺 ,配以光学读数显微镜进行比较测量 ,如图 11-2-2(b)所示。但是 ,测量仪器的精度必须比被测的精度要高 1~2 个等级。

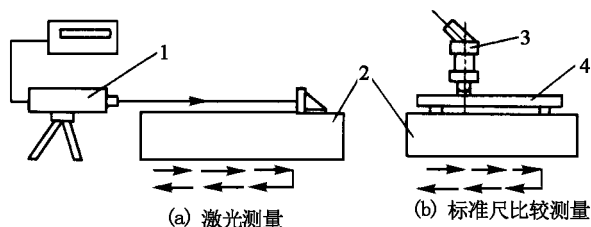


图 11-2-2 直线运动定位精度检测方法

1—激光测距仪 2—工作台 3—标准刻度尺
光学读数显微镜 4—标准刻度尺

测量方法是在全行程上每隔 200mm 或 250mm 左右选取一个测量点 ,作为测量的目

标位置 P_j ,从正、负两个方向进行五次定位 ,如图 11-2-3 所示 ,实际达到的位置 P_{ij} 与目标位置 P_j 之差 $(P_{ij}-P_j)$,即位置偏差 X_{ij} 。再按 GB10931—89《数字控制机床位置精度的评定方法》计算出在坐标全行程的各目标位置上正、负向定位时的平均位置偏差 \bar{X}_j 、标准偏差 S_j 和定位偏差 A 。

平均位置偏差
$$\bar{X}_j = (X_{j1} + X_{j2} + \dots + X_{ji}) / i$$

标准偏差
$$S_j = \sqrt{\frac{1}{(i-1)} \sum_{j=1}^i (X_{ij} - \bar{X}_j)^2}$$

定位偏差
$$A = (\bar{X}_j + 3S_j)_{\max} - (\bar{X}_j - 3S_j)_{\min}$$
。

注意 :根据工作台正向或反向运动 ,其定位偏差有正向定位偏差和反向定位偏差 ,两者应分别计算。

目前不少厂家仍以基准长度(如 300mm)将全行程分为若干段 ,取其中误差最大的一段的误差的 1/2 ,作为该坐标轴的定位精度 ,但这种方法不够全面 ,不能完全反映多次定位的全部误差。按照我国 JB/GQ 1140—89 规定 ,任意 300mm 测量长度上的定位精度 ,普通级是 0.02mm ,精密级是 0.01mm。

(2) 直线运动重复定位精度。重复定位精度是反映轴运动稳定性的一个基本指标。机床运动精度的稳定性决定着加工零件质量的稳定性和误差的一致性。直线运动重复定位精度的测量 ,对于一般用户来说 ,选择行程的中间和两端任意三个点作为目标位置就行了 ,分别对各目标位置从正、负两个方向进行五次定位(见图 11-2-3) ,测出定位实际到达位置 P_{ij} 与目标位置 P_j 之差 $(P_{ij}-P_j)$,即位置偏差 X_{ij} ,再按 GB 10391—89 规定的方法计算出各测量点的平均位置偏差 \bar{X}_j 和标准偏差 S_j ,重复定位精度 R 取为 $6S_{j\max}$ 。

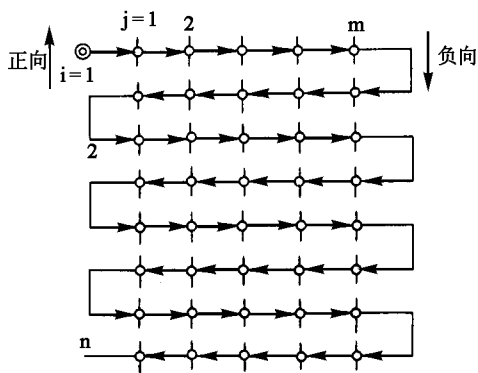


图 11-2-3 直线运动定位精度检测示意图

按照 JB/GQ 1140—89 标准 ,直线运动坐标的重复定位精度普通级为 0.016mm ,精密级为 0.010mm。

(3) 直线运动的反向误差。直线运动的反向误差也叫失动量 ,它包括传动链的反向

死区、反向间隙以及弹性变形等产生的误差。测量方法与直线运动重复定位精度的测量方法相似,也可以在一个坐标轴上选择中间和两端任意三个测量点作为目标位置,分别对各目标位置从正、负两个方向进行五次定位(图 11-2-3),测出定位实际到达位置 P_{ij} 与目标位置 P_j 之差($P_{ij}-P_j$),即位置偏差 X_{ij} ,再按 GB 10931-89 规定的方法计算正、负向定位时的平均位置偏差之差值($\bar{X}_j \uparrow - \bar{X}_j \downarrow$),即反向偏差 B_j ,以 $|B_j|_{\max}$ 为反向偏差值。反向偏差普通精度级为 0.016mm,精密级为 0.010mm。

(4) 直线运动原点复归精度。检测方法是对于每个直线运动轴,从不同位置进行七次复归,测量出其停止位置,以读出的最大差值作为测定值。

(5) 回转工作台的定位精度。测量工具有标准转台、角度多面体、圆光栅及平行光管等,可根据具体情况选用。测量方法是使工作台正向(或负向)转一个角度并停止、锁紧、定位,以此位置作为基准,然后向同方向快速转动工作台,每隔 30° 锁紧定位,进行测量。正向转和负向转各测量一周。各定位位置的实际转角与理论值(指令值)之差的最大值为分度误差。如果是数控回转工作台,应以 30° 为一个目标位置,对于每个目标位置从正、负两个方向进行快速定位五次,实际达到的位置 P_{ij} 与目标位置 P_j 之差($P_{ij}-P_j$)即为位置偏差 Q_{ij} ,再按 GB 10931-89 规定的方法计算出平均位置偏差 \bar{Q}_j 和标准偏差 S_j ,所有 $(\bar{Q}_j + 3S_j)$ 的最大值与所有 $(\bar{Q}_j - 3S_j)$ 的最小值之差值就是数控回转工作台的定位精度误差 A ,即

$$A = (\bar{Q}_j + 3S_j)_{\max} - (\bar{Q}_j - 3S_j)_{\min}$$

(6) 回转工作台的重复分度精度。测量方法是在回转工作台的一周内任选三个位置重复定位三次,分别在正、负方向转动下进行检测。所有读数中与相应位置的理论值之差的最大值为重复分度精度。如果是数控回转工作台,要以每 30° 取一个测量点为目标位置 P_j ,分别对各目标位置从正、负两个方向进行五次快速定位,测出实际达到的位置 P_{ij} 与目标位置 P_j 之差值($P_{ij}-P_j$),即位置偏差 Q_{ij} ,再按 GB 10931 规定的方法计算出平均位置偏差 \bar{Q}_j 和标准偏差 S_j 。各测量点的标准偏差 S_j 中最大值的 6 倍就是数控回转工作台的重复定位精度 R ,即 $R = 6(S_j)_{\max}$ 。

(7) 数控回转工作台的反向误差。测量方法与数控回转工作台的定位精度测量方法一样,对于各目标位置,从正向达到目标位置的平均位置偏差 $\bar{Q}_j \uparrow$ 减去从负向达到目标位置的平均位置偏差 $\bar{Q}_j \downarrow$ 的最大值,作为数控回转工作台的反向差值 B ,即 $B = |\bar{Q}_j \uparrow - \bar{Q}_j \downarrow|_{\max}$ 。

(8) 回转工作台的原点复归精度。测定方法是从七个任意位置分别进行一次原点复归,测定其停止位置,以读出的最大差值作为原点复归的精度。

3. 机床切削精度的检验

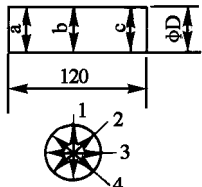
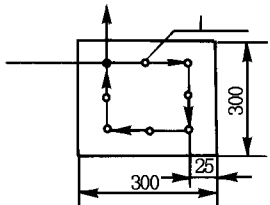
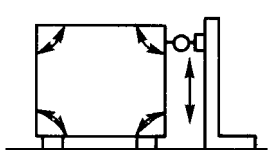
机床的切削精度是一项综合精度,它不仅反映了机床的几何精度和定位精度,同时

还包括了试件的材料、环境温度、刀具性能以及切削条件等各种因素造成的误差,所以在切削试件和试件计量时,都应尽量减少这些非机床因素的影响。对于一台卧式加工中心切削检验的主要内容是形状精度、位置精度及加工面的表面粗糙度,具体项目有:①镗孔精度;②镗孔的孔距精度和孔径精度;③端面铣刀铣平面的精度;④圆柱铣刀铣侧面的直线精度;⑤圆柱铣刀铣圆弧的圆度精度;⑥回转工作台转 90°圆柱铣刀铣削的直角精度;⑦二轴联动的加工精度。

影响切削精度的因素很多,为了反映机床的真实精度,要尽量排除其他因素的影响。切削试件时可参照 JB 2670—82《金属切削机床精度检验通则》有关条文的要求进行,或按机床厂规定的条件,如试件材料、刀具技术要求、主轴转速、切削深度、切削进给速度、环境温度以及切削前的机床空运转时间等。表 11-2-1 是一台卧式加工中心的切削精度检测验收表。当单项定位精度有个别项目不合格时,可以以实际的切削精度为准。一般情况下,各项切削精度的实测误差值为允许误差值的 50%,是比较好的,个别关键项目若能在允许误差值的 1/3 左右,可以认为此机床的该项精度是相当理想的。

机床经最后精度检测后即完成其验收工作,如精度检测中发现对影响机床使用的关键项目实测超差,应视为不合格,须据理索赔。

表 11-2-1 数控机床切削精度检测验收内容

序号	检测内容		检测方法	允许误差/mm
1	镗孔精度	圆度		0.01
		圆柱度		0.01/100
2	端铣刀铣平面精度	平面度		0.01
		阶梯差		0.01
3	端铣刀铣侧面精度	垂直度		0.02/300
		平行度		0.02/300

序号	检测内容		检测方法	允许误差/mm
4	镗孔孔距精度	X 轴方向		0.02
		Y 轴方向		0.02
		对角线方向		0.03
		孔径偏差		0.01
5	立铣刀铣削 四周面精度	直线度		0.01/300
		平行度		0.02/300
		垂直度		0.02/300
6	两轴联动 铣削直线精度	直线度		0.015/300
		平行度		0.03/300
		垂直度		0.03/300
7	立铣刀 削圆弧精度	圆度		0.02

第三章 机床电气设备的检修

第一节 机床电气线路故障的检查

机床电气控制系统发生故障时,先要对故障现象进行调查,了解故障前后的异常现象。如电动机、变压器线圈是否发热、冒烟,有关电器元件的连线是否松动脱落,熔断器的熔体是否熔断等,从而找出简单故障的部位及元件。对较为复杂的故障,也可确定故障的大致范围。

寻找故障点往往需要进行仔细的检查。常用的故障检查方法有电压法、电阻法与短接法。下面以一段有代表性的控制电路为例,说明这几种方法的具体应用。

一、电压测量法

图 11-3-1 为测量示意图。接通电源,按下起动按钮 SB2,正常时, KM1 吸合并自锁,将万用表拨到 500V 挡,对电路进行测量。这时电路中(1-2)、(2-3)、(3-4)、(4-5)各段电压均应为 0, (5-6)两点电压应为 380V。

1. 触点故障

按下按钮 SB2,若 KM1 不吸合,可用万用表测量(1-6)之间的电压,若测得电压为 380V,说明电源电压正常,熔断器是好的。可接着测量(1-5)之间各段电压,如(1-2)之间电压为 380V,则热继电器 FR 保护触点已动作或接触不良,应查找 FR 所保护的电动机是否过载或 FR 整定电流是否调得太小,触点本身是否接触不好或连线松脱,如(4-5)之间电压为 380V,则 KM2 触点或连接导线有故障,依此类推。

2. 线圈故障

若(1-5)之间各段电压都为 0, (5-6)之间的电压为 380V,而 KM1 不吸合,则故障

是 KM1 线圈或连接导线断开。

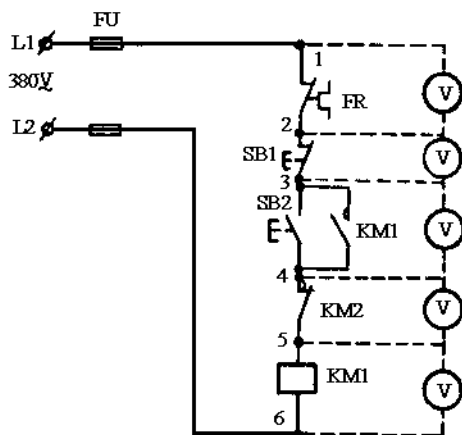


图 11-3-1 分段电压测量示意图

除了分段测量法,还有分阶测量法和对地测量法。分阶测量法一般是将电压表的一根表笔固定在线路的一端(如图 11-3-1 的 6 点),另一根表笔由下而上依次接到 5、4、3、2、1 各点,正常时,电表读数为电源电压。若无读数,则表笔逐级上移,当移至某点读数正常,说明该点以前触头或接线完好,故障一般是此点后第一个触头(即刚跨过的触头)或连线断路。因为这种测量方法像上台阶一样,故称为分阶测量法。对地测量法适用于机床电气控制线路接 220V 电压且零线直接接于机床床身的电路检修,根据电路中各点对地电压来判断确定故障点。

二、电阻测量法

电阻测量法分为分段测量法和分阶测量法,图 11-3-2 为分段电阻测量示意图。

检查时,先断开电源,把万用表拨到电阻挡,然后逐段测量相邻两标号点(1-2)(2-3)(3-4)(4-5)之间的电阻,若测得某两点间电阻很大,说明该触点接触不良或导线断路。若测得(5-6)间电阻很大(无穷大),则线圈断线或接线脱落,若电阻接近零,则线圈可能短路。必须注意,用电阻测量法检查故障一定要断开电路电源,否则会烧坏万用表,所测电路如果并联了其他电路,所测电阻值就不准确,产生误导。因此,测量时必须将被测电路与其他电路断开,最后一点要注意的是选择好万用表的量程。如测量触点电阻时,量程不要放得太高,否则,可能掩盖触点接触不良的故障。

三、短接法

机床电气设备的故障多为断路故障,如导线断路、虚连、虚焊、触头接触不良,熔断器熔断等。对这类故障,用短接法查找往往比用电压法和电阻法更为快捷。检查时,只需

用一根绝缘良好的导线,将所怀疑的断路部位短接,当短接到某处,电路接通,说明故障就在该处。

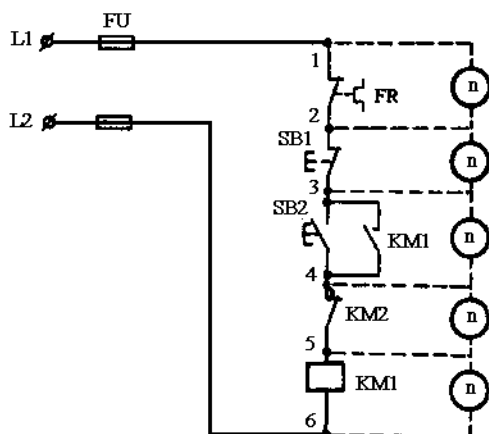


图 11-3-2 分段电阻测量示意图

1. 局部短接法

局部短接法的示意图如图 11-3-3 所示。

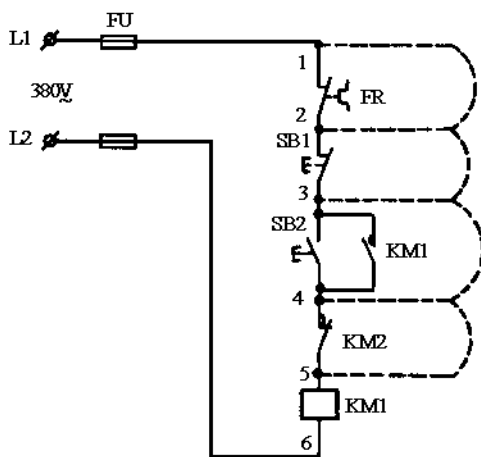


图 11-3-3 局部短接示意图

按下启动按钮 SB2 时,若 KM1 不吸合,说明电路中存在故障,可运用局部短接法进行检查。检查前,先用万用表测量(1-6)两点间电压,电压不正常,不能用短接法检查。在电压正常的情况下,按下启动按钮 SB2 不放,用一根绝缘良好的导线,分别短接标号相邻的两点,如(1-2)(2-3)(3-4)(4-5)。当短接到某两点时,KM1 吸合,说明这两点间有断路故障。

2. 长短接法

长短接法是用导线一次短接两个或多个触头查找故障的方法。

相对局部短接法,长短接法有两个重要作用和优点。一是在两个以上触头同时接触不良时,局部短接法很容易造成判断错误,而长短接法可避免误判。以图 11-3-3 为例,先用长短接法将(1-5)点短接,如果 KM1 吸合,说明(1-5)这段电路有断路故障,然后再用局部短接法或电压法、电阻法逐段检查,找出故障点;二是使用长短接法,可把故障压缩到一个较小的范围。如先短接(1-3)点;KM1 不吸合,再短接(3-5)点,KM1 能吸合,说明故障在(3-5)点之间电路中,再用局部短接法即可确定故障点。

必须注意,短接法是带电操作,因此要切实注意安全。短接前要看清电路,防止错接,烧坏电器设备;二是短接法只适用于检查连接导线及触头一类的断路故障。对线圈、绕组、电阻等断路故障,不能采用此法;三是对机床的某些重要部位,最好不要使用短接法,以免考虑不周,造成事故。

第二节 机床电气控制线路的维修

一、概述

由于各种机床的运动形式和工艺要求都不同,所以在电力拖动自动控制中提出了各种要求;再者机床电气控制的原理图中所包含的电器元件、器件和设备等符号也较多,要正确绘制和阅读机床电气控制原理图,除了上述的绘制电气控制原理图应遵循的一般原则,还要对整张图样进行划区、注明各分支电路的用途及接触器、继电器的线圈与受其控制的触头的从属关系等项目和遵守如下规定。

为了便于检修线路和方便阅读原理图,应将整张图样的图面划分成若干区域,称为图区。图区编号一般用阿拉伯数字写在图面下部的方框内,如图 11-3-4 所示。

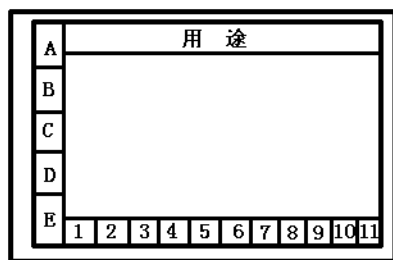


图 11-3-4 图区的划分

原理图中每个电路在机床操作中的用途,必须用文字标明在用途栏内,用途栏一般以方框形式放在图面的上部,如图 11-3-5 所示。

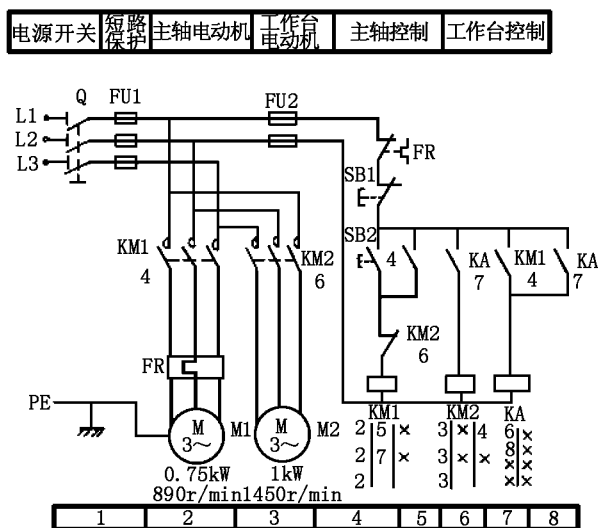


图 11-3-5 机床电气控制线路

原理图中每个接触器、继电器的线圈与受其控制的触头的从属关系应按下述方法标记:

在每个接触器线圈的文字符号 KM 的下面画两条竖直线,分成左、中、右三栏,把受其控制而动作的触头所处的图区号数字,按表 11-3-1 规定的内容填上,对备用的触头,在相应的栏中用记号“×”标出。

表 11-3-1 接触器线圈符号下的数字标志

左 栏	中 栏	右 栏
主触头所处图区号	辅助动合(动合)触头所处图区号	辅助动断(动断)触头所处图区号

在每个继电器线圈的文字符号(如中间断电器 KA)下面画上一条竖直线,分成左、右两栏,把受其控制而动作的触头所处的图区号数字,按表 11-3-2 规定的内容填上,同样,对备用的触头在相应的栏中用记号“×”标出。

表 11-3-2 继电器线圈符号下的数字标志

左 栏	右 栏
动合(动合)触头所处的图区号	动断(动断)触头所处的图区号

图样上每个触头的文字符号下面的数字表示动作线圈所处的图区号,如图 11-3-2 所示。

在机床电气控制线路的原理图中,对控制电路、信号电路和使用控制变压器的一些要求有如下规定。

对于具有 5 个以上电磁线圈(如接触器、继电器、电磁离合器等)的线圈)或电柜外还具有控制器件和仪表的机床,必须采用分离绕组的变压器给控制电路和信号电路供电。当控制电路和信号电路是通过变压器供电时,变压器二次侧的一根线应保护接地,而另一根线应通过熔断器接到各电器元件上去。

由变压器供电的交流控制电路二次侧的电压值为 24V 或 48V,频率 50Hz。触头外露在空气中的电路,由于电压过低而使电路工作不可靠时,可采用 48V 或更高的电压,如 110V(优先采用)和 220V、50Hz 的交流电压。

对于电磁线圈在 5 个以下的机床电气设备控制电路,可以直接接到电源上,这种控制电路的电压值不作规定,由电源电压而定。

直流控制电路的电压值为 24V、48V、110V 和 220V。

对于大型机床,由于线路较长,串联的触头多、压降大,故不宜使用 24V 或 48V 的交流电压。

关于信号电路电压,当采用独立的信号电路时(与控制电路不联接的信号电路),电路电压为交流或直流 6V 或 24V(优先采用)电压。对应的灯泡为 6~8V 或 24~28V。当采用独立的内装式变压器时,灯泡应为 6V(优先采用)或 24V,在此情况下,可把信号电路与控制电路联接。

二、机床电气控制设备的维护及检修

(一)机床电气设备检修用测试工具

1. 试电笔

试电笔是检验导线、电器和电气设备是否带电的一种电工常用测试工具。

试电笔有钢笔式和旋具式两种。试电笔内装有氖泡和限流电阻,当用试电笔测试带电体时,电流经带电体、电笔的限流电阻和氖泡、人体到大地形成通电回路,只要带电体与大地之间的电位差超过 60V 时,电笔中的氖管就会发光。低压试电笔的测试电压范围为 60~500V。

使用试电笔时,应以手指触及笔尾的金属体,使氖管小窗背光朝向自己。

用试电笔检查故障时,在主电路中从电源侧顺次的往负载侧进行。在控制电路中从电源往线圈方向进行。在检测分析中应注意电源从线圈的另一端返回的可能。

试电笔仅需很小的电流就能使氖管发亮,一般绝缘不好而产生的漏电流及处在强电场附近都能使氖泡发亮,这些情况要与所测电路是否确实有电加以区别。

试电笔除可用来测试相相(火线)和中性线(地线)之外,还有下列用途:

(1)区别电压的高低 测试时可以根据氖管发亮的强弱程度来估计电压的高低。

(2)区别直流电与交流电 交流电通过试电笔时,氖管里的两个极同时发亮;直流电通过试电笔时,氖管里两个电极只有一个发亮。

(3)区别直流电的正负极 把试电笔联接在直流电路的正负极之间,氖管发亮的一端即为直流电的负极。

(4)检查相线碰壳 用试电笔触及电气设备的壳体,若氖管发亮,则是相线碰壳且壳体的安全接地或安全接零不好。

2. 试灯

试灯又称“校火灯”。利用试灯可检查线路的电压是否正常,线路有否断路或接触不良等故障。

使用试灯时要注意使灯泡的电压与被测部位的电压相符,电压相差过高会烧坏灯泡,相差过低时灯泡不亮。

一般查找故障时,使用较小容量的灯泡较好,而查找接触不良的故障时,宜采用较大容量的灯泡(150~200W),这样可根据灯泡的亮、暗程度来分析故障情况。

3. 电池灯

电池灯又称“对号灯”。它是由两节1号电池和1个手电筒用2.5V的小灯泡组成,如图11-3-6所示。可用它来检查线路的通断及线号等。

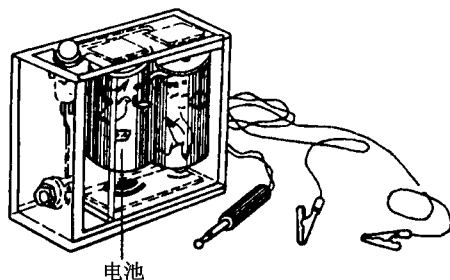


图 11-3-6 电池灯

如果线路中串接有电感元件(如接触器、继电器的线圈),则用电池灯测试时应与被测回路隔离,以防止在通电的瞬间因自感电动势过高,而使测试者产生麻电的感觉。

4. 万用表

万用表可以测量交、直流电压及直流电流和电阻,有的万用表还可以测量交流电流、电感、电容等。

使用万用表时应注意的事项如下:

(1)使用前应先检查指针是否在零位,如不在零位,即应旋转调整旋钮,使指针指示在零位。测量电阻之前,应将被测电阻的电源切断,然后将选择开关旋至“ Ω ”挡内,将两支表棒短接,指针即向右偏转,调节调零旋钮使指针指向“0 Ω ”。如短接表棒,指针调不到

“0Ω”时,说明表内电池电压不足,应调换新电池。

(2)根据测量对象,将选择开关旋至相应的位置。特别要注意在测量电压时,不得将选择开关置于电流或电阻挡,否则将会损坏仪表的表头。

(3)测量电压或电流时,应先估计一下被测量的数值大小,将量程选择开关旋至相应的位置。如果事先估计不出,可先用最大的量程逐步向小量程调试,以减小测量误差。

(4)红表棒的另一端插在“+”号插孔内,黑表棒的另一端插在“-”号插孔。测量直流时,红表棒接被测电源的正极,黑表棒接电源的负极。测量交流时,表棒可以任意使用。

(5)测量直流电时,应先弄清被测电路的极性。如果不清楚的话,可先用最大量程试触一下,观察指针的转向,来判断极性。

(6)万用表用毕后,应将选择开关置于交流电压量程的最高一档,可避免下次使用时,由于不注意直接测量电压而损坏仪表。当电表长期搁置不用时,应将表内电池取出,防止因电池腐蚀而影响表内其他零件。

(二)机床电气故障的检修步骤

1. 故障调查

(1)问 机床发生故障后,首先应向操作者了解故障发生的前后情况,这样有利于根据电气设备的工作原理来分析发生故障的原因。一般询问的内容有:故障发生在运行前后,还是发生在运行中?是运行中自行停车,还是发现异常情况由操作者停下来的;发生故障时,机床工作在什么工作顺序,按动了哪个按钮,扳动了哪个开关;故障发生前后,设备有无异常现象(如响声、气味、冒烟或冒火等);以前是否发生过类似的故障,是怎样处理的等。

(2)看 熔断器内熔丝是否熔断,其他电气元件有无烧坏、发热、断线,导线联接螺钉有否松动,电动机的转速是否正常。

(3)听 电动机、变压器和有些电器元件在运行时声音是否正常,可以帮助寻找故障的部位。

(4)摸 电机、变压器和电器元件的线圈发生故障时,温度显著上升,可切断电源后用手去触摸。

2. 电路分析

根据调查结果,参考该电气设备的电气原理图进行分析,初步判断出故障产生的部位,然后逐步缩小故障范围,直至找到故障点并加以消除。

分析故障时应有针对性,如接地故障一般先考虑电器柜外的电气装置,后考虑电器柜内的电气元件。断路和短路故障,应先考虑动作频繁的元件,后考虑其余元件。

3. 断电检查

检查前先断开机床总电源,然后根据故障可能产生的部位,逐步找出故障点。检查时应先检查电源线进线处有无碰伤而引起的电源接地、短路等现象,螺旋式熔断器的熔

断指示器是否跳出,热继电器是否动作。然后检查电器外部有无损坏,联接导线有无断路、松动,绝缘有否过热或烧焦。

4. 通电检查

作断电检查仍未找到故障时,可对电气设备作通电检查。

在通电检查时要尽量使电动机和其所传动的机械部分脱开,将控制器和转换开关置于零位,行程开关还原到正常位置。然后用校灯或用表检查电源电压是否正常,是否有缺相和严重不平衡。再进行通电检查,检查的顺序为:先检查控制电路,后检查主电路;先检查辅助系统,后检查主传动系统;先检查交流系统,后检查直流系统;先检查开关电路,后检查调整系统。或断开所有开关,取下所有熔断器,然后按顺序逐一插入欲要检查部位的熔断器,合上开关,观察各电气元件是否按要求动作,有否冒火、冒烟、熔断器熔断的现象,直至查到发生故障的部位。

(三) 机床电气故障的检修方法

1. 断路故障的检修

(1) 试电笔检修法 试电笔检修断路故障的方法如图 11-3-7 所示。

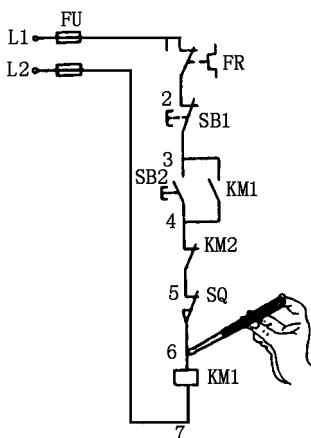


图 11-3-7 试电笔检修断路故障

检修时用试电笔依次测试 1、2、3、4、5、6 各点,并按下 SB2,测量到哪一点试电笔不亮即为断路处。

用试电笔测试断路故障应注意:

①在有一端接地的 220V 电路中测量时,应从电源侧开始,依次测量,并注意观察试电笔的亮度,防止由于外部电场,泄漏电流造成氖管发亮,而误认为电路没有断路。

②当检查 380V 且有变压器的控制电路中的熔断器是否熔断时,防止由于电源通过另一相熔断器和变压器的一次侧绕组回到已熔断的熔断器的出线端,造成熔断器没有熔断的假象。

(2) 校灯检修法 用校灯检修断路故障的方法如图 11-3-8 所示。

检修时将校灯一端接 0 上 ,另一端依 1、2、3、4、5、6 次序逐点测试 ,并按下 SB2 ,如接至 2 号线上校灯亮 ,而接至 3 号线上校灯不亮 ,则说明 SB1(2 - 3) 断路。

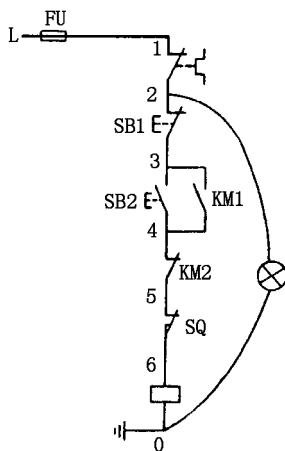


图 11 - 3 - 8 校灯检修断路故障

用校灯检修故障时应注意 :

①用校灯检修断路故障时 ,要注意灯泡的额定电压与被测电压相配合 ,被测电压太高 ,灯泡易烧坏 ,电压太低 ,灯泡不亮。一般检查 220V 电路时 ,用一只 220V 的灯泡 ,检查 380V 的电路时 ,可用二只 220V 的灯泡串联。

②用校灯检查故障时 ,还应注意灯泡的容量 ,一般查找断路故障时使用小容量(10 ~ 60W)的灯泡为宜 ,而查找接触不良而引起的故障时 ,应用较大容量(150 ~ 200W)的灯泡。

(3) 万用表检修法

①电压测量法 检查时把万用表旋到交流电压 500V 挡位上。

a. 分阶测量法 电压的分阶测量法如图 11 - 3 - 9 所示。

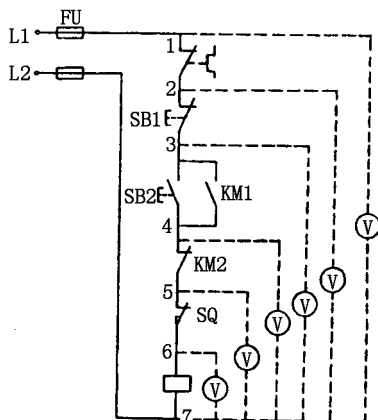


图 11 - 3 - 9 电压的分阶测量法

检查时,首先用万用表测量 1、7 两点间的电压,若电路正常应为 380V,然后按住起
 动按钮 SB2 不放,同时将黑表棒接到 7 号线上,红色表棒按 2、3、4、5、6 标号依次测量,分
 别测量 7-2、7-3、7-4、7-5、7-6 各阶之间的电压,电路正常情况下,各阶的电压值均
 为 380V,如测到 7-5 电压为 380V,测到 7-6 无电压,则说明行程开关 SQ 的动断触头
 (5-6)断路。

根据各阶电压值来检查故障的方法可见表 11-3-3。这种测量方法像台阶一样,所
 以称为分阶测量法。

表 11-3-3 分阶测量法判别故障原因

故障现象	测试状态	7-1	7-2	7-3	7-4	7-5	7-6	故障原因
按下 SB2 KM1 不吸合	按下 SB2 不放	380V	380V	380V	380V	380V	0	SQ 动断触头接触不良
		380V	380V	380V	380V	0	0	KM2 动断触头接触不良
		380V	380V	380V	0	0	0	SB2 动合触头接触不良
		380V	380V	0	0	0	0	SB1 动断触头接触不良
		380V	0	0	0	0	0	FR 动断触头接触不良

b. 分段测量法 电压的分段测量法如图 11-3-10 所示。

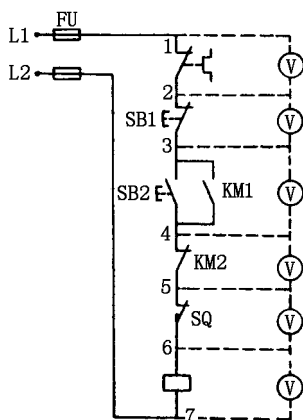


图 11-3-10 电压的分段测量法

检查时先用万用表测试 1-7 两点,电压值为 380V,说明电源电压正常。

电压的分段测试法是将红、黑两根表棒逐段测量相邻两标号点 1-2、2-3、3-4、4-5、5-6、6-7 间的电压。

如电路正常,按 SB2 后,除 6-7 两点间的电压为 380V 外,其他任何相邻两点间的电
 压值均为零。

如按下起动按钮 SB2,接触器 KM1 不吸合,说明发生断路故障,此时可用电压表逐段测试各相邻两点间的电压。如测量到某相邻两点间的电压为 380V 时,说明这两点间有断路故障,根据各段电压值来检查故障的方法可见表 11-3-4。

表 11-3-4 分阶测量法判别故障原因

故障现象	测试状态	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	故障原因
按下 SB2 KM1 不吸合	按下 SB2 不放	380V	0	0	0	0	0	FR 动断触头接触不良
		0	380V	0	0	0	0	SB1 动断触头接触不良
		0	0	380V	0	0	0	SB2 动合触头接触不良
		0	0	0	380V	0	0	KM2 动断触头接触不良
		0	0	0	0	380V	0	SQ 动断触头接触不良
		0	0	0	0	0	380V	KM1 线圈断路

②电阻测量法

a. 分阶测量法 电阻的分阶测量法如图 11-3-11 所示。

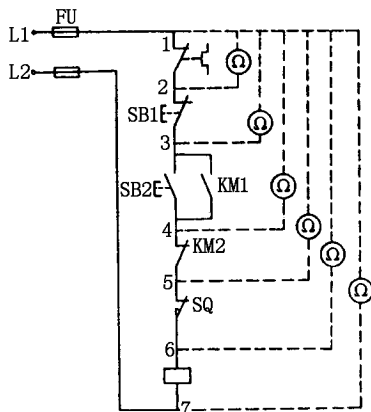


图 11-3-11 电阻的分阶测量法

按下起动按钮 SB2,接触器 KM1 不吸合,该电气回路有断路故障。

用万用表的电阻挡检测前应先断开电源,然后按下 SB2 不放,先测量 1-7 两点间的电阻,如电阻值为无穷大,说明 1-7 之间的电路断路。然后分阶测量 1-2、1-3、1-4、1-5、1-6 各点间电阻值。若电路正常,则该两点间的电阻值为“0”;当测量到某标号间的电阻值为无穷大,则说明表棒刚跨过的触头或联接导线断路。

b. 分段测量法 电阻的分段测量法如图 11-3-12 所示。

检查时,先切断电源,按下起动按钮 SB2,然后依次逐段测量相邻两标号点 1—2、2—3、3—4、4—5、5—6 间的电阻。如测得某两点的电阻为无穷大,说明这两点间的触头或联

接导线断路。例如当测得 2—3 两点间电阻为无穷大时,说明停止按钮 SB1 或联接 SB1 的导线断路。

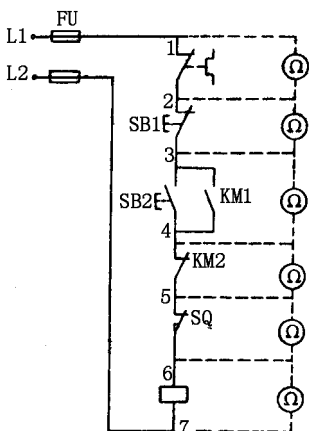


图 11-3-12 电阻的分段测量法

电阻测量法的优点是安全,缺点是测得的电阻值不准确时,容易造成判断错误。为此应注意以下几点:

第一,用电阻测量法检查故障时一定要断开电源。

第二,如被测的电路与其他电路并联时,必须将该电路与其他电路断开,否则所测得的电阻值是不准确的。

第三,测量高电阻值的电器元件时,把万用表的选择开关旋转至适合电阻挡。

(4)短接法检修 短接法是用一根绝缘良好的导线,把所怀疑的断路部位短接,如短接过程中,电路被接通,就说明该处断路。

①局部短接法 局部短接法检查断路故障如图 11-3-13 所示。

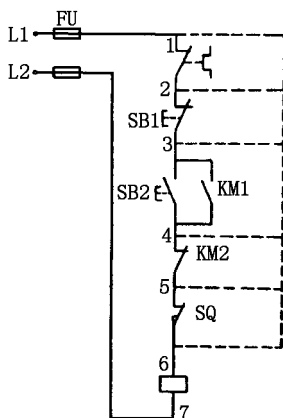


图 11-3-13 局部短接法

按下起动按钮 SB2 时,接触器 KM1 不吸合,说明该电路有断路故障。检查时先用万

用表电压挡测量 1—7 两点间电压值,若电压正常,可按下起动按钮 SB2 不放,然后用一根绝缘良好的导线,分别短接 1—2、2—3、3—4、4—5、5—6。当短接到某两点时,接触器 KM1 吸合,说明断路故障就在这两点之间。

②长短接法 长短接法检修断路故障如图 11-3-14 所示。

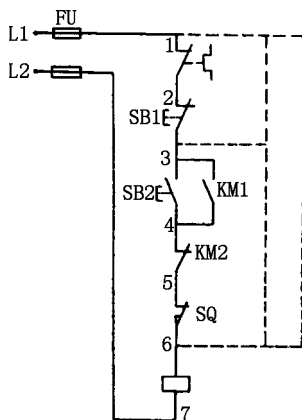


图 11-3-14 长短接法

长短接法是指一次短接两个或多个触头来检查断路故障的方法。

当 FR 的动断触头和 SB1 的动断触头同时接触不良,如用上述局部短接法短接 1—2 点,按下起动按钮 SB2, KM1 仍然不会吸合,故可能会造成判断错误。而采用长短接法将 1—6 短接,如 KM1 吸合,说明 1—6 段电路中有断路故障,然后再短接 1—3 和 3—6,若短接 1—3 时,按下 SB2 后 KM1 吸合,说明故障在 1—3 段范围内,再用局部短接法短接 1—2 和 2—3,很快的能将断路故障排除。

短接法检查断路故障时应注意以下几点:

- 短接法是用手拿绝缘导线带电操作的,所以一定要注意安全,避免触电事故发生。
- 短接法只适用于检查压降极小的导线和触头之间的断路故障。对于压降较大的电器,如电阻、接触器和继电器的线圈等断路故障,不能采用短接法,否则会出现短路故障。
- 对于机床的某些要害部位,必须保障电气设备或机械部位不会出现事故的情况下才能使用短接法。

2. 短路故障的检修

(1) 电源间短路故障的检修 这种故障一般是通过电器的触头或联接导线将电源短路。如图 11-3-15 所示。

图中行程开关 SQ1 中的 2 号与 0 号线因某种原因联接将电源短路,合上电源,按下 SB2 后,熔断器 FU 就熔断。现采用电池灯进行检修的方法如下:

①拿去熔断器 FU 的熔芯,将电池灯的两根线分别接到 1 号和 0 号线上,如灯亮,说明电源间短路。

- ② 将行程开关 SQ 的动合触头上的 0 号线拆下,如灯暗,说明电源短路在这个环节。
- ③ 再将电池灯的一根线从 0 号移到 9 号上,如灯灭,说明短路在 0 号上。
- ④ 将电池灯的两根线仍分别接到 1 号和 0 号线上,然后依次断开 4、3、2 号线,当断开 2 号线时灯灭,说明 2 号和 0 号线间短路。

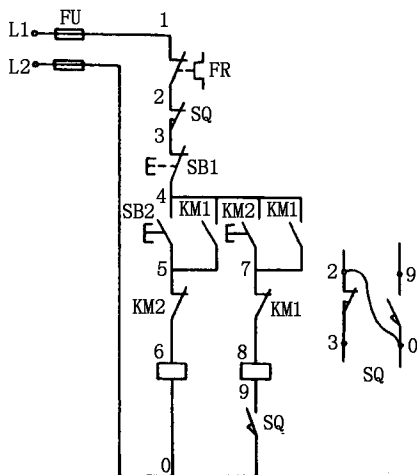


图 11-3-15 电源间的短路故障

上述短路故障亦可用万用表的电阻挡检修。

(2) 电器触头本身短路故障的检修 如图 11-3-15 中的停止按钮 SB1 的动断触头短路,则接触器 KM1 和 KM2 工作后就不能释放。又如接触器 KM1 的自锁触头短路,这时一合上电源, KM1 就吸合,这类故障较明显,只要通过分析即可确定故障点。

(3) 电器触头之间短路故障的检修 如图 11-3-16 所示,接触器 KM1 的两个辅助触头 3 号和 8 号线因某种原因而短路,这样当合上电源,接触器 KM2 即吸合。

① 通电检修 通电检修时可按下 SB1,如接触器 KM2 释放,则可确定一端短路故障在 3 号;或将 SQ2 断开, KM2 也释放,则说明短路故障可能在 3 号和 8 号之间。若拆下 7 号线, KM2 仍吸合,则可确定 3 号和 8 号为短路故障点。

② 断电检修 将熔断器 FU 拔下,用万用表的电阻挡(或电池灯)测 2—9,若电阻为“0”(或电池灯亮),则表示 2—9 之间有短路故障,然后按 SB1,若电阻为“∞”(或电池灯不亮),说明短路不在 2 号;再将 SQ2 断开,若电阻为“∞”(或电池灯不亮),则说明短路也不在 9 号。然后将 7 号断开,电阻为“∞”(或电池灯不亮),则可确定短路故障点在 3 号和 8 号。

三、常用机床电气控制线路的检修实例

(一) C620-1 型车床电气控制线路

1. 电气控制线路分析

C620-1型车床的电气控制线路如图 11-3-17 所示。

图中分为主电路、控制电路和照明电路三部分。

(1)主电路分析 主电路中共有两台电动机,其中 M1 是主轴电动机,拖动主轴旋转和刀架作进给运动,主轴的正反转是通过摩擦离合器来实现的,所以 M1 只有正转控制。M2 是冷却泵电动机,为车削工件时输送冷却液,主轴电动机和冷却泵电动机的容量都不大,所以采用全压启动。

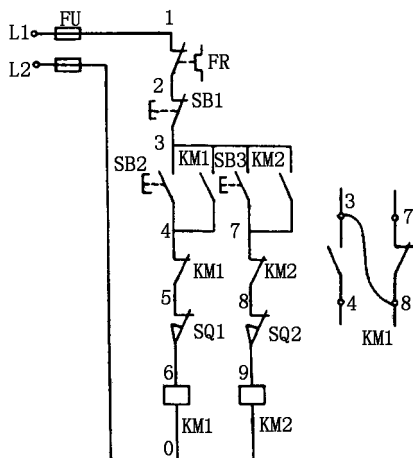


图 11-3-16 电器触头之间的短路故障

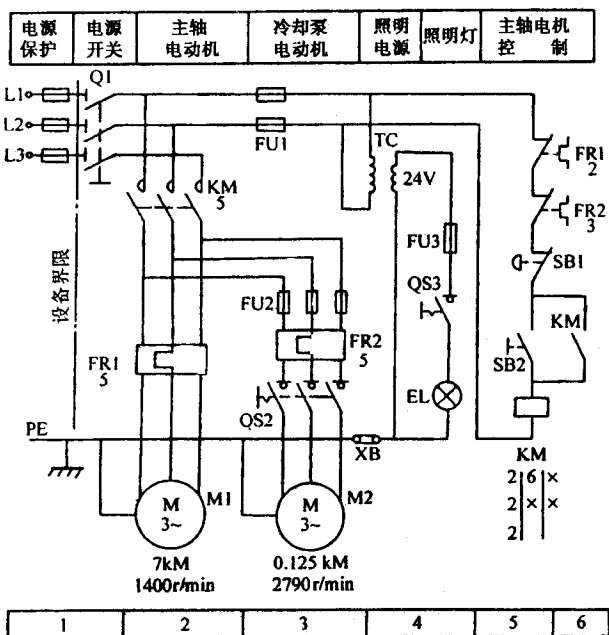


图 11-3-17 C620-1型车床电气控制线路

(2) 控制电路分析

① 主轴电动机的控制 主轴电动机 M1 由起动按钮 SB2 和停止按钮 SB1 及接触器 KM 来控制的。当按下起动按钮 SB2,接触器 KM 线圈获电吸合,KM 主触头闭合,电动机 M1 起动。

② 冷却泵电动机的控制 电动机 M2 的功率较小,采用转换开关 QS2 来控制电动机的起动和停止。M2 是与 M1 联锁的,只有在主轴电动机 M1 运转后,冷却泵电动机 M2 才能起动运转供冷却液。

③ 照明电路分析 照明电路由一台 380/24V 的变压器 TC 供给 24V 安全电压,使用时合上开关 QS3 即可。

2. 常见故障分析

(1) 主轴电动机不能起动

① 主轴电动机不能起动,且接触器 KM 又不吸合 这类故障的原因,一般是控制回路中熔断器 FU1 熔断、热继电器 FR1 或 FR2 误动作、接触器 KM 线圈断线、按钮 SB1 或 SB2 接触不良等因素所造成。

a. 检查控制回路熔断器 FU1 是否熔断,接线头是否松动。若用验电笔测试熔断器的出线端,如无电,则可判定这相熔断器已熔断;如有电,也不能确定熔体没有熔断,因为熔断器 FU1 中若仅有一相熔断后,电源还可以通过另一相的熔断器和变压器 TC 的一次侧绕组回到已熔断的熔断器的出线端,而造成假象。故最好采用校火灯或万用表来测量熔断器出线端的电压是否正常。

b. 检查热继电器 FR1 或 FR2 是否已动作,只要用万用表测量热继电器动断触头的出线端与另一相电源间的电压是否正常即可,但必须找出引起热继电器动作的原因,并给予排除。

热继电器动作的原因有时是由于其规格选择不当;有时是由于机械部分被卡住;或频繁起动的大电流使电动机过载而造成热继电器脱扣。热继电器复位后,可将整定电流调得大些,但不得超过电动机的额定电流。

c. 检查接触器 KM 的线圈和引线是否松动或断路。

d. 经上述检查,均未发现问题,则可把主轴电动机 M1 的引线拆下,然后合上电源开关 Q1,使控制回路带电,对接触器 KM 进行试验。按下起动按钮 SB2,若接触器 KM 不吸合,可用前述检修方法查找故障点,并给予修复。

② 主轴电动机不能起动而接触器 KM 已吸合 这种故障一定发生在主电路中,主电路的故障除了接触器 KM 的三个主触头和热继电器 FR1 的热元件联接点接触不良外,还有电源电压过低及电动机接线等故障,都是造成主轴电动机不能起动的因素。应仔细检查,予以排除。

(2) 主轴电动机断相运行 按下起动按钮 SB2 后,主轴电动机不能起动或转动很慢,

且发出“嗡嗡”响声,这种情况为缺相运行或断相运行。遇到这种情况,应立即断开电动机的电源,否则电动机要烧坏。造成这种故障的主要原因是:接触器的三个主触头有一个未吸合或接触不良,热继电器热元件的联接线中有一相接触不良;电动机定子绕组中的某一相导线的接头处氧化,油垢或压紧螺母未拧紧等,这些都是造成电动机缺相的因素。只要查出故障原因,排除故障,主轴电动机 M1 就可正常起动。

(3) 主轴电动机能够起动但不能自锁 当按下起动按钮 SB2 后,主轴电动机 M1 起动运转正常,但放松起动按钮后,主轴电动机 M1 也随着停转而不能自锁,造成这种故障的原因是接触器 KM 的辅助动合触头接触不良,或联接导线松脱而引起不能自锁。应重新联接好导线或检修接触器 KM 的自锁触头。

(4) 主轴电动机不能停转 当主轴电动机需停车时,按下停止按钮 SB1,但此时主轴电动机仍在运转。发生这种故障的原因是由于接触器 KM 的三个主触头发生熔焊故障或停止按钮 SB1 的两触头间击穿短路造成的。另一种原因是在调换新接触器时,没有将铁心中的防锈油擦去,以致使接触器多次吸合后很易因铁心有油污而粘住不能释放,这时只有切断总电源开关 QS1,电动机才能停止运转。

(5) 冷却泵电动机不能起动 合上开关 Q2,冷却泵电动机 M2 不能起动,发生这种故障的原因是熔断器 FU2 熔断,热继电器 FR2 的热元件的联接导线松脱或开关 QS2 接触不良造成的。

(6) 照明灯不亮 发生这种故障的原因一般是灯泡的钨丝烧断或漏气,熔断器 FU3 熔断,照明开关 QS3 接触不良或变压器 TC 的低压绕组断路等引起,可依次检查故障点,予以修复。

(二) CA6140 型车床电气控制线路

1. 电气控制线路分析

CA6140 型车床的电气控制线路如图 11-3-18 所示。

(1) 主电路分析 主电路共有三台电动机。M1 为主轴电动机,带动主轴旋转和刀架作进给运动;M2 为冷却泵电动机;M3 为刀架快速移动电动机。

三相交流电源通过转换开关 Q1 引入,主轴电动机 M1 由接触器 KM1 控制起动,热继电器 FR1 为主轴电动机 M1 的过载保护。

冷却泵电动机 M2 由接触器 KM2 控制起动,热继电器 FR2 为冷却泵电动机 M2 的过载保护。

接触器 KM3 为控制刀架快速移动电动机 M3 起动用,因快速移动电动机 M3 是短期工作,故可不设过载保护。

(2) 控制电路分析 控制变压器 TC 二次侧输出 110V 电压作为控制回路的电源。

① 主轴电动机 M1 的控制 按下起动按钮 SB2,接触器 KM1 的线圈获电吸合,KM1 主触头闭合,主轴电动机 M1 起动。按下停止按钮 SB1,电动机 M1 停转。

②冷却泵电动机 M2 的控制 只能在接触器 KM1 获电吸合 , 主轴电动机 M1 启动后 , 合上开关 SA 使接触器 KM2 线圈获电吸合 , 冷却泵电动机 M2 才能启动。

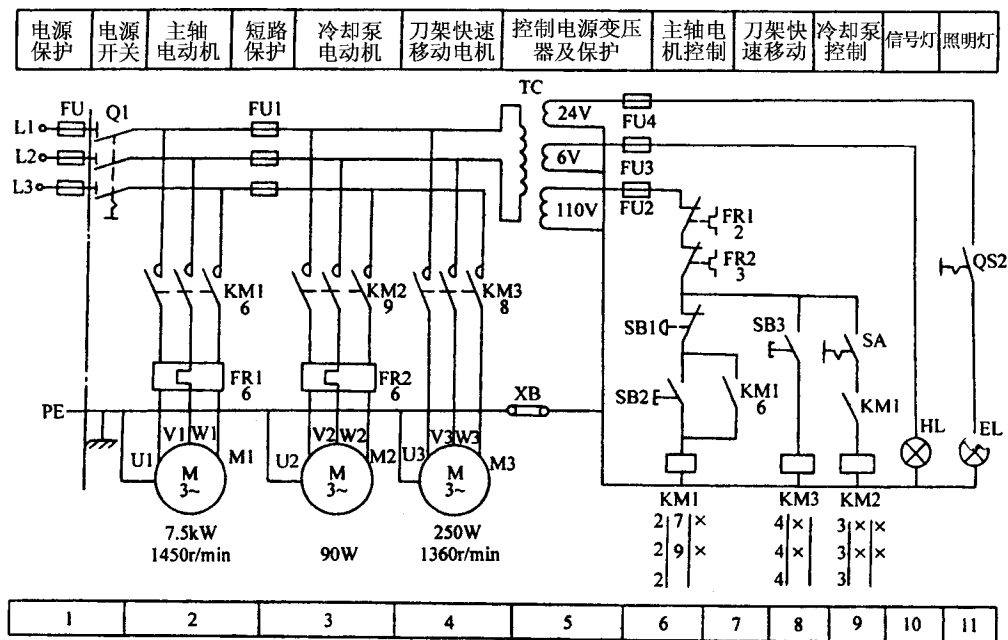


图 11-3-18 CA6140 型车床电气控制线路

③刀架快速移动电动机的控制 刀架快速移动电动机 M3 的启动是由安装在进给操纵手柄顶端的按钮 SB3 来控制 , 它与交流接触器 KM3 组成点动控制环节。将操纵手柄扳到所需的方向 , 压下按钮 SB2 , 接触器 KM3 获电吸合 , 电动机 M3 获电启动 , 刀架就向指定方向快速移动。

(3)照明、信号灯电路分析 控制变压器 TC 的二次侧分别输出 24V 和 6V 电压 , 作为机床照明灯和信号灯的电源。EL 为机床的低压照明灯 , 由开关 QS2 控制 ; HL 为电源的信号灯。

2. 常见故障分析

(1) 主轴电动机 M1 不能启动

①按启动按钮 SB2 后 , 接触器 KM1 没吸合 , 主轴电动机 M1 不能启动 故障的原因必定在控制电路中 , 可依次检查熔断器 FU2 , 热继电器 FR1 和 FR2 的动断触头 , 停止按钮 SB1 , 启动按钮 SB2 和接触器 KM1 的线圈是否断路。

②按启动按钮 SB2 后 , 接触器 KM1 吸合 , 但主轴电动机 M1 不能启动 故障的原因必定在主电路中 , 可依次检查接触器 KM1 的主触头 , 热继电器 FR1 的热元件接线端及三相电动机的接线端。

(2) 主轴电动机 M1 不能停车 这类故障的原因多数是因接触器 KM1 的铁心极面

上的油污使上下铁心不能释放或 KM1 的主触头发生熔焊或停止按钮 SB1 的动断触头短路所致。

(3) 刀架快速移动电动机 M3 不能起动 按点动按钮 SB3 接触器 KM3 没吸合 则故障必定在控制线路中 这时可用万用表进行分阶电压测量法依次检查热继电器 FR1 和 FR2 的动断触头 停止按钮 SB1 的动断触头 点动按钮及接触器 KM3 的线圈是否断路。

(三) Y3150 型滚齿机电气控制线路

1. 电气控制线路分析

Y3150 型滚齿机电气控制线路如图 11-3-19 所示。

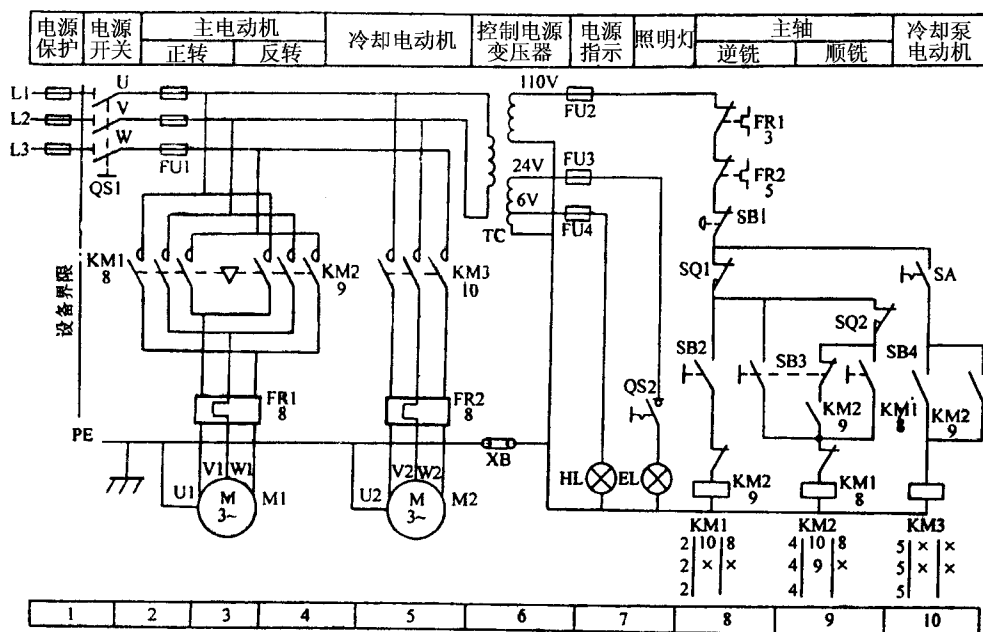


图 11-3-19 Y3150 型滚齿机电气控制线路

(1) 主电路分析 主电路中有两台电动机,其中 M1 是主轴电动机,通过机械传动装置供给刀具旋转、刀架进给及工件转动的动力;M2 是冷却泵电动机,为切削工件时输送冷却液。

两台电动机的工作要求是:主轴电动机 M1 要求有正反转控制,而冷却泵电动机 M2 只要求有正转控制。两台电动机都有短路和过载保护,分别由熔断器 FU1 和热继电器 FR1、FR2 来保护的。

(2) 控制电路分析

① 主轴电动机 M1 的控制 按下起动按钮 SB4 接触器 KM2 线圈获电吸合, KM2 主触头闭合, 主轴电动机 M1 起动。

若要刀架上下快速移动,应将操纵手柄置于快速位置,然后按 SB2 或 SB3。按下点

动按钮 SB2 接触器 KM1 线圈获电吸合,电动机 M1 反转,使刀架快速向下移动;若按点动按钮 SB3 接触器 KM2 线圈获电吸合,电动机 M1 正转,刀架快速向上移动。同时 SB3 的动断触头断开接触器 KM2 的自锁线路。

若要主轴作点动可逆运转,应将操纵手柄置于“进给位置”。

行程开关 SQ2 为终点极限开关,当工件加工完毕时,装在机床刀架滑块上的挡铁撞到 SQ2 接触器 KM2 线圈断电释放,电动机 M1 自动停车。

行程开关 SQ1 为滚刀架工作行程的极限开关,当刀架超出工作行程时,挡铁撞到 SQ1,切断控制电路的电源,使机床停车,防止了故障的发生。这时若要开车,则必须先用机械手柄把滚刀架摇到使挡铁离开行程开关 SQ1,让 SQ1 复位闭合,然后机床才能正常工作。

②冷却泵电动机 M2 的控制 冷却泵电动机 M2 只有主轴电动机 M1 起动后,合上控制开关 SA 接触器 KM3 的线圈获电吸合,KM3 主触头闭合,电动机 M2 起动,供给冷却液。

③照明指示灯电路分析 控制变压器 TC 的二次侧分别输出 24V 和 6V 电压,作为机床低压照明灯和指示灯的电源。EL 为机床低压照明灯,由开关 QS2 控制;HL 为电源指示灯。

2. 常见故障分析

(1)主轴电动机 M1 不能起动 合上电源开关 QS1 后,按下起动按钮 SB4,接触器 KM2 若不吸合,则故障原因必定在控制回路,可依次检查熔断器 FU1 和 FU2,热继电器 FR1 和 FR2 的动断触头,停止按钮 SB1,行程开关 SQ1,起动按钮 SB4 以及接触器 KM1 的动断联锁触头等接触是否良好,接触器 KM2 的线圈是否断线。

按下起动按钮 SB4,接触器 KM2 吸合,而电动机 M1 不运转,故障原因一般应在主线路中,可依次检查接触器 KM1 的主触头,热继电器 FR1 的热元件接线处,接触是否良好。

(2)工件加工完毕后不能自动停车 这个故障主要是行程开关 SQ2 未断开所造成的,可调整挡铁位置或修复行程开关 SQ2。

(3)刀架不能升降或只能作单向移动 可检查点动按钮 SB2 或 SB3 的接触是否良好,还可检查接触器 KM1 或 KM2 的动断联锁触头接触是否良好。

(4)冷却泵电动机 M2 不能起动 主轴电动机 M1 起动后,合上开关 SA,接触器 KM3 不吸合,可依次检查控制开关 SA,接触器 KM1 或 KM2 的动合辅助触头接触是否良好,接触器 KM3 的线圈是否断路。

合上开关 SA,接触器 KM3 若吸合的,但冷却泵电动机 M2 不能起动,应检查接触器 KM3 的主触头和热继电器 FR2 的接线处接触是否良好。

(四)M7120 型平面磨床电气控制线路

1. 电气控制线路分析

M7120 型平面磨床电气控制线路如图 11-3-20 所示。

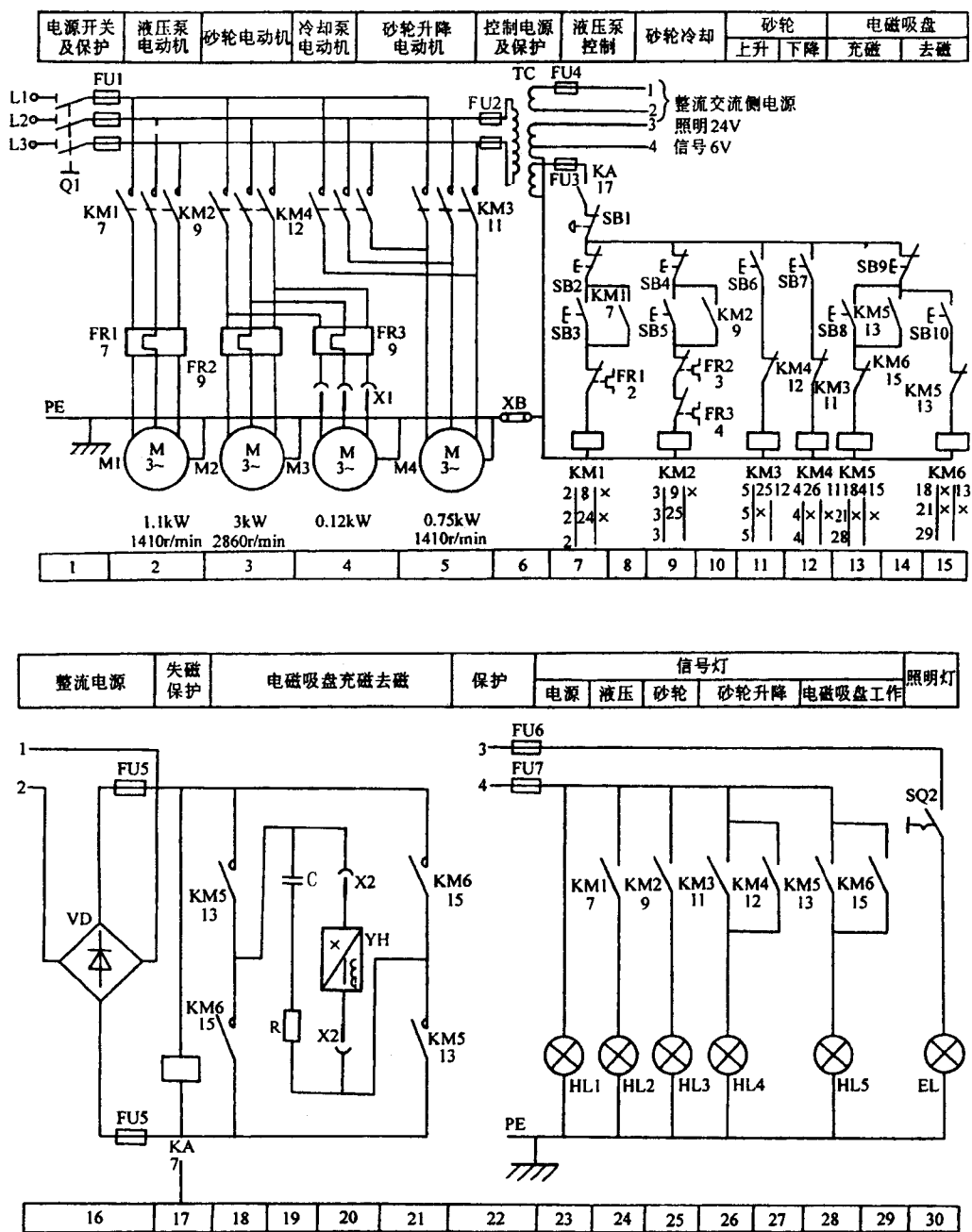


图 11-3-20 M7120 型平面磨床电气控制线路

图中分为主电路、控制电路、电磁工作台控制电路及照明与指示灯电路四部分。

(1)主电路分析 主电路中有四台电动机。其中 M1 是液压泵电动机,实现工作台的往复运动;M2 是砂轮电动机,带动砂轮转动来完成磨削加工工件;M3 是冷却泵电动机,

为砂轮磨削工件时输送冷却液 ;M4 是砂轮升降电动机 ,用于磨削过程中调整砂轮与工件之间的位置。

四台电动机的工作要求是 :M1、M2 和 M3 只要求单向旋转即可 ,而 M4 要求能正反转控制 ,冷却泵电动机 M3 要求在 M2 运转后才能运转。

(2) 控制电路分析

① 液压泵电动机 M1 的控制 如电源电压正常时 ,欠压继电器 KA 的线圈吸合 ,KA 动合触头闭合 ,然后按下起动按钮 SB3 ,接触器 KM1 线圈获电 ,KM1 主触头闭合 ,电动机 M1 起动。

② 砂轮电动机 M2 及冷却泵电动机 M3 的控制 按下起动按钮 SB5 ,接触器 KM2 线圈获电吸合 ,砂轮电动机 M2 起动。同时冷却泵电动机 M3 也同时起动。

③ 砂轮升降电动机 M4 的控制 因为砂轮升降是短时运转 ,所以采用点动控制。当按下点动按钮 SB6 ,接触器 KM3 线圈获电吸合 ,电动机 M4 起动正转 ,砂轮上升 ,上升到所需的位置 ,松开 SB6 ,KM3 线圈断电释放 ,电动机 M4 停转 ,砂轮停止上升。

按下点动按钮 SB7 ,接触器 KM4 线圈获电吸合 ,电动机 M4 起动反转 ,砂轮下降 ,当砂轮下降到所需的位置 ,松开 SB7 ,KM4 线圈断电释放 ,电动机 M4 停转 ,砂轮停止下降。

(3) 电磁吸盘控制电路分析 电磁吸盘的控制电路包括整流装置、控制装置和保护装置三个部分。

整流装置由变压器 TC 和单相桥式全波整流器 VC 组成 ,供给 110V 直流电源。

控制装置由按钮 SB8、SB9、SB10 和接触器 KM5、KM6 等组成。

充磁过程如下所述 :

按下起动按钮 SB8 ,接触器 KM5 线圈获电吸合 ,KM5 主触头闭合 ,电磁吸盘 YH 线圈获电 ,工作台充磁吸住工件。同时 KM5 自锁触头闭合 ,联锁触头断开。

磨削加工完毕 ,在取下加工好的工件时 ,先按 SB9 ,切断电磁吸盘 YH 的直流电源 ,由于吸盘和工件都有剩磁 ,所以需对吸盘和工件进行去磁。

去磁过程如下 :

按下点动按钮 SB10 ,接触器 KM6 线圈获电吸合 ,KM6 主触头闭合 ,电磁吸盘 YH 线圈通入反向直流电 ,使工作台和工件去磁 ,去磁时为防止因时间过长使工作台反向磁化 ,再次吸住工件 ,因此接触器 KM6 采用点动控制。

保护装置由放电电阻 R ,放电电容 C 及欠压继电器 KA 组成。当电磁吸盘脱离电源瞬间 ,吸盘 YH 的两端产生较大的自感电动势 ,会使线圈和其他电器损坏 ,故用电阻和电容组成放电回路。这是一种过电压保护的阻容(RC)吸收回路 ,它是利用电容器两端的电压值不能突变的特点 ,即当线路电压值增大时 ,电容器 C 处于充电状态 ,这相当于容抗值 X_C 瞬时下降 ,使电磁吸盘线圈两端电压变化趋于缓慢 ,利用充电电流经过电阻 R ,将电磁能量释放 ,欠压继电器 KA 的线圈并联在电磁吸盘 YH 电路中 ,KA 的动合触头串联在控制电路中 ,当电源电压降低或断电 ,电磁吸盘吸不牢工件时 ,欠压继电器 KA 释放 ,KA 的动合触头断开 ,

切断控制电路的电源,使接触器 KM1 和 KM2 线圈断电释放,液压泵电动机 M1 和砂轮电动机 M2 停车,防止工件被高速旋转的砂轮撞击而飞出的危险,以保证安全生产。

(4)照明和指示灯电路分析 图中 EL 为照明灯,工作电压为 24V,由变压器 TC 供给,QS2 为照明负荷隔离开关。

HL1、HL2、HL3、HL4 和 HL5 为指示灯,其工作电压为 6V,也由变压器 TC 供给,五个指示灯分别表示电源正常,电动机 M1、M2 和 M4 工作,电磁吸盘 YH 工作。

2. 常见故障分析

(1)砂轮只能下降而不能上升 首先观察接触器 KM3 是否吸合,如电源电压正常,而接触器不吸且无一点声音,可用万用表的电阻挡测量线圈两端,如电路不通,说明线圈已断路,如电路通,则可依次检查 SB6 的联接线是否脱落,接触器 KM4 的动断联锁触点接触是否良好。若接触器 KM3 有“嗡嗡”声但不吸合,可能是接触器机械卡阻。

(2)电磁吸盘没有吸力 首先检查变压器 TC 的整流输入端熔断器 FU4 及电磁吸盘电路熔断器 FU5 的熔体是否熔断;再检查接插器 X2 的接触是否良好,检查方法可用万用表直流电压挡测量 X2 的两触点电压是否正常。

如上述检查均未发现故障,则可检查电磁吸盘 YH 线圈的两个出线头,由于电磁吸盘 YH 密封不好,受冷却液的浸蚀而使绝缘损坏,造成两个出线头间短路或出线头本身断路。当线头间形成短路时,若不及时检修,就有可能烧毁整流器 VC 和整流变压器 TC,这一点应在日常维护时引起注意。

(3)电磁吸盘的吸力不足 原因之一是交流电源电压较低,导致整流后的直流电压相应下降,造成吸盘的吸力不足,检查时可用万用表直流电压挡测量整流器 VC 的输出端电压值,应不低于 110V(空载时直流输出电压为 130~140V),若是电源电压不足,则应调整交流电源电压。另外接触器 KM5 的两个主触头和接插器 X2 的插头、插座间的接触不良也会造成吸力不足。

吸力不足的原因之二是整流电路的故障。电路中整流器 VC 是由四个桥臂组成,若整流器是由硅二极管组成的,那么每臂就是一只硅二极管,如果有一个硅二极管或联接导线断路,就会造成某臂开路,这时直流输出电压将下降一半左右,从而流过电磁吸盘的电流相应减小,引起吸力降低。检修时可测量直流输出电压有效值是否有下降一半的现象。用手触摸四个整流臂的温度也可判断是否有一臂断路,断路的一臂以及与它相对的另一臂由于没有电流流过,温度要比其余两臂低。

当断开电磁吸盘 YH 回路的一瞬间,线圈将产生很大的自感电动势,线路中会出现过电压,如吸收过电压的电阻 R 或电容 C 损坏,则就有可能导致二极管击穿,若有一臂的二极管被击穿而形成短路,则与它相邻的另一桥臂的二极管也会因过流而很快损坏,变压器 TC 的二次侧绕组流过很大的短路电流,使熔断器 FU4 的熔体熔断。硅整流二极管损坏后应更换。

(五) M1432A 型万能外圆磨床电气控制线路

1. 电气控制线路分析

M1432A 型万能外圆磨床电气控制线路如图 11-3-21 所示。

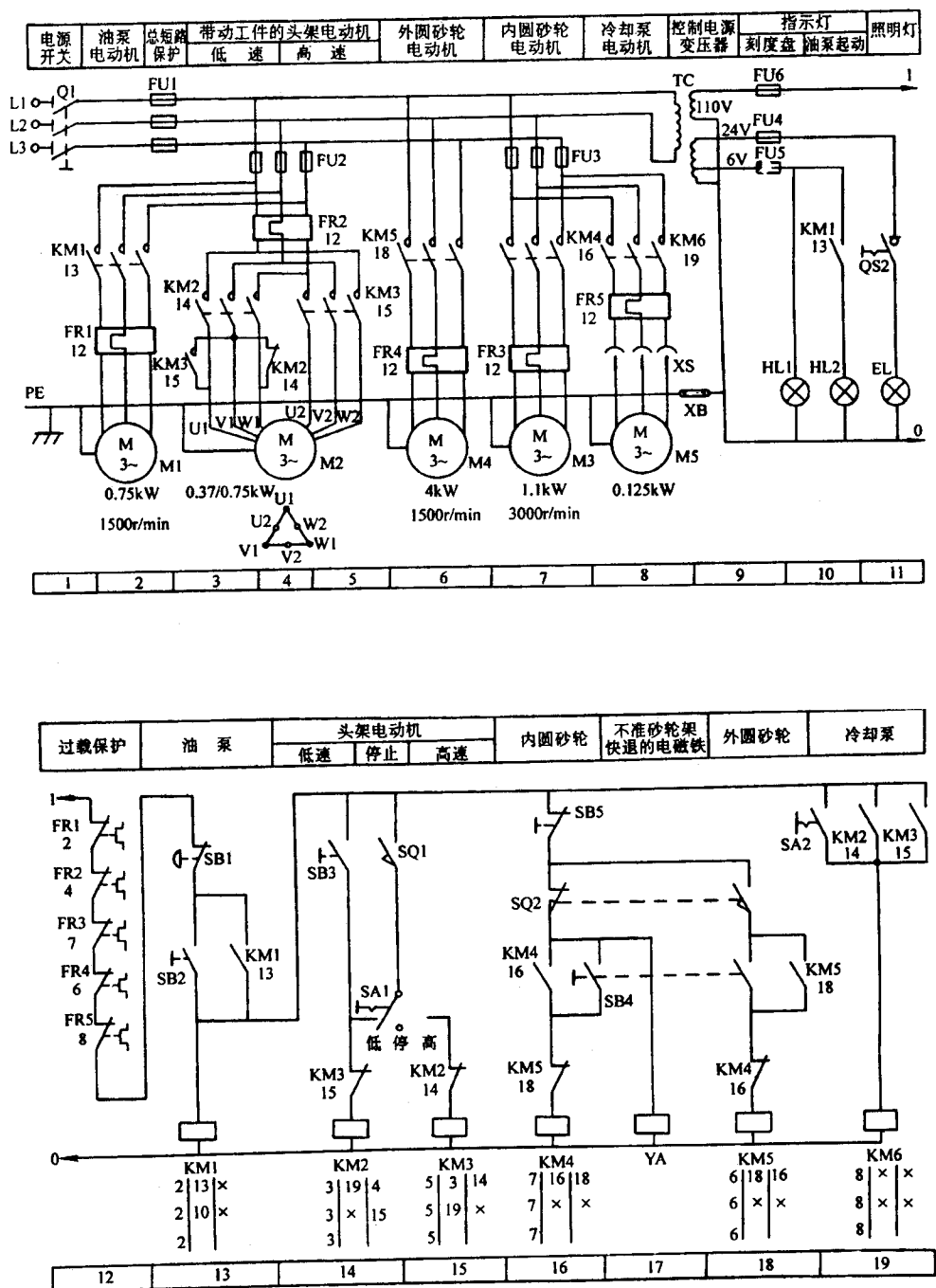


图 11-3-21 M1432A 型万能外圆磨床电气控制线路

(1)主电路分析 主电路共有五台电动机。其中 M1 是液压泵电动机,给液压传动系统供给压力油;M2 是双速电动机,是能带动工件旋转的头架电动机;M3 是内圆砂轮电动机;M4 是外圆砂轮电动机;M5 是给砂轮和工件供冷却液的冷却泵电动机。五台电动机都具有短路和过载保护。

(2)控制电路分析

①液压泵电动机 M1 的控制 M1432A 型万能外圆磨床砂轮架的横向进给、工作台纵向往复进给及砂轮架快速进退等运动,都是采用液压传动,液压传动时需要的压力油由电动机 M1 带动液压泵供给。

起动时按下起动按钮 SB2,接触器 KM1 线圈获电吸合,KM1 主触头闭合,液压泵电动机 M1 起动。

除了接触器 KM1 之外,其余的接触器所需的电源都从接触器 KM1 的自锁触头后面接出,所以只有当液压泵电动机 M1 起动后,其余的电动机才能起动。

②头架电动机 M2 的控制 头架是安装工件和使工件转动的部分。根据工件直径的大小和粗磨或精磨的不同,头架的转速是需要调整的,一般是采用塔式皮带轮调换转速。M1432A 型万能外圆磨床采用了双速电动机和塔式皮带轮,这样可得到更宽的调速范围和加倍的调速级数。

图中 SA1 是转速选择开关,分“低”、“停”、“高”三挡位置。如将 SA1 扳到“低”挡的位置,按下液压泵电动机 M1 的起动按钮 SB2,接触器 KM1 线圈获电吸合,液压泵电动机 M1 起动,通过液压传动使砂轮架快速前进,当接近工件时压合行程开关 SQ1,接触器 KM2 线圈获电吸合,它的主触头将头架电动机 M2 的绕组接成 Δ 联结,电动机 M2 低速运转。同理若将转速选择开关 SA1 扳到“高”挡位置,砂轮架快速前进压合行程开关 SQ1,接触器 KM3 线圈获电吸合,它的主触头闭合将头架电动机 M2 接成双 Υ 联结,电动机 M2 高速运转。

SB3 是点动按钮,便于对工件进行校正和调试。

磨削完毕,砂轮架退回原处,行程开关 SQ1 复位断开,电动机 M2 自动停转。

③内、外圆砂轮电动机 M3 和 M4 的控制 内圆砂轮电动机 M3 由接触器 KM4 控制,外圆砂轮电动机 M4 由接触器 KM5 控制。内、外圆砂轮电动机不能同时起动,由行程开关 SQ2 对它们进行联锁。当进行外圆磨削时,把砂轮架上的内圆磨具往上翻,它的后侧压住行程开关 SQ2,SQ2 的动合触头闭合,按下起动按钮 SB4,接触器 KM5 线圈获电吸合,外圆砂轮电动机 M4 起动。若进行内圆磨削时,将内圆磨具翻下,行程开关 SQ2 复原,按下 SB4,接触器 KM4 线圈获电吸合,内圆砂轮电动机 M3 起动。内圆砂轮磨削时,砂轮架是不允许快速退回的,因为此时内圆磨头在工件的内孔,砂轮架若快速移动易造成损坏磨头及工件报废的严重事故。为此内圆磨削与砂轮架的快速退回进行联锁。当内圆磨具翻下时,由于行程开关 SQ2 复位,使电磁铁 YA 线圈获电吸合,砂轮架快速进

退的操纵手柄锁住液压回路,使砂轮架不能快速退回。

④冷却泵电动机 M5 的控制 当接触器 KM2 或 KM3 线圈获电吸合时,头架电动机 M2 起动,同时由于 KM2 或 KM3 的动合辅助触头闭合,接触器 KM6 线圈获电吸合, KM6 主触头闭合,冷却泵电动机 M5 起动。

修整砂轮时,不需要起动头架电动机 M2,但要起动冷却泵电动机 M5。因此备有转换开关 SA2 在修整砂轮时用来控制冷却泵电动机。

(3)电路的保护及照明指示 五台电动机分别配有热继电器 FR1、FR2、FR3、FR4 和 FR5 作为过载保护,熔断器 FU1、FU2 和 FU3 作为短路保护。

控制电路中还装有刻度指示灯 HL1、液压泵起动指示灯 HL2 和机床照明灯 EL。QS2 为 24V 机床照明灯的开关。

2. 常见故障分析

(1)五台电动机都不能起动 首先检查总熔断器 FU1 的熔体是否熔断;此外应分别检查五台电动机的所属热继电器是否脱扣,因为只要有一台电动机过载,它的热继电器脱扣就会使整个控制电路的电源被切断,若遇此情况则需待热继电器复位便可修复,但要查明这台电动机过载的原因,并予以修复;其次应检查接触器 KM1 的线圈接线端是否脱落或断路,起动按钮 SB2 和停止按钮 SB1 的接线是否脱落,接触是否良好等,这些故障都会造成接触器 KM1 不能吸合及液压泵电动机 M1 不能起动,其余四台电动机也因此不能起动。

(2)电动机 M2 低速挡能起动而高速挡不能起动 首先应观察接触器 KM3 是否吸合,若将转速选择转换开关 SA1 扳到“高速”位置时,接触器 KM3 没吸合,电动机 M2 高速挡不能起动,故障的原因一般是接触器 KM3 线圈接线头脱落或接触器 KM2 的动断触头接触不良引起的。

若将转速选择转换开关 SA1 扳到“高速”位置时,接触器 KM3 是吸合的,但电动机 M2 高速挡不能起动,故障的原因一般是接触器 KM3 的主触头接触不良引起的。

(六) Z35 型摇臂钻床电气控制线路

1. 电气控制线路分析 Z35 型摇臂钻床电气控制线路如图 11-3-22 所示。

(1)主电路分析 Z35 型摇臂钻床有四台电动机。即主轴电动机 M2、摇臂升降电动机 M3、立柱夹紧与松开电动机 M4 及冷却泵电动机 M1。

为满足攻螺纹工序,要求主轴能实现正反转,而主轴电动机 M2 只能正转,主轴的正反转是采用摩擦离合器来实现的。

摇臂升降电动机能正反转控制,当摇臂上升(或下降)到达预定的位置时,摇臂能在电气和机械夹紧装置的控制下,自动夹紧在外立柱上。

摇臂的套筒部分与外立柱是滑动配合,通过传动丝杠,摇臂可沿着外立柱上下移动,但不能作相对回转运动,而摇臂与外立柱可以一起相对内立柱作 360°的回转运动。外立

柱的夹紧、放松是由立柱夹紧放松电动机 M4 的正反转并通过液压装置来进行的。

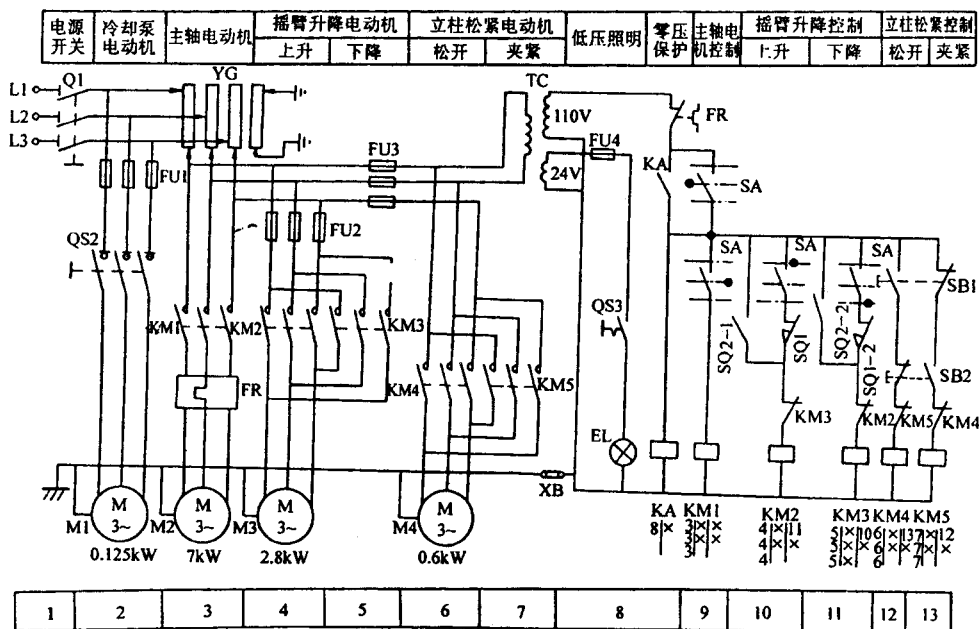


图 11-3-22 Z35 型摇臂钻床电气控制线路

冷却泵电动机 M1 供给钻削时所需的冷却液。

(2)控制电路分析 主轴电动机 M2 和摇臂升降电动机 M3 采用十字开关 SA 进行操作,十字开关的塑料盖板上有一个十字形的孔槽。根据工作需要可将操作手柄分别扳在孔槽内五个不同的位置上,即左、右、上、下和中间五个位置。在盖板槽孔的左、右、上、下四个位置的后面分别装有一个微动开关,当操作手柄分别扳到这四个位置时,便相应压下后面的微动开关,其动合触头闭合而接通所需的电路。操作手柄每次只能扳在一个位置上,亦即四个微动开关只能有一个被压而接通,其余仍处于断开状态。当手柄处于中间位置时,四个微动开关都不受压,全部处于断开状态。图中用小黑圆点分别表示十字开关 SA 的四个位置。

①主轴电动机 M2 的控制 将十字开关 SA 扳在左边的位置,这时 SA 仅有左面的触头闭合,使零压继电器 KA 的线圈获电吸合,KA 的动断触头闭合自锁。再将十字开关 SA 扳到右边位置,仅使 SA 右面的触头闭合,接触器 KM1 的线圈获电吸合,KM1 主触头闭合,主轴电动机 M2 通电运转,钻床主轴的旋转方向由主轴箱上的摩擦离合器手柄所扳的位置决定。

将十字开关 SA 的手柄扳回中间位置,触头全部断开,接触器 KM1 线圈断电释放,主轴停止转动。

②摇臂升降电动机 M3 的控制 当钻头与工件的相对高低位置不适合时,可通过摇

臂的升高或降低来调整,摇臂的升降是由电气和机械传动联合控制的,能自动完成从松开摇臂到摇臂上升(或下降)再夹紧摇臂的过程。

Z35 型摇臂钻床所采用的摇臂升降及夹紧的电气和机械传动的原理如图 11-3-23 所示。

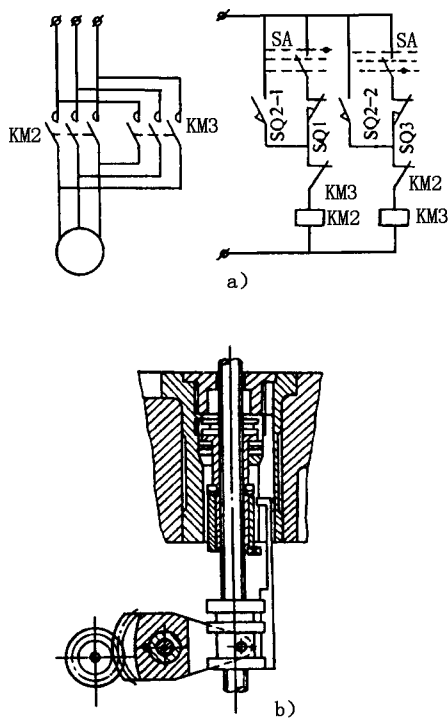


图 11-3-23 摇臂升降及夹紧的原理图

a) 电气原理图 b) 机械原理图

如果要摇臂上升,就将十字开关 SA 扳到“上”的位置,压下 SA 上面的动合触头闭合,接触器 KM2 线圈获电吸合,KM2 的主触头闭合,电动机 M3 获电正转。由于摇臂上升前还被夹紧在外立柱上,所以电动机 M3 刚起动时,摇臂不会立即上升,而是通过两对减速齿轮带动升降丝杆 1 转动,开始时由于螺母 2 未被键 4 锁住,因此丝杆 1 只带动螺母 2 一起空转,摇臂不能上升,只是辅助螺母 3 带着键 4 沿丝杆向上移动,推动拨叉 5,带动扇形压紧板 6,使夹紧杠杆把摇臂松开。在拨叉 5 转动的同时,齿条 8 带动齿轮 9 转动,使联接在齿轮 9 上的鼓形转换开关 SQ2-2 闭合,鼓形开关如图 11-3-24 所示,为摇臂上升后的夹紧做好准备。当辅助螺母 3 带着键 4 上升到螺母 2 与摇臂 7 锁紧的位置时,螺母 2 带动摇臂 7 上升,当摇臂上升到所需的位置时,将十字开关 SA 扳到中间位置,SA 上面触头复位断开电路,接触器 KM2 线圈断电释放,电动机 M3 断电停转,摇臂也停止上升。由于摇臂松开时,鼓形转换开关上的动合触头 SQ2-2 已闭合,所以当接触器 KM2 的动断联锁触头恢复闭合时,接触器 KM3 的线圈立即获电吸合,KM3 的主触头闭合,电动机

M3 获电反转,升降丝杆 1 也反转,辅助螺母 3 便带动键 4 沿丝杆 1 向下移动,辅助螺母 3 又推动拨叉 5,并带动扇形压紧板 6 使夹紧杠杆把摇臂夹紧;与此同时,齿条 8 带动齿轮 9 恢复到原来的位置,鼓形转换开关上的动合触头 QS2-2 断开,使接触器 KM3 线圈断电释放、电动机 M3 停转。

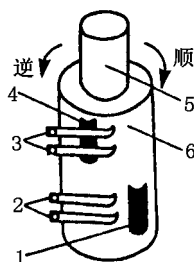


图 11-3-24 鼓形转换开关

1、4—动触头 2—动合静触头 SQ2-2

3—动断触头 SQ2-1 5—转鼓 6—转轴

要求摇臂下降,可将十字开关 SA 扳到“下”的位置,于是 SA 下面的动合触头闭合,接触器 KM3 线圈获电吸合,电动机 M3 获电起动反转,丝杆 1 也反向旋转,辅助螺母 3 带着键 4 沿丝杆 1 向下移动,同时推动拨叉 5 并带动扇形压紧板 6 使夹紧杠杆把摇臂放松,同时扇形齿条 8 带动齿轮 9 使鼓形转换开关上的 SQ2 的另一副动合触头 SQ2-1 闭合,为摇臂下降后的夹紧动作作好准备。当键 4 下降至螺母 2 与摇臂 7 锁紧的位置时,螺母 2 带动摇臂 7 下降,当摇臂下降到所需位置时,将十字开关扳回到中间位置,其他动作与上升的动作相似。要求摇臂上升或下降时不致超出允许的终端极限位置,故在摇臂上升或下降的控制电路中分别串入行程开关 SQ1 和 SQ3 作为终端保护。

③立柱的夹紧与松开电动机 M4 的控制 当需要摇臂绕内立柱转动时,应先按下 SB1,使接触器 KM4 线圈获电吸合,电动机 M4 起动运转,并通过齿式离合器带动齿式液压泵旋转,送出高压油,经油路系统和机械传动机构将外立柱松开,然后松开按钮 SB1,接触器 KM4 线圈断电释放,电动机 M4 断电停转。此时可用人力推动摇臂和外立柱绕内立柱作所需的转动;当转到预定的位置时,再按下按钮 SB2,接触器 KM5 线圈获电吸合, KM5 主触头闭合,电动机 M4 起动反转,在液压系统的推动下,将外立柱夹紧;然后松开 SB2,接触器 KM5 线圈断电释放,电动机 M4 断电停转,整个摇臂放松→绕外立柱转动→夹紧过程结束。

线路中零压继电器 KA 的作用是当供电线路断电时,KA 线圈断电释放,KA 的动合触头断开,使整个控制电路断电;当电路恢复供电时,控制电路仍然断开,必须再次将十字开关 SA 扳至“左”的位置,使 KA 线圈重新获电,KA 动合触头闭合,然后才能操作控制电路,也就是说零压保护继电器的动合触头起到接触器的自锁触头的作用。

④冷却泵电动机 M1 的控制 冷却泵电动机由转换开关 QS2 直接控制。

(3) 照明电路分析 变压器 TC 将 380V 电压降到 110V, 供给控制电路, 并输出 24V 电压供低压照明灯使用。

2. 常见故障分析

(1) 所有电动机都不能起动 当发现该机床的所有电动机都不能正常起动时, 一般可以断定故障发生在电气线路的公用部分。可按下述步骤来检查。

①在电气箱内检查从汇流环 YG 引入电气箱的三相电源是否正常, 如发现三相电源有缺相或其他故障现象, 则应在立柱下端配电盘处检查引入机床电源隔离开关 Q1 处的电源是否正常, 并查看汇流环 YG 的接触点是否良好。

②检查熔断器 FU1 并确定 FU1 的熔体是否熔断。

③控制变压器 TC 的一、二次侧绕组的电压是否正常, 如一次侧绕组的电压不正常, 则应检查变压器的接线有否松动; 如果一次侧绕组两端的电压正常, 而二次侧绕组电压不正常, 则应检查变压器输出 110V 端绕组是否断路或短路, 同时应检查熔断器 FU4 是否熔断。

④如上述检查都正常, 则可依次检查热继电器 FR 的动断触头、十字开关 SA 内的微动开关的动合触头及零压继电器 KA 线圈联接线的接触是否良好, 有无断路故障等。

(2) 主轴电动机 M2 的故障

①主轴电动机 M2 不能起动 若接触器 KM1 已获电吸合, 但主轴电动机 M2 仍不能起动旋转。可检查接触器 KM1 的三个主触头接触是否正常, 联接电动机的导线是否脱落或松动。若接触器 KM1 不动作, 则首先检查熔断器 FU2 和 FU4 的熔体是否熔断, 然后检查热继电器 FR 是否已动作, 其动断触头的接触是否良好, 十字开关 SA 的触头接触是否良好, 接触器 KM1 的线圈接线头有否松脱; 有时由于供电电压过低, 使零压继电器 KA 或接触器 KM1 不能吸合。

②主轴电动机 M2 不能停止 当把十字开关 SA 扳到“中间”停止位置时, 主轴电动机 M2 仍不能停转, 这种故障多半是由于接触器 KM1 的主触头发生熔焊所造成的。这时应立即断开电源隔离开关 Q1, 才能使电动机 M2 停转, 已熔焊的主触头要更换; 同时必须找出发生触头熔焊的原因, 彻底排除故障后才能重新起动电动机 M2。

(3) 摇臂升降运动的故障 Z35 摇臂钻床的升降运动是借助电气、机械传动的紧密配合来实现的。因此在检修时既要注意电气控制部分, 又要注意机械部分的协调。

①摇臂升降电动机 M3 某个方向不能起动 电动机 M3 只有一个方向能正常运转, 这一故障一般是出在该故障方向的控制线路或供给电动机 M3 电源的接触器上。例如电动机 M3 带动摇臂上升方向有故障时, 接触器 KM2 不吸合, 此时可依次检查十字开关 SA 上面的触头、行程开关 SQ1 的动断触头、接触器 KM3 的动断联锁触头以及接触器 KM2 的线圈和联接导线等有否断路故障; 如接触器 KM2 能动作吸合, 则应检查其主触头的接触是否良好。

②摇臂上升(或下降)夹紧后,电动机 M3 仍正反转重复不停。这种故障的原因是鼓形转换开关上 SQ2 的两个动合静触头的位置调整不当,使它们不能及时分断引起的。鼓形转换开关的结构及工作原理如图 11-3-24 所示。图中 1 和 4 是两块随转鼓 5 一起转动的动触头,当摇臂不作升降运动时,要求两个动合静触头 3 和 2 正好处于两块动触头 1 和 4 之间的位置,使 SQ2-1 和 SQ2-2 都处于断开状态。如转轴受外力的作用使转鼓沿顺时针方向转过一个角度,则下面的一个动合静触头 SQ2-2 接通;若鼓形转换开关沿逆时针方向转过一个角度,则上面的一个动合静触头 SQ2-1 接通。由于动触头 1 和 4 的相对位置,决定了转动到两个动合静触头接通的角度值,所以鼓形转换开关 SQ2 的分断是使摇臂升降与松紧的关键。如果动触头 1 和 4 的位置调整得太近,就会出现上述故障。当摇臂上升到预定位置时,将十字开关 SA 扳回中间位置,接触器 KM2 线圈就断电释放,由于 SQ2-2 在摇臂松开时已接通,故接触器 KM3 线圈获电吸合,电动机 M3 反转,通过夹紧机构把摇臂夹紧;同时齿条 8 带动齿轮 9 复原,齿轮 9 带动鼓形转换开关逆时针旋转一个角度,使 SQ2-2 离开动触头 4 处于断开状态,而电动机 M3 及机械部分装置因惯性仍在继续转动,此时由于动触头 1 和 4 间调整得太近,鼓形转换开关转过中间的切断位置,使动触头又同 SQ2-1 接通,导致接触器 KM2 再次获电吸合,使电动机 M3 又正转起动,如此循环,造成电动机 M3 正反转重复运转,使摇臂夹紧和放松动作也重复不停。

③摇臂升降后不能充分夹紧。原因之一是鼓形转换开关上压紧动触头的螺钉松动,造成动触头 1 或 4 的位置偏移。在正常情况下,当摇臂放松后,上升到所需的位置,将十字开关 SA 扳到中间位置时, SQ2-2 应早已接通,使接触器 KM3 获电吸合,使摇臂夹紧。现因动触头 4 位置偏移,使 SQ2-2 未按规定位置闭合,造成 KM3 不能按时动作,电动机 M3 也就不起动反转进行夹紧,故摇臂仍处于放松状态。

若摇臂上升完毕没有夹紧作用,而下降完毕却有夹紧作用,这是由于动触头 4 和静触头 SQ2-2 的故障。反之是动触头 1 和静触头 SQ2-1 的故障。

另外鼓形转换开关上的动静触头发生弯扭、磨损、接触不良或两个动合静触头过早分断,也会使摇臂不能充分夹紧。

另一个原因是当鼓形转换开关和连同它的传动齿轮在检修安装时,没有注意到鼓形转换开关上的两个动合触头的原始位置与夹紧装置的协调配合,就起不到夹紧作用。例如在安装带动鼓形开关的齿轮 9 时,由于把它与扇形齿条 8 的啮合偏移了三个齿,这就造成摇臂夹紧机构在没有到夹紧位置(或超过夹紧位置),即在离夹紧位置尚有三个齿距处便停止运动。

摇臂若不完全夹紧,会造成钻削的工件精度达不到规定。

④摇臂上升(或下降)后不能按需要停止。这种故障也是由于鼓形转换开关的动触头 1 或 4 的位置调整不当而造成的。例如当把十字开关 SA 扳到上面位置时,接触器 KM2 获电动作,电动机 M3 起动正转,摇臂的夹紧装置放松,摇臂上升,这时 SQ2-1 应

该接通,但由于鼓形转换开关的起始位置未调整好,反而将 SQ2-1 接通,结果当把十字开关 SA 扳到中间位置时,不能切断接触器 KM2 线圈电路,上升运动就不能停止,甚至上升到极限位置,终端位置开关 SQ1 也不能将该电路切断。发生这种故障是很危险的,可能引起机床运动部件与已装夹的工件相撞,此时必须立即切断电源总开关 QS1,使摇臂的上升移动立即停止。由此可见,检修时在对机械部分调整好之后,应对行程开关间的位置必须进行仔细的调整和检查。

检修中还要注意三相电源的进线相序应符合升降运动的规定,不可接反,否则会发生上升和下降方向颠倒,电动机开停失灵,限位开关不起作用等后果。

(4) 立柱夹紧与松开电路的故障

① 立柱松紧电动机 M4 不能起动 这主要是由于按钮 SB1 或 SB2 触头接触不良,或是接触器 KM4 或 KM5 的联锁动断触头及主触头的接触不良所致。可根据故障现象,判断和检查故障原因,予以排除。

② 立柱在放松或夹紧后不能切除电动机 M4 的电源 这故障大都是接触器 KM4 或 KM5 的主触头发生熔焊所造成的,应及时切断总电源,予以更换,以防止电动机因过载而烧毁。

第三节 数控机床电路的检修

一、数控机床电路检修的基本要求

(一) 必须有高水平的 维修人员

数控机床的自动化程度很高,控制系统也比较复杂,机、液、电三者是一个统一的整体,维护起来要比普通机床复杂得多,要求操作者和维修人员知识面要广,尤其对维修人员要求更高,不仅要懂理论知识,而且要有丰富的实践经验。要求维修人员必须具备电子技术、计算技术、电机技术、自动化技术、测量技术、机械、液压和加工工艺等方面的知识,才能较全面了解并掌握数控系统,做好维修工作。

(二) 维修人员应参与数控机床的前期管理

不管是从国外引进数控机床,还是购买国产的数控机床,维修人员应参与订货的工作。因为在订货过程中,供货方对机床的机械结构和控制系统,都会作较为详细的介绍,这样就会对整台设备有个初步了解,并就一些问题可以向对方提出咨询。另外,维修人员可以根据自己过去工作的经验,向对方索要必须提供的资料。

数控机床资料一定要齐备,这是维修工作顺利进行的可靠保证。机床资料大致分为机械和电气两大部分。

机械部分 机械操作说明书、关键机械结构的部件装配图、总装配图、关键零件的加工图、液压原理图、气动原理图、液压管路图,并应在图中标出压力检测点的标准压力。

电气部分 :CNC 系统操作说明书、CNC 系统图、连接说明书、维修说明书、PLC 梯形图、PLC 报警表、机床参数表、PLC 用户参数表、电气原理图、电气外部和内部接线图。

对于上述资料,维修人员一定要熟悉了解。这样才能更好,更快地排除机床出现的各种故障。

如果有条件,维修人员应配备一套数控系统所用的各种电气元器件手册和集成电路手册,以便随时查阅。

(三) 配备必要的仪器仪表

为便于维修工作,应该配备必要的仪器仪表,常用的测量仪器仪表有:

- 1) 用于测量交流电源电压的交流电压表,其测量误差应在 $\pm 1.5\%$ 以内。
- 2) 用于测量直流电源电压、量程分别为 10V 和 30V 的直流电压表,其测量误差应在 $\pm 1.5\%$ 以内,用数字式电压表更好。
- 3) 指针式和数字式万用表,其中指针式万用表是必备的。
- 4) 用于检查三相输入电源相序的相序表,以供维修晶闸管伺服驱动系统时检查三相电源的相序,保证驱动系统工作正常。
- 5) 便携式双踪示波器是必备的仪器。
- 6) 如果条件许可,应该配备逻辑分析仪、集成电路测试仪、晶体管测试仪、脉冲信号发生器、频率计数器、多路直流稳压电源等仪器仪表。
- 7) 如果条件优越,可配备一台记录示波器。

二、数控机床电路的预防性维修

为充分发挥数控机床的效益,重要的一环是做好预防性维修,使数控系统少出故障。预防性维修的关键是加强日常的维修保养,通常应做到如下几点:

1) 为数控机床配备的数控系统编程、操作和维修等人员,应熟悉所用机床的机械、数控装置、强电设备、液压、气路等部分以及规定的使用环境(室温、湿度等)、加工条件等,并要严格按机床及数控装置使用说明书的正确要求合理地使用,尽量避免因操作不当而引起故障。

2) 数控系统的电源大致分为两部分。一部分为数控装置及接口电路的工作电源;另一部分为计算机及接口电路(PLC)存储程序用电源。后者是不能断电的,都接有缓冲电池。在第一种工作电源报警时,按一般的稳压电源处理。第二种电源报警时,必须慎重处理,一定要先接通新电池,且不可将电池极性接反,然后才能拆除旧电池。否则,一瞬间的电路失电,将使计算机或 PLC 的程序消失。另外,要注意采用的锰碱性干电池,其寿命约一年,通常即使没有产生电池报警,但仍应以每年定期换一次为宜。

对于缓冲电池必须慎重对待的第二个方面,是当拆卸某些数控部件的罩壳时,要注意缓冲电池是外挂的还是附在电路板上的。如果是外挂,在拆某些罩壳时千万不能将缓冲电池的连接插座拔下,否则将同样造成计算机程序消失的严重后果。

3) 直流伺服电动机的定期检查和清扫。要经常检查电刷和换向器,看看磨损的程度如何?对于数控车床、数控铣床和加工中心等,可每年检查一次,而对于频繁加减速的机床,如冲床等,应每两个月检查一次。检查要在数控系统处于断电状态,且电动机已完全冷却的情况下进行。其方法是,拧下电刷盖,取出电刷,当电刷磨损到新电刷长度的 $1/2$ 时,就不应再继续使用,必须换同型号的新电刷。然后仔细检查电刷接触面是否有深沟或裂痕,如有,则须仔细检查换向器表面,若表面正常,可换新电刷,若表面出现沟痕,应对换向器进行处理。电刷或换向器上如有油污,应及时处理,不然会产生振动。

4) 纸带阅读机的定期维护。纸带阅读机是数控系统信息输入的重要装置。如果纸带阅读机的读带部分(即阅读头的发光和受光部分)有污物,就会使读入的纸带信息出现错误,所以,对阅读头表面、纸带压板、纸带通道表面应每天进行检查,用纱布蘸无水酒精擦净污物。对纸带阅读机的运动部分,如主动轮滚轴、导向滚轴、压紧滚轴等应每周清擦一次,对导向滚轴、张紧臂滚轴应每半年加注一次润滑油。

5) 要经常查看各种设定参数是否正确,除短路棒设定之外的各种设定参数,有可能被大的干扰所破坏。有的参数被破坏之后,使得机床不能正常运行(起动不了,运行起来振动或不能回零等);有的参数被破坏之后,表面上看,运行起来并无异常感觉,但实际上已影响了加工精度(像螺补参数或反向间隙补偿参数被破坏后)。

6) 总停开关要保持有效。此环节必须可靠,有效,如果有不可靠现象出现,必须及时抢修。

7) 各种监控保护环节要有效。各种监控环节有的有互锁,有的无互锁。监控失灵就要毁坏设备,像这样的监控环节要经常查看,如静压蜗杆、静压导轨的压力监控,主轴轴承的热监控,电动机过载电流监控等。

8) 确保各种电压(AC、DC)的正确性。电源电压是控制系统的基础,必须保证正确。要定期检查,特别是各种直流电压,有可能偏离正常值(稳压调节不灵)。

9) 空气过滤器的清扫。安装在数控装置后门底部的空气过滤器灰尘过多,会造成柜内冷却空气通道不畅,引起柜内温度过高,而使系统不能可靠工作。因此,应根据车间环境每半年或一季度甚至一个月检查、清扫一次。具体方法是:先拧下螺钉,拆下空气过滤器,然后在轻轻振动过滤器的同时,用压缩空气由里向外吹掉空气过滤器内的灰尘。如果过滤器太脏,用上述方法不能除去灰尘时,可用中性清洁剂(清洁剂和水的配比为 5:95)冲洗(切不可揉擦),然后置于阴凉处晾干即可。

10) 注意密闭数控柜门。为了散热,应及时清理空气过滤器,而切不可用敞开柜门的方法。因为车间内空气中飘浮有灰尘、油雾和金属粉末等,这些杂物落在印制电路板和

电子组件上,容易使电器元件间绝缘电阻下降而出现故障,甚至使电器元件及印制电路板损坏。对于主轴控制系统安装在强电柜中的数控机床,强电柜门不关严,密封不良,是使电器元件损坏、主轴控制失灵的原因之一。

11)热管冷却装置的清扫。为了加强散热效果,有些伺服电动机或主轴电动机在其端部设有冷却装置。如果冷却装置的保护网或散热片很脏,使冷却能力降低,就会因热损耗而产生故障。具体方法是:若因保护网积尘而妨碍通风,可将其取下清扫;当散热片(多数为铝圆盘)积尘很多时,可用压缩空气吹净,或用细棒等将积尘除去。但要注意,不得将散热片挤成一堆,重叠在一起,以免影响散热效果。上述的清扫周期一般为六个月。

12)对于长期不用的数控机床,应经常给常控系统通电。在机床锁住不动下使其空运行。在空气湿度较大的梅雨季节更应每天通电,利用电器元件所发的热驱除数控柜内的潮气,以保证电子部件性能的稳定可靠。实践证明,停置不用的机床经过黄梅天后,往往容易发生各种故障。如果数控机床闲置半年以上,应将其直流伺服电动机的电刷取出,以免由于化学作用使换向器表面腐蚀,换向性能变坏,甚至损坏电动机。

三、数控机床电路的故障诊断方法

(一)故障的常规处理方法

为便于分析和排除故障,除应保存随设备提供的原始技术资料外,还要备有故障记录本,由使用者详录数控机床的运动情况及所发生的故障,如故障出现时数控系统的工作方式、故障部位、CRT的位置显示以及报警号等。这些记录可为分析原因、查找故障源提供重要依据。

系统发生故障后,如果不能自行排除,则应及时与维修部门联系,以便尽快修复。切勿盲目拆卸、调试,以免造成更多的故障和损失。与数控维修部门联系时,要准确说明数控机床的生产厂名、型号和数控系统的名称、型号、出厂的序列号、软件系列号及版数以及是否有备件等。更应该详细说明的是故障情况,以便维修人员做好充分准备,迅速排除故障。例如:

1)机床定位不准,是全部轴还是某一轴定位不准;定位误差量有多大,每次定位是否有规律;定位不准现象是发生在自动方式还是手动方式,还是两者均发生。

2)机床发生振动、颤抖或超调现象,是发生于全部轴还是某一轴;故障在何时发生,是电源接通立即发生还是在进给轴运行时发生,或是仅在进给轴加速、减速时发生。

3)数控系统有报警或数控机床动作异常。故障的报警号内容;发生故障时的位置显示值;故障发生时机床正处于何种状态,数控装置进行何种操作,是自动或手动工作方式,还是手轮进给方式;机床动作,如快速运行、切削进给等不正常时的实际速度值;在自动运转中发生故障时,应说明运行程序是已用过的还是新程序;故障的发生是偶然的,还是有规律的,以及重复发生的频率;当辅助机能(M、S、T、B机能)不正常时,应说明该系

统是否带有 PLC(可编程控制器)及所用 PLC 软件系列号和版数 ;故障的发生是否有外界影响 ,如突然停电 ,外线电压波动过大或打雷等 ;故障发生时数控系统存储的参数是否与参数表一致等。

4)伺服单元故障。CRT 有无报警号 ,或伺服单元报警指示灯的点亮情况 ;发生报警的轴 ,电动机的种类及其型号 ,或所用检测器的型号。

(二)故障的一般判断方法

数控系统的品种繁多 ,不仅外形体积各异 ,其内部结构差别极大 ,而且编程格式也有很大不同。无论何种数控系统 ,当发生故障时 ,都可遵循下述方法进行综合判断 :

1)利用问、看、听、触、嗅的感官功能 ,注意发生故障时是否有响声及其来源 ,是否有闪光产生 ,是否有焦糊味 ,观察可能发生故障的每块印制线路板的表面状况等 ,以进一步缩小检查范围。

2)多数系统都具有自诊断程序对系统进行快速诊断 ,在检测到故障时立即将诊断以报警号在 CRT 上显示 ,或点亮操作面板上各种报警指示灯。通常 ,NC 还能将故障进行分类。一般包括存储器工作不正常引起的报警、程序错误或误操作报警、控制单元或电动机过热报警、设定错误报警、超程报警、连接单元(或输入/输出单元)或可编程控制器故障报警以及伺服系统报警等。一般数控系统有几十种报警 ,诊断功能强的有几百种报警。许多数控系统的控制单元(即主板)、输入单元(电源单元)、连接单元(信号输入/输出单元)以及伺服单元均有报警指示灯。根据报警号和报警指示灯的提示 ,可以迅速找到故障源。

3)发生故障时及时核对系统参数 ,因为这些参数直接影响着机床的性能。由于受外界的干扰或不慎而引起存储器内的个别参数发生变化 ,从而会出现故障。

4)检查印制电路板上短路棒的设定。与系统参数一样 ,短路棒的设定 ,是为了保证数控系统与机床相配后能处于正确的工作状态。如在位置检测系统中 ,可以选择旋转变压器或感应同步器等不同的检测元件。为了适应不同的检测元件 ,可能有不同的相应的设定。

5)利用印制电路板的检测端子来测量电路的电压及波形 ,以检查有关电路的工作状态是否正常。但利用检测端子进行测量以前 ,应先熟悉这些检测端子的作用及有关部分的电路或逻辑关系。

6)利用自诊断功能的状态显示来检查数控系统与机床之间的接口信号。也就是说 ,可以检查数控系统是否已将信号输出给机床 ,以及机床的开关信号是否已输入到数控系统 ,从而将故障范围缩小到数控系统一侧或机床一侧。

7)备件置换法。如果备有印制电路板 ,可用备用的线路板替换认为有故障的印制电路板。这种方法可缩小故障判断的范围 ,迅速找出存在故障的印制电路板。但需注意 ,置换某些印制电路板(如存储器板)之后 ,需要对系统作某些规定的操作(如存储器初始

化、重新送系统参数等)。另一些印制电路板(如同步印制电路板、旋转变压器/感应同步器接口板等)置换后,要注意短路设定棒的设定位置,或对电位器等作必要的调整。

(三)常见故障诊断

故障的现象和原因有多种多样,这里仅列举最常见的,以供参考。

1. 数控系统不能接通电源

数控系统的电源输入单元一般都有电源指示灯(多数为绿色发光二极管),如果此灯不亮,可先检查电源变压器是否有交流电源输入。如果交流电源已输入,应检查输入单元的熔断器是否烧断。若输入单元的报警灯亮(一般为红色发光二极管),应检查各直流工作电压(+5V、+24V等)电路的负载是否有短路现象。此外,数控系统电源开关(ON、OFF按钮)中的OFF按钮接触不良,造成电源输入无法自保持,使得松开ON按钮后电源即被切断。机床操作面板的数控系统电源开关失灵,以及电源输入单元不良等,也会使系统不能接通电源。

2. 电源接通后 CRT 无辉度或无显示

此类故障多数是:

1)与 CRT 单元有关的电缆连接不良,应重新检查、连接。

2)检查 CRT 单元输入电压是否正常。但检查前要了解 CRT 单元所用的电源。一般 23mm 单色 CRT 多数为 +24V 直流电源,而 35mm 彩色 CRT 为 200V 交流电压。

3)CRT 单元由显示单元、调节器单元等部分组成,其中任一部分不良都会造成 CRT 无辉度或有辉度而无图像等故障。

4)用示波器检查 VIDEO(视频)信号输入,如无,则故障出在 CRT 接口印制电路板或主控制电路板。

5)主控制印制电路板发生报警指示,也可影响 CRT 显示,此时故障的起因多数不是 CRT 本身,可按报警信息来分析处理。

3. CRT 无显示时机床不能动作

其原因可能是主印制电路板或控制 ROM 板不良。

4. CRT 无显示但机床却能正常执行手动或自动操作

这种现象说明系统控制部分能正常进行插补运算,仅显示部分或控制部分发生故障。

5. 机床不能动作的原因

1)数控系统的复位按钮被接通。

2)数控系统处于紧急停止状态。

3)程序执行时 CRT 有位置显示变化,而机床不动,应检查机床是否处于锁住状态。

4)进给速度设定错误,是否设定为零值。

5)系统是否处于报警状态。

6. 返回基准点时机床停止位置与基准点位置不一致

机床返回基准点的方式随数控系统而异。但就多数数控系统而言,是采用栅格方式或磁性开关方式返回基准点。当采用栅格方式时,可通过移动栅格(可由系统参数设定)来调整基准点位置;采用磁性开关方式时,则通过移动接近开关来调整其基准点位置。现仅以栅格方式返回基准点为例,出现停止位置与基准点不一致大体有下述三种情况:

1) 停止位置偏离基准点一个栅格距离。这是减速挡块安装位置不正确或减速挡块长度太短所致,可通过重新调整挡块位置或适当增加挡块长度予以解决。挡块位置的调整步骤是:

① 用手动方式返回基准点。

② 记下机床停止位置的显示值。

③ 由基准点以低速移动机床直到减速信号变为接通(ON)位置(一般可通过诊断功能来确认),并记下此时的位置显示值。

④ 由步骤②和③计算出从基准点到减速信号变为ON的距离。

⑤ 调整减速挡块位置,使此距离变为检测器每转时机床移动距离的一半即可。

2) 随机偏差,即没有规律性。其故障的原因可能是:

① 外界干扰,如屏蔽地连接不良,脉冲编码器的信号电缆与电源电缆靠得太紧等。

② 脉冲编码器的电源电压过低,应检查电缆插头是否因接触不良而使供电脉冲编码器的+5V工作电压降超过0.25V(脉冲编码器内接线板上的电压应超过4.75V才能可靠工作)。

③ 脉冲编码器不良。

④ 可能是数控系统的主印制电路板不良。

3) 微小误差。多数为电缆或连接器接触不良,或因主印制电路板及速度控制单元不良,造成位置偏差量过大。

7. 不能正常返回基准点,且有报警产生

其原因一般是脉冲编码器的一转信号没有输入到主印制电路板,如脉冲编码器断线或脉冲编码器的连接电缆、抽头断线。另外,返回基准点时的机床开始移动点距基准点太近也会产生报警。

8. 返回基准点过程中数控系统突然变成“NOTREADY”(没有准备好)状态,但又无报警产生

这种情况多数为返回基准点用的减速开关失灵,触头压下后不能复位。

9. 手摇脉冲发生器(又称手摇盘)不能工作

这有两种情况:一是转动手摇脉冲发生器时,CRT画面的位置显示发生变化,但机床不动。此时应通过诊断功能检查系统是否处于机床锁住不动状态,如未锁住,则再由诊断功能确认伺服断开信号是否已被输入到数控装置内。如果上述处理无效,则故障多数出在伺服系统。二是转动手摇脉冲发生器时,CRT画面的位置显示无变化,机床也不运

动。此时可从以下几个方面进行检查：

- 1) 确认是否带有手摇脉冲发生器功能(可通过核查参数是否发生变化来确认)。
- 2) 检查机床锁住信号是否已被输入(通过诊断机能检查)。
- 3) 选择手摇脉冲发生器的方式信号是否已输入(亦可通过诊断功能来确认)。
- 4) 检查主板是否有报警灯亮。如果以上均正常,则可能是手摇脉冲发生器或手摇脉冲发生器接口板不良(一台数控机床带有两个及以上手摇脉冲发生器时需配置接口板)。

10. 垂直运动轴失控(偶然发生)突然下滑

一般来说,这类故障多数是由主板上的位置控制部分不良引起的,只要置换有关位置控制部分的印制电路板即可。

(四)故障诊断流程图

数控机床是一种典型复杂的机电一体化产品,按照传动形式所采用的机件和工作介质的不同可划分成:电气传动及控制系统、机械传动及控制系统、液压传动(气压传动)及控制系统三大部分。三大传动控制系统都有其自身的特点,可以采用不同的维护手段和方法,达到从整体上维护好数控机床的目的。

图 11-3-25 所示故障诊断流程图就是从这三方面来处理分析故障的,可供数控维修人员参考。

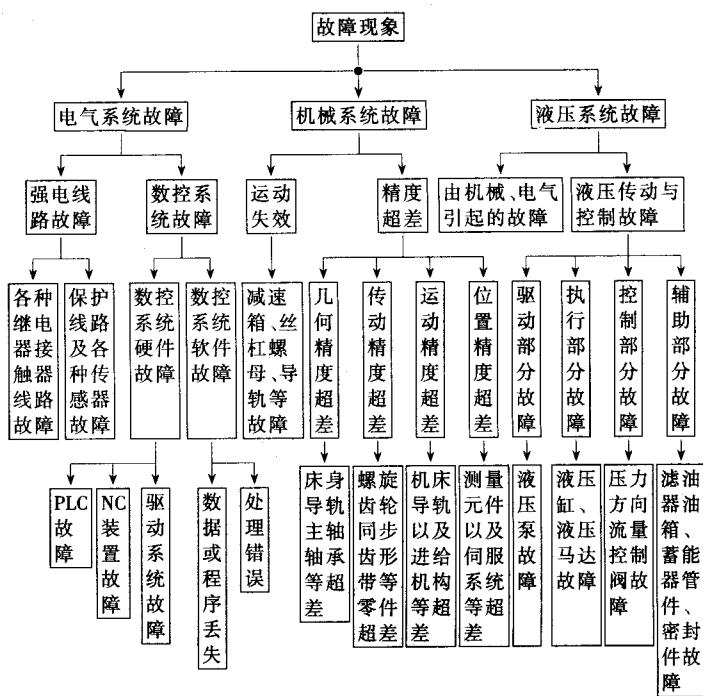


图 11-3-25 故障诊断流程图

第四章 机床电气设备的运行维护

第一节 机床电气设备的检查

一、外观检查

(1) 设备应可靠接地,地线应采用多股铜线,其截面积不得小于 4mm^2 。

(2) 设备外表整洁,安装稳固可靠,并能方便拆卸、维修和调整。

(3) 所有电气设备、元器件应按图纸要求完整无缺,若要代用,需查阅有关产品目录,应保证主要参数一致或接近。

二、外部配线

(1) 配线必须整洁,绝缘无破损现象,可用 500V 兆欧表测量绝缘电阻值应不低于 $0.5\text{M}\Omega$ 。

(2) 电线管应整齐,固定可靠,管子的连接采用管接头,管子终端应安装管扣保护圈。

(3) 为避免将电线管与油管或冷却液管混淆,不应把电线管与它们装设得很近。

(4) 电线可敷设有机床底座内的导线通道内,但必须防止液体、铁屑和灰尘侵入。

(5) 导线端头上应有线号,线头弯曲方向要与螺帽拧紧方向一致,多股线端头应压接或烫焊锡。

(6) 压接导线的螺钉应有平垫圈和弹簧垫圈。

(7) 主电路、控制电路,特别是接地线颜色应有区别。

(8) 敷设在易受机械损伤部位的导线,应采用铁管或金属软管保护,而在不可能遭受机械损伤部位的导线,可采用塑料管保护,在发热体上方或旁边的导线,必须加耐热瓷管

进行保护。

(9)连接活动部分的导线(如箱门、刀架、溜板箱等)应采用多股软线。对多根导线可用线绳、螺旋管捆扎或用塑料管、金属软管保护,以免损伤。对活动束线应留有一定的弯曲活动长度,保证线束在活动中不受拉力。

三、电气元件的检查

(1)继电器和接触器应外观清洁,电木无烧伤痕迹;触点平整,接触可靠;衔铁动作灵活无粘卡现象;保证三相触点同步通断,在85%的额定电压下能可靠动作,灭弧装置无缺损;可逆接触器应有可靠的机械联锁。

(2)电磁铁的行程不超过规定距离,工作衔铁动作灵活可靠,并无异常响声,在85%额定电压下应能可靠动作。

(3)各种行程开关、按钮等动作灵活,准确可靠。

(4)电气仪表的表盘玻璃完好,表针动作灵活,计量准确。

(5)导线颜色应符合规定。

(6)各导电部分对地绝缘电阻应不小于 $1\text{M}\Omega$ 。

第二节 机床电气安全措施

一、保护接地

保护接地是将电气设备的金属外壳与大地直接连接,使设备漏电时,在外壳上的对地电压限制在安全电压范围以内,避免人身电击的危险。

为了预防机床电气设备在漏电情况下,免遭电击的危险,保护接地电路的连续性必须得到保证,应确保机床接地端子板和电气设备任何外露的金属导体之间的电阻值不得大于 0.1Ω 。接地装置的连接点要采取必要措施(如进行加工,使其金属面平整和采用梅花式弹性垫圈),确保有良好的导电性,同时必须满足以下要求:

(1)所有可拆卸的电器和箱体,必须具备接地螺钉(端子)。

(2)金属软管不准当作地线使用,且必须用管接头和金属管垫使其与机床有良好的导电接触。

(3)在拆掉机床上某一电器时,不得将其他电器的保护接地线拆断。可采用保护地线的树叉式接法。

(4)机床电气设备紧固螺钉,不得用作接地螺钉,反之亦然。而电器的金属底座不得

用作接地母线。

(5) 一个接地端子只允许接一根保护地线。

二、紧急停车

机床出现不正常的危急情况时,必须采取措施立即停车,以免事态扩大。紧急停车可以用电源开关来实现,也可用急停按钮来实现,对急停器件有以下要求:

- (1) 手柄或蘑菇头按头必须是红色。
- (2) 底盘或底面必须是黄色的,其形状不作规定,可以是圆形、正四边形或其他形状。
- (3) 急停器件近旁不需要设任何形象化符号。
- (4) 急停按钮的按头必须是圆形或蘑菇头形,不许用其他形状,如矩形、方形等。
- (5) 急停按钮的按头必须突出来。
- (6) 急停按钮不得用带灯的按头。
- (7) 急停按钮最好是自锁式的。

三、安全电压

当交流电压低于 50V 和直流电压低于 120V 时,人们接触漏电设备时,不会发生致命危险。

电气设备绝缘失效或损伤而漏电时,保护装置(如漏电保护断路器)应在规定的时间内切断电气设备的电源,以免事态扩大,发生设备和人身事故,而最长的触电持续时间见表 11-4-1。

表 11-4-1 允许的最长的触电持续时间

最长的切断时间/s	接 触 电 压 /V		最长的切断时间/s	接 触 电 压 /V	
	交流电压	直流电压		交流电压	直流电压
∞	< 50	< 120	0.2	110	175
5	50	120	0.1	150	200
1	75	140	0.05	220	250
0.5	90	160	0.03	280	310

四、电源开关

当清扫机床、维修机床或电气设备,以及设备较长时间不使用时,应使机床电气设备与电网隔离,以免发生人身和设备事故,对电源开关要求如下:

(1) 带电端子应加盖,电源开关断电后,仍然带电的部分,必须加绝缘盖防护,以避免偶然触电。盖上还必须贴上三角黑色闪电标志,提醒人们注意。电源开关进线端子必须加盖,如果进线不经电源进线板,而是直接接在电源开关端子上,其电源侧端子必须加绝

缘盖板。

(2) 必须带锁住机构,以便不用机床时在断开位置上锁住主开关,有些大型机床还应有几把锁,每把锁都有自己的钥匙,分别由使用者掌握。若钳工和电工同时进行同一台机床的维修,他们就得各自有一把锁将电源开关锁住。当两人各自分别完成任务后才把锁打开,这样有利于人身安全。

(3) 必须有手动手柄,机床电源开关必须有手动的操作件。

(4) 只允许有一个接通位置和一个断开位置,不允许有几个接通和断开位置,也不允许有其他功能的位置。如倒顺开关就不准用作电源开关。

(5) 对手动器件,如按钮、选择开关等,在其附近或在元件上,都必须具有清楚、耐久的功能标志。

五、插销用作电源开关

只有满足以下条件,才能用插销作为机床电气设备的电源开关:

(1) 电动机总功率不超过 2kW,交流电流不超过 16A(不得用于直流电流)。

(2) 插销必须具备接地极,接地极应长于载流极。

(3) 机床电气设备必须具有切断负载的开关,即插销只能作为隔离开关,绝对不允许作为负荷开关用。

(4) 必须安装在操作者看得见和摸得着的位置。

(5) 电路的电源侧必须连接在插销的插孔上。

六、一台机床可有几个电源开关

按规定以下电路不需经过电源开关:

(1) 检修机床时的照明电路。

(2) 维修用具的插销电路。

(3) 欠压脱扣电路。

(4) 与外边控制电路联锁的电路。

这些电路可以有自己主开关,以便不用时切断自己的电源,但这些开关必须连接在电源开关之前,当电源开关切断后,这些分电源开关的端子上还有电压,要求必须遮盖。并在电源开关的旁边加一个说明牌,说明哪些电路在主电源开关切断后仍有电压。

七、电柜

(1) 电柜或壁龛上的所有通孔均应密封,应达到防护等级的要求,决不允许与冷却、润滑或油槽(箱)之间有通孔,以防止有害于元器件的工作性能。

(2) 电柜或壁龛门的开度应不小于 95°,从安全考虑,应有门的固定机械,门的宽度不

得大于 0.9m,当门用螺钉紧闭时,螺栓头不得装有手柄,以防随便打开电柜的门。

(3) 门内和电柜内壁的颜色应为桔黄色。

(4) 门上仅能安装人工控制开关、信号和测量器件,人工开关是指按钮开关、电键开关、选择开关不应为手动的电源开关。

(5) 对于右开门和双开门的电柜,电源开关最好安装在电柜内右上方,而开关上方最好不要安装其他电器,如果安装有其他电器,电源开关上方必须用绝缘盖板遮挡住,以免发生意外电击危险。

(6) 装有电气元件的电柜、壁龛和任何地方,当从电柜、壁龛等外部不能辨别其中是否装有电气元件,必须在门或盖上装有黑边、黄底、黑色闪电符号的三角形标记。

(7) 打开电柜必须用钥匙或工具,打开门之前必须先断电源,打开门后,门内所有高于 50V 的带电部分必须加以保护,防止意外触电。

(8) 电气设备断电后,若有充了电的元件存在时,应给它并联上放电电阻,使其在 5s 内将电压降到 120V 以下,否则要在门上装警告牌,如果危险电压延伸到电柜外面,必须强制将电压在 5s 内降到 120V 以下。

八、布线色标

保护导线:黄绿双色线

动力电路的中线、中间线:浅蓝色

交流或直流动力线:黑色

交流控制电路:红色

直流控制电路:蓝色

与保护导线连接的控制电路:白色

与电网直接相连的联锁电路:桔黄色或黄色

九、按钮的颜色

停止或急停按钮:红色

起动按钮:绿色

起动与停止交替动作按钮:黑色、白色或灰色。

点动按钮:黑色

复位按钮:蓝色

按钮标记:起动按钮 I,停止按钮 O,起动与停止交替使用按钮 I,点动按钮[Ⓜ]。

十、光标按钮颜色的含义

红色:危险或报警

黄色 :警告

绿色 :安全

蓝色 :按照情况需要赋予的特定含义

白色 :未赋予特定含义

第五篇

架空线路的安装、试验、 检修与运行维护

第一章 架空线路的安装

第一节 架空线路概述

从发电厂发出来的电,一般是经过变压器将电压升高,然后用架空线路或电缆把电能送到距离很远的工厂、矿山、城市和农村的变电所,再用变压器将电压降低,最后用架空线路或电缆把电能分配到各用电设备。

输、配电线路分为架空线路和电缆线路两种。由于电缆本身受到电压等级、敷设环境和投资的限制,所以,远距离输送和分配电能,采用架空线路较为普遍。

架空线路的电压在 1kV 以下称为低压架空线路,超过 1kV 称为高压架空线路。架空线路的施工,主要包括测位、挖坑、立杆、横担组装、拉线制作及架设导线等工序。架设线路由电杆、导线、金具、绝缘子和拉线等组成,其结构如图 5-1-1 所示。

一、架空线路及部件作用

(一)电杆

电杆是用来架设导线,按其作用可分为直线杆、耐张杆、转角杆、终端杆、分支杆、跨越杆、换位杆等。

1. 直线杆(又称中间杆) 用于线路的直线段的中间部分,用来支持导线、绝缘子和金具。正常情况下能承受导线的重量及线路侧面的风力,但不能承受线路方向的拉力,这种电杆占全部电杆数的 80%左右。

2. 耐张杆(又称承力杆) 用于线路直线段的中部部分的几个直线杆之间,或有特殊要求的地方,如与铁路、公路、河流、管道等交叉处。在断线事故和架线时紧线情况下,能

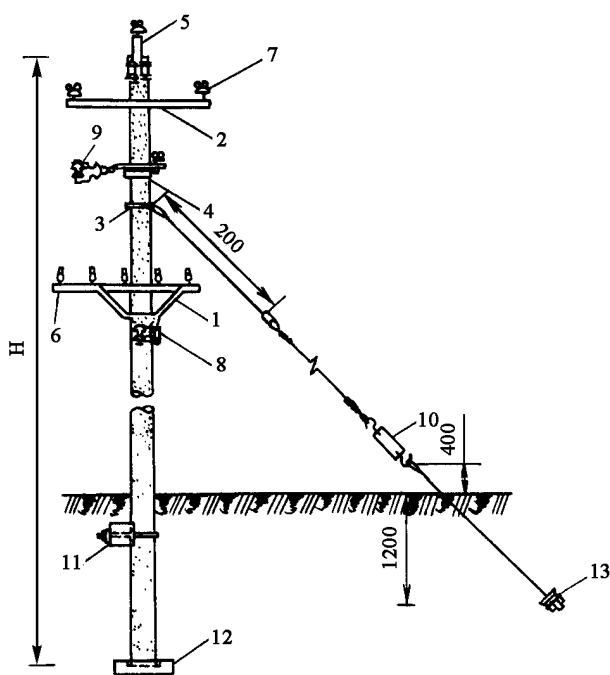


图 5-1-1 钢筋混凝土电杆装置示意图

- 1—低压五线横担 2—高压二线横担 3—拉线抱箍 4—双横担
 5—高压杆顶 6—低压针式绝缘子 7—高压针式绝缘子
 8—蝶式绝缘子 9—悬式绝缘子及高压蝶式绝缘子 10—花蓝螺丝
 11—卡盘 12—底盘 13—拉线盘

承受一侧导线的拉力。

3. 转角杆 用于线路的转变处,有直线型和耐张型两种,可根据转角的大小及导线截面的大小而定,能承受转角导线不平衡的拉力。

4. 终端杆 用于线路的首端和终端,在正常情况下,能承受线路方向全部导线的拉力。

5. 分支杆 用于线路的分路处,是在一根电杆上分出两条方向不同的线路电杆。

6. 跨越杆 用于线路与铁路、河流、湖泊、山谷及其他交叉跨越处的两侧。

7. 换位杆 用于线路中导线需要换位处。

(二)导线

导线是用来输送电能的,导线架设在电杆顶部,绑扎固定在绝缘子上。架空线路的导线,一般采用 LJ 型硬铝绞线和 LGJ 型钢芯铝绞线。用于架空线路的铝绞线、钢芯铝绞线截面积应不小于 16mm^2 ,高压架空线路,6~10kV 线路的铝绞线截面积应不小于 35mm^2 ,钢芯铝绞线截面积应不小于 25mm^2 ;35kV 的线路不应小于 35mm^2 ,以免被风刮断。

(三) 横担

横担装在电杆的上端,用来固定架设导线用的绝缘子。按材质分为:木横担、铁横担、陶瓷横担等。本横担因易腐烂,使用寿命短,在工业中很少使用;铁横担是用角铁制成的,因坚固耐用,已被广泛使用,但安装前应该镀锌,以免生锈;陶瓷横担是近些年出现的一种新型比较理想的产品,安装时不用任何绝缘子,可将导线直接固定在陶瓷横担上,但存在着冲击碰撞易于破碎的缺点,在施工中应尽量注意,以免损坏。

横担的安装形式有复合横担、正横担、交叉横担、侧横担等。复合横担用于线路起点、端点、耐张力杆上,能承受线路方向导线的拉力;正横担用于线路的中间杆或转角角度不大的杆上,在正常情况下,不承受导线的拉力;交叉横担用于线路分支杆上,承受线路一定方向导线的拉力;侧横担用于电杆与建筑物的距离小于规定距离时。

(四) 金具

金具包括架空线路中所用的抱箍、线夹、钳接管、垫铁、穿心螺栓、花蓝螺钉、球头挂环、直角挂板和碗头挂板等。

(五) 绝缘子

绝缘子用于紧固导线,保持导线对地的绝缘,按外形分为:针式绝缘子、蝴蝶绝缘子、盘形悬式绝缘子、作拉线用的棱形式蛋形绝缘子。安装前应进行交流耐压试验,并将表面的污垢用干布擦拭干净,以防止送电后发生闪路和击穿。

(六) 拉线

电杆架线后,发生了受力不平衡现象,应采用拉线来稳固电杆,有时由于电杆的埋设基础不牢固,不能维持电杆的稳固,可使用拉线进行补强。还有当负荷超过电杆的极限强度时,可利用拉线来减小弯曲力矩。

二、架空线路的基本要求

(一) 线路的基本要求

1. 线路路径的基本要求

- (1) 架设线路的路径尽量选择捷径,地形不复杂,投资较少。
- (2) 应尽量少占农田,避开洼地,冲刷地带及易被车辆碰撞的地方。
- (3) 应尽量避开爆炸物、易燃物和可燃液(气)体的生产厂房、仓库、贮罐等。
- (4) 应尽量把线路架设在公路、道路的两侧,便于运输、施工和今后的运行维护。
- (5) 线路路径的选择既要照顾到当前的需要,又要考虑到今后的发展,并要满足城市规划和电网规划,要留有一定的裕度。

2. 架空线路应避免在下列处所架设

- (1) 国家的纪念塔、碑及其类似处所或规划之内。
- (2) 屋顶、庭园、林木丛生之地。

- (3) 山洪、水灾较多之处。
- (4) 生产、贮存易燃、易爆物的厂房、库房等处所。
- (5) 生产腐蚀性气体、液体及污染严重之地。
- (6) 不易通过的山河、湖泊及基础不易稳固的地方。

3. 架空线路的电杆应避免在下列处所埋设

- (1) 妨碍交通的场所或妨碍交通信号视线的场所。
- (2) 铁路路基取土处及路基斜坡面。
- (3) 地下管道、暗渠、电力电缆、通信电缆及其他地下设施埋设之处。
- (4) 建筑物及地道出入口。
- (5) 车马通行频繁易受碰撞之处。
- (6) 临河岸及接近水渠之处。
- (7) 沙地、沼泽地及泉水池。

4. 对线路的基本要求

(1) 供电安全 要保证对用户可靠地、不间断地供电,就要保证线路架设的质量并加强运行维护工作,防止发生事故。

(2) 电压质量 电压质量的好坏,直接影响着用电设备的安全和经济运行,供电电压 10kV 及以下高压供电和低压电力用户的电压变动范围为 $\pm 7\%$, 低压照明用户为 $-10\% \sim 5\%$ 。

(3) 经济供电 送电过程中要尽量降低线路损耗。

(二) 架空线路的档距要求

线路的档距要根据导线对地距离,杆塔的高度和地形的特点来确定,配电线路的耐张段长度不宜大于 2km。

- 1. 高压线路 城市 40~50m, 郊区 60~100m。
- 2. 低压线距 城市 40~50m, 农村 40~60m。
- 3. 高低压同杆架设线路 档距选择应满足低压线路的技术要求。
- 4. 在野外及居民区的配电路线 在条件许可的范围内,应尽量放大档距。

(三) 电杆高度和埋深

(1) 电杆高度应根据横担安装位置、电杆埋深、导线弧垂和导线对地面的垂直距离来确定,可用下列公式近似计算:

电杆总长(高度) = 横担至杆顶距离 + 导线弧垂 + 导线对地面垂直距离 + 电杆埋入深度

(2) 电杆的埋深应根据电杆的材料、高度、承力和当地的土质情况来确定。一般 15m 以下电杆,埋深可按杆长的 $1/6$ 计算,但最少不得小于 1.5m,一般电杆埋深见表 5-1-1。

表 5-1-1 电杆埋设深度

杆 高/m	8	9	10	11	12	13	15
埋 深/m	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.1	2.3

(四) 高压架空线路电杆的要求

1. 木杆

(1) 杆身不应有腐朽,有腐朽的电杆在设计范围内应去掉腐朽部分,涂刷防腐油。

(2) 不能使用通身木纹呈螺旋状扭曲的木杆。

(3) 杆身弯曲,凡两端中心连接已超出杆外者不得使用,在受力大的地方,弯曲严重的木杆也不得使用。

(4) 未裂穿的干缩缝允许深度,不得超过梢径 $1/3$,长度不得超过杆长的 $1/2$ 。

(5) 木杆的外皮应全部剥干净。

(6) 主杆梢径不得小于:10kV 及以下的线路为 160mm,农村架空线路为 140mm。

(7) 木杆接腿梢径不应小于主杆根径的 85%,其最大弯曲不应超出接腿长度的 1%。

2. 混凝土杆

(1) 杆身的弯曲不得超过杆长的 $2/1000$ 。

(2) 电杆横向裂纹宽度应不超过 0.2mm。

(3) 电杆表面应平整光滑,内外壁均不得有流浆露筋等缺陷,杆顶必须有堵块。

(4) 混凝土杆用的底盘、卡盘表面应无裂缝、剥落等缺陷,如因运输碰损,其碰损面积不得超过总面积的 2%(深度不大于 20mm)。

(五) 装设拉线的要求

1. 拉线在木杆上固定时,应在木杆上加护杆铁板,以防止木杆受到损伤。但拉线为 25mm^2 钢绞线或 5 股以下镀锌铁线时,可不加护杆铁板。

2. 用钢绞线作拉线应在电杆上先线一圈,用卡钉钉牢。拉线截面为 50mm^2 以下,可用镀锌铁线缠绕; 50mm^2 以上应用钢线卡子固定。若用 8 号铁线制作拉线,应把各股平铺在电杆上用卡钉钉牢,再用 10 号铁线或自身缠绕固定。

3. 拉线在混凝土杆上固定时,应使用拉线抱箍,抱箍的机械强度要满足拉线的拉力要求,而螺栓直径应不小于 16mm。

4. 拉线在电杆上的固定位置应尽量靠近横担,但木质直线杆的两侧人字拉线(防风拉线)应固定在横担以下的 1m 处,以防雷击闪络。

5. 拉线底把应做在不易被车辆碰撞的地方,若受地形限制,应埋设护桩。拉线在易受洪水冲刷的地区,应增设必要的防护设施。

6. 配电线路木杆上的拉线应装拉紧绝缘子,要求绝缘子距地面不小于 2.5m,混凝土电杆的拉线一般不装拉紧绝缘子,但拉线从导线之间穿过时应装设拉紧绝缘子。

7. 拉线与带电体的最小净空距离 3~10kV 为 0.2m ,低压线路为 0.05m。

8. 线路沿道路架设分支或转角杆 ,在线路转向的反方向 ,因受道路或其他障碍物的限制不能做一般拉线时 ,可架设水平拉线。拉线对地面的垂直距离应不小于 6m ,在人行道及不通汽车的小巷应保持 4m 以上。水平拉线的埋深不应小于 1m ,并向外倾斜 10°~20° ,拉线截面积为 11 股或用 GJ-50 及以上的钢绞线时 ,拉线应装设底盘。

9. 拉线长度计算

$$L = KB$$

式中 L——拉线装设长度(m);

B——拉距(m);

K——系数 ,见表 5-1-2。

表 5-1-2 对不同距离比的系数

距高比	2	1.5	1.25	1	0.72	0.66	0.5	0.33	0.25
系数 K	1	1.2	1.3	1.4	1.7	1.8	2.2	3.2	4.1

(六)接腿电杆安装时规定

1. 主杆与腿杆的接合长度一般为 1.5m ,使用两条直径为 16mm 穿钉螺钉紧固 ,其方向由主杆穿入腿杆 ,用 8 号镀锌铁线再上下绑扎两处 ,每处不少于 5 圈 ,铁线要用卡钉钉在主杆和腿杆上。

2. 接腿前应考虑以下几点

(1)直线杆接腿横线路放置 ,终端杆接腿顺线路放置在接线侧。

(2)电杆若有弯曲 ,直线杆的弯曲凸面应面向受电侧 ,转角、终端杆的弯曲凸面应面向导线的接力侧。

(3)横担装设方向 ,直线杆和中间承力杆 ,横担装在受电侧 ,转角杆、终端杆横担装在导线张力外侧 ,跨越杆横担装在被跨越物的外侧。

(七)架空线与铁路交叉时的要求

1. 杆塔外缘至铁路轨道中心的水平距离不应小于 5m。

2. 交叉点应选在站界以外 ,若必须在站内交叉时 ,应取得铁路主管部门同意。

3. 两侧使用耐张杆 ,但跨越非公用窄轨铁路可用加强直线杆。

4. 导线截面 :铝芯及钢芯铝线不小于 35mm² ,铜线、钢(铁)绞线不小于 16mm²。

5. 导线不允许有接头(跨越非公用窄轨铁路时不限)。

6. 尽量增大交叉角(一般不小于 30°),以 90°为最宜。

(八)架空线与城市道路及公路交叉时的要求

1. 10kV 及以上线路导线最小截面 :铜线、钢(铁)绞线不小于 16mm² ;铝线不小于 35mm² ,钢芯铝线不小于 25mm²(不允许使用单股导线)。

2. 两侧用耐张杆或加强直线杆。
3. 杆塔与公路边缘的距离不小于 0.5m。
4. 交叉档内不允许有接头。

(九) 架空线路通过森林地带和绿化区时应采取的措施

1. 通过森林地带时,需砍伐树木而留出通道,通道宽度为线路本身所占宽度(两边线间距离)加 10m,通道附近超过主要树种高度的个别树木应进行砍伐,但树木自然生长高度和线路的垂直距离能保持 3m 以上时间不砍伐通道。

2. 架空线路通过公园绿化区和防护林带时,通道宽度应和有关单位协商解决,但树木和边线在最大风偏时的距离不应小于 3m。

3. 架空线路通过果林、经济作物及城市绿化灌木时,不必留出通道,但线路至树梢的垂直距离不小于 1.5m,最大风偏时的水平距离均不应小于 2m。

(十) 架空线路对建筑物垂直和水平距离(见表 5-1-3)

表 5-1-3 架空线路对建筑物垂直和水平距离

最小间隔距离/m	线路额定电压/kV		
	0.22 ~ 0.38	1 ~ 15	20 ~ 35
在最大弧垂时垂直距离	2.5	3	4
在最大风偏时对接近部分的水平距离	1	1.5	3

(十一) 同杆架设配电线路横担间的最小垂直距离(见表 5-1-4)

表 5-1-4 同杆架设配电线路横担间的最小垂直距离/m

导线排列方式	直线杆	分支或转角杆
高压与高压	0.8	0.45/0.6 ^①
高压与低压	1.2	1
低压与低压	0.6	0.3

① 转角或分支线路横担距上面的横担用 0.45m,距下面的横担用 0.6m。

(十二) 导线在档距内的连接要求

1. 在一个档距内每根导线允许有一个接头或三个补修管,其间距离不应小于 15m,导线接头或补修管距导线固定点,直线杆应不小于 0.5m,输电线耐张杆应不小于 15m,配电线不小于 1m。

2. 在下列交叉跨越档内不能有接头

(1) 跨越铁路。

(2) 跨越公路和城市主要道路。

(3) 跨越通信线路。

(4) 特殊大档距和跨越主要通航河流。

3. 不同金属、不同规格、不同绞向的导线,不得在一个耐张段内连接,只允许用专用连接器在杆塔跳线上连接。

(十三) 导线在绝缘子上固定的要求

1. 导线在针式绝缘子上固定

(1) 直线杆上的导线应固定在针式绝缘子顶部的槽内,1kV 及以下线路可固定在绝缘子侧面绑线的槽内。

(2) 30°以下转角杆上的导线,应固定在绝缘子转角外侧绑线的槽内。

(3) 轻型承力杆上,导线在绝缘子上固定处不应出角度,两侧导线应按绝缘子外侧取直,中间导线应按面向电源侧时右侧绝缘子取直。

(4) 1kV 及以下线路的导线,在绝缘子固定应绑扎成单十字,1kV 以上的绑成双十字。

2. 导线在蝶式绝缘子上固定

(1) 铜线在绝缘子上固定时,其绑扎长度:导线截面为 35mm^2 及以下的绑扎 150mm;截面为 $50 \sim 95\text{mm}^2$ 的绑扎 200mm。

(2) 固定铝线的绑扎长度:导线截面为 50mm^2 及以下的绑扎 150mm;截面为 70mm^2 的绑扎 200mm。

3. 导线在悬式绝缘子上的固定

(1) 直线杆上用悬式线夹固定。

(2) 耐张、转角、终端、换位等杆上,使用耐张线夹固定。

(3) 交叉跨越的两端直线杆上,不应采用释放线夹固定。

(4) 导线在绝缘子上(耐张杆)的固定:铜线截面为 50mm^2 、铝线截面为 35mm^2 以上,使用螺栓型耐张线夹,铜线截面为 50mm^2 以下允许绑扎在心形环上。绑线截面为 $16 \sim 25\text{mm}^2$ 的铜线长为 120mm,铝线为 180mm;截面为 $35 \sim 50\text{mm}^2$ 的铜线长为 150mm,铝线长为 250mm。

4. 铝线在绝缘子上的固定 除满足以上要求外,还应符合下列要求:

(1) 铝导线与绝缘子和金具接触处容易磨损,应在接触部位缠绕铝带。

(2) 铝带缠绕方向应与外股导线方向一致。

(3) 铝带缠绕长度,在针式绝缘子上固定时,应超出绑扎部分 30mm;在蝶式绝缘子上固定时,应超出接触部分;在悬式绝缘子上固定时,两端露出线夹 $20 \sim 30\text{mm}$;当采用护线条时可不缠绕铝带。

(4) 截面为 95mm^2 及以上的铝线,应采用悬式绝缘子固定。

(十四) 配电线路线间距离(见表 5-1-5)

表 5-1-5 配电线路导线最小线间距离

线路电压	档距/m	40 以下	50	60	70	80	90	100	110	120
	高压/kV		0.6	0.65	0.7	0.75	0.85	0.9	1	1.05
低压/kV		0.3	0.4	0.45	0.5	—	—	—	—	—

(十五) 架空线路弓子线的连接要求

1. 铜、钢铁线可互相绞接或绕接,而绑线应和导线是同质材料。
2. 铝线应使用并沟线夹(或连接)连接,对 10kV 以下配电线路也可用绑线绕接。
3. 铜、铝导线的互相连接,应使用铜铝接头(线夹),不可直接连接。
4. 每相弓子线与邻相弓子线或引下线间的距离:10kV 不小于 0.3m;低压不小于 0.15m。

(十六) 接户线

1. 选择进户点时,建筑物应牢固,便于维修和保证施工安全,并尽量靠近供电线路和负荷中心。

2. 接户线应使用耐压 500V 以上的绝缘导线,一般不应有接头,其导线的最小截面为:

10m 以内:铜线为 2.5mm^2 ,铝线 4mm^2 。

10~25m:铜线为 4mm^2 ,铝线为 6mm^2 。

3. 接户线各部位的距离

- (1) 长度不超过 25m。
- (2) 线间距离不应小于 250mm。
- (3) 入户处距地面不应小于 2.5m。
- (4) 跨越胡同距地面应不小于 3.5m。
- (5) 院内架设距地面应不小于 3m。
- (6) 导线距墙水平距离应不小于 150mm。

(十七) 架空线路导线最小截面的规定(见表 5-1-6)

表 5-1-6 配电线路导线最小截面/ mm^2

导线种类	3~10kV		1kV 以下
	居民区	非居民区	
铝绞线	35	25	16
钢芯铝绞线	25	16	16
铜线	16	16	直径 3.2mm

(十八) 导线间距

1. 线路电压为 10kV 时,导线间距应不小于 0.6m。
2. 线路电压为 400V 时,导线间距应不小于 0.3m,但临近电杆两侧的导线间距应不小于 0.5m。

第二节 架空线路安装施工一般要求

一、架空线路常用材料

1. 架空线路主要器件

见图 5-1-2 所示。混凝土级杆的规格有 7,8,9,10,11,12,13,15m 等。

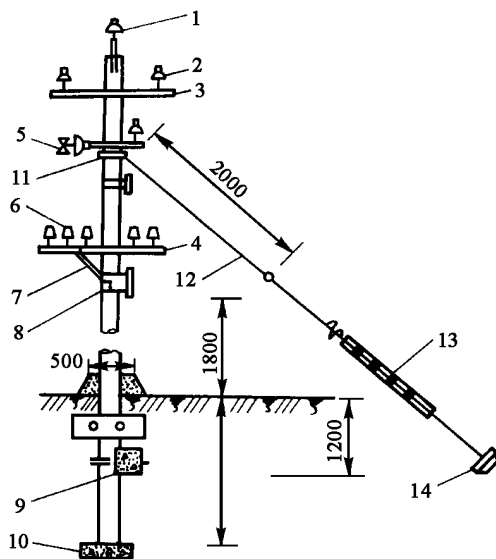


图 5-1-2 架空线路主要器件

- 1—高压杆头 2—高压针式绝缘子 3—高压横担 4—低压横担；
 5—高压悬式绝缘子 6—低压针式绝缘子 7—横担支撑 8—低压蝶式绝缘子 9—卡盘；
 10—底盘 11—拉线包箍 12—拉线上把 13—拉线底把 14—拉线盘

2. 常用绝缘子

常用绝缘子外形如图 5-1-3 所示。

特殊场所的绝缘子如图 5-1-4 所示。

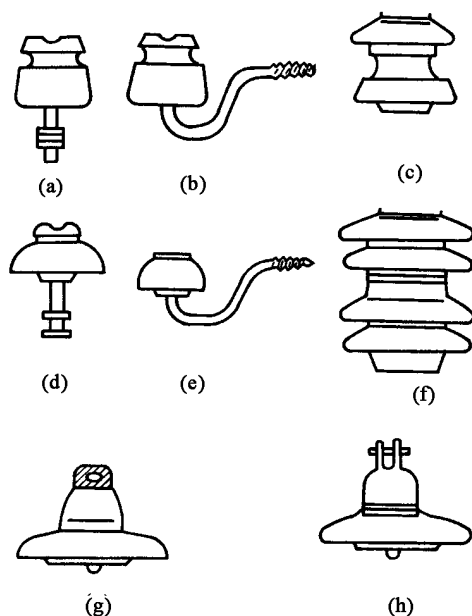


图 5-1-3 绝缘子外形 (一)

- (a) 低压直脚针式绝缘子 (b) 低压弯脚针式绝缘子；
(c) 低压蝶式绝缘子 (d) 10kV 高压直脚针式绝缘子 (e) 10kV 高压弯脚
针式绝缘子 (f) 10kV 蝶式绝缘子 (g) 10kV 悬式绝缘子
(球形连接) (h) 10kV 悬式绝缘子(槽形连接)

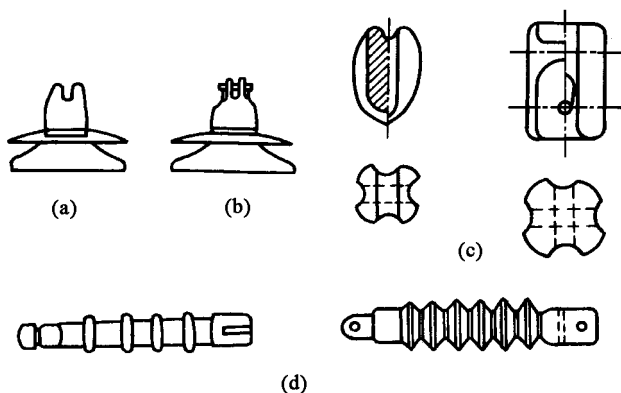


图 5-1-4 绝缘子外形 (二)

- (a) 球形连接的防污型绝缘子 (b) 槽形连接的防污型绝缘子；
(c) 2 种拉紧绝缘子 (d) 2 种瓷拉棒

3. 混凝土电杆拉线

混凝土电杆拉线的种类有 5 种,如图 5-1-5 所示。

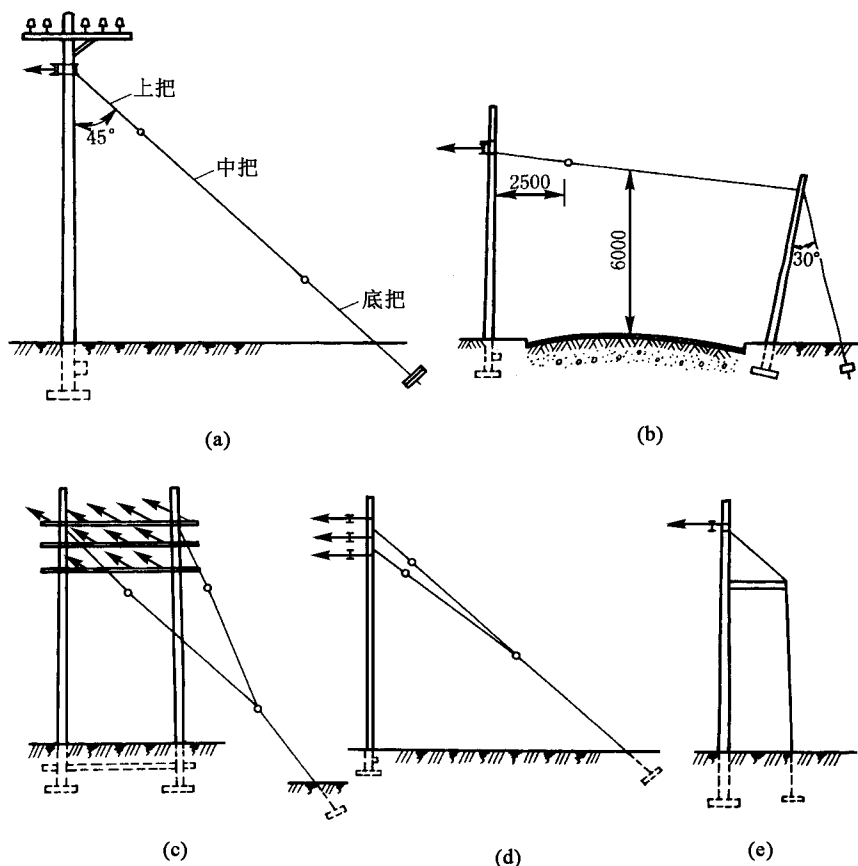


图 5-1-5 混凝土电杆拉线的种类
 (a)普通拉线 (b)水平拉线 (c)Y 型水平拉线：
 (d)Y 型(上下)拉线 (e)弓型拉线

二、安装施工一般要求

1. 混凝土电杆的埋设深度通常按杆高的 1/6。混凝土电杆卡盘的安装方向应沿线路主向左右交替,如图 5-1-6。横担的方向应安装在靠负荷的一侧,如图 5-1-7 所示。凡是终点杆、转角杆、分支杆及导线张力不平衡地方的横担均应安装在张力的反方向。

2. 架空线在电杆上排列次序如图 5-1-8 所示。即当面向负荷时,左起依次为 L1、N、L2、L3、PE。

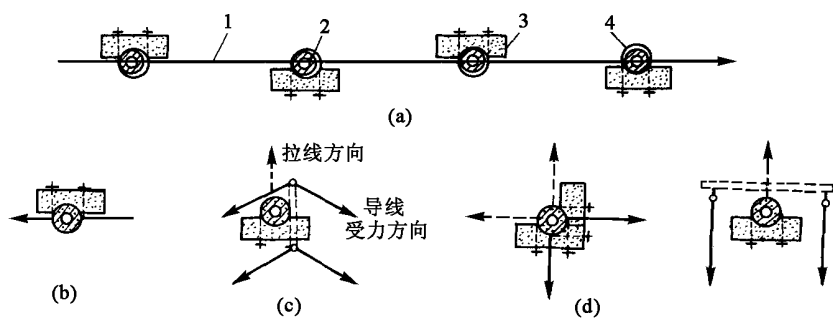


图 5-1-6 卡盘的安装

(a)卡盘的安装方向 (b)各种杆型卡盘的安装

1—线路 2—电杆 3—卡盘 4—U形螺栓

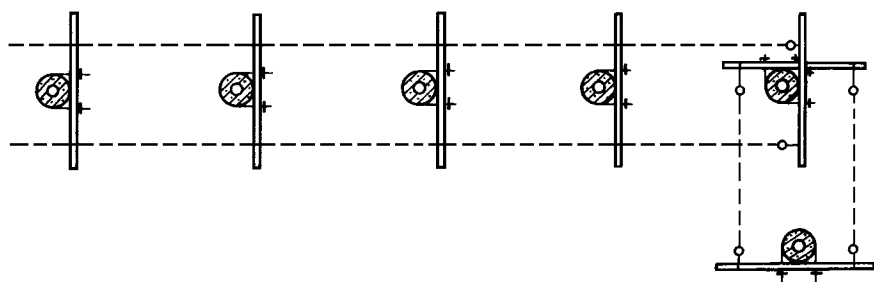


图 5-1-7 横担安装方向

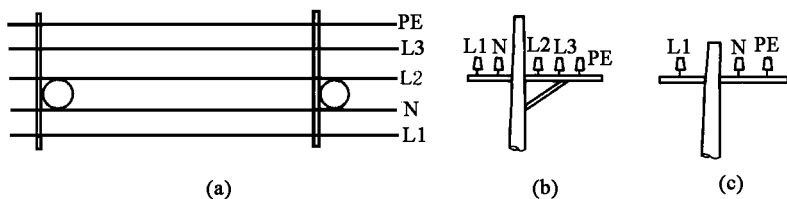


图 5-1-8 架空线在电杆上排列次序

(a)鸟瞰图 (b)立体图 (c)单相三线

3. 架空线路所用的横担及所有金属配件一律采用镀锌产品,有些配件局部无法镀锌时要作防锈处理。

4. 当架空线路为多棚线时(即多层架设),自上而下的顺序是:高压→动力→照明→路灯。

5. 在架空线路的连接方法规定要点有:①在同一个档距内导线的接头最多只准有 1 个。②导线接头的位置应距绝缘子 0.5m 以上。③在同一个档距内不得将不同截面、不同金属、不同绞向的导线相连接。

6. 在线路断线处改变导线的截面应采用并沟线夹、绑管压接或绑扎。从线路向下 T 接时,应采用并沟线夹连接。

7. 拉线和电杆的夹角不应小于 45°,如果受当地条件限制最少也不得小于 30°。

8. 钢筋混凝土电杆的拉线一般不装设拉紧绝缘子。但是如果拉线穿过导线时应安装拉紧绝缘子。安装位置距地 2.5m 以上。拉线在交通要道附近或在居民区人容易接触的地方应作涂有红白油漆的竹管保护。

9. 10kV 高压线路一般不应跨越建筑物,如果不得已必须跨越时,配电线路与建筑物应保持安全距离如下:①导线最大弧垂时与建筑物的垂直距离不小于 3m。②1kV 及以下线路与建筑物的垂直距离不小于 2.5m。③10kV 边线最大偏斜时与建筑物的水平距离不小于 1.5m。④1kV 及以下线路最大偏斜时与建筑物的水平距离不小于 1.0m。

10. 架空线路最低点与地面的最小允许距离见表 5-1-7。

表 5-1-7 架空线路最低点与地面的最小允许距离(m)

地区条件	电压(kV)		地区条件	电压(kV)	
	1.0 以下	1~10		1.0 以下	1~10
交通要道	6	7	非居民区	5	5.5
居民区	6	6.5	铁轨(至轨顶)	7.5	7.5

三、架空线路施工质量标准

架空电力线路的安装应按已批准的设计进行施工。强调线路工程在施工前应具备经批准的设计图纸,由于各地机构分工不同,情况随时有所改变,强调按批准设计图纸进行施工,对工程质量是有利的。在很大程度上能纠正不合理现象,减少差错,对工程质量起到积极作用。

在线路工程上所使用的原材料、器材、设备必须是合格产品,才能满足安全运行。目前国家关于产品标准基本上分为国家、部及企业三级,凡列为正式标准的产品生产前都对产品进行了鉴定。我国目前的产品质量,虽然有了各级标准,并加强管理,但实际情况是,有些生产厂家生产的产品并没有认真执行 3 种检验手段(即:型式检验、抽样检验、出厂检验),厂方所印质量合格证明,并不能证明其产品的真实质量,施工单位不做任何检验就使用,安装后发现造成返工,如:导线、绝缘子、金具等类似情况时有发生。为此应有足够的认识,必须把好质量检验关。

采用的设备、器材及材料应符合国家现行技术标准的规定,并应有合格证件。设备应有铭牌。当采用无正式标准的新型原材料及器材时,安装前应该技术鉴定或试验,证明质量合格后方可使用。

新技术、新材料、新工艺的采用应采取积极慎重和科研的态度,并应有相应的标准和要求,以保证安装后的质量和安全。在制定上述标准或进行施工时(采用新材料),能与当地电力部门取得联系,听取意见,以利工程在施工中更为完善。规范虽然是工程经验的总结,但技术进步是不断的,为了适应这种情况,避免规范僵化,做到保证安装质量,做

到不低于规范规定的标准是必要的。

四、原材料及器材检验

架空电力线路工程所使用的原材料、器材,具有下列情况之一者,应重作检验:超过规定保管期限者。因保管、运输不良等原因而有变质损坏可能者。对原试验结果有怀疑或试样代表性不够者。强调线路工程在施工之前对原材料、器材进行检查,使问题暴露在安装之前,以保证工程质量。

架空电力线路使用的线材,架设前应进行外观检查,并规定不应有松股、交叉、折叠、断裂及破损等缺陷。不应有严重腐蚀现象。钢绞线、镀锌铁线表面镀锌层应良好,无锈蚀。绝缘线表面应平整、光滑、色泽均匀,绝缘层厚度应符合规定。绝缘线的绝缘层应挤包紧密,且易剥离,绝缘线端部应有密封措施。

线材是线路工程主要材料之一,由于多种因素,造成导线损伤。架设前检查是必要的,便于及时发现问题,采取相应措施。同时,增加绝缘线检查内容。有关绝缘线调研中用于低压方面的比重很大。有的地区用于10kV线路上。城市内低压电力线路的建设,过去采用的线材以裸导线为主,在安装质量及工程验收方面,原提出的一些规定,对安全运行起到了较好的作用。近年来,城市建设发展很快,住宅小区、通信线、绿化等设施增长迅速。一些地区的地段,在采用裸导线架设后,出现的一些问题,造成的一些矛盾,影响了低压架空电力线路的安全运行和工程进度。

原水利电力部对城市低压配电网出现的矛盾、事故情况以及建设、改造等问题,进行了专题研究,考察了国外一些城市的建设、运行情况,组织有关人员反复研究、讨论,提出了我国城市低压配电网建设原则,规定导线应采用绝缘线的要求,并指定一些地区进行试点。同时拟定了绝缘线的线材制造标准,指定制造厂投入生产。

国外城市在10kV及以下架空电力线路建设中,采用绝缘线有一套成熟的器材和施工方式,是值得借鉴的。中国在低压电力线路中采用绝缘线,虽已早有,但截面不大,使用面窄,未能形成一个统一规定。近几年,原水利电力部对此已提出要求,指定在一些地区试点采用,但受各种因素所限,还不尽完善,有待通过运行后总结经验。为满足现有采用绝缘线的要求,便于安装,提高工程安装质量。经调研,结合目前状态,提出绝缘线安装前应进行外观检查的要求以保证工程质量。

由黑色金属制造的附件和紧固件,除地脚螺栓外,应采用热浸镀锌制品。为提高设备紧固件的防锈能力,并便于运行检修拆卸,规定铁制的紧固件采用热浸镀锌是必要的。地脚螺栓不规定热浸镀锌,是考虑到露出基础外的螺栓已有混凝土保护帽加以保护。

以黑色金属制造的金属附件,在配电线路中,主要是指横担、螺栓、拉线棒、各种抱箍及铁附件等。根据各地区运行经验,采用热浸镀锌作防腐处理,效果较好,可延长使用年限。从调查情况看,有些地区因受条件所限,采用电镀作防腐处理,运行中又补刷油漆,

反映上述作法不好,要求有明确的规定,故应采用热浸镀锌作为防腐处理是必要的。

各种连接螺栓宜有防松装置。防松装置弹力应适宜,厚度应符合规定。对防松装置作出规定,主要是以保证安装质量,为安全运行提供好的条件。金属附件及螺栓表面不应有裂纹、砂眼、锌皮剥落及锈蚀等现象。螺杆与螺母的配合应良好。加大尺寸的内螺纹与有镀层的外螺纹配合。

10kV 及以下架空电力线路使用的金属附件,各地自行加工的较多,有的生产厂未按标准进行生产或产品质量不高,在施工中常感到螺栓问题较多。

金具组装配合应良好,安装前应进行外观检查,且应符合下列规定:表面光洁,无裂纹、毛刺、飞边、砂眼、气泡等缺陷。线夹转动灵活,与导线接触面符合要求。镀锌良好,无锌皮剥落、锈蚀现象。

架空电力线路使用的金具,系国家标准产品,出厂时已有严格检查。但由于某些原因,影响产品完整性和质量。调查中发现,有的厂所用产品合格证是统一印刷,并未代表产品实际质量(如金具、导线等),经实际使用才发现问题。为保证工程质量,安装前仍应进行外观检查。

绝缘子及瓷横担绝缘子安装前应进行外观检查,瓷件与铁件组合无歪斜现象,且结合紧密,铁件镀锌良好。瓷釉光滑,无裂纹、缺釉、斑点、烧痕、气泡或瓷釉烧坏等缺陷。弹簧销、弹簧垫的弹力适宜。

绝缘子在架空电力线路中很重要,安装前的检查,除为保证工程质量外,也是保证安全运行的必要条件。

条环形钢筋混凝土电杆安装前应进行外观检查,且表面光洁平整,壁厚均匀,无露筋、露浆等现象。放置地平面检查时,应无纵向裂缝,横向裂缝的宽度不应超过 0.1mm。杆身弯曲不应超过杆长的 1/1000。预应力混凝土电杆安装前应进行外观检查,且表面光洁平整,壁厚均匀,无露筋、露浆等现象。应无纵、横向裂缝。杆身弯曲不应超过杆长的 1/1000。

有的与制造厂的标准不完全相同,这里指的是安装前电杆已经过运输后的检查鉴定标准。各地对 10kV 及以下架空电力线路所采用的钢筋混凝土电杆裂缝的看法和处理意见不尽一致。如:对裂缝宽度南方放到 0.2~0.35mm,北方放宽到 0.5mm 未作补修,其理由是目前并未影响电杆的破坏强度,安装中尚未出现问题。我们认为,裂缝过大是有危害的,表现在:降低电杆整体刚度;增大电杆挠度;纵向裂缝使电杆钢筋易腐蚀,影响运行寿命,对裂缝应引起足够重视。特别是预应力钢筋混凝土电杆。

混凝土预制构件的制造质量应符合设计要求。表面不应有蜂窝、露筋、纵向裂缝等缺陷。如线路工程使用的底盘、卡盘、拉线盘以及其他各类预制件的要求,这类器材系各地结合当地情况,自行设计和加工的,对这类产品要求符合设计,按图纸加工,能保证质量。

用岩石制造的底盘、卡盘、拉线盘,其强度应符合设计要求。安装时不应使岩石结构的整体性受到破坏。根据设计要求,因地制宜的采用岩石制作底盘、卡盘、拉线盘,对加速架空电力线路工程建设,满足工程安装起到良好作用。采用时要保证岩石质量,要求岩石结构完整无损、强度符合要求,这是必须做到的。

第三节 电杆安装

一、基坑及基础埋设

基坑施工前的定位应符合下列规定:直线杆顺线路方向位移,35kV 架空电力线路不应超过设计档距的 1%;10kV 及以下架空电力线路不应超过设计档距的 3%。直线杆横线路方向位移不应超过 50mm。转角杆、分支杆的横线路、顺线路方向的位移均不应超过 50mm。

架空电力线路在施工时,因受地形、环境、地下管线等的影响是较大的,因而在定位中与设计位置不完全一致的情况是客观存在,根据各地意见,提出适当的允许误差是必要的。

电杆基础坑深度应符合设计规定。电杆基础坑深度的允许偏差应为 +100mm、-50mm。同基基础坑在允许偏差范围内应按最深一坑操平。岩石基础坑的深度不应小于设计规定的数值。电杆埋深要求关系重大。实际施工中受客观条件影响,存在着不能完全满足设计要求的事实。各地虽有一些电杆埋深的运行经验,为统一标准,强调应符合设计要求。

电杆基坑底采用底盘时,底盘的圆槽面应与电杆中心线垂直,找正后应填土夯实至底盘表面。底盘安装允许偏差,应使电杆组立后满足电杆允许偏差规定。安装规范或设计图对底盘的安装作了规定,施工时不可忽略,否则将会影响电杆组立后的其他各项技术规定。

电杆基础采用卡盘时,应符合下列规定:安装前应将其下部土壤分层回填夯实。安装位置、方向、深度应符合设计要求。深度允许偏差为 $\pm 50\text{mm}$ 。当设计无要求时,上平面距地面不应小于 500mm。电杆和基础连接应紧密。

基坑回填土应符合下列规定:土块应打碎。35kV 架空电力线路基坑每回填 300mm 应夯实一次;10kV 及以下架空电力线路基坑每回填 500mm 应夯实一次。松软土质的基坑,回填土时应增加夯实次数或采取加固措施。回填土后的电杆基坑宜设置防沉土层。土层上部面积不宜小于坑口面积,培土高度应超出地面 300mm。当采用抱杆立杆留有滑

坡时,滑坡(马道)回填土应夯实,并留有防沉土层。

防沉土层指电杆组立后,坑基周围的堆积土。培土的目的,是防止回填土土壤下沉后,电杆周围土壤产生凹陷,有利于电杆基础稳定。根据一些地区经验,如设计有规定,应按设计图进行。

二、电杆组立与绝缘子安装

电杆顶端应封堵良好。当设计无要求时,下端可不封堵。钢筋混凝土电杆上端要求封堵,主要是为防止电杆投入运行后,杆内积水,侵蚀钢筋,导致电杆损伤。各地在运行中感到制造厂对此并未引起重视,只能由施工单位弥补这一缺陷。关于钢筋混凝土电杆下端封堵问题,部分单位反映在一些地区或某一地段,由于地下水位较高,且气候寒冷,电杆底部不封堵,进水后,在寒冷季节中,有造成电杆冻裂、损坏电杆现象。为此应该考虑此情况,安装时,需按设计要求进行。

钢圈连接的钢筋混凝土电杆宜采用电弧焊接,且应由经过焊接专业培训并经考试合格的焊工操作。焊完后的电杆经自检合格后,在上部钢圈处打上焊工的代号钢印。在焊接前,钢圈焊口上的油脂、铁锈、泥垢等物应清理干净。钢圈应对齐找正,中间留 $2\sim 5\text{mm}$ 的焊口缝隙。当钢圈有偏心时,其错口不应大于 2mm 。焊口宜先点焊 $3\sim 4$ 处,然后对称交叉施焊。点焊所用焊条牌号应与正式焊接用的焊条牌号相同。当钢圈厚度大于 6mm 时,应采用V型坡口多层焊接。多层焊缝的接头应错开,收口时应将熔池填满。焊缝中严禁填塞焊条或其他金属。焊缝应有一定的加强面,其高度和遮盖度应符合表5-1-8的规定(见图5-1-9)。

表 5-1-8 焊缝加强面尺寸

项目	钢圈尺寸 (mm)	
	< 10	$10\sim 20$
高度 c	$1.5\sim 2.5$	$2\sim 3$
宽度 e	$1\sim 2$	$2\sim 3$

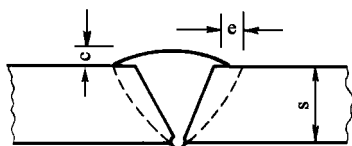


图 5-1-9 焊缝加强面尺寸

焊缝表面应呈平滑的细鳞形与基本金属平缓连接,无折皱、间断、漏焊及未焊满的陷槽,并不应有裂缝。基本金属咬边深度不应大于 0.5mm ,且不应超过圆周长的 10% 。雨、雪、大风天气施焊应采取妥善措施。施焊中电杆内不应有穿堂风。当气温低于-

20℃时,应采取预热措施,预热温度为100~120℃。焊后应使温度缓慢下降。严禁用水降温。

焊完后的整杆弯曲度不应超过电杆全长的 $2/1000$,超过时应割断重新焊接。当采用气焊时,钢圈的宽度不应小于140mm。且加热时间宜短,并采取必要的降温措施。焊接后,当钢圈与水泥粘接处附近水泥产生宽度大于0.05mm纵向裂缝时,应予补修。电石产生的乙炔气体,应经过滤。

钢圈焊接目前还不能全面推广电焊。采用气焊时,钢筋受热膨胀对钢圈下面混凝土产生细微的纵向裂纹。如用气焊,钢圈宽度不小于140mm。气焊时尽量减少加热时间,并采取降温措施。当产生宽度大于0.05mm的裂缝时,可用补修膏或其他方法涂刷,以防止进水气锈蚀钢筋。

电杆的钢圈焊接后应将表面铁锈以及焊缝的焊渣及氧化层除净,进行防腐处理。单电杆立好后应正直。直线杆的横向位移不应大于50mm。直线杆的倾斜,35kV架空电力线路不应大于杆长的3%;10kV及以下架空电力线路杆梢的位移不应大于杆梢直径的 $1/2$ 。转角杆的横向位移不应大于50mm。转角杆应向外角预偏,紧线后不应向内角倾斜,向外角的倾斜,其杆梢位移不应大于杆梢直径。

终端杆立好后,应向拉线侧预偏,其预偏值不应大于杆梢直径。紧线后不应向受力侧倾斜。双杆立好后应正直,位置偏差应符合下列规定:直线杆结构中心与中心桩之间的横向位移,不应大于50mm;转角杆结构中心与中心桩之间的横、顺向位移,不应大于50mm。迈步不应大于30mm。根开不应超过 ± 30 mm。

以抱箍连接的叉梁,其上端抱箍组装尺寸的允许偏差应在 ± 50 mm范围内;分段组合叉梁组合后应正直,不应有明显的鼓肚、弯曲;各部连接应牢固。

横隔梁安装后,应保持水平,组装尺寸允许偏差应在 ± 50 mm范围内。

以螺栓连接的构件螺杆应与构件面垂直,螺头平面与构件间不应有间隙。螺栓紧好后,螺杆丝扣露出的长度,单螺母不应少于2个螺距;双螺母可与螺母相平。当必须加垫圈时,每端垫圈不应超过2个。

以螺栓连接的构件,连接时首先满足连接强度,所以要求螺栓与构件面垂直,螺头平面与构件平面间无空隙,以保证连接的紧密程度。单螺母螺栓紧好后,外露2扣,其目的是避开螺杆顶端加工负误差,保证螺栓的承载能力,便于采取防松措施。双螺母螺栓的2个螺母有互相并紧的防松作用,所以规定双螺母螺栓并紧后的第二个螺母允许平扣。当然,如能露出扣就更好。

螺栓的穿入方向应符合下列规定:对立体结构,水平方向由内向外,垂直方向由下向上。对平面结构,顺线路方向,双面构件由内向外,单面构件由送电侧穿入或按统一方向;横线路方向,两侧由内向外,中间由左向右(面向受电侧)或按统一方向;垂直方向,由下向上。

线路单横担的安装,直线杆应装于受电侧;分支杆、90°转角杆(上、下)及终端杆应装于拉线侧。横担安装应平正,安装偏差应符合下列规定:横担端部上下歪斜不应大于20mm。横担端部左右扭斜不应大于20mm。双杆的横担,横担与电杆连接处的高差不应大于连接距离的5/1000;左右扭斜不应大于横担总长度的1/100。

瓷横担绝缘子安装应符合下列规定:当直立安装时,顶端顺线路歪斜不应大于10mm。当水平安装时,顶端宜向上翘起5°~10°;顶端顺线路歪斜不应大于20mm。当安装于转角杆时,顶端垂直安装的瓷横担支架应安装在转角的内角侧(瓷横担应装在支架的外角侧)。全瓷式瓷横担绝缘子的固定处应加软垫。

对于耐张电杆杆顶绝缘子的安装方法如图5-1-10所示。

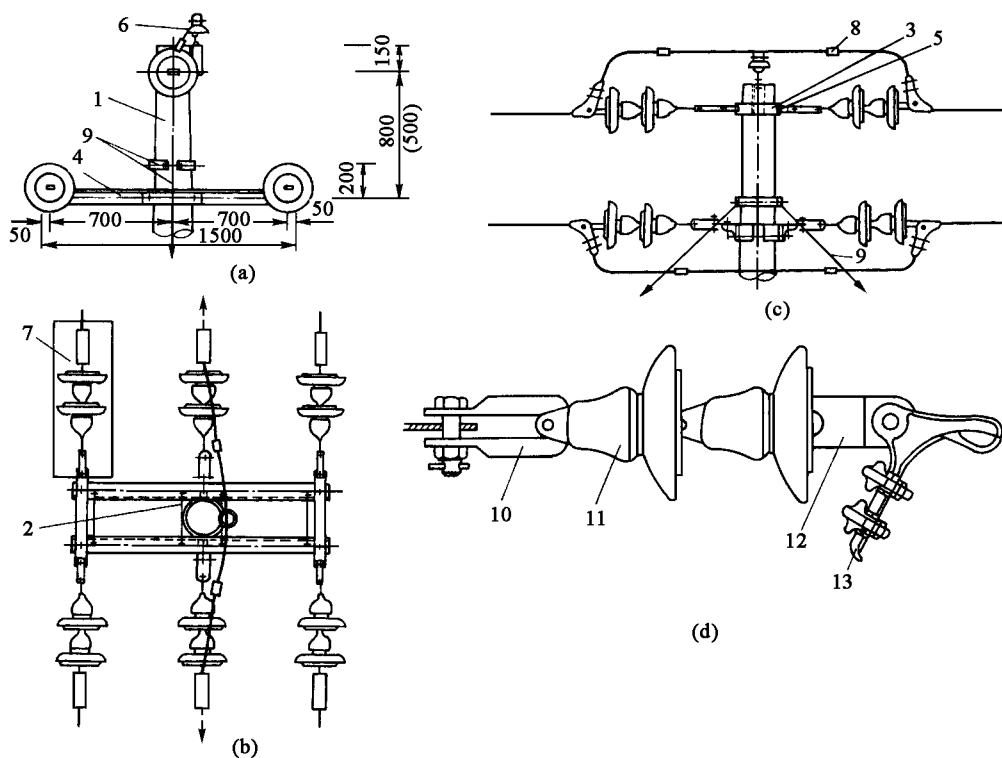


图5-1-10 耐张电杆杆顶绝缘子安装方法示意图

(a)杆顶立面图 (b)杆顶平面图 (c)跳线并沟线夹大样图 (d)耐张绝缘子串

1—电杆 2—M形抱铁 3—杆顶支座抱箍 4—横担 5—拉板 6—针式绝缘子;

7—耐张绝缘子串 8—并沟线夹 9—拉线 10—U形挂环;

11—悬式绝缘子;12—平行挂钩;13—耐张线夹

用于架空电力线路的瓷横担绝缘子,是70年代以后经过不断研制而发展较快的产品,不少地区陆续采用,有一定运行经验。但安装方法规定不一,有过一些教训。实践中,归纳了一些运行时间较长地区的经验,分析了利弊,对安装的情况作了研究,提出了

规定,使其受力情况更好些,以利于安全运行。

绝缘子安装应符合下列规定:安装应牢固,连接可靠,防止积水。安装时应清除表面灰垢、附着物及不应有的涂料。悬垂绝缘子安装与电杆、导线金具连接处,无卡压现象。耐张串上的弹簧销子、螺栓及穿钉应由上向下穿。当有特殊困难时可由内向外或由左向右穿入。悬垂串上的弹簧销子、螺栓及穿钉向受电侧穿入。两边线应由内向外,中线应由左向右穿入。绝缘子裙边与带电部位的间隙不应小于 50mm。

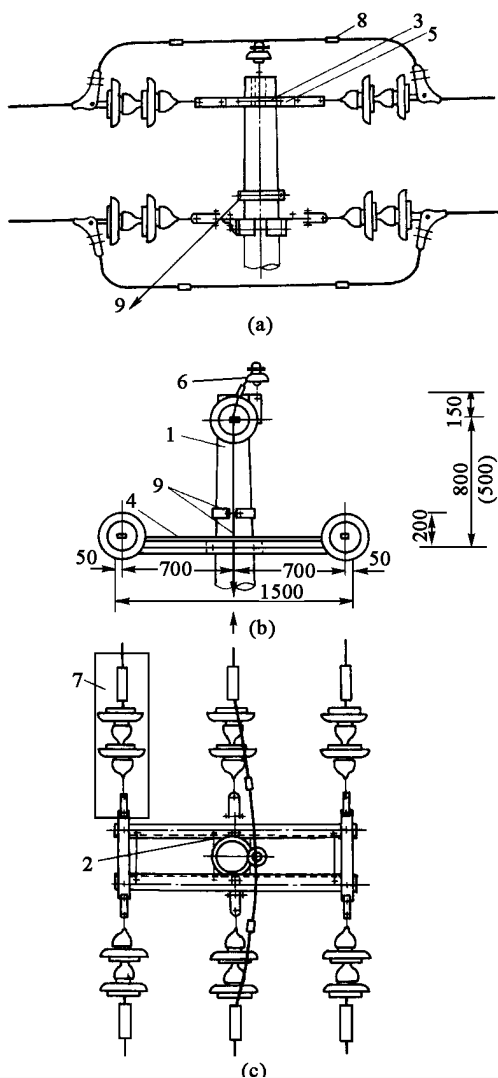


图 5-1-11 终端杆杆顶绝缘子安装方法示意图

(a) 杆顶立面图 (b) 杆顶平面图 (c) 跳线并沟线夹大样图

1—电杆 2—M 形抱铁 3—杆顶支座抱箍 4—横担 5—拉板;

6—针式绝缘子 7—耐张绝缘子串 8—并沟线夹 9—拉线

采用的闭口销或开口销不应有折断、裂纹等现象。当采用开口销时应对称开口，开口角度应为 $30^{\circ} \sim 60^{\circ}$ 。严禁用线材或其他材料代替闭口销、开口销。

连接金具的螺栓尾部所用的锁住销，过去采用国家标准产品开口销，因钢质开口销经热镀锌后失去弹性，且在使用中产生锈蚀，消耗较大。

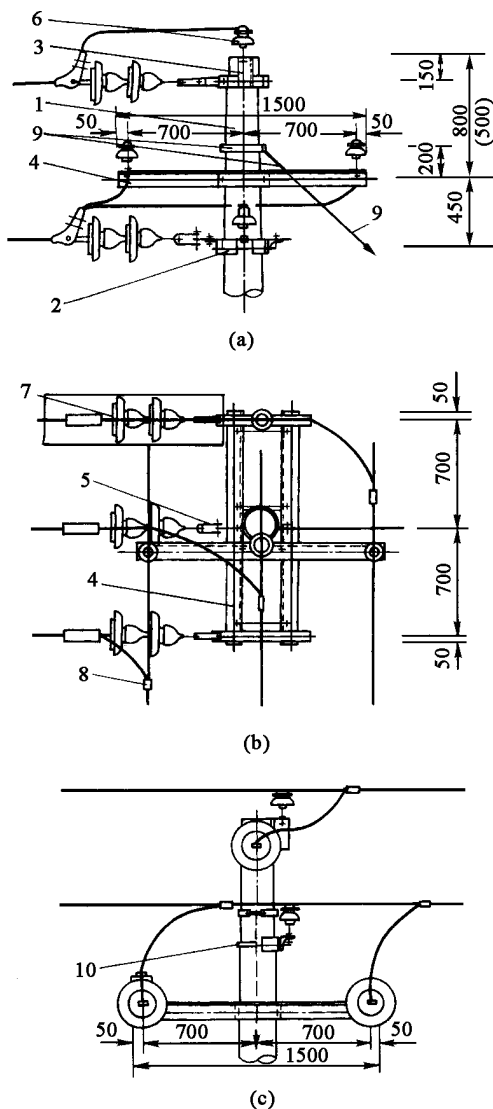


图 5-1-12 分支杆杆顶绝缘子安装方法示意图

(a) 杆顶立面图 (b) 杆顶平面图 (c) 跳线病沟线夹大样图

1—电杆 2—M 形抱铁 3—杆顶支座抱箍 4—横担 5—拉板；

6—针式绝缘子 7—耐张绝缘子 8—并沟线夹；

9—拉线 10—U 形抱箍

闭口销比开口销具有更多的优点，当装入销口后，能自动弹开，不需将销尾弯成 45° ，

当拔出销孔时,亦比较容易。它具有锁住可靠、带电装卸灵活的特点。

35kV 架空电力线路的瓷悬式绝缘子,安装前应采用不低于 5kV 的兆欧表逐个进行绝缘电阻测定。在干燥情况下,绝缘电阻值不得小于 500M Ω 。经了解,近几年来电瓷检测中心检查的结果,国产电瓷在出厂前,其零值已占相当比重。包装不好再经长途运输、野蛮装卸,而使铁帽下的瓷质产生裂缝。为使这些不合格的绝缘子在安装前检查出来,要求对其逐个进行检查是必要的。按电瓷厂提供的数据,对铁帽下的瓷质厚度为 18mm 时,应使用电压不低于 6.3kV 的兆欧表,才能更有效地检查出是否已出现裂痕。国内现只有 5kV 兆欧表,故只能用此产品进行检测。玻璃绝缘子因有自爆现象,故不规定对它进行逐个摇测绝缘值。

终端杆杆顶绝缘子的安装方法如图 5-1-11 所示。

分支杆杆顶绝缘子的安装方法如图 5-1-12 所示。

第四节 架线施工

架线施工是架空线路工程的重要工序之一。它是整个线路施工中技术性最强,高空作业最多的一道工序。因此,架线施工进度快慢、质量的优劣,不仅对施工,而且对以后的运行,都有着重大的影响。

架线施工按照施工顺序可大体分为三个工序。

- (1) 导线、避雷线的展放。
- (2) 导线、避雷线的紧线。
- (3) 附件安装

一、导线、避雷线的展放

(一) 放线前的准备工作

1. 主要工作内容

(1) 放线工作的措施

- ① 放线工作要有工作负责人统一指挥,参加放线人员要分工明确。
- ② 支承线轴或线盘的放线设备(放线架,放线盘等)安装要牢靠。防止放线架倾倒和放线盘移位。在放线过程中,随时调整线盘转轴,使其保持水平状态。
- ③ 展放线经过岩石地带或其它坚硬物时,应采取防止磨损措施,一般垫以草袋、木棒等,并派人看守。
- ④ 展放线经过河流、水库时,应防止导线、避雷线在水底磨损和挂坏,同时应避免发

生水中有金钩和松股现象。

⑤展放线通过重要交叉跨越时,应搭设跨起架,并派人看守,使导线、避雷线从架上顺利通过。

⑥展放线经过拉线杆塔、换位杆塔时,应按相序位置和拉线上线下的情况放线,防止各相导线错位和扭结。

⑦整个放线过程中,应保持导线、避雷线沿线路方向前进。

⑧当线盘上导线、避雷线上只剩 10 圈左右时,应即时发出停止放线信号,由线盘看护人员将余线放完。

⑨当遇有六级以上大风、雷雨大雾天气,应停止放线工作。

⑩人力放线时,应有技术工人指挥民工拖放,并向全体人员布置安全注意事项和信号联系知识。

⑪利用拖拉机等机械拖放线时,放线前让驾驶人员熟悉前进路线和方向。经过险要地段应采取加固措施,上坡时后方不得有人。利用机械的牵引绳牵引导线、避雷线时,牵引绳和导线、避雷线连接应采用防捻器,以防线股松散。

(2) 现场查看及合理布线

①现场查看的内容是:放线通过的障碍是否排除,放置线盘(线轴)的场地是否平整;对重要的交叉跨越,如弱电线路、电力线路、铁路、公路等是否与有关部门联系,是否搭设好跨越架或者作出有关安全措施,沿线路应开挖的土石方是否完毕等。现场查看后采取相应措施,使放线通道具备展放导线、避雷线的条件。

②合理布线。布线就是沿线路每隔一定的距离设置导线、避雷线的线盘,以避免由于导线、避雷线长度不同而造成其接头位置不符合规范要求。因此,布线时应注意下列要点:

1)合理选择线盘设置地点,充分利用沿线交通便利条件,将线盘设置在地势平坦、场地广阔的场所。

2)耐张段长度和线长应调配得当,尽量减少切断导线、避雷线和接头过多。

3)不同规格的导线、避雷线绝不准在同一耐张段内连接。

4)布线时要有一定裕量,对一般平地 and 丘陵地应增加 1.5%;对一般山地应增加 2%;对高山峻岭和深沟壑应增加 3% 为宜。

5)布线时,应考虑跨越档的接头,尽量避开在 35kV 以上电力线路,一、二级弱电线路,标准铁路,高速公路,一、二级公路,特殊管道、索道和通航河流等处出现。

(3) 对各种交叉跨越设施的查看及采取的相应措施

①导线、避雷线交叉跨越 10kV 及以下配电线路,应到交叉跨越现场查看,与有关人员协商可以采用下列方法进行。

1)与电力部门联系,将被跨越线路停电,使其导线落地进行跨越。

2)如被跨越线路不能停电,可带电搭设跨越架。

②导线、避雷线跨越一、二级通信线,同样应到现场查看,与有关部门确定措施,如搭设跨越架等。

③导线、避雷线跨越高速公路,一、二级公路,也应在现场查看后,决定跨越措施。

④导线、避雷线跨越铁路以及电气化铁路接触网,一定要组织技术人员、施工负责人和有关领导一同到现场查看,了解各方情况,制定相应的合理、有效的跨越措施。

⑤导线、避雷线跨越河流以及通航河流,同样应组织有关人员到现场查看,并制定详细的跨越措施。

(4)做好临时拉线地锚布置及安装工作

展放导线、避雷线在穿越上方带电线路时,应有防止由于不平衡张力引起上飘而接近上方电力线,甚至碰触带电导线而引起人身伤亡事故的措施。

经过现场查看后,在穿越处装设临时地锚,地锚埋深一般在1.2m左右,上部倒装放线滑车,展放导线、避雷线经过放线滑车即可。根据放线情况,可埋设1~3个临时地锚,临时地锚之间应保持3m左右的水平距离。

另外根据放、紧线措施,在耐张段两端的耐张杆应装设临时地锚和临时拉线。临时地锚的布置、安装见本章第二节。

(5)根据布线要求安装线轴(盘)

同一种规格的导线、避雷线的制造长度不同,重量也不同。根据耐张段的长短不一样,以及地形地貌不同,耐张段所需导线、避雷线的计算重量也不同,因此要根据布线地段的实际情况合理布线,将线轴重量登记,换算出每轴导线、避雷线的长度,比较耐张段长度和线轴上导线长度,用较相近长度的线轴安装到布线地点。

2. 工作重点

(1)搭设跨越架的长度、高度、宽度要求和计算

①跨越架的长度计算。跨越架的长度可按下式计算

$$L = \frac{D + 4}{\sin\alpha} \quad (5-1-1)$$

式中 L——跨越架长度,m;

D——架空线路两边导线之间的中离,m。

α ——架空线路与被跨越设施的交叉角,°。

根据不同的交叉角和两边导线不同的距离按公式(5-1-1)计算的跨越架长度,见表5-1-9所列数值,以供施工时参考使用。

表 5-1-9 跨越架长度

$\alpha(^{\circ}) \backslash \alpha(m)$	5	8	10	12	14	16	18	20
90	9	12	14	16	18	20	22	24
70	10	13	15	17	19	21	23	26
60	11	14	16	19	21	23	25	28
50	13	16	18	21	23	26	29	31
40	14	19	22	25	28	31	34	37
30	18	24	28	32	36	40	44	48
20	26	35	41	47	53	58	64	70

② 跨越架的高度计算。跨越架的高度可按下式计算

$$H = h_1 + h_2 \quad (5-1-2)$$

式中 H——跨越架的高度 ,m ;

h_1 ——被跨越物的高度 ,m ;

h_2 ——跨越架与被跨越物的安全距离 ,m。

安全距离 h_2 可按表 5-1-10 所列数值取用。

表 5-1-10 跨越架与被跨越物的安全距离

项 目 \ 被跨越物	铁 路		公 路	通信线及低 压配电网路
	蒸汽及内燃机头	电力牵引机头		
水平距离	至路中心 3m	至路中心 3m	至路边 0.6m	0.6m
垂直距离	并轨顶 6.5m	至轨顶 7.0m	至路面 5.5m	1.0m

当搭设带电的电力线路时 ,跨越架与带电体的安全距离见表 5-1-11 所列数值。

表 5-1-11 跨越架与带电体之间的安全距离 (m)

电力线路的电压(kV)	10 及以下	35	66 ~ 110
跨越架与带电体的水平距离和垂直距离	1.5	1.5	2.0
跨越架与避雷线的垂直距离	0.5	0.5	1.0

(3) 跨越架的宽度计算。跨越架的宽度可按下列式计算

$$B = b + 2a \quad (5-1-3)$$

式中 B——跨越架的宽度 ,m ;

b——被跨越物的宽度 ,m ;

a——跨越架与带电体的安全距离 ,m ,可采用表 5-1-11 所列数值。

(2) 搭设跨越架的施工方法

① 跨越架的分类。按组成跨越架所使用的材料不同 ,可分为杉木或竹木跨越架 ,钢管脚手架式跨越架和其它特制的跨越架。按结构型式不同 ,跨越架可分为 :

a. 单侧平面结构跨越架。此种跨越架用于广播线、一般通信线、低压配电线,以及乡、村之间的道路的跨越。其形式如图 5-1-13 所示。

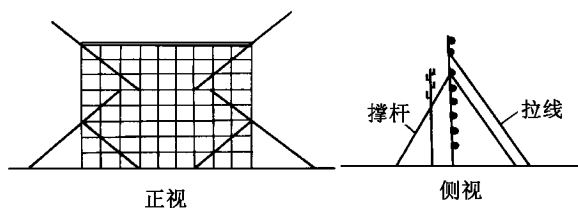


图 5-1-13 单侧平面结构跨越架示意图

b. 双侧平面结构跨越架。此种跨越架用于一般公路、通信线路、多回低压电力线路等设施的跨越,如图 5-1-14 所示。

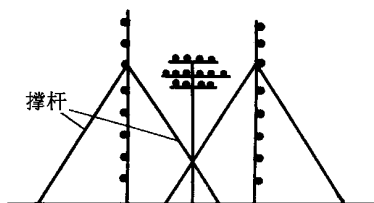


图 5-1-14 双侧平面结构跨越架示意图

c. 双侧立体结构跨越架。此种跨越架适用于跨越铁路、重要公路、高压电力线路、重要通信线路等。其形式如图 5-1-15 所示。

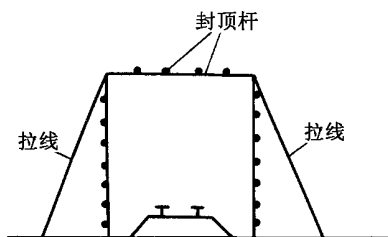


图 5-1-15 双侧立体结构跨越架示意图

②搭设跨越架的施工方法。跨越架的搭设方法应由下而上进行,拆除时则相反。搭设中,应有专人送杆和接杆,不准抛掷。立杆与立杆的距离为 1.5m,横杆与横杆之间的距离为 1m,羊角伸出杆有效长度为 2m。跨越架应设支撑杆、斜撑杆和拉线。图 5-1-13~图 5-1-15 中表示出撑杆和拉线的安装位置,立杆的埋深视跨越架高低而定,但埋深不得小于 1.2m。使用杉木或竹杆塔设跨越架时,先在被跨越物两侧竖杆,埋好夯实,即可绑扎横杆,这样层层而上,搭到一定高度,在外侧打好拉线,以防向内侧倾倒。

跨越铁路、高速公路、重要公路和通信线路等,在搭设跨越架之前,应邀请被跨越设

施所属单位的人员进行现场监督检查。

3. 绝缘子串与放线滑轮的安装

(1) 绝缘子串的安装

此项工作比较复杂而又要求细致。由于采用绝缘子的型式、颜色、绝缘子串种类、线夹型式、连接金具的型号及规格不同等原因,给安装工作带来了难度,因此要严格按图纸要求进行安装。

绝缘子和绝缘子串在安装前应进行检查。

①检查绝缘子有无裂纹、缺釉、破损现象。钢帽和钢脚应无弯曲、松动、裂纹和砂眼。

②绝缘子应用 2500V 摇表逐个测试,其绝缘电阻应在 500MΩ 以上。

③各种金具应符合有关标准,表面检查应无损坏、裂纹、脱锌等缺陷。

(2) 放线滑轮的安装

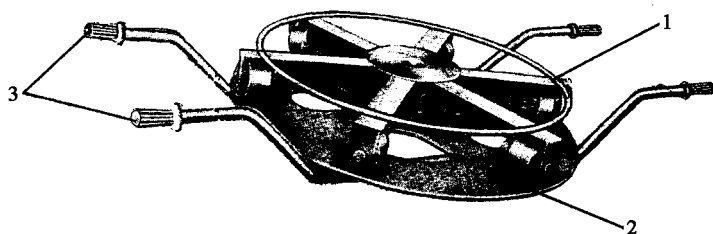
直线杆或直线转角杆的放线滑轮,一般都和悬垂绝缘子串同时安装。立杆过程中,杆顶离开地面 1m 左右时,可将已安装好的绝缘子串和放线滑轮悬挂在横担上。电杆立正直后,绝缘子串和放线滑轮自然下垂。较低电压等级的架空线路的悬垂绝缘子串和放线滑轮,其重量较轻,可以在组立杆塔时挂好,也可以在组立杆塔后、放线前,派专人悬挂。对 35kV 或 110kV 线路,由于悬垂绝缘子串和放线滑轮都比较重,应使用无极传递绳人工起吊与杆上人员配合安装。绝缘子串和放线滑轮要连接可靠,防止在放线中掉下滑轮。放线滑轮内应穿引绳,以备引过导线、避雷线。吊装悬垂绝缘子串和放线滑轮时,其绑扎位置要适当,防止绝缘子串相互碰撞。

4. 放线盘(架)与线轴(盘)的安装

架空线路的导线是绕在线轴上运到现场的,为便于展放,应将线轴架起。展放时,牵引导线,线轴转动。线轴安装在放线盘(架)上要牢固可靠、转动灵活,支撑线轴的轴杠(也称放线杠)应水平,并且有制动装置。

常用的放线盘(架)与线轴的安装方法有:

①立式安装。将放线盘下盘安放在平整而较硬的平地上,把上盘扣在下盘上方,下盘中心轴穿入上盘中心孔中,上盘轴承在下盘边缘上转动。再将线轴立式放在放线盘上,使放线盘和线轴同心,即放线盘下盘垂直中心轴穿入线轴中心孔中。图 5-1-16 所示为 SOR 落地式放线盘示意图。



主要技术参数和规格

型号	荷重(t)	试验荷重(t)	体重(kg)
SDR	1~2	4	70
用途	适用于线路施工中放置导线用		
特点	将整盘线放在六等分的滚盘上,通过牵引可以自动旋转		

图 5-1-16 SDR 落地式放线盘示意图及参数表

1—下盘 2—上盘 3—把手

②卧式安装。将放线架支好放在平坦而较硬的地面上,两放线支架之间的距离宽于线轴宽度,将放线杠穿入线轴中心孔,架于放线支架上,调节升降丝杠,使线轴离地悬空即可。图 5-1-17 所示为放线架与线轴安装示意图。

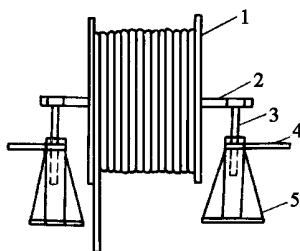


图 5-1-17 放线架与线轴安装示意图

1—线盘 2—放线杠 3—升降丝杠 4—操作手柄 5—放线支架

线轴的安装还有各种各样的方法,如地槽支架法、三脚架支架法、起吊机械起吊放线等方法。这些方法大部分用于展放导线和有线盘的镀锌钢绞线。有的厂家生产的镀锌钢绞线采用卷式软包装,这样给展放避雷线(用镀锌钢绞线)带来困难,因此就必须使用专用展放卷式包装的镀锌钢绞线的立式放线架,如图 5-1-18 所示。使用时,先把上压盘卸下,将撑芯装在线卷空心里,并使线卷坐在底盘上,然后装上上压盘,支开撑芯并固定之。展放线时,线卷随线盘一起转动。放线支架底盘上装有制动装置,用以控制转速,避免线卷过快松开。所有线轴的安装位置,要和牵引方向的第一基杆塔保持适当距离,以避免线轴出线角过大。线轴的架设方向要对准放线走向,以免线轴在放线杠上产生过大的摆动和走偏。

(二)展放导线、避雷线

放线的方法很多,它的分类简单介绍如下。以牵引的动力来分,有人力牵引放线、机械牵引放线、畜力牵引放线、直升飞机牵引放线;以牵引导线、避雷线的数量来分,有单线放线、三线放线、五线放线;以放线的方式来分,有地面放线、张力放线、以线渡线放线、带电放线。目前,较多使用的是人力地面单根展放导线、避雷线的方法。

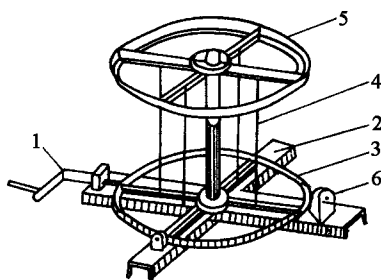


图 5-1-18 立式放线架示意图

1—制动手柄 2—底座 3—底盘；
4—撑芯 5—上压盘 6—支撑轮

1. 人力地面展放导线

(1) 放线工具

大绳 25mm 棕绳；

放线滑轮；

无线电对讲机；

红、白旗；

废机油、草袋、硬木杠；

红布条和黑胶布；

空线轴。

以上工具的数量及规格,应根据导线、避雷线的规格,耐张段内杆塔数量,交叉跨越情况而决定。

(2) 放线的劳动组织及分工

层放导线、避雷线的劳动组织及分工是一项重要工作,它直接关系到放线质量、施工安全和放线的速度。因此,应做好全面安排,分工协作。每个工作岗位,均应事先指定专人负责,并于施工前明确交代任务。

①看管线轴工作:一般由 2~4 人组成,负责线轴正常旋转、检查导线有无出厂断头标记、导线有无被木线轴上钉子挂住,同时负责通信联系工作。

②每根导线、避雷线拖线领队负责人:根据导线、避雷线规格,耐张段长度等因素,决定拖线人数,每根导纬、避雷线拖线人员必须有 1~2 名负责人,负责拖线人员行走路线,安排防止磨损导线、避雷线的措施等。

③每基杆塔的杆上作业人员:每基杆塔登杆作业 1~2 人,负责与地面拖线人员相互配合,将导线、避雷线放入滑轮。

④重要交叉跨越或跨越架的监护人:当导线、避雷线通过跨越架前,应先用绝缘绳拽导引绳通过跨越架,然后将导引绳与导线、避雷线连接牢靠,用导引绳拉牵导线、避雷线通过跨越架。该工作由放线负责人与跨越监护人共同指挥、负责。作业时,严禁在封顶

架上过人。

⑤沿线通信负责人:负责信号传递,并且要准确、迅速,随时与各岗位负责人进行联系,以便展放导线、避雷线工作进行顺利。

⑥沿线检查障碍物的负责人:负责检查导线、避雷线通过障碍物情况,有无挂、磨伤导线的情况发生。

(3)展放导线、避雷线的信号联系

放线时的信号联系极为重要,应采用无线电对讲机做为通信工具。为了预防发生通话故障,可相应配备旗号,作为辅助通信措施。

通信用旗号(旗语),可根据习惯规定实施。下面介绍几种常用的旗号和应注意的问题。

①一面红旗高举:表示危险,立即停止,已发生了问题。

②一面白旗高举:表示正常,可以继续进行。

③两手红、白旗平举,相对举过头部连续挥动:表示已好了、线已拉到指定处、接头工作已结束……。

④一手同时取红、白两面旗,在空中划圆圈:表示工作已结束,全部停止工作,收工。

⑤若同时拖两条线,一边的线需要停止拖动:以两手伸开平举,手执红旗不动表示停止拖动,手执白旗连续挥动表示继续拖线。

⑥三线同时拖动时,以左、右及头顶上方代表三根线的部位,若一边线要停止,用红旗平举不动。另一边和头部则用白旗连续挥动。若中线要停止,则以红旗举在头顶上方不动,以白旗连续向左右两边挥。

⑦挥旗人身体转向侧面,两手同向一边平举,以红、白旗上下交叉挥动:表示线要放松,绞磨要倒退,慢动作挥旗,表示要慢慢放松。

⑧每次变换旗号均应吹哨子示意,并需见到对方变换了同样旗号为止,否则必须继续吹哨子挥动旗号。

⑨各施工班也可根据过去使用的习惯自定旗号,但必须预先熟悉,统一识别。

(4)人力拖线方法

以人力拖线,可按平地每人扛抬 $15 \sim 25\text{kg}$ 的导线、避雷线,均匀布置人员,徐徐展放。放线中要有专人在前面领路,对准线路方向,并注意经常望信号,控制放线速度。放到一基杆塔时,应超越该杆塔适当距离,然后停止牵引,将线头拉回,与放线滑轮引绳相连,和杆上作业人员配合,将导线、避雷线穿过滑轮后继续拖放。导线、避雷线通过跨越架与通过杆塔一样,亦使导引绳牵越。如此循序渐进,直至拖放到目的地。

2. 人力拖放导线、避雷线的要求

地面拖放导线、避雷线时有以下要求。

(1)凡每个跨越处,如较大的沟坎、河边、每隔三基杆塔的下方,均应设置信号传递人

员。对他们的要求是：

①及时、准确的传递信号，监视放线情况，发现故障应立即发出停止牵引的信号，排除故障后，再发出继续放线的信号。

②观察导线、避雷线与地面接触情况，发现有可能磨损导线的障碍物，应立即加以保护。

(2)对看管线轴人员的要求：

①控制放线速度和线轴旋转速度，查看放出的导线、避雷线质量。

②要随时调整转偏了的线轴和更换线轴。

(3)同时拖放几根导线、避雷线时，对放线人员的要求：

①要随时注意放线的方向和位置，防止发生交叉现象。

②放完线后，如不能当天紧线，应将已放开的导线、避雷线两端收紧，临时锚固。临时锚固的张力，以使导线、避雷线不妨碍通信、通航和通车为宜。

③若整个放线段临时锚固有困难时，可在跨越处用支撑杆撑起或者挖沟埋入地下面加以保护。

3. 机械牵引放线方法

机械牵引放线分为固定机械通过牵引绳和进行机械牵引放线两种，以下分别加以简单介绍。

(1)机械牵引力的估算

拖地机械放线牵引力按下式计算

$$F = g \frac{GL^2}{8f} \epsilon^n + gG \sum h \frac{(\epsilon^n - 1)}{n(\epsilon - 1)} \quad (5-1-4)$$

式中 F ——拖地放线的牵引力， N ；

g ——重力加速度， $g = 9.81m/s^2$ ；

G ——被放导线单位长度的重量， kg/m ；

L ——不拖地段内的最大档距， m ；

f ——对应于 L 的放线弧垂，取该档导线悬挂点的平均对地高度， m ；

ϵ ——放线滑轮的摩擦系数；

n ——不拖地段放线滑轮数（每相）；

$\sum h$ ——放线段累计高差，牵引端高时取正值，低时取负值， m 。

根据式(5-1-4)估算出拖放 1000m 导线、避雷线的牵引力值，以供放线时参考。拖拉机的牵引力值见表 5-1-12。

表 5-1-12 拖放 1000m 导线、避雷线的牵引力(N)

导线、避雷线型号	地形高差		
	50	100	200
GJ-25	1226	1373	1569
GJ-35	1766	1863	2157
GJ-50	2255	2501	2942
GJ-70	3334	3628	4217
LGJ-50	1078	1177	1373
LGJ-70	1471	1618	1863
LGJ-95	2517(3138)	2353(3334)	2746(3726)
LGJ-120	2648(3922)	2942(4119)	3432(4609)
LGJ-150	3236(4707)	3530(5001)	4119(5589)
LGJ-185	4168(6080)	4560(6472)	5295(7207)
LGJQ-150	2893(4217)	3138(4511)	3726(5001)
LGJQ-185	3579(5197)	3922(5099)	4511(6178)
LGJJ-120	2444	3138	3628
LGJJ-150	3628(5295)	4020(5638)	4658(6276)
LGJJ-185	4609(6668)	5001(7060)	5838(7943)

如使用行进机械牵引放线,如用拖拉机,现估算出拖拉机牵引能力见表 5-1-13。

表 5-1-13 拖拉机的牵引力值

拖拉机型号		机速(km/h)牵引力(kN)				
		I档	II档	III档	IV档	V档
履带式	红旗 80	2.25/78.45	3.6/50.99	5.14/31.38	7.4/19.61	9.65/14.71
	东方红-54	3.59/27.95	4.65/20.59	5.43/17.16	6.28/14.22	7.93/9.80
胶轮式	铁牛-40	4.56/13.73	5.61/12.26	6.44/10.79	7.38/8.83	12.95/4.41
	丰收-27	5.4/13.5	7.5/9.83	10.3/7.11	21.2/3.4	—

(2)机械牵引放线施工过程

①行进机械牵引放线施工过程,是利用拖拉机或汽车作为动力的放线方法。采用该方法必须是在放线行进方向上道路较好,地形平坦的地方。行进机械牵引绳与导线连接必须牢靠,行进中要匀速度行驶,到达杆位和跨越架处停止牵引,待导线、避雷线穿过放

线滑轮后,继续牵引。其它的与人力放线方法相同。

②固定机械牵引施工过程是:将固定机械固定在耐张段的一端,另一端或中间安装好线轴。利用人力将牵引钢绳按拖地放线的方法,放到线轴处,钢绳应穿过每基直线杆的放线滑轮,通过跨越架。利用通过式卡线器(蛇皮套等)与被展放的导线、避雷线连接,再利用机械将牵引钢绳卷回,拖动导线、避雷线展放。

固定机构牵引钢绳,应为无捻或少捻钢绳。使用普通钢绳时,牵引绳和导线、避雷线之间应加装防捻器。

(3)机械牵引放线施工要求

机械牵引放线施工要求,除同人力放线要求外,还需注意以下事项:

①机构牵引施工,必须保证有准确迅速的通信信号,有先进的通信工具和能熟练使用该工具的人员。施工开始通话后,不得关机。

②有熟练掌握牵引机械的操作人员,并备有一定的修理工具和修理技工。

③机械牵引牵回的牵引钢绳,应使用钢绳盘架,逐步将牵回的牵引钢绳收到盘架上。

4. 质量标准要求

展放导线、避雷线的质量标准要求是:

(1)放线过程中对展放导线、避雷线的检查

在放线过程中,对展放的导线、避雷线应认真进行外观检查。对于制造厂在线上设有的损伤或断头标志的地方,应查明情况妥善处理。

(2)施工跨越措施

跨越电力线路、通信线路、铁路、公路和通航河流时,必须有可靠的施工跨越措施。

(3)放线汽车的使用规定

放线滑车的使用应符合下列规定:

①轮槽尺寸及所用材料应与导线、避雷线相适应,保证导线、避雷线通过时不受损伤。

②轮槽底部的轮径,当展放导线时,应符合国家现行标准《放线滑轮直径与槽形》的规定;当采用镀锌钢绞线作避雷线展放时,其滑车轮槽底部的轮径与所放钢绞线直径之比不宜小于15。

③对于严重上扬或垂直档距较大处的放线滑轮,应进行验算,必要时应采用特制的结构。

④滑轮应采用滚动轴承,要妥善保管,不得摔碰,使用前应检查并确保其转动灵活。

(4)导线在同一处损伤的处理

导线在同一处的损伤同时符合下述情况时可不作补修,只将损伤处棱角与毛刺用0#砂低磨光。

①铝、铝合金单股损伤深度小于直径的1/2。

②钢芯铝绞线及钢芯铝合金绞线损伤截面称为导电部分截面积的 5% 及以下,且强度损失小于 4%。

③单金属绞线损伤截面积为 4% 及以下。

注 a.“同一处”损伤截面积,是指该损伤处在一个节距内的每股铝丝沿铝股损伤最严重处的深度换算出的截面积总和(下同)。

b. 损伤深度达到直径的 1/2 时按断股论。

(5)导线在同一处损伤需要补修的处理

导线在同一处损伤需要补修时,应符合下列规定:

①导线损伤补修处理标准应符合表 5-1-14 的规定。

表 5-1-14 导线损伤补修处理标准

处理方法 \ 损伤情况 \ 线别	钢芯铝绞线与钢芯铝合金绞线	铝绞线与铝合金绞线
以缠绕或补修顶绞丝修理	导线在同一处损伤的程度已经超过第 4 条的规定,但因损伤导致强度损失不超过总拉断力的 5%,且截面积损伤又不超过总导电部分截面积的 7% 时	导线在同一处损伤的程度已经超过第 4 条的规定,但因损伤导致强度损失不超过总拉断力的 5% 时
以补修管补修	导线在同一处损伤的强度损失已经超过总拉断力的 5%,但不足 17%,且截面积损伤也不超过导电部分截面积的 75% 时	导线在同一处损伤,深度损失超过总拉断力的 5%,但不足 17% 时

②采用缠绕处理时应符合下列规定:

1)将受伤处线股整平。

2)缠绕材料应为铝单丝,缠绕应紧密,其中心应位于损伤最严重处,并将受伤部分全部覆盖,其长度应不小于 100mm。

③采用补修预绞丝处理时应符合下列规定:

1)将受伤处线股处理平整。

2)补修预绞丝长度不得小于 3 个节距或符合现行国家标准 GB 2314-2345—80《电力金具》预绞丝中的规定。

3)补修预绞丝应与导线接触紧密,其中心应位于损伤最严重处,并将损伤部位全部覆盖。

④采用补修管补修时应符合下列规定：

- 1)将损伤处的线股先恢复原绞制状态。
- 2)补修管的中心应位于损伤最严重处,需补修的范围应位于管内各 20mm。

③补修管可采用液压或爆压,其操作必须符合下列规程的规定:液压时应符合国家现行标准 SDJ226—87《架空送电线路导线避雷线液压施工工艺规程》(试行)的规定;爆压时应符合国家现行标准电力部—80《架空电力线路爆炸压接施工工艺规程》(试行)的规定。

注:导线总拉断力是指保证设计计算拉断力。

(6)导线在同一处损伤需全部割去的处理

导线在同一处损伤符合下述情况之一时,必须将损伤部分全部割去,重新以接续管连接:

- ①导线损失的强度或损伤的截面积超过本规范第 5 条采用补修管补修的规定时。
- ②连续损伤的截面积或损失的强度都没有超过本规范第 5 条以补修处理的规定,但其损伤长度已超过补修管的修补范围。
- ③复合材料的导线钢芯有断股。
- ④金钩、破股已使钢芯或内层铝股形成无法修复的永久变形。

(7)镀锌钢绞线的损伤处理

作为避雷线的镀锌钢绞线,其损伤应按表 5-1-15 的规定予以处理。

表 5-1-15 镀锌钢绞线损伤处理规定

处理方法 绞线股数	以镀锌铁线缠绕	以补修管补修	锯断重接
7		断 1 股	断 2 股
19	断 1 股	断 2 股	断 5 股

(三)张力放线方法简介

张力放线是用专门的牵、张机械,使被放导线、避雷线保持一定的张力、悬空展放。这种施工方法优点多。图 5-1-19 为张力放线示意图。

张力放线主要用张力控制器控制导线、避雷线的张力,控制器的转速使用刹车装置的摩擦片加以控制,同时可以控制张力的太小。

张力放线的施工工序是:

(1)展放导引绳。可以用人力、畜力或行进机构来展放导引钢绳。当导线钢绳需越过跨越架时,可用尼龙绳将导引绳渡过跨越架后继续展放。导引钢绳展放完毕后,分别引吊在直线杆塔上的放线滑轮中,然后收紧,使其对地面悬空保持 5m 距离,并在牵张场

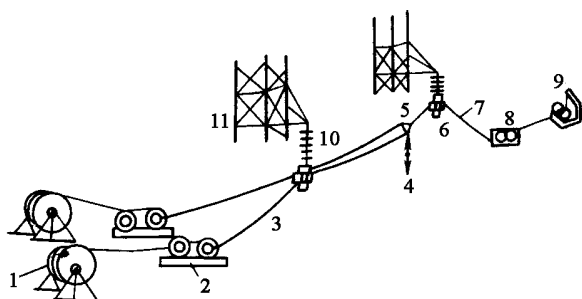


图 5-1-19 张力放线示意图

- 1—线轴 2—张力机 3—导线 4—平衡锤(抗扭锤) 5—牵引连板;
6—放线滑轮 7—牵引钢绳 8—牵引机 9—绕线盘;
10—悬垂绝缘子串 11—杆塔

两侧锚固。

导引钢绳的用途,是为下一步领放牵引钢绳之用。利用小型牵张机使导引绳具有一定张力来牵动牵引绳,以展放牵引绳。当采用直接展放牵引绳的方法时,可不必展放导引绳。

(2)牵引绳的展放。牵引钢绳是用来牵张导线的。牵引绳的展放有两种方法:一种是用导引绳以小型牵张机通过放线滑轮牵引钢绳自牵引场牵引到张力场;另一种方法是不用导引绳而是直接展放牵引钢绳。

(3)导线的展放。牵引绳展放完毕后,就可将导线的牵张设备分别安置在牵引场和张力场,并就位找正和锚固。此时即可进行导线的展放。

①在牵引场将牵引绳绕入牵引车的绕线轮(牵引轮)上,其绕线方向由内向外,上进上出,并顺槽绕满后引出并与绕线盘固定,利用接地滚轮使导线接地。

②在张力场,先将尼龙绳绕在张力轮上,尼龙绳的一端与导线连接,这时开动张力设备用尼龙绳牵引导线,使导线绕在张力轮上。导线进入张力轮的方向为左进右出,上进上出。导线绕在张力轮上之后,再由张力轮上引出并连接在走板上,走板与牵引绳连接。

③牵引场和张力场的布置就绪后,先慢慢启动牵引设备,收紧牵引绳。这时可拆除牵引绳的临时锚固,而后按计算要求调整张力车的放线张力及牵引车的牵引张力,并利用张力机调整各导线的张力使走板呈水平状态,一切无误后即可牵引导线,使导线沿着线路展放。

二、导线、避雷线紧线施工

紧线是将放在滑轮上的导线、避雷线,按照设计的拉力或弧垂把导线拉紧,以使导线对地和在交叉跨越以及与避雷线之间保持一定的距离。紧线是一项技术性较强的施工工艺,也是架线施工中的一项重要工序。

(一)紧线前的准备工作

1. 紧线区段的划分

紧线区段的划分与放线区段有直接关系。采用拖地方法展放导线、避雷线,一般都以耐张段作紧线区段,在耐张杆塔上进行紧线操作。采用这种方法对高、低压配电线路进行施工并不困难。只有在耐张段较长或由于地形限制,在耐张塔上紧线有困难时,才选择直线杆塔作紧线操作塔。至于较短的耐张段,为加快紧线施工速度,还可以两个或两个以上耐张段作为一个紧线区段。

当采用张力放线时,一般都以放线区段作为紧线区段,尽量在直线杆塔上进行紧线操作,而在耐张杆塔上进行“对接挂线”。

2. 耐张杆塔的补强

当以耐张杆塔作为紧线操作塔或锚线塔时,无论杆塔本身是否有永久拉线,紧线前均应安装临时拉线,作为耐张杆塔的补强。临时拉线一般使用钢绳或镀锌钢绞线,其上端固定在横担挂线点的未挂线侧,下端与拉线地锚相接,通过调节装置来调节拉线的松紧。临时拉线的安装方向与所紧导线、避雷线方向相一致,与地夹角 β 为 $30^\circ \sim 45^\circ$,如图5-1-20所示。

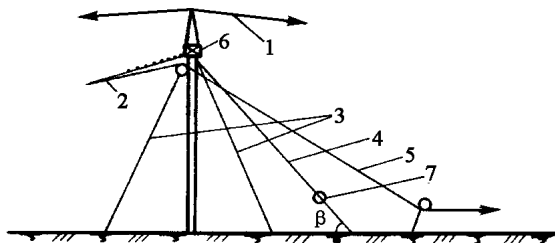


图5-1-20 耐张杆塔临时拉线安装示意图

1—已紧避雷线 2—导线 3—永久拉线 4—临时拉线
5—紧线牵引绳 6—导线横担 7—拉线调节装置

3. 紧线场地的布置

(1)紧线方法。根据每次同时收紧导线、避雷线的根数不同,收紧导线、避雷线的方法,可分为单线法、双线法、三线法等,如图5-1-21所示。

①单线紧线法:它是紧线施工中最常用的紧线方式之一,适用于较大截面导线的施工。

②双线紧线法:它适用于同时一次操作收紧两根避雷线、两边相单导线和双分裂导线的施工。

③三线紧线法:适用于三根导线同时一次操作紧线。一般线路的三相导线同紧、三分裂导线的同紧等,都采用此种紧线方式。

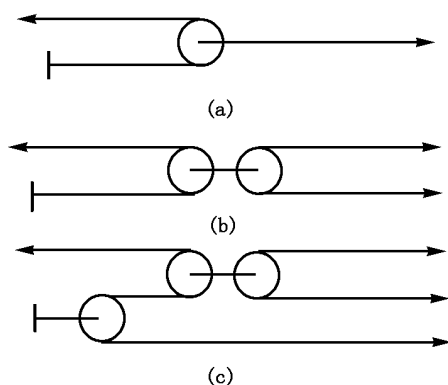


图 5-1-21 紧线方法示意图

(a)单线紧线法 (b)双线紧线法 (c)三线紧线法

(2)紧线场地的布置要求。

①紧线导向滑轮与紧线操作杆塔之间的水平距离,不得小于挂线点高度的两倍,且方向应和被紧的导线、避雷线一致。

②紧线施工场地要平整、开阔,利用耐张杆塔作紧线操作杆塔时,杆塔前侧障碍物应清除。

③使用固定牵引设备收紧导线、避雷线时,牵引设备必须稳固在可靠的地锚上。

④使用行进机械牵引收紧导线、避雷线时,必须选择好行驶路线,如行驶路线受地形限制必须转向时,转向处应安装导向滑轮。

4. 紧线前的检查工作

(1)应有专人检查一遍导线、避雷线有无损伤;线条有无相互交叉混淆、有无障碍和卡住现象。

(2)检查所有接头处是否均已接受,已发现的损伤部分是否全部处理完毕。

(3)检查两端耐张杆塔的补强拉线或永久拉线是否已经过调整。

(4)检查前端耐张杆塔上待紧的导线、避雷线是否已经挂好绝缘子串。

(5)检查所有交叉跨越的措施是否都稳固可靠,主要交叉处有无专人看守、紧线时需临时开断者是否操作完毕。

(6)检查牵引设备是否准备就绪,负责紧线操作的人员及紧线工具是否已准备完毕。

(7)检查负责通信的人员及通信工具试话是否通畅。

(8)检查观测弧垂的负责人员是否已到达指定杆塔位置并已作好准备。

(二)紧线机械及临时地锚的布置

紧线机械是收紧导线、避雷线的动力。耐张杆塔补强后,紧线机械的布置与紧线方式有直接关系。图 5-1-22 所示为三线同紧法紧线机械布置示意图导向地锚 8 应与中导线在一条直线上,并距电杆的水平距离应保持电杆呼称高的两倍以上。牵引设备的

锚、牵引设备宜与紧线方向一致,如受地形限制可在导向地锚上加装导向单滑轮,牵引机械和地锚可适当改变方向布置。

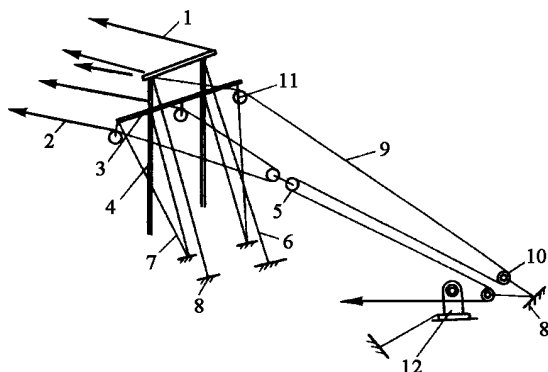


图 5-1-22 三线同紧法紧线机械布置示意图

- 1—避雷线 2—导线 3—横担 4—电杆 5—对头滑轮;
6—临时拉线 7—永久拉线 8—导向地锚 9—牵引钢绳;
10—导向单滑轮 ;11—挂线单滑轮 ;12—牵引设备

当导线为双分裂排列时,可采用双线紧线法。双线紧线的牵引机械布置如图 5-1-23 所示。牵引机械与地锚应与所紧导线的方向一致,与紧线操作杆塔的水平距离要求同上。该方法只能每次收紧一相导线,故三相导线应布置三个导向地锚和牵引机械地锚。

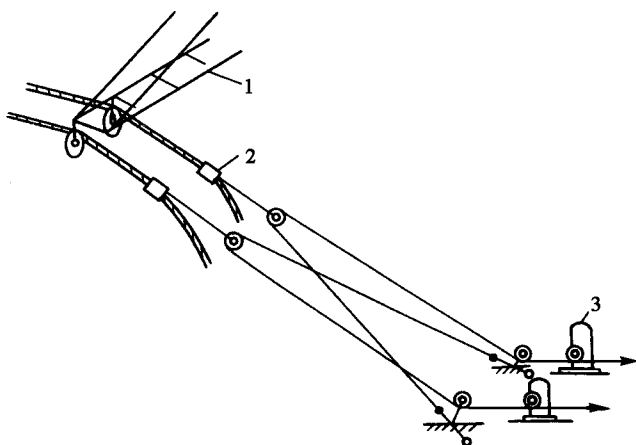


图 5-1-23 双线紧线的牵引机械布置示意图

- 1—横担 2—卡线器 3—牵引机械

(三)紧线操作过程

1. 紧线前要先收紧余线,通常先用人力不通过紧线操作滑轮,在地面收线,使前方的

导线、避雷线悬空,距离地面约 1~2m 左右,可开始在耐张操作杆塔前面约 30m 处卡上紧线器卡具,用牵引机构牵动钢线,紧线开始。

紧线所用的与导线、避雷线规格相同的紧线器卡具也称紧线夹头。其型号和参数见表 5-1-16。紧线夹头的形式如图 5-1-24 所示。避雷线紧线夹头的型号规格见表 5-1-17。避雷线紧线夹头形式如图 5-1-25 所示。采用这种紧线夹头紧线时,推动紧线夹头的拉环紧线夹头的夹线板就会张开,放入导线、避雷线后,拉紧拉环和钢夹。使夹线部分越拉越紧。达到夹紧导线、避雷线的目的。

表 5-1-16 导线紧线夹头规格型号及参数

名称	型号	规格		工作负荷 (kN)	试验负荷 (kN/min)	适用导线范围	重量 (kg)
		A	ϕ				
微型紧线夹头	JWK03-12/14	—	—	2.94	6.86	通信线路 12#、14# 钢丝	
微型紧线夹头	JWK03-8/10	—	—	2.94	7.35	通信线路 8#、 10# 钢线	
小型紧线夹头	JLK10-35/70	162	16	9.8	24.5	LQJ35-70	1.0
I 型紧线夹头	JLK16-95/120	200	20	15.68	39.2	LGJ95-120	1.5
II 型紧线夹头	JLK30-150/240	260	24	29.4	73.5	LGJ150-240	3.0

注 1. A—紧线夹头长度,单位为 mm。

2. ϕ —紧线夹头夹槽直径,单位为 mm。

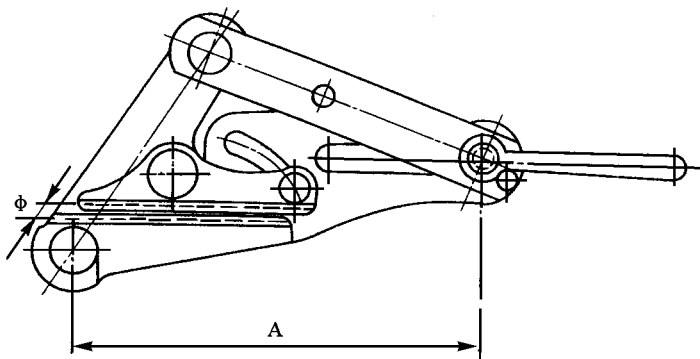


图 5-1-24 紧线夹头示意图

表 5-1-17 避雷线紧线夹头的型号规格

名称	型号	工作负荷(kN)	适用范围	重量(kg)
大头爪	JGDT10-35	9.8	夹持 GJ-35 型钢绞线	1.5
I 型双桃夹头	JGST18-35/50	17.64	夹持 GJ-35/50 型钢绞线	2
II 型双桃夹头	JGST18-70	17.64	夹持 GJ-70 型钢绞线	2.2

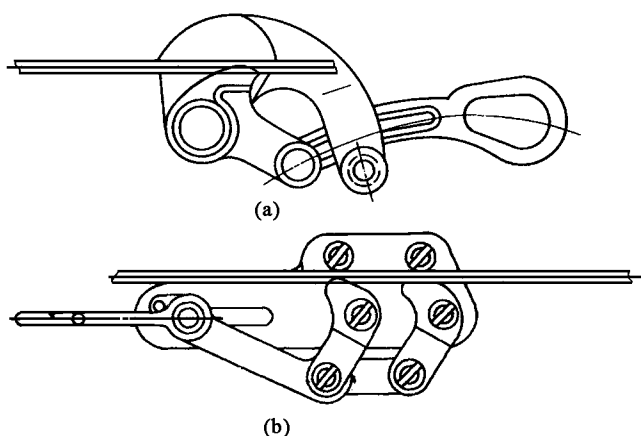


图 5-1-25 避雷线紧线夹头形式示意图

(a)大头爪 (b)双桃夹头

2. 紧线顺序是从上到下,先避雷线后导线,先紧中导线,后紧两边导线。

3. 采用机动绞磨或人力绞磨牵引紧线钢绳进行紧线时,负责紧线人应随时注意导线、避雷线离地情况。若发现不正常或前方传来停止信号,应迅速停止牵引,查明原因并处理后再继续牵引。

4. 当导线、避雷线收紧将接近弧垂要求值时,应减慢牵引速度,待前方通知已达到要求值时,立即停止牵引,待 0.5~1min 无变化时,即可通知操作杆塔上进行划印工作。

5. 划印。

(1)对划印作业的要求。划印要在紧线段内各弧垂观测档的弧垂均达到规定要求,且无变化时进行。要求观测好一相划一相,不可拖延。划印是为安装耐张线夹提供标记。

(2)划印要使用专用的划印工具,印记图要准确、清晰,不准用硬物刻线作印记。

(3)操作人员登踩导线、避雷线高空划印时,动作要轻、稳,以免位置移动,影响划印的准确度。

(4)无转角度耐张杆塔划印。无转角耐张杆塔划印时如图 5-1-26 所示。先用垂球从横担挂线孔中心投影到导线上,即为划印点,在此划印。

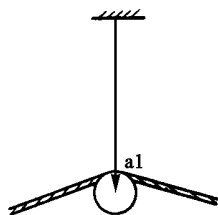


图 5-1-26 无转角耐张杆塔划印示意图

(5) 转角耐张杆的划印, 应使用划印板, 划印板是由 1~2m 长的木板或角铁制成, 它的一端有两个 $\phi 30\text{mm}$ 圆孔, 其孔距应和杆塔上挂线板孔距一致。划印板上刻有一长形槽孔, 以便划印时垂球线在其中移动。也可以在划印板上刻有尺度, 便于测量挂线点到垂直点的水平距离。转角耐张杆塔的划印如图 5-1-27 所示。

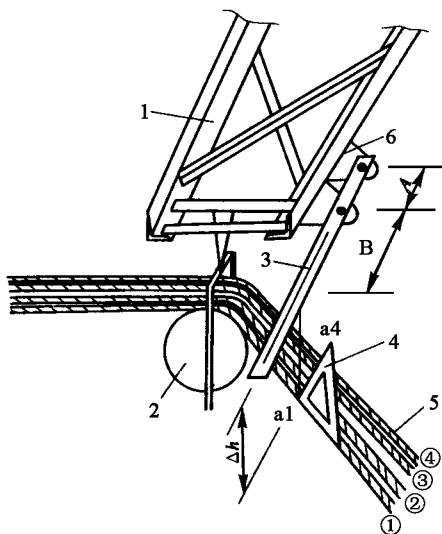


图 5-1-27 转角耐张杆塔划印示意图

1—横担 2—放线滑轮 3—划线板;
4—三角板 5—导线 6—挂线板

(6) 划印的具体操作步骤如下: a. 先将划印板的两个圆孔对准挂线板上的孔, 使划印板伸向导线侧, 用销钉或尖搬手把划印板插牢, 使其不得偏转和移动; b. 在划印板槽内移动垂球, 使其对准导线①, 用划印笔杯在导线①上划好印记 a_1 点; c. 量得 B 值和 A_h 值, 作好记录; d. 用三角板的一个直角边紧贴导线①, 另一直角边对准 a_1 点, 在其它导线上划得 a_2 、 a_3 、 a_4 各点。

当转角耐张杆塔位于紧线段中间, 需重复上述方法, 划出另一挂线侧的印记。

6. 挂线。挂线的操作步骤是:

(1) 划印后, 将导线、避雷线松回地面; 当紧线段较长或落线高差较大时, 可在导线、避雷线回松到一定程度时, 用大绳将导线、避雷线临时牵住, 以免回落过多影响操作。

(2) 紧线前, 量出有一定张力的耐张绝缘子串长度。

(3) 由划印点向紧线段内侧, 沿导线量出耐张绝缘子串长度 λ , 确定耐张线夹的安装位置, 如图 5-1-28 所示。当耐张线夹(螺栓式)的安装位置确定后, 其安装方法是: 结合图 5-1-28 所示, 由 A 点即划印点, 向前量长 λ , 得 B 点, 划上印记; 从 B 点向前量 $t+20\text{mm}$ 得 E 点 (t 为耐张线夹受力部分全长) 并划印记, 由 E 向回量 L_2 得 F 点 (L_2 为耐张线夹全长 + 40mm) 并划印记; 在 E、F 之间按要求缠绕铝包带, 铝包带的缠绕方向与导线

最外层铝股的捻回方向相一致,将导线放入耐张线夹的线槽中,紧好压紧导线的 U 形螺栓。从耐张线夹上的 B 点开始量出引流线长度后,方可剪断导线。

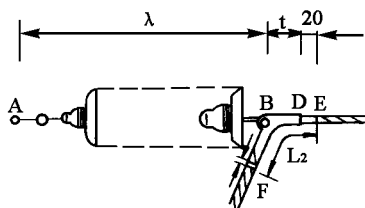


图 5-1-28 耐张线夹(螺栓式)
安装位置示意图

楔形线夹安装位置如图 5-1-29 所示。安装时,由划印点 A 向前量 L 得 G 点并划印记,由 G 点开始留出穿线及引流长度后割断钢绞线,将钢绞线扳成弯,弯点在 G 点,并穿入线夹内,放上线夹舌头后拉紧,将线头与本线用细铁丝绑扎牢固(留有引流者不绑)。

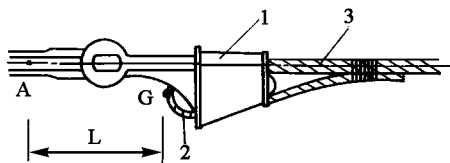


图 5-1-29 楔形线夹安装位置示意图
1—线夹本体 2—线夹舌头 3—避雷线

(4)挂线的方法是:a.将操作耐张杆塔前侧耐张线夹与耐张绝缘子串连接。b.用牵引绳及紧线夹头卡在导线上,夹头卡在耐张线夹前与防震锤之间,用小绳将绝缘子串与牵引钢绳临时绑扎好。c.启动牵引机械,收紧牵引钢绳,导线腾空,将耐张绝缘子串后部接续金具与横担挂线板连接,解去小绳。d.挂好后,放松牵引钢绳,拆除紧线夹头,挂线完毕。

(四)观测弧垂的一般要求

1. 观测弧垂时对气温的要求。观测弧垂的实际气温应是代表导线、避雷线周围的空气温度。为了准确地计算出导线、避雷线的弧垂,同时在观测时具有一定的精确度。为此要求:

(1)要用棒形温度计,挂于有阳光、通风的空中。

(2)进行连续档紧线时,紧线施工现场,各弧垂观测档都应有温度计测量气温,并以紧线施工现场和各弧垂观测档气温的平均值,作为观测弧垂的气温。

(3)当实测气温与观测弧垂所取的气温相差不超过 $\pm 2.5^{\circ}\text{C}$ 时,其弧垂观测值不作调整,若超过 $\pm 2.5^{\circ}\text{C}$ 时,则弧垂观测值应予以调整。

2. 观测弧垂时,应顺着阳光,从低处向高处观测,尽可能选择前杆塔背景清晰的位

置。

3. 雾天、大风、大雪、雷雨天,应停止弧垂观测。
4. 紧线负责人与弧垂观测人应不间断地联系,以便紧密配合,顺利观测弧垂。

(五) 弧垂调整方法

1. 弧垂调整计算。

(1) 对孤立档的弧垂调整计算。调整弧垂时,线长变量和弧垂变量的关系可按下式计算

$$\Delta L = \frac{16f}{3L} \Delta f \quad (5-1-5)$$

式中 ΔL ——线长变量(正值为线长减量,负值为线长增量),m;

f ——要求弧垂值,m;

Δf ——弧垂变量(紧线弧垂比 f 值大时取正,反之取负),m。

(2) 对连续档的弧垂调整计算。调整弧垂值,可按下式进行计算

$$\Delta l = \frac{16L_1^2 f_1}{3L_2^4} \Delta f_1 \sum L \quad (5-1-6)$$

式中 Δl ——调整弧垂时线长的变量,m

L_2 ——观察档的档距,m;

L_1 ——耐线段的代表档距,m;

f_1 ——观察档要求的弧垂值,m;

Δf_1 ——观察档的弧垂变量,m。

在观测弧垂时,弧垂的调整可按式(5-1-5)和式(5-1-6)进行计算。为了保证安装质量,在耐张操作杆塔挂线后,由于弧垂观测、划印、割线、压接等的操作可能会出现误差,因此,需要对弧垂进行复测。用其复测值与标准值比较,得出误差值,误差值超出允许范围,就必须调整弧垂。

2. 弧垂的调整通常是在紧线段内槽、减一段线长,以改变导线、避雷线的弧垂。其操作方法与紧线的操作方法基本相同。

(六) 质量标准要求

1. 紧线施工应在基础混凝土强度达到设计规定,全线段内的杆塔已经全部检查合格后方可进行。

2. 紧线施工前应根据施工荷载验算耐张、转角型杆塔强度,必须时应装设临时拉线或进行补强。采用直线杆塔紧线时,应采用设计允许的杆塔做紧线地锚杆塔。

3. 弧垂观测档的选择应符合下列规定:

(1) 紧线段在5档及以下时靠近中间选择一档。

(2) 紧线段在6~12档时靠近两端各选择一档。

- (3)紧线段在 12 档以上时靠近两端及中间各选择一档。
- (4)观测档宜选档距较大和悬挂点高差较小及接近代表档距的线档。
- (5)弧垂观测档的数量可以根据现场条件适当增加,但不得减少。
- 4. 观测弧垂时的实测温度应能代表导线或避雷线的温度,温度应在观测档内实测。
- 5. 挂线时对于孤立档、较小耐张段及大跨越的过牵引线长度应符合下列规定:
 - (1)耐张段长度大于 300m 时,过牵引线长度宜为 200mm;
 - (2)耐张段长度为 200~300m 时,过牵引线长度不宜超过耐张段长度的 0.5%。
 - (3)耐张段长度在 200m 以内时,过牵引线长度应根据导线的安全系数不小于 2 的规定进行控制,变电所进、出口档除外。
 - (4)大跨越档的过牵引值由设计确定。

过牵引张力是指紧线过程中发生的一种张力。在弧垂观测时,架空线路任一耐张段内导线、避雷线的线长虽可按设计要求确定,但在紧线的耐张塔上将耐张绝缘子串挂上悬挂点时,由于紧线滑轮一般低于悬挂点一段距离,而耐张绝缘子串在挂线过程中又不可能全部绷直,为达到设计长度,因此在悬挂点上挂线(实为挂耐张绝缘子串)时,就需要将耐张绝缘子串的尾部挂环拉过头一些才能挂得上,这时导线、避雷线因过分受张所增加的张力,称为“过牵引张力”。

连续档的过牵引张力一般不太大,设计时常取“过牵引常数”为 1.1,即挂线时使导线、避雷线的张力增加 10%。

孤立档的过牵引问题较为严重,施工中必须予以重视。

- 6. 在挂线后对紧线弧垂应随即在该观测档进行检查,其允许偏差应符合下列规定:
 - (1)一般情况下应符合表 5-1-18 的规定。

表 5-1-18 弧垂允许偏差

线路电压等级(kV)	35 及以下	110
允许偏差(%)	+5、-2.5	+5、-2.5

(2)跨越通航河流的大跨越档的弧垂允许偏差不应大于 $\pm 1\%$,其正偏差值不应超过 1m。

7. 导线或避雷线各相间的弧垂应力求一致,当满足表 5-1-18 的弧垂允许偏差标准时,各相间弧垂的相对偏差最大不得超过下列规定:

- (1)一般情况下 35~110kV 相间弧垂允许不平衡最大值为 200mm。
- (2)跨越通航河流大跨越档的相间弧垂最大允许偏差为 500mm。

8. 配电线路的弧垂观测。配电线路的档距在城镇为 40~50m,郊区为 60~100m,根据导线规范、温度、安全系数等因数计算出弧垂值。根据弧垂值观测弧垂。弧垂的施工误差不应超过 $\pm 5\%$ 。调整弧垂必须认真测量,可使用经纬仪和弧垂观测板进行。导线

弧垂应符合表 5-1-19 所列数值。

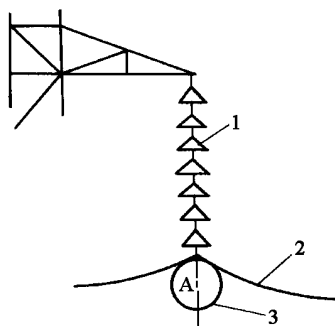
三、附件安装

架空线路导线、避雷线紧线工作完毕后,耐张段内各档距的弧垂符合要求后,就可以进行附件安装工作。

(一)悬垂线夹的安装

1. 悬垂线夹安装的中心划印法

如图 5-1-30 所示,绝缘子串处于垂直状态。放线滑轮与导线接触部分的最高处即为悬垂线夹的中心 A 点,用带色的笔在 A 点处划印记。



5-1-30 悬垂线夹中心位置划印示意图

1—绝缘子串 2—导线 3—放线滑轮 ;A—中心位置点

2. 提升导线、避雷线方法

按照中心位置的划印方法,找出 A 点之后,用双钩紧线器将导线提升,升到一定高度,可取下放线滑轮。这是最普通的导线提升法,也有的使用复滑轮组提升导线。

导线提升重量按下式计算

$$Q = L_v G_1 \quad (5-1-7)$$

式中 Q ——提升导线的重量,kg
 G_1 ——每 m 长的导线重量,kg;
 L_v ——垂直档距。

用双钩紧线器提升导线如图 5-1-31 所示。

避雷线的提升:在较高电压的架空线路上由于避雷线的提升荷载较大,而悬垂距离很短,为此,使用专用的提线丝杠提升,如图 5-1-32 所示。它的操作方法是将提线丝杠的一端钩住避雷线,另一端穿入提线横担,同时操作两个把手,使避雷线提升。把避雷线提升到一定高度后,避雷线脱离放线滑轮,安装固定线夹,拆除放线滑轮即可。

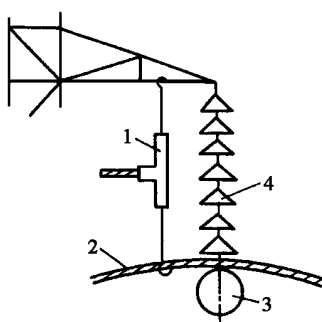


图 5-1-31 用双钩紧线器提升导线示意图

1—双钩紧线器 2—导线 3—放线滑轮 4—悬垂绝缘子串

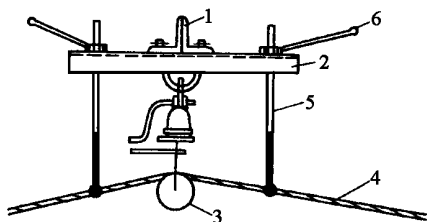


图 5-1-32 避雷线提升示意图

1—避雷线横担 2—提线横担 3—放线滑轮；
4—避雷线 5—提线丝杠 6—操作把手

3. 悬垂线夹的安装方法

(1) 悬垂线夹的安装按照提升导线、避雷线的方法，将导线、避雷线放入悬垂线夹的船体内。

(2) 将铝线、钢芯铝绞线放入悬垂线夹前，应包铝包带两层，并使铝包带露出线夹两端各 30mm。铝包带应从划印中心起缠绕，绕至两端再折回后绕至中心，将铝包带端头压在悬垂线夹内。

(3) 将导线、避雷线放入悬垂线夹中，使划印点与线夹中心重合，将悬垂线夹的 U 形螺栓拧紧，并与悬垂绝缘子串下部金具连接。

(4) 放松提升装置（如双钩紧线器、提线丝杠、提升器等），使导线、避雷线下落，这时悬垂绝缘子串应呈垂直状态。悬垂绝缘子串最大偏斜角不得超过 5°。

(5) 大截面导线安装入线夹时，双钩紧线器或滑轮组吊钩与导线接触的部分，应裹上铝包带或软布，以防扎伤导线。

(二) 防震锤的安装

架空线经常在微风的作用下，在导线、避雷线的背面产生按一定频率交替变化的漩涡，使架空线受到冲击发生共振而形成了有规律的振动波。长期的强烈震动，在线夹出口会引起导线、避雷线疲劳，造成导线、避雷线断股，甚至造成断线事故。为了减轻覆动的危害，目前采用的有效而易行的防震措施是安装防震锤或阻尼线。安装防震锤的方法

如下：

1. 量出安装距离

防震锤安装距离是根据设计提供的尺寸数据。其安装距离：直线杆塔是从悬垂线夹中心量起，至防震锤中心，耐张杆塔是由耐张线夹螺栓中心起，至防震锤中心，如图 5-1-33 及图 5-1-34 所示。

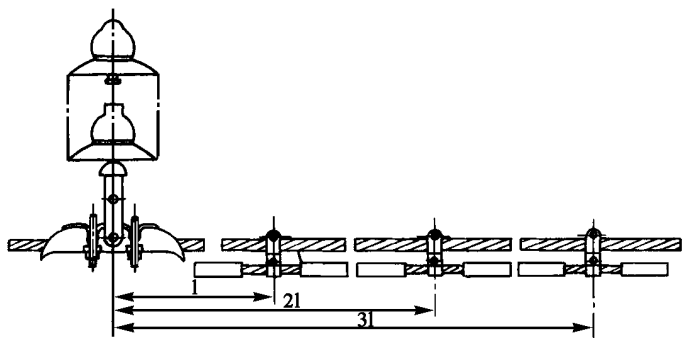


图 5-1-33 直线杆塔防震锤安装距离示意图

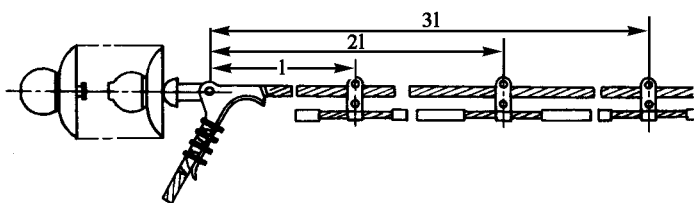


图 5-1-34 耐张杆塔防震锤安装距离示意图

2. 缠绕铝包带方法与要求

为了保护导线并增加握着力，安装防震锤时应在导线固定处缠绕铝包带一层，夹不紧时可以缠两层，但最多两层。缠绕长度以安装后两端露出铝包带 20~30mm 为宜。缠绕时，第二圈应压住端头，并要缠紧，将端头压紧，缠到相应尺寸后，最后一圈稍松，将另一端头从最后一圈中抽出，并且要拉紧，将剩余部分割去即可。

3. 防震锤的安装方法与要求

安装防震锤时，应选择与导线、避雷线相适应的规格。将防震锤夹板螺栓松开，安置在导线上已划印的防震锤安装处，使导线铝带中心与防震锤中心相重合，用防震锤挂板凹槽处夹住导线上的铝带，将固定夹板螺栓拧紧，以防由于震动使防震锤沿导线滑动。

防震锤安装后，应与导线在同一垂直面上而且连接两个锤头的钢绞线应平直，不得歪斜。防震锤的安装误差应不大于 30mm。

防震锤的型号必须符合设计要求，表 5-1-20 为国家标准防震锤的型号。

表 5-1-20 防震锤型号规格

防震锤型号	适用导线型号	钢绞线规格	重量(kg)
FD-1	LGJ-35~50	7/2.6	1.5
FD-2	LGJ-70~95	7/3.0	2.4
FD-3	LGJ-120~150	19/2.2	4.5
FD-4	LGJ-185~240	19/2.2	5.6
FD-5	LGJ-300~400, LGJQ-300~400	19/2.6	7.2
FD-6	LGJQ-500~600	19/2.6	8.6
FG-35	GJ-35	7/3.0	1.8
FG-50	GJ-50	7/3.0	2.4
FG-70	GJ-70	19/2.2	4.2
FG-100	GJ-100	19/2.9	5.9

若风的振动能量很大,导线避雷线震动强烈时,一个防震锤不能抵消风的振动能量或降到最低水平,就需安装多个防震锤。多个防震锤的安装位置采用等距法,即从第一个防震锤中心量出同等距离安装第二个防震锤,以后类推。对每侧防震锤个数,可参照表 5-1-21。

表 5-1-21 防震锤安装个数

型号	档距(m) 架空线直径(mm)	防震锤(个数)		
		1	2	3
F ₄ , F ₅ , F ₆	d < 12	< 300	> 300 ~ 600	> 600 ~ 900
F ₂ , F ₃	12 ≤ d ≤ 22	≤ 350	> 350 ~ 700	> 700 ~ 1000
F ₁	d > 22 ~ 37.1	≤ 450	> 450 ~ 800	800 > 1200

(三) 预绞丝的安装

1. 预绞丝护线条的安装

用于悬垂线夹中的预绞丝又称为预绞丝护线条。它的作用是减少导线弯曲应力和供导线断股补修之用。其代表符号是 FYH。预绞丝护线条是具有弹性的铝合金单股丝。拔梢型护线条每组 10 根。安装时要使用特制捻回器(也称绞手)进行操作,先将护线条半数放入悬垂线夹槽内,护线条中心应处于线槽中心,然后将线夹同槽内排齐的护线条贴紧导线,再把其余的护线条覆盖在导线上面,排列整齐一层,中心临时结扎固定,再将护线条两端穿入捻回器孔中,两个人对面顺导线线股方向,同时拧转捻回器,并逐步向外后退使护线条缠绕紧贴于导线上。最后在距离尾端各 40mm 处安装铝端头,并把端夹外侧的护线条尾部回弯 180°,用木槌敲击,使其紧贴。图 5-1-35 为捻回器外形图。

2. 预绞丝补修条的安装

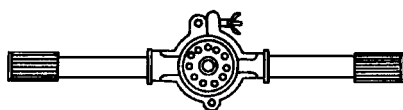


图 5-1-35 捻回器外形示意图

预绞丝补修条材料为铝镁合金,预绞成螺旋状,具有弹性,其螺旋内径比相应导线小,因此具备一定的握着力,施工安装不需要专用工具。安装方法是将预绞丝补修条的中心对准需补修的导线中心,用手顺螺旋方向缠绕导线,从中心分别向两端缠绕,每组 9~14 根,必须排列整齐,紧贴导线。

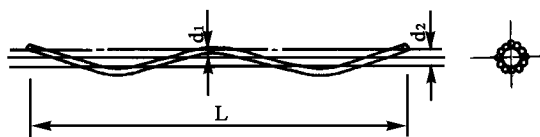


图 5-1-36 预绞丝外型示意图

3. 预绞丝的主要尺寸

预绞丝的外型如图 5-1-36 所示。预绞丝的主要尺寸见表 5-1-22。

表 5-1-22 预绞丝主要尺寸

预绞丝 型号	适用导 线型号	导线外径 (mm)	主要尺寸(mm)			每组 根数	重量 (kg)
			d_1	d_2	L		
FYB-95 FYH-95	LGJ-95	13.68	3.6	11.6	420	13	0.16
					1400		0.53
FYB-120 FYH-120	LGJ-120	15.2		12.9	450	14	0.18
					1400		0.57
FYB-150 FYH-150	LGJ-150	16.72		14.2	480	16	0.2
					1500		0.64
FYB-185 FYH-185	LGJ-185	19.02	16.2	580	14	0.40	
				1800		1.26	
FYB-240 FYH-240	LGJ-240	21.28	18.1	640	16	0.49	
				1900		1.44	

注 表中预绞丝型号字母含义为:F—防护;Y—预绞丝;H—护线条;B—补修条。

(四)跳线的安装

耐张杆塔两侧挂线完成后,需将两侧导线加以连接,才能使电流通畅,此段导线连接线称为跳线,也称过引线、引流线、弓子线等。跳线按耐张杆塔型式、导线截面大小及线夹类型不同,其连接方式也不同。目前,架空线路的耐张杆塔多采用软式跳线,跳线在各

种气象条件下,均不得对杆塔放电,为此,必须计算跳线的弧垂(也就是跳线最低点到横担底面的距离),以保证线路安全运行。

1. 跳线安装要求及弧垂计算

(1) 跳线安装要求。

①跳线导线对接地体的最小间隙见表 5-1-23。

表 5-1-23 跳线导线对接地体的最小间隙

电压等级(kV)	10	35	110
最小间隙(mm)	200	800	1000

②跳线应使用未受过张力的导线制作,在安装跳线时,要尽可能使弯曲方向与安装后的跳线弯曲方向一致,使跳线外形美观。

③连接跳线的并沟线夹或跳线连板,应安在跳线中间,当安装两个并沟线夹时,它们到两侧耐张线夹的距离应相等。当有跳线绝缘子串时,并沟线夹的位置应统一规定,一般在送电侧。

④安装后的跳线不得扭曲、硬弯,应呈悬链线状自然下垂。任何情况下不得与金具等相摩擦、碰撞。

(2) 跳线弧垂计算。跳线弧垂可按下式计算

$$F = \frac{F_{\max} + F_{\min}}{2} \quad (5-1-8)$$

式中 F_{\max} ——跳线最大弧垂, m;

F_{\min} ——跳线最小弧垂, m。

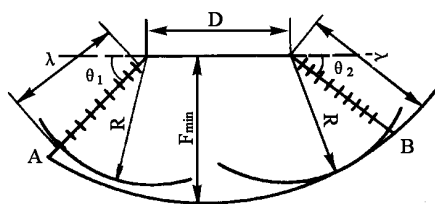
最小弧垂可按下式计算

$$F_{\min} = \frac{F'_{\min}}{\cos\alpha} \quad (51-1-9)$$

式中 F'_{\min} ——最小弧垂风偏后的投影, m;

α ——跳线风偏角。

跳线最低点与横担底面的最小距离,如图 5-1-37 所示。



跳线最大弧垂,是指在工频电压、操作过电压、大气过电压情况下,风偏后使跳线各点与塔身各部分间保持有足够的绝缘间隙。最大弧垂可用图解法和实测法求得。具体

图 5-1-37 跳线最小弧垂示意图

D —绝缘子串悬挂点之间的距离, m λ' —绝缘子串风偏后投影长度 (m);
 λ —绝缘子串长度 (m) θ_1 、 θ_2 —绝缘子串倾斜角

方法在后面表述。

2. 跳线连接操作方法

(1) 螺栓式耐张线夹的跳线安装。使用螺栓式耐张线夹的跳线, 在进行耐张线夹组装时, 其跳线长度已预留。其操作程序是:

①按跳线长度先进行初步连接。

②放下跳线, 对塔体的绝缘间隙、跳线弧垂进行测量, 合格后拧紧并沟线夹螺栓, 切去尾线并整理跳线, 使其呈悬链状。

(2) 爆压式耐张线夹的跳线安装。

①跳线连板与导线的连接按爆压或液压工艺要求进行施工。

②清洗连板, 拧紧跳线连接金具上的螺栓。

3. 跳线长度计算和确定方法

跳线长度的计算一般是以单纯转角耐张杆塔为基准, 也适用于干字型、羊角型塔中相跳线长度的计算。图 5-1-38 所示为转角耐张杆塔跳线侧视图。

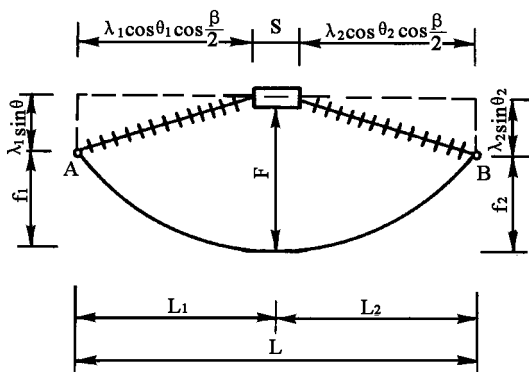


图 5-1-38 转角耐张杆塔跳线侧视图

转角耐张杆塔跳线长度可按下式计算

$$L_{AB} = L + \frac{2}{3} \left(\frac{f_1^2}{L_1} + \frac{f_2^2}{L_2} \right) \quad (5-1-10)$$

式中 L ——跳线计算支持点 A、B 间的水平距离, $L = S + \lambda_1 \cos \frac{\beta}{2} \cos \theta_1 + \lambda_2 \cos \frac{\beta}{2} \cos \theta_2$,

m ;

f_1 ——支持点 A 与跳线最低点的垂直距离, $f_1 = F - \lambda_1 \sin \theta_1$, m ;

f_2 ——支持点 B 与跳线最低点的垂直距离, $f_2 = F - \lambda_2 \sin \theta_2$, m ;

L_1, L_2 ——支持点 A、B 与跳线最低点间的水平距离, $L_1 = \frac{L}{1 + \sqrt{f_2/f_1}}$, $L_2 =$

$$\frac{L}{1 + \sqrt{f_1/f_2}};$$

S——横担宽度, m;

λ_1, λ_2 ——左右侧耐张绝缘子串长度, m;

θ_1, θ_2 ——左右侧耐张绝缘子串倾斜角;

β ——杆塔的水平转角, °;

F——设计给定的跳线弧垂, m。

在较低电压等级的架空线路, 其跳线长度确定方法有:

(1) 比例作图法。在纸上以适当比例绘图横担和两边绝缘子串, 绝缘子串倾斜角根据两侧档距及弧垂、悬挂点的高差等因素适当考虑, 在绝缘子串两尾端金具之间, 用金属链(或细绳)在纸上作跳线, 调整其弧垂达到要求值, 然后量出两尾端金具之间的金属链长度, 按比例计算, 即得实际长度。

(2) 现场实测法。现场实测法是常用的施工方法。在实际施工中, 由于个别数据因素, 例如绝缘子串倾斜角的大小容易发生误差, 因此可以在耐张杆塔紧线结束后, 用软绳代替金属线在杆塔上根据要求的弧垂, 实测跳线的长度。

(五) 悬重锤的安装

当架空线路导线产生下列情况时, 一般采用悬重锤保护。

(1) 直线杆塔悬垂绝缘子串风偏后, 与杆塔间隙不足。

(2) 直线杆塔的悬垂绝缘子串产生上拔时。

(3) 当采用直线杆换位, 其悬垂绝缘子串偏移时。

悬重锤由生铁制成, 每片锤重 15kg。重锤片数要根据设计部门的要求进行选用。

架空线由于风偏引起直线杆悬垂绝缘子串与杆塔间间隙不足, 采用悬重锤片进行稳定。直线杆塔的悬垂绝缘子串上拔力可按下面的公式进行计算

$$T''_{\delta} = \left[\frac{L_1 + L_2}{2} g + \delta \left(\pm \frac{h_1}{L_1} \pm \frac{h_2}{L_2} \right) \right] S \quad (5-1-11)$$

式中 T''_{δ} ——导线上拔力, N;

g ——导线自重比载, $\text{kg}/\text{m} \cdot \text{mm}^2$;

δ ——应力, Pa;

L_1, L_2 ——直线杆相邻两侧杆的档距, m;

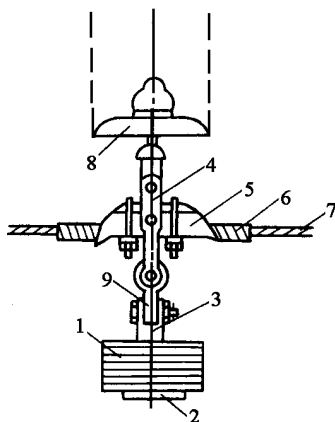
h_1, h_2 ——直线杆相邻两侧杆的悬挂点高差, m;

S——导线截面, mm^2 。

根据计算结果, 导线上拔时, 可以重新排定杆位加以消除; 若仍不能避开时, 则必须

在悬垂绝缘子串上加挂悬重锤,为了安装和检修的方便,重锤分片制造。加挂悬重锤的重量略大于导线上拔力为宜。

(4)重锤安装方法。悬重锤的安装,如图 5-1-39 所示。根据要求,将重锤片放在重锤座上,可以安装 3 片,如需要加装重锤片,就要加挂重锤挂板,每加装一个挂板又可挂三片重锤。重锤座 1.5kg,重锤挂板 0.53kg。将悬重锤在地面组装好后,起吊到悬垂线夹处,将重锤吊架与悬式线夹、悬垂绝缘子串下的绝缘子金具连接。紧好螺栓,上好开口销。



5-1-39 悬重锤安装示意图

- 1—重锤片 2—重锤座 3—重锤挂板;
4—重锤吊架 5—悬式线夹 6—铝包带;
7—导线 8—悬垂绝缘子串 9—U 形螺栓

(5)重锤安装要求。

- ①悬重锤重量应根据设计要求安装好悬重锤。
- ②起吊重锤绑扎要牢靠,杆上和地面作业人员要配合协调。重锤下方不得有人。
- ③重锤座、悬垂线夹与绝缘子串安装完毕,应垂直地面。
- ④螺栓穿向应符合规定,开口销开口应在 60°以上。

(六)附件安装的质量标准要求

附件安装的质量标准要求如下。

(1)绝缘子安装前应逐个将表面清擦干净,并应进行外观检查;用不低于 5000V 的兆欧表逐个进行绝缘测定。安装时应检查碗头、球头与弹簧销子之间的间隙,在安装好销子的情况下,球头不得从碗头中脱出。验收前应清除瓷表面泥垢。

(2)金具的镀锌层有局部碰损、剥落或缺锌,应除锈后补刷防锈漆。

(3)为了防止导线、避雷线因风振而受损伤,弧垂合格后应及时安装附件,附件安装时间不应超过 5 天。

(4)悬垂线夹安装后,绝缘子串应垂直地平面。个别情况下,其顺线路方向与垂直位

置的位移不应超过 5° ,且最大偏移值不应超过 200mm。连续上下山坡处杆塔上的悬垂线夹的安装位置应符合设计规定。

(5) 绝缘子串、导线及避雷线上各种金具的螺栓、穿钉及弹簧销子除有固定穿向外,其余穿向应统一,并应符合下列规定。

① 悬垂串上的弹簧销子一律向受电侧穿入。螺栓及穿钉凡能顺线路方向穿入者,一律向受电侧穿入,特殊情况下,两边线由内向外,中线由左向右穿入。

② 耐张绝缘子串上的弹簧销子、螺栓及穿钉一律由上向下穿,特殊情况下由内向外、由左向右穿。

③ 当穿入方向与当地运行单位要求不一致时,可按当地运行单位的要求,但应在开工前明确规定。

④ 金具上所用的闭口销的直径必须与孔径配合,且弹力适度。

(6) 各类型铝质绞线,在被金具的线夹夹具夹紧时,除并沟线夹及使用预绞丝护线条处外,安装时应在铝股外缠绕铝包带,缠时应符合下列规定:

① 铝包带应紧密缠绕,其缠绕方向应与外层铝股的绞制方向一致。

② 所缠铝包带可露出夹口,但不应超过 30mm,其端头应回夹于线夹内压住。

(7) 安装预绞丝护线条时,护线条中心与线夹中心应重合,对导线包裹应紧密。

(8) 引流线应呈近似链状自然下垂,其对杆塔及拉线等的电气间隙必须符合设计规定。使用螺栓式耐张线夹时宜采用连引,使用压接引流线线夹时其中间不得有接头。

(9) 铝制引流板及并沟线夹的连接面应平整、光洁,其安装应符合下列规定。

① 安装前应检查连接面是否平整,耐张线夹引流板的光洁面必须与引流线夹连板的光洁面接触。

② 应使用汽油清洗连接面及导线表面污垢,并应涂上一层导电脂。用细钢丝刷清除涂有导电脂的表面氧化膜。

③ 保留导电脂,并应逐个均匀地拧紧连接螺栓。螺栓的扭距应符合该产品说明书所列数值。

四、接地装置安装

接地装置是架空线路不可缺少的构成部分。杆塔及避雷线受到雷击时,产生几十万伏的高压电和几千安培的电流,会给线路设备造成极大的破坏。接地装置的作用是将强大的雷电流泄入大地,降低电压,起到保护作用。接地装置的大部分在地下埋设,故在施工中应严格按照规定安装,接地电阻的值经测量合格后,才能投入运行。

(一) 接地引下线的安装和要求

1. 一般架空线路混凝土电杆的接地,除预应力钢筋混凝土电杆不允许利用其钢筋作接地引下线外,其他的都是利用杆内主筋作接地引下线,此时应使避雷线与杆内钢筋有

可靠的连接。其连接方式可以使避雷线的抱箍与电杆穿心螺栓连接或单独用一段引下线。其一端用铁并沟线夹与避雷线连接,另一端与杆身下段的接地螺母连接并接触良好。铁塔本身可以视作接地体,不需另加引下线。

2. 若是预应力钢筋混凝土电杆或杆上无接地螺母时,应沿杆身另挂一根接地引下线,其截面不得小于 25mm^2 。接地体的引出线,若采用镀锌钢绞线时,对于送电线路其截面为 50mm^2 ,对于配电线路其截面为 25mm^2 。

3. 接地引下线沿杆身引下时,应尽可能使之短而直,每隔 1.5m 用铁线加以固定。

4. 接地引下线用钢绞线时,除与杆身接地螺母连接外,不得有接头。接地螺栓应有弹簧垫圈或防松螺母。

(二) 接地体的形式

根据土壤电阻率、杆塔类别及地形环境的不同而设有各种不同型式的接地体。在架空线路工程中使用的接地体,主要可分为以下三种形式。

1. 水平放射型

一般用一至数条接地铁带,沿地下水平方向顺线路或横线路呈放射形埋设。非居民区的杆塔,都采用此种形式的接地体,如图 5-1-40 所示。

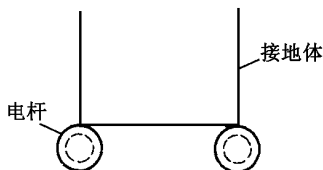


图 5-1-40 水平放射型接地体示意图

2. 封闭型

用一条水平放置的铁带,在杆塔周围埋设成封闭式的方环或圆环,再用一根铁带与杆塔相连。这种型式适用于居民区、厂区范围,如图 5-1-41 所示。

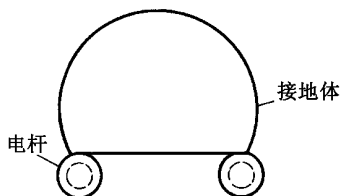


图 5-1-41 水平封闭型接地体示意图

3. 混合型

在土壤电阻率较高的地区或有特定的要求的地区,采用水平放射铁带与垂直接地体混合埋设的方式,用以达到降低接地电阻的效果,如图 5-1-42 所示。

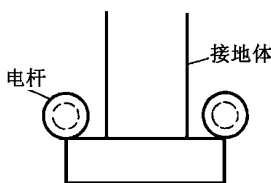


图 5-1-42 水平混合型接地体示意图

接地体的材料,一般水平埋设的接地体可采用圆钢或扁钢,垂直敷设的可采用角钢、圆钢或钢管。扁钢厚度不小于 4mm,截面不小于 48mm²,圆钢直径不小于 8mm,角钢厚度不小于 4mm,钢管壁厚不小于 3.5mm。在具有较强腐蚀性土壤的地区,还应采取镀锌或加大截面等防腐措施。

(三) 接地体的安装及要求

1. 根据图纸提供的接地装置形式进行挖沟,深度约为 0.8m 左右,在耕种地应挖 1m 深为宜,其宽度应使施工方便约为 30~40mm。沟底应平整无杂物。

2. 在规定开挖处应避开公路、人行通道、地下管道、电缆设施等,如遇大石块等可以绕道开挖,但避开后基本形式应不变。如封闭型仍为封闭型,放射型者仍保持放射型,并应尽量减少弯曲。

3. 埋设前,对接地体要进行矫正,尽量保持平直,不得有破裂、断开。钢材的连接必须采用焊接。若采用扁钢,其搭焊长度为扁钢宽度的 2 倍;若采用圆钢,其搭焊长度为圆钢直径的 6 倍。

4. 接地沟的回填土,应于原土中选取好土,不得掺有石块杂物。如无好土时,则应换土将接地体包住,以改善接地体与土的接触。

5. 回填土应夯实紧密,上面应有 100~200mm 厚的防沉土。

6. 接地体出土部分,如未镀锌者应涂刷防锈漆,防腐范围应包括地下部分 300mm 以内,但油漆不得进入接触面内。

7. 引下线与接地体出土部分应有可靠的螺栓连接,以便测量接地电阻时能断开。

8. 接地装置的施工,应尽量安排在架线之前进行,以便立杆、架线时也能起到保护作用。

9. 雷雨时应停止进行接地装置的施工。

10. 接地电阻的测量方法见本书第七篇有关内容。

11. 架空线路杆塔的接地装置,在避雷线与接地体断开后的工频接地电阻不应大于表 5-1-24 所列数值。

表 5-1-24 接地电阻值

土壤电阻率($\Omega \cdot \text{cm}$)	接地装置的电阻(Ω)
10^4 及以下	10
$10^4 \sim 5 \times 10^4$	15
$5 \times 10^4 \sim 10 \times 10^4$	20
$10 \times 10^4 \sim 20 \times 10^4$	25
20×10^4 以上	30

第二章 架空线路的试验

新建高压架空输电线路投入运行之前,一般都要进行绝缘电阻测量、相序相色核对和工频参数测量等项目试验。

电力系统的发展,输电线路走廊也越来越拥挤,双回路同杆架设或在同一输电线路走廊平行走向的情况就难于避免。由于它们之间电磁耦合的作用,停电线路上会有感应电压产生,这给参数测量工作带来困难。为了测试的安全和准确,参数测试之前应测量线路的感应电压。如果感应电压接近于试验电压的数量级时,测量的误差将大到不允许。

输电线路工频参数是工频电压作用下线路的电阻、电抗、电导和电纳等数值,它们与线路的长度、导线型号、相间距离、对地高度、排列方式、有无避雷线以及杆塔类型等有关。试验之前应事先参照同类型线路或设计资料对参数进行估算,以便合理地选择试验设备和制定正确的试验方案。

第一节 导线接头试验

一、接触电阻测量

架空线路的导线、引线和母线的接头是按照工艺规程的要求进行连接的,交接时要求进行质量检验,以保证运行中的安全。

导线的接头,要求其机械强度不低于导线本身抗拉强度的90%。

对接头的接触电阻要做电阻比测量,接头处的电阻不应大于导线本身等长段的电阻值。

电阻比测量通常采用电压降法,即在一段导线上通以大电流,测量接头段 CD 和同一导线等长度段 AB 的电阻压降,如图 5-2-1 所示。

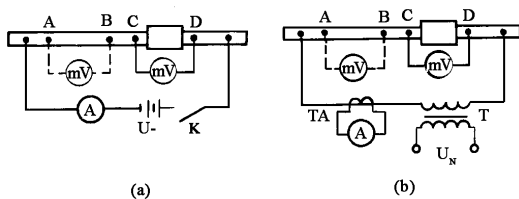


图 5-2-1 测量接头电阻比试验接线

(a)直流法 (b)交流法

U_1 、 U_2 —直流和交流电源;T—变压器;K—开关

电压用 0.5 级毫伏表测量,测量连接点必须在电流连接点的内侧,并要离开一定距离,避免电流连接点发热或接触电阻压降影响毫伏表的测量精确度。

电源采用交流或直流均可,必须有足够大的容量,可输出 600~1000A 以上(电压 5~6V)或更大。电流回路的导线截面应足够大,连接要紧固。通上电流后应先检查各接头的发热状况,选其温度较高的接头进行电阻比测量。

如用交流电源,应防止大电流发生器的磁场和测量回路中电感的影响,导致测量的误差。减小电压回路的包围面(见图 5-2-2 中的影线部分),将电压引线绞绕以尽可能减少磁通穿过电压回路引起附加的感应电压。为了进行比较可在被测接头两侧的不同点进行测量(见图 5-2-2 中虚线),以便相互比较判断接头质量。

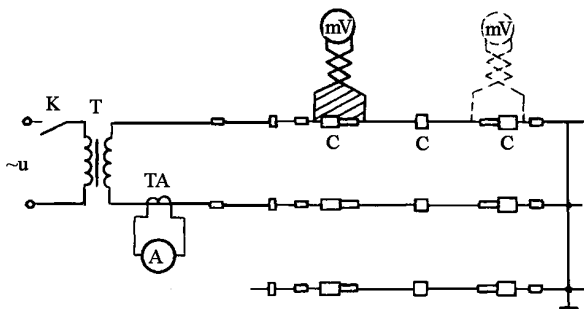


图 5-2-2 变电所测量接头电阻试验接线图

T—大电流发生器;C—接头

二、温升试验

接头的温升试验同样可以鉴定接头连接质量的好坏。如图 5-2-2 所示,在导线中通过额定电流,待发热稳定后测量接头温度和环境温度,并根据其温升判断接触是否符合

合要求。

铜导线接头容许温升为 70°C ,铝导线接头或铜铝接头的容许温升为 60°C 。

测温可用点温计、酒精温度计或热电偶进行 ,测量时测温探头应紧贴测点表面 ,必要时局部用石棉泥或其它绝热材料保温。

第二节 绝缘电阻测量和核对相色

一、绝缘电阻测量

测量绝缘电阻是为了检查架空送电线路的绝缘状况 ,以便排险相对地或相间短路缺陷。

测试必须在晴朗干燥天气进行。在确知线路上无人工作并通知末端人员后 ,用 2500V 兆欧表分别测量线路各相对地绝缘电阻 ,非被测试两相线路应接地。读取绝缘电阻值后应先脱开兆欧表相线再停止摇动兆欧表 ,以免线路电容反充电损坏兆欧表。测试完毕后。将线路短路接地 ,并记录环境温度。

对所测得的数据应根据试验时具体情况进行分析判断。线路太长、湿度过大、绝缘子表面污秽和结露等情况均能导致线路绝缘电阻偏低 ,但三相绝缘电阻值应大体一致。

二、相色核对

相色核对可与绝缘电阻测量一起进行。核对相色时 ,通知线路末端将某一相接地 ,另两相开路。如图 5-2-3 所示 ,兆欧表测得零阻值的相即为同一相色的两对应端。三相对应轮换核对完毕后 ,将线路两端短路接地。

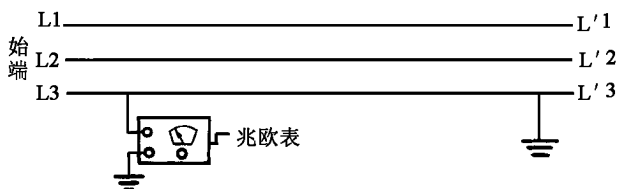


图 5-2-3 线路相色核对测试接线图

第三节 参数测量

一、直流电阻测量

测量架空线路直流电阻是为了检查导线的连接是否良好,尽早发现基建施工中可能留下的隐蔽缺陷。

测试前,先根据设计资料提供的线路长度、导线型号和每公里欧姆电阻值估算线路全长的电阻值。以便确定测试方法、选择试验设备和仪表量程,并作为测量结果的参考。

一般可用惠斯顿电桥测量,若线路太长,亦可采用电流电压表法测量。此时直流电源可用蓄电池或具有滤波装置的硅整流电源。

测试时,先将线路接地放电,在线路末端将三相短接,如图 5-2-4 所示。短接应良好,避免接触电阻造成误差,倘若线路上感应电压较高,可在线路末端做一点接地(见图 5-2-4 中虚线),但要避免在测量的直流回路之外造成寄生回路。



图 5-2-4 线路直流电阻测量接线图

依次测得 L1L2、L2L3 和 L3L1 相线电阻 R_{L1L2} 、 R_{L2L3} 和 R_{L3L1} ,并检查其数据是否合理,记录线路两端气温,并结束试验。

每相线路电阻值可按下式计算

$$R_{L1} = \frac{1}{2}(R_{L1L2} + R_{L3L1} - R_{L2L3}) - r \quad (5-2-1)$$

$$R_{L2} = \frac{1}{2}(R_{L1L2} + R_{L2L3} - R_{L3L1}) - r \quad (5-2-2)$$

$$R_{L3} = \frac{1}{2}(R_{L1L3} + R_{L2L3} - R_{L1L2}) - r \quad (5-2-3)$$

式中 R_{L1} 、 R_{L2} 、 R_{L3} ——各相线路电阻值 Ω ;

r ——惠斯顿电桥引线电阻值 Ω 。

换算到温度 20℃ 时的每公里电阻值, 则为

$$R_{20^{\circ}\text{C}} = \frac{R_t}{L} \cdot K \quad (\Omega/\text{km}) \quad (5-2-4)$$

其中
$$K = \frac{T + 20}{T + t}$$

式中 K——温度换算系数；

$R_{20^{\circ}\text{C}}$ ——在温度 20℃ 时的电阻值 Ω/km ；

R_t ——在温度 t 时的电阻值 Ω ；

L——线路长度, km；

T——系数, 铜导线取 235, 铝导线取 228；

t——在测试时线路两端气温平均值, °C。

二、正序阻抗测量

预先估算试验电源容量, 若设计资料提供了线路电阻值, 可取其阻抗角因数($\cos\varphi$ 为 0.3 来估算线路阻抗值, 则试验电流为

$$I = \frac{U \cos\varphi}{\sqrt{3}R} \quad (5-2-5)$$

若根据同类型线路的感抗估算试验电流, 则试验电流为

$$I = \frac{U}{\sqrt{3}X} \quad (5-2-6)$$

上两式中: 试验电压 U 一般可取 380V 三相电源, 那么试验电源容量为

$$S = \sqrt{3}UI \quad (5-2-7)$$

试验接线按图 5-2-5 连接, 线路末端三相短接, 加电压前应将被试线路短路接地, 充分释放线路上感应电荷。合上电源待表计稳定后同时读取各表计指示, 断开电源后审核所得数据的正确性并记录气温。测试完毕后将被测线路短路接地。

线路的有效电阻和感抗由下式计算

正序阻抗
$$Z_1 = \frac{U}{\sqrt{3}I} \cdot \frac{1}{L} \quad [\Omega(\text{km}\cdot\text{相})] \quad (5-2-8)$$

正序电阻
$$R_1 = \frac{P}{3I^2} \cdot \frac{1}{L} \quad [\Omega(\text{km}\cdot\text{相})] \quad (5-2-9)$$

正序电抗
$$X_1 = \sqrt{Z_1^2 - R_1^2} \quad [\Omega(\text{km}\cdot\text{相})] \quad (5-2-10)$$

正序电感
$$L_1 = \frac{X_1}{2\pi f} \quad [\text{H}(\text{km}\cdot\text{相})] \quad (5-2-11)$$

上四式中 P——试验实测三相总损耗功率, 可用低功率瓦特表测量, W；

U——试验实测线电压平均值, V；

- I——试验实测三相电流平均值, A ;
- L——线路长度, km ;
- f——试验电源频率, Hz。

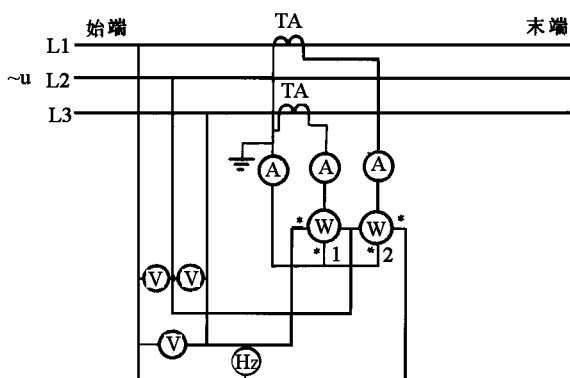


图 5-2-5 正序阻抗测量接线图

三、零序阻抗测量

线路的零序阻抗数值差别较大,可先按下式估算

$$X_0 = L \times \left(0.1451g \frac{H}{r} + 2 \times 0.1451g \frac{H}{D_{av}} \right) \quad (\Omega) \quad (5-2-12)$$

式中 H——地中电流等值深度,可取 1000m ;

D_{av} ——导线的几何均距, m ;

X_0 ——线路零序电抗, Ω ;

L——线路长度, km ;

r——导线的等值半径, m, 钢芯铝线为 $r = 0.95 \cdot \frac{d}{2} \times 10^{-3}$ (m) ;

d——导线直径, mm。

测量时试验电压可取 220V, 试验电流和电源容量可按下列经验公式估算

$$I_0 = \frac{3U \sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{X_0} \quad (A) \quad (5-2-13)$$

$$S = UI_0 \times 10^{-3} \quad (kVA) \quad (5-2-14)$$

式中 $\cos \varphi$ ——功率因数,按 0.3 取值 ;

X_0 ——全线零序电抗,按式(5-2-12)计算, Ω ;

U——试验电压, V。

零序阻抗测量接线按图 5-2-6 连接,线路末端三相短路接地,电流表回路应接入电源相线,测量前线路应接地放电,合上电源待表计稳定,同时读取有关数据并记下气

温,断开电源并检验试验数据合理后,方可告知试验结束。

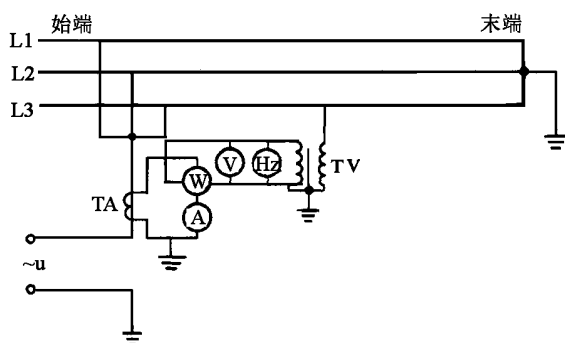


图 5-2-6 零序阻抗测量接线图

根据所得数据进行计算

$$\text{零序电阻} \quad R_0 = \frac{3P}{I_0^2} \cdot \frac{1}{L} \quad [\Omega / (\text{km} \cdot \text{相})] \quad (5-2-15)$$

$$\text{零序阻抗} \quad Z_0 = \frac{3U}{I_0} \cdot \frac{1}{L} \quad [\Omega / (\text{km} \cdot \text{相})] \quad (5-2-16)$$

$$\text{零序电抗} \quad X_0 = \sqrt{Z_0^2 - R_0^2} \quad [\Omega / (\text{km} \cdot \text{相})] \quad (5-2-17)$$

$$\text{零序电感} \quad L_0 = \frac{X_0}{2\pi f} \quad [\text{H} / (\text{km} \cdot \text{相})] \quad (5-2-18)$$

上四式中 P——实测损耗功率,用低功率瓦特表测量,W;

U——实测试验电压,V;

I₀——实测试验电流,A。

四、正序电容测量

线路不太长时,正序电容电流较小,应提高试验电压以减小测量误差。一般试验采用几千伏到一万伏的高压电源,因此须用 10/0.4kV 配电变压器给线路升压。

线路正序电容可由下式估计

$$\text{正序电纳} \quad b_1 = \frac{7.58 \times 10^{-6}}{\lg \frac{D_{av}}{r}} \quad (\text{S}/\text{km}) \quad (5-2-19)$$

$$\text{正序电容} \quad C_1 = \frac{b_1}{2\pi f} \cdot L \quad (\text{F}) \quad (5-2-20)$$

$$\text{正序容抗} \quad X_{C1} = \frac{1}{2\pi f C_1} \quad (\Omega) \quad (5-2-21)$$

式中 D_{av}——导线几何均距,m;

r——导线等值半径,见式(5-2-12)计算,m;

L ——线路长度, km。

如测量试验电压为 U , 则试验电流 I_{C1} 和试验容量 S 为

$$I_{C1} = \frac{U}{\sqrt{3}X_{C1}} \quad (5-2-22)$$

$$S = \sqrt{3}UI_{C1} \quad (5-2-23)$$

正序电容测量接线按图 5-2-7 连接, 线路末端三相开路; 由于线间电导极小, 如可不计, 试验中可不接瓦特表, 合上电源, 读取稳定的数据后可按下列公式计算

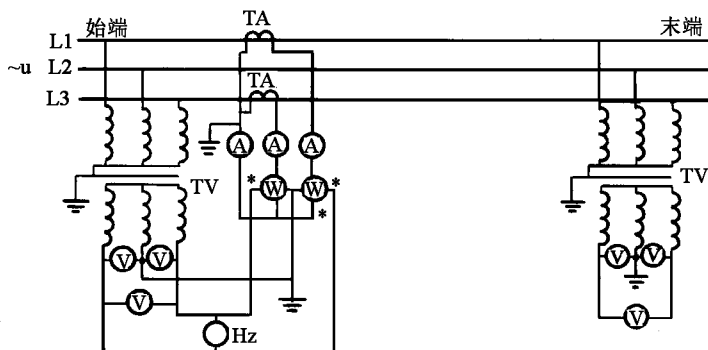


图 5-2-7 正序电容测量接线图

正序电导
$$g_1 = \frac{P}{U^2} \cdot \frac{1}{L} \quad [S/(km \cdot \text{相})] \quad (5-2-24)$$

正序导纳
$$y_1 = \sqrt{3} \frac{I}{U} \cdot \frac{1}{L} \quad [S/(km \cdot \text{相})] \quad (5-2-25)$$

正序电纳
$$b_1 = \sqrt{y_1^2 - g_1^2} \quad [S/(km \cdot \text{相})] \quad (5-2-26)$$

正序电容
$$C_1 = \frac{b_1}{2\pi f} \quad [F/(km \cdot \text{相})] \quad (5-2-27)$$

上四式中 P ——实测线路三相总损耗功率, W;

U ——实测线电压平均值, V;

I ——实测三相电流平均值, A;

L ——全线长度, km;

f ——电源频率, Hz。

五、零序电容测量

线路零序电容电流可按下列经验公式估算

$$I_{C0} = (2.7 \sim 3.3)U \times L \times 10^{-3} \quad (A) \quad (5-2-28)$$

式中 U ——线路试验电压, V;

L ——线路长度, km;

2.7~3.3——系数,有避雷线线路系数取 3.3,无避雷线线路系数取 2.7。

若线路带有用户母线或电力设备,电容电流增大,可考虑增加 10%。

测量试验电源可用一台 Y_{yn} 或 D_{yn} 接线的 10/0.4kV 配电变压器将试验电压升到 6~10kV,电源容量为 $S = UI_0 \times 10^{-3}$ (kVA)。

零序电容测量接线按图 5-2-8 连接,线路末端三相开路,如线路长度大于 300km,为精确起见亦可在线路始末端同时测量电压,取其算术平均值。

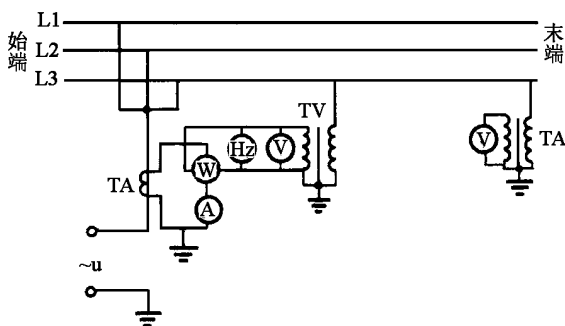


图 5-2-8 零序电容测量接线图

根据试验所得数据进行计算

零序导纳
$$y_0 = \frac{I}{3U_{av}} \cdot \frac{1}{L} \quad [S/(km \cdot \text{相})] \quad (5-2-29)$$

零序电导
$$g_0 = \frac{P}{3U_{av}^2} \cdot \frac{1}{L} \quad [S/(km \cdot \text{相})] \quad (5-2-30)$$

零序电纳
$$b_0 = \sqrt{y_0^2 - g_0^2} \quad [S/(km \cdot \text{相})] \quad (5-2-31)$$

零序电容
$$C_0 = \frac{b_0}{2\pi f} \times 10^6 \quad [\mu F/(km \cdot \text{相})] \quad (5-2-32)$$

- 上四式中 P——三相零序损耗功率, W;
 U_{av}——始末两端电压平均值, V;
 I——三相零序电流之和, A;
 f——试验电源频率, Hz;
 L——线路长度, km。

六、相间互感抗测量

L1 相线路电流建立的磁通与 L2 相线路交链,而产生 L2 相感应电压,该电压值与 L1 相电流之比值叫做 L1 相线路对 L2 相的互感抗,即

$$X_M = \frac{U_{12}}{I_{L1}} \quad (5-2-33)$$

完全换位的输电线路,三相之间的互感抗是相等的。在测量试验时可分别于每相通以电流求出互感抗,然后取其平均值

$$X_M = \frac{1}{3}(X_{ML1} + X_{ML2} + X_{ML3}) \quad [\Omega/(km \cdot \text{相})] \quad (5-2-34)$$

$$X_{ML1} = \frac{U}{I_{L1}} \cdot \frac{1}{L} \quad [\Omega/(km \cdot \text{相})] \quad (5-2-35)$$

式中 U ——未加电压相的对地感应电压, V ;

I ——加电压相的电流, A 。

同理求得 X_{ML2} 、 X_{ML3} 。

相间互感抗测量接线按图 5-2-9 连接,线路末端三相短路接地,试验电源用单相接地电源,其容量根据线路的正序阻抗 X_1 和零序阻抗 X_0 确定

$$X_1 = X_L - X_M \quad (5-2-36)$$

$$X_0 = X_L + 2X_M \quad (5-2-37)$$

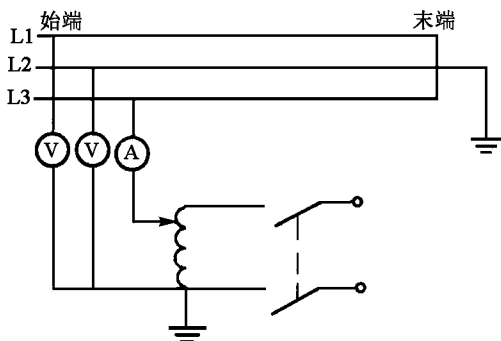


图 5-2-9 相间互感抗测量接线图

联解式(5-2-36)和式(5-2-37)得其自感抗 X_L ,那么测量试验电流为

$$I = \frac{U}{X_L} \quad (A) \quad (5-2-38)$$

测量试验容量为

$$S = U \cdot I \times 10^{-3} \quad (kVA) \quad (5-2-39)$$

式中 U ——测量试验电压, V 。

七、回路间互感抗测量

在平行的双回路线路中,若其中一回路中有不平衡电流流通,由于互感作用,则另一回路将有感应电压产生,它将对继电保护产生影响。

测量原理与相间互感抗测量相同,其接线按图 5-2-10 连接,两回路的始末端各自

三相短接,末端接地,于一回路加试验电压并测其电流,用高内阻电压表测量另一回路的感应电压并由下式计算

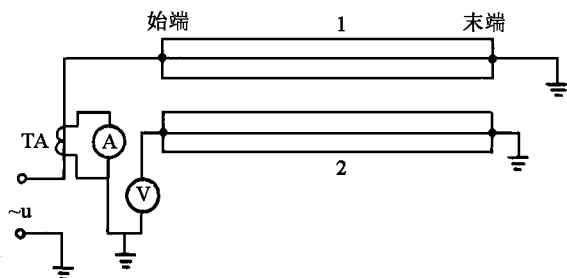


图 5-2-10 回路间互感阻抗测量接线图

$$\text{互感阻抗} \quad Z_M = \frac{U}{I} \quad (\Omega) \quad (5-2-40)$$

$$\text{互感抗} \quad M = \frac{Z_M}{2\pi f} \quad (\text{H}) \quad (5-2-41)$$

式中 I ——加压线路中电流, A;

U ——非加电压回路的感应电压, V;

f ——电源频率, Hz。

测量试验电压一般是几百伏到几千伏,视线路长短和相互间距离而定。

八、回路间耦合电容测量

平行的双回路线路之间除了有磁的耦合外,同时存在电容耦合。当分析回路间的传递电压时,需要有双回路间的耦合电容数据。

回路间耦合电容测量接线按图 5-2-11 连接,回路 1、2 各自三相短路,对其中一回路(如回路 1)加电压,测量另一回路(如回路 2)经电流表的接地电流,根据电压和电流值按下式计算双回路间的耦合电容为

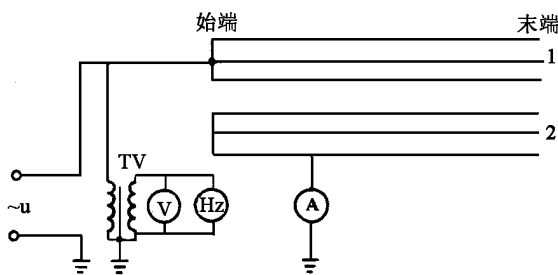


图 5-2-11 回路间耦合电容测量接线图

$$C_m = \frac{I}{2\pi f U} \times 10^6 \quad (\mu F) \quad (5-2-42)$$

式中 U ——实测试验电压, V;

I ——实测回路入地电流, A

f ——实测电源频率, Hz。

试验电压根据双回路线路平行长度、相互间距离而定,一般不低于 10kV,以能读取电流数值为宜。

九、计算相间电容

在大多数情况下,高压输电线路都是经完全换位,三相对称的,各相相间电容和对地电容是相等的。三相对称电压作用下负载的中性点电位为零,即与三相导线对地电容的中性点等电位,其等值电容图如图 5-2-12 所示。

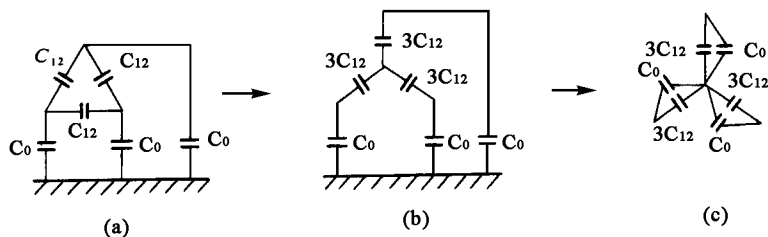


图 5-2-12 对称线路等值电容图

(a) 线路相间及相对地电容 (b) 星三角变换等值电容;

(c) 等值后三相对地电容

导线对地电容即为线路零序电容 C_0 ,各相导线对地的等值电容为线路正序电容 C_1 ,即

$$C_1 = 3C_{12} + C_0 \quad (5-2-43)$$

所以相间电容

$$C_{12} = \frac{1}{3}(C_1 - C_0) \quad (5-2-44)$$

因此,利用所测线路正序电容 C_1 和零序电容 C_0 代入即可计算得到相间电容。

十、测量试验注意事项

(1) 测量试验应有完善的组织措施和安全措施,两端通信联络应方便,被试线路应由主管部门交付现场试验,确保线路上无人工作,验明不带电源并做好安全接地。

(2) 由于输电走廊中线路平行和线路端部变电所内电场的耦合,线路上常有感应电压产生,除了注意工作安全外,还应注意感应电压对参数测量准确性的影响。

(3) 线路短路接地,并充分放电后,感应电压可大为降低。没有感应电压的线路参数

测试,可用电源变压器中性点不接地或用隔离变压器给线路升压,以消除电源中的零序分量造成正序参数的测量误差。但对于有感应电压存在的线路参数测试,这种测量试验接线使感应电压不得衰减,其正负序分量对于正序参数测量的影响不容忽视。若采用中性点接地的电源,可以消除或降低感应电压对正序参数测量的干扰。在零序参数测量时,除电源必须接地外,还应适当提高试验电压以提高测量的精度。

(4) 试验设备和仪表应根据试验电压和有关数据事先进行估算和选择,仪表精确度一般不低于 0.5 级。线路长度在 200km 以上时,为了减小线路分布电容对测量的影响,在测量电抗时应在末端加接电流表;在测量电容时应在末端加接电压表,线路电流和电压应取其首末端的平均值进行计算。

(5) 线路上的附属设备,如阻波器应予以短接,线路避雷器和电压互感器应予以拆除,电容式电压互感器或耦合电容器可不拆除,但应在参数计算中予以扣除。

第四节 长输电线路参数计算

在稳态正弦电压下,均匀长输电线路首末端电压 U_1 和 U_2 与电流 I_1 和 I_2 有如下关系

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 \operatorname{ch} \gamma l + \dot{I}_2 Z \operatorname{sh} \gamma l \quad (5-2-45)$$

$$\dot{I}_1 = \dot{U}_2 \frac{\operatorname{sh} \gamma l}{Z} + \dot{I}_2 \operatorname{ch} \gamma l \quad (5-2-46)$$

其中 $\gamma = \sqrt{(R + j\omega L)(g + j\omega C)}$

$$Z = \sqrt{\frac{R + j\omega L}{g + j\omega C}}$$

式中 Z ——线路波阻抗;

γ ——传播常数;

l ——线路长度, km;

R = 线路单位长度的电阻, Ω/km ;

L = 线路单位长度的电感, H/km ;

g = 线路单位长度的电导, S/km ;

C = 线路单位长度的电容, F/km 。

若线路空载阻抗为 Z_0 , 短路阻抗为 Z_K , 则从式(5-2-45)和式(5-2-46)求得

$$Z_0 = \frac{Z}{\operatorname{th} \gamma l} \quad (5-2-47)$$

$$Z_K = Z \cdot \text{th}\gamma l \quad (5-2-48)$$

联解式(5-2-47)和式(5-2-48)得

$$Z = \sqrt{Z_0 Z_K} \quad (5-2-49)$$

$$\text{th}\gamma l = \sqrt{\frac{Z_K}{Z_0}} \quad (5-2-50)$$

将 Z 和 γ 代入式(5-2-49)和式(5-2-50)解得

$$(R + j\omega L) \cdot l = \sqrt{Z_0 Z_K} \cdot \frac{1}{2} \ln \frac{1 + \sqrt{\frac{Z_K}{Z_0}}}{1 - \sqrt{\frac{Z_K}{Z_0}}} \quad (5-2-51)$$

$$(g + j\omega C) \cdot l = \frac{1}{\sqrt{Z_0 Z_K}} \cdot \frac{1}{2} \ln \frac{1 + \sqrt{\frac{Z_K}{Z_0}}}{1 - \sqrt{\frac{Z_K}{Z_0}}} \quad (5-2-52)$$

从式(5-2-51)和式(5-2-52)可知,线路参数 R、L、g 和 C 由线路空载阻抗 Z_0 和短路阻抗 Z_K 决定。为明了起见,将上式右边展开成级数,取其前两项,则得

$$(R + j\omega L) \cdot l = Z_K \cdot \left(1 + \frac{1}{3} \cdot \frac{Z_K}{Z_0}\right) \quad (5-2-53)$$

$$(g + j\omega C) \cdot l = \frac{1}{Z_0} \cdot \left(1 + \frac{1}{3} \cdot \frac{Z_K}{Z_0}\right) \quad (5-2-54)$$

略去线路 R 和 g 对线路空载阻抗和短路阻抗的影响,即取 $Z_K = j\omega L \cdot l$, $Z_0 = -j \frac{1}{\omega C \cdot l}$,

$\omega = 2\pi f = 314(1/s)$ 以及 $\frac{1}{\sqrt{LC}} = 3 \times 10^5 \text{ km/s}$ (光速),即得

$$1 + \frac{1}{3} \cdot \frac{Z_K}{Z_0} = 1 - 0.37 \times 10^{-6} l^2 \quad (5-2-55)$$

若略去 $\frac{1}{3} \cdot \frac{Z_K}{Z_0} = -0.37 \times 10^{-6} \cdot l^2$ 一项,得

$$(R + j\omega L) \cdot l = Z_K \quad (5-2-56)$$

$$(g + j\omega C) \cdot l = \frac{1}{Z_0} = Y_0 \quad (5-2-57)$$

由此可知,测量线路短路阻抗和开路阻抗进行参数计算乃是短输电线路参数的近似计算,其误差为 $\frac{1}{3} \cdot \frac{Z_K}{Z_0} = -0.37 \times 10^{-6} l^2$ 。该误差与线路长度的平方(l^2)成正比。只有当线路长度 l 较小时,才可用式(5-2-56)和式(5-2-57)式计算。若线路长度 l 较长,考虑到分布参数的作用,则应采用式(5-2-53)和式(5-2-54)计算。实际上,若考虑到线路的有功损耗(R 和 g)以及大地的影响,其误差更大,尤其零序参数受到影响更大。因

此,通常当线路长度 $l < 200\text{km}$ 时,采用集中参数计算,即按式(5-2-56)和式(5-2-57)计算,已满足实际要求。当 $l > 200\text{km}$ 时,采用式(5-2-53)和式(5-2-45)更为合理。

第三章 架空线路的检修

将架空线路在正常巡视及各种检查中发现的缺陷进行处理,更换老化、损坏的元件,修理破损的和有毛病的零部件,使其恢复其健康水平,保证设备处于完好的状态,保证安全运行,这种工作就称为架空线路的检修。

第一节 检修工具的使用

线路检修工作的主要工具可分为四大类:①登高作业工具;②起重作业工具;③检修工作的安全工具;④其他作业的工具。

一、登高作业工具

登高作业工具包括脚扣、升降板、梯子和安全带、安全腰绳。

(一)用脚扣登杆的方法

脚扣是主要登杆作业的工具之一,它的使用方法因脚扣的构造不同而不一样。我们以常用的登水泥杆的活动脚扣为例,说明使用方法。登杆前,首先检查脚扣应完好无损,将左、右脚扣分别套在登杆人员的脚上,系紧脚扣皮带,用手扶电杆,用腿部和脚部的力量,提高脚扣并将脚扣套在电杆合适的部位,用力下踩觉得脚扣和电杆扣接牢靠后,人员登上升高的脚扣,将另一只脚上的脚扣用同样的方法扣接在电杆上,再蹬上到已扣好的脚扣上,这样循环往复,登杆人员逐渐登上了电杆。当登等径杆时,脚扣的活动部分可保持不变,如登拔梢杆,杆根部分直径大,因而脚扣的活动直径也大,随着登杆人员不断地登高,拔梢杆的直径越来越小,需要调整脚扣的直径,才能将脚扣和电杆扣接牢靠,因此登拔梢杆的工作人员,在登杆达到一定高度后,系好安全带,用右手将左脚脚扣调整为

合适的直径,用左手调整右脚脚扣直径,将脚扣调整完毕后,继续登杆,直至登到杆上作业的合适位置后方可停止。在杆上作业开始前,一定要先系好安全带,然后视工作的位置,将脚扣扣牢在电杆上。如工作人员需侧身作业,两只脚扣可扣接在杆上合适的一高一低的位置。向左面侧身工作,右脚扣在下方,左脚扣在右脚的上方;向右,则反之。在登杆和在杆上作业中,两只脚扣一定要踩牢。下杆的方法与登杆方法相反。

(二)用升降板登杆的方法

1. 上杆。上杆前,应先把一个升降板挂在杆上,挂钩朝上,把另一个升降板背在肩上,接着右手紧握住挂好的两根绳子,左手抓住升降板左侧的绳子,右脚跨上踏板,用力登到升降板上(人体上升,重心移到右脚时,趁势松开左手,向上扶住电杆;人体上升到合适高度时,趁势松开右手向上扶住电杆)。人体直立时,右脚尖内侧贴住电杆,左脚从左侧绳子外面伸向升降板,用腿把绳子兜住,然后向上挂另一个升降板。挂好后,右手握紧上面升降板(以下简称上板)上端的两根绳子,左手抓住上板左侧的绳子,右脚登到上板上,手脚用力,引体向上,当左脚离开下面升降板(以下简称下板)时,立即登在电杆上,同时左手下探,握住下板绳子,从钩中抖出,摘掉下板,用力上到上板上,如此往复,即可登到杆顶。

2. 下杆。下杆的方法与上杆的操作方法基本相同,但方向相反,上、下升降板之间的距离比上杆时要小一些。在上下杆动作中,有三个动作应反复练习:

(1) 站在升降板上时,两脚尖夹住电杆,防止人体飘离电杆发生危险。

(2) 上杆时,用左腿兜住左侧绳子,以便腾出两手挂板。

(3) 下杆时,用右脚兜住右侧绳子,以减少右手的劳累。

3. 安全带的使用方法。安全带是工人检修架空线路高空作业必不可少的工具,主要用途是防止工作人员发生高空摔跌。登杆前,将安全带系在腰部以下臀部以上的位置,松紧自如、适当。在杆上作业前,一定要将安全带系在杆塔的牢固部位上,将腰带挂勾上保险环打开,与安全带另一头的挂环扣好,把保险环上在防止挂勾脱勾的位置。安全带系带的长短,视工作的方式而调整。每次解、挂安全带时,必须检查安全带环扣是否扣牢。工作位置转移时,不得失去安全带的保护。

二、起重工具

起重工具包括各种绳索、各种起重机械、各种卡具等。如钢丝绳、棕绳、绞磨、吊车、手扳葫芦、手拉葫芦、紧线器及夹头、抱杆及滑轮组等等。下面介绍架空线路检修工作中常用的几种起重工具。

(一)紧线器

紧线器是用作收紧和放松各种导线的一种常用工具。紧线器的种类有双勾紧线器、螺栓式紧线器、三角形紧线器等。

(1) 三角形紧线器使用方法。三角形紧线器是由夹头和棘轮及棘轮扳手两部组成。这种紧线器一般在配电线路、低压线路紧线等工作中使用。

三角形紧线器适用于较小截面的钢芯铝绞线、硬铝线和铝合金导线的紧线工作。其使用方法是：

(1) 在紧线器的棘轮上穿入适当长度的 $\phi 4.0\text{mm}$ 铁线，并用一只手将铁线、棘轮千斤握住，用棘轮扳手将铁线在棘轮上缠绕一圈即可。

(2) 登杆后将紧线器用传递绳系到杆上。作业人员将紧线器解下来，把铁线的一端紧固在牢固的部件上。

(3) 作业人员拿住紧线器朝架空线路导线方向，在较合适的导线长度位置安装紧线器，即双手把紧线器夹头的夹板张开，将导线放入夹头的夹板之中，并夹好导线。

(4) 作业人员用棘轮扳手收紧导线，切记用右手压住棘轮上的千斤，同时使棘轮线槽的铁线在收紧过程中均匀地缠绕在线槽之中。

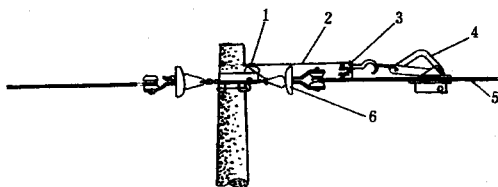


图 5-3-1 三角形紧线器使用方法示意图

1—滑轮 2—铁线 3—三角形紧线器棘轮；
4—三角形紧线器夹头 5—导线 6—绝缘子

(5) 拆卸紧线器时，用棘轮扳手先少许收紧，将棘轮上的千斤（逆止卡）松开，再用棘轮扳手反方向旋转，即松开了铁线，从导线上取下紧线器夹头，解开紧线器铁线（俗称尾巴铁线），绑在传递绳上落到地面即可。

2. 螺栓式紧线器的使用方法。螺栓式紧线器是由夹紧螺栓、夹头、棘轮及棘轮扳手组成。螺栓式紧线器适用于制作铁线拉线。其使用方法是：

(1) 将铁线拉线上把的下端穿入拉线下把的鼻子之中，拉紧上把并在鼻子处折回。

(2) 用螺栓式紧线器在拉线上把合适位置夹紧，再用 1~2 股铁线穿入紧线器棘轮轴内。

(3) 用棘轮扳手的一端套入夹紧螺栓，用力旋紧，以防收紧拉线过程中夹头滑动。

(4) 用棘轮扳手另一端套在棘轮轴上旋转，把拉线逐步拉紧直至紧好。切记在收紧过程中，用手压住千斤，否则收不紧拉线。

(5) 当拉线制作完毕后，松开夹紧螺栓，卸下紧线器即可。

紧线器还有其他型式和用途的。如收紧镀锌钢绞线使用双桃紧线器，用于送电线路大跨越工程收紧导线的特种导线紧线器等。这里就不再介绍了。

(二) 绞磨

绞磨是起重工作中最常用的工具之一。它可以用作立杆、紧线、组装铁塔等工作。

绞磨分为人工绞磨和机动绞磨两种,下面分别进行介绍。

1. 人工绞磨。人工绞磨是由绞磨芯、绞磨架、绞磨杠(以下简称磨芯、磨架、磨杠)三大部分组成。磨芯上部轴上有互成 90° 的两个穿磨杠眼。下部焊有呈双曲线形的磨辘(也称磨芯)。磨芯上缠绕钢丝绳。磨架是安装和固定绞磨芯用的,磨杠穿入磨芯上部眼中,人力推动磨杠,磨杠带动磨芯,磨芯上的钢丝绳随着磨芯转动而转动,达到收紧或放松钢丝绳的目的。在立杆或紧线工作中,磨芯上缠绕5~6圈钢丝绳。尾绳需有1~2人拉紧,推磨人员视起重重量而定,一般需要20人左右。绞磨架底部要与临时地锚连接牢固,并且要平而正。其使用方法是:

(1)将磨架下部与临时地锚用钢绳套、卸扣连接牢靠。

(2)将磨芯安装在磨架之中,磨芯垂直,将锁扣锁好,以防磨芯脱出。

(3)将钢丝绳缠在磨芯上,钢丝绳一端与被起重的设施连接,另一端也称为尾绳用人拉紧。

(4)将磨杠插入磨芯眼中,人员推动磨杠即可。

(5)起重过程中,需要绞磨暂时停止时,可将磨芯上的起止孔和磨架上的起止孔对齐并穿入销子,推磨人可暂时休息。

(6)继续起重时,推磨人员用力推动磨杠,取出起止孔内的销子,即可继续推动绞磨。

(7)推磨过程中,应注意钢丝绳进入和转出的情况,钢丝绳不得重叠在磨芯上,以免影响钢丝绳的转动。

(8)推磨过程中,不管是前进还是倒退,任何人不得松杠。

2. 机动绞磨。机动绞磨按燃料可分为汽油机动绞磨和柴油机动绞磨。它们主要由发动机、变速箱、转动和制动系统以及卷筒(相当于人工绞磨的磨芯)、机座等组成。该绞磨的优点是体积小、重量轻、马力大、变速快、离合好等,减轻了人员的劳动强度。它可以用于立杆、紧线、组立铁塔、山区工地运输等工作中。

现以电力部南京线路器材厂生产的SJJ—3型机动绞磨为例,说明其使用方法及注意事项。

(1)将机动绞磨的底座与临时地锚用钢丝绳、卸扣连接牢固。

(2)将钢丝绳缠绕在卷筒上,最少缠5~6圈。

(3)用摇把发动着机动绞磨,发出突突的声音。

(4)操作变速箱把手和离合器把手,使卷筒旋转,收紧或放松钢丝绳(有正、倒档、快慢档)。

(5)卷筒另一侧的钢丝绳用人拉紧。

(6)随时检查油箱、变速箱的油位。

(7)操作人员必须经过专门培训合格后方可担任。

起重工具的种类还有很多,这里就不作介绍了。

三、安全工具

线路检修使用的安全工具有:安全帽、安全带、验电器、携带型接地线、绝缘操作杆、绝缘手套等。

我们知道线路检修可分为停电检修和带电检修。在停电检修作业前,如何认定线路确已停电就要靠验电器来实现,为保证停电线路上作业人员不受触电的威胁,就要靠携带型接地线来保护。因此线路停电检修最重要的安全措施就是停电、验电、挂接地线。

《电业安全工作规程》(电力线路部分)在保证安全的技术措施申明确规定:“在停电线路工作地段装接地线前,要先验电、验明线路确无电压”。

现介绍验电器和携带型接地线的使用方法。

(一)验电器的使用方法

1. 在停电线路工作地段挂地线的杆塔上进行验电,查验电器是否合格齐全。
2. 操作人员登杆在适当位置后系好安全带,准备吊上验电器。
3. 地面人员将验电器安装合格(高压验电器由3~4段组成)后,将绝缘手套套在验电器上,用传递绳将验电器和绝缘手套系好。
4. 杆上操作人员吊上验电器、戴好绝缘手套、将验电笔徐徐接近导线,如没有吱吱的放电声、或氖管不发亮、音响验电器不发生音响即可认为线路确无电压。
5. 验电时先验低压、后验高压,先验下层、后验上层。
6. 三相导线均要进行验电,验明确无电压后,杆上人员将验电器和绝缘手套用传递绳将其吊到地面,把验电器拆装入盒,验电工作完毕。

(二)携带型接地线的使用方法

1. 验电完毕线路确已停电,即在停电线路工作地段的有关杆塔上挂接地线。
2. 地面人员将携带型接地线解开,把接地端插入地下约0.6m深,然后再往杆上提升接地线。
3. 杆上作业人员选好位置后,吊上接地线及绝缘手套,戴好绝缘手套,握住接地线的绝缘棒将接地线接挂在导线上。
4. 挂地线时应先挂低压,后挂高压;先挂下层、后挂上层。拆除接地线时,顺序相反。
5. 挂地线中,人体不得与接地线金属部分接触。

第二节 导线的连接

在架空线路导线检修中,有时需要将导线割断重接,以保持导线具有良好的导电性能和足够的机械强度。导线的连接按接头位置可分为在线路档距中间和跳线连接两种情况。导线连接的方法有插接法、绑接法、钳压法、液压法、爆压法等。

一、插接法

插接法一般在多股铜导线连接时使用。

1. 将导线两端分股散开约 1m 长,磨光拉直,做成伞骨形,将其交叉,如图 5-3-2 (a)所示。把插好的线拢在一起,用绑线在中间缠绕 50mm 如图 5-3-2 (b)所示。
2. 用导线本身的单股线向两端逐步缠绕,每缠绕一圈用手钳拉紧,一股缠绕完后,把余下的线尾压在下面,再用另一股缠绕,直至缠绕完为止,最后拧成小辫收尾。如图 5-3-2 (c)所示。
3. 全部缠完后的插接接头,如图 5-3-2 (d)所示。

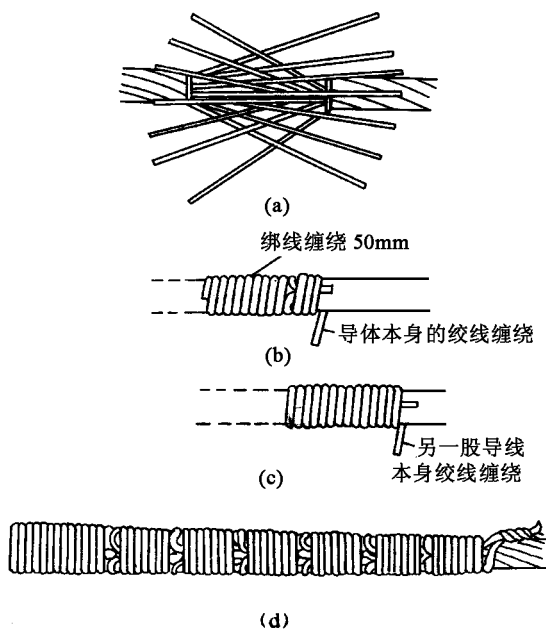


图 5-3-2 导线插接法示意图

- (a)导线相叉图 (b)导线本身单股线缠绕图;
(c)另一股线缠绕图 (d)接完的接头图

二、绑接法

绑接法一般用于单股导线以及较小截面导线跳线的连接。绑接时,先除净导线表面氧化膜,将两根导线并好,用绑线从中间向两侧缠绕,缠到一定长度时,将导线端头部分打折,防止受拉时拔出来,然后在导线上缠3~4圈后收结。如图5-3-3(a)和5-3-3(b)所示。

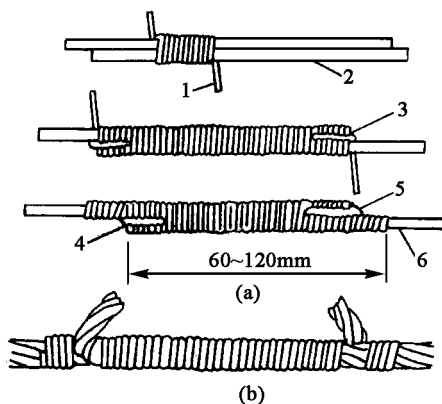


图 5-3-3 导线绑接法

(a)单股导线 (b)多股导线

1—绑线 2—辅助线 3、4—多余部分弯起；
5—绑线在主、辅线上缠5~6圈 6—绑线在辅助线上缠3~4圈收结

导线绑接长度以及对绑线的要求,详见表5-3-1的规定。

表 5-3-1 导线绑接长度

导线型号		档距内绑接长度	跳线绑接长度	绑线直径
单股	铜线直径 3.2mm	80mm	80mm	1.6mm
	铁线直径 3.2mm			
单股	铜线直径 4.0mm	100mm	100mm	1.6mm
	铁线直径 4.00mm			
多股	铝绞线截面 35mm ² 以下	250~300mm	150~200mm	不小于单股导线直径

三、钳压法

钳压连接导线,是将导线端头搭接在薄壁的椭圆形管内,用机动钳进行钳压。这种方法通常应用在中小截面的铝绞线、钢芯铝绞线、铜绞线的连接。

(一) 钳压法工具及钳压管简介

钳压连接必须的工具具有:压钳、钢模、钢丝刷、钢锉刀、钢尺、大剪刀断线器、木锤、细铁钎、红铅笔等。

钳压管是连接导线的专用金具,不能自制或代替,应根据《电力金具手册》中规范选用。例如:

QL-50 型的钳压管适用于 LJ-50 铝绞线,长度为 190mm;

QT-70 型的钳压管适用于 TJ-70 铜绞线,长度为 198mm;

QLG-150 型的钳压管适用于 LGJ-150 钢芯铝绞线,长度为 940mm;

QIGT-185 型的钳压管适用于 LGJ-185 钢芯铝绞线的耐张杆塔跳线,长度为 200mm。

(二) 操作步骤

1. 检查钳压管有无裂纹毛刺,是否平直。并进行净化处理。一般用细铁钎裹纱头,蘸以汽油洗净即可。

2. 导线连接部分用钢丝刷除去表面污垢和氧化层,清擦长度为连接部分的 1.2 倍,并涂以中性凡士林油后再用汽油洗干净。

3. 将导线穿入管内,两端伸出管外 30~40mm。

4. 根据导线型号选择钢模,调节压钳支点螺丝,使适合压模深度,然后按图 5-3-4、图 5-3-5、图 5-3-6 压接顺序依次向另一端上下钳压。

5. 截面为 240mm^2 的钢芯铝绞线连接应采用两个钳压管,见图 5-3-6。

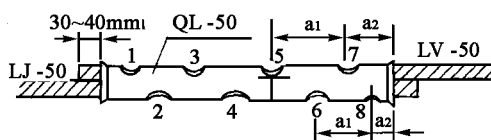


图 5-3-4 铝线压接顺序(包括铜绞线)

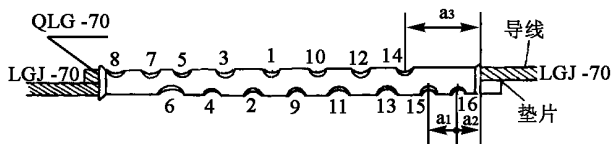


图 5-3-5 钢芯铝绞线压接顺序

6. 钳压完毕,应进行质量检查后,压接管两端需涂上樟丹油。表 5-3-2 为钳压接头规格表。

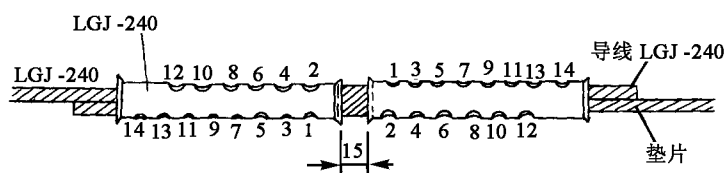


图 5-3-6 LGJ-240 钢芯铝绞线压接顺序

表 5-3-2 铝线、钢芯铝绞线钳压接头规格表

导线型号	配用钳压管型号	钳压钢模型号	钳压模数	钳压凹槽高度 h (mm)	图 5-3-4, 图 5-3-5 (mm)		
					a ₁ (mm)	a ₂ (mm)	a ₃ (mm)
LJ-25	QL-25	QML-25	6	12.5			
LJ-35	QL-35	QML-35	6	14.0	36	25	43
LJ-50	QL-50	QML-50	8	16.0	40	25	45
LJ-70	QL-70	QML-70	8	10.5	44	28	50
LJ-95	QL-95	QML-95	10	23.0	48	32	56
LJ-120	QL-120	QML-120	10	26.0	52	33	59
LJ-150	QL-150	QML-150	10	30.0	56	34	62
LJ-185	QL-185	QML-185	10	33.5	60	35	65
LJ-240	QL-240	QML-240	12				
LGJ-25	QLG-25	QMLG-25	14	14.5			
LGJ-35	QLG-35	QMLG-35	14	17.5	34	42.5	93.5
LGJ-50	QLG-50	QMLG-50	16	20.5	38	48.5	105.5
LGJ-70	QLG-70	QMLG-70	16	25.0	46	54.5	123.5
JGJ-95	QLG-95	QMLG-95	20	29.0	54	61.5	142.5
LGJ-120	GLG-120	QMLG-120	24	33.0	62	67.5	160.5
LGJ-150	QLG-150	QMLG-150	24	36.0	64	70	166
LGJ-185	QLG-185	QMLG-185	26	39.0	66	74.5	173.5
LGJ-240	QLG-240	QMLG-240	2 × 14	43.0			

(三)质量标准

1. 管口附近导线不应有灯笼、抽筋等现象，管子经压接后不应有裂纹，否则要切断重接。

2. 压接管应平直，弯曲度(弯度与管子长度之比)不应大于 2%，如超过规定，允许在木板上用木锤轻敲校直。

3. 钳压凹口距管边的高度 h 值、每模间距尺寸及钳压模数应符合表 5-3-2 中所列数值。铜钳压管 h 的允许误差为 0.5mm，铝钳压管 h 的允许误差为 1.0mm。

四、导线、避雷线的补修

导线、避雷线由于在施工放、紧线中或运行中的各种原因,可能发生断股或损伤,在不需要割断重接,而且还要保证导线的载流面积,以防止扩大损伤后果,就需要对其进行补修。被修的方法有缠绕补修、补修管补修和用预绞丝补修条补修。

(一)导线损伤处理标准

根据运行标准规定,导线损伤补修处理的标准应符合表 5-3-3 的规定。

表 5-3-3 导线损伤补修处理标准

损伤情况 处理方法	钢芯铝绞线与 芯铝合金绞线	单金属线
以缠绕或补修预 绞丝修理	在同一截面处的损伤超过免于处理范围,但其面积占铝股总面积的 7% 及以下者	在同一截面处损伤超过免于处理范围,但其面积占铝股总面积的 7% 及以下者
以补修管补修	同一处损伤的面积占铝股总面积的 7% ~ 25%	同一处损伤的面积占铝股总面积的 7% ~ 17%

导线在同一截面处损伤,不超过下列允许值时,可免于处理。

1. 单股损伤深度不大于直径的 1/2。
2. 损伤部分的面积不超过导电部分总面积的 5%。

导线损伤有下列情况之一者,必须锯断重接。

1. 钢芯铝绞线的钢芯断一股。
2. 同一处损伤面积超过铝股总面积的 25%,单金属线超过 17%
3. 金钩(小绕)破股,已形成无法修补的永久变形。
4. 由于连续磨损,尽管在允许补修的范围,但其损伤长度已超过一个补修管所能补修的长度。

作为避雷线的镀锌钢绞线,其损伤应按表 5-3-4 的规定处理。

表 5-3-4 镀锌钢绞线损伤处理规定

处理方法 绞线股数	以镀锌钢绞线缠绕	以补修管补修	锯断重接
7		断 1 股	断 2 股以上
19	断 1 股	断 2 股	断 3 股以上

(二)导线的缠绕补修方法

1. 导线在缠绕补修前,首先要判断损伤导线的型号,其次对损伤部位的铝股整形并

用砂纸打磨光滑、平整。

2. 采用与导线本身材质、规格相同的线股进行缠绕 避雷线缠绕用 10[#] ~ 12[#] 铁线。

3. 缠绕时用线股在导线上先扭一“小辫”，其短头应比需修补长度大 100mm，并紧贴于导线受损部位，长头铝股应一圈紧接一圈地把受伤部位全部缠绕，两端头再拧成小辫，缠绕长度应大于 100mm，见图 5-3-7。

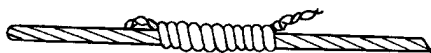


图 5-3-7 导线缠绕补修示意图

4. 缠绕方向应与导线、避雷线绞制方向一致，缠绕中心位于损伤最严重的位置，两端应超出损伤部位 30mm。

(三) 预绞丝补修条补修导线的方法

采用预绞丝补修条补修导线的操作方法如下。

1. 将受损伤导线的受伤处整平，用细砂布打磨光滑平整，用汽油洗净后涂沫一层中性凡士林，以上称为净化导线。

2. 导线净化的长度为预绞丝补修条长度的 1.2 倍。

3. 将一组相应规格的预绞丝补修条一根一根地按绞制方向和预绞丝绞制方向一致缠绕到导线上。

4. 预绞丝长度中点应与导线损伤最严重之中心重合。

5. 每组的预绞丝在导线上排列均匀整齐，互相不能重叠。

第三节 附件的检修

架空线路的附件在长期运行中，受到振动和自然条件等因素的影响，会发生变形、锈蚀、裂纹等缺陷，因此需要对导线、避雷线附件进行检修。导线、避雷线附件检修工作包括悬垂线夹、防震锤、阻尼线、悬重锤及预绞丝护线条的修理及更换。本节讲述这些附件的一般检修方法。

一、悬垂线夹的检修方法

悬垂线夹的检修包括修理及更换。修理的内容包括紧 U 形螺母、加装开口销、刷漆等工作。现着重说明悬垂线夹的更换方法，若能进行更换，也就能够进行其他项目的修理。

1. 更换悬垂线夹所需工具、材料

更换悬垂线夹所需工具材料如下：

工具：脚扣、安全带、传递绳、双钩紧线器或复滑轮组、扳手及个人常备工具、工具袋、钢丝绳套等。

材料：悬垂线夹、铝包带、铁线。

2. 更换悬垂线夹的操作步骤

(1) 操作人员登上杆塔，将钢丝绳套、双钩紧线器、铝包带、悬垂线夹等用传递绳吊到杆塔上。

(2) 在横担头合适位置安装钢丝绳套，如没有钢丝绳套，可用 $\phi 4.0$ 铁线现做一个铁线套代替钢丝绳套。

(3) 将双钩紧线器千斤按钮扳在放松位上，摇动手柄，将双钩紧线器两端勾头松出一定长度。此项工作可在地面进行。

(4) 把放松的双钩紧线器一端勾头勾在钢丝绳套中，另一头勾住导线。

(5) 操作人员沿绝缘子串从横担下到导线上，安全带系在横担构件滑脱不出的地方。

(6) 检查双钩紧线器松紧扳钮的位置，如在放松的位置时要扳到收紧位置，摇动手柄，直至提起导线，悬垂串呈松弛状态。

(7) 松开悬垂线夹 U 形螺栓，取下旧悬垂线夹。检查导线有无损伤，铝包带是否完好，如都无缺陷，可安装新悬垂线夹。

(8) 换上新的完好的悬垂线夹后，将双钩紧线器慢慢放松，使悬垂绝缘子串呈垂直状态即可。绝缘子如有倾斜，可调整悬垂绝缘子串的悬垂线夹夹线位置。

(9) 悬垂绝缘子串垂直后，拧紧悬垂线夹的 U 形螺栓，检查悬垂线夹与绝缘子串连接情况，所有开口销是否呈开口状态且符合开口 $60^\circ \sim 90^\circ$ 的要求。

(10) 检查无问题后，松开双钩紧线器并卸下，吊到地面。其他工具也吊到地面，操作人员可解开安全带下杆即可。

(11) 更换悬垂线夹时，对导线的升降和绝缘子串拆开、连接过程中要有后备保护，即用后备绳的一端勾住导线，另一端系牢在横担上。操作人员也应有后备保护，即用专用后备绳一端勾住安全带挂环，另一端也系在横担构件上。

二、防震锤的检修方法

防震锤在长期运行中，最易发生锤头的钢绞线生锈、弯曲、断股等缺陷，防震锤生锈可涂刷防锈漆，如锤头的钢绞线弯曲、断股就需要将其更换。

1. 更换防震锤的工具、材料

工具：脚扣、安全带、传递绳、吊篮或软梯、工具袋、扳手等。

材料：防震锤、铝包带。

2. 更换防震锤的操作步骤

(1) 操作人员登杆至横担上,系好安全带。

(2) 操作人员用传递绳吊上吊篮或软梯的一头。如更换直线杆防震锤时,操作人员与地面人员配合将吊篮或软梯挂在导线上。如更换耐张杆的防震锤时,杆上操作人员将传递绳(专用)抛挂在导线上,地面人员用传递绳一端系好吊篮或软梯,将其吊挂在导线上。

(3) 更换直线杆防震锤时,工作人员将安全带、后备绳系在不能滑脱开的横担构件上。然后沿绝缘子串下至导线上,再从导线下到吊篮里,到达防震锤安装位置。操作人员用钢尺从悬垂线夹量起,量到合格的安装距离数值,可能与旧防震锤安装位置相符合,如不符合时按新量的尺寸进行安装。操作人员拆卸旧防震锤,在安装位置上缠绕合格铝包带,将新的合格的防震锤安装好并拧紧螺母即可。

(4) 更换耐张杆防震锤时,同样系好安全带与后备绳,沿耐张绝缘子串水平方向向导线方向移动,到耐张线夹处将吊篮挂在导线上,操作人员下至吊篮里,与吊篮一齐沿导线向旧防震锤的位置移动。到达位置后,用钢尺核对防震锤的安装尺寸,如旧防震锤位置正确,操作人员即可拆卸旧防震锤,安装新防震锤。

如利用软梯更换耐张杆防震锤时,当挂好软梯后,操作人员从地面开始,从软梯上爬至挂软梯的导线处,按上述方法拆、装防震锤。

(5) 利用导线、避雷线悬挂吊篮、软梯更换防震锤作业时,导线、避雷线的截面不得小于下列数值

1) 镀锌钢绞线 : 50mm^2 。

2) 铜绞线 : 70mm^2 。

3) 钢芯铝绞线 : 120mm^2 。

(6) 用此方法更换防震锤是指停电作业。停电作业必须做好保证安全的组织、技术措施。

三、预绞丝护线条的检修

预绞丝护线条在长期运行中,由于导线振动的作用,最容易发生护线条断股等缺陷。检修预绞丝护线条的方法是将其更换。

更换预绞丝护线条的工具、材料,与更换悬垂线夹所用的工具、材料基本相同;所不同的是,在工具方面需要捻回器,材料方面不需要悬垂线夹、铝包带,而需要合格的预绞丝护线条。

更换预绞丝护线条的操作步骤除按更换悬垂线夹的步骤外,还按以下步骤进行操作。

1. 当拆去悬垂线夹后,把旧护线条全部拆掉,先拆铝端夹后拆护线条。将新护线条

在导线表面上排列整齐,临时用绑线绑扎固定。

2. 安装悬垂线夹并紧好 U 形螺丝。
3. 打开捻回器,把护线条端头插入捻回器的眼中,每一根插一个眼,然后按螺旋方向在导线上缠绕,当护线条每根之间都紧密时,停止缠绕。
4. 安装铝端夹,使其压紧已缠绕好的护线条。
5. 拆开取下捻回器,将铝端夹外侧护线条细端向里侧折回并紧靠铝端夹即可。

第四节 拉线的检修

架空线路的拉线在长期运行中,受到自然条件和外力作用等因素的影响,经常发生拉线严重锈蚀、断股、断拉线、被盗等威胁安全运行的紧急性缺陷。为了使线路安全运行,就需对拉线进行检修,以保证拉线的完好状态。

一、铁线拉线的制作方法

拉线的制作分为铁线拉线的制作和镀锌钢绞线拉线的制作两类。下面逐一加以介绍。

铁线拉线由拉线上把、下把和拉线绝缘子组成。铁线拉线一般用于木质结构的配电线路、农电线路、低压线路上。它的制作较为简单,其操作步骤如下。

1. 铁线拉线的制作主要是制作拉线鼻子,先将铁线拖放开,两端分别固定在相距一段距离的构件上,人工将铁线拉直,按需要的股数和长度剪断。然后将铁线排齐、合股,并使用 22# ~ 24# 细铁线分两段绑扎三道。
2. 操作人员握住用细铁线绑扎的绑线两边圈,用力弯回约 180°,然后一手握住弯回的绑扎部分,用脚踩住拉线较长的一侧,用另一只手握住拉线较短的一侧,同时用力向两侧掰开,再把将铁线拉线长、短两根靠拢,这样铁线拉线绑扎处呈现心形环状态。
3. 用铁线拉线较短的一端从环状处开始自身缠绕,缠绕一定长度将此股线压下,用另一股继续缠绕,直至缠绕完毕,结成小辫。
4. 解去绑扎的细铁线,拉线鼻子即制作完成。如图 5-3-8 所示。

以上所述为人工制作拉线鼻子,图中所示为在工作台上制作拉线鼻子的方法。铁线拉线鼻子自身缠绕圈数应符合表 5-3-5 的规定。

表 5-3-5 拉线鼻子自身缠绕圈数

拉线股数	第一次	第二次	第三次	第四次	第五次
3	10	9	8		
5	10	9	8	7	6

制作带有拉线鼻子的铁线拉线一般用拉线的下把。拉线上把的制作需登杆作业。制作好的拉线上把如图 5-3-9(a) 所示。

5. 操作人员登木杆至固定拉线的位置,将铁线拉线绕杆一圈,用铁线制作的卡钉把拉线和木杆固定在一起。

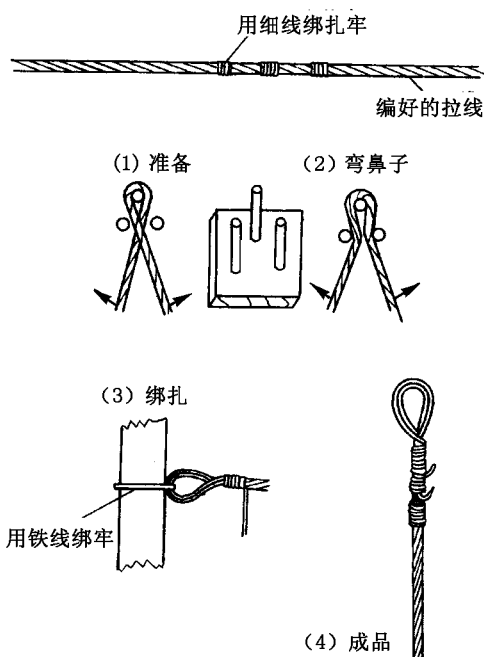


图 5-3-8 铁线拉线鼻子的制作示意图

6. 用铁线拉线较短一端自身缠绕,方法同上。如图 5-3-9(a) 所示。

7. 拉线下把的制作是将带有鼻子的拉线另一端,缠绕在地理木上如图 5-3-9(b) 所示。

8. 用卡钉将拉线与地理木固定。其缠绕方法同上。

9. 铁线拉线上下把连接属于拉线的安装。将紧好的拉线仍采用自身缠绕的方法。

二、镀锌钢绞线拉线的制作方法

采用镀锌钢绞线做拉线的主体,一般需配合使用拉线金具,即楔形线夹和 UT 形线夹等。

1. 镀锌钢绞线上把的制作

(1) 根据拉线的长度, 在需要切断钢绞线的切断处缠绕细铁线, 以防散股。

(2) 把钢绞线切断后, 距钢绞线的一个端头量出约 1m 的距离, 在此处将钢绞线弯曲成形如楔形线夹的舌头。

(3) 把钢绞线短头从楔形线夹的小口穿入, 楔形线夹主体穿过弯曲部位后, 将钢绞线短头从楔形线夹另一侧穿入, 从小口穿出。

(4) 在钢绞线弯曲部装夹舌头, 然后将钢绞线弯曲部分朝下, 楔形线夹主体往下滑落。此时钢绞线及舌头均穿入楔形线夹的主体夹库中。受力拉线靠紧线夹直面, 副线靠紧线夹斜面。

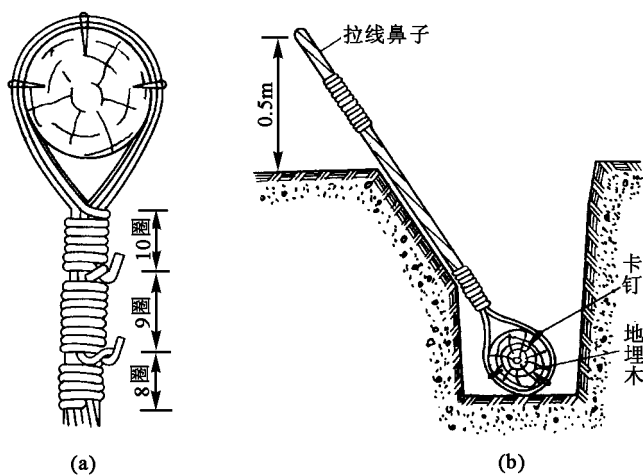


图 5-3-9 铁线拉线上、下把制作示意图

(a) 上把制作图 (b) 下把制作图

(5) 用小锤将楔形线夹主体向下击打, 击打部位垫以木块, 使钢绞线、舌头和楔形线夹夹紧并成为一整体。

(6) 把钢绞线短头留 500mm 左右, 长余的切掉, 操作人员把钢绞线短头与较长的一端并紧在一起, 用铁线缠绕其长度约 80 ~ 100mm, 铁线缠绕到末端拧成小辫。拉线上把制作完毕。

2. 镀锌钢绞线拉线下把的制作

镀锌钢绞线下把的制作属于拉线的安装, 当拉线盘、拉线棒埋设合格后, 才进行拉线下把的制作, 制作方法如下。

(1) 在拉线棒上系好钢丝绳套, 将紧线器与钢丝绳套连接, 用紧线器将挂在电杆上的拉线收紧到适当程度。

(2) 将 U 型线夹卸开, U 形螺丝穿入拉线棒上端的拉环中, 把挂好的钢绞线拉线拉直与 U 形螺栓丝扣部 $\frac{2}{3}$ 处比齐, 在拉线上划印。

(3) 操作人员在划印处弯曲拉线, 弯成与 U 型线夹舌头的形状基本相同, 拉线穿入

UT 型线夹本体的方法与穿楔形线夹相同,受力拉线靠紧平直部,副线靠紧斜面部分。

(4)将 UT 型线夹的舌头放入钢绞线弯曲部分,将 UT 型线夹本体向钢绞线弯曲部分位置移动,使钢绞线和舌头插入 UT 型线夹本体,并在上面垫木板用手锤击打,使钢绞线和舌头与 UT 型线夹本体紧密结合,呈现为一个整体。

(5)把已做好的 UT 型线夹本体与 U 形螺栓连接,即将 U 形螺丝的丝扣部分穿入 UT 型线夹本体的两个孔中,安装平垫、防盗帽,并拧紧螺栓。

(6)将 UT 型线夹的 U 形螺丝母旋紧,两侧紧平衡,使 UT 型线夹本体与 U 形螺丝之间有一定间隙。U 形螺丝的丝扣应露出全长的 $\frac{1}{3}$ 左右。

(7)拆除紧线器及钢丝套。

(8)特别注意钢绞线穿入方向,制作完毕的 UT 型线夹主钢绞线与 UT 型线夹本体平面结合,钢绞线的短头应从 UT 型线夹背部穿出为合格。

(9)把钢绞线短头留 500~600mm 切断余下部分,用 10# 铁线将短头与拉线缠绕紧密,缠绕长度不少于 80mm,拉线制作、安装完毕。

第五节 检修安全措施

对于架空线路的检修工作,除应掌握其检修项目的基本操作技能外,还应懂得检修的安全知识和执行检修的安全措施。检修工作的安全措施最根本的是严格执行《电业安全工作规程》(电力线路部分)。本节主要叙述架空线路检修的一般安全知识和基本安全措施。

一、保证架空线路检修安全的组织措施

在架空线路上进行检修,所有参加检修人员都应执行保证安全的组织措施。保证安全的组织措施是检修工作安全的基本措施之一。它包括下列制度。

1. 工作票制度

工作票是保证检修工作安全的书面命令。它分第一种工作票和第二种工作票。凡是进行线路停电检修都必须执行第一种工作票。第一种工作票上所列下面四种工作人员,他们都负有一定的安全责任。

(1)工作票签发人。工作票签发人是线路检修工作的总的负责人,他负有线路检修的必要性、安全性以及措施是否正确齐全、工作人员是否适当、充足的责任。

(2)工作票负责人(监护人)。工作票负责人是完成检修任务的现场负责人,也是现

场工作的监护人。他负有检修工作安全措施的实施、任务的完成和对工作人员的监护与进行停送电联系等责任。

(3)工作许可人。工作许可人是由调度值班员等人员担任。其安全责任见《电业安全工作规程》中有关部分。

(4)工作人员。凡参加线路检修的工作人员,在工作中要互相关心检修工作的安全,执行并实施现场安全措施。

2. 工作监护、工作间断、工作许可、工作终结和恢复送电制度

检修工作必须执行上述制度。特别需要提出的是:严禁约时停、送电。因为在线路停电检修中,情况在不断的变化,如工作负责人和工作许可人所约停电时间不足,工作人员还在检修中,但工作许可人认为约时已到,误认为任务已完,随即送电,势必会造成工作人员触电事故。许可开始工作的命令必须采用当面通知、电话传达和派人传达的方式。在电话传达时互相询问对方姓名,确无问题方可传达和接受命令。

当线路检修工作完毕,工作负责人应检查如下工作内容:工作人员是否撤离杆塔,杆塔上是否有遗留的工具、材料,有无妨碍送电的其他因素。一切正常后,方可拆除所挂的所有接地线。拆回的接地线组数与工作票所列组数相同,即可向工作许可人汇报。一般应汇报下列内容:检修工作完毕、人员撤离现场、无妨碍送电的因素,接地线全部拆除,可以恢复送电等。

二、保证架空线路检修安全的技术措施

保证架空线路检修安全的技术措施是检修工作最重要的措施。其内容是停电、验电、挂接地线。

保证架空线路检修工作安全的首要一条技术措施是:停电。停电的内容是:断开给检修线路供电的发电厂、变电所的断路器和隔离开关;断开需要工作班操作的线路各端断路器、隔离开关和可熔熔断器;断开危及该线路停电作业,且不能采取安全措施的交叉跨越、平行和同杆架设线路的断路器和隔离开关;断开有可能返回低压电源的断路器和隔离开关。

当接到工作许可人的停电命令后,就必须进行验电工作,验电是确定线路工作地段有无电压的必要手段。因而验电是非常重要的,也是保证线路检修安全的技术措施之一。验电时必须使用合格的验电器,在停电线路工作地段杆塔上逐相进行。并且要先验低压后验高压,先验下层,后验上层。当验明线路确无电压时,就应执行第三条技术措施——即挂接地线。

线路停电检修所用接地线是携带型接地线。携带型接地线的组成、型式、要求及使用方法见本篇有关章节。现重点说明挂接地线的适用范围和注意事项。

线路停电检修挂接地线是保护线路检修工作人员的“生命线”,因此挂接地线对检修

工作人员防止人身触电是特别重要的措施。必须在停电线路各班组工作地段的两端悬挂接地线 ;应在有可能送电到停电线路的分支线上挂接地线 ;如果有感应电压反应到停电线路上时 ,必须加挂接地线。

挂接地线时必须先接接地端 ,后接导线端 ,先挂低压、后挂高压、先挂下层导线后挂上层导线。拆接地线时的程序 ,与挂接地线的程序相反。

接地线接地端插入地面最小深度为 0.6m。严禁使用其他导线作接地线和短路线。

在架空线路停电检修中 ,检修工作人员还应遵守一般安全措施 ,对每项线路检修工作都有具体的规定 [详见《电业安全工作规程》(电力线路部分)中的规定] ,如挖坑 ,立、撤杆 ,放、撤线 ,起重运输 ,爆破作业等。对上述工作的一般安全措施不作叙述 ,现就杆塔上工作的安全注意事项做一些说明。

三、杆塔上作业的安全注意事项

线路停电检修项目有很多是在杆塔上进行的。为了防止检修人员发生高空摔跌事故 ,因此对在杆塔上作业人员的安全做出了如下规定 :

1. 杆塔上作业人员在登杆前应检查杆根(木杆线路更要注意) ,登杆工具、拉线及拉线基础等都确无问题后 ,检修人员方可登杆。

2. 杆上作业人员必须使用安全带、安全帽和安全腰绳(也称后备保护绳) ,安全带应系在电杆及牢固的构件上 ,杆上作业需要转位时不得失去安全带的保护。地面人员也要戴安全帽。

3. 杆上作业人员应有防止安全带从杆顶脱出或被锋利物伤害的措施。系安全带后 ,必须检查扣环是否扣牢。

架空线路检修的安全知识十分重要 ,从事线路工作的人员必须认真学习、熟练地掌握。在具体检修工作中还要全面、认真、严格地执行《电业安全工作规程》(电力线路部分)的有关规定 ,才能保证检修工作的安全。

第四章 架空线路的运行维护

第一节 架空线路的巡视

送电线路设备的运行监视,主要是采取巡视和测试检查的方法(测试另文专述)。通过巡视检查来掌握线路运行状况及周围环境的变化,及时发现设备缺陷和危及线路安全的因素,提出具体的检修内容,以便及时消除缺陷,预防事故发生。

巡线员是发现线路设备缺陷的耳目,巡线员应有一定的施工检修经验,有独立判断缺陷和用文字表述缺陷的能力,熟悉沿线的交通及地貌情况。巡线员应有事业心和责任感,必须认真细致地将所分担的设备全部查完,并注意线路保护区内的情况,及时将一切危及线路安全运行的隐患报告班长和工区。所巡视线路的质量好坏,直接反映巡线员的技术水平和责任心,故对巡线员应进行岗前培训,并经考核合格后才能上岗。

架空线路的巡视,按其性质和任务的不同可分为定期巡视和特殊性巡视。

一、定期巡视

(一)定期巡视的目的与周期

定期巡视也叫正常性巡视。其目的是为了全面掌握线路的各部件运行情况及沿线环境的变化情况。巡视的周期一般每月一次,范围是全线。

(二)定期巡视主要内容

1. 杆塔拉线与基础的巡视

- (1)杆塔本体零件是否完备。
- (2)零件有无出现锈蚀裂纹或松脱情况。
- (3)杆塔上有无鸟巢及其他外物。

- (4) 塔基周围的杂草是否过高和有无蔓藤类植物附生。
- (5) 塔基周围的泥土是否过高或缺少。
- (6) 基础的护坡、排水沟有无崩塌、堵塞、积水。
- (7) 主杆有无变形、裂纹、弯曲、风化、剥落、法兰锈蚀,拉线有无松弛或张力分配不均,UT 或 U 环有无欠缺螺母。

2. 导线、避雷线的巡视

- (1) 导线对其它外物距离是否足够。
- (2) 有无断股、损伤或闪络的痕迹。
- (3) 腐蚀是否严重。
- (4) 相间或子导线间的弛度误差是否超过规定。
- (5) 有无杂物悬挂。

3. 导线、避雷线连接件的巡视

- (1) 线夹有无锈蚀及缺少螺丝和螺丝松脱、开口销丢失。
- (2) 压接管和连接器有无变色、过热现象。
- (3) 跳线是否异常或对杆塔安全距离不足。
- (4) 防振金具有无滑走、绑线松脱、偏斜、钢丝断股等现象。
- (5) 间隔棒有无走位、缺件、线夹处磨损、断股。

4. 绝缘子及其连接金具的巡视

- (1) 绝缘子串偏斜有无超过规定。
- (2) 玻璃绝缘子自爆。
- (3) 绝缘子是否污秽,有无闪络痕迹,瓷质有无破损。
- (4) 连接绝缘子的金具及弹簧销子有无生锈或缺。

5. 沿线保护区内的巡视

- (1) 在防护区内种植的高杆作物及树、竹是否需要修剪。
- (2) 在通道内进行推塘筑坝、修筑道路、建造房屋等作业。
- (3) 在防护区内堆放易燃、易爆物体。
- (4) 通道附近有无可移动的设施或是否正从事各种可能危及运行安全的作业。
- (5) 杆塔的防护设施(如护坡、护桩、警告标志等)是否完好。
- (6) 跨河警告牌是否完好。
- (7) 检查巡线及检修用的道路、便桥等的完好情况。

6. 接地网的检查

- (1) 与杆塔连接处是否严牢,引下线是否锈蚀。
- (2) 检查地网是否外露或挖土抽查地网锈蚀程度。

(三) 线路巡视的方法

巡视工作在平原地区一般可由一人进行。山区、林区及需涉水的线段应至少由两人

进行。单人巡视时,不得攀登杆塔。

巡线中必须把查明的缺陷情况详细做好记录。

为了统一、简便、准确地对线路元件的所在位置进行记录,原则上是以人站于杆位中心,面向大杆号分前、后、左、右;绝缘子、防振锤、间隔棒均以杆塔横担为原点开始计数;拉线、导线如同相有上、下的,以上为1,下为2;拉盘的左、右以拉盘处计;四分裂导线及铁塔基础的编号则按顺时针方向编排。具体编号实例见图5-4-1~图5-4-17。

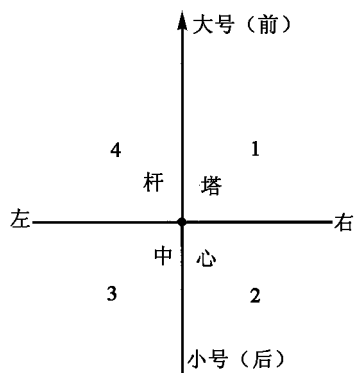


图5-4-1 线路元件编号实例一

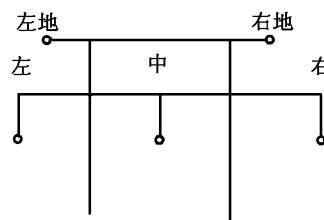


图5-4-2 线路元件编号实例二

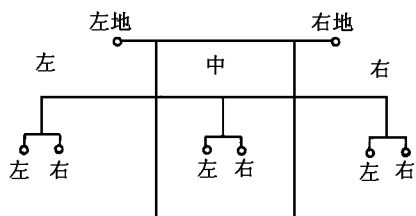


图5-4-3 线路元件编号实例三

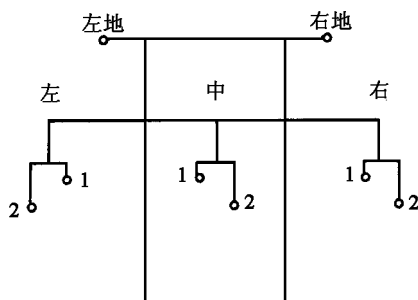


图5-4-4 线路元件编号实例四

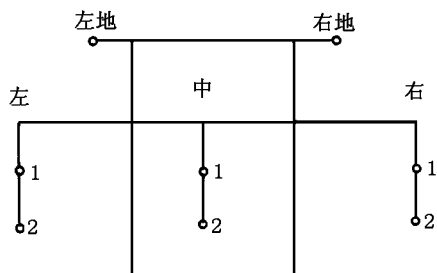


图5-4-5 线路元件编号实例五

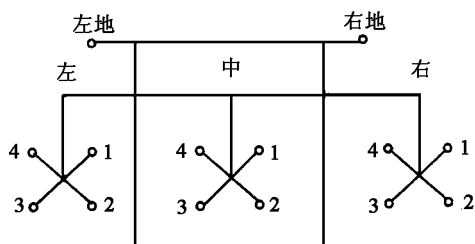


图5-4-6 线路元件编号实例六

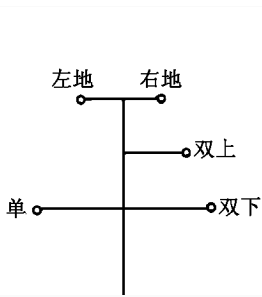


图 5-4-7 线路元件编号实例七

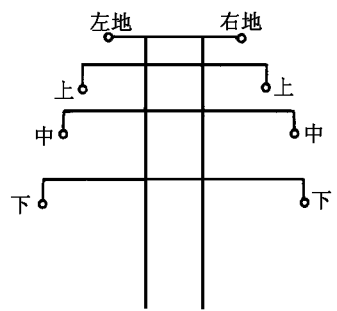


图 5-4-8 线路元件编号实例八

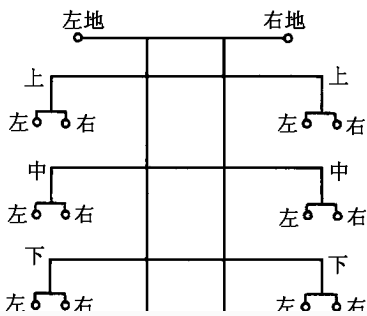


图 5-4-9 线路元件编号实例九

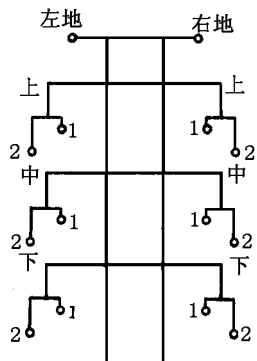


图 5-4-10 线路元件编号实例十

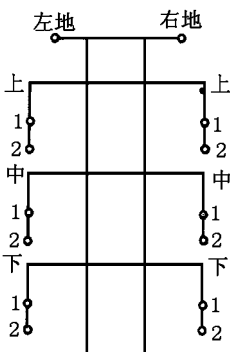


图 5-4-11 线路元件编号实例十一

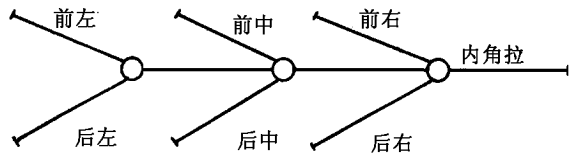


图 5-4-12 线路元件编号实例十二

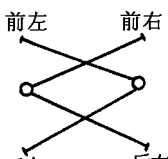


图 5-4-13 线路元件编号实例十三

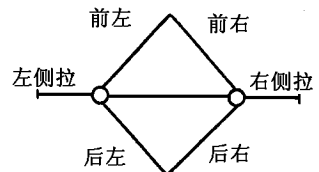


图 5-4-14 线路元件编号实例十四

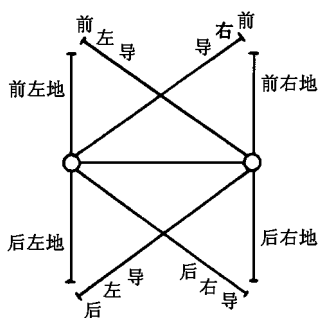


图 5-4-15 线路元件
编号实例十五

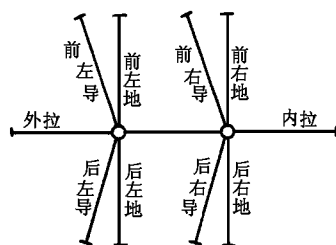


图 5-4-16 线路元件
编号实例十六

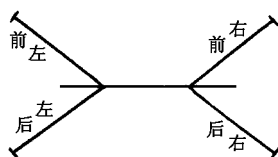


图 5-4-17 线路元件编号实例十七

这里再以图 5-4-18 为例介绍一种巡视的方法。

首先在离杆位约 50m 的位置①处观察横担、横梁水平,主杆横线路方向偏斜,叉梁歪扭,塔身正面缺材和锈蚀情况。

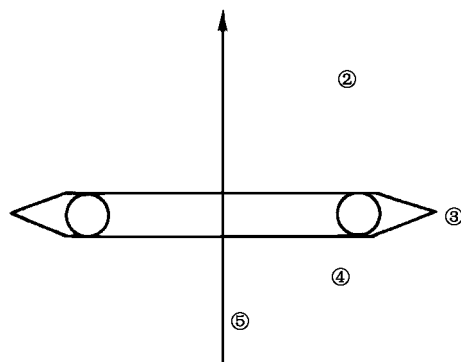


图 5-4-18 巡视方法

其二在边相导线防振锤的位置②处观察防振锤位移、垂头、绝缘子、金具、跳弓歪扭情况。

其三在横担外 5~10m 的位置③处检查杆塔的整体偏斜、直线杆塔船夹、绝缘子偏斜、侧面塔身缺材情况。

其四在杆脚或塔腿的位置④处检查接地及引下线是否松脱,杆身、主材是否弯曲,杆基、塔基情况是否正常,脚钉是否齐全。

最后在拉棒出土处的位置⑤处检查拉线的松紧和张力是否平衡,拉线有无出现蛇

肚,法兰螺丝、拉棒有无锈蚀情况。

巡线员沿线巡查时,应着重注意导线、间隔棒有无异常,防护区内有无影响运行安全的施工作业,导线对房屋、树木净空距离的情况以及有关运行的一切附属设施是否完好。

二、特殊性巡视

线路的安全运行是受自然环境及诸多的人为因素所影响的,为了使我们的工作能有计划地进行,所以对设备的运行巡视工作要采用定期的方式进行。但是当出现台风、洪水、冰雹、雷雨、大雾、地震或高温、严重覆冰等恶劣自然情况或系统中出现过负荷、线路跳闸或事故、或线路的某段防护区出现异常、或在鸟害季节等时,靠正常的巡视是不足够的,那就需有针对性地增加巡视次数,这种有针对性的巡视就叫做特殊性巡视。

特殊性巡视所针对的问题不同,其巡视重点应不尽相同,其巡视的范围(是全线、某几段还是某些部件)也应根据地形、地貌的特点以及长期积累的运行经验而确定。

(一)夜间巡视

夜间巡视的目的,主要是针对设备出现过负荷或者雾季须对导线连接装置进行检查,看是否出现过热发红的现象。采用这种特殊巡视的线路主要是配电线路或一些交通条件方便的线路。对于交通困难的线路,夜间巡视是不可能全线进行的,只能采用重点抽检的方式。

(二)故障巡视

当线路出现跳闸或事故情况后,为了及时寻找出故障点而进行的巡视。这类巡视要根据出故障的相别、继电保护动作情况、录波图的情况及当时气象情况而有重点地进行。

(三)登杆检查

登杆检查是对地面巡视检查的一种补充。由于角度与距离问题,地面巡视发现杆塔上的缺陷总是有一定的局限性,而且可能还有一部分缺陷靠地面巡视是发现不到的,所以还应安排登杆检查。其主要任务是:详细检查绝缘子有无闪络痕迹,杆塔及导、地线紧固件有无振松,导线连接有无过热变色,避雷线锈蚀及护线条与阻尼线滑松现象等情况。

三、缺陷的产生和分析

缺陷的产生有内因也有外因,而其中绝大部分是由外因影响。

在设计方面,如路径选择不当,会造成雷击率高或部分杆塔接近污染源、导线振动强烈等问题;如杆塔型式选择不当,会造成杆塔强度减弱,对地距离不足;如导线排列由水平转垂直时,若档距过小会出现电气距离不足等,这些难于处理的缺陷,增加了安全运行的困难。

由于施工工艺不良、质量未能严格把关,会出现接头接触不良,拉线张力不平衡,杆

塔基础偏移、扭转、高低误差,导地线弛度误差,弓子跳线扭曲,杆塔螺丝未能全部紧固,绝缘子不洁,导地线有蛇肚、金钩,间隔棒及阻尼线、防振锤安装不牢,水泥杆裂纹等情况,这些都属于基建缺陷。这些缺陷有部分难于处理,属永久性的缺陷;有部分不能及时发现,但运行一段时间后由于振动或通过大负荷、温度、雨雾、化学锈蚀等才逐渐被运行人员发现。这些缺陷如不及时消除,会发展为送电线路的故障和事故。

第二节 架空线路的故障及预防

一、雷害故障与预防

雷击是一种有巨大破坏力的自然现象,雷电的破坏作用主要是由高电位和大电流所造成,因为雷电电压可高达数百万到数千万伏,可使电气设备出现绝缘击穿或闪络。

雷电流可达数十千安到数百千安,虽然其实际作用时间很短,但其破坏力是不可忽视的。从过去一些线路出现雷击掉串事故进行分析,很大可能是:雷击出现高电位,使个别较为薄弱的绝缘子绝缘击穿,工频电流流过绝缘子内部产生高温,这温度可使绝缘子内所含水分迅速受热汽化,或者分解成氢气和氧气,产生爆炸力,使一些机械强度薄弱的钢帽爆裂而出现掉串事故。

架空输电线路暴露于旷野之中分布面广,雷害事故在输电线路事故中占很大的比例,而雷电的产生与其地理环境及所处纬度有关,在赤道附近雷暴日最多,平均为100~150个雷暴日。我国南方雷害事故特别多,应十分重视做好防雷的工作。

据有关资料统计,有70%的雷击都是发生在杆塔两侧50m以内地线上。若杆塔处于空旷的山野或孤立的山丘上,雷击点落在杆塔上的机会更大;雷击于档距中央的现象是十分少的。

悬点高度对雷击的影响:由于杆塔高度的增加,多回路共塔的线路又远比单回送电线路的雷击多。

雷击跳闸是诸多因素构成的。从地质来讲,在相同的地网设计中,大地导电率高的杆塔其雷电电位就较低,故跳闸率就小一些。接地电阻低的比接地电阻高的杆塔,其跳闸率也小一些。

从地理上来讲,不同的地理环境其落雷的密度不同。从相同的地理环境来讲,高杆塔比低杆塔跳闸率相对高一些。

从绝缘角度来讲就更明显了,绝缘水平差的线路肯定比绝缘水平好的线路跳闸率高。

单回线路与多回线路跳闸率比较,理论上讲应该是单回线路的跳闸率低,因为多回线路的杆塔高度明显增加,而且增加了导线的暴露角,从而增加了导线受绕击的几率。

线路遭受雷击的形式分直击雷和感应雷两种。直击雷的过程是:带电的雷云接近线路时,雷电流沿空中通道注入雷击点,如避雷线、导线或杆(塔)顶部等,以波的形式分左右向两侧杆塔地网泄泻,引起直击雷过电压。

雷电压波、电流波的关系式是

$$U = ZI$$

式中 U ——雷电压, kV ;

I ——雷电流, kA ;

Z ——通道波阻抗, Ω 。

感应雷是当雷击于线路附近地面时,在雷电放电的先导阶段,先导路径中充满了电荷,它对导线就产生了静电感应,在先导路径附近的导线上积累了大量的异号束缚电荷。因为先导发展速度较慢,所以导线上电荷集中的过程也很缓慢,电流可以忽略不计。当雷击大地后,主放电开始,先导路径中的电荷被迅速中和,这时导线上的束缚电荷转变为自由电荷,向导线两侧流动。由于主放电的速度很快,所以导线中的电流也很大,感应电压波就会达到很大的数值。

感应过电压的幅值与雷电主放电电流的幅值成正比,和雷击地面点与导线的距离成反比。感应电压的大小也和导线距离地面的高度有关。导线离地面越近,感应电压值越小,因为导线对地面的电容与其距离成反比。高度大,电容小,高度小,则电容大。

为保护电气设备,防止直接雷击,可采用避雷针和避雷线。避雷针或避雷线是让雷云易于对它放电,使雷电流通过地网泄放,减少雷电压幅值,达到保护电气设备的作用。

接地电阻的大小对保护作用有着直接的影响,故也可以说对电力系统的安全运行有着密切的关系。

要减少线路受雷击跳闸的几率,主要采取如下措施进行预防。

- 1) 改善地网形式,降低杆塔的接地电阻。
- 2) 当降低接地电阻有困难时,应适当提高该段杆塔的绝缘水平。
- 3) 采用双避雷线。
- 4) 杆塔的设计应尽量减小地线对导线的保护角。
- 5) 提高继电保护的可靠性、提高重合闸成功率。
- 6) 线路走廊的选择如有可能,应避免通过大地导电率较低的地段。

作为运行的工作,要积累线路的雷击跳闸资料,对经常遭受雷击引起跳闸的线段或杆塔,采取有针对性的预防措施,按时监测地网的变化,做好降低接地电阻或适当提高绝缘水平的工作。

二、鸟害故障与预防

在架空送电线路,每到鸟儿下蛋的季节,如不及时发现清除鸟巢,则鸟害事故的比例是很大的,所以说,防止鸟害事故的发生关键在于运行工作。

鸟害事故的成因,是由于乌鸦或体积较大的水鸟在横担上或弓子跳线的上方筑巢,筑巢的稻草、芭蕉树的纤维等细长杂物被风吹散飘下,把部分绝缘子短接,造成电气距离不足而闪络放电接地,使线路跳闸。

在鸟害活动频繁的季节,如不加以预防,只是发现鸟窝才去取的话,即使运行人员疲于奔命,也摆脱不了发生事故的命运。这是因为,鸟类在下蛋的季节,三四天时间就能完成造一个鸟窝的工作。所以这个时候拆去这个鸟窝也并非万事大吉,说不定过两三天这里就会出现跳闸事故。

多年的运行经验表明,鸟类筑巢活动较为频繁的季节是每年四月中旬到九月底左右,具体时间的迟早与当地气候有直接的关系,气候温暖时则由四月中旬开始,气候寒冷时会推迟至五月开始。

水鸟类的活动范围与地理环境也是很有关系的。因为它们要觅食鱼虾赖以生存,故其巢穴就筑于附近有鱼塘或河涌的杆塔上。

根据鸟类活动的规律,输电运行防鸟害的工作就可以有针对性地采取一些有效的预防措施。这些措施一般有:

(一) 警鸟措施

例如在常筑鸟巢的杆塔上安装风车、小旗、假人等物体警鸟,但时间一长,鸟儿适应就效果不大了。最好是轮流使用措施,打乱其鸟类适应性,成窝取蛋和捉仔也是行之有效之法。

(二) 障碍措施

在常筑鸟巢的横担绝缘子悬挂处安装一些三角木或带刺的金属球、倒装胶盆、锅盖、金属板等物件,阻碍鸟儿在这要害的部位筑巢。

(三) 疏导措施

在横担的绝缘子悬挂处安装有一定容量的篮、盆等物,有意造成一个便于筑巢的安乐窝。目的是使禾草等杂物不致于被风吹散飘落绝缘子处。

采取以上的措施是可行的。相对来讲,可以将鸟害事故降低到最低限度。但是在鸟类活动频繁的季节,还应适当对鸟类活动的杆段增加巡视次数。当发现有危及安全现象时应及时处理清拆,并待鸟儿下蛋后及时取蛋取鸟,尽量减少本区域鸟的繁殖数量。

三、污闪故障及其防污工作

人们对事物的认识总要有个过程,对电网污秽度的认识也是一样。随着工农业生

产的迅速发展,大小工厂如雨后春笋般冒出,环境污染的情况日益严重,但环境保护工作跟不上,工业“三废”处理未能随着工农业发展同步进行。特别是一些开发区,由于运土填地,交通运输频繁,粉尘性的污染十分明显。

由于春天空气湿度大,午夜或黎明时气温低,因此容易在绝缘子表面凝露,使污层湿润,电解质得以溶解,产生离子导电,使表面绝缘电阻降低、泄漏电流增大而发生污闪,使污闪有较明显的时间性。

污闪事故与雷击闪络事故不同,由于污闪时一段时间内周围的大气环境一样,线路的绝缘薄弱,故虽采用重合装置亦不一定能成功。相反,如采用多次强送电可能会导致扩大事故和损坏设备的后果。

过去“南雷北污”现在实际上并不是那样了,南方也出现污闪事故,所以我们要针对设备的环境实际情况作出相应的防污措施。

污闪的发生与污源、气象条件有直接的关系,且具有明显的季节性和区域性。作为已建的线路,要改变污源与气象条件是十分困难的。这些外困难于抗拒。作为防污工作应着重考虑改善爬距与加强绝缘较为彻底。

对防污工作靠清抹不是根本的办法。50~60年代设备少、污染也少,那时主要靠清抹也能取得明显效果的,但时至今日,设备数倍地增加,污染更显著增加,污区不断地扩大。如还采用清抹的方式,工作量及耗费的人力、物力将是十分巨大的,即使清抹了,由于工作量大,也有不少走过场,仍留下污闪点,况且有些积污是难以清抹的,可靠性就大大地降低了。

据有关资料介绍,将泄漏比距由 1.6cm/kV 调至 2cm/kV 时,污闪跳闸率可降低98.3%,由此可见调爬是防污工作的根本措施。

具体问题作具体的分析,广东地区雨量大,绝缘子的自洁能力较好,与北方应有所区分。从历年运行经验可知,水平安装的绝缘子串由于经常受到雨水的冲刷,基本上不再出现污闪。因此在广东,应将有限的资金集中到悬垂串的防污工作上去。

运行管理方面,要注意线路附近有没有开发区运土填地的情况。因为干旱季节表土松散,污尘飞扬,使绝缘子积污不断加重。这些局部的情况往往不为人所注意,容易忽视。如遇这种情况,须在雾季前进行清抹或调整爬距。

定期做好零值、低值绝缘子的检测。因为运行中由于绝缘子长期承受机电荷载,使一些质量不好的绝缘子出现低值、零值,这些低值、零值绝缘子存在于线路上,等于减少了绝缘子串的泄漏距离,降低了绝缘水平,致使易于发生污闪。当零值、低值绝缘子内部受潮,在污闪或雷击等事故发生时,强电弧具有几千度的高温,使吸潮的瓷头和水泥胶合剂产生急剧膨胀,使瓷头碎裂或钢帽炸开,扩大成导线落地的永久性事故,这种事例是不胜枚举的。

调爬除了采用防污型绝缘子外,有条件的话,最好采用硅橡胶合成绝缘子,这种产品

在国外已经有 20 多年的运行经验。它具有良好的憎水性和抗闪络性能。

国内生产的硅橡胶合成绝缘子, 在我国的 110 ~ 500kV 线路上都已投入使用。为了降低运行维护费用, 应积极推广使用硅橡胶合成绝缘子来提高线路的抗污能力。

四、锈蚀与防锈工作

锈蚀对送电线路的影响, 主要集中于拉棒和埋于地下的地网、重力拉环、避雷线及一些承受张力较大的连接金具。一般来说, 埋于地下的拉棒、拉环, 由于处于隐蔽位置, 检查周期长, 对安全威胁较大。

钢铁受到空气里的氧气和水分的作用发生化学反应而生锈。铁锈是铁的含水氧化物, 它需同时具备两种条件才能起到锈蚀的作用, 其锈蚀速度同时受到其它诸多因素的影响。埋于地下的钢铁的腐蚀具有电化学腐蚀的属性。电化学腐蚀决定于金属本身的参数以及土壤的结构特性, 且后者起决定作用。土壤的透气度、盐份、湿度、pH 值、电阻率、粒度、温度以及土壤沿金属表面的不均匀程度, 对金属的腐蚀速度都有很大的影响。

水分是决定土壤中电化过程进行速度的一个主要条件。但是, 当土壤孔隙的水分极大饱和时氧气很难达到地下埋金属物的表面, 因而腐蚀速度减慢。对地下金属物的最严重的腐蚀是在相对湿度为 10% ~ 25% 的范围内, 湿度大于 25% 或小于 2% 时腐蚀轻微。

土壤电阻率在一定程度上是估计土壤腐蚀活性的一个综合指标。土壤电阻率 ρ 小于 $10\Omega\cdot m$ 的地区为强腐蚀区, $10 \sim 100\Omega\cdot m$ 的地区为中等腐蚀区, 而当 ρ 大于 $100\Omega\cdot m$ 的地区为弱腐蚀区。

土壤中腐蚀性的氯离子和硫酸盐离子的总量及两者之比值对土壤的腐蚀性有重大影响。当氯离子与硫酸盐离子之比超过 1 时, 土壤就有很强烈的腐蚀性。

除了上述各种因素的影响外, 还有在多层土壤区特有的一种腐蚀原因——微差电势产生的电流引起的腐蚀, 和由能还原硫酸盐的细菌所引起的腐蚀——微生物腐蚀。

从长期运行观察表明, 水稻土区域拉线杆、塔的镀锌拉棒地下部分, 经使用若干年后将出现严重的腐蚀现象, 是由于上层土壤受到人为的干扰(耕作松土或变种其它作物、施用一些有机和化学肥料), 使土壤的透气度和化学成分有所改变, 往往在离地面 0.3 ~ 0.6m 处出现比较严重的腐蚀现象, 而其余部分拉棒却往往是完好无损的。当然, 由于锈蚀受诸多因素影响, 故不是绝对的。但可以说明绝大部分的腐蚀在这个区域是明显严重的。

由于出现上述的普遍规律, 除了要加强对拉棒及地网的抽查监视外, 还应采取如下措施。

1. 采用重力式拉线基础, 且重力式基础的拉环应适当高于地面 0.3 ~ 0.5m, 这就从

根本上消除了严重腐蚀的区域了。

2. 在拉线棒的地面上 0.2m 至地下 0.8m 段采用隔离涂层,加强耐腐蚀的措施,如涂防腐油漆、沥青包裹、水泥包封等。

3. 适当加大拉棒及地网直径,地网采用热镀锌等办法。

至于防止金属的空气氧化锈蚀,应及时在金属将出现锈蚀前就进行油漆防腐的工作,使锈蚀所需的水和氧不能到达金属表面,延缓其锈蚀的速度。

涂漆的目的主要是防止腐蚀的开始,而不是使已经开始的腐蚀慢下来。

由于涂一次漆所花的人工远比本身的材料费用要大,所以要选择一些耐受紫外线破坏的漆料,综合的经济价值较为合算。

一般来说,底漆可采用红丹醇酸防锈漆,它具有良好粘着力和防腐性能。但红丹醇酸防锈漆物理性能较差,如外面不再涂覆盖层,那么它将因摩擦和受日光照射而很快遭受破坏,或因都市大气中的二氧化硫和三氧化硫的作用而转变成硫酸铅。只有当红丹醇酸防锈漆上覆盖有一层物理性能合适的漆膜时,这层阻蚀剂的优点才能充分发挥。

漆料的颜色也有一定讲究。通常日光分解漆中的载色剂视颜色的不同而各有差别。如果载色剂和颜料都是透光的,那么载色剂将容易受到破坏,而此时颜料由于失去了依靠也就很容易被“粉化”。黑漆对于日光也很敏感,它在日光的化学和物理作用下逐渐变质时,便不能再保护其底层的金属了,故不宜使用。这里推荐线路的金属防腐面漆可采用醇酸绿漆,它具有较硬的漆膜和较强的耐日光能力。故实为户外设备的理想防腐漆料。

这里顺便一提的是采用钢芯铝绞线作为架空避雷线的优点如下:

由于电网的迅速发展,土地的价值越来越重要,形势的发展令大量的多回共杆、塔的线路出现,这就说明今后停电更换架空避雷线的工作比过去困难得多。几回线路同时停电可能性极小。而采用带电更换方式,从经济与技术难度来讲也未必可行。因此对这类重要的线路及跨越大江河停航困难的耐张段应采用良导体的避雷线,使其与导线运行寿命相一致。

五、振动与防振

在架空输电线路中,导线和避雷线常常由于风力的作用而产生垂直振动,以至日积月累造成导线断股、金具损坏、线间短路等事故,严重地威胁着输电线路的安全。

根据引起导线振动的起因和导线振动的形式,可以把导线振动现象分为以下几个类型:微风振动、次档距振动、舞动、脱冰跳跃、横向碰击、电晕舞动、短路振动、湍流振动等,而这几类的振动中,微风振动和舞动对设备安全影响尤为突出。下面介绍华中电力试验研究所整理的关于导线舞动、次档距振动及微风振动特征,如表 5-4-9 所示。

表 5-4-1 导线舞动、次档距振动和微风振动特征

类 型 项 目	导 线 舞 动	次 档 距 振 动	微 风 振 动
风速 (m/s)	5 ~ 20	5 ~ 22	0.5 ~ 7 匀速
风向角(°)	20 ~ 70	45 ~ 90	45 ~ 90
覆冰厚度(mm)	一般覆薄冰 > 2	一般不覆冰	一般不覆冰
发生地形	平原、山脊、河口、风口	平原、丘陵、山脊	开阔平原
发生季节	主要冬季	主要春秋	主要春秋
导线结构	主要是分裂导线	分裂导线	主要是单导线
振动频率(Hz)	0.1 ~ 1	1 ~ 5	3 ~ 150
全振幅(cm)	几十厘米 ~ 十几米	一般 20 ~ 30	7 以下
每根导线上的振动能量	10 ³ J 能量级	10J 能量级	1J 能量级
主要振动方向	接近垂直(椭圆)	接近水平(椭圆)	垂 直
形成振动原因	风吹向非圆柱体的升力引起的垂直和扭转谐振	分裂导线中相邻次导线受风尾涡流影响	受微风吹向导线后产生的卡门旋涡序列激发
主要危害	易引起碰线闪络、烧伤导地线、造成频繁跳闸, 电线及杆塔构件疲劳损坏	次导线相互碰撞鞭击、造成导线磨损、间隔棒损坏	导、地线疲劳损坏、断股、断线、金具振坏

从表 5-4-1 中可以看到, 舞动产生的条件是覆冰, 使电线形成非对称覆冰, 加上当时为 5 ~ 20m/s 的风速, 且风吹导线的角度为 20° ~ 70° 范围的气象条件, 以及线路处于平原、山脊、河口、风口的地域, 虽然它的产生具有十分大的破坏力, 但是在我国的南方却从未发现有类似事故的记录, 故这里不作分析。在广东, 导线的微风振动是值得关注的。

微风振动是由于空气动力的冲击频率与档距中拉紧导线的某一自然频率相等而产生谐振的一种现象。

由于产生振动的必要条件是气流的均匀性及其方向的恒定性。当风输入给导线的能量足够大时, 才能维持导线的振动, 这个最小的风速值称为下限值, 一般取 0.5m/s。风速增大仍能引起导线振动的最大风速称为上限值, 一般风速的上限值为 4 ~ 7m/s, 当超过了上限值后, 导线就不能产生振动了。

风向与导线轴线的夹角在 45° ~ 90° 时, 导线容易产生稳定的振动; 当夹角在 30° ~ 45° 时, 振动的稳定性很小, 而夹角小于 20° 时, 一般不出现振动。

在平坦、开阔的地区有利于气流的均匀流动, 容易形成强烈振动的条件; 地形起伏、交错复杂的地区或线路附近有建筑物、树木等地物都对气流产生摩擦作用, 不同程度地破坏了气流的均匀性, 因而不易产生振动的条件。

影响导线振动程度除与风速、风向及沿线的地形、地物有关外, 还与导线的悬点高度、档距长度、导线直径结构及材料、导线平均运行应力等有关。

1. 档距长度的影响。

档距的长度是影响振动强度的一项重要因素,主要是振幅及振动延续时间两方面。在没有安装消振装置的情况下,输入的风能和导线消耗的能量都只与档距长度成正比,振幅的大小与档距长度无关。即使在300m和3000m的两个档距长度上,出现的振幅值也应相等。但在档距安装了相等数量的防振锤以后,则300m档距的振幅可能已降至安全水平,而3000m的档距仍有相当高的振幅。其原因是:由于这两个档距上防振锤消耗的能量相同,而风输入的能量却不同,所以说振动强度与档距长度有关。

另一方面,档距长度愈大,能满足半波数为整数倍的振动频率值也就愈密集。档距长度增大,振动的延续时间也随之增加。

2. 悬挂点高度的影响。

悬挂点高度增加,可使振动的风速上限值提高,使振动频率范围扩大,也使振动相对延续时间增加。因此,在档距长度相同的线路上,导线疲劳断股率将与悬挂点高度成比例地增加。

3. 导线大小对振动的影响。

由于风输给导线的振动能量约与导线直径的四次方成比例。振动频率则与导线直径成反比,因而大直径导线输入的振动能量大,且处于低频振动,导线的阻尼作用减少,故一般采用分裂导线的办法来减少导线的直径,且在分裂导线上安装间隔棒以后,构成一种新的特殊振动体系,使导线本身消耗的振动能量增加,有利于降低振动强度。

导线的直径与其单位质量的比值,可以大概地说明振动情况:比值愈大振动情况愈严重,即是说铝绞线比钢或铜绞线的振动严重,同样是钢芯铝绞线,铝钢截面比值大的,其振动强度亦高。

4. 应力对振动的影响。

导线张力提高,导线本身消耗的振动能量(自阻尼作用)将随张力的增大而减少,而振幅则增大,与此同时振动波长要有所增大,大约与导线张力的平方根成正比。导线张力提高后,振动频率及振动延续时间都随张力的提高而有所增加,因而振动的次数将要增多,而且降低了导线的疲劳极限,使导线容易断裂。所以减少导线振动的其中一个措施是降低平均运行应力。

根据国内外大量的运行资料表明,绝大多数(99%或更多)的疲劳断股都发生在导线安装金具的部位,在档距内自由振动的导线发生疲劳断股是极为罕见的,仅有可能在线股焊接质量不良的地方发生。

断股情况发生得最多的位置是在悬垂线夹连接片端部或集中在导线与线夹支托面刚开始分离的部位。在耐张线夹出口处发生断股情况要比悬垂线夹的出口处少很多。这是因为耐张线夹多少可以与导线一起振动,相互之间产生的相对位移较少,仅在当采用质量很大的螺栓型耐张线夹时,在出口处才可能发生较多的断股情况。在采用针式绝缘子的线路上,断股情况多发生在导线的绑扎点附近。对于分裂导线的线路,断股位置

还发展到间隔棒的线夹处。断股情况还有发生在离杆塔最外侧的一只防振锤的线夹处或阻尼线的固定点。在护线条内部也常有发生振动使导线磨损或断股的情况。

导线防振方面关键在于有一个合理的设计。一般采取的措施是装防振锤、护线条和阻尼线,另外,施工时运行人员应严格把好验收关,防止因安装在导线上的金具和线材不牢而降低消振效果和磨损导线。线路投产后应注意对大跨越和容易产生振动的杆塔悬垂线夹的检查工作,及时对一些生锈垂头的防振锤进行更换。

另外,大风使导线出现风偏而对通道内的树木和建筑、弓子跳线对塔身等距离不足而造成接地跳闸事故。

由于城市不断扩展,大量的110、220kV线路由原来通过的郊野农村将逐步变为通过高层建筑的城镇居民密集区的趋向,值得运行人员十分的注意。

第五章 相关标准规范

中华人民共和国国家标准

电气装置安装工程

35kV 及以下架空电力线路施工
及验收规范

GB 50173 - 92

主编部门 : 中华人民共和国能源部

批准部门 : 中华人民共和国建设部

施行日期 : 1993 年 7 月 1 日

第一章 总 则

第 1.0.1 条 为保证 35kV 及以下架空电力线路的施工质量 , 促进工程施工技术水平的提高 , 确保电力线路安全运行 , 制定本规范。

第 1.0.2 条 本规范适用于 35kV 及以下架空电力线路新建工程的施工及验收。

35kV 及以下架空电力线路的大档距及铁塔安装工程的施工及验收 , 应按现行国家标准《110 ~ 500kV 架空电力线路施工及验收规范》的有关规定执行。

有特殊要求的 35kV 及以下架空电力线路安装工程 , 尚应符合有关专业规范的规定。

第 1.0.3 条 架空电力线路的安装应按已批准的设计进行施工。

第 1.0.4 条 采用的设备、器材及材料应符合国家现行技术标准的规定 , 并应有合格证件。设备应有铭牌。

当采用无正式标准的新型原材料及器材时,安装前应经技术鉴定或试验,证明质量合格后方可使用。

第 1.0.5 条 采用新技术、新工艺,应制订不低于本规范水平的质量标准或工艺要求。

第 1.0.6 条 架空电力线路的施工及验收,除按本规范执行外,尚应符合国家现行的有关标准规范的规定。

第二章 原材料及器材检验

第 2.0.1 条 架空电力线路工程所使用的原材料、器材,具有下列情况之一者,应重作检验:

- 一、超过规定保管期限者。
- 二、因保管、运输不良等原因而有变质损坏可能者。
- 三、对原试验结果有怀疑或试样代表性不够者。

第 2.0.2 条 架空电力线路使用的线材,架设前应进行外观检查,且应符合下列规定:

- 一、不应有松股、交叉、折叠、断裂及破损等缺陷。
- 二、不应有严重腐蚀现象。
- 三、钢绞线、镀锌铁线表面镀锌层应良好,无锈蚀。

四、绝缘线表面应平整、光滑、色泽均匀,绝缘层厚度应符合规定。绝缘线的绝缘层应挤包紧密,且易剥,绝缘线端部应有密封措施。

第 2.0.3 条 为特殊目的使用的线材,除应符合本规范第 2.0.2 条规定外,尚应符合设计的特殊要求。

第 2.0.4 条 由黑色金属制造的附件和紧固件,除地脚螺栓外,应采用热浸镀锌制品。

第 2.0.5 条 各种连接螺栓宜有防松装置。防松装置弹力应适宜,厚度应符合规定。

第 2.0.6 条 金属附件及螺栓表面不应有裂纹、砂眼、锌皮剥落及锈蚀等现象。螺杆与螺母的配合应良好。加大尺寸的内螺纹与有镀层的外螺纹配合,其公差应符合现行国家标准《普通螺纹直径 1~300mm 公差》的粗牙三极标准。

第 2.0.7 条 金具组装配合应良好,安装前应进行外观检查,且应符合下列规定:

- 一、表面光洁,无裂纹、毛刺、飞边、砂眼、气泡等缺陷。
- 二、线夹转动灵活,与导线接触面符合要求。
- 三、镀锌良好,无锌皮剥落、锈蚀现象。

第 2.0.8 条 绝缘子及瓷横担绝缘子安装前应进行外观检查,且应符合下列规定:

- 一、瓷件与铁件组合无歪斜现象,且结合紧密,铁件镀锌良好。
- 二、瓷釉光滑,无裂纹、缺釉、斑点、烧痕、气泡或瓷釉烧坏等缺陷。
- 三、弹簧销、弹簧垫的弹力适宜。

第 2.0.9 条 环形钢筋混凝土电杆制造质量应符合现行国家标准《环形钢筋混凝土电杆》的规定。安装前应进行外观检查,且应符合下列规定:

- 一、表面光洁平整,壁厚均匀,无露筋、跑浆等现象。
- 二、放置地平面检查时,应无纵向裂缝,横向裂缝的宽度不应超过 0.1mm。
- 三、杆身弯曲不应超过杆长的 1/1000。

第 2.0.10 条 预应力混凝土电杆制造质量应符合现行国家标准《环形预应力混凝土电杆》的规定。安装前应进行外观检查,且应符合下列规定:

- 一、表面光洁平整,壁厚均匀,无露筋、跑浆等现象。
- 二、应无纵、横向裂缝。
- 三、杆身弯曲不应超过杆长的 1/1000。

第 2.0.11 条 混凝土预制构件的制造质量应符合设计要求。表面不应有蜂窝、露筋、纵向裂缝等缺陷。

第 2.0.12 条 采用岩石制造的底盘、卡盘、后线盘,其强度应符合设计要求。安装时不应使岩石结构的整体性受到破坏。

第三章 电杆基坑及基础埋设

第 3.0.1 条 基坑施工前的定位应符合下列规定:

一、直线杆顺线路方向位移,35kV 架空电力线路不应超过设计档距的 1%;10kV 及以下架空电力线路不应超过设计档距的 3%。直线杆横线路方向位移不应超过 50mm。

二、转角杆、分支杆的横线路、顺线路方向的位移均不应超过 50mm。

第 3.0.2 条 电杆基础坑深度应符合设计规定。电杆基础坑深度的允许偏差应为 +100mm、-50mm。同基基础坑在允许偏差范围内应按最深一坑操平。

岩石基础坑的深度不应小于设计规定的数值。

第 3.0.3 条 双杆基坑应符合下列规定:

一、根开的中心偏差不应超过 $\pm 30\text{mm}$ 。

二、两杆坑深度宜一致。

第 3.0.4 条 电杆基坑底采用底盘时,底盘的圆槽面应与电杆中心线垂直,找正后应填土夯实至底盘表面。底盘安装允许偏差,应使电杆组立后满足电杆允许偏差规定。

第 3.0.5 条 电杆基础采用卡盘时,应符合下列规定:

一、安装前应将其下部土壤分层回填夯实。

二、安装位置、方向、深度应符合设计要求。深度允许偏差为 $\pm 50\text{mm}$ 。当设计无要

求时,上平面距地面不应小于 500mm。

三、与电杆连接应紧密。

第 3.0.6 条 基坑回填上应符合下列规定：

一、土块应打碎。

二、35kV 架空电力线路基坑每回填 300mm 应夯实一次；10kV 及以下架空电力线路基坑每回填 500mm 应夯实一次。

三、松软土质的基坑,回填土时应增加夯实次数或采取加固措施。

四、回填土后的电杆基坑宜设置防沉土层。土层上部面积不宜小于坑口面积,培土高度应超出地面 300mm。

五、当采用抱杆立杆留有滑坡时,滑坡(马道)回填上应夯实,并留有防沉土层。

第 3.0.7 条 现浇基础、岩石基础应按现行国家标准《110~500kV 架空电力线路施工及验收规范》的有关规定执行。

第四章 电杆组立与绝缘子安装

第 4.0.1 条 电杆顶端应封堵良好。当设计无要求时,下端可不封堵。

第 4.0.2 条 钢圈连接的钢筋混凝土电杆宜采用电弧焊接,且应符合下列规定：

一、应由经过焊接专业培训并经考试合格的焊工操作。焊完后的电杆经自检合格后,在上部钢圈处打上焊工的代号钢印。

二、焊接前,钢圈焊口上的油脂、铁锈、泥垢等物应清除干净。

三、钢圈应对齐找正,中间留 2~5mm 的焊口缝隙。当钢圈有偏心时,其错口不应大于 2mm。

四、焊口宜先点焊 3~4 处,然后对称交叉施焊。点焊所用焊条牌号应与正式焊接用的焊条片号相同。

五、当钢圈厚度大于 6mm 时,应采用 V 型坡口多层焊接。多层焊缝的接头应错开,收口时应将熔池填满。焊缝中严禁填塞焊条或其它金属。

六、焊缝应有一定的加强面,其高度和遮盖宽度应符合表 4.0.2 的规定(见图 4.0.2)。

表 4.0.2 焊缝加强面尺寸(mm)

项 目	钢圈厚度 δ (mm)	
	< 10	10 ~ 20
高度 c	1.5 ~ 2.5	2 ~ 3
宽度 e	1 ~ 2	2 ~ 3

七、焊缝表面应呈平滑的细鳞形与基本金属平缓连接,无折皱、间断、漏焊及未焊满的

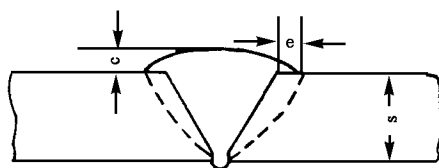


图 4.0.2 焊缝加强面尺寸

陷槽,并不应有裂缝。基本金属咬边深度不应大于 0.5mm ,且不应超过圆周长的 10% 。

八、雨、雪、大风天气施焊应采取妥善措施。施焊中电杆内不应有穿堂风。当气温低于 -20°C 时,应采取预热措施,预热温度为 $100\sim 120^{\circ}\text{C}$ 。焊后应使温度缓慢下降。严禁用水降温。

九、焊完后的整杆弯曲度不应超过电杆全长的 $2/1000$,超过时应割断重新焊接。

十、当采用气焊时,应符合下列规定:

1. 钢圈的宽度不应小于 140mm 。

2. 加热时间宜短,并采取必要的降温措施。焊接后,当钢圈与水泥粘接处附近水泥产生宽度大于 0.05mm 纵向裂缝时,应予补修。

3. 电石产生的乙炔气体,应经过滤。

第 4.0.3 条 电杆的钢圈焊接后应将表面铁锈和焊缝的焊渣及氧化层除净,进行防腐处理。

第 4.0.4 条 单电杆立好后应正直,位置偏差应符合下列规定:

一、直线杆的横向位移不应大于 50mm 。

二、直线杆的倾斜, 35kV 架空电力线路不应大于杆长的 3% ; 10kV 及以下架空电力线路杆梢的位移不应大于杆梢直径的 $1/2$ 。

三、转角杆的横向位移不应大于 50mm 。

四、转角杆应向外角预偏,紧线后不应向内角倾斜,向外角的倾斜,其杆梢位移不应大于杆梢直径。

第 4.0.5 条 终端杆立好后,应向拉线侧预偏,其预偏值不应大于杆梢直径。紧线后不应向受力侧倾斜。

第 4.0.6 条 双杆立好后应正直,位置偏差应符合下列规定:

一、直线杆结构中心与中心桩之间的横向位移,不应大于 50mm ;转角杆结构中心与中心桩这间的横、顺向位移,不应大于 50mm 。

二、迈步不应大于 30mm 。

三、根开不应超过 $\pm 30\text{mm}$ 。

第 4.0.7 条 以抱箍连接的叉梁,其上端抱箍组装尺寸的允许偏差应在 $\pm 50\text{mm}$ 范围内;分段组合叉梁组合后应正直,不应有明显的鼓肚、弯曲,各部连接应牢固。

横梁安装后,应保持水平,组装尺寸允许偏差应在 $\pm 50\text{mm}$ 范围内。

第 4.0.8 条 以螺栓连接的构件应符合下列规定：

- 一、螺杆应与构件面垂直，螺头平面与构件间不应有间隙。
- 二、螺栓紧好后，螺杆丝扣露出的长度，单螺母不应少于两个螺距，双螺母可与螺母相平。
- 三、当必须加垫圈时，每端垫圈不应超过 2 个。

第 4.0.9 条 螺栓的穿入方向应符合下列规定：

- 一、对立体结构，水平方向由内向外，垂直方向由下向上。
- 二、对平面结构，顺线路方向，双面构件由内向外，单面构件由送电侧穿入或按统一方向，横线路方向，两侧由内向外，中间由左向右（面向受电侧）或按统一方向，垂直方向，由下向上。

第 4.0.10 条 线路单横担的安装，直线杆应装于受电侧，分支杆、90°转角杆（上、下）及终端杆应装于拉线侧。

第 4.0.11 条 横担安装应平正，安装偏差应符合下列规定：

- 一、横担端部上下歪斜不应大于 20mm。
- 二、横担端部左右扭斜不应大于 20mm。
- 三、双杆的横担，横担与电杆连接处的高差不应大于连接距离的 5/1000；左右扭斜不应大于横担总长度的 1/100。

第 4.0.12 条 瓷横担绝缘子安装应符合下列规定：

- 一、当直立安装时，顶端顺线路歪斜不应大于 10mm。
- 二、当水平安装时，顶端宜向上翘起 5°~15°，顶端顺线路歪斜不应大于 20mm。
- 三、当安装于转角杆时，顶端竖直安装的瓷横担支架应安装在转角的内角侧（瓷横担应装在支架的外角侧）。
- 四、全瓷式瓷横担绝缘子的固定处应加软垫。

第 4.0.13 条 绝缘子安装应符合下列规定：

- 一、安装应牢固，连接可靠，防止积水。
- 二、安装时应清除表面灰垢、附着物及不应有的涂料。
- 三、悬式绝缘子安装，尚应符合下列规定：
 1. 与电杆、导线金具连接处，无卡压现象。
 2. 耐张串上的弹簧销子、螺栓及穿钉应由上向下穿。当有特殊困难时，可由内向外或由左向右穿入。
 3. 悬垂串上的弹簧销子、螺栓及穿钉应向受电侧穿入。两边线应由内向外，中线应由左向右穿入。

四、绝缘子裙边与带电部位的间隙不应小于 50mm。

第 4.0.14 条 采用的闭口销或开口销不应有折断、裂纹等现象。当采用开口销时，应对称开口，开口角度应为 30°~60°。

严禁用线材或其它材料代替闭口销、开口销。

第 4.0.15 条 35kV 架空电力线路的瓷悬式绝缘子 ,安装前应采用不低于 5000V 的兆欧表逐个进行绝缘电阻测定。在干燥情况下 ,绝缘电阻值不得小于 500MΩ。

第五章 拉线安装

第 5.0.1 条 拉线盘的埋设深度和方向 ,应符合设计要求。拉线棒与拉线盘应垂直 ,连接处尖采用双螺母 ,其外露地面部分的长度应为 500 ~ 700mm。

拉线坑应有斜坡 ,回填土时应将土块打碎后夯实。拉线坑宜设防沉层。

第 5.0.2 条 拉线安装应符合下列规定 :

一、安装后对地平面夹角与设计值的允许偏差 ,应符合下列规定 :

1. 35kV 架空电力线路不应大于 1° ;
2. 10kV 及以下架空电力线路不应大于 3° ;
3. 特殊地段应符合设计要求。

二、承力拉线应与线路方向的中心线对正 ;分角拉线应与线路分角线方向对正 ;防风拉线应与线路方向垂直。

三、跨越道路的拉线 ,应满足设计要求 ,且对通车路面边缘的垂直距离不应小于 5m。

四、当采用 UT 型线夹及楔形线夹固定安装时 ,应符合下列规定 :

1. 安装前丝扣上应涂润滑剂 ;
2. 线夹舌板与拉线接触应紧密 ,受力后无滑动现象 ,线夹凸肚在尾线侧 ,安装时不应损伤线股 ;
3. 拉线弯曲部分不应有明显松股 ,拉线断头处与拉线主线应固定不可靠 ,线夹处露出的尾线长度为 300 ~ 500mm ,尾线回头后与本线应扎牢 ;
4. 当同一组拉线使用双线夹并采用连板时 ,其尾线端的方向应统一 ;
5. UT 型线夹或花篮螺栓的螺杆应露扣 ,并应有不小于 1/2 螺杆丝扣长度可供调紧 ,调整后 ,UT 型线夹的双螺母应并紧 ,花篮螺栓应封固。

五、当采用绑扎固定安装时 ,应符合下列规定 :

1. 拉线两端应设置心形环 ;
2. 钢绞线拉线 ,应采用直径不大于 3.2mm 的镀锌铁线绑扎固定。绑扎应整齐、紧密、最小缠绕长度应符合表 5.0.2 的规定。

表 5.0.2 最小缠绕长度

钢绞线截面 (mm ²)	最小缠绕长度 (mm)				
	上段	中段有绝 缘子的两端	与拉棒连接处		
			下端	花缠	上端
25	200	200	150	250	80

35	250	250	200	250	80
50	300	300	250	250	80

第 5.0.3 条 采用拉线柱拉线的安装,应符合下列规定:

一、拉线柱的埋设深度,当设计无要求时,应符合下列规定:

1. 采用坠线的,不应小于拉线柱长的 1/6;
2. 采用无坠线的,应按其受力情况确定。

二、拉线柱应向张力反方向倾斜 $10^{\circ} \sim 20^{\circ}$ 。

三、坠线与拉线柱夹角不应小于 30° 。

四、坠线上端固定点的位置距拉线柱顶端的距离应为 250mm。

五、坠线采用镀锌铁线绑扎固定时,最小缠绕长度应符合表 5.0.2 的规定。

第 5.0.4 条 当一基电杆上装设多条拉线时,各条拉线的受力应一致。

第 5.0.5 条 采用镀锌铁线合股组成的拉线,其股数不应少于三股。镀锌铁线的单股直径不应小于 4.0mm,绞合应均匀、受力相等,不应出现抽筋现象。

第 5.0.6 条 合股组成的镀锌铁线的拉线,可采用直径不小于 3.2mm 镀锌铁线绑扎固定,绑扎应整齐紧密,缠绕长度为:

5 股及以下者,上端:200mm;中端有绝缘子的两端:200mm;下缠 150mm,花缠 250mm,上缠 100mm。

当合股组成的镀锌铁线拉线采用自身缠绕固定时,缠绕应整齐紧密,缠绕长度:3 股线不应小于 80mm,5 股线不应小于 150mm。

第 5.0.7 条 混凝土电杆的拉线当装设绝缘子时,在断拉线情况下,拉线绝缘子距地面不应小于 2.5m。

第 5.0.8 条 顶(撑)杆的安装,应符合下列规定:

- 一、顶杆底部埋深不宜小于 0.5m,且设有防沉措施。
- 二、与主杆之间夹角应满足设计要求,允许偏差为 $\pm 5^{\circ}$ 。
- 三、与主杆连接应紧密、牢固。

第六章 导线架设

第 6.0.1 条 导线在展放过程中,对已展放的导线应进行外观检查,不应发生磨伤、断股、扭曲、金钩、断头等现象。

第 6.0.2 条 导线在同一处损伤,同时符合下列情况时,应将损伤处棱角与毛刺用 0 号砂纸磨光,可不作补修:

一、单股损伤深度小于直径的 1/2。

二、钢芯铝绞线、钢芯铝合金绞线损伤截面积小于导电部分截面积的 5%,且强度损失小于 4%。

三、单金属绞线损伤截面积小于 4%。

注 ①“同一处”损伤截面积是指该损伤处在一个节距内的每股铝丝沿铝股损伤最严重处的深度换算出的截面积总和(下同)。

②当单股损伤深度达到直径的 1/2 的按断股论。

第 6.0.3 条 当导线在同一处损伤需进行修补时,应符合下列规定:

一、损伤补修处理标准应符合表 6.0.3 的规定。

表 6.0.3 导线损伤补修处理标准

导线类别	损伤情况	处理方法
铝绞线	导线在同一处损伤程度已经超过第 6.0.2 条规定,但因损伤导致强度损失不超过总拉断力的 5% 时	以缠绕或修补预绞丝修理
铝合金绞线	导线在同一处损伤程度损失超过总拉断力的 5%,但不超过 17% 时	以补修管补修
钢芯铝绞线	导线在同一处损伤程度已经超过第 6.0.2 条规定,但因损伤导致强度损失不超过总拉断力的 5%,且截面积损伤又不超过导电部分总截面积的 7% 时	以缠绕或修补预绞丝修理
钢芯铝合金绞线	导线在同一处损伤的强度损失已超过总拉断力的 5% 但不足 17%,且截面积损伤也不超过导电部分总截面积的 25% 时	以补修管补修

二、当采用缠绕处理时,应符合下列规定:

1. 受损伤处的线股应处理平整;
2. 应选与导线同金属的单股线为缠绕材料,其直径不应小于 2mm;
3. 缠绕中心应位于损伤最严重处,缠绕应紧密,受损伤部分应全部覆盖,其长度不应小于 100mm。

三、当采用补修预绞丝补修时,应符合下列规定:

1. 受损伤处的线股应处理平整;
2. 补修预绞丝长度不应小于 3 个节距,或应符合现行国家标准《电力金具》预绞丝中的规定;
3. 补修预绞丝的中心应位于损伤最严重处,且与导线接触紧密,损伤处应全部覆盖。

四、当采用补修管补修时,应符合下列规定:

1. 损伤处的铝(铝合金)股线应先恢复其原绞制状态;
2. 补修管的中心应位于损伤最严重处,需补修导线的范围应于管内各 20mm 处;
3. 当采用液压施工时应符合国家现行标准《架空送电线路导线及避雷线液压施工工艺规程》(试行)的规定。

第 6.0.4 条 导线在同一处损伤有下列情况之一者,应将损伤部分全部割去,重新以直线接续管连接:

- 一、损失强度或损伤截面积超过本规范第 6.0.3 条以补修管补修的规定。
- 二、连续损伤其强度、截面积虽未超过本规范第 6.0.3 条以补修管补修的规定,但损伤长度已超过补修管能补修的范围。

三、钢芯铝绞线的钢芯断一股。

四、导线出现灯笼的直径超过导线直径的 1.5 倍而又无法修复。

五、金钩、破股已形成无法修复的永久变形。

第 6.0.5 条 作为避雷线的钢绞线 ,其损伤处理标准 ,应符合表 6.0.5 条的规定。

表 6.0.5 钢绞线损伤处理标准

钢绞线股数	以镀锌铁丝缠绕	以补修管补修	锯断重接
7	不允许	断 1 股	断 2 股
19	断 1 股	断 2 股	断 3 股

第 6.0.6 条 不同金属、不同规格、不同绞制方向的导线严禁在档距内连接。

第 6.0.7 条 采用接续管连接的导线或避雷线 ,应符合现行国家标准《电力金具》的规定 ,连接后的握着力与原导线或避雷线的保证计算拉断力比 ,应符合下列规定 :

- 一、接续管不小于 95%。
- 二、螺栓式耐张线夹不小于 90%。

第 6.0.8 条 导线与连接管连接前应清除导线表面和连接管内壁的污垢 ,清除长度应为连接部分的 2 倍。连接部位的铝质接触面 ,应涂一层电力复合脂 ,用细钢丝刷清除表面氧化膜 ,保留涂料 ,进行压接。

第 6.0.9 条 导线与接续管采用钳压连接 ,应符合下列规定 :

- 一、接续管型号与导线的规格应配套。
- 二、压口数及压后尺寸应符合表 6.0.9 的规定。

表 6.0.9 钳压压口数及压后尺寸

导线型号		压口数	压后尺寸 D (mm)	钳压部位尺寸(mm)		
				α^1	α^2	α^3
铝 绞 线	LJ-16	6	10.5	28	20	34
	LJ-25	6	12.5	32	20	36
	LJ-35	6	14.0	36	25	43
	LJ-50	8	16.5	40	25	45
	LJ-70	8	19.5	44	28	50
	LJ-95	10	23.0	48	32	56
	LJ-120	10	26.0	52	33	59
	LJ-150	10	30.0	56	34	62
LJ-185	10	33.5	60	35	65	
钢 芯 铝 绞 线	LGJ-16/3	12	12.5	28	14	28
	LGJ-25/4	14	14.5	32	15	31
	LGJ-35/6	14	17.5	34	42.5	93.5
	LGJ-50/8	16	20.5	38	48.5	105.5
	LGJ-70/10	16	25.0	46	54.5	123.5
	LGJ-95/20	20	29.0	54	61.5	142.5
LGJ-120/20	24	33.0	62	67.5	160.5	

导线型号		压口数	压后尺寸 D (mm)	钳压部位尺寸 (mm)		
				a1	a2	a3
钢 芯 铝 线	LGJ-150/20	24	36.0	64	70	166
	LGJ-185/25	26	39.5	66	74.5	173.5
	LGJ-240/30	2×14	43.0	62	68.5	161.5

三、压口位置、操作顺序应按图 6.0.9 进行。

四、钳压后导线端头露出长度,不应小于 20mm,导线端头绑线应保留。

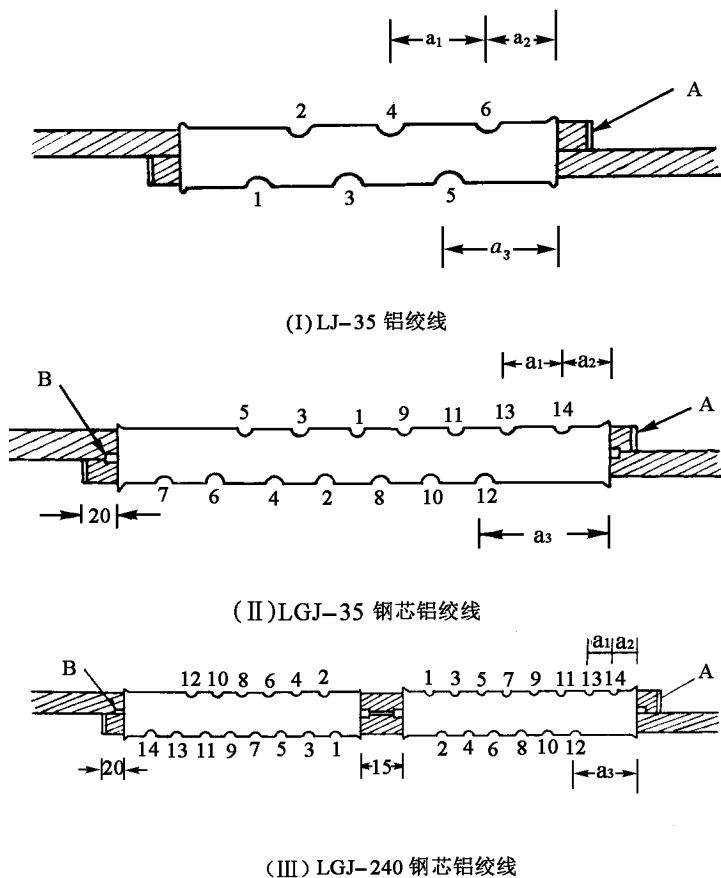


图 6.0.9 钳压管连接图

1、2、3.....表示压接操作顺序

A——绑线； B——垫片

五、压接后的接续管弯曲度不应大于管长的 2%,有显著弯曲时应校直。

六、压接后或校直后的接续管不应有裂纹。

七、压接后接续管两端附近的导线不应有灯笼、抽筋等现象。

八、压接后接续管两端出口处、合缝处及外露部分,应涂刷电力复合脂。

九、压后尺寸的允许误差,铝绞线钳接管为 $\pm 1.0\text{mm}$;钢芯铝绞线钳接管为 $\pm 0.5\text{mm}$ 。

第 6.0.10 条 导线或避雷线采用液压连接时,应符合国家现行标准《架空送电线路导线及避雷线液压施工工艺规程》中的有关规定。

第 6.0.11 条 35kV 架空电力线路的导线或避雷线,当采用爆炸压接时,应符合国家现行标准《架空电力线路爆炸压接施工工艺规程》(试行)中的有关规定。

第 6.0.12 条 10kV 及以下架空电力线路的导线,当采用缠绕方法连接时,连接部分的线股应缠绕良好,不应有断股、松股等缺陷。

第 6.0.13 条 10kV 及以下架空电力线路在同一档距内,同一根导线上的接头,不应超过 1 个。导线接头位置与导线固定处的距离应大于 0.5m,当有防震装置时,应在防震装置以外。

第 6.0.14 条 35kV 架空电力线路在一个档距内,同一根导线或避雷线上不应超过 1 个直线接续管及 3 个补修管。补修管之间、补修管与直线接续管之间及直线接续管(或补修管)与耐张线夹之间的距离不应小于 15m。

第 6.0.15 条 35kV 架空电力线路观测弧垂时应实测导线或避雷线周围空气的温度,弧垂观测档的选择,应符合下列规定:

- 一、当紧线段在 5 档及以下时,靠近中间选择 1 档。
- 二、当紧线段在 6~12 档时,靠近两端各选择 1 档。
- 三、当紧线段在 12 档以上时,靠近两端及中间各选择 1 档。

第 6.0.16 条 35kV 架空电力线路的紧线弧垂应在挂线后随即检查,弧垂误差不应超过设计弧垂的 +5%、-2.5%,且正误差最大值不应超过 500mm。

第 6.0.17 条 10kV 及以下架空电力线路的导线紧好后,弧垂的误差不应超过设计弧垂的 $\pm 5\%$ 。同档内各相导线弧垂一致,水平排列的导线弧垂相差不应大于 50mm。

第 6.0.18 条 35kV 架空电力线路导线或避雷线各相间的弧垂一致,在满足弧垂允许误差规定时,各相间弧垂的相对误差,不应超过 200mm。

第 6.0.19 条 导线或避雷线紧好后,线上不应有树枝等杂物。

第 6.0.20 条 导线的固家应牢固、可靠,且应符合下列规定:

一、直线转角杆:对针式绝缘子,导线应固定在转角外侧的槽内;对瓷横担绝缘子导线应固定在第一裙内。

二、直线跨越杆:导线应双固定,导线本体不应在固定处出现角度。

三、裸铝导线在绝缘子或线夹上固定应缠绕铝包带,缠绕长度应超出接触部分 30mm。铝包带的缠绕方向应与外层线股的绞制方向一致。

第 6.0.21 条 10kV 及以下架空电力线路的裸铝导线在蝶式绝缘子上作耐张且采用绑扎方式固定时,绑扎长度应符合表 6.0.21 的规定。

表 6.0.21 绑扎长度值

导线截面(mm ²)	绑扎长度(mm)
LJ - 50、LGJ - 50 及以下	≥ 150
LJ - 70	≥ 200

第 6.0.22 条 35kV 架空电力线路采用县垂线夹时 ,绝缘子应垂直地平面。特殊情况下 ,其在顺线路方向与垂直位置的倾斜角 ,不应超过 5°。

第 6.0.23 条 35kV 架空电力线路的导线或避雷线安装的防震锤 ,应与地平面垂直 ,其安装距离的误差不应大于 ± 30mm。

第 6.0.24 条 10 ~ 35kV 架空电力线路当采用并沟线夹连接引流线时 ,线夹数量不应少于 2 个。连接面应平整、光洁。导线及并沟线夹槽内应清除氧化膜 ,涂电力复合脂。

第 6.0.25 条 10kV 及以下架空电力线路的引流线(跨接线或弓子线)之间、引流线与主干线之间的连接应符合下列规定 :

- 一、不同金属导线的连接应有可靠的过渡金具。
- 二、同金属导线 ,当采用绑扎连接时 ,绑扎长度应符合表 6.0.25 的规定。

表 6.0.25 绑扎长度值

导线截面(mm ²)	绑扎长度(mm)
35 及以下	≥ 150
50	≥ 200
70	≥ 250

三、绑扎连接应接触紧密、均匀、无硬弯 ,引流线应呈均匀弧度。

四、当不同截面导线连接时 ,其绑扎长度应以小截面导线为准。

第 6.0.26 条 绑扎用的绑线 ,应选用与导线同金属的单股线 ,其直径不应小于 2.0mm。

第 6.0.27 条 1 ~ 10kV 线路每相引流线、引下线与邻相的引流线、引下线或导线之间 ,安装后的净空距离不应小于 300mm ;1kV 以下电力线路 ,不应小于 150mm。

第 6.0.28 条 线路的导线与拉线、电杆或构架之间安装后的净空距离 ,35kV 时 ,不应小于 600mm ;1 ~ 10kV 时 ,不应小于 200mm ;1kV 以下时 ,不应小于 100mm。

第 6.0.29 条 1kV 以下电力线路当采用绝缘线架设时 ,应符合下规定 :

- 一、展放中不应损伤导线的绝缘层和出现扭、弯等现象。
- 二、导线固定应牢固可靠 ,当采用蝶式绝缘子作耐张且用绑扎方式固定时 ,绑扎长度应符合本规范第 6.0.21 条的规定。

三、接头应符合有关规定,破口处应进行绝缘处理。

第 6.0.30 条 沿墙架设的 1kV 以下电力线路,当采用绝缘线时,除应满足设计要求外,还应符合下列规定:

- 一、支持物牢固可靠。
- 二、接头应符合有关规定,破口处缠绕绝缘带。
- 三、中性线在支架上的位置,设计无要求时,安装在靠墙侧。

第 6.0.31 条 导线架设后,导线对地及交叉跨越距离,应符合设计要求。

第七章 10kV 及以下架空电力线路上的电气设备

第 7.0.1 条 电杆上电气设备的安装,应符合下列规定:

- 一、安装应牢固可靠。
- 二、电气连接应接触紧密,不同金属连接,应有过渡措施。
- 三、瓷件表面光洁,无裂缝、破损等现象。

第 7.0.2 条 杆上变压器及变压器台的安装,尚应符合下列规定:

- 一、水平倾斜不大于台架根开的 1/100。
- 二、一、二次引线排列整齐、绑扎牢固。
- 三、油枕、油位正常,外壳干净。
- 四、接地可靠,接地电阻值符合规定。
- 五、套管压线螺栓等部件齐全。
- 六、呼吸孔道通畅。

第 7.0.3 条 跌落式熔断器的安装,尚应符合下列规定:

- 一、各部分零件完整。
- 二、转轴光滑灵活,铸件不应有裂纹、砂眼、锈蚀。
- 三、瓷件良好,熔丝管不应有吸潮膨胀或弯曲现象。
- 四、熔断器安装牢固、排列整齐,熔管轴线与地面的垂线夹角为 $15^{\circ} \sim 30^{\circ}$ 。熔断器水平相间距离不小于 500mm。

五、操作时灵活可靠、接触紧密。合熔丝管时上触头应有一定的压缩行程。

六、上、下引线压紧,与线路导线的连接紧密可靠。

第 7.0.4 条 杆上断路器和负荷开关的安装,尚应符合下列规定:

- 一、水平倾斜不大于托架长度的 1/100。
- 二、引线连 4 接紧密,当采用绑扎连接时,长度不小于 150mm。
- 三、外壳干净,不应有漏油现象,气压不低于规定值。
- 四、操作灵活,分、合位置指示正确可靠。
- 五、外壳接地可靠,接地电阻值符合规定。

第 7.0.5 条 杆上隔离开关安装 ,尚应符合下列规定 :

- 一、瓷件良好。
- 二、操作机构动作灵活。
- 三、隔离刀刃合闸时接触紧密 ,分闸后应有不小于 200mm 的空气间隙。
- 四、与引线的连接紧密可靠。
- 五、水平安装的隔离刀刃 ,分闸时 ,宜使静触头带电。
- 六、三相连动隔离开关的三相隔离刀刃应分、合同期。

第 7.0.6 条 杆上避雷器的安装 ,尚应符合下列规定 :

- 一、瓷套与固定抱箍之间加垫层。
- 二、排列整齐、高低一致 ,相间距离 :1 ~ 10kV 时 ,不小于 350mm ;1kV 以下时 ,不小于 150mm。

三、引线短而直、连接紧密 ,采用绝缘线时 ,其截面应符合下列规定 :

1. 引上线 :铜线不小于 16mm^2 ,铅线不小于 25mm^2 ;
2. 引下线 :铜线不小于 25mm^2 ,铝线不小于 35mm^2 。

四、与电气部分连接 ,不应使避雷器产生外加应力。

五、引下线接地可靠 ,接地电阻值符合规定。

第 7.0.7 条 低压熔断器和开关安装各部接触应紧密 ,便于操作。

第 7.0.8 条 低压保险丝(片)安装 ,尚应符合下列规定 :

- 一、无弯折、压偏、伤痕等现象。
- 二、严禁用线材代替保险丝(片)。

第八章 接户线

第 8.0.1 条 10kV 及以下电力接户线的安装 ,其各部电气距离应满足设计要求。

第 8.0.2 条 10kV 及以下电力接户线的安装 ,尚应符合下列规定 :

- 一、档距内不应有接头。
- 二、两端应设绝缘子固定 ,绝缘子安装应防止瓷裙积水。
- 三、采用绝缘线时 ,外露部位应进行绝缘处理。
- 四、两端遇有铜铝连接时 ,应设有过渡措施。
- 五、进户端支持物应牢固。
- 六、在最大摆动时 ,不应有接触树木和其它建筑物现象。
- 七、1kV 及以下的接户线不应从高压引线间穿过 ,不应跨越铁路。

第 8.0.3 条 10kV 及以下由两个不同电源引入的接户线不宜同杆架设。

第 8.0.4 条 10kV 及以下接户线固定端当采用绑扎固定时 ,其绑扎长度应符合表 8.0.4 的规定。

表 8.0.4 绑扎长度

导线截面(mm ²)	绑扎长度(mm)
10 及以下	≥ 50
16 及以下	≥ 80
25 ~ 50	≥ 120
70 ~ 120	≥ 200

第九章 接地工程

第 9.0.1 条 接地体规格、埋设深度应符合设计规定。

第 9.0.2 条 接地装置的连接应可靠。连接前 ,应清除连接部位的铁锈及其附着物。

第 9.0.3 条 接地体的连接采用搭接焊时 ,应符合下列规定 :

一、扁钢的搭接长度应为其宽度的 2 倍 ,四面施焊。

二、圆钢的搭接长度应为其直径的 6 倍 ,双面施焊。

三、圆钢与扁钢连接时 ,其搭接长度应为圆钢直径的 6 倍。

四、扁钢与钢管、扁钢与角钢焊接时 ,除应在其接触部位两侧进行焊接外 ,并应焊以由钢带弯成的弧形(或直角形)与钢管(或角钢)焊接。

第 9.0.4 条 采用垂直接地体时 ,应垂直打入 ,并与土壤保持良好接触。

第 9.0.5 条 采用水平敷设的接地体 ,应符合下列规定 :

一、接地体应平直 ,无明显弯曲。

二、地沟底面应平整 ,不应有石块或其它影响接地体与土壤紧密接触的杂物。

三、倾斜地形沿等高线敷设。

第 9.0.6 条 接地引下线与接地体连接 ,应便于解开测量接地电阻。

接地引下线应紧靠杆身 ,每隔一定距离与杆身固定一次。

第 9.0.7 条 接地电阻值 ,应符合有关规定。

第 9.0.8 条 接地沟的回填宜选取无石块及其它杂物的泥土 ,并应夯实。在回填后的沟面应设有防沉层 ,其高度宜为 100 ~ 300mm。

第十章 工程交接验收

第 10.0.1 条 在验收时应按下列要求进行检查 :

一、采用器材的型号、规格。

二、线路设备标志应齐全。

三、电杆组立的各项误差。

四、拉线的制作和安装。

五、导线的弧垂、相间距离、对地距离、交叉跨越距离及对建筑物接近距离。

六、电器设备外观应完整无缺损。

七、相位正确，接地装置符合规定。

八、沿线的障碍物，应砍伐的树及树枝等杂物应清除完毕。

第 10.0.2 条 在验收时应提交下列资料 and 文件：

一、竣工图。

二、变更设计的证明文件(包括施工内容明细表)。

三、安装技术记录(包括隐蔽工程记录)。

四、交叉跨越距离记录及有关协议文件。

五、调整试验记录。

六、接地电阻实测值记录。

七、有关的批准文件。

附录一 本规范用词说明

一、为便于在执行本规范条文时区别对待，对要求严格程度不同的用词说明如下：

1. 表示很严格，非这样做不可的：

正面词采用“必须”；

反面词采用“严禁”。

2. 表示严格，在正常情况下均应这样做的：

正面词采用“应”；

反面词采用“不应”或“不得”。

3. 表示允许稍有选择，在条件许可时首先这样做的：

正面词采用“宜”或“可”；

反面词采用“不宜”。

二、条文中规定应按其它有关标准、规范执行时，写法为“应符合……的规定”或“应按……执行”。

附加说明

本规范主编单位、参加单位和主要起草人名单

主 编 单 位 :能源部电力建设研究所、北京供电局

参 加 单 位 :上海市中供电公司

南京供电局

重庆电业局

大连电业局

昆明供电局

武汉供电局

主要起草人 :许宝颐

参加起草人 :王之佩 王兴绪 董一非 顾三立 马长瀛

中华人民共和国国家标准

110 ~ 500kV 架空电力线路

施工及验收规范

GBJ233 - 90

主编部门 :中华人民共和国能源部

批准部门 :中华人民共和国建设部

施行日期 :1991 年 5 月 1 日

目 录

第一章 总则

第二章 原材料及器材检验

第三章 施工测量

第四章 土石方工程

第五章 基础工程

第一节 一般规定

第二节 现场浇筑基础

第三节 装配式预制基础

第四节 岩石基础

第六章 杆塔工程

第一节 一般规定

第二节 铁塔

第三节 混凝土电杆

第四节 拉线

第七章 架线工程

第一节 放线

(I) 一般放线

(II) 张力放线

第二节 连接

(I) 一般规定

(II) 钳压连接

(III) 液压连接

(IV) 爆压连接

第三节 紧线

第四节 附件安装

第八章 接地工程

第九章 工程验收

第一节 验收检查

第二节 竣工检验

第三节 工程移交资料

附 录 本规范用词说明

附加说明

第一章 总 则

第 1.0.1 条 为了不断提高 110 ~ 500kV 架空电力线路工程施工技术水平,确保工程质量,以促进电力建设的现代化发展,特制定本规范。

第 1.0.2 条 本规范适用于 110 ~ 500kV 交流和直流架空电力线路新建工程的施工

及验收。

63kV 架空电力线路的新建工程应遵照本规范 110kV 部分执行。

第 1.0.3 条 架空电力线路工程必须按照批准的设计文件和经有关方面会审的设计施工图施工。当需要变更时,应经设计单位同意。

第 1.0.4 条 本规范的有关规定,除由于特殊情况必须提出特殊要求外,也应同样作为线路设计的依据。

第 1.0.5 条 新技术、新材料、新工艺必须经过试点、测试、验证,判定后方可采用。并应制定不低于本规范相应水平的质量标准。

第 1.0.6 条 架空电力线路工程施工中,除应符合本规范的有关规定外,尚应符合国家现行的有关标准规范的规定。

第二章 原材料及器材检验

第 2.0.1 条 架空电力线路工程所使用的原 00 材料和器材必须符合下列规定:

- 一、有该批产品的出厂质量检验合格证明书;
- 二、有符合国家现行的有关标准的各项质量检验资料;
- 三、对无质量检验资料的产品,或对产品检验结果有疑问的,均应重新进行抽样,并应经有资格的检验单位进行检验,合格后方准使用。

第 2.0.2 条 当采用无正式标准的新型原材料及器材时,必须取得有关部门的技术鉴定,或经试验并由有关单位共同鉴定的合格证明书,证明质量合格后方准使用。

第 2.0.3 条 原材料及器材有下列情况之一时,必须重做检验:

- 一、保管期限超过规定者;
- 二、因保管不良有变质可能者;
- 三、试样代表性不够者。

第 2.0.4 条 预制混凝土构件及现场浇筑基础混凝土使用的碎石或卵石,应符合国家现行标准《普通混凝土用碎石或卵石质量标准及检验方法》中的有关规定。

第 2.0.5 条 预制混凝土构件及现场浇筑基础混凝土使用的砂,应符合国家现行标准《普通混凝土用砂质量标准及检验方法》中的有关规定。特殊地区可按该地区的标准执行。

第 2.0.6 条 水泥的质量应符合现行国家标准,其品种与标号应符合设计要求。每批水泥除必须取得出厂质量合格证明外,尚应有出厂日期。当水泥出厂超过三个月,或虽未超过三个月但保管不善时,必须补做标号试验,并按试验后的实际标号使用。

不同品种、不同标号、不同批号的水泥应分别堆放。

第 2.0.7 条 混凝土浇筑用水应符合下列规定:

- 一、制作预制混凝土产品的用水,应使用饮用水;

二、现场浇筑混凝土宜使用饮用水,当无饮用水时,可采用河溪水或清洁的池塘水。除设计有特殊要求外,可只进行外观检查不做化验。水中不得含有油脂,其上游亦无有害化合物流入,有怀疑时应进行化验;

三、不得使用海水。

第 2.0.8 条 混凝土掺用的外加剂,应采用符合标准的产品。首次使用时应经试验,符合质量要求后方可使用。

第 2.0.9 条 掺入基础的大块石不得有裂缝、夹层,其强度不得低于混凝土用石的标准,尺寸宜为 150~250mm,且不宜使用卵石。

第 2.0.10 条 钢材的品种应符合设计图纸的规定,其质量应符合各该品种钢材的国家有关标准的规定。

第 2.0.11 条 焊条的质量应符合国家现行有关标准的规定。其品种、牌号必须与所使用的钢材的化学成分和机械性能相当,并应且有良好的焊接工艺性能。首次使用应按有关规范进行工艺性能试验。使用前应进行外观检查,并应符合下列规定:

一、气焊条表面不得有油脂、污秽、腐蚀等;

二、电焊条无药皮剥落。受潮的电焊条,必须按焊条说明书规定的温度经过烘干处理,并应再经工艺性能试验,鉴定合格后方准使用。

第 2.0.12 条 铁塔加工制造的质量应符合现行国家标准《输电线路铁塔制造技术条件》的规定。

第 2.0.13 条 环形钢筋混凝土电杆制造质量应符合现行国家标准《环形钢筋混凝土电杆》的规定。

第 2.0.14 条 预应力混凝土电杆的制造质量应符合现行国家标准《环形预应力混凝土电杆》的规定。

第 2.0.15 条 混凝土电杆的铁横担加工质量应符合现行国家标准《输电线路铁塔制造技术条件》中的有关规定。抱箍及其他钢件加工的质量应符合现行有关标准的规定。

第 2.0.16 条 导线的质量应符合现行国家标准《铝绞线及钢芯铝绞线》的规定,铝合金绞线、钢芯铝合金绞线、铝包钢绞线以及尚未列入国家标准的其他品种导线的质量应分别符合有关标准的规定。进口导线的质量应符合各该产品国的国家标准,且不应低于 IEC 标准。

第 2.0.17 条 当采用镀锌钢绞线作避雷线或拉线时,其质量应符合现行国家标准《镀锌钢绞线》的规定。

第 2.0.18 条 金具的质量应符合现行国家标准《电力金具》的规定。

第 2.0.19 条 预应力钢筋混凝土和普通钢筋混凝土预制构件的加工尺寸允许偏差应符合表 2.0.19 的规定。并应保证构件之间,或构件与铁件、螺栓之间的安装方便。其

外观检查应符合下列规定：

一、预应力钢筋混凝土预制构件不得有纵向及横向裂缝；

二、普通钢筋混凝土预制构件，放置地平面检查时不得有纵向裂缝，横向裂缝的宽度不得超过 0.05mm；

三、表面应平整，不得有明显的缺陷。

第 2.0.20 条 导线绝缘子的质量应符合现行国家标准《盘形悬式绝缘子技术条件》的规定。对绝缘子产品质量有怀疑时应按国家现行标准《高压绝缘子抽样方案》的规定进行检验与鉴定。

第 2.0.21 条 组装用的螺栓必须热浸镀锌，其加工质量应符合国家现行标准《输电铁塔用热浸镀锌紧固件》的规定。

第 2.0.22 条 气焊用的电石及乙炔气应有出厂质量检验合格证明，其质量可采用检查焊缝中硫、磷含量的方法来确定。其硫、磷含量不应高于被焊金属的含量。

气焊用的氧气纯度不应低于 98.5%。

表 2.0.19 预应力和普通钢筋混凝土预制构件加工尺寸允许偏差表

项 目		底盘、拉线盘、卡盘	其他装配式 预制构件
长 度 (mm)		- 10	± 10
断面尺寸(mm)	宽	- 10	± 5
	厚	- 5	± 5
弯 曲			L/750
预埋铁件(预留孔) 对设计位置的偏差 (mm)	中心线位移	10	5
	安装孔距	± 5	± 5
	螺栓露出长度	+ 10, - 5	+ 10, - 5

注：①本表不包括环形混凝土电杆；

②用肉眼不能直接明显看出的网状纹、龟纹与水纹不算裂缝；

③底盘、拉线盘、卡盘的中心线位移是指拉线盘的 U 形环，拉线盘、卡盘的安装孔及底盘圆槽的实际加工位置与图纸位置的偏差。

第三章 施工测量

第 3.0.1 条 施工测量使用的经纬仪其量小读数不应大于 1'。

第 3.0.2 条 测量用的仪器及量具在使用前必须进行检查，误差超过标准时应加以校正。

第 3.0.3 条 分坑测量前必须复核设计勘测时钉立的杆塔位中心桩的位置，当有下列情况之一时，应查明原因予以纠正：

一、以设计勘测钉立的两个相邻直线桩为基准，其横线路方向偏差大于 50mm；

二、当采用经纬仪视距法复测距离时，顺线路方向两相邻杆塔位中心桩间的距离与设计值的偏差大于设计档距的 1%；

三、转角桩的角度值，用方向法复测时对设计值的偏差大于 1'30"。

第 3.0.4 条 施工测量时应对下列几处地形标高进行重点复核：

- 一、地形变化较大，导线对地距离有可能不够的地形凸起点标高；
- 二、杆塔位间被跨越物的标高；
- 三、相邻杆塔位的相对标高。

复核值与设计值比，偏差不应超过 0.5m，超过时应由设计单位查明原因予以纠正。

第 3.0.5 条 设计交桩后个别丢失的杆塔位中心桩，应按设计数据予以补钉，其测量精度应符合现行有关架空送电线路测量技术规定。

第 3.0.6 条 杆塔位中心桩移桩的测量精度应符合下列规定：

- 一、当采用钢卷尺直线量距时，两次测值之差不得超过量距的 1‰；
- 二、当采用视距法测距时，两次测值之差不得超过测距的 5‰；
- 三、当采用方向法测量角度时，两测回测角值之差不应超过 1'30"。

第 3.0.7 条 施工测量时，应根据杆塔位中心桩的位置钉出必要的、作为施工及质量检查的辅助桩。施工中保留不住的杆塔位中心桩必须对其钉立的辅助桩位置作记录，以便恢复该中心桩。

第四章 土石方工程

第 4.0.1 条 杆塔基础的坑深应以设计的施工基面为基准。拉线基础的坑深，设计未提出施工基面时，应以拉线基础中心的地面标高为基准。

第 4.0.2 条 杆塔基础坑深的允许偏差为 +100mm、-50mm，坑底应平整。同基础坑在允许偏差范围内按最深一坑操平。

岩石基础坑深不应小于设计深度。

第 4.0.3 条 杆塔基础坑深与设计坑深偏差 +100mm 以上时，应按以下规定处理：

- 一、铁塔现浇基础坑，其超深部分应采用铺石灌浆处理。
- 二、混凝土电杆基础、铁塔预制基础、铁塔金属基础等，其坑深与设计坑深偏差值在 +100~+300mm 时，其超深部分应采用填土或砂、石夯实处理。当不能以填土或砂、石夯实处理时，其超深部分按设计要求处理，设计无具体要求时按铺石灌浆处理。当坑深超过规定值在 +300mm 以上时，其超深部分应采用铺石灌浆处理。

第 4.0.4 条 当杆塔基础坑超深采用填土或砂、石夯实处理时，每层厚度不宜超过 100mm，夯实后的耐压力不应低于原状土。当无法达到时，应采用铺石灌浆处理。

第 4.0.5 条 拉线基础坑，坑深不允许有负偏差。当坑深超深后对拉线基础的安装位置与方向有影响时，其超深部分应采用填土夯实处理。

第 4.0.6 条 在山坡上挖接地沟时,宜沿等高线开挖,沟底面应平整。沟深不得有负偏差,并应清除沟中影响接地体与土壤接触的杂物。

第 4.0.7 条 基坑的回填夯实,按其重要性不同,可将不同型式的基础分为三类:铁塔预制基础、拉线预制基础、铁塔金属基础及不带拉线的混凝土电杆基础属第一类;现场浇筑铁塔基础、现场浇筑拉线基础属第二类;重力式基础及带拉线的杆塔本体基础属第三类。

一、第一类基础的基坑回填夯实,必须满足下列要求:

1. 对适于夯实的土质,每回填 300mm 厚度夯实一次,夯实程度应达到原状土密实度的 80% 及以上;

2. 对不宜夯实的水饱和粘性土,回填时可不夯,但应分层填实,其回填土的密实度亦应达到原状土的 80% 及以上;

3. 对其他不宜夯实的大孔性土、砂、淤泥、冻土等,在工期允许的情况下可采取二次回填,但架线时其回填密实程度应符合上述规定。工期短又无法夯实达到规定者,应采取加设临时拉线或其他能使杆塔稳定的措施。

二、第二类基础的基坑回填方法应符合第一类的要求,但回填土的密实度应达到原状土密实度的 70% 及以上;

三、第三类基础的基坑回填可不夯实,但应分层填实;

四、回填时应先排出坑内积水。

第 4.0.8 条 石坑回填应以石子与土按 3:1 掺合后回填夯实。

第 4.0.9 条 杆塔及拉线基坑的回填,凡夯实达不到原状土密实度时,都必须在坑面上筑防沉层。防沉层的上部不得小于坑口,其高度视夯实程度确定,并宜为 300 ~ 500mm。经过沉降后应及时补填夯实,在工程移交时坑口回填土不应低于地面。

第 4.0.10 条 接地沟的回填宜选取未掺有石块及其他杂物的好土,并应夯实。在回填后的沟面应筑有防沉层,其高度宜为 100 ~ 300mm。工程移交时回填处不得低于地面。

第 4.0.11 条 土石开方应减少破坏需要开挖以外的地面,并注意保护自然植被。

第五章 基础工程

第一节 一般规定

第 5.1.1 条 杆塔和拉线基础中的钢筋混凝土工程施工及验收,除本规范规定者应遵守本规范的规定外,其他应符合现行国家标准《钢筋混凝土工程施工及验收规范》的规定。

第 5.1.2 条 钻孔灌注桩基础的施工及验收,应遵照国家现行标准《工业与民用建筑灌注桩基础设计与施工规程》的规定。

第 5.1.3 条 基础混凝土中严禁掺入氯盐。

第 5.1.4 条 基础钢筋焊接应符合国家现行标准《钢筋焊接及验收规范》的规定。

第 5.1.5 条 不同品种的水泥不应有同一个基础腿中混合使用。但可在同一基础中使用,出现此类情况时,应分别制作试块并作记录。

第 5.1.6 条 当等高腿转角、终端塔设计要求采取预偏措施时,其基础的四个基腿顶面应按该预偏值,抹成斜平面,并应共在一个整斜平面内。

第 5.1.7 条 位于山坡或河边的杆塔基础,当有被冲刷可能时,应按设计要求采取防护措施。

第二节 现场浇筑基础

第 5.2.1 条 浇筑混凝土的模板宜采用钢模板,其表面应平整且接缝严密。支模时应符合基础设计尺寸的规定。混凝土浇筑前模板表面应涂脱模剂,拆除后就立即将表面残留的水泥、砂浆等清除干净。

当不用模板进行混凝土浇筑时,应采取防止泥土等杂物混入混凝土中的措施。

第 5.2.2 条 筑浇基础中的地脚螺栓及预埋件应安装牢固。安装前应除去浮锈,并应将螺纹部分加以保护。

第 5.2.3 条 主角钢插入式基础的主角钢,应连同铁塔最下段结构组装找正,并应加以临时固定,在浇筑中应随时检查其位置。

第 5.2.4 条 基础施工中,混凝土的配合比设计应根据砂、石、水泥等原材料及现场施工条件,按国家现行标准《普通混凝土配合比设计技术规程》的规定,通过计算和试配确定,并应有适当的强度储备。储备强度值应按施工单位的混凝土强度标准差的历史水平确定。

第 5.2.5 条 现场浇筑混凝土应采用机械捣固,并宜采用机械搅拌。

第 5.2.6 条 混凝土浇筑质量检查应符合下列规定:

一、坍落度每班日或每个基础腿应检查两次及以上。其数值不得大于配合比设计的规定值,并严格控制水灰比。

二、配比材料用量每班日或每基基础应至少检查两次,其偏差应控制在施工措施规定的范围内。

三、混凝土的强度检查,应以试块为依据。试块的制作应符合下列规定:

1. 试块应在浇筑现场制作,其养护条件应与基础相同。

2. 试块制作数量应符合下列规定:

(1) 转角、耐张、终端及悬垂转角塔的基础每基应取一组;

(2) 一般直线塔基础,同一施工班组日每 5 基或不满 5 基应取一组,单基或连续浇筑混凝土量超过 100m^3 时亦应取一组;

(3) 按大跨越设计的直线塔基础及其拉线基础,每腿应取一组,但当基础混凝土量不

超过同工程中大转角或终端塔基础时,则应每基取一组;

(4)当原材料变化、配合比变更时应另外制作;

(5)当需要做其他强度鉴定时,外加试块的组数应由各工程自定。

第 5.2.7 条 现场浇筑基础混凝土的养护应符合下列规定:

一、浇筑后应在 12 小时内开始浇水养护,当天气炎热、干燥有风时,应在 3 小时内进行浇水养护,养护时应在基础模板外加遮盖物,浇水次数应能保持混凝土表面始终湿润;

二、混凝土浇水养护日期,对普通硅酸盐和矿渣硅酸盐水泥拌制的混凝土不得少于 5 昼夜,当使用其他品种水泥或大跨越塔基础,其养护日期应符合现行国家标准《钢筋混凝土工程施工及验收规范》的规定,或经试验决定;

三、基础拆模经表面检查合格后应立即回填土,并应对基础外露部分加遮盖物,按规定期限继续浇水养护,养护时应使遮盖物及基础周围的土始终保持湿润;

四、采用养护剂养护时,应在拆模并经表面检查合格后立即涂刷,涂刷后不再浇水;

五、日平均气温低于 5℃时不得浇水养护。

第 5.2.8 条 基础拆模时,应保证混凝土表面及棱角不损坏,且强度不应低于 2.5MPa。

第 5.2.9 条 浇筑铁塔基础腿尺寸的允许偏差应符合下列规定:

一、保护层厚度: -5mm;

二、立柱及各底座断面尺寸: -1%;

三、同组地脚螺栓中心对立柱中心偏移: 10mm。

第 5.2.10 条 浇筑拉线基础的允许偏差应符合下列规定:

一、基础尺寸偏差:

1. 断面尺寸: -1%;

2. 拉环中心与设计位置的偏移: 20mm。

二、基础位置偏差: 拉环中心在拉线方向前、后、左、右与设计位置的偏差: 1%L。

注: ①L 为拉环中心至杆塔拉线固定点的水平距离。

②X 型拉线基础位置的允许偏差应符合本规范第 5.3.7 条注的规定。

第 5.2.11 条 整基铁塔基础在回填夯实后尺寸允许偏差应符合表 5.2.11 的规定。

表 5.2.11 整基基础尺寸施工允许偏差

项 目		地脚螺栓式		主角钢插入式		高塔 基础
		直线	转角	直线	转角	
整基基础中心与中心 桩间的位移(mm)	横线路方向	30	30	30	30	30
	顺线路方向		30		30	
基础根开及对角线尺寸		± 2‰		± 1‰		± 0.7‰
基础顶面或主角钢操平印记间相对高差(mm)		5		5		5
整基基础扭转 (′)		10		10		5

注 ①转角塔基础的横线路方向是指内角平分线方向,顺线路方向是指转角平分线方向。

②基础根开及对角线是指同组地脚螺栓中心之间或塔腿主角准线间的水平距离。

③相对高差是指抹面后的相对高差。转角塔及终端塔有预偏时,基础顶面相对高差不受 5mm 的限制。

④高低腿基础顶面标高差是指与设计标高之比。

⑤高塔是指按大跨超设计,塔高在 80m 以上的铁塔。

第 5.2.12 条 现场浇筑基础混凝土的最终强度应以同条件养护的试块强度为依据。试块强度的验收评定应符合现行国家标准《钢筋混凝土工程施工及验收规范》的规定。当试块的强度不足以代表混凝土本身强度时可采用以下两种方法之一进行补充鉴定:

一、从基础混凝土本体上钻取试块进行鉴定;

二、根据国家现行标准《回弹法评定混凝土抗压强度技术规程》的规定,采用回弹仪进行鉴定。

第 5.2.13 条 对混凝土表面缺陷的修整应符合现行国家标准《钢筋混凝土工程施工及验收规范》的规定。

第 5.2.14 条 现场浇筑基础混凝土的冬季施工应符合现行国家标准《钢筋混凝土工程施工及验收规范》的规定。

第三节 装配式预制基础

第 5.3.1 条 装配式预制基础的底座与立柱连接的螺栓、铁件及找平用的垫铁,必须采取有效的防锈措施。当采用浇筑水泥砂浆时应与现场浇筑基础同样养护,回填土前应将接缝处以热沥青或其他有效的防水涂料涂刷。

第 5.3.2 条 立柱顶部与塔脚板连接部分需要砂浆抹面垫平时,其砂浆或细骨料混凝土强度不应低于立柱混凝土强度,厚度不应小于 20mm,并应按规定进行养护。

注 现场浇筑基础的三次抹面厚度,亦应符合本条的规定。

第 5.3.3 条 钢筋混凝土枕条、框架底座、薄壳基础及底盘底座等与柱式框架的安装应符合下列规定:

一、底座、枕条应安装平正,四周应填土或砂、石夯实;

二、钢筋混凝土底座、枕条、立柱等在组装时不得敲打和强行组装;

三、立柱倾斜时宜用热浸镀锌垫铁垫平,每处不得超过两块,总厚度不应超过 50mm。

调平后立柱倾斜不应超过立柱高的 1%。

注 设计本身有倾斜的立柱,其立柱倾斜允许偏差值是指与原倾斜值相比。

第 5.3.4 条 整基基础安装尺寸的允许偏差在填土夯实后应符合本规范第 5.2.11 条的规定。

第 5.3.5 条 混凝土电杆底盘安装,圆槽面应与电杆轴线垂直,找正后应填土夯实至底盘表面。其安装允许偏差应保证电杆组立后符合本规范第 6.1.8 条的规定。

第 5.3.6 条 混凝土电杆的卡盘安装前应先将其下部回填土夯实,安装位置与方向应符合图纸规定,其深度允许偏差不应超过 $\pm 5\text{mm}$ 。

第 5.3.7 条 拉线盘的埋设方向应符合设计规定。其安装位置的允许偏差应满足下列规定:

一、沿拉线方向,其左、右偏差值不应超过拉线盘中心至相对应电杆中心水平距离的 1% ;

二、沿拉线安装方向,其前、后允许位移值:当拉线安装后其对地夹角值与设计值之比不应超过 1° 。个别特殊地形需超过 1° 时应由设计提出具体规定。

注:对于 X 型拉线拉线盘的安装应有前后方向的位移,拉线安装后交叉点不得相互磨损,第一款的允许偏差不包括此位移值。

第四节 岩石基础

第 5.4.1 条 岩石基础施工时,应根据设计资料逐基核查覆土层厚度及岩石质量,当实际情况与设计不符时应由设计单位提出处理方案。

第 5.4.2 条 岩石基础的开挖或钻孔应符合下列规定:

- 一、应保证岩石构造的整体性不受破坏;
- 二、孔洞中的石粉、浮土及孔壁松散的活石应清除干净;
- 三、软质岩成孔后应立即安装锚筋或地脚螺栓,并浇筑混凝土,以防孔壁风化。

第 5.4.3 条 岩石基础锚筋或地脚螺栓的安装及混凝土或砂浆的浇筑应符合下列规定:

- 一、锚筋或地脚螺栓的埋入深度不得小于设计值,安装后应有临时固定措施;
- 二、浇筑混凝土或砂浆时,应分层浇捣密实,并按现场浇筑基础混凝土的规定进行养护;
- 三、孔洞中浇筑混凝土或砂浆的数量不得少于施工设计的规定值;
- 四、对浇筑的混凝土或砂浆的强度检验应以同条件养护的试块为依据,试块的制作应每基取一组;
- 五、对浇筑钻孔式岩石基础,应采取措施减少混凝土收缩量。

第 5.4.4 条 岩石基础的施工允许偏差应符合下列规定:

- 一、成孔深度不应小于设计值。
- 二、成孔尺寸应符合下列规定:
 - 1. 对嵌固式应大于设计值,且应保证设计锥度;
 - 2. 钻孔式的孔径允许偏差: $+20$
 0 mm。

三、整基基础的施工允许偏差应符合本规范第 5.2.11 条的规定。

第六章 杆塔工程

第一节 一般规定

第 6.1.1 条 杆塔组立必须有完整的施工设计,杆塔组立过程中,应采取不导致部件变形或损坏的措施。施工设计应对杆塔本体及构件在组立过程中的受力进行验算,并应符合下列规定:

一、计入动荷影响后,钢筋混凝土构件承受最大弯矩时的强度安全系数不应低于钢筋混凝土构件的最大设计安全系数;

二、计入动荷影响后,钢结构构件承受的最大应力应低于钢结构构件的设计允许应力。

第 6.1.2 条 杆塔各构件的组装应牢固,交叉处有空隙者,应装设相应厚度的垫圈或垫板。

第 6.1.3 条 当采用螺栓连接构件时,应符合下列规定:

一、螺杆应与构件面垂直,螺栓头平面与构件间不应有空隙;

二、螺母拧紧后,螺杆露出螺母的长度:对单螺母不应小于两个螺距,对双螺母可与螺母相平;

三、必须加垫者,每端不宜超过两个垫片。

第 6.1.4 条 螺栓的穿入方向应符合下列规定:

一、对立体结构:

1. 水平方向由内向外;

2. 垂直方向由下向上。

二、对平面结构:

1. 顺线路方向,由送电侧穿入或按统一方向穿入;

2. 横线路方向,两侧由内向外,中间由左向右(指面向受电侧,下同)或按统一方向;

3. 垂直方向由下向上。

注:个别螺栓不易安装时,其穿入方向可予以变动。

第 6.1.5 条 杆塔部件组装有困难时应查明原因,严禁强行组装。个别螺孔需扩孔时,扩孔部分不应超过 3mm。当扩孔需超过 3mm 时,应先堵焊再重新打孔,并进行防锈处理。严禁用气割进行扩孔或烧孔。

第 6.1.6 条 杆塔连接螺栓应逐个紧固,其扭紧力矩不应小于表 6.1.6 的规定。螺杆与螺母的螺纹有滑牙或螺母的棱角磨损以至扳手打滑的螺栓必须更换。

表 6.1.6 螺栓紧固扭矩标准

螺栓规格	扭矩值(N·cm)
M12	4000
M16	8000
M20	10000
M24	25000

表内扭矩值适用于 4.8 级螺栓,更高级别的螺栓扭矩值由设计规定。扭紧各种规格螺栓的扳手宜使用力臂较长的扳手。

第 6.1.7 条 杆塔连接螺栓在组立结束时必须全部紧固一次,架线后还应复紧一遍。复紧并检查扭矩合格后,应随即在杆塔顶部至下导线以下 2m 之间及基础顶面以上 2m 范围内的全部单螺母螺栓的外露螺纹上涂以灰漆,或在紧靠螺母外侧螺纹处相对打冲两处,以防螺母松动。使用防松螺栓时不再涂漆或打冲。

第 6.1.8 条 杆塔组立及架线后其允许偏差应符合表 6.1.8 的规定。

第 6.1.9 条 自立式转角塔、终端塔应组立在倾斜平面的基础上,向受力反方向产生预倾斜,倾斜值应视塔的刚度及受力大小由设计确定。架线挠曲后,塔顶端仍不应超过铅垂线而偏向受力侧。当架线后塔的挠曲超过设计规定时,应会同设计单位处理。

表 6.1.8 杆塔组立允许偏差

偏差项目	电压等级			
	110kV	220 ~ 330kV	500kV	高塔
电杆结构根开	± 30mm	± 5‰	± 3‰	
电杆结构面与横线路方向扭转(即迈步)	30mm	1%	5‰	
双立柱杆塔横担在主柱连接处的高差	5‰	3.5‰	2‰	
直线杆塔结构倾斜	3‰	3‰	3‰	1.5‰
直线杆塔结构中心与中心桩间横线路方向位移(mm)	50	50	50	
转角杆塔结构中心与中心桩间横、顺线路方向位移(mm)	50	50	50	
等截面拉线塔立柱弯曲	2‰	1.5‰	1‰ 最大 30mm	

第 6.1.10 条 拉线转角杆、终端杆、导线不对称布置的拉线直线单杆,在架线后拉线点处不应向受力侧挠倾。向反受力侧(轻载侧)的偏斜不应超过拉线点高的 3‰。

第 6.1.11 条 塔材的弯曲度应按现行国家标准《输电线路铁塔制造技术条件》的规定验收。对运至桩位的个别角钢当弯曲度超过长度的 2‰,但未超过表 6.1.11 的变形限度时,可采用冷矫正法进行矫正,但矫正后不得出现裂纹。

表 6.1.11 采用冷矫正法的角钢变形限度

角钢宽度 (mm)	变形限度 (‰)	角钢宽度 (mm)	变形限度 (‰)
40	35	90	15
45	31	100	14
50	28	110	12.7
56	25	125	11
63	22	140	10
70	20	160	9
75	19	180	8
80	17	200	7

第 6.1.12 条 工程移交时,杆塔上应有下列固定标志:

- 一、杆塔号及线路名称或代号;
- 二、耐张型杆塔、换位杆塔及换位杆塔前后各一基杆塔的相位标志;
- 三、高杆塔按设计规定装设的航行障碍标志;
- 四、在多回路杆塔上应注明每回路的布置及线路名称。

第二节 铁塔

第 6.2.1 条 铁塔基础符合下列规定时始可组立铁塔:

- 一、经中间检查验收合格。
- 二、混凝土的强度应符合下列规定:
 - 1. 分解组塔时为设计强度的 70%;
 - 2. 整体立塔时为设计强度的 100%,遇特殊情况,当立塔操作采取有效防止影响混凝土强度的措施时,可在混凝土强度不低于设计强度 70%时整体立塔。

第 6.2.2 条 铁塔组立后,各相邻节点间主材弯曲不得超过 1/750。

第 6.2.3 条 铁塔组立后,塔脚板应与基础面接触良好,有空隙时应垫铁片,并应灌注水泥砂浆。直线型塔经检查合格后可随即浇筑保护帽。耐张型塔应在架线后浇筑保护帽。保护帽的混凝土应与塔脚板上部铁板接合严密,且不得有裂缝。

第三节 混凝土电杆

第 6.3.1 条 混凝土电杆及预制构件在装卸运输中严禁互相碰撞、急剧坠落和不正确的吊立,以防止产生裂缝或使原有裂缝扩大。

运至桩位的杆段及预制构件,当放置于地平面检查时应符合下列规定:

- 一、端头的混凝土局部碰损应进行补修;
- 二、预应力混凝土电杆及构件不得有纵向、横向裂缝;
- 三、普通钢筋混凝土电杆及细长预制构件不得有纵向裂疑,横向裂缝宽度不应超过 0.1mm。

注:本规范混凝土电杆是指离心环形混凝土电杆。

第 6.3.2 条 钢圈连接的混凝土电杆,宜采用电弧焊接。焊接操作应符合下列规定:

- 一、必须由经过电杆焊接培训并考试合格的焊工操作,焊完的焊口应及时清理,自检合格后应在规定的部位打上焊工的代号钢印。
- 二、应清除焊口及附近的铁锈及污物。
- 三、钢圈厚度大于 6mm 时应采用 V 型坡口多层焊。
- 四、焊缝应有一定的加强面,其高度和遮盖宽度应符合表 6.3.2-1 及图 6.3.2 的规定。

表 6.3.2-1 焊缝加强面尺寸(mm)

项 目	钢圈厚度 S	
	< 10	10 ~ 20
高度 c	1.5 ~ 2.5	2.5 ~ 3
宽度 e	1 ~ 2	2 ~ 3

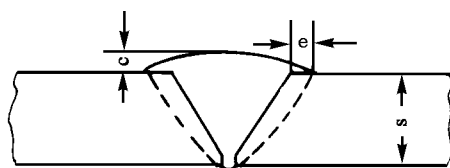


图 6.3.2 焊缝加强面尺寸图

表 6.3.2-2 焊缝外观缺陷允许范围及处理方法

缺陷名称	允许范围	处理方法
焊缝不足	不允许	补 焊
表面裂缝	不允许	割开重焊
咬 边	母材咬边深度不得大于 0.5mm,且不得超过圆周长的 10%	超过者清理补焊

五、焊前应做好准备工作,一个焊口宜连续焊成,焊缝应呈平滑的细鳞形,其外观缺陷允许范围及处理方法应符合表 6.3.2-2 的规定。

六、采用气焊时尚应遵守下列规定:

1. 钢圈宽度不应小于 140mm;

2. 应减少不必要的加热时间, 并采取必要的降温措施, 以减少电杆混凝土因焊接而产生的纵向裂缝。当产生宽为 0.05mm 以上的裂缝时, 应采取有效的补修措施, 予以补修。

七、因焊口不正造成的分段或整根电杆的弯曲度均不应超过其对应长度的 2‰。超过时应割断调直, 重新焊接。

第 6.3.3 条 电杆的钢圈焊接接头应按设计规定进行防锈处理。设计无规定时, 应将钢圈表面铁锈、焊渣及氧化层除净, 然后涂刷防锈油漆。

第 6.3.4 条 混凝土电杆上端应封堵, 设计无特殊要求时, 下端不封堵, 放水孔应打通。

第 6.3.5 条 以抱箍连接的叉梁, 其上端抱箍组装尺寸的允许偏差应为 $\pm 50\text{mm}$ 。分段组合叉梁, 组合后应正直, 不应有明显的鼓肚、弯曲。横隔梁的组装尺寸允许偏差应为 $\pm 50\text{mm}$ 。

第四节 拉线

第 6.4.1 条 采用楔形线夹连接的拉线, 安装时应符合下列规定:

一、线夹的舌板与拉线应紧密接触, 受力后不应滑动。线夹的凸肚应在尾线侧, 安装时不应使线股损伤;

二、拉线弯曲部分不应有明显的松股, 其断头应用镀锌铁丝扎牢, 线夹尾线宜露出 300~500mm, 尾线回头后与本线应采取有效方法扎牢或压牢;

三、同组拉线使用两个线夹时, 其线夹尾端的方向应统一。

第 6.4.2 条 拉线采用压接式线夹时, 其操作应符合下列规程的规定:

一、液压时应符合国家现行标准《架空送电线路导线及避雷线液压施工工艺规程》(试行)的规定;

二、爆压时应符合国家现行标准《架空电力线路爆炸压接施工工艺规程》(试行)的规定。

第 6.4.3 条 浇铸合金锚头的拉线应符合下列规定:

一、烧铸前应将锚具内壁和拉线端头的油污、铁锈和附着物清除干净并烧干, 拉线端头应散股清洗, 清洗的长度不应小于连接部分长度的 1.5 倍;

二、浇铸时对于合金熔化、浇铸温度以及锚具的预热等应符合有关规定, 整只锚具必须一次浇铸完成;

三、锚具浇铸完毕后, 出口处的线股不应有明显的松股或叠股。

第 6.4.4 条 杆塔的多层拉线应在监视下逐层对称调紧, 防止过紧或受力不均而使杆塔产生倾斜或局部弯曲。

第 6.4.5 条 对有初应力规定的拉线应按设计要求的初应力允许范围, 在观察杆塔倾斜不超过允许值的情况下进行安装与调整。

第 6.4.6 条 架线后应对全部拉线进行检查和调整, 应符合下列规定:

一、拉线与拉线棒应呈一直线;

二、X 型拉线的交叉点处应留足够的空隙, 避免相互磨碰;

三、拉线的对地夹角允许偏差应为 1° ,个别特殊杆塔拉线需超出 1° 时应符合设计规定 ;

四、NUT 型线夹带螺母后及花篮螺栓的螺杆必须露出螺纹 ,并应留有不小于 $1/2$ 螺杆的螺纹长度 ,以供运行时调整 ,在 NUT 型线夹的螺母上应装设防盗罩 ,并应将螺母拧紧 ,花篮螺栓应封固 ;

五、组合拉线的各根拉线受力应一致。

第七章 架线工程

第一节 放线

(I)一般放线

第 7.1.1 条 放线过程中 ,对展放的导线及避雷线应认真进行外观检查。对于制造厂在线上设有的损伤或断头标志的地方 ,应查明情况妥善处理。

第 7.1.2 条 跨越电力线、通讯线、铁路、公路和通航河流时 ,必须有可靠的跨越施工措施。

第 7.1.3 条 放线滑车的使用应符合下列规定 :

一、轮槽尺寸及所用材料应与导线或避雷线相适应 ,保证导线或避雷线通过时不受损伤 ;

二、轮槽底部的轮径当展放导线时应符合国家现行标准《放线滑轮直径与槽形》的规定 ,当采用镀锌钢绞线作避雷线展放时 ,其滑轮轮槽底部的轮径与所放钢绞线直径之比不宜小于 15 ;

三、对于严重上扬或垂直档距甚大处的放线滑车 ,应进行验算 ,必要时应采用特制的结构 ;

四、滑轮应采用滚动轴承 ,要妥善保管 ,不得摔碰 ,使用前应检查并确保其转动灵活。

第 7.1.4 条 导线在同一处的损伤同时符合下述情况时可不作补修 ,只将损伤处棱角与毛刺用 0# 砂纸磨光 :

一、铝、铝合金单股损伤深度小于直径的 $1/2$;

二、钢芯铝绞线及钢芯铝合金绞线损伤截面积为导电部分截面积的 5% 及以下 ,且强度损失小于 4%

三、单金属绞线损伤截面程为 4% 及以下。

注 ①“同一处”损伤截面积是指该损伤处在一个节距内的每股铝丝沿铝股损伤最严重处的深度换算出的截面积总和(下同)。

②损伤深度达到直径的 $1/2$ 时按断股论。

第 7.1.5 条 导线在同一处损伤需要补修时 ,应符合下列规定 :

一、导线损伤补修处理标准应符合表 7.1.5 的规定。

表 7.1.5 导线损伤补修处理标准

处理方法	损伤情况	线别	钢芯铝绞线与钢芯铝合金绞线	铝绞线与铝合金绞线
	以缠绕或补修预绞丝修理	导线在同一处损伤的程度已经超过第 7.1.4 条的规定,但因损伤导致强度损失不超过总拉断力的 5%,且截面积损伤又不超过总导电部分截面积的 7%时		导线在同一处损伤的程度已经超过第 7.1.4 条的规定,但因损伤导致强度损失不超过总拉断力的 5%时
已补修管补修	导线在同一处损伤的强度损失已经超过总拉断力的 5%,但不足 17%,且截面积损伤也不超过导电部分截面积的 25%时		导线在同一处损伤,强度损失超过总拉断力的 5%但不足 17%时	

二、采用缠绕处理时应符合下列规定：

1. 将受伤处线股处理平整；
2. 缠绕材料应为铝单丝,缠绕应紧密,其中心应位于损伤最严重处,并应将受伤部分全部覆盖。其长度不得小于 100mm。

三、采用补修预绞丝处理时应符合以下规定：

1. 将受伤处线股处理平整；
2. 补修预绞丝长度不得小于 3 个节距,或符合现行国家标准《电力金具》预绞丝中的规定；
3. 补修预绞丝应与导线接触紧密,其中心应位于损伤最严重处,并应将损伤部位全部覆盖。

四、采用补修管补修时应符合下列规定：

1. 将损伤处的线股先恢复原绞制状态；
2. 补修管的中心应位于损伤最严重处,需补修的范围应位于管内各 20mm。
3. 补修管可采用液压或爆压,其操作必须符合本规范第 6.4.2 条的有关规定。

注:导线的总拉断力是指保证计算拉断力。

第 7.1.6 条 导线在同一处损伤符合下述情况之一时,必须将损伤部分全部割去,重新以接续管连接：

- 一、导线损失的强度或损伤的截面积超过本规范第 7.1.5 条采用补修管补修的规定时；
- 二、连续损伤的截面积或损失的强度都没有超过本规范第 7.1.5 条以补修管补修的规定,但其损伤长度已超过补修管的能补修范围；
- 三、复合材料的导线钢芯有断股；
- 四、金钩、破股已使钢芯或内层铝股形成无法修复的永久变形。

第 7.1.7 条 作为避雷线的镀锌钢绞线,其损伤应按表 7.1.7 的规定予以处理。

表 7.1.7 镀锌钢绞线损伤处理规定

绞线股数 \ 处理方法	以镀锌铁线缠绕	以补修管补修	锯断重接
7		断 1 股	断 2 股
19	断 1 股	断 2 股	断 3 股

(II) 张力放线

第 7.1.8 条 电压等级为 330kV 及以上线路工程的分裂导线的展放必须采用张力放线,展放过程导线不准拖地。较低电压等级的线路工程的导线展放宜采用张力放线。在张力放线的操作中除遵守本节所列各条外,尚应符合现行《超高压架空输电线路张力架线施工工艺导则》中的规定。

注:①良导体避雷线应采用张力放线。

②变电所进出口档不应采用张力放线。

第 7.1.9 条 张力放导线用的多轮滑车除应符合国家现行标准《放线滑轮直径与槽形》的规定外,其轮槽宽应能通过接续管及其护套。轮槽应采用挂胶或其他韧性材料。滑轮的磨擦阻力系数不应大于 1.015。磨擦阻力系数接近的滑车,宜使用在同一放线区段内。使用前应逐个检查滑轮,并应保证其转动灵活。

第 7.1.10 条 张力放线区段不宜超过 16 个放线滑车。当不能满足规定时,必须采取有效的防止导线在展放中受压损伤及接续管出口处导线损伤的特殊施工设计。

第 7.1.11 条 牵引导线时,通讯联系必须畅通。重要的交叉跨越、转角塔的塔位应设专人监护。

第 7.1.12 条 张力放线时,接续管通过滑车产生的弯曲不应超过本规范第 7.2.8 条第四款的规定。当达不到规定时接续管应加护套。

第 7.1.13 条 每相导线放完,应在牵张机前将导线临时锚固。为了防止导线因振动而引起的疲劳断股,锚线的水平张力不应超过导线保证计算拉断力的 16%。锚固时同相子导线间的张力应稍有差异,使子导线在空间位置上下错开,与地面净空距离不应小于 5m。

第 7.1.14 条 张力放线、紧线及附件安装时,应防止导线磨损,在容易产生磨损处应采取有效的防止措施。导线磨损的处理应符合下列规定:

一、外层导线线股有轻微擦伤,其擦伤深度不超过单股直径的 1/4,且截面积损伤不超过导电部分截面积的 2%时,可不补修,用不粗于 0# 细砂纸磨光表面棱刺。

二、当导线损伤已超过轻微损伤,但在同一处损伤的强度损失尚不超过总拉断力的 8.5%,且损伤截面积不超过导电部分截面积的 12.5%时为中度损伤。中度损伤应采用补修管进行补修,补修时应符合本规范第 7.1.5 条第四款的规定。

三、有下列情况之一时定为严重损伤:

1. 强度损失超过保证计算拉断力的 8.5%;

2. 截面积损伤超过导电部分截面积的 12.5% ;
3. 损伤的范围超过一个补修管允许补修的范围 ;
4. 钢芯有断股 ;
5. 金钩、破股已使钢芯或内层线股形成无法修复的永久变形。

达到严重损伤时 ,应将损伤部分全部锯掉 ,用接续管将导线重新连接。

第二节 连接

(I)一般规定

第 7.2.1 条 不同金属、不同规格、不同绞制方向的导线或避雷线严禁在一个耐张段内连接。

第 7.2.2 条 当导线或避雷线采用液压或爆压连接时 ,必须由经过培训并考试合格的技术工人担任。操作完成并自检合格后应在连接管上打上操作人员的钢印。

第 7.2.3 条 导线或避雷线必须使用现行的电力金具配套接续管及耐张线夹进行连接。连接后的握着强度在架线施工前应进行试件试验。试件不得少于 3 组 (允许接续管与耐张线夹合为一组试件)。其试验握着强度对液压及爆压都不得小于导结或避雷线保证计算拉断力的 95%。

对小截面导线采用螺栓式耐张线夹及钳接管连接时 ,其试件应分别制作。螺栓式耐张线夹的握着强度不得小于导线保证计算拉断力的 90%。钳接管直线连接的握着强度不得小于导线保证计算拉断力的 95%。避雷线的连接强度应与导线相对应。

注 ①保证计算拉断力 ,对选用现行国家标准《铝绞线及钢芯铝绞线》GB117—83 的导线是计算拉断的 95% ,其他各类绞线则两者相等。

②采用液压施工时 ,工期相邻的不同工程 ,当采用同厂家、同批量的导线、避雷线、接续管、耐张线夹及钢模完全没有变化时 ,可以免做重复性试验。

第 7.2.4 条 切割导线铝股时严禁伤及钢芯。导线及避雷线的连接部分不得有股绞制不良、断股、缺股等缺陷。连接后管口附近不得有明显的松股现象。

第 7.2.5 条 连接前必须将导线或避雷线上连接部分的表面、连接管内壁以及穿管时连接管可能接触到的导线表面用汽油清洗干净。避雷线无油污时可只用棉纱擦试干净。钢芯有防腐剂或其他附加物的导线 ,当采用爆压连接时 ,必须散股用汽油将防腐剂及其他附加物洗净并擦干。

第 7.2.6 条 采用钳接或液压连接导线时 ,导线连接部分外层铝股在清洗后应薄薄地涂上一层导电脂 ,并应用细钢丝刷清除表面氧化膜 ,应保留导电脂进行连接。

导电脂必须具备下列性能 :

- 一、中性 ;
- 二、流动温度不低于 150℃ ,有一定粘滞性 ;
- 三、接触电阻低。

第 7.2.7 条 采用液压或爆压连接时,有施压或引爆前后必须复查连接管在导线或避雷线上的位置,保证管端与导线或避雷线上的印记在压前与定位印记重合,在压后与检查印记距离符合规定。

第 7.2.8 条 接续管及耐张线夹压后应检查其外观质量,并应符合下列规定:

一、使用精度不低于 0.1mm 的游标卡尺测量压后尺寸,其允许偏差必须符合本规范第 7.2.11 条、第 7.2.13 条及国家现行标准《架空电力线路爆炸压接施工工艺规程》(试行)的规定;

二、飞边、毛刺及表面未超过允许的损伤应锉平并用砂线磨光;

三、爆压管爆后出现裂缝或穿孔必须割断重接;

四、弯曲度不得大于 2%,有明显弯曲时应校直,校直后的连接管严禁有裂纹,达不到规定时应割断重接;

五、压后锌皮脱落时应涂防锈漆。

第 7.2.9 条 在一个档距内每根导线或避雷线上只允许有一个接续管和三个补修管,当张力放线时不应超过两个补修管,并应满足下列规定:

一、各类管与耐张线夹间的距离不应小于 15m;

二、接续管或补修管与悬垂线夹的距离不应小于 5m;

三、接续管或补修管与间隔棒的距离不宜小于 0.5m;

四、宜减少因损伤而增加的接续管。

(II) 钳压连接

第 7.2.10 条 钳压的压口位置及操作顺序应按图 7.2.10 进行。连接后端头的绑线应保留。

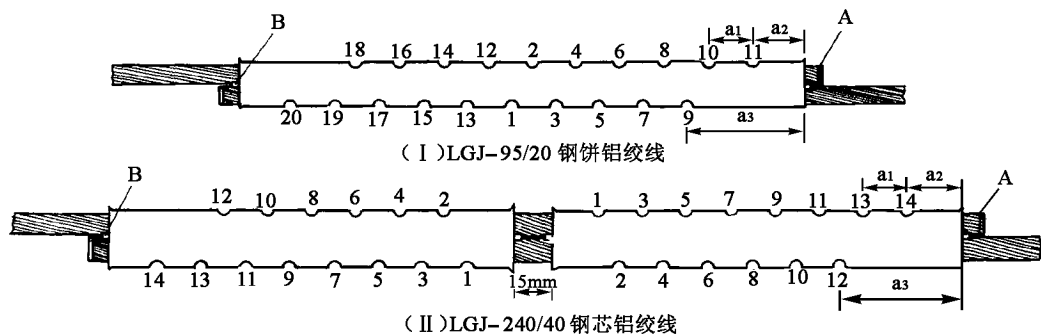


图 7.2.10 钳压管连接图

A—绑线 B—垫片

1、2、3、...表示操作顺序

第 7.2.11 条 钳压管压口数及压后尺寸的数值必须符合表 7.2.11 的规定。压后尺寸允许偏差应为 $\pm 0.5\text{mm}$ 。

表 7.2.11 钢芯铝绞线钳压压口数及压后尺寸

管型号	适用导线		压模数	压后尺寸 l (mm)	钳压部位尺寸 (mm)		
	型 号	外径 (mm)			a ₁	a ₂	a ₃
JT—95/15	LGJ—95/15	13.61	20	29.0	54	61.5	142.5
JT—95/20	LGJ—95/20	13.87	20	29.0	54	61.5	142.5
JT—120/20	LGJ—120/20	15.07	24	33.0	62	67.5	160.5
JT—150/20	LGJ—150/20	16.67	24	33.6	64	70.0	166.0
JT—150/25	LGJ—150/25	17.10	24	36.0	4	70.0	166.0
JT—185/25	LGJ—185/25	18.90	26	39.0	66	74.5	173.5
JT—185/30	LGJ—185/30	18.88	26	39.0	66	74.5	173.5
JT—240/30	LGJ—240/30	21.60	14×2	43.0	62	68.5	161.5
JT—240/30	LGJ—240/40	21.66	14×2	43.0	62	68.5	161.5

(III) 液压连接

第 7.2.12 条 采用液压导线或避雷线的接续管、耐张线夹及补修管等连接时 ,必须符合国家现行标准《架空送电线路导线及避雷线液压施工工艺规程》(试行) 的规定。

第 7.2.13 条 各种液压管压后呈正六边形 ,其対边距 S 的允许最大值可根据下式计算 :

$$S = 0.866 \times 0.993D + 0.2 \text{ (mm)} \quad (7.2.13)$$

式中 D——管外径 (mm) ;

S——对边距 (mm) 。

但三个对边距只允许一个达到最大值 ,超过规定时应查明原因 ,割断重接。

(IV) 爆压连接

第 7.2.14 条 当采用爆压导线或避雷线的连接管、耐张线夹及补修管等连接时 ,必须符合国家现行标准《架空电力线路爆炸压接施工工艺规程》(试行) 的规定。

第 7.2.15 条 爆压连接所使用的接续管、耐张线夹心须与所连接的导线或避雷线相适应。在架线前除按本规范第 7.2.3 条的规定进行试件制作并鉴定其拉力外 ,尚应进行解剖检查 ,钢芯不得有损伤。

第 7.2.16 条 爆压后的质量应符合国家现行标准《架空电力线路爆炸压接施工工艺规程》(试行) 的规定 ,不合格时必须割断重接。

第三节 紧线

第 7.3.1 条 紧线施工应在基础混凝土强度达到设计规定 ,全紧线段内的杆塔已经全部检查合格后方可进行。

第 7.3.2 条 紧线施工前应根据施工荷载验算耐张、转角型杆塔强度 ,必要时应装设临时拉线或进行补强。采用直线杆塔紧线时 ,应采用设计允许的杆塔做紧线临锚杆塔。

第 7.3.3 条 弧垂观测档的选择应符合下列规定：

- 一、紧线段在 5 档及以下时靠近中间选择一档；
- 二、紧线段在 6 ~ 12 档时靠近两端各选择一档；
- 三、紧线段在 12 档以上时靠近两端及中间各选择一档；
- 四、观测档宜选档距较大和悬挂点高差较小及接近代表档距的线档；
- 五、弧垂观测档的数量可以根据现场条件适当增加，但不得减少。

第 7.3.4 条 观测弧垂时的实测温度应能代表导线或避雷线的温度，温度应在观测档内实测。

第 7.3.5 条 挂线时对于孤立档、较小耐张段及大跨越的过牵引长度应符合下列规定：

- 一、耐张段长度大于 300m 时过牵引长度宜为 200mm；
- 二、耐张段长度为 200 ~ 300m 时，过牵引长度不宜超过耐张段长度的 0.5‰；
- 三、耐张段长度在 200m 以内时，过牵引长度应根据导线的安全系数不小于 2 的规定进行控制，亦电所进出口档除外；
- 四、大跨越档的过牵引值由设计确定。

第 7.3.6 条 紧线弧垂在挂线后应随即在该观测档检查，其允许偏差应符合下列规定：

- 一、一般情况下应符合表 7.3.6 的规定。

表 7.3.6 弧垂允许偏差

线路电压等级	110kV	220kV 及以上
允许偏差	+5% , -2.5%	±2.5%

二、跨越通航河流的大跨越档其弧垂允许偏差不应大于 $\pm 1\%$ ，其正偏差值不应超过 1m。

第 7.3.7 条 导线或避雷线各相间的弧垂应力求一致，当满足本规范第 7.3.6 条的弧垂允许偏差标准时，各相间弧垂的相对偏差最大值不应超过下列规定：

- 一、一般情况下应符合表 7.3.7 的规定。
- 二、跨越通航河流大跨越档的相间弧垂最大允许偏差应为 500mm。

表 7.3.7 相间弧垂允许不平衡最大值

线路电压等级	110kV	220kV 及以上
相间弧垂允许偏差值(mm)	200	300

注：对避雷线是指两线间。

第 7.3.8 条 相分裂导线同相子导线的弧垂应力求一致，在满足本规范第 7.3.6 条弧垂允许偏差标准时，其此对偏差符合下列规定：

一、不安装间隔棒的垂直双分裂导线,同相子导线间的弧垂允许偏差应为 $\begin{matrix} +100 \\ 0 \end{matrix}$ mm。

二、安装间隔棒的其他形式分裂导线同相子导线的弧垂允许偏差符合下列规定:

1. 220kV 为 80mm;

2. 330~500kV 为 50mm。

第 7.3.9 条 架线后应测量导线对被跨越物的净空距离,计入导线蠕变伸长换算到最大弧垂时,必须符合设计规定。

第 7.3.10 条 连续上(下)山坡地的弧垂观测,当设计有特殊规定时按设计规定观测。其允许偏差值应符合本节的有关规定。

第四节 附件安装

第 7.4.1 条 绝缘子安装前应逐个将表面清擦干净,并应进行外观检查。对瓷绝缘子尚应用不低于 5000V 的兆欧表逐个进绝缘测定。在干燥情况下绝缘电阻小于 500MΩ 者,不得安装使用。安装时应检查碗头、球头与弹簧销了之间的间隙。在安装好弹簧销子的情况下球头不得自碗头中脱出。验收前应清除瓷(玻璃)表面的泥垢。

第 7.4.2 条 金具的镀锌层有局部碰损、剥落或缺锌,应除锈后补刷防锈漆。

第 7.4.3 条 采用张力放线的工程,其耐张绝缘子串的挂张,宜采用平衡挂线法施工。

第 7.4.4 条 为了防止导线或避雷线因风振而受损伤,弧垂合格后应及时安装附件。附件(包括间隔棒)安装时间不应超过 5 天。大跨越永久性防振装置难于立即安装时,应会同设计单位采用临时防振措施。

第 7.4.5 条 悬垂线夹安装后,绝缘子串应垂直地平面。个别情况其顺线路方向与垂直位置的位移不应超过 5° ,且最大偏移值不应超过 200mm。连续上下山坡处杆塔上的悬垂线夹的安装位置应符合设计规定。

第 7.4.6 条 绝缘子串、导线及避雷线上的各种金具上的螺栓、穿钉及弹簧销子除有固定的穿向外,其余穿向应统一,并应符合下列规定:

一、悬垂串上的弹簧销了,一律向受电侧穿入。螺栓及穿钉凡能顺线路方向穿入者,一律宜向受电侧穿入,特殊情况两边线由内向外,中线由左向右穿入;

二、耐线串上的弹簧销子、螺栓及穿钉,一律由上向下穿,特殊情况由内向外,由左向右;

三、分裂导线上的穿钉、螺栓,一律由线束外侧向内穿;

四、当穿入方向与当地运行单位要求不一致时,可按当地运行单位的要求,但应在开工前明确规定。

第 7.4.7 条 金具上所用的闭口销的直径必须与孔径配合,且弹力适度。

第 7.4.8 条 各种类型的铝质绞线,在与金具的线夹夹具夹紧时,除并沟线夹及使用预绞丝护线条外,安装时应在铝股外缠绕铝包带,缠时应符合下列规定:

- 一、铝包带应紧密缠绕,其缠绕方向应与外层铝股的绞制方向一致;
- 二、所缠铝包带可露出夹口,但不应超过 10mm,其端头应回夹于线夹内压住。

第 7.4.9 条 安装预绞丝护线条时,每条的中心与线夹中心应重合,对导线包裹应紧固。

第 7.4.10 条 防振锤及阻尼线应与地面垂直,其安装距离偏差不应大于 $\pm 30\text{mm}$ 。

第 7.4.11 条 分裂导线的间隔棒的结构面应与导线垂直,安装时应采用准确的方法测量次档距。杆塔两侧第一个间隔棒的安装距离偏差不应大于次档距的 $\pm 1.5\%$,其余不应大于 $\pm 3\%$ 。各相间隔棒安装位置应相互一致。

第 7.4.12 条 绝缘避雷线放电间隙的安装距离偏差不应大于 $\pm 2\text{mm}$ 。

第 7.4.13 条 引流线应呈近似悬链线状自然下垂,其对杆塔及拉线等的电气间隙必须符合设计规定。使用螺栓式耐张线夹时宜采用连引。使用压接引流线线夹时其中间不得有接头。

第 7.4.14 条 铝制引流连板及并沟线夹的连接面应平整、光洁,其安装应符合下列规定:

- 一、安装前应检查连接面是否平整,耐张线夹引流连板的光洁面必须与引流线夹连板的光洁面接触;
- 二、应使用汽油清洗连接面及导线表面污垢,并应涂上一层导电脂。用细钢丝刷清除涂有导电脂的表面氧化膜;
- 三、保留导电脂,并应逐个均心地拧紧连接螺栓。螺栓的扭矩应符合该产品说明书所列数值。

第八章 接地工程

第 8.0.1 条 接地体的规格及埋深不应小于设计规定。

第 8.0.2 条 不能按原设计图形敷设接地体时,应根据实际施工情况在施工记录上绘制接地装置敷设简图,并应标明其相对位置和尺寸。但原设计图形为环形者仍应呈环形。

第 8.0.3 条 敷设水平接地体宜满足下列规定:

- 一、在倾斜地形宜沿等高线敷设;
- 二、两接地体间的平行距离不应小于 5m;
- 三、接地体铺设应平直。

第 8.0.4 条 垂直接地体应垂直打入,并防止晃动。

第 8.0.5 条 接地装置的连接应可靠,除设计规定的断开点可用螺栓连接外,其余应都用焊接或爆压连接。连接前应清除连接部位的铁锈等附着物。

当采用搭接焊接时,圆钢的搭接长度应为其直径的 6 倍,并应双面施焊;扁钢的搭接长度应为其宽度的 2 倍,并应四面施焊。

当圆钢采用爆压连接时,爆压管的壁厚不得小于 3mm ;长度不得小于 搭接时圆钢直径的 10 倍 ,对接时圆钢直径的 20 倍。

第 8.0.6 条 接地引下线与杆塔的连接应接触良好 ,并应便于打开测量接地电阻。当引下线直接从架空避雷线引下时 ,引下线应紧靠杆身 ,并应每隔一定距离与杆身固定一次。

第 8.0.7 条 接地电阻的测量方法应执行现行接地装置规程的有关规定。当设计对接地电阻已经考虑了季节系数时 ,则所测得的接地电阻值应符合换算后的要求。

第九章 工程验收

第一节 验收检查

第 9.1.1 条 在施工班组自检的基础上 ,工程验收检查一般应按以下三个程度进行 :

- 一、隐蔽工程验刷检查 ;
- 二、中间验收检查 ;
- 三、竣工验收检查。

第 9.1.2 条 隐蔽工程验收检查 ,应在隐蔽前进行。下列项目为隐蔽工程 :

- 一、基础坑深及地基处理情况。
- 二、现场浇筑基础中钢筋和预埋件的规格、尺寸、数量、位置、保护层厚度、底座断面尺寸以及混凝土的浇筑质量。

三、预制基础中钢筋和预埋件的规格、数量、安装位置、立柱倾斜与组装质量。

四、岩石基础的成孔尺寸、孔深、埋入铁件及混凝土浇筑质量。

五、液压与爆压的接续管及耐张线夹 :

1. 连接前的内、外径 ,长度 ;
2. 管及线的清洗情况 ;
3. 钢管在铝管中的位置 ;
4. 钢芯与铝线端头在连接管中的位置。

六、导线或避雷线补修处线股损伤情况。

七、接地体的埋设情况。

第 9.1.3 条 中间验收检查应在施工班完成一个或数个分部项目(基础、杆塔组立、架线、接地)后进行。中间验收检查包括下列项目 :

一、铁塔基础 :

1. 基础地脚螺栓或主角钢的根开及对角线的距离偏差 ,同组地脚螺栓中心对立柱中心的偏移 ;

2. 基础顶面或主角钢操平印记的相互高差 ;

3. 基础立柱断面尺寸 ;

4. 整基基础的中心位移及扭转；
5. 混凝土强度；
6. 回填土情况。

二、杆塔及拉线：

1. 混凝土电杆焊拉后焊接弯曲度及焊口焊接质量；
2. 混凝土电杆的根开偏差、迈步及整基对中心桩的位移；
3. 结构倾斜；
4. 双立柱杆塔横担与主柱连接处的高差及立柱弯曲；
5. 各部件规格及组装质量；
6. 螺栓紧固程度、穿入方向、打冲等；
7. 拉线的方位、安装质量及初应力情况；
8. NUT 线夹螺栓、花篮螺栓的可调范围；
9. 保护帽浇筑情况；
10. 回填土情况。

三、架线：

1. 弧垂各项偏差；
2. 悬垂绝缘子串倾斜、绝缘子清洗及绝缘测定；
3. 金具的规格、安装位置及连接质量，螺栓、穿钉及弹簧销子的穿入方向；
4. 杆塔在架线后的偏斜与挠曲；
5. 引流线连接质量、弧垂及对各部位的电气间隙；
6. 接头和补修的位置及数量；
7. 防振装置的安装位置、数量及质量；
8. 间隔棒的安装位置及质量；
9. 导线及避雷线的换位情况；
10. 线路对建筑物的接近距离；
11. 导线对地及跨越物的距离。

四、接地：

1. 实测接地电阻值；
2. 接地引下线与杆塔连接情况。

第 9.1.4 条 竣工验收检查应在全工程或其中一段各分部工程全部结束后进行。

除中间验收检查所列各项外，竣工验收检查时尚应检查下列项目：

- 一、中间验收检查中有关问题的处理情况；
- 二、障碍物的处理情况；
- 三、杆塔上的固定标志；

- 四、临时接地线的拆除；
- 五、各项记录；
- 六、遗留未完的项目。

第二节 竣工试验

第 9.2.1 条 工程在竣工验收检查合格后，应进行下列电气试验：

- 一、测定线路绝缘电阻；
- 二、核对线路相位；
- 三、测定线路参数和高频物性（具体内容根据需要确定）；
- 四、电压由零升至额定电压，但无条件时可不做；
- 五、以额定电压对线路冲击合闸三次；
- 六、带负荷试运行 24 小时。

第 9.2.2 条 线路未经竣工验收检查及试验判定合格前不得投入运动。

第三节 工程移交资料

第 9.3.1 条 工程竣工后应移交下列资料：

- 一、修改后的竣工图；
- 二、设计变更通知单；
- 三、原材料和器材出厂质量合格证明和试验记录；
- 四、代用材料清单；
- 五、工程式验报告和记录；
- 六、未按设计施工的各项明细表及附图；
- 七、施工缺陷处理明细表及附图。

第 9.3.2 条 工程竣工时应将下列施工原始记录移交给建设单位：

- 一、隐蔽工程验收检查记录；
- 二、杆塔的偏斜与挠曲；
- 三、架线弧垂；
- 四、导线及避雷线的接头和补修位置及数量；
- 五、引流线弧垂及对杆塔各部的电气间隙；
- 六、线路对跨越物的距离及对建筑物的接近距离；
- 七、接地电阻测量记录及未按设计施工的实际情况简图。

附录 本规范用词说明

一、为便于执行本规范条文时区别对待，对要求严格程度不同的用词说明如下：

- 1. 表示很严格，非这样作不可的用词：

- 正面词采用“必须”；
反面词采用“严禁”。
2. 表示严格，在正常情况下均应这样作的用词：
正面词采用“应”；
反面词采用“不应”或“不得”。
3. 对表示允许稍有选择，在条件许可时首先应这样作的用词：
正面词采用“宜”或“可”；
反面词采用“不宜”。

二、条文中指明应按其他有关标准规范的规定执行，其一般写法为“应符合……要求或规定”。

附加说明

本规范主编单位、参加单位和主要起草人名单

主 编 单 位 :能源部电力建设研究所
参 加 单 位 :能源部超高压输变电建设公司
主要起草人 :高学廉

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 602 - 1996

架空绝缘配电线路施工及验收规程

Erection and acceptance regulations for overhead
distribution lines with insulated conductors

中华人民共和国电力工业部 发 布

1996 - 06 - 06 发布

1996 - 10 - 01 实施

前 言

随着我国城市电网改造工作的不断推进及城网建设的迅速发展,为满足城市电网供电的可靠性及电能质量日益提高的要求,自 90 年代初以来在我国大中城市配电网中普遍采用架空绝缘电线,原有 GBJ232-82《电气装置安装工程施工及验收规范》不能满足架空绝缘配电线路施工及验收的需要。根据原能源部司局电供[1991]131 号文,由全国电力系统城市供电专业工作网负责,电力工业部武汉高压研究所具体组织起草《架空绝缘配电线路的施工及验收规程》。本标准的编写结合了各地架空绝缘配电线路施工及验收的实践经验,经对有代表性的供电局(电业局)多次征求意见和广东、山东、武汉三次会议集中讨论而形成。广州供电局谭金超参加了第 3 章的编写,南京供电局王兴绪参加了第 4 章、第 5 章、第 6 章的编写,丹东电业局孟庆杰参加了第 7 章的编写,兰州供电局王仲谋参加了第 8 章的编写,北京供电局黄海波参加了第 9 章、第 10 章、第 11 章的编写。本标准用于指导架空绝缘配电线路的施工及验收,本标准与 DL/T601-1996《架空绝缘配电线路设计技术规程》配套使用。

本标准适用于城市电网,农村电网也可参照执行。

本标准的附录 A、附录 B、附录 C 都是标准的附录。

本标准由电力工业部安全监察及生产协调司提出并归口。

本标准由全国电力系统城市供电专业工作网负责起草。

本标准起草单位:电力工业部武汉高压研究所、东北电管局、南京供电局、丹东电业局、广州供电局、兰州供电局、北京供电局。

本标准主要起草人:项昌富、徐德征、康应成。

本标准委托电力工业部武汉高压研究所负责解释。

目 次

前 言

1 范围

2 引用标准

3 器材检验

4 电杆基坑

5 杆塔组装

6 拉线安装

7 导线架设

8 电器设备的安装

9 对地距离及交叉跨越

10 接户线

11 工程交接验收

附录 A(标准的附录) 承力接头连接绝缘处理示意图

附录 B(标准的附录) 导线钳压示意图及压口尺寸

附录 C(标准的附录) 导线液压顺序示意图

1 范 围

本规程规定了架空绝缘配电线路器材检验、施工技术要求、工程验收规则。

本规程适用于新建和改建的额定电压 6~10kV(中压)和额定电压 1kV 及以下(低压)架空绝缘配电线路的施工及验收。

2 引用标准

下列标准包含的条文,通过在本标准中的引用而构成为本标准的条文。在标准出版时,所示版本均为有效。所有标准都会被修订,使用本标准的各方应探讨、使用下列标准最新版本的可能性。

GB396-84 环形钢筋混凝土电杆

GB772-97 高压电瓷瓷件技术条件

GB1200-75 镀锌钢绞线

GB2694-81 输电线路铁塔制造技术条件

GB4623-84 环形预应力混凝土电杆

GB12527-90 额定电压 1kV 及以下架空绝缘电缆

GB14049-92 额定电压 10kV、35kV 架空绝缘电缆

DL/T464.4~5-92 额定电压 1kV 及以下架空绝缘电线金具和绝缘部件

3 器材检验

3.1 一般要求

3.1.1 器材应符合现行国家标准,无国家标准时,应符合现行行业标准,无正式标准的新型器材,须经有关部门鉴定合格后方可采用。

3.1.2 器材须有出厂试验报告、产品合格证。

3.1.3 器材须进行下列检查,且符合:

a) 外观检查无损坏或变形;

b) 型号、规格正确;

c) 技术文件齐全。

3.1.4 发现器材有下列情况之一者,应重做试验:

- a) 超过规定保管期限;
- b) 损伤或变形;
- c) 对产品质量有怀疑。

3.2 架空绝缘线(或称架空绝缘电缆)

3.2.1 中压架空绝缘线必须符合 GB14049 的规定。

3.2.2 低压架空绝缘线必须符合 GB12527 的规定。

3.2.3 安装导线前,应先进行外观检查,且符合下列要求:

- a) 导体紧压,无腐蚀;
- b) 绝缘线端部应有密封措施;
- c) 绝缘层紧密挤包,表面平整圆滑,色泽均匀,无尖角、颗粒,无烧焦痕迹。

3.3 金具及绝缘部件

3.3.1 低压金具及绝缘部件应符合 DL/T464.1~5 的规定。

3.3.2 安装金具前,应进行外观检查,且符合下列要求:

- a) 表面光洁,无裂纹、毛刺、飞边、砂眼、气泡等缺陷;
- b) 线夹转动灵活,与导线接触的表面光洁,螺杆与螺母配合紧密适当;
- c) 镀锌良好,无剥落、锈蚀。

3.3.3 绝缘管、绝缘包带应表面平整,色泽均匀。

3.3.4 绝缘支架、绝缘护罩应色泽均匀,平整光滑,无裂纹,无毛刺、锐边、关合紧密。

3.4 绝缘子

3.4.1 绝缘子应符合 GB772 的规定。

3.4.2 安装绝缘子前应进行外观检查,且符合下列要求:

- a) 瓷绝缘子与铁绝缘子结合紧密;
- b) 铁绝缘子镀锌良好,螺杆与螺母配合紧密;
- c) 瓷绝缘子轴光滑,无裂纺、缺釉、斑点、烧痕和气泡等缺陷。

3.5 钢筋混凝土电杆

3.5.1 普通钢筋混凝土电杆应符合 GB396 的规定,预应力钢筋混凝土电杆应符合 GB4623 的规定。

3.5.2 安装钢筋混凝土电杆前应进行外观检查,且符合下列要求:

- a) 表面光洁平整,壁厚均匀,无偏心,露筋、跑浆、蜂窝等现象;
- b) 预应力混凝土电杆及构件不得有纵向、横向裂缝;
- c) 普通钢筋混凝土电杆及细长预制构件不得有纵向裂缝,横向裂缝宽度不应超过 0.1mm,长度不超过 1/3 周长;

d) 杆身弯曲不超过 $2/1000$ 。

3.6 混凝土预制构件

混凝土预制构件表面不应有蜂窝、露筋和裂缝等缺陷,强度应满足设计要求。

3.7 拉线

3.7.1 拉线应符合 GB1200 的规定。

3.7.2 安装拉线前应进行外观检查,且符合下列规定:

- a) 镀锌良好,无锈蚀;
- b) 无构股、交叉、折叠、断股及破损等缺陷。

3.8 电气设备

3.8.1 电气设备必须符合相应的产品标准规定及产品使用要求。

3.8.2 安装电气设备前应进行外观检查,且符合下列要求:

- a) 外表整齐,内外清洁无杂物;
- b) 操作机构灵活无卡位;
- c) 通、断动作应快速、准确、可靠;
- d) 辅助触点通断准确、可靠;
- e) 仪表与互感器变比及接线、极性正确;
- f) 紧固螺母拧紧,元件安装正确、牢固可靠;
- g) 母线、电路连接紧固良好,并且套有绝缘管;
- h) 保护元件整定正确;
- i) 随机元件及附件齐全。

4 电杆基坑

4.1 基坑施工前的定位应符合下列规定:

- a) 直线杆 顺线路方向位移不应超过设计档距的 5% 垂直接路方向不应超过 50mm;
- b) 转角杆 位移不应超过 50mm。

4.2 基坑底使用底盘时,坑底表面应保持水平,底盘安装尺寸误差应符合下列规定:

- a) 双杆两底盘中心的根开误差不应超过 30mm;
- b) 双杆的两杆坑深度差不应超过 20mm。

4.3 在设计未作规定时电杆埋设深度应符合表 1。

表 1 电杆埋设深度表

m

杆长	8.0	9.0	10.0	11.0	12.0	13.0	15.0	18.0
埋深	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.3	2.6~3.0

遇有土松软、流沙、地下水位较高等情况时,应做特殊处理。

4.4 变压器台的电杆在设计未作规定时,其埋设深度不应小于 2.0m。

4.5 电杆基础采用卡盘时,应符合下列规定:

- a) 卡盘上口距地面不应小于 0.5m;
- b) 直线杆:卡盘应与线路平行并应在线路电杆左、右侧交替埋设;
- c) 承力杆:卡盘埋设在承力侧。

4.6 电杆组立后,回填土时应将土块打碎,每回填 500mm 应夯实一次。

4.7 回填土后的电杆坑应有防沉土台,其埋设高度应超出地面 300mm。沥青路面或砌有水泥花砖的路面不留防沉土台。

4.8 采用抱杆立杆,电杆坑留有滑坡时,滑坡长度不应小于坑深,滑坡回填土时必须夯实,并留有防沉土台。

4.9 现场浇筑基础

杆塔和拉线基础中的钢筋混凝土工程施工及验收,除应遵守本标准的规定外,应符合我国有关国家标准的规定。

4.10 基础钢筋焊接应符合我国有关国家标准的规定。

4.11 不同品种的水泥可在同一基础中使用,但不应在同一个基础腿中混合使用。出现此类情况时,应分别制作试块并作记录。

4.12 当等高腿转角、终端塔设计要求采取预偏措施时,其基础的四个基腿顶面应按预偏值,抹成斜平面,并应共在一个整斜平面内。

4.13 浇筑混凝土的模板宜采用钢模板,其表面应平整且接缝严密。支模时应符合基础设计尺寸的规定。混凝土浇筑前模板表面应涂脱模剂,拆除后应立即将表面残留的水泥、砂浆等清除干净。当不用模板进行混凝土浇筑时,应采取防止泥土等杂物混入混凝土中的措施。

4.14 浇筑基础中的地脚螺栓及预埋件应安装牢固。安装前应除去浮锈,并应将螺纹部分加以保护。

4.15 主角钢插入式基础的主角钢应连同铁塔最下段结构组装找正,并应加以临时固定,在浇筑中应随时检查其位置。

4.16 基础施工中,混凝土的配合比设计应根据砂、石、水泥等原材料及现场施工条件,按有关国家标准的规定,通过计算和试配确定,并应有适当的强度储备。储备强度值应按施工单位的混凝土强度标准差的历史水平确定。

4.17 现场浇筑混凝土采用人工搅拌时,应先将水泥、黄砂、石子搅拌数次后,再加水搅拌均匀。浇筑混凝土时,每隔 300mm 厚度捣固一次,以保证浇筑质量。

4.18 混凝土浇筑质量检查应符合下列规定:

- a) 塌落度每班日检查 1~2 次;
- b) 混凝土的强度检查,每项工程度块取 1~2 组,当原材料变化、配比变更时应另外制

作。

4.19 现场浇筑基础混凝土的养护应符合下列规定。

4.19.1 浇筑后应在 12h 内开始浇水养护,当天气炎热、干燥有风时,应在 3h 内进行浇水养护,养护时应在基础模板外加遮盖物,浇水次数应能保持混凝土表面始终湿润。

4.19.2 混凝土浇水养护日期,对普通硅酸盐和矿渣硅酸盐水泥拌制的混凝土不得少于 5d,当使用其它品种水泥时,其养护日期应符合有关国家标准的规定。

4.19.3 基础拆模经表面检查合格后应立即回填土,并应对基础外露部分加遮盖物,按规定期限继续浇水养护,养护时应使遮盖物及基础周围的土始终保持湿润。

4.19.4 采用养护剂养护时,应在拆模并经表面检查合格后立即涂刷,涂刷后不再浇水。

4.19.5 日平均气温低于 5℃时不得浇水养护。

4.20 基础拆模时,应保证混凝土表面及棱角不损坏,且强度不应低于 2.5MPa。

4.21 浇筑铁塔基础腿尺寸的允许偏差应符合下列规定:

- a)保护层厚度: -5mm;
- b)立柱及各底座断面尺寸: -1%;
- c)同组地脚螺栓中心对立柱中心偏移: 10mm。

4.22 浇筑拉线基础的允许偏差应符合下列规定:

- a)基础尺寸偏差: 断面尺寸, -1%; 拉环中心与设计位置的偏移: 20mm;
- b)基础位置偏差: 拉环中心在拉线方向前、后、左、右与设计位置的偏差: 1%L, L 为拉环中心至杆塔拉线固定点的水平距离。

4.23 整基铁塔基础在回填夯实后尺寸允许偏差见表 2。

表 2 整基基础尺寸施工允许偏差

mm

项 目		地脚螺栓式		主角钢插入式		高塔基础
		直线	转角	直线	转角	
整基基础中心与中心桩间的位移	横线路方向	30	30	30	30	30
	顺线路方向		30		30	
基础根开及对角线尺寸		±2‰		±1‰		±0.7‰
基础顶面或主角钢操平印记间相对高差		5		5		5

注:

1. 转角塔基础的横线路方向是指内角平分线方向,顺线路方向是指转角平分线方向。
2. 基础根开及对角线是指同组地脚螺栓中心之间或塔腿主角钢准线间的水平距离。
3. 相对高差是指抹面后的相对高差。转角塔及终端塔有预偏时,基础顶面相对高差不受 5mm 的限制。
4. 高低腿基础顶面标高差是指与设计标高之比。

4.24 对混凝土表面缺陷的修整应符合有关国家标准的规定。

4.25 现场浇筑基础混凝土的冬季施工应符合有关国家标准的规定。

5 杆塔组装

5.1 混凝土电杆及预制构件在装卸运输中严禁互相碰撞、急剧坠落和不正确的支吊,以防止产生裂缝或使原有裂缝扩大。

5.2 运至桩位的杆段及预制构件,放置于地平面检查,当端头的混凝土局部碰损时应进行补修。

5.3 电杆起立前顶端应封堵良好。设计无要求时,下端可不封堵。

5.4 钢圈连接的钢筋混凝土电杆,焊接时应符合下列规定:

a) 应由经过焊接专业培训并经考试合格的焊工操作,焊完后的电杆经自检合格后,在规定位置打上焊工的代号钢印。

b) 钢圈焊口上的油脂、铁锈、泥垢等物应清除干净。

c) 应按钢圈对齐找正,中间留 $2 \sim 5\text{mm}$ 的焊口缝隙。如钢圈有偏心,其错口不应大于 2mm 。

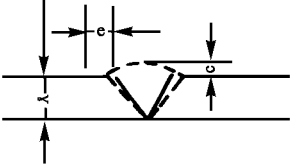
d) 焊口符合要求后,先点焊 $3 \sim 4$ 处,然后对称交叉施焊。点焊所用焊条应与正式焊接用的焊条相同。

e) 钢圈厚度大于 6mm 时,应采用 V 型坡口多层焊接,焊接中应特别注意焊缝接头和收口的质量。多层焊缝的接头应错开,收口时应将熔池填满。焊缝中严禁堵塞焊条或其它金属。

f) 焊缝应有一定的加强面,其最小高度和宽度见表 3。

表 3 焊缝加强面的最小高度和宽度

mm

焊缝加强面尺寸	钢圈厚度 δ	
	< 10	$10 \sim 20$
高度 e	$1.5 \sim 2.5$	$2 \sim 3$
宽度 e	$1 \sim 2$	$2 \sim 3$
示意图		

g) 焊缝表面应以平滑的细鳞形与基本金属平缓连接,无折皱、间断、漏焊及未焊满的陷槽,并不应有裂纹。基本金属的咬边深度不应大于 0.5mm ,当钢材厚度超过 10mm 时,不应大于 1.0mm ,仅允许有个别表面气孔。

h) 雨、雪、大风时应采取妥善措施后,方可施焊。施焊中杆内不应有穿堂风。当气温低于 -20°C ,应采取预热措施,预热温度为 $100 \sim 120^\circ\text{C}$,焊后应使温度缓慢下降。

i) 焊完后的电杆其分段弯曲度及整杆弯曲度不得超过对应长度的 $2/1000$,超过时 ,应割断重新焊接。

5.5 当采用气焊时 ,还应符合下列规定 :

- a) 钢圈的宽度 ,一般不应小于 140mm ;
- b) 尽量减少加热时间 ,并采取必要降温措施。焊接后 ,钢圈与水泥粘接处附近的水泥产生宽度大于 0.05mm 纵向裂缝 ,应用环氧树脂补修膏涂刷 ;
- c) 电石产生的乙炔气体 ,应经过滤 ;
- d) 氧气纯度应在 98.5% 以上。

5.6 电杆的钢圈焊接头应按设计要求进行防腐处理。设计无规定时 ,可将钢圈表面铁锈和焊缝的焊渣与氧化层除净 ,先涂刷一层红樟丹 ,干燥后再涂刷一层防锈漆处理。

5.7 铁塔基础符合下列规定时方可组立铁塔。

5.7.1 经中间检查验收合格。

5.7.2 混凝土的强度符合下列规定 :

- a) 分解组塔时为设计强度的 70% ;
- b) 整体立塔时为设计强度的 100% ,遇特殊情况 ,当立塔操作采取有效防止影响混凝土强度的措施时 ,可在混凝土强度不低于设计强度 70% 时整体立塔。

5.8 自立式转角塔、终端塔应组立在倾斜平面的基础上 ,向受力反方向产生预倾斜 ,倾斜值应视塔的刚度及受力大小由设计确定。架线挠曲后 ,塔顶端仍不应超过铅垂线而偏向受力侧。当架线后塔的挠曲超过设计规定时 ,应会同设计单位处理。

5.9 拉线转角杆、终端杆、导线不对称布置的拉线直线单杆 ,在架线后拉线点处不应向受力侧挠倾。向反受力侧(轻载侧)的偏斜不应超过拉线点高的 3%。

5.10 塔材的弯曲度应符合 GB2694 的规定。对运至桩位的个别角钢当弯曲度超过长度的 2‰ 时 ,可采用冷矫正 ,但不得出现裂纹。

5.11 铁塔组立后 ,各相邻节点间主材弯曲不得超过 $1/750$ 。

5.12 铁塔组立后 ,塔脚板应与基础面接触良好 ,有空隙时应垫铁片 ,并应灌筑水泥砂浆。直线型塔经检查合格后可随即浇筑保护帽。耐张型塔应在架线后浇筑保护帽。保护帽的混凝土应与塔脚板上部铁板接合严密 ,且不得有裂缝。

5.13 电杆立好后 ,应符合下列规定 :

5.13.1 直线杆的横向位移不应大于 50mm ;电杆的倾斜不应使杆梢的位移大于杆梢直径的 $1/2$;

5.13.2 转角杆应向外角预偏 ,紧线后不应向内角倾斜 ,向外角的倾斜不应使杆梢位移大于杆梢直径 ;

5.13.3 终端杆应向拉线侧预偏 ,紧线后不应向拉线反方向倾斜 ,拉线侧倾斜不应使杆梢位移大于杆梢直径。

5.14 双杆立好后应正直,位置偏差不应超过下列规定数值:

- a) 双杆中心与中心桩之间的横向位移 50mm;
- b) 迈步 30mm;
- c) 两杆高低差 20mm;
- d) 根开: ± 30 mm。

5.15 线路横担的安装:直线杆单横担应装于受电侧,90°转角杆及终端杆当采用单横担时,应装于拉线侧。

5.16 杆塔部件组装有困难时应查明原因,严禁强行组装。个别螺孔需扩孔时,应采用冷扩,扩孔部分不应超过 30mm。

5.17 横担安装应平整,安装偏差不应超过下列规定数值:

- a) 横担端部上下歪斜 20mm;
- b) 横担端部左右扭斜 20mm。

5.18 带叉梁的双杆组立后,杆身和叉梁均不应有鼓肚现象。叉梁铁板、抱箍与主杆的连接牢固、局部间隙不应大于 50mm。

5.19 导线为水平排列时,上层横。但距杆顶距离不宜小于 200mm。

5.20 以螺栓连接的构件应符合下列规定:

- a) 螺杆应与构件面垂直,螺头平面与构件间不应有空隙;
- b) 螺栓紧好后,螺杆丝扣露出的长度:单螺母不应小于 2 扣,双螺母可平扣;
- c) 必须加垫圈者,每端垫圈不应超过 2 个。

5.21 螺栓的穿入方向应符合下列规定。

5.21.1 立体结构:

- a) 水平方向者由内向外;
- b) 垂直方向者由下向上。

5.21.2 平面结构:

- a) 顺线路方向者,双面构件由内向外,单面构件由送电侧向受电侧或按统一方向;
- b) 横线路方向者,两侧由内向外,中间由左向右(面向受电侧)或统一方向;
- c) 垂直方向者,由下而上。

5.22 绝缘子安装应符合下列规定。

5.22.1 安装牢固,连接可靠。

5.22.2 安装时应清除表面灰垢、泥沙等附着物及不应有的涂料。

5.22.3 悬式绝缘子安装,尚应遵守下列规定:

- a) 安装后防止积水;
- b) 开口销应开口至 60°~90°,开口后的销了不应有折断、裂痕等现象,不应用线材或其它材料代替开口销子;

- c) 金具上所使用闭口销的直径必须与孔径配合,且弹力适度;
- d) 与电杆、导线金属连接处,不应有卡压现象。

5.23 同杆架设的多回路线路,横担间的最小垂直距离见表4。

表 4 同杆架设多回路线路横担间的最小垂直距离 m

架设方式	直线杆	分支或转角杆
中压与中压	0.5	0.2/0.3
中压与低压	1.0	-
低压与低压	0.3	0.2 (不包括集束线)

中压绝缘线路与 36kV 线路同杆架设时,两线路导线之间垂直距离不应上于 2.0m。

5.24 工程移交时,杆塔上应有下列固定标志:

- a) 杆塔号及线路名称或代号;
- b) 耐张型杆塔、分支杆的相位标志;
- c) 在多回路杆塔上应注明每回路的布置及线路名称。

6 拉线安装

6.1 拉线安装应符合下列规定:

- 6.1.1 拉线与电杆的夹角不宜小于 45°,当受地形限制时,不应小于 30°
- 6.1.2 终端杆的拉线及耐张杆承力拉线应与线路方向对正,分角拉线应与线路分角线方向对正,防风拉线应与线路方向垂直;
- 6.1.3 拉线穿过公路时,对路面中心的距离不应小于 6m,且对路面的最小距离不应小于 4.5m。

6.2 采用 UT 型线夹及楔形线夹固定的拉线安装时:

- a) 安装前丝扣上应涂润滑剂;
- b) 线夹舌板与拉线接触应紧密,受力后无滑动现象,线夹凸肚应在尾线侧,安装时不应损伤线股;
- c) 拉线弯曲部分不应明显松脱,拉线断头处与拉线应有可靠固定。拉线处露出的尾线长度不宜超过 0.4m;
- d) 同一组拉线使用双线夹时,其尾线端的方向应统一;
- e) UT 型线夹的螺杆应露扣,并应有不小于 1/2 螺杆丝扣长度可供调紧。调整后,UT 型线夹的双螺母应并紧。

6.3 拉桩杆的安装应符合设计要求。设计无要求,应满足以下几点:

- a) 采用坠线的,不应小于杆长的 1/6;
- b) 无坠线的,应按其受力情况确定,且不应小于 1.5m;

- c) 拉桩杆应向受力反方向倾斜 $10^{\circ} \sim 20^{\circ}$;
- d) 拉桩坠线与拉桩杆夹角不应小于 30° ;
- e) 拉桩坠线上端固定点的位置距拉桩杆顶应为 0.25m 。

6.4 当一基电杆上装设多条拉线时 ,拉线不应有过松、过紧、受力不均匀等现象。

6.5 埋设拉线盘的拉线坑应有滑坡(马道) ,回填土应有防沉土台 ,拉线棒与拉线盘的连接应使用双螺母。

6.6 采用预杆(撑杆)安装时 ,应符合下列规定 :

- a) 符合设计要求 ;
- b) 顶杆底部埋深不小于 0.5m ;
- c) 与主杆连接紧密、牢固。

7 导线架设

7.1 放线

7.1.1 架设绝缘线宜在干燥天气进行 ,气温应符合绝缘线制造厂的规定。

7.1.2 放紧线过程中 ,应将绝缘线放在塑料滑轮或套有橡胶护套的铝滑轮内。滑轮直径不应小于绝缘线外径的 12 倍 ,槽深不小于绝缘线外径的 1.25 倍 ,槽底部半径不小于 0.75 倍绝缘线外径 ,轮槽倾角为 15° 。

7.1.3 放线时 ,绝缘线不得在地面、杆塔、横担、瓷瓶或其它物体上拖拉 ,以防损伤绝缘层。

7.1.4 宜采用网套牵引绝缘线。

7.2 绝缘层损伤的处理 :

7.2.1 线芯损伤的处理 :

7.2.1.1 线芯截面损伤在导电部分截面的 17% 时 ,可敷线修补 ,敷线长度应超过损伤部分 ,每端缠绕长度超过损伤不小于 100mm 。

7.2.1.2 线芯截面损伤在导电部分截面的 6% 以内 ,损伤深度在单股线直径的 $1/3$ 之内 ,应用同金属的单股在损伤部分缠绕 ,缠绕长度应超出损伤部分两端各 30mm 。

7.2.1.3 线芯损伤有下列情况之一时 ,应锯断重接 :

- a) 在同一截面内 ,损伤面积超过线芯导电部分截面的 17% ;
- b) 钢芯断一股。

7.2.2 绝缘层的损伤处理 ;

7.2.2.1 绝缘层损伤深度在绝缘层厚度的 10% 及以上时应进行绝缘修补。可用绝缘自粘带缠绕 ,每圈绝缘粘带间搭压带宽的 $1/2$,补修后绝缘自粘带的厚度应大于绝缘层损伤深度 ,且不少于两层。也可用绝缘护罩将绝缘层损伤部位罩好 ,并将开口部位用绝缘自粘带缠绕封住。

7.2.2.2 一个档距内,单根绝缘线绝缘层的损伤修补不宜超过三处。

7.3 绝缘线的连接和绝缘处理

7.3.1 绝缘线连接的一般要求。

7.3.1.1 绝缘线的连接不允许缠绕,应采用专用的线夹、接续管连接。

7.3.1.2 不同金属、不同规格、不同绞向的绝缘线,无承力线的集束线严禁在档内做承力连接。

7.3.1.3 在一个档距内,分相架设的绝缘线每根只允许有一个承力接头,接头距导线固定点的距离不应小于0.5m,低压集束绝缘线非承力接头应相互错开,各接头端距不小于0.2m。

7.3.1.4 铜芯绝缘线与铝芯或铝合金芯绝缘线连接时,应采取铜铝过渡连接。

7.3.1.5 剥离绝缘层、半导体层应使用专用切消工具,不得损伤导线,切口处绝缘层与线芯宜有45°倒角。

7.3.1.6 绝缘线连接后必须进行绝缘处理。绝缘线的全部端头、接头都要进行绝缘护封,不得有导线、接头裸露,防止进水。

7.3.1.7 中压绝缘线接头必须进行屏蔽处理。

7.3.2 绝缘线接头应符合下列规定:

a) 线夹、接续管的型号与导线规格相匹配;

b) 压缩连接接头的电阻不应大于等长导线的电阻的1.2倍,机械连接接头的电阻不应大于等长导线的电阻的2.5倍,档距内压缩接头的机械强度不应小于导体计算拉断力的90%;

c) 导线接头应紧密、牢靠、造型美观,不应有重叠、弯曲、裂纹及凹凸现象。

7.3.3 承力接头的连接和绝缘处理。

7.3.3.1 承力接头的连接采用钳压法、液压法施工,在接头处安装辐射交联热收缩管护套或预扩张冷缩绝缘套管(统称绝缘护套),其绝缘处理示意图见附录A。

7.3.3.2 绝缘护套管径一般应为被处理部位接续管的1.5~2.0倍。中压绝缘线使用内外两层绝缘护套进行绝缘处理,低压绝缘线使用一层绝缘护套进行绝缘处理。各部长长度见附录A。

7.3.3.3 有导体屏蔽层的绝缘线的承力接头,应在接续管外面先缠绕一层半导体自粘带和绝缘线的半导体导连接后再进行绝缘处理。每圈半导体自粘带间搭压带宽的1/2。

7.3.3.4 截面为240mm²及以上铝线芯绝缘线承力接头宜采用液压法施工。

7.3.3.5 钳压法施工。

a) 将钳压管的喇叭口锯掉并处理平滑。

b) 剥去接头处的绝缘层、半导体层,剥离长度比钳压接续管长60~80mm。线芯端头用绑线扎紧,锯齐导线。

c) 将接续管、线芯清洗并涂导电膏。

d) 按附录 B 规定的压口数和压接顺序压接,压接后按钳压标准矫直钳压接续管。

e) 将需进行绝缘处理的部位清洗干净,在钳压管两端口至绝缘层倒角间用绝缘自粘带缠绕成均匀弧形,然后进行绝缘处理。

7.3.3.6 液压法施工。

a) 剥去接头处的绝缘层、半导体层,线芯端头用绑线扎紧,锯齐导线,线芯切割平面与线芯轴线垂直。

b) 铝绞线接头处的绝缘层、半导体层的剥离长度,每根绝丝线比铝接续管的 $1/2$ 长 $20 \sim 30\text{mm}$ 。

c) 钢芯铝绞线接头处的绝缘层、半导体层的剥离长度,当钢芯对接时,其一根绝缘线比铝接续管的 $1/2$ 长 $20 \sim 30\text{mm}$,另一根绝缘线比钢接续管的 $1/2$ 和铝接续管的长度之和长 $40 \sim 60\text{mm}$;当钢芯搭接时,其一根绝缘线比钢接续管和铝接续管长度之和的 $1/2$ 长 $20 \sim 30\text{mm}$,另一根绝缘线比钢接续管和铝接续管的长度之和长 $40 \sim 60\text{mm}$ 。

d) 将接续管、线芯清洗并涂导电膏。

e) 按附录 C 规定的各种接续管的液压部位及操作顺序压接。

f) 各种接续管压后压痕应为六角形,六角形对边尺寸为接续管外径的 0.866 倍,且在允许误差 S 为 $(0.866 \times 0.933D + 0.2)\text{mm}$,其中 D 为接续管外径,三个对边只允许有一个达到最大值,接续管不应有肉眼看出的扭曲及弯曲现象,校直后不应出现裂缝,应锉掉飞边、毛刺。

g) 将需要进行绝缘处理的部位清洗干净后进行绝缘处理。

7.3.3.7 辐射交联热收缩管护套的安装。

a) 加热工具使用丙烷喷枪,火焰呈黄色,避免蓝色火焰。一般不用汽油喷灯,若使用时,应注意远离材料,严格控制温度。

b) 将内层热缩护套推入指定位置,保持火焰慢慢接近,从热缩护套中间或一端开始,使火焰螺旋移动,保证热缩护套沿圆周方向充分均匀收缩。

c) 收缩完毕的热缩护套应光滑无皱折,并能清晰地看到其内部结构轮廓。

d) 在指定位置浇好热熔胶,推入外层热缩护套后继续用火焰使之均匀收缩。

e) 热缩部位冷却至环境温度之前,不准施加任何机械应力。

7.3.3.8 预扩张冷缩绝缘套管的安装：

将内外两层次缩管先后推入指定位置,逆时针旋转退出分瓣开合式芯棒,冷缩绝缘套管松端开始收缩。采用冷缩绝缘套管时,其端口应用绝缘材料密封。

7.3.4 非承力接头的连接和绝缘处理。

7.3.4.1 非承力接头包括跳线、T 接时的接续线夹(含穿刺型接续线夹)和导线与设备连接的接线端子。

7.3.4.2 接头的裸露部分须进行绝缘处理,安装专用绝缘护罩。

7.3.4.3 绝缘罩不得磨损、划伤,安装位置不得颠倒,有引出线的要一律向下,需紧固的部位应牢固严密,两端口需绑扎的必须用绝缘自粘带绑扎两层以上。

7.4 紧线

7.4.1 紧线时,绝缘线不宜过牵引。

7.4.2 紧线时,应使用网套或面接触的卡线器,并在绝缘线上缠绕塑料或橡皮包带,防止卡伤绝缘层。

7.4.3 绝缘线的安装弛度按设计给定值确定,可用弛度板或其它器件进行观测。绝缘线紧好后,同档内各相导线的弛度应力求一致,施工误差不超过 $\pm 50\text{mm}$ 。

7.4.4 绝缘线紧好后,线上不应有任何杂物。

7.5 绝缘线的固定

7.5.1 采用绝缘子(常规型)架设方式时绝缘线的固定。

7.5.1.1 中压绝缘线直线杆采用针式绝缘子或棒式绝缘子,耐张杆采用两片悬式绝缘子和耐张线夹或一片悬式绝缘子和一个中压蝶式绝缘子。

7.5.1.2 低压绝缘线垂直排列时,直线杆采用低压蝶式绝缘子;水平排列时,直线杆采用低压针式绝缘子;沿墙敷设时,可用预埋件或膨胀螺栓及低压蝶式绝缘子,预埋件或膨胀螺栓的间距以 6m 为宜。低压绝缘线耐张杆或沿墙敷设的终端采用有绝缘衬垫的耐张线夹,不需剥离绝缘层,也可采用一片悬式绝缘子与耐张线夹或低压蝶式绝缘子。

7.5.1.3 针式或棒式绝缘子的绑扎,直线杆采用顶槽绑扎法,直线角度杆采用边槽绑扎法,绑扎在线路外角侧的边槽上。蝶式绝缘子采用边槽绑扎法。使用直径不小于 2.5mm 的单股塑料铜线绑扎。

7.5.1.4 绝缘线与绝缘子接触部分应用绝缘自粘带缠绕,缠绕长度应超出绑扎部位或与绝缘子接触部位两侧各 30mm 。

7.5.1.5 没有绝缘衬垫的耐张线夹内的绝缘线宜剥去绝缘层,其长度和线夹等长,误差不大于 5mm 。将裸露的铝线芯缠绕铝包带,耐张线夹和悬式绝缘子的球头应安装专用绝缘护罩罩好。

7.5.2 中压绝缘线采用绝缘支架架设时绝缘线的固定。

7.5.2.1 按设计要求设置绝缘支架,绝缘线固定处缠绕绝缘自粘带。带承力钢绞线时,绝缘支架固定在钢绞线上,终端杆用耐张线夹和绝缘拉棒固定绝缘线,耐张线夹应装设绝缘护罩。

7.5.2.2 240mm^2 及以下绝缘线采用钢绞线的截面不得小于 50mm^2 。钢绞线两端用耐张线夹和拉线包箍固定在耐张杆上,直线杆用悬挂线夹吊装。

7.5.3 集束绝缘线的固定。

7.5.3.1 中压集束绝缘线直线杆采用悬式绝缘子和悬挂线夹,耐张杆采用耐张线夹。

7.5.3.2 低压集束绝缘线直线杆采用有绝缘衬垫的悬挂线夹,耐张杆采用有绝缘衬垫的耐张线夹。

7.5.4 中压绝缘线路每相过引线、引下线与邻相的过引线、引下线及低压绝缘线之间的净空距离不应小于 200mm;中压绝缘线与拉线、电杆、或构架间的净空距离不应小于 200mm。

7.5.5 低压绝缘线每相过引线、引下线与邻相的过引线、引下线之间的空距离不应小于 100mm;低压绝缘线与拉线、电杆、或构架间的净空距离不应小于 50mm。

7.5.7 停电工作接地点的设置。

7.5.7.1 中低压绝缘线路及线路上变压器台的一、二次侧应设置停电工作接地点。

7.5.7.2 停电工作接地点处宜安装专用停电接地金具,用以悬挂接地线。

8 电器设备的安装

8.1 杆上变压器的变压器台的安装应符合下列规定。

8.1.1 安装牢固,水平倾斜不应大于台架根开的 1/100。

8.1.2 一、二次引线应排列整齐、绑扎牢固。

8.1.3 变压器安装后,套管表面应光洁,不应有裂纹、破损等现象,油枕油位正常,外壳干净。

8.1.4 变压器外壳应可靠接地,接地电阻应符合规定。

8.2 跌落式熔断器的安装应符合下列规定。

8.2.1 各部分零件完整、安装牢固。

8.2.2 转轴光滑灵活、铸件不应有裂纹、砂眼。

8.2.3 绝缘子良好,熔丝管不应有吸潮膨胀或弯曲现象。

8.2.4 熔断器安装牢固、排列整齐、高低一致,熔管轴线与地面的垂线夹角为 $15^{\circ} \sim 30^{\circ}$ 。

8.2.5 动作灵活可靠、接触紧密。

8.2.6 上下引线应压紧、与线路导线的连接应紧密可靠。

8.3 低压刀开关、隔离开关、熔断器的安装应符合下列规定。

8.3.1 安装牢固、接触紧密。开关机构灵活、正确,熔断器不应有弯曲、压偏、伤痕等现象。

8.3.2 二次侧有断路设备时,熔断器应安装于断路设备与低压针式绝缘子之间。

8.3.3 二次侧无断路设备时,熔断器尖安装于低压针式绝缘子外侧。

8.3.4 不应以线材代替熔断器。

8.4 杆上避雷器的安装应符合下列规定。

8.4.1 绝缘子良好,瓷套与固定抱箍之间应加垫层。

8.4.2 安装牢固,排列整齐,高低一致。

8.4.3 引下线应短而直,连接紧密,采用铜芯绝缘线,其截面应不小于:

- a) 上引线: 16mm^2 ;
- b) 下引线: 25mm^2 。

8.4.4 与电气部分连接,不应使避雷器产生外加应力。

8.4.5 引下线应可靠接地,接地电阻值应符合规定。

8.5 杆上中压开关的安装应符合下列规定。

8.5.1 安装牢固可靠,水平倾斜不大于托架长度的 $1/100$ 。

8.5.2 引线的连接处应留有防水弯。

8.5.3 绝缘子良好、外壳干净,不应有渗漏现象。

8.5.4 分合动作正确可靠,指示清晰。

8.5.5 外壳应可靠接地。

8.6 杆上隔离开关安装应符合下列规定。

8.6.1 绝缘子良好、安装牢固。

8.6.2 操作机构动作灵活。

8.6.3 合闸时应接触紧密,分闸时应有足够的空气间隙,且静触头带电。

8.6.4 与引线的连接应紧密可靠。

8.7 杆上电容器的安装应符合下列规定。

8.7.1 安装牢固可靠。

8.7.2 接线正确,接触紧密。

8.8 箱式变电所的施工应符合下列规定。

8.8.1 箱式变电所基础应符合设计规定,平整、坚实、不积水,留有一定通道。

8.8.2 箱式变电所应有足够的操作距离及平台,周围留有巡视走廊。

8.8.3 电缆沟布置合理。

8.8.4 外壳应可靠接地。

9 对地距离及交叉跨越

9.1 对地距离

9.1.1 绝缘线在最大弧垂时,对地面及跨越物的最小垂直距离见表 5。

表 5 绝缘线在最大弧垂时,对地面及跨越物的最小垂直距离 m

线路经过地区	线路电压		线路经过地区	线路电压	
	中压	低压		中压	低压
繁华市区	6.5	6.0	至电车行车线	3.0	3.0
一般城区	5.5	5.0	至河流最高水位(通航)	6.0	6.0
交通困难地区	4.5	4.0	至河流最高水位(不通航)	3.0	3.0
至铁路轨顶	7.5	7.5	与索道距离	2.0	1.5
城市道路	7.0	6.0	人行过街桥	4.0	3.0

9.1.2 绝缘配电线路应尽量不跨越建筑物,如需跨越,导线与建筑物的垂直距离在最大计算弧垂情况下,不应小于下列数据:

- a) 中压 2.5m,
- b) 低压 2.0m。

线路边线与永久建筑物之间的距离在最大风偏的情况下,不应小于下列数值:

- a) 中压 0.75m(人不能接近时可为 0.4m);
- b) 低压 0.2m。

9.1.3 中压配电线路通过林区应砍伐出通道。通道净宽度为线路边导线向外各 3m。

在下列情况下,如不妨碍架线施工,可不砍伐通道。

9.1.3.1 树木自然生长高度不超过 2m;

9.1.3.2 导线与树木(考虑自然生长高度)之间的垂直距离,不小于 3m。

配电线路通过公园、绿化区和防护林带,导线与树木的净空距离在风偏情况下不应小于 1m。

配电线路的导线与街道行道树之间的最小距离见表 6。

表 6 导线与街道行道树之间的最小距离 m

最大弧垂情况下的垂直距离		最大风偏情况下的水平距离	
中压	低压	中压	低压
0.8	0.2	1.0	0.5

校验导线与树木之间垂直距离,应考虑树木在修剪周期内生长的高度。

9.2 交叉跨越距离

9.2.1 绝缘线对民用天线的距离在最在风偏时应不小于 1m。

9.2.2 绝缘线与弱电线路的交叉应符合下列规定:

——强电在上,弱电在下;

——与一级弱电线路交叉时交叉角不小于 45° ,与二级弱电线路交叉时交叉角不小于 30° 。

9.2.3 绝缘线与弱电线路的最小距离见表 7。

表 7 绝缘线与弱电线路的最小距离 m

类 别	中 压	低 压
垂直距离	2.0	1.0
水平距离	2.0	1.0

9.2.4 绝缘线与绝缘线之间交叉跨越的最小距离见表 8。

表 8 绝缘线与绝缘线之间交叉跨越最小距离 m

线 路 电 压	中 压	低 压
中 压	1.0	1.0
低 压	1.0	0.5

9.2.5 绝缘线与架空裸线间交叉跨越距离应符合裸线交叉跨越距离规定。

10 接户线

10.1 接户线指架空绝缘线配电线路与用户建筑物外第一支持点之间的一段线路。

10.1.2 低压接户线档距不宜超过 25m,中压接户线档距不宜大于 30m。

10.1.3 绝缘接户线导线的截面不应小于下列数值。

10.1.3.1 中压:

- a) 铜芯线 25mm^2 ;
- b) 铝及铝合金芯线 35mm^2 。

10.1.3.2 低压:

- a) 铜芯线 10mm^2 ;
- b) 铝及铝合金芯线 16mm^2 。

10.1.4 接户线不应从 $1 \sim 10\text{kV}$ 引下线间穿过,接户线不应跨越铁路。

10.1.5 不同规格不同金属的接户线不应在档距内连接,跨越通车道的接户线不应有接头。

10.1.6 两个电源引入的接户线不宜同杆架设。

10.1.7 接户线与导线如为铜铝连接必须采用铜铝过渡措施。

10.1.8 接户线与主杆绝缘线连接应进行绝缘密封。

10.1.9 接户线零线在进户处应有重复接地,接地可靠,接地电阻符合要求。

10.2 接户线对地及交叉跨越距离。

10.2.1 分相架设的低压绝缘接户线的线间最小距离见表 9。

表 9 分相架设的低压绝缘接户线的线间最小距离

m

架 设 方 式		档 距	线 间 距 离
自电杆上引下		25 及以下	0.15
沿墙敷设	水平排列	4 及以下	0.10
	垂直排列	6 及以下	0.15

10.2.2 绝缘接户线受电端的对地面距离,不应小于下列数值:

- a) 中压 4m;
- b) 低压 2.5m。

10.2.3 跨越街道的低压绝缘接户线,至路面中心的垂直距离,不应小于下列数值:

- a) 通车街道 6m;
- b) 通车困难的街道、人行道 3.5m;
- c) 胡同(里、弄、巷) 3m。

10.2.4 中压绝缘接户线至地面的垂直距离按 9.1。

10.2.5 分相架设的低压绝缘接户线与建筑物有关部分的距离,不应小于下列数值

- a) 与接户线下方窗户的垂直距离 0.3m;
- b) 与接户线上方阳台或窗户的垂直距离 0.8m;
- c) 与阳台或窗户的水平距离 0.75m;
- d) 与墙壁、构架的距离 0.05m。

10.2.6 低压绝缘接户线与弱电线路的交叉距离,不应小于下列数值:

- a) 低压接户线在弱电线路的上方 0.6m;
- b) 低压接户线在弱电线路的下方 0.3m。

如不能满足上述要求,应采取隔离措施。

10.3 接户线的固定要求。

10.3.1 在杆上应固定在绝缘子或线夹上,固定时接户线不得本身缠绕,应用单股塑料铜线绑扎。

10.3.2 在用户墙上使用挂线钩、悬挂线夹、耐张线夹和绝缘子固定。

10.3.3 挂线钩应固定牢固,可采用穿透墙的螺栓固定,内端应有垫铁,混凝土结构的墙壁可使用膨胀螺栓,禁止用木塞固定。

11 工程交接验收

11.1 工程验收时应提交下列资料。

11.1.1 施工中的有关协议及文件。

11.1.2 设计变更通知单及在原图上修改的变更设计部分的实际施工图、竣工图。

11.1.3 施工记录图。

11.1.4 安装技术记录。

11.1.5 接地记录,记录中应有接地电阻值、测试时间、测验人姓名。

11.1.6 导线弧垂施工记录,记录中应明确施工线段、弧垂、观测人姓名、观测日期、气候条件。

11.1.7 交叉跨越记录,记录中应明确跨越物设施、跨越距离、工作质量负责人。

11.1.8 施工中所使用器材的试验合格证明。

11.1.9 交接试验记录。

11.2 工程验收时应进行下列检查。

11.2.1 绝缘线型号、规格应符合设计要求。

11.2.2 电杆组合的各项误差应符合规定。

11.2.3 电器设备外观完整无缺损,线路设备标志齐全。

11.2.4 拉线的制作和安装应符合规定。

11.2.5 绝缘线的弧垂、相间距离、对地距离及交叉跨越距离符合规定。

11.2.6 绝缘线上无异物。

11.2.7 配套的金具、卡具应符合规定。

11.3 交接试验。

11.3.1 测量绝缘电阻。

11.3.1.1 中压架空绝缘配电线路使用 2500V 绝缘电阻表测量,电阻值不低于 1000M Ω 。

11.3.1.2 低压架空绝缘配电线路使用 500V 绝缘电阻表测量,电阻值不低于 0.5M Ω 。

11.3.1.3 测量线路绝缘电阻时,应将断路器或负荷开关、隔离开关断开。

11.3.2 相位正确。

11.3.3 冲击合闸试验。

在额定电压下对空载线路冲击合闸 3 次,合闸过程中线路绝缘不应有损坏。

承力接头连接绝缘处理示意图

A1 承力接头钳压连接绝缘处理见图 A1。

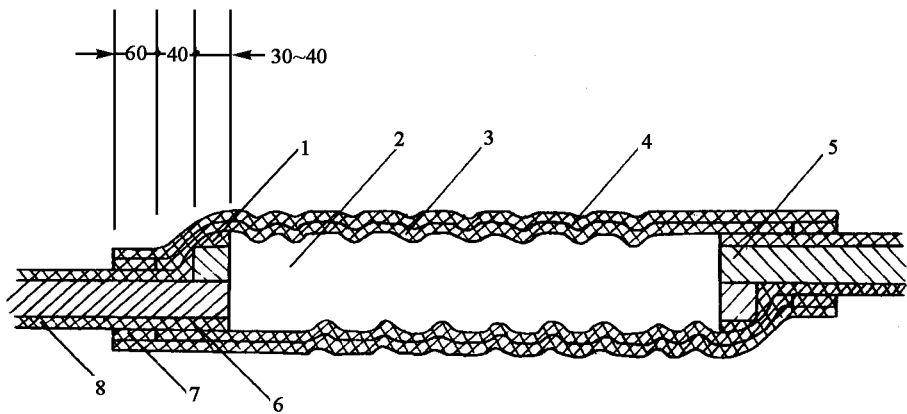


图 A1 承力接头钳压连接绝缘处理示意图

1—绝缘粘带 2—钳压管 3—内层绝缘护套 4—外层绝缘护套；
5—导线 6—绝缘层倒角 7—热熔胶 8—绝缘层

A2 承力接头铝绞线液压连接绝缘处理见图 A2。

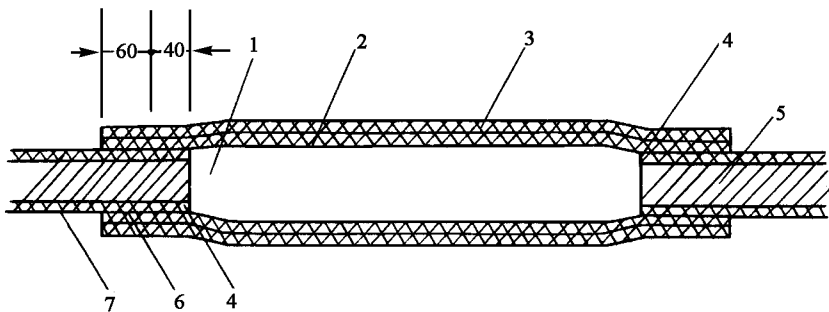


图 A2 承力接头铝绞线液压连接绝缘处理示意图

1—液压管 2—内层绝缘护套 3—外层绝缘护套 4—绝缘粘带 5—导线；
6—热熔胶 7—绝缘层

A3 承力接头钢芯铝绞线液压连接绝缘处理见图 A3。

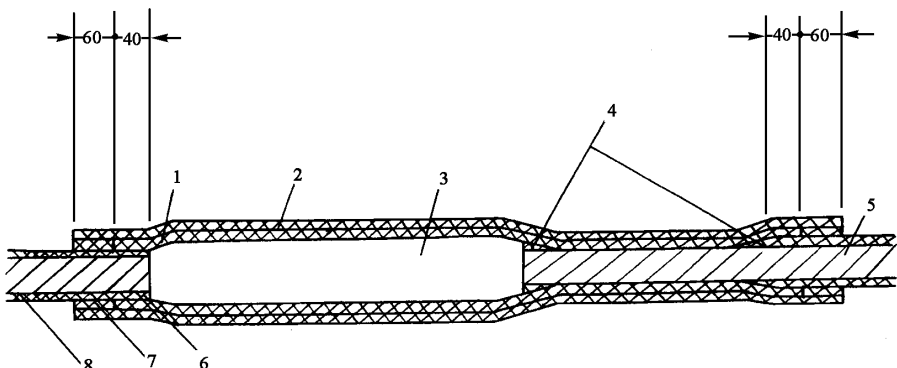


图 A3 承力接头钢芯铝绞线液压连接绝缘处理示意图

1—内层绝缘护套 2—外层绝缘护套 3—液压管；
4—绝缘粘带 5—导线 6—绝缘层倒角 7—热熔胶 8—绝缘层

导线钳压示意图及压口尺寸

B1 导线钳压口尺寸和压口数见表 B1。

表 B1 导线钳压口尺寸和压口数

导线型号		钳压部位尺寸			压口尺寸	压口数
		a1 mm	a2 mm	a3 mm	D mm	
钢 芯 铝 绞 线	LGJ-16	28	14	28	12.5	12
	LGJ-25	32	15	31	14.5	14
	LGJ-35	34	42.5	93.5	17.5	14
	LGJ-50	38	48.5	105.5	20.5	16
	LGJ-70	46	54.5	123.5	25.5	16
	LGJ-95	54	61.5	142.5	29.5	20
	LGJ-120	62	67.5	160.5	33.5	24
	LGJ-150	64	70	166	36.5	24
LGJ-185	66	74.5	173.5	39.5	26	
铝 绞 线	LJ-16	28	20	34	10.5	6
	LJ-25	32	20	35	12.5	6
	LJ-35	36	25	43	14.0	6
	LJ-50	40	25	45	16.5	8
	LJ-70	44	28	50	19.5	8
	LJ-95	48	32	56	23.0	10
	LJ-120	52	33	59	26.03	10
	LJ-150	56	34	62	30.0	10
LJ-185	60	35	65	33.5	10	
铜 绞 线	TJ-16	28	14	28	10.5	6
	TJ-25	32	16	32	12.0	6
	TJ-35	36	18	36	14.5	6
	TJ-50	40	20	40	17.5	8
	TJ-70	44	22	44	20.5	8
	TJ-95	48	24	48	24.0	10
	TJ-120	52	26	52	27.5	10
	TJ-150	56	28	56	31.5	10

注 压接后尺寸的允许误差铜钳压管为 $\pm 0.5\text{mm}$,铝钳压管为 $\pm 10. \text{mm}$ 。

B2 导线钳压方法见图 B1。

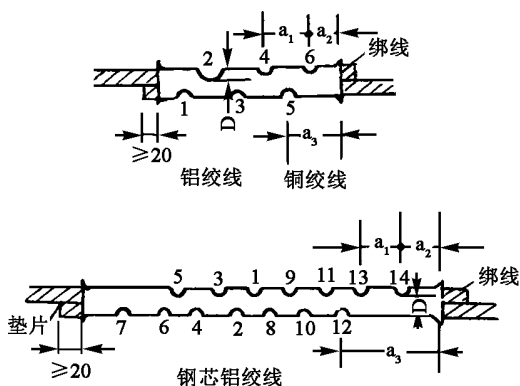


图 B1 导线钳压示意图

注 压接观上数字 1、2、3、...表示压接顺序

导线液压顺序示意图

C1 钢芯铝绞线钢芯对接式钢管的施压顺序见图 C1。

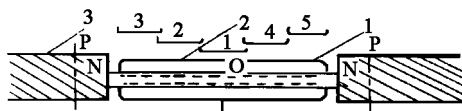


图 C1 钢芯铝绞线钢芯对接式钢管的施压顺序

1—钢芯 2—钢管 3—铝线 4—铝管

C2 钢芯铝绞线钢芯对接式铝管的施压顺序见图 C2。

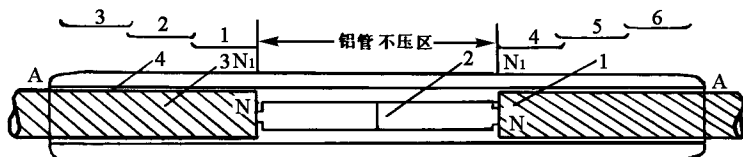


图 C2 钢芯铝绞线钢芯对接式铝管的施压顺序

1—钢芯 2—已压钢管 3—铝线 4—铝管

C3 钢芯铝绞线钢芯搭接式钢管的施压顺序见图 C3。

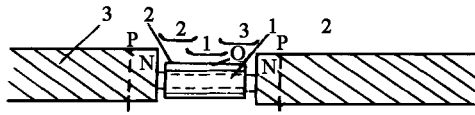


图 C3 钢芯铝绞线钢芯搭接式钢管的施压顺序

1—钢芯 2—钢管 3—铝线

C4 钢芯铝绞线钢芯搭接式铝管的施压顺序见图 C4。

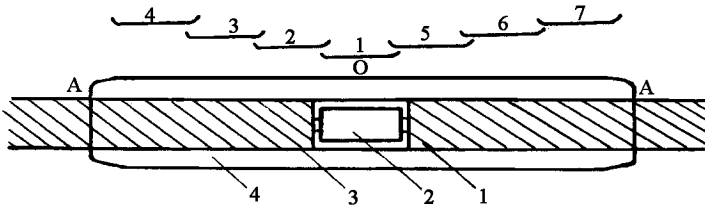


图 C4 钢芯铝绞线钢芯搭接式铝管的施压顺序

1—钢芯 2—已压钢管 3—铝线 4—铝管

中华人民共和国电力行业标准

DL 5106 - 1999

跨越电力线路架线施工规程

Operation code of cross power transmission
line in installing the conductor

中华人民共和国国家经济贸易委员会 发布

2000 - 02 - 24 发布

2000 - 07 - 01 实施

前 言

目前,在送电线路施工中,张力架线跨越电力线路的技术日臻完善。为了更好地规范跨越施工工作,保证跨越施工中的人身、设备安全,原电力部综教科给国家电力公司电力建设研究所下达了编写《跨越电力线路架线施工规程》的任务。电力建设研究所根据国家有关规定和标准,结合多年来的实践经验,在陕西省送变电工程公司的配合下编制了本规程。

本规程的部分内容与《电力建设安全工作规程》(架空电力线路部分)、《电业安全工作规程》(电力线路部分)中的相关内容是一致的。本规程采用的常用数据计算方法、常用数据在附录中列出。

本规程的附录 A、附录 B 是标准的附录。

本规程的附录 C 是提示的附录。

本规程由国家电力公司电力建设研究所提出。

本规程由国家经济贸易委员会电力司归口。

本规程主要起草单位:国家电力公司电力建设研究所。

本规程参加起草单位:陕西省送变电工程公司。

本规程主要起草人:高金钟、张冲、胡凤英、喻进、崔赤、王克英。

本规程由国家电力公司电力建设研究所负责解释。

目 录

- 前言
- 1 范围
- 2 引用标准
- 3 总则
- 4 术语
- 5 应用跨越架的基本规定
 - 5.1 一般规定
 - 5.2 使用金属结构跨越架的基本规定
 - 5.3 使用钢管、木质、毛竹跨越架的基本规定
 - 5.4 使用索道跨越方法的基本规定
- 6 跨越施工工艺要求
 - 6.1 一般规定
 - 6.2 金属结构跨越架施工工艺要求
 - 6.3 钢管、木质、竹质跨越架施工工艺要求
 - 6.4 索道跨越施工工艺要求
- 7 安全措施
 - 7.1 一般规定
 - 7.2 搭设金属结构跨越架的安全措施
 - 7.3 搭设钢管、木质、毛竹跨越架的安全措施
 - 7.4 索道跨越方法的安全措施
- 8 主要设备、工器具管理
 - 8.1 绝缘工器具及管理
 - 8.2 设备及工器具管理
- 9 跨越带电线路施工设备、工器具及材料的检测
 - 9.1 设备及工器具检测
 - 9.2 绝缘工器具及材料的检测
- 附录 A(标准的附录)钢丝绳有关系数表
- 附录 B(标准的附录)标准的用词说明
- 附录 C(提示的附录)常用表格及常用数据计算方法
- 条文说明

1 范 围

本规程规定了跨越电力线路的施工方法。

本规程适用于新建或改建的输电线路跨越电力线路的施工。

本规程用于人力、机械牵引及张力架线的跨越施工。

跨越铁路、公路、河流、通信线路以及其他障碍物的施工可参照本规程进行。

2 引用标准

下列标准所包含的条文,通过在本标准中引用而构成为标准的条文。本标准的出版时,所示版本均为有效。所有标准都会被修订,使用本标准的各方应探讨使用下列标准最新版本的可能性。

GB3766—1983 液压系统通用技术条件

GB13035—1991 带电作业用绝缘绳索

GL409—1991 电业安全工作规程(电力线路部分)

DL5009.2—1994 电力建设安全工作规程(架空电力线路部分)

3 总 则

3.0.1 为确保在新建输电线路工程中安全可靠地进行跨越施工,根据国家有关规定和标准,结合多年来的实践经验制定本规程。

3.0.2 各单位可根据跨越施工的实际情况,依据本规程,具体制定实施细则,按电压等级履行审批手续。

3.0.3 施工单位在具体线路勘察定位中,对线路设计提出一些合理和可行的跨越技术要求时,可与设计部门协商解决。

3.0.4 在跨越施工困难的地方,因带电跨越危险性较大,故在选择跨越施工方案时,应优先选择停电跨越方案。

3.0.5 凡采用本规程规定范围外的新技术、新工艺的跨越施工方法跨越电力线路时,应编制施工作业指导书并按规定履行审批手续。

3.0.6 有下列特点之一的跨越称为特殊跨越:

1) 被跨运行电力线架空地线高度大于 30m。

2) 被跨越电力线电压等级为 330kV 及以上。

3) 跨越交叉点下有河流、水塘或其他复杂地形。

4) 线路交叉角小于 30° 或跨越宽度大于 70m。

特殊跨越的施工技术方案,需经有关部门审核批准。

3.0.7 规划及设计单位在设计线路时,应考虑交叉跨越施工的可能性。

4 术 语

4.0.1 张力架线 installing of conductor with tension

利用张力机、牵引机等设备,在规定的张力范围内悬空展放导、地线的施工方法。

4.0.2 跨越架 crossing structure

在放线施工中,为使导线安全通过被跨越物而搭设的临时架体。

4.0.3 提升架 take up structure

倒装组装金属结构跨越架时,用于提升和拆除架体的钢结构井架。

4.0.4 射绳枪 projection rope gun

采用射击的方法使绝缘绳快速越过带电线路的专用工具。

4.0.5 绝缘网 insulation net

敷设在跨越架顶部的绝缘保护网。

5 应用跨越架的基本规定

5.1 一般规定

5.1.1 跨越架应具有在安全施工允许的条件下本身自立的强度,并能满足施工设计强度的要求。

5.1.2 跨越架的组立必须牢固可靠、所处位置准确。

5.1.3 跨越不停电电力线的跨越架,应适当加固并应用绝缘材料封顶。

5.1.4 跨越架架顶的横辊要有足够的强度,且横辊表面必须使用对导线磨损小的绝缘材料。如用金属杆件作横辊,则必须在其上包胶。

5.1.5 跨越架应按 DL5009.2—1994 中的有关规定保持对被跨越物的安全距离,即保持对被跨越物的有效遮护。

5.1.6 跨越架经使用单位验收合格后方可使用。

5.1.7 跨越架上应按有关规定悬挂醒目标志。

5.1.8 强风、暴雨过后应对跨越设施进行检查,确认合格后方可使用。

5.1.9 搭设和拆除跨越架时应设安全监护人。

5.1.10 参加跨越不停电线路的施工人员必须熟练掌握跨越施工方法并熟悉安全措施,经本单位组织培训和技术交底后方可参加跨越施工。

5.1.11 跨越不停电线路时采用何种跨越架,应根据被跨越的电力线路电压等级、架线施工方法以及其他具体情况,综合考虑。

5.1.12 跨越架架顶宽度(横线路方向有效遮护宽度)B按下式计算:

$$B \geq [2(Z_x + 10.5) + b] \sin \gamma \quad (5.1.12)$$

式中: B——跨越架架顶宽度, m;

Z_x ——施工线路导线或地线等安装气象条件下的跨越点处的风偏距离 ,m ;
 b ——跨越架所遮护的最外侧导、地线间在横线路方向的水平距离 ,m ;
 γ ——跨越交叉角 ;。

5.1.13 跨越架中心线应与遮护宽度 B 的中心线重合。

5.1.14 跨越架架面在被跨越线路导线发生风偏后仍应与其保持的最小安全距离 (D_{\min}) 如表 5.1.14 所示。

表 5.1.14 跨越架对电力线路的最小安全距离 (m)

跨越架部位	被跨越电力线路电压等级					
	$\leq 10kV$	35kV	66 ~ 110kV	154 ~ 220kV	330kV	500kV
架面(或拉线)与导线水平距离(或垂直距离)	1.5	1.5	2.0	2.5	5.0	6.0
无地线时,封顶网(杆)与导线垂直距离	1.5	1.5	2.0	2.5	4.0	5.0
有地线时,封顶网(杆)与地线垂直距离	0.5	0.5	1.0	1.5	2.6	3.6

5.1.15 跨越架架面或拉线与被跨越电力线路导线的最小水平距离

$$D = Z_x + D_{\min} \quad (5.1.15)$$

式中： D ——跨越架架面距被跨越电力线路带电体的最小水平距离 ,m ;

D_{\min} ——发生风偏后尚应保持的最小安全距离 ,m ;

Z_x ——风偏距离 ,m。

5.2 使用金属结构跨越架的基本规定

5.2.1 金属结构跨越架架体的强度 ,要求在发生断线或跑线事故工况时能承受冲击荷载。

5.2.2 跨越架架体横担中心 ,应设置在新架线路每相导线的中心垂直投影上。

5.2.3 新型金属结构跨越架架体必须经过静载加荷试验和断线冲击试验 ,试验合格后方可使用。

5.2.4 金属结构跨越架架体宜采用倒装分段组立或吊车整体组立 ,也可采用其他方法组立。无论采用何种方法组立均必须确保人身、设备安全。

5.3 使用钢管、木质、毛竹跨越架的基本规定 5.3.1 木质跨越架所使用的立杆有效部分的小头直径不得小于 70mm。横杆有效部分的小头直径不得小于 80mm ,60 ~ 80mm 的可双杆合并或单杆加密使用。

5.3.2 毛竹应采用 3 年生长期以上的。立杆、大横杆、剪刀撑和支杆有效部分的小头直径不得小于 75mm。小横杆有效部分的小头直径不得小于 90mm ,60 ~ 90mm 的可双杆合并或单杆加密使用。

5.3.3 木、竹跨越架的立杆、大横杆应错开搭接,搭接长度不得小于 1.5m,绑扎时小头应压在大头上,绑扣不得小于 3 道。立杆、大横杆、小横杆相交时,应先绑 2 根,再绑第 3 根,不得一扣绑 3 根。

5.3.4 钢管跨越架宜用外径 48~51mm 的钢管,立杆和大横杆应错开搭接,搭接长度不得小于 0.5m。

5.3.5 架体立杆均应垂直埋入坑内,杆坑底部应夯实,埋深不得少于 0.5m,且大头朝下,回填土后夯实。遇松土或地面无法挖坑立杆时应绑扫地杆。跨越架的横杆应与立杆成直角搭投。

5.3.6 跨越架两端及每隔 6~7 根立杆应设置剪刀撑、支杆或拉线,拉线的挂点、支杆或剪刀撑的绑扎点应设在立杆与横杆的交接处,且与地面的夹角不得大于 60°。支杆埋入地下的深度不得小于 0.3m。

5.3.7 各种材质跨越架的立杆、大横杆及小横杆的间距不得大于表 5.3.7 的规定。

表 5.3.7 立杆、大横杆及小横杆的间距 (m)

跨越架类别	立杆	大横杆	小横杆
钢管	2.0	1.2	1.5
木质	1.5		1.0
竹质	1.5		0.75

5.4 使用索道跨越方法的基本规定

5.4.1 索道跨越方法仅限于人力展放导、地线跨越 330kV 及以下不停电线路施工。

5.4.2 索道绳(线)必须具有足够的机械强度,其安全系数应大于 5。绝缘固定控制绳、牵引绳的安全系数应大于 3.0,展放专用滑车的安全系数应大于 2.5。

5.4.3 每处被跨带电线路上的展放固定滑车组数不能少于 4 组。

5.4.4 在采用中间支点跨越展放架空地线紧线中,当地线弛度超出辅助杆高度时,收回展放滑车后,地线高空挂线作业必须采取可靠措施防止“跑线”。

5.4.5 中间支点跨越选用的支点辅助杆应有足够的机械强度,安全系数应大于 2,辅助杆竖立位置距带电线路边导线(考虑风偏)距离,应大于辅助杆高度 1.2 倍。

6 跨越施工工艺要求

6.1 一般规定

6.1.1 按线路设计中的交叉跨越点断面图,在施工前对跨越点交叉角度、被跨电力线路架空地线在交叉点的对地高度、下导线在交叉点的对地高度、导线边线间宽度、地形情况

进行复测。根据复测结果,选择跨越施工方案。

6.1.2 复测跨越点断面图时,应考虑环境温度的变化(即复测季节与施工季节的温差)。

6.1.3 跨越施工前由技术负责人向所有参加跨越施工人员,进行技术和安全交底,明确施工方案。

6.1.4 跨越架架体和有关设备、材料在吊装和运输过程中严禁野蛮装卸。

6.1.5 不停电跨越施工使用的绝缘设备、器材应满足第9.2节的要求,且在使用前必须进行检查。检查时用5000V摇表在电极间距2cm的条件下测试绝缘电阻,要求绝缘电阻不小于700MΩ。绝缘绳、网的外观经检查有严重磨损、断丝、断股、污秽及受潮时也不得使用。

6.1.6 跨越场两侧的放线滑车上均应采取接地保护措施。在跨越施工前,所有接地装置必须安装完毕且与铁塔可靠连接。

6.1.7 在张力放线前,按规定复检牵引场、张力场的接地情况。放线牵引板经过跨越档两侧铁塔和跨越架时,应加强监视,牵引速度和张力大小也应进行调整(牵引速度在0.25m/s之内为宜),并听从跨越场的指挥。放线过程中,必须确保与牵引场、张力场和跨越场的通信联系畅通。

6.1.8 跨越不停电线路时,施工人员不得在跨越架内侧攀登或作业,并严禁从封顶架上通过。

6.1.9 跨越不停电线路时,新建线路的导引绳通过跨越架时,应用绝缘绳作引绳。

6.2 金属结构跨越架施工工艺要求

6.2.1 跨越施工前应编制施工作业指导书,施工作业指导书包括线路断面图、跨越架架体和拉线地锚位置分坑图、架体组装图、绝缘网封顶组装图、施工安全责任记录表、材料和工器具明细表及人员组织安排。

6.2.2 跨越架架体组立前必须对其位置进行复测。

6.2.3 跨越架架体采用倒装分段组立时,要求:

1)提升架地面必须敷设道木。

2)提升架必须用经纬仪进行双向观测调查。

3)提升架必须采用拉线急定。拉线与地面夹角应控制在 $30^{\circ} \sim 60^{\circ}$ 范围内。

4)倒装组立过程中,架体高度达到被跨导线的水平高度或超过15m时,必须采用临时拉线控制,拉线应随时监视并随时加以调整。此时的提升速度也应适当放慢。

5)操作提升系统的工作人员严禁超速、超负荷工作。

6.2.4 在条件许可时,可以采用吊车整体组立。组立要求如下:

1)根据架体重量和组立高度,按起重机的允许工作荷重起吊,不得超载。

2)起吊时,吊臂应平行带电线路方向摆放。

3)整体起吊时,严禁大幅度甩杆。

4)架体宜在与带电线路垂直方向上进行地面组装。

5)架体头部被吊起距地面 0.8m 时,停车检查各连接部位连接可靠后方可继续起吊;在与地面平角成 $80^{\circ} \sim 85^{\circ}$ 时,吊车应停止动作,检查架体拉线与地锚连接可靠并通过拉线调整架体与地面垂直后方可摘掉吊钩。

6.2.5 架体连接螺栓必须紧固。

6.2.6 金属结构架体的拉线位置应根据现场地形情况和架体组立高度的长细比确定。拉线固定点之间的长细比一般不应大于 150。

6.2.7 架体组立完成后,应将其各层拉线按设计要求锚固,并调至设计预紧力。

6.2.8 各拉线地锚埋深必须按“地锚设计分坑图”及架体设计要求进行,并由安全人员监护。

6.2.9 跨越架顶端,必须设置挂胶滚筒或挂胶滚动横梁。

6.2.10 在攀登不停电线路杆塔向两侧投绳时,应顺线路登塔,确保人、工器具与导线的安全距离。

6.2.11 不停电展放跨越用绝缘绳。如用射绳枪射绳,应首先将射绳在地面的苫布上敷开。射绳时应注意射手站的位置,要避免伤及人或挂住异物。

6.2.12 封顶网的承力绳必须绑牢,且张紧后的最大弛度不大于 0.5m。

6.2.13 敷设绝缘网时,应事先在地面上将网上所有挂钩整理好。

6.2.14 在大绝缘网敷设好后,将所余网绑在一侧横担上,使网自身张紧,并将余绳卷好,放入高于地面 5m 的架体上。

6.2.15 用提升架拆除跨越架时,在拆除过程中要求:

1)提升架拉线打好后,方可松开被拆架体的拉线。提升架用经纬仪调直后,方可开始架体拆除工作。

2)被拆架体的上层拉线必须有保护措施(设置浪风绳)。

3)架体的浪风绳必须与拆架工作密切配合,保持架体稳定。

6.2.16 用吊车拆除跨越架时,在拆除过程中要求:

1)严格按施工组织设计作业。

2)吊车的摆放位置应能避免大幅度转臂、甩杆。

3)吊车吊钩吊实后,方可拆除架体拉线。

4)架体、塔头、塔根必须设置浪风绳。

5)架体落地时应注意避免损伤塔上附件。

6.3 钢管、木质、竹质跨越架施工工艺要求

6.3.1 绑扎跨越架时必须绑扎牢固。

6.3.2 在被跨电力线路上方绑扎跨越架时,应用棕绳绑扎。

6.4 索道跨越工艺要求

6.4.1 按设计图纸及跨越点现场调查资料,选择具体跨越施工方法。

6.4.2 为使索道安全可靠,索道的承载绳受力、弛度计算应是初始状态和展放导、地线时的最大受力状态的计算。计算公式见附录 C 中的 C2。

6.4.3 确定展放导、地线所用滑车组的水平垂直控制绳长度和滑车组数量时,应确保与被跨越电力线的安全距离。

6.4.4 索道施工可局部采用装配式架线(指定档、定线长独立挂线方式)。

6.4.5 在布置放线段时,宜将跨越档布置在张力场一端,使之以一牵一单牵方式通过索道(必要时,可以增加索道数量,以满足分裂导线的放线要求)。

6.4.6 在跨越档距较大时,合理布置索道位置,增加承力绳上硬支点,增加分力专用滑车。

6.4.7 索道自然弛度应与放线时导线的弛度接近。

6.4.8 采取绝缘索道展放架空地线,在架空地线紧线观测弛度时,应考虑索道绳外加荷载的影响。

7 安全措施

7.1 一般规定

7.1.1 跨越不停电电力线架线施工前,应向运行部门书面申请“退出重合闸”,落实后方可进行不停电跨越施工。施工期间该线路发生设备跳闸时,调度员未取得现场指挥同意前,不得强行送电。

7.1.2 跨越不停电电力线施工过程中,必须邀请被跨越电力线的运行部门进行现场监护。施工单位也应设安全监护人。

7.1.3 跨越不停电电力线施工中必须严格执行 DL409—91 规定的工作票制度。

7.1.4 在跨越档相邻两侧的杆塔上,被跨电力线路的导、地线应通过杆塔设置可靠的接地装置。

7.1.5 绝缘工具必须进行绝缘试验,其绝缘性能应符合附录 C 中表 C1.2 的要求,每次使用前应进行外观检查。

7.1.6 参加跨越不停电线路施工人员,应熟悉施工工器具使用方法、使用范围及额定负荷,不得使用不合格的工器具。

7.1.7 临近带电体作业时,上下传递物体必须使用绝缘绳索,作业全过程应设专人监护。

7.1.8 绝缘工具的有效长度不小于表 7.1.8 的要求。

表 7.1.8 绝缘工具的有效长度 (m)

工具名称	带电线电压等级						
	≤10kV	35kV	63kV	110kV	220kV	330kV	500kV
绝缘操作杆	0.7	0.9	1.0	1.3	2.1	3.1	4.0
绝缘承力工具、绝缘绳索	0.4	0.6	0.7	1.0	1.8	2.8	3.7

注 传递用绝缘绳索的有效长度应按绝缘操作杆的有效长度考虑。

7.1.9 在带电体附近作业时,人体与带电体之间的最小安全距离应满足表 7.1.9 的规定。

表 7.1.9 作业时与带电体的最小安全距离 (m)

项 目	带电体的电压等级					
	≤10kV	35kV	63~110kV	220kV	330kV	500kV
工器具、安装构件、导线、地线与带电体的距离	2.0	3.5	4.0	5.0	6.0	7.0
作业人员的活动范围与带电体的距离	1.7	2.0	2.5	4.0	5.0	6.0
整体组立杆塔与带电体的距离	应大于倒杆距离(自杆塔边缘到带电体的最近侧为杆塔高)					

7.1.10 跨越施工用绝缘绳网,在现场应先按规格、类别、用途整齐摆放在防水帆布上。

7.1.11 跨越不停电线路架线施工应在良好天气下进行,遇雷电、雨、雪、霜、雾,相对湿度大于 85% 或 5 级以上大风时,应停止工作。如施工中遇到上述情况,则应将已展放好的网、绳加以安全保护,避免造成意外。

7.1.12 跨越施工完成后,应尽快将带电线路上的封顶网、绳拆除。

7.2 搭投金属结构跨越架的安全措施

7.2.1 金属结构跨越架金属拉线和展放中的导、地线、牵引绳与被跨电力线的最小安全距离,必须满足表 5.1.14 和表 7.1.9 的要求。

7.2.2 金属结构跨越架架体的临时拉线必须由有经验的技术工人看护。

7.2.3 金属结构跨越架提升架的拉线、连接金具的安全系数不得小于 3。

7.2.4 在金属结构跨越架架体组立过程中,必须确保上层内侧拉线与不停电导线的安全距离,严禁大幅度晃动。

7.2.5 在特殊情况下,金属结构跨越架的拉线与被跨越线路间的距离不能满足安全距离时,应采取特殊安全措施。

7.2.6 跨越架组立完成后,必须立即采取可靠的接地措施。

7.2.7 跨越架架体的接地线必须用多股软铜线,其截面不得小于 25mm²,接地棒埋深不得小于 0.6m。接地线与架体、接地棒连接牢固,不得缠绕。

7.2.8 绝缘网的弛度不得大于 2.5m,且距架空地线的最小净间距按表 5.1.14 选择。

在雨季施工时应考虑绝缘网受潮后弛度的增加。

7.2.9 在多雨季节和空气潮湿工况下,应在封网用承力绳与架体横担连接处采取分流保护措施。

7.2.10 封顶绝缘材料必须保证在雨、雪、风、霜等恶劣天气条件下,距被跨越电力线路架空地线的最小净间距满足表 5.1.14 的要求。

7.2.11 操作液压系统的工作人员手臂不能告诉顶升液压缸的活塞杆,使用的工具也不得触及顶升液压缸的活塞杆。

7.3 搭设钢管、木质、毛竹跨越架的安全措施

7.3.1 跨越架顶端两侧应设外伸羊角,宽度应超出新建线路两边线各 2m。

7.3.2 跨越电气化铁路和 35kV 以上的电力线的跨越架,应使用绝缘材料封顶。

7.3.3 绑扎用铁丝单根展开长度不得大于 1.6m。

7.3.4 拆除跨越架时,应由上向下逐根拆除。拆下的材料应有人传送,不得向下抛扔。

7.4 索道跨越方法的安全措施

7.4.1 若利用架空地线充当承力索,在索道跨越施工前,应对充当承力索的架空地线做全面检查,该地线不得有断股、假焊和表面严重损伤现象。

7.4.2 展放用滑车、挂钩在使用前应全面检查,查看是否有挂钩保险失灵、滑车变形、损伤、转动不灵活等现象。

7.4.3 在承力索两端固定点内侧应各加设保险绳套。

7.4.4 施工中选用的所有绝缘绳网,使用前必须保持干燥,并按要求进行摇表复测。

8 主要设备、工器具管理

8.1 绝缘工器具及材料的管理

8.1.1 跨越用绝缘绳索必须根据 GB13035-91 进行选订。绝缘绳、网提供厂家应向用户提供有关材料的具体技术性能及产品合格证。

8.1.2 跨越施工工器具,均应建立使用登记卡,登记卡包括名称、规格、特性、出厂时间、试验、使用情况、允许使用的最大荷重等。

8.1.3 绝缘绳、网应存放在干燥、通风的房间内,并就经常检查,防止受潮、受污和机械损伤。还应有防虫蛀措施。

8.1.4 绝缘绳、网受潮烘干时,不能用明火,且应分多次进行,每次时间不得过长,防止水份进入绝缘绳内部,干燥后方可入库。

8.1.5 绝缘绳、网的报废条件应根据使用的具体情况,经常进行检查,不合格者即可报废。

8.2 设备及工器具管理

8.2.1 跨越架架体部分及材料应置于通风条件好、较干燥的地方,并在其底部垫起

0.2m。跨越用工器具部分应分类置于库房内存放。

8.2.2 跨越架设备及工器具的管理,应由各使用单位根据设备的类型,制定具体的维修、维护管理方法和质量标准。

8.2.3 木质跨越架所使用的杉木杆,如有木质腐朽、损伤严重或弯曲过大任一情况的,则严禁使用。

8.2.4 毛竹跨越架所使用的毛竹,如有青嫩、枯黄、麻斑、虫蛀以及其裂纹长度通过一节以上任一情况的,则严禁使用。

8.2.5 钢管跨越架所使用的钢管,如有弯曲严重、磕瘪变形、表面有严重腐蚀、裂纹或脱焊任一情况的,则严禁使用。

8.2.6 钢丝绳应具有符合国家标准的产品检验合格证,并按出厂技术数据使用。无技术数据时,应进行单丝破断试验。

8.2.7 钢丝绳的动荷系数、不平衡系数、安全系数分别不得小于附录 A 的表 A1、表 A2、表 A3 的规定。

8.2.8 钢丝绳(套)有下列情况之一者应报废或截除。

1) 钢丝绳在一个节距内的断丝数达到附录 A 中的表 A4 规定的数值时。

2) 钢丝绳有锈蚀或磨损时,应将表 A4 中的报废断丝数按表 A5 折减,并按折减后的断丝数报废。

3) 绳芯损坏或绳股挤出。

4) 笼状畸形、严重扭结或弯折。

5) 压扁严重。

6) 受过火烧或电灼。

8.2.9 钢丝绳端部用绳卡固定连接时,绳卡压板应在钢丝绳主要受力一边,不得反正交叉设置,绳卡间距不应小于钢丝绳直径的 6 倍,绳卡数量应符合附录 A 中的表 A6 的规定。

8.2.10 插接的绳或绳套,其插接长度应不小于钢丝绳直径的 15 倍,且不得小于 300mm。新插接的钢丝绳套应做 125% 允许负荷的抽样试验。

8.2.11 钢丝绳使用后应及时除去污物,每年浸油一次,并放在通风干燥处。

8.2.12 棕绳(麻绳)作为辅助绳索使用。其许用应力不得大于 $0.89\text{kN}/\text{cm}^2$ ($100\text{kgf}/\text{cm}^2$);用于捆绑或在潮湿状态下使用时,应按许用力减半计算。霉烂、腐蚀、断股或损伤者不得使用。

8.2.13 滑车的吊钩或吊环变形、轮缘破损或严重磨损、轴承变形、轴瓦磨损以及滑轮转动不灵者,均不得使用。

8.2.14 双钩紧线器应经常润滑保养。换向爪失灵、螺杆无保险螺丝、表面裂纹或弯曲严重,严禁使用。

8.2.15 安全防护用品、用具的管理按 DL5006.2—94 中有关规定进行。

9 跨越带电线路施工设备、工器具及材料的检测

9.1 设备及工器具检测

9.1.1 金属结构跨越架架体的结构质量 在出厂前应依照有关规定进行检查。

9.1.2 新型金属结构跨越架必须根据设计要求、技术参数进行静荷载强度试验。在静荷载强度试验基础上 ,应进行封网动荷载冲击试验 ,即牵引绳继线冲击试验 ,试验后应提交试验报告。

9.1.3 金属结构跨越架架顶设置的挂胶保护部位 ,不得有露出金属骨架等严重损坏情况。

9.1.4 大修的设备及工器具应在使用前进行过载试验(过载试验为在大于额定荷载、慢速工况下 ,加荷载于设备或工器具上并保持荷载大于 10min) ,试验中设备应工作正常 ,工器具无塑性变形、裂痕。

9.1.5 设备及工器具过载试验载荷与其额定载荷的倍率按表 9.1.5 选择倍率。

表 9.1.5 设备过载试验载荷与额定载荷倍率

设备及工具名称	过载载荷与额定载荷比
起重机、卷扬机、绞磨	≥1.25
紧线器、卡线器	2.0
抱杆及承压杆件	1.25
钢丝绳	2.0
起重附件(环、钩、卡销 板等)	2.0
工作台	2.5
机动动力源	1.25
双钩紧线器及手扳葫芦	1.25

9.1.6 金属结构跨越架液压系统的性能应符合国家标准 GB3766—83 中的要求。

9.1.7 金属结构跨越架液压系统的性能试验按表 9.1.7 进行。

表 9.1.7 液压系统性能试验

项 目	要 求
耐压试验	以额定压力的 150% ,保压 5min ,进行最大压力的耐压试验 ,不得有漏油现象
跑合试验	额定速度、无负荷运转 10min 以上 ,情况正常
冲击试验	在额定压力、额定速度下以每分钟 10 次的频率冲击开关 ,冲击 20 次后运转正常

9.2 绝缘工器具及材料的检测

9.2.1 凡新购置、翻新的绝缘绳网要进行外观检查验收,其内容包括:

- 1 包装 绝缘绳成卷用塑料袋密封,并置于专用包装内。
- 2 标注:有品名、型号、质量、长度、出厂时间、厂名、防潮、防高温标志。
- 3 工艺要求:
 - 1)捻合绳各股线之间及各股中的丝线应紧密结合,不得有松散、分股现象。
 - 2)捻合绳各股及各股中丝线均不应有叠痕、凸起、压伤、背股、抽筋等缺陷,不得有错乱交叉的丝线股。
 - 3)接头应单根丝连接,线股不允许有接头,单丝接头应封闭在绳股内部,不得外露。
 - 4)捻合绳及绳中各股线的捻距在其全长内应均匀。
 - 5)成品绝缘绳不得沾染油污及受潮。

9.2.2 凡新加工、购置、翻修的各种绝缘工具、绳,都必须进行机械强度和电气性能试验。其电气性能试验必须在机械性能试验后进行。

9.2.3 绝缘绳的机械强度试验,包括拉伸断裂强度试验,伸长试验(温度 $20 \pm 2^{\circ}\text{C}$,相对湿度 $63\% \sim 67\%$)。

9.2.4 拉伸断裂强度试验,要求其破坏强度不得小于额定强度的 5 倍。

附录 A(标准的附录)

钢丝绳有关系数表

表 A1 线路施工中钢丝绳的安全系数 K

序号	工作性质及条件	K
1	用人推绞磨直接或通过滑车组起吊杆塔或收紧导线用的牵引绳和磨绳	4
2	用机动绞磨、电动卷扬机或拖拉机直接或通过滑车组起立杆塔或收紧导线用的牵引绳和磨绳	4.5
3	起立杆塔用的吊点固定绳	4.5
4	起立杆塔用的根部制动绳	4
5	临时固定拉线	3
6	作其他起吊及牵引用绳及吊点固定绳	4

表 A2 钢丝绳动荷系数 K_1

起吊或制动系统的工作方法	动荷系数 K_1	起吊或制动系统的工作方法	动荷系数 K_1
通过滑车组用人力绞车或绞磨牵引	1.1	直接用机动绞车中绞磨、拖拉机、汽车牵引	1.3
直接用人力绞车或绞磨牵引	1.2	通过滑车组用制动器控制时的制动系统	1.2
通过滑车组用机动绞车或绞磨、拖拉机、汽车牵引	1.2	直接用制动器控制的制动系统	1.2

表 A3 钢丝绳不均衡系数 K_3

可能承受不均稀荷重的起重工具	不均衡系数 K_2	可能承受不均衡荷重的起重工具	不均衡系数 K_2
用人字抱杆或双抱杆起吊时的各分支抱杆	1.2	通过平衡滑车组相连的两套牵引装置及独立的两套制动装置平行工作时,各装置的起重工具	1.2
起吊门型或大型杆塔结构时的各分支绑固吊索	1.2		

表 A4 钢丝绳报废断丝数

安全系数	钢丝绳报废断丝数			
	一个节距内断丝数			
	钢丝绳结构			
	绳 6W(19) 绳 6×(19)		绳 6×(37)	
	交互捻	同向捻	交互捻	同向捻
< 6	12	6	22	11
6~7	14	7	26	13
> 7	16	8	30	15

注 1. 表中断丝数是指细钢丝,粗钢丝每根相当 1.7 根细钢丝。

2. 一个节距是指每股钢丝绳缠绕一周的轴向距离。

表 A5 钢丝绳折减系数

钢丝绳表面磨损量或锈蚀量(%)	10	15	20	25	30~40	> 40
折减系数(%)	85	75	70	60	50	0

表 A6 钢丝绳端部固定用绳卡数量

钢丝绳直径(mm)	7~8	19~27	28~37	38~45
绳卡数量(个)	3	4	5	6

附录 B(标准的附录)

标准的用词说明

执行本规程条文时,要求严格程度不同的用词说明如下:

- 1 表示很严格,非这样做不可的用词:正面词采用“必须”,反面词采用“严禁”。
- 2 表示严格,在正常情况下均应这样做的用词:正面词采用“应”,反面词采用“不应”或“不得”。
- 3 表示允许稍有选择,在条件许可时,首先应这样做的用词:正面词采用“宜”,反面词采用“不宜”。
- 4 表示有选择,在一定条件下可以这样做的用词:采用“可”。

附录 C(提示的附录)

常用表格及常用数据计算方法

C1 常用表格

表 C1.1 安全施工责任记录表

责任范围	施工负责人	工作日期	备注
绝缘绳网质量检查			
分坑、挖坑、埋锚的质量检查			
拉线、浪风绳的连接、固定和看护			
敷设尼龙网封顶的监护			
导引绳、牵引绳、导线和地线在牵引跨越电力线之前,所有连接点的复检			
其他			

表 C1.2 常用电气绝缘工具试验一览表

序号	名称	电压等级 (kV)	周期	交流耐压 (kV)	时间 (min)	泄漏电流 (mA)	附注
1	绝缘棒	6~10	一年	44	5		
		35~110		4倍相电压			
		220		3倍相电压			
2	验电笔	6~10	六个月	40	5		发光电压不高于额定电压的25%
		35		105			
3	绝缘手套	高压		8	1	≤8	
		低压		2.5		≤2.5	
4	橡胶绝缘靴	高压		15	1	≤7.5	
5	绝缘绳	高压		105/1.5	5		

表 C1.3 风级表

风力等级	名称	地面物的象征	相当风速(m/s)
0	无风	静,烟直上	0~0.2
1	软风	烟能表示风向,但风向标不能转动	0.3~1.5
2	轻风	人面感觉有风,树叶微响,风向标能转动	1.6~3.3
3	微风	树叶及微枝摇动不息,旗帜展开	3.4~5.4
4	和风	能吹起地面灰尘和纸张,小树枝摇动	5.5~7.9
5	清劲风	有叶的小树摇摆,内湖的水有波	8.0~10.7
6	强风	大树枝摇动,电线“呼呼”有声,举伞难行	10.8~13.8
7	疾风	全树摇动,迎风步行感觉不便	13.9~17.1
8	大风	微枝折断,人向前行感觉阻力甚大	17.2~20.7
9	烈风	烟囱顶部及屋瓦被吹掉	20.8~24.4
10	狂风	内陆很少出现,可掀起树木或吹毁建筑物	24.5~28.4
11	暴风	陆上很少有,有大破坏	28.5~32.6
12	飓风	陆上绝少,有很大规模的破坏	>32.6

C2 几种常用数据的计算方法

C2.1 导线弧垂计算方法(适用于弧垂不大于档距5%的小高差或等高差中任一点x处的弧垂)

$$f_x = \frac{g}{2\sigma} X^2 \quad (L - X)$$

式中: x ——档距中任一点弧垂, m;

g ——架空线的比载, kg/(m·mm²);

σ ——架空线的最低点应力(即水平应力) kg/mm^2 ;

L ——档距 m ;

X ! ——从任意一悬点至任一点的水平距离 m 。

C2.2 施工线路导线或地线在安装气象条件下跨越点处风偏距离计算公式 :

$$Z_x = W_{\kappa 10} [x(1-x)(2H) + \lambda/W_1]$$

其中 : $W_{\kappa 10} = 0.0613Kd$

式中 : Z_x ——风偏距离 m ;

x ——被跨越物与施工线路任一相邻杆塔的距离 m ;

H ——水平放线张力 N ;

l ——施工线路的跨越档档距跨越 m ;

λ ——施工线路跨越档两端县垂绝缘子串或滑车挂具长度 m ;

W_1 ——导线、地线的单位长度重量 N/m ;

$W_{\kappa 10}$ ——在安装气象条件(风速 10m/s)下导线或地线的单位长度风荷重 (N/m) ;

d ——导线或地线直径 mm ;

K ——风载体型系数,当 $d \leq 17\text{mm}$ 时, $K = 1.2$;当 $d > 17\text{mm}$ 时, $K = 1.1$ 。

C2.3 静电感应计算方法

C2.3.1 导电物体上的静电感应电压 U_2 :

$$U_2 = C_{12} U_1 / (C_{12} + C_{22})$$

式中 : U_1 ——带电导体上的电压 V ;

C_{12} ——带电导体与导电物体间的杂散电容 F ;

C_{22} ——导电物体与大地间的杂散电容 F 。

C2.3.2 导电物体上的聚集电荷 Q :

$$Q = U_2 C_{22}$$

C2.3.3 作用于 C_{12} 上的接地电流 I_{sc} :

$$I_{sc} = \omega C_{12} U_1$$

C2.4 索道承载绳的受力、弛度计算公式

C2.4.1 索道初始张力 T :

$$T = H / \cos\beta = l^2 \omega / (8f \cos^2 \beta)$$

式中 : T ——承载索的平均张力 kg ;

H ——承载索的水平张力 kg ;

l ——承载索支持点间的档距(对于双支点架空索道)或耐张段内最大档距(对于多支点索道) m ;

ω ——承载索单位长度重量 ,kg/m ;

f ——档距中点(对于双支点架空索道)或耐张段内最大档距中点(对于多支点索道)承载索的弛度 ,m ;

β ——承载索支持点(对于双支点架空索道)或耐张段内最大档距承载索支持点(对于多支点索道)的高差角 ; ;

$$\beta = \text{tg}^{-1} h/l$$

h ——承载索支持点(对于双支点架空索道)或耐张段内最大档距承载索支持点(对于多支点索道)的高差 ,m。

C2.4.2 索道初始弛度

- 1 档距中点承载索的弛度 f :

$$f = l^2 \omega / (8H \cos \beta) = l^2 \omega / (8T \cos^2 \beta)$$

- 2 档距任意点承载索的垂度 f_x :

$$\begin{aligned} f_x &= x(1-x) \omega / (2H \cos \beta) = x(1-x) \omega / (2T \cos^2 \beta) \\ &= 4x(1-x/l) f \end{aligned}$$

式中： f_x ——距支持点水平距离 x 处(对于双支点架空索道)或距耐张段内最大档距支持点水平距离 x 处(对于多支点索道)承载索的垂度 ,m。

- C2.4.3 索道工作时最大张力 T :

$$T = H / \cos \beta = l^2 [\omega / \cos \beta + Q / (s' \cos \beta)] / (8f \cos \beta)$$

式中： T ——当集中荷重中心作用于档距中点(对于双支点架空索道)或作用于耐张段内最大档距中点(对于多支点索道)时,承载索的水平张力 ,kg ;

f ——当集中荷重中心作用于档距中点(对于双支点架空索道)或作用于耐张段内最大档距中点(对于多支点索道)时,承载索的弛度 ,m ;

Q ——单个集中荷重的质量 ,kg ;

s' ——各个集中荷重相邻间隔的平均值 ,m。

- C2.4.4 索道工作时的弛度

- 1 中点弛度 f :

$$\begin{aligned} f &= l^2 [\omega / \cos \beta + Q / (s' \cos \beta)] / (8H) \\ &= l^2 [\omega / \cos^2 \beta + Q / (s' \cos^2 \beta)] / (8T) \end{aligned}$$

- 2 任意点的弛度 f_x :

$$\begin{aligned} f_x &= x(1-x) [\omega / \cos \beta + Q / (s' \cos \beta)] / (2H_x) \\ &= x(1-x) [\omega / \cos \beta + Q / (s' \cos \beta)] / (2T_x) \end{aligned}$$

式中： f_x ——当集中荷重中心作用于距支持点水平距离 x 处(对于双支点架空索道)或距耐张段内最大档距支持点水平距离 x 处(对于多支点索道)时,该处承载索的垂度 ,m ;

H_x ——当集中荷重中心作用于距支持点水平距离 x 处(对于双支点架空索道)或距耐张段内最大档距支持点水平距离 x 处(对于多支点索道)时,该处承载索的水平张力 k_g ;

T_x ——当集中荷重中心作用于距支持点水平距离 x 处(对于双支点架空索道)或距耐张段内最大档距支持点水平距离 x 处(对于多支点索道)时,该处承载索的平均张力 k_g 。

中华人民共和国电力行业标准

DL 5106 - 1999

跨越电力线路架线施工规程

条文说明

主编部门:国家电力公司电力建设研究所

批准部门:中华人民共和国国家经济贸易委员会

目 录

- 1 范围
- 3 总则
- 5 应用跨越架的基本规定
 - 5.1 一般规定
 - 5.2 使用金属结构跨越架的基本规定
 - 5.3 使用钢管、木质、毛竹跨越架的基本规定
 - 5.4 使用索道跨越方法的基本规定
- 6 跨越施工工艺要求
 - 6.1 一般规定
 - 6.2 金属结构跨越架施工工艺要求
- 7 安全措施
 - 7.1 一般规定
 - 7.2 搭设金属结构跨越架的安全措施

7.3 搭设钢管、木质、毛竹跨越架的安全措施

8 主要设备、工器具管理

9 不停电跨越施工设备、工器具及材料的检测

1 范 围

本规程以新架设线路跨越不停电运行线路的施工方法为主,在放线形式上适用于人力、机械牵引及张力放线。跨越铁路、公路、河流、通信线路等其他障碍物可以参照执行。

3 总 则

各施工单位在制定跨越施工细则时,应依据本规程要求。在线路勘察定位中,可依据本规程向设计部门提出修改建议。在跨越施工方案的选择上,应优先选择停电跨越方案。

5 应用跨越架的基本规定

5.1 一般规定

跨越运行线路架体,必须满足施工设计强度要求,且过线部分必须具有防止导线磨损的保护措施。运行线路上的遮护范围内不得用金属绳索连接。在考虑跨越距离及遮护宽度时,应注意风偏对运行线路、展放导线、遮护网绳的影响。

5.2 使用金属结构跨越架的基本规定

对新型金属结构架体,必须按设计要求进行静载加荷试验和断线冲击试验,其组立方法应认真进行施工组织设计。

5.3 使用钢管、木质、毛竹跨越架的基本规定

采用单杆组装桁架的跨越架体,必须对单杆材料进行质量评估,并对整体桁架的受力情况进行理论校核以确保其整体稳定性。

5.4 使用索道跨越方法的基本规定

本规程对索道跨越方法及工艺(见规程第6.4节及第7.4节)提出了几点通用规定。由于目前索道跨越施工尚在试验阶段,无法细化其施工规范,故本条款有待今后继续修订。

6 跨越施工工艺要求

6.1 一般规定

在跨越施工的工艺设计中,应考虑施工季节温度对运行线路的影响,特别强调施工前的工况复测,对跨越中采用的所有工器具必须进行质检,在施工中应严格执行其监护要求。

6.2 金属结构跨越架施工工艺要求

对架体拉线与地面夹角的控制,是为了尽可能减少跨越距离。在地面工况不允许或无法满足时,可对此款进行修改设计,但其设计必须由单位总工或技术总负责审批。采用吊车组立或拆除架体的施工方案必须由有关技术负责人批准,并由现场安全部门监护。

7 安全措施

7.1 一般规定

申请“退出重合闸”是跨越施工自我保护措施。因此除按规程提出书面申请外,还应该将施工方案做简要说明,以便运行操作人员对跨越工况有足够认识。

7.2 搭设金属结构跨越架的安全措施

跨越架体必须具有可靠的接地措施,其接地棒埋深应视现场地质情况做适当调整,以增加其接地的可靠性,但是不得低于本规程要求。在跨越现场空气湿度过大时,或临近有高压线路,电感较强时必须对绝缘网、绳采取分流保护措施,以避免绝缘网、绳因电感出现环流放电而烧毁的事故。

7.3 搭设钢管、木质、毛竹跨越架的安全措施

搭设单杆桁架时,在设计跨越架宽度时应适当考虑风偏对保护宽度的影响。

8 主要设备、工器具管理

所有工器具除应建立登记卡外,还应着重记录其材质变化情况,特别注明自然损耗程度,对关键承力器具,必须在使用前核卡复检。

9 不停电跨越施工设备、工器具及材料的检测

对新购置或改进的设备及工器具必须在出厂前提交质检报靠,特别强调静载试验要求。对一些动力设备要复检其铭牌注明的技术指标,将事故隐患消灭在施工前。

中华人民共和国电力行业标准

DL 5009.2-94

电力建设安全工作规程

(架空电力线路部分)

Regulation of safety operation in power engineering construction

(Part of power transmission line)

中华人民共和国电力工业部 发布

1995-01-06 发布

1995-04-01 实施

目 录

- 第一章 总则
- 第二章 基本规定
- 第三章 工程材料、设备的堆放和保管
- 第四章 施工用电及工程防火
 - 第一节 施工用电
 - 第二节 工程防火
- 第五章 高处作业
- 第六章 工地运输
 - 第一节 机动车运输
 - 第二节 非机动车运输
 - 第三节 水上运输
 - 第四节 人力运输和装卸
 - 第五节 机械装卸
- 第七章 基础工程
 - 第一节 土石方开挖
 - 第二节 爆破作业

第三节 混凝土基础

第四节 桩式基础

第五节 锚杆基础

第六节 预制基础

第八章 杆塔工程

第一节 一般规定

第二节 排杆

第三节 焊接

第四节 地面组装

第五节 杆塔分解组立

第六节 杆塔整体组立

第七节 铁塔倒装组立

第八节 起重机组塔

第九章 架线工程

第一节 越线架搭设

第二节 人力及机械牵引放线

第三节 张力放线

第四节 压接

第五节 导线、地线升空

第六节 紧线

第七节 附件安装

第八节 平衡挂线

第九节 预防电击

第十章 不停电跨越与停电作业

第一节 不停电跨越的一般规定

第二节 有越线架不停电架线

第三节 无越线架不停电架线

第四节 停电作业

第十一章 施工机械及工器具

第一节 一般规定

第二节 牵引机和张力机

第三节 小型机具

第四节 工器具

第五节 安全防护用品、用具

第十二章 其它

第一节 线路通道砍伐

第二节 防蛇、防兽、防蜂等

附录一 钢丝绳破断力换算系数 K_0

附录二 动荷系数 K_1

附录三 不平衡系数 K_2

附录四 钢丝绳安全系数 K

附录五 钢丝绳报废断丝数

附录六 折减系数

附录七 钢丝绳端部固定用绳卡的数量

附录八 螺纹销直形卸扣允许荷重

附录九 主要起重工具试验标准

附录十 高处作业安全用具试验标准

附录十一 常用电气绝缘工具试验一览表

附录十二 风级表

本规程用词说明

附加说明

第一章 总 则

第 1 条 为贯彻执行“安全第一、预防为主”的安全生产方针,确保职工在施工中的安全和健康,根据国家有关规定,结合架空电力线路施工的具体情况,制定本规程。

第 2 条 本规程适用于 110 ~ 500kV 架空电力线路的施工,35 ~ 63kV 架空电力线路施工可参照执行。

第 3 条 施工单位可根据本规程的规定,结合本单位的实际情况,编制补充规定或实施细则,经总工程师批准后执行。

第 4 条 施工单位的各级领导和工程技术人员必须熟悉并严格遵守本规程;工人必须熟悉和严格遵守本规程的有关规定并经考试合格后上岗。

第 5 条 对从事电气、起重、焊接、爆破、爆压、高处作业、汽车驾驶、机械操作等特种作业的人员,必须进行专业操作技术培训和规程的学习,并经有关部门考试合格取证后方可上岗独立操作。对上述人员应定期进行考核,不合格者应收回证件、停止作业,待重新考试合格后方可上岗。

第 6 条 新进企业的人员(包括学徒工、合同工、临时工、协议工、实习人员)在分配工作前必须进行公司、工区、班组三级安全教育。民工必须在施工前由施工负责人讲解安全注意事项和操作方法,并做好安全监护工作。

第 7 条 试验和应用新技术、新工艺、新设备、新材料之前,必须先制定安全技术措施,经总工程师批准后执行。

第 8 条 在执行本规程的同时,必须贯彻执行《电力建设安全施工管理规定》。

第二章 基本规定

第 9 条 施工作业必须有安全技术措施,并在施工前进行交底。已交底的措施,未经技术负责人同意,不得擅自变更。

第 10 条 主要工器具应符合技术检验标准,并附有许用荷载标志,使用前必须进行外观检查,不合格者严禁使用,并不得以小代大。

第 11 条 各种锚桩应按技术规定布设,规格和埋深应根据土质经受力计算确定。立锚桩应有防止上浮或转动的措施。

第 12 条 施工人员严禁违章作业;不得影响他人安全作业;有权制止他人违章作业。

第 13 条 对无安全措施或未经安全技术交底的施工项目,施工人员有权拒绝施工。

第 14 条 施工人员严禁酒后作业。

第 15 条 进入施工作业区的人员必须正确佩戴安全帽。

第 16 条 施工人员应正确配用个人劳动防护用品。

第 17 条 遇有雷雨、暴雨、浓雾、六级及以上大风时,不得进行高处作业、水上运输、露天吊装、杆塔组立和放紧线等作业。

第三章 工程材料、设备的堆放和保管

第 18 条 材料、设备应按平面布置的规定堆放。露天堆放场地应平整,并应符合装卸、搬运、消防及防洪的要求。

第 19 条 器材堆放应遵守下列规定:

1. 物件堆放整齐稳固;长大件器材的堆放有防止倾倒的措施。
2. 器材距铁路中心线不得小于 3m。
3. 钢筋混凝土电杆堆放的地面平整、坚实,杆段下面设支垫,两侧用木楔掩牢,堆放高度不超过三层。
4. 钢管堆的两侧设立柱,堆放高度不超过 1m。
5. 水泥堆放的地面垫平,堆放高度不超过 12 包。
6. 线盘放置的地面平整、坚实,滚动方向的前后均掩牢。
7. 圆木或毛竹堆放高度不超过 2m,并有防止滚落的措施。

第 20 条 临时仓库的建造应遵守下列规定:

1. 工地及材料站临时建筑物的防火距离应遵守表 1 的规定。

表 1 建筑物与易燃材料堆场的火间距(m)

名称		永久性建筑	临时仓库	木料堆、木工房	易燃物仓库 (油料库)
名称	距离				
永久性建筑			15	25	20
临时仓库		15	6	15	15
木料堆、木工房		25	15	垛间 2	25
易燃物仓库(油料库)		20	15	25	20

2. 根据储存物品的特性,采用相应耐火等级的材料建造,并配备适用的消防器材。

3. 结构坚固、可靠,门窗向外开启。

4. 不宜建在电力线下方。如需在 110kV 及以下电力线下方建造时,应经线路运行单位同意,屋顶采用耐火材料,建筑物与导线之间的垂直距离,在导线最大计算弧垂情况下不小于下列数值:

1 ~ 10kV 3m

35kV 4m

63 ~ 110kV 5m

第 21 条 氧气瓶的存放和保管应遵守下列规定:

1. 存放处周围 10m 内严禁明火,严禁放置易燃易爆物品。

2. 严禁沾染油脂。

3. 严禁与乙炔气瓶混放在一起。

4. 卧放时不宜超过 5 层,立放时有支架固定。

5. 有瓶帽和两个防震圈。

6. 瓶帽拧紧,气阀朝向一侧。

7. 严禁靠近热源或在烈日下曝晒。

8. 存放间设专人管理,并设置“严禁烟火”的标志。

第 22 条 乙炔气瓶的存放和保管应遵守下列规定:

1. 班组的存放量一般不超过 5 瓶,超过 5 瓶但不超过 20 瓶时,应用非燃烧体墙隔成单独的存放间,并有一面靠外墙。

2. 存放间与明火或散发火花地点间的距离不得小于 15m。

3. 存放间不得设在地下室或半地下室内。

4. 存放间通风良好,不受阳光直射,远离高温热源,其附近设有消火栓和干粉或二氧化碳灭火器,但严禁使用四氯化碳灭火器。

5. 存放间设专人管理,并在醒目处设置“乙炔危险、严禁烟火”的标志。

6. 直立放置,并有防止倾倒的措施。

7. 严禁与氧气瓶及易燃物品同间存放。

第 23 条 有毒有害物品的存放和保管应遵守下列规定：

1. 容器必须密封。
2. 库房空气流通,并有专人管理。
3. 存放处挂警告标志。

第 24 条 汽油、柴油等挥发性物品的存放和保管应遵守下列规定：

1. 存放在专用的库房内,容器必须密封。
2. 附近严禁有易燃易爆物品。
3. 严禁靠近火源或在烈日下曝晒。
4. 存放处设“严禁烟火”的标志。

第 25 条 工地爆破器材库的位置、结构和有关设施必须经上级主管部门批准,并经当地公安部门许可。

第 26 条 炸药和雷管必须分库存放,并设专人管理。

第 27 条 班组使用的少量爆破器材临时存放时应遵守下列规定：

1. 向所在地公安派出所或乡政府备案。
2. 必须存放在距离烟火较远的专用房间内,并设专人保管。
3. 雷管装在内壁有防震软垫的专用箱内。
4. 存放爆破器材的房间内不得住宿和进行其它活动。
5. 存放间内严禁吸烟或带入火种。
6. 当天剩余的爆破器材必须点清数量,及时退库。
7. 严禁将爆破器材带入宿舍或移作它用。

第四章 施工用电及工程防火

第一节 施 工 用 电

第 28 条 工地和材料站的施工用电应按已批准的施工技术措施进行布置,并按当地供电部门的规定提出用电申请。

第 29 条 施工用电设施的安装、维护,应由取得合格证的电工担任,严禁私拉乱接。

第 30 条 低压施工用电线路的架设应遵守下列规定：

1. 采用绝缘导线。
2. 架设可靠,绝缘良好。
3. 架设高度不低于 2.5m,交通要道及车辆通行处不低于 6m。

第 31 条 开关箱负荷侧的首端处必须安装漏电保护装置。

第 32 条 熔丝的规格应按设备容量选用,且不得用其它金属线代替。

第 33 条 熔丝熔断后,必须查明原因、排除故障后方可更换,更换好熔丝、装好保护

罩后方可送电。

第 34 条 使用电气设备及电动工具应遵守下列规定：

1. 不得超铭牌使用。
2. 外壳必须接地或接零。
3. 严禁将电线直接钩挂在闸刀上或直接插入插座内使用。
4. 严禁一个开关或一个插座接两台及以上电气设备或电动工具。
5. 移动式电气设备或电动工具应使用软橡胶电缆，电缆不得破损、漏电。
6. 不得用电源软橡胶电缆拖拉或移动电动工具。
7. 严禁湿手接触电源开关。
8. 工作中断必须切断电源。

第 35 条 在光线不足及夜间工作的场所，应设足够的照明，主要通道上应装设路灯。

第 36 条 电气设备及照明设备拆除后，不得留有可能带电的部分。

第 37 条 照明灯的开关必须控制火线，使用螺丝口灯头时，零线应接在灯头的螺丝口上。

第 38 条 危险品仓库的照明应使用防爆型灯具，开关必须装在室外。

第二节 工程防火

第 39 条 电气设备附近应配备适用于扑灭电气火灾的消防器材，发生电气火灾时应首先切断电源。

第 40 条 装过挥发性油剂及其它易燃物质的容器，未经处理严禁焊接与切割。

第 41 条 在山林、牧区进行施工，必须遵守当地的防火规定，并配备必要的消防器材。动用明火或进行焊接时，必须划定工作范围，清除易燃杂物，并设专人监护。

第 42 条 在山林、牧区进行爆炸压接时，应先将药包下方的树干、杂物、干草等易燃物清除干净。

第 43 条 采用暖棚法养护混凝土基础时，火源不得与易燃物接近，并应设专人看管。

第五章 高处作业

第 44 条 凡在坠落高度基准面 2m 及以上有可能坠落的高处进行的作业均称为高处作业。不同高度的可能坠落范围半径见表 2。高处作业应设安全监护人。

表 2 不同高度的可能坠落范围半径

作业位置至其底部的垂直距离(m)	2 ~ 5	5 ~ 15	15 ~ 30	> 30
其可能坠落范围半径(m)	2	3	4	5

注 1. 通过最低坠着落点的水平面称为坠落高度基准面。

2. 在作业位置可能坠落到最低点称为该作业位置的最低坠着落点。

第 45 条 凡参加高处作业的人员，应每年进行一次体格检查。经县级及以上医院

鉴定 患有不宜从事高处作业病症的人员不得参加高处作业。

第 46 条 高处作业人员应衣着灵便 穿软底鞋 并正确配戴个人防护用具。

第 47 条 高处作业人员必须系好安全带(绳)。安全带(绳)必须拴在牢固的构件上 并不得低挂高用。施工过程中 应随时检查安全带(绳)是否拴牢。

第 48 条 高处作业所用的工具和材料应放在工具袋内或用绳索绑牢 ;上下传递物件应用绳索吊送 ,严禁抛掷。

第 49 条 高处作业人员在转移作业位置时不得失去保护 ,手扶的构件必须牢固。

第 50 条 作业人员上下铁塔应沿脚钉或爬梯攀登。在间隔大的部位转移作业位置时 ,应增设临时扶手 ,不得沿单根构件上爬或下滑。

第 51 条 攀登无爬梯或无脚钉的钢筋混凝土电杆必须使用登杆工具。多人上下同一杆塔时应逐个进行。严禁利用绳索或拉线上下杆塔或顺杆下滑。

第 52 条 杆塔上应避免上下交叉作业。上下交叉作业或多人在一处作业时 ,应相互照应、密切配合。

第 53 条 在霜冻、雨雪后进行高处作业 ,应采取防滑措施。

第 54 条 学徒工经专业培训后 ,可在中级及以上技工指导监护下进行一般性高处作业。临时工(经培训、考核具有高处作业合格证的人员除外)严禁高处作业。

第 55 条 在带电体附近进行高处作业时 ,与带电体的最小安全距离必须满足表 3 的规定。遇特殊情况达不到该要求时 ,必须采取可靠的安全技术措施 ,经总工程师批准后方可施工。

表 3 高处作业与带电体的最小安全距离

项 目	带电体的电压等级(kV)					
	≤10	35	63 ~ 110	220	330	500
工器具、安装构件、导线、地线等与带电体的距离(m)	2.0	3.5	4.0	5.0	6.0	7.0
作业人员的活动范围与带电体的距离(m)	1.7	2.0	2.5	4.0	5.0	6.0
整体组立杆塔与带电体的距离(m)	应大于到杆距离(自杆塔边缘到带电体的最近侧为杆塔高)					

第六章 工地运输

第一节 机动车运输

第 56 条 机动车辆运输应按国家《道路交通管理条例》的有关规定执行。严禁无证驾驶。车上应配备灭火器。

第 57 条 运输前应事先对道路进行调查 ,需要加固整修的道路应及时处理。对路

经的险桥、沟坡和坑洼路面等,应在出车前向押运人员交底。

第 58 条 路面水深超过汽车排气管时,不得强行通过;在泥泞的坡道或冰雪路面上应缓行,车轮应装防滑链;冬季车辆过冰河时,必须根据当地气候情况和河水冰冻程度决定是否行车,不得盲目过河。

第 59 条 车辆过渡时,应遵守轮渡安全规定,听从渡口工作人员的指挥。

第 60 条 载货机动车除押运和装卸人员外,不得搭乘其他人员;押运和装卸人员必须乘坐在安全位置上。载物高度超过车厢拦板时,货物上不得坐人。

第 61 条 装运超长、超高或重大物件时,应遵守下列规定:

1. 物件重心与车厢承重中心基本一致。
2. 易滚动的物件顺其滚动方向用木楔掩牢并捆绑牢固。
3. 用超长架装载超长物件时,在其尾部设标志,超长架与车厢固定,物件与超长架及车厢捆绑牢固。
4. 押运人员应加强途中检查,防止捆绑松动;通过山区或弯道时,防止超长部位与山坡或行道树碰刮。

第 62 条 汽车运输爆破器材时,应遵守下列规定:

1. 应遵守公安部门的有关规定。
2. 车况必须良好,司机应有安全驾驶经验。
3. 车辆不得带挂车或由其它车辆拖拽行驶。
4. 车辆按指定路线限速行驶,遇有火源应绕道行驶。
5. 运输途中,车辆不得在人多的地方、交叉路口、桥上或建筑物附近停留。
6. 押运人员必须乘坐在驾驶室,车上装载的物品应用帆布遮盖,并设标志。
7. 炸药和雷管应分别运输,并严禁与其它易燃物品同车运输。

第 63 条 氧气瓶、乙炔气瓶的运输应遵守下列规定:

1. 瓶帽必须旋紧,轻装轻卸,严禁抛摔和滚碰撞击。
2. 汽车装运时,一般应横向卧放,头部朝向一侧;装载高度不得超过车厢高度;直立排放时,车厢高度不得低于瓶高的 2/3。
3. 严禁与易燃易爆物品同车运输。
4. 严禁将氧气瓶与油脂或带有油污的物品同车运输。
5. 氧气瓶与乙炔气瓶不得同车运输。
6. 车辆应挂有“危险品”标志。

第 64 条 用载重汽车接送施工人员应遵守下列规定:

1. 取得交通管理部门的载客许可证。
2. 车厢拦板牢固,拦板高度不低于 1m。
3. 车上指定安全监护人。

4. 不得超员,乘车人员的头、手不得伸出车厢拦板,车厢拦板上严禁坐人。

5. 乘车人员应随时躲避路边树木及道路上方的障碍物。

第 65 条 在施工车辆不足的情况下,允许同车携带少量炸药(10kg)和雷管(20个),但应采取防震、防火措施,携带雷管的人必须坐在驾驶室内。

第 66 条 各类拖拉机挂车不宜做为载人交通工具,如做为载人交通工具,应遵守当地交通管理部门的规定。挂车连接装置必须牢固,刹车装置必须可靠。

第二节 非机动车运输

第 67 条 非机动车运输应遵守当地交通管理部门的规定。除指定驾驶人外,其他人员不得驾车。

第 68 条 装车前应对车辆进行检查,车轮和刹车装置必须完好。

第 69 条 驾车人员应熟悉道路状况和装载物件的特性,装载物件绑扎牢固后方可行车。

第 70 条 重车在险路、弯路、陡坡或泥泞、冰雪、坑洼道路上行走时,车上人员应下车步行。

第 71 条 重车下坡时应控制车速,不得任其滑行。

第 72 条 数车同时运输,应保持适当距离,不得并行和抢道。

第 73 条 停车时必须把车刹住。

第三节 水上运输

第 74 条 船舶运输应遵守航运部门的有关规定。严禁无证驾驶机动车。

第 75 条 船工及押运人员应熟悉水上运输知识和载物的特性。船只严禁超载。

第 76 条 装卸笨重物件或大型施工机械应有上级批准的装卸方案。装载时应将其落至舱底,如需装在舱面上,必须有重物压舱。

第 77 条 入舱的物件应放置平稳,易滚、易滑和易倒的物件应绑扎牢固。

第 78 条 装载爆破器材的船舱内不得有电源;与机舱相邻时,应有隔热措施,船上应配备消防器材。

第 79 条 用船只接送施工人员,应遵守下列规定:

1. 乘船人数不得超员。
2. 在深水航道上行船时,船上必须配备救生设备。
3. 乘船人员不得将手脚伸出船体,并不得任意在舱外走动。
4. 乘船人员不得在途中下水。
5. 上下船的跳板应搭设稳固,并有防滑措施。

第 80 条 竹、木排的运输应事先制定安全措施,报有关部门批准后进行。

第四节 人力运输和装卸

第 81 条 人力运输的道路应事先清除障碍物;山区抬运笨重物件或钢筋混凝土电

杆的道路,其宽度不宜小于 1.2m,坡度不宜大于 1:4。

第 82 条 重大物件不得直接用肩扛运,抬运时应设一人指挥,步调一致、同起同落。

第 83 条 运输用的工器具应牢固可靠,每次使用前应进行认真检查。

第 84 条 雨雪后抬运物件时,应有防滑措施。

第 85 条 装卸笨重物件使用的跳板,其厚度应根据材质经计算确定,腐朽、扭纹、破裂和大横透节的木材不得做为跳板。跳板搭设坡度不得大于 1:3。

第 86 条 用跳板或圆木装卸滚动物件时,应用绳索控制物体,物件滚落前方严禁有人。

第 87 条 钢筋混凝土电杆卸车时,车辆不得停在有坡度的路面上。每卸一根,其余电杆应掩牢,每卸完一处,剩余电杆绑扎牢固后方可继续运输。

第 88 条 用滚杠拖运笨重物件时,添放滚杠的人员应站在物件的侧面,并不得戴手套,遇有松软土质应铺设走道。拖拉钢丝绳的转角内侧严禁有人。

第五节 机械装卸

第 89 条 起重机装卸作业,应按国家标准 GB 6067《起重机械安全规程》的有关规定执行。

第 90 条 起重机工作中应遵守下列规定:

1. 吊件和起重臂下方严禁有人。
2. 吊件吊起 10cm 时应暂停,检查制动装置,确认完好后方可继续起吊。
3. 吊件严禁从人身或驾驶室上空越过。
4. 起重臂及吊件上严禁有人或有浮置物。
5. 起吊速度均匀、平稳,不得突然起落。
6. 吊挂钢丝绳间的夹角不得大于 120°。
7. 吊件不得长时间悬空停留,短时间停留时,操作人员、指挥人员不得离开工作岗位。
8. 起重机运转时,不得进行检修。
9. 工作结束后,起重机的各部应恢复原状。

第 91 条 凡属下列情况之一者,必须办理安全施工作业票,并应有负责技术人员在场指导。

1. 吊件重量达到起重机额定负荷的 95%。
2. 两台起重机抬吊同一物件。
3. 起重机在电力线下方或其临近处作业。

第 92 条 起重场地应平整,并避开沟、洞或松软土质。汽车起重机作业前,应将支腿支在坚实的地面上。

第 93 条 埋入地下且深度不明、荷重不明的物件或粘结在一起的物件均不得起吊。

第 94 条 起吊物应绑牢,吊钩悬挂点应与吊物重心在同一垂线上,吊钩钢丝绳应垂直,严禁偏拉斜吊;落钩时应防止吊物局部着地引起吊绳偏斜;吊物未固定好严禁松钩。

第 95 条 起重机严禁越过电力线进行作业。在临近带电体处吊装时,起重臂及吊件的任何部位与带电体(在最大偏斜时)的最小安全距离不得小于表 4 的规定。

表 4 起重机与带电体的最小安全距离

电压等级(kV)	<1	1~10	35~63	110	330	220	500
最小安全距离(m)	1.5	2.0	3.5	4.0	6.0	7.0	8.5

第 96 条 起吊成堆物件时,应有防止滚动或翻倒的措施。钢筋混凝土电杆应分层起吊,每次吊起前,剩余电杆应用木楔掩牢。

第 97 条 起重机吊臂的最大仰角不得超过制造厂铭牌规定。

第 98 条 起重作业应由起重工担任指挥,指挥信号必须清晰、准确。

第七章 基础工程

第一节 土石方开挖

第 99 条 人工清理、撬挖土石方应遵守下列规定:

1. 先清除上山坡浮动土石。
2. 严禁上、下坡同时撬挖。
3. 土石滚落下方不得有人,并设专人警戒。
4. 作业人员之间保持适当距离。

第 100 条 人工开挖基坑时,应事先清除坑口附近的浮石;向坑外抛扔土石时,应防止土石回落伤人。

第 101 条 坑底面积超过 2m^2 时,可由 2 人同时挖掘,但不得面对面作业。

第 102 条 作业人员不得在坑内休息。

第 103 条 掏挖桩基础施工前应经土质鉴定。挖掘时,坑上应设监护人。在扩孔范围内的地面上不得堆积土方。

第 104 条 掏挖桩基础成型后,应及时浇灌混凝土;否则应采取防止土体塌落的措施。

第 105 条 不用挡土板挖坑时,坑壁应留有适当坡度,坡度的大小应视土质特性、地下水位和挖掘深度确定,一般可参照表 5 预留。

表 5 各类土质的坡度

土质类别	砂土、砾土、淤泥	砂质粘土	粘土、黄土	坚土
坡度(深:宽)	1:0.75	1:0.5	1:0.3	1:0.15

第 106 条 挖掘泥水坑、流砂坑时,应采取安全技术措施;使用挡土板时,应经常检

查其有无变形或断裂现象。

第 107 条 不得站在挡土板支撑上传递土方或在支撑上搁置传土工具。

第 108 条 更换挡土板支撑应先装后拆。拆除挡土板应待基咄浇制完毕后与回填土同时进行。

第二节 爆破作业

第 109 条 人工向施工作业点运送爆破器材应遵守下列规定：

1. 炸药和雷管必须由爆破员在白天领用。
2. 炸药和雷管必须分别携带,并装在专用箱(袋)内,严禁装在衣袋内。运送人员之间的距离应大于 15m。
3. 炸药和雷管不得任意转交他人。
4. 不得用自行车或二轮摩托车运送雷管。

第 110 条 人工打孔时,打锤人不得戴手套,并应站在扶钎人的侧面。

第 111 条 用凿岩机或风钻打孔时,操作人员应戴口罩和风镜。

第 112 条 一次引爆的炮孔,必须全部打好后方可装药。

第 113 条 向炮孔内装炸药和雷管,应轻填轻送,不得用力挤压药包,严禁使用金属工具向炮孔内捣送炸药。

第 114 条 炮孔装药后需用泥土填塞孔口,填塞深度应遵守下列规定：

1. 孔深在 0.4~0.6m 时为 0.3m。
2. 孔深在 0.6~2.0m 时为孔深的 1/2 以上。
3. 孔深在 2.0m 以上时,不得少于 1.0m。

第 115 条 填塞炮孔不得使用石子或易燃材料。

第 116 条 切割导爆索、导火索应用锋利小刀,严禁用剪刀或钢丝钳剪夹。严禁切割接上雷管的导爆索。

第 117 条 导火索应做燃速试验,其长度应能保证点火人撤到安全区,但不得小于 1.2m。

第 118 条 导火索与雷管连接应用胶布粘牢,严禁敲击或用牙咬,严禁触动雷汞部位。

第 119 条 相邻基坑不得同时点火。在同一基坑内不得同时点燃四个以上导火索。

第 120 条 在基坑内点火应遵守下列规定：

1. 坑深超过 1.5m 时,上下应使用梯子。
2. 严禁脚踩已点燃的导火索。
3. 坑上设安全监护人。

第 121 条 电雷管的使用应遵守下列规定：

1. 放炮器由专人保管,电源由专人控制,闸刀箱应上锁。

2. 放炮前严禁将手或钥匙插入放炮器或接线盒内。
3. 引爆电雷管应使用绝缘良好的导线,其长度不得小于安全距离。
4. 电雷管接线前,其脚线必须短接。
5. 在强电场严禁使用电雷管。

第 122 条 火雷管的装药与点火、电雷管的接线与引爆必须由同一人担任,严禁 2 人操作。

第 123 条 引爆前必须将剩余爆破器材搬到安全区。除点火人和监护人外,其他人员必须撤至安全区,并鸣笛警告,确认无人后方可点火。

第 124 条 浅孔爆破的安全距离不得小于 200m;裸露药包爆破的安全距离不得小于 400m。在山坡上爆破时,下坡方向的安全距离应增大 50%。

第 125 条 无盲炮时,从最后一响算起经 5min(分钟)后方可进入爆破区;有盲炮或炮数不清时,对火雷管必须经 20min 后方可进入爆破区检查;对电雷管必须先将电源切断并短路,待 5min 后方可进入爆破区检查。

第 126 条 处理盲炮时,严禁从炮孔内掏取炸药和雷管。重新打孔时,新孔应与原孔平行,新孔距盲炮孔不得小于 0.3m,距药壶边缘不得小于 0.5m。

第 127 条 爆破点距民房、电力线等设施小于安全距离时,应采取放小炮、放闷炮或在炮眼上加覆盖物等安全措施。

第 128 条 爆扩桩基础施工应遵守下列规定:

1. 装药前先检查药包或药条,不得有破裂或密封不良现象。
2. 使用电雷管引爆。
3. 与建筑物的安全距离一般不应小于 15m。
4. 放炮前应事先与屋内人员联系,敞开玻璃门窗、挂好窗钩。
5. 与人身的安全距离:垂直孔和斜孔的顺抛掷方向不小于 40m,斜孔的反抛掷方向不小于 20m。

第 129 条 爆破器材应在有效期内使用,变质、失效的爆破器材严禁使用。销毁爆破器材应经上级有关部门批准,并按 GB6722《爆破安全规程》的有关规定执行。

第三节 混凝土基础

第 130 条 人工平直、切剁钢筋时,打锤人应站在扶剁人的侧面,锤柄应楔塞牢固。

第 131 条 弯曲钢筋的工作台应设置稳固,扳扣与钢筋应配套。

第 132 条 模板应用绳索和木杠滑入坑内。

第 133 条 模板的支承应使用槽钢或方木。采用混凝土预制块做承力支柱时,不应多块叠迭。

第 134 条 模板支撑应牢固,并应对称布置;高出坑口的加高立柱模板应有防止倾覆的措施。

第 135 条 拆除模板应自上而下进行 ,拆下的模板应集中堆放 ;木模板外露的铁钉应及时拔掉或打弯。

第 136 条 人工搅拌混凝土的平台应搭设稳固、可靠。

第 137 条 人工浇筑混凝土应遵守下列规定 :

1. 浇筑混凝土或投放大石块时 ,必须听从坑内捣固人员的指挥。
2. 坑口边缘 0.8m 以内不得堆放材料和工具。
3. 捣固人员不得在模板或撑木上走动。

第 138 条 机电设备使用前应全面检查 ,确认机电装置完整、绝缘良好、接地可靠。

第 139 条 搅拌机应设置在平整坚实的地基上。装设好后应由前后支架承力 ,不得以轮胎代替支架。

第 140 条 搅拌机在运转时 ,严禁将工具伸入滚筒内扒料。加料斗升起时 ,料斗下方不得有人。

第 141 条 用手推车运送混凝土时 ,倒料平台口应设挡车措施 ,倒料时严禁撒把。

第 142 条 基础养护人员不得在模板支撑上或在易塌落的坑边走动。

第 143 条 使用过氯乙烯塑料薄膜养护基础时 ,应有防火、防毒措施。

第四节 桩式基础

第 144 条 桩式基础的施工场地应平整 ,障碍物应清除 ,地基应满足桩机的荷重。

第 145 条 作业前应全面检查机电设备 ,电气绝缘和制动装置必须良好 ,传动部分应有防护罩。

第 146 条 钻机和打桩机运转时不得进行检修。

第 147 条 打桩作业应遵守下列规定 :

1. 作业人员应听从统一指挥。
2. 起吊速度均匀 ,被吊桩的下方严禁有人。
3. 吊装前应将桩锤提起 ,并固定牢靠。
4. 打桩时如发现异常应停止锤击 ,检查处理后方可继续作业。
5. 停止作业或转移桩架时 ,应将桩锤放至最低位置。

第 148 条 灌注桩施工应遵守下列规定 :

1. 潜水钻机的电钻应使用封闭式防水电机 ,接入电机的电缆不得破损、漏电。
2. 不得超负荷进钻。
3. 由专人收放电缆线和进浆胶管。
4. 接钻杆时 ,应先停止电钻转动 ,后提升钻杆。
5. 严禁作业人员进入没有护筒或其它防护设施的钻孔中工作。

第 149 条 人力钻孔预埋桩基础施工应遵守下列规定 :

1. 人力钻孔和机动绞磨提土操作应设专人指挥 ,并密切配合。

2. 提升钻杆时 ,有防止孔口坍塌的安全措施。
3. 移动钻架和抱杆时 ,设专人指挥 ,抱杆临时拉线由专人控制。
4. 操作时作业人员应注意防滑。

第五节 锚杆基础

第 150 条 钻机和空压机操作人员与作业负责人之间的通信联络应清晰畅通。

第 151 条 钻孔前应对设备进行全面检查 ,进出风管不得有扭劲 ,连接必须良好 ,注油器及各部螺栓均应紧固可靠。

第 152 条 钻机工作中如发生冲击声或机械运转异常时 ,必须立即停机检查。

第 153 条 装拆钻杆时 ,操作人员站立的位置应避开风马达回转机和滑轮箱。

第 154 条 风管控制阀操作架应加装挡风护板 ,并应设置在上风向。

第 155 条 吹气清洗风管时 ,风管端口严禁对人。

第六节 预制基础

第 156 条 用人力在坑内安装预制构件 ,应用滑杠和绳索溜放 ,不得直接将其翻入坑内。

第 157 条 吊装预制构件应遵守下列规定 :

1. 工器具和预埋吊环在使用前进行检查。
2. 抱杆根部视土质情况与坑口保持适当距离 ,并采取防止抱杆倾倒及坑口塌落的措施。
3. 吊件设控制绳 ,吊件临近坑口时 ,坑内不得有人。
4. 作业人员不得随吊件上下。
5. 坑内预制构件吊起找正时 ,作业人员应站在吊件侧面。

第八章 杆塔工程

第一节 一般规定

第 158 条 组立杆塔应设安全监护人。

第 159 条 非施工人员不得进入作业区。

第 160 条 组立铁塔时 ,应及时拧紧塔腿地脚螺栓 ,其垫片规格必须符合设计规定。

第 161 条 组立杆塔过程中 ,吊件垂直下方严禁有人。

第 162 条 作业现场除必要的施工人员外 ,其他人员应离开杆塔高度的 1.2 倍距离以外。

第 163 条 在受力钢丝绳的内角侧严禁有人。

第 164 条 使用卧式地锚时 ,地锚套引出方向应开挖马道 ,马道与受力方向应一致。

第 165 条 不得利用树木或外露岩石作牵引或制动等主要受力锚桩。

第 166 条 组立的杆塔不得用临时拉线过夜 ;需要过夜时 ,应对临时拉线采取安全措施。

第 167 条 临时拉线必须在永久拉线全部安装完毕后方可拆除 ,拆除时应由现场负责人统一指挥。严禁采用安装一根永久拉线、拆除一根临时拉线的做法。

第 168 条 调整杆塔倾斜或弯曲时 ,应根据需要增设临时拉线 ;杆塔上有人时 ,不得调整临时拉线。

第 169 条 拆除受力构件必须事先采取补强措施。

第二节 排杆

第 170 条 排杆处地形不平或土质松软 ,应先平整或支垫坚实 ,必要时应用绳索锚固。

第 171 条 杆段应支垫两点 ,支垫处两侧应用木楔掩牢。

第 172 条 滚动杆段时应统一行动 ,滚动前方不得有人 ;杆段顺向移动时 ,应随时将支垫处用木楔掩牢。

第 173 条 用棍、杠撬拨杆段时 ,应防止滑脱伤人 ;不得用铁撬棍插入预埋孔转动杆身。

第三节 焊接

第 174 条 焊接人员作业时着专用劳动防护用品。

第 175 条 作业点周围 5m 内的易燃易爆物应清除干净。

第 176 条 对两端封闭的钢筋混凝土电杆 ,应先在其一端凿排气孔 ,然后施焊。

第 177 条 高处焊接作业除应遵守本规程高处作业的有关规定外 ,还应遵守下列规定 :

1. 焊接人员不得携带电焊软橡胶电缆或气焊软管登高。
2. 软橡胶电缆或软管应在无电源或无气源情况下用绳索吊送。
3. 作业时地面应有人临护和配合。

第 178 条 电焊机的接地必须可靠 ,其露裸的导电部分必须装设防护罩。电焊机露天放置应选择干燥场所 ,并加防雨罩。

第 179 条 电焊机一次侧的电源线必须绝缘良好 ;二次侧出线端接触点连接螺栓应拧紧。

第 180 条 电焊把线应使用软橡胶电缆 ,焊钳应能夹紧焊条 ,钳柄应具有绝缘、隔热功能。

第 181 条 电焊机倒换接头、转移工作地点或发生故障时 ,必须切断电源。

第 182 条 工作结束后必须切断电源 ,检查工作场所及其周围 ,确认无起火危险后方可离开。

- 第 183 条 气瓶严禁烈日曝晒 ;乙炔气瓶应有固定措施 ,严禁卧放使用。
- 第 184 条 气瓶必须装设专用减压器 ,不同气体的减压器严禁换用或替用。
- 第 185 条 瓶阀冻结时 ,严禁用火烘烤 ,可用浸 40℃热水的棉布解冻。
- 第 186 条 乙炔管冻结时 ,严禁用火烘烤。
- 第 187 条 焊接时 ,氧气瓶与乙炔气瓶的距离一般应大于 5m ;气瓶距明火不得小于 10m。

第 188 条 气瓶内的气体不得用尽。氧气瓶应留有不小于 0.2MPa(2kgf/cm²)的剩余压力 ;乙炔气瓶必须留有不低于表 6 规定的剩余压力。

表 6 乙炔气瓶内剩余压力与环境温度的关系

环境温度(℃)	< 0	0 ~ 15	15 ~ 25	25 ~ 40
剩余压力(MPa) (kgf/cm ²)	0.05 (0.5)	0.1 (1.0)	0.2 (2.0)	0.3 (3.0)

第 189 条 氧气软管为黑色、乙炔软管为红色 ,氧气软管与乙炔软管严禁混用 ,软管连接处应用专用卡子卡紧或用软金属丝扎紧。

第 190 条 软管不得横跨交通要道或将重物压在其上。

第 191 条 软管产生鼓包、裂纹、漏气等现象应切除或更换 ,不得采用贴补或包缠等方法处理。

第 192 条 软管内有积水应排出后使用 ;严禁用氧气吹通乙炔软管。

第 193 条 乙炔软管着火时 ,应先将火焰熄灭 ,然后停止供气 ;氧气软管着火时 ,应先关闭供气阀门 ,停止供气后再处理着火软管 ;不得使用弯折软管的方法处理。

第 194 条 点火时应先开乙炔阀、后开氧气阀 ,嘴孔不得对人 ,熄火时顺序相反。发生回火或爆鸣时 ,应先关乙炔阀 ,再关氧气阀。

第四节 地面组装

第 195 条 组装场地应平整 ,障碍物应清除。

第 196 条 在成堆的角钢中选料应由上往下搬动 ,不得强行抽拉。

第 197 条 组装断面宽大的塔身时 ,在竖立的构件未连接牢固前 ,应采取临时固定措施。

第 198 条 严禁将手指伸入螺孔找正。

第 199 条 传递小型工具或材料不得抛掷。

第 200 条 分片组装铁塔时 ,带铁应能自由活动 ,螺帽应出扣 ;自由端朝上时 ,应绑扎牢固。

第五节 杆塔分解组立

第 201 条 吊装方案和现场布置应符合施工技术措施的规定 ;工器具不得超载使用。

第 202 条 钢丝绳与铁件绑扎处应衬垫软物。

第 203 条 塔片就位时应先低侧后高侧 ;主材和侧面大斜材未全部连接牢固前 ,不得在吊件上作业。

第 204 条 抱杆提升前 ,应将提升腰滑车处及其以下塔身的辅材装齐 ,并拧紧螺栓。

第 205 条 铁件及工具严禁浮搁在杆塔及抱杆上。

第 206 条 临时拉线的设置应遵守下列规定 :

1. 使用钢丝绳 ,单杆 (塔) 不少于 4 根 ,双杆 (塔) 不少于 6 根。
2. 绑扎工作由技工担任。
3. 一根锚桩上的临时拉线不得超过二根。
4. 未绑扎固定前不得登高。

第 207 条 钢筋混凝土门型双杆采用单杆起立时 ,临时拉线的布置不得妨碍另一根杆的起吊 ,亦不得妨碍高处组装横担。

第 208 条 用外拉线抱杆组立铁塔应遵守下列规定 :

1. 升降抱杆必须有统一指挥 ,四侧临时拉线应均匀放出并由技工操作。
2. 抱杆垂直下方不得有人 ,塔上人员应站在塔身内侧的安全位置上。
3. 抱杆根部与塔身绑扎牢固 ,抱杆倾斜角不宜超过 15° 。
4. 起吊和就位过程中 ,吊件外侧应设控制绳。

第 209 条 用悬浮内 (外) 拉线抱杆组立铁塔应遵守下列规定 :

1. 提升抱杆应设置两道腰环 ;采用单腰环时 ,抱杆顶部应设临时拉线控制。
2. 起吊过程中腰环不得受力 ,控制绳应随时放松。
3. 抱杆拉线应绑扎在塔身节点下方 ,承托绳应绑扎在节点上方 ,且紧靠节点处。
4. 双面吊装时 ,两侧荷重、提升速度及摇臂的变幅角度应基本一致。

第 210 条 用座地式摇臂抱杆组立铁塔应遵守下列规定 :

1. 抱杆组装应正直 ,连接螺栓的规格必须符合规定 ,并应全部拧紧。
2. 抱杆应座落在坚实稳固的地基上。
3. 提升抱杆不得少于两道腰环 ,腰环固定钢丝绳应呈水平并收紧。
4. 用两台绞磨时 ,提升速度应一致。
5. 每提升一次、抱杆倒装一段 ,不得连装两段。
6. 抱杆升降过程中 ,杆段上不得有人。
7. 抱杆吊臂上设保险钢丝绳 ,停工或过夜时 ,吊臂应放平。
8. 吊装时 ,抱杆应由专人监视和调整。

9. 拆除抱杆应事先采取防止拆除段自由倾倒的措施,然后逐段拆除,严禁提前拧松或拆除部分连接螺栓。

第六节 杆塔整体组立

第 211 条 整体组立杆塔和分解组立杆塔施工方法相同的部分,应按分解组立杆塔的安全规定执行。

第 212 条 起吊前,施工负责人必须亲自检查现场布置情况,作业人员应认真检查各自操作项目的现场布置情况。

第 213 条 总牵引地锚、制动系统中心、抱杆顶点及杆塔中心四点必须在同一垂直面上,不得偏移。

第 214 条 杆塔起立前应挖马道,双杆两个马道的深度和坡度应一致。

第 215 条 用人字倒落式抱杆起立杆塔应遵守下列规定:

1. 两根抱杆的根部应保持在同一水平面上,并用钢丝绳相互连接牢固。
2. 抱杆支立在松软土质处时,其根部应有防沉措施。
3. 抱杆支立在坚硬或冰雪冻结的地面上时,其根部应有防滑措施。
4. 受力后发生不均匀沉陷时,抱杆应及时进行调整。
5. 起立抱杆用的制动绳锚在杆塔身上时,应在杆塔刚离地时拆除。
6. 抱杆脱帽绳应穿过脱帽环由专人控制其脱落。

第 216 条 起立前杆塔螺栓必须紧固,受力部位不得缺少铁件。无叉梁或无横梁的门型杆塔起立时,应在吊点处进行补强,两侧用临时拉线控制。

第 217 条 杆塔顶部吊离地面约 0.8m 时,应暂停牵引、进行冲击试验,全面检查各受力部位,确认无问题后方可继续起立。

第 218 条 杆塔侧面应设专人监视,传递信号必须清晰。

第 219 条 根部监视人应站在杆根侧面,下坑操作时应停止牵引。

第 220 条 倒落式抱杆脱帽时,杆塔应及时带上反向临时拉线,随起立速度适当放出。

第 221 条 杆塔起立约 70°时应减慢牵引速度;约 80°时应停止牵引,利用临时拉线将杆塔调正、调直。

第 222 条 带拉线的转角杆塔起立后,在安装永久拉线的同时,应在内角侧设置半永久性拉线,该拉线只有在架线结束后方可拆除。

第 223 条 用两套倒落式抱杆同时起立门型杆塔时,现场布置和工器具配备应基本相同,两套系统的牵引速度应基本一致。

第七节 铁塔倒装组立

第 224 条 现场布置和工器具的选用必须按施工技术措施的规定进行。主要设备、

工器具和主要受力锚桩除应按计算选用外,还应进行强度和稳定性试验。

第 225 条 现场应设统一的指挥系统,指挥信号必须畅通可靠。指挥台应设置能直接切断牵引设备电源的开关。

第 226 条 液压提升用的高低压油泵如设在塔身附近时,其上方应搭设保护棚。

第 227 条 接装塔段的落地位置应事先测定,并垫实、找平,塔段落地后不得偏移。

第 228 条 塔段吊离地面约 20cm 时,应暂停提升进行调平,使提升段保持正直并位于塔位中心后方可继续提升。

第 229 条 提升时的临时拉线,应由绞磨或卷扬机控制、拉力表监视,提升段的倾斜和偏移应用经纬仪监测。

第 230 条 提升系统滑车组的规格必须相同,穿绳方式和悬挂方向应对称;接装时,牵引系统必须封牢。

第 231 条 提升合拢时,作业人员应站在塔身外侧,塔材相互碰撞或卡住时,应用撬棍拨正。

第 232 条 停工或过夜时,提升段应落地,并收紧操作拉线和保险拉线,封死绞磨。如提升段不能落地时,必须采取可靠的安全技术措施。

第八节 起重机组塔

第 233 条 司机应参加道路和桥梁的踏勘。施工前应清除障碍物,起重机工作位置的地基必须稳固。

第 234 条 起重机作业必须按安全施工技术规定进行,起重臂及吊件下方必须划定安全区,地面应设安全监护人。

第 235 条 整体吊装前应对铁塔进行全面检查,螺栓应紧固;起吊速度应均匀,缓提缓放。

第 236 条 分段吊装时,上下段联接后,严禁用旋转起重臂的方法进行移位找正。

第 237 条 分段分片吊装时,必须使用控制绳进行调整。

第九章 架线工程

第一节 越线架搭设

第 238 条 越线架的型式应根据被跨越物的大小和重要性确定。重要的越线架及高度超过 15m 的越线架应由施工技术部门提出搭设方案,经审批后实施。

第 239 条 搭设或拆除越线架应设安全监护人。

第 240 条 搭设跨越重要设施的越线架,应事先与被跨越设施的单位取得联系,必要时应请其派员监督检查。

第 241 条 越线架的中心应在线路中心线上,宽度应超出新建线路两边线各 1.5m,

且架顶两侧应装设外伸羊角。

第 242 条 越线架与铁路、公路及通信线的最小安全距离应符合表 7 的规定。

表 7 越线架与被跨越物的最小安全距离 (m)

被跨越物名称 越线架部位	铁 路	公 路	通 信 线
	与架面水平距离	至路中心 3.0	至路边 0.6
与封顶杆垂直距离	至轨顶 6.5	至路面 5.5	1.0

第 243 条 跨越多排轨铁路、宽面公路时,越线架如不能封顶,应增加架顶高度。

第 244 条 越线架的立杆应垂直,埋深不应小于 50cm,杆坑底部应夯实,遇松土或无法挖坑时应绑扫地杆。越线架的横杆应与立杆成直角搭设。

第 245 条 越线架两端及每隔 6~7 根立杆应设剪刀撑、支杆或拉线。剪刀撑、支杆或拉线与地面的夹角不得大于 60°。支杆埋入地下的深度不得小于 30cm。

第 246 条 木质越线架立杆有效部分的小头直径不得小于 7cm。横杆有效部分的小头直径不得小于 8cm,6~8cm 的可双杆合并或单杆加密使用。

第 247 条 毛竹越线架立杆、大横杆、剪刀撑和支杆有效部分的小头直径不得小于 7.5cm。小横杆有效部分的小头直径不得小于 9cm,6~9cm 的可双杆合并或单杆加密使用。

第 248 条 钢管越线架宜用外径 48~51mm 的钢管。立杆和大横杆应错开搭接,搭接长度不得小于 50cm。

第 249 条 竹、木越线架的立杆、大横杆应错开搭接,搭接长度不得小于 1.5m,绑扎时小头应压在大头上,绑扣不得少于三道。立杆、大横杆、小横杆相交时,应先绑二根、再绑第三根,不得一扣绑三根。

第 250 条 各种材质越线架的立杆、大横杆及小横杆的间距不得小于表 8 的规定。

表 8 立杆、大横杆及小横杆的间距 (m)

越线架类别	立 杆	大 横 杆	小 横 杆
钢 管	2.0	1.2	1.5
木	1.5		1.0
竹	1.5		0.75

第 251 条 越线架上应悬挂醒目的警告标志。

第 252 条 重要越线架应经验收,合格后方可使用。

第 253 条 强风、暴雨过后应对越线架进行检查,确认合格方可使用。

第 254 条 拆除越线架应自上而下逐根进行,架材应有人传递,不得抛扔,严禁上下

同时拆架或将越线架整体推倒。

第二节 人力及机械牵引放线

第 255 条 放线时的通信必须迅速、清晰、畅通 ;若采用旗语时 ,打旗人应站在前后通视的位置上 ,且旗语必须统一。严禁在无通信联络及视野不清的情况下放线。

第 256 条 跨越大江、大河或船只来往频繁的河流 ,应事先制定施工方案 ,并与有关单位取得联系。施工期间应请航监部门派人协助封航。

第 257 条 放线滑车使用前应进行外观检查 ;带有开门装置的放线滑车 ,必须有开门保险。

第 258 条 线盘架应稳固、转动灵活、制动可靠。

第 259 条 线盘或线圈展放处 ,应设专人传递信号。

第 260 条 作业人员不得站在线圈内操作。线盘或线圈接近放完时 ,应减慢牵引速度。

第 261 条 低压线路或弱电线路需要开断时 ,应事先征得有关单位的同意。开断低压线路必须遵守停电作业的有关规定 ;开断时应有防止杆子倾倒的措施。

第 262 条 架线时 ,除应在杆塔处设监护人外 ,对被跨越的房屋、路口、河塘、裸露岩石及越线架和人畜较多处均应派专人监护。

第 263 条 导线、地线被障碍物卡住时 ,作业人员必须站在线弯的外侧 ,并应用工具处理 ,不得直接用手推拉。

第 264 条 穿越滑车的引绳应根据导线、地线规格选用 ;引绳与线头的连接应牢固。穿越时 ,施工人员不得站在导线、地线的垂直下方。

第 265 条 人力放线应遵守下列规定 :

1. 领线人由技工担任 ,并随时注意前后信号 ;拉线人员应走在同一直线上 ,相互间保持适当距离。

2. 通过河流或沟渠时 ,应由船只或绳索引渡。

3. 通过陡坡时 ,应防止滚石伤人 ,遇悬崖险坡应采取先放引绳或设扶绳等措施。

4. 通过竹林区时 ,应防止竹桩尖扎脚。

第 266 条 机械牵引放线应遵守下列规定 :

1. 展放牵引钢丝绳应按人力放线的安全规定进行。

2. 牵引绳的连接应用专用连接工具 ,牵引绳与导线连接应使用连接网套。

第 267 条 拖拉机直接牵引放线应遵守下列规定 :

1. 行驶速度不得过快 ,司机应随时注意指挥信号。

2. 爬坡时拖拉机后面不得有人。

3. 不得沿沟边、横坡等险要地形行驶。

4. 途径的桥梁、涵洞应事先进行鉴定 ,不得冒险强行。

5. 行驶中作业人员不得爬车跳车或检修部件,挂钩上严禁站人。

第三节 张力放线

第 268 条 人力展放导引绳或牵引绳应遵守本规程第九章第二节的有关安全规定。

第 269 条 导引绳、牵引绳的安全系数不得小于 3。

第 270 条 吊挂绝缘子串前,应检查绝缘子串弹簧销是否齐全、到位。吊挂绝缘子串或放线滑车时,吊件的垂直下方不得有人。

第 271 条 牵引场转向布置时应遵守下列规定:

1. 使用专用的转向滑车,锚固必须可靠。
2. 各转向滑车的荷载应均衡,不得超过允许承载力。
3. 牵引过程中,各转向滑车围成的区域内侧严禁有人。

第 272 条 转角塔的预倾滑车及上扬处的压线滑车必须设专人监护。

第 273 条 牵引过程中,牵引绳进入的主牵引机高速转向滑车与钢丝绳卷车的内角侧严禁有人。

第 274 条 导引绳、牵引绳的端头连接部位、旋转连接器及抗弯连接器在使用前应由专人检查,钢丝绳损伤、销子变形、表面裂纹等严禁使用。

第 275 条 张力放线前应由专人检查下列工作:

1. 牵引设备及张力设备的锚固必须可靠,接地应良好。
2. 牵张段内的越线架结构应牢固、可靠。
3. 通信联络点不得缺岗。
4. 转角杆塔放线滑车的预倾措施和导线上扬处的压线措施必须可靠。
5. 交叉、平行或临近带电体的接地措施必须符合安全施工技术的规定。

第 276 条 张力放线必须具有可靠的通信系统。牵引场、张力场必须设专人指挥。

第 277 条 展放的导引绳不得从带电线路下方穿过。

第 278 条 牵引时接到任何岗位的停车信号都必须立即停止牵引,张力机必须按现场指挥的指令操作。

第 279 条 导线的尾线或牵引绳的尾绳在线盘或绳盘上的盘绕圈数均不得少于 6 圈。

第 280 条 导线或牵引绳带张力过夜必须采取临锚安全措施。

第 281 条 旋转连接器严禁直接进入牵引轮或卷筒。

第 282 条 牵引过程中发生导引绳、牵引绳或导线跳槽、走板翻转或平衡锤搭在导线上等情况时,必须停机处理。

第 283 条 导引绳、牵引绳或导线临锚时,其临锚张力不得小于对地距离为 5m 时的张力,同时应满足对被跨越物距离的要求。

第四节 压接

第 284 条 钳压机压接应遵守下列规定：

1. 手动钳压器有固定设施，操作时放置平稳，两侧扶线人应对准位置，手指不得伸入压模内。

2. 切割导线时线头应扎牢，并防止线头回弹伤人。

第 285 条 液压机压接应遵守下列规定：

1. 使用前检查液压钳体与顶盖的接触口，液压钳体有裂纹者严禁使用。

2. 液压机启动后先空载运行检查各部位运行情况，正常后方可使用，压接钳活塞起落时，人体不得位于压接钳上方。

3. 放入顶盖时，必须使顶盖与钳体完全吻合，严禁在未旋转到位的状态下压接。

4. 液压泵操作人员应与压接钳操作人员密切配合，并注意压力指示，不得过荷载。

5. 液压泵的安全溢流阀不得随意调整，并不得用溢流阀卸荷。

第 286 条 外爆炸压接除应遵守本规程第七章第二节的有关规定外，还应遵守下列规定：

1. 外爆炸压接应使用纸雷管，不得使用金属壳雷管；在运行的发电厂、变电所、高压电力线附近或雷雨天气进行爆压时，严禁使用电雷管。

2. 导火索使用前应作燃速试验。在地面操作时，导火索长度不得少于 200mm，在高处操作时，其长度必须保证操作人员能撤至安全区。

3. 切割太乳炸药及导爆索，必须用快刀在木板或橡皮上裁切，严禁用剪刀或钢丝钳剪夹。

4. 在包药或安装雷管时，烟火不得接近。炸药发生燃烧时，应用水扑灭，严禁用砂石、土壤等杂物覆盖。

5. 地面爆压前，药包两端的导线、地线应用支撑固定，并应清除药包下方的碎石。点火时，除点火人外，其他人员必须撤离至药包 30m 以外。

6. 在杆塔上爆压时，操作人员与药包距离应大于 3m，并系好安全带（绳），背靠可阻挡爆轰波的杆塔构件。

7. 点火人应朝雷管开口端的反方向撤离。

8. 在运行的发电厂、变电所附近进行爆压时，应事先与运行值班人员取得联系，并采取防止继电保护误动作的措施。

9. 在民房附近爆压时，应事先与房主取得联系，并将门窗打开。爆压点距玻璃门窗应大于 50m，不能满足时，应对药包采取缓冲措施。

第五节 导线、地线升空

第 287 条 升空作业必须使用压线装置，严禁直接用人力压线。

第 288 条 导线、地线升空作业应与紧线作业密切配合并逐根进行，在转角杆塔档

内升空作业时,导线、地线的线弯内角侧不得有人。

第 289 条 压线滑车应设控制绳、压线钢丝绳回松应缓慢。

第 290 条 升空场地在山沟时,升空的钢丝绳应有足够长度。

第六节 紧线

第 291 条 紧线的准备工作应遵守下列规定：

1. 按施工技术措施的规定进行现场布置及选择工器具。
2. 杆塔的部件应齐全,螺栓应紧固。
3. 紧线杆塔的临时拉线和补强措施以及导线、地线的临锚准备应设置完毕。

第 292 条 牵引锚桩距紧线杆塔的水平距离应满足安全施工技术的规定,锚桩布置与受力方向一致,并埋设可靠。

第 293 条 紧线前应由专人检查下列工作：

1. 通信畅通。
2. 埋入地下或临时绑扎的导线、地线必须挖出或解开,导线、地线应压接、升空完毕。
3. 障碍物以及导线、地线跳槽应处理完毕。
4. 分裂导线不得相互绞扭。
5. 各交叉跨越处的安全措施可靠。
6. 冬季施工时,导线、地线被冻结处处理完毕。

第 294 条 紧线过程中,监护人员应遵守下列规定：

1. 不得站在悬空导线、地线的垂直下方。
2. 展放余线的人员不得站在线圈内或线弯的内角侧。
3. 不得跨越将离地面的导线或地线。
4. 监视行人不得靠近牵引中的导线或地线。
5. 传递信号必须及时、清晰,不得擅自离岗。

第 295 条 紧线应使用卡线器,卡线器的规格必须与线材规格匹配,不得代用。

第 296 条 耐张线夹安装应遵守下列规定：

1. 高处安装螺栓式线夹时,必须将螺栓装齐拧紧后方可回松牵引绳。
2. 高处安装导线、地线的耐张线夹时,必须采取防止跑线的可靠措施。
3. 在杆塔上割断的线头应用绳索放下。
4. 地面安装时,导线、地线的锚固应可靠,锚固工作应由技工担任。

第 297 条 挂线时,当连接金具接近挂线点时应停止牵引,然后作业人员方可从安全位置到挂线点操作。

导线划印前必须采取防止跑线的可靠措施。

第 298 条 挂线后应缓慢回松牵引绳,在调整拉线的同时应观察耐张金具串和杆塔的受力变形情况。

第 299 条 分裂导线的锚线作业应遵守下列规定：

1. 导线在完成地面临锚后应及时在操作塔设置过轮临锚。
2. 导线地面临锚和过轮临锚的设置应相互独立，工器具必须按各自能承受全部紧线张力选用。

第七节 附件安装

第 300 条 附件安装前，作业人员必须对专用工具和安全用具进行外观检查，不符合要求者严禁使用。

第 301 条 相邻杆塔不得同时在同相位安装附件，作业点垂直下方不得有人。

第 302 条 双钩紧线器或链条葫芦应挂在横担的施工孔上提升导线；无施工孔时，承力点位置应经计算确定，并在绑扎处衬垫软物。

第 303 条 附件安装时，安全带（绳）应拴在横担主材上，不得拴在绝缘子串上；安装间隔棒时，安全带（绳）应拴在一根子导线上。

第 304 条 在跨越电力线、铁路、公路或通航河流等的线段杆塔上安装附件时，必须采取防止导线或地线坠落的措施。

第 305 条 在带电线路上的导线上测量间隔棒距离时，应使用干燥的绝缘绳，严禁使用带有金属丝的测绳。

第 306 条 拆除三轮或五轮放线滑车，不得直接用人力松放。

第 307 条 使用飞车应遵守下列规定：

1. 导线张力应事先进行验算，其安全系数不得小于 2.5。
2. 作业人员必须熟悉飞车使用安全规定，并经过操作培训。
3. 携带重量及行驶速度不得超过铭牌规定。
4. 每次使用前应进行检查，飞车的前后活门必须关闭牢靠，刹车装置必须灵活可靠。
5. 行驶中遇有接续管时应减速。
6. 安装间隔棒时，前后轮应卡死。
7. 随车携带的工具和材料应绑扎牢固。
8. 导线上有冰霜时应停止使用。
9. 飞车越过带电线路时，飞车最下端（包括携带的工具、材料）与电力线的最小距离不得小于本规程表 3 的规定，并设专人监护。

第八节 平衡挂线

第 308 条 平衡挂线应遵守本规程第九章第六节和第七节的有关规定。

第 309 条 平衡挂线时，严禁在耐张塔两侧的同相导线上进行其它作业。

第 310 条 待割的导线应在断线点两端事先用绳索绑牢，割断后应通过滑车将导线松落至地面。

第 311 条 高处断线时 ,作业人员不得站在放线滑车上操作 ;割断最后一根导线时 ,应注意防止滑车失稳晃动。

第 312 条 割断后的导线应在当天挂接完毕 ,不得在高空临锚过夜。

第九节 预防电击

第 313 条 为预防雷电以及临近高压电力线作业时 ,必须按安全技术规定装设可靠的接地装置。

第 314 条 装设接地装置应遵守下列规定 :

1. 各种设备及作业人员的保安接地线的截面均不得小于 16mm^2 ;停电线路的工作接地线的截面不得小于 25mm^2 。
2. 接地线应采用编织软铜线 ,不得使用其它导线。
3. 接地线不得用缠绕法连接 ,应使用专用夹具 ,连接应可靠。
4. 接地棒宜镀锌 ,截面不应小于 16mm^2 ,插入地下的深度应大于 0.6m 。
5. 装设接地线时 ,必须先接接地端 ,后接导线或地线端 ;拆除时的顺序相反。
6. 挂接地线或拆接地线时必须设监护人 ;操作人员应使用绝缘棒(绳)或戴绝缘手套 ,并穿绝缘鞋。

第 315 条 张力放线时的接地应遵守下列规定 :

1. 架线前 ,施工段内的杆塔必须接好接地体并确认接地良好。
2. 牵引设备及张力设备应可靠接地 ;操作人员应站在干燥的绝缘垫上并不得与未站在绝缘垫上的人员接触。
3. 牵引机及张力机出线端的牵引绳及导线上必须安装接地滑车。
4. 跨越不停电线路时 ,两侧杆塔的放线滑车应接地。

第 316 条 紧线时的接地应遵守下列规定 :

1. 紧线段内的接地装置应完整并接触良好。
2. 耐张塔挂线前 ,应用导体将耐张绝缘子串短接。

第 317 条 附件安装时的接地应遵守下列规定 :

1. 附件安装作业区间两端必须装设保安接地线。
2. 作业人员必须在装设保安接地线后 ,方可进行附件安装。
3. 地线附件安装前 ,必须采取接地措施。
4. 附件(包括跳线)全部安装完毕后 ,应保留部分接地线并做好记录 ,竣工验收后方可拆除。

第十章 不停电跨越与停电作业

第一节 不停电跨越的一般规定

第 318 条 不停电跨越 220kV 及以下高压线路 ,必须编制施工方案报上级批准 ,并

征得运行单位同意,按规定履行手续,施工期间应请运行单位派人到现场监督施工。

第 319 条 起重工具和临时地锚应根据其重要程度将安全系数提高 20% ~ 40%。

第 320 条 在带电体附近作业时,人身与带电体之间的最小安全距离必须满足本规程表 3 的规定。

第 321 条 绝缘工具必须定期进行绝缘试验,其绝缘性能应符合附录十一的要求;每次使用前应进行外观检查。

第 322 条 绝缘工具的有效长度不得小于表 9 的规定。

表 9 绝缘工具的有效长度

工具名称	带电体的电压等级 (kV)						
	10	35	63	110	220	330	500
绝缘操作杆 (m)	0.7	0.9	1.0	1.3	2.1	3.1	4.0
绝缘承力工具、绝缘绳索 (m)	0.4	0.6	0.7	1.0	1.8	2.8	3.7

注 传递用绝缘绳索的有效长度,应按绝缘操作杆的有效长度考虑。

第 323 条 被跨越的带电线路在施工期间,其自动重合闸装置必须退出运行,发生故障时严禁强行送电。

第 324 条 临近带电体作业时,上下传递物件必须用绝缘绳索,作业全过程应设专人监护。

第 325 条 遇浓雾、雨、雪以及风力在 5 级以上天气时应停止作业。

第二节 有越线架不停电架线

第 326 条 越线架的搭设或拆除,应在被跨越电力线停电后进行。越线架的搭设应遵守本规程第九章第一节的有关规定。

第 327 条 越线架的宽度应超出新建线路两边线各 2m,跨越电气化铁路和 35kV 及以上电力线的越线架,应使用绝缘尼龙绳(网)封顶。

第 328 条 越线架与带电体之间的最小安全距离在考虑施工期间的最大风偏后不得小于表 10 的规定。

表 10 越线架与带电体的最小安全距离

越线架部位	被跨越电力线电压等级 (kV)			
	≤ 10	35	63 ~ 110	220
架面与导线的水平距离 (m)	1.5	1.5	2.0	2.5
无地线时,封顶网(杆)与带电体的垂直距离 (m)	1.5	1.5	2.0	2.5
有地线时,封顶网(杆)与带电体的垂直距离 (m)	0.5	0.5	1.0	1.5

第 329 条 跨越电气化铁路时,越线架与带电体的最小安全距离,必须满足对 35kV

电压等级的有关规定。

第 330 条 跨越不停电线路时,作业人员不得在越线架内侧攀登或作业,并严禁从封顶架上通过。

第 331 条 导线、地线通过越线架时,应用绝缘绳作引绳;引渡或牵引过程中,架上不得有人。

第三节 无越线架不停电架线

第 332 条 无越线架带电跨越电力线施工,必须按 DL409《电业安全工作规程(电力线路部分)》的有关规定执行,并由带电作业专业人员承担。

第四节 停电作业

第 333 条 停电作业前,施工单位应向运行单位提出停电申请,并办理工作票。

第 334 条 停电、送电工作必须指定专人负责,严禁采用口头或约时停电、约时送电的方式进行任何工作。

第 335 条 在未接到停电工作命令前,严禁任何人接近带电体。

第 336 条 在接到停电工作命令后,必须首先进行验电;验电必须使用相应电压等级的合格的验电器。验电时必须戴绝缘手套并逐相进行;验电必须设专人监护。同杆塔设有多个电力线时,应先验低压、后验高压,先验下层、后验上层。

第 337 条 验明线路确无电压后,必须立即在作业范围的两端挂工作接地线,同时将三相短路;凡有可能送电到停电线路的分支线也必须挂工作接地线。同杆塔设有多个电力线时,应先挂低压、后挂高压,先挂下层、后挂上层。

第 338 条 工作间断或过夜时,施工段内的全部工作接地线必须保留,恢复作业前,必须检查接地线是否完整、可靠。

第 339 条 施工结束后,现场作业负责人必须对现场进行全面检查,待全部作业人员(包括工具、材料)撤离杆塔后方可命令拆除停电线路上的工作接地线;接地线一经拆除,该线路即视为带电,严禁任何人进入带电危险区。

第十一章 施工机械及工器具

第一节 一般规定

第 340 条 机具应由了解其性能并熟悉使用知识的人员操作。机具应按出厂说明书和铭牌的规定使用。固定式机械设备应随机设安全操作牌。

第 341 条 机具应由专人保养维护,并应定期试验;试验标准应遵守本规程附录九的规定。

第 342 条 机具使用前必须进行检查,严禁使用变形、破损、有故障等不合格的机具。

第 343 条 有牙口、刃口及转动部分的机具 ,应装设保护罩或遮栏 ,转动部分应保持润滑。

第 344 条 机具的各种监测仪表 ,以及制动器(刹车)、限制器、安全阀、闭锁机构等安全装置必须齐全、完好。

第 345 条 机具在运行中不得进行检修或调整 ,检修、调整或工作中断时 ,应将其能源断开。

第 346 条 自制或改装的机具 ,必须按 SD165《电力建设施工机具设计基本要求(输电线路施工机具篇)》的规定进行试验 ,经鉴定合格后方可使用。

第二节 牵引机和张力机

第 347 条 运输道路、桥梁或涵洞的承载能力必须满足牵引设备及张力设备的荷重。

第 348 条 非自行或无消震装置的牵引机、张力机长距离转运时 ,应采用装载运输 ;短距离转场拖运时 ,应限制行车速度。

第 349 条 牵引机、张力机运输前应将机身上的活动零部件临时固定 ;装卸时应使用机身专用吊环起吊。

第 350 条 牵引机、张力机拖运前应接通与拖运机车之间的刹车和信号灯 ,主车上应设监护人。

第 351 条 被拖运的钢丝绳卷车及线盘车上严禁装带绳筒及线盘。

第 352 条 牵引机、张力机进出口与邻塔悬挂点的高差角及与线路中心线的夹角应满足牵引机、张力机的铭牌要求。

第 353 条 使用前应对设备的布置、锚固、接地装置以及机械系统进行全面检查 ,并作空载运转试验。

第 354 条 牵引机、张力机严禁超速、超载、超温、超压以及带故障运行。

第三节 小型机具

第 355 条 绞磨和卷扬机应放置平稳 ,锚固必须可靠 ,受力前方不得有人。

第 356 条 拉磨尾绳不应少于 2 人 ,且应位于锚桩后面 ,不得站在绳圈内。

第 357 条 绞磨锚固绳应有防滑动措施。

第 358 条 绞磨受力时 ,不得采用松尾绳的方法卸荷。

第 359 条 牵引绳应从卷筒下方卷入 ,并排列整齐 ,缠绕不得少于 5 圈。

第 360 条 人力绞磨、机动绞磨及拖拉机绞磨的使用应遵守下列规定 :

1. 卷筒必须与牵引绳垂直。
2. 拖拉机绞磨两轮胎应在同一水平面上 ,前后支架应受力。
3. 人力绞磨架上固定磨轴的活动挡板必须装在不受力的一侧 ,严禁反装。

4. 推磨时作业人员不得离开磨杠,作业完毕应取出磨杠。

第 361 条 卷扬机的使用应遵守下列规定:

1. 牵引绳在卷筒上应排列整齐,余留圈数不得少于 3 圈。

2. 卷扬机未完全停稳时不得换档或改变转动方向。

3. 不得在转动的圈筒上调整牵引绳位置。

4. 导向滑车应对正卷筒中心。滑车与卷筒的距离:光面卷筒不应小于卷筒长度的 20 倍,有槽卷筒不应小于卷筒长度的 15 倍。

第四节 工器具

第 362 条 抱杆有下列情况之一者严禁使用:

1. 圆木抱杆,木质腐朽、损伤严重或弯曲过大。

2. 金属抱杆,整体弯曲超过杆长的 $1/600$ 。局部弯曲严重、磕瘪变形、表面严重腐蚀、裂纹或脱焊。

3. 抱杆脱帽环表面有裂纹或螺纹变形。

第 363 条 钢丝绳应具有符合国家标准的产品检验合格证,并按出厂技术数据使用。无技术数据时,应进行单丝破断力试验。

第 364 条 钢丝绳的破断力为单丝破断力的总和乘以换算系数,换算系数见附录一。

第 365 条 钢丝绳的动荷系数、不平衡系数、安全系数分别不得小于附录二、附录三、附录四的规定。

第 366 条 钢丝绳(套)有下列情况之一者应报废或截除。

1. 钢丝绳在一个节距内的断丝数达到附录五数值时。

2. 钢丝绳有锈蚀或磨损时,应将附录五的报废断丝数按附录六折减,并按折减后的断丝数报废。

3. 绳芯损坏或绳股挤出。

4. 笼状畸形、严重扭结或弯折。

5. 压扁严重。

6. 受过火烧或电灼。

第 367 条 钢丝绳端部用绳卡固定连接时,绳卡压板应在钢丝绳主要受力的一边,不得正反交叉设置,绳卡间距不应小于钢丝绳直径的 6 倍,绳卡数量应符合附录七的规定。

第 368 条 插接的环绳或绳套,其插接长度应不小于钢丝绳直径的 15 倍,且不得小于 300mm。新插接的钢丝绳套应作 125% 允许负荷的抽样试验。

第 369 条 滑轮、卷筒的槽底或细腰部直径与钢丝绳直径之比应遵守下列规定:

1. 起重滑车,机械驱动时不应小于 11,人力驱动时不应小于 10。

2. 绞磨卷筒不应小于 10。

第 370 条 通过滑车及卷筒的钢丝绳不得有接头 ,钢绞线不得进入卷筒。

第 371 条 钢丝绳使用后应及时除去污物 ,每年浸油一次 ,并存放在通风干燥处。

第 372 条 棕绳(麻绳)作为辅助绳索使用 ,其允许拉力不得大于 $0.98\text{kN}/\text{cm}^2$ ($100\text{kgf}/\text{cm}^2$) ;用于捆绑或在潮湿状态下使用时应按允许拉力减半计算。霉烂、腐蚀、断股或损伤者不得使用。

第 373 条 滑车的吊钩或吊环变形、轮缘破损或严重磨损、轴承变形、轴瓦磨损以及滑轮转动不灵者均不得使用。

第 374 条 在受力方向变化较大的场合或在高处使用时应采用吊环式滑车 ;如采用吊钩式滑车 ,必须对吊钩采取封口保险措施。

第 375 条 使用开门式滑车必须将门扣锁好。

第 376 条 滑车组的钢丝绳不得产生扭绞 ;使用时滑车组两滑车轴心间的距离不得小于表 11 的规定。

表 11 滑车组两滑车轴心最小允许距离

滑车起重量(t)	1	5	10 ~ 20	32 ~ 50
滑车轴心最小允许距离(mm)	700	900	1000	1200

第 377 条 卸扣使用时应遵守下列规定 :

1. U 型环变形或销子螺纹损坏不得使用。
2. 不得横向受力。
3. 销子不得扣在能活动的索具内。
4. 不得处于吊件的转角处。
5. 应按标记规定的负荷使用 ;无标记时 ,应按附录八的规定使用。

第 378 条 链条葫芦的使用应遵守下列规定 :

1. 使用前应检查吊钩、链条、转动装置及刹车装置。
2. 吊钩、链轮或倒卡变形 ,以及链条磨损达直径的 15% 者严禁使用。
3. 刹车片严禁沾染油脂。
4. 起重链不得打扭 ,并不得拆成单股使用 ;使用中如发生卡链 ,应将受力部位封固后方可进行检修。
5. 手拉链或扳手的拉动方向应与链轮槽方向一致 ,不得斜拉硬扳 ;操作人员不得站在葫芦正下方。

6. 不得超负荷使用 ,不得增人强拉。

7. 带负荷停留较长时间或过夜时 ,应将手拉链或扳手绑扎在起重链上 ,并采取保险措施。

第 379 条 千斤顶使用时应遵守下列规定：

1. 使用前应进行检查。液压千斤顶的安全栓损坏、螺旋千斤顶的螺纹或齿条千斤顶的齿条磨损达 20% 时均严禁使用。
2. 应设置在平整、坚实的支垫上，并与荷重面垂直，顶升时必须掌握重心，防止倾倒。
3. 不得在无人照料的情况下长时间承重。
4. 严禁超载。
5. 顶升行程不得超过产品规定值或螺杆、齿条高度的 3/4。
6. 千斤顶与重物之间应垫防滑物，顶升时应随起随垫保险垫层。
7. 液压千斤顶顶升时，安全栓前面不得有人。
8. 用两台以上千斤顶顶升同一重物时，千斤顶的总起重能力应不小于荷重的 2 倍；顶升时应由专人指挥，顶升速度及受力应基本一致。
9. 严禁在带负荷的情况下使其突然下降。

第 380 条 导线连接网套的使用应遵守下列规定：

1. 导线穿入网套必须到位，网套夹持导线的长度不得少于导线直径的 30 倍。
2. 网套末端应用铁丝绑扎，绑扎不得少于 20 圈。

第 381 条 双钩紧线器应经常润滑保养。换向爪失灵、螺杆无保险螺丝、表面裂纹或变形等严禁使用。

第 382 条 卡线器应有出厂合格证和使用说明书。自制的卡线器应经握着力和强度试验合格。

第 383 条 卡线器有裂纹、弯曲、转轴不灵活或钳口斜纹磨平等缺陷时严禁使用。

第五节 安全防护用品、用具

第 384 条 凡无生产厂家、许可证编号、生产日期及国家鉴定合格证书的安全防护用品、用具，严禁采购和使用。

第 385 条 安全防护用品、用具应设专人管理。

第 386 条 安全防护用品、用具不得接触高温、明火、化学腐蚀物及尖锐物体，不得移作他用。

第 387 条 安全防护用品、用具应定期进行试验，试验标准和要求应符合附录十的规定。

第 388 条 安全防护用品、用具每次使用前，必须进行外观检查，有下列情况者严禁使用：

1. 安全带（绳）断股、霉变、损伤或铁环有裂纹，挂钩变形、缝线脱开等。
2. 安全帽：帽壳破损、缺少帽衬（帽箍、顶衬、后箍），缺少下颚带等。
3. 安全网：严重磨损、断裂、霉变、连接部位松脱等。
4. 三脚板：蹬板有伤痕、绳索断股或霉变、钩子裂纹等。

5. 脚扣 :表面有裂纹、防滑衬层破裂 ,脚套带不完整或有伤痕等。
6. 工作台 :加工后未经试验、焊接有裂纹等。
7. 验电器 :未经耐压试验、指示灯不亮或无音响等。
8. 飞车 :部件有损伤、刹车装置失灵等。

第十二章 其它

第一节 线路通道砍伐

第 389 条 砍伐通道上的树、竹时 ,应控制其倾倒方向 ,砍伐人员应向倾倒的相反方向躲避。

第 390 条 不得多人在同一处对向砍伐或在安全距离不足的相邻处砍伐。树、竹倾倒的安全距离为其高度的 1.2 倍。

第 391 条 砍伐工具在使用前应作检查 ,砍刀手柄应安装牢固 ,并备有必要的辅助工具。

第 392 条 上树砍伐应使用安全带 ,不得攀扶脆弱、枯死的树枝或已砍过但尚未断的树木 ,并注意蜂窝。

第 393 条 在茂密的林中或路边砍伐时应设监护人 ,树木倾倒前应呼叫警告。

第 394 条 在电力线、通信线或建筑物附近砍伐较大树木时 ,应事先采取安全措施并设监护人。

第二节 防蛇、防兽、防蜂等

第 395 条 在有毒蛇、野兽、毒蜂的地区施工或外出时 ,应携带必要的保卫器械、防护用具及药品。

第 396 条 在深山密林中施工应防止误踩深沟、陷阱 ,施工人员不得单独远离作业场所 ,作业完毕 ,施工负责人应清点人数。

第 397 条 在人烟稀少、有野兽活动的大山区施工时 ,应取得当地群众的配合 ,并采取防范措施。

第 398 条 在高温的夏季或严寒的冬季施工时 ,应采取防暑降温或防寒防冻措施。

附录一 钢丝绳破断力换算系数 K_0

钢丝绳结构	6 × 7	6 × 19	6 × 37	8 × 19	8 × 37	18 × 7
换算系数 K_0	0.88	0.85	0.82	0.85	0.82	0.85

附录二 动荷系数 K_1

起吊或制动系统的工作方法	K_1
通过滑车组用人力绞车或绞磨牵引	1.1
直接用人力绞车或绞磨牵引	1.2
通过滑车组用机动绞车或绞磨、拖拉机或汽车牵引	1.2
直接用机动绞车或绞磨、拖拉机或汽车牵引	1.3
通过滑车组用制动器控制时的制动系统	1.2
直接用制动器控制时的制动系统	1.2

附录三 不均衡系数 K_2

可能承受不均衡荷重的起重工具	K_2
用人字抱杆或双抱杆起吊时的各分支抱杆	1.2
起吊门型或大型杆塔结构时的各分支绑固吊索	1.2
通过平衡滑车组相连的两套牵引装置及独立的两套制动装置平行工作时,各装置的起重工具	1.2

附录四 钢丝绳安全系数 K

序号	工作性质及条件	K
1	用人推绞磨直接或通过滑车组起吊杆塔或收紧导线、地线用的牵引绳和磨绳	4.0
2	用机动绞磨、电动卷扬机或拖拉机直接或通过滑车组立杆塔或收紧导线、地线用的牵引绳和磨绳	4.5
3	起立杆塔用的吊点固定绳	4.5
4	起立杆塔用的根部制动绳	4.0
5	临时固定用的拉线	3.0
6	作其它起吊及牵引用的牵引绳及吊点固定绳	4.0

附录五 钢丝绳报废断丝数

断 丝 数 绳	钢 丝 绳	钢丝绳结构(GB1102-74)			
		绳 6W(19) 绳 6×(19)		绳 6×(37)	
		一个节距中的断丝数			
		交互捻	同向捻	交互捻	同向捻
安全系数					
< 6	12	6	22	11	
6 ~ 17	14	7	26	13	
> 7	16	8	30	15	

注 1. 表中断丝数是指细钢丝,粗钢丝每根相当于 1.7 根细钢丝。

2. 一个节距是指每股钢丝绳缠绕一周的轴向距离。

附录六 折 减 系 数

钢丝绳表面磨损量或锈蚀量(%)	10	15	20	25	30 ~ 40	> 40
折 减 系 数 (%)	85	75	70	60	50	0

附录七 钢丝绳端部固定用绳卡的数量

钢丝绳直径(mm)	7 ~ 18	19 ~ 27	28 ~ 37	38 ~ 45
绳卡数量(个)	3	4	5	6

附录八 螺纹销直形御扣允许荷重

销子直径(mm)	M16	M18	M20	M22	M27	M30	M33	M39	M42	M48	M52	M56	M64	M68
弯环直径(mm)	12	14	16	20	22	24	28	32	36	40	45	48	50	60
开口距(mm)	24	28	32	36	40	45	50	58	64	70	80	90	100	110
适用钢丝绳直径(mm)	9.5	11	13	15.5	17.5	19.5	22.5	26	28.5	31	35	39	43.5	49.5
允许荷重(kg)	900	1250	1750	2100	2750	3500	4500	6000	7500	9500	11000	14000	17500	21000

附录九 主要起重工具试验标准

名 称	额定载荷的倍率	持荷时间(min) (分钟)	试验周期
抱杆	1.25	10	每年一次
滑车、绞磨、卷扬机	≥1.25	10	
卡线器	1.25	10	
双钩紧线器、链条葫芦	1.25	10	
钢丝绳	2.0	10	
牵引机、张力机及放线用的各种工具	1.25	10	
其它	≥1.25	10	

附录十 高处作业安全用具试验标准

名 称	试验静拉力		持续时间 (min) (分钟)	试验周期	备 注
	kN (千牛)	kgf (公斤力)			
安全带 (大带)	2.25	225	5	半年	包括航空 尼龙带
安全带 (小带)	1.5	150	5		包括航空 尼龙带
安全绳	2.25	225	5		
三脚板	2.25	225	5		
脚扣	1	100	5		脚扣皮带为 0.85kN(85kgf)
竹(木) 梯	1.8	180	5		

附录十一 常用电气绝缘工具试验一览表

序号	名称	电压等级 (kV)	周期	交流电压 (kV)	时间 (min)	泄漏电流 (mA)	附注	
1	绝缘体	6~10	一年	44	5			
		35~110		4倍相电压				
		220		3倍相电压				
2	验电笔	6~10	六个月	40	5		发光电压不高于额定电压的25%	
		35		105				
3	绝缘手套	高压		8	1	≤8		
		低压		2.5		≤2.5		
4	橡胶绝缘靴	高压		15	1	≤7.5		
5	绝缘绳	高压		105/0.5m	5			

附录十二 风级表

风力等级	名称	地面物的征象	相当风速 (m/s)
0	无风	静,烟直上	0~0.2
1	软风	烟能表示风向,但风向标不能转动	0.3~1.5
2	轻风	人面感觉有风,树叶微响,风向标能转动	1.6~3.3
3	微风	树叶及微枝摆动不息,旌旗展开	3.4~5.4
4	和风	能吹起地面灰尘和纸张,小树枝摆动	5.5~7.9
5	清劲风	有叶的小树摇摆,内湖的水有波	8.0~10.7
6	强风	大树枝摇动,电线呼呼有声,举伞困难	10.8~13.8
7	疾风	全树摇动,迎风步行感觉不便	13.9~17.1
8	大风	微枝折断,人向前行感觉阻力甚大	17.2~20.7
9	烈风	烟囱顶部及屋瓦被吹掉	20.8~24.4
10	狂风	内陆很少出现,可掀起树木或吹毁建筑物	24.5~28.4
11	暴风	陆上很少,有大破坏	28.5~32.6
12	飓风	陆上绝少,有大规模的破坏	>32.6

本规程用词说明

一、执行本规程条文时,要求严格程度不同的用词说明如下,以便在执行中区别对待。

1. 表示很严格,非这样做不可的:

正面词采用“必须”,反面词采用“严禁”。

2. 表示严格,在正常情况下均应这样做的:

正面词采用“应”,反面词采用“不应”或“不得”。

3. 表示允许稍有选择,在条件许可时首先这样做的:

正面词采用“宜”或“可”,反面词采用“不宜”。

二、条文中必须按指定的标准、规程或其它有关规定执行时,写为“应按……执行”或“应符合……要求”;非必须按所指的标准、规程或其它规定执行的,写为“参照……”。

附加说明

本标准主编单位和主要起草人名单

主编单位:中国电机工程学会电力建设安全技术分委会。

主要起草人:潘达敏、杨忠旗、范龙飞、周麟玉、李岗、刘用霖。

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 741 - 2001

架空送电线路运行规程

Operating code for overhead transmission line

中华人民共和国国家经济贸易委员会 发布

2001 - 02 - 12 发布

2001 - 07 - 01 实施

前 言

本标准在编写格式和规则上以《标准化工作导则》(GB/T1.1)及《电力标准编写的基

本规定(DL/L600 - 1996)为基础。

本标准的附录 A、附录 B、附录 C 都是标准的附录。

本标准由原能源部提出 ,由国家电力公司发输电运营部归口。

本标准由国家电力公司武汉高压研究所、华北电力集团公司、国家电力公司西北公司、湖北超高压输变电局负责起草。

本标准主要起草人 :易辉、陈腾、穆清华、尹正来、吴渝生、麻石玉、耿澄西、邬正荣。

本标准由中国电机工程学会输电线路专委会运行分专委会负责解释。

目 次

前言

1 范围

2 引用标准

3 基本要求

4 运行标准

5 巡视

6 检测

7 维修

8 特殊区段的运行要求

9 技术管理

附录 A(标准的附录) 线路导线对地距离及交叉跨越

附录 B(标准的附录) 线路环境的污区分级

附录 C(标准的附录) 各电压等级线路的最小空气间隙

1 范围

本标准规定了架空送电线路运行工作的基本要求、技术标准 ,并对线路巡视、检测、维修、技术管理等提出了具体要求。

本标准适用于交流 35kV ~ 500kV 架空送电线路。直流架空送电线路可参照执行。

2 引用标准

下列标准所包含的条文 ,通过在本标准中引用而构成为本标准的条文。本标准出版时 ,所示版本均为有效。所有标准都会被修订 ,使用本标准的各方应探讨使用下列标准最新版本的可能性。

GBJ 233—1990 电气装置安装工程 110 ~ 500kV 架空送电线路施工及验收规范

GB/T16434—1996 高压架空线路和发电厂、变电所环境污区分级及外绝缘选择标准

DL409—1991	电业安全工作规程(电力线路部分)
DL 558—1994	电业生产事故调查规程
DL/T5092—1999	110 ~ 500kV 架空送电线路设计技术规程
JB/T8737—1998	高压线路用复合绝缘子使用导则

3 基本要求

3.1 线路的运行工作必须贯彻安全第一、预防为主的方针 ,严格执行 DL409 有关规定。运行单位应全面做好线路的巡视、检测、维修和管理工作 ,应积极采用先进技术和实行科学管理 ,不断总结经验、积累资料、掌握规律 ,保证线路安全运行。

3.2 运行单位应参与线路的规划、路径选择、设计审核、杆塔定位、材料设备的选型及招标等生产全过程管理工作 ,并根据本地区的特点、运行经验和反事故措施 ,提出要求和建议 ,力求设计(DL/T5092)与运行协调一致。

3.3 对于新投运的线路 ,应执行 GBJ233 按有关规定把好验收移交关。

3.4 运行单位必须建立健全岗位责任制 ,运行、管理人员应掌握设备状况和维修技术 ,熟知有关规程制度 ,经常分析线路运行情况 ,提出并实施预防事故、提高安全运行水平的措施 ,如发生事故 ,应按 DL558 的有关规定进行。

3.5 运行单位必须以科学的态度管理送电线路 ,可探索依据线路运行状态开展维修工作 ,但不得擅自将线路分段维修或延长维修周期。

3.6 每条线路必须有明确的维修界限 ,应与发电厂、变电所和相邻的运行管理单位明确划分分界点 ,不得出现空白点。

3.7 新型器材、设备和新型杆塔必须经试验、鉴定合格后方可试用 ,在试用的基础上逐步推广应用。

3.8 严格执行《中华人民共和国电力法》、《电力设施保护条例》、《电力设施保护条例实施细则》,防止外力破坏 ,做好线路保护及群众护线工作。

3.9 绝缘子爬电比距的配置必须依据 GB/T16434 的规定(可参见附录 B) ,按照各网、省电力公司审定后的污区分布图进行 ,并适当提高绝缘水平。

3.10 导线、地线应采取有效的防振措施 ,运行中应加强对防振装置的维护 ,以及对防振效果的检测。

3.11 220kV 及以上架空送电线路必须装设准确的线路故障测距、定位装置 ,低电压等级的重要线路或巡线困难的线路也应装设故障定位装置。

3.12 线路的杆塔上必须有线路名称、杆塔编号、相位以及必要的安全、保护等标志 ,同塔双回、多回线路应有色标。

3.13 运行单位可根据本规程编制现场规程或补充规定 ,由本单位总工程师批准后实施。

4 运行标准

设备运行状况超过下述各条标准或出现下述各种不应出现的情况时,应进行处理。

4.1 杆塔与基础

- a) 杆塔基础表面水泥脱落、钢筋外露、装配式基础锈蚀、基础周围环境发生不良变化;
- b) 杆塔的倾斜、横担的歪斜程度超过表 1 的规定;

表 1 杆塔倾斜、横担歪斜最大允许值

类别	钢筋混凝土杆	铁塔
杆塔倾斜度 (包括挠度)	1.5%	0.5%(适用于 50m 及以上高度铁塔, 1.0%(适用于 50m 以下高度铁塔,
横担歪斜度	1.0%	1%

- c) 铁塔主材相邻结点间弯曲度超过 0.2% ;
- d) 钢筋混凝土杆保护层腐蚀脱落、钢筋外露,普通钢筋混凝土杆有纵向裂纹、横向裂纹 缝隙宽度超过 0.2mm,预应力钢筋混凝土杆有裂缝;
- e) 拉线棒锈蚀后直径减少 2mm ~ 4mm ;
- f) 镀锌钢绞线拉线断股,镀锌层锈蚀、脱落。

4.2 导线与地线

- a) 导、地线由于断股、损伤减少截面的处理标准按表 2 的规定;

表 2 导线、地线断股损伤减少截面的处理

损伤情况 线别	处理方法		
	缠绕或护线预绞丝	用补修管或补修预绞丝补修	切断重接
钢芯铝绞线 钢芯铝合金绞线	断股损伤截面不超过铝股或合金股总面积 7%	断股损伤截面占铝股或合金股总面积 7% ~ 25%	1. 钢芯断股 2. 断股损伤截面超过铝股或合金股总面积 25%
铝绞线 铝合金绞线	断股损伤截面不超过总面积 7%	断股损伤截面占总面积 7% ~ 17%	断股损伤截面超过总面积 17%
镀锌钢绞线	19 股断 1 股	7 股断 1 股 19 股断 2 股	7 股断 2 股 19 股断 3 股
注 如断股损伤减少截面虽达到切断重接的数值,但确认采用新型的修补方法能恢复到原来强度及载流能力时,亦可采用该修补方法进行处理,而不作切断重接处理。			

- b) 导、地线表面腐蚀、外层脱落或呈疲劳状态,应取样进行强度试验。若试验值小于原破坏值的 80% ,应换线。

4.3 绝缘子

- a) 瓷质绝缘子伞裙破损,瓷质有裂纹,瓷釉烧坏;
- b) 玻璃绝缘子自爆或表面有闪络痕迹;
- c) 合成绝缘子伞裙、护套、破损或龟裂,粘接剂老化;
- d) 绝缘子钢帽、绝缘件、钢脚不在同一轴线上,钢脚、钢帽、浇装水泥有裂纹、歪斜、变形或严重锈蚀,钢脚与钢帽槽口间隙超标;
- e) 盘型绝缘子绝缘电阻小于 $300\text{M}\Omega$, 500kV 线路盘型绝缘子电阻小于 $500\text{M}\Omega$;
- f) 盘型绝缘子分布电压零值或低值;
- g) 绝缘子的锁紧销不符合锁紧试验的规范要求;
- h) 绝缘横担有严重结垢、裂纹,瓷釉烧坏、瓷质损坏、伞裙破损;
- i) 直线杆塔的绝缘子串顺线路方向的偏斜角(除设计要求的预偏外)大于 7.5° ,且其最大偏移值大于 300mm ,绝缘横担端部偏移大于 100mm ;
- j) 各电压等级线路最小空气间隙及绝缘子使用最少片数,不符合附录 C 的规定。

4.4 金具

- a) 金具发生变形、锈蚀、烧伤、裂纹,金具连接处转动不灵活,磨损后的安全系数小于 2.0 (即低于原值的 80%);
- b) 防振锤、阻尼线、间隔棒等防振金具发生位移;
- c) 屏蔽环、均压环出现倾斜与松动;
- d) 接续金具出现下列任一情况:
 - 1) 外观鼓包、裂纹、烧伤、滑移或出口处断股,弯曲度不符合有关规程要求;
 - 2) 接续金具温度高于导线温度 10°C ,跳线联板温度高于导线温度 10°C ;
 - 3) 接续金具的电压降比同样长度导线的电压降的比值大于 1.2 ;
 - 4) 接续金具过热变色或连接螺栓松动;
 - 5) 接续金具探伤发现金具内严重烧伤、断股或压接不实(有抽头或位移)。

4.5 接地装置

接地装置出现下列任一情况:

- a) 接地电阻大于设计规定值;
- b) 接地引下线断开或与接地体接触不良;
- c) 接地装置外露或腐蚀严重,被腐蚀后其导体截面低于原值的 80% 。

4.6 导、地线弧垂

- a) 一般情况下设计弧垂允许偏差: 110kV 及以下线路为 $+6\%$ 、 -2.5% , 220kV 及以上线路为 $+3.0\%$ 、 -2.5% ,而导、地线弧垂超过上述偏差值;
- b) 一般情况下各相间弧垂允许偏差最大值: 110kV 及以下线路为 200mm , 220kV 及以上线路为 300mm ,而导、地线相间弧垂超过允许偏差最大值;

c)相分裂导线同相子导线的弧垂允许偏差值:垂直排列双分裂导线为 $+100\text{mm}$ 、 -0 其他排列形式分裂导线 220kV 为 80mm , 330kV 、 500kV 为 50mm ,而相分裂导线同相子导线弧垂超过允许偏差值;

d)导线的对地距离及交叉距离不符合附录 A 的要求。

5 巡视

线路的巡视是为了经常掌握线路的运行状况,及时发现设备缺陷和沿线情况,并为线路维修提供资料。

5.1 巡视种类:

a)定期巡视:经常掌握线路各部件运行情况及沿线情况,及时发现设备缺陷和威胁线路安全运行的情况。定期巡视一般一月一次,也可根据具体情况适当调整,巡视区段为全线。

b)故障巡视:查找线路的故障点,查明故障原因及故障情况,故障巡视应在发生故障后及时进行,发生故障的区段或全线。

c)特殊巡视:在气候剧烈变化、自然灾害、外力影响、异常运行和其他特殊情况时及时发现线路的异常现象及部件的变形损坏情况。特殊巡视根据需要及时进行,一般巡视全线、某线段或某部件。

d)夜间、交叉和诊断性巡视:根据运行季节特点、线路的健康情况和环境特点确定重点。巡视根据运行情况及时进行,一般巡视全线、某线段或某部件。

e)监察巡视:工区(所)及以上单位的领导干部和技术人员了解线路运行情况,检查指导巡线人员的工作。监察巡视每年至少一次,一般巡视全线或某线段。

5.2 为弥补地面巡视的不足,应采用登杆塔检查或乘飞机巡视等方式, 500kV 线路应开展登塔、走导线检查工作。

5.3 线路发生故障时,不论重合是否成功,均应及时组织故障巡视,必要时需登杆塔检查。巡视中,巡线员应将所分担的巡线区段全部巡视完,不得中断或遗漏。发现故障点后应及时报告,重大事故应设法保护现场。对所发现的可能造成故障的所有物件应搜集带回,并对故障现场情况做好详细记录,以作为事故分析的依据和参考。

5.4 巡视的主要内容:

5.4.1 检查沿线环境有无影响线路安全的下列情况:

- a)向线路设施射击、抛掷物体;
- b)擅自在线路导线上接用电器设备;
- c)攀登杆塔或在杆塔上架设电力线、通信线、广播线,以及安装广播喇叭;
- d)利用杆塔拉线作起重牵引地锚,在杆塔拉线上栓牲畜,悬挂物件;
- e)在杆塔内(不含杆塔与杆塔之间)或杆塔与拉线之间修建车道;

- f)在杆塔拉线基础周围取土、打桩、钻探、开挖或倾倒酸、碱、盐及其他有害化学物品；
- g)在线路保护区内兴建建筑物、烧窑、烧荒或堆放谷物、草料、垃圾、矿渣、易燃物、易爆物及其他影响供电安全的物品；
- h)在杆塔上筑有危及供电安全的巢以及有蔓藤类植物附生；
- i)在线路保护区种植树木、竹子；
- j)在线路保护区内进行农田水利基本建设及打桩、钻探、开挖、地下采掘等作业；
- k)在线路保护区内有进入或穿越保护区的超高机械；
- l)在线路附近有危及线路安全及线路导线风偏摆动时,可能引起放电的树木或其他设施；
- m)在线路附近(约300m区域内)施工爆破、开山采石、放风筝；
- n)线路附近河道、冲沟的变化,巡视、维修时使用道路、桥梁是否损坏。

5.4.2 检查杆塔、拉线和基础有无下列缺陷和运行情况的变化：

- a)塔倾斜、横担歪扭及杆塔部件锈蚀变形、缺损；
- b)杆塔部件固定螺栓松动、缺螺栓或螺帽,螺栓丝扣长度不够,铆焊处裂纹,开焊、绑线断裂或松动；
- c)混凝土杆出现裂纹或裂纹扩展,混凝土脱落、钢筋外露,脚钉缺损；
- d)拉线及部件锈蚀、松弛、断股抽筋、张力分配不均,缺螺栓、螺帽等,部件丢失和被破坏等现象；
- e)杆塔及拉线的基础变异,周围土壤突起或沉陷,基础裂纹、损坏、下沉或上拔,护基沉塌或被冲刷；
- f)基础保护帽上部塔材被埋入土或废弃物堆中,塔材锈蚀；
- g)防洪设施坍塌或损坏。

5.4.3 检查导线、地线(包括耦合地线、屏蔽线)有无下列缺陷和运行情况的变化：

- a)导线、地线锈蚀、断股、损伤或闪络烧伤；
- b)导线、地线弧垂变化、相分裂导线间距变化；
- c)导线、地线上扬、振动、舞动、脱冰跳跃,相分裂导线鞭击、扭绞、粘连；
- d)导线、地线接续金具过热、变色、变形、滑移；
- e)导线在线夹内滑动,释放线夹船体部分自挂架中脱出；
- f)跳线断股、歪扭变形,跳线与杆塔空气间隙变化,跳线间扭绞,跳线舞动、摆动过大；
- g)导线对地、对交叉跨越设施及对其他物体距离变化；
- h)导线、地线上悬挂有异物。

5.4.4 检查绝缘子、绝缘横担及金具有无下列缺陷和运行情况的变化：

- a)绝缘子与瓷横担脏污,瓷质裂纹、破碎,钢化玻璃绝缘子爆裂,绝缘子铁帽及钢脚锈蚀,钢脚弯曲；

- b) 合成绝缘子伞裙破裂、烧伤,金具、均压环变形、扭曲、锈蚀等异常情况;
- c) 绝缘子与绝缘横担有闪络痕迹和局部火花放电留下的痕迹;
- d) 绝缘子串、绝缘横担偏斜;
- e) 绝缘横担绑线松动、断股、烧伤;
- f) 金具锈蚀、变形、磨损、裂纹,开口销及弹簧销缺损或脱出,特别要注意检查金具经常活动、转动的部位和绝缘子串悬挂点的金具;
- g) 绝缘子槽口、钢脚、锁紧销不配合,锁紧销子退出等。

5.4.5 检查防雷设施和接地装置有无下列缺陷和运行情况的变化:

- a) 放电间隙变动、烧损;
- b) 避雷器、避雷针等防雷装置和其他设备的连接、固定情况;
- c) 管型避雷器动作情况;
- d) 绝缘避雷线间隙变化情况;
- e) 地线、接地引下线、接地装置、连续接地线间的连接、固定以及锈蚀情况。

5.4.6 检查附件及其他设施有无下列缺陷和运行情况的变化:

- a) 预绞丝滑动、断股或烧伤;
- b) 防振锤移位、脱落、偏斜、钢丝断股,阻尼线变形、烧伤,绑线松动;
- c) 相分裂导线的间隔棒松动、位移、折断、线夹脱落、连接处磨损和放电烧伤;
- d) 均压环、屏蔽环锈蚀及螺栓松动、偏斜;
- e) 防鸟设施损坏、变形或缺损;
- f) 附属通信设施损坏;
- g) 各种检测装置缺损;
- h) 相位、警告、指示及防护等标志缺损、丢失,线路名称、杆塔编号字迹不清。

6 检测

检测工作是发现设备隐患、开展预知维修的重要手段。检测方法应正确可靠,数据准确,春测结果要做好记录和统计分析。要做好检测资料的存档保管。检测计划应符合季节性要求。检测项目与周期规定见表 3。

表 3 检测项目与周期

项 目		周 期 年	备 注
杆塔	钢筋混凝土杆裂缝与缺陷检查		根据巡视发现的问题
	钢筋混凝土杆受冻情况检查 (1)杆内积水 (2)冻土上拔	1	根据巡视发现的问题进行 在结冻前进行 在解冻后进行
	混凝土构件缺陷检查	1	根据巡视发现的问题进行
	杆塔、铁件锈蚀情况检查	3~5	对杆塔进行防腐处理后应做现场检验
	杆塔地下金属部分(金属基础、拉线装置、接地装置)锈蚀情况检查	5	抽查,包括挖开地面检查
	杆塔倾斜、挠度及基础沉降测量		根据实际情况选点测量
	钢管塔		应满足钢管塔的要求
绝缘子	盘型绝缘子绝缘测试	2	投运第一年开始,根据绝缘子劣化速度可适当延长或缩短周期。但要求检测时应全线检测,以掌握其劣化率和绝缘子运行情况
	盘型绝缘子盐密测量	1	根据实际情况定点测量,或根据巡视情况选点测量
	绝缘子金属附件检查	2	投运后第5年开始抽查
	次绝缘子裂纹、钢帽裂纹、浇筑水泥及伞裙与钢帽位移		每次清扫时
	玻璃绝缘子钢帽裂纹、闪络灼伤		每次清扫时
	合成绝缘子伞裙、护套、粘接剂老化、破损、裂纹,金具及附件锈蚀	2~3	根据运行需要
导线地线	导线接续金具的测试: (1)直线接续金具 (2)不同金属接续金具 (3)并沟线夹、跳线连接板、压接式耐张线夹	4 1 1	应在线路负荷较大时抽测
	导线、地线烧伤、擦动断股和腐蚀检查	2	抽查导、地线结夹必须及时打开检查
	导线、地线振动测量: (1)一般线路 (2)大跨越	5 2	对一般线路应选择有代表性档距进行现场振动测量,测量点应包括悬垂线夹、防振锤及间隔棒线夹处,根据振动情况选点测量
	导线、地线年轻动观测		在舞动发生时应及时观测
	绝缘地线感应电压测量		投运后检测,以后根据情况抽测
	导线弧垂、对地距离、交叉跨越距离测量		线路投入运行1年后测量1次,以后根据巡视结果决定

项 目		周 期 年	备 注
金具	金具锈蚀、磨损、裂纹、变形检查	3	外观难以看到的部位,要打开螺栓、垫圈检查或用仪器检查
	间隔棒(器)检查	2	投运 1 年后紧固 1 次,以后进行抽查
	绝缘地线间隙检查 防雷间隙检查	1 1	根据巡视发现的问题进行
防雷设施及接地装置	杆塔接地电阻测量: (1)一般线段	5	
	(2)发电厂变电所进出线段 1km~2km 及特殊地点	2	
	线路避雷器检测	2	根据运行情况或设备的要求可调整时间
其他	防冻、防冰雪、防洪、防风沙、防水、防鸟设施检查	1	清扫时进行
	气象测量		选点进行
	雷电观测	1	选点进行
	无线电干扰测量		根据巡视发现的问题进行
	感应场强测量		根据反映进行
注 1. 检测周期可根据本地区实际情况进行适当调整,但应经本单位总工程师批准。 2. 检测项目的数量及线段可由运行单位根据实际情况选定。			

7 维修

7.1 维修项目应按照设备状况,巡视、检测的结果和反事故措施的要求确定,其主要项目及周期见表 4 和表 5。

表 4 线路维修的主要项目及周期

序号	项 目	周 期 年	备 注
1	杆塔紧固螺栓	5	新线投运 1 年后需紧固 1 次
2	混凝土杆内排水,修补防冻装置	1	根据季节和巡视结果在结冻前进行
3	绝缘子清扫	1	根据污秽情况、盐密测量、运行经验调整周期
4	防振器和防舞动装置维修调整	1~2	根据测振仪监测结果调整周期进行
5	砍修剪树、竹	1	根据巡视结果确定,发现危急情况随时进行
6	修补防汛设施	1	根据巡视结果随时进行
7	修补巡线道、桥	1	根据现场需要随时进行
8	修补防鸟设施和拆巢	1	根据需要随时进行

表 5 根据巡视结果及实际情况需维修的项目

序号	项 目	备 注
1	更换或补装杆塔构件	根据巡视结果进行
2	杆塔铁件防腐	根据铁件表面锈蚀情况决定
3	杆塔倾斜扶正	根据测量、巡视结果进行
4	金属基础、拉线防腐	根据检查结果进行
5	调整、更新拉线及金具	根据巡视、测试结果进行
6	混凝土杆及混凝土构件修补	根据巡视结果进行
7	更换绝缘子	根据巡视、测试结果进行
8	更换导线、地线及金具	根据巡视、测试结果进行
9	导线、地线损伤补修	根据巡视结果进行
10	调整导线、地线弧垂	根据巡视、测量结果进行
11	处理不合格交叉跨越	根据测量结果进行
12	并沟线夹、跳线连板检修紧固	根据巡视、测试结果进行
13	间隔棒更换、检修	根据检查、巡视结果进行
14	接地装置和防雷设施维修	根据检查、巡视结果进行
15	补齐线路名称、杆号、相位等各种标志及警告指示、防护标志、色标	根据巡视结果进行

7.2 维修工作应根据季节特点和要求安排 ,要及时落实各项反事故措施。

7.3 维修时 除处理缺陷外 ,应对杆塔上各部件进行检查 ,检查结果应在现场记录。

7.4 维修工作应遵守有关检修工艺要求及质量标准。更换部件维修(如更换杆塔、横担、导线、地线、绝缘子等)时 ,要求更换后新部件的强度和参数不低于原设计要求。

7.5 抢修与备品备件 :

a)运行维护单位特别是维护重要线路、超高压线路或网间联络线路的单位 ,必须建立健全抢修机制。

b)凡属须建立抢修队伍的单位必须配备抢修工具 ,根据不同的抢修方式分类配备工具 ,并分类保管。

c)抢修队要根据线路的运行特点研究制定不同方式的抢修预案 ,抢修预案要经过专责工程师审核并经总工程师的审定批准 ,批准后的抢修预案要尽早贯彻到抢修队各工作组 ,使抢修队员每人都清楚预案中的每一项工作环节 ,以备抢修时灵活应用。

d)运行维护单位应根据事故备品备件管理规定 ,配备充足的事事故备品 ,抢修工具、照明设备及必要的通信工具 ,一般不许挪作他用。抢修后 ,应及时清点补充。事故备品备件应按有关规定及本单位的设备特点和运行条件确定种类和数量。事故备品应单独保管 ,定期检查测试 ,并确定各类备件轮回更新使用周期和办法。

7.6 线路维修检测工作应广泛开展带电作业 ,以提高线路运行的可用率。

8 特殊区段的运行要求

输电线路的特殊区段是指线路设计及运行中不同于其他常规区段,它是经超常规设计建设的线路,维护检修必须有不同于其他线路的手段,因此运行中所要求做的工作也有所不同。

8.1 大跨越

a)大跨越段应根据环境、设备特点和运行经验制订专用现场规程,维护检修的周期应根据实际运行条件确定;

b)宜设专门维护班组,在洪汛、覆冰、大风和雷电活动频繁的季节,宜设专人监视,做好记录,有条件的可装自动检测设备;

c)应加强对杆塔、基础、导线、地线、拉线、绝缘子、金具及防洪、防冰、防舞、防雷、测振等设施的检测和维修,并做好定期分析工作;

d)大跨越段应定期对导、地线进行振动测量;

e)大跨越段应做好长期的气象、覆冰、雷电、水文的观测记录和分析工作;

f)主塔的升降设备、航空指示灯、照明和通信等附属设施应加强维修保养,经常保持在良好状态。

8.2 多雷区

a)多雷区的线路应做好综合防雷措施,降低杆塔接地电阻值,适当缩短检测周期;

b)雷季前,应做好防雷设施的检测和维修,落实各项防雷措施,同时做好雷电定位观测设备的检测、维护、调试工作,以便及时投入使用;

c)雷雨季期间,应加强对防雷设施各部件连接状况、防雷设备和观测装置动作情况的检测,并做好雷电活动观测记录;

d)做好被雷击线路的检查,对损坏的设备应及时更换、修补,对发生闪络的绝缘子串的导线、地线线夹必须打开检查,必要时还须检查相邻档线夹及接地装置;

e)组织好对雷击事故的调查分析,总结现有防雷设施效果,研究更有效的防雷措施,并加以实施。

8.3 重污区

a)重污区线路外绝缘应配置足够的爬电比距,并留有裕度;

b)应选点定期测量盐密,且要求检测点较一般地区多,必要时建立污秽实验站,以掌握污秽程度、污秽性质、绝缘子表面积污速率及气象变化规律;

c)污闪季节前,应确定污秽等级、检查防污闪措施的落实情况,污秽等级与爬电比距不相适应时,应及时调整绝缘子串的爬电比距、调整绝缘子类型或采取其他有效的防污闪措施,线路上的零(低)值绝缘子应及时更换;

d)防污清扫工作应根据盐密值、积污速度、气象变化规律等因素确定周期及时安排

清扫、保证清扫质量。污闪季节中,可根据巡视及检测情况,临时增加清扫;

e)应建立特殊巡视责任制,在恶劣天气时进行现场特巡,发现异常及时分析并采取措施;

f)做好测试分析,掌握规律,总结经验,针对不同性质的污秽物选择相应有效的防污闪措施,临时采取的补救措施要及时改造为长期防御措施。

8.4 重冰区

a)处于重冰区的线路要进行覆冰观测,有条件或危及重要线路运行的区域要建立覆冰观测站。研究覆冰性质、特点,制定反事故措施,特殊地区的设备要加装融冰装置;

b)经实践证明不能满足重冰区要求的杆塔型式、绝缘子串型式、导线排列方式应有计划地进行改造或更换,做好记录,并提交设计部门在同类地区不再使用;

c)覆冰季节前应对线路做全面检查,消除设备缺陷,落实除冰、融冰和防止导线、地线跳跃、舞动的措施,检查各种观测、记录设施,并对融冰装置进行检查、试验,确保必要时能投入使用;

d)在覆冰季节中,应有专门观测维护组织,加强巡视、观测,做好覆冰和气象观测记录及分析,研究覆冰和舞动的规律,随时了解冰情,适时采取相应措施。

9 技术管理

9.1 运行单位必须存有有关资料,并保持完整、连续和准确。要逐步应用微机进行技术管理。

9.2 运行单位应有下列标准、规程和规定:

- a)中华人民共和国电力法;
- b)电力设施保护条例;
- c)电力设施保护条例实施细则;
- d)架空送电线路运行规程;
- e)送电专业生产工作管理制度;
- f)电业安全工作规程(电力线路部分、热力机械部分);
- g)电业生产事故调查规程;
- h)电业生产人员培训制度;
- i)110~500kV 架空电力线路施工及验收规范;
- j)110kV 及以上送变电基本建设工程启动验收规程;
- k)110~500kV 架空送电线路设计规程;
- l)交流电气装置的过电压保护和绝缘配合;
- m)带电作业技术管理制度;
- n)电网调度管理规程;

- o) 电网调度管理条例；
- p) 电网调度管理条例实施办法。

9.3 运行单位应有下列图表：

- a) 地区电力系统线路地理平面图；
- b) 地区电力系统结线图；
- c) 相位图；
- d) 污区分布图；
- e) 设备一览表；
- f) 设备评级图表；
- g) 安全记录图表；
- h) 年定期检测计划进度表；
- i) 抢修组织机构表；
- j) 反事故措施计划表。

9.4 运行单位应有下列生产技术资料：

9.4.1 线路设计、施工技术资料：

- a) 批准的设计文件和图纸；
- b) 路径批准文件和沿线征用土地协议；
- c) 与沿线有关单位订立的协议、合同(包括青苗、树木、竹林赔偿,交叉跨越,房屋拆迁等协议)；
- d) 施工单位移交的资料和施工记录：
 - 1) 符合实际的竣工图(包括杆塔明细表及施工图)；
 - 2) 设计变更通知单；
 - 3) 原材料和器材出厂质量的合格证明或检验记录；
 - 4) 代用材料清单；
 - 5) 工程试验报告或记录；
 - 6) 未按原设计施工的各项明细表及附图；
 - 7) 施工缺陷处理明细表及附图；
 - 8) 隐蔽工程检查验收记录；
 - 9) 杆塔偏移及挠度记录；
 - 10) 架线弧垂记录；
 - 11) 导线、避雷线的连接器和补修管位置及数量记录；
 - 12) 跳线弧垂及对杆塔各部的电气间隙记录；
 - 13) 线路对跨越物的距离及对建筑物的接近距离记录；
 - 14) 接地电阻测量记录。

9.4.2 设备台帐。

9.4.3 预防性检查测试记录：

- a) 杆塔倾斜测量记录；
- b) 混凝土电杆裂缝检测记录；
- c) 绝缘子检测记录；
- d) 导线连接器测试记录；
- e) 导线、地线振动测试和断股检查记录；
- f) 导线弧垂、限距和交叉跨越测量记录；
- g) 钢绞线及埋地金属部件锈蚀检查记录；
- h) 接地电阻检测记录；
- i) 雷电观测记录；
- j) 绝缘子附盐密度测量记录；
- k) 导线、地线覆冰、舞动观测记录；
- l) 绝缘保安工具检测记录；
- m) 防洪点检查记录；
- n) 缺陷记录。

9.4.4 维修记录。

9.4.5 线路维修技术记录。

9.4.6 线路跳闸、事故及异常运行记录。

9.4.7 事故备品清册。

9.4.8 对外联系记录及协议文件。

9.4.9 工作日志。

9.4.10 线路运行工作分析总结资料：

- a) 设备健康状况及缺陷消除情况；
- b) 事故、异常情况分析及反事故措施落实情况与效果；
- c) 运行专题分析总结；
- d) 年度运作工作总结。

9.5 运行单位应加强对设备缺陷的管理,做好缺陷记录,定期进行统计分析,提出处理意见。设备缺陷按其严重程度分为三类：

- a) 一般缺陷 :是指对近期安全运行影响不大的缺陷 ,可列入年、季度检修计划中消除；
- b) 重大缺陷 :是指缺陷比较重大但设备在短期内仍可继续安全运行的缺陷 ,应在短期内消除 ,消除前应加强监视；
- c) 紧急缺陷 :是指严重程度已使设备不能继续安全运行 ,随时可能导致事故发生的

缺陷。必须尽快消除或采取必要的安全技术措施进行临时处理,随后消除。

9.6 线路运行图表及资料应保持与现场实际相符。

9.7 线路设备评级每年不少于一次,并提出设备升级方案和下一年度大修改进项目。

附录 A(标准的附录)

线路导线对地距离及交叉跨越

A1 导线与地面、建筑物、树木、道路、河流、管道、索道及各种架空线路的距离,应根据最高气温情况或覆冰无风情况求得的最大弧垂和最大风速情况或覆冰情况求得的最大风偏进行计算。计算上述距离,应计算导线初伸长的影响和设计施工的误差,以及运行中某些因素引起的弧垂增大。大跨越的导线弧垂应按实际能够达到的最就温度计算。线路与铁路、高速公路、一级公路交叉时,最大弧垂应按导线温度为 +70℃ 计算。

A2 导线与地面的距离,在最大计算弧垂情况下,不应小于表 A1 所列数值。

表 A1 导线与地面的最小距离

地区类别	线路电压 kV	35 ~ 110	154 ~ 220	330	500
	居民区 m		7.0	7.5	8.5
非居民区 m		6.0	6.5	7.5	11.0 (10.5)
交通困难地区 m		5.0	5.5	6.5	8.5

- 注: 1. 居民区是指工业企业地区、港口、码头、火车站、城镇、乡村等人口密集地区,以及已有上述设施规划的地区。
 2. 非居民区是指除上述居民区以外,虽然时常有人、车辆或农业机械到达,但未建房屋或房屋稀少的地区。
 500kV 线路对非居民区 11m 用于导线水平排列,10.5m 用于导线三角排列。
 3. 交通困难地区是指车辆、农业机械不能到达的地区。

A3 导线与山坡、峭壁、岩石之间的净空距离,在最大计算风偏情况下,不应小于表 A2 所列数值。

表 A2 导线与山坡、峭壁、岩石最小净空距离

线路经过地区	线路电压 kV	35 ~ 110	154 ~ 220	330	500
	步行可以到达的山坡 m		5.0	5.5	6.5
步行不能到达的山坡、峭壁和岩石 m		3.0	4.0	5.0	6.5

A4 线路导线不应跨越屋顶为易燃材料做成的建筑物。对耐火屋顶的建筑物,亦应尽量不跨越,特殊情况需要跨越时,电力主管部门应采取一定的安全措施,并与有关部门达成协议或取得当地政府同意。500kV 线路导线对有人居住或经常有人出入的耐火屋顶的建筑物不应跨越。导线与建筑物之间的垂直距离,在最大计算弧垂情况下,不应小于表 A3 所列数值。

表 A3 导线与建筑物之间的最小垂直距离

线路电压 kV	35	66 ~ 110	154 ~ 220	330	500
垂直距离 m	4.0	5.0	6.0	7.0	9.0

A5 线路边导线与建筑物之间的水平距离,在最大计算风偏情况下,不应小于表 A4 所列数值。

表 A4 边导线与建筑物之间的最小距离

线路电压 kV	35	66 ~ 110	154 ~ 220	330	500
垂直距离 m	3.5	4.0	5.0	6.0	8.5

A6 线路通过林区时,应砍伐出通道,通道内不得再种植树木。通道宽度不应小于线路两边相导线间的距离和林区主要树种自然生长最终高度两倍之和。通道附近超过主要树种自然生长最终高度的个别树木,也应砍伐。

A7 对不影响线路安全运行,不妨碍对线路进行巡视、维修的树木或果林、经济作物林,可不砍伐,但树木所有者与电力主管部门就签定协议,确定双方责任,确保线路导线在最大弧垂或最大风偏后与树木之间的安全距离不小于表 A5 所列数值。

表 A5 导线在最大弧垂、最大风偏时与树木之间的安全距离

线路电压 kV	35 ~ 110	154 ~ 220	330	500
最大弧垂时垂直距离 m	4.0	4.5	5.5	7.0
最大风偏时净空距离 m	3.5	4.0	5.0	7.0

A8 线路与弱电线路交叉时,对一、二级弱电线路的交叉角应分别大于 45° 、 30° ,对三级弱电线路不限制。

A9 线路与铁路、公路、电车道以及道路、河流、弱电线路、管道、索道及各种电力线路交叉或接近的基本要求,应符合表 A6 和表 A7 的要求。

跨越弱电线路或电力线路,如导线截面按允许载流量选择,还应较难最高允许温度时的交叉距离,其数值不得小于操作过电压间隙,且不得小于 0.8m 。

表 A6 送电线路与铁路、公路、电车道交叉或接近的基本要求

项 目		铁 路		公 路		电车道(有轨及无轨)	
导线或避雷线在跨越档内接头		不得接头		高速公路,一、二级公路 不得接头		不得接头	
最小垂直距离 m	线路电压 kV	至轨顶	到承力索或接触线	至路面		至路面	至承力索或接触线
	35 ~ 110	7.5	3.0	7.0		10.0	3.0
	154 ~ 220	8.5	4.0	8.0		11.0	4.0
	330	9.5	5.0	9.0		12.0	5.0
	500	14.0 16.0 (电气铁路)	6.0	14.0		16.0	6.5
最小水平距离 m	线路电压 kV	杆塔外缘至轨道中心		杆塔外缘至路基边缘		杆塔外缘至路基边缘	
				开阔地区	路径受限制地区	开阔地区	路径受限制地区
	35 ~ 220	交叉:30m; 平行:最高杆塔高加 3m		交叉:8m; 平行:最高杆塔高	5.0 6.0 8.0(15)	交叉:8m 平行:最高杆塔高	5.0 6.0 8.0
	330			5.0	6.0	8.0	
500							
邻档断线时的最小垂直距离 m	线路电压	至轨顶	至力索或接触线	至路面		至承力索或接触线	
	35 ~ 110	7.0	2.0	5.0		2.0	
	154			6.0			
备 注		不宜在铁路出站信号机以内跨越		1. 三、四级公路可不检验邻档断线 2. 括号内为高速公路数值,高速公路路基边缘是指公路下缘的排水沟			

表 A7 送电线路与河流、弱电线路、电力线路、管道、索道交叉或接近的基本要求

项目		通航河流		不通航河流		弱电线路		电力线路		管道		索道	
导线或避雷线在跨越档内接头		不得接头		不限制		一、二级不得接头		35kV 及以上不得接头		不得接头		不得接头	
最小垂直距离 m	线路电压 kV	至 5 年 1 遇洪水水位	至 5 年 1 遇洪水水位	至 5 年 1 遇洪水水位	冬季至冰面	至被跨越线		至被跨越线		至管道任何部分		至管道任何部分	
	35~110	6.0	2.0	3.0	6.0	3.0		3.0		4.0		3.0	
	154~220	7.0	3.0	4.0	6.5	4.0		4.0		5.0		4.0	
	330	8.0	4.0	5.0	7.5	5.0		5.0		6.0		5.0	
	500	10.0	6.0	6.5	11 (水平) 10.5 (三角)	8.5		8.5		7.5		6.5	
最小水平距离 m	线路电压 kV	边导线至斜坡上缘				与边导线间		与边导线间		与道线至管道、索道任何部分			
	35~110					开阔地区	路径受限制地区(在最大风偏时)	开阔地区	路径受限制地区(在最大风偏时)	开阔地区		路径受限制地区(在最大风偏时)	
	154~220												
	330												
	500												
邻档断线时最小垂直距离 m	线路电压 kV	不检验				至被跨越物		不检验		至管道任何部分		不检验	
	35~110					1.0				1.0			
	154					2.0				2.0			
附加要求及备注		1. 最高洪水时,有抗洪抢险一般只航行的河流垂直距离应协商确定 2. 不通航河流指不能通航也不能浮运的河流				送电线路应架在上方,三级线可不检验邻档断线		1. 电压较高的线路架在电压较低线路的上方 2. 公用线路架在专用线路的上方 3. 不宜在杆塔顶部跨越		1. 与索道交叉,如索道在上方,索道的下方应装保护设施 2. 交叉点不应选在管道的检查井(孔)处 3. 与管、索道平行、交叉时索道应接地 4. 管、索道上的附属设施,均应视为管、索道的一部分			

附录 B (标准的附录)

线路环境的污区分级

B1 线路设备的污级共划分为 0、I、II、III 和 IV 五级,并提出了各污级下相应的外绝缘爬电比距。

B2 外绝缘的污秽等级应根据各地的污湿特征、运行经验并结合其表面污秽物质的等值附盐密度(简称盐密)三个因素综合考虑划分,当三者不一致时,应根据运行经验决定。

运行经验主要根据现有运行设备外绝缘的污闪跳闸和事故记录、地理和气象特点、采用的防污措施等情况考虑。

B3 新建高压架空线路、发电厂、变电所时应考虑邻近已有线路、厂、所的运行情况,参考该地区的污秽度和气象条件,以及城市、工业区发展规划进行绝缘设计选择。

B4 对处于污秽环境中中性点绝缘和经消弧线圈接地系统的电力设备,其外绝缘水平一般可按高一级选择。

B5 划分污级的盐密值应是以 1~3 年的连续积污盐密为准。对 500kV 线路以 3 年积污盐密值确定污级。

B6 线路和发电厂、变电所的盐密均指由普通悬式绝缘子 XP-70 型(X-4.5 型)及 XP-160 型所组成的悬垂串上测得的数值,其他瓷件应按实际积污量加以修正。变电设备取样应逐步过渡到以支柱绝缘子为主。

B7 线路设备外绝缘各污秽等级和对应的盐密按表 B1 规定划分。

表 B1 线路污秽等级

污秽等级	污 湿 特 征	线路绝缘子盐密 mg/cm ²
0	大气清洁地区及离海岸盐场 50km 以上无明显污染地区	≤0.03
I	大气轻度污染地区,工业和人口低密集区,离海岸盐场 10km~50km 地区。在污闪季节中干燥少雾(含毛毛雨)或雨量较多时	>0.03~0.06
II	大气中等污染地区,轻盐和炉烟污秽地区,离海岸盐场 3km~10km 地区,在污闪季节中潮湿多雾(含毛毛雨)但雨量较少时	>0.06~0.10
III	大气污染较严重地区,重雾和重盐地区,近海岸盐场 1km~3km 地区,工业与人口密度较大地区,离化学污染源和炉烟污秽 300km~1500km 的较严重污秽地区	>0.10~0.25
IV	大气特别严重污染地区,离海岸盐场 1km 以内,离化学法源和炉烟污秽 300m 以内的地区	>0.25~0.35

B8 各污秽等级电力设备的爬电比距按表 B2 规定选择。

表 B2 各污秽等级下的爬电比距分级数值

污秽等级	线种绝缘子爬电比距 cm/kV	
	220kV 及以上	330kV 及以上
0	1.39(1.60)	1.45(1.60)
I	1.39 ~ 1.74(1.60 ~ 2.0)	1.45 ~ 1.8(1.60 ~ 2.0)
II	1.74 ~ 2.7(2.0 ~ 2.5)	1.82 ~ 2.27(2.0 ~ 2.5)
III	2.17 ~ 2.78(2.50 ~ 3.20)	2.27 ~ 2.9(2.50 ~ 3.20)
IV	2.78 ~ 3.3(3.20 ~ 3.80)	2.91 ~ 3.45(3.20 ~ 3.80)

注: 1. 架空线路爬电比距计算时取系统最高工作电压。上表括号内数字为按额定电压计算值。
2. 计算各污秽级下的绝缘强度时仍用几何爬电距离。由于绝缘子爬电距离的有效系数需根据大量的人工与自然污秽试验的结果确定,目前难以一一列出。

附录 C(标准的附录)

各电压等级线路的最小空气间隙

海拔不超过 1000m 地区架空送电线路绝缘子串及空气间隙不应小于表 C1 所例数值。在进行绝缘配合时,考虑杆塔尺寸误差、横担变形和拉线施工误差等不利因素,空气间隙应留有一定裕度。

表 C1 线路绝缘子每串最少片数和最小空气间隙 (cm)

系统标准电压 kV	20	35	66	110	220	330	500
雷电过电压间隙	35	45	65	100	190	230(260)	330(370)
操作过电压间隙	12	25	50	70	145	195	270
工频电压间隙	5	10	20	25	55	90	130
悬垂绝缘子串的 绝缘子个数	2	3	5	7	13	17(19)	25(28)

注: 1. 绝缘子型式一般为 XP 型,330kV、500kV 括号外为 XP3 型。
2. 绝缘子适用于 0 级污秽区。污秽地区绝缘加强时,间隙一般仍用表中的数值。
3. 330kV、500kV 括号内雷电过电压间隙与括号内绝缘子个数相对应,适用于发电厂、变电所进线保护段杆塔。

中华人民共和国能源部

架空配电线路及设备运行规程

(试 行)

SD 292—88

目 次

第一章	总则
第二章	防护
第三章	架空配电线路的运行
第四章	配电设备的运行
第五章	防雷与接地
第六章	事故处理
第七章	技术管理
附录 A	架空线路污秽分级标准
附录 B	变压器试验标准
附录 C	本规程用词说明
附录 D	《架空配电线路及设备运行规程(试行)》主要条文说明
	附加说明

第一章 总则

第 1.0.1 条 本规程适用于 10kV 及以下架空配电线路及其设备的运行。

第 1.0.2 条 运行单位应贯彻预防为主方针。根据地区和季节性特点,做好运行、维护工作,及时发现和消除设备缺陷,预防事故发生,提高配电网的供电可靠性,降低线损和运行维护费用,为用户提供优质电能。

第 1.0.3 条 配电线路应与发电厂、变电所或相邻的维护部门划分明确的分界点。分界点的划分,各地应根据当地情况,制订统一的规定。与用户的分界点划分,应按照《供电营业规则》执行。

第 1.0.4 条 为了保障配电网的安全运行和便于调度管理,在供电部门所管辖的配电线路上一概不允许敷设用户自行维护的线路和设备。如需要敷设时,必须经供电部

门同意,并实行统一调度,以保安全。

第 1.0.5 条 各级供电部门可以根据规程规定,制订现场运行规程。

第二章 防护

第 2.0.1 条 配电线路及设备的防护应认真执行《电力设施保护条例》及其《实施细则》的有关规定。

第 2.0.2 条 运行单位要发动沿线有关部门和群众进行护线和做好护线宣传工作,防止外力破坏,及时发现和消除设备缺陷。

第 2.0.3 条 配电线路对地距离及交叉跨越距离应符合 SDJ206—87《架空配电线路设计技术规程》的要求。修剪树木,应保证在修剪周期内树枝与导线的距离符合上述规定的数值。

第 2.0.4 条 当线路跨越通航江河时,应采取措施设立标志,防止船桅碰线。

第 2.0.5 条 配电运行部门的工作人员对下列事项可先行处理,但事后应及时通知有关单位:

- (1)修剪超过规定界限的树木。
- (2)为处理电力线路事故,砍伐林区个别树木。
- (3)消除可能影响供电安全的收音机、电视机天线、铁烟囱或其他凸出物。

第 2.0.6 条 运行单位对可能威胁线路安全运行的各种施工或活动,应进行劝阻或制止,必要时应向有关单位和个人提出防护通知书。对于造成事故或电力设施损坏者,应按情节与后果,予以处罚或提交公安、司法机关依法惩处。

第三章 架空配电线路的运行

第一节 巡视、检查、维护

第 3.1.1 条 为了掌握线路的运行状况,及时发现缺陷和沿线威胁线路安全运行的隐患,必须按期进行巡视与检查。

第 3.1.2 条 线路巡视有以下几种:

(1)定期巡视。由专职巡线员进行,掌握线路的运行状况,沿线环境变化情况,并做好护线宣传工作。

(2)特殊性巡视。在气候恶劣(如:台风、暴雨、覆冰等)、河水泛滥、火灾和其他特殊情况下,对线路的全部或部分进行巡视或检查。

(3)夜间巡视。在线路高峰负荷或阴雾天气时进行,检查导线接点有无发热打火现象,绝缘子表面有无闪络,检查木横担有无燃烧现象等。

(4)故障性巡视。查明线路发生故障的地点和原因。

(5)监察性巡视。由部门领导和线路专责技术人员进行,目的是了解线路及设备状

况,并检查、指导巡线员的工作。

第 3.1.3 条 线路巡视周期按表 3-1 规定执行。

表 3-1 线路巡视周期表

序号	巡视项目	周 期	备 注
1	定期巡视 1~10kV 线路 1kV 以下线路	市区:一般每月一次 郊区及农村:每季至少一次 一般每季至少一次	
2	特殊性巡视		按需要定
3	夜间巡视	重负荷和污秽地区 1~10kV 线路:每年至少一次	
4	故障性巡视		由配电系统高度或配电站主管生产领导决定,一般线路抽查巡视
5	监察性巡视	重要线路和事故多的线路每年至少一次	

第 3.1.4 条 巡视的主要内容:

一、杆塔

(1)杆塔是否倾斜,铁塔构件有无弯曲、变形、锈蚀,螺栓有无松动,混凝土杆有无裂纹、酥松、钢筋外露,焊接处有无开裂、锈蚀,木杆有无腐朽、烧焦、开裂,绑桩有无松动,木楔是否变形或脱出。

(2)基础有无损坏、下沉或上拔,周围土壤有无挖掘或沉陷,寒冷地区电杆有无冻鼓现象。

(3)杆塔位置是否合适,有无被车撞的可能,保护设施是否完好,标志是否清晰。

(4)杆塔有无被水淹、水冲的可能,防洪设施有无损坏、坍塌。

(5)杆塔标志(杆号、相位警告牌等)是否齐全、明显。

(6)杆塔周围有无杂草和蔓藤类植物附生。有无危及安全的鸟巢、风筝及杂物。

二、横担及金具

(1)木横担有无腐朽、烧损、开裂、变形。

(2)铁横担有无锈蚀、歪斜、变形。

(3)金具有无锈蚀、变形,螺栓是否紧固,是否缺帽,开口销有无锈蚀、断裂、脱落。

三、绝缘子

(1)瓷件有无脏污、损伤、裂纹和闪络痕迹。

(2)铁脚、铁帽有无锈蚀、松动、弯曲。

四、导线(包括架空地线、耦合地线)

(1)有无断股、损伤、烧伤痕迹,在化工、沿海等地区的导线有无腐蚀现象。

(2)三相弛度是否平衡,有无过紧、过松现象。

(3) 接头是否良好,有无过热现象(如接头变色、雪先熔化等),连接线夹弹簧垫是否齐全,螺帽是否紧固。

(4) 过(跳)引线有无损伤、断股、歪扭,与杆塔、构件及其他引线间距离是否符合规定。

(5) 导线上有无抛扔物。

(6) 固定导线用绝缘子上的绑线有无松弛或开断现象。

五、防雷设施

(1) 避雷器瓷套有无裂纹、损伤、闪络痕迹,表面是否脏污。

(2) 避雷器的固定是否牢固。

(3) 引线连接是否良好,与邻相和杆塔构件的距离是否符合规定。

(4) 各部附件是否锈蚀,接地端焊接处有无开裂、脱落。

(5) 保护间隙有无烧损、锈蚀或被外物短接,间隙距离是否符合规定。

(6) 雷电观测装置是否完好。

六、接地装置

(1) 接地引下线有无丢失、断股、损伤。

(2) 接头接触是否良好,线夹螺栓有无松动、锈蚀。

(3) 接地引下线的保护管有无破损、丢失,固定是否牢靠。

(4) 接地体有无外露、严重腐蚀,在埋设范围内有无土方工程。

七、拉线、顶(撑)杆、拉线柱

(1) 拉线有无锈蚀、松弛、断股和张力分配不均等现象。

(2) 水平拉线对地距离是否符合要求。

(3) 拉线绝缘子是否损坏或缺少。

(4) 拉线是否妨碍交通或被车碰撞。

(5) 拉线棒(下把)、抱箍等金具有无变形、锈蚀。

(6) 拉线固定是否牢固,拉线基础周围土壤有无突起、沉陷、缺土等现象。

(7) 顶(撑)杆、拉线柱、保护桩等有无损坏、开裂、腐朽等现象。

八、拉户线

(1) 线间距离和对地、对建筑物等交叉跨越距离是否符合规定。

(2) 绝缘层是否老化、损坏。

(3) 接点接触是否良好,有无电化腐蚀现象。

(4) 绝缘子有无破损、脱落。

(5) 支持物是否牢固,有无腐朽、锈蚀、损坏等现象。

(6) 弛度是否合适,有无混线、烧伤现象。

九、沿线情况

- (1) 沿线有无易燃、易爆物品和腐蚀性液、气体。
- (2) 导线对地、对道路、公路、铁路、管道、索道、河流、建筑物等距离是否符合规定,有无可能触及导线的铁烟囱、天线等。
- (3) 周围有无被风刮起危及线路安全的金属薄膜、杂物等。
- (4) 有无威胁线路安全的工程设施(机械、脚手架等)。
- (5) 查明线路附近的爆破工程有无爆破申请手续,其安全措施是否妥当。
- (6) 查明防护区内的植树、种竹情况及导线与树、竹间距离是否符合规定。
- (7) 线路附近有无射击、放风筝、抛扔外物、飘洒金属和在杆塔、拉线上栓牲畜等。
- (8) 查明沿线污秽情况。
- (9) 查明沿线江河泛滥、山洪和泥石流等异常现象。
- (10) 沿线有无违反《电力设施保护条例》的建筑。

第 3.1.5 条 配电线路的检查与维护周期按表 3-2 规定执行。

表 3-2 配电线路预防性检查、维护周期表

序号	项 目	周 期	备 注
1	登杆塔检查(1~10kV 线路)	五年至少一次	木杆、木横担线路每年一次
2	绝缘子清扫或水冲	根据污秽程度	
3	木杆根部检查、刷防腐油	每年一次	
4	铁塔金属基础检查	五年一次	锈后每年一次
5	盐、碱、低洼地区混凝土杆根部检查	一般五年一次	发现问题后每年一次
6	导线连接线夹检查	五年至少一次	
7	拉线根部检查 镀锌铁线 镀锌拉线棒	三年一次 五年一次	锈后每年一次 锈后每年一次
8	铁塔和混凝土杆钢圈刷油漆	根据油漆脱落情况	
9	铁塔紧螺栓	五年一次	
10	悬式绝缘子绝缘电阻测试	根据需要	
11	导线弧垂、限距及交叉 跨越距离测量	根据巡视结果	

第二节 运行标准

第 3.2.1 条 杆塔位移与倾斜的允许范围如下。

- (1) 杆塔偏离线路中心线不应大于 0.1m。
- (2) 木杆与混凝土杆倾斜度(包括挠度)转角杆、直线杆不应大于 15/1000,转角杆不应向内角倾斜,终端杆不应向导线侧倾斜,向拉线侧倾斜应小于 200mm。
- (3) 铁塔倾斜度,50m 以下倾斜度应不大于 10/1000,50m 及以上倾斜度应不大于 5/

1000。

第 3.2.2 条 混凝土杆不应有严重裂纹、流铁锈水等现象,保护层不应脱落、酥松、钢筋外露,不宜有纵向裂纹,横向裂纹不宜超过 $1/3$ 周长,且裂纹宽度不宜大于 0.5mm ;木杆不应严重腐朽;铁塔不应严重锈蚀,主材弯曲度不得超过 $5/1000$,各部螺栓应紧固,混凝土基础不应有裂纹、酥松、钢筋外露现象。

第 3.2.3 条 横担与金属应无严重锈蚀、变形、腐朽。铁横担、金具锈蚀不应起皮和出现严重麻点,锈蚀表面积不宜超过 $1/2$ 。木横担腐朽深度不应超过横担宽度的 $1/3$ 。

第 3.2.4 条 横担上下倾斜、左右偏歪不应大于横担长度的 2% 。

第 3.2.5 条 导线通过的最大负荷电流不应超过其允许电流。

第 3.2.6 条 导(地)线接头无变色和严重腐蚀,连接线夹螺栓应紧固。

第 3.2.7 条 导(地)线应无断股,七股导(地)线中的任一导线损伤深度不得超过该股导线直径的二分之一,十九股及以上导(地)线,某一处的损伤不得超过三股。

第 3.2.8 条 导线过引线、引下线对电杆构件、拉线、电杆间的净空距离, $1\sim 10\text{kV}$ 不小于 0.2m , 1kV 以下不小于 0.1m 。

每相导线过引线、引下线对邻相导体、过引线、引下线的净空距离, $1\sim 10\text{kV}$ 不小于 0.3m , 1kV 以下不小于 0.15m 。

高压($1\sim 10\text{kV}$)引下线与低压(1kV 以下)线间的距离,不应小于 0.2m 。

第 3.2.9 条 三相导线弛度应力求一致,弛度误差应在设计值的 $-5\%\sim +10\%$ 之内;一般档距导线弛度相差不应超过 50mm 。

第 3.2.10 条 绝缘子、瓷横担应无裂纹,釉面剥落面积不应大于 100mm^2 ;瓷横担线槽外端头釉面剥落面积不应大于 200mm^2 ,铁脚无弯曲,铁件无严重锈蚀。

第 3.2.11 条 绝缘子应根据地区污移等级和规定的泄漏比距来选择其型号,验算表面尺寸。污移等级标准见附录 1。

第 3.2.12 条 拉线应无断股、松弛和严重锈蚀。

第 3.2.13 条 水平拉线对通车路面中心的垂直距离不应小于 6m 。

第 3.2.14 条 拉线棒应无严重锈蚀、变形、损伤及上拔等现象。

第 3.2.15 条 拉线基础应牢固。周围土壤无突起、淤陷、缺土等现象。

第 3.2.16 条 接户线的绝缘层应完整,无剥落、开裂等现象;导线不应松弛;每根导线接头不应多于 1 个,且应用同一型号导线相连接。

第 3.2.17 条 接户线的支持构架应牢固,无严重锈蚀、腐朽。

第 3.2.18 条 导线、接户线的限距及交叉跨越距离应符合部颁 SDJ2068—87 的规定。

第四章 配电设备的运行

第一节 变压器和变压器台

第 4.1.1 条 变压器及变压器台的巡视、检查、维护、试验周期按表 4-1 规定执行。

表 4-1 变压器和变压器台巡视、检查、维护、试验周期

序号	项 目	周 期	备 注
1	定期巡视	与线路巡视周期相同	
2	清扫套管、检查熔丝等维护工作	一般一年一次	脏污地段适当增加
3	绝缘电阻测量	一年一次	
4	负荷测量	每年至少一次	
5	油耐压、水分试验	五年至少一次	

第 4.1.2 条 变压器和变压器台的巡视、检查内容：

- (1) 套管是否清洁，有无裂纹、损伤、放电痕迹。
- (2) 油温、油色、油面是否正常，有无异声、异味。
- (3) 呼吸器是否正常，有无堵塞现象。
- (4) 各个电气连接点有无锈蚀、过热和烧损现象。
- (5) 分接开关指示位置是否正确，换接是否良好。
- (6) 外壳有无脱漆、锈蚀，焊口有无裂纹、渗油，接地是否良好。
- (7) 各部密封垫有无老化、开裂，缝隙有无渗漏油现象。
- (8) 各部螺栓是否完整，有无松动。
- (9) 铭牌及其他标志是否完好。
- (10) 一、二次熔断器是否齐备，熔丝大小是否合适。
- (11) 一、二次引线是否松弛，绝缘是否良好，相间或对构件的距离是否符合规定，对工作人员上下电杆有无触电危险。
- (12) 变压器台架高度是否符合规定，有无锈蚀、倾斜、下沉；木构件有无腐朽；砖、石结构台架有无裂缝和倒塌的可能，地面安装的变压器，围栏是否完好。
- (13) 变压器台上的其他设备（如：表箱、开关等）是否完好。
- (14) 台架周围有无杂草丛生、杂物堆积，有无生长较高的农作物、树、竹、蔓藤类植物接近带电体。

第 4.1.3 条 新的或大修后的变压器投入运行前，除外观检查合格外，应有出厂试验合格证和供电局（电业局）试验部门的试验合格证，试验项目应有以下几项：

- (1) 变压器性能参数：额定电压（各分接端电压）、额定电流、空载损耗、负载损耗、空载电流及阻抗电压。
- (2) 工频耐压。

(3) 绝缘电阻和吸收比测定。

(4) 直流电阻测量。

(5) 绝缘油简化试验。

注:有条件的单位,还可做匝、层间绝缘耐压试验。各项试验标准见附录 B。

第 4.1.4 条 新变压器的技术性能应符合 GB6451.1—86《三相油浸式电力变压器技术参数和要求》和 GB1094.1~1094.5—85《电力变压器》的规定。

第 4.1.5 条 变压器停运满一个月者,在恢复送电前应测量绝缘电阻,合格后方可投入运行。搁置或停运 6 个月以上的变压器,投运前应做绝缘电阻和绝缘油耐压试验。干燥、寒冷地区的排灌专用变压器,停运期可适当延长,但不宜超过 8 个月。

第 4.1.6 条 运行变压器所加一次电压不应超过相应分接头电压值的 105%。最大负荷不应超过变压器额定容量(特殊情况除外)。上层油温不宜超过 85℃。

第 4.1.7 条 变压器有下列情况之一者应进行检查、处理。

(1) 瓷件裂纹、击穿、烧损、严重污秽,瓷裙损伤面积超过 100mm²。

(2) 导电杆端头过热、烧损、熔接。

(3) 漏油、严重渗油、油标上见不到油面。

(4) 绝缘油老化,油色显著变深。

(5) 外壳和散热器大面积脱漆,严重锈蚀。

(6) 有异音、放电声、冒烟、喷油和过热现象等。

第 4.1.8 条 配电变电器并列运行应符合下列条件:

(1) 额定电压相等,电压比允许相差 $\pm 0.5\%$ 。

(2) 阻抗电压相差不超过 10%。

(3) 接线组别相同。

(4) 容量比不得超过 3:1。

第 4.1.9 条 变压器并列前应做核相试验,并列运行后,应在低压侧测量电流分配,在最大负荷时,任何一台变压器都不应过负荷。

第二节 配变站

第 4.2.1 条 配变站的巡视、检查、维护、试验周期按表 4-2 规定执行。

表 4-2 配变站(包括箱式)的巡视、检查、维护、试验周期

序号	项 目	周 期	备 注
1	定期巡视	每月至少一次	重要站适当增加巡视次数
2	清扫及各关检查	每月至少一次	
3	开关维护性修理	每年一次	
4	防火器具检查	每年一次	
5	保护装置、仪表二次线检查、校验	每年一次	

第 4.2.2 条 配变站的巡视、检查内容：

(1) 各种仪表、信号装置指示是否正常。

(2) 各种设备、各部接点有无过热、烧伤、熔接等异常现象；导体(线)有无断股、裂纹、损伤；熔断器接触是否良好；空气开关运行是否正常。

(3) 各种充油设备的油色、油温是否正常，有无渗、漏油现象；呼吸器中的变色硅胶是否正常。

(4) 各种设备的瓷件是否清洁，有无裂纹、损坏、放电痕迹等异常现象。

(5) 开关指示器位置是否正确。

(6) 室内温度是否过高，有无异音、异味现象，通风口有无堵塞。

(7) 照明设备和防火设施是否完好。

(8) 建筑物、门、窗等有无损坏；基础有无下沉；有无渗、漏水现象；防小动物设施是否完好、有效。

(9) 各种标志是否齐全、清晰。

(10) 周围有无威胁安全、影响运行和阻塞检修车辆通行的堆积物等。

(11) 接地装置连接是否良好，有无锈蚀、损坏等现象。

第 4.2.3 条 仪表、保护装置等设备的运行，参照部颁有关专业规程。

第三节 柱上油断路器和负荷开关

第 4.3.1 条 柱上开关设备的巡视、清扫周期与线路的周期相同，柱上油断路器、油负荷开关绝缘电阻测量每两年进行一次，大修周期不应超过五年，操作频繁的开关应缩短大修周期。

第 4.3.2 条 巡视检查内容：

(1) 外壳有无渗、漏油和锈蚀现象。

(2) 套管有无破损、裂纹、严重脏污和闪络放电的痕迹。

(3) 开关的固定是否牢固；引线接点和接地是否良好；线间和对地距离是否足够。

(4) 油位是否正常。

(5) 开关分、合位置指示是否正确、清晰。

第 4.3.3 条 交接和大修后的柱上开关，应进行下列试验，合格后方可投入运行，其试验项目及其标准如下：

(1) 绝缘电阻测量：用 2500V 兆欧表，绝缘电阻值不低于 1000M Ω 。

(2) 每相导电回路电阻测量：导电回路电阻值不宜大于 500 $\mu\Omega$ 。

(3) 工频耐压试验：工频耐压试验值按表 4-3 规定。

表 4-3 柱上开关工频耐压试验值 (kV)

型 式 \ 电压等级	10kV	9kV	试验时间
出厂试验	42	32	1min
交接或大修后	38	28	1min

(4) 绝缘油试验 按附录 B 表 B-4 规定。

第 4.3.4 条 通过开关的负荷电流应小于其额定电流,断路器安装点的短路容量应小于其额定开断容量。

第四节 隔离开关和熔断器

第 4.4.1 条 隔离开关、熔断器的巡视、检查、清扫周期与线路的周期相同。其巡视、检查内容如下:

- (1) 瓷件有无裂纹、闪络、破损及脏污。
- (2) 熔丝管有无弯曲、变形。
- (3) 触头间接触是否良好,有无过热、烧损、熔化现象。
- (4) 各部件的组装是否良好,有无松动、脱落。
- (5) 引线接点连接是否良好,与各部间距是否合适。
- (6) 安装是否牢固,相间距离、倾斜角是否符合规定。
- (7) 操动机构是否灵活,有无锈蚀现象。

第 4.4.2 条 检查发现以下缺陷时,应及时处理:

- (1) 熔断器的消弧管内径扩大或受潮膨胀而失效。
- (2) 触头接触不良,有麻点、过热、烧损现象。
- (3) 触头弹簧片的弹力不足,有退火、断裂等情况。
- (4) 操动机构操作不灵活。
- (5) 熔断器熔丝管易跌落,上下触头不在一条直线上。
- (6) 熔丝容量不合适。
- (7) 相间距离不足 0.5m,跌开式熔断器安装倾斜角超出 $15^{\circ} \sim 30^{\circ}$ 范围。

第 4.4.3 条 熔断器遮断容量应大于其安装点的短路容量,通过隔离开关和熔断器的最大负荷电流应小于其额定电流。

第五节 电容器

第 4.5.1 条 电容器的巡视、检查、清扫与所在线路设备同时进行。

第 4.5.2 条 巡视检查内容:

- (1) 瓷件有无闪络、裂纹、破损和严重脏污。
- (2) 有无渗、漏油。

- (3) 外壳有无鼓肚、锈蚀。
- (4) 接地是否良好。
- (5) 放电回路及各引线接点是否良好。
- (6) 带电导体与各部的间距是否合适。
- (7) 开关、熔断器是否正常、完好。
- (8) 并联电容器的单台熔丝是否熔断。
- (9) 串联补偿电容器的保护间隙有无变形、异常和放电痕迹。

第 4.5.3 条 发现下列情况应停止运行 进行处理：

- (1) 电容器爆炸、喷油、漏油、起火、鼓肚。
- (2) 套管破损、裂纹、闪络烧伤。
- (3) 接头过热、熔化。
- (4) 单台熔丝熔断。
- (5) 内部有异常响声。

第 4.5.4 条 电容器运行中的最高温度不得超过制造厂规定值。

第 4.5.5 条 电容器的保护熔丝可按电容器的额定电流的 1.2 ~ 1.3 倍进行整定。

第五章 防雷与接地

第 5.0.1 条 防雷装置应在雷季之前投入运行。

第 5.0.2 条 防雷装置的巡视周期与线路的巡视周期相同。

第 5.0.3 条 防雷装置检查、试验周期为：

避雷器绝缘电阻试验 :1 ~ 3 年

避雷器工频放电试验 :1 ~ 3 年

第 5.0.4 条 FS 型避雷器的绝缘电阻应大于 2500MΩ。

第 5.0.5 条 FS 型避雷器的工频放电电压应在表 5 - 1 和表 5 - 2 的规定范围内。

表 5 - 1 FS 型普通阀型避雷器工频放电电压

型号	额定电压 有效值 kV	工频放电电压有效值 kV	
		不小于	不大于
FS - 3	3	9/8	11/12
FS - 6	6	16/15	19/21
FS - 10	10	26/23	31/33

注 :表中分子为新品或大修后数值 ,分母为运行中避雷器要求满足的数值。

表 5-2 低压阀型避雷器工频放电电压

额定电压 有效值, kV	工频放电电压有效值, kV	
	不小于	不大于
0.22	0.6	1.0
0.38	1.1	1.6

第 5.0.6 条 接地装置的巡视、检查与其设备的巡视检查同时进行。

第 5.0.7 条 柱上变压器、配变站、柱上开关设备、电容器设备的接地电阻测量每两年至少一次,其他设备的接地电阻测量每四年至少一次。接地电阻测量应在干燥天气进行。

第 5.0.8 条 总容量 $100\text{kV}\cdot\text{A}$ 及以上的变压器其接地装置的接地电阻不应大于 4Ω ,每个重复接地装置的接地电阻不应大于 10Ω ;总容量为 $100\text{kV}\cdot\text{A}$ 以下的变压器,其接地装置的接地电阻不应大于 10Ω ,且重复接地不应少于 3 处。

第 5.0.9 条 中性点直接接地的低压电网中的中性线,应在电源点接地;在配电线路的干线和分干线(支线)终端处,应重复接地;在线路引入车间或大型建筑物处,也将中性线重复接地。

第 5.0.10 条 柱上开关、隔离开关和熔断器的防雷装置,其接地装置的接地电阻,不应大于 10Ω 。

第 5.0.11 条 配变站的接地装置的接地电阻不应大于 4Ω 。

第 5.0.12 条 有避雷线的配电线路,其杆塔接地电阻不宜大于表 5-3 所列数值。

表 5-3 电杆的接地电阻

土壤电阻率 $M\Omega$	工频接地电阻 Ω	土壤电阻率 $M\Omega$	工频接地电阻 Ω
100 及以下	10	1000 以上至 2000	25
100 以上至 500	15		30
500 以上至 1000	20	2000 以上	

第 5.0.13 条 接地引下线与接地装置应可靠连接。接地引下线一般不与拉线、拉线抱箍相接触。

第六章 事故处理

第 6.0.1 条 事故处理的主要任务:

- (1) 尽快查出事故地点和原因,消除事故根源,防止扩大事故。
- (2) 采取措施防止行人接近故障导线和设备,避免发生人身事故。
- (3) 尽量缩小事故停电范围和减少事故损失。
- (4) 对已停电的用户尽快恢复供电。

第 6.0.2 条 配电系统发生下列情况时,必须迅速查明原因,并及时处理。

- (1) 断路器掉闸(不论重合是否成功)或熔断器跌落(熔丝熔断)。
- (2) 发生永久性接地或频发性接地。
- (3) 变压器一次或二次熔丝熔断。
- (4) 线路倒杆、断线,发生火灾、触电伤亡等意外事件。
- (5) 用户报告无电或电压异常。

第 6.0.3 条 运行单位为便于迅速、有效的处理事故,应建立事故抢修组织和有效的联系办法。

第 6.0.4 条 高压配电线路发生故障或异常现象,应迅速组织人员(包括用电监察人员)对该线路和与其相连接的高压用户设备进行全面巡查,直至故障点查出为止。

第 6.0.5 条 线路上的熔断器或柱上断路器掉闸时,不得盲目试送,必须详细检查线路和有关设备,确无问题后,方可恢复送电。

第 6.0.6 条 中性点不接地系统发生永久性接地故障时,可用柱上开关或其他设备(如用负荷切断器操作隔离开关或跌落熔断器)分段选出故障段。

第 6.0.7 条 变压器一、二次熔丝熔断按如下规定处理:

- (1) 一次熔丝熔断时,必须详细检查高压设备及变压器,无问题后方可送电。
- (2) 二次熔丝(片)熔断时,首先查明熔断器接触是否良好,然后检查低压线路,无问题后方可送电,送电后立即测量负荷电流,判明是否运行正常。

第 6.0.8 条 变压器、油断路器发生事故,有冒油、冒烟或外壳过热现象时,应断开电源并待冷却后处理。

第 6.0.9 条 事故巡查人员应将事故现场状况和经过做好记录(人身事故还应记录触电部位、原因、抢救情况等),并收集引起设备故障的一切部件,加以妥善保管,作为分析事故的依据。

第 6.0.10 条 事故发生后,运行单位应及时组织有关人员进行调查、分析,制订防止事故的对策。并按有关规定提出事故报告。

第 6.0.11 条 事故处理工作应遵守本规程和其他有关的部颁规程的规定。紧急情况下,可在保障人身安全和设备安全运行的前提下,采取临时措施,但事后应及时处理。

第 6.0.12 条 运行单位应备有一定数量的物资、器材、工具作为事故抢修用品

第七章 技术管理

第一节 技术资料

第 7.1.1 条 运行部门应备有以下主要技术资料:

- (1) 配电网运行方式图板或图纸。
- (2) 配电网平面图。

- (3) 线路杆位图(表)。
- (4) 低压台区图(包括电流、电压测量记录)。
- (5) 高压配电线路负荷记录。
- (6) 缺陷记录。
- (7) 配电线路、设备变动(更正)通知单。
- (8) 维护(产权)分界点协议书。
- (9) 巡视手册。
- (10) 防护通知书。
- (11) 交叉跨越记录。
- (12) 事故、障碍记录。
- (13) 变压器卡片。
- (14) 断路器、负荷开关卡片。
- (15) 配变站巡视记录。
- (16) 配变站运行方式接线图。
- (17) 配变站检修记录。
- (18) 配变站竣工资料和技术资料。
- (19) 接地装置布置图和试验记录。
- (20) 绝缘工具试验记录。
- (21) 工作日志。

第 7.1.2 条 运行部门应备有下列规程：

- (1) 《电力工业管理法规》。
- (2) SD292—88《架空配电线路及设备运行规程(试行)》。
- (3) DLA09—91《电业安全工作规程(电力线路部分)》。
- (4) 《电力设施保护条例》。
- (5) SDJ206—87《架空配电线路设计技术规程》。
- (6) 《电力设备过电压保护设计技术规程》。
- (7) 《电力设备接地设计技术规程》。
- (8) 《电气装置安装工程施工及验收规范》。
- (9) 《电业生产人员培训制度》。
- (10) 《电气设备预防性试验规程》。
- (11) DL558—94《电业生产事故调查规程》。
- (12) 《配电系统供电可靠性统计办法》。
- (13) DL/T572—95《电力变压器运行规程》。
- (14) SDJ25—85《并联电容器装置设计技术规程》。

第二节 缺陷管理

第 7.2.1 条 缺陷管理的目的是为了掌握运行设备存在的问题,以便按轻、重、缓、急消除缺陷,提高设备的健康水平,保障线路、设备的安全运行。另一方面对缺陷进行全面分析总结变化规律,为大修、更新改造设备提供依据。

第 7.2.2 条 缺陷按下列原则分类:

(1)一般缺陷。是指对近期安全运行影响不大的缺陷。可列入年、季检修计划或日常维护工作中去消除。

(2)重大缺陷。是指缺陷比较严重,但设备仍可短期继续安全运行。该缺陷应在短期内消除,消除前应加强监视。

(3)紧急缺陷。是指严重程度已使设备不能继续安全运行,随时可能导致发生事故或危及人身安全的缺陷,必须尽快消除或采取必要的安全技术措施进行临时处理。

第 7.2.3 条 运行人员应将发现的缺陷详细记入缺陷记录内,并提出处理意见,紧急缺陷应立即向领导汇报,及时处理。

第三节 设备标志

第 7.3.1 条 配电线路及其设备应有明显的标志,主要标志内容如下:

(1)配电线路名称和杆塔编号。

(2)配变站的名称和编号。

(3)相位标志。

(4)开关的调度名称和编号。

第 7.3.2 条 变电所配电线的出口和配变站的进、出线应有配电线名称、编号和相位标志。架空配电出线的标志设在出线套管下方(或构架上)。电缆配出线的标志设在户外电缆头下方。

第 7.3.3 条 每基杆塔和变压器台应有名称和编号标志,标志设在巡视易见一侧,同一条线路标志应设在一侧。

第 7.3.4 条 导线的三相用黄、绿、红三色标志。下列杆塔应设有相色标志。

1)每条线的出口杆塔。

(2)分支杆。

(3)转角杆。

第 7.3.5 条 配电站(包括箱式)和变压器应有警告牌。

第四节 电压管理

第 7.4.1 条 配电运行人员应掌握配电网中高压线路和低压台区的电压质量情况,运行部门要采取技术措施,为提高供电电压质量而努力。

第 7.4.2 条 供电局供到用户受电端(产权分界点)的电压变动幅度应不超过受电

设备(器具)额定电压的下列指标范围:

- 1~10kV 用户 $\pm 7\%$;
- 低压动力用户 $\pm 7\%$;
- 低压照明用户 $+5\% \sim 10\%$ 。

第 7.4.3 条 配电线路的电压损失,高压不应超过 5%,低压不应超过 4%。

第 7.4.4 条 低压网络每个台区的首、末端每年至少测量电压一次。

第 7.4.5 条 有下列情况之一者,应测量电压:

- (1)投入较大负荷。
- (2)用户反映电压不正常。
- (3)三相电压不平衡,烧坏用电设备(器具)。
- (4)更换或新装变压器。
- (5)调整变压器分接头。

第五节 负荷管理

第 7.5.1 条 配电变压器不应过负荷运行,应经济运行,最大负荷电流不宜低于额定电流的 60%,季节性用电的专用变压器。应在无负荷季节停止运行。

第 7.5.2 条 变压器的三相负荷应力求平衡,不平衡度不应大于 15%,只带少量单相负荷的三相变压器,中性线电流不应超过额定电流的 25%,不符合上述规定时,应将负荷进行调整。不平衡度的计算式为:

$$\text{不平衡度}\% = \frac{\text{最大电流} - \text{最小电流}}{\text{最大电流}} \times 100\%$$

第 7.5.3 条 变压器熔丝选择,应按熔丝的安一秒特性曲线选定。如无特性曲线可按以下规定选用。

(1)一次熔丝的额定电流按变压器额定电流的倍数选定,10~100kV·A 变压器为 1~3 倍,100kV·A 以上变压器为 1.5~2 倍。

(2)多台变压器共用一组熔丝时,其熔丝的额定电流按各变压器额定电流之和的 1.0~1.5 倍选用。

(3)二次熔丝的额定电流按变压器二次额定电流选用。

(4)单台电动机的专用变压器,考虑起动电流的影响,二次熔丝额定电流可按变压器额定电流的 1.3 倍选用。

(5)熔丝的选定应考虑上下级保护的配合。

附录 A 架空线路污秽分级标准

架空线路污秽分级标准见表 A-1。

表 A-1 架空线路污秽分级标准

污秽等级	污 秽 条 件		泄漏比距 cm/kV	
	污 秽 特 征	盐 密 mg/cm ²	中性点直接接地	中性点非直接接地
0	大气清洁地区及离海岸 50km 以上地区	0~0.03(强电解质) 0~0.06(弱电解质)	1.6	1.9
1	大气轻度污染地区或大气中等污染地区,盐碱地区,炉烟污秽地区,离海岸 10~50km 地区,在污闪季节中干燥少雾(含毛毛雨)或雨量较多时	0.03~0.01	1.6~2.0	1.9~2.4
2	大气中等污染地区,盐碱、炉烟污秽地区,离海岸 3~10km 地区,在污闪季节中潮湿多雾(含毛毛雨),但雨量较少时	0.05~0.1	2.0~2.5	2.4~3.0
3	大气严重污染地区,大气污染而又有重雾的地区,离海岸 1~3km 及盐场附近重盐碱地区	0.10~0.25	2.5~3.2	3.0~3.8
4	大气特别严重污染地区,严重盐雾侵袭地区,离海岸 1km 以内的地区	0.25	3.2~3.8	3.8~4.5

附录 B 变压器试验标准

一、绝缘电阻测量

使用额定电压为 1000~2500V 的兆欧表进行测量,其值不低于出厂值的 70%。(表 B-1 为换算系数)。

表 B-1 绝缘电阻换算系数

温度差 ℃	5	10	15	20	25	30	35	40	45
换算系数	1.2	1.5	1.8	2.3	2.8	3.4	4.1	5.3	7.6

变压器绝缘电阻测量工作,应在气温 5℃ 以上的干燥天气(湿度不超过 75%)进行,测量时断开其他设施,擦净套管,测量变压器的温度,绝缘电阻值不应低于表 B-2 规定。

二、工频耐压试验

- (1) 绝缘电阻值低于允许值时,不得进行耐压试验。
- (2) 新产品和大修后的变压器按表 B-3 规定值试验合格。

表 B-2 变压器的绝缘电阻允许值 (MΩ)

温度(℃) 测量项目	10	20	30	40	50	60	70	80
一次对二次及地	450	300	200	130	90	60	40	25
二次对地	同上							

表 B-3 工频耐压试验值

电压等级 (kV)	高压测 kV		低压测 kV		试验时间
	新品	大修后	新品	大修后	
10	35	30	5	4(2)	1min
6	25	21	5	4(2)	1min

注 运行中非标准的变压器,如需做工频耐压试验,可按大修后规定值进行。括号中数字为 1965 年以前的产品的规定值。

三、直流电阻试验

- (1)检查变压器分接间位置是否正常,回路的连接是否良好。
- (2)三相线间直流电阻的不平衡度按下式计算不大于 2%。

$$\text{不平衡度} = \frac{\text{三相最大值} - \text{最小值}}{\text{平均值}} \times 100\%$$

四、绝缘油简化试验

1. 绝缘油的标准,见表 B-4 规定。

表 B-4 绝缘油标准

序号	试验项目	新油	运行中油
1	闪点 ℃	不低于 135℃	(1)可比新油标准低 5℃ (2)与前次测量值比不低于 5℃
2	机械混合物	无	无
3	游离炭	无	无
4	灰分 %	不大于 0.005	不大于 0.01
5	酸碱反应	pH 值 6~7	pH 值不小于 4.2
6	水分	无	无
7	电气击穿强度 kV	不低于 25	不低于 20

2. 为使试验值正确反映绝缘油状况,应注意做好以下几项工作:

- (1)取油样的专用瓶必须用白土洗净,进行干燥后才可使用。
- (2)取油样必须在干燥天气进行。
- (3)取油样前应将变压器放油栓上的污秽擦净、取样后应将瓶盖严,保持干净,防止受潮。

附录 C 本规程用词说明

一、本规程根据要求严格程度,采用以下用词:

(1)表示很严格,不允许选择的用词:

正面词采用“必须”;

反面词采用“严禁”。

(2)表示严格,在正常情况下不允许选择的用词:

正面词采用“应”;

反面词采用“不应”或“不得”。

(3)表示允许稍有选择,在条件许可时,应首先选择的用词:

正面词采用“宜”或“可”;

反面词采用“不宜”。

二、条文中必须按指定的标准、规范或有关规定执行的写法为“应按……执行”或“应符合……的要求或规定”。如条文中非必须按指定的标准、规范执行的写法为“可参照……”。

附录 D 《架空配电线路及设备运行规程(试行)》主要条文说明

1. 第 1.0.1 条

本条指出本规程的适用范围。本规程适用于电力系统 10kV 及以下的运行中架空配电线路,对工业企业和有特殊规定架空配电线路,应符合有关国家标准或专业的规定。

2. 第 1.0.3 条

全国各地的维护界限的规定各不相同,考虑到各地现行的规定,故对维护界限不作统一的规定。为了搞好管理,一个地区或一个供电局应有统一的明文规定。

3. 第 1.0.5 条

因我国地域广大,情况各不相同,因此各地供电部门可以根据本规程并结合本地区的具体情况,制订现场运行规程,但一般不应低于本规程规定的标准。

4. 第 2.0.1 条

防护是配电线路运行工作中重要的项目之一,因此运行人员必须认真执行国务院发布的《电力设施保护条例》,把线路防护工作做好。由于《电力设施保护条例》是运行单位必备的文件,因此本规程不再重叙。

5. 第 3.1.3 条

线路巡视周期以及后面规定的变压器、开关等设备的巡视、检查、试验周期的规定,主要根据大多数供电局的运行经验,按照全国大部分地区都能适用的原则来规定的。

6. 第 3.1.5 条

本条规定登杆检查为 5 年至少一次,是根据目前大多数地区的配电线路绝缘水平和设备完好程度较高,为提高供电可靠性,降低成本和工量的消耗而决定的。从北京、上海等地的运行经验证明也是可行的。

7. 第 3.2.1 条

本规程制订的运行标准是根据以往运行经验和计算确定的,它比《电气装置工程施工及验收规范》规定的标准要低一些,因为验收规范规定的对象是新建线路,而运行规程规定的对象是已运行的线路。新建线路经过一段时间的运行后,不能保持原先的状态,但仍可继续安全运行。低于本规程的运行标准,应视为缺陷,及时予以处理。检修、改造时,凡是线路变动的元件、设备,都应执行验收规范的标准。

8. 第 4.1.1 条

负荷测量周期在长江以南地区,一般为每月 1~2 次,北方地区大多为每年 1~2 次,但变压器的负荷率较低,高峰负荷一般在第四季度。综合两方面的情况,确定测量负荷周期为每年至少一次。对于测量周期必须短的单位,可在现场规程中规定。

9. 第 4.1.3 条

新品和经过修、改后的变压器,应有出厂合格证。另外,由于运输、搬运可能使内部结构松动或损伤,雨淋、搁置可能使绝缘物受潮,为确保配电系统安全运行,在投运前,供电局的试验部门还要进行鉴定性试验。

10. 第 4.1.5 条

搁置或停运 6 个月以上的变压器,投运前要重做鉴定性试验。在干燥、寒冷地区的排灌专用变压器,本规程规定不宜超过 8 个月,是根据北方地区运行经验规定的。

11. 第四章第二节配变站

目前各地对 6~10kV 变压为 380/220V 的配电网中的变电部分名称很不统一,有称配电站、配电所、变电站、变电亭等等,最近几年,各地又安装了一些箱式配电站、变电所。经讨论定名为“配电变压器站”,简称为“配变站”,它包含了屋式和箱式的配电变压器站。

12. 第 4.2.1 条

本条规定中提到保护装置、仪表、二次线等设备的检查、校验周期为每年一次。而检查内容、校验内容在本节中未提到,因为本规程主要对象是架空线路,另外配电站在配电网中结构简单,一般无保护装置等设备,如果将保护装置、仪表、蓄电池等都列入规程将大大增加篇幅,为此文中未作规定,若需要时,请参照专业规程,或在现场规程中规定。

13. 第 4.3.1 条

柱上油负荷开关的大修周期,根据各地反映都不超过 5 年。频繁操作的开关本条作了原则说明,因为这与开关性能、负荷大小、操作频繁程度等因素有关,问题比较复杂,各地应根据实际运行经验决定大修周期。

14. 第 4.3.3 条

柱上油负荷开关的工频耐压值,GB311.1~83 中规定 10kV 开关耐压值为 30kV,6kV 开关耐压值为 23kV,而水利电力部在《电气设备预防性试验规程》中规定,10kV 断路器出厂试验工频耐压值为 42kV,6kV 断路器为 32kV,这个值是根据 GB311~64 标准规定时,考虑到柱上开关过去都是按《电力设备预防性试验规程》做试验,开关绝缘裕度较大,容易达到,另因开关不作冲击试验,故工频耐压相应的作为等效冲击试验。

15. 第 6.0.8 条

带油设备发生事故,要求待冷却后处理,主要是从安全方面考虑的。

16. 第 6.0.12 条

本条规定了运行单位应有一定数量的备品,因配电生产所用器材消耗量大,补充也较容易,为减少积压物资,故固定备品一般不规定数量。

17. 第 7.4.1 条

本规程只列出了资料的目录,没有列出具体的格式、内容。这是因为目前全国各地表格样式、内容很不统一,管理记载方法也不一样,若规定统一格式,不少单位要做大量的工作,改变传统的管理方法,涉及面较广,因此本规程仅作原则规定,各地可根据本规程要求完善本地区的技术管理资料。

18. 第 7.4.2 条

电压变动幅度的允许值是根据《供电营业规则》规定的。是衡量电压质量是否合格的标准。

供电局供到用户受电端的电压,不超过本条规定的电压变动幅度则供电电压质量合格,否则,电压质量不合格。

电压变动幅度是指实际电压偏移额定值的大小,一般用相对值来表示

$$U\% = \frac{U_z - U_e}{U_e} \times 100$$

式中: $U\%$ ——实际电压偏移额定电压的相对值;

U_e ——额定电压;

U_z ——实际工作电压。

19. 第 7.4.3 条

本条规定的电压损失是指线路输送负荷,电压从首端到末端降低了多少,一般用相对值表示

$$\Delta U\% = \frac{U_1 - U_2}{U_1} \times 100$$

式中: $\Delta U\%$ ——电压损失;

U_1 ——线路首端电压;

U_2 ——线路末端电压。

线路增加负荷就会使线路增加电压损失,当电压损失超过本条规定值时,往往会使线路末端的电压质量达不到上条要求,因此,当线路增加负荷时,在审核设备和导线供电能力的同时还应验算电压损失是否符合本条规定。

20. 第 7.5.2 条

三相负荷平衡,会使线损减少、电压质量提高、设备的使用寿命增加,在三相四线制低压网内,当三相负荷不平衡度不超过 15%时,中性点电压的位移一般不超过 5%。

只带少量单相负荷时是指变压器的负荷很小或者专用变压器正常负荷停用后,只有单相照明负荷,为了减少线路投资和便于控制,允许中性线电流在不超过额定电流的 25%情况下运行,这和 DL/T572 ~ 95 规定是一致的。

附加说明：

本规程及条文说明主要起草人：徐德征、顾三立、胡健英、银景德、蔡钧、刘忠辉。

第四篇

绝缘子、母线和电缆的安装、 试验、检修与运行维护

第一章 绝缘子

第一节 绝缘子概述

一、绝缘子的作用

绝缘子一般由电瓷制成,因为电瓷能够满足绝缘子的绝缘强度和机械强度的要求。

绝缘子广泛地应用在发电厂和变电所的户内外配电装置中的开关电器及输电线路,用来支持和固定带电导体,并使带电导体与地绝缘,或使配电装置中处于不同电位的带电导体之间绝缘。因此,绝缘子应具有足够的绝缘强度和机械强度,并能耐热和防化学腐蚀。

二、绝缘子的分类

按用途绝缘子分为:电站绝缘子、电器绝缘子和线路绝缘子。

(一)电站绝缘子

电站绝缘子用来支持和固定户内外配电装置的硬母线,使母线与地绝缘。电站绝缘子又可分为支柱式和套管式,套管绝缘子用于母线穿越墙壁和天花板,或从屋内向屋外引出线。

(二)电器绝缘子

电器绝缘子用于固定电器的载流部分,分支柱式和套管式两种。套管式绝缘子用来使有封闭外壳的电器(如断路器、变压器等)的载流部分引出外壳。还有些电器绝缘子有特殊的形状,如柱形、牵引杆式、杠杆式等。

(三)线路绝缘子

线路绝缘子有针式和悬式两种,配合金具用来固结架空线路的导线和屋内外配电装

置的软母线,并使之与地绝缘。

按装设地点的不同,绝缘子分户内式和户外式两种。

户内式和户外式绝缘子的区别在于:户外式具有较大的伞裙,以增长沿面的放电距离,能在雨天阻断水流,使之能在恶劣天气下可靠工作。在多灰尘的或有害气体地区,应采用特殊结构的防污绝缘子。户内式绝缘子表面无衣裙。

三、支柱绝缘子

(一)户内支柱绝缘子

户内支柱绝缘子分为外胶装、内胶装和联合胶装三种,主要由瓷件及胶装于瓷件两端的金属配件组成,见图 4-1-1。

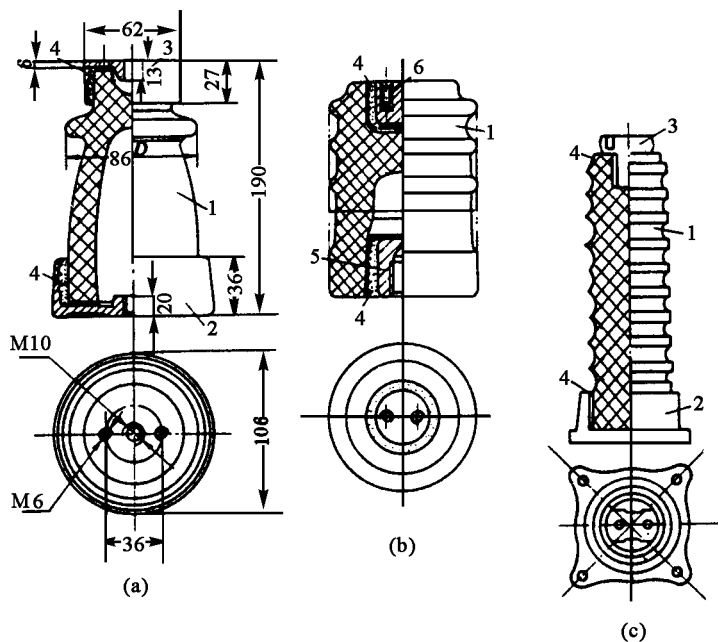


图 4-1-1 户内式支柱绝缘子

(尺寸单位: mm)

(a)外胶装 (b)内胶装 (c)联合胶装;

1—瓷体 2—铸块底座 3—铸铁帽 4—胶合剂 5—铸铁配件 6—螺孔

(二)户外支柱绝缘子

户外支柱绝缘子有针式和棒式两种。它们均由上、下附件及瓷件组成,见图 4-1-2。

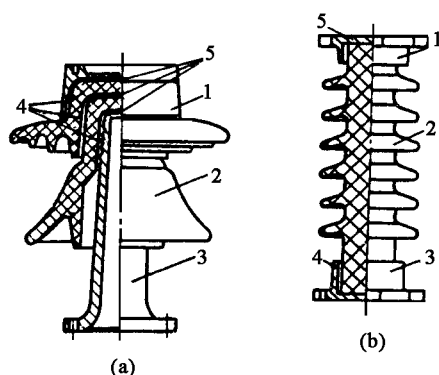


图 4-1-2 户外支柱绝缘子

(a) ZPC₁-35 型针式绝缘子 (b) 实心棒式支柱绝缘子

1—上附件 2—瓷件 3—下附件 4—胶合剂 5—纸垫

四、套管绝缘子

套管绝缘子按装置场所分为户内、户外两个系列,主要用于发电厂和变电所配电装置中的高压穿墙母线。

(一) 户内套管绝缘子

户内套管绝缘子的额定电压从 6~35kV,采用纯瓷绝缘结构,其组成部分有瓷套、接地法兰及导体等。

图 4-1-3 所示是具有矩形截面导体的套管结构,空心导管 1 在中部用水泥胶合剂固定一个椭圆形金属法兰盘 2,法兰盘上有两固定螺孔 3,5 为矩形截面导体。

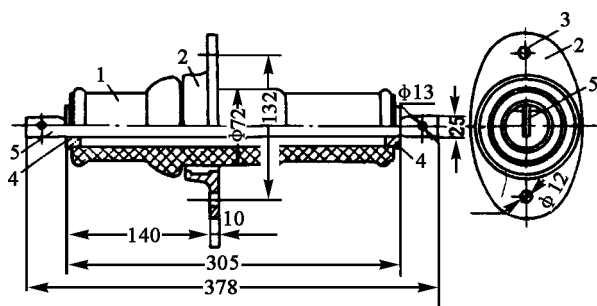


图 4-1-3 CA-6/400 型户内套管绝缘子

(尺寸单位: mm)

1—空心瓷体 2—法兰 3—螺孔 4—矩形孔金属圈 5—矩形截面导体

如图 4-1-4 所示为圆形截面导体的套管,其额定电压为 6~35kV,多用于高压电器中。

图 4-1-5 所示为母线式套管,这种套管在出厂时不带载流导体,所以实装时需将

配电装置的母线穿过套管。

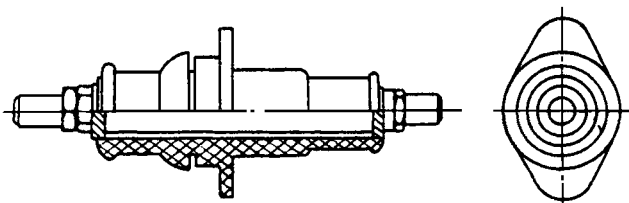


图 4-1-4 CB/1000 型户内套管

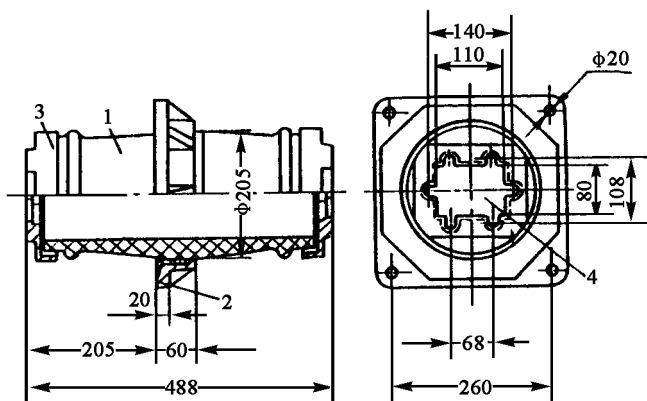


图 4-1-5 CMF-10 型母线套管

(尺寸单位 :mm)

1—瓷体 2—法兰 3—帽 4—矩形口

母线式套管两端具有特殊结构的帽 3,每一个帽上都有一个矩形口 4 以便穿过母线,矩形口的大小决定于穿过套管的每相母线的尺寸和数目。

(二) 户外套管绝缘子

户外套管绝缘子用于户内配电装置的载流导体与户外的载流导体相连接处(例如线路引出端),以及户外电器的载流导体由壳内向壳外的引出处。

图 4-1-6 为 CWC-10/1000 型 10kV 户外穿墙套管。图 4-1-7 为 CWB-35/600 型 35kV 线路引出端用的户外穿墙套管。

五、线路绝缘子及金具

(一) 线路绝缘子

线路绝缘子分为高压绝缘子(用于电压为 500V 以上的输配电线路)和低压绝缘子(用于电压为 500V 及以下的低压配电线路)两种。根据不同的用途,线路绝缘子又可分为以下几种。

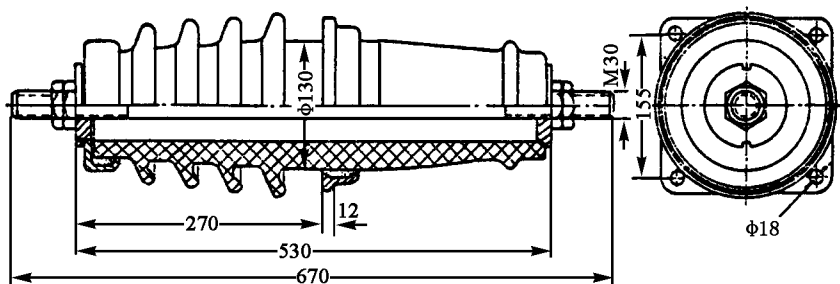


图 4-1-6 CWC-10/1000 型户外穿墙套管
(尺寸单位 :mm)

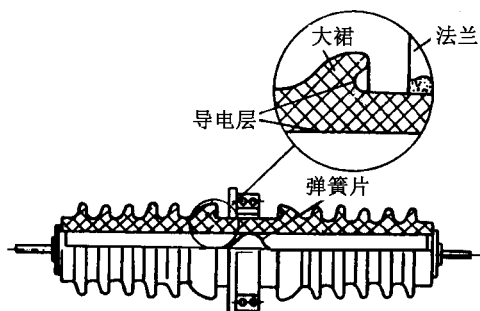


图 4-1-7 CWB-35/600 型户外穿墙套管

1. 针式绝缘子。针式绝缘子一般用于配电网的直线杆及小转角杆上。根据用途可分为长杆和短杆两种,长杆用于木横担上,短杆用于铁横担上,如图 4-1-8 所示。

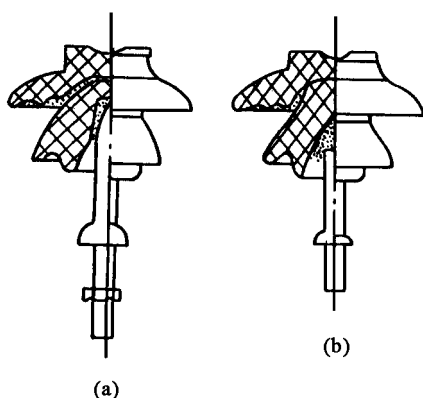


图 4-1-8 针式绝缘子

(a)长杆针式绝缘子 (b)短杆针式绝缘子

2. 蝴蝶式绝缘子。蝴蝶式绝缘子又叫茶台,它由一个空心瓷体构成,采用两块拉板和一根穿心螺栓组合使用。它常用在配电网的转角、分段、分支、终端以及需要受拉力

的电杆上。如图 4-1-9 所示。

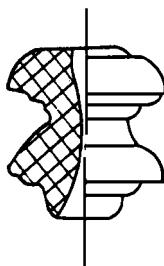


图 4-1-9 蝴蝶式绝缘子

3. 悬式绝缘子。按帽与脚的连接方式,悬式绝缘子分为槽型和球型两种,如图 4-1-10 所示。

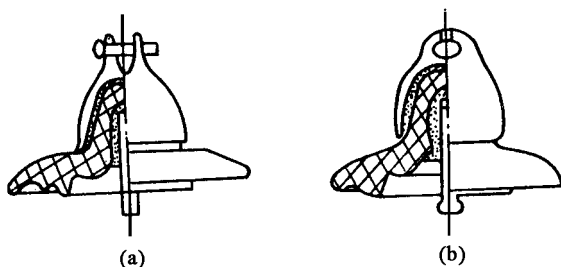


图 4-1-10 悬式绝缘子

(a)槽型 (b)球型

第二节 绝缘子的安装

绝缘子的安装并不复杂。对支柱绝缘子要求安装垂直牢固,悬式绝缘子安装要求连接牢固。安装时,要防止绝缘子碰坏,高空安装绝缘子时要防止坠落。

第三节 绝缘子的试验

电力系统中使用着的大量各种绝缘子,承担绝缘和机械固定作用。绝缘子按形状和使用场所可分为悬式绝缘子、支柱绝缘子、棒式绝缘子、针式绝缘子、套管绝缘子、防污绝缘子等。从绝缘子材料构成上看,应用最广泛的是以瓷绝缘为主的瓷质绝缘子和玻璃绝

缘子。近年来大量使用了以有机合成材料制成的合成绝缘子。

对绝缘子,除要求有良好的绝缘性能外,还要求有相当高的机械强度(抗拉、抗压、抗弯)。绝缘子在运行中,由于受电压、温度、机械力以及化学腐蚀等的作用,绝缘性能会劣化,出现一定数量的零值绝缘子,即绝缘电阻很低(一般低于 $300\text{M}\Omega$)的绝缘子。零值绝缘子的存在对电力系统安全运行是一个潜在的隐患。当电力系统出现过电压及工频电压升高等情况时,零值绝缘子易形成闪络。因此检测出不良绝缘子并及时更换是保证电力系统安全运行的一项重要工作。

绝缘子的试验项目有测量绝缘电阻、交流耐压试验、带电检测零值绝缘子。运行中对于多节支持绝缘子和悬式绝缘子的试验可在上述三项试验中任选一项进行。

一、测量绝缘电阻

测量绝缘子绝缘电阻可以发现绝缘子裂纹或瓷质受潮等缺陷。绝缘良好绝缘子的绝缘电阻一般很高,劣化绝缘子的绝缘电阻明显下降,仅为数十兆欧、数百兆欧甚至几兆欧,用兆欧表可以明显检出。由于绝缘子数量多,用兆欧表摇测其绝缘电阻工作量太大,因此仅在带电测出零值绝缘子位置后,停电更换该零值绝缘子前,为保证准确性才摇测绝缘电阻。

《规程》规定,用 2500V 及以上兆欧表摇测绝缘子绝缘电阻,多元件支持绝缘子的每一元件和每片悬式绝缘子的绝缘电阻不应低于 $300\text{M}\Omega$ 。

应当指出,当带电测出绝缘子为零值绝缘子,但其绝缘电阻大于 $300\text{M}\Omega$ 时,应摇测其相邻良好绝缘子,比较两者绝缘电阻,若绝缘电阻值相差较大仍应视为不合格。

二、交流耐压试验

厂家产品出厂前、现场安装前一般均对绝缘子进行交流耐压试验。交流耐压试验是判断绝缘子耐电强度的最直接方法。对支柱绝缘子等单元件绝缘子一般进行交流耐压试验是最有效的试验方法。试验中应注意以下问题:

1. 根据试验变压器容量,可选择一只或多只相同电压等级绝缘子同时试验。交流耐压时间规定为 1min 。

2. 耐压过程中,绝缘子无闪络、无异常声响为合格。

3. 对于 35kV 多元件支持绝缘子,当试验电压不够时,可分节进行。

由两个胶合元件组成的,每节试验电压 $50\text{kV}/\text{min}$ 。

由三个胶合元件组成的,每节试验电压 $34\text{kV}/\text{min}$ 。

非标准型号的绝缘子按制造厂规定的该型号绝缘子干闪电的 75% 进行交流耐压试验。

表4-1-1、表4-1-2示出了各种电压等级的支柱绝缘子和悬式绝缘子的交流耐

压试验电压标准。

表 4-1-1 支柱绝缘子的交流耐压试验电压标准

额定电压(kV)		3	6	10	20	35
最高工作电压(kV)		3.5	6.9	11.5	23	40.5
纯瓷和充油绝缘	出厂	25	32	42	68	100
	交接大修	25	32	42	68	100

表 4-1-2 悬式绝缘子的交流耐压试验电压标准

型 号	X-3 X-3c	X-1-4.5 (n-4.5)	X-7 (n-7)	X-11 (n-11)	X-16	XF-4.5 (HC-2)
		X-4.5 (C-105)				
		X-4.5 (C-5)				
试验电压 (kV)	45	56	60	64	70	80

三、带电检测绝缘子

(一)带电检测方法

许多运行部门对运行中的悬式绝缘子在停电前进行带电检测,以便在停电时更换带电检测出的不良绝缘子。对于 35kV 及以上的悬式绝缘子,带电检测方法有火花间隙法和电阻杆法。

1. 火花间隙法

如图 4-1-11 所示,用一个适当间隔的开口权搭在绝缘子两侧,良好的绝缘子两端有相当的电位差,电位差通过导电权传到一个可调的很小的间隙上,间隙被击穿发出放电声;不良绝缘子两端电位差较小甚至没有,火花间隙不会被击穿,无放电声。

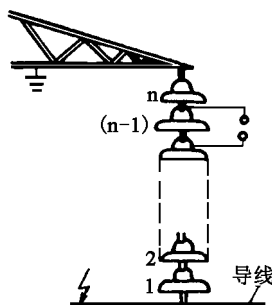


图 4-1-11 火花间隙法
带电检测绝缘子示意图

火花间隙法是许多运行部门常使用的试验方法,对于检测零值绝缘子还是很有效的。测量时试验人员须在地面或龙门架、塔架上用绝缘杆测量且为带电作业,因此要求试验人员必须具有高空带电作业的身体素质和熟练的操作技能。

2. 电阻杆法

电阻杆法带电检测零值绝缘子示意图如图 4-1-12 所示。图 4-1-12(a) 示出了测量绝缘子两端点之间电位差的接线,通过测量绝缘子两端电位差大小来判断绝缘子绝缘性能的优劣。若微安表指示数大,则表明绝缘子绝缘良好,微安表指示数小,则绝缘子劣化。这种接线适用于 35kV 及以上变电站和输电线路绝缘子串的测量。图 4-1-12(b) 是测量绝缘子某端点对地电位的接线,一般用于 35kV 变电站内支柱绝缘子的测量。

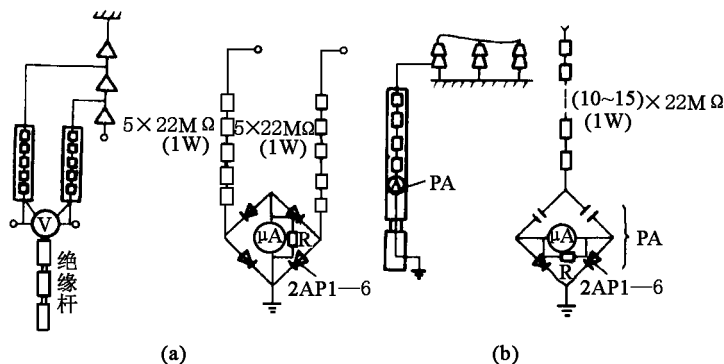


图 4-1-12 电阻杆法

(a) 测量两点之间电位差 (b) 测量对地电位

图中的电阻杆的阻值可按 $10 \sim 20\text{k}\Omega/\text{V}$ 选择,电阻表面爬距按 $0.5 \sim 1.5\text{kV}/\text{cm}$ 选择,电阻杆每节电阻的容量一般在 $1 \sim 2\text{W}$ 。微安表采用带整流器的微安表,量程 $0 \sim 100 \sim 500\mu\text{A}$ 。不带整流器的微安表采用由点接触锗二极管组成的桥式整流电路,并接入一个 $0 \sim 100 \sim 500\mu\text{A}$ 的微安表头。图中的 R 是保护电阻,一般选 $0.5 \sim 1\text{M}\Omega$ 左右,防止由于微安表内部断线,高电压引下造成人身危险。

这种电阻杆应预先在试验厅内测出电阻杆端电压与微安表读数的关系,并应经常校准。测量时其接地线要连接可靠,引线采用屏蔽线。

(二) 影响带电检测绝缘子的因素

1. 悬式绝缘子串电压分布不均。即使是良好绝缘子组成的悬式绝缘子串其上的电压分布也是不均匀的。出现这种情况的原因可用图 4-1-13(a) 绝缘子串的等值电路来分析。

如图 4-1-13(a) 所示,一个绝缘子串可看成由许多电容 C 组成的串联回路(绝缘子的体积电阻和表面电阻正常情况下较容抗大得多,可以忽略不计),由于悬式绝缘子的杂散电容 C_d 的综合影响,造成绝缘子串中每一个绝缘子所分担的电压并不相同,且具有一

定的分布规律,如图 4-1-13(b)所示,良好绝缘子串电压分布一般是靠近导线的绝缘子电压降最大,离导线愈远绝缘子两端压降越小,当绝缘子靠近横担时,绝缘子电压降又升高。实测还表明,绝缘子串愈长,电压分布越不均匀,端部带均压环的绝缘子串比不带均压环的绝缘子串,电压分布要均匀一些。绝缘子串的这种电压分布规律为带电检测劣化绝缘子提供了判断依据。当绝缘子串或支柱绝缘子有一个或数个绝缘子劣化后,沿绝缘子串上的电压分布将与正常情况不同,会发生畸变。畸变后的电压分布曲线随绝缘子劣化程度和劣化绝缘子的位置不同而异。一般情况下出现劣化绝缘子时,劣化绝缘子本身电压降将较正常情况明显降低,而其相邻绝缘子电压降增大,电压分布曲线不正常。

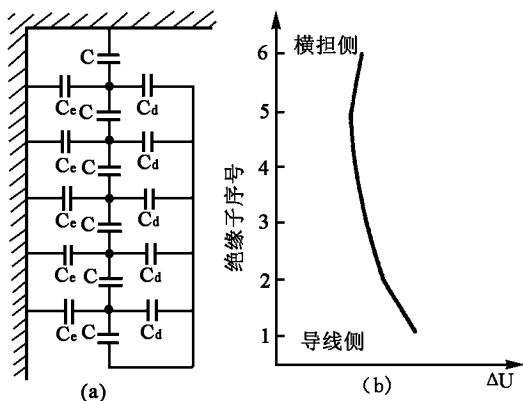


图 4-1-13 绝缘子串的等值回路

(a) 绝缘子串的等值回路 (b) 绝缘子串电压分布曲线

用火花间隙法检测绝缘子时要注意由于绝缘子串电压分布不均可能造成的误判断。如火花间隙较大时,对于正常情况下分布电压较小的绝缘子火花间隙不会放电击穿,造成误判断。因此对于检测出的靠近横担侧的零值绝缘子更换前应用 2500V 兆欧表摇测绝缘电阻。

2. 整串绝缘子劣化。实测中发现这样一种现象:整串绝缘子劣化时(绝缘电阻小于 300M Ω),其电压分布仍很正常。这种现象出现在运行年代较久的变电站和线路绝缘子串上。因此对于运行 15 年以上的悬式绝缘子,必要时停电抽查部分绝缘子的绝缘电阻,以了解绝缘子的绝缘状况。

3. 放电间隙的大小。放电间隙的大小决定了放电电压的大小。放电间隙应适当,既不能太大,也不能太小。放电间隙的大小与放电电压的关系应预先在试验室调整好并做好标记,便于现场调整。

(三) 带电检测绝缘子的注意事项

1. 当用火花间隙法检测零值绝缘子,发现每串绝缘子中零值绝缘子数达到表 4-1-3 规定片数时,不允许再继续检测。

表 4-1-3 不允许继续检测的零值绝缘子片数

电压等级 (kV)	35	63	110	220	330	500
绝缘子串片数	3	5	7	13	19	28
零值片数	1	2	3	5	4	6

2. 针式绝缘子及少于 3 片的悬式绝缘子不得使用火花间隙法进行检测,应采用电阻杆法测量电压分布。

3. 测量应在晴好天气进行。火花间隙法测量用绝缘杆长度及绝缘水平应足够。带电检测杆应专杆专用,保存在干燥房间,按带电作业工具进行电气试验,必要时每次现场检测前应用 2500V 兆欧表分段摇测绝缘电阻杆的绝缘电阻,其阻值每 2cm 应不低于 700MΩ 为合格。

当被测绝缘子串中零值绝缘子超过被测绝缘子总数 7% 时,应当更换全部绝缘子。

第四节 绝缘子的运行维护

户外绝缘子特别是线路绝缘子是在最恶劣的条件下运行的绝缘件。在各种环境条件作用下,除了本身产生老化、劣化和损坏之外,还因表面污染、受潮而可能发生污闪,使电力系统发生故障。近若干年来,由于我国工业特别是乡镇工业发展迅速,环境治理工作未能同步发展,工业地区降尘量超过 $10\text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{月}$,有的城市郊区达 $20 \sim 40\text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{月}$ 。有些地区酸雨出现的频度也大大增加。此外,由于农田施用化肥、农药,使一些原来比较清洁地区的污染程度加重,从 0 级污秽区升到 1 级甚至 2 级污秽区。客观上使绝缘子的污闪放电故障大增加。因此如何防止污闪事故更为人们所关注。

一、线路盘形绝缘子的老化及不合格绝缘子

(一) 瓷绝缘子的老化

绝缘子瓷件在烧成过程中,内部或表面会产生微小的裂缝、孔隙等缺陷。绝缘子在运行当中瓷件头部承受较大的机电负荷。同时,由于钢(铁)瓷件及水泥三者的热膨胀系数差别较大,当绝缘子温度剧变时,瓷件头部要承受较大的附加应力。此外,由于水泥的化学膨胀也会使瓷件头部承受附加应力。在这些力的作用下,瓷件疲劳,会产生裂缝或裂缝扩大,使其绝缘强度降低,绝缘电阻下降,最后导致电击穿。瓷件内部或表面的小裂缝等缺陷也可能导致瓷件出现缺损或凸沿缺损,如不及时更换,瓷件也会受潮使绝缘下降,或逐步发展形成龟裂,乃至击穿。如果瓷件烧成工艺不良,有“生烧”现象,将加速瓷件的老化。运行中绝缘子的击穿部位多数在瓷件头部的受力部位,说明了机电负荷作

用是产生老化的重要因素。

其它原因,例如受到外力引起瓷件损伤或附件损伤,在水分、污秽作用下铁附件锈蚀等也可能造成绝缘子老化和劣化。此外由于各种原因绝缘子发生闪络时,瓷件在强大电弧作用下,可能因局部过热而炸裂损伤或损坏。

(二) 运行中的不合格绝缘子

《架空送电线路运行规程》规定,单片绝缘子有下列情形之一的为不合格绝缘子:

1. 瓷裙裂纹、瓷釉烧坏,钢脚及铸铁帽有裂纹、弯曲、严重锈蚀、歪斜,浇筑水泥有裂纹;
2. 瓷绝缘子绝缘电阻小于 $300\text{M}\Omega$;
3. 分布电压值为零。

按照绝缘子本身的绝缘配合,绝缘子工频击穿电压约为其额定工频干闪电压的 1.5 倍。当其工频击穿电压低于干闪电压时,该绝缘子就属于低值或劣质绝缘子。击穿电压为零或已经击穿的绝缘子,称为零值绝缘子。但应注意,零值绝缘子可能是瓷件头部有较大的裂缝、气隙或气隙通道,当气隙通道内未通过大电流时,在干燥状态下还具有较高的绝缘电阻,也还能承受一定的电压,其分布电压值并不一定为零。

运行经验表明,当绝缘子串内有零值绝缘子时,其污闪概率以及在过电压作用下的闪络概率都很高。在绝缘子串闪络时,短路电流将会通过零值绝缘子的内部间隙。大电流的热效应可能造成瓷裙与头部断裂开,铸铁帽炸裂、钢脚脱落,瓷件头部烧成玻璃体等。因此,应及时发现零值绝缘子和不良绝缘子并立即更换,以保证线路可靠运行。

二、在运行中对不良绝缘子的检测

(一) 不良绝缘子的特征现象

1. 绝缘电阻降低

干净良好的绝缘子,即使湿度较大,绝缘电阻仍可达 $1000\text{M}\Omega$ 以上。受一般尘埃(非可溶性盐)污染的良好绝缘子,在湿度不太大时,绝缘电阻也达 $300\text{M}\Omega$ 。而击穿的绝缘子,其绝缘电阻则低于 $300\text{M}\Omega$,有时只有几兆欧到十几兆欧,瓷件头部有裂缝的绝缘子,一旦受潮或污染,其绝缘电阻大大下降,比良好绝缘子低很多,而且不易恢复。但应注意,良好绝缘子表面如果被可溶性尘埃轻微地污染,当空气的相对湿度大于 65% 时,其绝缘电阻也可能降到 $300\text{M}\Omega$ 以下。

2. 绝缘子分担的电压下降

在工频电压作用下,正常绝缘子串上的电压分布受绝缘子对地电容及对导线电容的影响,每片绝缘子分担的电压 ΔU 是不相等的。如图 4-1-14 所示,当仅考虑对地电容 C_E 的影响时,愈靠近导线的绝缘子中通过的电流愈大,因而分担的电压 ΔU 愈高(图 4-1-14a)。当仅考虑对导线电容 C_L 的影响时,愈靠近接地端的绝缘子,分担的电压 ΔU

愈高(图 4-1-14b)。同时考虑两种电容的影响,则愈靠近绝缘子串两端的绝缘子,所分担的电压 ΔU 愈高(图 4-1-14c)。导线的型式、分裂导线的组合开式以及是否采用均压环都对导线电容 C_L 有影响,因而也影响绝缘子串电压分布。当上述各因素确定之后,正常的绝缘子串的电压分布,即各片分担的电压 ΔU 大致是个确定的值。

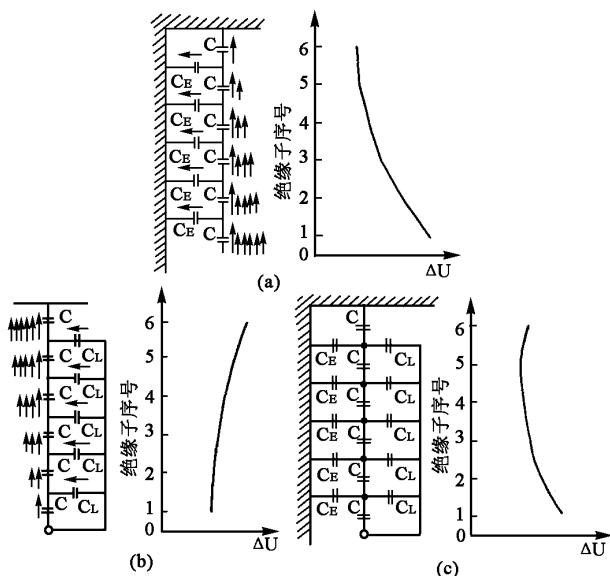


图 4-1-14 绝缘子串的电压分布

(a)只考虑对地电容 C_E (b)只考虑对导线电容 C_L ;

(c)同时考虑两种电容 C_E 和 C_L

当绝缘子串中有不良绝缘子,其绝缘电阻大于 $300M\Omega$ 时,对绝缘子串电压分布并无明显影响。当不良绝缘子的绝缘电阻小于 $300M\Omega$ 时,将明显影响绝缘子串的电压分布。其表现是不良绝缘子的分担电压明显下降,低于正常分担电压值,也低于相邻良好绝缘子的分担电压:

(1)当不良绝缘子的电阻为某一定值时,不管它处于绝缘子串的什么位置,其分担电压与相应位置正常分担电压的比值是相同的。若该比值为 50% 及以下时,即为劣质绝缘子。

(2)根据对 500kV 耐张绝缘子串的实测,有资料认为不良绝缘子与相邻良好绝缘子分担电压的比值会大大下降,低于正常时的值。而且,不良绝缘子的绝缘电阻愈低;上述比值也愈低。当相邻绝缘子分担电压比值小于 50% 时,分担电压低的即为不良绝缘子。此外,也可以根据相邻绝缘子分担电压的实际差值大小来判断不良绝缘子。

3. 发出电晕电流脉冲

当有不良绝缘子时,在绝缘子内部裂缝处可能发生电晕放电而发出电晕电流脉冲。

经过绝缘子串流入杆塔的电晕脉冲电流与正常绝缘子串的电晕脉冲电流有一定差别,其差别难以辨别,有外来噪声干扰时更难辨别。目前,已有文献提出应用现代时间序列分析理论和应用人工神经网络理论对电晕电流波形进行辨识,来判断是否有不良绝缘子存在。

4. 不良绝缘子发热现象不明显

不良绝缘子内部微量放电产生的电流较小,几乎不发热。其发热量远小于表面污染受潮时表面泄漏电流的发热。后者又小于日光直射的发热量。所以,可以说不良绝缘子一般没有热的信息。

(二)电压分布测量仪

50年代我国曾使用具有可变放电间隙和测定间隙距离刻度盘的检测杆。把放电间隙并接在绝缘子帽、脚之间,用操作杆将间隙距离由大到小调节,至间隙放电时,从刻度盘上读出间隙距离,这样可以测出绝缘子串电压分布。根据电压分布可以检测出不良绝缘子,但该方法操作不便,费时费力。

近年来我国研制了XGC型悬式绝缘子电压分布测量仪。该仪器利用压器把绝缘子分担的电压降为数伏到数十伏,将该电压信号输入发射机,见图4-1-15(a)。发射机中U-f电压数字转换器输出的脉冲信号,其频率与输入电压(直流)成比例,也与被测交流电压成比例,脉冲频率为50~3500Hz,相对应的被测电压为0.5~3.5kV。该脉冲信号经二分频变为对称方波,去调制高频晶体振荡器,经功率放大器放大发射出调制的高频电磁波。地面接收机原理框图见图4-1-15(b),接收机接收到的高频信号,经解调高放变频、中放鉴频后,得到与U-f输出的脉冲信号频率相同的脉冲,由计数器测量每稍的脉冲数,可得到被测绝缘子的分担电压。由分担电压可以判断零值和低值绝缘子。

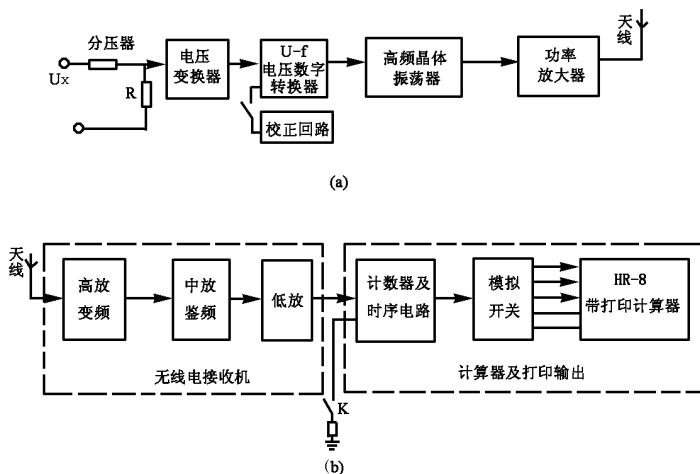


图 4-1-15 XGC 型悬式绝缘子串电压分布测量仪原理框图

(a)发射机框图 (b)地而接收机框图

XGC-1型绝缘子电压分布测量仪构造示意图见图4-1-16。该仪器用于悬垂绝缘子串的电压分布测量。操作工作人员在悬垂串上部横担处进行操作。将旋转插头3插在导线上,将测量仪移至靠横担第一个绝缘子的位置,打开发射机电源开关,转动旋转杆2使电极5与绝缘子铸铁帽紧密接触,通知地面人员开机打印。测量第2片时,向反方向转动旋转杆2,电极脱离第1片绝缘子,测量机构可依靠重力下落一个节距,重复上述步骤进行测量。

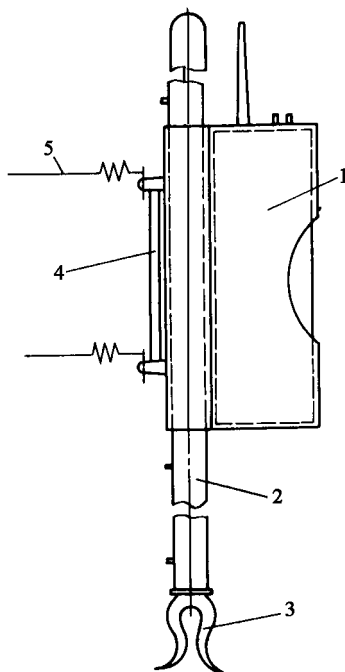


图4-1-16 XGC-1型直线绝缘子串电压
分布测量仪构造示意图

1—发射机 2—旋转杆 3—旋转插头 4—分压器 5—电极

XGC-II型用于耐张绝缘子串的测量。由伸缩推拉绝缘杆和有笼架的检测机构(电极、分压器、发射机)组成,以便于检测机构在耐张串上移动。

(三)固定放电间隙式零值绝缘子检测装置

最简单的装置是固定火花间隙检测杆。在绝缘操作杆上安装一个间隙距离固定的放电间隙和测量用电极。两电极与上下两个绝缘子铸铁帽接触后,间隙放电,则说明其分担电压较高,质量良好。若间隙不放电,则说明其分担电压较高,质量良好。若间隙不放电,则说明其分担电压较低,可判为零值绝缘子。一般间隙的放电电压调整为3kV,火花间隙距离约为2.5~3mm。该装置广泛用于220kV及以下线路的测量。

新型的自爬式零值绝缘子检出器在检测时把电压信号转化为光(用氖管)和声(扬声器)双重信号,凡是氖管不发光、扬声器不发声便判为零值绝缘子。这种装置还具有在耐

张串上自动爬行的机构,比检测杆检测的准确度高,劳动强度低。

(四)其它类型检测装置

国外还有利用测量绝缘电阻判别不良绝缘子的装置。其原理是在其输入端(绝缘子两极)并联一个比绝缘子电容大得多的电容器,输入端电极与绝缘子两端接触后,电容器的工频电抗把该绝缘子短路,使其分担电压为零。从检测器给绝缘子施加直流电压,测量其直流绝缘电阻,以判断绝缘子是否良好。该装置由在绝缘子串上行走的驱动部分、测量绝缘电阻的检测部分、自动记录装置和故障显示监控器的扬声器组成。此外它还具有记录数据的再现装置。故障指示的整定电阻设为 $300\text{M}\Omega$ 和 $50\text{M}\Omega$ 两档,通常测量用 $300\text{M}\Omega$ 档。若检测中连续有表示不良的声音,不能把各绝缘子都判为不良,可能是污染和受潮所致,可改用 $50\text{M}\Omega$ 档进行测量。

此外,还有测量绝缘子钢帽和钢脚间电场强度以及利用超声波检测不良绝缘子的方法。

由于不良绝缘子的热信号不明显,国内外利用红外技术检测不良绝缘子的方法还不成功。

三、绝缘子在污染状态下的运行与检测

(一)绝缘子在污染状态下的运行

绝缘子表面污染后,在遇到雾、露、毛毛雨、降雪等气象条件时可能发生湿污闪。湿污闪的主要原因是,绝缘子表面污秽层有可溶性盐、酸或碱类的积尘。绝缘子表面受潮而湿润后,上述物质溶于水成为电解质,在瓷表面形成一层很薄的导电液薄膜,使瓷件的表面电阻大大下降,表面泄漏电流大大增加,可能因发热在表面形成干燥带,而使电流减小。干燥带因承受较高电压被击穿,发生火花放电。由于干燥带被短路,失去了干燥作用便会重新吸收水分又变湿润。这时作用在干燥带的电压下降,使火花放电停止。如果受污染严重,泄漏电流相当大,在火花放电熄灭后,又形成更大的烘干带,又导致击穿,造成恶性循环。致使放电通道加长,通过放电通道的电弧电流增加,通道温度升高达到产生热电离的程度,使通道具有下降的伏安特性,弧道呈红黄色,弧道较粗,分配到弧道两端的电压足以维持较长电弧的稳定燃烧,最后导致绝缘子沿面闪络。

如果污染较轻或爬电距离较大,干燥带被击穿后,由于其余湿润部分仍有较大电阻,干燥带弧道中电流较小,呈蓝紫色细火花。当火花有一定长度时,通道长度上所分担的电压不能使放电维持下去,火花熄灭放电停止。之后干燥带又受潮变湿润,可能再重复上面的烘干、放电、熄灭的过程,但不会造成整个绝缘子沿面闪络。

湿污闪放电发展的关键是能否产生局部电弧和该电弧是否有足够大的泄漏电流产生一定程度的热电离而继续燃烧和扩展。因此,绝缘子的污闪电压与泄漏电流密切相关,泄漏电流增加污闪电压降低。当泄漏电流约为 300mA 时,污闪电压已接近运行电

压。因而,污物性质及污染程度、气象条件、爬电距离是影响污闪的主要因素。

当污秽物中有大量可溶性盐、酸或碱类物质时,会使污闪电压大大降低。污秽物中含有粘附性强的积尘(如水泥厂飞尘)时也有危险性,因为积尘粘附在绝缘子表面,使表面不光滑,且不易被雨水冲洗掉,更容易积污。

能使绝缘子表面缓慢地变湿形成湿润的液体薄膜的气象条件,是形成污闪的重要外部条件。因为在污秽干燥时,其绝缘电阻很大,不易污闪;在大雨、暴雨时又很快把污秽冲掉,也不易发生污闪。雾、露、降雪、融雪、毛毛雨等气象条件最易使表面形成液体薄膜,将污秽中的盐类等溶解,而使污闪电压大大降低。有试验证明,当水分在污层上沉积的速度为 $0.3 \sim 0.5 \text{ mg}(\text{cm}^2 \cdot \text{min})$ 时,最具有危险性。

加大爬电距离,可以有效地限制泄漏电流,提高污闪电压。不少试验结果表明,绝缘子串的污闪电压与串长成比例。但也有文献指出,污闪电压与串长是否呈线性关系与试验方法有关。采用洁雾升压法、盐雾法和湿污法等获得的结果都呈线性关系。而采用洁雾耐压法进行试验时,污闪电压与片数(串长)的关系有饱和现象,如图 4-1-17 所示,但对于 25~30 片组成的绝缘子串,污闪电压和串长仍近似成线性关系。支柱式和套管绝缘子的污闪电压与爬电距离也成线性关系。

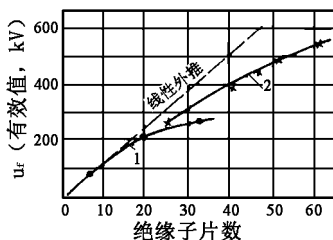


图 4-1-17 绝缘子串(美国标准型)的最小污闪电压 U_f 与绝缘子片数的关系

(附盐密度— $0.007 \text{ mg}/\text{cm}^2$,高岭土— $40 \text{ g}/\text{l}$)

1—EHV 试验室 $12.2 \times 12.2 \text{ m}^2$,高 8.54m;

2—UHV 试验室,直径 24.4m,高 25.2m

此外,由于污闪放电伴随着表面烘干的过程,需要一定的时间。因而在雷电冲击电压作用下,污秽状态下的闪络电压仍然有较高的值。由于操作冲击电压能起到为干燥带放电“点火”的作用,促使污闪发生,所以,虽然操作冲击电压作用时间也很短,但操作冲击污闪电压却较低。

(二)污秽等级及爬电比距

加大爬电距离限制通过受潮表面的泄漏电流是防污闪的关键措施。我国规定的污秽等级以及线路、发电厂、变电所外绝缘的最小爬电比距见表 4-1-4 和表 4-1-5。爬电比距指外绝缘爬电距离与系统额定线电压的比值。表中盐密指自然污秽的等值附盐

密度,即用一定量的蒸馏水清洗自然污秽的绝缘子样品瓷表面的污秽,并测量清洗液的电导,则在相同水量中产生相同电导的氯化钠即为该绝缘子积污的等值附盐,除以被清洗的瓷面积便得到等值附盐密度。求取等值附盐密度的样品应以该地区污闪季节可达到的最大积污量为准。而且要经过 2~3 年的测量,获得 5 个以上的数据,经过数据处理得到的盐密值才能确定污秽等级。

表 4-1-4 高压架空线路污秽分级标准

污秽等级	污秽条件		爬电比距 (cm/kV)	
	污湿特征	盐密 (mg/cm ²)	中性点直接接地	中性点非直接接地
0	大气清洁地区及离海岸 50km 以上地区	0~0.03 (强电解质) 0~0.06 (弱电解质)	1.6	1.9
1	大气轻度污染地区或大气中等污染地区,盐碱地区,炉烟污秽地区,离海岸 10~50km 地区,在污闪季节中干燥少雾(含毛毛雨)或雨量较多时	0.03~0.10	1.6~2.0	1.9~2.4
2	大气中等污染地区,盐碱地区,炉烟污秽地区,离海 3~10km 地区,在污闪季节中潮湿多雾(含毛毛雨)但雨量较少时	0.05~0.10	2.0~2.5	2.4~3.0
3	大气严重污染地区,大气污秽而又有重雾的地区,离海 1~3km 地区及盐场附近重盐碱地区	0.10~0.25	2.5~3.2	3.0~3.8
4	大气特别严重污染地区,严重盐雾侵袭地区,离海 1km 以内的地区	>0.25	3.2~3.8	3.8~4.5

注 见表 4-1-5 注。

表 4-1-5 发电厂、变电所污秽分级标准

污秽等级	污秽条件		爬电比距 (cm/kV)	
	污湿特征	盐密 (mg/cm ²)	中性点直接接地	中性点非直接接地
1	大气无明显污染地区或大气轻度污染地区,在污闪季节中干燥少雾(含毛毛雨)或雨量较多时	0~0.03 (强电解质) 0~0.06 (弱电解质)	1.7	2.0
2	大气中等污染地区,沿海地带及盐场附近,在污闪季节中多雾(含毛毛雨),且雨量较少	0.03~0.25	2.5	3.0
3	大气严重污染地区,严重盐雾地区	>0.25	3.5	4.0

注 1. 摘自原水电部(83)水电技字第 23 号文。

2. 线路及发电所的盐密均指在普通悬式绝缘子(X—4.5)所组成的悬垂串上测得值。
3. 化工厂及冶金厂附近的线路及发电所,可根据污源所排放的导电气体和导电金属粉尘的严重程序,分别列为 2、3 或 4 级(发电所分为 2 级或 3 级)。
4. 有冷水塔的发电厂,其污秽等级可根据电厂烟筒的除尘效率及冷水塔是否装设除水器等条件,确定列入 2 级或 3 级,其附近的线路也根据上述条件确定列入 2、3 或 4 级。

(三) 防污闪措施

防止污闪的措施有 加大爬电距离、定期清扫水洗、涂防尘涂料、采用半导体釉绝缘子等,但有些措施有一定的局限性。分述如下。

1. 加大爬电距离

这是一个很有效的防污闪措施,包括增加绝缘子片数和采用防污型绝缘子。我国各电力系统都有一些污闪事故发生,其中一个重要的原因是污秽等级划分不当。有的地区甚至没有污秽分布的实测数据,有的地区根据实际污染状况加强了绝缘,污闪事故大大降低。

2. 涂防尘涂料

最常用的是在绝缘子表面涂憎水性二甲基硅油(脂)或地蜡等涂料。它使积污不易形成连续的污层,受潮后绝缘子表面也不易形成连续的水膜。因此,绝缘子受潮后不会形成连续的导电液薄膜,而使表面电阻增加,泄漏电流下降,从而抑制污闪的发展,提高污闪电压。这种方法在发电厂和变电所的防污闪方面取得了较好的效果。二甲基硅油的寿命与粘度有关,粘度大,涂层厚,寿命长。但粘度过高时,防污效果反而下降。有的运行单位适当调整硅油的粘度,寿命可达 5~6 个月。在污闪季节到来之前涂刷一次,可以安全度过污闪季节。硅油老化后,在雾天放电声音增大,但遇大雨会自动脱落。

3. 采用半导体釉绝缘子

半导体釉的作用可从两方面来分析。一是半导体釉层电导大,泄漏电流较大,温度较高,具有烘干作用,使瓷表面不易形成导电液薄膜。二是由于半导体釉层电导较大,即使表面受潮后再形成干燥带时,因干燥带与半导体釉层并联,其上所承受的电压比较低,不易导致干燥带击穿,难以形成前面所说的恶性循环。因而可以提高污闪电压。但采用这一方法也有缺陷:一是半导体釉易老化,老化后失效;二是我国北方地区天气比较寒冷,半导体釉的烘干效果不甚明显,对于防污闪的作用不大。

4. 定期清扫

这应该说是防污闪的根本措施,但是实行起来十分困难,对于架空线路更是如此。线路清扫工作无论是现场用人工抹擦、带电水冲洗、带电气吹、电动旋转带电清扫刷在现场清洗,还是更换下来清洗,工作量和劳动强度都比较大,很难清洗得十分干净。在我国,清洗过的线路绝缘子,也不乏湿污闪的事例。所以,有的地区在发电厂加强监测,找出污染沉积的规律,延长清扫周期,有的地区提出用饱和污秽度来决定线路绝缘水平,而不考虑清扫工作。这些意见是值得重视、值得研究的。

由于污闪事故有很大的随机性,因此当地的运行经验十分重要。根据当地的污染程度、污染规律、污闪气象条件(雾、露、毛毛雨等)出现的规律,采取具体的防污措施,才是最有效的措施。

(四) 污染程度的巡视和检测

根据绝缘子污闪前的特征和发出的信息,可以预先了解绝缘子的污染程度,及时采取措施,预防污闪事故的发生。

1. 巡视

巡视可以利用污闪前的一些直观现象判断污染的危险程度。由于污闪不仅与污染程度有关,而且与气象条件有关。因此特殊的巡视应在容易发生污闪的气象条件(雾、雪、露、毛毛雨等)下或凌晨1~6点结露的时间进行。因为严重到一定程度的污秽受潮后,表面会发生局部放电。污秽程度不同,放电的声音、颜色、弧道长度也不同:如滑闪通道只有几厘米,呈黄色火花,估计泄漏电流在毫安级,可继续运行;如滑闪通道已短路了瓷裙,放电颜色近似火光,其泄漏电流可能达数十毫安,已经比较危险,应加强监视或安排清扫,这时若放电声音比较低沉,已是污闪的前奏,应及时停运清扫检修。我国一些地区,由于加强了巡视,及时发现问题,取得了良好的效果。

此外,正常巡视还应注意线路附近有无新的污染源,若有应及时采取措施。

2. 定点检测绝缘子污秽程度

目前,我国主要是测量绝缘子自然污秽的等值附盐密度。经过一定时间定点监测,可以掌握当地污秽沉积的速度和规律。同时,根据试验确定当地条件下绝缘发生污闪的污秽临界值。这样可以科学地确定清扫周期和其它防污闪的对策。但这种方法费时费工,难以实现自动化。

3. 泄漏电流测量

当绝缘子表面污染受潮时,泄漏电流增加。当污染程度较严重时,由于出现烘干带,局部电弧的熄灭和重燃不断发生,使表面泄漏电流具有跃变的特点。电流脉冲的幅值、持续时间和再现率具有随机性。一般说来,脉冲的高幅值和高再现率对应于高的污秽电导率。因此,利用记录泄漏电流脉冲的幅值和频次,可以监测污染的程度,这种装置易于实现自动化。目前已有的泄漏电流记录仪的采样方式有:在靠横担处增加一片绝缘子,由该绝缘子两端并联小电阻采样,或以绝缘子串为原边以两个半环状线圈铰接在一起的空心环状线圈为副边进行采样。后者类似无铁心钳形电流表。这两种采样方式都具有抗干扰能力。计数器有电磁式计数器和数字式计数器。通过计数比较起动报警装置。有的报警装置设有不同的整定值,可报警不同程度的污秽状况。有的设备可用同轴电缆或光导纤维把信号传至100m范围的报警接收机,这种测量装置用于发电厂、变电所可以比较方便地监测污秽程度。但用于架空线路仍有不便之处。

也有直接接收脉冲电流电磁场的射频成分的接收装置。接收装置将对应于射频的

音频输出供给指示器回路,该回路判断音频脉冲的幅值而起动报警装置。接收机便于巡视人员携带,但其缺点是易受外部信号的影响。此外,由于泄漏电流脉冲频率主要成分处于音频范围,因此监视器的输入和输出的相关性不好。这方面还有待开发出新的装置,以适应运行的需要。

第二章 母 线

第一节 母线概述

在发电厂和变电所的各级配电装置中,用于将各种电器之间以及发电机、变压器之间连接的导线称为母线。母线的作用是汇集、分配和传输电能。

一、母线的材料

(一)铜导线

铜的电阻率低、机械强度高、抗腐蚀性强,是很好的导电材料。但铜的贮藏量少,在其它工业中用途很广,因此在电力工业中应尽量以铝代铜,除在特殊技术上要求必须用铜线外,一般应采用铝母线。

(二)铝母线

铝的电阻率比铜稍高,但贮藏量大、重量轻、加工方便。而且一般情况下,用铝母线比用铜母线经济,因此,目前我国广泛采用铝母线。

(三)钢母线

钢的电阻率比铜大(比铜大7倍),用于交流时,有很强的集肤效应,其优点是机械强度高和价廉。它适用于高压小容量回路(如电压互感器)和电流在200A以下的低压回路和直流电路以及接地装置中。

二、母线的截面形状

(一)矩形截面

在35kV及以下的户内配电装置中,一般都采用矩形截面母线。矩形截面母线与相

同截面积的圆形母线相比,散热条件好,冷却条件好、集肤效应较小。因此,在相同的截面积和相同的容许温度条件下,矩形截面母线要比圆形截面母线的容许工作电流大,或者是同一容许工作电流下,矩形截面母线的截面积要比圆形截面母线的截面积小。矩形母线要比实心圆形母线所消耗的金属量少。

为了增强散热条件和减小集肤效应的影响,宜采用厚度较小的矩形母线。但考虑到母线的机械强度,通常铜和铝的矩形截面母线的边长之比为 $1:5 \sim 1:12$,最大的截面积为 $10 \times 120 = 1200\text{mm}^2$ 。

(二)圆形截面

一般在 35kV 以上的户外配电装置中,为了防止电晕的产生,多采用圆形截面母线。

母线表面的曲率半径愈小,则电场强度愈大,所以矩形截面的四角易引起电晕现象。圆形截面无电场集中的现象,尤其当圆形截面母线为绞线或管线时,由于直径增加,其表面附近的电场强度要比单根导线更小。所以在 110kV 及以上电压户外配电装置中,一般都采用钢芯铝绞线或管形母线,在 110kV 及以上电压户内配电装置中,一般采用管形母线。

电压在 35kV 及以下的户外配电装置中,采用钢芯铝绞线可使户外配电装置简化、投资降低。

(三)槽形截面

当每相需用三条以上的矩形母线时,一般采用槽形母线,如图4-2-1所示。这种母线具有邻近效应小、冷却条件好、金属材料利用率较高等特点。槽形母线通常用连接片焊接,构成一个整体。槽形母线工作电流可达 $10 \sim 12\text{kA}$ 。

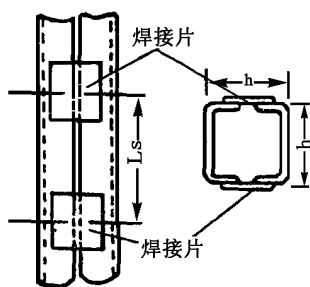


图 4-2-1 槽形母线

三、母线的着色

母线着色可以增加辐射能力,利于散热,在着色后容许负荷电流提高 $12\% \sim 15\%$ 。钢母线着色还可防止生锈。为便于识别直流的极性和交流的相别,母线着色时应按如下规定:

直流:正极——红色;负极——蓝色。

交流 :A 相——黄色 ;B 相——绿色 ;C 相——红色。

中性线 :不接地的中性线——白色 ;接地中性线——紫色。

第二节 母线的安装

为确保母线装置的安装质量符合验收规范的要求 ,达到质量检验及评定标准 ,必须对母线安装的全过程 ,特别是施工关键控制点或关键工序进行全过程的质量监督 ,以保证设备的安全运行。母线装置的安装和质量监督要点可分为如下几个方面。

一、母线装置安装工程开工前应具备的条件

母线装置安装工程适用于 500kV 及以下火力发电厂及升压站、变电站的硬母线、铝合金管形母线、封闭母线、软母线、绝缘子、金具、穿墙套管等母线装置的安装。母线装置安装工程开工前应具备以下条件。

(一)建筑工程应具备的条件

为了保证现场文明施工 ,避免土建、安装交叉作业 ,施工混乱 ,同时也保证母线装置安装工作能安全、顺利进行 ,在母线装置进入现场施工前 ,建筑工程必须具备下列条件 ,尤其在高层构架上施工时 ,走道、平台、栏杆等必须安全、可靠 ,以确保母线装置安装时高空作业的安全。

1. 基础、构架符合电气设备安装的设计要求 ,达到允许安装的强度 ,焊接构件的质量符合要求 ,经验收合格 ,并有交安签证。高层构架的走道板、栏杆、平台齐全牢固、安合可靠。

2. 室内布置的母线装置 ,其安装场所的屋顶、楼板施工完毕 ,无渗漏。

3. 室内地面基层施工完毕 ,并在墙上标出抹平标高 ,便于母线安装时找平找正 ;门窗安装完 ,玻璃齐全 ;正式照明具备投入条件 ,施工道路通畅。

4. 母线装置施工环境文明整洁 ,防止母线装置工程结束后 ,又被二次污染。

5. 母线装置的预留孔、预埋螺丝、预埋铁件的位置、尺寸经与母线安装图核对 ,与母线装置安装的具体尺寸相符。

(二)设备材料应具备的条件

1. 设备开箱检查的一般要求

设备在出厂前 ,一般都要进行良好、严密的包装 ,对于有特殊要求的设备 ,还应在包装内放置防潮、防震等装置或材料 ,运到现场后 ,再将包装箱打开予以检查。设备开箱时 ,应注意以下事项 :

(1) 开箱前,应查明设备的名称、型号和规格,核对箱号、箱数和包装情况,避免错开。

(2) 开箱时,应严防损害设备或丢失附件、备件。

(3) 宜将设备运至安装地点附近开箱,以减少开箱后的搬运工作,避免在二次搬运过程中损坏设备或丢失附件、备件。

(4) 开箱前,应将箱顶的尘土、垃圾及其他杂物清扫干净后再开箱,以免污染设备。开箱应先打开顶板,确认箱内设备情况后,再打开其他箱板。

(5) 开箱时,应使用起钉器或撬杠,严禁使用斧锤乱敲乱砍。同时,还应注意周围环境,防止箱板倒下碰伤人员或设备。

(6) 开箱后,对设备的附件、备件不可直接放置在地上,应放在专用箱内或专用架上。

2. 母线装置的开箱检查

母线装置所采用的设备和材料,多数是易损或易遭受腐蚀的瓷件或有色金属材料,所以在设备或器材到达施工现场后必须及时作好验收检查。验收后,应及时按产品技术条件的要求妥善保管,并做好保管记录;母线开箱检查应按以下要求进行:

(1) 设备和器材包装及密封良好。

(2) 开箱检查清点,设备和器材符合设计要求,附件、备件齐全,与装箱单中的规格、型号、数量相符;应逐一检查、清点、验收,不得遗漏。

(3) 硬母线应平直、无变形、扭曲,外觀光洁无裂纹、折皱。软母线不得有扭结、松股、断股、明显损伤及严重腐蚀等缺陷;扩径导线不得有明显凹陷和变形。

(4) 支持绝缘子和套管表面光滑无裂纹、破损,交流耐压试验合格。

(5) 采用的金具规格应与设计图纸相符,零配件配套齐全;表面光滑、无裂纹、伤痕、砂眼、锈蚀、滑扣等缺陷;镀锌层无脱落;线夹、船形压板与导线接触面光滑平整,悬垂线夹的转动部分灵活;330kV及以上电压等级用的金具表面必须光洁、无毛刺和凸凹不平之处。

(6) 成套供应的封闭母线各段标志清晰,附件齐全,外壳无变形,内部无损伤。母线搭接面平整,镀银层完好。

(三) 施工技术文件资料应具备的条件

1. 施工技术文件

(1) 图纸会审。图纸会审是施工技术管理一项十分重要的准备工作,特别是制造厂的安装图与土建施工图纸的会审。有些工程因为图纸会审不仔细,到安装时才发现土建预留孔、预埋铁或预埋螺丝的位置、尺寸不对,返工处理,不仅延误了工期,影响工程进度,还要破坏建筑的劳动成果,造成浪费。如果碰到建筑的承重梁,就更难解决了。图纸会审发现的问题必须有设计变更或建设(监理)单位的工程联系正式证明文件。

(2) 施工技术方案。根据母线装置施工图纸和产品技术文件,并结合现场的实际施工条件,编制切实可行、有操作性的施工作业指导书或施工措施,并经施工技术负责人审

批。

2. 质量保证资料

质保资料是工程施工前,能够证明施工中使用的产品是合格产品的资料。对于母线装置安装工程开工前,应具备齐全如下的质量保证资料。

(1)设备或器材开箱记录、产品出厂合格证、产品质量证明书、产品出厂检验或试验报告以及设备、材料的入厂复试报告。

(2)基础交安资料、设备缺陷处理记录等。

(3)为保证母线装置的设备或器材的产品质量,防止一些粗制滥造的次劣产品混进来,还应验证其生产许可证,以确认其是否具有生产该种设备或器材的资质。

(4)如果铜、铝母线、铝合金管母线无出厂合格证件或资料不全时,以及对材质有怀疑时,应按表 4-2-1 的要求进行检验。

表 4-2-1 母线的机械性能和电阻率

母线名称	母线型号	最小抗拉强度 (N/mm^2)	最小伸长率 (%)	20℃时最大电阻率 ($\Omega \cdot mm^2/m$)
铜母线	TMY	255	6	0.0177
铝母线	LMY	115	3	0.0290
铝合金管母线	LF ₂₁ Y	137	—	0.0373

以上几个方面的准备工作完成后,便可以向施工现场监理工程师提交母线装置开工报告,经监理工程师批准后,便可开工。

以下各节工程开工前应具备的条件,其内容、项目和标准若与本节相同,不再重复。

二、母线装置安装工程施工要点

(一)一般要求

1. 金属构件加工及防腐(包括母线防腐)的处理

(1)为保证金属构件安装牢固、工艺美观,各种金属构件的安装孔不应采用气焊割孔或电焊吹孔。

(2)金属构件除锈必须彻底,防腐漆应涂刷均匀,不得有起层、皱皮、脱漆等缺陷。

(3)在有盐雾、空气相对湿度接近 100% 及含腐蚀性气体的场所,室外金属构件应采用热镀锌材料。

(4)在有盐雾及含腐蚀性气体的场所,母线应涂防腐涂料。母线防腐涂漆应均匀,无起层、皱皮等缺陷。

2. 母线附件的接地

(1)母线装置的附件,如支柱绝缘子底座、套管的法兰、保护网(罩)等不带电的金属构件必须按现行国家标准《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》的规定,使用黄

绿专用接地线或铜编织带进行明显接地。

(2) 接地线应排列整齐、方向一致、连接牢固,在有震动的场所,还应使用防震装置。

3. 母线搭接面的处理

母线搭接面的处理包括母线与母线、母线与分支线、母线与电器接线端子的搭接,其搭接面在搭接之前应按如下技术要求进行处理:

(1) 室外、高温且潮湿或对母线有腐蚀性气体的室内,铜与铜搭接时,搭接面必须搪锡。

(2) 在干燥的室内,铜与铝搭接时,铜母线搭接面应搪锡;室外或空气相对湿度接近100%的室内,必须使用铜铝过渡板,铜端还应搪锡。

(3) 封闭母线使用螺栓固定时,搭接面应镀银。

4. 母线相序排列与相色的要求

母线安装完后,必须给母线涂以相应的相色漆,以标识母线相序的正确排列。现在,成套高、低压开关柜的母线已由制造厂加工并涂好相色漆,安装开关柜时,应核查其相序排列是否符合规定。母线的相序排列和涂漆的颜色,当设计无规定时,应符合下列规定。

(1) 上、下布置的交流母线,由上到下排列为A、B、C相;水平布置时,由盘后向盘面排列为A、B、C相;引下线由左至右排列为A、B、C相;其中A相为黄色、B相为绿色、C相为红色;中性汇流母线,不接地的涂紫色,接地时为紫色带黑色条纹;单相交流母线与引出相的颜色相同。

(2) 上、下布置的直流母线,由上到下排列为正极、负极;水平布置时,正极在后、负极在前;引下线正极在左、负极在右;其中正极为赭色、负极为蓝色;直流均衡汇流母线,不接地的涂紫色,接地时为紫色带黑色条纹。

(3) 封闭母线外表面及外壳内表面涂无光泽黑漆,外壳外表面涂浅色漆。

(4) 除室外软母线、封闭母线应在两端和中间适当部位涂相色漆外,其他各类母线均应在所有可见表面涂相色漆。但为保证母线搭接面接触良好以及散热及时,母线的螺栓连接及支持连接处,母线与电器的连接以及距所有连接处10mm以内的地方不应涂相色漆。

5. 室内、外配电装置的安全净距离

应符合《电气装置安装工程母线装置施工及验收规范》的规定。在施工中,应对这些部位按表4-2-2、表4-2-3、图4-2-2、图4-2-7的规定进行核对,保证母线的安全距离符合要求,避免发生设备或人身事故。

表 4-2-2 室内配电装置的安全净距

(mm)

符号	适用范围	图号
A ₁	1. 带电部分至接地部分之间 2. 网状和板状遮栏向上延伸线距地 2.3m 处与遮栏上方带电部分之间	图 3-1
A ₂	1. 不同相的带电部分之间 2. 断路器和隔离开关的断口两侧带电部分之间	图 3-1
B ₁	1. 栅状遮栏至带电部分之间 2. 交叉的不同时停电检修的无遮栏带电部分之间	图 3-1 图 3-2
B ₂	网状遮栏至带电部分之间	图 3-1 图 3-2
C	无遮栏裸导体至地(楼)面之间	图 3-1
D	平行的不同时停电检修的无遮栏导体之间	图 3-1
E	通向室外的出线套管至室外通道的路面	图 3-2

符号	额定电压(kV)										
	0.4	1~3	6	10	15	20	35	60	110J	110	220J
A ₁	20	75	100	125	150	180	300	550	850	950	1800
A ₂	20	75	100	125	150	180	300	550	900	1000	2000
B ₁	800	825	850	875	900	930	1050	1300	1600	1700	2550
B ₂	100	175	200	225	250	280	400	650	950	1050	1900
C	2300	2375	2400	2425	2450	2480	2600	2850	3150	3250	4100
D	1875	1875	1900	1925	1950	1980	2100	2350	2650	2750	3600
E	3650	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4500	5000	5000	5500

- 注 ①110J、220J 系指中性点直接接地电网；
 ②网状遮栏至带电部分之间当为板状遮栏时，其 B 值可取 A₁ + 30mm；
 ③通向室外的出线套管至室外通道的路面，当出线套管外侧为室外配电装置时，其至室外地面的距离不应小于表 4-2-3 中所列室外部分之 C 值；
 ④海拔超过 1000m 时，A 值应按图 4-2-7 修正；
 ⑤本表所列各值不适用于制造厂生产的成套配电装置。

表 4-2-3 室外配电装置的安全净距 (mm)

符号	适用范围		图号										
					额定电压(kV)								
	0.4	1~10	15~20	35	60	110J	110	220J	330J	500J			
A ₁	1. 带电部分至接地部分之间 2. 网状遮栏向上延伸距地面 2.5m 处与遮栏上方带电部分之间	图 3-3 图 3-4 图 3-5		75	200	300	400	650	900	1000	1800	2500	3800
A ₂	1. 不同相的带电部分之间 2. 断路器和隔离开关的断口两侧引线带电部分之间	图 3-3		75	200	300	400	650	1000	1100	2000	2800	4300
B ₁	1. 设备运输时,其外廓至无遮栏带电部分之间 2. 交叉的不同时停电检修的无遮栏带电部分之间 3. 栅状遮栏至绝缘体和带电部分之间 4. 带电作业时的带电部分至接地部分之间	图 3-3 图 3-4 图 3-5		825	950	1050	1150	1400	1650	1750	2550	3250	4550
B ₂	网状遮栏至带电部分之间	图 3-4		175	300	400	500	750	1000	1100	1900	2600	3900
C	1. 无遮栏裸导体至地面之间 2. 无遮栏裸导体至建筑物、构筑物顶部之间	图 3-4 图 3-5		2500	2700	2800	2900	3100	3400	3500	4300	5000	7500
D	1. 平行的不同时停电检修的无遮栏带电部分之间 2. 带电部分与建筑物、构筑物的边沿部分之间	图 3-3 图 3-4		2000	2200	2300	2400	2600	2900	3000	3800	4500	5800

- 注 ①110J、220J、330J、500J 系指中性点直接接地电网；
 ②栅状遮栏至绝缘体和带电部分之间,对于 220kV 及以上电压,可按绝缘电位的实际分布,采用相应的 B 值检验,此时允许栅状遮栏与绝缘体的距离小于 B₁ 值。当无给定的分布电位时,可按线性分布计算。500kV 相间通道的安全净距,亦可用此原则；
 ③带电作业时的带电部分至接地部分之间(110J~500J),带电作业时,不同相或交叉的不同回路带电部分之间,其 B₁ 值可取 A₂ + 750mm；
 ④500kV 的 A₁ 值,双分裂软导线至接地部分之间可取 3500mm；
 ⑤海拔超过 1000m 时,A 值应按图 4-2-7 修正；
 ⑥本表所列各值不适用于制造厂生产的成套配电装置。

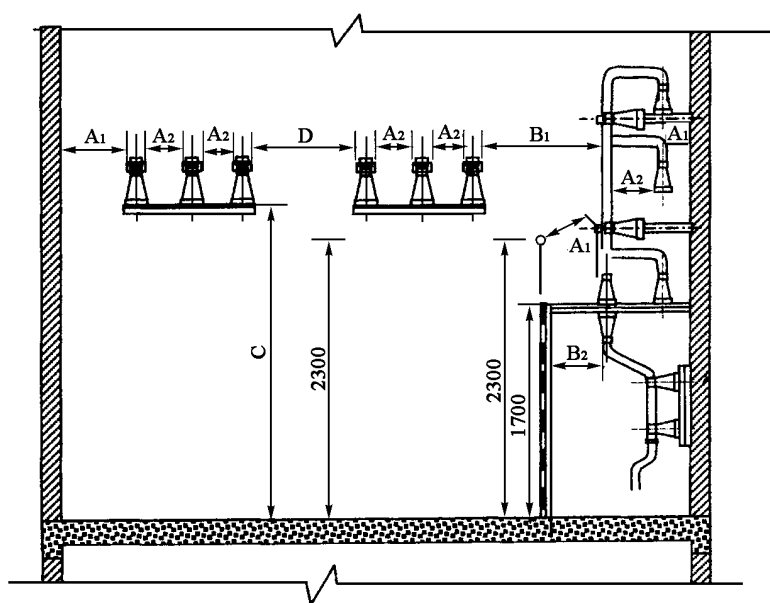


图 4-2-2 内 A_1 、 A_2 、 B_1 、 B_2 、 C 、 D 值校验

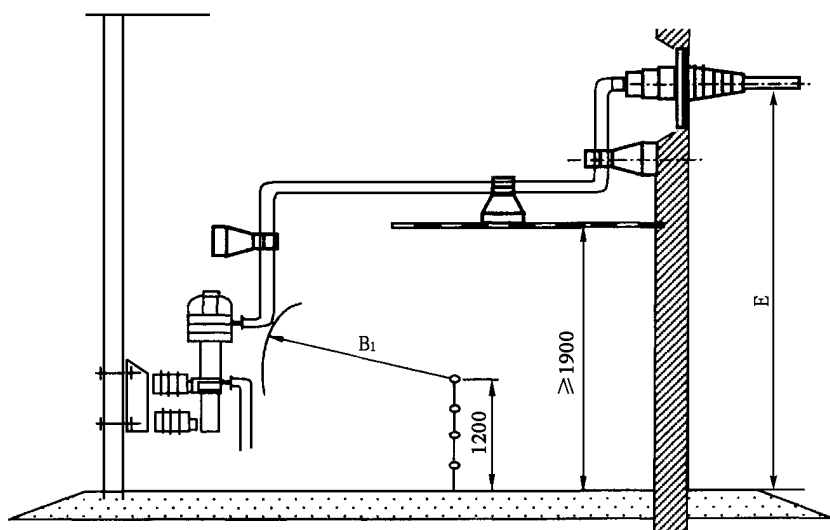


图 4-2-3 室内 B_1 、 E 值校验

(二) 硬母线的加工

现在 200MW 及以上的火力发电厂发电机出线一般均采用封闭母线,6kV 厂用母线采用共箱母线,成套高、低压开关柜的母线也由制造厂加工配制好,需在现场加工的母线已很少。但在安装前,必须按照规程、规范的要求,进行检查。100MW 及以下发电机的出线仍有在现场由施工单位自行加工硬母线的工程。因此,有必要简单介绍一下硬母线加工的技术要求。

1. 母线加工前应矫正平直,切断面应平整,切断口不得有毛刺。

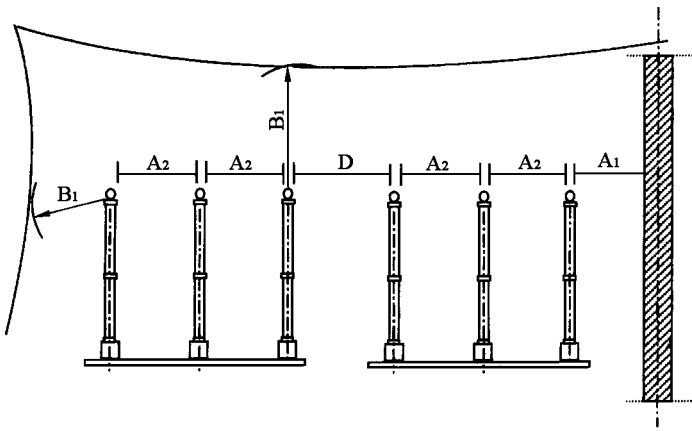
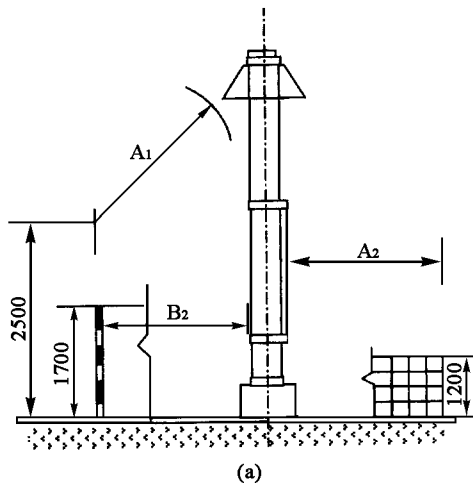
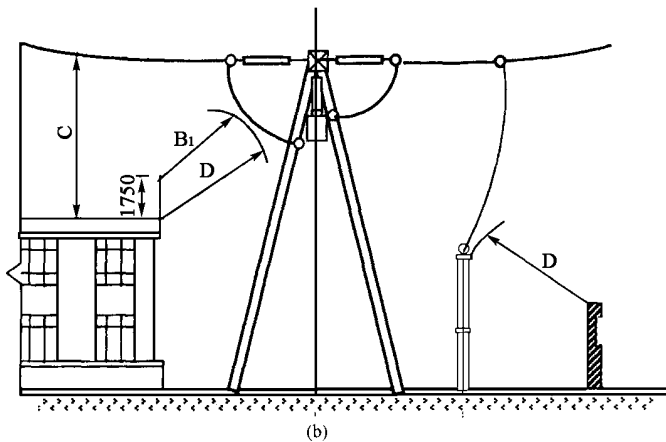


图 4-2-4 室外 A_1 、 A_2 、 B_1 、 D 值校验



(a)



(b)

图 4-2-5 室外 A_1 、 B_1 、 B_2 、 C 、 D 值校验

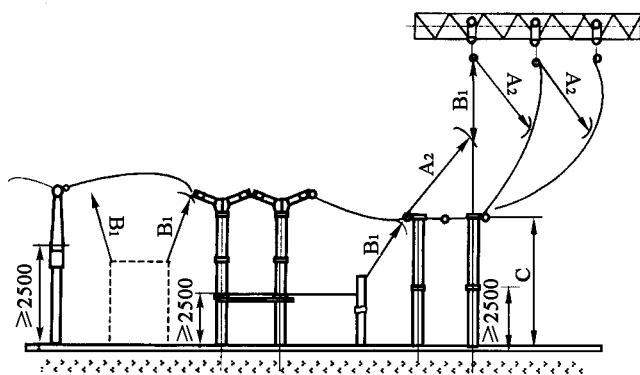


图 4-2-6 室外 A_2 、 B_1 、 C 值校验

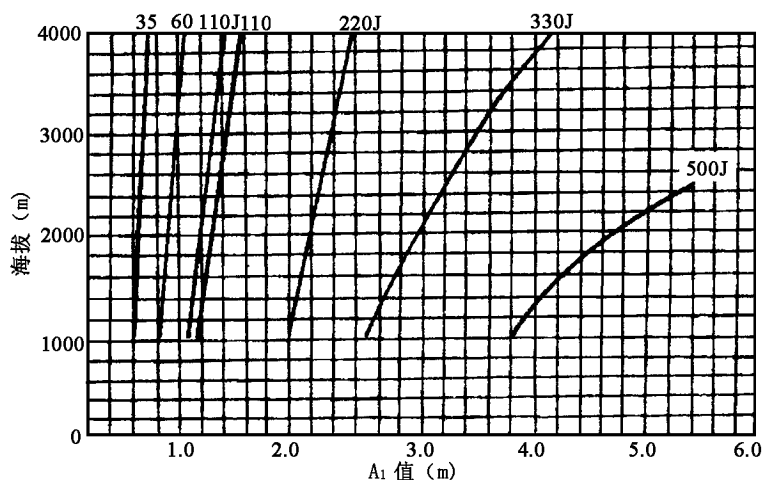


图 4-2-7 海拔大于 1000m 时 A 值的修正

(A_2 值和室内的 A_1 、 A_2 值可按本图之比例递增)

2. 矩形母线应进行冷弯,不得热弯。母线开始弯曲处距最近绝缘子的支持夹板边缘不应大于 $0.25L$,但不得小于 50mm ,距母线连接位置也不应小于 50mm (见图 4-2-8)。弯曲处不得有裂纹或显著的折皱,最小弯曲半径应符合表 4-2-4 的规定。

表 4-2-4 母线最小弯曲半径(R)值

母线种类	弯曲方式	母线断面尺寸(mm)	最小弯曲半径(mm)		
			铜	铝	钢
矩形母线	平弯	50×5 及以下	2a	2a	2a
		125×10 及以下	2a	2.5a	2a
	立弯	50×5 及以下	1b	1.5b	0.5b
		125×10 及以下	1.5b	2b	1b
棒形母线		直径为 16 及以下	50	70	50
		直径为 30 及以下	150	150	150

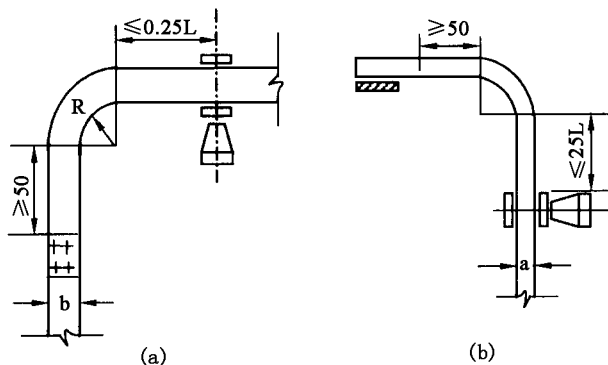


图 4-2-8 硬母线的立弯与平弯

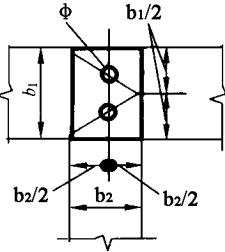
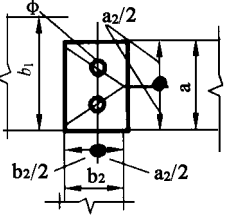
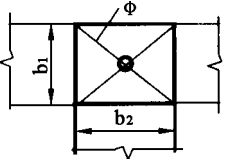
(a)立弯母线 (b)平弯母线

a—母线厚度 b—母线宽度 L—母线两支持点间跨距离

3. 矩形母线采用螺栓连接时,母线搭接应符合表 4-2-5 的要求,连接处距支持绝缘子的支持夹板边缘不应小于 50mm,上片母线端头与下片母线平弯开始处的距离不应小与 50mm(图 4-2-9)。扭转 90°时,扭转长度应为母线宽度的 2.5~5 倍。

表 4-2-5 矩形母线搭接要求

搭接形式	类别	序号	连接尺寸(mm)			钻孔要求		螺栓规格
			b ₁	b ₂	a	Φ(mm)	个数	
	直线连接	1	125	125	b ₁ 或 b ₂	21	4	M20
		2	100	100	b ₁ 或 b ₂	17	4	M16
		3	80	80	b ₁ 或 b ₂	13	4	M12
		4	63	63	b ₁ 或 b ₂	11	4	M10
		5	50	50	b ₁ 或 b ₂	9	4	M8
		6	45	45	b ₁ 或 b ₂	9	4	M8
	直线连接	7	40	40	80	13	2	M12
		8	31.5	31.5	63	11	2	M10
		9	25	25	50	9	2	M8
	垂直连接	10	125	125		21	4	M20
		11	125	100~80		17	4	M16
		12	125	63		13	4	M12
		13	100	100~80		17	4	M16
		14	80	80~63		13	4	M12
		15	63	63~50		11	4	M10
		16	50	50		9	4	M8
17	45	45		9	4	M8		

搭接形式	类别	序号	连接尺寸(mm)			钻孔要求		螺栓规格
			b_1	b_2	a	Φ (mm)	个数	
	垂直连接	18	125	50 ~ 40		17	2	M16
		19	100	63 ~ 40		17	2	M16
		20	80	63 ~ 40		15	2	M14
		21	63	50 ~ 40		13	2	M12
		22	50	45 ~ 40		11	2	M10
		23	63	31.5 ~ 25		11	2	M10
		24	50	31.5 ~ 25		9	2	M8
	垂直连接	25	125	31.5 ~ 25	60	11	2	M10
		26	100	31.5 ~ 25	50	9	2	M8
		27	80	31.5 ~ 25	50	9	2	M8
	垂直连接	28	40	40 ~ 31.5		13	1	M12
		29	40	25		11	1	M10
		30	31.5	31.5 ~ 25		11	1	M10
		31	25	22		9	1	M8

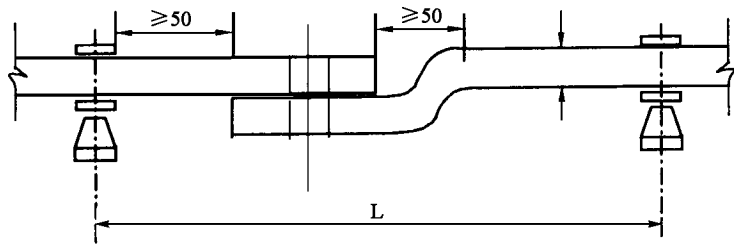


图 4-2-9 矩形母线搭接

L——母线两支持点之间的距离

4. 接触面必须平整,无氧化膜。经加工后的铜母线截面不应小于原截面的 97%,铝母线不应小于原截面的 95%。搭接必须符合规范的要求;具有镀银层的母线搭接面,不得任意锉磨。

5. 铝合金母线加工时,切断的管口应平整,并与轴线垂直;坡口应用机械加工,坡口应平滑、均匀、无毛刺;对接焊口距母线支持器夹板边缘距离不应小于 50mm;按长度供应的铝合金管弯曲度不应超过表 4-2-6 的规定。

表 4-2-6 铝合金管允许弯曲度值

管子规格 (mm)	单位长度 (m) 内的弯曲度 (mm)	全长 (L) 内的弯曲度 (mm)
直径为 150 以下的冷拔管	< 2.0	< 2.0 × L
直径为 150 以下的热挤压管	< 3.0	< 3.0 × L
直径为 150 ~ 250 热挤压管	< 4.0	< 4.0 × L

注 L 为管子的制造长度 (m)。

(三) 硬母线的安装

母线安装的关键工序是母线的连接。硬母线的连接一般可采用焊接、贯穿螺栓连接或夹板及夹持螺栓搭接,管形和棒形母线应用专用线夹连接。根据现行国家标准《电气装置安装工程母线装置施工及验收规范》中规定硬母线螺栓紧固连接搭接面的质量检验,取消了沿用多年的用塞尺检查的落后方法,规定了采用力矩扳手紧固螺栓,对硬母线搭接面的质量要求就更高了。

1. 母线与母线或母线与电器接线端子使用螺栓搭接时,母线接触面必须干净、清洁,并涂以电力复合脂。电力复合脂滴点高、导电性能好,不应再使用中性凡士林。母线平置时,贯穿螺栓应由下向上穿,螺母应置于维护侧,螺栓长度应露出螺母 2 ~ 3 扣。相邻螺栓垫圈间应有 3mm 以上的净距以避免母线螺栓间形成闭合磁路。母线伸缩节一般为定型产品,在安装前应检查伸缩节不得有裂纹、断股和折皱现象,其总截面不应小于母线截面的 1.2 倍。

2. 母线连接螺栓必须使用力矩扳手紧固,使每一个相同直径的连接螺栓工作压力相等,受力均匀,增加接触面,降低接触电阻,减少母线发热。在施工中,若设计或制造厂无规定,连接螺栓的紧固力矩值可根据表 4-2-7 选择。

表 4-2-7 钢制螺栓的紧固力矩值

螺栓规格 (mm)	力矩值 (N·m)	螺栓规格 (mm)	力矩值 (N·m)
M8	8.8 ~ 10.8	M16	78.5 ~ 98.1
M10	17.7 ~ 22.6	M18	98.0 ~ 127.4
M12	31.4 ~ 39.2	M20	156.9 ~ 196.2
M14	51.0 ~ 60.8	M24	274.6 ~ 343.2

3. 母线与螺杆形端子连接时,丝扣的氧化膜必须刷净,螺母接触面必须平整,螺母与母线间应加铜平垫圈,垫圈还应搪锡,并应使用锁紧螺母,但不能加弹簧垫,以防止接头部位过热。

4. 为避免母线在运行时产生涡流或产生电晕放电,交流母线的支持金具不能形成闭合磁路,并无棱角和毛刺,母线的上部压板与母线应有一定的间隙,母线平置时,间距应保持 1 ~ 1.5mm;立置时,间距应保持 1.5 ~ 2mm。母线在支柱绝缘子上的固定死点,每段应设置一个,并宜位于全长或两母线伸缩节中点。

5. 管形母线安装在滑动支持器上时,支持器的轴座与管形母线之间应有 1~2mm 的间隙;多片矩形母线间,应保持不小于母线厚度的间隙,相邻的间隔垫边缘间距应大于 5mm。

6. 插接母线槽的安装还应符合下列要求:

(1)悬挂式母线槽的吊钩应有调整螺栓,固定点间距不得大于 3m;母线槽的端头应装封闭罩,引出线孔的盖子应完整;

(2)各段母线槽的外壳的连接应是可拆的,外壳之间应有跨接线,并可靠接地。

7. 封闭母线的安装还应符合下列要求:

(1)封闭母线支座必须安装牢固,母线应按分段图、相序、编号、方向和标志正确放置,每相外壳的纵向间隙应分配均匀;

(2)母线与外壳应同心,误差不得超过 5mm,段与段连接时,两相邻段母线及外壳应对准,连接后不应使母线及外壳受到机械力;

(3)封闭母线不得用裸钢丝绳起吊或绑扎,外壳内和绝缘子必须擦拭干净,外壳内不得有异物;

(4)橡胶伸缩套的连接头,穿墙处的连接法兰、外壳与底座之间,外壳各连接部位的螺栓应采用力矩扳手紧固,各接合面应密封良好;

(5)外壳的相间短路板应位置正确,连接良好,相间支撑板应安装牢固,分段绝缘的外壳应作好绝缘措施;

(6)母线焊接应在封闭母线各段全部就位并调整误差合格,绝缘子,互感器全部试验合格后再进行施工;

(7)有微正压装置的封闭母线,安装完毕后应按设计定值做风压试验,检查其密封是否良好。

8. 铝合金管形母线安装还应符合的要求:

(1)为避免伤及母线,管形母线应采用多点吊装;

(2)母线终端应有防电晕装置,其表面应光滑、无毛刺或凹凸不平;

(3)同相管段轴线应在一个垂直面上,三相母线管段轴线应互相平行。

(四)硬母线的焊接

槽形母线、管形母线、封闭母线的连接都应采用氩弧焊,氩弧焊在施焊中,可将空气与焊件隔离,不会产生氧化膜和气泡;同时,氩弧焊加热时间短,电流均匀,母线退火不严重,强度降低不多,焊接工艺美观。因此,上述几种母线接头的焊接不得使用气焊或碳弧焊。至于矩形母线应采用螺栓连接,通常不采用焊接接头。

1. 母线焊接使用的焊条、焊丝应符合现行的国家标准,表面应无氧化膜、水分和油污等杂物。为保证焊缝的质量,施焊前,应用钢丝刷清刷坡口两侧各 50mm 范围的表面,不得有氧化膜、水分和油污,坡口加工宜使用坡口机,以保证坡口无毛刺、飞边,并能保证坡

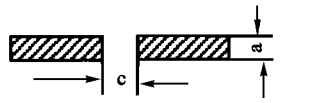
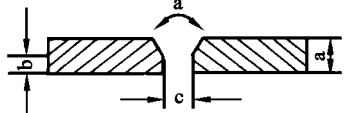
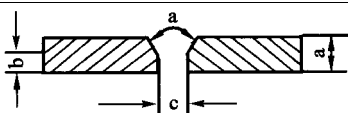
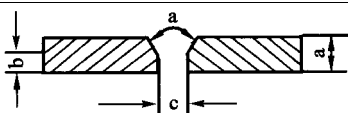
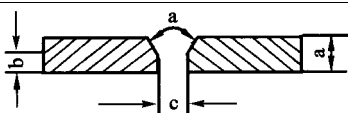
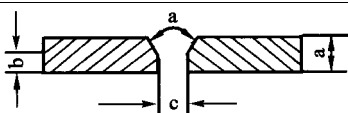
口均匀。

2. 为保证母线焊缝的接触面积和母线的外观整体工艺美观,母线焊接前对口应平直,弯折偏移不应大于 0.2%;中心线偏移不应大于 0.5mm;为避免母线焊缝产生气泡、夹渣或裂纹,每一焊缝应一次焊完,母线焊完未冷却前,不得移动或受力,防止母线的焊缝产生裂纹或变形。

3. 为满足母线焊缝的强度和载流量,母线对接焊缝的上部应有 2~4mm 的加强高度,330kV 及以上的硬母线的焊缝应呈圆弧形,不得有毛刺,以减少电晕和尖端放电,对通信和热电设备的干扰。

4. 焊口的形式和坡口的尺寸对于铝及铝合金硬母线的焊接质量关系很大,这类母线对焊时,焊口尺寸应符合表 4-2-8 的规定;为加强管形母线的机械强度,管形母线的焊口应加衬管(图 4-2-10)。

表 4-2-8 对口焊口尺寸

母线类别	焊口形式	母线厚度 a	间隙 c	钝边厚度 b	坡口角度 (α°)
矩形母线		< 5	< 2		
		5	1~2	1.5	65~75
管形母线		6.3~12.5	2~4	1.5~2	65~75
		3~6.3	1.5~2	1	60~65
		6.3~10	2~3	1.5	60~75
		10~20	3~5	2~3	65~75

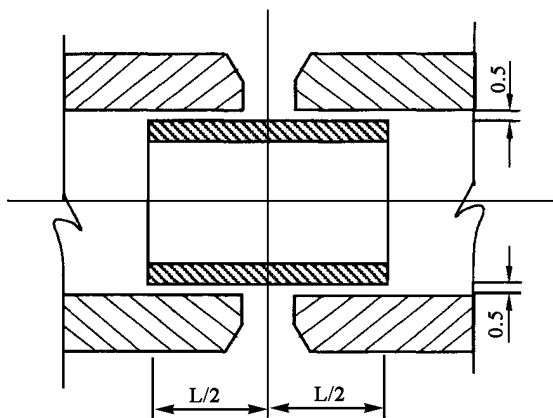


图 4-2-10 衬管位置图
L—衬管长度

5. 母线施焊前,焊工必须经过考试合格,持证上岗,焊工考试的试样应符合以下要求:

- (1)试样的材料、接头形式、焊接位置、工艺标准等应与实际施工完全相同;
- (2)焊缝应采用×光无损探伤,质量标准应按有关标准的规定;
- (3)焊缝的表面和断口不应有凹陷、裂纹、未熔合、未焊透等缺陷;
- (4)铝、铝合金母线焊缝经抗拉强度试验,其焊缝接头的平均最小抗拉强度不得低于原材料的75%;
- (5)焊缝的直流电阻不大于同截面、同长度的原金属的电阻值;
- (6)考试合格的试样应妥善保存,以备质量监督检查。

(五)软母线的架设

1. 软导线不得与地面磨擦,对导线应进行严格检查,导线不得有扭结、松股、断股以及明显的损伤和严重腐蚀等缺陷,扩径导线不能有明显的凹陷和变形。

2. 采用的金具必须有质量合格证,在安装前,还应按开箱检查内容对金具进行认真检查。

3. 软母线和组合导线在档距内不得有连接接头,并应使用专用线夹在跳线上连接;软母线经螺栓耐张线引至设备时不得切断,应成一体。

4. 软导线与线夹连接时,必须除去接触面的氧化膜,并涂电力复合脂,以减小接触电阻,为防止氧化,连接前应清除导线和线夹表面油污,最好使用丙酮或汽油,清洗长度不应小于连接长度的1.2倍。当软母线与钢制螺栓型耐张线夹或悬垂线夹连接,为防止损伤铝导线,应按规定包绕铝包带,采用压接型线夹连接时,导线的端头伸入耐张线夹或设备线夹的长度应达到规定的要求。

5. 为确保母线连接施工质量,在正式压接前必须按规定取样试压,合格后方可进行压接。

6. 液压时,压接的模具必须与被压管配套,液压钳应与模具匹配,扩径导线与耐张线夹压连接时,应用相应的材料将扩径导线中心的空隙填满,压接时必须保持线夹的正确位置,不得歪斜,相邻两模间重叠不应小于5mm,接续管压接后,其弯曲度不宜大于接续管全长的2%;压接后,不应使接续管口附近导线有隆起和松股,接续管表面应光滑、无裂纹;330kV及以上电压的接续管应倒棱、去毛刺;压接后六角形对边尺寸应为 $0.866D$ (D 为接续管外径),当任何一个对边尺寸超过 $0.866D + 0.2\text{mm}$ 时,应更换钢模。

7. 母线弛度应符合设计要求,其允许误差为+5%、-2.5%,同一档距内的三相母线的弛度应一致,相同布置的分支线,也应有同样的弯度和弛度,扩径母线的弯曲度不应小导线外径的30倍,母线跳线与引下线安装后应自然下垂,距框架及线间距离应符合配电装置安全净距的规定。

8. 组合导线安装时,导线的圆环、固定线夹以及所使用的各种金具必须齐全,圆环及

固定线夹在导线上的固定位置应符合设计要求,其距离误差不得超过 $\pm 3\%$ 。

9. 线夹螺栓必须均匀拧紧,紧固 U 型螺丝时,应使两端均衡;可调金具的调节螺母,在导线安装完后,必须锁紧。

(六) 绝缘子与穿墙套管的安装

在母线装置中绝缘子应包括支柱绝缘子和悬式绝缘子两种,为防止因设备原因而造成返工,故在安装前,必须按开箱检查的规定和内容对绝缘子以及穿墙套管进行认真检查,外观检查合格后还应按电气交接试验的规定进行试验,合格后方可安装。绝缘子和穿墙套管的安装应符合下列技术要求。

1. 安装在同一平面或垂直面上支柱绝缘子或穿墙套管的顶面,应位于同一平面上,其中心线位置应符合设计要求;直线段的支柱绝缘子的安装中心线应在同一直线上;支柱绝缘子叠装时,中心线应一致,固定应牢固,紧固件应齐全;支柱绝缘子和穿墙套管的底座或法兰盘不得埋入混凝土或抹灰层内;三角形组合支柱绝缘子的安装还应符合产品的技术要求。

2. 悬式绝缘子串的安装应与地面垂直,不能满足要求时,倾斜角应不超过 5° ;组合时,为防止绝缘子串脱落,造成导线接地短路或设备人身事故,联接金具的螺栓、销钉及锁紧装置等必须符合现行国家标准,穿向应一致。耐张绝缘子串的碗口应向上,球头挂环、碗头挂板及锁紧销等应互相匹配;弹簧销应有足够弹性,闭口销必须分开,并不得有折断或裂纹,严禁用线材代替;均压环、屏蔽环等保护金具应安装牢固,位置正确;为防止绝缘子运行时污闪,绝缘子吊装前应清擦干净。

3. 为防止涡流造成严重发热,额定电流在 1500A 及以上的穿墙套管的固定钢板应开槽,使之不形成闭合磁路;600A 及以上的穿墙套管的金属夹板(紧固件除外)应采用非磁性材料,金属夹板厚度不应小于 3mm,当母线为两片及以上时,母线本身间应予以固定;充油套管水平安装时,其储油柜及取油样管路应无渗漏,油位指示清晰,注油和取油阀位置应装设于巡回监视侧,套管内的油应取样化验合格;为保证人身和设备的安全,套管的接地端子及不用的电压抽取端子应可靠接地。

三、母线装置安装工程试验的主要项目

母线装置的试验是保证安装质量及机组稳发、满发安全运行的非常重要的手段。母线的套管和绝缘子的交接试验一般包括安装前的试验和安装后的试验,安装前的试验主要是为了避免母线安装后耐压试验时,因绝缘子被击穿或不合格,需要更换,造成施工困难和人力物力的浪费。母线装置安装工程的交接试验主要有以下项目。

(一) 套管的主要试验项目

1. 测量绝缘电阻;
2. 交流耐压试验;

3. 测量 20kV 及以上非瓷套管的介质损耗角正切值 $\tan\delta$ 和电容值；
4. 套管绝缘油的试验。

(二) 悬式绝缘子和支柱绝缘子主要试验项目

1. 测量绝缘电阻；
2. 交流耐压试验。

四、母线装置安装工程质量监督检查的要点

(一) 母线装置施工的质量监督检查

1. 绝缘子和穿墙套管及支架安装的质量检查

(1) 高压绝缘子及穿墙套管严禁有裂纹、缺损和瓷釉损坏，铁件无损伤、锈蚀，铁瓷胶合处填料饱满、牢固。

(2) 安装位置正确、符合设计图纸要求，误差在允许范围内，安装牢固、横平竖直、排列整齐、间距一致、绝缘子表面清洁；充油套管密封无渗漏、油位指示器清晰在巡视侧；所有螺栓、垫圈、闭口销、锁紧销、弹簧垫圈、锁紧螺母齐全可靠。

(3) 金属构件防腐油漆色泽均匀，粘合牢固；支持绝缘子底座、套管的法兰、保护网(罩)等不带电的金属构件接地符合规定、牢固可靠、接地线截面选用正确，排列整齐，方向一致。

2. 硬母线安装的质量检查

(1) 母线与母线或母线与电器设备接线端子的螺栓连接以及不同金属母线的连接正确、符合设计规定，接触可靠；必要时，可检查母线压接试件。

(2) 相间及对地距离符合要求；母线平弯或立弯的最小弯曲半径符合表 3-11 的要求；抽查母线螺栓连接的力矩的施工记录，力矩定值符合表 3-14 的规定。

(3) 母线焊接接头的对口、焊缝应符合规范的有关规定；接头表面应无肉眼可见的裂纹、气孔、夹渣等缺陷；咬边深度不得超过母线厚度(管形母线为壁厚)的 10%，且其总长度不得超过焊缝总长度的 20%；焊缝处的加强高度和两侧凸出的尺寸符合规定，残余焊药清除干净；必要时，可检查母线焊接试件。

(4) 母线色标正确、涂漆应均匀，无起层、皱皮等缺陷。

3. 软导线安装的质量监督检查

(1) 导线外观检查无断股，断面损伤在规定范围内。

(2) 金具规格型号符合设计要求，与导线匹配；外观检查镀锌完整、无变形、裂纹。

(3) 螺栓连接牢固均匀，液压连接导线插入深度符合要求；必要时，可检查试压试样。

(二) 工程文件资料的监督检查

1. 质量保证资料

(1) 设备制造厂提供的产品说明书、出厂合格证、出厂试验报告；主材出厂合格证及

材质证明或材质性能报告,若无出厂合格证或资料不全时,应按表 3-8 的要求检查母线材质的检验报告。

(2)设备开箱检查记录、设备缺陷处理记录,入厂试验报告或入厂检验记录等。

(3)焊工培训记录、考试记录以及上岗合格证。

(4)试压或试焊检查记录。

2. 过程控制记录

(1)母线装置安装记录(包括附件安装前的检查记录、母线螺栓连接记录、母线焊接记录、软导线压接记录)施工过程缺陷处理记录、材料代用审批记录等。

(2)监理工程师关于母线装置安装的有关记录。

3. 试验和检验记录

(1)套管、绝缘子及母线试验报告或记录。

(2)母线装置验收评定记录(验评单)。

(3)母线装置隐蔽验收记录或验收签证。

4. 施工技术文件

(1)母线装置施工作业指导书或施工技术措施。

(2)图纸会审记录及设计变更文件。

(3)监理有关文件。

第三节 母线的试验

母线是电力系统的重要设备,起着汇集与分配电能的作用。母线事故往往造成比较严重的停电事故,尤其是特大型发电厂或中枢变电站母线事故的后果更为严重。

母线的试验项目:一是检查连接部分的接触情况,在运行条件下还可采用示温蜡片观察连接处是否发热来判断接触情况。示温蜡片既可以用绝缘杆支撑在运行条件下进行带电测试,也可以事先在停电时贴好,由运行人员巡视时监视。目前红外成像测温技术已大量用于监测接头处温度,精度很高,也很方便。二是在停电条件下对母线进行交流耐压试验,目的是考验母线支持绝缘子及部分辅助设备(如隔离开关支座等)对地绝缘能力。母线交流耐压试验电压见表 4-2-9。许多运行单位在试验设备容量足够时,对母线进行耐压试验时一般连同母线所带断路器、电流互感器,隔离开关一起进行。母线耐压试验时应注意以下问题:

表 4-2-9 母线交流耐压试验电压

系统额定电压(kV)	6	10	35	1 以下
母线耐压(kV)	28	38	85	1

1. 交流耐压试验时所有非试验人员应退出配电室,通往邻近高压室门闭锁,而后方可加压,母线通至外部的穿墙套管等加压处应作好安全措施,派专人监护。
2. 母线耐压试验时母线所带电压互感器、避雷器等设备应当与母线断开,并保证有足够的安全距离。
3. 对有两段母线且一段运行或母线所带线路一侧仍带电的情况,做母线耐压试验时应注意母线与带电部位距离是否足够。二者距离承受电压应按交流耐压试验电压与运行电压之和考虑。间隔距离不够时应设绝缘挡板或不再进行耐压试验,而对母线用 2500V 兆欧表进行绝缘电阻试验。
4. 母线耐压时间为 1min,无击穿、无闪络、无异常声响为合格。

第四节 母线的检修

母线材料有铜、铝、钢三种。母线分为硬母线和软母线两类。其中,硬母线又分为矩形、槽形、菱形、管形、水内冷(管形)和封闭母线等;软母线又分为铜绞线、铝绞线和钢芯铝绞线。

母线的检修除了正常进行大小修以外,还应根据母线形状的变化和存在的缺陷有针对性的进行检修。

一、母线常见的故障

1. 母线的接头由于接触不良,接触电阻增大,造成发热,严重时会使接头烧红。
2. 母线的支持绝缘子由于绝缘不良,使母线对地的绝缘电阻降低。严重时导致闪络和击穿。
3. 当大的故障电流通过母线时,在电动力和弧光闪络的作用下,会使母线发生弯曲、折断或烧坏,使绝缘子发生崩碎。

二、硬母线的一般检修

1. 清扫母线,清除积灰和脏污;检查相序颜色,要求颜色显明,必要时重新刷漆或补刷脱漆部分。

2. 检修母线接头,要求接头应接触良好,无过热现象。其中采用螺栓连接的接头,螺栓应拧紧,平垫圈和弹簧垫圈应齐全。用 0.05×10 毫米塞尺检查,局部塞入深度不得大于5毫米;采用焊接连接的接头,应无裂纹、变形和烧毛现象,焊缝凸出成圆弧形,铜铝接头应无接触腐蚀;户外接头和螺栓应涂有防水漆。

3. 检修母线伸缩节,要求伸缩节两端接触良好,能自由伸缩,无断裂现象。

4. 检修绝缘子及套管,要求绝缘子及套管应清洁完好,用1000伏摇表测量母线的绝缘电阻应符合规定。若母线绝缘电阻较低,应找出故障原因并消除,必要时更换损坏的绝缘子及套管。

5. 检查母线的固定情况,要求母线固定平整牢靠;并检修其它部件,要求螺栓、螺母、垫圈齐全,无锈蚀,片间撑条均匀。必要时应对支持绝缘子的夹子和多层母线上的撑条进行调整。

三、硬母线接头的解体检修

1. 接触面的处理,应消除表面的氧化膜、气孔或隆起部分,使接触面平整而略粗糙。处理的方法可用粗锉把母线表面严重不平的地方锉掉,然后用钢丝刷来刷。铝母线锉完之后要先涂一层凡士林(因为铝表面很容易氧化,需要用凡士林把母线的表面与空气隔开)然后用钢丝刷再刷。最后把脏凡士林擦去,再在接触面涂一层薄的新凡士林并贴纸作为保护。铝母线的接触面不要用砂纸打磨,以免掉下的玻璃屑或砂子嵌入金属内,增加接触电阻。

铜母线或钢母线的接触面,都要搪一层锡。如果由于平整接触面等原因而使锡层被破坏,就应重搪。搪锡的方法:将焊锡熔化在焊锡锅内,把母线要搪锡的部分锉平擦净,涂上松香或焊油并将它放在锅上。然后多次的把熔锡浇上去,等到母线端部粘锡时,则可直接将端部放在焊锡锅里浸一会,然后拿出用抹布擦去多余部分。搪锡层的厚度约为 $0.1 \sim 0.15$ 毫米。焊锡的熔点在 $183 \sim 235^{\circ}\text{C}$ 之间,一般根据其颜色来判别,即锅内所熔焊锡表面呈现浅兰色时,就可以开始搪锡。

2. 拧紧接触面的连接螺栓。螺栓的旋拧程度要看安装时的温度而定,温度高时螺栓就应当拧得紧一些,温度低时就应当拧得松一些。拧螺母时,应根据螺栓直径大小选择尺寸合适的扳手。采用过大的扳手用力稍大易把螺栓拧断,采用过小的扳手用力很大但螺母还未拧紧。由于铝在压力下会缓慢的变形,所以螺栓拧紧后,过一些时间还会变松,所以在送电之前再检查一次螺栓的紧度。螺母拧紧后应使用厚 0.05 毫米的塞尺在接头四周检查接头的紧密程度。

3. 为防止母线接头表面及接缝处氧化,在每次检修后要用油膏填塞,然后再涂以凡士林油。

4. 更换失去弹性的弹簧垫圈和损坏的螺栓、螺母。

5. 补贴已融化或脱落的示温片。

四、软母线的检修

1. 清扫母线各部分,使母线本身清洁并且无断股和松股现象。
2. 清扫绝缘子串上的积灰和脏污,更换表面发现裂纹的绝缘子。
3. 绝缘子串各部件的销子和开口销应齐全,损坏者应予更换。
4. 软母线接头发热的处理:

(1)清除导线表面的氧化膜使导线表面清洁,并在线夹内表面涂以工业凡士林油或防冻油(由凡士林和变压器油调和而成,冬季用)。

(2)更换线夹上失去弹性或损坏的各个垫圈,拧紧已松动的各式螺丝。根据检修经验证明,母线在运行一段时间以后,线夹上的螺丝还会发生不同程度的松动,所以在检查时应注意螺丝松动的情况。

(3)对接头的接触面用 0.05 毫米的塞尺检查时不应塞入 5 毫米以上。

(4)更换已损坏的各种线夹和线夹上钢制镀锌零件。

(5)接头检查完毕后,在接头接缝处用油膏填塞后再涂以凡士林油。

第五节 母线的运行维护

一、母线的操作

1. 在双母线接线中,进行倒母线操作的顺序:应先合母联隔离开关及母联断路器,并将断路器改为非自动的,然后操作线路隔离开关,即先逐一合上备用母线上的隔离开关,再逐一拉开工作母线上的隔离开关。在操作过程中要注意电流分布,防止母联断路器过负荷。

2. 热备用设备进行倒母线操作时,应先拉、后合,防止发生通过两组母线隔离开关合环的误操作事故。

3. 当运行中的双母线需停一组时,要防止电压互感器低压侧倒充电。母线操作若有母差保护,必须用装有母差保护的母线充电闭合。

4. 线路倒母线后,应注意将线路所用的电压互感器电源做相应的切换。对有母差保护的线路应按母差保护的有关规定执行。

5. 如母线上已有一组电容器在运行时,另一组电容器不允许投入,防止倒充电。

二、运行中的巡视检查

母线是变电所内集中或分配电能的装置,母线在通过短路电流后,不应发生明显的弯曲变形和损坏。母线允许运行温度应不超过 70°C ,其观测方法有:

1. 变色漆。
2. 试温蜡片。
3. 半导体点温计。
4. 利用雪天观察接头处雪的融化来判断是否发热。

对室外母线绝缘子要定期检查绝缘情况和清扫。

巡视检查时应注意事项:

- (1) 母线的支持绝缘子及套管是否清洁,有无裂纹和放电响声。
- (2) 连接点的示温片是否熔化,尤其是铜、铝接头应严格检查,在高峰负荷期间或对接点有怀疑时应进行温度测量。
- (3) 检查母线连接处有无松动、脱落现象。

三、常见故障处理

1. 变电所母线发生故障,影响很大,严重时会使整个变电所停电,其原因多数是因运行人员误操作时设备损坏造成的,也有外部原因(如小动物、长草等)和线路断路器的继电保护拒绝动作而越级跳闸造成的。

2. 对双母线连接,可装设母差保护,当发生故障时,母差保护有先择性的切除故障母线,可减少母线全部停电的机会,并缩小事故范围。

3. 当母线断路器跳闸时,应先检查母线,在消除故障后方可送电,严禁用母联断路器对母线强行送电,以免事故扩大。

4. 当母线由于备用保护动作而跳闸(一般因线路故障而线路继电保护拒绝动作发生越级跳闸)时,应找出故障元件并排除故障后,再恢复母线送电。

5. 当母线断路器装有重合闸装置时,在重合闸失败后,应立即倒换至备用母线供电。

6. 若跳闸前在母线上曾有人工作过时,更应详细检查母线,以免误送电而威胁人身及设备的安全。

四、母线的保护

(一) 母线的故障

母线的主要故障是单相接地和相间短路,运行经验证明,其中最常见的是单相接地,原因是由于空气污秽(其中含有损坏绝缘的气体或固体物质,如盐污、工业尘埃等),从而导致母线绝缘子和断路器套管发生闪络、母线绝缘子和断路器套管及隔离开关支持绝缘

子的损坏、装设在母线上的电压互感器及装设在断路器和母线之间的电流互感器发生故障等,以及工作人员带接地线误合闸、带负荷误拉隔离开关都会造成母线的故障。母线故障的机率虽然比线路故障少得多,但在母线上连接着电源和供电元件,一旦母线发生故障影响很大,它可能使供电元件停电,甚至使系统稳定破坏。为了预防母线故障,最主要的是提高运行维护水平,减少绝缘子的污秽、损坏和误操作。同时在母线故障时,应有选择性地、迅速切除故障。

母线的保护可以利用其所接供电元件的保护来实现。例如利用线路保护来保护降压变电所高压侧母线,利用供电变压器的过电流保护来切除低压侧母线故障,但这种方法通常只用于功率不太大和电压较低的电力网中,在重要的变电所中,应该装设专用的母线保护,如电流保护和差动保护等。

如图 4-2-11 所示的具有两台降压变压器 T1 和 T2 的降压变电所,正常时变电所的低压母线采用分段运行方式(即 QF5 打开)。当低压母线发生故障,由相应变压器的过电流保护使其断路器跳闸,有选择性地将母线故障切除。这种保护方式的优点是简单、经济,不需要另外增加设备。但切除故障的时间太长,往往不能满足运行上的要求。因此,这种保护方式只能用于不太重要的较低电压的电力网络中。

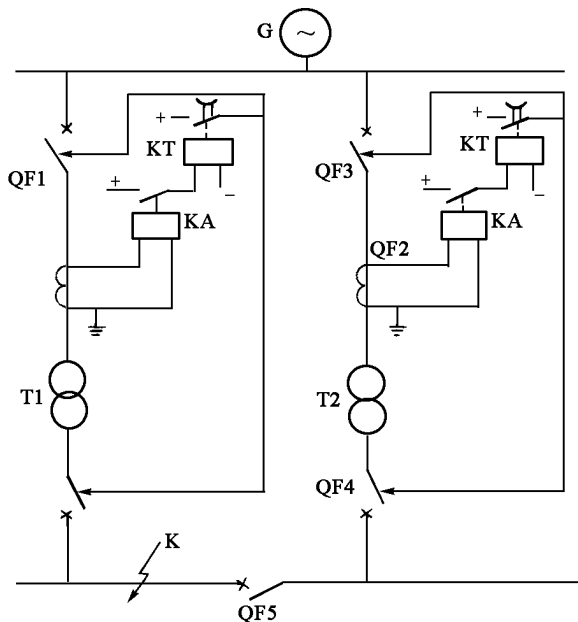


图 4-2-11 利用变压器的过电流保护来切除低压母线的故障示意图

(二)母线的电流保护

在降压变电所 6~10kV 的分段单母线上,可以应用简单的电流保护原理来实现母线保护。每一分段母线上的故障由装在分段断路器上的两段式电流保护和变压器的后备

保护(过电流保护)来切除。其原理接线如图 4-2-12 所示。

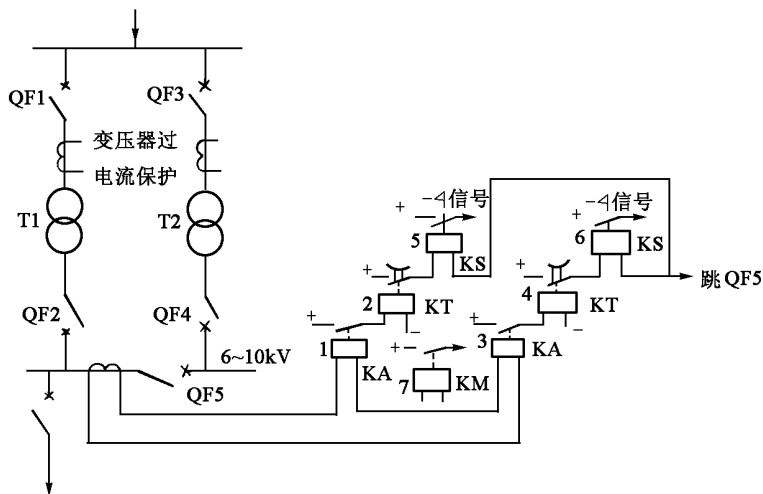


图 4-2-12 分段断路器上两段式电流保护

第一段为限时电流速断保护,由继电器 1、2、5 组成,作为母线故障的主保护,动作电流按大于出线瞬时电流速断的最大动作电流整定,时间比出线上瞬时电流速断的动作时间大一个 Δt ,即

$$\left. \begin{aligned} I_{act} &= K_{rel} \cdot I_{WL \cdot act \cdot max} \\ t_1 &= 0.5s \end{aligned} \right\} \quad (4-2-1)$$

式中 $I_{WL \cdot act \cdot max}$ ——出线上瞬时电流速断保护的最大动作电流。

第二段为定时限过电流保护,由继电器 3、4、6 组成,作为母线和出线故障的后备保护。其动作电流按躲过区外故障切除后,保护在最大工作电流的情况下返回的条件整定(考虑电动机自启动),即与一般的过电流保护整定方法相同。其动作时间比出线上过电流保护的最大动作时间大一个 Δt ,即

$$\left. \begin{aligned} I_{act} &= \frac{K_{rel}}{K_{re}} K_{MS} I_{L \cdot max} \\ t_2 &= t_{WL \cdot max} + \Delta t \end{aligned} \right\} \quad (4-2-2)$$

式中 $t_{WL \cdot max}$ ——线路上过电流保护的最大动作时间。

为此,变压器过电流保护的動作时间 t_3 比分段过电流保护的動作时限 t_2 还要大一个 Δt ,即

$$t_3 = t_2 + \Delta t \quad (4-2-3)$$

当任一段母线上短路时,限时电流速断保护将分段断路器 QF5 先跳闸,然后相应变压器的过电流保护将变压器跳闸,故障便完全切除。

由上面分析可知,分段断路器的过电流保护还对出线及母线故障起后备保护作用。

当出线上装有电抗器时,其出线断路器通常按不能切除电抗器前的短路条件来选择,此时,分段断路器上的限时电流速断保护应改为瞬时电流速断保护,即将图 4-2-12 中的时间继电器 2 改为中间继电器 7,动作电流应按躲过在电抗器后短路时流过保护的最大电流整定,此最大电流包括短路电流及负荷电流,因为这时母线上残余电压较高,各出线均要送出较大的负荷电流。

母线电流保护比较简单,但只能用在单方供电以及母线分段数为 2 的情况下,才能保证有先反性,所以通常用于 6~10kV 的降压变电所。

(三)母线的差动保护

1. 母线完全电流差动保护的基本原理

如前所述,电流差动保护的基本原理是根据其尔霍夫第一定律,即流向某一结点的电流之和为零。现将母线看成为一个结点,并以图 4-2-13 中的单母线完全差动保护来阐明其基本原理。

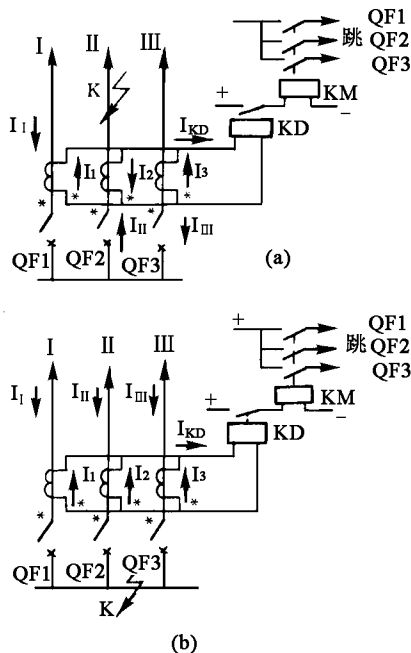


图 4-2-13 单母线完全差动保护的原理图

(a)外部故障时的电流分布 (b)内部故障时的电流分布

图 4-2-13 中,在母线所有连接元件上,装设同一变比的电流互感器,并将电流互感器的二次线圈同极性端子互相连接,继电器跨于两连线之间。

(1)正常运行时,假定各支路一次电流的正方向均流向母线,则一次电流之和为零。即

$$\dot{I}_I + \dot{I}_{II} + \dot{I}_{III} = 0$$

二次电流亦为零(没有考虑不平衡电流),即

$$\dot{i}_1 + \dot{i}_2 + \dot{i}_3 = 0$$

所以流入继电器的电流 $\dot{i}_{KD} = 0$,保护装置不会动作。

(2)外部故障时,由图 4-2-13(a)可得

$$\dot{i}_I + \dot{i}_{III} = \dot{i}_{II}$$

即

$$\dot{i}_I - \dot{i}_{II} + \dot{i}_{III} = 0$$

则流入继电器的电流为:

$$\dot{i}_{KD} = \dot{i}_I - \dot{i}_2 + \dot{i}_3 = \frac{\dot{i}_I - \dot{i}_{II} + \dot{i}_{III}}{K_i} = 0$$

所以保护装置也不会动作。

(3)在母线上发生故障时,由图 4-2-13(b)可知,则流向母线电流之和等于短路电流 \dot{i}_k 。即

$$\dot{i}_I + \dot{i}_{II} + \dot{i}_{III} = \dot{i}_k$$

流入继电器的电流为

$$\dot{i}_{KD} = \dot{i}_1 + \dot{i}_2 + \dot{i}_3 = \frac{\dot{i}_I + \dot{i}_{II} + \dot{i}_{III}}{K_i} = \frac{\dot{i}_k}{K_i}$$

由上式可知,当母线上发生故障时,继电器反应全部短路电流之和,因此保护装置动作,跳开母线上全部断路器。

以上的分析,没有考虑电流互感器的误差,实际上由于电流互感器存在励磁电流,二次电流与一次电流并不完全成线性关系,即存在着误差,这样,在正常运行及外部短路时,虽然一次电流之和为零,但二次电流之和并不为零,而有不平衡电流存在,其数值即为各电流互感器励磁电流之和(归算到二次侧)。而当母线发生短路时,其短路电流 \dot{i}_k 比电流互感器的励磁电流大得多,此时可将励磁电流忽略不计,则如上所述,流入差动继电器的电流为

$$\dot{i}_{KD} = \frac{\dot{i}_k}{K_i}$$

2. 差动继电器的整定原则

(1)为了保证在区外发生短路时不误动作,保护装置应按躲过最大不平衡电流整定。即

$$I_{act} = K_{rel} I_{ub \cdot max} \quad (4-2-4)$$

式中 K_{rel} ——可靠系数,大于 1;

$I_{ub \cdot max}$ ——区外故障时的最大不平衡电流。

(2)运行中,当电流互感器二次回路断线,继电器中所流过的电流即为断线臂原来的

电流,为了防止误动作,保护的動作电流应大于最大容量支线的最大工作电流。即

$$I_{\text{act}} = K_{\text{rel}} I_{\text{or-max}} \quad (4-2-5)$$

式中 K_{rel} ——可靠系数,大于 1;

$I_{\text{or-max}}$ ——最大容量支线的最大工作电流。

选取式(4-2-4)及式(4-2-5)中较大者作为整定条件。

由于在区外短路开始期间,不平衡电流中含有较大的非周期分量,为了避免误动作,所以应采用带有速饱和变流器的差动电流继电器,一般采用 BCH-2 型。

第三章 电 缆

第一节 电缆概述

一、电缆的发展和应用

随着电能的应用和发展,为了适应输送和分配大功率电能的需要,在 110 年前世界上首次出现了电力电缆。1890 年,英国开始安装了 10kV 单相电缆。20kV 及 35kV 三芯电缆是在 1910 年以后才逐步发展使用的。1920 年英国第一次设计并于 1926 年生产了 33~66kV 充油电缆。由于充油电缆运行后,性能良好,因而 1930 年代英国城市的主要输电线路,广泛地采用了 66kV 充油电缆。1927 年美国开始采用 132kV 充油电缆,1934 年又敷设使用了第一条 220kV 电缆。法国于 1952 年和 1960 年先后制成了 380~425kV 和 500kV 充油电缆,并于 1970 年代初在一些国家投入运行。

我国电力电缆的生产是在 1930 年代后期开始的,到 1949 年电缆的生产规模还小,能力还很薄弱,曾生产过 6.6kV 橡皮绝缘铅包电缆。新中国成立后,随着国家开展大规模经济建设,电力工业迅速增长,电缆工业也迅猛发展。1951 年研制成 6.6kV 铅包纸绝缘电力电缆,在此基础上,生产了 35kV 及以下粘性浸渍纸绝缘电力电缆的系列产品。1966 年生产了第一条 66kV 充油电缆,并在大连第二发电厂投入运行。同时研制生产了南京下关处横过长江的 110kV 充油电缆。1968 年和 1973 年先后研制、生产了 220kV 和 330kV 充油电缆,并先后在刘家峡、新安江、渔子溪、乌江渡等水电站投入运行。1983 年研制了 500kV 充油电缆,并在辽宁省内敷设运行。另外,1976~1983 年还试制生产了 10~110kV 交联聚乙烯绝缘电缆。1959 年和 1973 年分别生产了 10kV 和 35kV 不滴流电缆。1982 年生产了超长的 35kV 海底电缆。今后我国将发展特高压自容式充油电缆和

特高压管道充气电缆。

传送电能的线路有架空裸导线(一般称为架空导线)和电缆两种。架空导线与电缆相比,各有其优点。架空导线具有结构简单、制造方便、造价便宜、施工容易和便于检修等优点。而电缆线路一般埋于土壤或敷设于室内、沟道、隧道中,不用杆塔,占地面和空间少;受气候条件和周围环境条件影响小,供电可靠;安全性高;宜于在城市中向工业地区供电;不需在路面架设杆塔和导线,使市容整齐美观;运行简单方便;维护费用低。一般架空导线用于室外输电线路,而电缆常用于工厂矿山企业内部的供电、一些发电厂的引出线、城市的供电和过江过海的水下输电线路。

现代化的工厂矿山企业中,电力电缆的需用量是很大的。例如一个100MW的火力发电厂,需要电缆的总长度可达70km,其中电力电缆约为30km。容量更大的火电厂或其他大型工厂,电缆的用量将达数百公里。随着城市建设的发展,对市容整齐美观和供电安全可靠的要求也提高了,城市供电逐渐以敷设于地下的电缆线路,来代替架空导线。例如上海市地区,到1981年底已敷设6~10kV电缆1330km、23~35kV电缆460km、110~220kV充油电缆25km。一些发电厂特别是一些水电站,由于受地质或建筑物的限制,采用了高压充油电缆作为引出线。30多年来我国已在发电厂、城市供电及过江过海等处敷设了数百公里的110~220kV充油电缆。

随着新材料、新技术的开发和应用,电力电缆制造工艺逐渐简化,质量不断提高,造价逐渐降低,施工趋于简便,电力电缆的应用将日益扩大。

二、电缆的种类

随着科学技术的进步,新材料、新工艺的不断出现,新型电缆的电压等级逐渐增高,电缆的品种越来越多。从基本结构上讲,电缆主要由三部分组成:(1)导电线芯,用于传输电能;(2)绝缘层,保证电能沿导电线芯传输,在电气上使导电线芯与外界隔离;(3)保护层,起保护密封作用,使绝缘层不受外界潮气浸入,不受外界损伤,保持绝缘性能。

电力电缆可以有多种分类方法,如按电压等级分类;按线芯截面积分类;按导体芯数分类;按绝缘材料分类等。现在分述如下。

(一)按电压等级分类

电力电缆都是按一定电压等级制造的,电压等级依次为:1、3、6、10、20、35、60、110、220、330kV。其中1kV电压等级电力电缆使用最多,一般厂矿企业配电线路都使用。3~35kV电压等级的电力电缆在一些大中型企业主要供电线路中,在地区配电网中,以及在发电厂重要负荷和发电机出线中,常有采用。60~330kV电压等级的电力电缆适用于一些不宜于采用架空导线的送电线路、过江、海底敷设等场合。

从施工技术要求、电缆接头、电缆终端头结构特征及运行维护等方面考虑,也可以依据电压这样分类:①低电压电力电缆(1kV);②中电压电力电缆(3~35kV);③高电压电

力电缆(60~330kV)。

(二)按导电线芯截面积分类

电力电缆的导电线芯一般简称为导线,它是按一定等级的标称截面积制造的。这样既便于制造,也便于施工。

我国电力电缆标称截面系列为:2.5、4、6、10、16、25、35、50、70、95、120、150、185、240、300、400、500、625、800mm²,共19种。

高压充油电缆标称截面积系列为100、240、400、600、700、845mm²,共6种。

(三)按导电线芯数分类

电力电缆导电线芯数有单芯、二芯、三芯、四芯4种。单芯电缆通常用于传送单相交流电、直流电,也可在特殊场合使用(如高压电机引出线等)。60kV及其以上电压等级的充油、充气高压电缆多为单芯。二芯电缆多用于传送单相交流电或直流电。三芯电缆主要用于三相交流电网中,在35kV及以下的各种电缆线路中得到广泛的应用。四芯电缆多用于低压配电线路、中性点接地的三相四线制系统(四芯电缆的第四芯截面积通常为主线芯截面积的40%~60%)。只有电压等级为1kV的电缆才有二芯和四芯。

(四)按绝缘材料分类

电力电缆按所用绝缘材料可分为下列几种。

1. 油浸纸绝缘电力电缆

油浸纸绝缘电力电缆是历史最久、应用最广和最常用的一种电缆。由于其成本低,寿命长,耐热、耐电性能稳定,在1kV至330kV各种电压等级的电缆中都被广泛采用。

油浸纸绝缘电力电缆是以纸为主要绝缘,以绝缘浸渍剂充分浸渍制成的。根据浸渍情况和绝缘结构的不同,油浸纸绝缘电力电缆又可分为下列几种。

(1)普通粘性浸渍纸绝缘电缆:它是一般常用的油浸纸绝缘电缆。电缆的浸渍剂是由低压电缆油和松香混合而成的粘性浸渍剂。根据结构不同,这种电缆又分为统包型、分相铅(铝)包型和分相屏蔽型。统包型电缆的多线芯共用一个金属护套,这种电缆多用于10kV及以下电压等级。分相铅(铝)包型电缆的每个绝缘线芯都有金属护套。分相屏蔽型电缆的绝缘线芯分别加屏蔽层,并共用一个金属护套。后两种电缆多用于20~35kV电压等级。

(2)滴干绝缘电缆:它是绝缘层厚度增加的粘性浸渍纸绝缘电缆,浸渍后经过滴出浸渍剂制成。滴干绝缘电缆适用于10kV及以下电压等级和落差较大的场合。

(3)不滴流浸渍电缆:它的结构、尺寸与滴干绝缘电缆相同,但用不滴流浸渍剂浸渍制造。不滴流浸渍剂系低压电缆油和某些塑料及合成地蜡的混合物。不滴流浸渍电缆适用于电压等级不超过10kV、高落差电缆线路以及热带地区。

(4)油压油浸纸绝缘电缆:它包括自容式充油电缆和钢管充油电缆。电缆的浸渍剂,一般为低粘度的电缆油。充油电缆适用于35kV以及更高电压等级的电缆线路中。

(5) 气压油浸纸绝缘电缆 : 它包括自容式充气电缆和钢管充气电缆。多用于 35kV 及以上电压等级的电缆线路中。

2. 塑料绝缘电缆

塑料绝缘电缆制造简单,重量轻,终端头和中间接头制作容易,弯曲半径小,敷设简单,维护方便,并具有耐化学腐蚀和一定耐水性能,适用于高落差和垂直敷设。塑料绝缘电缆有聚氯乙烯绝缘电缆,聚乙烯绝缘电缆和交联聚乙烯绝缘电缆。聚氯乙烯绝缘电缆一般用于 10kV 及以下的电缆线路中;交联聚乙烯绝缘电缆多用于 6kV 及以上乃至 110~220kV 的电缆线路中。

3. 橡皮绝缘电缆

由于橡皮富有弹性,性能稳定,有较好的电气、机械、化学性能,在 6kV 及以下的电缆线路中大量应用橡皮绝缘电缆。

4. 阻燃聚氯乙烯绝缘电缆

前述油浸纸绝缘电缆、塑料电缆和橡皮绝缘电缆,其绝缘材料有一个共同的缺点,就是具有可燃性。当线路中或接头处发生事故时,电缆可能因局部过热而燃烧,并导致扩大事故。阻燃电缆是在聚氯乙烯绝缘中加阻燃剂,即使在明火烧烤下,其绝缘也不会燃烧。这种电缆属于塑料电缆的一种,用于 10kV 及以下的电缆线路中。

图 4-3-1 至图 4-3-10 所示为不同电压、不同绝缘、不同结构的几种电缆的结构示意图。

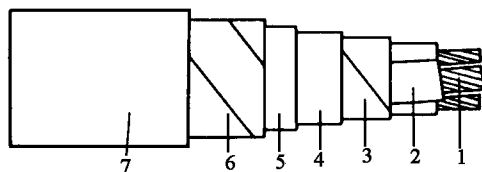


图 4-3-1 1kV 油浸纸绝缘三芯电缆

- 1—导线 ; 2—油纸线芯绝缘 ; 3—油纸统包绝缘 ;
- 4—铅护套(也称铅包,此两词在不同场合使用);
- 5—衬垫层 ; 6—钢带铠装 ; 7—麻或聚氯乙烯外被层

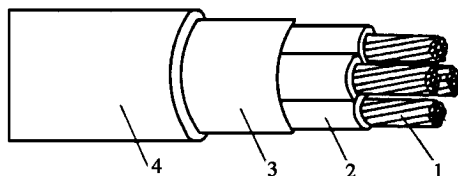


图 4-3-2 1kV 聚氯乙烯绝缘四芯电缆

- 1—导线 ; 2—聚氯乙烯绝缘 ;
- 3—聚氯乙烯内护套 ; 4—聚氯乙烯外护套

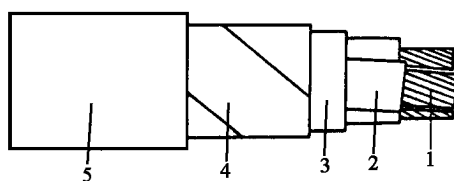


图 4-3-3 1kV 聚氯乙烯绝缘内
钢带铠装三芯电缆

1—导线 2—聚氯乙烯绝缘 3—聚氯乙烯内护套；
4—钢带铠装 5—聚氯乙烯外护套

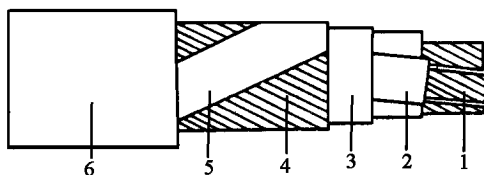


图 4-3-4 6kV 聚氯乙烯绝缘三芯电缆

1—导线 2—聚氯乙烯绝缘 3—内护套；
4—镀锌扁铁线铠装 5—螺旋钢带 6—聚氯乙烯外护套

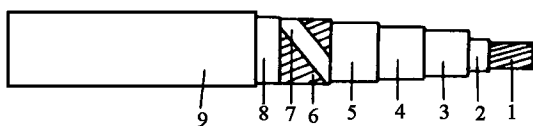


图 4-3-5 10~30kV 交联聚乙烯单芯电缆

1—导线 2—屏蔽层 3—交联聚乙烯绝缘层；
4—屏蔽层 5—内护层 6—铜线屏蔽；
7—铜带层 8—铝箔 9—聚氯乙烯护套

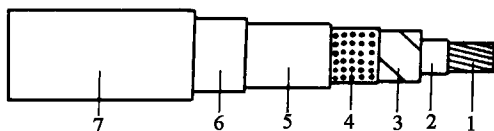


图 4-3-6 20~30kV 油浸纸绝缘单芯电缆

1—导线 2—半导体纸 3—油纸绝缘 4—金属化纸；
5—铅护套 6—衬垫层 7—聚氯乙烯护套

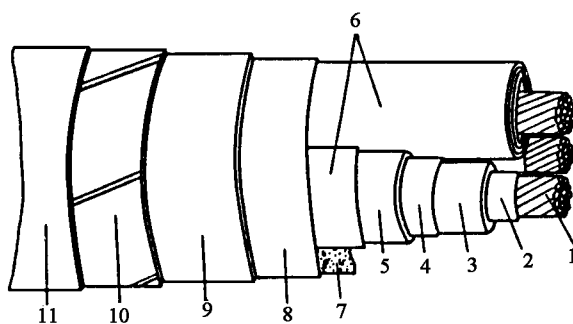


图 4-3-7 35kV 三芯分相铅包
油纸绝缘铝装电缆

- 1—导线 2—屏蔽层 3—油纸绝缘 4—屏蔽层；
5—铅护套 6—聚氯乙烯带 7—填料 8—玻璃丝带；
9—沥青黄麻层 10—铝装层 11—沥青黄麻层

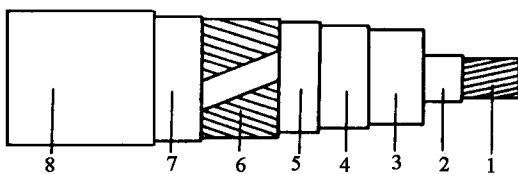


图 4-3-8 110kV 单芯交联聚乙烯绝缘电缆

- 1—导线 2—屏蔽层 3—交联聚乙烯绝缘 4—屏蔽层；
5—保护层 6—铜线屏蔽 7—保护层 8—聚氯乙烯外护套

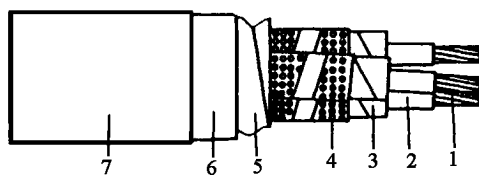


图 4-3-9 110kV 三芯纸绝缘皱纹铝包充油电缆
1—导线 2—屏蔽层 3—油纸绝缘 4—金属化纸屏蔽；
5—皱纹铝护套 6—衬垫层 7—聚氯乙烯外护套

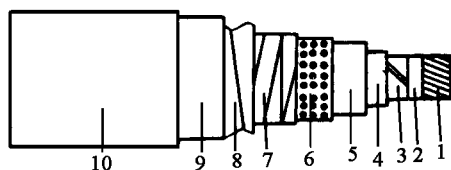


图 4-3-10 220kV 单芯纸

绝缘螺纹铝包充油电缆

1—导线 2—屏蔽层 3—保护层；

4—屏蔽层 5—纸绝缘 6—金属化纸屏蔽；

7—保护层 8—螺纹铝护套 9—衬垫层 10—聚氯乙烯外护套

三、电缆的基本结构

电力电缆的基本结构由导电线芯、绝缘层和护层三部分组成。为了改善电场的分布情况,减小切向应力,有的电缆加有屏蔽层。多芯电缆绝缘线芯间,还需增加填芯和填料,以便将电缆绞制成圆形。

现将常用的国产电力电缆的结构及其特点分述如下。

(一) 粘性浸渍纸绝缘统包型电力电缆

粘性浸渍纸绝缘统包型电力电缆,各导线外包有纸绝缘,绝缘厚度依电压而定。绝缘线芯之间,填以纸或麻为主的填料,各绝缘线芯连同填料,扭绞成圆形,外面再用绝缘纸统包起来。如果用于中性点接地的电力系统中,则统包绝缘层的厚度较薄。如果用于中性点不接地的电力系统中,则统包绝缘层的厚度较厚。统包绝缘层不仅加强了各芯导体与(铝或铝)护套之间的绝缘,同时也将三个绝缘线芯扎紧,使其不会散开,统包绝缘层外为多芯共用的一个金属(铝或铝)护套。由于敷设环境不同,有的电缆在金属护套外,还有铠装层,铠装层内外还分别有沥青防腐层和沥青黄麻防腐层。粘性浸渍纸绝缘统包型扇形线芯电缆的结构如图 4-3-11 所示。

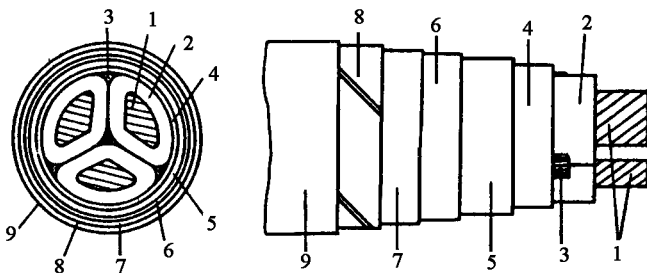


图 4-3-11 扇形线芯三芯统包型铠装电缆结构图

1—导线 2—线芯绝缘 3—填料 4—统包绝缘 5—铅护套；

6—沥青防腐层 7—沥青黄麻层 8—铠装层 9—沥青黄麻层

纸绝缘统包型电缆,制造简单,价格便宜,性能良好。电缆绝缘线芯周围有填充物,含有大量的浸渍剂,当电缆运行温度降低时,浸渍剂的体积缩小,填料中会形成气隙,在电场的作用下易产生气体游离,而且由于多芯之间电场堆积不均匀,在绝缘中产生正切应力,这将逐渐导致绝缘损坏。当电缆敷设有较大落差时,浸渍剂会沿电缆向下流动,易使低端护套内油压加大,甚至造成低端电缆终端头漏油,高端绝缘干涸,绝缘水平下降。因此这种电缆只适用于 10kV 及以下的电压等级和落差不大的场合。

(二)粘性浸渍纸绝缘分相铅(铝)包型电力电缆

粘性浸渍纸绝缘分相铅(铝)包型电力电缆的主要特点是各线芯绝缘层外分别铅包,然后再与内衬垫及填料绞成圆形,用沥青麻带扎紧后,外加铠装和保护层。6~10kV 分相铅包电缆,绝缘层表面有半导体屏蔽层,而 20~35kV 分相铅包电缆,导线线芯及绝缘表面均有半导体屏蔽层,如图 4-3-12 所示。这种电缆与统包型电缆比较,制造工艺比较复杂,价格较贵,但是由于有屏蔽层,电缆线芯周围电场分布均匀,没有绝缘表面的正切应力。铅护套内没有浸渍的填料,可减少运行中的漏油现象和绝缘中的气隙形成,因而比统包型电缆绝缘性能好,故可适用于 20~35kV 电压等级。

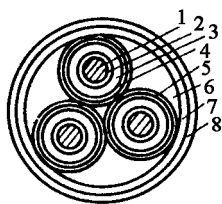


图 4-3-12 分相铅包电力电缆结构图

- 1—导线 2—导线屏蔽 3—油纸绝缘层 4—绝缘屏蔽;
5—铅护套 6—内垫层及填料 7—铠装层 8—外被层

(三)自容式充油电力电缆

自容式充油电力电缆一般简称为充油电缆,其特点是利用压力油箱向电缆绝缘内部补充绝缘油的办法,消除因温度变化而在纸绝缘层中形成的气隙,以提高电缆的工作电场强度。

单芯充油电缆的导线中心留有可对电缆补充绝缘油的抽道。所用的绝缘油是低粘度的电缆油,它可以提高补充浸渍速度,减小油流在油道中的压降。电缆的油道通过管路与压力油箱相连。当电缆温度上升时,绝缘油受热,体积膨胀,膨胀出来的绝缘油流到压力油箱。当电缆温度下降时,绝缘油体积缩小,压力油箱中的绝缘油便流入电缆中。这样做能维持电缆内部的油压,避免在绝缘层中产生气隙。国家标准规定,充油电缆线路上任何一点,任何时刻的油压应大于 0.02MPa,按电缆加强层结构不同,其允许最高稳态油压分为 0.4MPa 和 0.8MPa 两种。

充油电缆纸绝缘的工作电场强度比一般电缆纸绝缘的工作电场强度高得多,因而工

作电压可提高很多,故可运行于 35 ~ 330kV 电压等级的电缆线路中。

充油电缆有单芯和三芯两种。单芯电缆的电压等级为 110 ~ 330kV ;三芯电缆的电压等级为 35 ~ 110kV。单芯电缆导线的结构有两种 :一种是中心具有金属螺旋管作支撑的油道的圆形绞线,螺旋管一般采用不锈钢带或 0.6mm 厚的镀锡铜带绕成 ;另一种由 Z 形及扇形型线绞合成中空油道的圆形绞线,油道直径不小于 12mm。

电缆绝缘层采用高压电缆纸绕包而成。导电线芯表面及绝缘层外表面均有半导电纸带组成的屏蔽层,绝缘层外为铅护套,护套外为具有防水性的沥青和塑料带的内衬层、径向加强层、铠装层和外被层。径向铜带用以承受机械外力。有纵向铜带或钢丝铠装的电缆,可以承受较大的拉力,适用于高落差的情况。外被层一般为聚氯乙烯护套或纤维层。单芯自容式充油电力电缆结构如图 4 - 2 - 13 所示。

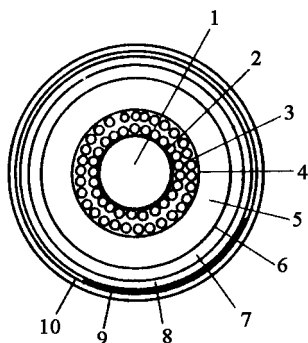


图 4 - 3 - 13 单芯自容式充油电力电缆结构图

- 1—油道 2—螺旋管 3—导线 4—线芯屏蔽 5—绝缘层 ;
6—绝缘屏蔽 7—铅护套 8—内衬垫 9—加强铜带 ;10—外被层

(四) 聚氯乙烯绝缘电力电缆

聚氯乙烯绝缘电力电缆的绝缘层由聚氯乙烯挤包制成。多芯电缆的绝缘线芯绞合成圆形后绕包塑料带或者挤包聚氯乙烯护套作为内护层。其外为铠装层和聚氯乙烯外护套。聚氯乙烯电力电力电缆结构如图 4 - 3 - 14 所示。

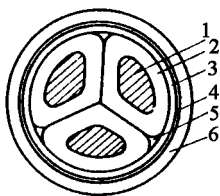


图 4 - 3 - 14 聚氯乙烯电力电缆结构图

- 1—导线 2—聚氯乙烯绝缘 3—聚氯乙烯内护套 ;
4—铠装层 5—填料 6—聚氯乙烯外护套

10kV 及以上电缆导电线芯表面有半导体屏蔽层 ;6kV 及以上电缆绝缘层表面有半导体材料与金属带或金属丝组成的屏蔽层。金属带(丝)的作用是保持零电位 ,并在短路时承载短路电流 ,避免因短路电流引起电缆温升过高而损坏绝缘层。聚氯乙烯绝缘电缆与浸渍纸绝缘电缆相比 ,没有铅护套和浸渍剂 ,安装简便。它适用于高落差场合 ,多用于 10kV 及以下电压等级。

(五)交联聚乙烯绝缘电力电缆

交联聚乙烯绝缘电力电缆是近几年来发展起来的很有前途的塑料电缆。这种电缆电场分布均匀 ,没有切向应力 ,重量轻 ,载流量大 ,已用于 6~35kV 有高落差的电缆线路中。

图 4-3-15 为三芯交联聚乙烯绝缘铠装电力电缆的结构。在圆形导体外有内屏蔽层、交联聚乙烯绝缘和外屏蔽层。外面还有保护带、铜线屏蔽、铜带和塑料带保护层。三个缆芯中间有一个圆形填芯 ,连同填料扭绞成缆后 ,外面再加护套、铠装等保护层。

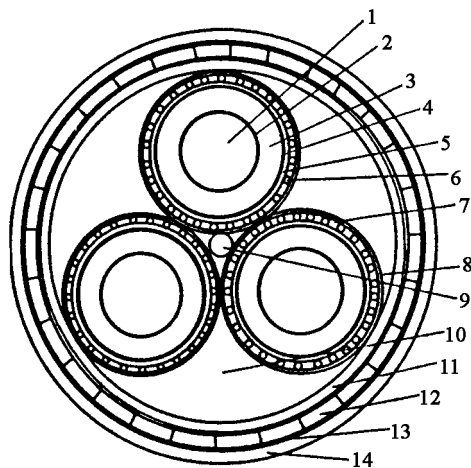


图 4-3-15 交联聚乙烯绝缘屏蔽型铠装电力电缆结构图

- 1—导线 2—导线屏蔽层 3—交联聚乙烯绝缘 4—绝缘屏蔽层 ;
- 5—保护带 6—铜线屏蔽 7—螺旋铜带 8—塑料带 9—中心填芯 ;
- 10—填料 ;11—内护套 ;12—扁钢带铠装 ;13—钢带 ;14—外护套

6kV 及以上电缆导线表面及绝缘层表面均有屏蔽层。导线屏蔽层为半导体材料 ,绝缘屏蔽层为半导体交联聚乙烯 ,并在其外绕包一层 0.1mm 厚的金属带(丝) 。电缆内护层(套)的方式 ,除上面介绍的三个绝缘线芯共用一个护套外 ,还有绝缘线芯分相护套。分相护套电缆相当于三个单芯电缆的简单总合。这种电缆的电场分布情况与单芯电缆及纸绝缘分相铅包电缆类似 ,但电性能更好 ,应用范围与纸绝缘分相铅包电缆相同。

(六)橡皮绝缘电力电缆

橡皮绝缘电力电缆的绝缘层为丁苯橡皮或丁基橡皮。6~35kV 的橡皮绝缘电缆 ,

导线表面有半导体屏蔽层,绝缘层表面有半导体材料和金属材料组合而成的屏蔽层。多芯电缆绝缘线芯绞合时,采用具有防腐性能的纤维填充,并包以橡皮布带或涂胶玻璃纤维带。橡皮电缆的护套一般为聚氯乙烯护套或氯丁橡皮护套。橡皮绝缘电力电缆的结构如图 4-3-16 所示。

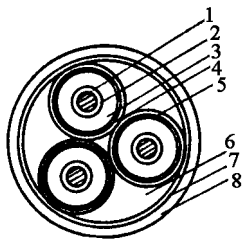


图 4-3-16 橡皮绝缘电力电缆结构图

- 1—导线 2—线芯屏蔽层 3—橡皮绝缘层;
4—半导体屏蔽层 5—铜带屏蔽层 6—填料;
7—橡皮布带 8—聚氯乙烯外护套

橡皮绝缘电缆的绝缘层柔软性最好,其导线的绞线根数比其他型式的电缆稍多,因此电缆的敷设安装简便,适用于落差较大和弯曲半径较小的场合。它可用于固定敷设的电力线路,也可用于定期移动的敷设线路。但是橡皮绝缘遇到油类时会很快损坏,在高电压作用下,容易受电晕作用产生裂缝,因此这种电缆一般用于 10kV 及以下电压等级。

第二节 电缆线路的敷设

一、电缆线路路径的选择

电力电缆的投资费用一般为架空线的 4~7 倍,由于其投资额大,因此敷设线路的选择也就显得较为慎重和重要了。电缆敷设线路的选择,主要应该从安全运行、经济和便于施工这三个原则来考虑。

(一)安全运行

这是电力工业的首要问题。为了电缆的安全运行,在选择电缆线路时需要注意以下几点。

1. 电缆应避免交叉。电缆之间应尽可能平行敷设,并尽可能减少电缆线路与其他各种地下设施及管线的交叉,这样,在其他设施或管线施工以及检修时,误伤电缆的机率就可减少。在电缆敷设时就要考虑以后能尽量避免外力损伤电缆的情况。

2. 电缆应避免受震。由于电缆的金属护套(尤其是铅护套)在长期受震的情况下会产生金属疲劳现象,从而导致金属护套龟裂并失去密封作用,引起水分侵入绝缘而使电缆损坏。因此,多震地区应避免安装有金属护套的电缆,而尽可能采用塑料电缆。

3. 电缆敷设环境应该是中性的。如果环境(土壤等)是酸碱性的,则对电缆的护层有腐蚀性,使电缆的寿命减少,此时应采取措施(如防腐外理等),以保障电缆的安全运行。

4. 电缆敷设应远离有杂散电流的区域。当杂散电流流过电缆护层时,会产生电解腐蚀,同化学腐蚀的作用相似。

5. 远离各种热力的影响。由于电缆周围的环境温度过高时,会对电缆的绝缘造成不良的影响,加快电缆绝缘的老化,使电缆的使用寿命减少;同时由于电缆的长期允许载流量与运行温度有关,环境温度升高将减少电缆的载流量。

6. 注意防火。电缆路径的选择应与防止火灾相结合。

(二)经济

为了以最小的代价取得同等的效果,即选择最经济的方案,应做到以下几点。

1. 尽可能选择最短的路线。电缆线路投资远大于架空线,因此要尽可能地选择最短的路线。同时,线路越短,线路的损耗和发生故障的机率均可减少。

2. 合理规划。为了在技术和经济上获取最佳的效益,电缆线路的路径应结合未来规划和远景发展来考虑,而不是仅仅考虑满足近期工程的需要,这可避免因在某一环节上重复投资,而引起不必要的浪费。

(三)便于施工

在选择电缆路径时,还要考虑到施工的便利,应注意以下几点。

1. 便于敷设。尽量减少电缆穿越各种管道、公路等设施并且尽量避免拐弯和迂回,以方便敷设。

2. 便于运输。由于电缆盘的体积一般都较大,运输和搬运需要使用大型设备(如卡车、吊车等),在拥挤的城市地区,考虑运输的便利性就显得格外重要。

3. 当电缆线路采用隧道或排管的敷设方式时,还应考虑以下几方面:

(1)应选择土质较好、地下水位低的线路路径。

(2)应选择已定型的道路,与市政规划一致。

(3)尽可能在人行道下,或者车行道一侧,慢车道下。

(4)应选择比较直的路径。

(5)应避免与其他管线的主干线在同一条路上。

(6)应结合电力系统长远规划的最终容量设计,有利于架空线逐步转入地下,一次投资一次建成。

4. 当电缆采取直埋方式敷设时,为了便于安装和日后维修,要求路面容易开挖,并能承受一定的载重。通常选择人行道路面。

二、设计书

在选择电缆的敷设路径后,应编制设计书。设计书由设计部门来完成,它是施工的依据。电力电缆中级工必须会看设计书。以下结合设计书的组成部分介绍如何看懂设计书。

设计书由封面、目录、说明、设计图纸、材料表五个部分组成。

1. 封面。它包括工程的名称、帐号,设计的部门、日期等。

2. 目录。它按次序列出设计书的全部内容,便于查找设计书的相关内容。

3. 说明。它叙述工程的一些具体事项和要求。例如工程中需新放或替换的电缆的线路名称和数量,需要制作的电缆附件的类型、数量和编号,替换下的电缆的处理(就地停运或拆除带回)等等。施工人员应仔细阅读设计说明,并按其要求施工。

4. 设计图纸。它包括电缆走向图、电缆线路剖面图、电缆支架图等。其中电缆走向图画出了电缆的敷设路径,施工人员应在施工前按电缆走向图到现场进行勘察,了解电缆的实际路径。如果发现设计与现场实际情况有出入,应上报主管技术部门。此外,由于从设计到施工有一段时间差,在这期间施工环境可能有所变化,甚至会有很大改变,这将影响到即将进行施工的电缆路径。为了确保施工的合理性和准确性,施工单位的技术部门必须在施工前首先对设计图纸进行详细审核,确认无误后再交到施工班组,有条件的还应向施工人员交底、布置工作,最后才由施工人员施工。在施工过程中,一旦发现问题,应立即停止施工,并向主管技术部门反映,会同运行单位,经研究决定后再继续施工。如果问题较大,影响面较广,则必须与设计、运行单位共同研究,并由设计部门发出设计变更的通知,然后再按变更后的设计图纸继续施工。电缆线路剖面图将给出平行敷设的电缆的剖面,便于施工、运行管理人员对电缆的区分,并且施工中应严格按照设计书规定的剖面位置敷设电缆,以免将来认错电缆。另外,在某些场合,如变电所电缆夹层中、电缆隧道中、电缆排管的连接工井中,为了运行检修及维护方便,同时为了整洁美观,常制作电缆支架以支撑电缆,这就需要参照电缆支架图来制作电缆支架并进行敷设。

5. 材料表。它包括电缆材料表、电缆支架材料表。施工部门根据材料表准备电缆材料、附件材料及相应工具。

由上面所述,看设计书主要是看说明、设计图纸和材料表。从说明中了解工程的具体要求、注意事项等;从设计图纸了解电缆的走向、电缆的相对位置、接头的位置等;再根据材料表准备材料开始施工。

三、超高压电缆的运输

国内常用的超高压电缆主要为交联聚乙烯绝缘电缆和充油电缆。交联聚乙烯绝缘电缆的运输方法,除了要特别保护其外护层以外,其他措施与非超高压电缆基本相同,因

此本节不再详细作介绍。以下主要阐述超高压充油电缆的运输。

1. 运输前的出厂验收。充油电缆出厂前,应按国家有关标准和技术条件进行出厂验收和外观检验,以保证电缆能安全可靠地运输,并防止产品质量存在的问题进入工地,一旦进入工地,问题的处理将因受场地等的条件限制而非常困难。

2. 专用车辆运输。由于随着电缆的额电压等级的提高,电缆的直径和弯曲半径也越来越大了,因此电缆盘轮毂的直径和电缆盘的体积也就更大了。由于公路运输设备的限制,造成对电缆盘宽度的限制,所以电缆盘体积的增加的结果就使得电缆盘的直径更大了。例如一个电缆盘绕有 330kV、长度为 500m 的充油电缆,其直径为 4m,质量为 20t,这对于起吊、搬运都很困难。这样大的尺寸如果采用普通货车或载重车运输时,则要受到桥梁、涵洞高度的限制。铁路运输时需采用凹形车皮,使其高度降低。公路运输时,如果没有高度的限制可采用平板拖车运输。否则要用专门的电缆运输拖车,以降低运输高度。图 4-3-17 所示的是最新式的电缆专用拖车(车头没有画出),拖车车体没有底板,电缆盘可嵌入其中,大大降低了电缆运输的高度;此外,该拖车还有液压的升降系统,当电缆运至施工现场后,可在拖车上直接施放电缆。考虑到运输时因道路原因拖车会发生颠簸,故电缆盘的下缘离地面至少应有 0.25m。

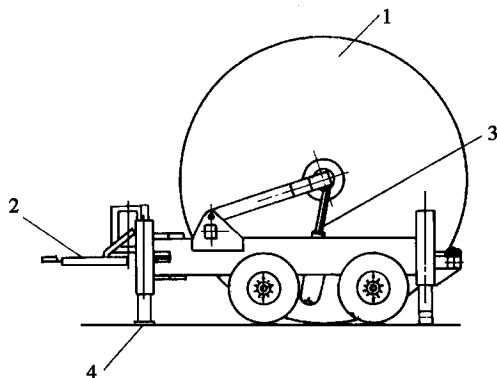


图 4-3-17 陆路电缆运输专用拖车示意图

1—电缆盘 2—挂臂 3—液压装置 4—支撑脚

3. 电缆盘的包装。电缆盘应包装好,避免机械损伤。盘边应垫塞牢固,并牢靠地固定在车上。电缆至压力箱间的油管路及压力表应妥善固定和保护。电缆端头应可靠固定,防止电缆运输和吊装时发生晃动、碰撞。

4. 避免太阳直射。电缆的外护层为黑色,在太阳的直接照射下,将吸收热量,使电缆的油压随温度上升而升高。如电缆端头的铅护套保护不好,将使端头铅套破裂漏油。因此充油电缆应遮蔽好,防止太阳直接照射。

5. 保持电缆内部油压。充油电缆运输中,还有一个需要特别注意的问题,那就是充油电缆内部需经常保持一定的油压,以防止空气和水分侵入。油压是借助与电缆连接的

供油压力箱来实现的。运输中电缆铅护套、压力箱及其连接管路等不得有损坏而漏油，否则将破坏电缆绝缘。过去电缆运输中曾发生多起压力箱与电缆连接的油管被折断，油压表或油管路被卸走，电缆封端铅套破裂等情况，使电缆内的油大量流出，造成电缆失压进气，绝缘破坏，受到重大损失。

6. 专人跟车。充油电缆大运输中应有专人跟车进行监护，并且按时抄录油压、气温，防止电缆及其附件受到损伤。

7. 电缆装卸。装卸电缆一般采用吊车。装卸时在电缆盘的中心孔中穿一根盘轴，在轴的两端套上钢丝绳起吊。有的电缆盘中心即为盘轴，轴两端没有槽，可直接套上钢丝绳走吊。不允许将钢丝绳直接穿入电缆盘的孔中起吊，因为这样起吊，电缆盘受力不均，或钢丝绳挤压盘边，都会损坏电缆。

四、电缆的牵引

电缆的牵引是电缆敷设中极其重要的一环。牵引不当，轻者造成电缆外护层损坏；重者会造成电缆导体被拉断。因此，针对不同的情况选择适当的牵引方法，这在电缆敷设中是相当重要的。

（一）牵引方法

电缆的牵引方法多种多样，根据牵引动力源和牵引连接部件的不同，可以有以下分类。

1. 按牵引动力源的不同分类

（1）人力牵引。人力牵引是完全靠人力，通过扛、拉等手段牵引电缆的方法，也是最为原始的方法。虽然随着科学技术的发展，电缆牵引已越来越多地使用机械化方法，但在电缆重量较轻时，通常还是使用人力牵引。

（2）卷扬机牵引。随着电压等级的提高、供电范围的扩大，电缆的截面也越来越大，电缆的长度也越来越长，电缆的重也就随之增加了。这时电缆的牵引就需要比先前大得多的牵引力，而仅靠人力牵引是远远不能满足要求的。随着科学技术的发展，机械化施工逐渐成为当前电缆施工的发展方向。在牵引电缆上也普遍使用机械，目前通常使用的是卷扬机。卷扬机具有使用简单，牵引力大等特点，使用它牵引电缆可节约人力，极大地提高施工效率。

（3）电缆输送机牵引。在超高压电缆的牵引中，除了使用卷扬机外，由于需要特别大的牵引力，并减少牵引时的侧压力，通常还在电缆的中间某几处安装履带式电缆输送机作辅助牵引（推送）。

2. 按牵引连接部件的不同分类

（1）使用电缆牵引端牵引电缆。电缆牵引端是将卷扬机的钢丝绳接到电缆导体的连接部件。它不仅是电缆端部的一个密封套头，而且是牵引电缆时将牵引力过渡到电缆导

体的连接件。另外,充油电缆的牵引端还带有可拆接的供油管路的油嘴。电缆牵引端是牵引电缆时使用最多的连接部件。

(2)使用牵引网套牵引电缆。牵引网套通常由钢丝绳编织的(也有用尼龙绳和白麻绳编织的)。它是在电缆牵引时将牵引力过渡到电缆的金属护套或塑料外护层上的一种连接部件,如图4-3-18所示。



图 4-3-18 敷设电缆用的牵引网套

(二)电缆牵引端的制作

电缆牵引端被广泛应用于牵引电缆中,以下介绍其制作方法。

1. 普通高压电缆牵引端的制作

普通高压电缆牵引端的制作比较简单,其方法可将特制的拉杆插在缆芯中间,用铜线绑扎后,再用焊料将拉杆、导体焊在一起(如果是铅包或铝包护套的电缆,应将铅包或铝包也与拉杆、导体焊在一起)。以铅(铝)包电缆为例,制作过程如图4-3-19所示。

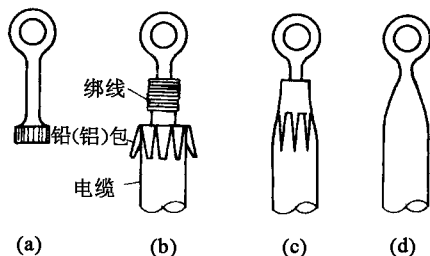


图 4-3-19 普通电缆制作电缆牵引端的过程

(a)拉杆 (b)拉杆与导体绑扎一起;

(c)封焊前 (d)封焊后

2. 超高压充油电缆牵引端的制作

超高压充油电缆一般为单芯,因此以单芯充油电缆为例,详细阐述其牵引端的制作过程,电缆与其牵引端的连接如图4-3-20所示。

制作过程如下:

(1)从电缆盘上牵出一段电缆,并将其端部抬起比邻近电缆高出0.5m;

(2)用合格的电缆油冲洗牵引端的各个部件;

(3)剥除电缆端部一段外护层及加强带,清洁金属护套;

(4)关闭电缆盘上压力箱的供油阀门,除去电缆的原有封帽。剥除端部80mm长的金属护套及绝缘纸,用合格的电缆油冲洗电缆端部;

(5)拔除油道内150mm长的螺旋管,微开压力箱的供油阀门,冲洗油道后关闭并插

入塞芯梗；

(6) 套上牵引套，并在顶端加上帽罩，用手锤敲击帽罩及塞芯梗，使导线胀开，从而使导线和牵引端内壁卡紧；

(7) 在牵引套和金属护套处搪铅密封。待铅封冷却后，微开盘上压力箱供油门冲洗电缆端部，排除牵引端内的油亏和空气后，安装油嘴和闷头；

(8) 旋上牵梗套和牵引梗。

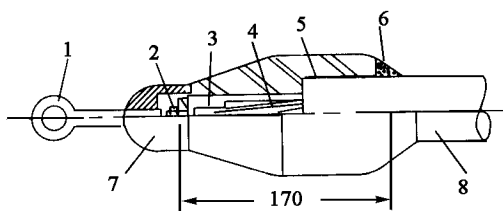


图 4-3-20 单芯充油电缆与其牵引端的连接

1—牵引梗 2—油嘴 3—塞芯梗 4—导体；
5—牵引套 6—铅封 7—牵梗套 8—电缆金属护套

(三) 牵引力和侧压力的计算

电缆一般都比较重，在敷设时需要较大的牵引力，但当牵引力超过允许值时，往往容易拉坏电缆。这时应采取措施，如增加电缆接头以减少每段电缆的长度从而减少所需的牵引力，使用电缆输送机（本章第五节中介绍）在电缆多点推送以分散电缆端部的牵引力等。因此在设计和敷设施工时，必须计算电缆的牵引力或牵引长度是否超过允许值，以决定是否采取以上措施。虽然电缆路径、牵引力和牵引条件等因素比较复杂，在计算时难于确定，但参经常用数据，可以大致得出允许的牵引长度和合理的牵引方式、牵引设备布置的位置和牵引设备的容量。

1. 电缆的允许牵引力和侧压力

(1) 电缆的允许牵引力

电缆的允许牵引力，随牵引方法不同（即电缆结构中受牵引力作用部分的不同）而异。

① 使用电缆牵引端牵引电缆。这时牵引力主要作用于电缆的导体上，通常材料的允许牵引强度为抗拉强度的 $1/4$ ，铜导体、铝导体的抗拉强度和允许牵引强度如表 4-3-1 所示。对于具有中心油道的充油电缆导体，当用牵引端通过电缆导体牵引电缆时，除按导体截面计算抗拉强度外，还要考虑作用在导体上的牵引力不能使油道发生变形。使油道不发生变形的最大牵引力为 27kN ，因此作用在铜导体上的牵引力既不能超过按铜导体截面计算的最大允许牵引强度，也不能超过使油道不发生变形的最大允许牵引力。

表 4-3-1 电缆抗拉强度及允许牵引强度

项目	抗拉强度(MPa)	允许的牵引强度(MPa)
铜导体	240	70
铝导体	160	40
铅护套		10
波纹铝护套		20
塑料护套	15 ~ 25	4 ~ 7

②使用牵引网牵引电缆。这种情况的牵引力全部集中在电缆的金属护套上,例如使用牵引网套牵引自容式充电电缆,允许的牵引强度如表 4-3-1。虽然铅合金的抗拉强度极低,但它有加强带加固,故允许牵引强度为 10MPa;而铝护套的抗拉度虽高,但为了防止波纹的变形,允许牵引强度也不能取得太大,一般取为 20MPa。当牵引力集中于塑料护套上时,例如牵引挤压塑料护套电缆,塑料护套的允许牵引强度见表 4-3-1。塑料中聚乙烯的抗拉强度比聚氯乙烯的抗拉强度要低,因此聚乙烯的允许牵引强度应取表 4-3-1 中小的数值。由此可见,使用牵引网套只有在电缆线路不长,所需牵引力较小的时候,才能单独使用。

(2) 电缆的允许侧压力

有拐弯的电缆线路,在弯曲部分的内侧,电缆受到牵引力的分力和反作用力的作用而受到压力,这种压力称为侧压力。对于油浸纸绝缘电缆,最大侧压力为 7kN/m。对于充油电缆,主要是考虑作用在外护层上的侧压力不要超过允许值。因为单芯充油电缆的外护层具有绝缘要求,因此牵引敷设时,除了防止外护层被刮伤擦破外,在弯曲部分要避免出现过大的侧压力,以免压坏外护层而影响绝缘性能。充油电缆的外护层一般为塑料护套,其允许的侧压力为 3kN/m。而对塑料电缆,最大允许侧压力也为 3kN/m。各种电缆的允许侧压力如表 4-3-2 所示。

表 4-3-2 各种电缆的允许侧压力

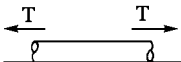
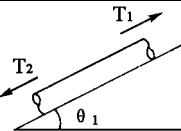
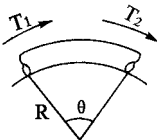
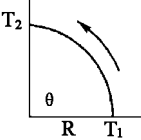
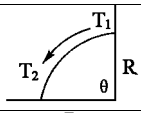
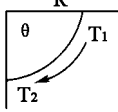
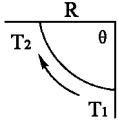
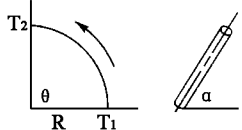
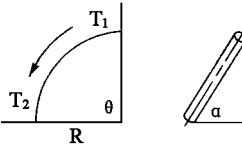
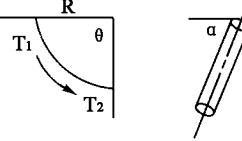
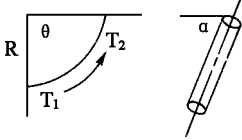
项目	允许侧压力(kN/m)	项目	允许侧压力(kN/m)
油浸纸绝缘电缆	7	塑料电缆	3
充油电缆	3		

2. 牵引力与侧压力的计算方法

(1) 电缆牵引力的计算方法

对于路径比较复杂的电缆线路,通常将其分解为简单的牵引部分分别进行牵引力的计算,然后将其相加,即得全线路的牵引力。表 4-3-3 列出了电缆线路各种单一弯曲牵引力的计算公式。

表 4-3-3 各种单一弯曲牵引力的计算公式

弯曲种类	示意图	计算式	公式序号
水平直线牵引		$T = \mu WL$	2-1
倾斜直线牵引		$T_1 = WI(\mu \cos \theta_1 + \sin \theta_1)$ $T_2 = WI(\mu \cos \theta_1 - \sin \theta_1)$	2-2 2-3
水平弯曲牵引		布勒算式 $T_2 = WR \sin(\mu \theta + \sinh^{-1} \frac{T_1}{WR})$ 李芬堡算式 $T_2 = T_1 \cosh(\mu \theta) + \sqrt{T_1^2 + (WR)^2} \sin(\mu \theta)$ 简易算式 $T_2 = T_1 e^{\mu \theta}$	2-4
垂直弯曲牵引	凸曲面 	$T_2 = \frac{WR}{1 + \mu^2} [(1 - \mu^2) \sin \theta + 2\mu(e^{\mu \theta} - \cos \theta)] + T_1 e^{\mu \theta}$ 当 $\theta = \frac{\pi}{2}$ 时 $T_2 = \frac{WR}{1 + \mu^2} [(1 - \mu^2) + 2\mu e^{\mu \frac{\pi}{2}}] + T_1 e^{\mu \frac{\pi}{2}}$	2-5 2-6
		$T_2 = \frac{WR}{1 + \mu^2} [2\mu \sin \theta - (1 - \mu^2)(e^{\mu \theta} - \cos \theta) + T_1 e^{\mu \theta}]$ 当 $\frac{\pi}{2}$ 时 $T_2 = \frac{WR}{1 + \mu^2} [2\mu - (1 - \mu^2)e^{\mu \frac{\pi}{2}}] + T_1 e^{\mu \frac{\pi}{2}}$	2-7 2-8
	凹曲面 	$T_2 = T_1 e^{\mu \theta} - \frac{WR}{1 + \mu^2} [(1 - \mu^2) \sin \theta + 2\mu(e^{\mu \theta} - \cos \theta)]$ 当 $\theta = \frac{\pi}{2}$ 时 $T_2 = T_1 e^{\mu \frac{\pi}{2}} - \frac{WR}{1 + \mu^2} [(1 - \mu^2) + 2\mu e^{\mu \frac{\pi}{2}}]$	2-9 2-10
		$T_2 = T_1 e^{\mu \theta} - \frac{WR}{1 + \mu^2} [2\mu \sin \theta - (1 - \mu^2)(e^{\mu \theta} - \cos \theta)]$ 当 $\theta = \frac{\pi}{2}$ 时 $T_2 = T_1 e^{\mu \frac{\pi}{2}} - \frac{WR}{1 + \mu^2} [2\mu - (1 - \mu^2)e^{\mu \frac{\pi}{2}}]$	2-11 2-12
倾斜面上垂直牵引	凸曲面 	$T_2 = T_1 e^{\mu \theta} + \frac{WR \sin \alpha}{1 + \mu^2} [(1 - \mu^2) \sin \theta + 2\mu(e^{\mu \theta} - \cos \theta)]$	2-13
		$T_2 = T_1 e^{\mu \theta} + \frac{WR \sin \alpha}{1 + \mu^2} [(1 - \mu^2)(\cos \theta - e^{\mu \theta}) - 2\mu \sin \theta]$	2-14
倾斜面上垂直牵引	凹曲面 	$T_2 = T_1 e^{\mu \theta} + \frac{WR \sin \alpha}{1 + \mu^2} \times [-1(1 - \mu^2) \sin \theta + 2\mu(\cos \theta - e^{\mu \theta})]$	2-15
		$T_2 = T_1 e^{\mu \theta} + \frac{WR \sin \alpha}{1 + \mu^2} \times [(1 + \mu^2)(\cos \theta - e^{\mu \theta}) + 2\mu \sin \theta]$	2-16

注 μ —摩擦系数,见表 2-4;
 W —单位电缆长度的重力, N/m ;
 L —电缆长度, m ;
 θ_1 —电缆作直线牵引时的倾斜角,弧度;
 θ —弯曲部分的圆心角,弧度;
 T_1 —弯曲后的牵引力, N ;
 T_2 —弯曲后的牵引力, N ;
 α —电缆弯曲部分平面的倾斜角,弧度;
 R —电缆的弯曲半径, m ;
 e —常数,取 2.72;
 π —常数,取 3.14。

表 4-3-4 各种牵引条件下的摩擦系数 μ

牵引时条件	摩擦系数 μ	牵引时条件	摩擦系数 μ
混凝土管内牵引无润滑剂	0.5 ~ 0.7	钢管内牵引	0.17 ~ 0.19
混凝土管内牵引有润滑剂	0.3 ~ 0.4	塑料管内牵引	0.4
混凝土管内牵引有水	0.2 ~ 0.4	砂上牵引	1.5 ~ 3.5
滑轮上牵引	0.1 ~ 0.2		

一般电缆均绕在电缆盘上进行施放,在牵引电缆时尚需克服电缆盘轴孔和轴间的摩擦力。在孔和轴配合较好的情况下,摩擦力可以折算成 15m 长的电缆重力。

(2) 电缆侧压力的计算方法

一般情况下,侧压力等于为牵引力和弯曲半径之比,即

$$P = T/R \quad (4-3-1)$$

式中 P ——侧压力, N/m ;

T ——牵引力, N ;

R ——弯曲半径, m 。

在敷设钢管电缆时,侧压力的计算方法如表 4-3-5 所示。

表 4-3-5 侧压力 P 的计算公式

敷设种类	缆芯排列	计算公式 (N/m)	公式代号
一孔一条		$P = T/R$	2-17
一孔三条	三角形	$P = TK_1/(2R)$	2-18
	摇篮型	$P = (3K_2 - 2)T/(3R)$	2-19

注 T ——牵引力, N/m ;

R ——弯曲半径, m ;

$$K_1 \text{——缆芯三角型排列时重力增加系数, } K_1 = \frac{1}{\sqrt{1 - \left(\frac{d}{D-d}\right)^2}};$$

$$K_2 \text{——缆芯摇篮型排列时重力增加系数, } K_2 = 1 + \frac{4}{3} \left(\frac{d}{D-d}\right)^2$$

D ——管道内径;

d ——电缆外径。

同样的电缆线路,电缆盘位置的不同,总牵引力和最大侧压力的大小就有差异,特别

对于线路长、地形复杂的电缆线路,差异就更大。因此,选择合适的电缆盘停放点就非常重要,这可减少许多不必要的人力和设备。另外,牵引力的大小受多种因素的影响,它与构筑物转角的大小和方向,采用滚轮(已在初级工培训时作了介绍)的结构和形式,以及牵引敷设的形式等都有直接的关系。特别对于路径很复杂的电缆线路,受影响更大。因此进行牵引力和侧压力的估算时需按照表 4-3-3、表 4-3-5 所列公式,根据实际情况进行较为详细的计算和校核,尽量使计算结果与实际相接近。

五、隧道、水底及桥上的电缆敷设

(一) 电缆隧道内敷设电缆

1. 电缆隧道的概念

用于敷设电缆的隧道通常就是为电缆而建筑的专用隧道,称为电缆隧道。电缆隧道敷设是将电缆敷设于地下隧道的一种电缆安装方式。通常用于电缆线路较多(如发电厂或变电所的出线)和电缆线路路径不易开挖的场所(如过江隧道、机场跑道隧道等)。

2. 对电缆隧道的技术要求

常见的电缆隧道结构如图 4-3-6 所示,它一般有以下技术要求。

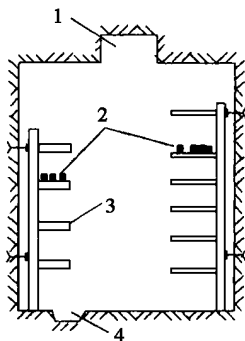


图 4-3-21 电缆隧道结构示意图

1—装灯用壁槽 2—电缆 3—支架 4—排水沟

(1) 电缆隧道一般为钢筋混凝土结构,也有砖砌或钢管结构的,这可视当地的土质条件和地下水位高低而定。隧道一般高度为 1.9~2m,宽度为 1.8~2m。

(2) 电缆隧道两边应架设用于支撑电缆的支架。电缆支架之间及其上电缆之间的距离,按部颁《电力电缆运行规程》规定,如表 4-3-21 所示。支架上的电缆每隔 10m 应加以固定。电力电缆与控制电缆最好分别安装在隧道的两侧支架上,如果条件不允许时,则控制电缆应该放在电力电缆的下面。

(3) 深度较浅的电缆隧道应至少有两个以上的人孔,长距离一般每 100~200m 应设一人孔,近人孔处装设进出风口,在出风口处装置强迫排风装置;深度较深的电缆隧道,两端进出口一般与竖井相连接,并通常使用强迫排风管道装置进行通风。电缆隧道内的

通风要求在夏季不超过室外空气温度 10℃ 为原则。

(4) 电缆隧道内要保持干燥,因此应设置适当数量的蓄水坑,一般每隔 50m 左右设蓄水坑一个,使水及时排出。

(5) 隧道内应有良好的电气照明设施。

(6) 电缆隧道内应装设全长的连续的接地装置,所有电缆金属支架应与接地装置连通。电缆的金属护套、铠装除有绝缘要求(如单芯电缆)以外,应全部相互连接并接地,这是为了避免电缆外皮与金属支架产生电位差,从而发生交流电蚀以及电缆外皮电压过高危及人身安全。

(7) 电缆隧道内敷设的电缆应采用以阻燃、难燃材料为外护层的电缆,其目的是防火。

表 4-3-6 支架及电缆之间的最小允许距离(mm)

名 称			最小允许距离
两边有电缆支架时,架间水平净距(通道宽)			1000
一边有电缆支架时,架与壁间水平净距(通道宽)			900
电缆支 架各层间 垂直净距	电力电缆	10kV 及以下	200
		20~35kV	250
		110kV 及以上	不小于 2D+50
	控制电缆		100
电缆支 架间水 平距离	电力电缆	中低压电缆	800
		35kV 及以上高压电缆	1500
	控制电缆		800
电力电缆间水平净距离			35 但不小于电缆外径

注 D 为电缆外径。

3. 电缆的敷设方法

(1) 在深度较浅的电缆隧道中敷设电缆。这时敷设电缆的方法与屋内敷设电缆的方法是一样的。敷设时如果不能把电缆盘拖入隧道内,可以把它放在隧道顶部的人孔旁边,再把电缆盘拖入隧道内。在隧道内敷设电缆时,滑轮的间距及数量与直埋电缆的敷设方法相同。电缆从人孔中引进隧道的方法有两种,如图 4-3-22 所示。一般以图 4-3-22 中第 1 种方法较好,这样可顺着电缆的盘绕方向,避免损伤电缆。从人孔中引进电缆时,应采取措施防止在孔口损坏电缆护层。在一盘电缆施放完毕后,将电缆按设计放置在规定的支架位置,并在电缆上绑扎铭牌。

(2) 在深度较深的电缆隧道中敷设电缆。深度较深的电缆隧道,一般距离较长,并且进出口都有竖井连接,以供电缆隧道用。在这种隧道中敷设电缆,其实是电缆隧道和电缆竖井的综合敷设,因电缆的落差大(竖井中)线路长,往往敷设难度很大。以往是采用卷扬机作此类敷设工作的,但随着电缆竖井的落差越来越大(可以达到上百米),隧道的

长度越来越长,仅用卷扬机已不能胜任了。为了获得更大的牵引力并更容易控制和指挥,可在使用卷扬机的基础上增加一组电缆输送机。如图 4-3-23 所示为在过江隧道中敷设电缆的情况,隧道两端各为一个竖井(图中只给出一端的情况)。电缆输送机事先临时固定于隧道和竖井的支架上(具体所在位置由牵引力的计算得出),它们与卷扬机(在另一竖井出口处)都由一个联动装置控制,控制装置的控制台设置于电缆盘附近,通过它可以协调施放电缆的速度并保持其一致性。敷设时电缆盘置于竖井顶部,靠输送机的推力将电缆逐渐从竖井中送入,电缆的一端由输送机象接力似的输送至所需的位置。当电缆到达另一竖井处时,卷扬机也投入工作,提供更大的牵引力以克服电缆的自重。由于电缆是多点受到牵引力(推送力),电缆各处受力相当均匀,即使总牵引力很大,电缆也不会受到损坏。在竖井处临时安装的电缆输送机更可以夹紧电缆,使它按所需的速度施放,防止速度失控,引起事故。

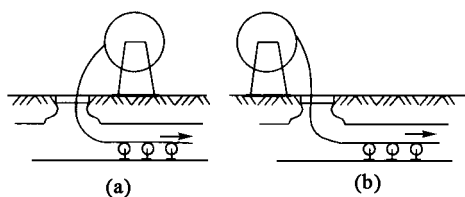


图 4-3-22 在深度较浅的电缆隧道中敷设电缆的方法

(a)敷设方法 1 (b)敷设方法 2

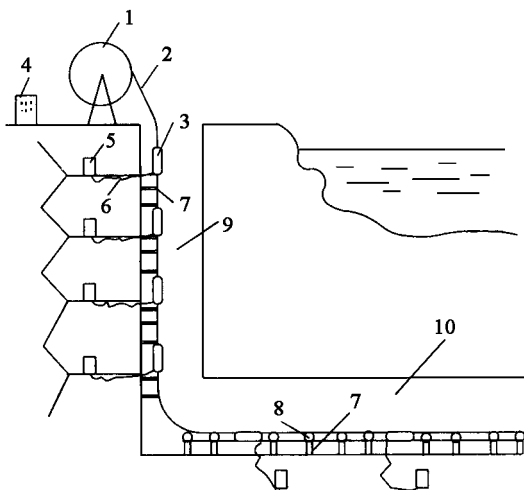


图 4-3-23 在深度较深的电缆隧道中敷设电缆的方法

1—电缆盘 2—电缆 3—电缆输送机 4—联动装置控制台;

5—联动装置 6—控制线 7—电缆支架 8—滚轮;

9—竖井;10—隧道

另外,对于高落差竖井中充油电缆的敷设,还必须注意控制油压。

(二)水底敷设电缆

水底敷设电缆是将电力电缆直接敷设于水底的一种电缆安装方式。在国内,随着交通设施的发展,大多数江河上多建造了大量的桥梁,这就解决了电缆的过江、过河问题,也有许多电缆弃桥梁而走专用的过江电缆隧道。只有当电缆需要跨越没有桥梁和隧道大江、海峡或岛屿之间时,才敷设江底电缆或海底电缆。这就使水底电缆的敷设向更长、更深的方向发展,需要更先进的技术和装备。

1. 敷设方法

目前敷设长距离水底电缆时,通常将电缆牵引端固定于电缆线路的一侧,敷设船向对岸航行,边航行边敷设电缆,如图4-3-24所示。具体施工时,敷设船具有两根牵引锚,由锚艇在航线地远处先抛设其中一根牵引锚,待抛锚后,敷设船用卷扬机绞锚以获得向前的牵引力,并拖曳电缆埋设机,在敷设电缆的同时将其埋深。当船行至距锚位一定距离(一般为100m)时,由锚艇在更远处抛设另一根牵引锚,敷设船换锚操作。就这样,通过交替转换两根锚的工程锚位,敷设船不断绞锚前进而敷设水底电缆。

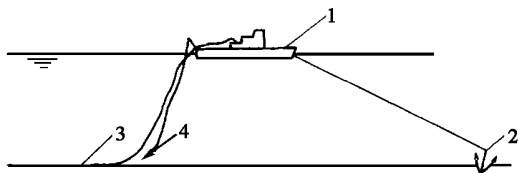


图4-3-24 长距离水底电缆敷设方法

1—敷设船 2—牵引锚 3—电缆 4—电缆埋设机

2. 敷设备备

(1)敷设船。敷设船就是专门用于敷设水底电缆的专用船只。由于目前的水底电缆通常处于的大江、大海下,这就对敷设船提出了更高的要求。敷设船必能够抵抗大江、大海上的风浪,同时必须能够装载大量的敷设用电缆,这就必须使用上百吨甚至更大的机械船舶。在流速较大的水面上敷设水底电缆时,还必须要有其他辅助船只从侧面顶住敷设船,提供敷设船以侧推力,以抵消水流的影响,维持敷设船正确的航线。当然,如果敷设船本身具有侧推动力,则更为理想。

(2)电缆埋设机。将电缆敷设于水底并将其埋设一定深度的机械,称为埋设机。目前使用较广泛的是水力喷射型埋设机。置于埋设机本体上的高压水泵可以喷射高压水柱以开挖水底的土体,电缆由此得以埋深。施工时,敷设船用一根钢缆牵引埋设机,埋设机的喷嘴射出高压水破土,同时电缆由入水槽沿挂在牵引钢缆上的导缆笼进入埋设臂通道,再置于沟槽内并自然回填泥土。埋设机上装有埋深指示、姿态、张力、压力等传感器,可直接将数据传送到敷设船的主控室并进行打印。

(3)GPS,又称全球定位系统。水底敷设电缆时,确保电缆按设计的路径敷设是极其

重要的,但在大江和大海上,要确定敷设船所在的位置,仅靠过去使用的六分仪是不可能做到的。随着时代的进步,GPS以其精度高、功能多、实时定位迅速、抗干扰性能好、保密性强以及覆盖全球等显著特点,占领了导航定位市场。正是由于GPS系统具有以上特点,它也被运用到电缆水底敷设的导航定位上。使用GPS,可使敷设电缆的定位精度达到5m左右。

(三)桥上敷设电缆

电缆过江如果在有桥梁处,则可借助桥梁过江,可使敷设施工方便、费用大大降低,因此常被应用。电缆敷设在桥上与一般的直埋或排管敷设电缆的方法类似,只要注意以下几点特殊的技术要求。

(1)桥上的电缆由于经常会受到振动,因此必须采取防振措施,如加弹性材料的衬垫,或采用防振良好的橡塑型电缆。

(2)在桥墩两端和伸缩缝处电缆应留有松弛就分,以防电缆由于结构膨胀和桥墩处地基下沉而受到损坏。

(3)架设在木质桥上的电缆应穿在铁管中以防电缆故障时烧坏桥梁。架设在其他非燃性材料结构的桥上时,电缆应放在人行道下的电缆沟中或穿入耐火材料制成的管中,这时管的拱度不应过大,以免安装时因拉力过大而拉坏电缆。

(4)电缆敷设在桥上无人可触及处,可裸露敷设,但上部需加遮阳罩。

(5)悬吊架设的电缆与桥梁构架间的净距应不小于0.5m,以免影响桥梁的维修作业。

(6)电缆金属护层除有绝缘要求以外,应与桥梁钢架进行电气连接(接地)。

六、常用敷设设备

从总体上说,电缆施工专用设备比较缺乏,而且相当大的程度上还依赖于人力。为了更好地使用现有的设备进行电缆施工,节约人力,提高效率,以下介绍各种常用敷设设备的机械性能、使用方法、维修保养等方面的知识。

(一)空气压缩机

空气压缩机主要用来破坏坚硬路面,是敷设电缆的前期工作。以下将介绍空气压缩机的工作原理、日常维护等方面的知识。

1. 工作原理

空气压缩机的主机一般为二级单作用活塞式压缩机。它是通过曲轴、活塞、连杆机构将曲轴的旋转运动转变为活塞的往复式直线运动,在活塞作用下,气缸和活塞组成的容积作周期性的变化,使气缸里的空气连续不断地完成吸气、压缩、排气和膨胀过程。经过二级压缩,把处在大气压下的空气变为具有一定压力的压缩空气。

2. 日常维护

经常地检查油池内的油量,油不足时应立即添加。当发现机器有漏水、漏油、漏气现象时,应立即维修。经常检查各连接部件的螺钉、螺母,防止其松动。检查各工作仪表,看读数是否正常,如损坏应及时修理或更换。为了更好的保护机器,应经常清除机器零件表面的油污、水和灰尘。

(二)电动卷扬机

由于现在电缆截面积越来越大,重量也随之增加,敷设时就需要大牵引力。因此,能够提供很大牵引力的电动卷扬机得到了广泛的作用。随着敷设电力电缆时所需牵引力越来越大,卷扬机的功率也就越来越大。对于大型(5吨)卷扬机,为了移动方便,通常将它安装在一个箱式拖车中,可以很方便的运送到各个施工工地。以下简单介绍卷扬机的工作原理、使用及维护保养方面的知识。

1. 工作原理

电动卷扬机是以电动机为原动机,经弹性联轴节,三级封闭式齿轮减速箱、由联轴节驱动绳筒,靠绳筒上的绳索吊装或平拖物体。

2. 使用注意事项

1)正式开车前必须在齿轮箱内加上适量的机械齿轮润滑油,然后开空车,使油料遍及各轴承及齿轮;

2)使用前,应检查刹车,不能过紧或过松;

3)电源接通前,必须先检查接地线的良好情况,以防触电事故发生;

4)起吊重物时,当钢丝绳放到所需最大长度时,绳筒上钢丝绳仍不得小于3圈;

5)停车时,务必切断电源,控制器放回零位,用保险闸制动刹紧;

6)不得超负荷工作。

3. 日常维护

1)卷扬机每次使用后应擦洗干净,特别是刹车盘不能被油类等物沾污,以免降刹车效能;

2)应经常检查紧固件,以防松动影响安全;

3)减速箱应每6个月更换润滑油一次。

(三)电缆输送机

电缆输送机是专为敷设超高压和大长度电缆而设计和制造的。敷设这些电缆时,单靠卷扬机牵引,为了克服巨大的摩擦力,必须加大牵引力。但如果将牵引力集中施加在电缆的牵引端上,往往会超过电缆的最大允许拉力和侧压力,会造成电缆的损坏。为了解决这一矛盾,国外发明了电缆输送机(现在国内也有生产),以下对它作一简单的介绍。

1. 结构

电缆输送机由底架、传动机构、履带输送装置及夹紧机械组成。

2. 工作原理

电缆输送机中用马达驱动的履带输送装置与横向移动的拖板相结合,从两侧夹紧被敷设的电缆,靠摩擦力来推送电缆。它在夹紧机构中设有预压簧,当电缆受侧压力过大时,可通过补偿减小受力,防止电缆受损。

3. 特点

电缆输送机具有结构紧凑、重量轻、推力大等特点,可有效保证电缆敷设质量。并且最新的电缆输送机都采用无节调速,可以均匀地增加电缆的输送速度,从而避免了对电缆的损伤。

4. 日常维护

- 1)每次使用后,都应清洗干净,并在每个齿轮、转轴处加上润滑油;
- 2)应进行定期检查。每隔一段时间检查输送机的电气接线是否破损,接触是否良好,并应及时更换输送机履带上磨损的橡皮块。

(四) 电缆盘放线支架

为了能将重几十吨的电缆盘从地面抬起,在盘轴上平稳转动进行放线,特制的带千斤顶的电缆盘放线支架是电缆施工必不可少的机具。它不但要满足现场使用轻巧的要求,并且当电缆盘转动时,它要足够的稳定性,不致倾倒。通常支架的设计,也要考虑能适用于多种直径的电缆盘。图 4-3-25 为使用液压千斤顶的电缆盘放线支架示意图。电缆盘重量不大时,也有用蜗轮蜗杆式千斤顶的。

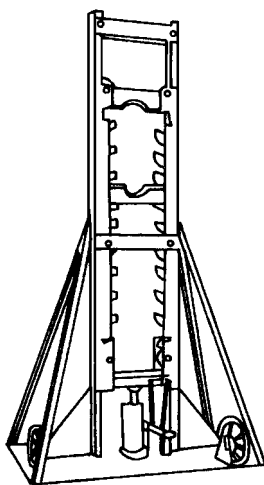


图 4-3-25 液压千斤顶
电缆盘放线支架

(五) 滚轮装置

一般滚动摩擦系数比滑动摩擦系数小,为此在牵引电缆中,应尽量将滑动摩擦转成滚动摩擦。为了不使电缆直接在地面上滑动摩擦,除采用人力扛抬外,可借助于滚轮装置中滚轮的支撑作用进行电缆敷设,这样既省力又方便,因此应用很广泛。滚轮装置的数

量应按电缆线路的长短配备,滚轮装置之间的间距一般为 1.5 ~ 2m。滚轮的种类如图 4-3-26 所示。不同种类的滚轮有不同的用途。平直路段可采用类似 c 型滚轮;在弯曲或者较为复杂的路径上按实际情况可采用加长的 a 型或 b 型滚轮。

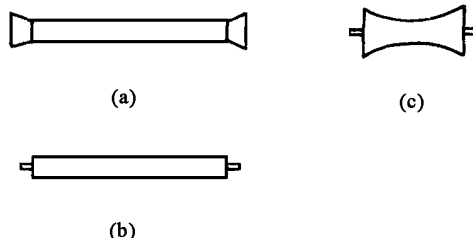


图 4-3-26 滚轮

(a) a 型滚轮 (b) b 型滚轮 (c) c 型滚轮

(六)防捻器

用钢丝绳牵引电缆时,在达到一定张力后,钢丝绳开始出现退扭,更由于卷扬机将钢丝绳收到滚筒上时,增大了扭转电缆的力矩。如果不及时消除这种扭力,电缆将受扭转应力,可能使钢丝绳弹起而击伤施工人员。因此在电缆牵引头前应加装一只防捻器。防捻器的一侧如果受到扭矩时可以自由转动,这样就可及时消除丝绳或电缆的扭转应力。

(七)电缆盘制动装置

在牵引电缆过程中,经常需要暂停牵引,而正在转动的电缆盘,由于惯性较大,如果不及时制动,容易蹿扭扭刚离盘的一段电缆。此时,当电缆盘转速大于牵引速度时,盘上的电缆容易下垂和地面摩擦,损伤绝缘护层,因此电缆盘上必需装设有效的制动装置。

(八)张力计

为了监视电缆在牵引过程中允许引力或侧压力是否超过规定值,最好装设张力计。张力计既可装在卷扬机侧,也可装在牵引头端,这需要按牵引力的大小和张力计的种类而定。完善的张力计还带有牵引长度和张力同时记录的仪表,以便研究分析牵引过程,提高牵引电缆技术。

(九)管口防护喇叭

电缆线路有时需穿越一些管道(如和铁轨或道路交叉时),如果这些管道的管口未作削角处理,很容易在牵引过程中将电缆护层刮破擦伤。为此,最好在管口安装有两个半月合成的防护喇叭,牵引完毕后可逐个拆除。防护喇叭的式样可参见图 4-3-27。

(十)其他设备和工具

除了上述设备外,还有一些小型工具以及运输设备,以下作简单介绍。

1. 汽车吊和电缆运输车,用以装运电缆盘;
2. 搅拌机,敷设过路导管时,用以搅拌混凝土;
3. 电动泵、机动泵和手掀泵,用以排除电缆沟内、人井内、隧道内等处的积水;

4. 顶管机 ,通过铁路或交通繁忙的道路敷设电缆时 ,用顶管机将铁管自一侧顶至另一侧 ;
5. 装载机械 ,用以将电缆沟旁的土推入沟中或将余土转至自卸汽车中运走 ;
6. 自卸汽车、装载材料或余土 ;
7. 钢轴、铁棒、铁锹等常用工具。

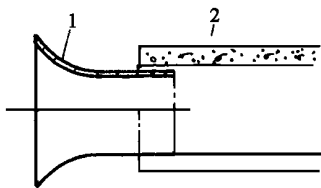


图 4-3-27 管口防护喇叭

1—防护喇叭 2—管道

七、充油电缆的敷设

(一)充油电缆敷设特点

充油电缆与普通油浸纸绝缘电缆一样都由导线、绝缘层和护层三部分组成。但在每一部分的结构上充油电缆却要比普通油浸纸电缆复杂得多 ,而且充油电缆直径大 ,单位长度重。因此 ,充油电缆在敷设施工中 ,具有以下几个重要特点。

1. 敷设时要防止充油电缆失压进气或油压过高

充油电缆内部充有经脱气的低粘度的绝缘油 ,并且借助于补油设备给以一定的压力 ,以消除电缆绝缘内部产生气隙的可能性。充油电缆按油压可分为高压力、中压力和低压力三种 ,它们的工作油压范围分别为 $1 \sim 1.5 \text{ MPa}$ 、 $0.4 \sim 0.8 \text{ MPa}$ 和 $0.02 \sim 0.3 \text{ MPa}$ 。在敷设过程中 ,必须防止油压低于或高出上述范围。当电缆的油压小于正常范围时 ,电缆内部绝缘会产生气隙 ,从而降低电缆的绝缘 ,进一步可能引起电缆发生故障。为防止充油电缆的失压进气 ,在敷设过程中应用压力箱维持电缆的供油 ,使电缆内部始终为正油压。此外 ,为防止弯曲路径上的电缆因侧压力而被压扁 ,还必须注意电缆内部的油压不得低于 0.2 MPa ,而当电缆的油压大于正常范围时 ,由于电缆的金属护套承受的压力是有限的 ,很容易因压力过大而造成损坏 ,因此也必须控制压力箱的供油压力小于最大允许供油压力。另外 ,在敷设高落差线路的充油电缆时 ,处于高处端的电缆油压往往很小 ,而低处端的油压却很大 ,为了解决这一问题 ,通常在线路中间设置塞止接头 ,对电缆进行分段供油 ,以控制油压。

2. 敷设时要严格控制弯曲半径

高压充油电缆除长期承受工频电压外 ,还要承受时间短暂的冲击过电压 ,因此 ,电缆的绝缘纸采用分阶绝缘结构 ,靠近导线的绝缘纸厚度薄些 ,外面的绝缘纸厚些。电缆在

弯曲时,薄纸容易发皱。由于在电缆线路敷设过程中不可避免地反复弯曲、拖拉,会使电缆出现绝缘纸发皱、破裂,严重时绕包的绝缘纸带会出现松散、叠绕脱节现象。所以,在敷设过程中,要严格控制电缆的弯曲半径不得小于 $20D$ (D 为电缆外径)的规定值。

3. 敷设时要防止电缆外护层损伤

充油电缆的外护层主要起防止铅护套和铜带加强层被腐蚀的作用。此外,外护层还要承受电缆运行时金属护层上的感应电压和线路短路故障或过电压时有感应电压,这是与普通电缆的不同点。因此,外护层必须具有一定的绝缘性能。这就要求在敷设电缆时应保持外护层完好而不受损伤,如有擦伤,需及时修补,以免降低外层的绝缘性能和防腐蚀的作用。

4. 施工组织措施难度大

充油电缆的敷设方式和方法与普通油浸纸绝缘电力电缆基本相同。由于充油电缆体积大、结构复杂、技术要求高、施工难度大,这就要求首先编制好组织措施;其次,根据电缆线路牵引力的计算及现场的具体条件选择敷设的起迄点,以便牵引敷设机具、供油设备、信号控制以及其他辅助设施的准备和布置等。

(二) 充油电缆的敷设方法

1. 充油电缆敷设的一般要求

(1)当电缆需要截断时,敷设前需按电缆的实际长度和敷设路径预先确定换接压力箱的位置,将备用压力箱及油管路等放置在预定的位置。

(2)电缆应从盘的上部引出,这在电缆盘就位时就要引起注意,以免敷设过程中,突然停止牵引时,盘上松弛的电缆与地面接触而被擦伤。

(3)敷设电缆时应有专人监护被牵引的首端,防止其撞在托辊上而发生渗漏油。这一点对于高落差电缆敷设应引起高度重视。

(4)敷设电缆的过程中沿线路应布置适当人员监护电缆及托辊。撬动电缆时可用 $1500\text{mm} \times 100\text{mm} \times 50\text{mm}$ 的木板,切忌用圆杠撬动,以免使电缆某一点受的力过大而被压扁。

(5)在电缆敷设过程中,要经常监视压力箱的油压,如发现有渗漏油的地方和油压下降时应及时处理,换接压力箱时要防止气体进入电缆内部。电缆敷设自始至终应保持电缆内部的正油压。

(6)电缆施放完后应从一端开始或从中间向两端(电缆裕度比较大时)使电缆就位。切忌由两端开始或分段同时就位,以免造成电缆过短或过长而需要重新摆布电缆。就位时应按设计预留备用长度。接头处的施工裕度为 $0.5 \sim 1.0\text{m}$,终端的施工裕度以 0.5m 左右为宜。

(7)需要进行外护层绝缘试验的电缆,对于直埋电缆应在上部覆盖 $100 \sim 150\text{mm}$ 厚的软土,沟槽中的电缆应填满经过筛选的河砂,然后再进行试验(当电缆外护层有导电层

时,不需要预先覆盖土或填砂)。河砂需要洒水润湿,以改善试验的导电性能。

2. 直埋充油电缆的敷设方法

充油电缆直接埋于地下的敷设方法,简单而经济,在室外使用最广泛,具有成熟以经验。

(1)与其他管线及建筑物间的距离。直埋充油电缆不可避免地会与其他地不管道、建筑物平行、交叉,需要考虑到各自的运行环境、运行安全、维护抢修等因素,因此对直埋充油电缆与其他建筑物的距离有一定的要求,主要有以下四个方面。

①与其他电缆的间距。直埋充油电缆同其他电缆之间的距离,不仅要考虑到电缆的检修、故障、散热等影响,而且要考虑对控制电缆和通信电缆的干扰达到最小值。充油电缆和其他电缆交叉的地方,充油电缆要放在其他电缆的下面;充油电缆和其他电缆平行敷设时,其间距不应小于0.5m。

②与地下管线的间距。直埋电缆与地下管道之间的距离应严格地控制,以防地下管道检修及所输送的有害介质外溢而使电缆受到影响或损伤;地下热力管道还会使土壤中的温度升高影响电缆的载流量。因此应严格按照规定的要求施工。有条件时,适当加大净距是有益的。

③与道路交叉的情况。直埋电缆与城市街道、公路或铁路交叉时,应将电缆敷设于管道或隧道内,以免因检修电缆而掘开路面、影响交通。每条电缆应有单独的导管。导管的两端宜伸出道路路基两边各2m,伸出排水沟0.5m。城市街道路面狭窄时,建筑设施靠近街道,导管不可能伸出太长,可伸出车道路面1m。

④与电气铁路邻近的情况。与电气化铁路平行或交叉敷设的充油电缆,要采用挤塑型外护层的电缆。这是防止电气化铁路杂散电流腐蚀电缆的最为有效措施。

(2)直埋充油电缆敷设的方法。

直埋充油电缆的埋置深度自地面至电缆外层应不小于1m,但为了施工、检修的方便,也不宜过深,一般为1.2~1.5m。在某些地段,如电缆引入建筑物或与地下建筑物交叉、或者绕过建筑物时,可埋得浅一些,此时应采取保护措施。直埋电缆线路的地下土壤不应含有对电缆护层的有害的物质。对于挖掘的沟底应该没有石块或其他硬质杂物,必要时在电缆的下边需铺以不小于100mm厚的软土或砂层。壕沟挖掘好并清理沟底后可按图4-3-28方式牵引敷设电缆。

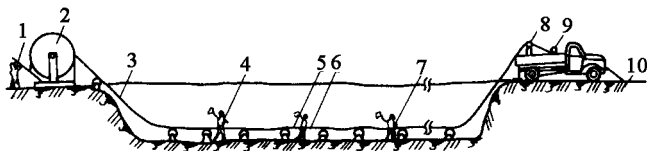


图 4-3-28 直埋电缆牵引敷设示意图

1—制动 2—电缆盘 3—电缆 4、7—滚轮 监视人;

5—牵引头及监视人 6—防捻器 8—张力计 9—卷扬机 10—锚定装置

当电缆敷设完后,上面应覆盖不小于 100mm 厚的软土或砂层,然后盖上预制的混凝土盖板。板的厚度为 40~50mm,以便有适当的机械强度抵御外力;板的宽度为 200~250mm,以便能使覆盖宽度超过电缆直径两侧各 50mm;板的长度为 800~1000mm。板与板之间紧靠连接。在不易受到机械损伤的地段可铺砖代替混凝土盖板。在覆盖的土中不应有石块、炉渣、垃圾及其他硬质杂质。覆盖土应按要求逐层夯实,当沟中有积水时,应先抽干积水后再夯实,以免沉陷。近年来,通常将充油电缆放置在水泥槽或砖槽中,是保护电缆最有效的措施。

直埋充油电缆敷设后,由于施工中电缆的实际位置与设计走向可能有所不同,应绘制实际线路图,作为交接验收的技术资料之一。覆盖土后应按实际线路位置在转弯、接头、直线部分设置标志桩。直线部分的标志桩应根据电缆线路受外力损伤的可能性确定设置标志桩。标志桩一般用水泥预制成,上面应标明禁止挖掘等内容,以防外力损伤。

电缆自土沟引进隧道、人井及建筑物时,应穿在导管中,管口应加以封堵,以防渗水。

第三节 电缆的试验

电力电缆在 110kV 及以下系统中的应用十分广泛。电力电缆有多种类型,按其绝缘类型大致可以分为油纸绝缘电缆、橡塑绝缘电缆和塑料绝缘电缆(包括交联电缆)。油纸绝缘电缆在各种电压等级的系统中被广泛采用,其中 110kV 及以上系统采用带压充油的单相油纸绝缘电缆。橡塑电缆和塑料绝缘电缆用于 2~35kV 系统。

电缆线路绝缘的薄弱环节是电缆的终端头和中间接头,这往往是由于设计不当或制作工艺、材料不良而带来的缺陷。有的缺陷可在施工过程和验收试验中发现,更多的是在运行中逐渐发展、劣化直至暴露。沥青胶浇灌的终端头常因密封不良逐渐受潮,造成沥青胶起层、开裂和形成孔隙,有时也会因温度过高而流胶。环氧树脂和塑料干封的电缆头则易于受电场、热、化学的长期作用而逐渐变坏;充油电缆头常出现缺油、受潮的情况,热缩电缆头因施工时受热不均匀,会造成机械损伤和开裂。除电缆头外,电缆本身也会发生一些故障,如机械损伤、铅包腐蚀、过热老化及偶尔有制造缺陷等。所以,尽管电缆线路的可靠性比架空线路高,但故障仍是很多的,而且情况较为复杂。埋在地下更不便寻找和处理故障,因此对电力电缆的试验显得尤为重要。

一、绝缘电阻的测量

通过测量电力电缆的绝缘电阻,可以初步判断电缆绝缘是否受潮、老化和存在明显的缺陷。并可查时由耐压试验检出的缺陷的性质。因此,耐压试验前后均应测量绝缘电

阻。测量时,额定电压为 0.6/1kV 的电缆用 1000V 兆欧表,额定电压为 1kV 及以上的电缆应使用 2500V 兆欧表进行测量,6kV 及以上电缆也可用 5000V 兆欧表。

(一) 测量方法

1. 试验接线

试验时,单芯电缆测量芯线对外皮的绝缘电阻,多芯电缆分别测量每一芯线对其他芯线及外皮的绝缘电阻。图 4-3-29 为三芯电缆绝缘电阻测量接线示意图。

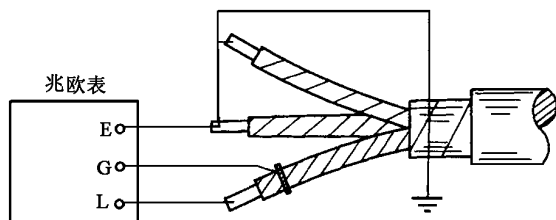


图 4-3-29 三芯电缆绝缘电阻测量接线示意图

2. 试验步骤

(1)运行中的电缆要充分放电,拆除一切对外连线,并用干燥清洁的布擦净电缆头,电缆头同周围的物体要保持足够的距离。

(2)按图 4-3-29 接线,逐相测量。测量时非被测相必须良好接地。

(3)由于电缆的电容量很大,操作时应先将兆欧表摇至额定转速(120r/min),然后接至被测相,待读取 1min 绝缘电阻数值后,应先将火线从被测相上断开,然后再停止摇动兆欧表,以免电容电流对兆欧表反充电,损坏表计。对比较长的电缆,一般应读取 15s 和 60s 的绝缘电阻值 R_{15} 、 R_{60} 。

3. 注意事项

(1)每一相测量完毕后,应充分放电至少 3min 以上。若对测量结果有怀疑需要重复测量时,必须待剩余电荷对地基本放尽后,方可重新测量,否则将影响测量结果的准确性。

(2)在周围空气湿度较大时,应在被试芯线的绝缘表面装设屏蔽保护环(电缆另一端屏蔽保护环可借用非测量相导体连通),接入兆欧表的屏蔽端子。

(3)架空敷设的电缆,可以用环境温度代替电缆温度;埋在地下的电缆,停止运行时间较长时,可用土壤温度代替电缆温度;停用不久的电缆,应测量芯线的直流电阻计算芯线温度。

(4)对护层有绝缘要求的单芯高压充油电缆,应用 500V 兆欧表测量护层的绝缘电阻和报警系统或过电压保护器的绝缘电阻。

(二) 测量结果判断

运行中电力电缆的绝缘电阻值,没有规定统一的数值,主要以历年的变化规律及相

间相互比较来进行判断,同时还可以用相间的不平衡系数来分析判断绝缘状况。相间不平衡系数为同一电缆各相绝缘电阻中最大值与最小值之比,一般比值不应大于 2~2.5。

电缆绝缘电阻的数值随电缆的温度和长度而变化。为了便于比较,应换算为 20℃时单位长度电阻值,一般以每千米电阻值表示,即

$$R_{20} = R_t K_t L \quad (4-3-2)$$

式中 R_{20} ——在 20℃时,每千米电缆的绝缘电阻, $M\Omega/km$;

R_t ——长度为 L 的电缆在 $t^\circ C$ 时的绝缘电阻, $M\Omega$;

L ——电缆长度, km ;

K_t ——温度系数,见表 4-3-7。

表 4-3-7 电缆绝缘的温度换算系数 K_t

温度(℃)	0	5	10	15	20	25	30	35	40
K_t	0.48	0.57	0.70	0.85	1.0	1.13	1.41	1.66	1.92

良好的电力电缆的绝缘电阻通常很高,其最低数值可按制造厂规定:新的油浸纸绝缘电缆,每一缆芯对外皮的绝缘电阻(20℃时每千米电阻值),额定电压 6kV 及以上的应不小于 100MΩ,额定电压 1~3kV 时应不小于 50MΩ。

二、直流耐压和泄漏电流试验

虽然直流耐压试验与泄漏电流的测量方法一致,但作用不同。直流耐压试验是考验绝缘的耐电强度,其试验电压较高;直流泄漏电流的测量用于检查绝缘状况,试验电压较低。因此,直流耐压试验更利于发现局部缺陷。在 DL/T596《电力设备预防性试验规程》中规定,做直流耐压试验并测量泄漏电流,无压力电缆应 1~3 年一次,变电所主干线应 1 年一次。

(一)试验的意义

1. 直流耐压试验的测量

直流耐压试验是检查电缆抗电强度的常用方法,其设备容量小、电压高,还可发现交流耐压时不易发现的局部缺陷。这是因为在直流电压下,绝缘中的电压按电阻分布,当电缆有缺陷时,电压将主要加在与缺陷部分串联的未损坏部分上,使缺陷更易暴露。

既然缆芯与铅皮间的电压分布取决于绝缘电阻,那么其分布自然就与缆芯与铅皮间的温差有关。当温差不大时,靠近缆芯的绝缘分担的电压比靠近铅皮处高,若温差较大,由于温度增高使靠近缆芯处的绝缘电阻相对降低,靠近缆芯的绝缘所分担的电压减小,有可能小于靠近铅皮处的电压。因而在冷却状态下作直流耐压试验易发现靠近缆芯处的绝缘缺陷,热状态下则易发现靠近铅皮处的绝缘缺陷。

电缆在直流电压下的击穿强度约为交流电压下的两倍。这是因为在交流电压下,介质损耗和局部放电强度都大为增加,对电缆绝缘的损伤比直流大。因而直流耐压试验容许以较高的直流电压对电缆进行试验,以发现缺陷。另外,电缆的直流击穿强度与电压极性有关,如将缆芯接正极时,击穿电压比接负极性时高10%,而且在电场作用下,绝缘中的水分将移向电场较弱的铅皮,使缺陷难于暴露,所以试验时一定要将负极接缆芯。

电缆在直流电压下的击穿多为电击穿,大多在加压1~2min内发生,故直流耐压的时间规定为5min。

2. 泄漏电流的测量

尽管电缆的泄漏电流测量与直流耐压试验发现缺陷的形式有所不同,但它实际上是直流耐压试验的组成部分。

在直流耐压试验时,应分段逐渐提高电压(即以0.25、0.5、0.75、1.0倍试验电压测量),每段上读取1min和5min的泄漏电流值。

测量泄漏电流的目的是要观察每阶段电压下电流随时间的下降情况,以及电流随电压逐段升高时的增长情况。良好绝缘的电缆,每当电压刚升至一个阶段,由于电容充电,电流将急剧上升,然后随时间延长而下降,至1min时的读数约为起始读数的10%~20%。而且随电压的逐段升高,泄漏电流应基本上成比例地增长。电缆如果存在绝缘缺陷,主要表现为泄漏电流在电压分段停留时几乎不随时间而下降,甚至反而增大;或者是在电压上升时,电流不成比例地急剧上升。

一般地说,直流耐压试验对检查绝缘中的气泡、机械损伤等局部缺陷比较有效,泄漏电流测量对反映绝缘老化、受潮比较灵敏。

(二) 试验方法

直流耐压及泄漏电流的试验接线在前面已作了介绍,现仅说明电缆试验中应注意的几个问题。

1. 试验前必须测量绝缘电阻(包括护层绝缘电阻)。如绝缘电阻过低,则应查明原因后再决定是否进行耐压试验。

2. 微安表必须接在高压侧测量。因为试验设备及引线的杂散电流影响测量结果,所以必须用屏蔽微安表接在高压侧进行测量。绝缘良好的电缆泄漏电流很小,一般在几十微安以下。

3. 直流电压的测量。电缆电容量较大时,杂散电流的影响较大,低压侧的电压表将不能反应高压侧的实际电压,此时必须在高压侧直接测量电压。当直流高压的脉动足够小时,其电压的峰值、有效值和平均值是很近似的,可用静电电压表测高压直流电压。因有时静电电压表现场携带很不方便,故也可采用高电阻串微安表测量。

4. 电缆应充分放电。试验前后及中间变更接线时,都应对电缆进行充分放电。耐压试验后,使导体放电时,必须通过每千伏约80kΩ的限流电阻反复几次放电直至无火花

后,才允许直接接地放电。另外,被试电缆的另一端应派专人看守,负责安全及监视试验中的异常现象。

5. 引线的要求。在做 110kV 及以上高压电力电缆试验时,高压引线应采用较大直径的导线,以减少由于电晕而引起的空气游离,影响试验的准确性。

(三) 杂散泄漏电流的排除

电压为 35kV 及以上的电缆,由于试验电压高,通过试品表面及周围空间的泄漏电流相当大;对 35kV 以下的电缆试验时,若空气湿度较大,杂散泄漏电流也会影响试验结果的准确性,所以电缆两端终端头均应屏蔽。测量泄漏电流时的屏蔽如图 4-3-30 所示。实际上,当电缆较长时,两端头屏蔽不易实现,故常采用非试验相作为连线的屏蔽,如图 4-3-31 所示。这种方式的缺点是每相承受两次电压,而且测得的是被试相对外皮及另一相缆芯的泄漏电流数值,故不太精确。

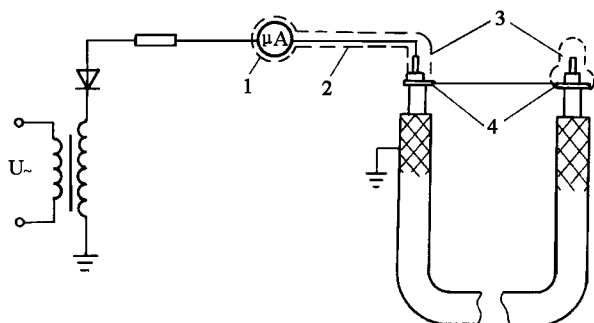


图 4-3-30 测量泄漏电流的屏蔽

1—微安表屏蔽 2—导线屏蔽 3—线端屏蔽 4—缆芯绝缘屏蔽

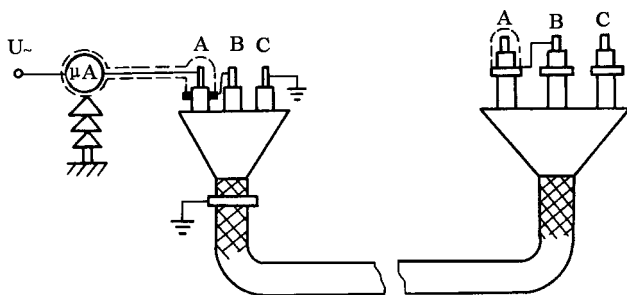


图 4-3-31 用非试验相作为连线的屏蔽

另一种屏蔽法为如图 4-3-32 所示的一端屏蔽一端接收时测量泄漏电流的接线。图 4-3-32 中,电源端应采取屏蔽,将表面和空间的杂散泄漏电流排除,另一端的杂散泄漏电流 I'_2 要流经微安表 PA2。于是,试品的泄漏电流 I_x 可由微安表 PA1 的读数 I_1 减去 I'_2 而得,即

$$I_x = I_1 - I'_2 \quad (4-3-3)$$

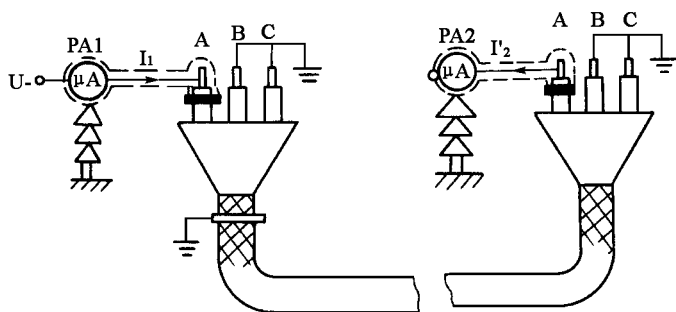


图 4-3-32 一端屏蔽一端接收时测量泄漏电流接线

(四) 试验结果分析判断

1. 试验中, 耐压 5min 时的泄漏电流值不应大于 1min 时的泄漏电流值。若泄漏电流突然大幅度变化或随加压时间的延长不断增加, 或者泄漏电流分段电压不成比例地急剧上升, 则应查明原因。必要时, 可视具体情况适当提高试验电压或延长耐压时间。

2. 电缆三相中泄漏电流量大值与最小值之比称为相同泄漏电流不平衡系数, 即

$$K = \frac{I_{\max}}{I_{\min}} \quad (4-3-4)$$

式中 I_{\max} ——三相中最大一相的泄漏电流 μA ;

I_{\min} ——三相中最小一相的泄漏电流 μA 。

三相之间的泄漏电流不平衡系数 K 不大于 2.0。但是, 当 10kV 及以上电缆的最大泄漏电流小于 $20\mu\text{A}$ 或 6kV 以下电缆的最大泄漏电流小于 $10\mu\text{A}$ 时, K 值可根据历史数据自行规定。

3. 与以前的试验结果比较, 在相同或相近的温度下如泄漏电流成倍地增长, 则应查明增加的原因。

4. 加试验电压 5min, 绝缘不击穿。

表 4-3-8 列出长度在 250m 及以下的油浸纸绝缘电力电缆泄漏电流参考值。电缆长度超过 250m 时, 泄漏电流可按长度适当增加。

表 4-3-8 250m 及以下油浸纸绝缘电力电缆泄漏电流参考值

电缆型式	工作电压 (kV)	试验电压 (kV)	泄漏电流(μA)
三芯电缆	35	140	85
	20	80	80
三芯电缆	10	50	50
	6	30	30
	3	15	20
单芯电缆	10	50	70
	6	30	45
	3	15	30

(五) 倍压整流

对于 35kV 及以上电压等级电缆的试验电压很高,用单级整流装置不能满足要求,需采用倍压整流获得高电压。倍压整流原理如图 4-3-33 所示。

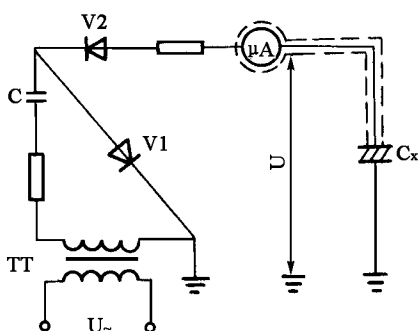


图 4-3-33 倍压整流原理图

由图 4-3-33 可见,当电源电压为正半周时(试验变压器 TT 绕组接地端为负),二极管 V1 导通,电源电压经 V1 对 C 充电到 U_{max} ;电源电压为负半周时(变压器 TT 绕组接地端为正),V2 导通,电源电压与电容 C 上的电压叠加,经 V2 对被试品电容 C_x 充电。因为 $C \gg C_x$,理想情况下,被试品电容 C_x 很快充电到 $2U_{max}$,即获得高压。

三、电力电缆参数测量

(一) 电缆芯线电阻测量

测量电缆芯线电阻的目的,在于检查芯线截面是否符合规定,导线有无断裂或中间接头,接触是否紧密,以免在接触不良处产生热量而使该处温度升高,导致损坏绝缘。芯线的直流电阻要比交流电阻小,这是因为交流通过导体时由于磁感应而产生集肤效应,使用效通流截面减小。在工频电压下,导体截面越大,交流电阻与直流阻差别越大,可按表 4-3-9 加以换算。

表 4-3-9 电力电缆交、直流电阻换算表

电缆芯线截面 (mm^2)	交流电阻大于直流 电阻的百分数 (%)	电缆芯线截面 (mm^2)	交流电阻大于直流 电阻的百分数 (%)
100	0.125	320	6.0
130	0.30	400	9.0
185	2.0	500	14.0
240	4.0	650	25.0

对于小于 100mm^2 截面的导线,可以忽略集肤效应,交流电阻等于直流电阻。

测量电缆的直流电阻时,对小于 1Ω 的芯线用双臂电桥测量,大于 1Ω 的用单臂电桥

测量。

测量时,可将电缆一端的两芯线短接,对另一端相应的两芯线进行测量,测得的数值除以2即得单芯线电阻值。依次测量三次,然后进行分析比较。正常时三根芯线电阻基本相同。

绞线线芯的电阻测量值比计算值约大1.5%~2%,这是由于芯线由多股绞合而成,每一股导线是螺旋状而非直线,因此电缆芯线的实际长度比电缆稍长一些。

(二) 电缆电容的测量

测量电容量的目的是为电缆作其他项目试验提供基础数据。

电缆电容一般用交流电压表、电流表测量,电源电压取220V或380V。测量每相芯线对铅包的电容 C_1 或芯线间电容 C_2 的接线示意图如图4-3-34所示。

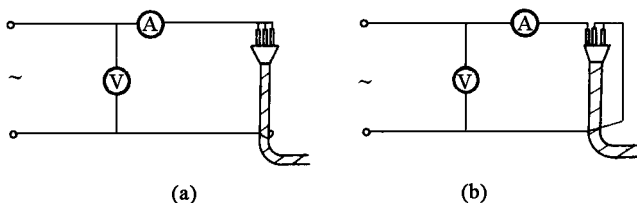


图4-3-34 用电压表、电流表法测量电缆电容示意图

(a)测芯线对铅包电容 (b)测芯线对铅包及其他二芯的电容

为了减小测量误差,应注意电压表接入的位置,如电容电流很小时,电压表应接在电流表的前面。所测电容为

$$C_1 = \frac{I_1}{3\omega U_1} \quad (4-3-5)$$

$$C_2 = \frac{1}{2\omega} \left(\frac{I_2}{U_2} - \frac{I_1}{3U_1} \right) \quad (4-3-6)$$

式中 U_1 、 I_1 ——按图4-3-34(a)接线时电压表和电流表的读数;

C_1 ——每相芯线对铅包的电容;

U_2 、 I_2 ——按图4-3-34(b)接线时电压表和电流表的读数;

C_2 ——芯线之间的电容;

ω ——电源角频率 $\omega = 2\pi f$ 。

当电缆很长、电容电流较大时,要考虑试验电源的容量是否能满足试验需求。

(三) 正序阻抗及零序阻抗的测量

正序阻抗及零序阻抗测量的目的是供短路计算时应用。

测量正序阻抗时,将三相电缆一端的芯线短接,另一端加交流三相电源,其测量接线如图4-3-35所示。

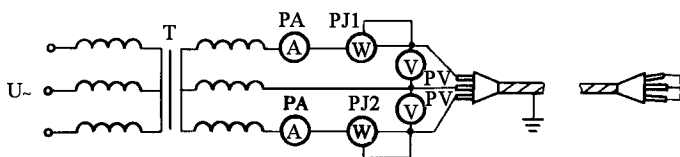


图 4-3-35 电缆正序阻抗的测量

电缆的正序阻抗 Z_1 、芯线交流电阻 R_1 及感抗 X_1 按下式计算

$$Z_1 = \frac{U}{\sqrt{3}I} \quad (4-3-7)$$

$$R_1 = \frac{P_1 + P_2}{3I^2} \quad (4-3-8)$$

$$X_1 = \sqrt{Z_1^2 - R_1^2} \quad (4-3-9)$$

式中 U 、 I ——分别为电压表 PV、电流表 PA 的读数。

P_1 、 P_2 ——电能表 PJ1、PJ2 的读数。

测量零序阻抗时，将电缆两端芯线分别并接，通入交流单相电源，读取电流、电压及功率值，即可算出零序阻抗值。测量接线如图 4-3-36 所示。

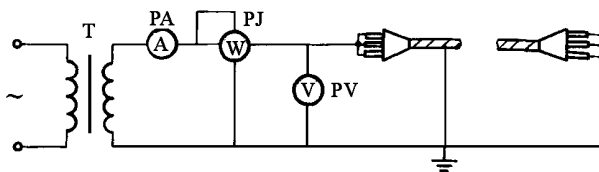


图 4-3-36 电缆零序阻抗的测量

因零序电抗和电缆布置有关，故须在电缆敷设后进行测量。零序阻抗 Z_0 和零序电抗 X_0 按下式计算

$$Z_0 = \frac{3U}{I} \quad (4-3-10)$$

$$X_0 = \sqrt{Z_0^2 - R^2} \quad (4-3-11)$$

$$R = \frac{3P}{I^2}$$

式中 U 、 I 、 R ——分别为电压表 PV、电流表 PA、电能表 PJ 的读数。

第四节 电缆的检修

一、电缆常见故障及原因分析

(一)漏油

1. 电缆过负荷运行,温度过高因而产生很大的油压;
2. 电缆两端安装位置的高低差过大,致使低端电缆内油的静压力过大;
3. 电缆中接头或终端头的绝缘带包扎不紧,封焊不好;
4. 充油电缆终端头套管裂纹、密封垫不紧或损坏;
5. 电缆铅包折伤或机械碰伤。

(二)接地和短路

1. 负荷过大,温度过高,造成绝缘老化;
2. 电缆中接头和终端头因制作密封不严,水分进入或者接头接触不良而造成过热,使绝缘老化;
3. 铅包上有小孔或裂缝,或铅包受化学腐蚀、电解腐蚀而穿洞,或铅包被外物刺穿,都使潮气侵入电缆内部;
4. 敷设时电缆变曲过大,纸绝缘和屏蔽带受损伤断裂;
5. 瓷套管脏污、裂纹(室外受潮或漏进水)造成放电;
6. 受外力作用,造成机械破损。

(三)断线

电缆因敷设处地基沉降等原因而使其承受过大的拉力,致使导线被拉断或接头被拉开。

二、电缆故障的查找方法

电缆的故障点,往往是不能直接看出的。例如电缆在耐压试验时被击穿,而在电缆外表上就不会有明显的征兆,所以故障点主要依靠试验方法来寻找。

电缆故障的性质并不一致,目前尚无一种方法能探测各种性质的故障点,而只是对不同性质的故障,采用不同的探测方法,因此,探测故障点时,首先应确定故障的性质,同时还要掌握电缆的敷设位置、长度及其他有关技术资料,这样才能迅速准确地找出故障点的位置。

(一)确定电缆故障的性质

一般可用 1000 ~ 2500 伏摇表,在电缆两端分别进行试验。除了测量各线芯对铅包

以及各线芯间的绝缘电阻外,同时还需检查电缆线芯是否断线,从而确定故障性质。常见的电缆故障性质有以下几种:

1. 接地或短路故障 是指电缆一芯或数芯对地的绝缘电阻或芯与芯之间的绝缘电阻较多的低于正常值,而芯线连续性良好者。根据所测得的绝缘电阻数值的大小,又可分为高阻故障和低阻故障。

2. 断线故障 是指电缆各芯绝缘均良好,但有一芯或数芯导线不连续;或不完全连续(经电阻连通)者。

3. 断线并接地故障 这种故障是指断线故障和接地故障同时发生。

4. 闪络性故障 这种故障多发生在预防性耐压试验时的中间接头或终端头内。故障现象不完全相同,有的在接近所要求的试验电压时发生击穿,当电压降低时击穿就停止;有的击穿会连续发生,但频率不稳定,间隔时间由数秒钟至数分钟或数十分钟不等;也有的在某些情况下,击穿现象会完全停止,即使加到试验电压也不击穿,经过若干时间后再击穿。

(二) 电缆故障点的测定

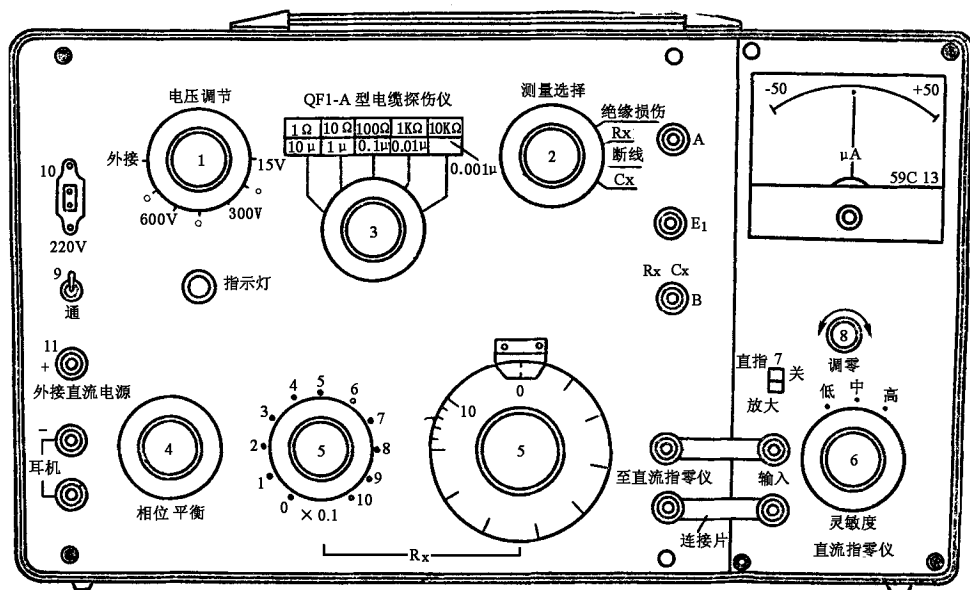


图 4-3-37 QF1-A 型电缆探伤仪仪面图

- 1—电压调节开关 2—测量选择开关 3—量程选择开关 4—相位平衡电位器;
5—读数电阻盘 6—直流指零仪灵敏度调节开关 7—直流指零仪电源开关;
8—调零电位器 9—电源开关 10—电源插座 11—外接直流电源接线柱

测定电缆故障点的方法很多,目前多采用 QF1-A 型电缆探伤仪来测定。QF1-A 型电缆探伤仪不仅可以测量电缆线芯的接地、相间短路和断线的故障点,而且可以测量

电缆线芯电阻、相间电容和对地电容。它由桥体、直流指零仪和交直流电源三个独立部分组成,如图 4-3-37 所示,各部由接插件连接,可以分别拆卸。桥体所使用的直流电源是通过整流获得的一组 15、300、600 伏直流电压供给的,亦可外接直流电源,同时内附一个 1000 周/秒的音频振荡器。桥体的平衡指示,在测量电缆电容和断线故障时由耳机担任,测量电缆电阻和接地、短路故障时由直流放大指零仪担任。由于采用了直流放大指零,故测量接地、短路故障点的准确度较高。

1. 电缆线芯接地或短路故障点的测定

(1)原理:由于同一种规格线芯的电阻与长度成正比,故利用电桥法测出故障点两边的电阻,求出两电阻之比(也就是长度之比),即可确定故障点。原理接线如图 4-3-38 所示。单相接地点时, A_0 为完好的电缆线芯, B_0 为故障线芯, ρ 、 0 端跨接, R_K 为一个双十进位电阻盘和一个滑线电阻所组成,总阻抗为 100 欧姆,连成一个差动桥臂。当调节 R_K 至电桥平衡量:

$$R_K : (1 - R_K) = L_X : (2L - L_X)$$

$$\therefore L_X = R_K \cdot 2L$$

式中 L_X ——接地点至测量端的电缆长度;

L ——电缆全长;

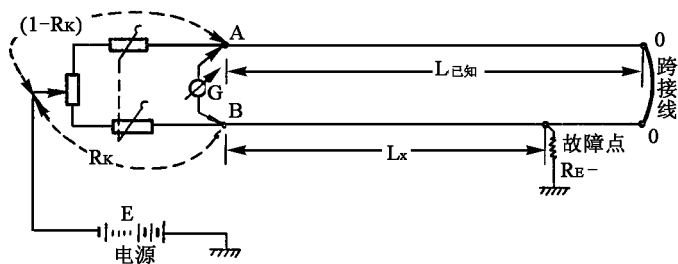


图 4-3-38 测量电缆绝缘损伤点的原理接线图

若为两相短路故障,则将一条故障线芯作为地线,另一条故障线芯接 B,完好线芯接 A,此时的 L_X 即为短路点至测量端的电缆长度。

(2)测量步骤

①将被测电缆按图 4-3-39 接线。单相接地点时,故障线芯接 B 点,完好线芯接 A 点,E 点接地;两相短路时,完好线芯接 A,任一故障相芯接 B,另一故障相芯接 E,直流指零仪输入端分别接 A 点和 B 点(这样可减少多次接线接触电阻所造成的误差。若电缆回路电阻在 10 欧姆以上时,可直接连至 M 和 N 两点)。

②将测量选择开关 2 切换至“绝缘损伤”位置。

③先将直流指零仪电源开关 7 切至“直指”的位置。

④将电压调节开关 4 回零,在插座 10 中插入电源,开启电源开关 9。

⑤ 旋动电压调节开关将电压升至 15 伏。调节读数电阻盘 R_K 使直流指零仪指零。若发现灵敏度不够(因为接地电阻大或回路电阻不同至使调节 R_K 时对指零仪的影响不大),可升高电压至 300 伏,甚至 600 伏再调。若灵敏度仍感不足,则应投入直流放大器。

⑥ 投入直流放大器时的操作程序是:将电压调节开关回零,直流指零仪灵敏度调节开关调至“低”处,直流指零仪电源开关切至“放大”位置并旋动调零电位器 8,使直流指零仪指零。

⑦ 逐次升高电压和直流放大器灵敏度(每调节一次直流放大器的灵敏度,直流指零仪均须调零,调零时须将电压调节开关回至空档处),调节 R_K 至平衡。将 R_K 的读数乘以两倍电缆长,即得出故障点距测量端的长度。

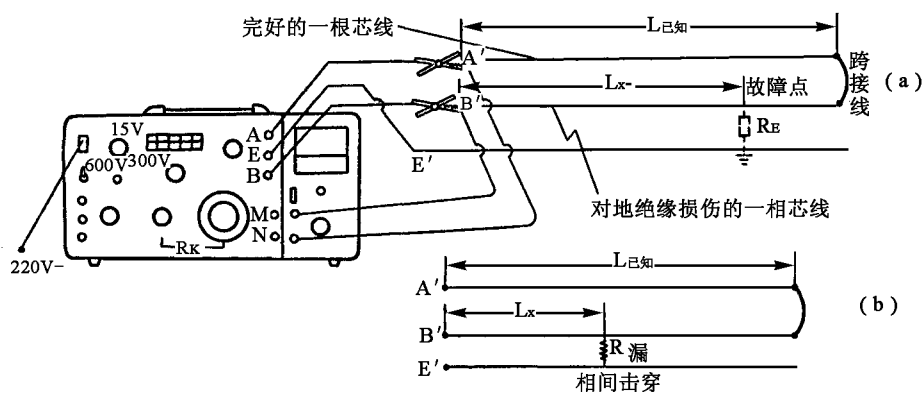


图 4-3-39 测量电缆绝缘损伤点的实际接线图

(a)单相接地 (b)两相短路

2. 电缆线芯断路故障点的测量

(1)原理:同种规格的电缆线芯的对地电容与其长度成正比。按此原理,采用交流差动电桥法,测量故障点两边线芯的对地电容,求出它们之比,从而确定故障点位置。原理接线如图 4-3-40 所示。 A_0 为故障线芯, B_0 为完好线芯, O 、 O 端跨接, R_{H1} 和 R_{H2} 为调节相位平衡(即损耗平衡)的电位器, R_K 同前。当调节 R_K 至电桥平衡时(耳机内无声):

$$R_K \cdot (1 - R_K) = \frac{C_X}{C_L + C_Y} = \frac{L_X}{2L - L_X}$$

$$L_X = R_K \cdot 2L$$

(2)测量步骤:

① 将被测电缆按图 4-3-41 接线。故障线芯接 A 点,完好线芯接 B 点,E 点接铅包或另一根完好的线芯。

② 将测量选择开关 2 切至“断线”位置,关闭直流指零仪。

③ 插入 220 伏电源插头及耳机,开启电源即可听到 1000 周/秒的音频信号。

④调节读数电阻盘 R_K 和相位平衡电位器 R_{H1} ,分别反复调节 ,直至耳机中声音消失为止 ,此时电桥平衡 ,测量结果为

$$L_x = 2R_K L$$

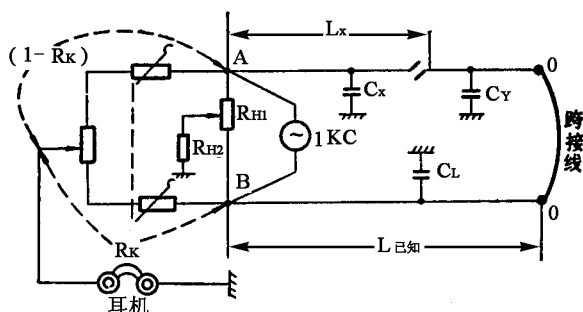


图 4-3-40 测量电缆断线的原理接线图

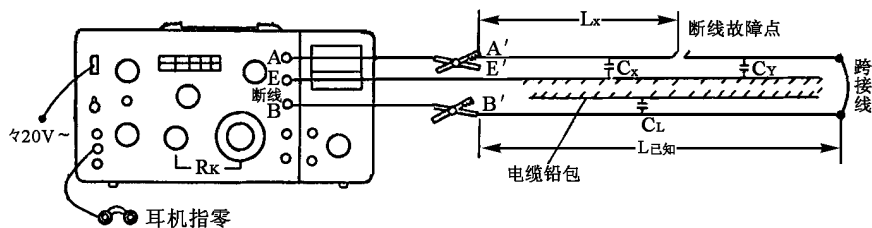


图 4-3-41 测量电缆断线的实际接线图

若全部电缆线芯断线 ,还可分别从电缆两端测出故障点一侧线芯的对地电容 ,通过电容比计算出故障点的电缆长度。

三、电缆的检修

主要电气设备(如发电机、变压器、电动机等)的电缆 ,一般随机、炉或该设备的大、小修而同时进行检修。

(一) 电缆的检查及试验

1. 电缆各部分有无机械损伤 ,电缆外层钢铠有无锈蚀现象 ;
2. 电缆终端头的接地线接触是否良好 ;
3. 电缆芯线铜接线鼻子与所连接设备的接触是否良好 ,有无发热及脱焊现象 ;
4. 电缆终端头的绝缘是否干净 ,有无电晕放电痕迹 ;
5. 电缆终端头瓷套管有无裂纹及放电痕迹 ;
6. 电缆终端头有无漏油现象 ;
7. 电缆终端头绝缘胶是否足够 ,有无水分 ,有无裂痕、变质以及空隙 ;
8. 电缆铅包有无腐蚀 ;

9. 测定绝缘电阻；
10. 定期进行耐压试验和泄漏电流试验。

(二) 电缆的修理

1. 终端头漏油的处理 发现终端头有漏油现象时应查明原因,及时消除导致漏油的缺陷。若地接线耳(鼻子)处渗油时,可将该处绝缘剥去,重新包扎。若漏油严重时则应将电缆端头重新制作。在拆掉包缠的绝缘层时应尽量按包缠顺序逐层剥离,切勿用刀切削。对于干包型终端头在三芯分叉处漏油时一般应重新制作。

2. 绝缘胶不足、开裂或有水分时的处理 当发现绝缘胶不足或开裂时,可用同样牌号的绝缘胶灌满,若发现有水分时,则应将旧胶清除,用相同牌号的新绝缘胶重新灌注。

3. 终端头受潮的处理 发现终端头受潮时,可用红外线灯泡或普通白炽灯对其进行干燥。干燥处理的时间,一直要进行到电缆的绝缘电阻上升至稳定值后 2 小时,且吸收比大于 1.3 后方可结束。

若电缆端头受潮时,必须去掉一段电缆,待测量其绝缘电阻合格后,重新制作终端头。

4. 接线耳脱焊的处理 接线耳脱焊的原因主要是在焊接时导线外面的氧化层未除净,因而造成焊接不良,接触电阻太大,引起发热而脱焊。故在焊接时应特别注意除净导体和接线耳中的氧化层,将接线耳预先搪锡,并将缆芯用锡浇透重新焊牢。

第五节 电缆线路的运行维护

一、电缆线路的巡视监护

电缆线路因施工的质量问题、电缆制造的质量问题都会发生故障;由于城市的发展,地下管道和市政建设的施工以及其它外来机械等引起的外力损坏电缆线路的现象也时常发生。据统计,很大部分的电缆线路故障是因外来机械损坏产生的,因此为了减少外力损坏、消除设备缺陷保证可靠供电,就必须对电缆线路作好巡视监护工作,以确保电缆线路的安全运行。

电缆线路的巡视监护工作由专人负责,将电缆线路划分为若干区域,配备专业人员进行巡视和监护,并根据具体情况制订设备巡查的项目和周期。同时根据《中华人民共和国电力法》和《电力设施保护条例》,重点向各市政建设和公用事业单位进行宣传。电缆线路的运行管理部门应与这些单位建立经常性联系的制度,以利及时掌握各地区的挖掘施工情况,加强巡查和守护,应根据各地的情况来制订有关规定和工作方法,现将

35kV 及以下电压等级的电缆线路巡视监测工作的一般方法介绍如下。

(一) 电缆线路的巡视工作

1. 巡视的周期

(1) 一般电缆线路每三个月至少巡视一次。根据季节和城市基建工程的特点应相应增力巡视的次数。

(2) 竖井内的电缆每半年至少巡视一次。

(3) 电缆终端每三个月至少巡视一次。

(4) 特殊情况下,如暴雨、发洪水等,应进行专门的巡视。

(5) 对于已暴露在外的电缆,应及时处理,并加强巡视。

(6) 水底电缆线路,根据情况决定巡视周期。如敷设在河床上的可每半年一次,在潜水条件许可时,应派潜水员检查,当潜水条件不允许时,可采用测量河床变化情况的方法代替。

2. 巡视的工作内容

(1) 对敷设在地下的电缆线路应查看路面是否有未知的挖掘痕迹,电缆线路的标桩是否完整无缺。

(2) 电缆线路上不可堆物,如瓦砾、矿渣、建筑材料、笨重物件、酸碱性液体或石灰坑等。

(3) 对于通过桥梁的电缆,应检查桥墩两端的情况,是否有因沉降而产生的电缆被拖拉过紧的现象,是否有由于振动而产生金属疲劳导致金属护套龟裂现象,保护管或槽有否脱开或锈蚀。

(4) 户外的电缆线路,电缆的护套应完好。

(5) 户外电缆的保护管是否良好,有锈蚀及碰撞损坏应及时处理。

(6) 电缆终端是否洁净无损,有无漏胶、漏油、放电现象,接地是否良好。

(7) 观察示温蜡片确定引线连接点有否过热现象。检查接点温度的方法很多,在电缆线路中较为普遍采用的有以下几种。

1) 示温蜡片:示温蜡片分为 60℃(黄色)、70℃(绿色)、80℃(红色)三种,将示温蜡片用绝缘棒粘贴在被测量处或在停电时先粘贴好,观察哪一种蜡片融化就表示达到哪一温度。这种方法反应时间较慢、粘贴不方便、只能粗略检查温度,故目前已很少使用。

2) 变色测温笔:这是一种造船工业中监视焊接时受热工作温度用的量具,它是根据笔中色素在一定的温度下能变色的特性来指示温度的。在电缆线路上,可选用变色温度为 70℃的变色测温笔,将笔置于绝缘棒上,在被测处划条线即可。若温度超过 70℃时,笔线颜色就会变成湖蓝色。这种方法测温迅速(1~2s),使用简便、价格便宜。

3) 红外线测温仪:可采用携带型的、测量距离为 5~10m 或更大距离的红外线测温仪,HW-2 型红外线测温仪在使用上已较成熟,效果较好。这种测温方法精度远比前两

种高,并且可以在不接触电气设备的情况下,进行测量工作。但仪器的价格较贵,且使用、保养上要有专人负责,因此可在有条件的情况下选择采用。

(8)多根电缆并列运行时,要检查电流分配和电缆外皮温度情况,发现各根电缆的电流和温度相差较大时,应及时汇报处理,以防止负荷分配不均引起烧坏电缆。

(9)入隧道巡视要检查电缆的位置是否正常、接头有无变形和漏油、温度是否正常、防火设施是否完善、通风和排水照明设备是否完好。

(10)电缆隧道内不应积水、积污物,其内部的支架必须牢固、无松动和锈烂现象。

(11)工作人员在入井工作时,应同时检查电缆在排管口或挂靠处有否磨损、衬垫是否失落、人井有无裂缝和白蚁现象。

(12)水底电缆应经常检查临近河岸两端的电缆是否有下沉或被拖动移位,在低潮时可检查浅滩部分电缆盖板是否被潮水冲刷而露出水面或移位等现象,并检查岸边的“禁止抛锚”的警告牌和照明是否良好。

(13)发现违反电力设施保护的规定而擅自施工的单位,应立即阻止其施工。对按规定进行施工的单位,应作好电缆地下的分布情况现场交底工作,并加强监视和配合施工单位处理好施工中发生的与电缆线路有关的问题。

3. 巡视结果的处理

(1)护线人员应将巡视电缆线路的结果,记入巡视记录簿内,运行部门应根据巡视结果,采取对策消除缺陷。

(2)护线人员在巡视中,如发现电缆线路上有零星缺陷,应记入缺陷记录簿内,运行部门据此编制月度的维护小修计划。

(3)护线人员在巡视中,如发现电缆线路上有普遍性的缺陷,应记入大修缺陷记录簿内,运行部门据此编制年度大修计划。

(4)护线人员在巡视中,如发现电缆线路上有重大缺陷,应立即报告运行管理人员,并作好记录和填写缺陷通知单。运行管理人员接到报告后,应及时采取措施,消除缺陷。

(二)电缆负荷的监测方法

无论单根或多根并列运行的电缆线路,由于三相负荷的不平衡现象或接点的接触电阻不同和发生不同变化,都会使三相或同相之间的负荷分配发生不均匀的现象,严重时,甚至可能出现某一根线芯的电流接近于零。当电缆过负荷时,会使电缆线芯的温度升高,以致造成电缆绝缘的加速老化或金属护套的加速龟裂。同时电缆接头接点甚至会因接触电阻增大而烧坏,严重时电缆的接头也会损坏。因此必须对电缆线路的负荷进行实测,才能真正监视电缆线路的运行情况。

1. 发电厂、变电所在每条线路上都应装有配电盘式的电流表,并在表面上标出冬、夏季电缆运行的最高允许负荷控制红线,以利巡视人员的监测,有条件的或有送电可靠性需要的可装设自动报警装置。

2. 在没有配电盘时,可采用钳形电流表进行实测,使用这种方法时应注意人体和带电部分的距离必须符合安全要求。

3. 当测量结果发现严重过负荷时,应及时汇报有关部门,调整负荷。要注意电缆线路允许载流量的不同情况:

(1)多条同型号、同截面的电缆线路并列运行时,总的允许载流量为多条电缆线路的允许载流量之和。

(2)多条不同型号或不同截面的电缆线路并列运行时,总的允许载流量小于各条电缆线路的允许载流量的和。

4. 电缆线路原则上是不允许过负荷运行的。只是在系统发生故障时,可以在短时间内过负荷。这个过负荷的时间与电缆的结构、周围环境、原来电缆线路的负荷大小以及过负荷的大小等诸多因素有关,因此允许过负荷的时间长短应有电缆线路运行管理的专职人员计算决定,其他人员无权决定。

(三)电缆温度的测量方法

由于各电缆线路所处的环境温度和散热情况不一,要确定电缆线路的运行情况是否确实过负荷发热,单凭测负荷是不能完全正确判断的,因此为了保证及时发现和解决电缆过热情况,在运行管理中必须对电缆线路进行测温,才能保证电缆线路正常运行和使用寿命。对电缆线路运行时的实际温度测量,经过长期运行经验的积累,目前一般是采用通过对电缆金属内护层温度测量来实现,其测量方法如下。

1. 目前测量的仪器采用热电偶、线绕测温电阻,为保证测量的正确性和作为测温备用装置,每一测量点应装设两个热电偶测量装置,其装置方法如图4-3-42所示。

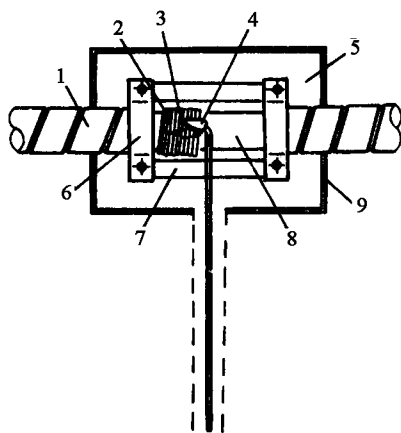


图4-3-42 电缆上热电偶的安装法

1—电缆 2—铜丝 3—热电偶 4—锡焊 5—沥青;
6—钢甲轧头 7—连接铜片 8—铅护层 9—木盒

2. 测量点应选择在散热条件最差的线段,两个热电偶测量点间的距离不少于10m,

并在负荷最大时进行测量。

3. 测温时应同时测周围环境的温度,在此必须注意,测周围环境温度的元件应与测电缆温度的元件保持一定的距离,一般要求在无外来热源影响下保持距离3m以上。

4. 当发现电缆温度超过电缆长期允许温度时,应及时汇报有关管理部门,使之能得到及时解决。

二、电缆线路的机械外损的预防

电缆线路的机械外损占电缆线路故障原因的很大部分,而非电缆施工人员引起的电缆机械外损故障占了绝大部分,这对电缆线路的运行带来了严重的威胁,因此必须做好预防机械外损的工作,防止不必要的损坏。制定预防机械外损的措施,首先要分析其产生的原因。

(一)机械外损电缆的原因

1. 施工部门未与电缆运行管理部门联系,在不掌握地下电缆线路的情况下,擅自施工挖掘将电缆损坏。或者联系后,仍野蛮作业或仍未清楚电缆线路在地下的确切位置,造成施工时挖伤电缆。

2. 宣传不够或电缆线路标志不明显,施工人员或居民在不知地下有电缆线路的情况下,造成挖掘时损坏电缆。

3. 护线人员在巡视中工作失职,没定期巡视,线路上的异常施工现象不能及时发现和制止,致使电缆被损坏。

4. 由于历史原因造成原始资料不正确或护线人员掌握的资料不正确,使护线人员在对施工人员交底工作时,交待的电缆线路位置不正确,导致电缆被挖掘损坏。

5. 大自然发生的变化,如地震、地沉、地裂等都可能对电缆线路产生机械损坏。

(二)机械外损的预防

1. 电缆线路运行管理部门应和市政建设和公用事业等有关单位建立经常性联系制度,从而及时了解各地区的挖掘施工情况和及时向市政掘路执照的批准单位提供管辖区内的电缆线路分布及变动情况。

2. 经常向城市建设、公用事业等有关单位进行电力法规的宣传教育,并通过电台、电视台、报刊或各种类型的宣传品进行广泛的、长期的宣传,使之家喻户晓,引起各行各业和广大群众的高度重视。

3. 电缆护线人员应具有高度的工作责任感,熟悉其管辖范围内的电缆线路分布位置和施工情况,作好护线的施工配合工作,具体应做以下几点工作。

(1) 电缆线路管理部门应及时为施工部门的单一施工指派人员到现场护线和办理好施工配合协作单。对涉及电缆线路、具有一定规模的地下管线的工程,应有专人参加工程施工协调会议,了解工程情况,负责护线工作,并为施工单位办理好监护交底卡。在护

线工作结束时,作好护线配合工作质量信息反馈单留案存档。

(2)护线人员应根据工程进展和需要,及时、正确无误的在现场向施工人员按交底卡交待电缆线路的情况,直至施工人员已确定正确无误地掌握电缆线路在施工现场的位置后,方可让其施工。

(3)护线人员在施工配合中,应妥善解决现场发生的有关电缆线路的技术问题,在施工配合结束时,应确认电缆线路是无损复位或按变动要求盖好电缆保护板后,护线人员方可离场。

(4)护线人员在每一次施工配合工作后,应将有关的电缆线路的情况一并填入巡视配合工作记录。

(5)如遇擅自施工未与电缆管理部门联系的情况时,应主动、诚恳、热情地作好宣传工作,同时,为其办理好施工配合协作单和地下管线监护交底卡。

(6)电缆线路被施工挖掘暴露后,护线人员在电缆线路复原前,应检查电缆线路的完好无损、位置正确后,方可使电缆线路复原盖土。

4. 加强电缆线路资料的技术管理工作,使资料正确无误。电缆线路进入或穿越工厂、机关、学校等单位时,应向其提供图纸,并签定共同保护地下电缆线路的协议书。

5. 电缆专业的或非专业的施工人员都应严格执行电缆敷设工作规定:在掀起电缆盖板后,不准使用铁棒、洋锹等尖头工具进行挖掘,对非施工的电缆线路暴露部分应加以保护,如加保护罩或悬吊,悬吊点的间距应不大于1.5m,电缆接头是较重较脆弱的部位,故悬吊时,接头处的两端电缆应采取措施防止受力和扭曲,即悬吊时要将接头整体固定。

三、电缆线路的维护工作

每一条电缆线路一般可分成裸露在地表和隐蔽于地下的两大部分。为了确保电缆线路的安全运行和延长电缆线路的使用寿命,在电缆线路投运后,通过巡视可发现电缆线路存在的问题,定期安排解决或紧急处理。下面对35kV及以下电压等级的电缆线路进行运行维护工作做一介绍。

(一)电缆线路的维护周期

除35kV及以下电压等级的电缆线路的单项的维护工作外,全部维护工作和电缆线路的预防性试验工作周期一般是同步进行的,其周期如下:

重要电缆线路每年应至少进行一次维护和试验工作;

其他电缆线路至少每三年进行一次维护和试验工作;

新安装的有接头的电缆线路,在投运三个月后,应进行一次维护和试验工作。

(二)电缆线路维护工作的内容

1. 防止终端的绝缘套管的表面污闪

由于自然界的尘土微粒等对电缆终端的绝缘套管表面的绝缘性能有危害作用,而电

缆线路的全部维护工作和电缆预防性试验周期一般都较长,因此对于比较容易污染和重要的电缆线路必须加强绝缘套管部分的绝缘性能维护工作,是提高电缆线路运行安全性能的重要措施,具体有下列一些工作。

(1)定期清扫绝缘套管表面的尘土。这项工作及设备不停电时,可进行带电清扫,在污秽地区或重要用户的终端,可视污染的情况,增加终端绝缘套管的清扫次数。带电清扫应使用绝缘良好的操作棒和刷子,操作时应特别注意人体和带电部分保持足够的安全距离,绝缘棒和刷子应有严格的使用和保养制度。

(2)水冲洗。是用高压水对绝缘套管表面进行冲洗,但由于它操作不便,安全措施难以保证。故一般电缆线路上不太采用。这种方法对水质有一定的要求,要求冲洗用水的电阻率不小于 $1500\Omega\cdot\text{m}$ 。

(3)增涂防污闪涂料,如硅脂等。一般用有机硅树脂(俗称:硅脂)等效果较好,如有有机硅树脂涂料,根据现用经验,其安全使用的周期可达一年之久。故这种方法是适用于污染特别严重的地区,一般它只能在停电时、在绝缘套管清洁后,将涂料均匀地涂在表面上,以保证绝缘套管受污染后也能满足表面绝缘强度的要求。带电时也可涂刷,但操作上应和带电清扫一样要求,涂刷比较困难。

2. 检查高位差安装的电缆的外表

由于高位差电缆的内护套等在重力和振动较大情况下,易产生疲劳和龟裂损坏,这对电缆的使用影响很大,不及及时发现易使电缆线路产生故障,因此我们必须作好下列一些工作。

(1)外被层已脱落 40% 以上或铠装层已裸锈,应涂防锈漆加以保护。

(2)电缆的金属护套若有裂缝、龟裂和腐蚀等现象时,应先作暂时处理,并记入缺陷记录,计划安排更换。

(3)电缆或其保护管等若有撞伤现象,电缆的安装辅助装置若有缺少等,应及时修复。

3. 电缆终端的维护

(1)终端壳体和支架表面锈蚀时,应涂漆防锈。

(2)检查终端内部绝缘剂是否充满,是否有水分侵入。如绝缘剂不足时应补充绝缘剂,如有水分侵入时应设法消除,并作为缺陷记入记录。

(3)终端的接点如过热烧毛时,应更换过热的引出部件。

(4)相色标示是否清楚,不清楚时应重标相色。

(5)终端壳体若有否裂纹、砂眼等,应及时安排更换。

(6)终端的接地是否良好,若接地不良应重新处理,使接地件符合标准。

(7)检查终端有否漏剂,绝缘套管是否有裂纹或放电痕迹,有这些现象时应及时更换。

(8)终端的电缆线路铭牌是否完好和正确,如有损坏,应重新更换。

4. 负荷监测

(1)定期测量电缆各相的负荷电流,分析负荷不平衡的原因。

(2)定期测量电缆外表的实际温度,确定电缆是否过热,以防绝缘过早老化。

(3)测地温,并积累各地区地温的历史资料,为电力调度部门提供符合实际情况的依据。

(4)肉眼观察电缆终端和其他电气设备连接点是否有过热现象:一般铝金属的电气设备过热后呈灰白色,铜金属的电气设备过热后呈浅红色。

5. 隧道、电缆沟、人井和排管的检查

(1)检查门、锁是否开闭正常,各进出口、通风口防小动物进入的设施是否完好,发现问题必须立即解决。

(2)检查有无渗水、积水,有积水应即排除,并将漏处修好。

(3)检查其内的电缆、接头、接地情况是否正常。

(4)测量接地电阻和电缆外皮的电位,防止电蚀。电缆外表部分的检查同上述第2点。

(5)检查支架上的电缆有无磕伤或擦伤现象,支架有否脱落等,有不良现象时,能处理的及时处理好,不能立即处理的应作好记录,安排计划及时解决。

(6)检查通风、照明、防水设施是否良好,土建部分有否下沉和开裂,如存在问题应作好缺陷记录,并及时处理。

(7)疏通备用排管,清除污泥杂物,这是检查排管是否因地沉损坏的有效和简便的方法。

6. 桥上电缆线路的检查

(1)检查桥墩地面沉降情况和电缆是否受拉力过大,如有此不良情况,应汇报有关部门,有关部门应提出措施解决。

(2)检查桥底电缆线路的保护部分若有曾受船舶冲撞或篙伤的现象,应修复和检查电缆是否受损,并尽可能查出肇事者,追究责任。

(3)电缆线路的安装部分的金属支架有否锈蚀,如锈蚀应除锈后涂油漆。

7. 电缆线路的地面分支箱的检查

(1)检查分支箱周围地面有无被挖掘过的情况,从而判定对电缆有否造成损伤。

(2)检查门锁和螺丝是否完好,不完好应立即更换。

(3)检查通风和防漏情况是否良好,有问题时,应重新放好防水板的位置,若是箱体有裂引起的,则只能更换箱体。

(4)检查箱体和金属部件的锈蚀情况,有锈蚀应即除锈涂油漆。

(三)一般缺陷的处理方法

1. 不严重的绝缘套管表面污秽

(1) 定期清扫:一般在停电做电气试验时擦净即可。在不停电时,应拿装在绝缘棒上的油漆刷子,在人体和带电部分保持安全距离的情况下,将绝缘套管表面的污秽扫去,如果是电缆漏出的油等油性污秽,可在刷子上沾些丙酮擦除。

(2) 定期带电水冲:用绝缘水管,在人体和带电部分保持安全距离的情况下,通过水泵用水冲洗绝缘套管,将污秽冲去。

2. 电缆内护层(套)或终端箱体龟裂、裂纹和腐蚀严重的暂时处理方法

(1) 在电缆金属护层龟裂、裂纹和腐蚀严重处可用防水带或塑料带包绕3~4层作临时处理。当能确保人体与带电部分安全距离的情况下,这种方法可在电缆设备不停电时进行的。

(2) 在没有防水的带材或无法包防水带材时,可用其他防水的材料(如油漆、环氧树脂胶等)涂在电缆金属护层龟裂、裂纹和腐蚀严重处。处理后应作好记录汇报有关部门,有关部门应对此作出安排,及时更换有缺陷部分的电缆或附件。

维护工作中发现可立即处理的缺陷应在维护的同时处理。因此在进行维护工作时,应针对维护设备,携带维护工作中的小件易损电缆接头附件备品和相色、防锈漆等维护所需物品,以供维护和现场处理一般缺陷用。

(四) 应停电处理的电缆线路缺陷和处理方法

1. 终端的接点过热

(1) 示温蜡片熔化,但接点的金属未变色,即未曾过热。这时可与调度联系通过一般正常申请停电方式,在获准后,根据接点的情况,重新擦好接点接触不良的部位和夹紧接触面或更换之。

(2) 接点发红过热,这时情况非常紧急,应立即向调度申请紧急停电,避免事态扩大形成故障,待获准停电、更换好后汇报调度恢复送电。

2. 附件有缺陷

(1) 电缆附件金具上有裂纹、砂眼、胀裂。这种情况应先作好密封暂时处理后,再根据情况申请停电时间,更换附件。

(2) 终端的瓷绝缘套管断裂。必须申请停电后进行处理。当断裂时间较长,引起水分侵入电缆终端时,就必须去潮重做终端,经电气试验合格后方可恢复送电。

(3) 橡塑电缆终端表面闪络或有裂纹。

1) 表面闪络多因接头设计不良或地区污秽程度严重等原因所引起,在停电后,去除闪络痕迹后,增加1~2个防雨裙或涂硅油即可解决。如确因设计不良引起的,还需向设计制造单位反映,改进设计。

2) 表面有裂纹时,这是由于材料不良或规格选用不当而引起的,在橡塑绝缘的电力电缆终端中,这种情况一般不会使终端的绝缘性能很快破坏,此时可根据裂纹的情况,申请停电,在停电后重新做终端,恢复送电。

(4)接头漏剂。这是加绝缘剂型式的纸绝缘电缆终端易存在的问题,这种缺陷均因密封处密封不良所引起的,一般少量漏剂情况不会对接头的绝缘性能产生大的影响,但接头的绝缘处因漏剂而积尘,使绝缘表面逐步形成导电通道,从而发生闪络故障。长期漏剂会使终端和电缆的绝缘干枯而发生故障。这种缺陷的处理方式如下。

1)暂时处理。在运行中发现这种现象,可用本节中防止污闪的带电表面清扫方法,揩除终端绝缘处的漏剂,然后在安排的计划停电时再做处理。

2)漏剂较严重的应在停电时,根据油迹寻出漏剂处,一般将漏剂处重新密封后补充绝缘剂即可解决。由于漏剂往往是终端设计问题引起的,所以对这种接头只有经常维护。在必要时可采用堵油的或新型的不会漏油的终端代替。重新密封处理的方法如下。

由于户内尼龙终端的橡胶密封件易老化,故这些密封处运行一定时期后就易漏油。一般可采用在这些部位包绕塑料带后,用尼龙绳加固即可解决。另一种更有效的方法,可将壳体的上盖打开,把线芯在适当的位置锯断,在锯断处加接一个塞止连接管,压接后用加高的手指套重新装好,在复装时,在加高部位内浇注环氧树脂,这样使电线芯的油路完全堵死,经这样改进后的电缆终端就不会漏油了。

(五)电缆受腐蚀

电缆的腐蚀一般是指电缆的金属护套受腐蚀,腐蚀部分的金属变成粉块状而脱离,使金属护套逐渐变薄至穿透后,失去密封作用而导致绝缘受潮,经一定的时间绝缘性能逐步下降,在运行中或预防性试验中,就形成电缆线路的故障。一般情况下,由于腐蚀的发展是很缓慢的,所以不能及时发现,当一旦发现时,腐蚀总是已非常严重,往往需更换一部分电缆。

电缆的腐蚀有化学腐蚀和电解腐蚀两种,具体的成因、判别和防治方法如下。

1. 化学腐蚀的成因和特征

(1)化学腐蚀的成因。一般是因电缆线敷设的环境不良引起的,当周围环境含有酸、碱、氯化物、有机腐蚀物或炼钢灰渣等,其酸、碱浓度达到一定值时,对铅包就会有腐蚀作用,氯化物和硫酸对铝包极有腐蚀作用。这种腐蚀一般由外入内先将铠装层腐蚀,故这种腐蚀可较早被发现和防治。

(2)化学腐蚀的特征。由于化学腐蚀中必有水分参与,腐蚀后生成的化合物一般是痘或块状的,颜色是白色的、淡黄色的或淡红色。

2. 电解腐蚀的成因和特征

(1)电解腐蚀的主要根源是由直流电车轨道或电气铁道流入大地的杂散电流引起的。当电缆与这些轨道接近时,由于电缆的金属护套是一个良好的导体,于是部分杂散电流就通过电缆的金属外皮流向整流站。杂散电流从土壤流入电缆外皮的区域称阴极地带,反之称阳极地带。在阴极地带不含有碱性液体时,电缆就不会受腐蚀,但阳极地带,由于阴极作用,当电缆外皮流出的电流密度一昼夜的平均值达到 $1.5\mu\text{A}/\text{cm}^2$ 时,就会

产生腐蚀作用。测量杂散电流的方法很多,现在此介绍一种用得较广泛的辅助电极法,如图 4-3-43。

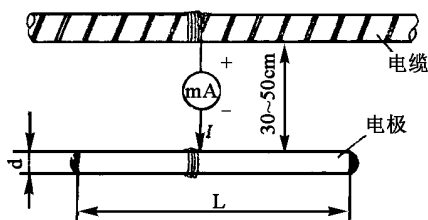


图 4-3-43 辅助电极法测量杂散电流的密度

图中的辅助电极应采用与被测电缆相似的一段表面擦净的裸铠装电缆,其长度应使电极与大地的接触面积大于 500cm^2 ,测量引线应焊在铠装层上,并用沥青将焊点绝缘起来。当测得电流值时,电流密度可用下式计算得出:

$$J = I/A$$

$$A = \pi dLK$$

式中 J ——电流密度 $\mu\text{A}/\text{cm}^2$;

I ——电流 μA ;

A ——电流与大地的接触面积 cm^2 ;

d ——辅助电极的直径 cm ;

L ——辅助电极的长度 cm ;

K ——辅助电极与大地的接触系数,钢带铠装电缆 K 取 0.5。

(2) 电解腐蚀的特征。电解腐蚀所生成的腐蚀化合物一般是红色、黄色或橙色的氧化物,由于这种腐蚀是在杂散电流流出时产生的,因此表面不易见到腐蚀物,而是在表面留下棉状的细孔,只有当腐蚀极其严重时,才会出现褐色的腐蚀物附在金属护套上。如果电缆处于的周围环境中含有硝酸盐、氯化物时,这种腐蚀就会变得非常严重。

3. 电缆腐蚀的防治

(1) 化学腐蚀的防治。如果腐蚀已严重到使金属内护套穿透时,就应更换被腐蚀部分的电缆;如果腐蚀不十分严重时,一般只须将受腐蚀部分电缆上的腐蚀生成物去除后,外加木槽盒,在盒内加满沥青,并使电缆线在沥青冷却后置于中心位置,即可消除化学腐蚀。

在设计电缆线路时,作好调查工作,选择无腐蚀性的地带进行敷设。在不可避免的有腐蚀作用的环境中敷设电缆线路时,应采用防腐蚀电缆,现可采用挤塑外护套的电缆产品,或者采用上述防腐方法、或者建电缆隧道等方法防止电缆遭受腐蚀。

电缆线路投运后,发现电缆线路上有化学腐蚀物渗入时,应寻找化学腐蚀物的所属单位作好保护地下电力设施的措施,同时应对电缆作检查和对环境作化学分析,从而确

定损害程度和防治方法。

(2) 电解腐蚀的防治。由于现塑料电缆得到广泛的应用,因此防电解腐蚀的一些比较复杂的方法已无使用价值,如下介绍几种简单有效方法。

1) 减弱或消除杂散电流源。提高电气轨道和大地间的接触电阻,从而减弱杂散电流。用无轨电车代替有轨电车,并保持电车电缆线路的绝缘,从而消除杂散电流源。

2) 加强电缆外皮与大地间的绝缘。如采用挤塑外护套的电缆或将无防腐外护套电缆置于沥青木槽盒中。

(六) 电缆线路的户内终端电晕放电现象

1. 产生的原因

户内终端的电晕放电现象一般不是因污秽引起的,它是由电缆的接头的设计或安装环境引起的。老式的户内干包终端和塑料电缆终端常会发生这种现象,环氧树脂终端和尼龙终端有时也会发生这种现象,这是因为这类接头的三芯分叉处距离较小,芯与芯之间的空隙形成一个电容,在高电场中,空隙中空气发生游离所致,装置在开关柜或量电柜中的户内电缆终端,在通风不良和室内的空气湿度增加时也会引起这类放电现象,长时期放电就会使终端损坏。

2. 防治方法

由于电晕的产生原因和污闪不同,所以防污闪的方法在这种情况下就不再适用的,现防治方法有以下几种。

(1) 最主要是改进终端的设计,即采用已被实践证明的先进的终端型式。

(2) 干包电缆终端可采用等电位方法,方法是在三叉处各线芯绝缘的表面包一段金属带,并互相连接就可消除电晕放电现象。

(3) 可采用应力锥的原理将附加绝缘包成应力锥来改善电场分布情况,以达到消除电晕放电现象。

(七) 电缆的白蚁危害

白蚁的食物主要是木材、草根和纤维制品等,电缆的内、外护层并非是白蚁的食料,但在它们寻找食物的过程中会破坏电缆的外护层,目前发现有危害作用的白蚁有十余种,对直埋电缆有危害的主要为家白蚁和黄白蚁等。白蚁能把电缆护层咬穿,使电缆绝缘受潮而损坏。因此电缆线路上还必须对白蚁的危害加以防治,其方法有几种。

(1) 在发现有白蚁的地区采用防咬护层的电缆,现可用电缆制造厂已研制出防咬和防腐相结合的、白蚁咬不动的或有触杀白蚁药物型外护层的电缆。电缆外护层中常用的防蚁剂有伏化剂、艾氏剂和氯丹等。

(2) 当敷设前或敷设后对电缆线路还未造成损坏时,可采用毒杀的方法防止白蚁的危害。采用的毒杀药物如表 4-3-10,使用时只须按表要求稀释后,将其掺入电缆线路周围土中即可。其中粉剂型对人体影响大,一般不宜采用;水剂和乳剂在雨水较多地区

易流失,但比较经济,油剂效果较好,流失少,配制较方便。在采用毒杀方法时应注意安全,防止中毒和毒性扩散。

表 4-3-10 毒杀药物的种类和用量

药物名称	用量浓度(%)	剂型	用量(kg/km)
氯丹	5~8	油乳	油剂 1000, 乳剂 3000
林丹	5~8	油	油剂 1000
七氯	5~8	油乳	油剂 1000, 乳剂 3000
五氯粉	8~10	油	油剂 1000
六六六粉	6	粉	粉剂 500
DDT 原粉	10	油	油剂 1000

(3) 避开白蚁的危害。选择电缆线路的路径要避开白蚁的滋生地,无法避开时可采用架空敷设电缆线路的方法或将电缆用水泥砂浆封包起来的方法。

第四章 相关标准规范

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 729—2000

neq IEC 60660 - 1 : 1984

户内绝缘子运行条件 电气部分

On - line condition of indoor insulators Electrical part

中华人民共和国国家经济贸易委员会 发布

2000 - 11 - 03 发布

2001 - 01 - 01 实施

前 言

本标准根据原电力工业部综科教 1998 28 号文“关于下达 1997 年制定、修订电力行业标准计划项目的通知”的安排制定的。

本标准非等效采用 IEC60660 - 1 :1984 中电气部分内容 ,其主要内容和技术要求基本上一致 ,但存在某些差异 ,包括 IEC60660 - 1 :1984 考虑了户内绝缘子用于严酷气候条件下的试验方法 ,仅作为暂行导则 ,而本标准对严酷气候条件下的凝露、污秽试验作了明确规定。

本标准主要针对交流系统中运行的电气装置或设备上使用于大气中的户内瓷、玻璃

及有机材料绝缘子使用环境条件,规定其电气性能除符合相应产品标准外,还应符合本标准的规定。

本标准是新订标准,尽可能做到与国内现行标准有关内容一致。

本标准附录 A 是标准的附录。

本标准由电力行业绝缘子标准化技术委员会提出并归口。

本标准由国家电力公司武汉高压研究所负责起草,河北省电力试验研究所和湖北省电力试验研究所参加起草。

本标准主要起草人:吴光亚、高俊、汪涛、蔡炜、郑晓江、肖国英、顾光和、刘湘生。

本标准由国家电力公司武汉高压研究所负责解释。

目 次

前言

- 1 范围
- 2 引用标准
- 3 名词术语
- 4 使用环境条件一般要求
- 5 用在凝露和污秽严酷环境条件下的一般要求
- 6 电气性能
- 7 试验条件和试品布置
- 8 试验方法

附录 A(标准的附录) 泄漏电流的测量

1 范 围

本标准规定了交流系统中运行的电气装置或设备上使用于大气中的户内绝缘子运行的环境条件和电气性能的一般要求,并对检验电气性能的条件、试验方法和判据作了明确规定。

本标准适用于额定电压(3~220)kV、频率(45~55)Hz交流系统中运行的在下列主要电气装置或设备上使用于大气中的户内瓷、玻璃及有机材料绝缘子(以下简称户内绝缘子)。户内绝缘子包括:户内支柱绝缘子、套管、绝缘套和悬式绝缘子。

- a)高压器类:电力变压器、仪用变压器、并联电抗器、消弧线圈和电磁式电压互感器;
- b)高压电器:断路器、隔离开关、负荷开关、接地短路器、熔断器、限流电抗器、电流互感器、封闭式开关设备、封闭式组合电器、组合电器等;

- c) 组合式(箱式)变电站;
- d) 电力电容器 耦合电容器(包括电容式电压互感器)、并联电抗器、交流滤波电容器;
- e) 变电站绝缘子、母线支柱、穿墙套管。

本标准也可作为直流系统户内绝缘子的暂行标准。

超出本标准的某些具体要求由相应的专业标准规定。

本标准所规定的电气性能试验项目作为交流系统中运行的户内电气装置或设备的型式试验项目。

2 引用标准

下列标准所包含的条文,通过在本标准中引用而构成为本标准的条文。本标准出版时,所示版本均为有效。所有标准都会被修订,使用本标准的各方应探讨使用下列标准最新版本的可能性。

- GB 311.1—1997 高压输变电设备的绝缘配合
- GB/T 77.5—1987 绝缘子试验方法 第二部分:电气试验方法
- GB 1985—1989 交流高压隔离开关和接地开关
- GB 3906—1991 (3~35)kV 交流金属封闭式开关设备
- GB/T 6553—1986 评定在严酷环境条件下使用的电气绝缘材料耐漏电起痕性和耐电蚀损的试验方法
- GB/T 11022—1989 高压开关设备通用技术条件
- GB/T 2900.8—1995 电工术语 绝缘子
- GB/T 4585.2—1991 交流系统用高压绝缘子人工污秽试验方法 固体层法
- GB/T 16434—1996 高压架空线路和发电厂、变电所环境污区分级及外绝缘选择标准
- GB/T 16927.1—1997 高电压试验技术 一般试验要求
- GB/T 16927.2—1997 高电压试验技术 试验程序
- JB/T 5896—1991 常用绝缘子术语
- IEC 60466 :1987 额定电压 1kV 以上至 38kV 的交流绝缘封闭开关设备和控制设备
- IEC 60168 :1994 标称电压高于 1000V 的系统用户和户外支柱或玻璃绝缘子的试验
- IEC 60660 :1984 额定电压高于 1000V 至低于 300kV 系统用户内有机材料支柱绝缘子试验

3 名词术语

名词术语除符合本标准外,还应符合 GB/T 2900.8 及 JB/T 5896。

3.1 户内绝缘子 Indoor insulator

用于大气压力下周围空气中但不暴露在户外大气条件下的绝缘子。包括户内支柱绝缘子、套管和绝缘套。

3.2 凝露 Coagulating liquid water

当试品表面温度低于周围空气的露点时,水蒸气在试品表面上冷凝的现象,此时部分水蒸气变成凝聚的液态水。

3.3 凝露试验 Coagulating liquid water tests

在试品表面出现凝露的条件下,验证电气装置或设备上使用于大气中的户内绝缘子外绝缘水平所进行的试验。

4 使用环境条件的一般要求

4.1 周围空气最高温度不超过 +40℃,且在 24h 内其平均值不超过 +35℃。

4.2 周围空气最低温度一般地区 -10℃,高寒地区 -25℃。

4.3 对周围环境空气温度高于 +40℃ 处的设备,其外绝缘在干燥状态下的试验电压应取本标准的额定耐受电压值乘以温度校正因数 K_t :

$$K_t = 1 + 0.0033(T - 40)$$

式中 :T——环境空气温度,℃。

4.4 在 24h 内相对湿度的平均值不超过 95%。

4.5 在一个月內相对湿度的平均值不超过 90%。

4.6 在最高相对湿度 95% 和温度 40℃ 下,温度急剧下降时,户内绝缘子上立即产生凝露。应按不同地区的气候条件、考虑或不考虑凝露对其外绝缘进行设计。

4.7 一般海拔不高于 1000m。

4.8 对用于海拔高于 1000m,但不超过 4000m 处的设备的外绝缘,海拔每升高 100m 绝缘强度均降低 1%,在海拔不高于 1000m 的地点试验时,其试验电压应按本标准规定的额定耐受电压乘以海拔校正因数 K_a :

$$K_a = \frac{1}{1.1 - H \times 10^{-4}}$$

式中 :H——设备安装地点的海拔高度,m。

5 使用在凝露和污秽严酷环境条件下的一般要求

5.1 安装在建筑或房子内的户内设备,通常能免遭户外气候条件的危害,但可能要承受由于温度快速变化引起的凝露以及建筑物内环境的污染。凝露和污秽的运行条件分类并表征如表 1。

表 1 凝露和污秽的运行条件分类和表征

分 类	表 征
凝 露	C ₀ 通常不出现凝露 C ₁ :12 个月内户内绝缘子表面有两次以上凝露
污 秽	P ₀ 无污秽 ,表面所测等值附盐密度小于 0.010mg/cm ² P _I 轻度污秽 ,表面所测等值附盐密度(0.010 ~ 0.030)mg/cm ² P _{II} 中度污秽 ,表面所测等值附盐密度(0.030 ~ 0.050)mg/cm ² P _{III} 严重污秽 ,表面所测等值附盐密度(0.050 ~ 0.100)mg/cm ²

5.2 考虑到设备特别受到湿度和污秽联合作用的情况 ,其运行条件严酷等级定义及相应试验要求按表 2 规定。

表 2 运行条件严酷等级及试验要求表

严酷等级		凝露试验	污 秽 试 验		
			等值盐密参考值 mg/cm ²	等值灰密 mg/cm ²	耐受电压 kV
0	C ₀ P ₀	×	×	×	×
I	C ₁ P ₀	✓	×	×	×
	C ₀ P _I	×	×	×	×
	C ₀ P _{II}	×	0.020	0.2 ~ 1	U _m
C ₀ P _{III}	×	0.075			
II	C ₁ P _I	✓	0.020		
	C ₁ P _{II}	✓	0.040		
III	C ₁ P _{III}	✓	0.075		

注 :U_m 设备最高电压(有效值)。
 ✓表明户内绝缘子进行该项试验。
 ×表明户内绝缘子不应进行该项试验。

5.3 户内绝缘子的表面仅受到凝露的作用而不受到污秽的作用时应只进行凝露试验。

5.4 户内绝缘子的表面若清洁或仅受到轻度污秽(等值附盐密度小于或等于 0.030mg/cm²)作用 ,而不受到凝露的作用 ,不进行凝露和污秽试验。

5.5 户内绝缘子的表面仅受到较严重污秽(等值附盐密度大于 0.030mg/cm²)作用 ,而不受到凝露的作用 ,不进行凝露试验 ,只进行污秽试验。

5.6 户内绝缘子的表面受到凝露和污秽的联合作用时 ,应同时进行凝露和污秽试验。

5.7 户内绝缘子外绝按 P₀、P_I、P_{II}、P_{III} 四级确定人工污秽耐受值。P₀ 级适用无明显污秽场所 ,不需进行人工污秽试验。各污秽参考分级的人工污秽耐受电压值按表 2 规定。

5.8 使用在凝露环境条件下的户内绝缘子应能耐受表 3 规定的电压值。

表 3 户内绝缘子凝露耐受电压值

kV

系统标称电压 (有效值)	设备最高电压 (有效值)	工频 1min 凝露耐受电压值(有效值)				雷电冲击凝露耐受电压值 (峰值)
		变压器	并联电抗器	耦合电容器、高压电器、电压互感器和穿墙套管	母线支柱绝缘子	
3	3.5	18	18	25	25	40
6	6.9	25	25	30	32	60
10	11.5	35	35	42	42	75
15	17.5	45	45	55	57	105
20	23.0	55	55	65	68	125
35	40.5	85	85	95	100	185
66	72.5	140	140	140	165	325
		160	160	160	185	350
110	126.0	200 95 ₍₁₎ *	200	200	265	450
220	252.0	360	360	360	450	850(935) 950
		395				
		200 ₍₁₎ *	85 ₍₂₎ *			

注

1 二次回路工频 1min 凝露耐受电压有效值为 2kV。

2 括号内数值仅适用于母线支柱绝缘子和穿墙套管。

*)指对电力变压器中性点绝缘凝露试验要求,其中:

(1)该栏数据为该类设备中性点不固定接地方式;

(2)该栏数据为该类设备中性点固定接地方式。

6 电气性能

户内绝缘子其电气性能除符合相应产品标准的规定外,还包括如表 4 所列电气试验项目均应符合本标准的规定。

表 4 不同材质户内绝缘子电气试验项目

试验项目	瓷、玻璃	环氧树脂	非环氧树脂有机材料
工频 1min 凝露耐受电压试验	✓	✓	✓
雷电冲击凝露耐受电压试验	✓	✓	✓
人工污秽耐受电压试验	✓	✓	✓
吸水性试验	×	✓	✓
老化和湿度试验	✓	✓	✓

注:✓表明该材质户内绝缘子应进行该项试验;
×表明该材质户内绝缘子不应进行该项试验。

7 试验条件和试品布置

7.1 试验条件的一般要求

7.1.1 试验电压波形与频率应符合 GB 311.1 的规定。

7.1.2 当试验时自然大气条件与 GB/T 775.2 所规定的标准值不同时,应按 GB/T 775.2 所规定的大气条件校正系数进行校正,凝露试验仅进行空气密度校正。

7.1.3 户内绝缘子在电气试验前应清洁、干燥。

7.1.4 在进行非凝露试验时,应采取措​​施避免户内绝缘子表面凝露,特别是在相对湿度较高情况下,应在试品温度达到环境温度后方进行试验,当试验条件受到限制时,允许试验室环境温度的下限值为 +5℃。如果相对湿度超过 85%,除非供需双方有协议,否则试验不应进行。

7.1.5 在浇铸环氧树脂制作的户内绝缘子表面上,应在正、负极性交替冲击下进行冲击电压试验。

7.1.6 如果户内绝缘子主要由有机材料制成,应进行 5min 工频电压试验。若户内绝缘子在总装前已进行 5min 工频电压试验,则进行 1min 工频电压试验。

7.1.7 对凝露试验,空气相对湿度不规定。试验时,要求试品周围气流风速不大于 0.15m/s,在尽可能短的时间内使试验室内空气相对湿度升至 100%,当试品表面形成并保持凝露状态下,方可进行试验。

7.1.8 湿度测量通常采用通风式精密干湿球温度计。测量时应达到稳定的数值后仔细读数,以免在确定湿度时造成过大的误差。

7.1.9 高压测量应符合 GB/T 16927.1 的规定,测量装置必须与试品并联。

7.2 试品布置

7.2.1 必须按试品类别的安装方式安装试品,除仅因系统保护所需的招弧角或保护环可暂拆除或加大间隙外,对绝缘有影响的所有部件应完整装上并按规定的工艺处理。

7.2.2 试品与接地体或邻近物体的距离,一般不小于试品高压部分与接地部分间最小距离的 1.5 倍,或试品与周围物体的距离不小于 1m,两者中取较大者。

7.2.3 在凝露及污秽试验时或试品上的电压显然不受外部影响时,在保证对邻近物体不发生闪络的条件下,可取较小距离。如污秽试验一般为每 100kV 试验电压不小于 0.5m,但至少 1m。

7.2.4 允许在尽可能模拟运行状态的条件下或未完全装配好的设备上户内绝缘子外绝缘电气性能试验,但其电场与完全装配好的设备的电场应没有显著差别。

7.2.5 试验电压的施加部位应符合 GB/T 11022 和 GB 1985 的规定。

8 试验方法

8.1 凝露试验

由工频凝露试验和雷电冲击凝露试验组成。

8.1.1 试验条件

符合本标准第 7.1 条的规定。

8.1.2 试品布置

按本标准第 7.2 条要求进行试品布置。

8.1.3 试验装置

试验电源的电压波形、频率应符合本标准第 7 条的规定。工频试验电源容量应满足在试验电压下短路电流有效值不小于 1A。

8.1.4 试验电压值

户内绝缘子凝露耐受电压值如表 3 所示。

8.1.5 凝露

将试品放置在温度为 $(-10 \pm 1)^\circ\text{C}$ 的一个容器内(10~20)h 至试品完全冷却后(1~4)min 内将试品安装在温度和相对湿度分别为 $(15 \sim 25)^\circ\text{C}$ 和 100%的试验室内,此时试品表面上就产生凝露。

8.1.6 试验程序

8.1.6.1 工频 1min 凝露耐受电压试验

试验前,按本标准第 7 条要求确认试验条件和进行试品布置。试验时,待试品表面产生凝露,应立即施加工频电压。首先施加约 10%的试验电压,以每秒约 5%试验电压的速率升压至规定凝露耐受电压值的 50%,再以每秒 3%试验电压的速率上升至规定的耐受电压值,保持 1min。然后迅速退掉电压,但不能突然截断电源。

试验期间不应出现击穿或闪络,否则试验不合格。

8.1.6.2 雷电冲击凝露耐受电压试验

试验时,待试品表面产生凝露时立即施加冲击电压,然后升高发生器的电压至规定凝露耐受电压值,分别施加 15 次正、负极性冲击波,如果闪络次数各不超过 2 次,则试品通过本试验。

试品经过试验后不应有损坏。绝缘子的绝缘表面上有轻微放电痕迹或胶装物及其他材料的小碎片脱落不计入损坏。

8.2 人工污秽试验

8.2.1 一般规定

考虑到各类设备受到污染而影响绝缘性能的部件主要是元部件绝缘子。故可仅对其元部件按模拟运行条件的安装方式进行人工污秽试验。

8.2.2 试验电源

符合 GB/T 4585.2 的规定。

8.2.3 试验电压值

按本标准第 5 条规定的人工污秽耐受电压值。

8.2.4 雾

符合 BG/T 4585.2 的规定。

8.2.5 污秽物质

符合 GB/T 4585.2 的规定。

8.2.6 试品安装

按本标准第 7 条规定进行试品安装,除产品另有规定外,试验可在合闸位置的单极产品上进行,对接地开关,只在分闸位置上进行试验。

8.2.7 试验程序

将染有规定盐密已干燥的试品安装于雾室中,然后加雾,待试品污层达到饱和湿润后,施加电压并维持至闪络,如不闪络则维持 15min。试品的同一污层仅允许进行一次试验,该次试验应进行三次,如果三次未发生闪络,则耐受试验通过;如果仅出现一次闪络,就进行第四次试验,如果该次试验不发生闪络,则耐受试验通过。

8.3 吸水性试验

8.3.1 干工频闪络试验

将三只试品按 GB/T 775.2 进行干工频闪络试验,然后以每只试品的三次干工频闪络电压值的算术平均值(校正在标准状态)作为第 8.3.3 条试验的基准值。

8.3.2 浸水试验

进行干工频闪络试验后的三只试品,经清洁后置于盛有蒸馏水的槽中,浸没深度至少 0.1m 在常湿下持续 24h,然后将其从蒸馏水中取出,在室温下放置 3h 后进行工频耐压试验。

8.3.3 干工频耐受电压试验

按 GB/T 775.2 对每只试品分别进行干工频耐受电压试验,其施加电压值为基准值的 80%,在此电压下维持 1h。试验后,应立即测量试品绝缘表面温度。

试验期间试品不应出现击穿和闪络,温升不超过 5K,否则,该项试验不合格。

8.4 老化和湿度试验

老化和温度试验是验证在潮湿条件下,户内绝缘子的电气性能是否满足交流工频电压对其要求。

8.4.1 试验条件

8.4.1.1 在潮湿状态期间内,试验室中的相对湿度不小于 95%。

8.4.1.2 低气湿值(T_{\min})应约等于试验室外周围空气温度。

8.4.1.3 试验室中的空气温度和相对湿度应当在紧靠度品绝缘处测量,并在试验的整个持续时间予以记录。

8.4.1.4 老化和湿度试验仅在潮湿状态期间内施加工频电压。

8.4.1.5 产生雾的水的电阻率应按 GB/T 775.2 中规定的校正系数进行校正。

8.4.1.6 户内绝缘子允许在尽可能模拟运行状态条件下或未完全装配好的设备上进行其外绝缘电气性能试验,但其电场与完全装配好的设备的电场没有显著差别。

8.4.2 试品及试品布置

按试品类别的安装方式安装试品,应保证试品置于底部距墙至少 0.15m,离喷雾装置的距离至少 0.5m,且在试验期间应确保其绝缘表面没有水的聚集沉积物。

8.4.3 试验装置

试验用雾室是密封的,雾室的容积至少 5 倍于试品的体积,由加热器来控制调节雾室温度。在雾室地面上用具有恒定喷射能力的喷雾装置将水以垂直向上的方式喷成雾状,并使其充满整个雾室,喷嘴不能将雾直接喷向试品,雾室顶部不应有凝聚的水落到试品表面,同时也不应使用外力使雾室中的空气循环。

水流速率(0.2~0.5)kg/(m³·h);

水的电阻率在温度最低时应小于(30±3)Ω·m;

雾颗粒直径小于 10μm;

试验电源应符合本标准第 8.1.3 条规定。

8.4.4 试验循环及其持续时间

8.4.4.1 一个试验循环由潮湿状态和干燥状态组成。两个状态在时间上应相等,两个状态间温度变化应当是(10±2)K,试验循环如图 1 所示。

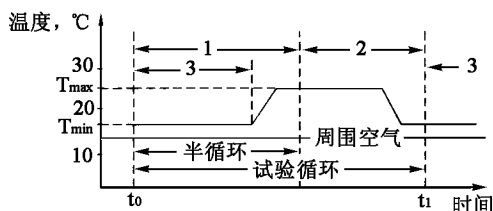


图 1 试验循环

1—潮湿状态 2—干燥状态 3—雾的形成

8.4.4.2 一个试验循环的持续时间为 8h,老化和湿度试验总的持续时间不得少于 240h。第一个试验循环潮湿状态期间内,试品的绝缘表面应是潮湿的,否则不应计入总的湿度持续时间。

8.4.5 施加工频电压

施加工频电压值规定为相间施加额定电压 U ,相对地间施加 $U\sqrt{3}$ 。

在每一个试验循环由干燥状态过渡到潮湿状态时,应立即施加工频电压。首先施加约 10%的试验电压,以每秒约 5%的试验电压的速率升压至规定电压值的 50%,再以每秒 3%试验电压的速率上升至规定的电压值,保持 4h,然后迅速掉掉电压,但不能突然截

断电压。

在潮湿状态总持续时间内,试品均不应出现击穿、闪络,否则试验不合格。

8.4.6 泄漏电流测量

老化和潮湿试验完毕,在试品状态不改变情况下,还应补充一次循环对其进行泄漏电流测量。若在完全装配好的设备上上进行泄漏电流的测量应按附录 A 中的规定进行。

在补充一次试验循环整个循环间试品的泄漏电流不应超过 0.5mA(有效值),否则试验不合格。

8.4.7 试验的判定

如果满足第 8.4.5 条和第 8.4.6 条中的判据则认为试品通过老化和潮湿试验,否则该项试验不合格。

泄漏电流的测量

在相间及相对地间具有大电容的设备中,泄漏电流的无功分量可能有很大的幅值。在与绝缘的体积电导有关的泄漏电流幅值中,仅仅泄漏电流的有功分量是有用的。因此仅要求一种测量泄漏电流有功分量的方法,但详细叙述合适的测量技术已超出本标准的范围。

试验回路内测量设备的布置对于泄漏电流有效值的测量是关键。图 A1 至图 A4 表示了 4 种布置方案,表 A1 述了它的物点。

表 A1 泄漏电流测量

	接线图 A1	接线图 A2	接线图 A3	接线图 A4
电压负荷与运行时的相同	是	非	非	是
适于老化试验时监测	非	非	非	是
适用于诊断程序	非	是	是	是
相间电压负荷	是	是	是	是
指示相间电流	非	非	非	是
测量设备与支持绝缘子	是	是	是	非

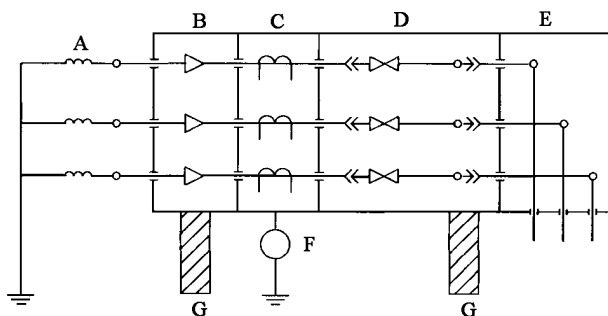


图 A1 泄漏电流测量 布置方式 1

A—电源变压器 ;B—电缆盒 ;C—电流互感器 ;
D—断路器(已合闸);E—母线排 ;F—测量装置 ;G—支柱绝缘子

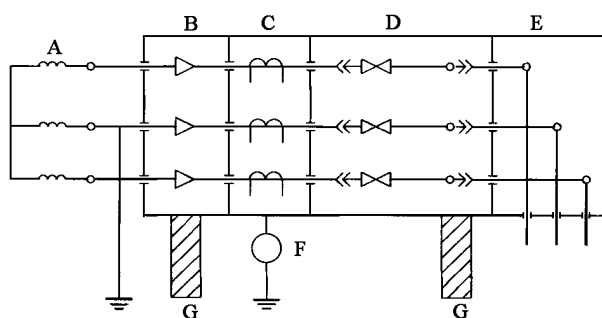


图 A2 泄漏电流测量 布置方式 2

A—电流互感器 ;B—电缆盒 ;C—电流互感器 ;D—断路器(已合闸);
E—母线排 ;F—测量装置 ;G—支柱绝缘子

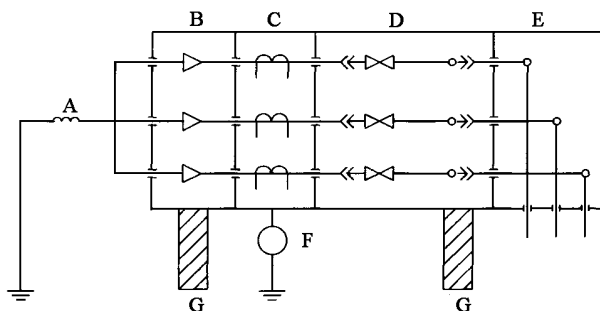


图 A3 泄漏电流测量 布置方式 3

A—电源变压器 ;B—电缆盒 ;C—电流互感器 ;D—断路器(已合闸);
E—母线排 ;F—测量装置 ;G—支柱绝缘子

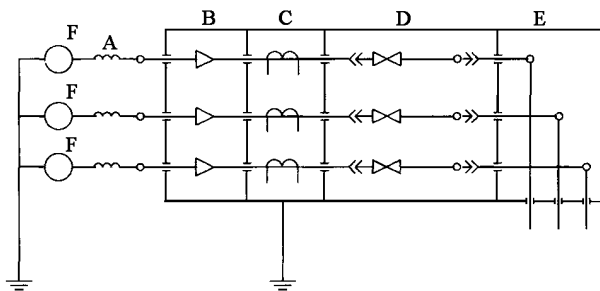


图 A4 泄漏电流测量 布置方式 4

A—电源变压器 ;B—电缆盒 ;C—电流互感器 ;D—断路器(已合闸);
E—母线排 ;F—测量装置 ;G—支柱绝缘子

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 626—1997

盘形悬式绝缘子劣化检测规程

The cap and pin type insulators aging inspection rule

中华人民共和国电力工业部 发布

1997 - 10 - 22 发布

1998 - 01 - 01 实施

前 言

本标准是根据电力工业部 1995 年电力行业标准计划项目(技综 [1995]15 号文)的安排制定的。

本标准是新订标准 标准中按绝缘子的基建安装和运行分别制定了两个不同阶段的检测内容。本标准的制订尽可能做到与国内现行标准有关内容一致。

本标准的附录 A、附录 B 都是标准的附录。

本标准由电力工业部绝缘子标准化技术委员会提出并归口。

本标准由武汉高压研究所负责起草 ,湖北省超高压输变电局参加起草。

本标准主要起草人 :吴光亚、李裕彬、刘湘生、尹正来、白建群。

本标准委托武汉高压研究所负责解释。

目 次

前言

- 1 主题内容与适用范围
- 2 引用标准
- 3 名词术语
- 4 架空送电线路、发电厂、变电所施工安装中绝缘子检测

5 架空送电线路、发电厂、变电所运行中绝缘子检测

6 绝缘子的检测方法

7 技术资料统计及管理

附录 A(标准的附录) 35kV ~ 500kV 输电线路绝缘子串分布电压标准值

附录 B(标准的附录) 检测和统计表式样

1 主题内容与适用范围

本标准规定了在架空送电线路、发电厂、变电所施工安装及运行中对盘形悬式绝缘子进行检测的试验方法及技术要求,以便发现劣化绝缘子。

本标准适用于交流电力系统额定电压 1kV 以上,频率为 48Hz ~ 62Hz 的架空线路、发电厂、变电所用盘形悬式瓷绝缘子和盘形悬式玻璃绝缘子(以下简称绝缘子)。

直流高压线路用盘形悬式绝缘子的检测可参考本标准。

2 引用标准

下列标准所包含的条文,通过在本标准中引用而构成为本标准的条文。在标准出版时,所示版本均为有效。所有标准都会被修订,使用本标准的各方应探讨使用下列标准最新版本的可能性。

GB 1001—86	盘形悬式绝缘子技术条件
GB 7253—87	盘形悬式绝缘子串元件尺寸与特性
GB 50150—91	电气装置安装工程 电气设备交接试验标准
GB/T 2900.8—1995	电工术语 绝缘子
GBJ 933—90	电气装置安装工程 110 ~ 500kV 架空电力线路施工及验收规范
ZBK 50008—90	高压线路耐污盘形悬式瓷绝缘子
ZBK 50009—90	直流高压线路用盘形悬式绝缘子
DL 415—91	带电作业用火花间隙检测装置
DL 487—92	330kV 及 500kV 交流架空送电线路绝缘子串的分布电压
DL/T 596—1996	电力设备预防性试验规程
电力工业部(79)电生字第 53 号	架空送电线路运行规程

3 名词术语

3.1 本标准所用术语除符合本标准规定外,其余均符合 GB/T 2900.8 的规定。

3.2 劣化绝缘子。

由于外力、环境、自然老化、事故及产品质量等原因造成机电性能下降的瓷绝缘子及自爆玻璃绝缘子。

4 架空送电线路、发电厂、变电所施工安装中绝缘子检测

4.1 施工中使用的绝缘子,必须具有符合有关标准的出厂质量证明。对无质量检验资料的产品,或对产品检验结果有疑问,均应对相应批次的产品重新抽样,并经有资格的检验单位进行检验,合格后方准使用。

4.2 绝缘子运至安装位置前,应按 GB 1001 进行外观检查。

4.3 160kN 级及以上绝缘子应逐只进行工频耐压试验,160kV 级以下绝缘子抽取不少于批量 5%~10% 的产品进行工频耐压试验。当其击穿率大于 0.2% 时,应加倍抽样进行试验;当其击穿率仍大于 0.2% 时,应逐只进行试验或送电瓷质量检测单位进行抽样试验。

4.4 绝缘子安装时,应按 GB 50150 所规定的试验方法,逐只用不小于 5000V 兆欧表测定绝缘电阻,其绝缘电阻值不得小于 500MΩ。检验不合格的绝缘子不得安装使用。对同一批量中不合格数在 0.2% 时,应分析原因,并逐只进行工频耐压试验或抽样试验。

5 架空电线路、发电厂、变电所运行中绝缘子检测

5.1 运行单位应按《架空送电线路运行规程》的要求对运行绝缘子进行巡视,其主要内容是:瓷质破损、钢脚及钢帽锈蚀、钢脚弯曲、玻璃绝缘子自爆、局部火花放电现象及锁紧锁缺少等。

5.2 运行单位应按 DL/T596 的要求,定期检测瓷绝缘子。检测方法有测量电压分布、测量绝缘电阻和工频耐压试验。可根据情况选一种进行检测,其检测方法、周期、要求和判断标准如表 1 所示。

表 1 瓷绝缘子检测方法、周期、要求和判断标准

序号	检测方法	周 期	要 求	判 断 标 准
1	测量电压分布	(1)变电所 1 年~3 年一次 (2)35kV 以上输电线路 2 年~4 年一次	正常运行	(1)被测绝缘子电压值低于标准规定值的 50%,判为劣化绝缘子 (2)被测绝缘子电压值高于标准规定值的 50%,且明显地同时低于相邻两侧合格绝缘子的电压值,判为劣化绝缘子 (3)在规定火花间隙距离和放电电压下未放电,判为劣化绝缘子
2	测量绝缘电阻	(1)变电所 1 年~3 年一次 (2)35kV 及以上输电线路 2 年~4 年一次	停电	(1)500kV 线路:绝缘子绝缘电阻低于 500MΩ,判为劣化绝缘子 (2)500kV 以下线路:绝缘子绝缘电阻低于 300MΩ,判为劣化绝缘子
3	工频耐压试验	(1)变电所 1 年~3 年一次 (2)35kV 及以上输电线路 2 年~4 年一次	停电	对机械破坏负荷为 60kN~300kV 级的绝缘子,施加 60kV 工频耐受电压 1min,未耐受者判为劣化绝缘子

5.3 当新线路投运三年内年劣化率大于 0.2% 或运行多年后年均劣化率大于 0.3% 或机电性能明显下降时 ,应分析原因 ,并采取相应的措施。

6 绝缘子的检测方法

三种检测绝缘子的方法为测量电压分布、测量绝缘电阻和工频耐压试验 ,其各自特点如表 2 所示。

表 2 三种绝缘子检测方法的特点

	测量电压分布	测量绝缘电阻	工频耐压试验
主要试验设备	(1)电压分布测量仪 (2)火花间隙检测装置	不低于 5000V 兆欧表	高压试验变压器、调压器及测量系统
特点	不停电、易操作、设备简单 ,35kV 及以下电压等级线路因绝缘子片数少 ,不宜采用此法	易操作 ,设备简单	需要试验电源设备 ,对线路绝缘子试验工作量大 无误判
测量结果分析	由于表面脏污 ,电场干扰原因 ,可能有造成误判。应在良好天气 ,相对湿度低于 80% ,绝缘子表面无凝露状况下测量	表面脏污、受潮会造成非零值绝缘子的绝缘电阻下降到 300MΩ 以下 ,造成误判。测试应在良好天气 ,相对湿度低于 80% ,且表面清洁、无疑露状况下进行	能耐受试验电压无误判
注 测量仪器及检测装置应定期校验。			

7 技术资料统计及管理

7.1 工程竣工时 ,基建单位应将下列资料移交给运行单位 :

- a) 绝缘子出厂质量合格证明 ;
- b) 绝缘子安装前试验检测报告。

7.2 运行单位应填写绝缘子运行、维护、检测记录 ,记录应包括下列内容 :

- a) 线路名称 ,杆塔编号 ,绝缘子型号、数量 ,绝缘子生产厂家、出厂日期 ,线路投运日期等 ;
- b) 检测时间 ,出现的问题 ,更换绝缘子的型号、厂家、数量、杆号等情况。

7.3 对绝缘子检测结果进行总结分析 ,统计劣化率 ,积累经验 ,掌握规律 ,制定保证绝缘子安全运行的措施。

35kV ~ 500kV 输电线路绝缘子串分布电压标准值

表 A1 35kV ~ 500kV 输电线路绝缘子串分布电压标准值

电压等级 kV	序号	由导线侧数绝缘子元件上的分布电压标准值 kV															
	片数	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		
35	2	10.0	10.0														
	3	9.0	5.0	6.0													
	4	8.0	4.8	3.5	4.0												
110	6	19.0	11.0	9.0	8.0	7.0	10.0										
	7	18.5	10.0	8.5	7.0	5.0	6.0	9.0									
	8	17.0	10.0	8.0	6.5	4.5	5.0	5.0	8.0								
220	14	13.0	16.0	12.0	9.0	7.0	6.5	6.0	5.0	5.0	5.0	5.0	6.5	6.0	8.0		
330	19	19.0	17.0	15.5	14.0	12.5	11.5	10.5	9.5	8.5	7.5	7.0	6.5	6.5	6.5		
	20	18.5	16.5	15.0	13.5	12.0	11.0	10.0	9.0	8.0	7.5	7.0	6.5	6.0	6.0		
	21	18.5	16.5	15.0	13.5	12.0	10.5	9.5	8.5	8.0	7.5	7.0	6.5	6.0	5.5		
	22	18.0	16.0	14.5	13.0	11.5	10.5	9.5	8.5	8.0	7.5	7.0	6.5	6.0	5.5		
500	28	21.5	19.5	17.5	16.0	14.5	13.0	12.0	11.0	10.0	9.5	9.0	8.5	8.0	7.5		
电压等级 kV	序号	由导线侧数绝缘子元件上的分布电压标准值 kV															
	片数	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28		
35	2																
	3																
	4																
110	6																
	7																
	8																
220	14																
330	19	6.5	7.0	7.5	8.0	9.5											
	20	6.0	6.5	7.0	7.5	8.0	9.0										
	21	5.5	5.5	6.0	6.5	7.0	7.5	8.5									
	22	5.0	5.0	5.0	5.5	6.0	6.5	7.0	8.0								
500	28	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.5	8.0	8.5	9.5	10.5	11.5		

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 812—2002
eqv IEC 61467 :1997

标称电压高于 1000V 架空线路绝缘子串工频电弧试验方法

Insulators string for overhead lines with
a nominal voltage above 1000v – AC power
arc tests method

中华人民共和国国家经济贸易委员会 发布

2002 – 04 – 27 发布

2002 – 09 – 01 实施

前 言

本标准根据国家经贸委电力司《关于确认 1999 年度电力行业标准制、修订计划项目的通知》(电力[2000]22 号文)的安排制定的。

本标准等效采用 IEC61467 :1997 中的内容 ,其主要内容和技术要求基本上一致 ,但存在某些差异 ,包括原附录 A 的内容作为标准中正文的内容 ,原附录 B 为附录 A ,原附录 F 为附录 D。本标准附录 B 是新增内容 ,理由是至目前止我国尚无绝缘子长串工频电弧试验装置 ,故暂规定可按附录 B 对绝缘子短串进行工频电弧试验。

本标准规定了交流系统中高于 1000V 架空线路绝缘子工频电弧试验的一般要求 ,并对试品布置、试验电流、电路条件、试验程序和判定准则作了规定。

本标准附录 A、附录 B 是标准的附录 ,附录 C、附录 D 是提示的附录。

本标准由电力行业绝缘子标准化委员会提出并归口。

本标准由武汉高压研究所负责起草 ,中国电力科学研究院、NGK 唐山电瓷有限公司、中法合资塞迪维尔钢化玻璃绝缘子有限公司和大连电瓷总厂参加起草。

本标准主要起草人 :吴光亚、蔡炜、王来、董刚、何勇、王敏。

本标准由电力行业绝缘子标准化技术委员会负责解释。

目 次

前言

- 1 适用范围
- 2 引用标准
- 3 名词术语
- 4 符号说明
- 5 试品布置
- 6 试验电流
- 7 电源电路和返回电路条件
- 8 起弧
- 9 环境
- 10 试验系列和电弧特性
- 11 结果评价

附录 A(标准的附录) 电弧电流有效值的确定

附录 B(标准的附录) 绝缘子串元件工频电弧试验方法

附录 C(提示的附录) 电源的空载电压

附录 D(提示的附录) 故障电流大小变化及选择规定的试验参数的理由

1 适用范围

本标准规定了标称电压高于 1000V 交流架空线路用瓷、玻璃和复合绝缘子(以下简称绝缘子)工频电弧试验的一般要求,并对试品布置、试验电流、电路条件、试验程序和判定准则作了明确规定。

本标准适用于标称电压高于 1000V、频率为(50~60)Hz 的交流架空电力线路和牵引线路用瓷、玻璃和复合绝缘子(以下简称绝缘子串)。本标准也适用于绝缘子串组成的绝缘子组和架空线路用刚性绝缘子及变电站用类似结构的绝缘子。直流架空电力线路用绝缘子试验方法可参照执行。

2 引用标准

下列标准所包含的条文,通过在本标准中引用而构成为本标准的条文。本标准出版时,所示版本均为有效。所有标准都会被修订,使用本标准的各方应探讨使用下列标准最新版本的可性。

GB/T 2900.8—1995 电工术语 绝缘子

JB/T 5896—1991 常用绝缘子术语

3 名词术语

名词术语除符合本标准外,还应符合 GB/T 2900.8 及 JB/T 5896。

3.1 试验 Test

对绝缘子串施加一次具有规定大小和持续时间的试验电流。

3.2 试验程序 Test Sequence

对规定的同一绝缘子串进行连续三次的试验。

3.3 试验系列 TestSeries

用来表征绝缘子串工频电弧性能的三个试验序的集合。

3.4 电流初始不对称百分率 Percent initial asymmetry of current

电弧第一周波中电流与对称波形的偏差,表示为第一周波电流峰值绝对值除以该电流有效值的函数。

即：
$$\left[\frac{|I_m|}{I \times \sqrt{2}} - 1 \right] \times 100$$

3.5 电源电路 Supply circuit

使电弧电流从电源流向试品线路侧的电气连接。

3.6 返回电路 Return circuit

使电弧电流从试品接地侧流向电源的电气连接。

3.7 平衡电路 Balanced circuit

电弧电流在两个完全相反方向流动电源电路或返回电路。

3.8 非平衡电路 Unbalanced circuit

电弧电流主要在一个方向流动的电源电路或返回电路。

4 符号说明

4.1 I : 电弧电流,有效值。

4.2 I_n : 规定的电弧电流,有效值。

4.3 t : 电弧时间。

4.4 t_n : 规定的电弧时间。

4.5 I_m : 电弧电流,峰值。

4.6 $I_{R1.2}$: 返回电路电流

4.7 $I_{S1.2}$: 电源电路电流。

4.8 I_{sys} : 系统额定短路电流。

4.9 L_A : 绝缘子串串长。

- 4.10 L_B :绝缘子试验装置的长度。
- 4.11 L_R :返回电路的模拟长度。
- 4.12 L_S :电源电路的模拟长度。
- 4.13 D :被试绝缘子串中点到周围模拟塔的距离。
- 4.14 M_L :被试绝缘子串上的机械负荷。
- 4.15 L :耐张绝缘子串偏离水平面成的角度。
- 4.16 SFL :最小额定机械(电)破坏负荷。
- 4.17 SML :额定机械负荷。

5 试品布置

- 5.1 尽可能在模拟运行状态的条件下进行工频电弧试验。
- 5.2 绝缘子串对地和模拟杆塔的间隙距离与运行状态相同。
- 5.3 对超高压和特高压输电线路用绝缘子串以及在特殊杆塔中用的绝缘子串,可以使绝缘子串对地和模拟杆塔的间隙距离与实际运行状态不同,但应满足 L_B 大于 6m 和 D 约为 6m 的要求。
- 5.4 导体对地的距离至少为 $L_B/2$,或 $L_B > 6m$ 时不小于 3m。
- 5.5 试验用导线应可能地模拟实际运行状态。
- 5.6 绝缘子串两侧导线长度至少等于该绝缘子串的长度,但其最小长度不小于 2.5m。若 L_B 大于 6m,导线长度约为 6m。
- 5.7 杆塔模拟返回电路和试品布置按图 1 的规定进行。
- 5.8 对悬垂绝缘子串施加至少 5kN 机械拉伸负荷。对于耐张绝缘子串,可按需要施加大于 5kN 的机械拉伸负荷。

6 试验电流

- 6.1 本试验在单相交流电源下进行,初始不对称(直流分量)百分率不超过 30%。
- 6.2 试验电路的频率为 45Hz ~ 65Hz。对于其他频率的系统,试验电源的频率偏差原则上不超过规定值的 10%。经用户同意试验,可以在比预期运行频率高或低的频率下进行。每次试验其频率可以在以上限度内变化。
- 6.3 试验电路应足以提供规定的电弧电流值(有效值)和持续时间。除非另有协议,规定的电弧电流有效值的容许偏差为 $\pm 10\%$ 。为了获得规定的电流,附录 C 给出了有关空载电压的推荐数据。
- 6.4 试验中实际电弧电流应近似为正弦波,其有效值可以从试验持续时间内各峰值的算术平均的值求得(附录 A)。若测量设备允许,该有效值可以用电流函数计算。

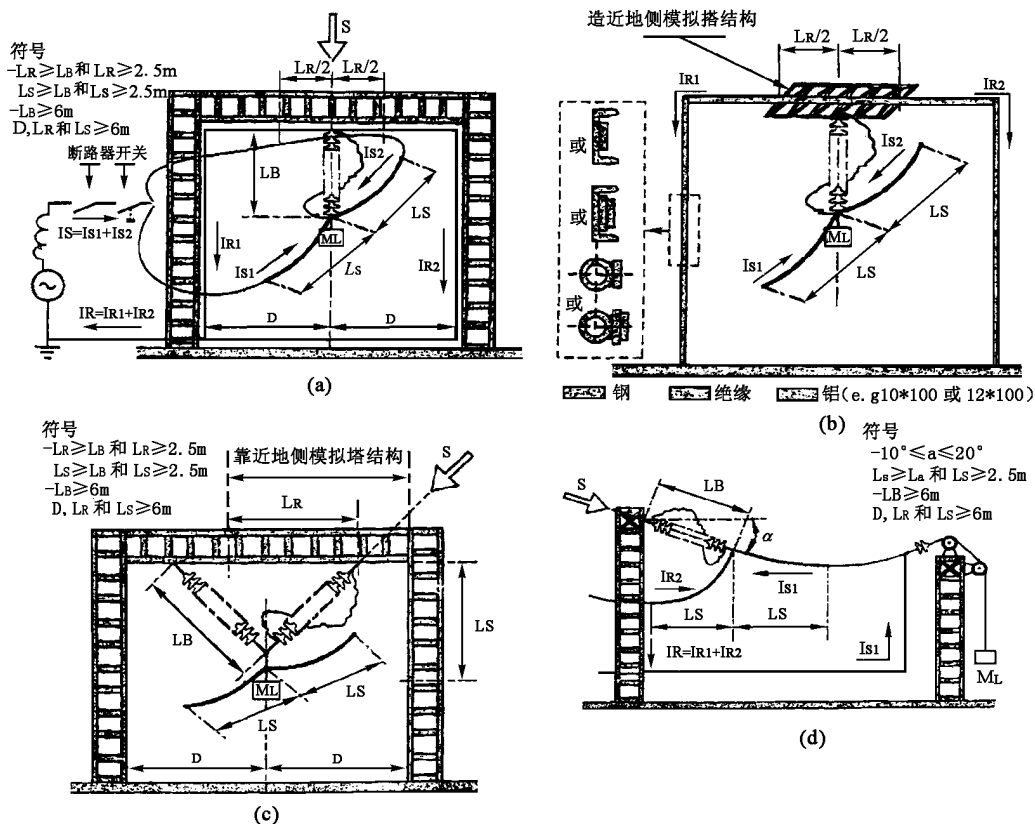


图 1 返回电路试品布置图

(a)垂直串试品布置 (b)使用特定钢结构塔的垂直串试品布置；

(c)V型串试品布置图 (d)耐张串试品布置图

试验电流在燃弧期内应基本保持恒定 并允许与规定值有如下偏差：

——电弧电流峰值不应偏离规定 $(I_n \sqrt{2}) \pm 20\%$ 以上；

——对燃弧时间大于 0.2s 的情况 在总燃弧时间不超过 20% 期间 可以超出上述偏差。

任何情况下实际电弧电流和持续时间乘积 $(I \cdot t)$ 均应小于规定电弧电流和持续时间乘积 $(I_n \cdot t_n)$ 的 10%。

在弧根向杆塔或沿线路导线移动的情况下可能超出这些偏差。

7 电源电路和返回电路条件

电源电路和返回电路条件取决于运行条件 特别是取决于绝缘子串沿线路的位置和杆塔的几何结构。试验中模拟特性的情况列于表 1 并示于图 2。

表 1 电源电路和返回电路条件

分 类	平衡电源电路	非平衡电源电路
平衡返回电路	A 电路 $I_{R1} = I_n/2$ $I_{R2} = I_n/2$ $I_{S1} = I_n/2$ $I_{S2} = I_n/2$	B 电路 $I_{R1} = I_n/2$ $I_{R2} = I_n/2$ $I_{S1} = I_n$ $I_{S2} = 0$
	C 电路 $I_{R1} = I_n$ $I_{R2} = 0$ $I_{S1} = I_n/2$ $I_{S2} = I_n/2$	D 电路 $I_{R1} = I_n$ $I_{R2} = 0$ $I_{S1} = I_n$ $I_{S2} = 0$

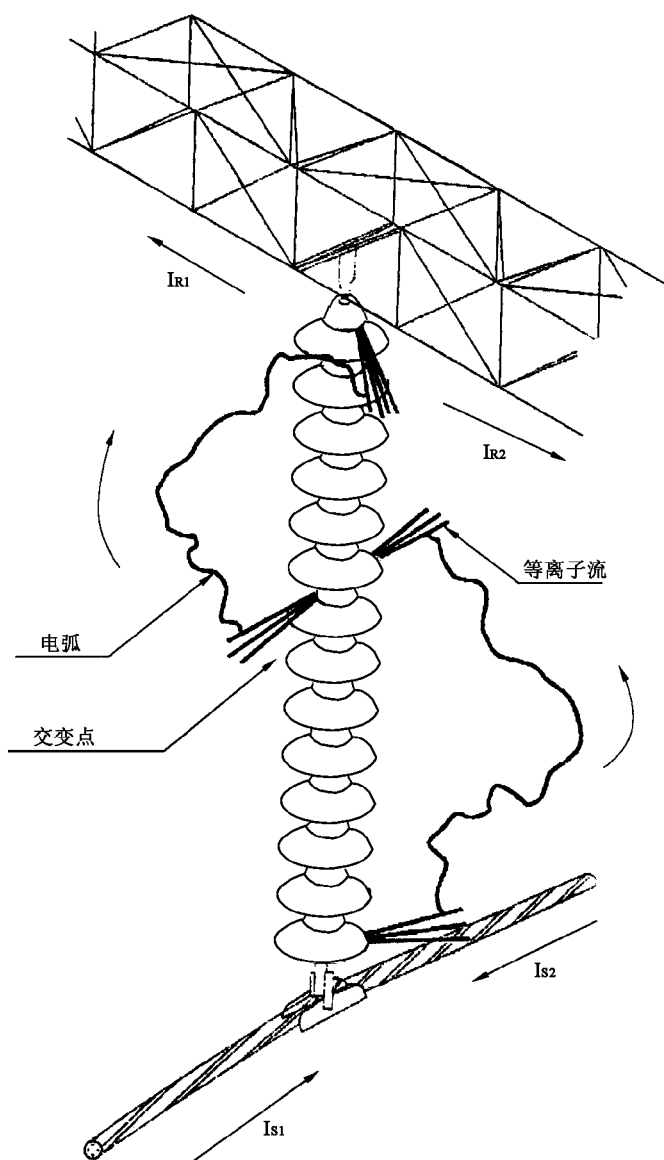


图 2 电源电流和返回电流图

电流 I_{R1} 及 I_{R2} 、 I_{S1} 和 I_{S2} 与各自规定值的允许偏差不应超过 $\pm 20\%$ 。偏差可以用电路校准试验来校验。

8 起弧

8.1 电弧可由一根总截面积不大于 1mm^2 的低电阻材料(如银、铝、铜)导线构成的熔丝引燃。熔丝截面若小于 1mm^2 ,也可由多股导线并联绞合而成。

8.2 可熔导线以图 3 所示方式一点接触到金属部件上。

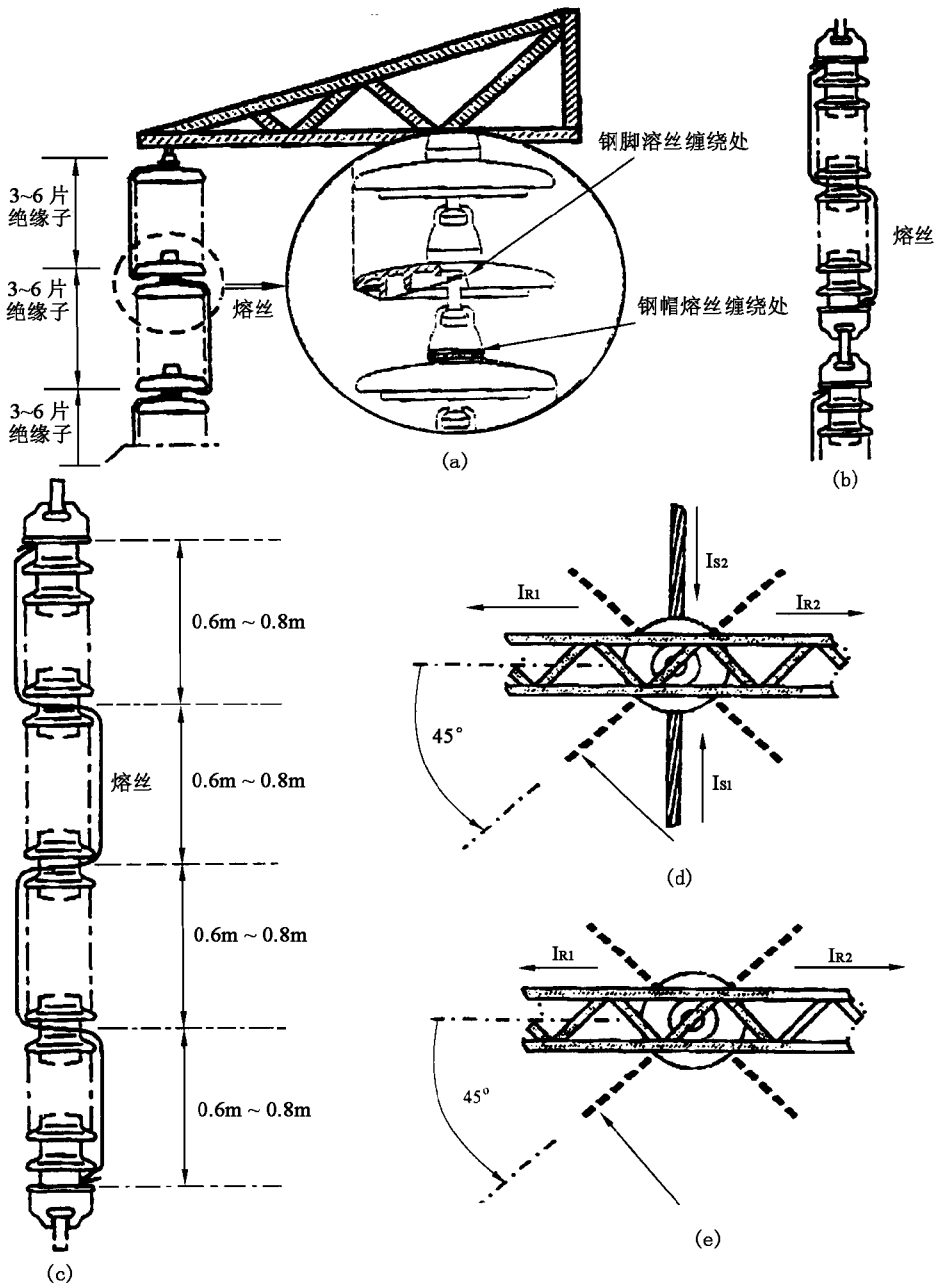


图 3 熔丝的布置

8.2.1 盘形悬式绝缘子串

将第一根导线连接到接地侧绝缘子的钢帽上,并隔 3~5 片绝缘子连接到某一中间绝缘子的钢脚上。接着,在绝缘子串与第一根导线相对方向侧以同样方式放置第二根导线。重复这种做法直到绝缘子串的末端。图 3(a)示出了导线的布置以及导线分别与钢帽、伞裙结合点和钢脚的连接方式。当将可熔导线连接到钢脚上存在困难时(如由于绝缘子伞裙的原因),允许将其连接到与该钢脚相连的下一片绝缘子的钢帽处。

如果绝缘子串片数少于 6 片,可以选择熔丝缠绕在中间或靠近中间绝缘子钢脚处。

8.2.2 长棒形绝缘子和复合绝缘子

可熔导线应连接在金属部件之间,工在绝缘子的中间部位缠绕在芯杆上,缠绕后导线位于前面的相对侧方向延伸。不同元件应有分开的可熔导线,如图 3(b)所示。

对于较长的绝缘子串(例如绝缘子单元长度大于 1.5m),应按图 3(c)所示将可熔导线连接在绝缘子的金属部件之间,并每隔 0.6m~0.8m 在绝缘子芯杆上缠绕一次,每次缠绕后可熔导线均沿绝缘子的相对侧延伸。

8.3 所有情况下(盘形悬式、长棒形、复合绝缘子串,悬垂、V 型和水平安装绝缘子串),可熔导线所在平面均应与线路导线呈 45°[如图 3(d)和图 3(e)]。图 3(d)表示图 1(a)(b)(c)中从剖面方向看,水平和垂直串熔丝剖面;图 3(e)表示图 1(d)从 S 剖面方向看,水平串中熔丝剖面图。

8.4 按顺序进行的每次试验,可熔导线的连接点均应转动 90°。

8.5 对于组合绝缘子串(V 型串、双垂串等),在一个试验序列中电弧应总在同一绝缘子串上引燃。该串的选择方法是:由电力造成的电弧方向偏移应朝向该组合绝缘子串的其他串。

9 环境

9.1 任何情况下均记录风速和所有其他环境条件(大气压力、降雨情况、湿度和温度)。

9.2 由于风对电弧过程有影响,试验可在试验室内进行。当在户外试验时,尽可能在无风气候下进行。为了能够对较小电流的电弧试验(小于 10kA)进行有效的试验,最大允许风速为 5m/s。

9.3 可以认为包括降雨情况在内的其他大气条件对试验结果没有显著影响。

10 试验系列和电弧特性

10.1 按照表 1 和图 2 根据杆塔类型从表 2 中选取 X 或 Y 试验系列。仅当返回电路总是不平衡时,例如杆塔没有中相窗,选取 Y 试验系列才是合理的。实际上,杆塔几何结构不同且通常需要 X 和 Y 两个试验系列时,应优先选取 X 试验系列。

10.2 连续进行的两次试验之间的最小时间间隔为 20min。每三次相同电流试验后,允

许更换损坏的元件或整个绝缘子串。

10.3 选取的试验次数和持续时间代表出现在大部分系统上的情况。如果要求用不同的值代表特殊的电网特性时,应事先协商解决。

10.4 附录 D 给出了上述取值的说明。

表 2 试验系列

试验系列	试验电路	短路电流	试验次数和持续时间(试验程序)
X	A	$I_n = 0.2I_{sys}$	$t_n = 0.2s, 2$ 次 $\lambda_n = 1s, 1$ 次
	A	$I_n = 0.5I_{sys}$	$t_n = 0.2s, 2$ 次 $\lambda_n = 1s, 1$ 次
	B	$I_n = I_{sys}$	$t_n = 0.2s, 2$ 次 $\lambda_n = 0.5s, 1$ 次
Y	C	$I_n = 0.2I_{sys}$	$t_n = 0.2s, 2$ 次 $\lambda_n = 1s, 1$ 次
	C	$I_n = 0.5I_{sys}$	$t_n = 0.2s, 2$ 次 $\lambda_n = 1s, 1$ 次
	D	$I_n = I_{sys}$	$t_n = 0.2s, 2$ 次 $\lambda_n = 0.5s, 1$ 次

11 结果评价

结果评价由两部分组成。首先进行外观检查,随后进行一系列分析试验,以确定绝缘子是否适宜于继续运行。

11.1 外观检查

——绝缘子的金属部件和所有承载附件均应检查,并对影响其机械强度的电弧损伤进行的拍照。拍照包括局部熔化、弧坑和金属蒸发。

——所有镀锌金属部件上可能导致镀层腐蚀的损坏均应检查。

——所有承受显著表面电气作用的金属部件均应检查其是否有局部外形变化,这种变化会引起电晕和无线电干扰增大。

11.2 瓷或玻璃绝缘子

除了对绝缘子金属部件损坏的外观检查外,瓷或玻璃绝缘子还应检查对其绝缘件的损坏,包括:

——玻璃或瓷伞裙部分或全部破裂;

——瓷绝缘子釉灼伤。

11.3 复合绝缘子

除了对金属部件进行外观检查外,复合绝缘子还应检查其绝缘件的损坏,包括:

——表面变化,如变色、蚀损或电弧等离子体沉积;

——个别伞裙开裂击穿;

——芯棒护套损坏(使纤维玻璃裸露)、端头附件或连接处密封丧失或密封油脂渗漏

(如有使用)。

11.4 判定准则

判定准则是试验系列完成之后绝缘子串应能安全运行。按照表 3 所定义的准则,应对绝缘子的机械和电气性能进行运行安全性条件验证。

表 3 判定准则

序号	试验项目	评价准则
1	绝缘子掉串	不允许
2	伞裙表面烧伤、开裂、脱釉、镀锌表面熔化	允许
3	玻璃纤维棒裸露(仅对复合绝缘子)	不允许
4	干工频闪络试验(仅对 B 型绝缘子)	对所有绝缘子试验,应出现外绝缘闪络
5	机械破坏负荷试验	所有损坏的绝缘子均应耐受 80% 规定破坏负荷(SFL)或规定机械负荷(SML)

注:对于盘形悬式绝缘子串,被试绝缘子至少应包括线路侧的头三个,接地侧的头三个和燃弧部分的三个中间绝缘子。

电弧电流有效值的确定

A1 试验电流实际持续期内交流分量有效值的确定

为了避免电流和(或)频率变化可能造成的影响,该电流有效值由有交值非加权平均值(三峰法)得到。每一有效值均由一个峰向前一个峰滑移的方法取得。为了免除边界影响,第一个波和最后一个波(如果可能)应予省略,最后一个波会因保护用主断路器而衰减。

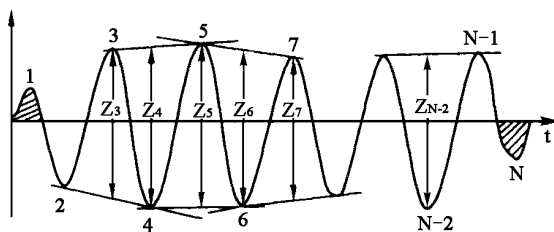


图 A1 三峰值方法确定电弧电流有效值

A1.1 具有 $[1, \dots, N]$ 个峰值的信号的有效值用下式表示:

$$I = \frac{1}{N-4} \sum_{i=3}^{N-2} (x_i) \quad (1)$$

或

$$I = \frac{1}{\sqrt{8(N-4)}} \sum_{i=3}^{N-2} (z_i) \quad (2)$$

式中 x_i ——第 i 个峰值时电流的有效值;

z_i ——第 i 个峰值时电流的峰—峰值。

用解析式表示,具有 $[1, \dots, N]$ 个峰值的信号的有效值用下式表示:

$$I = \frac{1}{\sqrt{8(N-4)}} \sum_{i=3}^{N-2} (a_i \times t_i + b_i - y_i) \quad (3)$$

式中 t_i ——第 i 个峰值时电流的瞬态时间；

y_i ——第 i 个峰值电流的峰值电流；

a_i ——直线 $f(t)$ 的斜率；

b_i —— $t = 0$ 时 $f(t)$ 的计算值。

A1.2 三峰法

本方法用于从三个连续的波峰 $A(t_{i-1}, y_{i-1}), B(t_i, y_i), C(t_{i+1}, y_{i+1})$ 估算一个信号交流分量的有效值。该有效值确定为

$$\frac{|DD'|}{\sqrt{8}} \quad (4)$$

$f(t)$ 是图 A2 中 A、C 两点间直线

$$f(t) = a_i t + b_i \quad (5)$$

其中 $a_i = \frac{(y_{i+1} - y_{i-1})}{(t_{i+1} - t_{i-1})}$

$b_i = y_{i+1} - a_i t_{i+1}$ 或 $b_i = y_{i-1} - a_i t_{i-1}$

$g(t)$ 是通过 B 点与 $f(t)$ 平行的直线。

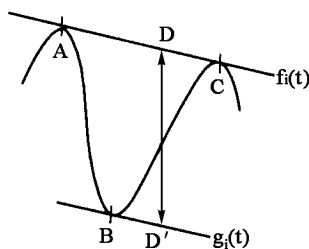


图 A2 三峰值法计算峰值电流有效值

绝缘子串元件工频电弧试验方法

至目前止我国尚无绝缘子长串工频电弧试验装置，故暂规定可按本附录 B 的方法对短串的盘形悬式绝缘子、长棒形绝缘子和复合绝缘子元件进行工频电弧试验。

B1 试验条件

B1.1 试验电流

B1.1.1 电流(有效值) 20_{-0}^{+2} kA；

B1.1.2 持续时间 \times 个周波 ± 0.5 个周波；

B1.1.3 其他参数应符合 6 条的规定。

B2 熔丝的布置

如图 B1 所示,按 8.1 条选择熔丝。熔丝的首端连接在绝缘子串(或元件)靠近地侧的钢帽处,另一端连接在绝缘子串(或元件)靠近高压侧的钢脚处。

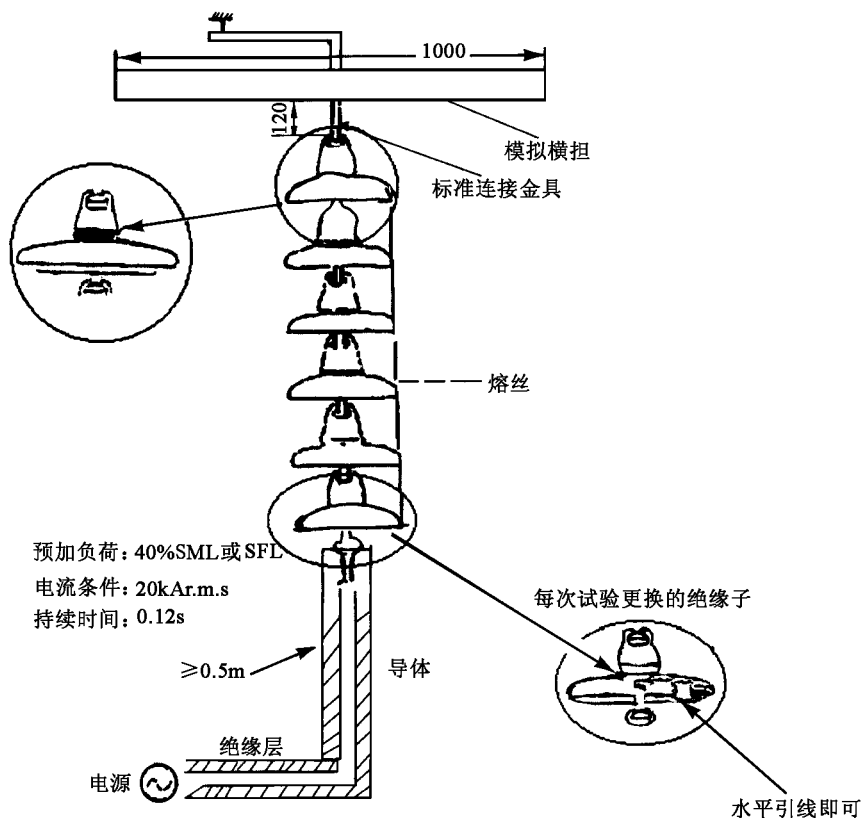


图 B1 试品布置

B3 试品的布置

B3.1 盘形悬式绝缘子:每 6 片绝缘子组成一短串。

B3.2 长棒形绝缘子:取 1 个元件,两端加装运行时使用的招弧角。

B3.3 复合绝缘子元件的工频电弧试验可在 110kV 产品上进行,试验方法正在考虑中。绝缘子金属附件的设计应考虑电弧的影响。短路电流的大小及电流持续时间可能会引起端部附件、芯棒及伞裙损坏,应当设计有恰当的电弧保护器件。

B3.4 对绝缘子短串在试验期间施加 40% 额定机械破坏拉伸负荷(SEL 或 SML)。

B3.5 试品布置如图 B1 示。

B3.6 试验中连接到绝缘子底部的垂直导体长度不小于 0.5m,且包敷绝缘层(不可燃)直至最下部的绝缘子钢脚,如图 B1。

B4 试验方法

B4.1 按 B2 条和 B3 条的规定将绝缘子短串安装在图 B1 所示试验装置上。

B4.2 对盘形悬式绝缘子,每串绝缘子起弧一次,然后更换最底部的绝缘子,连续起弧三

次,每次试验完毕,静置 5min 后卸载负荷。

B4.3 对长棒形绝缘子和复合绝缘子,每串绝缘子起弧一次,共对三串绝缘子进行试验,每次试验完毕,静置 5min 后卸载负荷。

B4.4 两次连续试验间隔时间 20min。

B5 判定准则

绝缘子元件若在工频电弧试验后满足下列条件,则工频电弧试验合格:

a)机械破坏负荷不低于 80%的额定机械(机电)破坏负荷(SFL)或额定机械负荷(SML);

b)工频干耐受电压试验通过。电压值为绝缘子元件工频湿耐受电压。

B6 等效性和有效期

B6.1 当有证据说明同吨位的某种绝缘子的试验更严格时,可仅对此种绝缘子进行试验。如同吨位的大盘径、大爬距产品的试验可覆盖小盘径、小爬距产品的试验。

B6.2 在工艺不变条件下同厂家同型式产品的试验有效期为 5 年。

电源的空载电压

电源的空载电压应足够高,以便使电弧电流保持在规定的容差内,并在电流过零时电弧能够重燃。这一要求是有附带条件的,即电弧不能移动得离最初的弧根太远,特别是不能远到到达导体。任何情况下电源的空载电压均不应超过绝缘串的额定电压。

下列为指导性电源空载电压(L_A 为串长,单位 m):

——系统电压 $U < 66\text{kV}$ 的绝缘子串: $7\text{kV} \sim 10\text{kV}$;

——系统电压 $66 \leq U \leq 220\text{kV}$ 的绝缘子串: $L_A \times 7\text{kV}$;

——系统电压 $U \geq 220\text{kV}$ 的绝缘子串: $L_A \times (5\text{kV} \sim 6\text{kV})$ 。

故障电流大小变化及选择规定的试验参数的理由

故障电流大小变化取决于故障在输电线路中的位置。在大功率母线附近(线路端头)短路电流大,而且电源电路不平衡。在线路中部,故障电流较小,而且电源电路事实上是平衡的。

在平衡电路中靠近绝缘子串保持较小电流的电弧比在不平衡电路中由强大的电力迫使较大电流电弧运动具有更大的危害。因而,试验系列必须在不同电流下用适当的试验电路进行。

图 D1 表示电弧电流及其有 100km 长 145kV 线路电源电路分量的分布情况,该线路与 28kA 短路电流母线相连。可以看出,该线路的特点是电弧电流较小,且为平衡电源电路。

试验程序规定的短路电流 $0.2I_{\text{sys}}$ 、 $0.5I_{\text{sys}}$ 和 I_{sys} 满足输电线路沿线特定故障电流的水

平。每试验程序三次试验是根据线路断路器规定的操作顺序确定的。电弧持续时间和断路器常规操作时间相适应。第三次试验电弧持续时间较长是按照后备保护动作时间确定的。

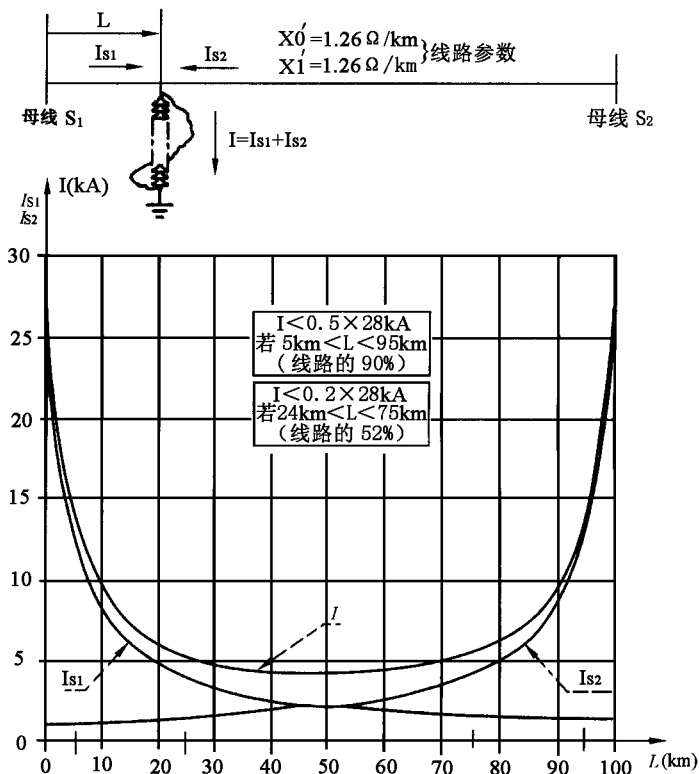


图 D1 电弧电流 (I) 及其在 100km 电源电路上
 分量 (I_{s1} 、 I_{s2}) 的分布情况
 (连接 28kA 短路电流母线的 145kV 线路)

中华人民共和国电力行业标准

DL 784—2001

带电更换 330KV 线路耐张单片绝缘子技术规程

The technical code for transposing strain insulator on 330kv
energized transmission line

中华人民共和国国家经济贸易委员会 发布

2001 - 10 - 08 发布

2002 - 02 - 01 实施

前 言

本标准中 4.1 4.2 4.3 4.5 4.6 5.4 为强制性条文。其余为推荐性条文。

本标准规定的技术要求和作业规范,用以指导 330kV 架空输电线路更换劣质绝缘子作业,确保线路的安全运行。

本标准技术内容中良好绝缘子的片数下限值,是根据中华人民共和国电力行业标准 DL409 - 1991《电业安全工作规程》中的规定而确定的。

本标准的适用范围及技术内容中所提及的沿 330kV 耐张绝缘子串进入(出)强电场作业组间隙最小距离,是依据西安供电局和中国电力科学研究院于 1997 年提出的“330kV 线路带电更换零值绝缘子安全性试验研究”试验报告及中华人民共和国电力行业标准 DL/T620—1997《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》中关于 330kV 系统统计操作过电压的规定,按照绝缘配合的原则而定出的。

由于 330kV 系统操作过电压水平的降低,使本标准的适用范围较原 DL409—1991 中规定的有所放宽,330kV 线路带电作业组间隙的最小距离比 DL409 - 1991 中的规定值要小。这是与 DL409—1991 的不同之处。

本标准的附录 A、附录 B 都是标准的附录。

本标准由国家电力公司提出。

本标准由全国带电作业标准化技术委员会归口。

本标准起草单位:西安高压供电局、武汉高压研究所。

本标准主要起草人 梁敬儒、张影萍、张建华、云涛。

目 次

前言

- 1 范围
- 2 引用标准
- 3 定义
- 4 总体要求
- 5 作业规范

附录 A(标准的附录) 沿 330kV 耐张绝缘子串进入强电场作业组合间隙的最低耐受电压

附录 B(标准的附录) 沿 330kV 耐张绝缘子串进入强电场作业组合间隙的安全因素 γ

1 范 围

本标准规定了在交流 330kV 的架空输电线路路上,作业人员进行更换耐张单片劣质绝缘子作业时所遵循的技术要求及作业规范。

本标准适用于 330kV 架空输电线路符合表 1 所列海拔高度及耐张串绝缘子使用片数情况的作业。

表 1 330kV 线路不同海拔高度及相应绝缘子使用片数

海拔高度 m	耐张绝缘子片组每串绝缘子片数 个	备 注
1500 及以下	21	瓷或玻璃绝缘子 结构高度为 146mm
2000 及以下	22	瓷或玻璃绝缘子 结构高度为 146mm
3000 及以下	22	玻璃绝缘子 结构高度为 155mm

2 引用标准

下列标准所包含的条文,通过在本标准中引用而构成为本标准的条文。本标准出版时,所示版本均为有效。所有标准都会被修订,使用本标准的各方应探讨使用下列标准最新版本的可能性。

GB/T 2900.51—1998 电工术语 架空线路

GB/T 14286—1993 带电作业术语

DL 409—1991 电业安全工作规程(电力线路部分)

DL/T 620—1997 交流电气装置的过电压保护和绝缘配合

3 定义

本标准除符合 GB/T 2900.51、GB/T 14268 规定外,还采用了下列定义。

3.1 带电更换 transposition on live - line

在带电的电气设备上拆除不良部件,安装上合格部件的统称。

3.2 跨四短三 step four and short three

作业人员沿绝缘子串进入强电场作业时,人员和卡具跨接四片绝缘子,但扣除前面一片绝缘子的后沿和后面一片绝缘子的内裙边,实际短接三片绝缘子。

4 总体要求

4.1 执行本标准内容的作业,应在耐张绝缘子串组中进行,每串绝缘子的片数不得少于 21 片。

4.2 同一串中,扣除人体短接和劣质绝缘子片数后,良好绝缘子的片数不得少于 16 片。

4.3 等电位作业人员沿耐张绝缘子串组进入强电场时,应严格采用“跨四短三”方式。

4.4 对于耐张单串绝缘子,等电位作业人员也可借助绝缘平梯进入电场进行更换单片绝缘子作业。对导线必须采取双重保护措施。

4.5 等电位作业人员在耐张绝缘子串上的组合间隙的安全距离不得小于 2.22m,其组合间隙最低耐受电压及安全因数详见附录 A、附录 B。

4.6 系统出现异常运行情况时,不应进行作业。

5 作业规范

5.1 执行本标准内容作业的气象条件应符合 DL409 中 8.1.2 规定。

5.2 执行本标准内容的作业时,应符合 DL409 中 8.1.4~8.1.9 规定。

5.3 作业前,应准确复测劣质绝缘子的片数和位置,以正确选择作业方式。

5.4 等电位作业人员沿绝缘子串进入(出)强电场过程中,所系的安全带应绑在手扶的绝缘子上,并与其同步移动,作业人员不得失去人身保险绳的保护。

5.5 等电位作业人员沿绝缘子串进入强电场作业时,应满足 DL409 中 8.3 的规定。

5.6 等电位作业人员在更换劣质绝缘子时,应检查卡具连接与受力的情况,确认无异常时,方可取出被更换的绝缘子,换上良好的绝缘子。

5.7 当劣质绝缘子位于靠导线侧的第 2~3 片时,等电位作业人员可借助软梯从导线侧进入强电场,坐在二联板上作业。

沿 330kV 耐张绝缘子串进入强电场作业 组合间隙的最低耐受电压

表 A1 中列出不同海拔高度下沿 330kV 耐张绝缘子串进入强电场时各种作业状态下组合间隙的最低耐受电压值。

根据 DL/T620 中有关 330kV 电力系统统计操作过电压水平的规定,带电作业组合间隙的最低耐受电压值应大于 330kV 系统最大统计操作过电压值 711kV 才能符合本标准的要求。

表 A1 沿 330kV 耐张绝缘子串进入强电场作业组合间隙的最低耐受电压 kV

作业状态	海拔高度 m						
	500	1000	1500	2000	2500	3000	3500
21 × XP - 10 行进	840	795	755	719	683	651	620
21 × XP - 10 蹲姿	812	769	730	695	661	629	600
21 × XP - 10 坐姿	834	790	750	714	679	647	616
22 × XP - 10 蹲姿	841	791	752	717	682	651	621
22 × LXP - 16 蹲姿	931	883	841	692	765	730	697
注 绝缘子串中包括 2 片劣质绝缘子							

沿 330kV 耐张绝缘子串进入强电场作业 组合间隙的安全因数 γ

表 B1 中列出不同海拔高度下沿 330kV 耐张绝缘子串进入强电场作业时各种作业状态下组合间隙的安全因数 γ 值。

表 B1 沿 330kV 耐张绝缘子串进入强电场作业组合间隙的安全因数 γ

作业状态	海拔高度 m						
	500	1000	1500	2000	2500	3000	3500
21 × XP - 10 行进	1.451	1.374	1.304	1.242	1.181	1.125	1.072
21 × XP - 10 蹲姿	1.402	1.328	1.261	1.200	1.142	1.087	1.036
21 × XP - 10 坐姿	1.441	1.365	1.296	1.233	1.173	1.117	1.065
22 × XP - 10 蹲姿	1.453	1.367	1.300	1.238	1.179	1.124	1.073
22 × LXP - 16 蹲姿	1.608	1.526	1.453	1386	1321	1261	1205
注 绝缘子串中包括 2 片劣质绝缘子							

查 IEC 出版物 71—2《绝缘配合使用导则》给出的危险率曲线得：

$\gamma = 1.20$ 时,危险率 $R = 1.0 \times 10^{-5}$ ；

$\gamma = 1.30$ 时,危险率 $R = 1.0 \times 10^{-7}$ 。

当带电作业危险率不大于 1.0×10^{-5} ,带电作业组合间隙的安全因数 γ 不小于 1.20 时,才能符合本标准的要求。

中华人民共和国国家标准

电气装置安装工程

母线装置施工及验收规范

GBJ 149—90

主编部门:中华人民共和国原水利电力部

批准部门:中华人民共和国建设部

施行日期:1991年10月1日

第一章 总 则

第 1.0.1 条 为保证硬母线、软母线、绝缘子、金具、穿墙套管等母线装置的安装质量,促进安装技术的进步,确保设备安全运行,制订本规范。

第 1.0.2 条 本规范适用于 500kV 及以下母线装置安装工程的施工及验收。

第 1.0.3 条 母线装置的安装应按已批准的设计进行施工。

第 1.0.4 条 设备和器材的运输、保管,应符合本规范要求,当产品有特殊要求时,并应符合产品的要求。

第 1.0.5 条 设备及器材在安装前的保管,其保管期限应为一年及以下。当需长期保管时,应符合设备及器材保管的专门规定。

第 1.0.6 条 采用的设备和器材均应符合国家现行技术标准的规定,并应有合格证。设备应有铭牌。

第 1.0.7 条 设备和器材到达现场后,应及时作下列验收检查：

一、包装及密封应良好。

二、开箱检查清点,规格应符合设计要求,附件、备件应齐全。

三、产品的技术文件应齐全。

四、按本规范要求作外观检查。

第 1.0.8 条 施工中的安全技术措施,应符合本规范和现行有关安全技术标准及产品的技术文件的规定。对重要工序,尚应事先制定安全技术措施。

第 1.0.9 条 与母线装置安装有关的建筑工程施工应符合下列要求:

一、与母线装置安装有关的建筑物、构筑物的工程质量应符合国家现行的建筑工程施工及验收规范中的有关规定;当设计及设备有特殊要求时,尚应符合其要求。

二、母线装置安装前,建筑工程应具备下列条件:

1. 基础、构架符合电气设备的设计要求;
2. 屋顶、楼板施工完毕,不得渗漏;
3. 室内地面基层施工完毕,并在墙上标出抹平标高;
4. 基础、构架达到允许安装的强度,焊接构件的质量符合要求,高层构架的走道板、栏杆、平台齐全牢固;
5. 有可能损坏已安装母线装置或安装后不能再进行的装饰工程全部结束;
6. 门窗安装完毕,施工用道路通畅;
7. 母线装置的预留孔、预埋铁件应符合设计的要求。

三、母线装置安装完毕投入运行前,建筑工程应符合下列要求:

1. 预埋件、开孔、扩孔等修饰工程完毕;
2. 保护性网门、栏杆以及所有与受电部分隔绝的设施齐全;
3. 受电后无法进行的和影响运行安全的工作施工完毕;
4. 施工设施应拆除和场地应清理干净。

第 1.0.10 条 母线装置安装用的紧固件,除地脚螺栓外应采用符合国家标准的镀锌制品,户外使用的紧固件应用热镀锌制品。

第 1.0.11 条 绝缘子及穿墙套管的瓷件,应符合现行国家标准《高压绝缘子瓷件技术条件》和有关电瓷产品技术条件的规定。

第 1.0.12 条 母线装置的施工及验收除按本规范的规定执行外,尚应符合国家现行的有关标准规范的规定。

第二章 母线安装

第一节 一般规定

第 2.1.1 条 母线装置采用的设备和器材,在运输与保管中应采用腐蚀性气体侵蚀及机械损伤的包装。

第 2.1.2 条 铜、铝母线、铝合金管母线当无出厂合格证件或资料不全时,以及对材质有怀疑时,应按表 2.1.2 的要求进行检验。

表 2.1.2 母线的机械性能和电阻率

母线名称	母线型号	最小抗拉强度 (N/mm^2)	最小伸长率 (%)	20℃时最大电阻率 ($\Omega \cdot mm^2/m$)
铜 母 线	TMY	225	6	0.01777
铝 母 线	LMY	115	3	0.0290
铝合金管母线	LF ₂₁ Y	137	-	0.0373

第 2.1.3 条 母线表面应光洁平整,不应有裂纹、折皱、夹杂物及变形和扭曲现象。

第 2.1.4 条 成套供应的封闭母线、插接母线槽的各段应标志清晰,附件齐全,外壳无变形,内部无损伤。

螺栓固定的母线搭接面应平整,其镀银层不应有麻面、起皮及未覆盖部分。

第 2.1.5 条 各种金属构件的安装螺孔不应采用气焊割孔或电焊吹孔。

第 2.1.6 条 金属构件及母线的防腐处理应符合下列要求:

- 一、金属构件除锈应彻底,防腐漆应涂刷均匀,粘合牢固,不得有起层、皱皮等缺陷;
- 二、母线涂漆应均匀,无起层、皱皮等缺陷;

三、在有盐雾、空气相对湿度接近 100% 及含腐蚀性气体的场所,室外金属构件应采用热镀锌;

四、在有盐雾及含有腐蚀性气体的场所,母线应涂防腐涂料。

第 2.1.7 条 支柱绝缘子底座、套管的法兰、保护网(罩)等不带电的金属构件应按现行国家标准《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》的规定进行接地。接地线宜排列整齐,方向一致。

第 2.1.8 条 母线与母线,母线与分支线,母线与电器接线端子搭接时,其搭接面的处理应符合下列规定:

一、铜与铜:室外、高温且潮湿或对母线有腐蚀性气体的室内,必须搪锡,在干燥的室内可直接连接。

二、铝与铝:直接连接。

三、钢与钢:必须搪锡或镀锌,不得直接连接。

四、铜与铝:在干燥的室内,铜导体应搪锡,室外或空气相对湿度接近 100% 的室内,应采用铜铝过渡板,铜端应搪锡。

五、钢与铜或铝:钢搭接面必须搪锡。

六、封闭母线螺栓固定搭接面应镀银。

第 2.1.9 条 母线的相序排列,当设计无规定时应符合下列规定:

一、上、下布置的交流母线,由上到下排列为 A、B、C 相,直流母线正极在上,负极在

下。

二、水平布置的交流母线，由盘后向盘面排列为 A、B、C 相，直流母线正极在后，负极在前。

三、引下线的交流母线由左至右排列为 A、B、C 相，直流母线正极在左，负极在右。

第 2.1.10 条 母线涂漆的颜色应符合下列规定：

一、三相交流母线：A 相为黄色，B 相为绿色，C 相为红色，单相交流母线与引出相的颜色相同。

二、直流母线：正极为赭色，负极为蓝色。

三、直流均衡汇流母线及交流中性汇流母线：不接地者为紫色，接地者为紫色带黑色条纹。

四、封闭母线：母线外表面及外壳内表面涂无光泽黑漆，外壳外表面涂浅色漆。

第 2.1.11 条 母线刷相色漆应符合下列要求：

一、室外软母线、封闭母线应在两端和中间适当部位涂相色漆。

二、单片母线的表面及多片、槽形、管形母线的表面均涂相色漆。

三、钢母线的表面应涂防腐相色漆。

四、刷漆应均匀，无起层、皱皮等缺陷，并应整齐一致。

第 2.1.12 条 母线在下列各处不应刷相色漆：

一、母线的螺栓连接及支持连接处、母线与电器的连接处以及距所有连接处 10mm 以内的地方。

二、供携带式接地线连接用的接触面上，不刷漆部分的长度应为母线的宽度或直径，且不应小于 50mm，并在其两侧涂以宽度为 10mm 的黑色标志带。

第 2.1.13 条 母线安装时，室内、室外配电装置安全净距应符合表 2.1.13-1、表 2.1.13-2 的规定。当电压值超过本级电压，其安全净距应采用高一级电压的安全净距规定值。

表 2.1.13-1 室内配电装置的安全净距(mm)

符号	适用范围	图号	额定电压(kV)										
			0.4	1-3	6	10	15	20	35	60	110J	110	220J
A ₁	1. 带电部分至接地部分之间 2. 网状和板状遮栏向上延伸线距地 2.3m 处与遮栏上方带电部分之间	2.1.13-1	20	75	100	125	150	180	300	550	850	950	1800
A ₂	1. 不同相的带电部分之间 2. 断路器和隔离开关的断口两侧引线带电部分之间	2.1.13-1	20	75	100	125	150	180	300	550	900	1000	2000
B ₁	1. 栅状遮栏至带电部分之间 2. 交叉的不同时停电检修的无遮栏带电部分之间	2.1.13-1 2.1.13-2	800	825	850	875	900	930	1050	1300	1600	1700	2550

符号	适用范围	图号	额定电压(kV)										
			0.4	1-3	6	10	15	20	35	60	110J	110	220J
B ₂	网状遮栏至带电部分之间	2.1.13-1 2.1.13-2	100	175	200	225	250	280	400	650	950	1050	1900
C	无遮栏裸导体至地(楼)面之间	2.1.13-1	2300	2375	2400	2425	2450	2480	2600	2850	3150	3250	4100
D	平行的不同时停电检修的无遮栏裸导体之间	2.1.13-1	1875	1875	1900	1925	1950	1980	2100	2350	2650	2750	3600
E	通向室外的出线套管至室外通道的路面	2.1.13-2	3650	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4500	5000	5000	5500

注 ①110J、220J 系指中性点直接接地电网；

②网状遮栏至带电部分之间当为板状遮栏时，其 B 值可取 $A_1 + 30\text{mm}$ ；

③通向室外的出线套管至室外通道的路面，当出线套管外侧为室外配电装置时，其至室外地面的距离不应小于表 2.1.13-2 中所列室外部分之 C 值；

④海拔超过 1000m 时，A 值应按图 2.1.13-6 修正；

⑤本表所列各值不适用于制造厂生产的成套配电装置。

表 2.1.13-2 室外配电装置的安全净距(mm)

符号	适用范围	图号	额定电压(kV)										
			0.4	1-10	15-20	35	60	110J	110	220J	33J	500J	
A ₁	1. 带电部分至接地部分之间	2.1.13-3											
	2. 网状遮栏向上延伸距地面 2.5m 处与遮栏上方带电部分之间	2.1.13-4 2.1.13-5	75	200	300	400	650	900	1000	1800	2500	3800	
A ₂	1. 不同相的带电部分之间	2.1.13-3	75	200	300	400	650	1000	1100	2000	2800	4300	
	2. 断路器和隔离开关的断口两侧引线带电部分之间												
B ₁	1. 设备运输时，其外廓至无遮栏带电部分之间	2.1.13-3											
	2. 交叉的不同时停电检修的无遮栏带电部分之间	2.1.13-4	825	950	1050	1150	1400	1650	1750	2550	3250	4550	
	3. 栅状遮栏至绝缘体和带电部分之间	2.1.13-5											
	4. 带电作业时的带电部分至接地部分之间												
B ₂	网状遮栏至带电部分之间	2.1.13-4	175	300	400	500	750	1000	1100	1900	2600	3900	
C	1. 无遮栏裸导体至地面之间	2.1.13-4 2.1.13-5	2500	2700	2800	2900	3100	3400	3500	4300	5000	7500	
	2. 无遮栏裸导体至建筑物、构筑物顶部之间												
D	1. 平行的不同时停电检修的无遮栏带电部分之间	2.1.13-3	2000	2200	2300	2400	2600	2900	3000	3800	4500	5800	
	2. 带电部分与建筑物、构筑物的边沿部分之间	2.1.13-4											

注 ①110J、220J、330J、500J 系指中性点直接接地电网；

②栅状遮栏至绝缘体和带电部分之间，对于 220kV 及以上电压，可按绝缘体电位的实际分布，采用相应的 B 值检验，此时允许栅状遮栏与绝缘体的距离小于 B₁ 值。当无给定的分布电位时，可按线性分布计算。500kV 相间通道的安全净距，亦可用此原则；

③带电作业时的带电部分至接地部分之间(110J~500J)，带电作业时，不同相或交叉的不同回路带电部分之间，其 B₁ 值可取 $A_2 + 750\text{mm}$ ；

- ④ 500kV 的 A_1 值 双分裂软导线至接地部分之间可取 3500mm；
- ⑤ 海拔超过 1000m 时 A 值应按图 2.1.13-6 进行修正；
- ⑥ 本表所列各值不适用于制造厂生产的成套配电装置。

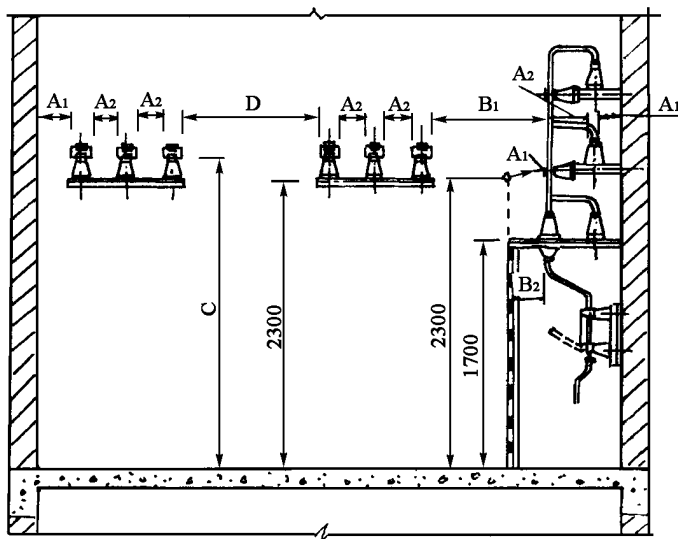


图 2.1.13-1 室内 A_1 、 A_2 、 B_1 、 B_2 、 C 、 D 值校验

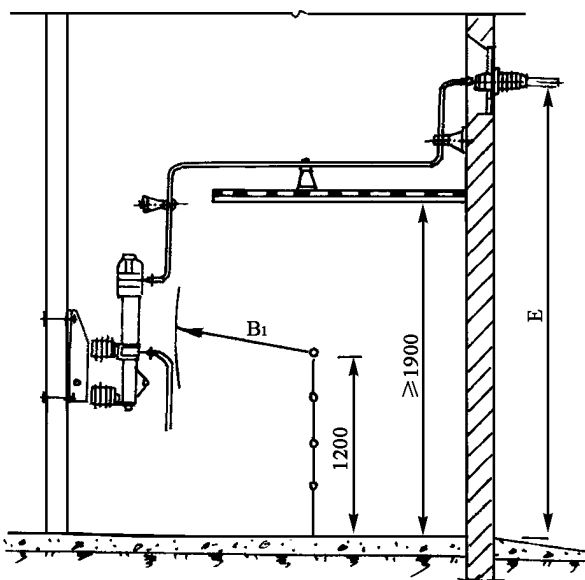


图 2.1.13-2 室内 B_1 、 E 值校验

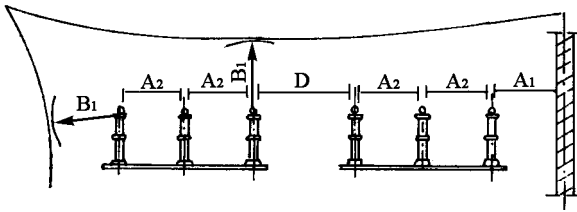


图 2.1.13-3 室内 A_1 、 A_2 、 B_1 、 D 值校验

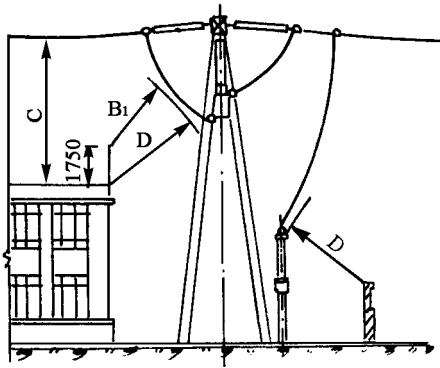
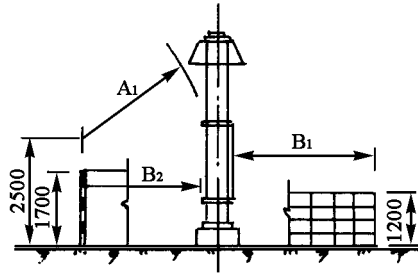


图 2.1.13-4 室内 A_1 、 B_1 、 B_2 、 C 、 D 值校验

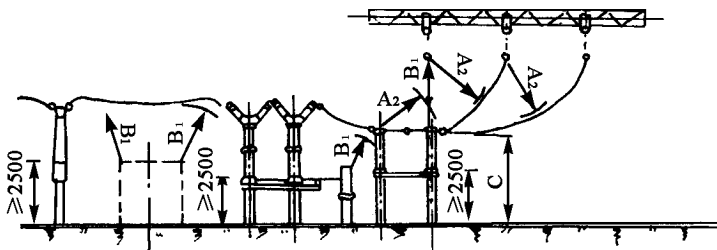


图 2.1.13-5 室内 A_2 、 B_1 、 C 、值校验

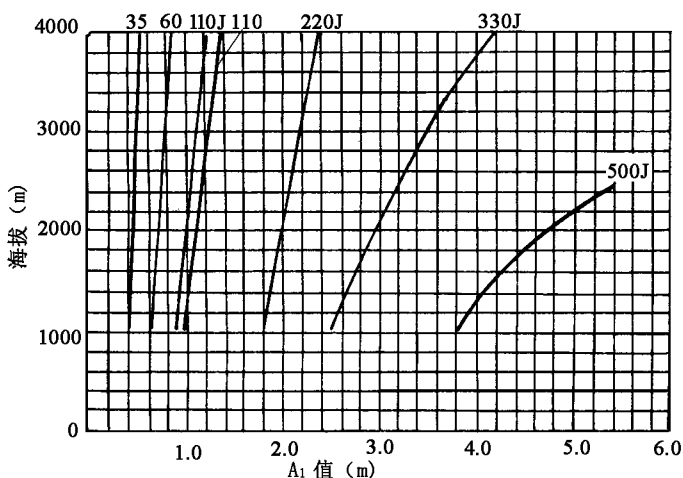


图 2.1.13-6 海拔大于 1000m 时, A 值的修正
(A_2 值和室内的 A_1 、 A_2 值可按本图之比例递增)

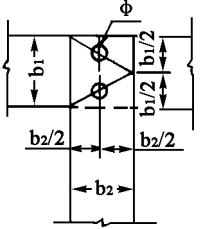
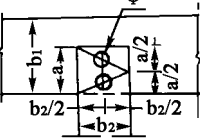
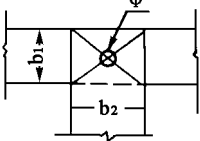
第二节 硬母线加工

第 2.2.1 条 母线应矫正平直, 切断面应平整。

第 2.2.2 条 矩形母线的搭接连接, 应符合表 2.2.2 的规定; 当母线与设备接线端子连接时, 应符合现行国家标准《变压器、高压电器和套管的接线端子》的要求。

表 2.2.2 矩形母线搭接要求

搭 接 形 式	类 别	序 号	连接尺寸 (mm)			钻孔要求		螺栓规格
			b_1	b_2	a	ϕ (mm)	个数	
	直线连接	1	125	125	b_1 或 b_2	21	4	M20
		2	100	100	b_1 或 b_2	17	4	M16
		3	80	80	b_1 或 b_2	13	4	M12
		4	63	63	b_1 或 b_2	11	4	M10
		5	50	50	b_1 或 b_2	9	4	M8
		6	45	45	b_1 或 b_2	9	4	M8
	直线连接	7	40	40	80	13	2	M12
		8	31.5	31.5	63	11	2	M10
		9	25	25	50	9	2	M8
	垂直连接	10	125	125		21	4	M16
		11	125	100 ~ 80		17	4	M16
		12	125	63		13	4	M12
		13	100	100 ~ 80		17	4	M16
		14	80	80 ~ 63		13	4	M12
		15	63	63 ~ 50		11	4	M10
		16	50	50		9	4	M8
17	45	45		9	4	M8		

搭 接 形 式	类 别	序 号	连 接 尺 寸 (mm)			钻 孔 要 求		螺 栓 规 格
			b_1	b_2	a	ϕ (mm)	个 数	
	垂 直 连 接	18	125	50 ~ 40		17	2	M16
		19	100	63 ~ 40		17	2	M16
		20	80	63 ~ 40		15	2	M14
		21	63	50 ~ 40		13	2	M12
		22	50	45 ~ 40		11	2	M10
		23	63	31.5 ~ 25		11	2	M10
		24	50	31.5 ~ 25		9	2	M8
	垂 直 连 接	25	125	31.5 ~ 25	60	11	2	M10
		26	100	31.5 ~ 25	50	9	2	MD8
		27	80	31.5 ~ 25	50	9	2	MD8
	垂 直 连 接	28	40	40 ~ 31.5		13	1	M12
		29	40	25		11	1	M10
		30	31.5	31.5 ~ 25		11	1	M10
		31	25	22		9	1	M8

第 2.2.3 条 相同布置的主母线、分支母线、引下线及设备连接线应对称一致,横平竖直,整齐美观。

第 2.2.4 条 矩形母线应进行冷弯,不得进行热弯。

第 2.2.5 条 母线弯制时应符合下列规定(图 2.2.5):

一、母线开始弯曲处距最近绝缘子的母线支持夹板边缘不应大于 $0.25L$,但不得小于 50mm。

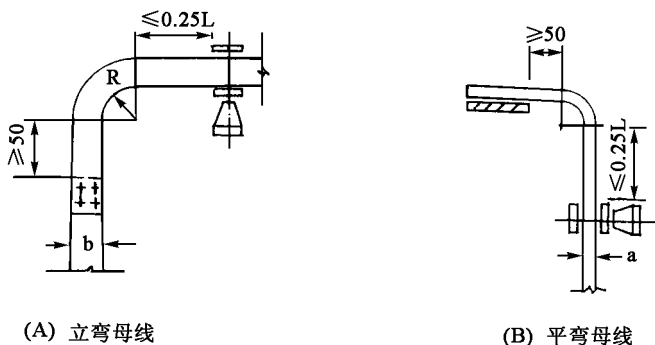


图 2.2.5 硬母线的立弯与平弯

a —母线厚度 b —母线宽度 L —母线两支持点间的距离

二、母线开始弯曲处距母线连接位置不应小于 50mm。

三、矩形母线应减少直角弯曲,弯曲处不得有裂纹及显著的折皱,母线的最小弯曲半径应符合表 2.2.5 的规定。

四、多片母线的弯曲度应一致。

表 2.2.5 母线最小弯曲半径(R)值

母线种类	弯曲方式	母线断面尺寸 (mm)	最小弯曲半径(mm)		
			铜	铝	钢
矩形 母线	平 弯	50×5 及其以下	2a	2a	2a
		125×10 及其以下	2a	2.5a	2a
	立 弯	50×5 及其以下	1b	1.5b	0.5b
		125×10 及其以下	1.5b	2b	1b
棒形母线		直径为 16 及其以下	50	70	50
		直径为 30 及其以下	150	150	150

第 2.2.6 条 矩形母线采用螺栓固定搭接时,边接处距支柱绝缘子的支持夹板边缘不应小于 50mm;上片母线端头与下片母线平弯开始处的距离不应小于 50mm(图 2.2.6)。

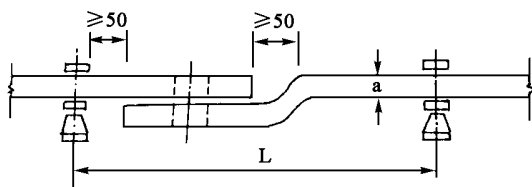


图 2.2.6 矩形母线搭接

L—母线两支持点之间的距离

第 2.2.7 条 母线扭转 90° 时,其扭转部分的长度应为母线宽度的 2.5~5 倍(图 2.2.7)。

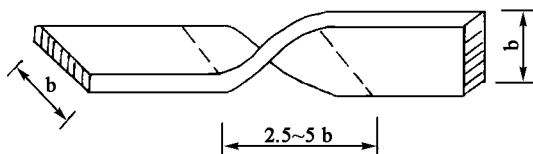


图 2.2.7 母线扭转 90°

b—母线的宽度

第 2.2.8 条 母线接头螺孔的直径宜大于螺栓直径 1mm,钻孔应垂直、不歪斜,螺孔间中心距离的误差应为 ±0.5mm。

第 2.2.9 条 母线的接触面加工必须平整、无氧化膜。经加工后其截面减少值：铜母线不应超过原截面的 3%，铝母线不应超过原截面的 5%。

具有镀银层的母线搭接面，不得任意锉磨。

第 2.2.10 条 铝合金管母线的加工制作应符合下列要求：

- 一、切断的管口应平整，且与轴线垂直。
- 二、管子的坡口应用机械加工，坡口应光滑、均匀、无毛刺。
- 三、母线对接焊口距母线支持器夹板边缘距离不应小于 50mm。
- 四、按制造长度供应的铝合金管，其弯曲度不应超过表 2.2.10 的规定。

表 2.2.10 铝合金管允许弯曲度值

管子规格(mm)	单位长度(m) 内的弯曲度(mm)	全长(L)内的弯曲度(mm)
直径为 150 以下冷拔管	< 2.0	< 2.0 × L
直径为 150 以下热挤压管	< 3.0	< 3.0 × L
直径为 150 ~ 250 热挤压管	< 4.0	< 4.0 × L

注：L 为管子的制造长度(m)。

第三节 硬母线安装

第 2.3.1 条 硬母线的边接应采用焊接、贯穿螺栓连接或夹板及夹持螺栓搭接，管形和棒形母线应用专用线夹连接，严禁用内螺纹管接头或锡焊连接。

第 2.3.2 条 母线与母线或母线与电器接线端子的螺栓搭接面的安装，应符合下列要求：

- 一、母线接触面加工后必须保持清洁，并涂以电力复合脂。
- 二、母线平置时，贯穿螺栓应由下往上穿，其余情况下，螺母应置于维护侧，螺栓长度宜露出螺母 2 ~ 3 扣。
- 三、贯穿螺栓连接的母线两外侧均应用平垫圈，相邻螺栓垫圈间应有 3mm 以上的净距，螺母侧应装有弹簧垫圈或锁紧螺母。
- 四、螺栓受力应均匀，不应使电器的接线端子受到额外应力。

五、母线的接触面应连接紧密，连接螺栓应用力矩扳手紧固，其紧固力矩值应符合表 2.3.2 的规定。

表 2.3.2 钢制螺栓的紧固力矩值

螺栓规格(mm)	力矩值(N·m)
M8	8.8 ~ 10.8
M10	17.7 ~ 22.6
M12	31.49 ~ 39.2
M14	51.0 ~ 60.8
M16	78.5 ~ 98.1
M18	98.0 ~ 127.4
M20	156.9 ~ 196.2
M24	274.6 ~ 343.2

第 2.3.3 条 母线与螺杆形接线端子连接时 ,母线的孔径不应大于螺杆形接线端子直径 1mm。丝扣的氧化膜必须刷净 ,螺母接触面必须平整 ,螺母与母线间应加铜质搪锡平垫圈 ,并应有锁紧螺母 ,但不得加弹簧垫。

第 2.3.4 条 母线在支柱绝缘子上固定时应符合下列要求 :

一、母线固定金具与支柱绝缘子间的固定应平整牢固 ,不应使其所支持的母线受到额外应力。

二、交流母线的固定金具或其它支持金具不应成闭合磁路。

三、当母线平置时 ,母线支持夹板的上部压板应与母线保持 1 ~ 1.5mm 的间隙 ,当母线立置时 ,上部压板应与母线保持 1.5 ~ 2mm 的间隙。

四、母线在支柱绝缘子上的固定死点 ,每一段应设置一个 ,并宜位于全长或两母线伸缩节中点。

五、管形母线安装在滑动式支持器上时 ,支持器的轴座与管母线之间应有 1 ~ 2mm 的间隙。

六、母线固定装置应无棱角和毛刺。

第 2.3.5 条 多片矩形母线间 ,应保持不小于母线厚度的间隙 ;相邻的间隔垫边缘间距离应大于 5mm。

第 2.3.6 条 母线伸缩节不得有裂纹、断股和折皱现象 ;其总截面不应小于母线截面的 1.2 倍。

第 2.3.7 条 终端或中间采用拉紧装置的车间低压母线的安装 ,当设计无规定时 ,应符合下列规定 :

一、终端或中间拉紧固定支架宜装有调节螺栓的拉线 ,拉线的固定点应能承受拉线张力。

二、同一档距内 ,母线的各相弛度最大偏差应小于 10%。

第 2.3.8 条 母线长度超过 300 ~ 400m 而需换位时 ,换位不应小于一个循环。槽形母线换位段处可用矩形母线连接 ,换位段内各相母线的弯曲程度应对称一致。

第 2.3.9 条 插接母线槽的安装,尚应符合下列要求:

- 一、悬挂式母线槽的吊钩应有调整螺栓,固定点间距离不得大于 3m。
- 二、母线槽的端头应装封闭罩,引出线孔的盖子应完整。
- 三、各段母线槽的外壳的连接应是可拆的,外壳之间应有跨接线,并应接地可靠。

第 2.3.10 条 重型母线的安装尚应符合下列规定:

- 一、母线与设备连接处宜采用软连接,连接线的截面不应小于母线截面。
- 二、母线的紧固螺栓:铝母线宜用铝合金螺栓,铜母线宜用铜螺栓,紧固螺栓时应用力矩扳手。
- 三、在运行温度高的场所,母线不应有铜铝过渡接头。
- 四、母线在固定点的活动滚杆应无卡阻,部件的机械强度及绝缘电阻值应符合设计要求。

第 2.3.11 条 封闭母线的安装尚应符合下列规定:

- 一、支座必须安装牢固,母线应按分段图、相序、编号、方向和标志正确放置,每相外壳的纵向间隙应分配均匀。
- 二、母线与外壳间应同心,其误差不得超过 5mm,段与段连接时,两相邻段母线及外壳应对准,连接后不应使母线及外壳受到机械应力。
- 三、封闭母线不得用裸钢丝绳起吊和绑扎,母线不得任意堆放和在地面上拖拉,外壳上不得进行其它作业,外壳内和绝缘子必须擦拭干净,外壳内不得有遗留物。
- 四、橡胶伸缩套的连接头、穿墙处的连接法兰、外壳与底座之间、外壳各连接部位的螺栓应采用力矩扳手紧固,各接合面应密封良好。
- 五、外壳的相间短路板应位置正确,连接良好,相间支撑板应安装牢固,分段绝缘的外壳应作好绝缘措施。
- 六、母线焊接应在封闭母线各段全部就位并调整误差合格,绝缘子、盘形绝缘子和电流与感器经试验合格后进行。

七、呈微正压的封闭母线,在安装完毕后检查其密封性应良好。

第 2.3.12 条 铝合金管形母线的安装,尚应符合下列规定:

- 一、管形母线应采用多点吊装,不得伤及母线。
- 二、母线终端应有防晕装置,其表面应光滑、无毛刺或凹凸不平。
- 三、同相管段轴线应处于一个垂直面上,三相母线管段轴线应与相平行。

第四节 硬母线焊接

第 2.4.1 条 母线焊接所用的焊条、焊丝应符合现行国家标准,其表面应无氧化膜、水分和油污等杂物。

第 2.4.2 条 铝及铝合金的管形母线、槽形母线、封闭母线及重型母线应采用氩弧焊。

第 2.4.3 条 焊接前应将母线坡口两侧表面各 50mm 范围内清刷干净,不得有氧化膜、水分和油污,坡口加工面应无毛刺和飞边。

第 2.4.4 条 焊接前对口应平直,其弯折偏移不应大于 0.2%(图 2.4.4-1);中心线偏移不应大于 0.5mm(图 2.4.4-2)。

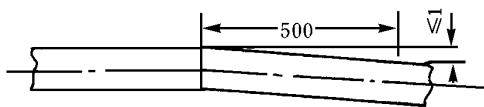


图 2.4.4-1 对口允许弯折偏移

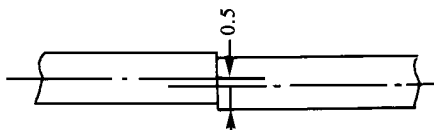


图 2.4.4-2 对口中心线允许偏移

第 2.4.5 条 每个焊缝应一次焊完,除瞬间断弧外不得停焊;母线焊完未冷却前,不得移动或受力。

第 2.4.6 条 母线对接焊缝的上部应有 2~4mm 的加强高度;330kV 及以上电压的硬母线焊缝应呈圆弧形,不应有毛刺、凹凸不平之处;引下线母线采用搭接焊时,焊缝的长度不应小于母线宽度的两倍,角焊缝的加强高度应为 4mm。

第 2.4.7 条 铝及铝合金硬母线对焊时,焊口尺寸应符合表 2.4.7 的规定;管形母线的补强衬管的纵向轴线应位于焊口中央,衬管与管母线的间隙应小于 0.5mm(图 2.4.7)。

表 2.4.7 对口焊口尺寸(mm)

母线类别	焊口形式	母线厚度 a	间隙 c	钝边厚度 b	坡口角度 α (°)
矩形 母线		< 5	< 2		
		5	1~2	1.5	65~75
		6.3~12.5	2~4	1.5~2	65~75
管形 母线		3~6.3	1.5~2	1	60~65
		6.3~10	2~3	1.5	60~75
		10~20	3~5	2~3	65~75

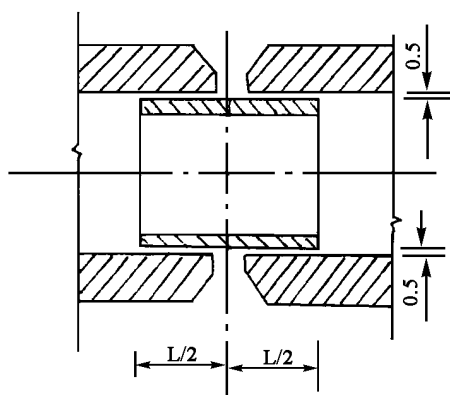


图 2.4.7 衬管位置图

L—衬管长度

第 2.4.8 条 母线对接焊缝的部位应符合下列规定：

- 一、离支持绝缘子母线夹板边缘不应小于 50mm。
- 二、母线宜减少对接焊缝。
- 三、同相母线不同片上的对接焊缝，其错开位置不应小于 50mm。

第 2.4.9 条 母线施焊前，焊工必须经过考试合格，并应符合下列要求：

- 一、考试用试样的焊接材料、接头型式、焊接位置、工艺等应与实际施工时相同。
- 二、在其所焊试样中，管形母线取二件，其它母线取一件，按下列项目进行检验，当其中有一项不合格时，应加倍取样重复试验，如仍不合格时，则认为考试不合格：

1. 表面及断口检验：焊缝表面不应有凹陷、裂纹、未熔合、未焊透等缺陷；
2. 焊缝应采用 X 光无损探伤，其质量检验应按有关标准的规定；
3. 焊缝抗拉强度试验：铝及铝合金母线，其焊接接头的平均最小抗拉强度不得低于原材料的 75%；
4. 直流电阻测定：焊缝直流电阻应不大于同截面、同长度的原金属的电阻值。

第 2.4.10 条 母线焊接后的检验标准应符合下列要求：

- 一、焊接接头的对口、焊缝应符合本规范有关规定。
- 二、焊接接头表面应无肉眼可见的裂纹、凹陷、缺肉、未焊透、气孔、夹渣等缺陷。
- 三、咬边深度不得超过母线厚度（管形母线为壁厚）的 10%，且其总长度不得超过焊缝总长度的 20%。

第五节 软母线架设

第 2.5.1 条 软母线不得有扭结、松股、断股、其它明显的损伤或严重腐蚀等缺陷；扩径导线不得有明显凹陷和变形。

第 2.5.2 条 采用的金具除应有质量合格证外，尚应进行下列检查：

一、规格应相等,零件配套齐全。

二、表面应光滑,无裂纹、伤痕、砂眼、锈蚀、滑扣等缺陷,层不应剥落。

三、线夹船形压板与导线接触面应光滑平整,悬垂线夹的转动部分应灵活。

四、330kV及以上电压级用的金具表面必须光洁、无毛刺和凸凹不平之处。

第 2.5.3 条 软母线与金具的规格和间隙必须匹配,并应符合现行国家标准。

第 2.5.4 条 软母线与线夹连接应采用液压压接或螺栓连接。

第 2.5.5 条 软母线和组合导线在档距内不得有连接接头,并应采用专用线夹在跳线上连接,软母线经螺栓耐张线夹引至设备时不得切断,应成为一整体。

第 2.5.6 条 放线过程中,导线不得与地面摩擦,并应对导线严格检查。当导线有下列情况之一者,不得使用:

一、导线有扭结、继股和明显松股者。

二、同一截面处损伤面积超过导电部分总截面的 5%。

第 2.5.7 条 新型导线应经试放,确定安装方法和制定措施后,方可全面施工。

第 2.5.8 条 切断导线时,端头应加绑扎,端面应整齐、无毛刺,并与线股轴线垂直。压接导线前需要切割铝线时,严禁伤及钢芯。

第 2.5.9 条 当软母线采用钢制各种螺栓型耐张线夹或悬垂线夹连接时,必须缠绕铝包带,其绕向应与外层铝股的旋向一致,两端露出线夹口不应超过 10mm,且其端口应回到线夹内压住。

第 2.5.10 条 当软母线采用压接型线夹连接时,导线的端头伸入耐张线夹或设备线夹的长度应达到规定的长度。

第 2.5.11 条 软导线和各种连接线夹连接时,尚应符合下列规定:

一、导线及线夹接触面均应清除氧化膜,并用汽油或丙酮清洗,清洗长度不应少于连接长度的 1.2 倍,导电接触面应涂以电力复合脂。

二、软导线线夹与电器接线端子或硬母线连接时,应按本规范第 2.2.2 条和第 2.3.2 条的有关规定执行。

第 2.5.12 条 液压压接前应先进行试压,合格后方可进行施工压接。试件应符合下列规定:

一、耐张线夹,每种导线取试件两件。

二、设备线夹、T 型线夹、跳线线夹每种导线取试件一件。

三、试压结果应符合规定。

第 2.5.13 条 采用液压压接导线时,应符合下列规定:

一、压接用的钢模必须与被压管配套,液压钳应与钢模匹配。

二、扩径导线与耐张线夹压接时,应用相应的衬料将扩径导线中心的空隙填满。

三、压接时必须保持线夹的正确位置,不得歪斜,相邻两模间重叠不应小于 5mm。

四、接续管压接后,其弯曲度不宜大于接续管全长的 2%。

五、压接后不应使接续管口附近导线有隆起和松股,接续管表面应光滑、无裂纹,330kV 及以上电压的接续管应倒棱、去毛刺。

六、外露钢管的表面及压接管口应刷防锈漆。

七、压接后六角形对边尺寸应为 $0.866D$,当有任何一个对边尺寸超过 $0.866D + 0.2\text{mm}$ 时应更换钢模(D 为接续管外径)。

八、液压压接工艺应符合国家现行标准《架空送电线路导线及避雷线液压施工工艺规程》(试行)的有关规定。

第 2.5.14 条 螺栓连接线夹应用力矩扳手紧固。

第 2.5.15 条 使用滑轮放线或紧线时,滑轮的直径不应小于导线直径的 16 倍,滑轮应转动灵活,轮槽尺寸应与导线匹配。

第 2.5.16 条 母线弛度应符合设计要求,其允许误差为 $+5\%$ 、 -2.5% ,同一档距内三相母线的弛度应一致,相同布置的分支线,宜有同样的弯度和弛度。

第 2.5.17 条 扩径导线的弯曲度,不应小于导线外径的 30 倍。

第 2.5.18 条 线夹螺栓必须均匀拧紧,紧固 U 型螺丝时,应使两端均衡,不得歪斜;螺栓长度除可调金具外,宜露出螺母 2~3 扣。

第 2.5.19 条 母线跳线和引下线安装后,应呈似悬链状自然下垂,其与构架及线间的距离不得小于本规范表 2.1.13-2 的规定。

第 2.5.20 条 软母线与电器接线端子连接时,不应使电器接线端子受到超过允许的外加应力。

第 2.5.21 条 具有可调金具的母线,在导线安装调整完毕之后,必须将可调金具的调节螺母锁紧。

第 2.5.22 条 安装组合导线时,尚应符合下列规定:

一、组合导线的圆环、固定用线夹以及所使用的各种金具必须齐全,圆环及固定线夹在导线上的固定位置应符合设计要求,其距离误差不得超过 $\pm 3\%$,安装应牢固,并与导线垂直。

二、载流导线与承重钢索组合后,其弛度应一致,导线与终端固定金具的连接应符合本篇有关章节中的有关规定。

第三章 绝缘子与穿墙套管

第 3.0.1 条 绝缘子与穿墙套管安装前应进行检查,瓷件、法兰应完整无裂纹,胶合处填料完整,结合牢固。

第 3.0.2 条 绝缘子与穿墙套管安装前应按现行国家标准《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》的规定试验合格。

第 3.0.3 条 安装在同一平面或垂直面上的支柱绝缘子或穿墙套管的顶面,应位于同一样面上,其中心线位置应符合设计要求。

母线直线段的支柱绝缘子的安装中心线应在同一直线上。

第 3.0.4 条 支柱绝缘子和穿墙套管安装时,其底座或法兰盘不得埋入混凝土或抹灰层内。

支柱绝缘子叠装时,中心线应一致,固定应牢固,紧固件应齐全。

第 3.0.5 条 三角形组合支柱绝缘子的安装,除应符合本规范有关规定外,并应符合产品的技术要求。

第 3.0.6 条 无底座和顶帽有内胶装式的低压支柱绝缘子与金属固定件的接触之间应垫以厚度不小于 1.5mm 的橡胶或石棉纸等缓冲垫圈。

第 3.0.7 条 悬式绝缘子串的安装应符合下列要求:

一、除设计原因外,悬式绝缘子串应与地面垂直,当受条件限制不能满足要求时,可有不超过 5° 的倾斜角。

二、多串绝缘子并联时,每串所受的张力应均匀。

三、绝缘子串组合时,联结金具的螺栓、销钉及锁紧销等必须符合现行国家标准,且应完整,其穿向应一致,耐张绝缘子串的碗口应向上,绝缘子串的球头挂环、碗头挂板及锁紧销等应互相匹配。

四、弹簧销应有足够弹性,闭口销必须分开,并不得有折断或裂纹,严禁用线材代替。

五、均压环、屏蔽环等保护金具应安装牢固,位置应正确。

六、绝缘子串吊装前应清擦干净。

第 3.0.8 条 穿墙套管的安装应符合下列要求:

一、安装穿墙套管的孔径应比嵌入部分大 5mm 以上,混凝土安装板的最大厚度不得超过 50mm。

二、额定电流在 1500A 及以上的穿墙套管直接固定在钢板上时,套管周围不应成闭合磁路。

三、穿墙套管垂直安装时,法兰应向上,水平安装时,法兰应在外。

四、600A 及以上母线穿墙套管端部的金属夹板(紧固件除外)应采用非磁性材料,其与母线之间应有金属相连,接触应稳固,金属夹板厚度不应小于 3mm,当母线为两片及以上时,母线本身间应予固定。

五、充油套管水平安装时,其储油柜及取油样管路应无渗漏,油位指示清晰,注油和取样阀位置应装设于巡回监视侧,注入套管内的油必须合格。

六、套管接地端子及不用的电压抽取端子应可靠接地。

第四章 工程交接验收

第 4.0.1 条 在验收时,应进行下列检查:

一、金属构件加工、配制、螺栓连接、焊接等应符合国家现行标准的有关规定。

二、所有螺栓、垫圈、闭口销、锁紧销、弹簧垫圈、锁紧螺母等应齐全、可靠。

三、母线配制及安装架设应符合设计规定,且连接正确,螺栓紧固,接触可靠,相间及对地电气距离符合要求。

四、瓷件应完整、清洁,铁件和瓷件胶合处均应完整无损,充油套管应无渗油,油位应正常。

五、油漆应完好,相色正确,接地良好。

第4.0.2条 在验收时,应提交下列资料 and 文件:

一、设计变更部分的实际施工图。

二、设计变更的证明文件。

三、制造厂提供的产品说明书、试验记录、合格证件、安装图纸等技术文件。

四、安装技术记录。

五、电气试验记录。

六、备品备件清单。

附录一 本规范用词说明

一、为便于在执行本规范条文时区别对待,对要求严格程度不同的用词说明如下:

1. 表示很严格,非这样做不可的:

正面词采用“必须”;

反面词采用“严禁”。

2. 表示严格,在正常情况下均应这样做的:

正面词采用“应”;

反面词采用“不应”或“不得”。

3. 表示允许稍有选择,在条件许可时首先应这样做的:

正面词采用“宜”或“可”;

反面词采用“不宜”。

二、条文中规定应按其它有关标准、规范执行时,写法为“应符合……的规定”或“应按……执行”。

附加说明

本规范主编单位、参加单位和 主要起草人名单

主编单位 :能源部电力建设研究所

参加单位 :广东省输变电工程公司

东北电力建设第一工程公司

东北电业管理局

上海电力建设局调整试验所

华东电管局工程建设定额站

水电第十二工程局

陕西省送变电工程公司

东北送变电工程公司

大庆石油管理局供电公司

化工部施工技术研究所

主要起草人 :罗学琛 聂光辉 曾等厚

中华人民共和国国家标准

电气装置安装工程

电缆线路施工及验收规范

GB 50168—92

主编部门 :中华人民共和国能源部

批准部门 :中华人民共和国建设部

施行日期 :1993 年 7 月 1 日

第一章 总 则

第 1.0.1 条 为保证电缆线路安装工程的施工质量 ,促进电缆线路施工技术水平的

提高,确保电缆线路安全运行,制订本规范。

第 1.0.2 条 本规范适用于 500kV 及以下电力电缆、控制电缆线路安装工程的施工及验收。

矿山、船舶、冶金、化工等有特殊要求的电缆线路的安装工程尚应符合专业规程的有关规定。

第 1.0.3 条 电缆线路的安装应按已批准的设计进行施工。

第 1.0.4 条 电缆及其附件的运输、保管,应符合本规范要求。当产品有特殊要求时,应符合产品的要求。

第 1.0.5 条 电缆及其附件在安装前的保管,其保管期限应为一年及以下。当需长期保管时,应符合设备保管的专门规定。

第 1.0.6 条 采用的电缆及附件,均应符合国家现行技术标准的规定,并应有合格证件。设备应有铭牌。

第 1.0.7 条 施工中的安全技术措施,应符合本规范及现行有关安全技术标准及产品的技术文件的规定。对重要的施工项目或工序,尚应事先制定安全技术措施。

第 1.0.8 条 与电缆线路安装有关的建筑工程的施工应符合下列要求:

一、与电缆线路安装有关的建筑物、构筑物的建筑工程质量,应符合国家现行的建筑工程施工及验收规范中的有关规定。

二、电缆线路安装前,建筑工程应具备下列条件:

1. 预埋件符合设计,安置牢固;

2. 电缆沟、隧道、竖井及人孔等地的地坪及抹面工作结束;

3. 电缆层、电缆沟、隧道等地的施工临时设施、模板及建筑废料等清理干净,施工用道路畅通,盖板齐全;

4. 电缆线路敷设后,不能再进行的建筑工程工作应结束;

5. 电缆沟排水畅通,电缆室的门窗安装完毕。

三、电缆线路安装完毕后投入运行前,建筑工程应完成由于预埋件补遗、开孔、扩孔等需要而造成的建筑工程修饰工作。

第 1.0.9 条 电缆及其附件安装用的钢制紧固件,除地脚螺栓外,应用热镀锌制品。

第 1.0.10 条 对有抗干扰要求的电缆线路,应按设计要求采取抗干扰措施。

第 1.0.11 条 电缆线路的施工及验收,除按本规范的规定执行外,尚应符合国家现行的有关标准规范的规定。

第二章 运输与保管

第 2.0.1 条 在运输装卸过程中,不应使电缆及电缆盘受到损伤。严禁将电缆盘直接由车上推下。电缆盘不应平放运输、平放贮存。

第 2.0.2 条 运输或滚动电缆盘前,必须保证电缆盘牢固,电缆绕紧。充油电缆至压力油箱间的油管应固定,不得损伤。压力油箱应牢固,压力指示应符合要求。

滚动时必须顺着电缆盘上的箭头指示或电缆的缠紧方向。

第 2.0.3 条 电缆及其附件到达现场后,应按下列要求及时进行检查:

一、产品的技术文件应齐全。

二、电缆型号、规格、长度应符合订货要求,附件应齐全,电缆外观不应受损。

三、电缆封端应严密。当外观检查有怀疑时,应进行受潮判断或试验。

四、充油电缆的压力油箱、油管、阀门和压力表应符合要求且完好无损。

第 2.0.4 条 电缆及其有关材料如不立即安装,应按下列要求贮存:

一、电缆应集中分类存放,并应标明型号、电压、规格、长度。电缆盘之间应有通道。地基应坚实,当受条件限制时,盘下应加垫,存放处不得积水。

二、电缆终端瓷套在贮存时,应有防止受机械损伤的措施。

三、电缆附件的绝缘材料的防潮包装应密封良好,并应根据材料性能和保管要求贮存和保管。

四、防水涂料、包带、堵料等防火材料,应根据材料性能和保管要求贮存和保管。

五、电缆桥架应分类保管,不得因受力变形。

第 2.0.5 条 电缆在保管期间,电缆盘及包装应完好,标志应齐全,封端应严密。当有缺陷时,应及时处理。

充油电缆应经常检查油压,并作记录,油压不得降至最低值。当油压降至零或出现真空时,应及时处理。

第三章 电缆管的加工及敷设

第 3.0.1 条 电缆管不应有穿孔、裂缝和显著的凹凸不平,内壁应光滑;金属电缆管不应有严重锈蚀。硬质塑料管不得用在温度过高或过低的场所。在易受机械损伤的地方和在受力较大处直埋时,应采用足够强度的管材。

第 3.0.2 条 电缆管的加工应符合下列要求:

一、管口应无毛刺和尖锐棱角,管口宜做成喇叭形。

二、电缆管在弯制后,不应有裂缝和显著的凹瘪现象,其弯扁程度不宜大于管子外径的 10%,电缆管的弯曲半径不应小于所穿入电缆的最小允许弯曲半径。

三、金属电缆管应在外表涂防腐漆或涂沥青,镀锌管锌层剥落处也应涂以防腐漆。

第 3.0.3 条 电缆管的内径与电缆外径之比不得小于 1.5;混凝土管、陶土管、石棉水泥管除应满足上述要求外,其内径尚不宜小于 100mm。

第 3.0.4 条 每根电缆管的弯头不应超过 3 个,直角弯不应超过 2 个。

第 3.0.5 条 电缆管明敷时应符合下列要求:

一、电缆管应安装牢固,电缆管支持点间的距离,当设计无规定时,不宜超过 3m。

二、当塑料管的直线长度超过 30m 时,宜加装伸缩节。

第 3.0.6 条 电缆管的连接应符合下列要求:

一、金属电缆管连接应牢固,密封应良好,两管口应对准。套接的短套管或带螺纹的管接头的长度,不应小于电缆管外径的 2.2 倍。金属电缆管不宜直接对焊。

二、硬质塑料管在套接或插接时,其插入深度宜为管子内径的 1.1~1.8 倍。在插接面上应涂以胶合剂粘牢密封;采用套接时套管两端应封焊。

第 3.0.7 条 引至设备的电缆管管口位置,应便于与设备连接并不妨碍设备拆装和进出。并列敷设的电缆管管口应排列整齐。

第 3.0.8 条 利用电缆的保护钢管作接地线时,应先焊好接地线;有螺纹的管接头处,应用跳线焊接,再敷设电缆。

第 3.0.9 条 敷设混凝土、陶土、石棉水泥等电缆管时,其地基应坚实、平整,不应有沉陷。电缆管的敷设应符合下列要求:

一、电缆管的埋设深度不应小于 0.7m,在人行道下面敷设时,不应小于 0.5m。

二、电缆管应有不小于 0.1% 的排水坡度。

三、电缆管连接时,管孔应对准,接缝应严密,不得有地下水和泥浆渗入。

第四章 电缆支架的配制与安装

第 4.0.1 条 电缆支架的加工应符合下列要求:

一、钢材应平直,无明显扭曲。下料误差应在 5mm 范围内,切口应无卷边、毛刺。

二、支架应焊接牢固,无显著变形。各横撑间的垂直净距与设计偏差不应大于 5mm。

三、金属电缆支架必须进行防腐处理。位于湿热、盐雾以及有化学腐蚀地区时,应根据设计作特殊的防腐处理。

第 4.0.2 条 电缆支架的层间允许最小距离,当设计无规定时,可采用表 4.0.2 的规定。但层间净距不应小于两倍电缆外径加 10mm,35kV 及以上高压电缆不应小于 2 倍电缆外径加 50mm。

第 4.0.3 条 电缆支架应安装牢固,横平竖直;托架支吊架的固定方式应按设计要求进行。各支架的同层横档应在同一水平面上,其高低偏差不应大于 5mm。托架支吊架沿桥架走向左右的偏差不应大于 10mm。

在有坡度的电缆沟内或建筑物上安装的电缆支架,应有与电缆沟或建筑物相同的坡度。

电缆支架最上层及最下层至沟顶、楼板或沟底、地面的距离,当设计无规定时,不宜小于表 4.0.3 的数值。

表 4.0.2 电缆支架的层间允许最小距离值(mm)

电缆类型和敷设特征		支(吊)架	桥架
控制电缆		120	200
电 力 电 缆	10kV 及以下(除 6~10kV 交联聚乙烯绝缘外)	150~200	250
	6~10kV 交联聚乙烯绝缘	200~250	300
	35kV 单芯		
	35kV 三芯	300	350
	110kV 及以上,每层多于 1 根		
110kV 及以上,每层 1 根	250	300	
电缆敷设于槽盒内		$h + 80$	$h + 100$

注:h表示槽盒外壳高度。

表 4.0.3 电缆支架最上层及最下层至沟顶、楼板或沟底、地面的距离(mm)

敷 设 方 式	电缆隧道及夹层	电缆沟	吊 架	桥 架
最上层至沟顶或楼板	300~350	150~200	150~200	350~450
最下层至沟底或地面	100~150	50~100	-	100~150

第 4.0.4 条 组装后的钢结构竖井,其垂直偏差不应大于其长度的 2/1000;支架横撑的水平误差不应大于其宽度的 2/1000;竖井对角线的偏差不应大于其对角线长度的 5/1000。

第 4.0.5 条 电缆桥架的配制应符合下列要求:

一、电缆梯架(托盘)、电缆梯架(托盘)的支(吊)架、连接件和附件的质量应符合现行的有关技术标准。

二、电缆梯架(托盘)的规格、支吊跨距、防腐类型应符合设计要求。

第 4.0.6 条 梯架(托盘)在每个支吊架上的固定应牢固,梯架(托盘)连接板的螺栓应紧固,螺母应位于梯架(托盘)的外侧。

铝合金梯架在钢制支吊架上固定时,应有防电化腐蚀的措施。

第 4.0.7 条 当直线段钢制电缆桥架超过 30m、铝合金或玻璃钢制电缆桥架超过 15m 时,应有伸缩缝,其连接宜采用伸缩连接板;电缆桥架跨越建筑物伸缩缝处应设置伸缩缝。

第 4.0.8 条 电缆桥架转弯处的转弯半径,不应小于该桥架上的电缆最小允许弯曲半径的最大者。

第 4.0.9 条 电缆支架全长均应有良好的接地。

第五章 电缆的敷设

第一节 一般规定

第 5.1.1 条 电缆敷设前应按下列要求进行检查：

一、电缆通道畅通，排水良好。金属部分的防腐层完整。隧道内照明、通风符合要求。

二、电缆型号、电压、规格应符合设计。

三、电缆外观应无损伤、绝缘良好，当对电缆的密封有怀疑时，应进行潮湿判断；直埋电缆与水底电缆应经试验合格。

四、充油电缆的油压不宜低于 0.15MPa；供油阀门应在开启位置，动作应灵活；压力表指示应无异常；所有管接头应无渗漏油，油样应试验合格。

五、电缆放线架应放置稳妥，钢轴的强度和长度应与电缆盘重量和宽度相配合。

六、敷设前应按设计和实际路径计算每根电缆的长度，合理安排每盘电缆，减少电缆接头。

七、在带电区域内敷设电缆，应有可靠的安全措施。

第 5.1.2 条 电缆敷设时，不应损坏电缆沟、隧道、电缆井和人井的防水层。

第 5.1.3 条 三相四线制系统中应采用四芯电力电缆，不应采用三芯电缆另加一根单芯电缆或以导线、电缆金属护套作中性线。

第 5.1.4 条 并联使用的电力电缆其长度、型号、规格宜相同。

第 5.1.5 条 电力电缆在终端头与接头附近宜留有备用长度。

第 5.1.6 条 电缆各支持点间的距离应符合设计规定。当设计无规定时，不应大于表 5.1.6 中所列数值。

表 5.1.6 电缆各支持点间的距离(mm)

电缆种类		敷 设 方 式	
		水 平	垂 直
电 力 电 缆	全塑型	400	1000
	除全塑型外的中低压电缆	800	1500
	35kV 及以上高压电缆	1500	2000
控 制 电 缆		800	1000

注：全塑型电力电缆水平敷设沿支架能把电缆固定时，支持点间的距离允许为 800mm。

第 5.1.7 条 电缆的最小弯曲半径应符合表 5.1.7 的规定。

表 5.1.7 电缆最小弯曲半径

电 缆 型 式		多 芯	单 芯
控 制 电 缆		10D	
橡皮绝缘 电力电缆	无铅包、钢铠护套	10D	
	裸铅包护套	15D	
	钢铠护套	20D	
聚氯乙烯绝缘电力电缆		10D	
交联聚乙烯绝缘电力电缆		15D	20D
油浸纸绝缘 电力电缆	铅 包		30D
	铅 包	有铠装	20D
		无铠装	15D
自容式充油(铅包)电缆		20D	

注:表中 D 为电缆外径。

第 5.1.8 条 粘性油浸纸绝缘电缆最高点与最低点之间的最大位差,不应超过表 5.1.8 的规定,当不能满足要求时,应采用适应于高位差的电缆。

表 5.1.8 粘性油浸纸绝缘铅包电力电缆的最大允许敷设位差

电压(kV)	电缆护层结构	最大允许敷设位差(m)
1	无铠装	20
	铠装	25
6~10	铠装或无铠装	15
35	铠装或无铠装	5

第 5.1.9 条 电缆敷设时,电缆应从盘的上端引出,不应使电缆在支架上及地面摩擦拖拉。电缆上不得有铠装压扁、电缆绞扭、护层折裂等未消除的机械损伤。

第 5.1.10 条 用机械敷设电缆时的最大牵引强度应符合表 5.1.10 的规定。充油电缆总拉力不应超过 27kN。

表 5.1.10 电缆最大牵引强度(N/mm²)

牵 引 方 式	牵 引 头		钢 丝 网 套		
	铜 芯	铝 芯	铅 套	铝 套	塑 料 护 套
允许牵引强度	70	40	10	40	7

第 5.1.11 条 机械敷设电缆的速度不宜超过 15m/min,110kV 及以上电缆或在较复杂路径上敷设时,其速度应适当放慢。

第 5.1.12 条 在复杂的条件下用机械敷设大截面电缆时,应进行施工组织设计,确定敷设方法、线盘架设位置、电缆牵引方向,校核牵引力和侧压力,配备敷设人员和机具。

第 5.1.13 条 机械敷设电缆时,应在牵引头或钢丝网套与牵引钢缆之间装设防捻

器。

第 5.1.14 条 110kV 及以上电缆敷设时 ,转弯处的侧压力不应大于 3kN/m。

第 5.1.15 条 油浸纸绝缘电力电缆在切断后 ,应将端头立即铅封 ,塑料绝缘电缆应有可靠的防潮封端 ;充油电缆在切断后尚应符合下列要求 :

- 一、在任何情况下 ,充油电缆的任一段都应有压力油箱保持油压。
- 二、连接油管路时 ,应排除管内空气 ,并采用喷油连接。
- 三、充油电缆的切断处必须高于邻近两侧的电缆。
- 四、切断电缆时不应有金属屑及污物进入电缆。

第 5.1.16 条 敷设电缆时 ,电缆允许敷设最低温度 ,在敷设前 24h 内的平均温度以及敷设现场的温度不应低于表 5.1.16 的规定 ;当温度低于表 5.1.16 规定值时 ,应采取措施。

表 5.1.16 电缆允许敷设最低温度

电 缆 类 型	电 缆 结 构	允许敷设最低温度(℃)
油浸纸绝缘 电力电缆	充油电缆	- 10
	其他油纸电缆	0
橡皮绝缘电力电缆	橡皮或聚氯乙烯护套	- 15
	裸铅套	- 20
	铅护套钢带铠装	- 7
塑料绝缘电力电缆		0
控制电缆	耐寒护套	- 20
	橡皮绝缘聚氯乙烯护套	- 15
	聚氯乙烯绝缘聚氯乙烯护套	- 10

第 5.1.17 条 电力电缆接头的布置应符合下列要求 :

- 一、并列敷设的电缆 ,其接头的位置宜相互错开。
- 二、电缆明敷时的接头 ,应用托板托置固定。

三、直埋电缆接头盒外面应有防止机械损伤的保护盒(环氧树脂接头盒除外) ,位于冻土层内的保护盒 ,盒内宜注以沥青。

第 5.1.18 条 电缆敷设时应排列整齐 ,不宜交叉 ,加以固定 ,并及时装设标志牌。

第 5.1.19 条 标志牌的装设应符合下列要求 :

一、在电缆终端头、电缆接头、拐弯处、夹层内、隧道及竖井的两端、人井内等地方 ,电缆上应装设标志牌。

二、标志牌上应注明线路编号。当无编号时 ,应写明电缆型号、规格及起迄地点 ;并
联使用的电缆应有顺序号。标志牌的字迹应清晰不易脱落。

三、标志牌规格宜统一。标志牌应能防腐 ,挂装应牢固。

第 5.1.20 条 电缆的固定 ,应符合下列要求 :

一、在下列地方应将电缆加以固定：

1. 垂直敷设或超过 45° 倾斜敷设的电缆在每个支架上,桥架上每隔 2m 处；
2. 水平敷设的电缆,在电缆首末两端及转弯、电缆接头的两端处,当对电缆间距有要求时,每隔 5~10m 处；
3. 单芯电缆的固定应符合设计要求。

二、交流系统的单芯电缆或分相后的分相铅套电缆的固定夹具不应构成闭合磁路。

三、裸铅(铝)套电缆的固定处,应加软衬垫保护。

四、护层有绝缘要求的电缆,在固定处应加绝缘衬垫。

第 5.1.21 条 沿电气化铁路或有电气化铁路通过的桥梁上明敷电缆的金属护层或电缆金属管道,应沿其全长与金属支架或桥梁的金属构件绝缘。

第 5.1.22 条 电缆进入电缆沟、隧道、竖井、建筑物、盘(柜)以及穿入管子时,出入口应封闭,管口应密封。

第 5.1.23 条 装有避雷针的照明灯塔,电缆敷设时应符合现行国家标准《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》的有关要求。

第二节 生产厂房内及隧道、沟道内电缆的敷设

第 5.2.1 条 电缆的排列,应符合下列要求：

一、电力电缆和控制电缆不应配置在同一层支架上。

二、高低压电力电缆,强电、弱电控制电缆应按顺序分层配置,一般情况宜由上而下配置,但在含有 35kV 以上高压电缆引入柜盘时,为满足弯曲半径要求,可由下而上配置。

第 5.2.2 条 并列敷设的电力电缆,其相互间的净距应符合设计要求。

第 5.2.3 条 电缆在支架上的敷设应符合下列要求：

一、控制电缆在普通支架上,不宜超过 1 层,桥架上不宜超过 3 层。

二、交流三芯电力电缆,在普通支吊架上不宜超过 1 层,桥架上不宜超过 2 层。

三、交流单芯电力电缆,应布置在同侧支架上。当按紧贴的正三角形排列时,应每隔 1m 用绑带扎牢。

第 5.2.4 条 电缆与热力管道、热力设备之间的净距,平行时不应小于 1m,交叉时不应小于 0.5m,当受条件限制时,应采取隔热保护措施。电缆通道应避开锅炉的看火孔和制粉系统的防爆门;当受条件限制时,应采取穿管或封闭槽盒等隔热防火措施。电缆不宜平行敷设于热力设备和热力管道的上部。

第 5.2.5 条 明敷在室内及电缆沟、隧道、竖井内带有麻护层的电缆,应剥除麻护层,并对其铠装加以防腐。

第 5.2.6 条 电缆敷设完毕后,应及时清除杂物,盖好盖板。必要时,尚应将盖板缝隙密封。

第三节 管道内电缆的敷设

第 5.3.1 条 在下列地点 ,电缆应有一定机械强度的保护管或加装保护罩 :

一、电缆进入建筑物、隧道、穿过楼板及墙壁处。

二、从沟道引至电杆、设备、墙外表面或屋内行人容易接近处 ,距地面高度 2m 以下的一段。

三、其它可能受到机械损伤的地方。

保护管埋入非混凝土地面的深度不应小于 100mm ,伸出建筑物散水坡的长度不应小于 250mm。保护罩根部不应高出地面。

第 5.3.2 条 管道内部应无积水 ,且无杂物堵塞。穿电缆时 ,不得损伤护层 ,可采用无腐蚀性的润滑剂(粉)。

第 5.3.3 条 电缆排管在敷设电缆前 ,应进行疏通 ,清除杂物。

第 5.3.4 条 穿入管中电缆的数量应符合设计要求 ,交流单芯电缆不得单独穿入钢管内。

第四节 直埋电缆的敷设

第 5.4.1 条 在电缆线路路径上有可能使电缆受到机械性损伤、化学作用、地下电流、振动、热影响、腐植物质、虫鼠等危害的地段 ,应采取保护措施。

第 5.4.2 条 电缆埋置深度应符合下列要求 :

一、电缆表面距地面的距离不应小于 0.7m。穿越农田时不应小于 1m。在引入建筑物、与地下建筑物交叉及绕过地下建筑物处 ,可浅埋 ,但应采取保护措施。

二、电缆应埋设于冻土层以下 ,当受条件限制时 ,应采取防止电缆受到损坏的措施。

第 5.4.3 条 电缆之间 ,电缆与其它管道、道路、建筑物等之间平行和交叉时的最小净距 ,应符合表 5.4.3 的规定。严禁将电缆平行敷设于管道的上方或下方。特殊情况应按下列规定执行 :

一、电力电缆间及其与控制电缆间或不同使用部分的电缆间 ,当电缆穿管或用隔板隔开时 ,平行净距可降低为 0.1m。

二、电力电缆间、控制电缆间以及它们相互之间 ,不同使用部门的电缆间在交叉点前后 1m 范围内 ,当电缆穿入管中或用隔板隔开时 ,其交叉净距可降为 0.25m。

三、电缆与热管道(沟)、油管道(沟)、可燃气体及易燃液体管道(沟)、热力设备或其它管道(沟)之间 ,虽净距能满足要求 ,但检修管路可能伤及电缆时 ,在交叉点前后 1m 范围内 ,尚应采取保护措施 ;当交叉净距不能满足要求时 ,应将电缆穿入管中 ,其净距可减为 0.25m。

表 5.4.3 电缆之间、电缆与管道、道路、建筑物之间平行和交叉时的最小净距(m)

项 目		最小净距(m)	
		平 行	交 叉
电力电缆间及其 与控制电缆间	10kV 及以下	0.10	0.50
	10kV 以上	0.25	0.50
控制电缆间		-	0.50
不同使用部门的电缆间		0.50	0.50
热管道(管沟)及热力设备		2.00	0.50
油管道(管沟)		1.00	0.50
可燃气体及易燃液体管道(沟)		1.00	0.50
其它管道(管沟)		0.50	0.50
铁路路轨		3.00	1.00
电气化铁路路轨	交 流	3.00	1.00
	直 流	10.0	1.00
公 路		1.50	1.00
城市街道路面		1.00	0.70
杆基础(边线)		1.00	-
建筑物基础(边线)		0.60	-
排水沟		1.00	0.50

注 ①电缆与公路平行的净距,当情况特殊时可酌减;

②当电缆穿管或者其它管道有保温层等防护设施时,表中净距应从管壁或防护设施的外壁算起。

四、电缆与热管道(沟)及热力设备平行、交叉时,应采取隔热措施,使电缆周围土壤的温升不超过 10℃。

五、当直流电缆与电气化铁路路轨平行、交叉其净距不能满足要求时,应采取防电化腐蚀措施。

第 5.4.4 条 电缆与铁路、公路、城市街道、厂区道路交叉时,应敷设于坚固的保护管或隧道内。电缆管的两端宜伸出道路路基两边各 2m;伸出排水沟 0.5m;在城市街道应伸出车道路面。

第 5.4.5 条 直埋电缆的上、下部应铺以不小于 100mm 厚的软土或沙层,并加盖保护板,其覆盖宽度应超过电缆两侧各 50mm,保护板可采用混凝土盖板或砖块。

软土或沙子中不应有石块或其它硬质杂物。

第 5.4.6 条 直埋电缆在直线段每隔 50~100m 处、电缆接头处、转弯处、进入建筑物等处,应设置明显的方位标志或标桩。

第 5.4.7 条 直埋电缆回填土前,应经隐蔽工程验收合格。回填土应分层夯实。

第五节 水底电缆的敷设

第 5.5.1 条 水底电缆应是整根的。当整根电缆超过制造厂的制造能力时,可采用

软接头连接。

第 5.5.2 条 通过河流的电缆,应敷设于河床稳定及河岸很少受到冲损的地方。在码头、锚地、港湾、渡口及有船停泊处敷设电缆时,必须采取可靠的保护措施。当条件允许时,应深埋敷设。

第 5.5.3 条 水底电缆的敷设,必须平放水底,不得悬空。当条件允许时,宜埋入河床(海底)0.5m 以下。

第 5.5.4 条 水底电缆平行敷设时的间距不宜小于最高水位水深的 2 倍;当埋入河床(海底)以下时,其间距按埋设方式或埋设机的工作活动能力确定。

第 5.5.5 条 水底电缆引到岸上的部分应穿管或加保护盖板等保护措施,其保护范围,下端应为最低水位时船只搁浅及撑篙达不到之处;上端高于最高洪水位。在保护范围的下端,电缆应固定。

第 5.5.6 条 电缆线路与小河或小溪交叉时,应穿管或埋在河床下足够深处。

第 5.5.7 条 在岸边水底电缆与陆上电缆连接的接头,应装有锚定装置。

第 5.5.8 条 水底电缆的敷设方法、敷设船只的选择和施工组织的设计,应按电缆的敷设长度、外径、重量、水深、流速和河床地形等因素确定。

第 5.5.9 条 水底电缆的敷设,当全线采用盘装电缆时,根据水域条件,电缆盘可放在岸上或船上。敷设时可用浮筒浮托,严禁使电缆在水底拖拉。

第 5.5.10 条 水底电缆不能盘装时,应采用散装敷设法。其敷设程序应先将电缆圈绕在敷设船仓内,再经仓顶高架、滑轮、刹车装置至入水槽下水,用拖轮绑拖,自航敷设或用钢缆牵引敷设。

第 5.5.11 条 敷设船的选择,应符合下列条件:

一、船仓的容积、甲板面积、稳定性等应满足电缆长度、重量、弯曲半径和作业场所等要求。

二、敷设船应配有刹车装置、张力计量、长度测量、入水角、水深和导航、定位等仪器,并配有通讯设备。

第 5.5.12 条 水底电缆敷设应在小潮汛、憩流或枯水期进行,并应视线清晰,风力小于五级。

第 5.5.13 条 敷设船上的放线架应保持适当的退扭高度。敷设时根据水的深浅控制敷设张力,应使其入水角为 $30^{\circ} \sim 60^{\circ}$;采用牵引顶推敷设时,其速度宜为 $20 \sim 30\text{m}/\text{min}$;采用拖轮或自航牵引敷设时,其速度宜为 $90 \sim 150\text{m}/\text{min}$ 。

第 5.5.14 条 水底电缆敷设时,两岸应按设计设立导标。敷设时应定位测量,及时纠正航线和校核敷设长度。

第 5.5.15 条 水底电缆引到岸上时,应将余线全部浮托在水面上,再牵引至陆上。浮托在水面上的电缆应按设计路径沉入水底。

第 5.5.16 条 水底电缆敷设后,应作潜水检查,电缆应放平,河床起伏处电缆不得悬空。并测量电缆的确切位置。在两岸必须按设计设置标志牌。

第六节 桥梁上电缆的敷设

第 5.6.1 条 木桥上的电缆应穿管敷设。在其它结构的桥上敷设的电缆,应在人行道下设电缆沟或穿入由耐火材料制成的管道中。在人不易接触处,电缆可在桥上裸露敷设,但应采取避免太阳直接照射的措施。

第 5.6.2 条 悬吊架设的电缆与桥梁架构之间的净距不应小于 0.5m。

第 5.6.3 条 在经常受到震动的桥梁上敷设的电缆,应有防震措施。桥墩两端和伸缩缝处的电缆,应留有松弛部分。

第六章 电缆终端和接头的制作

第一节 一般规定和准备工作

第 6.1.1 条 电缆终端与接头的制作,应由经过培训的熟悉工艺的人员进行。

第 6.1.2 条 电缆终端与接头制作时,应严格遵守制作工艺规程;充油电缆尚应遵守油务及真空工艺等有关规程的规定。

第 6.1.3 条 在室外制做 6kV 及以上电缆终端与接头时,其空气相对湿度宜为 70% 及以下;当湿度大时,可提高环境温度或加热电缆。110kV 及以上高压电缆终端与接头施工时,应搭临时工棚,环境湿度应严格控制,温度宜为 10~30℃。制做塑料绝缘电力电缆终端与接头时,应防止尘埃、杂物落入绝缘内。严禁在雾或雨中施工。

在室内及充油电缆施工现场应备有消防器材。室内或隧道中施工应有临时电源。

第 6.1.4 条 35kV 及以下电缆终端与接头应符合下列要求:

一、型式、规格应与电缆类型如电压、芯数、截面、护层结构和环境要求一致。

二、结构应简单、紧凑,便于安装。

三、所用材料、部件应符合技术要求。

四、主要性能应符合现行国家标准《额定电压 26/35kV 及以下电力电缆附件基本性能要求》的规定。

第 6.1.5 条 采用的附加绝缘材料除电气性能应满足要求外,尚应与电缆本体绝缘具有相容性。两种材料的硬度、膨胀系数、抗张强度和断裂伸长率等物理性能指标应接近。橡塑绝缘电缆应采用弹性大、粘接性能好的材料作为附加绝缘。

第 6.1.6 条 电缆线芯连接金具,应采用符合标准的连接管和接线端子,其内径应与电缆线芯紧密配合,间隙不应过大;截面宜为线芯截面的 1.2~1.5 倍。采用压接时,压接钳和模具应符合规格要求。

第 6.1.7 条 控制电缆在下列情况下可有接头,但必须连接牢固,并不应受到机械

拉力。

- 一、当敷设的长度超过其制造长度时。
- 二、必须延长已敷设竣工的控制电缆时。
- 三、当消除使用中的电缆故障时。

第 6.1.8 条 制作电缆终端的接头前,应熟悉安装工艺资料,做好检查,并符合下列要求:

一、电缆绝缘状况良好,无受潮;塑料电缆内不得进水;充油电缆施工前应对电缆本体、压力箱、电缆油桶及纸卷桶逐个取油样,做电气性能试验,并应符合标准。

二、附件规格应与电缆一致;零部件应齐全无损伤;绝缘材料不得受潮;密封材料不得失效。壳体结构附件应预先组装,清洁内壁,试验密封,结构尺寸符合要求。

三、施工用机具齐全,便于操作,状况清洁,消耗材料齐备。清洁塑料绝缘表面的溶剂宜遵循工艺导则准备。

四、必要时应进行试装配。

第 6.1.9 条 电力电缆接地线应采用铜绞线或镀锡铜编织线,其截面面积不应小于表 6.1.9 的规定。110kV 及以上电缆的截面面积应符合设计规定。

表 6.1.9 电缆终端接地线截面

电缆截面(mm ²)	接地线截面(mm ²)
120 及以下	16
150 及以上	25

第 6.1.10 条 电缆终端与电气装置的连接,应符合现行国家标准《电气装置安装工程母线装置施工及验收规范》的有关规定。

第二节 制作要求

第 6.2.1 条 制作电缆终端与接头,从剥切电缆开始应连续操作直至完成,缩短绝缘暴露时间。剥切电缆时不应损伤线芯和保留的绝缘层。附加绝缘的包绕、装配、热缩等应清洁。

第 6.2.2 条 充油电缆线路有接头时,应先制作接头;两端有位差时,应先制作低位终端头。

第 6.2.3 条 电缆终端和接头应采取加强绝缘、密封防潮、机械保护等措施。6kV 及以上电力电缆的终端和接头,尚应有改善电缆屏蔽端部电场集中的有效措施,并确保外绝缘相间和对地距离。

第 6.2.4 条 35kV 及以下电缆在剥切线芯绝缘、屏蔽、金属护套时,线芯沿绝缘表面至最近接地点(屏蔽或金属护套端部)的最小距离应符合表 6.2.4 的要求。

表 6.2.4 电缆终端和接头中最小距离

额定电压(kV)	最小距离(mm)
1	50
6	100
10	125
35	250

第 6.2.5 条 塑料绝缘电缆在制作终端头和接头时,应彻底清除半导电屏蔽层。对包带石墨屏蔽层,应使用溶剂擦去碳迹;对挤出屏蔽层,剥除时不得损伤绝缘表面,屏蔽端部应平整。

第 6.2.6 条 三芯油纸绝缘电缆应保留绝包绝缘 25mm,不提损作。剥除屏蔽碳黑纸,端部应平整。弯曲线芯时应均匀用力,不应损伤绝缘纸,线芯弯曲半径不应小于其直径的 10 倍。包缠或灌注、填充绝缘材料时,应消除线芯分支处的气隙。

第 6.2.7 条 充油电缆终端和接头包绕附加绝缘时,不得完全关闭压力箱。制作中和真空处理时,从电缆中渗出的油应及时排出,不得积存在瓷套或壳体内。

第 6.2.8 条 电缆线芯连接时,应除去线芯和连接管内壁油污及氧化层。压接模具与金具应配合恰当。压缩比应符合要求。压接后应将端子或连接管上的凸痕修理光滑,不得残留毛刺。采用锡焊连接铜芯,应使用中性焊锡膏,不得烧伤绝缘。

第 6.2.9 条 三芯电力电缆接头两侧电缆的金属屏蔽层(或金属套)、铠装层应分别连接良好,不得中断,跨接线的截面不应小于本规范表 6.1.8 接地线截面的规定。直埋电缆接头的金属外壳及电缆的金属护层应做防腐处理。

第 6.2.10 条 三芯电力电缆终端处的金属护层必须接地良好;塑料电缆每相铜屏蔽和钢铠应锡焊接地线。电缆通过零序电流互感器时,电缆金属护层和接地线应对地绝缘,电缆接地点在互感器以下时,接地线应直接接地;接地点在互感器以上时,接地线应穿过互感器接地。

第 6.2.11 条 装配、组合电缆终端和接头时,各部件间的配合或搭接处必须采取堵漏、防潮和密封措施。铅包电缆铅封时应擦去表面氧化物,搪铅时间不宜过长,铅封必须密实无气孔。充油电缆的铅封应分两次进行,第一次封堵油,第二次成形和加强,高位差铅封应用环氧树脂加固。

塑料电缆宜采用自粘带、粘胶带、胶粘剂(热熔胶)等方式密封;塑料护套表面应打毛,粘接表面应用溶剂除去油污,粘接应良好。

电缆终端、接头及充油电缆供油管路均不应有渗漏。

第 6.2.12 条 充油电缆供油系统的安装应符合下列要求:

- 一、供油系统的金属油管与电缆终端间应有绝缘接头,其绝缘强度不低于电缆外护层。
- 二、当每相设置多台压力箱时,应并联连接。

三、每相电缆线路应装设油压监视或报警装置。

四、仪表应安装牢固,室外仪表应有防雨措施,施工结束后应进行整定。

五、调整压力油箱的油压,使其在任何情况下都不应超过电缆允许的压力范围。

第 6.2.13 条 电缆终端上应有明显的相色标志,且应与系统的相位一致。

第 6.2.14 条 控制电缆终端可采用一般包扎,接头应有防潮措施。

第七章 电缆的防火与阻然

第 7.0.1 条 对易受外部影响着火的电缆密集场所或可能着火蔓延而酿成严重事故的电缆回路,必须按设计要求的防火阻燃措施施工。

第 7.0.2 条 电缆的防火阻燃尚应采取下列措施:

一、在电缆穿过竖井、墙壁、楼板或进入电气盘、柜的孔洞处,用防火堵料密实封堵。

二、在重要的电缆沟和隧道中,按要求分段或用软质耐火材料设置阻火墙。

三、对重要回路的电缆,可单独敷设于专门的沟道中或耐火封闭槽盒内,或对其施加防火涂料、防火包带。

四、在电力电缆接头两侧及相邻电缆 2~3m 长的区段施加防火涂料或防火包带。

五、采用耐火或阻燃型电缆。

六、设置报警和灭火装置。

第 7.0.3 条 防火阻燃材料必须经过技术或产品鉴定。在使用时,应按设计要求和材料使用工艺提出施工措施。

第 7.0.4 条 涂料应按一定浓度稀释,搅拌均匀,并应顺电缆长度方向进行涂刷,涂刷厚度或次数、间隔时间应符合材料使用要求。

第 7.0.5 条 包带在绕包时,应拉紧密实,缠绕层数或厚度应符合材料使用要求。绕包完毕后,每隔一定距离应绑扎牢固。

第 7.0.6 条 在封堵电缆孔洞时,封堵应严实可靠,不应有明显的裂缝和可见的孔隙,孔洞较大者应加耐火衬板后再进行封堵。

第 7.0.7 条 阻火墙上的防火门应严密,孔洞应封堵;阻火墙两侧电缆应施加防火包带或涂料。

第八章 工程交验收

第 8.0.1 条 在验收时,应按下列要求进行检查:

一、电缆规格应符合规定,排列整齐,无机械损伤,标志牌应装设齐全、正确、清晰。

二、电缆的固定、弯曲半径、有关距离和单芯电力电缆的金属护层的接线、相序排列等应符合要求。

三、电缆终端、电缆接头及充油电缆的供油系统应安装牢固,不应有渗漏现象;充油

电缆的油压及表计整定值应符合要求。

四、接地应良好 ; 充油电缆及护层保护器的接地电阻应符合设计。

五、电缆终端的相色应正确 , 电缆支架等的金属部件防腐层应完好。

六、电缆沟内应无杂物 , 盖板齐全 , 隧道内应无杂物 , 照明、通风、排水等设施应符合设计。

七、直埋电缆路径标志 , 应与实际路径相符。路径标志应清晰、牢固 , 间距适当 , 且应符合第 5.4.6 条的要求。

八、水底电缆线路两岸 , 禁锚区内的标志和夜间照明装置应符合设计。

九、防火措施应符合设计 , 且施工质量合格。

第 8.0.2 条 隐蔽工程应在施工过程中进行中间验收 , 并作好签证。

第 8.0.3 条 在验收时 , 应提交下列资料和技术文件 :

一、电缆线路路径的协议文件。

二、设计资料图纸、电缆清册、变更设计的证明文件和竣工图。

三、直埋电缆输电线路的敷设位置图 , 比例宜为 1 : 500。地下管线密集的地段不应小于 1 : 100 , 在管线稀少、地形简单的地段可为 1 : 1000 ; 平行敷设的电缆线路 , 宜合用一张图纸。图上必须标明各线路的相对位置 , 并有标明地下管线的剖面图。

四、制造厂提供的产品说明书、试验记录、合格证件及安装图纸等技术文件。

五、隐蔽工程的技术记录。

六、电缆线路的原始记录 :

1. 电缆的型号、规格及其实际敷设总长度及分段长度 , 电缆终端和接头的型式及安装日期 ;

2. 电缆终端和接头中填充的绝缘材料名称、型号。

七、试验记录。

附录一 本规范名词解释

附表 1.1 本规范名词解释

本规范用名词	解 释
金属护套	铅护套和铝护套的统称
铠 装	起径向加强作用的金属带、起纵向加强作用的金属丝统称为铠装
金属护层	金属护套和铠装的统称。有时亦单独把金属护套或铠装称为金属护层
电缆终端	安装在电缆末端 , 以使电缆与其它电气设备或架空输电线相连接 , 并维持绝缘直至连接点的装置 , 称为电缆终端
电缆接头	连接电缆与电缆的导体、绝缘、屏蔽层和保护层 , 以使电缆线路连续的装置称为电缆接头
电缆支架	电缆敷设就位后 , 用于支撑电缆的装置统称为电缆支架 , 包括普通支架和桥架
电缆桥架	由托盘(托槽)或梯架的直线段、非直线段、附件及支吊架等组合构成 , 用以支撑电缆具有连续的刚性结构系统

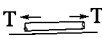
附录二 侧压力和牵引力的常用计算公式


一、侧压力 $P = T/R$

式中 P ——侧压力(N/m);


T ——牵引力(N);

R ——弯曲半径(m);

二、水平直线牵引  $T = 9.8\mu WL$


三、倾斜直线牵引  $T_1 = 9.8WL(\mu\cos\theta_1 + \sin\theta_1)$


$$T_2 = 9.8WL(\mu\cos\theta_1 - \sin\theta_1)$$

四、水平弯曲牵引  $T_2 = T_1 e^{\mu\theta}$

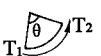
五、垂直弯曲牵引


1. 凸曲面

 $T_2 = 9.8WR\{(1 - \mu^2)\sin\theta + 2\mu(e^{\mu\theta} - \cos\theta)\}(1 + \mu^2) + T_1 e^{\mu\theta}$

 $T_2 = 9.8WR\{2\mu\sin\theta + (1 - \mu^2)(e^{\mu\theta} - \cos\theta)\}(1 + \mu^2) + T_1 e^{\mu\theta}$

2. 凹曲面

 $T_2 = T_1 e^{\mu\theta} - 9.8WR\{(1 - \mu^2)\sin\theta + 2\mu(e^{\mu\theta} - \cos\theta)\}(1 + \mu^2)$

 $T_2 = T_1 e^{\mu\theta} - 9.8WR\{2\mu\sin\theta + (1 - \mu^2)(e^{\mu\theta} - \cos\theta)\}(1 + \mu^2)$

式中 T ——牵引力(N);

μ ——摩擦系数(见附表 2.1);

W ——电缆每米重量(kg/m);

L ——电缆长度(m);

θ_1 ——电缆作直线倾斜牵引时的倾斜角(rad);

θ ——弯曲部分的圆心角(rad);

T_1 ——弯曲前牵引力(N);

T_2 ——弯曲后牵引力(N);

R ——电缆弯曲时的半径(m);

附表 2.1 各种牵引条件下的摩擦系数

牵引条件	摩擦系数
钢管内	0.17 ~ 0.19
塑料管内	0.4
混凝土管,无润滑剂	0.5 ~ 0.7
混凝土管,有润滑剂	0.3 ~ 0.4
混凝土管,有水	0.2 ~ 0.4
滚轮上牵引	0.1 ~ 0.2
砂中牵引	1.5 ~ 3.5

注:混凝土管包括石棉水泥管。

附录三 本规范用词说明

一、为便于在执行本规范条文时区别对待,对要求严格程度不同的用词说明如下:

1. 表示很严格,非这样做不可的:

正面词采用“必须”;

反面词采用“严禁”;

2. 表示严格,在正常情况下均应这样做的:

正面词采用“应”;

反面词采用“不应”或“不得”。

3. 表示允许稍有选择,在条件许可时首先应这样做的:

正面词采用“宜”或“可”;

反面词采用“不宜”。

二、条文中指明应按其它有关标准、规范执行的,写法为“应符合……的规定”或“应按……执行”。

附加说明

本规范主编单位、参加单位和 主要起草人名单

主编单位:能源部电力建设研究所

参加单位:能源部武汉高压研究所

上海电力局电缆工程处

能源部武汉超高压输变电建设公司

西北电力建设第一工程公司

主要起草人:袁淳智 范慈生 王少华 杨家骧 王晓军 马长瀛

中华人民共和国电力工业部

电力电缆运行规程

目 录

第一章 总则

- 第一节 对电缆线路的基本要求
- 第二节 电缆直接埋在地下的规定
- 第三节 电缆安装在沟内及隧道内的规定
- 第四节 电缆安装在桥梁构架上的规定
- 第五节 电缆敷设的排管内的规定
- 第六节 电缆敷设在水底的规定
- 第七节 安装电缆的其它要求
- 第八节 电缆备品
- 第九节 技术文件

第二章 电缆线路机械损伤的防止

第三章 电缆绝缘过热和导线连接点损坏的防止

- 第一节 正常运行时电缆的允许温度和载流量
- 第二节 系统短路时电缆的允许温度和允许短路电流
- 第三节 电缆温度的监视
- 第四节 导线连接点损坏的防止

第四章 电缆的腐蚀及其它故障的预防

- 第一节 电缆腐蚀的监视和防止
- 第二节 绝缘变质事故的预防

第五章 电缆的巡查

- 第一节 巡查周期
- 第二节 巡查的主要注意事项
- 第三节 巡查结果的处理

第六章 电缆的预防性试验

- 第一节 直流耐压试验
- 第二节 泄漏电流的测定

第七章 电缆的故障分析

第一节 故障的判定

第二节 故障的处理及原因分析

第八章 运行前电缆线路设备的验收

第一节 安装中的电缆线路设备的验收

第二节 竣工后的电缆线路设备的验收

附件 1 电缆线路装置记录的格式

附件 2 电缆长期允许载流量及其校正系数

附件 3 各种记录表格

附件 4 测寻电缆故障点的方法

附件 1 电缆截面图

附件 2 电缆线路图

第一章 总 则

第 1 条 本规程适用于各级电压的电力电缆和控制电缆。电缆的技术标准应符合电工专业标准的要求。有关电缆装置和试验的规定,应以有关专业规程为准。

第 2 条 2000 伏及以上电压的电缆线路,其总长度超过 50 公里时,应每年统计事故率和保养费用率:

$$\text{事故率} = \frac{100N}{L} \text{ 次/百公里年};$$

$$\text{保养费用率} = \frac{100Y}{L} \text{ 万元/百公里年};$$

此处, L 为 2000 伏及以上电压的电缆线路总长度的公里数; N 为当年这些电缆线路在运行中因保护器动作或示警指示等原因而不能送电的次数; Y 为当年这些电缆线路的维修和运行费用的总和(人民币,万元)。

第一节 对电缆线路的基本要求

第 3 条 低油压充油电缆的长期允许油压为 0.5 ~ 3 公斤/平方厘米。

第 4 条 电缆线路的最高点与最低点之间的最大允许高度差应不超过表 1 的规定:

表 1

电 压	有无铠装	铅 包	铝 包
1 ~ 3 千伏	铠装	25 米	25 米
	无铠装	20 米	25 米
6 ~ 10 千伏 20 ~ 35 千伏	铠装或无铠装	15 米	20 米
		5 米	/

- 注:1. 水底电缆线路的最低点是指最低水位的水平面;
2. 橡胶和塑料电缆的最大允许高度差不受本表限制;
3. 充油电缆的允许高度差根据其长期允许油压来确定。

第 5 条 电缆线路的最高点和最低点的水平差超过第 4 条规定者,可采用塞止式接头。

第 6 条 电缆的弯曲半径应不小于下列规定:

1. 纸绝缘多芯电力电缆(铅包、铠装)15 倍电缆外径;
2. 纸绝缘单芯电力电缆(铅包、铠装或无铠装)20 倍电缆外径;
3. 铝包电缆、橡皮绝缘和塑料绝缘电缆及控制电缆(铅包或塑料护层)按制造厂规定。

定。

第 7 条 不允许将三芯电缆中的一芯接地运行。在三相系统中,用单芯电缆时,三根单芯电缆之间距离的确定,要结合金属护层或外层蔽层的感应电压和由其产生的损耗,一相对地击穿时危及邻相的可能性,所占线路通道宽度以及便于检修等各种因素全面考虑。

除了充油电缆和水底电缆外,单芯电缆的排列应尽可能组成紧贴的正三角形。

第 8 条 单芯电缆的铅包只在一端接地时,在铅包另一端上的正常感应电压一般不应超过 65 伏,当铅包正常感应电压超过 65 伏时,应对易于与人身接触的裸露的铅包及与其相连的设备加以适当的遮蔽,或采用将铅包分段绝缘后对三相铅包加以互联的方法。

单芯电缆如有加固铅包的金属加强带,则加强带应和铅包连接在一起,使两者处于同一电位;有铠装丝的单芯电缆如无可靠的外护层时,则这种单芯电缆在任何场合都应将铅包和铠装丝的两端均接地。

第 9 条 单芯电缆线路的铅包只有一点接地时,其最大感应电压接近护层绝缘击穿强度的各点都应加装护层绝缘保护器,如采用非线性阀片、球间隙等。

单芯电缆线路如连接架空线,而铅包只有一点接地时,应优先考虑在接架空线的一侧接地。

单芯电缆线路的铅包只有一点接地时,宜考虑并行敷设一根两端接地的绝缘回流线,回流线的阻抗,尽可能匹配最大零序电流和其对回流线的感应电压。回流线的排列应使其在工作电流时形成的损耗最小;只有当对邻近讯号线路无干扰影响时,才可不敷设回流线。

第 10 条 三相线路使用单芯电缆或分相铅包电缆时,每相周围应无紧靠的铁件构成的铁磁环路。

第 11 条 电缆线路的正常工作电压,一般不应超过电缆额定电压的 15%。电缆线路的升压运行,必须经过试验、鉴定,并经上级主管部门批准。

第 12 条 在电缆中间接头和终端接头处,电缆的铠装、铅包和金属接头盒应有良好

的电气连接,使其处于同一电位。在电缆两端应按“电气设备接地装置规程”的规定接地。

第二节 电缆直接埋在地下的规定

第 13 条 直接埋在地下的电缆,一般应使用铠装电缆。只有在修理电缆时,才允许使用短段无铠装电缆,但必须外加机械保护。

在选择直埋电缆线路时,应注意直埋电缆的周围泥土,不应含有腐蚀电缆金属包皮的物质(如烈性的酸碱溶液、石灰、炉渣、腐植物质及有机物渣滓等);还应注意虫害及严重阳性区。

第 14 条 电缆埋置深度,电缆之间的净距,与其它管线间接近和交叉的净距,应符合下列规定:

1. 电缆对地面和建筑物的最小净距:

(1)直埋电缆的埋置深度(由地面至电缆外皮)0.7 米;

(2)电缆外皮至地下建筑物的基础 0.6 米(或按当地城市建设局的规定,但最小不得小于 0.3 米)。

上列第(1)项,如电缆穿越农田时,为了防止被农业机械挖伤,可考虑适当加深。

2. 电缆相互水平接近时的最小净距:

(1)控制电缆不作规定;

(2)电力电缆相互间,或与控制电缆间 10 千伏及以下 0.1 米,10 千伏以上 0.25 米;

(3)不同部门使用的电缆(包括通讯电缆)相互间 0.5 米。

上列第(3)项,如电缆用隔板隔开时可降低为 0.1 米,穿入管中时不作规定。

3. 电缆相互交叉时的最小净距 0.5 米。

电缆在交叉点前后一米范围内,如用隔板隔开时上述距离可降低为 0.25 米,穿入管中时不作规定。

4. 电缆与地下管道间接近和交叉的最小净距:

(1)电缆与热力管道(包括石油管道)接近时的净距 2 米;

(2)电缆与热力管道(包括石油管道)交叉时的净距 0.5 米;

(3)电缆与其它管道接近或交叉时的净距 0.5 米。

上列第(1)(2)两项要求的热力管,视现场情况而采取必要措施,使埋置电缆地点的土壤的温升在任何时间内不超过 10°C ;上列第(3)项如有保护措施时,则净距不作规定。禁止将电缆平行敷设在管道的上面或下面。

第 15 条 电缆与树木主干的距离,一般不宜小于 0.7 米。如城市绿化个别地区达不到上述距离时,可采取措施,由双方协商解决。

第 16 条 电缆与城市街道、公路或铁路交叉时,应敷设于管中或隧道内。管的内径不应小于电缆外径的 1.5 倍,且不得小于 100 毫米。管顶距路轨底或公路路面的深度不

应小于 1 米,距排水沟底不应小于 0.5 米,距城市街道路面的深度不应小于 0.7 米,管长除跨越公路或轨道宽度外,一般应在二端各伸出 2 米,在城市街道,管长应伸出车道路面。当电缆和直流电气化铁路交叉时,应有适当的防蚀措施。

第 17 条 电缆沿铁路敷设时,最小允许接近距离应符合下列规定:

1. 电缆和普通铁路路轨 3 米;
2. 电缆和直流电气化铁路路轨不作规定,但应采取适当防蚀措施(见本篇有关章节)。

第 18 条 电缆铅包对大地电位差不宜大于正 1 伏。并应不大于当地地下管线预防电蚀管理办法的规定。

第 19 条 从铠装电缆铅包流入土壤内的杂散电流密度,不应大于 1.5 微安/平方米。

第 20 条 电缆直埋敷设时,电缆沟底必须具有良好的土层,不应有石块或其它硬质杂物,否则应铺以 100 毫米厚的软土或砂层。电缆敷设好后,上面应铺以 100 毫米厚的软土和砂层,然后盖以混凝土保护板,覆盖宽度应超出电缆直径两侧各 50 毫米。但在不得已的情况下,也允许用砖代替混凝土保护板。

第 21 条 直埋电缆自土沟引进隧道、人井及建筑物时,应穿在管中,并在管口加以堵塞,以防漏水。

第 22 条 电缆从地下或电缆沟引出地面时,地面上 2 米的一段应用金属管或罩加以保护,其根部应伸入地面下 0.1 米。在发电厂、变电所内的铠装电缆,如无机损伤的可能,可不加保护,但对无铠装电缆,则应加以保护。

第 23 条 地下并列敷设的电缆,其中间接头盒位置须相互错开,其净距不应小于 0.5 米。

第 24 条 电缆中间接头盒外面应有防止机械损伤的保护盒。塑料电缆中间接头例外。

第 25 条 敷设在郊区及空旷地带的电缆线路,应竖立电缆位置的标志。

第三节 电缆安装在沟内及隧道内的规定

第 26 条 敷设在房屋内、隧道内和不填砂土的电缆沟内的电缆,应采用裸铠装或非易燃性外护层的电缆。电缆线路如有接头,应在接头的周围采取防止火焰蔓延的措施。电缆沟与电缆隧道的防火要求还应符合《火力发电厂设计技术规程》与《变电所设计技术规程》的有关规定。

第 27 条 电缆在隧道和电缆沟内,宜保持表 2 所列的最小允许距离(毫米):

表 2

名 称		电缆隧道	电缆沟
高度		1900	不作规定
两边有电缆架时,架间水平净距(通道宽)		1000	500
一边有电缆架时,架与壁间水平净距(通道宽)		900	450
电缆架 各层间 垂直净距	电力电缆 :10 千伏及以下	200	150
	20 千伏或 35 千伏	250	200
	110 千伏及以下	不小于 $2D^{\text{①}}$ + 50	
	控制电缆	100	100
电力电缆间水平净距		35	35 (但不小于电缆外径)

①D 为电缆外径。

第 28 条 电缆固定于建筑物上,水平装置时,电力电缆外径大于 50 毫米的,每隔 1000 毫米宜加支撑,电力电缆外径小于 50 毫米的和控制电缆,每隔 600 毫米宜加支撑;排成正三角形的单芯电缆每隔 1000 毫米应用绑带扎牢。垂直装置时,电力电缆每隔 1000 至 1500 毫米应加固定。

对于截面积为 1500 平方毫米或更大的电缆,将其固定在建筑物上时,应充分注意电缆因负荷变化而热胀冷缩所引起的机械力问题,应根据整条电缆线路刚度均匀一致的原则,选用刚性或挠性固定方式。

第 29 条 电缆隧道和沟的全长应装有连续的接地线,接地线的两头和接地极联通。接地线的规格应符合《电力设备接地设计技术规程》。电缆铅包和铠装除了有绝缘要求以外应全部互相连接并和接地线连接起来。

第 30 条 装在户外以及装在人井、隧道和电缆沟内的金属结构物均应全部镀锌或涂以防锈漆。

第 31 条 电缆隧道和电缆沟应有良好的排水设施,电缆隧道还应具有良好的通风设施。

第四节 电缆安装在桥梁构架上的规定

第 32 条 架设于桥梁上的电缆,如果经常受到震动,应加垫弹性材料制成的衬垫(如砂枕、弹性橡胶等)。桥墩两端和伸缩缝处应留有电缆松弛部份,以防电缆由于结构胀缩而受到损坏。

第 33 条 架设于木桥上的电缆应穿在铁管中。在其它结构的桥上敷设电缆时,应放在人行道下电缆沟中或穿在耐火材料制成的管中,但在不会有人接触的情况下,电缆可裸露敷设在桥上。

第 34 条 露天敷设的电缆应尽量避免太阳直接照时,必要时可加装遮阳的罩。裸露铠装必要时涂以沥青漆,以防腐蚀。

第五节 电缆敷设在排管内的规定

第 35 条 敷设在排管内的电缆应使用加厚的裸铅包或塑料护套的电缆。排管应使用对电缆金属包皮没有化学作用的材料做成,排管内表面应光滑。

第 36 条 电缆人井位置和间距,应根据电缆施工时的允许拉力,可按电缆的制造长度和地理位置等而定,一般不宜大于 200 米。

第六节 电缆敷设在水底的规定

第 37 条 水底电缆应用金属丝铠装;如果经受拉力不大,允许使用钢带铠装的电缆;在经受拉力大的情况下,因单层铠装丝容易退扭而使电缆打圈,应尽可能采用预扭或绞向相反的双层金属丝铠装。

第 38 条 水底电缆,应是整根的,但允许有软接头。电缆的全长,尽可能埋设在河床下至少 0.5 米深。

第 39 条 水底电缆如不能埋深,应有防止外力损伤的措施。并按照航务部门的规定设置固定的警告标志和河岸监视。在航运频繁的河道内,应尽量在水底电缆的防护区内架设防护钢索。

第 40 条 水底电缆线路平行敷设时,其间距为:

1. 不能埋设时,尽可能保持最高水位水深的 2 倍;
2. 埋设时,按埋设方式或埋设机的工作活动能力而定。

第 41 条 水底充油电缆的油压整定,除了考虑因负荷变化产生的油压变化外,还应考虑在水的最深处的电缆内部油压必须大于该处在最高水位时的水压,防止铅包有渗漏时水分侵入电缆内部。

第七节 安装电缆的其它要求

第 42 条 敷设电缆时,如电缆存放地点在敷设前 24 小时内的平均温度以及敷设现场的温度低于下列数值时,应将电缆预先加热:

1. 纸绝缘电缆,35 千伏及以下者,0℃(不滴流电缆按制造厂规定);
2. 充油电缆,-10℃;
3. 橡皮绝缘电缆,按制造厂规定;
4. 塑料绝缘电缆,0℃。

第 43 条 电缆的预热,可采用下列方法:

1. 用提高周围空气温度的方法加热:当温度为 5~10℃时,需 72 小时;当温度为 25℃时,则需 24~36 小时。

2. 用电流通过电缆芯导体加热:加热电流不得大于电缆的额定电流,加热后电缆的表面温度可根据各地气候条件决定,但不得低于 +5℃。用单相电流加热铠装电缆时,应采用能防止在铠装内形成感应电流的电缆芯连接方法。

经过烘热的电缆应尽快敷设,敷设前放置的时间一般不得超过一小时。当电缆冷却至低于第 42 条所列的环境温度时,不得再加弯曲。

第 44 条 周围环境温度低于 -10°C 时,只有在紧急情况下并在敷设前和敷设中均用电流加热,才允许敷设纸绝缘电缆。

第 45 条 电缆中间接头和终端头应有可靠的防水密封,以防水分侵入。对缺少运行经验的接头和终端头,应通过试验鉴定,逐年逐步增加。

第 46 条 电缆终端头出线应保持固定位置,其带电裸露部份之间及至接地部分的距离(毫米)不得小于表 3 的规定。

表 3

电压(千伏)	1~3	6	10	20	35	110	220	330
户内	75	100	125	180	300	850/900		
户外	200	200	200	300	400	900/1000	1800/2000	2600/2800

注 110 千伏及以上为接地系统,其数据中,分子为相对地的距离,为母为相对相之间的距离。

第 47 条 电缆沟、隧道及人井内的电缆和中间接头,以及电缆两端的终端头均应安装铭牌、记载线路名称或号数等。新建及大修后,应校核电缆两端所挂铭牌是否相符。电缆终端头相位颜色应明显,并与电力系统的相位符合。

第 48 条 安装电缆、接头或终端头的施工人员应为经过专门训练的合格的电缆技工。

第 49 条 安装电缆接头或终端头应在气候良好的条件下进行。应尽量避免在雨天、风雪天或温度较大的环境下安装,安装户外接头或终端头的工作,还须有防止尘土和外来污物的措施。

第八节 电缆备品

第 50 条 电缆应储存在干燥的地方,有搭盖的遮棚,电缆盘下应放置枕垫,以免陷入泥土中。电缆盘不许平卧放置。

第 51 条 对充油电缆的备品,还应定期检查其油压是否在规定范围内和有无渗漏现象。

第 52 条 运行中各级电压的电缆和附件一般均应备有事故备品,以便能满足一次事故内替换损坏电缆和附件的需要,其数量应考虑节约资金和根据过去运行经验决定。有的备品可由电缆网络中的指定机构集中贮备。

第 53 条 电缆线路有部分通过桥梁或者排管者,应各有一段事故备品。其长度应足够跨越整个桥梁和排管的距离。

第 54 条 水底电缆因检修困难,修复时间较长,故允许将事故备用电缆事先和线路平行敷设。此外,一般陆地上电缆不应事先敷设一条(或一相)备用电缆。

第 55 条 各电缆运行部门应制订有关事故备品的管理办法。动用事故备品应参照事故备品管理办法执行。

第九节 技术文件

第 56 条 各种型式电缆必须具备电缆截面图(参考附图 1)并注明必要的结构和尺寸。

第 57 条 电缆网络的运行部门应具备有该部门所属：

1. 全部电缆线路的地形总图,比例尺一般为 1:5000,主要标明线路名称和相对位置;
2. 电缆网络的系统接线图;
3. 电缆线路路径的协议文件。

第 58 条 直埋电缆线路必须有详细的敷设位置图样(参考附图 2),比例尺一般为 1:500 地下管线密集地段为 1:100(甚至更大),管线稀少地段,为 1:1000。平行敷设的电缆线路,尽可能合用一张图纸,但必须标明各条线路相对位置,并标明地下管线剖面图。

第 59 条 有油压的电缆线路应有供油系统压力分布图和油压整定值等资料,并有示警信号接线图。

第 60 条 电缆线路必须有原始装置记录:准确的长度、截面积、电压、型号、安装日期、线路的参数,中间接头及终端头的型号、编号、装置日期(参考附件 1 中表 1、2)。

第 61 条 沿电缆线路如有特殊结构,如桥梁、隧道、人井、排管等,应具备有特殊结构的图样。

第 62 条 电缆的接头和终端头的安装及检修,都应具有相应的工艺标准和设计装配总图;总图必须配有详细注明材料的分件图。

第 63 条 电缆线路必须有运行记录:事故日期、地点及原因以及变动原有装置的记录(参考附件 1 中表 1、2)。

第 64 条 电缆线路发生事故或预防性试验击穿等,都必须做好调查记录:部位、原因、检修过程等,据此制订反事故措施计划。调查记录应逐年归入各条线路的运行档案。对原因不明的事故或击穿,应积累后列入课题,集中研究。

第 65 条 电缆线路上的任何变动或修改,都应及时更正相应的技术资料,保持资料的正确性。

第二章 电缆线路机械损伤的防止

第 66 条 电缆运行部门必须了解和掌握全部电缆线路上的挖土情况,并经常督促有关单位切实执行《电力线路防护规程》或当地政府所颁布的有关保护地下管线的规定。

在市郊挖土频繁地段的电缆线路,应设有明显的警告标志,并发动群众做好人民护线工作。

对于水底电缆线路,按水域管辖部门的航行规定,划定一定宽度的防护区,禁止船只抛锚,并按船只往来频繁情况,必要对设置了望岗哨,配置能引起船只注意的设施。

第 67 条 凡因必须挖掘而暴露的电缆,应由电缆专业人员在场守护,并应告知施工人员有关施工的注意事项,办理书面交底手续。

在水底电缆线路防护区内,发生违反航行规定的事件,应通知水域管辖的有关部门,尽可能采取有效措施,如停止水下工作、弃锚等,避免钩捞水底电缆而引起的损坏事故。

第 68 条 对于被挖掘而全部露出的电缆,应加护罩并悬吊。悬吊间的距离应不大于 1.5 米,单芯电缆不允许用铁丝绑扎悬吊;多芯电缆用铁丝悬吊时,必须用托板衬护。

第 69 条 挖土工程完毕后,守护人员应检查电缆外部情况是否完好无损,安放位置是否正确,待回填盖好电缆保护板后,才可以离开。

第 70 条 电缆守护人员,应将各种挖土记录详细记入守护记录簿内,并签名。

第 71 条 松土地段的电缆线路临时通行重车,除必须采取保护电缆措施外,应将该地段详细记入守护记录簿内。

第三章 电缆绝缘过热和导线连接点损坏的防止

第一节 正常运行时电缆的允许温度和载流量

第 72 条 电缆导体的长期允许工作温度(℃),不应超过表 4 中所列的数字(若与制造厂规定有出入时,应以制造厂规定为准):

表 4

额定电压(千伏)	电 缆 种 类				
	3 及以下	6	10	20 ~ 35	110 ~ 330
天然橡皮绝缘	65	65		50	
粘性纸绝缘	80	65	60		
聚氯乙烯绝缘	65	65			
聚乙烯绝缘		70	70		
交联聚乙烯绝缘	90	90	90	80	
充油纸绝缘				75	75

第 73 条 110 千伏及以上的直埋电缆,当其表面温度超过 50℃ 时,应采取降低温度或改善回填土的散热性能等措施。

第 74 条 电缆正常运行时的长期允许载流量,应根据电缆导体的工作温度,电缆各部分的损耗和热阻,敷设方式,并列条数,环境温度以及散热条件等加以计算确定。附件 2 列出了部分常用电缆的长期允许载流量供参考。

第 75 条 电缆原则上不允许过负荷,即使在处理事故时出现的过负荷,也应迅速恢复其正常电流。

第二节 系统短路时电缆的允许温度和允许短路电流

第 76 条 重要的或检修困难的电缆线路,除了应按允许温度确定电缆允许电流外,对没有熔丝保护的电缆线路,应验算其在短路情况下的热稳定性。当热稳定性不足时,增大电缆截面直至能适应为止。

第 77 条 系统短路时,电缆导体的最高允许温度不宜超过下列规定:

1. 电缆线路中无中间接头时,按表 5 规定:

2. 电缆线路中有中间接头时:

(1) 锡焊接头 120℃;

(2) 压接接头 150℃(但在表 5 所规定的温度中低于 150℃的电缆仍按表 5 的规定);

(3) 电焊或气焊接头 与无接头时相同。

表 5

绝缘种类	短路时导体最高允许温度(℃)	
天然橡皮绝缘	150	
粘性纸绝缘	10 千伏及以下	铜导体 220 铝导体 200
	20 ~ 35 千伏	175
聚氯乙烯绝缘	120	
聚乙烯绝缘	140	
交联聚乙烯绝缘	铜导体	230
	铝导体	200
充油纸绝缘	160	

第 78 条 系统短路时,电缆的允许短路电流可参考下列公式计算:

$$I = \sqrt{\frac{C_v}{\alpha k \rho_{20}} \ln \frac{1 + \alpha(\theta_s - 20)}{1 + \alpha(\theta_0 - 20)}} \times \frac{A}{\sqrt{t}} \times 10^{-3} \quad \text{千安}$$

式中 A——电缆导体的截面,毫米²;

C_v ——电缆导体的热容系数,焦/厘米³·℃(铜导体 3.5,铝导体 2.48);

k——20℃的导体交流电阻与直流电阻之比;

t——短路时间,秒;

α ——导体电阻系数的温度系数,1/℃(铜导体 0.00393,铝导体 0.004);

θ_s ——短路时导体或接头的允许温度,℃;

θ_0 ——短路前导体的运行温度,℃;

ρ_{20} ——20℃时导体的电阻系数,欧·毫米²/米(铜导体 0.0184,铝导体 0.031)

第三节 电缆温度的监视

第 79 条 测量直埋电缆温度时,应测量同地段的土壤温度。测量土壤温度的热偶温度计的装置点与电缆间的距离不小于 3 米,离土壤测量点 3 米半径范围内,应无其它热源。

第 80 条 电缆同地下热力管交叉或接近敷设时,电缆周围的土壤温度,在任何时候不应超过本地段其它地方同样深度的土壤温度 10℃ 以上。

第 81 条 检查电缆的温度,应选择电缆排列最密处或散热情况最差处或有外界热源影响处。

第 82 条 测量电缆的温度,应在夏季或电缆最大负荷时进行。

第四节 导线连接点损坏的防止

第 83 条 电缆的导体可参照表 6 的方法进行连接,并注意下列事项:

表 6

导体材料	铜 - 铜	铝 - 铝	铜 - 铝
压 接	○	△	△
电焊或气焊	○	○	●

注 ○推荐;△可用;●推荐,但必须用铜铝过渡接头。

1. 铜 - 铝导体连接宜采用铜铝过渡接头,如采用铜压接管其内壁必须镀锡。
2. 两种不同截面积的铝导体压接时,必须用纯度高于 L1 级的铝棒特制加工成相适应截面积的压接管。
3. 只要压接工具的压力能达到导线的蠕变强度,不论点压或围压,都可采用。

第 84 条 短路电流不大或者要求抗拉强度不大的电缆线路,铜导体间的连接,可以用锡焊法,但铝导体间的连接,禁止使用化学反应的钎焊法。

第 85 条 铝导体和其它设备的铜件连接或铜导体和其它设备的铝件连接,应该用铜铝过渡接头,如闪光焊铜铝接头,摩擦焊铜铝接头以及铜铝压接过渡接头。只有在电流密度或者短路电流不大的室内连接点,才允许铝和铜件直接用机械法连接。但两者的接触面间应夹以镀锡的铜片过渡。

第 86 条 重要电缆线路的户外引出线连接点,需加强监视,一般可用红外线测温仪或测温笔测量温度。在检修时,应检查各接触面的表面情况。

第四章 电缆的腐蚀及其它故障的预防

第一节 电缆腐蚀的监视和防止

第 87 条 为了监视有杂散电流作用地带的电缆腐蚀情况,必须测量沿电缆线路铅

包流入土壤内杂散电流密度。

第 88 条 阳极地区的对地电位差不大于正 1 伏及阴极地区附近无碱性土壤存在时,可认为安全地区。但对阳极地区仍应严密监视。

第 89 条 腐蚀的化合物呈褐色的过氧化铅时,一般可判定为阳极地区杂散电流腐蚀;呈鲜红色(也有呈绿色或黄色)的铅化合物时,一般可判定为阴极地区杂散电流腐蚀。

第 90 条 铅包腐蚀生成物,如为痘状及带淡黄或淡粉红的白色,一般可判定为化学腐蚀。

第 91 条 在杂散电流密集地方安装排流设备时,应使电缆铠装上任何部位的电位不超过周围土壤的电位 1 伏以上。

排流导线应接以串联调整电阻、电流表及熔丝,以便控制杂散电流的大小。

第 92 条 在小的阳极地区采用吸回电极(锌极或镁极)来构成阴极保护时,被保护的电缆铅包电压不应超过 $-0.2 \sim -0.5$ 伏。

第 93 条 根据化学分析结果,可以判断土壤和地下水的侵蚀程度,如表 7 所示:

表 7

土壤和地下水的侵蚀程度		不侵蚀的	中等侵蚀程度的	侵蚀的
侵 蚀 指 标	氢离子浓度	6.8~7.2	6.8~6 和 7.2~8 之间	6 以下和 8 以上
	一般酸性碱性 (毫克/公升 KOH)	0.05 以下	0.05~1	1 以上
	土壤里有机物 (%)	2 以下	2~5	5 以上
	一般硬度 (用硬度度数表示)	15 以上	14~9	8 以下
	硫酸离子数量 (毫克/公升)	100 以上	60~100	60 以下
	碳酸气体数量 (毫克/公升)	30 以下	30~80	80 以上
	硝酸离子数量 (毫克/公升)	不计算	0.05 以下	0.05 以上

注 1. pH 用 pH 计来确定;

2. 有机物的数量,用焙烧试量(约 50 克)的方法来确定。

第 94 条 当电缆线路上的局部土壤含有损害电缆铅包的化学物质时,应将该段电缆装于管子内,并用中性的土壤作电缆的衬垫及覆盖,并在电缆上涂以沥青等。

第 95 条 当发现土壤中有腐蚀电缆铅包的溶液时,应即调查附近工厂排出废水情况并采取适当改善措施和防护办法。

第 96 条 为了确定电缆的化学腐蚀,必须对电缆线路上的土壤作化学分析,并有专档记载腐蚀物及土壤等的化学分析资料。

第二节 绝缘变质事故的预防

第 97 条 20~35 千伏粘性浸渍纸绝缘电缆的终端,不应无流动性的绝缘胶作填充用,防止垂直部分电缆的干枯。

第 98 条 发现电缆垂直部分的绝缘有干枯现象的,应改装能自动补油的终端头,如不能改装时,按干枯的规律,定期更换。

填有流质绝缘油的终端头,一般应在冬季补油。

第 99 条 充油电缆用的电缆油,一般 2~3 年测量一次:

1. $100 \pm 2^\circ\text{C}$ 时的介质损失角正切;
2. 室温下的击穿强度。

三次取样,如介损均大于 1.0%,击穿强度小于 45 千伏,又排除了其它因素,如油样的沾污、电桥的误差,或油样的光老化等,则应作更换绝缘油措施。

油样一般应取自远离油箱的一端,必要时可增加取样点。

第 100 条 电缆终端如有漏油,应擦净并加固密封。如有潮气,应予清除,并用同型号绝缘剂填充,还须监视另一侧高处电缆终端的绝缘干枯情况。

第 101 条 为了预防漏油失压事故,充油电缆线路只要安装完成后,不论其是否投入运行,其油压示警系统必须投入运行。如油压示警系统因检修需要较长时间退出运行时,则必须加强对供油系统的监视。

第五章 电缆的巡查

第一节 巡查周期

第 102 条 电缆线路及电缆线段的巡果:

1. 敷设在土中、隧道中以及沿桥梁架设的电缆,每三个月至少一次。根据季节及基建工程特点,应增加巡查次数;
2. 电缆竖井内的电缆,每半年至少一次;
3. 水底电缆线路,由现场根据具体需要规定,如水底电缆直接敷于河床上,可每年检查一次水底路线情况。在潜水条件允许上,应派遣潜水员检查电缆情况,当潜水条件不允许时,可测量河床的变化情况;
4. 发电厂、变电所的电缆沟、隧道、电缆井、电缆架及电缆线段等的巡查,至少每三个月一次;
5. 对挖掘暴露的电缆,按工程情况,酌情加强巡视。

第 103 条 电缆终端头,由现场根据运行情况每 1~3 年停电检查一次。

装有油位指示的电缆终端头,每年应检视油位高度。污秽地区的电缆终端头的巡视与清扫的期限,可根据当地的污秽程度予以决定。

有油位指示的终端头,每年夏、冬季检查一次。

第二节 巡查的主要注意事项

第 104 条 对敷设在地下的每一电缆线路,应查看路面是否正常,有无挖掘痕迹及路线标桩是否完整无缺等。

第 105 条 电缆线路上不应堆置瓦砾、矿渣、建筑材料、笨重物件、酸碱性排泄物或砌堆石灰坑等。

第 106 条 对于通过桥梁的电缆,应检查桥墩两端电缆是否拖拉过紧,保护管或槽有无脱开或锈蚀现象。

第 107 条 对于备用排管应该用专用工具疏通,检查其有无断裂现象。

第 108 条 人井内电缆铅包在排管口及挂钩处,不应有磨损现象,需检查衬铅是否失落。

第 109 条 安装有保护器的单芯电缆,在通过短路电流后,或每年至少检查一次阀片或球间隙有无击穿或烧熔现象。

第 110 条 对户外与架空线连接的电缆和终端头应检查终端头是否完整,引出线的接点有无发热现象和电缆铅包有无龟裂漏油,靠近地面一段电缆是否被车辆撞碰等。

第 111 条 多根并列电缆要检查电流分配和电缆外皮的温度情况。防止因接点不良而引起电缆过负荷或烧坏接点。

第 112 条 隧道内的电缆要检查电缆位置是否正常,接头有无变形漏油,温度是否异常,构件是否失落,通风、排水、照明等设施是否完整。特别要注意防火设施是否完善。

第 113 条 充油电缆线路不论其投入运行与否,都要检查油压是否正常。油压系统的压力箱、管道、阀门、压力表是否完善。并注意与构架绝缘部分的零件,有无放电现象。

第 114 条 应经常检查临近河岸两侧的水底电缆是否有受潮水冲刷现象,电缆盖板有否露出水面或移位。同时检查河岸两端的警告牌是否完好,了望是否清楚。

第三节 巡查结果的处理

第 115 条 巡线人员应将巡视电缆线路的结果,记入巡线记录簿内。运行部门应根据巡视结果,采取对策消除缺陷。

第 116 条 在巡视检查电缆线路时,如发现有零星缺陷,应记入缺陷记录簿内,据以编订月度或季度的维护小修计划。

第 117 条 在巡视检查电缆线路中,如发现有普遍性的缺陷,应记入大修缺陷记录簿内,据以编制年度大修计划。

第 118 条 巡线人员如发现电缆线路有重要缺陷,应立即报告运行管理人员,并作好记录,填写重要缺陷通知单。运行管理人员接到报告后应及时采取措施,消除缺陷。

第六章 电缆的预防性试验

第一节 直流耐压试验

第 119 条 无压力的重要电缆每年至少应试验一次 ;无压力的其它电缆 ,至少每三年试验一次 ,保持压力的电缆 ,试验不作规定 ,但失压修复后 ,应进行试验 ;与机组连接的电缆 ,应在该机组大修时进行试验。

电缆的预防性试验 ,最好在土壤中水分饱和时进行。

第 120 条 新敷设的有中间接头的电缆线路 ,在加入运行 3 个月后 ,应试验一次 ,以后按一般周期试验。

第 121 条 根据试验结果被列为不合格、但经过综合判断允许在监视条件下投入运行的电缆 ,其试验周期应较标准规定缩短。如果在不少于 6 个月的时期内 ,经过三次以上的试验 ,其缺陷特性没有变化 ,则可以按规定周期试验。

第 122 条 2 千伏以上油纸电缆的直流试验电压(负极性)如下 :

2 ~ 10 千伏	5 倍额定电压
15 ~ 35 千伏	4 倍额定电压
66 ~ 110 千伏	2.6 倍额定电压
220 千伏	2.3 倍额定电压
330 千伏	2 倍额定电压

2 千伏以上橡塑电缆的直流试验电压如下 :

2 ~ 35 千伏	2.5 倍额定电压
-----------	-----------

第 123 条 试验电压的升高速度约为每秒 1 ~ 2 千伏。到达试验电压以后持续时间为 5 分钟。

第 124 条 在耐压试验中 ,如发现泄漏电流不稳定或泄漏电流值随试验电压急剧上升或随试验时间增长有上升现象时 ,应查明原因。如纯属电缆线路的原因 ,则可提高试验电压及延长试验时间。

第 125 条 电缆连接于其它设备时 ,应尽可能分开作耐压试验。

第 126 条 三芯电缆试验时 ,在一相上加电压 ,其它两相应与铅包一同接地。

铅包一端接地、另一端装有铅包过电压保护器或用球间隙作保护的单芯电缆 ,在试验时 ,该端铅包应临时接地。

第 127 条 电缆在每次作耐压试验后 ,必须通过 0.1 ~ 0.2 兆欧的限流电阻放电三次以上 ,然后直接接地。

第 128 条 停电超过一个星期但不满一个月的电缆 ,在重新投入运行前 ,应用摇表测量绝缘电阻。如有疑问时 ,须用直流高压试验 ,检查绝缘是否良好。停电超过一个月但不满一年的 ,必须用直流高压试验 ,其试验电压为第 122 条所规定的一半电压 ,时间

为一分钟。

停电超过试验周期的,则必须作标准预防性试验。

第 129 条 电缆预防性试验不宜使用交流。

第 130 条 电缆线路的油压示警系统每年用 500 伏摇表测试一次绝缘电阻,不应低于 1 兆欧。

第 131 条 对护层有绝缘要求的电缆线路,应每年测试一次绝缘电阻。

第二节 泄漏电流的测定

第 132 条 测量泄漏电流数值,应在试验电压加上一分钟后读取,耐压试验前后均应读取泄漏电流值,以作比较。

第 133 条 电缆经过耐压后的泄漏电流,应不大于耐压前的数值。除塑料电缆外,泄漏电流的不平衡系数应不大于 2,但 6 千伏及以下电缆的泄漏值小于 10 微安时,10 千伏电缆的泄漏值小于 20 微安时,不平衡系数不作规定;泄漏电流值只作为判断绝缘情况的参考,不作为决定是否能投入运行的标准。

当不平衡系数大于 2 时,必须将连接电缆的三个相的尾线全部拆去后重新再读不平衡系数。

第 134 条 不长的电缆线路,如中间无接头,也可用兆欧表作绝缘电阻试验,测得绝缘电阻数值的不平衡系数如第 133 条规定。兆欧表的电压应用 1000 伏及以上的,读取 60 秒的绝缘电阻值。

第 135 条 电缆线路的试验结果,必须填写在如附件 3 中表 1 所示的电缆试验及工作记录单上,并归入该电缆线路的运行档案。

第七章 电缆的故障分析

第一节 故障的判定

第 136 条 无论何种电缆,均须在电缆与电力系数完全隔离后,才可进行鉴定故障性质的试验。

第 137 条 鉴定故障性质的试验,应包括每根电缆芯的对地绝缘电阻,各电缆芯间的绝缘电阻和每根电缆芯的连续性。测量的结果应记入测量报告书中。

第 138 条 对有绝缘要求的电缆金属护套,外护层的绝缘应予监视,如有损坏,可参照附件 4 测出损坏点并及时修理。

第 139 条 鉴定故障性质可用兆欧表试验。电缆在运行中或试验中已发现故障,兆欧表不能鉴别其性质时,可用离压直流来测试电缆芯间及芯与铅包间的绝缘。

第 140 条 电缆二芯接地故障时,不允许利用另一芯的自身电容作声测试验。

第 141 条 电缆故障的测寻可参照附件 4 的方法。测出故障点距离后,应根据故障

的性质,采用声测法或感应法定出故障点的确切位置。充油电缆的漏油点可采用流量法和冷冻法测寻。

第 142 条 电缆或接头故障地点经测定后,其现场位置应与电缆线路图仔细核对。如缺少线路图时,可用感应法测定;两旁有其它电缆的,应核对其相对位置。

第 143 条 电缆或接头经露出后,应检查其形式及位置是否与原始记录中的装置资料及电缆线路图上横断面所指示的位置相符。

第 144 条 电缆或接头故障不明显,不测定范围内经露出而尚不能发现故障点或对该电缆和接头位置有疑问时,应使用感应法或声测法辅助判定之。

第 145 条 电缆故障测寻的资料,应妥善保存于该电缆线路的运行档案内。

第二节 故障的处理及原因分析

第 146 条 发现电缆故障部分后,应按《电业安全工作规程》的规定进行工作。

第 147 条 清除电缆故障部分后,必须进行电缆绝缘的潮气试验和绝缘电阻试验。检验潮气用油的温度为 150℃。对于油纸绝缘为电缆,不能以半导体纸有无气泡来判断电缆绝缘的潮气,而应以绝缘纸有无水分作为判断潮气的标准;对于橡塑电缆则以导线内有无水滴作为判断标准。

第 148 条 电缆故障修复后,必须核对相位,并作耐压试验,经合格后,才可恢复运行。

第 149 条 电缆无论为运行或试验故障,其故障部分经发现割除后,应妥善保存,进行研究并分析原因,采取防止对策。如故障属于制造缺陷的,应提出证实缺陷资料及报告,以便必要时交制造厂。如修理电缆故障无需割断故障段,则应在现场进行详细分析。

第 150 条 修理电缆线路故障,除更改有关装置资料外,必须填写故障测试记录及修理记录,见附件 3 中表 2~3,并分别存档。

第八章 运行前电缆线路设备的验收

第一节 安装中的电缆线路设备的验收

第 151 条 电缆线路在敷设的过程中,运行部门应经常进行监督及分段验收。

第 152 条 在验收安装中的电缆线路时,施工安装机构应具备下列资料:

1. 电缆线路的设计书;
2. 实际线路路径的平面图。此图应根据路径区域内网络发展情况,用 1/200 或 1/500 的比例尺绘制,在房屋内及发变电所附近的路径用 1/50 的比例尺绘制;
3. 电缆线路路径的协议文件及城市电缆规划走廊资料详图;
4. 电缆的制造厂试验合格证,特殊电缆应附必要的技术文件;
5. 建筑工程和隐蔽工程的图纸资料;

6. 敷设后电缆线路的试验资料。

第 153 条 敷设的电缆较原设计有变更时,应征得设计单位同意,并取得有关单位许可后,方可进行。

第二节 竣工后的电缆线路设备的验收

第 154 条 电缆线路竣工后的验收,应由电缆运行部门,设计和施工安装部门的代表所组成的验收小组来进行。

第 155 条 在验收时,施工安装部门应将第 152 条内所列的全部资料交给运行部门。

第 156 条 电缆运行部门对参加运行前的电缆进行电气验收的项目如下:

1. 电缆各芯导体必须完整连续,无断线情况;
2. 按运行需要,测量电缆敷设后的参数:电容、交直流电阻及阻抗;
3. 电缆两端终端头各相的相位,应与电力系统的相位相符合;
4. 单芯电缆的护层绝缘电阻及保护器的残工比(残压与工频承受电压之比);
5. 充油电缆用油的电性能;
6. 电缆应按“电气设备交接和预防性试验标准”的规定进行试验。

附件 1 电缆线路装置记录的格式

附件 1 表 1(正面) 电缆线路装置记录

线路名称		千伏地下电线路程						电站编号				
长度 (米)	路线	制造厂	出厂 盘号	截面积 (毫米 ²)	电压(伏)	型式	每芯 电阻	每公里电容		已用 年数	装置 日期	图样 编号
								芯与芯间	芯与地间			

总长 _____ 单芯总电阻 _____ 总电容 _____

终 端 匣						电 缆 历 史		地 点
型	剂	所在地	日期	技 工	备 注	摘 要		

附件 1 表 1(反面) 故障记录

次 数	日 期		技工姓名	相	故障部分	故障类别	故障原因及所在地	修理情况
	故 障	修 理						

附件 1 表 2 接头及终端盒装置记录

伏电缆名称 _____

编 号	型 式	图样 编号	剂	技工 姓名	装置 日期	备 注	编 号	型 式	图样 编号	剂	技工 姓名	装置 日期	备 注	编 号	型 式	图样 编号	剂	技工 姓名	装置 日期	备 注	

编 号	型 式	图样 编号	剂	技工 姓名	装置 日期	备 注	编 号	型 式	图样 编号	剂	技工 姓名	装置 日期	备 注	编 号	型 式	图样 编号	剂	技工 姓名	装置 日期	备 注	

附件 2 电缆长期允许载流量及其校正系数

附件 2 表 1 铅芯纸绝缘、聚氯乙烯绝缘铠装电缆
和交联聚乙烯绝缘电缆长期允许载流量

[直接埋在地下时(25℃),土壤热阻系数为 80℃·厘米/瓦]

导体 截面 (毫米 ²)	长期允许载流量(安培)														
	1 千伏						3 千伏	6 千伏				10 千伏		20 ~ 35 千伏	
	二芯		三芯		四芯		纸绝缘	纸绝缘	聚氯乙 烯绝缘	交联聚 乙烯 绝缘	纸绝缘	交联聚 乙烯 绝缘	纸绝缘	交联聚 乙烯 绝缘	
	纸绝缘	聚氯乙 烯绝缘	纸绝缘	聚氯乙 烯绝缘	纸绝缘	聚氯乙 烯绝缘									
2.5	29.7		28		28		28								
4	39	35	37	30	37	29	37								
6	50	43	46	38	46	37	46								
10	66	56	60	51	60	50	60	55	46	70					
16	86	76	80	67	80	65	80	70	63	95	65	90			
25	112	100	105	88	105	85	105	95	81	110	90	105	80	90	
35	135	121	130	107	130	110	130	110	102	135	105	130	90	115	
50	168	147	160	133	160	135	160	135	127	165	130	150	115	135	
70	204	180	190	162	190	162	190	165	154	205	150	185	135	165	
95	243	214	230	190	230	196	230	205	182	230	185	215	165	185	
120	275	247	265	218	265	223	265	230	209	260	215	245	185	210	
150	316	277	300	248	300	252	300	260	237	295	245	275	210	230	
185			340	279	340	284	340	295	270	345	275	325	230	250	
240			400	324	400		400	345	313	395	325	375			
300															
400															
500															
625															
800															

- 注 1. 铜芯电缆载流量为表中数值乘以 1.3 系数；
2. 本表为单根电缆容量；
3. 单芯塑料电缆为三角排列，中心距等于电缆外径。

附件 2 电缆长期允许载流量及其校正系数

附件 2 表 2 铝芯纸绝缘、聚氯乙烯绝缘铠装电缆和

交联聚乙烯绝缘电缆

在空气中(25℃)长期允许载流量

导体截面 (毫米 ²)	长期允许载流量(安培)														
	1 千伏						3 千伏		6 千伏			10 千伏		20 ~ 35 千伏	
	二芯		三芯		四芯		纸绝缘	纸绝缘	聚氯乙烯绝缘	交联聚乙烯绝缘	纸绝缘	交联聚乙烯绝缘	纸绝缘	交联聚乙烯绝缘	
	纸绝缘	聚氯乙烯绝缘	纸绝缘	聚氯乙烯绝缘	纸绝缘	聚氯乙烯绝缘									
2.5	26		24		24		24								
4	34	27	32	23	32	23	32								
6	44	35	40	30	40	30	40			48					
10	60	46	55	40	55	40	55	48	43	60		60			
16	80	62	70	54	70	54	70	60	56	85	60	80			
25	105	81	95	73	95	73	95	85	73	100	80	95	75	85	
35	128	99	115	88	115	92	115	100	90	125	95	120	85	110	
50	160	123	145	111	145	115	145	125	114	155	120	145	110	135	
70	197	152	180	138	180	141	180	155	143	190	145	180	135	165	
95	235	185	220	167	220	174	220	190	168	220	180	205	165	180	
120	270	215	255	194	255	201	255	220	194	255	205	235	180	200	
150	307	246	300	225	300	231	300	255	223	295	235	270	200	230	
185			345	257	345	266	345	295	256	345	270	320	230		
240			410	305	410		410	345	301		320	375			
300															
400															
500															
625															
800															

- 注 1. 铜芯电缆的载流量为表中数值乘以 1.3 系数；
 2. 本表为单根电缆容量；
 3. 单芯塑料电缆为三角排列，中心距等于电缆外径。

附件 2 表 3 环境温度变化时载流量的校正系数

导体工作温度(℃)	环境温度 (℃)								
	5	10	15	20	25	30	35	40	45
80	1.17	1.13	1.09	1.04	1.0	0.954	0.905	0.853	0.798
85	1.22	1.17	1.12	1.06	1.0	0.935	0.865	0.791	0.707
60	1.25	1.20	1.13	1.07	1.0	0.926	0.845	0.756	0.655
50	1.34	1.26	1.18	1.09	1.0	0.895	0.775	0.633	0.447

注 环境温度变化时,载流量的校正系数也可按下式计算:

$$\text{校正系数} = \left(\frac{\Delta\theta_2}{\Delta\theta_1} \right)^{\frac{1}{2}}$$

式中 $\Delta\theta_1$ ——导体工作温度与载流量表中规定的环境温度之间的温差,℃;

$\Delta\theta_2$ ——导体工作温度与实际环境温度之间的温度,℃。

附件 2 表 4 土壤热阻系数不同时载流量的校正系数

导体截面(毫米 ²)	土壤热阻系数(℃·厘米/瓦)				
	60	80	120	160	200
2.5~16	1.06	1.0	0.9	0.83	0.77
25~95	1.08	1.0	0.88	0.80	0.73
120~240	1.09	1.0	0.86	0.78	0.71

注 土壤热阻系数划分为:潮湿地区(指沿海、湖、河畔地区、雨量多地区,如华东、华南地区等),取 60~80;普通土壤(指一般平原地区,如东北、华北等),取 120;干燥土壤(指高原地区、雨量少的山区、丘陵等干燥地带),取 160~200。

附件 2 表 5 电缆直接埋地多根并列敷设时载流量校正系数

并列根数 电缆间净距 (毫米)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	100	1.00	0.90	0.85	0.80	0.78	0.75	0.73	0.72	0.71	0.70	0.70
200	1.00	0.92	0.87	0.84	0.82	0.81	0.80	0.79	0.79	0.78	0.78	0.77
300	1.00	0.93	0.90	0.87	0.86	0.85	0.85	0.84	0.84	0.83	0.83	0.83

附件 2 表 6 电缆在空气中多根并列敷设时载流量的校正系数*

并列根数	1	2	3	4	6	4	6	
并列方式								
电缆中心距离	s = d	1.0	0.9	0.85	0.82	0.80	0.80	0.75
	s = 2d	1.0	1.0	0.98	0.95	0.90	0.90	0.90
	s = 3d	1.0	1.0	1.0	0.98	0.96	1.0	0.96

* 本表系相同外径的电缆并列敷设时的载流量校正系数。d 为电缆的外径,当并列敷设的电缆外径不同时,d 值建议取各电缆外径的平均值。

附件 3 各种记录表格

附件 3 表 1 电缆试验及工作记录单

电站编号	电缆名称	电压 (千伏)	电缆型式	电缆规范	电缆长度	试验日期		揭示	
						年	月	日	记录
						年	月	日	统计

试验理由:定期监试运行故障耐压故障交接改接配合

试验仪器及仪表:试验变压器硅整流器微安表高阻计发电机其他

绝 缘 (兆欧)			相	电压 千伏 直流	时间 (分)	合格 或 崩溃	泄漏电流(微安)		支持 瓷瓶 (只)	备注
黄~地	黄~中	黄~地					千伏(直流)时	耐压前		
绿~地	绿~中	绿~地	黄							
红~地	红~中	红~地								
中~地				绿						
黄~绿										
绿~红			红							
红~黄										

请详填:
维修、改接,
调电缆与电缆头
内容及缺陷情况

_____端 _____型 工作人_____

_____端 _____型 工作人_____

试验地点 _____ 天气 _____ 室温 _____ °C 试验者 _____ 审核者 _____

附件 3 表 2 电缆故障测寻记录

线路名称：	电压(千伏)：	长度：米
故障性质：		接地或短路电阻：欧
回线电阻：端(~) 欧	端(~) 欧	
等价回线长度(厘米 ²): 米		
_____端 正接法： 反接法：		_____端 正接法： 反接法：
次平均距离 端 米	回算距离 米	
经声测证明实际故障点距离： 端 米(第 号接头)		
校验误差百分率： $\frac{\text{校验距离} - \text{实际故障距离}}{\text{总长度}} \times 100\% = \quad \%$		

其它故障记录：

校验用仪表	天气	室温 ℃
校验日期 年 月 日	试验者	审核者

附件 3 表 3 电缆运行、试验、检查损坏调查表

安装后连此次损坏共 次					
运行			试验		
▽	—	○	▽	—	○

原 因	运 行			试 验/检 查		
	▽	—	○	▽	—	○

电缆线路名称 _____

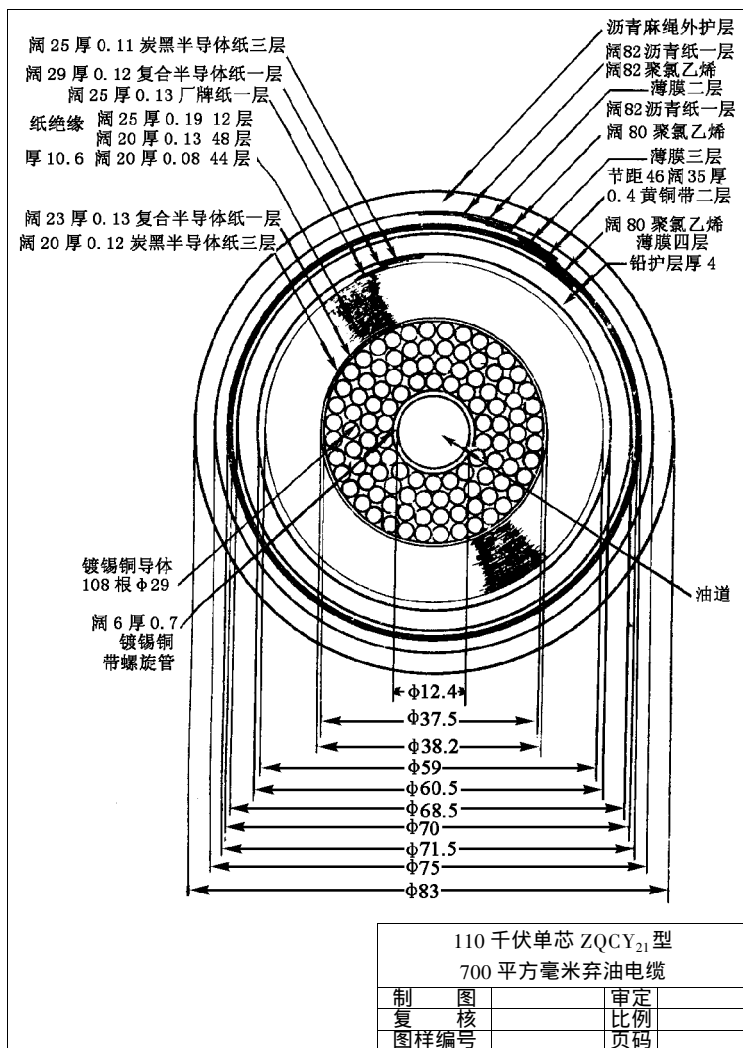
日期及时间	运行/停役				停用时期： 日 时 分		
	恢复使用				少送电度：		
损坏地点	电 缆 <input type="checkbox"/> 接 头 <input type="checkbox"/> 终端头 <input type="checkbox"/>	离 _____ 米在 _____ 路 _____ 路 _____ 相损坏 编号 _____ 在 _____ 路 _____ 路 _____ 相损坏 在 _____ 路 _____ 路 _____ 相损坏					
有关损坏装置资料	电 缆 <input type="checkbox"/> 接 头 <input type="checkbox"/> 终端头 <input type="checkbox"/>	_____ 伏 _____ 平方毫米 型号 _____ 厂名 _____ 敷设日期 _____ 图样编号 _____ 剂 _____ 管型 _____ 技工 _____ 接头日期 _____ 图样编号 _____ 剂 _____ 型式 _____ 技工 _____ 接头日期 _____					
损坏原因	电 缆 <input type="checkbox"/> 接 头 <input type="checkbox"/> 终端头 <input type="checkbox"/>	项号		共使用 年 月 日			
		项号		共使用 年 月 日			
		项号		共使用 年 月 日			
损坏分析	现象：						
	分析：						
试验记录		检 修 前 （微安）			检 修 后 （微安）		
	相与地	黄~地	绿~地	红~地	黄~地	绿~地	红~地
	备 注						
新装置	电 缆 _____ 接 头 _____ 终端头 _____	_____ 伏 _____ 平方毫米 型号 _____ 厂名 _____ 长度 _____ 米 敷设日期 _____ 接头编号 _____ 图样编号 _____ 剂 _____ 接头日期 _____ 图样编号 _____ 剂 _____ 接头日期 _____					
一般观察	天气	气温	℃	土壤情况	乾/湿/积水		
前次记录	试验日期	年	月	日			
人 工	接头技工	其它人工			总工日(包括加班人工)		
帐 号							
工作进度	通知日时	动工日时		完工日时			
路面修复				修改图样及记录单者：			
检修工作情 况							

填报 _____ 日期 _____ 审核 _____ 日期 _____

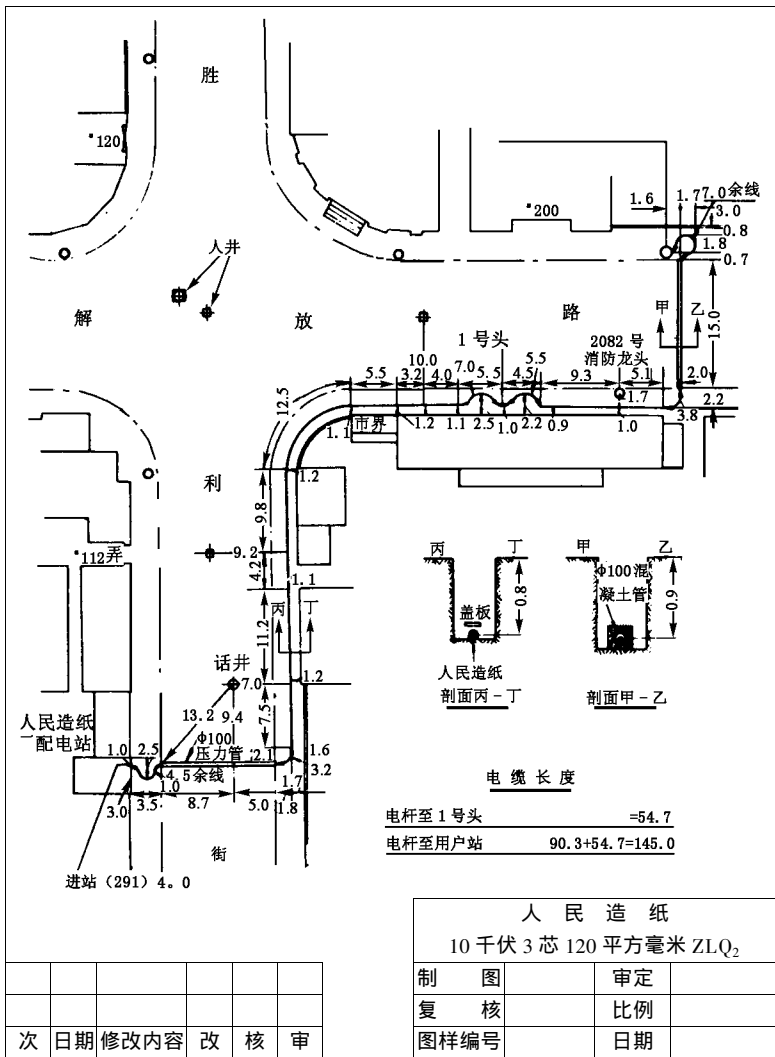
附件 4 测寻电缆故障点的方法

故障情况		电桥法	感应法	脉冲反射示波器法	脉冲振荡示波器法
接地电阻小于10千欧	单相	○	△ ^①	△ ^②	○
	二相短路接地	○	△ ^①	△ ^②	○
	三相短路接地	△ ^③	△ ^①	△ ^②	○
	护层接地	○	△ ^①	△ ^②	○
高阻接地		△	×	×	○
断线		△	×	○	×
闪络		×	×	×	○

- ① 结合烧穿法,电阻小于1000欧;
 ② 结合烧穿法,电阻小于100欧(电缆波阻抗值的2~3倍);
 ③ 放全长临时线,或借用其它电缆芯作回线。
 注 ○——推广方法;△——可用方法;×——不用方法。



附图 1 电缆截面图



附图2 电缆线路图

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 401—2002

高压电缆选用导则

Guide to the selection of high-voltage cables

中华人民共和国国家经济贸易委员会 发布

2002-04-27 发布

2002-09-01 实施

前 言

本标准是非等效采用国际电工委员会 IEC183 :1984《高压电缆选用导则》,对原电力工业部 1991 年 3 月颁发的 DL 401—1991《高压电缆选用导则》进行修订。

本标准较修订之前版本的有如下技术内容的改变。

1. 根据我国电力系统设备的绝缘配合要求,本标准的表 1 按 GB 311.1—1997 对系统标准电压(U_N)和设备最高电压(U_m)作了规定,而电缆额定电压(U_0)则原则上按相关的电缆现行国家标准规定。对于 66kV 电缆,由于尚无该产品的国家标准, U_0 则按采用此电压等级的东北地区的规定。对于 220kV 及 330kV 电缆, U_0 按 IEC60141—1(1993) 第 1 号修改单(1995)的规定,以符合国内系统的实际情况。
2. 根据 IEC 标准对 330kV 及以上电力电缆仍应进行操作冲击电压试验。
3. 删去原第 7 章。
4. 原附录 A(参考件)删去。
5. 对原附录 B 高压单芯电缆护套绝缘保护方案(参考件)作了删减,并改为附录 A(提示的附录)。

本标准的附录 A 是提示的附录。

本标准自实施之日起代替 DL 401—1991。

本标准由电力行业电力电缆标准化技术委员会提出并归口。

本标准起划单位:武汉大学、广东省电力设计院。

本标准起草人：江日洪 唐麓基 何三珠。

目 次

前言

- 1 范围
 - 2 引用标准
 - 3 电缆和附件的额定电压
 - 4 使用条件
 - 5 电缆绝缘水平选择
 - 6 电缆绝缘种类、导体截面和结构的选择
 - 7 电缆终端的选择
- 附录 A(提示的附录) 单芯电缆外护套过电压保护方案

1 范围

本标准适用于交流 50Hz、额定电压 1kV 以上三相交流系统的各种类型电力电缆及其终端。本标准就电缆及其附件的使用条件、绝缘水平、结构型式、导体截面的选择提供指导。此外,也概要地提供了为选择合适的电缆及其终端所必需的一些资料。

2 引用标准

下列标准所包含的条文,通过在本标准中引用而构成为本标准的条文。本标准出版时,所示版本均为有效。所有标准都会被修订,使用本标准的各方应探讨使用下列标准最新版本的可能性。

- GB 2952—1989 电缆外护层
- GB/T 3956—1997 电缆的导体
- GB 9326—1988 交流 330kV 及以下油纸绝缘自容式充油电缆及附件
- GB 11017—1989 额定电压 110kV 铜芯铝芯交联聚乙烯绝缘电力电缆
- GB 12706—1991 额定电压 35kV 及以下铜芯铝芯塑料绝缘电力电缆
- JB 7829—1995 额定电压 26/35kV 及以下电力电缆户内型户外型热收缩终端
- JB/T 8503.1—1996 额定电压 26/35kV 及以下塑料绝缘电力电缆户内型、户外型预制件装配式终端
- IEC 60840—1999 额定电 30kV($U_m = 36kV$)以上至 150kV($U_m = 170kV$)挤包绝缘电缆及其附件——试验方法和要求
- IEC std 48—1996 2.5kV ~ 765kV 交流电缆终端的试验方法和要求

3 电缆和附件的额定电压

3.1 在本标准中以 U_0 、 U 表示电缆和附件的额定电压,以 U_m 表示电缆运行最高电压;以 U_{p1} 和 U_{p2} 分别表示其雷电冲击和操作冲击绝缘水平。这些符号的意义如下:

U_0 ——设计时采用的电缆和附件的每一导体与屏蔽层或金属套之间的额定工频电压;

U ——设计时采用的电缆和附件的任何两个导体之间的额定工频电压;

U_m ——设计时采用的电缆和附件的任何两个导体之间的运行最高电压,但不包括由于事故和突然甩负荷所造成的暂态电压升高;

注: U 值仅在设计非径向电场的电缆和附件时才有用。

U_{p1} ——设计时采用的电缆和附件的每一导体与屏蔽层或金属套之间的雷电冲击耐受电压之峰值;

U_{p2} ——设计时采用的电缆和附件的每一导体与屏蔽层或金属套之间的操作冲击耐受电压之峰值。

3.2 电缆的额定电压值 U_0/U 和 U_m 的关系列于表 1。

表 1 电缆的额定电压值 U_0/U 和 U_m 的关系

kV

序 号	U_0/U	U_m
1	1.8/3 ,3/3	3.5
2	3.6/6 ,6/6	6.9
3	6/10 ,8.7/10	11.5
4	8.7/15 ,12/15	17.5
5	12/20 ,18/20	23.0
6	21/35 ,26/35	40.5
7	50/66	72.5
8	64/110	126
9	127/220	252
10	190/330	363
11	290/500	550

4 使用条件

为了确定所选用电缆是否适用,需要以下使用条件方面的资料,并应参阅讨论其中大部分使用条件的有关 IEC 标准。

4.1 运行条件

a)系统额定电压。

- b) 三相系统的最高电压。
- c) 雷电过电压。
- d) 系统频率。
- e) 系统的接地方式以及当中性点非有效接地系统(包括中性点不接地和经消弧线圈接地)单相接地故障时的最长允许持续时间和每年总的故障时间。
- f) 如选用电缆终端时应给出环境条件：
 - 电缆终端安装地点海拔超过 1000m 时的海拔高度；
 - 户内或户外安装；
 - 预计是否有严重的大气污染；
 - 电缆与变压器、断路器、电动机等设备连接时所采用的绝缘和设计的安全净距。

例如应规定安全净距离和周围的绝缘。

- g) 最大额定电流：
 - 1) 持续运行最大额定电流；
 - 2) 周期运行最大额定电流；
 - 3) 事故紧急运行或过负荷运行时最大额定电流。

注 确定导体规格时为考虑周期负荷则必须要有负荷曲线。

- h) 相间或相对地短路时预期流过的对称和不对称的短路电流。
- i) 短路电流最大持续时间。
- j) 电缆线路压降。

4.2 安装资料

4.2.1 一般资料

- a) 电缆线路的长度和纵断面图。
- b) 电缆敷设的排列方式和金属套互联与接地方式。
- c) 特殊敷设条件(如敷设在水中),个别线路需要特殊考虑的问题。

4.2.2 地下敷设

- a) 安装条件的详细情况(如直埋、排管敷设等),用以确定金属套的组成、铠装(如需要时)的型式和外护套的型式,如防腐、阻燃或防白蚁。
- b) 埋设深度。
- c) 沿电缆线路的土壤种类(即沙土、黏土、填土)及其热阻系数,且需说明上述资料是实测还是假设值。
- d) 在埋设深度上土壤的最高、最低和平均温度。
- e) 附近带负荷的其他电缆或其他热源的详情。
- f) 电缆沟、排管或管线的长度,若有工井则包括工井之间的距离。
- g) 排管或管道的数量、内径和构成材料。

h) 排管或管道之间的距离。

4.2.3 空气中敷设

- a) 最高、高低和平均环境空气温度。
- b) 敷设方式 (即直接敷设在墙上、支架上等 ;单根或成组电缆 ;隧道、排管的尺寸等)。
- c) 敷设于户内、隧道或排管中的电缆的通风情况。
- d) 阳光是否直接照射在电缆上。
- e) 特殊条件 ,如火灾危险。

5 电缆绝缘水平选择

5.1 电力系统种类

A 类 :接地故障能尽可能快地被清除 ,但在任何情况下不超过 1min 的电力系统。

B 类 :该类仅指在单相接地故障情况下能短时运行的系统。一般情况下 ,带故障运行时间不超过 1h。但是 ,如果有关电缆产品标准有规定时 ,则允许运行更长时间。

注 :应该认识到在接地故障不能被自动和迅速切除的电力系统中 ,在接地故障时 ,在电缆绝缘上过高的电场强度使电缆寿命有一定程度的缩短。如果预期电力系统经常会出现持久的接地故障 ,也许将该系统归为下述的 C 类是经济的。

C 类 :该类包括不属于 A 类或 B 类的所有系统。

为了使本标准的推荐能适用于各种型式电缆 ,还应参照有关电缆产品标准 ,如 GB11017、GB12706 和 GB12976。

5.2 U 的选择

U 值应按等于或大于电缆所在系统的额定电压选择。

5.3 U_m 的选择

U_m 值应按等于或大于电缆所在系统的最高工作电压选择。

5.4 U_{p1} 的选择

根据线路的冲击绝缘水平、避雷器的保护特性、架空线路和电缆线路的波阻抗、电缆的长充以及雷击点离电缆终端的距离等因素通过计算后确定 ,但不应低于表 2 的规定值。

表 2 电缆的雷电冲击耐受电压

kV

U_0/U	1.83/3	3.6/6	6/10	8.7/10 8.7/15	12/20	18/20	21/35
U_{p1}	40	60	75	95	125	170	200
U_0/U	26/35	50/66	64/110	127/220	190/330	290/500	
U_{p1}	250	450	550	1050	1175	1550	

5.5 U_{p2} 的选择

对于 330kV 和 550kV 超高压电缆应考虑操作冲击绝缘水平, U_{p2} 应与同电压级设备的操作冲击耐受电压相适应, 表 3 列出电缆操作冲击耐受电压值。

表 3 电缆的操作冲击耐受电压 kV

U_0/U	190/330	290/500
U_{p2}	950	1175

5.6 外护套绝缘水平选择

对于采用金属套一端互联接地或三相金属套交叉互联接地的高压单芯电缆, 当电缆线路所在系统发生短路故障或遭受雷电冲击和操作冲击电压作用时, 在金属套的不接地端或交叉互联处会出现过电压, 可能会使外护套绝缘发生击穿。为此需要装设过电压限制器, 此时作用在外护套上的电压主要取决于过电压限制器的残压。外护套的雷电冲击耐受电压按表 4 选择。必要时可参照本标准附录 A(提示的附录)进行验算。

表 4 电缆外护套雷电冲击耐受电压值 kV

电缆主绝缘雷电冲击耐受电压	雷电冲击耐受电压	电缆主绝缘雷电冲击耐受电压	雷电冲击耐受电压
380 ~ 750	37.5	1175 ~ 1425	62.5
1050	47.5	1550	72.5

6 电缆绝缘种类、导体截面和结构的选择

6.1 绝缘种类选择

6.1.1 油纸绝缘电缆具有优良的电气性能, 使用历史悠久, 一般场合下仍可选用。如电缆线路落差较大时, 可选用不滴流电缆。

6.1.2 聚氯乙烯绝缘电缆的工作温度低, 特别是允许短路温度低, 因此载流量小, 不经济, 稍有超载或短路则绝缘易变形。故对 1kV 以上的电压等级不应选用聚氯乙烯绝缘电缆。

6.1.3 乙丙橡胶绝缘(EPR)电缆的柔软性好, 耐水, 不会产生水树枝, 耐 γ 射线, 阻燃性好, 低烟无卤。但其价格昂贵, 故在水底敷设和在核电站中使用时可考虑选用。

6.1.4 交联聚乙烯(XLPE)电缆具有优良的电气性能和机械性能, 施工方便, 是目前最主要的电缆品种, 可推荐优先选用。对绝缘较厚的电力电缆, 不宜选用辐照交联而应选用化学交联生产的交联电缆。为了尽可能减小绝缘偏心的程度, 对 110kV 及以上电压等级, 一般宜选用在立塔(VCV)生产线或长承模生产线(MDCV)上生产的交联电缆。

6.1.5 充油电缆的制造和运行经验丰富, 电气性能优良, 可靠性也高, 但需要供油系统,

有时需要塞止接头。对于 220kV 及以上电压等级,经与交联电缆作技术经济比较后认为合适时仍可选用充油电缆。

6.2 导体截面选择

导体截面应从有关的电缆产品标准中列出的标称截面中选取。如果所选的栽种型式的电缆没有产品标准,则导体截面应从 GB/T 3956 中第 2 种导体的标称截面中选取。

在选择导体截面时应考虑下列因素:

a) 在规定的连续负荷、周期负荷、事故紧急负荷以及短路电流情况下电缆导体的最高温度。

注:在 IEC 60287《电缆持续载流量(负荷因数 100%)的计算》中提供了持续载流量的详细计算方法。

b) 在电缆敷设安装和运行过程中受到的机械负荷。

c) 绝缘中的电场强度。采用小截面电缆时由于导体直径小导致绝缘中产生不允许的高电场强度。

6.3 金属屏蔽层截面的选择

6.3.1 对于无金属套的挤包绝缘的金属屏蔽层,当导体截面为 240mm^2 及以下时可选用铜带屏蔽,但当导体截面大于 240mm^2 时宜选用铜丝屏蔽。金属屏蔽的截面应满足在单相接地故障或不同地点两相同时发生故障时短路容量的要求。

6.3.2 对于有径向防水要求的电缆应采用铅套,皱纹铝套或皱纹不锈钢套作为径向防水层。其截面应满足单相或三相短路故障时短路容量的要求。如所选电缆的金属套不能满足要求时,应要求制造厂采取增加金属套厚度或在金属套下增加疏绕铜丝的措施。

6.4 交联电缆径向防水层的选择

对于 35kV 及以下交联聚乙烯电缆一般不要求有径向防水层。但 110kV 及以上的电交联电缆应具有径向防水层。敷设在干燥场合时可选用综合防水层作为径向防水层,敷设在潮湿场合、地下或水底时应选用金属套径向防水层。

6.5 外护套材料的选择

在一般情况下可按正常运行时导体最高工作温度选择外护套材料,当导体最高工作温度为 80°C 时可选用 PVC-S1(ST1)型聚氯乙烯外护套。导体最高工作温度为 90°C 应选用 PVC-S2(ST2)聚氯乙烯或 PE-S7(ST7)聚乙烯外护套。在特殊环境下如有需要可选用对人体和环境无害的防白蚁、鼠啮和真菌侵蚀的特种外护套。电缆敷设在有火灾危险场所时应选用防火阻燃外护套。

6.6 电缆的使用环境

为了正确选择电缆的金属套和外护套,除上述 6.4 和 6.5 外,还要考虑电缆的使用环境。电缆的使用环境主要由金属套和外护套的性能决定,因此一般应符合 GB 2952.2—1989 中表 1 的规定。

6.6.1 铅套和铝套电缆除适用于一般场所外,特别适用于下列场合:

——铅套电缆。腐蚀较严重但无硝酸、醋酸、有机质(如泥煤)及强碱性腐蚀质,且受机械力(拉力、压力、振动等)不大的场所。

——铝套电缆。腐蚀不严重和要求承受一定机械力的场所(如直接与变压器连接、敷设在桥梁上、桥墩附近和竖井中等)。

——不锈钢套电缆。腐蚀较严重或要求承受机械力的能力比铝套更强的场所。

6.6.2 外护套适用的场所如下:

——02型(PVC-S1和PVC-S2型聚氯乙烯)外护套主要适用于有一般防火要求和对外护套有一定绝缘要求的电缆线路。

——03型(PE-S7型聚乙烯)外护套主要适用于对外护套绝缘要求较高直埋敷设的电缆线路。

7 电缆终端的选择

电缆终端的设计取决于所要求的工频和冲击耐受电压值(可能与电缆所要求的值不同)、大气污染程度和电缆终端所处位置的海拔高度。

7.1 工频和冲击耐受电压水平

终端的工频和冲击耐受电压水平应在考虑第5章、7.2和7.3后确定。

7.2 大气污染

由大气污染程度确定电缆终端所用套管的型式和最小爬距。

7.3 海拔高度

高海拔处的空气密度比海平面处的低,因此降低了空气的介电强度,从而适合于海平面处的空气净距在较高海拔处有可能会不够。电缆终端的击穿强度和内绝缘与油界面间的闪络放电值则不受海拔高度的影响。在标准大气条件下能符合冲击耐受电压试验要求的终端均可在不高于1000m的任何海拔高度使用。为了确保在更高海拔处符合使用要求,应适当增加在正常条件下规定的空气净距。

7.4 终端型式和性能要求

对于额定电压26/35kV及以下交联电缆终端推荐选用热收缩式和预制件装配式,可在技术经济比较后选用。为了选择全性能符合使用要求的电缆终端,这两种终端的性能除了应符合GB11033规定外,还必须分别符合各自的产品标准JB 7829和JB/T 85031的规定。

对于64/110kV及以上的电缆终端目前尚无国家标准和行业标准,其性能可参见IEC 60840和美国IEEE std 48,并根据具体情况加以选定。

单芯电缆外护套过电压保护方案

A1 电缆金属套一端互联接地,另一端接电压限制器(方案一)

如图A1所示,外护套所受电压计算公式见表A1。

表 A1 电缆金属套一端互联接地时外护套所受电压

流经限制器的冲击电流	限制器所受工频电压	外护套所受电压		短路方式	计算公式
		工频	冲击		
$\frac{2U_m}{Z_1 + Z_1'}$	U_A	U_A	KU_A	三相短路	$\dot{U}_A = -\dot{i} \left[-\frac{1}{2}(X_S + Z_{00} - 2Z_{01}) + j\frac{3}{2}(X_S - Z_{00}) \right]$
				A、C 两相短路	$U_A = -\dot{i}(X_S - Z_{00})$
				A 相接地	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 50%;">电缆头地网内短路</td> <td rowspan="2" style="text-align: center; vertical-align: middle;">$\dot{U}_A = -(\dot{i}X_S + \dot{i}R_1)$</td> </tr> <tr> <td>地网外短路</td> </tr> </table>
电缆头地网内短路	$\dot{U}_A = -(\dot{i}X_S + \dot{i}R_1)$				
地网外短路					

注 1 由于单相接地电流以大地为回路，所以金属套两端将感应很高的电压 iX_s 。

注 2 加在外护套和限制器上的电压除金属套两端的感应电压 iX_s 外，还要叠加地网电位 $i_2 R_1$ 。当流经地网短路电流大时，后者可达极高数值。

注 3 由于三相和两相短路时短路电流不以大地为回路，其感应电压很低，故外护套和电压限制器所受工频电压取决于单相接地故障。

A2 电缆金属套交叉互联 电压限制器 Y_0 接线(方案二)

如图 A2 所示，外护套所受电压计算公式见表 A2。

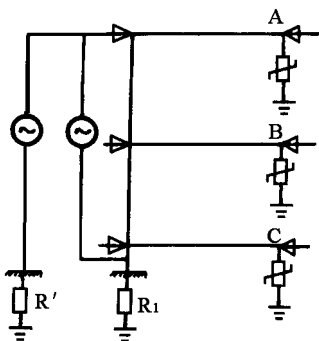


图 A1 电缆金属套一端互联接线

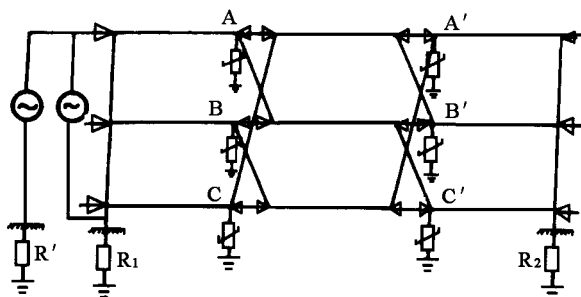


图 A2 电缆金属套交叉互联、电压限制器 Y_0 接线

表 A2 电缆金属套交叉互联电压限制器 Y₀ 接线外护套所受电压

流经限制器的冲击电流	限制器所受工频电压	外护套所受电压		短路方式	计算公式	
		工频	冲击			
$\frac{2U_m}{Z_1 + Z_1}$	U _C 或 U' _C	U _C 或 U' _C	K U _C 或 U' _C	三相短路	$\dot{U}_C = -i \left[-\frac{1}{2}(X_s + Z_{00} - 2Z_{01}) + j\frac{\sqrt{3}}{2}(X_s - Z_{00}) \right]$	
				A、C 两相短路	$\dot{U}_C = -K(X_s - Z_{00})$	
				A 相接地	电缆头地网内短路	$\begin{aligned} \dot{U}_C &= -iZ_{00} + \frac{1}{Z_a + R_2 + R_1} \left[(X_s + R_2) \times \left(R_1 + \frac{Z_a}{3} \right) i \right. \\ &\quad \left. - R_1 \left(R_2 + \frac{2}{3}Z_a \right) i_2 \right] \\ \dot{U}'_C &= iZ_{00} + \left[R_2 - \frac{(X_s + R_2) \left(R_2 + \frac{Z_a}{3} \right)}{Z_a + R_2 + R_1} \right] i \\ &\quad - \frac{R_1 \left(R_2 + \frac{2}{3}Z_a \right)}{Z_a + R_2 + R_1} \times i_2 \end{aligned}$
					地网外短路	$\begin{aligned} \dot{U}_C &= -iZ_{00} + \frac{1}{Z_a + R_2 + R_1} \left[X_s \left(R_1 + \frac{Z_a}{3} \right) i \right. \\ &\quad \left. - R_1 \left(R_2 + \frac{2}{3}Z_a \right) i_2 \right] \\ \dot{U}'_C &= -iZ_{00} - \frac{iX_s + i_2 R_1}{Z_a + R_2 + R_1} \left(R_2 + \frac{Z_a}{3} \right) \end{aligned}$

注 1 :由于金属套两端压降和地网压降部分抵消,因此 A 相接地时,C 相外护套和电压限制器所受工频电压要比 A 相高。

注 2 :单相接地时,外护套和电压限制器所受工频电压和接地电阻 R₁、R₂ 以及流经接地电阻的电流有关,当电流很大时,工频电压可达很高数值,一般出现在单电源网外接地和多电源网内接地的情况,且首端(U'_C)和末端(U_C)的电压不相等。

注 3 :网内单电源时,由于大部分电流将以金属套为回路,外护套和电压限制器所受电压将大大降低,此时应以两相接地故障校验。

A3 电缆金属套一端互联接地加回流线(方案三)

A3.1 接地电流以回流线为回路

如图 A3 所示,金属套一端互联接地的电缆线路,为了降低金属套电压,通常在其旁边平行敷设一根回流线(两端接地)。当系统单相接地发生在回流线接地的地网中时,接地电流的大部分通过回流线,若忽略入地部分的接地电流,此时电缆金属套相对于回流

线的感应电压为

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_{sA} &= \left(R_p + j2\omega \times 10^{-7} \ln \frac{D_A^2}{r_p r_s} \right) \dot{i} \\ \dot{U}_{sB} &= \left(R_p + j2\omega \times 10^{-7} \ln \frac{D_A D_B}{r_p d} \right) \dot{i} \\ \dot{U}_{sC} &= \left(R_p + j2\omega \times 10^{-7} \ln \frac{D_A D_C}{r_p 2d} \right) \dot{i} \end{aligned} \right\} \quad (A1)$$

A3.2 部分接地电流以大地为回路

各相电缆金属套对回流线的感应电压为

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_{sA} &= \dot{i} Z_{AA} - (\dot{i}_0 + \dot{i}_p) Z_{pA} \\ \dot{U}_{sB} &= \dot{i} Z_{BA} - (\dot{i}_0 + \dot{i}_p) Z_{pB} \\ \dot{U}_{sC} &= \dot{i} Z_{CA} - (\dot{i}_0 + \dot{i}_p) Z_{pC} \end{aligned} \right\} \quad (A2)$$

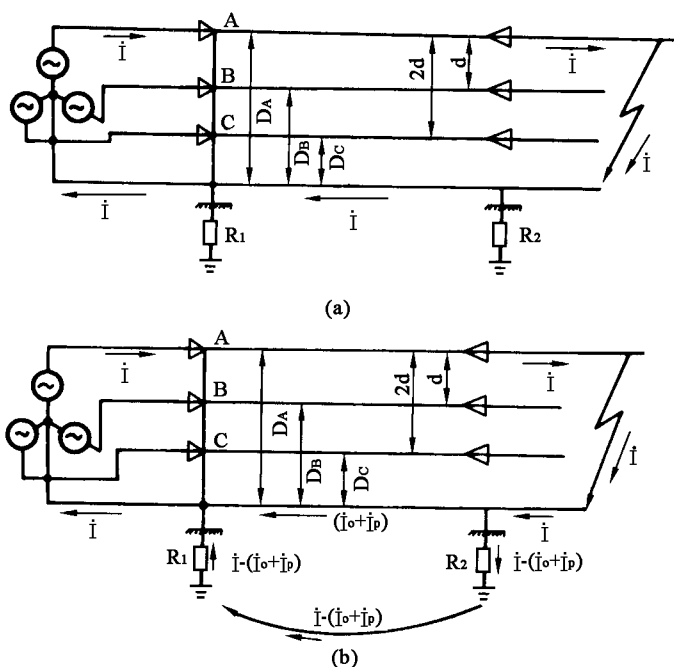


图 A3 电缆金属套一端互连接地加回流线
(a) 接地电流以回流线为回路 (b) 部分接地电流以大地为回路

A4 符号说明

$\dot{U}_{sA} \dot{U}_{sB} \dot{U}_{sC}$ ——分别为 A、B、C 相电缆金属套对回流线的电压 kV；

\dot{i} ——总的短路电流 kV；

\dot{I}_2 ——本变电所供给的短路电流 kV；

\dot{I}_0 ——通过回流线直接回归的接地电流 kV；

\dot{I}_p ——回流线上感应的电压所形成的以大地为回路的循环电流 $\dot{I}_p = \frac{R_1 + R_2 + Z_{pA}}{R_1 + R_2 + Z_{pp}} \dot{I} -$

\dot{I}_0 kA；

$R_1、R_2$ ——电缆金属套两端接地电阻 Ω ；

U_{im} ——沿线路传来的雷电波幅值 等于线路的 50% 放电电压 ($U_{50\%}$)；

K ——残工比 $K = \frac{\text{电压限制器 } 10\text{kV 冲击电流下的残压(幅值)}}{\text{电压限制器 } 2_s \text{ 工频耐压值(有效值)}}$ ；

X_s ——电缆金属套的自感电抗 $X_s = j2 \times 10^{-7} \omega \ln \frac{D}{r_s} \Omega$ ；

Z_{01} ——中相和边相金属的互感阻抗 $Z_{01} = j2 \times 10^{-7} \omega \ln \frac{D}{d} \Omega$ ；

Z_{00} ——边相和边相金属套的互感阻抗 $Z_{00} = j2 \times 10^{-7} \omega \ln \frac{D}{2d} \Omega$ ；

Z_a ——交叉互联的三相电缆金属套的等值阻抗 $Z_a = R_s + jX_s = R_s + j(X_s + Z_{01} + Z_{00})$ ，
 Ω ；

R_s ——电缆金属套电阻 Ω ；

Z_1 ——电缆导体对多属套的波阻抗 $Z_1 = \frac{1}{2\pi} \left(\ln \frac{r_s}{r_1} \right) \sqrt{\frac{\mu}{\epsilon}} \Omega$ ；

Z_1 ——架空线路波阻抗 Ω ；

R_p ——回流线总电阻 Ω ；

Z_{AA} ——A 相电缆金属套和发生接地故障的 A 相的导体之间以大地为回路的互感阻
抗 $Z_{AA} = R_g + j2 \times 10^{-7} \omega \ln \frac{D}{r_s} \Omega$ ；

$Z_{BA}、Z_{CA}$ ——分别为 B、C 相电缆金属套与接地的 A 相的导体之间以大地为回路的互
感阻抗 $Z_{BA} = R_g + j2 \times 10^{-7} \omega \ln \frac{D}{d}$ $Z_{CA} = R_g + j2 \times 10^{-7} \omega \ln \frac{D}{2d} \Omega$ ；

$Z_{pA}、Z_{pB}、Z_{pC}$ ——分别为回流线与 A、B 和 C 相金属套之间以大地为回路的互感阻抗，
 $Z_{pA} = R_g + j2 \times 10^{-7} \omega \ln \frac{D}{D_A}$ $Z_{pB} = R_g + j2 \times 10^{-7} \omega \ln \frac{D}{D_B}$ $Z_{pC} = R_g + j2$
 $\times 10^{-7} \omega \ln \frac{D}{D_C} \Omega$ ；

ZZ_{pp} ——回流线自感阻抗 $ZZ_{pp} = R_p + R_g + j2 \times 10^{-7} \omega \ln \frac{D}{r_p} \Omega$ ；

R_g ——大地电阻, $R_g = R'_g l$, 而 $R'_g = \pi^2 f \times 10^{-7} \Omega$;

r_s ——电缆金属套半径, mm;

r_1 ——电缆导体半径, mm;

r_p ——回流线等值半径, mm;

l ——电缆护套的长度, m;

d ——电缆间距离, m;

D ——地中等值电流的深度, $D = 660 \sqrt{\rho/K}$ (当 $f = 50\text{Hz}$ 时, $D = 94 \sqrt{\rho}$), m;

ρ ——土壤电阻率, $\Omega \cdot \text{m}$;

D_A 、 D_B 、 D_C ——分别为回流线至 A、B、C 相电缆的间距, m;

μ ——电缆主绝缘的导磁系数, H/m;

ϵ ——电缆主绝缘的介电系数, F/m。

第八篇

蓄电池的安装、试验、 检修与运行维护

第一章 蓄电池的安装

第一节 蓄电池概述

蓄电池是一种能量转换装置,充电时将电能转换成化学能而被储存在蓄电池中,放电时又将化学能转换成电能而驱动电气设备工作。蓄电池常用于通信、继电保护、事故照明、信号控制及各种车、船和特殊用途的直流电源。要想蓄电池能够得到合理使用而不缩短其寿命,与用户使用有很大关系。影响寿命的主要原因有:电解液密度的选择,初放电的状况,运行时充放电的情况及日常维护和故障处理。

一、蓄电池基本原理和构造

电池是通过氧化-还原电化学反应,将电池内活性物质的化学能直接转换为电能的一种独立直流电源。它由正极、负极、电解质、隔膜和容器等部分组成。

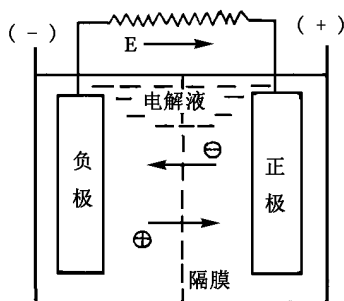


图 8-1-1 电池工作原理示意图

电池工作时,负极活性物质发生电化学氧化反应,释放出电子,在两极间电位差的作用下,电子由负极流经外线路传递到正极。正极活性物质则接受电子发生电化学还原反

应同时电解质的离子通过扩散和迁移在电池内部传输电流,从而形成一个导电回路,如图 8-1-1 所示,隔膜的作用是把正、负极分隔开,防止发生短路现象。电池容器可根据使用要求做成圆筒型、长方形等各种形状。

蓄电池可以再充电并反复使用的电池,它的电极反应有很好的可逆性,放电时消耗的活性物质在充电时得以恢复。放电时是化学能转变为电能的过程,而充电时是电能转变为化学能的过程,所以它是一种化学能-电能相互转换的储能装置。

二、蓄电池类型

(一) 铅酸蓄电池

1. 起动用铅酸蓄电池 是专供各种汽车、拖拉机及其他内燃机车的起动、点火、照明使用的一种蓄电池。它是采用涂膏式薄型极板装配,可以大电流放电。电解液密度为 $1.28 \sim 1.29 \text{g/cm}^3$ 的硫酸,用微孔橡胶作隔板,用硬橡胶或塑料作外壳。

2. 固定型铅酸蓄电池 它是一种放置在特定地方,供固定设备使用的蓄电池。采用管式结构的正极板,涂膏式负极板,电解液密度为 $1.2 \sim 1.21 \text{g/cm}^3$ 的稀硫酸,用玻璃和塑料作外壳。

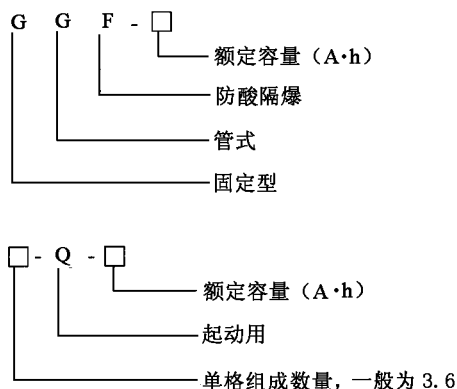
3. 牵引车辆及其他用途铅酸蓄电池 是专供电动车辆(搬运车、叉车等)作为驱动电源使用。正极板为管式结构,负极板为涂膏式,用硬橡胶作外壳。

(二) 碱性蓄电池

1. 镉-镍、铁-镍蓄电池 常用于各种仪器仪表、飞机、卫星、电动剃须刀的电源。这两种蓄电池的负极活性物质分别为海绵状镉和铁,正极活性物质均用羟基氧化镍,电解液密度为 $1.18 \sim 1.28 \text{g/cm}^3$ 的氢氧化钾溶液,用金属或塑料作外壳。

2. 锌-银蓄电池 目前只在飞机、导弹、人造卫星、鱼雷等军事方面使用。负极活性物质是海绵状锌,正极活性物质是氧化银,电解液的浓度是 30%~45% 的氢氧化钾溶液,用纤维素、尼龙薄膜作隔膜,用塑料作外壳。

(三) 铅蓄电池型号



第二节 防酸隔爆式铅酸蓄电池的安装

一、防酸隔爆式铅酸蓄电池室的布置

(一) 蓄电池室的土建要求

1. 蓄电池室的建筑应采用非燃性材料,一般采用铁质的门窗,如用木质门窗时,必须包上薄铁皮。
2. 蓄电池室的窗户应做成固定不开启的,以防灰尘、水汽等侵入。为了防止因阳光直射在电池槽上而增加蓄电池的自放电,门窗的玻璃应是半透明的,或采用毛玻璃的。如为透明玻璃,必须涂以白色耐酸磁漆。
3. 蓄电池室、储酸室、套间的门者应向外开,门上应装有室内不用钥匙即可开门的自动弹簧锁。蓄电池室的门上须标时“蓄电池室、严禁烟火”字样。
4. 蓄电池室一般用门、窗作为防爆泄压面积,泄压面积为蓄电池室整体面积的5%~10%。
5. 蓄电池室的墙壁、天花板、门、窗框、通风罩、通风管道的内外侧、金属构架等,均须涂上2~3遍的耐酸磁漆。
6. 蓄电池室的地面一般用耐酸瓷砖和耐酸水泥铺设。要求地面平整、严密。室内地面应有2%~3%地坡度,并设专用的排水沟,以便将水引至室外或下水道。室内墙壁应铺设1~1.2m高的耐酸瓷砖墙围。
7. 蓄电池室的净高应不小于3m。储酸室面积不应小于 8m^2 。室内需设置水龙头和冲洗盆。套间面积不应小于 6m^2 。
8. 蓄电池室地板荷载一般按 $0.7\sim 1\text{N}/\text{m}^2$ 考虑。

(二) 蓄电池室的通风

蓄电池室的通风主要用于排除室内的氢、酸气体,并兼作调节室温之用。

1. 蓄电池室应装设专门的通风的排气装置,能同时自室内的上部和下部抽气。如室内棚顶被大梁分成数格时,则每个格子内都要装设抽风管口。
2. 通风装置应能满足换气次数不小于每小时三次的要求。
3. 通风管道不宜设置在蓄电池的上方,通风系统应有独立的排气管道,不允许将通风管道引至烟道中,或引入建筑物总通风系统中。通风排气管应引至室外高于屋顶1.2m以上,上部应设有防雨帽,进风口应装设空气滤过设备。

(三) 蓄电池室的采暖

为了保持蓄电池室的温度经常在 $10\sim 30\text{C}$ 之间,对于室温可能低于上述规定温度的

地区,应装设采暖装置。

1. 采暖装置与蓄电池的距离不应小于 0.75m。

2. 采用热风采暖装置时,热风装置应装设在蓄电池室外专用的热风室内,并经过滤器将热风送入蓄电池室。

3. 采用蒸汽或热水采暖装置时,安装在蓄电池室内的管道和部件不许有阀门、丝扣接头和法兰接头。管道各连接处必须密封,焊接良好。

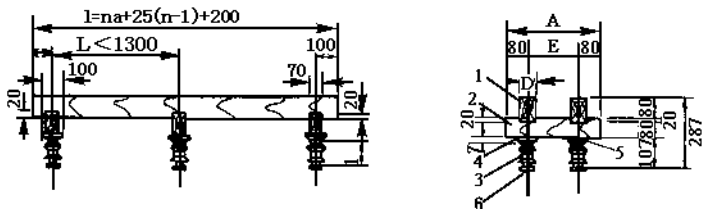
4. 采用电热器采暖时,要保证能使电热器的热量扩散到全室,使室内温度均匀。电热器必须密封良好,严禁接头外露,以防发生火花。

(四) 蓄电池室的照明

蓄电池室内照明必须采用防爆灯具,并应设有事故照明灯,室内不允许装设开关、插座及熔断器等。灯具的导线在室内部分必须使用铅皮线。灯具设在走道上方时,灯头离地面应在 2m 以上。

(五) 蓄电池组的安装布置

1. 安装蓄电池组的平台或台架应采用耐酸材料制成,其高度和宽度必须考虑电池容量的大小及运行维护巡视的方便。



台架尺寸表

单位 :mm

型号	GGF - 200	GGF - 300	GGF - 350	GGF - 400	GGF - 450	GGF - 500	GGF - 800	GGF - 1000
尺寸 A	265	310	310	310	310	310	335	335
E	105	150	150	150	150	150	175	175
D	50	50	50	50	50	50	100	100

材料表

单位 :mm

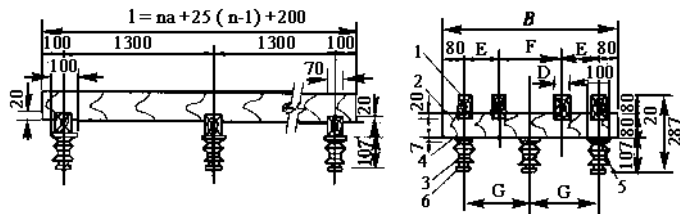
序号	1	2	3	4	5	6
材料名称	木纵架	木横架	蝴蝶绝缘子	硬质塑料板	耐酸橡皮垫	铅垫
规格	DX100 × 1	70 × 100 × A	ED - 1 H = 100	100 × 100 δ = 6	φ60 δ = 1	φ100 δ = 5
数量	2	2 ~ 4	2 × 横架数	2 × 横架数	2 × 横架数	2 × 横架数

图 8 - 1 - 2 单列木台架制作安装图

a——蓄电池槽长 n——蓄电池数 δ——厚度

2. 采用木制台架时,木架可用干燥硬质木材制成,要求木材无节子、虫蛀、开裂、腐朽等缺陷。木架表面应刨光,表面和接缝处应涂以三层以上的耐酸磁漆或沥青。

蓄电池木架安装图如图 8-1-2(单列台架)和图 8-1-3(双列台架)所示。木架安装图中的尺寸及所用材料分别列于表中。



台架尺寸表

单位 :mm

尺寸	型号	GGF -							
		200	300	350	400	450	500	800	1000
B		600	670	670	670	670	670	800	800
E		105	150	150	150	150	150	175	175
F		230	210	210	210	210	210	290	290
G		220	255	255	255	255	255	320	320
D		50	50	50	50	50	50	100	100

材料表

单位 :mm

序号	1	2	3	4	5	6
材料名称	木纵架	木横架	蝴蝶绝缘子	硬质塑料板	耐酸橡皮垫	铅垫
规格	$D \times 100 \times 1$	$70 \times 100 \times B$	ED-1 H=100	100×100 $\delta = 6$	$\phi 60$ $\delta = 1$	$\phi 100$ $\delta = 5$
数量	4	3~4	3×横架数	3×横架数	3×横架数	3×横架数

图 8-1-3 双列木台架制作安装图

a——蓄电池槽长 n——蓄电池数 δ ——厚度

3. 采用瓷砖平台时,平台高一般为 250~350mm。告墙单列平台宽为 $(b + 200)$ mm, 双列平台宽为 $(2b + 250)$ mm, 其中 b 为单个电池槽宽。

平台上应铺上一层厚度为 4~5mm 的耐酸橡皮或软质塑料板。

平台安装图如图 8-1-4 所示。图中 a、b、H 为蓄电池的长、宽、高, n 为同一排蓄电池的个数。台面可用浅色硬塑料板或白色瓷砖铺设。硬塑料板的接缝处用塑料焊接, 塑料板或瓷砖与墙面、地面接缝处用耐酸沥青或环氧树脂填缝。

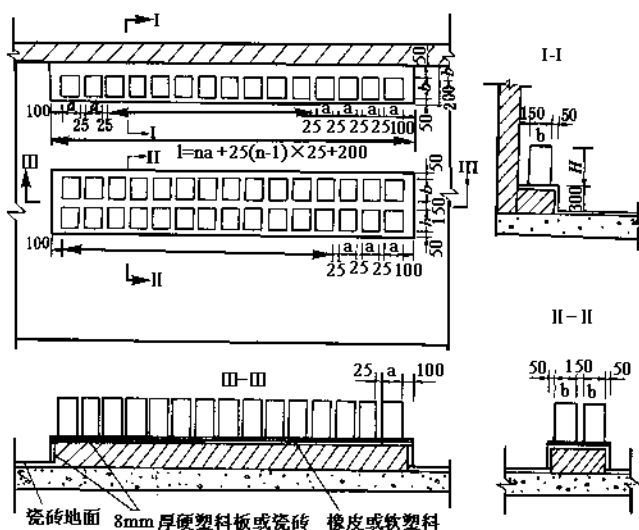


图 8-1-4 平台安装图

4. 为了便于运行维护,蓄电池室内应留有走道。两侧均安装电池槽的,走道宽度不应小于 1m;单侧安装电池槽的,走道宽度不应小于 0.8m。

(六) 蓄电池室内引线及布置

蓄电池室内引线方式一般有三种:架空引接式;电缆埋管式;电缆沿墙暗槽敷设式。

1. 引线采用架空敷设时,导线一般采用铜母线。母线在绝缘子上的固定一律采用绑线。相邻导线间及导线与建筑物或地之间的距离不应小于 50mm,母线支持点间的距离不应大于 200mm。

母线采用焊接连接,并涂以 2~3 遍耐酸漆。正极涂红色,负极涂蓝色。涂漆后再涂上一层凡士林油。

2. 引线采用电缆埋管敷设时,电缆芯线应采用外表镀铅的铜鼻子与蓄电池极柱连接。所有电缆直接引到端电池调压器。

3. 引线采用暗槽敷设时,导线采用铝芯塑料电缆,电缆抽头沿墙集中敷设于暗槽中。

蓄电池室内所有金属件均应在安装前除锈刷樟丹油一道,涂防酸漆一道。安装完毕后再涂一道防酸漆,然后再涂一层凡士林油。

二、防酸隔爆式铅酸蓄电池安装前的检查

(一) 外部检查

1. 检查电池槽有无破裂、损伤,槽盖密封是否良好。
2. 正、负极端柱的极性应正确,无变形,防酸隔爆栓等部件应齐全,无损伤。
3. 透明的电池槽,应检查极板有无变形,槽内各部件齐全。
4. 连接板、螺栓及螺母应齐全。

(二)内部检查

1. 正、负极板上的有效物质与板栅的结合应严密、无裂纹,并无弯曲、变形或脱落等现象。极板的连接应牢固,无裂纹、弯曲和变形。
2. 检查极柱与极板群的标志是否相同。
3. 检查正负极板间的隔离板是否齐全,正负极柱的塑料套管和相对密度计、温度计有无脱落。
4. 检查防酸隔爆帽的孔眼是否畅通。

三、用化学除盐法制取纯水

一般的水源中都含有铁、铜、锰、铂、铋、砷或化学上能取代铅的各种盐基物质等杂质。这些杂质对铅酸蓄电池极为有害,它能腐蚀极板,引起电池局部放电,使蓄电池容量下降,寿命缩短。因此,一般的水不能用来调制电解液。以往蓄电池的用水几乎全是蒸馏水,但是蒸馏水一般达不到铅酸蓄电池用水的净化标准,目前已广泛地采用化学除盐法来制取纯水。用以调配电解液,比一般电气蒸馏法制取的水纯度高,制水速度快,工艺操作简单,成本低。

(一)离子交换树脂的性能

用作离子交换处理的物质称离子交换剂,是人工合成的高分子有机化合物,简称树脂。离子交换树脂有 H 型阳离子树脂和 OH 型阴离子交换树脂。它们具有电解质酸、碱的性质,在水在有电离出 H^+ 、 OH^- 的能力,根据电离能力的大小,离子交换树脂的酸性和碱性具有强弱之分。对于蓄电池用水,要求纯度很高,一般采用强酸性阳离子交换树脂(H^+ 树脂)和强碱性阴离子交换树脂(OH^- 树脂),它们的交换能力很强。强碱性的离子树脂对水中不容易除掉的硅酸根离子(SiO_3^{2-})有很强的交换能力。

H 型树脂和 OH 型树脂是不溶于水、也不溶于酸的透明或半透明的物质。其颜色随原料中所含杂质不同有所差异,一般有白、黄、赤褐色等,形状呈球形,通水性能好,圆球率在 90% 以上。

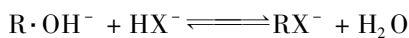
树脂颗粒的大小,对水处理较大的影响,颗粒大,交换速度慢,压力损失较小;颗粒小,交换速度快,压力损失较大。国产树脂的粒度为 16~50 目(1.2~0.3mm)。

(二)离子交换树脂的基本原理

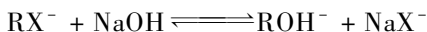
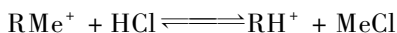
强酸阳离子交换树脂写作 $R \cdot H^+$,其中 R 代表树脂本体, H^+ 表示可被置换的氢离子。阳离子交换树脂吸收水中的阳离子而置换出 H^+ ,生成相应的酸和水。

强碱性阴离子交换树脂,写作 $R \cdot OH^-$,R 表示树脂本体, OH^- 表示氢氧根离子,它能吸收水中的阴离子而置换出 OH^- ,生成水或相应的碱。若以 MeX^- 表示水中的电解质,则反应式为





当树脂上的交换离子 (H^{+} 或 OH^{-}) 全部被水中的离子 Me^{+} 置换后 (称为失效), 可用一定体积、一定浓度的酸或碱通过失效的树脂, 便可恢复树脂置换离子的能力, 反应式如下



这两种反应都是可逆反应, 这种可逆性是树脂能反复使用的一个重要性质。

(三) 离子交换树脂的用量

阴、阳离子交换树脂的用量, 根据制取纯水的方式而定。采用强酸性和强碱性的离子交换树脂混合床方式制取纯水时, 强酸性的离子交换树脂的交换量为 $4 \sim 4.5 \text{ mmol/g}$, 强碱性的离子交换树脂的交换量为 $2 \sim 2.8 \text{ mmol/g}$, 所以, 从离子交换树脂的交换量考虑, 阳树脂与阴树脂的使用量之比为 $1:2$ 。但根据水质或树脂的质量不同, 也可为 $1:2.5$ 。如果采用复床方式制取纯水时, 阴、阳离子树脂的用量之比一般为 $1:1$ 即可。

(四) 树脂处理方法

1. 阳离子的处理

处理失效的阳离子, 先用普通水从交换柱底部引入, 进行反冲洗, 待反冲洗水清澈

没有沉淀杂质、树脂表面发亮时, 即可放掉余水。然后, 将浓度为 $5\% \sim 14\%$ 的盐酸溶液加热到 $40 \sim 60^{\circ}\text{C}$, 从交换柱上部入水口注入进行再生 (静态 8h , 动态 3h)。再从交换柱上部注入纯水, 从底部将废酸液放净, 然后进行正冲洗。正洗时, 将出口水的 pH 值控制在 $4 \sim 5$ 范围内, Cl^{-} 含量与入口水的相似。正冲洗 $4 \sim 6\text{min}$ 左右, 直到用甲基橙指示剂试验时呈现棕色为止。

2. 阴离子的处理

处理失效的阴离子, 先用普通水从交换柱底部通入进行反洗, 待反洗水清澈、没有沉淀杂质、树脂表面发亮时, 放掉余水。然后将浓度为 $4\% \sim 9\%$ 的氢氧化钠溶液加热到 $30 \sim 40^{\circ}\text{C}$, 从交换柱上部注入进行再生 (静态 8h , 动态 3h)。再从交换柱上部注入纯水, 从底部将废氢氧化钠溶液放净, 然后进行正洗。正洗时, 将出口水的 pH 值控制在 $9 \sim 10$ 范围内, 其中的 Cl^{-} 含量不大于入口水的, 直到用酚酞指示剂试验时, 无色或呈现微粉色为止。然后将阴、阳离子交换柱串接起来, 再通入普通水正洗, 直到用酚酞指示剂试验时呈现中性为止。

3. 混合床阴、阳离子的处理

先将阴离子与阳离子分开, 按上述方法分别对阴、阳离子进行再生处理。合格后, 再将阳离子与阴离子混合装入混合柱中。

(五) 制取纯水的试验

用电导仪测量水的比电阻来鉴定水的质量。当制取纯水的比电阻达 $300\text{M}\Omega$ 以上时, 即可认为达到了铅酸蓄电池用水的质量标准。

四、电解液的选择与配制

铅酸蓄电池的电解液,用浓硫酸和纯水按一定比例配制。配制电解液用的硫酸,纯水及使用中的电解液应符合表 8-1-1 的技术要求。

表 8-1-1 铅配蓄电池电解液标准

指标名称	浓硫酸	新配制的电解液	蒸馏水(净化水)
外观	透明	透明	无色透明
色度测定	需标准醋酸盐铅溶液 2ml	溶液着色 0.6ml	-
20℃时的密度	1.83 ~ 1.833	制造厂规定	1.00(4℃)
硫酸含量(%)	> 92	制造厂规定	-
不挥发物含量(%)	< 0.05	-	-
锰含量(%)	< 0.0001	< 0.0001	-
铁含量(%)	< 0.012	< 0.004	< 0.0004
砷含量(%)	< 0.0001	< 0.0001	-
氯含量(%)	< 0.001	< 0.001	< 0.0008
氮的氧化物含量(%)	< 0.0001	< 0.0001	< 0.0001
有机物含量(%)	-	-	< 0.003
硫化氢组金属(除去铁铅)	需经试验	需经试验	-
高锰酸钾还原物	0.01N 的高锰酸钾溶液 3ml	0.01N 的高锰酸钾溶液 3ml	-

(一) 电解液的性质

1. 电解液的热量

浓硫酸是无色透明、粘稠、油状的液体。浓度为 95% ,在 15℃时相对密度约为 1.84 ,沸点为 328℃ ,它能任何比例溶于水。

深硫酸被水稀释时,放出大量的热,1mol 浓硫酸被水稀释时发出的热量列于表 8-1-2。用此表中的数值还可粗略地估算混合液的温升。

表 8-1-2 硫酸稀释时发生的热量

1mol 的硫酸中 混入水的 mol 数 (mol)	纯硫酸 质量分数	相对密度 (15℃)	稀释时发出的热量 (J/mol)	比热容 J(kg·K)
-	96.0	1.842	-	1.38×10^3
1	84.4	1.779	26.71×10^3	1.59×10^3
2	73.0	1.651	39.44×10^3	1.80×10^3
3	64.4	1.551	46.64×10^3	2.01×10^3
5	52.1	1.421	54.89×10^3	2.39×10^3
9	37.7	1.288	62.59×10^3	2.97×10^3
19	22.3	1.161	68.08×10^3	3.43×10^3
49	10.0	1.069	69.84×10^3	3.81×10^3
99	5.2	1.035	79.59×10^3	3.98×10^3
199	2.6	1.108	71.43×10^3	4.06×10^3
399	1.3	1.009	72.47×10^3	4.15×10^3

2. 电解液的收缩量

硫酸与水混合时,其总体积将收缩,其收缩量见表 8-1-3,收缩量与配制成的电解液的相对密度有关。从表 8-1-3 可知,在相对密度达到 1.600 以前,收缩量随相对密度的增大而逐渐增加。其后,则随相对密度的增大而逐渐地减小。

表 8-1-3 电解液的收缩量

电解液 相对密度	收缩量 (cm^3/kg)	混合体积收 缩百分数 (%)	电解液 相对密度	收缩量 (cm^3/kg)	混合体积收 缩百分数 (%)
1.000	0	0	1.395	57	8
1.097	25	2.75	1.495	60	9
1.206	42.9	5.15	1.594	62	9.9
1.245	46.9	5.75	1.694	60	10.2
1.295	51	6.6	1.793	48	8.64

3. 电解液的冰点

电解液的相对密度不同,冰点也不同。电解液在不同相对密度时的冰点见表 8-1-4。

由于电解液中有杂质,冰点将会略有变化。当电解液相对密度在 1.290 以下时,其冰点随相对密度的增加而降低,相对密度超过 1.290 时,其冰点随相对密度的增加而提高。

表 8-1-4 电解液的冰点

相对密度	冰点 ($^{\circ}\text{C}$)	相对密度	冰点 ($^{\circ}\text{C}$)	相对密度	冰点($^{\circ}\text{C}$)
1.000	0	1.295	-70	1.694	-14
1.043	-3.3	1.345	-49	1.743	+5
1.097	-7.7	1.395	-36	1.793	+5
1.146	-15	1.445	-29	1.835	-34
1.196	-27	1.495	-29		
1.245	-52	1.545	-38		

4. 电解液的电阻率

电解液的电阻率与其相对密度、温度有关。电解液的相对密度在 1.150~1.300 之间时,电阻率为最低。所以,一般将蓄电池电解液的相对密度限制在这个范围之内。在 15 $^{\circ}\text{C}$ 时各种相对密度下电解液的电阻率见表 8-1-5。

表 8-1-5 电解液的电阻率(15℃时)

电解液的相对密度	电阻率(Ω·cm)	温度系数 a	电解液的相对密度	电阻率(Ω·cm)	温度系数 a
1.050	3.46	0.0124	1.450	2.18	0.0202
1.100	1.90	0.0136	1.500	2.64	0.021
1.150	1.50	0.0146	1.550	3.30	0.023
1.200	1.36	0.0158	1.600	4.24	0.025
1.250	1.38	0.0168	1.650	5.58	0.027
1.300	1.46	0.0177	1.700	7.64	0.030
1.350	1.61	0.0186	1.750	9.78	0.036
1.400	1.85	0.0194	1.800	9.96	0.035

(二) 电解液相对密度的选择和测量

一般用相对密度表示电解液的浓度。铅酸蓄电池电解液的相对密度应根据蓄电池制造厂的规定要求来配制。

电解液的相对密度与温度有关,当温度升高时,电解液受热膨胀,相对密度降低。反之,温度降低时,相对密度升高。为了便于比较,一般以温度为15℃时的相对密度为标准,温度变化时,电解液的相对密度可按下式计算

$$\gamma_{15} = \gamma_t + \alpha(t - 15)$$

式中 γ_{15} ——换算到温度的15℃的相对密度;

γ_t ——温度为t℃时实测的相对密度;

α ——温度系数;

t——测试时的温度,℃。

当电解液的相对密度在1.200~1.300之间时,温度系数 α 采用0.0007;当相对密度不在上述范围内时,温度系数 α 应采用表8-1-6中的值。

表 8-1-6 电解液相对密度与温度系数及硫酸的百分比含量

相对密度 (15℃时)	相对密度 (25℃时)	温度系数 α	含纯硫酸量(%)	
			质量分数	体积分
1.000	1.000	—	0.0	0.0
1.010	1.009	0.00018	1.4	0.8
1.020	1.019	0.00022	2.9	1.6
1.030	1.029	0.00026	4.4	2.5
1.040	1.039	0.00029	5.9	3.3
1.050	1.049	0.00033	7.3	4.2
1.060	1.058	0.00036	8.7	5.0
1.070	1.068	0.00040	10.1	5.9

相对密度 (15℃时)	相对密度 (25℃时)	温度系数 α	含纯硫酸量(%)	
			质量分数	体积分数
1.080	1.078	0.00043	11.5	6.7
1.090	1.088	0.00046	12.9	7.6
1.100	1.097	0.00048	14.3	8.5
1.110	1.107	0.00051	15.7	9.5
1.120	1.117	0.00053	17.0	10.3
1.130	1.127	0.00055	18.3	11.2
1.140	1.137	0.00058	19.6	12.1
1.150	1.146	0.00060	20.9	13.0
1.160	1.156	0.00062	22.1	13.9
1.170	1.166	0.00063	23.4	14.9
1.180	1.176	0.00065	24.7	15.8
1.190	1.186	0.00066	25.9	16.7
1.200	1.196	0.00068	27.2	17.7
1.210	1.206	0.00069	28.4	18.7
1.220	1.216	0.00070	29.6	19.6
1.230	1.225	0.00071	30.8	20.6
1.240	1.235	0.00072	32.0	21.6
1.250	1.245	0.00072	33.2	22.6
1.260	1.255	0.00073	34.4	23.6
1.270	1.265	0.00073	35.6	24.6
1.280	1.275	0.00074	36.8	25.6
1.290	1.285	0.00074	38.0	26.6
1.300	1.295	0.00075	39.1	27.6
1.310	1.305	0.00075	40.3	28.7
1.320	1.315	0.00076	41.4	29.7
1.330	1.325	0.00076	42.5	30.7
1.340	1.335	0.00076	43.6	31.8
1.350	1.345	0.00077	44.7	32.8
1.360	1.355	0.00077	45.8	33.9
1.370	1.365	0.00078	46.9	34.9
1.380	1.375	0.00078	47.9	35.9
1.390	1.385	0.00079	49.0	37.0
1.400	1.395	0.00079	50.0	38.0

相对密度 (15℃时)	相对密度 (25℃时)	温度系数 α	含纯硫酸量(%)	
			质量分数	体积分数
1.410	1.405	0.00080	51.0	39.1
1.420	1.415	0.00080	52.0	40.1
1.430	1.425	0.00081	53.0	41.2
1.440	1.435	0.00081	54.0	42.2
1.450	1.445	0.00082	54.0	43.3
1.460	1.455	0.00083	55.9	44.4
1.470	1.465	0.00083	56.9	45.5
1.480	1.475	0.00084	57.8	46.5
1.490	1.485	0.00085	58.7	47.5
1.500	1.495	0.00085	59.7	48.7
1.510	1.505	0.00086	60.6	49.7
1.520	1.515	0.00087	61.5	50.8
1.530	1.525	0.00087	62.4	51.9
1.540	1.535	0.00088	63.3	53.0
1.550	1.545	0.00089	64.2	54.1
1.560	1.554	0.00089	65.1	55.2
1.570	1.564	0.00089	66.0	56.3
1.580	1.574	0.00091	66.8	57.4
1.590	1.584	0.00091	67.7	58.5
1.600	1.594	0.00092	68.6	59.7
1.610	1.604	0.00093	69.4	60.8
1.620	1.614	0.00093	70.3	61.9
1.630	1.624	0.00094	71.2	63.1
1.640	1.634	0.00095	72.0	64.2
1.650	1.644	0.00095	72.9	65.4
1.660	1.654	0.00096	73.7	66.5
1.670	1.664	0.00097	74.5	67.6
1.680	1.674	0.00098	75.4	68.8
1.690	1.684	0.00099	76.2	70.0
1.700	1.694	0.00100	77.1	71.2
1.710	1.704	0.00101	77.9	72.4
1.720	1.713	0.00102	78.8	73.6
1.730	1.723	0.00103	79.7	75.0

相对密度 (15℃时)	相对密度 (25℃时)	温度系数 α	含纯硫酸量(%)	
			质量分数	体积分数
1.740	1.733	0.00105	80.6	76.2
1.750	1.743	0.00107	81.5	77.6
1.760	1.753	0.00109	82.4	78.8
1.770	1.763	0.00110	83.4	80.2
1.780	1.773	0.00110	84.4	81.7
1.790	1.783	0.00111	85.6	83.3
1.800	1.793	0.00111	86.7	84.8
1.810	1.803	0.00109	88.1	86.7
1.820	1.813	0.00108	89.8	88.9
1.830	1.823	0.00106	91.8	91.4
1.840	1.834	0.00103	94.8	94.8

固定防酸隔爆铅酸蓄电池的电解液相对密度一般选定在 15℃ 时为 1.215 ± 0.005 。电解液相对密度过高,蓄电池内将发生自放电,同时,蓄电池的正负极板有效物质与硫酸化合生成硫酸铅,会显著降低电池的容量,还会加速隔离物的腐蚀和损坏,缩短蓄电池的寿命。电解液的相对密度过低时,也将降低蓄电池的寿命。

在运行中,必须定期测量蓄电解液的相对密度和温度。相对密度可用浮式相对密度计或吸式相对密度计进行测量。电解液的温度,可直接将玻璃水银温度计浸入电解液内进行测量。

防酸隔爆式铅酸蓄电池内固定装有温度计和相对密度计,但其精度一般较差,使用中必须同其它温度计、相对密度计进行校核。

(三) 电解液的配制

电解液可用相对密度为 1.835 ~ 1.840 的浓硫酸和纯水配制,根据表 8-1-6 中浓硫酸的含量值(百分值)和一定量纯水混合后,可以配制成具有任何相对密度的电解液。也可以在一定相对密度的电解液中加入硫酸或纯水,配制成具有不同相对密度的电解液。

配制一定相对密度、一定数量的电解液时,所需浓硫酸和纯水的数量,可按以下两种方法进行计算。

1. 重量计算法

浓硫酸和纯水重量按下式进行配比

$$m = m_1 \times m'_1$$

$$m_2 = m_1 - m$$

式中 m ——折合为浓度 100% 的硫酸重量, kg;

m_1 ——所需一定相对密度电解液的重量, kg;

m_2 ——纯水的重量, kg;

m'_1 ——所需一定相对密度电解液的含硫酸重量百分数, 其值可按给定的相对密度、温度从表 8-1-6 中查得。

上式中, 如硫酸不是 100% 的浓度, 则计算所用的浓硫酸重量数值应进行校正。按计算所配制的电解液, 其相对密度还需实测加以调整。

2. 交叉相减法

这种方法适用于一般计算, 也适用于用两种不同浓度电解液的混合配制。如需求得所需浓硫酸及稀硫酸(或水)的重量时, 可用下式计算

$$m_1 = m'_3 - m'_2$$

$$m_2 = m'_1 - m'_3$$

式中 m_1 ——配制 100kg 电解液所需浓硫酸的重量, kg;

m_2 ——配制 100kg 电解液所需稀硫酸(或水)的重量, kg;

m'_1 ——浓硫酸中含硫酸的重量百分数;

m'_2 ——稀硫酸中含硫酸的重量百分数;

m'_3 ——需配制的电解液中含硫酸的重量百分数。

配制电解液时应注意:

(1) 配制前, 先确定所配制的电解液的相对密度及所需电解液的总数量。

(2) 配制电解液用的容器必须是耐酸、耐高温的陶瓷缸、玻璃缸、塑料槽等, 使用前应洗刷干净。

(3) 工作人员必须戴护目眼镜, 耐酸手套、穿靴子及围裙。

(4) 准备好 5% 的苏打溶液, 以便临时急救的使用。如有电解液泼到皮肤或衣服上时, 应立即用 5% 苏打水擦洗, 再用清水冲洗。

(5) 配制电解液时, 先将一定重量或体积的纯水注入容器中, 在容器壁上挂上一支刻度为 0~100℃ 的温度计, 插入相对密度计。然后将浓硫酸以细流慢慢地注入水中, 并用玻璃棒不断地搅拦, 使其混合均匀, 散热迅速。配制过程中, 混合液的温度不得超过 80℃。如果温度超过 80℃ 时, 应暂停加硫酸, 待温度降低后再继续加硫酸, 使电解液达到所需的相对密度。

(6) 配制好的电解液, 应将相对密度调整到 1.215(温度为 15℃ 时)。若相对密度大于所需值时, 则补加纯水; 小于所需值时, 则补加硫酸。

(7) 当电解液温度冷却到 25℃ 以下时, 才能灌入电池槽内。

五、防酸隔爆式铅酸蓄电池的安装

安装前, 应准备好必需的工具、仪表和防护用品。所需用品见表 8-1-7。

表 8-1-7 安装蓄电池时所需用品

品 名	规 格	单 位	数 量	说 明
直流电压表	高内阻(3~0~3V)	只	1	
直流电压表	0~50~150~300V	只	1	
直流电压表	0.5级0~50~100A	只	1	
兆欧表	500V	只	1	
相对密度计	1.300	支	1	
温度计	0~100℃	支	1	
吸水器		支	1	
毛刷子		把	1	
圆锉刀	8英寸、细目	把	2	
平锉刀	8英寸、细目	把	2	
三角锉刀	8英寸、细目	把	2	
瓷缸或塑料槽		个	按需要	
玻璃棒或塑料棒	518×2000mm	支	1	配酸搅拌用
有嘴玻璃杯	2L装	只	2	注酸用
塑料漏斗		只	1	注酸用
吹风机或吸尘器		台	1	
放电电阻	1~10h放电率	套	1	
安全开关	250V100A	只	1	
水平仪		只	1	
弓形锯		把	1	
手捶		把	2	
手电筒		个	5	
防护眼镜		付	5	按5人计
耐酸衣		套	5	按5人计
耐酸手套		付	5	按5人计
耐酸靴		双	5	按5人计
口 罩		个	5	按5人计
苏打溶液	5%		适量	

(一) 绝缘子定位

1. 基本要求

每行中的电池槽,应安装在一条直线上,槽间的距离应相等。确定好电池槽四角的绝缘子位置,使放上蓄电池槽后,其重量能均匀地分布在四个角的绝缘子上,电池槽应平稳。

2. 施工方法

用布将绝缘子擦拭干净,按要求定好点,装上绝缘子,并在绝缘子上放置橡胶平垫或铅垫。

(二) 安放蓄电池槽

1. 基本要求

将蓄电池槽擦拭干净,封口剂应无开裂,紧固极柱的螺母。蓄电池的正极对好预先

标定有“+”号的引出线上,标出蓄电池的编号。

2. 施工方法

将蓄电池放在绝缘子上,用水平仪按其对角线找正水平,必要时可用铅垫进行调整,直到对角线水平合格为止。

(三)在蓄电池槽上划红线

在蓄电池槽外面上、下各划一条红色横线,上部红线用于监视电解液液面,下部红线用于监视蓄电池内沉淀物的堆积高度。

1. 基本要求

红线清楚,粗细均匀,长 20mm,宽 2mm,上部红线应高出负极板凹口 15~20mm,下部红线应低于极板底部 15~20mm。

2. 施工方法

将红色磁漆调合均匀,滴入制图用的鸭嘴笔内,用直尺测定好位置后,画出红线条。

(四)蓄电池槽的极性连接

1. 基本要求

连接处应牢固,接触要严密,接触电阻要小,正、负极板的位置要正确。

2. 施工方法

用锉刀将连接极柱柄上的氧化层刮干净,在铅螺丝和螺母上涂一层凡士林油,拧紧铅螺母后,再涂上一薄层凡士林油。

(五)测量绝缘电阻

1. 基本要求

电压为 110V 和 220V 的蓄电池组,引出线的绝缘电阻分别不应小于 $10M\Omega$ 和 $20M\Omega$ 。

2. 施工方法

用 500V 兆欧表分别测量蓄电池组引出线间及引出线对地的绝缘电阻。

(六)灌注电解液

1. 基本要求

灌注电解液必须在 2h 内完成。每个蓄电池槽所需的电解液要一次注满,使液面达到上部红线,不允许分多次注入。电解液灌注后需静置 4~6h,由于极板、隔离物的吸收及化学反应,电解液的液面和相对密度将有所降低,这时应再添加相同相对密度的电解液予以补充,使液面达到上部红线。

2. 施工方法

灌注电解液,使用有嘴的玻璃杯、塑料杯或铅壶等容器装电解液。将配制后相对密度为 1.215(温度为 15℃时)的电解液,在温度为 25℃以下时从注液孔注入蓄电槽内,直至液面达到上部红线或稍高一些为止。

灌注时,应注意不可让电解液洒在电池槽外或基础台架上。

电解液灌注后,蓄电池静置 4~6h,即可进行初充电。

六、初充电

新安装或大修后的蓄电池第一次充电,叫做初充电。初充电与运行中的充电完全不同。初充电过程是否正确和完善,将直接影响蓄电池的容量和寿命。

电解液注入蓄电池后,由于发生化学反应生成硫酸铅,电解液相对密度将由 1.215 降低到 1.160 左右。进行初充电时,随着充电的继续进行,硫酸铅又还原为二氧化铅,硫酸增加,电解液相对密度也随之升高,初充电末期,电解液相对密度将上升到 1.210~1.220 左右稳定下来。

初充电应严格按蓄电池制造厂的规定进行。如无制造厂的规定,可按以下程序进行。

采用不大于 10h 放电率电流进行充电,连续充 30~40h,间断 1~2h,然后再充电到剧烈冒气泡为止,再间断 1~2h,再充电到剧烈冒气泡。如此反复进行多次,直到在间断 1h 后,刚接通充电电源就立即发生剧烈冒气泡为止。全部初充电时间约需 60~80h。

(一)完成初充电的判断

当蓄电池达到以下条件时,即可认为初充电完成:

- (1)两极板冒出强烈气泡;
- (2)蓄电池的电压达到 2.7~2.8V,电解液相对密度达到 1.215,稳定 2h 以上保持不变;
- (3)正极板呈现棕褐色,负极板呈现纯灰色;
- (4)电解液呈现乳白色。

(二)初充电过程应注意的事项

- (1)在整个初充电过程中,电解液的温度应保持不超过 40℃,如温度达 40℃时,则应停止充电,待电解液温度降至 35℃以下时,再继续充电;
- (2)初充电开始后,在 20h 内不许中断;
- (3)初充电末期,应注意调整电解液的相对密度,使其为 1.215 ± 0.005 (温度为 15℃ 时)。

(三)初充电过程中的检查

初充电过程中,充电开始 15min 后,进行一次检查,以后每隔 1h 检查一次,并作好记录。检查的内容如下:

- (1)检查蓄电池室的通风应良好。
- (2)检查充电装置的温升不超过允许值。
- (3)检查充电电压和充电电流是否符合要求。不符合是求时,应及时调整,并作好记录。

(4)检查每一个蓄电池的电压、相对密度及温度,检查极板的是否有短路。并做好记录。

(5)检查各电池电解液液面,如有低于上部红线时,则应补加纯水。

(6)检查各电池极板颜色变化情况。

(7)检查各接线柱、接点有无因接触不良而发热烧红现象。

(四)初充电记录表

在初充电过程中,应将每次检查的结果记入表 8-1-8 和表 8-1-9 中。

表 8-1-8 初充电记录表(一)

时 间		充电电压 (V)	充电电流 (A)	充入容量 (Ah)	充入容量 累 计 (Ah)	记 事
起止时间	共 计					

表 8-1-9 初充电记录表(二)

时 间				电 池 编 号	电 压 (V)	相 对 密 度	温 度 (℃)	记 事
月	日	时	分					

七、放电容量试验

放电容量试验的目的是为了鉴定新安装或大修后的蓄电池组的实际容量。蓄电池充满电后,连续放电至终止电压为止,放电电流和放电时间的乘积叫做蓄电池的放电容量。

蓄电池在充电未完成之前,不允许进行放电容量试验。只有在充电完成之后,方可按规定的最大极限电流或其以下的任意电流值进行放电。

蓄电池的放电容量与放电电流的大小、电解液的相对密度及温度的高低等有关。在进行放电容量试验时,为了使试验结果正确,便于调整和监视,避免损坏蓄电池,一般都以 10h 放电率电流进行放电容量试验。放电到电压的最低值不得低于该放电率的终止电压。如放电使蓄电池电压低于终止电压时,对极板将有严重的损害。

蓄电池组的放电试验接线如图 8-1-5 所示。

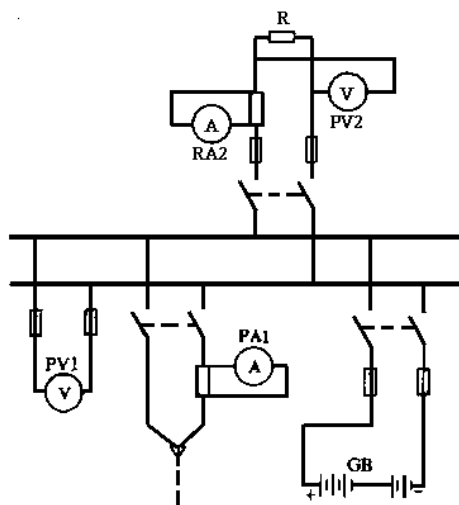


图 8-1-5 放电试验接线图

(一) 放电试验所用的工具和仪表

1. 放电用的可调电阻,其额定电流应大于放电电流的 1.2 倍,并能任意调节所需的电流值。
2. 最大量程为 100A 的直流电流表一只。
3. 最大量程为 300V 的直流电压表一只。
4. 刻度为 $-3 \sim 0 \sim +3\text{V}$ 直流电压表一只。
5. 双刀单掷闸刀开关一只,其额定电流和额定电压应大于试验电流和试验电压。
6. 刻度为 $0 \sim 100^{\circ}\text{C}$ 的温度计一支。
7. 刻度为 $1.000 \sim 1.400$ 相对密度计一支。
8. 导线 5m,额定电流应大于试验电流的 1.2 倍。

(二) 对放电电压的监视

放电试验时,要注意监视蓄电池的总电压和每一个电池的电压,不得低于终止电压。如多数单电池的电压还未达到终止电压,而个别电池的电压已低于终止电压值时,应立即停止放电。否则对那些电压低于终止电压的电池将造成严重的损害。因此,在放电过程中必须同时监视蓄电池组的总电压和每个电池的电压。

(三) 放电试验的步骤

1. 将蓄电池组充满电。
2. 调整每个电池的电解液相对密度至 $1.215 \sim 1.220$ 。
3. 电解液的温度在 $10 \sim 30^{\circ}\text{C}$ 之间。
4. 测量每个电池的电压、相对密度、温度及蓄电池组的总电压和室内温度,并做好记录。
5. 合上放电电阻开关,监视并调整放电电流值使之符合要求。

6. 每隔 1h 检查、测量蓄电池组的总电压、放电电流值及每一个电池的电压、相对密度的和温度,并做好记录。当放电接近终了时,因电压下降较快,应不断地进行检查和测量。

放电试验记录表格如表 8-1-10、表 8-1-11、表 8-1-12 所示。

表 8-1-10 放电试验记录表(一)

放电前				放电后			
室内温度			℃	室内温度			℃
总电压			V	总电压			V
电池编号	电 压	相对密度	温 度	电池编号	电 压	相对密度	温 度

表 8-1-11 放电试验记录表(二)

日 期	年 月 日 时 分	记 事	值 班 员
总电压		V	
室内温度		℃	
电池编号	电压	V	相对密度

表 8-1-12 放电试验记录表(三)

放电时间		总电压 (V)	放电 电流 (A)	放出 容量 (Ah)	领示电池温度 (℃)			平均 温度 (℃)	换算到 25℃时 的容量 (Ah)	值 班 员
起止 时间	总计									

表 8-1-12 中的领示电池可在蓄电池组中选择。一般选择温度较低、温度较高和温度正常的三种电池作为领示电池,并取其温度平均值。

(四)放电容量的确定

蓄电池的放电容量与放电电流的大小及电解液温度的高低有关。一般采用温度为 25℃时的放电容量为标准容量(即额定容量)。因此,在放电过程中,若电解液的温度和放电电流有变化,则计算容量时,应换算成温度为 25℃时的容量。

1. 放电电流固定不变、领示电池的平均温度不是 25℃时,可先求出温度为 t℃时的

容量,然后再换算成温度为 25℃ 时的容量。换算公式如下

$$Q_{25} = \frac{Q_t}{1 + 0.008(t - 25)}$$

式中 Q_{25} ——温度为 25℃ 时的容量, Ah;

Q_t ——温度为 t 时的容量, Ah;

t ——领示电池的实际平均温度, ℃。

2. 领示电池的平均温度为 25℃、放电电流变化时,放电容量等于各段放电电流值与该段放电时间乘积之和,即

$$Q_{25} = I_1 t_1 + I_2 t_2 + \dots + I_n t_n \quad \text{Ah}$$

式中 I_1 —— t_1 时间内的放电电流, A;

I_2 —— t_2 时间内的放电电流, A;

……

I_n —— t_n 时间内的放电电流, A。

3. 领示电池的平均温度不是 25℃、放电电流变化时,可先求出每一段时间段在 t ℃ 下的容量,然后分别将各段时间的容量换算成温度为 25℃ 时的容量,再求出温度为 25℃ 时总的放电容量。

蓄电池允许使用的最小容量,一般用额定容量的百分数来表示,即

$$Q_{\min} = \frac{Q_{25}}{Q_H} \times 100\%$$

式中 Q_{25} ——放电容量换算成温度为 25℃ 时的容量, Ah;

Q_H ——蓄电池额定容量, Ah。

新安装的蓄电池组允许使用的最小容量应不低于 95%。大修后的蓄电池允许使用的最小容量应不低于 80%。如果蓄电池组的放电容量不合格,应再进行正常充电和过充电。然后再做放电试验。如此反复几次,直到最后放电试验合格为止。放电试验合格后要立即进行正常充电和过充电,然后才可投入运行。

八、蓄电池安装或检修后的验收

安装好的蓄电池组,在投入运行前应根据设计、产品出厂资料以及安装、设整电解液相对密度和放电试验等各项记录,进行全面的检查和验收。

(一) 验收检查的主要项目

1. 蓄电池室内的布置,各项设施(包括门窗、地面、天花板、上下水道、通风系统、采肯装置、照明、母线支架等)的施工质量应符合设计要求。
2. 充电装置的安装质量,调整范围及容量应符合设计要求。
3. 蓄电池支架、基础台面、绝缘子的位置和固定状况应良好。蓄电池的极性连接应

正确,母线排列整齐,相色正确。

4. 蓄电池外表清洁,编号正确,隔离物齐全、完整,极板无弯曲、变形及严重剥落现象,电解液液面正常,容器密封良好。

5. 蓄电池组绝缘良好。

6. 相对密度计、温度计、电压表及专用工具齐全。

7. 蓄电池的各项参数,如相对密度、电压、充入容量、放电容量等均应符合要求。

(二)验收时,施工单位应移交的资料

1. 蓄电池室及充电装置的有关设计、施工图纸、计算书等资料。如电气接线、照明、采暖、通风系统等设计、计算、施工图样。

2. 制造厂的产品说明书及有关技术文件。

3. 酸、水化验合格证书。

4. 安装记录,充、放电记录及充、放电曲线等。

(三)验收时,施工单位应提交的备品

1. 刻度为 $-3\sim 0\sim +3\text{V}$ 的直流电压表一只。

2. 相对密度计二支,刻度为 $1.000\sim 2.000$ 。

3. 温度计二支,刻度为 $0\sim 100^{\circ}\text{C}$ 。

4. 灌注电解液用的有嘴玻璃杯或塑料杯(2升装)两个。

5. 试验酸、水用的硝酸根和试管。

6. 蓄电池的备品备件。

7. 防护用品。如护目眼镜、口罩、耐酸衣、手套、靴等。苏打或无水碳酸钠等。

(四)检修后蓄电池的验收

蓄电池检修后的验收,应根据检修前存在的缺陷,检修项目及检修记录进行检查。检查验收时,重点在检查全部缺陷消除的情况,并检查检修后的蓄电池各项参数是否合格。对部分更换的蓄电池,应参照新安装蓄电池的验收项目进行检查验收。

第三节 碱性蓄电池的安装

一、碱性蓄电池的电解液及其性质

碱性蓄电池的电解液有氢氧化钾水溶液和氢氧化钠水溶液两种。通常还在电解液中加入适量的氢氧化锂。

氢氧化钾和氢氧化钠都是白色固体,易溶于水。其水溶液呈强碱性,能烧伤皮肤及

其它有机物。

氢氧化钾和氢氧化钠的固体或水溶液都能吸收二氧化碳而发生变质。所以碱性蓄电池的容器应密封良好,不允许二氧化碳进入蓄电池内。

(一) 相对密度与电阻率

电解液的电阻率随着电解液的相对密度而变化。电阻率与相对密度的关系见表 8-1-13。

表 8-1-13 氢氧化钾水溶液与氢氧化钠水溶液的电阻率

相对密度(18℃)	电 阻 率($\Omega \cdot \text{cm}$)	
	氢氧化钾水溶液	氢氧化钠水溶液
1.050	5.40	5.41
1.100	3.20	3.39
1.150	2.34	2.89
1.200	1.95	2.93
1.250	1.84	3.35
1.300	1.86	4.15
1.350	1.98	5.42
1.400	2.21	7.02
1.450	2.51	8.95

氢氧化钾水溶液在相对密度较低时,其电阻率较高。当相对密度增加时,电阻率随之减小。但相对密度增加至一定值后,如果相对密度继续增加,电阻率反而随之增大。从表 8-1-13 可见,氢氧化钾水溶液在相对密度为 1.250(18℃)时,电阻率最小,而氢氧化钠水溶液则在相对密度为 1.150(18℃)时,电阻率最小。

电解液的相对密度过低,其电阻率太高;相对密度过高时,电阻率也高,而且在较高的温度时对铁电极不适应。因此,实使用的氢氧化钾水溶液的相对密度一般在 1.160 ~ 1.300 之间。氢氧化钾水溶液的浓度又随温度的变化而变化。温度每升高 1℃,相对密度将减小 0.00025。因此,在常温下,通常使用相对密度为 1.190 ~ 1.210 的氢氧化钾水溶液。温度在 -10℃ 以下时,为了得到良好的电气特性,相对密度应在 1.270 ~ 1.300 之间。此时电阻率偏大,但对延长蓄电池的寿命的是有利的。

(二) 溶液的浓度和百分数含量

溶液的浓度和百分数含量是指没有加入氢氧化锂的纯氢氧化钾或氢氧化钠水溶液的浓度。在一定相对密度 1kg 水溶液中的体积质量列于表 8-1-14(氢氧化钠水溶液)和表 8-1-15(氢氧化钾水溶液)中。

表 8-1-14 15℃时各种相对密度的水溶液中氢氧化钠体积质量

溶液相对密度	氢氧化钠体积质量(g/L)	溶液相对密度	氢氧化钠体积质量(g/L)
1.152	155.5	1.320	380.6
1.161	165.3	1.332	399.6
1.170	176.2	1.345	419.6
1.180	188.8	1.358	442.7
1.190	201.2	1.370	462.1
1.200	213.7	1.384	485.9
1.210	226.4	1.397	507.9
1.220	239.7	1.411	532.7
1.230	253.6	1.425	558.0
1.241	267.4	1.439	598.3
1.252	281.7	1.453	610.6
1.263	296.8	1.468	639.8
1.274	311.9	1.483	669.7
1.285	327.7	1.493	700.0
1.297	344.7	1.514	732.9
1.308	361.7	1.530	766.5

表 8-1-15 15℃时各种相对密度的水溶液中氢氧化钾体积质量

溶液相对密度	氢氧化钾体积质量(g/L)	溶液相对密度	氢氧化钾体积质量(g/L)
1.152	203	1.357	487
1.162	216	1.370	506
1.171	228	1.383	522
1.180	242	1.397	543
1.190	255	1.410	563
1.200	269	1.424	582
1.210	282	1.438	605
1.220	295	1.453	631
1.231	309	1.468	655
1.241	324	1.483	679
1.252	338	1.498	706
1.263	353	1.514	731
1.274	368	1.530	756
1.285	385	1.546	779
1.297	398	1.563	811
1.303	416	1.580	840
1.320	432	1.59	870
1.332	449	1.615	902
1.345	469	1.634	940

(三) 电解液的冰点

由于碱性蓄电池的内电阻较大,在充电和放电过程中,电解液产生较大的热量,可使

其温度将比周围环境温度高 10 ~ 20℃。因此,碱性蓄电池除在环境温度特别低的情况下运行外,一般不致发生冻结现象。

(四)杂质的影响

电解液中的杂质主要是酸盐。当空气或水中的二氧化碳进入电解液后,将会与氢氧化钾或氢氧化钠起化学反应,产生碳酸钾或碳酸钠。其化学反应式为



因此,进入杂质将会使电解液的电阻增大和浓度下降,从而降低蓄电池的容量。蓄电池的容量将随着碳酸钾或碳酸钠浓度的增加而减小。当碳酸钾含量达 90g/L 以上时,蓄电池的容量将会显著降低。

二氧化碳还会在负极板有效物质 CdO 颗粒表面上形成不良导体碳酸镉,使负极板容量减少。在这种情况下,只有在更换电解液后,将碳酸镉分解成 CdO,蓄电池的容量才能恢复。

如电解液中加入有氢氧化锂,二氧化碳还会与氢氧化锂发生反应生成碳酸锂沉淀物,降低了氢氧化锂的作用,其化学反应式为



为了防止二氧化碳进入电解液内,除蓄电池的注液孔必须关闭严密外,可在电解液表面加入适量的液体石蜡,可避免或减少电解液与空气的接触。

由于水和氢氧化钾的纯度不够,在电解液中常有铅、锡、铝、铜等活性金属杂质沉淀在负极板上,会引起蓄电池的自放电,使极板的容量减少。

配制电解液所用的氢氧化钾,杂质的允许含量见表 8-1-16

表 8-1-16 氢氧化钾内含杂质的允许值

杂质名称	允许的含量(%)	杂质名称	允许的含量(%)
氯	< 0.005	钙	< 0.012
硫酸盐	< 0.005	碳酸钾	< 3.00
胶质硫酸和氨类沉淀物	< 0.050	氢氧化钠	< 5.00
铁	< 0.002	杂质	< 0.03

(五)氢氧化锂的应用

在碱性蓄电池的电解液中加入适量的氢氧化锂,可增加蓄电池的容量,并能延长蓄电池的寿命,提高蓄电池的效率。表 8-1-17 列出了在 21% 氢氧化钾水溶液中加入氢氧化锂后,蓄电池的容量增加及效率提高的情况。

表 8-1-17 氢氧化锂对容量的影响

氢氧化锂(g/L)	电阻率的增加量(%)	容量的增加量(%)	效率(%)
10	7.1	5.1	58.3
20	11.4	7.3	59.3
30	15.4	9.3	60.6
40	18.5	10.5	61.25
50	21.0	12.0	62

从表 8-1-17 中可见,在电解液中加入氢氧化锂后,蓄电池的容量可增加 12% 左右。但电解液的电阻也随着氢氧化锂含量的增加而增大。因此,在电解液中加入氢氧化锂不宜过多,一般加入 20~40g/L 为宜。

(六) 电解液相对密度的选择

碱性蓄电池电解液的相对密度选择是否合理,对蓄电池的工作有很大影响。相对密度过低时,蓄电池的内电阻增大,影响蓄电池的特性;相对密度过高时,将增加负极板有效物质铁的溶解度,特别是在高温时,影响更为显著。

为了保证蓄电池的额定容量和延长蓄电池的使用寿命,应根据气温的不同,选用不同的电解液和不同的相对密度。

温度以 -20~-40℃ 时,采用相对密度为 1.270 的氢氧化钾溶液。

温度在 -15~-20℃ 时,采用相对密度为 1.250 的氢氧化钾溶液。

温度在 -15~+35℃ 时,采用相对密度为 1.190~1.210 的氢氧化钾溶液,添加含量为 20 ± 1 g/L 氢氧化锂配制成的混合液。

温度在 40℃ 以上时,采用相对密度为 1.170~1.190 的氢氧化钠溶液,添加含量为 10~15g/L 氢氧化锂配制成的混合液。这种混合电解液能保证蓄电池在温度为 60℃ 时长期运行。

若不添加氢氧化锂,温度在 -15~+15℃ 时,应采用相对密度为 1.190~1.210 的氢氧化钾溶液。温度在 10~35℃ 时,采用相对密度为 1.170~1.190 的氢氧化钠溶液。

综上所述,应根据气温的变化情况选择电解液,一般在夏季使用氢氧化钠溶液,在冬季使用氢氧化钾溶液。如果蓄电池在较高的温度下工作,而注入冬季用的电解液,则将缩短蓄电池的寿命,如在冬季注入了夏季用的电解液,则会减少蓄电池的容量。

(七) 电解液的配制

配制氢氧化钾或氢氧化钠水溶液,可用干净的钢、生铁、陶瓷或珐琅等容器进行。不得使用镀锌、锡、铝、铜或铅的容器。因为这些金属会被碱溶解。严禁使用曾用来配制过酸性电解液的容器。因为,即使容器内存极少一点酸也会使碱性电解注变质。

溶解固体碱或稀释碱性溶液时,也放出一定的热量。但与硫酸相比较,放出的热量不得多,因此温升不高,危险性不大。

由于碱性电解液对人体和衣物、物别是毛织品,有强烈的腐蚀性。因此,在配制电解液时,工作人员必须戴护目眼镜,穿工作服,带上橡胶围裙和橡胶手套。如电解液溅到皮肤或衣物上时,就立即用 3% 的硼酸水和清水冲洗。

配制一定相对密度的电解液时,固体氢氧化钾或氢氧化钠与纯水的大约重量比见表 8-1-18。

表 8-1-18 固体氢氧化钾和氢氧化钠与纯水的重量比

配制的电解液相对密度	重 量 比		
	氢氧化钾	氢氧化钠	纯 水
1.170 ~ 1.190	1	1	5
1.190 ~ 1.210	1		3
1.270 ~ 1.300	1		2

配制所需要任意相对密度的电解液或稀释浓度较高的氢氧化钾或氢氧化钠溶所需加的纯水量可按下式计算

$$b = 1000 \left(\frac{d_1}{d_2} \gamma_2 - \gamma_1 \right)$$

式中 b ——每升浓氢氧化钾或氢氧化钠溶液中需加的纯水容积, mL;

d_1 ——每升浓溶液中含有的氢氧化钾或氢氧化钠, g/L;

d_2 ——所需电解液每升中含有的氢氧化钾或氢氧化钠, g/L;

γ_1 ——浓溶液的相对密度;

γ_2 ——所需电解液的相对密度。

d_1 、 d_2 和 $1\gamma_2$ 可从表 8-1-14 和表 8-1-15 中查得, γ_1 是测定的。

【例】有相对密度为 1.530 的氢氧化钾溶液,要求配制相对密度为 1.200 和氢氧化钾含量为 269g/L 的电解液,求每升原来氢氧化钾溶液中需加入多少毫升的纯水。

解:从表 8-1-15 中查得相对密度为 1.530 的氢氧化钾的含量(d_1)为 756g/L,则

$$b = 1000 \left(\frac{756}{269} \times 1.200 - 1.530 \right) = 1840 \text{ (mL)}$$

即为配制所需要相对密度 1.200 所氢氧化钾电解液,每升原来浓溶液中,应加 1840mL 纯水。

欲配制相对密度为 1.180 ~ 1.240 的氢氧化钾电解液,每升浓溶液所需加纯水量的 mL 数也可直接从表 8-1-19 中查得。

表 8-1-19 稀释浓氢氧化钾溶液所需加纯水量(mL)

原 来 溶 液		所 需 配 制 的 电 解 液						
氢氧化钾含量 (g/L)	相对 密度	1.180	1.190	1.200	1.210	1.220	1.230	1.240

原 来 溶 液		所需配制的电解液						
543	1.397	1250	1138	1027	931	638	545	415
563	1.410	1335	1218	1102	1006	748	604	467
582	1.424	1415	1292	1173	1073	806	659	520
605	1.438	1512	1385	1261	1147	880	726	584
631	1.453	1622	1495	1361	1152	963	802	654
655	1.468	1725	1587	1453	1341	1040	874	719
679	1.83	1829	1685	1546	1430	1118	946	786
706	1.498	1944	1796	1650	1520	1205	1026	860
731	1.514	2050	1897	1748	1622	1286	1100	929
756	1.530	2156	1997	1842	1713	1365	1174	996
779	1.546	2252	2038	1929	1795	1437	1240	1055
811	1.563	2391	2200	2055	1916	1543	1337	1147
840	1.580	2512	2334	2164	2020	1634	1420	1223
870	1.597	2645	2463	2284	2135	1735	1515	1310
902	1.615	2783	2593	2410	2255	1843	1610	1400
940	1.643	2950	2752	2565	2399	1965	1731	1505

(八)电解液相对密度的温度换算

在测量电解液的相对密度时,如果电解液的温度不是标准温度,可按表 8-1-20 进行换算。

表 8-1-20 不同温度下的相对密度换算

氢氧化钠电解液温度与标准温度 之间的温度差在 15~25℃内		氢氧化钾电解液温度与标准温度 之间的温度差在 10~20℃内	
20℃时相对 密度	每变化 1℃ 的修正值	15℃时相 对密度	每变化 1℃的 修正值
1.050	0.0003	1.050	0.0003
1.100	0.0004	1.100	0.0004
1.150	0.0005	1.150	0.0005
1.3000	0.0006	1.300	0.0006
1.400~1.520	0.0007	1.400~1.520	0.0007

(九)电解液的再生

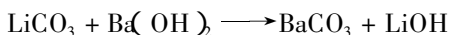
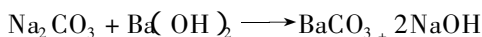
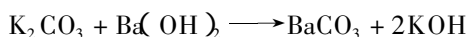
电解液的再生就是用化学方法除去旧电解液中所含的二氧化碳。

使用长久的电解液中常含有大量的二氧化碳。二氧化碳被氢氧化钾或氢氧化钠吸收后,生成碳酸钾或碳酸钠、碳酸锂等碳酸盐。这些杂质会使电解液失效。用化学方法将电解液中的碳酸盐除去,电解液仍能恢复原来的性能,以便继续使用。

一般是在旧的电解液中加入适量的氢氧化钡,氢氧化钡,与碳酸盐发生化学反应后

生成白色不溶于水的碳酸钡,还原出氢氧化钾或氢氧化钠及氢氧化锂。然后再将溶液中的碳酸钡除去,电解液即可再生。

化学反应式如下:



将氢氧化钡溶解于温度为 70~80℃ 的热水中,并用木棍不断地猛烈搅拌,然后将热的氢氧化钡溶液加入到被再生的电解液中,仔细地搅拌后,静止一段时间,碳酸钡便会沉淀。然后用石英过滤器或清洁过滤器除去碳酸钡。

在被再生的电解液中,碳酸钾或碳酸钠不得超过 7g/L。再生后再将其配制所需相对密度的电解液。

混合电解液每次再生后,溶液中的氢氧化锂含量将会减小。因此经过 3~5 次再生后,必须添加氢氧化锂。

(十) 电解液的储藏

储存固体的氢氧化钾或氢氧化钠或其溶液时,应将容器封闭严密,并将容器口用蜡密封。每次打开储藏用的容器后,必须立即用橡皮塞塞好,并蜡封,以防二氧化碳侵入。

盛碱液的容器,冬天可以存放在不取暖的室内,但容器的底部会有固体碱沉淀。使用时,应先将容器渐渐加热,使沉淀的固体碱溶解。同时,必须摇动使溶液浓度均匀,方可使用。

二、碱性蓄电池的安装

(一) 碱性蓄电池室的布置

碱性蓄电池室与酸性蓄电池室的要求基本相同。但无耐酸要求,室内的墙壁、天花板及地面等不需涂耐酸漆,只须涂一般油漆即可。

碱性蓄电池与酸性蓄电池不可安装在同一室内。

对于小容量的碱性蓄电池,可安装在直流屏内,并可和其他屏布置在一起。因为它的体积小,逸出的有害气体极少,对人体及其他电气设备影响不大。

对于容量较大的碱性蓄电池,宜布置在蓄电池室内。蓄电池室应考虑防碱、防火和防爆要求,应设通风设备。对于特别寒冷地区要考虑采暖设施。可不设调液室,但应考虑初充电时能在走廊或其他附近放置大调液缸的位置。

碱性蓄电池可采用双层或多层布置,但要考虑便于巡视及检修。单层布置时,支架可用瓷砖台面。采用双层或多层布置时,可用油漆钢支架,加设绝缘垫块,上下两层之间以塑粒板隔开。

(二)安装

蓄电池出厂时,已装配完整。在安装时应进行以下检查:

- (1)将电池槽表面擦净,检查有无损坏、裂缝或变形。
- (2)检查正、负极板有无松动,橡皮垫应完整,注液孔上的自动阀完好,孔道应畅通。
- (3)在金属部分重新涂上中性凡士林油。

(三)初充电

新安装的蓄电池,应按制造厂的规定进行初充电。如无制造厂的资料时,可按以下方法进行。

将新蓄电池清扫干净后,注入已配制合格的电解液,并在每只电池中加入少许液体石蜡,以防二氧化碳进入电解液内。蓄电池静置 2h 后,测量第只电池的电压。如无电压,可再静置 10h,如仍无电压,则可认定该电池已失效,应更换。

电池产生电压后,由于电解液逐渐渗入极板的细孔中,液面将下降。检查每只电池的液面高度,应高出极板 10~15mm,否则应补充电解液。然后进行初充电。

1. 镉镍蓄电池的初充电

先用正常充电率电流充电 6h,再将充电电流减半继续充电 6h。然后用 8h 放电率电流放电 4h 后,再进行充电。这样充电和放电循环进行三次即可。

2. 铁镍蓄电池初充电

先用正常充电率电流充电 12h,再用 8h 放电率电流放电 4h。如电池电压仍在 1.0V 以下,可用 12h 充电率电流再充电一次,电池电压合格后便可开始使用。如电池电压仍低于 1.0V,可再进行一次充放电循环,直至电压合格后,才能使用。

第二章 蓄电池的试验

直流系统的绝缘监察装置,用以在运行中监视和测量直流系统的绝缘情况。

第一节 绝缘监察测量

典型的绝缘监察装置如图 8-2-1 所示。电路由信号部分和测量部分组成。两部分电路都是根据直流电桥原理构成的。

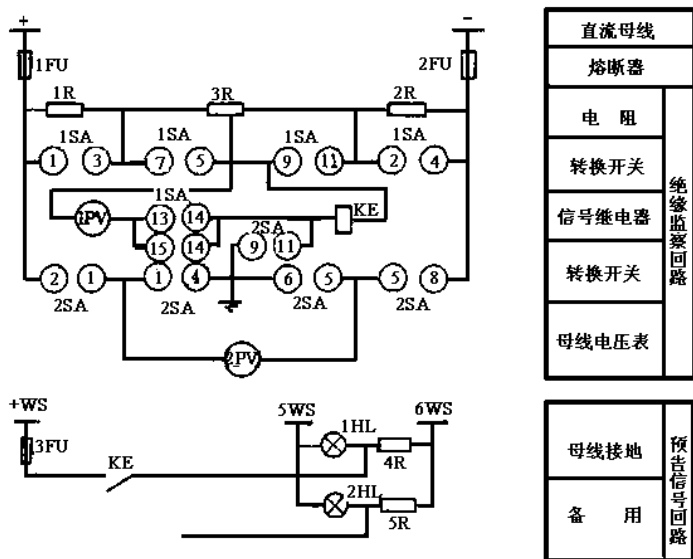


图 8-2-1 直流绝缘监视装置电路图

一、电压的监视和测量

母线电压表转换开关 2SA 有“母线”、“负对地”及“正对地”三个位置。通过 2SA 的转换，母线电压表 2PV 可测量母线、正极对地及负极对地三个电压。正常支行时 2SA 在“母线”位置，其触点①-②、⑤-⑧、⑨-⑪闭合，电压表 2PV 接于正负极母线上，用于监视直流母线电压。将 2SA 手柄逆时针方向旋转 45°时为“负对地”位置，此时 2SA 的触点①-④、⑤-⑧闭合，电压表 2PV 接于负极母线与地之间，可测量负极对地电压。2SA 手柄顺时针方向旋转 45°时为“正对地”位置，触点①-②、⑤-⑥闭合，可测量正极母线对地电压。当正极对地和负极对地绝缘良好时，由于电压表与地之间没有构成回路，因此，正极对地和负极对地电压均指示为零。如负极发生接地，则负极对地电压等于零，而正极对地电压相当于正极与负极之间的电压，即等于母线电压。反之，当正极接地时，则正极对地电压为零，负极对地电压等于母线电压。因此，当直流系统发生接地时，可用电压表 2PV 判断接地极。

二、绝缘电阻的测量

绝缘电阻测量转换开关 1SA 有“信号”、“测量 I”和“测量 II”三个位置。正常时，1SA 置于“信号”位置，其触点⑤-⑦、⑨-⑪闭合，将 3R 短接。此时，由电阻 1R、2R、及信号继电器 KE 构成绝缘监视的信号部分。其中 $1R = 2R$ （一般取 $1\ 000\ \Omega$ ）。正常时 2SA 触点⑨-⑪闭合，正极对地绝缘电阻 R_+ 和负极对地绝缘电阻 R_- 与 1R 和 2R 构成直流电桥。接地信号继电器 KE 接于电桥的对角线上，相当于直流电桥中的检流计。如图 8-2-2(a)所示。如果直流系统绝缘良好， $R_+ = R_-$ ，电桥处于平衡状态，KE 中无电流通过。当某极绝缘电阻降低时，电桥失去平衡，FE 的线圈就有电流流过，当绝缘电阻降低到 $15 \sim 20\ \text{k}\Omega$ 时，KE 动作，触点闭合发出预告信号。

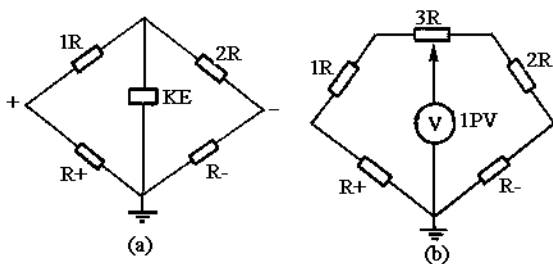


图 8-2-2 直流绝缘监察装置原理图

(a)信号部分原理图 (b)测量部分原理图

三、绝缘电阻的测量

当因绝缘电阻降低，信号部分发出信号后，可利用转换开关 1SA 及具有欧姆和电压

双刻度的电压表 1PV 测量和计算各极的对地绝缘电阻值。

首先用 2SA 及 2PV 测量各极对地电压,判断是哪一极绝缘电阻降低。

如为正极绝缘降低,可先将 1SA 转至“测量 I”位置,1SA 的触点①-③、⑬-⑭闭合,构成如图 8-2-2(b)所示的电桥电路。此时,1R 被短接,电桥不平衡。调节电位器 3R (3R = 1R = 2R),使电桥平衡。读下电位器 3R 指示的电阻百分数 x。然后再将 1SA 转至“测量 II”位置,1SA 触点②-④、⑭-⑮闭合,2R 被短接。读下 1PV 指示的欧姆指示数 R_Σ。用以下公式算出正极对地绝缘电阻 R₊ 和负极对地绝缘电阻 R₋。

$$R_{+} = \frac{2R_{\Sigma}}{2-x}$$

$$R_{-} = \frac{2R_{\Sigma}}{x}$$

如为负极对地绝缘电阻降低时,则应先将 1SA 转到“测量 II”位置,调 3R 使电桥平衡,再将 1SA 转到“测量 I”位置,读得 3R 指示的百分数 x 和 1PV 指示的欧姆数 R_Σ,再用以下公式计算:

$$R_{+} = \frac{2R_{\Sigma}}{1-x}$$

$$R_{-} = \frac{2R_{\Sigma}}{1+x}$$

这种绝缘监察装置中,由于有一个人为的接地点,当直流网络中其它任何地方发生一点接地时,将形成电流通路,如图 8-2-3 所示。为了防止此电流引起其它继电器误动作,要求 KE 的线圈具有足够大的电阻值。对于 220V 直流系统,KE 线圈电阻一般选用 30kΩ,其起动电流为 1.4mA。因此,为了安全,其它继电器的起动电流都应选择大于 1.4mA。

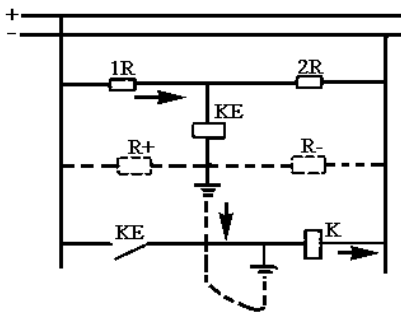
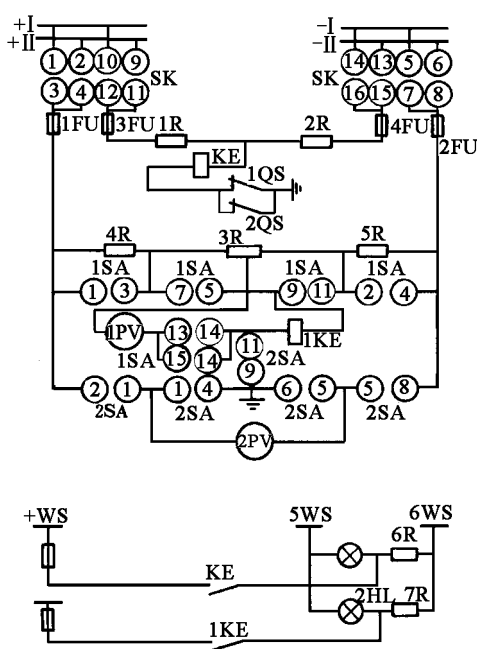


图 8-2-3 直流网络发生一点接地时,通过绝缘监察装置形成的电流通路

这种装置的缺点是当两极绝缘电阻同时降低时,不能发出信号。

四、两组母线共用一套绝缘监察装置

两组母线共用一套绝缘监察装置的电路如图 8-2-4 所示。



直流主母线	
母线转换开关	
熔断器	
电阻	第一组
信号继电器	
开关辅助触头	
电位器及电阻	第二组
绝缘监察转换开关	
信号继电器及电压表	
母线电压表转换开关	
母线电压表	

信号小母线	信号回路
I 组母线接地	
II 组母线接地	

图 8-2-4 二组母线共用的绝缘监察装置电路图

两组母线均设有各自的信号部分,而测量部分则两组母线共用一套。信号部分和测量部分的工作原理与上述相同。

第一组母线只有信号部分,由电阻 1R、2R 及接地信号继电器 KE 构成。信号继电器 KE 经两组蓄电池出口回路刀闸的常闭辅触点 1QS 和 2QS 相并联后接地。因此,当两组母线并列运行时,则将第一组母线的绝缘监察装置退出运行。因此,在两组母线并列运行的情况下,只需有一套绝缘监察装置就可满足要求。如两套装置同时投入运行,一方面会影响装置的灵敏度,同时也将降低直流网络工作的可靠性。

第二组母线的绝缘监察装置由测量部分和信号部分构成。其工作原理与图 8-2-1 电路的基本相同,这里不再重复。

SA 为母线转换开关,用于选择被测量的母线。SA 有“测量 I”和“测量 II”两个位置。位于“测量 I”时,单号触点闭合,可测量第 I 组母线。位于“测量 II”时,双号触点闭合,可测量第 II 组母线。

信号继电器 KE 和 1KE 的参数应满足以下要求:

(1)系统中任一极对地绝缘电阻小于系统中最灵敏的中间继电器内阻(对 220V 系统为 20kΩ,110V 系统为 6kΩ,48V 系统为 1.5kΩ)时,信号继电器应能可靠动作,而中间继电器不动作。

(2)信号继电器的内阻应保证系统中最灵敏的中间继电器一端接地时,能可靠动作,而中间继电器不动作。

第二节 直流绝缘监察装置

ZJJ-1 型直流绝缘监察装置的原理图如图 8-2-5 所示。由直流电压检测输入回路,电平选择器,放大器,电源及出口回路等组成。逻辑电路由 CMOS 集成电路构成。有 220V、110V 和 48V 三种电压。

ZJJ-1 型装置具有以下功能。

一、电压测量

电压表 PV 接于直流系统的正负极母线之间,在正常运行时用于检测直流母线电压。

二、电压监视

当直流母线电压高于或低于直流母线电压的允许变化范围时,则过电压继电器 K2 或欠电压继电器 K1 动作,其触点闭合启动时间元件,经延时后,继电器 K4 动作,发出“电压异常”的报警信号。同时使装于面板上的过电压或欠电压试验按钮顶部的指示灯亮,以示直流母线电压过高或过低。

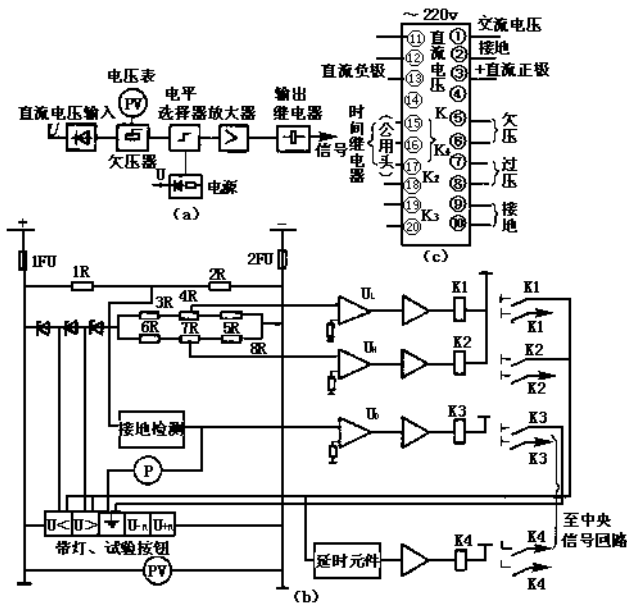


图 8-2-5 ZJJ 型直流绝缘监察装置原理图

(a)方框图 (b)原理接线图 (c)端子接线

三、接地及绝缘监察

当直流系统绝缘电阻降低或接地时,接地继电器 K3 动作,其触点闭合发出“直流系统接地”报警信号。同时接地试验按钮顶部的指示灯亮。此时,按下“正极绝缘降低”或“负极绝缘降低”按钮,可检查是正极接地,还是负极接地,或是绝缘电阻降低。同时,还可从欧姆表上读出相应的绝缘电阻值。

四、装置的内部检查

正常运行时,可利用装设在面板上的“过电压”、“欠电压”、“接地”及“正极绝缘降低”和“负极绝缘降低”五个琴键按钮,检查装置内部各功能工作是否正常。分别按下这些按钮时,应有相应的信号发出及相应的指示灯亮。按下“正极绝缘降低”和“负极绝缘降低”按钮时,可检查直流系统的绝缘情况。

第三章 蓄电池的检修

一、极板大块活性物质脱落

(一)活性物质过量脱落的特征

1. 蓄电池容器底部在短时间内集积大量褐色沉淀；
2. 蓄电池容器底部活性物质成块状；
3. 蓄电池容器底部活性物质是粒糊状的。

(二)大块活性物质脱落原因

极板受腐蚀及正常运行情况下由于电流和温度的作用,正极板的新二氧化铅粉末层在生成,旧的二氧化铅会脱粉,这是正常的。但使用不当,负极板上活性物质会大片地脱落。脱落的原因为大电流充、放电时,特别是大电流消除极板硫化;浓硫酸和蒸馏水不纯;电解除液温度过高;极板制造时,涂膏材料配制和工艺要求不严格所致,特别是活性物质与极板栅架贴放不紧。

(三)防止极板活性物质脱落的措施

要严格按厂家或蓄电池运行规程控制充放电电流值;要使用合格的浓硫酸和蒸馏水;要用温度合适的蒸馏水和稀硫酸做添加液;在试验时防止过充电或者大电流放电。

二、正负极短路

(一)短路的特征

蓄电池充电状态下,电解液的密度不能上升到规定的数值,冒气泡少且气泡发生较晚,电解液温度上升比较快;浮充电状态下,短路的电池、电压较为低,电解液密度也较为低;在放电状态下,电压下降明显且很快到零,有时可听到噼啪的放电声。

(二)产生短路的原因

1. 活性物质的脱落及正极析出杂物冲浮在正负极板上端之间短路,或者极板与铅皮之间短路;

2. 蓄电池使用长久,活性物质及其他物质沉淀堆积过高致使正负极板下边缘短路;
3. 正极板弯曲和隔离板破损都可能造成正负极短路,如图 8-3-1 所示。

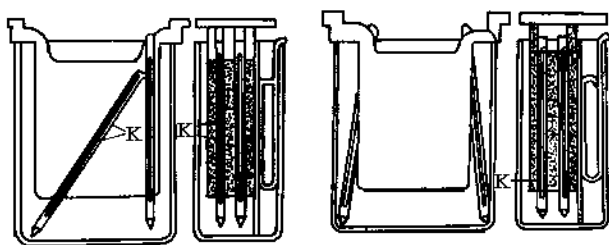


图 8-3-1 极板弯曲和隔离板破损造成短路

(三)正负极板短路的处理

如果蓄电池的容器是透明的,可用反光镜寻找短路。如果蓄电池容器是铅衬木槽,有可能是活性物质的脱落及其他物质掉在极板和铅皮之间造成短路,可测量极板与铅皮之间的电压,如接近于零(正常正极—铅皮之间电压为 1.3V,负极—铅皮之间电压为 0.7V),说明短路应消除。如果活性物质脱落卡在极板侧面造成短路时,就要更换隔板;如果极板弯曲或隔离板破损引起短路,可将极板抽出压平或更换隔离板。

三、电解液问题

(一)电解液密度低

蓄电池在充电和放电时,如发现电压比正常时低,主要原因是电解液密度低于 1.20 (15℃)。应首先查明电解液密度低的原因(是否极板硫化或者内部短路),并予以消除,然后按制造厂的要求补加不同密度(通常为 1.18~1.40)的硫酸溶液。注入的稀硫酸溶液的温度为 15~30℃,静置一段时间后,根据补充量进行再充电,直至剧烈冒气时为止;间断 1~2h 后再充电,到剧烈冒气时为止。如此重复两三次,电解液密度即可达到 1.20~1.21(15℃)规定值。

(二)电解液密度高

首先查明电解液密度升高的原因,如果因为运行时间长或者是极板硫化和液面低,误加了密度较高的稀硫酸时,方可补加蒸馏水,使电解液密度达到规定值。

(三)电解液混浊

当充电过程中发现电解液呈浅红色(或红紫色),含有锰杂质及活性物质脱落;液色混浊不清,液面泡沫的颜色为褐色时,是由于二氧化铅微粒多所引起的电解液混浊。因而电容量降低,一般都应及时更换电解液。

四、极板弯曲

(一)极板障碍的特征

极板弯曲大都发生在正极,主要表现为极板龟裂,阴极板铅绵肿起并成苔状瘤子。

(二)极板弯曲的原因

1. 在制造极板过程中,化成各部分不均匀,涂料也不均匀,或者受潮;
2. 充放电电流超过极限值;
3. 长期过充放电;
4. 高温放电;
5. 电解液不纯。

(三)极板弯曲的处理方法

1. 压平弯曲的极板。适用化成式正极板(纯铅铸成多条式极板,经多次充放电而成)和半化成式正极板(纯铅铸成板栅,并涂有少量铅膏,经化成后而成)。对于其他正极板不适用。

弯曲的正极板可用平口虎钳加压校正,极板之间及最外侧应插入与极板同面积、厚度与两片极板间的距离相等的平整木板,被校正的正极必须是充足电后进行,如图 8-3-2 所示。

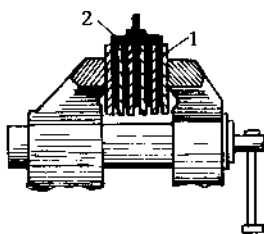


图 8-3-2 用平口虎钳压平弯曲的极板

1—木板 2—极板

2. 焊接断裂的极板。极板的背梁和边框有裂口时,均需采用焊接方式消除。首先将极板洗净,加以干燥,用锉刀和小刀等将裂口及其四周打光,露出金属光泽。然后放在平台上,用钳具夹住,用气焊枪等工具预热裂口,同时焊上适量的铅和铅锑合金(含锑 3%~6%的铅锑合金条或者是废的负极板)稍冷却后,采用同样方法焊接另一面,待冷却后锉平。此方法对于机械原因损伤更适用,如图 8-3-3 所示。

3. 更换极板。对无法修补的极板要进行更换,防止极板损坏。除了防止极板受潮外,使用过程中应采用较好的工作方式,采用浮充方式并定期充放电,及时更换电解液。

如弯风较小而不影响运行时,可不作处理。如果不能全部更换极板时,应注意新、旧极板的差异不能过大。

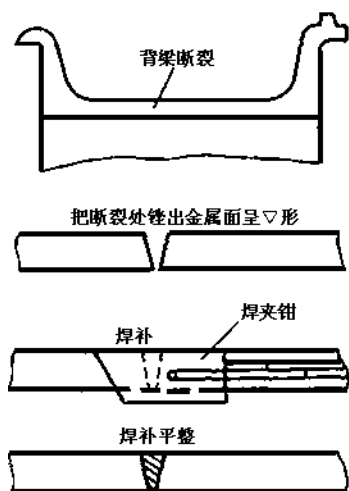


图 8-3-3 断裂极板的焊补

五、极板硫化

(一) 极板硫化特征

1. 充电时冒气泡过早或一开始充电即冒气泡；
2. 充电时电压上升很快(2.8~3.0V 或更高)；
3. 放电时电压降低很快,1~2h 内就降低到 1.8V 左右；
4. 正常放电时,容量显著降低；
5. 正极板成褐色,有白色斑点,负极板为灰白色,表面有粗大的硫酸铅结晶颗粒；
6. 电解液密度下降,充电时电解液温度上升超过 45℃；
7. 蓄电池容量降低。

(二) 产生极板硫化的原因

1. 经常充电不足；
2. 过量放电后未及时进行充电；
3. 充、放电电流过大；
4. 电解液密度超过规定值或者不纯；
5. 电解液面低露出极板,以致极板上部硫化；
6. 内部短路或蓄电池表面不清洁造成漏电。

(三) 极板硫化处理方法

1. 为防止硫化,应经常注意电解液的密度勿超过规定值,补充电解液使液面高于极板顶部；
2. 放电勿超过规定限量；
3. 采用过充电以恢复活性物质；

4. 以小电流反复充电；

5. 采用水处理法,即蓄电池以小电流放电到电压为 1.8V 时止,然后倒出电解液,注入蒸馏水用 10h 放电率的 20% 电流值进行充电,待电解液密度达到 $1.10\sim 1.12$,再倒出电解液,换以蒸馏水继续充电,然后再放电,反复进行,直到极板上出现正常形状为止,最后将电解液的密度调整到 $1.21\sim 1.215(15^{\circ}\text{C})$,蓄电池即可使用。如果极板硫化极为严重而无修理价值时,应更换极板。

六、极性颠倒

(一)极性颠倒的特征

极性颠倒也称反极或转极,主要特征为:在放电过程中电压急剧下降(每一个极性颠倒的蓄电池会减低电压 4V 左右)或者出现负值,阳极板由正常的深褐色或近似黑色变为铁青色(产生铅绵),阴极板由正常纯灰色或浅灰色变为粉红色(产生二氧化铅);阴阳极同时生盐,即可判断为极性颠倒。

(二)产生极性颠倒的原因

1. 某几个单只蓄电池硫化或内部短路,极板不良等降低了容量；
2. 蓄电池充电时极性接反,反向充电；
3. 几个单只蓄电池承担额外一定负荷,导致容量先降低；
4. 蓄电池接线错误。

(三)极性颠倒处理方法

1. 消除硫化、内部短路及极板不良的因素；
2. 对极性颠倒的单只蓄电池确定极性进行充电；
3. 纠正几个单只蓄电池额外负荷的运行方式；
4. 防止蓄电池接线错误。

七、连接柄、极板的腐蚀与隔离板破损

(一)连接板的腐蚀

故障特征:电阻增大;严重发热;产生火花。

受腐原因:表面没处理干净;大电流充—放电;接触不良。

防腐措施:注入电解液,加稀硫酸,加蒸馏水等检修后表面要处理干净,贴上试温片,可及时发现发热情况,按运行规程充电—放电(主要是控制电流值);去除氧化层,紧固铅螺丝。如果已熔化或破损,应更换新的连接柄。

(二)极板的腐蚀

极板的腐蚀是指基板受电解液的腐蚀。

极板产生腐蚀的原因:过充、过放和用大电流充放电;极板与活性物质的材质配制工

艺不符合要求 ;电解液密度过高 ;硫酸和蒸馏水纯度不符合要求 ;经常充电不足 ,极板下边缘出现腐蚀现象。

防止极板被腐蚀的处理方法 :使用符合要求的电解液 ;严格按运行规程操作 ,充放电过程应控制电流值 ;使用合格的浓硫酸和蒸馏水 ;添加稀硫酸或者蒸馏水时 ,温度控制在 $15 \sim 35^{\circ}\text{C}$,不能高于室温。

(三) 隔离板的破损

隔离板破损的原因 :阳极板弯曲变形 ;电解液密度和温度过高。

隔离板破损的处理方法 :更换隔离板 ;调整电解液密度达到规定值 ;补充稀硫酸或蒸馏水时 ,温度应控制在 $15 \sim 35^{\circ}\text{C}$;降低电解液的温度。

八、沉淀物过多

(一) 沉淀物过多的特征

1. 电池容器下部有大量沉淀物 ,包括褐色沉淀、白色沉淀、成层的沉淀(一层褐色、一层银灰色、一层白色等)物及蓝灰色的硬沉淀物 ;
2. 容量降低 ,充、放电时电压低 ;
3. 极板有短路现象。

(二) 发生沉淀物的原因

1. 充、放电电流太大或经常过度充、放电(产生褐色沉淀) ;
2. 极板过度硫化或电解液中含有杂质如氯气(产生白色沉淀 ,可采用硝酸银对电解液作定性检查 ,是否有氯根) ;
3. 蓄电池工作情况不均衡或者是蒸馏水质量不符合要求(产生成层的沉淀) ;
4. 沉淀物与阴极板相连接(产生蓝色的硬沉淀) ;
5. 极板活性物质大块脱落(产生片状沉淀物) ;
6. 电解液不符合要求 ;
7. 充电时电解液温度过高。

(三) 沉淀物处理方法

注意掌握充、放电电流 ,清除沉淀物质或更换电解液。主要应采取下述处理方法 :

1. 玻璃容器或塑料的小容量蓄电池 ,将连接板上的铅螺丝卸下 ,把弹簧从容器内取出 ,再取出隔离板和极群 ,放在干净容器内 ,电解液倒在该容器内 ,槽底沉淀物质即可清除。用蒸馏水将电池容器洗涤干净 ,再依次将极群、弹簧隔离板、连接板的螺丝等装好 ,最后将已澄清的原电解液注入电池容器 ,并予以适量的补充。进行一次小电流充电 ,并在充电后期调整电解液的高度和密度。

2. 铅衬木槽作容器 ,可将隔离板提高些 ,用木质浸蜡的舀沉淀器 ,沉入槽底将沉淀物舀出。如果要更换电解液 ,可先将蓄电池放电(以免负极遇到空气氧化) ,再用虹吸方法

将电解液取出 ,用蒸馏水冲洗容器几次后 ,注入电解液。采用小电流充电 ,充电后期调整电解液密度和液面高度 ,即可恢复使用。

九、容器破损

容器破损特征 :电解液漏出 ,绝缘电阻低 ,电压降低。

容器破损原因 :安装不正解 ,容器质量不佳 ,铅木箱铅层的氧化 ,局部发热。

容器破损处理方法 :短接故障蓄电池 ,更换单只蓄电池。如需更换容器时 ,应先用锯木屑吸收漏出的电解液 ,然后用苏打水擦抹干净。如更换容器为铅衬木槽时 ,应先找出漏液点 ,将漏的铅皮取出并焊补后 ,再用苏打水将木箱内洗净 ,用水洗涤数次并彻底晾干后使用。如更换容量较大容器时 ,先将极板与连结板断开 ,极板取出放入装有蒸馏水的容器内 ,更换新容器后 ,对该电池进行单独充电 ,达到与其他电池平衡后方可接入原回路。

蓄电池壳需要修理时 ,应首先对局部裂缝处加热 ,使之变软 ,然后用刀铲去裂纹表面清除表面杂质 ,用刀片把树脂胶泥塞入修补处涂平 ,经半小时后送入 40 ~ 60℃ 的干燥室 (箱)内 ,经 2 ~ 3h 加速硬化 (也可自然硬化 ,但时间较长)后 ,锉夹表面检验是否会渗漏。如发现渗漏 ,可在渗漏处涂上环氧树脂胶 ,树脂胶泥的配方见表 8 - 3 - 1。

表 8 - 3 - 1 环氧树脂胶泥配方

修理外壳用		修理盖子用	
配方名称	质量比例 (%)	配方名称	质量比例 (%)
环氧树脂	56.1	环氧树脂	56.2
乙二胺	5.6	乙二胺	5.6
配方名称	质量比例 (%)	配方名称	质量比例 (%)
炭黑	1.9	炭黑	8.42
胶木粉	36.4	胶木粉	11.24
		外壳粉末	18.54

十、绝缘降低

绝缘降低特征 :局部放电 ,电压低。

绝缘降低产生的原因 :支架潮湿 ,绝缘子上积有导电性灰尘 ,蓄电池表面不干净。

绝缘降低处理方法 :进行清洗 ,加强维护。

十一、容量降低

容量迅速降低是指充电后容量不足或容量减少(并无短路漏电或过多沉淀物等引起的)。

容量降低的特征:新蓄电池不能保持全容量;充电后容量很快降低;充电时气泡发生迟缓且不强烈;充电时电压和电解液的密度都高于正常值且过早发生气泡;一经放电,容量很快减少。

容量降低的原因:电解液不纯(含有锰铁、硝酸、盐酸、醋酸等);全组阴、阳极板不良(或某一阳极或阴极板不良);使用年限过久,极板活性物质逐渐损耗或者脱落过多。

容量降低处理:更换合格电解液或者更换极板。

十二、极板的镉电极试验

某种起因怀疑极板是否良好,可用该办法来试验。该试验应在蓄电池放电时进行,方法如下。

首先将镉电极(棒式长度 $L:5\sim 8\text{cm}$,直径 $D:6\sim 8\text{mm}$,片式面积 $3\sim 5\text{cm}^2$)之上端焊接橡皮绝缘电线,焊接处涂抹沥青,再缠绕胶布;再将未使用过的镉电极浸入密度1.1的稀硫酸溶液内2~3昼夜;在测试半小时前,应将镉电极放入电解液(密度1.10的稀硫酸)中,将刻度为 $-3\sim 0\sim +3\text{V}$ 精密高阻电压表的正极端接长为 $50\sim 75\text{cm}$ 的软导线,在负极端连接镉电极来的导线进行测试。

第四章 蓄电池的运行维护

第一节 防酸隔爆式铅酸蓄电池的运行维护

一、充电—放电工作方式

按充电—放电运行的蓄电池组,在运行中循环地进行充电与放电。即在蓄电池充足电后,断开充电设备,由蓄电池组在一定时间内向直流负荷(如信号灯、信号仪器、指示继电器、接触器线圈等)供电;另外,也要给短时脉冲负荷供电,如给断路器电磁操动机构的跳闸和合闸线圈等供电,当交流电源因事故停电时,蓄电池组还要供给事故照明。在进行充电时,直流负荷应由充电装置兼供,如图 8-4-1 为两组蓄电池时,直流负荷由其中一组蓄电池供给。

如果不按期充电或者过充电、过放电、充电不足等,将更加促使蓄电池损坏。

(一)蓄电池组的放电

蓄电池的放电方式有连续放电和间歇放电两种。检查电池的容量,大都是采用连续放电方式。而使用上大都是属于间歇放电方式,具体的放电方法是负荷法,应注意电流不宜很小,因为小电流放电如控制不好,往往会造成蓄电池过量放电。不论采用哪种放电率放电,一定不能超过其各种放电率下的保证容量和终止电压,否则就会造成过放电。由于过放电生成的硫酸铅相应过量,极板物质体积增大,引起极板弯曲、膨胀,严重时使蓄电池槽胀裂。这时的硫酸盐往往因生成大的晶粒,恢复充电发生困难,必然影响电池的容量和寿命。如何正确地判断蓄电池的各种放电终止点,是使用和维护蓄电池的一个很重要的因素,应根据以下几个条件来正确判断。

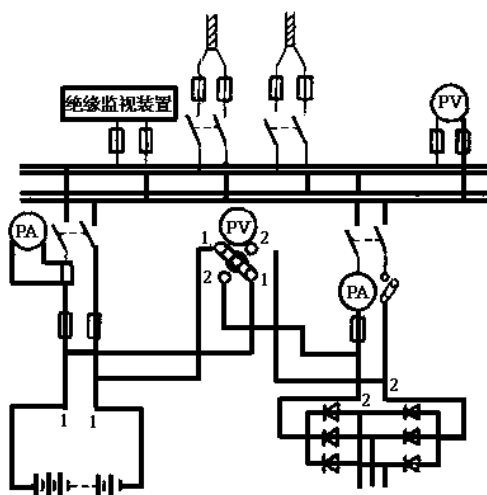


图 8-4-1 按充电—放电方式运行的接线

1. 终止电压。蓄电池用大电流进行充电或放电时，在不长的时间内可以充好或放完电，如果用小电流充放电时，需要的时间就比较长，这种充电和放电的快慢程度，常用小时数来表示，称为小时率。

放电的终止电压，一般根据各种电池系列及各种放电率的终止电压来判断放电的终止点。如单电池的电压降到 1.85 ~ 1.90V 时，蓄电池组的电压应降到额定值的 95%；但间歇和小电流放电不宜单纯用终止电压来判断放电终点（因有剩余容量关系），否则会造成过放电，只能用电池的各种放电率的额定容量和电解液密度来判断放电终点。

2. 放电容量。各型电池的各种放电率不同，它的放电电流和放出的容量也不同。放电电流大，放出的容量减少；放电电流小，放出的容量就多。当放电达到各种放电率的额定容量的 75% 时，应停止放电，准备充电；如用小电流或间歇放电，应以各种小时率额定容量为标准来计算放电终止时间。

3. 电解液密度。根据化学平衡，放电 1Ah 需纯硫酸 3.657g，可根据硫酸密度降低程度来决定放电量。此法在间歇放电和小电流放电时非常重要。刚放电时电解液密度有很大降低，一般已降到 1.170 ~ 1.180 左右（随放电电流大小不同而异），各种电池加入多少酸量，就可计算出放电时电解液的终止密度。一般情况电解液密度的变化如表 8-4-1 所示。

表 8-4-1 电解液密度变化

防爆式固定蓄电池	
电解液浓度	放电程度(%)
1.215	0
1.200	25
1.184	50
1.166	75
1.145	放电已尽

4. 放电末期,正极电压已降至 1.96V,正极板呈浅褐色,负极电压已升到 + 0.25V,负极板呈浅灰色。

(二)蓄电池组的正常充电

1. 正常充电。经初充电的电池在正常作用情况下的各次充电,均叫做正常充电,也叫普通充电或常规充电。

在下列情况之一,必须进行正常充电,如不及时充电,将造成极板硫化:①电池完全放电后;②部分放电或间歇放电,其放电量没有达到完全放电的 1/2 时,每周必须进行一次充电;③充电后存放时,最少每月进行一次普通充电。

充电开始时,应切换直流电压表检查蓄电池电压,按充电方法调整充电装置。

2. 充电方法,包括恒流充电、恒压充电和阶段充电三种:

(1)恒流充电法,是对电池以一定不变的电流时行充电,在充电线路中串联一个能满足功率要求的可变电阻使电流保持一定。

该充电法的充电电流较小,一般采用 10h 放电率的电流值进行充电。因为充电电流大了,在充电末期不仅电流利用率不高,而且还造成电解液中水的大量分解与蒸发及电解液的温升过高,这些现象会影响电池的使用寿命。

该充电法的优点是便于计算充电量,即将充电电流(A)乘以充电时间(h)得到充入的电量(Ah),并且充电设备利用率高,缺点是由于充电电流小,因而充电时间长,并且在充电过程中要经常调整充电电流。

(2)恒压充电法,是将充电电源的电压在充电的全过程保持恒定,其电源电压是按每个单体电池用 2.5V 计算的。

充电电流开始很大,然后随着电池(充电)电压的升高而降低,在充电末期电流差不多可降到零。这种充电法(适合于电池的充电特性)可以避免过量充电,减少氢、氧气体的产生,且操作简单,不需经常调节电流、电阻,但充电设备利用率低,充电容量很难计算。

3. 阶段充电法,也叫分级恒流充电法,是在充电开始即第一阶段以较大的恒定电流进行充电,充至电池的充电电压升到 2.4V 左右时,将充电电流减去一半,继续进行充电,即第二阶段充电,在保持电流恒定的情况下至充足为止。阶段充电法的充电电流值,在第一阶段一般为 10h 放电率电流值,第二阶段将电流降至一半继续充电,直到充电完成。该充电法具有充电时间短、电流利用率高的优点,但充电设备利用率低,操作较复杂。

充电是否已经完成,应根据下列特征与标准来判断:①正、负极板上发生强烈气泡,电解液呈现乳白色;②电解液密度升高到 1.215 ~ 1.220(温度为 15℃),并且在 2 ~ 3h 以内稳定不变;③单电池电压到 2.6 ~ 2.75V,并且在 2 ~ 3h 以内稳定不变;④正极板颜色变为棕褐色,负极板颜色变为纯灰色,两极板均有柔软感;⑤根据放电记录监督充电的正确性,如果充电时充入蓄电池的容量(Ah)应为上次放出电量的 1.2 倍左右,或者新电池开始的 5 次正常充电,其第二次到第五次的充电电量为额定容量 3 倍到 1.5 倍逐次下降,即可认为充电已完成。

3. 正常充电应注意的事项：

(1) 极板质量不良和运行已久的蓄电池，充电开始时，可用 10h 放电率电流的 50% 充电。然后，逐渐增加至 10h 放电率的电流值。当两极板发生气泡和电压升至 2.4V 时，再将充电电流降至 10h 放电率的 50%，直到充电完成。

(2) 电流在充电时，应注意其电压、电解液密度及湿度等变化情况，每隔 2h 应检查测量一次，并将测得数值记入运行日志中。

如发现个别电池有较大差异，或者有一个电池电解液不沸腾时，应查明原因予以排除。

(3) 在充电过程中，必须将通风装置投入运行。在充电完成后，通风装置仍须继续运行 2h，将充电过程中产生的氢气完全排出室外。

(4) 充电时，电解液温度应不超过 40℃；如超过 40℃，应减少充电电流，待温度下降 35℃ 后，再用原充电电流进行充电。

(5) 对充电—放电方式运行的蓄电池组，最好每年在大风或雷雨季节前进行一次 10h 放电率的容量放电试验。当端电压达 1.90V 时，即可停止放电。并且每 3 个月至少应进行一次均衡充电（过充电），以消除极板硫化。

(6) 按充电—放电方式运行的蓄电池，在充电终了时，其电压将高于母线的额定电压值，这是不允许的。在条件允许的情况下，最好装两组蓄电池交替使用。仅有一组蓄电池时，可安装辅助电池（端电池）及其电池切换开关（平面控制器），其接线如图 8-4-2 所示。为保持母线电压，充电时将辅助电池从回路中逐渐切除，放电时逐渐加入。

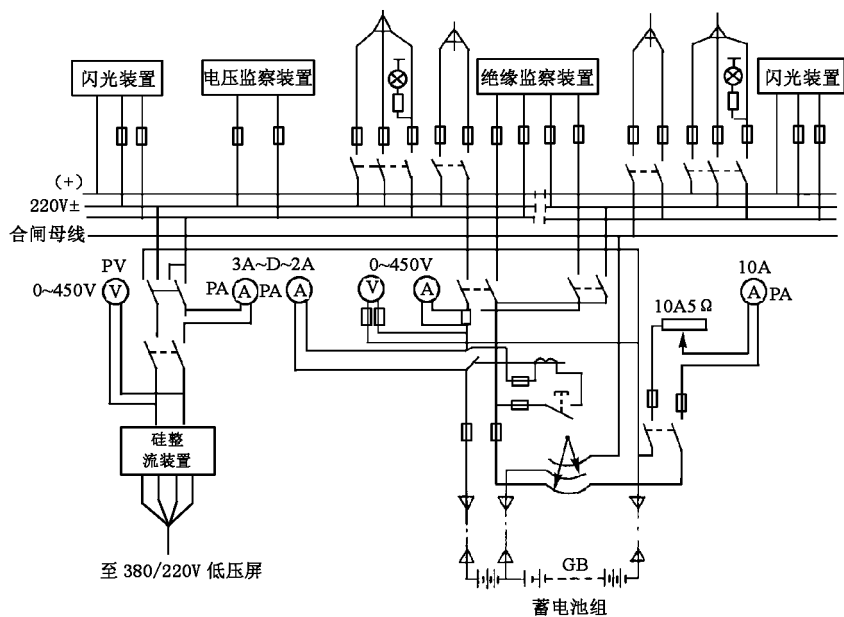


图 8-4-2 充电—放电方式运行接线

二、浮充电连续充电方式

将蓄电池并联在足以使其容量保持在较高水平的定压电源上充电的运行方式,叫做蓄电池的浮充电运行。变电所中的浮充电,一般采用一套硅整流设备,兼作蓄电池组的充电和浮充电用。对于较大型直流系统则分开,一组是主充电设备,另一组是浮充电设备。浮充电装置一般功率较小,它经常同蓄电池组并联工作。

蓄电池按浮充电方式运行,就是将充满电的蓄电池组与充电装置并联运行。其目的是浮充电供给恒定负荷,补偿蓄电池的局部自放电及漏电损失或者补充蓄电池组放电供给大电流时的电量损失,使蓄电池的容量保持在充分高的水平,以备出现瞬间大的负荷放电时能可靠地提供所必需的电量。

按浮充电方式工作的蓄电池组,总是处于完全充电状态,而放电的机会较少,只有当交流侧发生故障时,才处于放电状态,因此要合理选择浮充电参数。

(一)浮充电电压的选择

浮充电基本上属于恒压充电。如把蓄电池接到电源上,则电池的浮充电电压也就等于电源电压,这时充电电流按式(8-4-1)计算

$$I = \frac{V - E}{R_{XDC} + R_w} \quad (8-4-1)$$

式中 I ——充电电流, A;

V ——充电设备的输出电压, V;

E ——蓄电池的电动势, V;

R_{XDC} ——蓄电池内阻, Ω ;

R_w ——充电电路电阻(包括充电设备的电阻) Ω 。

充电开始时,由于 E 最小,所以充电电流 I 最大。随着充电过程延续,浓差极化,电化学极化和电解液整体密度不断升高等原因,使 E 不断增大,所以充电电流 I 逐步减小。

最佳的浮充电电压的选择,通常是根据电池的电解液密度在连续 3 个月内不发生变化来确定的。如果浮充电电源输出电压不稳定,将对蓄电池的容量和寿命都有不利的影响。

为了避免这种情况发生,一方面严格控制蓄电池的充电电压;另一方面将蓄电池串联起来进行充电,使充电回路电阻和反电动势都达到最大值,以便使充电电压的波动对充电电流的影响缩小到最小程度。

(二)浮充电电流的选择

从理论上讲,达到过程稳定态之后浮充电的稳定电流仅与自放电、漏电、电解液等有关,可按式(8-4-2)的试验公式进行计算

$$I = \frac{0.03 Q_{10}}{36} \quad (8-4-2)$$

式中 I ——浮充电所需电流值, A ;
 Q_{10} ——蓄电池的 10h 标称容量, Ah。

按此公式计算值只能粗略地估算。如果是新蓄电池可能较符合计算值, 用过几年的蓄电池, 可能大二三倍。考虑到有关资料推荐蓄电池温度每高 10°C , 浮充电流应增加一倍, 蓄电池温度达 45°C 时, 浮充电流相应地增大。

浮充电电流值的选择, 要根据其特定的统计性规律(使用条件、气温等) 经过实践验证, 才能获取该种蓄电池条件浮充电电流的最佳数值。在实际运行中, 主要是控制浮充电电压每槽电压在 $2.15 \pm 0.05\text{V}$ 之间, 及时调整浮充电流。

(三) 浮充电运行的注意事项

1. 按浮充电方式运行的蓄电池组, 至少应每 3 个月进行一次均衡充电(过充电), 其目的是使单电池的容量、电压和密度等应处于同样均衡状态。

2. 按浮充电方式运行的蓄电池组, 每 3 个月必须进行一次核对其容量和使极板活性物质得到均匀的活动的放电, 应放出蓄电池容量的 $50\% \sim 60\%$ 。但当电压降至 1.9V 时, 应立即停止放电并进行正常充电和均衡充电。

3. 按浮充电方式运行的蓄电池组, 一旦被迫不能浮充电运行时, 母线应仍能保持直流母线电压, 所以需要采用辅助电池, 并附以电池开关。在蓄电池正常工作时, 应调整电池开关的位置, 使母线保持额定值, 而接入回路中的单电池电压保持 2.15V , 其母线电压变动范围不应超过额定电压值的 2% 。

4. 在按浮充电方式运行的蓄电池组中, 有些辅助电池不流过充电电流, 经常处于自放电状态, 必须定期给予充电, 周期一般为 15d 。在充电时, 应进行到电池中发生强烈气泡, 电解液密度达到 1.215 ± 0.005 为止。有辅助电池而无切换器的蓄电池, 在正常情况下基本电池和充电装置都接到母线上时, 辅助电池开路, 但每隔 15d 必须用 10h 放电率的电流进行一次充电。

5. 在按浮充电方式运行而无辅助电池的蓄电池组中, 当充电装置发生故障则由蓄电池单独供给负荷, 这时, 每一蓄电池的电压由 2.15V 始缓慢降低, 放电可继续到单电池电压为 1.85V 或 1.9V 为止。在正常情况下, 母线电压应保持高于额定电压 $3\% \sim 5\%$ 。也就是说, 蓄电池槽数等于母线电压被 2.15V 除所得之商。

(四) 浮充电的优缺点

浮充电的优点是: 电解水少, 充电效率高, 可以避免充电后期的过充电。

浮充电的缺点是: 充电开始时, 电流很大。极板上活性物质由于 PbSO_4 变成 PbO_2 和 Pb 时体积变化过于激烈, 收缩太快, 易于脱落; 充电末期电流过小, 使其极板深处的 PbSO_4 不易进行活化反应, 容易产生硫化。

三、均衡充电法

蓄电池在使用过程中, 单体电池之间往往会产生密度、容量、电压等不均等的现象。

或者因为长期充电不足、过放电或其他一些原因,使极板出现硫化现象。出现硫化现象的蓄电池在充电时,电压和密度都不易上升。均衡充电能防止上述现象的发生,使各电池在使用过程中都能达到均衡一致的良好状态。

1. 出现下列情况之一时,都需进行均衡充电:

- (1) 正常使用中的电池,时间超过 3 个月;
- (2) 放电的终止电压经常低于规定值;
- (3) 以大电流放电,超过了限度;
- (4) 蓄电池放电后,停放了 1~2 昼夜而没有及时充电;
- (5) 蓄电池极板抽出检查,清除沉淀物之后,未及时放入;
- (6) 蓄电池出现不均衡现象;
- (7) 个别蓄电池极板硫化,充电时电解液密度不易上升;
- (8) 电解液内混入危害不大的杂质;
- (9) 经常充电不足。

2. 均衡充电的方法:将使用 10h 放电率的电流值正常充电的方法进行充电后,停充 1h,当单电池的电压达 2.4V,电解液发生气泡时,再用 10h 放电率的 1/2 或 3/4 电流值继续充电。当单电池的电压达 2.60~2.75V 稳定不变时,电解液发生强烈气泡,密度稳定不再上升时,停止充电 1h,再充电 1h。这样反复进行,直到每个电池一经充电即产生剧烈气泡,而且电压、电解液密度又都保持不变为止,这时均衡充电就算完毕。

在均衡充电的末期,应将电解液的密度及液面高度调整好。

电池在均衡充电时,不宜极端过充电,以免因严重过充电而损坏电池。

四、电解液的调整和补充

蓄电池在充电过程中,大部分电流起水解作用,负极有氢气(H_2)释出,同时正极有氧气(O_2)释出,使电解液中水分减少,因此液面有所降低。再继续充电,水的分解也渐达饱和,电解液沸腾,硫酸虽然也有少许飞溅,但是损失极少,只许加合格的纯水,切不可加酸,加到不超过最高电解液线位。调整电解液密度的工作,应在充足电后并在停充电前 2h 进行,添加规定密度的硫酸,并混合均匀。在运行后如电解液因蒸发而减少,只能加蒸馏水不能加酸(更不能加浓酸)。蓄电池在运行中发现外壳漏酸时,应更换容器。

当充电接近结束时,应测量每个单体电池的电解液的密度及液面高度,若不符合规定,应进行调整。当密度低时,补加不同密度(通常为 1.18~1.400)的稀硫酸来调整,先将电解液密度调至 1.215 ± 0.005 (15°C) ,然后用正常充电电流的一半再充电 30min 或 1h,使电解液混合均匀。如果各电池测得的密度之间仍有差别,应按照以上方法反复进行调整,直到蓄电池组的密度达到一致时为止。

电池在充电过程中,由于电化学反应,使电解液造成很大的浓差。有一种浓差是电

解液上部的密度与下部的密度不一致,即上部密度低,下部密度高。这种浓差现象在一般电池中是靠充电时气体的极出来消除的。如果电池的高度很大,装配又很紧,在低压充电时出气极少,气泡对电解液的搅匀作用甚弱,这种浓差现象就更为严重,因此必须采用空气搅拌电解液来消除,此外空气搅拌还有加快电解液散热的辅助作用。送入电池内的空气必须经过净化处理,以保持电解液的纯度,空气的压力以不使电解液喷溅出蓄电池为宜。

五、防酸隔爆式铅酸电池的一般维护

蓄电池使用性能的优劣,与其本身的质量和使用方法是分不开的。若蓄电池使用与维护得当,能显著提高电池的容量和寿命。

(一) 维护周期

1. 值班人员在交接班时进行一次外部检查,并将结果记入运行记录中;
2. 蓄电池工每周进行一次外部检查,并做好记录;
3. 变电所所长或直流设备班班长对 220kV 级及以上变电所的蓄电池室每两周至少检查一次,并根据运行维护记录和现场检查,对值班员和专责工提出要求;
4. 辅助蓄电池每 15d 应进行一次充电;
5. 经常不带负荷的备用蓄电池,若在使用中不能经常进行全充全放时,每月应进行一次 10h 率的充电和放电(放电时只允许放出容量的 50%,并在放电后立即进行充电);
6. 每年应进行一次化验分析,调整密度或补充液面用的硫酸和纯水必须合格,标准见表 8-4-2、8-4-3。

表 8-4-2 铅蓄电池用的纯水内杂质最大允许含量

杂质名称	最大允许含量(%)
铁	0.0004
铵离子(NH_4^+)	0.0008
氯离子(Cl^-)	0.0005
硝酸根离子(NO_3^-)	0.001
有机物	0.003

表 8-4-3 铅蓄电池用浓硫酸技术条件

序号	指标名称	一级品	二级品	备注
1	硫酸含量(%)>	92	92	使用中的稀硫酸含 27%~37%
2	不挥发物(%)<	0.03	0.05	
3	锰(%)<	0.00005	0.0001	

序号	指标名称	一级品	二级品	备注
4	铁(%)<	0.005	0.012	使用中的稀硫酸允许<0.15%
5	砷(%)<	0.00005	0.0001	
6	氯(%)<	0.0005	0.001	使用中的稀硫酸允许<0.1%
7	氮的氧化物 N ₂ O ₃ (%)<	0.0005	0.0001	使用中的酸含铜允许<0.001%
8	还原高锰酸钾的物质<	4.5ml	3.0ml	参看 HGB1003-59 第 13 条的规定
9	色度测定<	1.0ml	2.0ml	参看 HGB1003-59 第 15 条的规定
10	硫化氢组重金属除去铅、铁	滤液在 20min 后不变色 无沉淀		参看 HGB1003-59 第 16 条的规定

注 本表为原化工部部颁标准 HGB1003-59《蓄电池硫酸的规格》。

7. 每季度必须将防酸隔爆帽用纯水冲洗一次,疏通其孔眼,洗净的防酸隔爆帽凉干后紧固之;

8. 除蓄电池专责工人或值班员在每次充电后应进行一次擦洗工作外,每两周要在蓄电池室内全面彻底进行一次清扫。

(二)检查项目

检查项目要结合蓄电池巡视记录,对蓄电池进行外部和内部检查。

1. 外部检查项目:

(1)检查各连接点的接触是否严密,应保证接触良好,无松动,无氧化,非耐酸的金属零件表面上(不通电流的部位)应经常涂一薄层的凡士林油;

(2)检查防酸隔爆的孔眼是否被酸液沫堵塞,如有堵塞,必须使其畅通;

(3)检查沉淀物的高度,应低于下部红线;

(4)为了防止发生电池外部短路,金属工具及其他导电物品切勿放置在电池盖上;

(5)检查防酸爆帽和注液孔盖是否严密,如有松动应紧固;

(6)检查各部位橡胶垫圈是否腐蚀硬化,对失去弹性作用的橡胶垫圈应及时给予更换;

(7)检查电解液面不低于上部红线;

(8)检查蓄电池室的门窗是否严密,墙壁表面是否有脱落现象;

(9)检查采暖管路是否被腐蚀,是否有渗漏现象(有暖管的蓄电池室);

(10)检查基础台架及容器是否漏酸或清洁,电池室内应经常保持清洁。

2. 内部检查项目:

(1)应检查蓄电池自从上次检查以来记录簿中的全部记载缺陷是否已处理;

(2)测量每只蓄电池的电压、密度和温度;

(3)检查领示电池的电压、密度是否正常(各电池应在蓄电池组中轮流担当领示电池);

(4)检查极板弯曲、硫化和活性物质脱落程度；

(5)电池使用过程中,在任何情况下都不准使极板露出电解液面,如出现此种情况,应查明原因,立即解决；

(6)检查大电流放电(指开关操动机构的合闸电流)后,接头有无熔化现象；

(7)核算放出容量和充入容量,有无过充电、过放电或充电不足等现象；

(8)确定蓄电池是否需要修理。

(三)防酸隔爆式铅酸蓄电池维护注意事项

1. 电解液应纯净,应经常对电解液进行检验,含有杂质不能超过一定限度,如不符合标准,应立即更换。

2. 为使蓄电池经常处于充电饱和状态,可采用浮充电运行方式,即能补偿自放电的损失,又能防止极板硫化。浮充电时的电流不得过大或过小。为了防止极板硫化,应按时进行均衡充电和定期进行核对性放电,使活性物质得到充分和均匀的活动。

3. 电池在使用过程中应尽量避免大电流充放电、过充电、过放电,以免极板脱粉或弯曲变形,容量减少。

4. 按充电—放电方式运行的蓄电池组,当充电和放电时,应分别计算出充入容量和放出容量,避免放电后硫酸盐集结过多而不能消除。放电后应立即进行充电,最长的间隔时间不要超过24h,应及时进行均衡充电。

5. 放电后的蓄电池,在充电过程中电解液温度不得超过规定值,充入容量应足够。

6. 蓄电池室和电解液的温度应保持正常,不可过低或过高。过低将使电池内电阻增加,容量和寿命降低,过高将使自放电现象增强。蓄电池室应保持通风良好。

7. 蓄电池室内应严禁烟火。焊接和修理工作,应在充电完成2h或停止浮充电2h以后方能进行。在进行中要连续通风,并使焊接点与其他部分用石棉板隔离开。

8. 已经使用过和电池,若存放不用且存放时间不超过半年者,可采用湿保存法存放。即用正常充电的方法使蓄电池充电满足后,将注液盖旋紧(逸气孔要畅通),清除电池盖上的酸液及污物之后进行存放。根据电池的情况,每隔一定的时间,应检验每只电池有无异常现象。每月用正常充电第二阶段的电流进行一次补充充电,每隔3个月应做一次10h放电率的全放全充工作。

9. 已经使用过的电池,若存放不用且存放时间超过半年者,可采用干保存法存放。即将电池用10h放电率放电至终止电压,再将极板群从容器内取出,将正负极板群及隔离物分开,分别放入流动的自来水中冲洗至无酸性(用试纸检验),再用“蓄电池用水”冲洗一下,放在通风阴凉处(可用风扇吹风)使其干燥,容器及其他零部件亦应刷洗干净并使其干燥,然后将电池组装好并使其密封存放。电池在重新使用时,所加入的电解液密度应与干保存前放电终期的电解液密度相同。

10. 新电池或经处理后干保存的蓄电池,应存放在温度为5~35℃通风干燥的室内。

在保存期间,电池上的注液盖应旋紧,逸气孔应封闭,以防水分、灰尘及其他杂质进入电池,并防止阳光照射电池。在存放电池的场所,不宜同时存放对电池有害之物品。电池的存放期不宜过长,一般不要超过一年。

11. 在寒冷地区使用电池时,勿使电池完全放电,以免电解液因密度过低而凝固,使电池的容器与极板冻坏。为了防止冻坏电池,可酌情提高电解液的密度。

12. 对蓄电池进行清扫时,可用干净的布蘸有10%的碳酸钠(Na_2CO_3)溶液或其他碱性溶液擦拭容器表面、支承绝缘子和基础台架等处的酸液和灰尘,再用清水擦去容器表面、绝缘子和基础台架上碱的痕迹,然后擦干。在清理过程中,勿使上述深液进入电池内。用湿布擦去墙壁和门窗上的灰尘,用湿拖布擦去地面上灰尘和污水。

第二节 铁镍和镉镍蓄电池的运行维护

一、充电—放电方式

充电—放电方式运行的蓄电池组,在运行中循环地进行充电与放电。在进行充电时,直流母线正常负荷由硅整流充电设备兼供。如果有两组蓄电池,则直流母线正常负荷由另一组蓄电池供电。按充电—放电方式运行的蓄电池组,由于循环地进行充电与放电,加速了蓄电池的损坏,如果不按期充电、充电不足、过放电或疏忽大意等,都将使蓄电池受损。

(一) 充电—放电运行方式

1. 蓄电池组的放电。蓄电池组的放电出现下列情形之一,应停止放电,立即充电:①蓄电池组已放电到其保证容量的70%~80%时;②当每只蓄电池的电压降到1.15~1.10V时;③蓄电池组的电压降到额定电压90%时。

2. 蓄电池组的充电。当蓄电池放电充电到极限终止电压1.15~1.10V时,立即停止放电。充电开始时,切换直流电压表并调整硅整流充电装置的电压旋钮,使电压高于蓄电池组电压3~4V,使充电电流达到正常充电率0.2 Q_5 的电流值后进行充电。随着充电电流逐渐减少,应及时调整正常充电5h率的标准电流值继续充电。判断充电已完成的数值与现象:①用5h率的正常充电电流值充电,时间达到7~8h;②蓄电池充电接近完成时,两极出现大量的气泡;③每只蓄电池电压达到1.75V左右;④充入蓄电池的容量(A·h)比放电容量多20%以上。出现上述现象时,可认为充电已经完成。

蓄电池充电—放电应注意事项:

(1) 在放电时防止过放电,在放电停止后即充电。

(2) 按充电—放电方式运行的蓄电池,每3个月应进行均衡充电一次。

(3) 在充电过程中,检查每只蓄电池发生的气体是否均匀,如果有个别蓄电池不发生

气体时,则需检查测量电压和温度。如果发现内部短路现象时,应迅速排除。

(4)充电过程中,每小时对每只蓄电池的电压、电解液温度、液面高度以及有无不正常现象,进行一次测量和观察,并将结果做记录。

在充电过程中,氢氧化钾(KOH)与氢氧化锂(LiOH)混合电解液的温度不应超过 35℃,氢氧化钠(NaOH)与氧化锂(LiOH)混合电解液的温度不应超过 40℃,如果超过应减少充电电流值,待温度降下后,再用原来充电电流值充电。

(5)按充电—放电方式运行的蓄电池组,如充电终期电压高于母线的额定电压值,这是不允许的,该电压已比用电设备的最高允许电压(如继电器线圈、电磁操动机构合闸线圈的最大允许电压为额定电压的 110%,信号灯和事故照明灯为 105%等)还高。从以上情况来看,按充电—放电方式运行的蓄电池组,应装两组蓄电池交替使用较为合适。

(二)正常的充电—放电

正常的充电,是恒流充电制的几种规范之一,也可称为标准充电制,如表 8-4-4 所示。

表 8-4-4 几种恒流充电制度的规范和用途

制 别	正常充电制(标准充电制)	过充电制	快速充电制	递减法制(分级恒流)	
充电电流(A)	0.2Q	0.2Q	0.2Q	2×0.2Q	2Q
充电时间(h)	7	9	4	2.5	2
适用范围	常用,最好	过放电,长期容量不足或者北方气温低	受时间限制的作业或气温低		

碱性蓄电池的充电效率比较低,低温时更差,要尽量掌握在常温下充足电,在低温下使用的原则。对于只能在低温下进行作业的,则要采取过充制或快速充电制,以求得较好的充电效果。

1. 正常的充电方法。铁镍和镉镍蓄电池,通常以正常充电率的电流值充电 7~8h,必要时可用递减充电法,即先以正常充电率的 1 倍电流值充电 2.5h,然后再继以正常充电率的电流值充电 2h。

在充电过程中,必须注意蓄电池的温度。对于不加氢氧化锂(LiOH)的电解液,其温度不得超过 30℃,而加入氢氧化锂(LiOH)和氢氧化钾(KOH)的混合液不能超过 35℃,加入氢氧化锂(LiOH)和氢氧化钠(NaOH)混合液不超过 40℃,温度过高停止充电,待温度下降后再充电。

当蓄电池产生气体(特别负极析出氢气)发出声响,不能取下排气的塞子,并要保证塞子橡胶套管内部气体逸出。

当铁镍蓄电池两极间的电压升至 1.8V,镉镍蓄电池两极间的电压升到 1.75V,经 1h 后电压仍无明显变化,并且充入的电量是放出电量的 140%,即可正确判断充电完成。

铁镍蓄电池充电电流值在正常情况下应不小于正常充电率的一半,除了电解液温度

超过规定值外,一般不可用低于正常充电率的电流值充电。

2. 过充电方法(也称为均衡充电)。过充电目的是为了容量的恢复、为保持蓄电池的容量,每经 10~12 次充放电循环后,应进行一次过充电。对经常使用的蓄电池每月亦应进行一次过充电。

过充电的方法:以正常充电率的电流值充电 6h 后,再以正常充电率 1/2 的电流值继续充电 6h,或在充电中间也可以不减少充电电流值,但充电时间应不少于 9h。

急用时,可采用快速充电。以快速充电的电流值(为其额定容量 40% 的电流值)充电 3h,再以减半的电流值继续充电 3h。或者是额定容量 50% 的电流值充电 4h,过充电不但不会降低蓄电池的容量,而且在一定的条件下还可以增加其容量。

3. 正常放电。铁镍蓄电池和镉镍蓄电池的正常放电是以 8h 放电率进行的,但也有用 5h 放电率进行的。在放电过程中,参加化学反应的并不是全部的活性物质,影响蓄电池放电程度的因素主要是活性物质细孔率、有效面积、活性物质之间的接触程度等等,而与电解液的密度和扩散速度无关。但在使用过程中,仍要避免用过大或过小的电流放电。所以,用各种不同放电率进行放电时,必须注意其允许的终止电压,判断碱性蓄电池放电是否已终止。当蓄电池以连续稳定的电流放电时,只能通过观察蓄电池的端电压变化来确定放电程度,也就是说,根据在各种放电率下的终止电压来确定。

如果蓄电池间断放电,或放电时放电电流有变化,则可根据所记录的放电量来确定蓄电池是否应当终止放电。

二、浮充电连续充电方式

蓄电池按浮充电方式运行,就是将充满电的蓄电池组与硅整流充电装置并联运行,如图 8-4-3 所示。硅整流充电装置的直流电流要供给直流母线上正常的恒定负荷外,还以较小的直流电流补偿蓄电池的局部自放电。

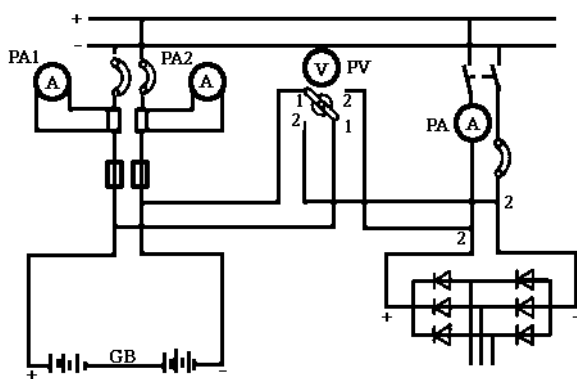


图 8-4-3 按浮充法运行的接线

浮充电运行的蓄电池的容量尚能保证高压断路器合闸大负荷的功能,也得保证在交

流故障时,供给正常的恒定负荷和事故照明。因此,按浮充电方式运行是保证直流电源运行的最好运行方式。浮充电连续充电方式蓄电池采用恒压充电,最好不采用恒流充电,因为补偿的浮充电流值是随蓄电池的自放电、内阻、容量变化而变化,蓄电池的自放电与正、负两电极活性物质配方、基板(板栅)结构、极片焊接、电解液的密度和温度、新旧蓄电池使用程度、电解液中含的金属杂质所产生的内电阻等因素有关,补偿自放电的电流值当然也随着这些因素的变化而不同。除了上述因素外,随着充电与放电过程中的物质变化而变化,蓄电池的容量也在变化,所以补偿的浮充电流值也随之变化。如果额定容量不变每安时补偿(补偿电流 $1\sim 2\text{mA}$ 或 $0.5\sim 3\text{mA}$ 以及 $3\sim 5\text{mA}$)必然会造成长时间小电流过充电或长时间小电流深放电,两者对蓄电池的特性和寿命损坏极大。

所以恒压方式保持每只蓄电池的电压控制在 $1.33\sim 1.38\text{V}$ 之间。根据电压的变化及时地调整浮充电的电流值,才能保证补偿了蓄电池自放电的损失。

采用浮充充电运行的蓄电池组应注意以下四点:

1. 每年至少进行两次均衡充电。因为在蓄电池组中,很可能有个别蓄电池自放电较强,以致电压过低。由于蓄电池自放电的不同,所需补偿的浮充电流值也有所不同,不能千篇一律靠浮充充电来恢复蓄电池的容量。均衡充电是使单只蓄电池的容量、电压处于同样均衡状态,以消除活性物质收缩、结块或硬化,增强活性物质的多孔性。

2. 每3个月进行一次核对性放电。核对性放电使正、负两极上的活性物质得以均匀活动,确保蓄电池的足够容量和延长使用寿命。核对性放电的电流值为 $0.2Q_5$,应放出额定容量的 $50\%\sim 60\%$ 。每只蓄电池的电压降到 $1.15\sim 1.10\text{V}$ 时,应停止放电,并立即以 $0.2Q_5$ 的电流值给予充电,并保证充满电。

3. $1\sim 2$ 年应进行一次全容量放电试验。全容量放电试验也称为活化处理或理疗性充放电,以鉴定蓄电池的容量。通过放电与充电过程的循环,使活性物质得到恢复。放电试验的放电电流值以 $0.2Q_5$ 安的电流值放电,每只蓄电池的电压降到极限终止电压 1.0V 时,立即停止放电,并按同一电流值给蓄电池过充电。

全容量放电试验的注意事项:

(1) 蓄电池单节温度不超过 45°C (一般为 40°C)。

(2) 测量记录单体电压和温度的时间间隔为每2h一次,后期每1h一次。

(3) 充足电的现象为:在闭合充电电路的充电状态下,单体电压高于 1.6V ,旧电池酌减,但不低于 1.45V ,电压稳定半小时以上不变。

(4) 放电的终止电压(旧电池酌减)随放电率不同而异,如表8-4-5所示,但做容量检查时的放电,必须按单体测量电压,记录好到达终止电压的时间,以便计算各单体的容量值。

表 8-4-5 放电终止电压随放电率之变化值

放电时间(h)	1	2	3	5	8	10	20
放电电流(A)	1.0Q	0.5Q	$\frac{1}{3}Q$	$\frac{1}{5}Q$	$\frac{1}{8}Q$	$\frac{1}{10}Q$	$\frac{1}{20}Q$
终止电压(V)	0.5	0.7	0.9	1.0	1.10	1.10	1.15
新品放电时间(h)	1	2	3	5	8	10	20

(5)第一次充电终止前要测量并调整电解液密度至规定数值,经调整的单体,应继续充电 2h,使电解液混合均匀后,复查密度。

(6)电解液化验用的样品抽取要在充电 2h 后,从三个单体中分别抽取 50ml,取样用的试管应清洁,样品要注明电池型号、使用日期及抽取日期。

(7)禁止明火接近充电作业场所和将金属器具置于电池上。碱性蓄电池单体经过容量检查,容量高于 50%~60% 额定容量的单体,有条件时要按照放电终期相同的单体电压值相差不超过 0.1V 的标准进行容量分组。要认真装好注液口盖,确认其密封状态良好,用热水(30~40℃)洗擦,吹干表面,涂上 70% 的凡士林油和 30% 的变压器油混合而成的防护油。容量低于 50% 的碱性蓄电池单体,可以采用快速充电、过充电或反复充放电进行处理,处理后容量仍然不能恢复到 80% 的单体,就要报废。

4. 按浮充电方式运行的蓄电池组,一旦交流发生故障不能浮充电运行时,则同蓄电池单独供给正常恒定负荷和事故明及可能增加的突然负荷,这时,单只蓄电池的电压由 1.35V 左右急剧下降到 1.2V,放电可继续到每只蓄电池的电压 1.0V 为止。将会影响直流系统的安全供电,为此,有必要装设备用蓄电池组。

三、均衡充电

均衡充电也称为过充电,均衡充电的目的是恢复蓄电池的容量。蓄电池在浮充运行中,小电流放电或者大电流过放电,正、负两电极上的活性物质中的一部分提前转化,另外一部分还在继续放电或者超过了放电的限度,提前转化的活性物质的细孔缩小而硬化,失去应有的作用。当蓄电池在充电时,正、负两电极上的活性物质有的已转化为可用的活性物质,还有部分物质正在转化或者尚没有转化过来就停止了充电,或者长期充电不足。因此,改正活性物质的作用不均,要进行均衡充电。

为了保持蓄电池的容量,每经过 10~12 次充放电循环后,应进行一次均衡充电,对于经常使用的蓄电池应每月进行一次均衡充电。

均衡充电方法有两种:

1)有的为了减少充电时间,用较大电流充电,虽然铁镍和镉镍蓄电池有其特性,但大

电流充电,弊病不少,不用较好。如果恢复性充电用于有浮充条件下运行的蓄电池放电之后恢复其容量时,1.52~1.55V 充电时间为 12h,然后再转入浮充电制充电。

2)最好是用恒压充电。正常时以充电率 $0.2Q_5$ 的电流值进行充电,每只蓄电池的电压达到 1.55V 左右时,将充电电流值减为正常充电率的 1/2 电流值,即 $0.1Q_5$ 的电流值继续充电 2h,停止充电 1h。然后仍用正常充电率 1/2、 $0.1Q_5$ 的电流值充电 1h。如此反复进行,直到充电装置一经合闸,充电电流刚调到 $0.1Q_5$ 的电流值时,蓄电池的电压立即达到 1.55V 以上,并发生大量气体,均衡充电方告完成。充电时间应不少于 12h。

在充电终止时,必然发生大量气体,电解液外溢,液面降低。这时应及时用纯水将液面补充至液面标准线,并将外溢溶液擦拭干净。

四、电解液密度的调整补充及更换

(一)电解液密度的调整和液面的补充

1. 电解液密度的调整。从铁镍和镉镍蓄电池的充放电化学反应式中可以看出,电解液的密度在充放电过程中不变化,只起传导电流的媒介作用。但在充电及浮充电过程中,水不断被电解,变为氢气和氧气逸出,同时还有水分蒸发以及发生非正常损耗情况等,不但使液面降低,而且密度也会升高。所以,电解液的密度实际上是有变化的。

碱性溶液中的水和碱两者的密度值是不同的,水在摄氏 4°C 时的密度为 1,而碱溶液中碱的密度高于水。若在溶液中水的含量过多时,密度必然降低,致使导电性能降低,内阻增大,电压降低,容量减少。如果电解液中的碱量过多,密度必然升高,超过一定限度值时,也同样增大蓄电池的内阻,降低导电率,影响蓄电池的特性和容量。电解液密度的高低对蓄电池的特性和容量具有很大的影响,因此在使用过程中,根据环境温度的变化来改变电解液的密度值,使其保持在标准密度值范围之内是极为重要的。因此蓄电池在使用过程中,必须经常检查测量电解液的密度及液面高充,不符标准者,应及时加以调整,且不可忽视。

2. 电解液液面的补充。电解液液面的高低,也是影响蓄电池特性的一个主要因素。若电解液超过液面标准上限时,因液面过高与蓄电池槽盖和气塞距离缩小,在浮充电运行,尤其是过充电气体发生时,则出现电解液外溢,或从各空隙外渗,是爬碱的原因之一。蓄电池槽盖和极柱上的碱溶液经空气干燥后,便形成了白色结晶粉末的碳酸盐。它是一种导电不良物质,使蓄电池接触电阻增大,自放电增大,绝缘强度降低,极柱发热,容易引起蓄电池电解液的温度升高。蓄电池槽会因受热而变形,甚至正、负极柱之间经微的短路等都会损坏蓄电池的寿命。

若电解液液面低于标准下线时,正、负两电极暴露在液面之上的部分极板将会严重氧化而钝化,增大了电阻,充电与放电时不反应,从而使正、负两电极的作用面积减少,单位面积所承担的电流密度增加,电压降低,容量减小。如遇有高压断路器分合闸时,有造

成拒动作的危险。

因此,结合保养工作和检修安排,经常进行电解液面高度检查与调整。

电解液面高度不符合规定者,要区别下面三种情况予以调整:

(1)电解液正常损耗。大多数蓄电池单体的电解液液面表现为有规律的、缓慢的损耗。可以用纯水(脱盐水)进行补充,调整其水质要求标准同酸电池相同。

(2)电解液过量损耗。少数单体出现这种异常情况时,要判明原因,分别是发生倾倒、浮充电规范不当、壳体裂纹渗漏或单体内部短路等不同情况,及时消除故障原因,可以补加电解液,不能及时消除故障,须进行更换或消除故障后,补入电解液运行。此外,新投入使用的碱性蓄电池,在浮充电过程中产生气泡比较剧烈,耗水量比较大,不属于故障情况,可以采取勤补充电解液的方法运行。

(3)电解液无损耗。个别单体发生电解液无损耗的情况,说明蓄电池单体内部或外部发生短路,处于不参与工作的状态,应更换、修理或消除外部短路后继续运行。

调整液面高度及密度时,采用脱盐水或配制好的电解液。操作时注意不要把水或电解液洒在电池箱体及托架表面上,以免生成漏电桥。

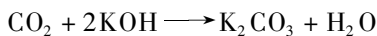
(二)电解液的更换

1. 电解液更换的目的。电解液的质量对蓄电池的容量、特性和寿命都有很大的影响。在配制电解液时,电解液的成分应随气候而变化。在寒冷的气候条件下,使用浓的氢氧化钾电解液;夏季则应更换较稀的氢氧化钠、氢氧化锂的混合液。

蓄电池在制造时,正、负极中残存硝酸根和硝酸钾的量虽小,但对正、负两电极也有一定的影响,它的反应为



在使用过程中,电解液吸收空气中二氧化碳,反应为



从上述各反应式中可以看出,硝酸钾、碳酸钾和二氧化碳这些有害杂质都会在电解液中存在,并且杂质只增无减。当碳酸钾或碳酸钠的含量超过 50g/L 时,蓄电池的特性、容量和寿命都会显著降低。

镉镍蓄电池经过100次充放电循环后,应更换电解液,不经常使用的蓄电池,每年也要更换一次电解液。铁镍蓄电池每充电放电循环50次应更换电解液一次,根据气候的变化,一般每年不得少于两次。但蓄电池在使用过程中,随充电和放电电流大小、环境温度的高低、维护方法是否恰当以及与空气接触时间的长短等不同,电解液中一些碳酸盐有害杂质的含量也有所不同。所以不应只根据充电与放电循环次数的多少或使用所限的长短作为更换电解液的周期。若在周期内杂质含量不超过允许值就不必更换了,如果

未到更换周期,电解液内的杂质含量已超过允许值,蓄电池的容量显著降低,则电解液的更换期应缩短。所以,电解液是否需要更换,应以取样化验分析的结果确定。

2. 更换电解液的方法。镉镍和铁镍蓄电池电解液更换的方法,是先用 5h 放电率 $0.2Q_5$ 的电流值放电,使每只蓄电池的电压降至 1.0V;拧下气塞,将蓄电池槽倒立,用力摇动蓄电池,使容器内的残渣、粉渣脱落,要避免倒液时沉淀物短接极板,灼伤极板;用除去残渣的旧电解液清洗,再用纯水冲洗蓄电池内部数次,特别注意极板与隔板中的碳酸盐,一直洗到从蓄电池内倒出的水中无残渣沉淀物质时为止,必须立即将新配制的电解液或再生过的电解液注满蓄电池内;在任何情况下,用纯水冲洗过的蓄电池,即使是短时间在空气中搁置,未立即注入电解液都是不允许的。蓄电池内注满电解液后,拧紧气塞,静止 2~4h 后,检查电解液密度和液面高度及碳酸含量($\leq 5g/L$),必要时加以调整,使其达到规定的数值,然后再加入适量的液状石蜡,拧紧塞子,注满电解液经静止后的蓄电池给予还原,充电电流值与放电电流相同。可用 5h 放电率的正常电流值($0.2Q_5$)充电 12h 以上,当接近充电终期时再降低充电率。充电终期电压应达到 1.70V 以上。

五、蓄电池的贮存保管

碱性蓄电池的贮存保管视其贮存保管期限的长短,可分为长期放电状态下贮存保管及短期带电贮存保管,可在充电状态贮存保管及在放电状态下贮存保管。蓄电池的贮存保管好坏,和周围环境温度及蓄电池贮存保管前的技术状况有关,严格按照要求维护贮存保管的蓄电池,可以保证容量和使用寿命。

现以铁镍和镉镍蓄电池为例,说明贮存保管的要求。

1. 贮藏新蓄电池时,必须先检查注液塞是否严密,通气孔的橡皮垫圈是否完好并且镀镍容器和所有金属部分是否已涂中性的凡士林油(已涂沥青部分可不再涂凡士林油)。

2. 停止使用的蓄电池,储备时间在两年左右的一般采取不带液存放,应当进行一次正常的充电与放电。用正常 5h 率 $0.2Q_5$ 的电流值充电 8h,然后用同一电流值放电,使每只蓄电池的极限终止电压降至 1.0V 时为止。然后倒净电解液(不用冲洗),将蓄电池表面灰尘和附着的碳酸盐清擦干净,拧紧气塞,气塞上面的孔眼用凡士林涂封或石蜡灌注,以防空气进入。极柱、螺母、金属垫圈、跨接连板等金属裸露部分,均应喷洒金属防锈剂或涂以薄层中性凡士林油,以防锈蚀。这样做好后即可存放。

3. 带液存放的电解液一般是短期贮期保管。贮存保管前,应按正常 5h 率 $0.2Q_5$ 的电流值给蓄电池充满电,调整液面高度,使其符合标准,清擦干净。每 3 个月抽样化验并补充电,每两年左右做一次容量检查。使用时,仍按正常 5h 充电率 $0.2Q_5$ 的电流值充电 4~5h,给予充电,即可使用。

无论是带液存放还是不带液存放,或者是长时期还是短时期贮存保管的蓄电池,都必须按下列条件进行维护:贮存保管蓄电池的室内应通风良好,干燥,室内温度保持 $20 \pm$

5℃范围之内变化,碱性蓄电池不得与酸性蓄电池及酸类物质储藏在一起,贮存保管蓄电池的室内不得有酸雾,贮存保管蓄电池室内不得有灰尘,应保持清洁,并经常擦拭附着在蓄电池的灰尘和电池槽盖上碳酸盐的白色粉末。

六、容量恢复

电池在运用过程中,由于电器消耗、漏电以及浮充电等因素,使其实际容量不足。发生容量降低的主要因素有:碳酸盐含量太高,碱性铁镍、镉镍蓄电池的电解液中碳酸钾或碳酸钠的含量超过 50g/L 时,正极板的容量将逐渐减少,使蓄电池的容量降低 25% ~ 40%,甚至达 60%;由于经常充电不足,长时间小电流放电或短时间大电流深放电以及电解液成分不当,电解液过少,密度过低或其中含的杂质过多,蓄电池内部或外部发生短路等。针对上述原因,可采取下列措施恢复蓄电池的容量。

1. 由于浮充电不足,部分单体漏电使其容量下降,造成了容量过低或蓄电池组各单体间的不均衡。以及放置 1~3 个月的电池投入使用时,也要进行补充电。补充电电流一般为 0.1~0.2Q(Q 是额定容量)充电电量为 0.4~0.5 倍的额定容量。充电时间则是充电电量与充电电流的比值。

2. 长时期处于浮充电状态的蓄电池组,正、负两电极上的活性物质电化不均,会造成蓄电池的容量减退,必须进行活化处理。活化的目的是使正、负两电极上的活性物质得到均匀活动,增加多孔性。浮充电运行的蓄电池组,每 3 个月应对蓄电池组活化 1 次。蓄电池活化,应在环境温度 15~30℃范围之内,以正常 5h 率 0.2Q₅ 的电流值放电至每只蓄电池的极限终止电压 1.0V 时为止,然后再以同一电流值充电 12h,静置 1h,如此充电与放电循环 2~3 次,即可恢复活性物质的应有作用。

3. 长期以氢氧化钾作为电解液,致使蓄电池的容量降低时,可改为氢氧化钠作为电解液。在改换电解液时,将原来的氢氧化钾电解液取出,用纯水洗涤蓄电池 2~3 次,再将密度 1.170~1.180 的氢氧化钠电解液注入,并浸没极板,静置 2h 后,将蓄电池两次均衡充电。每次均衡充电后,立即用正常放电率放电 8h,放电至 1.0V。经均衡充电与放电两次循环之后,将氢氧化钠电解液取出,再注入 1.70~1.90 密度的氢氧化钠电解液,再重复两次均衡充电,充电装置一经合闸,充电电流刚调到 0.1Q₅ 的电流值时,蓄电池的电压立即达到 1.55V 以上,并发生大量气体。这样处理后,蓄电池的容量基本上可以完全恢复。

4. 由于电解液内碳酸盐含量过多致使蓄电池的容量降低时,更换电解液后容量即可恢复。更换电解液一般以电解液中含碳酸根或碳酸盐类含量超过限定标准为依据的。各型碱电池规定,电解液需经化验分析碳酸盐的含量限定是 50g/L,也有采用一年(浮充电可延长至 3 年)或 100 次循环定期更换的。

更换电解液时,用正常 5h 放电率 0.2Q₅ 的电流值进行放电,使每只蓄电池的极限终

止电压降到 1.0V 时为止。倒出电解液并用纯水冲洗数次,无沉淀物质时,立即注入新配制的电解液,静止 2~4h 后,用 5h 率 0.2Q₅ 的电流值给蓄电池过充电。过充电时,单只蓄电池的终期电压达 1.7V,充电时间达 12h 以上时,再用同一电流值放电,单只蓄电池的极限终上电压降至 1.0V 时为止,然后再用同一电流值充电。如此充电与放电循环 3~5 次,蓄电池的容量即可恢复。

5. 用氢氧化钾或氢氧化钠水溶液作为电解液的蓄电池,当容量损失 60% 时,常被废弃。其实只要蓄电池正、负两电极上的活性物质没有脱落,基板(板栅)没有断裂,正、负两极间没有短路,仍可恢复使用。其恢复的方法是:

将蓄电池外表面用热水洗净后,注入纯水,放置一昼夜,以检查有无渗漏。

如果蓄电池槽没有渗漏,倒出纯水,根据使用的环境温度要求,注入密度为 1.200 的氢氧化钠溶液或者密度为 1.220 的氢氧化钾溶液,将容量相同的蓄电池串联,用正常充电率 0.2Q₅ 的电流值充电。充电中对单只蓄电池的电压进行测量,如果蓄电池的电压高于 0.2V,这说明无短路,可分两个阶段恢复蓄电池的容量。

第一阶段是以正常充电率 0.2Q₅ 的电流值充电 12h 的过充电,再以 0.3Q₅ 的电流值放电,使每只蓄电池的极限终止电压降至 1.0V 时为止,按上述充电与放电进行三次循环。第三次放电时,每一单只蓄电池的电压应该是平稳降低,如果每一单只蓄电池电压降到 1.0V 的放电持续时间达到 4h 以上时,即可用混合电解液进行第二阶段处理。混合液是往碱性蓄电池电解液中加入氢氧化钾 LiOH,使正、负极上的活性物质细孔性能增加,达到极板均匀地活动,效果特别明显。如果温度较低,其作用不但不显著,反而增大了蓄电池的内阻。将纯电解液从蓄电池内倒净后,立即注入密度为 1.20 ± 0.02 的氢氧化钾溶液中添加 40g/L 含水的氢氧化锂或在密度 1.18 ± 0.02 的氢氧化钠溶液中添加 20g/L 含水的氢氧化锂配制而成的混合电解液,达到上部液面红线后静置 2~4h,使电解液充分渗入正、负两电极的活性物质内部。

恢复蓄电池容量的第二阶段分成两次循环。第一次循环用正常充电率 0.2Q₅ 的电流值充电 12h,再以 0.25Q₅ 的电流值放电,末期的极限终止电压为 1.0V(约 4h)。第二次循环仍用正常充电率 0.2Q₅ 的电流值充电 12h,再以 0.25Q₅ 的电流值放电,末期的极限终止电压不可低于 1.0V(约 5h)。在充电与放电的循环过程中,电解液面不可低于上液面红线,不足时以纯水补充。在充电与放电过程中,每隔 1h 测量并记录每只蓄电池的电压数值。

第一次循环试验时,其容量增加仅达到原有容量的 25%~30%,而后才渐渐增加至额定容量的 50%~80%。经过几次处理之后,才能完全恢复其额定容量。

七、一般维护事项

碱性蓄电池具有电压平稳、能量高、脉冲大电流放电、寿命长等优点。能否达到或保

持这些优点,使用与维护极为重要。碱性蓄电池的维护要与检修周期同步进行,也要加强周期性的检查工作,这样才能有效地控制蓄电池可靠工作。碱性蓄电池有自己的内在规律性和特点,必须通过检查监视它的运行状态,重点掌握容量、电解液面高度、绝缘等情况。为了保持蓄电池的容量,延长使用寿命,保证它应有的特性,在使用过程,应注意下列事项:

1. 电解液面高度。浮充电过程中,水不断被电解,同时还有水分蒸发,以及发生非正常损耗情况等都会影响电解液面的高度变化。电解液的液面应高于极板 $10\sim 20\text{mm}$,调整液面高度及密度时,采用纯水或者配制好的电解液使其符合标准,达到液面的标准高度。操作时,注意不要把水或电解液洒在电池槽外及托架表面,以免生成漏电桥。液面应保持有适量的液状石蜡,以防止电解液与空气中的二氧化碳之间发生化学反应。

2. 蓄电池外部和槽箱应经常保持清洁和干燥,溢在蓄电池槽上的电解液,以及蓄电池外表面各部形成的碳酸盐白色粉末,必须及时擦拭干净,必要时用水冲洗,再用风吹干,加强绝缘。因为碳酸盐是一种导电不良物质,不但增大电阻,电池表面的污垢降低绝缘,产生爬电桥,造成直流系统接地或短路(进行蓄电池组对地绝缘测量时,绝缘电阻应保证在工作电压下,计算漏电电流不大于 10mA);而且还会造成极柱接触发热,槽体变形,损坏蓄电池。

3. 发现铁质蓄电池槽外部有生锈痕迹时,应用布蘸石油擦试之,切不可用金属工具或砂纸打磨。将镀镍部分擦净之后,必须涂以凡士林油,以防生锈。由于铁质蓄电池槽蚀易于漏液,易腐蚀设备或造成蓄电池损坏,应引为注意。

4. 在使用过程中,应对注液口盖及其密封状态进行检查。碱性蓄电池的电解液有吸收空气中二氧化碳并生成碳酸盐的弊病,所以它的注液口盖都有单向逆止阀,既要保证外界空气不得进入单体内部同电解液接触,又要保证内部生成的气体到达一个不高的压力时,能够顺利逸出。因此应经常进行检查,凡是发现密封结构的胶圈过松或固死、浮球式密封结构的浮环及压簧不良、阀口有固态碱生成或者气塞上橡胶套管的弹性老化失效致使蓄电池内部气体不易排出、蓄电池槽膨胀变形等,都应及时更换或清理。

5. 蓄电池内的电解液容易吸收空气中的二氧化碳,产生碳酸盐。碳酸盐的含量超过 50g/L 时,蓄电池的特性和容量就会显著降低。因此,每年应取样化验分析碳酸盐的含量是否超过允许值,按化验分析的结果确定电解液是否需要更换。

6. 为了防止空气进入蓄电池内,注入电解液或补充液面高度时,只准打开一只气塞注入一只,且不可将蓄电池组的气塞全部打开,更不可打开气塞运行。

7. 对蓄电池单体的电气连接状态检查连接柱、连接线、蓄电池组引出线各接触点必须牢固,长度适宜,接触面无锈蚀,有效导电面积损失不大于 10% ,引出线绝缘不得缺损或老化,连接线及极柱应清洁,防护应完好,防止因接触不良发热,蓄电池槽体受热变形或烧毁蓄电池。

8. 蓄电池在使用或带电保存中,不允许金属器具同时接触正、负两极,防止短路烧伤,特别在紧固螺母时要特别注意,必要时应用绝缘物质隔开正、负两极。

9. 蓄电池室的温差不宜变化过大,在 $20 \pm 5^{\circ}\text{C}$ 的范围内变化最为适宜。室内应干燥,并有良好的通风。在任何情况下,都不允许有明火靠近充电的蓄电池。碱性蓄电池室内,严禁有酸性蓄电池或其他酸性物质。

10. 设有专人负责蓄电池的充放电等一些日常使用维护工作。蓄电池在充电时,应保证充电电流值的准确,并有足够的充电时间,否则,会造成充电不足,容量减少或造成极度的过充电而损坏蓄电池。维护碱性蓄电池所用的容器、仪表、仪器及工具等,要有明显标志,且不可与酸性混用。测量蓄电池的电压表、电流表、密度计、温度计等仪表和仪器每年应校验一次。

11. 采用氢氧化锂与氢氧化钾或者氢氧化钠的混合电解液,能使蓄电池的容量和寿命达到额定值。蓄电池在 $20 \pm 5^{\circ}\text{C}$ 的环境温度中使用,应采用密度为 1.20 ± 0.02 、每升溶液中含 40g 氢氧化锂与氢氧化钾的混合电解液。在使用过程中,氢氧化钾与氢氧化锂混合电解液的最高温度不许超过 35°C 。在充电过程中,电解液的温度不超过 30°C 。蓄电池若在 35°C 以上的环境温度下使用时,应采用密度为 1.18 ± 0.02 、每升溶液中含 20g 氢氧化锂与氢氧化钠的混合电解液。蓄电池在使用中,氢氧化钠与氧化锂混合电解液的最高温度不许超过 40°C 。在充电过程中,电解液的温度不超过 35°C 。如电解液的温度过高,蓄电池的容量和寿命将会减少。

第五章 相关标准规范

中华人民共和国国家标准

电气装置安装工程

蓄电池施工及验收规范

GB 50172 - 92

主编部门 : 中华人民共和国能源部

批准部门 : 中华人民共和国建设部

施行日期 : 1993 年 7 月 1 日

第一章 总 则

第 1.0.1 条 为保证蓄电池组的工程安装质量 , 促进工程施工技术水平的提高 , 确保蓄电池组的安全运行 , 制订本规范。

第 1.0.2 条 本规范适用于电压为 24V 及以上 , 容量为 30A·h 及以上的固定型铅酸蓄电池组和容量为 10A·h 及以上的镉镍碱性蓄电池组安装工程的施工及验收。

第 1.0.3 条 蓄电池组的安装应按已批准的设计进行施工。

第 1.0.4 条 采用的设备及器材 , 应符合国家现行技术标准的规定 , 并应有合格证件。设备应有铭牌。

第 1.0.5 条 蓄电池在运输、保管过程中 , 应轻搬轻放 , 不得有强烈冲击和振动 , 不得倒置、重压和日晒雨淋。

第 1.0.6 条 设备到达现场后,应在规定期限内作验收检查,并应符合下列要求:

- 一、包装及密封应良好。
- 二、开箱检查清点,型号、规格应符合设计要求,附件齐全,无件无损坏情况。
- 三、产品的技术文件应齐全。
- 四、按本规范要求外观检查合格。

第 1.0.7 条 蓄电池到达现场后,应有产品规定的有效保管期限内进行安装及充电。不立即安装时,其保管应符合下列要求:

- 一、酸性和碱性蓄电池不得存放在同一室内。
- 二、蓄电池不得倒置,开箱存放时,不得重叠。
- 三、蓄电池应存放在清洁、干燥、通风良好、无阳光直射的室内;存放中,严禁短路、受潮,并应定期清除灰尘,保证清洁。

四、酸性蓄电池的保管室温宜为 $5 \sim 40^{\circ}\text{C}$,碱性蓄电池的保管温度不宜高于 35°C 。存放宜在放电态下,拧下密闭气塞,清理干净,在极柱上涂抹防腐脂。

第 1.0.8 条 施工中的安全技术措施,应符合本规范和现行有关安全技术标准及产品的技术文件的规定。

第 1.0.9 条 蓄电池室的建筑工程施工应符合下列要求:

一、与蓄电池安装有关的建筑物的建筑工程质量,应符合国家现行的建筑工程施工及验收规范中的有关规定。

二、蓄电池安装前,建筑工程及其辅助设施应按设计要求全部竣工,并经验收合格。

第 1.0.10 条 蓄电池室照明灯具的装设位置应便于维护;所用导线或电缆应具有防腐性能或采取防腐措施。

第 1.0.11 条 蓄电池组的施工及验收除按本规范的规定执行外,尚应符合国家现行的有关标准规范的规定。

第二章 铅酸蓄电池组

第一节 安 装

第 2.1.1 条 铅酸蓄电池安装前,应按下列要求进行外观检查:

- 一、蓄电池槽应无裂纹、损伤,槽盖应密封良好。
- 二、蓄电池的正、负端柱必须极性正确,并应无变形;防酸栓、催化栓等部件应齐全无损伤;滤气帽的通气性能应良好。
- 三、对透明的蓄电池槽,应检查极板无严重受潮和变形,槽内部件应齐全无损伤。
- 四、连接条、螺栓及螺母应齐全。
- 五、温度计、密度计应完整无损。

第 2.1.2 条 清除蓄电池槽表面污垢时,对用合成树脂制作的槽,应用脂肪烃、酒精

擦拭,不得用芳香烃、煤油、汽油等有机溶剂擦洗。

第 2.1.3 条 蓄电池组的安装应符合下列要求:

- 一、蓄电池放置的平台、基架及间距应符合设计要求。
- 二、蓄电池安装应平稳,间距均匀,同一排、列的蓄电池槽应高低一致,排列整齐。
- 三、连接条及抽头的接线应正确,接头连接部分应涂以电力复合脂,螺栓应紧固。
- 四、有抗震要求时,其抗震设施应符合有关规定,并牢固可靠。
- 五、温度计、密度计、液面线应放在易于检查的一侧。

第 2.1.4 条 蓄电池的引出电缆的敷设,应符合现行国家标准《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》中的有关规定外,尚应符合下列要求:

- 一、宜采用塑料外护套电缆。当采用裸铠装电缆时,其室内部分应剥掉铠装。
- 二、电缆的引出线应用塑料色带标明正、负极的极性。正极为赭色,负极为蓝色。
- 三、电缆穿出蓄电池室的孔洞及保护管的管口处,应用耐酸材料密封。

第 2.1.5 条 蓄电池室内裸硬母线的安装,除应符合现行国家标准《电气装置安装工程母线装置施工及验收规范》中的有关规定外,尚应采取防腐措施。

第 2.1.6 条 每个蓄电池应在其台座或槽的外表面用耐酸材料标明编号。

第二节 配液与注液

第 2.2.1 条 配制电解液应采用符合现行国家标准《蓄电池用硫酸》规定的硫酸,并应有制造厂的合格证件。当采用其它品级的硫酸时,其物理及化学性能应符合本规范附录一的规定。

蓄电池用水应符合国家现行标准《铅酸蓄电池用水》的规定。新配制的稀酸仅在有怀疑时才进行化验。

第 2.2.2 条 配制或灌注电解液时,必须采用耐酸、耐高温的干净器具。应将浓硫酸缓慢地倒入蒸馏水中,严禁将蒸馏水倒入浓硫酸中,并应使用相应的劳保用品及工具。

新配制的电解液的密度必须符合产品技术条件的规定。

第 2.2.3 条 注入蓄电池的电解液,其温度不宜高于 30℃。当室温高于 30℃时,不得高于室温。注入液面的高度应接近上液面线。全组蓄电池应一次注入。

第三节 充 放 电

第 2.3.1 条 电解液注入蓄电池后,应静置 3~5h,液温冷却到 30℃以下,室温高于 30℃时,待液冷却到室温时方可充电。但自电解液注入第一个蓄电池内开始至充电之间的放置时间,应符合产品说明书的规定;当产品说明书无规定时,不宜超过 8h。

蓄电池的防酸栓、催化栓及液孔塞,在注液完毕后应立即回装。

第 2.3.2 条 蓄电池的初充电及首次放电,应按产品技术条件的规定进行,不得过充过放。并应符合下列要求:

一、初充电前应对蓄电池组及其连接条的连接情况进行检查。

二、初充电期间,应保证电源可靠,不得随意中断。

三、充电过程中,电解液温度不应高于 45℃。

第 2.3.3 条 蓄电池初充电时应符合下列要求:

一、采用恒流充电法充电时,其最大电流不得超过制造厂规定的允许最大电流值。

二、采用恒压充电法充电时,其充电的超始电流不得超过允许最大电流值;单体电池的端电压不得超过 2.4V。

三、装有催化栓的蓄电池,当充电电流大于允许最大电流值充电时,应将催化栓取下,换上防酸栓;充电过程中,催化栓的温升应无异常。

第 2.3.4 条 蓄电池充电时,严禁明火。

第 2.3.5 条 蓄电池的初充电结束时应符合下列要求:

一、充电容量应达到产品技术条件的规定。

二、恒流充电法,电池的电压、电解液的密度应连续 3h 以上稳定不变,电解液产生大量气泡;恒压充电法,充电电流应连续 10h 以上不变,电解液的密度应连续 3h 以上不变,且符合产品技术条件规定的数值。

第 2.3.6 条 初充电结束后,电解液的密度及液面高度需调整到规定值,并应再进行 0.5h 的充电,使电解液混合均匀。

第 2.3.7 条 蓄电池组首次放电终了时应符合下列要求:

一、电池的最终电压及密度应符合产品技术条件的规定。

二、不合标准的电池的电压不得低于整组电池中单体电池的平均电压的 2%。

三、电压不合标准的蓄电池数量,不应超过该组电池总数量的 5%。

四、温度为 25℃ 时的放电容量应达到其额定容量的 85% 以上。当温度不为 25℃ 而在 10~40℃ 范围内时,其容量可按下式进行换算:

$$C_{25} = \frac{C_t}{1 + 0.008(t - 25)} \quad (2.3.7)$$

式中 t ——电解液在 10h 率放电过程中最后 2h 的平均温度(℃)

C_t ——当液温为 t ℃ 时实测得容量(A·h)

C_{25} ——换算成标准温度(25℃)时的容量(A·h);

0.008——10h 率放电的容量温度系数。

第 2.3.8 条 首次放电完毕后,应按产品技术要求进行充电,间隔时间不宜超过 10h。

第 2.3.9 条 蓄电池组在 5 次充、放电循环内,当温度为 25℃ 时,放电容量应不低于 10h 率放电容量的 95%。

第 2.3.10 条 充、放电结束后,对透明槽的电池,应检查内部情况,极板不得有严重

弯曲、变形或活性物质严重剥落。

第 2.3.11 条 在整个充、放电期间,应按规定时间记录每个蓄电池的电压、电流及电解液的密度、温度。充、放电结束后,应绘制整组充、放电特性曲线。

第 2.3.12 条 蓄电池充好电后,在移交运行前,应按产品的技术要求进行使用与维护。

第三章 镉镍碱性蓄电池组

第一节 安 装

第 3.1.1 条 蓄电池安装前应按下列要求进行外观检查:

一、蓄电池外壳应无裂纹、损伤、漏液等现象。

二、蓄电池的正、负极性必须正确,壳内部件应齐全无损伤;有孔气塞通气性能应良好。

三、连接条、螺栓及螺母应齐全,无锈蚀。

四、带电解液的蓄电池,其液面高度应在两液面线之间,防漏运输螺塞应无松动、脱落。

第 3.1.2 条 清除壳表面污垢时,对用合成树脂制作的外壳,应用脂肪烃、酒精擦拭,不得用芳香烃、煤油、汽油等有机溶剂清洗。

第 3.1.3 条 蓄电池组的安装应符合下列要求:

一、蓄电池放置的平台、基架及间距应符合设计要求。

二、蓄电池安装应平稳,同列电池应高低一致,排列整齐。

三、连接条及抽头的接线应正确,接头连接部分应涂以电力复合脂,螺母应坚固。

四、有抗震要求时,其抗震设施应符合有关规定,并牢固可靠。

五、镉镍蓄电池直流系统成套装置应符合国家现行技术标准的规定。

盘柜安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程盘、柜及二次回路结线施工及验收规范》中的有关规定。

第 3.1.4 条 蓄电池引线电缆的敷设,应符合现行国家标准《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》中的有关规定。电缆引出线应采用塑料色带标明正、负极的极性,正极为赭色,负极为蓝色。

第 3.1.5 条 蓄电池室内裸硬母线的安装,应符合现行国家标准《电气装置安装工程母线装置施工及验收规范》中的有关规定外,尚应采取防腐措施。

第 3.1.6 条 每个蓄电池应在其台座或外壳表面用耐碱材料标明编号。

第二节 配液与注液

第 3.2.1 条 配制电解液应采用符合现行国家标准的三级即化学纯的氢氧化钾

(KOH)其技术条件应符合本规范附录二的规定。

配制电解液应用蒸馏水或去离子水。

第 3.2.2 条 电解液的密度必须符合产品技术条件的规定。

第 3.2.3 条 配制和存放电解液应用耐碱器具,并将碱慢慢倾入水中,不得将水倒入碱中。配制的电解液应加盖存放并沉淀 6h 以上,取其澄清液或过滤液使用。电解液有怀疑时应化验,其标准应符合本规范附录三的要求。

第 3.2.4 条 注入蓄电池的电解液温度不宜高于 30℃时;当室温高于 30℃时,不得高于室温。其液面高度应在两液面线之间。注入电解液后宜静置 1~4h 方可初充电。

第三节 充 放 电

第 3.3.1 条 蓄电池的初充电应按产品的技术要求进行,并应符合下列要求:

一、初充电期间,其充电电源应可靠。

二、初充电期间,室内不得有明火。

三、装有催化栓的蓄电池应将催化栓旋下,待初充电全过程结束后重新装上。

四、带有电解液并配有专用防漏运输螺塞的蓄电池,初充电前应取下运输螺塞换上有孔气塞,并检查液面不应低于下液面线。

五、充电期间电解液的温度宜为 $20 \pm 10^\circ\text{C}$,当电解液的温度低于 5°C 或高于 35°C 时,不宜进行充电。

第 3.3.2 条 蓄电池初充电达到规定时间时,单体电池的电压应符合产品技术条件的规定。

第 3.3.3 条 蓄电池初充电结束后,应按产品技术条件规定进行容量校验,高倍率蓄电池还应进行倍率试验,并应符合下列要求:

一、在 5 次充、放电循环内,放电容量在 $20 \pm 5^\circ\text{C}$ 时应不低于额定容量。当放电时电解液初始温度低于 15°C 时,放电容量应按制造厂提供的修正系数进行修正。

二、用于有冲击负荷的高倍率蓄电池倍率放电,在电解液温度为 $20 \pm 5^\circ\text{C}$ 条件下,以 $0.5C_5$ 电流值先放电 1h 情况下继以 $6C_5$ 电流值放电 0.5s,其单体蓄电池的平均电压应为:

超高倍率蓄电池不低于 1.1V;

高倍率蓄电池不低于 1.05V。

三、按 $0.2C_5$ 电流值放电终结时,单体蓄电池的电压应符合产品技术条件的规定,电压不足 1.0V 的电池数不应超过电池总数的 5%,且最低不得低于 0.9V。

注: C_5 为碱性蓄电池的额定容量值。

第 3.3.4 条 充电结束后,应用蒸馏水或去离子水调整液面至上液面线。

第 3.3.5 条 在整个充、放电期间,应按规定时间记录每个蓄电池的电压、电流及电解液和环境的温度,并绘制整组充、放电特性曲线。

第 3.3.6 条 蓄电池充好电后,在移交运行前,应按产品的技术要求进行使用和維護。

第四章 端电池切换器

第 4.0.1 条 端电池切换器的低板应绝缘良好;接触刷子应转动灵活,并与固定触头接触紧密;接线端子与端电池的连接应正确可靠;接触刷子的并联电阻应良好。手动端电池切换器的旋转手柄顺时针方向旋转时,应使电池数增加。

第 4.0.2 条 电动端电池切换器及其控制器尚应符合下列要求:

- 一、滑动接触面接触紧密。
- 二、接线正确。
- 三、远方操作正确。切换开关及终端开关动作可靠,且位置指示正确。
- 四、切换过程中不得有开路和短路现象。

第五章 工程交接验收

第 5.0.1 条 在验收时应进行下列检查:

- 一、蓄电池室及其通风、采暖、照时等装置应符合设计的要求。
- 二、布线应排列整齐,极性标志清晰、正确。
- 三、电池编号应正确,外壳清洁,液面正常。
- 四、极板应无严重弯曲、变形及活性物质剥落。
- 五、初充电、放电容量及倍率校验的结果应符合要求。
- 六、蓄电池组的绝缘应良好,绝缘电阻应不小于 $0.5\text{M}\Omega$ 。

第 5.0.2 条 在验收时,应提交下列资料 and 文件:

- 一、制造厂提供的产品使用维护说明书及有关技术资料。
- 二、设计变更的证明文件。
- 三、安装技术记录,充、放电记录及曲线等。
- 四、材质化验报告。
- 五、备件、备品清单。

附录一 铅酸蓄电池用材质及电解液标准

附表 1.1 铅酸蓄电池用材质及电解液标准

指标名称	浓硫酸	使用中电解液	蒸馏水
硫酸(H ₂ SO ₄)含量(%)	≥92	40~15	
灼烧残渣含量(%)	≤0.05	≤0.02	≤0.01
锰(Mn)含量(%)	≤0.0001	≤0.00004	≤0.00001
铁(Fe)含量(%)	≤0.012	≤0.004	≤0.0004
砷(As)含量(%)	≤0.0001	≤0.00003	
氯(Cl)含量(%)	≤0.001	≤0.0007	≤0.0005
氮氧化物(以N计)含量(%)	≤0.01		
还原高锰酸钾物质(O)含量(%)	≤0.002	≤0.0008	≤0.0002
色度测定(ml)	≤2.0		
透明度(mm)	≥50	透明无色	无色透明
电阻率(25℃)(Ω·cm)			≥10×10 ⁴
硝酸及亚硝酸盐(以N计)(%)		≤0.0005	≤0.0003
铵(NH ₄)含量(%)	≤0.005		≤0.0008
铜(Cu)含量(%)		≤0.002	
碱土金属氧化物(CaO计)(%)			≤0.005
二氧化硫(SO ₂)含量(%)	≤0.007		

附录二 氢氧化钾技术条件

附表 2.1 氢氧化钾技术条件

指标名称	化学纯
氢氧化钾(KOH)(%)	≥80
碳酸盐(以K ₂ CO ₃ 计)(%)	≤3
氯化物(Cl)(%)	≤0.025
硫酸盐(SO ₄)(%)	≤0.01
氮化合物(N)(%)	≤0.001
磷酸盐(PO ₄)(%)	≤0.01
硅酸盐(SiO ₃)(%)	≤0.1
钠(Na)(%)	≤2
钙(Ca)(%)	≤0.02
铁(Fe)(%)	≤0.002
重金属(以Ag计)(%)	≤0.003
澄清度试验(%)	合格

附录三 碱性蓄电池用电解液标准

附表 3.1 碱性蓄电池用电解液标准

项 目	新电解液	使用极限值
外观	无色透明,无悬浮物	
密度	1.19 ~ 1.25(25℃)	1.19 ~ 1.2(25℃)
含量	KOH 240 ~ 170g/l	KOH 240 ~ 270g/l
Cl ⁻	< 0.1g/l	< 0.2g/l
CO ₂ ⁻	< 8g/l	< 50g/l
Ca, Mg	< 0.1g/l	< 0.3g/l
氨沉淀物 Al/KOH	< 0.02%	< 0.02%
Fe/KOH	< 0.05%	< 0.05%

附录四 村规范用词说明

一、为便于在执行本规范条文时区别对待,对于要求严格程度不同的用词说明如下:

1. 表示很严格,非这样做不可的:

正面词采用“必须”;

反面词采用“严禁”。

2. 表示严格,在正常情况下均应这样做的:

正面词采用“应”;反面词采用“不应”或“不得”。

3. 表示允许稍有选择,在条件许可时首先应这样做的:

正面词采用“宜”或“可”;

反面词采用“不宜”。

二、条文中规定应按其它有关标准、规范执行时,写法为“应符合……的规定”或“应按……执行”。

附加说明

本规范主编单位、参加单位和主要起草人名单

主编单位:能源部电力建设研究所

参加单位:陕西电力建设总公司

山东省电力建设二公司

主要起草人:曾等厚 牟思浦 刘德玉 马长瀛

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 724—2000

电力系统用蓄电池直流电源装置运行 与维护技术规程

Specification of operation and maintenance of battery
DC power supply equipment for electric power system

中华人民共和国国家经济贸易委员会 发布

2000 - 11 - 03 发布

2001 - 01 - 01 实施

前 言

本标准的修订是根据原电力工业部技综〔1995〕44号《关于下达一九九五制定、修订电力行业标准计划项目(第二批)的通知》中的106项,修订《电力系统用蓄电池直流电源装置运行与维护技术规程》的任务编制的。

本标准在修订中,以中华人民共和国原水利电力部(62)水电技字第21号文颁发的《蓄电池运行规程》为原本。根据国内外新标准、新技术、新元件、新装置的应用,在《蓄电池运行规程》的基础上增加了以下内容:

- a. 直流电源装置的基本参数、技术指标、交接验收、运行监视;
- b. 镉镍蓄电池、阀控式密封铅酸蓄电池的运行与维护;
- c. 高频开关电源装置的运行与维护;
- d. 直流电源装置中微机监控器的运行与维护;
- e. 在附录中增加了有关技术数据表。

本标准的所有附录都是提示的附录。

本标准由电力行业高压开关设备标准化技术委员会提出并归口。

本标准起草单位:四川省电力公司、四川电力试验研究院、中国电力科学研究院、国家电力调度通信中心、电力规划设计总院、华北电力设计院。

本标准主要起草人:王典伟、顾霓鸿、卓乐友、陈巩。

本标准由电力行业高压开关设备标准化技术委员会负责解释。

目 次

前言

- 1 范围
 - 2 引用标准
 - 3 名词术语
 - 4 基本要求
 - 5 直流电源装置的基本参数、技术指标、交接验收、运行监视
 - 6 蓄电池运行及维护
 - 7 充电装置的运行及维护
 - 8 直流电源装置中微机监控器的功能及运行维护
- 附录 A(提示的附录) 铅酸蓄电池用硫酸标准
- 附录 B(提示的附录) 铅酸蓄电池用水标准
- 附录 C(提示的附录) 碱性蓄电池用电解液标准
- 附录 D(提示的附录) 氢氧化钾技术条件
- 附录 E(提示的附录) 运行状态示意图
- 附录 F(提示的附录) 发电厂、变电所直流电源测量项目
- 附录 G(提示的附录) 2V 铅酸式蓄电池测试记录表
- 附录 H(提示的附录) 2V 阀控密封铅酸蓄电池测试记录表
- 附录 I(提示的附录) 12V 阀控密封铅酸蓄电池测试记录表

1 范 围

本标准规定了电力系统用蓄电池直流电源装置(包括蓄电池、充电装置、微机监控器)运行与维护的技术要求和技术参数,适用于电力系统各部门直流电源的运行和维护。

2 引用标准

下列标准所包含的条文,通过在本标准中引用而构成为本标准的条文。本标准出版时,所示的版本均为有效。所有标准都会被修订,使用本标准的各方应探讨使用下列标准最新版本的可能性。

GB/T 2900.11—1988 蓄电池名词术语

GB/T 2900.33—1993 电工术语 电力电子技术

DL/T 459—2000 电力系统直流电源柜订货技术条件

3 名词术语

名词术语除按引用标准 GB/T 2900.11 及 GB/T 2900.33 中的规定外,再增补以下名词术语:

3.1 初充电(first charge)

新的蓄电池在交付使用前,为完全达到荷电状态所进行的第一次充电。初充电的工作程序应参照制造厂家说明书进行。

3.2 恒流充电(constant voltage charge)

充电电源在充电电压范围内,维持在恒定值的充电。

3.3 均衡充电(equalizing charge)

为补偿蓄电池在使用过程中产生的电压不均匀现象,使其恢复到规定的范围内而进行的充电。

3.4 恒流限压充电(constant - current limit voltage charge)

先以恒流方式进行充电,当蓄电池组端电压上升到限压值时,充电装置自动转换为恒压充电,至到充电完毕。

3.5 浮充电(floating charge)

在充电装置的直流输出端始终并接着蓄电池和负载,以恒压充电方式工作。正常运行时充电装置在承担经常性负荷的同时向蓄电池补充充电,以补偿蓄电池的自放电,使蓄电池组以满容量的状态处于备用。

3.6 补充充电(supplementary charge)

蓄电池在存放中,由于自放电,容量逐渐减少,甚至于损坏,按厂家说明书,需定期进行的充电。

3.7 恒流放电(constant - current discharge)

蓄电池在放电过程中,放电电流值始终保持恒定不变,直放到规定的终止电压为止。

3.8 容量试验(蓄电池 [capacity test(battery)])

新安装的蓄电池组,按规定的恒定电流进行充电,将蓄电池充满容量后,按规定的恒定电流进行放电,当其中一个蓄电池放至终止电压时为止。按以下公式进行容量计算;

$$C = I_t (Ah)$$

式中 C——蓄电池组容量, Ah;

I_t ——恒定放电电流, A;

t——放电时间, h。

3.9 核对性放电(check discharge)

在正常运行中的蓄电池组,为了检验其实际容量,将蓄电池组脱离运行,以规定的放电电流进行恒流放电,只要其中一个单体蓄电池放到了规定的终止电压,应停止放电。

按 3.8 条计算蓄电池的实际容量。

3.10 稳流精度(stabilized current precision)

交流输入电压在额定电压 $\pm 10\%$ 范围内变化,输出电流在 $20\% \sim 100\%$ 额定值的任一数值,充电电压在规定的调整范围内变化时,其稳流精度按以下公式计算:

$$\delta_I = \frac{I_M - I_Z}{I_Z} \times 100\%$$

式中 δ_I ——稳流精度;

I_M ——输出电流波动极限值;

I_Z ——输出电流整定值。

3.11 稳压精度(stabilized voltage precision)

交流输入电压在额定电压 $\pm 10\%$ 范围内变化,负荷电流在 $0 \sim 100\%$ 额定值变化时,直流输出电压在调整范围内的任一数值时其稳压精度按以下公式计算:

$$\delta_U = \frac{U_M - U_Z}{U_Z} \times 100\%$$

式中 δ_U ——稳压精度;

U_M ——输出电压波动极限值;

U_Z ——输出电压整定值。

3.12 纹波系数(ripple factor)

充电装置输出的直流电压中,脉动量峰值与谷值之差的一半,与直流输出电压平均值之比。按以下公式计算:

$$\delta = \frac{U_f - U_g}{2U_p} \times 100\%$$

式中 δ ——纹波系数;

U_f ——直流电压中的脉动峰值;

U_g ——直流电压中的脉动谷值;

U_p ——直流电压平均值。

3.13 效率(efficiency)

充电装置的交流额定输入功率与直流输出功率之比。按以下公式计算:

$$\eta = \frac{W_D}{W_A} \times 100\%$$

式中 η ——效率;

W_D ——直流输出功率;

W_A ——交流输入功率。

3.14 “三遥”功能(“telemetry、telecontrol、teleindication”functions)

遥信功能、遥测功能、遥控功能的简称。

3.15 均流及均流不平衡度(equalizing current and unbalance)

采用同型号同参数的高频开关电源模块整流器,以($N + 1$)或($N + 2$)多块并联方式运行,为使每一个模块都能均匀地承担总的负荷电流,称为均流。横块间负荷电流的差异,叫均流不平衡度。按以下公式计算:

$$\beta = \frac{I - I_P}{I_N} \times 100\%$$

式中 β ——均流不平衡度;

I ——实测模块输出电流的极限值;

I_P —— N 个工作模块输出电流的平均值;

I_N ——模块的额定电流值。

3.16 电磁兼容(eletromagnetic compatibility)

设备或系统在电磁环境中,能正常工作,并不对环境中的任何事物产生不允许的电磁骚扰的能力。

3.17 严酷等级(severity level)

在抗扰性试验中规定的影响电磁量的值。

3.18 共模电压(common mode voltage)

在每一导体和所规定的参照点之间(往往是大地或机架)出现的相量电压的平均值。

3.19 差模电压(differential mode voltage)

在规定的一组有效导体中任意两导体之间的电压。

3.20 蓄电池容量符号 (battery capacity symbol)

C_5 ——5h 率额定容量, Ah;

C_{10} ——10h 率额定容量, Ah。

3.21 放电电流符号 (Discharge current symbol)

I_5 ——5h 率放电电流,数值 $C_5/5$, A;

I_{10} ——10h 率放电电流,数值 $C_{10}/10$, A。

4 基本要求

4.1 本规程的基本目的。

4.1.1 保证发电厂、变电所中直流电源装置有良好的运行状态,从而延长其使用年限;

4.1.2 保证发电厂、变电所中直流母线电压均在合格范围;

4.1.3 保证发电厂、变电所中蓄电池组有合格的放电容量;

4.1.4 保证发电厂、变电所中直流电源装置的供电可靠性;

4.1.5 保证蓄电池运行维护人员的安全。

4.2 发电厂、变电所直流电源装置的专职工程师、运行维护人员、局、厂科室、工区、分场等有关工程技术人员，均应熟悉和贯彻执行本规程的有关规定。并制定出本单位直流电源装置现场的运行及维护条例。

4.3 本规程适用于各发电厂和变电所使用的防酸隔爆铅酸蓄电池（以下简称防酸蓄电池）、镉镍蓄电池、阀控式密封铅酸蓄电池（以下简称阀控蓄电池）及其各种类型的充电装置。

4.4 防酸蓄电池和大容量的阀控蓄电池应安装在专用蓄电池室内，容量较小的镉镍蓄电池（40Ah 及以下）和阀控蓄电池（300Ah 及以下）可安装在柜内，直流电源柜可布置在控制室内，也可布置在专用电源室内。

4.5 防酸蓄电池室的门应向外开，套间内有自来水、下水道和水池。

4.6 防酸蓄电池室附近应有存放硫酸、配件及调制电解液的专用工具的专用房间。若入口处套间较大，也可利用此房间。

4.7 防酸蓄电池室的墙壁、天花板、门、窗框、通风罩、通风管道内外侧、金属结构、支架及其他部分均应涂上防酸漆，蓄电池室的地面应铺设耐酸砖。

4.8 防酸蓄电池室的窗户，应安装遮光玻璃或者涂有带色油漆的玻璃，以免阳光直射在蓄电池上。

4.9 防酸蓄电池室的照明，应使用防爆灯，并至少有一个按在事故照明母线上，开关、插座、熔断器应安装在蓄电池室外。室内照明线应采用耐酸绝缘导线。

4.10 防酸蓄电池室应安装抽风机，抽风量的大小与充电电流和电池个数成正比，由以下公式决定

$$V = 0.07 \times I_{ch} \times N$$

式中 V ——排风量， m^3/h ；

I_{ch} ——最大充电电流值， A ；

N ——蓄电池组的电池个数。

除了设置抽风系统外，蓄电池室还应设置自然通风气道。通风气道应是独立管道，不可将通风气道引入烟道或建筑物的总通风系统中。

4.11 防酸蓄电池室若安装暖风设备，应设在蓄电池室外，经风道向室内送风。在室内只允许安装无缝的或焊接无汽水门的暖气设备。取暖设备与蓄电池的距离应大于 0.75m。蓄电池室应有下水道，地面要有 0.5% 的排水坡度，并应有泄水孔，污水应进行中和或稀释后排放。

4.12 蓄电池室的温度应经常保持在 $5^{\circ}C \sim 35^{\circ}C$ 之间，并保持良好的通风和照明。

4.13 抗震设防烈度大于或等于 7 度的地区，蓄电池组应有抗震加固措施。

4.14 不为类型的蓄电池，不宜放在一个蓄电池室内。

4.15 防酸蓄电池的维护，宜备有下列仪表、用具、备品和资料：

a)仪表：

测量电解液密度用的密度计；

测量电解液温度用的温度计；

测量蓄电池电压用的4 $\frac{1}{2}$ 数字万用表 室外用温度计。

测量直流电源中的自动装置、控制板等用的示波器、录波器、真空毫伏表等。

b)用具：

充注电解液用的玻璃缸、漏斗、量杯、搪瓷盆、塑料桶、注射器、手电筒、耐酸手套、耐酸围裙、胶皮靴子等。

c)备品：

化验合格的蒸馏水；

密度为 1.40g/cm^3 的稀硫酸；

中和硫酸用的碳酸氢钠；

防酸隔爆帽；

适当数量的备用蓄电池。

d)资料：

蓄电池直流电源装置运行日志；

该蓄电池组制造厂家的技术资料、型式试验报告；

充电浮电装置的说明书和电气原理图；

自动装置、微机监控装置的使用说明书；

投运前三次充放电循环、蓄电池组端电压、单体电池电压的记录、运行中定期均衡充电、定期核对性放电的记录。

4.16 镉镍蓄电池维护检修时所需要的仪表、用具、备品和资料与铅酸蓄电池维护检修基本相同，只是备品中备用的是3%~5%硼酸溶液。碱性电解液的密度为 $(1.20 \pm 0.01)\text{g/cm}^3$ 。

4.17 蓄电池组的绝缘电阻：

a)电压为220V的蓄电池组不小于200K Ω ；

b)电压为110V的蓄电池组不小于100K Ω ；

c)电压为48V的蓄电池组不小于50K Ω 。

4.18 新安装的直流电源装置在投运前，应进行交接验收试验。

5 直流电源装置的基本参数、技术指标、交接验收、运行监视

5.1 基本参数

5.1.1 额定输入交流电压 $(380 \pm 10\%)$ V、 $(220 \pm 10\%)$ V、 $(50 \pm 2\%)$ Hz。

5.1.2 直流标称电压 220V、110V、48V。

5.1.3 充电装置额定直流输出电流分别为 :5、10、15、20、30、40、50、60、80、100、160、200、250、315、400A。

5.1.4 蓄电池组选用额定容量为 :10Ah ~ 3000Ah。

5.2 技术指标。

5.2.1 直流母线绝缘电阻应不小于 10MΩ ,绝缘强度应受工频 2kV ,耐压 1min。

5.2.2 蓄电池组浮充电压稳定范围 稳定范围电压值为 90% ~ 130(2V 阀控式蓄电池为 125%)直流标称电压。

5.2.3 蓄电池组充电电压调整范围

电压调整范围为 90% ~ 125%(2V 铅酸式蓄电池) ;90% ~ 130%(6V、12V 阀控式蓄电池) ;90% ~ 145%(镉镍蓄电池)直流标称电压。

5.2.4 恒流充电时 ,充电电流调整范围为(20% ~ 100%) I_n 。

5.2.5 恒压运行时 ,负荷电流调整范围为(0 ~ 100%) I_n 。

5.2.6 恒流充电稳流精度范围

- a)磁放大型充电装置 稳压精度应不大于 $\pm(2\% \sim 5\%)$;
- b)相控型充电装置 稳压精度应不大于 $\pm(1\% \sim 2\%)$;
- c)高频开关模块型充电装置 稳压精度应不大于 $\pm(0.5\% \sim 1\%)$ 。

5.2.7 恒压充电稳压精度范围

- a)磁放大型充电装置 稳流精度应不大于 $\pm(1\% \sim 2\%)$;
- b)相控型充电装置 稳流精度应不大于 $\pm(0.5\% \sim 1\%)$;
- c)高频开关模块型充电装置 稳流精度应不大于 $\pm(0.1\% \sim 0.5\%)$ 。

5.2.8 直流母线纹波系数范围

- a)磁放大型充电装置 纹波系数应不大于 2% ;
- b)相控型充电装置 纹波系数应不大于 $\pm(1\% \sim 2\%)$;
- c)高频开关模块充电装置 纹波系数应不大于 $\pm(0.2\% \sim 0.5\%)$ 。

5.2.9 噪声要求 $\leq 55\text{dB(A)}$,若装设有通风机时应不大于 60dB(A) 。

5.2.10 直流电源装置中的自动化装置应具有电磁兼容的能力。

5.2.11 充电装置返回交流电源侧的各次电流谐波 应符合 DL/T 459—200 的要求。

5.3 交接验收

直流电源装置 ,当安装完毕后 ,应作投运前的交接验收试验 ,运行接收单位应派人参加试验 ,所试项目应达到技术要求后才能投入试运行 ,在 72h 试运行中若一切正常 ,接收单位方可签字接收。交接验收试验及要求如下。

5.3.1 绝缘监察及信号报警试验

a)直流电源装置在空载运行时 ,额定电压为 220V ,用 25KΩ 电阻 ,额定电压为 110V ,用 7KΩ 电阻 ,额定电压为 48V ,用 1.7KΩ 电阻。分别使直流母线接地 ,应发出声光报警。

b) 直流母线电压低于或高于整定值时,应发出低压或过压信号及声光报警。

c) 若装有微机型绝缘监察仪的直流电压装置,任何一支路的绝缘状态或接地都能监测、显示和报警。

e) 远方信号的显示、监测及报警应正常。

5.3.2 耐压及绝缘试验

a) 在作耐压试验之前,应将电子仪表、自动装置从直流母线上脱离开,用工频 2kV,对直流母线及各支路,耐压 1min,应不闪络、不击穿。

b) 直流电源装置的直流母线及各支路,用 1000V 摇表测量,绝缘电阻应不小于 10M Ω 。

5.3.3 蓄电池组容量试验

不同的蓄电池种类具有不同的充电率和放电率。

a) 防酸蓄电池组容量试验。

防酸蓄电池组的恒流充电电流及恒流放电电流均为 I_{10} ,其中一个单体蓄电池放电终止电压倒 1.8V 时,应停止放电。在三次充放电循环之内,若达不到额定容量值的 100%,此组蓄电池为不合格。

b) 镉镍蓄电池组容量试验。

镉镍蓄电池组的恒流充电电流和恒流放电电流均为 I_5 ,其中一个单体蓄电池放电终止电压到 1V,应停止放电。在三次充放电循环之内,若达不到额定容量值的 100%,此组蓄电池为不合格。

c) 阀控蓄电池组容量试验。

阀控蓄电池组的恒流限压充电电流和恒流放电电流均为 I_{10} ,额定电压为 2V 的蓄电池,放电终止电压为 1.8V;额定电压变 6V 的组合式电池,放电终止电压为 5.25V;额定电压为 12V 的组合蓄电池,放电终止电压为 10.5V。只要其中一个蓄电池放到了终止电压,应停止放电。在三次充放电循环之内,若达不到额定容量值的 100%,此组蓄电池为不合格。

d) 防酸蓄电池、镉镍蓄电池在充放电后,应测电解液的密度并符合技术要求。

5.3.4 充电装置稳流精度范围见 5.2.6 规定

5.3.5 充电装置稳压精度范围见 5.2.7 规定

5.3.6 充电装置纹波系数范围见 5.2.8 规定

5.3.7 直流母线连续供电试验

交流电源突然中断,直流母线应连续供电,电压波动不应大于额定电压的 10%。

5.3.8 微机控制自动转换程序试验

a) 阀控蓄电池的充电程序(恒流→恒压→浮充):

根据蓄电池不同种类,确定不同的充电率进行恒流充电,蓄电池组端电压达到某一

整定值时,微机将控制充电装置自动转为恒压充电,当充电电流逐渐减小到某一整定值时,微机将控制充电装置自动转为浮充电运行。

b) 阀控蓄电池的补充充电程序:

微机将按所整定的时间(1个月或者3个月),控制充电装置自动地进行恒流充电→恒压充电→浮充电并进入正常运行,始终保证蓄电池组具有额定容量。交流电源中断,蓄电池组将无时间间断地向直流母线供电,交流电源恢复送电时,充电装置将进入恒流充电,再进入恒压充电和浮充电,并转入正常运行。

c) “三遥”功能:

控制中心通过遥信、遥测、遥控接口(RS485、422、232),去了解和控制远方变电所中正在运行的直流电源装置。

遥测内容:直流母线电压过高或过低信号、直流母线接地信号,充电装置故障等信号。

遥控内容:直流母线电压及电流值、蓄电池组电压值,充电电流值等参数。

遥信内容:直流母线装置的开机、停机、充电装置的切换。

5.3.9 验收单位应取得资料

a) 安装使用说明书、设备出厂试验报告、装箱清单、自动装置说明书、蓄电池充电记录及曲线;

b) 蓄电池组在投运前交接试验及各项参数测试报告;

c) 电气原理接线图和二次接线图;

d) 双方签字的交接验收报告。

5.4 运行监视

5.4.1 绝缘状态监视

运行中的直流母线对地绝缘电阻值就不小于 $10\text{M}\Omega$ 。值班员每天应检查正母线和负母线对地的绝缘值。若有接地现象,应立即寻找和处理。

5.4.2 电压及电流监视

值班员对运行中的直流电源装置,主要监视交流输入电压值、充电装置输出的电压值和电流值,蓄电池组电压值、直流母线电压值、浮充电流值及绝缘电压值等是否正常。

5.4.3 信号报警监视

值班员每日应对直流电源装置上的各种信号灯、声响报警装置进行检查。

5.4.4 自动装置监视

a) 检查自动调压装置是否工作正常,若不正常,启动手动调压装置,退出自动调压装置,通知检修人员修复。

b) 检查微机监控器工作状态是否正常,若不正常应退出运行,通知检修人员调试修复。微机监控器退出运行后,直流电源装置仍能正常工作,运行参数由值班员进行调整。

5.4.5 直流断路器及熔断器监视

a)在运行中,若直流断路器动作跳闸或者熔断器熔断,应发出报警信号。运行人员应尽快找出事故点,分析出事故原因,立即进行处理和恢复运行。

b)若需更换直流断路器或熔断器时,应按图绝设计的产品型号、额定电压值和额定电流值去选用。

6 蓄电池运行及维护

6.1 防酸蓄电池组的运行及维护

6.1.1 防酸蓄电池组的运行方式及监视

a)防酸蓄电池组在正常运行中均以浮充方式运行,浮充电压值一般控制为 $(2.15 \sim 2.17) V \times N$ (N 为电池个数)。GFD防酸蓄电池组浮充电压值可控制到 $2.23 V \times N$

b)防酸蓄电池组在正常运行中主要监视端电压值、每只单体蓄电池的电压值、蓄电池液面的高度、电解液的比重、蓄电池内部的温度、蓄电池室的温度、浮充电流值的大小。

6.1.2 防酸蓄电池组的充电方式

a)初充电

按制造厂家的使用说明书进行初充电。

b)浮充电

防酸蓄电池组完成初充电后,以浮充电的方式投入正常运行,浮充电流的大小,根据具体使用说明书数据整定,使蓄电池组保持额定容量。

c)均衡充电

防酸蓄电池组在长期浮充电运行中,个别蓄电池落后,电解液密度下降,电压偏低,采用均衡充电方法,可使蓄电池消除硫化恢复到良好的运行状态。

均衡充电的程序:先用 I_{10} 电流对蓄电池组进行恒流充电,当蓄电池组端电压上升到 $(2.30 \sim 2.33) V \times N$ 将自动或手动转为恒压充电,当充电电流减小到 $0.1I_{10}$ 时,可认为蓄电池组已被充满容量,并自动或手动转为浮充电方式运行。

6.1.3 核对性放电

长期浮充电方式运行的防酸蓄电池,极板表面将逐渐生产硫酸铅结晶体(一般称之为“硫化”)堵塞极板的微孔,阻碍电解液有渗透,从而增大了蓄电池的内电阻,降低了极板中活性物质的作用,蓄电池容量大为下降。核对性放电,可使蓄电池得到活化,容量得到恢复,使用寿命延长,确保发电厂和变电站的安全运行。

核对性放电程序如下:

a)一组防酸蓄电池

发电厂或变电所只有一组蓄电池组,不能退出运行,也不能作全核对性放电,只允许

用 I_{10} 电流放出其额定容量的 50% ,在放电过程中 ,单体蓄电池电压还不能低于 1.9V。放电后 ,应立即用 I_{10} 电流进行恒流充电 ,当蓄电池组电压达到 $(2.30 \sim 2.33) V \times N$ 时转为恒压充电 ,当充电电流下降到 $0.1I_{10}$ 电流时 ,应转为浮充电运行 ,反复几次上述放电充电方式后 ,可认为蓄电池组得到了活化 ,容量得到了恢复。

b) 两组防酸蓄电池

发电厂或变电所 ,若具有两组蓄电池 ,则一组运行 ,另一组断开负荷 ,进行全核对性放电。放电电流为 I_{10} 恒流。当单体电压为终止电压 1.8V 时 ,停止放电 ,放电过程中 ,记下蓄电池组的端电压 ,每个蓄电池端电压 ,电解液密度。若蓄电池组第一次核对性放电 ,就放出了额定容量 ,不再放电 ,充满容量后便可投入运行。若放充三次均达不到额定容量的 80% ,可判此组蓄电池使用年限已到 ,并安排更换。

c) 防酸蓄电池核对性放电周期

新安装或大修中更换过电解液的防酸蓄电池组 ,第 1 年 ,每 6 个月进行一次核对性放电 ,运行 1 年以后的防酸蓄电池组 ,1 ~ 2 年进行一次核对性放电。

6.1.4 运行维护

a) 对防酸蓄电池组 ,值班员每日应进行巡视 ,主要检查每只蓄电池的液面高度 ,看有无漏液 ,若液面低于下线 ,应补充蒸馏水 ,调整电解液的比重在合格范围内。

b) 防酸蓄电池单体电压和电解液比重的测量 ,发电厂两周测量一次 ,变电所每月测量一次 ,按记录表填好测量记录 ,并记下了环境温度。

c) 个别落后的防酸蓄电池 ,应通过均衡充电方法进行处理 ,不允许长时间保留在蓄电池组中运行 ,若处理无效 ,应更换。

6.1.5 防酸蓄电池故障及处理

a) 防酸蓄电池内部极板短路或断路 ,应更换蓄电池。

b) 长期浮充电运行中的防酸蓄电池 ,极板表面逐渐产生白色的硫酸铅结晶体 ,通常称之为“硫化” ,处理方法 :将蓄电池组退出运行 ,先用 I_{10} 电流进行恒流充电 ,当单体电压上升至 2.5V 时 ,停充 0.5h ,再用 $0.5I_{10}$ 电流充电至冒大气时后 ,又停 0.5h 后再继续充电 ,直到电解液沸腾 ,单体电压上升到 $(2.7 \sim 2.8) V$ 停止充电 $(1 \sim 2) h$,用 I_{10} 电流进行恒流放电 ,当单体蓄电池电压下降至 1.8V 时 ,终止放电 ,并静置 $(1 \sim 2) h$,再用上述充电程序进行充电和放电 ,反复几次 ,极板白斑状的硫酸铅结晶体将消失 ,蓄电池容量将得到恢复。

c) 防酸蓄电池底部沉淀物过多 ,用吸管清除沉淀物 ,并补充配制的标准电解液。

d) 防酸蓄电池极板弯曲 ,龟裂或肿胀 ,若容量达不到 80% 以上 ,此蓄电池应更换。在运行中防止电解液的温度超过 35℃。

e) 防酸蓄电池绝缘降低 ,当绝缘电阻值低于现场规定值时 ,将会发出接地信号 ,正对地或负对地均能测到泄漏电压。处理方法 :对蓄电池外壳和支架采用酒精清擦 ,改善蓄

电池室外的通风条件,降低温度,绝缘将会提高。

f)防酸蓄电池容量下降,更换电解液,用反复充电法,可使蓄电池的容量得到恢复。若进行了三次充电放电,其容量均达不到额定容量的80%以上,此组蓄电池应更换。

g)防酸蓄电池在日常维护还应做到以下各点:蓄电池必须保护经常清洁,定期擦除蓄电池外部上的硫酸痕迹和灰尘,注意电解液面高度、不能让极板和隔板露出液面,导线的连接必须安全可靠,长期备用搁置的蓄电池,应每月进行一次补充电。

6.2 镉镍蓄电池组的运行及维护

6.2.1 镉镍蓄电池组的运行方式及监视

a)镉镍蓄电池主要分为两大类:高倍率镉镍蓄电池,瞬间放电电流是蓄电池额定容量的3~6倍;中倍率镉镍蓄电池瞬间放电电流是蓄电池额定容量的1~3倍。

b)镉镍蓄电池组在正常运行中以浮充方式运行,高倍率镉镍蓄电池浮充电压值宜取 $(1.36 \sim 1.39)V \times N$ 、均衡充电电压宜取 $(1.47 \sim 1.48)V \times N$;中倍率镉镍蓄电池浮充电压值宜取 $(1.42 \sim 1.45)V \times N$ 、均衡充电电压宜取 $(1.52 \sim 1.55)V \times N$,浮充电流值宜取 $(2 \sim 5)mA \times Ah$ 。

c)镉镍蓄电池组在运行中,主要监视端电压值,浮充电流值,每只单体蓄电池的电压值、蓄电池液面高度、是否爬碱、电解液的比重,蓄电池内电解液的温度、运行环境温度等。

6.2.2 镉镍蓄电池组的充电制度

a)正常充电

用 I_5 恒流对镉镍蓄电池进行的充电。(蓄电池电压值逐渐上升到最高而稳定时,可认为蓄电池充满了容量,一般需要 $(5 \sim 7)h$ 。

b)快速充电

用 $2.5I_5$ 恒流对镉镍蓄电池充电 $2h$ 。

c)浮充充电

在长期运行中,按浮充电压值和浮充电流值进行的充电。

d)不管采用何种充电方式,电解液的温度不得超过 $35^\circ C$ 。

6.2.3 镉镍蓄电池组的放电制度

a)正常放电

用 I_5 恒流连续放电,当蓄电池组的端电压下降至 $1V \times N$ 时(其中一只隔镍蓄电池电压下降到 $0.9V$ 时),停止放电,放电时间若大于 $5h$,说明该蓄电池组具有额定容量。

b)事故放电

交流电源中断,二次负荷负事故照明负荷全由镉镍蓄电池组供电。若供电时间较长,蓄电池组端电压下降到 $1.1V \times N$ 时,应自动或手动切断镉镍蓄电池组的供电,以免因过放使蓄电池组容量亏损过大,对恢复送电造成困难。

6.2.4 镉镍蓄电池组的核对性放电

核对性放电程序：

a) 一组镉镍蓄电池

发电厂或变电所中只有一组镉镍蓄电池,不能退出运行,不能作全核对性放电,只允许用 I_5 电流放出额定容量的 50%,在放电过程中,每隔 0.5h 记录蓄电池组端电压值,若蓄电池组端电压值下降到 $1.17V \times N$,应停止放电,并用时用 I_5 电流充电。反复 2~3 次,蓄电池组额定容量可以得到恢复。若有备用蓄电池组作为临时代用,此组镉镍蓄电池就可作全核对性放电。

b) 两组镉镍蓄电池

发电厂或变电所中若有两组镉镍蓄电池,可先对其中一组蓄电池进行全核对性放电。用 I_5 恒流放电,终止电压为 $1V \times N$,在放电过程中每隔 0.5h 记录蓄电池组端电压值,每隔 1h 时,测一下每个镉镍蓄电池的电压值,若放充三次均达不到蓄电池额定容量的 80% 以上,可认为此组蓄电池使用年限已到,并安排更换。

c) 镉镍蓄电池组核对性放电周期

镉镍蓄电池组在长期浮充电运行中,每年必须进行一次全核对性的容量试验。

6.2.5 镉镍蓄电池组的动行维护

a) 镉镍蓄电池液面低

每一个镉镍蓄电池,在侧面都有电解液高度的上下刻线、在浮充电运行中、液面高度应保持在中线,液面偏低的,应注入纯蒸馏水,使整组电池液面保持一致。每三年更换一次电解液。

b) 镉镍蓄电池“爬碱”

维护办法是将蓄电池外壳上的正负极柱头的“爬碱”擦干净,或者更换为不会产生爬碱的新型大壳体镉镍蓄电池。

c) 镉镍蓄电池容量下降,放电电压低

维护办法是更换电解液,更换无法修复的电池,用 I_5 电流进行 5h 恒流充电后,将充电电流减到 $0.5I_5$ 电流,继续过充电(3~4)h,停止充电(1~2)h后,用 I_5 恒流放电至终止电压,再进行上述方法充电和放电,反复 3~5 次,电池容量将得到恢复。

6.3 阀控蓄电池组的运行及维护

6.3.1 阀控蓄电池组的运行方式及监视

a) 阀控蓄电池分类

目前主要分贫液式和胶体式两类。

b) 运行方式及监视

阀控蓄电池组在正常运行中以浮充电方式运行,浮充电电压值宜控制为(2.23~2.28) $V \times N$ 、均衡充电电压值宜控制为(2.30~2.35) $V \times N$,在运行中主要监视蓄电池组的端

电压值,浮充电流值,每只蓄电池的电压值、蓄电池组及直流母线的对地电阻值和绝缘状态。

6.3.2 阀控蓄电池的充放电制度

a)恒流限压充电

采用 I_{10} 电流进行恒流充电,当蓄电池组端电压上升到 $(2.30 \sim 2.35)V \times N$ 限压值时,自动或手动转为恒压充电。

b)恒压充电

在 $(2.30 \sim 2.35)V \times N$ 的恒压充电下, I_{10} 充电电流逐渐减小,当充电电流减小至 $0.1I_{10}$ 电流时,充电装置的倒计时开始起动,当整定的倒计时结束时,充电装置将自动或手动地转为正常的浮充电运行,浮充电压值宜控制为 $(2.23 \sim 2.28)V \times N$ 。

c)补充充电

为了弥补运行中因浮充电流调整不当造成了欠充,补偿不了阀控蓄电池自放电和爬电漏电所造成蓄电池容量的亏损,根据需要设定时间(一般为3个月)充电装置将自动地或手动进行一次恒流限压充电→恒压充电→浮充电过程,使蓄电池组随时具有满容量,确保运行安全可靠。

6.3.3 阀控蓄电池的核对性放电

长期使用限压限流的浮充电运行方式或只限压不限流的运行方式,无法判断阀控蓄电池的现有容量,内部是否失水或干裂。只是通过核对性放电,才能找出蓄电池存在的问题。

a)一组阀控蓄电池

发电厂或变电所中只有一组电池,不能退出运行、也不能作全核对性放电、只能用 I_{10} 电流恒流放出额定容量的50%,在放电过程中,蓄电池组端电压不得低于 $2V \times N$ 。放电后应立即用 I_{10} 电流进行恒流限压充电→恒压充电→浮充电,反复充放(2~3)次,蓄电池组容量可得到恢复,蓄电池存在的缺陷也能找出和处理。若有备用阀控蓄电池组作临时代用,该组阀控蓄电池可作全核对性放电。

b)两组蓄电池

发电厂或变电所中若具有两组阀控蓄电池,可先对其中一组阀控蓄电池组进行全核对性放电,用 I_{10} 电流恒流放电,当蓄电池组端电压下降到 $1.8V \times N$ 时,停止放电,隔(1~2)h后,再用 I_{10} 电流进行恒流限压充电→恒压充电→浮充电。反复2~3次,蓄电池存在的问题也能查出,容量也能得到恢复。若经过3次全核对性充放电,蓄电池组容量均达不到额定容量的80%以上,可认为此组阀控蓄电池使用年限已到,应安排更换。

c)阀控蓄电池核对性放电周期

新安装或大修后的阀控蓄电池组,应进行全核对性放电试验,以后每隔2~3年进行一次核对性试验,运行了6年以后的阀控蓄电池,应每年作一次核对性放电试验。

6.3.4 阀控蓄电池的运行维护

a) 阀控蓄电池在运行中电压偏差值及放电终止电压值应符合表 1 的规定。

表 1 阀控蓄电池在运行中电压偏差值及放电终止电压值的规定 V

阀控式密封铅酸蓄电池	标 称 电 压		
	2	6	12
运行中的电压偏差值	± 0.05	± 0.15	± 0.3
开路电压最大最小电压差值	0.03	0.04	0.06
放电终止电压值	1.80	5.40(1.80×3)	10.80(1.80×6)

b) 在巡视中应检查蓄电池的单体电压值,连接片有无松动和腐蚀现象,壳体有无渗漏和变形,极柱与安全阀周围是否有酸雾溢出,绝缘电阻是否下降,蓄电池温度是否过高等。

c) 备用搁置的阀控蓄电池,每 3 个月进行一次补充充电。

d) 阀控蓄电池的温度补偿系数受环境温度影响,基准温度为 25℃ 时,每下降 1℃,单体 2V 阀控蓄电池浮充电压值应提高(3~5)mV。

e) 根据现场实际情况,应定期对阀控蓄电池组作外壳清洁工作。

6.3.5 阀控蓄电池的故障及处理

a) 阀控蓄电池壳体异常

造成的原因有:充电电流过大,充电电压超过了 $2.4V \times N$,内部有短路或局部放电、温升超标、阀控失灵。处理方法:减小充电电流,降低充电电压,检查安全阀体是否堵死。

b) 运行中浮充电压正常,但一放电,电压很快下降到终止电压值,原因是蓄电池内部失水下涸、电解物质变质。处理方法是更换蓄电池。

7 充电装置的运行及维护

7.1 充电装置基本参数及功能

7.1.1 充电装置分类

- a) 磁放大型充电装置;
- b) 相控型充电装置;
- c) 高频开关电源型充电装置。

7.1.2 充电装置的基本参数

a) 交流输入额定电压和额定频率:

交流额定电压为 $(380 \pm 10\%)V$ ($220 \pm 10\%)V$,额定频率 $(50 \pm 2\%)Hz$ 。

b) 直流标称电压:

220V、110V、48V。

c)直流输出额定电流：

5、10、15、20、30、40、50、60、80、100、160、200、250、315、400A。

7.1.3 充电装置的精度、纹波因数、效率、噪声和均流不平衡度、运行控制值见表 2。

表 2 充电装置的精度、纹波因数、效率、噪声和均流不平衡度、运行控制值

充电装置名称	稳流精度 %	稳压精度 %	纹波因数 %	效率 %	噪声 dB(A)	均流不平衡度 %
磁放大型充电装置	$\leq \pm 5$	$\leq \pm 2$	≤ 2	≥ 70	≤ 60	—
相控型充电装置	$\leq \pm 2$	$\leq \pm 1$	≤ 1	≥ 80	≤ 55	—
高频开关电源型充电装置	$\leq \pm 1$	$\leq \pm 0.5$	≤ 0.5	≥ 90	≤ 55	$\leq \pm 5$

7.1.4 限流及短路保护

当直流输出电流超出整定的限流值时,应具有限流功能,限流值整定范围为直流输出额定值的 50% ~ 105%。当母线或出线支路上发生短路时,应具有短路保护功能,短路电流整定值为额定电流的 115%。

7.1.5 抗干扰能力。

高频开关电源型充电装置应具有三级振荡波和一级静电放电抗扰度试验的能力。

7.1.6 谐波要求

充电装置在运行中,返回交流输入端的各次谐波电流含有率,应不大于基波电流的 30%。

7.1.7 充电装置的保持及声光报警功能

充电装置应具有过流、过压、欠压、绝缘监察、交流失压、交流缺相等保护及声光报警的功能。继电保护整定值见表 3。

表 3 继电保护整定值

名称	整定值	
	额定直流电压 110V 系统	额定直流电压 220V 系统
过电压继电器	121V	242V
欠电压继电器	99V	198V
直流绝缘监察继电器	7k Ω	25k Ω

7.1.8 充电装置各元件极限温升值

见表 4。

表 4 充电装置各元件极限温升值 K

部 件 或 器 件	极 限 温 升 值
整流管外壳	70
晶闸管外壳	55
降压硅堆外壳	85
电阻发热元件	25(距外表 30mm 处)
半导体器件的连接处	55
半导体器件连接处的塑料绝缘线	25
整流变压器、电抗器的 B 级绝缘绕组	80
铁芯表面温升	不损伤相接触的绝缘零件
铜与铜接头	50
铜搪锡与铜搪锡接头	60

7.2 充电装置的运行监视及维护

7.2.1 充电装置的运行监视

a) 运行参数监视

运行人员及专职维护人员,每天应对充电装置进行如下检查:三相交流输入电压是否平衡或缺相,运行噪声有无异常,各保护信号是否正常,交流输入电压值、直流输出电压值、直流输出电流值等各表计显示是否正确,正对地和负对地的绝缘状态是否良好。

b) 运行操作

交流电源中断,蓄电池组将不间断地供出直流负荷,若无自动调压装置,应进行手动调压,确保母线电压的稳定,交流电源恢复送电,应立即手动启动或自动启动充电装置,对蓄电池组进行恒流限压充电→恒压充电→浮充电(正常运行)。若充电装置内部故障跳闸,应及时启动备用充电装置代替故障充电装置,并及时调整好运行参数。

c) 维护检修

运行维护人员每月应对充电装置作一次清洁除尘工作。大修作绝缘试验前,应将电子元件的控制板及硅整流元件断开或短接后,才能作绝缘和耐压试验。若控制板工作不正常,应停机取下,换上备用板,启动充电装置,调整好运行参数,投入正常运行。

8 直流电源装置中微机监控器的功能及运行维护

8.1 微机监控器的功能

8.1.1 监视功能

a) 监视三相交流输入电压值和是否缺相;

- b) 监视直流母线的电压值是否正常。
- c) 蓄电池进线, 充电进线和浮充电的电流是否正常。

8.1.2 自诊断和显示功能

- a) 微机监控器能诊断内部的电路故障和不正常的运行状态, 并能发出声光报警。
- b) 微机监控器能控制显示器, 显示各种参数, 通过整定输入键, 可以整定或修改各种运行参数。

8.1.3 控制功能

- a) 自动充电功能

微机监控器能控制充电装置自动进行恒流限压充电→恒压充电→浮充电→进入正常运行状态。

- b) 定期充电功能

根据整定时间, 微机监控器将控制充电装置定期自动地对蓄电池组进行均衡充电, 确保蓄电池组随时具有额定的容量。

- c) “三遥”功能

远方调度中心, 通过“三遥”接口, 能控制直流电源装置的运行方式。

- d) 抗干扰功能

微机监控器具有 7.1.5 的抗干扰能力。

8.2 微机监控器的运行及维护

8.2.1 运行中的操作和监视

微机监控器是根据直流电源装置中蓄电池组的端电压值, 充电装置的交输输入电压值, 直流输出电流值和电压值等数据来进行控制的。运行人员可通过微机的键盘或按钮来整定和修改运行参数。在运行现场的直流柜上有微机监控器的液晶显示板或荧光屏, 一切运行中的参数都能监视和进行控制, 远方调度中心, 通过“三遥”接口, 在显示屏上同样能监视, 通过键盘操作同样能控制直流电源装置的运行方式。

8.2.2 运行及维护

a) 微机监控器直流电源装置一旦投入运行, 只有通过显示按钮来检查各项参数, 若均正常, 就不能随意改动整定参数。

b) 微机监控器若在运行中控制不灵, 可重新修改程序和重新整定, 若都达不到需要的运行方式, 就启动手动操作, 调整到需要的运行方式, 并将微机监控器退出运行, 交专业人员检查修复后再投入运行。

铅酸蓄电池用硫酸标准

表 A1 铅酸蓄电池用硫酸标准

指 标 名 称	稀 硫 酸		浓 硫 酸	
	一 级	二 级	一 级	二 级
硫酸 (H ₂ SO ₄) 含量 % 不小于	60	60	92	92
灼烧残渣含量 % 不大于	0.02	0.035	0.03	0.05
锰 (Mn) 含量 % 不大于	0.000035	0.000065	0.00005	0.00001
铁 (Fe) 含量 % 不大于	0.0035	0.008	0.005	0.012
砷 (As) 含量 % 不大于	0.0035	0.000065	0.0005	0.0001
氯 (Cl) 含量 % 不大于	0.00035	0.000065	0.0005	0.001
氢氧化物 (以 N 计) 含量 % 不大于	0.000065	0.00065	0.0001	0.001
铵 (NH ₄) 含量 % 不大于	0.00065		0.001	
二氧化硫 (SO ₂) 含量 % 不大于	0.0025	0.0045	0.004	0.007
铜 (Cu) 含量 % 不大于	0.00035	0.0035	0.0005	0.005
还原高锰酸钾物质 (O) 含量 % 不大于	0.00065	0.0012	0.001	0.002
色度 ml 不大于	0.65	0.65	1.0	2.0
透明度 ml 不大于	350	350	160	50

注 按指标含量可每年检验一次。

铅酸蓄电池用水标准

表 B1 铅酸蓄电池用水标准

指 标 名 称	指 标	
	%	ml/L
外 观	无 色 透 明	
残渣含量 ≤	0.01	100
锰 (Mn) ≤	0.00001	0.1
铁 (Fe) ≤	0.0004	4
氯 (Cl) ≤	0.0005	5
硝酸盐 (以 N 计) 含量 ≤	0.0003	3
铵 (NH ₄) 含量 ≤	0.0008	8
还原高锰酸钾物质 (以 O 计) 含量 ≤	0.0008	2
碱土金属氧化物 (以 CaO 计) 含量 ≤	0.005	50
电阻率 (25℃) Ω·cm ≥	10 × 10 ⁴	

碱性蓄电池用电解液标准

表 C1 碱性蓄电池用电解液标准

项 目	新 电 解 液	使用极限值
外 观	无色透明,无悬浮物	
密度(25℃)	1.19 ~ 1.25	1.19 ~ 1.21
含 量	KOH240 ~ 270g/l	KOH240 ~ 270g/l
Cl ⁻	< 0.1g/l	0.2g/l
CO ₂ ⁻	< 8g/l	< 50g/L
Ca, Mg	< 0.1g/l	< 0.3g/l
氨沉淀物 Al/KOH	< 0.02%	< 0.02%
Fe/KOH	< 0.05%	< 0.05%

氢氧化钾技术条件

表 D1 氢氧化钾技术条件

指 标 名 称	化 学 纯
氢氧化钾(KOH) %	≥80
碳酸盐(以 K ₂ CO ₃ 计) %	≤3
氯化物(Cl) %	≤0.025
硫酸盐(SO ₄) %	≤0.01
氮化合物(N) %	≤0.001
磷酸盐(PO ₄) %	≤0.01
硅酸盐(SiO ₃) %	≤0.1
钠(Na) %	≤2
钙(Ca) %	≤0.02
铁(Fe) %	≤0.002
重金属(以 Ag 计) %	≤0.003
澄清度试验	合 格

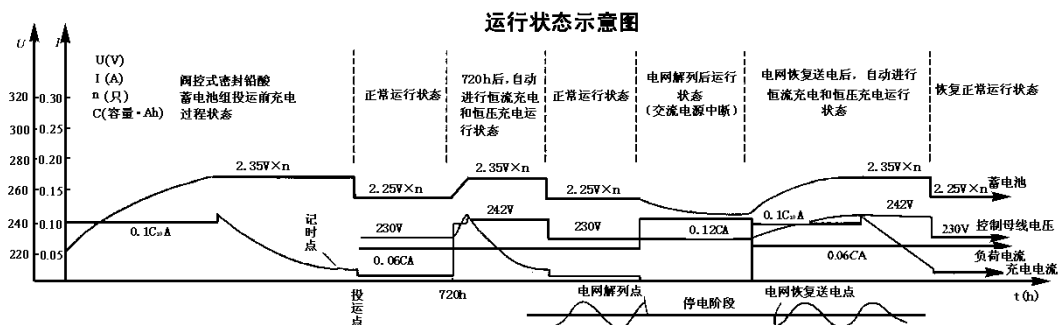


图 E1 阀控式密封铅酸蓄电池运行示波图

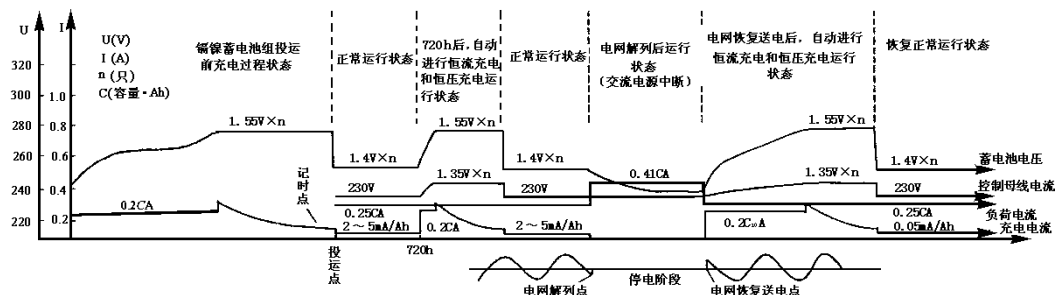


图 E2 镍镉电池运行示波图

电池型号：						生产厂家：					
环境温度(℃)：						生产日期：					
电池电压标准(V)：						电池标准比重：					
测试项目			标准	盘表	实测	测试项目			实测值		
全电池浮充电压(V)						浮充电流(A)					
合闸母线电压(V)						负荷电流(A)					
控制母线电压(V)						全电池个数					
序号	电压	比重	序号	电压	比重	序号	电压	比重	序号	电压	比重
04			31			58			85		
05			32			59			86		
06			33			60			87		
07			34			61			88		
08			35			62			89		
09			36			63			90		
10			37			64			91		
11			38			65			92		
12			39			66			93		
13			40			67			94		
14			41			68			95		
15			42			69			96		
16			43			70			97		
17			44			71			98		
18			45			72			99		
19			46			73			100		
20			47			74			101		
21			48			75			102		
22			49			76			103		
23			50			77			104		
24			51			78			105		
25			52			79			106		
26			53			80			107		
27			54			81			108		

测试结果及发现问题：

测试日期： 年 月 日

审核人：

2V 阀控密封铅酸蓄电池测试记录表

表 H1 记录表格式

站名：

测试单位：

测试人：

电池型号：						生产厂家：					
环境温度(℃)：						生产日期：					
电池电压标准(V)：											
测试项目				标准	盘表	实测	测试项目				实测值
全电池浮充电压(V)						浮充电流(A)					
合闸母线电压(V)						负荷电流(A)					
控制母线电压(V)						全电池个数					
序号	电压	序号	电压	序号	电压	序号	电压	序号	电压	序号	电压
01		19		37		55		73		91	
02		20		38		56		74		92	
03		21		39		57		75		93	
04		22		40		58		76		94	
05		23		41		59		77		95	
06		24		42		60		78		96	
07		25		43		61		79		97	
08		26		44		62		80		98	
09		27		45		63		81		99	
10		28		46		64		82		100	
11		29		47		65		83		101	
12		30		48		66		84		102	
13		31		49		67		85		103	
14		32		50		68		86		104	
15		33		51		69		87		105	
16		34		52		70		88		106	
17		35		53		71		89		107	
18		36		54		72		90		108	

测试结果及发现问题：

测试日期： 年 月 日

审核人：

2V 阀控密封铅酸蓄电池测试记录表

表 I1 记录表格式

站名：

测试单位：

测试人：

电池型号：						生产厂家：					
环境温度(℃)：						生产日期：					
全电池个数						电池电压标准(V)					
浮充机运行状态						浮充机停用状态					
各级电压		标准	盘表	实测		各级电压		标准	盘表	实测	
浮充电压(V)						浮充电压(V)					
合闸电压(V)						合闸电压(V)					
控制电压(V)						控制电压(V)					
电浮池充电电流(A)						电池浮充电电流(A)					
负荷电流(A)						负荷电流(A)					
序号	电压	序号	电压	序号	电压	序号	电压	序号	电压	序号	电压
01		07		13		01		07		13	
02		08		14		02		08		14	
03		09		15		03		09		15	
04		10		16		04		10		16	
05		11		17		05		11		17	
06		12		18		06		12		18	
				19						19	

测试结果及发现问题：

测试日期： 年 月 日

审核人：

层有可能被腐蚀 ;当该比值与投运前相比减少时 ,表明附件中的导体连接点的接触电阻有增大的可能。

表 25 橡塑绝缘电力电缆的直流耐压试验电压 kV

电缆额定电压 U_0/U	直流试验电压
1.8/3	11
3.6/6	18
6/6	25
6/10	25
8.7/10	37
21/35	63
26/35	78
48/66	144
64/110	192
127/220	305

11.4 自容式充油电缆线路

11.4.1 自容式充油电缆线路的试验项目、周期和要求见表 26。

表 26 自容式充油电缆线路的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	电缆主绝缘 直流耐压试验	1)电缆失去油压并导致受潮或进气经修复后 2)新作终端或接头后	试验电压值按表 27 规定 ,加压时间 5min ,不击穿	
2	电缆外护套 和接头外护套 的直流耐压试验	2~3 年	试验电压 6kV ,试验时间 1min ,不击穿	1)根据以往的试验成绩 ,积累经验后 ,可以用测量绝缘电阻代替 ,有疑问时再作直流耐压试验 2)本试验可与交叉互联系统中绝缘接头外护套的直流耐压试验结合在一起进行
3	压力箱 a)供油特性 b)电缆油击穿电压 c)电缆油的 $\text{tg}\delta$	与其直接连接的终端或塞止接头发生故障后	见 11.4.2 条 不低于 50kV 不大于 0.005(100℃时)	见 11.4.2 条 见 11.4.5.1 条 见 11.4.5.2 条
4	油压示警系统 a)信号指示 b)控制电缆线芯对地绝缘	6 个月 1~2 年	能正确发出相应的示警信号 每千米绝缘电阻不小于 1MΩ	见 11.4.3 条 采用 100V 或 250V 兆欧表测量

序号	项目	周期	要求	说明
5	交叉互联系统	2~3年	见 11.4.4 条	
6	电缆及附件 内的电缆油 a) 击穿电压 b) $\gamma\delta$ c) 油中溶解 气体	2~3年 2~3年 怀疑电缆绝缘过热老化 或终端或塞止接头存在严 重局部放电时	不低于 45kV 见 11.4.5.2 条 见表 28	

表 27 自容式充油电缆主绝缘直流耐压试验电压 kV

电缆额定电压 U_0/U	GB311.1 规定的雷电 冲击耐受电压	直流试验电压
48/66	325	163
	350	175
64/110	450	225
	550	275
127/220	850	425
	950	475
	1050	510
190/330	1050	525
	1175	590
	1300	650
290/500	1425	715
	1550	775
	1675	840

11.4.2 压力箱供油特性的试验方法和要求：

试验按 GB 9326.5 中 6.3 进行。压力箱的供油量不应小于压力箱供油特性曲线所代表的标称供油量的 90%。

11.4.3 油压示警系统信号指示的试验方法和要求：

合上示警信号装置的试验开关应能正确发出相应的声、光示警信号。

11.4.4 交叉互联系统试验方法和要求：

交叉互联系统除进行下列定期试验外,如在交叉互联大段内发生故障,则也应对该大段进行试验。如交叉互联系统内直接接地的接头发生故障时,则与该接头连接的相邻两个大段都应进行试验。

11.4.4.1 电缆外护套、绝缘接头外护套与绝缘夹板的直流耐压试验：试验时必须将护层过电压保护器断开。在互联箱中将另一侧的三段电缆金属套都接地,使绝缘接头的绝缘夹板也能结合在一起试验,然后在每段电缆金属屏蔽或金属套与地之间施加直流电压 5kV,加压时间 1min,不应击穿。

11.4.4.2 非线性电阻型护层过电压保护器。

a) 碳化硅电阻片 将连接线拆开,分别对三组电阻片施加产品标准规定的直流电压后测量流过电阻片的电流值。这三组电阻片的直流电流值应在产品标准规定的最小和最大值之间。如试验时的温度不是 20℃,则被测电流值应乘以修正系数 $(120-t)/100$ (t 为电阻片的温度,℃)。

b) 氧化锌电阻片 对电阻片施加直流参考电流后测量其压降,即直流参考电压,其值应在产品标准规定的范围之内。

c) 非线性电阻片及其引线的对地绝缘电阻 将非线性电阻片的全部引线并联在一起与接地的外壳绝缘后,用 1 000V 兆欧计测量引线与外壳之间的绝缘电阻,其值不应小于 10MΩ。

11.4.4.3 互联箱。

a) 接触电阻 本试验在作完护层过电压保护器的上述试验后进行。将闸刀(或连接片)恢复到正常工作位置后,用双臂电桥测量闸刀(或连接片)的接触电阻,其值不应大于 $20/\mu\Omega$ 。

b) 闸刀(或连接片)连接位置 本试验在以上交叉互联系统的试验合格后密封互联箱之前进行。连接位置应正确。如发现连接错误而重新连接后,则必须重测闸刀(或连接片)的接触电阻。

11.4.5 电缆及附件内的电缆油的试验方法和要求。

11.4.5.1 击穿电压 试验按 GB/T 507 规定进行。在室温下测量油的击穿电压。

11.4.5.2 $\text{tg}\delta$ 采用电桥以及带有加热套能自动控温的专用油杯进行测量。电桥的灵敏度不得低于 1×10^{-5} ,准确度不得低于 1.5%,油杯的固有 $\text{tg}\delta$ 不得大于 5×10^{-5} ,在 100℃及以下的电容变化率不得大于 2%。加热套控温的控温灵敏度为 0.5℃或更小,升温至试验温度 100℃的时间不得超过 1h。

电缆油在温度 $100 \pm 1^\circ\text{C}$ 和场强 1MV/m 下的 $\text{tg}\delta$ 不应大于下列数值:

53/66 ~ 127/220kV 0.03

190/330kV 0.01

11.4.6 油中溶解气体分析的试验方法和要求按 GB7252 规定。电缆油中溶解的各气体组分含量的注意值见表 28,但注意值不是判断充油电缆有无故障的唯一指标,当气体含量达到注意值时,应进行追踪分析查明原因,试验和判断方法参照 GB 7252 进行。

表 28 电缆油中溶解气体组分含量的注意值

电缆油中溶解气体的组分	注意值 $\times 10^{-6}$ (体积分数)
可燃气体总量	1 500
H ₂	500
C ₂ H ₂	痕量

电缆油中溶解气体的组分	注意值 $\times 10^{-6}$ (体积分数)
CO	100
CO ₂	1 000
CH ₄	200
C ₂ H ₆	200
C ₂ H ₄	200

12 电 容 器

12.1 高压并联电容器、串联电容器和交流滤波电容器

12.1.1 高压并联电容器、串联电容器和交流滤波电容器的试验项目、周期和要求见表 29。

表 29 高压并联电容器、串联电容器和交流滤波电容器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	极对壳绝缘电阻	1) 投运后 1 年内 2) 1 ~ 5 年	不低于 2 000 MΩ	1) 串联电容器用 1 000 V 兆欧表, 其它用 2 500 V 兆欧表 2) 单套管电容器不测
2	电容值	1) 投运后 1 年内 2) 1 ~ 5 年	1) 电容值偏差不出额定值的 -5% ~ +10% 范围 2) 电容值不应小于出厂值的 95%	用电桥法或电流电压法测量
3	并联电阻值测量	1) 投运后 1 年内 2) 1 ~ 5 年	电阻值与出厂值的偏差应在 $\pm 10\%$ 范围内	用自放电法测量
4	渗漏油检查	6 个月	漏油时停止使用	观察法

12.1.2 定期试验项目见表 29 中全部项目。

12.1.3 交流滤波电容器组的总电容值应满足交流滤波器调谐的要求。

12.2 耦合电容器和电容式电压互感器的电容分压器

12.2.1 耦合电容器和电容式电压互感器的电容分压器的试验项目、周期和要求见表 30。

表 30 耦合电容器和电容式电压互感器的电容分压器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	极间绝缘电阻	1) 投运后 1 年内 2) 1 ~ 3 年	一般不低于 5 000 MΩ	用 2 500 V 兆欧表

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
2	电容值	1)投运后 1 年内 2)1 ~ 3 年	1)每节电容值偏差不超出额定值的 $-5\% \sim +10\%$ 范围 2)电容值大于出厂值的 102% 时应缩短试验周期 3)一相中任两节实测电容值相差不超过 5%	用电桥法
3	$\text{tg}\delta$	1)投运后 1 年内 2)1 ~ 3 年	10kV 下的 $\text{tg}\delta$ 值不大于下列数值： 油纸绝缘 0.005 膜纸复合绝缘 0.002	1)当 $\text{tg}\delta$ 值不符合要求时，可在额定电压下复测，复测值如符合 10kV 下的要求，可继续投运 2)电容式电压互感器低压电容的试验电压值自定
4	渗漏油检查	6 个月	漏油时停止使用	用观察法
5	低压端对地绝缘电阻	1 ~ 3 年	一般不低于 100M Ω	采用 1 000V 兆欧表
6	局部放电试验	必要时	预加电压 $0.8 \times 1.3U_m$ ，持续时间不小于 10s，然后在测量电压 $1.1U_m/\sqrt{3}$ 下保持 1min，局部放电量一般不大于 10pC	如受试验设备限制预加电压可以适当降低
7	交流耐压试验	必要时	试验电压为出厂试验电压的 75%	

12.2.2 定期试验项目见表 30 中序号 1、2、3、4、5。

12.2.3 电容式电压互感器的电容分压器的电容值与出厂值相差超出 $\pm 2\%$ 范围时，或电容分压比与出厂试验实测分压比相差超过 2% 时，准确度 0.5 级及 0.2 级的互感器应进行准确度试验。

12.2.4 局部放电试验仅在其他试验项目判断电容器绝缘有疑问时进行。放电量超过规定时，应综合判断。局部放电量无明显增长时一般仍可用，但应加强监视。

12.2.5 带电测量耦合电容器的电容值能够判断设备的绝缘状况，可以在运行中随时进行测量。

12.2.5.1 测量方法：

在运行电压下，用电流表或电流变换器测量流过耦合电容器接地线上的工作电流，并同时记录运行电压，然后计算其电容值。

12.2.5.2 判断方法：

a) 计算得到的电容值的偏差超出额定值的 $-5\% \sim +10\%$ 范围时，应停电进行试验。

b) 与上次测量相比, 电容值变化超过 $\pm 10\%$ 时, 应停电进行试验。

c) 电容值与出厂试验值相差超出 $\pm 5\%$ 时, 应增加带电测量次数, 若测量数据基本稳定, 可以继续运行。

12.2.5.3 对每台由两节组成的耦合电容器, 仅对整台进行测量, 判断方法中的偏差限值均除以 2。本方法不适用于每台由三节及四节组成的耦合电容器。

12.3 断路器电容器

断路器电容器的试验项目、周期和要求见表 31。

12.4 集合式电容器

表 31 断路器电容器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	极间绝缘电阻	1) 1 ~ 3 年 2) 断路器大修后	一般不低于 5 000 M Ω	采用 2 500V 兆欧表
2	电容值	1) 1 ~ 3 年 2) 断路器大修后	电容值偏差应在额定值的 $\pm 5\%$ 范围内	用电桥法
3	tg δ	1) 1 ~ 3 年 2) 断路器大修后	10kV 下的 tg δ 值不大于下列数值; 油纸绝缘 0.005 腹纸复合绝缘 0.0025	
4	渗漏油检查	6 个月	漏油时停止使用	

集合式电容器的试验项目、周期和要求见表 32。

表 32 集合式电容器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	相间和极对壳绝缘电阻	1) 1 ~ 5 年 2) 吊芯修理后	自行规定	1) 采用 2500V 兆欧表 2) 仅对有六个套管的三相电容器测量相间绝缘电阻
2	电容值	1) 投运后 1 年内 2) 1 ~ 5 年 3) 吊芯修理后	1) 每相电容值偏差应在额定值的 -5% ~ $+10\%$ 的范围内, 且电容值不小于出厂值的 96% 2) 三相中每两线路端子间测得的电容值的最大值与最小值之比不大于 1.06 3) 每相用三个套管引出的电容器组, 应测量每两个套管之间的电容量, 其值与出厂值相差在 $\pm 5\%$ 范围内	
3	相间和极对壳交流耐压试验	1) 必要时 2) 吊芯修理后	试验电压为出厂试验值的 75%	仅对有六个套管的三相电容器进行相间耐压

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
4	绝缘油击穿电压	1) 1~5 年 2) 吊芯修理后	参照表 36 中序号 6	
5	渗漏油检查	1 年	漏油应修复	观察法

12.5 高压并联电容器装置

装置中的开关、并联电容器、电压互感器、电流互感器、母线支架、避雷器及二次回路按本规程的有关规定。

12.5.1 单台保护用熔断器。

单台保护用熔断器的试验项目、周期和要求见表 33。

表 33 单台保护用熔断器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	直流电阻	必要时	与出厂值相差不大于 20%	
2	检查外壳及弹簧情况	1 年	无明显锈蚀现象,弹簧拉力无明显变化,工作位置正确,指示装置无卡死等现象	

12.5.2 串联电抗器。

12.5.2.1 串联电抗器的试验项目、周期和要求见表 34。

表 34 串联电抗器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	绕组绝缘电阻	1) 1~5 年 2) 大修后	一般不低于 1 000 MΩ(20℃)	采用 2 500V 兆欧表
2	绕组直流电阻	1) 必要时 2) 大修后	1) 三相绕组间的差别不应大于三相平均值的 4% 2) 与上次测量值相差不大于 2%	
3	电抗(或电感)值	1) 1~5 年 2) 大修后	自行规定	
4	绝缘油击穿电压	1) 1~5 年 2) 大修后	参照表 36 中序号 6	
5	绕组 $t_g\delta$	1) 大修后 2) 必要时	20℃下的 $t_g\alpha(\%)$ 值不大于: 35kV 及以下 3.5 66kV 2.5	仅对 800kvar 以上的油浸铁芯电抗器进行
6	绕组对铁芯和外壳交流耐压及相间交流耐压	1) 大修后 2) 必要时	1) 油浸铁芯电抗器,试验电压为出厂试验电压的 85% 2) 干式空心电抗器只需对绝缘支架进行试验,试验电压同支柱绝缘子	

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
7	轱铁梁和穿芯螺栓(可接触到)的绝缘电阻	大修时	自行规定	

12.5.2.2 各类试验项目：

定期试验项目见表 34 中序号 1、3、4。

大修时或大修后试验项目见表 34 中序号 1、2、3、4、5、6、7。

12.5.3 放电线圈

12.5.3.1 放电线圈的试验项目、周期和要求见表 35。

表 35 放电线圈的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	绝缘电阻	1) 1~5 年 2) 大修后	不低于 1 000 M Ω	一次绕组用 2 500 V 兆欧表,二次绕组用 1 000 V 兆欧表
2	绕组的 tg δ	1) 大修后 2) 必要时	参照表 8 中序号 2	
3	交流耐压试验	1) 大修后 2) 必要时	试验电压为出厂试验电压的 85%	用感应耐压法
4	绝缘油击穿电压	1) 大修后 2) 必要时	参照表 36 中序号 6	
5	一次绕组直流电阻	1) 大修后 2) 必要时	与上次测量值相比无明显差异	
6	电压比	必要时	符合制造厂规定	

12.5.3.2 各类试验项目：

定期试验项目见表 35 中序号 1。

大修后试验项目见表 35 中序号 1、2、3、4、5。

13 绝缘油和六氟化硫气体

13.1 变压器油

13.1.1 新变压器油的验收,应按 GB 2536 或 SH 0040 的规定。

13.1.2 运行中变压器油的试验项目和要求见表 36,试验周期如下：

a) 330 kV 和 500 kV 变压器、电抗器油,试验周期为 1 年的项目有序号 1、2、3、5、6、7、8、9、10；

b) 66 ~ 220 kV 变压器、电抗器和 1 000 kVA 及以上所、厂用变压器油,试验周期为 1 年的项目有序号 1、2、3、6,必要时试验的项目有 5、8、9；

c) 35kV 及以下变压器油试验周期为 3 年的项目有序号 6 ;

d) 新变压器、电抗器投运前、大修后油试验项目有序号 1、2、3、4、5、6、7、8、9 (对 330、500kV 的设备增加序号 10) ;

e) 互感器、套管油的试验结合油中溶解气体色谱分析试验进行 ,项目按第 7、9 章有关规定 ;

f) 序号 11 项目在必要时进行。

13.1.3 设备和运行条件的不同 ,会导致油质老化速度不同 ,当主要设备用油的 pH 值接近 4.4 或颜色骤然变深 ,其它指标接近允许值或不合格时 ,应缩短试验周期 ,增加试验项目 ,必要时采取处理措施。

表 36 变压器油的试验项目和要求

序号	项 目	要 求		说 明
		投入运行前的油	运 行 油	
1	外观	透明、无杂质或悬浮物		将油样注入试管中冷却至 5℃ 在光线充足的地方观察
2	水溶性酸 pH 值	≥ 5.4	≥ 4.2	按 GB 7598 进行试验
3	酸值 mgKOH/g	≤ 0.03	≤ 0.1	按 GB 264 或 GB 7599 进行试验
4	闪点(闭口)℃	≥ 140(10 号、25 号油) ≥ 135(45 号油)	1) 不应比左栏要求低 5℃ 2) 不应比上次测定值低 5℃	按 GB 261 进行试验
5	水分 mg/L	66 ~ 110kV ≤ 20 220kV ≤ 15 330 ~ 500kV ≤ 10	66 ~ 110kV ≤ 35 220kV ≤ 25 330 ~ 500kV ≤ 15	运行中设备 ,测量时应注意温度的影响 ,尽量在顶层油温高于 50℃ 时采样 ,按 GB 7600 或 GB 7601 进行试验
6	击穿电压 kV	15kV 以下 ≥ 30 15 ~ 35kV ≥ 35 66 ~ 220kV ≥ 40 330kV ≥ 50 500kV ≥ 60	15kV 以下 ≥ 25 15 ~ 35kV ≥ 30 66 ~ 220kV ≥ 35 330kV ≥ 45 500kV ≥ 50	按 GB/T 507 和 DL/T 429.9 方法进行试验
7	界面张力(25℃) mN/m	≥ 35	≥ 19	按 GB/T 6541 进行试验
8	tgδ(90℃) %	330kV 及以下 ≤ 1 500kV ≤ 0.7	300kV 及以下 ≤ 4 500kV ≤ 2	按 GB 5654 进行试验
9	体积电阻率 (90℃) Ω·m	≥ 6 × 10 ¹⁰	500kV ≥ 1 × 10 ¹⁰ 330kV 及以下 ≥ 3 × 10 ⁹	按 DL/T 421 或 GB 5654 进行试验

序号	项 目	要 求		说 明
		投入运行前的油	运 行 油	
10	油中含气量(体积分数) %	330kV 500kV ≤ 1	一般不大于 3	按 DL/T 423 或 DL/T 450 进行试验
11	油泥与沉淀物(质量分数) %	—	一般不大于 0.02	按 GB/T 511 试验,若只测定油泥含量,试验最后采用乙醇-苯(1:4)将油泥洗于恒重容器中 称重
12	油中溶解气体色谱分析	变压器、电抗器 互感器 套管 电力电缆	见第 6 章 见第 7 章 见第 9 章 见第 11 章	取样,试验和判断方法分别按 GB 7597、SD 304 和 GB 7252 的规定进行
注 :1 对全密封式设备如互感器,不易取样或补充油,应根据具体情况决定是否采样 2 有载调压开关用的变压器油的试验项目、周期和要求按制造厂规定				

13.1.4 关于补油或不同牌号油混合使用的规定。

13.1.4.1 补加油品的各项特性指标不应低于设备内的油。如果补加到已接近运行油质量要求下限的设备油中,有时会导致油中迅速析出油泥,故应预先进行混油样品的油泥析出和 $tg\delta$ 试验。试验结果无沉淀物产生且 $tg\delta$ 不大于原设备内油的 $tg\delta$ 值时,才可混合。

13.1.4.2 不同牌号新油或相同质量的运行中油,原则上不宜混合使用。如必须混合时应按混合油实测的凝点决定是否可用。

13.1.4.3 对于国外进口油、来源不明以及所含添加剂的类型并不完全相同的油,如需要与不同牌号油混合时,应预先进行参加混合的油及混合后油样的老化试验。

13.1.4.4 油样的混合比应与实际使用的混合比一致,如实际使用比不详,则采用 1:1 比例混合。

13.2 断路器油

13.2.1 断路器专用油的新油应按 SH0351 进行验收。

13.2.2 运行中断路器油的试验项目、周期和要求见表 37。

13.3 SF₆ 气体

13.3.1 SF₆ 新气到货后,充入设备前应按 GB 12022 验收,抽检率为十分之三。同一批相同出厂日期的,只测定含水量和纯度。

13.3.2 SF₆ 气体在充入电气设备 24h 后,方可进行试验。

13.3.3 关于补气和气体混合使用的规定:

- a) 所补气体必须符合新气质量标准,补气时应注意接头及管路的干燥;
- b) 符合新气质量标准的气体均可混合使用。

13.3.4 运行中 SF6 气体的试验项目、周期和要求见表 38。

表 37 运行中断路器油的试验项目、周期和要求

序号	项 目	要 求	周 期	说 明
1	水溶性酸 PH 值	≥4.2	1)110kV 及以上新设备投运前或大修后检验项目为序号 1~7,运行中为 1 年 检验项目序号 4 2)110kV 以下新设备投运前或大修后检验项目为序号 1~7。运行中不大于 3 年 检验项目为序号 4 3)少油断路器(油量为 60kg 以下)小于 3 年或以换油代替	按 GB 7598 进行试验
2	机械杂质	无		外观目测
3	游离碳	无较多碳悬浮于油中		外观目测
4	击穿电压 kV	110kV 以上： 投运前或大修后 ≥40 运行中 ≥35 110kV 及以下： 投运前或大修后 ≥35 运行中 ≥30		按 GB/T 507 和 DL/T 429.9 方法进行试验
5	水分 mg/L	110kV 以上： 投运前或大修后 ≤15 运行中 ≤25 110kV 及以下： 投运前或大修后 ≤20 运行中 ≤35		见表 36 序号 5
6	酸值 mgKOH/g	≤0.1		按 GB 264 或 GB 7599 进行试验
7	闪点(闭口) °C	不应比新油低 5		按 GB 261 进行试验

表 38 运行中 SF6 气体的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	湿度(20℃体积分数)10 ⁻⁶	1)1~3 年(35kV 以上) 2)大修后 3)必要时	1)断路器灭弧室气室 大修后不大于 150 运行中不大于 300 2)其它气室 大修后不大于 250 运行中不大于 500	1)按 GB 12022、SD 306《六氟化硫气体中水分含量测定法(电解法)》和 DL 506—92《现场 SF6 气体水分测定方法》进行 2)新装及大修后 1 年内复测 1 次,如湿度符合要求,则正常运行中 1~3 年 1 次 3)周期中的“必要时”是指新装及大修后 1 年内复测湿度不符合要求或漏气超过表 10 中序号 2 的要求和设备异常时,按实际情况增加的检测
2	密度(标准状态下)kg/m ³	必要时	6.16	按 SD 308《六氟化硫新气中密度测定法》进行
3	毒性	必要时	无毒	按 SD 312《六氟化硫气体毒性生物试验方法》进行

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
4	酸度 $\mu\text{g/g}$	1)大修后 2)必要时	≤ 0.3	按 SD 307《六氟化硫新气中酸度测定法》或用检测管进行测量
5	四氯化碳(质量分数)%	1)大修后 2)必要时	1)大修后 ≤ 0.05 2)运行中 ≤ 0.1	按 SD 311《六氟化硫新气中空气—四氯化碳的气相色谱测定法》进行
6	空气(质量分数)%	1)大修后 2)必要时	1)大修后 ≤ 0.05 2)运行中 ≤ 0.2	见序号 5
7	可水解氟化物 $\mu\text{g/g}$	1)大修后 2)必要时	≤ 1.0	按 SD 309《六氟化硫气体中可水解氟化物含量测定法》进行
8	矿物油 $\mu\text{g/g}$	1)大修后 2)必要时	≤ 10	按 SD 310《六氟化硫气体中矿物油含量测定法(红外光谱法)》进行

14 避 雷 器

14.1 阀式避雷器的试验项目、周期和要求见表 39。

14.2 金属氧化物避雷器的试验项目、周期和要求见表 40。

表 39 阀式避雷器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明																					
1	绝缘电阻	1)发电厂、变电所避雷器每年雷雨季前 2)线路上避雷器 1~3 年 3)大修后 4)必要时	1)FZ(PBC、LD)、FCZ 和 FCD 型避雷器的绝缘电阻自行规定,但与前一次或同类型的测量数据进行比较,不应有显著变化 2)FS 型避雷器绝缘电阻应不低于 2 500M Ω	1)采用 2 500V 及以上兆欧表 2)FZ、FCZ 和 FCD 型主要检查并联电阻通断和接触情况																					
2	电导电流及串联组合元件的非线性因数差值	1)每年雷雨季前 2)大修后 3)必要时	1)FZ、FCZ、FCD 型避雷器的电导电流参考值见附录 F 或制造厂规定值,还应与历年数据比较,不应有显著变化 2)同一相内串联组合元件的非线性因数差值,不应大于 0.05;电导电流相差值(%)不应大于 30% 3)试验电压如下:	1)整流回路中应加滤波电容器,其电容值一般为 0.01~0.1 μF ,并应在高压侧测量电流 2)由两个及以上元件组成的避雷器应对每个元件进行试验 3)非线性因数差值及电导电流相差值计算见附录 F 4)可用带电测量方法进行测量,如对测量结果有疑问时,应根据停电测量的结果作出判断 5)如 FZ 型避雷器的非线性因数差值大于 0.05,但电导电流合格,允许作换节处理,换节后的非线性因数差值不应大于 0.05 6)运行中 PBC 型避雷器的电导电流一般应在 300~400 μA 范围内																					
			<table border="1"> <thead> <tr> <th>元件额定电压 kV</th> <th>3</th> <th>6</th> <th>10</th> <th>15</th> <th>20</th> <th>30</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>试验电压 U_1 kV</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>8</td> <td>10</td> <td>12</td> </tr> <tr> <td>试验电压 U_2 kV</td> <td>4</td> <td>6</td> <td>10</td> <td>16</td> <td>20</td> <td>24</td> </tr> </tbody> </table>	元件额定电压 kV	3	6	10	15	20	30	试验电压 U_1 kV	—	—	—	8	10	12	试验电压 U_2 kV	4	6	10	16	20	24	
元件额定电压 kV	3	6	10	15	20	30																			
试验电压 U_1 kV	—	—	—	8	10	12																			
试验电压 U_2 kV	4	6	10	16	20	24																			

序号	项 目	周 期	要 求	说 明																								
3	工频放电电压	1) 1~3年 2) 大修后 3) 必要时	1) FS型避雷器的工频放电电压在下列范围内： <table border="1" style="margin-left: 20px;"> <tr> <td colspan="2">额定电压</td> <td>3</td> <td>6</td> <td>10</td> </tr> <tr> <td colspan="2">kV</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="2">放电电压</td> <td>大修后</td> <td>9~11</td> <td>16~19</td> <td>26~31</td> </tr> <tr> <td>运行中</td> <td>8~12</td> <td>15~21</td> <td>23~33</td> </tr> <tr> <td colspan="2">kV</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table> 2) FZ、FCZ和FCD型避雷器的电导电流值及FZ、FCZ型避雷器的工频放电电压参考值见附录F	额定电压		3	6	10	kV					放电电压	大修后	9~11	16~19	26~31	运行中	8~12	15~21	23~33	kV					带有非线性并联电阻的阀型避雷器只在解体大修后进行
额定电压		3	6	10																								
kV																												
放电电压	大修后	9~11	16~19	26~31																								
	运行中	8~12	15~21	23~33																								
kV																												
4	底座绝缘电阻	1) 发电厂、变电所避雷器每年雷雨季节前 2) 线路上避雷器1~3年 3) 大修后 4) 必要时	自行规定	采用2500V及以上的兆欧表																								
5	检查放电计数器的动作情况	1) 发电厂、变电所内避雷器每年雷雨季节前 2) 线路上避雷器1~3年 3) 大修后 4) 必要时	测试3~5次,均应正常动作,测试后计数器指示应调到“0”																									
6	检查密封情况	1) 大修后 2) 必要时	避雷器内腔抽真空至(300~400)×133Pa后,在5min内其内部气压的增加不应超过100Pa																									

表 40 金属氧化物避雷器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	绝缘电阻	1) 发电厂、变电所避雷器每年雷雨季节前 2) 必要时	1) 35kV以上,不低于2500MΩ 2) 35kV及以下,不低于1000MΩ	采用2500V及以上兆欧表
2	直流1mA电压(U _{1mA})及0.75U _{1mA} 下的泄漏电流	1) 发电厂、变电所避雷器每年雷雨季节前 2) 必要时	1) 不得低于GB11032规定值 2) U _{1mA} 实测值与初始值或制造厂规定值比较,变化不应大于±5% 3) 0.75U _{1mA} 下的泄漏电流不应大于50μA	1) 要记录试验时的环境温度和相对湿度 2) 测量电流的导线应使用屏蔽线 3) 初始值系指交接试验或投产试验时的测量值

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
3	运行电压下的交流泄漏电流	1)新投运的 110kV 及以上者投运 3 个月后测量 1 次,以后每半年 1 次,运行 1 年后,每年雷雨季节前 1 次 2)必要时	测量运行电压下的全电流、阻性电流或功率损耗,测量值与初始值比较,有明显变化时应加强监测,当阻性电流增加 1 倍时,应停电检查	应记录测量时的环境温度、相对湿度和运行电压。测量宜在瓷套表面干燥时进行。应注意相间干扰的影响
4	工频参考电流下的工频参考电压	必要时	应符合 GB 11032 或制造厂规定	1)测量环境温度 $20 \pm 15^{\circ}\text{C}$ 2)测量应每节单独进行,整相避雷器有一节不合格,应更换该节避雷器(或整相更换),使该相避雷器为合格
5	底座绝缘电阻	1)发电厂、变电所避雷器每年雷雨季节前 2)必要时	自行规定	采用 2 500V 及以上兆欧表
6	检查放电计数器动作情况	1)发电厂、变电所避雷器每年雷雨季节前 2)必要时	测试 3~5 次,均应正常动作,测试后计数器指示应调到“0”	

14.3 GIS 用金属氧化物避雷器的试验项目、周期和要求：

- a)避雷器大修时,其 SF₆ 气体按表 38 的规定；
- b)避雷器运行中的密封检查按表 10 的规定；
- c)其它有关项目按表 40 中序号 3、4、6 规定。

15 母 线

15.1 封闭母线

15.1.1 封闭母线的试验项目、周期和要求见表 41。

表 41 封闭母线的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	绝缘电阻	大修时	1)额定电压为 15kV 及以上全连式离相封闭母线在常温下分相绝缘电阻值不小于 50MΩ 2) 36kV 共箱封闭母线在常温下分相绝缘电阻值不小于 6MΩ	采用 2500V 兆欧表

序号	项目	周期	要求			说明
2	交流耐压试验	大修时	额定电压 kV	试验电压 kV		
				出厂	现场	
			≤1	4.2	3.2	
			6	42	32	
			15	57	43	
			20	68	51	
			24	70	53	

15.1.2 各类试验项目：

大修时试验项目见表 41 中序号 1、2。

15.2 一般母线

15.2.1 一般母线的试验项目、周期和要求见表 42。

表 42 一般母线的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	绝缘电阻	1) 1~3 年 2) 大修时	不应低于 $1M\Omega/kV$	
2	交流耐压试验	1) 1~3 年 2) 大修时	额定电压在 $1kV$ 以上时, 试验电压参照表 21 中序号 3 额定电压在 $1kV$ 及以下时, 试验电压参照表 44 中序号 2	

15.2.2 各类试验项目：

定期试验项目见表 42 中序号 1、2。

大修时试验项目见表 42 中序号 1、2。

16 二次回路

16.1 二次回路的试验项目、周期和要求见表 43。

表 43 二次回路的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	绝缘电阻	1)大修时 2)更换二次线时	1)直流小母线和控制盘的电压小母线,在断开所有其它并联支路时不应小于 10MΩ 2)二次回路的每一支路和断路器、隔离开关、操作机构的电源回路不小于 1MΩ;在比较潮湿的地方,允许降到 0.5MΩ	采用 500V 或 1 000V 兆欧表
2	交流耐压试验	1)大修时 2)更换二次线时	试验电压为 1 000V	1)不重要回路可用 2 500V 兆欧表试验代替 2)48V 及以下回路不做交流耐压试验 3)带有电子元件的回路,试验时应将其取出或两端短接

16.2 各类试验项目

大修时试验项目见表 43 中序号 1、2。

17 1kV 及以下的配电装置和电力布线

1kV 及以下的配电装置和电力布线的试验项目、周期和要求见表 44。

18 1kV 以上的架空电力线路

1kV 以上的架空电力线路的试验项目、周期和要求见表 45。

表 44 1kV 及以下的配电装置和电力布线的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	绝缘电阻	设备大修时	1)配电装置每一段的绝缘电阻不应小于 0.5MΩ 2)电力布线绝缘电阻一般不小于 0.5MΩ	1)采用 1 000V 兆欧表 2)测量电力布线的绝缘电阻时应将熔断器、用电设备、电器和仪表等断开
2	配电装置的交流耐压试验	设备大修时	试验电压为 1 000V	1)配电装置耐压为各相对地,48V 及以下的配电装置不做交流耐压试验 2)可用 2 500V 兆欧表试验代替
3	检查相位	更动设备或接线时	各相两端及其连接回路的相位应一致	

注 1 配电装置指配电盘、配电台、配电柜,操作盘及载流部分

2 电力布线不进行交流耐压试验

表 45 1kV 以上的架空电力线路的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	检查导线连接管的连接情况	1) 2 年 2) 线路检修时	1) 外观检查无异常 2) 连接管压接后的尺寸及外形应符合要求	铜线的连接管检查周期可延长至 5 年
2	悬式绝缘子串的零值绝缘子检测(66kV 及以上)	必要时	在运行电压下检测	玻璃绝缘子不进行此项试验,自破后应及时更换
3	线路的绝缘电阻(有带电的平行线路时不测)	线路检修后	自行规定	采用 2 500V 及以上的兆欧表
4	检查相位	线路连接有变动时	线路两端相位应一致	
5	间隔棒检查	1) 3 年 2) 线路检修时	状态完好,无松动无胶垫脱落等情况	
6	阻尼设施的检查	1) 1 ~ 3 年 2) 线路检修时	无磨损松动等情况	
7	绝缘子表面等值附盐密度	1 年	参照附录 C 污秽等级与对应附盐密度值检验所测盐密值与当地污秽等级是否一致。结合运行经验,将测量值作为调整耐污绝缘水平和监督绝缘安全运行的依据。盐密值超过规定时,应根据情况采取调整爬距、清扫、涂料等措施	在污秽地区积污最重的时期进行测量。根据沿线路污染状况,每 5 ~ 10km 选一串悬垂绝缘子测试
注:关于架空电力线路离地距离、离建筑物距离、空气间隙、交叉距离和跨越距离的检查,杆塔和过电压保护装置的接地电阻测量、杆塔和地下金属部分的检查,导线断股检查等项目,应按架空电力线路和电气设备接地装置有关规程的规定进行				

19 接地装置

19.1 接地装置的试验项目、周期和要求见表 46。

表 46 接地装置的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	有效接地系统的电力设备的接地电阻	1) 不超过 6 年 2) 可以根据该接地网挖开检查的结果斟酌延长或缩短周期	$R \leq 2000/I$ 或 $R \leq 0.5\Omega$ (当 $I > 4000A$ 时) 式中 I —经接地网流入地中的短路电流, A; R —考虑到季节变化的最大接地电阻, Ω	1) 测量接地电阻时, 如在必须的最小布极范围内土壤电阻率基本均匀, 可采用各种补偿法, 否则, 应采用远离法 2) 在高土壤电阻率地区, 接地电阻如按规定值要求, 在技术经济上极不合理时, 允许有较大的数值。但必须采取措施以保证发生接地短路时, 在该接地网上 a) 接触电压和跨步电压均不超过允许的数值 b) 不发生高电位引外和低电位引内 c) $\beta \sim 10kV$ 阀式避雷器不动作 3) 在预防性试验前或每 3 年以及必要时验算一次 I 值, 并校验设备接地引下线的热稳定
2	非有效接地系统的电力设备的接地电阻	1) 不超过 6 年 2) 可以根据该接地网挖开检查的结果斟酌延长或缩短周期	1) 当接地网与 1kV 及以下设备共用接地时, 接地电阻 $R \leq 120/I$ 2) 当接地网仅用于 1kV 以上设备时, 接地电阻 $R \leq 250/I$ 3) 在上述任一情况下, 接地电阻一般不得大于 10Ω 式中 I —经接地网流入地中的短路电流, A; R —考虑到季节变化最大接地电阻, Ω	
3	利用大地作导体的电力设备的接地电阻	1 年	1) 长久利用时, 接地电阻为 $R \leq \frac{50}{I}$ 2) 临时利用时, 接地电阻为 $R \leq \frac{100}{I}$ 式中 I —接地装置流入地中的电流, A; R —考虑到季节变化的最大接地电阻, Ω	

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
4	1kV 以下电力设备的接地电阻	不超过 6 年	使用同一接地装置的所有这类电力设备,当总容量达到或超过 100kVA 时,其接地电阻不宜大于 4Ω。如总容量小于 100kVA 时,则接地电阻允许大于 4Ω,但不超过 10Ω	对于在电源处接地的低压电力网(包括孤立运行的低压电力网)中的用电设备,只进行接零,不作接地。所用零线的接地电阻就是电源设备的接地电阻,其要求按序号 2 确定,但不得大于相同容量的低压设备的接地电阻
5	独立微波站的接地电阻	不超过 6 年	不宜大于 5Ω	
6	独立的燃油、易爆气体贮罐及其管道的接地电阻	不超过 6 年	不宜大于 30Ω	
7	露天配电装置避雷针的集中接地装置的接地电阻	不超过 6 年	不宜大于 10Ω	与接地网连在一起的可不测量,但按表 47 序号 1 的要求检查与接地网的连接情况
8	发电厂烟囱附近的吸风机及引风机处装设的集中接地装置的接地电阻	不超过 6 年	不宜大于 10Ω	与接地网连在一起的可不测量,但按表 47 序号 1 的要求检查与接地网的连接情况
9	独立避雷针(线)的接地电阻	不超过 6 年	不宜大于 10Ω	在高土壤电阻率地区难以将接地电阻降到 10Ω 时,允许有较大的数值,但应符合防止避雷针(线)对罐体及管、阀等反击的要求
10	与架空线直接连接的旋转电机进线段上排气式和阀式避雷器的接地电阻	与所在进线段上杆塔接地电阻的测量周期相同	排气式和阀式避雷器的接地电阻,分别不大于 5Ω 和 3Ω,但对于 300~1500kW 的小型直配电机,如不采用 SDJ 7《电力设备过电压保护设计技术规程》中相应接线时,此值可酌情放宽	

序号	项目	周期	要求	说明												
11	有架空地线的线路杆塔的接地电阻	1)发电厂或变电所进出线 1~2km 内的杆塔 1~2 年 2)其它线路杆塔不超过 5 年	当杆塔高度在 40m 以下时,按下列要求,如杆塔高度达到或超过 40m 时,则取下表值的 50%,但当土壤电阻率大于 2000Ω·m,接地电阻难以达到 15Ω 时可增加至 20Ω <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>土壤电阻率 Ω·m</th> <th>接地电阻 Ω</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>100 及以下</td> <td>10</td> </tr> <tr> <td>100~500</td> <td>15</td> </tr> <tr> <td>500~1000</td> <td>20</td> </tr> <tr> <td>1000~2000</td> <td>25</td> </tr> <tr> <td>2000 以上</td> <td>30</td> </tr> </tbody> </table>	土壤电阻率 Ω·m	接地电阻 Ω	100 及以下	10	100~500	15	500~1000	20	1000~2000	25	2000 以上	30	对于高度在 40m 以下的杆塔,如土壤电阻率很高,接地电阻难以降到 30Ω 时,可采用 6~8 根总长不超过 500m 的放射形接地体或连续伸长接地体,其接地电阻可不受限制。但对于高度达到或超过 40m 的杆塔,其接地电阻也不宜超过 20Ω
土壤电阻率 Ω·m	接地电阻 Ω															
100 及以下	10															
100~500	15															
500~1000	20															
1000~2000	25															
2000 以上	30															
12	无架空地线的线路杆塔接地电阻	1)发电厂或变电所进出线 1~2km 内的杆塔 1~2 年 2)其它线路杆塔不超过 5 年	<table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>种类</th> <th>接地电阻 Ω</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>非有效接地系统的钢筋混凝土杆、金属杆</td> <td>30</td> </tr> <tr> <td>中性点不接地的低压电力网的线路钢筋混凝土杆、金属杆</td> <td>50</td> </tr> <tr> <td>低压进户线绝缘子铁脚</td> <td>30</td> </tr> </tbody> </table>	种类	接地电阻 Ω	非有效接地系统的钢筋混凝土杆、金属杆	30	中性点不接地的低压电力网的线路钢筋混凝土杆、金属杆	50	低压进户线绝缘子铁脚	30					
种类	接地电阻 Ω															
非有效接地系统的钢筋混凝土杆、金属杆	30															
中性点不接地的低压电力网的线路钢筋混凝土杆、金属杆	50															
低压进户线绝缘子铁脚	30															
注 进行序号 1、2 项试验时,应断开线路的架空地线																

19.2 接地装置的检查项目、周期和要求见表 47。

表 47 接地装置的检查项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	检查有效接地系统的电力设备接地引下线与接地网的连接情况	不超过 3 年	不得有开断、松脱或严重腐蚀等现象	如采用测量接地引下线与接地网(或与相邻设备)之间的电阻值来检查其连接情况,可将所测的数据与历次数据比较和相互比较,通过分析决定是否进行开挖检查
2	抽样开挖检查发电厂、变电所地中接地网的腐蚀情况	1)本项目只限于已经运行 10 年以上(包括改造后重新运行达到这个年限)的接地网 2)以后的检查年限可根据前次开挖检查的结果自行决定	不得有开断、松脱或严重腐蚀等现象	可根据电气设备的重要性和施工的安全性,选择 5~8 个点沿接地引下线进行开挖检查,如有疑问还应扩大开挖的范围

20 电除尘器

20.1 高压硅整流变压器的试验项目、周期和要求见表 48。

表 48 高压硅整流变压器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	高压绕组对低压绕组及对地的绝缘电阻	1 大修后 2 必要时	$> 500\text{M}\Omega$	采用 2 500V 兆欧表
2	低压绕组的绝缘电阻	1 大修后 2 必要时	$> 300\text{M}\Omega$	采用 1 000V 兆欧表
3	硅整流元件及高压套管对地的绝缘电阻	1 大修后 2 必要时	$> 2\ 000\text{M}\Omega$	
4	穿芯螺杆对地的绝缘电阻	1 大修时 2 必要时	不作规定	
5	高、低压绕组的直流电阻	1 大修后 2 必要时	与出厂值相差不超出 $\pm 2\%$ 范围	换算到 75℃
6	电流、电压取样电阻	1 大修时 2 必要时	偏差不超出规定值的 $\pm 5\%$	
7	各桥臂正、反向电阻值	1 大修时 2 必要时	桥臂间阻值相差小于 10%	
8	变压器油试验	1 1 年 2 大修后	参照表 36 中序号 1、2、3、6	
9	油中溶解气体色谱分析	1 1 年 2 大修后	参照表 5 中序号 1, 注意值自行规定	
10	空载升压	1 大修时 2 更换绕组 3 必要时	输出 $1.5U_n$, 保持 1min, 应无闪络, 无击穿现象, 并记录空载电流	不带电除尘器电场

20.2 低压电抗器的试验项目、周期和要求见表 49。

表 49 低压电抗器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	穿心螺杆对地的绝缘电阻	大修时	不作规定	
2	绕组对地的绝缘电阻	大修后	$> 300\text{M}\Omega$	
3	绕组各抽头的直流电阻	必要时	与出厂值相差不超出 $\pm 2\%$ 范围	换算到 75℃
4	变压器油击穿电压	大修后	$> 20\text{kV}$	参照表 36 序号 6

20.3 绝缘支撑及连接元件的试验项目、周期和要求见表 50。

表 50 绝缘支撑及连接元件的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	绝缘电阻	更换后	> 500MΩ	采用 2 500V 兆欧表
2	耐压试验	更换后	直流 100kV 或交流 72kV,保持 1min 无闪络	

20.4 高压直流电缆的试验项目、周期和要求见表 51。

表 51 高压直流电缆的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	绝缘电阻	大修后	> 1 500MΩ	采用 2 500V 兆欧表
2	直流耐压并测量泄漏电流	1) 大修后 2) 重做电缆头时	电缆工作电压的 1.7 倍, 10min, 当电缆长度小于 100m 时, 泄漏电流一般小于 30μA	

20.5 电除尘器本体壳体对地网的连接电阻一般小于 1Ω。

20.6 高、低压开关柜及通用电气部分按有关章节执行。

同步发电机和调相机定子绕组的交流试验
电压、老化鉴定和硅钢片单位损耗

A1 交流电机全部更换定子绕组时的交流试验电压见表 A1、表 A2。

表 A1 不分瓣定子圈式线圈的试验电压 kV

序号	试验阶段	试验形式	< 10MW (MVA)	≥10MW(MVA)	
			≥2	2~6	10.5~18
1	线圈绝缘后,下线前	—	$2.75U_n + 4.5$	$2.75U_n + 4.5$	$2.75U_n + 6.5$
2	下线打槽楔后	—	$2.5U_n + 2.5$	$2.5U_n + 2.5$	$2.5U_n + 4.5$
3	并头、连接绝缘后	分相	$2.25U_n + 2.0$	$2.25U_n + 2.0$	$2.25U_n + 4.0$
4	电机装配后	分相	$2.0U_n + 1.0$	$2.5U_n$	$2.0U_n + 3.0$

表 A2 不分瓣定子条式线圈的试验电压 kV

序号	试验阶段	试验形式	< 10MW (MVA)	≥10MW(MVA)	
			≥2	2~6	10.5~18
1	线圈绝缘后,下线前	—	$2.75U_n + 4.5$	$2.75U_n + 4.5$	$2.75U_n + 6.5$
2	下层线圈下线后	—	$2.5U_n + 2.5$	$2.5U_n + 2.5$	$2.5U_n + 4.5$

序号	试验阶段	试验形式	< 10MW (MVA)	≥10MW(MVA)	
			≥2	2~6	10.5~18
3	上层线圈下线后打完槽楔与下层线圈同试	—	$2.5U_n + 1.5$	$2.5U_n + 1.5$	$2.5U_n + 4.0$
4	焊好并头,装好连线、引线包好绝缘	分相	$2.25U_n + 2.0$	$2.25U_n + 2.0$	$2.25U_n + 4.0$
5	电机装配后	分相	$2.0U_n + 1.0$	$2.5U_n$	$2.0U_n + 3.0$

A2 交流电机局部更换定子绕组时的交流试验电压见表 A3、表 A4。

表 A3 整台圈式线圈(在电厂修理)的试验电压 kV

序号	试验阶段	试验形式	< 10MW (MVA)	≥10MW(MVA)	
			≥2	2~6	10.5~18
1	拆除故障线圈后,留在槽中的老线圈	—	$0.8(2.0U_n + 1.0)$	$0.8(2.0U_n + 3.0)$	$0.8(2.0U_n + 3.0)$
2	线圈下线前	—	$2.75U_n$	$2.75U_n$	$2.75U_n + 2.5$
3	下线后打完槽楔	—	$0.75 \times 2.5U_n$	$0.75(2.5U_n + 0.5)$	$0.75(2.5U_n + 2.5)$
4	并头、连接绝缘后,定子完成	分相	$0.75(2.0U_n + 1.0)$	$0.75 \times 2.5U_n$	$0.75(2.0U_n + 3.0)$
5	电机装配后	分相	$1.5U_n$	$1.5U_n$	$1.5U_n$

注:1 对于运行年久的电机,序号 1、4、5 项试验电压值可根据具体条件适当降低
2 20kV 电压等级可参照 10.5~18kV 电压等级的有关规定

表 A4 整台条式线圈(在电厂修理)的试验电压 kV

序号	试验阶段	试验形式	< 10MW (MVA)	≥10MW(MVA)	
			≥2	2~6	10.5~18
1	拆除故障线圈后,留在槽中的老线圈	—	$0.8(2.0U_n + 1.0)$	$0.8(2.0U_n + 3.0)$	$0.8(2.0U_n + 3.0)$
2	线圈下线前	—	$2.75U_n$	$2.75U_n$	$2.75U_n + 2.5$
3	下层线圈下线后	—	$0.75(2.5U_n + 0.5)$	$0.75(2.5U_n + 1.0)$	$0.75(2.5U_n + 2.0)$
4	上层线圈下线后,打完槽楔与下层线圈同试	—	$0.75 \times 2.5U_n$	$0.75(2.5U_n + 0.5)$	$0.75(2.5U_n + 1.0)$
5	焊好并头,装好接线,引线包好绝缘,定子完成	分相	$0.75(2.0U_n + 1.0)$	$0.75 \times 2.5U_n$	$0.75(2.0U_n + 3.0)$
6	电机装配后	分相	$1.5U_n$	$1.5U_n$	$1.5U_n$

注:1 对于运行年久的电机,试验电压值可根据具体条件适当降低
2 20kV 电压等级可参照 10.5~18kV 电压等级的有关规定

A3 同步发电机转子绕组全部更换绝缘时的交流试验电压按制造厂规定。

A4 同步发电机、调相机定子绕组沥青云母和烘卷云母绝缘老化鉴定试验项目和要求见表 A5。

表 A5 同步发电机、调相机定子绕组沥青云母和烘卷云母绝缘老化鉴定试验项目和要求

序号	项目	要求	说明												
1	整相绕组(或分支)及单根线棒的 $t_{g\delta}$ 增量 ($\Delta t_{g\delta}$)	<p>1) 整相绕组(或分支)的 $\Delta t_{g\delta}$ 值不大于下列值:</p> <table border="1"> <tr> <td>定子电压等级 kV</td> <td>$\Delta t_{g\delta}$ %</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>6.5</td> </tr> <tr> <td>10</td> <td>6.5</td> </tr> </table> <p>$\Delta t_{g\delta}$ (%) 指额定电压下和起始游离电压下 $t_{g\delta}$ (%) 之差值。对于 6kV 及 10kV 电压等级,起始游离电压分别取 3kV 和 4kV</p> <p>2) 定子电压为 6kV 和 10kV 的单根线棒在两个不同电压下的 $\Delta t_{g\delta}$ (%) 值不大于下列值:</p> <table border="1"> <tr> <td>1.5 U_n 和 0.5 U_n</td> <td>相邻 0.2 U_n 电压间隔</td> <td>0.8 U_n 和 0.2 U_n</td> </tr> <tr> <td>11</td> <td>2.5</td> <td>3.5</td> </tr> </table> <p>凡现场条件具备者,最高试验电压可选择 1.5 U_n; 否则也可选择 (0.8 ~ 1.0) U_n。相邻 0.2 U_n 电压间隔值,即指 1.0 U_n 和 0.8 U_n、0.8 U_n 和 0.6 U_n、0.6 U_n 和 0.4 U_n、0.4 U_n 和 0.2 U_n</p>	定子电压等级 kV	$\Delta t_{g\delta}$ %	6	6.5	10	6.5	1.5 U_n 和 0.5 U_n	相邻 0.2 U_n 电压间隔	0.8 U_n 和 0.2 U_n	11	2.5	3.5	<p>1) 在绝缘不受潮的状态下进行试验</p> <p>2) 槽外测量单根线棒 $t_{g\delta}$ 时,线棒两端应加屏蔽环</p> <p>3) 可在环境温度下试验</p>
定子电压等级 kV	$\Delta t_{g\delta}$ %														
6	6.5														
10	6.5														
1.5 U_n 和 0.5 U_n	相邻 0.2 U_n 电压间隔	0.8 U_n 和 0.2 U_n													
11	2.5	3.5													
2	整相绕组(或分支)及单根线棒的第二电流增加率 ΔK (%)	<p>1) 整相绕组(或分支) P_{12} 在额定电压 U_n 以内明显出现者(电流增加倾向倍数 $m_2 > 1.6$),属于有老化特征。绝缘良好者, P_{12} 不出现或在 U_n 以上不明显出现</p> <p>2) 单根线棒实测或由 P_{12} 预测的平均击穿电压,不小于 (2.5 ~ 3) U_n</p> <p>3) 整相绕组电流增加率不大于下列值:</p> <table border="1"> <tr> <td>定子电压等级 kV</td> <td>6</td> <td>10</td> </tr> <tr> <td>试验电压 kV</td> <td>6</td> <td>10</td> </tr> <tr> <td>额定电压下 电流增加率 %</td> <td>8.5</td> <td>12</td> </tr> </table>	定子电压等级 kV	6	10	试验电压 kV	6	10	额定电压下 电流增加率 %	8.5	12	<p>1) 在绝缘不受潮的状态下进行试验</p> <p>2) 按下图作出电流电压特性曲线</p> <p>3) 电流增加率</p> $\Delta I = \frac{I - I_0}{I_0} \times 100\%$ <p>式中 I—在 U_n 下的实际电容电流; I_0—在 U_n 下 $I = f(U)$ 曲线中按线性关系求得的电容电流</p> <p>4) 电流增加倾向倍数</p> $m_2 = t_{g\theta_2} / t_{g\theta_0}$ <p>式中 $t_{g\theta_2} - I = f(U)$ 特性曲线出现 P_{12} 点之斜率; $t_{g\theta_0} - I = f(U)$ 特性曲线中出现 P_{11} 点以下之斜率</p>			
定子电压等级 kV	6	10													
试验电压 kV	6	10													
额定电压下 电流增加率 %	8.5	12													

序号	项目	要 求	说 明												
3	整相绕组(或分支)及单根线棒之局部放电量	1)整相绕组(或分支)之局部放电量不大于下列值： <table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="text-align: center;">定子电压等级 kV</td> <td style="text-align: center;">6</td> <td style="text-align: center;">10</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">最高试验电压 kV</td> <td style="text-align: center;">6</td> <td style="text-align: center;">10</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">局部放电试验电压 kV</td> <td style="text-align: center;">4</td> <td style="text-align: center;">6</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">最大放电量 C</td> <td style="text-align: center;">1.5×10^{-8}</td> <td style="text-align: center;">1.5×10^{-8}</td> </tr> </table> 2)单根线棒参照整相绕组要求执行	定子电压等级 kV	6	10	最高试验电压 kV	6	10	局部放电试验电压 kV	4	6	最大放电量 C	1.5×10^{-8}	1.5×10^{-8}	
定子电压等级 kV	6	10													
最高试验电压 kV	6	10													
局部放电试验电压 kV	4	6													
最大放电量 C	1.5×10^{-8}	1.5×10^{-8}													
4	整相绕组(或分支)交、直流耐压试验	应符合表 1 中序号 3、4 有关规定													
注：1 进行绝缘老化鉴定时，应对发电机的过负荷及超温运行时间、历次事故原因及处理情况、历次检修中发现的问题以及试验情况进行综合分析，对绝缘运行状况作出评定 2 当发电机定子绕组绝缘老化程度达到如下各项状况时，应考虑处理或更换绝缘，其采用方式包括局部绝缘处理、局部绝缘更换及全部线棒更换 a)累计运行时间超过 30 年(对于沥青云母和烘卷云母绝缘为 20 年)制造工艺不良者，可以适当提前 b)运行中或预防性试验中，多次发生绝缘击穿事故 c)外观和解剖检查时，发现绝缘严重分层发空、固化不良、失去整体性、局部放电严重及股间绝缘破坏等老化现象 d)鉴定试验结果与历次试验结果相比，出现异常并超出表中规定 3 鉴定试验时，应首先做整相绕组绝缘试验，一般可在停机后热状态下进行，若运行或试验中出现绝缘击穿，同时整相绕组试验不合格者，应做单根线棒的抽样试验，抽样部位以上层线棒为主，并考虑不同电位下运行的线棒，抽样量不作规定															

A5 同步发电机、调相机定子绕组环氧粉云母绝缘老化鉴定试验见 DL/T492。

A6 硅钢片的单位损耗见表 A6。

表 A6 硅钢片的单位损耗

硅钢片品种	代 号	厚 度 mm	单位损耗 W/kg	
			1T 下	1.5T 下
热轧硅钢片	D21	0.5	2.5	6.1
	D22	0.5	2.2	5.3
	D23	0.5	2.1	5.1
	D32	0.5	1.8	4.0
	D32	0.35	1.4	3.2
	D41	0.5	1.6	3.6
	D42	0.5	1.35	3.15
	D43	0.5	1.2	2.90
	D42	0.35	1.15	2.80
	D43	0.35	1.05	2.50

硅钢片品种		代 号	厚度 mm	单位损耗 W/kg	
				1T 下	1.5T 下
冷轧硅钢片	无取向	W21	0.5	2.3	5.3
		W22	0.5	2.0	4.7
		W32	0.5	1.6	3.6
		W33	0.5	1.4	3.3
		W32	0.35	1.25	3.1
		W33	0.35	1.05	2.7
	单取向	Q3	0.35	0.7	1.6
		Q4	0.35	0.6	1.4
		Q5	0.35	0.55	1.2
		Q6	0.35	0.44	1.1

绝缘子的交流耐压试验电压标准

表 B1 支柱绝缘子的交流耐压试验电压 kV

额定电压	最高工作电压	交流耐压试验电压			
		纯瓷绝缘		固体有机绝缘	
		出 厂	交接及大修	出 厂	交接及大修
3	3.5	25	25	25	22
6	6.9	32	32	32	26
10	11.5	42	42	42	38
15	17.5	57	57	57	50
20	23.0	68	68	68	59
35	40.5	100	100	100	90
44	50.6		125		110
60	69.0	165	165	165	150
110	126.0	265	265 (305)	265	240 (280)
154	177.0		330		360
220	252.0	490	490	490	440
330	363.0	630	630		

注 括号中数值适用于小接地短路电流系统

污秽等级与对应附盐密度值

表 C1 普通悬式绝缘子(X-4.5,XP-70,XP-160)

附盐密度与对应的污秽等级

污秽等级	0	1	2	3	4
线路盐密	≤ 0.03	$> 0.03 \sim 0.06$	$> 0.06 \sim 0.10$	$> 0.10 \sim 0.25$	$> 0.25 \sim 0.35$
发、变电所盐密	—	≤ 0.06	$> 0.06 \sim 0.10$	$> 0.10 \sim 0.25$	$> 0.25 \sim 0.35$

表 C2 普通支柱绝缘子附盐密度与对应的发、变电所污秽等级 mg/cm^2

污秽等级	1	2	3	4
盐密 mg/cm^2	≤ 0.02	$> 0.02 \sim 0.05$	$> 0.05 \sim 0.1$	$> 0.1 \sim 0.2$

橡塑电缆内衬层和外护套破坏进水的确定方法

直埋橡塑电缆的外护套,特别是聚氯乙烯外护套,受地下水的长期浸泡吸水后,或者受到外力破坏而又未完全破损时,其绝缘电阻均有可能下降至规定值以下,因此不能仅根据绝缘电阻值降低来判断外护套破损进水。为此,提出了根据不同金属在电解质中形成原电池的原理进行判断的方法。

橡塑电缆的金属层、铠装层及其涂层用的材料有铜、铅、铁、锌和铝等。这些金属的电极电位如下表所示:

金属种类	铜 Cu	铅 Pb	铁 Fe	锌 Zn	铝 Al
电位 V	+0.334	-0.122	-0.44	-0.76	-1.33

当橡塑电缆的外护套破损并进水后,由于地下水是电解质,在铠装层的镀锌钢带上会产生对地 -0.76V 的电位,如内衬层也破损进水后,在镀锌钢带与铜屏蔽层之间形成原电池,会产生 $0.334 - (-0.76) \approx 1.1\text{V}$ 的电位差,当进水很多时,测到的电位差会变小。在原电池中铜为“正”极,镀锌钢带为“负”极。

当外护套或内衬层破损进水后,用兆欧表测量时,每千米绝缘电阻值低于 $0.5\text{M}\Omega$ 时,用万用表的“正”、“负”表笔轮换测量铠装层对地或铠装层对铜屏蔽层的绝缘电阻,此时在测量回路内由于形成的原电池与万用表内干电池相串联,当极性组合使电压相加时,测得的电阻值较小;反之,测得的电阻值较大。因此上述两次测得的绝缘电阻值相差较大时,表明已形成原电池,就可判断外护套和内衬层已破损进水。

外护套破损不一定要立即修理,但内衬层破损进水后,水分直接与电缆芯接触并可能会腐蚀铜屏蔽层,一般应尽快检修。

橡塑电缆附件中金属层的接地方法

E1 终端

终端的铠装层和铜屏蔽层应分别用带绝缘的绞合导线单独接地。铜屏蔽层接地线的截面不得小于 25mm^2 ,铠装层接地线的截面不应小于 10mm^2 。

E2 中间接头

中间接头内铜屏蔽层的接地线不得和铠装层连在一起 ,对接头两侧的铠装层必须用另一根接地线相连 ,而且还必须与铜屏蔽层绝缘。如接头的原结构中无内衬层时 ,应在铜屏蔽层外部增加内衬层 ,而且与电缆本体的内衬层搭接处的密封必须良好 ,即必须保证电缆的完整性和延续性。连接铠装层的地线外部必须有外护套而且具有与电缆外护套相同的绝缘和密封性能 ,即必须确保电缆外护套的完整性和延续性。

避雷器的电导电流值和工频放电电压值

F1 避雷器的电导电流值和工频放电电压值见表 F1 ~ F4。

表 F1 FZ 型避雷器的电导电流值和工频放电电压值

型 号	FZ - 3 (FZ2 - 3)	FZ - 6 (FZ2 - 6)	FZ - 10 (FZ2 - 10)	FZ - 15	FZ - 20	FZ - 35
额定电压 kV	3	6	10	15	20	35
试验电压 kV	4	6	10	16	20	16 (15kV 元件)
电导电流 μA	450 ~ 650 (< 10)	400 ~ 600 (< 10)	400 ~ 600 (< 10)	400 ~ 600	400 ~ 600	400 ~ 600
工频放电 电压有效值 kV	9 ~ 11	16 ~ 19	26 ~ 31	41 ~ 49	51 ~ 61	82 ~ 98
型 号	FZ - 40	FZ - 60	FZ - 110J	FZ - 110	FZ - 220J	
额定电压 kV	40	60	110	110	220	
试验电压 kV	20 (20kV 元件)	20 (20kV 元件)	24 (30kV 元件)	24 (30kV 元件)	24 (30kV 元件)	
电导电流 μA	400 ~ 600	400 ~ 600	400 ~ 600	400 ~ 600	400 ~ 600	
工频放电 电压有效值 kV	95 ~ 118	140 ~ 173	224 ~ 268	254 ~ 312	448 ~ 536	
注 括号内的电导电流值对应于括号内的型号						

表 F2 FS 型避雷器的电导电流值

型 号	FS4-3,FS8-3, FS4-3GY	FS4-6,FS8-6, FS4-6GY	FS4-10,FS8-10, FS4-10GY
额定电压 kV	3	6	10
试验电压 kV	4	7	10
电导电流 μA	10	10	10

表 F3 FCZ 型避雷器的电导电流值和工频放电电压值

型 号	FCZ3-35	FCZ3-35L	FCZ-30DT ^③	FCZ3-110J (FCZ2-110J)
额定电压 kV	35	35	35	110
试验电压 kV	50 ^①	50 ^②	18	110
电导电流 μA	250~400	250~400	150~300	250~400 (400~600)
工频放电电压有效值 kV	70~85	78~90	85~100	170~195
型 号	FCZ3-220J (FCZ2-220J)	FCZ1-330T	FCZ-500J	FCX-500J
额定电压 kV	220	330	500	500
试验电压 kV	110	160	160	180
电导电流 μA	250~400 (400~600)	500~700	1 000~1 400	500~800
工频放电电压有效值 kV	340~390	510~580	640~790	680~790
注 ①FCZ3-35 在 4 000m(包括 4 000m)海拔以上应加直流试验电压 60kV ②FCZ3-35L 在 2 000m 海拔以上应加直流电压 60kV ③FCZ-30DT 适用于热带多雷地区				

表 F4 FCD 型避雷器电导电流值

额定电压 kV	2	3	4	6	10	13.2	15
试验电压 kV	2	3	4	6	10	13.2	15
电导电流 μA	FCD 为 50~100, FCD、FCD3 不超过 10, FCD2 为 5~20						

F2 几点说明：

1) 电导电流相差值(%)系指最大电导电流和最小电导电流之差与最大电导电流的比。

2) 非线性因数按下式计算

$$\alpha = \log(U_2/U_1) / \log(I_2/I_1)$$

式中 U_1 、 U_2 ——表 39 序号 2 中规定的试验电压；

I_1 、 I_2 ——在 U_1 和 U_2 电压下的电导电流。

3) 非线性因数的差值是指串联元件中两个元件的非线性因数之差。

参考资料

GB 755—87	旋转电机基本技术要求
GB 1001—86	盘形悬式绝缘子技术条件
GB 1207—86	电压互感器
GB 1208—87	电流互感器
GB 1984—89	交流高压断路器
GB 1985—89	交流高压隔离开关和接地开关
GB 3906—91	3 ~ 35kV 交流金属封闭式开关设备
GB 3983.2—89	高电压并联电容器
GB 4109—88	高压套管技术条件
GB 4703—84	电容式电压互感器
GB 4705—92	耦合电容器和电容分压器
GB 4787—84	断路器电容器
GB 6115—85	串联电容器
GB 6451.1 ~ 5—86	三相油浸式电力变压器技术参数和要求
GB 7064—86	汽轮发电机通用技术条件
GB 7253—87	盘形悬式绝缘子串元件尺寸与特性
GB 7327—87	交流系统用碳化硅阀式避雷器
GB 7674—87	六氟化硫封闭式组合电器
GB 8349—87	离相封闭母线
GB 8564—88	水轮发电机组安装技术规范
GB 8905—88	六氟化硫电气设备中气体管理和检验导则
GB10229—88	电抗器
GB10230—88	有载分接开关

GB11017—89	额定电压 110kV 铜芯、铝芯交联聚乙烯绝缘电力电缆
OB12706.1 ~ .3—91	额定电压 35kV 及以下铜芯、铝芯塑料绝缘电力电缆
GB 12976.1 ~ .3—91	额定电压 35kV 及以下铜芯、铝芯纸绝缘电力电缆
GBJ 233—90	架空送电线路施工及验收规范
DL 417—91	电力设备局部放电现场测量导则
DL 474—92	现场绝缘试验实施导则
DL 474.1—92	绝缘电阻、吸收比和极化指数试验
DL 474.2—92	直流高电压试验
DL 474.3—92	介质损耗因数($\text{tg}\delta$)试验
DL 474.4—92	交流耐压试验
DL 474.5—92	避雷器试验
DL 474.6—92	变压器操作波感应耐压试验
JB 3373—83	大型高压交流电机定子绝缘耐压试验规范

中华人民共和国国家标准

电气装置安装工程电气设备交接试验标准

GB 50150—91

主编部门 :中华人民共和国能源部

批准部门 :中华人民共和国建设部

施行日期 :1992 年 7 月 1 日

关于发布国家标准《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》的通知 建标[1991]818 号

根据国家计委计综[1986]2630 号文的要求 ,由原水利电力部组织修订的《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》,已经有关部门会审 ,现批准《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》为国家标准。编号为 GB 50150—91 ,自 1992 年 7 月 1 日起施行。

原国家标准《电气装置安装工程施工及验收规范》GBJ 232—82 中的电气设备交接试验标准篇同时废止。

此项标准由能源部负责管理。具体解释等工作,由能源部电力建设研究所负责。出版发行由建设部标准定额研究所负责组织。

中华人民共和国建设部

1991 年 11 月 15 日

修 订 说 明

本标准是根据国家计委计综(1986)2630 号文的要求,由原水利电力部负责主编,具体由能源部电力建设研究所会同有关单位共同编制而成。

在修订过程中,本标准编制组进行了广泛的调查研究,认真总结了原标准执行以来的经验,吸取了部分科研成果,广泛征求了全国有关单位的意见,最后由我部会同有关部门审查定稿。

本标准共分二十六章和四个附录。这次修订的主要内容有:规定本标准适用范围为 500kV 及以下新安装的电气设备,补充了 500kV 电压等级电气设备的交接试验项目和标准,增加了“真空断路器、六氟化硫断路器、六氟化硫封闭式组合电器、电除尘器和低压电器”等新篇章,采用了“局部放电试验、色谱分析、测量微量水含量、测量含气量、测量噪音和测量温度分布”等新的测试技术和试验标准。

本标准在执行过程中,如发现未尽善之处,请将意见和有关资料寄送北京良乡(邮政编码:102401)能源部电力建设研究所标准定额室,以便今后修订时参考。

能源部

1990 年 10 月 16 日

第一章 总 则

第 1.0.1 条 为适应电气装置安装工程电气设备交接试验的需要,促进电气设备交接试验新技术的推广和应用,特制定本标准。

第 1.0.2 条 本标准适用于 500kV 及以下新安装电气设备的交接试验。本标准不适用于安装在煤矿井下或其它有爆炸危险场所的电气设备。

第 1.0.3 条 继电保护、自动、远动、通讯、测量、整流装置以及电气设备的机械部分等的交接试验,应分别按有关标准或规范的规定进行。

第 1.0.4 条 电气设备应按照本标准进行耐压试验,但对 110kV 及以上的电气设备,当本标准条款没有规定时,可不进行交流耐压试验。

交流耐压试验时加至试验标准电压后的持续时间,无特殊说明时,应为 1min。

耐压试验电压值以额定电压的倍数计算时,发电机和电动机应按铭牌额定电压计算,电缆可按电缆额定电压计算。

非标准电压等级的电气设备,其交流耐压试验电压值,当没有规定时,可根据本标准规定的相邻电压等级按比例采用插入法计算。

进行绝缘试验时,除制造厂装配的成套设备外,宜将连接在一起的各种设备分离开来单独试验。同一试验标准的设备可以连在一起试验。为便于现场试验工作,已有出厂试验记录的同一电压等级不同试验标准的电气设备,在单独试验有困难时,也可以连在一起进行试验。试验标准应采用连接的各种设备中的最低标准。

油浸式变压器、电抗器及消弧线圈的绝缘试验应在充满合格油静置一定时间,待气泡消除后方可进行。静置时间按产品要求,当制造厂无规定时,对电压等级为 500kV 的,须静置 72h 以上;220~330kV 的为 48h 以上;110kV 及以下的为 24h 以上。

第 1.0.5 条 进行电气绝缘的测量和试验时,当只有个别项目达不到本标准的规定时,则应根据全面的试验记录进行综合判断,经综合判断认为可以投入运行者,可以投入运行。

第 1.0.6 条 当电气设备的额定电压与实际使用的额定工作电压不同时,应按下列规定确定试验电压的标准:

一、采用额定电压较高的电气设备在于加强绝缘时,应按照设备的额定电压的试验标准进行;

二、采用较高电压等级的电气设备在于满足产品通用性及机械强度的要求时,可以按照设备实际使用的额定工作电压的试验标准进行;

三、采用较高电压等级的电气设备在于满足高海拔地区要求时,应在安装地点按实际使用的额定工作电压的试验标准进行。

第 1.0.7 条 在进行与温度及湿度有关的各种试验时,应同时测量被试物温度和周围的温度及湿度。绝缘试验应在良好天气且被试物温度及仪器周围温度不宜低于 5℃,空气相对湿度不宜高于 80% 的条件下进行。

试验时,应注意环境温度的影响,对油浸式变压器、电抗器有消弧线圈,应以变压器、电抗器及消弧线圈的上层油温作为测试温度。

本标准中使用常温为 10~40℃,运行温度为 75℃。

第 1.0.8 条 本标准中所列的绝缘电阻测量,应使用 60s 的绝缘电阻值,吸收比的测量应使用 60s 与 15s 绝缘电阻值的比值,极化指数应为 10min 与 1min 的绝缘电阻值的比值。

第 1.0.9 条 多绕组设备进行绝缘试验时,非被试绕组应予短路接地。

第 1.0.10 条 测量绝缘电阻时,采用兆欧表的电压等级,在本标准未作特殊规定时,应按下列规定执行:

- 一、100V 以下的电气设备或回路,采用 250V 兆欧表;
- 二、500V 以下至 100V 的电气设备或回路,采用 500V 兆欧表;
- 三、3 000V 以下至 500V 的电气设备或回路,采用 1 000V 兆欧表;
- 四、10 000V 以下至 3 000V 的电气设备或回路,采用 2 500V 兆欧表;
- 五、10 000V 及以上的电气设备或回路,采用 2 500V 或 5 000V 兆欧表。

第 1.0.11 条 本标准的高压试验方法,应按现行国家标准《高电压试验技术》的规定进行。

第二章 同步发电机及调相机

第 2.0.1 条 容量 6 000kW 及以上的同步发电机及调相机的试验项目,应包括下列内容:

- 一、测量定子绕组的绝缘电阻和吸收比;
- 二、测量定子绕组的直流电阻;
- 三、定子绕组直流耐压试验和泄漏电流测量;
- 四、定子绕组交流耐压试验;
- 五、测量转子绕组的绝缘电阻;
- 六、测量转子绕组的直流电阻;
- 七、转子绕组交流耐压试验;
- 八、测量发电机或励磁机的励磁回路连同所连接设备的绝缘电阻,不包括发电机转子和励磁机电枢;
- 九、发电机或励磁机的励磁回路连同所连接设备的交流耐压试验,不包括发电机转子和励磁机电枢;
- 十、定子铁芯试验;
- 十一、测量发电机、励磁机的绝缘轴承和转子进水支座的绝缘电阻;
- 十二、测量埋入式测温计的绝缘电阻并校验温度误差;
- 十三、测量灭磁电阻器、自同期电阻器的直流电阻;
- 十四、测量超瞬态电抗和负序电抗;
- 十五、测量转子绕组的交流阻抗和功率损耗;
- 十六、测录三相短路特性曲线;
- 十七、测录空载特性曲线;
- 十八、测量发电机定子开路时的灭磁时间常数;

十九、测量发电机自动灭磁装置分闸后的定子残压；

二十、测量相序；

二十一、测量轴电压。

注 ①容量 6000kW 以下、电压 1kV 以上的同步发电机应进行除第十四款以外的其余各款。

②电压 1kV 及以下的同步发电机不论其容量大小，均应按本条第一、二、四、五、六、七、八、九、十一、十二、十三、二十、二十一款进行试验。

③无起动电动机的同步调相机或调相机的起动电动机只允许短时运行者，可不进行本条第十六、十七款的试验。

第 2.0.2 条 测量定子绕组的绝缘电阻和吸收比，应符合下列规定：

一、各相绝缘电阻的不平衡系数不应大于 2；

二、吸收比：对沥青浸胶及烘卷云母绝缘不应小于 1.3；对环氧粉云母绝缘不应小于

1.6。

注 ①进行交流耐压试验前，电机绕组的绝缘应满足第一、二款的要求。

②水内冷电机应在消除剩水影响的情况下进行。

③交流耐压试验合格的电机，当其绝缘电阻在接近运行温度、环氧粉云母绝缘的电机则在常温下不低于其额定电压每千伏 $1M\Omega$ 时，可不经干燥投入运行。但在投运前不应再拆开端盖进行内部作业。

④对水冷电机，应测量汇水管及引水管的绝缘电阻。阻值应符合制造厂的规定。

第 2.0.3 条 测量定子绕组的直流电阻，应符合下列规定：

一、直流电阻应在冷状态下测量，测量时绕组表面温度与周围空气温度之差应在 $\pm 3^{\circ}\text{C}$ 的范围内；

二、各相或各分支绕组的直流电阻，在校正了由于引线长度不同而引起的误差后，相互间差别不应超过其最小值的 2%；与产品出厂时测得的数值换算至同温度下的数值比较，其相对变化也不应大于 2%。

第 2.0.4 条 定子绕组直流耐压试验和泄漏电流测量，应符合下列规定：

一、试验电压为电机额定电压的 3 倍。

二、试验电压按每级 0.5 倍额定电压分阶段升高，每阶段停留 1 min，并记录泄漏电流；在规定的试验电压下，泄漏电流应符合下列规定：

1. 各相泄漏电流的差别不应大于最小值的 50%，当最大泄漏电流在 $20\mu\text{A}$ 以下，各相间差值与出厂试验值比较不应有明显差别；

2. 泄漏电流不应随时间延长而增大；

当不符合上述规定之一时，应找出原因，并将其消除。

3. 泄漏电流随电压不成比例地显著增长时，应及时分析。

三、氢冷电机必须在充氢前或排氢后且含氢量在 3% 以下时进行试验，严禁在置换氢过程中进行试验。

四、水内冷电机试验时，宜采用低压屏蔽法。

第 2.0.5 条 定子绕组交流耐压试验所采用的电压,应符合表 2.0.5 的规定。现场组装的水轮发电机定子绕组工艺过程中的绝缘交流耐压试验,应按现行国家标准《水轮发电机组安装技术规范》的有关规定进行。水内冷电机在通水情况下进行试验,水质应合格,氢冷电机必须在充氢前或排氢后且含氢量在 3% 以下时进行试验,严禁在置换氢过程中进行。

表 2.0.5 定子绕组交流耐压试验电压

容量(kV)	额定电压(V)	试验电压(V)
1 000 以下	36 以上	$1.5U_n + 750$
10 000 及以上	3 150 ~ 6 300	$1.875U_n$
	6 300 以上	$1.5U_n + 2 250$

注: U_n 为发电机额定电压。

第 2.0.6 条 测量转子绕组的绝缘电阻,应符合下更规定:

- 一、转子绕组的绝缘电阻值不宜低于 $0.5 M\Omega$;
- 二、水内冷转子绕组使用 500V 及以下兆欧表或其它仪器测量,绝缘电阻值不应低于 $5 000\Omega$;
- 三、当发电机定子绕组绝缘电阻已符合起动要求,而转子绕组的绝缘电阻值不低于 $2 000\Omega$ 时,可允许投入运行;
- 四、可在电机额定转速时超速试验前、后测量转子绕组的绝缘电阻;
- 五、测量绝缘电阻时采用兆欧表的电压等级,当转子绕组额定电压为 200V 以上,采用 2 500V 兆欧表;200V 及以下,采用 1 000V 兆欧表。

第 2.0.7 条 测量转子绕组的直流电阻,应符合下列规定:

- 一、应在冷状态下进行,测量时绕组表面温度与周围空气温度之差应在 $\pm 3^\circ\text{C}$ 的范围内。测量数值与产品出厂数值换算至同温度下的数值比较,其差值不应超过 2%;
- 二、显极式转子绕组,应对各磁极绕组进行测量;当误差超过规定时,还应对各磁极绕组间的连接点电阻进行测量。

第 2.0.8 条 转子绕组交流耐压试验,应符合下列规定:

- 一、整体到货的显极式转子,试验电压应为额定电压的 7.5 倍,且不应低于 1 200V。
- 二、工地组装的显极式转子,其单个磁极耐压试验应按制造厂规定进行。组装后的交流耐压试验,应符合下列规定:
 1. 额定励磁电压为 500V 及以下,为额定励磁电压的 10 倍,并不应低于 1 500V;
 2. 额定励磁电压为 500V 以上,为额定励磁电压的 2 倍加 4 000V。
- 三、隐极式转子绕组不进行交流耐压试验,可采用 2500V 兆欧表测量绝缘电阻来代替。

第 2.0.9 条 测量发电机和励磁机的励磁回路连同所连接设备的绝缘电阻值,不应

低于 $0.5\text{M}\Omega$ 。回路中有电子元器件设备的,试验时应将插件拔出或将其两端短接。

注:不包括发电机转子和励磁机电枢的绝缘电阻测量。

第 2.0.10 条 发电机和励磁机的励磁回路连同所连接设备的交流耐压试验,其试验电压应为 $1\ 000\text{V}$,水轮发电机的静止可控硅励磁的试验电压,应按第 2.0.8 条第二款的规定进行;回路中有电子元器件设备的,试验时应将插件拔出或将其两端短接。

注:不包括发电机转子和励磁机电枢的交流耐压试验。

第 2.0.11 条 定子铁芯试验,应符合下列规定:

一、采用 $0.8\sim 1.0\text{T}$ 的磁通密度进行试验。当各点温度按 1.0T 磁通密度折算时,铁芯齿部的最高温升不应超过 45°C ;各齿的最大温度差不应超过 30°C 。新机的铁芯齿部温升不应超过 25°C ,温差不应超过 15°C ,试验持续时间为 90min 。

二、当制造厂已进行过试验,且有出厂试验报告时,可不进行试验。

第 2.0.12 条 测量发电机、励磁机的绝缘轴承和转子进水支座的绝缘电阻,应符合下列规定:

一、应在装好油管后,采用 $1\ 000\text{V}$ 兆欧表测量。绝缘电阻值不应低于 $0.5\text{M}\Omega$ 。

二、对氢冷发电机应测量内、外挡油盖的绝缘电阻,其值应符合制造厂的规定。

第 2.0.13 条 测量检温计的绝缘电阻并校验温度误差,应符合下列规定:

一、采用 250V 兆欧表测量;

二、检温计指示值误差不应超过制造厂规定值。

第 2.0.14 条 测量灭磁电阻器、自同步电阻器的直流电阻,应与铭牌数值比较,其差值不应超过 10% 。

第 2.0.15 条 超瞬态电抗和负序电抗,当无制造厂型式试验数据时,应进行测量。

第 2.0.16 条 测量转子绕组的交流阻抗和功率损耗,应符合下列规定:

一、应在静止状态下的定子膛内、膛外和在超速试验前、后的额定转速下分别测量;

二、对于显极式电机,可在膛外对每一磁极绕组进行测量。测量数值相互比较应无明显差别;

三、试验时施加电压的峰值不应超过额定励磁电压值。

第 2.0.17 条 测量三相短路特性曲线,应符合下列规定:

一、测量的数值与产品出厂试验数值比较,应在测量误差范围以内;

二、对于发电机变压器组,当发电机本身的短路特性有制造厂出厂试验报告时,可只录取整个机组的短路特性,其短路点应设在变压器高压侧。

第 2.0.18 条 测量空载特性曲线,应符合下列规定:

一、测量的数值与产品出厂试验数值比较,应在测量误差范围以内;

二、在额定转速下试验电压的最高值,对于汽轮发电机及调相机应为定子额定电压值的 130% ,对于水轮发电机应为定子额定电压值的 150% ,但均不应超过额定励磁电

流；

三、当电机有匝间绝缘时，应进行匝间耐压试验，在定子额定电压值的 130% 下或定子最高电压下持续 5min；

四、对于发电机变压器组，当发电机本身的空载特性及匝间耐压有制造厂出厂试验报告时，可不将发电机从机组拆开作发电机的空载特性，而只作发电机变压器组的整组空载特性，电压加至定子额定电压值的 105%。

第 2.0.19 条 在发电机空载额定电压下测录发电机定子开路时的灭磁时间常数。对发电机变压器组，可带空载变压器同时进行。

第 2.0.20 条 发电机在空载额定电压下自动灭磁装置分闸后测量定子残压。测量发电机的相序必须与电网相序一致。

第 2.0.21 条 测量发电机的相序必须与电网相序一致。

第 2.0.22 条 测量轴电压，应符合下列规定；

一、分别在空载额定电压时及带负荷后测定；

二、汽轮发电机的轴承油膜被短路时，转子两端轴上的电压宜等于轴承与机座间的电压；

三、水轮发电机应测量轴对机座的电压。

第三章 直流电机

第 3.0.1 条 直流电机的试验项目，应包括下列内容：

一、测量励磁绕组和电枢的绝缘电阻；

二、测量励磁绕组的直流电阻；

三、测量电枢整流片间的直流电阻；

四、励磁绕组和电枢的交流耐压试验；

五、测量励磁可变电阻器的直流电阻；

六、测量励磁回路连同所有连接设备的绝缘电阻；

七、励磁回路连同所有连接设备的交流耐压试验；

八、检查电机绕组的极性及其连接的正确性；

九、调整电机炭刷的中性位置；

十、测录直流发电机的空载特性和以转子绕组为负载的励磁机负载特性曲线。

注 $\geq 000\text{kW}$ 以上同步发电机及调相机的励磁机，应按本条全部项目进行试验。其余直流电机按本条第一、二、五、六、八、九、十款进行。

第 3.0.2 条 测量励磁绕组和电枢的绝缘电阻值，不应低于 $0.5\text{M}\Omega$ 。

第 3.0.3 条 测量励磁绕组的直流电阻值，与制造厂数值比较，其差值不应大于 2%。

第 3.0.4 条 测量电枢整流片间的直流电阻 ,应符合下列规定 :

一、对于叠绕组 ,可在整流片间测量 ;对于波绕组 ,测量时两整流片间的距离等于换向器节距 ;对于蛙式绕组 ,要根据其接线的实际情况来测量其叠绕组和波绕组的片间直流电阻。

二、相互间的差值不应超过最小值的 10% ,由于均压线或绕组结构而产生的有规律的变化时 ,可对各相应的片间进行比较判断。

第 3.0.5 条 励磁绕组对外壳和电枢绕组对轴的交流耐压试验电压 ,应为额定电压的 1.5 倍加 750V ,并不应小于 1 200V。

第 3.0.6 条 测量励磁可变电阻器的直流电阻值 ,与产品出厂数值比较 ,其差值不应超过 10%。调节过程中应接触良好 ,无开路现象 ,电阻值变化应有规律性。

第 3.0.7 条 测量励磁回路连同所有连接设备的绝缘电阻值不应低于 0.5 M Ω 。

注 :不包括励磁调节装置回路的绝缘电阻测量。

第 3.0.8 条 励磁回路连同所有连接设备的交流耐压试验电压值 ,应为 1 000V。

注 :不包括励磁调节装置回路的交流耐压试验。

第 3.0.9 条 检查电机绕组的极性及其连接应正确。

第 3.0.10 条 调整电机炭刷的中性位置应正确 ,满足良好换向要求。

第 3.0.11 条 测录直流发电机的空载特性和以转子绕组为负载的励磁机负载特性曲线 ,与产品的出厂试验资料比较 ,应无明显差别。励磁机负载特性宜在同步发电机空载和短路试验时同时测录。

第四章 中频发电机

第 4.0.1 条 中频发电机的试验项目 ,应包括下列内容 :

- 一、测量绕组的绝缘电阻 ;
- 二、测量绕组的直流电阻 ;
- 三、绕组的交流耐压试验 ;
- 四、测录空载特性曲线 ;
- 五、测量相序。

第 4.0.2 条 测量绕组的绝缘电阻值 ,不应低于 0.5 M Ω 。

第 4.0.3 条 测量绕组的直流电阻 ,应符合下列规定 :

- 一、各相或各分支的绕组直流电阻值 ,与出厂数值比较 ,相互差别不应超过 2% ;
- 二、测得的励磁绕组直流电阻值与出厂数值比较 ,应无明显差别。

第 4.0.4 条 绕组的交流耐压试验电压值 ,应为出厂试验电压值的 75%。

第 4.0.5 条 测录空载特性曲线 ,应符合下列规定 :

- 一、试验电压最高升至产品出厂试验数值为止 ,所测得的数值与出厂数值比较 ,应无

明显差别；

二、永磁式中频发电机只测录发电机电压与转速的关系曲线，所测得的曲线与制造厂出厂数值比较，应无明显差别。

第 4.0.6 条 测量相序，其电机出线端子标号应与相序一致。

第五章 交流电动机

第 5.0.1 条 交流电动机的试验项目，应包括下列内容：

- 一、测量绕组的绝缘电阻和吸收比；
- 二、测量绕组的直流电阻；
- 三、定子绕组的直流耐压试验和泄漏电流测量；
- 四、定子绕组的交流耐压试验；
- 五、绕线式电动机转子绕组的交流耐压试验；
- 六、同步电动机转子绕组的交流耐压试验；
- 七、测量可变电阻器、起动电阻器、灭磁电阻器的绝缘电阻；
- 八、测量可变电阻器、起动电阻器、灭磁电阻器的直流电阻；
- 九、测量电动机轴承的绝缘电阻；
- 十、检查定子绕组极性及其连接的正确性；
- 十一、电动机空载转动检查和空载电流测量。

注：电压 1 000V 以下，容量 100kW 以下的电动机，可按本条第一、七、十、十一款进行试验。

第 5.0.2 条 测量绕组的绝缘电阻和吸收比，应符合下列规定：

一、额定电压为 1 000V 以下，常温下绝缘电阻值不应低于 $0.5\text{M}\Omega$ ；额定电压为 1 000V 及以上，在运行温度时的绝缘电阻值，定子绕组不应低于每千伏 $1\text{M}\Omega$ ，转子绕组不应低于每千伏 $0.5\text{M}\Omega$ ；绝缘电阻温度换算可按本标准附录二的规定进行。

二、1 000V 及以上的电动机应测量吸收比。吸收比不应低于 1.2，中性点可拆开的应分相测量。

注：①进行交流耐压试验时，绕组的绝缘应满足本条第一、二款的要求。

②交流耐压试验合格的电动机，当其绝缘电阻值在接近运行温度，环氧粉云母绝缘的电动机则在常温下不低于其额定电压每千伏 $1\text{M}\Omega$ 时，可以投入运行。但在投运前不应再折开端盖进行内部作业。

第 5.0.3 条 测量绕组的直流电阻，应符合下述规定：

1 000V 以上或 100kW 以上的电动机各相绕组直流电阻值相互差别不应超过其最小值的 2%，中性点未引出的电动机可测量线间直流电阻，其相互差别不应超过其最小值的 1%。

第 5.0.4 条 定子绕组直流耐压试验和泄漏电流测量，应符合下述规定：

1 000V 以上及 1 000kW 以上、中性点连线已引出至出线端子板的定子绕组应分相进行直流耐压试验。试验电压为定子绕组额定电压的 3 倍。在规定的试验电压下，各相

泄漏电流的值不应大于最小值的 100% ;当最大泄漏电流在 $20\mu\text{A}$ 以下时 ,各相间应无明显差别。试验时的注意事项 ,应符合本标准第 2.0.4 条的有关规定。

第 5.0.5 条 定子绕组的交流耐压试验电压 ,应符合表 5.0.5 的规定。

表 5.0.5 电动机定子绕组交流耐压试验电压

额定电压(kV)	3	6	10
试验电压(kV)	5	10	16

第 5.0.6 条 绕线式电动机的转子绕组交流耐压试验电压 ,应符合表 5.0.6 的规定。

表 5.0.6 绕线式电动机转子绕组交流耐压试验电压

转子工况	试验电压(V)
不可逆的	$1.5U_k + 750$
可逆的	$3.0U_k + 750$

注 : U_k 为转子静止时 ,在定子绕组上施加额定电压 ,转子绕组开路时测得的电压。

第 5.0.7 条 同步电动机转子绕组的交流耐压试验电压值为额定励磁电压的 7.5 倍 ,且不应低于 1 200V ;但不应高于出厂试验电压值的 75%。

第 5.0.8 条 可变电阻器、起动电阻器、灭磁电阻器的绝缘电阻 ,当与回路一起测量时 ,绝缘电阻值不应低于 $0.5\text{M}\Omega$ 。

第 5.0.9 条 测量可变电阻器、起动电阻器、灭磁电阻器的直流电阻值 ,与产品出厂数值比较 ,其差值不应超过 10% ;调节过程中应接触良好 ,无开路现象 ,电阻值的变化应有规律性。

第 5.0.10 条 测量电动机轴承的绝缘电阻 ,当有油管路连接时 ,应在油管安装后采用 1 000V 兆欧表测量 ,绝缘电阻值不应低于 $0.5\text{M}\Omega$ 。

第 5.0.11 条 检查定子绕组的极性及其连接应正确。中性点未引出者可不检查极性。

第 5.0.12 条 电动机空载转动检查的运行时间可为 2h ,并记录电动机的空载电流。当电动机与其机械部分的连接不易拆开时 ,可连在一起进行空载转动检查试验。

第六章 电力变压器

第 6.0.1 条 电力变压器的试验项目 ,应包括下列内容 :

- 一、测量绕组连同套管的直流电阻 ;
- 二、检查所有分接头的变压比 ;
- 三、检查变压器的三相结线组别和单相变压器引出线的极性 ;
- 四、测量绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或级化指数 ;

- 五、测量绕组连同套管的介质损耗角正切值 $\tan\delta$ ；
- 六、测量绕组连同套管的直流泄漏电流 ；
- 七、绕组连同套管管的交流耐压试验 ；
- 八、绕组连同套管的局部放电试验 ；
- 九、测量与铁芯绝缘的各紧固件及铁芯接地线引出套管对外壳的绝缘电阻 ；
- 十、非纯瓷套管的试验 ；
- 十一、绝缘油试验 ；
- 十二、有载调压切换装置的检查 and 试验 ；
- 十三、额定电压下的冲击合闸试验 ；
- 十四、检查相位 ；
- 十五、测量噪音。

注 ① 1 600kVA 以上油浸式电力变压器的试验 , 应按本条全部项目的规定进行。

② 1 600kVA 及以下油浸式电力变压器的试验 , 可按本条的第一、二、三、四、七、九、十、十一、十二、十四款的规定进行。

③ 干式变压器的试验 , 可按本条的第一、二、三、四、七、九、十二、十三、十四款的规定进行。

④ 变流、整流变压器的试验 , 可按本条的第一、二、三、四、七、九、十一、十二、十三、十四款的规定进行。

⑤ 电炉变压器的试验 , 可按本条的第一、二、三、四、七、九、十、十一、十二、十三、十四款的规定进行。

⑥ 电压等级在 35kV 及以上的变压器 , 在交接时 , 应提交变压器及非纯瓷套管的出厂试验记录。

第 6.0.2 条 测量绕组连同套管的直流电阻 , 应符合下列规定 :

一、测量应在各分接头的所有位置上进行 ；

二、1 600kVA 及以下三相变压器 , 各相测得值的相互差值应小于平均值的 4% , 线间测得值的相互差值应小于平均值的 2% ; 1 600kVA 以上三相变压器 , 各相测得值的相互差值应小于平均值的 2% , 线间测得值的相互差值应小于平均值的 1% ；

三、变压器的直流电阻 , 与同温下产品出厂实测数值比较 , 相应变化不应大于 2% ；

四、由于变压器结构等原因 , 差值超过本条第二款时 , 可只按本条第三款进行比较。

第 6.0.3 条 检查所有分接头的变压比 , 与制造厂铭牌数据相比应无明显差别 , 且应符合变压比的规律 绕组电压等级在 220kV 及以上的电力变压器 , 其变压比的允许误差在额定分接头位置时为 $\pm 0.5\%$ 。

第 6.0.4 条 检查变压器的三相结线组别和单相变压器引出线的极性 , 必须与设计要示及铭牌上的标记和外壳上的符号相符。

第 6.0.5 条 测量绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数 , 应符合下列规定 :

一、绝缘电阻值不应低于产品出厂试验值的 70%。

二、当测量温度与产品出厂试验时的温度不符合时 , 可按表 6.0.5 换算到同一温度时的数值进行比较。

表 6.0.5 油浸式电力变压器绝缘电阻的温度换算系数

温度差	K	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
换算系数	A	1.2	1.5	1.8	2.3	2.8	3.4	4.1	5.1	6.2	7.5	9.2	11.2

注:表中 K 为实测温度减去 20℃ 的绝对值。

当测量绝缘电阻的温度差不是表中所列数值时,其换算系数 A 可用线性插入法确定,也可按下述公式计算:

$$A = 1.5^{K/10} \quad (6.0.5-1)$$

校正到 20℃ 时的绝缘电阻值可用下述公式计算:

当实测温度为 20℃ 以上时:

$$R_{20} = AR_t \quad (6.0.5-2)$$

当实测温度为 20℃ 以下时:

$$R_{20} = R_t/A \quad (6.0.5-3)$$

式中 R_{20} ——校正到 20℃ 时的绝缘电阻值(MΩ);

R_t ——在测量温度下的绝缘电阻值(MΩ)。

三、变压器电压等级为 35kV 及以上,且容量在 4 000kVA 及以上时,应测量吸收比。吸收比与产品出厂值相比应无明显差别,在常温下不应小于 1.3。

四、变压器电压等级为 220kV 及以上且容量为 120MVA 及以上时,宜测量极化指数。测得值与产品出厂值相比,应无明显差别。

第 6.0.6 条 测量绕组连同套管的介质损耗角正切值 $\text{tg}\delta$,应符合下列规定:

一、当变压器电压等级为 35kV 及以上,且容量在 8 000kVA 及以上时,应测量介质损耗角正切值 $\text{tg}\delta$;

二、被测绕组的 $\text{tg}\delta$ 值不应大于产品出厂试验值的 130%;

三、当测量时的温度与产品出厂试验温度不符合时,可按表 6.0.6 换算到同一温度时的数值进行比较。

表 6.0.6 介质损耗角正切值 $\text{tg}\alpha$ (%) 温度换算系数

温度差 K	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
换算系数 A	1.15	1.3	1.5	1.7	1.9	2.2	2.5	2.9	3.3	3.7

注:表中 K 为实测温度减去 20℃ 的绝对值。

当测量时的温度差不是表中所列数值时,其换算系数 A 可用线性插入法确定,也可按下述公式计算:

$$A = 1.3^{k/10} \quad (6.0.6-1)$$

校正到 20℃ 时的介质损耗角正切值可用下述公式计算:

当测量温度在 20℃ 以上时:

$$\operatorname{tg}\delta_{20} = \operatorname{tg}\delta_t / A \quad (6.0.6-2)$$

当测量温度在 20℃ 以下时：

$$\operatorname{tg}\delta_{20} = A \operatorname{tg}\delta_t \quad (6.0.6-3)$$

式中 $\operatorname{tg}\delta_{20}$ ——校正到 20℃ 时的介质损耗角正切值；

$A \operatorname{tg}\delta_t$ ——在测量温度下的介质损耗角正切值。

第 6.0.7 条 测量绕组连同套管的直流泄漏电流，应符合下列规定：

一、当变压器电压等级为 35kV 及以上，且容量在 10 000kVA 及以上时，应测量直流泄漏电流；

二、试验电压标准应符合表 6.0.7 的规定。当施加试验电压达 1min 时，在高压端读取泄漏电流。泄漏电流值不宜超过本标准附录三的规定。

表 6.0.7 油浸式电力变压器直流泄漏试验电压标准

绕组额定电压(kV)	6~10	20~35	63~330	500
直流试验电压(kV)	10	20	40	60

注 ①绕组额定电压为 13.8kV 及 15.75kV 时，按 10kV 级标准；18kV 时，按 20kV 级标准。

②分级绝缘变压器仍按被试绕组电压等级的标准。

第 6.0.8 条 绕组连同套管的交流耐压试验，应符合下列规定：

一、容量为 8 000kVA 以下、绕组额定电压在 110kV 以下的变压器，应按本标准附录一试验电压标准进行交流耐压试验；

二、容量为 8 000kVA 及以上、绕组额定电压在 110kV 以下的变压器，在有试验设备时，可按本标准附录一试验电压标准进行交流耐压试验。

第 6.0.9 条 绕组连同套管的局部放电试验，应符合下列规定：

一、电压等级为 500kV 的变压器宜进行局部放电试验，实测放电量应符合下列规定：

1. 预加电压为 $\sqrt{3}U_m/\sqrt{3} = U_m$ 。
2. 测量电压在 $1.3U_m/\sqrt{3}$ 下，时间为 30min，视在放电量不宜大于 300pC。
3. 测量电压在 $1.5U_m/\sqrt{3}$ 下，时间为 30min，视在放电量不宜大于 500pC。
4. 上述测量电压的选择，按合同规定。

注： U_m 均为设备的最高电压有效值。

二、电压等级为 220 及 330kV 的变压器，当有试验设备时宜进行局部放电试验。

三、局部放电试验方法及在放电量超出上述规定时的判断方法，均按现行国家标准《电力变压器》中的有关规定进行。

第 6.0.10 条 测量与铁芯绝缘的各紧固件及铁芯接地线引出套管对外壳的绝缘电阻，应符合下列规定：

一、进行器身检查的变压器，应测量可接触到的穿芯螺栓、轭铁夹件及绑扎钢带对铁轭、铁芯、油箱及绕组压环的绝缘电阻。

二、采用 2 500V 兆欧表测量 ,持续时间为 1min ,应无闪络及击穿现象。

三、当轭铁梁及穿芯螺栓一端与铁芯连接时 ,应将连接片断开后进行试验。

四、铁芯必须为一点接地 ,对变压器上有专用的铁芯接地线引出套管时 ,应在注油前测量其对外壳的绝缘电阻。

第 6.0.11 条 非纯瓷套管的试验 ,应按本标准第十五章‘套管’的规定进行。

第 6.0.12 条 绝缘油的试验 ,应符合下列规定 :

一、绝缘油试验类别应符合本标准表 19.0.2 的规定 ;试验项目及标准应符合表 19.0.1 的规定。

二、油中溶解气体的色谱分析 ,应符合下述规定 :

电压等级在 63kV 及以上的变压器 ,应在升压或冲击合闸前及额定电压下运行 24h 后 ,各进行一次变压器器身内绝缘油的油中溶解气体的色谱分析。两次测得的氢、乙炔、总烃含量 ,应无明显差别。试验应按现行国家标准《变压器油中溶解气体分析和判断导则》进行。

三、油中微量水的测量 ,应符合下述规定 :

变压器油中的微量水含量 ,对电压等级为 110kV 的 ,不应大于 20ppm ;220 ~ 330kV 的 ,不应大于 15ppm ;500kV 的 ,不应大于 10ppm。

注 :上述 ppm 值均为体积比。

四、油中含气量的测量 ,应符合下述规定 :

电压等级为 500kV 的变压器 ,应在绝缘试验或第一次升压前取样测量油中的含气量 ,其值不应大于 1%。

第 6.0.13 条 有载调压切换装置的检查和试验 ,应符合下列规定 :

一、在切换开关取出检查时 ,测量限流电阻的电阻值 ,测得值与产品出厂数值相比 ,应无明显差别。

二、在切换开关取出检查时 ,检查切换开关切换触头的全部动作顺序 ,应符合产品技术条件的规定。

三、检查切换装置在全部切换过程中 ,应无开路现象 ;电气和机械限位动作正确且符合产品要求 ;在操作电源电压为额定电压的 85% 及以上时 ,其全过程的切换中应可靠动作。

四、在变压器无电压下操作 10 个循环。在空载下按产品技术条件的规定检查切换装置的调压情况 ,其三相切换同步性及电压变化范围和规律 ,与产品出厂数据相比 ,应无明显差别。

五、绝缘油注入切换开关油箱前 ,其电气强度应符合本标准表 19.0.1 的规定。

第 6.0.14 条 在额定电压下对变压器的冲击合闸试验 ,应进行 5 次 ,每次间隔时间宜为 5min ,无异常现象 ;冲击合闸宜在变压器高压侧进行 ;对中性点接地的电力系统 ,试

验时变压器中性点必须接地 ;发电机变压器组中间连接无操作断开点的变压器 ,可不进行冲击合闸试验。

第 6.0.15 条 检查变压器的相位必须与电网相位一致。

第 6.0.16 条 电压等级为 500kV 的变压器的噪音 ,应在额定电压及额定频率下测量 ,噪音值不应大于 80dB(A) ,其测量方法和要求应按现行国家标准《变压器和电抗器的声级测定》的规定进行。

第七章 电抗器及消弧线圈

第 7.0.1 条 电抗器及消弧线圈的试验项目 ,应包括下列内容 :

- 一、测量绕组连同套管的直流电阻 ;
- 二、测量绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数 ;
- 三、测量绕组连同套管的介质损耗角正切值 $\tan\delta$;
- 四、测量绕组连同套管的直流泄漏电流 ;
- 五、绕组连同套管的交流耐压试验 ;
- 六、测量与铁芯绝缘的各紧固件的绝缘电阻 ;
- 七、绝缘油的试验 ;
- 八、非纯瓷套管的试验 ;
- 九、额定电压下冲击合闸试验 ;
- 十、测量噪音 ;
- 十一、测量箱壳的振动 ;
- 十二、测量箱壳表面的温度分布。

注 ①干式电抗器的试验项目可按本条第一、二、五、九款规定进行。

②消弧线圈的试验项目可按本条第一、二、五、六款规定进行 ,对 35kV 及以上油浸式消弧线圈应增加第三、四、七、八款。

③油浸式电抗器的试验项目可按本条第一、二、五、六、七、九款规定进行 ,对 35kV 及以上电抗器应增加第三、四、八、十、十一、十二款。

④电压等级在 35kV 及以下的油浸电抗器 ,还应在交接时提交电抗器及非纯瓷套管的出厂试验记录。

第 7.0.2 条 测量绕组连同套管的直流电阻 ,应符合下列规定 :

- 一、测量应在各分接头的所有位置上进行 ;
- 二、实测值与出厂值的变化规律应一致 ;
- 三、三相电抗器绕组直流电阻值相间差值不应大于三相平均值的 2%。

四、电抗器和消弧线圈的直流电阻 ,与同温下产品出厂值比较相应电阻 ,与同温下产品出厂值比较相应 0.3 条 测量绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数 ,应符合本标准第 6.0.5 条的规定。

第 7.0.4 条 测量绕组连同套管的介质损耗角正切值 $\tan\delta$,应符合本标准第 6.0.6

条的规定。

第 7.0.5 条 测量绕组连同套管的直流泄漏电流 ,应符合本标准第 6.0.7 条的规定。

第 7.0.6 条 绕组连同套管的交流耐压试验 ,应符合下列规定 :

一、额定电压在 110kV 以下的消弧线圈、干式或油浸式电抗器均应进行交流耐压试验 ,试验电压应符合本标准附录一的规定 ;

二、对分级绝缘的耐压试验电压标准 ,应按接地端或其末端绝缘的电压等级来进行。

第 7.0.7 条 测量与铁芯绝缘的各紧固件的绝缘电阻 ,应符合本标准第 6.0.10 条的规定。

第 7.0.8 条 绝缘油的试验 ,应符合本标准第 6.0.12 条的规定。

第 7.0.9 条 非纯瓷套管的试验 ,应符合本标准第十五章“套管”的规定。

第 7.0.10 条 在额定电压下 ,对变电所及线路的并联电抗器连同线路的冲击合闸试验 ,应进行 5 次 ,每次间隔时间为 5min ,应无异常现象。

第 7.0.11 条 测量噪音应符合本标准第 6.0.16 条的规定。

第 7.0.12 条 电压等级为 500kV 的电抗器 ,在额定工况下测得的箱壳振动振幅双峰值不应大于 $100\mu\text{m}$ 。

第 7.0.13 条 电压等级为 330 ~ 500kV 的电抗器 ,应测量箱壳表面的温度分布 ,温升不应大于 65°C 。

第八章 互 感 器

第 8.0.1 条 互感器的试验项目 ,应包括下列内容 :

一、测量绕组的绝缘电阻 ;

二、绕组连同套管对外壳的交流耐压试验 ;

三、测量 35kV 及以上互感器一次绕组连同套管的介质损耗角正切值 $\text{tg}\delta$;

四、油浸式互感器的绝缘油试验 ;

五、测量电压互感器一次绕组的直流电阻 ;

六、测量电流互感器的励磁特性曲线 ;

七、测量 1 000V 以上电压互感器的空载电流和励磁特性 ;

八、检查互感器的三相结线组别和单相互感器引出线的极性 ;

九、检查互感器变化 ;

十、测量铁芯夹紧螺栓的绝缘电阻 ;

十一、局部放电试验

十二、电容分压器单元件的试验

注 ① 套管式电流互感器的试验 ,应按本条的第一、二、六、九款规定进行 ;其中第二款可随同变压器、电抗器或油

断路器等一起进行。

②六氟化硫封闭式组合电器中的互感器的试验,应按本条的第六、七、九款规定进行。

第 8.0.2 条 测量绕组的绝缘电阻,应符合下列规定:

一、测量一次绕组对二次绕组及外壳、各二次绕组间及其对外壳的绝缘电阻;

二、电压等级为 500kV 的电流互感器尚应测量一次绕组间的绝缘电阻,但由于结构原因而无法测量时可不进行;

三、35kV 及以上的互感器的绝缘电阻值与产品出厂试验值比较,应无明显差别;

四、110kV 及以上的油纸电容式电流互感器,应测末屏对二次绕组及地的绝缘电阻,采用 2500kV 兆欧表测量,绝缘电阻值不宜小于 1 000MΩ。

第 8.0.3 条 绕组连同套管对外壳的交流耐压试验,应符合下列规定:

一、全绝缘互感器应按本标准附录一规定进行一次绕组连同套管对外壳的交流耐压试验。

二、对绝缘性能有怀疑时,串级式电压互感器及电容式电压互感器的中间电压变压器,应按下列规定进行倍频感应耐压试验:

1. 倍频感应耐压试验电压应为出厂试验电压的 85%。

2. 试验电源频率为 150Hz 及以上时,试验时间 t 按下式计算:

$$t = 60 \times 100/f \quad (8.0.3-1)$$

式中 t ——试验电压持续时间(s);

f ——试验电源频率(Hz)。

3. 试验电源频率不应大于 400Hz。试验电压持续时间不应小于 20s。

4. 倍频感应耐压试验前后,应各进行一次额定电压时的空载电流及空载损耗测量,两次测得值相比不应有明显差别。

5. 倍频感应耐压试验前后,应各进行一次绝缘油的色谱分析,两次测得值相比不应有明显差别。

6. 倍频感应耐压试验时,应在高压端测量电压值。高压端电压升高容许值应符合制造厂的规定。

7. 对电容式电压互感器的中间电压变压器进行倍频感应耐压试验时,应将分压电容拆开。由于产品结构原因现场无条件拆开时,可不进行倍频感应耐压试验。

三、二次绕组之间及其对外壳的工频耐压试验电压标准应为 2 000V。

第 8.0.4 条 测量 35kV 及以上互感器一次绕组连同套管的介质损耗角正切值 $\tan\delta$,应符合下列规定:

一、电流互感器:

1. 介质损耗角正切值 $\tan\delta$ (%) 不应大于表 8.0.4-1 的规定。

表 8.0.4-1 电流互感器 20℃ 下介质损耗角正切值 $\text{tg}\alpha$ (%)

额定电压(kV)	35	63~220	330	500
充油式	3	2		
充胶式	2	2		
胶纸电容式	2.5	2		
油纸电容式		1.0	0.8	0.6

2.220kV 及以上油纸电容式电流互感器,在测量 $\text{tg}\delta$ 的同时,应测量主绝缘的电容值,实测值与出厂试验值或产品铭牌值相比,其差值宜在 $\pm 10\%$ 范围内。

二、电压互感器：

1.35kV 油浸式电压互感器的介质损耗角正切值 $\text{tg}\alpha$ (%) ,不应大于表 8.0.4-2 的规定。

表 8.0.4-2 35kV 油浸式电压互感器介质损耗角正切值 $\text{tg}\alpha$ (%)

温度(℃)	5	10	20	30	40
tg (%)	2.0	2.5	3.5	5.5	8.0

2.35kV 以上电压互感器,在试验电压为 10kV 时,按制造厂试验方法测得的 $\text{tg}\delta$ 值不应大于出厂试验值的 130%。

第 8.0.5 条 对绝缘性能有怀疑的油浸式互感器,绝缘油的试验,应符合下列规定：

一、绝缘油电气强度试验应符合本标准第十九章表 19.0.1 第 10 项的规定。

二、电压等级在 63kV 以上的互感器,应进行油中溶解气体的色谱分析。油中溶解气体含量与产品出厂值相比应无明显差别。

三、电压等级在 110kV 及以上的互感器,应进行油中微量水测量。对电压等级为 110kV 的,微量水含量不应大于 20ppm ;220~330kV 的,不应大于 15ppm ;500kV 的,不应大于 10ppm。

注:上述 ppm 值均为体积比。

四、当互感器的介质损耗角正切值 $\text{tg}\alpha$ (%) 较大,但绝缘油的其它性能试验又属正常时,可按表 19.0.1 第 11 项进行绝缘油的介质损耗正切值 $\text{tg}\delta$ 测量。

第 8.0.6 条 测量电压互感器一次绕组的直流电阻值,与产品出厂值或同批相同型号产品的测得值相比,应无明显差别。

第 8.0.7 条 当继电保护对电流互感器的励磁特性有要求时,应进行励磁特性曲线试验。当电流互感器为多抽头时,可在抽头或最大抽头测量。同型式电流互感器特性相互比较,应无明显差别。

第 8.0.8 条 测量 1 000V 以上电压互感器的空载电流和励磁特性 ,应符合下列规定 :

一、应在互感器的铭牌额定电压下测量空载电流。空载电流与同批产品的测得值或出厂数值比较 ,应无明显差别。

二、电容式电压互感器的中间电压变压器与分压电容器在内部连接时可不进行此项试验。

第 8.0.9 条 检查互感器的三相结线组别和单相互感器引出线的极性 ,必须符合设计要求 ,应与铭牌上的标记和外壳上的符号相符。

第 8.0.10 条 检查互感器变比 ,应与制造厂铭牌值相符 ,对多抽头的互感器 ,可只检查使用分接头的变比。

第 8.0.11 条 测量铁芯夹紧螺栓的绝缘电阻 ,应符合下列规定 :

一、在作器身检查时 ,应对外露的或可接触到的铁芯夹紧螺栓进行测量。

二、采用 2 500V 兆欧表测量 ,试验时间为 1min ,应无闪络及击穿现象。

三、穿芯螺栓一端与铁芯连接者 ,测量时应将连接片断开 ,不能断开的可不进行测量。

第 8.0.12 条 局部放电试验 ,应符合下列规定 :

一、35kV 及以上固体绝缘互感器应进行局部放电试验。

二、110kV 及以上油浸式电压互感器 ,在绝缘性能有怀疑时 ,可在有试验设备时进行局部放电试验。

三、测试时 ,可按现行国家标准《互感器局部放电测量》的规定进行。测试电压值及放电量标准应符合表 8.0.12 条的规定。

表 8.0.12 互感器局部放电量的允许水平

接地方式	互感器型式	预加电压 ($t \geq 10s$)	测量电压 ($t \geq 1min$)	绝缘型式	允许局部放电水平
					视在放电量(pC)
中性点绝缘系统或中性点共振接地系统	电流互感器与相对地电压互感器	$1.3U_m$	$1.1U_m/\sqrt{3}$	液体浸渍	20
				固体	100
	相与相电压互感器	$1.3U_m$	$1.1U_m$	液体浸渍	20
				固体	100
中性点有效接地系统	电流互感器与相对地电压互感器	$0.8 \times 1.3U_m$	$1.1U_m/\sqrt{3}$	液体浸渍	20
				固体	100
	相与相电压互感器	$1.3U_m$	$1.1U_m$	液体浸渍	20
				固体	100

注 : U_m 为设备的最高电压有效值。

四、500kV 的电容式电压互感器的局部放电试验 ,可按本标准第 18.0.4 条的规定进行。

五、局部放电试验前后 ,应各进行一次绝缘油的色谱分析。

第 8.0.13 条 电容分压器单元件的试验 ,应符合下列规定 :

- 一、电容分压器单元件的试验项目和标准 ,应按本标准第 18.0.2、18.0.3、18.0.4 条的规定进行 ;
- 二、当继电保护有要求时 ,应注意三相电容量的一致性。

第九章 油断路器

第 9.0.1 油断路器的试验项目 ,应包括下列内容 :

- 一、测量绝缘拉杆的绝缘电阻 ;
- 二、测量 35kV 多油断路器的介质损耗角正切值 $\text{tg}\delta$;
- 三、测量 35kV 以上少油断路器的直流泄漏电流 ;
- 四、交流耐压试验
- 五、测量每相导电回路的电阻 ;
- 六、测量油断路器的分、合闸时间 ;
- 七、测量油断路器的分、合闸速度 ;
- 八、测量油断路器主触头分、合闸的同期性 ;
- 九、测量油断路器合闸电阻的投入时间及电阻值 ;
- 十、测量油断路器分、合闸线圈及合闸接触器线圈的绝缘电阻直流电阻 ;
- 十一、油断路器操动机构的试验 ;
- 十二、断路器电容器试验 ;
- 十三、绝缘油试验 ;
- 十四、压力表及压力动作阀的校验。

第 9.0.2 条 由有机物制成的绝缘拉杆的绝缘电阻值在常温下不应低于表 9.0.2 的规定。

表 9.0.2 有机物绝缘拉杆的绝缘电阻标准

额定电压(kV)	3 ~ 15	20 ~ 35	63 ~ 220	330 ~ 500
绝缘电阻值(MΩ)	1 200	3 000	6 000	10 000

第 9.0.3 条 测量 35kV 多油断路器的介质损耗角正切值 $\text{tg}\delta$ 应符合下列规定 :

- 一、在 20℃时测得的 $\text{tg}\delta$ 值 ,对 DW2、DW8 型油断路器 ,不应大于本标准表 15.0.3 中相应套管的 $\text{tg}\delta(\%)$ 值增加 2 后的数值 ;对 DW1 型油断路器 ,不应大于本标准表 15.0.3 中相应套管的 $\text{tg}\delta(\%)$ 值增加 3 后的数值。
- 二、应在分闸状态下测量每只套管的 $\text{tg}\delta$ 。当测得值超过标准时 ,应卸下油箱后进行分解试验 ,此时测得的套管的 $\text{tg}\delta(\%)$ 值 ,应符合本标准表 15.0.3 的规定。

第 9.0.4 条 35kV 以上少油断路器的支柱瓷套连同绝缘拉杆以及灭弧室每个断口的直流泄漏电流试验电压应为 40kV ,并在高压侧读取 1min 时的泄漏电流值 ,测得的泄漏电流值不应大于 $10\mu\text{A}$;220kV 及以上的 ,泄漏电流值不宜大于 $5\mu\text{A}$ 。

第 9.0.5 条 交流耐压试验 应符合下列规定 :

一、断路器的交流耐压试验应在合闸状态下进行 ,试验电压应符合本标准附录一的规定 ;

二、35kV 及以下的断路器应按相间及对地进行耐压试验 ;

三、对 35kV 及以下户内少油断路器及联络用的断路器 ,可在分闸状态下按上述标准进行断口耐压。

第 9.0.6 条 测量每相导电回路电阻 应符合下列规定 :

一、电阻值及测试方法应符合产品技术条件的规定 ;

二、主触头与灭弧触头并联的断路器 ,应分别测量其主触头和灭弧触头导电回路的电阻值。

第 9.0.7 条 测量断路器的分、合闸时间应在产品额定操作电压、液压下进行。实测数值应符合产品技术条件的规定。

第 9.0.8 条 测量断路器分、合闸速度 应符合下列规定 :

一、测量应在产品额定操作电压、液压下进行。实测数值应符合产品技术条件的规定 ;

二、电压等级在 15kV 及以下的断路器 ,除发电机出线断路器和与发电机主母线相连的断路器应进行速度测量外 ,其余的可不进行。

第 9.0.9 条 测量断路器主触头的三相或同相各断口分、合闸的同期性 ,应符合产品技术条件的规定。

第 9.0.10 条 测量断路器合闸电阻的投入时间及电阻值 ,应符合产品技术条件的规定。

第 9.0.11 条 测量断路器分、合闸线圈及合闸接触器线圈的绝缘电阻值不应低于 $10\text{M}\Omega$,直流电阻值与产品出厂试验值相比应无明显差别。

第 9.0.12 条 断路器操动机构的试验 应符合下列规定 :

一、合闸操作 :

1. 当操作电压、液压在表 9.0.12 - 1 范围内时 ,操动机构应可靠动作 ;

表 9.0.12-1 断路器操动机构合闸操作试验电压、液压范围

电 压		液 压
直 流	交 流	
85% ~ 110% U_m	85% ~ 110% U_n	按产品规定的最低及最高值

注：对电磁机构，当断路器关合电流峰值小于 50kA 时，直流操作电压范围为 80% ~ 110% U_n 。 U_n 为额定电源电压。

2. 弹簧、液压操动机构的合闸线圈以及电磁操动机构的合闸接触器的动作要求，均应符合上项的规定。

二、脱扣操作：

1. 直流或交流的分闸电磁铁，在其线圈端钮处测得的电压大于额定值 65% 时，应可靠地分闸；当此电压小于额定值的 30% 时，不应分闸。

2. 附装失压脱扣器的，其动作特性应符合表 9.0.12-2 的规定。

表 9.0.12-2 附装失压脱扣器的脱扣试验

电源电压与额压 电源电压的比值	小于 35%	大于 65%	大于 85%
失压脱扣器的 工作状态	铁芯应可靠地释放	铁芯不得释放	铁芯应可靠地吸合

注：* 当电压缓慢下降至规定比值时，铁芯应可靠地释放。

3. 附装过流脱扣器的，其额定电流规定不小于 2.5A，脱扣电流的等级范围及其准确度，应符合表 9.0.12-3 的规定。

表 9.0.12-3 附装过流脱扣器的脱扣试验

过流脱扣器的种类	延时动作的	瞬时动作的
脱扣电流等级范围(A)	2.5 ~ 10	2.5 ~ 15
每级脱扣电流的准确度	± 10%	
同一脱扣器各级脱扣电流准确度	± 5%	

注：对于延时动作的过流脱扣器，应按制造厂提供的脱扣电流与动作时延的关系曲线进行核对。另外，还应检查在预定延长了前主回路电流降至返回值时，脱扣器不应动作。

三、模拟操动试验：

1. 当具有可调电源时，可在不同电压、液压条件下，对断路器进行就地或远控操作，每次操作断路器均应正确、可靠地动作，其联锁及闭锁装置回路的动作应符合产品及设计要求；当无可调电源时，只在额定电压下进行试验。

2. 直流电磁或弹簧机构的操动试验,应按表 9.0.12-4 的规定进行;液压机构的操动试验,应按表 9.0.12-5 的规定进行。

表 9.0.12-4 直流电磁或弹簧机构的操动试验

操作类型	操作线圈端钮电压与额定电源电压的比值(%)	操作次数
合、分	110	3
合闸	85(80)	3
分闸	65	3
合、分、重合	100	3

注:括号内数字适用于装有自动重合闸装置的断路器及表 9.0.12-1“注”的情况。

表 9.0.12-5 液压机构的操动试验

操作类型	操作线圈端钮电压与额定电源电压的比值(%)	操作液压	操作次数
合、分	110	产品规定的最高操作压力	3
合、分	110	额定操作压力	3
合	85(80)	产品规定的最低操作压力	3
分	65	产品规定的最低操作压力	3
合、分、重合	100	产品规定的最低操作压力	3

注 ①括号内数字适用于装有自动重合闸装置的断路器。

②模拟操动试验应在液压的自动控制回路能准确、可靠动作状态下进行。

③操动时,液压的压降允许值应符合产品技术条件的规定。

第 9.0.13 条 断路器电容器试验,应按本标准第十八章“电容器”的有关规定进行。

第 9.0.14 条 绝缘油试验,应按本标准第十九章“绝缘油”的规定进行。对灭弧室、支柱瓷套等油路相互隔绝的断路器,应自各部件中分别取油样试验。

第 9.0.15 条 压力动作阀的动作值,应符合产品技术条件的规定,压力表指示值的误差及其变差,均应在产品相应等级的允许误差范围内。

第十章 空气及磁吹断路器

第 10.0.1 条 空气及磁吹断路器的试验项目,应包括下列内容:

- 一、测量绝缘拉杆的绝缘电阻;
- 二、测量每相导电回路的电阻;
- 三、测量支柱瓷套和灭弧室每个断口的直流泄漏电流;
- 四、交流耐压试验;

五、测量断路器主、辅触头分、合闸的配合时间；

六、测量断路器的分、合闸时间；

七、测量断路器主触头分、合闸的同期性；

八、测量分、合闸线圈的绝缘电阻和直流电阻；

九、断路器操动机构的试验；

十、测量断路器的并联电阻值；

十一、断路器电容器的试验；

十二、压力表及压力动作阀的校验。

注 ①发电机励磁回路的自动灭磁开关 除应进行本条第八、九款试验外 还应作以下检查和试验 :常开 ,常闭触头分、合切换顺序 ;主触头和灭弧触头的动作配合 ;灭弧栅的片数及其并联电阻值 ;在同步发电机空载额定电压下进行灭磁试验。

②磁吹断路器试验 应按本条第二、四、六、八、九款规定进行。

第 10.0.2 条 测量绝缘拉杆的绝缘电阻值 不应低于本标准表 9.0.2 的规定。

第 10.0.3 条 测量每相导电回路的电阻值及测试方法 应符合产品技术条件的规定。

第 10.0.4 条 支柱瓷套和灭弧室每个断口的直流泄漏电流的试验 应按本标准第 9.0.4 条的规定进行。

第 10.0.5 条 空气断路器应在分闸时各断口间及合闸状态下进行交流耐压试验 ;磁吹断路器应在分闸状态下进行断口交流耐压试验 ;试验电压应符合本标准附录一的规定。

第 10.0.6 条 断路器主、辅触头分、合闸动作程序及配合时间 应符合产品技术条件的规定。

第 10.0.7 条 断路器分、合闸时间的测量 应在产品额定操作电压及气压下进行 ,实测数值应符合产品技术条件的规定。

第 10.0.8 条 测量断路器主触头三相或同相各断口分、合闸的同期性 应符合产品技术条件的规定。

第 10.0.9 条 测量分、合闸线圈的绝缘电阻值 不应低于 $10\text{M}\Omega$;直流电阻值与产品出厂试验值相比应无明显差别。

第 10.0.10 条 断路器操动机构的试验 应按本标准第 9.0.12 条的有关规定进行。

注 对应于本标准表 9.0.12 中的“液压”应为“气压”。

第 10.0.11 条 测量断路器的并联电阻值 与产品出厂试验值相比应无明显差别。

第 10.0.12 条 断路器电容器的试验 应按本标准第十八章“电容器”的有关规定进行。

第 10.0.13 条 压力动作阀的动作值 应符合产品技术条件的规定。压力表指示值的误差及其变差 均应在产品相应等级的允许误差范围内。

第十一章 真空断路器

第 11.0.1 条 真空断路器的试验项目 ,应包括下列内容 :

- 一、测量绝缘拉杆的绝缘电阻 ;
- 二、测量每相导电回路的电阻 ;
- 三、交流耐压试验 ;
- 四、测量断路器的分、合闸时间 ;
- 五、测量断路器主触头分、合闸的同期性 ;
- 六、测量断路器合闸时触头的弹跳时间 ;
- 七、断路器电容器的试验 ;
- 八、测量分、合闸线圈及合闸接触器线圈的绝缘电阻和直流电阻 ;
- 九、断路器操动机构的试验。

第 11.0.2 条 测量绝缘拉杆的绝缘电阻值 ,不应低于本标准表 9.0.2 的规定。

第 11.0.3 条 测量每相导电回路的电阻值及测试方法 ,应符合产品技术条件的规定。

第 11.0.4 条 应在断路器合闸及分闸状态下进行交流耐压试验。当在合闸状态下进行时 ,试验电压应符合本标准附录一的规定。当在分闸状态下进行时 ,真空灭弧室断口间的试验电压应按产品技术条件的规定 ,试验中不应发生贯穿性放电。

第 11.0.5 条 测量断路器的分、合闸时间 ,应在断路器额定操作电压及液压下进行 ,实测数值应符合产品技术条件的规定。

第 11.0.6 条 测量断路器主触头分、合闸的同期性 ,应符合产品技术条件的规定。

第 11.0.7 条 断路器合闸过程中触头接触后的弹跳时间 ,不应大于 2ms。

第 11.0.8 条 断路器电容器的试验 ,应按本标准第十八章“电容器”的有关规定进行。

第 11.0.9 条 测量分、合闸线圈及合闸接触器线圈的绝缘电阻值 ,不应低于 10MΩ ;直流电阻值与产品出厂试验值相比应无明显差别。

第 11.0.10 条 断路器操动机构的试验 ,应按本标准第 9.0.12 条的有关规定进行。

第十二章 六氟化硫断路器

第 12.0.1 条 六氟化硫 (SF₆) 断路器试验项目 ,应包括下列内容 :

- 一、测量绝缘拉杆的绝缘电阻 ;
- 二、测量每相导电回路的电阻 ;
- 三、耐压试验 ;
- 四、断路器电容器的试验 ;

- 五、测量断路器的分、合闸时间；
- 六、测量断路器的分、合闸速度；
- 七、测量断路器主、辅触头分、合闸的同期性及配合时间；
- 八、测量断路器合闸电阻的投入时间及电阻值；
- 九、测量断路器分、合闸线圈绝缘电阻及直流电阻；
- 十、断路器操动机构的试验；
- 十一、套管式电流互感器的试验；
- 十二、测量断路器内 SF₆ 气体的微量水含量；
- 十三、密封性试验；
- 十四、气体密度继电器、压力表和压力动作阀的校验。

第 12.0.2 条 测量绝缘拉杆的绝缘电阻值 ,不应低于本标准表 9.0.2 的规定。

第 12.0.3 条 测量每相导电回路的电阻值及测试方法 ,应符合产品技术条件的规定。

第 12.0.4 条 耐压试验 ,应符合下列规定：

一、应在断路器合闸状态下 ,且 SF₆ 气压为额定值时进行。试验电压按出厂试验电压的 80% ；

二、耐压试验只对 110kV 及以上罐式断路器和 500kV 定开距瓷柱式断路器的断口进行。

第 12.0.5 条 断路器电容器的试验 ,应符合本标准第十八章“电容器”的有关规定。罐式断路器的断路器电容器试验可按制造厂的规定进行。

第 12.0.6 条 测量断路器的分、合闸时间 ,应在断路器的额定操作电压、气压或液压下进行。实测数值应符合产品技术条件的规定。

第 12.0.7 条 测量断路器的分、合闸速度 ,应在断路器的额定操作电压、气压或液压下进行。实测数值应符合产品技术条件的规定。

第 12.0.8 条 测量断路器主、辅触头三相及同相各断口分、合闸的同期性及配合时间 ,应符合产品技术条件的规定。

第 12.0.9 条 测量断路器合闸电阻的投入时间及电阻值 ,应符合产品技术条件的规定。

第 12.0.10 条 测量断路器分、合闸线圈的绝缘电阻值 ,不应低于 10MΩ ,直流电阻值与产品出厂试验值相比应无明显差别。

第 12.0.11 条 断路器操动机构的试验 ,应按本标准第 9.0.12 条的有关规定进行。

第 12.0.12 条 套管式电流互感器的试验 ,应按本标准第八章“互感器”的有关规定进行。

第 12.0.13 条 测量断路器内 SF₆ 气体的微量水含量 ,应符合下列规定：

- 一、与灭弧室相通的气室 ,应小于 150ppm ;
- 二、不与灭弧室相通的气室 ,应小于 500ppm ;
- 三、微量水的测定应在断路器充气 24h 后进行。

注 :上述 ppm 值均为体积比。

第 12.0.14 条 密封性试验可采用下列方法进行 :

- 一、采用灵敏度不低于 1×10^{-6} (体积比) 的检漏仪对断路器各密封部位、管道接头等处进行检测时 ,检漏仪不应报警 ;
- 二、采用收集法进行气体泄漏测量时 ,以 24h 的漏气量换算 ,年漏气率不应大于 1% ;
- 三、泄漏值的测量应在断路器充气 24h 后进行。

第 12.0.15 条 气体密度继电器及压力动作阀的动作值 ,应符合产品技术条件的规定。压力表指示值的误差及其变差 ,均应在产品相应等级的允许误差范围内。

第十三章 六氟化硫封闭式组合电器

第 13.0.1 条 六氟化硫封闭式组合电器的试验项目 ,应包括下列内容 :

- 一、测量主回路的导电电阻 ;
- 二、主回路的耐压试验 ;
- 三、密封性试验 ;
- 四、测量六氟化硫气体微量水含量 ;
- 五、封闭式组合电器内各元件的试验 ;
- 六、组合电器的操动试验 ;
- 七、气体密度继电器、压力表和压力动作阀的校验。

第 13.0.2 条 测量主回路的导电电阻值 ,不应超过产品技术条件规定值的 1.2 倍。

第 13.0.3 条 主回路的耐压试验程序和方法 ,应按产品技术条件的规定进行 ,试验电压值为出厂试验电压的 80%。

第 13.0.4 条 密封性试验可采用下列方法进行 :

- 一、采用灵敏度不低于 1×10^{-6} (体积比) 的检漏仪对各气室密封部位、管道接头等处进行检测时 ,检漏仪不应报警 ;
- 二、采用收集法进行气体泄漏测量时 ,以 24h 的漏气量换算 ,每一个气室年漏气率不应大于 1% ;
- 三、泄漏值的测量应在封闭式组合电器充气 24h 后进行。

第 13.0.5 条 测量六氟化硫气体微量水含量 ,应符合下列规定 :

- 一、有电弧分解的隔室 ,应小于 150ppm ;
- 二、无电弧分解的隔室 ,应小于 500ppm ;
- 三、微量水含量的测量应在封闭式组合电器充气 24h 后进行。

注：上述 ppm 值均为体积比。

第 13.0.6 条 封闭式组合电器内各元件的试验，应按本标准相应章节的有关规定进行，但对无法分开的设备可不单独进行。

注：本条中的“元件”是指装在封闭式组合电器内的断路器、隔离开关、负荷开关、接地开关、避雷器、互感器、套管、母线等。

第 13.0.7 条 当进行组合电器的操动试验时，联锁与闭锁装置动作应准确可靠。电动、气动或液压装置的操动试验，应按产品技术条件的规定进行。

第 13.0.8 条 气体密度继电器及压力动作阀的动作值，应符合产品技术条件的规定。压力表指示值的误差及其变差，均应在产品相应等级的允许误差范围内。

第十四章 隔离开关、负荷开关及高压熔断器

第 14.0.1 条 隔离开关、负荷开关及高压熔断器的试验项目，应包括下列内容：

- 一、测量绝缘电阻；
- 二、测量高压限流熔断管熔丝的直流电阻；
- 三、测量负荷开关导电回路的电阻；
- 四、交流耐压试验；
- 五、检查操动机构线圈的最低动作电压；
- 六、操动机构的试验。

第 14.0.2 条 隔离开关与负荷开关的有机材料传动杆的绝缘电阻值，不应低于本标准表 9.0.2 的规定。

第 14.0.3 条 测量高压限流熔断管熔丝的直流电阻值，与同型号产品相比不应有明显差别。

第 14.0.4 条 测量负荷开关导电回路的电阻值及测试方法，应符合产品技术条件的规定。

第 14.0.5 条 交流耐压试验，应符合下述规定：

三相同一箱体的负荷开关，应按相间及相对地进行耐压试验，其余均按相对地或外壳进行。试验电压应符合本标准附录一“断路器”的规定。对负荷开关还应按产品技术条件规定进行每个断口的交流耐压试验。

第 14.0.6 条 检查操动机构线圈的最低动作电压，应符合制造厂的规定。

第 14.0.7 条 操动机构的试验，应符合下列规定：

一、动力式操动机构的分、合闸操作，当其电压或气压在下列范围时，应保证隔离开关的主闸刀或接地闸刀可靠地分闸和合闸：

1. 电动机操动机构：当电动机接线端子的电压在其额定电压的 80% ~ 110% 范围内时；

2. 压缩空气操动机构 :当气压在其额定气压的 85% ~ 110% 范围内时 ;
3. 二次控制线圈和电磁闭锁装置 :当其线圈接线端子的电压在其额定电压的 80% ~ 110% 范围内时。

二、隔离开关、负荷开关的机械或电气闭锁装置应准确可靠。

注 ①本条第一款第二项所规定的气压范围为操动机构的储气筒的气压数值。

②具有可调电源时 ,可进行高于或低于额定电压的操动试验。

第十五章 套 管

第 15.0.1 条 套管的试验项目 ,应包括下列内容 :

- 一、测量绝缘电阻 ;
- 二、测量 20kV 及以上非纯瓷套管的介质损耗角正切值 $\text{tg}\delta$ 和电容值
- 三、交流耐压试验 ;
- 四、绝缘油的试验。

注 :整体组装于 35kV 油断路器上的套管 ,可不单独进行 $\text{tg}\delta$ 的试验。

第 15.0.2 条 测量绝缘电阻 ,应符合下列规定 :

- 一、测量套管主绝缘的绝缘电阻 ;
- 二、63kV 及以上的电容型套管 ,应测量“抽压小套管”对法兰或“测量小套管”对法兰的绝缘电阻。采用 2 500V 兆欧表测量 ,绝缘电阻值不应低于 1 000M Ω 。

第 15.0.3 条 测量 20kV 及以上非纯瓷套管的介质损耗角正切值 $\text{tg}\delta$ 和电容值 ,应符合下列规定 :

- 一、在室温不低于 10℃ 的条件下 ,套管的介质损耗角正切值 $\text{tg}\delta$ 不应大于表 15.0.3 的规定 ;

表 15.0.3 套管介质损耗角正切值 $\text{tg}\alpha$ (%) 的标准

套管型式		额定电压 (kV)	63 及以下	110 及以上	20 ~ 500
		63 及以下	110 及以上	20 ~ 500	
电 容 式	油浸纸				0.7
	胶粘纸		1.5	1.0	
	浇铸绝缘				1.0
	气体				1.0
非电容式	浇铸绝缘				2.0

注 ①复合式及其它型式的套管的 $\text{tg}\alpha$ (%) 值可按产品技术条件的规定。

②对 35kV 及以上电容式充胶或胶纸套管的老产品 ,其 $\text{tg}\alpha$ (%) 值可为 2 或 2.5。

二、电容型套管的实测电容量值与产品铭牌数值或出厂试验值相比,其差值应在 $\pm 10\%$ 范围内。

第 15.0.4 条 交流耐压试验,应符合下列规定:

一、试验电压应符合本标准附录一的规定;

二、纯瓷穿墙套管、多油断路器套管、变压器套管、电抗器及消弧线圈套管,均可随母线或设备一起进行交流耐压试验。

第 15.0.5 条 绝缘油的试验,应符合下列规定:

一、套管中的绝缘油可不进行试验。但当有下列情况之一者,应取油样进行试验:

1. 套管的介质损耗角正切值超过表 15.0.3 中的规定值;
2. 套管密封损坏,抽压或测量小套管的绝缘电阻不符合要求;
3. 套管由于渗漏等原因需要重新补油时。

二、套管绝缘油的取样、补充或更换时进行的试验,应符合下列规定:

1. 更换或取样时应按本标准第 6.0.12 条第三款及表 19.0.1 中第 10、11 项规定进行;

2. 电压等级为 500kV 的套管绝缘油,宜进行油中溶解气体的色谱分析;

3. 补充绝缘油时,除按上述规定外,尚应按本标准第 19.0.3 条的规定进行;

4. 充电缆油的套管须进行油的试验时,可按本标准表 17.0.5 的规定进行。

第十六章 悬式绝缘子和支柱绝缘子

第 16.0.1 条 悬式绝缘子和支柱绝缘子的试验项目,应包括下列内容:

一、测量绝缘电阻;

二、交流耐压试验。

第 16.0.2 条 绝缘电阻值,应符合下列规定:

一、每片悬式绝缘子的绝缘电阻值,不应低于 300M Ω ;

二、35kV 及以下的支柱绝缘子的绝缘电阻值,不应低于 500M Ω ;

三、采用 2500V 兆欧表测量绝缘子绝缘电阻值,可按同批产品数量的 10% 抽查;

四、棒式绝缘子不进行此项试验。

第 16.0.3 条 交流耐压试验,应符合下列规定:

一、35kV 及以下的支柱绝缘子,可在母线安装完毕后一起进行,试验电压应符合本标准附录一的规定。

二、35kV 多元件支柱绝缘子的交流耐压试验值,应符合下列规定:

1. 两个胶合元件者,每元件 50kV;

2. 三个胶合元件者,每元件 34kV。

三、悬式绝缘子的交流耐压试验电压应符合表 16.0.3 的规定。

表 16.0.3 悬式绝缘子的交流耐压试验电压标准

型 号	XP 2 - 70	XP - 70 LXP 1 - 70 XP 1 - 70 XP - 100 LXP - 100 XP - 120 LXP - 120	XP 1 - 160 LXP 1 - 160 XP 2 - 160 LXP 2 - 160 XP - 160 LXP - 160	SP 1 - 210 LXP 1 - 210 XP - 300 LXP - 300
	试验 (kV) 电压	45	55	60

第十七章 电力电缆

第 17.0.1 条 电力电缆的试验项目 应包括下列内容：

- 一、测量绝缘电阻；
- 二、直流耐压试验及泄漏电流测量；
- 三、检查电缆线路的相位；
- 四、充油电缆的绝缘油试验。

第 17.0.2 条 测量各电缆线芯对地或对金属屏蔽层间和各线芯间的绝缘电阻。

第 17.0.3 条 直流耐压试验及泄漏电流测量 应符合下列规定：

一、直流耐压试验电压标准；

1. 粘性油浸纸绝缘电缆直流耐压试验电压 应符合表 17.0.3 - 1 的规定。

表 17.0.3 - 1 粘性油浸纸绝缘电缆直流耐压试验电压标准

电缆额定电压 U_0/U (kV)	0.6/1	6/6	8.7/10	21/35
直流试验电压(kV)	6U	6U	6U	5U
试验时间(min)	10	10	10	10

2. 不滴流油浸纸绝缘电缆直流耐压试验电压 应符合表 17.0.3 - 2 的规定。

表 17.0.3 - 2 不滴流油浸纸绝缘电缆直流耐压试验电压标准

电缆额定电压 U_0/U (kV)	0.6/1	6/6	8.7/10	21/35
直流试验电压(kV)	6.7	29	37	89
试验时间(min)	5	5	5	5

3. 塑料绝缘电缆直流耐压试验电压,应符合表 17.0.3-3 的规定。

表 17.0.3-3 塑料绝缘电缆直流耐压试验电压标准

电缆额定电压 U_0/U (kV)	0.6	1.8	3.6	6	8.7	12	18	21	26
直流试验电压 (kV)	2.4	7.2	15	24	35	48	72	84	104
试验时间 (min)	15	15	15	15	15	15	15	15	15

4. 橡皮绝缘电力电缆直流耐压试验电压,应符合表 17.0.3-4 的规定。

表 17.0.3-4 橡皮绝缘电力电缆直流耐压试验电压标准

电缆额定电压 U (kV)	6
直流试验电压 (kV)	15
试验时间 (min)	5

5. 充油绝缘电缆直流耐压试验电压,应符合表 17.0.3-5 的规定。

表 17.0.3-5 充油绝缘电缆直流耐压试验电压标准

电缆额定电压 U_0/U (kV)	66	110	220	330
直流试验电压 (kV)	2.6U	2.6U	2.3U	2U
试验时间 (min)	15	15	15	15

注 ①上列各表中的 U 为电缆额定线电压; U_0 为电缆线芯对地或对金属屏蔽层间的额定电压。

②粘性油浸纸绝缘电力电缆的产品型号有 ZQ,ZLQ,ZL,ZLL 等。

不滴流油浸纸绝缘电力电缆的产品型号有 ZQD,ZLQD 等。

塑料绝缘电缆包括聚氯乙烯绝缘电缆、聚乙烯绝缘电缆及交联聚乙烯绝缘电缆。聚氯乙烯绝缘电缆的产品型号有 VV,VLV 等,聚乙烯绝缘及交联聚乙烯绝缘电缆的产品型号有 YJV 及 YJLV 等。

橡皮绝缘电缆的产品型号有 XQ,XLQ,XV 等。

充油电缆的产品型号有 ZQCY 等。

③交流单芯电缆的护层绝缘试验标准,可按产品技术条件的规定进行。

二、试验时,试验电压可分 4~6 阶段均匀升压,每阶段停留 1min,并读取泄漏电流值。测量时应消除杂散电流的影响。

三、粘性油浸纸绝缘及不滴流油浸纸绝缘电缆泄漏电流的三相不平衡系数不应大于 2;当 10kV 及以上电缆的泄漏电流小于 $20\mu\text{A}$ 和 6kV 及以下电缆泄漏电流小于 $10\mu\text{A}$ 时,其不平衡系数不作规定。

四、电缆的泄漏电流具有下列情况之一者,电缆绝缘可能有缺陷,应找出缺陷部位,并予以处理:

1. 泄漏电流很不稳定；
2. 泄漏电流随试验电压升高急剧上升；
3. 泄漏电流随试验时间延长有上升现象。

第 17.0.4 条 检查电缆线路的两端相位应一致并与电网相位相符合。

第 17.0.5 条 充油电缆的绝缘油试验,应符合表 17.0.5 的规定。

表 17.0.5 充油电缆使用的绝缘油试验项目和标准

项 目	标 准	说 明
电气强度试验	工频击穿强度： 对于 110 ~ 220kV 的不应低于 45kV 对于 330kV 的不低于 50kV	使用 2.5mm 平板电极常温
介质损耗角正切值 $\text{tg}\alpha$ (%)	当温度为 $100 \pm 2^\circ\text{C}$ 时： 对于 100 ~ 220kV 的不应大于 0.5 对于 330kV 的不应大于 0.4	

第十八章 电 容 器

第 18.0.1 条 电容器的试验项目,应包括下列内容：

- 一、测量绝缘电阻；
- 二、测量耦合电容器、断路器电容器的介质损耗角正切值 $\text{tg}\delta$ 及电容值；
- 三、耦合电容器的局部放电试验；
- 四、并联电容器交流耐压试验；
- 五、冲击合闸试验。

第 18.0.2 条 测量耦合电容器、断路器电容器的绝缘电阻应在二极间进行,并联电容器应在电极对外壳之间进行,并采用 1 000V 兆欧表测量小套管对地绝缘电阻。

第 18.0.3 条 测量耦合电容器、断路器电容器的介质损耗角正切值 $\text{tg}\delta$ 及电容值,应符合下列规定：

- 一、测得的介质损耗角正切值 $\text{tg}\delta$ 应符合产品技术条件的规定；
- 二、耦合电容器电容值的偏差应在额定电容值的 $+10\% \sim -5\%$ 范围内,电容器叠堆中任何两单元的实测电容之比与这两单元的额定电压之比值的倒数之差不应大于 5% 断路器电容器电容值的偏差应在额定电容值的 $\pm 5\%$ 范围内。对电容器组,还应测量总的电容值。

第 18.0.4 条 耦合电容器的局部放电试验,应符合下列规定：

- 一、对 500kV 的耦合电容器,当对其绝缘性能或密封有怀疑而又有试验设备时,可进

行局部放电试验。多节组合的耦合电容器可分节试验。

二、局部放电试验的预加电压值为 $0.8 \times 1.3U_m$,停留时间大于 $10s$;降至测量电压值为 $1.1U_m/\sqrt{3}$ 维持 $1min$ 后 ,测量局部放电量 ,放电量不宜大于 $10pC_0$ 。

第 18.0.5 条 并联电容器的交流耐压试验 ,应符合下列规定 :

一、并联电容器电极对外壳交流耐压试验电压值应符合表 18.0.5 的规定 ;

二、当产品出厂试验电压值不符合表 18.0.5 的规定时 ,交接试验电压应按产品出厂试验电压值的 75% 进行。

表 18.0.5 并联电容器交流耐压试验电压标准

额定电压(kV)	< 1	1	3	6	10	15	20	35
出厂试验电压(kV)	3	5	18	25	35	45	55	85
交接试验电压(kV)	2.2	3.8	14	19	26	34	41	63

第 18.0.6 条 在电网额定电压下 ,对电力电容器组的冲击合闸试验 ,应进行 3 次 ,熔断器不应熔断 ;电容器组各相电流相互间的差值不宜超过 5% 。

第十九章 绝 缘 油

第 19.0.1 条 绝缘油的试验项目及标准 ,应符合表 19.0.1 的规定。

第 19.0.2 条 新油验收及充油电气设备的绝缘油试验分类 ,应符合表 19.0.2 的规定。

第 19.0.3 条 绝缘油当需要进行混合时 ,在混合前 ,应按混油的实际使用比例先取混油样进行分析 ,其结果应符合表 19.0.1 中第 3、4、10 项的规定。混油后还应按表 19.0.2 中的规定进行绝缘油的试验。

表 19.0.1 绝缘油的试验项目及标准

序号	项 目	标 准	说 明
1	外 观	透明 ,无沉淀及悬浮物	$5^{\circ}C$ 时的透明度
2	苛性钠抽出	不应大于 2 级	按 SY 2651 - 77
3	安定性	氧化后酸值	不应大于 $0.2mg(KOH)/g$ 油
		氧化后沉淀物	不应大于 0.05%

序号	项目	标准	说明			
4	凝点(℃)	(1)DB-10 不应高于-10℃ (2)DB-25 不应高于-25℃ (3)DB-45 不应高于-45℃	(1)按 YS-25-1-84 (2)户外断路器、油浸电容式套管、互感器用油： 气温不低於-5℃的地区： 凝点不应高於-10℃气温不低於-20℃的地区： 凝点不应高於-25℃气温低於-20℃的地区： 凝点不应高於-45℃ (3)变压器用油： 气温不低於-10℃的地区：凝点不应高於-10℃气温低於-10℃的地区： 凝点不应高於-25℃或-45℃			
5	界面张力	不应小于 35mN/m	(1)按 GB 6541-87 或 YS-6-1-84 (2)测试时温度为 25℃			
6	酸 值	不应大于 0.03mg(KOH)/g 油	按 GB 7599-87			
7	水溶性酸(pH 值)	不应小于 5.4	按 GB 7598-87			
8	机械杂质	无	按 GB 511-77			
9	闪 点	不低於 (℃)	DB-10 140	DB-25 140	DB-45 135	按 GB 261-77 闭口法
10	电气强度试验	(1)使用于 15kV 及以下者： 不应低於 25kV (2)使用于 20~35kV 者： 不应低於 35kV (3)使用于 60~220kV 者： 不应低於 40kV (4)使用于 330kV 者： 不应低於 50kV (5)使用于 500kV 者：不应低於 60kV	(1)按 GB 507-86 (2)油样应取自被试设备 (3)试验油杯采用平板电极 (4)对注入设备的新油均不应低於本标准			
11	介质损耗角正切值 tgδ(%)	90℃时不应大于 0.5	按 YS-30-1-84			

注：第 11 项为新油标准，注入电气设备后的 tgδ(%) 标准为 90℃时，不应大于 0.7%。

表 19.0.2 电气设备绝缘油试验分类

试验类别	适用范围
电气强度试验	一、6kV 以上电气设备内的绝缘油或新注入上述设备前、后的绝缘油 二、对下列情况之一者，可不进行电气强度试验： (1)35kV 以下互感器，其主绝缘试验已合格的 (2)15kV 以下油断路器，其注入新油的电气强度已在 35kV 及以上的(3)按本标准有关规定不需取油的
简化分析	一、准确注入变压器、电抗器、互感器、套管的新油，应按表 19.0.1 中的第 5~11 项规定进行 二、准备注入油断路器的新油，应按表 19.0.1 中的第 7~10 项规定进行
全分析	对油的性能有怀疑时，应按表 19.0.1 中的全部项目进行

第二十章 避雷器

第 20.0.1 条 避雷器的试验项目 ,应包括下列内容 :

- 一、测量绝缘电阻 ;
- 二、测量电导或泄漏电流 ,并检查组合元件的非线性系数 ;
- 三、测量磁吹避雷器的交流电导电流 ;
- 四、测量金属氧化物避雷器的持续电流 ;
- 五、测量金属氧化物避雷器的工频参考电压或直流参考电压 ;
- 六、测量 FS 型阀式避雷器的工频放电电压 ;
- 七、检查放电计数器动作情况及避雷器基座绝缘。

第 20.0.2 条 测量绝缘电阻 ,应符合下列规定 :

一、阀式避雷器如 FZ 型 ,磁吹避雷器如 FCZ 及 FCD 型和金属氧化物避雷器的绝缘电阻值 ,与出厂试验值比较应无明显差别 ;

二、FS 型避雷器的绝缘电阻值不应小于 2 500MΩ。

第 20.0.3 条 测量电导或泄漏电流 ,并检查组合元件的非线性系数 ,应符合下列规定 :

一、常温下避雷器的电导或泄漏电流试验标准 ,应符合表 20.0.3 - 1 ~ 20.0.3 - 4 或产品技术条件的规定。

表 20.0.3 - 1 FZ 型避雷器的电导电流值

额定电压(kV)	3	6	10	15	20	30
试验电压(kV)	4	6	10	16	20	24
电导电流(μA)	400 ~ 650	400 ~ 600	400 ~ 600	400 ~ 600	400 ~ 600	400 ~ 600

表 20.0.3 - 2 FS 型避雷器的电导电流值

额定电压(kV)	3	6	10
试验电压(kV)	4	7	11
电导电流(μA)	不应大于 10		

表 20.0.3 - 3 FCD 型避雷器的电导电流值

额定电压(kV)	3	4	6	10	13.2	15
试验电压(kV)	3	4	6	10	13.2	15
电导电流(μA)	FCD ₁ 、FCD ₃ 型不应大于 10 FCD 型为 50 ~ 100 ,FCD ₂ 型为 5 ~ 20					

表 20.0.3-4 FCZ 型避雷器的电导电流值

型号	FCZ ₃ - 35	FCZ ₃ - 35 L	FCZ - 30 DT	FCZ ₁ - 110 J	FCZ ₂ - 110	FCZ ₃ - 110	FCZ ₃ - 110 J
额定电压(kV)	35	35	35	110	110	110	110
试验电压(kV)	50	50	18	100	100	140	110
电导电流(μA)	250 ~ 400	250 ~ 400	150 ~ 300	500 ~ 700	400 ~ 600	250 ~ 400	250 ~ 400
型 号	FCZ ₁ - 220 J	FCZ ₂ - 220	FCZ ₃ - 220 J	FCZ ₁ - 330 J	FCZ - 500 J	FCX - 500 J	
额定电压(kV)	220	220	220	330	500	500	
试验电压(kV)	100	100	110	160	160	180	
电导电流(μA)	500 ~ 700	400 ~ 600	250 ~ 400	500 ~ 700	1 000 ~ 14 00	500 ~ 800	

注 ①FCZ₃ - 35 在海拔 4 000m 及以上时,直流试验电压值应为 60kV

②FCZ₃ - 35L 在海拔 2 000m 以上时,直流试验电压值为 60kV。

③FCZ - 30DT 适用于热带多雷地区。

二、FS 型避雷器的绝缘电阻值不大于 2 500MΩ 时,可不进行电导电流测量。

三、同一相内串联组合元件的非线性系数差值不应大于 0.04。

FZ 型避雷器非线性系数 α 的值应按下式计算：

$$\alpha = \frac{\lg(U_2/U_1)}{\lg(I_2/I_1)} \quad (20.0.3-1)$$

式中 U₂——表 20.0.3-1 的元件直流试验电压值, U₁ 值为 U₂ 值的 50%；

I₁、I₂——在试验电压 U₁ 和 U₂ 下测得的电导电流。

四、测量时若整流回路中的波纹系数大于 1.5% 时,应加装滤波电容器,可为 0.01 - 0.1μF,试验电压应在高压侧测量。

第 20.0.4 条 测量电压为 110kV 及以上的磁吹避雷器在运行电压下的交流电导电流,测得数值应与出厂试验值比较无明显差别。

第 20.0.5 条 测量金属氧化物避雷器在运行电压下的持续电流,其阻性电流或总电流值应符合产品技术条件的规定。

第 20.0.6 条 测量金属氧化物避雷器的工频参考电压或直流参考电压,应符合下列规定：

一、金属氧化物避雷器对应于工频参考电流下的工频参考电压,整支或分节进行的测试值,应符合产品技术条件的规定；

二、金属氧化物避雷器对应于直流参考电流下的直流参考电压,整支或分布进行的测试值,应符合产品技术条件的规定。

第 20.0.7 条 FS 型阀式避雷器的工频放电电压试验,应符合下列规定：

- 一、FS 型阀式避雷器的工频放电电压 ,应符合表 20.0.7 的规定 ;
- 二、有并联电阻的阀式避雷器可不进行此项试验。

表 20.0.7 FS 型阀式避雷器的工频放电电压范围

额定电压(kV)	3	6	10
放电电压的有效值(kV)	9 ~ 11	16 ~ 19	26 ~ 31

第 20.0.8 条 检查放电计数器的动作应可靠 避雷器基座绝缘应良好。

第二十一章 电除尘器

第 21.0.1 条 电除尘器的试验项目 ,应包括下列内容 :

- 一、测量整流变压器及直流电抗器铁芯穿芯螺栓的绝缘电阻 ;
- 二、测量整流变压器高压绕组及其直流电抗器绕组的绝缘电阻及直流电阻 ;
- 三、测量整流变压器低压绕组的绝缘电阻及其直流电阻 ;
- 四、油箱中绝缘油的试验 ;
- 五、绝缘子及瓷套管的绝缘电阻测量和交流耐压试验 ;
- 六、测量电力电缆绝缘电阻 ;
- 七、电力电缆直流耐压试验及泄漏电流测量 ;
- 八、空载升压试验 ;
- 九、电除尘器振打装置的电气设备试验 ;
- 十、测量接地电阻。

第 21.0.2 条测量整流变压器及直流电抗器铁芯穿芯螺栓的绝缘电阻 ,应按本标准第 6.0.10 条规定在器身检查时进行。

第 21.0.3 条 在器身检查时测量整流变压器高压绕组及直流电抗器绕组的绝缘电阻和直流电阻 ,其直流电阻值应与产品技术条件的规定或同型号产品的电阻值相比无明显差别。

第 21.0.4 条 测量整流变压器低压绕组的绝缘电阻和直流电阻 ,其直流电阻值应与产品技术条件的规定或同型号产品的电阻值相比无明显差别。

第 21.0.5 条 油箱中绝缘油的试验 ,应按本标准第十九章“绝缘油”的规定进行。

第 21.0.6 条 绝缘子及瓷套管的绝缘电阻测量和交流耐压试验 ,应符合下列规定 :

- 一、采用 2 500V 兆欧表测量绝缘电阻 ;
- 二、交流耐压试验电压应符合产品技术条件的规定。

第 21.0.7 条 测量电缆线芯对地的绝缘电阻。

第 21.0.8 条 电力电缆直流耐压试验及泄漏电流测量 ,应符合下列规定 :

一、直流耐压试验应根据选用的电缆型号及规格,按产品技术条件的规定进行;

二、对工作电压为直流 75kV 的电除尘器使用的电缆,现场试验电压值可为直流 150kV,即 2 倍电缆工作电压,试验持续时间 10min。

第 21.0.9 条 空载升压应能达到产品技术条件规定的允许值,且无放电现象。

第 21.0.10 条 电除尘器振打装置的电气设备试验,可按本标准有关章节的规定进行。

第 21.0.11 条 测量电除尘器本体的接地电阻不应大于 1Ω 。

第二十二章 二次回路

第 22.0.1 条 测量绝缘电阻,应符合下列规定:

一、小母线在断开所有其它并联支路时,不应小于 $10M\Omega$;

二、二次回路的每一支路和断路器、隔离开关的操动机构的电源回路等,均不应小于 $1M\Omega$ 。在比较潮湿的地方,可不小于 $0.5M\Omega$ 。

第 22.0.2 条 交流耐压试验,应符合下列规定:

一、试验电压为 1000V。当回路绝缘电阻值在 $10M\Omega$ 以上时,可采用 2500V 兆欧表代替,试验持续时间为 1min;

二、48V 及以下回路可不作交流耐压试验;

三、回路中有电子元器件设备的,试验时应将插件拔出或将其两端短接。

注:二次回路是指电气设备的操作、保护、测量、信号等回路及其回路中的操动机构的线圈、接触器、继电器、仪表、互感器二次绕组等。

第二十三章 1kV 及以下配电装置和馈电线路

第 23.0.1 条 测量绝缘电阻,应符合下列规定:

一、配电装置及馈电线路的绝缘电阻值不应小于 $0.5M\Omega$;

二、测量馈电线路绝缘电阻时,应将断路器、用电设备、电器和仪表等断开。

第 23.0.2 条 动力配电装置的交流耐压试验,应符合下述规定:

试验电压为 1000V。当回路绝缘电阻值在 $10M\Omega$ 以上时,可采用 2500V 兆欧表代替,试验持续时间为 1min。

第 23.0.3 条 检查配电装置内不同电源的馈线间或馈线两侧的相位应一致。

第二十四章 1kV 以上架空电力线路

第 24.0.1 条 1kV 以上架空电力线路的试验项目,应包括下列内容:

一、测量绝缘子和线路的绝缘电阻;

二、测量 35kV 以上线路的工频参数;

三、检查相位；

四、冲击合闸试验；

五、测量杆塔的接地电阻。

第 24.0.2 条 测量绝缘子和线路的绝缘电阻 应符合下列规定：

一、绝缘子的试验应按本标准第十六章的规定进行；

二、测量并记录线路的绝缘电阻值。

第 24.0.3 条 测量 35kV 以上线路的工频参数可根据继电保护、过电压等专业的要求进行。

第 24.0.4 条 检查各相两侧的相位应一致。

第 24.0.5 条 在额定电压下对空载线路的冲击合闸试验 应进行 3 次 ,合闸过程中线路绝缘不应有损坏。有条件时 ,冲击合闸前 ,35kV 以上线路宜先进行递升加压试验。

第 24.0.6 条 测量杆塔的接地电阻值 应符合设计的规定。

第二十五章 接地装置

第 25.0.1 条 电气设备和防雷设施的接地装置的试验项目和标准 应符合设计规定。

第二十六章 低压电器

第 26.0.1 条 低压电器的试验项目 应包括下列内容：

一、测量低压电器连同所连接电缆及二次回路的绝缘电阻；

二、电压线圈动作值校验；

三、低压电器动作情况检查；

四、低压电器采用的脱扣器的整定；

五、测量电阻器和变阻器的直流电阻；

六、低压电器连同所连接电缆及二次回路的交流耐压试验。

注 ①低压电器包括电压为 60 ~ 1200V 的刀开关、转换开关、熔断器、自动开关、接触器、控制器、主令电器、起动机、电阻器、变阻器及电磁铁等。

②对安装在一、二级负荷场所的低压电器 应按本条第二、三、四款的规定进行。

第 26.0.2 条 测量低压电器连同所连接电缆及二次回路的绝缘电阻值 ,不应小于 $1M\Omega$,在比较潮湿的地方 ,可不小于 $0.5M\Omega$ 。

第 26.0.3 条 电压线圈动作值的校验 应符合下述规定：

线圈的吸合电压不应大于额定电压的 85% ,释放电压不应小于额定电压的 5% ,短时工作的合闸线圈应在额定电压的 85% ~ 110% 范围内 ,分励线圈应在额定电压的 75% ~ 110% 范围内均能可靠工作。

第 26.0.4 条 低压电器动作情况的检查,应符合下述规定:

对采用电动机或液压、气压传动方式操作的电器,除产品另有规定外,当电压、液压或气压在额定值的 85% ~ 110% 范围内,电器应可靠工作。

第 26.0.5 条 低压电器采用的脱扣器的整定,应符合下述规定:

各类过电流脱扣器、失压和分励脱扣器、延时装置等,应按使用要求进行整定,其整定值误差不得超过产品技术条件的规定。

第 26.0.6 条 测量电阻器和变阻器的直流电阻值,其差值应分别符合产品技术条件的规定。

第 26.0.7 条 低压电器连同所连接电缆及二次回路的交流耐压试验,应符合下述规定:

试验电压为 1 000V。当回路的绝缘电阻值在 10MΩ 以上时,可采用 2 500V 兆欧表代替,试验持续时间为 1min。

附录一 高压电气设备绝缘的工频耐压试验电压标准

附表 1.1 高压电气设备绝缘的工频耐压试验电压标准

额定电压 (kV)	最高工作电压 (kV)	1min 工频耐受电压(kV)有效值																	
		油浸电力变压器		并联电抗器		电压互感器		断路器、电流互感器		干式电抗器		穿墙套管				支柱绝缘子 隔离开关		干式电力 变压器	
		出厂	交接	出厂	交接	出厂	交接	出厂	交接	出厂	交接	出厂	交接	出厂	交接	出厂	交接	出厂	交接
3	3.5	18	15	18	15	18	16	18	16	18	18	18	18	18	16	25	25	10	8.5
6	6.9	25	21	25	21	23	21	23	21	23	23	23	23	21	32	32	20	17.0	
10	11.5	35	30	35	30	30	27	30	27	30	30	30	30	27	42	42	28	24	
15	17.5	45	38	45	38	40	36	40	36	40	40	40	40	36	57	57	38	32	
20	23.0	55	47	55	47	50	45	50	45	50	50	50	50	45	68	68	50	43	
35	40.5	85	72	85	72	80	72	80	72	80	80	80	80	72	100	100	70	60	
63	69.0	140	120	140	120	140	126	140	126	140	140	140	140	126	165	165			
110	126.0	200	170	200	170	200	180	185	180	185	185	185	185	180	265	265			
220	252.0	395	335	395	335	395	356	395	356	395	395	360	360	356	450	450			
330	363.0	510	433	510	433	510	459	510	459	510	510	460	460	459					
500	550.0	680	578	680	578	680	612	680	612	680	680	630	630	612					

注 ①上表中,除干式变压器外,其余电气设备出厂试验电压是根据现行国家标准《高压输变电设备的绝缘配合》;

②干式变压器出厂试验电压是根据现行国家标准《干式电力变压器》;

③额定电压为 1kV 及以下的油浸电力变压器交接试验电压为 4kV,干式电力变压器为 2.6kV;

④油浸电抗器和消弧线圈采用油浸电力变压器试验标准。

附录二 电机定子绕组绝缘电阻值换算至运行温度时的换算系数

附表 2.1 电机定子绕组绝缘电阻值换算至运行温度时的换算系数

定子绕组温度(℃)		70	60	50	40	30	20	10	5
换算系数	热塑性绝缘	1.4	2.8	5.7	11.3	22.6	45.3	90.5	128
K	B级热固性绝缘	4.1	6.6	10.5	16.8	26.8	43	68.7	87

本表的运行温度,对于热塑性绝缘为 75℃,对于 B 级热固性绝缘为 100℃。

当在不同温度测量时,可按上表所列温度换算系数进行换算。例如某热塑性绝缘发电机在 $t = 10^\circ\text{C}$ 时测得绝缘电阻值为 $100\text{M}\Omega$,则换算到 $t = 75^\circ\text{C}$ 时的绝缘电阻值为 $100/\text{K} = 100/90.5 = 1.1\text{M}\Omega$ 。

也可按下列公式进行换算:

对于热塑性绝缘:

$$R_t = R \times 2^{(75-t)/10} (\text{M}\Omega)$$

对于 B 级热固性绝缘:

$$R_t = R \times 1.6^{(100-t)/10} (\text{M}\Omega)$$

式中 R ——绕组热状态的绝缘电阻值;

R_t ——当温度为 $t^\circ\text{C}$ 时的绕组绝缘电阻值;

t ——测量时的温度。

附录三 油浸电力变压器绕组直流泄漏电流参考值

附表 3.1 油浸电力变压器绕组直流泄漏电流参考值

额定电压 (kV)	试验电压 峰值 (kV)	在下列温度时的绕组泄漏电流值(μA)							
		10℃	20℃	30℃	40℃	50℃	60℃	70℃	80℃
2-3	5	11	17	25	39	55	83	125	178
6~15	10	22	33	50	77	112	166	250	356
20~35	20	33	50	74	111	167	250	400	570
63~330	40	33	50	74	111	167	250	400	570
500	60	20	30	45	67	100	150	235	330

附录四 本标准用词说明

一、为便于在执行本标准条文时区别对待,对要求严格程度不同的用词说明如下:

1. 表示很严格,非这样做不可的:

正面词采用“必须”；

反面词采用“严禁”。

2. 表示严格，在正常情况下均应这样做的：

正面词采用“应”；

反面词采用“不应”或“不得”。

3. 表示允许稍有选择，在条件许可时首先应这样做的；

正面词采用“宜”或“可”；

反面词采用“不宜”。

二、条文中指定应按其它有关标准，规范执行的，写法为“应符合……的规定”或“应按……执行”。

附加说明

本标准主编单位、参加单位和主要起草人名单

主编单位：能源部电力建设研究所

参加单位：上海电力建设局调整试验所

能源部水电第十二工程局

东北电业管理局

陕西省送变电工程公司

广东省输变电工程公司

华东电业管理局工程建设定额站

东北电力建设第一工程公司

大庆石油管理局供电公司

化工部施工技术研究所

主要起草人：马家祚 姚 耕 高达勇

建筑电气工程施工质量验收规范

GB 50303—2002

1 总 则

1.0.1 为了加强建筑工程质量管理，统一建筑电气工程施工质量的验收，保证工程质

量,制定本规范。

1.0.2 本规范适用于满足建筑物预期使用功能要求的电气安装工程施工质量验收。适用电压等级为 10kV 及以下。

1.0.3 本规范应与国家标准《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300—2001 和相应的设计规范配套使用。

1.0.4 建筑电气工程施工中采用的工程技术文件、承包合同文件对施工质量验收的要求不得低于本规范的规定。

1.0.5 建筑电气工程施工质量验收除应执行本规范外,尚应符合国家现行有关标准、规范的规定。

2 术 语

2.0.1 布线系统 wiring system

一根电缆(电线)、多根电缆(电线)或母线以及固定它们的部件的组合。如果需要,布线系统还包括封装电缆(电线)或母线的部件。

2.0.2 电气设备 electrical equipment

发电、变电、输电、配电或用电的任何物件,诸如电机、变压器、电器、测量仪表、保护装置、布线系统的设备、电气用具。

2.0.3 用电设备 current - using equipment

将电能转换成其他形式能量(例如光能、热能、机械能)的设备。

2.0.4 电气装置 electrical installation

为实现一个或几个具体目的且特性相配合的电气设备的组合。

2.0.5 建筑电气工程(装置) electrical installation in building

为实现一个或几个具体目的且特性相配合的,由电气装置、布线系统和用电设备电气部分的组合。这种组合能满足建筑物预期的使用功能和安全要求,也能满足使用建筑物的人的安全需要。

2.0.6 导管 conduit

在电气安装中用来保护电线或电缆的圆型或非圆型的布线系统的一部分,导管有足够的密封性,使电线电缆只能从纵向引入,而不能从横向引入。

2.0.7 金属导管 metal conduit

由金属材料制成的导管。

2.0.8 绝缘导管 insulating conduit

没有任何导电部分(不管是内部金属衬套或是外部金属网、金属涂层等均不存在),由绝缘材料制成的导管。

2.0.9 保护导体(PE) protective conductor(PE)

为防止发生电击危险而与下列部件进行电气连接的一种导体：

- 裸露导电部件；
- 外部导电部件；
- 主接地端子；
- 接地电极(接地装置)；
- 电源的接地点或人为的中性接点。

2.0.10 中性保护导体(PEN) PEN conductor

一种同时具有中性导体和保护导体功能的接地导体。

2.0.11 可接近的 accessible

(用于配线方式)在不损坏建筑物结构或装修的情况下就能移出或暴露的,或者不是永久性地封装在建筑物的结构或装修中的。

(用于设备)因为没有锁住的门、抬高或其他有效方法来防护,而许可十分靠近者。

2.0.12 景观照明 landscape lighting

为表现建筑物造型特色、艺术特点、功能特征和周围环境布置的照明工程,这种工程通常在夜间使用。

3 基本规定

3.1 一般规定

3.1.1 建筑电气工程施工现场的质量管理,除应符合现行国家标准《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300—2001的3.0.1规定外,尚应符合下列规定：

- 1 安装电工、焊工、起重吊装工和电气调试人员等,按有关要求持证上岗；
- 2 安装和调试用各类计量器具,应检定合格,使用时在有效期内。

3.1.2 除设计要求外,承力建筑钢结构构件上,不得采用熔焊连接固定电气线路、设备和器具的支架、螺栓等部件,且严禁热加工开孔。

3.1.3 额定电压交流1kV及以下、直流1.5kV及以下的应为低压电器设备、器具和材料,额定电压大于交流1kV、直流1.5kV的应为高压电器设备、器具和材料。

3.1.4 电气设备上计量仪表和与电气保护有关的仪表应检定合格,当投入试运行时,应在有效期内。

3.1.5 建筑电气动力工程的空载试运行和建筑电气照明工程的负荷试运行,应按本规范规定执行,建筑电气动力工程的负荷试运行,依据电气设备及相关建筑设备的种类、特性,编制试运行方案或作业指导书,并应经施工单位审查批准、监理单位确认后执行。

3.1.6 动力和照明工程的漏电保护装置应做模拟动作试验。

3.1.7 接地(PE)或接零(PEN)支线必须单独与接地(PE)或接零(PEN)干线相连接,不得串联连接。

3.1.8 高压的电气设备和布线系统及继电保护系统的交接试验,必须符合现行国家标准《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》GB 50150 的规定。

3.1.9 低压的电气设备和布线系统的交接试验,应符合本规范的规定。

3.1.10 送至建筑智能化工程变送器的电量信号精度等级应符合设计要求,状态信号应正确,接收建筑智能化工程的指令应使建筑电气工程的自动开关动作符合指令要求,且手动、自动切换功能正常。

3.2 主要设备、材料、成品和半成品进场验收

3.2.1 主要设备、材料、成品和半成品进场检验结论应有记录,确认符合本规范规定,才能在施工中应用。

3.2.2 因有异议送有资质试验室进行抽样检测,试验室应出具检测报告,确认符合本规范和相关技术标准规定,才能在施工中应用。

3.2.3 依法定程序批准进入市场的新电气设备、器具和材料进场验收,除符合本规范规定外,尚应提供安装、使用、维修和试验要求等技术文件。

3.2.4 进口电气设备、器具和材料进场验收,除符合本规范规定外,尚应提供商检证明和中文的质量合格证明文件、规格、型号、性能检测报告以及中文的安装、使用、维修和试验要求等技术文件。

3.2.5 经批准的免检产品或认定的名牌产品,当进场验收时,宜不做抽样检测。

3.2.6 变压器、箱式变电所、高压电器及电瓷制品应符合下列规定:

1 查验合格证和随带技术文件,变压器有出厂试验记录;

2 外观检查:有铭牌,附件齐全,绝缘件无缺损、裂纹,充油部分不渗漏,充气高压设备气压指示正常,涂层完整。

3.2.7 高低压成套配电柜、蓄电池柜、不间断电源柜、控制柜(屏、台)及动力、照明配电箱(盘)应符合下列规定:

1 查验合格证和随带技术文件,实行生产许可证和安全认证制度的产品,有许可证编号和安全认证标志。不间断电源柜有出厂试验记录;

2 外观检查:有铭牌,柜内元器件无损坏丢失、接线无脱落脱焊,蓄电池柜内电池壳体无碎裂、漏液,充油、充气设备无泄漏,涂层完整,无明显碰撞凹陷。

3.2.8 柴油发电机组应符合下列规定:

1 依据装箱单,核对主机、附件、专用工具、备品备件和随带技术文件,查验合格证和出厂试运行记录,发电机及其控制柜有出厂试验记录;

2 外观检查:有铭牌,机身无缺件,涂层完整。

3.2.9 电动机、电加热器、电动执行机构和低压开关设备等应符合下列规定:

1 查验合格证和随带技术文件,实行生产许可证和安全认证制度的产品,有许可证编号和安全认证标志;

2 外观检查 :有铭牌 ,附件齐全 ,电气接线端子完好 ,设备器件无缺损 ,涂层完整。

3.2.10 照明灯具及附件应符合下列规定 :

1 查验合格证 ,新型气体放电灯具具有随带技术文件 ;

2 外观检查 :灯具涂层完整 ,无损伤 ,附件齐全。防爆灯具铭牌上有防爆标志和防爆合格证号 ,普通灯具具有安全认证标志 ;

3 对成套灯具的绝缘电阻、内部接线等性能进行现场抽样检测。灯具的绝缘电阻值不小于 $2M\Omega$,内部接线为铜芯绝缘电线 ,芯线截面积不小于 $0.5mm^2$,橡胶或聚氯乙烯 (PVC) 绝缘电线的绝缘层厚度不小于 $0.6mm$ 。对游泳池和类似场所灯具(水下灯及防水灯具)的密闭和绝缘性能有异议时 ,按批抽样送有资质的试验室检测。

3.2.11 开关、插座、接线盒和风扇及其附件应符合下列规定 :

1 查验合格证 ,防爆产品有防爆标志和防爆合格证号 ,实行安全认证制度的产品有安全认证标志 ;

2 外观检查 :开关、插座的面板及接线盒盒体完整、无碎裂、零件齐全 ,风扇无损坏 ,涂层完整 ,调速器等附件适配 ;

3 对开关、插座的电气和机械性能进行现场抽样检测。检测规定如下 :

1)不同极性带电部件间的电气间隙和爬电距离不小于 $3mm$;

2)绝缘电阻值不小于 $5M\Omega$;

3)用自攻锁紧螺钉或自切螺钉安装的 ,螺钉与软塑固定件旋合长度不小于 $8mm$,软塑固定件在经受 10 次拧紧退出试验后 ,无松动或掉渣 ,螺钉及螺纹无损坏现象 ;

4)金属间相旋合的螺钉螺母 ,拧紧后完全退出 ,反复 5 次仍能正常使用 ;

4 对开关、插座、接线盒及其面板等塑料绝缘材料阻燃性能有异议时 ,按批抽样送有资质的试验室检测。

3.2.12 电线、电缆应符合下列规定 :

1 按批查验合格证 ,合格证有生产许可证编号 ,按《额定电压 $450/750V$ 及以下聚氯乙烯绝缘电缆》GB 5023.1—5023.7 标准生产的产品有安全认证标志 ;

2 外观检查 :包装完好 ,抽检的电线绝缘层完整无损 ,厚度均匀。电缆无压扁、扭曲 ,铠装不松卷。耐热、阻燃的电线、电缆外护层有明显标识和制造厂标 ;

3 按制造标准 ,现场抽样检测绝缘层厚度和圆形线芯的直径 ;线芯直径误差不大于标称直径的 1% ,常用的 BV 型绝缘电线的绝缘层厚度不小于表 3.2.12 的规定 ;

表 3.2.12 BV 型绝缘电线的绝缘层厚度

序 号	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
电线芯线标称截面积 (mm^2)	1.5	2.5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300	400

序 号	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
绝缘层厚度 规定值(mm)	0.7	0.8	0.8	0.8	1.0	1.0	1.2	1.2	1.4	1.4	1.6	1.6	1.8	2.0	2.2	2.4	2.6

4 对电线、电缆绝缘性能、导电性能和阻燃性能有异议时 ,按批抽样送有资质的试验室检测。

3.2.13 导管应符合下列规定 :

1 按批查验合格证 ;

2 外观检查 :钢管无压扁、内壁光滑。非镀锌钢管无严重锈蚀 ,按制造标准油漆出厂的油漆完整 ,镀锌钢管镀层覆盖完整、表面无锈斑 ,绝缘导管及配件不碎裂、表面有阻燃标记和制造厂标 ;

3 按制造标准现场抽样检测导管的管径、壁厚及均匀度。对绝缘导管及配件的阻燃性能有异议时 ,按批抽样送有资质的试验室检测。

3.2.14 型钢和电焊条应符合下列规定 :

1 按批查验合格证和材质证明书 ;有异议时 ,按批抽样送有资质的试验室检测 ;

2 外观检查 :型钢表面无严重锈蚀 ,无过度扭曲、弯折变形 ;电焊条包装完整 ,拆包抽检 ,焊条尾部无锈斑。

3.2.15 镀锌制品(支架、横担、接地极、避雷用型钢等)和外线金具应符合下列规定 :

1 按批查验合格证或镀锌厂出具的镀锌质量证明书 ;

2 外观检查 :镀锌层覆盖完整、表面无锈斑 ,金具配件齐全 ,无砂眼 ;

3 对镀锌质量有异议时 ,按批抽样送有资质的试验室检测。

3.2.16 电缆桥架、线槽应符合下列规定 :

1 查验合格证 ;

2 外观检查 :部件齐全 ,表面光滑、不变形 ;钢制桥架涂层完整 ,无锈蚀 ;玻璃钢制桥架色泽均匀 ,无破损碎裂 ;铝合金桥架涂层完整 ,无扭曲变形 ,不压扁 ,表面不划伤。

3.2.17 封闭母线、插接母线应符合下列规定 :

1 查验合格证和随带安装技术文件 ;

2 外观检查 :防潮密封良好 ,各段编号标志清晰 ,附件齐全 ,外壳不变形 ,母线螺栓搭接面平整、镀层覆盖完整、无起皮和麻面 ,插接母线上的静触头无缺损、表面光滑、镀层完整。

3.2.18 裸母线、裸导线应符合下列规定 :

1 查验合格证 ;

2 外观检查 :包装完好 ,裸母线平直 ,表面无明显划痕 ,测量厚度和宽度符合制造标准 ,裸导线表面无明显损伤 ,不松股、扭折和断股(线) ,测量线径符合制造标准。

3.2.19 电缆头部件及接线端子应符合下列规定 :

- 1 查验合格证；
- 2 外观检查：部件齐全，表面无裂纹和气孔，随带的袋装涂料或填料不泄漏。

3.2.20 钢制灯柱应符合下列规定：

- 1 按批查验合格证；
- 2 外观检查：涂层完整，根部接线盒盒盖紧固件和内置熔断器、开关等器件齐全，盒盖密封垫片完整。钢柱内设有专用接地螺栓，地脚螺孔位置按提供的附图尺寸，允许偏差为 $\pm 2\text{mm}$ 。

3.2.21 钢筋混凝土电杆和其他混凝土制品应符合下列规定：

- 1 按批查验合格证；
- 2 外观检查：表面平整，无缺角露筋，每个制品表面有合格印记，钢筋混凝土电杆表面光滑，无纵向、横向裂纹，杆身平直，弯曲不大于杆长的 $1/1000$ 。

3.3 工序交接确认

3.3.1 架空线路及杆上电气设备安装应按以下程序进行：

- 1 线路方向和杆位及拉线坑位测量埋桩后，经检查确认，才能挖掘杆坑和拉线坑；
- 2 杆坑、拉线坑的深度和坑型，经检查确认，才能立杆和埋设拉线盘；
- 3 杆上高压电气设备交接试验合格，才能通电；
- 4 架空线路做绝缘检查，且经单相冲击试验合格，才能通电；
- 5 架空线路的相位经检查确认，才能与接户线连接。

3.3.2 变压器、箱式变电所安装应按以下程序进行：

- 1 变压器、箱式变电所的基础验收合格，且对埋入基础的电线导管、电缆导管和变压器进、出线预留孔及相关预埋件进行检查，才能安装变压器、箱式变电所；
- 2 杆上变压器的支架紧固检查后，才能吊装变压器且就位固定；
- 3 变压器及接地装置交接试验合格，才能通电。

3.3.3 成套配电柜、控制柜（屏、台）和动力、照明配电箱（盘）安装应按以下程序进行：

- 1 埋设的基础型钢和柜、屏、台下的电缆沟等相关建筑物检查合格，才能安装柜、屏、台；
- 2 室内外落地动力配电箱的基础验收合格，且对埋入基础的电线导管、电缆导管进行检查，才能安装箱体；
- 3 墙上明装的动力、照明配电箱（盘）的预埋件（金属埋件、螺栓），在抹灰前预留和预埋，暗装的动力、照明配电箱的预留孔和动力、照明配线的线盒及电线导管等，经检查确认到位，才能安装配电箱（盘）；
- 4 接地（PE）或接零（PEN）连接完成后，核对柜、屏、台、箱、盘内的元件规格、型号，且交接试验合格，才能投入试运行。

3.3.4 低压电动机、电加热器及电动执行机构应与机械设备完成连接，绝缘电阻测试合

格,经手动操作符合工艺要求,才能接线。

3.3.5 柴油发电机组安装应按以下程序进行:

- 1 基础验收合格,才能安装机组;
- 2 地脚螺栓固定的机组经初平、螺栓孔灌浆、精平、紧固地脚螺栓、二次灌浆等机械安装程序,安放式的机组将底部垫平、垫实;
- 3 油、气、水冷、风冷、烟气排放等系统和隔振防噪声设施安装完成,按设计要求配置的消防器材齐全到位,发电机静态试验、随机配电盘控制柜接线检查合格,才能空载试运行;
- 4 发电机空载试运行和试验调整合格,才能负荷试运行;
- 5 在规定时间内,连续无故障负荷试运行合格,才能投入备用状态。

3.3.6 不间断电源按产品技术要求试验调整,应检查确认,才能接至馈电网路。

3.3.7 低压电气动力设备试验和试运行应按以下程序进行:

- 1 设备的可接近裸露导体接地(PE)或接零(PEN)连接完成,经检查合格,才能进行试验;
- 2 动力成套配电(控制)柜、屏、台、箱、盘的交流工频耐压试验、保护装置的动作试验合格,才能通电;
- 3 控制回路模拟动作试验合格,盘车或手动操作,电气部分与机械部分的转动或动作协调一致,经检查确认,才能空载试运行。

3.3.8 裸母线、封闭母线、插接式母线安装应按以下程序进行:

- 1 变压器、高低压成套配电柜、穿墙套管及绝缘子等安装就位,经检查合格,才能安装变压器和高低压成套配电柜的母线;
- 2 封闭、插接式母线安装,在结构封顶、室内底层地面施工完成或已确定地面标高、场地清理、层间距离复核后,才能确定支架设置位置;
- 3 与封闭、插接式母线安装位置有关的管道、空调及建筑装修工程施工基本结束,确认扫尾施工不会影响已安装的母线,才能安装母线;
- 4 封闭、插接式母线每段母线组对接续前,绝缘电阻测试合格,绝缘电阻值大于 $20\text{M}\Omega$,才能安装组对;
- 5 母线支架和封闭、插接式母线的外壳接地(PE)或接零(PEN)连接完成,母线绝缘电阻测试和交流工频耐压试验合格,才能通电。

3.3.9 电缆桥架安装和桥架内电缆敷设应按以下程序进行:

- 1 测量定位,安装桥架的支架,经检查确认,才能安装桥架;
- 2 桥架安装检查合格,才能敷设电缆;
- 3 电缆敷设前绝缘测试合格,才能敷设;
- 4 电缆电气交接试验合格,且对接线去向、相位和防火隔堵措施等检查确认,才能

通电。

3.3.10 电缆在沟内、竖井内支架上敷设应按以下程序进行：

- 1 电缆沟、电缆竖井内的施工临时设施、模板及建筑废料等清除，测量定位后，才能安装支架；
- 2 电缆沟、电缆竖井内支架安装及电缆导管敷设结束，接地(PE)或接零(PEN)连接完成，经检查确认，才能敷设电缆；
- 3 电缆敷设前绝缘测试合格，才能敷设；
- 4 电缆交接试验合格，且对接线去向、相位和防火隔堵措施等检查确认，才能通电。

3.3.11 电线导管、电缆导管和线槽敷设应按以下程序进行：

- 1 除埋入混凝土中的非镀锌钢导管外壁不做防腐处理外，其他场所的非镀锌钢导管内外壁均做防腐处理，经检查确认，才能配管；
- 2 室外直埋导管的路径、沟槽深度、宽度及垫层处理经检查确认，才能埋设导管；
- 3 现浇混凝土板内配管在底层钢筋绑扎完成，上层钢筋未绑扎前敷设，且检查确认，才能绑扎上层钢筋和浇捣混凝土；
- 4 现浇混凝土墙体中的钢筋网片绑扎完成，门、窗等位置已放线，经检查确认，才能在墙体内配管；
- 5 被隐蔽的接线盒和导管在隐蔽前检查合格，才能隐蔽；
- 6 在梁、板、柱等部位明配管的导管套管、埋件、支架等检查合格，才能配管；
- 7 吊顶上的灯位及电气器具位置先放样，且与土建及各专业施工单位商定，才能在吊顶内配管；
- 8 顶棚和墙面的喷浆、油漆成壁纸等基本完成，才能敷设线槽、槽板。

3.3.12 电线、电缆穿管及线槽敷线应按以下程序进行：

- 1 接地(PE)或接零(PEN)及其他焊接施工完成，经检查确认，才能穿入电线或电缆以及线槽内敷线；
- 2 与导管连接的柜、屏、台、箱、盘安装完成，管内积水及杂物清理干净，经检查确认，才能穿入电线、电缆；
- 3 电缆穿管前绝缘测试合格，才能穿入导管；
- 4 电线、电缆交接试验合格，且对接线去向和相位等检查确认，才能通电。

3.3.13 钢索配管的预埋件及预留孔，应预埋、预留完成；装修工程除地面外基本结束，才能吊装钢索及敷设线路。

3.3.14 电缆头制作和接线应按以下程序进行：

- 1 电缆连接位置、连接长度和绝缘测试经检查确认，才能制作电缆头；
- 2 控制电缆绝缘电阻测试和校线合格，才能接线；
- 3 电线、电缆交接试验和相位核对合格，才能接线。

3.3.15 照明灯具安装应按以下程序进行：

- 1 安装灯具的预埋螺栓、吊杆和吊顶上嵌入式灯具安装专用骨架等完成,按设计要求做承载试验合格,才能安装灯具；
- 2 影响灯具安装的模板、脚手架拆除,顶棚和墙面喷浆、油漆或壁纸等及地面清理工作基本完成后,才能安装灯具；
- 3 导线绝缘测试合格,才能灯具接线；
- 4 高空安装的灯具,地面通断电试验合格,才能安装。

3.3.16 照明开关、插座、风扇安装:吊扇的吊钩预埋完成,电线绝缘测试应合格,顶棚和墙面的喷浆、油漆或壁纸等应基本完成,才能安装开关、插座和风扇。

3.3.17 照明系统的测试和通电试运行应按以下程序进行：

- 1 电线绝缘电阻测试前电线的接续完成；
- 2 照明箱(盘)、灯具、开关、插座的绝缘电阻测试在就位前或接线前完成；
- 3 备用电源或事故照明电源作空载自动投切试验前拆除负荷,空载自动投切试验合格,才能做有载自动投切试验；
- 4 电气器具及线路绝缘电阻测试合格,才能通电试验；
- 5 照明全负荷试验必须在本条的1、2、4完成后进行。

3.3.18 接地装置安装应按以下程序进行：

- 1 建筑物基础接地体:底板钢筋敷设完成,按设计要求做接地施工,经检查确认,才能支模或浇捣混凝土；
- 2 人工接地体:按设计要求位置开挖沟槽,经检查确认,才能打入接地极和敷设地下接地干线；
- 3 接地模块:按设计位置开挖模块坑,并将地下接地干线引到模块上,经检查确认,才能相互焊接；
- 4 装置隐蔽:检查验收合格,才能覆土回填。

3.3.19 引下线安装应按以下程序进行：

- 1 利用建筑物柱内主筋作引下线,在柱内主筋绑扎后,按设计要求施工,经检查确认,才能支模；
- 2 直接从基础接地体或人工接地体暗敷埋入粉刷层内的引下线,经检查确认不外露,才能贴面砖或刷涂料等；
- 3 直接从基础接地体或人工接地体引出明敷的引下线,先埋设或安装支架,经检查确认,才能敷设引下线。

3.3.20 等电位联结应按以下程序进行：

- 1 总等电位联结:对可作导电接地体的金属管道入户处和供总等电位联结的接地干线的位置检查确认,才能安装焊接总等电位联结端子板,按设计要求做总等电位联结；

2 辅助等电位联结 对供辅助等电位联结的接地母线位置检查确认 ,才能安装焊接辅助等电位联结端子板 按设计要求做辅助等电位联结 ;

3 对特殊要求的建筑金属屏蔽网箱 ,网箱施工完成 ,经检查确认 ,才能与接地线连接。

3.3.21 接闪器安装 :接地装置和引下线应施工完成 ,才能安装接闪器 ,且与引下线连接。

3.3.22 防雷接地系统测试 :接地装置施工完成测试应合格 ,避雷接闪器安装完成 ,整个防雷接地系统连成回路 ,才能系统测试。

4 架空线路及杆上电气设备安装

4.1 主控项目

4.1.1 电杆坑、拉线坑的深度允许偏差 ,应不深于设计坑深 100mm、不浅于设计坑深 50mm。

4.1.2 架空导线的弧垂值 ,允许偏差为设计弧垂值的 $\pm 5\%$,水平排列的同档导线间弧垂值偏差为 $\pm 50\text{mm}$ 。

4.1.3 变压器中性点应与接地装置引出干线直接连接 ,接地装置的接地电阻值必须符合设计要求。

4.1.4 杆上变压器和高压绝缘子、高压隔离开关、跌落式熔断器、避雷器等必须按本规范第 3.1.8 条的规定交接试验合格。

4.1.5 杆上低压配电箱的电气装置和馈电线路交接试验应符合下列规定 :

1 每路配电开关及保护装置的规格、型号 ,应符合设计要求 ;

2 相间和相对地间的绝缘电阻值应大于 $0.5\text{M}\Omega$;

3 电气装置的交流工频耐压试验电压为 1kV ,当绝缘电阻值大于 $10\text{M}\Omega$ 时 ,可采用 2 500V 兆欧表摇测替代 ,试验持续时间 1min ,无击穿闪络现象。

4.2 一般项目

4.2.1 拉线的绝缘子及金具应齐全 ,位置正确 ,承力拉线应与线路中心线方向一致 ,转角拉线应与线路分角线方向一致。拉线应收紧 ,收紧程度与杆上导线数量规格及弧垂值相适配。

4.2.2 电杆组立应正直 ,直线杆横向位移不应大于 50mm ,杆梢偏移不应大于梢径的 $1/2$,转角杆紧线后不向内角倾斜 ,向外角倾斜不应大于 1 个梢径。

4.2.3 直线杆单横担应装于受电侧 ,终端杆、转角杆的单横担应装于拉线侧。横担的上下歪斜和左右扭斜 ,从横担端部测量不应大于 20mm。横担等镀锌制品应热浸镀锌。

4.2.4 导线无断股、扭绞和死弯 ,与绝缘子固定可靠 ,金具规格应与导线规格适配。

4.2.5 线路的跳线、过引线、接户线的线间和线对地间的安全距离 ,电压等级为 6 ~

10kV 的 ,应大于 300mm ;电压等级为 1kV 及以下的 ,应大于 150mm。用绝缘导线架设的线路 绝缘破口处应修补完整。

4.2.6 杆上电气设备安装应符合下列规定 :

- 1 固定电气设备的支架、紧固件为热浸镀锌制品 ,紧固件及防松零件齐全 ;
- 2 变压器油位正常、附件齐全、无渗油现象、外壳涂层完整 ;
- 3 跌落式熔断器安装的相间距离不小于 500mm 熔管试操动能自然打开旋下 ;
- 4 杆上隔离开关分、合操动灵活 ,操动机构机械锁定可靠 ,分合时三相同期性好 ,分闸后 ,刀片与静触头间空气间隙距离不小于 200mm ;地面操作杆的接地(PE)可靠 ,且有标识 ;
- 5 杆上避雷器排列整齐 ,相间距离不小于 350mm ,电源侧引线铜线截面积不小于 16mm^2 、铝线截面积不小于 25mm^2 ,接地侧引线铜线截面积不小于 25mm^2 ,铝线截面积不小于 35mm^2 。与接地装置引出线连接可靠。

5 变压器、箱式变电所安装

5.1 主控项目

5.1.1 变压器安装应位置正确 附件齐全 油浸变压器油位正常 ,无渗油现象。

5.1.2 接地装置引出的接地干线与变压器的低压侧中性点直接连接 ;接地干线与箱式变电所的 N 母线和 PE 母线直接连接 ;变压器箱体、干式变压器的支架或外壳应接地 (PE)。所有连接应可靠 ,紧固件及防松零件齐全。

5.1.3 变压器必须按本规范第 3.1.8 条的规定交接试验合格。

5.1.4 箱式变电所及落地式配电箱的基础应高于室外地坪 ,周围排水通畅。用地脚螺栓固定的螺帽齐全 ,拧紧牢固 ;自由安放的应垫平放正。金属箱式变电所及落地式配电箱 箱体应接地(PE)或接零(PEN)可靠 ,且有标识。

5.1.5 箱式变电所的交接试验 必须符合下列规定 :

1 由高压成套开关柜、低压成套开关柜和变压器三个独立单元组合成的箱式变电所高压电气设备部分 ,按本规范 3.1.8 的规定交接试验合格。

2 高压开关、熔断器等与变压器组合在同一个密闭油箱内的箱式变电所 ,交接试验按产品提供的技术文件要求执行 ;

3 低压成套配电柜交接试验符合本规范第 4.1.5 条的规定。

5.2 一般项目

5.2.1 有载调压开关的传动部分润滑应良好 ,动作灵活 ,点动给定位置与开关实际位置一致 ,自动调节符合产品的技术文件要求。

5.2.2 绝缘件应无裂纹、缺损和瓷件瓷釉损坏等缺陷 ,外表清洁 ,测温仪表指示准确。

5.2.3 装有滚轮的变压器就位后 ,应将滚轮用能拆卸的制动部件固定。

5.2.4 变压器应按产品技术文件要求进行检查器身,当满足下列条件之一时,可不检查器身。

- 1 制造厂规定不检查器身者;
- 2 就地生产仅做短途运输的变压器,且在运输过程中有效监督,无紧急制动、剧烈振动、冲撞或严重颠簸等异常情况者。

5.2.5 箱式变电所内外涂层完整、无损伤,有通风口的风口防护网完好。

5.2.6 箱式变电所的高低压柜内部接线完整、低压每个输出回路标记清晰,回路名称准确。

5.2.7 装有气体继电器的变压器顶盖,沿气体继电器的气流方向有 1.0% ~ 1.5% 的升高坡度。

6 成套配电柜、控制柜(屏台)和动力、照明配电箱(盘)安装

6.1 主控项目

6.1.1 柜、屏、台、箱、盘的金属框架及基础型钢必须接地(PE)或接零(PEN)可靠;装有电器的可开启门、门和框架的接地端子间应用裸编织铜线连接,且有标识。

6.1.2 低压成套配电柜、控制柜(屏、台)和动力、照明配电箱(盘)应有可靠的电击保护。柜(屏、台、箱、盘)内保护导体应用裸露的连接外部保护导体的端子,当设计无要求时,柜(屏、台、箱、盘)内保护导体最小截面积 S_p 不应小于表 6.1.2 的规定。

表 6.1.2 保护导体的截面积

相线的截面积 S (mm ²)	相应保护导体的最小截面积 S_p (mm ²)
$S \leq 16$	S
$16 < S \leq 35$	16
$35 < S \leq 400$	S/2
$400 < S \leq 800$	200
$S > 800$	S/4

注 S 指柜(屏、台、箱、盘)电源进线相线截面积,且两者(S、 S_p)材质相同。

6.1.3 手车、抽出式成套配电柜推拉应灵活,无卡阻碰撞现象。动触头与静触头的中心线应一致,且触头接触紧密,投入时,接地触头先于主触头接触,退出时,接地触头后于主触头脱离。

6.1.4 高压成套配电柜必须按本规范第 3.1.8 条的规定交接试验合格,且应符合下列规定:

1 继电保护元器件、逻辑元件、变送器和控制用计算机等单体校验合格,整组试验动作正确,整定参数符合设计要求;

2 凡经法定程序批准,进入市场投入使用的新高压电气设备和继电保护装置,按产

品技术文件要求交接试验。

6.1.5 低压成套配电柜交接试验,必须符合本规范第 4.1.5 条的规定。

6.1.6 柜、屏、台、箱、盘间线路的线间和线对地间绝缘电阻值,馈电线路必须大于 $0.5M\Omega$;二次回路必须大于 $1M\Omega$ 。

6.1.7 柜、屏、台、箱、盘间二次回路交流工频耐压试验,当绝缘电阻值大于 $10M\Omega$ 时,用 $2500V$ 兆欧表摇测 $1min$,应无闪络击穿现象;当绝缘电阻值在 $1\sim 10M\Omega$ 时,做 $1000V$ 交流工频耐压试验,时间 $1min$,应无闪络击穿现象。

6.1.8 直流屏试验,应将屏内电子器件从线路上退出,检测主回路线间和线对地间绝缘电阻值应大于 $0.5M\Omega$,直流屏所附蓄电池组的充、放电应符合产品技术文件要求,整流器的控制调整和输出特性试验应符合产品技术文件要求。

6.1.9 照明配电箱(盘)安装应符合下列规定:

1 箱(盘)内配线整齐,无绞接现象。导线连接紧密,不伤芯线,不断股。垫圈下螺丝两侧压的导线截面积相同,同一端子上导线连接不多于 2 根,防松垫圈等零件齐全;

2 箱(盘)内开关动作灵活可靠,带有漏电保护的回路,漏电保护装置动作电流不大于 $30mA$,动作时间不大于 $0.1s$ 。

3 照明箱(盘)内,分别设置零线(N)和保护地线(PE线)汇流排,零线和保护地线经汇流排配出。

6.2 一般项目

6.2.1 基础型钢安装应符合表 6.2.1 的规定。

表 6.2.1 基础型钢安装允许偏差

项 目	允许偏差	
	(mm/m)	(mm/全长)
不直度	1	5
水平度	1	5
不平行度	/	5

6.2.2 柜、屏、台、箱、盘相互间或与基础型钢应用镀锌螺栓连接,且防松零件齐全。

6.2.3 柜、屏、台、箱、盘安装垂直度允许偏差为 1.5% ,相间接缝不应大于 $2mm$,成列盘面偏差不应大于 $5mm$ 。

6.2.4 柜、屏、台、箱、盘内检查试验应符合下列规定:

1 控制开关及保护装置的规格、型号符合设计要求;

2 闭锁装置动作准确、可靠;

3 主开关的辅助开关切换动作与主开关动作一致;

4 柜、屏、台、箱、盘上的标识器件标明被控设备编号及名称,或操作位置,接线端子有编号,且清晰、工整、不易脱色。

5 回路中的电子元件不应参加交流工频耐压试验 ;48V 及以下回路可不做交流工频耐压试验。

6.2.5 低压电器组合应符合下列规定 :1 发热元件安装在散热良好的位置 ;

2 熔断器的熔体规格、自动开关的整定值符合设计要求 ;

3 切换压板接触良好 ,相邻压板间有安全距离 ,切换时 ,不触及相邻的压板 ;

4 信号回路的信号灯、按钮、光字牌、电铃、电笛、事故电钟等动作和信号显示准确 ;

5 外壳需接地(PE)或接零(PEN)的 ,连接可靠 ;

6 端子排安装牢固 ,端子有编号 ,强电、弱电端子隔离布置 ,端子规格与芯线截面积大小适配。

6.2.6 柜、屏、台、箱、盘内配线 :电流回路应采用额定电压不低于 750V、芯线截面积不小于 2.5mm^2 的铜芯绝缘电线或电缆 ,除电子元件回路或类似回路外 ,其他回路的电线应采用额定电压不低于 750V、芯线截面不小于 1.5mm^2 的铜芯绝缘电线或电缆。

二次回路连线应成束绑扎 ,不同电压等级、交流、直流线路及计算机控制线路应分别绑扎 ,且有标识 ,固定后不应妨碍手车开关或抽出式部件的拉出或推入。

6.2.7 连接柜、屏、台、箱、盘面板上的电器及控制台、板等可动部位的电线应符合下列规定 :

1 采用多股铜芯软电线 ,敷设长度留有适当裕量 ;

2 线束有外套塑料管等加强绝缘保护层 ;

3 与电器连接时 ,端部绞紧 ,且有不开口的终端端子或搪锡 ,不松散、断股 ;

4 可转动部位的两端用卡予固定。

6.2.8 照明配电箱(盘)安装应符合下列规定 :

1 位置正确 ,部件齐全 ,箱体开孔与导管管径适配 ,暗装配电箱箱盖紧贴墙面 ,箱(盘)涂层完整 ;

2 箱(盘)内接线整齐 ,回路编号齐全 ,标识正确 ;

3 箱(盘)不采用可燃材料制作 ;

4 箱(盘)安装牢固 ,垂直度允许偏差为 1.5% ;底边距地面为 1.5m ,照明配电板底边距地面不小于 1.8m 。

7 低压电动机、电加热器及电动执行机构检查接线

7.1 主控项目

7.1.1 电动机、电加热器及电动执行机构的可接近裸露导体必须接地(PE)或接零(PEN)。

7.1.2 电动机、电加热器及电动执行机构绝缘电阻值应大于 $0.5\text{M}\Omega$ 。

7.1.3 100kW 以上的电动机 ,应测量各相直流电阻值 ,相互差不应大于最小值的 2% ;

无中性点引出的电动机,测量线间直流电阻值,相互差不应大于最小值的1%。

7.2 一般项目

7.2.1 电气设备安装应牢固,螺栓及防松零件齐全,不松动。防水防潮电气设备的接线入口及接线盒盖等应做密封处理。

7.2.2 除电动机随带技术文件说明不允许在施工现场抽芯检查外,有下列情况之一的电动机,应抽芯检查:

- 1 出厂时间已超过制造厂保证期限,无保证期限的已超过出厂时间一年以上;
- 2 外观检查、电气试验、手动盘转和试运转,有异常情况。

7.2.3 电动机抽芯检查应符合下列规定:

- 1 线圈绝缘层完好、无伤痕,端部绑线不松动,槽楔固定、无断裂,引线焊接饱满,内部清洁,通风孔道无堵塞;
- 2 轴承无锈斑,注油(脂)的型号、规格和数量正确,转子平衡块紧固,平衡螺丝锁紧,风扇叶片无裂纹;
- 3 连接用紧固件的防松零件齐全完整;
- 4 其他指标符合产品技术文件的特有要求。

7.2.4 在设备接线盒内裸露的不同相导线间和导线对地间最小距离应大于8mm,否则应采取绝缘防护措施。

8 柴油发电机组安装

8.1 主控项目

8.1.1 发电机的试验必须符合本规范附录A的规定。

8.1.2 发电机组至低压配电柜馈电线路的相间、相对地间的绝缘电阻值应大于0.5MΩ;塑料绝缘电缆馈电线路直流耐压试验为2.4kV,时间15min,泄漏电流稳定,无击穿现象。

8.1.3 柴油发电机馈电线路连接后,两端的相序必须与原供电系统的相序一致。

8.1.4 发电机中性线(工作零线)应与接地干线直接连接,螺栓防松零件齐全,且有标识。

8.2 一般项目

8.2.1 发电机组随带的控制柜接线应正确,紧固件紧固状态良好,无遗漏脱落。开关、保护装置的型号、规格正确,验证出厂试验的锁定标记应无位移,有位移应重新按制造厂要求试验标定。

8.2.2 发电机本体和机械部分的可接近裸露导体应接地(PE)或接零(PEN)可靠,且有标识。

8.2.3 受电侧低压配电柜的开关设备、自动或手动切换装置和保护装置等试验合格,应按设计的自备电源使用分配预案进行负荷试验,机组连续运行12h无故障。

9 不间断电源安装

9.1 主控项目

9.1.1 不间断电源的整流装置、逆变装置和静态开关装置的规格、型号必须符合设计要求。内部结线连接正确,紧固件齐全,可靠不松动,焊接连接无脱落现象。

9.1.2 不间断电源的输入、输出各级保护系统和输出的电压稳定性、波形畸变系数、频率、相位、静态开关的动作等各项技术性能指标试验调整必须符合产品技术文件要求,且符合设计文件要求。

9.1.3 不间断电源装置间连线的线间、线对地间绝缘电阻值应大于 $0.5M\Omega$ 。

9.1.4 不间断电源输出端的中性线(N极),必须与由接地装置直接引来的接地干线相连接,做重复接地。

9.2 一般项目

9.2.1 安放不间断电源的机架组装应横平竖直,水平度、垂直度允许偏差不应大于 1.5% ,紧固件齐全。

9.2.2 引入或引出不间断电源装置的主回路电线、电缆和控制电线、电缆应分别穿保护管敷设,在电缆支架上平行敷设立保持 $150mm$ 的距离;电线、电缆的屏蔽护套接地连接可靠,与接地干线就近连接,紧固件齐全。

9.2.3 不间断电源装置的可接近裸露导体应接地(PE)或接零(PEN)可靠,且有标识。

9.2.4 不间断电源正常运行时产生的 A 声级噪声,不应大于 $45dB$;输出额定电流为 $5A$ 及以下的小型不间断电源噪声,不应大于 $30dB$ 。

10 低压电气动力设备试验和试运行

10.1 主控项目

10.1.1 试运行前,相关电气设备和线路应按本规范的规定试验合格。

10.1.2 现场单独安装的低压电器交接试验项目应符合本规范附录 B 的规定。

10.2 一般项目

10.2.1 成套配电(控制)柜、台、箱、盘的运行电压、电流应正常,各种仪表指示正常。

10.2.2 电动机应试通电,检查转向和机械转动有无异常情况,可空载试运行的电动机,时间一般为 $2h$,记录空载电流,且检查机身和轴承的温升。

10.2.3 交流电动机在空载状态下(不投料)可启动次数及间隔时间应符合产品技术条件的要求,无要求时,连续启动 2 次的时间间隔不应小于 $5min$,再次启动应在电动机冷却至常温下。空载状态(不投料)运行,应记录电流、电压、温度、运行时间等有关数据,且应符合建筑设备或工艺装置的空载状态运行(不投料)要求。

10.2.4 大容量($630A$ 及以上)导线或母线连接处,在设计计算负荷运行情况下应做温

度抽测记录,温升值稳定且不大于设计值。

10.2.5 电动执行机构的动作方向及指示,应与工艺装置的设计要求保持一致。

11 裸母线、封闭母线、插接式母线安装

11.1 主控项目

11.1.1 绝缘子的底座、套管的法兰、保护网(罩)及母线支架等可接近裸露导体应接地(PE)或接零(PEN)可靠。不应作为接地(PE)或接零(PEN)的接续导体。

11.1.2 母线与母线或母线与电器接线端子,当采用螺栓搭接连接时,应符合下列规定:

- 1 母线的各类搭接连接的钻孔直径和搭接长度符合本规范附录 C 的规定,用力矩扳手拧紧钢制连接螺栓的力矩值符合本规范附录 D 的规定;
- 2 母线接触面保持清洁,涂电力复合脂,螺栓孔周边无毛刺;
- 3 连接螺栓两侧有平垫圈,相邻垫圈间有大于 3mm 的间隙,螺母侧装有弹簧垫圈或锁紧螺母;
- 4 螺栓受力均匀,不使电器的接线端子受额外应力。

11.1.3 封闭、插接式母线安装应符合下列规定:

- 1 母线与外壳同心,允许偏差为 $\pm 5\text{mm}$;
- 2 当段与段连接时,两相邻段母线及外壳对准,连接后不使母线及外壳受额外应力;
- 3 母线的连接方法符合产品技术文件要求。

11.1.4 室内裸母线的最小安全净距应符合本规范附录 E 的规定。

11.1.5 高压母线交流工频耐压试验必须按本规范第 3.1.8 条的规定交接试验合格。

11.1.6 低压母线交接试验应符合本规范第 4.1.5 条的规定。

11.2 一般项目

11.2.1 母线的支架与预埋铁件采用焊接固定时,焊缝应饱满;采用膨胀螺栓固定时,选用的螺栓应适配,连接应牢固。

11.2.2 母线与母线、母线与电器接线端子搭接,搭接面的处理应符合下列规定:

- 1 铜与铜:室外、高温且潮湿的室内,搭接面搪锡;干燥的室内,不搪锡;
- 2 铝与铝:搭接面不做涂层处理;
- 3 钢与钢:搭接面搪锡或镀锌;
- 4 铜与铝:在干燥的室内,铜导体搭接面搪锡;在潮湿场所,铜导体搭接面搪锡,且采用铜铝过渡板与铝导体连接;
- 5 钢与铜或铝:钢搭接面搪锡。

11.2.3 母线的相序排列及涂色,当设计无要求时应符合下列规定:

- 1 上、下布置的交流母线,由上至下排列为 A、B、C 相;直流母线正极在上,负极在

下；

- 2 水平布置的交流母线，由盘后向盘前排列为 A、B、C 相；直流母线正极在后，负极在前；
- 3 面对引下线的交流母线，由左至右排列为 A、B、C 相；直流母线正极在左，负极在右；
- 4 母线的涂色：交流，A 相为黄色、B 相为绿色、C 相为红色；直流，正极为赭色、负极为蓝色；在连接处或支持件边缘两侧 10mm 以内不涂色。

11.2.4 母线在绝缘子上安装应符合下列规定：

- 1 金具与绝缘子间的固定平整牢固，不使母线受额外应力；
- 2 交流母线的固定金具或其他支持金具不形成闭合铁磁回路；
- 3 除固定点外，当母线平置时，母线支持夹板的上部压板与母线间有 1~1.5mm 的间隙；当母线立置时，上部压板与母线间有 1.5~2mm 的间隙；
- 4 母线的固定点，每段设置 1 个，设置于全长或两母线伸缩节的中点；
- 5 母线采用螺栓搭接时，连接处距绝缘子的支持夹板边缘不小于 50mm。

11.2.5 封闭、插接式母线组装和固定位置应正确，外壳与底座间、外壳各连接部位和母线的连接螺栓应按产品技术文件要求选择正确，连接紧固。

12 电缆桥架安装和桥架内电缆敷设

12.1 主控项目

12.1.1 金属电缆桥架及其支架和引入或引出的金属电缆导管必须接地(PE)或接零(PEN)可靠，且必须符合下列规定：

- 1 金属电缆桥架及其支架全长应不少于 2 处与接地(PE)或接零(PEN)干线相连接；
- 2 非镀锌电缆桥架间连接板的两端跨接铜芯接地线，接地线最小允许截面积不小于 4mm^2 ；
- 3 镀锌电缆桥架间连接板的两端不跨接接地线，但连接板两端不少于 2 个有防松螺帽或防松垫圈的连接固定螺栓。

12.1.2 电缆敷设严禁有绞拧、铠装压扁、护层断裂和表面严重划伤等缺陷。

12.2 一般项目

12.2.1 电缆桥架安装应符合下列规定：

- 1 直线段钢制电缆桥架长度超过 30m、铝合金或玻璃钢制电缆桥架长度超过 15m 设有伸缩节，电缆桥架跨越建筑物变形缝处设置补偿装置；
- 2 电缆桥架转弯处的弯曲半径，不小于桥架内电缆最小允许弯曲半径，电缆最小允许弯曲半径见表 12.2.1-1；

表 12.2.1-1 电缆最小允许弯曲半径

序号	电缆种类	最小允许弯曲半径
1	无铅包钢铠护套的橡皮绝缘电力电缆	10D
2	有钢铠护套的橡皮绝缘电力电缆	20D
3	聚氯乙烯绝缘电力电缆	10D
4	交联聚氯乙烯绝缘电力电缆	15D
5	多芯控制电缆	10D

注 :D 为电缆外径。

3 当设计无要求时 ,电缆桥架水平安装的支架间距 1.5 ~ 3m ;垂直安装的支架间距不大于 2m ;

4 桥架与支架间螺栓、桥架连接板螺栓固定紧固无遗漏 ,螺母位于桥架外侧 ;当铝合金桥架与钢支架固定时 ,有相互间绝缘的防电化腐蚀措施 ;

5 电缆桥架敷设在易燃易爆气体管道和热力管道的下方 ,当设计无要求时 ,与管道的最小净距 符合表 12.2.1-2 的规定 ;

表 12.2.1-2 与管道的最小净距(m)

管道类别		平行净距	交叉净距
一般工艺管道		0.4	0.3
易燃易爆气体管道		0.5	0.5
热力管道	有保温层	0.5	0.3
	无保温层	1.0	0.5

6 敷设在竖井内和穿越不同防火区的桥架 ,按设计要求位置 ,有防火隔堵措施 ;

7 支架与预埋件焊接固定时 ,焊缝饱满 ;膨胀螺栓固定时 ,选用螺栓适配 ,连接紧固 ,防松零件齐全。

12.2.2 桥架内电缆敷设应符合下列规定 :

1 大于 45°倾斜敷设的电缆每隔 2m 处设固定点 ;

2 电缆出入电缆沟、竖井、建筑物、柜(盘)台处以及管子管口处等做密封处理 ;

3 电缆敷设排列整齐 ,水平敷设的电缆 ,首尾两端、转弯两侧及每隔 5 ~ 10mm 处设固定点 ,敷设于垂直桥架内的电缆固定点间距 ,不大于表 12.2.2 的规定。

表 12.2.2 电缆固定点的间距(mm)

电缆种类		固定点的间距
电力电缆	全塑型	1 000
	除全塑型外的电缆	1 500
控制电缆		1 000

12.2.3 电缆的首端、末端和分支处应设标志牌。

13 电缆沟内和电缆竖井内电缆敷设

13.1 主控项目

13.1.1 金属电缆支架、电缆导管必须接地(PE)或接零(PEN)可靠。

13.1.2 电缆敷设严禁有绞拧、铠装压扁、护层断裂和表面严重划伤缺陷。

13.2 一般项目

13.2.1 电缆支架安装应符合下列规定：

- 1 当设计无要求时 ,电缆支架最上层至竖井顶部或楼板的距离不小于 150 ~ 200mm ;电缆支架最下层至沟底或地面的距离不小于 50 ~ 100mm ;
- 2 当设计无要求时 ,电缆支架层间最小允许距离符合表 13.2.1 的规定。

表 13.2.1 电缆支架层间最小允许距离(mm)

电缆种类	支架层间最小距离
控制电缆	120
10kV 及以下电力电缆	150 ~ 200

3 支架与预埋件焊接固定时 ,焊缝饱满 ;用膨胀螺栓固定时 ,选用螺栓适配 ,连接紧固 ,防松零件齐全。

13.2.2 电缆在支架上敷设 ,转弯处的最小允许弯曲半径应符合本规范表 12.2.1 - 1 的规定。

13.2.3 电缆敷设固定应符合下列规定：

- 1 垂直敷设或大于 45°倾斜敷设的电缆在每个支架上固定；
- 2 交流单芯电缆或分相后的每相电缆固定用的夹具和支架 ,不形成闭合铁磁回路；
- 3 电缆排列整齐 ,少交叉 ;当设计无要求时 ,电缆支持点间距 ,不大于表 13.2.3 的规定；

表 13.2.3 电缆支持点间距(mm)

电缆种类		敷 设 方 式	
		水 平	垂 直
电力电缆	全塑型	400	1 000
	除全塑型外的电缆	800	1 500
控制电缆		800	1 000

4 当设计无要求时 ,电缆与管道的最小净距 ,符合本规范表 12.2.1 - 2 的规定 ,且敷设在易燃易爆气体管道和热力管道的下方：

5 敷设电缆的电缆沟和竖井 ,按设计要求位置 ,有防火隔堵措施。

13.2.4 电缆的首端、末端和分支处应设标志牌。

14 电线导管、电缆导管和线槽敷设

14.1 主控项目

14.1.1 金属的导管和线槽必须接地(PE)或接零(PEN)可靠,并符合下列规定:

1 镀锌的钢导管、可挠性导管和金属线槽不得熔焊跨接接地线,以专用接地卡跨越的两卡间连线为铜芯软导线,截面积不小于 4mm^2 ;

2 当非镀锌钢导管采用螺纹连接时,连接处的两端焊跨接接地线;当镀锌钢导管采用螺纹连接时,连接处的两端用专用接地卡固定跨接接地线;

3 金属线槽不作设备的接地导体,当设计无要求时,金属线槽全长不少于2处与接地(PE)或接零(PEN)干线连接;

4 非镀锌金属线槽间连接板的两端跨接铜芯接地线,镀锌线槽间连接板的两端不跨接接地线,但连接板两端不少于2个有防松螺帽或防松垫圈的连接固定螺栓。

14.1.2 金属导管严禁对口熔焊连接;镀锌和壁厚小于等于 2mm 的钢导管不得套管熔焊连接。

14.1.3 防爆导管不应采用倒加连接;当连接有困难时,应采用防爆活接头,其结合面应严密。

14.1.4 当绝缘导管在砌体上剔槽埋设时,应采用强度等级不小于M10的水泥砂浆抹面保护,保护层厚度大于 15mm 。

14.2 一般项目

14.2.1 室外埋地敷设的电缆导管,埋深不应小于 0.7m 。壁厚小于等于 2mm 的钢电线导管不应埋设于室外土壤内。

14.2.2 室外导管的管口应设置在盒、箱内。在落地式配电箱内的管口,箱底无封板的,管口应高出基础面 $50\sim 80\text{mm}$ 。所有管口在穿入电线、电缆后应做密封处理。由箱式变电所或落地式配电箱引向建筑物的导管,建筑物一侧的导管管口应设在建筑建内。

14.2.3 电缆导管的弯曲半径不应小于电缆最小允许弯曲半径,电缆最小允许弯曲半径应符合本规范表12.2.1-1的规定。

14.2.4 金属导管内外壁应防腐处理;埋设于混凝土内的导管内壁应防腐处理,外壁可不防腐处理。

14.2.5 室内进入落地式柜、台、箱、盘内的导管管口,应高出柜、台、箱、盘的基础面 $50\sim 80\text{mm}$ 。

14.2.6 暗配的导管,埋设深度与建筑物、构筑物表面的距离不应小于 15mm ;明配的导管应排列整齐,固定点间距均匀,安装牢固,在终端、弯头中点或柜、台、箱、盘等边缘的距离 $150\sim 500\text{mm}$ 范围内设有管卡,中间直线段管卡间的最大距离应符合表14.2.6的规定。

表 14.2.6 管卡间最大距离(m)

敷设方式	导管种类	导管直径(mm)				
		15 ~ 20	25 ~ 32	32 ~ 40	50 ~ 65	65 以上
		管卡间最大距离(m)				
支架或沿墙明敷	壁厚 > 2mm 刚性钢导管	1.5	2.0	2.5	2.5	3.5
	壁厚 ≤ 2mm 刚性钢导管	1.0	1.5	2.0	—	—
	刚性绝缘导管	1.0	1.5	1.5	2.0	2.0

14.2.7 线槽应安装牢固,无扭曲变形,紧固件的螺母应在线槽外侧。

14.2.8 防爆导管敷设应符合下列规定：

- 1 导管间及与灯具、开关、线盒等的螺纹连接处紧密牢固,除设计有特殊要求外,连接处不跨接接地线,在螺纹上涂以电力复合酯或导电性防锈酯；
- 2 安装牢固顺直,镀锌层锈蚀或剥落处做防腐处理。

14.2.9 绝缘导管敷设应符合下列规定：

- 1 管口平整光滑,管与管、管与盒(箱)等器件采用插入法连接时,连接处结合面涂专用胶合剂,接口牢固密封；
- 2 直埋于地下或楼板内的刚性绝缘导管,在穿出地面或楼板易受机械损伤的一段,采取保护措施；
- 3 当设计无要求时,埋设在墙内或混凝土内的绝缘导管,采用中型以上的导管；
- 4 沿建筑物、构筑物表面和在支架上敷设的刚性绝缘导管,按设计要求装设温度补偿装置。

14.2.10 金属、非金属柔性导管敷设应符合下列规定：

- 1 刚性导管经柔性导管与电气设备、器具连接,柔性导管的长度在动力工程中不大于 0.8m,在照明工程中不大于 1.2m；
- 2 可挠金属管或其他柔性导管与刚性导管或电气设备、器具间的连接采用专用接头,复合型可挠金属管或其他柔性导管的连接处密封良好,防液覆盖层完整无损；
- 3 可挠性金属导管和金属柔性导管不能做接地(PE)或接零(PEN)的接续导体。

14.2.11 导管和线槽,在建筑物变形缝处,应设补偿装置。

15 电线、电缆穿管和线槽敷线

15.1 主控项目

15.1.1 三相或单相的交流单芯电缆,不得单独穿于钢导管内。

15.1.2 不同回路、不同电压等级和交流与直流的电线,不应穿于同一导管内;同一交流回路的电线应穿于同一金属导管内,且管内电线不得有接头。

15.1.3 爆炸危险环境照明线路的电线和电缆额定电压不得低于 750V,且电线必须穿

于钢导管内。

15.2 一般项目

15.2.1 电线、电缆穿管前,应清除管内杂物和积水。管口应有保护措施,不进入接线盒(箱)的垂直管口穿入电线、电缆后,管口应密封。

15.2.2 当采用多相供电时,同一建筑物、构筑物的电线绝缘层颜色选择应一致,即保护地线(PE线)应是黄绿相间色,零线用淡蓝色;相线用:A相——黄色、B相——绿色、C相——红色。

15.2.3 线槽敷线应符合下列规定:

1 电线在线槽内有一定余量,不得有接头。电线按回路编号分段绑扎,绑扎点间距不应大于2m;

2 同一回路的相线和零线,敷设于同一金属线槽内;

3 同一电源的不同回路无抗干扰要求的线路可敷设于同一线槽内;敷设于同一线槽内有抗干扰要求的线路用隔板隔离,或采用屏蔽电线且屏蔽护套一端接地。

16 槽板配线

16.1 主控项目

16.1.1 槽板内电线无接头,电线连接设在器具处;槽板与各种器具连接时,电线应留有余量,器具底座应压住槽板端部。

16.1.2 槽板敷设应紧贴建筑物表面,且横平竖直、固定可靠,严禁用木楔固定;木槽板应经阻燃处理,塑料槽板表面应有阻燃标识。

16.2 一般项目

16.2.1 木槽板无劈裂,塑料槽板无扭曲变形。槽板底板固定点间距应小于500mm,槽板盖板固定点间距应小于300mm;底板距终端50mm和盖板距终端30mm处应固定。

16.2.2 槽板的底板接口与盖板接口应错开20mm,盖板在直线段和90°转角处应成45°斜口对接,T形分支处应成三角叉接,盖板应无翘角,接口应严密整齐。

16.2.3 槽板穿过梁、墙和楼板处应有保护套管,跨越建筑物变形缝处槽板应设补偿装置,且与槽板结合严密。

17 钢索配线

17.1 主控项目

17.1.1 应采用镀锌钢索,不应采用含油芯的钢索。钢索的钢丝直径应小于0.5mm,钢索不应有扭曲和断股等缺陷。

17.1.2 钢索的终端拉环埋件应牢固可靠,钢索与终端拉环套接处应采用心形环,固定钢索的线卡不应少于2个,钢索端头应用镀锌铁线绑扎紧密,且应接地(PE)或接零

(PEN)可靠。

17.1.3 当钢索长度在 50m 及以下时,应在钢索一端装设花篮螺栓紧固;当钢索长度大于 50m 时,应在钢索两端装设花篮螺栓紧固。

17.2 一般项目

17.2.1 钢索中间吊架间距不应大于 12m,吊架与钢索连接处的吊钩深度不应小于 20mm,并应有防止钢索跳出的锁定零件。

17.2.2 电线和灯具在钢索上安装后,钢索应承受全部负载,且钢索表面应整洁、无锈蚀。

17.2.3 钢索配线的零件间和线间距离应符合表 17.2.3 的规定。

表 17.2.3 钢索配线的零件间和线间距离(mm)

配线类别	支持件之间最大距离	支持件与灯头盒之间最大距离
钢管	1 500	200
刚性绝缘导管	1 000	150
塑料护套线	200	100

18 电缆头制作、接线和线路绝缘测试

18.1 主控项目

18.1.1 高压电力电缆直流耐压试验必须按本规范第 3.1.8 条的规定交接试验合格。

18.1.2 低压电线和电缆,线间和线对地间的绝缘电阻值必须大于 0.5MΩ。

18.1.3 铠装电力电缆头的接地线应采用铜绞线或镀锡铜编织线,截面积不应小于表 18.1.3 的规定。

表 18.1.3 电缆芯线和接地线截面积(mm²)

电缆芯线截面积	接地线截面积
120 及以下	16
150 及以上	25

注:电缆芯线截面积在 16mm² 及以下,接地线截面积与电缆芯线截面积相等。

18.1.4 电线、电缆接线必须准确,并联运行电线或电缆的型号、规格、长度、相位应一致。

18.2 一般项目

18.2.1 芯线与电器设备的连接应符合下列规定:

1 截面积在 10mm² 及以下的单股铜芯线和单股铝芯线直接与设备、器具的端子连接;

2 截面积在 2.5mm² 及以下的多股铜芯线拧紧搪锡或接续端子后与设备、器具的

端子连接；

3 截面积大于 2.5mm^2 的多股铜芯线，除设备自带插接式端子外，接续端子后与设备或器具的端子连接；多股铜芯线与插接式端子连接前，端部拧紧搪锡；

4 多股铝芯线接续端子后与设备、器具的端子连接；

5 每个设备和器具的端子接线不多于 2 根电线。

18.2.2 电线、电缆的芯线连接金具（连接管和端子），规格应与芯线的规格适配，且不得采用开口端子。

18.2.3 电线、电缆的回路标记应清晰，编号准确。

19 普通灯具安装

19.1 主控项目

19.1.1 灯具的固定应符合下列规定：

1 灯具重量大于 3kg 时，固定在螺栓或预埋吊钩上；

2 软线吊灯，灯具重量在 0.5kg 及以下时，采用软电线自身吊装；大于 0.5kg 的灯具采用吊链，且软电线编叉在吊链内，使电线不受力；

3 灯具固定牢固可靠，不使用木楔。每个灯具固定用螺钉或螺栓不少于 2 个；当绝缘台直径在 75mm 及以下时，采用 1 个螺钉或螺栓固定。

19.1.2 花灯吊钩圆钢直径不应小于灯具挂销直径，且不应小于 6mm 。大型花灯的固定及悬吊装置，应按灯具重量的 2 倍做过载试验。

19.1.3 当钢管做灯杆时，钢管内径不应小于 10mm ，钢管厚度不应小于 1.5mm 。

19.1.4 固定灯具带电部件的绝缘材料以及提供防触电保护的绝缘材料，应耐燃烧和防明火。

19.1.5 当设计无要求时，灯具的安装高度和使用电压等级应符合下列规定：

1 一般敞开式灯具，灯头对地面距离不小于下列数值（采用安全电压时除外）：

1) 室外 2.5m （室外墙上安装）；

2) 厂房 2.5m ；

3) 室内 2m ；

4) 软吊线带升降器的灯具在吊线展开后 0.8m 。

2 危险性较大及特殊危险场所，当灯具距地面高度小于 2.4m 时，使用额定电压为 36V 及以下的照明灯具，或有专用保护措施。

19.1.6 当灯具距地面高度小于 2.4m 时，灯具的可接近裸露导体必须接地（PE）或接零（PEN）可靠，并应有专用接地螺栓，且有标识。

19.2 一般项目

19.2.1 引向每个灯具的导线线芯最小截面积应符合表 19.2.1 的规定。

表 19.2.1 导线线芯最小截面积(mm²)

灯具安装的场所及用途		线芯最小截面积		
		铜芯软线	铜 线	铝 线
灯光线	民用建筑室内	0.5	0.5	2.5
	工业建筑室内	0.5	1.0	2.5
	室 外	1.0	1.0	2.5

19.2.2 灯具的外形、灯头及其接线应符合下列规定：

- 1 灯具及其配件齐全,无机械损伤、变形、涂层剥落和灯罩破裂等缺陷；
- 2 软线吊灯的软线两端做保护扣,两端芯线搪锡;当装升降器时,套塑料软管,采用安全灯头；
- 3 除敞开式灯具外,其他各类灯具灯泡容量在 100W 及以上者采用瓷质灯头；
- 4 连接灯具的软线盘扣、搪锡压线,当采用螺口灯头时,相线接于螺口灯头中间的端子上；
- 5 灯头的绝缘外壳不破损和漏电,带有开关的灯头,开关手柄无裸露的金属部分。

19.2.3 变电所内,高低压配电设备及裸母线的正上方不应安装灯具。

19.2.4 装有白炽灯泡的吸顶灯具,灯泡不应紧贴灯罩;当灯泡与绝缘台间距离小于 5mm 时,灯泡与绝缘台间应采取隔热措施。

19.2.5 安装在重要场所的大型灯具的玻璃罩,应采取防止玻璃罩碎裂后向下溅落的措施。

19.2.6 投光灯的底座及支架应固定牢固,枢轴应沿需要的光轴方向拧紧固定。

19.2.7 安装在室外的壁灯应有泄水孔,绝缘台与墙面之间应有防水措施。

20 专用灯具安装

20.1 主控项目

20.1.1 36V 及以下行灯变压器和行灯安装必须符合下列规定：

- 1 行灯电压不大于 36V,在特殊潮湿场所或导电良好的地面上以及工作地点狭窄、行动不便的场所行灯电压不大于 12V；
- 2 变压器外壳、铁芯和低压侧的任意一端或中性点,接地(PE)或接零(PEN)可靠；
- 3 行灯变压器为双圈变压器,其电源侧和负荷侧有熔断器保护,熔丝额定电流分别不应大于变压器一次、二次的额定电流；
- 4 行灯灯体及手柄绝缘良好,坚固耐热耐潮湿,灯头与灯体结合紧固,灯头无开关,灯泡外部有金属保护网、反光罩及悬吊挂钩,挂钩固定在灯具的绝缘手柄上。

20.1.2 游泳池和类似场所灯具(水下灯及防水灯具)的等电位联结应可靠,且有明显标识,其电源的专用漏电保护装置应全部检测合格。自电源引入灯具的导管必须采用绝缘

导管 ,严禁采用金属或有金属护层的导管。

20.1.3 手术台无影灯安装应符合下列规定：

- 1 固定灯座的螺栓数量不少于灯具法兰底座上的固定孔数 ,且螺栓直径与底座孔径相适配 ,螺栓采用双螺母锁固；
- 2 在混凝土结构上螺栓与主筋相焊接或将螺栓末端弯曲与主筋绑扎锚固；
- 3 配电箱内装有专用的总开关及分路开关 ,电源分别接在两条专用的回路上 ,开关至灯具的电线采用额定电压不低于 750V 的铜芯多股绝缘电线。

20.1.4 应急照明灯具安装应符合下列规定：

- 1 应急照明灯的电源除正常电源外 ,另有一路电源供电 ,或者是独立于正常电源的柴油发电机组供电 ,或由蓄电池柜供电或选用自带电源型应急灯具；
- 2 应急照明在正常电源断电后 ,电源转换时间为 :疏散照明 $\leq 15s$;备用照明 $\leq 15s$ (金融商店交易所 $\leq 1.5s$) ;安全照明 $\leq 0.5s$ ；
- 3 疏散照明由安全出口标志灯和疏散标志灯组成。安全出口标志灯距地高度不低于 2m ,且安装在疏散出口和楼梯口里侧的上方；
- 4 疏散标志灯安装在安全出口的顶部 ,楼梯间、疏散走道及其转角处应安装在 1m 以下的墙面上。不易安装的部位可安装在上部。疏散通道上的标志灯间距不大于 20m (人防工程不大于 10m)；
- 5 疏散标志灯的设置 ,不影响正常通行 ,且不在其周围设置容易混同疏散标志灯的其他标志牌等；
- 6 应急照明灯具、运行中温度大于 60℃ 的灯具 ,当靠近可燃物时 ,采取隔热、散热等防火措施。当采用白炽灯 ,卤钨灯等光源时 ,不直接安装在可燃装修材料或可燃物件上；
- 7 应急照明线路在每个防火分区有独立的应急照明回路 ,穿越不同防火分区的线路有防火隔堵措施；
- 8 疏散照明线路采用耐火电线、电缆 ,穿管明敷或在非燃烧体内穿刚性导管暗敷 ,暗敷保护层厚度不小于 30mm。电线采用额定电压不低于 750V 的铜芯绝缘电线。

20.1.5 防爆灯具安装应符合下列规定：

- 1 灯具的防爆标志、外壳防护等级和温度组别与爆炸危险环境相适配。当设计无要求时 ,灯具种类和防爆结构的选型应符合表 20.1.5 的规定；

表 20.1.5 灯具种类和防爆结构的选型

爆炸危险区域防爆结构 照明设备种类	I 区		II 区	
	隔爆型 d	增安型 e	隔爆型 d	增安型 e
固定式灯	○	×	○	○
移动式灯	△	—	○	—

爆炸危险区域防爆结构 照明设备种类	I 区		II 区	
	隔爆型 d	增安型 e	隔爆型 d	增安型 e
携带式电池灯	○	○	—	
镇流器	○	△	○	○

注 :○为适宜和 ;△为慎用 ;× 为不适用。

- 2 灯具配套齐全 ,不用非防爆零件替代灯具配件(金属护网、灯罩、接线盒等) ;
- 3 灯具的安装位置离开释放源 ,且不在各种管道的泄压口及排放口上下方安装灯具 ;
- 4 灯具及开关安装牢固可靠 ,灯具吊管及开关与接线盒螺纹啮合扣数不少于 5 扣 ,螺纹加工光滑、完整、无锈蚀 ,并在螺纹上涂以电力复合酯或导电性防锈酯 ;
- 5 开关安装位置便于操作 ,安装高度 1.3m。

20.2 一般项目

20.2.1 36V 及以下行灯变压器和行灯安装应符合下列规定 :

- 1 行灯变压器的固定支架牢固 ,油漆完整 ;
- 2 携带式局部照明灯电线采用橡套软线。

20.2.2 手术台无影灯安装应符合下列规定 :

- 1 底座紧贴顶板 ,四周无缝隙 ;
- 2 表面保持整洁、无污染 ,灯具镀、涂层完整无划伤。

20.2.3 应急照明灯具安装应符合下列规定 :

- 1 疏散照明采用荧光灯或白炽灯 ,安全照明采用卤钨灯 ,或采用瞬时可靠点燃的荧光灯 ;
- 2 安全出口标志灯和疏散标志灯装有玻璃或非燃材料的保护罩 ,面板亮度均匀度为 1 :10(最低 :最高) ,保护罩应完整、无裂纹。

20.2.4 防爆灯具安装应符合下列规定 :

- 1 灯具及开关的外壳完整 ,无损伤、无凹陷或沟槽 ,灯罩无裂纹 ,金属护网无扭曲变形 ,防爆标志清晰 ;
- 2 灯具及开关的紧固螺栓无松动、锈蚀、密封垫圈完好。

21 建筑物景观照明灯、航空障碍标志灯和庭院灯安装

21.1 主控项目

21.1.1 建筑物彩灯安装应符合下列规定 :

- 1 建筑物顶部彩灯采用有防雨性能的专用灯具 ,灯罩要拧紧 ;
- 2 彩灯配线管路按明配管敷设 ,且有防雨功能。管路间、管路与灯头盒间螺纹连

接,金属导管及彩灯的构架、钢索等可接近裸露导体接地(PE)或接零(PEN)可靠;

3 垂直彩灯悬挂挑臂采用不小于 $10^{\#}$ 的槽钢。端部吊挂钢索用的吊钩螺栓直径不小于10mm,螺栓在槽钢上固定,两侧有螺帽,且加平垫及弹簧垫圈紧固;

4 悬挂钢丝绳直径不小于4.5mm,底把圆钢直径不小于16mm,地锚采用架空外线用拉线盘,埋设深度大于1.5m;

5 垂直彩灯采用防水吊线灯头,下端灯头距离地面高于3m。

21.1.2 霓虹灯安装应符合下列规定:

1 霓虹灯管完好,无破裂;

2 灯管采用专用的绝缘支架固定,且牢固可靠。灯管固定后,与建筑物、构筑物表面的距离不小于20mm;

3 霓虹灯专用变压器采用双圈式,所供灯管长度不大于允许负载长度,露天安装的有防雨措施;

4 霓虹灯专用变压器的二次电线和灯管间的连接线采用额定电压大于15kV的高压绝缘电线。二次电线与建筑物、构筑物表面的距离不小于20mm。

21.1.3 建筑物景观照明灯具安装应符合下列规定:

1 每套灯具的导电部分对地绝缘电阻值大于 $2M\Omega$;

2 在人行道等人员来往密集场所安装的落地式灯具,无围栏防护,安装高度距地面2.5m以上;

3 金属构架和灯具的可接近裸露导体及金属软管的接地(PE)或接零(PEN)可靠,且有标识。

21.1.4 航空障碍标志灯安装应符合下列规定:

1 灯具装设在建筑物或构筑物的最高部位。当最高部位平面面积较大或为建筑群时,除在最高端装设外,还在其外侧转角的顶端分别装设灯具;

2 当灯具在烟囱顶上装设时,安装在低于烟囱口1.5~3m的部位且呈正三角形水平排列;

3 灯具的选型根据安装高度决定:低光强的(距地面60m以下装设时采用)为红色光,其有效光强大于1600cd。高光强的(距地面150m以上装设时采用)为白色光,有效光强随背景亮度而定;

4 灯具的电源按主体建筑中最高负荷等级要求供电;

5 灯具安装牢固可靠,且设置维修和更换光源的措施。

21.1.5 庭院灯安装应符合下列规定:

1 每套灯具的导电部分对地绝缘电阻值大于 $2M\Omega$;

2 立柱式路灯、落地式路灯、特种园艺灯等灯具与基础固定可靠,地脚螺栓备帽齐全。灯具的接线盒或熔断器盒,盒盖的防水密封垫完整。

3 金属立柱及灯具可接近裸露导体接地(PE)或接零(PEN)可靠。接地线单设干线,干线沿庭院灯布置位置形成环网状,且不少于2处与接地装置引出线连接。由干线引出支线与金属灯柱及灯具的接地端子连接,且有标识。

21.2 一般项目

21.2.1 建筑物彩灯安装应符合下列规定:

- 1 建筑物顶部彩灯灯罩完整,无碎裂;
- 2 彩灯电线导管防腐完好,敷设平整、顺直。

21.2.2 霓虹灯安装应符合下列规定:

- 1 当霓虹灯变压器明装时,高度不小于3m,低于3m采取防护措施;
- 2 霓虹灯变压器的安装位置方便检修,且隐蔽在不易被非检修人触及的场所,不装在吊平顶内;
- 3 当橱窗内装有霓虹灯时,橱窗门与霓虹灯变压器一次侧开关有联锁装置,确保开门不接通霓虹灯变压器的电源;
- 4 霓虹灯变压器二次侧的电线采用玻璃制品绝缘支持物固定,支持点距离不大于下列数值:

水平线段 0.5m;

垂直线段 0.75m。

21.2.3 建筑物景观照明灯具构架应固定可靠,地脚螺栓拧紧,备帽齐全,灯具的螺栓紧固、无遗漏。灯具外露的电线或电缆应有柔性金属导管保护;

21.2.4 航空障碍标志灯安装应符合下列规定:

- 1 同一建筑物或建筑群灯具间的水平、垂直距离不大于45m;
- 2 灯具的自动通、断电源控制装置动作准确。

21.2.5 庭院灯安装应符合下列规定:

- 1 灯具的自动通、断电源控制装置动作准确,每套灯具熔断器盒内熔丝齐全,规格与灯具适配;
- 2 架空线路电杆上的路灯,固定可靠,紧固件齐全、拧紧,灯位正确;每套灯具配有熔断器保护。

22 开关、插座、风扇安装

22.1 主控项目

22.1.1 当交流、直流或不同电压等级的插座安装在同一场所时,应有明显的区别,且必须选择不同结构、不同规格和不能互换的插座,配套的插头应按交流、直流或不同电压等级区别使用。

22.1.2 插座接线应符合下列规定:

1 单相两孔插座 面对插座的右孔或上孔与相线连接 左孔或下孔与零线连接 ;单相三孔插座 面对插座的右孔与相线连接 左孔与零线连接 ;

2 单相三孔、三相四孔及三相五孔插座的接地(PE)或接零(PEN)线接在上孔。插座的接地端子不与零线端子连接。同一场所的三相插座 接线的相序一致。

3 接地(PE)或接零(PEN)线在插座间不串联连接。

22.1.3 特殊情况下插座安装应符合下列规定 :

1 当接插有触电危险家用电器的电源时 ,采用能断开电源的带开关插座 ,开关断开相线 ;

2 潮湿场所采用密封型并带保护地线触头的保护型插座 ,安装高度不低于 1.5m。

22.1.4 照明开关安装应符合下列规定 :

1 同一建筑物、构筑物的开关采用同一系列的产品 ,开关的通断位置一致 ,操作灵活、接触可靠 ;

2 相线经开关控制 ;民用住宅无软线引至床边的床头开关。

22.1.5 吊扇安装应符合下列规定 :

1 吊扇挂钩安装牢固 ,吊扇挂钩的直径不小于吊扇挂销直径 ,且不小于 8mm ;有防振橡胶垫 ;挂销的防松零件齐全、可靠 ;

2 吊扇扇叶距地高度不小于 2.5m ;

3 吊扇组装不改变扇叶角度 ,扇叶固定螺栓防松零件齐全 ;

4 吊杆间、吊杆与电机间螺纹连接 ,啮合长度不小于 20mm ,且防松零件齐全紧固 ;

5 吊扇接线正确 ,当运转时扇叶无明显颤动和异常声响。

22.1.6 壁扇安装应符合下列规定 :

1 壁扇底座采用尼龙塞或膨胀螺栓固定 ;尼龙塞或膨胀螺栓的数量不少于 2 个 ,且直径不小于 8mm。固定牢固可靠 ;

2 壁扇防护罩扣紧 ,固定可靠 ,当运转时扇叶和防护罩无明显颤动和异常声响。

22.2 一般项目

22.2.1 插座安装应符合下列规定 :

1 当不采用安全型插座时 ,托儿所、幼儿园及小学等儿童活动场所安装高度不小于 1.8m ;

2 暗装的插座面板紧贴墙面 ,四周无缝隙 ,安装牢固 ,表面光滑整洁、无碎裂、划伤 ,装饰帽齐全 ;

3 车间及试(实)验室的插座安装高度距地面不小于 0.3m ,特殊场所暗装的插座不小于 0.15m ,同一室内插座安装高度一致 ;

4 地插座面板与地面齐平或紧贴地面 ,盖板固定牢固 ,密封良好。

22.2.2 照明开关安装应符合下列规定 :

1 开关安装位置便于操作,开关边缘距门框边缘的距离 $0.15 \sim 0.2\text{m}$,开关距地面高度 1.3m ;拉线开关距地面高度 $2 \sim 3\text{m}$,层高小于 3m 时,拉线开关距顶板不小于 100mm ,拉线出口垂直向下;

2 相同型号并列安装及同一室内开关安装高度一致;且控制有序不错位。并列安装的拉线开关的相邻间距不小于 20mm ;

3 暗装的开关面板应紧贴墙面,四周无缝隙,安装牢固,表面光滑整洁、无碎裂、划伤,装饰帽齐全。

22.2.3 吊扇安装应符合下列规定:

1 涂层完整,表面无划痕、无污染,吊杆上下扣碗安装牢固到位;

2 同一室内并列安装的吊扇开关高度一致,且控制有序不错位。

22.2.4 壁扇安装应符合下列规定:

1 壁扇下侧边缘距地面高度不小于 1.8m ;

2 涂层完整,表面无划痕、无污染,防护罩无变形。

23 建筑物照明通电试运行

23.1 主控项目

23.1.1 照明系统通电,灯具回路控制应与照明配电箱及回路的标识一致;开关与灯具控制顺序相对应,风扇的转向及调速开关应正常。

23.1.2 公用建筑照明系统通电连续试运行时间应为 24h ,民用住宅照明系统通电连续试运行时间应为 8h 。所有照明灯具均应开启,且每 2h 记录运行状态 1 次,连续试运行时间内无故障。

24 接地装置安装

24.1 主控项目

24.1.1 人工接地装置或利用建筑物基础钢筋的接地装置必须在地面以上按设计要求位置设测试点。

24.1.2 测试接地装置的接地电阻值必须符合设计要求。

24.1.3 防雷接地的人工接地装置的接地干线埋设,经人行通道处理地深度不应小于 1m ,且应采取均压措施或在其上方铺设卵石或沥青地面。

24.1.4 接地模块顶面埋深不应小于 0.6m ,接地模块间距不应小于模块长度的 $3 \sim 5$ 倍。接地模块埋设基坑,一般为模块外形尺寸的 $1.2 \sim 1.4$ 倍,且在开挖深度内详细记录地层情况。

24.1.5 接地模块应垂直或水平就位,不应倾斜设置,保持与原土层接触良好。

24.2 一般项目

24.2.1 当设计无要求时,接地装置顶面埋设深度不应小于 0.6m。圆钢、角钢及钢管接地极应垂直埋入地下,间距不应小于 5m。接地装置的焊接应采用搭接焊,搭接长度应符合下列规定:

- 1 扁钢与扁钢搭接为扁钢宽度的 2 倍,不少于三面施焊;
- 2 圆钢与圆钢搭接为圆钢直径的 6 倍,双面施焊;
- 3 圆钢与扁钢搭接为圆钢直径的 6 倍,双面施焊;
- 4 扁钢与钢管、扁钢与角钢焊接,紧贴角钢外侧两面,或紧贴 3/4 钢管表面,上下两侧施焊;
- 5 除埋在混凝土中的焊接接头外,有防腐措施。

24.2.2 当设计无要求时,接地装置的材料采用为钢材,热浸镀锌处理,最小允许规格、尺寸应符合表 24.2.2 的规定:

表 24.2.2 最小允许规格、尺寸

种类、规格及单位		敷设位置及使用类别			
		地上		地下	
		室内	室外	交流电流回路	直流电流回路
圆钢直径(mm)		6	8	10	12
扁钢	截面(mm ²)	60	100	100	100
	厚度(mm)	3	4	4	6
角钢厚度(mm)		2	2.5	4	6
钢管管壁厚度(mm)		2.5	2.5	3.5	4.5

24.2.3 接地模块应集中引线,用干线把接地模块并联焊接成一个环路,干线的材质与接地模块焊接点的材质应相同,钢制的采用热浸镀锌扁钢,引出线不少于 2 处。

25 避雷引下线和变配电室接地干线敷设

25.1 主控项目

25.1.1 暗敷在建筑物抹灰层内的引下线应有卡钉分段固定;明敷的引下线应平直、无急弯,与支架焊接处,油漆防腐,且无遗漏。

25.1.2 变压器室、高低压开关室内的接地干线应有不少于 2 处与接地装置引出干线连接。

25.1.3 当利用金属构件、金属管道做接地线时,应在构件或管道与接地干线间焊接金属跨接线。

25.2 一般项目

25.2.1 钢制接地线的焊接连接应符合本规范第 24.2.1 条的规定,材料采用及最小允许规格、尺寸应符合本规范第 24.2.2 条的规定。

25.2.2 明敷接地引下线及室内接地干线的支持件间距应均匀,水平直线部分 0.5 ~ 1.5m;垂直直线部分 1.5 ~ 3m;弯曲部分 0.3 ~ 0.5m。

25.2.3 接地线在穿越墙壁、楼板和地坪处应加套钢管或其他坚固的保护套管,钢套管应与接地线做电气连通。

25.2.4 变配电室内明敷接地干线安装应符合下列规定:

- 1 便于检查,敷设位置不妨碍设备的拆卸与检修;
- 2 当沿建筑物墙壁水平敷设时,距地面高度 250 ~ 300mm;与建筑物墙壁间的间隙 10 ~ 15mm;
- 3 当接地线跨越建筑物变形缝时,设补偿装置;
- 4 接地线表面沿长度方向,每段为 15 ~ 100mm,分别涂以黄色和绿色相间的条纹;
- 5 变压器室、高压配电室的接地干线上应设置不少于 2 个供临时接地用的接线柱或接地螺栓。

25.2.5 当电缆穿过零序电流互感器时,电缆头的接地线应通过零序电流互感器后接地,由电缆头至穿过零序电流互感器的一段电缆金属护层和接地线应对地绝缘。

25.2.6 配电间隔和静止补偿装置的栅栏门及变配电室金属门铰链处的接地连接,应采用编织铜线。变配电室的避雷器应用最短的接地线与接地干线连接。

25.2.7 设计要求接地的幕墙金属框架和建筑物的金属门窗,应就近与接地干线连接可靠,连接处不同金属间应有防电化腐蚀措施。

26 接闪器安装

26.1 主控项目

26.1.1 建筑物顶部的避雷针、避雷带等必须与顶部外露的其他金属物体连成一个整体的电气通路,且与避雷引下线连接可靠。

26.2 一般项目

26.2.1 避雷针、避雷带应位置正确,焊接固定的焊缝饱满无遗漏,螺栓固定的应备帽等防松零件齐全,焊接部分补刷的防腐油漆完整。

26.2.2 避雷带应平正顺直,固定点支持件间距均匀、固定可靠,每个支持件应能承受大于 49N(5k_s)的垂直拉力。当设计无要求时,支持件间距符合本规范第 25.2.2 条的规定。

27 建筑物等电位联结

27.1 主控项目

27.1.1 建筑物等电位联结干线应从与接地装置有不少于 2 处直接连接的接地干线或总等电位箱引出,等电位联结干线或局部等电位箱间的连接线形成环形网路,环形网路应就近与等电位联结干线或局部等电位箱连接。支线间不应串联连接。

27.1.2 等电位联结的线路最小允许截面应符合表 27.1.2 的规定：

表 27.1.2 线路最小允许截面(mm²)

材 料	截 面	
	干 线	支 线
铜	16	6
钢	50	16

27.2 一般项目

27.2.1 等电位联结的可接近裸露导体或其他金属部件、构件与支线连接应可靠 ,熔焊、钎焊或机械紧固应导通正常。

27.2.2 需等电位联结的高级装修金属部件或零件 ,应有专用接线螺栓与等电位联结支线连接 ,且有标识 ,连接处螺帽紧固、防松零件齐全。

28 分部(子分部)工程验收

28.0.1 当建筑电气分部工程施工质量检验时 ,检验批的划分应符合下列规定：

1 室外电气安装工程中分项工程的检验批 ,依据庭院大小、投运时间先后、功能区划不同划分；

2 变配电室安装工程中分项工程的检验批 ,主变配电室为 1 个检验批 ;有数个分变配电室 ,且不属于子单位工程的子分部工程 ,各为 1 个检验批 ,其验收记录汇入所有变配电室有关分项工程的验收记录中 ;如各分变配电室属于各子单位工程的子分部工程 ,所属分项工程各为 1 个检验批 ,其验收记录应为一个分项工程验收记录 ,经子分部工程验收记录汇入分部工程验收记录中。

3 供电干线安装工程分项工程的检验批 ,依据供电区段和电气线缆竖井的编号划分；

4 电气动力和电气照明安装工程中分项工程及建筑物等电位联结分项工程的检验批 ,其划分的界区 ,应与建筑土建工程一致；

5 备用和不间断电源安装工程中分项工程各自成为 1 个检验批；

6 防雷及接地装置安装工程中分项工程检验批 ,人工接地装置和利用建筑物基础钢筋的接地体各为 1 个检验批 ,大型基础可按区块划分成几个检验批 ,避雷引下线安装 6 层以下的建筑为 1 个检验批 ,高层建筑依均压环设置间隔的层数为 1 个检验批 ;接闪器安装同一屋面为 1 个检验批。

28.0.2 当验收建筑电气工程时 ,应核查下列各项质量控制资料 ,且检查分项工程质量验收记录和分部(子分部)质量验收记录应正确 ,责任单位和责任人的签章齐全。

1 建筑电气工程施工图设计文件和图纸会审记录及洽商记录；

2 主要设备、器具、材料的合格证和进场验收记录；

- 3 隐蔽工程记录；
- 4 电气设备交接试验记录；
- 5 接地电阻、绝缘电阻测试记录；
- 6 空载试运行和负荷试运行记录；
- 7 建筑照明通电试运行记录；
- 8 工序交接合格等施工安装记录。

28.0.3 根据单位工程实际情况,检查建筑电气分部(子分部)工程所含分项工程的质量验收记录应无遗漏缺项。

28.0.4 当单位工程质量验收时,建筑电气分部(子分部)工程实物质量的抽检部位如下,且抽检结果应符合本规范规定。

- 1 大型公用建筑的变配电室,技术层的动力工程,供电干线的竖井,建筑顶部的防雷工程,重要的或大面积活动场所的照明工程,以及5%自然间的建筑电气动力、照明工程；
- 2 一般民用建筑的配电室和5%自然间的建筑电气照明工程,以及建筑顶部的防雷工程；
- 3 室外电气工程以变配电室为主,且抽检各类灯具的5%。

28.0.5 核查各类技术资料应齐全,且符合工序要求,有可追溯性,各责任人均应签章确认。

28.0.6 为方便检测验收,高低压配电装置的调整试验应提前通知监理和有关监督部门,实行旁站确认。变配电室通电后可抽测的项目主要是:各类电源自动切换或通断装置、馈电线路的绝缘电阻、接地(PE)或接零(PEN)的导通状态、开关插座的接线正确性、漏电保护装置的动作电流和时间、接地装置的接地电阻和由照明设计确定的照度等。抽测的结果应符合本规范规定和设计要求。

28.0.7 检验方法应符合下列规定：

- 1 电气设备、电缆和继电保护系统的调整试验结果,查阅试验记录或试验时旁站；
- 2 空载试运行和负荷试运行结果,查阅试运行记录或试运行时旁站；
- 3 绝缘电阻、接地电阻和接地(PE)或接零(PEN)导通状态及插座接线正确性的测试结果,查阅测试记录或测试时旁站或用适配仪表进行抽测；
- 4 漏电保护装置动作数据值,查阅测试记录或用适配仪表进行抽测；
- 5 负荷试运行时大电流节点温升测量用红外线遥测温度仪抽测或查阅负荷试运行记录；
- 6 螺栓紧固程度用适配工具做拧动试验,有最终拧紧力矩要求的螺栓用扭力扳手抽测；
- 7 需吊芯、抽芯检查的变压器和大型电动机,吊芯、抽芯时旁站或查阅吊芯、抽芯记录；
- 8 需做动作试验的电气装置,高压部分不应带电试验,低压部分无负荷试验；

- 9 水平度用铁水平尺测量,垂直度用线锤吊线尺量,盘面平整度拉线尺量,各种距离的尺寸用塞尺、游标卡尺、钢尺、塔尺或采用其他仪器仪表等测量;
- 10 外观质量情况目测检查;
- 11 设备规格型号、标志及接线,对照工程设计图纸及其变更文件检查。

附录 A 发电机交接试验

表 A 发电机交接试验

序号	部位	内容	试验内容	试验结果	
1	静 态 试 验	定子电路	测量定子绕组的绝缘电阻和吸收比	绝缘电阻值大于 $0.5 M\Omega$ 沥青浸胶及烘卷云母绝缘吸收比大于 1.3 环氧粉云母绝缘吸收比大于 1.6	
2			在常温下,绕组表面温度与空气温度差在 $\pm 3^{\circ}C$ 范围内测量各相直流电阻	各相直流电阻值相互间差值不大于最小值 2%,与出厂值在同温度下比差值不大于 2%	
3					转子电路
4		用 1 000V 兆欧表测量转子绝缘电阻	绝缘电阻值大于 $0.5 M\Omega$		
5		在常温下,绕组表面温度与空气温度差在 $\pm 3^{\circ}C$ 范围内测量绕组直流电阻	数值与出厂值在同温度下比差值不大于 2%		
6				励磁电路	
7		退出励磁电路电子器件后,测量励磁电路的线路设备的绝缘电阻	绝缘电阻值大于 $0.5 M\Omega$		
8					其他
9		有绝缘轴承的用 1 000V 兆欧表测量轴承绝缘电阻	绝缘电阻值大于 $0.5 M\Omega$		
10				测量检温计(埋入式)绝缘电阻,校验检温计精度	
11		运转试验		测量灭磁电阻,自同步电阻器的直流电阻	与铭牌相比较,其差值为 $\pm 10\%$
12				发电机空载特性试验	按设备说明书比对,符合要求
13				测量相序	相序与出线标识相符
14				测量空载和负荷后轴电压	按设备说明书比对,符合要求

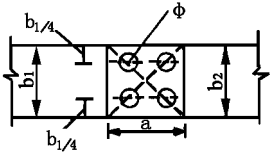
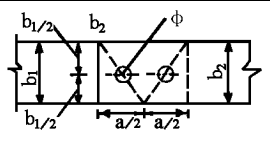
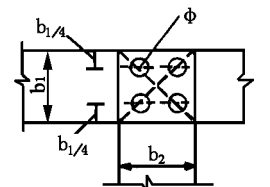
附录 B 低压电器交接试验

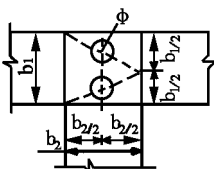
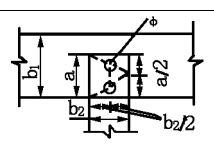
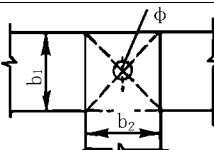
表 B 低压电器交接试验

序号	试验内容	试验结果
1	绝缘电阻	用 500V 兆欧表摇测, 绝缘电阻值大于等于 $\geq 1\text{M}\Omega$; 潮湿场所, 绝缘电阻值大于等于 $\geq 0.5\text{M}\Omega$
2	低压电器动作情况	除产品另有规定外, 电压、液压或气压在额定值的 85% ~ 110% 范围内能可靠动作
3	脱扣器的整定值	整定值误差不得超过产品技术条件的规定
4	电阻器和变阻器的直流电阻差值	符合产品技术条件规定

附录 C 母线螺栓搭接尺寸

表 C 母线螺栓搭接尺寸

搭接形式	类别	序号	连接尺寸 (mm)			钻孔要求		螺栓规格
			b_1	b_2	a	ϕ mm	个数	
	直线连接	1	125	125	b_1 或 b_2	21	4	M20
		2	100	100	b_1 或 b_2	17	4	M16
		3	80	80	b_1 或 b_2	13	4	M12
		4	63	63	b_1 或 b_2	11	4	M10
		5	50	50	b_1 或 b_2	9	4	M8
		6	45	45	b_1 或 b_2	9	4	M8
	直线连接	7	40	40	80	13	2	M12
		8	31.5	31.5	63	11	2	M10
		9	25	25	50	9	2	M8
	垂直连接	10	125	125	—	21	4	M20
		11	125	100 ~ 80	—	17	4	M16
		12	125	63	—	13	4	M12
		13	100	100 ~ 80	—	17	4	M16
		14	80	80 ~ 63	—	13	4	M12
		15	63	63 ~ 50	—	11	4	M10
		16	50	50	—	9	4	M8
		17	45	45	—	9	4	M8

搭接形式	类别	序号	连接尺寸(mm)			钻孔要求		螺栓规格
			b_1	b_2	a	孔径/mm	个数	
	垂直连接	18	125	50 ~ 40	—	17	2	M16
		19	100	63 ~ 40	—	17	2	M16
		20	80	63 ~ 40	—	15	2	M14
		21	63	50 ~ 40	—	13	2	M12
		22	50	45 ~ 40	—	11	2	M10
		23	63	31.5 ~ 25	—	11	2	M10
		24	50	31.5 ~ 25	—	9	2	M8
	垂直连接	25	125	31.5 ~ 25	60	11	2	M10
		26	100	31.5 ~ 25	50	9	2	M8
		27	80	31.5 ~ 25	50	9	2	M8
	垂直连接	28	40	40 ~ 31.5	—	13	1	M12
		29	40	25	—	11	1	M10
		30	31.5	31.5 ~ 25	—	11	1	M10
		31	25	22	—	9	1	M8

附录 D 母线搭接螺栓的拧紧力矩

表 D 母线搭接螺栓的拧紧力矩

序号	螺栓规格	力矩值(N·m)
1	M 8	8.8 ~ 10.8
2	M 10	17.7 ~ 22.6
3	M 12	31.4 ~ 39.2
4	M 14	51.0 ~ 60.8
5	M 16	78.5 ~ 98.1
6	M 18	98.0 ~ 127.4
7	M 20	156.9 ~ 196.2
8	M 24	274.6 ~ 343.2

附录 E 室内裸母线最小安全净距

表 E 室内裸母线最小安全净距(mm)

符号	适用范围	图号	额定电压(kV)			
			0.4	1~3	6	10
A ₁	1. 带电部分至接地部分之间 网状和板状遮栏向上延伸线距地 2.3m 处 与遮栏上方带电部分之间	图 E.1	20	75	100	125
A ₂	1. 不同相的带电部分之间 2. 断路器和隔离开关的断口两侧带电部分之间	图 E.1	20	75	100	125
B ₁	1. 栅状遮栏至带电部分之间 2. 交叉的不同时停电检修的无遮栏带电部分之间	图 E.1 图 E.2	800	825	850	875
B ₂	网状遮栏至带电部分之间	图 E.1	100	175	200	225
C	无遮栏裸导体至地(楼)面之间	图 E.1	2 300	2 375	2 400	2 425
D	平行的不同时停电检修的无遮栏裸导体之间	图 E.1	1 875	1 875	1 900	1 925
E	通向室外的出线套管至室外通道的路面	图 E.2	3 650	4 000	4 000	4 000

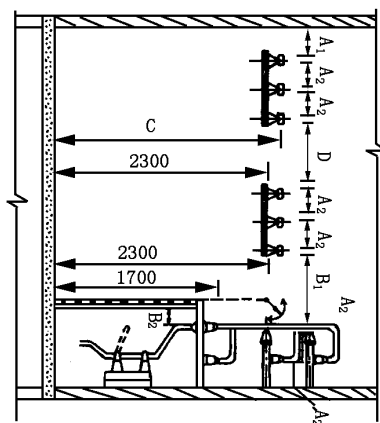


图 E.1 室内 A₁、A₂、B₁、B₂、C、D 值校验

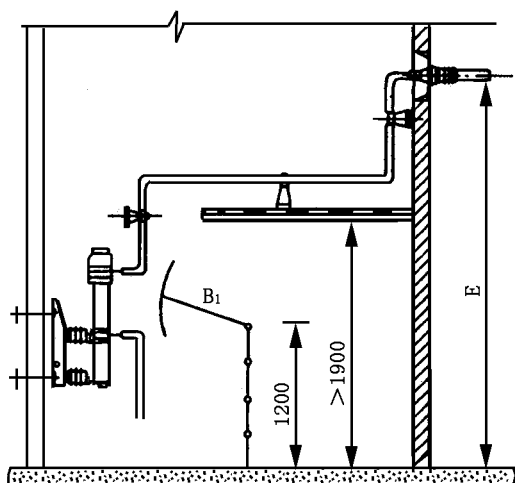


图 E.2 室内 B_1 、 E 值校验

本规范用词说明

1 为便于在执行本规范条文时区别对待,对要求严格程度不同的用词说明如下:

1)表示很严格,非这样做不可的用词:

正面词采用“必须”;反面词采用“严禁”;

2)表示严格,在正常情况下均应这样做的用词:

正面词采用“应”;反面词采用“不应”或“不得”;

3)表示允许稍有选择,在条件许可时首先应这样做的用词:

正面词采用“宜”;反面词采用“不宜”;

表示有选择,在一定条件下可以这样做的用词采用“可”。

2 本规范中指明应按其他有关标准、规范执行时,写法为“应符合……的要求或规定”或“应按……执行”。