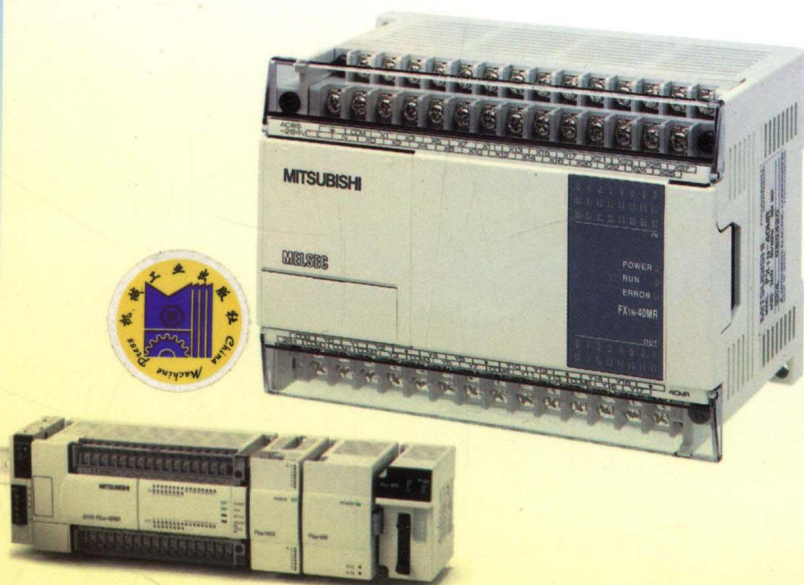


王雅芳 编著

三菱FX系列 PLC原理 及工程应用

SANLING FX XILIE
PLC YUANLI
JI GONGCHENG YINGYONG



机械工业出版社
CHINA MACHINE PRESS

变配用电设备电气试验与 典型故障分析及处理

赵永生 主编

彭玉槐 唐亚笛 王先存 胡灵荣 参编



机械工业出版社

本书结合近年来电力行业变、配、用电设备及相关电气设备诊断技术发展情况,详细介绍了变、配、用电设备的试验项目、试验方法、试验设备的使用、接线及如何通过试验结果分析、判断设备的状态,发现问题后如何处理,并详细介绍了变、配、用电设备典型故障的现象、分析处理方法及经验教训。

本书主要供从事电气设备安装、调试、运行与维护方面工作的技术人员使用,并可作为在职技术人员的业务提高培训教材,也可供高职高专电气专业师生参考。

图书在版编目 (CIP) 数据

变配用电设备电气试验与典型故障分析及处理/赵永生主编. —北京:机械工业出版社, 2012. 5

ISBN 978-7-111-38028-3

I. ①变… II. ①赵… III. ①电气设备—电工试验②电气设备—故障诊断 IV. ①TM

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2012) 第 067664 号

机械工业出版社 (北京市百万庄大街 22 号 邮政编码 100037)

策划编辑: 张俊红 责任编辑: 赵 任 版式设计: 霍永明

责任校对: 樊钟英 封面设计: 马精明 责任印制: 李 妍

中国农业出版社印刷厂印刷

2012 年 6 月第 1 版第 1 次印刷

184mm×260mm·18.75 印张·463 千字

0001—3000 册

标准书号: ISBN 978-7-111-38028-3

定价: 49.80 元

凡购本书, 如有缺页、倒页、脱页, 由本社发行部调换

电话服务

网络服务

社服务中心: (010) 88361066

门户网: <http://www.cmpbook.com>

销 售 一 部: (010) 68326294

教材网: <http://www.cmpedu.com>

销 售 二 部: (010) 88379649

读者购书热线: (010) 88379203 封面无防伪标均为盗版

前 言

随着电力系统变、配、用电设备技术水平的不断发展，先进的设备管理方法和维修技术在变、配、用电设备单位的普及，特别是以状态为依据的维护方式推广普及后对从事相关工作的技术人员业务水平也提出了更高的要求——如何通过科学的试验方法对设备进行全面检测，如何通过对检测的数据进行可靠、准确的分析、判断来评估设备的状态，如何对相关的设备故障进行处理，确保变、配、用电设备安全、可靠、长周期经济运行是每个相关企业所追求的管理目标之一。

本书详细介绍了变、配、用电设备的试验项目、试验方法、试验设备的使用、接线及如何通过试验结果分析、判断设备的状态，发现问题后如何处理，并详细介绍了变、配、用电设备典型故障的现象、分析处理方法及经验教训。

电气设备的故障类型、现象各不相同，从事相关工作的技术人员不可能一一掌握，我们希望通过介绍相关知识后启发读者，让读者真正掌握变、配、用电设备故障诊断、处理的方法，掌握变、配、用电设备知识的学习方法，使读者在实际工作当中能够应对不同的技术问题，能够通过各种现象去发现问题、解决问题。

本书由赵永生主编，参加编写的还有彭玉槐、唐亚笛、王先存、胡灵荣。另外，参加本书资料收集整理及部分内容编写的还有邓华、谭方伟、熊英、李敏、周海波、周进多、刘健、黄大成、杨光华、卞惠泉、龚靖宇，在此表示感谢。

书中不妥之处，敬请各位读者批评指正！

作 者

目 录

前言

第 1 章 电介质的绝缘特性及击穿机理	1
1.1 电介质的基本知识	1
1.2 固体介质的击穿	6
1.3 液体介质的击穿	8
1.4 气体放电	10
第 2 章 电气设备试验的基本知识与基本方法	25
2.1 电气设备试验的意义及试验人员应具备的素质	25
2.2 电气设备试验的基本规定	27
2.3 测量绝缘电阻和吸收比的方法步骤及注意事项	29
2.4 直流泄漏电流试验及直流耐压的试验方法步骤及注意事项	34
2.5 介质损失角 $\tan\delta$ 试验方法及注意事项	41
2.6 交流耐压试验的一般方法步骤及注意事项	49
第 3 章 变压器的试验方法及其结果分析与判断	54
3.1 变压器绝缘电阻和吸收比试验的目的、试验方法和结果分析	54
3.2 变压器泄漏电流试验的目的、试验方法和结果分析	56
3.3 变压器介质损耗因数试验的目的、试验方法和结果分析	57
3.4 变压器直流电阻试验的目的、试验方法和结果分析	59
3.5 变压器交流耐压试验的目的、试验方法和结果分析	63
3.6 变压器电压比试验的目的、试验方法和分析判断	65
3.7 变压器接线组别和极性的测定	69
3.8 变压器空载和短路试验	76
3.9 变压器绝缘油试验和色谱分析的基本知识	82
第 4 章 高压断路器的试验方法及其结果分析与判断	88
4.1 高压断路器绝缘电阻及泄漏试验及结果的分析与判断	88
4.2 高压断路器导电回路直流电阻试验及结果分析判断	89
4.3 高压断路器特性试验的目的、方法	90
第 5 章 互感器的试验方法及其结果分析与判断	94
5.1 互感器的试验项目、周期和标准	94
5.2 互感器绝缘试验的目的、方法及其结果分析	96
5.3 互感器的特性试验的方法及其结果分析	106
第 6 章 电力电缆的试验方法及其结果分析与判断	111
6.1 电力电缆绝缘电阻的试验方法及注意事项	112
6.2 电力电缆直流耐压试验和泄漏电流试验的试验方法及结果分析	113
6.3 电力电缆的故障探测	115

第 7 章 异步电动机的试验方法及其结果分析与判断	122
7.1 异步电动机直流电阻的试验方法及其结果分析	122
7.2 异步电动机的绝缘试验方法及其结果分析	123
7.3 异步电动机的极性试验方法及其结果分析	125
7.4 异步电动机的空载特性试验方法及其结果分析	127
第 8 章 电力电容器的试验方法及其结果分析与判断	129
8.1 电力电容器的试验项目、周期和标准	129
8.2 电力电容器绝缘电阻的试验方法及其结果分析	131
8.3 电力电容器 $\tan\delta$ 和电容量测量的方法及其结果分析	131
8.4 电力电容器交流耐压试验和冲击耐压的试验方法及其结果分析	134
第 9 章 避雷器的试验方法及其结果分析与判断	136
9.1 避雷器的试验项目和要求	137
9.2 避雷器绝缘电阻的试验方法及其结果分析	139
9.3 避雷器电导电流及串联元件非线性系数的试验方法及其结果分析	140
9.4 避雷器工频放电试验及其结果分析	143
9.5 管型避雷器的试验方法及其结果分析	145
9.6 氧化锌避雷器的试验方法及其结果分析	147
第 10 章 接地电阻的试验方法及其结果分析与判断	150
10.1 接地电阻试验要求	150
10.2 接地电阻土壤电阻率的测量方法及其结果分析	152
10.3 接地电阻的测量方法及其结果分析	155
第 11 章 变压器典型故障诊断及处理	160
11.1 变压器常见故障的直观判断	160
11.2 变压器瓦斯保护动作的原因、分析判断及处理	161
11.3 变压器进水受潮的原因、诊断方法及处理方法	166
11.4 变压器铁心多点接地故障的检测及临时处理	170
11.5 变压器绕组短路和断线的检查及处理	172
11.6 变压器有载调压分接开关箱渗油故障的处理	173
11.7 变压器套管引线故障的原因及处理	174
11.8 用气相色谱法检测变压器潜伏性故障的分析	175
11.9 气相色谱法检测变压器潜伏性故障实例	180
11.10 变压器绕组变形的原因、诊断方法和防止措施	181
11.11 变压器铁心过热的分析及过渡措施	182
11.12 变压器铁心故障的原因及处理	185
11.13 小型配电变压器喷油和油箱炸裂的原因及防止措施	185
11.14 变压器干燥处理的方法	186
11.15 大型电力变压器围屏爬电故障的原因、诊断方法及防止措施	187
11.16 变压器局部放电故障检测分析及处理	190
11.17 变压器油枕内空气未排出导致变压器假油位事故的发生	191
11.18 变压器有载分接开关过渡电阻断路导致其触头烧坏	192
11.19 变压器分接开关接触不良导致油温上升	193
11.20 变压器外壳接缝焊接不牢导致渗油	194

第 12 章 高压断路器典型故障分析与处理	196
12.1 高压断路器常见故障的处理	196
12.2 高压断路器运行中的维护和检查	197
12.3 高压断路器误跳的原因及其故障处理	199
12.4 高压断路器拒分、拒合的原因及其处理	203
12.5 高压断路器的事故处理原则	211
12.6 高压断路器运行中特别注意的 5 个问题	213
12.7 真空断路器常见故障分析及处理	214
12.8 油断路器故障时的试验项目及方法	217
12.9 少油断路器绝缘受潮的原因及处理	218
12.10 高压断路器拒分、拒合和误动故障的预防技术措施	219
12.11 高压断路器机械损伤预防的技术措施	220
12.12 预防高压断路器灭弧室烧损、爆炸的技术措施	221
12.13 高压断路器套管、支持绝缘子和绝缘提升杆闪络、爆炸预防的技术措施	222
12.14 常见断路器操作机构的故障及其原因	223
12.15 直流操作电源故障引起的断路器拒动、烧损的预防技术措施	226
12.16 高压油断路器缺油导致其爆炸	227
12.17 操作箱接线端子受潮导致断路器拒绝合闸	227
12.18 开关柜内接线头碰壳导致断路器跳闸	228
第 13 章 电力互感器典型故障分析与处理	230
13.1 电压互感器常见故障分析及处理	230
13.2 电磁式电压互感器引起谐振的原因及处理措施	231
13.3 串级式电压互感器发生事故的原因及其预防措施	233
13.4 电容式电压互感器产生故障的原因及其预防措施	235
13.5 运行中的 10 ~ 35kV 电压互感器熔断器熔断的原因及处理	237
13.6 电压互感器二次侧电缆接错造成短路	237
13.7 电压互感器二次极性接反导致二次电压不对称	239
13.8 误接二次线导致电压互感器烧坏	240
13.9 电压互感器高压侧熔断器熔丝熔断导致电压指示值偏低	240
13.10 电压互感器二次回路上工作导致电压互感器烧坏	241
13.11 水分太高导致 SF ₆ 电压互感器爆炸	242
13.12 电压互感器中性点未接地导致发电机多次误报接地故障信号	245
13.13 电压互感器二次侧主、辅绕组接错导致母线电压指示不正确	246
13.14 单相接地故障导致电压互感器二次侧断路器多次跳闸	247
13.15 电压互感器二次接线错误导致相电压指示异常	248
13.16 电流互感器常见异常分析、判断及处理	249
13.17 LB 系列电流互感器常见故障、原因及其预防措施	250
13.18 电容型电流互感器的干燥处理	251
13.19 电容型电流互感器爆炸的常见原因及其预防措施	253
13.20 电流互感器二次回路引起火灾事故	256
13.21 产品工艺质量差导致 220kV 电流互感器爆炸	257
13.22 110kV 电流互感器的局部放电缺陷分析及处理	259
13.23 差动保护用电流互感器未核算 10% 误差曲线引起保护误动的分析	261

第 14 章 电力电缆的典型故障分析与处理	263
14.1 纸绝缘电力电缆在运行中发生故障或击穿的原因及其预防措施	263
14.2 电缆中间接头绝缘击穿的原因及预防措施	267
14.3 交联聚乙烯电缆在运行中发生事故的原因及其预防措施	268
14.4 交联聚乙烯电力电缆进水的原因及预防措施	270
14.5 电力电缆发生火灾事故的原因及防火措施	271
第 15 章 异步电动机的典型故障分析与处理	273
15.1 三相异步电动机的常见故障、原因及处理	273
15.2 电动机发生火灾的原因及其预防	275
15.3 电动机运行时有噪声和振动过大的原因	276
15.4 异步电动机“扫膛”原因及处理	277
15.5 转子铁心支架电焊渣导致电动机故障	277
15.6 电动机单相运行的原因及处理	278
15.7 电动机接线端子锈蚀导致电动机三相电压不平衡运行	278
15.8 接线盒内接线铜鼻断裂导致电动机断相运行	279
15.9 电动机基础建筑与电动机共振造成的短路故障	279
15.10 绕线式电动机并头套之间击穿短路的处理与预防	280
15.11 绕线式电动机集电环过热和火花过大的原因及处理	281
15.12 高压电动机常见的定子故障分析及处理方法	281
15.13 高压电动机转子笼条断裂的原因及处理方法	285
参考文献	289

第 1 章 电介质的绝缘特性及击穿机理

在电力系统中常常由于某一部分或某一电气设备的绝缘遭到损坏而引起事故，破坏了系统工作的安全性和可靠性，给国民经济造成重大损失。为确保恰当的系统绝缘水平，保证电气设备绝缘的安全运行和电气工作人员的安全，必须对绝缘材料（常称为电介质，它包括气体、液体和固体介质）和绝缘结构的耐电性能进行研究。

1.1 电介质的基本知识

电介质在电场作用下，主要有极化、电导、损耗和击穿四种物理现象。

1.1.1 电介质的极化

1. 电介质的极化和介电系数

电介质在外加电场作用下，在相对电极的两个面上出现正、负电荷，使电介质呈现极性的现象，称为电介质的极化。极化现象如图 1-1 所示。

图 1-1 所示的平行板电容器，先放在密闭的容器内将极间抽成真空，而在极板上施加直流电压 U ，这时极板上积聚有正、负电荷，其电荷量为 Q 。然后把一块厚度与极间距离相等的固体介质放在极板之间，施加同样的电压，就会发现极板上的电荷量增加到 $Q_0 + Q$ （见图 1-1b）。这是由于电介质极化现象造成的：即外加电场作用下，此固体介质中原来极板上另外吸住了一部分电荷 Q' 。所以极板上电荷增移，并造成电容量也增大，平行板电容器在真空中的电容量为

$$C_0 = \frac{Q_0}{U} = \frac{\varepsilon_0 A}{d} \quad (1-1)$$

式中 A ——极板面积 (m^2)；

d ——极间距离 (m)；

ε_0 ——真空的介电系数，为 $1/36 \times 10^{-9} \text{F/m}$ 。

极板间插入固体介质后，电容量增为

$$C = \frac{Q_0 + Q'}{U} = \frac{\varepsilon A}{d} \quad (1-2)$$

由上面两式可得

$$\varepsilon_r = \frac{\varepsilon}{\varepsilon_0} = \frac{C}{C_0} = \frac{Q_0 + Q'}{Q_0} \quad (1-3)$$

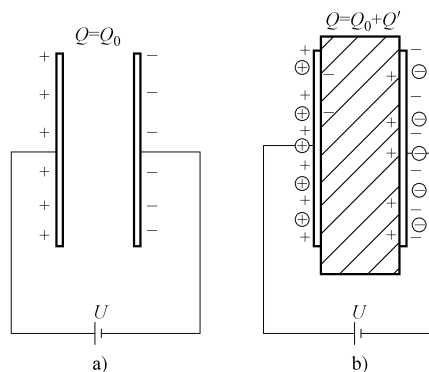


图 1-1 极化现象

a) 电极间为真空 b) 电极间有固体介质

ε_r 称为介质的相对介电系数。各种电气的 ε_r 均接近于1,而常用的液体、固体介质的 ε_r 则各不相同,大多数在2~6,而且各种介质的 ε_r 与温度、电源频率的关系也不一致,且与极化形式有关。

2. 极化种类

介质的极化种类很多,其最基本的形式为电子式、离子式和偶极子极化三种,另外还有夹层介质界面和空间电荷极化等。

1) 电子式极化如图1-2所示,当物质原子中的电子轨道受到外电场的作用时,它将相对于原子核产生位移,这就是电子式极化。这时原子中正、负电荷作用中心不再重合,其极化强度与正、负电荷作用中心的距离 d 成正比,且随着外电场的增加而增大。

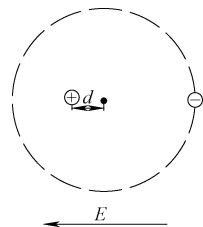


图1-2 电子式极化

电子式极化存在于一切气体、液体及固体介质中。它有两个特点:①形式极化所需的时间短(因电子质量极小),约为 10^{-15}s ,即它在各种频率范围内均能产生,故其 ε_r 不随频率而变化;②它具有弹性,当外电场去掉后,依靠正、负电荷间的吸引力,其作用中心又重合而呈中性,所以这种极化没有损耗。

温度对电子式极化影响不大,温度升高时,电子与原子核的结合力减弱,极化略有加强,但温度升高使介质密度变小,导致极化减弱。在上述两种相反的作用中,后者略占优势。一般 ε_r 有很小的负温度系数,工程上可以忽略不计。

2) 离子式极化如图1-3所示。固体无机化合物多数属离子式结构,如云母、陶瓷材料等。无外电场时,每个分子的正、负离子作用中心是重合的,故不呈现极性,如图1-3a所示。在外电场作用下,正、负离子发生偏移,使整个分子呈现极性,如图1-3b所示。离子式极化也属弹性极化,几乎没有损耗,极化过程所需时间也很短,约为 10^{-13}s ,所以在一般使用的频率范围内,可以认为 ε_r 与频率无关。

温度对离子式极化的影响,存在着相反的两种因素:①离子间结合力随着温度升高而降低,使极化程度增加;②离子的密度会随温度升高而减小,使极化程度降低。通常以前一种因素影响较大,所以其 ε_r 一般具有正温度系数。

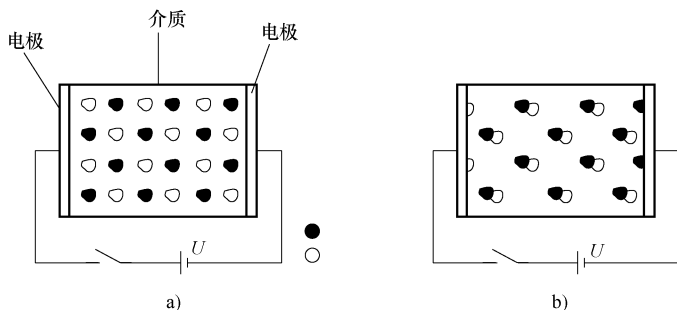


图1-3 离子式极化

a) 无外电场时 b) 有外电场时

3) 偶极子极化如图1-4所示。偶极子是一种特殊的分子。它的正、负电荷作用中心不重合,因而形成一个永久的偶极矩。具有这种永久性偶极子的电介质为极性电介质。例如蓖麻油、橡胶、胶木和纤维素等均是常用的极性绝缘材料。

当没有外电场时, 单个的偶极子显然具有极性, 但各个偶极子处在不停的热运动之中, 分布非常杂乱, 对外的作用互相抵消, 整个介质对外并不呈现极性, 如图 1-4a 所示。在外电场作用下, 原来杂乱分布的极性分子顺电场方向定向排列, 因而显示出极性, 如图 1-4b 所示。

偶极子极化是非弹性的, 极化时消耗的电场能量在复原时不能收回 (极性分子旋转时要克服分子间的吸引力, 可想象为分子在一种黏性的媒质中旋转需克服阻力一样); 极化所需的时间也很长, 约为 $10^{-10} \sim 10^{-2} \text{ s}$ 。因此, 极性介质的 ε_r 与电源频率有较大的关系, 频率很高时偶极子来不及随电场转动, 因而其 ε_r 减小。

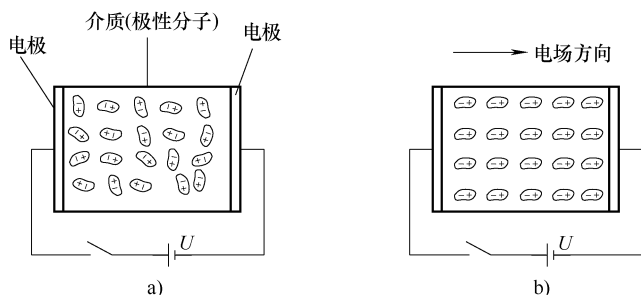


图 1-4 偶极子极化

a) 无外电场时 b) 有外电场时

温度对极性介质的 ε_r 有很大的影响, 温度高时, 分子热运动加剧, 妨碍它们沿电场方向取向, 使极化减弱, 所以极性气体介质常具有负温度系数。但对液体、固体介质则情况有所不同, 温度过低时, 由于分子间联系紧, 分子难以转向, 所以 ε_r 也变小 (此时剩下的主要是电子位移极化)。当温度高时, 分子间联系减弱, 分子便于取向, 此时 ε_r 将随温度的升高而增加, 以后当热运动变得较强烈时, ε_r 又随温度上升而减小。

4) 夹层式极化。上面介绍的均是单一均匀介质的情况。实际上设备的绝缘往往由几种不同的介质组成, 或介质是不均匀的。在这种情况下, 还会产生“夹层介质界面极化”现象。这种极化过程十分缓慢, 并且伴随有能量损耗。

5) 空间电荷极化。介质中的正、负自由离子在电场作用下改变分布情况时, 便在电极附近形成空间电荷, 称为空间电荷极化。它和夹层介质界面极化现象一样是缓慢进行的。所以在交变电场, 仅在低频至超低频阶段才有这种极化现象存在, 而在高频时因空间电荷来不及移动, 因此就没有这种极化现象。

1.1.2 电介质的电导 (或绝缘电阻)

任何电介质都不可能是理想的绝缘体, 它们总有一些联系弱的带电质点存在。在电场作用下, 它们可作有方向的运动构成电流, 因而任何电介质都具有一定的电导。电介质在直流电压 U 作用下, 初瞬间由于各种极化过程的发展, 使电介质中流过的电流将随着时间变化而变化。经一定时间后, 极化过程结束, 这时流过电介质的电流趋于一定值 I_g 。与这个稳定电流值 I_g 相对应的电阻称为绝缘电阻 R_∞ 。

$$R_\infty = \frac{U}{I_g} \quad (1-4)$$

介质绝缘电阻可以用来表征介质的绝缘程度。对于固体介质绝缘电阻包括介质的体积泄漏电阻和表面泄漏电阻, 两者可视为并联关系。因表面电阻受外界影响很大 (如潮湿、脏污等), 不能说明介质内部的绝缘情况, 因此, 固体介质必须注意区分体积电阻和表面电阻。

介质绝缘电阻的倒数为介质的电导，它的大小决定着介质中的泄漏电流。泄漏电流大将引起介质发热，加速介质的老化。介质的电导和导体的电子电导不同，它是离子电导，其特点是：

1) 电介质电导与温度有密切关系，温度越高，离子热运动越剧烈，容易改变原有受束缚的状态，因而在电场中运动的离子数和速度都要增加，即电导随温度升高而增大，具有正温度系数。

2) 电介质电导与所加电压有关，通常介质在接近击穿时，电导电流显著增加，绝缘电阻急剧下降。

3) 电介质电导与加压时间有关，在加压初期，因电导电流与可逆性的极化电流同时产生，可逆性极化电流叫吸收电流，它是随介质加压的时间增加而逐渐衰减的。所以要测得绝缘电阻的稳定值需较长时间，实际中规定加压 1min 后测得的电阻值即为绝缘电阻值。

在绝缘预防性试验中，通常采用测量绝缘电阻及泄漏电流来判断绝缘是否受潮、有无其他劣化现象。

1.1.3 电介质的能量损耗

1. 介质损耗及其形式

由前所述的极化和电导可以看出，电介质在电压作用下有能量损耗：一种是由电导引起的损耗；另一种是由某种极化引起的损耗，如极性介质中偶极子转向极化、夹层极化等。电介质的能量损耗称为介质损耗。

电导损耗为电场作用下由泄漏电流引起的那部分损耗。泄漏电流与电场频率无关，故这部分损耗在直流、交流下都存在。气体电介质以及绝缘良好的液、固体电介质，电导损耗都不大。液、固体电介质的电导损耗随温度升高而按指数规律增大。

极化损耗为偶极子与空间电荷极化引起的损耗。在直流电压作用下，由于极化过程仅在电压施加后很短时间内存在，与电导损耗相比可忽略。而在交流电压作用下，由于电介质随交流电压极性的周期性改变而做周期性的正向极化和反向极化，极化始终存在于整个加压过程之中。极化损耗在频率不太高时随频率升高而增大。但频率过高时，极化过程反而减弱，损耗也减小。极化损耗与温度也有关，在某一温度下极化损耗达到最大。

2. 介质损失角正切 $\tan\delta$

在直流电压作用下，由于无周期性极化，因损耗只是由电导引起的电导损耗，用体积电导率和表面电导率两个物理量已能够表达，所以直流电压作用下不需要再引入介质损耗这个概念。

在交流电压作用下，除电导损耗外，还有由于周期性的极化而引起的能量损耗，因此需要引入一个新的物理量来表示，这个物理量就是 $\tan\delta$ 。

电介质两端施加一交流电压 U 时，应有电流 I 流过介质。 I 由 3 个电流分量组成

$$I = I_c + I_g + I_a \quad (1-5)$$

式中 I_g ——电导过程的电流，为阻性电流，与 U 同相位；

I_c 、 I_a ——无损极化和有损极化时的电流。

对应的等值电路如图 1-5a 所示，此等值电路可进一步简化成如图 1-5b 所示的由 R 和

C_p 相并联的等值电路。此并联等值电路的相量图如图 1-5c 所示。我们定义功率因数角 θ 的余角为 δ 角。由相量图可见, 介质损耗功率越大, I_R 越大, δ 角也越大, 因此 δ 角称为介质损失角。

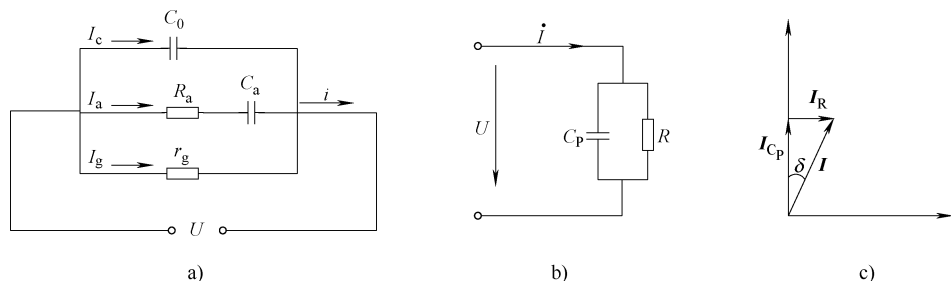


图 1-5 交流电压下电介质的等值电路及相量图

a)、b) 等值电路 c) 相量图

对此并联等值电路, 可写出介质损耗功率 P 的计算公式:

$$P = UI_R = UIC_p \tan \delta = U^2 \omega C_p \tan \delta \quad (1-6)$$

上述等值电路只有计算上的意义, 并不能确切反映其物理过程。

讨论介质损耗的意义在于:

1) 在电工中使用的电介质, 要求它的 $\tan \delta$ 越小越好。尤其在高频下使用的绝缘材料, $\tan \delta$ 大, 介质发热, 可使介质老化或者导致击穿。

2) 在绝缘预防性试验中, 测 $\tan \delta$ 是一个基本项目。当绝缘受潮或劣化时, $\tan \delta$ 剧烈上升。对绝缘内部是否普遍发生局部放电, 也可以通过测 $\tan \delta = f(u)$ 的曲线加以判断。

1.1.4 电介质的老化与击穿场强

当施加于电介质的电压增加达到某一临界值 U_j (击穿电压) 时, 通过电介质的电流剧增, 电介质被击穿。电介质击穿后, 完全丧失它固有的绝缘性能, 转变成为导体 (对气体、液体介质, 外施电压除去后, 绝缘还可能恢复)。电介质被击穿时的电场强度 E_j 称为击穿电场强度或抗电强度。 U_j 与 E_j 间存在如下简单关系:

$$E_j = \frac{U_j}{d} \quad (1-7)$$

式中 d ——击穿处电介质的厚度 (cm);

U_j ——击穿电压 (kV);

E_j ——击穿电场强度 (kV/cm)。

有关气体、液压和固体电介质的击穿, 将在本章后几节中介绍。

在电介质中, 由于电场、热、化学、机械等的作用, 其绝缘性能逐渐变坏, 这一过程可能是可逆的, 即在电压消除后, 可恢复到原来的绝缘状态; 也可能是不可逆的, 即在电压消除后, 介质不再恢复它原来的绝缘特性。可逆过程称为介质疲劳, 不可逆过程则称为介质老化。

使介质发生不可逆的老化过程可能有下列原因:

1) 过热。过热的原因有：①由其他热部分传来的热量；②介质损耗或不均匀介质的局部损耗产生的局部过热（在高频下可能性大）。

2) 化学作用。由于高温及强电场作用使电极和电介质接触处的空气间隙或介质内部气泡发生局部放电，产生臭氧、氮的氧化物等腐蚀电介质。

3) 机械损伤。由于机械碰撞及温度系数不同造成的应力引起的机械损伤，或介质不均匀及电极边沿处电场集中形成局部过电压，也会引起机械损伤。

以上各种原因可能在介质中同时存在，也可能在一定条件下，从一种形式过渡到另一种形式。例如，过热过渡到化学作用和机械损伤；化学作用过渡到机械损伤等。

1.2 固体介质的击穿

在高压电气设备中常用的固体介质有陶瓷、云母及其制品、大理石、混合浸渍过的木材及一些人工合成的材料（如塑料、橡胶、纤维等）。在实际应用中，固体介质是同时在电气作用下和机械力的作用下工作的，这会使其抗电强度大大降低，故研究固体介质电气特性时，还应注意机械力的影响。固体介质在电场作用下绝缘性能的破坏，表现为它的电导大大增加，固体介质击穿后，出现烧焦或熔化的通道、裂缝等。其击穿具有不可逆性，即介质击穿后，除去外加电压，其绝缘性能也不能恢复到击穿前的水平。

固体介质的击穿常见的有电击穿、热击穿及电化学击穿等形式。固体介质击穿场强与电压作用时间的关系如图 1-6 所示。

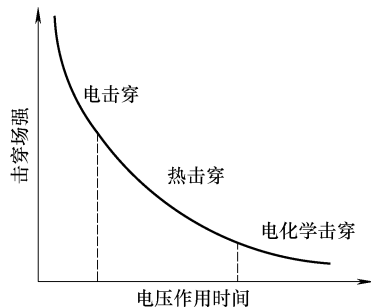


图 1-6 固体介质击穿场强与电压作用时间的关系

1.2.1 固体介质的击穿理论

1. 电击穿理论

电击穿理论是以考虑在固体介质中产生碰撞游离为基础，它不包括由边沿效应、介质劣化引起的击穿。

在电场作用下，固体介质中的自由电子若获得较大的动能，就可能使固体晶格上的原子或离子游离，在固体介质中出现很多带电质点，形成电子崩，当电子崩足够强时，可使固体介质击穿。

电击穿的特点是：电压作用时间短、击穿电压高、电介质温度不高、击穿场强不高；击穿场强与电场均匀度有密切关系，而与周围环境几乎无关。

2. 热击穿理论

热击穿是在电压作用时间较长的情况下发生的。在电压作用下，介质中有电流流过，而引起介质损耗。由于介质损耗使介质内部发热，温度上升，而介质的电阻具有负温度系数，即温度上升时，电阻较小，这又会使电流进一步增大，损耗所产生的热量也随之增大。如果介质中产生的热量比散发的热量大，介质的温度就会不断上升，引起介质分解、炭化等，致使介质击穿。

当介质中有局部缺陷时，特别是贯通性缺陷，局部的损耗增大，该处温升显著增高，击

穿就将发生在这局部缺陷的地方。热击穿电压与环境温度、电压作用时间、电压频率、周围媒质的散热能力和散热条件以及绝缘本身的导热系数、 $\tan\delta$ 、电阻率、介质厚度等因素有关。

3. 电化学击穿理论

电化学击穿一般发生在电气设备运行很长时间以后，且击穿电压较低。其主要原因往往是介质内部局部放电所致。

高压电气设备绝缘内部不可避免地存在缺陷（如固体绝缘中的气隙、液体绝缘中的气泡）和电场分布的不均匀性，这些气隙、气泡或局部固体绝缘沿面上的场强达到一定值时，就会发生局部放电，使固体介质（特别是有机介质）的劣化损伤逐步扩大，甚至可使整个绝缘击穿或沿面闪络。

1.2.2 影响固体介质击穿电压的主要因素

1. 电压作用时间的影响

若外加电压作用时间很短（如 0.1s 以下），固体介质就被击穿，此时可能是电击穿，一般来说，因为时间太短，热、化学等影响还不明显。当在交流电压作用下时间较长时（如几秒到数十小时）介质击穿，则热击穿往往起决定作用（这还要看介质损耗的大小和散热条件的好坏）。有时也很难分清，如在常用的工频耐压试验中被击穿时，就会有电和热的联合作用。当电压作用时间很长（几十小时到几年）时击穿，则大多数属于电化学击穿范围。如果需要明确区分，还应根据击穿时的现象和介质的情况具体分析，不能仅以加压时间的长短来区分。浸油电工纸板的击穿电压和加压时间的关系（25℃）如图 1-7 所示，如以其 1min 工频击穿电压（幅值）作为 100%，则在冲击电压作用下的击穿电压约达 300%，且在较宽的时间范围内击穿电压与电压作用时间几乎无关，只有在外施冲击电压极短时（几微秒），击穿电压又升高，这与气体在极短冲击电压下的放电电压会升高的原因相似（因外施电压的时间与放电时间相近）。在长期工作电压作用下，击穿电压仅为工频 1min 击穿电压的几分之一，这说明由于局部放电对介质的损害而出现了电化学击穿。

2. 温度的影响

如图 1-8 所示为工频电压下电瓷的击穿电压与温度的关系，有一临界温度 t_0 。当温度大于 t_0 时，电瓷的击穿电压迅速下降，属于热击穿性质。临界温度不是一个常数，固体介质的厚度越大，散热越困难，临界温度 t_0 就越低。

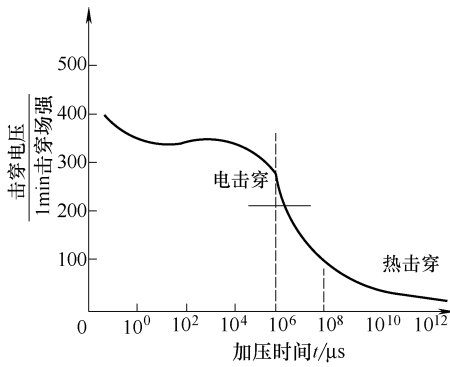


图 1-7 浸油电工纸板的击穿电压和加压时间的关系（25℃）

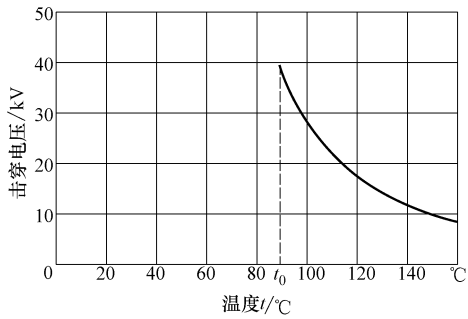


图 1-8 工频电压下电瓷的击穿电压与温度的关系

3. 电场均匀度和电介质厚度的影响

均匀电场中,在电击穿领域内,击穿场强与介质厚度几乎无关,在热击穿领域内,则厚度越大,击穿场强就越小。

在不均匀电场中,即使在电击穿领域内,随着介质厚度的增大,击穿时的平均场强仍将减小。

4. 电压种类的影响

同一介质、同一电极布置时,其直流、交流和冲击电压作用下的击穿电压往往是不相同的。冲击击穿电压和工频击穿电压(幅值)之比称为该介质的冲击系数。介质的冲击击穿电压常大于工频击穿电压,其冲击系数常大于1;直流电压下的击穿电压也常比工频击穿电压高得多,这是因为直流电压下的固体介质损耗小、局部放电又弱的缘故。

当加高频电压时,固体介质的高频击穿电压比工频击穿电压要低,这是由于介质损耗更大,局部放电更强,因而引起发热严重,致使介质更易发生热击穿;或者由于局部放电引起的化学变化、发热等损伤绝缘,使绝缘劣化加速,从而导致电化学击穿提前到来。

5. 受潮湿的影响

固体介质受潮后,击穿电压下降,下降程度与介质的性能有关。对于不易吸潮的中性介质,如聚乙烯、聚四氟乙烯等,吸潮后击穿电压将下降50%左右;但对于易吸潮的极性介质,如棉丝、纸等纤维材料,吸潮后击穿电压迅速下降,最低可降至干燥时的数百分之一。这是因为介质中含水量增大时,其电导率和介质损耗均迅速增加,很容易造成热击穿。

6. 机械力影响

对均匀和严密的固体介质来说,在弹性限度内,击穿电压与其机械形变无关,但是对于某些具有孔隙的不均匀介质来说,机械应力和形变对击穿电压有很显著的影响。机械力可能使介质中的孔隙减少和缩小,从而使击穿电压升高,或者可能使某些原来较完整的介质产生裂缝,导致击穿电压降低。

7. 累积效应的影响

固体介质在均匀电场中,特别是在冲击电压作用下,发现有强烈的局部放电,但由于电压作用时间短,没有形成贯穿的击穿通道,仅在固体介质中形成局部损伤或不完全击穿。实验指出,不完全击穿具有累积效应,即介质的击穿电压随着过去承受过的不完全击穿次数的增加而降低。

1.3 液体介质的击穿

1.3.1 液体介质的击穿机理

对液体介质击穿机理的研究远不及对气体的研究,还提不出一个较为完善的击穿理论。其主要原因在于:工程用液体中总含有某些气体、液体或固体杂质,这些杂质的存在,对液体介质的击穿过程影响很大。因此,宜将液体介质分为两类,即纯净的和工程上用的液体介质来加以研究。实际中接触最多的、也是应用最广泛的液体介质是变压器油,故在下面的讨论中,以变压器油为主要对象。

1. 电击穿理论

一般认为, 纯净的液体介质的击穿过程基本上与气体介质的击穿过程相类似。在液体介质中, 总会有一些最初的自由电子, 这些电子在电场的作用下, 产生碰撞游离。当外加电场足够强时, 电流剧增, 致使液体介质击穿。

由于液体介质的密度远比气体介质大, 液体介质中电子的自由行程很短, 不易积累到足以产生碰撞游离所需的动能。因此, 纯净液体介质的耐电强度总比常态下气体介质的耐电强度高很多, 前者可达 10^6 V/cm 数量级, 而后者仅有 10^4 V/cm 数量级。

2. 小桥击穿理论

工程用液体介质总量不是很纯净, 即使以极纯净的液体介质注入电气设备中, 在注入过程中也难免有杂质混入。因为液体介质与大气接触时会逐渐被氧化, 并从大气中吸收气体和水分, 而且常有各种纤维从固体绝缘物中脱落到液体介质中来; 在运行过程中, 液体介质本身也会老化, 分解出气体、水分和聚合物, 所以工程中的液体介质总是含有一些杂质。这些杂质的介电系数和电导与纯净液体介质本身的相应参数是不相等的。因此在外电场作用下, 会在这些杂质附近造成局部强电场。由于电场力的作用, 这些杂质会在电场方向被拉长, 沿电场方向逐渐排列成杂质的“小桥”。如果此“小桥”贯穿于电极之间, 则由于组成此“小桥”的纤维及水分等电导较大, 使漏泄电流增大, 发热增加, 促使水分汽化, 形成气泡; 即使杂质小桥尚未贯穿全部间隙, 在各段杂质链端部处液体介质中的场强也将增大很多, 液体介质将在此局部高场强下电离而分解出气体; 小桥中气泡的增多, 促使游离过程增强, 最后将小桥通道游离而导致击穿。

1.3.2 影响液体介质击穿电压的因素

1. 杂质的影响

液体介质中的杂质含有水分、气泡和纤维等。如果气体和水分溶解于液体介质中, 则对耐电强度影响不大, 如呈悬浮状态, 则如前所述, 将易形成“小桥”, 而使击穿电压明显下降。油中含水量对工频击穿电压的影响如图 1-9 所示, 当油中含水量仅占万分之几时, 就会使击穿电压显著下降; 当含水量继续增加时, 多余部分将沉积于底部, 击穿电压就不再继续下降。当油中纤维存在时, 水分的影响特别明显。纤维越多, 击穿电压值降低也就越大; 电场越均匀, 杂质对击穿电压的影响越大, 击穿电压的分散性越大。在不均匀电场中, 杂质对击穿电压的影响较小, 因在场强高处先发生局部放电而产生扰动, 杂质不易形成“小桥”。对于冲击击穿电压, 杂质的影响也较小, 因为冲击电压作用时间短, 杂质来不及形成“小桥”。

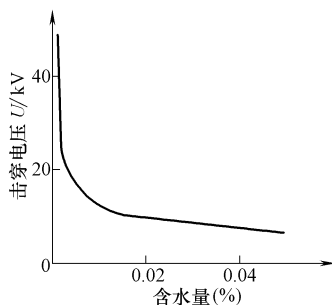


图 1-9 油中含水量对工频击穿电压的影响

2. 温度的影响

油的击穿电压与温度的关系较复杂。图 1-10 所示的是油的温度对工频击穿电压的影响, 当温度在 $0 \sim 60^\circ\text{C}$ 内, 油的击穿电压往往随温度的升高而增加。这是由于油中悬浮状态的水分随着温度升高转变为溶解状态的缘故, 以致在温度为 $60 \sim 80^\circ\text{C}$ 内, 油的击穿电压出现最大值, 当温度过高时, 油中水分汽化, 形成气泡, 而使击穿电压降低。

3. 电压作用时间的影响

由于加上电压后,油中的杂质聚集到电极间或者是油发热等都需要一定的时间,所以油间隙击穿电压会随加压时间的增加而下降。当油的净度及温度提高时,电压作用时间对击穿电压的影响减小。经过长时间工作后,油的击穿电压将缓慢下降,这常常是由于油的劣化、变脏等因素造成的。在油不太脏并由工频电压作用时,1min下的电气强度和较长时间的电气强度相差不大,因而工频交流耐压试验通常只加1min的试验电压。

4. 电场均匀程度的影响

当油的净度较高时,改善电场的均匀程度能使工频或直流电压下的击穿电压明显提高。但在品质较差的油中,因杂质的影响已使电场发生畸变,故此时改善电场的均匀程度所带来的好处并不显著。若含杂质的油受冲击电压作用时,因杂质来不及形成小桥,则改善电场均匀程度能提高其击穿电压。

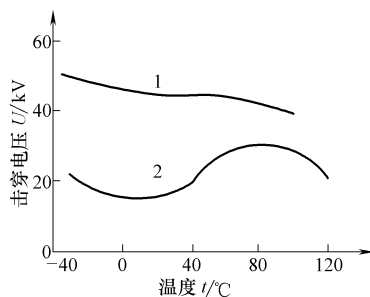


图 1-10 油的温度对工频
击穿电压的影响
1—干燥的油 2—潮湿的油

1.3.3 提高液体介质击穿电压的方法

1) 在液体介质的电极间,放入固体介质屏障用以提高击穿电压。在不均匀电场中,将屏障放在电场较强附近处时效果特别明显。加入屏障之所以能提高液体介质的击穿电压,是由于屏障阻止了小桥的形成,限制了放电发展的缘故。

2) 减少杂质。从上面的分析可知,液体介质中杂质对其间隙的击穿电压影响较大,所以应尽量减少杂质。具体方法有过滤、防潮、祛气等。

1.4 气体放电

在许多电气绝缘结构中,广泛应用空气作为绝缘材料,如架空线、母线、变压器引出线、隔离开关断口处等。气体在正常情况下是良好的绝缘材料。但是电极间电压超过一定临界值时,气体会突然失去绝缘能力而发生放电现象,称为气体放电。在气压低、电源容量小时,放电表现为充满整个间隙的辉光放电形式;在大气压时常表现为火花放电或电弧放电形式。在很不均匀的电场中,间隙击穿前,在局部电场很强的地方已开始放电,这种放电形式被称为电晕放电。气体间隙在击穿放电结束后,气体介质能自动恢复绝缘性能,故又称为自恢复绝缘。

当气体中有固体介质时,例如,支承载流导体的绝缘子常常会沿着固体表面层气体发生击穿放电,这种放电形式称为沿面放电。

1.4.1 气体放电理论

气体放电理论最初是在低气压、短距离的条件下进行放电实验的基础上建立起来的。随着电气设备电压等级的提高、物理实验技术的进步,高电压、长间隙条件下气体放电实验研究逐渐发展起来。在这些实验基础上总结出气体放电理论,但还不够完善,正处于进一步研究之中。下面以比较均匀的电场放电发展过程为例,介绍气体放电基本理论。

1. 汤逊气体放电理论

20 世纪初, 汤逊根据均匀电场低气压条件下的试验研究结果, 提出了比较系统的放电理论, 其实质如下:

实验装置原理图如图 1-11a 所示, 当在平板电极间加上直流电压, 逐渐升高电压时, 间隙就有电流通过, 均匀电气中气体的伏安特性如图 1-11b 所示。由于外界影响 (光照射), 间隙中总是存在少量的带电粒子 (主要是电子), 当间隙电压由零逐渐升高时, 这些带电粒子就开始沿着电场方向运动, 其运动速度随着电压的升高而加大 (带电粒子能量加大), 间隙中电流也就逐渐增大, 如图 1-11b 的 OA 段所示; 当电压进一步增大, 由于外界因素产生的带电粒子数基本上没有变化, 故电流趋于饱和, 如图 1-11b 的 AB 段所示。当电压增至 U_B 时, 由于极间电场已足够强, 使电子在向阳极运动中积聚了足以引起碰撞游离的动能。碰撞游离后产生的新电子和原有电子一起又将从电场中获得动能, 继续引起碰撞游离, 这个过程将越来越剧烈, 像雪崩似的发展, 故称为“电子崩”。因此, 电流增长很快, 如图 1-11b 的 BC 段所示。此时间隙仍未击穿, 逸出阴极表面的电子主要是依靠外界因素影响, 当外界因素影响消失后, 原始电子崩中的电子到达并进入阳极, 间隙中没有继续引起碰撞游离的电子存在, 所以放电就停止。这种需要外界能量支持的放电称为非自持放电。若再继续增大电压至 U_C 即 C 点时, 放电达到自持, 即取消外界游离因素的作用, 间隙中的放电也能继续进行。放电之所以能自持下去, 是由于正离子到达阴极表面的游离作用所致, 即强烈的碰撞游离产生了很多正离子, 而正、负离子的质量比电子大得多, 受电场作用的运动速度慢, 和电子相比, 可视为静止不动。它们在向阴极移动的过程中, 有不少积聚在阴极附近, 形成阴极表面游离, 假使有 n_0 个电子从阴极脱离出来, 这些电子向阳极运动时, 由于碰撞游离在间隙中出现的正离子回到阴极能使阴极至少释放出 n_0 个电子。从而抵偿了间隙中进入阳极的电子, 新产生的 n_0 个电子将在电场作用下向阳极运动, 产生碰撞游离, 发展新的电子崩。这样不依靠外界能量支持的放电, 称为自持放电。放电转入自持后, 间隙中电流猛增, 间隙击穿, 如图 1-11b 中 C 点以后直线所示。

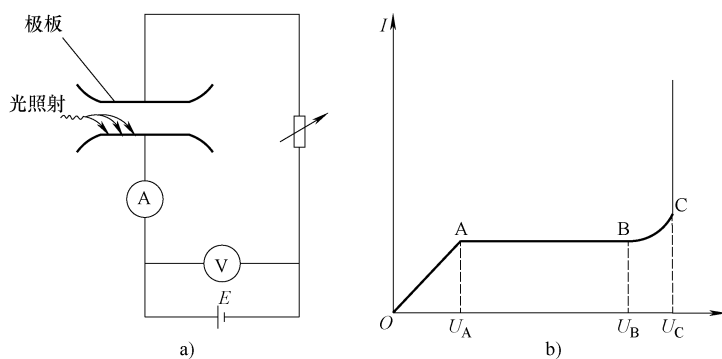


图 1-11 气体间隙的伏安特性

a) 实验装置原理图 b) 均匀电气中气体的伏安特性

由非自持放电转入自持放电的电压称为起始放电电压。如果电场比较均匀, 则起始放电电压就是间隙击穿电压。如果电场极不均匀, 起始电压是间隙的电晕起始电压, 而击穿电压可能比起始电压高得多。

根据上面的讨论,由自持放电的条件,可得出击穿电压的计算公式如下:

$$U_j = f(pd) \quad (1-8)$$

即当气体和电极材料一定时,间隙击穿电压是气体压力 p 与两电极间距离 d 乘积的函数。

这个规律在碰撞游离学说提出之前,就已从实验中总结出来,称为巴申定律。巴申定律可由碰撞游离学说加以阐明。图 1-12 所示为均匀电场中几种气体击穿电压和 pd 关系的实验曲线,从曲线中可见 pd 的变化,击穿电压有一极小值。这是因为当 d 一定时,压力增大,气体密度随之增大,电子在向阳极运行的过程中极易与气体分子相碰撞,平均每两次碰撞之间的自由行程缩短,每次碰撞时由于电子积聚的功能不足以使气体分子游离,因而使气体击穿电压升高;反之,气体压力减小,气体密度也随之减小,电子在运动过程中与气体分子碰撞的机会减小,只有增加电子的能量才能产生足够的碰撞游离而使气体击穿,因而击穿电压也会升高。若 p 一定时,增大极间距离,间隙电场强度减弱,击穿电压升高;反之,缩小极间距离,间隙中电子碰撞次数减小,击穿电压也将升高。因此,击穿电压具有极小值。

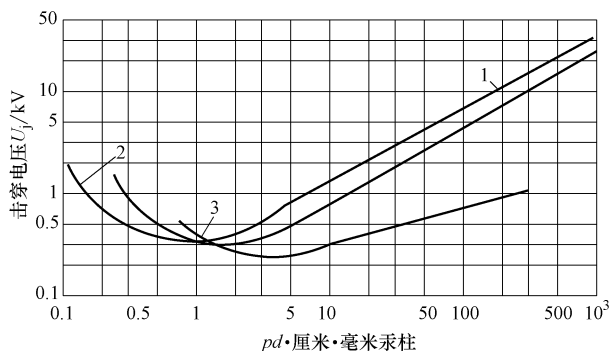


图 1-12 均匀电场中几种气体击穿电压和 pd 关系的实验曲线

汤逊放电理论是在低气压小间隙的条件下进行放电实验的基础上建立起来的,与大气中的放电现象有不符之处,它们之间的差异可概述如下:

1) 放电时间。按汤逊理论,间隙击穿所需时间应该是原始电子崩发展到整个间隙的时间加上正离子返回到阴极的时间,而实测到的数值要比计算值小 10 ~ 100 倍以上。

2) 放电外形。按汤逊理论,放电在整个间隙中是均匀连续发展的,但在大气压力下气体击穿时出现的却是有分枝的明亮细通道。

3) 阴极材料的影响。按汤逊理论,阴极材料的性质对击穿过程起重要作用,而在大气中实测得到的击穿电压却与阴极材料基本无关。

2. 气体击穿的流注理论

流注理论弥补了汤逊理论的不足,它是在电子崩理论的基础上发展的结果。流注理论认为电子的碰撞游离和空间游离是形成自持放电的主要因素,并且强调了空间电荷畸变电场的作用。下面就简要的介绍用流注理论来描述均匀电场中气隙的放电过程。

流注的形成与发展示意如图 1-13 所示,当外电场足够强时,一个由外界游离因素作用从阴极释放出来的初始电子,在奔向阳极的途中,不断地产生碰撞游离,发展成电子崩(称初始电子崩)。电子崩不断发展,崩内的电子及正离子数随电子崩发展的距离按指数规律增长。由于电子的运动速度远大于正离子的速度,故电子总是位于朝阳极方向的电子崩头

部，而正离子可近似地看做滞留在原来产生它的位置上，并较缓慢地向阴极移动，相对于电子来说，可认为是静止的。由于电子的扩散作用，电子崩在其发展过程中，半径逐渐增大，电子崩中出现大量的空间电荷，电子崩头部集中着电子，其后直至电子崩尾部是正离子，其外形像一个头部为球状的圆锥体。

初始电子崩发展到阳极时，如图 1-13a 所示，初始电子崩中的电子迅速跑到阳极上中和电量。留下来的正离子（在电子崩头部其密度最大）作为正空间电荷使后面的电场受到畸变和加强，同时向周围放射出大量的光子。这些光子在附近的气体中导致光游离，在空间产生二次电子。它们在正空间电荷畸变和加强了电场的作用下，又形成新的电子崩，称为二次电子崩，如图 1-13b 所示。二次电子崩的电子跑向初始电子崩的正空间电荷区，与之汇合成为充满正、负带电质点的混合通道。这个游离通道称为流柱。流柱通道导电性能良好，其端部（这时流注的发展方向是从阳极到阴极，称为阳极流注，它与初始电子崩发展方向相反）又有二次电子崩留下的正电荷，因此大大加强了前方的电场，促使更多的新电子崩相继产生并与之汇合，从而使流注向前发展，如图 1-13c 所示。到流注通道把两极接通时，如图 1-13d 所示，就将导致整个间隙的完全击穿。至于形成流注的条件，需要初始电子崩头部的电荷达到一定的数量，使电场得到足够的畸变和加强并造成足够的空间光游离。而一旦形成了流注，放电就可以转入自持，在均匀电场中即导致间隙的击穿。

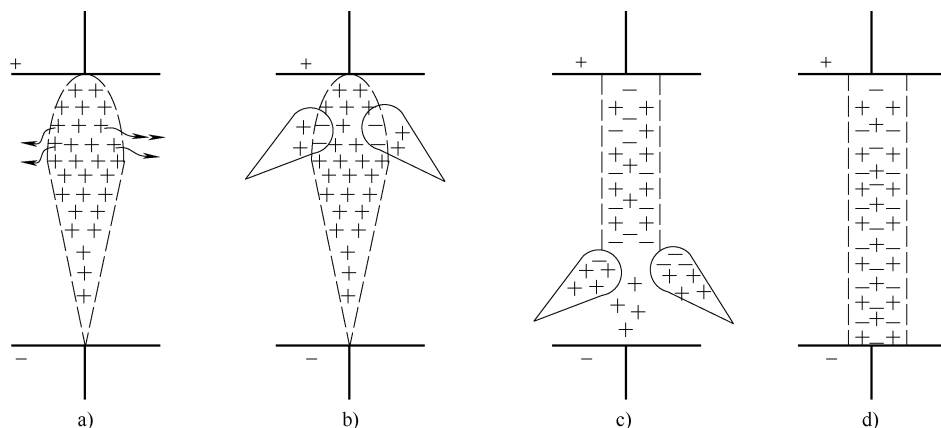


图 1-13 流注的形成与发展示意图

a) 初始电子崩 b) 二次电子崩 c) 流注的发展 d) 完全击穿

当如果外施电压比间隙的击穿电压高出许多，则初始电子崩不需要经过整个间隙，其头部即已积累到足够多的空间电荷，形成了流注，流注形成后，向阳极发展，称为阴极流注。

流注理论虽不能用来精确计算气体间间隙的击穿电压，但它可以解释汤逊理论不能说明的大气中的放电现象。在大气中，放电发展之所以迅速的原因在于多个不同位置的电子崩同时发展和汇合，这些二次崩的起始电子是由光子形成的，光子的运动速度比电子快得多，且它又处在加强的电场中前进，其速度比初始电子崩快，故流注的发展速度极快，使大气中的放电时间特别短。另外，流注通道中的电荷密度很大，电导很大，故其中的电场强度很小，因此，流注出现后，将减弱其周围空间内电场，便加强了流注前方的电场，并且这一作用将伴随着其向前发展而更为增强。故电子崩形成流注后，当由于偶然原因使某一流注发展较快时，将抑制其他流注的形成和发展，这种作用随流注向前推进越来越强，使流注头部始终保

持着很小的半径，因此整个放电通道是狭窄的，而且二次崩可以从流注四周不同的方位同时向流注头部汇合，故流注的头部推进可能有曲折和分支，再则根据流注理论，大气条件下，放电的发展不是靠正离子撞击阴极使阴极产生二次电子来维持，而是靠空间光游离产生光电子来维持，故大气中气隙的击穿电压与阴极材料基本无关。

1.4.2 极不均匀电场中的放电过程

上面用均匀电场阐述了气体放电理论和其放电发展过程。均匀电场中，流注形成，放电达到自持，间隙初击穿。但对于不均匀电场，情况就不同了。而工程实际中碰到的空气间隙往往是长间隙，属于不均匀电场。在极不均匀电场中，总是先发生局部放电，即电晕放电，而后随着外施电压的增大，整个间隙被击穿。不均匀电场的形式很多，绝大多数为不对称电场，少数为对称电场。不对称电场的典型代表为尖—板电极；对称电场的典型代表为尖—尖电极。下面结合这些典型电场来讨论电晕放电及极性对击穿电压的影响。

1. 电晕放电

在极不均匀电场的气隙中，随着外施电压的升高，大曲率电极（尖电极）附近电场将先达到足以引起剧烈游离的数值，于是间隙在这一局部区域形成自持放电。当外加电压不再增加时，由于间隙中其余区域的电场强度较小，所以放电就局限在电极附近的小范围内。放电所发出的亮光犹如日月的晕光，故称为电晕放电。开始发生电晕的电压称为起始电压，产生电晕时，电极表面的临界场强称为电晕的起始电场强度。

产生电晕时，电极周围有放电的吱吱声，还会在空气中产生臭氧和氧化氮等气体，同时在回路中有电流流过，被称为电晕电流，这具有断续的高频脉冲性质。所有这些现象都表明电晕要引起能量的损耗，并产生高频电磁波，干扰通信，还可能引起化学腐蚀。因此，应力求避免或限制电晕放电。

2. 极性效应

无论尖电极的性质如何，间隙的游离总是从尖电极附近开始，但以后的过程与尖电极的极性有很大关系，即放电有极性效应。因游离产生的带电粒子运动情况不同，电子向阳极运动十分迅速，而正离子则滞留于原来的位置（尖极附近），形成空间电荷，它们对不同极性的尖电极附近的电场影响不同。

当电极为正尖—负板时，如图 1-14 所示，尖电极附近的正空间电荷削弱了紧贴尖极附近的电场强度，使流注难以形成，也即电晕放电难以形成。但空间正电荷却加强了朝向极板方向的电场，使电晕放电易于向前发展。当流注一形成，就迅速向前发展，从而又加强了朝向极板方向的电场，所以其击穿电压比负尖—正板的击穿电压低得多，而电晕起始电压却比负尖—正板高。

当电极为负尖—正板时，如图 1-15 所示，尖电极附近正空间电荷加强了尖极表面附近的电场强度，使流注易于形成，也即易于形成电晕放电。但空间正电荷却减弱了朝向极板方向的电场强度，因此电晕被压缩在尖极附近，使放电不易发展。

尖—尖电极间的击穿电压介于极性不同的尖—板电极之间。这是因为尖—尖电极一方面有正尖极，放电易于发展，所以其击穿电压比负尖—正板的低；另一方面尖—尖电极有两个强电场区域，而使间隙中电场分布变得均匀了，因此尖—尖电极间的最大场强比尖—板电极间的低，从而其击穿电压又比正尖—负板的高。

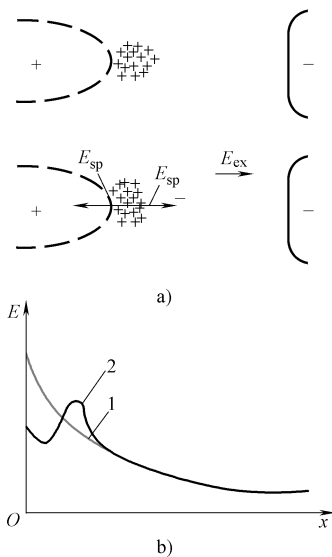


图 1-14 正尖—负板间隙中空间电荷对外电场的畸变作用
1—外电场 2—畸变电场
 E_{ex} —外电场 E_{sp} —空间电荷的电场

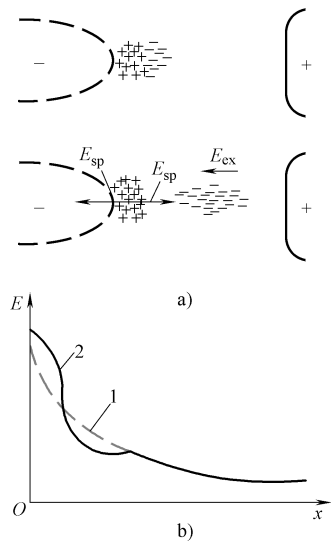


图 1-15 负尖—正板间隙中空间电荷对外电场的畸变作用
1—外电场 2—畸变电场
 E_{ex} —外电场 E_{sp} —空间电荷的电场

1.4.3 电压种类不同对击穿电压的影响

气体间隙的击穿电压和电压种类有关。直流电压和工频电压统称为持续电压。这类电压的变化速度小，相比之下放电发展所需时间可忽略不计。大气过电压和电网中的操作过电压，其作用时间极短，仅以 μs ($10^{-6}s$) 计，统称为冲击电压，此时的放电发展速度就不能忽略了。

1. 持续电压作用下空气的击穿电压

对于直流电压作用下的情况前面已讨论过，在此仅讨论工频交流电压作用下气体间隙的击穿电压。均匀电场中，工频击穿电压（幅值）和直流击穿电压相同。在极不均匀电场中，直流和工频及冲击击穿电压间的差别比较明显，分散性大，且极性效应明显。

尖—板及尖—尖气隙的直流击穿电压与极间距离的关系如图 1-16 所示。

由上面讨论可见，气体的击穿电压和电场形式有很大关系，当间隙距离相同时，电场越均匀，其击穿电压也越高。

尖—尖及尖—板间隙的工频击穿电压与间隙距离的关系如图 1-17 所示，当尖—板电极间施加工频电压时，击穿总是在尖极为正、电压达到幅值时发生，并且其击穿电压（幅值）和直流电压下正尖—负板的击穿电压下的情况相近，尖—尖电极的工频击穿电压与直流电压下的情况也相近，其平均击穿场强约为 $3.8kV/cm$ 或 $5.36kV/cm$ 。尖—板电极的平均击穿场强稍低一些，约为 $3.35kV/cm$ 或 $4.8kV/cm$ 。

2. 冲击电压作用下空气的击穿电压

冲击电压是过电压的一种形式，持续时间极短，在其作用下气隙击穿具有新的特性。

1) 冲击电压的标准波形。作用时间为几至几十微秒的电压称为冲击电压，标准雷电冲

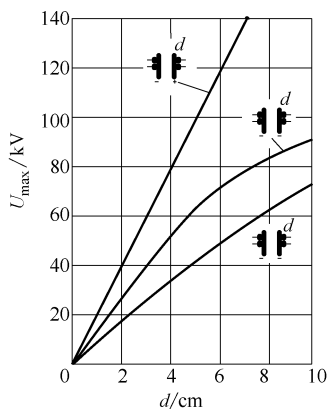


图 1-16 尖—板及尖—尖气隙的直流击穿电压与极间距离的关系

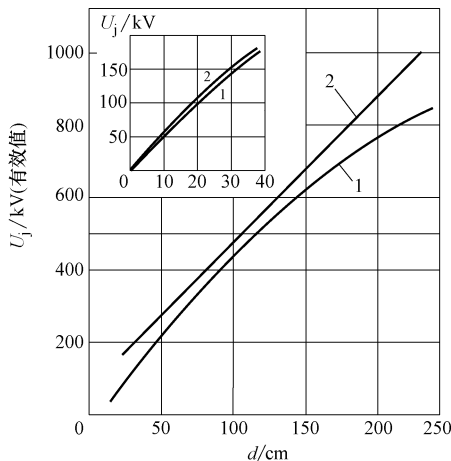


图 1-17 尖—尖及尖—板间隙的工频击穿电压与间隙距离的关系

击电压波形如图 1-18 所示。这是非周期性指数衰减波。冲击波波形由波流长度 t_1 及波长 t_2 确定。为便于确定分析计算上的方便，经常采用等值斜角波头，如图 1-18 中虚线所示。

在冲击放电时，击穿电压值与所加电压波形有关，故为在绝缘试验时能得到可以比较的结果，须严格规定冲击电压的波形。我国国标规定的标准波形是波头为 $1.5\mu\text{s}$ ，波长为 $40\mu\text{s}$ ，表示为 $\pm 1.5/40\mu\text{s}$ ，其中“+”和“-”表示其极性。

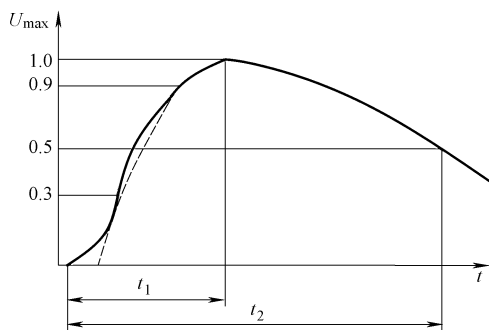


图 1-18 标准雷电冲击电压波形
 t_1 —波头长度 t_2 —波长
 U_{max} —冲击电压幅值

2) 气隙的击穿时间。每个气隙都有它的最低静态击穿电压，即持续电压作用下使间隙击穿的最低电压。欲使间隙击穿，外加电压必须小于静态击穿电压。但这仅是必要条件，而不是充分条件。欲使气隙击穿，还必须使该电压持续作用一定时间。从开始对气隙施加冲击电压的瞬时到气隙完全击穿为止总的时间称为击穿时间 (t_d)。它由三部分组成，如图 1-19 所示。升压时间 t_1 ，即电压从零升到静态击穿电压 U_0 所需的时间。统计时延 t_s ，即从电压到达 U_0 的瞬时起到气隙中形成能产生碰撞游离的有效电子为止的时间，从出现第一个有效电子到形成电子崩及流注气隙完成被击穿的时间称为放电形成时延 t_f 。显然：

$$t_d = t_1 + t_s + t_f$$

其中， $t_s + t_f$ 称为放电时延。

放电统计时延 t_s 和放电形成时延 t_f 都具有统计性。在比较均匀的电场中，间隙的放电时间中 t_s 占

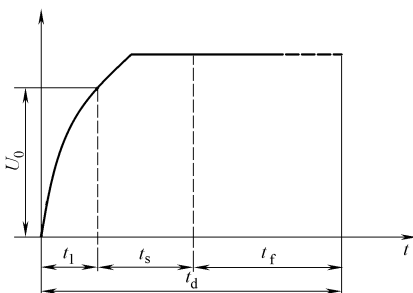


图 1-19 气隙的放电时间的各组成部分示意图

主要比重，特别是短间隙，它完全依赖于气体中自然存在的自由电子成为有效电子。由于整个间隙中各处的电场强度相差不大，放电发展速度快，所以放电形成时延较短。

在极不均匀的电场中，由于尖极附近电场很强，可能发生强电场发射电子，所以统计时延较短。但由于间隙内各处电场强度不均匀，放电只能由强电场区域逐渐向弱电场区域伸展，所以放电形成时延较长。

3. 50% 冲击放电电压

由于气体间隙放电时延具有分散性，所以气体间隙中冲击放电电压也具有分散性。实验发现，若保持波形不变，逐渐升高电压幅值，多次施加同一电压，当幅值较低时，放电时延较长，间隙不能被击穿；随着外施电压的增高，放电时延缩短，当电压幅值达到一定值时，击穿有时发生，有时不发生；随着外施电压的继续增高，击穿的百分比越来越大，直至每次施加电压时，间隙都能击穿。从说明间隙耐受冲击电压的绝缘能力看，是希望获得刚好发生击穿的电压，但这个值很难准确测得。所以，工程上常采用 50% 冲击放电电压来表示间隙耐受冲击电压的特性。所谓 50% 冲击放电电压，是在多次施加同一波形的电压时，其中有半数导致击穿的电压。

在均匀和稍不均匀电场中，由于放电时延短，击穿电压的分散性小，所以 50% 冲放电压和持续电压作用时的击穿电压相差不大，可用持续电压时的数据来表示（直流或工频电压幅值）。

在极不均匀电场中，由于放电时延长，击穿电压分散性大，因此存在着明显的极性效应，50% 冲放电压和间隙距离基本上呈线性关系。在一定条件下，气体间隙在持续电压作用下的击穿电压是常数，所以在估算绝缘的冲击强度时，引入一相对值——绝缘的冲击系数 k ：

$$k = \frac{\text{50\% 冲放电压}}{\text{持续作用下的击穿电压}} = \frac{U_{50\%}}{U_d}$$

4. 伏秒特性

由于冲击电压持续时间短，放电时延不能忽略，仅用 50% 冲放电压并不能完全说明间隙的冲击击穿特性。还要用伏秒特性和其一起来表示间隙在冲击电压下的击穿特性。伏秒特性是间隙的冲击放电电压和电压作用时间的关系曲线。工程上常用间隙上出现电压的最大值和放电时间的关系来表示间隙在冲击电压下的击穿特性。当冲击电压幅值较高时，击穿发生在波头部分，这时加于间隙上的最大值就是击穿时的电压值，当击穿发生在波尾部分时，加于间隙上的最大值是冲击电压的幅值。伏秒特性的绘制如图 1-20 所示，图中绘制的只是一条曲线，但由于放电时间具有分散性，在每级电压下可得一系列放电时间，所以实际上伏秒特性是以上、下包线为界的一个带状区域，伏秒特性带如图 1-21 所示。

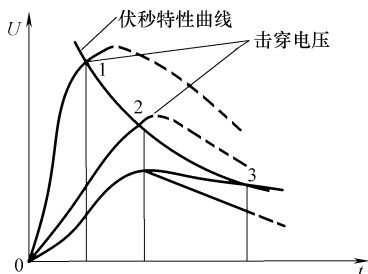


图 1-20 伏秒特性的绘制

1、2—波尾击穿 3—波头击穿

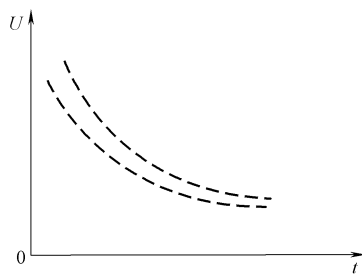


图 1-21 伏秒特性带

伏秒特性和间隙电场的均匀程度有关,在均匀电场中伏秒特性较陡;均匀电场和稍不均匀电场的伏秒特性较平坦。如图 1-22 所示,如果一个电压同时作用在两个并联的间隙 S_1 和 S_2 上,其中某一个间隙先被击穿,则电压被短接,另一个间隙就不会被击穿了。这个原则如用于保护装置和被保护的设,那就是前者保护了后者。设前者的伏秒特性以 S_2 记之,后者以 S_1 记之。在图 1-23 中, S_2 全面位于 S_1 的左下方,这意味着在任何波峰值下, S_2 都比 S_1 先击穿,就能可靠地保护 S_1 不会被击穿。在图 1-23 中,在时延较长的区域, S_2 位于 S_1 的下方;而在时延较短的区域,则 S_2 位于 S_1 的上方;介于其中的为交叉区。这种情况意味着:当冲击电压峰值较低时, S_2 先击穿,能保护 S_1 不被击穿,但当冲击电压峰值较高时,则 S_1 将先击穿,而 S_2 不会击穿。如果要求 S_2 能可靠地保护 S_1 ,则 S_2 的伏秒特性必须全面低于 S_1 。由此可见,在考虑不同间隙的绝缘配合时,保护设备的伏秒特性总希望平坦一些,即采用电场较均匀的结构。

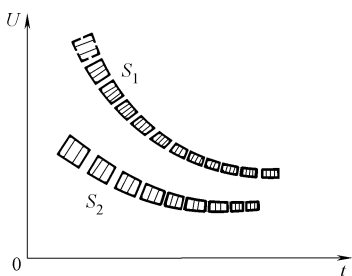


图 1-22 极不均匀电场 (S_1) 和稍不均匀电场 (S_2) 间隙的伏秒特性举例

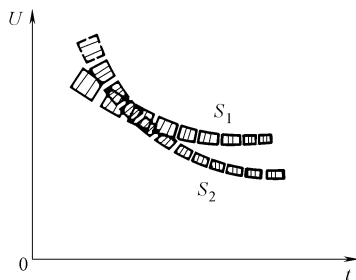


图 1-23 两个间隙的伏秒特性发生交叉的情况

工程上有时还采用“ $2\mu\text{s}$ 冲击击穿电压”这一术语,这是指某间隙在该电压作用下会产生击穿放电,其击穿前时间小于和大于 $2\mu\text{s}$ 的几率各为 50%,它也是击穿发生在标准波形幅值附近的电压值。均匀和稍不均匀电场中, $2\mu\text{s}$ 冲击放电电压接近于 50% 冲击放电电压,而在极不均匀电场中,则 $2\mu\text{s}$ 冲击放电电压要比 50% 冲击放电电压高得多。所以,用 $2\mu\text{s}$ 冲击放电电压和 50% 冲击放电电压这两个数值,可以大致反映出击穿电压和放电时间的关系。

1.4.4 大气状态对放电电压的影响

空气间隙及电气设备外部绝缘的击穿电压,受气温、气压和湿度的影响,因此,计算电压时都应以标准气象条件下的电压为准,各种大气状态的击穿电压值与标准状态的击穿电压值可按规定相互换算,换算方法是从实验及物理学中的气体状态方程中总结出来的。我国规定标准大气状态为,压强 $P_0 = 101.3\text{kPa}$, 温度 $t_0 = 20^\circ\text{C}$, 绝对湿度 $h_0 = 11\text{g/m}^3$, 并规定了各种大气状态和标准大气状态时击穿电压间的换算关系。

1. 压力和温度的影响

当气体的温度和压力改变时,其结果都反映为密度的变化,空气的相对密度 δ 为试验条件下的密度和标准状态下的密度之比。空气的密度与压力成正比,而与温度成反比。设试验条件下的气压为 P , 空气温度为 t , 则 δ 应为

$$\delta = \frac{\frac{P}{273+t}}{\frac{P_0}{273+t_0}} = \frac{273+20}{101.3} \times \frac{P}{273+t} = 2.89 \frac{P}{273+t}$$

实验表明,当空气相对密度在1附近不太大的范围内变动时,空气间隙击穿电压与其密度成正比,因此,空气相对密度为 δ 时的击穿电压和它在标准状态下的击穿电压具有如下换算关系:

$$U = \delta U_0 \quad (1-9)$$

式中 U ——实际状态下空气间隙的击穿电压幅值;

U_0 ——标准状态下空气间隙的击穿电压幅值。

上式对于均匀电场及不均匀电场,对于直流电压、工频电压及冲击电压都是适用的。

空气中放电电压随着空气密度的增大而提高的原因是:随着空气密度的增大,空气中自由电子的平均自由行程缩短,不易造成碰撞游离。

2. 湿度的影响

大气状态的另一重要因素是湿度。湿度反映了空气中所含水蒸气的多少,空气湿度对其击穿电压有一定的影响。实验表明,均匀电场中空气的击穿电压随湿度加大而略有增加,但程度极微,可忽略不计。但在极不均匀电场中,当湿度不同于标准状态时,空气间隙的击穿电压的换算关系可表示为

$$U = \frac{1}{K} U_0$$

式中 U 、 U_0 ——分别为实际状态下及标准状态下的击穿电压幅值;

K ——湿度修正系数,与绝对湿度、电压种类及绝缘结构等因素有关,可查阅有关标准。

空气间隙的击穿电压随着空气湿度的增大而提高的原因是:水分子是负电性的,易俘获电子形成负离子,使间隙的游离过程削弱,从而提高击穿电压。

1.4.5 提高气隙击穿电压的方法

1. 改进电极形状以及改善电场分布

一般来说,电场分布越均匀,气隙的击穿电压就越高,因此可以适当改进电极形状,增大电极的曲率半径,改善电场分布,就能提高气隙的击穿电压。同时,还应注意尽可能消除电极上的棱角、棱缝、焊斑和毛刺等,提高电极表面的光洁度,以消除局部电场。

2. 利用空间电荷以改善电场分布

在极不均匀电场中,击穿前总是先发生电晕放电,所以在一定条件下,可以利用放电所产生的空间电荷来改变电场分布,以提高击穿电压。

1) 细线的采用。高压试验常用细线作工频高压的引线,这时导线周围容易形成比较均匀的电晕层,而且当电压增高,电晕层也逐渐扩大,利用电晕放电形成的空间电荷使电场分布改善,好似导线截面增大,从而提高击穿电压。当导线截面较大时,电极表面不可能绝对光滑,总存在电场局部加强的地方,电晕易于在这些地方转入刷状放电,其击穿电压和尖—尖或尖—极电极间隙相近。需注意,只在一定的间隙距离范围内才存在细线效应,当越过一定距离时,将产生刷状放电,从而破坏了比较均匀的电晕层。导致击穿电压同尖—尖或尖—

板电极相近。在冲击电压下, 由于电压作用时间太短, 来不及形成充分的空间电荷层, 故无细线效应。

2) 屏障的采用。在电场极不均匀的空气中的空气间隙中, 放入薄片固体绝缘材料 (例如纸或纸板), 在一定条件下可显著提高间隙的击穿电压。所采用的薄片固体材料称为屏障。屏障本身的耐电强度并无多大意义, 主要是用屏障阻止空间电荷的运动, 造成空间电荷改变间隙电场, 使间隙击穿电压提高。

屏障的作用与电压种类、位置及极性有关。图 1-24 所示为直流电压下尖—板空气间隙中击穿电压和屏障位置的关系曲线。先分析正尖—负板气隙中的情况, 当将屏障置于间隙中时, 屏障阻碍了正离子的运动, 使其聚集在屏障向着尖电极的一面上, 由于同种电荷的斥力, 使正电荷均匀地分布在屏障上, 将间隙分为两部分: 一部分是类极与屏障间, 布满了正电荷其电场被大大削弱; 另一部分为屏障与平板电极间, 此处电场接近于均匀电场。用此方法提高了间隙的击穿电压, 且随屏障与平板电极的距离增大而增高。但当屏障距尖极较近时, 因该区域基本电场很强, 屏障上电荷不能均匀分布, 整个电场也就不会变为均匀, 越靠近尖极电场越不均匀, 屏障也就失去其应有的作用。屏障在距尖极约 15% ~ 20% 间隙距离处, 击穿电压提高得最大, 可达无屏障的 200% ~ 250%。

当负尖—正板时, 由于屏障的作用, 电子易形成负离子, 因此负离子将对电场分布起重要影响。当屏障距尖极较远时, 大量的负离子积聚于屏障上, 加强了间隙前方的电场, 从而导致此时的击穿电压比无屏障时低。当屏障处于尖极附近时, 由于尖电极附近电场很强, 电子运动速度很快, 可穿透屏障, 故屏障上已不可能积聚大量负电荷而屏障另一面的电离过程所造成的正离子将被屏障所阻挡, 使屏障上积聚大量的正电荷, 从而削弱了屏障前方的电场, 使击穿电压升高。所以当屏障紧靠尖电极时, 负极性下仍有相当的屏障效应。

在工频电压作用下, 击穿总是发生在尖极为正的半周期内, 所以引入屏障后, 击穿电压提高的情况同直流下正尖—负板时一样。

3. 增高气压

如前所述, 增高气体压力可以减小电子的平均自由行程, 阻碍碰撞游离的发展, 从而提高气隙的击穿电压。实际中经常采用高压气体作为高强度绝缘材料, 如高压空气断路器、标准电容器等设备的内绝缘。在均匀电场中, 空气在 10 个标准大气压以下时, 其击穿电压与气压呈线性关系, 但当气压继续增加时, 击穿电压呈饱和趋势。

不均匀电场中, 气隙的击穿电压也高于标准大气压下的数值, 但与气压的关系较复杂, 在极不均匀电场中, 当尖极为正时, 击穿电压随压力变化会出现极大值, 即在压力较低时击穿电压随压力变化会出现极大值, 即在压力较低时击穿电压随压力增加而升高。但当压力超

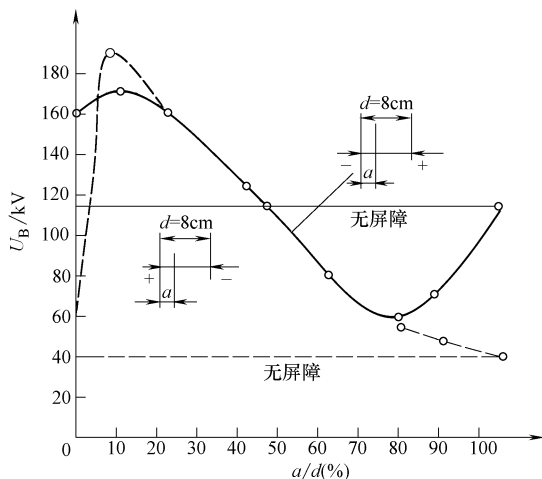


图 1-24 直流电压下尖—板空气间隙中
击穿电压和屏障位置的关系曲线

过一定值时，击穿电压反而下降，此后再随压力增加而升高。为此，在高气压下，要尽可能改善电场的分布。

4. 高真空的采用

从气体碰撞游离的理论可知，将气隙抽成高真空能抑制碰撞游离的发展，提高气隙的击穿电压，但在实际采用高真空作绝缘时，由于密封困难、设备的真空很难保持等原因，使高真空在电力工程中未得到广泛应用。

5. 高耐电强度气体的采用

虽然可以采用增高气压的方法来提高气隙的击穿电压，但气压较高时，容器的密封比较困难，即使做到密封，其造价也贵。近来，研究发现某些气体（主要是含卤族元素的气体，如六氟化硫、氟利昂、四氯化碳蒸气等），其耐电强度比空气高得多，称为高耐电强度气体。使用这类气体，或在其他气体中混入一定比例的这类气体，可以大大提高气隙的击穿电压。表 1-1 列出了 5 种气体的相对电气强度（相同条件下，如气温、气压、电场情况、气隙距离等，各种气体的耐电强度与空气的耐电强度之比）。

表 1-1 5 种气体的相对电气强度

气体名称	化学式	气体的击穿电压和空气的击穿电压之比
二氧化碳	CO ₂	0.9
氮	N ₃	1.0
六氟化硫	SF ₆	2.3 ~ 2.5
氟利昂	CCL ₂ F ₃	2.4 ~ 2.6
四氯化碳蒸气	CCL ₄	6.4

这类气体具有高耐电强度的原因是：它们具有很强的负电性，易与电子结合成为负离子，从而削弱游离，加强复合过程；它们还具有分子量较大、分子直径较大的特点，使得电子在运动中自由行程缩短，不易积聚能量，从而减小了碰撞游离的能力。

目前，工程上采用的高耐电强度气体除具有较好的击穿特性外，还具有良好的物理化学性能，如液化温度低，良好的化学稳定性，经济性好。最典型的是六氟化硫，它被广泛地应用在高压断路器、高压充电电缆、高压电容器、高压空气套管等电气设备中。

1.4.6 沿面放电

电气设备的带电部分总要用固体绝缘材料来支承或悬挂，很多情况下它们是处于空气之中，如输电线路的针式绝缘子、隔离开关的支柱绝缘子、变压器的套管等。当带电体电压超过一定限度时，常常在固体介质和空气的交界面上出现沿固体绝缘表面放电的现象，称为沿面放电。放电发展到整个表面空气层击穿时称为沿面击穿或闪络。沿面放电是一种气体放电现象。由于介质表面电压分布不均匀，沿面放电比没有固体介质时空气间隙的放电电压要低，而且受固体介质表面状态、空气污秽程度、气候条件（雨、雪、雾等）等因素影响很大。电网中的闪络事故，如送电线路受雷击时绝缘子闪络，线路、变电所绝缘子表面污秽在雨雾天气时的闪络引起跳闸，都是沿面放电所致。

沿面放电的发展主要决定于沿表面放电路径的电场分布情况，它直接受到电极形式和表面状态的影响。介质在电场中的典型布置如图 1-25 所示，图 1-25a 是固体介质处于均匀电

场中，它与气体的分界和电力线的方向平行；图 1-25b 是固体介质处于有强垂直分量的极不均匀电场中，且电场强度垂直于介质表面的分量（垂直分量）要比平等于表面的分量大得多；图 1-25c 是固体介质处于有弱垂直分量的极不均匀电场中，在介质表面大部分地方（除紧靠电极的很小区域外），电场强度平行于表面的分量比垂直分量。下面将分别讨论上述三种情况下的沿面放电及提高沿面放电的方法。

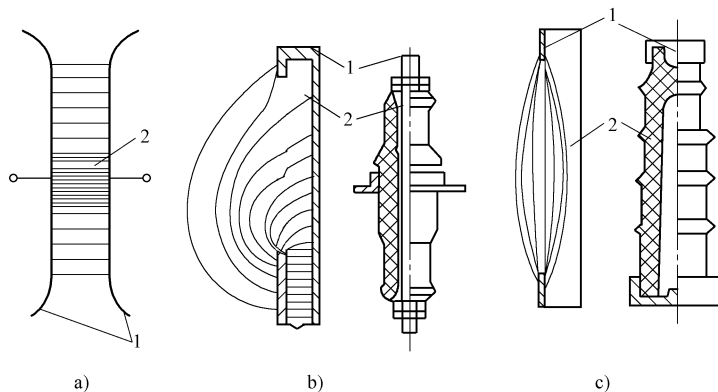


图 1-25 介质在电场中的典型布置

a) 均匀电场 b) 有强垂直分量的极不均匀电场 c) 有弱垂直分量的极不均匀电场
1—电极 2—固体介质

1. 均匀电场中的沿面放电

固体介质处于均匀电场中时，且其表面与电力线平行，此时沿面放电电压仍低于同一间隙的气体放电电压。这是由于沿固体介质表面电场分布发生变化所致。其原因是：

- 1) 固体介质表面不可能绝对光滑，总有一定程度的粗糙性，使介质表面的微观电场有一定的不均匀，贴近固体介质表面薄层气体中的最大场强比其他部分大。
- 2) 固体介质表面电阻不均匀，表面污秽、有伤痕或裂纹使电场分布变形。
- 3) 固体介质表面吸收潮气而形成水膜，水膜具有离子电导，离子在电场中沿介质表面运动，逐渐在电极附近积聚电荷，使两电极附近空气首先放电从而引起沿面闪络。
- 4) 电极与固体介质接触不紧密有气隙，易发生游离，产生自由电子，使沿面放电电压降低。

2. 不均匀电场中的沿面放电

不均匀电场中沿面放电的发展分为下列 3 个阶段：

- 1) 在电场最强处首先发生电晕放电。
- 2) 随着电压的增加，放电形式的细线状光亮火花，转为滑闪放电。
- 3) 电压再增高，滑闪放电的火花延伸，转入沿面闪络。

图 1-26 所示为沿套管表面放电示意图。当电压较低时，先在电场较强的法兰盘附近出现电晕，增加电压时，电晕转为细线状的火花，电压再增加，火花延伸转为滑闪放

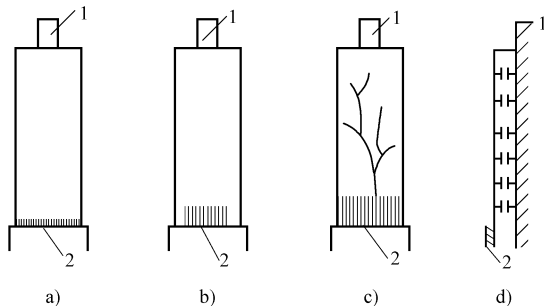


图 1-26 沿套管表面放电示意图

1—导杆 2—法兰

电。这时通道中大量离子的存在使通道电阻下降，火花伸长至另一电极，转为沿面闪络。

固体介质表面的电场切线分量引起气体分子游离，垂直分量使离子沿固体介质表面运动时发生摩擦，产生局部高温，在一定电压下，此温度可引起气体强烈的热游离，所以滑闪放电具有热游离的性质。在电场强度有垂直分量的不均匀电场中，沿面闪络电压低于只有切线分量的沿面闪络电压。

流过沿面放电通道中的电流经过固体介质的表面电容构成通路，因此通道中的电流将随表面电容 C_0 （单位面积上的电容）电压及其变化速率的加大而增加。表面电容的分流作用使得沿表面的电流分布不均匀，如图 1-26a 所示。而表面电阻是均匀的，故沿介质表面的电压分布不均匀，电容 C_0 越大、电压越大、电压变化速度越快，则电容电流就越大；分流作用越明显，电压分布越不均匀，沿面闪络电压就越低。

3. 提高沿面放电电压的方法

(1) 改善电场分布

由上面的分析可知，电场越均匀，其放电电压越高。因此，改善电场分布，使其分布均匀，就可提高沿面闪络电压。其方法如下：

1) 应用半导体涂料。图 1-26a 中，在交流电压作用下，靠近法兰盘处的电流密度最大，该处介质表面的电位梯度也就最大，容易发展沿面放电。如在该处介质表面涂以适当电阻率的半导体涂料以减小该处的表面电位梯度，抑制沿面放电的发展。这种方法被广泛地应用在高压电动机绕组出槽处和电缆接头盒等场合。

2) 采用屏蔽。改善电极形状使沿面固体介质表面的电场分布均匀，使其最大电场强度减小，可以提高沿面放电电压，这种方法称为屏蔽。

屏蔽有内屏蔽和外屏蔽两种，外屏蔽示意如图 1-27 所示，电极 A 附近的固体介质表面的电场分布是很不均匀的，容易发展沿面放电。如将电极形状改善成电极 B 所示形状，则沿固体介质表面的电场分布将均匀得多，从而大大提高了沿面闪络电压，这种改善电极的方法称为外屏蔽。高压电网中很多电气设备的出线套管顶端常用的屏蔽罩或屏蔽环等都是外屏蔽原理的具体应用。图 1-28 所示为内屏蔽示意图，这种内屏蔽的结构也同样可以改善电场的分布，使沿面闪络电压提高。

3) 采用均压环。强制固定绝缘表面电位如图 1-29 所示，在绝缘筒上围以若干个环形电极，这些环形电极分别接到分压器或电源的某些抽头上，强制固定其电位。如果这些电位是均匀分布的，则沿绝缘筒上的电压分布也就大体均匀了。

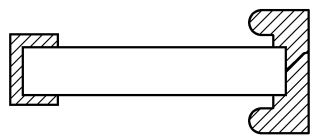


图 1-27 外屏蔽示意图

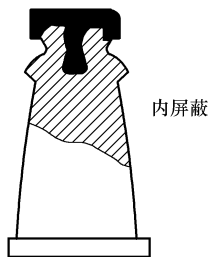


图 1-28 内屏蔽示意图

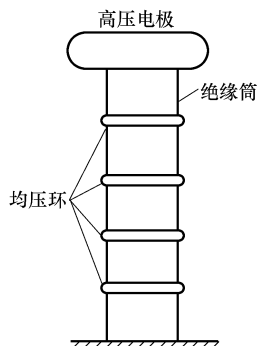


图 1-29 强制固定绝缘表面电位

(2) 延长放电途径

延长放电途径可以提高沿面闪络电压。绝缘子沿等位面布置的裙边就是利用这一点。污秽严重区还要通过增加串联绝缘子片数来延长放电途径。

(3) 表面处理

对固体介质表面处理是提高污闪的有效措施。一是要定期清扫，保持其清洁；二是涂防尘涂料，即在固体介质表面涂一层增水性的脂状防尘涂料，使尘埃不易形成连续污层，在潮湿气候下，表面凝聚的水滴也不易形成连续水膜，这样表面电阻大，泄漏电流小，放电不易发展，闪络电压就不会显著降低。常用的涂料有：有机硅脂和地蜡涂料等。由于涂料的使用寿命不长，一般约为半年到几年，所以只在严重的污秽区使用。

第2章 电气设备试验的基本知识与基本方法

2.1 电气设备试验的意义及试验人员应具备的素质

2.1.1 绝缘预防性试验的意义

电力系统运行着众多的电力设备，而电力设备的安全运行是保证安全可靠供电的前提。

众所周知，由于电力设备在设计和制造过程中可能存在一些质量问题，而且在安装运输过程中也可能出现损坏，由此造成一些潜伏性故障。电力设备在运行中，由于电压、热、化学机械振动以及其他因素的影响，其绝缘性能会出现劣化，甚至失去绝缘性能，造成事故。

据有关统计分析，电力系统中 60% 以上的停电事故是由设备绝缘缺陷引起的。设备绝缘部分劣化、缺陷的发展都有一定的发展期，在这期间，绝缘材料会发出各种物理、化学信息，这些信息反映出绝缘状态的变化情况。这就需要运行部门的电气试验人员通过电气试验，在设备投入之前或运行中了解设备的绝缘情况，以便在故障发展的初期就能够准确、及时地发现并处理。绝缘预防性试验由此而得名。

电力设备的绝缘缺陷分为两大类：第一类是集中性缺陷，如局部放电、局部受潮、老化、局部机械损伤；第二类是分布性缺陷，如绝缘整体受潮、老化、变质等。绝缘缺陷的存在必然导致绝缘性能的变化。电气试验人员通过各种试验手段，测量表征其绝缘性能的有关数据参数，查出绝缘缺陷并及时处理，可使事故防患于未然。

我国规定，电力系统的电力设备应根据中华人民共和国电力行业标准 DL/T 596—1996《电力设备预防性试验规程》（以下简称《规程》）的要求进行各种试验。

2.1.2 电气试验的分类

电气试验一般可分为出厂试验、交接验收试验、大修试验、绝缘预防性试验等。

出厂试验是电力设备生产厂家根据有关标准和产品技术条件规定的试验项目，是对每台产品所进行的检查试验。试验目的在于检查产品设计、制造、工艺的质量，防止不合格产品出厂。一般大容量重要设备（如发电机、大型变压器）的出厂试验应在使用单位人员监督下进行。每个电力设备制造厂家应出具齐全合格的出厂试验报告。

交接验收试验、大修试验是指安装部门、检修部门对新投设备、大修设备按照有关标准及产品技术条件或《规程》规定进行的试验，是新设备在投入运行前的交接验收试验，用来检查产品有无缺陷，运输中有无损坏等；大修后设备的试验用来检修质量是否合格等。

绝缘预防性试验是指设备投入运行后，按一定的周期由运行部门、试验部门进行的试验，目的在于检查运行中的设备有无绝缘缺陷和其他缺陷。与出厂试验及交接验收试验相比，它主要侧重于绝缘试验，其试验项目较少。

按照绝缘试验的性质和要求, 电气试验分为绝缘试验和特性试验两大类。

绝缘试验是指测量绝缘性能的试验。绝缘试验以外的试验统称为特性试验。

绝缘试验一般分为两大类: 第一类是非破坏性试验, 是指在较低电压下, 用不损伤设备绝缘的办法来判断绝缘缺陷的试验, 如绝缘电阻吸收比试验、介质损失角正切试验、泄漏电流试验、油色谱分析试验等。这类试验对发现缺陷有一定的作用与有效性, 但这类试验中的绝缘电阻试验仍是一种必要的手段。第二类是破坏性试验, 如交流耐压试验、直流耐压试验, 用较高的试验电压来考验设备的绝缘水平。这类试验的优点是易于发现设备的集中性缺陷, 考验设备的绝缘水平; 缺点是电压较高, 个别情况下有可能对被试设备造成一定损伤。

应当指出, 破坏性试验必须在非破坏性试验合格之后进行, 以避免对绝缘造成损伤乃至击穿。例如互感器受潮后, 绝缘电阻、介质损失角正切试验不合格, 但经烘干处理后绝缘仍可恢复。若在未处理前就进行交流耐压试验, 将可能导致绝缘击穿, 造成绝缘修复困难。

特性试验主要是对电气设备的电气或机械方面的某些特性进行测试, 如断路器导电回路的接触电阻, 互感器的变比、极性, 断路器的分合闸时间、速度及同期性等。

各类试验方法各有所长, 各有局限。试验人员应对试验结果进行全面综合分析: ①与该产品出厂及历次试验的数据进行比较, 分析设备绝缘变化的规律和趋势; ②与同类或不同相别的设备的数据进行比较, 寻找异常; ③将试验结果与《规程》给出的要求进行比较, 综合分析是否超标, 判断是否有缺陷或薄弱环节。

2.1.3 电气试验人员应具备的素质

电气试验人员在保证设备安全运行方面担负着重要责任, 力争既要不放过设备隐患, 以防造成设备事故, 又要不误判断, 以免将合格设备判断为不合格, 造成检修人员的额外、无效劳动。做一个合格的电气试验人员, 必须具备以下条件。

1. 具有全面的安全技术知识

电气试验既有低压工作, 又有高压工作; 既有低空作业, 又有高空作业; 既有停电试验, 又有带电检测。因此, 电气试验人员必须具有全面的安全技术知识、良好的安全自我保护意识, 总的来讲必须严格遵守《电业安全工作规程》, 其中的具体要求详见本章 2.2 (电气设备试验的基本规定)。

2. 具有全面的试验技术

电气试验工作本身既是一种繁重的体力劳动, 又是一种复杂的脑力劳动。一个合格的电气试验人员, 应当达到以下要求:

1) 了解各种绝缘材料、绝缘结构的性能、用途, 了解各种电气设备的形式、用途、结构和原理;

2) 熟悉发电厂、变电所电气主接线及系统运行方式, 熟悉电气设备, 了解继电保护及电气设备的控制原理及实际接线;

3) 熟悉各类试验设备、仪器、仪表的原理、结构、用途及使用方法, 并能排除一般故障;

4) 能正确完成试验室及现场各种试验项目的接线、操作及测量, 熟悉各种影响试验结果的因素及消除方法。

3. 具有严肃认真的工作态度

严肃认真的工作态度是保证安全、正确完成试验任务的前提。电气试验人员应当做到：

- 1) 试验前要进行周密的准备工作，根据设备及试验项目，准备齐全、完好的试验设备及仪器、仪表、器具等，不要漏带仪器、设备及器具。
- 2) 安全合理布置试验场地，做好安全措施，与带电部分保持足够的安全距离。测量、控制及操作装置应在就近处放置，以便于操作及读数。
- 3) 必须正确无误地接线、操作。
- 4) 记录人员详细记录被试设备编号、试验项目、测量数据、使用仪器编号以及试验时的温度、湿度、日期、试验人员等，最后整理好试验报告。
- 5) 对于测试数据反映出的设备缺陷应及时向负责人及领导反映，并填写有关记录。

2.2 电气设备试验的基本规定

《电业安全工作规程》中对电气试验作出了如下基本规定。

2.2.1 高压试验

高压试验时应注意以下安全事项：

- 1) 高压试验应填写变电站（发电厂）工作票。

在一个电气连接部分同时有检修和试验时，可填写一张工作票，但在试验前应得到检修工作负责人的许可。

在同一电气连接部分，高压试验的工作票发出后，禁止再发出第二张工作票。如果试验过程中需要检修配合，应将检修人员填写在高压试验工作票中。

如加压部分与检修部分之间的断开点，按试验电压有足够的安全距离，并在另一侧有接地短路时，可在断开点的一侧进行试验，另一侧可继续工作。但此时在断开点应挂有“止步，高压危险！”的标示牌，并设专人监护。

- 2) 高压试验工作不得少于两人。试验负责人应由有经验的人员担任，开始试验前，试验负责人应对全体试验人员详细讲述试验中的安全注意事项，交代邻近间隔的带电部位以及其他安全注意事项。

- 3) 因试验需要断开设备接头时，拆前应做好标记，接后应进行检查。

- 4) 试验装置的金属外壳应可靠接地；高压引线应尽量缩短，必要时用绝缘物支持牢固。试验装置的电源开关，应使用明显断开的双极刀开关。为了防止误合刀开关，可在刀开关上加绝缘罩。试验装置的低压回路中应有两个串联电源开关，并加装过载自动掉闸装置。

- 5) 试验现场应装设遮栏或围栏，向外悬挂“止步，高压危险！”的标示牌，并派人看守。被试设备两端不在同一地点时，另一端还应派人看守。

- 6) 加压前必须认真检查试验接线，表计倍率、量程，调压器零位及仪表的开始状态均正确无误，经确认后通知所有人员离开被试设备，并取得试验负责人许可，方可加压。加压过程中应有专人监护。

高压试验工作人员在全部加压过程中，应精力集中，不得与他人闲谈，随时警戒异常现象发生，操作人应站在绝缘垫上。

- 7) 变更接线或试验结束时，应首先断开试验电源，放电，并将升压设备的高压部分短

路接地。

8) 未装地线的大电容被试设备, 应先行放电再做试验。高压直流试验时, 每告一段落或试验结束时, 应将设备对地放电数次并短路接地。

9) 试验结束时, 试验人员应拆除自装的接地短路线, 并对被试设备进行检查, 恢复试验前的状态, 经试验负责人复查后, 进行现场清理。

10) 变电站发现有系统接地故障时, 禁止进行接地网接地电阻的测量。

11) 特殊的重要电气试验, 应有详细的试验措施, 并经厂(局)主管生产的领导(总工程师)批准。

2.2.2 使用携带型仪器的测量工作

使用携带型仪器的测量工作应注意以下安全事项:

1) 使用携带型仪器在高压回路上进行工作, 需要高压设备停电或做安全措施的, 应填写第一种工作票, 并至少由两人进行。

2) 除使用特殊仪器外, 所有使用携带型仪器的测量工作, 均应在电流互感器和电压互感器的低压侧进行。

3) 电流表、电流互感器及其他测量仪表的接线和拆卸, 需要断开高压回路者, 应在此回路所连接的设备和仪器全部停电后, 才能进行。

4) 电压表、携带型电压互感器和其他高压测量仪表的接线和拆卸无需断开高压回路者, 可以带电工作。但应使用耐高压的绝缘导线, 导线长度应尽可能缩短, 不准有接头, 并应连接牢固, 以防接地和短路。必要时用绝缘物加以固定。

使用电压互感器进行工作时, 应先将低压侧所有接线接好, 然后用绝缘工具将电压互感器接到高压侧。工作时应戴手套和护目眼镜, 站在绝缘垫上, 并应有专人监护。

5) 连接电流回路的导线截面, 应适合所测电流数值。连接电压回路的导线截面不得小于 1.5mm^2 。

6) 非金属外壳的仪器, 应与地绝缘, 金属外壳的仪器和变压器外壳应接地。

7) 所有测量用装置均应设遮栏和围栏, 并悬挂“止步, 高压危险!”的标示牌。

2.2.3 使用钳形电流表的测量工作

使用钳形电流表的测量工作应注意以下安全事项:

1) 值班人员在高压回路上使用钳形电流表的测量工作, 应由两人进行。非值班人员测量时, 应填第二种工作票。

2) 在高压回路上测量时, 严禁用导线从钳形电流表另接表计测量。

3) 测量时若需拆除遮栏, 应在拆除遮栏后立即进行。工作结束, 应立即将遮栏恢复原位。

4) 使用钳形电流表时, 应注意钳形电流表的电压等级。测量时戴绝缘手套, 站在绝缘垫上, 不得触及其他设备, 以防短路或接地。观测表计时, 要特别注意保持头部与带电部分的安全距离。

5) 测量低压熔断器(保险)和水平排列低压母线电流时, 测量前应将各相熔断器(保险)和母线用绝缘材料加以保护隔离, 以免引起相间短路, 同时应注意不得触及其他带电

部分。

6) 在测量高压电缆各相电流时, 电缆头线间距离应在 300mm 以上, 且绝缘良好, 方可进行。当有一相接地时, 严禁测量。

7) 钳形电流表应保存在干燥的室内, 使用前要擦拭干净。

2.2.4 使用绝缘电阻表测量绝缘的工作

使用绝缘电阻表测量绝缘的工作应注意以下安全事项:

1) 使用绝缘电阻表测量高压设备绝缘, 应由两人担任。

2) 测量用的导线, 应使用绝缘导线, 其端部应有绝缘套。

3) 测量绝缘时, 必须将被测设备从各方面断开, 验明无电压, 确实证明设备无人工作后, 方可进行。在测量中禁止他人接近设备。在测量绝缘前后, 必须将被试设备对地放电。测量线路绝缘时, 应取得对方允许后方可进行。

4) 在有感应电压的线路上测量绝缘时, 必须将另一线路同时停电, 方可进行。雷电时, 严禁测量线路绝缘。

5) 在带电设备附近测量绝缘电阻时, 测量人员和绝缘电阻表的安放位置, 必须选择适当, 保持安全距离, 以免绝缘电阻表引线或引线支持物触碰带电部分。移动引线时, 必须注意监护, 防止工作人员触电。

2.3 测量绝缘电阻和吸收比的方法步骤及注意事项

绝缘电阻是电气设备绝缘性能的基本指标之一。绝缘电阻试验是最简单又最常用的检查性试验。

2.3.1 测量绝缘电阻和吸收比的原理

电力设备中的绝缘材料(电介质)是不导电的物质, 但并不是绝对的不导电。在直流电压作用下, 电介质中有微弱的电流流过。根据电介质材料的性质、构成及结构等的不同, 这部分电流可视为由三部分电流构成, 如图 2-1 所示。

图 2-1 中 i_1 为电容电流。直流电压作用到绝缘材料上, 加压瞬间相当于给电容充电。这部分随时间较快衰减的电容电流与绝缘材料的电容量和外加电压有关, 它对时间的变化曲线如图 2-1c 中 i_1 曲线所示。其电流回路在等值电路如图 2-1b 中用一个纯电容 C_1 表示。 i_2 为吸收电流。不均匀介质中吸收电流由缓慢极化和夹层式极化产生, 即在直流电压加上的瞬间, 介质上的电压按电容分布, 而电压稳定后介质上的电压按电阻分布; 由于不同介质的电容与电阻不成比例, 因此在加上直流电压瞬间到稳定这一过程中, 介质上电荷要重新分配, 重新分配的电荷在回路中形成电流 i_2 。其电流回路在等值电路中用一个电容 C 和电阻 R_1 串联表示, 如图 2-1b 所示。吸收电流 i_2 随时间衰减的快慢与介质电容量大小有很大关系, 如图 2-1c 中 i_2 曲线所示。 i_3 为泄漏电流。电介质中有极少数束缚很弱的或自由的离子, 当介质在直流电压作用下, 正、负离子就分别向两极移动而形成电流, 称为泄漏电流或传导电流。这部分电流是由介质的电导引起的, 是一个恒定的电流, 如图 2-1c 中 i_3 曲线所示。其电流回路在等值电路中用一个纯电阻 R_2 表示。

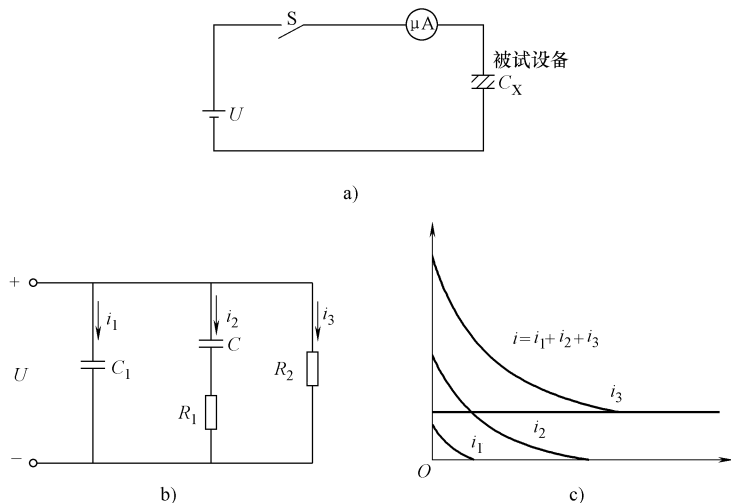


图 2-1 直流电压下不均匀介质中电流构成示意图

a) 试验接线 b) 不均匀介质等值电路 c) 吸收电流变化曲线示意图

3 个电流加起来, 即 $i = i_1 + i_2 + i_3$, 可得到在直流电压作用下流过绝缘介质的总电流 i 随时间变化的曲线, 通常称为吸收曲线, 如图 2-1c 中 i 曲线所示。

从吸收曲线可以看出, 电容电流 i_1 和吸收电流 i_2 经过一段时间后趋于零, 因此 i 趋近于 i_3 。所谓绝缘电阻就是指加于被试品上的直流电压与流过被试品的泄漏电流之比, 即

$$R = \frac{U}{i_3} \quad (2-1)$$

式中 U ——加于试品两端的电压 (V);

i_3 ——对应于电压 U , 试品中的泄漏电流 (μA);

R ——试品的绝缘电阻 ($\text{M}\Omega$)。

由于电容电流和吸收电流经过一段时间后趋于零, 因此在用绝缘电阻表 (俗称摇表) 进行绝缘电阻测量时, 必须等到绝缘电阻表指示稳定后才能读数。对一般被试品, 通常认为 1min 后, 泄漏电流趋于稳定 (即电容电流、吸收电流趋于零)。

由于 i_3 的大小取决于绝缘材料的状况, 当介质受潮、老化、表面脏污或有其他缺陷 (如有裂缝、炭化、气泡等) 时, R 降低, i_3 会增大。因此测量绝缘电阻是了解电气设备绝缘的最简便最常用的手段之一。

由于流过绝缘介质的电流有表面电流和体积电流之分, 所以绝缘电阻也有体积绝缘电阻和表面绝缘电阻之分。我们真正关心的是体积绝缘电阻。当绝缘受潮或有其他贯通性缺陷时, 体积绝缘电阻降低。因此, 体积绝缘电阻的大小标志着绝缘介质内部绝缘的优劣。在现场测量中, 当测量得到的被试品绝缘电阻低时, 应采取屏蔽措施, 排除表面绝缘电阻的影响, 以便测得真实准确的体积绝缘电阻值。

对大容量被试品 (如变压器、发电机、电缆), 《规程》除要求测量其绝缘电阻外, 还要求测量吸收比。

大容量被试品的吸收曲线 i 随时间衰减较慢, 其中尤其是吸收电流 i_2 随时间衰减较慢, 有的可达数十分钟。常把 60s 的绝缘电阻与 15s 的绝缘电阻之比称为吸收比 K , 即

$$K = \frac{R_{60s}}{R_{15s}} = \frac{i_{15s}}{i_{60s}} = \frac{U/i_{60s}}{U/i_{15s}} \quad (2-2)$$

为了便于分析理解, 我们分析极端情况。时间 $t = 15s$ 与 $t = \infty$ 时的绝缘电阻之比为

$$\frac{R_{\infty}}{R_{15s}} = \frac{(i_1 + i_2 + i_3)_{15s}}{i_3} = 1 + \frac{(i_1 + i_2)_{15s}}{i_3} \quad (2-3)$$

绝缘受潮劣化时, 泄漏电流 i_3 比 $15s$ 时的电容电流和吸收电流之和 $(i_1 + i_3)_{15s}$ 增加得快, $\frac{R_{\infty}}{R_{15s}}$ 趋近于 1; 绝缘良好时, i_3 很小, i_2 相对较大, 则 $\frac{R_{\infty}}{R_{15s}} > 1$ 。这就是说, 吸收比的数值与绝缘状况有很大关系。而且 K 是一个比值, 与绝缘结构的几何尺寸无关, 易于比较。

由于无法测量 R_{∞} , 只能根据经验测量吸收比 K , 一般认为当 $K = \frac{R_{60s}}{R_{15s}} > 1.3 \sim 1.5$ 时绝缘是良好的。这一数据对分析 $35 \sim 110kV$ 变压器、大中型容量发电机是有效的。近年来, 随着电力设备电压等级的提高, 发现用吸收比 K 判断大容量变压器有很多的误判现象。产生这种现象的原因很多, 其中一条是由于大容量变压器的吸收电流衰减时间长, 吸收比 K 反映不了绝缘吸收现象的整体, 仅反映吸收现象的局部, 而且与绝缘结构、油质、温度等有很大关系。统计数据表明, 吸收比与绝缘结构、油质、油温等也有很大的关系。为避免这种测量吸收比可能产生的误判断, 常采用吸收比小于 1.3 或极化指数不应小于 1.5; 环氧粉云母绝缘吸收比不应小于 1.6 或极化指数不应小于 2.0。

2.3.2 影响绝缘电阻的原因

影响绝缘电阻的原因主要有以下 4 个方面:

1. 温度的影响

运行中的电力设备其温度随周围环境变化, 其绝缘电阻也是随温度而变化的。一般情况下, 绝缘电阻随温度升高而降低。原因在于温度升高时, 绝缘介质内部离子、分子运动加剧, 绝缘物内的水分及其中含有的杂质、盐分等物质也呈扩散趋势, 使电导增加, 绝缘电阻降低, 这与导体的电阻随温度的变化是不一样的。

不同的电力设备及不同材料制成的电力设备, 其绝缘电阻随温度的变化也不一样, 现场测量也很难保证在完全近似的温度下进行。为了进行试验结果比较, 有关单位曾给出一些设备的温度换算系数, 但由于设备的陈旧程度、干燥程度、使用的测温方法等影响因素很多, 很难得出一个准确的换算系数。因此, 实际测量绝缘电阻时, 必须记录试验温度 (环境温度及设备本体温度), 而且尽可能在相近温度下进行测量, 以避免温度换算引起的误差。

2. 湿度和电力设备表面脏污的影响

电力设备周围环境湿度的变化及空气污染造成的表面脏污对绝缘电阻影响很大。空气相对湿度增大时, 绝缘物表面吸附许多水分, 使表面电导率增加, 绝缘电阻降低。当绝缘物表面形成连通水膜时, 绝缘电阻更低。

电力设备的表面脏污也使设备表面电阻大大降低, 绝缘电阻显著下降。

根据以上两种情况, 现场测量绝缘电阻时都必须用屏蔽环消除表面泄漏电流的影响或烘干、清擦干净设备表面, 以得到真实的测量值。

3. 残余电荷的影响

大容量设备运行中遗留的残余电荷或试验中形成的残余电荷未完全放尽,会造成绝缘电阻偏大或偏小,引起测得的绝缘电阻不真实,残余电荷的极性与绝缘电阻表的极性相同时,测得的绝缘电阻将比真实值大;残余电荷的极性与绝缘电阻表的极性相反时,测得的绝缘电阻将比真实值小。原因在于极性相同时,由于同性相斥,绝缘电阻表输出较少电荷;极性相反时,绝缘电阻表要输出更多电荷去中和残余电荷。

为消除残余电荷的影响,测量绝缘电阻前必须充分接地放电,重复测量中也应充分放电,大容量设备应至少放电 5min。如一大容量变压器,接地充分放电后第一次测得其一个绕组的绝缘电阻为 $4000\text{M}\Omega$,第二次再测同一绕组(第一次测量后未充分放电),绝缘电阻为 $5000\text{M}\Omega$,充分放电 10min 后第三次测量,其绝缘电阻为 $4000\text{M}\Omega$ 。

4. 感应电压的影响

现场预防性试验中,由于带电设备与停电设备之间的电容耦合,使得停电设备带有一定电压等级的感应电压。

感应电压对绝缘电阻测量有很大影响。感应电压强时可能损坏绝缘电阻表或造成指针乱摆,得不到真实的测量值。

2.3.3 使用手摇式绝缘电阻表测量绝缘电阻和吸收比的步骤及注意事项

1. 使用手摇式绝缘电阻表测量绝缘电阻和吸收比的步骤

1) 试验前先检查安全措施,被试品电源及一切对外连线应拆除。被试品接地放电,大容量设备至少放电 5min。勿用手直接接触放电导线。

2) 根据表面脏污及潮湿情况决定是否采取表面屏蔽或需要烘干及清擦干净表面脏污,以消除表面脏污对绝缘电阻的影响。

3) 放稳绝缘电阻表,检验绝缘电阻表是否指“0”或“ ∞ ”。短接“L”、“E”时应是瞬间、低速,以免损坏绝缘电阻表。

4) 将被试品测量部分接于“L”与“E”端子之间,“L”端子接高压测量部分,“E”端子接低压或外壳接地部分,驱动绝缘电阻表达额定转速($120\text{r}/\text{min}$),读取 1min 时的绝缘电阻值。

5) 测量吸收比时,先驱动绝缘电阻表达额定转速,待指示为“ ∞ ”时,将“L”端子接于被试品,同时开始计算时间,读取 15s 和 60s 时的绝缘电阻值。读数后先断开“L”端子与被试品的连接(用绝缘柄),再停止摇动,防止反充电损坏绝缘电阻表。

6) 试验完毕后或重复试验时,必须将被试品对地或两极间充分放电,以保证人身、仪器安全和提高测量准确度。

7) 记录被试品设备铭牌、运行编号、本体温度、环境温度及使用的绝缘电阻表型号。

2. 使用手摇式绝缘电阻表测量绝缘电阻和吸收比时的注意事项

1) 测试时,“L”与“E”端子引线不要靠在一起,并用绝缘良好的导线。“L”与“E”端子不能接错,接错会影响测量结果。由于绝缘电阻表“L”端子连接的部件有良好的屏蔽作用,绝缘电阻表本身的泄漏电流影响可以排除。

2) 测得的绝缘电阻过低时应分析过低的原因,排除环境温度、湿度、表面脏污、感应电压等的影响。能分解试验的尽量分解试验,找出绝缘电阻最低的部分。

3) 为便于比较,每次测量同类设备最好用同型号绝缘电阻表。注意测量大容量设备的绝缘电阻时,应在摇转时间相同时读数。

4) 对测得的绝缘电阻可以进行温度换算的, 应将所测绝缘电阻值换算到标准温度下再进行综合分析比较; 不能进行温度换算的, 也要与同期试验的同类设备横向比较。发现异常应及时查明原因或辅之以其他测试手段综合判断。

5) 注意感应电压的影响。同杆双回架空线, 当一回路带电时, 不得测量另一回路的绝缘电阻, 以防感应电压损坏绝缘电阻表及危及人身安全。对其他感应电压较高的线路及设备进行测量时, 要采取防护措施, 如加屏蔽等。

6) 测量电力电容器极间绝缘电阻时, 由于电力电容器电容量大, 吸收电流衰减时间长, 很难测出其准确绝缘电阻值; 由于其充电电荷大, 也很危险。因此, 一般现场测量常采用火花法, 即摇测两极间绝缘电阻值时, 绝缘电阻表轻摇 2~5 转, 用一短路线短路两极, 有明显火花时认为电力电容器极间绝缘是合格的; 无火花则可能是绝缘劣化或引线断开。

注意试验前一定要直接对两极充分放电, 以免残余电荷损坏仪表及危及人身安全。

2.3.4 指针式绝缘电阻表的使用方法及其注意事项

1. 指针式绝缘电阻表性能特点及结构

目前, 实际工作中使用指针式绝缘电阻表测量绝缘越来越普及, 它适于在各种电气设备的维修、试验及检定中作绝缘测试, 具有容量大、抗干扰能力强的特点, 能满足高压、高阻、大容量负载测试的要求, 示值准确、稳定、可靠, 且绝缘阻值采用对数分度线, 均匀清晰, 双量程自动转换, 读数方便。有的产品还带计时器, 可自动计时, 并在 15s、60s、10min 各时刻锁定示值, 发出声光提示, 便于抄读示值。同时电阻表低耗电, 用 8×1.5V (AA, R6) 电池供电, 使用时间长, 具有电池容量检查功能。它还具有防震、防潮、防尘结构, 适应户外工作环境; 有完善保护功能, 能承受短路和被测电容残余电压冲击。

指针式绝缘电阻表结构示意图如图 2-2 所示。

2. 指针式绝缘电阻表的使用方法及注意事项

1) 零位校准——选择开关置 [OFF] 位置, 调节机械零位调节钮使仪表指针校准到标度尺的“∞”分度线上。

2) 电池检查及更换——选择开关置 [BATT. CHECK] 位置, 当指针指在

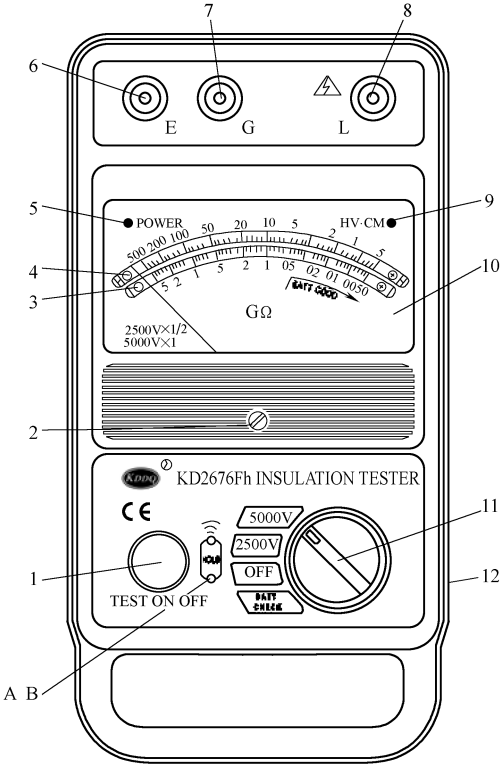


图 2-2 指针式绝缘电阻表结构示意图

- 1—测试开关按钮 2—机械零位调节钮 3—低量程指示灯
- 4—高量程指示灯 5—电源指示灯 6—E 端 (接地)
- 7—G 端 (屏蔽) 8—L 端 (线路) 9—高压指示灯
- 10—表盘 11—选择开关 12—电池盒 (背面)
- A—锁定灯 (HOLD) B—蜂鸣器

表盘右下方带箭头的标度 [BATT. GOOD] 区域内时, 表示电池正常, 否则需更换电池。换下的旧电池请勿乱扔, 以免造成污染。

3) 测试——将仪表 E 端接试品的接地端 (或另一端), L 端接试品的线路端 (或另一端)。双电压机型和三电压机型将选择开关置所需的额定电压位, 单电压机型将选择开关置所需的测量量程位, 表盘左上角的电源指示灯亮, 表示工作电源接通。点触一下测试开关按钮, 高压开启, 高压指示灯亮 (有锁定功能的仪表, 按住测试开关按钮至 HOLD 灯也亮时, 即同时启动了计时锁定功能), 指针在相应测试电压的刻度及相应量程上 (由量程指示灯指示) 指示被测试品的绝缘电阻值。

对于单电压的机型, 当选择开关置 $M\Omega$ 位时, 在 $M\Omega$ 量程刻度上读取测得的示值。

4) G 端 (保护环) 的使用——测量高绝缘电阻值时, 应在试品两测量端之间的表面上套一导体保护环, 并将该导体保护环用一测试线连接到仪表的 G 端, 以消除试品表面泄漏电流引起的测量误差, 保障测试准确。

5) 关机——读数完毕后, 再次点触测试开关按钮, 关断高压, 高压指示灯灭。再将选择开关置 [OFF] 位, 关断电源。对容性负载, 还应将试品上的残余电荷泄放完, 再拆下测试线, 以免电击伤人。

2.4 直流泄漏电流试验及直流耐压的试验方法步骤及注意事项

2.4.1 泄漏电流试验及直流耐压试验的原理及特点

直流泄漏电流试验与直流耐压试验的接线及原理相同, 多同步进行。泄漏电流测量与绝缘电阻测量的原理基本相同, 不同之处在于测量泄漏电流时所用的电源一般采用可调的直流高压装置, 并用微安表直接测量流过被试品的电流。泄漏电流测量与绝缘电阻测量比较有下列优点:

1) 试验电压较高, 并且可随意调节。根据被试品不同的电压等级施以相应的直流试验电压, 这个电压较绝缘电阻表的电压高得多。如对 110kV 变压器一次绕组, 需施加 40kV 直流高压。因此, 测泄漏电流比用绝缘电阻表测绝缘电阻更易发现某些绝缘缺陷 (如瓷质绝缘裂纹、局部损伤、绝缘油劣化、绝缘沿面炭化等)。

2) 用微安表监测泄漏电流, 灵敏度高, 可多次重复比较。

3) 根据泄漏电流测量值可以换算出绝缘电阻值, 而用绝缘电阻表测出的绝缘电阻值, 一般不能换算出泄漏电流值。这是因为根据绝缘电阻表的负载特性, 绝缘电阻表输出的端电压与被试品绝缘电阻大小有关, 不一定是绝缘电阻表铭牌标准电压。

4) 泄漏电流试验时可以作出泄漏电流与加压时间的关系曲线和泄漏电流与所加电压关系曲线, 通过这些曲线可以判断绝缘状况。

图 2-3 所示为泄漏电流与加压时间的关系曲

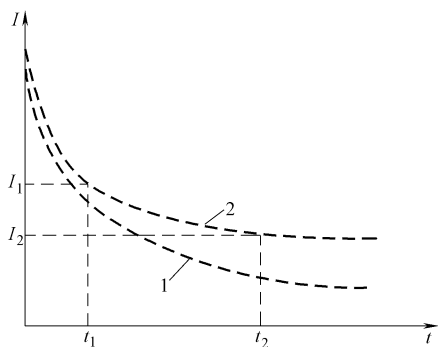


图 2-3 泄漏电流与加压时间的关系曲线

1—绝缘良好 2—受潮

线,实际上就是吸收电流的变化过程。当绝缘受潮或有缺陷时,电流随加压时间下降得比较慢,达到的稳定值较大(见图2-3中曲线2),即绝缘电阻较小。

正常良好的绝缘,泄漏电流与一定范围内的外加电压呈线性关系。在《规程》规定的试验电压下,泄漏电流与所加电压的关系应为一直线,绝缘有缺陷时,两者就不是直线关系了。因此,通过对泄漏电流与所加电压的关系曲线的分析,可发现某些局部缺陷。

直流耐压试验设备轻便,容量小,易于发现某些设备的局部缺陷。如直流耐压试验时,易发现发电机端部绝缘缺陷,而交流耐压试验易发现发电机槽口的绝缘缺陷。

2.4.2 常规的直流泄漏试验

1. 试验接线

图2-4所示为测量泄漏电流或作直流耐压试验的接线图。图2-4中 T_1 为调压器,它的作用是调节电流; T_2 为工频试验变压器,通过它将交流低压变成交流高压,其电压值必须满足试验的要求; V 为高压硅堆,起整流作用,由于被试设备的电导很小,试验时电流一般不超过1mA。现场试验时,可用电压互感器来代替工频试验变压器。

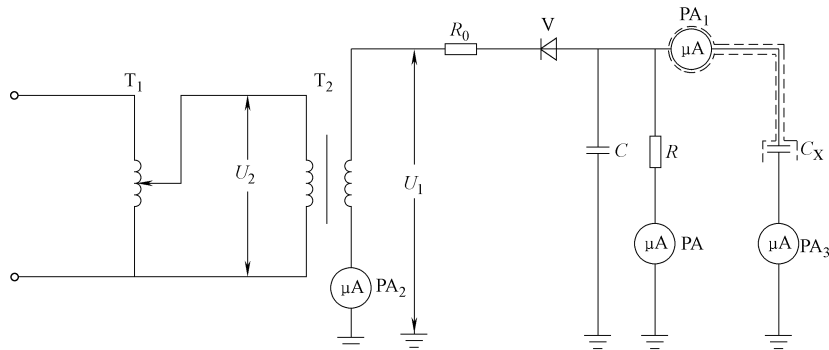


图2-4 测量泄漏电流或作直流耐压试验的接线图

T_1 —调压器 T_2 —工频试验变压器 R_0 —保护电阻 R —均压电阻 μA —微安表 V —硅堆 C —滤波电容

多只硅堆串联时,为了使每只硅堆电压分配均匀,需并联均压电阻 R ,其数值一般为硅堆反向电阻的 $1/3 \sim 1/4$ 倍。 C 为滤波电容,其作用是使整流电压平稳, C 越大,加于被试品上的电压越平稳、直流电压的数值也就越接近工频交流高压的幅值。在现场试验时,当被试品的电容 C_x 较大时,滤波电容 C 可以不加;当 C_x 较小时,则需接入一个 $0.1\mu F$ 左右的电容器,以减小电压的脉动。

保护电阻 R_0 的作用是限制被击穿时的短路电流不超过高压硅堆和试验变压器的允许值,以保护工频试验变压器和硅堆,故 R_0 也叫限流电阻,其值可按 $10\Omega/V$ 来选取,通常用玻璃管或有机玻璃充水溶液制成。

微安表用作测量泄漏电流,它的量程可根据被试品的种类及绝缘情况等适当选择。

在测量中微安表有三种接线方式:

1) 微安表接在被试品的高压端,如图2-4中 PA_1 的位置。

这种接线的优点是测出的泄漏电流准确,排除了部分杂散电流的影响,接线简单。缺点是微安表处于高电位,必须有良好的绝缘屏蔽;微安表位置距试验员较远,读数不便,更换量程不易。另外,有一些微安表头在高电场下易极化,造成较大的测量误差。在被试品接地

端无法断开时常采用这种接线。

2) 微安表接在试验变压器 T_2 一次 (高压) 绕组尾部, 如图 2-4 中 PA_2 的位置。

这种接线的微安表处于低电位, 具有读数安全、切换量程方便的优点。一般成套直流高压装置中的微安表采用这种接线。这种接线的缺点是高压导线等对地部分的杂散电流均通过微安表, 测量结果误差较大。

3) 微安表接被试品低压端, 如图 2-4 中 PA_3 位置。当被试品的接地端能与地断开并有绝缘时 (如避雷器), 采用这种接线。这种接线的微安表处于低电位, 高压引线等部分的杂散电流不经过微安表, 读数、切换量程方便, 屏蔽容易。推荐尽可能采用这种接线。

2. 倍压整流电路及多级串接整流电路

当需发较高的直流高压时, 如对 35kV 电缆进行直流耐压试验, 对 110kV 及以上氧化锌避雷器进行泄漏电流试验时, 就要采用倍压整流及三级串接整流, 其接线如图 2-5 所示。倍压整流 (见图 2-5a) 可以输出对地为 $2U_{\max}$ 的直流高压, 其原理为: 当电流电压为正半波时 (变压器接地端为负), 变压器经硅堆 V_1 导通, 对 C_1 放电到 U_{\max} ; 负半波时, 变压器与电容 C_1 的电压叠加, 经硅堆 V_2 对电容 C_2 充电, 如果 $C_1 \gg C_2$, 则 C_2 经过一个周波充到 $2U_{\max}$; 一般 $C_1 = C_2$, 所以 C_2 经若干周波后充到 $2U_{\max}$, 即为变压器输出电压峰值的 2 倍。串接式整流装置也是根据以上原理制成的, 其接线如图 2-5b 所示。理想情况下 (即不考虑效率及损耗), 图 2-5 中 1、2、3 点的对地电压值可分别达到 $2U_{\max}$ 、 $4U_{\max}$ 、 $8U_{\max}$ 。

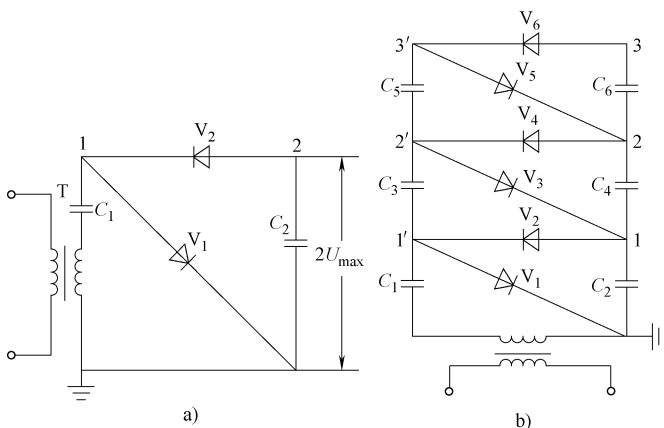


图 2-5 倍压整流及三级串接整流接线图

a) 倍压整流 b) 三级串接整流

3. 成套直流高压试验仪器

近年来, 随着电子技术的广泛应用, 研制出了晶体管、晶闸管直流高压试验仪器和以倍压整流产生高压或经可控逆变器再进行倍压整流获得高压的成套试验仪器, 其体积小, 重量轻, 广泛用于试验现场, 试验原理不变, 其使用与操作可参照有关说明。

2.4.3 试验的方法步骤及注意事项

1. 方法步骤

1) 根据被试品的情况, 查阅交接试验标准或预防性试验规程, 确定直流试验电压值。若直流泄漏电流试验与直流耐压试验结合进行, 则应以直流试验电压作为最高试验电压。对

被试品额定电压为35kV及以下的电气设备施加10~30kV的直流电压,对额定电压为110kV及以上的设备施加40kV的直流电压,试验时按每级0.5倍试验电压分阶段升高电压,每阶段停留1min后,微安表的读数即为泄漏电流值。

2) 根据试验电压的大小、现场设备条件,选择合适的主试验设备和接线方式,画出试验接线图。

3) 首先结合现场的条件,进行试验设备的合理布置,然后接线。合理布置的原则应是安全可靠、读数操作方便、接线清晰、高低压应有明显的界限;一人接线完毕,由另一人进行检查,应做到接线正确、仪表量程选择合适、调压器处于零位、微安表短路开关应闭合。

4) 正式试验前,可将最高试验电压分成4~5段,在不接试品的情况下逐段升压“空试”,试记录各试验电压下流过微安表的杂散电流值。“空试”结束,退下高压,拉开电源刀开关,并对滤波电容器进行充分放电。

5) 接上试品,按第4)步的对应分段电压,逐段升压,并相应读取泄漏电流值。每次升压后,等微安表指示稳定后再读取泄漏电流值(一般在加压1min后读数);最后升到最高试验电压值,在达到《标准》或《规程》所要求的持续时间后,读取泄漏电流。用分段读取的泄漏电流值与相应“空试”泄漏电流值之差,作为被试品的分段泄漏电流值。

6) 试验完毕,先将调压器退回零位,切断调压器电源,然后使用放电棒将被试品经电阻进行充分放电,放电时间不得少于2min。根据被试品放电火花的大小,可初步了解其绝缘状况。

7) 记录整理试验数据。记录内容包括被试品名称、编号、铭牌规范、运行位置、温度和环境温度,同时还可以把泄漏电流与加压时间的关系和泄漏电流与试验电压的关系绘制成曲线进行全面的分析。

2. 注意事项

1) 微安表接在高压侧,支持微安表的绝缘支架要牢靠,以防操作时发生摇摆和掉落。

2) 微安表是精密表计,其过载能力很小,为了防止微安表损坏,应置专门的保护电路。

3) 与被试品连接的试验用导线应短些,且对地和设备外壳及其他接地部分应有足够的绝缘距离,以减小杂散电流。

4) 为保护微安表,在升压过程中应合上微安表短路开关,读数时再打开短路开关。

5) 升压速度应均匀、缓慢。

6) 对能分相的设备,必须进行分相试验,以便比较各相试验结果。

7) 试验中出现闪络、击穿等异常情况时,应立即降压、切断电源,查明原因,等处理好后再继续进行试验。

8) 微安表指示异常的分析及处理如下:①微安表指针抖动,这可能是微安表有交流分量流过,若不影响读数,可取平均值;若影响读数,应检查微安表保护装置或加大滤波电容;②微安表指针突然摆:若向小的方向摆动,多是电源电压突然下降;若向大的方向摆动,多是试验回路或被试品内有断续放电或闪络发生;③微安表指针周期性摆动:这可能是试验回路存在反充电或因被试品绝缘内存在周期性放电;④微安表指针指示值过大:应先检

查试验接线是否正确，屏蔽是否完好，再检查被试品是否有异常，以免发生误判断；⑤微安表指针指示值过小：应先检查接线是否正确，再检查微安表有无分流。

2.4.4 常规的直流耐压试验

直流耐压试验与测量直流泄漏电流在方法上是一致的，但从试验的作用看是有所不同的，前者是试验绝缘强度，其试验电压较高，后者是检查绝缘情况，试验电压较低。目前，在发电机、电动机、电缆、电容器等设备的绝缘预防性试验中广泛地应用这一试验。它与交流耐压试验相比，主要有以下一些特点：

1) 在进行交流耐压试验时，当试验电容量较大时，需要较大容量的试验设备，在一般情况下不容易办到。而在直流电压作用下，没有电容电流，故做直流耐压试验时，只需供给较小的（最高只达毫安级）泄漏电流，加上可以用串级的方法产生直流高压，试验设备可以做到体积小而且比较轻巧，适于现场预防性试验的要求。

2) 在进行直流耐压试验时，可以同时测量泄漏电流，并根据泄漏电流随所加电压变化的特性来判断绝缘的状况。

3) 直流耐压试验比交流耐压试验更能发现电动机端部的绝缘缺陷。其原因是在交流电压作用下，绝缘内部的电压分布是按电容分布的。在交流电压作用下，电动机绕组绝缘的电容电流沿绝缘表面流向接地的定子铁心，在绕组绝缘表面半导体防晕层上产生明显的电压降落，离铁心越远，绕组上承受的电压越小。而在直流电压下，没有电容电流流经线棒绝缘，端部绝缘上的电压较高，有利于发现绕组端部的绝缘缺陷。

4) 直流耐压试验对绝缘的损伤程度比交流耐压试验小。交流耐压试验时产生的介质损耗较大，易引起绝缘发热，促使绝缘老化变质，对被击穿的绝缘，交流耐压试验时的击穿损伤部分面积大，增加了修复的困难。

5) 由于直流电压作用下在绝缘内部的电压分布和交流电压作用下的电压分布不同，直流耐压试验对交流设备绝缘的考验不如交流耐压试验接近实际运行情况。绝缘内部的气隙也不像在交流电压作用下容易产生游离、发生热击穿，因此，相对来说，直流耐压试验发现绝缘缺陷的能力比交流耐压试验差。因此，不能用直流耐压试验完全代替交流耐压试验，两者应配合使用。

2.4.5 直流高压的测量

直流高压的测量是泄漏电流试验中重要的一部分。试验时所加直流电压的准确与否对试验结果影响很大。

直流高压的测量方法一般有以下4种：

1. 试验变压器的低压侧测量

在半波整流电路中，通过试验变压器的电压比及测量变压器低压侧电压，可近似换算出直流高压值，即

$$U_{DC} = \sqrt{2}KU_2 \quad (2-4)$$

式中 U_{DC} ——被试品上所加直流电压（V）；

K ——变压器变化；

U_2 ——变压器低压侧的有效值 (V)。

这种测量方法由于忽略了被试品的泄漏电流及保护电阻的压降等,精度不高。在对直流高压精度要求不高时可采用。

2. 用高压静电电压表测量

对不同范围的直流高压选用不同量程的高压静电电压表,可以直接测出输出电压。这种测量虽然精度较高,但由于现场使用不便,一般在室内试验时才采用。

3. 用高压电阻串联微安表测量

图 2-5 所示的高压测量就是采用了高压电阻 R 串联微安表 PA 的测量方法。这种方法的优点是高压直接测量,测量范围很广,高压电阻经过严格校定以后,精度也可以保证。测量原理就是根据欧姆定律。

电阻 R 可采用金属膜电阻、碳膜电阻,要求阻值稳定,随温度变化电阻作用有规律的变化或不变化。电阻容量及表面爬距也要符合测量电压的要求。一般应将电阻装在密封绝缘筒内,并采取良好的均压措施,如装防晕帽、防晕环。绝缘筒表面应绝缘良好,减少电阻本体表面及绝缘表面的泄漏电流,必要时,微安表应进行屏蔽。

4. 用分压器测量

用分压器测量直流高压接线如图 2-6 所示。用一高值电阻 R_1 串联一等值电阻 R_2 测量 R_2 上电压 U_2 ,再根据分压比,计算出被测高压。为安全起见,在 R_2 两端并联一低压放电管。

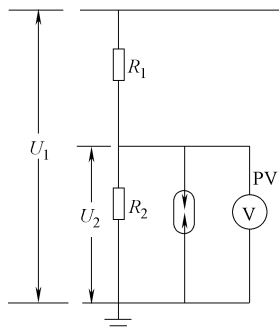


图 2-6 用分压器测量
直流高压接线

2.4.6 采用便携式直流高压发生器进行直流耐压试验和泄漏电流试验的原理及方法和步骤

数字式直流高压发生器采用了新技术、新材料和新器件,具有输出功率大、体积小、重量轻的特点,有可靠的过电压、过电流及零位合闸保护功能,带 0.75 倍电压锁存功能,并配有时间继电器,能在试验中设置定时声讯报警。整个仪器便于携带,操作方便,安全可靠,特别适用于电气设备现场试验。它具有内部过电压保护、内部过电流保护、外部过电压保护(保护电压可整定)、外部过电流保护或击穿保护、内部功率保护、非零点启动保护、定时声讯报警等功能。

由于便携式直流高压发生器具有以上优点,目前它是电力部门和工矿企业对避雷器、电缆等高压设备进行直流耐压试验和泄漏电流试验的专用设备,已经得到普及。

数字式直流高压发生器应用最新电力电子技术,采用先进的 PWM 调制技术及大功率 MOSFET 器件,通过中频倍压整流而成。该发生器具有纹波系数小、输出稳定可靠、体积小、重量轻的特点,且具有可靠、灵敏的内部保护功能,其原理框图如图 2-7 所示。

数字式直流高压发生器由控制箱和倍压装置两部分组成。

数字式直流高压发生器控制箱面板示意图如图 2-8 所示。

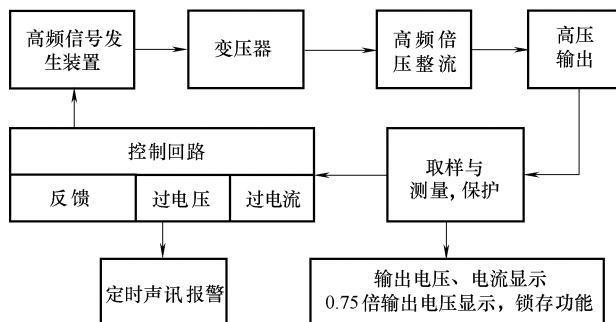


图 2-7 数字式直流高压发生器原理框图

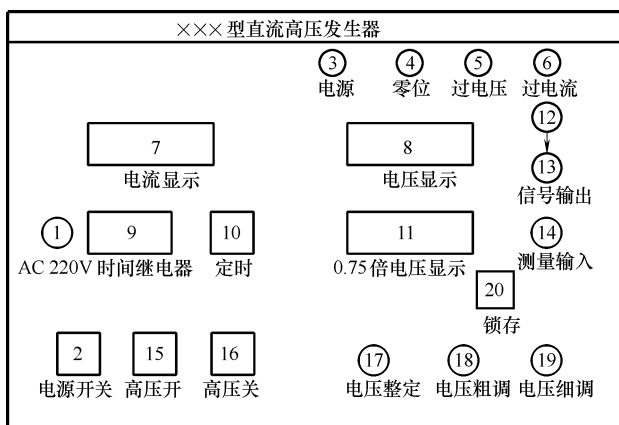


图 2-8 数字式直流高压发生器控制箱面板示意图

- 1—电源插座 2—电源开关 3—“电源”指示灯 4—“零位”指示灯 5—“过电压”指示灯 6—“过电流”指示灯
7—电流显示表 8—电压显示表 9—时间继电器 10—定时开按键 11—0.75 倍电压显示表 12—接地接线柱
13—信号输出插座 14—测量输入插座 15—“启动”按钮 16—“停止”按钮 17—电压整定旋钮
18—电压粗调旋钮 19—电压细调旋钮 20—0.75 倍电压锁存按钮

高压倍压箱结构示意图如图 2-9 所示。

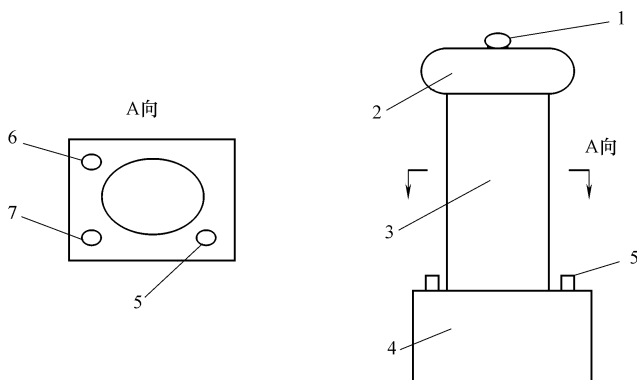


图 2-9 高压倍压箱结构示意图

- 1—顶帽 2—均压环 3—倍压筒 4—机箱 5—接地柱 6—信号输入插座 7—测量输出插座

2.5 介质损失角 $\tan\delta$ 试验方法及注意事项

2.5.1 电气设备产生损耗的主要原因

在电压作用下, 电介质产生一定的能量损耗, 这部分损耗称为介质损耗或介质损失, 产生介质损耗的原因主要是电介质电导、极化和局部放电。

1. 电介质电导引起的损耗

在电场作用下电介质电导产生的泄漏电流会造成能量损耗。这种损耗在交流、直流作用下都存在, 且这种损耗与极化、局部放电引起的损耗比较是很小的。

2. 极化引起的损耗

在交流电压作用下, 电介质由于周期性的极化过程, 电介质中的带电质点要沿交变电场的方向往复的有限位移并重新排列。这时, 质点需要克服极化分子间的内摩擦力而造成能量损耗。极化损耗的大小与电解质的性能、结构、温度、交流电压频率等有关。

3. 局部放电引起的损耗

绝缘材料中, 不可避免地会有些气隙或油隙。在交流电压下, 电场分布主要与该材料的介电系数成反比, 气体的介电系数一般比固体绝缘材料的要低得多, 因此, 承受的电场强度就大, 当外加电压足够高时, 气隙中首先发生局部放电。固体中气隙放电前后电场示意图 2-10 所示。

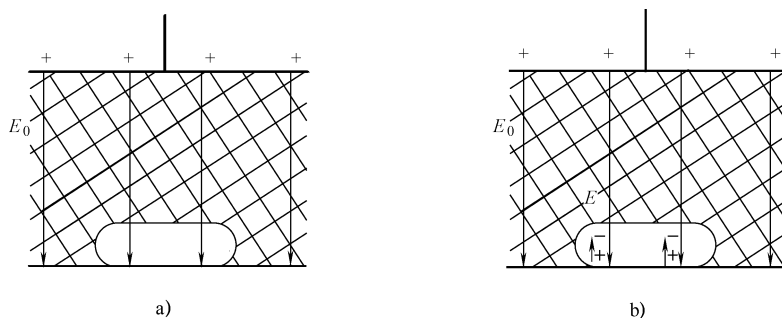


图 2-10 固体中气隙放电前后电场示意图

a) 气隙未放电前 b) 气隙放电后

气隙放电形成的电荷, 在外施电场 E_0 作用下移动至气隙壁上; 这些电荷又形成反电场 E , 削弱了气隙中的电场, 很可能使气隙中的放电不再继续下去, 如图 2-10b 所示。但是如外加的为交流电压, 半周后外施电场 E_0 就反向了, 正好与前半周气隙中电荷形成的反电场 E 同向, 加强了气隙中的电场强度, 使气隙中放电在更低的电压下发生。所以交流电压下绝缘体里的局部放电及介质损耗比直流电压下强烈。在油浸电容器、电容套管等的设计制造及运行中都要注意这一点, 要尽量避免内部气隙、毛刺等引起的局部放电。一般油浸纸绝缘交流电容器用于直流时, 长期工作电压能提高到铭牌电压的 4~5 倍, 原因就在于此。

绝缘介质损耗的大小, 实际上是绝缘性能优劣的一种表示。同一台设备, 绝缘良好, 介质损耗就小; 绝缘受潮劣化, 介质损耗就大。

那么现场为什么要测量设备介质损失正切 $\tan\delta$? 什么是介质损失角正切 $\tan\delta$ 呢?

在交流电压 U 作用下电介质中流过电流 I 。电介质的并联等值电路及相量图如图 2-11 所示。电压 U 与电流 I 之间的夹角为 φ , φ 称为功率因数角; φ 的余角 δ , 即为介质损失角。根据图 2-11 可得

$$\tan\delta = \frac{I_R}{I_C} = \frac{1}{\omega C_p R} \quad (2-5)$$

介质损耗

$$P = UI_R = UI_C \tan\delta = U^2 \omega C_p \tan\delta \quad (2-6)$$

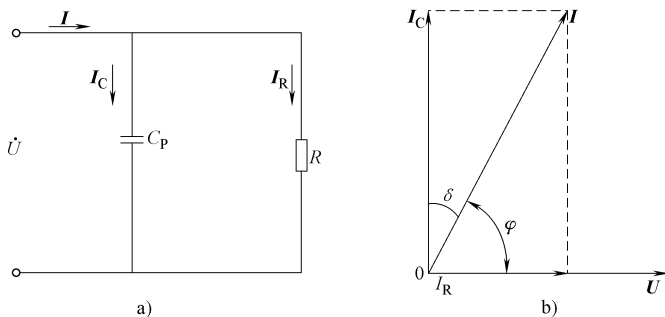


图 2-11 电介质的并联等值电路与相量图

a) 并联等值电路 b) 并联等值电路相量图

C_p —并联等值电容

由此可见, 当电介质一定, 外加电压及频率一定时, 介质损耗 P 与 $\tan\delta$ 成正比, 即可以用 $\tan\delta$ 来表示介质损耗的大小。同类被试品绝缘优劣, 可直接由 $\tan\delta$ 的大小来判断, 而从同一试品 $\tan\delta$ 的历次数据分析, 可掌握设备绝缘性能的发展趋势, 通过测量 $\tan\delta$ 可以发现一系列绝缘缺陷, 如绝缘整体受潮、老化, 绝缘气隙放电等。

$\tan\delta$ 是反映绝缘介质损耗大小的特性参数, 与绝缘的体积大小无关。但如果绝缘内的缺陷不是分布性而是集中性的, 则 $\tan\delta$ 有时反映就不灵敏。被试绝缘的体积越大, 或集中性缺陷所占的体积越小, 集中性缺陷处的介质损耗占被试绝缘全部介质损耗的比重就越小, 总体的 $\tan\delta$ 就增加得也越少, 这样 $\tan\delta$ 测量就不灵敏。因此, 测量各类电气设备 $\tan\delta$ 时, 能分解试验的尽量分解试验。如测量变压器整体 $\tan\delta$ 时, 由于变压器整体绝缘体积比变压器套管大得多, 套管的缺陷就不能灵敏反映出来, 因此还须单独测量套管的 $\tan\delta$ 。套管的体积小, 测量套管的 $\tan\delta$ 不仅可以反映套管绝缘的全面情况, 而且有时可反映其中的集中性缺陷。

通过测 $\tan\delta$ 判断绝缘状况时, 必须着重于与该设备历年的 $\tan\delta$ 值相比较, 并和处于同样运行条件下的同类设备相比较, 即使 $\tan\delta$ 未超过标准, 但和过去值比较及和同类设备比较, 若 $\tan\delta$ 突然明显增大, 就必须引起注意, 查明原因。

2.5.2 介质损失角 $\tan\delta$ 常规试验方法

测量损失角 $\tan\delta$ 的仪器及方法很多, 普遍采用的是 QS1 型高压交流平衡电桥 (西林电桥) 及 M 型介质损耗测量仪等。在测量大电容量设备时, 也可使用瓦特表法。目前, 市场

上用来测量损失角 $\tan\delta$ 的数字式仪器越来越多，但基本原理都是以交流平衡电桥法的原理为主。

1. QS1 电桥的使用方法

(1) 接线方式

1) 正接线法。对于两极对地绝缘的被试品，可采用正接线法，QS1 型电桥正接线法接线图如图 2-12 所示。因正接线时，电桥处于低压，故操作安全，且测量准确度高。

2) 反接线法。现场装设的电气设备，一般均安装在基础或地上，故对其绝缘来说是属于一极接地的被试品。QS1 型电桥的反接线法正适应这种情况，因此，应用最多。QS1 型电桥反接线法接线图如图 2-13 所示。反接时，电桥各臂和各部件都处于高电压下，此时应注意：电桥外壳必须妥善接地，以保证操作人员的安全。由于桥体引出的被试器电容 C_X 及标准电容 C_N 及 E 的屏蔽线均处于高压，必须妥善绝缘，离接地体的距离应不小于 100 ~ 150mm，标准电容器高压极板接线端引出的接地导线对电容器外壳（带有高压）的距离，也不应小于 100 ~ 1500mm。

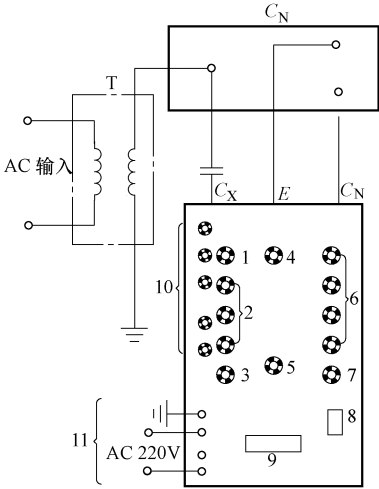


图 2-12 QS1 型电桥正接线法接线图

- 1—分流器开关 S_1 2— $\tan\delta$ (%) 调节旋钮
3—极性转换开关 S_2 4—检流计频率调节
5—滑线电阻 ρ 6— R_3 调节旋钮
7—检流计灵敏度调节旋钮 8—电源开关 9—检流计
10—低压法测量接线柱 11—电源接线柱

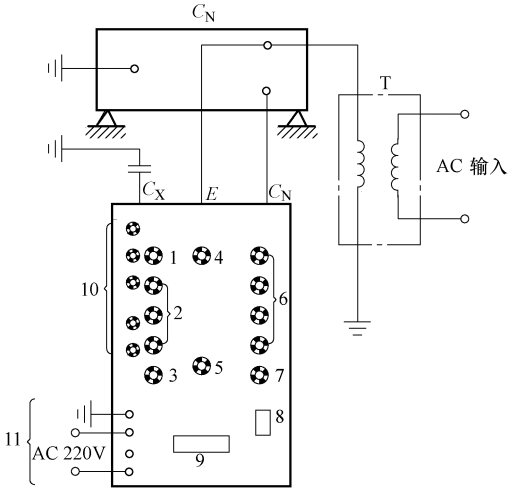


图 2-13 QS1 型电桥反接线法接线图

- 1—分流器开关 S_1 2— $\tan\delta$ (%) 调节旋钮
3—极性转换开关 S_2 4—检流计频率调节
5—滑线电阻 ρ 6— R_3 调节旋钮
7—检流计灵敏度调节旋钮 8—电源开关 9—检流计
10—低压法测量接线柱 11—电源接线柱

3) 低压法。图 2-14 所示为 QS1 型电桥低压法接线图。当用于测量被试品的电容量时，产生的误差较小，但用来测量 $\tan\delta$ 时，则准确度不高。所以，这种接线法一般只用来测量电容量。

(2) 操作步骤

QS1 型电桥各种接线方法的操作方法基本相同，具体操作步骤如下：

1) 根据现场条件选择试验接线，合理安排试验设备仪器、试品及操作人员的位置，接好线后检查接线的正确性。

2) 将 R_3 、电容 C_4 [即 $\tan\delta$ (%)] 及检流计灵敏度等各旋钮均置于零位, 极性转换开关置于“断开”位置。

3) 根据被试品电容电流的大小, 选择分流电阻旋钮的位置。被试品电容电流可按式 (2-7) 计算:

$$I = \omega C_X U \times 10^{-6} \quad (2-7)$$

式中 I ——被试品电容电流 (A);

U ——试验电压 (V);

ω ——电源频率, 当 $f = 50\text{Hz}$ 时, $\omega = 314$ 。

如不知被试品电容量, 可在试验变压器高压绕组的地端串接一只交流毫安表, 直接进行被试品充电电流的测量, 根据测量结果, 选择分流电阻位置。否则应先将分流电阻放大最大位置 (1.25A), 然后根据测量中 R_3 的指示, 改换分流电阻的位置。

4) 去掉试验变压器高压引线上的临时接地线, 合上电桥的光照电源开关, 此时检流计刻度盘毛玻璃上应出现一条狭窄光带, 用调零旋钮将光带调至零点。

5) 将调压器置于零位, 合上高压试验电源开关, 升压至所需要的试验电压 (一般是 8 ~ 10kV)。

6) 将极性开关转至 “+ $\tan\delta$ ”、“接通 I” 的位置。

7) 把检流计灵敏度开关自零点开始逐点增大, 直到使光带扩大到满刻度的 1/3 ~ 1/2 为止。

8) 调节检流计的“频率调整”旋钮, 使光带达到最大宽度, 如光带超出刻度盘, 应减小检流计的灵敏度, 再将光带调到最大宽度。

9) 调节 R_3 , 使光带缩至最窄, 当调整 R_3 不能使光带缩小时, 改为调节 $\tan\delta$ (%), 使光带进一步缩小。当光带缩小至只有两三格时, 再增大检流计的灵敏度, 然后反复调节 R_3 、 $\tan\delta$ (%), 直到检流计灵敏度放至最大位置, 再进一步细调 R_3 、 ρ 及 $\tan\delta$ (%), 使光带减至最窄 (一般不超过 4mm), 这时电桥即达平衡。

10) 记下分流电阻 R_n 、电阻 R_3 、 ρ 及 $\tan\delta$ (%) 的数值, 并应立即将检流计灵敏度开关旋回零。

11) 为了检查外部电磁场的干扰, 将极性开关旋至 “+ $\tan\delta$ ”、“接通 II” 的位置, 再次按步骤 9) 操作, 直至电桥平衡为止, 记下 R_n 、 R_3 、 ρ 及 $\tan\delta$ (%) 的数值。其结果与极性开关在 “+ $\tan\delta$ ”、“接通 I” 位置相比, 测量结果差别越大, 说明电磁干扰越强。

12) 将检流计灵敏度开关旋回零, 断开极性开关, 降压并断开试验电源, 将试验变压器的高压端接地。

13) 被试品介质损失角的正切值 $\tan\delta$ 及电容量 C_X 的计算公式为

$$\tan\delta = \frac{\tan\delta_1 (\%) + \tan\delta_2 (\%)}{2} \quad (2-8)$$

$$C_X = C_N \frac{R_4}{R_3 + \rho} \frac{100 + R_3}{R_j} \quad (2-9)$$

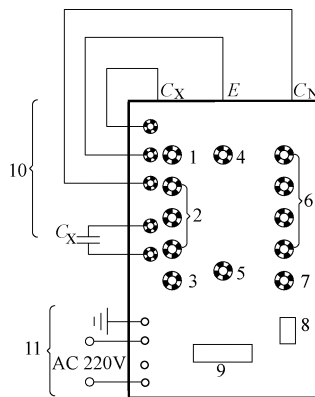


图 2-14 QS1 型电桥低压法接线图

- 1—分流器开关 S_1 2— $\tan\delta$ (%) 调节旋钮
3—极性转换开关 S_2 4—检流计频率调节
5—滑线电阻 ρ 6— R_3 调节旋钮
7—检流计灵敏度调节旋钮 8—电源开关
9—检流计 10—低压法测量接线柱
11—电源接线柱

更准确些的 $\tan\delta$ 值应为

$$\tan\delta = \frac{C_1 \tan\delta_1 (\%) + C_2 \tan\delta_2 (\%)}{C_1 + C_2}$$

(2-10)

式中 C_1 、 $\tan\delta_1$ (%)——极性开关位于“+ $\tan\delta$ ”、“接通Ⅰ”位置时的 C_X 计算值和 $\tan\delta$ (%) 的读数；

C_2 、 $\tan\delta_2$ (%)——极性开关位于“+ $\tan\delta$ ”、“接通Ⅱ”位置时的 C_X 计算值和 $\tan\delta$ (%) 的读数；

C_N ——无损标准电容器电容；

R_4 ——无感电阻；

R_j ——计算用电阻值。当分流器开关 S_1 在 0.01A 位置时， $R_j = 100 + R_3$ ，当分流器开关 S_1 位于 0.025A、0.06A、0.15A、1.25A 时， R_j 分别为 60Ω、25Ω、10Ω、4Ω。

2. 采用 QS1 电桥测量介质损失角 $\tan\delta$ 时，试验变压器容量的选择及接线图

1) 介质损耗试验用变压器容量选择表见表 2-1。

表 2-1 介质损耗试验用变压器容量选择表

试品名称	套管电流互感器 电压互感器	电力变压器电 压互感耦合电 容器小型电动机	发电机同步 补偿机中等 长度电缆	长电缆电 力电容器
电容量/pF	10^3	10^4	10^5	10^6
试验变压器二次侧最大允许电流/mA	5	50	500	5000
电压为 10kV 时变压器的容量/kVA	0.05	0.5	5	50

2) 试验变压器接线示意如图 2-15 所示，移相法消除干扰接线示意如图 2-16 所示。

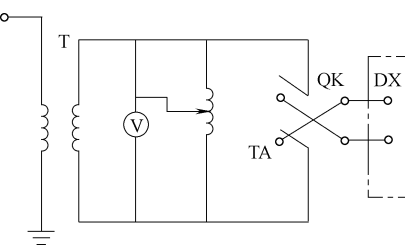


图 2-15 试验变压器接线示意图

T—试验变压器 TA—自耦调压器
QK—反向开关 V—电压表
DX—电源控制箱

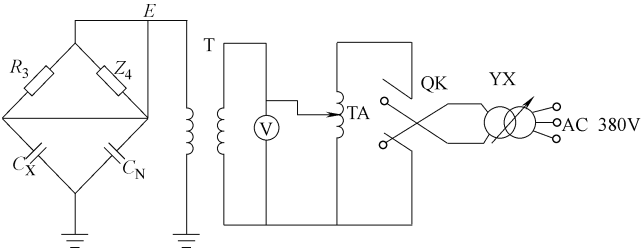


图 2-16 移相法消除干扰接线示意图

T—试验变压器 TA—自耦调压器 QK—反向开关
V—电压表 YX—移相器 C_X —被试物
 C_N —标准电容器

3. 消除外电场对损失角 $\tan\delta$ 测量误差的措施

在运行的高压电气设备附近进行 $\tan\delta$ 试验时，往往由于电磁场的干扰产生误差，不能测得真实的 $\tan\delta$ ，不消除这种误差，试验结果是没有意义的。而消除外电场干扰的措施主要有：

1) 减少干扰电源。在可能的条件下, 尽量停掉产生干扰的电源, 或使被试品远离干扰电源。

2) 屏蔽法。在被试品上加装屏幕罩, 使被试品与干扰电源隔绝, 但此法只适用于体积较小的被试品。

3) 倒相法。本方法由 A、B、C 三相选取试验电源, 在正、反两种极性下测出每相介质损失角的正切值 $\tan\delta_1$ 和 $\tan\delta_2$ 差值最小的一相, 取平均值, 就得到被试品的 $\tan\delta$ 的近似值。

4) 移相法。移相法的原理很简单, 移动试验电源的相位, 使试验电流和干扰电流在相位上重合 (同相或反相), 这时测量的 $\tan\delta$ 就等于真实的 $\tan\delta$ 值, 其操作步骤为:

① 测量干扰电压的大小和确定试验电压的相位。将桥臂 R_3 置于最大值, 将标准电容器 C_N 与 E 相连 (即将 Z_4 短路), 如图 2-16 所示。

试验变压器不加电压, 仅接通光源电压观察, 从光带大小即可判断干扰程度。如果光带随检流计灵敏度的增加而不断增大, 则说明干扰严重。然后合上试验电源, 调节电压及相位使光带缩小, 直至检流计最灵敏时, 光带也缩至最小。如此说明, 此时试验电压与干扰电压相位相反, 大小相等。

② 测量 $\tan\delta$ 。保持相位不变, 取下 Z_4 短接线, 恢复正常接线后升压测量。利用反向开关 QK 控制测量正、反相各一次 $\tan\delta$ 值, 取平均值即为所求的 $\tan\delta$ 的实际值。

由于移相没有移准, 及实际测量时变压器与移相器回路负载增加引起的相位变化, 正、反相的读数可能仍有较大差别。这时, 可采用渐近法进一步校正相位。将电桥的 $\tan\delta$ (%) 旋钮置于所求得的平均值上, 再微调 R_3 或移相器, 使检流计光带缩至最小, 然后进行正、反向测量, 求出新的 $\tan\delta$ 平均值。反复重复上述步骤, 直至移相器位置不变时, 测出的正、反相 $\tan\delta$ 数值近似相等为止, 最后一次 $\tan\delta$ 的平均值即为实际的 $\tan\delta$ 值。

2.5.3 抗干扰介损测试仪的基本原理及使用方法

抗干扰介损测试仪是现场全自动测量各种高压电力设备介损正切值及电容量的高精度仪器, 由于采用了变频技术, 能保证在强电场干扰下准确测量。仪器内部装备了高压升压变压器, 并采取了过零合闸、防雷击等安全保护措施。试验过程中输出 0.5 ~ 10kV 不同等级的高压, 操作简单、安全。

1. 工作原理

在交流电压作用下, 电介质要消耗部分电能, 这部分电能将转变为热能产生损耗。这种能量损耗叫做电介质的损耗。当电介质上施加交流电压时, 电介质中的电压和电流间存在相角差 φ , φ 的余角 δ 称为介质损耗角, δ 的正切 $\tan\delta$ 称为介质损耗角正切。 $\tan\delta$ 值是用来衡量电介质损耗的参数。仪器测量线路包括一标准回路 (C_N) 和一被试回路 (C_X), 抗干扰介损测试仪测量原理图如图 2-17 所示。标准回路由内置高稳定度标准电容器与测量线路组成, 被试回路由被试品和测量线路组成。测量线路由取样电阻与前置放大器和 A-D 转换器组成。通过测量电路分别测得标准回路电流与被试回路电流幅值及其相位等, 再由单片机运用数字化实时采集方法, 通过矢量运算便可得出试品的电容值和介质损耗正切值。

仪器内部已经采用了抗干扰措施, 保证在外电场干扰下准确测量。

其结构框图如图 2-18 所示。

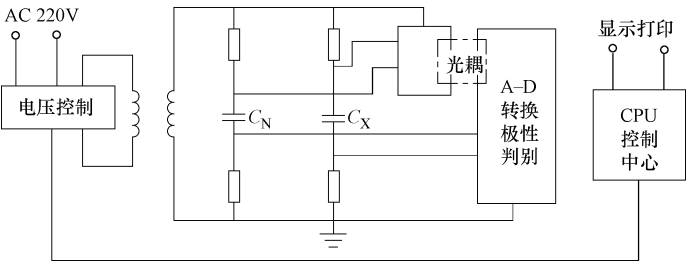


图 2-17 抗干扰介损测试仪测量原理图

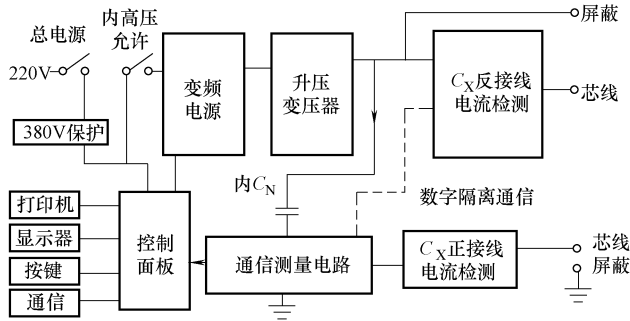


图 2-18 抗干扰介损测试仪结构框图

2. 使用方法

现以目前常用的 WGJS 型抗干扰介损测试仪为例，介绍其使用方法。
WGJS 型抗干扰介损测试仪控制面板及高压背板示意图如图 2-19 所示。

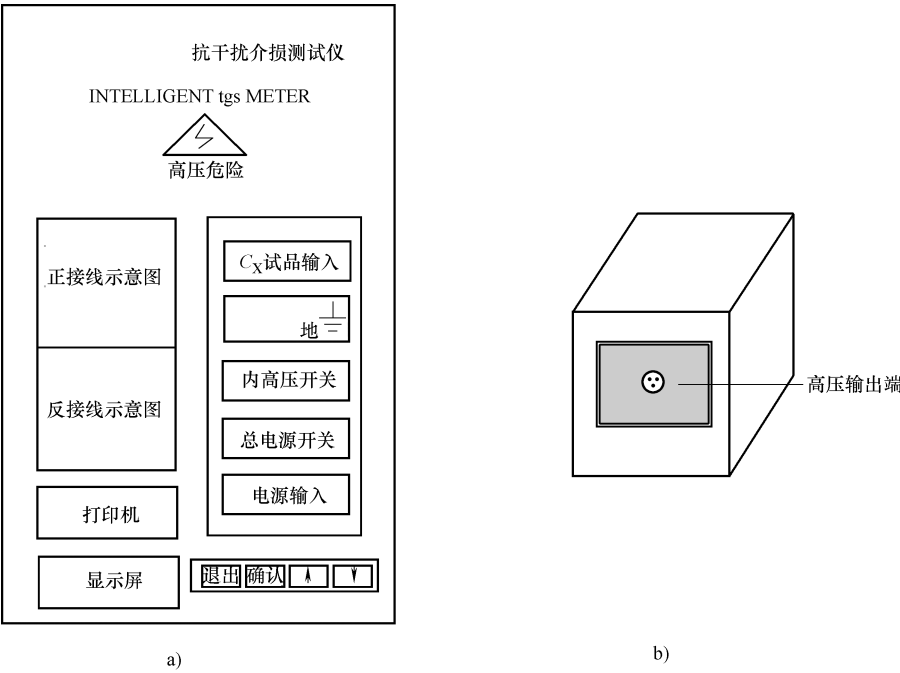


图 2-19 WGJS 型抗干扰介损测试仪控制面板及高压背板示意图
a) 控制面板示意图 b) 高压背板示意图

现以测量电力变压器高压绕组对低压绕组及外壳的介损为例。该测量应采用反接法测量(接线图见反接法)，检查仪器与电力变压器连接正确后，选用异频、10kV 电压测量，进行以下操作：

1) 打开总电源开关，仪器屏幕显示如图 2-20a 所示。

2) 按“确认”键，光标进入“测量方式 ☐ 工频”，按“ \uparrow ”、“ \downarrow ”键，则调整为“测量方式 ☐ 异频”，按“退出”键，光标移至首位，再按“ \downarrow ”键，将光标移至下一排“连接方式”前，如图 2-20b 所示。

3) 按“确认”键，光标进入“连接方式 ☐ 正接”，按“ \uparrow ”、“ \downarrow ”键，则调整为“连接方式 ☐ 反接”，按“退出”键，光标移至首位，再按“ \downarrow ”键，将光标移至下一排“测量电压”前，如图 2-20c 所示。

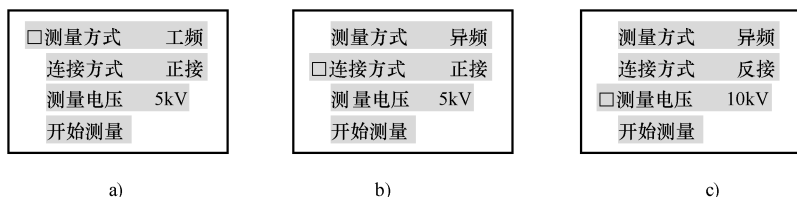


图 2-20 WGJS 型抗干扰介损测试仪屏幕显示

a) 开机显示 b) 连接方式 c) 测量电压

4) 按“确认”键，光标进入“测量电压 ☐ 0.5kV”，按“ \uparrow ”、“ \downarrow ”键，则可从 0.5kV, 1.0kV, 1.5kV, 2.0kV, 2.5kV...9.5kV ~ 10kV 间调整电压。按“退出”键，光标移至首位，再按“ \downarrow ”键，将光标移至下一排“☐ 开始测量”前，如图 2-21a 所示。

5) 打开“内高压允许”开关，按“确认”键，仪器开始产生高压输出，同时伴有“嘟”的提示音，此时，屏幕显示“正在测量中 请等待”，如图 2-21b 所示。

6) 在经过约 40s 后，测量结束，高压自动切断，屏幕显示测量结果，如图 2-21c 所示，如需打印结果，按“确认”键即可打印。打印结果如图 2-21d 所示。

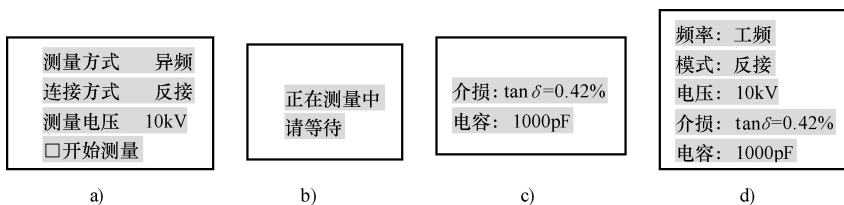


图 2-21 WGJS 型抗干扰介损测试仪屏幕显示

a) 开始测量显示 b) 正在测量中显示 c) 测量结果显示 d) 打印结果显示

3. 接线方式

(1) 正接法

当被试设备的低压测量端或二次端对地绝缘时，采用该方法。将红色专用高压电缆从仪器后侧的 HVx 端上引出，高压屏蔽线接被试设备高压端；将黑色专用低压电缆从仪器面板上的 Cx 端引出，低压芯线接被试设备低压端 L（见图 2-22a）；低压屏蔽线接被试设备屏蔽端 E（试品无屏蔽端则悬空）。HVx 及 Cx 的芯线与屏蔽线之间严禁短接，否则无法取样，无法测量。

(2) 反接法

当被试设备的低压测量端或二次端对地无法绝缘，直接接地时，采用该方法。将红色专用高压电缆从仪器后侧的 HV_x 端上引出，高压芯线接被试设备高压端；低压端接地（见图 2-22b），此时的 C_x 输入线悬空。

注意 HV_x 的芯线与屏蔽线严禁短接，否则无取样，无法测量。

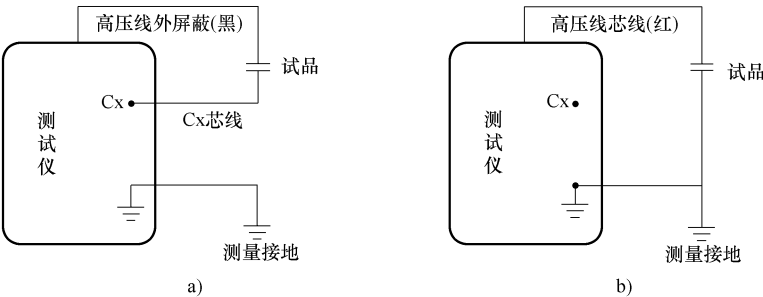


图 2-22 介损试验接式方式示意图

a) 正接线 b) 反接线

(3) 小电容试品的接线

对于小电容，空气湿度较大时，其 $\tan\delta$ 受其表面状态影响，介损测量值异常且不稳定。此时可采用屏蔽环吸收试品表面泄漏电流，其屏蔽电极在正接法时接地，反接法时接 C_x 的屏蔽层。此方法有可能改变被试设备内部的电场分布而影响 $\tan\delta$ 。标准电容器和标准介损器均采用此接法。

2.6 交流耐压试验的一般方法步骤及注意事项

工频交流耐压试验是考验被试品绝缘承受各种过电压能力的有效方法，对保证设备安全运行具有重要意义。

交流耐压试验的目的及试验接线

工频交流耐压试验是指：对被试品施加一高于运行中可能遇到的过电压数值的交流电压，并经历一段时间（一般为 1min），以检查设备的绝缘水平。工频交流耐压试验能更好地模拟被试品在实际运行中承受过电压的情况，能发现一些被试品的局部缺陷，如变压器绕组、电动机、发电机的定子绕组槽部绝缘损伤等；又由于其接线和操作比较简单，是常用的试验项目。在整个试验中，确定试验电压是重要环节，其标准是根据电力系统的大气过电压和内部过电压的幅值及系统中相应保护装置的水平决定的。

由于工频交流耐压试验的试验电压一般比运行电压高得多，对电气设备的绝缘有一定的破坏性，可能将有缺陷的绝缘击穿，也可能使局部缺陷有所发展，甚至使尚能继续运行的设备在高电压下受到一定损伤，故称耐压试验为破坏性试验。因此规定，在交流耐压试验前，必须对被试品进行绝缘电阻、吸收比、泄漏电流及介质损耗等项目试验，对被试品的绝缘状况进行初步鉴定。若发现绝缘有缺陷，应研究处理后，再进行交流耐压试验。

交流耐压试验的接线，应按被试品的要求（试验电压及被试品的电容量等）和现有试

验设备条件来决定。

1. 主要试验设备

(1) 试验变压器

工频高压变压器是电气试验的基本设备之一，具有电压高、容量小、持续工作时间短、绝缘层厚、通常高压绕组一端接地的特点。工频交流耐压试验接线原理图如图 2-23 所示。

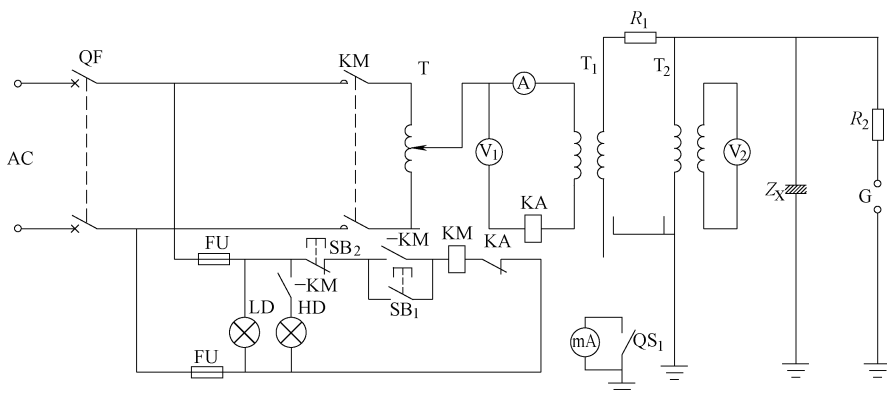


图 2-23 工频交流耐压试验接线原理图

T_1 —试验变压器 T_2 —测量用电压互感器 G —保护球隙 T —单相变压器 FU —熔断器

QF —自动断路器 R_1 、 R_2 —限流电阻 QS_1 —刀开关 KM —交流接触器

KA —过电流继电器 SB_2 —停止按钮 SB_1 —启动按钮 LD —绿色信号灯

HD —红色信号灯 Z_x —被试物

1) 电压的选择。应根据被试品对试验电压的要求，并考虑试验变压器低压侧与试验现场的电源及调压器相匹配进行选择。

2) 试验电流的选择。试验变压器的额定电流应能满足流过被试品的电容电流和泄漏电流的要求，一般按试验时所加的电压和被试品的电容量来计算所需的试验电流。试验电流可按式 (2-11) 求出：

$$I = 2\pi f C_x U \times 10^{-6} \quad (2-11)$$

式中 I ——试验时被试品的电容电流 (A)；

U ——试验电压 (V)；

C_x ——被试品的电容量 (F)。

试验变压器所需要的容量可按式 (2-12) 计算：

$$S \geq 2\pi f C_x U^2 \times 10^{-9} \quad (2-12)$$

试验变压器在正常使用时，电流不能超过其额定值，但特殊情况下，允许短时间过负荷。当用电压互感器作为试验变压器时，容许 3min 过负荷 3~5 倍。

(2) 调压器

调压器应能从零开始，平滑地调节电压，以满足试验所需的任何电压。常用的调压器有自耦调压器、移卷调压器、感应调压器。调压器的输出波形，应尽可能接近正弦波，容量一

般应和试验变压器的容量相等。调压器的输入和输出电压，应分别与电源电压和试验变压器低压侧电压相匹配。

1) 自耦调压器。自耦调压器应用广泛，它具有体积小、重量轻、效率高、波形好等优点，但其滑动的触头使容量受到限制，一般适用于小容量的调压。

2) 移卷调压器。调压范围大，结构简单，容量大。其主要缺点是效率低、空载电流大，在低电压和接近额定电压下作用，波形发生畸变。对波形要求较严时，需加滤波装置。

3) 感应调压器。调压范围大，容量大，但波形也会畸变，结构复杂，价格贵，故使用不广泛。

(3) 限流电阻 R_1

如图 2-23 所示，为了限制被试品击穿时的电流，保护试验变压器及防止故障扩大，应在试验变压器高压侧加限流电阻 R_1 ，其数值一般取 $0.5 \sim 1\Omega/V$ 。限流电阻可采用金属电阻或水电阻，其中，水电阻用得较多，其热容量应按通过的电流和电阻值大小来计算。采用水电阻应注意，水不要充满管子，应留有膨胀余地，并且要有防爆孔。

1) 保护电阻 R_2 。如图 2-23 所示，为了减小过电压保护球隙放电时的短路电流，使保护球隙不至烧坏，应加装保护电阻 R_2 ，其阻值一般可取 $1\Omega/V$ 。

2) 保护球间隙的击穿电压一般调整在试验电压的 $115\% \sim 120\%$ 。

2. 电压的测量

1) 在试验变压器的低压侧测量。对于一般的瓷质绝缘、断路器、绝缘工具等，可在试验变压器低压侧测量，再通过电压比换算至高压侧。这只适用于电容量较小、测量准确度要求不高的情况。

2) 在高压侧用电压互感器测量。将电压互感器的一次侧并接在被试品的两端头上，在其一次侧测量电压，根据测得的电压和电压互感器的电压比，计算出高压侧的电压。为保证测量的准确度，电压互感器一般不低于 1 级，电压表不低于 0.5 级。

3) 用高压静电电压表测量。使用时应注意，要满足静电电压表的使用技术要求。

4) 用球隙测量。此方法测量准确度受外界因素影响较大，如球极轴线偏差、球极表面光洁度、天气条件等。同时，此方法试验结果较分散，故一般不宜在现场试验时使用。

5) 用电容分压器测量电压接线如图 2-24 所示。

试验电压 U_1 加在 C_1 和 C_2 两端，因 C_1 电容量比 C_2 小得多，所以几乎全部试验电压分布在 C_1 上， C_2 两端的电压很低，这样用电压表测量 C_2 上的电压 U_2 ，然后按分压比算出高压 U_1 。接入电阻 r 是为了消除 C_2 上的残存电荷，使测量系统有良好的升降特性。一般取 $r \gg 1/\omega C_2$ ，时间常数 $rC_2 = 1 \sim 2s$ 即可满足要求。高压端电压为

$$U_1 = \frac{C_1 + C_2}{C_1} U_2 \quad (2-13)$$

3. 试验方法步骤

1) 首先查明其他各项试验是否都合格，合格后才能进行交流耐压试验。若有的试验不合格，必须查明原因，加以消除。

2) 根据被试品情况，查阅《标准》或《规程》，确定交流耐压试验电压值。

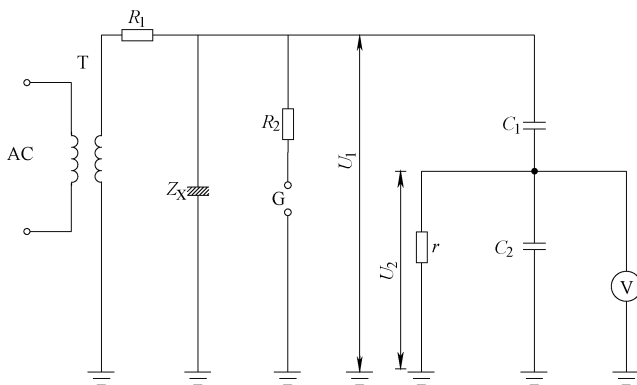


图 2-24 用电容分压器测量电压接线

T—试验变压器 C_1 —高压分压电容器 C_2 —低压分压电容器 V—高内阻电压表

r —分压电容 C_2 的并联电阻 R_1 、 R_2 —限流电阻 Z_v —被试物

3) 根据设备条件和试验要求, 选择、准备试验设备, 绘出详细的试验接线图。

4) 根据试验设备、现场条件, 首先进行试验设备的合理布置, 然后按接线图进行接线。注意, 高压部分对地、试验人员对高压部分都应保证有足够的安全距离。高压引线应尽量短, 连接要牢靠, 非被试部分一律可靠接地。接线完毕, 应由第二个人进行认真的全面检查。要求试验设备位置、仪表档位合适, 调压器应在输出零位, 接线正确无误。

5) 正式试验前, 先拆去引向被试品的连线, 并短路毫安表, 合上电源刀开关, 慢慢升压。调整保护球隙的放电电压为试验电压值的 $1.1 \sim 1.15$ 倍。使 3 次放电电压值均接近要求的整定值, 然后将电压升至试验电压值, 持续 1min , 再将电压降到零, 最后断开电源开关。

6) 接上引向被试品的连线, 然后合上电源开关, 开始升压。当电压升至 0.5 倍试验电压时, 读取一次电流值 (打开毫安表短路刀开关, 读后重新合上), 电压升至试验电压时, 开始计时, 并读取电容电流值。升压 1min (或所要求的时间) 后, 迅速均匀地降压至零, 拉开电源开关, 对被试品放电。

7) 试验后, 对有机绝缘立即触摸被试部分, 检查有无发热, 并测量绝缘电阻值。

4. 试验注意事项

1) 无论交流耐压试验的主要电路如何, 其控制电路中都必须装设能跳开主电路的过电流保护装置, 过电流保护的動作电流按試驗變壓器額定電流的 1.5 ~ 2 倍整定。

2) 确定试验电压数值的大小, 应保证一方面能有效发现绝缘缺陷, 另一方面能尽量减少累积效应。

3) 升压过程中, 如发现不正常现象, 应立即拉开电源刀开关, 停止试验, 查明原因。常见的不正常现象有: ①电压表指示摆动很大; ②毫安表指示急剧增大; ③绝缘有烧焦或冒烟现象; ④被试品发出不正常的响声。

4) 试验过程中, 由于空气湿度、温度、表面脏污的影响, 引起被试品表面闪络放电, 不应认为被试品不合格, 经清洁处理后, 再进行试验。

5) 注意输出电压的“容升”现象(交流耐压试验时,试验变压器所带的负荷为容性,使得被试品两端电压大于试验变压器高压侧总电压的现象)。因此,试验电压应以与被试品并联的电压表指示为准,控制台上的高压指示仅起监督作用。

6) 注意试验电压波形的畸变问题,必要时,采用线电压,以减小影响。

7) 注意升压速度。不能采取冲击合闸的方法给被试品加压,一般可按从 $1/3$ 试验电压值升至全试验电压值历时 $10 \sim 15\text{s}$ 为宜。耐压试验后,迅速均匀降压到零,然后切断电源。

第3章 变压器的试验方法及其结果分析与判断

电力变压器是企业主要设备之一，在新安装和大修前后必须对变压器进行试验，才能保证安全和经济运行。由于变压器的种类很多，试验方法大同小异，这里主要介绍 110kV 及以下配电变压器试验。

电力变压器的试验项目包括绝缘试验和特性试验两部分。

绝缘试验项目有：

- 1) 测定绕组的绝缘电阻和吸收比。
- 2) 测量绕组连同套管一起的介质损耗因数 $\tan\delta$ 。
- 3) 测量绕组连同套管的泄漏电流。
- 4) 绕组连同套管一起的交流耐压试验。
- 5) 油箱和套管中绝缘油试验。

特性试验项目有：

- 1) 测量绕组连同套管一起的直流电阻。
- 2) 检查绕组所有分接头的电压比。
- 3) 检定三相变压器的联结组别和单相变压器引出线的极性。
- 4) 测量容量为 3150kVA 及以上变压器额定电压下的空载电流和空载损耗。
- 5) 电压和负载损耗。

3.1 变压器绝缘电阻和吸收比试验的目的、试验方法和结果分析

3.1.1 试验目的

测定变压器绝缘电阻和吸收比，可以发现变压器绝缘的整体或局部受潮，检查各部件绝缘表面的脏污及局部缺陷；检查有无短路、接地及瓷件破裂等缺陷。测定绝缘电阻和吸收比，多年来一直是变压器绝缘试验中的常用方法之一。

3.1.2 试验方法

1) 对于额定电压为 1000V 以上的绕组用 2500V 绝缘电阻表进行测量，其量程一般不低于 10000M Ω ；对于额定电压为 1000V 以下的绕组用 1000V 绝缘电阻表进行测量。

2) 被测绕组各相引出端应短路后再接到绝缘电阻表。接地的绕组应短路后再接地。这样可以测量各绕组之间及各绕组对地的绝缘电阻和吸收比。

变压器绝缘电阻和吸收比测量的顺序及部位见表 3-1。

测量变压器绝缘和吸收比应注意以下事项：

1) 试验前应将变压器同一侧绕组的各相短路，并与中性点引出端连在一起接地，不然对测量结果有影响。

表 3-1 变压器绝缘电阻和吸收比的测量顺序和部位

顺序	双绕组变压器		三绕组变压器	
	被测绕组	接地部位	被测绕组	接地部位
1	低压绕组	外壳及高压绕组	低压绕组	外壳、高压绕组及中压绕组
2	高压绕组	外壳及低压绕组	低压绕组	外壳、高压绕组及低压绕组
3	—	—	高压绕组	外壳、中压绕组及低压绕组
4	高压绕组及低压绕组	外壳	高压绕组及中压绕组	外壳及低压绕组
5	—	—	高压绕组、中压绕组及低压绕组	外壳

- 2) 刚退出运行的变压器, 应等 30min 后, 使绕组温度与油温接近时再测量, 并应以上层油温作为绕组温度。
- 3) 新注油或换油的变压器, 应静止 5 ~ 6h, 待气泡逸出后再进行测量。
- 4) 当套管清扫后, 仍怀疑套管表面影响测量结果时, 应用金属裸线在套管下部绕几圈, 然后接到绝缘电阻表的屏蔽端子上, 以消除套管表面泄漏电流对绝缘电阻的影响。
- 5) 当需要重复测量时, 应将绕组充分放电。
- 6) 如发现绝缘有问题, 则应分相测量。

3.1.3 试验结果分析判断

- 1) 分析判断试验结果时一般采用比较法, 将本次测量结果与本变压器出厂时的试验数据进行比较。交接试验标准规定绝缘电阻值不应低于变压器出厂值的 70%。
- 2) 由于变压器绝缘电阻与温度有关, 所以比较分析时必须把测量值换算到相同的温度下, 经常换算到 20℃。油浸变压器绝缘电阻的温度换算系数见表 3-2。该表是根据温度每降低 10℃, 绝缘电阻增加 1.5 倍的规律计算出来的。

表 3-2 油浸变压器绝缘电阻的温度换算系数 (注: 表中 K 为实测温度减去 20℃ 的绝对值)

温度差 K/℃	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
换算系数 A	1.2	1.5	1.8	2.3	2.8	3.4	4.1	5.1	6.2	7.5	9.2	11.2

当测量绝缘电阻的温度差不是表中所列数值时, 其换算系数 A 可用线性插入法确定, 也可按下述公式计算, 即:

$$A = 1.5^{K/10} \tag{3-1}$$

校正到 20℃ 时的绝缘电阻值可用下述公式计算:

当实测温度为 20℃ 以上时:

$$R_{20} = AR_t \tag{3-2}$$

当实测温度为 20℃ 以下时:

$$R_{20} = R_t/A \tag{3-3}$$

式中 R_{20} ——校正到 20℃ 时的绝缘电阻值 (MΩ);

R_t ——在测量温度下的绝缘电阻值 (MΩ)。

预防性试验规程指出, 绝缘电阻换算至同一温度下, 与前一次试验结果相比应无明显变化。

- 3) 交接试验标准规定, 变压器电压等级为 35kV 及以上, 且容量在 4000kVA 及以上时, 应测量吸收比。吸收比与产品出厂值相比应无明显差别, 在常温下不应小于 1.3。

4) 预防性试验规程规定, 在 10 ~ 30℃ 范围内, 吸收比不低于 1.3。

5) 变压器绝缘的吸收比也随温度而变化, 一般当温度升高时, 受潮绝缘的吸收比有不同程度的降低, 但对于绝缘干燥的变压器, 在 10 ~ 30℃ 范围内一般变化很小, 所以交接和预防性试验中一般不进行温度换算。

6) 运行中和检修后的变压器绝缘的判断标准应根据本变压器自行规定, 同时也可参考表 3-3 所列的油浸式变压器绝缘电阻允许值。

表 3-3 油浸式变压器绝缘电阻允许值

(MΩ)

高压绕组 电压等级/kV	温 度/℃							
	10	20	30	40	50	60	70	80
3 ~ 10	450	300	200	130	90	60	40	25
20 ~ 35	600	400	270	180	120	80	50	35
60 ~ 220	1200	800	540	360	240	160	100	70

7) 軛铁梁和穿心螺栓的绝缘电阻一般不低于原始值的 50%。

3.2 变压器泄漏电流试验的目的、试验方法和结果分析

3.2.1 试验目的

变压器直流泄漏试验比测量绝缘电阻和吸收比更能有效地发现变压器的绝缘缺陷, 其原因主要有:

1) 由于此项试验对设备绝缘所加的电压较高, 且试验电压可调, 因而更容易暴露绝缘本身的弱点。

2) 测量直流泄漏电流是用灵敏度较高的微安表, 其精确度比绝缘电阻表高, 这样有利于发现绝缘缺陷和提高试验的准确性。

3.2.2 试验方法

测量变压器直流泄漏电流试验接线见相关泄漏电流测试装置的相关说明, 该试验接线部位与测量绝缘电阻接线部位完全相同, 即非被测绕组均短接后与铁心同时接地, 然后依次对被测绕组施加直流电压, 测量被测绕组对铁心、外壳和非被试绕组之间的泄漏电流。试验时, 一般可将电压升到试验标准或规程所要求的电压值, 经 1min 后, 读取泄漏电流值。油浸式变压器交接试验时直流泄漏试验电压标准见表 3-4。

表 3-4 油浸式变压器交接试验时直流泄漏试验电压标准

绕组额定电压/kV	6 ~ 10	20 ~ 35	63 ~ 630	500
直流泄漏试验电压/kV	10	20	40	60

油浸式变压器预防性试验时直流泄漏试验电压标准见表 3-5。

表 3-5 油浸式变压器预防性试验时直流泄漏试验电压标准

绕组额定电压/kV	3	6 ~ 10	20 ~ 35	60 ~ 330
直流泄漏试验电压/kV	5	10	20	40

3.2.3 试验结果分析判断

1) 因为泄漏电流随变压器结构的不同有很大差异,所以难以制定统一的判断标准,主要是应用比较法进行分析判断,即与同类变压器作比较,如对同一变压器各相间试验结果进行相互比较、与过去的试验结果进行比较,不应有明显变化。

2) 如果变压器没有泄漏电流对比标准时,交接试验标准规定,油浸式变压器直流泄漏电流参考值不宜超过表 3-6 的规定。

表 3-6 油浸式变压器直流泄漏电流参考值

额定电压 /kV	试验电压/kV	下列温度下的绕组泄漏电流/ μA							
		10℃	20℃	30℃	40℃	50℃	60℃	70℃	80℃
2 ~ 3	5	11	17	25	39	55	83	125	178
6 ~ 15	10	22	33	50	77	112	166	250	356
20 ~ 35	20	33	50	74	111	167	250	400	570
63 ~ 330	40	33	50	74	111	167	250	400	570

3) 泄漏电流随温度而变化,在分析比较时应换算到相同的温度下,一般可用下述公式将不同温度下的测量值 I_t 换算到 20℃ 的数值 I_{20} 。

$$I_{20} = I_t e^{a(20-t)} (\mu\text{A}) \quad (3-4)$$

式中 a ——泄漏电流温度换算系数,一般为 $0.05 \sim 0.06/^\circ\text{C}$;

t ——试验时变压器的温度 ($^\circ\text{C}$)。

3.3 变压器介质损耗因数试验的目的、试验方法和结果分析

3.3.1 试验目的

通过测定变压器介质损失角的正切值 $\tan\delta$ (简称介损值),能发现变压器整体受潮、绝缘老化等普遍性缺陷,对油质劣化、绕组附着油泥及较严重的局部缺陷也有很好的检出效果,所以介损试验是鉴定变压器绝缘状态的一种有效办法。

3.3.2 试验方法

1) 使用仪器。目前,测量变压器介质损失因数可用 QS1 型交流电桥和专用的介质损失测试仪。

2) 测量时应将非被测绕组短路接地,也可以将非被测绕组遮蔽进行分解试验,以查出局部缺陷。

3) 测量变压器介质损耗因数 $\tan\delta$ 时,对于注油或未注油的,且绕组额定电压为 10kV 及以上的变压器,试验电压为 10kV,绕组额定电压为 10kV 以下者,试验电压不应超过绕组的额定电压。

3.3.3 试验注意事项

1) 测量用的试验电源,其频率应为 50Hz,偏差应不大于 5%。

2) 测量结果常受被试品表面泄漏电流和外界环境的影响, 例如被试品周围的电磁场干扰、气候变化等。必要时, 应采取措施消除影响, 以保证测量的准确性。

3) 测量回路引线较长时可能会产生较大的误差, 因此必须尽量缩短引线, 并在正式试验前先断开被试变压器, 对试验回路本身进行空载测量并做好记录, 最后校正被测变压器 $\tan\delta$ 的实测值。

4) 试验时被试变压器的每个绕组的各相应短接后再进行测量接线, 当绕组中有中性点引出线时, 也应与三相一起短接, 否则可能使测量误差增大, 甚至会使电桥不能平衡。

5) 非被试绕组应接地或屏蔽。

6) 测量温度以顶层油温为准, 尽量使每次测量的温度相近。

7) 当测量时的温度与变压器出厂时试验温度不符合时, 根据交流试验标准可根据表 3-7 中的介质损耗因数 $\tan\delta$ 换算系数换算到同一温度时的数值进行比较, 一般换算到的温度为 20℃。

表 3-7 介质损耗因数 $\tan\delta$ 换算系数 (注: 表中 K 为实测温度减去 20℃ 的绝对值)

温度差 $K/^\circ\text{C}$	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
换算系数 A	1.15	1.3	1.5	1.7	1.9	2.2	2.5	2.9	3.3	3.7

当测量时的温度差不是表中所列数值时, 其换算系数 A 可用线性插入法确定, 也可按下述公式计算, 即:

$$A = 1.3^{K/10} \quad (3-5)$$

校正到 20℃ 时的介质损耗因数 $\tan\delta$ 可用下述公式计算:

当实测温度为 20℃ 以上时:

$$\tan\delta_{20} = \tan\delta_t / A \quad (3-6)$$

当实测温度为 20℃ 以下时:

$$\tan\delta_{20} = A \tan\delta_t \quad (3-7)$$

式中 $\tan\delta_{20}$ ——校正到 20℃ 时的介质损耗因数;

$\tan\delta_t$ ——在测量温度下的介质损耗因数。

3.3.4 试验结果分析判断

1) 变压器介损值测量结果分析判断和绝缘电阻的判断方法相类似, 主要采用相互比较法。新装变压器在交接试验时, 所测得的介损值不大于制造厂试验值的 1.3 倍; 变压器大修及运行中所测得的介损值与历年相比较, 不应有明显变化 (一般不大于 30%)。

2) 预防性试验规程规定, 绕组的介损值在 20℃ 时不大于下列数值: 66 ~ 220kV 为 0.8%, 35kV 及以下为 1.5%。

3) 当测量结果在相同的温度下不能满足标准要求时, 首先应单独测量油的介损值, 如果油的介损值不合格, 应换油或对油进行处理。换油后变压器的介损值仍不满足要求时, 可将变压器加温至制造厂出厂试验时的温度, 并在该温度下稳定 5h 以上, 然后重新测量介损值, 经过综合分析比较做出判断。

4) 为了进一步分析变压器的受潮程度或缺陷情况, 可以测量不同电压下的介损值, 绘出介损值与试验电压的关系曲线。一般在绝缘良好时, 介损值随着电压的升高而增加, 而且

电压上升和下降的介损值曲线不相重合。

5) 除了绝缘油劣化经常影响变压器整体的介损值外,非纯瓷套管也是变压器绝缘的薄弱环节,因此,对 20kV 及以上的非纯瓷套管,应单独进行介损值的测量。

3.4 变压器直流电阻试验的目的、试验方法和结果分析

3.4.1 试验目的

变压器绕组直流电阻的测量是变压器试验中既简便又重要的一个试验项目。测量变压器绕组连同套管的直流电阻,可以检查出绕组内部导线接头的焊接质量、引线与绕组接头的焊接质量、电压分接开关各个分接位置及引线与套管的接触是否良好、并联支路连接是否正确、变压器载流部分有无断路情况以及绕组有无短路现象。另外,在变压器短路试验和温升试验中,为提供准确的绕组电阻值,也需进行直流电阻的测量。因此,绕组直流电阻的测量是变压器试验的主要项目,交接试验标准规定为必做项目;预防性试验规程规定,变压器运行 1~3 年后、无励磁调压变压器变换分接位置后、有载调压变压器分接开关检修后(在所有分接侧)和大修后及必要时,都必须做此项试验。

3.4.2 试验方法

测量变压器直流电阻的方法,在现场用得最多的常规测量方法是电桥法。当被测电阻值在 10Ω 以下时,应用双臂电桥,如 QJ44 等;当被测绕组电阻值在 10Ω 以上时,应用单臂电桥,如 QJ23、QJ24 等。而随着技术的进步,目前正在普及采用感性低电阻的直流电阻快速测试仪进行直流电阻的测量。

1. 直流电阻快速测试仪的结构特点

变压器直流电阻快速测试仪采用全新电源技术,具有体积小、重量轻、测试精度高、操作简便等特点;可自动完成测试、数据保存,具有自动放电和放电指示功能;可实现变压器直阻的快速测量。而测试仪界面设计采用高点阵图形 LCD 模块,人机交互界面友好,测量过程及仪器工作状态提示明确充分;采取智能化、自动化设计,提高了测量效率,减轻了操作人员的工作强度。

常见直流电阻快速测试仪板面布置示意如图 3-1 所示。

2. 使用方法及注意事项

现以 ZRC-20A 直流电阻快速测试仪为例介绍直流电阻快速测试仪的使用方法及相关事项。

(1) 使用方法

1) 确认电源线和测试线已可靠连接后,打开电源开关,出现在该界面下按旋转鼠标,即可进入功能选项界面,如图 3-2 所示。在图 3-2 中转动旋转鼠标将光标移至所需功能项,然后按下旋转鼠标,即选中并执行该功能。

2) 直流电阻测量。在图 3-2 所示的界面中选择 1、直流电阻测量,即可进入电阻测量界面如图 3-3 所示。

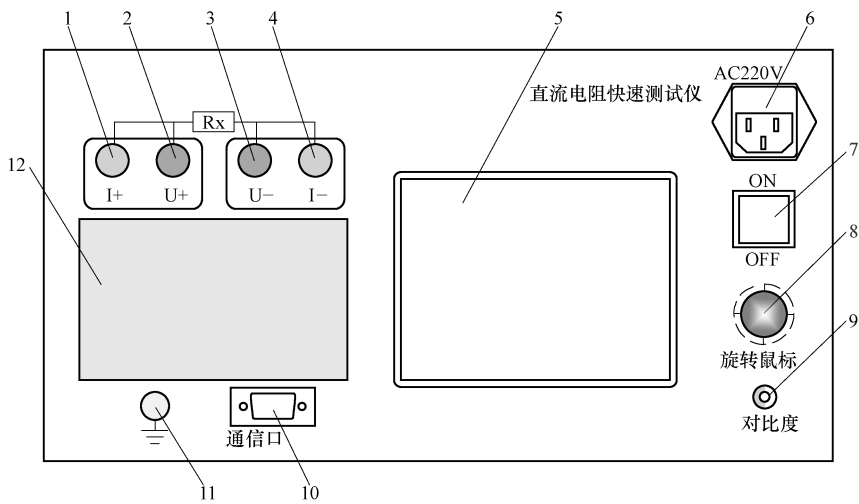


图 3-1 常见直流电阻快速测试仪板面布置示意图

1、4—电流接线端 2、3—电压接线端 5—LCD 显示屏 6—交流 220V 插座 7—电源开关 8—旋转鼠标
9—显示对比度调整 10—RS232 通信接口 11—保护接地端 12—打印机

① 在图 3-3 中选择设置，然后转动旋转鼠标至所需测试电流，按下旋转鼠标，即确定测试电流。

② 在图 3-3 中选择测量，则开始直流电阻测试。此时在屏幕下方出现“正在充电”字样，充电完成后显示“正在测量”，当“正在测量”字样消失后即可读取测量值。在测试过程中按下旋转鼠标，可中止测量，进入放电过程。测试过程中，请严格遵照安全操作注意事项中的 6~9 条。

③ 选择保存，即可将本次测试数据存入机内存储器。

④ 选择打印，可立即打印出本次测试数据。

⑤ 选择返回，即返回功能选项界面。

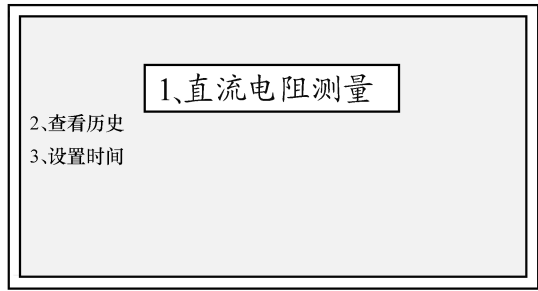


图 3-2 打开电源开关后的界面示意图



图 3-3 直流电阻测量界面

3) 查看历史数据。在图 3-2 所示界面中选择 2、查看历史数据，进入查看历史数据界面如图 3-4 所示。

转动旋转鼠标选择上页或下页，即可翻页查询。选择打印可打印当页数据，选择返回即返回功能选项界面。

4) 设置时间。在图 3-2 所示界面中选择 3、设置时间，进入时间设置界面如图 3-5 所示。

电阻值	电流	时间
001. R=1.000Ω	5A	06-06-06 16:16
002. R=20.0Ω	1A	06-08-08 16:08
上页	下页	打印 返回

图 3-4 查看历史数据界面

06 年 08 月 08 日

14 : 06

保存 取消 返回

图 3-5 时间设置界面

在图 3-5 所示的界面中使用旋转鼠标，依次确认年、月、日、时、分后，选择保存，即可将日期、时间修改至屏幕所示值。选择取消，可重新设置。选择返回，即返回功能选项界面。

5) 测试结束且完成其他操作后，可在任意界面关机。

测量三相变压器绕组的直流电阻时，应在各出线的地方进行，最好能测量每相绕组的直流电阻。对于无中性点引出的三相变压器，测出的线电阻应进行换算。

(2) 注意事项

- 1) 测试完毕后一定要等放电报警声停止后再关闭电源，拆除测试线。
- 2) 对无载调压绕组，不允许在测试过程中或未放完电时切换无载分接开关。
- 3) 在测试过程中，禁止移动测试夹和供电线路。
- 4) 测试过程中遇到外部 AC220V 突然断电，仪器将开始自动放电，此时不允许立即拆除测试线，5min 后方可拆线。

3.4.3 注意事项

测量变压器直流电阻时应注意以下事项：

- 1) 带有电压分接头的变压器，测量应在所有分接头位置上进行。
- 2) 三相变压器有中性点引出线时，应测量各相绕组的电阻；无中性点引出线时，可以测量线间电阻。
- 3) 测量必须在绕组温度稳定的情况下进行，要求绕组与环境温度相差不超过 3℃。在温度稳定的情况下，一般可用变压器的上层油温作为绕组温度，测量时应做好记录。
- 4) 由于变压器的电感较大，电流稳定所需的时间较长，为了测量准确，必须等待表计指示稳定后再读数，必要时应采取措措施缩短稳定时间。
- 5) 考虑到有很多因素影响直流电阻测量的准确度，如仪表的准确度、试验接线方式、

温度测量的准确性、连线接触状况及电流稳定程度等，在测量完后要复查一遍，有怀疑时应重测，以求得准确的测量结果。

6) 测量时，非被试绕组均应开路，不能短接。在测量低压绕组时，在电源开合瞬间会在高压绕组中感应出较高的电压，应注意人身安全。

7) 由于变压器电感较大，电源在接通或断开瞬间，自感电动势很高，因此为防止仪表损坏，要特别注意操作顺序。接通电源时，要先接通电流回路，再接通电压表或检流计；断开电源时，顺序相反，即先断开电压表或检流计，再断开电流回路。

8) 测量电阻值应校正引线的影响。

9) 为了与出厂值或以往测量值进行比较，应将任意温度下测量的直流电阻值换算到相同温度下。

3.4.4 试验结果分析与判断

1. 试验标准

(1) 交接试验标准中规定

1) 对于 1600kVA 以上的变压器，测得和各相绕组电阻，相互间的差别不应大于三相平均值的 2%；无中性点引出线的线间差别不大于三相平均值的 1%。

2) 变压器的直流电阻，与同温度下产品出厂实测数值比较，相应变化不应大于 2%。

3) 由于变压器结构等原因，差值超过 1) 中标准时，可只按 2) 中标准进行比较。

(2) 预防性试验规程规定

1) 1.6MVA 以上变压器，各相绕组直流电阻相互间的差别不应大于三相平均值的 2%；无中性点引出的绕组，线间差别不应大于三相平均值的 1%。

2) 1.6MVA 及以下的变压器，相间差别一般不大于三相平均值的 4%，线间差别一般不大于三相平均值的 2%。

3) 与以前相同部位测得值比较，其变化不应大于三相平均值的 2%。

4) 如电阻相间差值在出厂时超过规定值，制造厂已说明了这种偏差的原因，按 3) 中的要求执行。

(3) 直流电阻的计算和温度换算

相间或线间直流电阻的计算公式为

$$\delta\% = [(R_{\max} - R_{\min}) / R_{\text{av}}] \times 100\% \quad (3-8)$$

式中 $\delta\%$ ——相或线直流电阻间差别的百分数；

R_{\max} ——相或线直流电阻的最大值 (Ω)；

R_{\min} ——相或线直流电阻的最小值 (Ω)；

R_{av} ——三相或三线直流电阻的平均值 (Ω)。

若是相电阻，则 $R_{\text{av}} = (R_{A0} + R_{B0} + R_{C0}) / 3$ ；若是电线电阻，则 $R_{\text{av}} = (R_{AB} + R_{BC} + R_{CA}) / 3$ 。

为了将所测得的结果与历年数据进行比较，这时要将测量结果换算到同一温度。一般都把温度换算到 75℃，换算公式为

$$R_{75} = (T + 75) / (T + t) \quad (3-9)$$

式中 R_{75} ——换算至 75℃ 时的电阻；

T ——系数，铜线为 235，铝线为 228。

2. 测试结果分析

若测得的三相电阻不平衡超过标准时，可能有以下几种原因：

1) 分接开关接触不良。这表现为一两个分接头电阻偏大，而且三相不平衡，其原因可能是分接开关触头不清洁、电镀层脱落、弹簧压力不够等。固定在箱盖上的分接开关，也可能在箱盖紧固后，使分接开关受力不均造成接触不良。

2) 焊接不良。引线和绕组焊接处接触不良、断裂，造成电阻偏大；多股并联绕组其中有一两股没焊上，这时电阻偏大较多。

3) 套管中引线和导电杆接触不良。

4) 较严重的绕组匝间或层间短路。

5) 绕组断线。三角形连接的绕组，其中一相断线，没有断线的两相线端电阻为正常的 1.5 倍，而断线相线端电阻值为正常值的 3 倍。

3.5 变压器交流耐压试验的目的、试验方法和结果分析

3.5.1 试验目的

变压器交流耐压试验是对被试变压器绕组连同套管一起，施加超过额定电压一定倍数的正弦工频交流试验电压，持续时间为 1min 的试验。其目的是利用高于额定电压一定倍数的试验电压代替大气过电压和内部过电压来考核变压器的绝缘性能。它是鉴定变压器绝缘强度最有效的办法，也是保证变压器安全运行、避免发生绝缘事故的重要试验项目。进行交流耐压试验可以发现变压器主绝缘受潮和集中性缺陷，如绕组主绝缘开裂、绕组松动位移、引线绝缘距离不够、绝缘上附着污物等缺陷。交流耐压试验在绝缘试验中属破坏性试验，必须在其他非破坏性试验（如绝缘电阻及吸收比试验、直流泄漏试验、介质损失角正切及绝缘油试验）合格后才能进行此项试验。此试验合格后，变压器才能投入运行。交流耐压试验是一项关键的试验，所以预防性试验规程中规定变压器为 10kV 及以下的在 1~5 年、66kV 及以下的在大修后、更换绕组后和必要时都要进行交流耐压试验。

3.5.2 试验方法

试验时被试绕组的引出线端头均应短接，非被试绕组引出端头应短路接地，变压器交流耐压试验接线示意图如图 3-6 所示。被试变压器的接线如不正确，可能使变压器的绝缘受到损害。

电力变压器在全部更换绕组、部分更换绕组时的交流耐压试验电压值见表 3-8。

定期试验按部分更换绕组电压值进行试验。干式变压器全部更换绕组时，按出厂试验电压值；部分更换绕组和定期试验时，可按出厂试验

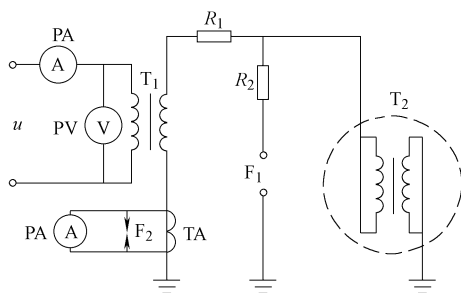


图 3-6 变压器交流耐压试验接线示意图

T_1 —试验变压器 R_1 —保护电阻 R_2 —限流电阻
 F_1 —保护间隙 PA—电流表 TA—电流互感器
 PV—电压表 F_2 —保护间隙 T_2 —被试变压器

值的 0.85 倍。出厂试验电压标准不明，且未全部更换绕组的变压器交流耐压试验电压的允许值见表 3-9。

表 3-8 电力变压器交流耐压试验电压值 (kV)

额定电压	最高工作电压	线端交流耐压试验电压值		中性点交流耐压试验电压值	
		全部更换绕组	部分更换绕组	全部更换绕组	部分更换绕组
<1	≤1	3	2.5	3	2.5
3	3.5	18	15	18	15
6	6.9	25	21	25	21
10	11.5	35	30	35	30
15	17.5	45	38	45	38
20	23.0	55	47	55	47
35	40.5	85	72	85	72
66	72.5	140	120	140	120
110	126.5	200	170 (195)	95	80

注：括号内数值适应于不固定接地或经小电抗接地系统。

表 3-9 出厂试验电压不明，且未全部更换绕组的变压器交流耐压试验电压的允许值 (kV)

绕组额定电压	0.5 以下	2	3	6	10	35	60
试 验 电 压	2	8	13	19	26	64	105

出厂试验电压与表 3-8 中的标准不同的变压器，交流耐压试验电压应为出厂试验电压的 85%，但除干式变压器外，均不得低于表 3-9 中的相应值。交流耐压试验加压时间为 1min。施加规定电压持续 1min 时，听到正常的电晕声，变压器油箱内无声音，指示仪表指示正常（电压表及电流表无抖动、摆动，无突然升降），球隙无放电等，即为耐压合格。

3.5.3 试验结果分析与判断

对变压器交流耐压试验结果的分析判断，目前主要靠监视仪表指示和被试变压器发出的声响，判断变压器的交流耐压试验是否合格：

1) 试验中，表计指示不跳动，被试变压器无放电声，持续加压时间 1min 后认为交流耐压试验合格。

2) 在交流耐压试验中，电流表计指针突然上升或下降，并且被试品有放电响声或保护间隙放电，则说明变压器有问题，应查明原因。

3) 对于 35kV 以上的变压器，当电压升到规定的试验电压后，若油箱内有轻微局部放电声（如吱吱声）但指示表计没有变化，则应将电压下降后再次升压复试，若复试中放电声消失，则认为试验正常；若复试中仍有放电声，则应停止试验，待采取措施（如加热、滤油、真空处理或进行干燥）后，再进行试验。

4) 在交流耐压试验中，若油箱内有明显的放电现象，试验表计有明显变化或有瓦斯气体排出等现象，则应立即停止试验，对变压器进行吊芯检查（或检修），待消除放电原因后，再进行试验。

5) 变压器的几种故障判断如下:

① 油隙击穿放电。在加压过程中, 被试变压器内部放电, 发出金属撞击油箱的声音, 电流指示突变。这种现象一般是由于油隙距离不够或电场畸变, 导致油隙贯穿性击穿所致。重复试验时, 由于油隙抗电强度恢复, 其放电电压不会明显下降。若放电电压比第一次降低, 则是固体绝缘击穿。

② 油中气体间隙放电。试验时, 放电声一次比一次小, 仪表摆动不大, 重复试验放电又消失。这种现象是油气体间隙放电, 气泡不断逸出所致。

③ 带悬浮电位的金属件放电。在加压过程中, 被试变压器内部有像炒豆般的声响, 而电流表指示又很稳定, 这可能是带悬浮电位的金属件对地放电(如铁心接地不良等)所致。

④ 固体绝缘爬电。若出现哧哧的放电声, 电流表指示突增, 这是由于内部固体绝缘(多数是绝缘角环纸板)爬电或绕组端部对铁轭爬电, 再重复试验时放电电压会明显下降。

⑤ 外部试验回路放电。试验时, 被试变压器外部试验回路的绝缘被击穿, 将发出明显的响声和火花, 这是可观察到的。此外, 空气中有轻微的电晕或瓷件表面有轻微的树枝状放电, 这是正常现象。

3.6 变压器电压比试验的目的、试验方法和分析判断

变压器的电压比是指变压器空载运行时, 一次侧电压 U_1 与二次侧电压 U_2 的比值, 简称为电压比, 即:

$$K = \frac{U_1}{U_2} \quad (3-10)$$

因为空载时可以认为绕组的电动势 E 等于端电压 U , 根据电动势平衡关系, 则:

$$K = \frac{U_1}{U_2} \approx \frac{E_1}{E_2} = \frac{4.44fN_1\Phi \times 10^{-8}}{4.44fN_2\Phi \times 10^{-8}} = \frac{N_1}{N_2} \quad (3-11)$$

式中 K ——电压比;

U_1 、 U_2 ——一、二次侧空载端电压 (V);

E_1 、 E_2 ——一、二次侧电动势 (V);

Φ ——主磁通量 (Wb);

N_1 、 N_2 ——一、二次侧绕组匝数。

可见, 单相变压器的电压比近似等于变压器的匝数比。三相变压器铭牌上的电压比是指不同电压绕组的线电压之比, 因此, 不同接线方式的变压器, 其电压比与匝数比有如下关系: 一、二次侧接线相同的三相变压器的电压比等于匝数比; 一、二次侧接线不同(即一侧为三角形接线、另一侧为星形接线)时, 当为星形、三角形接线时, $K = \sqrt{3} \frac{N_1}{N_2}$; 当为三角形、星形接线, $K = \frac{\sqrt{3}}{3} \frac{N_1}{N_2}$ 。

3.6.1 测量电压比的目的

1) 检查电压比是否与铭牌相符, 以保证达到要求的电压变换。

- 2) 检验电压分接开关的状况。
- 3) 检查变压器绕组匝数比的正确性。
- 4) 变压器发生故障后, 常用测量电压比来检查变压器是否存在匝间短路。
- 5) 提供电压比的准确程度, 以判断变压器能否并列运行。

3.6.2 变压器电压比的测量方法

测量电压比的方法, 一般有双电压表法和电压比电桥法。

1. 双电压表法测量

双电压表法测量电压比, 是在变压器的一侧施加 1% ~ 25% 额定电压的励磁电压, 用两电压表直接或通过电压互感器分别测量低压和高压绕组对应的相或线电压, 然后计算出电压比。试验时高、低两侧的电压表要同时读数, 依次记录不同相或线的对应值。

双电压表法根据励磁方式的不同, 有三相法和单相法两种。三相变压器的电压比试验可以用三相法和单相法进行。

(1) 三相法

采用三相试验电源, 可以在被试变压器高压侧加试验电压, 也可在低压侧加试验电压。

在高压侧加压时, 将变压器高压绕组接于三相低压电源上, 用电压表分别直接测量各绕组对应相或线的电压, 其接线如图 3-7a 所示, 这种接线方式适用于一般三相配电变压器, 所用的低压电源为三相 380V, 有条件时最好通过三相调压器加压。

在低压侧加压时, 将变压器低压侧接于三相低压电源上, 高压绕组电压通过电压互感器测量, 其接线如图 3-7b 所示。这种接线方式适用于电压比较大或容量较小的三相变压器。

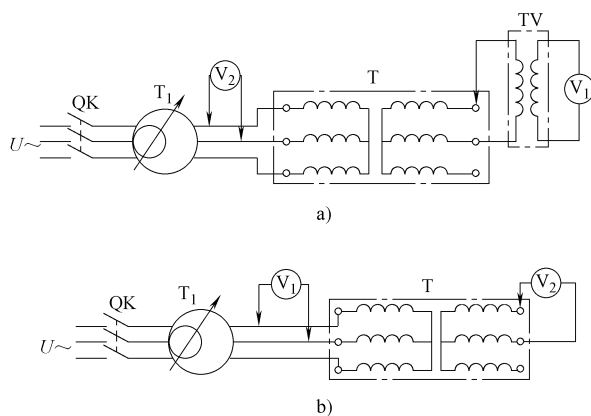


图 3-7 双电压表法测量三相电压比试验接线图

a) 直接接入仪表时 b) 通过互感器接入仪表时

采用上述两种接线试验时, 力求三相电源比较平衡和稳定。测量用电压表的准确度应不低于 0.5 级, 并使仪表的指示在全长的 1/2 ~ 1/3 处, 连接引线不宜长, 且应接触良好, 电压互感器的准确度应不低于 0.2 级。

电压比计算为

$$\left. \begin{aligned} K_{AB} &= \frac{U_{AB}}{U_{ab}} \\ K_{BC} &= \frac{U_{BC}}{U_{bc}} \\ K_{CA} &= \frac{U_{CA}}{U_{ca}} \end{aligned} \right\}$$

(3-12)

电压比误差计算为

$$\left. \begin{aligned} \Delta K_{AB}(\%) &= \frac{K_e - K_{AB}}{K_e} \times 100\% \\ \Delta K_{BC}(\%) &= \frac{K_e - K_{BC}}{K_e} \times 100\% \\ \Delta K_{CA}(\%) &= \frac{K_e - K_{CA}}{K_e} \times 100\% \end{aligned} \right\}$$

(3-13)

式中 U_{AB} 、 U_{BC} 、 U_{CA} ——高压绕组电压 (V)；
 U_{ab} 、 U_{bc} 、 U_{ca} ——低压绕组电压 (V)；
 K ——额定电压比。

(2) 单相法

为了避免三相电源电压不平衡和检查出故障区别，可以用单相法测量三相变压器的电压比。

根据三相变压器的不同连接组别，将单相电压依次施加在低压侧两个端子上，同时测量高压侧对应端子上的电压，然后计算出电压比。单相法试验电压比的接线和计算方法见表 3-10。

表 3-10 单相法试验电压比的接线和计算方法

变压器接线方式	加压端子	短路端子	测量端子	电压比计算公式	试验接线
YN, d11	ab		ab 及 B0	$K = \sqrt{3} \frac{U_1}{U_2}$	图 3-8a
	bc		bc 及 C0		
	ca		ca 及 c0		
Y, d11	ab	bc	ab 及 AB	$K = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{U_1}{U_2}$	图 3-8b
	bc	ca	bc 及 BC		
	ca	ab	ca 及 CA		
D, y11	ab	CA	ab 及 AB	$K = 2\sqrt{3} \frac{U_1}{U_2}$	图 3-8c
	bc	AB	bc 及 BC		
	ca	BC	ca 及 CA		
Y, y 或 D, d	ab		AB	$K = \frac{U_1}{U_2}$	图 3-8d
	bc		BC		
	ca		CA		

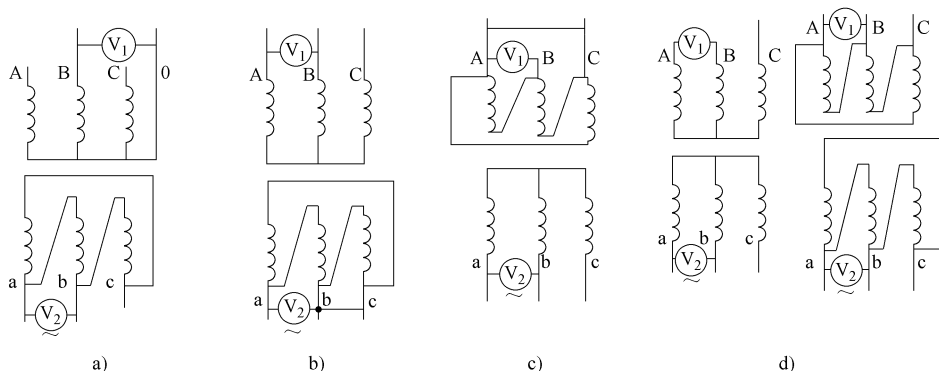


图 3-8 单相法试验电压比的接线

- a) YN, d11 接线方式的试验接线 b) Y, d11 接线方式的试验接线
c) D, y11 接线方式的试验接线 d) Y, y 或 D, d 接线方式的试验接线

2. 电压比电桥法

电桥法测量变压器的电压比是使用专用的交流电压比电桥，它具有方便、可靠、准确、灵敏、安全、误差直接指示等优点，可以进行单相或三相测量。

目前，较常用的是 QJ35 型电压比电桥，其电压比测量范围为 1.02 ~ 111.12；误差范围为 -2% ~ +2%；准确度等级为 0.2 级。

QJ35 型电桥工作原理如图 3-9 所示。在被试变压器的一次侧加一低电压 U_1 ，则在变压器二次侧有一感应电压 U_2 。调整 R_1 的电阻值，可以使检流计为零。这样，电压比可按下式计算：

$$K = \frac{U_1}{U_2} = \frac{R_1 + R_2}{R_2} = \frac{R_1}{R_2} + 1 \quad (3-14)$$

为了直接读出误差值，可在 R_1 和 R_2 之间串入一滑线电阻 R_3 ，并使检流计的一端在滑动点上。对应滑线电阻的不同电阻值，在电桥面板上标以不同的电压比误差，从而达到直读的目的。测量大电压比的变压器（电压比大于 111.12），可借助标准电压互感器。

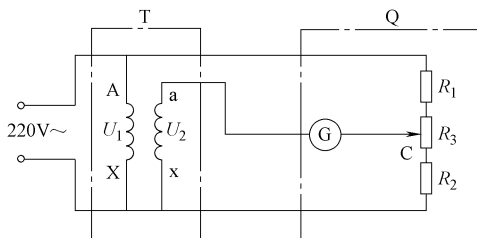


图 3-9 QJ35 型电桥工作原理

T—被试变压器 Q—变压比电桥
G—检流计 R_1 、 R_2 、 R_3 —电桥电阻

3.6.3 注意事项

1) 电压比应在每一分接头位置下进行测定。当不止一个绕组带有分接头时可以轮流在一个绕组所有分接头位置下测定，而另外带分接头的绕组则在额定分接头上测定。

2) 三绕组的变压器，可以只检查两对绕组的电压比，此时，一般在阻抗电压较小的那两个绕组上进行。也可以在一侧施加电压，而在其余两侧绕组上测定电压比，这样可以减小由于励磁电流所引起的误差。

3) 试验时施加的电压不应低于被试变压器额定电压的 1%，并尽可能使电压保持稳定，读数时各侧应同时进行。

4) 采用高压测量时应注意安全。

3.6.4 分析判断

1) 交接和预防性试验的判断标准是：各相相应分接头的电压比与铭牌值相比，不应有明显差别，且应符合按分接头位置变化的规律。《电气设备预防性试验规程》规定：电压为35 kV以下、电压比小于3的变压器，电压比允许偏差为 $\pm 1\%$ ；其他变压器在额定分接头下，电压比允许偏差为 $\pm 0.5\%$ 。对于其他分接头的电压比，在超过以上标准的允许偏差时，应在变压器阻抗电压值（%）的 $1/10$ 以内，但不得超过 $\pm 1\%$ 。

2) 电压比不合格，最常见的故障是分接头引线焊错，此时，电压比的故障检查应首先考虑分接头位置的引线是否正确。另外，分接开关的指示位置与内部引线不一致也是常见故障之一，分析时应予以注意。

3) 电压比试验在制造或修理工序间常发现的故障是匝数错误，在运行中常发现的故障是匝间或层间短路等。

3.7 变压器接线组别和极性的测定

当变压器绕组中有磁通变化时，就会产生感应电动势，感应电动势为正的一端称为正极性端，感应电动势为负的一端称为负极性端。但因变压器的感应电动势是交流电动势，所以，正极性端和负极性端都只能是对某一时刻而言的。

在变压器中，同一铁心上的两绕组因有同一磁通通过，若绕向相同，则感应电动势方向相同；若绕向相反，则感应电动势方向相反。所以，为了更好地说明绕在同一铁心上的两个绕组的感应电动势的相对关系，表示出电流流动方向，当变压器的一、二次侧绕组的绕向和端子标号确定之后，就要用加极性和减极性来表示一、二次侧感应电动势间的相位关系。如图3-10 a中，两绕组绕向相同，有同一磁通穿过，因此，两绕组内的感应电动势在同名端子间任何瞬时都有相同的极性。此时，一、二次侧电压 U_{AX} 和 U_{ax} 相位相同，如连接X和x后， U_{Aa} 等于两电压的差，则该变压器就称为减极性的。如将二次侧绕组端子标号交换，如图3-10b所示，显然，同名端子间的电动势将变成方向相反，电压相位相差 180° 。这时连接X和x后， U_{Aa} 是 U_{AX} 和 U_{ax} 的和，则变压器称为加极性的。如果变压器的一次侧绕组和二次侧绕组绕向不同，但仍保持图3-10a所示的端头标号，如图3-10c所示，变压器也是加极性的。

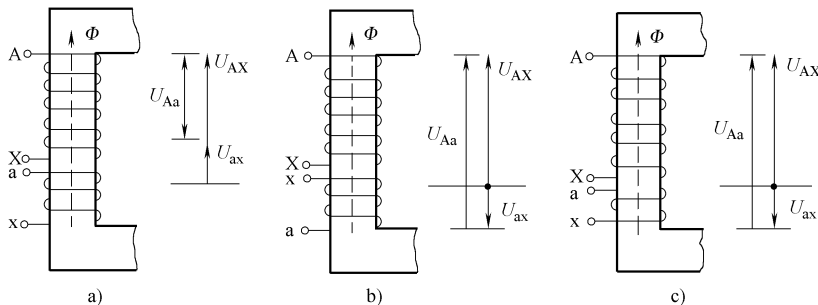


图3-10 变压器极性示意图

a) 减极性 b) 加极性 c) 加极性

三相变压器的接线组别是用来表示它的各个相绕组的连接方式和向量关系的,例如 Y, yn0, Y, d11, YN, d11 等。标号中由左至右依次代表高压、低压绕组的接线方式, Y 代表星形连接, YN, yn 表示有中性点引出的星形连接, d 代表三角形连接, 后面的数字代表高压与低压之间的向量关系, 即接线组别的名称。

变压器的接线组别主要决定于以下 3 个因素:

- 1) 绕组首端和末端的标号, 如 A-X 或 X-A 等。
- 2) 绕组的绕线方向。
- 3) 绕组的连接方式, 如 Y 或 D 以及连接的顺序。

按照变压器绕组的不同连接方式、绕线方向及端头标号, 可构成 12 种不同的变压器接线组别。不同组别的变压器, 其高压和低压绕组的线电压的向量关系不同, 这种向量关系以时钟的钟点表示, 12 个钟点代表 12 个接线组别。1 点钟表示相差 30° , 2 点钟表示相差 60° , 以此类推, 最后, 0 点钟代表相差 360° 。

对于双绕组变压器, 12 个接线组别中, 有 6 个是双数组别, 另外 6 个是单数组别。凡是高压和低压绕组接线方式一致的, 如 Y, y 或 D, d, 必定是双数组别; 凡是高压和低压绕组接线方式不同的, 如 Y, d 或 D, y, 则均是单数组别。目前, 我国电力变压器常用的接线组别有 Y, yn0, Y, d11 和 YN, d11 等, 其他的接线组别应用较少。

变压器极性和接线组别测定的目的是:

- 1) 确定单相绕组的极性端子, 以便进行串联或并联的正确连接。
- 2) 确定三相变压器的接线组别, 以便判断变压器能否并列运行。因为并联运行的变压器必须保证接线组别完全相同, 否则便会产生环流烧毁变压器。

变压器在交接时、更换绕组后和内部接线变动后, 均应检查三相变压器的接线组别和单相变压器的极性, 检查结果必须与变压器铭牌标志相符。

3.7.1 单相变压器极性的测定

测定单相变压器极性的方法有直流法和交流法两种。

1. 直流法

直流法测量变压器极性试验接线图如图 3-11 所示, 将 1.5 ~ 3V 直流电池正极经开关 K 接在变压器的高压端子 A 上, 负极接在高压侧端子 X 上, 直流毫伏表或毫安表的正极接在低压侧 a 端, 负极接低压侧 x 端。测量时要细心观察表计指针的偏转方向, 若合上开关的瞬

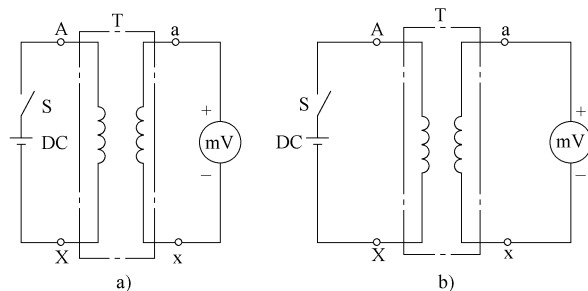


图 3-11 直流法测量变压器极性试验接线图

a) 减极性 b) 加极性

间, 指针向右偏 (正方向), 而断开开关的瞬间, 指针向左偏, 则变压器是减极性的; 若偏转方向与上述方向相反, 则变压器就是加极性的。

2. 交流法

交流法测量变压器极性试验接线图如图 3-12 所示, 将变压器一次侧的 A 端子与二次侧的 a 端子用导线连接。在高压侧加交流电压, 测量加入的电压 U_{AX} , 低压侧电压 U_{ax} 和未连接的一对同名端子间的电压 U_{Xx} 。若 $U_{Xx} = U_{AX} - U_{ax}$, 则变压器为减极性; 若 $U_{Xx} = U_{AX} + U_{ax}$, 则变压器为加极性。

交流法比直流法可靠, 但在电压比较大的情况下 ($K > 20$), 交流法很难得到明显的结果。因为 $(U_{AX} - U_{ax})$ 与 $(U_{AX} + U_{ax})$ 的差别很小。这时, 可以从变压器的低压侧加压, 使减极性和加极性之间的差别增大。

3.7.2 三相变压器接线组别的测定

测量三相变压器接线组别的方法也有直流法和交流法两种。在交流法中又有双电压表法和交流相位表法。还有采用全自动电压比组别测试仪法。

1. 直流法

直流法测量三相变压器接线组别试验接线图如图 3-13 所示, 用一低压直流电源 (通常用两节 1.5V 干电池串联) 轮流加入变压器的高压侧 AB、BC、AC 端子, 并相应记录接在低压端子 ab、bc、ac 上仪表指针的指示方向及最大数值, 这样总共测量 9 次, 记录 9 个数值和方向。测量时应注意电池和仪表的极性, 例如 AB 端子接电池, A 接正极, B 接负极; 表计也是一样, a 接正, b 接负, 其他相也如此。

每一次当高压侧接入电池的瞬间, 观察低压侧表计的指示方向和数值, 凡是正方向摆动记录为 “+”, 向负方向摆动, 记录为 “-”。

用直流法判断变压器接线组别见表 3-11。将实测结果与表对照, 便可确定变压器的接线组别。

从表 3-11 可以看到, 在单数组中, 仪表读数有的为零。这是由于二次绕组感应电动势平衡所造成的, 但在实际测量时, 由于磁路、电路不能绝对相等, 因而该值不会为零, 常有较小读数。为此, 工作中应十分仔细地分析、对比, 避免差错。

从表 3-11 还可以看出, 如在高压侧 AB 端通电, 则低压侧 ab、bc、ac 的表计指示, 对 12 个组别都互不重复。因此, 每一组别只有一行读数, 即 3 次测量就可确定。其余 6 次测量是为了验证前 3 次测量的正确性而进行的。为使直流法测量可靠, 应注意以下两点:

1) 在测量电压比较大的变压器时, 应加较高的电压 (如 6V), 并用小量程表计, 以便

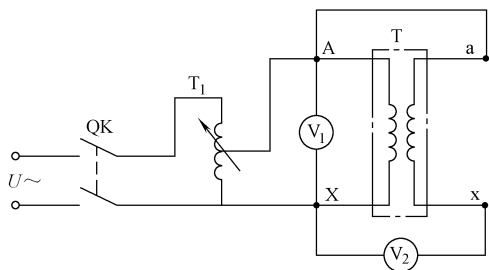


图 3-12 交流法测量变压器极性试验接线图
QK—电源开关 T_1 —单相调压器 T—被试变压器

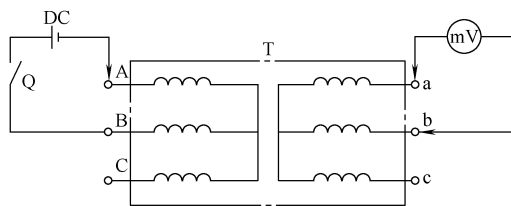


图 3-13 直流法测量三相变压器接线组别试验接线图
Q—电源开关 DC—直流电源 T—被试变压器

仪表有明显的指示（一般占表盘刻度 1/3 为宜）。最好能采用中间指零的仪表。

2) 操作时要先接通测量回路，然后再接通电源回路。读完数后，要先断开电源回路，然后再断开测量回路表计。

表 3-11 用直流法判断变压器接线组别

组 别	通电相 + -	低压侧表针指示			组 别	通电相 + -	低压侧表针指示		
		a ⁺ b ⁻	b ⁺ c ⁻	a ⁺ c ⁻			a ⁺ b ⁻	b ⁺ c ⁻	a ⁺ c ⁻
1	AB	+	-	0	7	AB	+	+	0
	BC	0	+	+		BC	0	-	-
	AC	+	0	+		AC	-	0	-
2	AB	+	-	-	8	AB	-	+	+
	BC	+	+	+		BC	-	-	-
	AC	+	-	+		AC	-	+	-
3	AB	0	-	-	9	AB	0	+	+
	BC	+	0	+		BC	-	0	-
	AC	+	-	0		AC	-	+	0
4	AB	-	-	-	10	AB	+	+	+
	BC	+	-	+		BC	-	+	-
	AC	+	-	-		AC	-	+	+
5	AB	-	0	-	11	AB	+	0	+
	BC	+	-	0		BC	-	+	0
	AC	0	-	-		AC	0	+	+
6	AB	-	+	-	12	AB	+	-	+
	BC	+	-	-		BC	-	+	+
	AC	-	-	-		AC	+	+	+

2. 双电压表法

连接变压器高压侧 A 端与低压侧 a 端，在变压器的高压侧通入适当的低压交流电源，双电压表法测量变压器接线组别试验接线图如图 3-14 所示。测量电压 U_{Bb} 、 U_{Bc} 、 U_{Cb} ，并测量两侧的线电压 U_{AB} 、 U_{BC} 、 U_{CA} 和 U_{ab} 、 U_{bc} 、 U_{ca} ，根据测得的电压值，可按下述两种方法来判断组别。

(1) 用算法（也叫电压比法）确定变压器的连接组别

根据被试变压器的额定电压比和测量的低压侧线电压，计算出 $P = U_2 \sqrt{1 + K_e^2}$ 的值，式中 U_2 为试验时低压侧的线电压， $U_2 = U_{ab} = U_{bc} = U_{ca}$ ； K_e 为被试变压器的额定电压比。通过实际测得的 U_{Bc} （ $= U_{Cc}$ ）、 U_{Cb} 、 U_{Bb} 与计算值 P 的大小进行比较，结合表 3-12 即可判断变压器的连接组别号。

(2) 用向量图法判断变压器的连接组别

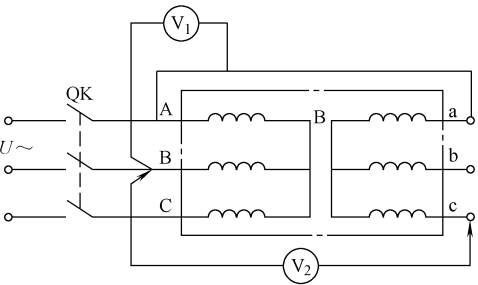


图 3-14 双电压表法测量变压器
接线组别试验接线图

表 3-12 用计算（比较）法判断三相变压器连接组别

组别	U_{Bb}	U_{Cb}	U_{Bc}	$U_{Bc}、U_{Bb}、U_{Cb}$ 的关系
1	$<P$	$<P$	$=P$	$U_{Bc} > U_{Bb} = U_{Cb}$
2	$<P$	$<P$	$>P$	
3	$=P$	$<P$	$>P$	$U_{Bc} > U_{Bb} > U_{Cb}$
4	$>P$	$<P$	$>P$	
5	$>P$	$=P$	$>P$	$U_{Bc} = U_{Bb} > U_{Cb}$
6	$>P$	$>P$	$>P$	$U_{Bb} > U_{Bc} = U_{Cb}$
7	$>P$	$>P$	$=P$	$U_{Bb} = U_{Cb} > U_{Bc}$
8	$>P$	$>P$	$<P$	
9	$=P$	$>P$	$<P$	$U_{Cb} > U_{Bb} > U_{Bc}$
10	$<P$	$>P$	$<P$	
11	$<P$	$=P$	$<P$	$U_{Cb} > U_{Bb} = U_{Bc}$
12	$<P$	$<P$	$<P$	$U_{Bc} = U_{Cb} > U_{Bb}$

注：表内 2、3、4 组相似，8、9、10 相似，难于判断。但国产变压器很少用到这些组别。

用试验时测量的数据作出高压侧和低压侧的线电压三角形，量出对应线电压向量相差的角度，便可确定变压器的连接组别。作图法确定变压器连接组别如图 3-15 所示，交流相位表法测量三相变压器连接组别的试验接线图如图 3-16 所示。

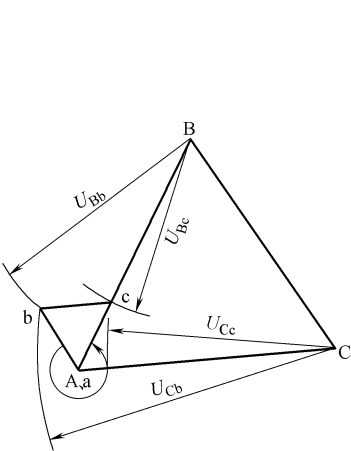


图 3-15 作图法确定变压器连接组别

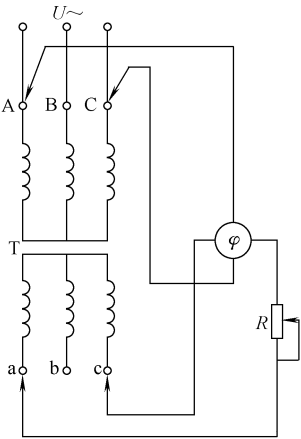


图 3-16 交流相位表法测量三相变压器连接组别的试验接线图

T—被试变压器 R—可变电阻 φ—相位表

- 1) 以施加高压绕组的 3 个线电压 U_{AB} 、 U_{BC} 、 U_{CA} ，取一定的比例，作出电压三角形 ABC，如图 3-15 所示。
- 2) 因为 A 与 a 已短接，故这两点是重合的。以 B 点为圆心， U_{Bb} 为半径画弧，以 C 点为圆心， U_{Cb} 为半径画弧，两弧相交于 b 点。
- 3) 以 B 为圆心 U_{Bc} 为半径画弧，以 C 为圆心， U_{Cc} 为半径画弧，两弧相交于 c 点。
- 4) 连接 a、b、c 三点得出低压侧三角形 abc。

5) 量出三角形 ABC 与 abc 对应线电压向量的角度差, 然后除以 30° , 便得该变压器的接线组别。

作图时必须将三相电压按正序方向 (顺时针方向) 画出电压三角形; 计算向量的角度差时, 应该将低压侧的电压向量 (如 U_{AB}) 逆时针方向转到高压侧对应的向量上 (如 U_{AB}), 转的角度除以 30° , 便是组别的标号。

双电压表法测定变压器连接组别的注意事项:

- 1) 试验电源的电压要求稳定, 三相电压要平衡, 不平衡度以 2% 为限。
- 2) 使用电压表的准确度应在 0.5 级以上, 以便能准确分辨 L~T 的数值而不混淆, 当电压比大于 20 时, 可采用低压侧加压的办法来提高电压的可辨度。
- 3) 试验前最好能根据变压器的铭牌或绕组连接方式, 确定是单数组别还是双数组别。
- 4) 用作图法时, 由于测量和作图都有一定的误差, 得出的组别可能不是一个整数, 这时应根据是单数组别还是双数组别来确定小数点的取舍。例如, 作图结果为 5.5, 对于双数组别取 6, 单数组别取 3。

3. 相位表法

相位表法就是利用相位表直接测量出高压与低压线电压间的相位角, 从而判定组别, 所以又叫直接法。

1) 测量方法。如图 3-16 所示, 将相位表的电压线圈接于高压, 其电流线圈经一可变电阻接入低压的对应端子上。当高压侧通入三相交流电压时, 在低压侧感应出一个一定相位的电压, 由于接的是电阻性负载, 所以低压侧电流与电压同相。因此, 测得的高压侧电压对低压侧电流的相位就是高压电压对低压侧电压的相位。

2) 测量时的注意事项:

- ① 相位表的接线要注意极性, 同时要注意所施加的电压、电流不能超过表计的允许值。
- ② 相位表必须是校验合格的, 如果有条件最好能在一已知连接组别的变压器上验证其指示正确后, 再进行测量。
- ③ 试验时应至少在被试变压器两对相对应的线端上进行测量, 其结果应一致。

4. 采用全自动电压比组别测试仪法

全自动电压比组别测试仪体积小, 重量轻, 精度高, 稳定性好。它采用了大屏幕汉字显示, 菜单操作, 界面友好, 电压比组别可一次测完。该仪器是变压器电压比、组别理想测试仪器, 具有自动切换相序, 自动切换量程, 自动校表, 输入标准电压比后, 能自动计算出相对误差, 一次测量完成, 自动切断试验电压, 设置数据, 测量结果自动保存等特点。

(1) 面板说明

某变压器全自动变比极性测试仪面板示意图如图 3-17 所示。

(2) 操作说明

1) 键盘使用方法。



图 3-17 某变压器全自动变比极性测试仪面板示意图

“OK”键选择当前的输入，“取消”可以消除刚才的错误输入，“↑”“↓”“←”“→”则可以方便地实现光标的移动。“切换”键为备用键。键盘的下方为0~9的数据键，在数据输入时，通过这些数字键可以方便地输入数据。

2) 主界面介绍:

- ① 全自动电压比组别测试仪主界面示意图如图 3-18 所示，由 4 个模块组成。
- ② 全自动变压器电压比测试设置界面示意图如图 3-19 所示。

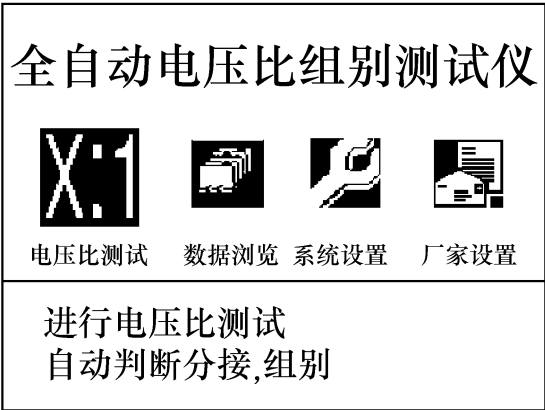


图 3-18 全自动电压比组别测试仪主界面示意图

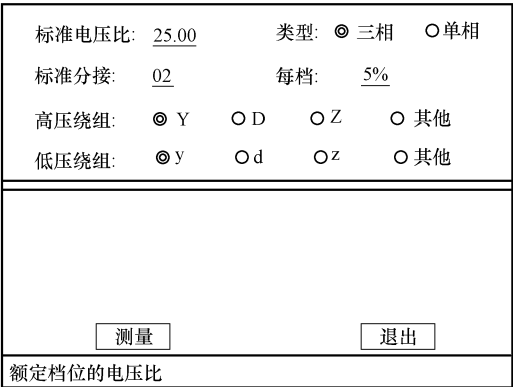


图 3-19 全自动变压器电压比测试设置界面示意图

该页面保存上次试验时的设置值，检查、修改该页面中的设置值使其与当前试验变压器一致。

在图 3-19 中，光标选择“测量”，按“OK”键进入如图 3-20 所示的全自动变压器电压比测试自动升压界面。

在此升压界面中，仪器会根据变压器的电压比自动升至合适电压，升压过程中电压比、误差、角差会动态显示。全自动变压器电压比测试自动升压完成后测量结果界面如图 3-21 所示。

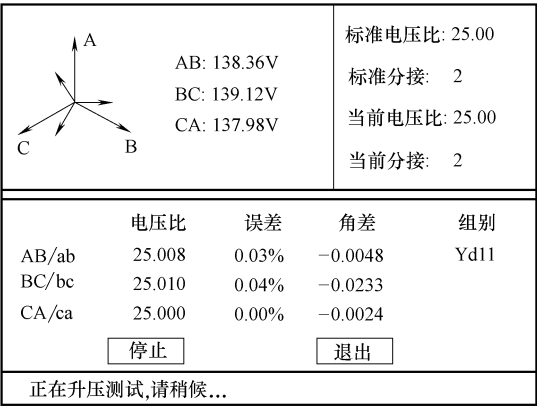


图 3-20 全自动变压器电压比测试自动升压界面

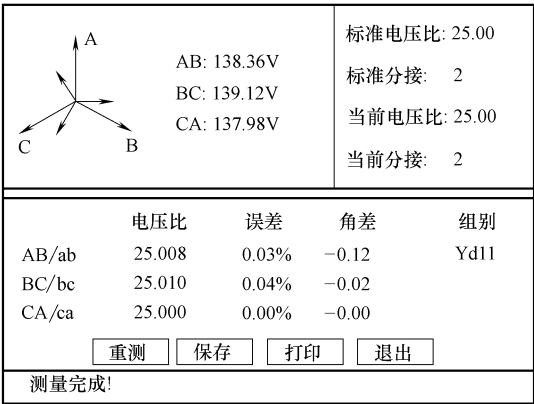


图 3-21 全自动变压器电压比测试自动升压完成后测量结果界面

在该页面点“保存”把当前的结果保存到随机的存储器上；点“打印”则通过打印机打印当前的测试结果。

而在上图中点“重测”则将重新对被试品进行测试，点“退出”则退回到上一系统功能的主界面。

3.8 变压器空载和短路试验

3.8.1 变压器空载试验

变压器的空载试验，是从变压器的任意一侧绕组施加额定电压，其他绕组开路，测量变压器的空载损耗和空载电流的试验。空载电流以实测的空载电流 I_0 占额定电流 I_e 的百分数表示，记为 $I_0(\%)$ 。

空载试验的主要目的是测量变压器的空载电流和空载损耗；发现磁路中的局部或整体缺陷；检查绕组匝间、层间绝缘是否良好，铁心矽钢片间绝缘状况和装配质量等。

变压器空载试验的方法有单相电源法和三相电源法两种。

三相电源法试验时，功率损耗可采用3W表或2W表测量，一般常用2W表法。

1. 三相变压器的空载试验

一般采用三相电源法，因条件限制或寻找故障时也可用单相电源法。

(1) 试验接线

三相电源法试验接线有两种，直接接入仪表的三相变压器空载试验接线示意图如图3-22所示；通过互感器接入仪表的三相变压器空载试验接线示意图如图3-23所示。试验时可根据实际情况选用。

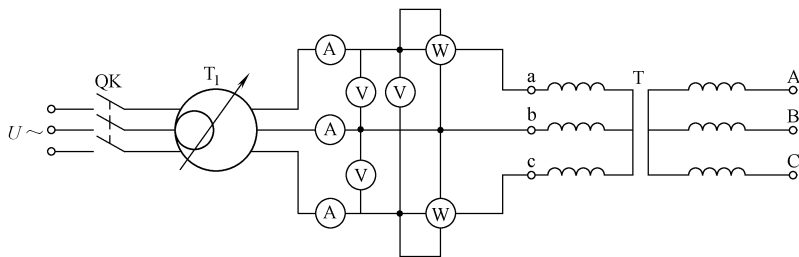


图 3-22 直接接入仪表的三相变压器空载试验接线示意图

QK—三相开关 T₁—三相调压器 T—被试变压器

(2) 试验步骤

根据合适的试验接线图接线，经检查无误后，在高压侧开路的情况下，缓慢升高电压，当无异常时，把电压升至额定值，同时读取电流和功率损耗值。

(3) 测量结果整理

1) 空载电流的计算。

三相变压器的空载电流应为三相电流的算术平均值，即

$$I_0(\%) = \frac{I_{0a} + I_{0b} + I_{0c}}{3I_e} \times 100\% \quad (3-15)$$

式中 I_0 (%)——空载电流百分数；

I_e (%)——被试绕组的额定电流 (A)；

I_{0a} 、 I_{0b} 、 I_{0c} ——a、b、c 相测得的空载电流 (A)。

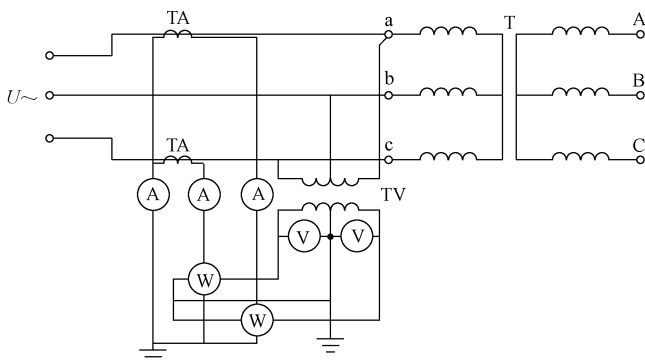


图 3-23 通过互感器接入仪表的三相变压器空载试验接线示意图

TA—电流互感器 TV—电压互感器 T—被试变压器

2) 空载损耗的计算。变压器的空载损耗应为 2W 表读数的代数和，即

$$P_0 = P_{01} + P_{02} \quad (3-16)$$

式中 P_0 ——空载损耗 (W)；

P_{01} 、 P_{02} ——2W 表的读数 (W)。

如果测量仪表是通过互感器间接接入的，应将仪表读数乘以互感器的变比。

(4) 试验电源容量的确定

试验电源应有足够的容量。在额定电压下进行空载试验时，可根据被试变压器铭牌所标的容量和空载电流百分数，按下式计算：

$$S_0 = S_e \frac{I_0 (\%)}{100} \quad (3-17)$$

式中 S_0 ——试验所需的电源容量 (kVA)；

S_e ——变压器额定容量 (kVA)；

I_0 (%)——变压器空载电流百分数。

实际上为保证波形良好，电源容量应为 5 ~ 10 倍 S_0 。

2. 变压器空载试验的注意事项

1) 试验应在额定分接头下进行，施加电压要求为正弦波形额定频率的额定电压，如果不能满足要求，则应将测量结果进行换算。

2) 试验中要求电压保持稳定，三相电压对称平衡，即负序分量不超过正序分量的 5%，三相电压相差不超过 2%。如果三相电压稍有不平衡，试验电压可取三相电压的算术平均数，或用 a、c 相的线电压值。

3) 测量仪表的准确度应在 0.5 级以上，互感器的准确度应在 0.2 级以上，对于容量较大的变压器，应使用低功率因数的瓦特表。

4) 试验接线时，瓦特表的连接必须使其电流线圈和电压线圈两点间的电位差最小，尤其在瓦特表电压回路有附加电阻时更应注意。

5) 因为空载损耗是瓦特表指示值的代数和, 因此, 接线时还必须注意瓦特表电流、电压线圈的极性, 若使用互感器, 应同时注意互感器极性。

6) 当被试变压器本身损耗较小时, 为了使测量结果准确, 应将测得的损耗值减去试验仪表本身的损耗。对于中小型变压器, 试验仪表损耗约占变压器空载损耗的 1.5% ~ 5%, 故必须进行校正。

仪表损耗值, 包括瓦特表和电压表损耗, 在试验中可直接测量, 即在断开被试变压器的情况下, 施加试验电压, 此时所得的读数即为仪表损耗。

仪表损耗也可用下式求得

$$P_{wv} = U^2 \left(\frac{1}{r_w} + \frac{1}{r_v} \right) \quad (3-18)$$

式中 U ——试验时的电压;

r_w ——功率表内阻 (应计入附加电阻);

r_v ——电压表内阻。

7) 对低压绕组电压为 6kV 及以上的变压器进行空载试验时, 往往需要直接使用运行设备和系统电源, 因而必须全面考虑, 列出具体试验方案, 除了考虑试验操作及安全措施外, 还应遵守高压试验规程和现场运行规程的有关规定。

8) 试验过程中若发现表计指示异常、被试变压器有放电声、异响、冒烟或喷油等情况时, 应立即断开电源停止试验, 查明原因并加以处理, 否则不能进行重复试验。

3. 空载试验结果的分析判断

1) 电力变压器空载试验时, 在额定条件下, 空载电流的允许偏差为 +22%; 空载损耗的允许偏差为 +15%。若超过时, 必须找出产生偏差的原因。对于三相变压器, 一般是再进行单相全电压试验, 以找出缺陷部位。其方法是将变压器三相绕组中的一相依次短路, 在其他两相上施加电压, 进行空载电流和空载损耗的测量。一相短路的目的是使该相没有磁通通过, 因而也就没有任何损耗。

2) 影响空载损耗和空载电流增大的原因主要有以下几个方面:

- ① 硅钢片间绝缘不良;
- ② 硅钢片间存在局部短路;
- ③ 穿心螺栓或压板的绝缘损坏, 造成铁心局部短路;
- ④ 硅钢片有松动, 出现空气隙, 磁阻增大, 使空载电流增加;
- ⑤ 绕组匝间或层间短路;
- ⑥ 绕组并联支路短路或并联支路匝数不相等;
- ⑦ 中小型变压器铁心接缝不严密。

3) 三相变压器测得的空载电流, 三相略有差别, 这是因为各相磁路长度不同, 两边磁路对称相等, 而中间磁路较短, 因而磁阻也不同所造成的。因此, 两边相的电流要比中间相的电流大, 一般中间相空载电流约少 20% ~ 35%。同理, 在判断应用单相电源法测得的三相变压器的结果时, P_{0ab} 应与 P_{0bc} 相等, 或相差在 3% 以内; 而两边相的功率 P_{0ca} 则较大, 一般约大 30% ~ 50%。如果测量结果与此不符, 说明有局部缺陷。

4) 测得的空载电流和空载损耗与出厂值相比应无明显变化。

3.8.2 短路试验

短路试验就是将变压器一侧绕组短路，从另一侧施加额定频率交流电压的试验。现场试验时，一般是将低压侧短路，从高压侧施加电压，将电压调整到额定电流值时，记录功率和电压值，此值换算到额定温度下，便是变压器的短路损耗和短路电压。

变压器的短路损耗包括电阻损耗和附加损耗，它是变压器运行的重要经济指标之一。短路电压是变压器并联运行的基本条件之一，通常用占加压绕组的额定电压的百分数表示，即：

$$u_k = \frac{U_k}{U_e} \times 100\% \quad (3-19)$$

用百分数表示的短路电压和短路阻抗是完全相等的。

短路试验的目的是为了求得变压器的短路损耗和短路电压，它的作用是：

- 1) 计算变压器的效率；
- 2) 确定该变压器能否与其他变压器并列运行；
- 3) 计算变压器短路时的短路电流，确定热稳定和动稳定性能；
- 4) 计算变压器二次侧的电压变动；
- 5) 确定变压器温升试验时的温升；
- 6) 发现变压器在结构和制造上的缺陷。

变压器短路试验方法基本上与空载试验相似，不同之处是空载试验一般从低压侧施加电压，高压侧空载；而短路试验一般是从高压侧施加电压，低压侧人为短路。空载试验施加的是额定电压，短路试验施加的是达到额定电流的电压。

1. 三相变压器的短路试验方法

有条件时一般采用三相电源法，若因条件限制或寻找故障时，也可用单相电源法。

(1) 试验接线

三相电源法试验接线有两种：直接接入仪表的三相变压器短路试验接线图如图 3-24 所示；通过互感器接入仪表的三相变压器短路试验接线图如图 3-25 所示。

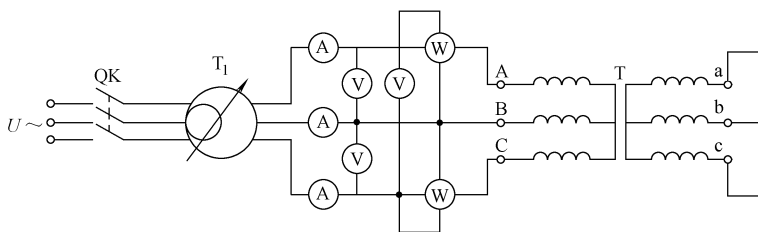


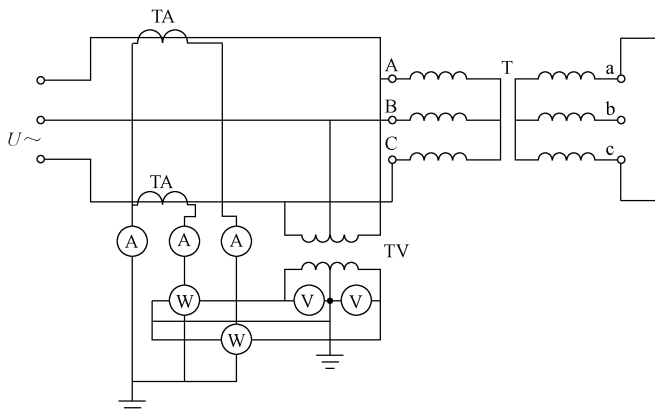
图 3-24 直接接入仪表的三相变压器短路试验接线图

QK—三相开关 T₁—三相调压器 T—被试变压器

(2) 试验步骤

试验接线接好后，经检查无误合上电源，缓慢升高电压，当无异常时，将电压升至额定电压值，同时读取电压表和瓦特表的数值。

(3) 测量结果整理



TA—电流互感器 TV—电压互感器 T—被试变压器

$$P_k = P_1 + P_2 \quad (3-20)$$
$$U_k = \frac{1}{3}(U_{AB} + U_{BC} + U_{CA}) \quad (3-21)$$
$$u_k = \frac{U_k}{U_p} \times 100\% \quad (3-22)$$
$$\left. \begin{array}{l} \text{电源容量:} \\ \text{电源电压:} \end{array} \right\} \begin{array}{l} S \geq S_e U_k (\%) \\ U \geq U_e U_k (\%) \end{array} \quad (3-23)$$

6) 用三相电源法试验时, 电流和电压值应以三相仪表读数的算术平均值为准。

3. 短路试验结果的换算

由于试验条件的限制, 试验往往不能在要求的额定情况下进行, 因此, 必须将试验结果进行换算。

(1) 温度换算

对容量为 6300kVA 及以下的中小型变压器, 短路损耗中附加损耗所占的比重较少, 当不超过额定电阻损耗的 10% 时, 短路损耗可按式 (3-24) 进行温度换算:

$$\begin{aligned} P_{k75} &= K_{75} P_{kt} \\ K_{75} &= \frac{T+75}{T+t} \end{aligned} \quad (3-24)$$

式中 P_{k75} ——换算到 75℃ 时的短路损耗;

P_{kt} ——试验温度时的短路损耗;

t ——试验时的温度 (℃);

T ——电阻温度系数, 铜为 235、铝为 225。

短路电压按式 (3-25) 进行温度换算:

$$U_{k75} = \sqrt{U_{kt}^2 + \left(\frac{P_{kt}}{10S_e} \right)^2 (K_{75}^2 - 1)} \quad (3-25)$$

式中 U_{kt} 、 P_{kt} ——试验温度 t 时测得的短路电压 (%) 和短路损耗;

U_{k75} ——换算到 75℃ 时的短路电压;

K_{75} ——75℃ 的温度系数。

(2) 电流换算

由于试验条件限制, 试验时可以在不低于额定电流 25% 的条件下进行试验, 试验后应换算到额定电流值。

短路损耗可按式 (3-26) 进行电流换算:

$$P_k = P'_k \left(\frac{I_e}{I'} \right)^2 \quad (3-26)$$

式中 P_k ——换算到额定电流下的短路损耗;

P'_k ——试验电流下测得的短路损耗;

I_e ——加压绕组的额定电流;

I' ——试验时的实际电流。

短路电压可按式 (3-27) 进行电流换算:

$$U_k = U'_k \frac{I_e}{I'} \quad (3-27)$$

式中 U_k ——换算到额定电流下的短路电压;

U'_k ——试验电流下的短路电压;

I_e ——加压绕组的额定电流;

I' ——试验时的实际电流。

4. 短路试验结果的分析判断

测得的短路电压和短路损耗应符合出厂试验值, 并无明显变化。

国家标准规定变压器允许短路损耗偏差为 $+10\%$ ，短路电压为 $\pm 10\%$ 。当试验结果偏差较大时，应分析查明原因并消除缺陷。

短路损耗包括电阻损耗和附加损耗，在短路试验中，由于电阻损耗增加，使短路损耗不合格的情况很少，大部分短路损耗不合格的原因是由于附加损耗增大而引起的。引起附加损耗增大的原因，一方面可能是绕组附加损耗增加，如绕组导线的涡流损耗增大、并绕导线的不完全换位、股间短路等；另一方面可能是金属构件中附加损耗增加，如铁梁、油箱壁由于漏磁引起附加损耗增大、油箱顶盖或引线端子附件过热等。

3.8.3 变压器空载、负载测试仪简介

变压器空载、负载测试仪是目前电力系统普及的自动试验设备的一种，它可测量变压器的空载电流、空载损耗、短路电压、短路（负载）损耗。仪器内部能够自动进行量程切换，允许测量电压、电流范围宽，接线简单。在做三相变压器的空载、负载试验时，仪器能自动判断接线是否正确，并显示三相电压、电流的向量图，所有测试结果均自动进行相关校正。仪器可自动进行诸如波形校正、温度校正、非额定电压校正、非额定电流校正等多种校正，使测试结果的准确度更高；自带实时电子钟，自动记录试验的日期、时间，利于实验结果的保存、管理；可现场快速打印试验结果。

变压器空载、负载测试仪可以测量三相电压有效值，三相电压交流平均值，三相电流有效值，空载损耗及空载电流百分比，负载损耗、阻抗电压百分比及短路阻抗，任意指定温度的负载损耗、阻抗电压百分比及短路阻抗，电压波形中各次谐波分量的百分比等。

具体操作使用方法请参照相关的测试仪器说明书。

3.9 变压器绝缘油试验和色谱分析的基本知识

3.9.1 绝缘油的作用

绝缘油广泛应用于电力变压器、油断路器、充油电缆、电力电容器和套管等高压电气设备中，其作用包括以下 3 个方面：

- 1) 绝缘作用。对变压器、电缆及电容器等固体绝缘进行浸渍和保护，填充绝缘中的气泡，防止外界空气和湿气侵入，保证绝缘可靠。
- 2) 冷却作用。对变压器等电气设备，热油经过散热器冷却，再回到变压器本体，使箱体內的绝缘油循环冷却，保持变压器温度在一定范围内。
- 3) 灭弧作用。油断路器中的绝缘油，除了具有绝缘作用外，还具有灭弧作用，促使断路器迅速可靠地切断电弧。

为了使绝缘油能够完成其本身的功能，它应具有较小的黏度、较低的凝固点、较高的闪点和耐电强度，以及有较好的稳定性。

在运行中，绝缘油经常受到氧气、湿气、高温、阳光、电磁场和杂质的作用，性能会逐渐变坏，致使它不能充分发挥作用。为确保绝缘油性能良好，必须定期地对绝缘油进行试验。从电气角度而言，绝缘油预防性试验应进行的试验项目是电气强度和介质损失角正切试验。

3.9.2 绝缘油试验

1. 绝缘油的取样

对绝缘油无论进行何种试验, 都需先进行取样工作。绝缘油的取样工作是十分重要的工作, 因为若取样工作进行得不正确或不够认真, 必然会使试验结果不正确, 最后可能会因误判断而造成人力和物力的浪费及损失。为此, 取油样时必须严格按照要求认真进行。

(1) 取样容器

绝缘油的取样容器应用带有磨口塞的广口的无色玻璃瓶, 其容积应根据取样油量选择。取样油量一般不少于试验和冲洗用油量的 1.2 倍, 各项试验所需油量如下:

电气强度试验 1.5kg;

介质损失角正切值试验 1kg;

化学简化试验 1kg;

化学全分析试验 2kg。

在正式取样前, 要将取样容器用汽油、肥皂液或其他除油溶剂 (如酒精、磷酸三钠及四氯化碳等) 仔细洗刷干净, 然后用蒸馏水冲洗数次, 使水能从瓶壁均匀流下为止。将洗净的瓶和瓶塞放入 105℃ 的恒温箱中烘干 2h, 然后在恒温箱内降温冷却, 将瓶塞盖紧, 即可使用。

取样瓶为专用容器, 瓶上应拴系标签, 以便取样时填写油样名称、来源、取样日期、气候和取样人员等资料。

(2) 取样方法

绝缘油取样时, 应遵守以下要求:

1) 在室外取样时, 宜在相对湿度不大于 75% 的晴天进行, 以防止雨雪等杂质侵入油内。

2) 在任何充油设备中取样, 绝缘油应在取样前静止 8h 以上, 在运行的设备中取样, 可以不必静止。

3) 在电气设备中取样时, 为防止水分、灰尘和脏物进入油样中, 应在设备下部的放油阀处进行, 用洁净且不带毛的细布将取样处擦拭干净, 然后将油放出约 1~2kg, 用以冲洗放油阀油道的积污, 再放油少许, 洗涤取样容器两次, 最后放出需要量的绝缘油盛于取样容器内, 要注意取样瓶不要接触放油阀门。盛装油样的容器应盖紧瓶口, 如试验不在当地进行, 则还应将盛装油样容器的瓶口用干燥的牛皮纸包好, 并用蜡封好, 贴上标签, 再仔细包装, 以防送试途中损坏。

4) 若在油桶中取样, 可用经洗净烘干的直径约为 2cm 的玻璃管进行。取样前, 先将油静止一段时间, 然后用玻璃管插入油桶底部污染最严重的地方取油。先放油冲洗管子和取样瓶, 再正式取样, 切忌用嘴吸油。

2. 绝缘油的电气强度试验

绝缘油的电气强度, 是指绝缘油在专用的油杯内、特定的电极尺寸和距离下的击穿电压。试验绝缘油的电气强度的目的主要是判断绝缘油有无外界杂质侵入和是否受潮。因为电气强度试验方法简单, 判断直观, 故被列为绝缘油的主要试验项目之一。

(1) 试验接线

进行绝缘油的电气强度试验所使用的设备和接线与交流耐压试验相同,图 3-26 所示为目前常用的油耐压试验器的原理接线示意图。

(2) 油杯

为了统一标准,我国规定试验专用油杯应符合以下要求:

- 1) 油杯用瓷或玻璃材料制成,其容量为 500mL。
 - 2) 电极采用平板型电极,电极为黄铜或不锈钢材料制成,直径为 25mm,厚度为 4mm,两极间距离为 2.5mm。
 - 3) 电极距杯底和杯壁以及油面的距离不小于 15mm。
- 绝缘油电气强度试验油杯如图 3-27 所示。

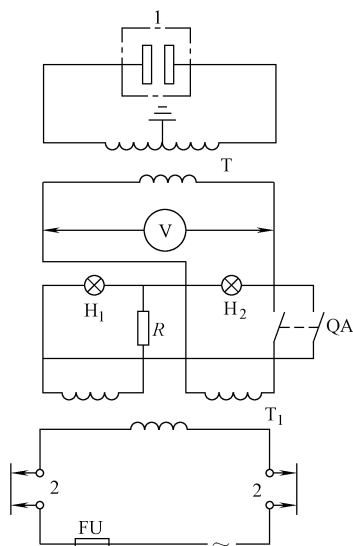


图 3-26 油耐压试验器原理接线示意图

1—试油杯 2—窗连锁 FU—熔断器 T₁—调压器

T—试验变压器 QA—当油击穿时自动跳闸开关

H₁—电源指示灯 H₂—合闸指示灯

V—电压表 R—电阻

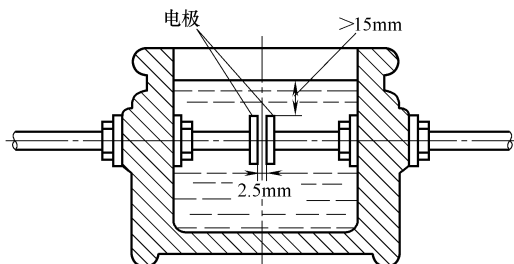


图 3-27 绝缘油电气强度试验油杯

(3) 试验前的准备工作

1) 油杯和电极在停用期间,必须装满优质变压器油加以保护。凡试验过劣质油后,必须用航空汽油或四氯化碳将油杯和电极清洗烘干后才能继续使用。

2) 油样拿到试验室后,必须在不破坏原有储装密封的状态下,放置 2~8h,待油温和室温接近后方可揭盖试验。在揭盖前,将油样轻轻摇荡,使内部杂质混合均匀,但不得产生气泡。试验前,用油样将油杯、玻璃棒等清洗 2~3 次,注油时用干净的玻璃棒使油沿油杯内壁徐徐流下,待试油盛满(达到油杯内部的油面线)后,盖上玻璃盖静止 10~15min,使气泡逸出。

(4) 试验步骤

1) 合上电源及自动跳闸开关 QA,并观察电源指示灯 H₁ 及电压表指示无误后,转动手

轮以每秒钟约 3000V 的速度均匀升压，直至油击穿，QA 自动跳闸。降回调压手轮，记下击穿瞬间电压表的数值，此值即为试油的电气强度值。

2) 打开玻璃盖，用干净的玻璃棒在电极间搅动几次，把击穿产生的游离碳拨开，再静止 5min。

3) 按上述步骤连续试验 5 次，取其平均值作为试油的平均击穿电压 (kV) 或平均击穿强度 (kV/2.5mm)。

(5) 注意事项

1) 试验时宜在室温 15 ~ 35℃ 和湿度不高于 75% 的情况下进行。

2) 升压试验时，必须至油杯中发生十分明显的火花放电、QA 动作方为击穿，如出现不大的破裂声或电压表指针有抖动现象，不能算为击穿，需继续升压试验。

3) 要注意保护试验油杯，特别是对电极表面的保护。在试验时应在加压回路内串接 1 ~ 5MΩ 的电阻来限制击穿电流，以防止击穿放电损坏电极表面。

(6) 分析判断

绝缘油的电气强度是否合格，应根据试验标准规定来判断，其标准与设备额定电压和油的新、旧有关。绝缘油电气强度标准见表 3-13。

表 3-13 绝缘油电气强度标准

设备额定电压/kV		15 及以下	20 ~ 35	63 ~ 220
电气强度/kV	新油及再生油	25	35	40
	运行中的油	20	30	35

3.9.3 油中溶解气体色谱分析的基本知识

实际证明，用一般的绝缘试验项目对电力变压器进行试验，对检出绝缘存在的缺陷，保证安全运行起了很大的作用。但这些试验尚存在一定局限性，特别是对变压器的某些潜伏性故障，如局部过热、放电等，不能及时检出。因此，有的变压器虽然一般的绝缘试验合格，但在运行中仍有发生事故的情况，为此，需要有一个能诊断变压器潜伏性故障的方法，对于油浸式电力变压器，绝缘油中溶解气体的色谱分析就是检验这种故障的较有效的方法。

油中溶解气体色谱分析法是对运行中的变压器油样进行油中溶解气体成分及含量的分析，根据不同的成分及含量可以判断变压器存在的潜伏性故障及性质。因为油浸式电力变压器的内部故障大体上有局部过热或局部放电两种类型。这两种故障都会引起故障点周围的绝缘油和固体绝缘材料发生分解而产生气体，这些气体大部分溶解到油中。因为不同性质的故障产生的气体性质不同，而同一性质的故障，由于故障的严重程度不同，产生的气体数量也不相等，所以采用色谱分析的方法把油中溶解气体的成分及其含量分析出来，便可判别变压器内部潜伏性故障的性质和严重程度。

1. 油浸电力变压器不同故障产生的气体成分

(1) 过热性故障

变压器局部过热性故障包括裸金属过热和固体绝缘过热两种。裸金属过热时使周围的油受热分解，产生的气体主要是氢 (H₂) 和烃类，如甲烷 (CH₄)，乙烷 (C₂H₆)，乙烯 (C₂H₄)，丙烯 (C₃H₆)，丙烷 (C₃H₈) 等，但没有乙炔 (C₂H₂) 或含量甚少，另外一氧

化碳(CO)和二氧化碳(CO₂)的含量也较低,与正常的变压器相近。发生这类故障的原因,大部分是因为分接开关接触不良、引线和分接开关的连接处焊接不良、铁心多点接地等。

固体绝缘过热时,绝缘纸、纸板、木材等固体绝缘材料受热分解,产生的气体主要是一氧化碳和二氧化碳。这类故障的原因大多是变压器长期过负荷,使绕组的固体绝缘大面积过热,或在过热的裸金属周围的固体绝缘过热等所引起的。

(2) 局部放电故障

变压器发生局部放电主要是电离的过程,而温度效应占次要地位。绝缘材料在电离作用下产生裂解,这时主要产生氢气、甲烷和一氧化碳,但没有乙炔。

(3) 电弧性故障

变压器内部产生油中电弧时,局部高温使油分解出大量的氢气和乙炔,同时,甲烷、乙烯、乙烷的含量也较高。另外,当油中电弧涉及固体绝缘时,除了生成大量的氢气和乙炔外,还有相当数量的一氧化碳。

(4) 固体绝缘老化故障

使用年限较长的变压器,其绝缘逐渐老化,在正常运行条件下,一氧化碳、二氧化碳的含量也因此增高,但其他可燃性气体的含量均正常。

(5) 变压器进水故障

变压器油进水时,水与铁质起反应,产生氢气,油中溶解的微量水分在强电场作用下也分解出氢气,因此,氢气含量增高而其他可燃性气体含量很少。

总之,放电性故障和过热性故障的主要区别在于放电性故障分解的气体组分中乙炔的含量占主要成分,而单纯的过热性故障则无乙炔。如果过热性故障中又有放电性故障,如分接开关接触不良放电、铁心多点接地放电等,则分解的气体组分中氢及烃类含量较大而乙炔含量较少。因此,8000kVA及以上的变压器一年应进行一次油中溶解气体色谱分析。

2. 试验方法简介

(1) 试验仪器及原理简介

绝缘油的色谱分析主要采用气相色谱分析专用仪器。

气相色谱法的基本原理是一种物理的分离分析法,它利用不同的物质在色谱柱中的不同分配系数及在柱内产生不同的有效移动速率,最后使各种组分的气体得以分离出来。被分离的各组分气体的含量用鉴定器转换为电信号,经过放大后,由自由电子电位差计进行记录,然后根据电信号出现的时间和大小便可以定性定量的分析,所以色谱仪中的核心部分就是色谱柱和鉴定器,前者担负分离工作,后者担负电信号的转换工作。

(2) 色谱图

被分析的各种气体组分经过鉴定器将其浓度变为电信号,再由记录仪记录下来,并按先后次序排列成一个个的脉冲尖峰图,即“色谱图”。图3-28所示为一台变压器油中溶解气体的色谱图。

色谱图中一个脉冲峰表示一种气体组分,而峰的高度或面积则反映了该气体的浓度。所以从色谱图上对被分析的气体既可定性又可定量。首先是定性,色谱图有这样一个性质:从进样时开始算起,代表各组分的色谱峰的最高点出现的时间 t_r 是一定的,也就是说,在色谱柱、温度、载气流速一定时,各种气体都有一个确定的 t_r 值,叫做“保留时间”。事先用

已知的气体作为样品进入色谱仪，求得各种气体的 t_r 值。在以后重复的例行试验中，只要根据色谱图上各峰的先后次序和出峰的时间，就可断定哪个峰是什么气体。色谱峰的高度 (h) 或面积 ($A = 1.065h \times b/2$ ，其中 $b/2$ 为半峰宽) 表示了某种气体的浓度。一般用“外标法”来核，即以已知浓度的标准气体样品注入色谱仪，并根据它出峰的高度 (或面积) 按比例或由此得出的浓度与峰高 (或面积) 的关系曲线，求得该气体的确实的浓度。一般峰形尖窄时，用峰高来计算定量，但若峰形展得较宽，就要用面积来计算定量。

3. 分析判断标准

变压器油中气体含量注意值见表 3-14。

当溶解气体含量达到引起注意值时，可结合产气速率来判断有无内部故障，必要时，应缩短试验周期进行追踪分析。

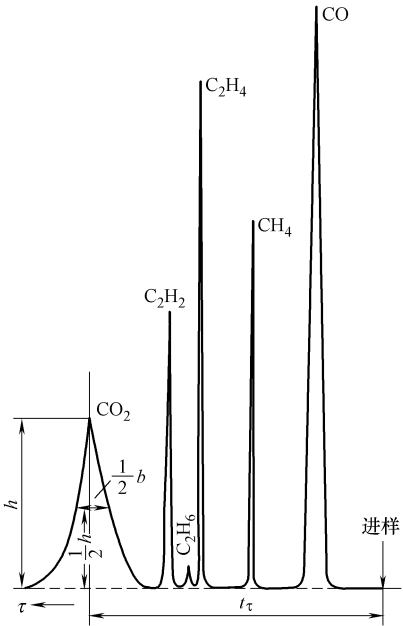


图 3-28 某变压器油中溶解气体的色谱图

表 3-14 变压器油中气体含量注意值

气体种类	总烃	乙炔	氢气
含量 ($\times 10^{-6}$)	150	5	150

第 4 章 高压断路器的试验方法及其结果分析与判断

高压断路器是在高电压下对电路进行快速开断或闭合的高压电器。为了其能够安全、可靠、迅速地完成任务，其绝缘应良好，动作性能应符合技术标准。因此，现场应按有关电气试验规程的要求，做好交接、预防性试验，同时可根据断路器在运行中存在的问题，安排临时性试验。目前，电力变配电系统中主要使用真空断路器和六氟化硫断路器，多油断路器已经淘汰，而少油断路器也在逐步退出市场。高压断路器主要试验项目有绝缘试验和特性试验。绝缘试验项目有测量绝缘电阻、测量泄漏电流、导电回路直流电阻试验和断路器的特性试验等。

4.1 高压断路器绝缘电阻及泄漏试验及结果的分析与判断

4.1.1 绝缘电阻试验的目的、测量方法和结果分析

测量绝缘电阻能够发现断路器的绝缘杆受潮、电弧烧伤和绝缘裂缝等缺陷。同时，还要测量分闸状态下，各断口间的绝缘电阻，主要检查断路器内部消弧装置是否受潮、烧伤等。测量绝缘电阻可使用 2500V 的手摇表或电摇表进行。将摇表上的“L”端接到被试设备的导体上，“E”端接到被试设备的外壳或地线上。测量时应分别测量合闸状态下导电部分对地的绝缘和分闸状态下断口之间的绝缘电阻。对额定电压为 35kV 及以下的断路器，在合闸时测量绝缘电阻，可以检查拉杆的胶木或瓷瓶以及其他部件的瓷绝缘；在分闸时测量绝缘电阻，又可检查内部消弧装置是否受潮、烧伤以及导向瓷瓶的绝缘情况。对于真空断路器在分闸状态下还可以反映灭弧筒内的真空度。

绝缘电阻试验结果是否合格，判断的标准可以参照出厂试验标准或根据设备的运行情况和历次试验结果进行比较分析。对于有机物制成的绝缘拉杆，交接试验标准规定其绝缘电阻在常温下不应低于表 4-1 的数值。如果分闸状态下的绝缘电阻比合闸状态下的绝缘电阻高得多，往往说明拉杆受潮。

表 4-1 有机绝缘拉杆绝缘电阻值

额定电压/kV	3 ~ 15	20 ~ 35	63 ~ 220	330 ~ 500
绝缘电阻/MΩ	1200	3000	6000	10000

4.1.2 泄漏电流试验的目的、试验方法及结果分析

断路器泄漏电流试验如图 4-1 所示。

由于少油断路器、空气断路器和六氟化硫断路器的 $\tan\delta$ 值不能有效地发现绝缘缺陷，所以，测量泄漏电流是 35kV 以上少油断路器、空气断路器和六氟化硫断路器的重要试验项

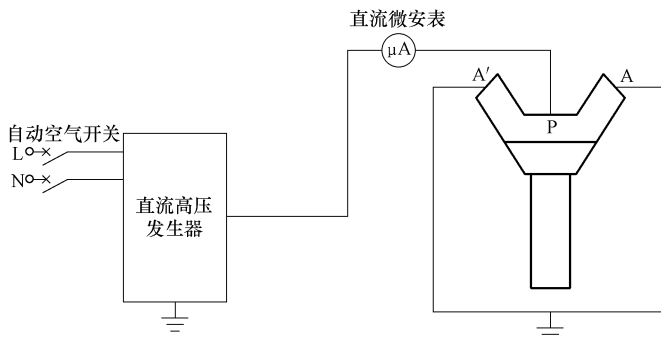


图 4-1 断路器泄漏电流试验

目之一。它可以发现断路器外表带有的危及绝缘强度的严重污秽、拉杆、绝缘油受潮、少油断路器灭弧室受潮劣化和碳化物过多等缺陷，以及空气断路器中因压缩空气相对湿度增高而带进潮气，在管内壁和导气管壁凝露等缺陷。

对于少油断路器、空气断路器及六氟化硫断路器，首先应在分闸位置按图 4-1 所示的接线进行测量。即 A、A' 两端接地，试验电压加至 P 点上，当泄漏电流超过标准值时，可进行分解试验，检查各部件绝缘是否符合标准。

交接试验标准规定：35kV 以上少油断路器的支持瓷套连同绝缘拉杆以及灭弧室每个断口，直流泄漏电流试验电压为 40kV，并在高压侧读取 1min 的泄漏电流值，测得的泄漏电流值不应大于 10μA。

预防性试验规程规定：40.5kV 及以上少油断路器的泄漏电流试验，每一元件的试验电压按表 4-2 的规定数值，要求泄漏电流一般不大于 10μA；252kV 以上少油断路提升杆（包括支持瓷套）的泄漏电流大于 5μA 时应引起注意。

表 4-2 少油断路器每一元件直流试验电压

额定电压/kV	40.5	72.5 ~ 252	≥363
直流试验电压/kV	20	40	60

4.2 高压断路器导电回路直流电阻试验及结果分析判断

4.2.1 测量断路器导电回路直流电阻的目的

断路器导电回路直流电阻，实际上包括套管导电杆电阻、导电杆与触头连接处电阻和动、静触头之间的接触电阻。前两者基本是固定值，而动、静触头之间的接触电阻，由于各种因素的影响（如触头表面氧化、触头之间残存有机机械杂物或碳化物、接触压力下降，接触面积减小、短路电流烧伤等），常常有所变化，所以测量每相导电回路电阻，实质上是检验动、静触头之间接触电阻的变化，进而判断触头是否良好。运行中，动、静触头之间的接触电阻往往会增大，使其在正常工作电流下发生过热，尤其是当通过故障短路电流时，可能会使触头局部更加过热，严重时，可能烧伤周围绝缘或造成触头烧熔黏结，从而影响断路器的跳闸时间和开断能力，甚至会发生拒动情况。因此，断路器在安装后、大小修及开断故障

电流三次以后，都要进行此项试验。

4.2.2 试验方法

断路器每相导电回路的电阻，应在直流电压下对每相两套管端头之间进行测量。测量的方法与变压器的直流电阻测量方法相同，可用电桥法或电压降法，具体试验步骤可参照变压器的直流电阻测量方法，或是参照相关直流电阻测试仪的说明。

4.2.3 注意事项

由于断路器触头之间接触电阻很小，都是微欧数量级，一般采用灵敏度较高的测试设备在断路器两侧进行测量，并严格按照测量方法步骤，减少测量误差。根据断路器的特点应注意以下事项：

1) 如果断路器是电动操作合闸的，应在电动合闸后测量导电回路电阻；只允许手动合闸的断路器，才可在手动合闸后进行测量。

2) 测量前，应先将断路器跳合几次，以冲破触头间的氧化膜，使之接触良好，从而使测量结果能够反映实际情况。

3) 消除测量引线和接触电阻的影响，导线应尽可能短粗、接触良好，最好用夹子夹在导体上；电桥的电流、电压引线接头，必须严格分开。

4) 测量时，应将断路器的跳闸机构卡死，防止因突然跳闸而损坏表计。

5) 如果断路器有主、辅触头或有并联支路，则应对并联的每一对触头分别进行测量。测量时，应在非被测的触头间垫以薄的绝缘物。

4.2.4 断路器导电回路直流电阻测量结果分析与判断

1) 断路器每相导电回路直流电阻的测量结果应符合相关制造厂家的规定。

2) 测得的结果与前次结果比较。如果超过一倍以上应对触头进行检查；三相之间差别较大时，应引起注意，必须仔细检查，进行处理。如果测量结果与制造厂家的数据差不多时，可将断路器跳合一次后，再重新测量，如果仍偏大应查明原因进行处理。

4.3 高压断路器特性试验的目的、方法

4.3.1 断路器的同期性试验的目的、方法

断路器分、合闸同期性是指分闸或合闸时三相不同期的程度，要求这种不同期程度越小越好。断路器分合闸严重不同期时将会造成线路或用电设备的非全相接入或切除，可能产生危及设备绝缘的过电压，对断路器的触头也会带来损伤，并造成变压器、发电机同期并列不良等。因此，在交接或大修后，必须对断路器进行三相同期性试验。试验一般采用同期灯泡指示法，也可根据现场条件采用三只电秒表或其他测试仪器同时测量三相动作时间。在此仅介绍同期灯泡指示法。灯泡指示法中有三灯法和六灯法，其接线如图 4-2 所示。其中，图 4-2a 为三灯法，适用于每相有一个静触头的断路器；图 4-2b 为六灯法，适用于每相有两个静触头的断路器。

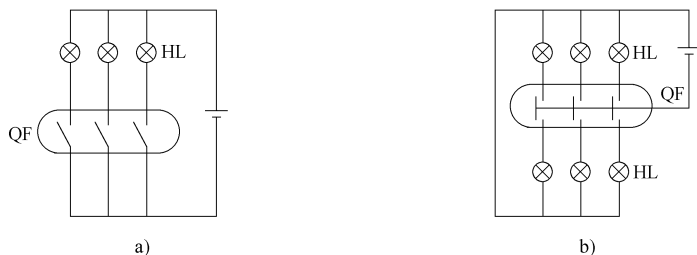


图 4-2 三灯法和六灯法的接线

a) 三灯法 b) 六灯法

试验时，由每相灯泡发亮的先后判断其三相的同期性。对于有两个静触头的断路器，除能判断三相同期性外，还能检查每一相两对动、静触头接触是否也同期。试验时，断路器应采用手动操作，缓慢地使动、静触头接触或分开，以便仔细观察灯泡明亮或熄灭的同时性，并在触头刚分或刚合的瞬间，在对应提升杆上做一记号，最后测量各记号间的相对距离，最先亮和最后亮灯泡之间的相对距离即为最大合闸（或分闸）误差。如果误差较大，则应进行调整，直到灯泡同时亮或同时灭为止。试验可用直流电源或低压 36V 交流电源；若用 220V 电源，应注意防止触电。

4.3.2 断路器的分、合闸时间测试

断路器的合闸时间，是指合闸接触器从接通合闸电源起至断路器动、静触头刚刚接触时的这段时间，实际上包括合闸接触器动作时间在内。

断路器的分闸时间是在分闸线圈接通分闸电源起至动、静触头刚刚分离时所需的这一段时间，它是断路器本身固有的，在实际运行中还包括一段灭弧时间。

对于低、中速断路器一般采用电秒表或是相关的测试仪来测量分、合闸时间，高速断路器则用电磁录波器进行测量。以下仅介绍电秒表的测量方法。

1) 合闸时间的测量。其测量接线示意图如图 4-3 所示，试验步骤如下：

① 合上交、直流电源，分别给电秒表和断路器操作机构送电。

② 合上单相刀开关 S，电秒表开始转动，同时合闸接触器动作，断路器合闸。当断路器的主触头接通后，电秒表停走，它所指示的时间即为本次断路器的合闸时间。

③ 拉开刀开关，记录时间。

④ 复位电秒表，重复试验三次，取三次的平均值作为该断路器的合闸时间。

2) 固有分闸时间的测量，其测量接线示意图如图 4-4 所示，其测量步骤如下：

① 合上交、直流电源，分别给断路器操作机构和电秒表送电。

② 合上单相刀开关 S，电秒表开始转动（开始计时），同时分闸线圈接通电源，断路器跳闸。当断路器动、静触头分开时，电秒表停走（停止计时），它所指示的时间即为本断路器的固有分闸时间。

③ 拉开刀开关 S，记录时间。

④ 复位电秒表，重复测量三次，取平均值作为该断路器的固有分闸时间。

在测量中要注意以下事项：

a. 刀开关 S 应保证操作灵活，接触良好。

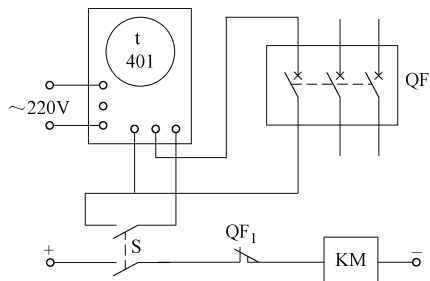


图 4-3 测量断路器合闸时间

接线示意图

t—电秒表 QF—被试断路器
KM—合闸接触器线圈 S—刀开关
QF₁—断路器的常闭辅助触点

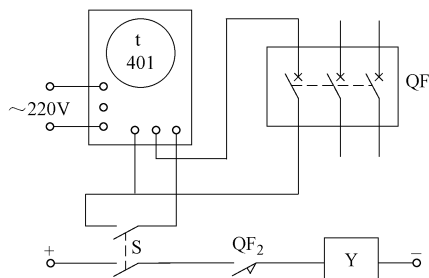


图 4-4 测量断路器固有分闸时间

测量的接线示意图

t—电秒表 Y—分闸线圈 QF—被试断路器
S—刀开关 QF₂—断路器的常开辅助触点

b. 合刀开关 S 时，动作要快，以免由于闭合时双刀开关的两刀片不同时闭合产生测量误差。

c. 断路器的合闸线圈、分闸线圈及合闸接触器线圈均按短时通电设计。试验时，线圈回路要串入辅助触点（图 4-3 的 QF₁ 和图 4-4 中的 QF₂），以保证断路器动作后，立即切断电源，以免烧坏线圈。

4.3.3 断路器操作机构试验

操作机构是保证断路器可靠工作的重要附属设备，对操作机构的试验检查是交接和大修试验的项目之一。其内容主要包括以下三项：

（1）测量线圈的直流电阻

断路器的操作机构一般都有合闸接触器线圈、合闸电磁铁线圈和分闸电磁铁线圈，测量这些线圈的直流电阻是检查其质量的有效方法。一般在相同温度下，用电桥法测量的结果与制造厂家试验值或以往测量值比较，应无明显差别。如果明显减小，则说明线圈有可能存在短路现象；如果明显增大，则可能是焊接不良或线圈有断线等缺陷，应消除或更换。

（2）测量线圈的绝缘电阻

检查操作机构线圈的绝缘状况，主要是用 500V 或 1000V 绝缘电阻表测量绝缘电阻，其绝缘电阻值要求不小于 1MΩ。

（3）测量操作机构的最低动作电压

断路器操作机构的最低动作电压是指断路器动作时，合闸接触器线圈或分闸电磁铁线圈端头上的最小电压值。为了防止断路器在运行中发生误动或拒动，在预防性试验规程中规定了断路器操作机构合闸接触器和分闸电磁铁的最低动作电压。

要求操作机构分、合闸电磁铁或合闸接触器端子上的最低动作电压在操作电压额定值的 30% ~ 65%。另外，在使用电磁操作机构时，合闸电磁铁线圈通流时的端电压为操作电压额定值的 80%（关合电流峰值等于或大于 50kA 时为 85%）时应可靠动作。

规定操作机构最低动作电压的高限，是为了在操作电源电压下降到某一程度时，断路器仍能可靠动作。规定动作电压的低限，是因为一般断路器的合闸接触器或分闸电磁铁线圈大

都串联有操作信号指示灯，操作前有灯泡电流流过线圈，为防止此电流造成误动作或拒绝返回，所以操作机构的最低动作电压不能低于规定值的下限。此外，通过最低动作电压的试验，还可以发现电磁铁心杆卡涩或线圈极性接线错误等缺陷。因此，在交接和大修时都要进行此项试验。

测量断路器操作机构最低动作电压的方法与步骤如下：

1) 测量接线：测量断路器操作机构最低动作电压接线示意图如图 4-5 所示。

2) 试验步骤：

① 先测量分闸线圈动作电压，试验电路输出电压接到分闸线圈 Y 上。

② 将断路器合闸，常开触点 QF₁ 闭合。

③ 合上刀开关 S₁。

④ 调整电压至额定电压的 30%。

⑤ 合上刀闸开关 S₂，此时断路器应不分闸，然后断开 S₂。

⑥ 将电压调整至 $0.65U_e$ 与 $0.3U_e$ 之间的某一值，再合上 S₂。此时，如断路器分闸，则可调低电压再试；如断路器不分闸，则可调高电压再试，直至找出断路器分闸的最低动作电压值。

⑦ 将 S₂ 改接到合闸接触器线圈 KM 上，在断路器分闸的情况下，重复上面的操作，直至指示出合闸接触器的最低动作电压值即为断路器合闸的最低动作电压。

在试验时应注意以下事项：

a. 实验时的实际接线应保证能使断路器动作后，立即切断电源，以免线圈长时间通电而烧毁。

b. 试验用电源容量必须足够，保证 S₂ 合上时电压值变化不大。

c. 断路器动作异常时，应重点检查电磁铁心杆等是否有机卡涩；如果线圈是由两个线圈组合成的，则应检查它们的极性连接是否正确。

d. 根据操作电压的大小，要适当选择可变电阻的数值，而且可变电阻的允许电流要大于操作机构的动作电流，否则 S₂ 闭合前电压表的指示也会明显变化，从而影响测量的准确性。

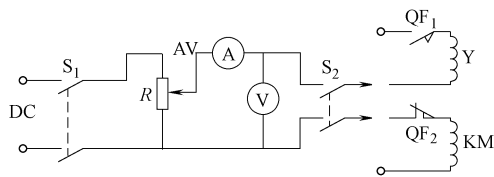


图 4-5 测量断路器操作机构最低动作电压接线示意图

DC—直流操作电源 S₁、S₂—单相刀开关

AV—调压器 QF₁、QF₂—断路器常开、常闭辅助触点 Y—断路器分闸线圈 KM—断路器合闸接触器线圈 R—可调电阻

第5章 互感器的试验方法及其结果分析与判断

电流互感器（CT）的工作原理与变压器完全相同，主要结构也由一次绕组、二次绕组和铁心组成。一次绕组串联于要测量的电流电路，而电流互感器的负载是仪表或继电器的电流线圈，它们全部串联后与电流互感器的二次绕组连接。当电流互感器一次绕组（匝数为 N_1 ）通以交流电流 I_1 时，在铁心中产生交变的磁通并沿铁心形成闭合的回路，同时绕在铁心中二次绕组（匝数为 N_2 ）产生感应电压和感应电流 I_2 。而电流互感器的一次绕组电流 I_1 由一次主回路决定，不受二次回路的影响；而二次电流 I_2 则主要决定于一次绕组的电流，但也受负载阻抗的影响。由于负载电流线圈的阻抗极小，故电流互感器在正常工作时，二次绕组接近于短路状态，此时，二次绕组产生的磁通势（ I_2N_2 ）与一次绕组磁通势（ I_1N_1 ）趋于平衡，所需的工作磁通势很小，一、二次绕组所产的磁通势在数值上近似相等。所以电流互感器的电流比可看成是一、二次绕组的匝数比（ $K = I_1/I_2 \approx N_2/N_1$ ）。

电流互感器的主要作用是将高压电路的电流或低压电路的大电流（一次），变为低压小电流（二次），以接入仪表或继电器及其他测量保护装置。二次电流的额定值为5A或1A，这样仪表或其他测量装置就可以小型化、标准化，同时由于电流互感器将仪表等与高压电器隔离，以及电流互感器二次绕组中性点的接地，也保证了测量的安全。

5.1 互感器的试验项目、周期和标准

电压互感器和电流互感器的试验项目主要包括以下内容：

5.1.1 测定绕组的绝缘电阻

此项目试验的周期为：①在大修时进行；②对于35kV及以下的1~3年进行一次；③对于63~110kV的1~2年进行一次。绝缘电阻值不作要求，可自行规定。

测量时，一次绕组用2500V的绝缘电阻表进行测量，二次绕组用1000V或2500V绝缘电阻表进行测量，非被试绕组应短路接地。

5.1.2 测定20kV及以上互感器一次绕组连同套管的介质损失角正切值 $\tan\delta$

此项试验的周期为：①在大修时进行；②对于35kV及以下的1~3年进行一次；③对于63~110kV的1~2年进行一次。

其标准为：电压互感器的 $\tan\delta$ 值（反接法）应不大于表5-1中所列数值；电流互感器20℃时的 $\tan\delta$ 值应大于表5-2中所列数值，并且与历年数据比较，不应有较大变化。

5.1.3 绕组连同套管一起对外壳的交流耐压试验

此项试验的周期为：①在大修后进行；②对于20kV以下的1~3年进行一次；③在必要时进行。互感器交流耐压试验电压标准见表5-3。非标准系列互感器交流耐压试验电压标

表 5-1 电压互感器 $\tan\delta$ (%) 的参考值

温度/℃		5	10	20	30	40
30kV 及以下	大修后	2.0	2.5	3.5	5.5	8.0
	运行中	2.5	3.5	5.0	7.5	10.5
30kV 以上	大修后	1.5	2.0	2.5	4.0	6.0
	运行中	2.0	2.5	3.5	5.0	8.0

表 5-2 电流互感器 20℃时 $\tan\delta$ (%) 的参考值

电压/kV		20 ~ 35	36 ~ 220	330 ~ 500
充油的电流互感器	大修后	3	2	
	运行中	6	3	
充胶的电流互感器	大修后	2	2	
	运行中	4	3	
胶纸电容式的 电流互感	大修后	2.5	2	
	运行中	6	3	
油纸电容式的 电流互感	大修后		1.0	0.8
	运行中		1.5	1.0

准见表 5-4。出厂试验电压与表 5-3 中标准不同的互感器，其试验电压应为制造厂出厂试验电压的 90%，但不得低于表 5-4 中的相应值。互感器全部更换绕组后，应按表 5-3 中的标准进行试验。

表 5-3 互感器交流耐压试验电压标准

额定电压/kV		3	6	10	15	20	35	60	110
最高工作电压/kV		3.5	6.9	11.5	17.5	23.0	40.5	69.0	126.0
电压互 感器	出厂试验电压/kV	24	32	42	55	65	95	140	200
	交接及大修/kV	22	28	38	50	59	85	125	180
电流互 感器	出厂试验电压/kV	24	32	42	55	65	95	155	250
	交接及大修/kV	22	28	38	50	59	85	140	225

表 5-4 非标准系列互感器交流耐压试验电压标准

额定电压/kV	3	6	10	15	20	35	44	63
试验电压/kV	15	21	30	38	47	72	87	120

5.1.4 油箱和套管中绝缘油的试验

试验应按《电气设备预防性试验规程》中的绝缘油的标准和规定进行。

5.1.5 测量铁心夹紧螺栓（可接触到的）的绝缘电阻

此项试验在吊心或吊罩时进行。其绝缘电阻值可自行规定。测量时用 2500V 绝缘电阻表

进行，穿心螺栓一端与铁心连接，测量时应将连接片断开（不能拆开的可不进行）。

5.1.6 测量电压互感器一次绕组的直流电阻

此项试验在大修时进行。其标准为：测量值与制造厂或以前测得的数值比较，应无明显差别。

5.1.7 测量 1000V 以上电压互感器的空载电流

此项试验在必要时进行。对于中性点不接地系统的电压互感器，在额定线电压时的空载电流应不大于最大允许负荷电流。

5.1.8 检查三相互感器的联结组标号和单相互感器引出线的极性

此项试验应在更换绕组后或接线变动后进行。其标准为：检查出的组标号或极性必须与铭牌记载或外壳上的符号相符。

5.1.9 测量互感器各分接头的变比

此项试验应在更换绕组后或接线变动后进行。其标准为：测得的变比与铭牌相比，不应有明显变化。

5.1.10 测量电流互感器的励磁特性曲线

此项试验在必要时进行。其标准为：测得的励磁特性曲线与同类型电流互感器的特性曲线相比，不应有较大差别。此项试验仅对继电保护有要求者进行。

5.1.11 局部放电试验

此项试验的周期为：①35kV 固体绝缘互感器在必要时进行；②110kV 及以上的充油互感器在必要时进行。其标准为：对固体绝缘互感器：电压为 $1.1U_m/\sqrt{3}$ 时，放电量不大于 100pC；对充油互感器：电压为 $1.1U_m/\sqrt{3}$ 时，放电量不大于 20pC（ U_m 为设备的最高电压）。

5.2 互感器绝缘试验的目的、方法及其结果分析

5.2.1 测量互感器的绝缘电阻

1. 测量电压互感器绕组的绝缘电阻

测量电压互感器绕组的绝缘电阻的主要目的是检查其绝缘是否有受潮或老化的缺陷。

测量时，一次绕组用 2500V 绝缘电阻表，二次绕组用 1000V 或 2500V 绝缘电阻表，非被测绕组应接地。试验结果可与历次试验数据比较，进行综合分析判断。一般情况下，一次绕组的绝缘电阻不应低于出厂值或历次测量值的 60%；二次绕组一般不低于 $10M\Omega$ 。当电压互感器吊心检查修理时，应用 2500V 绝缘电阻表测量铁心夹紧螺栓的绝缘电阻，其值一般不应低于 $10M\Omega$ 。

测量绝缘电阻时，还应考虑排除空气湿度、互感器表面脏污、温度等对绝缘电阻的

影响。

2. 测量电流互感器绕组的绝缘电阻

测量电流互感器绕组的绝缘电阻的目的和方法与电压互感的相同。对电流互感器而言,除应测量一次绕组对二次绕组及地,二次绕组对地的绝缘电阻外,对于有末屏端子引出的电流互感器,还应测量末屏对二次绕组及地的绝缘电阻。《规程》要求:①绕组的绝缘电阻与初始值及历次数据比较,不应有明显变化;②电容型电流互感器末屏对地绝缘电阻一般不低于 $1000\text{M}\Omega$ 。

5.2.2 测量电压互感器的介质损失角正切值 $\tan\delta$ 和电容量

对 35kV 及以上电压互感器,测量一次绕组的介质损失角正切值 $\tan\delta$,能灵敏地发现绝缘受潮、劣化及套管绝缘损坏等缺陷。

1. 串级式电压互感器 $\tan\delta$ 的测量

如图 5-1 所示的 220kV 串级式电压互感器原理图,说明串级式电压互感器 $\tan\delta$ 的试验方法。

如图 5-1 所示,串级式电压互感器为分级绝缘,运行时其首端“A”接于运行电压,而末端“X”接地。一次绕组分成四段,绕在两个铁心上。两个铁心被支撑在绝缘支架上,铁心对地电压分别为 $3U/4$ 和 $U/4$,一次绕组最末一个静电屏(共有 4 个静电屏)与末端“X”相连接,末静电屏外是二次绕组 ax 和辅助二次绕组。末端“X”与 ax 绕组运行中的电位差为 $100/\sqrt{3}\text{V}$,它们之间的电容量约占整体电容量的 80%。 110kV 串级式电压互感器的结构和绕组布置与 220kV 的类似,一次绕组共分两段,只有一个铁心,铁心对地电压为 $U/2$ 。测量串级式电压互感器 $\tan\delta$ 和电容的方法主要有:常规试验法、自激法、末端屏蔽法、末端加压法。试验接线如图 5-2 ~ 图 5-5 所示。

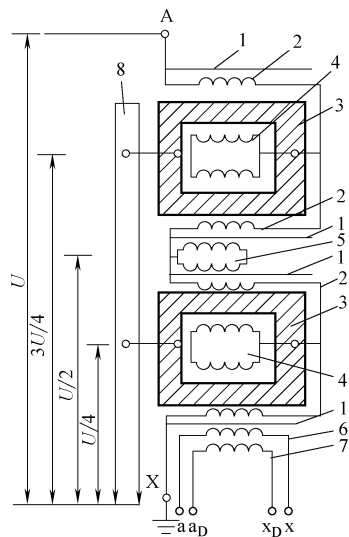


图 5-1 220kV 串级式电压互感器原理图

1—静电屏 2—一次绕组 3—铁心 4—平衡绕组
5—连耦绕组 6—二次绕组
7—辅助二次绕组 8—支架

1) 测量串级式电压互感器 $\tan\delta$ 的常规法(反接法)的试验接线如图 5-2 所示,测量得到的一次绕组 AX 与二次绕组 ax ,辅助二次绕组 a_Dx_D 及一次绕组 AX 与底座和二次端子板的综合绝缘的 $\tan\delta$,包括一、二次绕组间绝缘支架、二次端子板绝缘的 $\tan\delta$ 。由互感器结构可知,下铁心下心柱上的一次绕组外包一层 0.5mm 厚的绝缘纸,其上绕二次绕组 ax ,而在二次绕组外再包上一层 0.5mm 厚的绝缘纸,其上绕辅助二次绕组 a_Dx_D 。常规法测量时,下铁心与一次绕组等电位,故为测量 $\tan\delta$ 的高压电极,其余为测量电极,其极间绝缘较薄,因此电容量相对较大,即测得的 $\tan\delta$ 和电容量中绝大部分是一次绕组(包括下铁心)对二次绕组间的电容量和 $\tan\delta$ 值。当互感器进水受潮时,水分一般沉积在底部,且铁心上绕组端部易于受潮。所以常规法对监测其进水受潮,还是有效的。测量电压互感器的 $\tan\delta$ 和电容的接线方式见表 5-5。

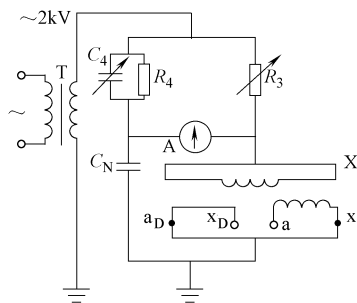


图 5-2 测量串联式电压互感器 $\tan\delta$ 的常规法（反接法）的试验接线

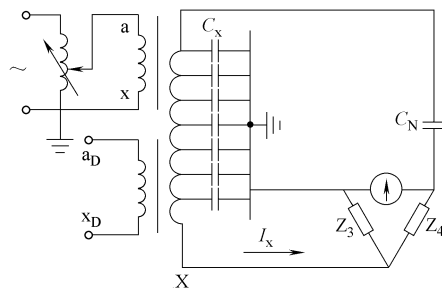


图 5-3 测量串联式电压互感器 $\tan\delta$ 的高压自激法（反接法）的试验接线

表 5-5 测量电压互感器的 $\tan\delta$ 和电容的接线方式

序号	试验方法	图号	西林（QS1）电桥接线方式			被试品接线方式				被测绝缘部位				测量结果
			接式方式	Cx 端的连接	“E”端的连接	加压端和试验电压	接地端	悬浮端	底座	绕组间	支架	二次端子	三次端子	
1	末端加压法	图 5-5a	正接线	x, x _D			A	a _D , a		√		√	√	
2		图 5-5b	正接线	x _D	地	x 加 2 ~ 3kV	A, x	a _D , a	接地	√		√	√	
3	末端屏蔽法	图 5-4a	正接线	x, x _D	地	A 加 10kV (限于 C _N)	X	a _D , a	绝缘	√				C ₁ , $\tan\delta_1$
4		图 5-4b	正接线	x, x _D , 底座	地		X	a _D , a		√	√			C ₁ , $\tan\delta_2$
5		图 5-4c	正接线	底座	地		X, x, x _D	a _D , a			√			C ₁ , $\tan\delta_3$
6	常规法	图 5-2	正接线	ax, a _D x _D	地	AX 加 10kV			绝缘	√	√	√	√	
7			正接线	ax, a _D x _D	地	AX 加 10kV			接地	√		√	√	
8			正接线	ax	a _D x _D , 地	AX 加 10kV			接地	√		√		
9			正接线	a _D x _D	ax, 地	AX 加 10kV			接地	√			√	
10			正接线	底座	ax, a _D x _D 地	AX 加 10kV			绝缘		√			
11			反接线	AX	ax, a _D x _D	通过 E 端加 2 ~ 3kV 至 AX	ax, a _D x _D		接地		√	√	√	
12			反接线	AX			ax, a _D x _D		接地	√	√	√	√	

注：1. 表中“√”为做此试验；

2. 当用末端加压法和末端屏蔽法试验时，被试电容 C_x 的计算式为 $C_x = (1/k) \times (R_4/R_3) C_N$ ；式中 k 是试验时二、三次绕组（ax, a_Dx_D）所在铁心的电位与试验电压的比值。

常规法试验时,考虑到接地末端“X”的绝缘水平和 QS1 电桥的测量灵敏度,试验电压一般选择为 2kV。

现场常规法测量 $\tan\delta$ 的试验结果主要有以下两种:

① $\tan\delta$ 大于规定值。这既可能是互感器内部缺陷如进水受潮等引起的,也可能是由于外瓷套和二次端子板的影响引起的,一般受二次端子板影响的可能性较大。若试验时相对湿度较大,瓷套表面脏污,还应注意外瓷套表面状况对测量结果的影响。如确认没有上述影响,则可认为互感器内部存在绝缘缺陷。

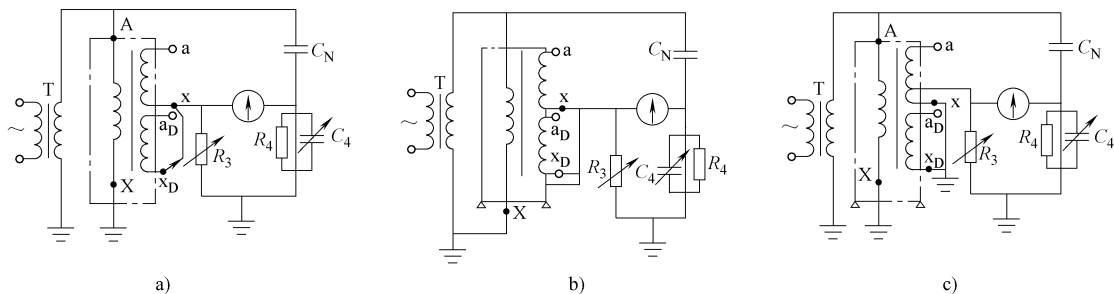
② $\tan\delta$ 小于规定值。一般认为此时绕组间和绕组对地绝缘良好。但应注意,由于绝缘支架电容量仅占测量时总电容的 $1/2 \sim 1/100$,因此实测 $\tan\delta$ 将不能灵敏地反映支架的绝缘状况。这就是说,即使总体 $\tan\delta$ (一次绕组对二次绕组及地)合格,也不能表明支架绝缘良好。而运行中支架受潮和分层开裂所造成的爆炸事故相对较多,故必须监测支架在运行中的绝缘状况。这一问题常规法所不能解决的,为此有必要选择其他的试验方法。

2) 测量串级式电压互感器 $\tan\delta$ 的高压自激法(反接法)的试验接线如图 5-3 所示。自激法测量 110kV 及以上串级式电压互感器绕组间、绕组对地的介质损失角正切 $\tan\delta$ 时,不需外加试验用电压互感器,只要给被试互感器二次绕组(一般为辅助二次绕组 a_Dx_D)施加一较低电压(一般考虑使一次电压不超过 $5 \sim 10kV$),利用互感器本身的感应关系,即可在高压绕组上产生一个较高的试验电压。此时一次绕组中的电压分布与实际运行情况相似,高压端子承受全部试验电压,而其末端只承受 QS1 电桥 R_3 上的电压降(一般不超过 1V),既满足了测量 $\tan\delta$ 对试验电压的要求,又不会损坏弱绝缘的末端。由于末端电位接近于地电位,所以二次端子板的影响可以略去不计。

用自激法测量 $\tan\delta$ 时加压绕组可选辅助二次绕组 ax ,标准电容器 C_N 选用 QS1 电桥配套 BR-16 型电容器,不加压二次绕组 ax 一端接地,一端悬空。此时测量的是一次绕组对地的分布电容 C_X ,而且沿一次绕组各点对地电压不相等。由于测量时一次绕组电位分布与常规法测量时不同,因此测得的电容量和 $\tan\delta$ 与常规法测量的结果也不相同。应当指出,用自激法测量串级式互感器的 $\tan\delta$ 时,只要被试绝缘有一点接地,即可采用 QS1 型西林电桥的侧接线法测量。由 QS1 电桥测量原理分析可知,侧接线法测量时除了有外电场干扰外,还有电源间的干扰和杂散阻抗的影响。因此其测量数据分散性及误差较大,而且自激法同常规法一样,不能较准确地测量出绝缘支架的介质损失,现场一般很少采用。

3) 测量串级式电压互感器 $\tan\delta$ 的末端屏蔽法试验接线如图 5-4 所示。测量时被试互感器一次绕组 A 端加高压,末端 X 接电桥屏蔽(正接线时 X 端接地)。这一试验方法能排除由于 X 端小套管或二次端子板脏污、受潮、有裂纹所产生的测量误差,从而能较真实地反映互感器内部的绝缘状况。其不足在于一次绕组对地部分的部分电容因被屏蔽而未测入。

在现场用末端屏蔽法测量 $\tan\delta$ 时,因为试品电容 C_X 太小,试品表面状况、气候条件及周围干扰的影响相对较大,不易测准。当试品电容 C_X 过小时,桥臂 R_4 电阻固定为 3184Ω , $C_N = 50pF$, R_3 可能很大,有时甚至超过 QS1 电桥的桥臂电阻 R_3 的最大值 ($R_3 < 11111.2\Omega$)。为解决这一问题,一般是在 R_4 臂上并联电阻,这样在试品电容不变时可以减小 R_3 值,使 QS1 电桥能够满足试验要求。由 QS1 电桥测量原理可知,当 R_4 上并联外附电阻,而使其值变为 KR_4 时,则电桥的实测值 $\tan\delta$ 已不能代表试品真实值,试品真实值 $\tan\delta = K\tan\delta_m$ 。

图 5-4 测量串级式电压互感器 $\tan\delta$ 的末端屏蔽法试验接线a) 末端屏蔽法试验接线 b) 末端屏蔽法测量支架与线端并联 $\tan\delta$ 的接线c) 末端屏蔽法直接测量支架 $\tan\delta$ 的接线

应当指出, 采用末端屏蔽法测量时, 不能将被试互感器二次绕组 ax 及 a_Dx_D 短接后接 C_X 。这是因为串级式电压互感器空载试验 (二次未接负载) 时, 高压绕组 AX 上的电压分布是均匀的, 保证了二次绕组上任一点的电压不仅数值上小于一次绕组的电压, 而且相位一致, 即被试支路电压与标准支路电压方向一致 (这是对 QS1 电桥保证测量准确性的基本要求)。如果测量时将互感器二次绕组短路, 施加 $5kV$ 及以下试验电压时高压绕组电流以毫安计, 电桥仍能进行测量, 但测量误差很大。因为互感器二次绕组短路后, 一次绕组电压分布就不再像空载时那样均匀了, 而是自上而下逐级降低, 且电压相位也逐点不同, 从而引起测量误差。

末端屏蔽法测量时一次绕组空载, 其励磁感抗和铁损感抗并联在电源之间, 并未包括在测量回路及结果中, 所以不会引起测量误差增大。

实测表明, 当互感器进水受潮时, 末端屏蔽法较常规法测得的 $\tan\delta$ 值要大。这说明末端屏蔽法对发现互感器进水受潮较常规法要灵敏。因为互感器进水受潮后, 水分沉积到下部, 下铁心及其端部绕组易于受潮, 而绕组内部受潮相对就不那么严重。末端屏蔽法测的正是一般易于受潮的下铁心对二次绕组端部绝缘, 即 $\tan\delta$ 较大的部分的绝缘。

用末端屏蔽法还可以直接测量绝缘支架的 $\tan\delta$, 试验接线如图 5-4c 所示。应当指出, 由于支架的电容量很小 (一般为 $10 \sim 25pF$), 因此按图 5-4c 直接测量的灵敏度较低, 在强电场干扰下往往不易测准, 建议使用间接法, 即按图 5-4a、b 所示接线进行两次测量后 (两次测量值分别为 $C_1, \tan\delta_1; C_2, \tan\delta_2$), 按下式计算出绝缘支架的电容 C 和介质损失角正切值 $\tan\delta$:

$$C = C_2 - C_1$$

$$\tan\delta = \frac{C_2 \tan\delta_2 - C_1 \tan\delta_1}{C_2 - C_1} \quad (5-1)$$

4) 末端加压法的试验接线如图 5-5a 所示。测量时, 一次绕组的高压端 A 接地, 末端 X 施加试验电压 (不应超过 $3kV$, 一般为 $2 \sim 3kV$), 二次绕组开路; x, x_D 或 a, a_D 接 QS1 电桥 C_X 线。

末端加压法主要检测的是互感器一、二次绕组间的电容和 $\tan\delta$ 。由于 A 端接地, 相当于一个接地屏蔽罩, 被试品电容远大于末端屏蔽法所测得的电容, 因而使得现场测试结果几乎

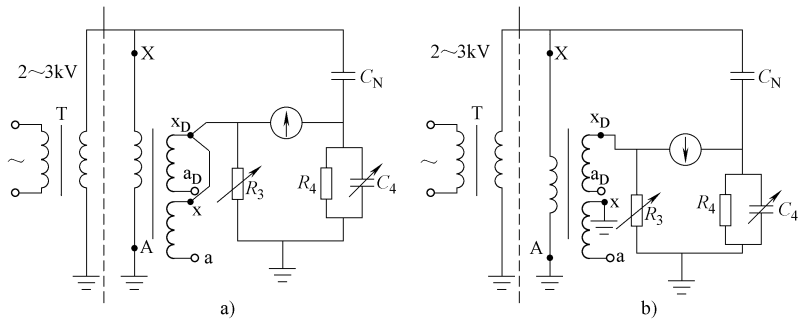


图 5-5 测量串级式电压互感器 $\tan\delta$ 的末端加压法试验接线
a) 末端加压法试验接线示意图 b) 末端加压法测量绕组端部 $\tan\delta$ 的接线示意图

不受干扰。另外，由于 A 端接地，因而试验时可不拆开互感器顶端与避雷器等设备的高压引线，减少了试验时的工作量。

应当指出，末端加压法同常规法一样，测量结果易受二次接线板的影响，而且对绕组端部绝缘受潮反应不灵敏。

《规程》中建议对串级式电压互感器的 $\tan\delta$ 试验方法采用末端屏蔽法。

测量串级式（分级绝缘）电压互感器 $\tan\delta$ 的试验标准见表 5-6。

表 5-6 测量串级式（分级绝缘）电压互感器 $\tan\delta$ 的试验标准

电压等级	试验方法		交接大修后（%）	运行中（%）
35kV 及以下	常规试验方法		3.5	5.0
35kV 以上	末端加压法	按图 5-5a 接线	2.5	3.5
		按图 5-5b 接线	3.5	5.0
	末端屏蔽法	本体，按图 5-4a 接线	3.5	5.0
		绝缘支架，按图 5-4a、b、c 接线	5.0	10.0
	自激法		2.5	3.5

2. 电容式电压互感器 $\tan\delta$ 的测量

电容式电压互感器由电容分压器、电磁单元（包括中压互感器、电抗器）和接线端子盒组成。电容式电压互感器原理接线示意图如图 5-6 所示。还有一种电容式电压互感器是单元式结构，即电容分压器和中压互感器分别独立，现场组装。这种电容式电压互感器的 $\tan\delta$ 试验，可按第 8 章介绍的耦合电容器 $\tan\delta$ 试验及本章介绍的串级式电压互感器 $\tan\delta$ 试验分别进行。本节不再介绍。

另有一种电容式电压互感器为整体式结构，分压器和中压互感器合装在一个瓷套内，无法使电磁单元同电容分压器两端断开。这种电容式电压互感器分为瓷套上有 A 端子（中压互感器高压侧与电容分压器连接端）引出的和瓷套上没有 A 端子引出的两种。本节将介绍这两种类型的电容式电压互感器 $\tan\delta$ 的测量方法。

1) 没有 A 端子引出的电容式电压互感器 $\tan\delta$ 和 C 的测量。

没有 A 端子引出的电容式电压互感器 $\tan\delta$ 测量接线如图 5-7 ~ 图 5-9 所示。三种测量接线分别测量主电容 C 及 $\tan\delta$ 值。

① 测量 C_1 、 $\tan\delta_1$ 接线示意图如图 5-7 所示。该接线采用自激法，由中压互感器辅助二次绕组加压， X_T 点接地，按 QS1 电桥正接线测量，分压电容 C_2 的“ δ ”点接高压电桥的标准电容器 C_N 的高压端，主电容 C_1 的高压端接高压电桥的 C_X 线。由于“ δ ”点的绝缘水平较低，所以试验电压不宜超过 3kV。这种情况下， C_2 与标准电容 C_N 串联组成标准支路。一般 C_N 的 $\tan\delta \approx 0$ ，而 $C_2 \gg C_N$ ，因此 C_2 与 C_N 串联的介质损耗为

$$C'_N = \frac{C_2 C_N}{C_2 + C_N} \approx C_N$$

$$\tan\delta = \frac{C_2 \tan\delta_{\text{ser}} + C_N \tan\delta_2}{C_2 + C_N} \approx 0 \quad (5-2)$$

所以标准支路中串有 C_2 并不影响测量结果。

中压互感器的一次电流 $I_1 = \omega C_1 U$ ，设 $C_1 = 8000\text{pF}$ ， $U = 3000\text{V}$ ，则 $I_1 = 0.009\text{A}$ 。考虑到 R_3 的值要求大于 50Ω ，QS1 电桥分流器位置可选择在 0.025 档。

② 测量 C_2 、 $\tan\delta_2$ 接线示意图如图 5-8 所示。该接线类似于 C_1 、 $\tan\delta_1$ 的测量接线，只是标准支路为 C_1 与 C_N 串联， C_2 的“ δ ”，端子接电桥 C_X 线，仍由中压互感器辅助二次绕组加压， X_T 点接地，按正接线测量。由于 C_2 电容较大，加压时应考虑容升电压。中压互感器一次绕组与辅助二次绕组的电压比为 13000/100V，一次电压为 10kV 时，辅助二次绕组 $a_f x_f$ 的电压为 77V。此时互感器的一次电流 $I_1 = \omega C_2 U$ ，取 $C_2 = 35000\text{pF}$ ， $U = 10\text{kV}$ ，则 $I_1 = 0.11\text{A}$ ，电桥分流器可选择在 0.15 档进行测量。此时总功率 $P = UI_1 = 1100\text{W}$ 。实际测量时，中压互感器一次额定电压为 13000V，一次绕组为 0.35mm 漆包线，能满足电源容量要求。

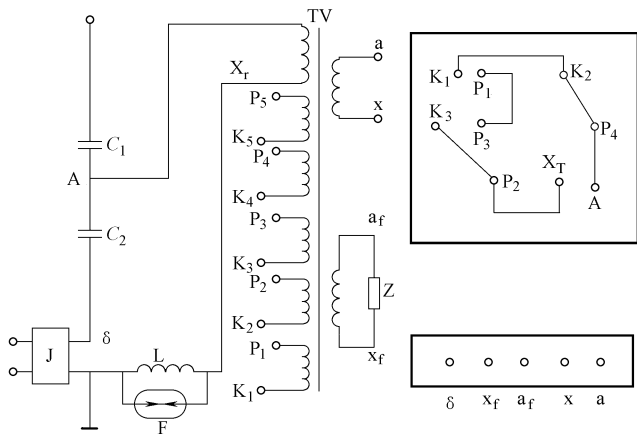


图 5-6 电容式电压互感器原理接线示意图

C_1 —主电容 C_2 —分压电容 L —补偿电抗器 Z —阻尼器

TV—中压互感器 F —保护间隙 J —载流装置

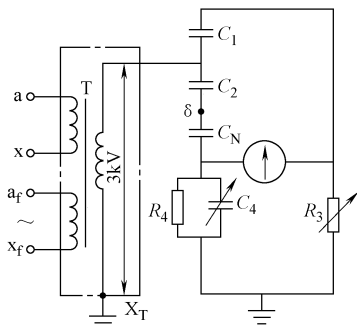


图 5-7 测量 C_1 、 $\tan\delta_1$ 接线示意图

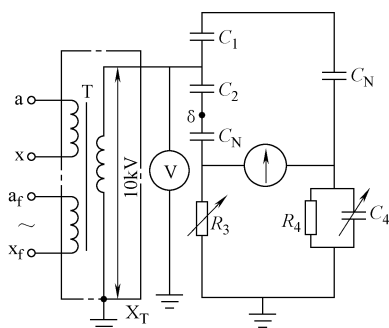


图 5-8 测量 C_2 、 $\tan\delta_2$ 接线示意图

但由于被试电容 C_2 容量较大, 电桥测量灵敏度相对较高, 所以现场一般采用较低电压 (4kV 以下) 进行测量。

③ 中压互感器 $\tan\delta_{TV}$ 和电容 C_{TV} 的试验接线和等值电路如图 5-9 所示。 C_2 和中压互感器一次绕组并联, 在过电压条件下 C_2 易于损坏, 且由于互感器一次绕组线径较细, 往往比 C_2 更容易被烧坏。互感器一次绕组是否短路或断路, 在测量 C_1 、 $\tan\delta_1$, C_2 、 $\tan\delta_2$ 时, 可用中压互感器励磁加压来发现。

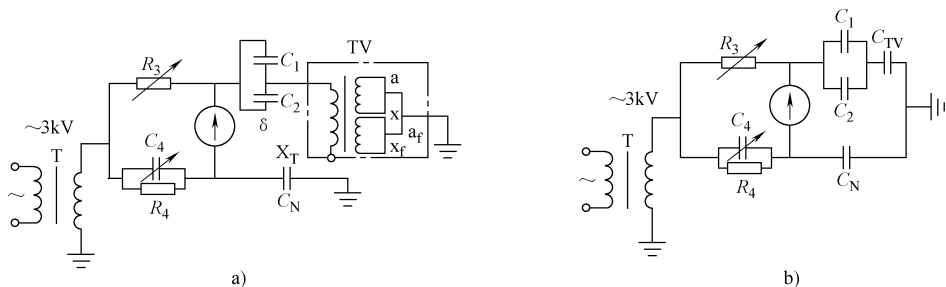


图 5-9 中压互感器 $\tan\delta_{TV}$ 和电容 C_{TV} 的试验接线和等值电路

a) 试验接线图 b) 等值电路

测量中压互感器的 C_{TV} 和 $\tan\delta$ 时, 将 C_2 末端“ δ ”点与 C_1 首端相连, X_T 悬空, 中压互感器二次绕组短路接地, QS1 电桥按反接线, C_X 线接 C_2 末端与 C_1 首端短接线, 由于受“ δ ”点绝缘水平的限制, 试验电压不宜超过 3kV。这种接线测得的是 C_1 与 C_2 并联后再与 C_{TV} 的介质损失角正切 $\tan\delta$ 。测得的 $\tan\delta$ 值为

$$\tan\delta = \frac{C_{TV} \left(\frac{C_1 \tan\delta_1 + C_2 \tan\delta_2}{C_1 + C_2} \right) + (C_1 + C_2) \tan\delta_{TV}}{C_1 + C_2 + C_{TV}} \quad (5-3)$$

由于 $C_1 + C_2 \gg C_{TV}$, 所以 $\tan\delta \approx \tan\delta_{TV}$, 即测得的介质损失角正切可近似认为是中压互感器一次绕组对铁心、外壳和二次绕组的介质损失角正切。

2) 有 A 端子引出的电容式电压互感器 C 和 $\tan\delta$ 的测量。

近年来, 国内新生产的电容式电压互感器, 将其中压互感器与分压电容 C_2 的连接点 A 从瓷套内引出, 以方便各部分介质损耗的测量。

测量有 A 端子引出的电容式电压互感器的主电容 C_1 、 $\tan\delta_1$, 分压电容 C_2 、 $\tan\delta_2$ 时, 将 A 端子接地, QS1 电桥采用反接线, C_X 线分别连接 C_1 高压端和 C_2 的“ δ ”端, 即可分别测出 C_1 、 $\tan\delta_1$ 和 C_2 、 $\tan\delta_2$ 。同样应注意, 测量 C_2 、 $\tan\delta_2$ 时, 受“ δ ”点绝缘水平限制, 加压不宜超过 3kV。

测量有 A 端子引出的电容式电压互感器的中压互感器 $\tan\delta$ 时, 应将 X_T 接地打开, 二次绕组短路接地, 电桥 C_X 接 A 端子, C_1 高压端和 C_2 的“ δ ”端接电桥屏蔽线, 用反接线测量, 加压不宜超过 3kV。

3) 电容式电压互感器 C 和 $\tan\delta$ 的试验标准。电容式电压互感器的电容分压器部分 (主电容 C_1 , 分压电容 C_2) 试验标准同耦合电容器。中压互感器的 $\tan\delta$ 值与初始值比较不应有明显变化。

由上述分析可以看出, 电容式电压互感器由于结构上的原因, 给现场的 $\tan\delta$ 测量带来

较大的困难，但通过合理地改变试验接线，仍可以进行正确的测量。

5.2.3 测量电流互感器的介质损失角正切 $\tan\delta$ 和电容量

测量 35kV 及以上电流互感器一次绕组的介质损失角正切 $\tan\delta$ ，能发现绝缘受潮、劣化及套管绝缘损坏等缺陷。

1. 串级式电流互感器介质损失角正切 $\tan\delta$ 和电容量 C 的测量

35 ~ 110kV 级的电流互感器，多为串级式结构。这类电流互感器没有末屏端子引出，现场测量 C 和 $\tan\delta$ 可按 QS1 电桥正接线测量一次绕组对二次绕组的 $\tan\delta$ ，也可按 QS1 电桥反接线测量一次绕组对二次绕组及外壳的 $\tan\delta$ 。

用正接线测量时，一次绕组加高压，二次绕组短路（引线拆除）后，接电桥 C_X 线。反接线时， C_X 线接高压及一次绕组、二次绕组短路接地。

不同试验接线时的 $\tan\delta$ 的测量结果见表 5-7。

表 5-7 不同试验接线时的 $\tan\delta$ 的测量结果

QS1 电桥正接线				QS1 电桥反接线	
一次绕组对二次绕组（外壳接地）		一次绕组对二次绕组及外壳（垫绝缘）		一次绕组对二次绕组及外壳地	
C_X/pF	$\tan\delta$ (%)	C_X/pF	$\tan\delta$ (%)	C_X/pF	$\tan\delta$ (%)
51	3.4	57.3	3.5	82	2.1

由表 5-7 可以看出，反接线测得的 $\tan\delta$ 远小于正接线测量值。而反接线测得的 C_X 值则大于正接线值。造成这种现象的主要原因是：正接线测量的是一次绕组对二次绕组或一次绕组对二次绕组及外壳的 $\tan\delta$ ，实际是试品的一次绕组对二次绕组或一次绕组对二次绕组及外壳之间绝缘的 $\tan\delta$ ，而一次绕组对周围接地部分的电容则未被测入。而反接线时这部分电容则被测入。由表 5-7 还可以看出，一次绕组对二次绕组的电容量为 51pF，而一次绕组对二次绕组及外壳的电容量为 57.3pF，即一次绕组对外壳的电容量仅为 6.3pF。这个电容主要是部分油及瓷套的电容。由于这部分电容很小，使得正接线时一次绕组对二次绕组的 $\tan\delta$ 与一次绕组对二次绕组及外壳的 $\tan\delta$ 近似相等（分别为 3.4 和 3.5）。因此，按 QS1 电桥正接线测量一次绕组对二次绕组的 $\tan\delta$ 可以发现互感器进水、受潮等缺陷。反接线测量时，一次绕组对周围接地部分的电容为 $82 - 57.3 = 24.7\text{pF}$ ，占反接线测量时总电容的 $24.7/82 \times 100\% = 30\%$ 。而这部分介质主要是空气。空气的介质损失 $\tan\delta$ 很小，一般为 $0.1\% \sim 0.2\%$ ，造成整体 $\tan\delta$ 偏小，不能灵敏地反映电流互感器的绝缘状况。因此，在现场测量中，应以正接线测量的结果作为分析、判断设备绝缘状况的主要依据。

由于 35 ~ 110kV 电流互感器电容量很小，现场测量 $\tan\delta$ 时电场干扰十分强烈。根据电场干扰下 $\tan\delta$ 测量的原理可知，电场干扰下正接线测量较反接线测量准确，抗干扰能力强。对于部分对测量 $\tan\delta$ 电场干扰不强的电流互感器，还可以不拆一次绕组引线用正接线进行测量，减少了试验工作量。

现场正接线测量（即一次绕组对二次绕组）时，测得的 $\tan\delta$ 反应互感器套管内、外壁及支架绝缘状况不灵敏。因此，当采用正接线而不用反接线测量 $\tan\delta$ 时，应当认真进行一次绕组对地绝缘电阻试验，当绝缘电阻偏低时，应再用反接线测量一次 $\tan\delta$ 。若反接线测得

$\tan\delta$ 大于正接线测得的值，则要考虑互感器内、外壁及支架的绝缘状况是否有问题。

2. 电容型电流互感器介质损失角正切 $\tan\delta$ 和电容量 C 的测量

这类互感器有供测量用的 $\tan\delta$ 末屏端子引出，现场测量时可方便地使用 QS1 电桥正接线进行电容量 C_X 和 $\tan\delta$ 的测量。测量时一次绕组加压，二次绕组短路接地，电桥 C_X 线接末屏端子。这时测得的是一次绕组对末屏的 $\tan\delta$ 和 C_X 值。

电流互感器进水受潮后，水分一般沉积在底部，最先使底部和末屏受潮。因此《规程》要求，当末屏对地绝缘电阻小于 $1000M\Omega$ 时，应在测量一次绕组对末屏主绝缘 C_X 和 $\tan\delta$ 的同时，用 QS1 电桥反接线，末屏接高压 C_X 线，加压 2kV，互感器二次绕组短路接地，一次绕组接电桥的屏蔽“E”端，末屏对地的 $\tan\delta$ （%）应不大于 2。

3. 电流互感器 $\tan\delta$ 和 C_X 的试验标准

《规程》规定了各类电流互感器 $\tan\delta$ （%）和 C_X 的试验标准，见表 5-8。

表 5-8 电流互感器 $\tan\delta$ （%）和 C_X 的试验标准

1) 绝缘 $\tan\delta$ （%）不应大于下列数值，且与历年数据比较，不应有明显变化				
电压等级/kV		20 ~ 35	66 ~ 110	220
大修后	油纸电容型	—	1.0	0.7
	充油型	3.0	2.0	—
	胶纸电容型	2.5	2.0	—
运行中	油纸电容型	—	1.0	0.8
	充油型	3.5	2.5	—
	胶纸电容型	3.0	2.5	—
2) 电容型电流互感器主绝缘电容量与初始值或出厂值差别超出 $\pm 5\%$ 范围时应查明原因				
3) 当电容型电流互感器末屏对地绝缘电阻小于 $1000M\Omega$ 时，应测量末屏对地 $\tan\delta$ ，其值不大于 2%				

5.2.4 电压互感器的交流耐压试验

电磁式电压互感器的交流耐压试验有两种加压方式。一种方式为外施工频试验电压。该加压方式适用于额定电压为 35kV 及以下的全绝缘电压互感器的交流耐压试验。试验接线及方法与变压器的交流耐压试验相同。其试验电压见表 5-3 和表 5-4。35kV 以上的电压互感器多为分级绝缘，其一次绕组的末端绝缘水平很低，一般为 5kV 左右，因此一次绕组末端不能与首端承受同一试验电压，而应采用感应耐压的加压方式，即把电压互感器一次绕组末端接地，从某一个二次绕组加压，在一次绕组感应出所需要的试验电压。这种加压方式一方面使绝缘中的电压分布同实际运行时一致；另一方面，一次绕组首尾两端的电压比额定电压高，绕组电动势也比正常运行时高得多，因此交流耐压试验可同时考核电压互感器一次绕组的纵绝缘，从而检验出由于电压互感器中电磁线圈质量不良如露铜、漆膜脱落和绕线时打结等原因造成的纵绝缘方面的缺陷。

为了避免工频试验电压过高引起铁心饱和损坏被试电压互感器，必须提高工频试验电压的频率。制造厂多采用倍频发电机作为试验电源，而现场试验常采用电子式变频电源或三倍

频发生器。倍频感应耐压试验时，一般可在低压绕组或辅助绕组上施加倍频电压，电压互感器三倍频感应耐压试验接线示意图如图 5-10 所示。试验时，试验电压一般应加在电压互感器较高的低压端子上，试验中还应考虑到互感器的容升电压（电容电流经过漏抗引起试品端电压升高）。根据有关资料介绍，电压互感器容升电压数据见表 5-9。

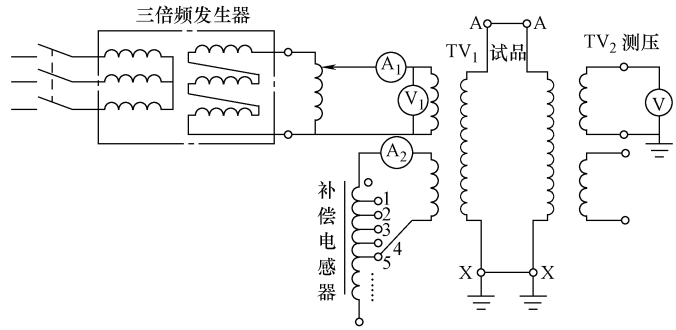


图 5-10 电压互感器三倍频感应耐压试验接线示意图

表 5-9 电压互感器容升电压数据

额定电压/kV	35	66	110	220
容升电压百分数（%）	3	3	5	8

现场测试表明，倍频感应耐压试验能够发现串级式电压互感器由于制造不良等原因造成的一些缺陷。

5.2.5 电流互感器的交流耐压试验

电流互感器的交流耐压试验接线及方法同变压器，进行一次绕组连同套管一起对外壳及地的交流耐压试验时，二次绕组短路接外壳及地。一次绕组试验电压按出厂值的 85% 进行试验，出厂值不明的按表 5-4 所示电压进行试验。

5.3 互感器的特性试验的方法及其结果分析

互感器的特性试验的方法与电力变压器的基本相同。

5.3.1 测量互感器绕组的直流电阻

电压互感器一次绕组线径较细，易发生断线、短路或匝间击穿等故障，二次绕组因导线较粗很少出现这种情况，因而交接、大修时应测量电压互感器一次绕组的直流电阻。各种类型的电压互感器一次绕组的直流电阻均在几百欧至几千欧之间，一般采用单臂电桥进行测量，测量结果应与制造厂或以前测得的数值无明显差异。

有时为了判断电流互感器一次绕组接头有无接触不良等现象，需要采用压降法和双臂电桥等测量一次绕组的直流电阻。有时为了判别套管型电流互感器分接头的位置，也使用双臂电桥测量绕组的直流电阻。

5.3.2 极性试验

电流互感器和电压互感器的极性很重要，极性判断错误会使计量仪表指示错误，更为严重的是使带有方向性的继电保护误动作。互感器一、二次绕组间均为减极性。极性试验方法

与变压器的相同,一般采用直流法。试验时注意电源应加在互感器一次侧,测量仪表接在互感器二次侧。

1. 电压互感器极性和接线组标号的测定

电压互感器极性和接线组标号的测定方法与电力变压器的测定方法完全相同,具体试验步骤可参见变压器试验有关内容。但为了防止电压互感器铁心磁化影响其准确度级别,所以,对于级别较高的电压互感器也最好不用直流法试验。另外,为了准确可靠,对于电压比较大的电压互感器也最好不用直流法试验。

2. 电流互感器极性的测定方法

电流互感器极性的判别很重要,不正确的判别会使接入的功率表、电度表等指示错误,或使方向继电保护误动作,故应仔细检查。电流互感器极性的测定方法,有直流法和交流法两种。

(1) 直流法

直流法测定电流互感器试验接线图如图 5-11 所示。

极性的判断方法是:当刀开关 Q 接通时,如果表计指针向正方向摆动,则电池正极和电压表正极所接的电流互感器绕组的端子是同极性端子;如果表计指针向负方向摆动,则为异极性端子。

(2) 交流法

用交流电源测定电流互感器极性的方法有交流比较法和交流差接法,试验时可根据所具备的条件进行选择。

1) 交流比较法。比较法就是将待试电流互感器与已知极性且与被试互感器电流比相同的电流互感器进行比较,根据电流表的指示来判断极性。交流法测定电流互感器试验接线图如图 5-12 所示。

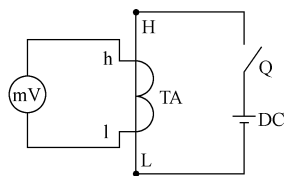


图 5-11 直流法测定电流互感器试验接线图

Q—刀开关 TA—被试电流互感器
DC—直流电源

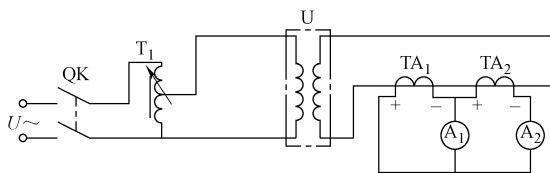


图 5-12 交流法测定电流互感器试验接线图

QK—电源开关 T₁—单相调压器 U—升流器 TA₁—已知极性和电流比的电流互感器 TA₂—被试电流互感器

在电流互感器一次侧通入交流电流后,观察二次侧电流表的指示值,若指示值 $A_1 < A_2$,则图中所标极性正确;若 $A_1 > A_2$,则被试电流互感器的极性与图中标号相反。

2) 交流差接法。交流差接法测定电流互感器试验接线图如图 5-13 所示。

测量时,先将刀开关投向 a 点,使电流互感器二次侧短路,通入小电流 (2.5 A 左右),然后将刀开关投向 b 点,观察电流表指示。如果电流表指示数值增加,则 a 点所接的二次侧端子与接电流表的一次侧端子极性相同;如果数值减少,则极性相反。

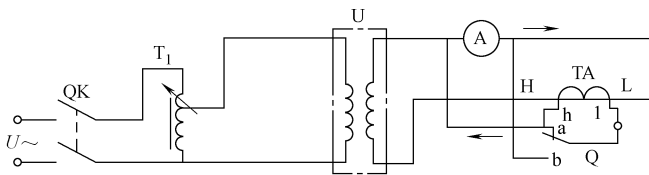


图 5-13 交流差接法测定电流互感器试验接线图

T₁—单相调压器 U—升流器 TA—被试电流互感器 Q—双投刀开关 QK—电源开关

试验时，一次侧电流最大不要超过 5A，这样在倒换刀开关时就不必考虑二次绕组开路的问题。

5.3.3 变比试验

《规程》规定要检查互感器各分接头的变比，并要求与铭牌相比没有显著差别。

1. 电压互感器分接头的电压比试验

测量电压互感器的电压比，除了可用变压器电压比试验方法外，还可利用一台标准电压互感器与被试电压互感器并联的方法来测量电压比。电压互感器电压比检查试验接线图如图 5-14 所示。

试验时，由并联的电压互感器高压侧施加电压，低压侧各接一只 0.5 级以上的电压表 V₁ 和 V₂。试验电压从高压侧施加的目的，是为了减少被试电压互感器的励磁电流，提高测量电压比的准确度。

当电压加到额定电压时，同时读取标准电压互感器和被试电压互感器二次侧的电压值，则被试电压互感器的实际电压比为

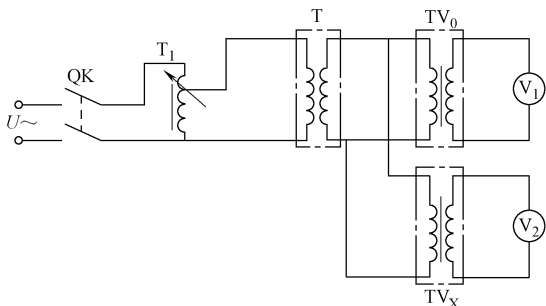


图 5-14 电压互感器电压比检查试验接线图

QK—电源开关 T₁—单相调压器 T—试验变压器

TV₀—标准电压互感器 TV_x—被试电压互感器

$$K_x = \frac{K_0 U_0}{U_x} \quad (5-4)$$

被试验电压互感器电压比差值为

$$\Delta K(\%) = \frac{K_e - K_x}{K_e} \times 100\% \quad (5-5)$$

式中 K_x——测得的电压互感器电压比；

K₀——标准电压互感器电压比；

K_e——被试电压互感器的额定电压比；

U₀——标准电压互感器的电压 (V)；

U_x——被试电压互感器的电压 (V)。

对于三相电压互感器，应该用三相试验电源。所用的标准电压互感器，可以是三相的，也可以是单相的，其准确度应在 0.2 级以上，使用的电压表不应低于 0.5 级。

2. 电流互感器分接头电流比试验

电流互感器电流比检查试验接线图如图 5-15 所示。

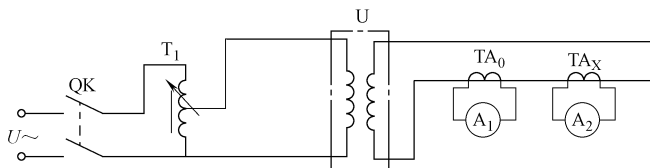


图 5-15 电流互感器电流比检查试验接线图

QK—电源开关 T₁—单相调压器 U—升流器 TA₀—标准电流互感器 TA_x—被试电流互感器

接线时，将被试电流互感器与标准电流互感器一次侧串联，二次侧各接一只 0.5 级的电流表，由升流器在一次侧供给电流，当电流升至电流互感器额定电流值时，同时记录两电流表 A₁ 和 A₂ 的值，此时被试电流互感器的实际电流比为

$$K_X = \frac{K_0 I_0}{I_X} \quad (5-6)$$

式中 K_X ——测得的电流互感器电流比；

K_0 ——标准电流互感器电流比；

I_0 ——标准电流互感器二次侧电流 (A)；

I_X ——被试电流互感器二次侧电流 (A)。

试验时，标准电流互感器与被试电流互感器的电流比应尽可能相同，标准互感器的级别应高于被试互感器，使用的电表应为 0.5 级以上。当电流升至很大时，应特别注意电流互感器的二次侧不能开路。对所有的二次绕组都要进行试验。

5.3.4 互感器的励磁特性试验

互感器的励磁特性是指互感器一次侧开路、二次侧励磁电流与所加电压的关系曲线，实际上就是铁心的磁化曲线。互感器励磁特性试验的主要目的是检查互感器的铁心质量，通过鉴别磁化曲线的饱和程度，以判断互感器的绕组有无匝间短路等缺陷。鉴于系统中经常发生铁磁谐振过电压和电压互感器质量不良等情况，所以要求进行电压互感器的空载励磁特性试验。

1. 电流互感器伏安特性试验

电流互感器伏安特性试验接线图如图 5-16 所示。试验前，应将电流互感器二次绕组引线和接地线均拆除。试验时，一次侧开路，从二次侧施加电压。为了读数方便，可预先选取几个电流点，逐点读取相应电压值。通入的电流或电压以不超过制造厂的规定为准。当电流增大而电压变化不大时，说明铁心已饱和，应停止试验。试验后，根据试验数据绘出伏安特性曲线。

电流互感器的伏安特性试验，只对继电保护有要求的二次绕组进行。实测的伏安特性曲线与过去或出厂的伏安特性曲线比较，电压不应有明显降低。若有明显降低，应检查是否存在二次绕组的匝间短路。

2. 电压互感器空载励磁特性试验

电压互感器空载励磁特性试验接线图如图 5-17 所示。现场试验时，电压互感器高压侧开路，低压侧通以额定电压，读取其空载电流及空载损耗。

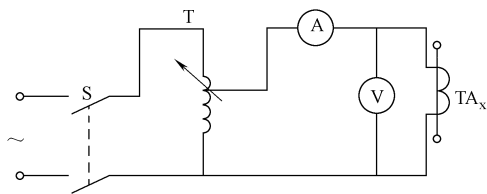


图 5-16 电流互感器伏安特性试验接线图

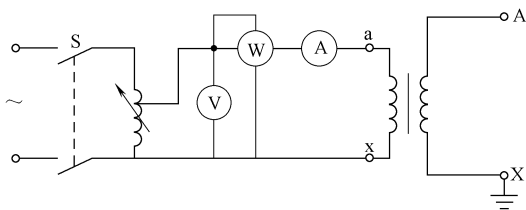


图 5-17 电压互感器空载励磁特性试验接线图

电压互感器的空载励磁特性试验可与工频感应耐压试验一起进行。试验时，在电压升至额定电压的过程中先读取几组空载损耗与空载电流值，电压升至 1.3 倍额定电压并耐受 40s 后，再降至额定电压以下，重新读取几组空载损耗与空载电流值。

实测的励磁特性曲线或额定电压时的空载电流值与过去或同类型电压互感器的特性相比较，应无明显的差异。在进行 1.3 倍额定电压下的感应耐压试验时，其耐压前后的空载电流、空载损耗也不应有明显差异，否则应查明原因。《规程》规定：中性点非有效接地系统的电压互感器，在 $1.9U_N/\sqrt{3}$ 电压时的空载电流不应大于最大允许电流；中性点接地系统的电压互感器，在 $1.3U_N/\sqrt{3}$ 电压下的空载电流不应大于最大允许电流。

第 6 章 电力电缆的试验方法及其结果分析与判断

电力电缆在电力系统及用户配电网中使用广泛，它的绝缘状况直接影响电力系统发、供、配电的安全运行，因此应当按《规程》要求对其进行电气试验，以便及时发现缺陷。另外，当发现电缆故障时，要及时准确地查出故障原因及故障部位，及时予以消除，保证其安全工作。

电力电缆主要由电缆芯、绝缘层和保护层三部分组成。根据绝缘材料的不同，电力电缆分为油纸绝缘电力电缆、橡塑绝缘电力电缆、塑料绝缘电力电缆、充油电缆等，广泛应用于各种电压等级，其中以 6 ~ 35kV 应用最多。

电力电缆的薄弱环节是电缆的终端头和中间接头，往往由于制作工艺不良、使用材料不当以及电场分布不均匀而带来缺陷。有些缺陷在交接验收时可能被发现，而许多可能发现不了，在运行中会逐步发展，直至击穿或爆炸。另外，电缆本身也会因机械损伤、铅包腐蚀、制造缺陷等引发故障。大多数电缆埋设在地下，这也给寻找和处理故障带来了困难。

电力电缆的试验项目及标准见表 6-1。

表 6-1 电力电缆的试验项目及标准

序号	项 目	标 准			备 注
1	测量绝缘电阻	自行规定			1) 额定电压 0.6/1kV 电缆用 1000V 的绝缘电阻表；0.6/1kV 以上电缆用 2500V 绝缘电阻表（6/6kV 及以上电缆也可用 5000V 绝缘电阻表） 2) 对护层有绝缘要求的电缆，应用 500V 绝缘电阻表测量护层的绝缘电阻和警报系统的绝缘电阻
2	直流耐压试验并测量泄漏电流	试验电压标准如下			U_0 为电缆导体与金属套或金属屏蔽之间的设计电压， U 为导体与导体之间的设计电压
		电缆类型	额定电压/kV (U_0/U)	直流试验电压/kV	
		橡塑绝缘电力电缆	3. 6/6	18	
			6/6, 6/10	25	
			8. 7/10	37	
			21/35	63	
			26/35	78	
			64/110	192	
		纸绝缘电力电缆	3. 6/6	17	
			6/6	30	
			8. 7/10	47	
			21/35	105	
			26/35	130	
		试验持续时间为 5min 不击穿 三相之间的泄漏电流不平衡系数应不大于 2			
3	检查电缆线路的相位	两端相位应一致			新投运及运行中重装接线盒或拆过接头时应进行

6.1 电力电缆绝缘电阻的试验方法及注意事项

绝缘电阻试验的目的及注意事项

绝缘电阻的测量是检查电缆绝缘最简单的方法。通过测量可以检查出电缆绝缘受潮、老化等缺陷，还可以判别出电缆在耐压试验时所暴露出的绝缘缺陷。电力电缆的绝缘电阻是指电缆芯线对外皮或电缆某芯线对其他芯线及外皮间的绝缘电阻。因此，测量时除测量芯线外，非被测芯线应短路接地。

测量时应注意以下事项：

1) 测量时，额定电压为 1kV 及以上的电缆应使用 2500V 绝缘电阻表进行测量；1kV 以下的电缆使用 1000V 绝缘电阻表进行测量。运行中的电缆应充分放电，拆除一切对外连线，并用清洁干燥的布擦净电缆头，然后将非被测芯线与铅皮一同接地，逐项测量。试验时，应读取 1min 的指示值。为了测量准确，应在缆芯端部绝缘上或套管端部装屏蔽环并接往绝缘电阻表的屏蔽端子，如图 6-1 所示。

2) 由于电缆电容很大，操作时绝缘电阻表的摇动速度要均匀。测量完毕，应先断开相线再停止摇动，以免电容电流对绝缘电阻表反充电而损坏绝缘电阻表。每次测量后都要充分放电，操作均应采用绝缘工具，防止电击。

3) 电力电缆的绝缘电阻值与电缆的长度和测量时的温度有关，为便于比较，应进行温度和长度的换算，换算到 20℃ 的公式如下：

$$R_{20} = R_t K_t \quad (6-1)$$

式中 R_{20} ——温度为 20℃ 时的绝缘电阻值 (MΩ)；

R_t ——温度为 t ℃ 时实测的绝缘电阻值 (MΩ)；

K_t ——电缆绝缘电阻温度换算系数。温度换算系数见表 6-2。

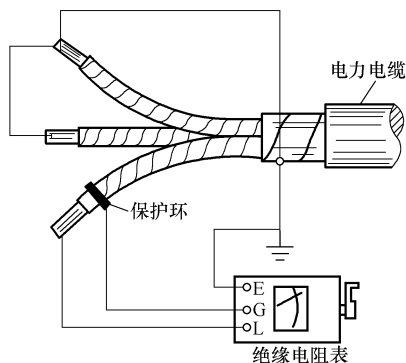


图 6-1 测量电缆绝缘电阻时消除表面泄漏电流的接线图

表 6-2 电缆绝缘电阻的温度换算系数

温度/℃	0	5	10	15	20	25	30	35	40
K_t	0.48	0.57	0.70	0.85	1.00	1.13	1.41	1.66	1.92

电力电缆的绝缘电阻没有规定明确的标准数值，一般不应小于表 6-3 所示数值。

表 6-3 电缆长度为 250m，温度为 20℃ 时绝缘电阻参考值

额定电压/kV	1 及以下	3	6 ~ 10	20 ~ 35
绝缘电阻/MΩ	10	200	400	600

注：当电缆长度大于 250m 时，其参考值允许有所降低。

电力电缆的绝缘电阻与电缆的长度、测量时的温度以及电缆终端头或套管表面脏污、潮湿等有较大关系。测量时应将电缆终端头表面擦拭干净,并进行表面屏蔽。为便于比较,可将不同温度时的绝缘电阻值换算为20℃时的值。

测得的电缆绝缘电阻值应进行综合分析判断,即与交接及历次试验值以及不同的测量值比较。当绝缘电阻值与上次试值比较,有明显减小或相间绝缘电阻有明显差异时应查明原因。多芯电缆在测量绝缘电阻值后,可以用不平衡系数来分析判断其绝缘状况。不平衡系数等于同一电缆中各芯线绝缘电阻中的最大值与最小值之比。绝缘良好的电力电缆其不平衡系数一般不大于2。

6.2 电力电缆直流耐压试验和泄漏电流试验的试验方法及结果分析

6.2.1 试验的目的

由于电缆电容较大,往往受到设备容量的限制,很难进行工频交流耐压试验,因此,直流耐压试验便成为检查电缆抗电强度的常用方法。直流耐压试验,设备容量小、电压高,还可发现交流耐压试验不易发现的局部缺陷。这是因为在直流电压作用下,绝缘中的电压按电阻分布,当电缆有缺陷时,电压将主要加在与缺陷部分串联的未损坏的部分上,使缺陷更容易暴露。

电缆芯与铅皮间的电压分布,既然取决于绝缘电阻,自然就与电缆芯与铅皮间的温差有关。当温差不大时,靠近电缆芯的绝缘分担的电压比靠近铅皮处的高;温差较大时,由于温度增高,使靠近电缆芯处的绝缘电阻相对降低,靠近缆芯的绝缘电阻所分担的电压减小,且有可能小于靠近铅皮处。因此,在冷状态下作直流耐压试验易发现靠近缆芯处的绝缘缺陷,在热状态下则易发现靠近铅皮处的绝缘缺陷。

电缆在直流电压下的击穿强度约为交流电压下的两倍。因为在交流电压下,介质损耗和局部放电强度都大为增加,对电缆绝缘的损伤比直流电压大。因此,允许以较高的直流电压对电缆进行试验,以发现缺陷。电缆的直流击穿强度与电压极性有关,如将缆芯接正极时,击穿电压比负极性高10%,而且在电场作用下,绝缘中的水分将移向电场较弱的铅皮,使缺陷难以被发现。所以,试验时总是将负极接电缆芯。

电缆在直流电压下的击穿多为电击穿,大多在加压1~2min内发生,故直流耐压的时间规定为5~10min。

电缆的泄漏电流测量,同直流耐压试验相比,尽管它们在发现缺陷的作用上有些不同,但实际上是直流耐压试验的一部分。测量泄漏电流的目的是要观察每阶段电压下电流随时间的下降情况,以及电流随电压逐段升高的增长情况。

一般地讲,直流耐压试验对检查绝缘中的气泡、机械损伤等局部缺陷比较有效;泄漏电流对反映绝缘老化、受潮比较灵敏。

6.2.2 试验方法

1. 试验接线

对电力电缆进行直流耐压及直流泄漏电流试验时,因试验电压较高,绝缘良好的电缆泄

漏电流较小,因而设备及引线的杂散电流相对较大,影响明显。为了消除杂散电流对试验结果的影响,一般采用微安表接在高压侧,高压引线及微安表加屏蔽的方法。微安表在高压端测量电缆泄漏电流的屏蔽示意图如图 6-2 所示。图 6-2 所示试验接线,由于采取将微安表接在高压回路,且高压引线和微安表加了屏蔽,因此,能够消除高压引线电晕和试验设备杂散电流对试验结果的影响,测量出的泄漏电流的正确性较高。此种接线对于电缆外皮对地绝缘或对地不绝缘的都可采用,适应性强。

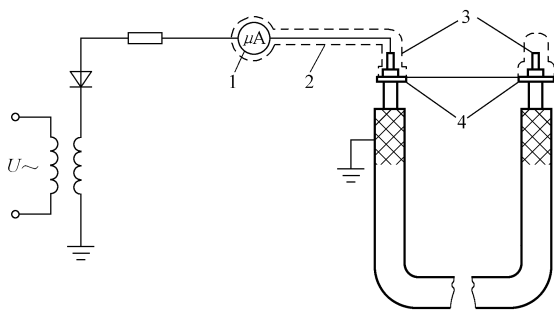


图 6-2 微安表在高压端测量电缆泄漏电流的屏蔽示意图

1—微安表屏蔽 2—导线屏蔽 3—线端屏蔽

4—缆芯绝缘的屏蔽环

采用此种接线时,接于高压回路的微安表应放置在良好的绝缘台上,读数时微安表的短接开关应用绝缘棒操作。为防止微安表在电缆击穿时损坏,应尽量加装微安表保护装置。

2. 试验步骤

1) 一般试验步骤可参见泄漏电流的测量的有关内容。

2) 直流耐压试验电压标准见表 7-1。试验在升压过程中应在 0.25, 0.5, 0.75 倍试验电压下停留 1min, 以观察并读取泄漏电流值,最后在全试验电压下进行耐压试验,并应在 1min 及 5min 时读取泄漏电流值。以上的 5min 为电力电缆的直流耐压试验时间。

3) 每次耐压试验完毕,待降压和切断电源后,必须对被试电缆用 0.1~0.2MΩ 的限流电阻对地放电数次,然后再直接对地放电,放电时间应不少于 5min。

3. 注意事项

1) 对较短的电缆试验时,应尽量使用保护环,以消除表面泄漏电流对试验结果的影响。保护环装于被试电缆加压芯线的绝缘表面,用导线与高压正极相短接。

2) 电力电缆的额定电压与工作电压不同时,可按工作电压确定耐压试验标准。

3) 试验时,应将与被试电缆连接的电气设备分开,单独试验电缆。接线时,高压回路、被试芯线对地及其他设备要保持足够的距离,被试电缆的另一端要加安全遮栏或派人看守,以保证安全。

4. 分析判断

1) 直流耐压试验是判断电力电缆绝缘状况最直观的试验项目,耐压试验合格的电缆方可投入运行。而试验所测得的泄漏电流值是判断电力电缆绝缘状况的另一重要依据,表 6-4 列出了长度为 250m 及以下的油浸纸绝缘电力电缆泄漏电流的参考值,绝缘良好的电力电缆,其泄漏电流应小于表 6-4 所列数值。如长度超过 250m 时,泄漏电流的允许值可适当增加。

但电力电缆的泄漏电流并不能作为能否投入运行的标准,耐压试验合格而泄漏电流显著增大的电力电缆,可以在运行中缩短试验周期来加强监督,如经较长时间多次试验,泄漏电流已趋于稳定,则此电缆允许继续使用。

表 6-4 电力电缆长度为 250 及以下时的油浸纸绝缘电力电缆泄漏电流参考值

电缆形式	工作电压 /kV	试验电压 /kV	泄漏电流 /μA	电缆形式	工作电压 /kV	试验电压 /kV	泄漏电流 /μA
三芯电缆	35	140	85	三芯电缆	3	15	20
	20	80	80		10	50	70
	10	50	50		6	30	45
	6	30	30		3	15	30

2) 在加压过程中, 泄漏电流突然变化, 或者随时间的增长而增大, 或者随试验电压的上升而不成比例地急剧增大, 说明电缆绝缘存在缺陷, 应进一步查明原因, 必要时可延长耐压时间或提高耐压值来查找绝缘缺陷。

3) 相与相之间的泄漏电流相差很大, 说明电缆某芯线绝缘可能存在局部缺陷。相间泄漏电流相差的程度, 可用三相不平衡系数表示。《电气设备预防性试验规程》规定: 除塑料绝缘电缆外, 不平衡系数不应大于 2。但应当注意, 如测得的电缆泄漏电流较小时, 由于其他因素产生的试验误差的比例相对增大, 上述不平衡系数标准已不适用, 因此《电气设备预防性试验规程》还规定: 对于 10kV 及以上的电缆的最大一相泄漏电流小于 20μA 时, 6kV 及以下电缆的泄漏电流小于 10μA 时, 不平衡系数自行规定。

4) 若试验电压一定, 而泄漏电流呈周期性摆动, 说明电缆存在局部孔隙性缺陷。这是因为在一定电压作用下, 电缆绝缘中的孔隙会击穿, 使泄漏电流突然增大, 同时使已充电的电缆电容经击穿的孔隙放电, 随着电压的下降, 孔隙的绝缘又得到恢复, 泄漏电流减小, 电压上升, 电缆电容再充电。当电压升到一定值时, 孔隙又被击穿, 泄漏电流再次增加, 电压又下降。上述过程不断重复, 使泄漏电流表现出周期性摆动。

遇到上述现象, 应在排除其他因素 (如电源电压波动、电缆头瓷套管脏污等) 后, 再适当提高试验电压或延长持续时间, 以进一步确定电缆绝缘的优劣。

6.3 电力电缆的故障探测

6.3.1 故障性质的确定

随着电缆线路的增多, 电缆故障对供电可靠性的影响越来越大, 因而迅速、准确地探测故障点的位置对保证电缆的及时修复有着重要的意义。

电缆故障点的探测方法取决于故障的性质, 因此, 探测工作的第一步就是判断故障性质。电缆故障大致可分为两类: ①因缆芯之间或缆芯对外皮间的绝缘破坏, 形成短路、接地或闪络击穿; ②因缆芯的连续性受到破坏, 形成断线和不完全断线。有时也发生兼有两种情况的混合式故障, 但通常以第一类故障居多, 其中短路接地又有高阻和低阻之分。判断故障性质的方法可采用绝缘电阻表进行判断, 先在一端测量电缆各芯间和芯对地的绝缘电阻, 再将另一端短路测量有无断线, 由所测数据分析判断故障性质。

6.3.2 测量故障点的距离

电缆故障的性质确定后,要根据不同的故障,选择适当的方法测定从电缆一端到故障点的距离,这就是故障测距。由于各种仪表都只能达到一定的精度,加上铺设路径与丈量路径有出入等影响,测距所标定的故障位置与实际故障点总有些偏离,通常只能借以判断出故障点可能的地段。因此,测距又称“粗测”,为找到确切的故障点往往要配合其他手段进行“细测”,这就是故障定点。常用的测距方法有以下两种。

1. 直流电桥法

直流电桥法是至今仍广泛应用的一种测距方法。它是基于电缆沿线均匀、电缆长度与缆芯电阻成正比的特点,将电缆短路接地,故障点两侧的环线电阻引入直流电桥,测量其比值。由测得的比值和电缆全长,可算出测量端到故障点的距离。直流电桥法测量原理图如图 6-3 所示。图中 R_L 是电缆全长的单芯电阻, R_X 是始端到故障点的电阻。

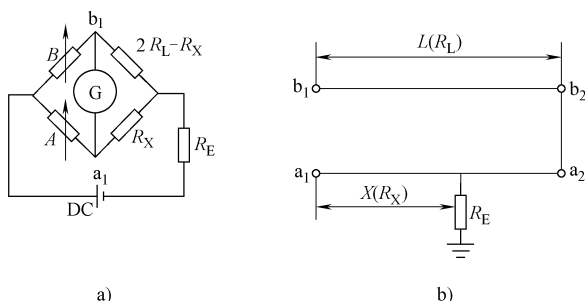


图 6-3 直流电桥法测量原理图

a) 组成的单臂电桥 b) 故障电缆回路

电桥法有多种接线,普遍使用的是缪雷环线法。对低电阻性接地用低压缪雷环线法,电源电压不超过 1kV;高电阻性接地用高压缪雷环线法,电压可达数千伏甚至上万伏。普通的单臂和双臂电桥,多数外接数十伏到数百伏的直流电源,以 $2 \sim 3\text{k}\Omega$ 作为划分高阻和低阻的界线是适当的。因为这时恰能得到电桥测量所必需的 $10 \sim 50\text{mA}$ 的测量电流,电桥足够准确。电阻大于 $3\text{k}\Omega$,则电桥灵敏度不够,显然,要增大电流,方法不外乎是提高电压或降低电阻。降低电阻的方法,下面将详细介绍。提高电压就是高压缪雷环线法,它与低压缪雷环线法没有本质区别,只是仪器能承受高压。

(1) 单相接地故障的测量

缪雷环线法测量单相接地故障原理示意图如图 6-4 所示。

将电桥的测量端子 X_1 和 X_2 分别接往故障缆芯和完好缆芯,这两芯的另一端用跨接线短接构成环线。

于是电桥本身有两臂(比例臂 M 和测量臂 R),故障点两侧的缆芯环线电阻构成另两臂。当电桥平衡时,则故障点的距离为

$$X = 2L \frac{R}{R + M} \quad (6-2)$$

式中 X ——从测量端到故障点的距离;

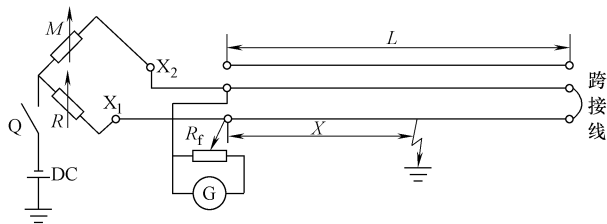


图 6-4 缪雷环线法测量单相接地故障原理示意图

M —比例臂 R —可调测量臂电阻 R_f —检流计灵敏度调整电阻 G —检流计

L ——电缆长度 (m);

R ——测量臂电阻 (Ω);

M ——比例臂电阻 (Ω)。

(2) 两相短路或短路接地的故障测量

两相短路并接地的故障测量方法与单相接地基本相同。两相短路时的测量电流不经过地线成回路,而是经过相间故障点成回路。故障相缆芯接往电桥,其中一相的末端与完好相短路构成环线,测量两相短路或短路接地故障接线图如图 6-5 所示,接入电桥 X_1 和 X_2 端子上,另一相与电池 DC 串接。当电桥平衡时,同样可由计算单相接地的计算公式计算出故障点的距离 X 。当两相在不同点接地造成短路时,可调换跨接线,分别测出它们的故障点。

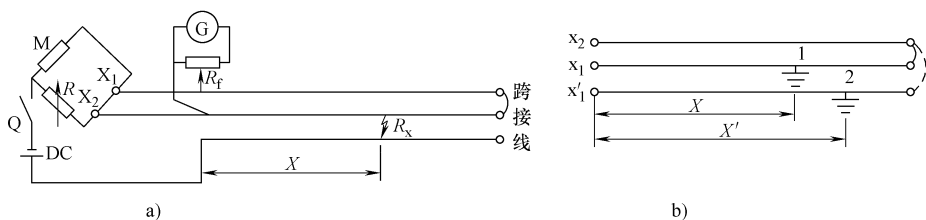


图 6-5 测量两相短路或短路接地故障接线图

a) 两相短路 b) 两相在不同点接地造成短路

(3) 三相短路或短路接地的故障测量

用电桥法测量三相短路或短路并接地的故障时,必须借助于辅助线。如附近有完好的平行电缆线路,可用其一根缆芯作辅助线,在末端与故障缆芯任一相(常取绝缘电阻最低的)短路构成环线,测量方法与上述单相接地和两相短路的测量方法相同。如没有平行线路,应布设临时线作辅助线,用临时线测量三相接地故障接线示意图如图 6-6 所示。临时线可用低压塑料二芯线,一芯与阻值较大的比例臂 (M) 串联,另一芯接到检流计,这样做测量误差小些。对临时线无严格要求,只需测出其电阻值。接线时,应将临时线的两线芯的另一端同时接往缆芯中绝缘电阻最低的一相,不要在两线芯连接后再用短线接往缆芯,因为这样等于接长了电缆而带来误差。当电桥平衡时,故障点的距离为

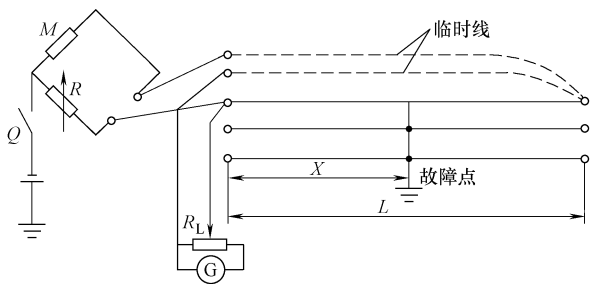


图 6-6 用临时线测量三相接地故障接线示意图

$$X = L \frac{R}{R + M + r} \quad (6-3)$$

式中 r ——临时线单边电阻值 (Ω)。

如果三相电缆芯不在同一点接地短路,同样可用上述方法对每一根进行测量,找出它们的故障点。

(4) 高阻性故障的测量

1) 低压电桥测量。用低压电桥测量高阻性故障必须首先将高电阻烧穿为低电阻。现场常采用高压直流烧穿法,其接线与泄漏电流相同。用直流烧穿法可避免无功电流,仅供给流经故障点的有功电流,从而大大减小试验设备的体积,适于现场应用。烧穿开始时,在几万伏电压下保持几毫安至几十毫安电流,使故障电阻逐渐下降。此后,随电流的增加应逐渐降低电压,使在几百伏电压下保持几安电流。在整个烧穿过程中电流应力求平稳,缓缓增大。由于用直流烧穿法较泄漏电流试验的电流大,限流电阻不便使用,可以将操作回路的过电流保护调整到满足要求,注意试验设备容量要足够大,以免损坏。为避免给声测法定点带来困难,故障点对地电阻不宜降得太低,1kΩ左右即可。

2) 高压直流电桥测量。对稳定性的高阻性接地故障,当采用高压直流电桥测量时,仍然使用惠斯登电桥原理。高压直流电桥测量高电阻接地故障接线示意图如图 6-7 所示,只是结构上采用了滑线电阻 R_2 ,调节滑动点 c,使电桥平衡。由于滑线电阻的总数值是固定的,可使其为常数,从而简化了计算,可由滑动点的位置直接得出故障点的距离占电缆线路全长的比例。

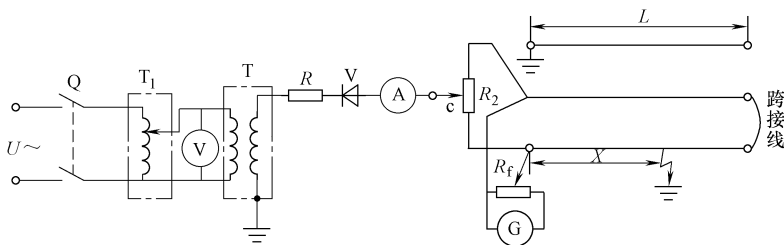


图 6-7 高压直流电桥测量高电阻接地故障接线示意图

当电桥在 c 值等分处达到平衡时,故障点的距离为

$$X = 2L \frac{R}{K} \quad (6-4)$$

式中 R ——滑线电阻的读数;

L ——电缆线路全长;

K ——滑线电阻等分数。

使用高压直流电桥要注意安全,对非试验相的缆芯必须接地,以防产生感应高电压。高压直流电桥只适用于测量稳定性接地故障,不适于电缆在高压直流下内部有放电的情况,因为这时电流忽大忽小,间歇性增高,甚至内部闪络击穿使电流剧增,不但测量难以进行,还会损坏检流计。所以,接入电流表 A 监视电流,使测量电流稳定在 10~20mA。

2. 脉冲法

脉冲法能较好地解决高阻和闪络性故障的探测问题,而且不必过多地依赖电缆长度、截面等原始资料,因而得到了越来越多的应用。

脉冲法的测试仪器的基本探测原理是将电缆认为是均匀长线,应用行波理论进行分析研究,并通过观测脉冲在电缆中往返所需的时间来计算到故障点的距离。

(1) 低压脉冲法

低压脉冲法是向故障电缆发射低压脉冲的测距方法，可以用来探测断线和低阻短路故障。低压脉冲法基本接线示意图和波形图如图 6-8 所示。

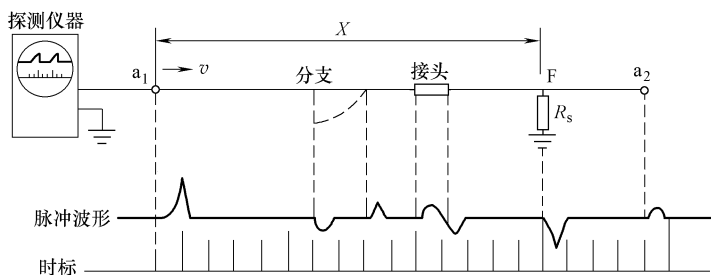


图 6-8 低压脉冲法基本接线示意图和波形图

由探测器发出的脉冲将沿缆芯以流速 v 传播，当它到达一个阻抗变化点（如分支、接头、故障点或终端）时，便发生反射，反射脉冲为

$$U_f = mU_i \quad (6-5)$$

式中 U_i ——入射波电压；

U_f ——反射波电压；

m ——反射系数。

反射系数 m 的数值由下式决定

$$m = \frac{Z - Z_c}{Z + Z_c} \quad (6-6)$$

式中 Z_c ——电缆线路波阻抗；

Z ——电缆节点阻抗。

由式 (6-6) 可知，短路时 $Z=0$ ， $m=-1$ ，则 $U_f = -U_i$ ，即意味着反射脉冲为负极性，或称负反射；断线时 $Z=\infty$ ， $m=1$ ，则 $U_f = U_i$ ，形成正反射。终端和断线情况一样为正反射。

将发射脉冲和反射脉冲都送到示波器显示，测量发射脉冲和反射脉冲之间的时间间隔，并考虑到这是脉冲在 X 段缆芯上往返一次的时间，则得

$$X = \frac{vT_x}{2} \quad (6-7)$$

式中 v ——脉冲波传播速度 (m/s)；

T_x ——脉冲波至故障点发射和反射往返时间 (s)。

波在电缆中的传播速度 v 决定于单位长度电缆的电容和电感，即：

$$v = \frac{1}{\sqrt{L_0 C_0}} \quad (6-8)$$

式中 L_0 ——单位长电缆电感值；

C_0 ——单位长电缆电容值。

电缆的波速约为光速的一半左右，为了准确计算，必须查明电缆的 L_0 和 C_0 值，或直接测量。低压脉冲法的主要缺点是不能测量高阻性故障和闪络性故障，因此，低压脉冲法的使用受到了限制。

(2) 高压闪络法

对于高阻性短路或接地故障及闪络性故障，由于故障点电阻较大，此点的反射系数 m 很小或几乎等于零，用低压脉冲法测量时，故障点的反射脉冲幅度很小或不存在反射，因而仪器分辨不出来。而用高压闪络法（如电缆故障闪测仪）对这种故障进行测量，可取得满意的效果。高压闪络法是一种无需烧穿故障点的测距方法，应用日渐广泛。

目前，常用的方法是直流闪络法，此方法记录的波形是冲击电压波形。

直流闪络法适用于闪络性故障和伴有闪络的高阻性故障。直流闪络法接线示意图如图 6-9 所示。测量时，由直流高压发生器产生一负极性的直流高压，加在故障相电缆芯线上，当电压升高到一定数值时，电缆故障点产生闪络放电，故障点瞬间被电弧短路，故障点便产生一跳变电压波在故障点和测量端之间来回反射。

将示波器经隔直流电容 C 和电阻 R_1 、 R_2 组成的分压器接于电缆首端。直流闪络法测量波形图如图 6-10 所示。由于跳变电压波在一个周期内在故障点和测量端之间往返两次，因此，故障点到测量端的距离为

$$X = \frac{vT_x}{4} \quad (6-9)$$

式中 T_x ——跳变电压波在一个周期内由故障点到测量端的行走时间。

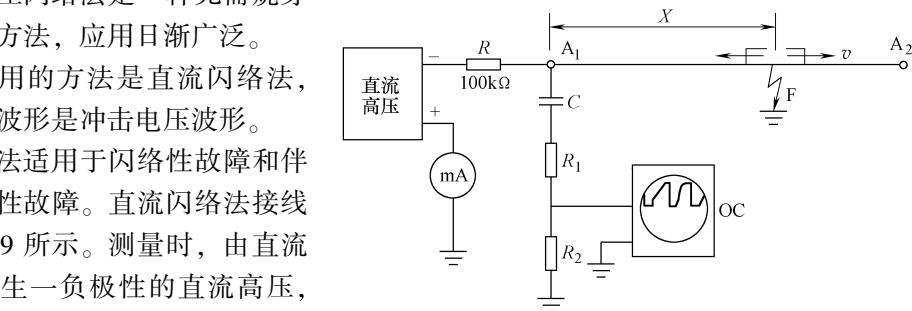
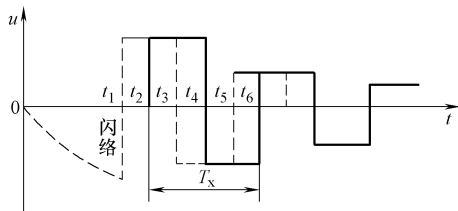
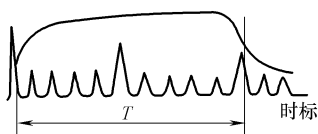


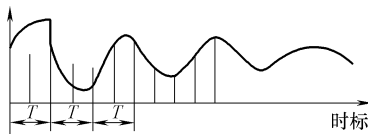
图 6-9 直流闪络法接线示意图



a)



b)



c)

图 6-10 直流闪络法测量波形图

a) 理想波形 b) 实测快扫描波形 c) 实测慢扫描波形

在实际测量中，由于触发扫描的延迟，因此，常取所测波形中下降沿开始的一个周期的时间。

6.3.3 电缆故障的精确定点

测距只能估计故障区段，实际工程中要求更精确地判定故障地点以减少挖掘量。因此，在开挖前必须确切判定故障的实际位置。精确定点方法主要是音频感应法。

音频感应法灵敏可靠，较为常用，除接地电阻特别低（小于 50Ω ）的接地故障外，都能适用。如果电力电缆较短，有时可直接用音频感应法寻测故障点。

音频感应法定点原理示意图如图 6-11 所示。它是利用直流高压对高压电容器 C 充电，当充电到一定电压时，球间隙击穿，电容器电压加到故障电缆上，使故障点与间隙之间击穿，产生火花放电，引起电磁波辐射和机械的音频振动。在地表面用声波接收器探头拾取声波，根据震波强弱判定故障点。

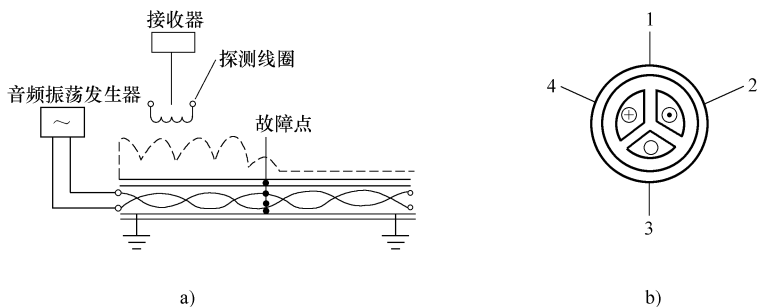


图 6-11 音频感应法定点原理示意图

a) 两相短路并接地故障 b) 两芯电缆的信号强度在各方面的变化

1、3—探测线圈信号最小 2、4—探测线圈信号最大

为了获得足够的声能，仅靠整流后的电流是不够的，故接入高压电容器储藏电能，在故障点间隙击穿时，电容瞬间冲击放电，电容量越大，储能越大，可保证在放电瞬间释放出足够的能量。通常选用 $C = 1 \sim 10\mu\text{F}$ ，球间隙放电电压调至 $20 \sim 30\text{kV}$ ，放电时间间隔为 $1.5 \sim 6\text{s}$ 。放电太快易损坏设备，太慢则不易与环境噪声相区别。

采用音频感应法，还须注意以下几点：

1) 被试电缆应能承受所选的试验电压而不致产生新的故障，试验设备应有足够的容量。

2) 由于在放电瞬间有冲击大电流从故障点流经护层，使护层间电位瞬间抬高，因此，除故障处放电外，有时在其他接地点处也会有杂散和寄生的放电，例如在电缆裸出部分的金属夹子等处，应注意分辨。

3) 由于冲击放电的大电流流过主地网引起的电压升高可能危及与地网相连的其他设备，所以变压器和电容器不仅应可靠接地，而且要与电缆内护层直接相连。

4) 断线和闪络故障常发生在中间接头处，因此，在用脉冲法确定大致地段后，可用声测法定点，并着重检查中间接头。

5) 当电缆埋设深度在 1m 以内，不用掘开地面，就能听到声音。

第7章 异步电动机的试验方法及其结果分析与判断

电动机是最常见的用电设备之一，而高低压异步电动机在实际中应用最为广泛，通过对电动机的试验可以及时发现电动机的缺陷。电动机的主要试验项目有直流电阻试验、绝缘电阻和吸收比试验、泄漏电流及直流耐压试验、交流耐压试验。

7.1 异步电动机直流电阻的试验方法及其结果分析

7.1.1 直流电阻的测量意义

异步电动机的直流电阻包括定子绕组、绕线式电动机转子绕组及启动变阻器等的直流电阻。测量这些直流电阻的目的是为了检查绕组有无断线和匝间短路，焊接部分有无虚焊或开焊，接触点有无接触不良等现象。

7.1.2 测量方法及分析

测量直流电阻的方法可参阅本书相关章节有关直流电阻测量方法的介绍。此外，针对异步电动机各部分直流电阻测量的特点，做如下几点补充。

1. 测量绕组的直流电阻

1) 定子绕组直流电阻的测量。当绕组端头全部引出至接线盒中时，应测量每相绕组的电阻值。若未全部引出，则可测量相间直流电阻值，再经计算得出每相电阻值，计算方法如下：

① 无中性点引出线的异步电动机，当绕组为如图 7-1 所示的Y形接线时，测得线间电阻 R_{AB} 、 R_{BC} 、 R_{CA} 后按下式计算各相绕组电阻，即：

$$\left. \begin{aligned} R_A &= \frac{1}{2}(R_{AB} + R_{CA} - R_{BC}) \\ R_B &= \frac{1}{2}(R_{BC} + R_{AB} - R_{CA}) \\ R_C &= \frac{1}{2}(R_{CA} + R_{BC} - R_{AB}) \end{aligned} \right\} \quad (7-1)$$

式中 R_A 、 R_B 、 R_C ——分别为 A、B、C 相电阻。

② 当电动机绕组为如图 7-2 所示的三角形接线时：

$$\left. \begin{aligned} R_A &= (R_{AB} - R_j) - \frac{R_{CA}R_{BC}}{R_{AB} - R_j} \\ R_B &= (R_{BC} - R_C) - \frac{R_{AB}R_{CA}}{R_{BC} - R_j} \\ R_C &= (R_{CA} - R_C) - \frac{R_{AB}R_{BC}}{R_{CA} - R_j} \end{aligned} \right\} \quad (7-2)$$

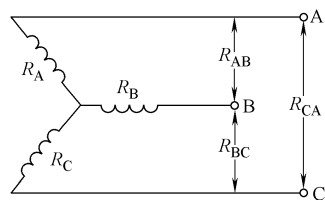


图 7-1 电动机绕组为Y形接线时绕组电阻示意图

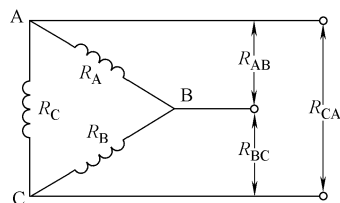


图 7-2 电动机绕组为△形接线时绕组电阻示意图

式中 R_A 、 R_B 、 R_C ——A、B、C 三相电阻；

R_{AB} 、 R_{BC} 、 R_{CA} ——线间电阻；

$$R_j \text{——计算电阻, } R_j = \frac{R_{AB} + R_{BC} + R_{CA}}{2}。$$

利用上述公式即可由测得的线间电阻值计算出各相绕组的相电阻值。

三相绕组平衡时，星形接线的相电阻等于 0.5 倍的线电阻，三角形接线的相电阻等于 1.5 倍的线电阻。

2) 绕线式电动机转子绕组直流电阻的测量。测量时，应尽可能直接在绕组接集电环上的引线处进行；若拆线有困难，则只有在集电环上进行测量。

3) 绕组温度的测量。为了便于比较，应在测量直流电阻的同时，测量绕组的温度。若电动机各部分（包括绕组端部、铁心、轴表面）的温度与周围空气温度相差不大于 $\pm 3^\circ\text{C}$ ，则可用铁心温度代替绕组温度。

4) 测量结果的分析。预防性试验，对于额定电压在 3kV 及以上或 100kW 及以上（交接试验时对于 1kV 以上及 100kW 以上）的电动机，各相绕组直流电阻值的相互差值不应超过最小值的 2%；中性点未引出者，线间电阻相互差值不应超过最小值的 1%；对于低电压、小容量的电动机，直流电阻不作统一规定，同时还应注意相互间差值历年的相对变化。

2. 测量可变电阻器或启动电阻器的直流电阻

1) 可变电阻器或启动变阻器直流电阻的测量，一般在交接或大修时才进行。预防试验规程规定，对于电压在 3kV 及以上的电动机在所有分接头上都应测量直流电阻。

2) 测量结果与制造厂数值或最初测得的结果比较相差不应超过 10%。可变电阻器或启动变阻器在调节过程中应接触良好、无开路现象，电阻值的变化应有规律。

7.2 异步电动机的绝缘试验方法及其结果分析

7.2.1 绝缘试验项目

异步电动机的绝缘试验是为了检查电动机带电部分的绝缘状况，其中包括测量绝缘电阻和吸收比、泄漏电流及直流耐压、交流耐压试验。

7.2.2 试验方法

各项试验的一般方法步骤及注意事项，参阅本书前面相关设备试验的项目，在此只做补充性说明。

1. 各绕组绝缘电阻及吸收比测量

在电动机的交接、大修和小修时需进行此项试验。

预防性试验规程规定：在小修和大修时，3kV 以下的电动机使用 1000V 绝缘电阻表，3kV 及以上者使用 2500V 绝缘电阻表；500kW 及以上的电动机，应测量吸收比或极化指数。小修时，定子绕组可与其所连接的电缆一起进行测量，转子绕组可与启动设备一起测量，有条件时可分相测量。

对绝缘电阻值的要求如下：

预防性试验规程规定：在小修和大修时，定子绕组额定电压在 3kV 以下者，室温下不应低于 $0.5\text{M}\Omega$ ；额定电压 3kV 及以上者，交流耐压前，定子绕组在接近运行温度时的绝缘电阻值不应低于 $U_n\text{M}\Omega$ （ U_n 为电动机的额定电压，取 U_n 的千伏数），投运前室温下（包括电缆）不应低于 $U_n\text{M}\Omega$ ，转子绕组不应低于 $0.5\text{M}\Omega$ 。吸收比自行规定，根据经验，吸收比大于 1.3 时，可以不经干燥投入运行（容量小的电动机除外）。

交接试验标准规定：电动机额定电压为 1kV 以下，常温下绝缘电阻值不应低于 $0.5\text{M}\Omega$ ；额定电压为 1kV 及以上者，在运行温度时的绝缘电阻值，定子绕组不应低于每千伏 $1\text{M}\Omega$ ，转子绕组不应低于每千伏 $0.5\text{M}\Omega$ ；1kV 及以上的电动机，应测量吸收比，吸收比不应低于 1.2，中性点可拆开的应分相测量。

2. 定子绕组泄漏电流和直流耐压试验

交接试验标准规定：1kV 以上及 1000kW 以上，中性点连线已引出至出线端子板的定子绕组应分相进行直流耐压试验，试验电压为定子绕组额定电压的 3 倍。在规定的试验电压下，各相泄漏电流值不应大于最小值的 100%；当最大泄漏电流在 $20\mu\text{A}$ 以下时，各相间应无明显差别。

预防性试验规程规定：电动机大修时或更换绕组后进行此项试验，并指出有条件时可分相进行。要求的试验电压：全部更换绕组为 $3U_n$ ，大修或局部更换绕组时为 $2.5U_n$ ；泄漏电流相间差值一般不大于最小值的 100%，泄漏电流为 $20\mu\text{A}$ 以下者不作规定，500kW 以下的电动机自行规定。

3. 定子绕组的交流耐压试验

定子绕组在交接、大修后及更换绕组后，需进行交流耐压试验。低压和 100kW 以下不重要的电动机，大修后和更换绕组后的交流耐压试验可用 2500V 绝缘电阻表测量代替。不同情况的试验电压标准如下。

1) 交接试验电压标准。交接时电动机定子绕组交流耐压试验标准见表 7-1。

表 7-1 交接时电动机定子绕组交流耐压试验标准

额定电压/kV	3	6	10
试验电压/kV	5	10	16

2) 大修时的试验电压。大修时不更换或局部更换定子绕组后试验电压为 $1.5U_n$ ，但不低于 1000V。

3) 全部更换定子绕组后的试验电压。其试验电压为 $(2U_n + 1000)\text{V}$ ，但不低于 1500V。

4) 绕线式电动机转子绕组的交流耐压试验。

① 绕线式电动机在交接时，其转子绕组需进行交流耐压试验，交接时绕线式电动机定子绕组交流耐压试验电压见表 7-2。

② 绕线式电动机大修后或更换绕组后，转子绕组需进行交流耐压试验，绕线式电动机定子绕组交流耐压试验电压见表 7-3。

表 7-2 交接时绕线式电动机定子绕组交流耐压试验电压

转 子 工 况	试验电压/V
不可逆的	$1.5U_k + 750$
可逆的	$3.0U_k + 750$

注： U_k 为转子静止时，在定子绕组上施加额定电压，转子绕组开路时测得的电压（表 7-3 中 U_k 同）。

表 7-3 绕线式电动机定子绕组交流耐压试验电压

转 子 工 况	加 压 前	加 压 后
大修不更换转子绕组或局部更换绕组后	$1.5U_k$ ，但不小于 1000V	$3.0U_k$ ，但不小于 2000V
全部更换转子绕组后	$2U_k + 1000V$	$4U_k + 1000V$

绕线式电动机已改为直接短路启动，可不作交流耐压试验。

5) 可变电阻器的交流耐压试验。在大修时可变电阻器应进行交流耐压试验，试验电压为 1kV，可用 2500V 绝缘电阻表测量代替。

7.3 异步电动机的极性试验方法及其结果分析

检查异步电动机三相定子绕组的头和尾，即检查定子绕组的极性，其目的是将电动机的三相定子绕组正确地接成星形或三角形。

异步电动机在交接、接线变动以及绕组端头无标号时，均应检查定子绕组的头和尾。对于双绕组的电动机，还应检查二分支连接的正确性；对于中性点无引出线的电动机，不进行定子绕组头、尾检查。

每相绕组头和尾均引出的电动机，可用直流感应法或交流电压法检查绕组的头、尾。

7.3.1 直流感应法

1) 直流感应法检查定子绕组的头和尾试验接线图如图 7-3 所示。

试验时，在任意绕组上接入 2 ~ 6V 的直流电源，在接通电源的瞬间，在其他两相绕组内将会产生互感电动势。电动势的极性可由直流毫伏表 PV 来检查。如果毫伏表指针正向偏转，则接电源正极的一端与接毫伏表负极的一端同是头或同是尾。按此方法便可分别确定三相绕组的头和尾。直流感应法检查三相绕组的头和尾试验原理图如图 7-4 所示，图中 c1、c4、c2、c5、c3、c6 分别代表定子三相绕组的端头。c1、c4 接直流试验电源（见图 7-3）。

当电源开关 S 接通的瞬间，在 c1、c4 间绕组中，从 c1 流向 c4 的电流增大，由这一电流产生的自感磁通 ϕ_1 增大。由楞次定律可知，当 ϕ_1 增大时，在 c2、c5（或 c3、c6）间绕组中产生（假定出现）的互感磁通 ϕ_3 （或 ϕ_2 ）与 ϕ_1 方向相反。根据右手螺旋定则，由 ϕ_2 （或 ϕ_3 ）的方向，可以判断出 c2、c5（或 c3、c6）间绕组中感应电动势 e_M 的方向是由 c2（或 c3）指向 c5（或 c6）。如图 7-3 所示，毫伏表一定是正偏。由图 7-3 可见，与电源正极

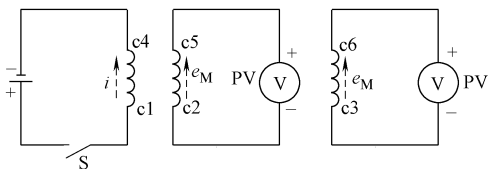


图 7-3 直流感应法检查定子绕组的头和尾试验接线图

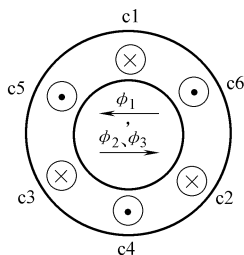


图 7-4 直流感应法检查三相绕组的头和尾试验原理图

相接的 c1 端和与毫伏表负极相接的 c2、c3 端，同是三相绕组的头或尾。

2) 用电池和小灯泡判断。若手头无毫伏表或万用表，用两节干电池和手电筒上的小灯泡也可以判断电动机定子绕组的头和尾。

首先判断出三相定子绕组的哪两个线头是一相的（因方法简单，叙述从略），然后再进一步判断其头和尾。把任意两相绕组串联起来并接上小灯泡，把第三相的一个线头接在电池的负极（铅皮）上，拿另一个线头在电池的正极上点一下，如果小灯泡亮了，则说明与灯泡相连的两个线头，一个是另一相的头，另一个是另一相的尾，如图 7-5a 所示。如果小灯泡不亮，则与灯泡相连的两个线头都是这两相的头（或尾），如图 7-5b 所示。判断两相头尾后做好标记。

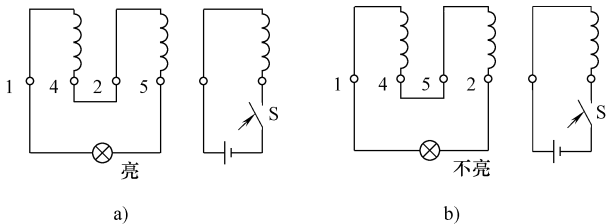


图 7-5 用电池、灯泡检查判断两相绕组的头和尾
a) 头尾相连 b) 头、头（或尾、尾）相连

把已知头、尾的一相绕组与不知头、尾的第三相绕组串联并接上灯泡，将已知头、尾的另一相绕组接电池，用电池、灯泡检查判断另一相绕组的头和尾试验接线图如图 7-6 所示。则根据刚接通电池时灯泡亮或不亮，可按上述同样的方法判断出第三相绕组的头和尾。

7.3.2 交流电压法

交流电压法检查三相绕组的头和尾试验接线图如图 7-7 所示。

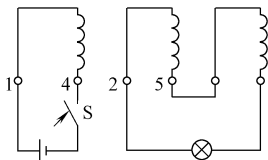


图 7-6 用电池、灯泡检查判断另一相绕组的头和尾试验接线图

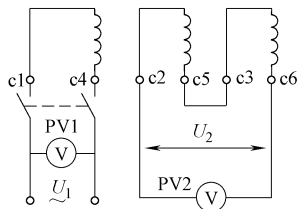


图 7-7 交流电压法检查三相绕组的头和尾试验接线图

试验时,将电动机任意两相绕组串联起来,接入电压表 PV2,在第三相绕组上施加比电动机额定电压低的电压,用电压表 PV1 监视。然后,测量被串联的两相绕组上的感应电压 U_2 。若测得结果为 $U_2 \approx U_1$,则与电压表 PV2 连接的两个端头分别为两相绕组的头和尾;若测得电压数值接近于零,则与电压表 PV2 连接的两个端头同为两绕组的头或尾。当测得电压近于零时,为防止因试验接线有问题或绕组断线导致误判断,应将串联的两相绕组中任一相绕组端头互换,再进行核对试验。

确定了两绕组头和尾后,改变接线,按上述同样的方法,可确定第三相绕组的头和尾。

7.4 异步电动机的空载特性试验方法及其结果分析

异步电动机空载特性试验是指电动机不带负载,在定子绕组上加额定电压,测其空载电流和空载损耗的试验。

7.4.1 试验目的

通过空载特性试验,可检查电动机的内部接线和匝数是否正确,电动机气隙、铁心质量、机械安装质量是否良好等。

交接试验标准规定,交接时进行电动机空载转动检查和空载电流测定;预防试验规程规定,在必要时才进行电动机的空转检查并测定空载电流和空载损耗。

7.4.2 试验方法

1. 试验前的准备

- 1) 检查电动机绕组接线应正确。
- 2) 电动机的绝缘试验应合格。
- 3) 用手转动电动机转子,应转动灵活,无异常现象。

2. 试验接线

电动机空载特性试验接线如图 7-8 所示。

3. 试验步骤

- 1) 按图 7-8 接好线,各仪表量程选择适当。
- 2) 合上开关 S_1 , S_2 ,将电流互感器的二次侧短路。
- 3) 合上电源开关 S,给电动机加上三相对称额定电压,使其在空载下启动。
- 4) 电动机转速正常运转一段时间后,拉开开关 S_1 、 S_2 ,读取各仪表指示值。
- 5) 如需测量空载特性曲线,应使用可调电压的电源供电,电压从 $1.3U_n$ 逐渐下降,测不同电压下的空载电流和功率,直到不能再低为止。

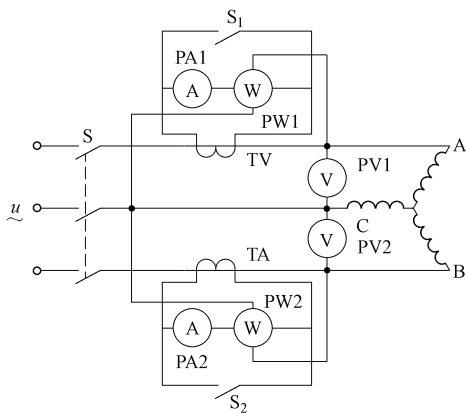


图 7-8 电动机空载特性试验接线

S—电源开关 TA—电流互感器 S_1 、 S_2 —电流互感器短路开关

4. 注意事项

1) 试验前应做短时空转检查, 规程规定一般不少于 1h, 检查各部分运转是否正常, 待各部分温度稳定后再进行试验, 以取得稳定的空载特性。

2) 预防性试验时, 仅对电动机有怀疑时才测空载电流, 3kV 以下的电动机仅测量空载电流, 不测量空载损耗。

3) 力求试验电压三相对称、稳定, 以保证试验结果的准确。

4) 试验电压应为电动机额定电压, 当相差不超过 $\pm 3\%$ 时, 可按下式换算成额定电压下的数值

$$I_{0n} = \frac{U_n}{U_0} \times I_0 \quad (7-3)$$

$$P_{0n} = \left(\frac{U_n}{U_0}\right)^2 \times P_0 \quad (7-4)$$

式中 U_n 、 I_{0n} 、 P_{0n} ——额定电压、额定电流下的空载电流和空载功率;

U_0 、 I_0 、 P_0 ——测得的空载电压、电流、功率。

5) 空载功率因数可按下式求得

$$\cos\varphi = \frac{P_0}{\sqrt{3}U_0I_0} \quad (7-5)$$

5. 试验结果分析

空载试验时, 要求电动机转动正常, 空载电流自行规定。一般在额定电压下, 正常的电动机空载电流约为额定电流的 20% ~ 50%, 空载损耗约为额定功率的 3% ~ 8%。三相电源电压对称时, 额定电压下的三相空载电流应平衡, 任一相与平均值的差值不应大于 10%。若差值较大, 表明被试电动机内部存在三相匝数不等或定子与转子间的气隙不均匀等缺陷。预防性试验规程还规定, 额定电压下的空载损耗值不得超过原来值的 50%。

第 8 章 电力电容器的试验方法及其结果分析与判断

电力系统中常用的电容器有电力电容器、耦合电容器、断路器均压电容器以及电容式电压互感器的电容分压器。电力电容器在系统中一般用作补偿功率因数。耦合电容器主要用于电力系统载波通信及高频保护。均压电容器并联于断路器断口，起均压及增加断路器断流容量的作用。其结构与耦合电容器基本一样。

耦合电容器与电力电容器的构造材料均为油浸纸绝缘电容器。电容元件由铝箔极板和电容器纸卷制而成，一台电容器由数个乃至数十个、数百个这样的电容元件串并联组成。电力电容器一般电容量较大（ μF 级），额定电压多为 35kV 及以下，其结构特点是将串并联电容元件密封在铁壳中，充以绝缘油，引线由瓷套管引出，供连接用。耦合电容器一般电容为 3000 ~ 15000pF，额定电压在 35kV 及以上。其结构特点是将串并联电容元件密封在瓷套中，高压端接带阻波器的高压引线，另一端由底部的小瓷套管引出，接结合滤波器。

8.1 电力电容器的试验项目、周期和标准

在交接试验时对电力电容器一般做以下项目试验：

- 1) 测量两极对外壳的绝缘电阻；
- 2) 测量极间电容值；
- 3) 渗漏油检查；
- 4) 交流耐压试验；
- 5) 冲击合闸试验；
- 6) 并联电阻测量。

高压并联电容器、串联电容器和交流滤波电容器的试验项目、周期和要求见表 8-1。

表 8-1 高压并联电容器、串联电容器和交流滤波电容器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	极对壳绝缘电阻	1) 投 运 后 1 年内； 2) 1 ~ 5 年	不低于 2000M Ω	1) 串 联 电 容 器 用 1000V 绝缘电阻表，其他用 2500V 绝缘电阻表； 2) 单套管电容器不测
2	电容值	1) 投 运 后 1 年内； 2) 1 ~ 5 年	1) 电容值偏差不超出额定值的 -5% ~ +10% 范围； 2) 电容值不应小于出厂值的 95%	用电桥法或电流电压法测量
3	并联电阻值测量	1) 投运后 1 年内； 2) 1 ~ 5 年	电阻值与出厂值的偏差应在 $\pm 10\%$ 范围内	用自放电法测量
4	泄漏油检查	6 个月	漏油时停止使用	观察法

耦合电容器和电容式电压互感器的电容分压器的试验项目、周期和要求见表 8-2。

表 8-2 耦合电容器和电容式电压互感器的电容分压器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	极间绝缘电阻	1) 投运后 1 年内; 2) 1~3 年	一般不低于 5000MΩ	用 2500V 绝缘电阻表
2	电容值	1) 投 运 后 1 年内; 2) 1~3 年	1) 每节电容值偏差不超出额定值的 -5% ~ +10%; 2) 电容值大于出厂值的 10% ~ 20% 时应缩短试验周期; 3) 一相中任两节实测电容值相差不超过 5%	用电桥法
3	tanδ	1) 投 运 后 1 年内; 2) 1~3 年	10kV 以下 tanδ 的值不大于下列数值: 油纸绝缘 0.005; 膜纸复合绝缘 0.002	1) 当 tanδ 值不符合要求时, 可在额定电压下复测。复测值如符合 10kV 下的要求可继续投运; 2) 电容式电压互感器低压电容的试验电压值自定
4	渗漏油检查	6 个月	油漏时停止使用	用观察法
5	低压端对地绝缘电阻	1~3 年	一般不低于 100MΩ	采用 1000V 绝缘电阻表
6	局部放电试验	必要时	预加电压 $0.8 \times 1.3U_m$, 持续时间不小于 10s, 然后在测量电压 $1.1U_m/\sqrt{3}$ 下保持 1min, 局部放电量一般不大于 10pC	如受试验设备限制, 预加电压可以适当降低
7	交流耐压试验	必要时	试验电压为出厂试验电压的 75%	

集合式电容器的试验项目、周期和要求见表 8-3。

表 8-3 集合式电容器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	相间和极对壳绝缘电阻	1) 1~5 年; 2) 吊芯修理后	自行规定	1) 采用 2500V 绝缘电阻表; 2) 仅对有 6 个套管的三相电容器测量相间绝缘电阻
2	电容值	1) 投 运 后 1 年内; 2) 1~5 年; 3) 吊芯修理后	1) 每相电容值偏差应在额定值的 -5% ~ +10% 的范围内。且电容值不小于出厂值的 96%; 2) 三相中每两线路端子间测得的电容值的最大值与最小值之比不大于 1.06; 3) 每相用 3 个套管引出的电容器组, 应测量每两个套管之间的电容量, 其值与出厂值相差在 ±5% 范围内	

(续)

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
3	相间和极对壳交流耐压试验	1) 必要时; 2) 吊芯修理后	试验电压为出厂试验值的 75%	仅对有 6 个套管的三相电容器进行相间耐压测量
4	渗漏油检查	1 年	漏油应修复	用观察法

8.2 电力电容器绝缘电阻的试验方法及其结果分析

测量绝缘电阻的目的主要是初步判断耦合电容器的两极及电力电容器两极对外壳之间的绝缘状况,测量时用 2500V 绝缘电阻表。摇测耦合电容器小套管对地绝缘电阻时用 1000V 绝缘电阻表。测量电容器绝缘电阻接线图如图 8-1 所示。

测量结果应与历次测量值及经验值比较,进行分析判断。测量时应注意:

1) 测量前后对电容器两极之间、两极与地之间,均应充分放电,尤其对电力电容器应直接从两个引

出端上直接放电,而不应仅在连接板上对地放电。因为大多数电力电容器两极与连接板连接时均串有熔断器,若某电力电容器熔断器熔断,在连接板上放电不一定能将该电力电容器上所储电荷放完。

2) 应按大容量试品的绝缘电阻测量方法摇测电容器。在摇测过程中,应在未断开绝缘电阻表以前,不停摇动手柄,防止反充电损坏绝缘电阻表。

3) 不允许长时间摇测电力电容器两极之间的绝缘电阻。因电力电容器电容量较大,储存电荷也多,长时间摇测时若操作不慎易造成人身及设备事故。有些单位在摇测电力电容器两极绝缘状况时,先将绝缘电阻表轻摇几转,一般不超过 5 转,然后通过电容器两极放电的放电声及放电火花来判断绝缘状况。若有清脆的放电声及明显的放电火花,则认为电容器两极绝缘状况良好;若无放电声及火花,则可能是电容器内部绝缘受潮老化或者两极与电容之间引线断开。用这种方法时应注意,对两极放电的放电引线两端应接在短绝缘棒上,人身不要直接接触放电引线,放电引线应采用裸铜导线。

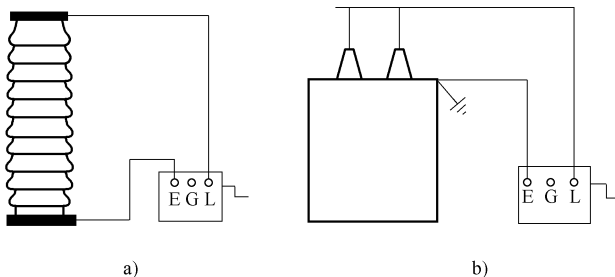


图 8-1 测量电容器绝缘电阻接线图

a) 耦合电容器测量接线 b) 电力电容器测量接线

8.3 电力电容器 $\tan\delta$ 和电容量测量的方法及其结果分析

对 $\tan\delta$ 和电容量的测量可以检查电容器是否有受潮、老化现象及存在某些局部缺陷,并根据测量得到的电容量与铭牌值进行比较,可判断电容器内部接线是否正确,是否有断线和击穿现象。

电力电容器一般不要求做 $\tan\delta$ 试验。

8.3.1 耦合电容器的 $\tan\delta$ 和电容量测量

由于耦合电容器两极可以对地绝缘，所以一般采用 QS1 电桥正接线测量 $\tan\delta$ 值和电容量。《规程》规定： $\tan\delta$ 值 (%) > 0.8 为不合格，大于 0.5 应引起注意。所谓引起注意，指应该采取缩短试验周期或进行带电测量等方法跟踪测量 $\tan\delta$ 的变化趋势。

由所测量的电容量计算出电容变化率 ΔC_X 。计算公式为

$$\Delta C_X = \frac{C_X - C_N}{C_N} \times 100\% \quad (8-1)$$

式中 C_X ——测量的电容值 (pF)；

C_N ——所测电容器铭牌电容值 (pF)。

电容值的增大，可能是电容器内部某些串联元件击穿所致。电容量的减小，可能是内部元件有断线松脱情况，也可能是电容器因外壳密封不严渗油，造成严重缺油而引起。《规程》规定耦合电容器的电容变化率 ΔC_X 在运行中应在铭牌电容值的 +10% ~ -5% 范围内。

8.3.2 电力电容器的电容量测量

电力电容器的电容量较大，所以其电容量测量一般不用 QS1 电桥而常采用以下办法测量。

1. 用法拉表测

现在国内生产的多量程法拉表，可很方便地测量出电容器两极间的电容量。具体使用方法可参照法拉表使用说明书。

2. 交流阻抗算法（电压、电流表法）

交流阻抗算法测量电容值接线图如图 8-2 所示。

按图 8-2 接好线，合上电源，用调压器 T 升高电压，选择合适的电压表 (PV)、电流表 (PA)、频率表 (PF)，待表计指示稳定后，同时读取电压、电流和频率指示值。当外加的交流电压为 U ，流过被试电容器的电流为 I ，频率为 f 时，则 $I = U2\pi fC_X$ ，故被测电容器 C_X 为

$$C_X = \frac{I}{2\pi fU} \times 10^6 \quad (8-2)$$

式中 I ——电流表 (PA) 所测电流值 (A)；

U ——电压表 (PV) 所测电压值 (V)；

f ——频率表 (PF) 所测频率值 (Hz)；

C_X ——被测电容器电容量 (μF)。

现场电源一般为交流 220V 或 380V。

3. 双电压表法

双电压表法测量电容量如图 8-3 所示。

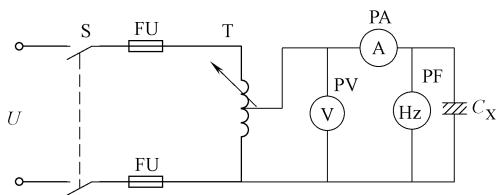


图 8-2 交流阻抗算法测量电容值接线图
S—电源开关 FU—熔断器 T—调压器 C_X —被测电容

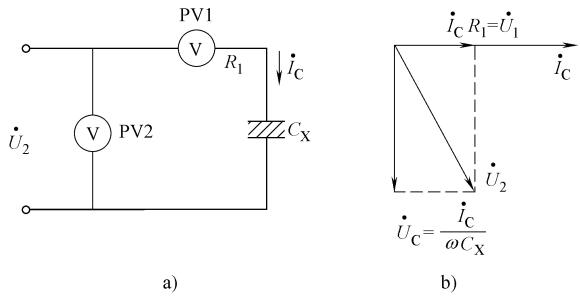


图 8-3 双电压表法测量电容量
a) 接线图 b) 相量图

由图 8-3 可知：

$$U_2^2 = U_1^2 + U_C^2 = U_1^2 + \frac{I_C^2}{(\omega C_X)^2} = U_1^2 + \frac{\left(\frac{U_1}{R_1}\right)^2}{(\omega C_X)^2} = U_1^2 \left[1 + \frac{1}{(R_1 \omega C_X)^2} \right] \quad (8-3)$$

由式 (8-3) 可得

$$\frac{U_2^2}{U_1^2} - 1 = \frac{1}{(R_1 \omega C_X)^2}$$

所以

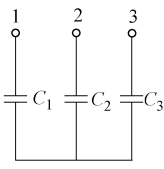
$$C_X = \frac{1}{\omega R_1 \sqrt{\left(\frac{U_2}{U_1}\right)^2 - 1}} \quad (8-4)$$

用以上方法可以很容易地测出单相电容器的电容量。但对于三相电容器，需分三次测量，并根据测量结果还要进行计算，较为复杂。表 8-4、表 8-5 分别示出了三相电容器为三角形接线及星形接线时电容量的测量方法和计算公式。

表 8-4 三角形接线的三相电力电容器电容量测量方法和计算公式

测量次数	接线方式	短路接线端	测量接线端	测量电容量	电容量的计算
1		2, 3	1 与 2, 3	$C_A = C_1 + C_3$	$C_1 = \frac{1}{2} (C_A + C_C - C_B)$
2		1, 2	3 与 1, 2	$C_B = C_2 + C_3$	$C_2 = \frac{1}{2} (C_B + C_C - C_A)$
3		1, 3	2 与 1, 3	$C_C = C_1 + C_2$	$C_3 = \frac{1}{2} (C_A + C_B - C_C)$

表 8-5 星形接线的三相电力电容器电容量测量方法和计算公式

测量次数	接线方式	测量接线端	测量电容量	电容量的计算
1		1 与 2 (C_{12})	$\frac{1}{C_{12}} = \frac{1}{C_1} + \frac{1}{C_2}$	$C_1 = \frac{2C_{12}C_{31}C_{23}}{C_{31}C_{23} + C_{12}C_{23} - C_{12}C_{31}}$
2		3 与 1 (C_{31})	$\frac{1}{C_{31}} = \frac{1}{C_3} + \frac{1}{C_1}$	$C_2 = \frac{2C_{12}C_{31}C_{23}}{C_{31}C_{23} + C_{12}C_{23} - C_{12}C_{31}}$
3		2 与 3 (C_{23})	$\frac{1}{C_{23}} = \frac{1}{C_2} + \frac{1}{C_3}$	$C_3 = \frac{2C_{12}C_{31}C_{23}}{C_{12}C_{23} + C_{12}C_{31} - C_{31}C_{23}}$

采用上述办法测得的电容值均需按式 (8-1) 进行电容量的误差计算。交接及运行中的实测值与出厂时实测值铭牌值差别应在 +10% ~ -5% 范围内。

8.3.3 试验注意事项

在试验时应注意以下事项：

- 1) 无论何种测量方法，测量前后均需对耦合电容器或电力电容器两极充分放电，以保证人身安全及测量准确度。
- 2) 用交流阻抗法测电容量时，最好用频率表直接测量试验电源频率值，并用实测值计算电容量，采用的电压表、电流表和频率表不应低于 0.5 级。
- 3) 发现电容器有渗漏油时应视该电容器为不合格，并应立即退出运行并及时更换。

8.4 电力电容器交流耐压试验和冲击耐压的试验方法及其结果分析

8.4.1 交流耐压试验

对电力电容器进行两极对外壳的交流耐压试验，能比较有效地发现油面下降、内部进入潮气、瓷套管损坏以及机械损伤等缺陷。两极对外壳交流耐压试验时要求试验设备容量不大，试验方法简便。电力电容器两极对外壳交流耐压试验标准见表 8-6。

表 8-6 电力电容器两极对外壳交流耐压试验标准

额定电压/kV	0.5 及以下	1.05	3.15	6.3	10.5
出厂试验电压/kV	2.5	5	18	25	35
交流耐压试验电/kV	2.1	4.2	15	21	30

交流耐压时间为 1min，如出厂试验电压与表 8-6 不同时，交流耐压试验电压应为出厂试验电压值的 85%。

8.4.2 冲击合闸试验

新安装的电力电容器组在投入正式运行前需进行冲击合闸试验。试验的目的是检查电容器组补偿容量是否合适、电容器所用熔断器是否合适以及三相电流是否平衡。

1. 试验方法

电容器组及与之相配套的断路器及控制保护回路电流、电压测量装置等安装好后，在额定电压下，对电容器组进行三次合、拉闸冲击试验。冲击合闸试验后，断开断路器及隔离开关，合上电容器组接地开关，极间充分放电后，检查熔断器有无熔断，如发现熔断，应查明原因，消除故障后才允许电容器正式投入运行。

冲击试验时，应监视系统电压的变化及电容器组每相电流的大小，观察三相电流是否平衡以及合闸及拉闸时是否给系统造成较高的过电压和谐振等现象。三相电流不平衡率一般不应超过 5%，超过时应查明原因，予以消除。

2. 注意事项

1) 冲击合闸试验时，应测量每相电流。试验前应将测量电流互感器事先接于测量回路中。如电容器组为星形接线，应将测量电流互感器串接于电容器中性点侧的回路内；电容器组为三角形接线时测量电流互感器只能串接在各相高压回路内。

2) 三相电流不平衡时，应检查电容器组熔断器有无熔断，电容量是否合适等。检查前仍应对电容器两极直接放电，防止熔断器熔断使电容器带有电荷。

第9章 避雷器的试验方法及其结果分析与判断

避雷器是保证电力系统安全运行的重要保护设备之一。它的一端与被保护设备并联，另一端直接接地。它主要用来保护电气设备免遭雷电过电压的损坏。当大气过电压出现时，它就发生放电，将过电压限制在一定的数值内，以保护电气设备；当过电压消失后，避雷器能迅速可靠地灭弧，自动将工频续流截断，恢复到电网的正常运行状态。

目前使用的避雷器有以下几种类型：①管型避雷器；②阀型避雷器，它包括普通阀型避雷器（FS型和FZ型）与磁吹阀型避雷器（FCZ型和FCD型）；③氧化锌避雷器，也称无间隙避雷器。

阀型避雷器由火花间隙和非线性电阻（简称阀片）串联组成。阀型避雷器的放电电压是由火花间隙决定的，放电电压与时间的关系称为伏秒特性。为了获得较平坦的伏秒特性，采用多个短间隙串联的结构，由于间隙距离短，电场比较均匀，伏秒特性较平，分散性小，且灭弧能力强。阀型避雷器的续流是由阀片和间隙的弧道电阻决定的，通过阀片的电流与其产生的压降关系，称为避雷器的伏安特性。

阀型避雷器的冲击放电电压和残压是阀型避雷器的两个重要指标，欲降低被保护设备的绝缘水平，需同时降低这两个指标。如果要降低阀型避雷器的冲击放电电压，就需要减少间隙的数量，这必然使工频放电电压和灭弧电压降低，这就可能使避雷器在系统最大运行电压下不能灭弧，或在内部过电压下动作（内部过电压持续时间长，阀片的通流能力有限，一般不允许在内部过电压下动作）。若要降低避雷器的残压，则需减少阀片的数量，这将使工频续流增加，其结果将造成避雷器灭弧困难，导致阀片热容量不够而损坏。因此，要降低被保护设备的绝缘水平，必须从提高阀片的通流能力和间隙的灭弧能力入手，来提高避雷器的保护性能，磁吹阀型避雷器就是根据这种要求生产的。磁吹阀型避雷器的主要元件仍是火花间隙和阀片。其工作原理和普通阀型避雷器类似，不同之处是用磁场驱动电弧，使弧道拉长，易于灭弧。弧道拉长后，弧道电阻也起到限制工频续流的作用，从而可以减少阀片的数量，降低避雷器的残压。此外，通过改进阀片的工艺和配方来提高阀片的热容量，还能获得较低的冲击放电电压和残压。

管型避雷器由内、外间隙串联组成。内间隙装在由产气材料制成的灭弧管内，外间隙装于灭弧管的非接地端与带电导体之间。外间隙在正常运行状态下，使灭弧管与系统电压隔离。当有高于被保护设备绝缘水平的大气过电压袭来时，由于内间隙的电容比外间隙电容大得多，故使外间隙上分配的电压较高，足以使外间隙首先放电。外间隙放电以后，全部电压加于内间隙上，内间隙立即放电，灭弧管在电弧作用下，产生大量的高压气体，气体从管口喷出时，使电弧在工频电流第一次过零时熄灭。

管型避雷器的灭弧能力是由通过避雷器的电流大小决定的。如流过避雷器的续流太小，则产气量太少，难于灭弧；续流太大，产气量过多，气体压力过大，可能由于灭弧管的机构强度不够而爆炸。因此，管型避雷器的切断电流具有一定的上限和下限，上限电流由灭弧管的管径及其机械强度来决定，下限电流由灭弧管的内径和产气能力来决定。

管型避雷器切断电流的选择,应使切断电流的上限大于使用地点的最大短路电流,使切断电流的下限小于使用处的最小短路电流。当在管型避雷器的内、外间隙配合适当的条件下,有高于被保护设备绝缘水平的雷电波侵入时,管型避雷器立即动作,将雷电流泄入大地,起到限制过电压的作用,从而使被保护的电器设备免遭过电压的损害。

氧化锌避雷器的基本结构是阀片。阀片是以氧化锌为主要成分,并附加少量 Bi_2O_3 、 CO_2O_3 、 MnO_2 、 Sb_2O_3 等金属氧化物添加剂,将它们充分混合后造粒成型,经高温焙烧而成的。这种阀片具有优良的非线性和大的通流容量。由于氧化锌避雷器的阀片是由金属氧化物组成的,所以有时也称为金属氧化物避雷器。

氧化锌阀片在运行电压下呈绝缘状态,通过的电流很小(一般为 $10 \sim 15\mu\text{A}$)。由于阀片有电容,在交流电压下,总电流可达数百微安。当阀片承受电压升高,电流也随之增加,当电流达 1mA 时,则认为它开始动作,此时的电压称为起始动作电压,用 $U_{1\text{mA}}$ 表示,氧化锌避雷器限制过电压的作用就由此开始,随后逐渐加强。

氧化锌避雷器除有优良的非线性外,还具有下列优点:

1) 无间隙。在工作电压作用下,氧化锌阀片实际相当于一个绝缘体,不会使其烧坏。因此,可以不用串联间隙来隔离工作电压。由于无间隙,因而对波头陡的冲击波能迅速响应,放电无延迟,限制过电压效果很好,既提高了对电力设备保护的可能性,又降低了作用于电力设备上的过电压,从而降低了电力设备的绝缘水平。

2) 无续流。只有当作用到氧化锌阀片上的电压达到其起始动作电压时,才发生导通,导通后,氧化锌阀片上的残压与流过其中的电流大小基本无关而为一个定值。当作用电压降到动作电压以下时,氧化锌阀片导通状态终止,又相当于一个绝缘体。因此,不存在工频续流。由于无续流,使动作后通过的能量很小,对重复雷击等短时间可能重复发生的过电压保护特别适用。

由于氧化锌避雷器有上述优点,因而有很大的发展前途,世界上许多国家都在致力于它的研制及推广。

新装和运行中的避雷器,由于各种因素的影响,都可能使其性能发生变化,致使其不能正常工作,失去对设备的保护作用或引起其他事故。对避雷器在交接时和运行中按规定进行检查试验,其目的就是监督其性能,发现缺陷并及时处理,以保证避雷器的保护作用。

9.1 避雷器的试验项目和要求

9.1.1 测量绝缘电阻

对于变电所内的避雷器,应在每年雷雨季节前测量避雷器的绝缘电阻;对于在线路上的避雷器,应 $1 \sim 3$ 年进行一次绝缘电阻的测量。另外,在避雷器解体、大修后,也应进行绝缘电阻的测量。

对于 FZ (PBC、LD) 型、FCZ 型和 FCD 型避雷器的绝缘电阻值可自行规定,但与前一次或同一类型的避雷器的测量数据进行比较,不应有明显变化。对于 FS 型避雷器的绝缘电阻值应不低于 $2500\text{M}\Omega$ 。

9.1.2 测量电导电流及检查串联组合元件的非线性系数差值

每年雷雨季节前或在避雷器解体、大修后，应对避雷器进行测量电导电流及检查串联组合元件的非线性系数差值的试验。

对于 FS 型、FZ 型、FCZ 型和 FCD 型避雷器的电导电流应符合表 9-1、表 9-2、表 9-3 及表 9-4 的标准，但与历年数据比较，不应有明显变化。

表 9-1 FS 型避雷器的电导电流值

型 号	FS4-3, FS8-3, FS4-3GY	FS4-6, FS8-6, FS4-6GY	FS4-10, FS8-10, FS4-10GY
额定电压/kV	3	6	10
试验电压/kV	4	7	10
电导电流/ μ A	10	10	10

表 9-2 FZ 型避雷器的电导电流值和工频放电电压

型 号	FZ-3	FZ-6	FZ-10	FZ-15	FZ-20
额定电压/kV	3	6	10	15	20
试验电压/kV	4	6	10	16	20
电导电流/ μ A	450 ~ 650	400 ~ 600	400 ~ 600	400 ~ 600	400 ~ 600
工频放电电压有效值/kV	9 ~ 11	16 ~ 19	26 ~ 31	41 ~ 49	51 ~ 61

型 号	FZ-35	FZ-40	FZ-60	FZ-110J	FZ-110
额定电压/kV	FZ-35	FZ-40	FZ-60	FZ-110J	FZ-110
试验电压/kV	16 (15kV 元件)	20 (20kV 元件)	20 (20kV 元件)	24 (30kV 元件)	24 (30kV 元件)
电导电流/ μ A	400 ~ 600	400 ~ 600	400 ~ 600	400 ~ 600	400 ~ 600
工频放电电压有效值/kV	82 ~ 98	95 ~ 118	140 ~ 173	224 ~ 268	448 ~ 536

表 9-3 FCZ 型避雷器的电导电流值和工频放电电压

型 号	FCZ3-35	FCZ3-35L	FCZ-30DT	FCA3-110J
额定电压/kV	35	35	35	110
试验电压/kV	50	50	118	110
电导电流/ μ A	250 ~ 400	250 ~ 400	150 ~ 300	250 ~ 400
工频放电电压有效值/kV	70 ~ 85	78 ~ 90	85 ~ 100	170 ~ 195

注：1. FCZ3-35 在海拔 4000m 及以上应加直流试验电压 60kV；

2. FCZ3-35L 在海拔 2000m 以上应加直流试验电压 60kV；

3. FCZ3-30DT 适用于热带多雷地区。

表 9-4 FCD 型避雷器的电导电流值和工频放电电压

额定电压/kV	2	3	4	6	10	13.2	15
试验电压/kV	2	3	4	6	10	13.0	15
电导电流/ μ A	FCD1、FCD3 型不超过 10；FCD2、FCD 为 50 ~ 100						

同一相内串联组合元件的非线性系数差值不应大于 0.05；电导电流相差值不应大于 30%。测量避雷器非线性系数试验电压值见表 9-5。

表 9-5 测量避雷器非线性系数试验电压值

元件额定电压/kV	3	6	10	15	20	30
试验电压 U_1 /kV				8	10	12
试验电压 U_2 /kV	4	6	10	16	20	24

9.1.3 测量工频放电电压

每 1 ~ 3 年或在解体、大修后，对避雷器进行一次测量工频放电电压试验。

FS 型避雷器工频放电电压范围见表 9-6。对于 FZ 型避雷器的工频放电电压值可参见表 9-2。对于 FCZ 型避雷器的工频放电电压可参见表 9-3。FCD 型避雷器工频放电电压范围见表 9-7。

表 9-6 FS 型避雷器工频放电电压范围

额定电压/kV		3	6	10
放电电压/kV	大修后	9 ~ 11	16 ~ 19	26 ~ 31
	运行中	8 ~ 12	15 ~ 21	23 ~ 33

表 9-7 FCD 型避雷器工频放电电压范围

避雷器形式	FCD-2	FCD-3	FCD-4	FCD-6	FCD-10
放电电压/kV	4.5 ~ 5.7	7.5 ~ 9.5	9 ~ 11.4	15 ~ 18	25 ~ 30

9.1.4 检查密封情况

在对避雷器解体、大修后，应该检查避雷器的密封情况。当避雷器内腔抽真空到 $(380 \sim 400) \times 133.3 \text{Pa}$ 后，在 5min 内其内部气压增加不应超过 133.3Pa。

9.2 避雷器绝缘电阻的试验方法及其结果分析

对阀型避雷器测量绝缘电阻，应使用 2500V 绝缘电阻表。对无并联电阻的阀型避雷器测量绝缘电阻，主要是检查其内部元件有无受潮情况；对有并联电阻的阀型避雷器测量绝缘电阻，主要是检查其内部元件的通断情况。因此，测出的绝缘电阻与避雷器的形式有关。

没有并联电阻的避雷器，如 FS 型避雷器的绝缘电阻，要求在交接时应大于 $2500 \text{M}\Omega$ ，运行中应大于 $2000 \text{M}\Omega$ ；有并联电阻的避雷器，如 FZ、FCZ 和 FCD 型避雷器的绝缘电阻，没有规定明确的标准，但测得值与前一次或同一形式的测量数据相比，应没有明显变化。

阀型避雷器绝缘电阻的明显降低，说明避雷器密封不良，内部元件已经受潮；有并联电阻的避雷器绝缘电阻的明显增高，说明避雷器内部的并联电阻可能发生断裂、开焊以及老化变质等。

测量阀型避雷器的绝缘电阻时还应注意以下几点：

1) 要在测量前将避雷器的表面擦拭干净，以防止表面的潮气、尘垢和污秽等影响测量的正确性。

2) 有并联电阻的避雷器测得的绝缘电阻, 实际上是并联电阻对地的电阻值, 此电阻值与温度有关, 温度在 $5 \sim 35^{\circ}\text{C}$ 范围内时, 绝缘电阻值变化不大, 温度过低时, 测量出的绝缘电阻值将偏大, 不易发现避雷器内部受潮等缺陷。因此, 一般要求测量避雷器绝缘电阻时的室温应不低于 5°C 。

9.3 避雷器电导电流及串联元件非线性系数的试验方法及其结果分析

测量避雷器的电导电流, 实际上测量的是其并联电阻的电导电流, 故仅对有并联电阻的阀型避雷器 (如 FZ、FCZ 和 FCD 型) 进行此项试验。测量电导电流的目的是检查并联电阻性能有无变化、有无开焊、断裂, 以及避雷器内部元件是否严重受潮等。另外, 串联组合使用的避雷器元件, 在测量电导电流的同时, 可以测量计算避雷器元件或其对各并联电阻的非线性系数及其差值, 以此来判别各避雷器元件是否适合串联组合使用。

对无并联电阻的避雷器, 一般认为测量绝缘电阻即能比较明显地发现其密封不良而严重受潮的缺陷, 故试验标准不再要求对其测量直流泄漏电流。但是, 对无并联电阻的阀型避雷器, 测量直流泄漏电流毕竟比测量绝缘电阻对发现缺陷有更高的灵敏性, 因此, 必要时对有怀疑的避雷器, 也可增做这项试验, 以帮助做出正确的判断。

阀型避雷器的电导电流和泄漏电流, 虽然它们的性质不同, 数值差别很大, 但测量方法和原理基本一致。下面以测量电导电流为主, 介绍试验的方法。

9.3.1 试验方法

1. 试验接线

测量阀型避雷器电导电流试验接线图如图 9-1 所示。

此接线与本书前面章节介绍的泄漏电流试验的接线大体相同, 所不同的有以下两个方面:

(1) 对试验电压稳定的要求

阀型避雷器测量电导电流时, 多采用半波整流直流电源, 这种直流电源脉动较大。用这种脉动较大的直流来测量电容量很小 (近于零) 的阀型避雷器的电导电流, 必将产生很大的误差。

为了保证试验的正确性, 试验时要求施加的直流电压脉动值不超过试验电压的 $\pm 1.5\%$ 。为达到此要求, 试验时需加装如图 9-1 所示的滤波电容器 C 。

为使试验电压的脉动值在 $\pm 1.5\%$ 之间, 所需滤波电容值是比较小的, 试验标准要求加装 $0.1\mu\text{F}$ 即可。试验电压在 24kV 以下时, 可用 YY-10.5-1、 $0.3\mu\text{F}$ 的移相电容器。

(2) 对测量试验电压方式的要求

试验电压的测量, 要在高压侧测量, 不能采用在低压侧测量再换算到高压侧的办法。因

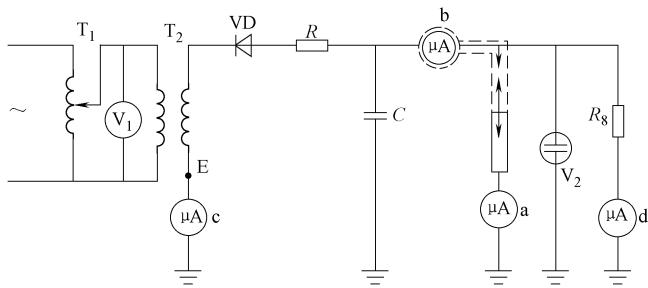


图 9-1 测量阀型避雷器电导电流试验接线图

T_1 —自耦调压器 T_2 —试验变压器 VD —高压硅堆 R —保护电阻
 C —滤波电容器 R_8 —分压电阻 V_2 —静电电压表 V_1 —电压表

为非线性电阻中的电流不随电压的增加而成直线变化,即使电压变化不大,对电导电流的影响却很大,通常只要电压变化1%,电导电流将会产生3%以上的变化。因此,必须在高压侧直接测量电压。

由高压侧直接测量电压有两种方法:

1) 利用静电电压表测量。这是比较简便而准确的方法,凡是有条件的地方,都应采用此方法。

2) 利用直流线性分压电阻的方法。线性电阻的选择方法是:

① 首先明确 FZ 型避雷器的电导电流在 $400 \sim 600 \mu\text{A}$, 流过电阻的电流可取 $100 \mu\text{A}$ 左右;

② 考虑电压的量程,对于常用的避雷器,其组成元件为 FZ-30、FZ-20、FZ-15、FZ-10、FZ-6 和 FZ-3 六种。直流试验电压依次为 24kV、20kV、16kV、10kV、6kV 和 4kV。一般按最高电压 24kV 计算电阻值。即:

$$\text{总电阻值} = \frac{U}{I} = \frac{24\text{kV}}{100\mu\text{A}} = 240\text{M}\Omega$$

③ 确定串联电阻的个数,对于 1W 的碳膜电阻,两端最大工作电压为直流 500V,则串联最少个数为

$$\text{电阻串联个数} = \frac{24\text{kV}}{0.5\text{kV}} = 48 \text{ 个}$$

则每只电阻阻值为 $5\text{M}\Omega$ 。这样即可确定选用 48 只 RT 1W、 $5\text{M}\Omega$ 、500V 的碳膜电阻串联起来使用。为了能在各种电压下都能适合表计的量限,可在适当处抽出几个抽头。用这种方法测量的试验电压,其最大误差不大于 1.5%。分压器在使用中应经常校准和考虑温度的影响。

2. 使用仪表和试验步骤

测量阀型避雷器电导电流时使用的仪器仪表以及操作步骤等,可参见本书有关直流泄漏电流试验的内容。

由多个避雷器元件串联组合使用的避雷器,除按要求需测量各个避雷器元件的电导电流外,还应试验计算其各自的非线性系数值,以此来判断各元件是否适合串联组合使用。

根据对应电压的电导电流,非线性系数可由式 (9-1) 计算而得

$$a = \frac{\lg \frac{U_2}{U_1}}{\lg \frac{I_2}{I_1}} \quad (9-1)$$

式中 U_1 、 U_2 ——测量避雷器非线性系数时的试验电压 (kV);

I_1 、 I_2 ——对应于试验电压 U_1 、 U_2 的电导电流 (μA)。

9.3.2 注意事项

1) 阀型避雷器并联电阻的电导电流与试验时的温度有关,试验时应记录正确的室温。当夏季或冬季在室内试验室外安装避雷器时,夏季至少停放 4h,冬季至少停放 8h。

阀型避雷器电导电流的标准是温度为 20°C 时的数值,当温度与 20°C 相差超过 5°C 时,

应换算至 20℃ 的数值，温度换算公式如下：

$$I_{20} = I_t [1 + K(20 - t)/10] = I_t K_t \quad (9-2)$$

式中 I_{20} ——换算至 20℃ 时的电导电流 (μA)；

t ——测量电导电流时的实测室内温度 (℃)；

I_t ——温度为 t ℃ 时实测的电导电流 (μA)；

K ——温度每变化 10℃ 时，阀型避雷器电导电流变化的百分数，一般阀型避雷器取 $K = 0.05$ ；

K_t ——阀型避雷器电导电流的温度换算系数，见表 9-8。

表 9-8 阀型避雷器电导电流各种温度时的 K_t 值 ($K = 0.05$)

T/℃	K_t	T/℃	K_t	T/℃	K_t	T/℃	K_t
1	1.095	11	1.045	21	0.995	31	0.945
2	1.090	12	1.040	22	0.990	32	0.940
3	1.085	13	1.035	23	0.985	33	0.935
4	1.080	14	1.030	24	0.980	34	0.930
5	1.075	15	1.025	25	0.975	35	0.925
6	1.070	16	1.020	26	0.970	36	0.920
7	1.065	17	1.015	27	0.965	37	0.915
8	1.060	18	1.010	28	0.960	38	0.910
9	1.055	19	1.005	29	0.955	39	0.905
10	1.050	20	1.000	30	0.950	40	0.900

在雾天和雨天以及室温低于 +5℃ 时，不应测量阀型避雷器的电导电流，因为在这种试验环境下得出的试验结果是不能正确判断阀型避雷器的状况的。

2) 当避雷器接地端可以解开时，微安表应接在图 9-1 中的 a 处，这是最合适的地方。因为微安表处于低压侧，流过微安表的电流主要是通过避雷器的电导电流。

3) 当避雷器接地端不能解开时，微安表可放在图 9-1 中的 b 或 c 处。若放在 b 处，微安表必须屏蔽，距被试避雷器越近越好，否则测量误差很大。由于微安表处于高电位，故应放在安全遮栏内。当微安表放在 c 处，试验回路所有元件的泄漏电流都要流经微安表，为减小测量误差，应进行两次测量，第一次空升压，不接被试品，记录微安表读数，将第二次的测得值减去第一次的测得值作为试验数据。

4) 注意要将滤波电容器 C 的接地点接在 E 处，使流经电容的电流不要通过微安表。

5) 图 9-1 中的 R 为限流电阻，其阻值的选取应保证高压硅堆在被试物短路时不损坏，一般可用 1MΩ 的水电阻或其他类型的固定电阻。

9.3.3 分析判断

1) 如无并联电阻的避雷器测量泄漏电流时，可以较有效地判断避雷器是否存在密封不良和内部元件严重受潮等缺陷。良好的阀型避雷器，其泄漏电流接近于零，当泄漏电流超过 10μA 且比过去有明显增加时，可以认为内部元件有受潮现象。

2) 有并联电阻的阀型避雷器（如 FZ、FCZ 和 FCD 型），在规定的试验电压下，电导电

流值有一定的范围。电导电流明显增加,说明内部有受潮现象;电导电流明显降低,可能是由于并联电阻断裂或开焊而引起。发现上述现象,都应查明原因进行处理。

3) 阀型避雷器的电导电流标准,由制造厂家提供,因此,其标准随避雷器的生产厂、型式和出厂时间的不同而不同。试验前应预先查明标准值,以便进行比较,做出正确判断。

目前,常用的各型国产阀型避雷器的电导电流的制造厂标准见表9-1、表9-2、表9-3及表9-4。如测量值不符合制造厂标准,应查明原因,进行处理。

4) 串联组合安装的各避雷器元件,其非线性系数要求在 $0.35 \sim 0.45$,且相互间差值不应大于 0.05 ,如大于此值,应另选元件串联组合。

9.4 避雷器工频放电试验及其结果分析

工频放电电压是阀型避雷器的主要电气特性参数之一。工频放电电压符合规定要求的避雷器,才能保证其在运行中正常工作,保护设备免遭大气过电压的损坏。

测量阀型避雷器的工频放电电压的目的,主要是检查它的放电特性,将测得值与标准值比较,可以了解避雷器的灭弧能力、内部装配和元件绝缘情况等是否正常。

试验标准规定,对不带非线性并联电阻的阀型避雷器,在交接时和运行中定期测量工频放电电压;对带有非线性并联电阻的阀型避雷器,只在解体后测量工频放电电压。

9.4.1 对不带并联电阻的避雷器测量工频放电电压

1. 试验接线

阀型避雷器工频放电电压试验接线示意图如图9-2所示。

2. 试验步骤

1) 合上电源,用单相调压器均匀升高电压。

2) 升压时注意电压表指示,当电压表摆向零值且接触器脱扣时,则电压表摆向零值前的指示值即为避雷器的工频放电电压值。

3) 对每个避雷器试验3次,取其平均值。只要其中有一次以上不合格,则应增加试验次数3~6次,若再有一次不合格,则避雷器不能使用。

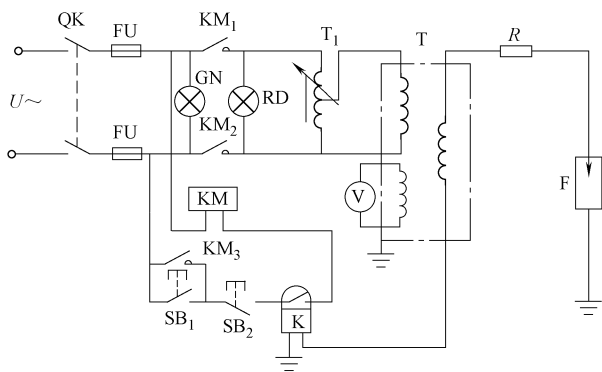


图9-2 阀型避雷器工频放电电压试验接线示意图
QK—电源开关 FU—熔断器 KM—交流接触器 SB—按钮开关
GN、RD—电源指示灯 T₁—单相调压器 T—试验变压器
K—过电流继电器 R—限流电阻 F—被试避雷器

9.4.2 对带并联电阻的避雷器测量工频放电电压

避雷器的并联电阻,因其热容量的限制,当施加电压高于避雷器灭弧电压的时间超过 0.2 s 时,并联电阻就可能损坏。因此,试验标准规定,带非线性并联电阻的阀型避雷器,只能在解体、大修时才测量工频放电电压。

在对带非线性并联电阻的阀型避雷器测量工频放电电压时，为防止并联电阻损坏，且能正确测量放电电压，应满足以下要求：

1) 为了满足试验电压高于避雷器灭弧电压的时间不大于 0.2s，试验时需采取快速升压的方法。现场较多采用的快速升压法有：专用发电机冲击励磁法和单相调压器改造后用手动快速升压法。

2) 因一般测量表计阻尼较大，在快速升压时不可能测得避雷器的放电电压，为此，应使用电压互感器或分压器配以电子示波器来进行测量，才能获得正确的结果。

9.4.3 注意事项

无并联电阻的避雷器

1) 电压测量问题。FS 型避雷器在间隙未击穿前，泄漏电流是很小的，如果保护电阻 R 的数值不大，可以认为变压器高压侧的电压即是作用于避雷器上的电压。因此，可以近似地根据变压器的电压比和低压侧电压表的读数来求避雷器的放电电压。但最好能先校验一下变压器的电压比，低压侧电压表的准确度不能太低，一般应为 0.5 级，否则容易造成误判断。

2) 保护电阻 R 的选择问题。如果 R 选择的太小，会使间隙烧坏，如果选择的较大，往往会使测得的工频放电电压偏高。因为此时避雷器虽已放电，由于 R 值过大，电流较小，还不足以在间隙中建立稳定的电弧，当电压继续升高后，火花间隙中才建立起稳定的电弧，表计才有反映，这样就使得测得的工频放电电压超过真实的数值，造成误判断，将工频放电电压偏低的避雷器误认为合格。考虑到实际运行中，避雷器与电源间是没有串联电阻的，所以在交接和预防性试验中， R 的数值宜适当小一些，以间隙击穿后工频电流不超过 0.7A 为宜。选择 R 时，可参考式 (9-3)

$$I = \frac{U}{\sqrt{X_B^2 + R^2}} \quad (9-3)$$

式中 I ——通过避雷器的电流 (A)；

U ——估计的避雷器的放电电压 (V)；

X_B ——试验变压器的短路电抗 (折算到高压侧的值) (Ω)；

R ——加入的限流电阻值 (Ω)。

但要注意，间隙击穿后，电流应在 0.5s 内切断，以免间隙烧坏。如果电流被限制在 15 μ A 以内，则切断时间不限，但应尽量快。

3) 升压速度问题。试验时，升压速度不宜太快，以免电压表由于机械惯性作用而得不到正确的读数。升压速度一般可控制为

10kV 及以下避雷器为 3 ~ 5kV/s；

20 ~ 35kV 的避雷器为 15 ~ 20kV/s。

一般说来，从加压开始，升到避雷器放电，大致经过 5 ~ 7s 的时间，这样的升压速度在试验变压器低压侧的电压表上是能够准确反映出来的。

4) 放电的时间间隔问题。放电前后要保持一定的时间间隔，以免由于两次放电的时间间隔太短，间隙内部没有充分去游离，而造成放电电压偏低或分散性较大。一般时间间隔不少于 1min。

9.4.4 分析判断

工频放电电压值是阀型避雷器的一个重要电气特性参数，因为避雷器安装于电力回路上，所以应满足以下要求：

- 1) 避雷器的放电电压和残压应低于被保护设备绝缘的耐压水平；
- 2) 在系统内过电压作用下，避雷器不应放电；
- 3) 在大气过电压作用下，放电后能迅速灭弧，截断工频续流。

避雷器是否能满足上述要求，都可以从工频放电电压来判断。若工频放电电压大于规定值，一方面使避雷器在大气过电压侵袭时，不能可靠地起保护电气设备的作用；另一方面在避雷器灭弧电压一定时，放电电压的升高将使避雷器在放电后不能可靠地灭弧，这有可能会造成避雷器的损坏。当放电电压低于规定值时，避雷器极易在内部过电压时放电而损坏，甚至发生避雷器爆炸事故。

根据保护的需要，制造厂生产了各种型式和电压等级的阀型避雷器，并规定了工频放电电压标准。对运行中避雷器的工频放电电压比制造厂提供的标准有所放宽，试验所测得的工频放电电压如超出标准范围，即为不合格。一般，阀型避雷器放电电压的升高，多为火花间隙增大；放电电压的降低，多为火花间隙烧毛或电极氧化、受潮等情况所致。

9.5 管型避雷器的试验方法及其结果分析

常用的管型避雷器的灭弧管是由胶木纤维、塑料或硬质橡胶制成的。管内有由棒形或星形电极组成的内间隙。由于管型避雷器本身结构的特点，对它进行的电气试验只能作为参考，并不能作为决定管型避雷器能否继续使用的依据，而主要还是依靠检查来决定。根据其内径烧损变大和内部间隙的烧损情况，以及外皮绝缘漆层的完好情况，才能做出正确的判断。

9.5.1 测量灭弧管内径

管型避雷器的产气管对灭弧起决定作用，应定期拆下，进行以下项目的检查。

1) 测量绝缘电阻。此项检查主要是确定绝缘是否受潮。3 ~ 10kV 级绝缘电阻不小于 7000M Ω ；35kV 级绝缘电阻不小于 10000M Ω 。

2) 检查管子内部是否有污物或小虫堵塞。若发现堵塞，可抽出棒形电极，用特制的通条清除。

3) 测量管子的内径。多次动作后，内壁被电弧燃烧脱落，使内径增大。因此，必须检查产气管的内径，并要求不大于制造厂标准的 140%。检查时，可用一套特制的量隙规。

测量管型避雷器内径用的量隙规构造简图如图 9-3 所示。

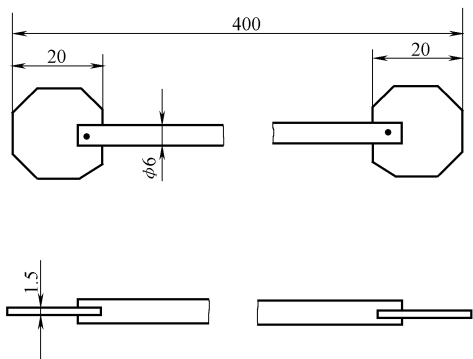


图 9-3 测量管型避雷器内径用的量隙规构造简图（单位：mm）

量隙规的钢棒为 6mm 的圆钢，其长度为 400mm，钢棒的两端是 1.5mm 厚、长为 20mm 的金属板，其宽度可根据需要确定。哪一个量隙规能刚好插入产气管内，就以该量隙规的宽度作为产气管的内径。测量时，各处内径有不一致的现象，在排气孔附近可能烧得大些，在纤维的边缘处可能被排出的气体剥掉。因此，对于 110kV 的避雷器，应在 150mm 处测量；对于 20 ~ 35kV 的避雷器，应在 70mm 处测量；对于 3 ~ 10kV 的避雷器，应在 30mm 处测量。

4) 检查内壁是否有缺陷。用小于内径 1.5 ~ 2mm 的圆棒（其端部必须光滑）插入管内，检查内壁是否有分层和膨胀现象，当内壁有破坏现象时，此避雷器就不能使用。也可以将产气管对着明亮的地方观察，往往也能看出是否有缺陷。

9.5.2 检查灭弧管内部间隙

将棒形电极抽出，如果端部有被电弧烧熔的痕迹，轻的可用锉刀修理，若烧伤太多，而使内间隙太大时，可以更换棒形电极。管型避雷器的电气特性见表 9-9（35 ~ 110kV 的允许误差为 $\pm 5\text{mm}$ ；3 ~ 10kV 的允许误差为 $\pm 3\text{mm}$ ）。

表 9-9 管型避雷器的电气特性

型号	额定电压 /kV	外间隙 /mm	灭弧管间隙 /mm	灭弧管内径 /mm	冲击放电电压 (1.5/40) /kV (幅值)				工频放电电压/kV (有效值)		额定断流能力/kA (有效值)	
					负极性		正极性		干	湿	下限	上限
					波头	最小	波头	最小				
$GXS_{1\frac{6-10}{0.5-4}}$	6	10	60	7	84	66	90.5	66	43.7	32.2	0.5	4
	10	30			134	113	136	113	50.4	35.0		
$GXS_{1\frac{6-10}{2-12}}$	6	10	60	9	84	64	92	64	40.5	27.0	2.0	12
	10	30			144	103	133	103	48.0	35.0		
$GXS_{1\frac{35}{0.4-4}}$	35	120	175	7	360	186	363	186	118.8	104.8	0.5	4
		200			410	240	405	240				
$GXS_{1\frac{35}{2-10}}$	35	120	150	12	349.5	259.5	364	259.5	100.0	80.0	2.0	10

9.5.3 检查开口端的星形电极齿孔

星形电极齿孔应和管的内径刚好对正，或比管的内径小 1 ~ 2mm。如果齿孔小于管孔太多时，应锉掉；齿孔太大时，应补焊。星形电极齿孔边沿与灭弧管内径相差不应大于 2mm。

9.5.4 检查灭弧管及外部漆层

灭弧管表面和两端如有裂纹或凸泡，或表面涂漆有砂孔或严重脱落，则不应使用。如果表面漆层脱落不严重，纸层有松弛损坏或有烧伤痕迹等缺陷，应进行检修并重新涂漆，检修后的外径不应比原来减少 10% 以上，绝缘电阻应在 2500M Ω 以上。

9.5.5 检查灭弧管两端连接

在每年雷雨季前或避雷器动作 3 次以后，应检查灭弧管两端连接，要求灭弧管两端不应

松动。

9.5.6 检查排气

在制造厂规定的最大排气范围内,不得有导线或其他物体。

9.5.7 测量外部间隙

外部间隙应符合表 9-9 中所列数值。

9.6 氧化锌避雷器的试验方法及其结果分析

9.6.1 测量绝缘电阻

测量氧化锌避雷器的绝缘电阻,可以初步了解其内部是否受潮,还可以检查低压氧化锌内部熔丝是否断掉,从而及时发现缺陷。

《电气设备预防性试验规程》规定:对于 35kV 及以下的氧化锌避雷器,用 2500V 绝缘电阻表测量其绝缘电阻,测得的绝缘电阻值不应低于 10000MΩ;对于 35kV 以上的氧化锌避雷器,用 5000V 绝缘电阻表进行测量,测得的绝缘电阻值不应低于 30000MΩ。

对于 500kV 的氧化锌避雷器,还应用 2500V 绝缘电阻表测量其底座绝缘电阻,以检查瓷套座是否进水受潮,测得的绝缘电阻值不应低于 1000MΩ。

氧化锌避雷器测量绝缘电阻的方法与阀型避雷器的测量方法相同。

9.6.2 测量直流 1mA 时的临界动作电压 U_{1mA}

测量氧化锌避雷器的 U_{1mA} 主要是检查避雷器阀片是否受潮,确定其动作性能是否符合要求。测量时的试验接线可采用单相半波整流电路,测量 U_{1mA} 的半波整流电路如图 9-4 所示。

图 9-4 中各元件的参数随被试氧化锌避雷器电压等级的不同而不同。试验变压器的额定电压应略大于 U_{1mA} 。硅堆的反峰电压应大于 2.5 倍的 U_{1mA} 。滤波电容的电压等级应能满足临界动作电压最大值的要求,电容取 0.1~0.5μF,根据规定,整流后的

电压脉动系数应不大于 1.5%。经计算和实测证明,当 $C = 0.1\mu F$ 时,脉动系数小于 1%, U_{1mA} 误差不大于 1%。直流电压一般可采用 Q3-V 型或 Q4-V 型静电电压表测量。

测量中应注意的问题:

1) 准确读取 U_{1mA} 。因为泄漏电流大于 200μA 以后,随电压的升高,电流急剧增大,故应仔细地升压,当电流达到 1mA 时,准确地读取相应的电压值。

2) 防止表面泄漏电流的影响。测量前应将瓷套表面擦拭干净。

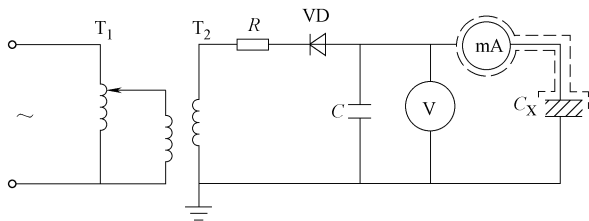


图 9-4 测量 U_{1mA} 的半波整流电路

T_1 —单相调压器 T_2 —试验变压器 VD—保护电阻 C—滤波电容
V—高内阻电压表 mA—直流毫安表 C_x —氧化锌避雷器

3) 气温的影响。通常氧化锌避雷器阀片的 U_{1mA} 的温度系数 $\frac{U_2 - U_1}{U_1(t_2 - t_1)} \times 100\%$ 约为 0.05% ~ 0.17%，即温度每增加 10℃， U_{1mA} 约降低 1%，必要时可进行温度换算。

对测量结果采用比较法进行判断。《电气设备预防性试验规程》规定， U_{1mA} 与初始值比较，变化应不大于 $\pm 5\%$ 。

9.6.3 测量 $0.75U_{1mA}$ 直流电压下的泄漏电流

由于 $0.75U_{1mA}$ 直流电压值一般比最大工作相电压峰值要高一些，因此，测量此电压下的泄漏电流主要是检查长期允许工作电流是否符合规定，这一电流与氧化锌避雷器的寿命有直接关系（一般在同一温度下，此电流与寿命成反比）。

测量接线见图 9-4，测量时应首先测出 U_{1mA} ，然后再在 $0.75U_{1mA}$ 下读取相应的泄漏电流值。根据《电气设备预防性试验规程》规定， $0.75U_{1mA}$ 下的泄漏电流值应不大于 $50\mu A$ 。

9.6.4 测量运行电压下的交流泄漏电流

在交流电压作用下，避雷器的总泄漏电流包含阻性电流（有功分量）和容性电流（无功分量）。在正常运行情况下，流过避雷器的主要电流为容性电流，而阻性电流只占很小一部分，约为 10% ~ 20%。但当阀片老化、避雷器受潮、内部绝缘部件受损以及表面严重污秽时，容性电流变化不多，而阻性电流却大大增加。

1. 测量全泄漏电流

目前，较常使用数字式万用表并接在避雷器动作记录器上测量氧化锌避雷器在运行电压下的泄漏电流。

2. 测量阻性电流（有功分量）

测量氧化锌避雷器在运行电压下泄漏电流的有功分量，一般可采用不平衡电桥法。不平衡电桥法原理接线图如图 9-5 所示。

图 9-5 中虚线部分为氧化锌避雷器的 $\tan\delta = \frac{1}{\omega C_1 r_1}$ 等值电路。 r_1 、 C_1 分别为氧化锌避雷器电源电压的标准电容器的等值电阻及电容，其介质损失角的正切满足：

$$R_D \ll \frac{1}{\omega C_1}, R_1 \ll Z_X$$

用不平衡电桥法进行测量时，设电源电压为 $U = U_m \sin\omega t$ ，氧化锌避雷器的泄漏电流为

$$I = I_C + I_R \quad (9-4)$$

因容性电流为

$$I = I_m \sin(\omega t + \frac{\pi}{2})$$

阻性电流为

$$I_R = I_{1m} \sin\omega t + I_{3m} \sin 3\omega t + I_{5m} \sin 5\omega t + \cdots$$

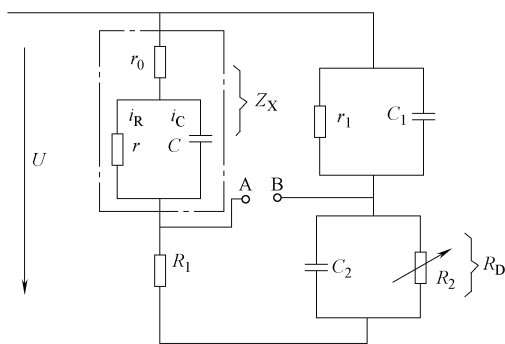


图 9-5 不平衡电桥法原理接线图

A 点对地电压为

$$U_A = I_R R_1 + I_C R_1 \quad (9-5)$$

B 点对地电压为

$$U_B = B_{Bm} \sin(\omega t + \varphi_1) \quad (9-6)$$

其中:

$$\varphi_1 = \arctg \frac{1}{\omega R_2 (C_1 + C_2)} - \delta$$

$$U_{Bm} = \frac{R_2 X_2 U_{Bm}}{r_1} \sqrt{\frac{r_1^2 + r_2^2}{R_2^2 (X_1 + X_2)^2 + X_1^2 X_2^2}}$$

$$\text{故 A、B 两点电压为: } U_{AB} = R_1 I_R + I_m R_1 \sin(\omega t + \frac{\pi}{2}) - U_{Bm} \sin(\omega t + \varphi_1) \quad (9-7)$$

只要调整 C_2 、 R_2 ，使:

$$I_m R_1 \sin(\omega t + \frac{\pi}{2}) = U_{Bm} \sin(\omega t + \varphi_1)$$

则 $U_{AB} = R_1 I_R$ ，即可得出氧化锌避雷器的阻性电流，也就是说要完全补偿避雷器的容性泄漏电流，必须使:

$$I_m R_1 = U_{Bm}, \varphi_1 = \frac{\pi}{2}$$

调整 C_2 、 R_2 ，可满足 $I_m R_1 = U_{Bm}$ ，但是由于取压标准电容器损失及 C_2 ($\delta \neq 0$) 的存在，不能达到 $\varphi_1 = \pi/2$ ， δ 、 C_2 越大， φ_1 越小，实际上调整 C_2 、 R_2 可以使 φ_1 尽量接近 $\pi/2$ 。

当阻性电流主要是谐波分量时， U_B 的相角略小于 $\pi/2$ 。这样，较小的 δ 角及 C_2 起到相位补偿作用，调节 C_2 、 R_2 可以实现 $I_m R_1 = U_{Bm}$ 及 U_A 、 U_B 相位相同。这样，测量出的 U_{AB}/R_1 即为氧化锌避雷器阻性电流高频分量。

测量时，可采用双通道记忆示波器。两通道分别测量 A、B 两点对地电压波形，调整 C_2 、 R_2 ，使 U_A 、 U_B 工频分量大小相等，相位相同，再测量 A、B 两点间的电位差。

另外，还可以采用数字式避雷器测试仪进行测量，具体测量方法可参阅各种仪器的使用说明书。

第 10 章 接地电阻的试验方法及其结果分析与判断

电气设备的接地是保证人身安全及电气设备正常工作的重要部分。近年来由于电气设备的接地问题引起的设备事故时有发生，应引起注意。把电气设备与接地装置连接起来，称为接地。接地按其作用分为三类：

1) 保护接地，指正常情况下将电气设备外壳及不带电金属部分的接地。如发电机、变压器等电气设备外壳的接地，属于保护接地。

2) 工作接地，指电力系统中利用大地作导线或为保证正常运行所进行的接地。如三相四线制中的地线，某些变压器中性点接地等，就属于工作接地。

3) 防雷接地，指过电压保护装置或设备的金属结构的接地，如避雷器的接地，避雷针构架的接地等，也叫过电压保护接地。

接地装置由接地体和接地线组成。接地体多由角钢、圆钢等组成一定形状，埋入地中。接地线是指电气设备的接地部分与接地体连接用的金属导线，对不同容量、不同类型的电气设备，其接地线的截面均有一定要求，接地线多用钢筋、扁铁、裸铜线等。

接地电阻起到电流通过接地装置流向大地受到的阻碍作用。所谓接地电阻就是电气设备的接地体对接地体无穷远处的电压与接地电流之比，即

$$R_e = \frac{U_j}{I_e} \quad (10-1)$$

式中 R_e ——接地电阻；

I_e ——接地电流；

U_j ——接地体对接地体无穷远处的电压（V）。

影响接地电阻的主要因素有土壤电阻率、接地体的尺寸形状及埋入深度、接地线与接地体的连接等。

以每边长 1m 或 1cm 的正方体的土壤电阻来表示的数值叫土壤电阻率，其单位是 $\Omega \cdot m$ 或 $\Omega \cdot cm$ 。土壤电阻率与土壤本身的性质、含水量、化学成分、季节等有关。一般来讲，我国南方地区土壤潮湿，土壤电阻率低一点，而北方地区尤其是土壤干燥地区，土壤电阻率高一些。而接地电阻值是会变化的，因此，有必要每年对接地电阻进行一次测量。测量接地电阻，最好是在干燥季节，因为温度对接地电阻的影响较大，雨后不宜测量。

10.1 接地电阻试验要求

各种接地装置对接地电阻都有一定的要求，在接地装置铺设竣工后及运行中，均需按规定测量接地电阻，以鉴别是否符合要求。

电压为 1kV 及以上，单相接地短路电流大于 500A 的电气设备，称为大接地短路电流系统的电气设备；电压为 1kV 以上，单相短路电流等于或小 500A 的电气设备，称为小接地短路电流系统的电气设备。

1) 对于大接地短路电流系统的电气设备, 其接地电阻, 在一年四季中, 一般应符合

$$R \leq \frac{2000}{I} \quad (10-2)$$

式中 I ——经接地装置流入地中的短路电流 (A);

R ——考虑到季节变化的最大接地电阻 (Ω)。

当 $I > 4000$ A 时, 要求 $R < 0.5 \Omega$ 。

在高土壤电阻率地区, 接地电阻允许适当提高, 但不应超过 5Ω 。

2) 对于小接地短路电流系统的电气设备, 其接地电阻在任何季节, 应符合以下规定:

① 当接地装置与 1kV 及以下设备的接地装置共用时:

$$R \leq \frac{120}{I} \quad (10-3)$$

② 当接地装置仅用于 1kV 以上设备时:

$$R \leq \frac{250}{I} \quad (10-4)$$

式中 I ——经接地装置流入地中的短路电流 (A);

R ——考虑到季节变化的最大接地电阻 (Ω)。

在上述任何一种情况下, 接地电阻一般不得大于 10Ω 。在高土壤电阻率地区, 接地电阻允许提高, 但不得超过 15Ω 。

③ 当利用大地作导线时, 由于大地中长期有电流通过, 接地装置应当满足负荷电流热稳定的要求。接地装置的接地电阻在一年四季内应满足:

长久利用大地作导线时:

$$R \leq \frac{50}{I} \quad (10-5)$$

临时利用大地作导线时:

$$R \leq \frac{100}{I} \quad (10-6)$$

式中 I ——经接地装置流入地中的短路电流 (A);

R ——考虑到季节变化的最大接地电阻 (Ω)。

④ 当电压为 1kV 以下, 中性点直接接地的发电机和变压器的接地电阻, 一般不应大于 4Ω 。容量在 100kVA 及以下的发电机和变压器中性点接地电阻, 可不大于 10Ω 。当发电机或变压器并列运行时, 其总容量不超过 100kVA 的接地电阻, 也可不大于 10Ω 。

⑤ 电压为 1kV 以下, 中性点不接地的发电机和变压器, 容量在 100kVA 以下时, 接地电阻不应大于 10Ω 。并列运行的发电机或变压器, 其总容量不超过 100 kVA 时, 接地电阻也可不大于 10Ω 。

⑥ 测量有避雷线的线路杆塔接地装置的接地电阻, 杆塔高度在 40m 以下时, 应满足表 10-1 中的要求。

如土壤电阻率很高, 接地电阻很难降低到 30Ω 以下时, 可采用 6 ~ 8 根总长不超过 500m 的放射形接地体或连续伸长接地体, 其接地电阻可不受限制。

⑦ 测量无避雷线的线路杆塔接地装置的接地电阻, 应满足表 10-1 中相关的要求。

表 10-1 1kV 以上电气设备接地电阻允许值

序号	设备名称		接地电阻允许值/ Ω
1	大接地短路电流系统的电力设备		$R \leq 2000/I$; $I > 4000\text{A}$, $R < 0.5$
2	小接地短路电流系统的电力设备		$R \leq 2500/I$
3	小接地短路电流系统中无避雷线的线路杆塔		30
4	有避雷线的线路杆塔	$\rho \leq 100\Omega \cdot \text{m}$	10
		$\rho \leq 100 \sim 500\Omega \cdot \text{m}$	15
		$\rho \leq 500 \sim 1000\Omega \cdot \text{m}$	20
		$\rho \leq 1000 \sim 2000\Omega \cdot \text{m}$	25
		$\rho \geq 2000\Omega \cdot \text{m}$	30
5	配电变压器	100kVA 以上	4
		100kVA 以下	10
6	阀型避雷器		10
7	独立避雷针		10
8	装于线路交叉点、绝缘弱点的管式避雷器		10 ~ 20
9	装于线路上的火花间隙		10 ~ 20
10	变电站的进线段设备装管型避雷器处		10
11	发电厂的进线段设备装管型避雷器处		5
12	发电厂的进线段设备装阀型避雷器处		3
13	人身安全接地设备		4
14	接户线的第一根杆塔		30
15	带电作业的临时接地装置		5 ~ 10
16	高土壤电阻率地区	小接地短路电流系统	15
		大接地短路电流系统	5

⑧ 测量露天配电装置避雷针的集中接地装置的接地电阻，一般不应大于 10Ω 。与接地网连在一起的，可不单独测量。

⑨ 测量独立避雷针（线）接地装置的接地电阻，一般不宜大于 10Ω 。

⑩ 对于配电线路上的阀型避雷器，接地电阻一般不大于 10Ω 。

10.2 接地电阻土壤电阻率的测量方法及其结果分析

土壤电阻率也称土壤电阻系数，以 1cm 的土壤电阻来表示，其单位是 $\Omega \cdot \text{cm}$ 。土壤电阻率随土壤的性质、含水量、温度、化学成分、物理性质等情况的不同而不同，它是决定接地电阻的重要因素。为了给设计接地装置提供可靠的依据，必须进行土壤电阻率的测量。

测量土壤电阻率的方法常用的有三极法和四极法。

10.2.1 三极法

在需要测量土壤电阻率的地方，埋入几何尺寸为已知的一个接地体，用测量接地电阻的

方法测量出其接地电阻（接地电阻的测量方法将在下节中介绍），然后计算出该处的土壤电阻率。

测量土壤电阻率的电极布置示意图如图 10-1 所示。测量时通常采用一根长 3m，直径为 50 mm 的钢管；或一根长 3m，直径为 25mm 的圆钢；或用一根长 10 ~ 15m，40mm × 4mm 的扁铁埋入土中作为接地体，接地体埋入深度为 0.7 ~ 1m。

采用垂直打入土中的圆钢或钢管，测量接地电阻时，电压极距电流极和被测接地体 20m 远即可。测得接地电阻后，其土壤电阻率可用下式计算：

$$\rho = \frac{2\pi LR}{\ln \frac{4L}{d}} \quad (10-7)$$

式中 ρ ——土壤电阻率（ $\Omega \cdot \text{m}$ ）；
 L ——钢管或圆钢埋入土壤的深度（m）；
 d ——钢管或圆钢的外径（m）；
 R ——接地体的实测电阻（ Ω ）。

用扁铁作水平接地体时，测得接地电阻后，其土壤电阻率可用下式计算：

$$\rho = \frac{2\pi LR}{\ln \frac{L^2}{bh}} \quad (10-8)$$

式中 ρ ——土壤电阻率（ $\Omega \cdot \text{m}$ ）；
 L ——扁铁长度（m）；
 h ——扁铁中心线离地面的距离（m）；
 b ——扁铁宽度（m）；
 R ——接地体的实测电阻（ Ω ）。

用三极法测量土壤电阻率时，接地体附近的土壤起着决定性的作用，即用这种办法测出的土壤电阻率，在很大程度上只反映了接地体附近的土壤电阻率。

10.2.2 四极法

四极法测量土壤电阻率的接线示意图如图 10-2 所示。四根同样大小尺寸的接地棒在地面沿一直线以等距埋设。由外侧电极 C_1 、 C_2 通以电流 I ，若电极埋深为 b ，电极间的距离为 a （ $a \gg b$ ），则 P_1 、 P_2 两电极上的对地电压为

$$\left. \begin{aligned} U_{D1} &= \frac{\rho I}{2\pi} \left(\frac{1}{a} - \frac{1}{2a} \right) \\ U_{D2} &= \frac{\rho I}{2\pi} \left(\frac{2}{2a} - \frac{1}{a} \right) \end{aligned} \right\} \quad (10-9)$$

则两电极间电位差为

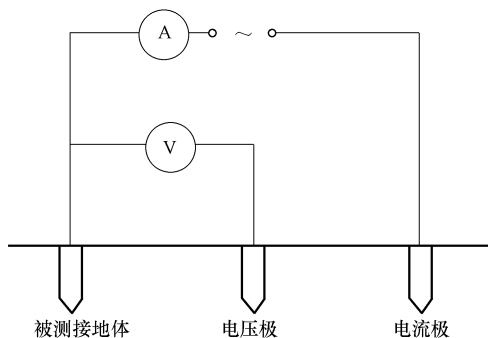


图 10-1 测量土壤电阻率的电极布置示意图

$$U=\frac{\rho I}{2\pi a} \tag{10-10}$$

式中 ρ ——土壤电阻率 ($\Omega \cdot \text{cm}$)；
 a ——电极间的距离 (m)；
 I ——电流表读数 (A)；
 U ——电压表读数 (V)。

由上式可知，测量出 P_1 、 P_2 两极间的电压和流过的电流，即可算出土壤电阻率。

测量时，可用四根直径为 1.0 ~ 1.5cm、长为 0.5 ~ 1m 的圆钢或铁管作电极，考虑到接地装置的实际散流效应，极间距离可选取 20m 左右，埋深应小于极间距离的 1/20。测量变电站的土壤电阻率时，应取 3 ~ 4 点以上测量数的平均值作为测量值。

四极法测得的土壤电阻率，与电极间的距离 a 有关，当 a 不大时，所测得的电阻率仅为大地表层的电阻率，其反映的深度随 a 的增大而增加。一般测得的电阻率是反映 $0.75a$ 深处的数值。

具有 4 个端头的接地电阻测量仪，均可用来进行四极法的土壤电阻率测量。

ZC-8 型接地电阻测量仪测量土壤电阻率示意图如图 10-3 所示。在被测区，沿直线埋入地下 4 根棒，彼此间的距离为 a ，棒的埋入深度不应超过 a 的 1/20，用测量接地电阻的方法测量出接地电阻，则土壤电阻率为

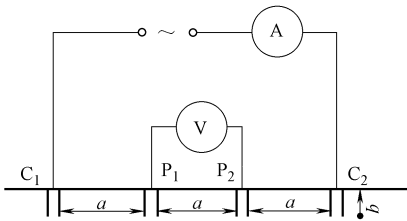


图 10-2 四极法测量土壤电阻率的接线示意图

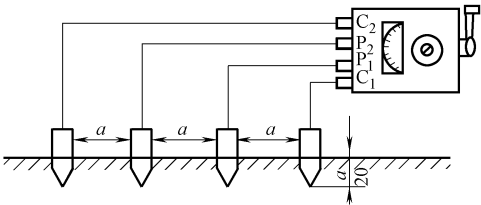


图 10-3 ZC-8 型接地电阻测量仪测量土壤电阻率示意图

$$\rho = 2\pi aR \tag{10-11}$$

式中 ρ ——土壤电阻率 ($\Omega \cdot \text{cm}$)；
 a ——电极间的距离 (m)；
 R ——接地电阻测量仪的读数 (Ω)。

用以上方法测出的土壤电阻率，不一定是一年当中的最大值，所以应按下式进行校正

$$\rho_{\max} = \varphi \rho \tag{10-12}$$

式中 ρ_{\max} ——土壤最大电阻率 ($\Omega \cdot \text{cm}$)；
 ρ ——实测土壤电阻率 ($\Omega \cdot \text{cm}$)；
 φ ——土壤干燥季节系数，见表 10-2。

表 10-2 土壤干燥季节系数

埋深/m	φ 值	
	水平接地体	2 ~ 3m 的垂直接地体
0.5	1.4 ~ 1.8	1.2 ~ 1.4
0.8 ~ 1.0	1.25 ~ 1.45	1.15 ~ 1.3
2.5 ~ 3.0	1.0 ~ 1.1	1.0 ~ 1.1

10.3 接地电阻的测量方法及其结果分析

10.3.1 测量接地电阻的基本原理

管状接地体电位分布图如图 10-4 所示, 在土壤中埋设两个接地体 A 和 B, AB 之间有一定的距离, 当电流经接地体和大地构成回路时, 在接地体周围就产生电压降。电位分布具有以下特点: 离接地体 A、B 越远, 电位差越低, 在远到一定程度时, 电位差趋近于零, 形成如图 10-4 中的零电位区 CD。此时, 各点电压与电流之间的关系为

$$U_{AB} = U_{AC} + U_{DB} = I(R_A + R_B) \quad (10-13)$$

式中 U_{AB} ——外施于接地体 A、B 间的电压;

U_{AC} ——A、C 间的电压降;

U_{DB} ——D、B 间的电压降;

I ——外施电压 U_{AB} 产生的总电流;

R_A 、 R_B ——接地体 A 和 B 的接地电阻。

用上述原理可求得 A 和 B 接地体的接地电阻:

$$\left. \begin{aligned} R_A &= \frac{U_{AC}}{I} \\ R_B &= \frac{U_{DB}}{I} \end{aligned} \right\} \quad (10-14)$$

为了能正确求得 U_{AC} 和 U_{DB} , 必须要有明确的零电位区, 而零电位区越小, 就越难正确测得 U_{AC} 和 U_{DB} 。零电位区的大小与接地体 A 和 B 的距离有关, 因此, A 和 B 的距离的正确选择, 是这种测量方法的关键。另外, 接地体通过电流后, 形成的电位分布还与接地体的形状、尺寸和埋设深度等条件有关, 这些都应在进行测量工作时予以注意。

目前, 现场常用的接地电阻测量方法有电流电压表法、补偿法和电桥法等。

10.3.2 电流电压表法

1) 试验接线用电流电压表法测量接地电阻, 其原理如上所述, 电流电压表法测量接地电阻的接线如图 10-5 所示。图 10-5 中的自耦变压器是用来调节电压的。电流电压表法所采用的电源最好是交流电源, 因为在直流电压作用下, 土壤会发生极化现象, 使所测得的数值不准确。图 10-5 中的隔离变压器是考虑到通常的低压交流电源是一相一地而设置的。有了隔离变压器后, 使测量所用的电源对地是隔离的 (即不和地直接构成回路)。若无此变压器则可能将火线直接

合闸到被测接地装置上, 使所需试验电源容量增大。测量大型接地装置时可选用 30 ~ 50A

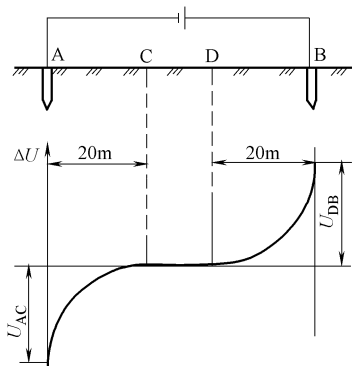


图 10-4 管状接地体电位分布图

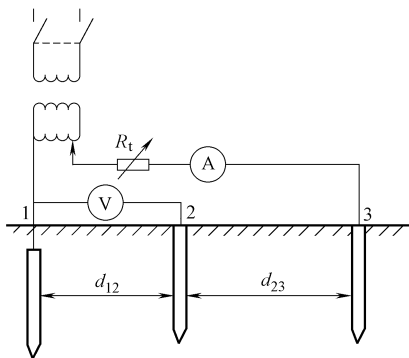


图 10-5 电流电压表法测量
接地电阻的接线

的电流,测量单体接地装置时可选用 10 ~ 20A 的电流。

接地电阻测量接线图如图 10-6 所示。

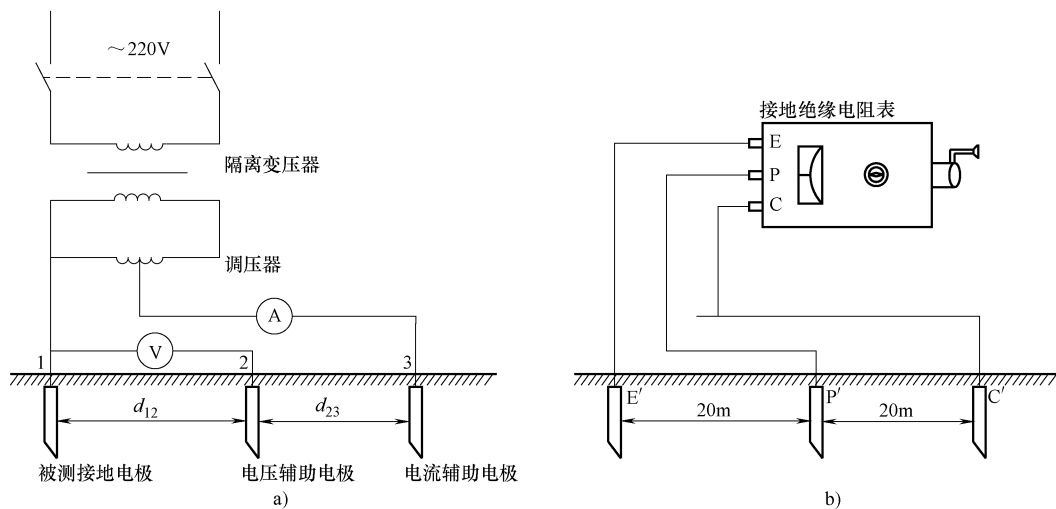


图 10-6 接地电阻测量接线图

a) 电流电压表法测量接地电阻的接线 b) 接地绝缘电阻表测量接线

图 10-6 中的电流辅助电极用来与被测接地装置构成回路,电压辅助电极用来取得被测接地装置的电位。

电压表应选用高内阻电压表,如静电电压表和电子管电压表等。当电压表内阻大于电压极接地电阻 50 倍时,即可使测量误差小于 2%。电流表可选用 1 ~ 1.5 级电磁式交流电流表,如无大量程表计,可加接 0.5 级以上的电流互感器扩大量程。

试验连接用的导线,要根据电流选择足够的截面积且要有足够的机械强度的绝缘导线。试验通电前,应检查连接导线的绝缘情况,连接导线金属外露处均应包扎绝缘,以防人员触及和接地。

接地绝缘电阻表的测量接线如图 10-6b 所示。接地绝缘电阻表的使用方法和原理类似于双臂电桥。使用时,C 接电流极 C' 引线,P 端接电压极 P' 引线,E 端接被测接地体 E'。当绝缘电阻表离被测接地体较远时,为排除引线电阻影响,同双臂电桥测量一样,将 E 端子短接片打开,用两根线 C₂、P₂ 分别接被测接地体。

2) 接地电阻测量中电极的布置。

被测接地极、辅助电流极和辅助电压极可采取以下几种布置方式:

(1) 电极直线布置法

① 单管状接地体,可按图 10-7 所示布置各极。一般情况下,电流极与接地体边缘之间的距离 d_{13} 可取 40m, d_{12} 和 d_{23} 取 20m。

② 接地网,可按图 10-8 所示布置各极。电流极与接地体边缘之间的距离 d_{13} 一般取接地体最大对角线长度 D 的 4 ~ 5 倍,以使其间的电位分布在一个比较平缓的区段,一般 d_{12} 约为 (50% ~ 60%) d_{13} 。如果 d_{13} 取 4 ~ 5 D 有困难时,在土壤电阻率较均匀的地区,可取 $d_{13} = 2D$,

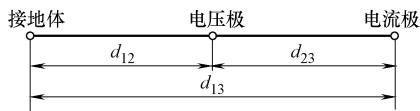


图 10-7 测量单管接地体接地电阻时电极布置图

$d_{12} = 1.2D$; 在土壤电阻率不均匀地区, 可取 $d_{13} = 3D$, $d_{12} = 1.7D$ 。

(2) 电极三角形布置法

对于接地网, 电压极、电流极也可采用三角形布置法, 如图 10-9 所示。此时, 一般可取 $d_{13} = d_{12} > 2D$, 夹角 $\theta \approx 30^\circ$ (或 $d_{23} = 0.5d_{12}$)。

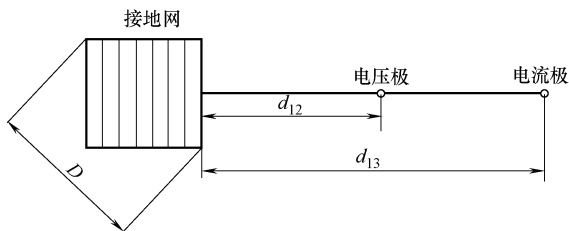


图 10-8 测量接地网接地电阻时
电极布置图（直线形）

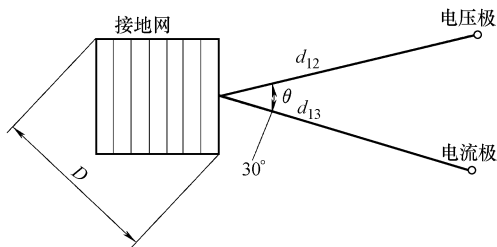


图 10-9 测量接地网接地电阻时
电极布置图（三角形）

测量大型接地体的接地电阻时, 宜用电流电压表法, 电极采用三角形布置, 因为它与直线法比较有下列优点:

① 可以减少引线间互感的影响;

② 在不均匀土壤中, 当取 $d_{13} = 2D$ 时, 用三角形法测量的结果, 相当于 $3D$ 直线法测量的结果;

③ 三角形法电压极附近的电位变化较缓, 从 $29^\circ \sim 60^\circ$ 的电位变化相当于直线法 $0.618d_{13} \sim 0.5d_{13}$ 的电位变化。

因此, 由于电极三角形布置位置偏移、电压极与电流极到接地体之间的夹角不准及土壤电阻率不均匀导致电位分布不规则而引起的误差, 一般要比直线法小。

(3) 试验步骤

装设好各电极, 接好试验电源和测量表计, 通以适当电流, 用电压极变动测量位置, 每次移动距离为 $5\% d_{13}$, 测量 3 次, 若 3 次电压指示相近, 即可按下式求得接地电阻:

$$R = \frac{U}{I} \quad (10-15)$$

式中 R ——被测接地体接地电阻 (Ω);

I ——测量时的实测电流 (A);

U ——测量时的实测电压 (V)。

用 3 次测得的接地电阻值, 取算术平均值作为接地体的接地电阻。

10.3.3 补偿法

利用补偿法测量接地电阻的原理如图 10-10 所示。当被测接地极与辅助电流极通以试验电流 I_1 时, 同时在补偿电阻 R 上流过电流 I_2 , 调节补偿电阻的滑动触头, 使补偿电阻分段为 R_1 和 R_2 , 并使触头 K 点与电压极 Z 之间的电压接近于零, 即达到完全补偿。从各值关系即可求得接地电阻:

$$R_x = \frac{I_2}{I_1} R_1 \quad (10-16)$$

式中 R_X ——被测接地体的接地电阻 (Ω);

I_1 ——流过接地体 X 和电流极 B 之间的电流 (A);

I_2 ——流过补偿电阻 R_1 、 R_2 的电流 (A);

R_1 ——补偿电阻可动触头的分段电阻 (Ω)。

10.3.4 ZC-8 型接地电阻测试仪

利用电流电压表法和补偿法的原理,可制成各种接地电阻测试仪。目前,根据补偿法原理制成的 ZC-8 型接地电阻测试仪得到了广泛的应用。下面介绍 ZC-8 型接地电阻测试仪的使用方法。

1. 试验接线

按使用要求布置辅助探测极和被测接地极,一般三极直线布置,电位探测极 P 位于电流探测极 B 和被测接地极 A 之间, P 与 A 及 B 相隔 20 m。用专用导线将各极与测试仪的相应端子连接,即 P_2 与 C_2 短接后与 A 相连, P_2 与 P 相连, C_1 与 B 相连,简单接地体接地电阻测量接线图如图 10-11 所示。

2. 测量方法

1) 将测试仪平放在地面上,如果检流计指针不在零线上,用零位调节器将其调节至零线。

2) 先将倍率开关 Q 置于最大位置,慢慢摇动手柄,同时转动“测量标度盘”,使检流计指针指在零线上。然后逐渐加快发电机转速,使之达到 120r/min 以上,继续调整“测量标度盘”,使检流计指零。当“测量标度盘”的读数小于 1 时,应将倍率开关置于较小的倍数,再重新调整“测量标度盘”,以得到正确的数值。这样,用“测量标度盘”读数乘以倍率开关的倍率即为所测得的接地电阻值。

3) 在测量中,若检流计灵敏度过高,可将电位探极拔出少许;若检流计灵敏度过低,可在探极周围洒些水再测。

10.3.5 测量接地电阻的注意事项

1) 要根据被测接地体的接地电阻和要求的准确度来选择测量方法。一般对于重要工程且接地电阻较小时,采用电流电压表法测量较好,这种方法在使用 1~1.5 级表计时,测量误差可在 5%~10%;接地电阻较大时,可用接地电阻测试仪进行测量。

2) 被测接地体、电流极和电压极之间的距离应符合要求。

3) 测量用连接导线的截面积一般不应小于 1.5mm^2 ,且与大地绝缘,与各极连接要牢

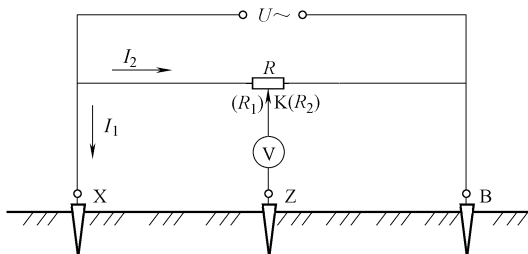


图 10-10 用补偿法测量接地电阻的原理图

X—被测接地极 Z—电压极 B—电流极

$U \sim$ —测量电源 R—可调补偿电阻

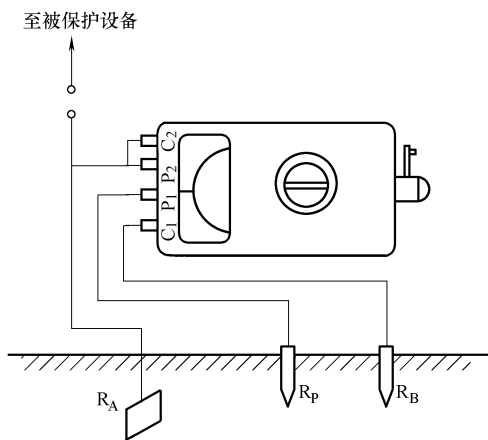


图 10-11 简单接地体接地电阻测量接线图

R_A —被测接地极 R_P —电位探测针 R_B —电流辅助极

固，接触良好。为了尽量减少连接线间的互感影响，要求线间距离大于 5m 以上，确有困难时，至少要在 1m 以上。

4) 对于经常有工作电流流过的接地装置，测量前应先将有关设备停运，再测量。

5) 测量接地电阻时，在电流极及接地体周围会产生很大的电压降，因此在 30 ~ 50m 半径范围内，不应有人或动物，以免发生意外或影响测量结果。

6) 由于土壤湿度对接地电阻的影响很大，因此，不宜在雨后测量接地电阻。

7) 测量接地电阻时，应重复测量 3 ~ 4 次，舍去差别大的数据，取其算术平均值作为实测的结果。

第 11 章 变压器典型故障诊断及处理

11.1 变压器常见故障的直观判断

变压器是变电站最重要的电气主设备之一，因此电气工作人员应加强对变压器的监视及维护，可以随时通过对其声音、振动、颜色、气味、温度及其他现象的变化来判断分析。

11.1.1 声音

正常运行时，由于交流电通过变压器的绕组，在铁心里产生周期性交变磁通，引起硅钢片的磁致伸缩，铁心的接缝处与叠层之间的磁力作用以及绕组的导线之间的电磁力作用引起振动，发出“嗡嗡”的响声。如果产生不均匀的响声或其他声响，都属于不正常现象。

1) 声音比平常增大而均匀时，则一种可能是电力系统发生了操作过电压或大气过电压，或是中性点不接地系统有单相接地或铁磁共振现象；另一种可能是变压器过载，当电力系统出现短路时，变电站作为电源要为短路点提供故障电流，在短路点的继电保护启动至切除故障回路的过程中都要通过变压器输送短路电流。此时，通过电压与电流表的指示即可判断故障的性质。

2) 如果变压器的声响中夹有放电的“吱吱”声时，可能是变压器本身或套管表面局部放电。如果是套管的问题，在气候恶劣或夜间时，还可见到电晕辉光或蓝色、紫色的小火花，此时，应清除大套管表面的脏污，再涂上硅油或硅脂等涂料。如果是变压器本身的问题，将耳朵（最好借助听音棒）贴近变压器油箱，则会听到变压器内部由于局部放电或电接触不良而发出的“吱吱”或“噼啪”的声，且此声音随故障部位的远近而变化。若站在变压器跟前就可听到“噼啪”声，有可能是接地不良或接地的金属部分静电放电。此时，要停止变压器运行，检查铁心接地与各带电部位对地的距离是否符合要求。

3) 声响较大而嘈杂时，可能是变压器铁心的问题。如夹件或压紧铁心的螺杆松动时，仪表的指示一般正常，绝缘油的颜色、油温和油位也变化不大，这时应当停止变压器的运行进行检查。

4) 若声响中夹有水的沸腾声时，可能是绕组有较严重的故障，使其附近的零件严重发热。分接开关接触不良而局部点有严重过热，也会出现这种声音。此时，应立即停止变压器的运行进行检修。

5) 如果声响中夹有爆炸声，既大而不均匀时，可能是变压器的器身绝缘有击穿的现象。此时，也应立即停止变压器的运行进行检修。

6) 声响中夹有连续的、有规律的撞击或摩擦声时，可能是变压器的某些部件因铁心振动而造成机械接触。如果发生在油箱外壁的电线处，可用增加其间距或增强固定的方法来解决。另外，冷却风机、输油泵的轴承磨损及滚珠轴承有裂纹，或是变压器中性点的接地偏铁连接螺钉松动也会发出机械摩擦的声响。

11.1.2 温度

变压器的大部分器身故障都伴有急剧的温升。

1) 对运行中的变压器,应经常检查套管各个接线端子和母线或电缆连接是否紧密,有无发热迹象。

2) 过负载,环境温度超过规定值,冷却风机和输油泵出现故障,散热器阀门忘记打开,漏油引起油量不足,温度计损坏以及变压器内部故障等都会使温度计的读数超过运行规程中的允许温度。

11.1.3 气味和颜色

变压器内部故障及各部件过热将引起一系列的气味、颜色的变化。

1) 瓷套管端子的紧固件松动,表面接触面过热氧化,会引起变色和异常气味。

2) 变压器漏磁的断磁能力不好及磁场分布不均匀而产生涡流也会使油箱各部分的局部过热引起油漆变色。

3) 瓷套管污损产生电晕、闪络会发出臭味,冷却风扇、油泵烧毁会发出烧焦气味。

4) 吸湿器变色是吸潮过程、垫圈损坏、进入其油室的水量太多等原因造成的,通常吸湿剂是活性氧化铝、硅胶等并呈现蓝色,当吸湿剂从蓝色变为粉红色时应进行再生处理或更换。

11.1.4 体表

变压器故障时都伴随体表的变化,主要有:

1) 大气过电压、内部过电压等会引起瓷瓶表面龟裂,并有放电痕迹。

2) 因温度、湿度、紫外线或周围的空气中所含酸、盐等,会引起箱体表面漆膜龟裂、起泡和剥离。

3) 防爆膜龟裂、破损,当呼吸口不灵,不能正常呼吸时,会使内部压力升高引起防爆膜破损,当气体继电器、压力继电器或是差动继电器动作时,可推测出是内部故障所引起。

11.1.5 渗漏油

变压器运行中渗漏油的现象是比较普遍的,其主要原因是油箱与零部件连接处的密封不良,焊件或铸件存在缺陷,运行中额外荷重或受到振动等。

1) 变压器外面闪闪发光或粘着黑色的液体有可能是漏油。

2) 内部故障使油温升高,会引起油的体积膨胀,发生漏油,有时会发生喷油。若油位计大幅下降而没有发生以上现象,则可能是油位计损坏。

11.2 变压器瓦斯保护动作的原因、分析判断及处理

11.2.1 变压器瓦斯保护动作的原因

1. 变压器内部故障

当变压器内部出现匝间短路、绝缘损坏、接触不良、铁心多点接等故障时,都将产生大

量的热能,使油分解出可燃性气体,向油枕(储油柜)方向流动。当流速超过气体继电器的整定值时,气体继电器的挡板受到冲击,使断路器跳闸,从而避免事故扩大,这种情况通常称之为重瓦斯保护动作。当气体沿油面上升,聚集在气体继电器内超过 30mL 时,也可以使气体继电器的信号接点接通,发出警报,通常称之为轻瓦斯保护动作。

2. 附属设备异常

(1) 呼吸系统不畅通

变压器的呼吸系统包括气囊呼吸器、防爆筒呼吸器(有的产品两者合一)等。分析表明,呼吸系统不畅或堵塞会造成轻、重瓦斯保护动作,并大多伴有喷油或跑油现象。例如,某变电站一台 110kV、63MVA 主变压器,投运半年后,轻、重瓦斯保护动作,且压力阀喷油,但色谱分析正常。经检查,轻、重瓦斯保护动作的原因为变压器气囊呼吸堵塞。又如某电厂一台 220kV、120MVA 主变压器,在气温为 33~35℃ 下运行,上层油温为 75~80℃。在系统无任何冲击的情况下,突然重瓦斯保护动作跳闸。经试验和检查,证明是呼吸器堵塞,由于它在高温下突通造成油流冲击,导致重瓦斯保护动作。

(2) 冷却系统漏气

当冷却系统密封不严进入了空气,或新投入运行的变压器未经真空脱气,都会引起气体继电器的动作。例如某台主变压器气体继电器频繁动作,经分析是空气进入冷却系统引起的,最后查出第 7 号风冷器漏气。

(3) 冷却器入口阀门关闭

冷却器入口阀门关闭造成堵塞也会引起气体继电器频繁动作。例如,某变电站主变压器大修后,投运一段时间,气体继电器突然动作,但色谱分析正常,经检查发现冷却器入口阀门堵塞,相当于潜油泵向变压器注入空气,造成气体继电器频繁动作。

(4) 散热器上部进油阀门关闭

散热器上部进油阀门关闭,也会引起气体继电器的频繁动作。例如,某 220kV、120MVA 主变压器冲击送电时,冷却系统投入运行则发生重瓦斯保护动作引起跳闸。其原因是因为变压器第 7 号散热器上部进油蝶阀被误关闭,而下部出油蝶阀处于正常打开位置,当装于该处的潜油泵通电后,迅速将散热器内的油排入本体,散热器内呈真空状态,本体油量增加时,油便以很快的速度经气体继电器及管路流向油枕,在高速油流冲击下,气体继电器动作导致跳闸。

(5) 潜油泵有缺陷

潜油泵缺陷对油中气体有很大的影响,其一是潜油泵本身烧损,使本体油热分解,产生大量可燃性气体。例如,某台 110kV、75MVA 的主变压器,由于潜油泵严重磨损,在一周内使油中总烃由 786ppm 增加到 1491ppm。其二是当窥视玻璃破裂时,由于轴尖处油流急速而造成负压,可以带入大量空气,即使玻璃未破裂,也由于滤网堵塞形成负压空间使油脱出气泡,其结果是使气体继电器动作,这种情况比较常见。例如,某 220kV、120MVA 强油导向风冷变压器的气体继电器频繁动作,其原因之一就是潜油泵内分流冷却回路底部的滤网堵塞而造成的。又如,某 220kV、120MVA 主变压器轻瓦斯保护动作,是由于潜油泵负压区漏气造成的。

(6) 变压器进气

运行经验表明,轻瓦斯保护动作绝大多数是由于变压器进入空气所致。造成进气的原因

较多，主要有：密封垫老化和破损、法兰结合面变形、油循环系统进气、潜油泵滤网堵塞、焊接处砂眼进气等。例如，某台 220kV、120MVA 的主变压器，轻瓦斯保护频繁动作，用平衡判据分析油样和气样表明，油中溶解气体的理论值与实测值近似相等，且故障气体各组分含量较小，故该变压器内部没有故障。经过反复检查，最后确定轻瓦斯保护动作是由于油循环系统密封不良进气造成的。

(7) 变压器内出现负压区

变压器在运行中有的部位的阀门可能被误关闭，如：油枕下部与油箱连通管上的蝶阀或气体继电器与油枕连通管之间的蝶阀；安装时，油枕上盖关得很紧而吸湿器下端的密封胶圈又未取下等。由于上述阀门被误关闭，当气温下降时，变压器主体内油的体积缩小，进而缺油又不能及时补充过来，致使油箱顶部或气体继电器内出现负压区，有时在气体继电器中还会形成油气上下浮动。油中逸出的气体向负压区流动，最终导致气体继电器动作。例如，某 220kV 的主变压器，由于在短路事故后关闭了油枕下部与油箱连通管上的阀门，投运后又未打开，使变压器主体内“缺油集气”，造成轻瓦斯保护频繁动作。又如某 35kV、5600kVA 主变压器在两次大雨中均发生重瓦斯保护动作，这是因为夜间突降大雨，使变压器急剧冷却，内部油位也随之下降，由于蝶阀关闭，油枕内的油不能随油位一同下降，在气体继电器内形成了一个无油的负压区，使溶解在油中的气体逸出并充满了气体继电器，造成气体继电器的下浮桶下沉，引起重瓦斯保护动作。

(8) 油枕油室中有气体

大型变压器通常装有胶囊隔膜式油枕，胶囊将油枕分为气室和油室两部分。若油室中有气体，当运行时油面升高就会产生假油面，严重时会使呼吸器喷油或防爆膜破裂。此时变压器油箱内的压力经呼吸器法兰突然释放，在气体继电器管路产生油流，同时套管升高座等死区的气体被压缩而积累的能量也突然释放，使油流的速度加快，导致瓦斯保护动作。

(9) 净油器的气体进入变压器

在检修后安装净油器（见图 11-1）时，由于排气不彻底、净油器入口胶垫密封不好等原因，使空气进入变压器，导致轻瓦斯保护动作。

另外，停用净油器时也可能引起轻瓦斯保护动作。例如，某 110kV、31.5MVA 的主变压器，因其净油器渗漏而停用时，由于净油器上下蝶阀没有关死，变压器本体的油仍可以渗到净油器中，迫使净油器中的空气进入本体，集中在气体继电器中造成主变压器发生轻瓦斯保护动作。

(10) 气温骤降

对开放式的变压器，其油中总气量约为 10%。大多数分解气体在油中的溶解度是随温度的升高而降低的。但空气却不同，当温度升高时，它在油中的溶解度是增加的。因此，对于空气饱和的油，如果温度降低，将会有空气释放出来。即使油未饱和，但当负荷或环境温度骤然降低时，油的体积收缩，油面压力来不及通过呼吸器与大气平衡而降低，油中溶解的空气也会释放出来。所以，运行正常的变压器，压力和温度下降时，有时空气过饱和而逸

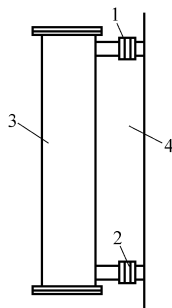


图 11-1 净油器示意图

1—蝶阀 2—下蝶阀 3—净油器 4—变压器主体

出,严重时甚至引起瓦斯保护动作。例如,某 35kV、5600kVA 的变压器,在气体继电器与油枕连通管之间蝶阀关闭的情况下,就发生过两次因气温骤降引起重瓦斯保护动作的现象。

(11) 忽视气体继电器防雨

气体继电器的接线端子有的采用圆柱形瓷套管绝缘,固定在继电器顶盖上的接线盒里,避免下雨时油枕上的雨水滴进接线盒内。该接线盒盖子盖好后还应当用外罩罩住。某 110kV、10MVA 的主变压器的气体继电器既无接线盒的盖子又无防雨罩,以至于下大雨时,气体继电器的触点被接线端子和地之间的雨水漏电阻短接,使跳闸回路接通。当出口继电器两端电压达到其动作电压时,导致变压器两侧的断路器跳闸。显然,在上述条件下,若出口继电器的动作电压过低,就更容易引起跳闸。

3. 放气操作不当

当气温很高,变压器负荷又大时,或气温不是很高,但负荷突然增大时,值班人员应加强巡视,发现油位计油位异常升高(压力表指示数增大)时,应及时进行放气。放气时,必须是缓慢地打开放气阀,而不要快速打开阀门,以防止因油枕空间压力骤然降低,油箱的油迅速涌向油枕,导致重瓦斯保护动作,引起跳闸。

4. 变压器器身排气不充分

有的变压器在大修后投入运行不久就发生重瓦斯保护动作,引起跳闸。这可能是检修后器身排气不充分造成的。当变压器投运后,温度升高时,器身内的气体团突然经气体继电器进入储油柜,随之产生较大的油流冲击造成重瓦斯保护动作。动作后,气体继电器内均有气体,经化验确为空气。这足以说明有的空气由变压器器身流向储油柜。

5. 安装不当

新装的变压器,轻瓦斯保护动作 80% 是安装存在问题。通常是某部分出现真空、没有进行真空注油、气体继电器安装不当等,都可能使瓦斯保护动作。例如,某台 63MVA、220kV 的变压器,其轻瓦斯保护总是动作,经取气和取油分析均无问题,没有可燃性气体。经多次查找动作规律才发现,每当 5 号潜油泵启动 1 个月后,轻瓦斯保护就动作。检查 5 号潜油泵发现,其上面油路放气阀被堵死,因而在上面真空形成负压区。处理后,放气阀畅通,故障排除。

11.2.2 变压器瓦斯保护动作后的分析判断

气体继电保护装置动作后,一方面要调查运行、检修情况;另一方面应立即取油样进行色谱分析,利用平衡判据进行综合分析判断,确定变压器是内部故障还是附属设备故障,进而确定故障的性质、部位或部件,以便及时进行检修处理。判断变压器是否有内部故障的方法是:首先分析油中溶解气体和气体继电器中的自由气体的浓度,然后将两者进行比较:

1) 当自由气体含量约等于实测值,且故障气体各组分含量很少时,说明变压器是正常的。一般认为溶解在油中的气体是在平衡状态下释放出来的。

2) 当自由气体含量大于实测值时,说明变压器确实存在早期潜伏性故障。如果自由气体含量明显超过油中溶解气体含量,则说明释放气体较多,故障发展很快。这时可以通过特征气体法、产气率以及三比值法来判断故障性质和发展速度。

3) 当自由气体小于油中溶解气体时,说明变压器内部不存在潜伏性故障,是主变压器附属设备有异常。

4) 当自由气体中氢、氧含量较高, 而总烃含量较低时, 说明存在漏气点, 有空气进入。因为油中有气泡时, 在电场作用下发生火花放电产生的主要气体就是氢。若自由气体中氢气单一增加, 总烃含量不高, 可能是变压器受潮, 因为油中的水分在电场作用下被电解, 形成氢和氧, 从而导致轻瓦斯保护动作。

11.2.3 变压器瓦斯保护动作后的处理

变压器瓦斯保护装置动作后, 处理的步骤和方法如下:

(1) 确定保护装置动作的原因

根据现场提供的资料, 进行综合分析, 判断气体继电保护装置是由变压器内部故障还是由附属设备故障引起的, 以便对不同故障采用不同的处理方法。

(2) 内部故障的处理方法

对变压器的内部故障, 如铁心多点接地和过热故障, 可分别按变压器铁心多点接地和过热的方法进行处理。

(3) 附属设备故障

对附属设备故障也应根据具体情况, 按不同的方法进行处理, 概括起来有以下几点:

1) 严格密封、防止进气。严格做好密封, 就可以避免由于进气而引起的瓦斯保护动作。为检查变压器密封情况, 在检修后应对变压器进行检漏试验。变压器投入运行前, 要注意排除内部空气, 如套管法兰、高压套管升高座、油管路中死区、冷却器顶部等的残留空气。投运前应尽早启动油泵, 借助油循环将残留空气排出。注油应采用真空注油方法。油泵大修时, 重点检查后端盖窥视孔、引线盒的密封、油管路中各排气孔及负压区的密封是否完好。

2) 避免误关阀门并保证呼吸系统畅通, 防止堵塞。堵塞主要有两种情况: 一是误关闭阀门。对此, 只要运行人员重视, 投运前, 对每个阀门进行认真检查, 就容易解决; 二是呼吸系统堵塞。对这种情况, 目前现场的解决方法是:

① 正确注油。检修后, 注油一定要将储油柜充满。充油过程中, 打开储油柜顶部的排气孔和手孔, 边排气边按动胶囊, 让胶囊完全展开, 排除储油柜中的全部空气。变压器经各部分排气后, 储油柜的油面还会下降, 必须再进行补充注油, 直到把储油柜充满, 确认变压器内无气体后, 方可把油排到正常油位。

② 改进呼吸系统。改进前变压器油枕及放气塞安装示意图如图 11-2 所示。由图 11-2 可见, 现行的带有胶囊的变压器储油柜, 仅是将胶囊嘴接入原呼吸系统中, 与老结构储油柜相比无大的变动, 这给呼吸系统带来了新问题。通常, 胶囊外与储油柜内壁之间总会残存少量空气, 这是因为储油柜上部放气塞往往装在气体继电器坡度较低的一侧, 致使气体排放不净而残存下来。当呼吸系统不畅通时, 由于胶囊嘴低于假油位, 油可进入胶囊, 使胶囊升浮困难, 从而发生恶性循环。为此, 可将呼吸系统作如下改进, 如图 11-3 所示。胶囊嘴与呼吸系统脱离, 单独接一只吸湿器, 其下部油封碗内可不装油。图 11-3 将储油柜放气塞用管子引下, 装一只真空压力表, 两侧装阀门, 经常监视储油柜内的压力情况。当压力表指针指示正压时, 可接一只小真空泵抽真空, 也可在全天变压器温度最高时, 将压力排掉再闭紧阀门。经上述改进后的呼吸系统, 通过实际考验, 完全可以避免胶囊进油。只要再监视好储油

柜压力，就可避免假油位及吸湿器跑油，从而防止瓦斯保护动作。

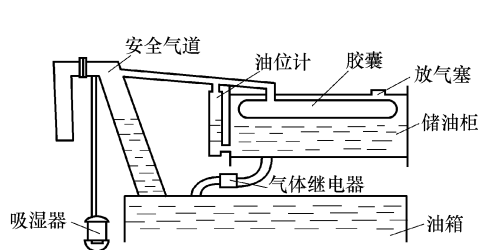


图 11-2 改进前变压器油枕及放气塞安装示意图

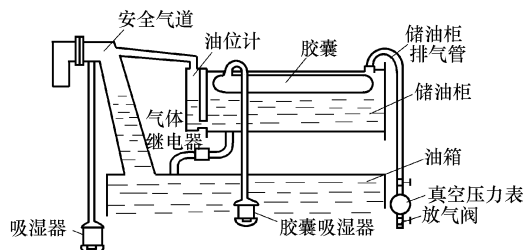


图 11-3 改进后变压器油枕及放气塞安装示意图

应当指出，为保证呼吸通畅，吸湿器硅胶颗粒不宜太细，其粒度必须保证在 $5 \sim 7\text{mm}$ ，当硅胶浸油后，应即刻更换或进行干燥处理。另外，油封碗内若装油，则应确保油封碗内油面不超过 $2 \sim 3\text{mm}$ ，其呼吸力不大于 0.05MPa 。

3) 加强技术管理和维护，克服重大轻小、重主轻辅的倾向，充分认识附属（辅助）设备与主变压器的可靠运行息息相关。避免诸如端子箱和气体继电器端子盒因漏雨或清洗造成的接点短路，导致瓦斯保护动作，引起跳闸。

11.3 变压器进水受潮的原因、诊断方法及处理方法

11.3.1 变压器进水受潮的原因

1. 套管顶部连接帽密封不良

由于套管顶部连接帽密封不良，水分沿引线进入绕组绝缘内，引起击穿事故。套管端部密封不良的主要原因是结构不合理和胶垫安装不正确。套管顶部连接帽接线板与带螺纹的引线鼻相连接，这个帽兼有密封和导电双重作用，从而带来很多弊病。首先是细螺纹丝扣制造公差太大，接触不良，引起过热。其次是固定引线的铜销钉过长，用于帽上接线板还必须与外部母线连接相吻合，致使密封垫无法压紧，稍有松动，就会向内漏水。这类事故多发生在雨季，也就是在雨季进水造成的。绕组烧坏部位一般在引线附近，这说明水是沿套管引线进入的。例如，某台 31.5MVA 、 110kV 的电力变压器，运行中重瓦斯动作，经吊罩检查， 110kV B 相出线根部烧伤 7 段，内侧靠高压纸筒抽头以下烧伤 32 段。测量 A、C 相引线包扎绝缘的介质损耗因数，其结果分别为 28.7% 和 33.5% 。证明这一事故是由于套管端部密封不严，在正常运行中逐渐吸潮造成击穿的。

2. 冷却器黄铜管破裂

按规定，冷却器在安装前应做检漏试验，以便检出冷却器的破裂缺陷，否则可能导致绝缘击穿事故。例如，某台 63MVA 、 220kV 的电力变压器，在运行中主差动保护动作，重瓦斯保护动作，变压器三侧断路器跳闸，使变压器与系统解列。经吊罩发现，变压器箱底有大量泥水；A 相上端部绝缘件严重浸泡和污染；A 相下端第 2-3 线饼之间烧损，第 13 ~ 19 线饼内径处绝缘烧伤；A 相 220kV 引线绝缘断裂；高、低压之间绝缘筒有击穿现象；A 相下夹件靠高压侧有两处放电。造成这次事故的主要原因是安装前未按规定对 1 号冷却器进行认真的解体检查和耐压检漏试验，以至于冷却器黄铜管严重破裂，缺陷未被发现。大修后，因 1

号冷却器水样中有油花，一直没投运而作备用，在长期备用中，冷却器排、放水阀门均未打开，而进水阀门又关闭不严，所以带有压力的冷却水通过铜管裂缝进入油室直至与供水全水压平压。在 1 号冷却器投运的瞬间，油水混合物迅速经导向冷却管路喷向 A 相绕组，造成绕组烧损。

3. 在检修中受潮

在变压器吊罩检修时，器身暴露在大气中，当空气相对湿度较大时，绝缘将吸收空气中的水分。这个过程从表层绝缘开始，相对湿度越大，时间越长，水分渗透的深度就越深。例如，某台 220kV 的电力变压器，初始含水量为 0.5%，在夏季相对湿度为 70% 的空气中暴露 6h，表层绝缘的含水量增加到 4.8%，但含水量变化的绝缘深度约为 0.5mm；暴露 20h 以上时，表层的最大含水量为 10%，深度为 0.5mm 处的含水量为 4.5%，1mm 处的含水量为 2%。浸渍绕组的受潮率约降低 20%，但干燥也要难些。因此，为避免吊罩检修时绝缘受潮，应尽量缩短器身在大气中的暴露时间，并注意空气湿度的影响。又如，某台 63MVA、110kV 电力变压器，在吊罩检修过程中，由于器身在潮湿的空气中暴露时间太长（空气相对湿度为 65%~75%，21h），造成器身结露后受潮。大修后，通过测试发现绝缘受潮，但没有进行干燥处理，投运后先空载，但潮气没法排除，最后被迫停运，造成了设备事故。

4. “呼吸作用”吸水受潮

在运行中，变压器内绝缘油的工作温度不但取决于设备结构、容量、油路、冷却方式、负荷变化等因素，而且还会随着环境温度的变化而变化，一般会高于环境温度。在夏、秋季节，变压器上层油温常超过 80℃。由于不同季节环境温度的改变，特别是每日昼夜的温差波动，会使油枕上部空间的气体与外部空气进行不断的呼吸作用。据计算，一台油量为 30t 的大型电力变压器，若昼夜的温差改变为 10℃，变压器油枕空间就会吸入或排出 0.28m³ 的气体。当呼吸器内充填的干燥剂失效，防爆管密封不严或潜水泵吸入侧渗漏时，外界的潮湿空气就会通过这些途径进入变压器，在其内部温度降低的过程中，潮湿空气中的水分达到饱和状态，由于水分结露析出，造成绝缘油和绝缘材料受潮，时间越长其受潮程度越严重，就越可能发生绝缘事故。例如，某变电站一台 23.5MVA、17/6.3kV 联络变压器，日负荷电量差值在 8 万 kW·h 左右，负荷变化时，变压器温度随之而变，其最高油温为 52℃，环境温度为 18℃，最低油温为 28℃，其环境温度为 4℃。储油柜油面上部是空腔，储油柜直径为 700mm，长度为 3150mm。防爆筒油面上部也是空腔，防爆筒直径为 240mm。长度为 2400mm。变压器因负荷变化引起器身温度变化，环境温度与器身温度的差值，使储油柜与防爆筒空腔内壁上产生露水，从而导致变压器油中含水，绕组受潮，发生绕组烧损事故。

11.3.2 变压器进水受潮的诊断方法

诊断电力变压器进水受潮的常用方法如下：

1. 传统的电气试验法

传统的电气试验法，如测量绕组的绝缘电阻、吸收比、 $\tan\delta$ 、直流泄漏电流以及测量油的绝缘强度，可以间接地定性了解变压器进水受潮情况，所以仍是现场广泛采用的方法。

有的电站提出，如果所测引线根部的介质损耗因数超过 10%，则说明套管进水受潮。例如，某台 6300kVA、110kV 变压器套管进水后，将 110kV 引线根部的绝缘剥下来用火烧时

能听到微弱的“吱吱”响声。又测量 A、C 两相 110kV 引线根部的介质损耗因数，其结果 A 相为 28.7%，C 相为 33.5%，说明引线受潮，套管进水。

2. 测量油中含水量

测量油中的含水量可以直接观察变压器进水受潮情况，《规程》（DL/T 596-1996）规定的测量方法有两种：

1) 库仑法。库仑法是一种电化学方法，它是将库仑仪与卡尔·费休滴定法结合起来的分析方法。当被测试油中的水分进入电解液（即卡尔·费休试剂，简称卡氏试剂）后，水参与碘、二氧化硫的氧化还原化学反应，在吡啶和甲醇的混合液中相混合，生成氢碘酸吡啶和甲基硫酸吡啶，消耗了的碘在阳极电解产生，从而使氧化还原反应不断进行，直至水分全部耗尽为止。目前，国内使用较多的是国产 YS-2、WS-1 型微水测定仪和日本生产的微量水分测定仪。

2) 气相色谱法。这个方法是采用以高聚物为固定相的直接测定法。其测定原理是将试油中的水分在汽化加热器适当温度下汽化后，用高分子微球为固定相进行分离，然后用热传导检测器进行检测，并采用峰高定量法计算出水分的含量。应当指出，测量运行中变压器油中含水量时，应注意温度的影响，尽量在顶层油温高于 50℃ 时采样，否则难以判断。这是因为在不同的温度下溶解在油中的水分有不同的饱和溶解量，饱和溶解值随温度升高而增大，因而在高温下，绝缘纸中水分进入油中，当温度下降时，油中水分有一部分将向纸中扩散，使油的含水量下降。一般来说，运行温度越高，纸中水分向油中扩散越多，因而使油中含水量增高。实现平衡需要一个较长的过程（以月计）。因此，用油中含水量的多少来肯定或否定变压器的受潮是很不全面的。特别是在环境温度很低，而变压器又在停运状态下测出的油中很低的含水量，不能作为绝缘干燥的唯一判据。相反，在变压器运行温度较高（不是暂时的升高）时，所测油的含水量很低，可以作为绝缘状态良好的依据之一。因此，测量油中含水量应在较高的运行温度下进行。

由上所述，温度变化时，纸中含水量与油中含水量有一个平衡过程。按理，在高温时，纸中含水量将随油中水分的增加而减小，当温度降低时，油中水分将被纸吸收，使纸的含水量增高。但计算结果表明，在密封条件较好的变压器中，如果没有外部水分的渗入，在不同温度下引起油中水分的变化量即使全部与绝缘纸的变化量相平衡，纸中含水量的变化幅值也是很小的。因为油中含水量是以 10^{-6} 表示，而纸中的含水量是以 10^{-2} 表示。变压器中纸含水量的绝对量要比油中多得多。设变压器用油量为用纸量的 10 倍（实际要低），随温度变化油中含水量如果达到 100ppm（实际要小得多）的变化值，由此计算纸中相应水分的变化量也只有 0.1%。因此，不能根据某一温度下测得的油中含水量直接从文献中的油纸含水量与温度平衡曲线中去推测纸的含水量。可以认为不同的平衡曲线都是在不同的系统内部条件下获得的，即除油、纸系统中原有的水分外，还有外界空气中水分掺入了平衡系统。如果变压器确已受潮，也就意味着平衡系统内部条件发生了变化，即有外界的水分进入。运行多年老化的结果，也会增加一定水分。利用热油循环干燥变压器就是让纸里的水分不断地扩散到油中去，并不断地滤去油中接近饱和的水分，减少平衡系统内的水分。所以可以利用该变压器不同温度下的油的相应含水量的变化范围（纸中水分基本不变）来判断是否符合平衡曲线的规律，作为辅助性判断，如果差别很大，则可能受潮。

3. 测量油中溶解氢气的含量

近几年来,在搞好微水含量测试的同时,有人探索应用气相色谱分析方法分析油中溶解氢气的含量来诊断变压器绝缘受潮的情况。实践证明,这种方法是可行的。

由于变压器内部存在电、热性故障时,都会产生氢气,所以为了判断正确,要抓住受潮后油中氢气含量变化的特点:

1) 油中烃类组分含量正常,而油中含氢量单项偏高。

2) 油中含氢量的高低与微水含量呈正比关系,且含氢量的变化滞后于微水含量的变化。例如,某变电站的一台 120MVA 的电力变压器,强迫油循环水冷,油量为 22.7t,1996 年 6 月投运。投运后,从 1998~2000 年的色谱分析结果得知油中烃类气体含量正常,氢含量单项偏高。2001 年 7 月,油中氢含量骤增至 485ppm,用真空滤油机对绝缘油进行脱气、脱水处理,两个月后含氢量又减至 321ppm,微水含量在 44~68ppm 之间。2001 年 10 月吊罩检查未见异常,但换油 8 个月后,油中氢含量又增高至 538ppm。2002 年 3 月,对该变压器绕组进行真空加热,干燥处理,使得运行恢复正常。

11.3.3 变压器进水受潮后的处理方法

根据进水受潮的原因提出的处理方法如下:

1. 对套管顶部连接帽密封不良的处理方法

1) 在雨季前,对变压器的高压套管端部进行一次检查,以处理密封不严或过热现象。以后每年可利用停电机机会安排一次密封性能(如密封油压试验)检查。

2) 对运行中的套管,应积极创造条件,安排计划,尽早将密封不好的老结构改造为新结构。改造后的也应定期检查其密封性,以杜绝水分自套管端部进入器身中。

2. 对冷却器黄铜管破裂的处理方法

1) 油水冷却器在安装前应严格按照技术条件要求做检漏试验。其试验方法有两种:①对油室注油,油面在入口口下 10~20mm 处。在水室的入口处通以净水,由出水口流出,观察水中有无连续出现油花。然后,将出水口封闭,加水压至 0.25MPa,维持 12h,取油样做耐压试验,应无降低现象。②冷却器油、水室加堵板隔离,从油室打风压至 0.4MPa,维持 4h,用肥皂水检查冷却器铜管及铜管胀口处有无渗漏,同时观察风压是否降低。

2) 运行中的冷却器应保持油压大于水压,潜油泵进油阀要全开,用出油阀调节油的流量避免出现负压。并列运行的冷却器,应在每台潜油泵出口加装逆止阀。

3) 备用中的冷却器在关闭进出油、水阀后,应全开放水阀,严防因水阀渗漏而憋高水压。

4) 长期备用的冷却器投运前,取油样检查应无油花,取油样做耐压试验合格后方可操作。

5) 在冬季应防止停用及备用冷却器铜管冻裂。对冷却器的油管应结合大、小修进行检漏。

3. 对检修中受潮的处理方法

一般来说,在周围空气温度大约等于或低于器身温度时,变压器可以吊罩检查。器身在空气中的暴露时间从接触外界空气时算起不得超过以下规定:

空气相对湿度 $\leq 65\%$ 时: 16h;

空气相对湿度 $\leq 75\%$ 时: 12h。

其中,注油的时间不计在内,器身接触外界空气的计时应从排油时开始。如果周围空气温度

高于器身温度，吊罩前必须对器身加热，提高器身温度，最好使其超过空气温度 10℃。

4. 对“呼吸作用”进水受潮的处理方法

1) 呼吸器的油封应注意加油和维修，切实保证畅通，干燥剂应保持干燥。

2) 应防止油枕内积水。在检修中，应检查气体继电器与油枕的联管是否按规定伸进油枕 20~25mm。不符合要求的应及时改进。每年应结合小修排放油枕下部的积水。

显然，进水受潮后的变压器要继续投入运行必须进行干燥，干燥的方法请参照变压器的干燥处理方法。

11.4 变压器铁心多点接地故障的检测及临时处理

变压器的绕组和铁心是传递、变换电磁能量的主要部件，保证它们可靠运行是人们所关注的问题。近年来制造和运行部门针对绕组绝缘事故多的问题，在提高变压器质量和运行水平方面做了许多工作，收到了一定的效果。但是对铁心缺陷带来的影响却估计不足。统计资料表明，因铁心问题造成的故障在变压器总事故中占第三位。下面就现场所出现的铁心故障和采取的措施作一些介绍，以减少和消除影响变压器运行的不安全因素。

11.4.1 铁心的正常接地

变压器在正常运行时，带电的绕组和油箱之间存在电场，而铁心和夹件等金属构件处于电场之中，由于电容分布不均匀，电场强度各异，在铁心上产生的悬浮电位有时会很高，可能引起铁心对绕组或油箱放电，如果铁心不可靠接地，在产生放电现象时将会有可能损坏固体绝缘和油质绝缘强度，因此变压器铁心在运行时必须可靠接地。有人提出硅钢片间有绝缘层，一点接地是否可行。由实际情况可知，硅钢片间的绝缘总阻值仅几十欧姆，其作用是隔离涡流，对于高压电来说则为通路，所以铁心只需一点接地。但有些大容量变压器的铁心直径很大，为了减少涡流损耗，用纸或石棉绳将铁心硅钢片隔成几组，这种情况下每组硅钢片必须用金属片连接起来，然后接地。

目前制造的大、中型变压器铁心经由一只套管引至油箱外部接地，有的铁心和夹件分别由两只大套管引至油箱外部接地。这样，可在变压器运行中随时监视铁心状况，如果铁心中由于各种原因在某位置出现另一点接地时，则正常接地的导线上就会有环流，这就是常说的多点接地故障。

11.4.2 变压器常见的铁心多点接地的类型及原因

- 1) 安装工作的疏忽，完工后未将变压器油箱顶盖上运输用的定位钉翻过来或去掉。
- 2) 铁心夹件肢板距心柱太近，硅钢片翘起触及夹件肢板。
- 3) 铁轭螺杆的衬套过长，与铁轭硅钢片相碰。
- 4) 铁心下夹件垫脚与铁轭间的纸板脱落，造成垫脚与硅钢片相碰。
- 5) 潜油泵轴承磨损，金属粉末进入油箱中堆积底部，在电磁引力下形成桥路使下铁轭与垫脚或箱底接通。
- 6) 油箱盖上的温度计座套过长，与上夹件或铁轭、旁柱边沿相碰。
- 7) 油箱中有金属异物，如焊条头、钢丝等。

8) 下夹件与铁轭阶梯间的木垫受潮或表面附有大量的油泥, 使其绝缘电阻值为零。

上述故障的出现, 有的属于制造原因, 有的是运行维护不当, 无论是哪种原因其表现形式都是出现环流引起局部过热, 严重者接地线烧断, 继而又可能出现放电故障。

11.4.3 变压器多点接地故障的检测

变压器在运行中检测铁心接地故障一般有两种方法。

1) 利用气相色谱法, 对油中含气量进行分析。如果气体中的甲烷及烯烃组分很高, 而一氧化碳和二氧化碳气体和以往相比变化甚少或正常时, 则可判断为裸金属过热。变压器中的裸金属件主要是铁心, 当出现乙炔时, 则可认为这种接地故障属于间歇型。例如某水站一台 110/6.3kV 的变压器色谱分析总烃量达到 400ppm, 其中甲烷为 158ppm, 乙烯为 21ppm, 乙炔为 8ppm, 经吊芯检查证实接地故障是时隐时现型。

2) 利用变压器铁心的外引接地套管, 测量地线上是否有电流出现。一般情况下, 因为铁心只有一点接地, 不构成电流回路, 地线上的电流很小 (一般在 1A 以下) 或等于零。当有多点接地, 铁心主磁通周围有短路匝存在, 匝内将流过环流, 其值决定故障点与正常接地点的距离, 即包围磁通的多少, 一般可达几十安培。

运行中发现变压器铁心接地故障后, 为保证设备安全, 均需停电进行内部检查和处理。对于杂物引起的接地, 较为直观, 也比较容易处理。但也有某些情况停电吊罩后找不到故障点, 为了能确切找到接地点, 现场可采用如下方法:

1) 直流法: 将铁心与夹件的连接片打开, 在轭两侧的硅钢片上通入 6V 左右的直流电压, 然后用直流电压表依次测量各级硅钢片的电压, 检测电压的接线图如图 11-4 所示, 当电压等于零或者表针指示反向时, 则可认为该处是故障接地点。

2) 交流法: 将变压器低压绕组接入交流电压 220 ~ 380V (或利用发电机对变压器进行零起升压), 此时铁心中有磁通存在。如果有多点接地故障时, 用毫安表测量会出现电流 (铁心和夹件的连接片应打开)。用毫安表沿铁轭各级逐点测量, 测量电流的接线图如图 11-5 所示。当毫安表中电流为零时, 则该处为故障点。这种测电流法较测电压法准确、直观。

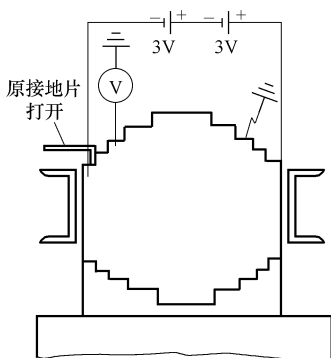


图 11-4 检测电压的接线图

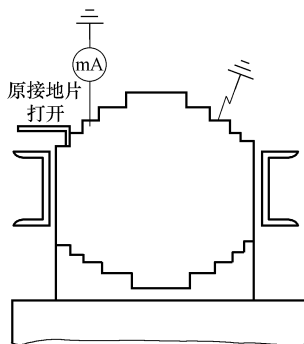


图 11-5 测量电流的接线图

11.4.4 铁心多点接地故障的临时解决办法

铁心出现多点接地故障时, 为使运行单位做好检修计划, 可暂时不退出运行, 一般采用

如下临时措施:

1) 有外引接地线时, 如果故障电流较大, 可临时打开接地线运行。但必须加强监视, 以防故障点消失后使铁心出现悬浮电位。

2) 如果多点接地故障属于不稳定型, 可在工作接地线中串一滑线变阻器, 使电流限制在 1A 以下。滑线电阻的选择, 是将正常工作接地线打开测得的电压 U 除以地线上的电流 I 。

3) 要用色谱分析监视故障点的产气速率。

4) 通过测量找到确切的故障点后, 如果无法处理, 则可将铁心的正常工作接地片移至故障点同一位置, 这样可使环流减少到很小, 例如一台 25000kVA、110kV 的变压器出现接地故障, 采用此种方法后, 地线上环流由 20A 降至 0.3A, 运行一个月, 色谱分析总烃含量下降, 情况恢复正常。

11.5 变压器绕组短路和断线的检查及处理

11.5.1 绕组的匝间短路的现象及分析处理

变压器发生匝间短路时, 在短路的匝间将有很大的短路电流, 但电源端 (发电机侧或系统侧) 输入变压器电流却增加不大。变压器的温度比正常运行时要高, 无瓦斯继电器的变压器还能听到其内部油的窜动声音。匝间短路时, 一般气体继电器的气体呈灰白色或蓝色, 相关继电保护装置动作。故障严重时差动保护将会动作。匝间短路如不及时发现会使熔化的铜粒四散, 波及邻近的绕组。绕组匝间短路故障用绝缘电阻表测绝缘电阻的方法是不易发现的。一般可用测量绕组直流电阻与以往的数值作比较的方法发现——通过测量各绕组的直流电阻, 再与历史数据及各相电阻值进行比较, 数值小的可能有匝间短路故障。同时, 如变压器发生匝间短路时, 其空载电流与空载损耗会明显增加, 因此, 可通过测量空载电流和空载损耗, 并测绕组的直流电阻和进行油的色谱分析来综合判断。在确认匝间短路故障后应将变压器器身吊出查找故障点, 故障点处应有烧灼的痕迹。如不能发现故障点, 可对绕组施加 10% ~ 20% 额定电压, 这时匝间短路处会出现冒烟现象。

绕组匝间短路的原因是:

1) 变压器散热不良或长期过负荷运行使匝间绝缘损坏。

2) 由于变压器出口短路, 或其他故障使绕组受短路电流的冲击产生振动与变形而损坏匝间绝缘。

3) 油面降低使绕组露出油面线匝间绝缘击穿。

4) 雷击时大气过电压侵入损坏匝间绝缘。

5) 绕组绕制过程中未发现缺陷 (如导线有毛刺、导线焊接不良和导线绝缘不完整) 或线匝排列与换位、绕组压装不正确等使绝缘受到损坏, 找到故障点后应及时进行绝缘处理, 短路严重时应重绕线圈。

11.5.2 变压器绕组接地短路或相间短路的现象及处理

1. 绕组对接地部分短路

变压器油受潮后绝缘强度降低、油面下降或绝缘老化; 雷电大气过电压及操作过电压、

绕组受短路电流的冲击发生形变、主绝缘老化破裂、折断等缺陷；绕组内有杂物落入等都会发生此类事故。发生事故时一般是瓦斯保护动作、防爆管喷油，如果变压器的中性点直接接地，则差动保护也会动作。一般情况下，测量绕组对地的绝缘电阻即可发现是否存在绕组接地故障。

2. 绕组相间短路

绕组有匝间短路或接地故障时，由于电弧熔化了铜（铝）粒子四散飞溅，使事故蔓延扩大，可能发展为相间短路。发生相间短路时，强大的短路电流将产生猛烈燃烧的电弧。此时变压器的瓦斯保护、过电流保护、差动保护均会动作，防爆管严重喷油，油温剧增。通过测量相间绝缘电阻及直流电阻和变压比，即可判断出绕组的损坏情况。变压器绕组接地或相间短路的主要原因可总结如下：

- 1) 操作过电压或大气过电压导致绝缘击穿。
- 2) 绕组在制作过程中绕制不当，在运行当中受到电动力、机械和化学作用导致绝缘局部受损。

- 3) 变压器运行年数久，绝缘自然老化。
- 4) 绝缘受潮。
- 5) 油位过低，加之变压器油劣化。
- 6) 油道堵塞，局部过热，运行温度过高未采取措施。

当变压器接地或相间短路时，其处理方法如下：

- 1) 限制电压的幅值。
- 2) 消除油道中的杂物。
- 3) 增加油量，恢复正常油位。
- 4) 更换或处理变压器油。
- 5) 进行浸漆或干燥处理。
- 6) 更换或修复所损坏的绕组、衬垫和绝缘层。

11.5.3 变压器绕组断线现象及处理

变压器线圈断线时，断线处会发现电弧。断线的相没有电流指示。线圈的断线多发生在导线接头、线圈引线处，常见的断线原因是短路故障。绕组断线的检查主要通过外部检查或测量各相绕组的直流电阻并进行比较，直流电阻大的说明可能不断线，在确认后吊心检查。外部断线或接触不良的，可将其焊牢或紧固，若为内部断线则应进行局部处理或更换线圈。

11.6 变压器有载调压分接开关箱渗油故障的处理

变压器的主油箱与有载调压分接开关箱是不连通的。当有载调压分接开关箱出现渗油故障时，由于变压器主油箱油位高于开关箱油位，开关箱的油位将上升，甚至超出标示油位；相反，变压器的油位是下降的。

当变压器有载调压分接开关箱渗油时可按以下步骤进行处理：

- 1) 先将变压器全部负载切除，并按电业安全作业规程做好保证人身安全的组织措施和

技术措施后半调压开关转换至空位置，然后抽芯。

2) 检查渗油的部位。抽出开关芯子后，将开关箱内的油全部排出，用清洁、不掉毛的干净布（白布）将开关箱的油擦干净，然后进行观察。稍过片刻即可发现渗油部位。常见的渗油部位是在开关箱底部的橡胶密封圈处，主要是因为密封圈老化失去弹性而造成渗油。

3) 处理渗油的部位。开关箱是固定在变压器箱盖上的，处理渗油时应将变压器吊芯。若需更换密封圈，应吊芯至开关箱箱底的圆盘才能方便地旋下。更换后再将圆盘旋紧，将器身放回油箱。若开关箱箱体渗油则可进行补焊或粘接修复。补焊时应做好防火措施，以防残油炭化燃烧引起火灾事故。粘接修复可采用环氧树脂黏合剂粘补。

在处理时，一定要注意调压开关在空气中停留的时间不能过长，不能超出相应电压等级变压器的规定检修时间，否则应重新进行干燥处理和耐压试验。因此，在检修前一定要将可能用到的工具、材料、设备准备好，并有技术熟练的人员进行指导。

11.7 变压器套管引线故障的原因及处理

11.7.1 现象

变压器套管引线故障是电力变压器常见的故障之一，其故障主要表现为

- 1) 套管引线温度升高，明显超过正常值。
- 2) 母排与平垫圈、螺母的表面严重氧化，甚至烧坏。
- 3) 套管密封橡胶垫产生龟裂变形，导致引线端子的接触缝隙处出现渗油现象，严重时甚至有油烟冒出。

11.7.2 原因

产生上述现象的主要原因有：

- 1) 由于负荷电流引起各连接部件与触头的热胀冷缩。
- 2) 电磁场的作用引起的振动等原因造成引线接触电阻增大，在连接处产生局部发热，而温度升高会使接触面加速氧化，氧化层的产生又进一步增大了接触电阻，进而加剧发热量，如此形成恶性循环，最终引发故障的产生。
- 3) 套管密封橡胶位置不正、结构不对，压紧螺母压得不紧，连接部件与密封部件的疲劳变形。

11.7.3 故障的预防及处理

1) 要经常检查变压器引线。当发现母排、平垫圈、螺母等处有表面氧化时，应及时检查原因并进行清理，涂以导电膏加以紧固。密封橡胶垫产生龟裂变形时应及时更换，并加强高、低侧套管的清扫以消除隐患。

2) 当故障较为严重而又无法长时期停电时，可做如下应急处理：更换螺母、增大平垫圈，对杆式引线的可改用板式引线。

3) 螺杆已严重烧伤、瓷瓶裂缝的应全套更换。

11.8 用气相色谱法检测变压器潜伏性故障的分析

色谱分析已经成为变压器等电气设备潜伏性故障检测的有力工具,实践证明,应用气相色谱分析法检测变压器油中溶解气体的组合和含量,能够在早期发现变压器内部的潜伏性故障(例如局部过热或局部放电)。在正常情况下,变压器及固体有机绝缘材料在热和电的相互作用下会逐步老化和分解,并缓慢地产生少量的各种低分子烃以及一氧化碳和二氧化碳气体。这些气体大部分被溶解在油中。当变压器内部存在潜伏性过热或放电故障时,就会加速产生这种气体的速度。随着故障的发展,分解出来的气体所形成的气泡在油中经对流、扩散就会不断地溶解在油中。当产生的气体数量大于溶解于油中的数量时,便会有一部分气体进入气体继电器中。当油和固体绝缘材料因变压器存在故障而被分解时,其所产生的气体的组成成分和含量与故障的类型、故障的严重程度有密切的关系。对于不同性质的故障,绝缘物分解后将产生不同的气体;而同一性质的故障由于故障的程度不同,所产生的气体的数量也不相等。所以根据油中气体的组成成分和含量是可以判别故障的性质及其严重程度的。因此,应当对运行中的变压器或刚投入试运行的变压器定期取样,分析其溶于油中的气体的组成成分和含量,以便及早发现变压器内部存在的潜伏性故障,并监视、掌握故障发展的趋势。当然,当变压器上的气体继电器内部出现气体时,也应立即收集这些气体,并分析这些气体的组成成分和含量,这同样有助于对变压器的内部情况进行判断。

11.8.1 根据变压器内所产生的气体成分的不同判断变压器的故障性质

1) 变压器油受热分解时,例如裸金属过热分解使其周围的油受热分解时,产生的气体主要是氢(H_2)、甲烷(CH_4)、乙炔(C_2H_2)。如果有固体的绝缘材料介入热分解,也会有相当数量的一氧化碳(CO)和二氧化碳(CO_2)气体。变压器内部发生这一故障的原因大部分是因为分接开关的接触不良、引线和分接开关的连接处焊接不良、导线和套管的机械连接处导电不良、铁心多点接地和局部短路过热、箱壳漏磁涡流引起过热等。

2) 纸、纸板、层压纸板、白布带、木材等固体材料变热分解时,例如绕组过负荷使包绕在导线外面的纸绝缘受热分解,其主要特征是烃类气体含量不高,所产生的气体主要是一氧化碳和二氧化碳。变压器内部发生这一类故障的原因是变压器长期过负荷运行,使绕组的固体绝缘大面积过热,以及当裸金属过热时,使其邻近的固体绝缘局部过热。

3) 变压器内部由于放电而使绝缘材料分解产生气体。按放电时能量级别的不同,可分为高能量放电、低能量放电和局部放电等不同的故障类型。高能量放电将导致绝缘击穿而发生电弧放电。低能量放电又称火花放电,是一种间歇性放电。局部放电的能量密度最低,常常发生在气隙和悬浮带电体的空间内。

电弧放电在线饼、层间等处出现绝缘击穿最为多见,其次是引线断裂或对地闪络和分接开关飞弧等故障。这种类型的故障产生的,气体量大,尤其是匝间、层间的绝缘发生击穿时,事先难以预测,多以突发性事故暴露出来。这种类型的故障,其特征气体主要是乙炔和氢气,其次是大量的乙烯和甲烷。又因为这种故障发展很快,往往气体还来不及溶解于油中就进入气体继电器内,所以油的气体含量常与故障点的位置、油流和气流的速度、故障的持续时间有很大的关系。

火花放电在开始时能量级别比电弧放电低得多，因此在定检的检测中能够发现征兆。通过气相色谱分析结果，可发现氢气和乙炔仍为主要组成成分，但也有相当数量的甲烷和乙炔。与电弧放电相比，其数量级要小得多，不过氧气和乙炔往往已经超限，或接近超限，或超过限值很多，尤其是乙炔。有时一氧化碳和二氧化碳也有所增加。

局部放电产生的特征气体主要是氢气，其次是甲烷，并有少量乙炔。一般情况下总烃值不高，随着局部放电时能量密度的不同，上述含量有所差异。

无论是哪一种放电，凡有固体绝缘介质介入时就会产生一氧化碳和二氧化碳。

受潮产生的气体。当变压器内部进水受潮时，油中的水分和水分中的杂质容易在油中搭成“小桥”，因此绝缘中含有的气隙可能引起局部放电，从而产生氢气。因此氢气在总烃量中所占的比重很高。甲烷在正常情况下也有，在受潮的变压器中虽然也有，但这时所占比例反而下降。

因为上述两种故障（局部放电和受潮）有可能同时存在，且特征气体基本相同，所以难以单独从气体中区分，还要从其他试验如电气试验、微水量测定、外观检查等加以综合分析和判断。

从气体继电器中取出的气样和从油样中脱气后得到的溶解于油中的气体的气样，用色谱分析仪进行组分和含量的分析时，主要对象是氢气、甲烷、乙炔、乙烷、乙烯（以上除氢气以外的四种气体统称总烃）、一氧化碳、二氧化碳。

上述这些气体都是当变压器发生故障时，油和固体绝缘材料在热或电（或两者兼有）的作用下，变压器中的油和固体绝缘材料处在正常的老化过程中。它产生的气体主要是一氧化碳和二氧化碳，发生化学反应的速率是非常缓慢的，产生气体的数量也很少。变压器一旦发生故障，例如发生局部放电时，油裂解产生的气体主要是甲烷。随着故障温度的升高，乙烯和乙烷的组分逐渐成为主要特征。在温度高于 1000℃ 时，例如在电弧弧道的温度（一般在 3000℃ 以上）的作用下，油分解的产物中含有较多的乙炔。如果故障涉及固体绝缘材料时，会产生较多的一氧化碳和二氧化碳。

11.8.2 根据故障点产生气体的特征判断故障类型（特征气体法）

故障点产生气体的特征，是随着故障类型和故障的级别以及涉及的绝缘材料的不同而不同的。从大量实际测试的统计数据中可以看出，随着故障点温度的升高，甲烷所占比例逐渐减少，而乙烯和乙烷所占的比例逐渐增加。严重过热时将产生适当数量的乙炔。当达到电弧弧道温度时，乙炔将成为主要成分。可用表 11-1 所列的特征气体法来判断故障的性质，此方法比较直观，容易掌握。

表 11-1 用特征气体法判断故障性质

故障性质	特征气体的特点
一般性过热故障	总烃量较高，乙炔 < 5ppm
严重过热故障	总烃量高，乙炔 > 5ppm，但乙炔不构成主要成分
局部放电	总烃量不高，乙炔 > 100ppm，甲烷为总烃中的主要成分
火花放电	总烃量不高，乙炔 > 10ppm，氢气较高
电弧放电	总烃高，乙炔高，并构成总烃中的主要成分，氢含量高

应用特征气体法，必须注意以下几点：

1) 乙炔是故障点周围绝缘油分解的特征气体。乙炔的含量是区分过热和放电两种故障性质的主要指标。但大部分过热性故障，特别是出现高温热点时，会产生小量乙炔。因此不能认为凡是有乙炔出现就都视为放电性故障。例如 1000℃ 以上时，会有较多的乙炔出现，但 1000℃ 以上的高温既可以由能量较大的放电引起，也可以由导体过热引起。又例如分接开关出现过热性故障时都会出现乙炔，不应该由此认为“裸金属过热，并有放电”。因为这种情况可能只是由于高温过热点引起的。另一方面低能量的局部放电并不产生乙炔，或仅仅产生很少量的乙炔。

2) 如果氢的含量增大，而其他成分不增加时，有可能是：设备进水或有气泡存在，引起铁和水的化学反应；在较高的电场强度作用下，水或气体分子分解；或是由电晕作用产生。

3) 有时变压器内部并不存在故障，而由于其他原因在油中也会出现上述特征气体。要注意可能引起误判断的这些特征气体的来源——例如有载调压变压器中分接开关弧室中的油有可能向变压器本体渗油；设备曾经有过故障，当故障排除后绝缘油未经彻底脱气处理；部分残余的气体仍留在油中；设备油箱或油管等处曾经做过带油补焊；原来注入的油中就含有少量某些气体；冷却系统的附属设备（如油泵、气体继电器）发生故障反映到变压器本体的油中等。

11.8.3 固体绝缘的劣化与一氧化碳和二氧化碳含量的关系

当故障涉及固体绝缘时，会引起一氧化碳和二氧化碳含量的明显增长。但根据统计资料显示，固体绝缘的正常老化过程与故障情况下劣化分解，在一氧化碳的含量上没有严格的界限，二氧化碳含量的规律更不明显。因此，在考虑这两种气体含量时更应注意结合变压器的具体结构、运行温度、负载情况和运行历史等加以综合分析，尽可能得出正确的结论。

在一般情况下，对开放式变压器，一氧化碳的含量应在 300ppm 以下，如果总烃含量超出正常范围而一氧化碳含量也超过 300ppm，应考虑有涉及固体绝缘过热的可能。若一氧化碳含量虽然超过 300ppm，但总烃含量在正常的范围内，一般可以认为是正常的。对某些带包绝缘的变压器，当一氧化碳含量超过 300ppm 时，即使总烃含量正常也可能有固体绝缘过热故障。

对具有薄膜密封储油柜的变压器，油中一氧化碳含量一般均高于开放式变压器。

在发生突发性绝缘击穿事故时，油中溶解气体中的一氧化碳、二氧化碳含量不一定高，应结合气体继电器中的气体分析做综合判断。

11.8.4 根据故障点产气速率来判断变压器内部的情况

仅根据分析结果的绝对值是很难对故障的严重性做出正确判断的，还必须考察故障的发展趋势，也就是故障点的产气速率。产气速率是与故障消耗能量大小、故障部位、故障点的温度等直接相关的。

可以采用下列两种方式来计算产气速率（未考虑气体的损失）：

1) 绝对产气速率——表示每运行一小时产生某种气体的平均值。其计算公式为

$$V_a = (C_{i2} - C_{i1}) G / \Delta t$$

式中 V_a ——绝对产气速率 (m/h)；

C_{i2} , C_{i1} ——第一、二次取样测得油中某种气体的含量 (ppm);

Δt ——两次取样时间间隔中的实际运行时间 (h);

G ——变压器油的总重 (t);

d ——油的密度 (t/m^3)。

2) 相对产气速率——表示每个月 (或折算至每个月) 某种气体含量增加到原有值的百分数的平均值, 计算公式为

$$V_r = [(C_{i2} - C_{i1}) / C_{i1} \Delta t] \times 100\%$$

为了得到正确的产气速率数据, 必须保证整个试验过程中每一个环节的准确性。尤其是在时间间隔较短的情况下, 应保证尽可能的测量准确性, 以减小所得结果的误差。

11.8.5 用三比值法判断故障的性质

三比值法是用四种特征气体的三对比值来判断变压器的故障性质, 因此称三比值法。判断变压器故障性质的三比值法编码规律和判断方法见表 11-2。

表 11-2 判断变压器故障性质的三比值法编码规律和判断方法

特征气体的 比值范围		比值范围编码			说 明
		C_2H_2	CH_4	C_2H_4	
		C_2H_4	H_2	C_2H_6	
<0.1		0	1	0	$C_2H_2/C_2H_4 = 1 \sim 3$ 编号为 1 $CH_4/H_2 = 1 \sim 3$ 编号为 2 $C_2H_4/C_2H_6 = 1 \sim 3$ 编号为 1
0.1 ~ 1.0		1	0	0	
1.0 ~ 3.0		1	2	1	
>3.0		2	2	2	
序号	故障性质	比值范围			典型例子
1	无故障	0	0	0	正常老化
2	低能量密度的局部放电	0	1	0	由于不完全浸渍引起含气孔穴中的放电, 或过分饱和, 或高温引起孔穴中的放电
3	高能量密度的局部放电	1	1	0	同上, 但导致固体绝缘的放电痕迹或穿孔
4	低能量的放电	1 ~ 2	0	1 ~ 2	不同电位之间的油的连续火花放电对悬浮电位连接不良的连续火花放电, 固体材料之间油的击穿
5	高能量的放电	1	0	2	随着通电引起的放电, 绕组之间或绕组对地之间的油的电弧击穿, 选择开关切断电流
6	低于 150℃ 的热故障	0	0	1	一般性的绝缘导线过热
7	150 ~ 300℃ 低温范围的过热故障	0	2	0	由于磁通集中引起的铁心局部过热, 热点温度增加, 铁心中小热点的变化, 铁心短路, 由于涡流引起的铜过热, 连接或接触不良 (形成焦磁) 以及铁心和油箱的环流
8	300 ~ 700℃ 中等温度范围的过热故障	0	2	0	
9	高于 700℃ 高温范围的过热故障	0	2	0	

表中低能量放电随着火花放电强度的增长，特征气体的比值有如下增长趋势：乙炔/乙烯从 0.1 ~ 3 增加到 3 以上；乙烯/乙烷从 0.1 ~ 3 增加到 3 以上。低于 150℃ 的热故障的情况下，说明了乙烯/乙烷比值的变化，气体主要来自固体绝缘的分解。

150 ~ 300℃ 低温范围的过热故障通常情况由气体浓度的不断增加来反映。甲烷/氢的值大约为 1，但实际上大于或小于 1，这与很多因素有关，如油保护系统的方式、实际的温度水平和质量等。高于 700℃ 高温范围的热故障的乙烯含量的增加表明热点温度可能高于 1000℃。

11.8.6 应用气相色谱分析法判断变压器内部故障的步骤

- 1) 将色谱分析结果的几项主要指标（总烃、乙炔、氢）与正常值作比较。
- 2) 对一氧化碳和二氧化碳的指标进行判断。
- 3) 对高于正常值的设备加以注意，查明产生气体的原因，或进行追踪分析。根据历次测试记录或重复取样试验结果，考察其产生速率，从而对内部是否存在故障或故障的严重性及其发展的趋势做出估计。
- 4) 用判断故障性质的特征气体法、三比值法，对故障类型进行初步判断。
- 5) 在气体继电器内出现气体的情况下，应将气体继电器内气样分析的结果与油中取出的气体的分析结果进行比较。
- 6) 根据上述结果和其他检查性试验结果，结合设备的结构、运行、检修的情况，进行综合性分析，判断故障的性质和部位。

当变压器内部一切正常时，油中溶解气体的含量不应大于表 11-3 所列的数值。

表 11-3 油中溶解气体的正常值

气体组成成分	含 量
总烃 ($C_1 + C_2$)	100ppm
乙炔 (C_2H_2)	5ppm
氢气 (H_2)	100ppm

11.8.7 变压器内部故障的综合判断

当油的色谱分析结果数据与正常值相比较越过限值时，应该按特征气体的判断方法，或按三比值法、四比值法进行预测，这样判断出来的结果是比较准确的，但必须指出，判断和解释并不都是绝对的，必须综合判断。

例如，一般情况下可应用极限值同时结合产气的速率来推断故障发展的趋势和严重的程度，也可以同时应用三比值法与特征气体法相比较来判断故障性质的类型。

另外，当变压器内部存在热和电等引起的故障时，除了产生气体外，必然伴有其他电气的、物理的和化学的性能变化。特征气体的产生还与运行和检修的情况有关。因此，当油中气体分析结果认为内部可能存在故障时，还应结合电气、化学试验结果和运行、检修历史记录及外部检查等，进行综合分析，以便进一步明确有无故障和故障的状况，如故障可能存在的部位、程度和发展趋势等，以便制定合理的技术措施。

11.9 气相色谱法检测变压器潜伏性故障实例

某变电站于 1993 年投运一台 220kV 的主变压器，其额定容量为 360MVA，自投运至今已有十年多时间。从历史检测数据看，其气相色谱总烃量曾达 0.6% ($C_1 + C_2 + C_3$)。1999 年因顶盖加强筋为导磁材料易发热而改为非磁性材料（不锈钢）加强筋，随后采用真空脱气方式进行滤油，两个月后从真空脱气后的取样分析总烃从 0.0386% 上升至 0.11%。2000 年机组大修时又对变压器放油脱气一次，总烃为 0.013%，随后投入运行两个月后的总烃量经检测达 0.4%，自投运的情况看基本上是正常的。2001 年 10 月底运行人员曾两次发现变压器有异常声响后趁机组大修期间对主变压器进行吊芯检查，发现线圈压紧螺钉松动，上铁轭有一穿心螺钉绝缘偏低，经处理后投入运行。在大修后不到两个月后的时间进行色谱分析发现总烃突然高达 1.1226%，超出正常值 10 倍多，并且在之后两日多次进行色谱分析，情况与之前结果基本相同。主要气相色谱分析见表 11-4。

表 11-4 主要气相色谱分析 (%)

气体组分 检测日期	氢 (H_2)	甲烷 (CH_4)	乙烷 (C_2H_6)	乙烯 (C_2H_4)	乙炔 (C_2H_2)	总氢 ($C_1 + C_2$)	一氧化碳 (CO)	二氧化碳 (CO_2)
2000 年 3 月 10 日	0.035	0.11	0.018	0.027	0.002	0.4	0.038	0.33
2001 年 12 月 12 日	0.091	0.36	0.04	0.72	0.0026	1.1226	0.062	0.44

从表 11-4 中可以看出总氢量异常增加，初步分析变压器内部可能存在较严重的过热性故障，后对变压器再次进行吊芯检查发现情况如下：

1) 下扼铁夹件两端的方钢紧固螺帽有炭黑条状痕迹，靠高压侧两侧处紧固螺钉松动，用手可拧下，用专用扳手（自制）拿下螺帽发现丝扣处有黄色油斑，平垫圈有较多游离碳，并有电弧灼伤痕迹。

2) 检查全部低压接头，发现表面有黑色糊状物（制造厂家称焊接无药粉），但刷漆白纱带未变色，表明接头未发热。

3) 线圈下面的铝屏蔽板有温度升高的现象，接触的层压板未变色。因此，在屏蔽板上加刷了变色漆，在 C 相线圈底座铝屏蔽板和铁板之间（低压侧）加装一只热电偶，其引线从箱壳底座油管法兰处引出。

4) 穿芯螺钉绝缘良好，重新加以紧固。

5) 压紧线圈的螺钉全部检查，A、B 相各有三只螺钉松动。

6) 经测量铁心迭片电压分布正常。

7) 箱底污物较多，进行了清理。

经分析研究，情况 1) 是造成总烃升高的主要原因。原来的平垫圈接触面积较小，厚度又小，致使紧度不足。后将原平垫圈换大换厚，重新压紧后投入运行情况正常。变压器处理前后色谱分析结果见表 11-5。

表 11-5 变压器处理前后色谱分析结果

组分 日期	氢 (H ₂)	甲烷 (CH ₄)	乙烷 (C ₂ H ₆)	乙烯 (C ₂ H ₄)	乙炔 (C ₂ H ₂)	总氢 (C ₁ + C ₂)	一氧化碳 (CO)	二氧化碳 (CO ₂)
2001 年 12 月 12 日	0.091%	0.36%	0.04%	0.72%	0.0026%	1.1226%	0.062%	0.44%
2002 年 12 月 30 日	9.3ppm	12.3ppm	4.9ppm	35.6ppm	0.8ppm	53.6ppm	130ppm	1664ppm

11.10 变压器绕组变形的原因、诊断方法和防止措施

变压器绕组变形是指在电动力和机械力的作用下,绕组的尺寸或形状发生不可逆的变化。它包括轴向和径向尺寸的变化、器身位移、绕组扭曲、鼓包和匝间短路等。绕组变形后有的会立即损坏,更多的则是使绝缘距离发生变化,或固体绝缘受到损伤,导致局部放电发生。当遇到过电压作用时,绕组有可能发生匝间绝缘击穿,导致突发性绝缘事故,甚至在正常运行电压下,因局部放电的长期作用,绝缘损伤部位逐渐扩大,最终导致变压器发生绝缘击穿事故。同时绕组的机械性能下降加上累积效应,当再次受到短路电流冲击时,将承受不住巨大的冲击电动力的作用而发生损坏事故。

11.10.1 变压器绕组变形的原因

1. 短路故障电流冲击

电力变压器在运行过程中,不可避免地要遭受各种短路故障电流的冲击,特别是变压器出口或近距离短路故障,巨大的短路冲击电流将使变压器绕组受到很大的电动力,并使绕组急剧发热,在较高的温度下,导线的机械强度变小,电动力更容易使绕组损坏或变形。

2. 在运输或安装过程中受到冲撞

电力变压器在长途运输或安装过程中,可能会受到意外的冲撞、颠簸和振动等,导致绕组发生变形。有的电力变压器投入运行时间不长就发生突发性事故很可能与上述情况有关。

3. 绕组承受短路能力不够

当变压器绕组出现短路时,会因其承受不了短路电流的冲击力而发生变形。

11.10.2 变压器绕组变形的诊断方法

1. 短路阻抗法

短路阻抗法是判断绕组变形的传统方法,它主要是测量电力变压器的短路阻抗,与原始阻抗值进行比较,根据其变化情况来判断绕组是否变形以及变形的程度。

2. 频率响应分析法(变压器绕组变形测试系统)

频率响应分析法的原理是基于变压器的等值电路可以看成是共地的二端口网络,该二端口网络的频率特性可以用传递函数来描述。由于每台变压器都对应有自己的响应特性,所以绕组变形后,其内部参数变化将导致传递函数的变化。分析和比较变压器的频率响应特性就可以发现变压器绕组是否发生了变形。

3. 低压脉冲法

当变压器铁心上施加的频率超过 1kHz 时,其铁心基本不起作用,每个绕组均可视为一

个由线性电阻、电感和电容等分布参数组成的无源二端网络。低压脉冲法就是利用等值电路中各个小单元内分布参数的微小变化造成波形上的变化来反映绕组结构上的变化。当外加脉冲波形具有足够的陡度并使用有足够响应的示波器，就能把这些变化清楚地反映出来。

11.10.3 变压器绕组变形的防止措施

1. 变压器运输时器身应可靠定位

器身可靠定位是防止运输中发生位移的关键。因为有的变压器投入运行不久即发生突发性事故，这是由于运输中冲撞导致绕组损伤而引起的。然而也有的变压器突发性事故往往并不是由于运输冲撞，而是由于变压器绕组的机械强度太差，以致不能承受运输过程中的颠簸而发生局部损坏。为防止这种事故发生，在选购变压器时要选择正规的厂家。

2. 改善变压器的短路保护系统

限制变压器的短路电流，消除继电保护“死区”，快速切除流过变压器的故障电流是减小对变压器的冲击，保护变压器的有效方法。

3. 加强变压器绕组变形监测并及时检修

目前提出并开展的绕组变形测试技术，对变压器受到短路冲击后能否继续运行提供了重要的判断手段。

11.11 变压器铁心过热的分析及过渡措施

目前，电力变压器已广泛采用气相色谱法检测设备内部故障，以防止潜伏性故障发展，如某变电站主变压器在1998年7月9日放油进行色谱分析时，发现油中溶气总烃的含量为415ppm，较大的超过正常规定值100ppm。为确认色谱分析的正确性，再多次放油检测总烃又升高至767ppm。主要气相色谱分析结果见表11-6。

表 11-6 主要气相色谱分析结果 (ppm)

气体组分 检测日期	氢 (H ₂)	甲烷 (CH ₄)	乙烷 (C ₂ H ₆)	乙烯 (C ₂ H ₄)	乙炔 (C ₂ H ₂)	总氢 (C ₁ + C ₂)	一氧化碳 (CO)	二氧化碳 (CO ₂)
1998年3月10日	79	27	6.8	45	2.3	81	440	3200
1998年7月9日	90	124	26	259	5.9	415	416	2765
1998年7月11日	162	220	50	486	10.6	767	390	3800
1998年7月12日	160	223	45	495	11.0	774	389	3830
气体正常值	100	45	35	55	5	100		

11.11.1 气相色谱分析及综合判断

1. 气相色谱分析

1) 按气体特征观察，经分析总烃量高达774ppm，乙炔虽大于5ppm，但乙炔尚未构成总烃的主要成分。氢含量高达16ppm，按规定属于严重过热性故障。

2) 从故障产气速度看，相对产气速率为21.4%/月 > 10%/月，故气体上升速度快。绝

对产气速率为 13.8mL/时 > 5mL/时。

3) 从判断故障性质的三比值法看:

$C_2H_2 / C_2H_4 = 11/495 = 0.0222 < 0.1$, 比值范围为 0;

$C_2H_4 / H_2 = 223/160 = 1.394$, 比值范围为 2;

$C_2H_4 / C_2H_6 = 495/45 = 11$, 比值范围为 2。

从以上分析可认定故障性质为“高于 700℃ 高温范围的热故障”。

4) 从充油电气设备内部各种故障所产生的气体成分看, 变压器各种故障气体组成成分见表 11-7 (其中带“☆”为特征气体)。

表 11-7 变压器各种故障气体组成成分

故障类型	产生的气体组分					
油过热	H ₂	CH ₄ ☆	C ₂ H ₄ ☆	C ₂ H ₆		
油和纸过热	CO ☆	CO ₂ ☆	H ₂	CH ₄ ☆	C ₂ H ₄ ☆	C ₂ H ₆
油中电弧	H ₂ ☆	CH ₄	C ₂ H ₂ ☆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	
油中电晕	H ₂ ☆	CH ₄ ☆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆		
油和纸中电弧	CO ☆	CO ₂ H ₂ ☆	CH ₄	C ₂ H ₂ ☆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆
油中火花放电	H ₂	C ₂ H ₂ ☆				
进水受潮	H ₂ ☆					

从色谱分析结果可看出 7 月 9 日取样测试结果按上表规定属于油过热故障。

2. 综合判断

综合上述初步分析, 可以判断该变压器内部确实存在潜伏性的严重过热故障。为查明原因, 将主变压器停运, 测量主变压器高、中、低压三相线圈直流电阻均正常, 对铁心接地套管进行耐压试验合格。但是测量铁心接地小套管引线上铁心绝缘电阻只有 2Ω, 阻值太低, 这表明铁心有多点接地现象。初步认为是环路中电流流入铁心使油上升。检查潜油泵振动、发热及声音等无异常, 放油后从入孔门进入本体检查时也未发现有异常情况。

11.11.2 过渡方案论证

测量的变压器铁心接地小套管的绝缘电阻只有 2Ω 表明变压器铁心存在多点接地现象, 而通过经验公式 $T = 322 \lg C_2H_4 / C_2H_6 + 525$ 可估算出变压器的故障温度为 850℃ 左右, 故障功率达 350 ~ 390W。若能将该故障功率控制在 1W 以下或将接地电流控制在 0.5A 以下, 故障温度就可大大地降低下来, 变压器油过热就可以得到基本限制, 同时气相色谱检测结果也可以得到基本稳定。这样才能度过丰水季节, 待冬季大修时进行吊芯检查, 从而将损坏降到最低程度。随后采用发电机对变压器进行零起升压来测量铁心接地电流的上升情况, 由于变压器油刚注入导致油箱内气泡较多, 瓦斯继电器经常动作, 电压不敢升得太高 (以防油内气泡太多引起击穿而烧毁线圈), 所以当变压器低压侧升至 5000V 时停止了升压, 此时中压侧及高压侧的断路器及隔离开关均处于断开位置。变压器铁心接地电流测量值见表 11-8。

从表 11-8 中的数据可推测当主变压器低压侧为额定电压时, 铁心接地回路电流将会超过 5A (因为当电压升至 5000V 时接地电流就达到 5A)。铁心接地回路电流越大, 发热量也随之增大, 随着发热的累积, 故障点温度升高很快, 所以气相色谱分析所得数据也急剧上升, 与色谱分析结果表数据相符, 证明这一设想是可行的。

表 11-8 变压器铁心接地电流测量值

低压侧电压/V	1500	2000	3000	4000	5000
铁心接地回路电流/A	1	1.2	1.5	3.2	5

11.11.3 接电阻阻值的确定

1. 对变压器铁心回路进行开路试验来确定串接电阻值

为降低变压器铁心的接地电流，对变压器铁心回路进行开路试验，利用发电机对主变压器进行零起升压，分别在不同的电压时测量铁心不接地时的开路电压。铁心不接地时的开路电压见表 11-9。

表 11-9 铁心不接地时的开路电压

发电机（主变压器低压侧）电压/V	2000	4000	6000	8000	10500
铁心不接地开路电压/V	2.4	4.32	8.0	18	26

若接地电流在额定电压下要控制在 0.5 A ，则串接的电阻至少为 $26\text{ V}/0.5\text{ A} = 52\Omega$ ，可选用 75Ω 。

2. 铁心接地回路内串入 75Ω 电阻，测量接地电流用以计算故障时的功率

将 75Ω 的电阻串入接地回路中，同样采用发电机对主变压器零起升压测量接地电流的大小。采用发电机对主变压器零起升压的接地电流见表 11-10。

表 11-10 采用发电机对主变压器零起升压的接地电流

发电机（主变压器低压侧）电压/V	2000	4000	6000	8000	10500
铁心不接地开路电流/A	0.02	0.04	0.07	0.195	0.27

从表 11-10 中可算出故障功率为 $0.27^2 \times 75 = 5.47\text{ W}$ ，完全符合要求。

11.11.4 过渡方案投入运行后的监视

经过以上处理后将变压器重新投入运行，经过多天的检测，色谱分析基本正常、稳定。主要气相色谱分析结果见表 11-11。

表 11-11 主要气相色谱分析结果（ppm）

气体组分 检测日期	氢 (H_2)	甲烷 (CH_4)	乙烷 (C_2H_6)	乙烯 (C_2H_4)	乙炔 (C_2H_2)	总氢 ($\text{C}_1 + \text{C}_2$)	一氧化碳 (CO)	二氧化碳 (CO_2)
1998 年 7 月 15 日	5	17	15	101	1.6	135	12	659
1998 年 7 月 16 日	7	17	15	115	1.9	149	37	800
1998 年 8 月 20 日	6	16	10	117	2.0	136	17	780
1998 年 8 月 30 日	10	19	14	105	2.0	139	33	900
1998 年 9 月 10 日	11	19	13	102	2.1	137	32	1050

将表 11-11 中的数值与 11-6 所列正常值进行比较，乙烯及总烃量均大于正常值，这是由于变压器在临时检查后重新注油时，因时间紧迫未进行真空脱气所致。而且气相色谱值允

许有 20% 误差，故根据上述数据基本可认为油是在稳定状态下运行。该过渡措施经运行考验，效果良好。

11.11.5 吊钟罩检查

在枯水季节到来后，利用机组检修时间对变压器进行吊钟罩检查，发现下钟罩箱底部有部分铁屑，变压器油在脱气处理过程中发现油内含有炭黑成分，处理后气相色谱分析合格。造成此次故障的主要原因是由于铁心位于箱底，其下虽有垫块和下夹件伸出铁心少许，但铁心与箱底的距离是很小的，因此在这一空间就有相当大的漏磁通。过去曾发生过几次箱底铁屑在变压器冲击合闸后竖立起来造成铁心多点接地的情况——铁屑在强油循环的变压器油箱中受到强循环的冲击，有时被移动造成带有动态性质的铁心接地现象。清除油箱底部的铁屑后再进行真空脱气注油，并对变压器油进行多次色谱分析，其分析数据远小于正常值，这充分证明变压器故障已被清除。

11.12 变压器铁心故障的原因及处理

11.12.1 铁心损坏

变压器铁心硅钢片间绝缘损坏会增加铁心中的涡流损耗。涡流损耗的增加与硅钢片厚度的平方成正比。如果硅钢片片间绝缘损坏，使硅钢片的厚度增加一倍，涡流损耗将增加四倍，发热后会使得邻近的铁心绝缘损坏更加严重，同时会使油温升高，油质劣化加速，严重时瓦斯继电器会动作。硅钢片间绝缘损坏初期，油的闪光点会降低，油的颜色也会变浑。此时可对油进行色谱分析判断。此外，通过测量变压器的空载电流和空载损耗会发现它们都比正常情况时增大。铁心的穿心螺杆与铁心间的绝缘损坏，或铁心有多点接地，或铁心表面有导电物质等都会引起铁心的损坏。对铁心损坏可进行吊芯做外观检查，也可用直流电压、电流的方法测量片间绝缘电阻，将损坏部分涂以绝缘漆。另外，铁心中缺片、铁心油道内或夹件下面松动、铁心的紧固件松动、接入电源电压偏高都将会发出不正常的响声。对此可进行补片，确保铁心夹紧，将自由端用纸板塞紧压住，将铁心紧固件拧紧，并检查接入的电压值。

11.12.2 铁心接地片断裂

变压器运行中，其内部金属部件会因感应产生悬浮电位。如接地不良或接地片断开，就会产生断续的放电。当电压升高时，内部可能发出轻微噼啪声，严重时会使瓦斯继电器动作。变压器油色谱分析不合格，其原因可能是接地片没有插紧。对此可进行吊芯检查接地片，更换已损坏的接地片。

11.13 小型配电变压器喷油和油箱炸裂的原因及防止措施

11.13.1 小型配电油式变压器发生喷油和油箱炸裂的原因

1) 变压器内部发生绝缘击穿、短路和接地短路故障，此类故障可使气体压力剧增，如

果值班人员不能及时发现或变压器继电保护装置拒绝动作,除可能在吸湿器或呼吸器处发生喷油外,还可能会在变压器箱体上承受压力的薄弱点如箱盖下的密封垫等处产生喷油,当油箱内压力超过油箱的允许压力时,可发生箱体炸裂。

2) 变压器过负荷。变压器过负荷会引起变压器内部过热,加快绝缘材料的热分解,变压器内部产气量增加,产气速度加快,使油箱内的气体压力增高。当气体压力大于大气压力时,便可能在吸湿器或呼吸器等密封薄弱处喷油。

3) 分接开关和绕组接头等接触不良。分接开关和绕组接头接触不良会使导电回路中的电阻增加,通过负荷电流越大、通电时间越长,发热量就越大,进而出现变压器内部局部过热,同样会造成喷油。

11.13.2 防止油式变压器喷油及油箱炸裂的措施

1) 做好变压器的负荷管理。应避免变压器超过允许的正常过负荷能力或事故过负荷能力,保证变压器的正常散热条件。变压器散热条件不良或在夏季户外运行时,应适当降低变压器的负荷或加强散热,保证变压器在允许的温升范围内。

2) 保持变压器分接开关和绕组接头等接触部位的良好性能,焊接接头要防止虚焊、夹渣、脱焊;螺钉连接的接头要防止氧化和松动;调压分接开关要保证有效的接触面积和压力,要定期将分接开关反复转动几次,以去除触头表面的氧化膜和油污,调节后还应复查变压器绕圈的直流电阻。

3) 保持变压器的良好绝缘。变压器的绝缘包括绕组、变压器油、瓷套管、铁心等,应按有关规定进行预防性试验,及时发现变压器在运行当中存在的缺陷。

4) 对变压器应配备完善、可靠的保护装置,并建立切实可行的变压器运行规章制度,明确岗位责任,提高运行及检修人员的技术水平。

11.14 变压器干燥处理的方法

11.14.1 运行中的变压器是否需要干燥,应在出现下述现象时综合分析判断

1) 折算至同一温度下的介损值超过电力设备预防性试验规程的参考值,较上次测量值增高 30% 以上。

2) 折算至同一温度下的绝缘电阻较上次测得值降低 30% 以上,吸收比和极化指数均低于电力设备预防性试验规程的参考限值。

3) 变压器有明显的进水受潮迹象,如冷却器铜管破裂进水。

11.14.2 已投运的变压器发现受潮后需要现场干燥处理时的主要加热方法

1. 油箱涡流加热法

油箱涡流加热法是在油箱外表面加石棉等绝热保温层,再在变压器器身外面绕上导线通以交流电而加热的方法。由于交流电的感应作用,使箱壁产生涡流而发热,从而使箱内空间的温度升高至 $90 \sim 110^{\circ}\text{C}$,达到干燥的温度。通常导线截面为 70mm^2 ,电压为 380V 或 220V,开始加热时可在器身上多绕几匝,所组成的磁化绕组应备有调整的匝数。在加热过

程中应根据变压器温度适当增加（温度低时）或减少（温度高时）匝数。

2. 零序电流加热法

该方法是把变压器器身一侧的三相绕组依次串联或并联起来，通入电压为 220V 或 380V 的单相交流电流。零序电流加热法接线示意图如图 11-6 所示。这样三相铁心的磁通是同向的零序磁通，在三柱芯式铁心中（只适用于这种铁心）无回路而经油箱闭合。油箱因涡流发热使保温的箱内空间温度升高，而铁心中也因涡流而发热，通电的绕组也产生热量，均起到加热的作用。

3. 零序短路干燥法

三绕组变压器可以采用零序短路干燥法。如 Yyd 连接的变压器，可在中压或低压零序电压为 400V 时，其零序电流约为 30% 额定电流。零序短路干燥法接线示意图如图 11-7 所示。这种方法使热量集中在器身上，温升较快，油箱发热量小，不需保温，所需功率也小。

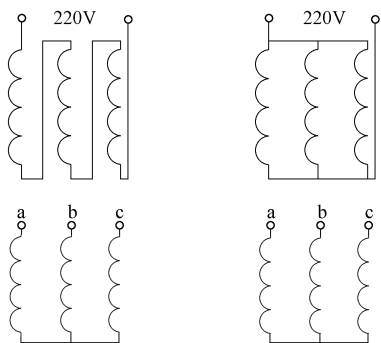


图 11-6 零序电流加热法接线示意图

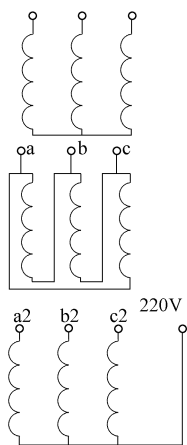


图 11-7 零序短路干燥法接线示意图

11.15 大型电力变压器围屏爬电故障的原因、诊断及防止措施

11.15.1 原因

大型变压器的主绝缘主要采用油—屏障绝缘。近些年来变压器围屏爬电故障时有发生，研究表明：220kV 电力变压器发生围屏爬电故障的主要原因如下：

1) 垫块尖角场强畸变。支撑围屏的长垫块以及有些撑条和线段间的垫块边棱角很锋利，并处于较高电场之中，有可能在这里先发生局部放电，继而向围屏纸板上发展。在实际观察中确实见到了尖角处烧伤和其相接触的围屏纸板被烧出洞的情形。

2) 围屏纸板存在缺陷。围屏纸板的质量差、含杂质、表面不光滑和纸板层间浸油不透、有气隙、弯曲变形等缺陷的存在，在固体绝缘上会引起局部电场强度升高和电气绝缘强度降低，使得在某些条件下，在运行中发生局部放电，甚至发生火花放电。

3) 绝缘受潮。绝缘受潮是绝缘介质品质和性能劣化的一个主要因素。绝缘受潮与围屏爬电必然存在一定的内在联系，特别是在某些固有绝缘缺陷情况下，绝缘再受潮，就很容易

引起放电或击穿。

11.15.2 诊断方法

分析表明变压器围屏爬电故障的特点有：①故障大都发生在相间距离最短的地方，放电沿长垫块向围屏发展，垫块尖角及围屏垫块接触处损伤严重，围屏纸板外表面及层间出现大量树枝状放电痕迹；②故障相下铁轭有锈斑，围屏表面有凝结水流痕迹，油箱底部有凝结水；③在围屏爬电故障发生时，大多数情况是轻瓦斯保护动作，有的故障变压器轻瓦斯保护和差动保护均动作，甚至出现防爆管爆破喷油、箱壳严重变形、加强筋开裂、油箱沿螺钉拉断、油箱中的油大量外泄等情况；④在围屏爬电故障前，绝大多数变压器气相色谱分析有先兆反应。

变压器围屏爬电故障常用的诊断方法有：

(1) 气体色谱分析法

1) 特征气体法。统计资料表明，在围屏爬电故障发生前，多数变压器油溶解气体有先兆反应——在围屏爬电故障发生时，氢气、乙炔和一氧化碳明显增大。可将这三种气体作为诊断围屏爬电故障的主要特征气体。

例如，某变电站一台 80000kVA、220kV 的升压变压器，1998 年以来发现油中的气体成分及含量有所变化。至 2000 年 7 月 19 日乙炔含量为 1.5ppm，同时，氢、一氧化碳含量也有相应的增长。由此引起注意，仅相隔 20 天进行色谱分析，油中气体变化很大，乙炔为 11.3ppm，氢气为 69ppm，一氧化碳和二氧化碳含量均很高。综合分析表明，该变压器有严重的涉及固体绝缘的放电性故障。因此，将变压器停止运行进行检查，发现 B 相围屏有放电穿孔，并与夹层内的放电碳道相连，形成树枝状放电。

应当指出，采用特征气体法进行诊断时，不能只用“注意值”衡量，因为它不是判断设备有无故障的唯一判据。在气体含量偏低时，应采用绝对产气率判据，即单位运行时间内产生气体的毫升值。对一般隔膜式变压器，乙炔的绝对产气率在 0.01 ~ 0.1mL/h 范围内，可推断出设备存在严重故障，应引起注意。此时若能缩短变压器油色谱分析检测周期，加强跟踪分析，是能检出围屏树枝状放电故障的。

2) 三比值法。变压器围屏爬电故障对应的特征气体三比值编码可能有两种变化过程：

①110→112→102→202

②110→112→212→202

也就是说，电力变压器围屏爬电故障可能存在两种机制：一种是线圈与长垫块接触处长期存在局部放电，然后局部放电导致第一油隙沿长垫块表面击穿，进一步引起围屏爬电的一个慢速发展过程；另一种是 110-112-3-212-2 线圈与长垫块接触处出现局部放电后，在短时间内就发展成围屏爬电故障的快速发展过程。故障在哪个阶段发生是随机的，故障在某一放电阶段存在的时间越长，产气速度越快，那么在该阶段发生的可能性就越大。

对于慢速发展的围屏爬电故障，气体分析技术是有效的，在故障发生前的色谱普查中就能发现故障。对于快速发展的围屏爬电故障，由于产气速度大于气体的溶解速度，在短时间内产生大量自由气体，很快就会促成轻瓦斯保护动作。因此，在前一次油中溶解气体分析无异常的情况下，3~5 个月之后可能有故障爆发。适当地缩短电力变压器（特别是主变压器）色谱分析周期是十分必要的。显然，若能对特征气体进行连续监测，对及时有效地检出围屏

爬电故障具有重要意义。

应当指出,对于色谱分析结果异常或轻瓦斯动作的电力变压器,应立即进行跟踪检测。在多起电力变压器围屏爬电故障中,轻瓦斯保护动作后没有进行处理,变压器带病继续运行,最后酿成防爆器喷油、箱体开裂、线匝严重散乱的恶性事故。在今后的电力变压器运行维护中应吸取教训。

(2) 测量局部放电量

由上述分析,围屏爬电故障首先是在高场强区发生局部放电,然后沿着围屏纸板或夹层继续发展,逐渐形成高能量的树枝状放电,最后进一步发展为闪络或击穿。所以在围屏爬电故障发生和发展过程中,都会有局部放电征兆。因而,测量局部放电量可以有效地发现围屏爬电隐患。例如,某 SFPSI-63000/220 电力变压器历年(次)油中溶解气谱分析结果是:乙炔由 0.7ppm 逐渐增长至 5.4ppm;总烃增长至 39ppm。1984 年 4 月轻瓦斯保护多次动作,气体点燃呈蓝色火焰,油色谱分析结果中特征气体明显增长,乙炔为 44ppm,总烃为 122.1ppm,判断为“高能量放电性故障”。在现场对高压侧外施 $1.05U_n/\sqrt{3}$ (133.4kV) 试验电压测量局部放电量,其结果是:C 相为 10000pC, A、B 相为 10~80pC。说明 C 相中有故障,而且较严重。吊罩检查发现:在 C 相绕组中部高电位处(靠 B 相侧),支撑围屏垫块对围屏纸板放电,将内层击穿(共 3 层围屏纸板),内侧纸板沿面对地有大面积树枝状放电痕迹;B 相围屏纸板内侧沿面对地的树枝状放电较轻微。检修处理时,均换用进口的围屏纸板,并将绕组高电位处支撑围屏垫块的尖角修改为电场较均匀的圆角。

该变压器再次投运约 166 天后,于 1984 年 10 月轻瓦斯保护又再次动作。油的色谱分析结果是:乙炔为 90ppm,总烃为 187ppm,其三比值编码为 102,判断为“高能量放电性故障”。在现场施加 $1.05U_n/\sqrt{3}$ (133.4kV) 试验电压测量局部放电量,其结果是:B 相为 10000~20000pC; A 相为 500~600pC; C 相为 7000pC。说明 B 相和 C 相均有故障,而 B 相较为严重。吊罩检查发现, B 相绕组中部支撑围屏垫块对围屏纸板放电,将围屏纸板内侧烧伤(25cm×20cm),内侧沿面对地有大面积树枝状放电痕迹; C 相围屏纸板内侧烧伤,沿面对地的树枝状放电情况略轻。

由上述可见,测量局部放电量对诊断围屏爬电故障是有效的,而且它与色谱分析结果具有一致性。显然,若能连续监测电力变压器的局部放电量,对及时检出围屏爬电隐患 also 具有重要意义。

测量局部放电量的判断可参照规程:

- 1) 在线端电压为 $1.5U_n/\sqrt{3}$ 时,放电量一般不大于 500pC;
- 2) 在线端电压为 $1.3U_n$ 时,放电量一般不大于 300pC。

11.15.3 防止措施

为确保安全运行应采取切实措施来预防围屏爬电故障,其主要措施如下:

- 1) 改进结构设计、提高制(修)造工艺和原材料的质量。
- 2) 加强运行维护、改善运行条件。

① 提高运行中变压器油的耐压标准。随着工作场强的提高及根据电网中生产维护的需要和可能,要求 220kV 等级变压器油的耐压标准由不低于 35kV/2.5mm 提高到 45~

50kV/2.5mm。

② 对变压器进行围屏检查，在现有的监测手段还不能及时捕捉到“树枝状”放电故障征兆的情况下，应有针对性的或在大修时对相间围屏纸板和长垫块进行直观检查。

③ 改善运行中变压器的密封，减少受潮。根据《预防大型变压器事故的技术措施》及《预防 500 kV 变压器事故措施》的要求，逐步将安全气道更换成压力释放阀；对强油系统进行仔细检查、检修，减少渗漏；在大修时将目前的油枕改为全密封式。

④ 对于大型变压器在运行中连续监测色谱。厂家坚持进行油的色谱分析，使变压器不带故障出厂；在运行中坚持进行油色谱分析就能避免事故扩大。

11.16 变压器局部放电故障检测分析及处理

11.16.1 现象

某变电站有一台 90000kVA 的变压器于 2000 年投入运行，2003 年 7 月 7 日下午 14 时 20 分变压器在运行中防爆管上引出的呼吸器突然喷油，油枕油位偏高，且喷油不连续。当喷油至油枕油位正常位置时，喷油停止，继续运行到晚上 22 时才退出运行。事故期间欲取瓦斯气样分析，但未成功。

11.16.2 检查及分析

该变压器为薄绝缘（厚度为 1.35mm），该变压器历年各项预防性试验均合格。事后对变压器油取样进行色谱分析。事故前后气相色谱分析数据见表 11-12。

表 11-12 事故前后气相色谱分析数据（ppm）

日期 气体组分	1995/03/05	1995/07/07, 16: 00	1995/07/08	1995/07/11
氢（H ₂ ）	0	68	85	51
甲烷（CH ₄ ）	22	20	26	19
乙烷（C ₂ H ₆ ）	8	11	13	10
乙烯（C ₂ H ₄ ）	8	17	21	18
乙炔（C ₂ H ₂ ）	0	42	48	44
总氢（C ₁ + C ₂ ）	38	91	108	91
一氧化碳（CO）	346	674	729	581
二氧化碳（CO ₂ ）	3649	6636	6776	4622

根据三比值法，其比值缩码为“101”，为低能量放电，属不同电位之间油的连续火花放电或悬浮电位连接不良的连续火花放电，为此应将变压器退出运行查明原因。

在变压器吊芯检查时，发现其 C 相无励磁调压分接开关操作杆的下端槽口有两处明显的放电痕迹，并附着碳膜。A 相同样部位也发现有放电痕迹和碳膜，面积较小。分析认为：

1) C 相分接开关操作杆存在悬浮放电，下槽口对地电压约为 100kV 左右，放电具有一定的能量，是油气相色谱分析数据异常的直接原因。

2) A 相局部放电试验测得的数据并不突出,可能是变压器运输安装的过程中,由于某种原因已使悬浮电位消失。

3) 呼吸器喷油是由于该类变压器油枕胶囊密封结构特点引起的,与放电无关。

11.6.3 处理及结果

为解决放电故障,在变压器操作杆的下部机构加装一弹簧,这样既保证了良好的接触,又从根本上消除了电位悬浮的缺陷。经过一年多运行对油进行色谱分析未发现异常现象。

11.17 变压器油枕内空气未排出导致变压器假油位事故的发生

11.17.1 现象

某变电站设计安装两台 SF8-31500/110 的主变压器,投入运行两个月后的一天,当变压器所带负荷接近 70% 额定容量时,发现在 20℃ 的室外温度下变压器油温从平常的 40℃ (也带额定负荷) 升高至 50℃ 左右,而油枕油位计指示满刻度。经巡视发现变压器 110kV 侧 B 相高压套管冒油,从防爆管上部引下的吸湿器漏油。

11.17.2 检查及分析

经停电检查发现变压器 110kV 侧 B 相套管引线端部接触不良,局部过热导致油温在同等负荷和环境温度的情况下上升较高。虽然高压套管冒油,但是经检查油枕的实际油位并没有满,油位计指示不符合实际,属于假油位现象。

经分析,造成变压器假油位现象的原因是由于变压器油枕内存有一定数量的空气而引起的——变压器为防止其绝缘油的氧化和受潮,避免早期老化,大型变压器一般采用密封式油枕,绝缘油不直接与大气接触,即在油枕内另装一个空心薄膜胶囊,它是由耐油的尼龙橡胶薄膜做成,胶囊也随之浮动,胶囊内的空气和大气相通,通过气嘴经由防爆管至吸湿器排出或吸入。在运行中当变压器油箱内的绝缘油温度升高而膨胀时,油枕内油面上升而挤压胶囊向外排气;反之油温降低油枕油面下降时,胶囊从外面吸气胀大,自动平衡胶囊内外两面三刀侧压力。在油枕胶囊的吸气和排气过程中,油和大气不直接接触,达到了加强绝缘油的保护的目。这种胶囊密封式的油枕,当油枕内(胶囊外)进入空气时或安装注油时,油枕内空气没排出,在变压器运行中随着油温升高使油枕油位压挤胶囊排气而上升,由于空气占有一定空间,使得油面上升到一定高度就不再上升,而油位计的油面却继续上升,并经防爆管和吸湿器溢出。同时由于在装 110kV 侧高压套管时,密封不严致使套管也冒油,造成溢油、喷油事故。

11.17.3 处理及结果

为使变压器油枕内的空气排出不再造成假油位现象,采用给变压器加油的排气方法——先将油枕上部的孔塞打开,再向油枕内加油,当油满至从塞子孔溢出后将塞子拧紧,然后将变压器油枕放油至需要位置为止。同时更换高压侧套管上的密封垫并将其适当压紧。

经过以上处理,变压器重新投入运行并带负荷至 70% 额定容量,通过一个夏天的运行

再未发生过假油位现象。

11.17.4 经验及教训

新投运的或是需要加油的大型变压器在加油时，一定要按上述处理方法加油，否则按常规对变压器注油到一定位置就结束注油，会在以后运行中因油温升高造成假油位现象，甚至出现喷油事故。这是变压器安装和运行中，特别是投入运行后值得注意的问题。

11.18 变压器有载分接开关过渡电阻断路导致其触头烧坏

11.18.1 现象

某变电站装设两台有载调节的变压器，2004年12月底刚检修完的1#变压器重新投入运行不到两个小时轻瓦斯保护就动作，运行人员误认为是在检修时有空气进入所致，所以没进行相应处理。等到第二天值班人员应调度要求进行调档时听到有载调节开关箱内有沉闷的“扑呼”声，通过观察仪表未发现任何异常情况，但几小时后又连续听到同样的声音而且越来越沉闷。

11.8.2 检查及处理

当发现该变压器的异常声响越来越严重后将变压器停电进行检查，通过绝缘试验未发现设备缺陷，但通过直流电阻试验发现三相不平衡。随后对分接开关进行检查时发现分接开关箱内的绝缘油已经变黑，油中有大量的碳粉和杂质，进一步检查发现分接开关中间一相的相邻两只过渡触头和静触头已严重烧损，中间一相的过渡电阻引线绝缘层已发硬变脆，绝缘层内的电阻丝已断路。显然这次导致触头烧坏的主要原因是因作为过渡电阻用的电阻丝烧断所引起——有载调压分接开关是变压器在负载运行中以变换一次或二次线圈的有效匝数进行分级调压的。分接开关在切换过程中常采用电抗或电阻过渡，以限制其过渡时的循环电流。采用电阻过渡的，由于电阻是短时工作的，操作机构一经工作必须连续完成，倘若由于机构不可靠而中断操作，停在过渡位置将会使电阻烧坏而造成断路。

11.18.3 处理及结果

更换已烧断的过渡电阻，用烧坏不严重的分接开关触头进行打磨处理，同时更换烧坏严重的触头，并更换分接开关箱内的变压器油，重新送电并来回调节分接开关未发现异常现象，变压器恢复正常运行。

11.18.4 经验及教训

1) 当运行中的变压器发出报警信号或是有异常声响时，应认真对待，及时查明原因并采取措施，避免事故的扩大。

2) 判断变压器有载分接开关是否烧坏断路，可通过对操作过程中的电流进行观察，在变换分接开关的过程中无论升档或降档，由于串入了过渡电阻，电流都有一个变小的趋势，可以清楚地看到电流表指针向减小的方向摆一点后再升起来。若在操作过程中没有电流下降

的现象,说明过渡电阻可能已经烧断,此时应及时处理。

11.19 变压器分接开关接触不良导致油温上升

11.19.1 现象

某变电站用电由两台 1000kVA 的油变压器并列运行,其电气接线示意图如图 11-8 所示,2003 年 5 月 8 日 16 时 28 分值班室报“1#站用变压器温度过高”,而当时刚对两台变压器检修不久,报警时的运行方式是两台变压器并列运行。

11.19.2 检查及处理

运行人员对已投运近 5 年的站用变压器及其高压配电设备进行巡视,发现 1#站用变压器油温指示控制器的指示值为 87℃左右,已超过其整定值(85℃)。用红外线测温仪对变压器的器身进行温度测量,确认变压器温度已上升至报警值。但值得怀疑的是两台站用变压器的有功功率指示相同,但 2#站用变压器的无功功率表指示值比 1#站用变压器指示值多了一半。从理论分析,当两台容量相同、变比相等、短路阻抗相同的变压器并列运行时,各自的有功功率和无功功率应该相同,但此时为何相差一半?将两台变压器解列后单独运行,并对 1#变压器进行检查,测得绝缘电阻正常,而翻阅历史试验、检修记录时并没有发现当年对两台站用变压器分接开关的检修记录。随后对两台变压器的分接开关进行检查,检查 2#变压器分接开关正常,而检查 1#变压器分接开关换档时,档位转换失灵并有明显的卡阻现象。用 QJ23 对 1#变压器进行直流电阻测试试验,其试验结果为高压侧直流电阻不平衡,证明 1#变压器分接开关出现故障。

将 1#变压器进行吊芯检查发现其分接开关接触不良,有明显的烧伤痕迹,动、静触头错位。经调查分析,在检修站用变压器时由于双臂电桥电池容量不够,为节省检修时间只对变压器进行了绝缘电阻试验和直流耐压试验,没对分接开关进行检查。这样自该变压器投运以来一直处在“Ⅲ档”运行,长期受到热效应及电动效应的分接开关出现接触不良,而使之接触电阻增加进而接触面发热增加,形成一种恶性循环,使之阻抗变大,无功功率减小,致使 2#站用变压器无功功率增加而使油温升高。

将 1#站用变压器的分接开关更换后将两台变压器并列运行,经过观察,两台变压器的有功、无功功率,各油温指示值正常。

11.19.3 经验及教训

1) 变压器在运行时分接开关接触不良主要表现为油温(温度)升高,在油箱的上部即

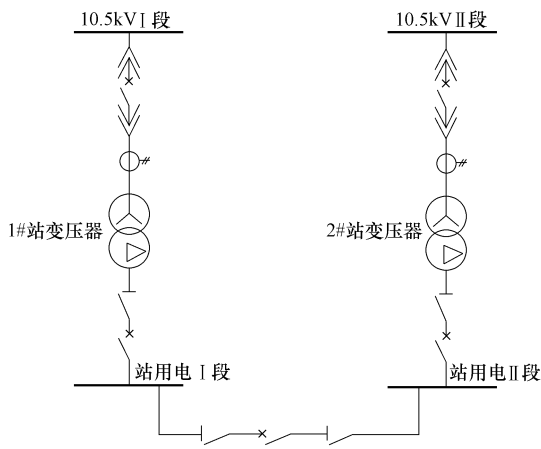


图 11-8 某变电站电气接线示意图

分接开关触头处产生“吱吱”的放电声，电流表指针随响声发生摆动，有时会发出轻瓦斯保护信号。值班人员若发现上述现象，即可初步判断故障性质，若有条件的可取油样进行气相色谱分析，以进一步鉴定故障性质。对于此类故障可将变压器的分接开关切换至触头良好的另一档上继续运行，等变压器进行定期检修时进行处理。

2) 对变压器进行检修时，应严格按照变压器的检修规程进行，不能漏项。对分接开关一定要定期反复转动几次，以去除触头表面的氧化膜和油污。还要对其进行直流电阻的测试试验，三相直流电阻应平衡，相差值不应超过 2%，同时分接开关的箱外指示与内部接头应一致。

3) 每次需要改变变压器分接头时，在切换后均应进行直流电阻测试，特别是发电站用变压器几乎长期处在一个位置不变时，为避免触头部分的氧化及油污等造成接触不良，不论变压器是否需要改变电压，每年至少要反复转动分接开关 10 次，且在转动后重新固定在所需的调压位置上。

11.20 变压器外壳接缝焊接不牢导致渗油

11.20.1 现象

某变电站电气主接线采用变压器扩大单元接线，一台 31500kVA 的变压器投运一年后发现 110kV 侧的 B 相抽头处的外壳接缝处发生严重渗油现象。

11.20.2 检查及处理

对渗油点进行详细检查发现 B 相抽头处渗油的主要原因是因变压器外壳接缝存在焊接砂眼而发生渗漏。经现场分析必须立即进行处理，但考虑到该电站只有一台主变压器加之是电站的丰水季节，如果排油进行补焊处理需较长时间，对变电站的经济效益影响较大，所以决定采用现场带油补焊的方法进行处理。其处理方法及过程是：

1) 先将变压器停电转为检修状态，并做好保证人身和设备安全的组织措施和技术措施。

2) 将变压器渗油部位的油污擦拭干净后撒上白石粉，仔细判断渗漏点。将油箱中的油放出一些，使油箱中形成一低真空度，这样使漏油的冲力大大降低，有利于补焊的最后堵焊。

3) 变压器薄壁处（如变压器的散热片）的焊条可采用 $\phi 2.5$ 的电焊条，厚壁处可采用 $\phi 3.2$ 的电焊条，同时应将焊接电流调至相应的大小。

4) 焊开始打火时，不要正对渗油处（正对渗油处打火拉弧会形成蜂窝状，造成多孔渗漏），应在起火后再拉弧到渗油处的边缘。对较大的漏孔，应从四周逐渐往圆心缩小；对长形裂缝应从上往下或从四周往内补焊，直到渗漏点成小针孔时，才用样钎冲一下再补焊，或是用手砂轮机对焊接处的表面进行打磨后再重新焊接。

5) 补焊后再用白石粉检查，直到堵好为止。

11.20.3 处理结果

通过以上方法进行处理，在确认变压器油位在正常范围内时，待变压器静止几个小时，

并使其温度下降后再对变压器进行检查未发现新的渗漏点，说明带油补焊成功。

11.20.4 经验及教训

变压器现场带油补焊具有较强的技术性和技巧性，如果操作不当可能越补越漏，甚至可能造成喷油事故。因此在特殊情况下需要带油补焊时，工作前一定要做确保成功的相关措施。

第 12 章 高压断路器典型故障分析与处理

12.1 高压断路器常见故障的处理

高压断路器是变配用电的主要电气设备，由于制造工艺不良、操作方法不当等原因引事故、将给电力系统带来重大损坏。其主要故障有灭弧事故、断路事故、绝缘不良事故、操作电源引起的事故及继电保护误动作事故。机械方面的主要故障有机构卡涩、转换接点生锈、偏卡拉杆折断、操作油风管路系统渗油或堵塞、断路器各部件材质不好、强度不够，引起弯曲变形、折断，造成断路器不能操作、操作机构有死点等。

12.1.1 油断路器运行中缺油及其处理

发现断路器油位计中看不见油面，并有明显的漏油现象，则应认为该断路器缺油已不能安全地断开电路。这时应先考虑是否带电加油，为此应有可靠的安全措施。若带电加油非常困难或不能实现，则应考虑以下处理方法：

- 1) 应立即取下该断路器的操作熔断器，并在机构跳闸装置上悬挂“禁止操作”的警告牌。
- 2) 如果是双母线上的某一断路器缺油，可用母联断路器串联代缺油断路器的工作，并将母联断路器的保护定值改为所代缺油断路器的定值。代替后，可带电加油或停电处理。
- 3) 母联断路器缺油，则应迅速将双母线运行倒换为单母线运行，然后用母联断路器中的隔离开关断开母联断路器，然后再查找原因做相应处理。
- 4) 若厂用电某一负荷断路器缺油，带电加油困难或无条件时，可将厂用负荷进行倒换，然后将缺油断路器所在的母线瞬间停电，退出该断路器，再倒换到另一断路器上运行。
- 5) 若发电机、变压器接线，发电机的断路器缺油，则应将发电机的负荷减至零，断开变压器各侧断路器，撤出发电机的励磁，再断开该断路器。
- 6) 若发电机、变压器组接线中，发电机与变压器之间连接无断路，而变压器高压侧有断路器与系统连接，该断路器缺油时，如果是双母线运行，可以倒出一条母线用母联断路器串联断开缺油的断路器，然后将发电机灭磁、停机后，用该断路器隔离开关断开。但母联断路器解列前，应将母线差动保护停用，变压器中性点投入，发电机强励装置退出运行。

12.1.2 液压操作机构的断路器无油压及其处理

当断路器发生漏油失压、油泵故障不能打油时，必须及时处理。此时机构被闭锁，不能进行分闸、合闸操作。

若断路器在合闸状态，应采取有效措施防止其打压时慢分闸，应立即停止油泵电源，取下断路器操作回路熔断器，用卡板卡在合闸位置。使其不能进行分闸、合闸，查明原因后再启动油泵建立正常油压，并进行一次合闸操作（此时卡板已卡在合闸位置），良好后，再打

开卡板,使断路器正常运行。

12.1.3 空气断路器气压降低及其处理

空气断路器的气压大小直接影响着断路器的灭弧能力及在断开过程中消弧断点的抗电强度。空气的击穿电压随压力增加而增加。在事故情况下,压力降低影响断路器的熄弧能力,容易闪络造成断路器爆炸。因此规定了各种运行操作状态下断路器所必须保持的最小压力值。若压力低于允许值,断路器安全运行受到威胁。因此在电气操作回路中利用气压降低接点保证在气压降低时,断开操作回路或自动停止重合闸,并发出故障信号。

当值班人员发现空气断路器的气压降低时,应迅速检查原因并进行处理。当发现断路器油缓冲器无油时,应停止该断路器运行,采取措施进行处理。

12.1.4 六氟化硫断路器故障处理

1) 操作机构失去油压,处理方法与少油断路器失压处理方法相同。

2) 运行值班人员在巡回检查中发现异常,如表压下降、有刺激性臭味或自感不适,颈部僵直、头昏头痛、眼鼻干涩等,应立即报告领导,查明原因进行处理。

3) 当发出气体压力报警时,则应首先检查压力表,以确定漏气区,用检漏仪来确定漏气点,按规定进行补气。若发现大量漏气,则应设法停电进行处理。

4) 当发现断路器故障造成气体外逸时,人员应立即撤离现场,并投入全部通风装置,在事故发生15min内,进入室内必须穿防护衣,戴手套及防毒面具。若故障时有人被气体侵袭,应立即清洗并送往医院诊治。

12.2 高压断路器运行中的维护和检查

12.2.1 少油断路器

少油断路器中的油主要是用来熄灭电弧的。当断路器切断电流时,动触头与静触头之间产生电弧,由于电弧的高温作用,使油剧烈分解成气体,气体中氢占70%左右,它能够迅速地降低弧柱温度和提提高极间的绝缘强度,所以我们用油作熄灭电弧的介质。

1) 检查断路器的油位是否在规定范围内,油位过高会使断路器油标内缓冲空间减少(一般缓冲空间为断路器体积的70%),而缓冲空间过小,则会发生喷油,桶皮变形,甚至有爆炸的危险。油位过高,运行中还会跑油。油位过低会使断路器的开断能力降低。另外,绝缘暴露在空气中容易受潮。油位的变化是随着断路器油箱内部油的多少和油温的变化而变化,若油位变化不正常,应查明原因并及时处理。户外断路器由于油箱、法兰、焊口接缝、套管等处密封不严,下雨时进水而使油位升高。进水还会使油和其他部分绝缘能力降低。另外,水积在桶底,冬季将冻裂阀门而造成大量跑油。发现断路器油中进水,应及时进行处理,并化验油中的水分多少,做油的耐压试验。

2) 检查油色是否正常。值班人员通过对断路器中油色的检查可判断油质变化的程度。断路器运行中的油一般为淡黄色的透明体,运行一个阶段后颜色变深。若断路器的油在短时间内油色变为深褐色,应对油取样化验,做化学分析,检查其浮碳的含量,同时做油的绝缘

试验。

3) 检查有无渗漏油及进水,特别是雨季前后应定期进行放油检查。

4) 对引线接头及箱盖等铁磁部件进行检查。监视接头的温度,温度过高会引起引线故障。检测接头的温度,可以用示温蜡片看其是否熔化来进行判断,或用红外线测温仪直接遥测各接头处的温度。

5) 断路器运行中,操作机构应动作良好,分、合闸的实际位置应与机械指示器及红、绿灯相符合,挂钩良好,跳闸弹簧无断裂,油箱油位在规定范围内,油泵电动机靠背轮良好,无松动,油泵打压时间符合有关规定(一般为3~4min),驱潮及保温电热无断线,自动控制位置正确。手动操作分、合闸按钮保护罩良好,油管路无渗漏油,风管路无漏风,无结冰,带转换接点的机构与断路器运行位置相符。

6) 支持磁套无裂纹、无破损、无放电痕迹、无漏油、无严重的绝缘沾污。消弧室防雨罩牢固可靠,并联电容无损坏,无渗油。

7) 在入冬、开春季节里,一天内温差变化较大(5~10℃),特别是经常不分、不合的断路器,机构动作不灵活。因此,在有条件的情况下,合闸前断路器做一次分、合闸试验,以防断路器故障。试验时,至少有一侧隔离开关处在断开状态。

12.2.2 多油断路器

多油断路器的油除灭弧作用外,另一个作用是做相间与地绝缘之用,检查维护项目内容与少油断路器相同。强调以下几项:

1) 巡回检查可用手摸油箱外壳是否过热,若过热可能是内部有问题,应查明原因并及时处理。

2) 检查防爆筒是否良好。

3) 检查油坑是否畅通。

12.2.3 空气断路器

空气断路器以空气为灭弧介质。根据断路器构造形式不同,其空气的作用分为三种:一是作为断路器的灭弧介质;二是与地绝缘;三是经常对支持瓷套吹气,消除瓷套内表面空气中的凝结水以防瓷套闪络。它的检查项目及要求是:

1) 检查空气断路器分、合闸信号及指示器要与断路器实际位置相符。

2) 检查工作气压是否正常,储气筒内的气压应保持在允许变动范围之内,若超出允许范围则应及时调整减压阀开度,使其达到允许值。因为工作气压过低将使断路器灭弧能力降低,气压过高将使机构的寿命缩短。

3) 对气源装置进行全面检查。空气压缩机运行应正常,高压罐应保持额定压力,各级阀门位置应正确。同时,还要定期检查空气压缩机的自动或手动启动装置,放出集水器中的油和水。

4) 检查各充气部分有无明显漏气。

5) 检查通风装置指示器的小球应在规定的范围内,若小球指示位置过低则表示通风不良,空气中的潮气会把断路器瓷套内表面吹风的减压阀堵住。若小球位置过高,则表示空气量过大,从而增加了耗气量。此时值班人员应对其进行调整。

6) 检查断路器各导电部分的接线端子有无发热现象。可用示温蜡片或红外线测温仪检查温升。

7) 对带外刀开关的空气断路器, 应检查外刀开关的合闸位置。当外刀开关在合闸位置时由侧面看, 刀片与静触头的两片横条基本重合, 则说明接触良好。

8) 检查均压电容器有无漏油或其他异常现象。各外瓷元件无破损、裂纹和严重影响绝缘的污秽。

9) 检查环境温度是否低于 5°C , 若低于 5°C , 应及时投入加热器。

10) 值班人员的注意事项如下:

① 空气断路器在运行中, 值班人员巡视设备时, 不要在排气口正面停留, 以防突然跳闸时产生的高速气流的冲击力;

② 除非紧急事故处理, 一般情况下不要使用汇控柜中的手动操作按钮操作, 如必须使用时, 应注意气压不低于分闸气压;

③ 在运行中不许检修和调整各种气阀和控制元件;

④ 当断路器处于备用时, 仍应保持充气或通风, 以防绝缘受潮。

12.2.4 真空断路器的检查及维护

1) 真空断路器的绝缘检查及接触部位的温升检查, 要求与油断路器是一致的。

2) 值班人员在巡视检查时, 应对运行中的真空灭弧室特别注意, 在合闸前(一端带电)观察管内是否有红色或乳白色辉光出现, 如有, 则表明真空灭弧室的真空度已失常, 应停止使用并及时处理。

12.2.5 SF_6 断路器运行中的维护与检查

1) 检查 SF_6 气体压力是否保持在额定表压, 如压力下降表明有漏气现象, 应及时查出泄漏位置并进行消除, 否则将危及设备安全。

2) 检查外部瓷件有无破损、裂纹和严重污秽现象。

3) 检查接触端子有无发热现象, 如有应停电退出, 进行消除后方可继续运行。

4) 在投入前应检查操作机构是否灵活, 分、合闸指示及红绿灯信号是否正确。

5) 运行中应严格防止潮气进入断路器内部, 以免由于电弧产生的氟化物和硫化物与水作用对断路器结构材料产生腐蚀。

12.3 高压断路器误跳的原因及其故障处理

运行中的断路器在线路或设备未发生短路故障时而突然跳闸称为误跳闸。究其原因, 可谓有简有繁, 运行人员有时可能很容易找出故障原因, 而有时却难以查出误跳原因, 重新合闸后又一切正常, 现场检查不出断路器误跳的原因却时有发生。有可能造成断路器误跳的原因如下。

12.3.1 操作人员误碰或错误操作断路器操作机构

因操作人员失误引起断路器跳闸时, 原因明确, 只需重新合闸即可。

12.3.2 断路器跳闸机构故障

1) 断路器跳闸挂扣滑脱。断路器误跳故障多是由于跳闸机构的挂扣不牢而又受外力振动脱扣所致, 所以故障检修时应把该故障作为首选目标。

2) 断路器跳闸线圈最低动作电压整定过低。为防止断路器拒分, 要求不可随意提高跳闸线圈的最低动作电压。但若因最低动作电压整定过低, 造成断路器误跳, 则可适当提高整定值, 但仍应尽量保持跳闸线圈最低动作电压在额定电压的 30% ~ 65% 的范围内。通过试验调整, 完全可以解决拒分与误跳的矛盾。

3) 操作机构跳闸机械部分存在累积效应。

为了说明断路器操作机构跳闸机械部分产生累积效应的原因, 下面通过实例加以分析。例如, 某变电站一主变压器主出线开关型号为 LW14-110 型 SF₆ 断路器, 所配操作机构为 CQ6-Ⅱ型, 于 1996 年 11 月安装投运。在 1999 年 2 月 6 日和 10 月 20 日及 2000 年 2 月 26 日先后发生三次不正常跳闸, 但保护均未动作。运行人员的检查结果是: 保护无任何信号, 一次设备无任何异常。保护人员的检查结果是: 各项保护传动结果均正常。运行人员的处理结果是: 三次手动合闸均成功。该电站再次组织有关专家对该断路器及保护回路进行了详细的检查和试验, 发现加在该断路器跳闸线圈上的电压达 48V 左右, 可使其跳闸铁心动作, 但开关尚不跳闸, 且连续冲击数次 (约 5 ~ 6 次) 后, 会使掣子和连板脱扣, 从而使得开关跳闸。这说明跳闸机械部分有累积效应, 而此时断路器的最低动作电压为 63V。然后调整断路器的最低动作电压为 120V, 再次试验, 加在其跳闸线圈上的电压达 54V 左右, 其跳闸铁心动作。但连续冲击数次后, 检查掣子和连板挂扣基本没有变位, 于是将该断路器的最低动作电压由原来的 63V 调整为 120V (仍未超过 65% 额定电压), 投入运行后一直正常。

综合分析后, 得出该断路器误跳的原因如下:

1) 根本原因是跳闸线圈在较低电压作用下, 跳闸铁心动作。经数次冲击后跳闸机械部分有累积效应, 最终使其跳闸。

2) 直接原因是正常运行情况下机构跳闸线圈上已作用有一定的电压 (可达 30V 甚至更高), 同时二次回路绝缘不良、回路有迂回以及其他原因可能导致加在跳闸线圈上的电压达到其铁心吸合电压而使其动作。

3) 复位弹簧强度不够, 起不到复位作用。

为了进一步验证该类型断路器跳闸机械部分存在累积效应, 该单位于 2000 年 11 月又对另一同类型的断路器停电做低电压动作检查性试验。断路器低电压动作检查试验记录见表 12-1。

表 12-1 断路器低电压动作检查试验记录

序号	最低动作电压/V	铁心刚开始吸合电压/V	在刚开始吸合电压的作用下数次冲击	在其他电压的作用下数次冲击
1	80	60	跳闸铁心冲击 6 ~ 7 次, 掣子和连板间的挂扣, 即脱扣跳闸	在 75V 电压作用下, 跳闸铁心冲击两次即脱扣跳闸
2	90	63	掣子和连板间的挂扣基本不变位, 没有脱扣跳闸	在 70V 电压作用下, 跳闸铁心冲击 6 ~ 7 次未脱扣跳闸
3	105	68	掣子和连板间的挂扣不变位, 没有脱扣跳闸	在 70V 电压作用下, 跳闸铁心冲击 6 ~ 7 次未脱扣跳闸; 在 90V 电压作用下, 跳闸铁心冲击两次即脱扣跳闸

经过反复试验,证明该型断路器机构跳闸机械部分确实存在累积效应,且最低动作电压整定得越低,使铁心开始吸合的电压也越低,累积效应越明显;最低动作电压越高,使铁心开始吸合的电压也越高,此时在较低电压作用下基本上没有累积效应,只有在较高电压作用下累积效应才明显。

通过上述实例可以看出,若将断路器最低动作电压整定得较低,容易产生明显的累积效应,然而要造成断路器误跳,还必须存在某种因素,导致在正常运行的情况下多次加在跳闸线圈上的电压达到其铁心吸合电压并使其动作,且复位弹簧起不到消除累积效应的作用,才能形成累积效应,最终导致误跳。处理该类故障的方法如下:

1) 适当提高断路器最低动作电压,但不宜超过 65% 额定电压,既可提高铁心刚开始的吸合电压,避免误跳,又可防止断路器拒跳。

2) 加强运行维护,定期检查跳闸机械部分,特别是掣子和连板间的挂扣情况,发现问题及时解决。

3) 重视二次回路绝缘状况,发现问题及时处理。

12.3.3 直流控制回路短路故障

1. 直流回路两点接地

断路器控制回路两点接地示意图如图 12-1 所示。当 A、B 两点发生直流接地时,将电流继电器 KA_1 , KA_2 触点短接,启动中间继电器 KM ,其触点闭合而造成误跳闸;当接地发生在 A、C 两点, A、D 两点, F、D 两点等,同样都能造成断路器误跳闸。此类故障处理方法详见断路器拒原因及处理。

2. 红灯短路故障

当监视断路器运行状态的红灯灯丝在其底座上短路时,易引起断路器误跳。同理,绿灯短路时,易引起断路器误合。正确选择监视灯及其附加电阻,就可避免断路器因监视灯短路而误动作,即合理分配监视灯、附加电阻、跳闸线圈或合闸接触器线圈上的电压及控制其长期流过的电流。为此应根据下列要求选择:

1) 应保证灯泡上的电压产生的光亮能让人的肉眼清楚地看到,即不应低于 60% 额定电压。

2) 长期流过控制回路中的跳闸线圈或合闸接触器的电流,应不至于引起其过热,即不应超过 15% 的额定电流。

3) 当监视灯的灯丝在其底座上短路时,跳闸线圈或合闸接触器上的电压应不足以使断路器动作,其裕度不小于 1.3。对附加电阻,一般均采用管形绕线电阻,为降低电阻的发热程度,其额定电流应按比长期计算电流约大 2 倍的条件进行选择。

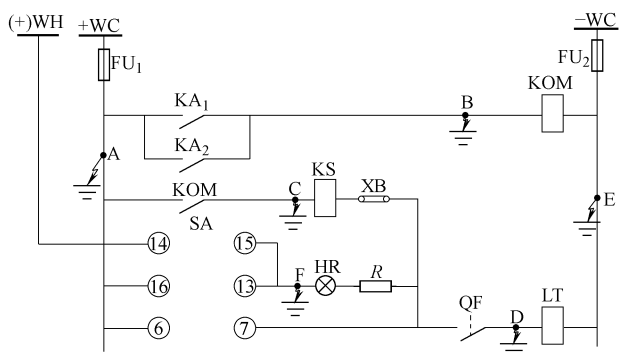


图 12-1 断路器控制回路两点接地示意图

KA_1 、 KA_2 —电流继电器 KOM—中继 KS—信号继电器

LT—跳闸线圈 QF—断路器辅助触点 SA—控制开关

12.3.4 继电保护装置误动

1. 保护装置整定不当

在继电保护整定计算中，因设计人员考虑不周，所确定的动作值不适，或在继电保护装置调试过程中，继电保护人员整定继电器动作值不准，在某种不正常的工作状态下易引起保护误动作。

2. 保护装置误动的部分内、外原因

因继电保护装置本身质量的问题，使继电器实际动作值发生变化；或因误碰、振动、环境温度变化使继电器误启动；或因保护装置工作环境差，如空气中含有灰尘、腐蚀性气体等，即可能致使某个继电器触点接触不良，引起保护拒动，也可能致使某个继电器触点接触不良，导致跳闸闭锁装置失灵，引起保护动作。对晶体管保护装置，直流电源电压波动或脉冲干扰也会引起晶体管误动作。

3. 互感器回路故障

电压互感器回路断线易引起距离保护误动，电流互感器回路断线易引起差动保护误动。对这类故障往往只需加设断线闭锁装置或其他元件等加以解决，或者从整定值上加以考虑就可避免保护误动。当保护装置安装完毕，其动作值整定后，因互感器回路其他元件的原因，还会造成保护误动。以差动保护为例，设计时是按电流互感器的误差不超过 10% 来考虑整定值的，而实际运行中电流互感器的误差因故却超过了 10%，易导致差动保护误动，而运行人员却难以查出误动原因。详见变压器差动保护误动原因。

4. 保护出口继电器线圈正电源侧接地故障

当保护出口继电器线圈正电源侧发生接地故障时，保护直流回路过大的电容放电易引起出口继电器误动作。为防止这种电容电流短接保护触点而误启动跳闸出口继电器，跳闸出口继电器的启动电压不宜低于直流额定电压的 50%，但也不应过高，以保证直流电源降低时的可靠动作和正常情况下的快速动作。对于动作功率较大的中间继电器（例如 5W 以上），如为快速动作的需要，则允许动作电压略低于额定电压的 50%，此时必须保证继电器线圈的接线端子有足够的绝缘强度。如果适当提高了启动电压还需要能满足防止误动作的要求，可以考虑在线圈回路上并联适当的电阻。由变压器、电抗器瓦斯保护启动的中间继电器，由于连线长，电缆电容大，为避免电源正极接地误动作，应采用较大启动功率的中间继电器，但不要求快速动作。

5. 寄生回路

在控制、保护、信号回路的设计、安装过程中，如果不严格按《反事故技术措施要点》执行，往往易产生寄生回路而留下隐患。当某元件动作或故障后，就会产生寄生回路，从而引起误发信号或误跳闸。易产生寄生回路的接线示意图如图 12-2 所示。

在图 12-1 中，当 3、4 点之间的连线断线时，就会产生寄生回路，即为“+”→1→KM→3→R→2→KOM→4→5→“-”回路，引起跳闸出口继电器 KOM 误动作。该图接线错误在于不应将直流电源监视继电器 KM 线圈与出口继电器 KOM 的线圈共用一个接线端子，解决的方法是将 KM 与

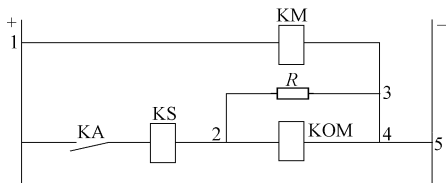


图 12-2 易产生寄生回路的接线示意图

KOM 线圈分别接到负电源母线上。

12.4 高压断路器拒分、拒合的原因及其处理

12.4.1 高压断路器拒合的原因及其处理

断路器拒合是配电所常见的故障之一，输电线路或其他设备常因断路器拒合而延误送电，造成不应有的损失。断路器拒合存在机械故障和电气故障，常见的断路器拒合电气故障如下。

1. 直流电源电压过低或过高

直流母线电压过高时，对长期带电的继电器、指示灯等容易造成过热或损坏，对分、合闸线圈不仅增加电流发热，同时电磁铁铁心磁通饱和，引起铁心过热。电压过低时，可能造成断路器、保护的動作不可靠，甚至引起分、合闸线圈中电流增加而过热或烧毁。所以直流母线电压允许的变化范围一般是 $-10\% \sim +10\%$ 。而直流母线电压的高低取决于直流电源电压，对于采用蓄电池或电容储能作为直流电源的电站，通常由硅整流装置作为充电设备。硅整流装置又分为有整流变压器和无整流变压器两种。有整流变压器的硅整流装置的交流电源取自所用电 380V 交流电源，经整流得到 220 ~ 240V 的直流电源。无整流变压器硅整流装置的交流电源同样取自所用电，对 220V 的直流电源，又分为两种情况：一种是直接把整流器的输入端接在 380V 交流电源上，输出直流平均电压为 257V，比 220V 高出 15%，可用来补偿合闸回路的压降；另一种是直接接在 220V 交流电上，输出直流电压保持在 195 ~ 200V 的范围，能够满足断路器分、合闸要求。

蓄电池组按浮充运行方式工作时，浮充整流器平时供给母线上的经常性负荷，同时以不大的电流向蓄电池浮充电，以补偿蓄电池自放电消耗的电量，使蓄电池经常处于满充电状态。在浮充电运行方式下，蓄电池组主要负担短时的冲击负荷。蓄电池在进行充电和放电时，端电压变化较大，依靠手动端电池调节器调节蓄电池组接入母线的个数，以维持直流母线电压恒定，避免断路器合闸回路电压过高。若调节不及时，就会出现电压过高的现象。当交流系统发生事故，浮充整流器断开时，蓄电池组将转入放电状态，承担全部直流负荷。随着蓄电池单独供电时间的延长及自放电损失，蓄电池端电压随之下降，若调节不及时，就会出现电压过低的现象。例如电压低到 150V 左右，一般是三相硅整流器缺一相电源所致。

处理的方法是：

1) 检查控制回路电压是否低于或超过其正常工作电压范围，可以 $80\% \sim 105\% U_n$ 作为正常工作电压范围判断标准。

2) 若电源电压不在该范围内，则应调节手动端电池调节器。

3) 若电压过低，还应检查硅整流器电源熔体及所用变熔体是否熔断，检查所用电交流电压是否过低。

4) 检查蓄电池组是否有故障。应检查每只蓄电池的电压，若发现某个电池的电压低于规定值，一定要及时将其调换下来做单独充电处理。这种已提前出现老化，容量降低，甚至全丧失容量的蓄电池，在放电过程中，尤其在合闸电流的冲击下，其电压可能很快下降到零点几伏。对于安装在 10kV 配电所的高压断路器弹簧操作机构的电源，目前多数由所内电压

互感器供给,因而机构储能电动机也采用额定电压为 110V 的交流串励式电动机,但电压互感器二次电压一般为 100V,加上互感器二次回路不可避免地存在压降,这样加在储能电动机上的电压更低。操作电源电压偏低,使储能电动机工作时电磁转矩及转速均下降不少,从而影响机构弹簧的储能效果,易造成断路器的拒合故障。

为此,可做如下改进:首先是改用额定电压为 220V 的交流串励式电动机作为储能电动机,然后配置一台容量为 1kVA 左右的单相变压器,把电压互感器二次电压升高至 220V 以供操作用。

2. 断路器控制回路故障

(1) 合闸接触器失压或欠电压故障

直流电源故障,控制回路熔体熔断,合闸接触器回路各元件连接线断线,接头或元件触点接触不良,断路器辅助触点闭合不好,短接合闸接触器的两点接地,这些故障都会使合闸接触器失压或欠电压,导致断路器拒合。

例如,某变电站的 35kV 出线,在恢复送电时,断路器几次合闸都不成功。经检查,合闸机构正常,直流电源无接地。在摇测合闸回路绝缘电阻时,发现测量结果低于正常值。经仔细查找,原来是在户外的端子箱内部受潮严重,端子排锈蚀,正电源端子处接触不良。这样,在合闸时,端子排处将有很大的电压降,使合闸电压大大降低,造成合闸接触器吸合力不足,机构动作不到位甚至不动作。针对这一情况,可将端子箱进行干燥处理,更换端子排,并在端子箱上开通风口。经处理后,合闸操作恢复正常。

(2) 合闸接触器故障

合闸接触器线圈断线,接触器铁心被卡住或弹簧反作用力过大,都会使接触器触点无法闭合,导致断路器拒合。

对合闸控制回路不通故障的检查方法如下:

首先根据故障现象判断是否属于断路故障,然后根据可能发生断路故障的部位确定断路故障范围,最后利用检测工具找出断路点。合闸控制回路较长,元件较多,如果逐个元件查找,太费时间,而且有时为了不影响其他控制回路的正常工作,必须带电进行检查,所以最好是用对地电位法分段检查断线故障点,也可采用电压法等方法。

1) 电压法。电压法的基本原理是:当电路有断路点时,电路中没有电流通过,电路中各种降压元件已不再有电压降落,电源电压全部降落在断路点两端,因而可通过测量两点之间有无电压,逐步缩小确定断路故障的范围,最终找出断路故障点。常用检测仪表为通用型万用表,可选择直流大于或等于直流电源电压的档位。

2) 电位法。电位法的基本原理是:断路点两端电位不等,断路点一端与电源一端电位相同,断路点另一端与电源另一端电位相同,因而可以通过测量电路中各点电位判断断路点。常用万用表或试电笔作为检测工具。试电笔实际上是一种显示带电体对地电位为高电位的工具,因而可通过试电笔测量(显示)电路中各点的电位来检测断路故障。在用试电笔从正极控制母线沿控制回路向负极控制母线逐段试电的过程中,必然会找出试电笔的氖管由后端明亮转为前端明亮且亮度减弱的线段,该线段即为断路点所在范围。同理逐步缩小范围,直至查出断路点所在位置。用万用表检测的方法是:把万用表调至直流电压 250V 档,再将万用表负极接地,用万用表正极接设备带电部分。如果表针正指,此处即是正电位;表针反指(小于零),此处即是负电位;表针指零,说明此处无电压,亦即此处两端都有断路

点。因此,检查具有灯光监视的合闸控制回路时,首先使控制开关处于分闸位置,再选择几个重要端子,如连接控制盘、保护盘和操作机构的端子,进行关键点的电位测试,根据电位的变化,即可确定故障范围。换言之,哪两点之间电位不同,故障就一定在这两点之间,哪处两边电位不同,哪处便是断路点。

3) 电阻法。如果允许控制母线断开直流电源检查断路点,也可采用电阻法。电阻法的基本原理是:电路出现断路故障以后,断路点两端电阻为无穷大,而其他各段电阻相对较小或近似为零,因此可以通过测量各线段电阻值查找断路点。检测电阻值一般采用万用表欧姆档,且一般选择 $R \times 10$ 或 $R \times 1$ 的位置。不要选择 $R \times 1k$ 以上的高阻档,以免产生误差。对控制回路接触不良的检查同样可以采用电压法、电位法或者电阻法,被检查的线段或触点、端子、元件两端电压或电阻或电位发生异常变化,即为接触不良。

对接触器铁心被卡或弹簧压力过大的故障的处理方法如下:

1) 检查电磁线圈通电后产生的电磁力是否不足以克服弹簧的反作用力。若属于线圈问题就更应更换线圈,若属于弹簧压力过大,则应对弹簧的压力做相应的调整,必要时进行更换。

2) 检查接触器铁心是否被卡,若铁心被卡,则应进行拆检、清洗、修整,必要时调换配件。

3. 合闸回路故障

1) 合闸线圈失压或欠电压故障。合闸电源故障、合闸回路的熔体熔断、连接线断线或接触不良、合闸接触器触点未能闭合都会使合闸线圈失压或欠电压,导致断路器拒合。其处理方法与断路器控制回路故障的处理方法相同。例如,某厂一台 ZN-10 真空断路器,配用 CD₁₀-VI 电磁操作机构,在安装使用时几次合闸都没有成功。检查机构各部位及辅助触点均未见异常,调节拐臂拉杆行程也不管用。于是怀疑是合闸力矩不足,便对合闸线圈参数进行核实,测量直流电阻也都没有问题。但在拆线圈时发现引线的固定螺钉没有压紧。经分析,可能是由此引起合闸回路接触电阻过大,导致电压降过大,线圈电流过小,合闸力矩不足。在压紧螺钉后,重新合闸,一次成功。

2) 合闸线圈断线,匝间短路或绝缘损坏。

3) 合闸线圈烧毁故障。断路器合闸线圈的额定电流也是按短时通电设计的,合闸母线熔断器熔体、选择过大,同时出现机械操作机构调整不当,导致合闸过程中合闸线圈通电时间过长,是合闸线圈烧毁的主要原因。

断路器频繁操作,与分闸线圈一样,线圈中频繁地受到大电流冲击,是导致线圈过热甚至烧毁的原因之一。为防止合闸线圈被烧毁,其注意事项如下:

1) 合闸母线上熔断器熔体的额定电流必须控制在合闸线圈工作电流的 $1/4 \sim 1/3$ 的范围以内,不应过大。

2) 断路器在投入使用之前,必须根据要求进行全面调整。最好先进行人工手动合闸、分闸试验,尽量避免机械故障,在这些工作完毕后,方可进行电动操作。

3) 在调试中,应加强观察与监视,安排专人观察直流控制电源回路中的电流表。正常情况下,合闸时有一较大电流,合闸后应迅速减小。如果电流表的较大电流指示不能迅速减小,应立即切断电源,查明原因并处理,以免事故扩大。

4) 在运行中,应尽量避免频繁地操作。因分、合闸线圈的电流还与电磁铁心磁路有

关, 衔铁闭合后, 磁路磁阻小, 励磁电流小, 衔铁闭合的线圈电流接近或等于线圈额定电流, 该电流也只能按短时通电设计。而短时间间隔的频繁操作会使分、合闸线圈来不及散热而过热, 况且线圈刚加电压时, 衔铁在打开位置, 空气距离大, 磁路磁阻大, 产生相同磁通所需线圈励磁电流大, 一般衔铁启动时, 励磁电流比闭合闸时要大几十倍。频繁操作让这种电流较长时间地通过分、合闸线圈, 易使分、合闸线圈烧毁。

5) 在合闸操作时, 手动控制转换开关停留在合闸位置的时间不宜过长。要防止断路器辅助触点因断路器机械故障未能断开而使合闸接触器触点未能切断合闸回路, 导致合闸线圈通电过长而过热甚至烧毁。如果监视断路器状态的绿灯在常规的时间内不灭, 应立即松手。

6) 应检测与合闸接触器线圈串联的绿灯监视回路的电阻值是否足够大。正常合闸操作, 若绿灯仍不灭且导致合闸线圈烧毁, 则说明除机械故障导致断路器辅助触点未能断开外, 绿灯监视回路导致了合闸接触器触点未能返回。合闸接触器启动电流大, 设计的绿灯监视回路不足以使合闸接触器启动, 但电动合闸或重合闸装置启动合闸接触器后, 维持其触点闭合的电流并不需要像启动电流那样大。只要断路器辅助触点未能断开, 绿灯监视器回路电流就有可能使合闸接触器保持在吸合状态。合闸控制转换开关触点或重合闸出口继电器触点未被粘住, 则必然是绿灯监视回路电阻不够大所致。

为防止该类故障发生, 设计的绿灯监视回路电流应小于合闸接触器返回电流。对于投入使用的控制电路, 检修时应测试绿灯监视回路, 若绿灯热态电阻或附加电阻偏小, 则应更换。例如, 某单位曾多次发生少油断路器合闸线圈烧毁事故, 后经分析, 其主要原因是在重合闸时, 断路器拒合, 分闸指示灯 (25W) 仍亮, 其回路中仍有 100mA 左右的电流。这个电流使合闸接触器保持在吸合状态, 导致合闸线圈通电时间过长而烧毁。为防止故障重演, 该单位采用氖灯或发光二极管替换合闸指示灯, 在回路中串接一个 20k Ω 、2W 的电阻, 使回路电流大大减小, 解决了断路器合闸线圈烧毁的问题。

4. 断路器合闸铁心动作失灵故障

(1) 合闸铁心未动作

除上述合闸回路故障以外, 合闸铁心严重卡塞也是造成合闸铁心动作失灵的原因之一。

(2) 合闸铁心动作, 但仍不能合闸

因安装调试不当等机械原因, 导致合闸铁心动作失灵的情况如下:

1) 合闸线圈内的套筒安装不正或变形, 影响合闸线圈铁心的冲击行程, 或者合闸线圈铁心顶杆太短、定位螺钉松动等使铁心顶杆松动变位。

2) 操作机构安装不当, 使机构在分闸后卡住未能复位。

上述故障的处理方法如下:

1) 对铁心动作行程不够的故障, 应重新安装, 手动操作试验, 观察其铁心的冲击行程并进行调整。

2) 对铁心顶杆松动变位的故障, 可调整滚轴与支持架间的间隙为 1 ~ 1.5mm, 调整时将顶杆往下压, 然后在顶杆上打冲眼、钻孔, 并用两个定位螺钉固定。

3) 对操作机构卡住未能复位的故障, 应检查各轴及连板有无卡阻现象, 如双连板的机构与其轴孔是否一致、轴销有无变形、连板轴孔是否被开口销卡塞的现象等, 根据检查结果做相应的处理。

12.4.2 高压断路器拒分的原因及其处理

常见的断路器拒绝分闸的电气故障的原因主要有：

1. 断路器分闸线圈失压或欠电压故障

(1) 控制回路熔断器熔体熔断

除熔体选择、安装、运行等自身原因外，因控制回路中电压线圈匝间短路、分压元件被短路、发生电源正负两极两点接地短路等，都会导致熔体熔断。操动机构控制回路因熔体熔断而无直流电源，使操动机构不能分闸。

处理方法：检查熔体熔断的原因，必要时更换熔体。

(2) 分闸线圈回路断路或接点接触不良

分闸线圈回路各元件连接线断线，接线松脱，元件触点接触不良，控制开关的接点不能接通，继电保护失灵，其出口接点未能闭合，断路器的辅助触点闭合不好，都无法使分闸线圈通电分闸。

处理方法：逐段检查。详见断路器拒合的电气故障处理。对辅助触点接触不良，应按照产品使用说明书的技术要求，调整辅助开关拐臂与连杆的角度以及拉杆与连杆的长度，使之符合要求并更换锈蚀和损坏的触头片。

(3) 电源电压过低

因直流电源电压低于分闸线圈的额定电压，致使分闸时虽然动作却不能分闸。

处理方法：调整直流电源电压，使之适合分闸线圈的额定电压。当电源电压调整后，应在断路器处于分闸位置时测量分闸线圈的电压降，其值不小于电源电压的 90% 才为合格。具体方法是将保护跳闸回路接通，用高内阻直流电压表（万用表即可）并在分闸线圈两端，短接分闸回路中断路器辅助触点使分闸线圈动作，即可读出分闸线圈电压降。

(4) 控制回路两点接地故障

断路器控制回路两点接地示意图如图 12-1 所示。

接地发生在 B、E 两点，C、E 两点或 D、E 两点。当保护动作或操作控制开关进行分闸时，可能使继电器或分闸线圈电流回路被分流，不但造成断路器拒分，而且会引起电源短路，造成熔体熔断，同时有烧坏继电器触点的可能。为监视直流回路的绝缘状态，直流母线都设有经过切换的直流绝缘检测装置，即用直流电压表分别测量母线正极对地、负极对地的电压。当发现有接地现象存在时，应根据运行方式、操作情况、气候影响判断可能接地的处所，采取拉路寻找、分段处理的方法，以先信号和照明部分后操作部分、先室外部分后室内部分的原则进行。在切断各专用直流回路时，切断时间不得超过 3s，不论回路接地与否应合上。当发现某一专用直流回路有接地时，应及时找出接地点，尽快消除问题。

为减少因直流系统二次回路绝缘电阻降低而发生接地，对安装和运行中的二次回路接线及继电器绝缘电阻，每年春季应进行测试。其绝缘电阻值标准如下：

1) 新安装和定期试验时，应对全部接线回路用 500V 绝缘电阻表测定绝缘电阻，其值应不小于 $1\text{M}\Omega$ 。

2) 单个继电器在新安装时或经过解体检修后，应用 500V 绝缘电阻表测定绝缘电阻，其全部端子对底座和磁导体的绝缘电阻应不小于 $50\text{M}\Omega$ ；各线圈的绝缘电阻应不小于 $10\text{M}\Omega$ ；各线圈对触点间的绝缘电阻应不小于 $50\text{M}\Omega$ 。

3) 在定期试验具有几个线圈的中间继电器时, 应测试各线圈间的绝缘电阻。

4) 继电器在新安装和经过解体检修后应进行耐压试验。继电器的导体对金属底座部分, 应能耐受交流试验电压 1000V, 时间为 1min。允许用 2500V 绝缘电阻表测定绝缘电阻来代替交流耐压试验, 所测绝缘电阻应不小于 20MΩ。

5) 进行绝缘电阻测定或耐压试验时, 必须将不能承受高电压冲击的元器件如电容、整流器件等从回路断开或将这些元件短路。

6) 在断开其他所有连接支路时, 直流小母线和控制盘电压小母线应不小于 10MΩ。

7) 二次回路的每一支路和断路器, 隔离开关操作机构的电源回路应不小于 1MΩ。

8) 主操作回路、保护回路和 500 ~ 1000V 直流发电机的励磁回路应不小于 1MΩ。

9) 在比较潮湿的地方, ②③两项的绝缘电阻允许降低到 0.5MΩ。

10) 新安装的元件的平均绝缘电阻参考值见表 12-2。

表 12-2 绝缘电阻参考值

元 件 种 类	绝缘电阻/MΩ	元 件 种 类	绝缘电阻/MΩ
安装在电木板上的导线或继电器	100	套管形 CT 二次绕组	10 ~ 20
安装在金属盘上的导线或继电器器	50	非套管形 CT 二次绕组	50 ~ 100
电缆长度为 200 ~ 300m	25	跳闸及合闸线圈	15 ~ 25

对二次回路及设备绝缘电阻的测定, 一般应用 1000V 绝缘电阻表; 对电压低于 24V 的回路 (如晶体管保护电路等) 应使用电压不超过 500V 的绝缘电阻表, 亦可用万用表的 10K 档。

2. 断路器分闸线圈故障

(1) 分闸线圈断线

一般控制回路都设有断路器运行监视回路, 即装设断路器合闸位置指示灯。分闸线圈断线将导致红灯 RD 不亮, 很容易被发现。

(2) 分闸线圈匝间短路

分闸线圈发生较少匝数之间短路, 轻者分闸时因分闸线圈铁心磁势可能有所下降而使断路器拒分, 重者因短路点发热最终造成线圈烧坏。较多匝数之间短路, 除发生上述情况外, 红灯亮度还会略有增加, 分闸时还可能造成控制回路熔体熔断。

(3) 分闸线圈最低动作电压整定过高

分闸线圈动作电压在额定电压的 30% ~ 65% 时应能可靠分闸。不可随便提高最低动作电压, 否则易导致断路器拒分, 最终还会造成分闸线圈烧毁。

(4) 分闸线圈烧毁

断路器控制电路一般都装有跳跃闭锁继电器, 依靠跳跃闭锁继电器来防止跳跃现象的发生。无论是控制开关还是由保护装置去跳闸, 电源电压加到分闸线圈上的同时, 与其串联的跳跃闭锁继电器的电流线圈也被激励, 其自保持触点闭合实现自保持, 直至断路器动、静触头分断后, 串联在分闸线圈回路的断路器辅助触点才断开, 以确保可靠分闸。断开断路器辅助触点的目的是为了分闸线圈实现短时通电, 若这种情况下因故断路器辅助触点未能正常断开, 无法切断自保持回路, 则分闸线圈就会因长期通过大电流而被烧毁。由于分闸线圈是按短时通过大电流设计的, 对于 220V 的直流电源, 分闸线圈的电阻值是 88Ω, 220V 电压全部

加在分闸线圈上将有 2.5A 的电流通过,即分闸线圈的额定电流就是 2.5A。对于 110V 的直流电源,分闸线圈的额定电流为 5A。所谓通过大电流,其大小就是指通过分闸线圈的电流接近于分闸线圈的额定电流。如果值班人员没有及时发现并处理,分闸线圈将发热直至烧毁。同时会造成跳跃闭锁继电器的电流线圈及其自保持触点、保护出口继电器触点等分闸回路电器元件被烧坏甚至烧毁。实际运行中,断路器辅助触点未能正常断开的的原因很多,如由于断路器辅助触点成扇形结构,当断路器接触行程调深,断路器分闸后,其辅助触点就会断不开或断开过慢。又如由于操作机构调整不当,机构卡死,造成断路器辅助触点断不开。显然,很多原因致使断路器拒分必然导致辅助触点拒断。总之,对具有“防跳”功能的断路器控制电源,不管什么原因起动分闸回路,无论断路器是否断开,只要断路器辅助触点未能正常断开,分闸线圈将会被烧毁。

另外,分闸操作次数过多使分闸线圈温度太高也是烧毁分闸线圈的原因之一,所以应尽量避免频繁操作,在操作过多次使线圈温度超过 65℃ 时应暂停操作,待线圈温度下降到 65℃ 以下时再进行操作。为减少上述故障,应重视检修和维护工作,其主要内容如下:

1) 要定期对断路器电磁机构进行检修和维护保养。在春、冬两季到来之前,要进行一次转动机械部位的清扫及连接部位的螺钉紧固检查,并注入润滑油。

2) 在每年的春检工作时应应对分闸线圈作动作电压试验。检验动作电压在额定电压的 30% ~ 65% 时能否可靠分闸,保证整个电气回路正确及操作机构的灵活和可靠性。

3) 检查分闸机构的脱扣板间隙是否符合要求,如果分闸电磁铁因无冲程而全被压死,则使得分闸动作所需的电压升高。

4) 断路器辅助开关传动机构应无变形、卡阻,连片的固定螺钉应无松动、脱落,触点接触可靠到位,无氧化、油污现象,以保证分闸时可靠动作。

对实际运行中经常发生的断路器分闸线圈被烧毁的情况,除加强检修和维护工作,以减少故障率外,用户还可针对控制分闸回路存在的问题进行改进。例如:根据一般断路器的控制接线原理图,将其中的跳跃闭锁继电器 KCF 的另一常开触点 KCF_4 与一只具有延时动作触点、遮断容量为 5A 的中间继电器 2KM 串联。改进后的断路器控制回路接线示意图如图 12-3 所示。

当分闸线圈通电动作时, KCF 电流线圈也动作并自保持,其 KCF_4 闭合,2KM 通电,但其所有触点都延时动作。在延时期间,若分闸完成且断路器辅助触点 QF_2 正常断开, KCF 电流线圈失电,其 KCF_4 返回,2KM 失电。若此时断路器辅助触点 QF_2 不能正常断开的超过了 KM 的延长时间,则串联在分闸回路的常闭触点 $2KM_1$ 、 $2KM_2$ 断开,以避免分闸线圈因通大电流时间过长而烧毁。同时常开触点 $2KM_3$ 闭合自保持,通过两对 2KM 的延时闭合的常开触点分别接通灯光预告信号回路和音响信号回路,SB 为闭锁解除按钮。中间继电器的 $2KM_1$ 、 $2KM_2$ 两对触点并联后串联于分闸回路,其目的是增加分闸回路的可靠性,故每个触点的遮断电流容量应不小于 5A。为使分闸有充分的时间,中间继电器所有触点的延时时间应等于或大于 800ms 才能完全躲过断路器的分闸时间。

3. 断路器分闸铁心故障

(1) 电磁操动机构分闸铁心上移后不复位故障

断路器电磁操动机构分闸前就已经上移,且上移后不能复位,即铁心没能回到正常位置。分闸时,分闸铁心行程不够,导致作用于连板的冲击力不足,从而造成断路器拒分。分

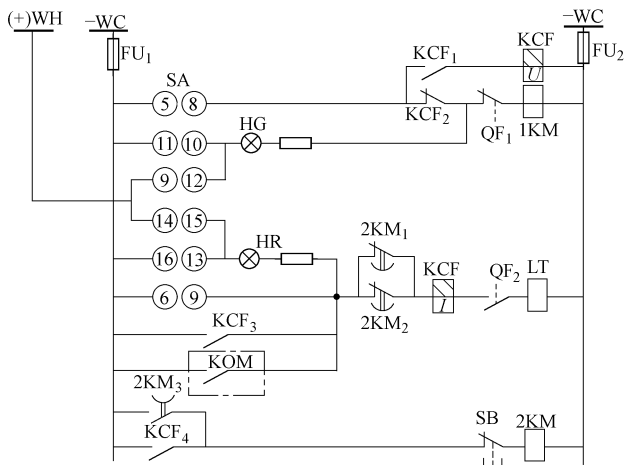


图 12-3 改进后的断路器控制回路接线示意图

1KM—合闸接触器 KCF—防跳继电器 KOM—保护出口中继 2KM—中继
LT—跳闸线圈 HR—红色信号灯 HG—绿色信号灯 SB—信号解除按钮

析结果表明,可能有以下几种原因:

- 1) 断路器在运行过程中,由于振动等原因,导致铁心上移。
- 2) 在分闸过程中控制回路的电压偏低或操作人员操作不到位,使分闸铁心有上移动作,但没有完成分闸。
- 3) 由于分闸铁心具有较大的剩磁,铁心与铁顶杆产生较大的电磁力,铁心被吸住,造成铁心上移后不能复位。
- 4) 因流过分闸线圈的电流过大,使分闸线圈产生的电磁力造成铁心慢慢上移且不能复位。

某变电站 10kV 线路发生故障,速断保护动作,断路器拒分,越级到母联开关保护动作,母联开关分闸,扩大了停电面积。事故后,经检查分析,发现该线路断路器分闸线圈的铁心已经上移了一段距离,分闸铁心行程不够,实测行程为 16~18mm,而检修规程规定,分闸铁心的行程为 33~34mm。由此推断,保护动作后分闸铁心作用于连板的冲击力不足,从而造成了正常分闸和线路事故情况下的断路器拒分。线路正常情况下,如果电磁力作用使跳闸铁心慢慢上移到一定位置,一旦发生事故需要断路器分闸时,断路器拒分就不可避免。在试验过程中,明显感觉到作用在铁心上的电磁力比较大,说明运行监视回路电流比较大,即监视断路器分合状态的红灯 RD 及电阻 R 分压偏小,而分闸线圈长期分压偏大,因而产生的电磁力使分闸铁心慢慢上移,因该电磁力长期存在,分闸铁心保持在上移后的位置不会复位。对于此种故障,可以对运行监视回路进行改造,用提高红灯 RD 的额定电压、增大分压电阻阻值的办法就可解决。替换后,运行监视回路电流大大减小,对分闸铁心进行试验时,几乎感觉不到电磁力的作用。再将铁心轻轻托起到任一位置后松手,铁心马上回到原来的位置,不再像改造前那样,托起后松手,铁心保持在托起位置而不能复位。这说明改造后能确保铁心的行程和作用于连板的冲击力,消除了事故隐患,避免了拒分现象的发生。

对该类事故的处理方法如下:

- 1) 可考虑将铁心改用不易产生剩磁的不锈钢或将铁顶杆改成黄铜杆,但黄铜杆必须与

铁心用销子紧固,避免松脱。

2) 检查分闸线圈,找出断路器在运行过程中分闸线圈仍然不正常带电的原因或降低分闸线圈在运行中的分压。

3) 测量分闸铁心顶杆冲击间隙应大 25mm,间隙过小分闸时无冲击力。

通过上述检查和处理,使铁心不论由于什么原因上移后都能顺利复位。

(2) 分闸铁心卡涩故障

分闸铁心卡涩往往是由于铁心的铜套变形,或铁心与铜套间有油垢阻塞所造成。所以检修时应检查分闸线圈内铜套有无严重磨损开裂,铜套内应无灰尘、油泥等脏物,转动和起落分闸铁心,不应有卡涩现象。

12.5 高压断路器的事故处理原则

12.5.1 高压断路器远方操作不能合闸的处理

这是断路器常出现的故障之一,运行值班人员如果处理不当,往往拖延设备的送电时间。因此,当发生此类故障时,应迅速根据操作过程中的异常现象,初步判断故障的原因,进行必要的排除工作。因各类断路器的结构不同,所以故障的处理方法也不同。

首先根据操作过程中信号灯是否正常来判断故障原因。当操作以前或操作以后,跳合闸信号灯都不亮,可判断为操作电源消失,此时应检查或更换操作电源回路的熔断器。当操作前后分闸信号灯亮,而控制开关在合闸位置时,合闸信号灯不亮,且电源无指示,应就地观察合闸继电器的动作情况,若合闸继电器不动作,则为合闸回路故障或机械部分故障,应区别情况进行处理。对于液压机构的断路器,应检查液压是否正常。对于空气断路器,则应检查压缩空气的压力是否符合规定数值。如值班人员无法处理时,应迅速通知检修负责人员进行处理。

12.5.2 高压断路器不能远方分闸的处理

高压断路器若不能远方分闸,对安全运行有很大的危害。因为,当设备发生故障时,装在该设备回路中的断路器拒绝分闸就会引起上一级的断路器自动跳闸,从而扩大事故停电范围。高压断路器不能远方分闸的原因一般有:操作机构的机械部分有故障,操作回路无电压或分闸回路有断线等不正常现象。后一种原因有可能在运行中发现,例如当运行中断路器位置信号灯不亮时,值班人员应首先检查信号灯是否良好,然后检查操作熔断器是否熔断。若熔断器熔断应立即更换,若未熔断应考虑到分闸回路有断线的可能。当发现高压断路器不能远方分闸时,值班人员应遵照下列原则尽快处理:

(1) 正常操作分闸

根据断路器信号灯是否正常,判断操作电源是否消失。如果合闸信号灯不亮,应迅速更换操作回路熔断器,再进行分闸操作。值班人员可一人远方拉闸,一人就地观察分闸铁心的动作情况(注意安全距离),判断是操作回路还是机构本身故障。如分闸铁心不动作,应检查操作回路,若动作无力则为铁心发卡,若分闸铁心动作正常但跳不掉断路器,则是机械反卡,此时应就地用机械分闸装置遮断断路器(空气断路器及液压操作的断路器必须压力

正常)。

(2) 事故状态下分闸

若需紧急遮断,如继电保护装置动作或手动远方拉闸都不能分闸,而有可能引起主要设备损坏时,应立即手动拉开上一级断路器,然后到故障断路器处用机械分闸装置遮断断路器。若用机械分闸装置不能断开断路器,应迅速拉开故障断路器两侧的隔离开关,再恢复上一级电源供电,此后查明原因进行处理。

事故状态下或时间允许时,值班人员应迅速跑到故障断路器处,用机械分闸装置断开该断路器。若用机械分闸装置断不开时,应立即倒换运行方式,用母联断路器或上一级断路器串代分闸,再用隔离开关将断路器隔离,恢复原运行方式。

12.5.3 因断路器出现故障不允许将其分闸

运行中的断路器发现下列现象时,禁止将其断开,以免发生爆炸事故:

- 1) 油断路器无油或严重缺油;
- 2) 油断路器油质炭化;
- 3) 少油断路器两相绝缘拉杆断裂;
- 4) 断路器消弧室破裂或触头熔化;
- 5) 空气断路器空气压力太低且不能维持;
- 6) 采用液压操作机构的断路器,当液压降低到禁止分闸时。

发现以上现象时,应认为断路器已不能安全分闸,故应立即取下该断路器操作回路的熔断器,这样远方就不可能使断路器断开,即使断路器所带设备故障,保护装置动作也不会使其分闸。同时,值班人员应在机械跳闸装置上或操作箱上悬挂“禁止操作”的警告牌。对于未采取防慢分闸措施的液压机构,还应做好防止断路器自动慢分闸的措施,然后按下述原则进行处理:

1) 若厂(所)某一负荷断路器故障,应按值班负责人命令转移负荷,然后将与故障断路器相连接的母线瞬时停电,拉开该断路器,再恢复上一级断路器运行。

2) 若是某一厂(所)用电工作电源断路器故障,应投入备用电源断路器,切断工作电源上一级断路器,再拉开故障断路器。

3) 若是主母线上的某一断路器(如发电机、变压器)故障,应进行倒换母线的操作,用母联断路器串代或用旁路断路器代替,并通知继电保护负责人调整母联断路器或旁路断路器的保护定值,然后联系调度或有关单位停用检修。

4) 若母联断路器发生故障,则应倒换运行方式,改为单母线运行,然后停用母线断路器。

5) 将故障断路器停电,恢复运行方式。

12.5.4 因高压断路器故障需立即切换

值班人员巡视时,若发现下列异常现象,应立即采取措施,首先使断路器不能自动或远方重新合闸,然后远方迅速拉开断路器,并将其停电:

- 1) 断路器套管炸裂;
- 2) 断路器起火(应注意断路器灭弧室完好,否则不得用本断路器拉开);

- 3) 断路器套管穿芯螺钉熔断或熔化;
- 4) 发生需要立即拉开断路器的人身事故。

12.6 高压断路器运行中特别注意的 5 个问题

12.6.1 高压断路器速度测量和最低动作电压试验

分、合闸速度是调试断路器的主要指标,它直接影响断路器的开断和关合容量。《高压开关反事故措施》中指出:各种断路器(特别在 6~10kV 断路器)在大修和安装后应测量分、合闸速度特性,以观察机械方面工作是否正常。但断路器的制造、安装和运行单位对断路器分、合闸速度的定义和测量方法很不统一,导致不同测速定义和测速方法的测量结果往往会出现完全不同的数值。比如所谓刚分(合)速度,有的取刚分点后 10ms 内的平均速度,有的取刚分(合)前后各 5ms 内的平均速度。所谓刚分(合)点,有的以超行程来定位,有的以触头开断或接通来定位。因此,无论使用何种测量仪器,均应以制造厂家有关速度定义和测量方法为依据,不能任意选取。《高压开关反事故措施》要求:开关大修后及预防性试验或临检机构影响动作电压时,必须检验 30%~65% 电压下操作机构的脱扣机构是否动作可靠;在 80% 电压下合闸线圈的接触器是否动作灵活。

最低动作电压是指断路器动作时合闸接触器或分闸电磁铁端子的电压值。通过试验可检查机构是否灵活以及当直流电压下降到一定范围,机构是否可靠动作。一般断路器合闸接触器和分闸线圈都串有指示灯或继电器,平时就有电流流过,为防止此电流造成断路器误动作或拒跳返回,最低电压不能低于规定值。动作电压也不能太高,应保证直流母线电压降到某一数值时仍能可靠动作。所以要求分闸线圈端电压为 65% 额定电压时,应可靠分闸,小于 30% 额定电压时不应产生吸合动作。

12.6.2 关于高压断路器的同期性

高压断路器如果合闸不同期,将使系统在短时间内处于非全相运行,其影响主要有:

- 1) 引起过电压,尤其是先合一相的情况比先合两相严重。对双侧电源供电的变压器,在一侧出现非全相合闸时,会严重威胁到中性点不接地系统的分级绝缘变压器中性点绝缘,可能引起中性点避雷器爆炸。
- 2) 非全相运行会使中性点位移,产生零序电流。必须加大零序保护的整定值,降低保护灵敏度,并对电力系统设备、热稳定提出更高要求。
- 3) 断路器合闸于三相短路时,如果两相先合,则使未合闸相的电压升高,增大了预击穿长度,加重了对合闸功率的要求,同时对灭弧室机械强度也提出了更高的要求。

同时,当分闸不同期时,将延长断路器燃弧时间,使灭弧室压力增高,加重断路器负担。

12.6.3 电磁机构的自由脱扣

自由脱扣是指断路器在合闸过程中遇到事故,在触头接触或预击穿情况下,接到分闸指令,断路器应立即分闸。为保证合闸安全,缩短故障时间,断路器要有自由脱扣。CD12、

CD13、CD40 是不带自由脱扣的操作机构，由于机构简单，经常发生拒动，同时该型机构无自由脱扣，在合闸过程中碰到短路不能立即分闸，因此曾发生多次爆炸事故。有的厂对其机构进行了改造，性能有所改善，但仍不能解决自由脱扣问题，应尽快更换。在未更换前，严禁手动合闸。另一方面，断路器关合短路电流时为保证刚分速度，要求断路器一定要合到底，如果合不到底，由于分闸弹簧储能不足，刚分速度降低，可能出现切不断的情况。因此，用户希望断路器既能自由脱扣又能保证所需的刚分速度，这是矛盾的，需要进一步研讨。

12.6.4 油断路器中油变黑后的处理

国产油断路器均使用变压器油作为绝缘和灭弧介质。变压器油在满容量开断两、三次后，即产生大量游离碳，使油色变黑。油色变黑后能否继续使用，这是运行部门普遍关切的问题。少油断路器中的油主要是用来灭弧。断路器开断时电流能量使油蒸发和分解，在电弧周围形成气泡进行强吹和冷却，达到灭弧的目的，受油质影响较小。220kV 及以下油断路器触头开距，主要是由最小电流决定的，因为开断小电流时，电弧能量小，产气压力低，吹弧能力弱，所以触头开距增大。少油断路器开距一般在 150mm 以上，因此把炭化油放在 2.5mm 标准间隙的油杯中做击穿电压试验，不能完全反映断路器的实际情况。变压器油炭化后，油炭粒在长间隙中不易搭桥，对绝缘强度影响较小。如果仅考虑开断短路电流后油炭化，而不是水分、棉纱等原因，则不需因油变黑而进行换油，应根据油击穿的电压来确定。

12.6.5 严防断路器进水

高压断路器进水是造成内绝缘事故的主要原因之一。在雨季较长的地区，断路器进水是个普遍的问题，因进水使绝缘部件受潮闪络甚至爆炸者不在少数。分析其进水原因，主要是铝帽与帽盖结构不合理或有砂眼气孔，安装工艺不严。进水路径一般是从螺钉沿面进入灭弧室或沿喷口顶开孔销注入。运行单位为防止断路器进水做了大量工作，如缩短试验周期，加强油内含水量的监督，改进密封方式等。此外，在检修期间应防止进水受潮的可能，拆下的绝缘部件应用塑料布包好。如通过测试发现提升杆、灭弧室等绝缘部件受潮，要及时进行干燥处理。提升杆烘干后应进行泄漏和耐压试验，不合格应予以更换。

12.7 真空断路器常见故障分析及处理

12.7.1 储能机构不能储能

储能机构不能储能的主要原因及其处理方法如下：

(1) 电动机不转动

发现此类故障后，将断路器一、二次回路电源全部切断，用万用表测量储能电气回路（见图 12-4）中微动开关的常闭触点 WK_1 、 WK_2 ，如直阻较大，将会造成储能电动机的两端电压过低直至无电压，使电动机无法转动，故应对其进行清洗或更换。然后测量电动机绕组的直阻，若直阻不正常，则应考虑电动机绕组的引线处是否脱焊，电动机绕组是否烧坏。紧急情况下，可先更换储能电动机备品，然后对换下的电动机进行维修。若是直流电动机，还

应检查碳刷与换向器的接触情况,若接触不良,应更换碳刷或调整碳刷压紧弹簧,增大碳刷的压紧力。

(2) 电动机转动不停机弹簧储不上能

此故障发生在储能机构。储能电动机转动

时,通过蜗轮、蜗杆带动轴套转动,轴套上装一轴销,轴销上面装有一只棘爪,棘爪通过储能轴右端的缺口来带动储能轴转动,从而使储能弹簧储能。

出现此类故障后,应首先检查棘爪的压紧弹簧是否疲劳、折断或脱落,若损坏,可用专用工具对其进行更换。若压紧弹簧正常,可用手动摇把摇动储能机构,看轴套是否转动,若轴套不转动,则为减速箱内的蜗轮、蜗杆等部件故障,应更换减速箱。若轴套转动,则应看棘爪是否进入了凸轮缺口,棘爪与缺口的接触是否良好,然后继续摇动,看棘爪与缺口之间是否打滑,如接触不良而出现打滑现象,应更换棘爪。

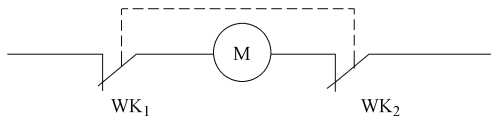


图 12-4 万用表测量储能电气回路

12.7.2 合闸失败

1) 检查合闸控制回路(见图 12-5)中微动开关 WK₃ 的常开触点、防跳跃继电器 ZLC 的常闭触点、辅助开关 HK 的常闭触点、联锁限制开关 WK₈ 常开触点接触是否良好。如有接触不良的现象,将造成合闸电磁铁 HQ 的线圈无电压或电压过低,使断路器拒合,故应对其进行清洗或更换。

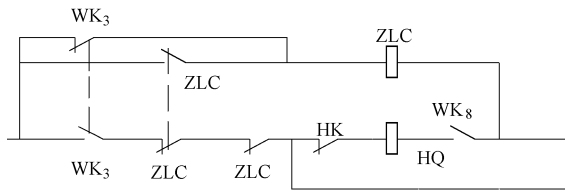


图 12-5 合闸控制回路

2) 检查合闸电磁铁,若合闸电磁铁烧坏、脱落或卡涩,将直接造成断路器合闸机构不动作。处理方法如下:

- ① 用万用表测合闸电磁铁线圈的直阻,如直阻偏离正常值过大,则应更换合闸电磁铁;
- ② 检查合闸电磁铁有无松动或脱落现象,如松动、脱落则进行紧固;
- ③ 检查合闸电磁铁的动铁心有无卡涩现象,如有则将合闸电磁铁拆下,抽出动铁心,用酒精擦洗电磁铁内部和动铁心上的污迹,然后看看动铁心端部有无弯曲现象,如弯曲则对其进行校正或更换新的合闸电磁铁。

3) 检查合闸滚子及合闸掣子的表面有无裂痕及凹凸现象,合闸滚子转动时有无卡涩和偏心现象。如存在上述现象将会使得合闸滚子和合闸掣子脱离时的摩擦力增大。另外,合闸滚子或合闸掣子因缺油或灰尘等原因,也可引起转动困难,这些都可能造成合闸电磁铁带电而断路器拒合。处理方法:对转动时卡涩的部位进行清洗、加油;对转动时偏心或表面有裂痕及凹凸现象的部件进行更换。

4) 检查分闸掣子与分闸滚子的扣入深度是否在 $1/2 \sim 3/5$ 的全碰面范围内,若分闸掣子或分闸滚子表面磨损量过大,或分闸掣子位置调整不当,将使分闸滚子和分闸掣子间的扣入深度减少。当对断路器进行合闸操作时,分闸滚子在主轴带动下使分闸掣子抬起,而分闸掣子下落时产生的弹跳极有可能使分闸滚子在下落时失去支撑,造成断路器合闸失败。分闸掣子的位置是通过位于其上部的调节螺钉来调整的,旋进则扣入深度减少,旋出则扣入深度增加。如用调节螺钉无法将扣入深度调节到上述范围内,则是分闸掣子或分闸滚子磨损量超

标,应更换相应部件。

5) 检查分闸掣子组件的回转轴是否卡涩。当对断路器进行合闸操作时,分闸滚子使分闸掣子抬起,待触头闭合,分闸滚子回落到位时,分闸掣子由于回转轴卡涩没有回转到位,使分闸滚子失去支撑,断路器跳闸。处理方法:对回转轴进行清洗、加油。

6) 检查机构箱内三角形杠杆上的滚针轴承(合闸滚轮)是否损坏。如损坏将在合闸掣子释放合闸滚子时造成凸轮因压不到合闸滚轮而空转,连杆不动作,断路器拒合。合闸滚轮的更换方法是:首先拆去连杆与主轴拐臂间的轴销,使连杆处于自由状态,然后向前下方拉动连杆至易于更换轴承的位置,拆去旧轴承,在新轴承内部加适量润滑油后,重新装回,最后装上连杆。

经以上处理后,必须对该断路器进行低电压试验,合格后方能投入运行。

12.7.3 拒绝分闸

1) 检查分闸控制回路(见图12-6)中辅助开关HK的常开触点接触是否良好,如接触不良,将会使分闸线圈TQ上无电压或电压过低,造成断路器拒分。处理方法:对其进行清洗或更换。

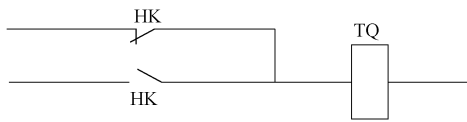


图 12-6 分闸控制回路

2) 检查分闸电磁铁,若分闸电磁铁卡涩、脱落、烧坏,将直接造成断路器分闸机构不动作。处理方法如下:

① 用万用表测分闸电磁铁线圈的直阻,如烧坏则更换分闸电磁铁;

② 检查分闸电磁铁有无松动和脱落现象,并对其固定螺钉进行紧固;

③ 检查分闸电磁铁的动铁心有无卡涩现象,如有则拆下分闸电磁铁,抽出动铁心,用酒精擦洗电磁铁内部及动铁心上的污迹,动铁心端部如弯曲,则对其进行校正或更换新的分闸电磁铁。

3) 检查分闸滚子及分闸掣子组件,看分闸滚子及分闸掣子转动轴是否因缺油或灰尘等原因而转动困难,分闸滚子和分闸掣子的表面是否有凹凸现象,如有将可能造成分闸电磁铁带电保持而分闸机构拒动。处理方法:对表面有凹凸现象及裂痕的部件进行更换;对分闸滚子及分闸掣子转动轴进行清洗、加油。

经以上处理后,必须对该断路器进行低电压试验,合格后方能投入运行。

12.7.4 导电回路直阻超标

当发现导电回路直流电阻超标时,应首先检查真空泡上部的接触面,因其与上出线端之间仅有一颗固定螺栓,操作时产生的振动极易造成螺栓松动。如对真空泡上部的固定螺栓进行紧固后,直阻仍然超标,应检查导电夹的固定螺钉,并对其进行紧固。再超标的话,应怀疑触头拐臂与上、下出线端的接触面氧化,这时可将触头拐臂拆下,用金相砂纸将氧化层去除后,重新紧固即可。

12.7.5 分闸、合闸后均储能

从操作机构的工作原理分析,该型号断路器在合闸后即储能:合闸时,合闸弹簧能量被

释放,微动开关复位,储能电动机电源接通,合闸弹簧储能;分闸时,释放的是分闸弹簧的能量,合闸弹簧能量应维持,微动开关的常闭触点应处于断开状态,储能电动机不应动作。

出现分、合闸后皆储能的故障,应检查合闸掣子与合闸滚子中有无磨损量超标的情况,合闸掣子有没有变形。这些都可能导致合闸掣子与合闸滚子间的扣入深度过小。分闸时产生的振动,使合闸掣子释放合闸滚子,而此时断路器没有分闸到位,机构处于合闸与分闸状态之间,凸轮转动时不能压到三角形杠杆的滚针轴承(合闸滚轮)上,致使合闸弹簧释放能量,连杆机构不动作。表面上看断路器分闸,储能电动机动作。检查后,应对存在缺陷的部件进行更换,并在进行低电压试验合格后,方可投入运行。

12.8 油断路器故障时的试验项目及方法

在断路器出现故障时,要安排临时性的试验。其测量项目主要有绝缘电阻、直流电阻交流耐压试验等。

12.8.1 测量绝缘电阻和直流电阻的意义及注意事项

测量绝缘电阻能够发现油断路器的绝缘杆是否受潮、电弧烧伤和绝缘裂缝等缺陷。同时,还要测量分闸状态下,各断口间的绝缘电阻,主要检查断路器内部消弧装置是否受潮、烧伤等。判断绝缘电阻的标准可参照出厂试验或根据设备的运行情况、历次试验记录进行比较分析。如果分闸状态下的绝缘电阻比合闸状态下的绝缘电阻高得多,往往说明拉杆受潮。用绝缘电阻表测量绝缘电阻和吸收比的方法步骤及注意事项如下:

1) 选择绝缘电阻表:额定电压在1kV以下的断路器,应选择1000V绝缘电阻表;额定电压在1kV以上的断路器,应选择2500V绝缘电阻表。

2) 先将接线端子L与接地端子E断开,将绝缘电阻表摇至额定转速(120r/min),此时指针应指在“ ∞ ”;再将L、E端子短接,将绝缘电阻表摇至额定转速,指针应指向“0”。否则表明绝缘电阻表有缺陷,应调换或检修,待合格后再使用。

3) 测量前应拆除断路与其他设备间的连线,并对其进行充分放电。

4) 注意连线不宜过长,并使连线与设备外壳(或地)之间有足够绝缘距离。

5) 若仅测量绝缘电阻,将绝缘电阻表摇至额定转速(120r/min),待指针稳定,经过1min后读取数值,并记录好绝缘电阻值。若需测量吸收比,应在回路中串接刀开关,先将绝缘电阻表摇至额定转速,合上刀开关,同时计时,读取15s和60s的绝缘电阻值,然后计算吸收比。

6) 测量完毕,应先断开线路端子接线,后将绝缘电阻表停转,以防断路器上的均压电容对绝缘电阻表放电,损坏绝缘电阻表。

7) 用放电棒将断路器的电极对地放电。为了减小放电火花,应在放电回路中串接适当的电阻,且放电时间要充分,一般应不小于2min。

8) 记录并整理试验数据:设备的名称、编号、铭牌、运行位置,断路器的绝缘温度、环境温度、绝缘电阻和吸收比等。

12.8.2 测量断路器直流电阻的意义及注意事项

测量断路器导电回路直流电阻,实际上包括套管导电杆电阻、导电杆与触头连接处电阻和动、静触头之间的接触电阻。前两者基本是固定值,而动、静触头之间的接触电阻由于各种因素的影响(如静触头表面氧化、触头之间残存有机机械杂物或碳化物、接触压力下降、接触面积减小、短路电流烧伤等),经常有变化,所以测量导电回路电阻,实质上是检测动、静触头之间接触电阻的变化,进而判断触头是否良好。运行中,动、静触头接触电阻往往会增大,使其在正常工作电流下发热,尤其是当通过故障短路电流时,可能使触头局部更加过热,严重时,可能烧伤周围绝缘或造成触头烧熔黏结,从而影响断路器的跳闸时间和开断能力,甚至发生拒动情况。因此,运行中的断路器出现开断故障电流后都要进行此项试验。由于断路器触头之间的电阻很小,都是微欧数量级,一般要采用灵敏度较高的电桥(如双臂电桥)在套管两侧进行测量,并严格遵守电桥测量步骤,减小测量误差。在测量直流电阻时要注意以下几点:

- 1) 如果断路器是电动操作合闸的,应在电动合闸后测量导电回路电阻。只有允许手动合闸的断路器,才可在手动合闸后进行测量。
- 2) 测量前,应先将断路器跳合几次,以冲破触头之间的氧化膜,使之接触良好,从而使测量结果能够反映实际情况。
- 3) 消除测量引线和接触电阻的影响,导线应尽可能短、粗,接触良好,最好用夹子夹在导体上。电桥的电压引线接头,必须严格分开。
- 4) 测量时,应将断路器的跳闸机械卡死,防止因突然跳闸而损坏表计。
- 5) 如果断路器有主、辅触头或有并联支路,则应对并联的每一对触头分别进行测量。测量时,应在非被测的触头间垫以薄的绝缘物。
- 6) 断路器每相导电回路直流电阻的测量结果,应符合制造厂家的规定。若测量结果与前次比较,超过一倍以上时,应对触头进行检查;三相之间差别较大时,应引起注意,仔细检查,进行处理。如果测得的结果与制造厂家的数据差别不大,可将断路器分、合一次,重新测量;若仍偏大,应查明原因,进行处理。

12.9 少油断路器绝缘受潮的原因及处理

12.9.1 现象

某变电站 2006 年投入运行了五台 SW₆-110 型少油断路器,2009 年年底在进行电气设备预防性试验时发现其中三台试验数据不合格。对试验数据进行综合分析表明:其中一台断路器 C 相泄漏电流竟高达 120 μ A,超标 12 倍,超过安装记录的 40 倍。其他四台断路器受潮严重,超标 1.5~8.4 倍,超过安装记录的 7.5~21 倍,判断是灭弧室绝缘受潮。

12.9.2 受潮原因分析

断路器绝缘受潮的时间,大致有三种情况:首先为安装前受潮;其次是安装过程中受潮;最后是运行中受潮。

测量泄漏电流是少油断路器的重要试验项目，它比绝缘电阻能更灵敏地发现断路器绝缘严重受潮、表面污秽等缺陷。断路器在运行中受潮一般是个别情况，因为在预试的同时，进行了油和简化试验，油的电气强度基本上合格。因此，运行中绝缘普遍受潮的可能性小。经过分析调查，认为断路器在安装过程中绝缘受潮的主要原因如下：

- 1) 断路器在安装时，安装工期较长，安装过程密封不良，且长期不注油。
- 2) 工程质量不良，仅在断路器安装时进行了灭弧室的泄漏电流试验。注油后未按电气设备预防性试验规程进行交接试验。
- 3) 因检修工期长、密封不良，断路器受潮，使检修后绝缘试验反而不合格。
- 4) 验收人员没有按照相关规程和反事故措施严格进行验收，交接时对重要的绝缘试验数据也未进行抽查验证。

12.9.3 绝缘受潮的处理

根据断路器绝缘普遍受潮的情况，采用热风吹入干燥法进行处理：

- 1) 先将断路器内油全部放出，进行过滤，使它的电气强度及清洁度提高。
- 2) 利用液压升降工作车及梯子打开上帽盖、三角腔密封盖、油箱侧盖。用电热风机从断路器底座内油箱侧盖吹入热风进行干燥。吹入热风的温度一般为 $50 \sim 60^{\circ}\text{C}$ （应低于橡胶密封件的长期允许工作温度，防止受热老化）。大约干燥 1h 左右，拉杆、灭弧室绝缘恢复至 $1000\text{M}\Omega$ 以上。
- 3) 当绝缘电阻恢复至 $1000\text{M}\Omega$ 以上，停止干燥。密封好有关铁盖，先从上帽顶盖用合格油冲洗，然后在三角腔处用合格油冲洗拉杆、瓷套。放出冲洗油，清理油箱，干燥后密封各盖，注入合格油。

12.9.4 经验及教训

断路器绝缘表面受潮严重，运行中遇到过电压或密封不良侵入水分、潮气，将会发生断路器绝缘闪络事故。因此必须采取措施防止断路器绝缘受潮：

- 1) 在安装及检修过程中，断路器内绝缘部件不能长期暴露在空气中，每天收工后各密封盖应密封良好，必要时应注入合格油。
- 2) 基建安装单位在施工中应严格执行电气装置安装工程施工及验收规范，提高施工质量；同时要加强施工技术管理，确保安装调试报告的正确性和真实性。
- 3) 对运行当中的断路器，应全部加装防雨帽。
- 4) 对受潮严重经检修的断路器，雨季前必须进行雨预防性试验，复查其绝缘情况。

12.10 高压断路器拒分、拒合和误动故障的预防技术措施

根据国家电力公司发布的《措施》，预防断路器拒分、拒合和误动等操作故障的技术措施如下：

(1) 加强对操动机构的维护检查

机构箱门应关闭严密，箱体应防水、防灰尘和防小动物进入，并保持内部干燥清洁。机构箱应有通风和防潮措施，以防线圈、端子排等受潮、凝露、生锈。液压机构箱应有隔热防

寒措施。

(2) 重视辅助开关安装与运行情况

为保证辅助开关可靠工作，应采取的措施如下：

1) 辅助开关应安装牢固，防止因多次操作松动移位。

2) 应保证辅助开关接点转换灵活、切换可靠、接触良好、性能稳定，不符合要求时应及时调整或更换。

3) 辅助开关和机构间的连接应松紧适当、转换灵活，并满足通电时间的要求。连杆锁紧螺帽应拧紧，并采用防松措施，如涂厌氧胶等。

(3) 认真对检修后的操动机构进行检查

断路器操动机构检修后，应检查操动机构脱扣器的动作电压是否符合 30% 和 65% 额定操作电压的要求。在 80%（或 85%）额定操作电压下，合闸接触器是否动作灵活且吸持牢靠。

(4) 分、合闸铁心动作应灵活

分、合闸铁心应动作灵活，无卡涩现象，以防拒分或拒合。

(5) 检查液压机构

断路器大修时应检查液压机构分、合闸阀的顶针是否松动或变形。

(6) 定期进行分、合操作检查

长期处于备用状态的断路器应定期进行分、合操作检查。在低温地区还应采取防寒措施并进行低温下的操作试验。

(7) 气动机构应采取保温措施

对于单机供气的气动机构在冬季或低温季节应采取保温措施，防止因控制阀结冰而拒动。气动机构各运动部位应保持润滑。

12.11 高压断路器机械损伤预防的技术措施

根据国家电力公司发布的《措施》，预防高压开关设备机械损伤的技术措施如下：

(1) 保证安装质量

对于有托架的 7.2 ~ 12kV 电压等级的少油断路器，安装时其支持绝缘子应与托架保持垂直并固定牢靠，上、下端连接引线的连接不应受过大应力，导电杆与静触头应在一条垂直线上。若发现绝缘子有损伤应及时更换，并检查原因。

(2) 连接与紧固均匀用力

各种瓷件的连接和紧固应对称均匀用力，防止用力过猛损伤瓷件。

(3) 认真检查各连接件

检修时应对开关设备的各连接拐臂、联板、轴销进行检查，如发现弯曲、变形或断裂，应找出原因，更换零件并采取预防措施。

(4) 认真检查有无卡涩现象

调整开关设备时应用慢分、慢合检查有无卡涩，各种弹簧和缓冲装置应调整和使用在其允许的拉伸或压缩限度内，并定期检查有无变形或损坏。

(5) 适当调整油缓冲器

各种断路器的油缓冲器应调整适当。在调试时，应特别注意检查油缓冲器的缓冲行程和触头弹跳情况，以验证缓冲器性能是否良好，防止由于缓冲器失效造成拐臂和传动机构损坏。禁止在缓冲器无油状态下进行快速操作。低温地区使用的油缓冲器应采用适合低温环境条件的缓冲油。

(6) 正确安装真空灭弧室

真空灭弧室安装时，先使静触头端面与静触头支架连接牢固，再连接动触头端，使动触头运动轨迹在灭弧室中轴线上，防止灭弧室受扭力而形成裂纹或漏气。

(7) 正确拆卸灭弧室

126kV 及以上电压等级的多断口断路器，拆一端灭弧室时，另一端应设法支撑。大修时禁止趴在瓷柱顶部工作，以免损坏支持瓷套。

(8) 正确安装均压电容器

安装均压电容器时，要防止因“别劲”引起漏油，发现漏油应予以处理或更换。

(9) 基础支架应牢固可靠

开关设备基础支架设计应牢固可靠，不可采用悬臂梁结构。

(10) 防止连接松动

为防止机械固定连接部分操作松动，建议采用厌氧胶防松。

(11) 防止绝缘拉杆拉脱

为防止运行中的 SF₆ 断路器绝缘拉杆拉脱，应监视分、合闸指示器处与绝缘拉杆相连的运动部件的相对位置有无变化，对于不能观测其相对位置变化的断路器，可定期进行断路器不同期及超程测量，以便及时发现问题。

12.12 预防高压断路器灭弧室烧损、爆炸的技术措施

根据国家电力公司发布的《高压开关设备反事故技术措施》，预防断路器灭弧室烧损、爆炸的技术措施如下：

(1) 定期核算开关设备安装地点的短路电流

各运行、维修单位应根据可能出现的系统最大运行方式及可能采用的各种运行方式，每年定期核算开关设备安装地点的短路电流。如开关设备实际短路开断电流不能满足要求，则应采取“限制、调整、改造、更换”的办法，以确保设备安全运行。具体措施如下：

- 1) 合理改变系统运行方式，限制和减少系统短路电流。
- 2) 采取限流措施，如加装电抗器等以限制短路电流。
- 3) 在继电保护上采取相应的措施，如控制断路器的跳闸顺序等。
- 4) 将短路开断电流小的断路器调换到短路电流小的变电所。
- 5) 根据具体情况，更换成短路开断电流大的断路器。

(2) 监视灭弧室的油位

应经常注意监视油断路器灭弧室的油位，发现油位过低或渗漏油时应及时处理，严禁在严重缺油的情况下运行。油断路器发生开断故障后，应检查其喷油及油位变化情况，发现喷油严重时，应查明原因并及时处理。

(3) 按规定进行定期或状态检修

开关设备应按规定的检修周期和具体的短路开断次数及状态进行检修,做到“应修必修、修必修好”。不经检修的累计短路开断次数,按断路器技术条件规定的累计短路开断电流或检修工艺确定。没有规定的,则可根据现场运行、检修经验由各运行单位的总工程师参照类似开关设备检修工艺确定。

(4) 液压机构打压频繁或突然失压应停电处理

当断路器所配液压机构打压频繁或突然失压时应申请停电处理。必须带电处理时,检修人员在未采取可靠防慢分措施(如加装机械卡具)前,严禁人为启动油泵,防止由于慢分而使灭弧室爆炸。

12.13 高压断路器套管、支持绝缘子和绝缘提升杆闪络、爆炸预防的技术措施

根据国家电力公司发布的《高压开关设备反事故技术措施》,预防套管、支持绝缘子和绝缘提升杆闪络、爆炸的技术措施如下:

(1) 防污闪

根据电力设备运行现场的污秽程度,采用的防污闪措施如下:

- 1) 定期对瓷套或支持绝缘子进行清洗。
- 2) 在室外 40.5kV 及以上电压等级的开关设备的瓷套或支持绝缘子上涂 RTV 硅有机涂料或采用合成增爬裙。
- 3) 采用加强外绝缘爬距的瓷套或支持绝缘子。
- 4) 采取措施防止开关设备瓷套渗漏油、漏气及进水。
- 5) 新装投运的开关设备必须符合防污等级要求。

(2) 加强内部绝缘的检查

加强对套管和支持绝缘子内部绝缘的检查。为预防因内部进水使绝缘能力降低,除进行定期的预防性试验外,在雨季应加强对绝缘油的绝缘监视。

(3) 检查绝缘拉杆状态

新装 72.5kV 及以上电压等级的断路器的绝缘拉杆,在安装前必须进行外观检查,不得有开裂、起皱、接头松动及超过允许限度的变形。除进行泄漏试验外,必要时应进行工频耐压试验。运行的断路器如发现绝缘拉杆受潮,在烘干处理完毕后,也要进行泄漏和工频耐压试验,不合格的应予更换。

(4) 防止进水和受潮

充胶(油)电容套管应采取有效措施防止进水和受潮,发现胶质溢出、开裂、漏油或油箱内油质变黑时应及时进行处理或更换。大修时应检查电容套管的芯子有无松动现象,防止脱胶。

(5) 采用合格密封圈

绝缘套管和支持绝缘子各连接部位的橡胶密封圈应采用合格品并妥善保管。安装时应无变形、位移、龟裂、老化或损坏。压紧时应均匀用力并使其有一定的压缩量,避免因用力不均或压缩量过大而使其永久变形或损坏。

12.14 常见断路器操作机构的故障及其原因

12.14.1 CY3 型液压操作机构的常见故障及其原因

CY3 型液压操作机构的常见故障及其原因见表 12-3。

表 12-3 CY3 型液压操作机构的常见故障及其原因

现象分类	故障现象	可能原因
拒绝合闸	电磁铁未启动	1) 二次回路连接松动, 接触不良; 2) 辅助开关未切换; 3) 电磁铁线圈断线; 4) 铁心卡住
	电磁铁启动, 工作缸活塞杆不动	1) 阀杆变形, 行程不够, 合闸一级阀未打开; 2) 合闸控制油路堵塞; 3) 分闸一级阀未复位
拒绝分闸	电磁铁未启动	1) 二次回路连接松动, 接触不良; 2) 辅助开关未切换; 3) 电磁铁线圈断线; 4) 铁心卡住
	电磁铁启动, 工作缸活塞杆不动	1) 阀杆变形, 分闸阀未打开; 2) 合闸保持回路漏装 $\phi 0.5\text{mm}$ 节流孔接头; 3) 合闸二级阀活塞卡住未复归
建压时间长 或建不起压力	油泵建压时间过长	1) 整个建压过程时间长; ① 吸油回路有堵塞, 吸油不畅通, 滤油器有脏物堵住; ② 油泵中空气未排尽; ③ 油箱油位过低, 油量少; ④ 油泵吸油阀钢球密封不严或只有一个柱塞工作 2) 油泵建至一定压力后, 建压时间变长或建不上压: ① 柱塞座与吸油阀之间的尼龙密封垫封不住高压油; ② 柱塞和柱塞座配合间隙过大; ③ 高压油路有泄漏; ④ 安全阀调整不当
	油泵建不起压力	1) 高压放油阀未关严或逆止阀钢球没有复位; 2) 合闸二级阀未关严; 3) 油泵本身有故障, 吸油阀密封不严, 柱塞座与吸油阀之间的尼龙垫封不住高压油, 柱塞与柱塞座配合间隙大或只有一个柱塞处于工作状态
误动 (合闸即分)		1) 合闸保持回路 $\phi 0.5\text{mm}$ 节流孔受堵; 2) 分闸阀内逆止阀或一级阀未复位或密封不严; 3) 合闸二级阀活塞密封圈失效
误动 (油泵频繁启动打压)	分闸位置频繁启动	1) 外泄漏: ① 工作缸活塞出口端密封不良; ② 储压筒活塞杆出口端密封不良; ③ 管路连接头渗漏; ④ 高压放油阀密封不良或未关严 2) 内泄漏: ① 工作缸活塞上密封圈失效; ② 合闸一级阀密封不良; ③ 合闸二级阀密封不良

(续)

现象分类	故障现象	可能原因
误动 (油泵频繁启动打压)	合闸位置频繁启动	1) 外泄漏: ① 工作缸活塞出口端密封不良; ② 储压筒活塞杆出口端密封不良; ③ 管路连接头渗漏; ④ 高压放油阀密封不良或未关严 2) 内泄漏: ① 二级阀活塞密封圈失效或二级阀活塞锥面密封不良; ② 分、合闸一级阀密封不良; ③ 合闸阀内逆止阀密封不良; ④ 合闸阀与二级阀连接处密封圈失效
	分、合闸位置均频繁启动	1) 外泄漏: ① 工作缸活塞出口端密封不良; ② 储压筒活塞杆出口端密封不良; ③ 管路连接头渗漏; ④ 高压放油阀密封不良或未关严 2) 内泄漏: ① 高压放油阀密封不良或未关严; ② 油泵卸载逆止阀关闭不严; ③ 合闸一级阀关闭不严

12.14.2 CD₁₀型电磁操动机构的常见故障及其原因

CD₁₀型电磁操动机构的常见故障及其产生故障的可能原因见表 12-4。

表 12-4 CD₁₀型电磁操动机构的常见故障及其产生故障的可能原因

现象分类	故障现象	可能原因
拒绝合闸	铁心不启动	1) 线圈端子无电压; ① 二次回路连接松动; ② 辅助开关未切换或接触不良; ③ 直流接触器接点被灭弧罩卡住或接触器吸铁被异物卡住; ④ 熔丝熔断; ⑤ 直流接触器电磁线圈断线或烧坏 2) 线圈端子有电压; ① 合闸线圈引线断线或线圈烧坏; ② 两个线圈极性接反; ③ 合闸铁心卡住
	铁心启动、连板机构动作	1) 合闸线圈通流时端子电压太低; 2) 辅助开关调整不当过早切断电源; 3) 合闸维持支架复归间隙太小或因某种原因未复归; 4) 分闸脱扣机构未复归锁住; 5) 滚轮轴合闸后扣入支架深度少或支架端面磨损变形扣合不稳; 6) 合闸铁心空行程小, 冲力不足; 7) 合闸线圈有层间短路; 8) 开关本体传动机构有卡涩
拒绝分闸	铁心不启动	1) 线圈端子无电压; ① 二次回路连接松动或接触不良; ② 辅助开关未切换或接触不良; ③ 熔丝熔断 2) 线圈端子有电压; ① 铁心卡住; ② 线圈断线或烧坏; ③ 两个线圈极性接反

(续)

现象分类	故障现象	可能原因
拒绝分闸	铁心启动，脱扣板未动	1) 铁心行程不足； 2) 分闸连板中间轴中心线过“死点”太少； 3) 线圈内部有层间短路
	脱扣板已动作	机构或本体传动机构卡涩
误动作（合后即分）		1) 合闸维持支架复归太慢或端面变形； 2) 滚轮轴扣入支架深度太少； 3) 分闸连板未复归，机构空合； 4) 分闸连板中间轴中心线过“死点”太少； 5) 二次回路有混线，合闸同时分闸回路有电
误动作（无信号自动分闸）		1) 分闸回路绝缘有损坏造成直流两点接地； 2) 分闸连板中间轴中心线过“死点”太少； 3) 分闸电磁铁最低动作电压太低； 4) 继电器接点因振动误闭合

12.14.3 CT6 弹簧操动机构的常见故障及其原因

CT6 弹簧操动机构的常见故障及其产生故障的可能原因见表 12-5。

表 12-5 CT6 弹簧操动机构的常见故障及其产生故障的可能原因

现象分类	故障现象	可能原因
拒绝合闸	电磁铁未启动	1) 线圈端子无电压： ① 二次回路接触不良，连接螺钉松动； ② 熔丝熔断； ③ 辅助开关接点接触不良或未切换 2) 线圈端子有电压： ① 线圈断线或烧坏； ② 铁心卡住
	铁心已启动、四连杆未动	1) 线圈端子电压太低； 2) 铁心运动受阻； 3) 铁心撞杆变形，行程不足； 4) 四连杆变形，受力过“死点”距离太大； 5) 合闸锁扣扣入牵引杆深度太大； 6) 扣合面硬度不够变形，摩擦力大，“咬死”
	电磁铁未启动	1) 线圈端子无电压： ① 二次回路接触不良，连接螺钉松动； ② 熔丝熔断； ③ 辅助开关接点接触不良或未切换 2) 线圈端子有电压： ① 线圈断线或烧坏； ② 铁心卡住
	四连杆动作，牵引杆不释放	1) 牵引杆过死点距离太小或未出“死区”； 2) 机构或本体有严重机械卡涩； 3) 四连杆中间轴过“死点”距离太小； 4) 四连杆受扭变形
拒绝分闸	铁心未启动	1) 线圈无电压： ① 熔丝熔断； ② 二次回路连接松动，接点接触不良； ③ 辅助开关未切换或接触不良 2) 线圈端子有电压： ① 线圈烧坏或断线，尤其是引线端易折断； ② 铁心卡住

(续)

现象分类	故障现象	可能原因
拒绝分闸	铁心已启动, 锁钩或分闸四连杆未释放	1) 线圈端子电压太低; 2) 铁心行程小, 冲力不足或铁心运动受阻; 3) 锁钩扣入深度太大或分闸四连杆受力过“死点”距离太多; 4) 铁心撞杆变形, 行程不足
	锁钩或四连杆动作, 但机构连板系统不动	机构或本体严重机械卡涩
误动作	储能后自动合闸	1) 合闸四连杆受力过“死点”距离太小; 2) 合闸四连杆未复归, 可能复归弹簧变形; 3) 扣入深度少或扣合面变形; 4) 锁扣支架支撑螺栓未拧紧或松动; 5) L型锁扣变形锁不住; 6) 电动机电源未及时切换; 7) 牵引杆越过“死点”距离太大, 撞击力太大
	无信号自动分闸	1) 二次回路有混线, 分闸回路直流两点接地; 2) 分闸锁钩扣入深度太少, 或分闸四连杆中间轴过“死点”距离太小, 或锁钩端部变形扣不牢; 3) 分闸电磁铁最低动作电压太低; 4) 继电器接点因某种原因误闭合
	合闸后即自动分闸	1) 二次回路混线, 合闸同时分闸回路有电; 2) 分闸锁钩扣入深度太少, 或分闸四连杆中间轴过“死点”距离太小, 或锁钩端面变形, 扣合不稳定; 3) 分闸锁钩不受力时复归间隙调得太大; 4) 分闸锁钩或分闸四连杆未复归

12.15 直流操作电源故障引起的断路器拒动、烧损的预防技术措施

根据国家电力公司发布的《措施》, 预防直流操作电源故障引起断路器拒动、烧损的技术措施如下:

(1) 直流操作电源不得低于标准要求

各种直流操作电源均应保证断路器合闸电磁铁线圈通电时的端子电压不得低于标准要求。对电磁操动机构合闸线圈端子电压, 当关合电流小于 50kA (峰值) 时不低于额定操作电压的 80%; 当关合电流等于或大于 50kA (峰值) 时不低于额定操作电压的 85%, 并均不得高于额定操作电压值的 110%, 以确保合闸和重合闸动作的可靠性。不能满足上述要求时, 应结合具体情况予以改进。断路器操作时, 如合闸电源电缆压降过大, 不能满足规定的操作电压时, 应更换成截面大的电缆以减少压降。设计部门在设计时应考虑电缆所造成的线路压降。

(2) 保证电源可靠

220kV 及以上电压等级变电所用电应有两路可靠电源。新建变电所不得采用硅整流合闸电源和电容储能跳闸电源。对已运行的电容储能跳闸电源, 电容器质量必须合格, 电容器的组数和容量必须满足几台断路器同时跳闸的需要, 并应加装电容器熔丝的监视装置。经常检查电容器有无漏电现象, 如有漏电应及时更换, 以保证故障时断路器可靠跳闸。

(3) 定期检查

应定期检查直流系统各级熔丝配置是否合理,熔丝是否完好,操作箱是否进水受潮,二次接线是否牢固,分、合闸线圈有无烧损。

12.16 高压油断路器缺油导致其爆炸

12.16.1 现象

某变电站高压设计安装两台少油式高压断路器,该断路器自投运行 5 年多来未发生异常现象,由于技术及试验设备等原因一直未进行检查及试验。2001 年 7 月 12 日,由于 1#主变压器瓦斯保护动作而跳开其高压侧断路,在跳闸过程中断路器发生爆炸。

12.16.2 检查及分析

对油断路器爆炸的原因进行分析,从电站相关技术人员那里了解到该断路器自投运 5 年多来一直有渗油现象但未进行过检修,由于试验设备有限从未对其进行预防试验。后对另一台断路器进行检修发现该断路器严重缺油,从这就可知油断路器爆炸的原因是由于其缺油而引起,因为油断路器缺油时将失去灭弧能力,若在此时用该断路器切断短路电路,将使电弧不能在短时间内熄灭,强大的电弧在瞬间产生巨大的热量而使断路器爆炸。

12.16.3 经验教训

1) 每年应对高压断路器进行预防性试验,及时发现缺陷并作相应的处理,同时要按油断路器有关巡视检查项目,经常对断路器进行检查,上述现象如果及早发现,在漏油后进行处理将可避免爆炸事故的发生。

2) 一旦发现油断路器缺油,应立即切断断路器的操作电源,避免自动跳闸和手动拉闸。将缺油断路器上所有负荷切除后拉开相关隔离开关,再对其进行加油,并进行预防性试验,试验合格后方可投运。

12.17 操作箱接线端子受潮导致断路器拒绝合闸

12.17.1 现象

某电站一 35kV 出线断路器采用电磁操作机构,1998 年春季,在一次开关站设备检修时将其退出运行,完工后恢复送电时,几次合闸都不成功,断路器拒绝合闸。

12.17.2 检查及分析

经现场仔细检查,合闸机构工作正常,直流控制电源无接地现象,测得合闸电源电压正常,将合闸接触器出线拆开后(动合闸线圈的接线),采用手动合闸的方式操作合闸按钮,合闸接触器能够可靠合闸,接触器出线端的电压正常。测量合闸线圈的直流电阻值正常,未发现线圈断线现象。随后恢复接线再次操作断路器合闸按钮时,合闸电磁铁能够动作,但动作不到位。而合闸接触器吸合状态下测得合闸电磁线圈的电压只有 100V(额定电压为

220V), 这说明合闸电磁铁动作不到位是由于加压电磁线圈的电压过低而使电磁力矩不够。后来在摇测合闸回路绝缘电阻时, 发现测量的绝缘数据大大低于正常值, 经仔细检查发现是户外的端子箱内受潮严重, 接线端子排锈蚀, 正电源端子处接触不良。这样, 在合闸时合闸电流通过此端子排, 使得此端子处有很大的电压降, 使其加至合闸电磁线圈的电压大大降低, 造成合闸电磁铁力矩不够而使操作机构动作不到位。

12.17.3 处理及结果

将锈蚀的端子排更换, 并将原有线头表面的氧化层进行打磨等处理。同时, 为防止同类事故的发生, 在每台断路器的操作箱内加装温控加热器, 使之在空气潮湿时能够自动投入, 确保操作箱内的元件不受潮。

12.17.4 经验及教训

1) 户外断路器操作箱内一定要设计安装电加热器, 确保断路器操作箱的所有电器元件不因天气潮湿而受潮、氧化。

2) 运行人员、检修人员应加强对设备的巡视、维护力度, 及时发现设备缺陷并处理, 确保断路器的可靠动作。

12.18 开关柜内接线头碰壳导致断路器跳闸

12.18.1 现象

某变电所变压器高压侧断路器的操动机构为 CT10 型电磁操动机构, 在一段时间内经常在夜间 2:00 ~ 5:00 发生跳闸现象, 造成发电机甩负荷。而跳闸时检查所有保护装置均未动作, 光字牌只显示跳闸, 无任何故障显示。每次跳闸后都可成功的强行送电, 变压器本身无异常现象。

12.18.2 检查及分析

在停电后对该断路器的控制回路及变压器保护屏的电流、电压及其他保护装置进行全面检查未发现异常现象, 但在检查到 CT10 型电动弹簧操动机构时, 发现分闸电磁铁很热, 仔细检查又发现电磁铁线圈的一根引线套管松动位移, 线头露出后搭接在开关柜外壳上。线头与柜体外壳搭接处都有电击现象。从此现象分析, 造成断路器跳闸的原因是在深夜用电低谷时系统电压升高 (记录表明常高达 11kV), 致使绝缘不良处发生轻度击穿。

原来, 由于箱体外壳上有油漆, 在电压低时供给电磁铁的电压不足, 电磁铁不动作。在深夜电压升高时, 当电压升至电磁铁的动作电压, 导致电磁铁动作跳闸。跳闸后, 由于机械震动, 使搭接线头暂时脱离箱体, 于是不影响强送电, 但由于电线的塑性作用, 又慢慢回到原位, 导致不定期的发生跳闸。

12.18.3 处理及结果

将松动的引线重新拧紧, 并用防水绝缘胶带对线头进行全面包扎, 事后用绝缘电阻表测

量其对地绝缘电阻，在证明绝缘合格后，将断路器投入运行。在以后的运行中未再出现过断路器无故障跳闸的现象。

12.18.4 经验及教训

加强对电气设备的维护。每年要定期对断路器控制、操作回路进行维护检查，工作当中要认真仔细，出现故障后应根据现场的现象认真分析，找出故障原因，采取相关措施防止同类故障再次发生。

第 13 章 电力互感器典型故障分析与处理

13.1 电压互感器常见故障分析及处理

电压互感器实际上就是一种容量很小的降压变压器。其工作原理、构造及连接方式都与电力变压器相同。正常运行时，应有均匀的轻微“嗡嗡”声，运行异常时常伴有噪声及其他现象。

线路单相接地时，因未接地两相电压升高及零序电压产生，使铁心饱和而发出较大的噪声，主要是沉重的“嗡嗡”声。

铁磁谐振发出较高的“嗡嗡”或“哼哼”声，这声音随电压和频率的变化而变化。而且，工频谐振时，三相电压上升很高，使铁心严重饱和，发出很响而沉重的“嗡嗡”声。分频谐振时，三相电压升高，铁心饱和，且分频谐振时频率不到 50Hz，只发出较响的“哼哼”声。

13.1.1 电压互感器本身故障

电压互感器本身故障在电力系统中也不断发生，特别是在 220kV 及以上电压等级的电网中，由于制造工艺不良，防患措施不利，曾发生过多起电压互感器爆炸的重大事故。值班人员在巡回检查中，在发现充油和充胶式的互感器有下列故障现象时应立即停用（因为内部发生故障时，常会引起火灾或爆炸）：

- 1) 高压熔断器熔体连续熔断 2 ~ 3 次；
- 2) 互感器本体温度过高；
- 3) 互感器内部有噼啪声或其他噪声；
- 4) 在互感器内部或引线出口处有漏油或流胶的现象；
- 5) 从互感器内发出臭味或冒烟；
- 6) 绕组与处壳之间有火花放电。

如果发现电压互感器高压侧绝缘有损伤（如冒烟等）现象时，应使用断路器将故障的互感器切断。禁止使用隔离开关或取下熔断器等方法停用故障的电压互感器，因为它们都没有灭弧装置，若使用它们断开故障的电压互感器，故障电流将引起母线短路、设备损坏或者造成人身伤害等。像这类事故曾在电力系统中发生过，因此应引以为戒。电压互感器的回路上都不装设断路器，如直接拉开电源断路器，就要影响对用户的供电，所以可根据具体情况进行处理。若时间允许，先进行必要的倒闸操作，使拉开该故障设备时不致影响电厂电量的输送或对用户的供电。若为双母线系统，即可将各元件倒换到另一母线上，然后用母联断路器拉开，如为发电机的电压互感器，则可将负荷转移到另一台发电机上，解列降压灭磁后再拉开。若 110kV 及以上电压互感器已冒烟着火，来不及进行倒换母线等操作，应立即停用该条母线，然后拉开故障互感器的隔离开关，再恢复母线运行。

电压互感器二次负荷回路的故障。在实际运行中,电压互感器二次熔断器或隔离开关辅助触点常因接触不良而使回路电压消失,或者因负荷回路中有故障而使二次侧熔断。此时,将使控制室或配电盘上的电压表、功率表、功率因数表、电度表、周波表等指示发生异常,同时将使保护装置的电压回路失去电压。

仪表指示消失或不正确时,值班人员不应盲目调整或进行有关操作,那样将会把异常状况扩大为事故。因此,在发现上述表计指示不正常且系统又无冲击时,值班人员要迅速观察电流表及其他表计指示是否正常,若正常,则说明是电压互感器及其二次回路有故障。这时,值班人员应根据电流表及其他表计的指示,对设备进行监视并尽可能不变动设备的运行方式,以免发生误操作。若这类故障可能引起保护装置的误动(如低电压闭锁过电流保护中电压失去),应按照继电保护运行规程中的有关规定,退出相应保护装置。在采取上述措施后,应尽快消除这些故障。若是因熔断器接触不良所致,则可及时修复。若发现互感器二次侧熔体熔断,则可以换上同样规格的熔断器试送电,如再次熔断则要查明原因,消除故障后才可以换上。若发现一次侧熔断器的熔体熔断,则应对电压互感器一次侧进行一番检查,并且在有限流电阻时,不允许更换试送电,否则可能引起更大的事故。有时只有个别仪表如电压表等指示不正常,则可判断为该仪表本身有故障,应通知检修人员处理。电压互感器二次回路发生故障的现象可能是多种多样的,特别是大、中型发电厂中,由于发电机或主变压器的电压互感器二次回路接线不一致,故障现象也不完全相同。因此,值班人员要熟悉本厂电气运行规程中关于互感器事故的处理,以便在发生以上故障时,正确地排除。

13.1.2 检查电压互感器

电压互感器在运行中,一、二次回路是不允许短路的,这是每一个值班人员应该知道的常识。因为电压互感器本身阻抗很小,如二次侧短路,二次回路通过的电流很大,造成二次侧熔断器熔体熔断,影响表计的指示并可能引起保护装置的误动作。假如熔体容量选择不当,极易损坏电压互感器。值班人员应定期对运行中的电压互感器进行外部检查:

- 1) 电压互感器瓷瓶应清洁无裂纹、无缺损及放电现象。
- 2) 电压互感器油位应正常,无漏油现象。
- 3) 电压互感器一、二次回路接线应牢固,各接头无松动现象。
- 4) 电压互感器二次接地应良好。这种接地属于保护性接地,防止一、二次绝缘损坏而击穿时,高压窜到二次侧来,对人身和设备造成危害。
- 5) 检查电压互感器一、二次熔断器、一次隔离开关及辅助触点应良好。

13.2 电磁式电压互感器引起谐振的原因及处理措施

13.2.1 谐振的原因

中性点不接地的系统中装设的电磁式电压互感器在一定的条件下,极易引起谐振过电压事故。而10kV系统谐振事故多为由于接地故障激发而引起的。其中,引起各种谐波谐振过电压的幅值,根据有关资料介绍一般为相电压的2~3.5倍,分频谐振不超过2倍,基波谐振不超过3倍,高次谐波不超过3.5倍。

在中性点不接地的电网中，为了监视系统各相对地的绝缘情况，在变电所的母线上均装有三相五柱型电压互感器或单相电压互感器三台。设每相对地接有互感器电感 L 和线路对地电容 C 的三相电网，其等值电路如图 13-1 所示。 L 和 C 并联的电路有一个特点：当电压较低时，互感器铁心尚未饱和，感抗大于容抗 $X_L > X_C$ ， $I_C > I_L$ （电容电流大于电感电流），此时相当于一个等值电容 C' ；当电压突然升高，由于铁心逐渐饱和，使 X_L 逐渐下降，达到一定程度时，会使 $X_L < X_C$ ，即电感电流大于电容电流 $I_L > I_C$ ，此时相当于一个等值电感 L' 。

根据以上特点分析其谐振过程，系统三相电压正常时 $E_a = E_b = E_c = U_\phi$ 。当 A 相发生瞬间接地，使 B 相和 C 相电压升高为 $\sqrt{3}U_\phi$ 时，由于互感器铁心磁饱和而使 B 相和 C 相对地的阻抗变成等值电感 L' ，而 A 相对地仍保持为一个等值电容 C' ，三相对地导纳失去对称性，电源的中性点 O 不再是地电位，电网中性点出现零序电压。

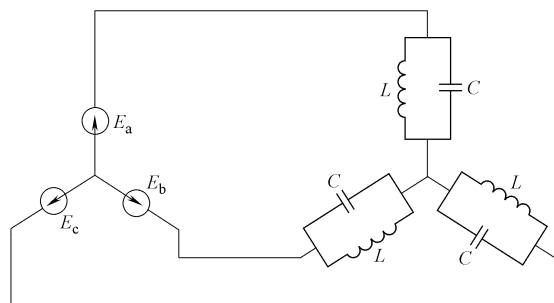


图 13-1 电压互感器与对地电容等值电路

电压互感器与铁心饱和时的等值电路如图 13-2 所示。

图 13-2 中，B 相和 C 相变为电感性导纳， $Y_B = Y_C = -j1/\omega L$ 时，A 相为电容性导纳， $Y_A = j\omega C'$ ，其等值电路如图 13-3 所示。

可以看出，在感抗大于容抗（ $\omega L > 1/\omega C$ ）时，电路不具备谐振条件，但当铁心饱和时，其电感 X_L 逐渐减小，以至降到 $\omega L = 1/\omega C$ ，满足谐振条件，于是在电感和电容两端出现高压。电路中励磁电流急剧增大，可达到额定电流的几十倍以上，致使电压互感器一次熔断器熔断或者互感器烧损。根据以上分析得知，引起谐振过电压的主要原因是由于电压互感器的铁心磁饱和使感抗 X_L 逐渐减小而与线路对地容抗 X_C 相等，从而引起串联谐振所致。

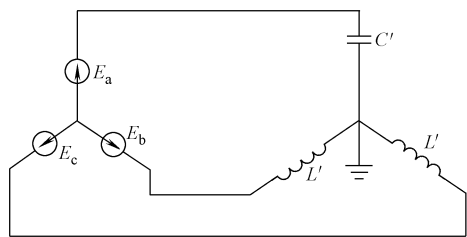


图 13-2 电压互感器与铁心饱和时的等值电路

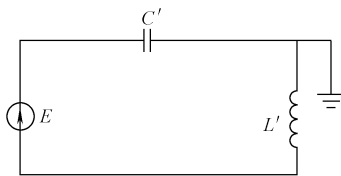


图 13-3 电压互感器与对地电容串联谐振的等值电路

13.2.2 消除谐振的方法

根据目前我国各方面有关资料介绍有以下几个措施：

- 1) 调整系统对地电容与互感器的电感使其互相适合；
- 2) 在互感器的开口三角绕组并接 220V、500W 灯泡；
- 3) 在互感器的开口三角绕组，投入有效电阻。

根据实际 10kV 系统运行情况，虽在开口三角绕组并接 500W 灯泡，但仍然发生过多次谐振过电压，给系统安全供电造成严重威胁。通过对各种型式的电压互感器的励磁阻抗进行

的试验表明,当电压升高时,铁心均处于饱和状态。

为防止由于电压升高使铁心饱和,经现场试验证明,将两台电压互感器串联就能使其励磁阻抗提高一倍以上,使感抗 X_L 远远大于容抗 X_C ,当系统单相接地的铁心不处在饱和区时,就可以从根本上解决谐振过电压的问题。

13.3 串级式电压互感器发生事故的原因及其预防措施

13.3.1 串级式电压互感器发生事故的原因

110kV 及以上串级式电压互感器发生事故的原因主要有以下几点:

(1) 在过电压下损坏

1) 铁磁谐振过电压是导致 110 ~ 220kV 串级式电压互感器损坏或爆炸的一种常见的原因。它是由断路器均压电容与母线电磁式电压互感器在某些运行状态下产生的串联铁磁谐振过电压。这种过电压造成电压互感器损坏或爆炸的原因是:①过电压幅值高。现场实测到的过电压为 1.65 ~ 3 倍额定电压,在这样高的电压作用下,电压互感器的励磁电流急剧增加,有时可达几十倍额定励磁电流,这个电流将破坏绝缘。同时高压使得绝缘击穿,造成互感器事故。②过电流数值大。当断路器的均压电容与母线电磁式电压互感器引起分频谐振时,虽然电压幅值并不高,但是磁通密度可达额定电压下的 3 倍,产生数值甚大的过电流,它将使得高压绕组发热严重,绝缘严重受损,从而损坏电压互感器。

研究表明,铁磁谐振过电压与断路器的均压电容、电压互感器的励磁特性、线路的分布电容有关。均压电容越大,谐振越严重,过电压越高。电压互感器的励磁特性曲线越容易饱和,谐振的概率越高,但过电压较低。有关单位曾做过对比试验,结果发现 JCC2-110 型电压互感器的谐振发生概率远大于 JCC1-110 型电压互感器,因为前者铁心截面小、磁通密度高、容易饱和,因而其事故居多。

2) 其他过电压。运行经验表明,电压互感器也有在雷电过电压、工频过电压下损坏或爆炸的情况。例如有的电压互感器在单相接地事故引起电压升高的作用下,不到几分钟就爆炸了。按理,电压互感器应当能承受这些过电压,然而它却爆炸了,这只能说明这些电压互感器内部有隐患,如设计裕度小,材质和工艺差,若再加上受潮,则很难承受这些过电压。

(2) 线圈绝缘不良

线圈绝缘不良多半是由于电磁线材质差、设计的绝缘裕度小、工艺不严格造成的。电压互感器在较长时间内采用漆包线,由于上漆工艺不良,漆包线掉漆,在表面形成较多针孔缺陷,绕制时导线露铜处未处理,线匝排列不均匀,有沟槽或重绕,导线“打结”,磨伤漆皮,引线焊接粗糙、掉锡块,层间绝缘绕包不够或线圈端部处理不好等,很容易发生匝间短路,层间和主绝缘击穿。例如某互感器厂生产的 JCC1 型电压互感器,1988 年后采用的一批导线,在总共 73 台产品中已经先后有 4 台因此而发生爆炸事故,而且运行时间都很短。

(3) 支架绝缘不良

国产的 110 ~ 220kV 电压互感器一般均为串级式结构,用绝缘支架夹紧铁心,并支撑整个器身及相应电位。支架材料一般选用酚醛层压板或层压环氧玻璃布板,由于加工、处理不当,有分层、开裂现象,水分和气泡不易排除,故极易发生闪络和内层击穿。另外,由于结

构设计不周, 装配中使支架内侧穿心螺杆的螺母与铁心的金属压接处脱开, 致使运行中穿钉的电位悬浮而放电, 不仅使油分解劣化, 也直接影响了支架的绝缘强度。

(4) 运行中进水受潮

进水受潮是历来引起电压互感器事故的重要原因。这类事故大多发生在雨季, 主要是由于结构密封不合理, 尽管不少互感器也装有胶囊密封, 但质量较差, 易漏气渗水。另外, 有些互感器的端部法兰用 24 只 $\phi 8\text{mm}$ 螺栓紧固, 螺杆直接穿透胶垫, 密封胶垫变形, 雨水很容易通过螺纹沿胶垫上侧流入胶囊内, 或顺着胶垫孔渗入瓷套内部, 导致事故。例如, 某电站的一台 JCC-220 型电压互感器, 在预防性试验中测出介质损耗因数高达 48.6%, 表明已明显受潮, 但未能及时退出运行, 导致在运行中发生爆炸, 瓷套炸碎, 绕组烧损。

(5) 安装、检修和运行疏忽

造成这类事故的主要原因是相关人员责任心不强, 技术素质较差。例如, 某变电站有一台电压互感器, 在发生事故前半年, 色谱分析结果已表明其不正常, 但是并未引起相关人员的重视, 结果造成爆炸事故。再如某变电所的一台 JCC1-220 型电压互感器, 在进行预防性试验时, 已发现其介质损耗因数明显上升, 但也未及时处理, 结果造成爆炸事故。又如, 某台 220kV 电压互感器, 检修换油时, 将油中弄进水分, 未做试验即投入运行, 运行 6h 后爆炸起火。

另外, 还有因接线失误引起的爆炸或烧损事故, 例如, 在试验结束后恢复接线时, 误将电压互感器的二次线短接, 投运后数分钟即爆炸。再如, 应该接地的 X 端, 在投入运行时未可靠接地, 致使电位升高而烧损。

13.3.2 串级式电压互感器事故的预防措施

预防串级式电压互感器事故的措施主要有:

(1) 防止串联铁磁谐振过电压

为防止由于串联铁磁谐振过电压引起的电压互感器烧损或爆炸, 在系统运行方式和倒闸操作中应避免用带断口电容器的断路器投切带电磁式电压互感器的空母线, 如运行方式不能满足要求, 应采取其他预防措施, 如装设稳压消谐装置等。

(2) 严格选材

对绕制线圈的导线, 应选用 SQ 单丝漆包线并加强制造过程中的质量监督, 这是目前消除匝间短路隐患的唯一有效方法。

对绝缘支架也应严格选择, 并控制其介质损耗因数。

(3) 选用全密封型产品

选用全密封型产品是防止进水受潮十分有效的措施。在新建的变电所中应首选这类产品, 防止劣质产品或已淘汰的产品进入电力系统。

对运行中的老旧互感器应加强管理, 对非金属全密封型互感器(胶垫与隔膜密封)应根据具体情况, 分期分批逐步改造为金属全密封型结构。尚未改造的互感器每年应利用预防性试验或停电检修的机会, 对各部位密封进行检查, 对老化的胶垫与隔膜应及时更换; 对隔膜上有积水的互感器, 应对本体绝缘及油进行有关项目试验, 不合格的应退出运行; 对充氮密封的互感器, 应定期检测其压力; 对运行 20 年以上绝缘性能与密封结构均不理想的老旧互感器, 应考虑分期分批进行更换, 或安排更换内绝缘及进行其他先进结构的技术改造, 以

提高其运行的可靠性。在进行密封改造前,应按规定进行有关试验,当绝缘性能良好时,方可进行改造,以保证改造质量。

(4) 新安装和大修后的电压互感器应进行检查或测试

1) 对国产的电压互感器,在投运前应进行油中溶解气体分析及油中微量水分、本体和绝缘支架(宜在互感器底座下垫绝缘)的介质损耗因数的测量,同时还应进行额定电压下及1.5倍(中性点有效接地系统)或1.9倍(中性点非有效接地系统)最高运行电压下的空载电流测量,并将测量结果与出厂值和标准值进行比较,必要时还应增加试验项目,以查明原因,不合格的互感器不得投入运行。

2) 在投运前要仔细检查密封和油位情况,有渗漏油的互感器不得投运,对多次取油样后油量不足的互感器要补足油量(防止假油位)。当补油较多时,应按规定进行混油试验。

3) 互感器在安装、检修和试验后,投运前应注意检查电压互感器高压绕组的X(或N,B)端及底座等接地是否牢固可靠,应直接明显接地,不应通过二次端子排过渡,避免出现悬空和假接地现象。此外,互感器构架应有两处与接地网可靠连接。

(5) 及时处理或更换有严重缺陷的互感器

对试验确认存在严重缺陷的互感器,应及时处理和更换。对怀疑存在缺陷的互感器,应缩短试验周期,进行追踪检查和综合分析,以查明原因。对全密封型互感器,当油中溶解气体分析氢气单值超过注意值时,应考察其增长趋势,如多次测量数据平稳则不一定是故障,如数据增长较快,则应引起重视。

当发现运行中互感器某处冒烟或膨胀器急剧变形(如明显向上升起)等情况时,应立即切断互感器的电源。

(6) 开展在线监测和红外测温

积极开展高压互感器的在线监测和红外测温工作,及时发现运行中互感器的绝缘缺陷,减少事故发生。目前开展的在线监测项目主要有:测量高压绕组中的电流和介质损耗因数。对红外测温工作,目前有的单位已在现场应用,对发现电压互感器热异常非常有效。例如,某两组JCC1-110型电压互感器,预防性试验全部合格,但红外测试结果有热异常。吊芯检查发现铁心生锈,原因是厂家误用了劣质材料。

13.4 电容式电压互感器产生故障的原因及其预防措施

13.4.1 电容式电压互感器产生故障的原因

根据现场现有的运行经验,电容式电压互感器产生故障的原因主要有:

(1) 制造质量不佳致使铁心气隙变化

例如,1996年12月,当某变电站1台110kV电容式电压互感器投入电网运行时,测量二次电压为3V、辅助二次电压为5V,电磁装置外壳无发热现象。由于二次电压值及辅助二次电压值偏离正常值太多,只好临时停电,将该电容式电压互感器退出运行。吊芯检查发现,谐振阻尼器Z中的电感 L_0 的铁心有松动现象。该阻尼器Z由电感 L_0 与电容器 C_0 并联,再与电阻 r 串联组成,并接在辅助二次绕组内部端子上, L_0 电感量的大小通过调整铁心气隙距离进行整定。气隙变化后, $X_{L0} \neq X_{C0}$,阻尼器Z流过很大的电流,致使辅助二次端有了一

个很大的负荷,输出电压迅速下降,导致一、二次电压比相差很大。由于该台电容式电压互感器的投产试验是在单位车间内进行的,试验后经过长途运输到达施工现场,途中受到多次强烈振动,导致电感 L_0 的铁心松动,改变了原来的铁心气隙距离,使电容式电压互感器阻尼器的调谐工作条件遭到破坏,因此产生了上述不正常情况。

类似上述电容式电压互感器引起的故障在其他用电部门也多次发生过。为此,应提高铁心的抗震性。

(2) 安装错误引起谐振

某电厂于1998年8月将8台YDR-220型电容式电压互感器投入运行,但是在投入运行不到两个月的时间内,先后有7台电容式电压互感器发生故障,其现象大多为中间变压器响声异常、漏油,并出现了严重的不平衡电压,而测试结果除电抗值有一些误差外,其他各参数均属正常。因此可以认为上述现象是由于电容式电压互感器中的耦合电容及分压电容与中间变压器组合不当产生铁磁谐振引起的。为避免这种现象发生,鉴于电容式电压互感器中的耦合电容器、分压电容器、中间变压器及补偿电抗器在出厂时已经组合好,所以安装和使用时不允许互换。

(3) 匝间短路

现场运行中曾发生过中间变压器和补偿电抗器匝、层间短路的故障。故障的原因一是匝间绝缘不良;二是过电压。例如变电站一台TYD/10/ $\sqrt{3}-0.01$ 型电容式电压互感器投入电网运行,工作人员在投运4h后测量其二次绕组电压及辅助二次绕组电压分别为10V和17V,用手触及油箱外壳,感觉发烫,将其退出运行并进行复试,结果是:电容器数据与出厂报告相符;对电容式电压互感器施加110/ $\sqrt{3}$ kV电压,测得二次绕组电压为10kV、辅助二次绕组电压为17V;测量中间变压器抽头引出端子A'对地电压只有1400V,分压比完全不对。将电容式电压互感器电磁装置进行吊芯检查,发现中间变压器高压侧内部存在匝间短路现象。投运前由于试验设备限制,所加试验电压低,没有把绝缘缺陷暴露出来。因此,在投运前没有条件加高压进行试验时,要在投运后立即测量电容式电压互感器的二次绕组电压与辅助二次绕组电压,以便及时发现存在的缺陷或故障。

13.4.2 电容式电压互感器故障的预防措施

预防电容式电压互感器故障的措施主要有:

1) 对220kV及以上的电容式电压互感器,必要时进行局部放电测量,同时还应进行二次绕组绝缘电阻、直流电阻测量,并将测量结果与出厂值和标准值进行比较,差别较大时应分析原因,必要时还应增加试验项目,以查明原因,不合格的互感器不得投入运行。

2) 对电容式电压互感器,如发现渗漏油,或压力指标下降,应停止使用。

3) 当电容式电压互感器介损值增长时,应尽快予以处理或更换,避免发生事故。

4) 应注意对电压互感器电磁单元部分进行认真检查,当阻尼器未接入时不得投入运行,当发现有异常响声时,应将互感器退出运行,进行详细试验、检查,并立即予以处理。在测试电磁单元对地绝缘电阻时,应注意内接避雷器绝缘电阻的影响。在采用电磁单元作电源测量电容分压器 C_1 和 C_2 的电容量和介损值时,应注意控制电磁单元一次侧电压不超过3kV或二次辅助绕组的供电电流不超过10A,以防过载。

5) 运行期间应经常注意阻尼装置的工作状况,发现损坏或阻值变化并超过制造厂所允

许的范围时,应停止使用,立即更换。

6) 不要使二次侧短路,以免因短路造成保护间隙连续火花放电,并造成过电压而损坏设备。

7) 电容式电压互感器能在 1.2 倍额定电压下长期连续运行,在 1.3 倍额定电压下运行 8h,在 1.5 倍额定电压下运行 30min。

8) 运行期间应经常检查电容式电压互感器的电气连接及机械连接是否可靠与正常。

13.5 运行中的 10 ~ 35kV 电压互感器熔断器熔断的原因及处理

13.5.1 电压互感器的高压熔断器熔丝熔断原因

电压互感器的高压熔断器的主要作用是防止电压互感器内部故障,以及一次引出线故障。当在上述部位发生故障时,熔断器迅速熔断。熔丝熔断是因为电压互感器一次侧过电流造成的。过电流有两种原因:

1) 电压互感器本身存在故障,在这种情况下,熔丝熔断后再换上熔丝不可能正常运行。

2) 35kV 系统中,因多种原因出现了短时间的过电压,这种过电压加到互感器的一次绕组上,由于电压互感器的铁心截面是固定的,所以就可能造成铁心饱和,使励磁电流成倍增加,而且电压互感器的励磁电流占额定电流较大的百分比,即电压互感器的一次电流也会成倍增加,其结果是造成熔断器的熔丝熔断。

13.5.2 熔断器熔丝熔断后的处理

熔断器熔断后,应对互感器进行巡视、检查,如发现有放电等异常现象或焦臭味时,应对互感器本身进行全面检查,如绝缘试验、直流电阻试验、绝缘电阻及直流电阻试验结果与历史试验数据进行比较,其差值不能超过预防性规定值。经处理不合格后应更换互感器,并重新更换相同规格的熔丝。如果经检查互感器正常,可判断熔丝熔断的原因是上述第一种情况,重新换上熔丝后可投入正常运行。

13.6 电压互感器二次侧电缆接错造成短路

13.6.1 现象

某 110kV 变电站变压器高压侧中性点采用直接接地方式,备用母线的电压互感器是由 3 个单相互感器组成。其电压互感器接线示意图如图 13-4 所示。

当第一次用母联断路器 QF 由系统侧给备用母线充电时,发电母线电压表 V 指示不正确,原设计电压表是接 AC 线电压,但电压表指示值却仅为相电压即 $110\text{kV}/\sqrt{3}$ 。

13.6.2 检查及分析

经现场检查,发现开关站母线 C 相电压互感器已经冒烟、喷油。值班人员随即将断路

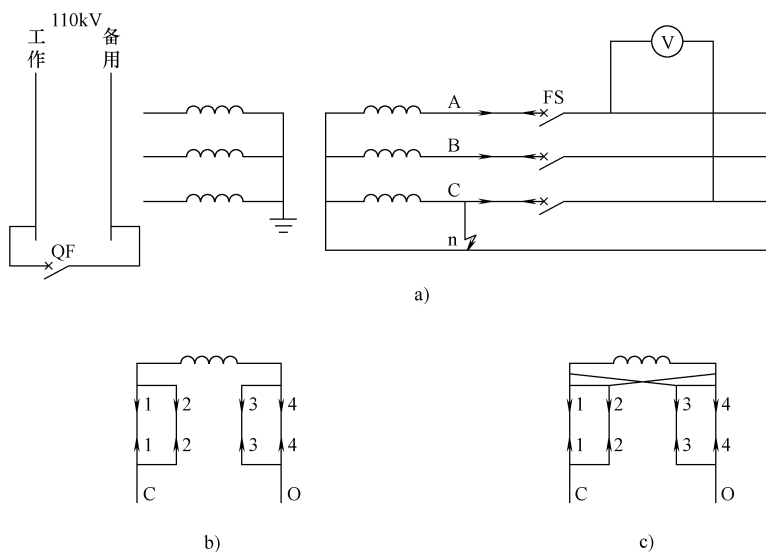


图 13-4 某变电站电压互感器接线示意图

a) 电压互感器短路示意图 b) 二次电缆正确接线示意图 c) 二次电缆误接线示意图

器拉开，但 C 相电压互感器的二次电缆已经烧坏。事后检查，发现 C 相电压互感器二次侧确实存在短路现象，因电压互感器一次侧无高压熔断器而短路点又在自动断路器的前面，属于无保护区，在短路电流的长时间作用下，使电压互感器及二次电缆过热烧毁。而引起短路的具体原因非常简单，是安装单位在施工时将电压互感器二次出线的两根电缆芯线接错了——设计时，C 相电压互感器首尾引出线 C 及 O 分别是两根电缆芯线并接当一根使用，如图 13-4b 所示，由于查线后标记弄错，实际接成了如图 13-4c 所示的情况，由于 2、3 两芯线接错，造成 C 相电压互感器二次侧人为短路。因 C 相电压为 0，所以母线电压表实际指示的是 A 相电压。

13.6.3 处理及结果

更换已烧毁的二次电缆，重新查线、接线，在一次回路断开的情况下采用继电保护测试仪从电压互感器的二次侧加额定电压将所有电压二次回路带电，测量各点的相电压及线电压，在确认均正确无误后重新对备用母线送电，各表计指示正常，电压互感器工作正常。

13.6.4 经验及教训

1) 对于 110kV 及以上的电网，要特别注意电压互感器在设计时一次侧无高压熔断器的特点，而要相应采取必要的措施。例如在上述事例中，投运前在电压互感器的二次侧分别对 A、B、C 三相测量直流电阻或是采用外加试验电压等方法，故障就不难发现。

2) 对于一次侧装有熔断器保护的 35kV 及以下的电压互感器，一、二次侧熔丝额定电流也不要太大，通常一次为 0.5A，二次约为 5A，以确保回路有故障时快速切断。

13.7 电压互感器二次极性接反导致二次电压不对称

13.7.1 现象

某变电站主变压器的电压比为 35/10.5kV，35kV 侧采用三相五柱式电压互感器，自该变电站投运以来用来监视母线电压的电压读数一直不准——三相相电压指示正常，AC 相线电压指示正常，但 AB、BC 相线电压指示不正确，均指示为相电压数值，开始以为是电压表接线错误，一直未处理。

13.7.2 检查及处理

检修人员利用机组停电时机，用万用表测量 AB、BC 线电压表计后的电压均为 57.7V，折算到高压侧刚好为 $35\text{kV}/\sqrt{3}$ ，证明电压表本身计量准确。后在升压站电压端子箱测量二次电压如下： $U_a = 57.7\text{V}$ ， $U_b = 57.7\text{V}$ ， $U_c = 57.7\text{V}$ ， $U_{ab} = 57.7\text{V}$ ， $U_{bc} = 57.7\text{V}$ ， $U_{ac} = 100\text{V}$ ，而三相电压相位分别为：a 相相位为 0°，b 相相位为 -300° ，c 相相位为 120° 。从测量结果可看出造成此现象的原因是电压互感器二次回路极性接反，电压互感器误接线及向量示意图如图 13-5 所示。

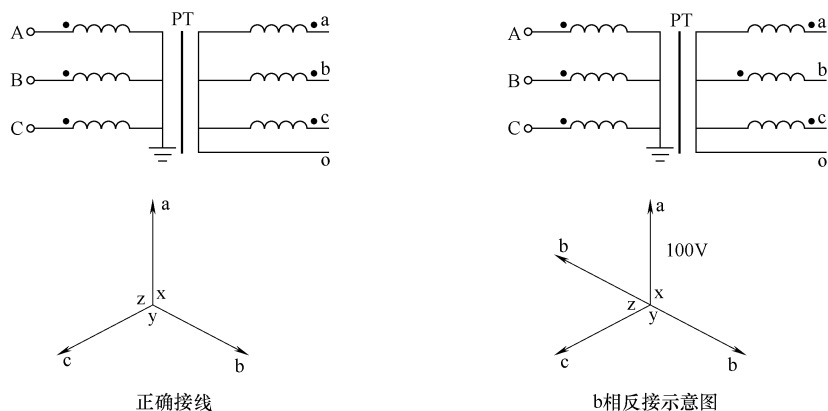


图 13-5 电压互感器误接线及向量示意图

将电压互感器二次侧 b 相绕组头尾倒换过来后，用于监测母线电压的电压表指示正确。

13.7.3 经验及教训

电压互感器安装投运以前一定要按照相关规程对其进行各项验收试验，特别是互感器的极性试验，拆接线头时不要怕麻烦，拆前做好记录，接后进行检查，在互感器投运后一定要通过测量二次电压回路电压及相位再次判断极性是否正确。如果极性接反可能会造成一系列严重后果。

13.8 误接二次线导致电压互感器烧坏

13.8.1 现象

某变电站采用室内配电装置，电压互感器安装在封闭式开关柜中，其二次接线的中性点通过击穿保险接地。新投运时所有配电设备运行正常，无任何异常现象，在第二年春天连续两次发生烧坏电压互感器事故。

13.8.2 检查及分析

经详细检查，发现原来是电压互感器二次接线错误引起的。原接线如图 13-6a 所示，按设计图纸电压互感器二次回路 b 相接地，但施工人员在施工时将地线接至熔断器的前端，这样在正常运行时击穿保险呈断路状态，对电路无影响。但在遇到雷电波冲击时，击穿保险 FN 被击穿，B 相二次线圈经 MN 连接线通过击穿了 FN 发生短路，而 B 相的熔断器 F_b 在短路回路之外，不起保护作用而造成互感器烧坏。

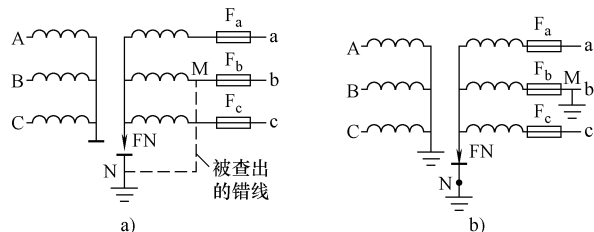


图 13-6 某变电站电压互感器接线示意图

13.8.3 处理及结果

将查出的错误接线拆除，改为如图 13-6b 所示的接线方式，这样在雷电击穿 FN 时，b 相二次绕组和 b 相的二次熔断器形成短路回路，此时熔断器起到保护作用，不至于烧坏电压互感器。

13.8.4 经验及教训

变电站电压互感器二次回路一般采用 b 相直接接地的方式，但在施工当中一定要按设计图纸接线，防止出现上述事故。

13.9 电压互感器高压侧熔断器熔丝熔断导致电压指示值偏低

13.9.1 现象

某变电站主变压器的电压比为 10/0.4kV，采用三相五柱式电压互感器对线路进行监测和保护。2003 年 12 月 10 日，值班人员发现线路侧 B 相电压表指示值低于正常值，而其他两相电压表指示正常。

13.9.2 检查及分析

检修人员用万用表测量 B 相电压表两接线端子的电压,其测量值小于正常值 (57.5V), A、C 两相正常,将接在开口三角形回路上的一只消谐管拔出后,B 相电压表指示值接近于零。后检查发现互感器高压侧 B 相熔丝熔断——高压侧 B 相熔丝熔断后,在开口三角回路中,由于有消谐管就形成回路,在 A、C 两相的电压作用下,B 相绕组中有电流流通,这样就在电压互感器低压侧回路的 B 相绕组上产生感应电动势。这个电动势数量上相当于相电压,所以 B 相电压表指示略有降低。一旦将消谐管拔出,开口三角回路开路,这样开口三角回路就不会再在低压侧 B 相绕组上产生感应电动势,B 相电压下降 (但不是零)。有人做过试验,在开口三角回路中串入一只灯泡,一相高压熔丝熔断后,该相电压表指示为 92V (正常时为 110V),拔出灯泡后为 68V。

13.9.3 处理及结果

将电压互感器退出运行后,对其进行绝缘试验,并对其高压侧及低压侧绕组进行直流电阻试验,在确认电压互感器本身无故障后,更换同规格的熔丝将其投入运行,事后测量互感器二次电压值正常。

13.9.4 经验及教训

由于互感器一相高压熔丝熔断后,有一只电压表的指示会下降,所以三只电压表的指示就不一样,这样值班人员就能够发现有故障存在。一旦发现这种情况应认真检查,直到发现熔断一相熔丝为止。

13.10 电压互感器二次回路上工作导致电压互感器烧坏

13.10.1 现象

某 110kV 变电站装有电容式电压互感器,自投运三年多时间来一直运行正常。2002 年 11 月 4 日,检修人员根据值班人员反映 110kV 线路侧三相电压表指示不平衡而对电压回路进行检查,在中控室测得电压互感器二次电压不平衡,随后到开关站电压端子箱进行检查。现场人员怀疑是二次熔断器接线松动,于是在带电的情况下对接线端子进行紧固,当紧固熔断器与互感器引出线接线柱时,由于工作疏忽造成 A、B 相间短路。

13.10.2 分析及处理

由于短路点在熔断器的前面 (不在熔断器的保护范围之内),熔断器未熔断,造成了 A 相互感器烧毁。由于电压互感器是一个极小的电压源,在正常运行的情况下,负载阻抗很大,相当于开路状态,二次侧仅有很小的负载电流。当二次侧短路时,负载阻抗为零,将产生很大的短路电流,使线圈瞬间发热,温度急剧上升,此时如果相关保护不动作,就会导致互感器烧毁。

为应急需要,更换已烧坏的 A 相互感器,并将电压互感器二次侧的熔断器全部更换成

快速断路器。

13.10.3 经验及教训

1) 在带电的电压互感器二次回路上工作时严格防止二次回路短路或接地。工作时应使用绝缘工具,戴绝缘手套。必要时,工作前应将有关保护装置停用。

2) 在电压互感器二次回路接临时负载时,必须装有专用的刀开关和熔断器。

13.11 水分太高导致 SF₆ 电压互感器爆炸

13.11.1 现象

某 110kV 变电站设计安装了三台单相式 SF₆ 电压互感器。2006 年 9 月 28 日,该站运行只有两年的单相 SF₆ 电压互感器,在正常运行情况下突然发生爆炸。

13.11.2 检查及分析

事故后对当时的运行状态及当天天气进行了调查——事发发生当天,无雷击,无操作。爆炸发生时避雷器无动作,只有一块电压表指示由 119kV 下跌至 93kV。上级站故障录波显示无过电压,有单相短路电流约为 1kA,历时不足 1s。

对现场爆炸残骸进行调查研究认为,盘式绝缘子绝缘表面、底均压罩表面和绕组内部均无烧伤痕迹,而一次绕组裸露表面被严重烧损,因此故障部位应在一次绕组的裸露表面。由此可以认定,这次事故是在正常运行电压下发生的电压互感器一次绕组裸露表面闪络事故,是由闪络引起燃弧,燃弧引起 SF₆ 气压上升,最后在无防爆膜的情况下发生爆炸。

根据故障部位和故障性质可以推断故障原因有两种可能:第一种可能是绕组裸露表面短路;第二种可能是绕组裸露表面绝缘电阻降低。根据现场调查发现底均压罩表面和绕组内部均无烧伤痕迹,可排除第一种可能。而能使绕组裸露表面绝缘电阻降低的条件,只可能是绕组表面绝缘老化或者结露。由于设备才投入运行两年,绝缘不可能老化,所以只能是结露,即爆炸是由于漏气受潮引起的。经过了解,该站自从投入运行两年来,所有设备尚未补过气,显然不存在明显漏气问题。经对一台与爆炸那台完全相同的电压互感器进行检测, SF₆ 气体中水分含量高达 4330μL/L,超过 1000μL/L 的运行标准 3.33 倍,这说明对爆炸原因的推测是正确的。

经过水分普查,得出以下几个结果:

1) 电压互感器的水分全部超标,电流互感器的水分部分超标,其他设备的水分均不超标。

2) 第一代 0.5 级电压互感器的水分大约是第二代 0.2 级电压互感器的 2 倍、电流互感器的 5 倍。

3) 水分大约与绕组体积成正比。

结露必须具备过量水分和气温下降两个条件。而爆炸发生时正值夏秋之交,向当地气象台进行咨询,了解到在爆炸前 5 天,夏季的持续高温(高温接近 40℃,低温在 30℃左右)突然中止,第一次最低气温降到 23.4℃。爆炸前两天有降雨,爆炸时气温又回升到最高。随后将该站所有互感器设备返厂后先做水分模拟试验,然后再解体检查。

由于无法模拟立秋前夕的气温变化,所以水分模拟达到 $4330\mu\text{L/L}$, 仍然没有引起绕组结露,以至于 80% 出厂值的感应耐压试验依然能够通过,仅局部放电略有增大。解体检查,没有发现设计和制造缺陷,一致认为设计合理,制造规范。

这次事故是在无操作、无过电压、运行电压完全正常,然而水分超标并且气温突降的情况下发生的电压互感器绕组闪络事故。闪络是过量水分遇到气温下降在绕组表面结露,使绝缘下降而引起的。闪络发展到燃弧,气压急剧上升,最后在无防爆装置的情况下发生爆炸。

而 SF_6 气体中的水分有 5 个来源:

- 1) 充入的干燥净化不彻底的回收 SF_6 气体中含有水分。
- 2) 组装或检修时带入水分。
- 3) 绝缘件带入水分。在长期运行过程中,这部分水分会慢慢地释放出来。
- 4) 吸附剂带入水分。
- 5) 透过密封件渗入水分。

其中,前 4 个是内源,是设备器件水分处理不彻底造成的,最后一个为外源,就是设备漏气。由于该站没有发现任何设备漏气,所以水分主要来源于前 4 个内源。因为该站没有设备检修过,上述水分的第 1、2、4 个来源对于该站所有设备都是基本相似的,唯有第 3 个来源具有特殊性。所以,由此可以判断,该站电压互感器超标的水分主要来自绝缘件带入的水分。

众所周知,电压互感器是一个匝数层数非常多的绕组,比电流互感器多得多。一台 110kV 电压互感器的一次绕组是由多达数万匝的漆包线一层一层地卷绕起来的,层与层之间要用大面积绝缘薄膜隔离。显然,匝数层数越多,气隙含量就越多,隔离用的绝缘薄膜就越多。这些气隙、漆膜和绝缘薄膜都会吸附大量的水分。在卷绕之前,对于这些绝缘材料进行水分处理是很困难的。在卷绕之后,匝数层数越多,卷绕越紧,则绝缘薄膜对水分释放和热传导的阻力就越大,通过抽真空和加热等方法就很难把这些吸附的水分彻底抽出来。于是,电压互感器绕组内部就可能残留大量水分。在长期运行过程中,特别是在持续高温的季节,这部分水分就会慢慢地释放到 SF_6 气体中,出现水分超标现象。该站水分普查的结果也显示了互感器水分大约与绕组体积成正比。这更加证明绕组是超标水分的主要来源。

SF_6 气体中水分的危害主要表现在两个方面:

- 1) 水分对 SF_6 电弧分解产物水解的结果可能会产生有强烈腐蚀作用的 H_2SO_3 。
- 2) 过量的水分在温度降低时可能在绝缘件表面结露而大大降低绝缘件的表面闪络电压。由于电压互感器在正常运行时不容易产生电弧、电火花和电晕之类的放电现象,可能不会出现 SF_6 电弧分解产物水解而产生的酸类腐蚀剂。所以,对于电压互感器而言,水分危害主要是结露闪络的危害。大量研究表明,当 SF_6 气体中的水分超过一定浓度时,气体中的水分可能在绝缘子表面凝结为露,此时绝缘子沿面闪络电压将大为降低。例如,当 SF_6 气体中的水分压力达到 1867Pa 时,绝缘子交流沿面闪络电压将降低 2/3 以上。

运行经验也证明,含水量太高引起的故障几乎都是绝缘子或其他绝缘件闪络,这种故障常发生在气温突变时或设备补气之后。当露水使固体绝缘表面闪络电压降低到正常运行电压以下时,固体绝缘表面势必发生闪络,引起故障。由于绕组表面绝缘只是多层有机绝缘薄膜,熔点低、燃点低、容易起弧,所以当电压互感器的绕组发生闪络后,会很快由闪络发展到燃弧,由燃弧引起气体膨胀,气压急剧上升。如果没有防爆装置,就可能会引起爆炸。由

此可见,水分对电力设备乃至电力系统安全运行的危害是相当大的。因此,有关 SF_6 气体中水分的标准十分严格:运行标准为 $1000\mu\text{L/L}$ 以下,交接试验标准为 $500\mu\text{L/L}$ 以下,开关出厂试验标准为 $250\mu\text{L/L}$,互感器出厂试验标准为 $1.50\mu\text{L/L}$ 。

既然事后检测未爆互感器含水分 $4330\mu\text{L/L}$,那么爆炸的那台互感器的水分应该更高,估计在 $5000\mu\text{L/L}$ 左右。为了进一步确定爆炸的那台互感器的水分,还可以参考文献并结合当时气温进行推算。结合该站实际运行情况及气象条件,参考有关资料,可以确定气体水分、实际露点和交流沿面闪络电压的对应数据。气体水分、实际露点和交流沿面闪络电压的对应数据见表 13-1。

表 13-1 气体水分、实际露点和交流沿面闪络电压的对应数据

气体水分/ $(\mu\text{L/L})$	500	1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000
测量露点/ $^{\circ}\text{C}$	-27	-20	-13	-8	-5	-2	0	2
实际露点/ $^{\circ}\text{C}$	-10	-2	10	15	19	23	27	30
水分压力/ Pa	240	480	960	1440	1920	2400	2880	3360
交流沿面闪络电压/ $\%$	100	100	95	60	30			

1) 如果水分超过 $4000\mu\text{L/L}$,温度低于 19°C ,则结露会使交流沿面闪络电压降低到 30% 以下,从而在正常运行电压下,露水使设备的固体绝缘表面发生闪络,危害设备绝缘。

2) 由于爆炸近期突然降温(最低为 23.4°C),所以只有水分达到 $5000\mu\text{L/L}$ 左右才可能发生结露,才可能在正常运行电压下发生闪络。

根据水分普查结果和当时的气温推算来判断,爆炸互感器的水分应在 $5000\mu\text{L/L}$ 左右。这充分说明,理论分析与实际测量结果是吻合的。水分罕见超标和气温突降是导致爆炸的内因和外因。当气温突然下降时,首先是设备外壳温度开始变化,外壳内表面首先结露,绝缘件表面几乎不凝结水滴,随后绝缘件的温度下降才逐渐达到与外壳相同的水平。当气温回升时,外壳温度首先升高,其内表面的水滴随之蒸发,此时绝缘件温度还未回升,气体中的饱和水蒸气在绝缘件表面结露。这对绝缘件非常不利。昼夜的温差变化就会出现上述现象。同理,夏秋之交,持续高温为电压互感器内部固体部分水分向气体中大量蒸发创造了条件,使气体中水分含量达到一年中的最高,例如达到 $5000\mu\text{L/L}$ 左右。突然降温到 23.4°C ,恰好达到露点(23°C 左右),为在金属壳体内表面结露创造了条件。然后气温逐渐回升,当气温回升到最高点,又为金属壳体内表面露水蒸发、结露转移到绝缘表面创造了条件。一旦一次绕组绝缘表面大量结露,绕组绝缘强度将大幅度下降到出厂交流耐压值 230kV 的 30% 以下,会引起一次绕组绝缘沿面闪络,最终导致爆炸。

而该站普查水分最高为 $4330\mu\text{L/L}$,都没有达到当时的气温下结露所必需的 $5000\mu\text{L/L}$ 。这说明,除了爆炸那台之外,该站其余所有设备在当时的气温下都不会发生结露,不会受到水分危害。解体之后,在模拟到 $4330\mu\text{L/L}$ 水分状态时,80% 交流耐压试验依然通过。这个事实也证明,即便水分达到 $4330\mu\text{L/L}$,只要不结露,绝缘状态基本没有下降。只要对它们进行水分处理,加强水分监督,就可以保证设备安全运行。但是,既然普查水分最高为 $4330\mu\text{L/L}$,已经超过 $4000\mu\text{L/L}$,那么按照表 13-1 的数据推算,这样高的水分在 19°C 左右就会发生结露,从而在正常运行电压下发生闪络。有关资料已经证明,一年之中气体水分含量随气温升高而升高,反之,一年之中气体水分含量也会随气温降低而降低,即冬季气体水

分最低, 夏季气体水分最高。这就是说, 气体中水分是随气温变化而变化的。就该站电压互感器来说, 因为密封良好, 内部水分总量应是不变的。内部的水分不仅分布在气体中, 而且还有大量的水分分布在金属外壳内表面和绕组表面及其内部, 以及导体表面、绝缘子表面、吸附剂内部等部位。水分分布也是随气温变化而变化的, 是动态的。当气温升高时, 固体吸附的水分就向气体中蒸发, 而当气温降低时, 固体又从气体中吸收水分。例如水分为 $4330\mu\text{L/L}$ 时, 对应的露点大约是 20°C 。这 $4330\mu\text{L/L}$ 水分是在高于 30°C 时测得的, 当气温缓慢降低到 20°C 以下时, 气体中的水分要随气温降低而降低, 不再保持 $4330\mu\text{L/L}$ 。随着气体中水分的降低, 相应的露点也要随气温降低而降低, 结果气温还是高于露点, 还是不能结露。只有当气温突然降低到 20°C 以下, 气体中水分仍然保持 $4330\mu\text{L/L}$ 时, 结露才会发生, 在正常运行电压下才会发生闪络。

13.11.3 事故对策及经验

1) 制造厂对 SF_6 电压互感器由于水分引起爆炸负有一定责任。尽管每一台出厂的 SF_6 电压互感器的水分都是按照比国家标准更加严格的企业标准经过检验的, 特别是在出厂之后, 每一台的水分还要经过两关的严格验收, 但事实结论只能说明水分检测经不起长久的考验, 水分合格后又出现反弹现象。

因此, 制造厂不能满足于产品水分暂时合格的检测报告, 应该多为用户着想, 适当延长标准规定的水分检测时间, 力争多清除水分。同时, 更加重要的是, 制造厂应该从水源抓起, 在产品制造过程中, 摸索和采用更加有效的水分控制和处理方法, 以便将水分真正彻底清除。

2) 运行两年来, 该站没有进行过一次预防性试验, 对于电压互感器水分超标 3 倍多还全然无知, 这个事实说明用户对于爆炸也负有责任。该站水分达到 $4330\mu\text{L/L}$ 大约经过了 2 年的时间, 而电力设备预防性试验规程规定“新装及大修后 1 年内复测 1 次, 如湿度符合要求, 则正常运行中 1~3 年复测 1 次”。可见, 从电压互感器残留水分及其释放速度来看, 预防性试验规程制定得是非常合理和必要的。如果认真贯彻执行预防性试验规程, 在新装后 1 年内复测就会及时发现电压互感器水分超标现象并清除, 这样就不会使水分超过安全线 ($4000\mu\text{L/L}$), 从而就完全能够避免恶性爆炸事故的发生。

13.12 电压互感器中性点未接地导致发电机多次误报接地故障信号

13.12.1 现象

某电厂两台 6300kW 的发电机中性点接地系统是经 FCD-6 型避雷器接地的小接地短路电流系统, 在发电机定子回路采用绝缘监察装置监视接地故障, 监察装置的电压信号取自三只 JDZJ-10 型电压互感器, 其二次接线图如图 13-7 所示。

13.12.2 检查及分析

值班人员对发电机及电压互感器、励磁

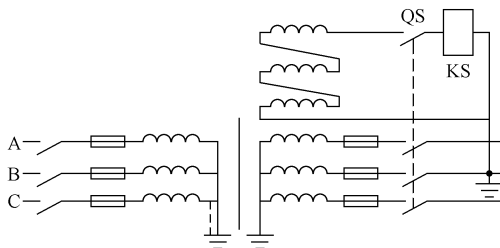


图 13-7 某电厂发电机 PT 二次接线图

变压器及相关引出线进行了全面检查,均未发现接地点。由于在小接地短路电流系统中发生单相接地时,相间电压保持不变,可以在2小时内带故障运行,但是此时非故障相的对地电压将升高 $\sqrt{3}$ 倍。当发生间歇性电弧接地时,非故障相的对地电压可升高到相电压的2.5~3倍,这种过电压对系统安全威胁很大,可发展为两相接地短路,甚至会烧毁发电机。因此,在单相接地故障发生后,应在2小时内进行处理或将故障隔离,避免故障扩大。

发电机投入运行后多次出现非金属性接地故障,接地信号的持续时间则有长有短,有时是瞬时性的。

由电压互感器的接线图可知,接地信号继电器KS是接在电压互感器二次侧开口三角形绕组上的,当发电机三相电压及超负荷对称时,开口三角形绕组的输出电压为零,KS不动作;当发生一相接地时,中性点产生了位移,开口三角形绕组将有电压输出,使信号继电器KS动作。因此,为了尽快查明故障,将绝缘监视用电压互感器的高压侧的熔断器断开两相,在只有一相熔断器的情况下投入,用万用表测量开口三角形绕组两端的电压是否与接地电压表指示相符。当测试人员手持负表笔靠近电压互感器的铁心时,在还有一定距离的情况下被电击。这说明互感器铁心带有高压。于是对电压互感器停电检查,结果发现,生产厂家将电压互感器高压侧中性点接地改接至铁心再接地,实际上铁心却没有接地(即图中的虚线未接)。在这种情况下,当互感器只有一相投入时,铁心对地便带有一相电压,在万用表表笔靠近时,就使一定距离的空气隙击穿,使测量人员被电击。

互感器中性点未接地的发现,也就解开了发电机多次出现非金属性接地的故障之谜:以往的非金属性接地故障只是一种假象,它是由于系统电压或负荷不对称造成中性点位移,产生较大的零序电压使继电器动作。

13.12.3 经验教训

本次故障处理的过程告诉我们,电压互感器的铁心必须接地,安装和使用单位必须进行认真的检查。

13.13 电压互感器二次侧主、辅绕组接错导致母线电压指示不正确

13.13.1 现象

某110kV变电站于2002年12月11日对单相式的电容式电压互感器进行检修后,当由系统侧送电到母线上时,控制室用来测量母线电压的电压表指示到头。值班人员误认为出现操作过电压,迅速拉开线路侧开关,但线路侧的电压表指示正常。

13.13.2 分析及处理

事后检查发现电压互感器三相主、辅线圈全接反了,图13-8画出了电压互感器三相绕组中一相正确接线,其中,二次主线圈为ax,接仪表及继电器,辅助线圈为a'x',接开口三角形组成零序电压过滤器。由于在该电压互感器大修时,主、辅线圈引线的标记弄混,最后不得不通过给一次线圈AX加一定试验电压来辨别二次线圈该如何引线,加压前既未查对铭牌,加压时也没有细看一、二次线圈的电压值及其变化关系,而错误地把电压低的那组二

次线圈引向 ax 接线柱，作为相电压引出。实际接线如图 13-9 所示，由于电压互感器二次主、辅线圈引线引错，送电后，二次主线圈接线柱 AX 的相电压由 $100/\sqrt{3}\text{V}$ 升高到了 100V ，于是二次回路中的线电压相应也由 100V 升高到了 173V ，致使母线电压表指示到头。同时错误的接线及表计、保护装置及自动装置短时承受了超过额定电压 $\sqrt{3}$ 倍的过电压。

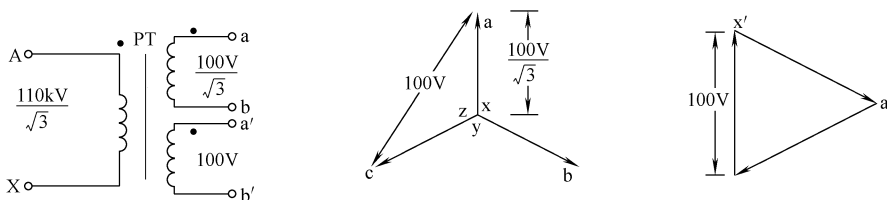


图 13-8 电压互感器主、辅线圈正确接线及向量示意图

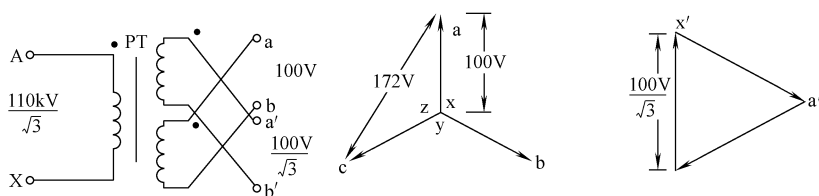


图 13-9 电压互感器主、辅线圈错误接线及微量示意图

13.13.3 经验及教训

- 1) 对电压互感器进行检修拆接线时，拆线前应做好记录，恢复时要进行检查，确保接线正确。
- 2) 提高技术人员的专业理论水平，了解电压互感器的工作原理及主、辅绕组的作用及接线方式，并掌握向量分析法。

13.14 单相接地故障导致电压互感器二次侧断路器多次跳闸

13.14.1 现象

2005 年 11 月 28 日，某 220kV 变电站发生 35kV 副母线单相接地故障，造成副母线电压互感器 2PT 二次快速小开关 2FS 跳闸。接地消失后，值班员合上 2FS 恢复送电，情况正常。12 月 18 日该站 35kV 副母线再次发生单相接地（时间较长），造成正母线一段 1PT 二次小开关跳闸。值班员在接地故障未消失前，对正母线一段 1PT 恢复送电，在合正母线一段 1PT 二次小开关 1FS 时，却引起副母线 2FS 跳闸。随后值班员再合副母线 2FS 时。再一次引起正母线 1FS 跳闸，造成保护和仪表装置长时间的失压，严重影响了电网的安全运行。双母线电压互感器误接线示意图如 13-10 所示。

13.14.2 检查及分析

事后，对正、副母线两台电压互感器进行电压测量，并进行二次回路绝缘及模拟单相接地试验，检查结果正常。后来在正母线一段 1PT 单独运行，副母线 2PT 停用的方式下，发

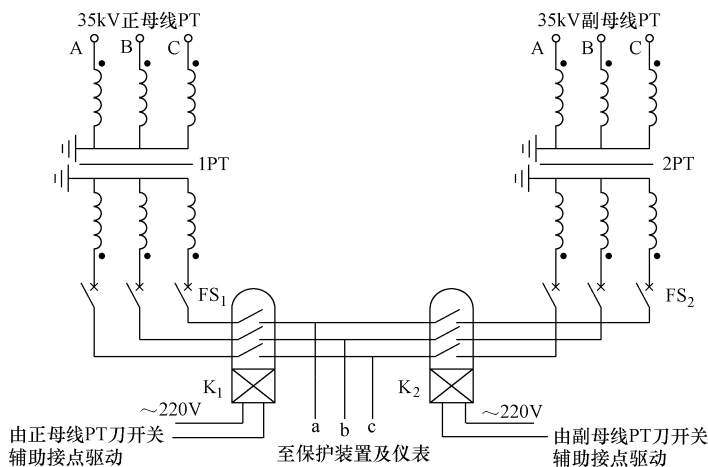


图 13-10 双母线电压互感器误接线示意图

现副母线 2PT 二次相电压 $U_{a0} = U_{b0} = U_{c0} = 100/\sqrt{3}\text{V}$ ，而线电压 $U_{ab} = U_{bc} = U_{ca} = 0$ 。根据此异常情况判定正母线一段 1PT 和副母线 2PT 在二次回路必有一相沟通，副母线 2PT 存在的相电压是由正母线一段 1PT “反馈” 所致。最后查出 35kV 某馈线虽处在正母线一段运行，正母线一段电压切换中间继电器 K_1 正常动作，副母线电压切换中间继电器 K_2 处于失磁状态，但其中 A 相触点没有断开，1PT、2PT 二次 A 相经该触点相连接。

为什么电网单相接地会引起 2PT 二次小开关跳闸呢？当时该站 35kV 电网的运行方式是：母联开关在断开位置（热备用状态），1 号主变压器送 35kV 正母线负荷，2 号主变压器送副母线负荷，正、副母线的 PT 单独运行，虽然 K_2 的触点形成 1PT、2PT 二次 A 相连接，但是由于负载比较平衡，二次环流较小，不足以使小空气开关跳闸。当 35kV 小电流接地系统发生单相接地故障时，非故障相电压升高 $\sqrt{3}$ 倍且引起中性点位移。由于正、副母线解列运行，正、副母线各相之间形成电位差，1PT、2PT 经 K_2 的 A 相触点形成环流，导致 FS_1 或 FS_2 跳闸。在故障消失前，值班员恢复 2PT 二次送电，必然会引起相应的连锁跳闸。

13.14.3 处理及结果

对两个中间继电器进行电气和机械方面的全面检查，更换不合格的 K_2 中间继电器，并定期对其进行校验，经三年多运行在电网出现故障或是倒闸操作时未出现上述现象。

13.14.4 经验及教训

加强运行监察，定期检查，及时消除此类隐患，是很重要的。另外，提高继电器检修质量，防止重电气特性试验、轻机械部分检查的偏向，保证电网的安全运行。

13.15 电压互感器二次接线错误导致相电压指示异常

13.15.1 现象

某 35kV 变电站在试运行中发现 6kV 电压表指示不正常，其中，A 相与 B 相相电压都为

4800V，C 相相电压为 1500V，正常相电压的指示应为 3500V 左右。测量线电压、三相线电压都正常。

13.15.2 检查及处理

由于是空载运行，与变压器出线无关，而 35kV 进线电压正常，因此，相电压指示不正常的原因很可能是电压互感器二次接线有误。

将电压互感器手车拉出来检查发现是零序电压绕组的接地点接错。正确的接线应如图 13-11a 所示，而实际接线如图 13-11b 所示。本应接地的 N600 没有接地，而只是接在了相电压表的公共点上，不应接地的 b_0 与 z_0 的连接点却接了地。这就导致了电压表的中性点 N600 成为假接地，相电压表的公共点出现电位位移，即 N600 对地有 c 相绕组的电压。故障原因与故障结果分析是一致的。按图 13-11a 对接线进行改正，相电压指示恢复正常。

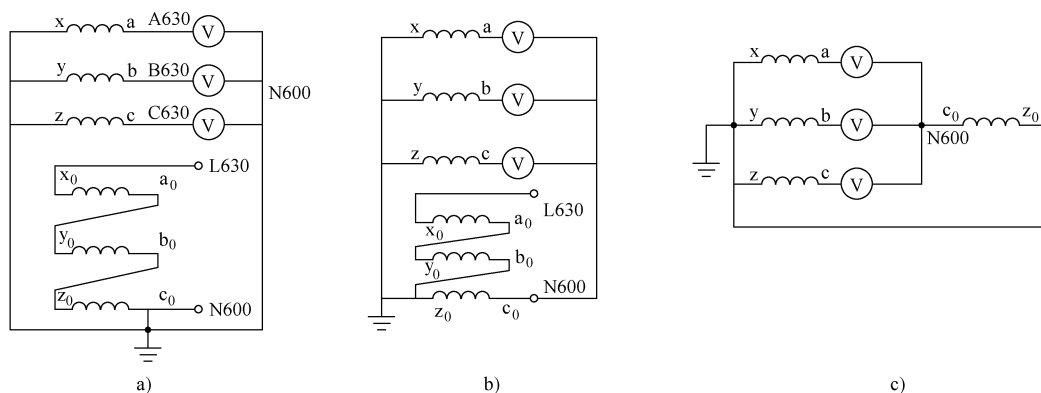


图 13-11 电压互感器二次接线示意图

a) 正确接线 b) 不正确接线 c) N600 对地电压

13.16 电流互感器常见异常分析、判断及处理

电流互感器又叫变流器，它的作用是把电路中的大电流变为小电流，以供给测量仪表和继电器的电流线圈。由于电流互感器二次回路中只允许带很小的阻抗，所以它在正常工作情况下，接近于短路状态，声音极小，一般认为无声。电流互感器的故障常常伴有声音或其他现象。

若铁心穿芯螺钉夹得不紧，硅钢片就会松动，铁心里交变磁通就会发生变化。随着铁心里交变磁通的变化，硅钢片的振动幅度增大而发出较响的“嗡嗡”声，此声音不随负荷变化，会长期保持。

轻负荷或空负荷时，某些离开叠层的硅钢片端部发生振荡，会造成一定的“嗡嗡”声。此声音时有时无，且随线路的负荷的增加而消失。

当二次回路开路，电流为零时，阻抗无限大，二次线圈产生很高的电动势，其峰值可达几千伏。因为在电流互感器正常运行时，二次回路呈闭路状态，所以二次侧磁势产生的磁通对一次侧产生的磁通起去磁作用。当二次侧开路时，去磁的磁通消失，使铁心里磁通急剧增

加,处于严重饱和状态。这时磁通随时间的变化,波形成平顶波,由于二次线圈的感应电动势与磁通变化的速率成比例,可能造成铁心过热而烧坏电流互感器。因磁通密度的增加和磁通的非正弦性,使硅钢片振荡不均匀,从而发出大的噪声。

电流互感器二次侧开路时,值班人员应穿上绝缘鞋并戴好绝缘手套,在配电柜上将事故电流互感器的二次回路的试验端子短路,进行检查处理。若采取上述措施无效时,则认为电流互感器内部可能故障,此时应将其停止使用。若电流互感器可能引起保护装置动作,应停用有关保护装置。

电流互感器二次绕组或回路发生短路时,能使电流表、功率表等指示为零或减少,同时也可能使继电保护装置误动或不动作。若值班人员未及时发现而仍按正常情况加负荷,则将引起设备的过负荷而损坏。发生这种故障以后,应保持负荷不变,停用可能误动作的保护装置,通知检修人员迅速检修。

若发现电流互感器内部冒烟或着火,应用断路器将其切除,并用砂子或干式灭火器灭火。

电流互感器异常的检查如下:

- 1) 电流互感器各接头有无发热及松动现象。
- 2) 检查二次侧接地是否良好,这种接地也属于保护接地,以防止一次侧绝缘击穿,二次侧窜入高压,威胁人身安全和损坏设备。
- 3) 检查电流互感器有无异常气味,瓷质部分是否清洁完整,有无破损及放电现象。
- 4) 检查充油电流互感器的油面、油色是否正常,有无漏油现象等。

13.17 LB 系列电流互感器常见故障、原因及其预防措施

13.17.1 LB 系列电流互感器的常见故障

LB 系列电流互感器的主要故障如下:

- 1) 由于放电或过热导致油中含微量 C_2H_2 , 而总烃超标。
- 2) 一次出线端子与 CT 内部一次绕组连接处螺钉松动或紧固工艺不当造成接触不良。
- 3) 出线端子处渗漏油。
- 4) 油中微水超标。
- 5) 油中 H_2 含量超标。
- 6) CT 本体介损 $\tan\delta$ 值超标。
- 7) 密封用 N_2 泄漏。

13.17.2 LB 系列电流互感器产生故障的主要原因

1. 密封不良引起进水受潮

现场对运行中的 CT 调查发现,有的 LB 系列 CT 无密封措施;有的 CT 虽有密封措施,但密封用 N_2 泄漏时有发生,无法保证其内部微正压,所以 CT 在呼吸过程中难免吸入潮气。

2. L_1 、 L_2 端子之间放电

当用隔离开关投切空载长线时,在隔离开关燃弧过程中,CT 一次绕组的电感与回路电

容发生振荡,在CT的 L_1 、 L_2 之间产生过电压,易造成该处放电,导致油中产生 C_2H_2 和其他烃类化合物。

3. 一次连接螺钉松动

CT一次绕组与其出线端子之间的连接螺钉,因投切过程中电动力的剧变、出厂时未拧紧等原因而松动。由于该螺钉在正常运行时承载一次电流,易造成该处过热,使油中的总烃超标。有时还伴随出现少量的 C_2H_2 。

4. 注油工艺不良

绝缘油中的气泡在电场的作用下,由于承担的电场强度高,所以容易在正常运行电压下发生局部放电,引起油中色谱分析结果异常(以油中产生大量的 H_2 为特征)。

5. 二次绕组开路

CT的二次绕组开路将在该绕组上产生过电压。安装时二次绕组接触不良或试验(如电压比试验)不慎等都可能造成二次绕组开路。

6. 电容末屏接地不良

LB系列CT的末屏在运行时要求可靠接地,否则会因末屏电位悬浮而放电。

7. 电容芯棒质量不良

LB系列电流互感器的芯棒一般都是机械化生产的,其质量除受绝缘纸质量、加工时绝缘纸的焊接工艺以及干燥水平等的影响外,主要受到加工车间粉尘的影响。从试验情况来看,如电容屏内含有较多的导电性杂质,当试验电压超过一定数值后,其高压下的介质损耗因数 $\tan\delta$ 会随试验电压的升高而减小。有的CT其高压下的 $\tan\delta$ 会随其内部温度的升高而急剧增加。

13.17.3 LB系列电流互感器故障的预防措施

为避免或减少上述故障的产生,建议采取如下措施:

1) 严把基建投产关,严禁未通过两部鉴定的CT投入系统运行。

2) 基建时无密封措施的电流互感器不能投产,已运行的非全密封的CT要继续进行全密封改造。改造时宜采用质量好的金属膨胀器,并保证无先天性绝缘受潮。

3) 加强投产时的验收管理,投产及试验后投运时要仔细检查一、二次绕组的连接情况,末屏应可靠接地,有渗漏油的CT不得继续投入运行。

4) 对存在放电性缺陷的CT,停运后应着重检查内部一次绕组与出线端子之间的连接螺钉的松动情况,检查 L_1 、 L_2 之间有无放电痕迹。

5) 在 L_1 、 L_2 之间可安装过电压保护器。

6) 严格执行有关规程,并定期进行预防性试验。对充 N_2 的CT要定期测量其内部 N_2 的压力,发现 N_2 泄漏要及时进行处理。

13.18 电容型电流互感器的干燥处理

13.18.1 受潮程度与判断

1. 轻度受潮

进潮量较少,时间不长,又称初期受潮。其特征是:主屏介损值无明显变化,末屏绝缘

电阻降低,介损增大,油中含水量增加。

2. 严重进水受潮

进水量较大,时间不太长。其特征是:底部往往能放出水分,油耐压降低;末屏绝缘电阻较低,介损值较大。若水分向下渗透的过程中影响到端屏,主屏介损有较大增量,否则不一定有明显变化。

3. 深度进水受潮

进水量不一定很大,但受潮时间较长。其特征是:长期渗透潮气进入电容芯部使主屏介损增大,末屏绝缘电阻较低,介损较大,油中含水量增加。

另外,试验判定受潮的互感器,一般都能发现密封缺陷,主要是:密封胶垫没有压紧,胶垫外沿有积水,呼吸器堵塞或出口失去油封,呼吸管与上盖连接处密封不良。硅胶变色规律也可反映端部的密封状况,若较长时间硅胶不变色,端部一般都有密封缺陷。抽取微水油样应注意油温的影响,尽量在运行中取得。

13.18.2 现场干燥的方法和要点

电容型绝缘既紧又厚,具有不易受潮、难排潮的特点,所以干燥工艺要求高,应慎重对待。

1. 干燥方法

从现场条件、工期、安全等多方面考虑,热油循环干燥方法是一种最适宜的处理方法。它是通过真空滤油机升温对互感器进行热油循环,绝缘受潮后介质内部的水分子热运行加剧,水汽蒸发加速,其中一部分克服油阻从互感器顶部排出,一部分被循环油带至真空滤油机排出。油温升高,使绝缘纸中的含水比例下降,油的含水比例上升,通过不断对油进行干燥处理,达到干燥的目的。热油浸入绝缘材料,在内、外层间起到桥接作用,使热传导和绝缘内层的水分排散比较容易,得到了较好的排潮效果。本方法的主要优点是不需吊出和分解器身,节省时间,工期较短,处理后器身内部洁净。

2. 要点

1) 干燥技术措施规定,所监视部位绝缘电阻稳定 12h 后停止循环处理。试验表明此时的绝缘电阻只是一个相对稳定值,它出现的时间和大小主要由抽潮强度即油温和内部压强决定,不同的抽潮强度可得到不同的绝缘电阻。因此,正确选择抽潮强度是一次干燥成功的关键。

油温高固然对干燥有利,但油温过高则会加速一次导线内残油或绝缘纸的劣化。同时,一般现场使用的真空滤油机长期工作油温不宜超过 65℃,所以平均油温控制在 65~70℃对互感器绝缘寿命和真空滤油机的运行都是有利的。互感器内部的压强越低,水分汽化温度越低。当油温高于汽化温度时,绝缘内水分产生气泡,开始汽化。过热度越大,水分汽化越激烈和迅速。水的汽化温度与压强的关系见表 13-2。

表 13-2 水的汽化温度与压强的关系

压强/Pa	101×10^3	98.12×10^3	49.06×10^3	25.02×10^3	19.86×10^3	12.36×10^3	4.91×10^3
汽化温度/℃	100	99	81	65	60	50	33

将上盖换为专门盖板后电流互感器即可承受一个以上的大气压力,使循环系统密封得当,将内部空气残压控制在 $2.7 \times 10^3 \text{ Pa}$ 以下是可能的。而绝缘所受压强是空气残压与油自重压强的叠加,一米油柱产生的自重压强约为 $8.4 \times 10^3 \text{ Pa}$,以 LCWD3-220 为例,现场全油位循环时油位高度约为 2.3m,最大压强在下部油箱中约有 $2.3 \times 8.4 \times 10^3 + 2.7 \times 10^3 \approx 22 \times 10^3 \text{ Pa}$ 。参见上表,油温采用 65°C 可以满足汽化要求。这只是一个静态估算,实际上液体在流动时压强将进一步降低。

和温度不同,真空度的高低本身对互感器绝缘没有副作用,因此应尽可能地提高真空度来达到提高抽潮强度的目的,具体讲就是使真空表指示值接近大气压力,两者之差就是互感器内的空气残压。

2) 在循环升温开始前,对一次绕组施加 30% ~ 40% 额定电流,目的是建立一定温差,防止潮气向芯内扩散。此电流宜在循环结束数小时后切断。

3) 首先逐步升温循环,待温度上升到控制值并经一定时间后方可缓慢地提高真空度。在干燥开始阶段,由于绝缘内部潮气较多,相应产生较大的蒸气压力,过早、过快地减小外层压强可能会使绝缘层间遭受损伤。

4) U 形一次绕组弯处绝缘包扎最厚,绝缘外部压强最大,在循环方向上又属油温偏低部分,因此是排潮最难的部位。可以在全油位循环到某一时间后,适当降低油位循环,减小底部压强,增加对该绝缘部位的抽潮强度。

5) 循环油宜用新油也可用原互感器油,但要先做单独干燥处理。为提高绝缘浸油程度,必须重视以下几个方面:

① 坚持预抽真空,不应低于 6h;

② 残压降低时,浸油程度加大,对于 220kV 以上互感器尽量不大于 133.3 Pa ;

③ 研究确定最大浸油程度是在油温 70°C 左右时达到,故尽量用热油注入,并可在注油过程中对一次绕组施加 40% 额定电流以助热;

④ 油应从互感器上部注入,注入油应经真空干燥脱气处理,油箱下部放油嘴处密封应可靠,防止从底部抽入空气;

⑤ 进油速度不能过快,据经验,油位每增长 1m 的时间不宜低于 3h。可根据互感器油量的多少选择注油内孔,一般为 $\Phi 1.5$ 、 $\Phi 2$,内孔长度为 5mm,管口呈喇叭形以便喷洒均匀。

综上所述,高电压电容型绝缘的电流互感器排潮虽然比较困难,但采用热油循环干燥方法一般都能解决现场排潮问题。对于轻微受潮的互感器,不用真空手段处理也可能使绝缘试验数据达到规程要求,但采用高真空后干燥温度可以相对低些,对设备绝缘寿命有利。

13.19 电容型电流互感器爆炸的常见原因及其预防措施

13.19.1 引起电容型电流互感器爆炸的常见原因

1. 电容屏主绝缘击穿

导致电容屏主绝缘击穿的原因如下:

1) 线圈绕制质量差, 电容屏严重错位, 绝缘浸渍不彻底, 电容屏间有空气、水分等杂质存在。例如, 某变电站一台 LCWB-220 型电流互感器在运行中发生爆炸。事故后解体发现, 该电流互感器的内部有 4 处放电痕迹, 其中最严重处一导线有破口, 而且绝缘凹凸不平。电容屏铝箔上打孔处可见毛刺, 主屏铝箔包扎不均匀并有错位。

2) 绕制电容芯棒用的电缆纸含水量偏高, 在电流互感器运行的热状态下产生热击穿。没有经过干燥处理的绝缘纸, 纸中含水量在 7% ~ 10%, 一般运行中电流互感器绝缘纸的含水量不大于 2%。例如, 某台 LCLWD3-220 型电流互感器, 1992 年 5 月发现油中色谱分析结果异常, 进行局部放电试验, 局部放电起始电压为 98kV, 在 160kV 下的局部放电量为 150pC, 吊瓷套解体发现该电流互感器的电容屏击穿约 86%, 最大烧伤面积为 100mm × 90mm。

3) 进水受潮。由于电流互感器进水, 导致绝缘受潮而引起爆炸。例如, 某台 LCLWD3-220 型电流互感器, 1991 年 8 月发生爆炸, 其直接原因是油柜内的积水突然灌入器身。

4) 电流互感器的末屏未接地或接地不良, 使末屏出现悬浮电位, 从而引起长时间的局部放电, 烧毁末屏绝缘, 进一步发展引起主屏击穿。

5) 在真空干燥过程中, 由于绝缘纸的收缩引起铝箔撕裂, 造成局部电场集中, 烧坏绝缘。

2. 绝缘油质量不良

虽然不合格的绝缘油经过脱水、脱气处理后, 油的绝缘强度会有很大提高, 但对 5μm 以下的杂质处理目前尚有困难, 杂质的存在对油的高温介质损耗有很大的影响。运行中电流互感器油质下降的常见原因如下:

1) 电流互感器密封不良, 引起进水受潮。

2) 补充油时, 加入不合格的绝缘油或混油。

3) 电流互感器一次绕组出线 (L_1 、 C_1 、 L_2 、 C_2) 接触不良或接触面积不够, 引起该处过热, 绝缘油裂解、老化。

4) 雷电或隔离开关切空载线路过程中产生的高频电流在电流互感器的一次绕组出线端子之间产生的过电压, 使电流互感器顶部的绝缘油发生火花放电。

3. 其他原因

1) 污秽引起主瓷套对地闪络。

2) 电流互感器外部电流比切换板未拧紧或电流比切换板载流容量不够, 引起电流比切换板烧熔, 高温使电流互感器的外瓷套熔化。例如, 某台 220 kV 电流互感器瓷套突然破裂, 事故的原因仅仅是该电流互感器的外部一次串并联换接板在检修试验中拆开后, 复装时没有将螺钉拧紧就投入运行。结果导电部位接触不良, 运行电流长期流过后, 由于过热造成串并联换接板烧熔, 高温作用又使瓷套逐渐损伤, 直至突然开裂。

3) 电流互感器二次绕组开路, 引起过电压, 使油中气体急剧增加, 瓷套内压力迅速增加直至爆炸。

13.19.2 电容型电流互感器爆炸的预防措施

电容型电流互感器爆炸的预防措施如下:

(1) 认真进行预防性试验

规程规定, 电流互感器的预防性试验项目有: 测量绕组及末屏的绝缘电阻、介质损耗因数 $\tan\delta$ 和油中溶解气体的色谱分析等。对这些项目的测试结果进行综合分析, 可以发现进

水受潮及制造工艺不良等方面的缺陷。油纸电容式电流互感器的油色谱试验结果的综合分析和判断检测缺陷的实例见表 13-3。

表 13-3 油纸电容式电流互感器的油色谱试验结果的综合分析和判断检测缺陷的实例

序 号		1	2		3	4	5	
设备名称		LCLW D3-220	LCLW D3-220		LCLW D3-220	LCLW D3-220	LCLW D3-220	
发现缺陷时间		1986. 10. 16	1984. 5. 11	1985. 5. 30	1981. 10. 21	1980. 9. 11	1983. 4. 16	1984. 12. 1
油中 气体 含量 (ppm)	H ₂	14800	8	8	0	5420	75	650
	CH ₄	1505	5	9. 7	3. 8	1620	0. 43	0. 46
	C ₂ H ₆	27. 7	4	3. 9	4. 7	180	0. 21	0. 45
	C ₂ H ₄	511	8	13. 8	25	0. 9	3. 2	2. 6
	C ₂ H ₂	3. 2	2	12	3. 5	1. 4	0	0
	总烃	2046. 9	19	39. 4	42	1802. 3	5. 7	4. 8
判断故障性质		内部过热， 并有放电故障	内部可能存在放电性 故障		内部存在过热性 故障	内部存在过热性 故障	氢气单独增大，但在 试验报告中结论不明 确，据导则规定应判定 可能进水受潮	
电气诊断情况		1986 年 6 月， 测得末屏对地 tanδ 为 6. 1%， 更换端子绝缘 后合格	绝缘电阻： 整体：2500MΩ 末屏：1000MΩ tanδ：0. 7% C _X ：861pF，正常			tanδ 为 2. 7%；在 138kV 时， tanδ 值增大 至 4. 25%， 在电热稳定 试验中， 经 9h 后， tanδ 值为 12. 79%，且 继续上升， 说明不合格	主绝缘（电容芯棒） 的 tanδ 值正常，但未能 检测末屏对地的绝缘 情况	
吊芯检查内部情况		互感器末屏 与地的连接线 焊接不良、烧 伤、脱落，处 理后情况正常	误补加仅经过滤处理 后的原断路器用油，经 换新油处理，投运后恢 复正常		发现互 感器端部 储油柜侧 引出线端 子的绝缘 上有烧伤 痕迹	电容芯 棒的 10 个 电容屏中 有 4 个屏 的 tanδ 值 为 7% ~ 8%，且纸 层和铝箔 上有明显 的蜡状物， 并发现一 对电容屏 间的端屏 位置放错	1985 年 9 月 13 日互 感器爆炸损坏，互感器的 电容芯棒在 U 型导线 底部距中心 15cm 处被 击穿	
综合分析结论		绝缘不合格	绝缘不合格		绝缘不 合格	绝缘不 合格	绝缘不合格	

(2) 测试值异常应查明原因

当投运前和运行中测得的介质损耗因数 $\tan\delta$ 值异常时，应综合分析 $\tan\delta$ 与温度、电压的关系。当 $\tan\delta$ 随温度明显变化或试验电压由 10kV 上升到 $U_m/\sqrt{3}$ ， $\tan\delta$ 增量超过 $\pm 0.3\%$ 时，应退出运行。对色谱分析结果异常时，要跟踪分析，考察其增长趋势，若数据增长较快，应引起重视，将事故消灭在萌芽状态。

(3) 一次端子引线接头要接触良好

电流互感器的一次端子引线接头部位要保证接触良好，并有足够的接触面积，以防止产生过热性故障。L 端子与膨胀器外罩应注意做好等电位连接，防止电位悬浮。另外，对二次线引出端子应有防转动措施，防止外部操作造成内部引线扭断。

(4) 保证母线差动保护正常投入

为避免电流互感器电容芯底部发生击穿事故时扩大事故影响范围，应注意一次端子 L_1 与 L_2 的安装方向及二次绕组的极性连接方式要正确，以确保母线差动保护正常运行。 L_1 与 L_2 端子的安装方向及二次绕组的极性连接方式如图 13-12 所示。

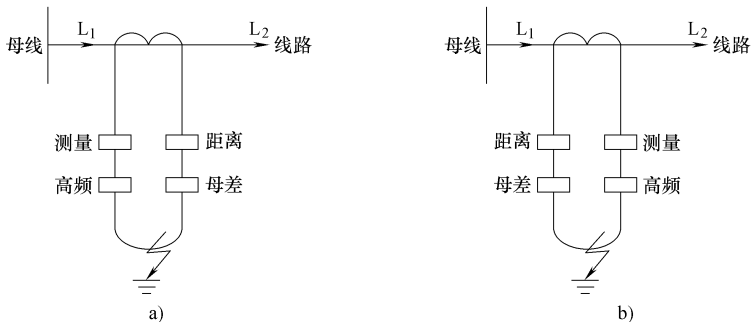


图 13-12 L_1 与 L_2 端子的安装方向及二次绕组的极性连接方式

a) 错误接法 b) 正确接法

(5) 验算短路电流

根据电网发展情况，注意验算电流互感器所在地点的短路电流，超过互感器铭牌的动热稳定电流值时，要及时安排更换。

(6) 积极开展在线监测和红外测温

目前，电流互感器开展的在线监测项目主要有：测量主绝缘的电容量和介质损耗因数 $\tan\delta$ ，测量末屏绝缘的绝缘电阻和介质损耗因数 $\tan\delta$ 。测试经验表明，它对检测出绝缘缺陷是有效的。对红外测温，有的单位已在开展，现有测试结果表明，它对检测电流互感器内部接头松动是有效的，但仍需积累经验。

13.20 电流互感器二次回路引起火灾事故

13.20.1 现象

某变电站一电气人员在巡视低压配电室时发现一配电柜底部的电流互感器附近有一裸露

线头伸出，为防止其带电伤人，便用尖嘴钳夹住线头往里塞了塞。正是这一塞，从电流互感器上蹿出一道火舌。

13.20.2 检查及分析

经检查，C 相电流互感器烧毁，电能表接至 C 相电流互感器的二次侧接线柱的导线脱落，接线柱上的压线螺钉处于松弛状态。工作人员夹住的裸线头为一接至电能表端子的零线，在一般情况下它的对地电压不高，常被人忽略，所以裸露在外。但在往里塞的时候却碰脱了本来就没接牢固的 C 相电流互感器的二次接线，造成电流互感器二次回路开路。于是在开路瞬间，电流互感器二次线圈产生高压，引发电弧起火。

电流互感器二次回路开路时，铁心中的磁通急剧增加，在开路处可出现很高的过电压，其峰值可达数千伏甚至数万伏，从而出现火花，严重的能造成仪表、保护装置、互感器、二次绝缘的绝缘击穿，导致接地或高压电弧，甚至危及人身安全。由于铁心损耗增加，电流互感器会严重发热甚至烧坏。

13.20.3 处理方法

运行中的电流互感器禁止二次回路开路，一旦出现电流互感器二次回路断线开路，应减小电流互感器一次电流或临时断开一次回路，将其修复后再恢复供电。若是在接线端子压接处因接触不良而出现火花，可由一人监护，另一人戴好绝缘手套站在绝缘垫上将压紧螺钉拧紧。电流互感器在安装时，其二次接线一定要牢靠和接触良好，并不允许串接熔断器和开关。在检修、调试继电保护或测量仪表时，若有可能造成二次回路开路，必须先用电流试验端子将互感器二次回路短接，以避免互感器二次回路开路。

13.20.4 经验及教训

这一事故的主要原因是施工人员接线不符合要求，违反了电流互感器二次接线必须牢靠、严禁开路的规定。接线时只将线头插入线桩而没有拧紧螺钉，造成接线脱落。而对于不用的导线应进行处理，即使对零线也应恢复绝缘妥善安置，不应裸露在外。同时在电流互感器二次回路上工作还应采取以下安全措施：

- 1) 严禁电流互感器二次侧开路。
- 2) 短路电流互感器二次绕组必须使用短路片或短路线，短路应妥善可靠，严禁用导线缠绕。
- 3) 严禁在电流互感器与短路端子间的回路和导线上进行任何工作。
- 4) 工作必须认真、谨慎，不得将回路的永久性接地点拆开。
- 5) 工作时，必须有专人监护，使用绝缘工具，并站在绝缘垫上。

13.21 产品工艺质量差导致 220kV 电流互感器爆炸

13.21.1 现象

某变电站设计安装了三台 LCLWD3-220 型电流互感器，投运时电流互感器工作正常，

但投运不到半年，电流互感器突然爆炸。

13.21.2 检查及分析

随后对事故的 CT 进行检查，瓷套和一次线圈的绝缘纸均已飞光，只剩下端冒、箱座和导线。

(1) 对外部进行检查的发现

1) CT 的法兰变形，11 只螺钉剪断，其余拉弯。下部油箱变形凸肚，接线盒右侧被炸开约 500mm × 100mm 的裂口。

2) 一次线圈底部的圆弧托板上表面和侧面边缘上各有黄豆大的电弧灼伤痕迹。在油箱底部的四只底座支架的定位螺钉上及其附近的箱底面上都有若干赤豆大小的电弧灼伤痕迹。

3) L_1 腿离“U”型线圈底部 800mm 处的导线上有一个点（二股 6 根导线）电弧熔点，在其对面的法兰边缘上也有电弧灼伤点。

4) 所有一次线圈导线的接头和导线均无过热现象。

5) 对 CT 顶盖储油柜内部油箱进行详细检查均未发现进水现象。

(2) 对互感器一次线圈解体检查

1) 零屏引线在 L_1 压板下留有一段镀银铜皮，其他部分全部烧光。

2) 由外向里逐层剥开时，在转弯处铝箔纸每层都有多处断裂，铝箔也有多处熔化的情况。

3) 在线圈底部中央，从最外层电容到零屏之间的电容层击穿后崩开一个大口子。

4) 绑腿处的绝缘纸均有严重的扼伤， L_1 腿包在导线上的半圆纸箔管，在安装时未能吻合好，接合处的一面有 10mm 的裂口，另一面则重叠了起来，很明显地看到在绑紧时使该处的绝缘纸受到了严重的机械压痕。

(3) 绝缘试验

CT 的预防性试验数据见表 13-4。

表 13-4 CT 的预防性试验数据

试 验 项 目	试 验 值	控 制 标 准
油的击穿电压/kV	48.4	35
末屏绝缘电阻/MΩ	2500	2000
末屏介质损耗/20℃ (%)	1.75	2.0
主屏介质损耗/10kV (20℃, %)	0.6	3.0
局部放电量 (146kV) /pC	<5	20
油的微量水分/ppm	24	40

CT 油的色谱分析见表 13-5。

表 13-5 CT 油的色谱分析 (ppm)

日期	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	C ₁ + C ₂	CO	CO ₂
1982 年 2 月 11 日	4.5	1.8	0.8	2.7	0	5.3	260	780
1983 年 3 月 10 日	34	7.4	2.5	8.8	0	19	460	1100

事故发生后的 1h，将三相 CT 通向小储油柜的阀门关闭，此时储油柜内还剩 5kg 的油，对这一部分油进行色谱分析。事故后油的色谱分析结果见表 13-6。

表 13-6 事故后油的色谱分析结果（ppm）

H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	C ₁ + C ₂	CO	CO ₂
11.1	46	2	10	0	18	133	1088

色谱取样后再对小储油柜的油全部放净检查，未发现水分迹象。

检查结果表明，这台电流互感器进水受潮，导电回路也不存在过热现象。根据电容层绝缘和铝箔的压伤、破裂等缺陷的存在，说明产品的工艺质量欠佳，在绝缘内部存在弱点。故障的发展可能是：放电先是零屏对一、二屏击穿，然后高电位转移到三、四层电容屏上。此时，其余绝缘层上的电场强度增大，更易导致这部分绝缘的击穿。从逐层解剥和裂口的状况观察，击穿是从里向外发展的。这种 CT 底部中央的绝缘通常较薄弱，加上电容屏多处较大的开裂也影响电气的分布，最后导致圆弧接地托板击穿。在底部发生击穿的瞬时，线圈因受短应力的作用而变形，使 L₁ 线圈靠近法兰边缘击穿。故障录波图上显示故障电流为 10.5kA，作用时间为 0.12s，约 145MJ 电弧能量使箱内压力骤增，瓷套和金属箱壳爆炸与破裂。

13.22 110kV 电流互感器的局部放电缺陷分析及处理

13.22.1 现象

某变电站有三台 LCWD2-110（2×600/5）型电流互感器。在一次色谱分析中发现 B 相互感器的总烃量为 200ppm，其乙炔（C₂H₂）含量为 82ppm，曾打开端盖检查，发现出线螺帽松动。后拧紧两圈并换了油，两年后又进行了一次色谱分析。色谱分析数据见表 13-7。

表 13-7 色谱分析数据

相别	组分及色谱分析数据（ppm）								
	H ₂	O ₂	CO ₂	CO	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	C ₁ + C ₂
B	2.6	1.5×10 ⁴	2.4×10 ³	2.5×10 ²	1.1	3.4	21	33	58.5
A	0	2.2×10 ⁴	5.3×10 ²	1.7×10 ²	0.9	1	3.1	0	5
C	15.1	2.2×10 ⁴	7.9×10 ²	1.7×10 ²	1.5	2.2	4.4	0	8.1

上表所测数据符合《电气设备预防性试验标准》的有关规定。绝缘试验数据见表 13-8。

表 13-8 绝缘试验数据

相别	绝缘电阻测量	直流泄漏电流测量	介损角正切值的测量				
	一次对二次及地	一次对二次及地（40kV）	（kV）	n	R ₃ /Ω	tanδ （%）	C _x /pF
A	2500	4.5	10	0.01	3131	1.45	50.45
B	2500	4.5	10	0.01	3224	0.9	49
C	2500	4	10	0.01	3369	0.95	46.89

在现场对 B 相做了局部放电的测量,其放电量高达 $25.296 \times 10^3 \text{ pC}$ 。为了验证电流互感器存在严重的放电性故障,对电流互感器进行了解体,发现高压线圈对低压绕圈放电击穿。

13.22.2 检查及分析

1) 局部放电量的测量,其测量数据见表 13-9。

表 13-9 局部放电测量数据

$U_m/\sqrt{3}(69.8\text{kV})$	$1.1U_m/\sqrt{3}(76.84\text{kV})$
$19 \times 10^3 (\text{pC})$	$25.3 \times 10^3 \sim 32 \times 10^3 (\text{pC})$

2) 解体检查情况:

吊起瓷套发现高压线圈与二次线圈交连的上部,两个线圈各有两个放电击穿点,高压线圈绝缘共 87 层全部击穿,最大烧穿面积为 235mm^2 ,一次导线被灼伤,面积约为 6.7mm^2 。低压线圈绝缘全部击穿,最大烧穿面积约为 23mm^2 。

3) 放电性故障的原因分析:

①制造工艺不良是造成电流互感器放电性故障的主要原因。解体发现高压线圈的电缆纸包扎得非常松,绝缘层内留有气隙,在运行中就会有局部放电。每层电缆的击穿部位不是垂直一一对应,而是成弧形,其长度约为圆周的 $1/6$ 。

②结构设计不合理,遗留有绝缘弱点是造成电流互感器放电性故障的重要原因。该电流互感器高、低压线圈成“8”字形结构,结构中不合理之处有两处:第一,8 字形结构中,在低压线圈内径内的高压线圈下部与低压线圈之间有 1mm 的电工纸板 4 张,而上部(即击穿部位)不但没有纸板,甚至连白布带都没有包扎;第二,低压线圈内径太小,高低压线圈之间的距离不够,而高、低压线圈之间的油道较小。由于制造原因,会造成高、低压之间的油道分布不均匀,下部多、上部少。

13.22.3 经验及教训

1) 电流互感器事故一般可分成绝缘事故和放电性事故,电压等级越高,放电性事故占的比例越大。实践证明,放电性事故是常规绝缘试验不能发现的。

2) 制造厂应提高工艺水平,高、低压线圈的包扎一定要紧,器身要进行真空干燥和真空注油。出厂时除进行常规的出厂试验项目外,还应增加油中含气量的色谱分析和局部放电量的测量,其标准可采用 IEC 的有关规定。

3) 在结构设计方面,可以考虑在不增加现有电流互感器总尺寸的前提下,将低压绕圈原有 4 张电工纸板增加到 5 张,而上部也增加 5 张电工纸板。扣除纸板的厚度,高、低压线圈之间的油道比原有的油道增加了 88.8% ,此时低压线圈的外径与高压线圈内径的距离只减小 5mm 。

4) 电力部门对新投产的电流互感器,除进行交接试验外,还应在投产前、投产后 3 个月内进行油中含气量的色谱分析。当油中含乙炔(C_2H_2)时,应进行油的跟踪分析及局部放电量的测量,当乙炔含量超过 5ppm 时,应立即退出运行,进行综合试验分析和吊套检查。

13.23 差动保护用电流互感器未核算 10%误差曲线引起保护误动的分析

13.23.1 现象

某变电站主变压器型号为 SJL1-2500kVA，变压器为 35/10.5kV，采用纵差保护，用三相 BCH-2 型差动继电器，差动保护用电流互感器：在高压侧为 LRD-35 型套管式电流互感器，10kV 侧为 LQJC-10 型电流互感器。原设计按常规计算，电流互感器电流比选择见表 13-10。

表 13-10 电流互感器电流比选择

数 值 名 称	35kV 侧	10kV 侧
变压器接线组别	Y	△
一次电流/A	41.2	137.5
电流互感器接线方式	△	Y
电流互感器一次电流计算值/A	71.36	137.5
计算用电流比	71.36/5	137.5/5
选用的电流比	75/5	200/5
二次回路额定电流/A	4.76	3.44

该电站于 2003 年投运后，于 2004 年 6 月、2005 年 4 月连续两次发生主变压器差动保护误动作，跳开主变压器两侧开关，造成全站失电。两次均为该变电所 10kV 出线（近区）短路故障，在 10kV 线路速断保护正确动作、开关跳闸的同时，却又发生了主变压器差动保护误动作的扩大性事故。

13.23.2 检查及分析

2004 年 7 月，对上述主变压器差动保护误动作事故进行了检查，但没有查明原因。2005 年 4 月第二次误动作后，再次进行了各方面的检查：电流互感器极性检查、二次回路结接检查、BCH-2 差动继电器校验、测六角图、测继电器上平衡电压、整定值核算等。以上各项检查结果均符合要求，但是发现差动保护两侧电流互感器的伏安特性相差较大。电流互感器的伏安特性试验数据见表 13-11。

表 13-11 电流互感器的伏安特性试验数据

位置	型号	电流比	级别	伏 安 特 性								
				电流	1A	2A	3A	4A	5A	6A	7A	8A
10kV 侧	LQJC	200/5	3	电压/V	54	68	75	80	83	86	88	90
35kV 侧	LRD	75/5	D	电压/V	8.86	13.9	14.7	15.2	15.6	15.9	16.2	16.5

35kV 侧电流互感器容易饱和，观察上表数据，可能 35kV 侧电流互感器伏安特性不符合要求。再查投运时的原始材料，发现该变压器投运时没有进行电流互感器二次回路的负载校验，更没有核算电流互感器的 10% 误差曲线。

通过校验计算（计算过程从略）得出：主变压器差动保护校验用一次电流计算倍数为 $m = 6.7$ ，此时 35kV 侧电流互感器最大允许负载阻抗为 0.33Ω ，而实际二次负载阻抗为

1. 53Ω (实测值), 即实际二次负载阻抗大于最大允许值。故主变压器 35kV 侧保护用电流互感器采用 75/5 电流比时, 其误差不合格 (超过 10%)。后来又从互感器安装使用说明书查得: 额定电流为 75/5 及 100/5 的 LRD-35 型电流互感器只能供测量用。

LRD-75/5 及 LRD-100/5 电流互感器, 由于其结构的原因, 励磁阻抗较小。故在较小的励磁电流下, 电流互感器铁心已趋饱和 (从上表中可明显看出), 其励磁阻抗迅速下降。当系统发生短路故障时, 流过电流互感器的一次电流数值很大, 电流互感器的误差会超过 10%, 故不能用于保护而只能在额定运行情况下供测量之用。由上可见, 由于 35kV 侧保护用电流互感器误差不合格, 造成 BCH-2 型差动继电器当 10kV 侧近区短路时躲不过最大不平衡电流而动作。这即是该主变压器差动保护误动跳闸的原因。

13.23.3 处理及结果

将该主变压器差动保护用 35kV 侧电流互感器的电流比由原 75/5 改为 100/5, 并校验此电流比下电流互感器二次回路阻抗, 核算其 10% 误差曲线, 结果为合格。对 BCH-2 型差动继电器重新进行了整定计算。经过几年时间的运行实践, 证明该主变压器在发生多次差动保护范围外部穿越性短路故障时, 没有出现过任何误动事故。

13.23.4 经验及教训

从此台主变压器差动保护误动事故可吸取的教训很多, 但最重要的一条是: 对于保护用电流互感器, 一定要根据系统短路容量和实测二次负载核算其 10% 误差曲线。一般来讲 (特别是小容量变压器), 近常规计算的 35kV 侧电流互感器的电流比往往较少, 其误差往往不符合保护要求。根据经验, 小型变压器差动保护用 35kV 侧电流互感器的电流比选择以比计算电流比大 1~2 档为妥。

第 14 章 电力电缆的典型故障分析与处理

14.1 纸绝缘电力电缆在运行中发生故障或击穿的原因及其预防措施

14.1.1 纸绝缘电力电缆在运行中发生故障或击穿的原因

纸绝缘电力电缆在运行中发生故障或击穿的主要原因是绝缘损坏。经验表明，导致绝缘损坏的原因如下：

(1) 过热、过负荷导致电缆绝缘损坏

电力电缆过负荷和接头发热导致绝缘损坏，在主干电缆线路中比较常见，主要原因是超负荷运行或连接点接触不良。前者属于管理上违反允许载流量规定，后者是施工质量不佳，或材料不合格，或连接工艺达不到技术要求所致。根据《电力电缆运行规程》规定，黏性纸绝缘 10kV 电缆表面温度不应超过 45℃。实际上，当电缆表面温度在 45℃ 时，其电缆芯温度已达到 60℃ 了。长期满负荷或经常超负荷运行的电缆，会出现绝缘老化和明显的铅包鼓胀、裂纹和漏油等缺陷，以致发展为故障。尤其是电缆头和中间接头，此处的连接管和端子的接触电阻往往大于电缆本体线芯同等长度的直流电阻值。在接头盒的绝缘处理上，往往需包上比本体绝缘厚 1 倍的手包绝缘层，由于盒内用电缆胶填充，形成导体（连接管）对壳的距离增大（从绝缘强度来看是必要的，但从散热条件来说却比电缆本体困难得多）。当电流增大时，接头盒内温度不断上升，导致发热量大于散热量，在高温、压力和电压作用下就出现了绝缘损坏。

出现接头温度升高，以致膨胀爆炸的现象不一定是过负荷造成的。有些线路平时负荷不是很大，但由于接头的导体连接工艺或铅连接管材料不合格或压接机具本身达不到技术要求，造成连接点接触不良，散热条件差，即使输送容量未达到额定数值，也仍会发热以致发生故障。上述原因从事故样品分析中经常可以发现，连接管有短路电流熔蚀痕迹，导线有断股现象，绝缘均干枯并呈龟裂状态等。这些都说明这种接头在故障前已经过相当长时间的高温载流运行，直接加速了绝缘老化和损坏。

(2) 密封不良导致电缆附件绝缘损坏

电缆终端头和接头盒密封性能差，引起受潮甚至绝缘损坏在运行中是常见的。这是因为户外终端头常年经受大气、温度和干、湿等气候条件的影响，其运行条件比电缆本身更为恶劣，特别是南方地区，对密封性能非常敏感。以鼎足式电缆头为例，它的 3 个瓷套管以及顶盖共有 6~7 处可能成为受潮进水的通道。水分进入电缆头后，逐渐使绝缘受潮，导致绝缘击穿，甚至爆炸。

(3) 腐蚀引起受潮导致电缆绝缘损坏

电缆腐蚀穿孔引起的受潮，在运行时间久的老电缆或有电腐蚀和化学腐蚀的地区中是常见的现象。此外，电缆外护层质量差也会加速电缆腐蚀穿孔。被腐蚀的电缆铅包通常会有淡

黄色或粉红色粒状腐蚀物，有腐蚀物的地方就是铅包穿孔和受潮的通道。在腐蚀孔处，地下潮湿的水分侵入铅包内使电缆纸受潮，绝缘油分解和结晶，使绝缘性能下降。在电压、温度和电场的作用下，形成相间或对地击穿现象。

电缆敷设场所的环境及敷设方式对其腐蚀有重要影响。从运行实践和事故分析中可以发现：直埋电缆比电缆沟或是管道敷设电缆耐腐蚀。调查表明，一些 30 年代敷设在黏土层中的电缆，其外护层大多数还是完整的。而跨越道路穿于管中的电缆则普遍发生腐蚀，绝缘损坏率和故障次数也明显多于直埋电缆。

（4）机械损伤电缆绝缘

这类损伤主要包括以下几个方面：

1) 直接受外力作用造成的破坏。这方面的损坏主要有施工和交通运输所造成的损坏，如挖土、打桩、起重、搬运等都可能误伤电缆，行驶车辆的振动或冲击性负荷也会造成穿越公路或铁路以及靠近公路或铁路敷设的电缆的铅（铝）包裂损。

2) 敷设过程造成的损坏。这方面的损坏主要是电缆因受拉力过大或弯曲过度而导致绝缘和护层的损坏，尤其是一些穿进管道的电缆，常发现管口部位绝缘击穿，其主要原因是两端管口的弯曲半径太小。有的甚至以管口边缘作支点，严重损坏了电缆内部的绝缘。在电缆转角的地方也经常发现弯曲半径小于允许倍数的现象。

3) 自然力造成的损坏。这方面的损坏主要包括中间接头或终端头受自然拉力和内部绝缘胶膨胀作用而造成的电缆护套裂损。因电缆自然胀缩和土壤下沉而形成过大的拉力，拉断中间接头或导体以及终端头瓷套因受力而破损。

（5）绝缘老化与绝缘干枯

绝缘老化与干枯主要出现在使用多年的电缆和接头盒内。杆上电缆和高差大的纸绝缘电缆也有此现象。电缆在长期运行中，因受过热、过负荷和各种过电压的作用，使本体内绝缘层发生自然老化和干枯现象，因此其绝缘强度也逐渐降低。国产电缆运行 10 ~ 20 年后，在事故处理和取样解剖时大多数时会有此现象。例如某 6kV 电缆，升压至 10kV 运行，经 3 ~ 5 年便出现绝缘油结晶、干枯和树枝状击穿。高差较大和电缆垂直部分主要是出现干枯，因而加速了绝缘老化。其原因是高端的垂直部分电缆本体内的黏性绝缘剂往低处流，尤其是户外上杆电缆，从保护管至电缆头的一段呈垂直架空架设，表面接受太阳照射和缆芯载流发热产生的温度，加速了黏性绝缘油的溶解和流失。

（6）过电压导致绝缘击穿

在电力系统中出现的雷电过电压和内部过电压可能导致电缆绝缘击穿，这在保护不完善的电缆线路中也时有发生。对实际事故分析表明，许多户外终端头的事故是由于雷电过电压引起的，电缆本身有缺陷更容易在雷电过电压和内部过电压下发生击穿事故。

14.1.2 纸绝缘电力电缆故障的预防措施

根据现场的运行经验，纸绝缘电力电缆故障的预防措施如下：

1. 加强巡查

（1）按规定的周期进行巡查

发电机的电缆，至少每 3 个月巡查 1 次。对敷设在土中的直埋电缆，根据季节及基建工程的特点，必要时应增加巡查次数。对挖掘暴露的电缆，应根据工程的具体情况，酌情加强

巡查。电缆终端头,根据现场及运行情况,一般每1~3年停电检查1次。装有油位指示的电缆终端头,每年夏、冬季应检查油位高度。污秽地区的电缆终端头的巡查与清扫的期限,可根据当地的污秽程度予以决定。

(2) 巡查时的注意事项

1) 对敷设在地下的每一条电缆线路,应查看路面是否正常,有无挖掘痕迹,查看路线标桩是否完整无缺等。

2) 电缆线路上不应堆置瓦砾、矿渣、建筑材料、笨重物体、酸碱性排泄物或砌堆石灰坑等。

3) 对于通过桥梁的电缆,应检查桥墩两端电缆是否拖拉过紧,保护管或槽有无脱开或锈蚀现象。

4) 对于备用排管应该用专用工具疏通,检查其有无断裂现象。

5) 井内电缆铅包在排管口及挂钩处,不应有磨损现象,需检查衬铅是否失落。

6) 对户外与架空线连接的电缆和终端头应检查终端头是否完整,引出线的接点有无发热现象,电缆铅包有无龟裂漏油,靠近地面的一段电缆是否被车辆撞碰等。

7) 多根并列电缆要检查电流分配和电缆外皮的温度情况,防止因接触不良而引起电缆过负荷或烧坏接点。

8) 隧道内的电缆要检查电缆位置是否正常,接头有无变形漏油,温度是否异常,构件是否失落,通风、排水、照明等设施是否完整。

(3) 对巡查结果的处理

1) 巡查人员应将巡查电缆线路的结果记入巡查记录簿。运行部门应根据巡查结果,采取对策消除缺陷。

2) 在巡查电缆线路时,如发现有零星缺陷,应记入缺陷记录簿,检修人员据此来编订月度或季度的维护小修计划。如果发现有普遍性的缺陷,应记入大修缺陷记录簿,检修人员据此来编制年度大修计划。

3) 巡查人员如发现电缆线路有重要缺陷,应立即报告运行管理人员,并做好记录,填写重要缺陷通知单。运行管理人员收到报告后应及时采取措施,消除缺陷。

2. 防止绝缘过热

由上所述,过负荷是导致电缆绝缘过热的重要原因。因此,《电力电缆运行规程》规定,电缆原则上不允许过负荷,即使在处理事故时出现过负荷,也应迅速恢复其正常电流。为避免电缆过负荷,一是正确选择电缆的截面,使之满足允许温度和载流量的要求;二是经常测量和监视电缆的负荷电流和温度。电缆负荷电流的测量,可用配电盘式电流表或钳形电流表等。测量的时间及次数应按现场运行规程执行,一般应选择最有代表性的日期和负荷在最特殊的时间进行。发电厂引出的电缆负荷测量由值班人员执行,每条线路的电流表上应画出控制红线,用以标志该线路的最大允许负荷。当电流超过红线时,值班人员应立即通知调度部门采取减负荷措施。

电缆温度的测量,应在夏季或电缆最大负荷时进行,应选择电缆排列最密处或散热条件最差处及有外界热源影响的线段。测量直埋电缆温度时,应测量同地段的土壤温度。测量土壤温度的热电偶温度计的装置点与电缆间的距离不小于3m,离土壤测量点3m半径范围内应无其他热源。电缆与地下热力管道交叉或接近敷设时,电缆周围的土壤温度在任何时候都

不应超过本地段其他地方同样深度的土壤温度 10°C 以上。

3. 防止电缆绝缘干枯

对 $20 \sim 35 \text{ kV}$ 黏性浸渍纸绝缘电缆的终端，不应用无流动性的绝缘胶填充，以防止垂直部分电缆绝缘干枯。

为防止电缆绝缘干枯，现场采取的措施如下：

1) 在高端使用注油式电缆终端。

2) 在高端使用交联聚乙烯绝缘电缆及热收缩终端。我国户外终端长期灌注沥青绝缘胶，不仅不能解决电缆绝缘干枯的问题，而且在三叉处出现空隙受潮后，会使绝缘严重降低发生相间短路。因此对运行多年，经检测绝缘有明显降低或有闪络的线路，宜将高端电缆更换为交联聚乙烯绝缘电缆，并做两种电缆的中间连接盒，以便良好连接。

3) 在高端使用不滴流油浸纸绝缘电缆。

4. 防止电缆腐蚀

由上所述，电缆铅包或铝包腐蚀是导致电缆绝缘受潮的重要原因，所以防止电缆铅包或铝包腐蚀是保证电缆安全运行的重要因素。电缆的腐蚀有化学腐蚀和电解腐蚀两种。防止化学腐蚀的方法如下：

1) 合理选择电缆线路路径，尽量远离有腐蚀性的土壤。否则应采取必要的措施，如部分更换不良土壤，或增加外层防护，将电缆穿在耐腐蚀的管道中。

2) 对已运行的电缆线路，较难随时了解电缆的腐蚀程度，只能在发现电缆有腐蚀，或发现电缆线路上有化学物质渗漏时，掘开泥土检查电缆，并对附近土壤进行化学分析。

3) 对室外架空敷设的电缆，每隔 $2 \sim 3$ 年涂刷一遍沥青防腐漆，这对保护电缆外护层有良好的作用。

防止电解腐蚀的方法如下：

1) 加强电缆包皮与附近巨大金属物体间的绝缘。

2) 在杂散电流密集的地方安装排流设备，应使电缆铠装上任何部位的电位不超过周围土壤的电位 1V 以上。排流导线应接以串联调整电阻、电流表及熔丝，以便控制杂散电流的大小。

3) 在小的阳极地区采用吸回电极（锌极或镁极）来构成阴极保护时，被保护的电缆铅包电压应在 $0.2 \sim 0.5\text{V}$ 。

5. 防止电缆纸绝缘受潮

防止电缆铅包或铝包腐蚀是防止电缆纸绝缘受潮的重要措施。对渗油的电缆进行及时处理也是防止电缆纸绝缘受潮的重要环节。主要方法如下：

1) 电缆运行部门在巡视时，要注意电缆护套是否有渗油现象，对渗油的电缆要进行观察和记录，停电时应进行处理。

2) 对电缆沟、隧道中的电缆，每年应进行两次检查，发现渗油电缆要及时处理。如要封堵处理，须停电检查，核对无误后再实施。

3) 对电缆沟、隧道、工井等电缆构筑物，要及时排除积水，清理杂物。

6. 防止外力损伤电缆绝缘

电力电缆线路事故大部分是由外力的机械损伤造成的。为了防止电缆的外力损伤，应当建立制度、加强宣传、加强管理。在电缆线路附近进行机械化挖掘土方工程时，必须采取有

效的保护措施,或者先用人力将电缆抽出并加以保护,再根据操作机械及人员的条件,在保证安全距离的情况下进行施工,并切实加强监护。

7. 防止过电压击穿电缆绝缘

发电厂 35 kV 及以上电缆进线段,在电缆与架空线的连接处应装设阀式避雷器,其接地端应一与电缆的金属外皮连接。对三芯电缆,末端的金属外皮应直接接地;对单芯电缆,应经接地器或保护间隙接地。

8. 加强电缆的预防性试验工作

具体方法详见本书第6章“电力电缆的试验方法及其结果分析与判断”。

9. 加强电缆线路设备的验收工作

1) 应进行分阶段检查验收。电缆线路设备是投资大,要求可靠运行 30 年以上的隐蔽性工程,施工单位应按设计和《电气装置安装工程施工及验收规范》中电缆线路的规定进行。运行单位应派出有经验的人员,对施工中的主要环节(例如直埋电缆的沟深、沙层、交叉跨越、连接盒和终端施工等)进行分阶段的有效监督和检查,发现问题及时纠正,确保施工质量,防止新建电缆线路发生故障。

2) 认真执行《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》,把住验收关。交接试验标准规定,电缆的泄漏电流具有下列情况之一者,电缆绝缘可能有缺陷,应找出缺陷部位并处理:

- ① 泄漏电流很不稳定;
- ② 泄漏电流随试验电压升高急剧上升;
- ③ 泄漏电流随试验时间延长有上升现象。

14.2 电缆中间接头绝缘击穿的原因及预防措施

14.2.1 电缆中间接头绝缘击穿的原因

电缆中间接头绝缘击穿是一种常见的电缆故障。故障的特征为中间接头进水,铜带生锈。造成这种故障的主要原因是:

- 1) 在电缆中间接头的施工中各套管上的灰尘和杂质没有清理干净。
- 2) 中间接头中的各绝缘套管中以及管与管之间有空气。
- 3) 中间接线盒热缩管在加热时受热不均,造成密封不好。
- 4) 电缆其他故障引起的过电压。

14.2.2 电缆中间接头绝缘击穿的预防措施

1) 中间接头的施工要用无水酒精将各套管上的灰尘和杂质清理干净。尽量不在天气不好时施工。

2) 在加热中间接线盒热缩管时要尽量使之受热均匀,要从一端慢慢向另一端加热,驱使管中的空气排出。

3) 中间接头做好后,要在中间接头外护套管与电缆外套层的搭接处缠绕自粘胶带,对中间接头可能产生的缝隙进行封闭。

4) 限制或消除在中性点不接地系统中由于各种故障引起的过电压。例如在中性点接消弧线圈等。

14.3 交联聚乙烯电缆在运行中发生事故的原因及其预防措施

14.3.1 交联聚乙烯电缆在运行中发生事故的原因

1. 水树枝劣化

它是交联聚乙烯电缆事故的主要原因, 约占事故的 71%, 多发生于自然劣化。所谓“树枝”不过是一个形象名词, 它指固体介质击穿破坏前, 固体介质中产生的树枝状裂痕和放电痕迹。树枝的产生引起绝缘进一步的劣化, 不久将导致全部击穿。所以树枝现象也是预击穿现象。按树枝形成的原因, 树枝可分为电树枝、水树枝和电化树枝(也可归为水树枝的特例)。水树枝是水浸入绝缘层, 在电场作用下形成的树枝状物。它的特点是引发树枝的空隙含有水分, 它在比发生电树枝低得多的场强下即可发生。树枝有的大多不连续, 内凝有水分, 主干树枝较粗, 分枝多且密密麻麻。

根据现场运行经验, 水树枝劣化的特点如下:

- 1) 仅发生在 6kV 以上的高压交联聚乙烯电缆中。
- 2) 从投运到破坏的时间需要数年至十几年, 大多数在 10 年以上。
- 3) 贯通绝缘体的水树枝状劣化, 大部分能维持正常工作电压以上的电压值, 只有在发生脉冲电压等异常电压时才产生破坏。
- 4) 环境温度高时, 劣化进程加快。
- 5) 电缆构造对故障有很大关系, 对用棉带作基布的半导体层的电缆要特别注意。
- 6) 全屏蔽的 3.3kV 交联聚乙烯电缆, 由于接地有可能发展为相间短路。

2. 屏蔽铜带断裂

在屏蔽铜带一端接地的电缆中, 当屏蔽铜带断裂时, 非接地一端的铜带成为非接地状态, 该铜带上将感应出高电压, 这个高电压若导致断裂部位发生放电, 往往引起绝缘破坏。屏蔽铜带断裂的特征是:

- 1) 单芯电缆比三芯电缆的事故多。
- 2) 从投运到破坏的时间, 从数周到数年不等。
- 3) 断裂部位的导体电阻增大到数千欧, 不能保护非接地侧电缆的对地闪络。
- 4) 断裂部位放电时冒火、冒烟, 严重时可能引起火灾。

3. 铜屏蔽接地故障

交联聚乙烯电缆铜屏蔽接地故障已逐渐被重视。例如某地区的交联聚乙烯电缆多半采取自埋方式, 为此将终端头的铜屏蔽地线和钢铠地线分别引出, 接地线截面分别不小于 25mm^2 和 10mm^2 , 从热缩套管下引出时应互相绝缘。通过以上两项改进, 就有条件在终端头处定期测量钢铠对地和钢铠对铜屏蔽的绝缘电阻, 可间接反映电缆内、外护套有无损伤, 从而可以判断电缆是否受潮。

4. 线芯屏蔽层厚薄不均匀

电力电缆线芯在紧压过程中容易产生尖锐毛刺。随着运行电压升高, 导体表面电场增

大,毛刺尖端电场严重畸变,引发主绝缘树枝状放电。因此,3kV 及以上的交联聚乙烯电力电缆均要求设计由半导体材料构成的线芯屏蔽层和绝缘屏蔽层。半导电线芯屏蔽层的主要作用是:均匀线芯表面电场、防止气隙、提高电缆局部放电电压、屏蔽线芯毛刺、抑制树枝引发和树枝状放电,还起热屏障作用。因此它直接影响电缆的安全运行和寿命。例如:某 YJV-26/35 型、 $3 \times 400\text{mm}^2$ 的交联聚乙烯电缆投入运行 8 天后发生故障,电缆本体绝缘几乎全部烧融,铜芯均有过热退火痕迹,位于铜屏蔽接地处上方 16mm 和 51mm 两处的铜线芯被烧熔化为黄豆大小的粒状,铜接线端子完好。现场进行解剖检查,分析电缆故障,其主绝缘和绝缘屏蔽层无明显质量问题,而线芯屏蔽层厚薄不均匀,最薄处厚度约为 0.67mm,最厚处厚度约为 1.22mm,炭黑分散比较均匀,体积电阻率约为 $10^6 \Omega \cdot \text{cm}$ 。因此,可以判断故障的原因是线芯屏蔽层较薄、体积电阻率偏高,不足以屏蔽线芯毛刺或铜屑而引起畸变电场尖端放电,主绝缘迅速被破坏,最后导致电击穿。

14.3.2 交联聚乙烯电缆在运行中发生事故的预防措施

根据现场的运行经验,交联聚乙烯电力电缆故障的预防措施如下:

(1) 设计选型适当留有裕度

现场运行经验表明,对连续生产的重要负荷电缆,在设计选型时宜适当留有裕度。这样做虽然投资稍大一点,但最终可以减少电缆故障,延长电缆寿命,经济上还是合算的。

(2) 敷设方式要因地制宜

对不同的地区应采用不同的敷设方式。例如,在地下水位较高的地区及多雨地区,不宜采用直埋方式。电缆数量比较集中的地区应用电缆隧道或电缆井。对距变电所较远的个别用户可采用架空或防水型电缆。在南方电缆隧道内黄梅季节容易结露,应采用合适的通风措施。电缆隧道的各电缆入口处应有封堵措施,避免在下雨时雨水沿电缆流入隧道内。隧道内应设有排水设施。电缆沟的电缆井应有防止雨水侵入的措施,必要时应加排水泵。

(3) 选择质量好的电缆

电缆质量的好坏对防止水树枝劣化至关重要。电缆的质量问题主要由生产设备不良、材料选用不当、工艺落后、质量管理和生产管理等原因造成。所以在选择电缆时应了解电缆的生产工艺、管理等有一定了解,以便能买到质量好的电缆,为减少故障奠定基础。

(4) 把好施工质量关

即使电缆质量很高,施工质量不高,也会造成隐患。为此必须把好施工质量关,其要点如下:

重视热缩接头的施工质量

1) 热缩接头施工质量的好坏,关键在于密封。为把好密封关,应严格做好以下几点:

① 加热的火候要适当。掌握喷灯或丙烷喷枪的火候,防止过热或欠火。热缩时应保持火炬朝着向前移动的方向,以预热管材,赶走管内的气体。并且应不停地移动火炬,避免烧焦管材。火炬沿电缆方向移动以前,必须保证管子在周围方向已充分均匀地收缩。

② 管子的两端应重复加热。管子整体热缩完毕后,管子的两端最后应重复加热,以保证其内部的黏合剂或热熔胶充分地热熔密封。

③ 接头各密封部位,如移动,应再次加热,防止开胶。

④ 热缩好坏的判断。管子热缩以后,表面应光滑、无皱纹、无气泡,并能清晰地看到

其内部结构的轮廓。管子两端的黏合剂或热熔胶充分地热熔以后,应略有外溢现象。

2) 消除尖端棱角。电缆线芯压接前后,应充分地打磨和冲洗,以消除棱角和尖端。

绝缘层剥切以后,其表面的半导电层,有的可以撕掉,有的需要用玻璃片刮掉,最后要求用细砂纸充分地打磨绝缘层表面,使其光滑无刀痕。绝缘层的切断处,要求削成锥体(或倒角),切削时,要求表面光滑、无刀痕、无棱角。

3) 应力处理。屏蔽层的切断处是应力比较集中的地方,这些地方的电场比较强。因此,对接头在两侧电缆内屏蔽切断处和外屏蔽切断处,终端头在外屏蔽切断处,均要求包缠应力疏解胶,在切断处千万注意一定要用应力疏解胶填满缠紧不留空隙。这一措施对改善电场分布,消除应力集中,是有效的。

4) 清洁。做接头前,要求搭设临时工棚,以防风砂、雨雪、灰尘等侵入接头,影响施工质量。施工中所使用的工具应擦洗干净,包缠绝缘带时,操作人员应戴医用手套和口罩。应当指出,当用餐纸蘸清洗剂清洗对接头或终端头绝缘表面时,其方向一定要从压接管向外屏蔽切断处进行,千万不能用接触过半导电层的餐纸去清洗绝缘表面。

5) 尽量缩短接头的制作时间。为尽量缩短接头的制作时间,准备工作要充分,接头的制作要求连续进行,不得间断。

尽量避免外护套破损

在交联聚乙烯电缆施工中经常发生由于机械外力、制造过失等原因使其外护套破损,影响电缆的使用寿命和正常运行。为此必须加强管理、精心施工。

(5) 对运行中的电缆要认真进行预防性试验

试验方法和要求详见本书第6章“电力电缆的试验方法及其结果分析与判断”。

(6) 对护层破损故障应及时处理

当查找出电缆护层存在破损故障后,应及时处理,消除隐患。根据现场的实践经验,可分两步进行:

1) 封堵孔洞。若铝波纹护层破损,首先对铝波纹护层孔洞采用环氧树脂加玻璃丝带封堵,然后用乙丙绝缘带替代原PVC外护层,最后用防水带包扎,使其恢复原PVC的作用。

2) 对护层内的潮气进行排潮处理。

14.4 交联聚乙烯电力电缆进水的原因及预防措施

根据现场经验,交联聚乙烯电力电缆进水的原因如下:

(1) 保管不善

新买的成筒电缆,其两头均使用塑料密封套封住,但用去一段之后,余下的就用塑料纸一裹,外面用绳子一扎,密封性不好,时间一长,水汽就会渗入电缆。

(2) 敷设不慎

电缆敷设时,其用塑料纸裹住的电缆头有时会浸泡在水中,使水进入电缆。在牵引和穿管时,有时会发生外护套破裂现象。

(3) 电缆头制作不及时

电缆敷设后,未能及时进行电缆头制作,使未经密封处理的电缆端口长期暴露在空气中,甚至浸泡在水中,使水汽大量进入电缆。

(4) 电缆头制作时大意

在制作电缆头（包括终端头和中间接头）时，由于制作人员的大意，电缆端头有时会滑入有积水的电缆井中，导致电缆进水。

(5) 电缆运行故障

在运行中，当电缆发生中间接头击穿等故障时，电缆井中的积水便会沿着缺口进入电缆。在建筑工地，外力引起电缆破损或击穿，也会发生电缆进水。

研究表明，电缆进水后，在电场作用下会发生水树枝老化现象，最后导致电缆击穿。所以应采取相应对策防止进水。其主要措施如下：

1) 电缆头应严格密封。对锯掉的电缆头，无论是暂时不用还是敷设，均要采用电缆专用的密封套进行严格的密封，以防止潮气渗入电缆。

2) 电缆敷设后要及时制作电缆头。

3) 购买定点厂的产品，以保证质量。

4) 加强电缆头的制作工艺管理。

5) 采用冷缩电缆头。可选用冷缩硅橡胶电缆附件。

6) 长电缆采用电缆分支箱，以限制进水长度。另外，当电缆发生故障时，也便于分段查找。

7) 采用PVC塑料双壁波纹管。由于这种波纹管耐腐蚀、内壁光滑、强度与韧性良好，因而在电缆直埋敷设时，可大大减少电缆外护套的破损。

8) 改进电缆沟（管）和电缆井的设计，以便于排水、施工和管理。

9) 认真进行试验。在电缆头制作后，投运之前要做一次高压试验，运行后，要认真进行预防性试验。

14.5 电力电缆发生火灾事故的原因及防火措施

14.5.1 电力电缆发生火灾事故的原因

通过分析发现，电力电缆发生火灾事故的主要原因有：

1) 外界火源引起火灾。

2) 电缆本身故障引起火灾。

引起电力电缆本身故障的原因如下：

① 接头制作质量不良。由于有的电力电缆检修人员的技术素质不高，工艺水平较差，操作时也不注意卫生，造成接头制作质量不良、压接头不紧、接触电阻过大，长期运行造成电缆头过热烧穿绝缘，甚至导致电缆接头爆炸起火。例如，某发电厂电缆火灾事故就是由于厂用电源备用电缆的电缆接头爆炸起火引起的。

② 安装施工不当。在电缆敷设时，由于施工人员不懂或没有能严格按操作规程和工艺要求施工，常因刮、碰、压、扭而造成电缆外护层损伤，导致进水受潮。在运行中绝缘层就可能被击穿而产生电弧，引起燃烧而发生火灾。例如，某发电厂电缆火灾事故的发生和扩大是由于2号发电机电缆引出线在电缆夹层中发生接地短路而引燃了周围的电缆所致。

③ 接地不良。由于对电缆接地的重要性认识不足，对接地质量重视不够，接地线焊接

不牢,接触不良,阻值偏大,因而造成电缆接地故障电流比正常短路电流小,使电流保护器不能及时切断故障而出现电弧、电火花。据有关资料介绍,0.5 A 电流的电弧、电火花的局部高温即可引起可燃物质起火。

3) 运行管理不当引起火灾。电力电缆巡检制度不完善或执行不力,使得许多火灾隐患不能及时发现与排除;电缆载流量选择不当,造成部分电缆长期满负荷或经常超负荷运行,使温升过高;操作人员误操作或违章操作引起短路或过负荷使电缆发热量成倍增加,导致绝缘老化或损坏而击穿起火。

4) 密集度过大引起火灾。在新增或技术改造项目设计中,由于考虑减少费用,而采取的防火措施少,造成电力电缆敷设过于集中、混杂、堆压严重、散热不良,尤其是将起燃后会产生剧毒烟雾的中、低压电缆与高压电缆一起敷设,往往造成一点故障连续烧崩的严重后果。

14.5.2 电力电缆发生火灾的预防措施

目前,电力电缆采用的防火措施如下:

1) 采用阻燃型电缆或耐火型电缆。阻燃型电缆是指着火后具有不延燃或能自熄的电缆。耐火型电缆是指电缆在一定时间和高温作用下,绝缘不致完全烧坏并能继续通电的电缆。实践证明,采用阻燃型电缆或耐火型电缆是电缆防火的有效措施之一。

2) 单元机组应有单独的电缆通道。在部标《发电厂、变电所电缆选择与敷设设计规程》(SDJ26-89)中规定,200MW 及以上机组,主厂房内每条电缆通道容纳的电缆回路应不超过 1 台机组的电缆。当不能完全实现时,应采取耐火分隔方式。对公用重要回路的非耐火型电缆,宜布置在两个互相独立或有耐火分隔的通道中,也可对其中一回路电缆做耐火处理。为防止电缆火灾事故扩大,今后电厂应严格按上述规定进行设计。

3) 提高电缆敷设和电缆防火封堵质量。电缆竖井和电缆孔洞的封堵,对于防止电缆火灾蔓延起着十分重要的作用。因此,设计时应考虑通过竖井进入控制室电缆夹层的电缆数量不宜过多,应尽可能地减小竖井的开孔尺寸,以方便封堵。对运行单位,电缆孔洞和竖井的严密封堵是非常重要的,要求对封堵不严或未进行封堵的应立即完成封堵。

4) 加强低压动力电缆的技术管理。由于低压动力电缆故障击穿着火引起火灾,对电力系统安全运行威胁很大。所以在原电力部制订的《火电厂电缆防火措施》中,从设计、运行等方面提出了加强低压动力电缆技术管理的要求,指出在选择电力电缆截面时,应留有适当的裕度。因为《发电厂、变电所电缆选择与敷设设计规程》(SDJ26-89)中仅有单层多根并列的排列系数,而在目前的工程设计中,大量采用多层多根并列,因此设计中的排列系数应根据实际情况加以修正。运行单位应重视对 380V 低压动力电缆的运行管理,定期巡视检查,认真、及时地进行预防性试验。对低压动力系统的电源线,设计时应适当配备二次保护以利于上下级之间的配合。已运行的 380V 低压动力系统应完善电源开关的保护,并与上一级保护相配合。

5) 重视消防系统的设计和运行管理。

6) 安装火灾预警系统。

第 15 章 异步电动机的典型故障分析与处理

15.1 三相异步电动机的常见故障、原因及处理

三相异步电动机的常见故障、原因及处理见表 15-1。

表 15-1 三相异步电动机的常见故障、原因及处理

故障现象	可能的故障原因	处理方法
电动机不能起动，且没有任何声响	1) 电源没有电； 2) 两相或三相的熔断器熔断； 3) 电源线有两相或三相断线或接触不良； 4) 开关或起动设备有两相或三相接触不良； 5) 电动机绕组 Y 接法有两相或三相断线，△接法三相断线	1) 接通电源； 2) 更换熔丝； 3) 在故障处，重新刮净，接好； 4) 找出接触不良处，予以修复； 5) 找出故障点，予以修复
电动机不能起动，但有嗡嗡声	1) 定、转子绕组断路或电源一相断线； 2) 绕组引出线首尾端接错或绕组内部接错； 3) 电源回路接点松动，接触电阻大； 4) 负载过大，或转子被卡住； 5) 电源电压过低或压降大； 6) 电动机装配太紧或轴承内油脂过硬； 7) 轴承卡住	1) 查明绕组断点或电源一相的断点，修复； 2) 检查绕组极性，判断绕组首尾端是否正确；查出绕组内部接错点，将其改正； 3) 紧固螺钉，用万用表检查各接头是否假接，予以修复； 4) 减载或查出并消除机械故障； 5) 检查是否将△接法接成 Y 接法，是否电源线过细，压降过大，予以改正； 6) 重新装配使之灵活，换合格的油脂； 7) 修复轴承
电动机不能起动，或带负载时转速低于额定转速	1) 熔断器熔断，有一相不通或电源电压过高； 2) 定子绕组中或外电路有一相断开； 3) 绕线式电动机转子绕组电路不通或接触不良； 4) 笼型转子笼条断裂； 5) △连接的电动机引线接成 Y 连接； 6) 负载过大或传动机械卡住； 7) 定子绕组有短路或接地	1) 检查电源电压及开关、熔断器的工作情况； 2) 从电源逐点检查，发现断线并接通； 3) 消除断点； 4) 修复断条； 5) 改正接线； 6) 减小负载或更换电动机，检查传动机械，消除故障； 7) 消除短路、接地处
电动机过热或冒烟	1) 电源电压过高或过低； 2) 检修时烧伤铁心； 3) 定子与转子相擦； 4) 电动机过载或起动频繁； 5) 断相运行； 6) 笼型转子开焊或断条； 7) 绕组相间、匝间短路或绕组内部接错，或绕组接地； 8) 通风不畅或环境温度过高	1) 调节电源电压，换粗导线； 2) 检修铁心，排除故障； 3) 调节气隙或转子； 4) 减载，按规定次数起动； 5) 检查熔断器、开关和电动机绕组，排除故障； 6) 对转子开焊处进行补焊或更换铜条；铸铝转子要更换转子或改用铜条； 7) 查出定子绕组故障或接地处，予以修复； 8) 修理或更换风扇，清除风道或通风口，隔离热源或改善运行环境

(续)

故障现象	可能的故障原因	处理方法
轴承过热	1) 轴承损坏; 2) 润滑油脂过多或过少, 油质不好, 有杂质; 3) 轴承与轴颈或端盖配合过紧或过松; 4) 轴承盖内孔偏心, 与轴相擦; 5) 端盖或轴承盖未装平; 6) 电动机与负载间的联轴器未校正, 或传送带过紧; 7) 轴承间隙过大或过小; 8) 轴弯曲	1) 更换轴承; 2) 检查油量: 应为轴承容积的 $1/3 \sim 2/3$, 更换合格的润滑油; 3) 过紧应车磨轴颈或端盖内孔, 过松可用黏合剂或低温镀锌处理; 4) 修理轴承盖, 使之与轴的间隙合适且均匀; 5) 重新装配; 6) 重新校正联轴器, 调整传送带张力; 7) 更换新轴承; 8) 校直转轴或更换转子
电动机有不正常的振动和响声	1) 转子、风扇不平衡; 2) 轴承间隙过大, 轴弯曲; 3) 气隙不均匀; 4) 铁心变形或松动; 5) 联轴器或带轮安装不合格; 6) 笼型转子开焊或断条; 7) 定子绕组故障; 8) 机壳或基础强度不够, 地脚螺钉松动; 9) 定、转子相擦; 10) 风扇碰风罩, 风道堵塞; 11) 重绕时每相匝数不等; 12) 缺相运转	1) 校正转子动平衡, 检修风扇; 2) 检修和更换轴承, 校直轴; 3) 调整气隙, 使之均匀; 4) 校正铁心, 重叠或紧固铁心; 5) 重新校正, 必要时检修联轴器或带轮; 6) 进行补焊或更换笼条; 7) 查出故障, 进行修理; 8) 加固、紧固地脚螺钉; 9) 硅钢片有突出的要锉去, 轴承损坏要更换; 10) 检修风扇及风罩使之配合正确, 清理通风道; 11) 重新绕制, 使各相匝数相等; 12) 修复线路、绕组的断线和接触不良处或更换熔丝
电动机外壳带电	1) 接地不良或接地电阻太大; 2) 电动机绝缘受潮; 3) 绝缘严重老化; 4) 绕组两端的槽口或引出线绝缘破损; 5) 嵌线时导线绝缘有损坏; 6) 电源线和接地线搞错; 7) 接线板有污垢; 8) 绕组端部紧挨机壳处绝缘损坏	1) 找出原因, 采取相应措施予以解决; 2) 进行烘干处理; 3) 老化的绝缘要更新; 4) 用绝缘材料补好, 包扎或更换引出线; 5) 拆开故障线圈, 处理绝缘; 6) 纠正接线; 7) 清理接线板; 8) 损坏处包扎绝缘并涂漆, 在端部和机壳间垫上绝缘纸
电刷冒火, 集电环过热或烧环	1) 电刷的牌号或尺寸不符; 2) 电刷压力过大或不足; 3) 电刷与集电环接触面不够; 4) 集电环表面不平或不清洁; 5) 电刷在刷握内卡住	1) 更换电刷; 2) 调整电刷压力; 3) 打磨电刷; 4) 修理集电环和清除污垢; 5) 检查排除卡住故障
电动机三相电流不平衡	1) 三相电源电压不平衡; 2) 定子绕组匝间短路; 3) 重换定子绕组后, 部分线圈匝数有误; 4) 重换定子绕组后, 部分线圈接线错误	1) 检查三相电源电压; 2) 检查定子绕组, 消除短路; 3) 严重时, 测出有错的线圈并更换; 4) 校正接线
绝缘电阻降低	1) 电动机内受潮; 2) 绕组上灰尘、污垢太多; 3) 引出线和接线盒接头的绝缘损坏; 4) 电动机过热后绝缘老化	1) 进行烘干处理; 2) 清除灰尘、油污后, 进行浸漆处理; 3) 重新包扎引出线绝缘; 4) 小容量电动机可重新浸漆处理

(续)

故障现象	可能的故障原因	处理方法
电动机启动时熔丝熔断	1) 定子绕组一相反接; 2) 定子绕组有短路或接地故障; 3) 负载机械卡住; 4) 启动设备操作不当; 5) 传动带太紧; 6) 轴承损坏; 7) 熔丝规格太小; 8) 缺相启动	1) 判别三相绕组首尾端, 重新接线; 2) 检查并修复短路绕组和接地处; 3) 清除卡阻部位; 4) 纠正操作方法; 5) 适当调整传动带松紧; 6) 更换轴承; 7) 合理选用熔丝; 8) 检查并更换熔丝

15.2 电动机发生火灾的原因及其预防

电动机发生火灾的原因很多, 主要是选型不合理、制造质量差、使用不当和维修保养不良所造成的。通常造成火灾的具体原因如下:

(1) 过载

电动机过载的主要原因是负载超过电动机的额定功率或电压过低。过载会导致电流增大, 大电流会引起发热量增加, 绝缘温度升高, 严重时将损坏绝缘或引起短路着火, 若引燃周围的可燃物, 则造成火灾。

(2) 绝缘损坏

当电动机长期过载, 短时间内反复启动, 会导致绕组绝缘老化。当有硬质或金属异物掉入电动机内、环境温度过高、腐蚀性气体侵蚀、电网出现过电压等都可能造成绝缘损坏, 从而发生相间或匝间短路, 引起火灾。

(3) 接触不良

绕组的各个连接点或引出线接点松动、焊接不良, 接触电阻增大, 通过电流时发热严重, 加速氧化, 使接触电阻进一步增大, 形成恶性循环, 最后导致接点烧毁并产生火花, 引起火灾。

(4) 选型不当

若有火灾危险或爆炸危险的场所, 选用了一般防护式电动机, 当电动机发生故障时, 产生的高温、电弧可引燃可燃性物质或引爆炸炸性物质, 造成火灾或爆炸事故。

(5) 非全相运行

运转中的三相异步电动机在一相断电的情况下, 仍能继续运行, 称为两相运行。若负载功率不变, 两相 (非全相) 运行时绕组电流增大至 1.73 倍, 将使绕组严重发热, 最后烧毁电动机绕组, 甚至引起火灾。

(6) 机械摩擦

当电动机的轴承损坏时, 摩擦增大, 出现局部过热现象, 当温度升高到一定程度时, 可引燃周围的可燃物, 引起火灾。另外, 当轴承滚珠碾碎时, 电动机转轴被卡住, 电动机将因过电流而严重过热而被烧毁。有时轴承损坏后, 引起转子和定子互相摩擦, 温度可高达 1000℃ 以上, 从而损坏绝缘, 发生短路, 产生火花。

(7) 铁心损耗过大

由于铁心硅钢片质量、规格不符合要求,或者片间绝缘强度过低,使涡流损耗过大,有时可使空载电流达到额定电流的 50% 以上。这种电动机拖动负载后,会发生过电流现象,产生过热,损坏电动机。

(8) 接地装置不良

当电动机绕组与机壳发生短路时,如接地装置不良,当相线碰壳时,除可引起触电事故外,还能使机壳发热,引燃周围可燃物,严重时可引起火灾。

针对上述发生火灾的原因,应采取的措施如下:

- 1) 合理选择电动机的额定功率;
- 2) 正确选择电动机的型式;
- 3) 正确选择电动机的起动方法;
- 4) 安装应符合规范要求;
- 5) 装设符合安全要求的保护装置;
- 6) 加强运行监视和维护;
- 7) 定期进行预防性试验;
- 8) 电动机周围应配置灭火器材。

15.3 电动机运行时有噪声和振动过大的原因

15.3.1 电动机运行时有噪声的原因

电动机的运行噪声是由机械原因造成。例如电动机装配不良、轴承损坏等。常见的电动机装配不良有:定子与转子不同心;定子铁心与转子相碰。前者多是由于端盖与定子或轴承座与端盖的紧固螺钉紧固不均匀、止口四周啮合不均匀造成端盖或轴承座安装不正而引起;后者多是因轴承内外套与转轴、端盖轴孔装配太松所致。轴承的损坏常使电动机发出明显的金属撞击和振动声,此时应更换同型号的轴承。

15.3.2 电动机运行中振动过大的原因

电动机运行中振动过大主要有机械和电气两方面的原因。机械原因主要包括地基或地脚螺栓松动、电动机与传动机械的装配不良、转轴弯曲、轴径不圆、转子或带轮不平衡、轴承损坏或电动机所带动的机械本身振动等。电气原因主要包括电源电压不对称、绕组短路、多路绕组中个别支路开路、较多的鼠笼条断裂或开焊等。

当电动机运行中振动过大时,应在排除地基或地脚螺栓松动这一原因之后,先对电动机进行空转试验,若空转时振动不大,说明振动原因不在电动机本身,多是由电动机与传动机械的装配不良或电动机所带动的机械本身的振动引起。此时可重新校正传动装置或将电动机所带动的机械进行处理。若空转时振动也较大,原因应在电动机本身。至于是电动机本身的机械原因还是电气原因,可通过观察切断电源后的振动情况进行判断:在电动机转动时突

然切断电源,在电动机依赖惯性转动时如果振动消除,则说明振动是由电动机本体的电气原因引起;若振动依然存在则说明是电动机本体的机械原因引起的,此时应对转轴、轴径、轴承等进行检查,必要时可对转子进行静平衡或动平衡校验。转轴或轴径弯曲可在压力机上进行校正,轴承损坏则必须更换。若怀疑是电动机的电气原因,可先检查电源电压是否严重不平衡或缺相,排除电源原因后,应对电动机进行拆体检查,然后进行处理,处理方法可参考有关事例。

15.4 异步电动机“扫膛”原因及处理

电动机“扫膛”会使电动机发出异常声和噪声,电流增大,严重时可使电动机发热甚至会烧坏电动机绝缘。造成异步电动机“扫膛”的主要原因有:

- 1) 电动机在装配时有异物遗落在定子腔内。
- 2) 绕组绝缘损坏后的炭落物进入定子与转子的间隙。
- 3) 由于机械原因造成转子“扫膛”,例如由于轴承损坏、电动机主轴磨损等。

在进行电动机解体检查时,可发现由“扫膛”造成的定子和转子铁心的明显擦痕。此时可仔细检查电动机转子和定子上有无异物附存,绝缘是否破坏,电动机轴承有无损坏等。对附存异物和因“扫膛”造成的毛刺应进行清理,对损坏的绝缘要恢复,电动机轴承损坏时要更换。当处理好故障后,可再次通电进行空载试验。空载试验时应运行平衡、轻快灵活、无杂音、无发热,空载电流与故障前相比,相差不应超过5%。在空载试验正常后,方可进行带负荷操作。

15.5 转子铁心支架电焊渣导致电动机故障

15.5.1 现象

某厂一台JRQ-157-8型、6kV、380kW高压电动机在一次空载运行1.5h后突然发生冒烟现象。停机解体检查,发现电动机的定子与转子相擦,在铁心下部有14个槽的槽楔已经烧焦,转子铁心表面发热变色,部分烧出麻点。定子与转子绕组两端部未遭损坏,绝缘电阻与直流泄漏耐压测试表明,绕组的绝缘性能良好,转子两端的轴承间隙符合技术指标要求。

15.5.2 检查及分析

经现场仔细检查分析,这一故障是转子轴与转子铁心支架筋上的电焊渣脱落所致。电焊渣在高速运转的转子的离心力的作用下,从转子铁心的通风槽孔甩到定子铁心上,造成转子与定子相擦。

15.5.3 处理及结果

将烧焦的铁心槽楔清除干净,添补上环氧树脂胶;对转子铁心表面的麻点用锉刀和砂布打磨光亮后上漆、烘干。装好后再次测试绝缘电阻与直流泄漏耐压,均达到技术指标要求。重新投入运行并带负荷运转,一切正常。

15.6 电动机单相运行的原因及处理

电动机的单相运行又称为断相运行或两相运行。单相运行的电动机电流很大,声音异常。若在起动时出现单相运行,电动机将不能起动,并发出嗡嗡声响,若不及时关机,将有可能烧坏电动机。在运行中的电动机发生单相运行时,若负载率在 50% 以上,也可能烧坏电动机。因此,一旦发现电动机单相运行,应立即停电关机,查明原因。电动机单相运行的主要原因有:

1) 供电线路发生一相断电、熔丝中有一相接触不良或熔断。可用万用表在电动机的主接触器上的接线触头处检查三相交流电压。检查时可对 3 个接线触头中的每两个之间都进行测量。若发现有测不出电压的情况,说明供电电路上有缺相。

2) 主接触器的主触头有接触不上的情况。可在断电的情况下测量主触头的通断情况:将动触头用力按下,用万用表的电阻档测量触头的闭合情况是否良好。

3) 电动机的定子绕组有一相断线或接线压接不良。检查时可切断电动机电源,拆去电动机接线盒盒盖,将接线柱之间的连接片取下,用万用表电阻档分别测量三相绕组,若有不通者,即为该绕组断线或接线压接不良。

例如某厂一台小型电动机,电路经常规检查完好,按下启动按钮,电动机运行一段时间后烧毁。现场检查发现,电源的一相熔丝烧断,断点靠近熔丝压接点端头。从熔丝断点分析,熔丝熔断是由于在安装时受损,形成非正常熔断,造成电动机缺相运行烧毁。

在小容量的电动机中,控制、保护电器一相接触不良或断开是造成缺相运行的主要原因。如交流接触器触头一相闭合不严;熔体与熔断器或刀开关接触不良;熔体截面损伤,特别是在刀开关和瓷插式熔断器中的熔丝,在安装时压得过紧易造成熔丝损伤,压得过松则易造成接触不良。

15.7 电动机接线端子锈蚀导致电动机三相电压不平衡运行

15.7.1 现象

某厂一台水泵电动机,容量为 22kW,采用时间继电器控制星形—三角形起动,安装完毕后电气测量正常。按下启动按钮,星形起动时正常,换接为三角形运行时,电动机噪声明显增大,伴有强烈振动,电动机温升增加。

15.7.2 检查及处理

根据现场分析,产生这一故障的原因可能有 3 个:电动机与水泵没有同轴连接;电动机内有匝间短路;线路中的某处接触不良。

现场检查发现,用手推动联轴器无卡阻现象,故第一个原因被排除。换上另一台新电动机后故障现象依然存在,所以电动机内部有匝间短路的可能性不大。对线路进行检查,发现在接至电动机接线端子处的接线鼻子中有一相锈蚀严重,接触不良。经除锈后重新接线,电动机运行正常。

故障现象和处理结果表明,线路接至电动机的接线鼻子因锈蚀而接触不良,造成此处电阻增大,星形起动时,电流小对电动机的影响不明显,但在换接为三角形运行时,电压升高,电流增大,因接触不良而形成的电压降增大,造成三相电压不平衡。

15.7.3 经验及教训

由此可以得出,对电动机的安装、检修应认真、细心,避免造成电动机缺相运行。

15.8 接线盒内接线铜鼻断裂导致电动机断相运行

15.8.1 现象一

某厂一台90kW水泵电动机,在运行期间发现声音有异常,电动机端盖和轴承盖处温度较高,已超过正常允许范围,但电流表指示电流正常。停机后进行检查发现,在电动机接线盒内,电动机绕组引向接线柱的一条外引线在引线铜鼻子处烧断。此结果表明,三角形联接的电动机绕组中有一相断线,电流为零,在此故障状态下,电动机线电流呈不平衡,其中有两相的线电流相等且只等于绕组的相电流,而另一条相线的线电流为绕组相电流的17.3倍,即为其他两条相线电流的17.3倍。但由于电流表接线的原因,电流表所指示的电流数值不能反映这一电流的不平衡现状,因而没有被及时发现,只是根据电动机的不正常声音检查电动机的温升时,才发现电动机已是严重带故障运行。此故障给人的启示是:运行人员对电动机的运行状态(电流、电压、温升、声音和气味等)应经常进行检查;重要电动机的电压、电流指示应能反映电动机运行的各相线的电压、电流状态。

15.8.2 现象二

与上述故障相似的还有就是在接线盒内电源进线的接线铜鼻断裂造成单相运行。造成接线铜鼻断裂的原因是由于电动机的振动使接线盒与电动机外壳的固定螺钉松动,接线盒带动接线端子随电动机一起振动。由于导线太粗、太硬,在振动中接线鼻与导线的连接处多次振动,由于疲劳或在接线时对导线造成的操作,导线在与接线鼻的结合处逐渐从断股发展到完全折断。

电动机接线盒下电动机外壳的固定螺钉松动的情况比较普遍,必须在检修时加以注意。另外,电动机绕组引向接线盒的引线以及电源线进盒后,在接线盒外的导线应有富裕,使之处于松弛状态。这样,在电动机振动时,就可以有所缓冲,以消除振动时接线鼻的拉力,避免导线和接线鼻等因过度受力造成断裂。

15.9 电动机基础建筑与电动机共振造成的短路故障

15.9.1 现象

某地一台临时水泵在空载试车时,发现水泵电动机有异常振动,随着试车时间的延长,振动越来越厉害,只好停机检查。检查电动机本身无异常后,将此电动机换到另一台水泵上

运行,结果运行正常,故排除了电动机本身故障的可能性。重新将电动机装至原位置,并进行仔细校正,再次空载试车,振动仍不能消除,结果在开车后约 5s,突然听到爆炸声,并同时引起断路器跳闸。

15.9.2 检查及分析

故障停机后再次对电动机进行检查,发现电动机接线盒内一相接线柱瓷瓶炸碎,接线头烧坏,其他两相也有被烧痕迹,接线盒盖有局部烧熔。

通过对故障前后的现象分析,可以看出此次故障是由于电动机强烈振动,引起接线头松动,进而产生火花、电弧,最终导致短路故障发生。加之电动机的继电保护不当,没有动作,引起断路器跳闸。

为了查明电动机振动的原因,用超声波进行测量,其他水泵电动机的基础建筑的固有频率均正常,只有故障电动机的基础建筑的固有频率正好处于电动机转动引起振动的频率范围之内。再对电动机基础建筑进行超声波测量,发现该电动机底座的两条钢筋混凝土梁有蜂窝状缺陷。于是,用一吨多重的钢板和钢筋混凝土对电动机机座下的钢梁进行加固,改变了电动机基础的固有频率。经过如此处理之后,对水泵电动机进行空载和带负荷试车,一切正常。

15.10 绕线式电动机并头套之间击穿短路的处理与预防

绕线式电动机在运行中会产生电刷碳粉,特别是在一些恶劣的环境中运行时,有害气体、导电粉尘也会严重影响电动机的运行,使电动机转子端部的并头套发生击穿短路(俗称放炮)或接地,导致开焊,甚至将线头烧去一段。若确因短路已将断头处烧短,不能直接进行连接时,可采用如下方法进行处理:

将断开处用锉刀进行清理,除去铜屑。用红外线灯泡或酒精喷灯将清理后的断头进行局部加热,使之软化。将烧坏的铜线线头稍微向上弯曲以便于焊接(焊接时可采用银焊或锡焊,要保护好其他绕组以免烧坏)。焊接后进行修整、平直、绝缘处理和烘干,最后放回原处。可在放回原处时在其下面垫一层青壳纸,然后再套入并头套,在修理处涂绝缘漆并烘干即可。

若用锡焊时,可用酒精喷灯将清理后的断头进行局部加热,加热到能将焊锡熔化的温度时,改用 300W 左右的电烙铁继续加热以保持温度。沿断头向两端的一定长度(依断头导线截面大小而定)上加松香和焊锡,使之均匀地搪上一层锡,然后停止加热,用一条已搪好锡的铜丝紧紧地将搪好锡的断头连接处缠绕上层。之后,再用喷灯对缠好的并头加热,当搪锡开始熔化时,仍用电烙铁加热并进行锡焊,使焊锡均匀地在缠绕处焊牢。同样,在锡焊时,也要注意保护绕组。焊完后进行上述有关的处理。

要避免并头套短路和接地,最好将并头套的锡焊改为硬焊。也可采用加强绝缘的方法:在电动机浸漆后,待干燥临近结束时,趁转子尚未冷却,用环氧树脂加固化剂调和后加温至稀浆状,将其涂刷于转子的端部和并头套上,然后干燥 12~24h 即可。

15.11 绕线式电动机集电环过热和火花过大的原因及处理

15.11.1 绕线式电动机集电环过热的原因及处理方法

绕线式电动机在运行中常常出现集电环过热现象。其常见原因及处理方法是：

- 1) 电刷的总面积偏小。电刷的总面积偏小时，会使电刷上的电流密度过大，导致温升过高。此时可表现为电刷的连接导线因高温变色；线鼻子熔焊脱落并引起转子开路；电刷因过热膨胀或开裂在刷握中被卡死，引起集电环表面火花过大。可在原有基础上增加电刷数量。
- 2) 集电环处的防护罩散热孔面积过小。应改善散热。

15.11.2 绕线式电动机集电环火花过大的原因及处理方法

造成这一故障的原因主要有：电刷与刷握、电刷与集电环的配合不当；刷握松动或与集电环距离过大；电刷与集电环的接触压力过小等。

- 1) 刷握、电刷与集电环的配合要适当。电刷安放在刷握内，应能上下自由移动，左右不应有明显晃动。过紧时可适当将电刷磨去一些，过松时要更换新电刷。电刷与刷握框间的允许空隙见表 15-1。电刷的下端面与集电环的接触面积应不小于总面积的 3/4，且应光滑平整，工作时无跳动，磨损量不应超过原高度的 2/3，否则应更换电刷。更换时应与原规格型号一致。新电刷换上后必须用 0 号或 00 号砂布研磨，使工作面光滑并与集电环表面吻合。研磨接触面时，可用 00 号砂纸包在集电环外圆面上（让有砂的一面对着电刷），并让电刷弹簧压紧电刷，按电动机正常转动方向转动转子，磨至电刷下端面有 80% 以上与集电环外圆面密切接触为止。然后进行清洁，并经过 2~3min 的空载磨合，即可逐渐增加负荷正常使用。

表 15-2 电刷与刷握框间的允许空隙（mm）

空 隙	轴 向	沿旋转方向	
		宽度在 5~16	宽度在 16 以上
最小空隙	0.2	0.1~0.3	0.15~0.4
最大空隙	0.5	0.3~0.6	0.4~1.0

- 2) 刷握松动或刷握与集电环间的距离过大，将会使电刷与集电环接触倾斜、不稳，造成火花过大。此时应调整刷握与集电环之间保持 2~4mm 的距离并加以紧固。

- 3) 电刷应与集电环间有一定压力。碳刷、碳渗石墨和铜渗石墨电刷的弹簧压力应为 150~250kg/mm²。电化石墨电刷的弹簧压力为 150~400kg/mm²。使用中若发现电刷磨损太快，可适当减小压力；若有较大跳火，则应增大压力。在实际工作中，可调整电刷压力至不冒火花、不跳动即可。各个电刷的压力应基本一致。

15.12 高压电动机常见的定子故障分析及处理方法

15.12.1 高压电动机定子绕组常见故障及其原因

高压电动机定子绕组常见故障主要有主绝缘烧损、定子绕组连接线烧损、定子绕组匝间

短路和定子引线短路。导致这些故障的主要原因如下：

1. 制造质量不佳

(1) 端部固定整体性差

电动机定子绕组制造工艺粗劣，绕组固定不良，因而使电动机定子绕组端部固定整体性差。如原有老式电动机绕组成型较差，且尺寸偏小，所以下线后绕组与槽壁间的间隙很大。实际测量最大间隙有 2mm 以上，甚至绕组在槽内悬空。而下层线棒的端部与绑环间也不伏贴，绑扎松弛，其间又未填充涤纶毡等适型缓冲材料。绑绳道数少，并且表面刷漆未经过浸渍处理，端部固定整体性差，当电动机频繁起动时，强大的电动力导致绑绳开断，垫块脱落，造成绕组振动松弛，从而使槽口附近绝缘损坏或绕组背部与绑环之间绝缘磨损接地，甚至通过绑环引起相间短路。

(2) 端部引线和连接线的接头开焊

制造质量不佳还表现在高压电动机的引线和连接线的接头焊接不良，在起动次数多、起动电流大、起动持续时间长的情况下，将发生接头过热开焊故障。在某厂统计的 27 台次高压电动机定子故障中，就有 11 台次发生这样的故障，占 40.7%。例如，某双水内冷发电机组的给水泵电动机（JZK-4000-2 型），第一次起动不成功，第二次起动的过程中，当起动电流尚未返回时，差动保护动作跳闸，电动机端部冒烟，拆开端部检查，发现电动机靠水泵侧端部第 52、53、54 槽正上方绕组引线接头烧断，隔槽绕组引线也被烧断。附近定子绕组端部和引线的绝缘层被电弧高温烧焦碳化，整个端部绕组和铁心上积了一层铜沫，端部下方的转子表面均被熏黑。这是因为两次起动冲击，端部引线接头所产生的热量进一步积累，导致接头烧熔，断开时拉弧，最后导致绝缘击穿烧焦。

(3) 绕组断股

定子绕组断股多发生在连接线的根部。造成断股的原因，一方面是由于制造过程中连线受到反复板、弯，留下了伤痕或裂纹，形成先天性隐患；另一方面是由于端部绕组固定不牢，运行中特别是起动时受电动力（引线间的电动力将达到正常运行时的 25 ~ 49 倍）或振动力的作用而发生疲劳断裂。

定子绕组、连接线和引出线固定不牢不仅是造成绕组主绝缘磨损击穿的主要原因，同时也是匝间绝缘损坏和连接线断股的主要原因之一。

2. 主绝缘老化

定子主绝缘在正常情况下的使用寿命约为 8 ~ 10 年。如果有制造质量方面的缺陷或使用不当，会加速定子主绝缘的老化。发电厂使用高压电动机的老化因素如下：

(1) 机械因素

振动冲击、离心力、电磁力、热应力使绝缘产生机械变形，进而导致裂纹或磨损，出现绝缘的薄弱环节。在起动大电流的作用下，绝缘的薄弱处会产生击穿、烧损。

(2) 热因素

焦耳热、涡流损耗、介质损耗等产生的热量，使绝缘的温度上升。一方面绝缘软化，在各种力的综合作用下会产生变形，出现薄弱环节；另一方面产生过热，加速绝缘老化。

(3) 电因素

操作过电压、电压波动、突然断电、起动方法不当等，都能在绝缘的薄弱环节处发生放电或击穿，使绝缘局部烧损。

(4) 环境因素

湿气、化学物质、尘埃等侵入绝缘层,会使绝缘性能下降,发生放电或击穿。例如某锅炉引风机的电动机因积灰甚多,绝缘劣化,恰巧又遇上蒸汽吹灰门破裂漏汽,水蒸气喷射入电动机,使绝缘严重受潮,造成击穿短路,绕组8处烧坏,5处击穿接地。

(5) 工作方式

频繁起动、冲击负荷、超载运行也都会促使绝缘发生老化。特别是超载引起的高温运行是加速老化的重要原因。研究表明,沥青、云母绝缘的电动机,温度每升高 10°C 寿命将缩短一半。例如,某循环泵电动机在运行中定子铁心外壳表面的实测温度高达 104°C ,铁心内部及绕组温度更高,长期高温运行,加速绝缘老化。绕组绝缘出现龟裂现象,最终B相绕组对铁心槽击穿,烧坏绕组,烧伤铁心槽口。

3. 操作过电压

用少油断路器或真空断路器切高压感应电动机时,都易产生较高的操作过电压,特别是在切起动状态的感应电动机时,会产生高于额定相电压3倍的操作过电压,最高可达6倍以上,严重危及感应电动机的绝缘。如某钢铁厂用ZN28-10型真空断路器切感应电动机,3个月内击穿4台340kW的电动机。

4. 电动机进水受潮

由上所述,高压感应电动机制造质量差,端部及连接线绝缘薄弱,特别是连接线绝缘包扎松弛,如果机内进水,空气湿度增加,绝缘受潮,绝缘电阻大幅度下降,容易引起绝缘击穿故障。如某给水泵电动机,由于机壳底板孔洞密封不严而进水,机壳内底部积水深度约为30mm,使绝缘受潮,运行中B相和C相击穿短路,B相引线根部和C相连线根部烧断。再如,某风机电动机,机坑廊道进水,水位淹至电缆头接线盒,引起三相短路,烧毁线鼻子和引线。

15.12.2 高压电动机的定子绕组故障的处理方法

针对高压电动机定子绕组的故障原因,应采取的处理方法如下:

(1) 加固端部及槽楔

高压电动机在运行中,其绕组受电动力的作用易发生变形而磨损,因此,凡是端部绕组伸出长度大于250mm时,应设两道绑环,并要求绑环箍紧绕组,绑扎牢靠,以提高绕组的整体性和耐受力水平。绕组与绑环间应垫适形涤纶毡等材料,并用涤玻绳绑紧,刷上环氧树脂胶,以防止磨损绝缘。槽楔松动或槽底垫条松动跑出时,应再打紧。槽楔和垫条不良时,应更换新的,并重新打紧。线棒出槽口应当用涤玻绳绑扎,以防止槽楔垫片在运行中退出。

(2) 加强引出线和连线绝缘

定子绕组引出线过长时,应当换为长度适当的导线,截面过小的适当换粗。选择导线截面时,不仅要考虑起动电流,还要考虑机械强度。磨煤机、碎煤机和排粉机的电动机,可以换为 25mm^2 或 35mm^2 的导线,以提高机械强度。引线与机壳金属构架的接触面应加强绝缘,垫适形涤纶毡,并扎紧;将引出线排开固定,以防止击穿,造成短路。线鼻子焊接时要特别小心,防止烧脆、烧伤部分股线。拆装接线时要小心,以防止损伤股线。发现端部连线绝缘薄弱或损伤脱皮时,应重新进行处理,可用环氧云母带和黄蜡带包扎后涂漆,并固定绑牢。元件间连线应绑扎加固,可用涤玻绳交织绑扎一圈,给水泵电动机应加固两道绑绳。对

于发生过接头开焊故障或怀疑接头焊接不良的电动机,应加强直流电阻测量,必要时也可做探伤监测。对中性点未分开的电动机,应当将中性点分开引出,分相测量直流电阻进行分析,略有开焊断股迹象,应及时进行处理。

(3) 严防电动机受潮。

电动机周围的环境要通风、干燥、洁净,停运时间长要测量绝缘状况,合格后才能起动。

对给水泵电动机,若机内进水严重,要采取排水和堵漏水措施,密封电动机底板孔洞。此外,根据实际情况可以考虑在机壳内安装电阻加热器,停机时将加热器投入,以防止电动机绝缘受潮。风机的蒸汽吹灰管道阀门应定期进行检查维修,防止漏汽。对风机进行吹灰时,应特别小心,防止蒸汽进入电动机。对于容易被水淋湿的电动机,应采取措施防止电动机淋水受潮。

(4) 减缓绝缘老化,提高设备健康水平

对夏季工作温度过高的电动机,可更换磁性槽楔降低铁心温度,加强通风冷却。若某些电动机绝缘已有老化迹象,应当加强预防性试验,必要时进行老化鉴定试验,确定是否应当更换新绕组。

(5) 更换绝缘

更换绝缘有两种情况:

1) 将沥青云母绝缘(A级)更换为B级或F级绝缘。以前生产的电动机是用沥青云母带做主要绝缘材料的。沥青云母带属A级绝缘材料,击穿强度不低于16kV/mm,抗张力不少于49N。由于沥青云母带绝缘效果较差,目前已不再使用。但这种电动机仍有一部分在电厂中使用,对电网的威胁很大,所以应有计划地更换绝缘。

现在常用的B级绝缘材料5438-1环氧粉云母带,是用桐油酸酐环氧胶粘合粉云母纸、双面无碱玻璃布补强加工而成的,抗张力不小于98N,击穿强度不低于24kV/mm,工作温度为130℃。目前,推广使用F级绝缘材料,除具有B级绝缘材料的耐压高、抗张力强的优点外,工作温度可提高到155℃。显然,B级与F级绝缘所使用的材料不同,换上后绝缘效果有很大提高,因而可延长电动机寿命。

2) 更换老化的绝缘。对于运行中绝缘老化的高压电动机,有计划地进行绝缘更换。

在此项工作中必须做好工艺质量的管理工作,保证施工质量:①更换电动机主绝缘的同时更换铜线,这样可以避免大量的清扫工作和由于工作不当造成隐患的可能性;②增加匝间电气绝缘强度,在股间胶化后严格按照规程规定标准进行匝间绝缘试验;③绕组烘压成型尺寸严格控制在公差范围内;采用直线为B级胶膜压,端部为白云母黄蜡带在槽外搭接的复合绝缘结构;不宜采用全B级胶整体烘焙的新工艺,以便于运行中对局部缺陷进行处理;④绕组小引线不能过长,用涤玻绳将小引线绑扎成一整环,整台浸漆一并烘焙;⑤绕组端部与绑环之间放置涤纶毡,以免磨损绝缘;⑥中性点尽可能引出连接,以便分相耐压,及时发现绝缘损坏的缺陷;⑦嵌线后连线前进行整机的匝间绝缘检查试验,以便及时发现施工中可能出现的匝间绝缘缺陷;⑧加强管理,每道工序实行分段验收。

(6) 加强预防性试验

对于运行中的电动机,利用机组大、小修和年度预试的机会,对定子绕组进行分相耐压和直流电阻的测试工作。对于直流电阻要认真进行分析比较,以便检出漏焊、脱焊

等隐患。

经试验证明,即使直流电阻相差未超过2%,但与初始值相差较大时,也可能有缺陷存在。

(7) 采取措施限制投切电动机产生的操作过电压

如采用金属氧化物避雷器。采用金属氧化物避雷器是限制操作过电压的有效措施,性能良好的金属氧化物避雷器可将过电压限制在2.5倍额定电压以下,即不超过电动机的试验电压。国内运行经验表明,电动机采用金属氧化物避雷器保护后,尚未发现因操作过电压而造成的电动机绝缘事故。

15.13 高压电动机转子笼条断裂的原因及处理方法

15.13.1 高压电动机转子笼条断裂的原因

根据现场对事故电动机转子的解剖检查和笼条断裂特征及其受力的分析,高压电动机笼条断裂的主要原因如下:

1) 产品系列不配套。在目前的高压电动机系列中,一般为连续运转形式。而有些电动机的运行是频繁起停、带负荷起动,而且属于冲击负荷。这是目前电动机笼条发生断裂的主要原因之一。

2) 设计和工艺方面的问题主要有以下几点:

① 电动机的笼条截面和端环的尺寸偏小。如JSQ158-6型电动机,外笼条的直径有 $\Phi 8$ 、 $\Phi 10$ 和 $\Phi 12$ 三种,实测和计算得到的冷态一次启动笼条局部温度高达 500°C ,计算得到的热应力高达 $800 \sim 1200\text{kg}/\text{cm}^2$ 。国外同容量电动机笼条直径都较大,约为16mm,笼条的电流密度不超过 $1\text{A}/\text{mm}^2$ 。

② 笼条在槽内的夹紧度不足。国产双笼电动机笼条与槽之间通常采用 $0.2 \sim 0.5\text{mm}$ 的配合公差。因此,笼条在槽内除一些支撑点与铁心接触外,其余部分均处于悬空状态,笼条在槽内松动。所以在电磁脉动力的作用下,笼条将承受较大的倍频交变应力,使笼条与铁心磨损,导致间隙增大。国外对笼条在槽内的固定,一般都采用陷形模处理工艺,或槽底用斜楔对槽内笼条进行夹紧处理。

③ 焊接工艺质量差。国产电动机笼条与端环的焊接,一般都采用手工气焊,很难保证笼条与端环的焊缝100%熔合。由于焊接过程中端环受热不均,焊口长短不一,造成局部高温和高应力点,这些点往往形成开裂的源点。在运行中,尤其在启动时,导致开焊。

国外对笼条焊接极为重视,近几年基本上都以自动均匀焊取代手工气焊,使用最广泛的是感应加热焊和新的气体加热焊。

④ 端环偏心没有找正。在电动机的生产中,对端环的偏心、歪扭不作要求。然而,在穿条和焊接过程中,端环最容易变形。端环是紫铜材质的,质量很大,旋转中的离心力很大。偏心、歪扭的端环所产生的离心力将造成笼条断裂或开焊。

⑤ 端环尺寸小。启动时由于端环电流密度大,造成温度上升过高,使端环本来就不高的机械强度下降而发生变形,进而发生断条故障。在现场调查中,发现这种情况颇多。

⑥ 笼条伸出铁心过多。有些电动机转子,特别是双鼠笼转子,其外端环距铁心的距离

竟长达 60mm 以上。在各种应力特别是扭振力矩的作用下,会使整个外鼠笼在铁心伸出处产生扭曲变形,从而容易造成断条。在现场调查的双鼠笼电动机中,这种现象很普遍。对内笼,由于伸出铁心的长度要短得多,基本没有断条和端环变形的现象。

3) 选型和运行不当。现场调查结果表明,电动机笼条断裂事故与选型和运行不当有关。例如,有些厂对两台电动机拖动 1 台磨煤机的电动机选用了不同形式或不同制造厂生产的电动机,由于这两台电动机的起动特性不同,而使其中的 1 台过载而烧坏笼条。还有的在厂用电压降低的情况下强行起动电动机,造成笼条断裂。

4) 连接起动或起动时间过长。电动机在冷状态下起动一次,鼠笼温度会高达 200℃。如果再连续第二次起动甚至第三次起动,鼠笼温度将会达到不允许的程序,机械强度也会降低很多。起动过程中鼠笼所承受的各种应力多数已达到允许值,如果超出材料的疲劳强度就会断条。在断条的电动机中,有相当一部分具有连续多次起动的历史。

当电动机因负载机械卡涩或选型不当,使其起动力矩偏小时,都会造成起动时间过长。起动时间过长会使鼠笼的温度猛增而容易损坏。

5) 电动机检修工艺差。有些工厂对断条的检修质量不太重视,使检修后的鼠笼远不及原来的牢固。重复更换笼条将使转子槽孔尺寸增大,而新换的笼条仍是原来的尺寸,使笼条与铁心间的气隙增大。焊接温度高、工艺差,使焊口附近的材质因高温而脆化,机械强度下降。检修时没有认真检查出断条和裂纹、笼条松动等,致使电动机仍带着缺陷运行。

6) 断条后检修不及时。鼠笼断条很少时,因对电动机的运转影响不大而难于被发现。当发现电动机在起动时冒火、振动、噪声增大、转速下降时,断条已经是很严重了。

鼠笼断条之后,断条中仍有电流。其电流经两侧铁心流入相邻的笼条,这既增加了相邻笼条的负担,加速了它的断裂,又会烧坏转子铁心。当断条烧坏铁心槽后,在离心力的作用下,断条会跳出槽口造成定子扫膛并碰坏定子线圈,不少电动机就是这样损坏报废的。

15.13.2 处理高压电动机转子笼条断裂故障的方法

针对高压电动机转子笼条断裂的原因,应采取的处理方法如下:

(1) 紧固笼条

研究表明,如果笼条绝对紧固,可调整笼条的伸长量、护环的位置和紧量、端环的截面积等,来改善笼条根部的应力。但若笼条在转子铁心槽中存在间隙,由于上述几种力的叠加,可使笼条根部的应力增加几倍甚至十几倍,远远超过铜的容许应力,必然导致转子断条。因此,紧固笼条是防止断条的首要措施。

目前采用的紧固笼条的方法如下:

1) 对双笼转子,采用冲击法或浸渍法提高槽内笼条的夹紧度。

2) 向转子槽内灌注环氧胶,以加固笼条。灌胶时,可将转子适当加温,以增加胶的流动性。

3) 用平头钻子从槽口处将矩形或梯形笼条分若干点胀紧。

(2) 适当增大端环的几何尺寸

增大端环的几何尺寸,不仅提高了机械强度,而且降低了端环中的启动电流密度,并改善了应力,这对防止鼠笼断条是有效的。当全部更换鼠笼时,可以考虑增大端环的几何尺寸,用加厚的端环代替原有的薄端环。

对于运行中的双鼠笼电动机发现端环尺寸小和距铁心远时,可在鼠笼两端的外端环里侧的每个笼条之间,加焊厚约4mm的紫铜板,三面用银焊焊接,以形成一条加强带。在外端环里侧焊接加强带示意图如图15-1所示。

(3) 在转子端部绑扎无纬带

由于笼条出铁心到短路环的一段距离过长将导致笼条根部应力增大,使笼条断裂。为解决这个问题,有的工厂采用在高压电动机转子端部绑扎无纬带的方法,得到了良好的效果。

(4) 更换新笼条

运行中断条很多,并且断条在槽内与铁心熔结在一起的,必须在全部换笼条时将铁心拆散,重新叠片,更换新笼条。其技术要求如下:

1) 新笼条材质性能不能变,否则将影响高压电动机的运行特性。

2) 新笼条与槽孔应为零间隙的紧密配合。当笼条直径略细时,可用镀铜的方法解决,对深槽式电动机,可将一根笼条分成两个楔形条,由两侧将小头插入槽内对打。这样既能施工,又能保证笼条在槽内紧固。

3) 要认真检查笼条表面,不能有重皮或较重的划痕、凹坑等缺陷。并取样品弯曲几次无表面缺陷且韧性好者方可应用。

4) 端环孔和笼条的两端应加工成如图15-2所示的形状,以保证焊接质量。端环孔与笼条允许有0.1~0.15mm的间隙。装配前,先将笼条校直,用砂布将其表面打光,涂以滑石粉或机油以便于穿槽。当槽内硅钢片叠装不齐时,应将突出部分锉去。注意端环与笼条的施焊处不能沾上油污,笼条伸出端环的长度应小于笼条直径的一半,端环距铁心的距离要尽量近。

(5) 改进焊接工艺,提高焊接质量

焊接工艺对转子鼠笼的可靠性的影响是很大的。焊接的基本原则是:

1) 施焊温度应低些,以减小因高温而产生的变形和热应力。

2) 焊口应具有足够的机械强度。

笼条与端环的焊接应使用含银量为60%的银焊条。因为它的渗透力较强,能保证焊接质量。

焊接时,应注意的问题是:

1) 将转子立放,从端环外侧施焊,焊前用玻璃丝棉或石棉布包住待焊笼条,如图15-3所示,以防止热量大量散失,并使焊缝缓冷,不易产生裂纹。全部更换笼条时,用两

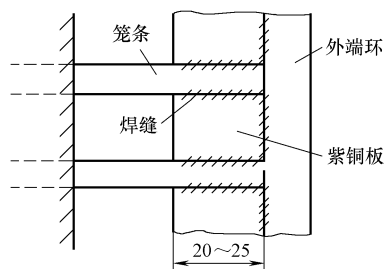


图 15-1 在外端环里侧焊接加强带示意图

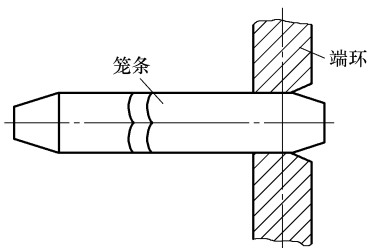


图 15-2 笼条与端环配合示意图

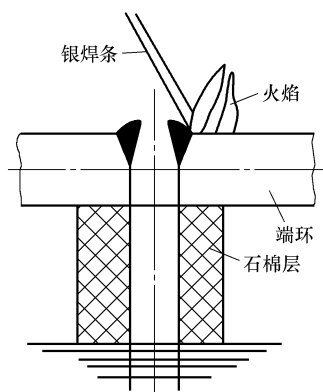


图 15-3 鼠笼旋焊示意图

把焊炬同时施焊。先用中性火焰将端环均匀预热加温,预热温度在 $500\sim 600^{\circ}\text{C}$ 为宜,然后在端环周围同时交叉对称焊接。圆周每边连续施焊不要超过5个焊头。焊接速度越快越好。焊接温度控制在 1200°C 以内,否则材质变化,强度降低。必要时可用热电偶监测施焊部位的温度。施焊方向采用右向焊法,有助于焊缝缓冷。

2) 施焊时,火焰应对准端环加垫,不可对笼条直接加热,以防止笼条过热变脆。黄铜笼条过热会使铜中的锌升华。

焊完一端后,将火焰调至最大,对端环均匀加热 $2\sim 3\text{min}$ 后再自然冷却。当温度降至 400°C 以下时,用小锤沿轴向和径向敲打两笼条之间的端环,以减小热应力。当冷却至 100°C 以下时,将转子平放,用15%的柠檬酸温水溶液或 80°C 以上的热水冲洗,并用钢丝刷清除焊渣。

(6) 控制电动机的起动次数

严格执行《电动机运行规程》中关于连续起动次数的规定,对防止鼠笼断条是有效的。某火电厂为防止电动机连续起动,在容易连续起动的电动机控制回路中,加装了时间闭锁合闸装置,在设备停运时投入,运行时解除,有效地防止了在找电动机负载动平衡时无限制地连续起动。

(7) 加强管理,消除隐患

1) 加强巡回检查。加强对运行中的高压电动机的巡回检查,早发现问题早处理。运行中电动机定子电流摆动增大时,应加强检查。对开启式或半开启式电动机,在电动机起动和运转时可以从定、转子间隙测试孔看定、转子之间是否有火花。及时发现断条及早进行处理,可以减少损失和缩短检修期。

2) 适当增大电动机容量。对于因起动时间过长而经常发生断条的电动机,可适当增大其容量,通常大一级,这虽然增加了投资,但从长远看,对电动机的运行、检修与维护都有好处,经济上还是合算的。例如,某厂的4台磨煤电动机,原来容量为 650kW ,由于起动时间长和频繁起动,经常发生转子断条故障。将电动机容量更换成 780kW 后,运行10余年,未发生过一次断条故障。

应指出,对于两台电动机拖动一台磨煤机,要求两台电动机的型号、厂家、生产日期应完全相同,否则,就会因电动机特性不同而使负荷分配不均,负担大的电动机就容易损坏,包括鼠笼断条故障。

3) 提高检修质量。电动机大修时,要仔细检查每根笼条的松动、开焊、断裂和裂纹等情况,一旦发现就要及时处理。笼条断裂一般是由下而上逐渐发展的,用眼睛很难发现笼条的裂纹和开焊,可借用一只带柄的小镜片伸到笼条容易断裂部位的下面,再配上灯光和放大镜进行检查,或用敲打笼条的方法听声音来辨别是否有断条或裂纹。笼条有裂纹者按断条处理;焊缝有裂纹者按开焊处理,以防止电动机带着缺陷运行。

4) 开展对鼠笼断条诊断的研究。如果能根据电动机的微小异常检测出少量的断条故障,并及时修复,在生产中将有重要意义,所以应当积极开展这方面的研究工作。

(8) 选用“灯笼型转子”和“组合笼型转子”新型防断条结构的电动机

参 考 文 献

- [1] 电力工业部. 电力行业标准 DL/T 596—1996 电力设备预防性试验规程 [M]. 北京: 中国电力出版社, 1996.
- [2] 赵继光. 常用电气设备典型故障分析处理 600 例 [M]. 北京: 人民邮电出版社, 1999.
- [3] 王浩, 等. 电气设备试验技术问答 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2000.
- [4] 陈化钢. 电力设备运行实用技术问答 [M]. 北京: 中国水利水电出版社, 2002.

读者需求调查表

亲爱的读者朋友：

您好！为了提升我们图书出版工作的有效性，为您提供更好的图书产品和服务，我们进行此次关于读者需求的调研活动，恳请您在百忙之中予以协助，留下您宝贵的意见与建议！

个人信息

姓名：		出生年月：		学历：	
联系电话：		手机：		E-mail：	
工作单位：				职务：	
通讯地址：				邮编：	

1. 您感兴趣的科技类图书有哪些？

☐自动化技术 ☐电工技术 ☐电力技术 ☐电子技术 ☐仪器仪表 ☐建筑电气
☐其他（ ）以上各大类中您最关心的细分技术（如 PLC）是：（ ）

2. 您关注的图书类型有

☐技术手册 ☐产品手册 ☐基础入门 ☐产品应用 ☐产品设计 ☐维修维护
☐技能培训 ☐技能技巧 ☐识图读图 ☐技术原理 ☐实操 ☐应用软件
☐其他（ ）

3. 您最喜欢的图书叙述形式

☐问答型 ☐论述型 ☐实例型 ☐图文对照 ☐图表 ☐其他（ ）

4. 您最喜欢的图书开本

☐口袋本 ☐32 开 ☐B5 ☐16 开 ☐图册 ☐其他（ ）

5. 图书信息获得渠道：

☐图书征订单 ☐图书目录 ☐书店查询 ☐书店广告 ☐网络书店 ☐专业网站
☐专业杂专 ☐专业报纸 ☐专业会议 ☐朋友介绍 ☐其他（ ）

6. 购书途径

☐书店 ☐网络 ☐出版社 ☐单位集中采购 ☐其他（ ）

7. 您认为图书的合理价位是（元/册）：

手册（ ） 图册（ ） 技术应用（ ） 技能培训（ ） 基础入门（ ） 其他（ ）

8. 每年购书费用

☐100 元以下 ☐101 ~ 200 元 ☐201 ~ 300 元 ☐300 元以上

9. 您是否有本专业的写作计划？

☐否 ☐是（具体情况： ）

非常感谢您对我们的支持，如果您还有什么问题欢迎和我们联系沟通！

地址：北京市西城区百万庄大街 22 号 机械工业出版社电工电子分社 邮编：100037

联系人：张俊红 联系电话：13520543780 传真：010-68326336

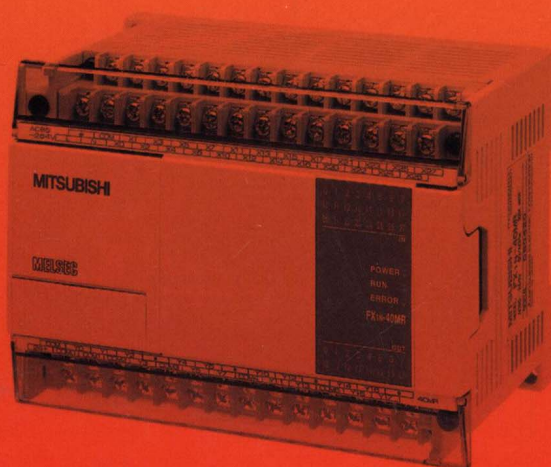
电子邮箱：buptzjh@163.com（可来信索取本表电子版）

编著图书推荐表

姓名：		出生年月：		职称/职务：		专业：	
单位：				E-mail			
通讯地址：						邮政编码：	
联系电话：			研究方向及教学科目：				
个人简历(毕业院校、专业、从事过的以及正在从事的项目、发表过的论文)							
您近期的写作计划有：							
您推荐的国外原版图书有：							
您认为目前市场上最缺乏的图书及类型有：							

地址：北京市西城区百万庄大街 22 号 机械工业出版社，电工电子分社
 邮编：100037 网址：www.cmpbook.com
 联系人：张俊红 电话：13520543780 010-68326336（传真）
 E-mail：buptzjh@163.com（可来信索取本表电子版）

策划编辑：张俊红
封面设计：马精明



ISBN 978-7-111-38047-4

定价：39.80元

地址：北京市百万庄大街22号
电话服务
社服务中心：(010)88361066
销售一部：(010)68326294
销售二部：(010)88379649
读者购书热线：(010)88379203

邮政编码：100037
网络服务
门户网：<http://www.cmpbook.com>
教材网：<http://www.cmpedu.com>
封面防伪标均为盗版

上架指导：工业技术/电气自动化

ISBN 978-7-111-38047-4



9 787111 380474 >