新e代
www.elecm.com

电气试验

第二版

DIAN QI SHI YAN

陈天翔　王寅仲　海世杰　编著
吕景顺　主审

中国电力出版社
www.cepp.com.cn

本书受国家863计划2007AA04Z423项目、中国博士后科学基金2007041625项目、厦门理工学院教材出版基金资助出版

新e代
www.elecm.com

电气试验

第三版

DIAN QI SHI YAN

◎陈天翔　王寅仲　海世杰　编著
吕景顺　主审

中国电力出版社
www.cepp.com.cn

新e代
www.elecm.com

内 容 提 要

本书在第一版基础上，结合近年来电网发展实际，结合电力设备绝缘介质、结构及电气试验技术的最新发展情况，补充完善了许多新内容，详细介绍了各类电力设备的试验项目、方法、接线及试验结果的分析判断，介绍了一些适合于现场的新的电力设备绝缘试验方法及绝缘带电监测技术，使本书内容更加全面实用。

本书可供电力及工矿企业电气试验专业等人员使用，可以做为电气试验工种技能鉴定与培训教材，也可以做为高等学校、高职高专电气工程相关专业师生做为教材使用和参考。

图书在版编目（CIP）数据

电气试验 / 陈天翔，王寅仲，海世杰编著. —2 版.
北京：中国电力出版社，2008
ISBN 978-7-5083-6997-6

Ⅰ. 电… Ⅱ. ①陈…②王…③海… Ⅲ. 电气设备-试验 Ⅳ. TM64-33

中国版本图书馆 CIP 数据核字（2008）第 045984 号

中国电力出版社出版、发行
（北京三里河路 6 号 100044 http://www.cepp.com.cn）
汇鑫印务有限公司印刷
各地新华书店经售
*
2005 年 7 月第一版
2008 年 11 月第二版 2008 年 11 月北京第七次印刷
787 毫米×1092 毫米 16 开本 25.25 印张 629 千字
印数 17001—21000 册 定价 **55.00** 元

敬 告 读 者

本书封面贴有防伪标签，加热后中心图案消失
本书如有印装质量问题，我社发行部负责退换
版 权 专 有 翻 印 必 究

目　录

新e代 电子
www.elecm.com

第二版前言
第一版前言

第一篇　电力设备预防性试验的基本知识与基本方法

第一章　预防性试验的基本知识 …… 3
第一节　预防性试验的意义 …… 3
第二节　电气试验的分类 …… 3
第三节　电气试验人员应具备的素质 …… 4
本章提示 …… 6
本章重点 …… 6
复习题 …… 6
第二章　绝缘电阻和吸收比试验 …… 7
第一节　测量绝缘电阻和吸收比的原理 …… 7
第二节　绝缘电阻表的原理与接线 …… 9
第三节　影响绝缘电阻的因素 …… 10
第四节　绝缘电阻的测试及其注意事项 …… 12
第五节　绝缘电阻表的类型和特点 …… 13
本章提示 …… 14
本章重点 …… 14
复习题 …… 15
第三章　直流泄漏电流试验及直流耐压试验 …… 16
第一节　泄漏电流试验及直流耐压试验的原理及特点 …… 16
第二节　测量设备及接线 …… 17
第三节　影响泄漏电流测量的因素 …… 20
第四节　异常现象分析及注意事项 …… 22
本章提示 …… 24
本章重点 …… 24
复习题 …… 24
第四章　介质损耗因数 tanδ 试验 …… 25
第一节　tanδ 测量的原理和意义 …… 25
第二节　测量 tanδ 的仪器 …… 28
第三节　QS1 电桥的使用 …… 33

第四节　电磁场干扰下的 tanδ 试验 …… 35
第五节　影响 tanδ 测量的因素 …… 38
第六节　新型介质损耗测试仪的特点 …… 42
本章提示 …… 46
本章重点 …… 47
复习题 …… 47
第五章　交流耐压试验 …… 48
第一节　交流耐压试验的目的与意义 …… 48
第二节　交流耐压试验方法 …… 49
第三节　交流高压的测量 …… 52
第四节　交流耐压试验的控制与保护 …… 56
第五节　交流耐压试验的操作要点及异常现象分析 …… 58
第六节　新的交流耐压试验方法 …… 60
本章提示 …… 62
本章重点 …… 62
复习题 …… 62
第六章　电力设备局部放电测量试验 …… 63
第一节　局部放电的产生机理 …… 63
第二节　局部放电检测方法 …… 66
第三节　脉冲电流法检测局部放电 …… 67
第四节　电力变压器的局部放电试验 …… 70
本章提示 …… 71
本章重点 …… 71
复习题 …… 72

第二篇　各类电力设备的预防性试验

第七章　电力变压器试验 …… 75
第一节　绕组绝缘电阻、吸收比和极化指数试验 …… 75
第二节　泄漏电流试验 …… 80
第三节　介质损耗因数 tanδ 试验 …… 80
第四节　交流耐压试验 …… 87
第五节　直流电阻试验 …… 89
第六节　变比试验 …… 95
第七节　变压器的极性和组别试验 …… 99
第八节　空载试验 …… 102
第九节　变压器倍频感应耐压和操作波感应耐压试验 …… 107
第十节　变压器绕组变形测试 …… 115
第十一节　铁芯（有外引接地线的）绝缘电阻试验 …… 120

第十二节　变压器现场干燥方法…… 122
[讨论] 怎样用绝缘电阻吸收比极化指数综合判断变压器的绝缘状况？ …… 133
本章提示…… 138
本章重点…… 138
复习题…… 138
第八章　互感器试验 …… 139
第一节　电压互感器绝缘试验…… 139
第二节　电流互感器绝缘试验…… 149
第三节　互感器特性试验…… 151
本章提示…… 153
本章重点…… 153
复习题…… 154
第九章　断路器试验 …… 155
第一节　绝缘电阻和泄漏电流试验…… 155
第二节　40.5kV 及以上多油断路器介质损耗因数 tanδ 试验 …… 156
第三节　交流耐压试验…… 157
第四节　SF_6 断路器和 GIS 的预防性试验…… 158
第五节　断路器速度测量…… 161
第六节　断路器动作时间测量…… 162
第七节　断路器导电回路直流电阻测量…… 164
第八节　真空断路器真空度试验…… 165
第九节　SF_6 断路器和 GIS 耐压试验…… 166
本章提示…… 167
本章重点…… 167
复习题…… 167
第十章　套管试验 …… 168
第一节　测量绝缘电阻…… 169
第二节　介质损耗因数 tanδ 和电容量测量 …… 170
第三节　交流耐压试验…… 174
本章提示…… 175
本章重点…… 175
复习题…… 175
第十一章　电容器试验 …… 176
第一节　测量绝缘电阻…… 177
第二节　介质损耗因数 tanδ 和电容量测量 …… 178
第三节　交流耐压试验…… 180
第四节　冲击合闸试验…… 181
第五节　并联电阻值自放电测量法…… 181
本章提示…… 182

新e代 www.elecm.com

本章重点…… 183
复习题…… 183
第十二章　避雷器试验 …… 184
第一节　FS 型避雷器试验 …… 185
第二节　FZ、FCD、FCZ 型避雷器试验 …… 186
第三节　金属氧化物（MOA）避雷器试验 …… 189
第四节　避雷器基座及放电记数器试验…… 191
第五节　金属氧化物避雷器（MOA）带电测试 …… 192
本章提示…… 192
本章重点…… 193
复习题…… 193
第十三章　电力电缆试验 …… 194
第一节　测量绝缘电阻…… 195
第二节　直流耐压和泄漏电流试验…… 195
第三节　电力电缆相位的检测…… 197
第四节　电缆故障探测…… 197
第五节　橡塑电缆耐压试验…… 207
[讨论] 充油电缆和橡塑电缆为什么投运后不再做直流耐压试验？ …… 208
本章提示…… 209
本章重点…… 209
复习题…… 209
第十四章　绝缘子试验 …… 210
第一节　测量绝缘电阻…… 210
第二节　交流耐压试验…… 210
第三节　带电检测绝缘子…… 211
第四节　防污闪技术…… 214
第五节　复合绝缘子的憎水性试验…… 215
本章提示…… 218
本章重点…… 218
复习题…… 218
第十五章　绝缘油和 SF_6 气体…… 219
第一节　绝缘油及其用途…… 219
第二节　绝缘油的老化分析…… 220
第三节　水分对绝缘油的影响…… 220
第四节　对绝缘油进行化学分析的意义…… 222
第五节　绝缘油的电气试验…… 223
第六节　绝缘油中溶解气体分析和故障判断方法…… 227
第七节　分析变压器绝缘油中微量金属含量判断变压器故障部位…… 236
第八节　SF_6 气体 …… 238

第九节　油流带电试验方法 …… 240
[讨论] 变压器油与断路器油有何区别？ …… 240
本章提示 …… 241
本章重点 …… 241
复习题 …… 241
第十六章　接地阻抗试验 …… 242
第一节　测量接地阻抗的原理 …… 243
第二节　接地阻抗的测量 …… 244
第三节　土壤电阻率的测量 …… 248
第四节　接触电压和跨步电压测量 …… 249
第五节　输电线路杆塔工频接地阻抗测试 …… 251
第六节　水电阻率测量 …… 253
本章提示 …… 253
本章重点 …… 253
复习题 …… 253
第十七章　母线试验及定相试验 …… 254
第一节　母线试验 …… 254
第二节　定相试验 …… 254
本章提示 …… 256
本章重点 …… 256
复习题 …… 256
第十八章　电气绝缘安全用具试验 …… 257
第一节　带电作业工具、装置和设备电力试验 …… 257
第二节　绝缘安全工器具试验 …… 275
第三节　试验报告 …… 282
本章提示 …… 283
本章重点 …… 283
复习题 …… 283
第十九章　同步发电机和调相机试验 …… 284
第一节　定子和转子绕组绝缘电阻、吸收比和极化指数 …… 284
第二节　测量定子绕组泄漏电流和直流耐压试验 …… 289
第三节　定子绕组交流耐压试验 …… 290
第四节　测量定子绕组槽部线圈防晕层对地电位 …… 295
第五节　定子绕组端部手包绝缘施加直流电压测量 …… 296
第六节　定子和转子绕组直流电阻试验 …… 298
第七节　测量转子绕组交流阻抗和功率损耗 …… 299
第八节　发电机空载和短路特性试验 …… 300
第九节　发电机轴电压测量 …… 301
第十节　发电机相序测定 …… 302

第十一节　定子铁芯试验…… 303
第十二节　转子一点接地试验…… 306
第十三节　转子绕组匝间绝缘短路试验…… 309
第十四节　测量定子绕组单相接地电容电流值…… 312
第十五节　汽轮发电机组退磁试验…… 314
第十六节　发电机定子绕组端部振动特性试验…… 316
第十七节　定子绕组断股试验…… 320
本章提示…… 321
本章重点…… 321
复习题…… 321
第二十章　电动机试验 …… 322
第一节　定子绕组的极性检查试验…… 322
第二节　定子绕组匝间绝缘试验…… 323
第三节　鼠笼电动机转子笼条故障检查…… 324
第四节　绕组的直流电阻试验…… 324
第五节　试验判断异步电动机旋转方向…… 325
本章提示…… 326
本章重点…… 326
复习题…… 326
第二十一章　非有效接地系统单相接地电容电流测量 …… 327
本章提示…… 330
本章重点…… 330
复习题…… 331
第二十二章　输电线路试验 …… 332
本章提示…… 337
本章重点…… 337
复习题…… 337

第三篇　绝缘在线监测方法

第二十三章　避雷器带电测试 …… 342
第一节　FS 型避雷器的带电测试 …… 342
第二节　FZ 型避雷器的带电测试 …… 343
第三节　FCZ 型避雷器的带电测试 …… 345
本章提示…… 346
本章重点…… 346
复习题…… 346
第二十四章　电容型设备带电测试 …… 347
第一节　电容量的测量…… 347

第二节　介质损耗因数 tanδ 的测量 …… 348
第三节　中性点不平衡电压的测量 …… 352
本章提示 …… 353
本章重点 …… 354
复习题 …… 354
第二十五章　电压互感器和少油断路器的绝缘在线监测 …… 355
第一节　串级式电压互感器绝缘的带电测试 …… 355
第二节　少油断路器的带电测试 …… 357
本章提示 …… 358
本章重点 …… 358
复习题 …… 358
第二十六章　集中型绝缘在线监测装置简介 …… 359
第一节　概述 …… 359
第二节　用集中在线监测装置测量电容量 C 和 tanδ …… 360
[讨论] 集中型电力设备绝缘在线监测装置的结构、组成、关键技术是什么？
测量误差有哪些？ …… 362
本章提示 …… 370
本章重点 …… 370
复习题 …… 370
第二十七章　红外成像技术检测电力设备热故障 …… 371
第一节　红外成像技术检测电力设备的热故障的理论 …… 371
第二节　电力设备发热分类和热成像技术适用范围及不足 …… 372
第三节　红外成像技术在电力系统的具体应用 …… 373
本章提示 …… 375
本章重点 …… 376
复习题 …… 376
第二十八章　变压器油的在线监测 …… 377
本章提示 …… 378
本章重点 …… 378
复习题 …… 378
附录 A　常见高压硅堆技术参数 …… 379
附录 B　QS1 型西林电桥可能发生的故障、产生原因及其检查、消除方法 …… 380
附录 C　介质损耗因数温度换算系数参考值 …… 382
附录 D　球隙放电标准表 …… 384
附录 E　各种温度下铝导线直流电阻温度换算系数 K_t 值 …… 388
附录 F　各种温度下铜导线直流电阻温度换算系数 K_t 值 …… 389
参考文献 …… 390

新e代
www.elecm.com

第二版前言

《电气试验》一书自 2005 年 7 月出版发行以来，由于切合现场工作实际，受到了读者好评和欢迎，先后印刷 6 次，加之作者主编的 1998 年版《电气试验》一书发行近 4 万册。本书被我的母校西安交通大学高电压与绝缘技术系当作教材，被一些省的电力行业技能鉴定中心作为电气试验工种技师、高级技师技能鉴定的培训教材和唯一的参考教材，一些电力企业的培训单位邀请我们去讲课，热心的读者也纷纷来信向我们提出修改完善的建议，对本书寄予厚望。

近两年来，电网有了很大的发展，电气试验技术和试验设备仪器也有了很大的提高和改进。结合国家有关部门和国家电网公司等企业新出台的有关规程和一些新的规章制度，我们对《电气试验》第一版的内容进行了全面的修改完善和充实更新，新增了 3 章和 10 多节内容，新增及修改内容近 40 万字。由于本书作者均是多年从事现场试验工作的技术人员，本书继续保持原书通俗易懂、充分结合生产实际、现场实践经验丰富、针对性实用性强的特色，使《电气试验》内容更新、更加丰富全面，使用和参考价值更大。

《电气试验》第二版的修订工作主要由王寅仲高工负责。海世杰是兰州超高压输变电公司的一位青年技术人员，从事 110～750kV 电力设备的预防性试验近二十年，经常负责大型电力设备的现场试验任务，熟悉新的电力设备和新的电气试验技术，与王寅仲高工一样具有丰富的现场经验。

本书经天津城东供电公司李志坚高工、福建南平供电局魏盛彪高工和厦门理工学院陈丽安教授审阅并提出了宝贵意见，由甘肃省电力公司高电压技术专业技术带头人、甘肃电力科学研究院总工程师吕景顺审阅定稿。

由于作者和鲁华祥研究员等著的《电力设备 tanδ 在线监测技术》一书已由中国电力出版社出版发行，因此对《电气试验》一书第三部分“绝缘在线监测方法”未作大的修改，欢迎感兴趣的读者阅读《电力设备 tanδ 在线监测技术》一书和同类读物。

本书在编写过程中，参考了许多教材和文献，参考并引用了有关同志的研究结论和试验结果，在此向他们表示衷心的感谢！

由于编者水平所限，书中难免存在不足和错误之处，恳请广大读者一如既往给予厚爱，继续批评、指正。

陈天翔博士

2008 年 10 月于厦门理工学院

第一版前言

1992 年，当我最小的弟弟考上大学后，我母亲就病倒在床上了。那一年，我母亲 51 岁，在兰州军区总医院通过先进的彩色多普勒检测仪检查，被确诊为一种名叫动脉导管未闭的先天性心脏病。像我母亲这么大年龄的先天性心脏病人，医生们都说世界罕见。有的医生还责怪我们为何不早点来看，因为这种先天性心脏病在人年轻的时候很好做手术，很容易治疗恢复，而现在年龄大了，血管老化了，做手术风险太大。从我记事起，我母亲就一直身体不好，家里的病历有近一尺厚，在许多大医院的病历上都写着："风湿性心脏病，注意休息，不要从事重体力劳动……"等诸如此类的诊断结论与意见。由于医生诊断水平导致的误诊，使我母亲失去了最佳的治疗时机。1993 年，我和父亲陪我重病的母亲去沈阳看病，在沈阳军区总医院我们遇到了医德高尚、医术高超的汪曾炜教授和他领导下的张根成、宫汉东等优秀大夫，汪曾炜教授是全国著名的心血管病专家，那年他已 70 多岁，仍然是医院的副院长、心外科主任。汪曾炜教授以他对我母亲病情准确的诊断治疗，在我母亲住院治疗恢复体力半年后，放弃了传统的心脏体外循环的手术方案，以其高超的医术为我母亲进行了手术，使我母亲奇迹般生还，手术后 20 天我母亲即出院回家了。这些年来我母亲一直跟我们健康地生活在一起。

那时候我是一位在基层从事电气试验工作的电气试验班班长。我想，电气试验工作与医生的工作有异曲同工之处：医生给人看病，电气试验人员给电力设备看"病"；医生给人看病需要责任心、知识、技能、经验及不断改进的医疗检测仪器与手段，电气试验人员也同样需要责任心、知识、技能、经验及不断改进的试验检测仪器技术与手段；不合格的医生误诊病人，给病人和家属会带来巨大的痛苦与遗憾，一个不合格的电气试验人员，如果误诊或者该检查出的电力设备缺陷未查出，也会给企业和社会带来不良后果；相同等级医院、相同职称的医生的医疗水平有时相互差异很大，不同的单位、不同的电气试验人员水平也有差异，这就需要通过经常不断的、积极的学习、交流与实践来提高。我也一直为自己有一次通过带电测试的方法发现了一起 220kV 磁吹避雷器重大缺陷，从而避免了一次可能发生的重大设备或电网事故而自豪。但医生的工作与电气试验人员的工作也有不同，最大的不同是医生治疗上的失误往往造成的后果是病人的痛苦与遗憾、生命的缩短与消失，一般不危及医生自身的安全；而电气试验人员的工作失误则可能既危及电网及电力设备的安全，又危及自身及他人的生命安全。电气试验人员的工作既有高电压下的工作，又有高空带电作业的工作，电气试验工作必须至少两人以上方可进行，多数工作需要多人配合共同工作。因此电气试验人员首先应具备特别过硬的安全素质。任何事情均有其规律，只要掌握了规律，就可以利用，就不可怕。电气试验工作保障安全的规律就是要严格遵守《电业安全工作规程》，一个合格的电气试验人员首先要熟练掌握并严格遵守《电业安全工作规程》，工作中就可以做到"三不伤害"：不伤害自己、不伤害别人、不被别人伤害。我刚参加工作时，师傅们就告诉我一条安全经验：不见地线不干活（带电作业工作例外）。即对电力设备进行预防性试验时，被试验的电力设备两侧没有明显断开点、可能带电的部位没有可靠接地，绝不攀登干活。

在医院里陪我母亲治病时，我萌生了一种想法：我想借鉴、搜集各种资料、文章，结合

自己在现场从事电力设备预防性试验的一些知识经验，写一本电气试验方面的书，与同行、同事们交流，共同做好电气试验工作。

近年来，电气试验技术发展很快，高电压、大容量电力设备制造技术也改进很大，绝缘监测的新技术、新手段层出不穷。新技术、新仪器在现场也有一个推广、适应、被大家熟悉的过程，一些智能化的试验仪器，其绝缘在线监测技术也在逐步推广应用，因而对电气试验人员也提出了较高的素质要求。新技术的应用，离不开老经验的积累。现场的情况千差万别、千奇百怪，只有在熟悉理论知识并不断实践的基础上，才能更好地掌握应用新技术。

本书在介绍现场实用的传统预防性试验项目、方法、原理的基础上，介绍了一些新的内容，如电力设备局部放电试验、变压器的绕组变形试验、断路器机械特性试验、橡塑电缆试验、红外成像技术等，使本书内容更加深入全面。本书内容分为三篇三部分，第一篇是电力设备预防性试验的基本知识与基本方法；第二篇是各类电力设备的预防性试验；第三篇介绍了绝缘在线监测技术。

写作是快乐的，工作和生活是快乐的，阅读学习也应当是快乐的。为了改变以往专业技术书籍枯燥呆板单一的形象，提高学习的趣味性，我们在书中对每一章的重点内容及要求做了提示说明，对一些在安全和技术上需特别注意的地方用图解等形式做了提示、强调，部分章节附上讨论题及可供讨论的参考资料，供读者开拓思路。这也是我们为提高阅读效果，使专业技术书籍形式活泼多样化的一种尝试。

我的写作伙伴王寅仲高级工程师，1965 年毕业于西安交通大学高电压技术专业，热爱专业技术工作，一直在火电厂一线从事电气试验技术工作，是一位具有丰富现场经验和高超技术的老专家。没有他的参与写作及帮助，本书肯定是不完整的。

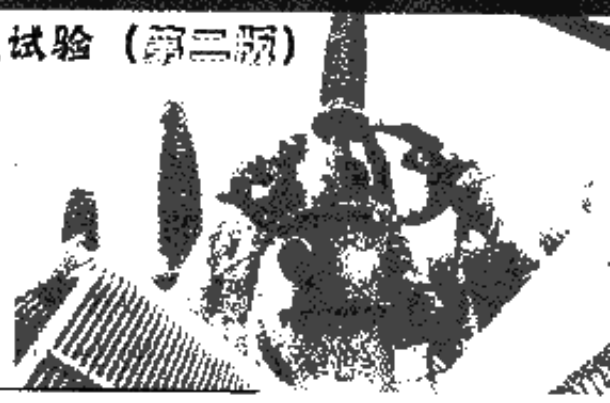
本书写作过程中，李彦明教授，海世杰、陈广、陈有学等同行朋友对本书提出了宝贵的建议并提供了有关资料。对他们为本书完成出版付出的辛勤劳动和无私帮助表示衷心感谢！

本书主要作为电力、农电及工矿企业的电气试验人员学习使用，也可供高等学校、中等专业学校、职工大学电类专业师生学习使用。

我的父亲常说：“当官一时荣，文章千古事”，鼓励我多读书、多写文章，勉励我认真写好本书。电气试验技术涉及知识面非常广泛，是一门发展很快，现场实践性、经验性很强的技术学科。我们在详细介绍电气试验各种方法的原理知识、常用试验仪器的使用和预防性试验规程要求的基础上，突出介绍了现场测量中经常出现的一些安全和技术上的问题，以及如何判断解决这些问题的经验及措施，供读者参考。我们有尽最大努力写好本书，以给读者某些方面提供有价值的帮助的强烈愿望和渴求，但限于我们的水平所限，书中不妥和错漏之处在所难免，恳请广大读者批评、指正。

陈天翔

2004 年 5 月于西安交通大学



新e代 www.elecm.com

第一章 预防性试验的基本知识

第一节 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发供电的前提。

众所周知，由于电力设备在设计和制造过程中可能存在着一些质量问题，而且在安装运输过程中也可能出现损坏，由此将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。设备绝缘部分的劣化、缺陷的发展都有一定的发展期，在这个期间，绝缘材料会发出各种物理、化学信息及电气信息，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掌握设备的绝缘情况，以便在故障发展的初期就能够准确及时地发现并处理。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，电力系统中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》（简称《规程》）的要求进行各种试验。

第二节 电气试验的分类

电气试验一般可分为型式试验、出厂试验、交接验收试验、大修试验、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，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。每台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。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查检修质量是否合格等。

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，试验项目较少。

按照试验的性质和要求，电气试验分为绝缘试验和特性试验两大类。

绝缘试验是指测量设备绝缘性能的试验。绝缘试验以外的试验统称特性试验。

绝缘试验一般分为两类：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、介质损耗因数 tanδ 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、介质损耗因数 tanδ 试验、泄漏电流试验由于试验电压较低，发现缺陷的灵敏性还有待于提高。但目前这类试验仍是一种必要的不可放弃的手段。另一类是破坏性试验，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。这类试验优点是易于发现设备的集中性缺陷，考验设备绝缘水平；缺点在于电压较高，个别情况下有可能给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，以避免对绝缘的无辜损伤乃至击穿。例如互感器受潮后，绝缘电阻、介质损耗因数 tanδ 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力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》给出的标准进行比较，综合分析是否超标，判断是否有缺陷或薄弱环节。

第三节　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，造成设备事故，又要不误判断，将合格设备判为不合格，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。

一、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企业的安全工作规程（简称《安规》）。

《安规》中规定的高压试验应遵守的基本要求有：

（1）高压试验应填写第一种工作票。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以后，禁止再发出第二张工作票。

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线时，可在断开点的一侧进行试验，另一侧可继续工作。但此时在断开点上应挂有“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布置试验中的安全注意事项。

（3）因试验需要断开设备接头时，拆前应做好标记，接后应进行检查校对。

（4）试验装置的金属外壳应可靠接地；高压引线应尽量缩短，必要时用绝缘物支挂牢固。试验装置的电源开关，应使用明显断开的双极隔离开关。为了防止误合隔离开关，可在刀刃上加绝缘罩。试验装置的低压回路中应有两个串联电源断路器，并加装过载过压自动掉闸装置。

（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。

（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，均应正确无误；然后通知有关人员离开被试设备，并取得试验负责人许可，方可加压；加压过程中应有人监护并呼唱。高压试验工作人员在加压全过程中，应精力集中，不得与他人闲谈，随时警戒异常现象发生，操作人员应站在绝缘垫上。

（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，对被试设备进行检查并清理现场。

（10）特殊的重要电气试验，应有详细的试验方案，并经公司（厂）主管生产的领导（总工程师）批准。

（11）已执行电气试验作业指导书的单位，应严格执行。

二、具有全面熟练的试验技术

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。了解各种电力设备的型式、用途、结构及原理。

（2）熟悉发电厂、变电所电气主接线及系统运行方式。熟悉电力设备，了解继电保护及电力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。

三、具有严肃认真的工作作风

严肃认真的工作作风是保证安全、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、工器具等，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。

四、与时俱进，努力钻研新技术，掌握新的测试理论和方法

当前，科学技术突飞猛进发展，新的绝缘材料不断被研制出来，新的测试技术和方法不断出现，各种测试仪器仪表日新月异。为了更好地完成高压试验工作，必须努力学习、钻研新技术。目前已发现个别传统的试验项目已不适用于新的设备，如直流泄漏和耐压试验对橡塑电力电缆已不适用，由变频串联谐振的交流耐压代替。还有金属氧化物避雷器以前停电进行试验，但目前已广泛开展带电试验工作，将来代替停电试验工作。今后电力设备实行状态检修是发展方向，但实现这个目标必须由电气试验作为技术支撑，电气试验包括定期试验、带电试验和在线试验等多种形式和内容。这就要求高压试验人员必须提高素质，必须刻苦学习新的理论知识和试验技能。

本章提示

本章介绍了预防性试验的意义、电气试验的分类、电气试验人员应具备的素质。

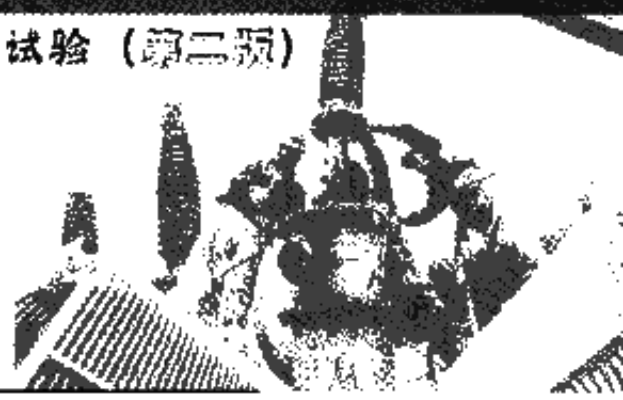
如果你是新参加工作的人员，具备全面的安全技术知识是第一重要的。保证安全的技术措施是停电、验电、装设接地线、悬挂标示牌或装设围栏；保证安全的组织措施是工作票制度、工作许可制度、工作监护制度、工作间断转移终结制度。任何一项工作都要严格按《安规》要求进行，要做到“三不伤害”：不伤害自己，不伤害别人，不被别人伤害。另外还要记住，使用万用表的两根线一定要是黑红两种颜色的线，不能是同一种颜色的线。

本章重点

1. 预防性试验结果的综合分析。
2. 高压试验工作应严格遵守的安全要求。

复习题

1. 简述预防性试验的意义。
2. 电气试验如何分类，为什么破坏性试验必须在非破坏性试验合格之后进行？
3. 一名合格的电气试验人员应具备什么样的素质？
4. 高压试验应遵守哪些安全基本要求？



第二章

绝缘电阻和吸收比试验

第一节　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。

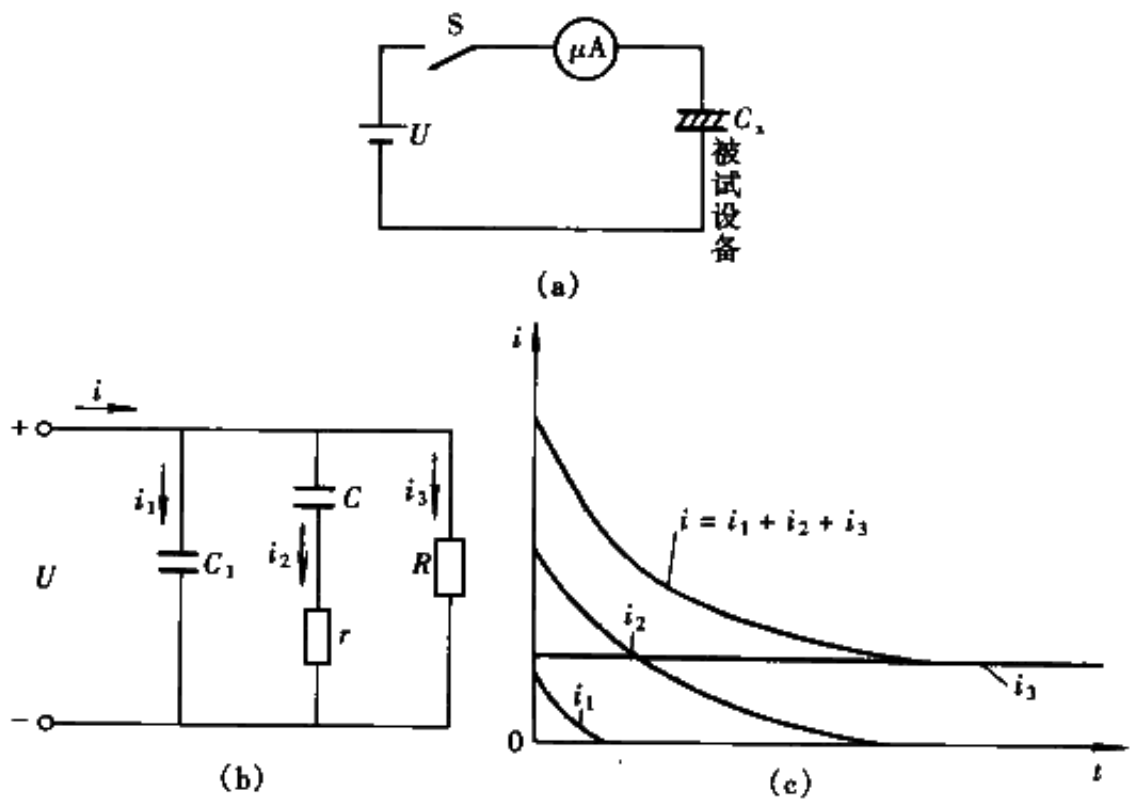


图 2-1　直流电压下不均匀介质中电流构成示意图

（a）试验接线图；（b）不均匀介质等值电路图；（c）吸收电流示意图

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 2-1（c）i_1 曲线所示。其电流回路在等值电路［见图 2-1（b)］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［见图 2-1（b)］中用一个电容 C 和电阻 r 串联表示。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 2-1（c）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 2-1（c）i_3 曲线所

示，其电流回路在等值电路［见图 2-1（b)］中用一个纯电阻 R 表示。

三个电流加起来，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 2-1（c）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 经过一段时间后趋近于零，因此 i 趋近于 i_3。所谓绝缘电阻就是指加于试品上的直流电压与流过试品的泄漏电流之比，即

$$R = U/i_3 \tag{2-1}$$

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，MΩ。

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（俗称兆欧表、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。对电容量较小的一般试品，通常认为摇 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、灰化、气泡等）时，R 降低，i_3 会增大。因此测量绝缘电阻是了解电力设备绝缘的最简便常用的手段之一。

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，还要求测量吸收比或/和极化指数。

大容量试品的吸收曲线 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

$$K=\frac{R_{60s}}{R_{15s}}=\frac{i_{15s}}{i_{60s}}=\frac{U/i_{60s}}{U/i_{15s}}$$

为便于分析理解，我们来分析极端情况。时间 $t=\infty$ 与 $t=15s$ 时的绝缘电阻之比，即

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

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 $(i_1+i_2)_{15s}$ 增加得快，R_∞/R_{15s} 趋近于 1；绝缘良好时，i_3 很小，i_2 相对较大，则 $R_\infty/R_{15s}>1$。这就是说，吸收比的数据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 $K=R_{60s}/R_{15s}\geqslant 1.3\sim 1.5$ 时绝缘是良好的。这一数据对分析 35～110kV 变压器、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断现象。如西北某供电局 90000kVA 及以上的 15 台变压器，在 132 次吸收比测量结果中，有 76 次小于 1.3，占 58%，上述变压器油的试验及其他试验均未发现异常，且运行一直正常。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，沈阳变压器厂生产的变压器较西安变压器厂生产的变压器吸收比合格率高，但绝缘电阻绝对值较低；而西安变压器厂生产的变压器绝缘电阻绝对值高，但吸收比低。

为克服这种测量吸收比可能产生的误判断，常采用对吸收比小于 1.3 的试品测量其 10min 与 1min 的绝缘电阻之比，即用测量极化指数 P 的方法来判断绝缘优劣。如《规程》要求，电力变压器极化指数不低于 1.5。容量为 6000kW 及以上的同步发电机，沥青浸胶及烘卷云母绝缘吸收比不应小于 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。

第二节　绝缘电阻表的原理与接线

绝缘电阻表是测量绝缘电阻的专用仪表。

常见的绝缘电阻表根据其电压等级有 500、1000、2500、5000V 等几种；从使用形式上又分为手摇式和电动式。高压电力设备预防性试验中，常用的绝缘电阻表有 1000、2500、5000V 几种。

常用手摇式绝缘电阻表的原理接线如图 2-2 所示。从绝缘电阻表外观看有三个接线端子，它们是：

“L”端子——线路端子，输出负极性直流高压，测量时接于被试品的高压导体上。

“E”端子——接地端子，输出正极性直流高压，测量时一般接于被试品外壳或地上。

“G”端子——屏蔽端子，输出负极性直流高压，测量时接于被试品的屏蔽环上，以消除表面或其他不需测量的部分泄漏电流的影响。

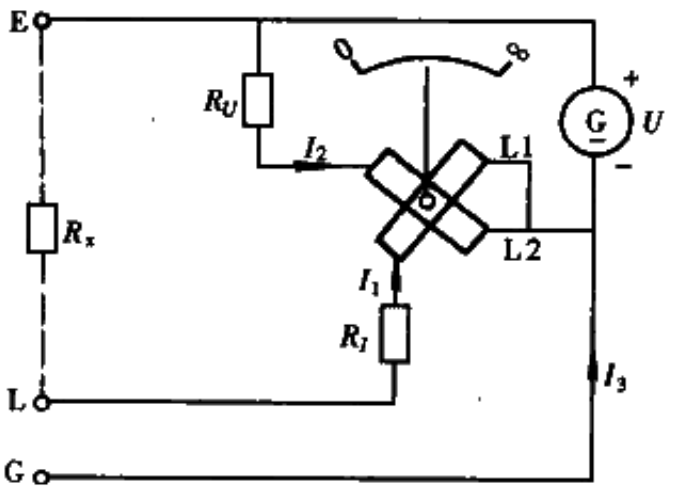


图 2-2　手摇式绝缘电阻表原理接线图

手摇式绝缘电阻表的直流电源一般由内装手摇发电机供给。电动式绝缘电阻表的直流电源则采用电池使晶体管振荡器产生交变电压，经变压器升压及倍压整流后输出的直流高压供给。

图 2-2 中，L1、L2 分别为绝缘电阻表的电流绕组与电压绕组，二者绕向相反，固定在同一转轴上，并可带动指针旋转；由于没有弹簧游丝，所以指针没有反作用力矩，当绕组中没有电流时，指针可停在任一偏转角 α 位置。

R_U 为分压电阻，R_J 为限流电阻，R_x 为被试设备绝缘电阻。当测量某一试品 R_x 时，绕组 L1、L2 中分别流过电流 I_1 和 I_2，产生的两个不同方向的转动力矩为

$$\left.\begin{aligned} M_1 &= I_1 f_1(\alpha) \\ M_2 &= I_2 f_2(\alpha) \end{aligned}\right\} \tag{2-2}$$

在这两个力矩差的作用下，可动部分旋转，一直旋转到力矩平衡时为止，即

$$M_1 = M_2 \text{ 或 } I_1 f_1(\alpha) = I_2 f_2(\alpha)$$

$$I_1/I_2 = \frac{f_2(\alpha)}{f_1(\alpha)} = f(\alpha) \tag{2-3}$$

或者说

$$\alpha = f(I_1/I_2)$$

由图 2-2 可见，I_1 的大小决定于回路电压 U，以及 R_1 和 R_x 之和，即 $I_1=U/(R_I+R_x)$；I_2 的大小决定于 U 与 R_U，即 $I_2=\dfrac{U}{R_U}$，所以

$$\alpha=f\left(\frac{U/(R_I+R_x)}{U/R_U}\right)=f\left(\frac{R_U}{R_I+R_x}\right) \tag{2-4}$$

由于 R_I、R_U 为常数，所以

$$\alpha=f(R_x)$$

即绝缘电阻表偏转角 α 的大小是绝缘电阻 R_x 的函数，由 R_x 决定。

流过屏蔽端子“G”的电流 I_3 不流过 L1、L2 绕组，故对绝缘电阻表偏转角 α 无影响，即对绝缘电阻 R_x 无影响，起到了屏蔽作用。

将“L”、“E”端子短接，流过电流绕组 L1 的电流最大，指针按逆时针方向转到最大位置，此位置应是“0”值位置。当“L”、“E”端子间开路时，电流绕组 L1 中没有电流流过，只有电压绕组 L2 中有电流流过，于是指针按顺时针方向转到最大位置，并指“∞”，即被测电阻 R_x 为无穷大。这种方法在现场可用于简单判断绝缘电阻表正常与否。注意短接“L”、“E”端子的时间不宜很长。

当“L”、“E”端子间接上被测电阻 R_x 时，其数值若在“0”与“∞”之间变化，则指针停留的位置由通过 L1、L2 两个绕组中的电流 I_I 和 I_U 的比值决定。由于 R_x 是串在 L1 支路中，故 I_I 的大小随 R_x 的大小而变化，于是 R_x 的大小就决定了指针的偏转角位置。

用标准电阻作为被测件刻度绝缘电阻表表盘，然后用此绝缘电阻表测量被测电阻，根据表盘指示，就可以知道被测电阻的大小。

绝缘电阻表测得的绝缘电阻与其端电压有关系。绝缘电阻表所测得的绝缘电阻同端电压的关系曲线叫绝缘电阻表的负载特性，如图 2-3 所示。

当被试品绝缘电阻过低时，表内电压降将使其端电压显著下降。端电压剧烈下降时，测得的绝缘电阻值就不能反映绝缘的真实情况。一般绝缘电阻表的容量较小，测得的大容量设备的绝缘电阻一般准确性都较低。

不同型号的绝缘电阻表，其负载特性不同，因此用不同型号的绝缘电阻表，测量结果有明显差异。实际测量当中，为便于纵向及横向比较，同类设备尽量采用同一型号绝缘电阻表。

第三节　影响绝缘电阻的因素

影响绝缘电阻的因素主要有以下几个方面。

一、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。

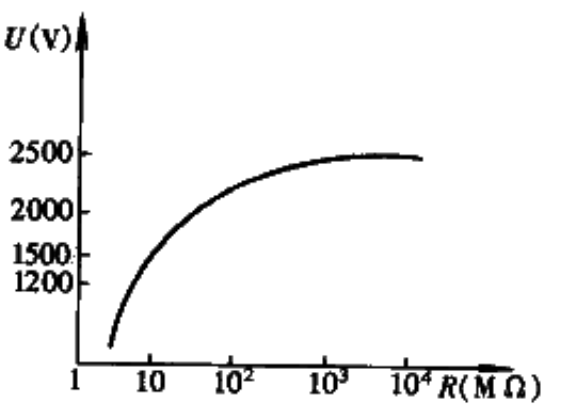


图 2-3　绝缘电阻表的负载特性

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。

二、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。如雨后测得一组220kV磁吹避雷器的绝缘电阻仅为2000MΩ；当屏蔽掉其表面电流时，绝缘电阻为10000MΩ以上；第二天下午晴天，在表面干燥状态下测量其绝缘电阻也在10000MΩ以上。

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。

三、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增大；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减小。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，充分放电后第一次测得其一个绕组的绝缘电阻为4000MΩ，第二次再测同一绕组（未充分放电），绝缘电阻为5000MΩ，充分放电10min后第三次测量，其绝缘电阻为4000MΩ。

四、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。感应电压强烈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。如一台由两节组成的220kV金属氧化物避雷器，测量上节绝缘电阻为50000MΩ，下节绝缘电阻为20000MΩ，将上节端部接地，从中部加压测量（测量上、下节并联绝缘电阻值），由于感应电压降低，测得绝缘电阻为100000MΩ。又如一个220kV电流互感器某相，高压引线感应电压强烈，测量其一次对末屏绝缘电阻时，指针在500MΩ左右摆动；将高压引线接地，用同一绝缘电阻表测量末屏对一次及地的绝缘电阻时，绝缘电阻为2000MΩ。由此可见感应电压对绝缘电阻的影响之大。测绝缘电阻，必要时应采取电场屏蔽等措施克服感应电压的影响。

五、绝缘电阻表最大输出电流值影响

绝缘电阻表最大输出电流值（输出站经毫安表短路测得）对吸收比和极化指数测量有一定影响。所以测量吸收比和极化指数应采用大容量绝缘电阻表，即选用最大输出电流1mA及以上的表计，大型电力变压器宜选用最大输出电流3mA及以上的表计。

第四节　绝缘电阻的测试及其注意事项

一、测试步骤

（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（摇）绝缘电阻表达额定转速（120r/min），读取 1min 时的绝缘电阻值。

（5）测量吸收比时，先驱动（摇）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 时绝缘电阻值。读数后先断开“L”端子与被试品连线（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。

二、测试注意事项

（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，应在摇转时间相同之下读数。

（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，很难摇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时，绝缘电阻表轻摇 2～5r，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。

（7）测量大容量设备时，应选择容量大的绝缘电阻表。

第五节　绝缘电阻表的类型和特点

一、绝缘电阻表类型

由于科技的发展和测试工作的需要，新型的绝缘电阻表不断研制出来供应广大试验人员。绝缘电阻表类型如下：

1. 手摇式

电源为手摇发电机，测量机构为磁电式流比计。该类型表我国在 20 世纪 70 年代之前广泛采用，优点是比较方便，但缺点是输出电压难以保证，尤其是大容量设备测量极化指数时，手摇 10min 难以保证转速在额定值，因而输出电压低，测得的绝缘值有较大误差。所以，目前手摇式绝缘电阻表逐渐被淘汰。常用的手摇式绝缘电阻表是上海电表厂生产的 ZC—7 型，其额定电压分别为 100、250、500、1000V 和 2500V。国外虽然对手摇式进行了改进（把直流发电机改为低压交流发电机、把流比计表头改为非均匀磁场张丝电流表头），克服所存在的缺点，但还是存在手摇 10min，是人们难以接受的。

2. 电动式

由于 20 世纪 60 年代半导体技术的快速发展，利用 6～12V 干电池直流电压，经过直流变换器，反馈、稳压后得到一个稳定的直流输出电压（100～5000V），测量机构是一个简单的电流表头，成为一个电动式（晶体管式）的绝缘电阻表。电源可采用干电池和工频 220V，非常方便，而且克服了极化指数的测量。常用的国产有 ZC—13、ZC—14 和 ZC—30 等型号；还有 GJC—2500(5000)型自动换挡式等。

3. 数字式

根据数字仪表的原理，采用 D/A 转换器将所测绝缘电阻值转换为数字显示，即数字绝缘电阻表。国内外都有大量生产，如国内生产的 GZ—2.5～5kV、GZ—5A、GZ—8 型等；国外生产的有液晶显示，也有发光二极管显示的；各种报警信号（如电池电压太低、过载或过欠、自动转换量程等）。

4. 智能化

在数字化的基础上，使用单片机研制智能化绝缘电阻表，测量数据采集、计时、计算、打印全部自动化。这种智能化表电压为 500～5000V、量程为 0～ 5×10^5 MΩ，直接测量吸收比和极化指数。

5. 专用型

如用于双水内冷发电机测量定子绕组绝缘电阻表，一方面要求输出功率大，而且有补偿回路和测量回路输入端接地，这种专用型（如国产 ZC—37 型）绝缘电阻表可以在通水情况下，测量定子绕组绝缘电阻。

二、新型绝缘电阻表特点

目前现场手摇式绝缘电阻表几乎被淘汰，由各种各样的电动式所代替。这些电动式电源有的是工频220V，也有的是干电池；另外，有的是数字显示，有的还是智能型。有些单位使用的是进口的，但大多数还是国产的。有的短路电流大于2mA，有的大于1mA、小于2mA。这些先进的绝缘电阻表特点如下：

（一）理想的功能设置

（1）连续测量模式，具有实时显示数据的特点。开机即开始记时，每15s鸣叫报时一次，提醒测量吸收比记录15s的绝缘电阻值。

（2）自动报时和数据保持功能。开机即开始记时，每15s鸣叫报时一次外，10min时，发出2min鸣叫报时信号，提醒测量极化指数记录10min的绝缘电阻值和测量结束。每15s读数锁定保持8s，便于试验者及时记录读数提供了方便。

（3）吸收比K和极化指数P的检测智能化。当按下“吸收比”键之后，开始吸收比测量，1min后仪器数据框直接显示被测试品的吸收比K值，鸣叫20s后自动关机。当按下“极化指数”键后开始极化指数P测量，10min后仪器数据框显示极化指数值，并连续鸣叫20s后自动关机。

（4）仪器结构为水平放置俯视式，便于读数；内置可充电电池，并设有智能充电电路，每次充电后，可保证仪器连续工作3～4h，为野外测量带来了极大方便。

（二）先进的安全措施

（1）短路自动保护功能。当被测试品击穿短路时，仪器适时关机，高压自动消失，确保仪器和试品安全。

（2）防电压、电流冲击功能。电路设计先进，防电压反冲，防初始充电电流冲击能力强。开机后不必进行调“0”和“∞”的校正工作。测量时可先挂线后开机；测量结束后，可以先关机后拆线。试品中残存的电磁能量，可经过仪器内的泄放通道泄入大地，从而保证了仪器、试品和试验人员的安全。一表两种电压，方便现场。

（三）优良的测试性能和抗干扰能力

在被测试品有较强的电磁干扰时，同样可以达到测试工作。目前的测试仪重复性、稳定性、量程大小和带负载能力等方面都是很优良的。

另外，有些绝缘电阻表还是全功能的多用表，不仅可以测绝缘，还可以测量其他项目。用于绝缘测试时，测量电压为50、100、250、500、1000、2500V和5000V等；测量绝缘电阻值为0.01MΩ～1TΩ。用于其他项目测量有交/直流电压、直流毫伏、交/直流毫安、电阻和通断性测量、电容、二极管、温度、频率等。

本章提示

本章介绍了绝缘电阻吸收比试验的原理、测量仪表绝缘电阻表的原理与接线及影响绝缘电阻的因素，说明了绝缘电阻测试的注意事项。

如果你是电力工作人员，用绝缘电阻表测量绝缘电阻是最基本的方法，你可一定要弄清测量原理、熟练掌握测量方法。你知道绝缘电阻表的“G”端子是做什么用的吗？你知道大电容量试品残余电荷的危险吗？

本章重点

1. 直流电压下不均匀介质中电流的吸收现象。

2. 影响绝缘电阻的因素。

3. 绝缘电阻测量注意事项。

复习题

1. 何谓绝缘电阻、吸收比、极化指数?

2. 简述手摇式绝缘电阻表测量绝缘电阻的原理。

3. 何谓绝缘电阻表的负载特性?

4. 影响绝缘电阻的因素有哪些?

5. 试述绝缘电阻的测试步骤及注意事项。

第三章

直流泄漏电流试验及直流耐压试验

第一节　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，并用微安级电流表直接测量流过试品的电流。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）用微安级电流表监测泄漏电流，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值大小有关，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的关系曲线，通过这些曲线可以判断绝缘状况。

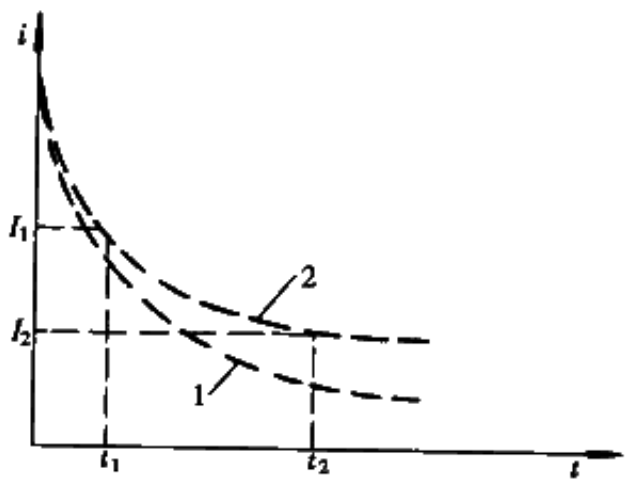


图 3-1　泄漏电流与加压时间关系曲线

1—绝缘良好；2—受潮

图 3-1 示出了泄漏电流随加压时间变化的过程，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 3-1 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成线性关系。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，二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，可以发现某些局部缺陷。

直流耐压试验的试验设备轻便，容量小（与交流耐压试验比较，详见本书第五章），易于发现某些设备的局部绝缘缺陷。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部及出槽口的绝缘缺陷。

第二节　测量设备及接线

一、直流高压的获得

（一）半波整流电路

半波整流电路及其测量接线如图 3-2 所示。一般用于测量大容量变压器、电缆等泄漏电流和进行直流耐压试验。

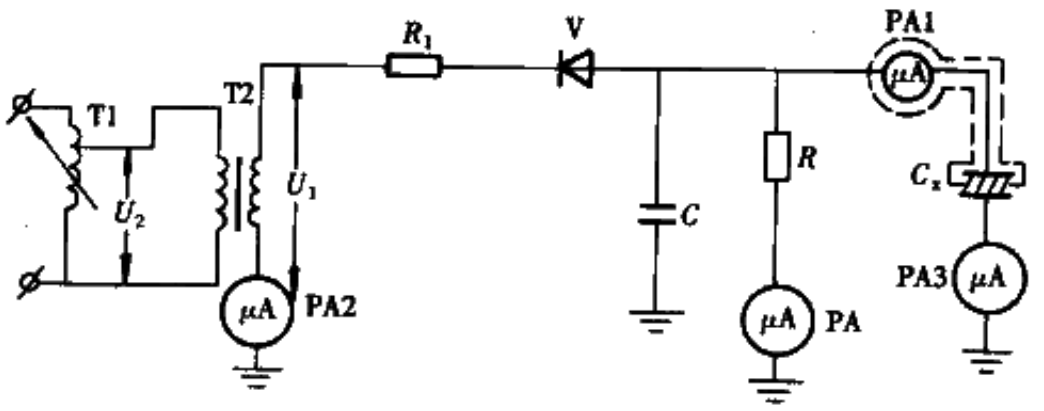


图 3-2　半波整流电路原理接线图

半波整流电路分以下几部分。

1. 交流高压电源

这部分包括升压变压器 T2、自耦调压器 T1 和控制保护装置等。理想情况下，输出的直流高压 $U_d=\sqrt{2}U_1=\sqrt{2}KU_2$，式中 K 为升压变压器 T2 的变比；U_1、U_2 为其一、二次电压。当要求直流高压准确度高时，如用于测量避雷器泄漏电流时，必须从高压侧直接测量直流高压。如用换算值误差较大。

2. 整流部分

这部分包括高压硅堆和稳压电容器（滤波电容器），作用是整流滤波，获得较理想的直流波形。一般情况下，高压硅堆的额定反峰电压应大于所加最高交流电压有效值的 $2\sqrt{2}$ 倍，额定电流也应满足试验电流的要求。常见高压硅堆技术参数见附录一。

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 1/3～1/4 倍。

稳压电容器电容 C 的选择：当试验电压为 3～10kV 时，$C>0.06\mu F$；15～20kV 时，$C>0.015\mu F$；30kV 时，$C>0.01\mu F$。

因大容量设备，如大型发电机、变压器、电缆等试品本身电容量较大，测量其泄漏电流或进行直流耐压试验时，可以不加稳压电容。

3. 保护电阻 R_1

保护电阻 R_1 的作用是限制被试品击穿时的短路电流，保护变压器、硅堆及微安级电流表。一般采用水电阻作保护电阻。选用原则是：当试品击穿时，既能将短路电流限制在硅堆的最大允许电流之内，又能使控制保护装置的过流保护可靠动作。正常工作时水电阻上的压降不宜过大（应在试验电压的 1%以下），一般按 10Ω/V 取值。试验中常用有机玻璃管、透明硬塑料管充水制成，其表面爬电距离常按 3～4kV/cm 考虑。

4. 微安级电流表

微安级电流表用于测量泄漏电流。表的量程可以根据试品的种类适当选择。在测量中微

安级电流表有三种接线方式：

（1）微安级电流表接在试品高压端，如图 3-2 中 PA1 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。缺点是微安级电流表处于高电位，必须有良好的绝缘屏蔽；微安级电流表位置距试验员较远，读数不便，更换量程不易。另外，有一些微安级电流表表头在高电场下易极化，造成较大测量误差。在被试品接地端无法断开时常采用这种接线。

（2）微安级电流表接在试验变压器 T2 一次（高压）绕组尾部，如图 3-2 中 PA2 位置。这种接线的微安级电流表处于低电位，具有读数安全、切换量程方便的优点。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级电流表，测量结果误差较大，如图 3-3 所示。

（3）微安级电流表接在试品低压端，如图 3-2 中 PA3 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。这种接线的微安级电流表处于低电位，高压引线等部分的杂散电流不经过微安级电流表，读数、切换量程方便，屏蔽容易。推荐尽可能采用这种接线。

一般专用的微安级电流表保护回路，如图 3-4 所示。图中 C_1 是滤波电容，滤掉测量回路中的交流分量并保证放电管稳定放电，减小指针摆动，便于读数。其数值可为 0.5～5μF/150V。当回路中出现超过微安级电流表量程的泄漏电流时，放电管迅速放电，将微安级电流表两端短路，以保护微安级电流表。放电管放电电压一般约 50～100V。

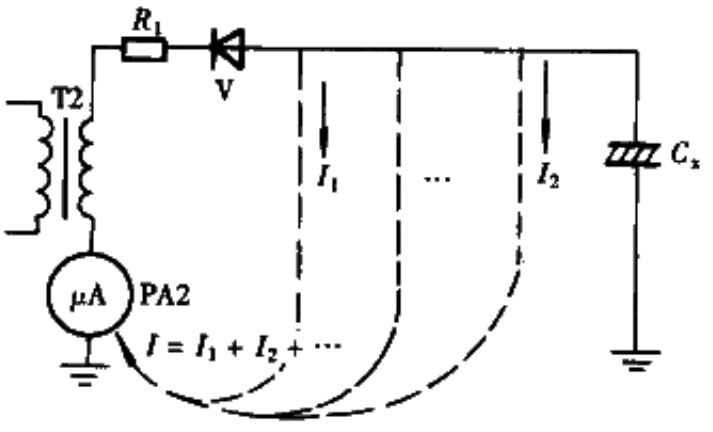


图 3-3　通过微安级电流表 PA2 的杂散电流路径示意图

I_1—电晕电流；I_2—漏电流；I—通过 PA2 的杂散电流

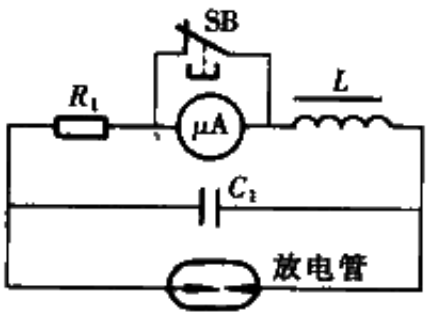


图 3-4　微安级电流表保护回路

R_1 为增压电阻。微安级电流表流过较大电流时，增压电阻 R_1 增加放电管两端压降，使放电管放电。R_1 的数值可按下式计算

$$R_1 = U/I \times 10^6, \Omega \tag{3-1}$$

式中　U——放电管实际放电电压，V；

I——微安级电流表满量程电流，μA。

电感绕组电感 L 一般取 1H 左右。其作用是防止突然短路时放电管来不及动作，冲击电流损坏微安级电流表。通常电感绕组可用电能表电压绕组或小变压器绕组代替。

（二）倍压整流电路及多级串接整流电路

当需要较高的直流高压时，如对 35kV 电缆进行直流耐压试验，对 110kV 及以上磁吹及金属氧化物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

3-5 所示。

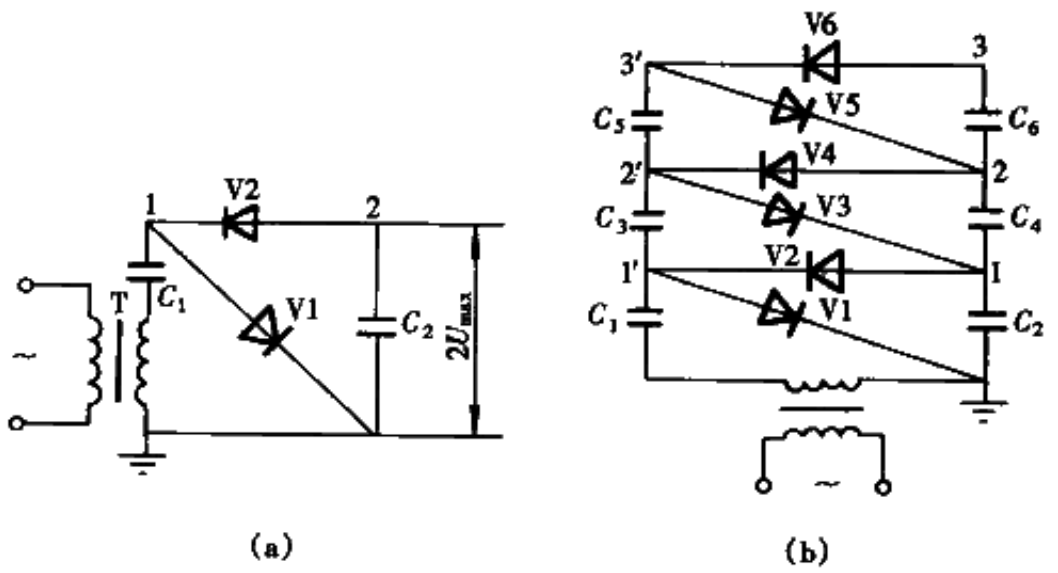


图 3-5　倍压整流及三级串接整流接线图

（a）倍压整流；（b）三级串接整流

倍压整流［见图 3-5（a)］可以输出对地为 $2U_{max}$ 的直流高压。其原理为：当电源电压为正半波时（变压器接地端为负），变压器经硅堆 V1 导通，对 C_1 充电到 U_{max}；负半波时，变压器与电容 C_1 的电压叠加，经硅堆 V2 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 3-5（b）所示。理想情况下（即不考虑效率及损耗），图中 1、2、3 点的对地电压值可分别达到 $2U_{max}$、$4U_{max}$、$8U_{max}$。

（三）成套直流高压试验仪器

近年来，随着电子技术的广泛应用，研制出了晶体管直流高压试验器和以倍压整流产生高压或经可控硅逆变器再进行倍压整流获得高压的成套试验仪器。如 KGF 系列、JGS 系列和 JGF 系列等，电压等级 30～400kV，且设备体积小，重量轻，广泛用于试验现场。其使用与操作可参照说明书进行。

（四）新型测试仪

新型测试仪，如 ZGSIV 型直流高压试验器，采取电压大反馈，因此输出电压稳定度得到大幅度提高，电压漂移量极小，高压、过压稳定采用数字拨盘开关，能将整定电压值直观显示，并具有较高的整定精度；增设了高精度 $0.75u_{1mA}$ 功能按钮，给氧化锌避雷器测量带来了极大的方便；输出电压调节采用单个多圈电位器，升压、过程平衡，调节精度高，操作简单。并有计时器，使之在现场操作时更方便；毫安表为全屏蔽式高压表，提高高压测量的准确度，且抗干扰、耐冲击。

二、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。如对 FCZ3—110J 型避雷器加压 110kV 时，泄漏电流为 370μA，合格；加压 114kV 时，泄漏电流为 460μA，不合格。

直流高压的测量方法一般有以下几种：

1. 在试验变压器低压侧测量

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

$$U_{DC} = \sqrt{2} K U_2 \tag{3-2}$$

式中 U_{DC}——被试品上所加直流电压，V；

K——变压器变比；

U_2——变压器低压侧电压的有效值，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，因此，测量误差较大。

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。由于现场使用不便，一般在室内试验时采用。

3. 用高压电阻串联微安级电流表测量

图 3-2 示出的高压测量就是采用了高压电阻 R 串联微安级电流表 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，微安级电流表应进行屏蔽。

4. 用分压器测量

如图 3-6 所示，用一高值电阻 R_1 串联一等低电阻 R_2，测量 R_2 上电压 U_2，再根据分压比 $K=\dfrac{R_1+R_2}{R_2}$，计算出被测高压 $U_1=KU_2=\dfrac{R_1+R_2}{R_2}\times U_2$。为安全起见，在 R_2 电阻两端并联一低压放电管。

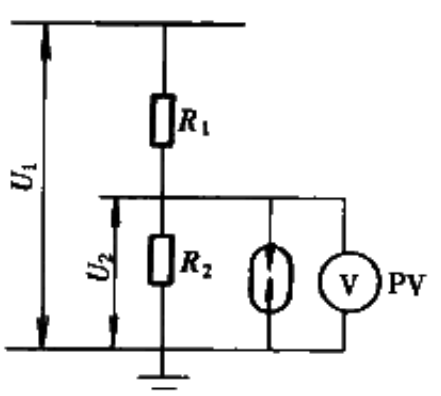


图 3-6 用分压器测量直流高压接线

电阻分压器测量准确，携带方便，是高压直流电压测量首选的测量设备。但应注意定期校验。

5. 用球隙或棒—棒间隙测量

球隙测量直流高压的方法与交流电压测量基本相同（详见本篇第五章）。一般在直流电压很高时采用这种测量方法。

第三节 影响泄漏电流测量的因素

一、高压引线的影响

图 3-7 所示接线中，高压引线及高压输出端均暴露在空气中，其对地、对绝缘支撑物和邻近设备等均有一定的杂散电流、泄漏电流流过。这些电流有流过试品内部的体积泄漏电流 I_0；高压硅堆及硅堆至微安级电流表高压引线对地杂散电流 I_1；屏蔽线对地杂散电流 I_2；高压引线及高压端通过空气对地的杂散电流 I_3；高压引线输出端及加压端对邻近设备的杂散电流 I_4；设备高压端通过外壳表面对地的泄漏电流 I_5。

从图 3-7 可以看出，微安级电流表在不同位置时流过的电流分别为：

在 PA1 位置时 $I_{PA1}=I_0+I_3+I_4+I_5$；

在 PA2 位置时 $I_{PA2}=I_0+I_1+I_2+I_3+I_4+I_5$；

在 PA3 位置时　$I_{PA3}=I_0+I_5$。

可以看出，在 PA2 位置时测量误差较大，且不易屏蔽。在 PA1 位置，由于在高压侧测量并将高压引线屏蔽，排除了 I_1、I_2 的影响，I_5 也可以通过在试品高压端加屏蔽环屏蔽掉，所以误差较小。在 PA3 位置，杂散电流 I_1、I_2、I_3、I_4 均不通过微安级电流表，若在试品低压端采取屏蔽（接地），如避雷器下部瓷裙加短路线接地，则可以排除 I_5 的影响。I_5 电流与高压引线和低压微安级电流表引线距离有关，可以通过加大两者距离等办法减小影响。可见在 PA3 位置进行测量是一种比较精确的测量方法。这种方法测得的泄漏电流偏小时，应考虑设备接地端对地绝缘是否良好。

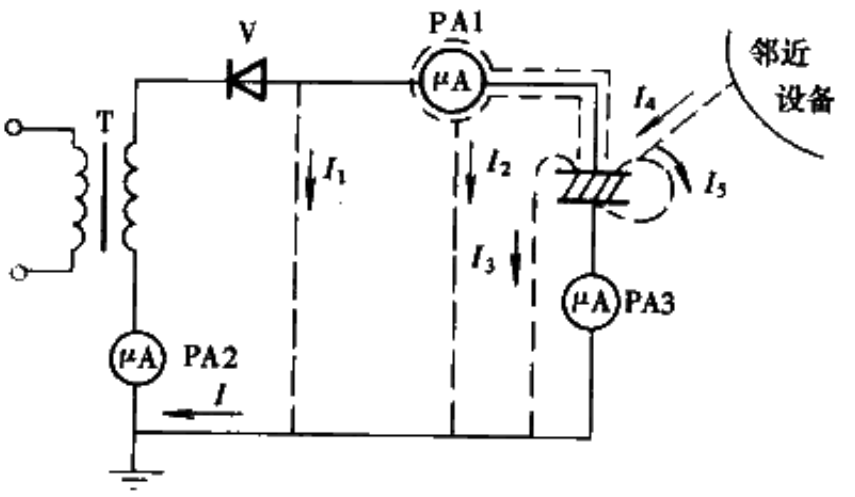


图 3-7　高压引线对地杂散电流及表面泄漏电流示意图

（I_0 未画出）

在直流电压较高时，如测 110kV 及以上磁吹避雷器或金属氧化物避雷器泄漏电流时，高压杂散电流对试验结果影响很大，现场应采取增加高压引线直径、减少尖端毛刺、进行屏蔽、增加对地距离、微安级电流表选择适当位置等措施，减少杂散电流对试验结果的影响。如对某变电所一相 FCZ2—110JN 型磁吹避雷器进行试验时，微安级电流表按图 3-7 中 PA2 位置接线，高压引线不加屏蔽，测得 100kV 下的泄漏电流为 720μA；高压引线加屏蔽后，测得泄漏电流为 690μA；将悬挂高压引线的绝缘杆端部屏蔽，测得泄漏电流为 670μA；再对试品高压端加屏蔽，泄漏电流下降为 630μA。微安级电流表改在图 3-7 中 PA3 位置进行低压侧测量，下部瓷裙不加屏蔽，泄漏电流为 660μA；下部瓷裙加屏蔽，泄漏电流为 620μA。可见，高压引线引起的杂散电流及表面泄漏电流对试验结果是有影响的。

二、温度的影响

与绝缘电阻测量相同，温度对泄漏电流测量结果影响较大，温度升高，绝缘电阻下降，泄漏电流增大，不同试品及不同材料、不同结构的试品其变化特性不同。经验证明，对于 B 级绝缘发电机的泄漏电流，温度每升高 10℃，泄漏电流增加 0.6 倍。因此，对不同温度下测得的泄漏电流值进行比较时，应考虑温度的影响。《规程》给出了部分设备不同温度下的泄漏电流参考值。

三、电源电压的非正弦波形对测量结果的影响

对于用变压器低压侧电压根据变比换算出直流高压输出电压幅值的方法来说，电流、电压的非正弦波会造成输出高压的偏低或偏高，因而影响测量结果。系统中的三次谐波对正弦波的影响如图 3-8 所示。图 3-8（a）示出的合成波属于平顶波，最大值比基波的最大值小。这种电压波形用于对泄漏电流进行测量时，会造成加于被试设备的试验电压偏低，整流后的直流电压小于交流电压有效值的$\sqrt{2}$倍。图 3-8（b）示出的合成波与图 3-8（a）的正好相反，属于尖顶波，最大值要比基波最大值大，会造成输出直流电压偏大。

一般采用以下方法克服非正弦波的影响：

（1）用波形畸变小的自耦变压器调压。

（2）选择电源时最好用波形不易畸变的线电压。

（3）直接在高压侧测量直流高压。

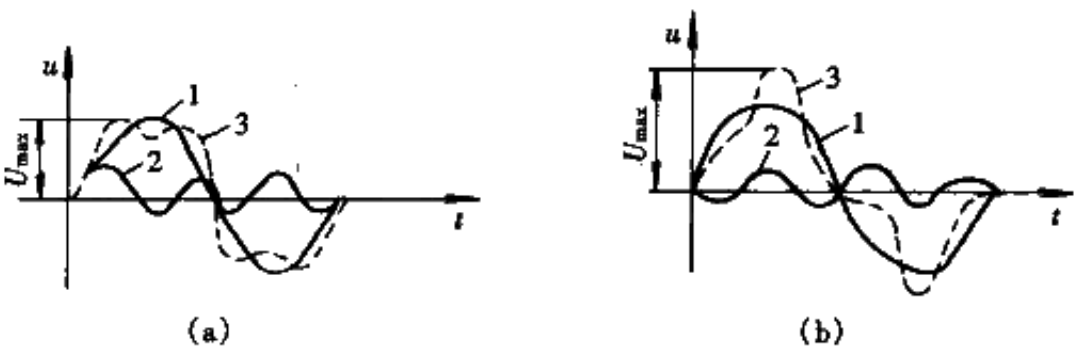


图 3-8　三次谐波对正弦波影响示意图

1—基波；2—三次谐波；3—合成波

四、加压速度对泄漏电流测量结果的影响

试验大容量试品时，由于泄漏电流存在吸收过程，即 1min 时的泄漏电流不一定是真实的泄漏电流，可能包括一定的电容电流和吸收电流，而泄漏电流又是指加压 1min 时的泄漏电流值，因此加压速度对试验结果也有影响。

有资料介绍：有人曾对一条电缆作过测量，一次加压和以每隔 1min 升压 1kV 的速度逐级加压的试验结果相比有很大差异。

为得到较准确的试验数据，应采取逐级加压的方式并规定相应的升压速度和电压稳定时间。《规程》中对电缆直流耐压试验及泄漏电流测量规定的电压稳定时间为 5min。这是为了克服吸收现象造成的测量误差。一般现场测量时也都采用逐级加压方式。

五、残余电荷的影响

同测量绝缘电阻一样，试品残余电荷对泄漏电流测量也有影响。残余电荷极性与直流输出电压同极性时，泄漏电流有偏小误差；极性相反时，有偏大误差。因此，泄漏电流试验前和重复试验时，均要对被试品进行充分放电。

六、直流输出电压极性对泄漏电流测量结果的影响

泄漏电流试验时，直流输出电压一般为负极性而不采用正极性。试验证明，直流输出电压的极性对试验结果有影响。

以测量电缆的泄漏电流为例说明如下。若绝缘受潮，电缆芯加正极性试验电压时，由于绝缘中的水分带正电，在电场作用下，水分被排斥移向铅包，造成绝缘中水分相对减少，泄漏电流偏小；电缆芯加负极性高压时，在电场作用下，水分由铅包渗过绝缘向电缆芯集中，使绝缘中水分增加，泄漏电流增大。加负极性直流输出电压，能更严格地判断受潮程度。绝缘有局部缺陷时，负极性高压有助于使绝缘中的水分集中于局部缺陷区，易于发现局部缺陷。

因此测泄漏电流时，要加负极性高压并读取 5min 时的泄漏电流值。同样，用绝缘电阻表测量绝缘电阻时，为了易于发现缺陷，也是在“L”端子输出负极性高压。

七、湿度及表面脏污的影响

与绝缘电阻测量影响相同。为了消除湿度脏污对测量的影响，应采取清擦干净瓷表面、在部分瓷裙涂有机硅油、硅脂石蜡，或者用电热风将部分瓷裙表面吹干。

第四节　异常现象分析及注意事项

一、异常分析

在交接及预防性试验中，常遇到以下异常情况，要注意分析。

1. 从微安级电流表反映出的异常现象

(1) 指针来回摆动。这可能是由于电源电压波动，直流电压脉动系数大或试验回路和被试品有充放电过程。若摆动不大，可取其平均值；摆动大，则应检查主回路和微安级电流表的滤波电容是否良好，电容量是否合适，必要时可改变滤波方式。

(2) 指针周期性摆动。这可能是被试品绝缘不良或回路存在反充电所致，应查明原因。

(3) 指针突然冲击。若有小冲击，可能是电流回路引起；若有大冲击，可能是试验回路或被试品出现闪络或间歇性放电引起。遇这种异常时，应立即降压，并查明原因。

(4) 指针指示随测量时间而变化。若指示逐渐下降，可能是充电电流减小或被试品表面电阻增大引起；若指示逐渐上升，一般是被试品绝缘老化引起的。

(5) 指针反指。这可能是微安级电流表极性接错或被试品对测压电阻放电引起的。

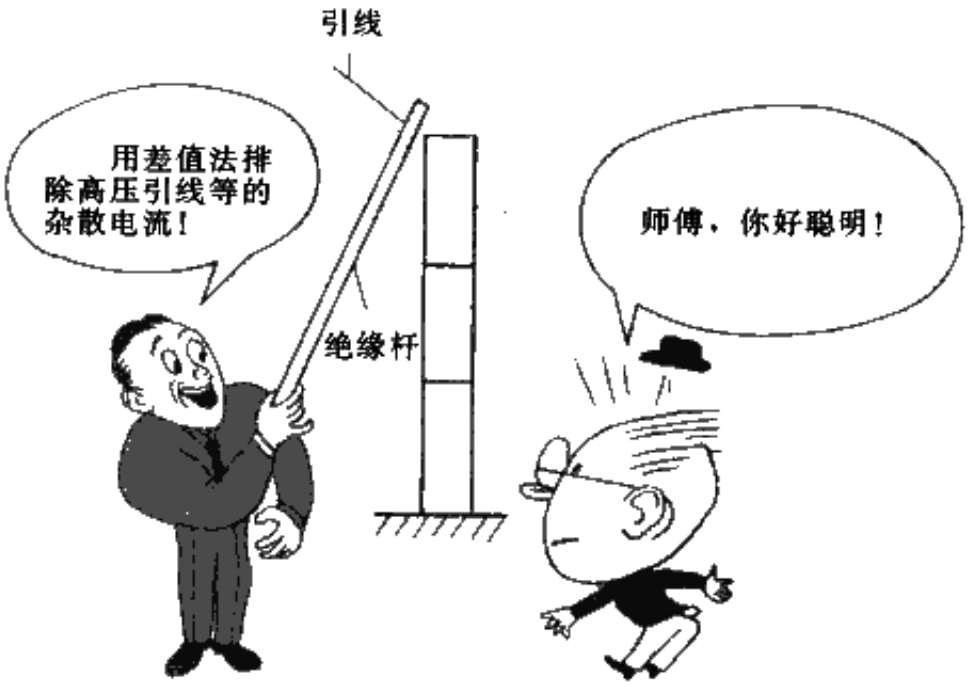
(6) 接好线，未加压，微安级电流表即有指示。这可能是由于外界干扰，微安级电流表表面极化或地电位抬高引起的。

2. 从泄漏电流数值上反映出的异常情况

(1) 泄漏电流过大。这时，应先对试品、试验接线、屏蔽、加压高低等进行检查，然后依据影响泄漏电流的因素，排除外界影响因素后，才能对试品下结论。

(2) 泄漏电流过小。这可能是由于接线有问题，加压不够，微安级电流表有分流等引起的。

(3) 对无法在试品低压端进行测量的试品，当泄漏电流偏大时，可考虑采用差值法，即先将高压引线悬空升压，测得一泄漏电流，然后将高压引线接被试品，再升压测得一泄漏电流，后者减去前者即为试品泄漏电流值。差值法可排除高压引线、试验设备高压端等部分的杂散电流对泄漏电流的影响。



二、注意事项

(1) 按要求接线，并由专人认真检查接线和仪器仪表，尤其是检查操作部分外壳是否已可靠接地。确认无误后，方可通电升压。

(2) 升压应均匀分级进行，不可太快。

(3) 升压中若出现击穿、闪络等异常现象，应马上降压断开电源，并查明原因。

(4) 试验完毕，降压、断开电源后，均应先对被试品充分放电才能更改接线。对较大容量被试品放电时，应用高电阻放电，不能用接地线直接放电。应用高电阻放电棒进行放电时，应先将放电棒逐渐接近试品，至一定距离后空气间隙开始游离放电，有“嘶嘶”声响。

当无声音时再用放电棒放电，最后直接用接地线放电。放电时应注意放电位置，对微安级电流表接在高压侧的，应对高压引线芯线放电，以免放电电流直接流过微安级电流表，将微安级电流表冲击烧坏；对微安级电流表接在低压侧和试品低压端这两种情况，放电前应先将微安级电流表短接后再放电。对附近设备有可能存有感应电荷时，也应放电或预先短接。如测三相电缆其中一相泄漏电流时，应将非被测两相电缆短路接地。

本章提示

本章介绍了直流泄漏电流试验及直流耐压试验的特点，测量设备及接线，介绍了影响泄漏电流的因素及测量注意事项。

直流泄漏电流试验及直流耐压试验前后的放电千万不能用接地线直接放电，一定要用电阻杆或树枝放电，否则放电声会吓你一大跳。你知道为什么直流高压输出一般为负极性吗？

本章重点

1. 如何获得直流高压。
2. 微安级电流表不同位置时杂散电流对试验结果的影响。
3. 高压引线及直流输出电压极性对泄漏电流测量结果的影响。
4. 试验中异常现象的分析处理。

复习题

1. 泄漏电流试验与绝缘电阻试验比较，有哪些优点？
2. 简述倍压整流及三级串级整流装置输出直流高压的原理。
3. 简述直流高压测量的几种方法及其优缺点。
4. 影响泄漏电流测量的因素有哪些？
5. 试述微安级电流表在不同位置时杂散电流对试验结果的影响。
6. 试述直流输出电压极性对泄漏电流试验结果的影响。
7. 简述泄漏电流试验中常见的异常现象并分析产生的原因。
8. 泄漏电流试验应注意哪些事项？

第四章

介质损耗因数 tanδ 试验

第一节　tanδ 测量的原理和意义

在电压作用下，电介质产生一定的能量损耗，这部分损耗称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。

一、电介质电导引起的损耗

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

二、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作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介质的性能、结构、温度、交流电压频率等有关。

三、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 ε 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，如图 4-1 所示。

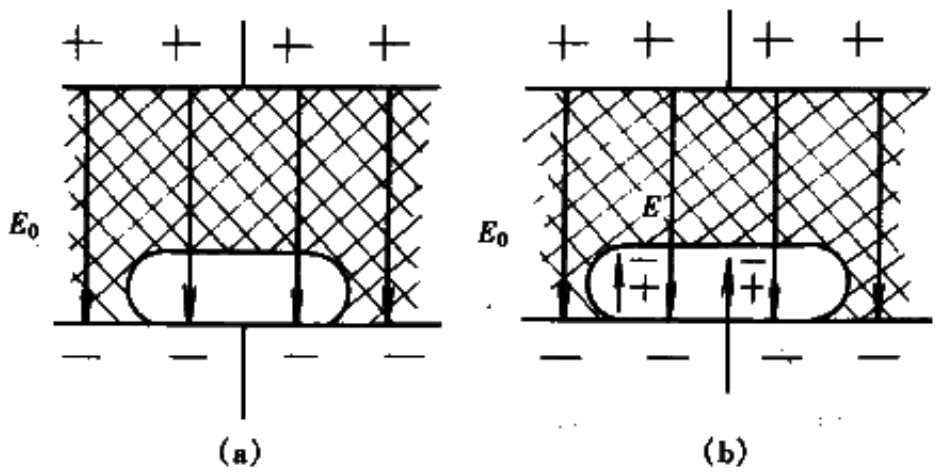


图 4-1　固体中气隙放电前后电场示意图

（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 作用下移动到气隙壁上；这些电荷又形成反电场 E，削弱了气隙中的电场，很可能使气隙中放电不再继续下去，如图 4-1（b）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，加强了气隙中电场强度，使气隙中放电在更低电压下发生。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或电缆用于直流电压下时，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介质损耗因数 tanδ？什么是介质损耗因数 tanδ 呢？

在交流电压$\dot{U}$作用下电介质中流过电流$\dot{I}$。电介质的并联等值电路及相量图如图 4-2 所示。电压$\dot{U}$与电流$\dot{I}$之间的夹角为 φ，φ 称为功率因数角；φ 的余角 δ，即为介质损耗角。根据图4-2可得

$$\tan\delta=\frac{I_R}{I_C}=\frac{1}{\omega C_p R} \tag{4-1}$$

介质损耗

$$P=UI_R=UI_C\tan\delta=U^2\omega C_p\tan\delta \tag{4-2}$$

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 tanδ 成正比，即可以用 tanδ 来表示介质损耗的大小。同类试品绝缘优劣，可直接由 tanδ 的大小来判断；而从同一试品 tanδ 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 tanδ 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。

tanδ 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 tanδ 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 tanδ 就增加得也越少，这样 tanδ 测量就不灵敏。因此，测量各类电力设备 tanδ 时，能分解试验的尽量分解试验。如测量变压器整体 tanδ 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 tanδ。套管的体积小，测套管的 tanδ 不仅可以反映套管绝缘的全面情况，而且有时可以反映其中的集中性缺陷。

有时为了处理问题方便，也可以将图 4-2 所示的并联等值电路变成串联等值电路，如图 4-3 所示。

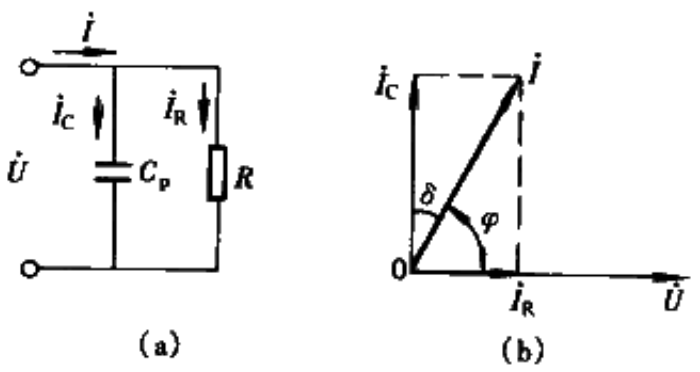


图 4-2　电介质的并联等值电路与相量图

(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

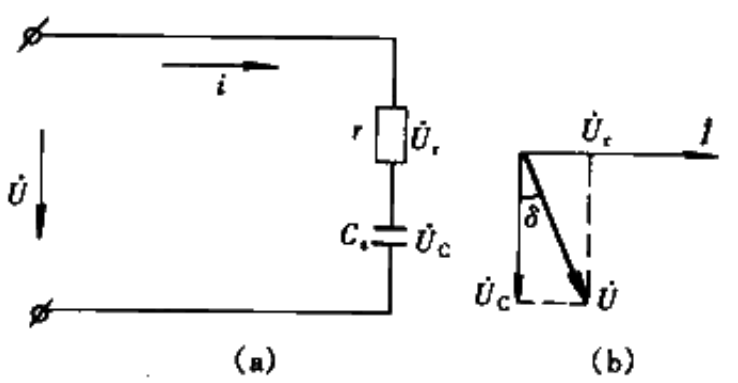


图 4-3　电介质的串联等值电路与相量图

(a) 串联等值电路图；(b) 串联等值电路相量图

C_s—串联等值电容

由图 4-3 可得

$$\tan\delta=\frac{U_r}{U_C}=\frac{ir}{i/\omega C_s}=\omega C_s r \tag{4-3}$$

$$P = i^2 r = \frac{U^2 r}{r^2 + \left(\frac{1}{\omega C_s}\right)^2}$$

$$= \frac{U^2 r}{\left(\frac{1}{\omega C_s}\right)^2 [(r\omega C_s)^2 + 1]}$$

$$= \frac{U^2 \omega C_s \tan\delta}{1 + \tan^2\delta} \tag{4-4}$$

即串联等值电路中 P 也与 $\tan\delta$ 有关。

两种等值电路都表示同一电介质的绝缘特性，因此两种等值电路情况下的电介质能量损耗与 $\tan\delta$，应当也是等值的。因此由式（4-1）～式（4-4）有

$$\frac{1}{\omega C_p R} = \omega C_s r$$

$$U^2 \omega C_p \tan\delta = \frac{U^2 \omega C_s \tan\delta}{1 + \tan^2\delta}$$

联立解得

$$C_p = \frac{C_s}{1 + \tan^2\delta}$$

$$R = r\left(1 + \frac{1}{\tan^2\delta}\right)$$

对于电介质来讲 $\tan^2\delta \ll 1$，所以可得

$$C_p \approx C_s = C,\ R \gg r$$

因此两种等值电路中的功率损耗可用一个共同的表达式表示，即

$$P = U^2 \omega C \tan\delta$$

大多数电力设备的绝缘是组合绝缘，是由不同电介质组成的，且具有不均匀结构，如油浸纸绝缘，含空气和水分的电介质等等。在对绝缘进行分析时，可把设备绝缘看成如图 4-4 所示的多个电介质串、并联等值电路所组成的电路，而所测得的 $\tan\delta$ 值，实际上是由多个电介质串并联后电路的综合 $\tan\delta$ 值。

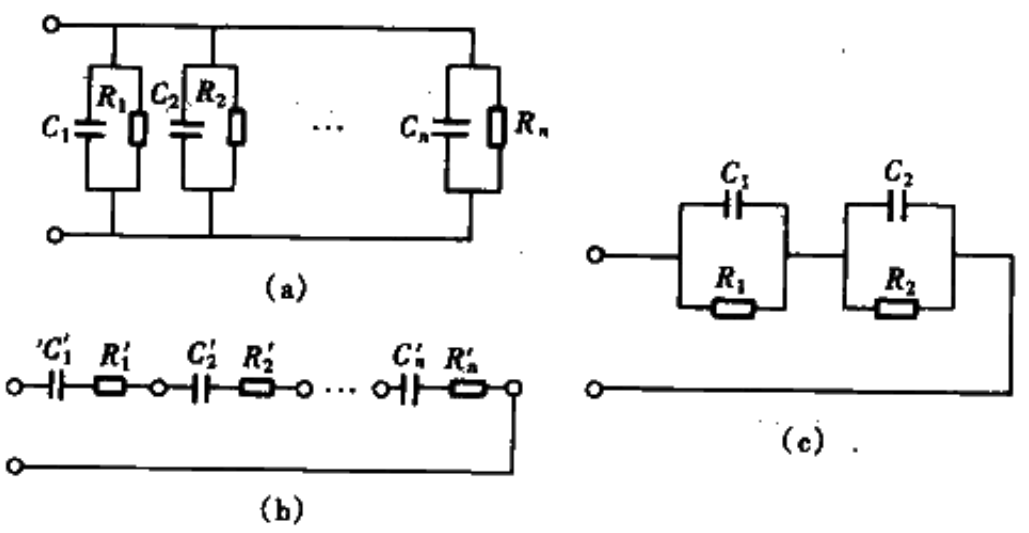


图 4-4　多个电介质串、并联等值电路所组成的电路图

（a）n 个电介质并联；（b）n 个电介质串联；（c）两个电介质串联

图 4-4（a）是 n 个电介质并联的电路，总损耗 $P = P_1 + P_2 + \cdots + P_n$。将 $P = U^2 \omega C \tan\delta$ 代入，得

$$U^2\omega C\tan\delta = U^2\omega C_1\tan\delta_1 + U^2\omega C_2\tan\delta_2 + \cdots + U^2\omega C_n\tan\delta_n$$

$$C\tan\delta = C_1\tan\delta_1 + C_2\tan\delta_2 + \cdots + C_n\tan\delta_n$$

而 $C=C_1+C_2+\cdots+C_n$，所以推得综合 tanδ 为

$$\tan\delta=\frac{C_1\tan\delta_1+C_2\tan\delta_2+\cdots+C_n\tan\delta_n}{C_1+C_2+\cdots+C_n} \tag{4-5}$$

同理，推得图 4-4（b）的综合 tanδ 为

$$\tan\delta = \frac{\frac{\tan\delta_1}{C_1}+\frac{\tan\delta_2}{C_2}+\cdots+\frac{\tan\delta_n}{C_n}}{\frac{1}{C_1}+\frac{1}{C_2}+\cdots+\frac{1}{C_n}} \tag{4-6}$$

图 4-4（c）的综合 tanδ 为

$$\tan\delta = \frac{C_1\tan\delta_2(1+\tan^2\delta_1)+C_2\tan\delta_1(1+\tan^2\delta_2)}{C_1(1+\tan^2\delta_1)+C_2(1+\tan^2\delta_2)} \tag{4-7}$$

从式（4-5）～式（4-7）可以看出：多个电介质绝缘的综合 tanδ 值总是小于等值电路中个别 tanδ 的最大值，而大于最小值。

这一结论表明：在测量多种及多层电介质绝缘时，当其中一种或一层 tanδ 偏大时，并不能有效地在综合 tanδ 值中反映出来，或者说 tanδ 对局部缺陷反映不灵敏。

如某两种并联电介质，其中一种电介质的 $C_1=1800$pF，$\tan\delta_1$（%）=0.2，另一种电介质的 $C_2=200$pF，$\tan\delta_2$（%）=5.0，其综合 tanδ（%）为

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

$$=\frac{1800\times0.2+200\times5.0}{1800+200}=0.68$$

尽管局部 $\tan\delta_2$（%）达 5.0，但综合 tanδ（%）仅等于 0.68。

通过测 tanδ 判断绝缘状况时，必须着重于与该设备历年的 tanδ 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 tanδ 值未超过标准，但和过去值比较及和同类设备比较，若 tanδ 突然明显增大时，就必须引起注意，查清原因。**如某供电局一台 110kV 耦合电容器，第一年预防性试验时测得其 tanδ（%）为 0.2，第二年预防性试验时测得 tanδ（%）为 0.7，按当时的标准 tanδ（%）小于 0.8 合格，但 tanδ（%）较上次增大了 0.5，未引起注意，结果第二年预防性试验后不久即在运行中爆炸。**

第二节　测量 tanδ 的仪器

测量 tanδ 有平衡电桥法（QS1、QS3 型西林电桥）、不平衡电桥法（M 型介质试验器）、瓦特表法、相敏电路法四种方法。最普遍应用的测 tanδ 的仪器是 QS1 型高压西林电桥、M—8000 型介质损耗仪等。

一、QS1 型高压西林电桥的工作原理

QS1 型高压西林电桥（简称 QS1 电桥）的原理接线如图 4-5 所示。不管采用正接线、反接线，电桥平衡时检流计 G 中电流 $\dot{I}_g=0$，即

$$\dot{I}_{CE}=\dot{I}_{AC}=\dot{I}_x$$

$$\dot{I}_{DE}=\dot{I}_{AD}=\dot{I}_N$$

$$\dot{U}_{CE} = \dot{U}_{DE}$$

$$\dot{U}_{AD} = \dot{U}_{AC} = \dot{U}_x$$

各桥臂复数阻抗值应满足

$$Z_3 Z_N = Z_4 Z_x \tag{4-8}$$

式中 Z_x——被试品绝缘的等值阻抗；

Z_4——R_4 与 C_4 并联的等值复阻抗。

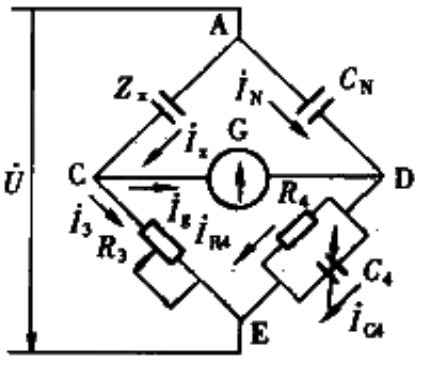


图 4-5 QS1 电桥的原理接线

以 $Z_3 = R_3$，$Z_N = \dfrac{1}{j\omega C_N}$，$Z_4 = \dfrac{1}{\dfrac{1}{R_4} + j\omega C_4}$，$Z_x = \dfrac{1}{\dfrac{1}{R_x} + j\omega C_x}$ 代入式（4-8），得

$$\left(\frac{1}{\frac{1}{R_x} + j\omega C_x}\right) \times \left(\frac{1}{\frac{1}{R_4} + j\omega C_4}\right) = \frac{R_3}{j\omega C_N}$$

整理后得

$$\frac{1}{R_x R_4} - \omega^2 C_x C_4 + j\left(\frac{\omega C_4}{R_x} + \frac{\omega C_x}{R_4}\right) = j\,\frac{\omega C_N}{R_3} \tag{4-9}$$

令式（4-9）左右的实部相等，得

$$\frac{1}{R_x R_4} - \omega^2 C_x C_4 = 0$$

$$\frac{1}{\omega R_x C_x} = \omega R_4 C_4$$

则有

$$\tan\delta = \frac{1}{\omega R_x C_x} = \omega R_4 C_4 \tag{4-10}$$

在电桥中，取 $R_4 = \dfrac{10^4}{\pi} \approx 3184\ (\Omega)$，当电源频率为 50Hz 时，$\omega = 2\pi f = 100\pi$，则有

$$\tan\delta = 2\pi f \times \frac{10^4}{\pi} \times C_4 = 10^6 C_4 \quad (C_4 \text{ 单位为 F})$$

$$\tan\delta = C_4 \quad (C_4 \text{ 单位为 } \mu\text{F}) \tag{4-11}$$

C_4 是可调电容，当电桥调到平衡时，C_4 的微法数就等于被试品的 $\tan\delta$ 值。

由式（4-9）虚部相等可得

$$\frac{\omega C_4}{R_x} + \frac{\omega C_x}{R_4} = \frac{\omega C_N}{R_3}$$

$$C_x = \frac{C_N R_4}{R_3} \times \frac{1}{1 + \tan\delta} = \frac{C_N R_4}{R_3}, \text{pF} \tag{4-12}$$

为了扩大可测的被试品电容值范围，也就是扩大允许的试品电流 $\dot{I}_x$ 的范围，在电阻 R_3 旁并联可分挡调节的分流电阻，可使最大可测试品电容由 3000pF 扩大到 0.4μF，如图 4-6 所示。

图中电桥的电阻 R_3 与分流电阻接成电阻三角形，三角形三边全部电阻值为（$100 + R_3$）Ω，电桥平衡后，电桥的左下臂电阻 R'_3 为 R_n 与 R_3 并联后的电阻，即

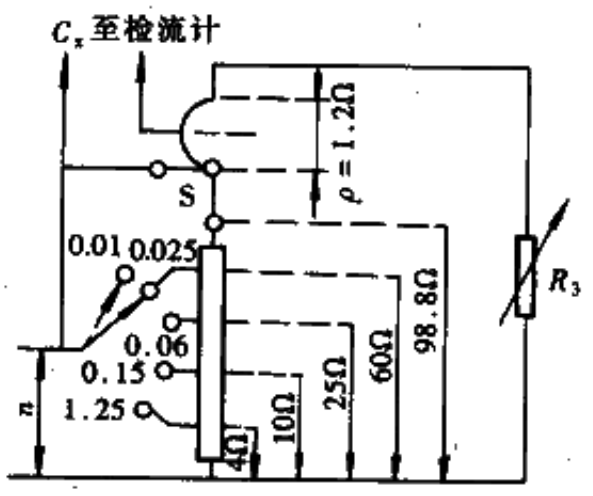


图 4-6 分流电阻接线图

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

式中　n——分流电阻值，可从表 4-1 查得。

表 4-1　　**分 流 电 阻 值**

分流位置	0.01	0.025	0.06	0.15	1.25
分流电阻（Ω）	$100+R_3$	60	25	10	4
可测最大电容值（pF）	3000	8000	19400	48000	40000

所测得的 C_x 为

$$C_x=C_N\frac{R_4}{R'_3}=C_N\frac{R_4(100+R_3)}{n(R_3+\rho)} \tag{4-13}$$

测量电容量 C_x 对判断绝缘状况也有价值。如对耦合电容器，如果 C_x 明显增加，常表示电容层间有短路或水分浸入；C_x 明显减小，常表示内部渗油严重或层间有断线。

二、QS1 电桥的主要部件及参数

（一）主要部件

QS1 电桥包括桥体及标准电容器、试验变压器三大部分。现以图 4-7 示出的 QS1 电桥为例，分别介绍该电桥各主要部件的作用。

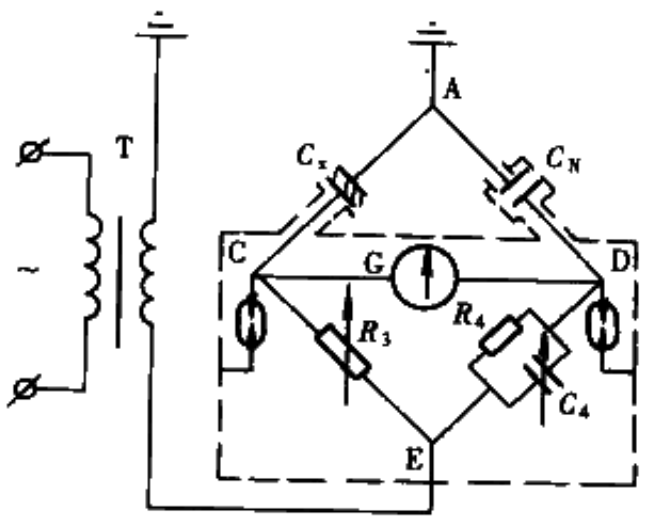


图 4-7　QS1 电桥反接线测量原理图

1. 桥体调整平衡部分

综上所述，电桥的平衡是通过调整 R_4、C_4 和 R_3 来实现的。R_4 是电阻值为 $3184\Omega\left(\frac{10000}{\pi}\right)$ 的无感电阻。C_4 是由 25 只无损电容组成的可调十进制电容箱电容（$5\times0.1\mu F+10\times0.01\mu F+10\times0.001\mu F$），$C_4$ 的电容(μF)数值直接表示 $\tan\delta$ 的值，C_4 的刻盘度未按电容值刻度，而是直接刻出 $\tan\delta$ 的百分数值。R_3 是十进制电阻箱电阻（$10\times1000\Omega+100\times10\Omega+10\times10\Omega+10\times1\Omega$），它与滑线电阻 ρ（$\rho=1.2\Omega$）串联，实现在 0～11111.2Ω 范围内连续可调的目的。由于 R_3 的最大允许电流为 0.01A，为了扩大测量电容范围，当被试品电容量大于 3184pF 时，应接入分流电阻 R_N（$R_N=100\Omega$，包括 $\rho=1.2\Omega$ 在内），接入 R_N 后与 R_3 形成三角形电阻回路，如图 4-8 所示。被试品电流 $\dot{I}_x$ 在 B 点分成 $\dot{I}_n$ 和 $\dot{I}_3$ 两部分：

$\frac{\dot{I}_n}{\dot{I}_3}=\frac{R_N-R_n+R_3}{R_n}$，$\dot{I}_x=\dot{I}_3+\dot{I}_n$，可得

$$\dot{I}_3=\dot{I}_x\times\frac{R_n}{R_N+R_3}$$

因为 $R_3\gg R_n$，所以 $\dot{I}_3\ll\dot{I}_x$，保证了流过 R_3 的电流不超过允许值；而且在转换开关 B 上的压降就很小，避免分流器转换开关接触电阻对桥体的影响，保证了测量的准确性。

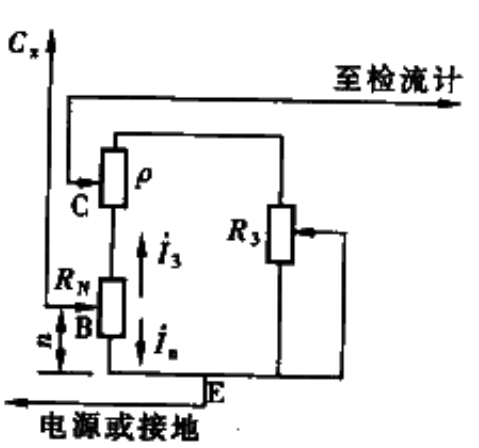


图 4-8　QS1 电桥接入分流电阻测量原理图

新e代
www.elecm.com

2. 平衡指示器

桥体内装有振动式交流检流计 G 作为平衡指示器，当振动式检流计线圈中通过电流时，将产生交变磁场，这一磁场使得贴在吊丝上的小磁钢振动，并通过光学系统将这一振动反射到面板的毛玻璃上，通过观察面板毛玻璃上的光带宽窄，即可知道电流的大小。面板上的“频率调节”旋钮与检流计内另一永久磁铁相连，转动这一旋钮可改变小磁钢及吊丝的固有振动频率，使之与所测电流频率谐振，检流计达到最灵敏，这就是所谓的“调谐振”。“调零”旋钮是用来调节检流计光带的零点位置的。检流计的灵敏度是通过改变与检流计线圈并联的分流电阻来调节的。分流电阻共有 11 个位置，其值的改变通过面板上的灵敏度转换开关进行，可从 0 增至 10000Ω。当检流计与电源精确谐振，灵敏度转换开关在“10”位置时，检流计光带缩至最小，即认为电桥平衡。

检流计的主要技术参数为：

（1）电流常数不大于 12×10^{-8}A/mm；

（2）阻尼时间不大于 0.2s；

（3）线圈直流电阻为 40Ω。

3. 过电压保护装置

在 R_3、Z_4 臂上分别并联了一只放电电压为 300V 的放电管作为过电压保护。当电桥在使用中出现试品击穿或标准电容器击穿时，R_3、Z_4 将承受全部试验电压，可能损坏电桥，危及人身安全，故采取了在 R_3、Z_4 并联放电管的过电压保护措施。

4. 标准电容器 C_N

QS1 电桥现多采用 BR—16 型标准电容，内部为 CKB50/13 型真空电容器，其工作电压为 10kV，电容量 50±1pF，$\tan\delta_N$ ≤0.1%。真空电容器的玻璃泡上的高、低压引出线端子间无屏蔽，壳内空气潮湿时，表面泄漏电流增大，常使 tanδ 较小的试品出现负 tanδ 的测量结果。标准电容器内有硅胶，需经常更换以保证壳内空气干燥。

当用正接线测量试品 tanδ，需要更高电压时，须选用工作电压 10kV 以上的标准电容器。

5. 转换开关位置“－tanδ”

电桥面板上有一转换开关位置“－tanδ”，一般测量过程中当转换开关在“＋tanδ”位置不能平衡时，可切换于“－tanδ”位置测量，切换后电容 C_4 改为与 R_3 并联，如图 4-9 所示。

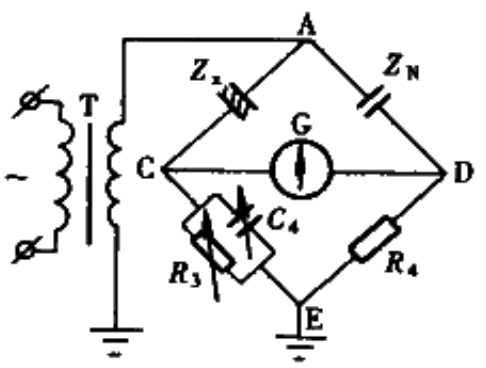


图 4-9 “－tanδ”测量原理图

电桥平衡时

$$Z_xZ_4=Z_NZ_3$$

将 $Z_x=\dfrac{R_x}{1+j\omega C_xR_x}$、$Z_N=\dfrac{1}{j\omega C_N}$、$Z_3=\dfrac{R_3}{1+j\omega C_4R_3}$、$Z_4=R_4$ 代入求解，可得

$$C_x=\frac{R_4}{R_3}\times C_N$$

$$\tan\delta_r=\frac{1}{\omega C_xR_x}=\omega R_3\ (-C_4)\ \times10^{-6} \tag{4-14}$$

式中 $\tan\delta_r$——实际试品的负介质损耗因数值；

$-C_4$——桥臂，“$-\tan\delta$”测量值，即“$-\tan\delta$”读数。

应当指出，“$-\tan\delta$”是没有物理意义的，仅仅是一个测量结果。出现这样的测量结果意味着流过电桥 R_3 的电流 $\dot{I}_x$ 超前于流过电桥 Z_4 臂的电流 $\dot{I}_N$。这既可能是 $\dot{I}_N$ 不变而电流 $\dot{I}_x$ 由于某种原因超前于 $\dot{I}_N$，也可能是电流 $\dot{I}_x$ 不变而由于某种原因使 $\dot{I}_N$ 落后于 $\dot{I}_x$，还可能是上述两种原因同时存在的结果。

“$-\tan\delta$”的测量值，并不是试品的实际介质损耗因数值，即“$-\tan\delta$”测量值不是实际试品的 $\tan\delta$ 值。测量中得到“$-\tan\delta$”时，首先应将其按式（4-14）换算为实际试品的负介质损耗因数值，即

$$\begin{aligned}\tan\delta_r &= \omega R_3 (-C_4) \times 10^{-6} \\ &= 314 R_3 (-C_4) \times 10^{-6} \\ &= \frac{10^6}{3184} R_3 (-C_4) \times 10^{-6} \\ &= \frac{R_3}{R_4} (-C_4) = \frac{R_3}{R_4} (-\tan\delta)\end{aligned}$$

为计算方便，一般令

$$\tan\delta_r = \left(\frac{R_3}{R_4}\right) | -\tan\delta | \tag{4-15}$$

如一试品在“$-\tan\delta$”测得 $R_3 = 500\Omega$，$\rho = 0.4\Omega$，$\tan\delta$（%）$= -12$，代入式（4-15）得

$$\tan\delta_r = \frac{R_3}{R_4} | -\tan\delta | = \frac{500.4}{3184} | -12 | = 1.88$$

接入分流电阻后，换算公式为

$$\tan\delta_r = \frac{100 R_3}{(100 + R_3) R_4} | -\tan\delta |$$

由于出现“$-\tan\delta$”均须倒相测量，上述换算值可作为倒相的一个测量值计算。

$-\tan\delta$ 产生的原因主要有：

（1）强电场干扰。如图 4-10 所示，当干扰信号 $\dot{I}_g$ 叠加于测量信号 $\dot{I}_x$ 时，造成叠加信号即流过电桥第三臂 R_3 的电流 $\dot{I}'_x$ 相位超前于 $\dot{I}_N$，造成 $-\tan\delta$ 值（$\tan\delta_m < 0$）。这种情况只有把切换开关置于“$-\tan\delta$”时，电桥才能平衡。

（2）$\tan\delta_N > \tan\delta_x$。当标准电容器真空泡受潮后，其 $\tan\delta_N$ 值大于被试品的 $\tan\delta_x$ 值，如图 4-11 所示，由于 $\dot{I}'_N$ 滞后于 $\dot{I}_x$，故出现 $-\tan\delta$（$\tan\delta_m < 0$）测量结果。

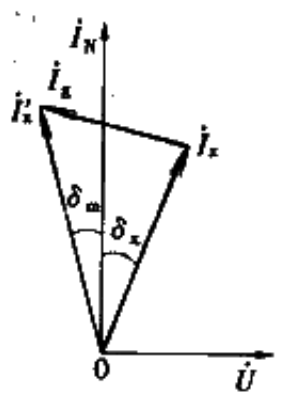


图 4-10　电场干扰下产生 $-\tan\delta$ 的相量图

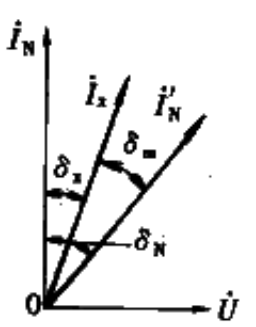


图 4-11　标准电容器 $\tan\delta_N > \tan\delta_x$ 时，产生 $-\tan\delta$ 的相量图

（3）空间干扰。如图 4-12 所示，测量有抽取电压装置的电容式套管时，当装有抽取电压装置的套管表面脏污，测量主电容 C_1 和抽取电压的电容 C_2 串联时的等值介质损耗因数时，抽取电压套管表面脏污造成的电流 $\dot{I}_R$ 使得 $\dot{I}'_x$ 超前于 $\dot{I}_N$，造成－tanδ 测量结果。

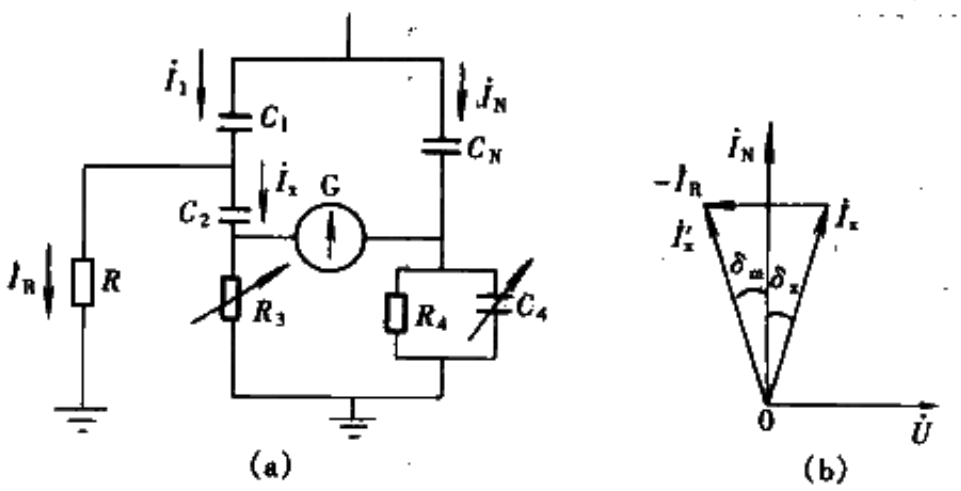


图 4-12　测量有电压抽取装置的电容式套管时的原理接线图和产生－tanδ 的相量图

（a）原理接线图；（b）相量图

另外，若出现接线错误等其他情况时，也会出现－tanδ 测量结果。

（二）QS1 电桥主要技术参数

高压 50Hz 测量时 QS1 电桥的技术参数：

（1）tanδ 测量范围为 0.005～0.6。

（2）测量电容量范围为 0.3×10^{-3}～0.4μF。

（3）tanδ 值的测量误差：当 tanδ 为 0.005～0.03 时，绝对误差不大于±0.003，当 tanδ 为 0.03～0.6 时，相对误差不大于测定值的±10%。

（4）电容量测量误差不大于±5%。

低压 50Hz 测量时 QS1 电桥的技术参数：

（1）tanδ 测量范围及误差与高压测量相同。

（2）电容量测量范围：标准电容为 0.001μF 时，测量范围为 0.3×10^{-3}～10μF，标准电容为 0.01μF 时，测量范围为 3×10^{-3}～100μF。

（3）电容量测量误差为测定值的±5%。

第三节　QS1 电 桥 的 使 用

一、QS1 电桥接线方式

QS1 电桥接线方式有四种，即正接线、反接线、侧接线（见图 4-13）和低压法接线（见图 4-14）。最常用的是正接线、反接线。

（1）正接线。试品两端对地绝缘，电桥处于低电位，试验电压不受电桥绝缘水平限制，易于排除高压端对地杂散电流对实际测量结果的影响，抗干扰性强。

（2）反接线。该接线适用于被试品一端接地。测量时电桥处于高电位，试验电压受电桥绝缘水平限制，高压端对地杂散电容不易消除，抗干扰性差。

反接线时应当注意电桥外壳必须妥善接地，桥体引出的 C_x、C_N 及 E 线均处于高电位，必须保证绝缘，要与接地体外壳保持至少 100～150mm 的距离。

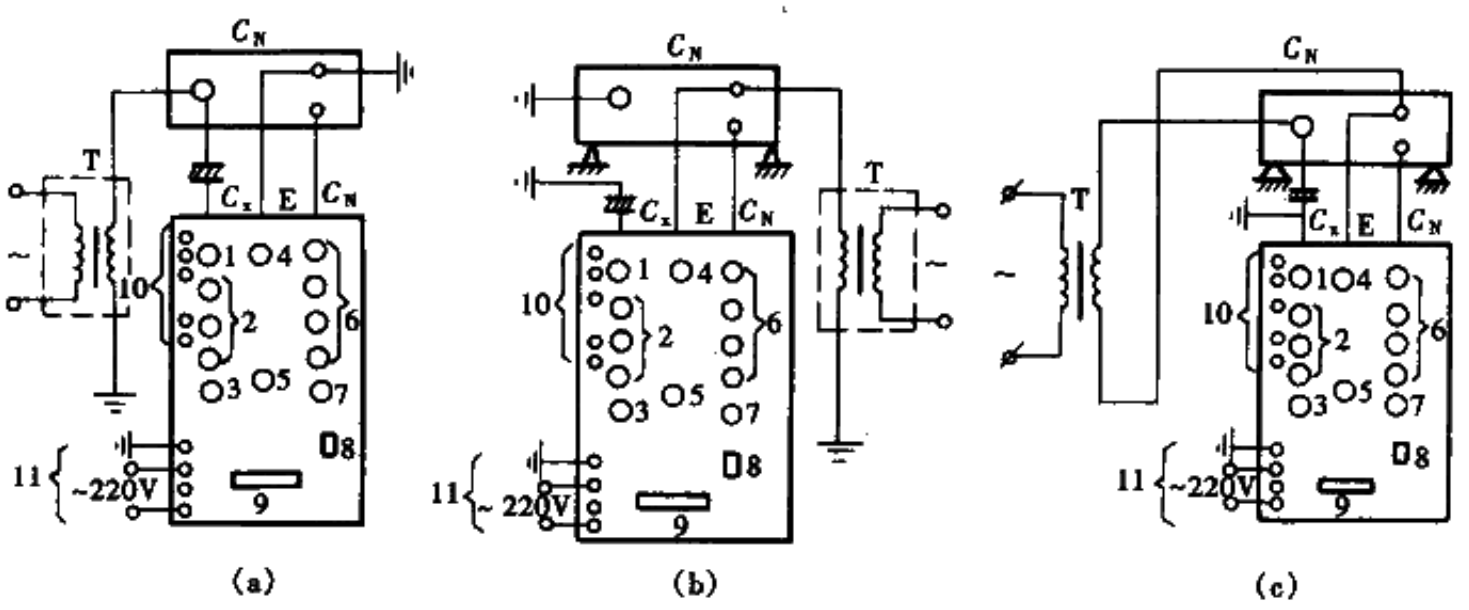


图 4-13　QS1 电桥的三种接线方式

（a）正接线；（b）反接线；（c）侧接线

1—分流器开关 S1；2—tanδ（%）调节旋钮；3—极性转换开关 S2；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—电源插头及接地端钮

（3）侧接线。该接线适用于试品一端接地，而电桥又没有足够绝缘强度进行反接线测量时，试验电压不受电桥绝缘水平限制。由于该接线电源两端都不接地，电源间干扰和几乎全部杂散电流均引进了测量回路，测量结果误差大，因而很少被采用。

（4）低压法接线。在电桥内装有一套低压电源和标准电容器，接线图如图 4-14 所示。

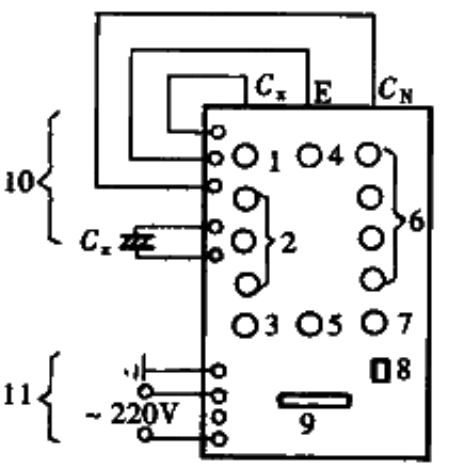


图 4-14　QS1 电桥低压法接线图

（电桥组成部分说明同图 4-13）

标准电容由两只 0.001、0.01μF 云母电容器代替，用来测量低电压（100V）大容量电容器的特性。标准电容 C_N = 0.001μF 时，试品 C_x 的范围是 30.0pF～10μF；C_N = 0.01μF 时，C_x 的范围为 3000pF～100μF。这种方法一般只用来测量电容量。

二、QS1 电桥的操作步骤

tanδ 测量是一项高压作业，加压时间长，操作比较复杂的试验。各种接线方式的操作步骤相同，步骤如下：

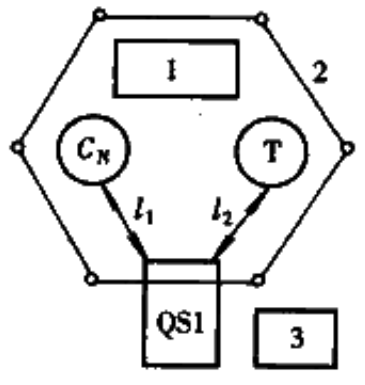


图 4-15　测量 tanδ 时的设备布置图

1—被试品；2—可移式围栏；3—调压器

（1）根据现场试验条件、试品类型选择试验接线，合理安排试验设备、仪器仪表及操作人员位置和安全措施。接好线后应认真检查其正确性。一般接线设备布置如图 4-15 所示。标准电容 C_N 和试验变压器 T 离 QS1 电桥距离 l_1、l_2 应不小于 0.5m。

（2）将 R_3、C_4 及灵敏度等各旋钮均置于零位，极性开关置于“断开”位置，根据试品电容量大小，按表 4-1 确定分流位置。

（3）接通电源，合上光源开关，用“调零”旋钮，使光带位于中间位置，加试验电压，并将“tanδ”转至“接通Ⅰ”

位置。

（4）增加检流计灵敏度，旋转调谐旋钮，找到谐振点，使光带展宽到最大宽度，再调节 R_3 使光带缩窄。

（5）增加灵敏度，按 R_3、C_4、ρ 顺序反复调节，使光带缩至最窄（一般不超过 4mm），这时电桥即达平衡。

（6）将灵敏度退回零，记下试验电压、R_3、ρ、C_4 值及分流位置。

（7）记录数据后，再将极性开关旋至 tanδ“接通Ⅱ”位置，增加灵敏度至最大，调节 R_3、ρ、C_4 至光带最窄。随手退回灵敏度旋钮置零位，极性转换开关至“断开”位置，把试验电压降零后再切断电源，高压引线临时接地。

（8）如上述两次测得的结果基本一致，试验可告结束，否则应检查是否有外部电磁场干扰等影响因素，采取抗干扰措施。

第四节　电磁场干扰下的 tanδ 试验

在现场运行的高压电力设备附近进行 tanδ 试验时，仪器会受到现场电磁场干扰。这种外界干扰会给测量带来较大的误差，甚至无法测试。现分析干扰对测量结果的影响及其消除方法。

（一）磁场干扰

当电桥靠近电抗器、阻波器等漏磁通较大的设备时，会受到磁场干扰。这一干扰通常是由于磁场作用于电桥检流计内的电流线圈回路引起。

现场测试时，当将西林电桥检流计的极性转换开关放在“断开”位置，如果光带展宽即说明有磁场干扰。

磁场干扰的等值电路见图 4-16（a）。磁场干扰可以看作在电桥的检流计回路中串联一固定感应电压 $\Delta\dot{U}$ 及等值阻抗 Z_g。为简化分析，将并联在检流计电流绕组、用于调节灵敏度、阻值很大的电阻 R，略去不考虑。

在磁场干扰情况下调节电桥平衡，可以认为检流计回路在 A、B 处断开时，$\dot{U}_{DB}$ 与 $\dot{U}_{DA}$ 之差，即断开处的电位差正好等于 $\Delta\dot{U}$。原因是如果满足这一条件，则实际测量时，即断开处接通时，流过检流计的电流应为零。

图 4-16（b）示出了有磁场干扰时的电压相量图。图中 $\vec{oa}$ 表示无磁场干扰时电桥平衡后的 $\dot{U}_{DA}$ 和 $\dot{U}_{DB}$（二者相等），并与 $\dot{I}_N$ 成 δ 角。当存在磁场干扰而在检流计回路中产生 $\Delta\dot{U}$ 时，则调节电桥平衡后，$\dot{U}_{DA}$、$\dot{U}_{DB}$ 和 $\Delta\dot{U}$ 将组成三角形。图中 $\vec{ob}$ 表示 $\Delta\dot{U}$，则调节 R_3 到 R_3'，使 $\dot{U}_{DA}$ 由 $\vec{oa}$ 沿原方向增加到 $\dot{U}_{DA}'$，同时调节 C_4 到 C_4' 以改变 $\dot{U}_{DB}$ 的方向（$\dot{U}_{DB}$ 的大小也略有改变），使之变为 $\dot{U}_{DB}'$，而 $\dot{U}_{DA}'$、$\Delta\dot{U}$ 和 $\dot{U}_{DB}'$ 组成三角形。此时由 C_4'、R_4 算得的 tanδ 值为 $\tan\delta' = \omega C_4' R_4$，$\delta'$ 角如图 4-16（b）所示，将小于实际试品的 δ 值。

将检流计的极性转换开关投入另一位置，则 $\Delta\dot{U}$ 方向将相反。调节电桥平衡后得电压相量图中的 $\dot{U}_{DA}''$、$\Delta\dot{U}$ 和 $\dot{U}_{DB}''$，此时由 C_4''、R_4 求得的 tanδ'' 值为 $\tan\delta'' = \omega C_4'' R_4$，$\delta''$ 角如图 4-16（b）所示，将大于实际试品的 δ 值。

上述分析表明，磁场干扰将造成 tanδ 值的测量误差，使其增大或减小。

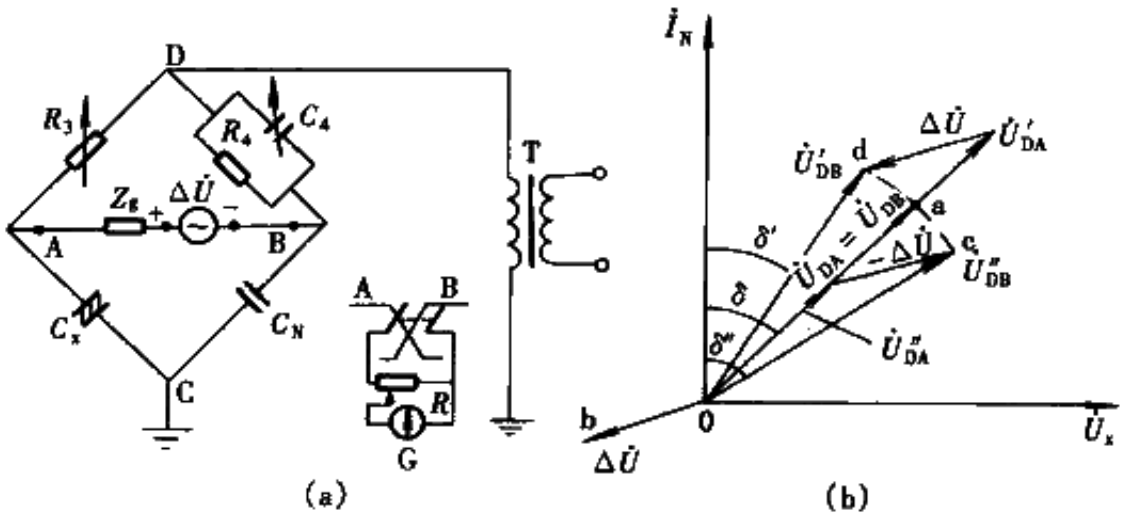


图 4-16　有磁场干扰时的等值电路及相量图

（a）磁场干扰时的等值电路；（b）有磁场干扰时的电压相量图

实际测量时磁场干扰必须予以消除。消除的办法一种是将电桥移到磁场干扰以外；另一种是在检流计极性转换开关处于两种不同位置时，调节电桥平衡，求得每次平衡时的试品 $\tan\delta$ 值和电容值，然后再求取两次的平均值，以消除磁场干扰的影响。

在图 4-16（b）中，当磁场干扰不强烈时，可以把图中虚线圆弧 $\overset{\frown}{cd}$ 近似看作直线并经过 a 点，于是得试品的实际 $\tan\delta$ 为

$$\tan\delta\approx\frac{\tan\delta'+\tan\delta''}{2}$$

$\dot{U}_{DA}$ 也可看作 $\dot{U}'_{DA}$ 和 $\dot{U}''_{DA}$ 的算术平均值，由于二次调节电桥平衡时流过 R_3 的电流不变（试品电流），故相应于 $\dot{U}_{DA}$ 的 R_3 为

$$R_3\approx\frac{R'_3+R''_3}{2}$$

试品的实际电容 C_x 为

$$C_x=C_N\frac{R_4}{R_3}=C_NR_4\frac{2}{R'_3+R''_3}$$

因为 $C_N\dfrac{R_4}{R'_3}=C'_x$，$C_N\dfrac{R_4}{R''_3}=C''_x$，则有

$$C_x=\frac{2C'_xC''_x}{C'_x+C''_x}$$

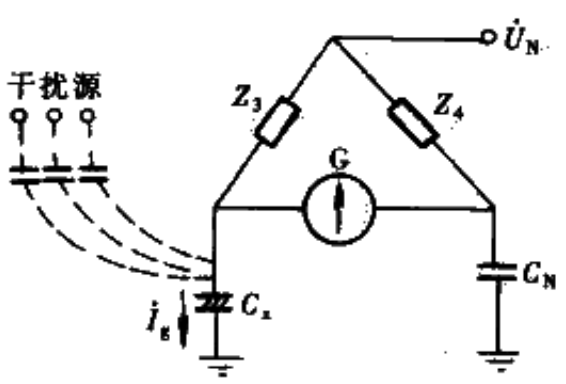


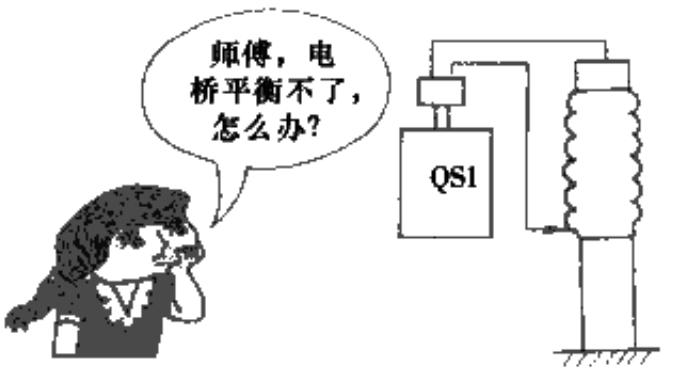
图 4-17　电场干扰示意图

（二）电场干扰

电桥接线完成后，合上试验电源前先投入检流计，并逐渐增加灵敏度，观察检流计。如果检流计光带明显扩宽，则证明存在电场干扰，光带越宽说明干扰越强。

外界带电设备及导线通过与被试品间的电容耦合，使被试品上产生一干扰电流 $\dot{I}_g$（见图 4-17），此电流在电桥臂上引起压降，改变各臂间平衡条件，造成 δ 角偏大或偏小的误差，严重时造成“$-\tan\delta$”测量结果。

现场采用的排除电场干扰的方法有以下几种：



（1）提高试验电压。试验电压提高，通过试品的电容电流增大，信噪比提高，干扰电流对 δ 角的影响相对减小。这种方法适用于对弱干扰信号的消除。

（2）尽量采用正接线。实践证明：西林电桥正接线抗干扰性能比反接线强。**如测某变电站一个110kV电流互感器的介质损耗因数值，反接线倒相测得正、反两种极性下 $\tan\delta_1$（%）=2.7，$\tan\delta_2$（%）=-29.5；而正接线倒相测得 $\tan\delta_1$（%）=1.3，$\tan\delta_2$（%）=2.6。正接线时两种均为正的 $\tan\delta$。**

（3）屏蔽法。在被试品上加装屏蔽罩，使干扰电流经屏蔽流走，不经过电桥桥臂。此方法仅适用于体积较小的设备、如套管、电流互感器等。由于现场屏蔽费工、费时，且对测量结果有影响，一般不采用。

（4）选相、倒相法。轮流由A、B、C三相选取试验电源，每相又在正、反两种极性下测出两次 R_{31}、$\tan\delta_1$，R_{32}、$\tan\delta_2$，选取三相中 $\tan\delta_1$ 和 $\tan\delta_2$ 差值最小的一相，取平均值，就得到被试品 $\tan\delta$ 的近似值。

若 $\tan\delta_1$ 和 $\tan\delta_2$ 均为正值，则

$$\tan\delta=\frac{R_{32}\tan\delta_1+R_{31}\tan\delta_2}{R_{31}+R_{32}} \tag{4-16}$$

$$C_x=\frac{159200\times[100+(R_{31}+R_{32})/2]}{n\left(\frac{R_{31}+R_{32}}{2}\right)} \tag{4-17}$$

若出现一个负介质损耗因数（如$-\tan\delta_2$），则先应将负介质损耗因数按式 $\tan\delta'_2=\frac{R_{32}}{3184}|-\tan\delta_2|$ 换算，则试品真正介质损耗因数为

$$\tan\delta=\frac{R_{32}\tan\delta_1-R_{31}\tan\delta'_2}{R_{31}+R_{32}}$$

若出现两个负介质损耗因数，则

$$\tan\delta=\frac{R_{31}\tan\delta'_2-R_{32}\tan\delta'_1}{R_{31}-R_{32}}$$

$\tan\delta'_1$、$\tan\delta'_2$ 分别为负介质损耗因数值 $\tan\delta_1$、$\tan\delta_2$ 的计算值。

带分流器时，$R'_3=\frac{R_3R_n}{R_3+R_n}$，实测负介质损耗因数值换算公式为

$$\tan\delta'_m=\frac{R'_3}{3184}|-\tan\delta_m|=\frac{100R_3}{3184\times(100+R_3)}|-\tan\delta_m|$$

采用倒相法时，如果同时存在磁场干扰，那么还需在两种电源极性下，分别倒换检流计极性开关（“接通Ⅰ”，“接通Ⅱ”）进行测量，获得四次数据，以四者的平均值作为试验结果。

如某被试品在极性开关“接通Ⅰ”位置下电源正反相测得 $R_{31}=189.5\Omega$，$\tan\delta_1$（%）=1.3，$R_{32}=197.4\Omega$，$\tan\delta_2$（%）=0.9；“接通Ⅱ”位置下测得 $R'_{31}=191.3\Omega$，$\tan\delta_1$（%）=1.7，$R'_{32}=199.6\Omega$，$\tan\delta'_2$（%）=0.4，则被试品的真正介质损耗因数 $\tan\delta$（%）和电容量 C_x（假设分流位置0.01）为

$$R_{3\,\mathrm{I}}=\frac{R_{31}+R_{32}}{2}=193.4(\Omega)$$

$$R_{3\,\mathrm{II}}=\frac{R'_{31}+R'_{32}}{2}=195.4(\Omega)$$

$$\tan\delta_{\mathrm{I}}(\%)=\frac{R_{31}\tan\delta_2+R_{32}\tan\delta_1}{R_{31}+R_{32}}=1.1$$

$$\tan\delta_{\mathrm{II}}(\%)=\frac{R'_{31}\tan\delta'_2+R'_{32}\tan\delta'_1}{R'_{31}+R'_{32}}=1.06$$

因为 $R_3=\dfrac{R_{3\mathrm{I}}+R_{3\mathrm{II}}}{2}=194.4\ (\Omega)$，代入式（4-13）得

$$C_x=\frac{159200\times(100+R_4)}{n(R_3+\rho)}=\frac{159200}{194.4}$$

$$=818.9\ (\mathrm{pF})$$

$$\tan\delta\ (\%)=\frac{\tan\delta_{\mathrm{I}}\ (\%)+\tan\delta_{\mathrm{II}}\ (\%)}{2}$$

$$=\frac{1.1+1.06}{2}\approx1.1$$

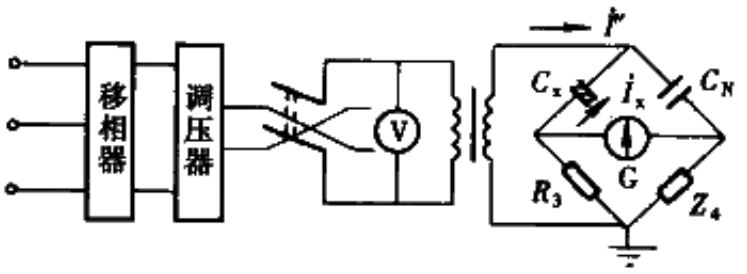


图 4-18　用移相法消除干扰接线图

（5）移相法。如图 4-18 所示，若能使流过试品的电流 $\dot{I}_x$ 与干扰电流 $\dot{I}_g$ 同相或反相，则测得的 tanδ 就与试品真实值一致，只是电容量 C_x 有差别，应反相再测一次，取平均值便可得到实际值。

现在已有专门的抗干扰西林电桥，就是在电桥内部装了移相电路。

对某一试品而言，由于其干扰电源的相位基本上是固定的，因此采用普通的移相器就可以方便地进行电源移相，使所加电压与干扰电压同相或反相。其操作步骤如下：

（1）QS1 电桥采用反接线，将阻抗 Z_4（标准电容器高压端与 E 端）短接，R_3 放到电阻最大位置（11110Ω），以便使大部分干扰电流流过检流计。

（2）合上试验电源，加上一较低的试验电压，使电流 $\dot{I}_x$ 幅值大致等于干扰电流 $\dot{I}_g$ 的幅值，调整移相器，均匀改变试验电源的相位，通过调节试验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，移相器即停在这个位置。

（3）保持相位不变，退回试验电压，拉开电源，取下 Z_4 短接线，再升压测量 tanδ，正、反相各测一次取平均值。若两次读数大致相等，说明移相成功，取二者的平均值作为试验结果。若两值差别较大，说明实际测量时试验变压器与移相器回路负载增加，引起了相位变化，这时需用渐近移相法进一步校正相位。

将电桥 R_3、C_4 旋钮放在第一次测得的 R_3、C_4 平均值位置上，再进一步调移相器，使检流计光带最窄；然后在新的相位下重新测量，直至正、反相测得的数值基本接近为止。此时所得的数值，即为试品的实际 tanδ 值。试品电容量为正、反相测量的平均值。

第五节　影响 tanδ 测量的因素

绝缘介质的 tanδ 值除受试品本身的绝缘状况、结构、介质材料、是否有分布性缺陷，

以及电磁场干扰等影响外，还受到以下因素的影响：

1. 温度的影响

温度对 tanδ 测量影响较大。绝大多数情况下，对同一试品而言，tanδ 随温度的升高而增高。tanδ 随温度的变化关系与试品绝缘结构有关。在温度 20～80℃范围内，tanδ 随温度变化的经验公式为

$$\tan\delta = \tan\delta_0 e^{\alpha(t-t_0)}$$

式中 $\tan\delta_0$——温度为 t_0 时的介质损耗因数值（一般取 $t_0=20$℃）；

$\tan\delta$——温度为 t 时的介质损耗因数值；

α——决定于绝缘结构的绝缘状况系数。

图 4-19 示出了一些绝缘结构和绝缘状态的 tanδ 与温度的变化曲线。从图 4-19 可以看出，tanδ 与温度的变化关系与试品实际的绝缘状况有关。有些绝缘结构的试品 tanδ 随温度升高，受潮与干燥的被试品的 tanδ 之差越来越小，如图 4-19（b）所示。而有些绝缘结构，受潮与干燥绝缘的 tanδ 之差，随温度升高越来越大，如图 4-19（a）、（c）所示。

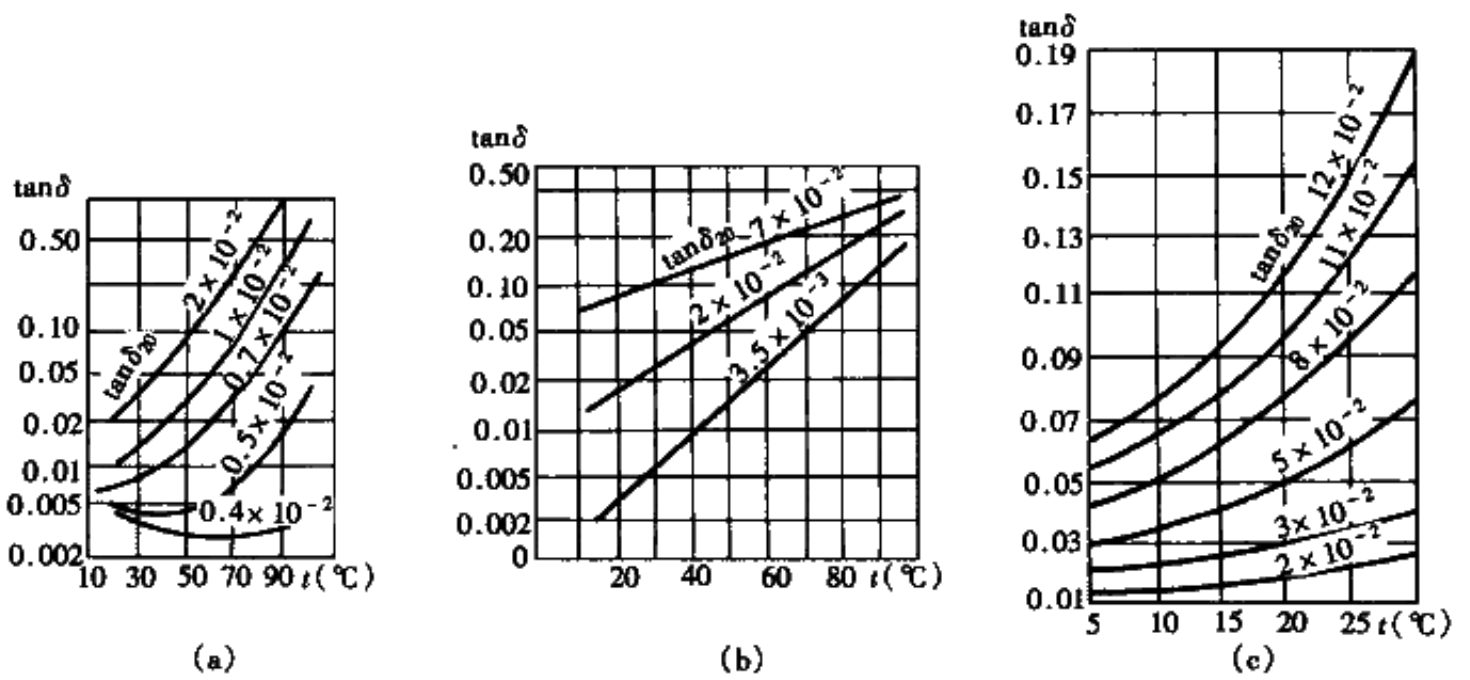


图 4-19 tanδ 与温度的关系曲线

（a）变压器；（b）油纸套管；（c）胶纸套管

因为绝缘状况的不同，不同温度下测得的 tanδ 值，若按某一常数进行 tanδ 温度换算，往往会产生不符合绝缘实际状况的换算误差。因此一般情况下进行 tanδ 的温度换算是不准确的。对高压电力设备的绝缘在不同温度下的 tanδ 测量表明，仅在温度为 10～30℃时进行换算才比较准确。

实践表明，试验温度小于 0℃或在天气潮湿（相对湿度大于 85%）条件下进行绝缘 tanδ 测量，不能得到反映绝缘状况的测量结果，因此一般不能用低温下的 tanδ 值来估算实际绝缘状况。

另外，温度换算的另一个重要问题是实际试品的温度测量问题。如对运行中的电力变压器而言，试验时不同部位绝缘的温度是不同的，一般测得的是变压器的上层油温，而变压器绕组的温度不易测得，根据测量不准的温度进行 tanδ 温度换算，必然导致误差。又如运行中的电容式变压器套管的温度，既不同于变压器主体温度，也不同于环境温度。运行中的变压器套管温度一般建议按下式计算

$$t_1 = 0.66t_2 + 0.34t_3$$

式中 t_1——变压器套管的温度；

t_2——变压器上层油温；

t_3——环境温度。

综上所述，tanδ 随温度的关系与绝缘介质的结构、绝缘材料以及本身绝缘状况等有关，不能用一个典型的温度换算系数进行绝缘 tanδ 的温度换算。由于停电进行 tanδ 测试多在不同温度下进行，tanδ 换算到 20℃时应考虑对换算系数的影响因素及因换算产生的误差。为分析绝缘状况，避免换算的误差，应尽量选择在相近温度条件下进行绝缘 tanδ 试验。

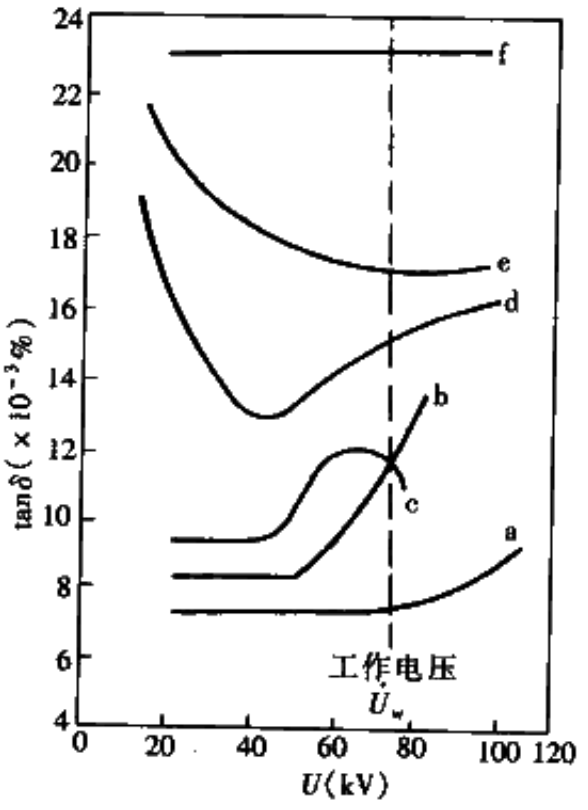


图 4-20 电容套管 $\tan\delta=f(U)$ 关系曲线

a—绝缘良好套管；b、c、d、e、f—绝缘有缺陷套管

2. 电压的影响

对于正常良好的绝缘，在一定的试验电压范围内，流过介质中电流的有功分量 $\dot{I}_R$ 和无功分量 $\dot{I}_C$ 随着电压的增加成比例增加，因此，tanδ 一般不变或略有变化（上升或下降）。但是如果绝缘有缺陷时，tanδ 随电压的变化则有明显变化。这可以通过作 $\tan\delta=f(U)$ 曲线反映出来。

图 4-20 示出了一组反映油浸纸绝缘电容式套管绝缘 tanδ 随电压变化的典型曲线。曲线 a 表示绝缘良好的套管。其起始游离电压高于工作电压 U_w，即在工作电压下内部无局部放电。曲线 b 表示绝缘中有气泡。其游离电压低于工作电压 U_w。在试验电压下，介质内部的局部放电造成 tanδ 增加。曲线 c 表示绝缘中有较多气泡，在电压升高时气隙全部游离放电，tanδ 有一最大值。当电压升高到一定程度时，局部放电严重到致使气泡完全短路，局部损耗下降，tanδ 也随着下降。曲线 d、e 表示运行中绝缘严重劣化的套管，如有较大气隙或套管在绝缘层中形成了半导体层（如炭化）等。曲线 f 表示绝缘严重受潮，tanδ 特别高。

因此，现场 tanδ 测量时应录取 $\tan\delta=f(U)$ 曲线。当发现 tanδ 随电压变化有明显变化时，应认真检查分析原因。

3. 频率的影响

如图 4-21 所示，频率对 tanδ 有一定影响，随着频率的增加，起初 tanδ 增加，且有一最大值。这是由于频率增加时，加强了介质内部极化分子的翻转，极化损耗增加，tanδ 上升。而当频率增加到一定程度时，频率快到极化分子来不及翻转，极化分子间摩擦损耗下降，tanδ 也就随之下降了。

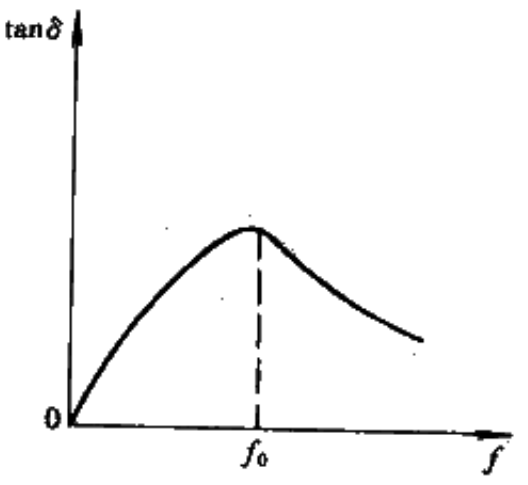


图 4-21 tanδ 与频率的关系曲线

4. 局部缺陷的影响

局部缺陷对整体 tanδ 测量结果有影响。这种影响既与局部缺陷占整体的体积大小有关，又与局部缺陷本身的绝缘状况有关。

设在被试绝缘中有局部绝缘缺陷，如受潮、局部放电等。这一有绝缘缺陷部分的体积为 V_1，其相应的电容量和

介质损耗因数为 C_1、$\tan\delta_1$；而其余绝缘良好部分的体积为 V_2，相应的电容量和介质损耗因数为 C_2、$\tan\delta_2$；绝缘总体积为 V，相应的电容量和介质损耗因数为 C_x、$\tan\delta$。

局部绝缘缺陷与绝缘良好部分可用并联等值电路表示，则

$$V=V_1+V_2,\quad C_x=C_1+C_2$$

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

对工程绝缘介质而言，可以近似认为，在并联等值电路中，绝缘各部分的电容量正比于其各部分的体积，即 $V_1/V_2=C_1/C_2$，代入上式，可得

$$\tan\delta=\frac{V_1\tan\delta_1+V_2\tan\delta_2}{V_1+V_2}$$

$$=\frac{V_1\tan\delta_1+V_2\tan\delta_2}{V}$$

一般 $V_1\ll V_2\approx V$，则

$$\tan\delta\approx (V_1/V)\ \tan\delta_1+\tan\delta_2$$

由上可见，$\tan\delta$ 与 $\tan\delta_1$ 的关系决定于 V_1/V 的大小。当受潮或局部缺陷部分的体积很小时，测量整体的 $\tan\delta$ 对反映局部缺陷不灵敏，一般仅有微小的增加。因此现场测试时能分解试验的尽量分解试验，通过减小整体绝缘的体积 V，提高反映局部缺陷的灵敏度。

整体 $\tan\delta$ 与局部缺陷部分的 $\tan\delta_1$ 的大小有关系。图 4-22 示出了局部缺陷体积一定时，整体 $\tan\delta$ 与 $\tan\delta_1$ 的变化曲线。

图 4-22　整体的 $\tan\delta$ 与局部缺陷部分的 $\tan\delta_1$ 的关系曲线

在局部缺陷发展初期，$\tan\delta$ 随 $\tan\delta_1$ 增加而增加，增加的幅度与 V_1/V 大小有关。而当 $\tan\delta_1$ 发展到一定程度，$\tan\delta$ 反而会下降。原因在于局部缺陷严重到一定程度时，局部缺陷部分近似于成为导体，其局部损耗反而下降造成的。也就是说，$\tan\delta$ 测量对局部缺陷的发展初期还可以反映，而对局部缺陷发展的后期反映就不灵敏了。

5. 表面的影响

当空气相对湿度较大或表面脏污时，瓷表面泄漏电流的影响，使测试结果难以置信，易发生误判断。如用 QS1 型电桥测量 110kV 电流互感器的 $\tan\delta$，由于表面受相对湿度影响不同，测量结果如表 4-2 所示。

表 4-2　不同空气相对湿度下测试 110kV 电流互感器的绝缘情况

相别	不同试验条件下的测试值							
	空气相对湿度 28%，t=26℃				空气相对湿度 95%，t=26℃			
	反接线		正接线		反接线		正接线	
	C_x（pF）	$\tan\delta$（%）	C_x（pF）	$\tan\delta$（%）	C_x（pF）	$\tan\delta$（%）	C_x（pF）	$\tan\delta$（%）
A	75	1.6	50	2.6	78	6.5	50	1.2
B	74	1.7	49	2.6	77	7.2	49	2.3
C	72	1.9	49	2.6	76	7.4	48	3.1

由表 4-2 可以看出，试验应在天气良好、干燥且瓷表面清洁的状况下进行。

如何消除瓷表面泄漏电流的影响呢？当空气相对湿度大于 80％或表面脏污时，应采取以下措施：

（1）有条件时，可以在太阳光下干燥后再进行试验。如果夜里下过雨，不要在早上进行试验，可以在下午进行。现场经过多次试验证明，上午试验不合格，但经过一上午太阳光照射，下午试验就合格。

（2）用电热风机将瓷表面中的四裙吹干，效果也很好。现场不允许自然干燥后测量时，则可以用电热风机吹干后试验，排除表面泄漏电流的影响。

（3）瓷套部分涂上憎水材料，如有机硅油、硅脂或石蜡等，由于水的界面张力，使水膜在瓷表面凝成不相连的水珠，达到切断表面泄漏电流通道的作用。采用上述涂憎水材料后，当空气相对湿度大于 80％时，测量的结果如表 4-3 所示。

表 4-3　　套管的瓷套表面涂硅油和涂石蜡时测试的 tanδ

套管型式		试验条件		tanδ 值（%）		
		温度（℃）	相对湿度（%）	未涂时	涂硅油（四裙）	涂石蜡（四裙）
110kV 油纸电容器	A	26	81	6.0	0.4	0.5
	B			6.5	0.3	0.4
	C			7.2	0.5	0.5

如果用电热风机吹干 4 个瓷裙表面，在吹干 5min 后测量结果与涂硅油或石蜡后测得结果基本相同。

第六节　新型介质损耗测试仪的特点

QS1 型介质损耗（tanδ）测试仪是现场普遍使用的介质损耗测试仪器，但也存在很多缺点，如调压器、升压变压器和桥体需现场组装，使用很不方便，且又不防干扰，遇有试品有干扰需要进行移相试验等。随着新技术的发展，新型 tanδ 测试仪克服了 QS1 型的缺点。它集变频高压试验电源、高压电桥、高压标准电容器和控制器等部件为一体，通过变频、数字滤波等先进抗干扰技术，有效消除现场干扰，且操作简单、方便。现场常用的有以下三种。

一、M—8000 型介质损耗测试仪

1. 主要功能

（1）操作简单和自动测量。该仪器只要通过简单的接线和按键操作就可以完成需要的试验设定，测量过程由仪器自动控制完成，测试结果由液晶全汉字显示，简便而又直观。还可以外接笔记本电脑，由笔记本电脑控制测量，测量结果自动输入电脑存储、分析等。

（2）抗干扰能力强。采用变频技术抗干扰，多点采样数字滤波，有效抑制现场干扰，在 200％的工频干扰电流下，仍能准确测出试品的介质损耗值和电容量值。

（3）采用多种安全防护措施，保障试验人员的安全和设备的完好性。

1）无论是正接线或反接线，仪器测量部分始终处于地电位。

2）通过硬件、软件双重监测，在试品击穿、高压回路短路、过电压、过电流及现场人员误操作的情况下，均能迅速封锁高压输出。

3）高压电缆采用特制的双层屏蔽电缆线，可以拖地使用，高压头采用特殊的结构设计，

达到安全、可靠。

4）仪器带有不接地保护，开机后自动检测。

5）测量时具有声、光安全报警，提醒现场试验人员注意安全。

（4）测试方法灵活。电桥不仅可以用内高压测量各种试品，还可以外接标准电容器，进行高压介质损耗测量。当配上标准油杯后，还可以测量绝缘油的介质损耗。电桥自带低压变频输出，用于自激法测量电容式电压互感器（CVT）的介质损耗和电容量。以上只要简单的接线改动就可以完成。

2. 主要技术指标

（1）测量精度。

1）介质损耗值 tanδ：

正接线：±（1%读数+0.03%）；

反接线：±（1%读数+$\frac{500}{C}$×0.01%+0.03%）（C 为被试品电容量，单位为 pF）。

2）分辨率：0.001%。

3）电容值 C_x：

正接线：±（1%读数+1pF）；

反接线：±（1%读数+2pF）。

4）分辨率：0.01pF。

（2）测量范围。

1）介质损耗值 tanδ：0.00%～100.0%。

2）电容量 C_x（内接时）：

10kV：3～40000pF；

2kV：15pF～0.2μF。

（3）电压输出。

范围：2～10kV。

失真度：<2%THD（10kV 下线性负载）。

精度：±（1.5%读数+100V）。

（4）外接测量输入电流。

标准回路：≤1A

被试回路：≤1A

（5）抗干扰性能。

$I_{干扰}/I_{试品}$<2，磁场干扰<5GS 下满足精度要求。

（6）试验频率：47.5Hz，52.5Hz。

精度：±0.01Hz。

分辨率：0.005Hz。

（7）工作电源：220V±22V（AC），50Hz±0.5Hz。

（8）工作环境。

温度：－10～50℃。

湿度：<90%，RH 不结露。

（9）质量和尺寸。

仪器本体：＜27kg；长×宽×高＝510×330×375（单位为 mm）。

线缆箱：＜8kg；长×宽×高 490×380×140（单位为 mm）。

二、AI—6000 系列自动抗干扰精密介质损耗测试仪

该仪器也属于一体机，内设介质损耗电桥、变频电源、试验变压器和标准电容器。采用变频抗干扰和傅立叶变换全数字波形处理技术、高度智能化全自动测量、强干扰下测量数据非常稳定。测量结果大屏幕液晶显示，微型打印机自动打印结果。

1. 主要技术指标

（1）电容试品测量准确度。C_x：±（读数×1%＋1pF）；tanδ：±（读数×1%＋0.0004）。

（2）抗干扰指标在 200%干扰（即干扰电流是试验电流 2 倍）下仍能达到上述准确度。

（3）电容量范围在 10kV 时，3～40000pF；在 500V 时，60pF～0.8μF。

（4）tanδ 范围不限，电容、电感、电阻三种试品自动识别。

（5）内置高压 500V～10kV，最大输出电流 140mA。

（6）试验电流 10μA～1A。

（7）试验频率 45、50、55Hz 和 60Hz 是固定频率；45Hz/55Hz、55Hz/65Hz 是自动双变频。

（8）测量时间约 30s。

（9）输人电源 180～270V，50Hz/60Hz（市电或发电机供电）。

（10）工作环境－10～60℃；相对湿度＜80%。

（11）外形尺寸 460×350×340（单位为 mm）。

（12）质量 28kg。

2. 主要特点

（1）抗干扰能力强。抗干扰采用变频原理。仪器采用特有的 45Hz/55Hz 自动双变频方式时，可以在强干扰环境中直接得出 50Hz 的结果。

（2）测量精度高。采用多项先进技术，不仅能在强干扰下测量，也能用于精度 tanδ 测量（油介质损耗测量）。在精密高压数字电桥基础上，应用傅立叶变换和全数字处理技术，多 CPU 全自动高度智能化进行测量。内置高精度三端结构真空标准电容器；采用电桥自校准技术，扣除电桥自身引线的误差；所有量程输人电阻低于 2Ω，消除长电缆附加电容的影响。

（3）安全可靠性高。高压电源采用多级保护、试品短路、击穿或高压电流波动时仪器能快速切断高压。

低压电源突然切断时不会引发过电压。

接地失灵使外壳带危险电压时，仪器拒绝工作。

采用独特的抗振设计，可耐受强烈长途运输振动、颠簸而不会损坏。

（4）操作简单方便。大屏幕液晶显示，菜单选项操作，按键功能直观，测试数据内容丰富。一体化设计，接线简单，自动缓速升降压，测量时间只需 30s 左右，自动打印测量结果。

（5）功能强大，产品系列化。

AI—6000 系列分三种型号，即 A、B、C。

AI—6000A 型除能完成一般测量任务外，还可以进行高电压、介质损耗和外接电源自

激法做 CVT 介损测量；支持正反接线，内部/外部标准电容器、内/外部试验电压、多种工作模式；自动分辨电容、电感、电阻型试品，电容型试品显示 C_x 和 tanδ，电感型试品显示 L 和 Q，电阻型试品显示 R 和附加 C_x 和 L；为适应国外 60Hz 电网需要，具有 60Hz 电源自动识别和 55Hz/65Hz 自动双变频功能。

AI—6000B 型是轻便型，在 A 型基础上去掉极少使用的高压介质损耗测量，输出功输由 1500VA 减为 1200VA，体积和质量大大减少，但精度和抗干扰能力并不降低，能满足绝大多数测量要求，且使工作量大为减少。

AI—6000C 型除有 A 型全部功能外，还增加了全自动 CVT 自激法变频测量，使 CTV 测量与普通试品一样简单而无需任何附加设备。能实时监视各项参数，安全性优于传统方法。该型彻底解决 CVT 测量难题，为普及 CVT 自激法测量提供了最为有力的工具。

三、GWS—ⅡA 型光导微机介质损耗仪特点

GWS—ⅡA 型光导微机介质损耗仪是一种新型的绝缘测试仪，用于测量各种高压电气设备及绝缘油的介质损耗因数 tanδ 和电容量 C_x，它不仅可以测量两个电极对地绝缘的被试品（正接线），而且可以测量有一个电极接地的被试验品（反接线）。

该仪器设计原理先进，完全摆脱了传统的电桥原理，其结构新颖，采用一体化。当采用反接线时，由光纤传递信号，隔离高压，工作安全，内部采用微机进行操作与数据处理，测量精度高，具有很高的分辨率，抗外界电场干扰性能好，操作简单，使用方便。

1. 仪器原理

该仪器工作原理是采用直接测量电气角的方法测量介质损耗。

对于试品电容量 C_x，采用比较法测量，通过微机进行数据采集与控制，其工作原理图如图 4-23 所示。

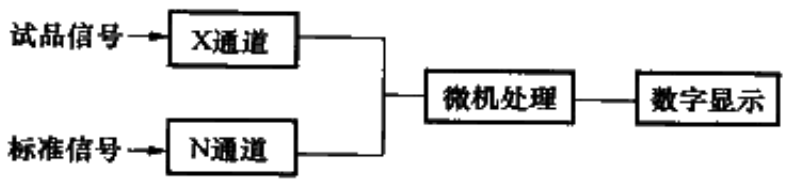


图 4-23　工作原理图

仪器是直接测量相位角，从被试品的末端或高压端取电流信号作为被试信号，被测信号从 X 通道进入微机；若从高压端取电流信号（反接线）则使用光纤传递信号，以隔离高压，保证安全；同时仪器从内部标准文件取信号作为标准信号，从 N 通道进入微机，微机对采集到的数据进行处理后就显示 tanδ 值和 C_x 值，测量原理图如图 4-24 所示。

X 和 N 通道对信号起选择、放大、滤波和整流作用。显示装置分为两部分，上面部分为 tanδ 值显示，单位为%，有效位为 4 位数，介质损耗显示最小值为 0.0001，最大值为 0.9999。当 tanδ 值大于 30%，则精度不保证。下面部分显示为 C_x 值，单位为 pF，显示 C_x 和 Y 数值，中间为一空格分开，C_x 也是有效 4 位数，y 只有 1 位，且 y 为负数时，数前会显示“—”，若为正数，则不显示。

被试品电流选择开关能选择被试品电流量程 I_{cx}，该量程在 50～500mA 范围内共分五挡。

2. 主要技术特征

（1）测试工作方法为正反接线测量。

（2）内部高压电源最大容量为 1500VA。

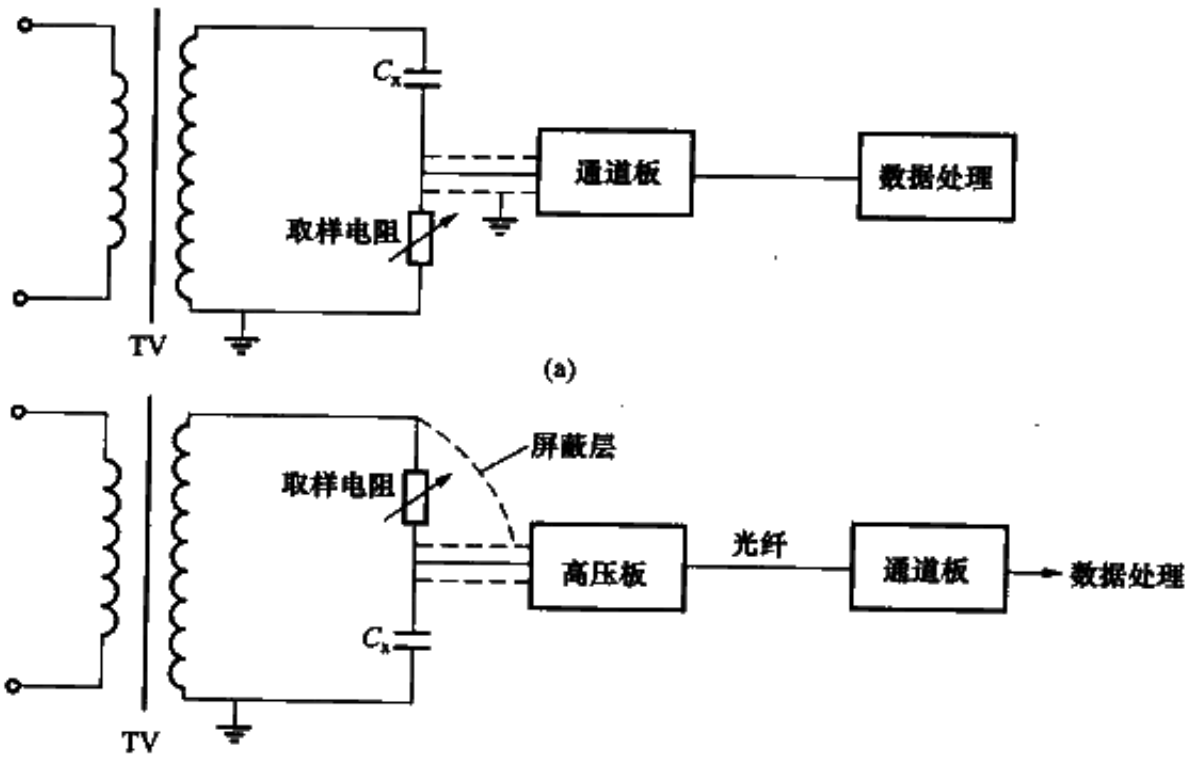


图 4-24　测量原理图

(a) 正接法；(b) 反接法

(3) 内部高压电源输出电压为 10、5、3kV 和 2kV；输出电流为 200mA。

(4) 介质损耗因数测量范围为 0～30%。

(5) 介质损耗因数准确度：

正接线时，当 $\tan\delta \leqslant 15\%$，$\Delta\tan\delta = \pm$（读数×1.5%+0.0008）；

当 $15\% < \tan\delta \leqslant 30\%$，$\Delta\tan\delta = \pm$读数×3%。

反接线时，当 $\tan\delta \leqslant 15\%$，$\Delta\tan\delta = \pm$（读数×1.5%+0.0015）；

当 $15\% < \tan\delta \leqslant 30\%$，$\Delta\tan\delta = \pm$读数×5%。

(6) 介质损耗因数最小分辨率为 0.0001。

(7) 电容值 C_x 测量范围为 $C_x \leqslant 60000$pF。

(8) 电容测量准确度：正、反接线法测量方法相同。

当 $\tan\delta \leqslant 15\%$时，$\Delta C_x = \pm$（读数×2%+5pF）；

当 $15\% < \tan\delta \leqslant 30\%$，$\Delta C_x \pm$（读数×10%+10pF）。

(9) 电源为 220V±10%，50Hz。

(10) 电源谐波适应能力为 2%，脉冲干扰适应能力为 5%。

(11) 环境温度为－5～45℃；相对湿度≤85%。

(12) 仪器质量为 20kg。

(13) 仪器体积为 430×320×280（单位为 mm）。

本章提示

本章介绍了 tanδ 测量的原理、测量 tanδ 的仪器 QS1 电桥的使用，介绍了 tanδ 测量如何克服电磁场干扰及影响 tanδ 测量的因素。

只要是在电磁场环境下用 QS1 电桥测量 tanδ，就应该在极性开关不同位置下倒相测量两次。你知道怎么判断现场有电磁场干扰吗？

本章重点

1. tanδ 测量的原理。
2. 多种介质串联或并联时，整体 tanδ 与局部缺陷 $\tan\delta_1$ 的关系。
3. QS1 电桥测量原理及使用方法。
4. “－tanδ” 产生的原因。
5. 电磁场干扰下 tanδ 测量方法。

复习题

1. 引起电介质损耗的原因有哪些？
2. 为什么介质损耗因数 tanδ 能反映电介质的绝缘状态？测量 tanδ 可以发现哪些绝缘缺陷？
3. 试分析在测量多种及多层电介质绝缘时，tanδ 对局部缺陷为何反映不灵敏？
4. 简述 QS1 型电桥的原理。
5. 简述 QS1 电桥的主要部件及技术参数。
6. 试述 “－tanδ” 产生的原因。
7. 出现 “－tanδ” 时如何测量并计算出试品的真实 tanδ 值？
8. 试述 QS1 电桥正反接线的区别及优缺点。
9. 简述 QS1 电桥测量时的操作步骤。
10. 现场用 QS1 电桥测量时，如何判断有电场干扰存在？如何消除电场干扰影响？
11. 现场用 QS1 电桥测量时，如何判断有磁场干扰存在？如何消除磁场干扰影响？
12. 某被试品在极性开关 “接通Ⅰ” 位置下电源正反相测得：$R_{31}=179.4\Omega$，tanδ（%）$=1.4$，$R_{32}=184.3\Omega$，tanδ（%）$=0.8$；在 “接通Ⅱ” 位置下测得：$R'_{31}=187.8\Omega$，$\tan\delta'_1$（%）$=1.5$，$R'_{32}=191.4\Omega$，$\tan\delta'_2$（%）$=0.5$。试求被试品的真正介质损耗因数 tanδ（%）和电容量 C_x 值（QS1 电桥分流位置 0.01）。
13. 简述移相法的操作步骤。
14. 简述影响介质损耗因数 tanδ 的因素。

第五章

交流耐压试验

第一节　交流耐压试验的目的与意义

虽然对电力设备进行的一系列非破坏性试验（绝缘电阻及吸收比试验、tanδ试验、直流泄漏电流试验），能发现一部分绝缘缺陷，但因这些试验的试验电压一般较低，往往对某些局部缺陷反映不灵敏，而这些局部缺陷在运行中可能会逐渐发展为影响安全运行的严重隐患。如局部放电缺陷可能会逐渐发展成为整体缺陷或局部缺陷，在过电压作用下设备绝缘遭受破坏，从而引发事故。因此，为了更灵敏有效地查出某些局部缺陷，考验被试品绝缘承受各种过电压的能力，就必须对被试品进行交流耐压试验。

交流耐压试验的电压、波形、频率和被试品绝缘内电压分布，一般与实际运行情况相吻合，因而能较有效地发现绝缘缺陷。交流耐压试验应在被试品的非破坏性试验均合格之后才能进行。如果这些非破坏性试验已发现绝缘缺陷，则应设法消除，并重新试验合格后才能进行交流耐压试验，以免造成不必要的损坏。

交流耐压试验对于固体有机绝缘来说，会使原来存在的绝缘缺陷进一步发展，使绝缘强度进一步降低，虽在耐压时不至于击穿，但形成了绝缘内部劣化的积累效应、创伤效应，这种情况应当尽可能避免。因此必须正确地选择试验电压的标准和耐压时间。试验电压越高，发现绝缘缺陷的有效性越高，但被试品被击穿的可能性也越大，积累效应也越严重。反之，试验电压低，发现缺陷的有效性降低，使设备在运行中击穿的可能性增加。《规程》根据各种设备的绝缘材料和可能遭受的过电压倍数，规定了相应的试验电压标准。

绝缘的击穿电压值不仅与试验电压的幅值有关，还与加压的持续时间有关。这一点对有机绝缘特别明显，其击穿电压随加压时间的增加而逐渐下降。《规程》中一般均规定工频耐压时间为1min。这一方面是为了便于观察被试品情况，使有缺陷的绝缘来得及暴露（固体绝缘发生热击穿需要一定的时间）；另一方面，又不致因时间过长而引起不应有的绝缘伤害。

交流耐压试验一般有以下几种加压方法：一是工频（45～65Hz）耐压试验，即给被试品施加工频电压，以检验被试品对工频电压升高的绝缘承受能力。这种加压方法是鉴定被试品绝缘强度的最有效和最直接的试验方法，也是经常采用的试验方法之一。二是感应耐压试验，对某些被试品，如变压器、电磁式电压互感器等，采用从二次加压而使一次得到高压的试验方法来检查被试品绝缘。这种加压方法不仅可以检查被试品的主绝缘（指绕组对地、相间和不同电压等级绕组间的绝缘），而且还对变压器、电压互感器的纵绝缘（同一绕组层间、匝间及段间绝缘）也进行了考验。而通常的工频耐压试验只是考验了主绝缘，却没有考验纵绝缘，因此要做感应耐压试验。感应耐压试验又分为工频感应耐压试验及倍频（100～400Hz）感应耐压试验两种。对变压器进行倍频感应耐压试验时，通常在低压绕组上施加频率为100～200Hz，2倍于额定电压的试验电压，其他绕组开路。因为变压器在工频额定电

压下，铁芯伏安特性曲线已接近饱和部分。若在被试品一侧施加大于或等于 2 倍额定电压的电压，则空载电流会急剧增加，达到不能允许的程度。为了施加 2 倍的额定电压又不使铁芯磁通饱和，多采用增加频率的方法，即倍频耐压方法。三是冲击电压试验，主要用于考验被试品在操作波过电压和大气过电压下绝缘的承受能力。冲击电压试验又分为操作波冲击电压试验和雷电冲击电压试验两种。

第二节　交流耐压试验方法

一、试验接线

图 5-1 示出了交流耐压试验常用的原理接线。实际的试验接线应根据被试品的要求和现场设备的具体条件来确定。

根据图 5-1，可以把交流耐压试验接线分为五个部分：交流电源部分、调压部分、控制保护部分、电压测量部分和波形改善部分。

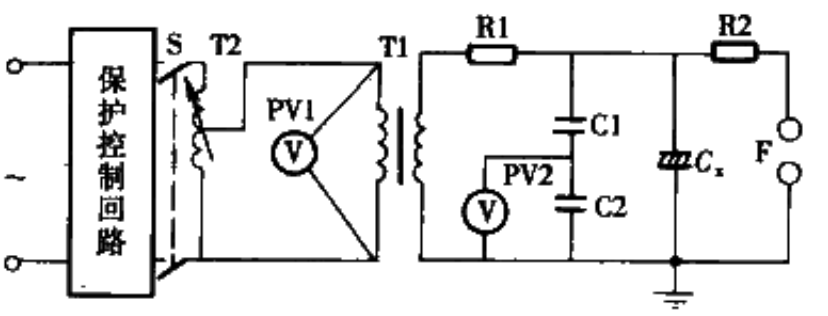


图 5-1　交流耐压试验原理接线

T1—试验变压器；T2—调压器；R1、R2—保护电阻器；F—球隙；S—开关；C_x—被试品；C1、C2—分压电容器

二、试验设备

（一）交流电源部分

交流耐压试验电源多为 220、380V 和 6、10kV 交流电源，一般小容量被试品交流耐压试验多采用 220、380V 试验电源，对试验电源电压波形要求较高时，多采用线电压 380V。大容量超高压试验变压器多采用 6～10kV 移圈式调压器进行调压，故需 6～10kV 试验电源。试验电源一般从系统中抽取。

（二）调压部分

对调压器的基本要求是电压应能从零开始平滑地进行调节，以满足试验所需的任意电压，并且在调节过程中电压波形不发生畸变。常用的调压器有自耦调压器、移圈式调压器和感应调压器。调压器的输出波形应尽可能接近正弦波，调压器的容量通常要求与试验变压器容量相同。

1. 自耦调压器

采用自耦调压器调压是现场常用的一种简单的调压方式。自耦调压器具有体积小、重量轻、效率高、可以平滑地调压、输出波形好、功耗小等优点。由于自耦调压器是用移动碳刷接触调压，所以容量受到限制，单台容量可作到 30kVA，一般用于电压 50kV 以下小容量试验变压器的调压。

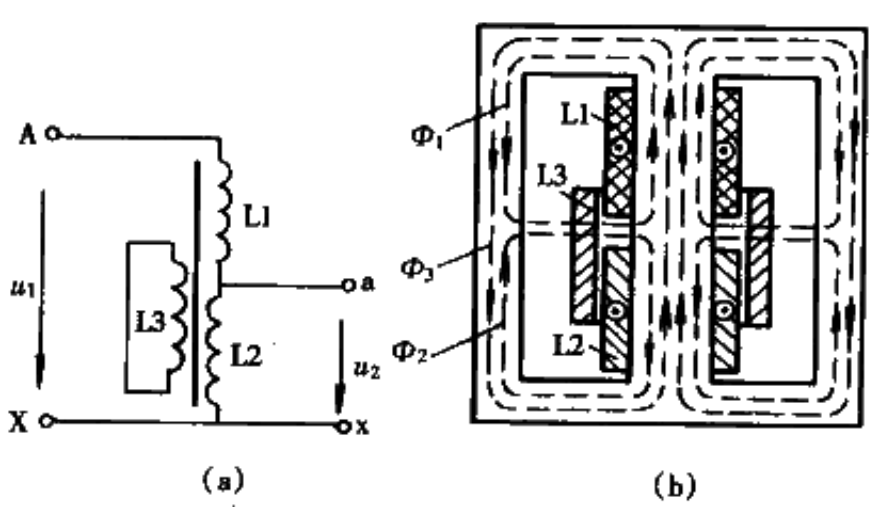


图 5-2　移圈式调压器原理接线及结构

（a）原理接线图；（b）结构图

2. 移圈式调压器

移圈式调压器原理接线及结构示意如图 5-2 所示。它是通过移动一个可以活动的绕组 L3 来调节电压的。其结构特点是：在铁芯的上、下部各套着绕组 L1、L2，两者匝数相等，绕向相反，互相串联。在这两个绕组外面还套着一个

可沿铁芯上下移动的短路绕组 L3。改变短路绕组 L3 与反相串联的 L1、L2 两绕组之间的相对位置，就改变了两绕组的阻抗和电压分配，即改变了输出电压 u_2。它调节电压的原理是：在 AX 端加电源电压 u_1 后，电流 i 在上、下部铁芯中产生方向相反的磁通 Φ_1 和 Φ_2，它们分别通过非导磁材料各自构成闭合回路，如图 5-2（b）所示。当转动把手，使短路绕组 L3 移至铁芯下端时，Φ_2 和 L3 交链，在 L3 内感应的电流产生和 Φ_2 相反的磁通 Φ_3，其大小与 Φ_2 相等，故使交链 L2 的磁通为零，则 L2 的感应电动势为零，输出电压也为零。当绕组 L3 移至铁芯的上端时，Φ_1 和 L3 交链，在 L3 中感应的电流产生与 Φ_1 相反的磁通，大小与 Φ_1 相等，所以交链 L1 的磁通为零，即电压为零，全部电压都加在 L2 上，则输出电压等于全电压 u_1。当绕组 L3 移至铁芯中间位置时，Φ_1 和 Φ_2 与 L3 的交链情况相同，但在 L3 中产生的感应电动势方向相反，互相抵消，使绕组 L3 内无感应电流，则电压 u_1 在 L1 和 L2 两个绕组上各占一半，输出电压大小等于外电压 u_1 的一半，即 $U_2=\frac{1}{2}U_1$。所以，当移圈式调压器通过移动绕组 L3 由下端向上端移动时，输出电压由零逐渐增大为 U_1。

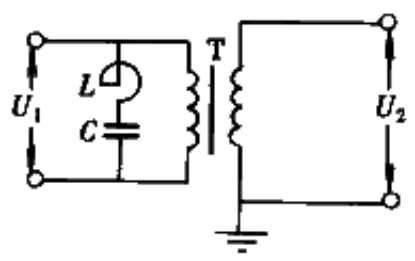


图 5-3　滤波回路图

L、C—滤波用电感、电容；

U_1、U_2—试验变压器的输入与输出电压值

移动绕组 L3 可以制成手动或电动式。移圈式调压器没有滑动触头，因此容量能造得较大。目前国内可以生产电压 10kV、容量 2500kVA 的移圈式调压器，它的体积较大。由于它的主磁通 Φ_1、Φ_2 要经过一段非导磁材料（空气或变压器油），磁阻较大，因此激磁电流相当大，漏抗也很大，但其铁芯却不易饱和，这两方面对工频电压输出的波形具有一定影响。铁芯不易饱和使输出波形畸变的因素减弱；而漏抗很大将促使波形发生畸变。因此移圈式调压器效率低，空载电流大，在低电压和接近额定电压下使用，波形易发生畸变。

为了改善试验电压的波形，在使用移圈式调压器调压时，应在调压器输出端或变压器低压侧装设滤波器，如图5-3所示。

电容 C 一般选 6～10μF。根据需要滤掉的谐波频率 f 按下式计算出 L 的数值

$$f=\frac{10^{-3}}{2\pi\sqrt{LC}}$$

式中　f——需要滤掉的谐波频率，Hz；

C——电容，一般取 6～10μF；

L——电感，mH。

当用移圈式调压器调压时，其容量一般应等于或大于试验变压器的容量，必要时，可允许过负荷 25%。

移圈式调压器在高压试验室及现场应用很广，它是 100kV 以上试验变压器常用的配套调压装置。

3. 高压试验变压器

用于高压试验的特制变压器，称为高压试验变压器。它与电力变压器比较，具有容量不很大、额定电压较高、允许持续工作时间短、多工作在电容性负荷下、经常要放电、通常高压绕组一端接地、不需要附加散热装置、体积较小等特点。

（1）试验变压器电压、电流及容量的选择。试验时应根据被试设备的电容量和试验时的最高电压来选择试验变压器。其额定电压不应低于被试品所需施加的最高电压，同时试验变

压器低压侧电压应和试验现场的电源电压及调压器电压相配套。

因为被试品大多为电容性的，由被试设备的电容量可计算出试验中通过试验变压器高压绕组的电流 I_T（主要是电容电流）。其计算式为

$$I_T = \omega C_x U_{exp} \times 10^{-6}, \text{ mA} \tag{5-1}$$

式中 C_x——被试品电容量（见表 5-1），pF；

U_{exp}——给被试品施加的试验电压（有效值），kV；

ω——所加电压的角频率。

选择试验变压器时，应使其高压绕组的额定电流不低于式（5-1）的计算值。

表 5-1　　常见被试品电容量

试品名称	电容值	试品名称	电容值
线路绝缘子	<50pF	电容式电压互感器	3000～15000pF
高压套管	50～600pF	电力变压器	1000～15000pF
高压断路器、互感器	50～1000pF	电力电缆	150～400pF/m

所需试验变压器的容量 S_T 计算式为

$$S_T = \omega C_x U_{exp}^2 \times 10^{-9}, \text{kVA} \tag{5-2}$$

式中 U_{exp}——被试品所加的试验电压（有效值），kV；

C_x——被试品的电容量（见表 5-1），pF；

ω——所加电压角频率。

应当指出，选择的试验变压器容量应尽可能大于式（5-2）的计算结果。这是因为试验线路、试验设备本身对地存在杂散电容，使得估算的试验电流小于实际值的缘故。

有时在试验大电容被试品时试验变压器容量不够，可采用补偿的方法来减小流经变压器高压绕组的电流，以满足试验对变压器容量的要求。如采用高压电抗器与被试品并联，使流过电抗器的感性电流与流过被试品的容性电流相补偿，可减小流过试验变压器的电流，从而减小试验变压器的所需容量。这时变压器的容量可按下式计算

$$S_T = \left(\omega C_x \times 10^{-12} - \frac{1}{\omega L}\right) U_{exp}^2 \times 10^3, \text{kVA} \tag{5-3}$$

式中 L——补偿线圈电感，H。

其他符号说明同式（5-2）。

从式（5-3）可看出，采用补偿后，试验变压器的容量大大减小了。目前常用串联谐振装置（电感与被试品串联）来满足大容量被试品的试验要求。

顺便提及，国内外也正在发展采用低频（2Hz）和超低频（0.1Hz）的耐压试验方法。

（2）串级式试验变压器。试验室现场试验时，有时需要较高的试验电压，而单台试验变压器的电压不会作得太高。由于经济技术方面的原因（费用、绝缘、运输），常采用几个变压器串接的办法来提高试验电压。图 5-4 示出了目前最常用的一种串接方式。图中绕组 L1 为低压绕组，L2 为高压绕组，L3 为供给下一级励磁用的串级励磁绕组。第一台试验变压器的高压绕组 L2 的一端接地，另一端串联一绕组 L3，供给第二台变压器低压绕组励磁，第二台变压器的 L1 和 L2 各有一端和变压器的外壳相连，它们都处于第一台高压端的对地电压，即为 U_2，因此第二台变压器的外壳必须对地绝缘起来。第二台变压器高压端的对地电压就是两台变压器的高压端输出电压之和，即为 $2U_2$。显然，第三台变压器的外壳电位为 $2U_2$，

其高压端对地电位为 $3U_2$，即通过三台变压器串联，可以获得 3 倍于单台试验变压器额定电压的试验电压。

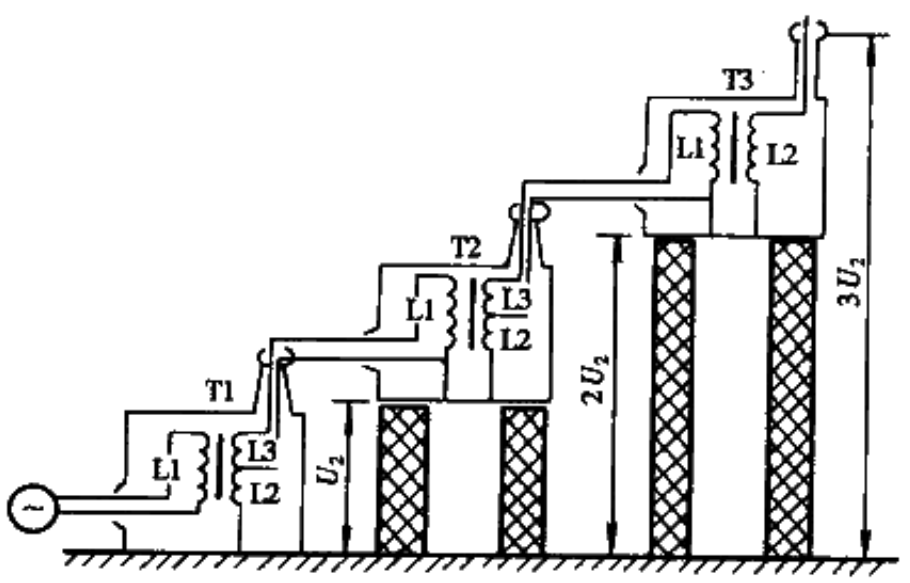


图 5-4　由单（高压）套管变压器元件组成的串级式试验变压器示意图

值得一提的是，串级式试验变压器的试验输出额定容量不等于装置总容量。对图 5-4 所示的三台变压器串接组成的串级式试验变压器来讲，若该装置输出的额定试验容量 $S_{exp}=3U_2I_2$，则最高一级变压器 T3 的高压侧绕组额定电压为 U_2，额定电流为 I_2，装置的额定容量为 U_2I_2。变压器 T2 的额定容量为 $2U_2I_2$。这是因为这台变压器除了要直接供应负载 U_2I_2 的容量外，还得供给最高一级变压器 T3 的励磁容量 U_2I_2。同理，最下面一台变压器 T1 应具有的额定容量为 $3U_2I_2$。所以每台变压器的容量是不相同的。串级式试验变压器整套设备的总容量应为各变压器容量之和，即

$$S_\Sigma = U_2I_2 + 2U_2I_2 + 3U_2I_2 = 6U_2I_2$$

所以可用的试验容量 S_{exp} 与装置总容量 S_Σ 之比即试验装置的利用率 η，即

$$\eta = \frac{S_{exp}}{S_\Sigma} \times 100\% = \frac{3U_2I_2}{6U_2I_2} \times 100\% = 50\%$$

对 n 台变压器串级使用时，其装置利用率为

$$\eta = \frac{S_{exp}}{S_\Sigma} \times 100\%$$

$$= \frac{nU_2I_2}{U_2I_2(1+2+3+\cdots+n)} \times 100\%$$

$$= \frac{nU_2I_2}{U_2I_2\left[\frac{n(n+1)}{2}\right]} \times 100\%$$

$$= \frac{2}{n+1} \times 100\%$$

即随着串级级数的增加，装置的利用率显著降低。这是这类串级式试验变压器的一个缺点。一般串级的级数 $n \leqslant 3 \sim 4$。

第三节　交流高压的测量

交流耐压试验时，试验电压的准确测量是一项非常重要的环节。

试验电压的测量方法可概括分为两类，即低压侧测量和高压侧测量。被试品电容量较小时，如油断路器、瓷绝缘、绝缘用具等，试验电压可在低压侧测量，而当被试品的电容量较大及对电压幅值及波形要求较高时，试验电压必须在高压侧测量。

一、低压侧测量

这种方法是在试验变压器的低压侧或测量绕组的端子上，用 0.5 级电压表测量二次电

压，然后利用经过校核过的试验变压器变比，换算出高压侧的电压。计算式为

$$U_2 = KU_1$$

式中 U_2——换算出的高压侧电压，V；

U_1——变压器低压侧测得电压或在测量绕组上测得电压，V；

K——高压绕组与低压绕组或测量绕组之间的变比，可查铭牌或通过校核获得。

这种测量方法简便，但准确性不高。

二、高压侧测量

交流耐压时易出现“容升现象”。工频耐压试验等值电路及 $U_C > U$ 时的相量图如图 5-5 所示。

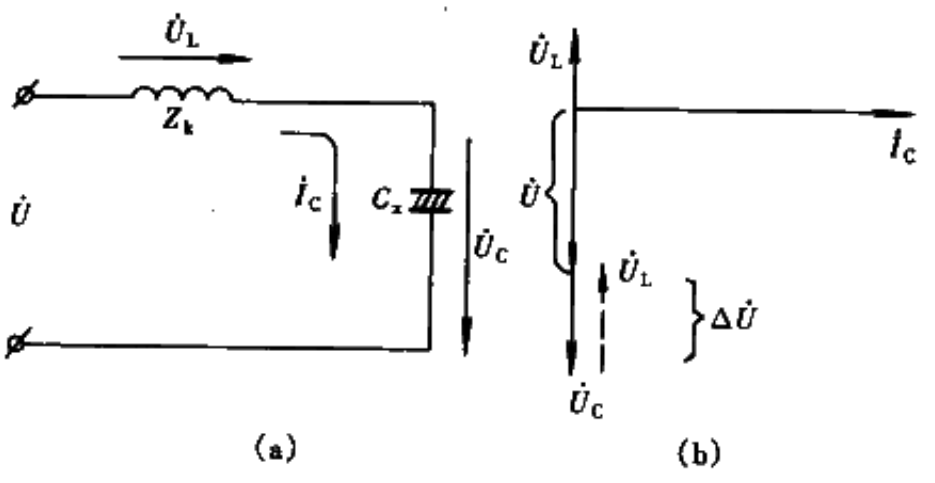


图 5-5 工频耐压时的等值电路及 $U_C > U$ 时的相量图

(a) 等值电路；(b) $U_C > U$ 时的相量图

Z_k—试验变压器短路阻抗；C_x—被试品电容；$\dot{U}$—试验变压器的高压侧电压

由图 (a) 可知：$\dot{U} = \dot{U}_L + \dot{U}_C$。由于 $\dot{U}_C$ 与 $\dot{U}_L$ 反相，其值 $U_C = U + U_L$，使被试品 C_x 上的电压 U_C 大于试验变压器输出电压 U，如图 5-5 (b) 所示。令 $\Delta U = U_C - U$，则 $\Delta U = U_C - U = U_L$，$U_L = I_C Z_k$。将 $I_C = U_C \times 2\pi f C_x$，$Z_k = Z_N \times Z_k(\%) = \dfrac{U_N}{I_N} \times Z_k(\%) = \dfrac{U_N^2}{S_N} \times Z_k(\%)$ 代入式中有

$$\Delta U = U_L = U_C \times 2\pi f C_x \times \frac{U_N^2}{S_N} \times Z_k(\%) \tag{5-4}$$

以上式中 I_C——在施加试验电压下，通过被试品的电容电流；

Z_k，$Z_k\%$——试验变压器的短路阻抗和短路阻抗百分数；

C_x——被试品电容；

U_N, I_N, S_N, Z_N——分别为试验变压器的额定电压、额定电流、额定容量、铭牌阻抗。

由式 (5-4) 可见，当试验变压器选定，被试品为电容性，且试验电压一定时，被试品电容量愈大，则被试品上电压 U_C 较 U 升高愈多。这就是所谓的“容升现象”。对于大容量被试品，为了避免“容升现象”给试验带来的影响，在试验时应尽量在高压侧直接测量，以克服试验电压的测量误差。

高压侧测量的方法有以下几种。

1. 用电压互感器测量

在试验变压器高压侧与被试品并联一测量用电压互感器，在电压互感器低压二次侧接电压表或示波器测量电压，然后根据所测电压值和电压互感器的变比换算出高压侧电压。一般

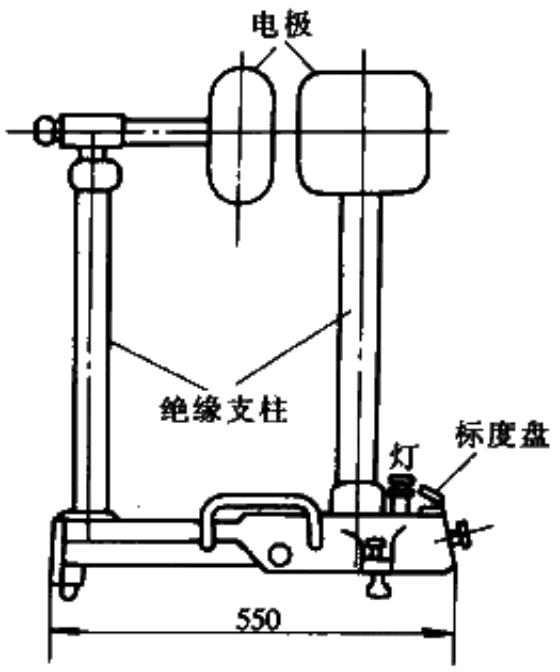


图 5-6　国产 Q4—V 型静电电压表结构

要求电压互感器准确度在 0.5 级及以上。这种方法测量简单，准确度高，但测量电压不宜太高。测量电压太高则要求电压互感器的一次电压高，使制造出的电压互感器体积大，成本高，且不易携带。

2. 用静电电压表测量

用静电电压表可以方便地测量交流高压的有效值。测量时，将静电电压表与被试品并接，可直接测出被试品的高压电压。

静电电压表的结构如图5-6 所示。静电电压表能耐受的电压由两极间的距离及固定高压电极的绝缘支柱表面的放电电压所决定。改变电极间距离，能改变测量电压范围，所以静电电压表常为多量程。用静电电压表还可以测量频率高达 1MHz 的电压。

静电电压表两极间有绝缘介质（空气），电容量极小（10～30pF），因此阻抗较大，测量时几乎不改变被试品上的电压。该表还可以用来测量感应电压。

静电电压表的缺点是：额定电压 1000V 及以上的静电电压表的电极暴露在外面，无屏蔽密封措施，现场使用时受风、天气、外界电磁场干扰影响较大，现场不宜使用，多用于试验室内。

3. 用球隙测量

在交流耐压试验时，球隙不仅可作保护用，还可作测量用。测量球隙由一对相同直径的金属球构成。

球隙测量高压的原理是在一定的大气条件下，一定直径的铜球，球隙间的放电电压决定于球隙距离。因此可以用球隙来直接测量交流高压、冲击高压的峰值。附录四球隙放电标准表给出了不同球径球隙的放电电压与球隙距离间的关系。

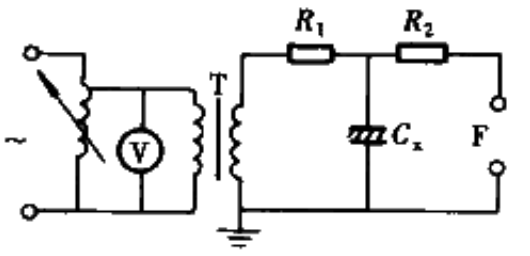
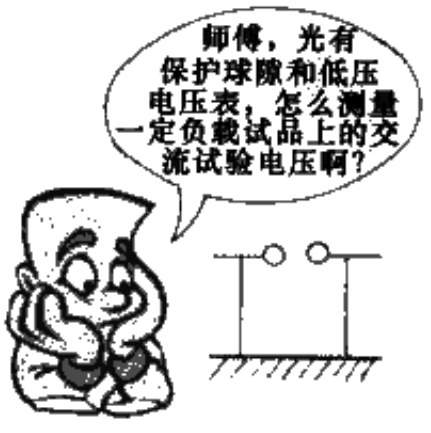


图 5-7　用球隙来测定试验变压器校订曲线的接线

F—球隙；C_x—被试品

用球隙测量高压时，只有当球隙放电时，才能从表中查得电压。每次放电必须跳闸，放电时可能产生振荡，也可能引起过电压，所以球隙测量电压不大方便。现场及试验实际使用时，常用球隙来校订别的测量仪器的测量结果，即做校订曲线。有了校订曲线，就可从仪表的指示读数，随时知道升压过程中的电压值。实际校订时的接线如图 5-7 所示。



图中 R_1 是保护变压器用的防振电阻，限制被试品或球隙击穿时流过变压器的短路电流。R_2 的作用有两方面：一是限制球隙放电时流过球极的短路电流，以免烧伤球极；二是阻尼试验回路出现局部放电时连接线电感与球隙电容和被试品电容等所产生的高频振荡。

具体校订过程如下：接上被试品，按图 5-7 接线，电压逐步升高，球隙距离逐级调大，在各种球隙距离下放电时，记下相应的低压侧电压表读数，查表并经过一定计算可求得

每种球隙距离下的放电电压。用该电压和低压侧电压表读数绘出的曲线如图 5-8 所示。这就是校订曲线。实际上该曲线表明了在一定负载下试验变压器的一、二次电压关系。做校订曲线时的电压要求低于或接近于试验电压，一般允许做到试验电压的 80%，然后可用外推法，把曲线延伸到所需值，推算出试验电压时的低压侧电压表读数。把球隙距离调到相应试验电压值的 1.1～1.2 倍，作为保护间隙，然后按推算出的低压侧电压表读数升压即可。气体间隙的放电电压受大气条件的影响，因而对现场测量结果应根据大气条件进行校订。附录四示出的是标准大气条件下（气压 1.013×10^2Pa，气温为 20℃，湿度 11g/m³）球隙的放电电压值。校订公式为

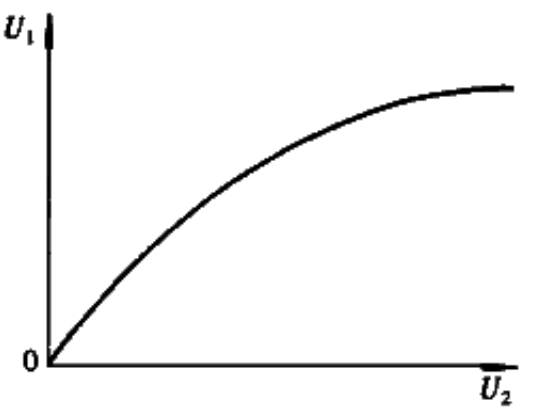


图 5-8　试验变压器的校订曲线

$$U=U_0\delta$$

$$\delta=0.386\frac{p}{273+t}$$

式中　U_0——标准条件下的放电电压，kV；

U——试验时大气条件下球隙的放电电压，kV；

p——试验时的大气压力，mmHg（1mmHg=1.333224×10^2Pa）；

t——环境温度，℃。

球隙测量装置结构简单，容易自制，除用于测量外还可用作保护电器。但球隙测量准确度不高，一般精度可达±3%，用于室外时受强气流、灰尘等影响使得放电较分散，测量较费时间，所以不宜在现场使用。

4. 电容分压器测量

图 5-9 示出了用电容分压器测量交流高压的接线图。电容分压器一般由高压电容 C_1 和低压电容 C_2 组成。

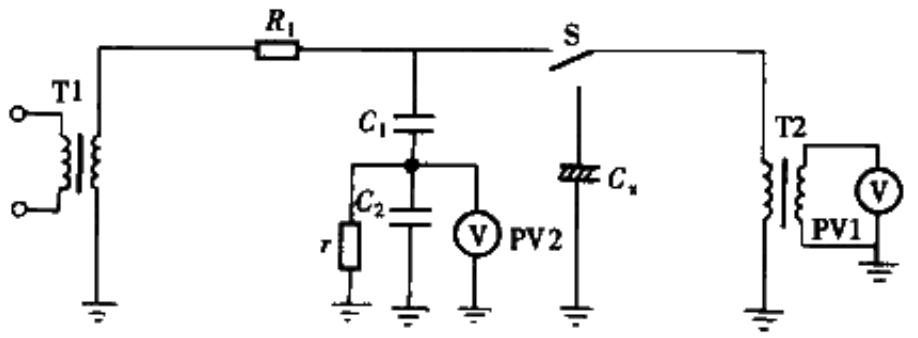


图 5-9　用电容分压器测量高压的接线图

测量的原理是：串联电容器上电压按电容值反比分配，使被测电压通过串联的电容分压器进行分压，测出低压电容 C_2 上的电压 U_2，再用分压比 K 算出被测电压 U_1，即

$$U_1=KU_2, K=\frac{C_1+C_2}{C_1}$$

实际测量时，由于电容分压器的分压比随所加电压和周围环境的不同而有所变化，所以每次耐压试验时，都需与试验变压器空载时的变比进行比较，以确定试验时分压器低压侧电压表的读数，即校准分压比。具体方法是，将电容分压器与空载变压器 T2 高压侧连接，逐渐升高试验变压器的输出电压 U_1，同时对应每一个 U_1 值记录相应分压器低压电容上的电压 U_2，得到若干组数据，并将得到的这些数据做成校正曲线，如图 5-10 所示。试验时接上试品，

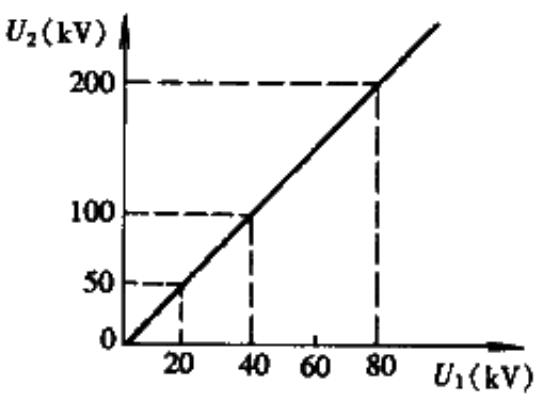


图 5-10　分压器校正曲线

在校正曲线上找出所需加试验电压对应的 U_2 读数，按 U_2 升压试验。

图 5-9 中的 r 用于在试验中消除 C_2 上的残余电荷，使分压器具有良好的升降特性，一般取 $r=\frac{1}{C_2}\sim\frac{2}{C_2}$，式中 C_2 单位为 F，r 单位为 Ω。

图中的电压表 PV2 采用静电电压表或高阻抗交流电压表时可测得电压有效值；用峰值电压表时可测得电压峰值；采用示波器时，既可测出电压峰值，又能观察电压波形。

因为电容分压器结构简单，携带方便，准确度较高，所以用电容分压器测量交流高压是目前现场常用的方法。

第四节　交流耐压试验的控制与保护

一、控制部分

交流耐压试验回路中的控制部分是试验中极为重要的部分。对控制回路的基本要求是：

（1）只有在试验人员全部离开高压危险区，并关好安全门（室内）后才能加上电压；

（2）升压必须从零开始；

（3）当被试设备被击穿时，应能自动切断电源；

（4）在自动式升压装置中还要能控制升压、降压及停止、跳闸等。

图 5-11（a）是常用的手动升压试验装置控制回路图。图中 SB1 为切断控制回路的“分”开关，SB2 为接通控制回路的“合”开关。在图 5-11（a）中，继电器 K 带动三个动合（常开）触点K-1、K-2、K-3，其中 K-1 是“合”开关 SB2 的自保持触点，即当 SB2 按下，控制回路接通，K 带电，K-1 闭合，这时 SB2 打开，控制回路仍然接通。K-2、K-3 是控制向调压器输入电源的触点。SB2 按下时，K 带电，K-2、K-3 闭合，调压器带电，接触器 KM 带电。KM 的两个触点 KM-1、KM-2 分别为动断（常闭）和动合触点。电源接通时，KM-1 闭合，绿灯 HG 亮；调压器电源接通时，KM-1 打开，KM-2 闭合，则红灯 HR 亮，绿灯灭。S 为装在安全门上的限位开关或现场使用的脚踏开关。KA 为过流继电器，KA-1 为过流继电器的动断触点，当施压时一旦被试品击穿或闪络，过流继电器 KA 动作，KA-1 触点打开，控制回路中继电器 K 断电，则 K-1、K-2、K-3 均打开，切断了调压器电源。

如果在升压过程中发生意外情况需立即切断变压器电源时，只需按下“分”开关 SB1 就能实现。

图 5-11（b）是常用的自动升压试验装置控制回路图。图中调压器 TY 由三相交流电动机拖动，以实现调压，电动机正转时（触点 KM1-1～KM1-3 接通）电压上升，反转时（触点 KM2-1～KM2-3 接通）电压下降。终端开关 S1、S2 安装在调压器上，S1-1 为动合触点，在调压器输出电压最小时接通，S1-2、S2 为动断触点，分别在调压器输出电压最小时和最大时断开，使电动机断电，停止运转。如果开始时调压器不在零位，S1-2 触点接通，只要控制回路接通电源，KM2 接触器带电，KM2-1～KM2-3 触点接通，电动机反转，使调压器退回到零位。

图 5-11（b）控制回路的原理及操作步骤如下：

（1）按接线图接线，检查调压器的控制电动机运转方向应与调压器“升压”（SB3 按钮及 HL3 指示灯）、“降压”（SB4 按钮及 HL4 指示灯）指示标志一致。根据所需保护动作电流、电压的大小，分别将电流继电器 KA 和电压继电器 KV 整定到相应的位置。

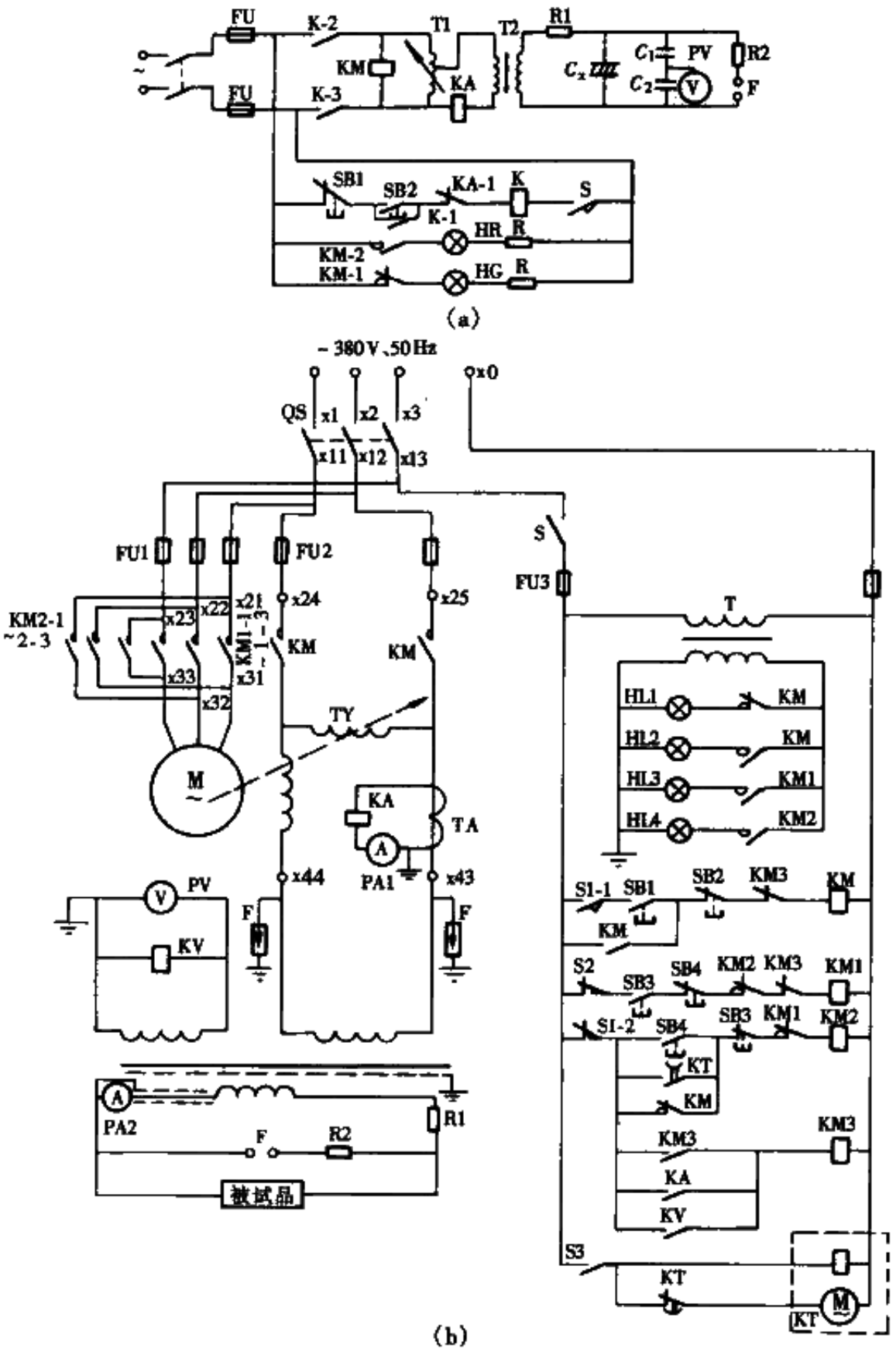


图 5-11　交流耐压试验控制回路图

(a) 手动式；(b) 电动式

(2) 合上控制电源开关 S 和主电源开关 QS，正常情况下“高压断”指示灯 HL1 亮、启动“高压通”按钮 SB1，接触器 KM 带电，KM 动合触点闭合，调压器 TY 带电，“高压通”指示灯 HL2 亮，KM 动断触点断开，“高压断”指示灯 HL1 灭。

(3) 升压。按“升压”按钮 SB3，接触器 KM1 带电，KM1 动合触点闭合，“升压”指示灯 HL3 亮，电动机正转，试验电压逐渐增大。

(4) 停止升压。升至试验电压，按 SB3 按钮（此时 SB3 为“升压毕”功能），接触器 KM1 断电，KM1-1～KM1-3 触点断开，电动机停止运转，“升压”指示灯 HL3 灭。试验完毕，按“降压”按钮 SB4，接触器 KM2 带电，KM2 动合触点闭合，“降压”指示灯 HL4 亮，控制电动机反转，电压下降，调压器电压至零位时 S1-2 触点断开，接触器 KM2 断电，

电动机断电停止运转，“降压”指示灯 HL4 灭。

（5）断电。调压器退回零位后，按“高压断”按钮 SB2，接触器 KM 断电，KM 动断触点断开，调压器断电，“高压通”指示灯 HL2 灭，“高压断”指示灯 HL1 亮。这时可拉开主电源开关 QS 和控制电源开关 S，“高压断”指示灯灭，试验完毕。

（6）若某种原因在试验过程中被试品击穿或引起主电路过电压时，电流继电器 KA 或电压继电器 KV 动作，KA 或 KV 触点接通，使中间接触器 KM3 带电，KM3 触点断开，使接触器 KM、KM1 断电，KM、KM1 触点断开，调压器电源断开。接触器 KM1、KM 断电，KM1 动断触点处于闭合状态。接触器 KM2 带电，KM2 触点闭合，“降压”指示灯 HL4 亮，电动机反转，调压器回零位后自动停车。

（7）定时控制。通过时间接触器 KT 整定好耐压时间，“升压毕”后，合上定时开关 S3，到整定试验时间时，时间继电器动合触点 KT 闭合，启动 KM2 接触器带电，使 KM2 动合触点闭合，“降压”指示灯 HL4 亮，电动机反转，调压器自动返回零位。

交流耐压试验的控制回路很多，如有的控制回路既可以过流动作、过压动作，又设计有定时降压装置，这里不一一介绍。

二、保护措施

为了保护交流耐压试验时人身及设备安全，采取了一系列保护措施，如上面介绍过的安全门开关、脚踏开关、过流保护、球隙保护等。除这些保护措施外，还有以下保护措施：

（1）如图 5-1 所示，试验接线的高压回路中接入 R1、R2 电阻器。R1 是为了限制当被试品击穿或闪络时流过试验变压器或被试设备中的电流，以免缺陷扩大。R2 是防止球隙击穿后与被试品电容间引起振荡，产生过电压而损坏被试品的绝缘，同时保护球极表面不被电流烧损。R1、R2 的电阻数值一般推荐用0.1～0.5Ω/V，大多采用水电阻，沿面绝缘距离一般按 150kV/m 考虑。

（2）在试验回路的低压部分可能出现高电压的地方都安装保护放电管或金属氧化物压敏电阻器，以免高压侵入危及人身安全。

第五节　交流耐压试验的操作要点及异常现象分析

一、操作要点

（1）试验前，应了解被试品的试验电压，同时了解被试品的其他试验项目及以前的试验结果。若被试品有缺陷及异常，应在消除后再进行交流耐压试验。对于电容性被试品，根据其电容量及试验电压估算试验电流大小，判断试验变压器容量是否足够，并考虑过流保护的整定值（一般应整定为被试品电容电流的1.3～1.5 倍）。

（2）试验现场应围好遮栏或围绳，挂好标示牌，并派专人监护。被试品应断开与其他设备的连线，并保持足够的安全距离，距离不够时应考虑加设绝缘挡板或采取其他防护措施。

（3）试验前，被试品表面应擦拭干净，将被试品的外壳和非被试绕组可靠接地。被试品为新充油设备时，应按《规程》规定使油静止一定时间再施压，对 110kV 及以下的充油电力设备，在注满油后停放不少于 24h。对 220kV 及 330kV 充油电力设备静置时间应不少于 48h。

（4）接好试验接线后，应由有经验的人员检查，确认无误后方可准备升压。

（5）调整保护球隙，使其放电电压为试验电压的 110%～120%，连续试验 3 次，应无明显差别，并检查过流保护动作的可靠性。

（6）加压前，首先要检查调压器是否在零位。调压器在零位方可升压，升压时应相互呼唱。

（7）升压过程中不仅要监视电压表的变化，还应监视电流表的变化，以及被试品电流的变化。升压时，要均匀升压，不能太快。升至规定试验电压时，开始计算时间，时间到后，缓慢均匀降下电压。不允许不降压就先跳开电源开关。因不降压即跳电源开关相当于给被试品做了一次操作波试验，极可能损坏设备绝缘。

（8）试验中若发现表针摆动或被试品有异常声响、冒烟、冒火等，应立即降下电压，拉开电源，在高压侧挂上接地线后，再查明原因。

（9）交流耐压试验前后均应测量被试品的绝缘电阻，有条件时，还要测量局部放电。

二、试验中的异常现象分析

交流耐压试验时应严密监视仪表的指示，同时注意声音的变化及异常，以便根据仪表指示、放电声音及被试品的绝缘结构等，并凭实践经验来综合分析判断试品是否合格。

（一）仪表指示异常时的分析

（1）若给调压器加上电源，电压表就有指示，可能是调压器不在零位。若此时电流表也出现异常读数，调压器输出侧可能有短路和类似短路的情况，如接地棒忘记摘除等。

（2）调节调压器，电压表无指示，可能是自耦调压器碳刷接触不良，或电压表回路不通，或变压器的一次绕组、测量绕组有断线的地方。

（3）若随着调压器往上调节，电流增大，电压基本不变或有下降趋势，可能是被试品容量较大或试验变压器容量不够或调压器容量不够，可改用大容量的试验变压器或调压器。

（4）试验过程中，电流表的指示突然上升或突然下降，电压表指示突然下降，都是被试品击穿的象征。

当被试品击穿时，电流表的指示是上升还是下降与试验变压器的选择有很大关系。试验变压器的感抗与被试品的容抗是串联的，当容抗等于感抗时，会引起串联谐振，合闸时电流很大，在被试品上要引起较严重的过电压。这在试验中是不允许的。遇到这种情况须采取改变试验回路参数（即选用不同感抗的变压器）或增大限流电阻等办法来解决。如要求被试品电容值为

$$C_x < 3.18 \times \frac{10^9}{X}$$

式中 C_x——被试品电容值，pF；

X——折算至高压侧的变压器感抗与调压器感抗之和，可以从短路试验求出，Ω。

同时为避免试验变压器高压侧的感抗与被试品的电容并联谐振，又要求

$$0.08 \frac{S_N}{U_N^2} \times 10^6 < C_x < 1.3 \frac{S_N}{U_N^2} \times 10^6$$

式中 S_N——试验变压器额定容量，kVA；

U_N——试验变压器额定电压，kV；

C_x——被试品电容量，pF。

当容抗与感抗之比等于 2 时，虽然被试品击穿，但电流表的指示不会变化；当容抗与感抗之比小于 2 时，虽然试品击穿，但电流表指示反而下降；大于 2 时，击穿电流必然上升。

一般情况下，被试品的容抗远大于试验变压器的感抗，但是对于大容量的被试品或试验变压器感抗较大时，有可能出现试品击穿，电流表指示不变或下降的现象。

（二）放电或击穿时声音的分析

（1）在升压阶段或耐压阶段，发生很像金属碰撞的清脆响亮的“当当”的放电声音，往

往是由于油隙距离不够或者是电场畸变（如变压器引线没有进到套管均压球里去，圆弧的半径太小等）造成油隙一类绝缘结构击穿。当重复试验时，放电电压下降不明显。

（2）放电声音也是很清脆的“当当”声，但比前一种小，仪表摆动不大，在重复试验时放电现象消失，这种现象是被试品油中气泡放电所致。

（3）放电的声音如果是“哧—”，“吱—喽”，或者是很沉闷的响声，电流表的指示立即超过最大偏转指示，这往往是固体绝缘的爬电引起的。

（4）加压过程中，充油试品内部有如炒豆般的响声，电流表指示却很稳定，这可能是悬浮的金属件对地的放电。如变压器铁芯没有通过金属片与夹件连接，使铁芯在电场中悬浮，由于静电感应并在一定的电压下，铁芯对接地的夹件放电。

（5）在试验过程中，若由于空气湿度或被试品表面脏污等的影响，引起表面滑闪放电，不应视被试品为不合格，应对被试品表面进行清擦、烘干等处理后，再行试验判断其合格与否。若被试品表面瓷套釉层绝缘损坏、老化或有裂纹，应视为不合格。

（三）其他异常分析

（1）有条件的单位耐压试验前后应进行被试品的油中气体分析、色谱分析、局部放电测量。根据耐压试验前后油中气体含量及局部放电量变化的趋势，可判断是否还有一些不明显的潜伏性故障。如某气体含量或总烃有明显增长，或局部放电量耐压试验前后有明显增长时，应根据情况具体分析缺陷的性质或缺陷的部位。

（2）有机绝缘材料如绝缘棒、绝缘梯等试验后，触摸时发现试品普遍或局部发热应视为绝缘不良，需经烘干处理后再行试验。

（3）试验时被试品是合格的，无明显异常，试验后却发现被击穿了，这往往是由于试验后没有降压就直接拉掉电源造成的。

第六节　新的交流耐压试验方法

《规程》要求 110kV 及以上的电力设备在“必要时”应进行耐压试验，如变压器、互感器、SF_6 断路器和 GIS、多油和少油断路器断口、相间和提升杆、隔离开关、套管等，橡塑电缆目前的共识也是定期进行交流耐压试验。虽然交流耐压有些设备可以采用倍频感应、操作波感应或外施工频耐压试验方法，但前两种现场难以解决，尤其是额定电压高、容量大的设备，现场更难解决。外施工频耐压是理想的耐压方法，但同样现场难以实现，尤其是额定电压高、容量大的设备，高压试验变压器非常笨重、不易搬动，现场连试验电源也不易解决。所以，现场解决耐压试验必须另想办法。

这个办法是逐渐形成的。

1. 采用并联电抗器补偿法

如果现场试验的高压试验变压器输出电压满足要求，但输出电流太小，不能满足要求，这时可采用并联电抗器法。用并联电抗器来补偿试品的电容电流，使总电流大为减小。采电电抗器并联补偿进行试验的工作原理及相量图如图 5-12 所示。

由图 5-12 可知，调整并联电抗器的电感 L 时，使 $\omega L=\frac{1}{\omega C_x}$，回路产生谐振。两支路电

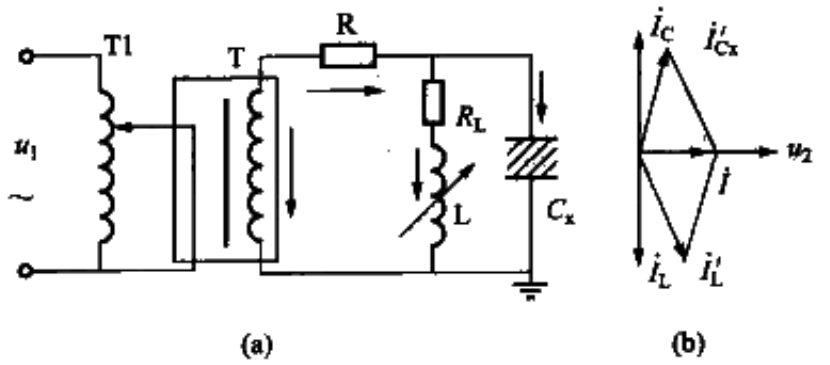


图 5-12　采用电抗器并联补偿进行试验的工作原理及相量图

（a）原理图；（b）相量图

T1—调压器；T—高压试验变压器；R—限流电阻器；L—高压电抗器；

R_L—高压试验回路有功损耗等值电阻；C_x—被试品

流可能很大，但总电流很小，高压试验变压器的输出电流满足要求。由于流过试品的电流 I'_x 很大，则试品两端电压 $U_2=\dot{I}_{C_x}\times\frac{1}{\omega C_x}$ 达到试验电压 U_2。

上面的试验回路如果试品击穿，则试验变压器严重过载，可能被损坏。所以，试验变压器原边应设速断过流保护，以确保试验变压器安全。

2. 采用串联电抗器谐振法

如果被试品额定电压较高，现场试验变压器输出电压不能满足要求，则可采用串联电抗器谐振方法。串联谐振装置工作原理图和等值电路图如图 5-13 所示。

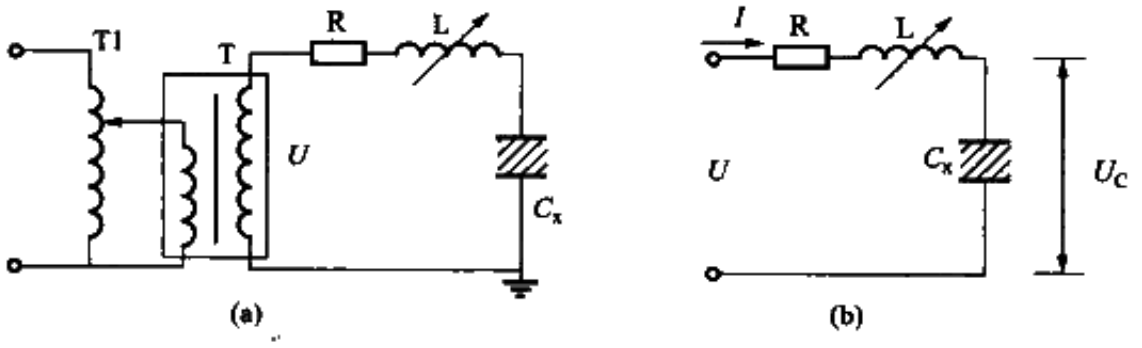


图 5-13　串联谐振装置工作原理图和等值电路图

（a）工作原理图；（b）等值电路图

T1—调压器；T—试验变压器；R—限流电阻器；L—高压电抗器；C_x—被试品

由图 5-13 可得

$$U_C=IX_C=\frac{UX_C}{\sqrt{R^2+(X_L-X_C)^2}}$$

当调整 L 值，使 $\omega L=\frac{1}{\omega C}$ 时，即达到谐振时，$U_C=\frac{U}{R}X_C=\frac{U}{R}X_L$。设谐振回路品质因数为 Q，$Q=\frac{\sqrt{L/C}}{R}=\frac{1}{\omega CR}$。则 $U_C=QU$，即被试品 C_x 上的电压为励磁电压的 Q 倍。

输入功率 $P=UI\cos\varphi$，由于 $\cos\varphi=1$，故 $P=UI$。被试品上容量 $P_S=U_CI=QP$。在大多数情况下，Q 值在 30～50 之间。由 $U_C=QU$，有 $P_S=QP$，说明被试品上获得的电压、容量分别为试验变压器输电出压的 Q 倍，试验电源的容量的 Q 倍，也就是说用小容量的试验变压器就可以对较大容量的设备进行试验了。另外，由于回路处于谐振状态，回路本身具有良好的滤波作用，使电源波形中的谐波在试品 C_x 两端大为减小，试验电压有良好的正弦波形；当试品击穿时，试验回路立即失去谐波条件，电源输出电流自动减小，试品两端电压立

即下降，限制了对试品的破坏。

上述两种试验回路，调电感 L 达到谐振。但被试品并联电容器，使 C_x 增加，X_c 减小，同样也能达到谐振目的。如果有多台试品，就可以将电容器组合达到谐振。为了更灵活，电抗器可以采取串、并联组合。

3. 采用变频串联谐振法

上面介绍的两种方法，有时调整困难，达不到理想效果。根据公式 $\omega L=\frac{1}{\omega C}$，改变电源频率同样达到谐振目的。变频电源目前已经成熟，被应用到高压试验后，解决了现场 10～500kV 电力设备交流耐压的试验工作。变频串联谐振试验接线图如图 5-14 所示。

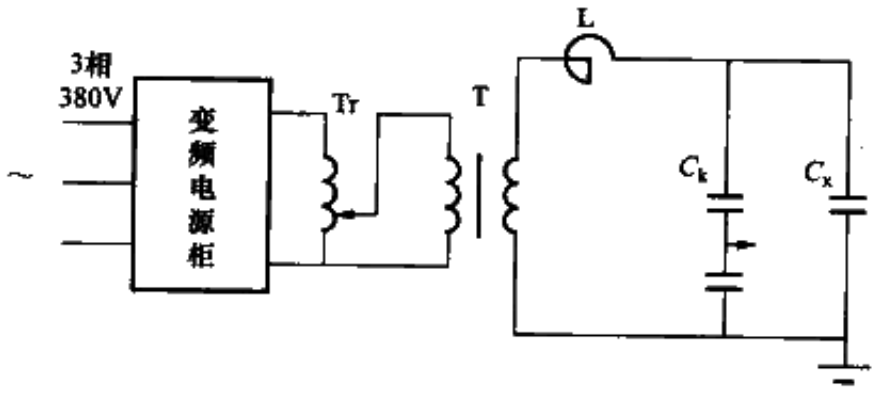


图 5-14　变频串联谐振示意图

Tr—变压器；T—励磁变压器；L—电抗器；C_k—分压电容；C_x—被试品

根据有关标准，可以调整满足要求的所需频率。一般 10～300Hz 已满足要求。

本章提示

本章介绍了交流耐压试验的目的、方法、试验设备，介绍了交流高压的测量方法，介绍了交流耐压试验的操作要点及异常现象分析。

交流耐压试验必须在对试品的一系列非破坏性试验（绝缘电阻、泄漏电流，tanδ 试验）合格后方能进行，交流耐压试验后应均匀降压至零电压后拉开电源，千万不可直接拉开电源断电。你知道如何用球隙和低压电压表测量一定负载试品上试验电压（校订曲线）吗？

本章重点

1. 交流耐压试验的接线与试验设备选择。
2. 交流高压测量应注意的“容升现象”。
3. 交流耐压试验的操作要点及异常现象分析。

复习题

1. 试述交流耐压试验的意义。
2. 如何选择试验变压器的电压、电流及容量。
3. 简述交流高压测量的方法。
4. 如何用球隙来测定试验变压器的校订曲线。
5. 试述图 5-11（b）所示电动式试验控制回路的工作原理。
6. 简述交流耐压试验的操作要点及异常现象分析。

第六章

电力设备局部放电测量试验

电力设备绝缘中部分被击穿的电气放电，可以发生在导体附近，也可以发生在其他地方，称为局部放电。由于局部放电的开始阶段能量小，它的放电并不立即引起绝缘击穿，电极之间尚未发生放电的完好绝缘仍可承受住设备的运行电压。但在长时间运行电压下，局部放电所引起的绝缘损坏继续发展，最终导致绝缘事故发生。

长期以来高压电力设备用非耐压和耐压试验来检查绝缘状况，预防绝缘击穿事故发生。虽然上述试验方法能够间接或直接判断绝缘的可靠性，但对类似局部放电这种潜伏性缺陷是难以发现的，而且耐压试验过程中还会损伤绝缘，减少寿命。据我国对 110kV 及以上变压器损坏情况的统计，50%是在运行电压下因局部放电逐渐发展产生的。通过局部放电测量试验，能及时发现设备绝缘内部是否存在局部放电、严重程度及部位，及时采取处理措施，达到防患于未然的目的。近年来电力设备额定电压越来越高，而绝缘裕度反而越来越低，所以，局部放电的几率越来越大。对于大型超高压电力设备，有可能长时间局部放电试验代替短时间高压耐压试验。

高压电力设备出厂时，应进行局部放电测量试验，且很多大型设备要求耐压前后各进行一次，以比较耐压前后放电量的变化，判断设备的绝缘状况。在电力变压器制造厂监造过程中，确有一定数量的变压器因局部放电超标而出不了厂，制造厂只好放油和吊罩处理合格后才出厂。另外，设备运行过程中，由于各种原因也可能原来局部放电合格的，因逐渐发展成为不合格，也可能产生新的局部放电点。所以，运行单位定期测量运行设备局部放电是绝缘监督重要手段之一，也是判断绝缘长期安全运行的较好方法。在设备出现异常时，如色谱分析超注意值，更需要进行局部放电试验，鉴定异常部位和程度。

第一节　局部放电的产生机理

高压电力设备绝缘内部由于各种原因，存在一定绝缘缺陷，如气泡、杂质等。这些气泡、杂质、导体的毛刺等缺陷，就是产生局部放电的根源。

一、绝缘内部含有气泡、杂质的等值电路

一个平板电容器含有一个气泡，如图 6-1（a）所示，而对应的等值电路图如图 6-1（b）所示。

图 6-1 中 C_c、R_c 代表气泡的电容、电阻；C_b、R_b 代表与气泡串联介质的电容、电阻；C_a、R_a 代表其他介质的电容、电阻。由于每次放电时间约为 $10^{-8}\sim10^{-7}$s，是频率很高的脉冲信号，所以，这个信号在上述等值电路中的响应，不需要考虑电阻 R_c、R_b、R_a 的作用，在等值电路中将省去，等值电路将由 C_c、C_b、C_a 所组成。下面局部放电分析将以纯电容组成的等值电路为例。

二、局部放电分析

当平板电容器电极加上交流工频电压时，气泡上电压由电容 C_b、C_c 分压，并随外施电压变化而变化，如图 6-2（a）中虚线 u'_c 所示。当 u'_c 的值足够大时，气泡上的瞬时电压 u_c 达到击穿电压 U_{cB}，气泡发生放电，并使气泡中气体电离，产生正负离子或电子。这些带电的质点在电场作用下，迁移到气泡壁上，形成与外加电压方向相反的内部电压 ΔU_c，如图 6-2（b）所示。这时气泡上总电压是两者叠加的结果，即气泡上总电压 $U_r = U_{cB} - \Delta U_c < U_{cB}$。

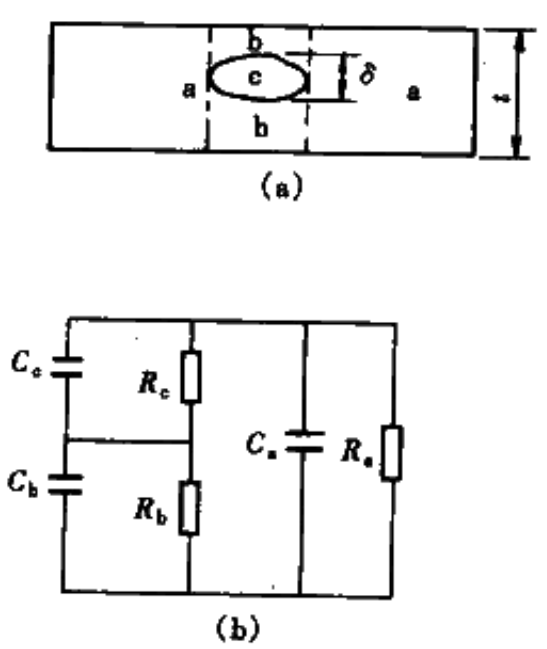


图 6-1　局部放电的等效电路

（a）含有一个气泡的试样；（b）等效电路

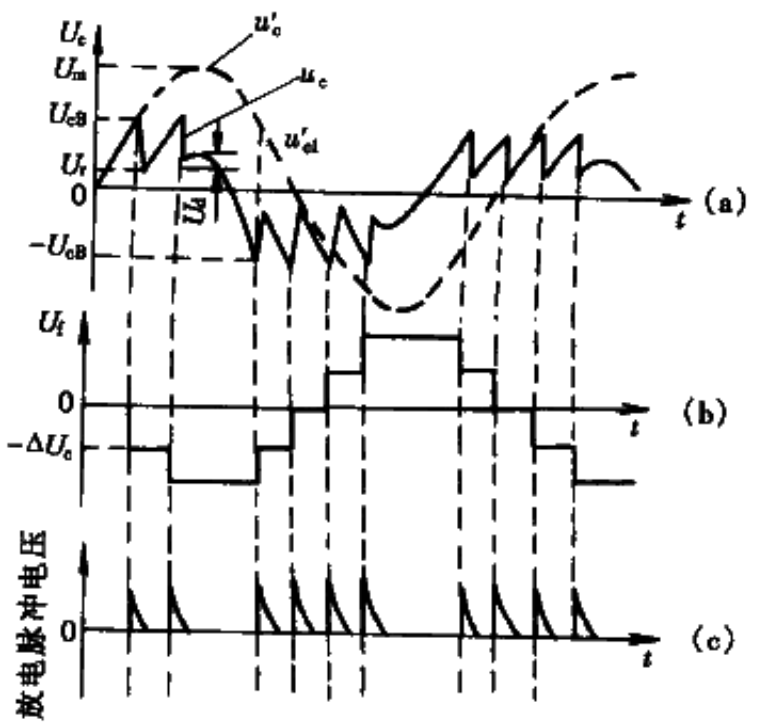


图 6-2　局部放电过程的示意图

（a）气泡上的电压；（b）气泡中放电产生的反向电压；（c）放电的脉冲信号

当 $U_r < U_{cB}$ 时，气泡放电就停止。由于一次放电时间很短，在图 6-2（c）中可以看作 U_{cB} 突然降到 U_r。以后气泡上电压又随外加电压升高而增大，直到重新达到 U_{cB}，出现第二次放电。这样在 $\frac{1}{4}$ 周期内可能出现多次放电。假定每次放电建立的 ΔU_c 都相等，而且这些积累的电荷都不会泄漏掉，则 n 次放电建立的反向电压为 $-nU_c$。当反向电压超过峰值后下降到 U'_{c1}，并满足

$$-n\Delta U_c + U'_{c1} = -U_{cB}$$

$-U_{cB}$ 是气泡反向的击穿电压。通常气泡是对称的，$|-U_{cB}| = U_{cB}$ 时，气泡又重新击穿放电。这次放电所产生的带电离子或电子迁移方向和前面放电时迁移方向相反，于是带电质点到达气泡壁时，中和掉原来的积累电荷，使内部建立的电压减少了 ΔU_c。这时 $-(n-1)\Delta U_c + U'_{c1} < -U_{cB}$，放电又停止。直到气泡上的外加电压下降到 U'_{c2}，满足下列条件时，气泡又发生放电

$$-(n-1)\Delta U_c + U'_{c2} = -U_{cB}$$

在外加电压过零时，气泡上所积累的电荷全部被中和掉。下半周又开始和上半周一样的放电过程，1/4 周期出现 n 次放电脉冲。

上面分析的放电过程是在理想情况下，局部放电产生的脉冲，但实际情况和理想情况有很大的区别。首先，实际情况放电脉冲不会那样对称、整齐、而是大小不同；正负半周也不会完全相同。因为实际放电不只是一个气泡放电，可能多个气泡放电；实际情况放电不只是一处，可能多处；实际情况每次放电也不会都一样，而且多处放电更不会一样。但放电在

正、负半周内基本上是一样的、对称的，如图6-3所示。其次，实际上在外加电压刚达到起始放电时，放电脉冲只出现在瞬时电压绝对值上升靠近峰值附近，约为45°～90°和225°～270°之间，而在第二和第四象限几乎看不到放电脉冲。随着电压升高，放电变得很剧烈，放电脉冲才向过零点扩展。这是因为气泡壁的电阻不是无限大，在放电气体电离时，气泡壁电阻将明显下降，使积累电荷泄漏，由它建立的反向电压就达到气泡的击穿。所以，在外加电压瞬时下降，即在第二、四象限内，就不一定出现放电脉冲。只有放电很剧烈时，产生大量放电电荷，且每次放电时间很短，放电才有可能扩展到第二、四象限内。

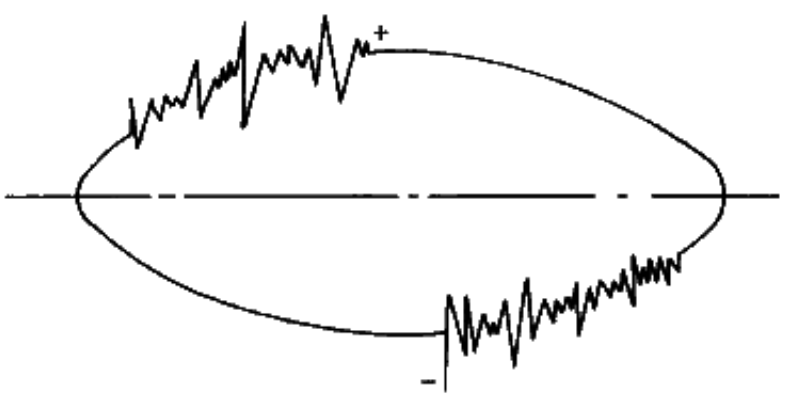


图6-3　内部气泡放电图形

三、局部放电的参数及其关系

实际试品中的局部放电要比上述简化回路情况复杂得多。随着试品上施加电压的上升，某些局部位置甚至在相当低的外施电压下就可能发生微弱的局部放电。因此，不能要求设备完全不发生局部放电，而是根据运行经验和设备的特点，规定一定的局部放电水平。多数情况下以视在放电量 q 的多少作为局部放电水平指标，q 的大小以“微微库”表示。

（一）放电起始电压 u_{io}、熄灭电压 u_{eo} 和试验电压

试验电压从较低值开始上升，升到局部放电量达到某一规定值的最低电压，定义为局部放电起始电压 u_i。

试品上电压从超过局部放电起始电压的较高值逐渐下降，到局部放电量降到规定值时的最高电压定义为局部放电熄灭电压 u_e。

局部放电的试验电压，这是一规定的电压值，试品在此电压作用下的局部放电水平应不超过规定值。

（二）实际放电量和视在放电量的关系

在介质内部发生局部放电时，内部移动的电荷量称为实际放电量。因为实际放电是在介质内部进行，其放电量是无法测量的。

但每局部放电一次，气泡上电压下降一个 Δu_c，也就是电容 C_b 上电压增加一个 Δu_c，随着电压增加，必须供给一个电荷增量 q，称 q 为介质视在放电量，它可由专门仪器测量。测量时模拟实际放电的瞬变电荷注入试样施加外加电压的两端，在此两端出现的脉冲电压与局部放电时相同，则注入的电荷即为视在放电电荷量，也称为视在放电量 q，单位为 PC。在一个试样中可能同时出现大小不同的视在放电量，但把稳定出现的最大视在放电量称为局部放电的放电量。

实际放电量与视在放电量存在一定的关系。气泡放电时实际放电量为 q_c。由于 q_c 的存在，气泡上的电压变化为 Δu_c，则

$$q_c = \Delta u_c\left(C_c + \frac{C_a \times C_b}{C_a + C_b}\right)$$

上式中 $C_a \gg C_b$。

$$q_c \approx \Delta u_c(C_c + C_b) \tag{6-1}$$

局部放电一次时间很短，远小于电源回路的时间常数，即电源来不及补充电荷，而使 C_a 上电荷进行补充。C_a 两端出现电压变化 Δu_a，C_b 上也有电压变化 Δu_b，即

$$\Delta u_c = \Delta u_a + \Delta u_b = \Delta u_a \frac{C_a + C_b}{C_b} \approx \Delta u_a \frac{C_a}{C_b}$$

这时试样两端电荷变化量即为视在放电量

$$q_a = \Delta u_a \left(C_a + \frac{C_b C_c}{C_b + C_c} \right) \approx \Delta u_a C_a = \Delta u_c C_b \tag{6-2}$$

将式（6-1）代入式（6-2）得

$$q_a = q_c \frac{C_b}{C_b + C_c} \tag{6-3}$$

由式（6-3）说明，视在放电量 q_a 总小于实际放电量 q_c。

（三）放电能量

局部放电消耗能量可能是介质老化的原因之一，常把放电能量作为衡量局部放电的一个参数。一次局部放电能量为 W

$$W = 0.7 q u_i \tag{6-4}$$

式中 q——视在放电量；

u_i——放电起始电压（有效值）。

由式（6-4）表明，一次放电能量与视在放电量 q 有简单的关系式，测出起始放电电压 u_i 就可计算出放电所产生的能量 W，也可表明放电强度。

（四）放电重复率

放电时，每秒放电脉冲次数，称为放电重复率。当外施电压升高时，局部放电次数也增加，放电重复率也随之增加。

（五）平均放电电流 I

局部放电的时间间隔 T 内，通过试品两端的电荷绝对值的和除以 T，称为平均放电电流 I，即

$$I = \frac{1}{T}(n \mid q \mid)$$

（六）放电功率 P

在一段时间内由于局部放电在试品两端测出的平均功率 P，称为放电功率，用 W 表示。

第二节 局部放电检测方法

局部放电时产生电、光、热、声等现象，利用上述现象都可以检测局部放电。局部放电的检测内容如下：测量放电量大小；观察起始放电电压值和熄灭电压值；确定放电部位。局部放电检测分为电的和非电的两大类。主要有以下检测方法：脉冲电流法、介质损耗法、DGA 法、超声波法、RIV 法、光测法和射频检测法等。随着科技的发展，超高频方法在局部放电检测中也由研究阶段进入现场试验阶段。

（一）脉冲电流法

局部放电产生时，试样两端产生一个瞬时电压变化，接入检测回路，就会有脉冲电流流过。因此，用一个灵敏度高的电子仪器测出脉冲电流，就可判断是否存在局部放电及其放电强度，这就是脉冲电流法的原理。

（二）介质损耗法

利用局部放电消耗能量，使介质增加附加损耗。外施电压越高，放电次数越多，附加损

耗也越大。利用测量这种附加损耗来显示局部放电的方法，称为介质损耗法。该法用西林电桥测出设备的 tanδ—U 的曲线（U 为外施电压），曲线开始上升的 a 点，对应电压 U_i 为局部放电起始电压），如图 6-4 所示。

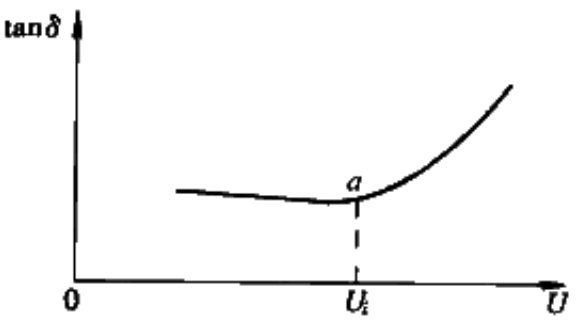


图 6-4　tanδ—U 曲线

上述两种方法，第二种虽然不需要特殊测试设备，测量方法简单，但灵敏度很低，只有在局部放电视在放电量大于 500pC 时才能分辨。而且设备受潮时，tanδ 也增加，难以区分 tanδ 增大的原因。因此，第一种测试方法得到广泛应用。第二种方法用的很少。

（三）气相色谱法

充油设备（如变压器、互感器等）产生局部放电时，使油低分子分解，产生各种气体，主要是 H_2、CH_4、C_2H_2、CO、CO_2 等。利用专门的气相色谱仪检测溶于油中的气体组合，判断电力设备是否有局部放电及其严重程度，这一方法目前已有成熟的数据判断标准，并和脉冲电流法相对应。这种方法还有一优点，就是不停电取样分析，适应于运行中设备在线检测。但是，这种方法对于油量较少的设备较为灵敏，如套管等。对于充油量较大的设备，如变压器，只有当局部放电量很大，故障较严重时才能发现。

（四）超声波法

用听声音来检测局部放电是早期的方法之一，但灵敏度很低，且受试验者个人主观因素影响较大。后来进行改进，用传感器和示波器来排除人的主观影响因素，用于局部放电定位。目前广泛采用的是超声波检测，超声传感器的频带约为 70～150kHz（或 300kHz），以避开铁芯的铁磁噪声和变压器的机械振动噪声。该法受电气干扰小并可在线测量和定位。但该法目前存在着传感器灵敏度很低，无法在现场有效地测到局部放电信号，传感器抗电磁干扰能力低等缺点。因此，超声检测主要用于定性地判断局部信号的有无，以及结合脉冲电流法或直接利用超声信号对局部放电源进行物理定位。在变压器的局部放电在线和离线检测中，它只能做为一种辅助方法。

（五）光测量

利用局部放电产生的辐射进行检测，称为光测法。变压器油中，各种放电发出的光波长不同，一般在 500～700mm 之间。但该法测试设备复杂昂贵，灵敏度又低，而且被检测物对光是透明，因而实际上无法应用。

目前还有一些局部放电检测方法，如射频检测法，将来在在线检测中可能得到广泛应用。现不一一介绍。

第三节　脉冲电流法检测局部放电

一、测量回路和仪器

测量局部放电脉冲电流法有 3 种回路，其中两种为直接法测量，一种为平衡法测量，如图 6-5 所示。

图 6-5 中，C_k 应为无局部放电的耦合电容器。测量阻抗 Z_m 是一个四端网络，它可以是单一元件 R 或 L，也可以是 RC、RL 和 RLC 调谐回路。调谐回路的频率特性应和测量回路工作频率匹配，并具有限止试验电源频率进入仪器的频率响应。连接测量阻抗和测量仪器中的放大单元连线，应为单屏蔽同轴电缆。Z_f 为阻塞阻抗，以降低来自电源的干扰，也提高

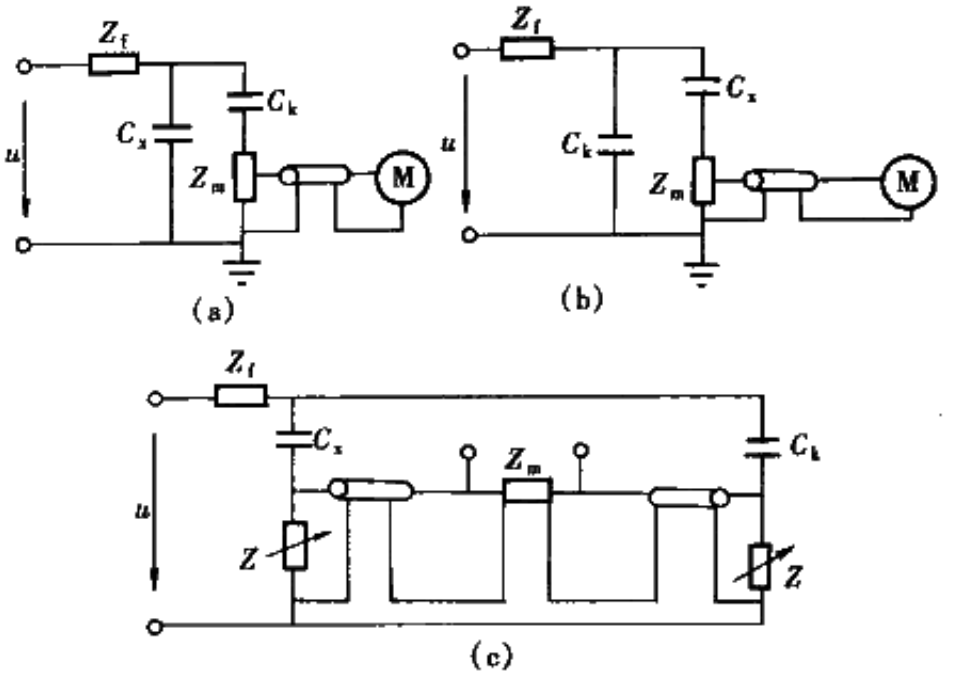


图 6-5　局部放电测量回路

（a）直接法，测量阻抗 Z_m 与耦合电容器 C_k 串联；

（b）直接法，测量阻抗 Z_m 与耦合电容器 C_k 并联；（c）平衡法

Z_f—高压滤波；C_x—试品等效电容；C_k—耦合电容；

Z_m—测量阻抗；Z—调平衡元件阻抗；M—测量仪器

测量回路的最小可测水平。

二、试验回路的选择

（1）在试验电压下，试品充电电流超过测量阻抗 Z_m 的电流允许值或试品固定接地时，则采用图 6-5（a）线路。

（2）在图 6-5（a）、（b）试验回路有过高的干扰信号时，则采用图 6-5（c）线路。

（3）当采用英国生产的 Model5 及类似的测量仪器时，应使 C_k 和 C_x 串联后的等效电容值在测量阻抗所需求的调谐电容 C 的范围内。

三、测量仪器

1. 测量仪器的频带

一般测量局部放电测量仪器分为宽频带和窄频带两种。宽、窄频带对一恒定正弦输入电压的响应 A，与频率 f 的关系如图 6-6 所示。

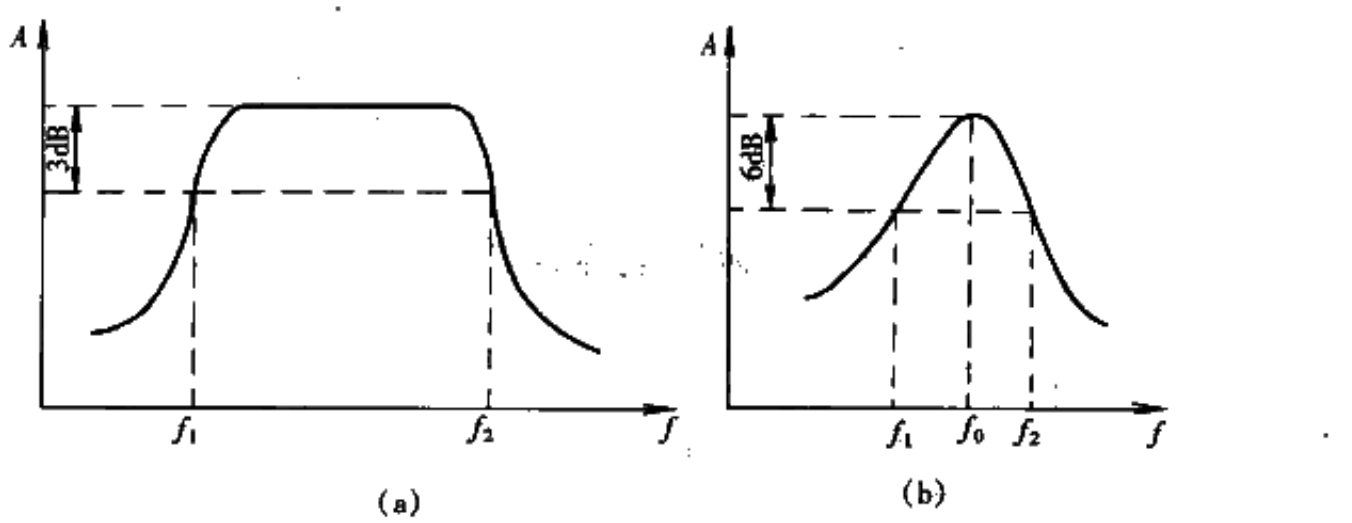


图 6-6　测量仪器频带

（a）宽频带；（b）窄频带

宽频带仪器：对一恒定的正弦输入电压的响应 A，下降 3dB 时的一对（上限、下限）频

率 f_1、f_2；窄频带仪器：对一恒定的正弦输入电压的响应 A，峰值下降 6dB 时一对（上限、下限）频率 f_1、f_2。

宽、窄频带仪器的频带宽度 Δf

$$\Delta f = f_2 - f_1$$

宽频带仪器 Δf 和 f_2 同一数量级；窄频带仪器 Δf 小于 f_2 的数量级。

窄频带仪器的响应具有谐振峰值，相应的频率为谐振频率 f_0。

2. 现场测量仪器抗干扰能力选择

根据现场干扰大小选择仪器。干扰大的场合，选用窄频带仪器为宜，如 f_0 =（30～200）kHz；干扰小的场合，选用宽频带仪器，如 f_1 =（10～50）kHz。f_2 =（80～400）kHz。在屏蔽较好的场合，也可选用 f_2 =（1－10）MHz。

3. 指示系统

一般局部放电测试仪显示由两部分组成。一部分为显示放电波形特征的示波器；另一部分是显示视在放电量等参数的指示仪表。对于现场使用，为了便于判断，尽可能不要选择只具有单一显示功能的设备。

四、视在放电量的校准

确定试验回路的换算系数 k，称为视在放电量的校准。由于 k 值受回路 C_x、C_k、C_s（高压对地的杂散电容）及 Z_m 等元件参数影响，所以，试验回路改变，必须重新进行一次校准。

（1）校准的原理。将幅值为 U_0 的方波通过串联的小电容器 C_0 注入试品两端，其充入的电荷为

$$Q_0 = U_0 C_0$$

式中 U_0——方波电压值，V；

C_0——电容器，pF；

Q_0——注入电荷量，pC。

（2）标准方波波形。用晶体管或汞湿继电器做成小型电池开关式方波发生器，称为标准电源。标准方波上升时间不应大于 0.1μs，使通过标准电容 C_0 的脉冲电流持续时间比 $1/f_2$ 要短些，衰减时间在 100～1000μs 范围内。

（3）校准工作。

1）直接校准。将已知电荷量 Q_0 直接注入试品两端，称为直接校准。接线图如图 6-7 所示。

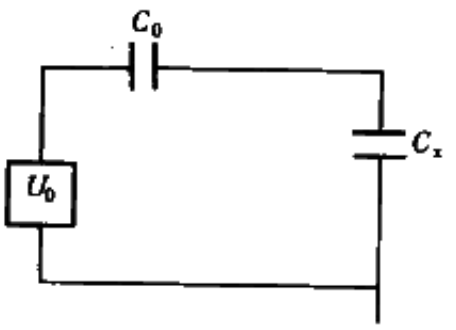


图 6-7　直接校准

在图 6-5 中，试品两端（C_x）按图 6-7 接线进行直接注入已知 Q_0 电荷。这时测量系统响应为 L'。取下标准方波发生器，加电压试验，当试品内部有放电时，指示系统响应为 L。由上述得换算系数 k_H 为

$$k_H = L/L'$$

则试品视在放电量

$$Q = U_0 C_0 k_H$$

式中 Q——试品视在放电量，pC。

但为了使校准有一定的精度，则

$$C_0 < 0.1\left(C_x + \frac{C_k C_m}{C_k + C_m}\right)$$

$$C_0 > 10\text{pF}$$

式中 C_m——测量阻抗两端的等值电容。

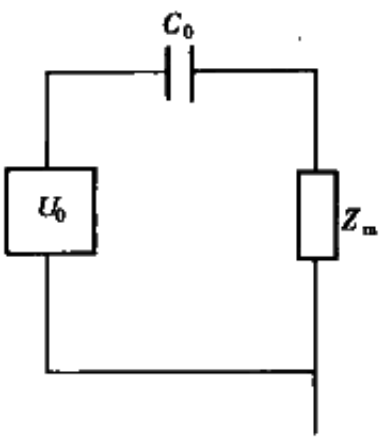


图 6-8 间接校准

2）间接校准。把已知电荷量 Q_0 注入测量阻抗 Z_m 两端，称为间接校准，可求得回路衰减系数 k_1。试验校准接线如图 6-8 所示。

在图 6-5 中，在测量阻抗 Z_m 的两端按图 6-8 接线注入已知电荷量 Q_0 值。按直接校准一样求出衰减系数 k_1。

但高压对地的杂散电容 C_s，是随试品、试验环境而变化，是不易测得的不定值，且又对衰减影响较大。目前以测量方式求得 k_1 值，把 Q_0 注入 Z_m，则仪器指示为 β；再以等值的 Q_0 注入试品 C_x 两端，仪器指示为 β'，则 $k_1=\beta/\beta'>1$。

视在放电量 $Q=k_1U_0C_0$。

3）校准工作注意点。方波发生器的 U_0、C_0 要用一定精度的仪器定期测定，符合标准，电池应充足电。C_0 到 C_x 的连线应短直；C_0 与标准方波发生器之间用同轴电缆连接。更换试品或任一参数发生变化时，应重新校准。

第四节 电力变压器的局部放电试验

电力变压器局部放电试验的试验电压值低于耐压试验电压值，高于设备运行电压值，加压时间远远大于耐压时间。因此，它是一种高压试验。

一、试验前应对试品检查和一些要求

（1）应在各种常规试验完成，且合格后进行。

（2）试品表面（尤其套管）应清洁干燥，不要受到机械和热的作用。

（3）注油后应静止一定时间。不同电压等级时间长短不等。

（4）测定回路的背景噪声水平应低于试品最大放电量的 50%。

二、试验基本接线

现场局部放电接线如图 6-9 所示。

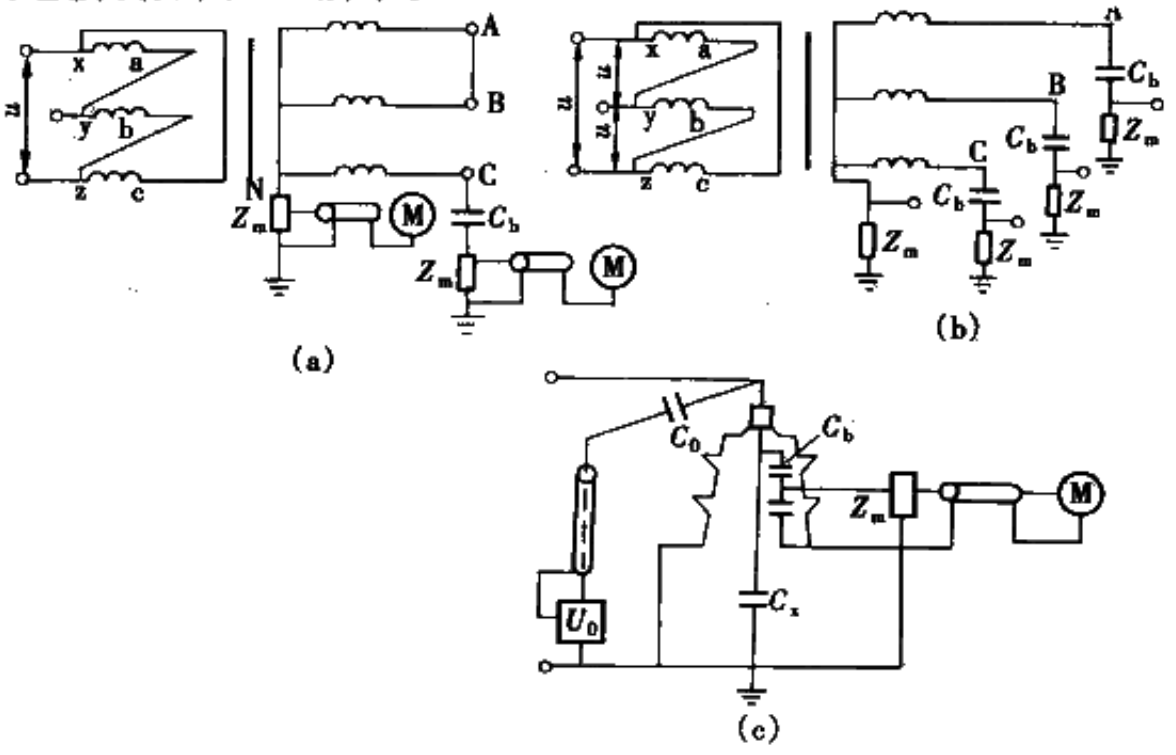


图 6-9 变压器局部放电试验的基本原理接线图

（a）单相励磁基本原理接线；（b）三相励磁基本原理接线；（c）在套管抽头测量和校准接线

C_b—变压器套管电容

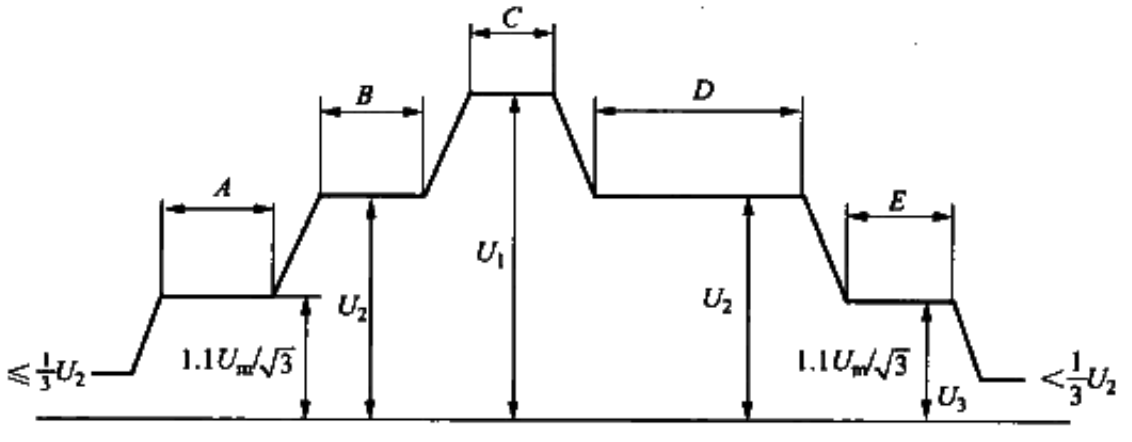
对于套管是电容式的，可利用其主电容作为耦合电容器 C_k。末屏端子对地串接测量阻抗 Z_m。当三相励磁时，也可以通过中性点串联测量阻抗 Z_m。

三、试验电源

局部放电试验电源一般采用中频电源，100～200Hz。目前，广泛使用的是电动机—发电机组和变频器产生中频电源作为局部放电试验电源。

四、试验步骤和加压时间

施加试验电压的时间顺序如图 6-10 所示。图 6-10 中，$U_1=1.7U_m/\sqrt{3}$，$U_2=1.5U_m/\sqrt{3}$，$U_3=1.1U_m/\sqrt{3}$。



$A=5\text{min}$；$B=5\text{min}$；$C=$试验时间；

$D\geqslant 60\text{min}$（对于 $U_m\geqslant 300\text{kV}$）或 30min（对于 $U_m<300\text{kV}$）；$E=5\text{min}$

图 6-10　局部放电施加试验电压顺序和时间

五、试验判断

对不同电压等级的变压器时序 D 结段的时间长短不同；对不同频率的试验电源时序 C 的时间不同，具体情况按国家标准执行。

六、试验注意事项

（1）防止套管放电，在试前给套管加均压装置。

（2）耦合电容器 C_k、电源升压变压器应选用无局部放电设备。

（3）分级绝缘变压器试验时，测量在线端进行。而自耦变压器连接的一对较高电压和较低电压线圈的线端也同时进行测量，并分别进行方波校准。

（4）放电量以相对稳定的最高重复脉冲为准，偶尔发生的较高的脉冲不作为最后的放电量考核，但应记录好备查。

（5）在进行局部放电试验时，如果发现放电量特别大，应立即停止试验，查明原因。

本章提示

局部放电试验是一种对早期电力设备缺陷进行检测的有效方法。本章介绍了电力设备局部放电产生的机理、局部放电检测的各种方法，重点介绍了检测局部放电的脉冲电流法和电力变压器的局部放电试验。

你知道实际放电量和视在放电量的关系吗？你知道如何进行视在放电量的校准吗？

本章重点

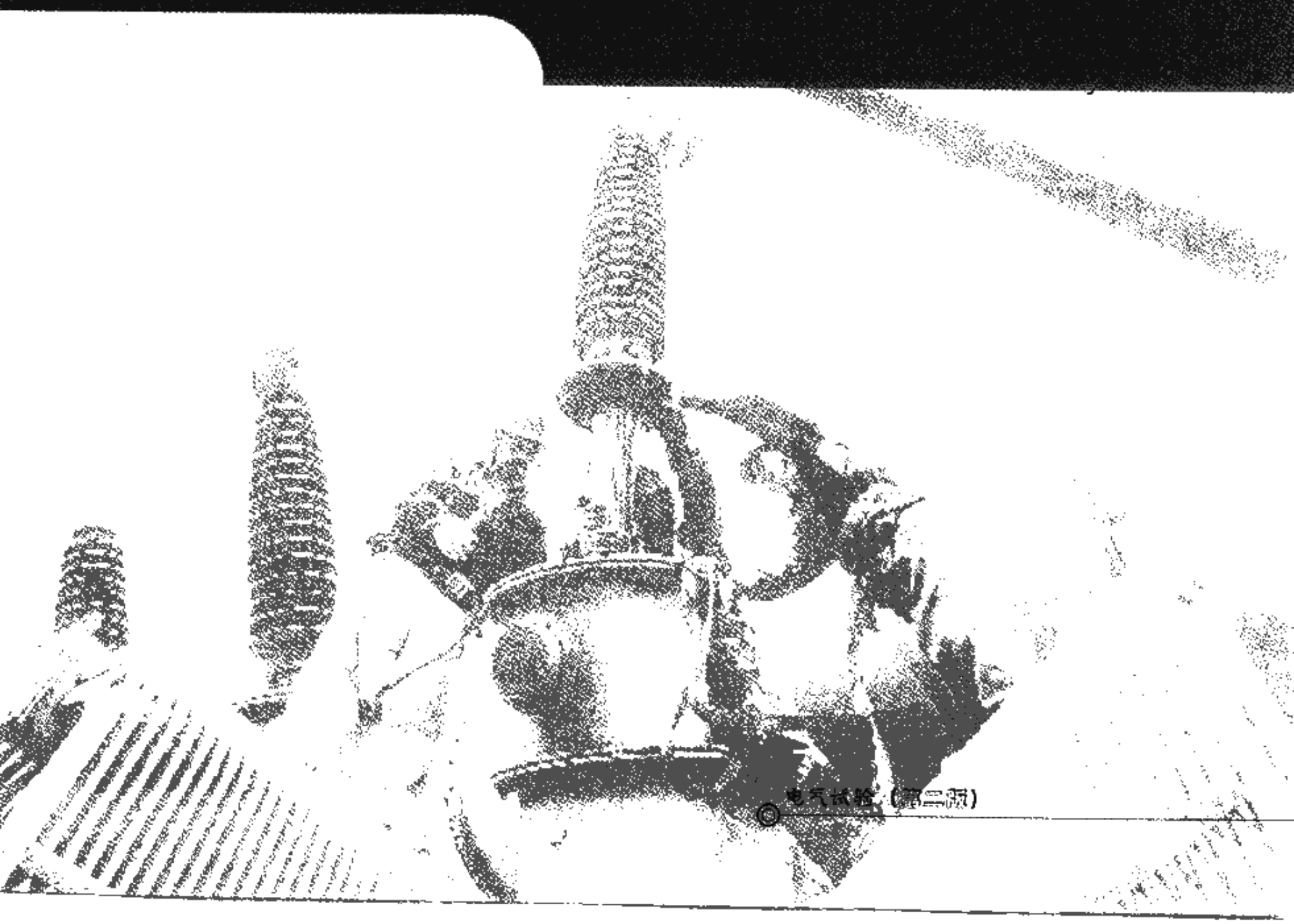
1. 局部放电的机理。
2. 脉冲电流法测量局部放电的方法。
3. 电力变压器局部放电试验的测量方法。

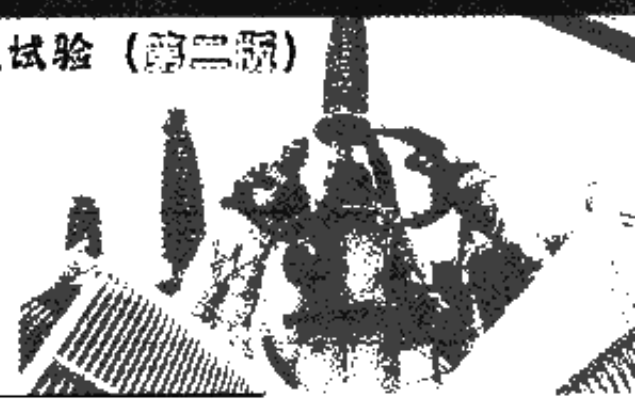
复习题

1. 何谓局部放电？
2. 怎样理解变压器局部放电是介于破坏性试验和非破坏性试验之间的试验。
3. 什么是局部放电的起始电压和熄灭电压？
4. 为什么进行局部放电试验之前先进行校准？
5. 实际放电量和视在放电量的关系？
6. 变压器局部放电试验接线有几种？各有什么特点？

第二篇

各类电力设备的预防性试验





第七章

电力变压器试验

电力变压器是发电厂、变电站和用电部门最主要的电力设备之一，是输变电能的电器。

近年来，随着电力工业的发展，电力变压器的数量日益增多，用途日益广泛，而且其绝缘结构、调压方式、冷却方式等均在不断发展中，对电力变压器进行预防性试验是保证电力变压器安全运行的重要措施。

电力变压器预防性试验项目主要有：

（1）测量绕组绝缘电阻和吸收比或/和极化指数。

（2）测量绕组泄漏电流。

（3）测量绕组介质损耗因数 $\tan\delta$。

（4）交流耐压试验。

（5）测量电容型套管的介质损耗因数 $\tan\delta$ 和电容值。

（6）测量轭铁梁和穿芯螺栓（可接触到的）的绝缘电阻，测量铁芯对地、铁芯对轭铁梁、穿芯螺栓对铁芯的绝缘电阻。

（7）测量绕组直流电阻。

（8）检查绕组所有分接头的电压比。

（9）校正三相变压器的组别或单相变压器的极性。

（10）测量空载电流和空载损耗。

（11）绝缘油试验及油中溶解气体色谱分析。

（12）检查有载分接开关的动作情况。

本章将着重介绍上述试验项目的试验方法、试验结果、判断标准以及注意事项。其中第（5）项将在本篇第十章中叙述，而第（11）项将在本篇第十五章中介绍，故在本章中不予介绍。

第一节　绕组绝缘电阻、吸收比和极化指数试验

一、测量方法

测量绕组绝缘电阻、吸收比和极化指数，能有效地检查出变压器绝缘整体受潮，部件表面受潮或脏污，以及贯穿性的集中性缺陷，如瓷件破裂、引线接壳、器身内有金属接地等缺陷。

测量绕组绝缘电阻时，应依次测量各绕组对地和对其他绕组间的绝缘电阻值。测量时，被测绕组各引线端均应短接在一起，其余非被测绕组皆短路接地。

绝缘电阻和吸收比测量的顺序及部位如表 7-1 所示。

表 7-1　　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	中压绕组	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

如果变压器为自耦变压器时，自耦绕组可视为一个绕组。如三绕组变压器高、中压绕组自耦时，则共测三次，测量顺序及部位如下：①低压绕组—高、中压绕组及地；②高、中、低压绕组—地；③高、中压绕组—低压绕组及地。

测量绝缘电阻时，对额定电压为 1000V 以上的绕组用 2500V 绝缘电阻表，其量程一般不低于 10000MΩ，1000V 以下者用 1000V 绝缘电阻表。

为避免绕组上残余电荷导致较大的测量误差，测量前或测量后均应将被测绕组与外壳短路充分放电，放电时间应不少于 2min。

对于新投入或大修后的变压器，应充满合格油并静止一定时间，待气泡消除后方可进行试验。一般 110kV 及以上变压器应静止 20h 以上；3～10kV 的变压器需静止 5h 以上。

测量时，以变压器顶层油温作为测量时的温度。

二、试验结果的分析判断

《规程》对绝缘电阻标准未作具体规定，表 7-2 给出的允许值供参考。

表 7-2　　油浸电力变压器绕组绝缘电阻的允许值（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
63～220	1200	800	540	360	240	160	100	70

注　同一变压器中压绕组和低压绕组的绝缘电阻标准与高压绕组相同。

除参考表 7-2 数据外，一般仍推荐综合分析方法：

（1）安装时绝缘电阻值不应低于出厂试验时绝缘电阻的 70%。

（2）预防性试验时绝缘电阻值不应低于安装或大修后投入运行前的测量值的 50%。

（3）同期同类型变压器同类绕组的绝缘电阻不应有明显异常。

（4）同一变压器绝缘电阻测量结果，一般高压绕组测量值应大于中压绕组测量值，中压绕组测量值大于低压绕组测量值。

温度对绝缘电阻影响很大，当温度增加时，绝缘电阻将按指数规律下降，为便于比较每

次测量结果，最好能在相近的温度下进行测量。当现场无法满足上述条件时，可对测量结果按式（7-1）或表 7-3 所示温度换算系数进行换算

$$R_2 = R_1 \times 1.5^{(t_1-t_2)/10} \tag{7-1}$$

式中 R_1、R_2——温度 t_1、t_2 时的绝缘电阻值。

表 7-3　　油浸电力变压器绝缘电阻的温度换算系数

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

若发现某一绕组绝缘电阻低于允许值或与比较值相比降低很多时，可利用绝缘电阻表屏蔽法确定变压器绝缘劣化的具体部位。如某变压器试验时绝缘电阻值如表 7-4 所示。

表 7-4　　某变压器绝缘电阻试验结果（试验温度 20℃）

位　置	高压绕组—中压绕组、低压绕组及地	中压绕组—高压绕组、低压绕组及地	低压绕组—高压绕组、中压绕组及地
测量结果（MΩ）	500	950	1100

从表 7-4 中所列数据可以看出：高压绕组—中压绕组、低压绕组及地的绝缘电阻，较中压绕组—高压绕组、低压绕组及地和低压绕组—高压绕组、中压绕组及地的绝缘电阻值均小。那么究竟哪一部分绝缘劣化，通过图 7-1 所示屏蔽法可以判断出绝缘劣化的具体部位。

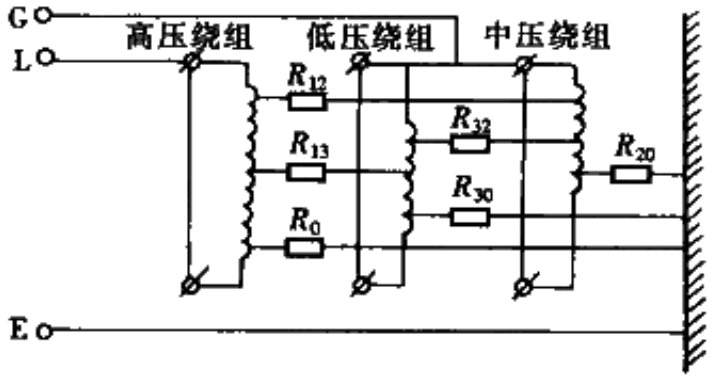


图 7-1　绝缘电阻表采用屏蔽法时的接线图

由图 7-1 可见，高压绕组加压，中压绕组与低压绕组不接地，而接绝缘电阻表屏蔽端子，外壳接地，这时绝缘电阻 R_{12}、R_{13} 中没有电流流过，而在 R_{20}、R_{30} 中虽有电流流过，但这些电流并不经过电流测量线圈，即这时测得的仅是高压绕组对地的绝缘电阻 R_0；同理可以测出高压绕组对中压绕组及高压绕组对低压绕组之间的绝缘电阻。表 7-5 示出了对同一变压器用屏蔽法测量的结果。

表 7-5　　绝缘电阻表屏蔽法测量绝缘电阻结果

测量部位	绝缘电阻（MΩ）	绝缘电阻表端子连接方式		
		L	E	G
高压绕组—低压绕组 R_{13}	3500	高压绕组	低压绕组	中压绕组及外壳
高压绕组—中压绕组 R_{12}	10000	高压绕组	中压绕组	低压绕组及外壳
高压绕组—地 R_{10}	600	高压绕组	中压绕组 低压绕组	外　壳

由表 7-5 可见，高压绕组对地的绝缘电阻最低为 600MΩ，而高压绕组对中压绕组、高压绕组对低压绕组的绝缘电阻较高，可以判断是高压绕组与接地部位之间的绝缘不良。经检查系高压绕组的中性点套管法兰部绝缘不良。处理后重测绝缘电阻，测得高压绕组对中压绕组、低压绕组及地的绝缘电阻为 3000MΩ，吸收比 $K=1.4$。

在测量绝缘电阻的同时应测量变压器的吸收比或极化指数，即测量加压 15s 与 60s 时的绝缘电阻，60s 与 15s 时的绝缘电阻之比，即吸收比。长期的实践证明，吸收比在反映变压器绝缘的局部缺陷及受潮方面是很灵敏的。一般对于高电压或大容量的电力变压器，多用吸收比指标来考核其绝缘性能。

《规程》对变压器吸收比的要求为：10～30℃时一般不低于 1.3。

近年来，随着变压器的超高压、大容量化以及变压器制造工艺的改进，大容量变压器吸收比偏低现象比较严重。如西北地区对 72 台大型变压器的 905 次测量结果进行了统计，吸收比小于 1.3 者占 13.9%，而其他绝缘项目（泄漏电流、tanδ 试验及油试验）均合格。如某供电部门对于吸收比小于 1.3 的变压器增测极化指数，即测量 10min 与 1min 时的绝缘电阻之比。《规程》规定极化指数不低于 1.5 可认为合格。

测量电力变压器绝缘电阻及吸收比时的有关注意事项，可参考第一篇第二章中有关内容。

另外，对于铁芯引到油箱外接地的变压器进行预防性试验时，应采用 1000V 绝缘电阻表摇测铁芯对地的绝缘电阻。测量时应将铁芯引出小套管的接地线断开后再进行。近年来，一些新式变压器不仅将铁芯引到油箱外接地，还将上轭铁梁上夹件接地引到油箱外接地，因此测量时不仅要测量铁芯对地绝缘电阻，还应测量轭铁梁对地、轭铁梁对铁芯之间的绝缘电阻。测量时先将铁芯及轭铁梁的接地引线断开，再用 1000V 绝缘电阻表测量。

对铁芯没有接地引出线的变压器进行预防性试验时不进行此项试验，而在变压器大修吊芯时进行。变压器吊芯时除测量铁芯对地、轭铁梁对铁芯的绝缘电阻外，还应测量穿心螺栓对铁芯、穿心螺栓对轭铁梁的绝缘电阻。

《规程》中对铁芯、穿心螺栓、轭铁梁对地及相互之间的绝缘电阻未做明确规定，但要求与以前测试值相比无显著差异。实测时应根据出厂值及历次试验值比较来判断。对于 220kV 及以上变压器，这些绝缘电阻一般不低于 500MΩ。

也有部门规定：对于电压 110kV、容量 63000kVA 及以上和电压 154kV 及以上的电力变压器，所有穿心螺栓对铁芯、夹件应能承受 2kV/min 的工频耐压试验；上下夹件、连接片、方铁等对铁芯应能承受 2kV/min 的工频耐压试验。对于其他变压器（电压 110kV 及以下、容量 50000kVA 及以下的电力变压器），可用 2500V 绝缘电阻表摇测绝缘电阻，代替工频耐压试验。

三、判断变压器绝缘受潮的其他方法

变压器绝缘受潮，除上面测量绝缘电阻、吸收比和极化指数外，还有电容法。

对于双层介质，其等价电路图如图 7-2 所示。

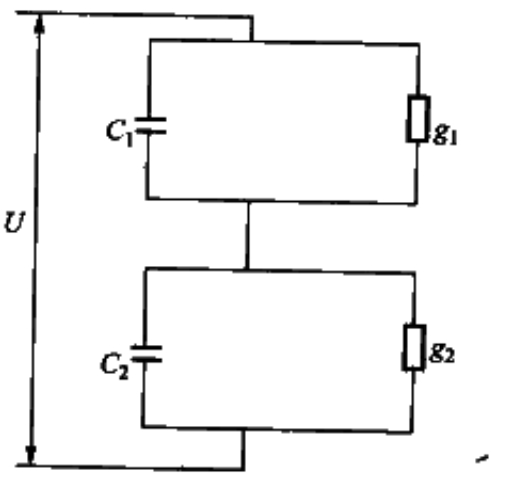


图 7-2　双层介质等价电路图

由图 7-2 可知，在交流电压作用下，等值电容量

$$C=C_g\left(\frac{k}{1+\omega^2\tau^2}\right) \tag{7-2}$$

式中　C_g——几何电容；

k——常数；

ω——交流电的角频率；

τ——层间极化过程的时间常数。

由于 C 和 ω、τ 有关，而 τ 又和温度 t 有关，所以，交流电压作用下 C 和 ω、t 有关系，由此

$$C=f\ (\omega,\ t) \tag{7-3}$$

由式（7-3）可知 C 和频率 f 有关，又和温度 t 有关。利用电容法判断绝缘受潮分为电容—温度法和电容—频率法两种。

（1）电容—温度法。经验证明，绝缘处于干燥时，电容量随温度升高而增大不多，一般不超过 20%；而受潮时，而上升很快，特别是在 40～80℃时，当 $C_{80}/C_{20}\leqslant 1.2$ 为干燥；$C_{80}/C_{20}>1.2$ 为潮湿。

电容—温度法测量接线图如图 7-3 所示。

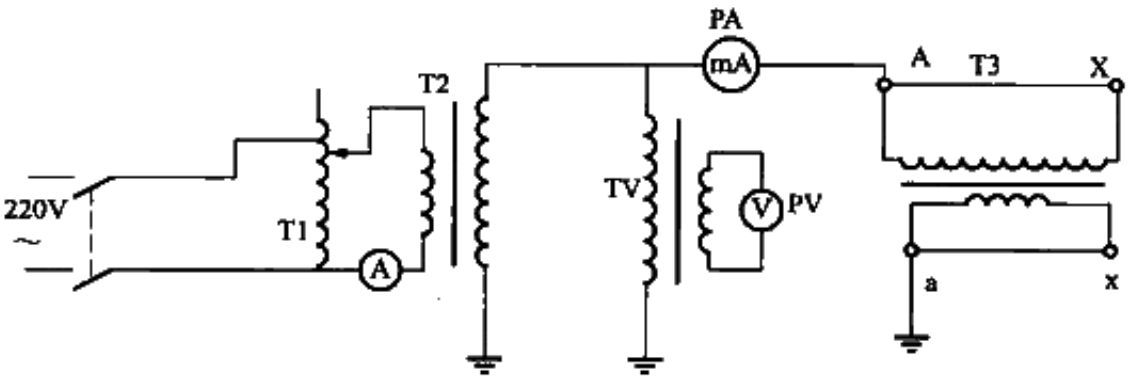


图 7-3　测量电容比接线图

T1—自耦调压器；T2—升压试验变压器；T3—被试变压器；TV—电压互感器；PA—电流表；PV—电压表

这种方法对新安装和刚停下来的设备不太适合，因为达到所测温度很困难；对于受潮变压器进行干燥过程中判断是否干燥合格，比较适合用。在干燥过程中在比较温度高时，测量 C_G 值，停止加热在冷却过程中，测量 C_{20} 的值，进行比较后就可判断干燥是否合格了。

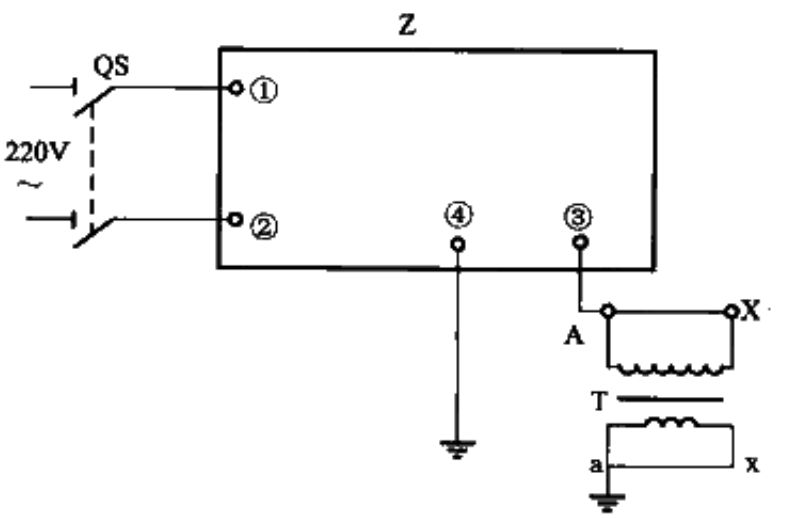


图 7-4　温度计接线图

T—被试变压器；QS—隔离开关；Z—湿度计

（2）电容—频率法。测量频率为 2Hz 和 50Hz 的电容值，然后以 C_2/C_{50} 比值判断绝缘是否受潮。这种方法测量采用专门的湿度检查仪进行，接线如图 7-4 所示。

湿度检查仪的原理是利用充放电法，通过测量绕组在不同的频率下的放电电流，从而得到相应电容值。接通电源后，调整电流表读数为零。把旋钮放在 2Hz 位置上，进行几次充放电，在电流表上读出电流平均值 I_2；用同样的方法读取 50Hz 的电流平均值 I_{50}，然后按下式计算

$$\frac{C_2}{C_{50}}=25\times\frac{I_2}{I_{50}} \tag{7-4}$$

C_2/C_{50} 判断标准如表 7-6 所示。

表 7-6　　C_1/C_{50}值的判断标准

变压器额定电压（kV）	温度（℃）		
	10	20	30
	C_2/C_{50}		
35 及以下	1.10	1.20	1.30
110 及以上	1.05	1.15	1.25

如果 C_2/C_{50}的值超过表 7-6 中数值，则认为变压器已受潮，尚需进一步检查绝缘油的 tanδ。当 tanδ 大于 1%时，应在无油的状况下重测 C_2/C_{50}，以排除油的影响。该项目试验时，应注意以下几点：①变压器的绝缘电阻值不能低于 15MΩ；②电流表读数常常不稳定，所以反复进行多次测量，读取平均值；③非被测绕组应短路接地。

第二节　泄漏电流试验

泄漏电流试验的试验原理和作用与绝缘电阻试验相似，只是试验电压较高，用微安级电流表监视，因而测量灵敏度较高。现场实践证明，它能较灵敏有效地发现象变压器套管密封不严进水，高压套管有裂纹等其他试验项目不易发现的缺陷。电压等级为 35kV 及以上，且容量为 10000kVA 及以上的变压器须进行泄漏电流试验，试验时应读取 1min 时的泄漏电流值。

测量变压器泄漏电流的试验接线与测量次数及部位，均与测量绝缘电阻的相同。测量时将直流高压试验装置的高压输出端接被测绕组，非被测绕组接外壳及地。

泄漏电流的判断标准，一般是与同类型设备数据比较或同一设备历年数据比较，不应有显著变化，并结合其他绝缘试验结果综合分析作出判断。《规程》列出的变压器泄漏电流试验电压值如表 7-7 所示。

表 7-7　　变压器绕组泄漏电流试验电压值（kV）

绕组额定电压	3	6～10	20～35	66～330	500
直流试验电压	5	10	20	40	60

注　在上述电压下读取 1min 时的泄漏电流。

第三节　介质损耗因数 tanδ 试验

tanδ 试验对发现中小型变压器（容量 90000kVA 以下）的绝缘整体受潮比较有效。测量变压器主体 tanδ 时应连同套管一起测量。单独套管的 tanδ 测量将在本书第十章中介绍。

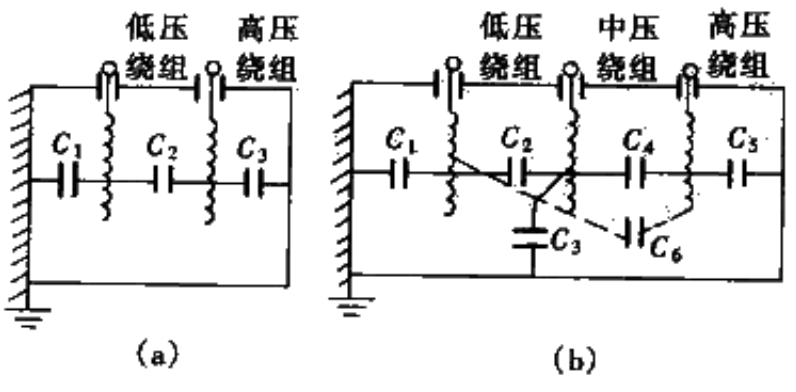


图 7-5　变压器主绝缘的等值电容
（a）双绕组变压器；（b）三绕组变压器

一、tanδ 测量接线

由于变压器外壳均直接接地，现场一般采用 QS1 电桥反接线法测量 tanδ。双绕组及三绕组变压器主绝缘的等值电容如图7-5所示。对双绕组和三绕组变压器，其 tanδ 测量部位如表7-8所列。用 QS1 电桥测量变压器的 tanδ 时，应将非被试绕组短路接地，加压绕组短

路并接高压。测量双绕组变压器的 tanδ 及电容量 C_x 的试验接线如图 7-6 所示。

表 7-8　　用 QS1 电桥测量变压器 tanδ 的部位

双绕组变压器			三绕组变压器		
试验序号	加　压	接　地	试验序号	加　压	接　地
1	高压绕组	低压绕组＋铁芯	1	高压绕组	中压绕组、铁芯、低压绕组
2	低压绕组	高压绕组＋铁芯	2	中压绕组	高压绕组、铁芯、低压绕组
3	高压绕组＋低压绕组	铁芯	3	低压绕组	高压绕组、铁芯、中压绕组
			4	高压绕组＋低压绕组	中压绕组、铁芯
			5	高压绕组＋中压绕组	低压绕组、铁芯
			6	低压绕组＋中压绕组	高压绕组、铁芯
			7	高压绕组＋中压绕组＋低压绕组	铁芯

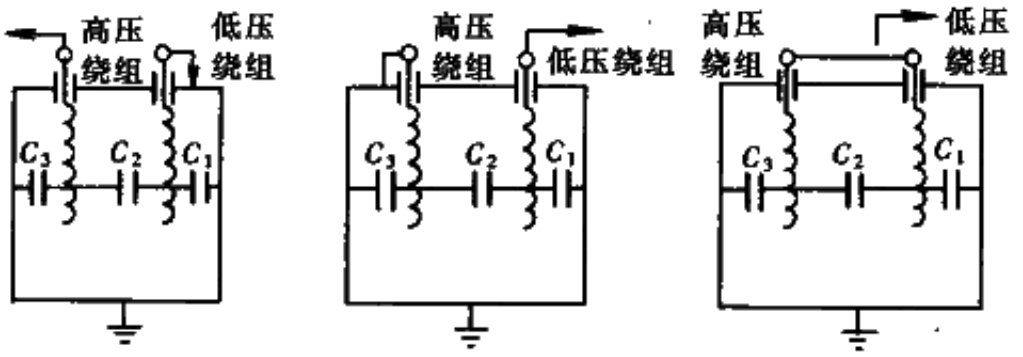


图 7-6　测量双绕组变压器的 tanδ 及 C_x 的接线图

（a）高压绕组—低压绕组及地；（b）低压绕组—高压绕组及地；（c）高、低压绕组—地

按图 7-3（a）接线进行测量时，可测得变压器高压绕组对低压绕组及地的 $\tan\delta_h$、C_h 为

$$C_h = C_2 + C_3$$

$$\tan\delta_h = \frac{C_2\tan\delta_2 + C_3\tan\delta_3}{C_2 + C_3} \tag{7-5}$$

同理，按图 7-3（b）可测得，低压绕组对高压绕组及地的 $\tan\delta_b$、C_b 为

$$C_b = C_1 + C_2$$

$$\tan\delta_b = \frac{C_1\tan\delta_1 + C_2\tan\delta_2}{C_1 + C_2} \tag{7-6}$$

按图 7-3（c）可测得高压绕组加低压绕组对地的 $\tan\delta_{h+b}$、C_{h+b} 为

$$C_{h+b} = C_1 + C_3$$

$$\tan\delta_{h+b} = \frac{C_1\tan\delta_1 + C_3\tan\delta_3}{C_1 + C_3} \tag{7-7}$$

根据实测得到的 C_h、$\tan\delta_h$、C_b、$\tan\delta_b$、C_{h+b}、$\tan\delta_{h+b}$，可求得绕组对地之间的电容 C_1、C_3，绕组之间电容 C_2 及相应的 $\tan\delta_1$、$\tan\delta_2$、$\tan\delta_3$ 的值。根据式（7-5）～式（7-7）可得

$$\left.\begin{aligned} C_1 &= \frac{C_b - C_h + C_{h+b}}{2} \\ C_2 &= C_b - C_1 \\ C_3 &= C_h - C_2 \end{aligned}\right\} \tag{7-8}$$

$$\left.\begin{aligned} \tan\delta_1 &= \frac{C_b\tan\delta_b - C_h\tan\delta_h + C_{h+b}\tan\delta_{h+b}}{2C_1} \\ \tan\delta_2 &= \frac{C_b\tan\delta_b - C_1\tan\delta_1}{C_2} \\ \tan\delta_3 &= \frac{C_h\tan\delta_h - C_2\tan\delta_2}{C_3} \end{aligned}\right\} \tag{7-9}$$

式（7-5）和式（7-6）的意义在于：当实测值出现异常时，即实测值 C_b、$\tan\delta_b$、C_h、$\tan\delta_h$、C_{h+b}、$\tan\delta_{h+b}$中某值与出厂值或初始值不符，且有明显异常时，可利用式（7-8）和式（7-9）推算出究竟是何部位有异常。

如某双绕组变压器的 $\tan\delta$ 和 C_x 的测量结果列于表 7-9。

表 7-9　　实测 $\tan\delta$ 和 C_x 结果

测量部位	C_x (pF)	$\tan\delta$ (%)
高压绕组—低压绕组、铁芯及地	3400	1.1
低压绕组—高压绕组、铁芯及地	5030	1.2
高、低压绕组—铁芯及地	3800	1.6

从表 7-8 试验结果可以看出，$\tan\delta$（%）值较大，究竟是何部位 $\tan\delta$ 异常？根据式（7-8）和式（7-9）可计算出

$$C_1 = \frac{5030 - 3400 + 3800}{2} = 2715(\text{pF})$$

$$\tan\delta_1(\%) = 1.5$$

$$C_2 = 5030 - 2715 = 2315(\text{pF})$$

$$\tan\delta_2(\%) = 0.8$$

$$C_3 = 3400 - 2315 = 1085(\text{pF})$$

$$\tan\delta_3(\%) = 1.7$$

由计算结果可以看出，$\tan\delta_1$ 与 $\tan\delta_3$ 偏大，即低压绕组对地及高压绕组对地的 $\tan\delta$ 较大，这可能是由于高压绕组和低压绕组对铁芯的绝缘受潮所致。高压绕组—低压绕组之间的 $\tan\delta_2$ 较小，说明高、低压绕组之间的绝缘是良好的。

同理，实测的 C_x 值与出厂及上次测量值有异常时，也可按式（7-8）和式（7-9）计算并分析出异常的具体部位，以便于判断处理。

测量三绕组变压器的 $\tan\delta$ 及 C_x 的接线图如图 7-7 所示。

当按图 7-7（a）接线进行测量时，可得

$$C_h = C_4 + C_5 + C_6$$

$$\tan\delta_h = \frac{C_4\tan\delta_4 + C_5\tan\delta_5 + C_6\tan\delta_6}{C_4 + C_5 + C_6} \tag{7-10}$$

同理，按图 7-7（b）接线时，可测得

$$C_c = C_2 + C_3 + C_4$$

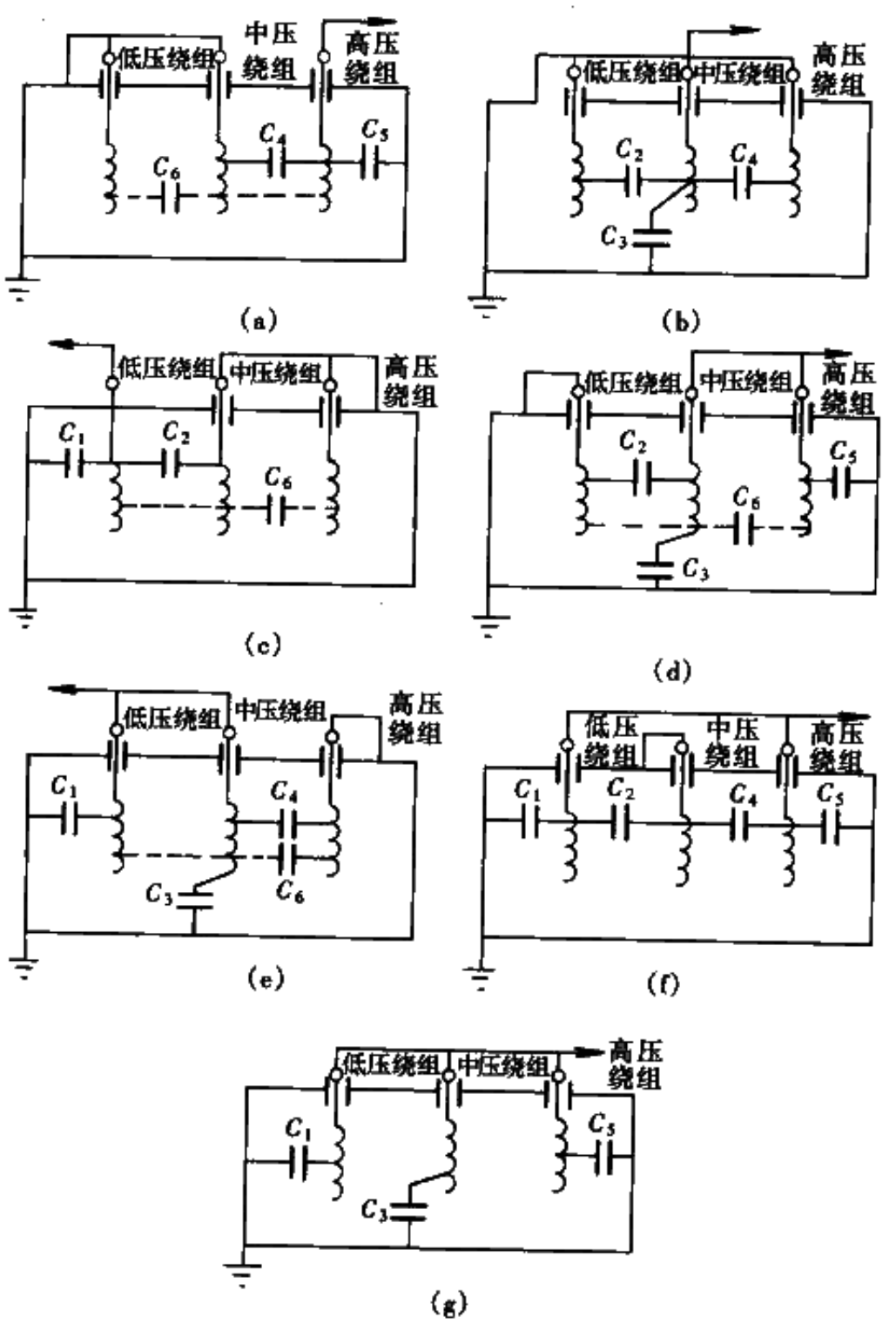


图 7-7　测量三绕组变压器的 tanδ 及 C_x 的接线图

(a) 高压绕组—中、低压绕组及地；(b) 中压绕组—高、低压绕组及地；
(c) 低压绕组—高、中压绕组及地；(d) 高、中压绕组—低压绕组及地；
(e) 中、低压绕组—高压绕组及地；(f) 高、低压绕组—中压绕组及地；
(g) 高、中、低压绕组—地

$$\tan\delta_c = \frac{C_2\tan\delta_2 + C_3\tan\delta_3 + C_4\tan\delta_4}{C_2 + C_3 + C_4} \tag{7-11}$$

按图 7-7 (c) 接线时，可测得

$$C_b = C_1 + C_2 + C_6$$

$$\tan\delta_b = \frac{C_1\tan\delta_1 + C_2\tan\delta_2 + C_6\tan\delta_6}{C_1 + C_2 + C_6} \tag{7-12}$$

按图 7-7 (d) 接线时，可测得

$$C_{h+c} = C_2 + C_3 + C_5 + C_6$$

$$\tan\delta_{h+c} = \frac{C_2\tan\delta_2 + C_3\tan\delta_3 + C_5\tan\delta_5 + C_6\tan\delta_6}{C_2 + C_3 + C_5 + C_6} \tag{7-13}$$

按图 7-7 (e) 接线时，可测得

$$C_{c+b} = C_1 + C_3 + C_4 + C_6$$

$$\tan\delta_{c+b} = \frac{C_1\tan\delta_1 + C_3\tan\delta_3 + C_4\tan\delta_4 + C_6\tan\delta_6}{C_1 + C_3 + C_4 + C_6} \tag{7-14}$$

按图 7-7（f）接线时，可测得

$$C_{h+b} = C_1 + C_2 + C_4 + C_5$$

$$\tan\delta_{h+b} = \frac{C_1\tan\delta_1 + C_2\tan\delta_2 + C_4\tan\delta_4 + C_5\tan\delta_5}{C_1 + C_2 + C_4 + C_5} \tag{7-15}$$

按图 7-4（g）接线时，可测得

$$C_{h+c+b} = C_1 + C_3 + C_5$$

$$\tan\delta_{h+c+b} = \frac{C_1\tan\delta_1 + C_3\tan\delta_3 + C_5\tan\delta_5}{C_1 + C_3 + C_5} \tag{7-16}$$

联立式（7-7）～式（7-13），可求得各绕组对地及各绕组之间的 $\tan\delta$ 和 C_x 值。它们分别为

$$C_2 = [2(C_c + C_b - C_{c+b}) + (C_h + C_{h+c+b}) - (C_{h+c} + C_{h+b})] \times \frac{1}{2}$$

$$C_4 = [2(C_h + C_c - C_{h+c}) + (C_b + C_{h+c+b}) - (C_{h+b} + C_{c+b})] \times \frac{1}{2}$$

$$C_6 = [2(C_h + C_b - C_{h+b}) + (C_c + C_{h+c+b}) - (C_{h+c} + C_{c+b})] \times \frac{1}{2}$$

$$C_1 = C_b - C_2 - C_6$$

$$C_3 = C_c - C_2 - C_4$$

$$C_5 = C_h - C_4 - C_6$$

$$\tan\delta_1 = \frac{C_{h+c+b}\tan\delta_{h+c+b} + C_b\tan\delta_b - C_{h+c}\tan\delta_{h+c}}{2C_1}$$

$$\tan\delta_3 = \frac{C_{h+c+b}\tan\delta_{h+c+b} + C_c\tan\delta_c - C_{h+b}\tan\delta_{h+b}}{2C_3}$$

$$\tan\delta_5 = \frac{C_{h+c+b}\tan\delta_{h+c+b} + C_h\tan\delta_h - C_{c+b}\tan\delta_{c+b}}{2C_5}$$

$$\tan\delta_2 = \frac{C_b\tan\delta_b - C_6\tan\delta_6 - C_1\tan\delta_1}{C_2}$$

$$\tan\delta_4 = \frac{C_h\tan\delta_h - C_6\tan\delta_6 - C_5\tan\delta_5}{C_4}$$

$$\tan\delta_6 = \frac{1}{2C_6}[(C_h\tan\delta_h + C_c\tan\delta_c + C_b\tan\delta_b - C_{h+c+b}\tan\delta_{b+c+b}) - 2(C_{h+b}\tan\delta_{h+b} - C_5\tan\delta_1 - C_1\tan\delta_1)]$$

同双绕组变压器一样，上述公式的意义在于当实测值有异常时，通过上述公式计算出的介质损耗因数 $\tan\delta$ 值，可找出发生异常的确切部位，以便于分析处理。

对于新投或大修后的变压器，一般要求按表 7-7 项目全部进行测量，以积累原始数据。当投入运行后，双绕组变压器只测 1、2 项，三绕组变压器只测 1、2、3 项。当发现有明显异常时，可对全部项目进行测量，并通过计算，找出异常的确切部位。

二、试验电压

采用 QS1 电桥进行变压器 $\tan\delta$ 试验时，为便于历次比较，所施加试验电压的标准为：

对于额定电压为 10kV 及以上的变压器，无论是已注油还是未注油的均为 10kV；对于额定电压为 10kV 以下的变压器，试验电压应不超过绕组的额定电压。1000V 以下的绕组可不进行 tanδ 试验。

三、变压器 tanδ 测量的影响因素

1. 测量接线的影响

测量变压器 tanδ 时，要求将被测绕组分别短路，非被测绕组也应短路接地，以免由于绕组的电感造成各侧绕组端部和尾部电位相差较大，影响测量的准确度。

被测绕组两端不短接时，可以看成是电感和绕组对地分布电容组成的链形回路。为了定性分析，可以把链形回路简化为集中的电容、电阻并联于电感两端的等值回路，如图 7-8（a）所示。

由图 7-8（b）可知，此时测得的 tanδ 是外施电压 $\dot{U}$ 与电流 $\dot{I}$ 夹角的余角的正切值，$\dot{I}=\dot{I}_1+\dot{I}_2$，$\dot{I}_1$是无电感影响时的电流，由于 $\dot{I}_2$流过电感 L 和电容 C_2、电阻 R_2 的并联回路，所以 $\dot{I}_2$将比 $\dot{I}_1$更滞后于 $\dot{I}_{C1}$，$\dot{I}_1$与 $\dot{I}_2$合成的电流 $\dot{I}$ 也比 $\dot{I}_1$更滞后于 $\dot{I}_{C1}$，从相量图可以明显看出 $\delta>\delta_1$，所以实测 tanδ 值大于真实的 $\tan\delta_1$ 值，即 $\tan\delta>\tan\delta_1$。

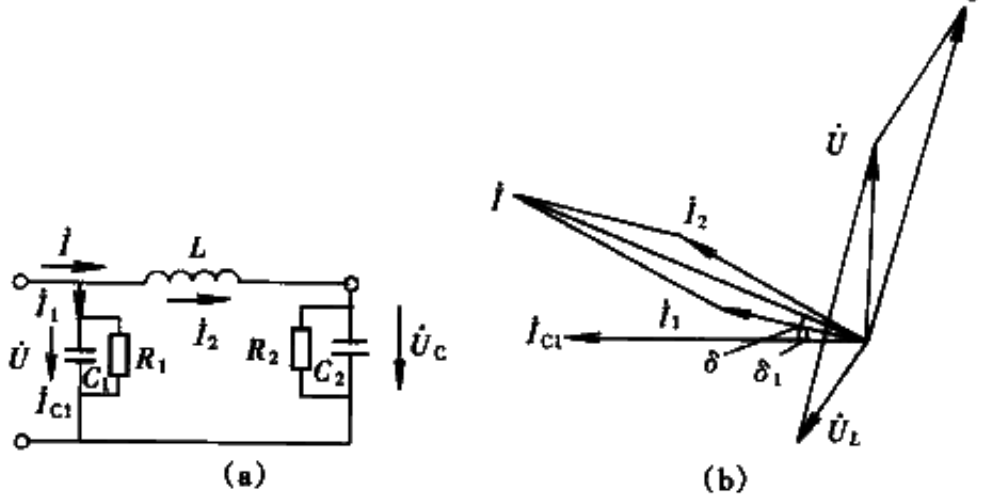


图 7-8　绕组两端不短接时的等值电路及相量图

（a）等值电路；（b）相量图

当绕组两端短接后加压，由于电容电流从绕组两端进入，产生互相抵消的磁通，使电感影响最小，将不致产生太大误差。

同理，对于接地或屏蔽绕组的出线端，也应全部短接。

2. 温度的影响

温度对测量变压器 tanδ 有较大的影响。一般来说，温度越高，tanδ 越大。运行中变压器的结构各异，材料不同，不能用一个统一的温度换算系数来进行不同温度下 tanδ 的换算，因此测量变压器 tanδ 最好在油温低于 50℃时测量。不同温度下的 tanδ 值可按式（7-17）或附录 E、F 给定的温度换算系数进行换算，此时换算的 tanδ 值只能作为判断时的参考。换算公式为

$$\tan\delta_2=\tan\delta_1\times 1.3^{(t_2-t_1)/10} \tag{7-17}$$

式中　$\tan\delta_1$、$\tan\delta_2$——温度 t_1、t_2 时的 $\tan\delta$ 值。

3. 变压器套管 $\tan\delta$ 的影响

测量得出的变压器绕组的 $\tan\delta$ 和 C_x 包括了变压器套管的 $\tan\delta$ 和 C_x。第一篇第四章中已分析了不同介质串联、并联、串并联时 $\tan\delta$ 的规律：在串联、并联、串并联电路中，整体介质损耗因数 $\tan\delta$，必大于其中最小值，而小于其中最大值；单独介质影响整体介质损耗因数 $\tan\delta$ 的大小取决于其本身电容量占整体电容量的比例；单独介质的电容量越大，其对整体 $\tan\delta$ 的影响也越大。

对变压器而言，变压器绕组对地的电容量一般远大于变压器套管对地的电容量，因此，在对变压器进行 $\tan\delta$ 测量时，变压器套管本身的绝缘状况对整体 $\tan\delta$ 值影响不大。换言之，测量变压器绕组的 $\tan\delta$ 时，对连接在相应测试绕组上的套管的绝缘缺陷反映是不灵敏的。

四、分流器位置的选择

用 QS1 电桥测量变压器的 $\tan\delta$ 时，应注意选择合适的分流器位置。分流器的位置取决于被试变压器测量绕组对接地绕组及地的电容量。一般情况下分流器位置可参照表 7-10 选择。

表 7-10　　QS1 电桥分流器位置与被试变压器容量的关系

变压器容量（kVA）	三绕组变压器			双绕组变压器		
	50000	31500	20000	10000	5000	31500
高压绕组对中压绕组、低压绕组及地的电容量（pF）及分流器位置	14200 (0.06)	11400 (0.06)	8700 (0.06)	6160 (0.025)	4200 (0.025)	7200 (0.025)
中压绕组对高压绕组、低压绕组及地的电容量（pF）及分流器位置	24800 (0.15)	11800 (0.06)	13200 (0.06)	9600 (0.06)		
低压绕组对高压绕组、中压绕组及地的电容量（pF）及分流器位置	19300 (0.06)	19300 (0.06)	12000 (0.06)	9500 (0.06)	6800 (0.025)	1480 (0.06)

注　1. 所列变压器均为铝绕组电力变压器，括号中数据为分流器位置。

2. 表中没有列出的变压器，可根据其上、下容量近似地估算分流器位置。

3. 同容量的双绕组变压器的绕组电容量比三绕组变压器的小；同容量铜绕组变压器电容量比铝绕组变压器的小。

4. 分流器位置是按试验电压为 10kV 时选择的。

五、分析判断

（1）依据《规程》进行判断。《规程》规定 20℃时 $\tan\delta$ 测量值不应大于表 7-11 中所列的数据。

表 7-11　　20℃时不同变压器额定电压的 $\tan\delta$ 允许值

变压器额定电压（kV）	35 及以下	66～220	330～500
$\tan\delta$ 允许值（%）	1.5	0.8	0.6

注　同一变压器各绕组 $\tan\delta$ 的要求值相同。

（2）$\tan\delta$ 值与历次测量数值比较，不应有显著变化（一般不大于 30%）。现场实测经验表明，测量 $\tan\delta$ 值虽小于表 7-11 所列数据，但较往年试验数据有较大变化的变压器往往有异常，因此不能单靠 $\tan\delta$ 的数值来判断，而应比较变压器历次 $\tan\delta$ 数值的变化发展趋势。

新e代
www.elecm.com

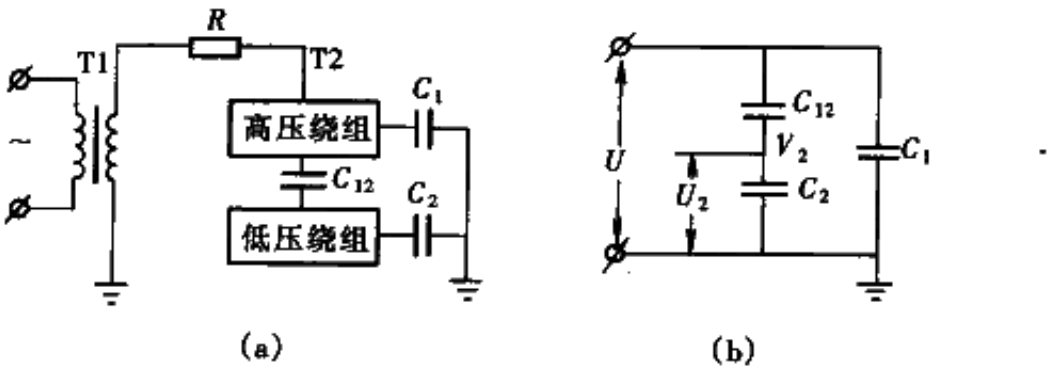


图 7-11　低压绕组悬浮时的电位分布

(a) 等值电路；(b) 电位分布

一般情况下，将出现低压绕组的电位 V_2 高于试验电压，引起低压绕组的对地放电或绝缘损坏。

【例 7-1】　某 SFL7500 型变比为 110/10kV 的电力变压器，测得 $C_{12}=1925$pF，低压绕组对地的电容 $C_2=6500$pF，试求用图 7-7 (b) 接线进行试验时低压绕组的对地电位？

解　按《规程》规定，110kV 变压器交接时交流耐压试验电压 U 取 170kV。计算出

$$U_2=\frac{C_{12}}{C_{12}+C_2}\times U=\frac{1925}{1925+6500}\times 170=38.84(\text{kV})$$

而低压绕组的额定电压为 10kV，交接时交流耐压试验电压值为 30kV，出厂试验值为 35kV，均小于 38.84kV。低压绕组对地电位偏高，易造成低压绕组绝缘损坏。

二、试验电压

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标准如表 7-12 所示。

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，交流耐压试验电压标准应不低于表 7-13 中的数值。

表 7-12　　电力变压器交流耐压试验电压值及操作波试验电压值 (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		线端操作波试验电压值	
		全部更换绕组	部分更换绕组	全部更换绕组	部分更换绕组	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	35	30
6	6.9	25	21	25	21	50	40
10	11.5	35	30	35	30	60	50
15	17.5	45	38	45	38	90	75
20	23.0	55	47	55	47	105	90
35	40.5	85	72	85	72	170	145
66	72.5	140	120	140	120	270	230
110	126.0	200	170 (195)	95	80	375	319
220	252.0	360 395	306 336	85 (200)	72 (170)	750	638

续表

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		线端操作波试验电压值	
		全部更换绕组	部分更换绕组	全部更换绕组	部分更换绕组	全部更换绕组	部分更换绕组
330	363.0	460 510	391 434	85 (230)	72 (195)	850 950	722 808
500	550.0	630 680	536 578	85 140	72 120	1050 1175	892 999

注 1. 括号内数值适用于不固定接地或经小电抗接地系统。

2. 操作波的波形为：波头大于 20μs，90%以上幅值持续时间大于 200μs，波长大于 500μs；负极性三次。

表 7-13　　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	66
试验电压	2	8	13	19	26	64	105

出厂试验电压与表 7-12 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 7-13 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。

变压器交流耐压试验中异常现象的分析，可参见本书第五章有关内容。

第五节　直流电阻试验

变压器绕组直流电阻的测量是变压器试验中一个重要的试验项目。直流电阻试验，可以检查出绕组内部导线的焊接质量，引线与绕组的焊接质量，绕组所用导线的规格是否符合设计要求，分接开关、引线与套管等载流部分的接触是否良好，三相电阻是否平衡等。直流电阻试验的现场实测中，发现了诸如变压器接头松动，分接开关接触不良、挡位错误等许多缺陷，对保证变压器安全运行起到了重要作用。

一、测量方法

1. 压降法

这是一种测量直流电阻的最简单的方法。在被试电阻上通以直流电流，用合适量程的毫伏表或伏特表测量电阻上的压降，然后根据欧姆定律计算出电阻，即为压降法。

为了减小接线所造成的测量误差，测量小电阻（1Ω 以下）时，采用图 7-12（a）所示接线，测量大电阻（1Ω 及以上）时，采用图 7-12（b）所示接线。

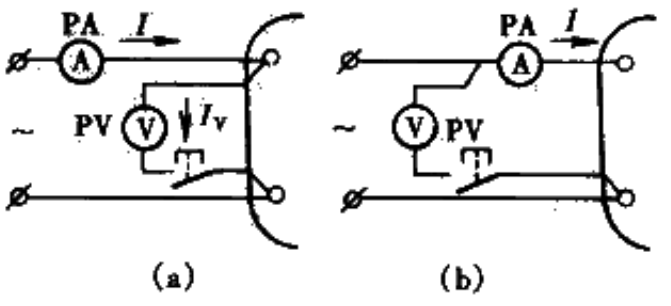


图 7-12　压降法测量电阻接线图
（a）测量小电阻；（b）测量大电阻

按图 7-12（a）接线时，考虑电压表 PV 内阻 r_V 的分路电流 I_V，则被试绕组电阻应为

$$R'=\frac{U}{I-I_V}=\frac{U}{I-U/r_V}$$

实际上，现场测量一般均以 $R=U/I$ 计算，则绕组电阻测量误差为（R/r_V）×100%，R 越小，误差越小，所以此种接线适用于测量小电阻。

按图 7-12（b）接线时，考虑电流表 PA 电阻 r_A 上的电压降，则被试绕组电阻应为

$$R'=\frac{U-Ir_A}{I}$$

若仍以 $R=U/I$ 计算，绕组实际电阻应减去差值 $\alpha=r_A$，绕组电阻测量误差为（r_A/R）×100%，R 越大，误差越小，所以此种接线适用于测量大电阻。

压降法所用的直流电源，可采用蓄电池、精度较高的整流电源、恒流源等。

由于变压器绕组的电感较大，所以测量时必须注意在电源电流稳定后，方可接入电压表进行读数；而在断开电源前，一定要先断开电压表，以免反电动势损坏电压表。

压降法虽然比较简便，但准确度不高，灵敏度偏低，厂家与运行部门多采用电桥法测量绕组直流电阻。

2. 电桥法

用电桥法测量时，常采用单臂电桥和双臂电桥等专门测量直流电阻的仪器。被测电阻 10Ω 以上时，采用单臂电桥；被测电阻 10Ω 及以下时，采用双臂电桥。对于小容量变压器，单臂电桥可采用 4.5V 及以上的干电池作为电源，双臂电桥采用 1.5～2V 的多节并联干电池或蓄电池作为电源，直接测量变压器绕组直流电阻。

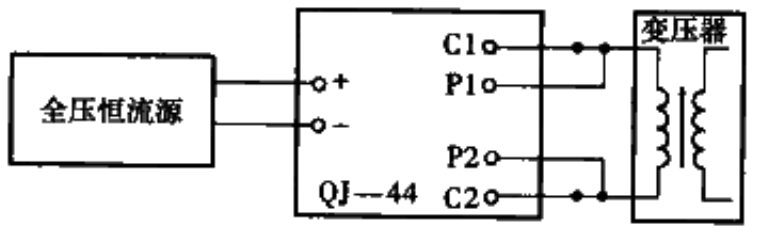


图 7-13　用全压恒流源作电源测量直流电阻的接线

当变压器容量较大时，用干电池等作为电源，充电时间很长，现在一般厂家及运行部门均采用全压恒流电源作电桥的测量电源。常用的恒流源有 QHY—5A 型、QHY—7A 型等。图 7-13 所示接线，大大缩短了测量时间，而且操作简单，受到了试验人员的欢迎。

用电桥法测量准确度高，灵敏度高，并可直接读数。

用电桥测量变压器绕组电阻时，由于绕组的电感较大，同样需等充电电流稳定后，再合上检流计开关；测取读数后拉开电源开关前，先断开检流计。测量 220kV 及以上的变压器绕组电阻时，在切断电源前，不但要断开检流计开关，而且要将被试品接入电桥的测量电压线也断开，防止由于拉电源瞬间的反电动势将桥臂电阻间的绝缘击穿和桥臂电阻对地等部位击穿。

二、新的测量方法

由于变压器容量增大，特别是五柱铁芯和低压绕组为三角形联结的大型变压器，测试绕组直流电阻的电流达到稳定的时间达数小时甚至 10 多小时，不仅时间长，而且还不能保证测量准确。经过多年的研究，这个问题有了突破性进展。

成功测量变压器绕组直流电阻最为关键的问题把自感效应降低到最小程度，其方法介绍如下。

1. 助磁法

该方法是强迫铁芯磁通迅速饱和，从而降低自感效应，减少测量时间。

（1）用大容量直流电源，增加测量电流的值。如用 2 只 190Ah 的蓄电池，通 40A 的电流，测量 250MVA/500kV 自耦变压器中压绕组的直流电阻值，每个分接只需 1～2min。

（2）将高压、低压绕组串联起来通上电流，采用同相位和同极性的高压绕组助磁。由于高压绕组匝数远比低压绕组多，用较小的电流值使铁芯饱和。如一台 360MVA/220kV 变压器，铁芯为五柱式，低压绕组为三角形联结，通 10A 电流，在 15min 内就可以同时测出一相的高压、低压绕组的电阻值。

（3）采用恒压恒流源法的直阻测量仪法。它利用电子电路实现自动调节，在极短时间内把稳压源平稳地转人稳流源，而且输出电流最大达 40A，适用于各类变压器测量。如果把高、低压绕组串联起来应用双通道对高、低压绕组同时测量，解决了三相五柱式大容量变压器直流电阻测量的困难。如测量一台 360MVA/500kV 变压器绕组直流电阻大约 30～40min。该方法测量接线图如图 7-14 所示。

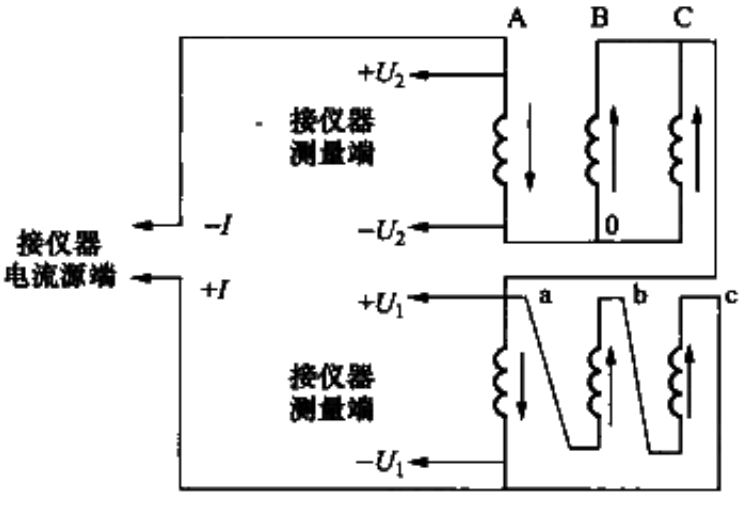


图 7-14　助磁法同时测量高低压绕组电阻接线图

2. 消磁法

和上面讲的助磁法相反，消磁法力求通过铁芯的磁通为零。使用的方法有以下两种：

（1）零序阻抗法。该方法仅适用于三柱铁芯 YN 联结的变压器。将三相绕组并联起来同时加电流，由于磁通需经过气隙闭合，磁路的磁阻增大，绕组的电流随之减小，达到测量电阻时间短的目的。

（2）磁通势抵消法。试验时除被测绕组加电流外，非被测绕组中也通电流，使两者产生的磁通势大小相等而方向相反，达到互相抵消，使铁芯中磁通趋近于零，绕组中的电感量降到最小值，达到缩短测试时间的目的。如对一台 120MVA/220kV 三相五柱式变压器采用消磁法和恒流法测量高、中、低压绕组的直流电阻测量，3min 达到稳定。比单用恒流法缩短充电时间 10 倍以上。消磁法测量高压绕组直流电阻接线图如图 7-15 所示。

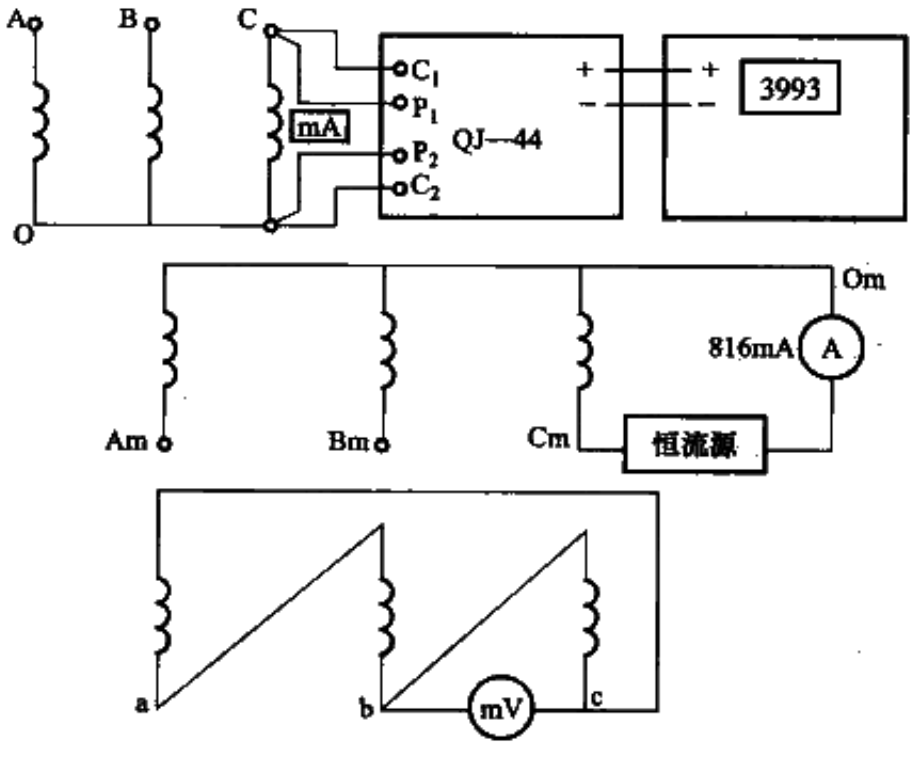


图 7-15　消磁法测量高压绕组电阻的接线图

3. 新的测试仪器特点

现场目前使用的变压器绕组直流电阻测试仪品种比较多，但共同的一个特点就是快速测量。如 JD^{2540}_{2550} 型变压器直流电阻测试仪，其主要特点如下：该仪器采用单片机作为处理的核心，对整体进行控制，自动完成校验、稳流判断、数据处理、阻值显示等功能，可供测量各种类型变压器绕组的直流电阻值。具有操作简单、精度高、抗干扰、防振、携带方便等特点。

（1）性能特点。

1）采用全新电源技术，输出电流大。

2）具有双通道测量及打印功能，可极大地节省时间，更加适合绕组的常态和温升试验工作。

3）快速测量，结果稳定可靠。

4）测试精度高，重复性好。

5）操作简单、便于携带，适合野外作业。

（2）技术指标。

1）输出电压：DC 20V。

2）输出电流：JD2540 型　10～40A；

JD2550 型　12～50A。

3）最小分辨率：0.1μΩ。

4）量程：JD2540 型 10A 1mΩ～2Ω；20A 1mΩ～1Ω；40A 0.5～500mΩ；

JD2550 型 12A 1mΩ～1.6Ω；25A 1mΩ～0.8Ω；50A 0.4～400mΩ。

5）精度：0.2%。

6）工作电源：AC 220V±10%，（50±1）Hz。

7）功率：1000W—2540 型；1200V—2550 型。

8）环境湿度：<90%kH。

9）质量：2540 型 207kg；2550 型 20kg。

10）外形尺寸：470×210×480（单位为 mm）。

三、测量中的注意事项

影响变压器绕组直流电阻测量准确度的因素很多，如测量表计的准确度等级、接线的方法、电流稳定情况等均会影响测量的准确度。测量前应对这些因素加以考虑，以减小或避免可能产生的测量误差，而得到较为准确的测量电阻值。

测试时应注意以下方面：

（1）测量仪表的准确度应不低于 0.5 级。

（2）导线与仪表及测试绕组端子的连接必须良好。用单臂电桥测量时测量结果应减去引线电阻。测量时双臂电桥的四根线（C1、P1、C2、P2）应分别连接，C1、C2 引线应接在被测绕组外侧，P1、P2 接在被测绕组内侧，以避免将 C1、C2 与绕组连接处的接触电阻测量在内。

（3）准确记录被试绕组的温度。IEC 国际标准中规定了测量绕组温度的要求和方法。对于干式变压器，温度应取绕组表面不少于三个温度计的平均值。油浸变压器，器身浸入油中，停电静放 3h 后，方能确定油的平均温度，认为此时绕组温度与油的平均温度相同。油的温度为变压器上层油温减去冷却装置中进出口油温之差的 1/2。

为了便于与出厂和历次测量的数值比较，应将不同温度下测得的绕组电阻值换算至75℃时的阻值。换算公式为

$$R_{75℃} = R_t\left(\frac{T+75}{T+t}\right)$$

式中 $R_{75℃}$——75℃时的电阻值；

R_t——实测温度下的电阻值；

T——常数，铜导线为235，铝导线为225；

t——测试时绕组温度，℃。

（4）测量大型高压变压器绕组的直流电阻时，测量绕组及其他非被测的各电压等级的绕组应与其他设备断开（如避雷器），不能接地并禁止有人工作，以防止直流电源投入或断开时可能产生的感应高压危及安全，且非被测绕组接地会导致产生较大的测量误差。

四、测量结果的判断

1. 按《规程》判断

《规程》规定：

（1）1.6MVA以上的变压器，各相绕组直流电阻相互间的差别（又称相间差）不应大于三相平均值的2%；无中性点引出的绕组直流线电阻相互间的差别（又称线间差）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）测得值与以前（出厂或交接时）相同部位测得值比较，其变化不应大于2%。

线间差或相间差百分数的计算公式为

$$\Delta R_x = \frac{R_{max} - R_{min}}{R_{av}} \times 100\%$$

对线电阻而言 $$R_{av} = \frac{1}{3}(R_{AB} + R_{BC} + R_{AC})$$

对相电阻而言 $$R_{av} = \frac{1}{3}(R_{A0} + R_{B0} + R_{C0})$$

式中 ΔR_x——线间差或相间差的百分数，%；

R_{max}——三线或三相实测值中的最大电阻值，Ω；

R_{min}——三线或三相实测值中最小电阻值，Ω；

R_{av}——三线或三相实测值的平均电阻值，Ω。

【例7-2】 某SFSL—10000/110型变压器测得高压绕组线电阻分别为$R_{AB}=0.763\Omega$，$R_{BC}=0.772\Omega$，$R_{AC}=0.760\Omega$，求ΔR_x。

解

$$R_{av} = \frac{0.763+0.772+0.760}{3} = 0.765(\Omega)$$

$$\Delta R_x = \frac{0.772-0.760}{0.765} \times 100\% = 1.57\%$$

按《规程》规定ΔR_x应不大于1%，该变压器线间电阻差$\Delta R_x=1.57\%>1\%$，为不合格。

有载调压变压器应在所有分接头上测量直流电阻；无载调压变压器大修后应在各侧绕组

的所有分接头位置上测量直流电阻。运行中更换分接头位置后，只在使用分接头位置上测量直流电阻。

2. 三相电阻不平衡的分析

三相电阻不平衡或实测值与设计值（出厂试验值）相差太多，一般有以下几种原因：

（1）变压器套管中导电杆和内部引线接触不良。现场发现多起变压器大修后套管中导电杆和内部引线连接处螺栓紧固不紧，造成接头发热现象。

（2）分接开关接触不良。由于分接开关内部不清洁、电镀脱落、弹簧压力不够等造成个别分接头的电阻偏大，三相电阻不平衡。

（3）大容量变压器的低压绕组采用双螺旋或四螺旋式，由于螺旋间导线互移，引起每相绕组间的电阻不平衡。

（4）焊接不良。由于引线和绕组焊接质量不良造成接触处电阻偏大，或多股并绕绕组的一股或几股没有焊上，造成电阻偏大。

（5）电阻相间差在出厂时就已超过规定。

（6）错误的测量接线及试验方法。

1）造成电阻不平衡的错误测量接线和试验方法一般有：①充电时间不够，电流未稳定时即读取测量值。②测量接线与变压器接头连接位置不对，即测量时电压引线在电流引线的外侧或与电流引线同一位置，致使接触处电阻也包括在测量值之内。③测量某一绕组时，未将其他绕组与接地体断开，造成充电不稳定。

2）造成电阻的绝对值偏大的常见错误测量接线是用 QJ—44 型双臂电桥测量电阻时，仅用两根引线，即 C1、P1，C2、P2 引线未分别分开，如图 7-16（a）所示。这种接线将引线电阻测量在内，不符合 QJ—44 型电桥测量原理，造成三相电阻值均较出厂值偏大，而且有时三相电阻不平衡率反而合格。笔者在一些现场运行部门常发现用两根较粗的引线来代替四根引线的错误试验方法。正确的接线如图 7-16（b）所示，四根独立的引线（一般为同长度、同型号、同截面的导线）分别与变压器和QJ—44型电桥的端子相连，与变压器连接的 C1 与 P1 引线、C2 与 P2 引线不能在同一位置连接，C1、C2 应分别连接在接头外侧，P1、P2 应分别连接在接头内侧。

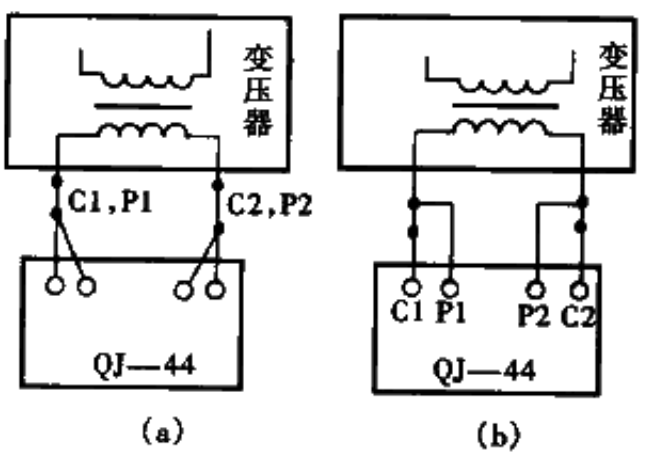


图 7-16 · 接线的比较

（a）错误接线；（b）正确接线

3. 线电阻换算为相电阻的方法

当现场实测中发现线电阻不平衡率不合格时，往往不能判断出究竟哪个部位电阻不合

格。为了便于分析出不合格的确切部位，一般应将线电阻换算为相电阻。

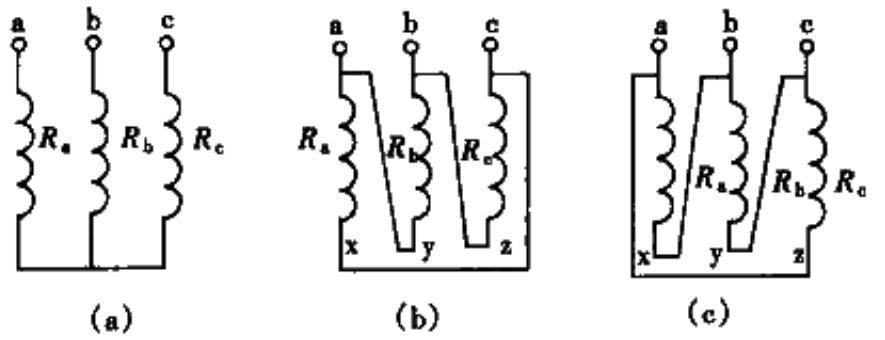


图 7-17　三种变压器绕组接线图

（a）星形接线，无中性线引出；（b）三角形接线，且为 a-y、b-z、c-x 相连接；（c）三角形接线，且为 a-z、b-x、c-y 相连接

当绕组为星形接线，且无中性线引出时，见图 7-17（a），有

$$R_a = (R_{ab} + R_{ac} - R_{bc})/2$$

$$R_b = (R_{ab} + R_{bc} - R_{ac})/2$$

$$R_c = (R_{bc} + R_{ac} - R_{ab})/2$$

当绕组为三角形接线，并为 a-y，b-z，c-x 相连接时，见图 7-17（b），有

$$R_a = (R_{ac} - R_p) - \frac{R_{ab}R_{bc}}{R_{ac} - R_p}$$

$$R_b = (R_{ab} - R_p) - \frac{R_{ac}R_{bc}}{R_{ab} - R_p}$$

$$R_c = (R_{bc} - R_p) - \frac{R_{ab}R_{ac}}{R_{bc} - R_p}$$

$$R_p = \frac{R_{ab} + R_{bc} + R_{ac}}{2}$$

当绕组为三角形接线，并为 a-z，b-x，c-y 相连接时，见图 7-17（c），有

$$R_a = (R_{ab} - R_p) - \frac{R_{ac}R_{bc}}{R_{ab} - R_p}$$

$$R_b = (R_{bc} - R_p) - \frac{R_{ab}R_{ac}}{R_{bc} - R_p}$$

$$R_c = (R_{ac} - R_p) - \frac{R_{ab}R_{bc}}{R_{ac} - R_p}$$

$$R_p = \frac{R_{ab} + R_{bc} + R_{ac}}{2}$$

以上各式中　R_a、R_b、R_c——各相电阻；

R_{ab}、R_{bc}、R_{ac}——线电阻。

第六节　变　比　试　验

变压器的电压比（简称变比），是变压器空载时高压绕组电压 U_1 与低压绕组电压 U_2 的比值，即变比 $k=U_1/U_2$。变压器的变比试验是验证变压器能否达到规定的电压变换效果，

变比是否符合变压器技术条件或铭牌所规定的数值的一项试验。其目的是检查各绕组的匝数、引线装配、分接开关指示位置是否符合要求；提供变压器能否与其他变压器并列运行的依据。变比相差1%的中小型变压器并列运行，会在变压器绕组内产生10%额定电流的循环电流，使变压器损耗大大增加，对变压器运行不利。

《规程》中规定了变压器绕组所有分接头变比试验的标准：①各相应分接头的变比与铭牌值相比，不应有显著差别，且应符合规律。②电压35kV以下，变比小于3的变压器，其变比允许偏差为±1%；其他所有变压器额定分接头变比允许偏差为±0.5%，其他分接头的变比应在变压器阻抗电压百分值的1/10以内，但不得超过±1%。允许偏差计算式为

$$\Delta k = \frac{k - k_N}{k_N} \times 100\%$$

式中 Δk——变比允许偏差或变比误差；

k——实测变比；

k_N——额定变比，即变压器铭牌上各次绕组额定电压的比值。

变压器变比的测量应在各相所有分接位置进行，对于有载调压变压器，应用电动装置调节分接头位置。对于三绕组变压器，只需测两对绕组的变比，一般测量某一带分接开关绕组对其他两侧绕组之间的变比，对于带分接开关的绕组，应测量所有分接头位置时的变比。

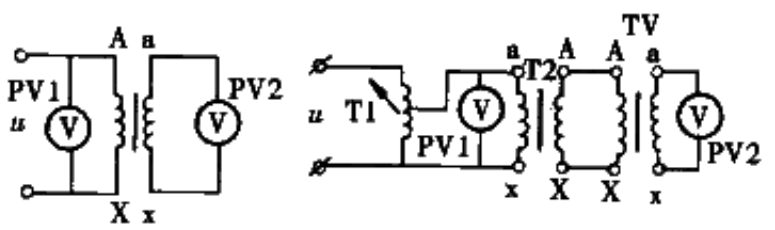


图7-18 用双电压表法测量变比的原理图

(a) 直接测量；(b) 通过电压互感器测量

T1—自耦调压器；PV1、PV2—0.2级电压表；T2—被试变压器；TV—0.1级电压互感器，一般用2200/220V

测量变比的常用方法有双电压表法及变比电桥法。

一、双电压表法

双电压表法的原理如图7-18所示。它是一种简单的变比试验方法，所需要的试验设备都是一些常用的测量仪器。

在变压器的一侧加电源（一般为高压侧），用电压表（必要时通过电压互感器）测量两侧的电压，两侧电压读数相除即得变比。对于单相变压器，可以直接用单相电源双电压表法测出变比。对于三相变压器，采用三相电源测量时，要求三相电源平衡、稳定（不平衡度不应超过2%），可直接测出各相变比。变比计算式为

$$k_{AB} = U_{AB}/U_{ab}$$

$$k_{BC} = U_{BC}/U_{bc}$$

$$k_{AC} = U_{AC}/U_{ac}$$

式中 U_{AB}、U_{BC}、U_{AC}——变压器高压绕组线间电压，kV；

U_{ab}、U_{bc}、U_{ac}——低压绕组线间电压，kV；

k_{AB}、k_{BC}、k_{AC}——绕组线间变比。

若现场无平衡、稳定的三相电源时，也可用单相电源测量三相变压器的变比。

根据三相变压器的不同连接组别，将单相电源通过单相调压器接到变压器的低压侧，或者将变压器低压绕组直接接在比本身额定电压低的单相电源上，高压绕组的电压可以根据电压大小直接用电压表或通过电压互感器测量，其测量和计算公式如表7-14所示。

表 7-14　　单相电源试验变比的测量和计算公式

变压器接线组别	相别	加压端子	短路端子	测量电压		变比计算公式
				高压侧	低压侧	
Yy Dd	A	ab		U_{AB}	U_{ab}	$k_A=\frac{U_{AB}}{U_{ab}}$
	B	bc		U_{BC}	U_{bc}	$k_B=\frac{U_{BC}}{U_{bc}}$
	C	ac		U_{AC}	U_{ac}	$k_C=\frac{U_{AC}}{U_{ac}}$
YNd 例如 YNd11	A	ac		U_{A0}	U_{ac}	$k_A=\sqrt{3}\frac{U_{A0}}{U_{ac}}$
	B	ab		U_{B0}	U_{ab}	$k_B=\sqrt{3}\frac{U_{B0}}{U_{ab}}$
	C	bc		U_{C0}	U_{bc}	$k_C=\sqrt{3}\frac{U_{C0}}{U_{bc}}$
Dy 例如 Dyn11	A	a0		U_{AB}	U_{a0}	$k_A=\frac{U_{AB}}{\sqrt{3}U_{a0}}$
	B	b0		U_{BC}	U_{b0}	$k_B=\frac{U_{BC}}{\sqrt{3}U_{b0}}$
	C	c0		U_{AC}	U_{c0}	$k_C=\frac{U_{AC}}{\sqrt{3}U_{c0}}$
Yd 例如 Yd11	A	ab	bc	U_{AB}	U_{ab}	$k_A=\frac{\sqrt{3}U_{AB}}{2U_{ab}}$
	B	bc	ac	U_{BC}	U_{bc}	$k_B=\frac{\sqrt{3}U_{BC}}{2U_{bc}}$
	C	ac	ab	U_{AC}	U_{ac}	$k_C=\frac{\sqrt{3}U_{AC}}{2U_{ac}}$
Dy 例如 Dy11	A	ab	AC	U_{AB}	U_{ab}	$k_A=\frac{2U_{AB}}{\sqrt{3}U_{ab}}$
	B	bc	AB	U_{BC}	U_{bc}	$k_B=\frac{2U_{BC}}{\sqrt{3}U_{bc}}$
	C	ac	BC	U_{AC}	U_{ac}	$k_C=\frac{2U_{AC}}{\sqrt{3}U_{ac}}$

双电压表法虽然原理简单，测量容易，但存在诸如需要精密仪器（0.2 级、0.1 级的电压表，电压互感器）、误差较大、试验电压较高、不安全等不足。因而，许多运行部门和生产制造部门已开始广泛采用变比电桥法进行变比试验。

二、变比电桥法

目前，QT—35 型、QT—80 型变比电桥在现场得到了广泛应用，它们具有准确度高、灵敏度高、试验电压低、安全、变比误差可以直接读取、可同时测量变压器组别等优点。

QT—35 型变比电桥的测量变比范围为 1.02～1.11，误差范围为—2%～ 2%，准确度等级为 0.1 级。其原理及试验接线如图 7-19 所示。

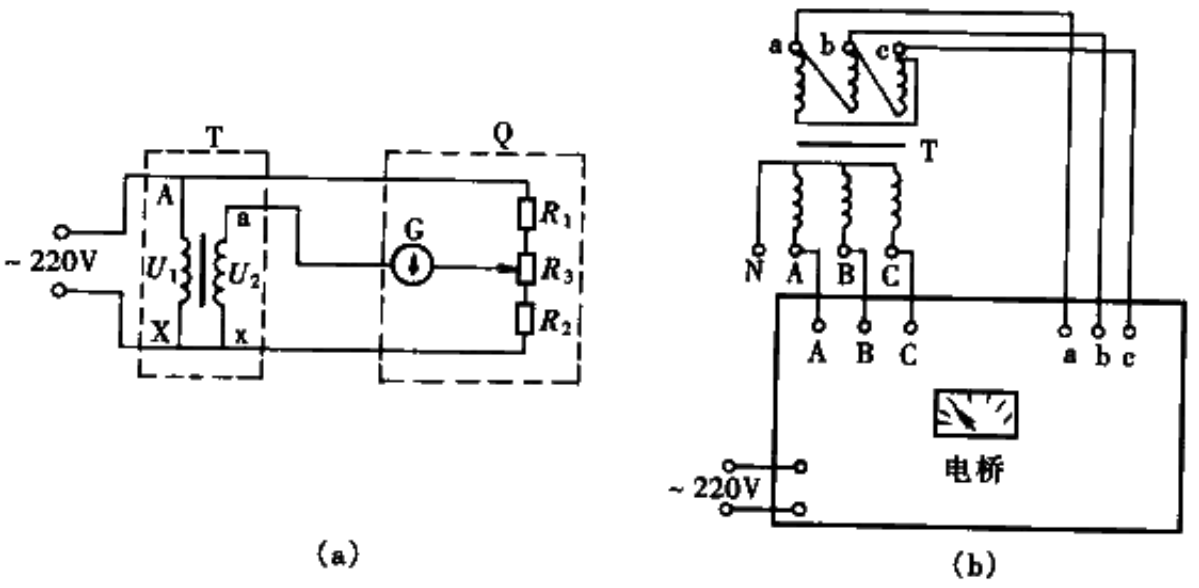


图 7-19　QJ—35 型电桥工作原理及试验接线图

(a) 工作原理图；(b) 电桥试验接线

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

测量时，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电压 U_2，调整 R_3 的电阻值，可以使检流计为零，这时变比 k 可按下式计算（R_3 远远小于 R_1、R_2，忽略 R_3）

$$k = \frac{U_1}{U_2} = (R_1 + R_2)/R_2 = 1 + \frac{R_1}{R_2}$$

为了直接读出变比误差值，可在 R_1 与 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 R_3 的不同电阻值在电桥面板上标以不同的变比误差，可以达到直接测量变比误差的目的。

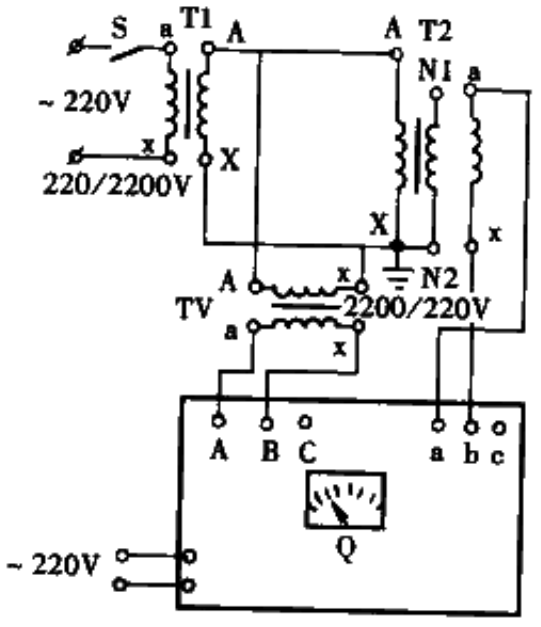


图 7-20　扩大变比测量范围的电桥接线图

T1—升压变压器，220/2200V；

TV—0.1 级电压互感器 2200/220V；

T2—被试变压器，其变比为 100～1000；

Q—变比电桥；S—开关

用变比电桥测量三相变压器的变比与双电压表法一样，也是采用单相电源，在电桥内部装设了切换电路，对不同的接线组别，按不同的测量方式（加压、短路、测量）进行测量。因此用变比电桥进行变比试验时，必须按照使用说明书正确接线，正确操作。

为了测量大变比的变压器，可借助一标准电压互感器（0.1 级，2200/220V），测量接线如图 7-20 所示，这时测得的变比将是实际变比的 1/10，即变比 $k_r = 10k_m$（式中 k_m 为变比电桥实测变比；k_r 为实际变比）。

按图 7-20 接线方法实际测量时，应认真参照 QJ—35 型、QJ—80 型电桥使用说明书，必须将电桥的电源输出开关（即电桥电源通向一次绕组的开关 S）断开，而电桥本身放大器电源仍正常使用。

现场发现，变比不合格主要是由分接开关引线焊错、分接开关的指示位置与内部引线位置不符、绕组匝间或层间短路等原因造成的。

第七节　变压器的极性和组别试验

一、检查单相变压器的极性

1. 极性试验的意义

当某一绕组中有磁通变化，绕组中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。如果磁通的变化方向改变，则感应电动势的方向和端子的极性都随之改变。因此，交流电路中，正极性端和负极性端不是固定的，只是对某一时刻，某一参照系而言。

变压器或互感器均存在多个绕组，多个引出端子，为了说明绕在同一铁芯上的两个绕组的感应电动势间的相对关系，采用了“极性”这一概念。同一铁芯上的变压器绕组有同一磁通流过，两绕组若以同侧线端为起始端，变压器绕组绕向相同，则感应电动势方向相同；绕相相反，则感应电动势方向相反。所以变压器绕组的绕向和端子标号一经确定，就可用“加极性”和“减极性”来表示两个绕组之间感应电动势的关系。在图 7-21（a）中，两绕组绕向相同，有同一磁通穿过时，两绕组内的感应电动势在同名端子间任何瞬间都有相同的极性，此时一、二次电压 $\dot{U}_{AX}$ 和 $\dot{U}_{ax}$ 相位相同，如连接 X 和 x，$\dot{U}_{Aa}$ 等于两电压的差，则该变压器的两绕组就为“减极性”关系。如将二次绕组标号交换［见图 7-21（b)］，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 Xx 后，$\dot{U}_{Aa}$ 是 $\dot{U}_{Ax}$ 与 $\dot{U}_{ax}$ 之和，则变压器此两绕组之间是“加极性”关系。同理，在图 7-21（c）中，保持图7-21（a)中的绕组标号，而将 ax 绕组绕向改变，则变压器两绕组又成了“加极性”关系。

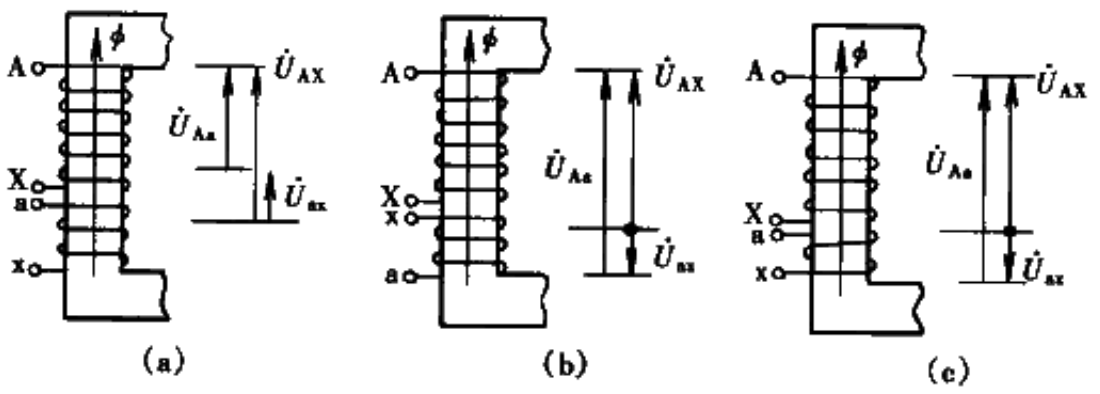


图 7-21　变压器极性示意图

(a) 减极性；(b)、(c) 加极性

由于变压器的绕组间存在着极性关系，当需要几个绕组互相连接时，必须知道极性才能正确地进行连接。

同样，电压互感器、电流互感器也有极性问题。

2. 试验方法

变压器的极性常采用直流法来确定。

如图 7-22 所示，测量时，用一个电池，将其“＋”极接于变压器一次绕组 A 端，“－”极接于 X 端；将毫安级电流表或毫伏级电压表“＋”端接于二次绕组 a 端，“－”端接于 x 端。接好线后，若将开关 S 合上时，毫安表向正方向偏转，而拉开开关 S 时指针向负方向偏转，则说明变压器绕组 A、a 端同极性，变压器为减极性。如指针摆动与上

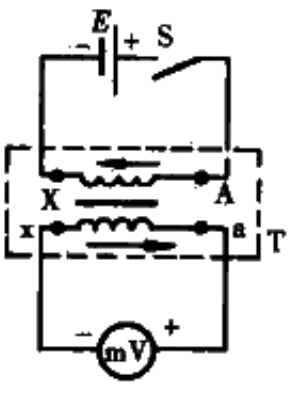


图 7-22　直流法测定单相变压器极性的接线图

述相反，说明变压器绕组 A、a 端反极性，变压器为加极性。

试验时，应注意以下问题：

（1）选择合适的电池和表计量程。对于变比较大的变压器，应选用较高电压的电源（如 6V）和小量程的毫伏级电压表；对变比小的变压器，应选用较低电压的电源（如 1.5V）和较大量程的毫安级电流表。这样做的目的是为了使仪表上的指示比较明显，指针偏转在 1/3 刻度以上。用专门生产的中间指零的微安级电流表、毫安级电流表（俗称极性表）判别变压器极性效果最佳。

（2）操作时，为保证人身和仪表安全，一般应先接好测量回路（接入毫安级电流表、毫伏级电压表、极性表），然后再接通电源，判别清楚电源接通瞬间仪表的指针方向，注意电源接通瞬间的指示方向与断开瞬间的指示方向应相反。

二、变压器的组别试验

变压器的组别（又叫联结组标号）相同是变压器并列运行的必要条件之一。变压器的联结组标号试验用于检查变压器的联结组标号是否与变压器铭牌相符，是变压器出厂、交接及大修后应做的试验之一。

1. 变压器的联结组标号

变压器的联结组标号是代表变压器各相绕组的连接方式和电动势相量关系的符号，也是变压器技术参数中很重要的一个参数。

单相变压器常见的联结组标号有 I i12；I i6。I i12 表示高压绕组和低压绕组是减极性，I i6 表示高压绕组和低压绕组是加极性。

三相双绕组变压器常见的联结组标号有 Y yn12、Y d11、YN d11。其中前面的字母 Y、YN 表示高压绕组的接线，后面的字母 yn、d 表示低压绕组的接线，其后的数字乘以 30°则为低压绕组比高压绕组的电动势相量落后的相位差。

三相三绕组变压器常见的联结组标号有 YN yn0 d11。联结组标号中，YN 为高压绕组接线，yn 为中压绕组接线，d 为低压绕组接线，0 表示高、中压绕组间的相位差（数字乘以 30°则为中压绕组电动势相量落后于高压绕组电动势相量的相位差），11 表示高、低压绕组间的相位差（数字乘以 30°则为低压绕组电动势相量落后于高压绕组电动势相量的相位差）。

联结组标号中的字母 Y、y 表示绕组为星形连接，D、d 表示为三角形连接，YN、yn 表示有中性点引出的星形连接。同一变压器联结组标号中，表示高压绕组的用大写字母表示，表示中，低压绕组的用小写字母表示。

图 7-23　联结组标号使用规定示意图

变压器高、低压绕组间的相位差，通常用时钟法来确定（见图7-23）。以高、低压绕组电动势相量的起点或中性点重合到一点作为时钟的轴心，由起点或中性点到 A 的高压绕组相电动势作为钟表的分针，并且永远指向 12 点（零点），为基准位置；由起点或中性点到 a 的低压绕组相电动势作为钟表的时针，它所指的时序位置就是联结组的数字标号。

决定变压器联结组标号的因素有以下三个：①绕组首末端的标号（A，X；a，x 等）；②绕组的绕向；③绕组的连接方式（Y，D；y，d 等）。

2. 联结组标号的试验方法

目前现场常用的试验方法主要有直流法、相位表法、变比电桥法三种。

（1）直流法。直流法适用于单相变压器和时钟时序为 12 和 6 的三相变压器，对其他时序的变压器测量结果不够准确。

直流法的测量接线如图 7-24 所示。试验时在高压侧接一个 1.5～6V 的干电池和开关 S，先接在 A、B 相间，A 相接电池正极，B 相接电池负极；在中压侧或低压侧 a、b，b、c，a、c 相间分别接入一直流毫安级电流表或直流毫伏级电压表。表接入时严格按规定极性，首端字母相接正极，末端字母相接负极。如接在 a、b 相间时，a 相要接仪表正极，b 相接负极；接在 b、c 相间时，b 相接正极，c 相接负极。

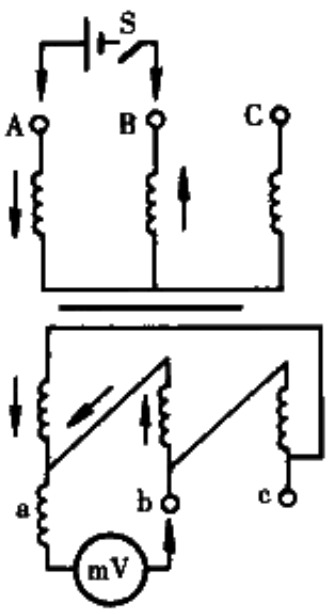


图 7-24　直流法测三相变压器联结组标号的接线图

按图 7-24 接好线后，瞬间合上开关 S，分别记录在 a、b，b、c，a、c 间接入的直流毫伏级电压表或直流毫安级电流表的指示方向，向正方向偏转记为“+”，向负方向偏转记为“−”；然后将电池接于 B、C 相间和 A、C 相间，重复上述试验。根据试验记录，对照表7-15 即可确定变压器联结组标号。

表 7-15　　直流表测量三相变压器组别的判断表

钟时序	高压通电相别 +	高压通电相别 −	低压测得值 ab	低压测得值 bc	低压测得值 ac	钟时序	高压通电相别 +	高压通电相别 −	低压测得值 ab	低压测得值 bc	低压测得值 ac
1	A	B	+	−	0	7	A	B	−	+	0
	B	C	0	+	+		B	C	0	−	−
	A	C	+	0	+		A	C	−	0	−
2	A	B	+	−	−	8	A	B	−	+	+
	B	C	+	+	+		B	C	−	−	−
	A	C	+	−	+		A	C	−	+	−
3	A	B	0	−	−	9	A	B	0	+	+
	B	C	+	0	+		B	C	−	0	−
	A	C	+	−	0		A	C	−	+	0
4	A	B	−	−	−	10	A	B	+	+	+
	B	C	+	−	+		B	C	−	+	−
	A	C	+	−	−		A	C	−	+	+
5	A	B	−	0	−	11	A	B	+	0	+
	B	C	+	−	0		B	C	−	+	0
	A	C	0	−	−		A	C	0	+	+
6	A	B	−	+	−	12	A	B	+	−	+
	B	C	+	−	−		B	C	−	+	+
	A	C	−	−	−		A	C	+	+	+

应当指出，表 7-15 中仪表指示为零的情况发生在变压器为 D，y 或 Y，d 接线且时序为奇数时。

（2）相位表法。相位表是测量电流、电压相位的仪表。用相位表测量三相变压器的连接组标号的试验接线如图 7-25 所示。

试验时，相位表的电压线圈按图所示极性接于被试品的高压，电流线圈通过一个可变电阻接入被试品低压的对应端子上。当被试变压器高压通入三相交流电压时，在其低压感应出

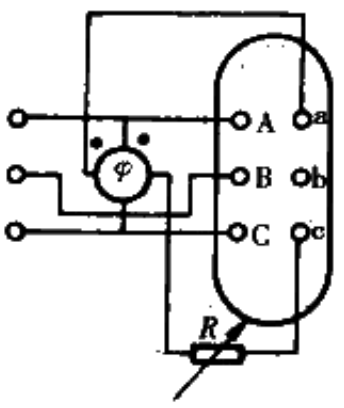


图 7-25　用相位表确定接线组别接线图

一个一定相位的电压。由于接入的是一个电阻负荷，所以低压侧电流和电压同相位，因此可以认为高压电压对低压电流的相位就等于高压电压对低压电压的相位，根据相位表所测得的相位差即可知高、低压间的时钟序号，即联结组标号。

使用相位表法测量时，应注意以下问题：

1）测试前，应在已知联结组标号的变压器上校验一下相位表的正确性。

2）要严格按接线图正确接线，特别注意相位表接线的极性要接正确。

3）对于三相变压器，最好在两对应线端子进行测量，即测 AB、ab，BC、bc，AC、ac 间的相位差。三相变压器采用三相电源供电。

4）供给被试变压器的电压应是可调的，通过调节电压与可调电阻，使高压侧的电压与低压侧的电流在相位表指示的合适范围以内。

（3）变比电桥法。用变比电桥在试验变压器变比的同时，测量联结组标号的方法，称为变比电桥法。

用 QT—35 型、QT—80 型变比电桥测量变比时，电桥上有供选定的联结组标号位置。如果被试变压器的联结组标号与变比电桥上所选定的联结组标号相同，并且在该联结组标号下电桥能平衡，且变比是正确的，则说明选定的变压器联结组标号是正确的。如果电桥不能平衡或变比不正确，说明选定的联结组标号不一定正确，则要通过直流法或相位表法确定其正确与否。

用变比电桥测量三相变压器变比及联结组标号时，对三绕组变压器要分别进行 3 次高、低压对应的双向测量，即要进行 6 次测量（高、中压间；高、低压间；中、低压间）。

用变比电桥测量变压器联结组标号的方法及适用范围，可在使用时仔细查阅变比电桥使用说明书。

还有一个测量联结组标号的方法，即比较电压法或称双电压表法。这里不再介绍。

第八节　空　载　试　验

一、空载试验的目的和意义

变压器空载试验指从变压器任意一侧绕组（一般为低压绕组）施加正弦波形、额定频率的额定电压，在其他绕组开路的情况下测量变压器空载损耗和空载电流的试验。

《规程》规定，对容量为 3150kVA 及以上的变压器应进行此项试验，测量得出的空载电流和空载损耗数值与出厂试验值相比应无明显变化。

空载试验的主要目的是发现磁路中的铁芯硅钢片的局部绝缘不良或整体缺陷，如铁芯多点接地、铁芯硅钢片整体老化等；根据交流耐压试验前后两次空载试验测得的空载损耗比较、判断绕组是否有匝间击穿情况等。

空载损耗主要是铁芯损耗，即由于铁芯的磁化所引起的磁滞损耗和涡流损耗。空载损耗还包括少部分铜损耗（空载电流通过绕组时产生的电阻损耗）和附加损耗（指铁损耗、铜损耗外的其他损耗，如变压器引线损耗、测量线路及表计损耗等）。计算表明，变压器空载损耗中的铜损耗及附加损耗不超过总损耗的 3%。

空载损耗和空载电流的大小，取决于变压器的容量、铁芯的构造、硅钢片的质量和铁芯制造工艺等。电力变压器容量在 2000kVA 以上时，空载电流约占额定电流的 0.6%～2.4%；中、小型变压器的空载电流约占额定电流的 4%～16%。铁芯硅钢片采用的材质不同，其空载电流差异较大。

空载电流通常以额定电流的百分数 $I_0\%$ 来表示，单相变压器 I_0（%）=（I_0/I_N）×100%。三相变压器空载电流百分数 $I_0\%$ 用下式计算

$$I_0\ (\%) = \frac{I_0}{I_N} \times 100\%$$

$$I_0 = (I_{0a} + I_{0b} + I_{0c})\ /3$$

式中 I_0（%）——空载电流百分数；

I_0——三相空载电流的算术平均值；

I_{0a}、I_{0b}、I_{0c}——a、b、c 三相上测得的空载电流；

I_N——加压测量侧的额定电流。

导致变压器空载损耗和空载电流增大的原因有以下几点：

（1）变压器铁芯多点（两点及以上）接地。

（2）硅钢片之间绝缘不良，或部分硅钢片之间短路。

（3）穿心螺栓或压板的绝缘损坏，上夹件和铁芯、穿心螺栓间绝缘不良，造成铁芯的局部短路。

（4）变压器绕组有匝间、层间短路，并联支路短路。

（5）硅钢片松动、劣化，铁芯接缝不严密。

二、空载试验的试验方法

1. 单相变压器空载试验

试验接线如图 7-26 所示。当试验电压和电流不超出仪表的额定值时，可直接将测量仪表接入测量回路［见图 7-26（a)］。当电压、电流超过仪表额定值时，可通过电压互感器及电流互感器接入测量回路［见图 7-26（b)］。

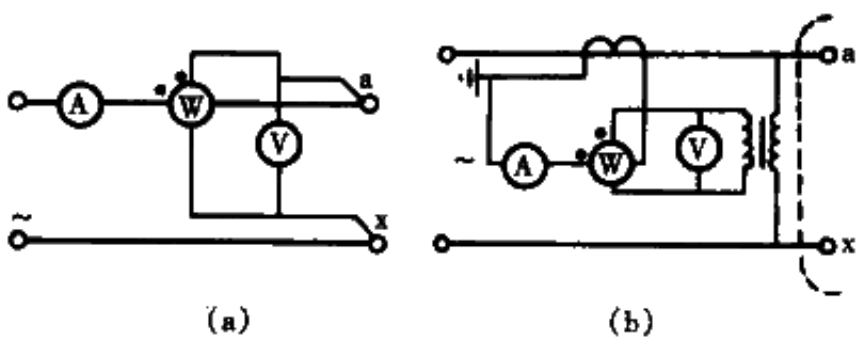


图 7-26　单相变压器空载试验接线图

（a）仪表直接接入；（b）仪表经互感器接入

2. 三相变压器空载试验

三相变压器的空载试验多采用两功率表法和三功率表法，试验接线如图 7-27 所示。

对应图 7-27（a)，空载损耗 P_0 与空载电流百分数 I_0（%）计算式为

$$P_0 = P_1 + P_2$$

$$I_0\ (\%) = \frac{I_{0a} + I_{0b} + I_{0c}}{3I_N} \times 100\%$$

对应图 7-27（b)，P_0、I_0（%）计算式为

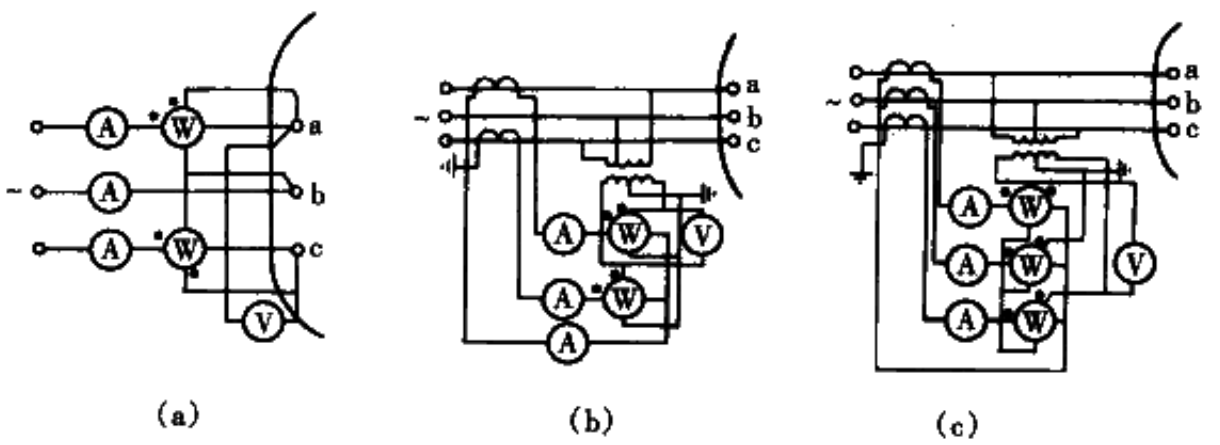


图 7-27　三相变压器空载试验接线图

（a）两功率表法，仪表直接接入；（b）两功率表法，仪表经互感器接入；

（c）三功率表法，仪表经互感器接入

$$P_0 = (P_1 + P_2)\, k_{TV} k_{TA}$$

$$I_0\ (\%) = \left(\frac{I_{0a} + I_{0b} + I_{0c}}{3I_N}\right) k_{TA} \times 100\%$$

对应图 7-27（c），P_0、I_0（%）计算式为

$$P_0 = (P_1 + P_2 + P_3)\, k_{TV} k_{TA}$$

$$I_0\ (\%) = \left(\frac{I_{0a} + I_{0b} + I_{0c}}{3I_N}\right) k_{TA} \times 100\%$$

以上各式中　P_1、P_2、P_3——功率表的测量值（表计格数换算后实际值）；

I_{0a}、I_{0b}、I_{0c}——电流表的实测值；

k_{TV}——测量用电压互感器的变比；

k_{TA}——测量用电流互感器的变比；

I_N——变压器测量侧的额定电流。

3. 三相变压器的单相空载试验

当现场没有三相电源或变压器三相空载试验数据异常时，可进行单相空载试验。通过三相变压器的单相空载试验，对各相空载损耗的分析比较，可了解空载损耗在各相的分布状况，对发现绕组与铁芯磁路有无局部缺陷，判断铁芯故障的部位较为有效。

进行三相变压器单相空载试验时，将三相变压器中的一相依次短路，按单相变压器的空载试验接线图接好线，在其他两相上施加电压，测量空载损耗和空载电流。一相短路的目的是使该相没有磁通通过，因而也没有损耗。

（1）当加压绕组为星形接线时，施加电压 $U = 2U_N/\sqrt{3}$，测量方法如下：

第一次试验——a、b 端加压，c、0 端或 c 相上的其他绕组（如 cb 或 ca）短路，测量 P_{0ab} 和 I_{0ab}。

第二次试验——b、c 端加压，a、0 端或 a 相上的其他绕组（如 ab 或 ac）短路，测量 P_{0bc} 和 I_{0bc}。

第三次试验——a、c 端加压，b、0 端或 b 相上的其他绕组（如 ba 或 bc）短路，测量 P_{0ac} 和 I_{0ac}。

三相空载损耗 P_0 和空载电流百分数 I_0（%）计算式为

$$P_0 = \frac{P_{0ab} + P_{0bc} + P_{0ac}}{2} k_{TV} k_{TA}$$

$$I_0\ (\%) = \frac{I_{0ab}+I_{0bc}+I_{0ac}}{3I_N}k_{TA}\times 100\%$$

式中 P_{0ab}、P_{0bc}、P_{0ac}、I_{0ab}、I_{0bc}、I_{0ac}——表计的实测值；

k_{TV}、k_{TA}——测量电压互感器和电流互感器的变比，仪表直接接入时 $k_{TV}=k_{TA}=1$。

（2）当加压绕组为 a-y、b-z、c-x 连接，即三角形接线时，施加电压 $U=U_N$（额定的线电压），测量方法如下：

第一次试验——a、b 端加压，a、c 端短路，测量 P_{0ab}和 I_{0ab}。

第二次试验——b、c 端加压，a、c 端短路，测量 P_{0bc}和 I_{0bc}。

第三次试验——a、c 端加压，a、b 端短路，测量 P_{0ac}和 I_{0ac}。

（3）当加压绕组为 a-z、b-x、c-y 连接，即三角形接线时，施加电压、测量方法和顺序同（2），只是第一次试验测量的是 P_{0ac}和 I_{0ac}，第二次试验测量的是 P_{0bc}和 I_{0bc}，第三次试验测量的是 P_{0ab}和 I_{0ab}。

三相空载损耗 P_0 和空载电流百分数 I_0（%）计算式为

$$P_0 = \frac{P_{0ab}+P_{0bc}+P_{0ac}}{2}k_{TV}k_{TA}$$

$$I_0\ (\%) = \frac{0.289\ (I_{0ab}+I_{0bc}+I_{0ac})}{I_N}k_{TA}\times 100\%$$

（4）单相空载损耗数据应该符合以下两个要求：

1）由于 BC 相的磁路与 AB 相的磁路完全对称，所以 P_{0ab}近似等于 P_{0bc}，实测结果 P_{0ab}与 P_{0bc}的偏差一般在 3%以下。

2）由于 AC 相的磁路要比 AB 相或 BC 相的磁路长，所以 $P_{0ac}=kP_{0ab}=kP_{0bc}$，其中 k 是由该产品铁芯的几何尺寸决定的系数。对于 110～220kV 变压器，k 一般为 1.4～1.55；对于 35～60kV 变压器，k 一般为 1.3～1.4。

所测得的结果与上述两要求中的任意一个不相符合时，则说明变压器有缺陷。

4. 降低电压下的空载试验

受试验条件的限制，现场常需要在低电压（5%～10%的额定电压）下进行空载试验。由于施加的试验电压较低，相应的空载损耗也很小，因此应注意选择合适量程的仪表，以保证测量的准确度，并应考虑仪表、线路等附加损耗的影响。在低电压下得到的空载试验数据主要用于与历次空载损耗数值比较，必要时可近似换算成额定电压下的空载损耗。换算式为

$$P_0 = P'_0\left(\frac{U_N}{U'}\right)^n$$

式中 U'——试验时所加的电压；

U_N——额定电压；

P'_0——电压为 U'时测量得到的空载损耗；

P_0——换算到额定电压下的空载损耗；

n——系数，决定于铁芯硅钢片的种类，对热轧硅钢片取 $n\approx 1.8$，对冷轧硅钢片取 $n\approx 1.9\sim 2$。

由于电源容量不足，在 80%～90%额定电压下进行空载试验时，可在70%～90%额定电压间试验不少于 5 次，并将 5 次试验所得数值在对数坐标纸上绘成空载损耗 P_0 和空载电流 I_0 随电压变化的曲线，然后用外推法求出额定电压下的 P_0 和 I_0。

5. 直接用系统电源进行的空载试验

由于设备及运输等方面的原因，电力系统运行部门在现场一般不用较大容量的调压器和变压器来进行空载试验，而直接采用系统电源进行空载试验。

用系统电源进行空载试验时，由于没有调压过程，而是系统电压直接加到变压器上，相当于投空载变压器，对系统有一定影响。因此用这种方法试验时，应调整好各种继电保护、变压器及其他电力设备的运行方式，对变压器、线路、测量仪器设备进行细致的检查，确认无误后方可进行。

试验前先将测试仪表设备接好，将测试电流互感器用一组高压隔离开关短路，然后在系统电压下合电源开关，被试变压器将承受很高的操作过电压和很大的励磁涌流，待涌流过后，用绝缘棒拉开短路用隔离开关再进行测试。现场没有高压隔离开关时应将测量电流互感器二次侧用低压开关短路，涌流过后再拉开二次侧低压开关，防止涌流对测量仪表的冲击和损坏。

用系统电压作空载试验时，为避免涌流和磁滞等的影响，合闸后应待涌流过后和仪表读数非常稳定后方可读取测试数据，不应合闸后马上读取。

系统电压一般很少恰好与试品电压相等，但相差不会太大，因此，要根据系统的实测电压与试品额定电压的差异，来分析测量数据与出厂数据的差别，判断产品是否有故障。

由于系统电源的容量足够，系统电压与额定电压接近，试验时可利用系统现有设备，不需要大容量的试验设备，试验电压波形无畸变，因而这种试验方法现场经常采用。

三、空载试验的注意事项

(1) 为测量准确，变压器空载试验所使用的测量用互感器、仪器仪表的准确度不应低于0.5级。

(2) 空载试验使用的功率表应选用 $\cos\varphi=0.1$、准确度不低于0.5级的低功率因数功率表。这是因为在交流电路中，功率 $P=UI\cos\varphi$。变压器空载试验时，$\cos\varphi$ 很低，用普通的功率因数功率表，会造成电压、电流虽都达到功率表的标准值，而读数却很小，造成测量不准确。例如用 $\cos\varphi=1$、倍数为5、满刻度为150格的功率表（电压量程150V，电流5A）去测量 $\cos\varphi=0.02$ 的大型变压器的空载损耗，当电压为100V，电流为5A时，表读数却只有 $100\times5\times0.02=10$ 格，即读数很小，不易读准确。如果电压互感器的变比为100，电流互感器的变比为30，那么，上述表的读数每差0.1格（例如10.1读成10）的误差为 $0.1\times30\times100\times5=1.5$（kW），即误差百分数为 $(0.1/10)\times100\%=1\%$。当改用倍数为0.5、$\cos\varphi=0.1$、满刻度为150格的同样量程挡的低功率因数功率表去测量时，读数可提高到100格，每差0.1格时的误差百分数仅为 $\frac{0.1}{100}\times100\%=0.1\%$ 了。所以现场空载试验时一般采用 $\cos\varphi=0.1$，准确度为0.2、0.5级的低功率因数功率表。

(3) 接线时必须使功率表的电流线圈和电压线圈两端子间的电位差最小，并注意电流线圈和电压线圈的极性。极性连接正确无误后，测量出的功率是两只功率表或三只功率表读数的代数和。功率表的指示可能是正值也可能是负值。

(4) 空载试验使用的互感器的极性必须正确连接，一、二次连接相对应，二次端子与表计极性的连接相对应，不可随意。还需注意，互感器的二次端子中有一个应安全接地，对三相互感器或三只单相互感器，应是同名端、同一接地点接地。

(5) 对大型变压器进行现场空载试验时，应有事先经过上级同意的试验方案；了解变压

器出厂试验时的铭牌空载损耗和空载电流百分数数值；选用合适变比和量程的互感器和仪表。直接用系统电压进行空载试验时，对有关继电保护、运行方式应予以计算调整，防止发生事故。试验时，试验现场应设围栏，做好各项安全措施，指定专人负责，保证试验时人身和设备的安全。

（6）精度要求较高的空载试验或对小容量变压器进行空载试验和对大容量变压器在低电压下进行空载试验时，应考虑排除附加损耗的影响。

实际测量的损耗中包含有功率表电压线圈、电压表本身和电缆线的损耗，对于中、小型变压器，这个损耗占空载损耗的 1.5%～5%，因此必须进行校正。校正公式为

$$P_0 = P'_0 - P'$$

式中 P'_0——包括仪表及电缆线的损耗在内的空载损耗实测值；

P'——仪表及电缆线的损耗。

P'可以在被试变压器断开的情况下，施加试验电压，直接从瓦特表上读出来，也可按下式估算，即

$$P' = U^2\left(\frac{1}{r_W} + \frac{1}{r_{ad}} + \frac{1}{r_V}\right)$$

式中 U——施加试验电压，V；

r_W、r_{ad}、r_V——分别为功率表电压线圈电阻、附加电阻和电压表线圈电阻，Ω。

（7）进行空载试验时，试验电源应有足够的容量。试验电源容量估算式为

$$S = S_N \times I_0\%$$

式中 S——试验所需的电源容量，kVA；

S_N——被试变压器额定容量，kVA；

$I_0\%$——被试变压器空载电流占额定电流的百分数。

为保证获得不畸变的正弦波电压，实际选择容量时应尽量大于上式估算结果。

第九节 变压器倍频感应耐压和操作波感应耐压试验

一、倍频感应耐压试验

变压器等电力设备内绝缘分为主绝缘和纵绝缘。运行过程中不仅承受工频电压作用，而且还要承受内、外过电压作用。为了保证变压器的安全运行，必须对主、纵绝缘施加规定的电压以考核绝缘水平。进行工频交流耐压试验时，被试绕组首尾相连，所试绕组各部处于同一电位，只考核了变压器绕组对铁芯和油箱、不同额定电压绕组间的主绝缘，而纵绝缘没有得到考核。另外，电力系统中有大量分级绝缘变压器，中性点绝缘水平比出线端绝缘水平降低，如 110kV 变压器，中性点为 35kV（老的），新变压器为 40kV；220kV 变压器中性点为 110kV。这种分级绝缘变压器采用外施高压试验考核绝缘是无法同时满足绕组各部位绝缘要求的。因为外施高压试验中性点绝缘水平时，达到试验电压，而出线端远远未达到规定的试验电压；反之，外施高压试验出线端绝缘水平时，当达到试验电压时，又远远超过中性点的绝缘水平。所以，分级绝缘变压器，主、纵绝缘都不能采用外施高压试验方法来考核。

综上所述，变压器的纵绝缘水平、分级绝缘变压器主、纵绝缘水平只能采用感应耐压试验来考核。

（一）全绝缘变压器感应耐压试验

变压器绕组出线和中性点绝缘水平一样，称为全绝缘变压器。

1. 为什么采用工频不能考核纵绝缘

变压器纵绝缘主要是匝间、层间、段间和相间的。如果在低压侧施加 50Hz 的 2 倍额定电压，其他绕组开路，达到考核纵绝缘的目的。但由于变压器的铁芯伏—安特性曲线在额定电压时，已接近饱和部分，如图 7-28 所示。

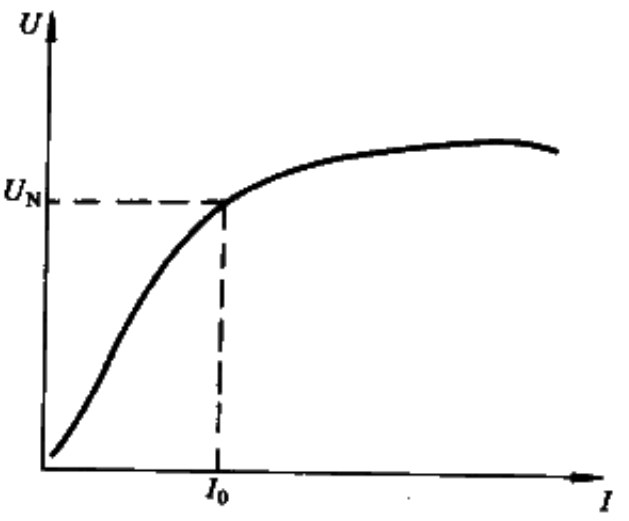


图 7-28　变压器空载励磁特性

U—励磁电压；I—励磁电流

由图 7-28 知，将励磁电压升到 2 倍的额定电压值，则空载电流 I_0 急剧增加，达到不能允许的程度。所以，不能用工频电压进行纵绝缘试验。

2. 倍频感应耐压试验原理

变压器的感应电动势公式为

$$E=kfB \tag{7-18}$$

式中　E——感应电动势，V；

k——比例常数；

f——频率，Hz；

B——磁通密度，T。

由式（7-18），得

$$B=\frac{E}{fk}$$

由式（7-18）可知，保持 B 不变，因 k 值为常数，当感应耐压试验需要电动势增加 1 倍时，频率必须增加 1 倍，因此感应试验电源的频率，要大于额定电源频率的 2 倍及以上。即一般不低于 100Hz，但不宜高于 400Hz。这是因为铁芯中的损耗随频率的上升而显著增加。

进行感应耐压试验时，在不超过 100Hz 时，耐压时间为 1min，如果试验电源的频率超过 100Hz，则持续时间 t 应按下式计算，但不得少于 15s。

耐压时间

$$t=\frac{120f_N}{f}$$

式中　f_N——额定频率，50Hz；

f——试验电压频率，Hz；

t——耐压时间，s。

一般感应耐压试验频率为 100、150、200Hz，是工频的整数倍，也称为倍频感应耐压。

如果试验过程中被试变压器无破坏性放电发生，则认为通过试验。

（二）分级绝缘变压器的感应耐压试验

分级绝缘变压器中性点绝缘水平由于比较低，可单独由工频耐压进行试验，但也可以在高压感应耐压试验中同时进行。

另外，分级绝缘变压器的特点，绕组出线端对地及相间绝缘水平相同，故不能用三相法试验，因为分级绝缘变压器高压绕组一般是星形接线，线电压和相电压相差达$\sqrt{3}$倍，所以两者不能同时达到试验电压的要求，只可采用单相感应方法。此时纵绝缘和主绝缘一块进行了考核。为达到上述目的，需要借助于辅助变压器支撑法或借助于非被试验绕组支撑法。

1. 分级绝缘变压器感应耐压试验要求

（1）分级绝缘变压器被试端的试验电压对不同额定电压等级的变压器不同，具体加压倍数或数值，按 GB 1094—2003 所规定值。

（2）被试绕组线端与该相相邻绕组最近点之间电压达不到试验电压时，允许降低试验电压 8%，而自耦变压器若在试验中某一绕组对地电压超过 115%的试验电压，或相间超过 110%的试验电压，也允许降低 8%的试验电压。

（3）被试线端对地、匝间、层间、段间和相间的感应耐压试验宜一次完成，不然可按被试端对地、匝间、相间的试验顺序进行。

但为了顺利进行感应耐压试验，除满足以上要求外，对结构复杂的分级绝缘变压器如整流变压器和自耦变压器的感应耐压试验，要全面分析结构情况，合理选择试验接线方式，并认真计算各绕组对地及相间试验电压值；正确选择试验设备，制定合理的试验方案。

2. 分级绝缘单相变压器的感应耐压试验

单相分级绝缘变压器采取直接励磁方法，高压侧中性点直接接地，在低压侧加倍频电压。如果高压侧装有分接开关，则利用此开关尽可能满足不同绕组上的试验电压要求。

在某些情况下，中性点端子上的电压可将其连接到一台辅助增压变压器上的方法提高，也可以被试变压器的另一个绕组与高压绕组相串联，接线图分别如图 7-29 和图 7-30 所示。

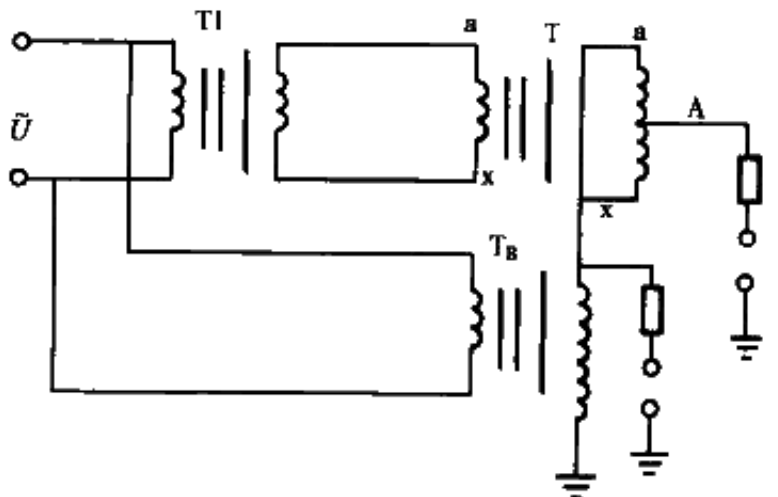


图 7-29　单相双绕组变压器支撑法

T—被试变压器；TI—中间变压器；T_B—支撑变压器

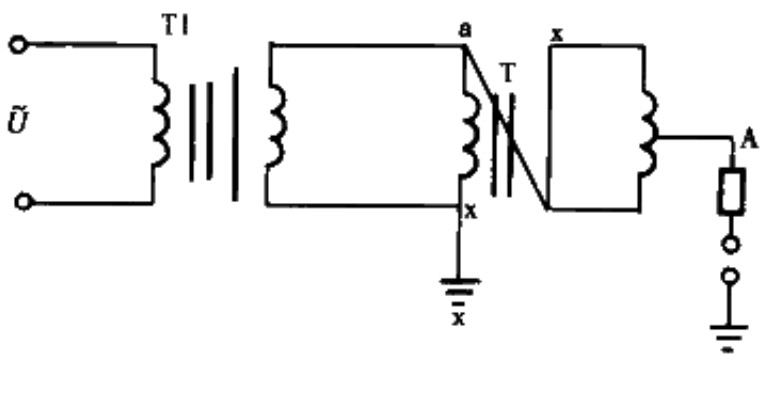


图 7-30　自耦连接法

TI—中间变压器；T—被试变压器

图 7-29 说明，外加支撑变压器把被试变压器试端的对地试验电压提高。如果中性点绝缘水平较高，则效果很好。

$$U_1=\frac{U_{试}}{k_1\times k_2+k_3}$$

式中　U_1——试验电源电压，kV；

$U_{试}$——试验电压，kV；

k_1、k_2、k_3——分别为被试、中间和支撑变压器的变比。

A 点对 1/2ax 处电压　　$U_A=U_{试}-\frac{1}{2}U_{ax}$

当支撑电压高于低压绕组额定电压时，则被试电压易达到要求，相邻绕组最近点之间电压接近，达到要求。

把被试变压器的另一个绕组连接到高压绕组（串联），也称为自耦连接法。

由图 7-30 可知，被试验端的试验电压 $U_{试}$ 为

$$U_{试}=U_{Ax}+U_{ax}$$

基本满足要求。

而 A 点对$\frac{1}{2}$ax 之间电压 $U=U_{试}-\frac{1}{2}U_{ax}$。当变压器变比较大时，使试验电压降低很小，

所以基本上满足要求。

由上述可知，根据被试变压器的变压比大小，是双绕组，还是三绕组等，采用一台辅助增压变压器支撑法或自耦连接法，可以解决感应耐压中的特殊情况。

3. 分级绝缘三相变压器的感应耐压试验

三相变压器感应耐压试验也和单相变压器一样，采用单相施加试验电压，逐相进行倍频试验，但每次需将绕组不同点接地而符合试验要求。一般接线如图 7-31 所示。

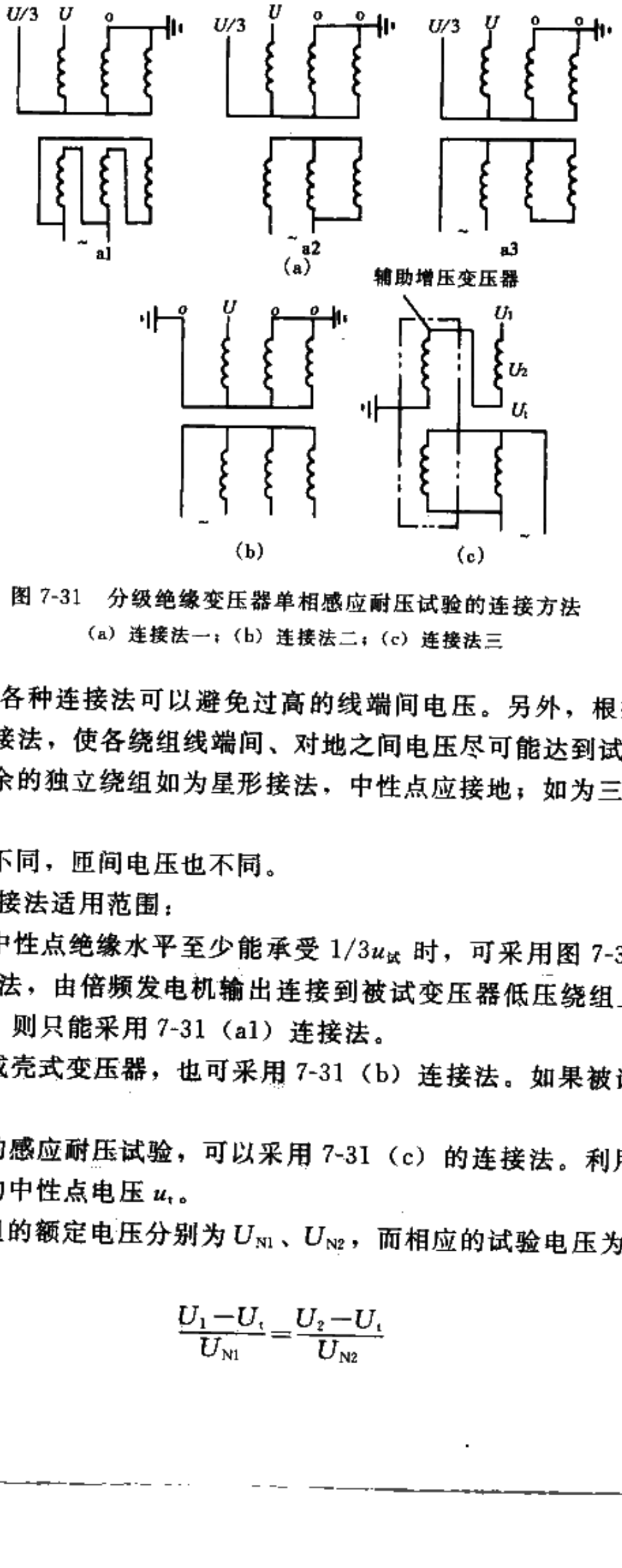


图 7-31　分级绝缘变压器单相感应耐压试验的连接方法

（a）连接法一；（b）连接法二；（c）连接法三

由图 7-31 所示的各种连接法可以避免过高的线端间电压。另外，根据被试变压器的具体结构采用相应的连接法，使各绕组线端间、对地之间电压尽可能达到试验要求。

在连接线时，其余的独立绕组如为星形接法，中性点应接地；如为三角形接法，应将其中一个线端接地。

试验时因连接法不同，匝间电压也不同。

图 7-31 所示的连接法适用范围：

（1）当高压绕组中性点绝缘水平至少能承受 $1/3u_{试}$ 时，可采用图 7-31（a1）、（a2）和（a3）三种不同的连接法，由倍频发电机输出连接到被试变压器低压绕组上。但如果三相变压器为五柱式或壳式，则只能采用 7-31（a1）连接法。

（2）三相五柱式或壳式变压器，也可采用 7-31（b）连接法。如果被试变压器有三角形接线，则应该打开来。

（3）自耦变压器的感应耐压试验，可以采用 7-31（c）的连接法。利用一台辅助变压器增压被试自耦变压器的中性点电压 u_t。

两个自耦连接绕组的额定电压分别为 U_{N1}、U_{N2}，而相应的试验电压为 U_1、U_2，其关系式为

$$\frac{U_1-U_t}{U_{N1}}=\frac{U_2-U_t}{U_{N2}}$$

则 $$U_1=\frac{U_2U_{N1}-U_1U_{N2}}{U_{N1}-U_{N2}}$$

这种连接法，也可以用于三相三柱结构的分级绝缘变压器，而且中性点绝缘水平小于 $1/3u_{试}$ 的情况。

分级绝缘变压器感应耐压试验过程中，未发现内部绝缘击穿或局部损伤，则为合格。

（三）感应耐压试验电源

变压器感应耐压试验电源的频率一般为 100～250Hz，一般由中频同步发电机作为试验电源。当然也有利用绕线式异步电动机反拖法得 100Hz 的试验电源和利用三只单相变压器组成一次绕组星形接线，而二次绕组组成开口三角形而得到 150Hz 的试验电源。

（四）中间变压器

如果试验电源的输出电压不能满足要求，一般选择一台中间变压器，将电源的输出电压再转变成所需的电压。另外，中间变压器还可以改善发电机输出波形。

（五）试验电源负载性质

（1）大容量、高电压的变压器，负载是容性。

（2）小容量、低电压的变压器，负载是感性。

（3）分级绝缘变压器只能用单相试验，故负载是不对称的。

（六）感应耐压试验注意点

（1）感应耐压试验前，其他绝缘试验项目合格。套管表面干净，内部没有气泡（保证静置和抽真空注油）。

（2）试验电压必须用球间隙或电容分压器直接测量，而且测量峰值。

（3）接地应良好，电源线导体截面应满足要求且绝缘良好。

（4）发电机到中间变压器连线应设有过压、过流保护装置。

（5）被测变压器低压侧应有合适的电压和电流监视装置。

（6）试验过程中，工作人员严格按试验方案进行。

（7）指派专人监视被试变压器的情况，内部有无放电声等。

（8）试验过程中有异常时，如油箱内有内部放电，但电压和电流表未明显摆动，并复试中消除，则仍认为合格。如再一次复试仍有放电声，则应采取措施消除，再复试，直到彻底消除为止。

二、变压器操作波感应耐压试验

变压器在运行过程中，除了承受长时间的工频电压作用外，还要遭受雷电过电压作用和操作过电压作用。工频电压和雷电电压作用可以用工频耐压和雷电冲击（全波和截波）进行考核绝缘强度，而操作过电压作用可以用操作波感应耐压进行考核，同时对 220kV 及以下的大型变压器当现场倍频感应耐压有困难时，也允许用操作波感应耐压考核其主绝缘和纵绝缘。

（一）操作波波形

变压器操作波试验电压波为负极性，波形图如图 7-32 所示。

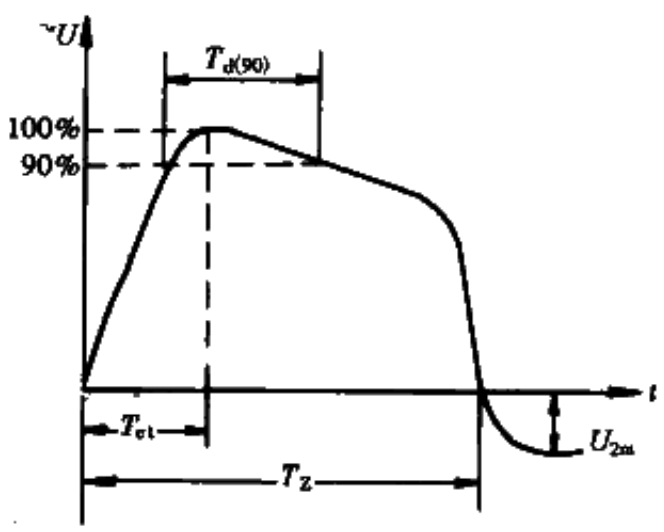


图 7-32　操作波电压波波形

图 7-32 可表示为 $[T_{c1}\times T_Z\times T_{d(90)}]$，波头时间

$T_{cr}>100\mu s$；波长时间 $T_Z\geqslant1000\mu s$，超过 90%峰值电压的持续时间 $T_{d(90)}\geqslant200\mu s$；电压过零后反极性振荡幅值 $U_{2m}\leqslant50\%$的 $U_{试}$。试验电压幅值偏差不大于±3%。

（二）试验电压幅值

全部更换绕组时，试验电压幅值按出厂时试验电压幅值；部分更换绕组或引线时，试验电压幅值按出厂值的 85%，但不得低于 75%。

（三）试验接线图

试验基本接线分单相变压器和三相变压器两种。

1. 单相变压器试验

单相变压器操作波接线图如图 7-33 所示。

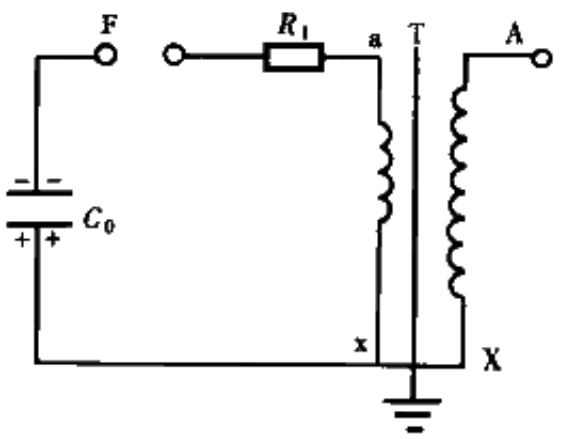


图 7-33　单相变压器操作波接线图

图中 C_0 为主电容器，被充电后通过球隙 F 及波头电阻 R_1 对被试变压器低压绕组 ax 放电，在高压绕组 AX 感应出被试电压值。

试验前低压绕组非被试端和高压绕组中性点应接地良好。

试验过程中电压波形时间调整，波头时间 T_{cr} 通过波头电阻 R_1 来调节；T_Z 和 $T_{d(90)}$ 时间一方面通过改变电容器 C_0 大小，又要结合被试变压器的励磁阻抗大小，共同来调节。另外，被试变压器铁芯饱和程度及铁芯中的剩磁均有影响。

2. 三相变压器试验

三相变压器操作波感应试验接线有 110～220kV 变压器、330～500kV 变压器和中性点三种情况。

（1）330～500kV 变压器试验，其试验接线如图 7-34 所示。主电容器 C_0 被充电后，对低压绕组放电。被试相全励磁，其余两相半励磁（两相串联之故），这样在中性点接地的高压绕组上产生两种电压值，被试相产生规定的试验电压值；在其余两相产生与它极性相反的、幅值为 0.5 倍的试验电压值。被试相对地绝缘受到考核，而相间绝缘受到 1.5 倍试验电压的考核，符合要求。

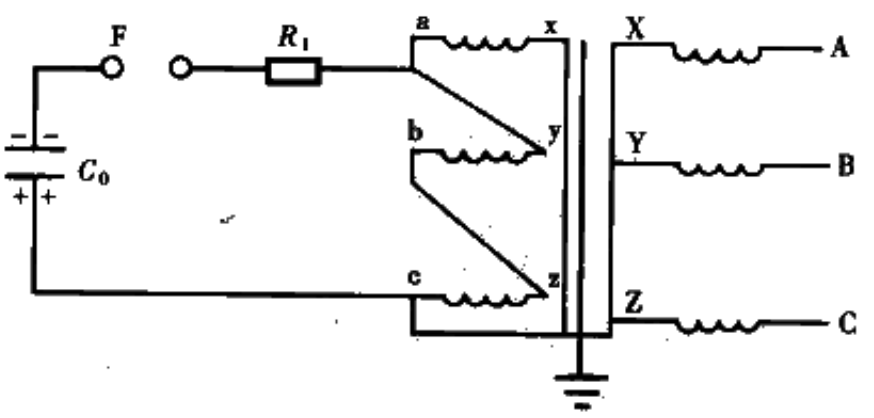


图 7-34　330～500kV 变压器试验接线图

（2）110～220kV 变压器试验。试验接线如图 7-35 所示。110～220kV 变压器操作波试验时，相间和对地试验电压相同，所以，试验接线图和图 7-34 不同。低压侧绕组和 330～500kV 变压器接线图相同，而非被试两相短接接地，中性点不接地。这样使被试相对地试验电压也等于相间试验电压，符合要求。

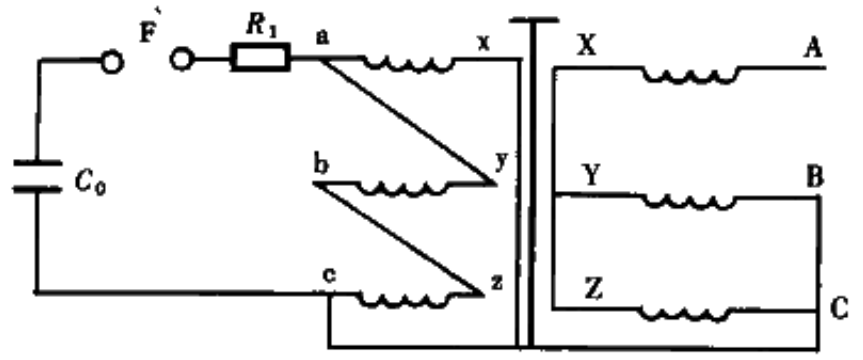


图 7-35　110～220kV 变压器试验接线图

（3）中性点试验。三相变压器中性点操作波试验接线如图7-36所示。

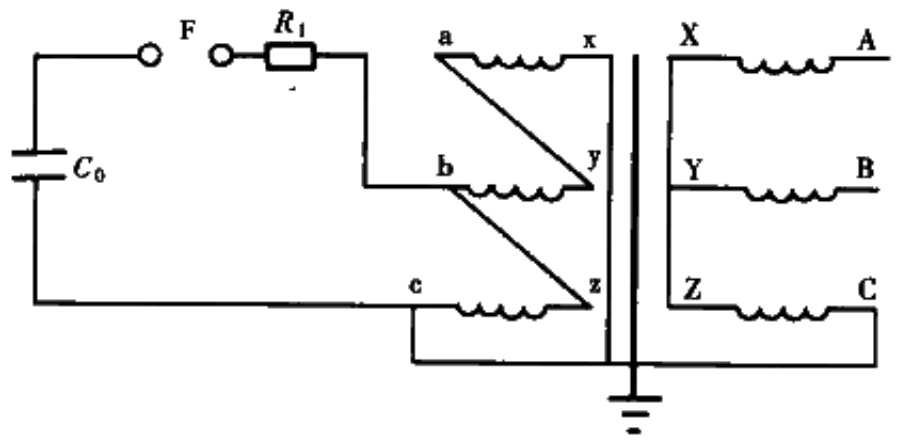


图 7-36　三相变压器中性点操作波试验接线

为了考核三相变压器中性点对地绝缘，试验时，被试变压器高压侧全励磁相（如 CZ）接地，使中性点对地产生试验电压。

（4）三绕组变压器试验。三绕组变压器操作波试验时，应结合变压器实际结构，根据不同试验接线图，计算各线端、相间和对地的试验电压值，选择适当分接位置，符合规定的试验电压。在试验过程中，防止产生电位悬浮，故应将非被试的绕组一点接地；另外，还要防止各绕组间的电位差超过绝缘允许值，故应合理选择接地端子。

（5）自耦变压器试验。自耦变压器高、中压绕组的操作波电压值不能同时符合要求时，应在中压侧不超过耐压值的前提下，尽量满足高压侧试验电压值。

3. 主要试验元件选择

操作波试验时，有许多元件组成试验装置，下面就主要元件选择方法进行说明。

（1）主电容器 C_0。主电容器 C_0 的作用是调整 T_Z、$T_{d(90)}$ 时间大小，又决定回路效率。计算公式为

$$C_0 = (2 \sim 3)\ C_2$$

C_2 为被试变压器折算到低压绕组的等效电容。现场试验时，C_2 难以计算准确，下面推荐 C_0 值如表 7-16 所示。

表 7-16　　C_0 推 荐 值

低压绕组额定电压 (kV)	6	10	35	63
C_0 (μF)	4.0	2.0	0.6	0.2

C_0 的额定电压 U_N 计算：由低压侧最大操作电压值 u_{2m}（高压侧操作波试验电压除以变

比 k）及试验回路的效率 η 决定

$$u_N = u_{2m}/\eta$$

若采用直流脉冲电容器，其 C_0 的额定电压大于 U_0 值；若采用电力电容器，其允许 U_0 为交流额定电压的 3～4 倍。

（2）波头电阻 R_1。波头电阻 R_1 一方面调节波头长度 T_{ct} 大小，另一方面阻尼波幅上的振荡，其阻值

$$R_1 = T_{ct}/3C$$

$$C = \frac{C_0\ (C_f + C_2)}{C_0 + C_f + C_2}$$

$$C_f = (0.2 \sim 0.5)\ C_2$$

式中 C_f——调波电容器的电容值。

R_1 也可以在低电压调波时，用试验方法决定大小。

4. 电压、电流测量和校正

测量系统应有足够的准确度，误差应在规定的范围内；在低电压下的校核，应保证在全电压冲击时得到符合要求的准确的操作电压幅值。

（1）操作波电压测量。用电容分压器和示波器、峰值电压表测量。分压器低压臂电容器应稳定性好，高压臂可利用套管芯柱核对末屏电容。上述两电容应采用高精度的电桥测准。整个测量误差小于±3%。

（2）冲击电流测量。用电流分流器和示波器测量，用来测量示伤电流。

（3）整体校正工作。在 50%的试验电压下，测量被试变压器加压端子上的电压与主电容上充电电压 U_0 的比例关系。而且在 75%的试验电压下再校正一次，确保得到准确的操作波电压幅值。

5. 试验顺序及记录

分别对每相进行操作波耐压试验，录取高压侧、低压侧电压和示伤电流波形，顺序为：

（1）在低于 $0.5U_{试}$ 下调波，校核电压幅值，确定充电电压与操作波电压的比例关系，冲击次数不限。

（2）在 $0.75\%U_{试}$ 下冲击一次并校对和修正充电电压与操作波电压的比例关系，同时记录示伤波形。

（3）在额定试验电压下冲击 3 次。如果示波图记录有问题，则这一次冲击可以不计，再补充一次冲击。示波图至少应有在被试线端上的冲击波形图。

6. 试验注意事项

（1）操作波试验时，变压器所有绕组都应保证一点接地，以免产生电位悬浮，但不允许短路。

（2）330～500kV 变压器进行操作波试验时，测量非被试绕组线端的电压超过被试线端子的试验电压 50%时，应降低试验电压，否则损坏相间绝缘。这时可采取将非被试绕组线端连在一起，或在相应的低压端子上接一个电阻负载，一定把相间电压限制在 $1.5U_{试}$ 以下。

（3）所有接地线连在一起后，再接到接地网的一个端子上，避免地网不同点之间有电位升高，损坏仪器或影响测量结果。

（4）示波器、峰值电压表采用隔离变压器供电，隔离变压器具有 10kV 绝缘强度。

（5）试验结束、更改接线等，主电容器 C_0 应放电 5min 以上，并将放电接地棒始终

挂上。

(6) 操作波试验时，为使变压器有足够的阻抗，必须在空载下进行。

(7) 操作波试验时，应该采用负极性，以免产生外部闪络发生。

7. 试验结果判断

(1) 绝缘合格的判断：

1) 没有听到异常的声响；

2) 在全电压和50%的试验电压下，电压和电流波形比较，没有发生形状上的改变，幅值按电压大小正比例变化，更没有出现电压波形电压突然下降。

满足上述几条，认为合格。

(2) 绝缘不合格的判断：

1) 主绝缘绝缘判断。有声响发生；电压突然截断并随之产生振荡，同时电流也突然上升。

2) 匝间和段间绝缘击穿。发生匝间和段间绝缘击穿而短路时，电压和电流波虽没有主绝缘击穿明显，但被试端电压值还是降低，波头时间缩短，波尾时间也变短。同时中性点示伤电流达到峰值的时间超前于电压过零时间。这一点还可以通过试验后的空载试验来核对，有了匝间短路，空载电流和损耗均增加，和操作波试验前对比，可以很明显地看出来。

在判断时，由于变压器铁芯饱和程度、剩磁等，均会对电压和电流波形略有影响，应认真区分。

第十节　变压器绕组变形测试

变压器在运行过程中，由于外部短路（尤其是出口短路）而造成大、中型变压器损坏的事故时有发生，严重威胁电力系统安全运行。据统计110kV及以上变压器因外部短路引起的损坏事故占总事故的23%左右，而且还呈上升趋势。

变压器出口附近短路，绕组内部遭受巨大的、不均匀的轴向和径向电动力冲击，如果绕组内部的机械结构有薄弱点，使绕组扭曲、鼓包或位移等变形，严重时还会发生损坏事故。由于大中型变压器的动热稳定性计算方法还不够完善，又不能用突发短路来试验，所以，对变压器绕组进行变形测试是十分必要的。出厂试验是为了留下指纹，在安装验收时试验对运输过程中验证是否变形；出口短路后试验，和安装或出口短路前比较，验证短路是否出现变形及严重程度。如果变形严重，则进行吊罩检修，以防事故发生。

1. 短路电动力产生和后果

变压器绕组中流过电流时，将在绕组周围产生漏磁场。由于绕组中的电流和轴向、径向的漏磁场相互作用，在绕组内产生轴向和径向的电动力。

(1) 径向力。径向力的作用是拉伸外部绕组，压缩内部绕组，使绕组产生梅花状或鼓包状的永久变形。

(2) 轴向力。轴向力使绕组均匀地向内压缩，可使绕组线段和线匝在竖直方向上弯曲，有时轴向力还会破坏整个铁芯结构。

2. 变压器变形检测方法

变压器在安装完成后，其特征参数电容、电感基本保持不变。当遭受巨大的外力如地震、出口短路等，整体绕组或局部绕组会出现不同程度的位移，而引起特征参数发生改变。

检测变压器绕组变形的基本方法就是通过对其特征参数的测量和比较，判断变压器的损伤程度。

3. 检测集中参数法

在变压器绕组上施加一定电压，测量功率和电流，检测漏电感、短路阻抗等参数分析发生变化情况，判断绕组变形的程度。

（1）三相法测量。仅适合发电厂所装变压器的试验，高压侧短路，低压侧加压。低压侧所需电源由发电机出口供给试验电源，而且可调。接线如图7-37所示。

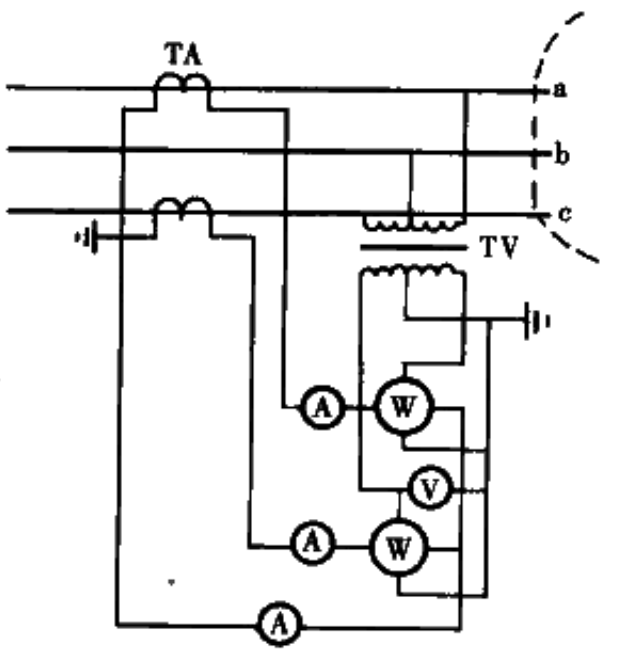


图 7-37　短路阻抗测量图

TA—电流互感器；TV—电压互感器

短路阻抗　$Z_k=\frac{U_Z}{100}\cdot\frac{U_N^2}{S_N}$

式中　Z_k——短路阻抗的欧姆值（在参考75℃的值）；

U_Z——换算到参考温度75℃的百分值，在主分接位置；

U_N——绕组额定电压；

S_N——绕组额定容量。

在试验时，高压绕组达到额定电流为宜。

（2）单相测量法。如果没有三相可调电源，则可单相测试。一般试验时，低压绕组短路，高压绕组加压。高压绕组为星形接线时，则分三次加压（加压于AB、BC、CA）；高压绕组为三角形接线，则两相加压，一相短接，如AB加压，短接BC；AC加压，短接AB；BC加压，短接AC。计算出75℃下的短路阻抗值。

上述试验，可以在低于额定电压下进行，也就是试验电压降低，再换算到高压。

国家变压器质检中心强电流试验室先后对66台油浸式电力变压器进行短路阻抗试验，其中有11台短路阻抗试验后的短路阻抗比试验前相差2%以上，最大的相差71%。吊芯检查发现，这11台变压器的绕组、连接线和支撑件均有不同程度的位移和变形。所以，理论和实践均说明，测量变压器短路阻抗是判断变压器变形的一个有效手段。苏联也采用此法，判断变压器绕组变形很有效果。

用阻抗法判断变压器绕组变形是一种传统方法，将所测的短路阻抗，与原始值或初始值进行比较，根据其变化大小判断绕组是否变形及变形程度，作为被试变压器是否合格的主要依据之一。这种方法的优点是：①测试方法简单，并经过多年的实践，已得出判断定量标准，并引入标准之中。国外（如意大利）和国内（如江苏省）对该方法已有成熟经验；②重复性好，对变形评估可靠性高。经多次验证，绕组无变形者，10～20年测试结果相差不到0.2%；当相差达到2.5%时，需缩短测试周期并做绝缘检查；当相差大于5%时，应立即停运，进行吊芯检查（或吊罩）；③受测量技术影响小一些。但该方法存在以下缺点：①当绕组变形较小时，短路阻抗值变化太小，难以确认；②为了试验结果有可比性，最好每次试验都采用同样手段和仪器仪表。

（3）专用仪器法。为了提高检测变压器集中参数的灵敏度，以判断变形，天水长城电力仪器设备厂生产的专门仪器GD9882型变压器动稳定状态参数测试仪，解决了灵敏度问题。

该仪器可用低电压（220V/380V）法在现场测取变压器阻抗电压U_k、短路阻抗Z_k、短

路电抗 x_L、漏电感 L_k 等参数，这些参数能够灵敏反映变压器绕组动稳定状态；同时还能测取空载电流 I_0、空载损耗 P_0、空载等值阻抗 Z_0 等能反映铁芯动稳定状态参数。测量准确度均在 0.1 级和 0.2 级。单相和三相都可测量，配有专用线，使用很方便。另外，测量结果都可打印。

该仪器用户通过历次测得结果从纵向比较和各相间的横向比较，诊断变压器遭受短路电流冲击后的动稳定状态有无发展（绕组变形、移位；铁芯松动、移位等）和强度，评估变压器的可靠性，判断是否进行大修和更新。经过 10～500kV 百余台变压器检测，均获得满意效果，检测个别有问题的变压器经吊罩验证，检测结果正确。目前完全达到国家标准 GB 1074—5 规定的所有电抗测量达到的复验性±0.2%的要求。

该仪器还在继续积累数据和改进工作。

4. 网络分析检测变压器变形方法

利用网络分析技术测量变压器变形原理，是通过测量变压器各个绕组的传递函数 H（jω），并对测量结果纵向和横向比较，灵敏判断绕组扭曲、鼓包和移位的变形等。

当变压器所加电源频率大于 1kHz 时，变压器铁芯基本上不起作用，整个绕组可看成由分布电感和电容等参数构成的无源线性两端口网络，简化等效电路如图 7-38 所示。

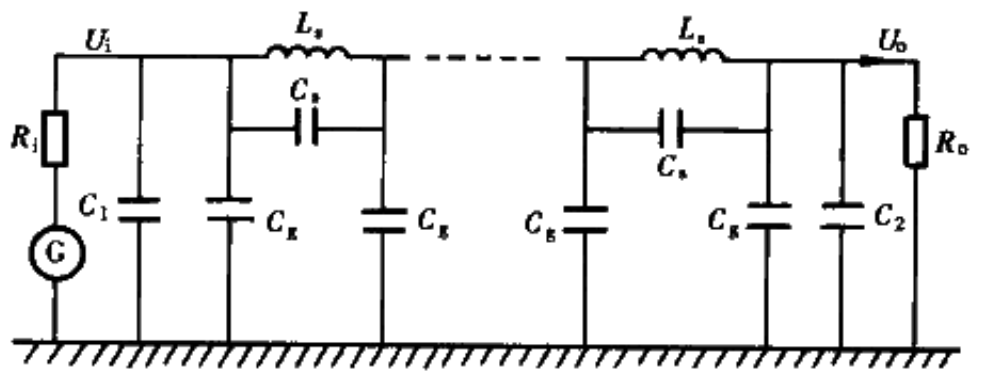


图 7-38　变压器绕组简化等效电路图

L_s—绕组电感；C_s—饼间电容；C_g—线饼对地及邻近绕组电容；G—扫频信号源；C_1—激励端套管及引线对地电容；C_2—响应端套管及引线对地电容；U_i—激励信号；U_o—响应信号；R_i—输入匹配电阻；R_o—输出测量电阻

由图 7-38 等效电路，根据电工基础学知识可知，利用传递函数 H（jω）对其特性进行描述，即绕组产生轴向、径向尺寸变化，必然改变网络单位长度的分布电感，纵向和对地电容，也就是传递函数 H（jω）的零点及极点分布产生变化。这样将变压器短路后测量结果三相互比及和以前比较，根据比较结果判断变压器是否变形和变形程度。

（1）测量方法。利用网络分析技术测量传递函数 H（jω），有两种方法：一种是低压脉冲法（LVI）；另一种是频率响应法（FRA）。

（2）低压脉冲法（LVI）。在绕组一端对地加入标准脉冲电压信号，利用数字化记录设备同时测量绕组两端对地电压信号 $U_o(t)$ 和 $U_i(t)$，并进行相应处理，得到变压器绕组的传递函数 $h(t)$ 或 H（jω）

$$h(t) = U_o(t) / U_i(t)$$

$$H(j\omega) = U_o(j\omega) / U_i(j\omega)$$

将测量结果和以前比较，判断变压器绕组是否变形和程度。但由于该法采用的是时域脉冲分析技术，现场使用极易受到外界干扰，很难保证测试结果的重复性；另外，双屏蔽电缆和接地线排列方式、周围物体等均对测试结果有影响。所以，该法虽然很灵敏，能测出 2～

3mm 的弯曲变形，但由于上述缺点，现场很少采用。

（3）频率响应法（FRA）。利用精确的扫描测量技术，测量各绕组的频率响应（幅频和相频），并将测量结果纵向和横向比较，便可灵敏判断变压器变形。

由于该方法具有抗干扰能力强，测量结果重复性好，比低压脉冲法更灵敏，能测出相当短路阻抗变化 0.2%的绕组变形，或轴向尺寸变化 0.3%的绕组变形。所以，该法获得更广泛应用。下面重点介绍此法。

5. 频响法测试技术

（1）频响法测量变压器绕组变形的理论。当从绕组一端对地注入扫描信号源，测量绕组两端口特性参数，如输入阻抗、输出阻抗、电压传输比和电源传输比的频域函数。通过分析端口参数的频域图谱特性，判断绕组的结构特征。如果绕组发生机械变形后，势必引起网络分析参数变化，这样就可以比较绕组对扫频电压信号（可依次输出不同频率的正弦波电压信号）的响应波形判断绕组是否发生变化。现场只测量一种端口的参数。电压传输比只反映等效网络的衰减特性，是常测的参数之一。

绕组频率响应特性具有如下特点：①频率低于 10kHz 时，频率响应特点主要由绕组电感所决定，谐振点少，对分布电容变化不灵敏。②频率超出 1MHz 时，绕组的电感又被分布电容所旁路，谐振点也会相应减少，对电感变化不灵敏；但当测试频率提高，测试回路的杂散电容也会造成明显的影响。③在 10kHz～1MHz 的范围内，分布电感和电容均起作用，具有较多谐振点，能够灵敏反应分布电感、电容的变化。因此，在测量变压器变形时，FRA 选用 10kHz～1MHz 之间的频率，具有 1000 个左右的线性分布扫描点，就可获得较好的效果。

（2）试验接线。试验接线如图 7-39 所示。为了保证测量结果的有效性，一定使用专用的测量接线及接线端子。测量时，分别对高压侧、低压侧三相绕组逐相测量，如表7-17所示。

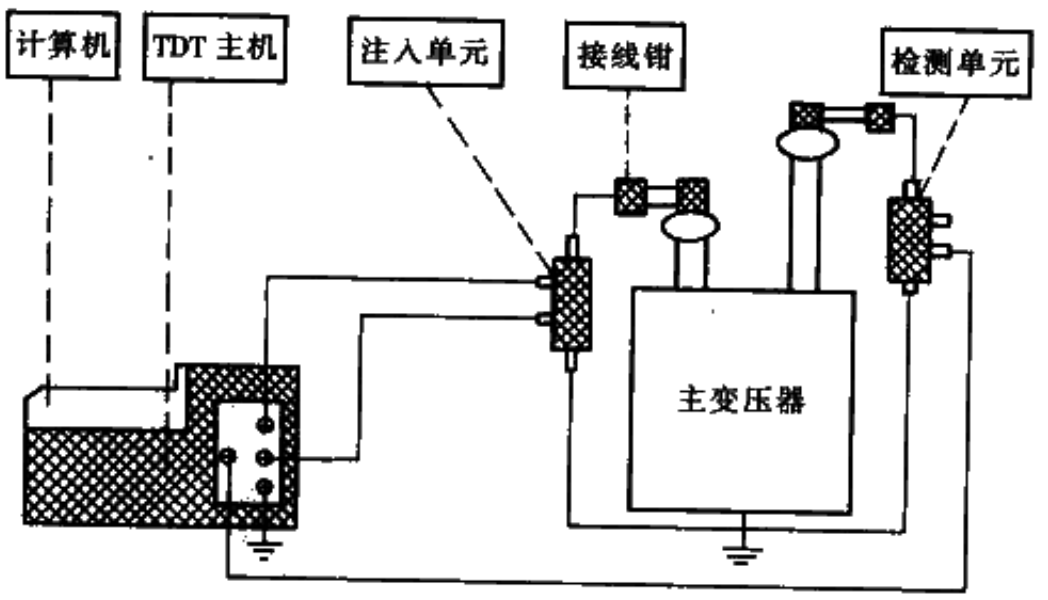


图 7-39　试验设备与被试设备连接图

表 7-17　　测　量　次　序

高　压　侧		低　压　侧	
0 端输入	A 端测量	a 端输入	b 端测量
0 端输入	B 端测量	b 端输入	c 端测量
0 端输入	C 端测量	c 端输入	a 端测量

（3）频响法诊断变压器绕组变形的技术分析。

1）典型的测试曲线图。用频响法测得变压器绕组变形典型波形，如图 7-40 所示。

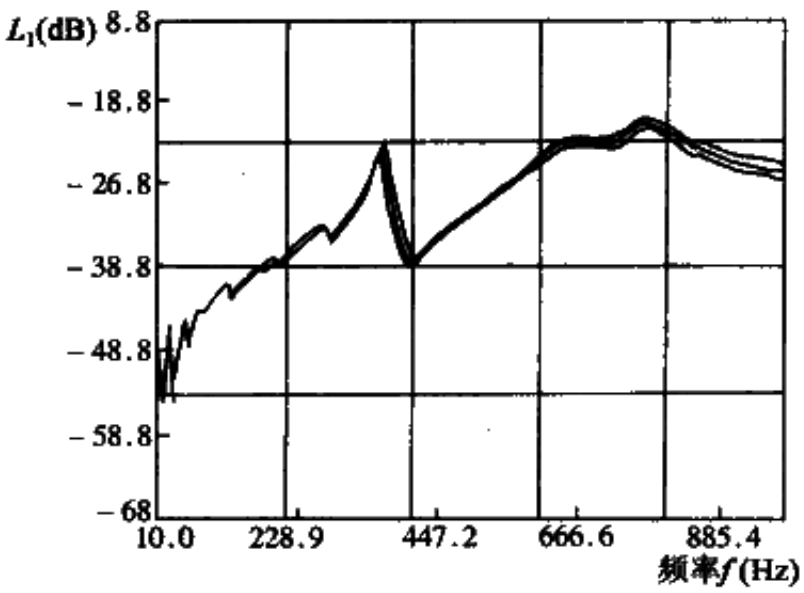


图 7-40　典型频谱曲线图

由图 7-35 可知，绕组的频谱曲线中会出现若干点谷点和峰点，这些谷点、峰点是在不同频率下绕组中出现谐振的必然结果。谐振是由于绕组电感和线饼间电容引起。一台变压器制成后，绕组的频谱曲线就确定了，而当绕组发生变形时，分布参数发生变化，改变绕组的部分电感和电容，即改变了绕组的转移阻抗值，这时所测的频谱曲线，就会与正常时测的频谱曲线不同，由此差异判断变压器变形。

2）绕组变形的几种形式。当变压器遭受短路电流冲击或其他冲击后，变形有以下几种：①绕组整体变形，是由于运输过程中，受到冲击、倾斜、振动等外力影响，造成绕组位移。这种变形绕组尺寸不变，只是对铁芯的相对位移变化。绕组的电感量、饼间电容量不变，对地电容量变化，一般电容量减小。在等值电路中，谐振峰点向高频方向平移。所以，这种变形后所测频谱图中，和以前比较，各谐振点都仍然存在，不发生变化，只是峰值均向高频方向平移（向右）。②饼间局部变形，在短路电磁力作用下使部分固定不牢线饼被挤压，另外一些线饼拉长，这样饼间电容被改变。这种变形的后果使等值电路图中一些电感变大，一些变小；与电感并联的饼间电容也随之改变。测量频谱图时，部分谐振峰点向高频方向移动，而且峰值下降；部分谐振点向低频方向移动，峰点升高。通过谐振峰值变化情况，判断饼间变形面积和变形程度。③匝间短路，从理论上讲绕组发生匝间短路后，电感值下降，频谱曲线发生明显变化，幅值上升，一些谐振点峰值消失。但理论是这样的，实际上难以捕捉到这种情况。一旦运行中发生匝间短路，线匝将被烧断，重瓦斯跳闸，压力释放阀动作，这时变压器油色谱分析也会不合格，变压器将吊罩检查。④引线位移变形，由于引线长度较大，固定不牢时，运行中产生位移变形。当引线位移时，等值电路中表现为两端口电容变化。当信号入口端引线位移但引线电容与其他电路并联，所以它的变化不会对频谱曲线有明显变化；而输出端引线位移，引线电容变化后对频响曲线有明显变化，尤其是曲线中 300kHz～1MHz 范围内。所以，在实际测试中，采用中性点注入信号源，以防上述的影响。如果引线对地电容减小，频段内幅值上升，反之，则下降；引线对地电容变大，预示着引线向外壳方向移动，引线对地电容变小，则表示引线向绕组方向移动。⑤绕组辐向变形，当绕组受辐向力作用时，使内绕组向内收缩，直径变小，电感量变小。这时内外绕组间距离变大，其电容变小，将使频谱图中的谐振峰点向高频方向移动，且幅值有所增大。⑥绕组轴向扭曲变形，当变压器绕组间隙较大或有部分撑条移位，在电磁力作用下，使绕组在轴向被扭曲为 S 状。这时部分饼间电容和对地电容减小。测量的频谱图上，有部分谐振峰向高频方向移动，在低频段谐振峰幅值下降，中频段峰值略有上升，高频段不变。

（4）频响法测量注意点。

1）分接开关挡位的影响。由于分接开关挡位不同，绕组匝数不同，直接影响被测变压

器的电感、电容量，从而使频谱图不同。所以，在测量时一定要记录好挡位。

2）信号源输入端的影响。由图 7-38 中 C_1 和 C_2 不同，所以，激励端与响应端改变后测得的频响曲线不完全相同。所以，每次测量时，应遵循表7-17所示的规则。单相变压器则以末端（U_2、V_2、W_2）为激励端，首端（U_1、V_1、W_1）为响应端。

3）变压器套管电容量的影响。虽然套管电容量（对地）不同时，但对频响曲线影响不大，可不考虑。

4）铁芯接地和油的影响。由于铁芯接地情况和充油情况，会使绕组电容值不同，故在测试时，一定要将铁芯接地，并充满绝缘油（并静置一段时间）。

5）出口引出线的长短对测量的影响。通过测试结果显示，套管端子延长对频响曲线影响很大，同时对频带宽度也有影响。因为套管延长线类似一根“天线”，一方面使干扰信号耦合到“天线”上，另一方面又产生对地电容，两方面都使测试结果难以保证重复性。所以，测试时不延长套管引线。

6）检测阻抗至接线钳间导线长度的影响。如果检测阻抗离开套管端子太近时，则使检测阻抗接地线与套管端子太近，地线与套管间杂散电容会对频响特性，尤其是高频部分产生影响；但也不能太长，否则会有类似的影响。

6. 变压器绕组变形的判断

（1）为了正确判断变压器绕组的变形，首先在变压器出厂、安装时测量绕组变形的原始数据，留下“指纹”便于以后比较。试验项目最好齐全，如短路阻抗值、专用仪器和频响法等。

（2）当绕组短路事故后，除测量变形外应进行一些常规试验和特殊试验，还要结合短路电流大小和短路时间长短，进行综合分析，判断变压器绕组变形情况。

（3）频响法判断变压器变形时，除根据三相绕组的频响特征是否一致外，还应根据绘出的三相波形间的相关系数 R 值，R 值大于 1.0，则说明变形不明显，R 值小于 1.0，则应引起注意。

第十一节　铁芯（有外引接地线的）绝缘电阻试验

变压器在运行时，铁芯和夹件等金属构件处于电场中，若铁芯不接地，便产生悬浮电位，使绝缘放电，所以，铁芯和夹件必须一点接地。由于各种因素影响，如果铁芯或夹件再产生一点及以上接地，则接地点间就会形成闭合回路，又键链部分磁通，感应电动势，并形成环流，产生局部过热，有时烧损铁芯。为了防止烧坏铁芯，必须保证铁芯和夹件对地绝缘良好。所以，定期测量铁芯和夹件绝缘电阻是十分必要的。

一、绝缘电阻试验方法

如果铁芯和夹件没有外引接地线，则必须在大修时测量；如果铁芯和夹件有外引接地线，则可以在变压器停电小修时测量。测量用 2500V 绝缘电阻表（老变压器亦可用 1000V 绝缘电阻表）。

以上是停电测量绝缘电阻，直接判断绝缘状况。如果铁芯和夹件有引出接地线，也可在运行状况下判断铁芯是否有多点接地。有两种情况：

1）用钳形电流表测量铁芯外引接地线的电流值大小；也可在接地开关处接入电流表或串接地故障器。当铁芯绝缘状况良好时，电流很小，一旦存在多点接地，铁芯柱磁通周围相

当有短路线匝存在，匝内流有环流。环流大小取决于故障点与正常接地点的相对位置，即短路线匝中包围磁通多少和变压器带负荷多少有关。

2）上夹件接地也引到油箱外，则除测铁芯引出线接地电流 I_2 外，还要测上夹件引出接地线的电流值 I_1。

二、铁芯试验结果判断

1. 停电所测绝缘电阻值判断

所测绝缘电阻值与以前测试值比较，应无显著差别。

若已判断铁芯有接地故障，应采取以下方法寻找具体接地位置：

（1）在吊罩后目测检查。如果有明显的碰外壳等，就可以很方便地进行处理。

（2）直流法检查。将铁芯与夹件的接地片打开，在铁轭两侧硅钢片上通入 6V 的直流电压，然后用直流电压表测量各级硅钢片间的电压值，当电压值等于零或者表指示反时，则认为该处是接地点，如图 7-41 所示。

（3）交流电流法。在变压器低压绕组通入交流电压 220～380V，此时铁芯中有磁通流过。如果有接地故障，用毫安表测量会有电流。当毫安表沿铁轭各级逐点测量，毫安表指示电流为零时，该处为接地点，如图 7-42 所示。

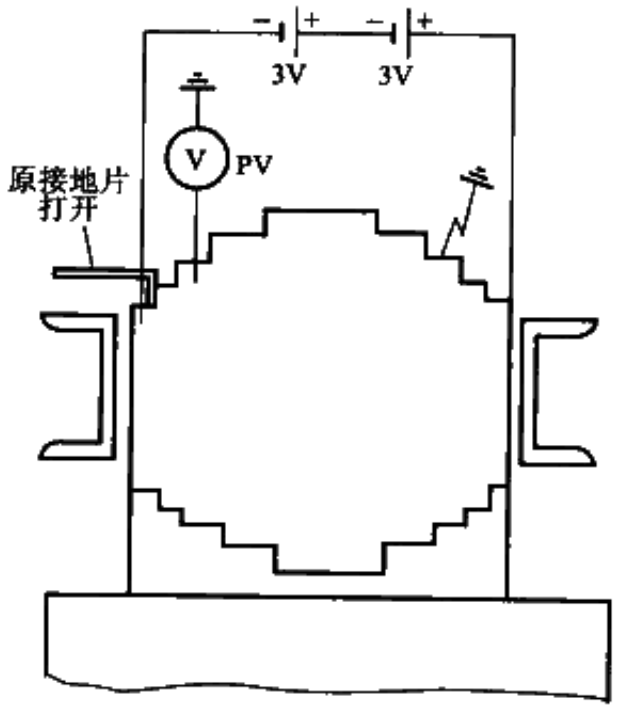


图 7-41　检测试验图

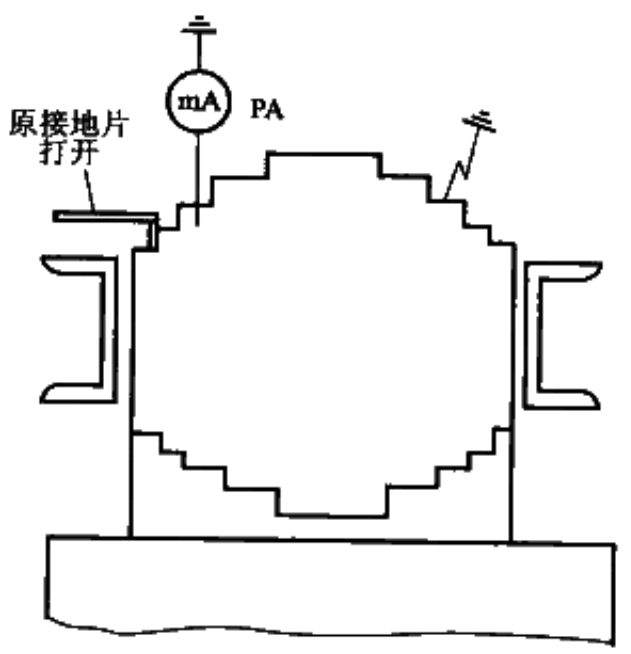


图 7-42　测量电流接线图

2. 运行所测铁芯外引接地线中电流值

所测电流一般不大于 0.1A，是正常的。

3. 铁芯和上夹件外引接地线所测电流 I_2 和 I_1

当 $I_1=I_2$，且数值在数安以上时，夹件与铁芯有连接点；$I_2 \gg I_1$，I_2 数值在数安以上，铁芯有多点接地；$I_1 \gg I_2$，I_1 数值在数安以上，夹件碰箱壳。

钳形电流表测量时应防干扰。先将钳形电流表紧靠接地线读第一次值，再钳入接地线读第二次值，两次差值才是实际电流值。

三、铁芯多点接地的处理

（1）在接地回路中串接一只限流电阻 R，使接地电流限制在安全范围内的 0.1A。R 的选择，将接地线断开，再测开路电压 U，即 $R=U/0.1$（Ω），并适当选择电阻功率，满足运

行中发热安全。为防止接地故障消失后铁芯产生悬浮电位，还需在限流电阻 R 并一只 2～8μF 的电容器。

（2）停电消除接地点。上述办法仅是临时措施，应在最短时间内彻底消除接地故障。在断开铁芯接地线的情况下，采用电容放电（不大于 600V）、单相工频（220V，30～60A）或直流电焊机（40A）加电流，烧断接地故障点。最后经过 1000V 交流耐压 1min 通过。

第十二节　变压器现场干燥方法

一、变压器受潮的危害

当水分浸入变压器后，不论是固体绝缘，还是液体绝缘（还有以后的气体绝缘变压器的气体绝缘）的电气性能影响都很大。首先是对液体绝缘的绝缘油，当含有悬浮状水滴和杂质纤维时，在电场作用下，纤维形成“小桥”。“小桥”在电极间导致电导剧增，引起局部温度升高，最后导致热击穿。对固体绝缘的绝缘纸板、电缆纸、白布带，当水分浸入时，使电介质增加导电离子，而水分又能加速杂质及极性分子离解，纸绝缘材料对水分的吸附力大于水分子的内聚力，易于在表面形成连续水层，导致绝缘性能下降，在电场作用下，介质损耗增加，产生发热现象，造成分子结构破坏而击穿。所以，一旦受潮必须进行干燥处理，以保证变压器安全运行。

二、什么情况下需进行干燥处理

（1）在运输过程中，变压器长期开封过或空气干燥器中的硅胶指示器受潮变色。

（2）在变压器保存期间发生与（1）相同的情况。

（3）变压器大修过程中，器身在空气中暴露的时间超过相关规程规定的时间。

（4）变压器全部或局部更换绕组。

（5）变压器在事故抢修时内部进水。

（6）在电气试验过程中，绝缘性能指标达不到相关规程规定值等。

三、变压器干燥原理

变压器的干燥就是除去芯部绝缘材料中积聚的水分。应注意以下几点：

（1）在干燥过程中要首先将芯部放在容器内加热，容量里的绝缘材料逐渐升温，达到一定的温度则绝缘材料内的水分开始蒸发，即水分汽化。温度越高，水分汽化越快，使干燥过程加快。

（2）容器如果是封闭的，水分汽化后形成的水蒸气和空气混合物都积存容器内，经过一段时间后混合蒸汽达到饱和。如果温度不变化，饱和蒸汽压力和绝对湿度是常数，水蒸气本身又不可压缩，所以，当容器里面的混合蒸汽达到饱和后，绝缘物内水分蒸发就停止，干燥也就停止了。此时，必须继续升高温度，水分才开始又蒸发，达到一个新的饱和状态。但温度继续增高，容器内的饱和蒸汽的密度和压力也同时增大，使水分蒸发越来越困难，不但干燥的效率低，而且绝缘也不允许太高的温度（绝对不能超过所允许的温度）。

（3）容器抽真空，使其压力降低，内部的空气膨胀，特别是绝缘物之间的空气膨胀有助于水分蒸发；另外，由于水分汽化而反抗周围压力所做的功减小，于是，在比较低的温度下，水分子也有足够的外逸速度，使蒸发过程提前，这就是抽真空加速水分汽化。水的沸点随真空度减小而升高的关系如表 7-18 所示。

表 7-18　　水的沸点随真空度减小而升高的关系

容器内部的真空度（kPa）	100	99.5	99	97	94	89	81	70	54	31	0
水的沸点（℃）	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100

表 7-18 说明，容器内抽成高真空时，只需一般室温就可以了。但实际上，无论真空度达到何种真空高度，水分蒸发需要一定的热量，而容器壁对周围环境也有热交换（辐射和对流），这些热能损失会引起容器内空气冷却，在低温和高真空可能引起冰冻现象，对绝缘材料是有害，另外，容器（变压器外壳）的强度也不允许使真空抽得太高，否则将引起永久变形，也是不允许的。

四、干燥处理的基本要点

（1）提高绝缘材料的温度，其最高温度由绝缘材料开始老化的温度为准。

（2）除去由绝缘材料蒸发的水气，用自然流通或强制流通办法从容器里面把水气排除，防止容器内产生水蒸气饱和现象，连续进行干燥过程，同时降低水蒸气的压力，维持继续汽化的热量，提高干燥效率。

（3）绝缘材料中必须含有 0.05%～0.1%的水分，这是因为绝缘材料为保证结构，含有一定量的水分是必需的，否则，将使绝缘材料遭受到损坏，是不允许的。

五、干燥系统的组成

1. 加热装置

制造厂一般用蒸汽加热，效率高且安全。但现场一般采用电气加热方法，如油箱铁损法、铜损法、零序电流法、电阻加热器法（热油法和热风法）、红外线法等。热风法和红外线仅用于干燥小型变压器干燥。

但为了干燥过程加快，有时采用两种方法联合起来干燥，如油箱铁损法加热的同时，还向油箱里面送进热风，或在变压器的绕组中通过电流（铜损法）；另外，加热的同时，还要有防止热量散失的保温装置，如采用油箱铁损法时，外油箱外包绝热材料等。

2. 排潮装置

目前常采用的排潮方法有真空法、自然通风法、机械通风法和滤油法等。在安装和大修现场则以抽真空法为主，再辅以定期破坏真空法，其他方法只适用于轻微受潮干燥法。

3. 测量、控制和保护装置

针对加热装置、排潮装置及被干燥的变压器本体所必需的测量、操作和保护。在正常干燥过程中，能测量各种数据，反映干燥过程状况，在干燥过程出现异常或故障，可以发出信号或者跳开电源。

六、现场目前常采用的铁损抽真空干燥方法

制造厂采用的煤油气相干燥方法虽然先进且干燥质量好，但干燥设备现场是难以实现的。根据作者在现场对变压器干燥方案对比，现场最适用的是油箱铁损抽真空干燥方法。这种干燥方法的优点是：①现场易于实现；②速度快，一般不带油的受潮变压器，1 周时间便可结束干燥工作；③干燥效果比较彻底。下面重点介绍这个方法。

（一）磁化线圈计算

该方法是采用在变压器油箱壁上缠绕磁化线圈，通电后油箱在交变磁场下产生磁滞和涡流损耗，以此产生的热量来加热被干燥变压器的方法。

（1）干燥过程中所需的电力 P，由于变压器型号不同，干燥条件也有所不同（保温情况、周围空气温度），使 P 值也有不同。

对保温的变压器，有

$$P = 5F(t_2 - t_1) \times 10^{-3} \tag{7-19}$$

式中 P——干燥所需电力，kW；

t_2——油箱表面最高温度，$t_2 = 110℃$；

t_1——周围介质的温度，℃；

F——油箱总面积（包括油箱壁和上、下盖），m^2。

（2）油箱有效单位面积上消耗的电力 ΔP 的计算公式为

$$\Delta P = \frac{P}{F_0} = \frac{P}{Lh} \tag{7-20}$$

式中 ΔP——油箱单位有效面积消耗电力，kW/m^2；

F_0——缠绕磁化线圈的油箱侧面积，m^2；

L——变压器油箱周长，m；

h——缠绕磁化线圈的油箱高度，m。

（3）磁化线圈的匝数 N。由式（7-20）变换后求得，则有

$$\Delta P = \frac{P}{Lh} = \frac{UI\cos\varphi}{Lh} = \frac{U}{LN}\frac{IN}{h}\cos\varphi \tag{7-21}$$

式中 N——磁化线圈匝数，匝；

U——干燥时加热电源端电压，V；

I——流经磁化线圈中的电流，A；

$\cos\varphi$——干燥电路的功率因数。

令式（7-21）中

$$A = \frac{U}{LN} \tag{7-22}$$

$$B = \frac{IN}{h} \tag{7-23}$$

得到

$$\Delta P = AB\cos\varphi \tag{7-24}$$

式中 A——电压梯度；

B——磁通势梯度。

A、B 的值一般采用试验方法确定，也可以根据 ΔP 值根据表 7-19 选用。

表 7-19　　ΔP 值与系数 $1/A$、B 之间的关系

ΔP (kW/m^2)	0.8	1.0	1.2	1.4	1.6	1.8	2.0	2.2	2.4	2.6	2.8	3.0
$1/A$	2.26	2.02	1.84	1.74	1.65	1.59	1.54	1.49	1.44	1.41	1.38	1.34
B	20.5	25.5	30.0	33.5	36.5	39.5	42.3	44.5	46.9	49.1	51.3	53.3

由式（7-22）得磁化线圈匝数（应取整数匝），即

$$N = \frac{U}{LA} \tag{7-25}$$

（4）磁化线圈中的电流 I 由式（7-23）得出，即

$$I = \frac{hB}{N} \tag{7-26}$$

（5）由式（7-24）得干燥电源的功率因数，即

$$\cos\varphi = \frac{\Delta P}{AB} \tag{7-27}$$

$\cos\varphi$ 值一般取 0.5～0.7。

（6）干燥电源总容量 S（kVA）为

$$S = \frac{P}{\cos\varphi} \tag{7-28}$$

（7）磁化线圈导线截面积 Q（mm^2）为

$$Q = \frac{J}{\delta} \tag{7-29}$$

式中 δ——电流密度，A/mm^2，铜导线 $\delta=3\sim3.5$（A/mm^2），铝导线 $\delta=2\sim2.5$（A/mm^2）。

所选择的 Q 值应比计算得到的值大一些，以策安全。

（8）磁化线圈总长 L（m）为

$$L = NC/K$$

式中 N——磁化线圈匝数，匝；

C——油箱外径周长，m；

K——油箱表面不平的系数，$K=0.9$。

（二）磁化线圈的装设

在装设磁化线圈之前，应先将油箱用保温材料进行保温。具体方法是将油箱壁和顶盖用石棉布或玻璃布覆盖起来，并绑扎牢固，油箱底部电热器四周也要用保温材料遮蔽起来。

磁化线圈一般采用纱包绝缘线。磁化线圈由油箱下部按螺旋形水平缠绕在油箱上。在垂直方向用事先经过干燥处理的木板条把导线压紧。为了导线紧靠油箱壁压紧，以保持导线不向下滑动，则应在木板条上开出若干个半圆形的孔，把导线嵌进孔中。木板条之间的间格应根据实际情况而定（一般为 5～6mm）。

为了保持油箱上、下部加热均匀，上、中部线圈要绕得稀一些，下部绕得线圈占总线圈匝数的 60%。

为了调节加热温度，在绕线圈的时候，制作一些抽头。

由于油箱铁损发热所产生的热量从油箱壁传到线圈和铁芯的过程比较缓慢，尤其是对线圈有围屏的器身（目前大、中型变压器均有围屏），传热更困难。所以，干燥时还需从油箱底部进行加热。为使器身受热更均匀，现场采用闭式电炉或蒸汽加热器（电厂），电炉每只功率不大于 5kW 为宜，表面温度不大于 120℃。电炉的容量由表 7-20 根据油箱底面积大小查得。

表 7-20　　油箱底部加热电炉容量

油箱底面积（m^2）	10 以下	11～15	16～20	21～25
单位面积容量（kW/m^2）	0.8 以下	0.9～1.4	1.5～1.8	1.9～2.1

（三）干燥前的准备工作

（1）拆下变压器附件，把油箱上所有螺栓拧紧、密封，使在抽真空时不泄漏。

（2）油箱中油全部放完，并清理箱底。

（3）安装测温装置。箱壁温度用酒精温度计测量或热电偶，而油箱内部温度测量采用热电偶测量，布置如图 7-43 所示。

（4）制作干燥电源盘。

（5）准备好抽真空设备。

（6）对于一些老变压器，还要装设监视变压器变形装置。

（7）加热电源选择。一般从厂用变压器或所用变压器选取加热电源。

（8）抽真空装置布置如图 7-44 所示。

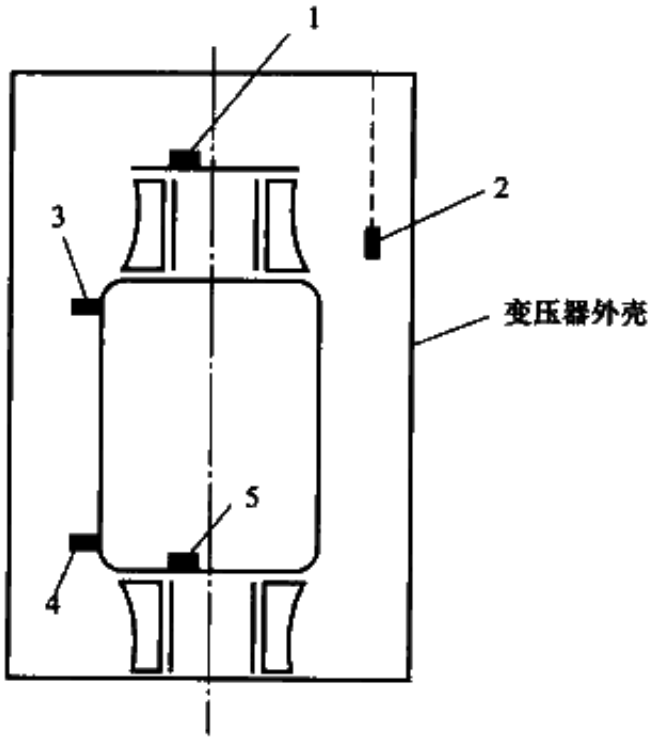


图 7-43　热电偶配置图

注：1 号热电偶水平放置于铁芯顶部；2 号热电偶悬挂于空中；3 号热电偶放置于 A 相外部高压绕组上部；4 号热电偶放置于 C 相外部高压绕组下部；5 号热电偶平放置于铁芯下底平台上。热电偶的引出线由人孔或套管处引出。

（四）干燥过程

（1）通电后在正常大气压下加热变压器，升温速度为 5～10℃/h，直到油箱内空气温度达到 90～105℃，磁路上任一点温度达到 85℃。

（2）在上述温度下开始抽真空。抽真空速度为 798Pa/min，直到达到最大值为止，并保持。如果变形过大，则应适当降低真空度。

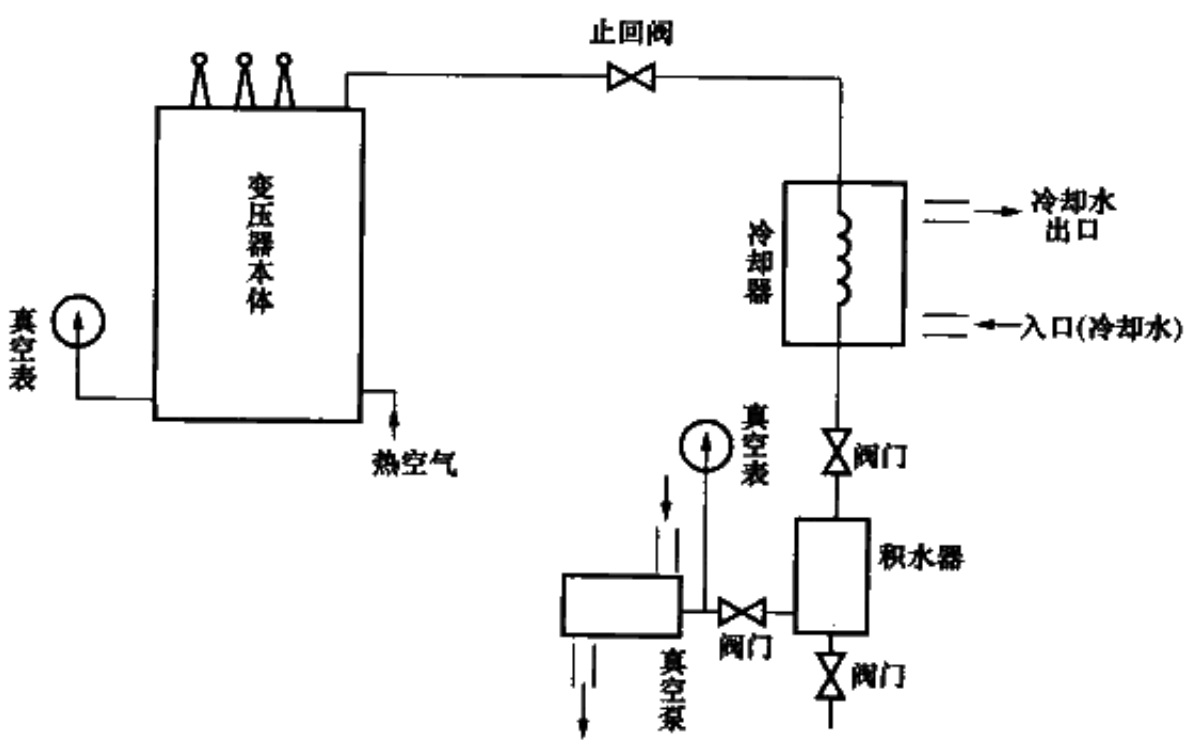


图 7-44　抽真空装置图

（3）干燥过程中温度调节通过改变励磁线圈抽头或周期性接通和断开电源进行。

（4）干燥时每小时记录各部温度和绕组的绝缘电阻，并绘制成曲线。

（5）定期放出真空泵的凝结水，并记录。

（6）定期破坏真空，加快干燥速度。

（7）干燥合格后，仍要继续加热和保持残压值，经过一段时间后再注入合格的油。

（五）干燥合格条件

（1）真空泵没有凝结水放出来。

（2）绕组的绝缘电阻和吸收比满足要求，并在 6～8h 内保持稳定不变。

（六）干燥注意事项

（1）在加热升温时，应避免大幅度升、降，以避免温度降低到一定程度，新的饱和水蒸气分子运动速度减小，再度凝结水珠。

（2）禁止用揭开保温材料的方式降温。

（3）保持各部温度在允许范围内，绕组温度不超过 95～105℃，油箱温度不超过 110℃。两部超温应立即断开电源。

（4）值班人员应集中精力，定时测量各个参数。

（5）注意防火。

（6）在抽真空之前，将残油尽量放光。

七、热风抽真空干燥方法

该方法是热源采用电加热后的热风，干燥加热和抽真空图如图 7-45 所示。

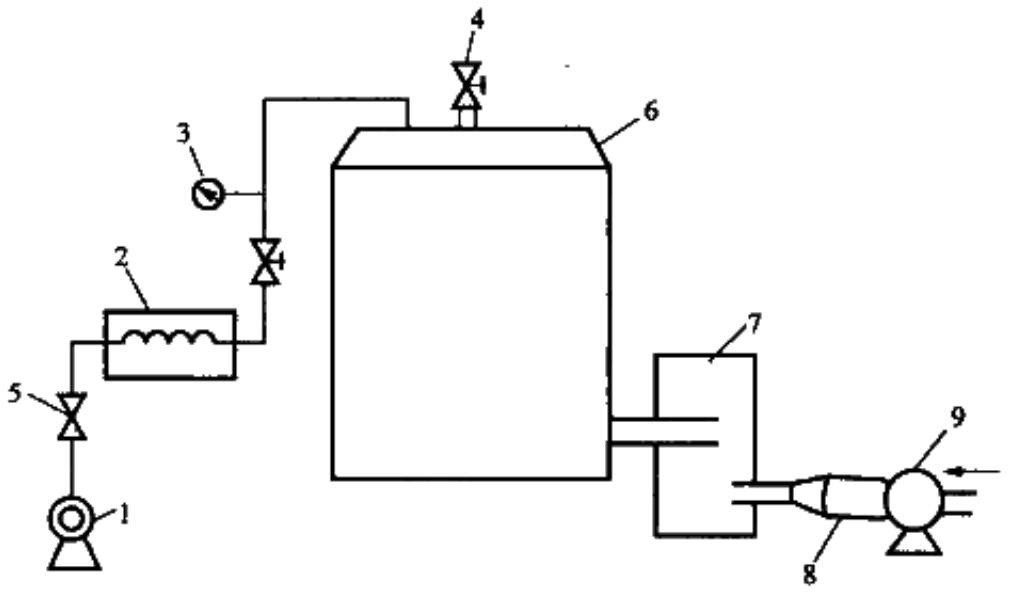


图 7-45　热风抽真空干燥图

1—真空泵；2—冷凝器；3—真空表；4—阀门；5—止回阀；
6—变压器本体；7—挡板；8—电热器；9—鼓风机

（一）干燥计算

干燥热风可由电炉或蒸汽（电厂）加热空气，经过滤加热后由鼓风机送入变压器油箱，每分钟热风量（m^3）计算如下

$$Q = 1.5V$$

式中　V——变压器油箱容积，m^3。

电加热器计算功率为

$$P = 0.07\gamma Q(t_2 - t_1)$$

式中　γ——空气定压比热，取 0.31；

t_2——热风入口温度，取 100℃；

t_1——环境温度；

P——电热器功率，kW；

Q——热风量，m^3/min。

（二）干燥前的准备工作

（1）在电热器与变压器间的风道内要接风道挡板；用铁板焊成直径 400mm、长 1200mm 的管子，外包石棉，防止热风带着燃烧细粒接触绕组引起火灾，并避免变压器油进入电热器。

（2）拆除变压器安全气道、储油柜及连管、套管和散热器等，且密封良好。

（3）在变压器绕组、铁芯和分接开关处装设测温元件，引出测绝缘电阻线。

（4）变压器油箱安装保温和安装加热、抽真空设备。

（三）干燥过程

（1）将加热到 100℃且经过过滤的空气自变压器底部通入。

（2）开始时热风进口温度从高于环境温度 5℃开始，在 15h 内均匀增到 100℃，同时调整排气口阀门，保持进口温度 105℃，出口温度 85～90℃。

（3）热风加热 40h，抽真空 10～15h；再加热 10～20h，抽真空 10～15h，反复进行至结束。

（4）干燥过程中，每 2h 测量一次绕组绝缘电阻，记录出、入口和绕组各部温度。

（四）注意事项

（1）热风温度低于 105℃。

（2）热风应从下到上均匀吹向绕组各部分，不得直吹向绕组。

（3）热风进出口处和绕组上适当埋入测温元件；器身上、下部温差不宜过大，应尽量相近。

（4）电加热器不许烧红状态，严禁将火星通入变压器内部。

（5）空气入口处和变压器热风入口处均应设置过滤器，防止杂物进入。

（6）抽真空时，应保证变压器油箱不变形。

八、热油喷雾抽真空干燥法

该方法热源采用热油加热变压器绕组，并将热油喷成雾状，一方面不使油珠对绕组冲击，另一方面又扩大了热油和绕组的接触面积，利于加热绕组，同时雾粒沿着绕组下流时，又吸附绝缘纤维毛孔中的水分，加快水分排除；抽真空与定期破坏真空，一方面降低水的汽化温度，利于水分蒸发，另一方面使潮气易于排出。

（一）干燥步骤

按图 7-46 进行干燥设备的安装。

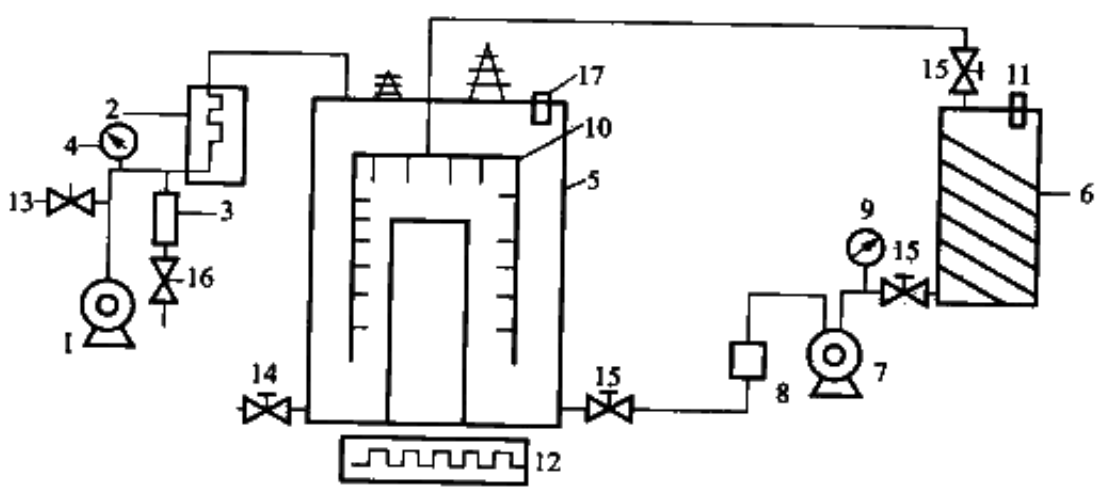


图 7-46　干燥设备示意图

1—真空泵；2—冷却器；3—凝结水罐；4—真空表；5—变压器；6—加热器；7—油泵；8—过滤器；9—压力表；10—喷嘴；11—测温元件；12—电热器；13—真空度控制阀门；14—真空破坏阀门；15—油量控制阀门；16—放水阀门；17—测温元件

(8) 对三绕组变压器，先干燥两组合格后，再干燥未干燥的一组和已干燥的一组的组合。

表 7-21　　电流与温度关系

短路电流最大允许额定电流百分比（%）		上层油面最大允许值（℃）
自　冷　式	强油循环式	
50	50	85
75	60	85
85	70	75

【讨论】 怎样用绝缘电阻吸收比极化指数综合判断变压器的绝缘状况？

参考资料：《绝缘电阻试验判断变压器绝缘的判据探讨》

一、绝缘的吸收现象

1. 单一绝缘介质没有吸收现象

测量单一绝缘介质的绝缘电阻时，如纯瓷绝缘子，一开始阻值就很大，且不随时间增长而增加，几乎瞬间达到稳态值。所以，单一绝缘介质，不存在吸收现象。

2. 多层介质才有吸收现象

在测量发电机和变压器的绝缘电阻时，一开始绝缘电阻值比较小，随着时间增长而逐渐增加，最后达到稳态值。发电机和变压器的绝缘不是单一介质，如变压器绝缘是由绝缘油和纸组成的，属于多层介质。瞬间加上一个直流电压时，电荷由电极注入后，在绝缘内部空间电荷有一个重新分布过程，需要一定时间，才能达到稳定分布，这个分布电荷的过程，叫做“吸收”现象。所以，只有多层介质构成的绝缘，才具有“吸收”现象。

3. 多层介质的绝缘吸收现象分析

以变压器的油—纸绝缘研究吸收过程，变压器的油纸绝缘结构如图 7-50 所示。

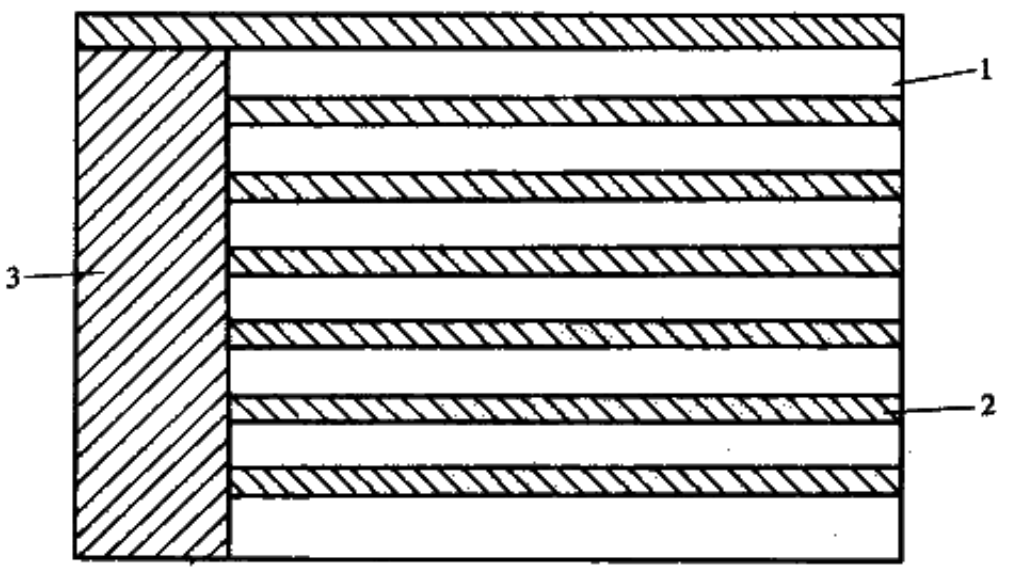


图 7-50　变压器绝缘结构

1—绝缘油；2—绝缘纸；3—纸撑条或垫块

变压器绝缘等值电路图如图 7-51 所示。

由图 7-51 知，在直流电压 U 作用下，绝缘电阻 $R(t)$ 为

$$R(t) = R_1(R_p + R_0)/\{(R_1 + R_0 + R_p)(1 + Ge^{-t/T})\} \tag{7-30}$$

吸收系数 G 为

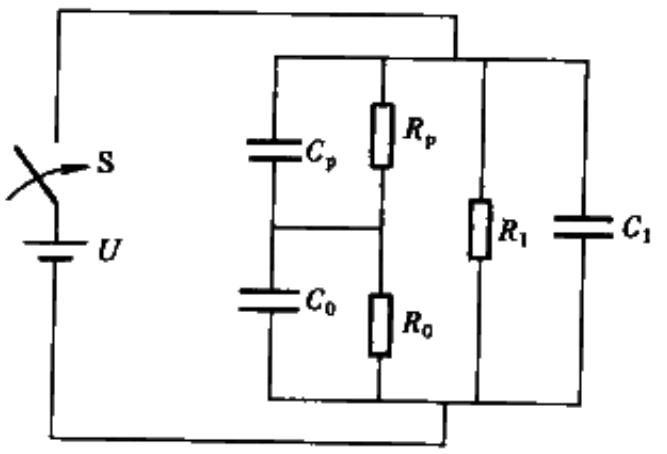


图 7-51　变压器绝缘等值电路图

C_p、R_p—纸绝缘等值电容、等值电阻；C_0、R_0—油绝缘等值电容、等值电阻；C_1、R_1—绝缘撑条或垫块等值电容、等值电阻，由于 C_1 数值较小，可省略

$$G = R_1/(R_1 + R_p + R_0) \times \frac{(R_0C_0 - R_pC_p)^2}{R_0R_p(C_p + C_0)^2} \tag{7-31}$$

吸收时间常数 T 为

$$T = R_0R_p\frac{C_p + C_0}{R_p + R_0} \tag{7-32}$$

二、绝缘电阻

测量电力设备绝缘电阻值是衡量绝缘性能的最基本指标之一，可以根据数值大小估计绝缘情况；该测量方法和使用仪器简单易行，所以，不管是发电机变压器出厂试验，还是运行单位的预防性试验，都广泛应用。

虽然绝缘电阻广泛应用，但实践中无法规定出具体的合格绝缘电阻值标准。

1. 绝缘电阻值不是理想的判断标准

由式（7-30）知道，绝缘电阻值不仅取决于变压器油和纸的状况，还取决于结构尺寸，并随时间增长而增加。由于变压器电压等级和容量不同，所以绝缘材料和结构也不同，使变压器绝缘电阻值大小也不一，所以，变压器绝缘电阻不能规定一个具体标准的数值。因此，绝缘电阻不是一个理想的绝缘判断指标。

2. 变压器在油更换前后的绝缘电阻没有可比性

绝缘油状况，特别是其电阻率影响因素较多，对绝缘电阻的影响较大。所以，在变压器油更换前后所测绝缘电阻值，因油状况不同，使之失去可比性。

3. 变压器绝缘电阻值达到 10000MΩ 数量级时，也失去比较意义

目前大、中型变压器的绝缘电阻值达到万兆欧数量级，运行中测量绝缘电阻时受仪器、外界干扰、气候、主变压器本体温度等的影响，测量误差较大，失去一定周期内两次测量值比较的意义。如同一台变压器上午检修人员测量绝缘电阻为 24000MΩ（变压器刚停运），而同一天下午运行人员测量值为 27000MΩ，相差 3000MΩ，测量误差失去比较意义。

综上所述，绝缘电阻不能用具体的数值判断绝缘状况，只能在同一温度下，无明显变化或明显偏低来判断。

三、吸收比

60s 和 15s 时测得的绝缘电阻之比，称为吸收比 K，其公式为

$$K = R_{60}/R_{15} = (1 + Ge^{-15/T})/(1 + Ge^{-60/T}) \tag{7-33}$$

由于吸收比 K 是两个绝缘电阻值之比，在测量绝缘电阻时顺便就可以测得，而且对判

断中小型变压器绝缘受潮还是比较有效的，我国一直坚持这一测试项目。

1. 吸收比特点分析

由式（7-33）知道，吸收比 K 随着吸收系数 G 的增加而增加，如图 7-52 所示。

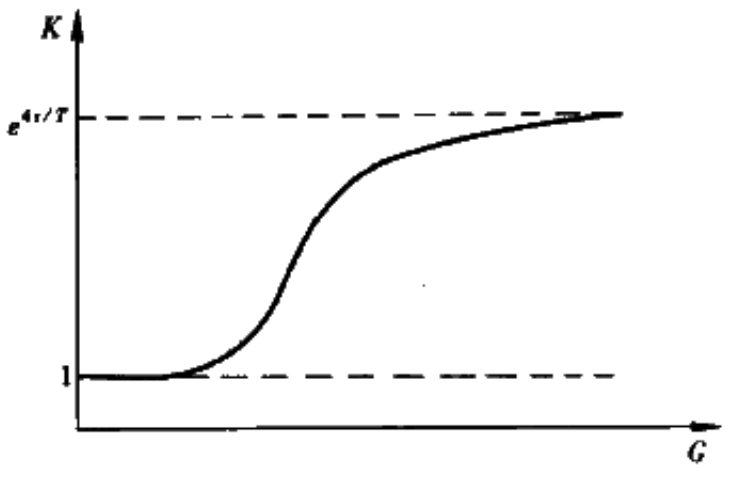


图 7-52　吸收比与吸收系数的关系

由式（7-31）知，吸收系数 G 主要由介质的不均匀程度（$C_0R_0 \neq C_pR_p$）所决定，即将油和纸两层介质处理均良好时或均很差时，G 值较小，均导致 K 下降，给判断绝缘好坏造成困难。另外，在固定的 G 值下，某一个吸收常数 T_0，吸收比 K 有一个最大值 K_m，如图 7-53 所示。

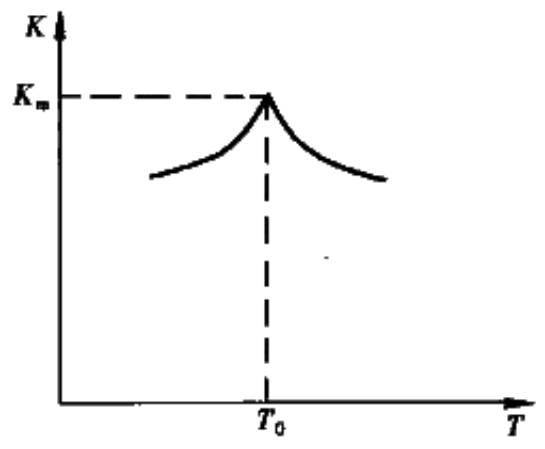


图 7-53　吸收比与吸收时间常数的关系

由式（7-32）知，吸收时间常数 T 与 $R_pR_0/(R_p+R_0)$ 成正比例，油和纸两层介质或其中一层不良时，$T<T_0$，$K<K_m$；当两层介质均好时，$T>T_0$，K 同样小于 K_m。由图 7-53 可以看出，在这两种情况下，不能简单地以吸收比的大小给绝缘状况下结论。

综上所述，根据吸收比的特点，当两层介质绝缘均很好时，K 较小，而两层介质绝缘均差或一层介质绝缘差时，K 也小，所以，用 K 值判断绝缘状况具有不确定性。

2. 正确地用 K 值大小判断绝缘好坏

（1）K 判断中小型变压器绝缘状况很灵敏。中小型变压器一般容量小，电压等级低，绝缘结构简单，生产工艺不是很先进，尤其是干燥处理水平不高，使变压器绝缘材料中含水分相对较多。所以，这种变压器吸收时间短，K 处于图 7-53 的 $T<T_0$ 单调增曲线段，当绝缘干燥时，吸收现象显著，吸收比 $K>1.3$；当绝缘受潮或脏污后，吸收现象因泄漏电流大而不明显，则 $K<1.3$。现场测试结果也表明，吸收比判断中小型变压器还是正确和灵敏的。

（2）大型变压器用吸收比判断绝缘状况有时会误判断。大型变压器绝缘结构复杂，生产工艺先进，绝缘状况良好，但有吸收比 $K<1.3$ 的现象。产生这种现象的原因，上节已做了理论分析说明。实际当中，近年生产的大型变压器，由于采用煤油气相干燥法，使含水量大幅度减少，绝缘电阻值显著提高；另一方面，设备容量大，额定电压高，使绝缘结构复杂，这样吸收时间常数延长，稳态值一般在 10min 及以上。以往测吸 收比只测 60s 的绝缘电阻值，远没有达到稳态，导致 $K<1.3$ 的结果。大型变压器绝缘状况良好，绝缘电阻值也很高，但吸收比 $K<1.3$，按传统判断应为不合格的设备。但实践中我们不能不顾客观事实，照搬标准判定变压器绝缘受潮。目前我们引进西方国家发电机绝缘技术中的极化指数这个参数来解决这个问题。

四、极化指数

极化指数是指 10min 的绝缘电阻值与 1min 的绝缘电阻值之比，即极化指数 P，$P=R_{600}/R_{60}$。

由式（7-30）得

$$P=(1+Ge^{-60/T})/Ge^{-600/T}$$

通过实际测试，T 在 100～200s 左右，则 $1+Ge^{-60/T}\approx 1$，所以

$$P \approx Ge^{-60/T} \tag{7-34}$$

由式（7-34）知，P 随 G、T 均有单向变化关系。绝缘状态良好时，T 大，P 也大；T 小，P 也小。

怎样用极化指数判断变压器绝缘状态呢？如果大型变压器开始绝缘电阻很高，吸收比 $K<1.3$，则应该继续测量极化指数 P，若 $P>1.5$，应该以 P 的数值判断绝缘为良好。

五、变压器绝缘状态的综合判断

由于目前电动绝缘电阻表已普及，在测量大型发电机及变压器绝缘特性时，绝缘电阻、吸收比、极化指数三种参数都可以一次测出数值。根据所测绝缘电阻、吸收比、极化指数三个测量结果，结合变压器的额定电压和容量大小、生产工艺和绝缘油（油耐压值）等综合分析判断。

1. 绝缘电阻正常，吸收比 $K>1.3$，极化指数 $P<1.5$

这种情况下绝缘电阻 $R(t)$ 和时间 t 的关系如图 7-54 所示。

由图 7-54 中 $R(t)$ 与 t 曲线可以看出，绝缘吸收时间在 60s 左右，$R_{60}/R_{15}>1.3$，绝缘电阻值也较高，属于中小型变压器，生产工艺不是很先进，绝缘状况符合《规程》要求，合格。如果绝缘电阻和以前同温度下比较，明显降低，$K<1.3$，$P<1.5$，则绝缘已受潮或脏污，属于不合格，应进行处理。

2. 绝缘电阻较大，吸收比 $K<1.3$，极化指数 $P>1.5$

这种情况绝缘电阻 $R(t)$ 和时间 t 关系如图 7-55 所示。

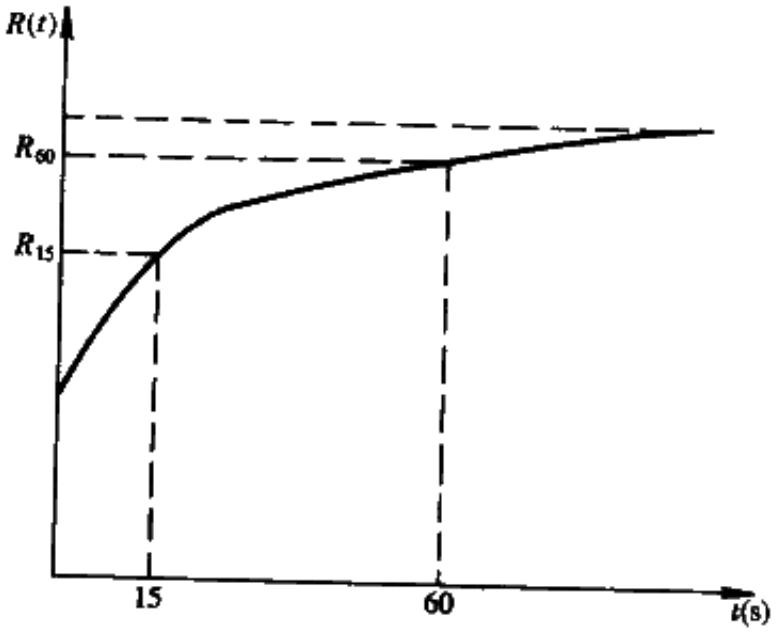


图 7-54　绝缘电阻和时间的关系

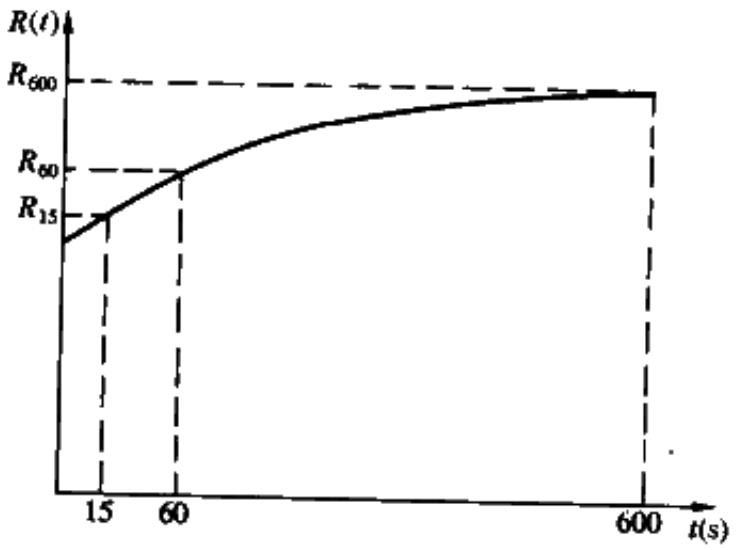


图 7-55　绝缘电阻和时间的关系

由图 7-55 中 $R(t)$ 与 t 曲线知，绝缘吸收时间在 600s 左右，$R_{60}/R_{15}<1.3$，$P>1.5$。绝缘电阻在 10000MΩ，属于大中型变压器，生产工艺很先进，干燥处理很彻底，含水量较少，绝缘状况很好，属于合格。如一台 SFP—20000/500 变压器出厂试验时，高压侧对低压侧及地的绝缘电阻为：$R_{600}=10700\text{M}\Omega$，$R_{60}=5980\text{M}\Omega$，$R_{15}=5450\text{M}\Omega$，则 $P=R_{600}/R_{60}=1.79$，$K=1.09$，$\tan\delta=0.16\%$，显然绝缘是良好的。

以上的测量结果，笔者在重庆 ABB 变压器公司参加监造试验时，看到很多类似这样的实例。

3. 绝缘电阻值一开始就很高，但吸收比 $K<1.3$，极化指数 $P<1.5$

由于绝缘油处理得很好，击穿电压 $U\geqslant 80\text{kV}/2.5\text{mm}$（进口油）；油绝缘电阻可能达到

与纸绝缘相同的程度，介质吸收过渡过程就变得很快，如同单层介质一样。绝缘电阻一开始就在10000MΩ以上，而且随时间增长而增加不多。这时吸收比 $K<1.3$，极化指数 $P<1.5$，这种情况恰恰是绝缘良好的特征。

如一台新出厂的 $SFSZ_9$—31500/110 型变压器，第一次出厂试验数据如表 7-22 所示。

表 7-22　　第一次出厂试验数据

数据 / 位置	R_{15s} (MΩ)	R_{60s} (MΩ)	R_{10min} (MΩ)	R_{15min} (MΩ)	R_{30min} (MΩ)	吸收比 K	极化指数 P	R_{60s} (20℃，MΩ)	tanδ (20℃，%)
HV-Σ	53300	64400	89400	96100	105500	1.21	1.39	59629.6	0.13
MV-Σ	27900	36700	55400	61200	77600	1.32	1.51	33981.5	0.18
LV-Σ	27100	36600	62500	67400	75000	1635	1.71	33888.9	0.14

注　环境温度 18℃，相对湿度 36%，使用仪器 GZ—8 型，试验时间 2000 年 10 月。

由于 HV-Σ 的吸收比 K 和极化指数 P 达不到合同规定的指标，业主不同意出厂。但其他多项试验和雷电出击、局部放电试验等都合格。

制造厂家人为使器身暴露在室内 10h 后，再重新装配处理，实际是轻微受潮。再重新测量 R_{60s}、R_{10min} 和 K、P 值，数值如表 7-23 所示。

表 7-23　　第二次复测出厂试验数据

数据 / 位置	R_{15s} (MΩ)	R_{60s} (MΩ)	R_{10min} (MΩ)	R_{15min} (MΩ)	吸收比 K	极化指数 P	R_{60s} (20℃，MΩ)	tanδ (20℃，%)
HV-Σ	2510	3340	8120	9470	1.33	2.43	3473.6	0.25
MV-Σ	1300	1290	7260	9200	1.48	3.78	1996.8	0.30
LV-Σ	1190	1890	7100	9000	1.59	3.76	1965.6	0.3

注　环境温度、相对湿度、使用仪器和表 7-22 相同。

由这台变压器二次试验结果为我们提供一个有力反证，吊芯处理后，虽然 K 和 P 都合格了，但相应的 R_{15s}、R_{60s} 和 R_{10min} 却分别降低为吊芯前的 1/21、1/19 和 1/11 倍。从判断绝缘状况来看，吊芯处理前 K、P 虽不合格，但绝缘电阻值却达数万兆欧，是比吊芯后 K、P 合格，而绝缘电阻在万兆欧以下，应该前者较好。

再如一台 SSZ_9—20000/110GY 型变压器，预防性试验测量数据如表 7-24 所示。

表 7-24　　预防性试验数据

数据 / 位置	R_{15s} (MΩ)	R_{60s} (MΩ)	R_{10min} (MΩ)	K	P
高—中低地	35000	42000	51000	1.2	1.214
中—高低地	30000	35000	46000	1.167	1.314
低—高中地	23000	31000	43000	1.348	1.387

注　油温 31℃，环境温度 18℃。

由上述试验数据可知，虽然 K、P 不合格，但绝缘电阻值在 42000～51000MΩ 范围内。该变压器未做任何处理，一直安全运行。

总之，从以上两个试验数据说明，绝缘电阻值在 1 万 MΩ 以上，K、P 不合格，说明绝

缘状况是比较好的。

六、结论

为了更好地发挥绝缘电阻这一参数的作用，在我国目前已基本普及电动绝缘电阻表的情况下，对大型发电机和变压器（包括充油电抗器）除应坚持绝缘电阻和吸收比测量外，还应测量极化指数，把极化指数作为判断绕组绝缘是否受潮的主要依据。以 R_{60s} 作为绝缘电阻可比较的测量值。当绝缘电阻一开始就达到 10000MΩ 以上的变压器，尽管吸收比 $K<1.3$，极化指数 $P<1.5$，仍可判断为合格。对中小型电动机变压器可仍采用吸收比小于 1.3 的判据。本文给出了通过绝缘电阻、吸收比、极化指数测量值的不同情况综合分析判断设备的绝缘状况的参考性判据。

目前电力设备生产技术和工艺水平不断提高，使电力设备的质量也大大提高。如变压器现在用的绝缘材质、绝缘油和干燥方法等已大幅度改进。电力设备绝缘试验的方法、项目和标准也应不断改进发展。

资料来源：《高电压技术》2004，30（10）：21～22。作者：陈天翔，王寅仲，海世杰。

本章提示

变压器是变电所的“心脏”，试验项目很多。本章介绍了电力变压器试验的项目、方法及试验注意事项，特别介绍了变压器倍频及操作波感应耐压试验、变压器绕组变形试验。变压器测量 tanδ 时，别忘了电容套管也要做 tanδ 试验，套管做完 tanδ 试验接地小螺帽一定要拧好！

本章重点

1. 如何用绝缘电阻吸收比、极化指数试验结果判断变压器绝缘状况。
2. tanδ 测量接线影响因素及缺陷部位的判断。
3. 直流电阻试验中的注意事项及三相电阻不平衡分析。
4. 变压器空载试验接线，如何用单相空载试验测量判断变压器空载损耗，空载试验可发现什么问题？
5. 为什么要做变压器倍频及操作波感应耐压试验？
6. 什么情况下要做绕组变形试验？

复习题

1. 电力变压器预防性试验项目有哪些？
2. 如何对电力变压器绝缘电阻测量值进行综合分析？
3. 为什么对于新投及大修后的变压器，要求按表 7-7 进行 tanδ 测量？
4. 测量变压器 tanδ 时，影响因素有哪些？
5. 简述变压器直流电阻试验的目的、测量方法及测量结果的分析判断。
6. 试述线电阻换算为相电阻的方法。
7. 简述空载试验的目的、测量方法及空载损耗、空载电流增大的原因。
8. 简述对三相变压器进行单相空载试验的试验方法，P_0、$I_0\%$ 的计算方法及试验结果的分析判断标准。
9. 试述空载试验的注意事项。

第八章

互感器试验

互感器在电力系统的电能计量、继电保护、自动控制等装置中用于变换电压或电流，运行数量多，长期处于工作状态，其工作可靠性对整个电力系统的安全运行具有重要意义。

电流互感器和电压互感器的结构和原理与电力变压器类似，在一个闭合磁路的铁芯上，绕有互相绝缘的一次绕组和二次绕组，将高电压、大电流转换成低电压、小电流。

根据《规程》规定，互感器交接和预防性试验项目如下：

（1）测量互感器绕组及末屏的绝缘电阻；

（2）测量35kV及以上互感器一次绕组连同套管的介质损耗因数 $\tan\delta$；

（3）绕组连同套管一起对外壳的交流耐压试验；

（4）油箱和套管中绝缘油试验及油中溶解气体色谱分析；

（5）测量铁芯夹紧螺栓（可接触到的）绝缘电阻；

（6）互感器的极性、变比、励磁特性等特性试验；

（7）局部放电试验。

第一节　电压互感器绝缘试验

一、电压互感器的结构

目前电力系统中运行的电压互感器按绝缘结构可分为电磁式电压互感器、串级式电压互感器和电容式电压互感器三种。

电磁式电压互感器又可分为油浸单相、油浸三相五柱式、浇注式电压互感器，多用于35kV及以下的电压等级。

35～220kV电压互感器多为串级式电压互感器。近年来，由于电容式电压互感器绝缘结构合理，绝缘强度较高，又能充分利用载波通信所必需的耦合电容器，在110kV及以上电压等级中得到广泛使用。

图8-1～图8-3分别示出了三种结构电压互感器的结构及原理。

二、测量绕组的绝缘电阻

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整体受潮或老化的缺陷。

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10MΩ。当电压互感器吊芯检查修理时，应用2500V绝缘电阻表测量铁芯夹紧螺栓的绝缘电阻，其值一般不应低于10MΩ。

（1）启动油泵之前应不要抽真空，干燥过程中因需停油泵，再启动油泵时应先破坏真空，否则油泵抽不出油。

（2）加热器出口温度保持在 100～105℃。油泵压力根据喷雾实际情况，一般为 0.25～0.35MPa。

（3）当破坏真空排除潮气时，进入的空气应经过预热。

（4）停止喷雾时，应先断开加热电源；干燥过程中遇有加热器故障或温度达不到要求时，则应将变压器底部投入电加热器。

（5）当内部温度升到 85℃时，开始抽真空；当温度达到 85～100℃时，真空度要达到 20kPa，以后均匀提高真空度直到极限为止。

（6）每隔 2h 记录干燥情况，每隔 4h 破坏真空排潮气一次，并计量绝缘电阻和凝结水分析出量。

（7）干燥结束条件为：在温度和真空稳定条件下绝缘电阻下降又升高，而且在 6～12h 不变化，则认为干燥合格。

（8）绝缘油加热可以使用电加热器。

（二）注意事项

（1）干燥设备安装时，应检修合格，各测量表计校验合格，管道连接处密封良好，不漏气。

（2）保温系统应符合质量要求。

（3）喷嘴应距绕组 0.3m 左右，并使油雾能全部喷射到绕组上。

（4）绕组围屏应拆除。

（5）干燥炉应高于油 1m 以上。

（6）排除潮气破坏真空时，进气管在变压器底部，并经过过滤器。

（7）喷雾用油量不宜过多，避免油浸绕组。

九、抽真空热油循环干燥

（一）适用范围

对于大型变压器表面受潮时采用此法。

（二）热油循环干燥流程图

热油循环干燥流程图如图 7-47 所示。

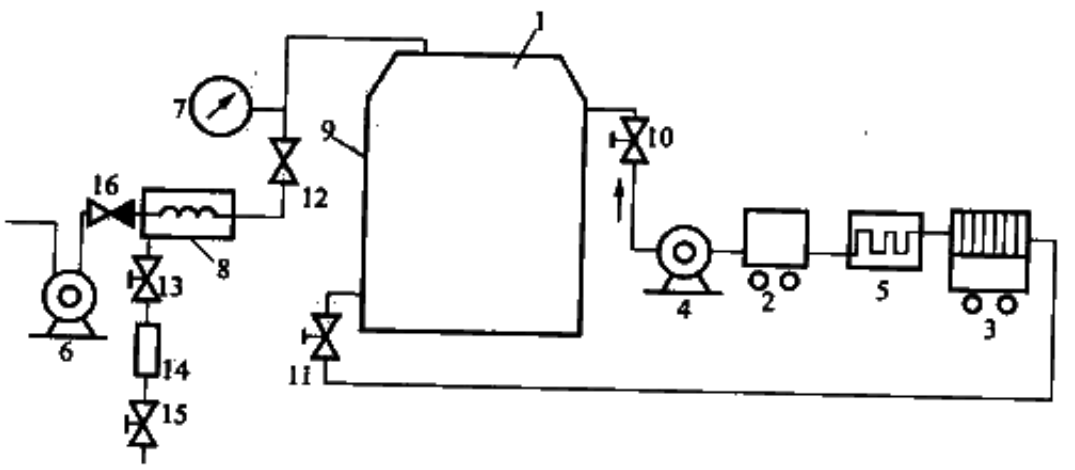


图 7-47　热油循环干燥流程

1—变压器；2—真空滤油机；3—压力式滤油机；4—油泵；5—加热器；6—真空泵；7—真空表；8—冷凝器；9—温度计；10～13、15—阀门；14—排水器；16—止回阀

（三）干燥步骤

（1）首先启动真空滤油机，经压力式滤油机后加热油。

（2）油经过真空滤油机后脱气和脱水处理。

（3）油经油泵注入油箱。

（4）油箱上部温度 60～70℃时启动真空泵。

（5）维持热油在真空度下进行循环。

（6）油箱上部温度达 80～85℃，经过 24h 后，测绝缘电阻经 6h 不变，热油循环结束。停止真空时引进空气温度不小于 65℃。

（四）注意事项

（1）油温小于 85℃。

（2）当上部油温达 85℃时，连续干燥时间不小于 72h。

（3）如果 72h 后仍不合格，应采其他办法。

十、短路干燥法

（一）适用范围

本方法适用带油干燥法。

（二）接线图

短路干燥电接线图如图 7-48 所示。

（三）计算过程

（1）器身加热功率 P（kW）的计算公式为

$$P=\frac{KM\ (t_2-t_1)}{T}$$

式中 K——组成器身的材料系数，取 0.43；

M——器身质量，kg；

t_1——环境温度，℃；

t_2——绕组最高平均温度，取 100±5℃；

T——绕组加热到 t_2 的时间，取（16～20）×3600s。

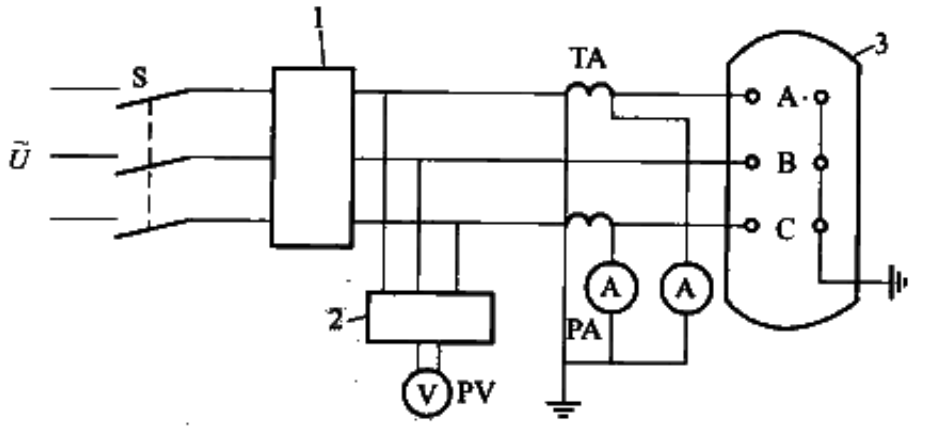


图 7-48 短路干燥接线图

S—开关；TA—电流互感器；PA—电流表；PV—电压表；

1—调压器；2—电压转换开关；3—变压器

（2）短路干燥时电源电压（kV）和电流（A）的计算公式为

$$U_k=\sqrt{\frac{P}{P_k}}[U_N U_k(\%)]^2$$

$$I_k=I_N U_k/U_N U_k(\%)$$

式中 U_k、I_k——加热电源电压、电流；

U_N、I_N——变压器施加电压侧额定电压，kV、额定电流，A；

U_k（%）——变压器阻抗电压百分数；

P_k——变压器负载损耗，kW。

（3）短路加热电源容量（kVA）的计算公式为

$$S_k = S_N U_k I_k / U_N I_N$$

式中 S_k——加热电源容量，kVA；

S_N——变压器额定容量，kVA。

（四）干燥前的准备工作

（1）拆除防爆玻璃膜和全部放气管，人孔盖（顶盖上）。

（2）器身采取保温措施。

（3）检查保护措施，以防电压突然升高损坏变压器。

（4）降低油面使低于散热器进油口。如散热器与油箱连接管上装上阀门，油面应低于箱盖 30～50mm。关闭上部阀门，开启下部阀门，防止油在散热器内循环冷却。

（五）干燥过程和注意事项

将变压器一侧绕组短路，另一侧加压，这由现场电源而定。

（1）控制安全温度，不要升温过快，以防产生局部过热；绕组平均温度 85℃，应停止加热（平均温度由测直流电阻换算为准，并和上层油温核对）。

（2）通风流畅，使水分易于扩散。

（3）定期测量油耐压、以判断干燥程度。

十一、零序电流干燥法

（一）干燥的原理

利用变压器三相绕组单相供电时，零序电流所产生的磁通通过铁芯和夹件及油箱等金属构件闭合，产生热量加热变压器器身，达到干燥目的。这种方法适合中小型芯式变压器的干燥。

零序电流干燥接线图如图 7-49 所示。

电压可以加在高压绕组上，也可以加在低压绕组上，其余绕组断开。三角形接线应改为开口三角形接线。

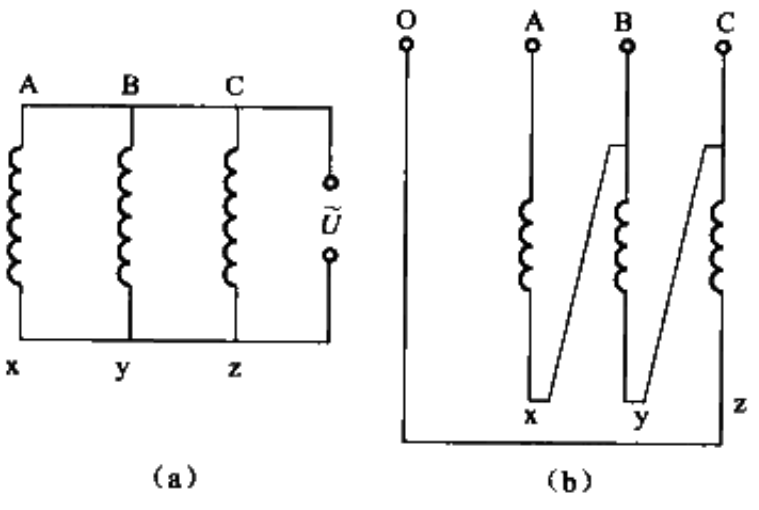


图 7-49 零序电流干燥接线图

(a) 三相绕组并联；(b) 三相绕组串联

（二）计算

（1）加热功率 P_0（kW）的计算公式为

$$P_0 = PFh$$

式中 P——1m² 油箱表面的功率，一般 P 取 0.8～1.5kW/m²，其中较大值用于中型变压器；

F——油箱周长，m；

h——油箱高度，m。

（2）零序阻抗 Z_0。对励磁绕组施加 $U'_0 = 10 \sim 100$V，测量流过绕组的电流 I'_0，则有

$$Z_0 = U'_0 / I'_0$$

加热所需电压 U_0 的计算公式如下：

星形接线时 $$U_0=\sqrt{P_0Z_0/\cos\varphi_0}$$

三角形接线时 $$U_0=\sqrt{3P_0Z_0/\cos\varphi_0}$$

$\cos\varphi_0$ 一般取 0.22～0.5，中型变压器取较小值。

（三）注意事项

（1）加热过程中，下列部位应装设热电偶或埋入电阻测量温度：铁芯上、下铁轭上；流过电流的绕组，上、下铁轭绝缘中；连接片上；外部绕组上，距上、下端各 1/3 高度，且距相邻相最近处；最热的结构件（如夹件上肢板、拉板）上。

（2）远离器身结构的最高温度，干燥过程中应不超过 120℃，其他部位温度不应超过 100～105℃。

（3）干燥过程中要特别监视内部存在严重过热的部件温度。

（4）测量绝缘电阻时，断开电源。

十二、短路抽真空干燥法

（一）干燥原理

将变压器一侧绕组短路，另一侧施加一定电压，因绕组流过短路电流而发热，使绝缘中水分向外蒸发。当温度达到一定值时，启动真空滤油机和真空泵，以排除油中水分。

短路抽真空干燥电接线图如图 7-48 所示。

现场根据实际情况，选择短路的绕组。

（二）计算

（1）器身加热功率 P（kW）的计算公式同短路干燥法的器身加热功率的计算公式。

（2）电源电压（kV）的计算公式为

$$U_k=\sqrt{P\ [U_NU_k\ (\%)]^2/P_k}$$

式中 U_k（%）——变压器阻抗电压百分数；

P_k——变压器负载损耗，kW。

（3）电源容量（kVA）的计算公式为

$$S_k=S_NU_kJ_k/U_NI_N$$

（三）干燥注意事项

（1）防止局部过热，正确确定绝缘材料和绕组的允许温度，升温不要过快，控制好温度。

（2）当绕组平均温度达到 85℃时，应断开电源；绕组平均温度应以所测绕组直流电阻换算值为准，并要监视上层油温。

（3）通风要好，使蒸发出的水分易于扩散。

（4）变压器应保温，以防潮气凝结；并将套管型电流互感器拆除，以防升高座有冷凝水，使电流互感器受潮。

（5）定期测量油耐压值，以判断干燥程度。

（6）开始干燥时，电流可按 120%I_N 控制，待上层油温达 65℃时，可按表所示电流，使油面保持稳定温度。

（7）每隔 4h 测量顶部和底部油耐压值，待油耐压大于 30～40kV 时，再继续干燥 24h，当油耐压值合格。停止干燥后作出干燥曲线，确认干燥情况。

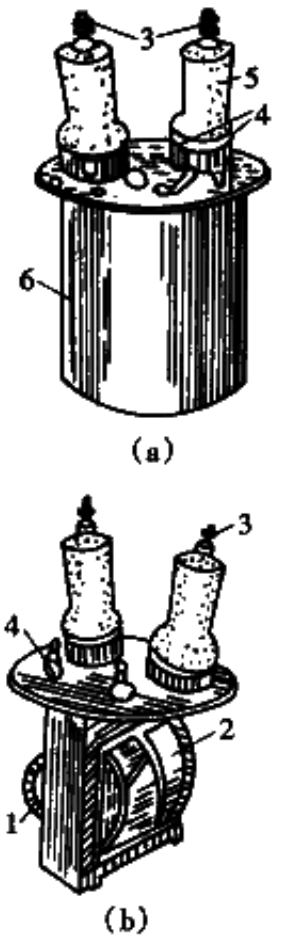


图 8-1　JDJ—10 型电磁式（单相）电压互感器的结构及原理图

（a）外形；（b）结构图

1—铁芯；2——次绕组；3——次绕组引出端；4—二次绕组引出端；5—套管绝缘子；6—外壳

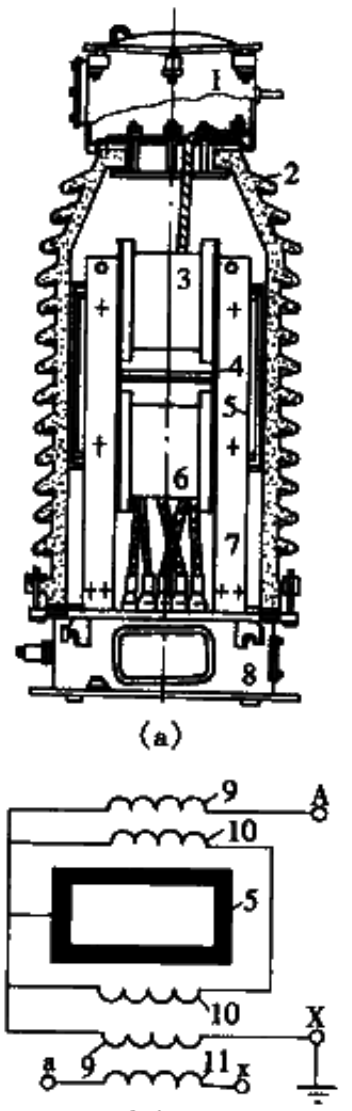


图 8-2　JCC1—110 型串级式电压互感器结构及原理图

（a）结构图；（b）原理图

1—储油柜；2—瓷套；3—上柱及绕组；4—隔板；5—铁芯；6—下柱及绕组；7—支撑绝缘板；8—底座；9——次绕组；10—平衡绕组；11—二次绕组

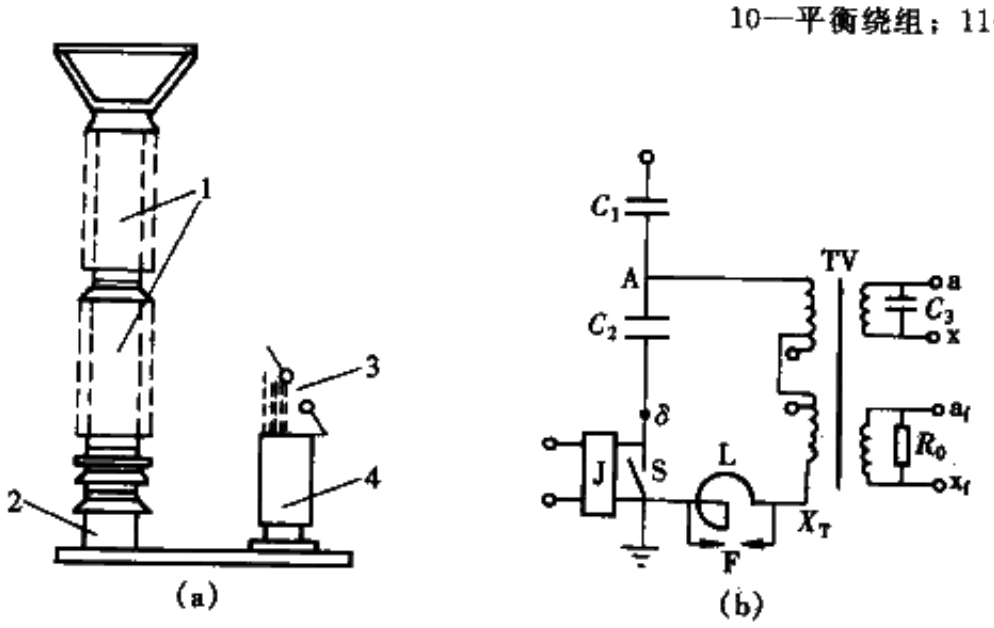


图 8-3　YDR—220 型电容式电压互感器结构及原理图

（a）外形；（b）原理图

1、C_1—主电容；2、C_2—分压电容；3、F—保护间隙；L—电抗器；4、TV—中压互感器；R_0—阻尼电阻；C_3—防振电容器；S—接地开关；J—载波耦合装置

测量绝缘电阻时，还应考虑并排除空气湿度、互感器表面脏污、温度等对绝缘电阻的影响，必要时，可在套管下部外表面用软铜线围绕几圈引至绝缘电阻表的“G”端子，以消除表面泄漏的影响。

三、测量绕组及 66～220kV 串级式电压互感器支架的介质损耗因数 tanδ 和电容量

对 35kV 及以上电压互感器，测量一次绕组的介质损耗因数 tanδ 值，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 tanδ 的测量

以图 8-4 所示 220kV 串级式电压互感器原理接线图为例，说明串级式电压互感器 tanδ 的试验方法。如图 8-4 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 4 段，绕在两个铁芯上；两个铁芯被支承在绝缘支架上，铁芯对地电压分别为 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 $a_D x_D$。末端“X”与 ax 绕组运行中的电位差为 $100/\sqrt{3}$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 2 段，只有一个铁芯，铁芯对地电压为 U/2。

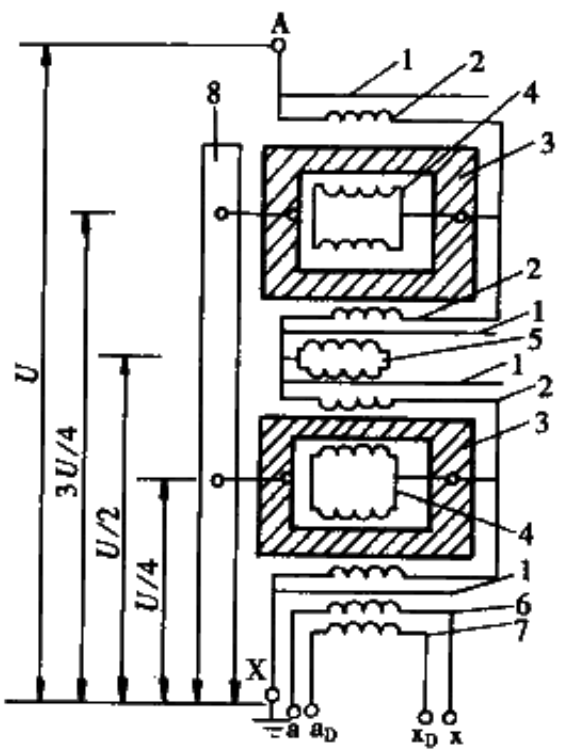


图 8-4　220kV 串级式电压互感器原理接线图

1—静电屏；2—一次绕组；3—铁芯；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

测量串级式电压互感器 tanδ 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8-5～图 8-8 所示。

用这些测量方法测量电压互感器 tanδ 和电容的接线方法及被测绝缘部位，如表 8-1 所示。

（1）常规法试验接线如图 8-5 所示，测量得到的一次绕组 AX 与二次绕组 ax、辅助二次绕组 $a_D x_D$ 及一次绕组 AX 与底座和二次端子板的综合绝缘的 tanδ，包括一、二次绕组间绝缘支架、二次端子板绝缘的 tanδ。由互感器结构可知，下铁芯下芯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 $a_D x_D$。常规法测量时，下铁芯与一次绕组等电位，故为测量 tanδ 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 tanδ 和电容量中绝大部分是一次绕组（包括下铁芯）对二次绕组间的电容量和 tanδ 值。当互感器进水受潮时，水分一般沉积在底部，且铁芯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。

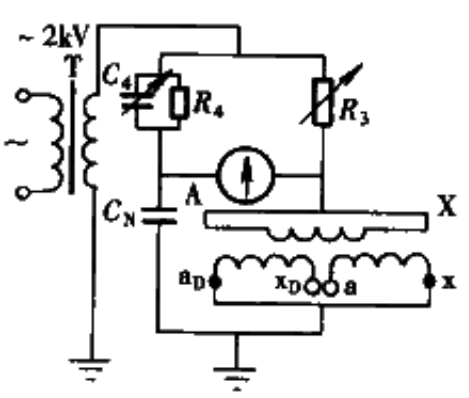


图 8-5　测量串级式电压互感器 tanδ 的常规法（反接线）试验接线

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 tanδ 的试验结果主要有以下两种：

1）tanδ 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

表 8-I

测量电压互感器的 tanδ 和电容的接线方法

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					测得结果
			接线方式	C_x 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 8-8（a）	正接线	x，x_D	地	x 加 2～3kV	A	a_D，a	接地	✓		✓	✓	
2		图 8-8（b）	正接线	x_D	地		A，x	a_D，a		✓		✓	✓	
3	末端屏蔽法	图 8-7（a）	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 8-7（b）		x，x_D，底座	地		X	a_D，a		✓	✓			C_2，$\tan\delta_2$
5		图 8-7（c）		底座	地		X，x，x_D	a_D，a			✓			C_3，$\tan\delta_3$
6	常规法	图 8-5	正接线	ax，a_Dx_D	地	AX 加 10kV	ax，a_Dx_D		绝缘	✓	✓	✓	✓	
7			正接线	ax，a_Dx_D	地	AX 加 10kV			接地	✓		✓	✓	
8			正接线	ax	a_Dx_D，地	AX 加 10kV			接地	✓		✓		
9			正接线	a_Dx_D	ax，地	AX 加 10kV			接地	✓			✓	
10			正接线	底座	ax，a_Dx_D 地	AX 加 10kV	ax，a_Dx_D		绝缘		✓			
11			反接线	AX	ax，a_Dx_D	通过 E 端加 2～3kV 至 AX			接地		✓	✓	✓	
12			反接线	AX					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 是试验时第二、第三绕组（ax，a_Dx_D）所在铁芯的电位与试验电压的比值。当用末端加压法试验时，对于 JCC—220 型电压互感器，$k=3/4$；对于 JCC—110 型电压互感器，$k=1/2$。当用末端屏蔽法试验时，对于 JCC—220 型电压互感器，$k=1/4$；对于 JCC—110 型电压互感器，$k=1/2$。

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）tanδ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1/2～1/100，因此实测 tanδ将不能灵敏地反映支架的绝缘状况。这就是说，即使总体 tanδ（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。这一问题是常规法所不能解决的，为此有必要选择其他的试验方法。

（2）自激法试验接线如图 8-6 所示。自激法测量 110kV 及以上串级式电压互感器绕组间、绕组对地的介质损耗因数 tanδ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 $a_D x_D$）施加一较低电压（一般考虑使一次电压不超过 5～10kV），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 tanδ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。

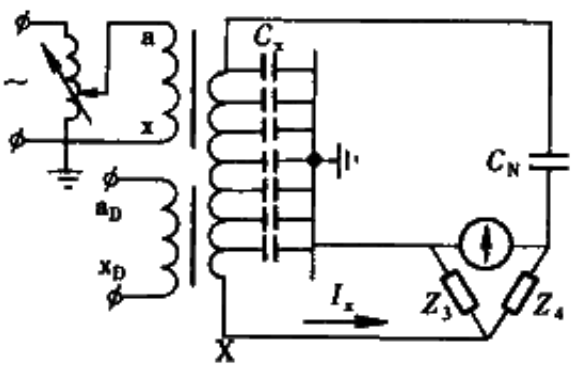


图 8-6　测量串级式电压互感器 tanδ的高压自激法试验接线

用自激法测量 tanδ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 tanδ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 tanδ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，现场一般采用不多。

（3）末端屏蔽法测量接线如图 8-7 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

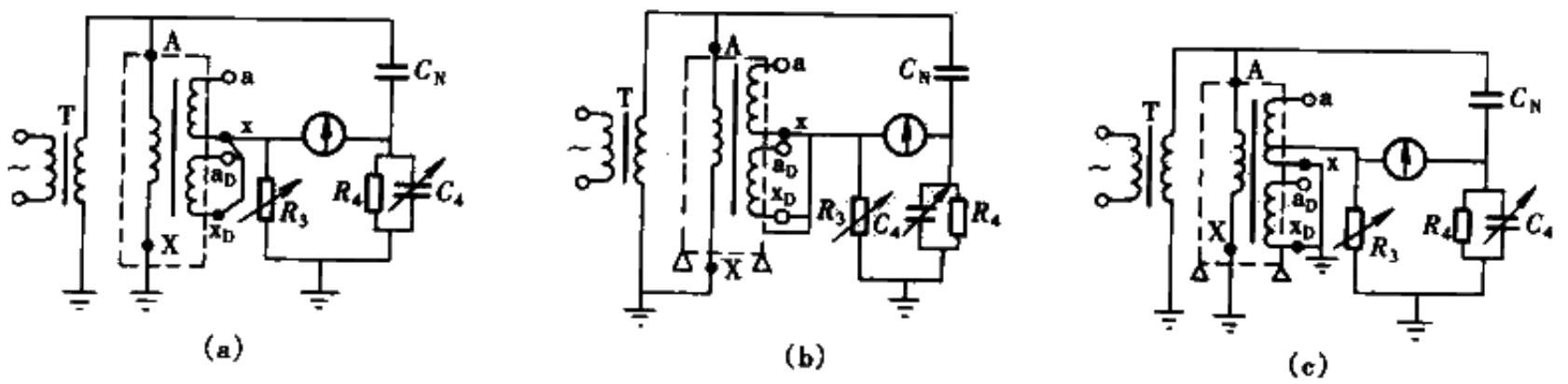


图 8-7　测量串级式电压互感器 tanδ的末端屏蔽法试验接线

（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 tanδ的接线；

（c）末端屏蔽法直接测量支架 tanδ的接线

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 tanδ 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（$R_3 \leqslant 11111.2\Omega$）。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 $\tan\delta_m$ 已不能代表试品真实值，试品真实值 $\tan\delta = K\tan\delta_m$。

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 $a_D x_D$ 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，所以不会引起增大的测量误差。

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 tanδ 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，下铁芯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芯对二次绕组端部绝缘，即 tanδ 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 tanδ，试验接线如图 8-7（c）所示。应当指出，由于支架的电容量很小（一般为 10～25pF），因此按图 8-7（c）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 8-7（a）、（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 和介质损耗因数 tanδ，即

$$C = C_2 - C_1$$

$$\tan\delta = \frac{C_2\tan\delta_2 - C_1\tan\delta_1}{C_2 - C_1}$$

（4）末端加压法的测量接线如图 8-8（a）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 2～3kV），二次绕组开路；x、x_D 或 a、a_D 接 QS1 电桥 C_x 线。设在末端 X 施加的电压为 U，因而对于 JCC—220 型电压互感器，上铁芯对地电压为 $\frac{3}{4}U$，下铁芯对地电压为 $\frac{1}{4}U$。对于 JCC—110 型电压互感器，铁芯对地电压为 $U/2$。因此同末端屏蔽法，实测电容值要换算为实际电容值。

末端加压法主要检测的是互感器一、二次绕组间的电容和 tanδ。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等原因，因而使得现场测试结果几乎不受干扰。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

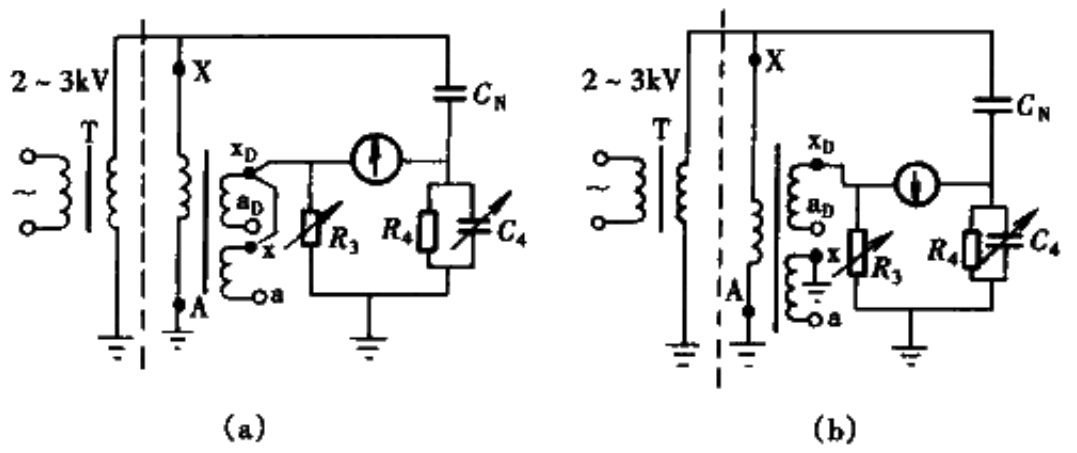


图 8-8　测量串级式电压互感器 tanδ 的末端加压法试验接线

（a）末端加压法试验接线；（b）末端加压法测量绕组端部 tanδ 的接线

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映不灵敏。

《规程》中建议对串级式电压互感器的 tanδ 试验方法，采用末端屏蔽法。

表 8-2 示出了采用不同试验方法测量串级式（分级绝缘）电压互感器 tanδ 值的参考试验标准（20℃时）。

表 8-2　　测量串级式（分级绝缘）电压互感器 tanδ 的试验标准（20℃时）

电压等级	试　验　方　法		交接大修后（%）	运行中（%）
35kV 及以下	常规试验法		3.5	5.0
35kV 以上	常规试验法		2.5	3.5
	末　端 加压法	按图 8-8（a）接线	2.5	3.5
		按图 8-8（b）接线	3.5	5.0
	末　端 屏蔽法	本体，按图 8-7（a）接线	3.5	5.0
		绝缘支架，按图 8-7（a）、（b）、（c）接线	5.0	10.0
	自　激　法		2.5	3.5

2. 电容式电压互感器 tanδ 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。其原理接线如图 8-9 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 tanδ 试验，可按第十一章介绍的耦合电容器 tanδ 试验及本章介绍的串级式电压互感器 tanδ 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

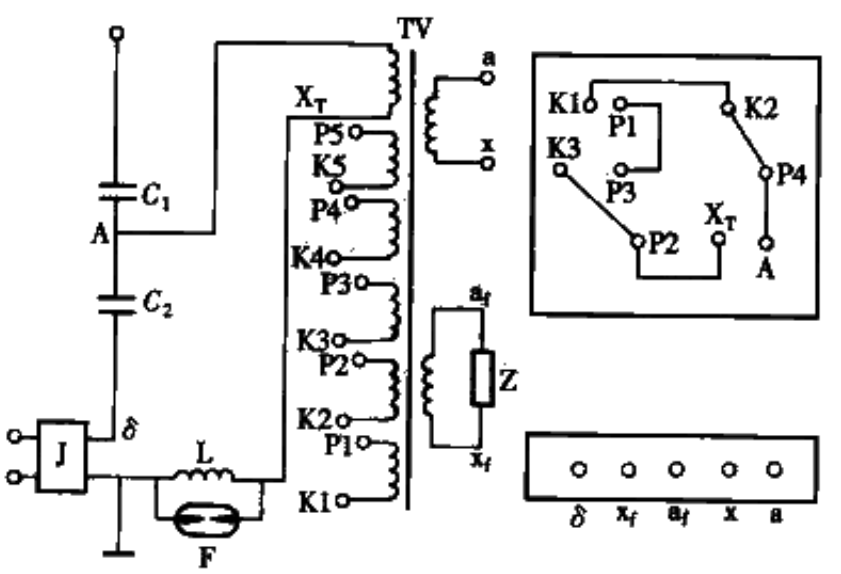


图 8-9　电容式电压互感器原理接线图

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—载波装置

根据实践证明，图 8-10 和图 8-11 测量 C_1、$\tan\delta_1$ 和 C_2、$\tan\delta_2$ 时，两个测试回路中都存在着忽略补偿电抗器 L 的问题，使可能发生谐振的电路变成不会谐振的安全电路。在图8-11中，试验电压 $U_s=10$kV 时，更危险。现场采用上述试验方法，导致 CVT 损坏时发生。

因为试验电路是一个电感（L）—电容（C_1 或 C_2）串联，又要求 $X_L=X_C$，所以，是一个谐振回路。110kV 及以上的 CTV 测量 C_2 时，以及 35kV 及以下测量 C_1 时，均易损坏 CVT。尤其是图 8-11，$U_s=10$kV，实测时一旦发生谐振，10kV 大部分加在电感 L 和保护器 F_2 上，而 F_2 的承受能力只有 3kV 通流能力，所以一旦出现上述情况，就容易将保护器烧坏，进而损坏 CVT。

解决办法：① 不论测 C_1，还是 C_2，$U_s\leqslant 3$kV；② 输入电流不大于 $3I_{CN}$；③ U_s 值是直接测量值，而不是通过变比换算值。

四、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。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，绕组电位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。

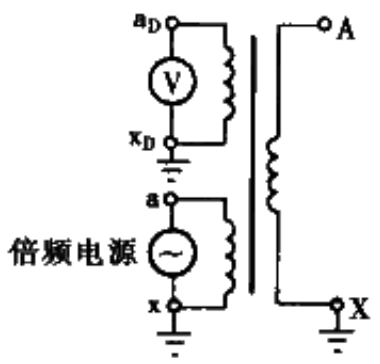


图 8-13　倍频感应耐压试验接线图

为了避免工频试验电压过高引起铁芯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。

倍频感应耐压试验接线如图 8-13 所示，在二次绕组 ax 侧施加倍频电压，从辅助二次绕组 a_Dx_D 侧测量。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 8-3 所示试验电压进行试验。倍频感应耐压试验的试验电压同工频交流耐压试验的试验电压。

表 8-3　　**电压互感器交流耐压试验的试验电压（kV）**

额定电压	3	6	10	35	66
试验电压	15	21	30	72	120

串级式或分级绝缘式互感器用倍频感应耐压试验，试验中应考虑互感器的容升电压。根据有关资料介绍，3 倍频耐压时，各电压等级的电压互感器容升电压如表 8-4 所示。

表 8-4　　**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	4	5	8

比如 66kV 设备应耐压 120kV，考虑容升电压 4%，则由辅助二次绕组测得试验电压换算到一次绕组为 120kV 时，一次绕组实际电压已达 120+120×4%=124.8（kV）。

电压互感器感应耐压前后应做空载试验，以确定互感器一次绕组是否存在匝间短路。

第二节　电流互感器绝缘试验

一、测量绕组的绝缘电阻

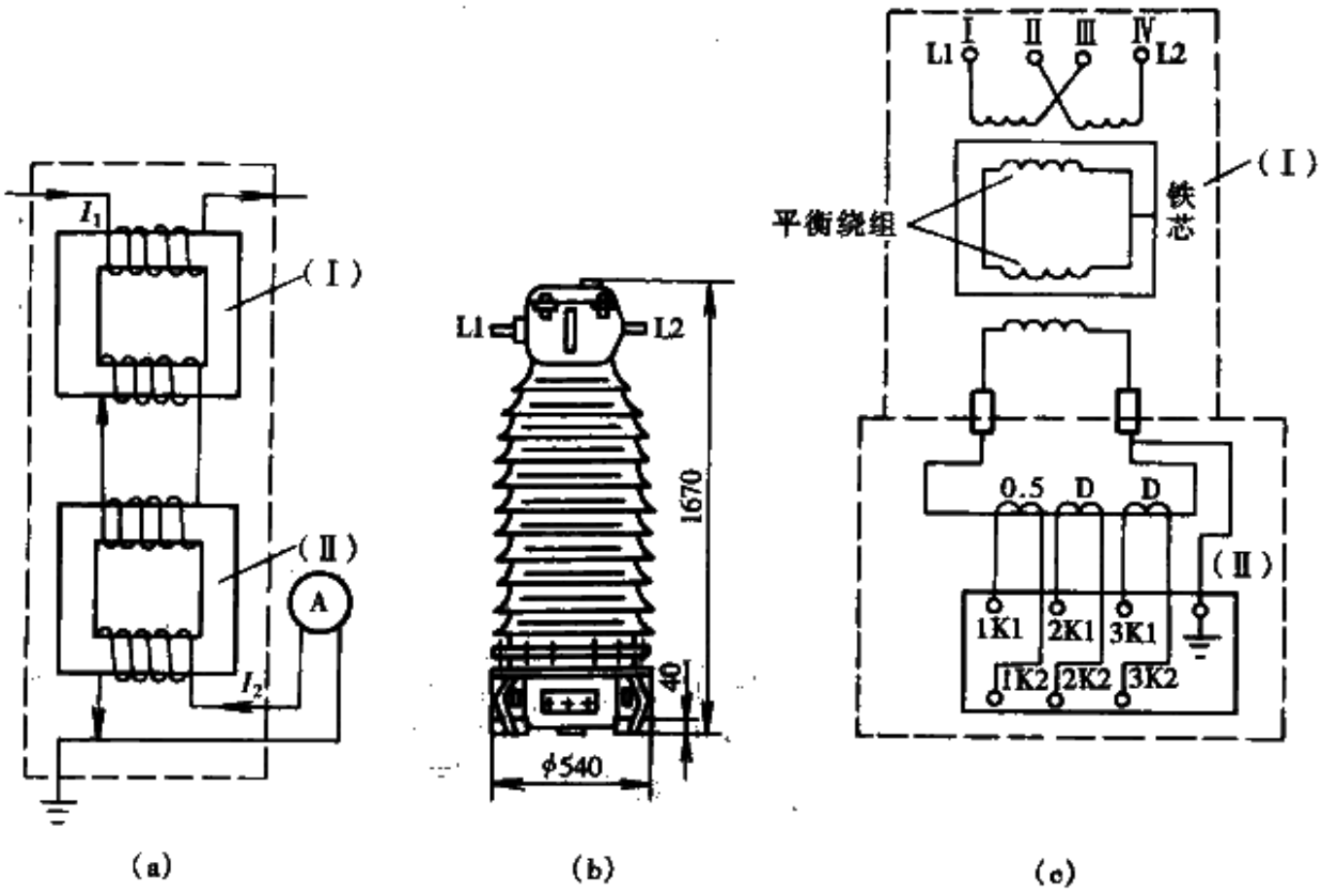
测量电流互感器绕组绝缘电阻的目的和方法与电压互感器的相同。对电流互感器而言，除应测量一次绕组对二次绕组及地，及二次绕组对地的绝缘电阻外，对于有末屏端子引出的电流互感器，还应测量末屏对二次绕组及地的绝缘电阻。《规程》要求：① 绕组的绝缘电阻与初始值及历次数据比较，不应有显著变化；② 电容型电流互感器末屏对地绝缘电阻一般不低于 1000MΩ。

二、测量电流互感器的电容量 C 和 $\tan\delta$ 值

测量 35kV 及以上电流互感器一次绕组的介质损耗因数 $\tan\delta$，能灵敏地发现绝缘受潮、劣化及套管绝缘损坏等缺陷。

1. 油浸链式和串级式电流互感器 C 和 $\tan\delta$ 的测量

35～110kV 级的电流互感器多数为油浸链式（如 LCWD—110 型）和串级式（如 L—110 型）结构。L—110 型串级式电流互感器如图 8-14 所示。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 $\tan\delta$。



(a)　　(b)　　(c)

图 8-14　L—110 型串级式电流互感器

(a) 原理图；(b) 外形图；(c) 原理接线图

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。

表 8-5 示出了对同一台电流互感器采用不同试验接线时 $\tan\delta$ 的测量结果。由表 8-5 可以看出，反接线测得的 $\tan\delta$ 值远小于正接线测得值。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 tanδ，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 tanδ 值，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。

表 8-5　　不同试验接线时 tanδ 的测量结果

电流互感器型号	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）	tanδ（%）	C_x（pF）	tanδ（%）	C_x（pF）	tanδ（%）
LCWD—110	51	3.4	57.3	3.5	82	2.1

由表 8-5 还可看出，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 tanδ 与一次绕组对二次绕组及外壳的 tanδ（%）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 tanδ 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＝24.7pF，占反接线测量时总电容的 24.7/82×100%＝30%。而这部分介质主要是空气。空气的 tanδ 很小，一般为 0.1%～0.2%，造成整体 tanδ 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 tanδ 时电场干扰十分强烈。根据电场干扰下 tanδ 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 tanδ 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 tanδ 反映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 tanδ 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 tanδ。若反接线测得 tanδ 大于正接线测得值，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 tanδ 和 C 的测量

220kV 及以上的电流互感器，一般为油纸电容型结构。其结构、外形及原理如图 8-15 所示。

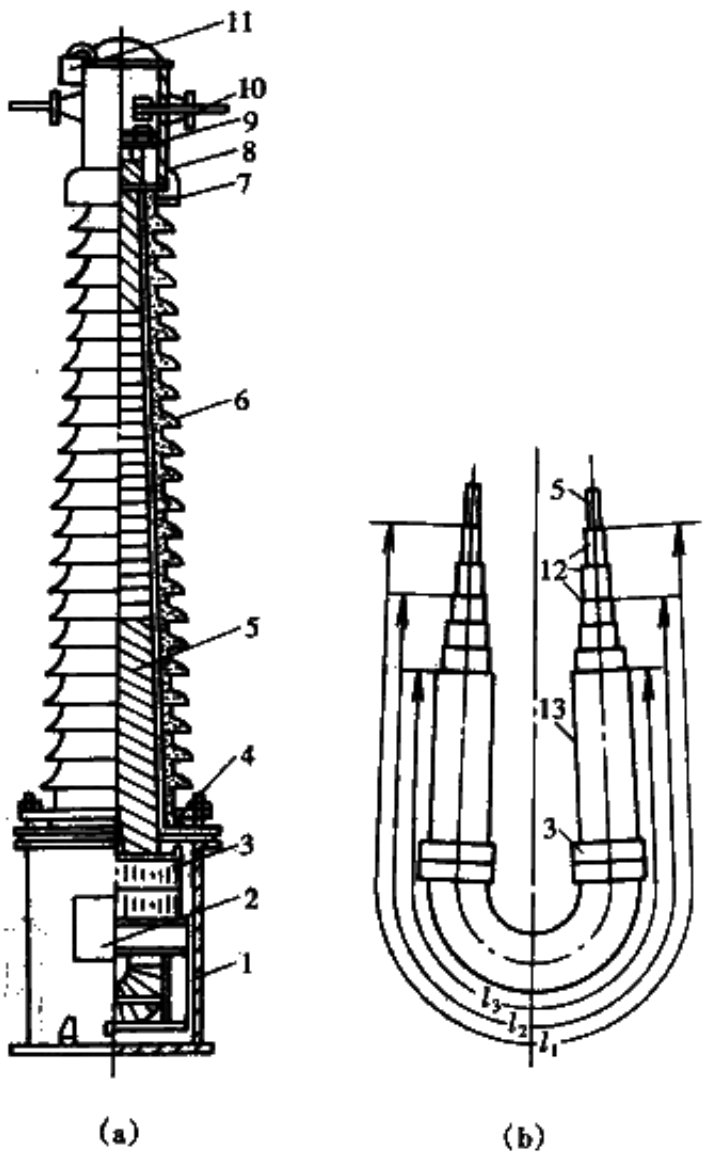


图 8-15　电容型电流互感器外形、结构及原理图

（a）外形及结构图；（b）原理图

1—油箱；2—二次接线盒；3—环形铁芯及二次绕组；4—压圈式卡接装置；5—“U”字形一次绕组；6—瓷套管；7—均压护罩；8—储油柜；9—一次绕组切换装置；10—一次出线端子；11—呼吸器；12—电容屏；13—末屏

这类互感器有供测量 tanδ 用的末屏端子引出，现场测量时可方便地用 QS1 电桥正接线进行电容量 C_x 和 tanδ 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 tanδ 和 C_x 值。

电流互感器进水受潮以后，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 1000MΩ 时，应在测量一次绕组对末屏主绝缘 C_x 和 tanδ 的同时，测量末屏对地的 C_x 和 tanδ 值。测量末屏对地的 C_x 和 tanδ 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 tanδ（%）应不大于 2。

3. 电流互感器 tanδ 和 C_x 的试验标准

《规程》规定了各类电流互感器 tanδ（%）和 C_x 的试验标准，如表 8-6 所示。

表 8-6　　电流互感器 tanδ（%）和电容量 C_x 的标准

（1）主绝缘 tanδ（%）不应大于下列数值，且与历年数据比较，不应有显著变化

电压等级 (kV)		20～35	66～110	220	330～500
大修后	油纸电容型	—	1.0	0.7	0.6
	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	0.7
	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±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 1000MΩ 时，应测量末屏对地 tanδ，其值不大于 2%

三、交流耐压试验

电流互感器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%，出厂值不明的按表 8-3 所示电压进行试验。

第三节　互感器特性试验

互感器的特性试验方法与电力变压器的基本相同。

一、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发生这种情况，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。

二、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。

三、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. 电流互感器变比的检查

检查电流互感器的变比，采用与标准电流互感器相比较的方法。其试验接线如图 8-16 所示。

试验时，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，用调压器和升流器供给一次侧一合适电流，当电流升至互感器的额定电流值时（或在 30%～70%额定电流范围内多选几点），同时记录两电流表的读数，则被试电流互感器的实际变比为

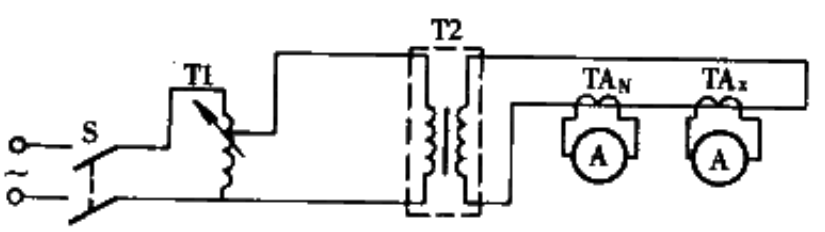


图 8-16　电流互感器变比检查试验接线图

T1—单相调压器；T2—升流器；

TA_N—标准电流互感器；TA_x—被试电流互感器

$$K = \frac{K_N I_N}{I}$$

变比误差为

$$\Delta K = \left(\frac{K - K_{xN}}{K_{xN}}\right) \times 100\%$$

以上式中　K_N、I_N——标准电流互感器的变比和二次电流值；

K、I——被试电流互感器的变比和二次电流值；

K_{xN}——被试电流互感器的额定变比。

试验时应注意，应将非被试电流互感器二次绕组短路，严防开路；应尽量选择使标准电流互感器与被试电流互感器的变比相同，如两变比正确的话，其二次绕组电流表读数也应相同。

2. 电压互感器变比的检查

对于变比在变比电桥测量范围之内的电压互感器，可直接采用变比电桥测量其变比。对于变比较大的电压互感器，检查其变比可采用双电压表法或采用图 8-17 所示用与标准电压互感器相比较的方法。用图 8-17 所示方法对电压互感器进行变比测量时，应注意一般应通过调压器和变压器向高压侧施加电压，在二次侧测量。

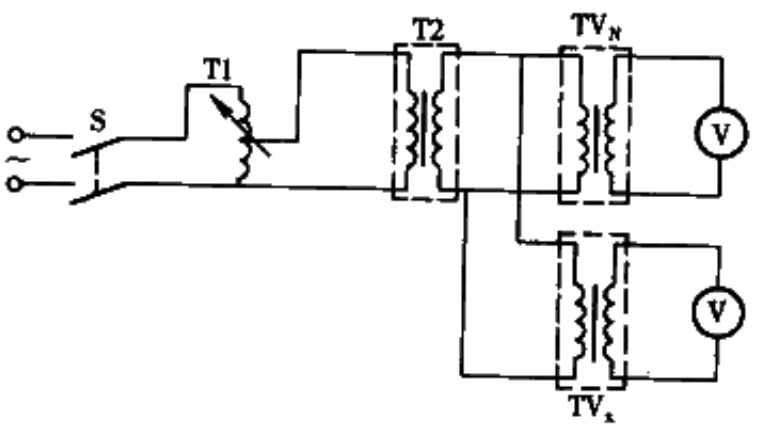


图 8-17　电压互感器变比检查试验接线图

T1—单相调压器；T2—试验变压器；

TV_N—标准电压互感器；TV_x—被试电压互感器

四、互感器励磁特性试验

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，实际上就是铁芯的磁化曲线。互感

器励磁特性试验的主要目的是检查互感器的铁芯质量，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

试验接线如图 8-18 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技术条件的规定为准。当电流增大而电压变化不大时，说明铁芯已饱和，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，电压不应有显著降低。若有显著降低，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如图 8-19 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。

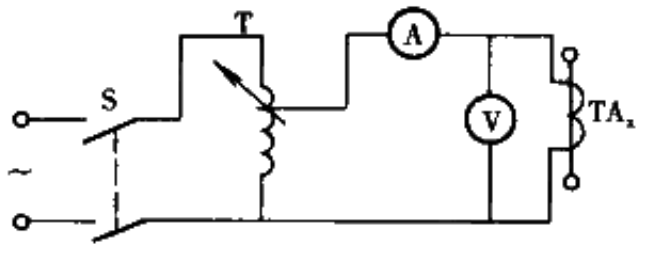


图 8-18　电流互感器伏安特性试验接线图

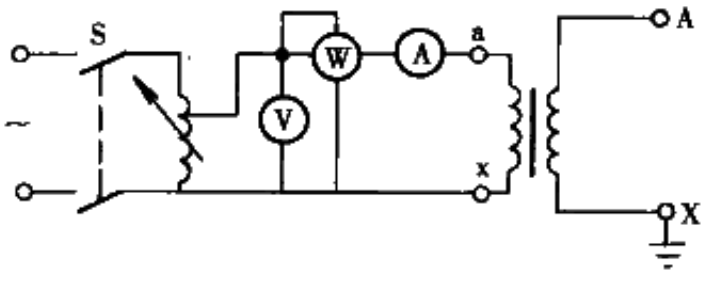


图 8-19　电压互感器空载试验接线

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，再降至额定电压及以下，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。

一般情况下，励磁曲线测量点为额定电压的 20%、50%、80%、100%和 120%。对于中性点直接接地的电压互感器（N 端接地），电压等级 35kV 及以下电压等级的电压互感器最高测量点为 190%；电压等级 66kV 及以上的电压互感器最高测量点为 150%。《规程》规定：在额定电压下，空载电流与出厂数值比较应无明显差别；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 $1.5U_N/\sqrt{3}$电压下的空载电流不应大于最大允许电流。

本章提示

本章介绍了互感器的绝缘试验及特性试验的项目、方法及注意事项。为什么测量 66～220kV 串级式电压互感器 tanδ 和电容量有好几种接线方法？没有 A 端子引出的电容式电压互感器的 tanδ 和电容量应该怎么测量？

本章重点

1. 串级式电压互感器 tanδ 和电容的不同测量方法及被测绝缘部位。

2. 没有 A 端子引出的电容式电压互感器 tanδ 和电容量的测量方法。

3. 无末屏的电流互感器 tanδ 和电容量正反接线的比较。

复习题

1. 简述互感器交接和预防性试验的项目有哪些？

2. 试绘图说明测量串级式电压互感器 tanδ 的 7 种不同测量方法的试验接线，并说明对应不同测量方法的电桥接线方式、被试品接线方式和被测绝缘部位。

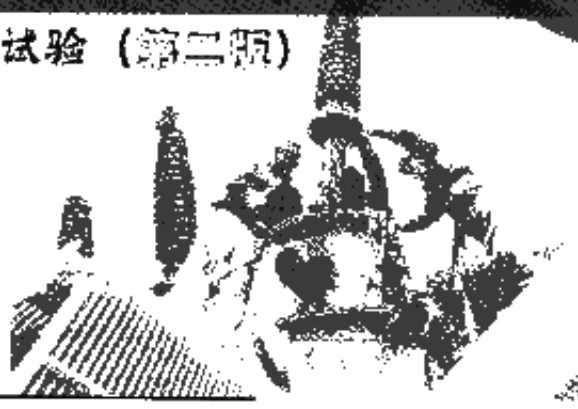
3. 写出用末端屏蔽法、末端加压法测量被试品（串级式电压互感器）电容量 C_x 的计算公式。

4. 简述用末端屏蔽法测量绝缘支架的 tanδ 和 C_x 的方法。

5. 没有 A 端子引出的电容式电压互感器的 tanδ 如何测量？

6. 对于 35～110kV 无末屏电流互感器 tanδ 试验，QS1 电桥正反接线测量各有何优、缺点？

7. 简述电压互感器空载励磁特性试验的试验接线及结果分析判断。



第九章

断路器试验

高压断路器是电力系统最重要的控制和保护设备。它的种类繁多，数量很大。高压断路器在正常运行中用于接通高压电路和断开负载，在发生事故的情况下用于切断故障电流，必要时进行重合闸。它的工作状况及绝缘状况如何，直接影响电力系统的安全可靠运行。

目前国内电力系统中大量使用的高压断路器按绝缘介质和结构的不同分为以下几种：

多油断路器，多用于 110kV 及以下系统；

少油断路器，多用于 6～220kV 系统；

空气断路器，多用于 220kV 及以下系统；

真空断路器，多用于 35kV 及以下系统；

SF_6 断路器，多用于 35kV 及以上系统。

高压断路器的预防性试验项目主要有：

（1）绝缘电阻试验。

（2）40.5kV 及以上少油断路器的泄漏电流试验。

（3）40.5kV 及以上非纯瓷套管和多油断路器的介质损耗因数 $\tan\delta$ 试验。

（4）测量分合闸电磁铁绕组的绝缘电阻。

（5）测量断路器并联电容的 C_x 和 $\tan\delta$。

（6）测量导电回路电阻。

（7）交流耐压试验。

（8）断路器分闸、合闸的速度、时间，同期性等机械特性试验。

（9）检查分合闸电磁铁绕组的最低动作电压。

（10）远方操作试验。

（11）绝缘油试验。

（12）SF_6 断路器的气体泄漏及微水试验。

第一节　绝缘电阻和泄漏电流试验

对各种型式的断路器，一般都要求测量其整体的绝缘电阻，即断路器导电回路对地的绝缘电阻。测量时应采用 2500V 绝缘电阻表。对空气断路器，实际是测量其支持瓷套的绝缘电阻，一般数值很高，最低不得小于 5000MΩ。对于少油和多油断路器还应测量绝缘提升杆的绝缘电阻。绝缘提升杆一般由有机材料制成，运输和安装过程中容易受潮，造成绝缘电阻较低。表 9-1 示出了《规程》对用有机材料制成的断路器绝缘提升杆的绝缘电阻允许值。

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。本节将介绍对这两种类型电容式电压互感器 $\tan\delta$ 的测量方法。

（1）没有 A 端子引出的电容式电压互感器 $\tan\delta$ 和电容量 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8-10～图 8-12 所示。三种测量接线分别测量主电容 C_1、$\tan\delta_1$，分压电容 C_2、$\tan\delta_2$ 及中压互感器的电容量 C_{TV} 及 $\tan\delta_{TV}$ 值。

1）主电容 C_1 和 $\tan\delta_1$ 的测量接线如图 8-10 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 $\tan\delta\approx0$，而 $C_2\gg C_N$，因此 C_2 与 C_N 串联值 $C'_N=\dfrac{C_2C_N}{C_2+C_N}\approx C_N$，串联的介质损耗因数 $\tan\delta_{ser}=\dfrac{C_2\tan\delta_N+C_N\tan\delta_2}{C_2+C_N}\approx0$，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 $I_1=\omega C_1U$，设 $C_1=8000$pF，$U=3000$V，则 $I_1=0.009$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 挡。

2）分压电容 C_2 和 $\tan\delta_2$ 的测量接线如图 8-11 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_fx_f 的电压为 77V。此时互感器的一次电流 $I_1=\omega C_2U$，取 $C_2=35000$pF，$U=10$kV，则 $I_1=0.11$A，电桥分流器可选择在 0.15 挡进行测量。此时总功率 $P=UI_1=1100$VA。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。但由于被试电容 C_2 电容量较大，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。

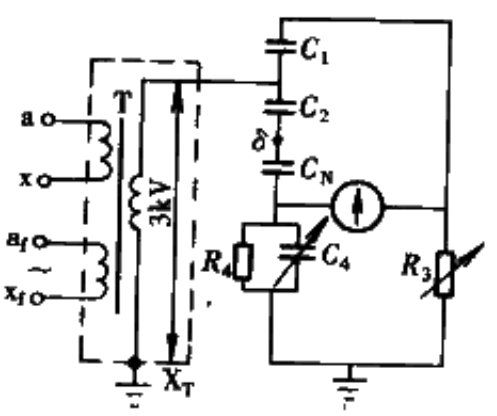


图 8-10　测量 C_1、$\tan\delta_1$ 接线图

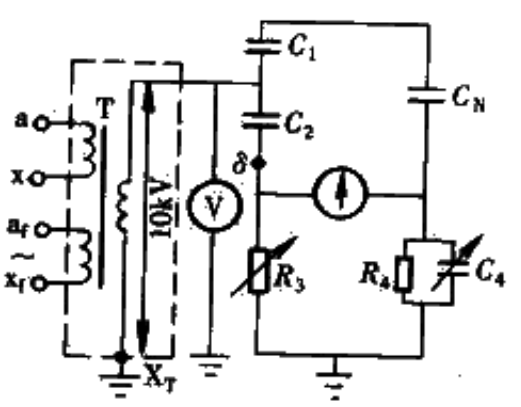


图 8-11　测量 C_2、$\tan\delta_2$ 接线图

3）中压互感器电容量 C_{TV} 和 $\tan\delta_{TV}$ 的测量接线及等值电路如图 8-12 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。

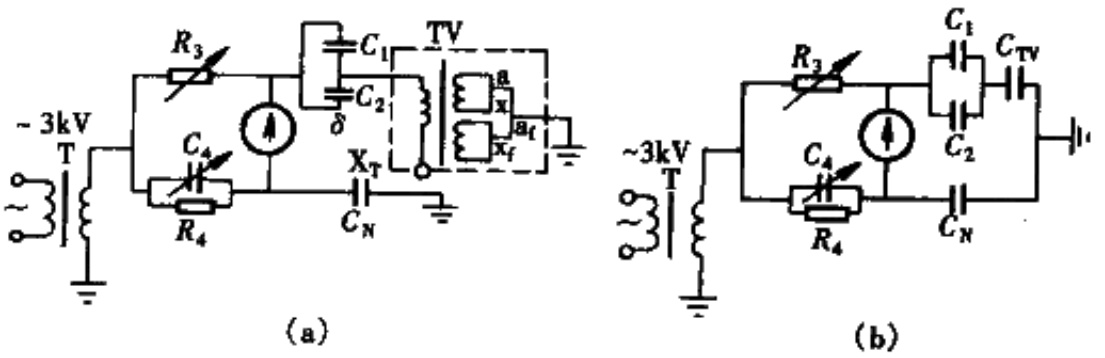


图 8-12　中压互感器 $\tan\delta_{TV}$ 和电容 C_{TV} 的试验接线和等值电路图

（a）试验接线图；（b）等值电路图

测量中压互感器的 C_{TV} 和 $\tan\delta_{TV}$ 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} 串联的介质损耗因数 $\tan\delta$。测得的 $\tan\delta$ 值为

$$\tan\delta = \frac{C_{TV}\left(\dfrac{C_1\tan\delta_1 + C_2\tan\delta_2}{C_1 + C_2}\right) + (C_1 + C_2)\tan\delta_{TV}}{C_1 + C_2 + C_{TV}}$$

由于 $C_1 + C_2 \gg C_{TV}$，所以 $\tan\delta \approx \tan\delta_{TV}$，即测得的介质损耗因数 $\tan\delta$ 可近似认为是中压互感器一次绕组对铁芯、外壳和二次绕组的介质损耗因数。

由于 CVT 电磁单元由补偿电抗器 L、中间变压器 T 等组成，和分压回路 C_2 构成一个谐振回路。如果在试验 C_1、$\tan\delta_1$ 和 C_2、$\tan\delta_2$ 时（见图 8-10 和图 8-11），则认为是一个非谐振回路，可能因为所加电压太高，产生谐振，将 CVT 损坏。为了防止试验过程中损坏 CVT，则应：

（1）试验所加电压两种情况下，均在 3kV 及以下；输入电流 I 不大于 $3I_N$（I_N 为中间变压器额定电流）；试验电压值应实测，不得用变比换算，以防容升或谐振损坏 CVT。

（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 从绝缘子内引出，以方便各部分 $\tan\delta$ 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 $\tan\delta_{TV}$ 时，应将 X_T 接地打开，二次绕组短路接地，电桥 C_x 线接 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（见第十一章表 11-1）。中压互感器的 $\tan\delta$ 值与初始值比较不应有显著变化。现场实测发现，CPSE 型产品的 $\tan\delta$ 一般在 1.5%以内；西安电容器厂生产的中压互感器内注有矿物油十二烷基苯，其 $\tan\delta$ 多超过 5%，有待于进一步探讨。

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。

表 9-1　　用有机材料制成的断路器绝缘提升杆的绝缘电阻允许值（MΩ）

试验类别	额定电压（kV）			
	<24	24～40.5	72.5～252	363
大修后	1000	2500	5000	10000
运行中	300	1000	3000	5000

测量提升杆绝缘电阻应在断路器调整完毕与油箱注油之前进行，以便落下油箱或打开人孔接线。断路器已经充注绝缘油后，为了判断绝缘提升杆是否受潮，可在断路器合闸和分闸两种状况下分别测量套管引出线对外壳的绝缘电阻。如两次测量值相近，且绝缘电阻不低于表 9-1 的规定，说明绝缘提升杆绝缘良好。如果合闸状态下测得的绝缘电阻远低于分闸状态下的测得值，说明绝缘提升杆受潮。

40.5kV 及以上的少油断路器、空气断路器和 SF_6 断路器，应测量其支持瓷套、绝缘提升杆以及断口间的直流泄漏电流。泄漏电流试验比绝缘电阻测量能更灵敏地发现绝缘提升杆受潮、灭弧室压力筒受潮、绝缘油受潮及劣化等缺陷。

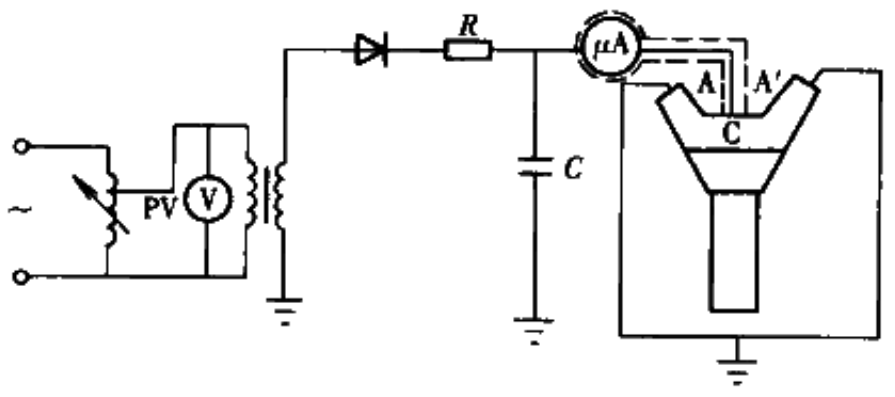


图 9-1　测量泄漏电流接线原理图

对于少油断路器和空气断路器，应在断路器分闸位置，按图 9-1 所示接线进行试验，即 A、A′接地，试验电压施加在 C 点，当泄漏电流超过标准值时，可进行分解试验。为判断缺陷部位，可分别在拆除 A 接地，拆除 A′接地，拆除 A、A′接地三种情况下，测量泄漏电流值。如果拆除 A′接地，测得泄漏电流下降很多，则应考虑 A′断口绝缘有问题；若测得泄漏电流变化很小，则 A′断口绝缘良好。同理可判断 A 断口绝缘。如果 A、A′接地均拆除后泄漏电流不变，则应认为断路器支持瓷套和绝缘提升杆的绝缘有问题。

《规程》对 40.5kV 及以上少油断路器直流试验电压及泄漏电流的规定见表 9-2。

表 9-2　　40.5kV 及以上少油断路器直流试验电压及泄漏电流规定值

额定电压（kV）	40.5	72.5～252	≥363
直流试验电压（kV）	20	40	60
泄漏电流标准（μA）	不大于 10μA，超过 5μA 应引起注意		

第二节　40.5kV 及以上多油断路器介质损耗因数 tanδ 试验

测量 40.5kV 及以上多油断路器的介质损耗因数 tanδ 主要用来检查套管、灭弧室、绝缘提升杆、绝缘油和油箱绝缘围屏等的绝缘状况。

对断路器应进行分闸和合闸两种状态下的 tanδ 试验。分闸状态下应对断路器每支套管的 tanδ 进行测量。合闸状态下应分别测量三相对地的 tanδ。若测量结果超出标准及比上次测量值显著增大时，必须进行分解试验，找出缺陷部位。分解试验的步骤如下：

（1）放油或落下油箱使灭弧室露出油面后进行测量，若此时测得的 $\tan\delta_1$ 较 tanδ 明显下

降，可认为引起 tanδ 较大的原因是绝缘油和油箱绝缘围屏的绝缘不良，经取油样试验核定后处理。

（2）放油或落下油箱后所测得的 $\tan\delta_1$ 仍超出标准时，可将灭弧装置屏蔽起来或拆掉后复测，复测结果 $\tan\delta_2$ 较 tanδ 降低较大时，可判断是灭弧装置受潮，应进行干燥处理。加屏蔽罩消除灭弧装置对整体 tanδ 的影响的方法如图 9-2所示。

（3）如将灭弧装置屏蔽起来，并擦净油箱内套管表面的脏污后，所测 tanδ 值仍超过标准，则可断定是断路器套管本身有缺陷。

《规程》规定了 20℃时非纯瓷套管的 tanδ（%）允许值（见表 10-1）。20℃时非纯瓷套管断路器的 tanδ（%）值，可比表 10-1 中相应套管的 tanδ（%）增加值如表 9-3 所示。表 9-4 为一试验实例。

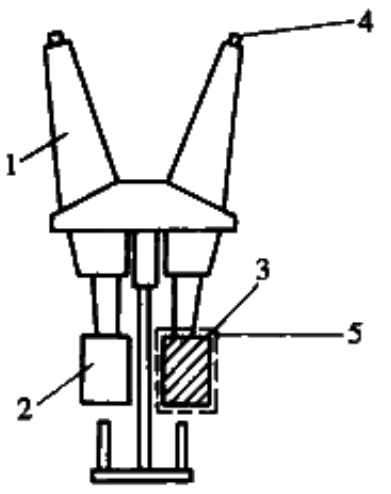


图 9-2　DW8—35 型多油断路器在灭弧装置上加屏蔽罩的示意图
1—套管；2—灭弧装置；3—屏蔽罩；
4—引至电桥高压出线；
5—引至电桥屏蔽线 E

表 9-3　20℃时非纯瓷套管断路器的 tanδ（%）值可比相应单独套管的 tanδ（%）增加值

额定电压（kV）	≥126	<126	DW2—35 DW8—35	DW1—35 DW1—35D
比相应的单独套管 tanδ（%）的增加数	1	2	2	3

表 9-4　　DW8—35 型断路器 tanδ 试验实例

序号	试验步骤	实测的 tanδ（%）	试验温度（℃）	判断结果
1	分闸状态下测量套管 tanδ	8.9	21	不合格，需解体试验
	落下油箱测量套管 tanδ	4.2	22	油箱绝缘不良，进一步解体试验
	拆掉灭弧室测量套管 tanδ	1.0	22	灭弧室受潮，套管良好
2	分闸状态下测量套管 tanδ	8.3	25	不合格，需解体试验
	落下油箱测量套管 tanδ	6.4	25	油箱绝缘良好，进一步解体试验
	拆掉灭弧室测量套管 tanδ	5.5	25	灭弧室良好，套管不合格

第三节　交流耐压试验

断路器的交流耐压试验，应在绝缘提升杆绝缘电阻、泄漏电流测量，断路器和套管 tanδ 测量均合格，并充满符合标准的绝缘油之后进行。

试验时，一般可从试验变压器低压侧测量并换算至高压侧。试验电压标准如表 9-5 所示。

表 9-5　　油断路器的交流耐压试验电压值

额定电压（kV）		6	10	35	110	220
试验电压（kV）	出厂	32	42	95	250	470
	交接及大修	28	38	85	225	425

续表

序号	项　目	周　期	要　求	说　明
1	空气（质量分数）（%）	（1）大修后 （2）必要时	（1）大修后不大于 0.05 （2）运行中不大于 0.2	按 SD311《六氟化硫新气中空气-四氟化碳的气相色谱测定法》进行
	可水解氟化物（μg/g）	（1）大修后 （2）必要时	≤1.0	按 SD309《六氟化硫气体中可水解氟化物含量测定法》进行
	矿物油（μg/g）	（1）大修后 （2）必要时	≤10	按 SD310《六氟化硫气体中矿物油含量测定法（红外光谱法）》进行
2	SF_6 气体泄漏试验	（1）大修后 （2）必要时	年漏气率不大于 1%或按制造厂要求	（1）按 GB11023 方法进行 （2）对电压等级较高的断路器以及 GIS，因体积大可用局部包扎法检漏，每个密封部位包扎后历时 5h，测得的 SF_6 气体含量（体积分数）不大于 30×10^{-6}
3	辅助回路和控制回路绝缘电阻	（1）1～3 年 （2）大修后	绝缘电阻不低于 2MΩ	采用 500V 或 1000V 绝缘电阻表
4	耐压试验	（1）大修后 （2）必要时	交流耐压或操作冲击耐压的试验电压为出厂试验电压值的 80%	（1）试验在 SF_6 气体额定压力下进行 （2）对 GIS 试验时不包括其中的电磁式电压互感器及避雷器，但在投运前应对它们进行试验电压值为 U_m 的 5min 耐压试验 （3）罐式断路器的耐压试验方式：合闸对地；分闸状态两端轮流加压，另一端接地。建议在交流耐压试验的同时测量局部放电 （4）对瓷柱式定开距型断路器只作断口间耐压
5	辅助回路和控制回路交流耐压试验	大修后	试验电压为 2kV	耐压试验后的绝缘电阻值不应降低
6	断口间并联电容器的绝缘电阻、电容量和 tanδ	（1）1～3 年 （2）大修后 （3）必要时	（1）对瓷柱式断路器和断口同时测量，测得的电容值和 tanδ 与原始值比较，应无明显变化 （2）罐式断路器（包括 GIS 中的 SF_6 断路器）按制造厂规定 （3）单节电容器按第十一章表 11-1 规定	（1）大修时，对瓷柱式断路器应测量电容器和断口并联后整体的电容值和 tanδ，作为该设备的原始数据 （2）对罐式断路器（包括 GIS 中的 SF_6 断路器）必要时进行试验，试验方法按制造厂规定
7	合闸电阻值和合闸电阻的投入时间	（1）1～3 年（罐式断路器除外） （2）大修后	（1）除制造厂另有规定外，阻值变化允许范围不得大于±5% （2）合闸电阻的有效接入时间按制造厂规定校核	罐式断路器的合闸电阻布置在罐体内部，只有解体大修时才能测定
8	断路器的速度特性	大修后	测量方法和测量结果应符合制造厂规定	制造厂无要求时不测

续表

序号	项　目	周　期	要　求	说　明
9	断路器的时间参量	（1）大修后 （2）机构大修后	除制造厂另有规定外，断路器的分、合闸同期性应满足下列要求： 相间合闸不同期不大于5ms 相间分闸不同期不大于3ms 同相各断口间合闸不同期不大于3ms 同相各断口间分闸不同期不大于2ms	
10	分、合闸电磁铁的动作电压	（1）1～3年 （2）大修后 （3）机构大修后	（1）操动机构分、合闸电磁铁或合闸接触器端子上的最低动作电压应在操作电压额定值的30%～65%之间 （2）在使用电磁机构时，合闸电磁铁绕组通流时的端电压为操作电压额定值的80%（关合电流峰值等于及大于50kA时为85%）时应可靠动作 （3）进口设备按制造厂规定	
11	导电回路电阻	（1）1～3年 （2）大修后	（1）敞开式断路器的测量值不大于制造厂规定值的120% （2）对GIS中的断路器按制造厂规定	用直流压降法测量，电流不小于100A
12	分、合闸绕组直流电阻	（1）大修后 （2）机构大修后	应符合制造厂规定	
13	SF_6气体密度监视器（包括整定值）检验	（1）1～3年 （2）大修后 （3）必要时	按制造厂规定	
14	压力表校验（或调整），机构操作压力（气压、液压）整定值校验，机械安全阀校验	（1）1～3年 （2）大修后	按制造厂规定	对气动机构应校验各级气压的整定值（减压阀及机械安全阀）

续表

序号	项　目	周　期	要　求	说　明
15	操作机构在分闸、合闸、重合闸下的操作压力（气压、液压）下降值	（1）大修后 （2）机构大修后	应符合制造厂规定	
16	液（气）压操动机构的泄漏试验	（1）1～3年 （2）大修后 （3）必要时	按制造厂规定	应在分、合闸位置下分别试验
17	油（气）泵补压及零起打压的运转时间	（1）1～3年 （2）大修后 （3）必要时	应符合制造厂规定	
18	液压机构及采用差压原理的气动机构的防失压慢分试验	（1）大修后 （2）机构大修时	按制造厂规定	
19	闭锁、防跳跃及防止非全相合闸等辅助控制装置的动作性能	（1）大修后 （2）必要时	按制造厂规定	
20	GIS中的电流互感器、电压互感器和避雷器	（1）大修后 （2）必要时	按制造厂规定	

第五节　断路器速度测量

断路器的速度，现场一般不需要测量。如果断路器特性有了问题或检修后，必须进行测量。下面以LW6系列SF_6断路器速度测量为例，介绍测量方法。

一、测速装置的安装

安装示意图如图9-3所示。测速装置5与连接座1用M10×28六角螺栓2、垫圈3和弹垫4紧固好，调速工具与接头6连接；触头5应与滑线电阻接触良好；把测速工具的三根引线（两红线接柱为滑线电阻两端头引线，黑线接柱为滑动触头引线），接至测速示波器。

二、测速方法

（一）测速接线

测速接线图如图9-4所示。由于断路器工作缸活塞杆和触头动作行程比例为1∶1，因此，可以直接将开关动作触头的行程与时间的曲线绘制在示波图上。图9-4中直流电源可用干电池串联成9～13V电压；R为测速器电阻，为绕线电阻，阻值为1250Ω左右；输出端电阻R_f为8～10kΩ，R_f满足大于R；振子为FC型400号为宜。

（二）速度的测量

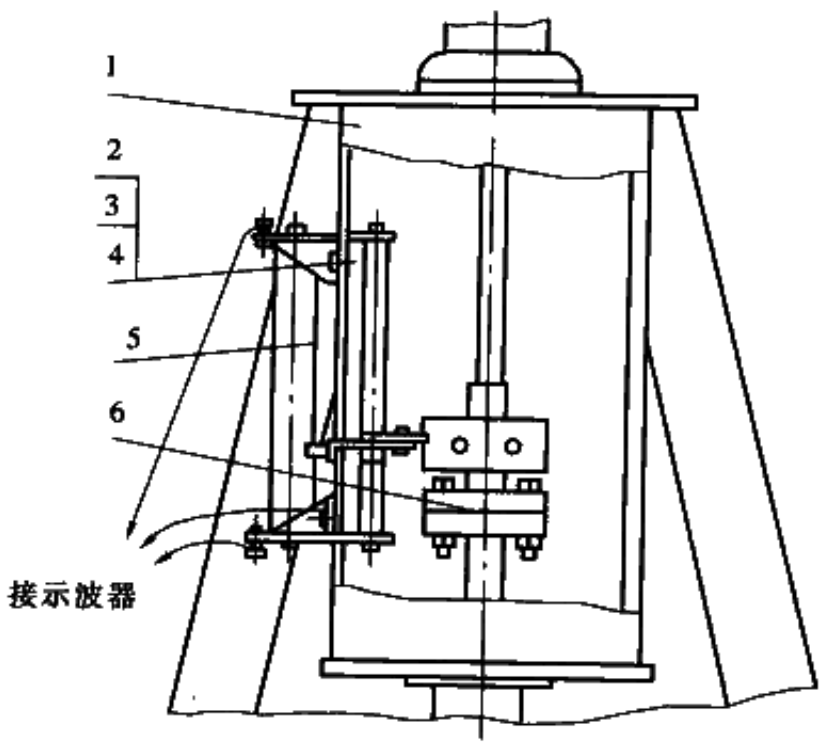


图 9-3　测速装置安装示意图

1—连接座；2—六角螺栓；3—垫圈；4—弹垫；5—测速装置；6—接头

合闸的平均速度 $V=\frac{S}{t}$。

1. 定义

刚分点：断路器在分闸时从开始运动到运动至 43mm 时的位置。

刚合点：断路器在合闸时从开始运动到运动至 107mm 时的位置。

分闸速度：从刚分点至刚分点后 72mm 处，这段运动的平均速度。

合闸速度：从刚合点至刚合点前 36mm 处，这段运动的平均速度。

2. 计算平均速度

用示波器记录的速度曲线如图 9-5 所示。根据触头行程 150mm，再结合示波速度曲线图中的实际高度，求出两者比例。然后由该比例找出各特征点（刚分点和刚合点），作一个直角三角形，计算出分闸和

图 9-4　测量接线示意图

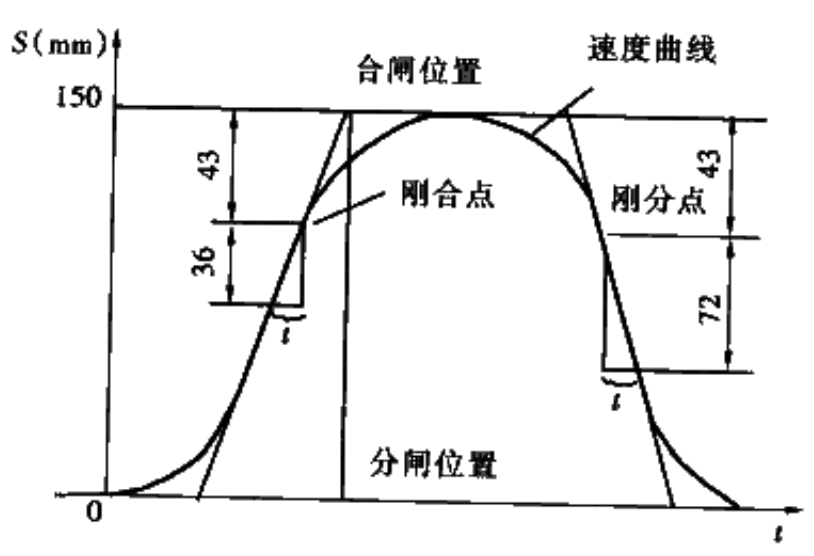


图 9-5　速度曲线

三、测量速度时注意事项

（1）测速必须在额定操作电压、气压和油压下进行。

（2）测速必须在开关同步合格后进行，每台三相只测一相即可。

（3）目前已有多功能断路器动特性测试仪，速度也可以由上述多功能测试仪测量。

第六节　断路器动作时间测量

目前断路器在正常使用期间，维护量很少，尤其是 SF_6 断路器、真空断路器等，基本上属于免维护型，本体和液压机构不解体。但现场还是需要按《规程》定期维护。每 5 年进行操作试验就是其中的维护内容，测量分合闸时间和分合闸不同步程度等。

一、动作时间定义

（1）固有分闸时间。它是指由发布分闸命令（指分闸回路接通）起到灭弧触头刚分离的一段时间。

（2）合闸时间。它是指由发布合闸命令（指合闸回路接通）起到最后一相的主灭弧触头刚接触为止的一段时间。

（3）分闸和合闸同步差。它是指分闸或合闸时三相之差。

二、时间测量方法

（1）用电秒表测量法或周波计数器测量法测量分合闸时间，测量接线图如图 9-6 所示。

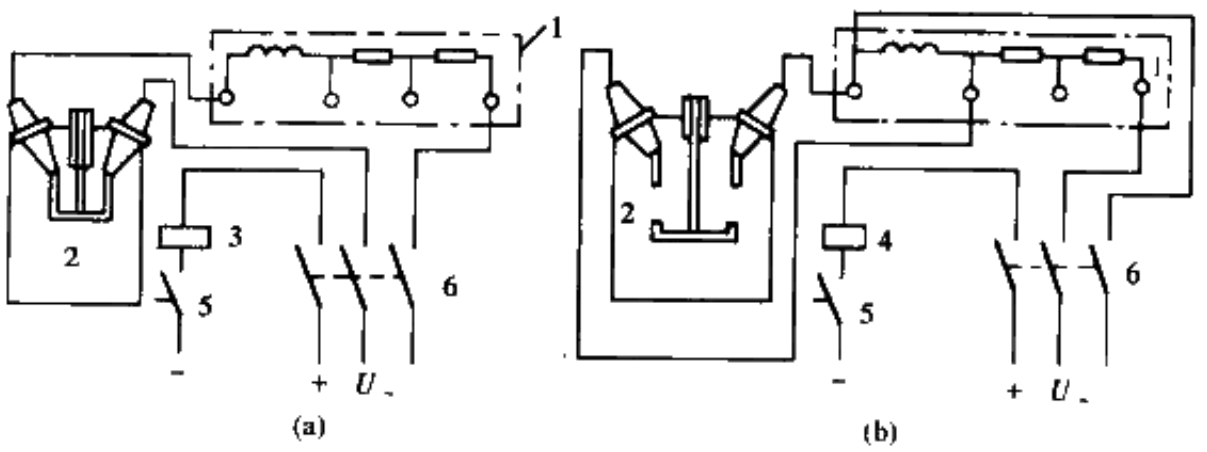


图 9-6　断路器分、合闸时间测量原理接线图

（a）分闸时间测量；（b）合闸时间测量

1—电秒表；2—开关触头；3—分闸绕组；4—合闸绕组；5—开关；6—电源开关

图 9-6（a）中，先合开关 5，然后合电源开关 6，电秒表 1 和分闸绕组 3 的电路同时接通，电秒表 1 开始计时；而同时分闸绕组起动断路器分闸，而开关触头 2 分开，电秒表因电源停电而停止计时，此时电秒表记录的时间即为断路器的固分时间。如图 9-6（b）所示，先合上开关 5，后合开关 6，此时合闸绕组 4 和电秒表 1 同时接通，电秒表开始记时，当断路器的动触头接通时，电秒表停止记时，此时电秒表记录的时间为断路器的合闸时间。

电秒表虽然简单，但因受电秒表本身的启动时间和电源开关不同步等给测量带来误差，使分散性较大，应至少测 3 次，取其平均值。但没有更先进的测量仪器时，测量比较简便。

（2）三相同步差的测量方法。

1）可人工慢分、慢合的开关，可用各相行程的差值近似估算断路器动作的同步差，接线图如图 9-7 所示。

灯泡 3 与断路器 4 的动、静触头串联，合上电源开关 S，观看慢分、慢合过程中灯泡亮暗先后次序，也就是各相动静触头接触或分离的先后次序，用直尺量各相的行程差，以此来大概估算三相动作的同步差。

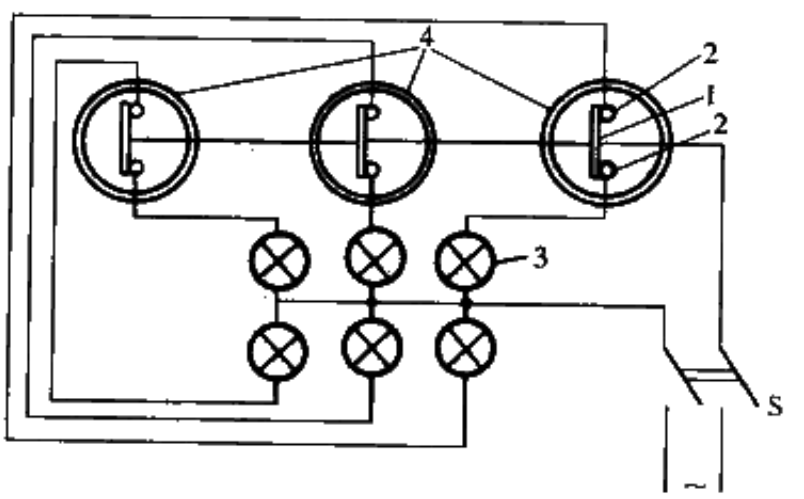


图 9-7　用灯亮法测量断路器的同步差

1—断路器动触头；2—断路器静触头；

3—灯泡；4—断路器

2）对于快速断路器，应采用示波器录波或数字式毫秒表测量同步差，可得到准确结果。测量接线图如图 9-8 所示。录波图如图 9-9 和图 9-10 所示。目前使用的光线示波器，也不用冲洗胶卷，直接在感光线上用日光灯或太阳光照射即可，非常方便。

用示波图可以计算分合闸和不同期时间。如时间 t_{ab}，为 ab 段所跨越的时标周波数乘以时标的周期 T。时标频率 $f=1000\text{Hz}$，则周期 $T=\dfrac{1}{f}=1$（ms）即 $t_{ab}=nT$（ms）。其中，n

为 ab 段所跨越的时标周波数。

三相断路器也可以按图 9-8 接线进行测量。这样二次录波，就可以把分合闸和同步差测量出来。

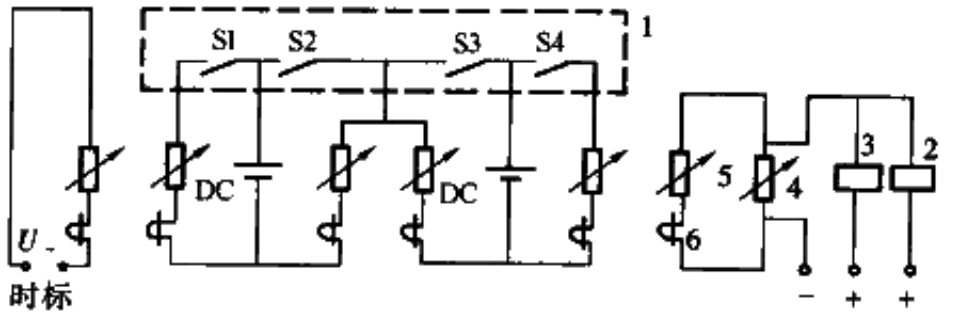


图 9-8　用电磁示波器测量断路器动作时间原理接线图

1—断路器；2—分闸绕组；3—合闸绕组；4—分流器；5—分压器；6—示波器振子；S1～S4—断口；DC—电池

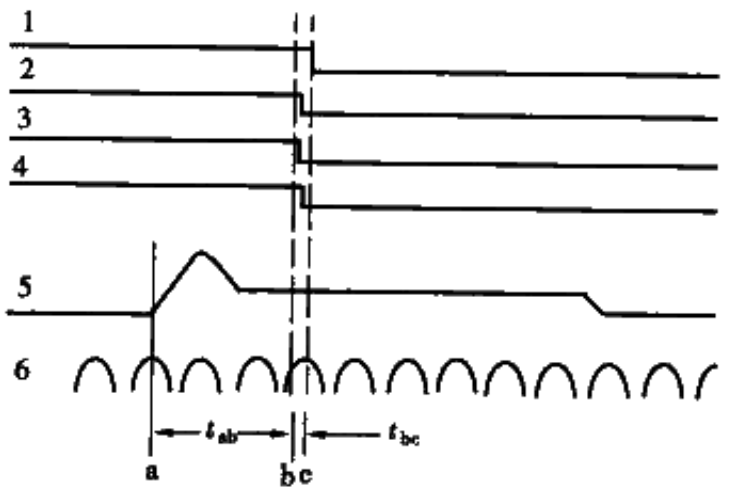


图 9-9　断路器分闸录波图

1～4—断口的波形；5—分闸电流线；6—时标；t_{ab}—分闸时间；t_{bc}—分闸同步差

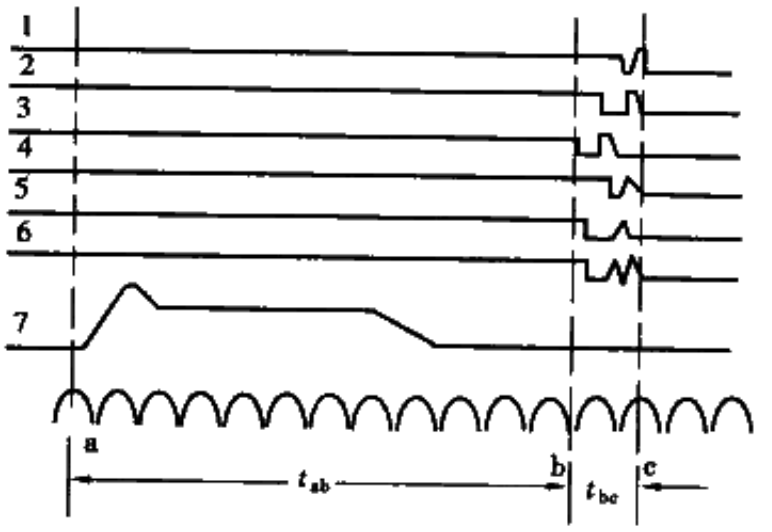


图 9-10　断路器合闸录波图

1～6—断口的波形；7—合闸电流线；$t_{ab}+t_{bc}$—合闸时间；t_{bc}—合闸同步差

（3）专门断路器动特性测试仪测量。目前，由于科技的发展，对断路器特性测量制造出多种型号的整套测量仪器，不但使用方便，而且测量数据准确；一台测量仪，可以测量各种参数。如 FKGC 型高压开关动特性测试仪，适合各种断路器测量分、合闸时间、同期性；合分闸瞬时、平均及最大速度，以及升距、超距等；还能测量弹跳时间、次数及弹跳最大幅度等。

第七节　断路器导电回路直流电阻测量

一、测量导电回路电阻的目的

断路器导电回路直流回阻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等。导电杆电阻一般不会变化，其他两处的连接电阻和接触电阻由于各种因素的影响（如触头表面氧化、触头间残存有机械杂物或碳化物、接触压力下降、接触面积减小和短路电流烧伤等），常常有所增加。所以测量每相导电回路电阻，实际上是检查动、静触头之间的接触电阻和连接电阻的变化，主要是判断动、静触头是否接触良好。运行中、动、静触头之间的接触电阻往往会增大，使正常运行工作电流下发生过热，尤其是通过短路电流时，触头发热更严重，可能烧伤周围绝缘或造成触头烧熔粘结，从而影响断路器跳闸时间和开断能力，甚至产生拒动发生，所以相关规程规定，断路器在安装后、定期（包括大小

修）和开断短路电流一定次数后，都要进行此项试验。

二、试验方法

测量断路器导电回路电阻的方法采用直流压降法。测量接线原理图如图9-11所示。

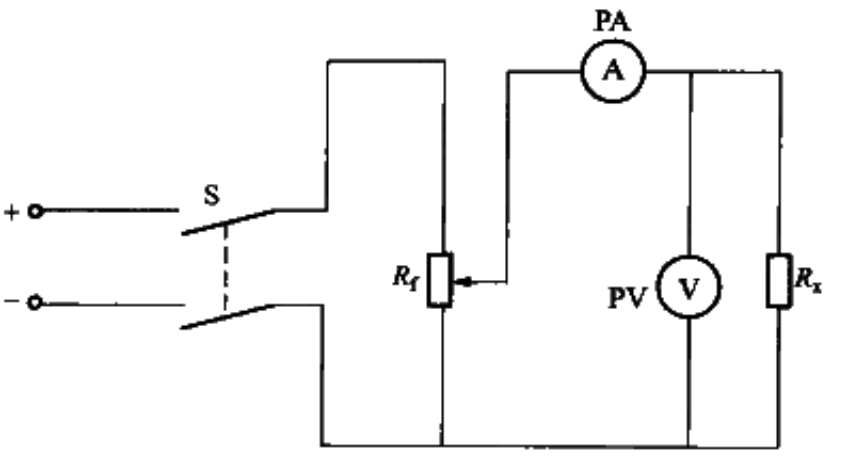


图 9-11　断路器导电回路测量原理图

S—电源控制开关；R_f—分压电阻；R_x—被测电阻；PA—直流电流表；PV—直流毫伏表

由于导电回路接触电阻值很小，都是微微欧数量级，所以电压表内阻远远大于此值，故导电回路电阻值 $R_x = U/I$。

根据动、静头的接触面上有一层极薄的膜电阻的影响，如果直流电流太小，则所测电阻小于实际电阻，不准确。相关规程要求直流电流 $I \geqslant 100A$，使接触面上的极薄的膜电阻击穿，所测电阻值和实际电阻值符合。

三、目前断路器导电回路电阻测量仪

以前断路器导电回路电阻测量采用直流伏安法，电流一般在 10A，电源由蓄电池供给。显然不符合《规程》要求的电流 $I \geqslant 100A$。随着电学技术的发展，目前断路器导电回路电阻测量都采用专门的测试仪，如 PCIμΩ/3 型回路电阻测试仪、JYL 回路电阻测试仪、KDC 型开关接触电阻测试仪和 HLY—111 型回路电阻测试仪等。

这些专门测试仪具有以下优点：

（1）电流都满足要求，$I \geqslant 100A$，所以测量值和实际值相符合。

（2）测量仪内部附有标准电阻，测量比较精确。

（3）电流值能自动恒流，有效减少主流电源波动对试验结果的影响。

（4）采用四端子接线法，有效排除测试线电阻对试验结果的影响。

（5）测试电流自动销定，不需要人工调节。

（6）回路电阻自动销存，便于记录。

四、测量注意点

（1）如果采用专用仪器测量，则应按说明书进行。如果采用伏安法测量，防止因断路器测量过程中跳闸而烧坏毫伏表。

（2）测量前将断路器电动合闸后测量，只有允许手动合闸的断路器才可在手动合闸后进行测量。

（3）在测前应该将断路器跳合几次，以消除触头之间氧化膜影响。

（4）如果断路器有主、辅触头或并联支路，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。

第八节　真空断路器真空度试验

真空断路器的真空度测试工作非常重要，一旦真空度破坏，使之不能灭弧，造成断路器爆炸事故。真空应检查试验方法有如下几种：

（1）外观检查法。如果真空灭弧室为玻璃外壳，可以根据涂在内壁上的钡吸气剂薄膜颜色判断，如果真空度良好，则薄膜为镜面状态；真空度较差时则为乳白色。该方法不十分准确，但可供参考。

（2）工频耐压法。在分闸状态时，在断口间加工频试验电压，在工频耐压下能耐受 10s 以上，则说明真空度良好；如果在电压升高过程中，电流也增大，超过 5A 则认为不合格。当然在耐压过程中击穿也不合格。

（3）磁控放电法。采用专门测试仪器来测量法，在触头之间加一次或数次高压脉冲，脉冲宽度为数十至数百毫秒，磁场线圈中则通以同步脉冲电流，产生与高压、同步的脉冲磁场测量真空度。

相关国家标准规定真空度达到 0.066Pa 为合格，接近或低于 0.066Pa 时为不合格，应更新。当真空度有大幅度下降而不合格时，应缩短测试周期，根据发展情况决定是否更新。

第九节　SF_6 断路器和 GIS 耐压试验

SF_6 断路器和 GIS 规程要求在交接和大修后应进行交流耐压或操作波冲击耐压试验。

一、交接和大修后耐压试验的意义

一般耐压试验现场为了方便选择交流耐压试验。当 SF_6 断路器和 GIS 的散件由制造厂运到安装现场组装充气，在运输过程中内部零部件可能有位移或有外界杂物、微粒混入内部，将改变原设计的电场分布，造成绝缘薄弱环节而危害设备安全运行的隐患（导致绝缘强度急剧下降）。这种情况在设备大修时也会发生。另外，由于 SF_6 气体优良的绝缘性能，使绝缘间隙较小，若发生以上情况，后果更为严重。所以，要求对交接和大修后进行耐压试验，就是为了检验安装和大修时的质量。通过耐压试验还可以对设备进行“老练净化”作用。“老练净化”处理就是混入设备的导电微颗移到低电场强度区域或微颗陷阱中和烧蚀电极表面的毛刺、尖端或杂质，对绝缘强度不产生危害作用。总之，对 SF_6 断路器和 GIS 安装或大修后耐压试验，一方面检验检修的质量，另一方面恢复绝缘性能两种作用。

二、交流耐压试验方法

目前比较广泛采用的是变频串联谐振法，电压波形应接近正弦，两个半波完全一样，且峰值与有效值之比应等于$\sqrt{2}\pm0.07$，试验电压的频率为 10～300Hz，试验电压值为出厂试验施加电压值的 80%。

进行交流耐压试验前，可进行老练试验（净化试验）。老练试验又是规程要求的试验，也不能代替交流耐压试验。

老练试验施加的电压和时间没有规程明确规定，可由用户与制造厂协商确定。下面根据现场情况，推荐四种老练电压与时间关系曲线，见图 9-12～图9-15，供参考。

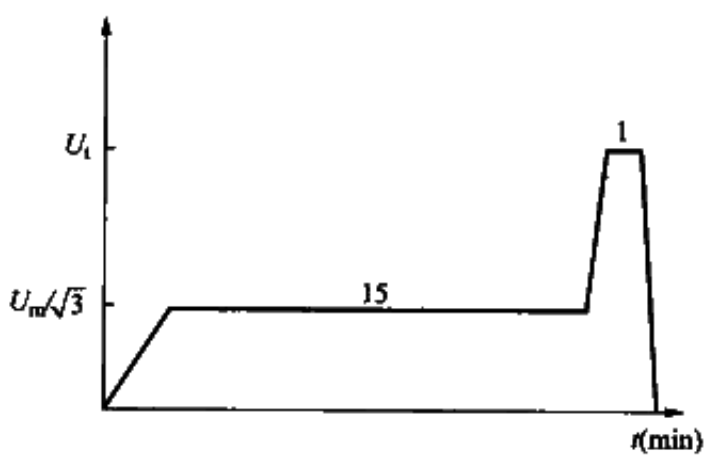


图 9-12　电压与时间关系曲线（一）

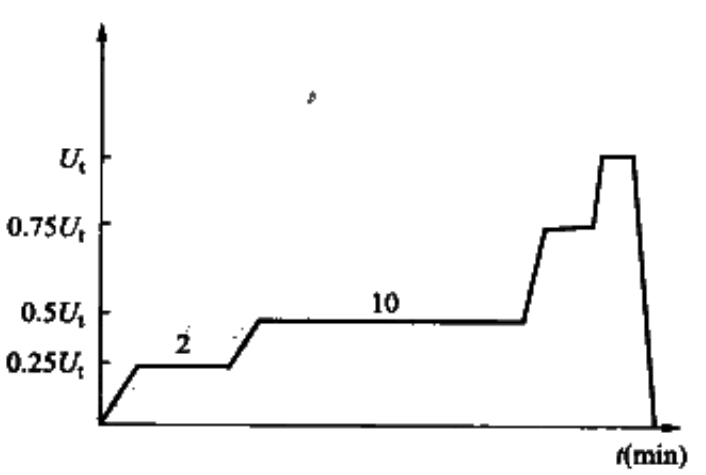


图 9-13　电压与时间关系曲线（二）

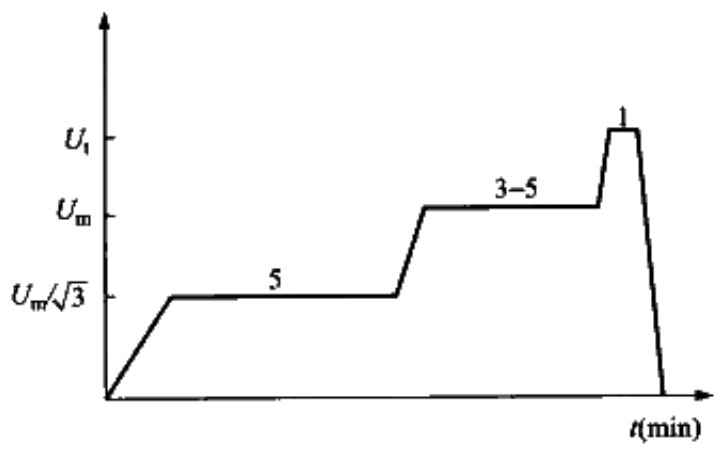


图 9-14　电压与时间关系曲线（三）

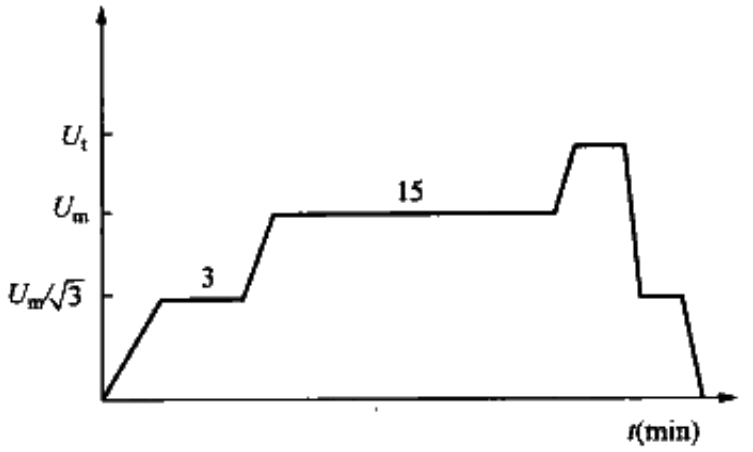


图 9-15　电压与时间关系曲线（四）

本章提示

本章介绍了多种断路器及 GIS 的绝缘试验项目和要求，介绍了断路器的速度及时间特性测量方法。特别介绍了 40.5kV 及以上多油断路器 tanδ 分解试验。

从多油断路器复杂的 tanδ 试验（包括电容套管）你就知道它快被淘汰了吧？尽管本章没有介绍，还是不要忘了断路器的导电回路电阻试验喲！

本章重点

1. 40.5kV 及以上多油断路器的 tanδ 的分解试验及缺陷判断。
2. SF_6 断路器和 GIS 预防性试验项目。
3. 断路器的速度及时间特性测量方法。

复习题

1. 断路器预防性试验的项目有哪些？
2. 对用有机材料制成的断路器提升杆的绝缘电阻测试，《规程》有何规定？
3. 简述 35kV 多油断路器 tanδ 分解试验的步骤及缺陷判定方法。

第十章

套 管 试 验

套管是电力系统广泛使用的一种电力设备。它的作用是使高压引线安全穿过墙壁或设备箱体与其他电力设备相连接。套管的使用场所决定了其结构要有较小的体积和较薄的绝缘厚度，尤其套管法兰处（与墙壁及箱盖连接处）电场强度极不均匀，因而对其绝缘性能提出了较高要求。

套管按结构分为：

纯瓷套管；适用于 10kV 及以下系统；

充油型套管，适用于 35kV 及以下系统；

油纸电容型套管，适用于 35kV 及以上系统；

胶纸电容型套管，适用于 35～220kV 系统。

按使用场所套管又可分为：

穿墙套管，35kV 及以下多为纯瓷或充油式，35kV 以上为胶纸、油纸式；

变压器套管，35kV 及以下多为充油式，35kV 以上为胶纸式或油纸式；

多油断路器套管，35kV 及以上为胶纸或油纸式，35kV 以下为充油式。

套管的试验项目及要求如表 10-1 所示。

表 10-1　　套管的试验项目、周期和要求

序号	项　目	周　期	要　求	说　明
1	主绝缘及电容型套管末屏对地绝缘电阻	（1）1～3 年 （2）大修（包括主设备大修）后 （3）必要时	（1）主绝缘的绝缘电阻值不应低于 10000MΩ （2）末屏对地的绝缘电阻不应低于 1000MΩ	采用 2500V 绝缘电阻表
2	主绝缘及电容型套管末屏对地 tanδ 与电容量	（1）1～3 年 （2）大修（包括主设备大修）后 （3）必要时	（1）20℃时的 tanδ（%）值应不大于下表中数值	（1）油纸电容型套管的 tanδ 一般不进行温度换算，当 tanδ 与出厂值或上一次测试值比较有明显增长或接近左表数值时，应综合分析 tanδ 与温度、电压的关系。当 tanδ 随温度增加明显增大或试验电压由 10kV 升到 $U_m/\sqrt{3}$ 时，tanδ 增量超过 ±0.3%，不应继续运行 （2）20kV 以下纯瓷套管及与变压器油连通的油压式套管不测 tanδ

电压等级（kV）		20～35	66～110	220～500
大修后	充油型	3.0	1.5	—
	油纸电容型	1.0	1.0	0.8
	充胶型	3.0	2.0	—
	胶纸电容型	2.0	1.5	1.0
	胶纸型	2.5	2.0	—
运行中	充油型	3.5	1.5	—
	油纸电容型	1.0	1.0	0.8
	充胶型	3.5	2.0	—
	胶纸电容型	3.0	1.5	1.0
	胶纸型	3.5	2.0	—

续表

<table>
<tr><th>序号</th><th>项　目</th><th>周　期</th><th>要　　求</th><th>说　　明</th></tr>
<tr><td>2</td><td>主绝缘及电容型套管末屏对地 tanδ 与电容量</td><td>（1）1～3 年
（2）大修（包括主设备大修）后
（3）必要时</td><td>（2）当电容型套管末屏对地绝缘电阻小于 1000MΩ 时，应测量末屏对地 tanδ，其值不大于 2%
（3）电容型套管的电容值与出厂值或上一次试验值的差别超出±5%时，应查明原因</td><td>（3）测量变压器套管 tanδ 时，与被试套管相连的所有绕组端子连在一起加压，其余绕组端子均接地，末屏接电桥，按正接线测量</td></tr>
<tr><td>3</td><td>油中溶解气体色谱分析</td><td>（1）投运前
（2）大修后
（3）必要时</td><td>油中溶解气体组分含量（体积分数）超过下列任一值时应引起注意：
H_2　500×10^{-6}
CH_4　100×10^{-6}
C_2H_2　2×10^{-6}（110kV 及以下）
1×10^{-6}（220～500kV）</td><td></td></tr>
<tr><td>4</td><td>交流耐压试验</td><td>（1）大修后
（2）必要时</td><td>试验电压值为出厂值的 85%</td><td>35kV 及以下纯瓷穿墙套管可随母线绝缘子一起进行耐压</td></tr>
<tr><td>5</td><td>66kV 及以上电容型套管的局部放电测量</td><td>（1）大修后
（2）必要时</td><td>（1）变压器及电抗器套管的试验电压为 $1.5U_m/\sqrt{3}$
（2）其他套管的试验电压为 $1.05U_m/\sqrt{3}$
（3）在试验电压下局部放电值（pC）不大于
<table>
<tr><th></th><th>油纸电容型</th><th>胶纸电容型</th></tr>
<tr><td>大修后</td><td>10</td><td>250（100）</td></tr>
<tr><td>运行中</td><td>20</td><td>自行规定</td></tr>
</table></td><td>（1）垂直安装的套管水平存放 1 年以上投运前宜进行本项目试验
（2）括号内的局部放电值适用于非变压器、电抗器的套管</td></tr>
</table>

注　1. 充油型套管指以油作为主绝缘的套管。

2. 油纸电容型套管指以油纸电容芯为主绝缘的套管。

3. 充胶型套管指以胶为主绝缘的套管。

4. 胶纸电容型套管指以胶纸电容芯为主绝缘的套管。

5. 胶纸型套管指以胶纸为主绝缘与外绝缘的套管（如一般室内无瓷套胶纸套管）。

6. U_m 为设备运行系统最高工作电压。

7. 制造厂明确规定不许取油样的全密封设备，一般不取油样做色谱分析和微水检测。

第一节　测量绝缘电阻

测量绝缘电阻可以发现套管瓷套裂纹、本体严重受潮以及测量小套管（末屏）绝缘劣化、接地等缺陷。

对于已安装到变压器本体上的套管，摇测其高压导电杆对地的绝缘电阻时应连同变压器本体一起进行，而摇测抽压小套管和测量小套管（末屏）对地绝缘电阻可分别单独进行。由于套管受潮一般总是从最外层电容层开始，因此测量小套管对地绝缘电阻具有重要意义。

《规程》规定了摇测测量小套管（末屏）对地绝缘电阻应使用 2500V 绝缘电阻表，其阻

值一般不应低于 1000MΩ。

《规程》还规定套管主绝缘的绝缘电阻不应低于 10000MΩ。

第二节　介质损耗因数 tanδ 和电容量测量

套管 tanδ 和电容量的测量是判断套管绝缘状况的一项重要手段。由于套管体积较小，电容量较小（几百 pF），因此测量其 tanδ 可以较灵敏地反映套管劣化受潮及某些局部缺陷。测量其电容量也可以发现套管电容芯层局部击穿、严重漏油、测量小套管断线及接触不良等缺陷。

现场一般采用 QS1 电桥测量套管的 tanδ 和电容量。

一、单独套管的试验

大多数电力设备中广泛使用 35kV 及以上的油纸电容型或胶纸电容型套管。该类套管中有一部分带有专供测 tanδ 用的小套管，即测量小套管（末屏），也有部分套管不带测量小套管，其结构如图 10-1 所示。

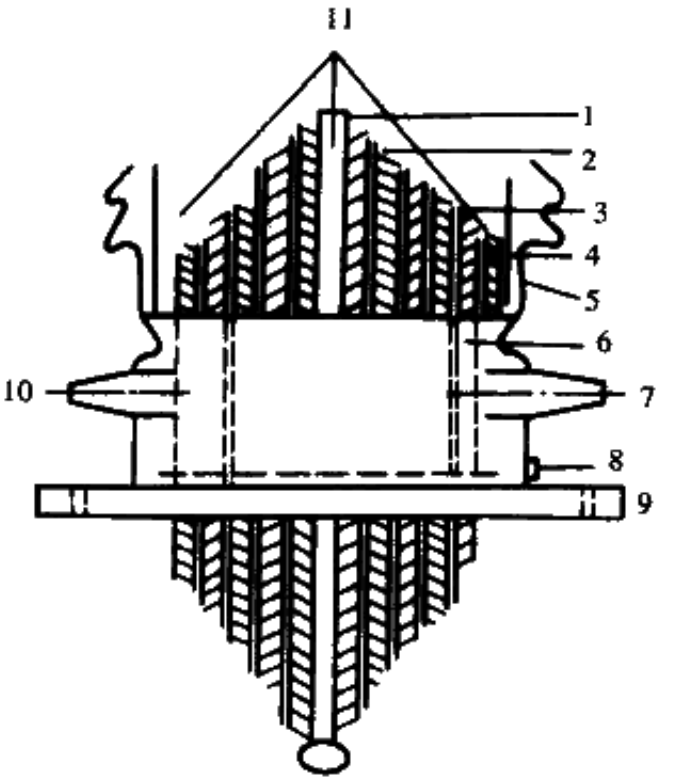


图 10-1　电容套管结构图

1—导电杆；2—锡箔层；3—绝缘层；4—末屏；5—末屏外围绝缘层；6—绝缘油；7—测量端（接地）；8—放油阀；9—法兰；10—抽压端子；11—雨水潮气路径

当套管未安装到设备上或交接大修时从设备本体拆下来单独试验时，可采用 QS1 电桥正接线法测量其 tanδ 和电容量，如图 10-2 所示。

值得一提的是，只测量主电容（导电芯对测量小套管或法兰）的 tanδ 和电容量，而不做测量小套管对地的 tanδ 试验，是不全面的。实践证明：套管初期受潮，潮气和水分总是先进入最外层的电容层，用反接线测量小套管对地的 tanδ 对反映套管初期进水受潮是很灵敏的，而只测量主电容层的 tanδ 不一定能反映出来，给设备安全运行留下隐患。所以《规程》规定：当测量小套管对地绝缘电阻小于 1000MΩ 时，则要求测量小套管对地的 tanδ。部分套管生产厂家出厂时也提供了测量小套管对地 tanδ 的测量值。运行部门可将测量值与出厂值比较，分析判断套管是否有初步受潮现象。

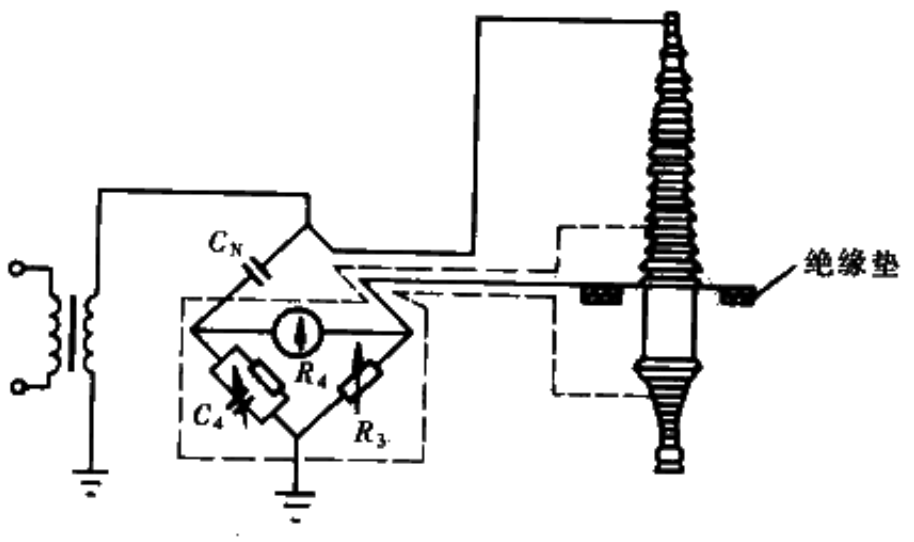


图 10-2　电容套管 tanδ 测量接线

（当套管带有测量小套管时，电桥 C_x 线接测量小套管芯线，法兰接地）

二、现场变压器电容套管试验

现场运行的变压器电容套管已牢固安装于设备箱体，套管内部导电杆下部与变压器绕组相连接，预防性试验时，无法将套管与内部绕组连接拆开，因此测量时需采取特殊接线，以避免变压器绕组电感、变压器本体电容对套管 tanδ 和电容量测量的影响。

现场测量接线时，应将测量变压器

绕组连同中性点全部短接后接 QS1 电桥高压引线，QS1 电桥 C_x 线接被测量套管的测量小套管，分别测量各相套管的 tanδ 和电容量。QS1 电桥用正接线测量，不能采用反接线。表 10-2 示出了同一温度下变压器绕组不同接线时，套管 tanδ 的测量结果。

表 10-2　　不同接线时套管 tanδ 的测量结果

变压器型号 容量、电压	相　别	全部绕组开路		全部绕组短路	
		tanδ（%）	C_x（pF）	tanδ（%）	C_x（pF）
240MVA 330kV	A	2.1	310	0.5	308
	B	2.3	304	0.5	304
	C	1.4	301.7	0.4	301
150MVA 220kV	A	1.7	304.5	0.3	304
	B	1.8	295.4	0.4	295
	C	1.3	287.4	0.2	287
SFSL—31500/110	A	1.1	352.8	0.4	352.8
	B	1.2	343.6	0.4	343.6
	C	0.7	332	0.4	332
SFSL—10000/110	A	0.8	340	0.3	341
	B	1.0	336	0.3	336
	C	0.6	341	0.4	341

从表 10-2 所示数据可以看出，测量时若接线不正确（全部绕组开路）会对套管 tanδ 测量造成很大误差。误差大小与变压器的容量、结构等有关。误差是由变压器绕组的电感和空载损耗产生的。总之，从现场测量结果看，测量时将绕组短接能大大减小测量误差。从现场测量的准确性和安全性出发，测量套管 tanδ 时最好将加压套管侧绕组连同中性点短接后接高压，其他非被试绕组短接后接地。如测量高压套管时，将高压绕组连同高压绕组中性点短接后接高压，中、低压绕组及其中性点短接后接地。

三、现场多油断路器电容套管试验

现场多油断路器的电容套管均牢固装在断路器本体上，一般在断路器分闸状态下，测量每只套管的 tanδ 和电容量。近年来生产的电容套管大部分均带有测量 tanδ 用小套管，因此可以采用 QS1 电桥正接线测量套管的 tanδ 和电容量。

应当指出，《规程》中规定的胶纸电容型套管的 tanδ 允许值是对没有测量小套管，QS1 电桥反接线测量结果而言的。相对而言，这一标准偏宽。因此在现场采用正接线测量时，tanδ 标准应参照厂家出厂说明要求。如对 35kV 胶纸电容型套管，一般厂家出厂要求每只套管的 tanδ（%）应小于 0.8，运行中 tanδ（%）应小于 1.0，超过标准应退出运行。而《规程》中则对运行中的 35kV 胶纸电容型套管的 tanδ（%）值要求小于 3 即为合格。

近年来，在一些地区，35kV 多油断路器胶纸电容型套管事故频繁。某供电局 1992 年一年曾发生五起 35kV 胶纸电容型套管绝缘击穿事故。事故原因多为套管顶部密封不好、密封胶开裂导致电容芯层受潮，套管下部（浸在油中）附着油泥等脏物导致沿面闪络。因此在制定反事故措施时，对于 35kV 多油断路器胶纸电容型套管 tanδ 测量究竟采用正接线还是反接线产生了争议。争议的焦点如下：

（1）正接线测量时测量了套管主电容层的 tanδ 和电容量，杂散电容影响小，测量值可

与出厂值进行比较判断，是比较常规的试验方法。但正接线对瓷套内壁受潮及套管下部油泥脏污等反映不灵敏，而套管事故往往是从套管内壁受潮开始的。

（2）反接线测量 tanδ 时不仅测量了主电容层的 tanδ，而且也测量了瓷套内外壁、套管下部表面的绝缘状况，tanδ 测量值可按《规程》标准进行分析判断。反接线的缺点是杂散电容影响大，电容量不易比较。

试验研究证明：对于正常良好绝缘的套管，采用正、反接线的 tanδ 测量值相差不大；而对于内部受潮的套管，则正、反接线的 tanδ 测量值有明显差异。表 10-3 示出了一组 35kV 胶纸电容型套管在相同温度下，不同接线时 tanδ 的测量结果。表 10-3 中 03 号套管的测量结果是人为在套管下部洒水后测得的。正接线对此反映不灵敏。

表 10-3　　不同接线时套管 tanδ 测量结果

套管型号	正接线		反接线		套管编号
	tanδ（%）	C_x（pF）	tanδ（%）	C_x（pF）	
DR—35	0.6	245.3	0.8	278.0	01
	0.7	239.3	0.8	258.7	02
	0.8	104.6	1.0	127.8	91594
	0.8	124.2	1.2	148.3	91595
	0.8	113.0	3.9	135.6	03

究竟采用何种接线，可根据各地情况自行规定。为了加强对多油断路器的反事故措施，一些电力部门对 tanδ 测量值偏大的套管还要求做直流泄漏电流试验，这对于发现和确认套管绝缘缺陷是很有帮助的。

四、影响套管 tanδ 测量的因素

1. 试验接线的影响

如上所述，现场测量变压器套管 tanδ 时未将变压器绕组短接，测量多油断路器电容套管时 QS1 电桥正、反接线均对测量结果有影响。

从表 10-3 可以看出，对于正常良好绝缘的胶纸电容型套管，正接线测得的 tanδ 值比反接线测得值偏小或接近，电容量偏小；对于不良绝缘的，则正、反接线有明显差异。一般情况下，反接线较正接线测得的 tanδ 值偏大。

2. 温度、湿度的影响

温度对套管 tanδ 的影响与对其他设备 tanδ 的影响一样。一般情况下，tanδ 值随温度升高而增加，有文献给出了套管 tanδ 的温度换算系数，不在同一温度下测得的 tanδ 值应换算到同一温度，再进行比较分析。值得一提的是，由于多油断路器套管、穿墙套管体积小，其温度取试验时的环境温度；而对于大容量变压器的电容套管，套管的温度既不同于主变压器主体温度，也不应按环境温度考虑。有文献推荐变压器套管的温度计算式为

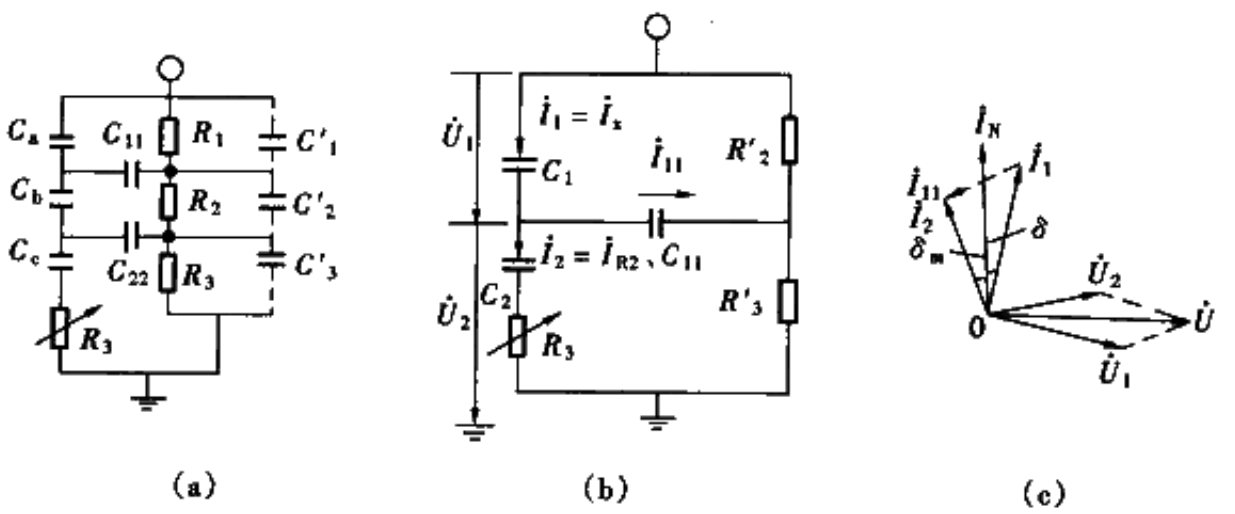
$$t_1 = 0.66t_2 + 0.34t_3$$

式中　t_1——变压器套管温度；

t_2——变压器上层油温；

t_3——室外无阳光照射处的温度。

湿度对 tanδ 的测量影响很大。图 10-3 示出了 QS1 电桥正接线时湿度对 tanδ 影响的等值电路和相量图。



(a) (b) (c)

图 10-3 正接线时湿度对套管 tanδ 的影响

(a) 等值电路图；(b) 简化电路图；(c) 相量图

图中 R_1、R_2、R_3 是表面瓷套的等值分布电阻，C'_1、C'_2、C'_3 为其相应的分布电容，C_{11}、C_{22} 为套管电容层与瓷套表面的等效电容，C_a、C_b、C_c 为套管电容层电容，R_3 为 QS1 电桥可变电阻。$\dot{I}_N$ 为 QS1 电桥标准电容器臂流经电流。

从图 10-3 中可以看出，当相对湿度较大时，由于瓷套表面泄漏电导较大而产生了分流作用。如图 10-3 (b)、(c) 所示，由于分流电流 $\dot{I}_{11}$ 的影响，结果使正接线 tanδ 测量值出现偏小的测量误差，严重时产生 "－tanδ" 测量值。

反接线测量套管 tanδ 时，当相对湿度较大时，表面泄漏电导与被试绝缘部件相并联，将造成 tanδ 测量值偏大的误差。

正接线偏小的测量误差往往不会引起注意，可能将一些 tanδ 不合格的套管误认为合格，而投入运行，而且由于每次测量时相对湿度的不同，使实测套管的 tanδ 值分散性较大。

反接线偏大的测量误差又可能造成误判断，将一些合格的套管判为不合格，造成十分费时的解体试验，或不必要的套管检修工作。

因此在测量 tanδ 时应注意环境湿度的影响。应以相对湿度不大于 65％下的测量值为准，湿度较大时，应在采取烘干表面瓷裙、涂硅油等措施后再测量。

3. 表面脏污的影响

表面脏污对 tanδ 测量的影响同湿度对 tanδ 测量的影响机理一样，将造成正接线 tanδ 测量值偏小的误差和反接线测量值偏大的误差。

如某地曾在相对湿度很低（30％）的情况下，对两只 35kV 多油断路器胶纸电容型套管的 tanδ 进行测量，试验结果列于表 10-4（试验温度 18℃，试验电压 10kV）。

表 10-4 两只同型号套管 tanδ 试验结果

套管编号	正接线测量 tanδ（％）	反接线测量 tanδ（％）
01	0.3	8.4
02	－1.7	17.6

被试套管表面干燥清洁，而 tanδ（％）测量值明显异常，反接线 tanδ（％）测量值偏大，02 号套管正接线在无电场干扰情况下测得为负介质损耗因数值。为查明原因对这两只套管解体检查，发现套管浸在油中的下部绝缘表面附着一层油泥，对这两只套管清洗后再做

新e代
www.elecm.com

试验，tanδ（%）测量值恢复正常，试验结果列于表 10-5。

表 10-5　　清除油泥后 tanδ 的试验结果

套管编号	正接线测量 tanδ（%）	反接线测量 tanδ（%）
01	0.4	0.6
02	0.3	0.4

4. “T”形干扰网络的影响

同测量小电容量电流互感器一样，由于套管的电容量较小，一般为几百 pF，试验时套管附近的梯子、设备构架、试验人员、引线等对试验结果有一定影响，造成 tanδ 和电容量测量结果分散性大。如曾对一只 110kV 油纸电容型套管进行试验，将其搁放在枕木上，套管的高压导电杆与地距离 0.3m，正接线加压 5kV 时测得 tanδ（%）＝0.6，将高压套管用绝缘绳吊起离地 1.0m 时再进行测量，测得 tanδ（%）＝0.4。电桥平衡时，在套管附近放置一梯子，可以明显看出 QS1 电桥的光带又增宽了。因此测量电容套管 tanδ 时应尽量使套管附近无梯子、构架等杂物或使杂物及试验人员远离被试套管，以提高测量准确度。

5. 测量小套管对套管 tanδ 测量的影响

套管上设有专门供测量 tanδ 用的测量小套管，测量小套管的绝缘状况对正接线测量套管的 tanδ 有很大影响。

（1）测量小套管接地。

安装或运行中测量小套管引线与地接触时，绝缘电阻为 0。这种情况下用 QS1 电桥正接线测量套管 tanδ 时，C_x 被短接，QS1 电桥 R_3 不起作用。电桥无法平衡，tanδ 无法测量。对于未装在设备本体上的单独套管 tanδ 尚可用反接线测量，而对于装在设备本体上的变压器套管则无法用反接线测量其 tanδ 值。

（2）测量小套管引线开断。

安装检验时由于不慎可造成测量小套管内部引线开断。这种情况下，QS1 电桥正接线测量时无信号或信号很弱，测量出套管电容量异常，应检修处理。

（3）测量小套管绝缘电阻低。

测量小套管由于表面脏污或内部受潮可能造成绝缘电阻偏低。由于偏低的绝缘电阻引起分流作用，即相当于在 QS1 电桥 R_3 上并联一电阻，将使测量的 tanδ 值产生偏小的测量误差。因此，现场测量套管 tanδ 前，应先摇测测量小套管绝缘电阻，绝缘电阻低的（小于 1000MΩ）应查明原因。

综上所述，套管 tanδ 测量受各种因素影响较大，现场测量时应认真分析各种影响因素，对异常试验结果（偏大或偏小）应查明原因。在分析套管 tanδ 的同时还应分析套管的电容量，对于电容型套管，其 ΔC_x% 超过±10%时应视为不合格，超过±5%应引起注意，缩短试验周期。

第三节　交流耐压试验

《规程》要求，交接或大修后的套管应做交流耐压试验，以考验主绝缘的绝缘强度。

通过交流耐压试验曾发现过纯瓷充油套管瓷质裂纹、电容套管电容芯棒局部爬电、胶纸电容套管下部绝缘表面有擦痕等缺陷。

交流耐压试验时，应将被试套管瓷套表面擦干净，将套管下部浸于绝缘油内（模拟运行状况），法兰与测量小套管可靠接地后，再在导电杆上施加试验电压。耐压时间为 1min，预防性试验时试验电压值为出厂值的 85%。

本章提示

本章介绍了各类套管预防性试验的项目、方法。由于套管的用途及结构，造成了套管绝缘厚度薄，耐受场强高。因而事故率最高。加之电容量相对较小，tanδ 测量受外界干扰也严重。

你知道湿度是怎么影响套管 tanδ 测量结果的？胶纸电容套管 tanδ 测量究竟该用正接线还是反接线？

本章重点

1. 现场电容套管 tanδ 试验接线方式对测量结果的影响。
2. 影响电容套管 tanδ 测量的多种因素。

复习题

1. 简述套管预防性试验的项目及标准。
2. 现场变压器的电容型套管 tanδ 试验应注意哪些问题？
3. 影响套管 tanδ 测量的因素有哪些？

第十一章

电容器试验

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无功补偿和用于发电机的过电压保护。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，供连接之用。耦合电容器一般电容量为 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。

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及标准如表 11-1 所示。

表 11-1　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%范围 （2）电容值大于出厂值的 102%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	$\tan\delta$	（1）投运后 1 年内 （2）1～3 年	10kV 下的 $\tan\delta$ 值不大于下列数值： 油纸绝缘　0.005 膜纸复合绝缘　0.002	（1）当 $\tan\delta$ 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	漏油时停止使用	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 $0.8\times1.3U_m$，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

续表

序号	项　目	周　期	要　求	说　明
7	交流耐压试验	必要时	试验电压为出厂试验电压的 75%	

电力电容器的试验项目，周期和标准《规程》也做了规定。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。

第一节　测量绝缘电阻

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。测量接线如图 11-1 所示。

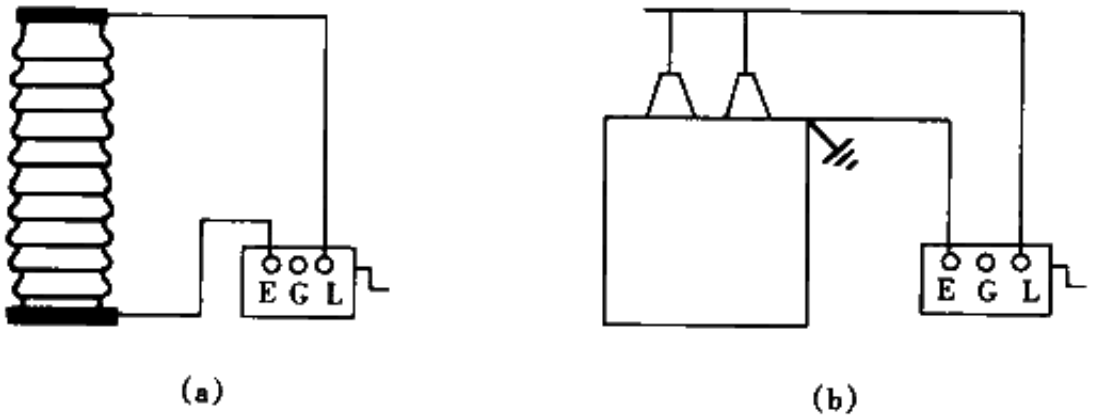


图 11-1　测量绝缘电阻接线图

（a）耦合电容器测量接线；（b）电力电容器测量接线

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，而不应仅在连接导线板上对地放电。因为大多数电力电容器两极与连接导线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，不停止摇动手柄，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，一般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，人身不能直接接触放电引线，放电引线应采用裸铜导线。

第二节　介质损耗因数 tanδ 和电容量测量

对 tanδ 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，是否有断线或击穿现象等。

电力电容器一般不要求做 tanδ 试验。

一、耦合电容器油纸绝缘电容器和电容式电压互感器的电容分压器的 tanδ 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 电桥正接线测量其 tanδ 和电容量。对电容式电压互感器的电容分压器可按第八章第一节介绍的方法测量其 tanδ 和电容量。

《规程》规定：油纸绝缘的耦合电容器 tanδ（%）＞0.5 为不合格，大于 0.3 应退出运行。膜纸复合绝缘（一般为 TYD 系列）的 tanδ（%）＞0.2 即为不合格，应退出运行。近几年来，发生了多起 tanδ（%）＞0.5 时未引起注意，致使在下个预防性试验时间尚未到来时耦合电容器已爆炸的事故教训。

由所测得的电容量计算出电容变化率 $\Delta C_x\%$。计算式为

$$\Delta C_x\% = \frac{C_x - C_N}{C_N} \times 100\% \tag{11-1}$$

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，造成严重缺油所引起。《规程》规定耦合电容器的电容变化率 $\Delta C_x\%$ 在运行中应在铭牌电容值的10%～－5%范围。

二、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. 用法拉表测量

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. 交流阻抗计算法（电压、电流表法）

交流阻抗计算法测量电容量的接线如图 11-2 所示。按图 11-2 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 $I=U\times 2\pi f C_x$，故被测电容量 C_x 为

$$C_x = \frac{I}{2\pi f U} \times 10^6 \tag{11-2}$$

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 220V 或 380V。

3. 双电压表法

双电压表法测量电容量的接线图及相量图如图 11-3 所示。

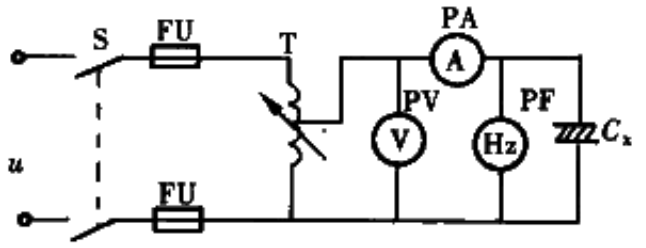


图 11-2 交流阻抗计算法测量电容值接线图

S—电源开关；FU—熔断器；

T—单相调压器；C_x—被测电容

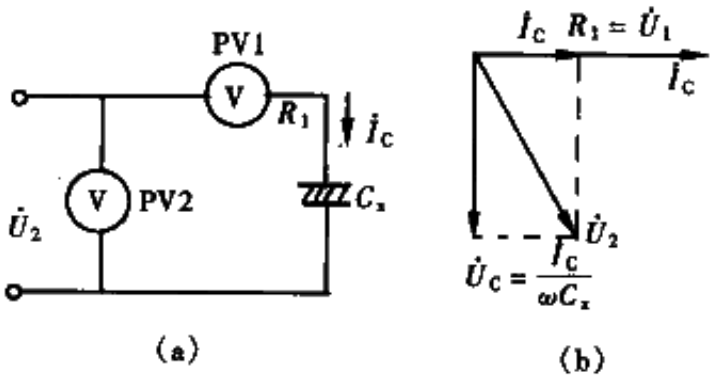


图 11-3 双电压表法测电容量

(a) 接线图；(b) 相量图

由图 11-3 可知

$$U_2^2 = U_1^2 + U_C^2 = U_1^2 + \frac{I_C^2}{(\omega C_x)^2} = U_1^2 + \frac{(U_1/R_1)^2}{(\omega C_x)^2}$$

$$= U_1^2\left[1 + \frac{1}{(R_1\omega C_x)^2}\right]$$

$$\frac{U_2^2}{U_1^2} - 1 = \frac{1}{(R_1\omega C_x)^2}$$

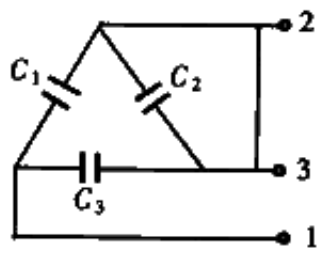
$$C_x = \frac{1}{\omega R_1\sqrt{(U_2/U_1)^2 - 1}}, \text{F}$$

或

$$C_x = \frac{1 \times 10^6}{\omega R_1\sqrt{(U_2/U_1)^2 - 1}}, \mu\text{F}$$

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 11-2、表 11-3 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 11-2 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	$C_A = C_1 + C_3$	$C_1 = \frac{1}{2}(C_A + C_C - C_B)$

续表

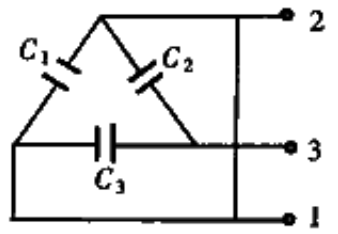
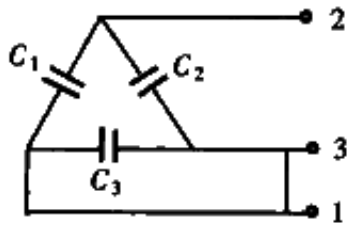
测量次数	接线方式	短路接线端	测量接线端	测量电容量	电容量的计算
2		1，2	3与1，2	$C_B=C_2+C_3$	$C_2=\frac{1}{2}(C_B+C_C-C_A)$
3		1，3	2与1，3	$C_C=C_1+C_2$	$C_3=\frac{1}{2}(C_A+C_B-C_C)$

表 11-3　　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}）	$\frac{1}{C_{31}}=\frac{1}{C_3}+\frac{1}{C_1}$	$C_2=\frac{2C_{12}C_{31}C_{23}}{C_{31}C_{23}+C_{12}C_{31}-C_{12}C_{23}}$
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（11-1）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或铭牌值差别应在10%～－5%范围内。

三、试验注意事项

（1）不论何种测量方法，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）用交流阻抗法和双电压表法测量电容量时，最好用频率表直接测量试验电源频率值，并用实测频率值计算电容量。采用的电压表、电流表、频率表精度不应低于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。

第三节　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。表11-4列出了不同电压等级电容器交流耐压试验标准。

表 11-4　　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
交流耐压试验电压（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 11-4 的不同时，交流耐压试验电压值应为出厂试验电压值的 85%。

第四节　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。

一、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、分闸冲击试验。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及合闸及分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。

二、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 TA 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 TA 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 TA 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残余电荷。

第五节　并联电阻值自放电测量法

当一些并联电容器被切除后，会产生一定的残压。为了安全，在 10min 内电容器端子间电压由$\sqrt{2}U_N$（U_N 为额定电压）降到 75V 以下。为了达到这一要求，一般在电容器端子并联高阻值电阻为放电电阻，称为并联电阻。该电阻除应满足阻值要求外，还应有足够的功率和耐电强度。

一、测量阻值的自放电试验方法

测量并联电阻阻值试验接线图如图 11-4 所示。当 $t=0$ 时，C_x 两端电压已被充电到 U_1，并断开电源 U，经过时间 t 后，C_x 两端电压 U_1 经放电电阻 R_p 放电到 U_2。U_2 是由 U_1 按指数规律衰减的，即

$$U_2 = U_1 e^{-\frac{t}{\tau}}$$

$$\tau = R_p C_x (\text{因为 } R_x \gg R_p, R_x \text{ 略去})$$

式中　τ——时间常数。

将上式展开，则

$$U_2 = U_1\left[1 - \frac{t}{C_x R_p} + \left(\frac{t}{C_x R_p}\right)^2 /2! - \cdots\right]$$

当 $t \ll R_p C_x$ 时，上式简化为

$$U_2 = U_1\left(1 - \frac{t}{R_p C_x}\right)$$

故

$$R_p = \frac{U_1 t}{C_x(U_1 - U_2)}$$

式中 C_x——并联电容器的电容值，已测出；

U_1——$t=0$ 时，并联电容器两端电压，已测出；

U_2——$t=t$ 时，并联电容器两端电压，U_2 和 t 均已测出。

这样就可以测出 R_p 值。

二、试验步骤

(1) 按图 11-4 接好线，先合 S1、S2，充电，并测得 U_1 值。

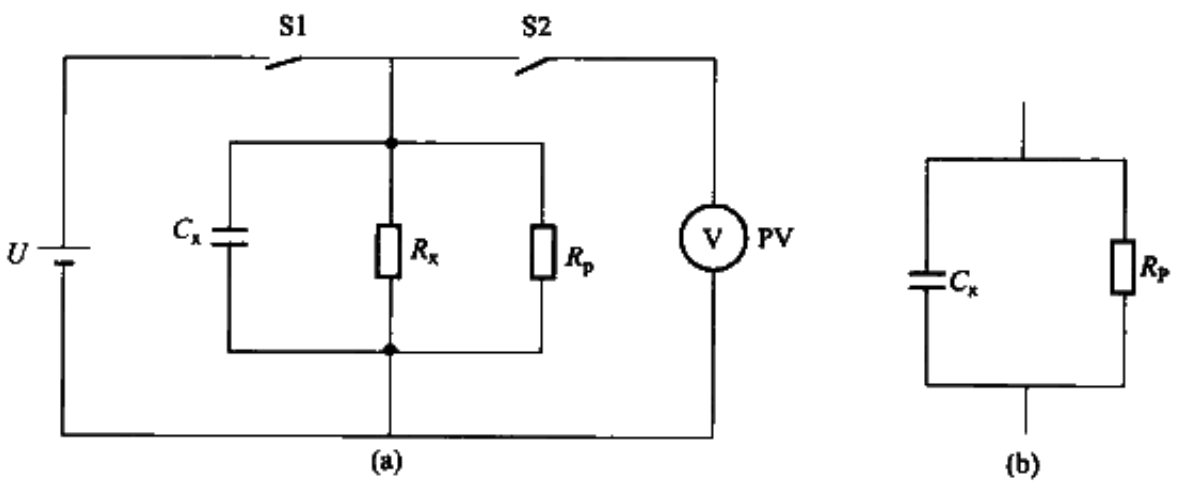


图 11-4 自放电法原理接线图

(a) 原理接线图；(b) 简化等值电路

U—试验电源；C_x—并联电容器电容值；R_p—试品；

R_x—并联电容器电阻；S1、S2—开关；PV—电压表

(2) 将 S1、S2 都断开，并开始计时，对 R_p 放电。

(3) 经过时间 t 后，合上 S2，测量试品两端电压 U_2 值。

(4) 将测量的 C_x、U_1、U_2 和 t 值代入公式 $R_p = U_1 t / C_x\ (U_1 - U_2)$，即可计算出 R_p 值大小。

三、测量注意事项

(1) 测量时用的静电电压表，要满足准确度的要求。

(2) S1、S2 的绝缘电阻值要比 R_p 大 100 倍以上，以消除泄漏电流的影响。

(3) 时间 t 要计时准确。

四、判断标准

R_p 与出厂值偏差在±10%范围内为合格。

本章提示

本章介绍了电力电容器、耦合电容器、断路器均压电容器及电容式电压互感器的电容分压器的绝缘试验项目、方法及注意事项。

电力电容器、耦合电容等试验前尽管电容器接地开关已合，一定要对电容器两极直接放电以免熔丝已断的电力电容器和大容量耦合电容器极间存有残余电荷伤害工作人员及仪器仪表。

运行中的耦合电容器、电容式电压互感器的电容分压器、断路器均压电容一旦发现渗漏油或 tanδ（%）大于 0.5（油纸）、0.2（膜纸复合绝缘）应立即退出运行。

本章重点

1. 电力电容器绝缘电阻测量注意事项。
2. 三角形、星形接线电力电容器电容量测量方法和计算公式。
3. 耦合电容值、均压电容、电容式电压互感器 $\tan\delta$ 和电容量测量值标准。

复习题

1. 简述耦合电容器的试验项目及标准。
2. 摇测电容器绝缘电阻时应注意哪些问题？
3. 怎样测量电容器并联电阻的阻值？

第十二章

避雷器试验

避雷器是电力系统中的重要电力设备之一。它的作用是当系统中出现危及设备（如发电机、变压器、互感器等）的各种类型过电压时，限制过电压使之低于一定幅值，保证电力设备安全运行。

目前我国电力系统中运行的避雷器按结构和性能分为三大类：

（1）普通阀式避雷器。它又可分为FS型（不带并联电阻）和FZ型（有并联电阻）。

（2）磁吹避雷器。它可分为FCZ型（变电所用）和FCD型（旋转电机用）。

（3）金属氧化物避雷器。

普通阀式避雷器是由火花间隙和阀片（非线性电阻）串联而成，FZ型在间隙上并联了电阻使得每个间隙的放电电压比较均匀。磁吹避雷器的主要元件也是火花间隙和阀片，所不同的是采用了磁场驱动电弧来提高灭弧性能，而且阀片的工艺与配方均有改进，热容量、放电可靠性均有提高。金属氧化物避雷器是由具有良好非线性的金属氧化物阀片组成的一种过电压保护装置。由于其良好的非线性性能和较大的通流容量，使得在电力系统中已基本取代了其他类型的避雷器。

避雷器运行中常见的故障有：

（1）避雷器在制造过程中可能造成的缺陷，但未被检查出来。如空气潮湿的时候，装配车间未采取防潮措施装配避雷器，潮气带进了避雷器。还有部分未取得生产许可证的厂家生产的不合格避雷器。

（2）避雷器在运输和安装过程中受损。如运输中不按厂家规定垂直运输，而是横放在汽车上运输，或在运输安装过程中受到过大的冲击振动使内部瓷碗破裂、并联电阻震断、外瓷套损坏等。

（3）运行中受潮老化。由于瓷套端部不平、滚压不严、密封胶垫圈老化、瓷套裂纹等原因，加之因运行中昼夜温差的变化，而使潮气进入避雷器，在谐振过电压和长期工频电压作用下并联电阻和阀片老化，间隙烧毛，致使避雷器工频放电电压和通流容量下降。

避雷器在运行中出现事故屡有发生，因此对避雷器定期进行预防性试验很有必要。避雷器的主要预防性试验项目可归纳为表12-1。

表12-1　　避雷器的主要预防性试验项目及要求

序号	试验项目	FS、FZ、FCD、FCZ型避雷器	金属氧化物避雷器
1	外观检查	是否有裂纹，密封是否良好，引下线与接地体及本身连接是否良好，表面有无放电痕迹等	
2	测量绝缘电阻	（1）FS型：绝缘电阻不小于2500MΩ （2）FZ、FCD、FCZ型：与前一次或同类型测量数据比较不应有显著变化	35kV以上，绝缘电阻不小于2500MΩ；35kV及以下，绝缘电阻不小于1000MΩ

续表

序号	试验项目	FS、FZ、FCD、FCZ型避雷器	金属氧化物避雷器
3	测量电导电流及检查串联组合元件的非线性因数 α 的差值	(1) FS型：不要求做这一项目 (2) FZ、FCD、FCZ型：电导电流应在规定的范围内，与出厂值及历年值比较不应有显著变化 同一相内各串联元件 α 差值不大于0.05，电导电流相差值不大于30%	
4	测量工频放电电压	(1) 仅对FS型进行 (2) FZ解体大修后进行	
5	测量直流1mA电压 U_{1mA} 及75%U_{1mA} 电压下的泄漏电流		(1) 测得 U_{1mA} 与初始值比较，变化不大于±5% (2) 75%U_{1mA} 下泄漏电流不大于50μA
6	测量交流运行电压下的电导电流	有条件可进行，标准自行规定	当电导电流的有功分量增为初始值的2倍后，应停电检查
7	基座绝缘及放电记数器动作试验	(1) 基座绝缘电阻自行规定 (2) 放电记数器动作试验正常	

第一节 FS型避雷器试验

一、绝缘电阻测量

测量FS型避雷器的绝缘电阻可以有效地发现避雷器受潮或瓷套裂纹等缺陷。避雷器的受潮往往是由于密封破坏造成或产品本身在组装过程中就已受潮。《规程》要求：要采用2500V绝缘电阻表，测得绝缘电阻不应低于2500MΩ。测量时应注意避雷器表面状况、环境、温度、湿度的影响。绝缘电阻低于规定值时，可增加直流电导电流测量，规定电压下测得的电导电流不超过10μA为合格。对FS—3型、FS—6型、FS—10型避雷器直流试验电压分别规定为4、6、10kV。

二、工频放电电压测量

工频放电电压测量是对FS型避雷器保护性能的直接有效的试验方法。主要目的是检查避雷器火花间隙的结构及放电特性是否正常及在过电压下动作的可靠性。《规程》对FS型避雷器的工频放电电压的范围做了规定，如表12-2所示。

表12-2　　FS型避雷器工频放电电压的范围

额定电压(kV)		3	6	10
工频放电电压(kV)	大修后	9～11	16～19	26～31
	运行中	8～12	15～21	23～33

工频放电电压的试验接线如图12-1所示，与一般交流耐压试验接线相同。试验中应注意以下问题：

(1) 对每只避雷器，应测量三次工频放电电压值，并取其平均值作为工频放电电压，防止由于火花间隙放电分散性及电压测量方面的偶然误差造成误判断。

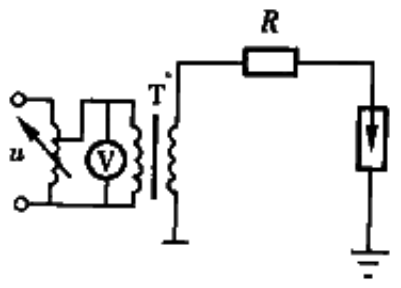


图 12-1　工频放电电压试验接线图

（2）测量时，升压速度不宜太快，以免电压表由于惯性作用而带来偏大的测量误差，一般以 3～5kV/s 为宜。另外，每次放电后要保持一定的时间间隔，一般应不少于 10s，以保证火花间隙内部绝缘有足够的恢复时间。

（3）保护电阻 R 用于限制工频放电时流过避雷器火花间隙的电流，防止工频电流将间隙烧坏。R 值的选择既要考虑限制放电电流，又要考虑过流装置能可靠动作，一般经验计算式为

$$I = \frac{U}{\sqrt{R^2 + X_T^2}} \tag{12-1}$$

式中　I——通过避雷器的电流，一般限制为 0.7A；

U——避雷器放电电压估计值，V；

X_T——试验变压器高压侧短路电抗，Ω；

R——限流电阻，一般选为较计算值略小一些，Ω。

还应注意，过流装置的动作时间应尽量快一些，一般应在 0.5s 内动作于跳闸，以免烧坏间隙。

第二节　FZ、FCD、FCZ 型避雷器试验

FZ、FCD、FCZ 型避雷器的试验项目基本相同。此类避雷器由于在结构上增加了并联电阻，而且 35kV 及以上的 FZ 型避雷器、220kV 及以上的 FCZ 型避雷器均是由多元件串联组成，其试验项目及标准与 FS 型避雷器有很大不同。

一、绝缘电阻测量

对 FZ、FCD、FCZ 型避雷器，测量绝缘电阻不仅可以检查内部受潮、瓷套裂纹，还可以检查并联电阻接触是否良好、是否老化变质或断裂。多元件串联组成的避雷器要求用 2500V 绝缘电阻表测量每一单独元件的绝缘电阻。

由于避雷器绝缘电阻与生产厂家的不同、出厂年月的前后、每个元件额定电压等有关，《规程》中对绝缘电阻的数值未做统一规定，建议采用生产厂家的标准或与前一次及同一类型的测量数据进行比较的方法，对避雷器绝缘状况进行判断分析。如抚顺电瓷厂规定由其生产的 FCZ2—110JN 型避雷器运行中绝缘电阻不应小于 10000MΩ。

二、测量电导电流及检查串联组合元件的非线性因数 α 差值

在避雷器两端施加一定的直流电压时，流过避雷器本体的电流称为避雷器的电导电流。电导电流的测量可以检查避雷器是否受潮，并联电阻是否老化、断裂、接触不良。测得的电导电流应在规定的范围内。超出范围的电导电流，若明显偏大，则表明避雷器内部受潮，并联电阻劣化；若明显偏小，则可能是并联电阻断裂或接触不良。

非线性因数 α 的定义为

$$\alpha = \lg\frac{U_2}{U_1} / \lg\frac{I_2}{I_1} = \lg 2 / \lg\frac{I_2}{I_1} = \frac{0.3010}{\lg I_2 / I_1} \tag{12-2}$$

式中　U_1、U_2——分别为 50%规定试验电压（半压）及规定试验电压（全压）值，kV；

I_1、I_2——分别为 50%规定试验电压（半压）及规定试验电压（全压）下的电导电

流值，μA。

对多个元件串联组成的避雷器应测量每个元件的非线性因数 α，并计算出串联元件中两个元件的非线性因数 α 的差值 $\Delta\alpha$。计算式为

$$\Delta\alpha = \alpha_1 - \alpha_2$$

一般选 α_1、α_2 分别为同一相内最大和最小的非线性因数 α 值。

《规程》规定：同一相内，串联元件的非线性因数差值 $\Delta\alpha$ 不应大于 0.05。非线性因数 α 是考核阀片非线性关系的一个参数，同一相内若 $\Delta\alpha$ 超过 0.05，则各元件在运行电压下承受电压不均匀，将严重影响避雷器的灭弧性能。

另外，《规程》还规定了同一相内串联元件的电导电流相差值 $\Delta I\%$ 不应大于 30%。同一相内最大的电导电流与最小的电导电流（均对应全压下）之差与最大值之比，即电导电流相差值。计算公式为

$$\Delta I\% = \frac{I_{max} - I_{min}}{I_{max}} \times 100\% \tag{12-3}$$

测量电导电流时施加直流试验电压及电导电流值允许范围，如表 12-3 所示。

表 12-3　　FZ、FCZ、FCD 型避雷器直流试验电压及电导电流范围

避雷器型号	试验电压（kV）							电导电流（μA）	备　注
FZ—6	6							400～600	
FZ—10	10							400～600	
FZ—15	16							400～600	
FZ—20	20							400～600	
FZ—30	24							400～600	
FCD	额定电压（kV）	2	4	6	10	13.2	15	西安电瓷厂 FCD1 型、FCD3 型：小于 10；抚顺电瓷厂 FCD 型：50～100；FCD2 型：5～20	
	试验电压（kV）	2	4	6	10	13.2	15		
FCZ3—35	50							250～400	海拔 4000m 及以上试验电压为 60kV
FCZ1—110—220	96							550～750	
FCZ2—110—220J	110							400～600	
FCZ3—220J	110							250～400	
FCZ—330	160							500～700	

FZ、FCD、FCZ 型避雷器电导电流试验时应注意以下几个问题：

（1）由于阀片的非线性，试验电压的少许变动可能带来电导电流的较大变化，一般应在高压侧直接测量试验电压。在用自制整流装置进行试验时，应注意电压脉动带来的测量误差。《规程》规定，应在整流回路中加滤波电容，电容值一般为 0.01～0.1μF，以减少电压脉动的影响。不能用变比及低压侧电压来换算高压侧电压。

（2）一般厂家规定的电导电流值是指 20℃时的值，现场测量的温度一般在5～40℃，为了比较应进行温度换算，有关文献推荐的换算公式为

$$I_{20℃} = I_t[1 + K(20 - t)] \tag{12-4}$$

式中 I_t——温度为 t 时的电导电流值，μA；

$I_{20℃}$——换算到 20℃时的电导电流值，μA；

K——温度系数，西安电瓷厂产品取 $K=0.003$，抚顺电瓷厂产品 $K=0.004$，其他厂产品 $K=0.005$。

（3）在对电压等级为 110kV 及以上的 FCZ 型磁吹避雷器进行电导电流测量时，由于其施加电压较高，建议微安级电流表接在避雷器低压端进行测量，并对避雷器瓷套表面电流进行屏蔽，以克服部分高压引线杂散电流及高场强对微安级电流表的各种影响。表 12-4 示出了对某变电站一组 FCZ2—110JN 型避雷器进行测量，微安级电流表在不同接线位置时的试验结果。

表 12-4　　微安级电流表不同位置时的一组试验结果

测量方法	A 相	B 相	C 相	
	泄漏电流（μA）/试验电压（kV）			
高压读数（微安级电流表接在高压端）	720/100	730/100	750/100	
低压读数（微安级电流表接在避雷器低压端）	610/100	660/100	避雷器表面不加屏蔽	避雷器表面加屏蔽
			650/100	620/100

（4）对于 FZ—110 型、FZ—220 型避雷器，由于它们由多节避雷器组成，而且避雷器瓷套较细，高度较高，不易攀爬，某供电局曾发生避雷器试验时，试验人员爬上此类避雷器接线造成避雷器倒塌，人身受伤的事故教训。因此此类避雷器试验时建议采用不拆上部引线，只拆避雷器底部放电记数器与避雷器之间引线，试验电压用倒加方式进行电导电流和绝缘电阻试验。图 12-2 以 FZ—110 型避雷器为例，示出了这种试验的接线示意图。

图 12-2（a）所示为基座绝缘良好时，测量每节电导电流，从下部加压，避雷器上部接地的接线。测量基座绝缘不良避雷器电导电流时，在避雷器基座前加屏蔽微安级电流表，如图 12-2（b）所示。这时测得最上节元件 1 的电导电流为 $I_1 - I_2$。测量避雷器中间元件电导电流时，可直接采用在被测避雷器低压端测量的方法。测量避雷器最下节元件 4 电导电流时，PA2 接在元件 3 上部，PA1 接在元件 4 上部，元件 4 底部接地。

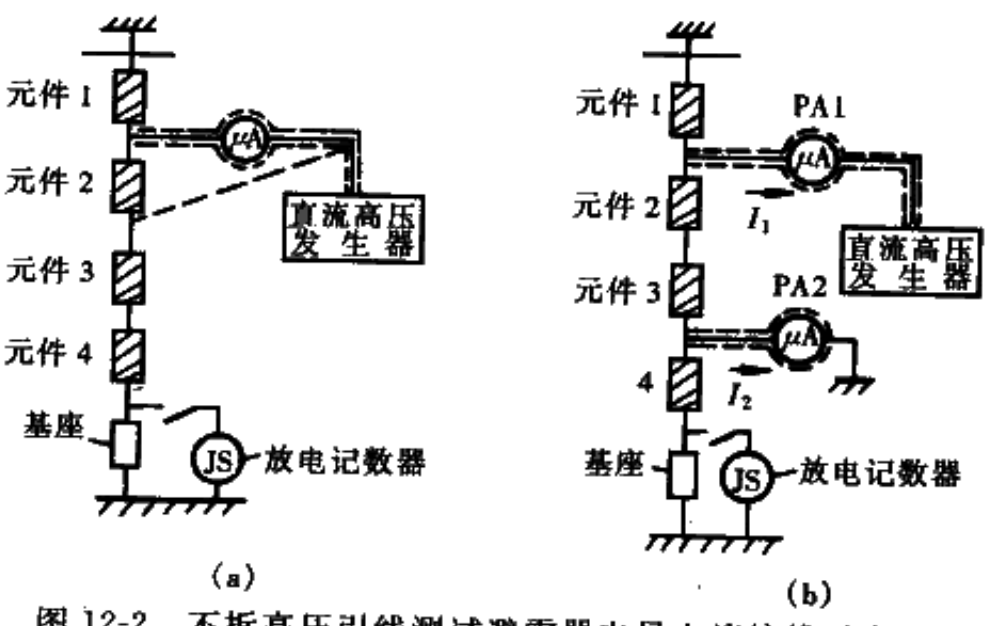


图 12-2　不拆高压引线测试避雷器电导电流接线示意图

（a）基座绝缘良好时；（b）基座绝缘不良时

这种方法可采用绝缘杆引

线，不需人爬上避雷器即可获得准确的试验结果。

第三节　金属氧化物（MOA）避雷器试验

一、绝缘电阻的测量

金属氧化物避雷器由金属氧化物阀片串联组成，没有火花间隙与并联电阻。通过测量其绝缘电阻，可以发现内部受潮及瓷质裂纹等缺陷。

《规程》规定：对35kV及以下金属氧化物避雷器用2500V绝缘电阻表摇测每节绝缘电阻，应不低于1000MΩ；对35kV以上金属氧化物避雷器用2500V或5000V绝缘电阻表摇测每节的绝缘电阻，应不低于2500MΩ。

进口金属氧化物避雷器每节的绝缘电阻一般按厂家的标准。如日本明电舍规定：对ZSE—C_2Z型294kV金属氧化物避雷器应使用1000V绝缘电阻表，绝缘电阻不低于2000MΩ。

二、测量直流1mA电压U_{1mA}及75%U_{1mA}电压下的泄漏电流

金属氧化物阀片和碳化硅阀片的非线性关系如图12-3所示。阀片的电阻值和通过的电流有关，电流大时电阻小，电流小时电阻大。也就是说在运行电压U_1下，阀片相当于一个很高的电阻，阀片中流过很小的电流；而当雷电流I流过时，它又相当于很小的电阻维持一适当的残压U_2，从而起到保护设备安全的作用。从图12-3可以看出，MOA阀片具有较SiC阀片更优良的非线性曲线。

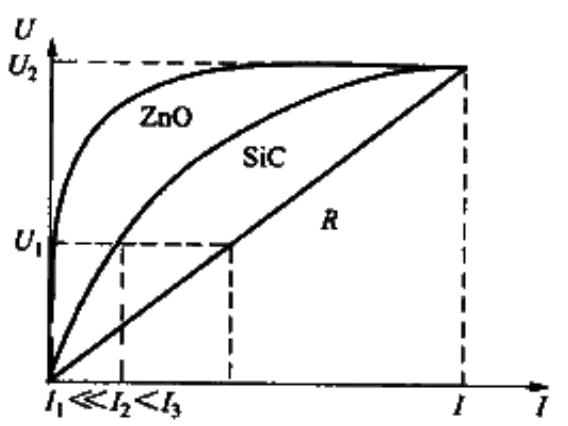


图12-3　金属氧化物（MOA）阀片和碳化硅（SiC）阀片的非线性关系

U_1—工频运行电压；U_2—雷电流下避雷器的残压；I_1、I_2、I_3—运行电压下MOA、SiC线性电阻的交流泄漏电流；I—雷电流

测量其直流电压U_{1mA}及75%U_{1mA}电压下的泄漏电流和测量FZ、FCZ型避雷器的电导电流的目的相同，是为了检查其非线性特性及绝缘性能。

U_{1mA}为试品通过1mA直流时，被试避雷器两端的电压值。《规程》规定：1mA电压值U_{1mA}与初始值比较，变化应不大于±5%。0.75U_{1mA}电压下的泄漏电流应不大于50μA。也就是说，在电压降低25%时，合格的金属氧化物避雷器的泄漏电流大幅度降低，从1000μA降至50μA以下。

若U_{1mA}电压下降或0.75U_{1mA}下泄漏电流明显增大，就可能是避雷器阀片受潮老化或瓷质有裂纹。测量时，为防止表面泄漏电流的影响，应将瓷套表面擦净或加屏蔽措施，并注意气候的影响。一般金属氧化物阀片U_{1mA}的温度系数约为（0.05～0.17）%/℃，即温度每增高10℃，U_{1mA}约降低1%，必要时可进行换算。

三、运行电压下交流泄漏电流测量

目前许多单位都采用日本LCD—4型阻性电流检测仪或国产类似仪器对金属氧化物避雷器在运行电压下的交流泄漏电流进行监测。LCD—4型阻性电流检测仪的测量原理框图如图12-4所示。避雷器中流过的全电流I_x由TA测取，输入到差分放大器的“—”端；另外，从分压器取得成比例的同相电压信号E_s，经移相器移90°得E_{s0}，再经可控增益放大后进入差分放电器的“+”端，差分放大器的输出（$I_x-G_0E_{s0}$）乘以E_{s0}，然后对时间积分，改变可控增益放大器的增益（增益调节自动进行），使积分结果为零，即I_x的容性分量被补偿

掉，结果差分放大器输出只含阻性分量 I_R。

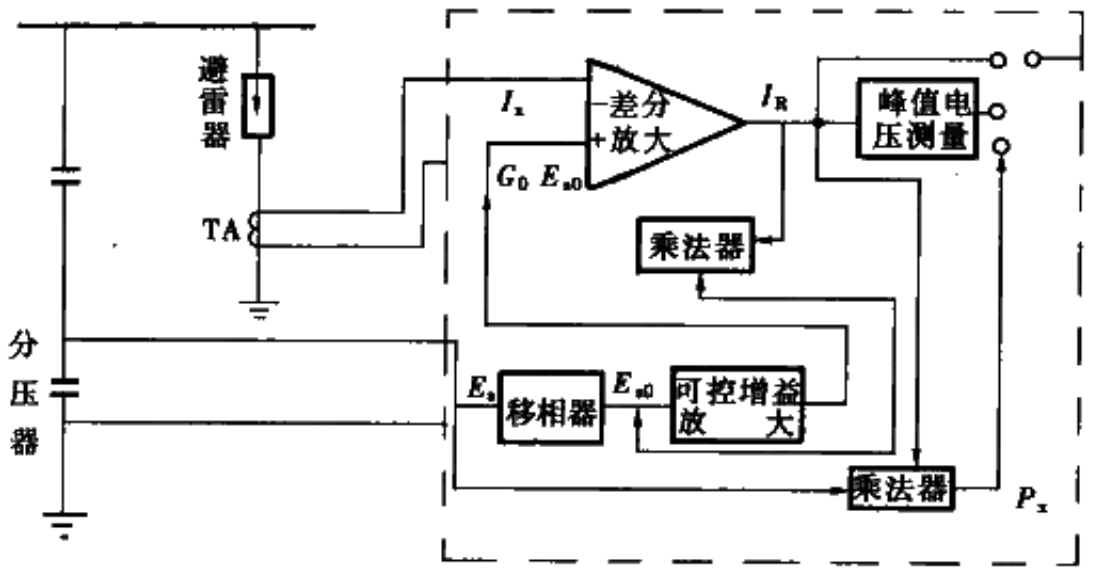


图 12-4　LCD—4 型阻性电流检测仪测试原理框图

用 LCD—4 型检测仪可以测得运行电压下避雷器的泄漏电流（全电流）及其有功分量（阻性电流）和无功分量（容性电流）、功率损耗 P_x 等。

试验研究表明：当金属氧化物避雷器阀片受潮或老化时，阻性电流幅值增加很快，因此监测阻性电流可以有效地监测避雷器绝缘状况。

《规程》规定：当泄漏电流有功分量增加到 2 倍初始值时，应停电进行检查。国内有些单位自己制定了某些判断标准，如有的单位规定当 330kV 金属氧化物避雷器的阻性电流峰值超过 0.3mA、110～220kV 金属氧化物避雷器的阻性电流峰值超过 0.2mA 或测量值较初始值有明显增加时，应进行停电试验，以判断绝缘优劣。

表 12-5 示出了西北某变电所一组 330kV 金属氧化物避雷器用 LCD—4 型检测仪检测的实例。对表 12-5 数据进行分析，发现 C 相避雷器的阻性电流 I_R 在超过 0.3mA（峰值）后，增长速度很快，仅 20 天时间，增长了 3 倍多，为投运初期的 20 倍，总电流 I_x 增大为初始值的 1.3 倍，于是决定该相避雷器退出运行，返厂进行解体检查。解体检查后发现，该相避雷器内部因装配条件不合格已受潮。

表 12-5　西北某变电所 330kV 金属氧化物避雷器用 LCD—4 型检测仪检测的一组实测结果

相别 \ 项目	检测时间	电压 U（kV，有效值）	总电流 I_x（mA，有效值）	阻性电流 I_R（mA，峰值）	功率损耗 P_x（W）
A	1986.10.23	181.5	0.88	0.150	1.78
	1987.4.1	198.0	1.02	0.280	36.90
	1987.5.6	198.0	1.00	0.290	42.40
B	1986.10.23	184.5	0.84	0.112	11.08
	1987.4.1	194.7	0.89	0.150	20.10
	1987.5.6	198.0	0.91	0.160	21.10
C	1986.10.23	188.0	0.96	0.070	7.30
	1987.4.1	196.4	0.98	0.340	44.90
	1987.4.20	198.0	1.25	1.400	201.00

注　该组避雷器 1986 年 10 月 23 日投运。

西北某电力系统 110kV 及以上金属氧化物避雷器多年来的现场检测表明：密封不严和装配过程中避雷器内部元件受潮是金属氧化物避雷器发生故障的主要原因。避雷器瓷套表面污秽将引起金属氧化物避雷器总电流 I_x、阻性电流 I_R 及有功损耗 P_x 的普遍增大，环境温度和湿度对测量结果也有较大影响。

实测中常发现这样一种现象：三相成直线排列的同类型避雷器其阻性电流与有功损耗 P_x 有明显差异，一般情况下：A 相测量数值偏大，B 相居中，C 相偏小。这种现象的出现是由于三相避雷器间的相间干扰、电容耦合所致。即由于相间干扰，使三相避雷器底部电流与单相运行时相比，相位有了改变，如 500kV 系统中由于 B 相的影响，使得在 A、C 两相避雷器下部测得的总电流（主要是容性电流）分别向后、向前相位移 α（约 3°左右），而各相的取样电压却仍以其顶部电压作为基准并移相 90°后与本相电流比较，造成 A、C 相电流相位及幅值变化，从而引起了测量误差，如图 12-5 所示。

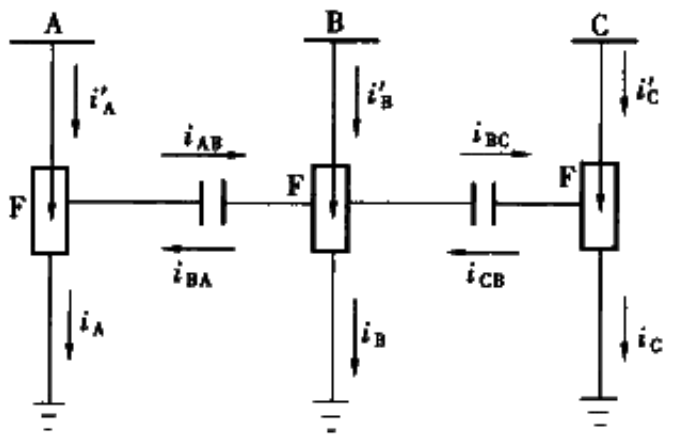


图 12-5　相间干扰示意图

由于相间干扰的存在，不能简单的以各相测得的阻性分量 I_R、有功损耗 P_x 来判别避雷器的劣化程度，应当以阻性分量及有功损耗的变化量来判别。

第四节　避雷器基座及放电记数器试验

一、避雷器基座试验

按照《规程》规定，预防性试验中应当对避雷器基座及放电记数器进行检查试验。避雷器底部的基座一般是一个绝缘的瓷柱，基座上一般并联有放电记数器。基座起对地绝缘作用。当雷电流通过避雷器时，放电记数器动作，为分析过电压及避雷器动作情况积累数据。对避雷器基座要求用 2500V 绝缘电阻表测量绝缘电阻。该绝缘电阻一般应在 100MΩ 以上。

某些特殊系统中，如 10kV 三角形接线电力电容器组中的某些避雷器，其基座不带放电记数器且单相接地情况下要承受运行相电压，对此类避雷器的基座，应按 10kV 支持绝缘子进行交流耐压试验。

运行中曾发现由于避雷器基座内部进水受潮使避雷器放电记数器不能正常工作的情况：某变电所因为基座内部积水，在冬天结冰使瓷套胀破，致使一相 FZ－110 型避雷器倒塌，并使变电所 110kV 母线发生短路的停电事故。

二、放电记数器动作试验

放电记数器在运行中可以记录避雷器是否动作及动作的次数，以便积累资料，分析电力系统过电压情况，是避雷器的重要配套设备。国内目前主要采用 JS 型电磁式放电记数器。

1. JS 型放电记数器工作原理

图 12-6（a）示出了 JS 型双阀片式结构的放电记数器原理。当避雷器动作时，放电电流流过阀片电阻 R_1，在 R_1 上的压降经阀片电阻 R_2 给电容 C 充电，C 再对电磁式记数器的电感绕组 L 放电，使其移动一格，记一次数。改变 R_1 及 R_2 的阻值，可使记数器具有不同的灵敏度，一般最小动作电流为 100A（8/20μs 冲击电流）。

图 12-6（b）示出了 JS—8 型整流式结构的放电记数器原理。避雷器动作时，阀片电阻

R_1 上的压降经全波整流给电容 C 充电，C 再对电磁式记数器的电感绕组放电，使其动作记数。该放电记数器的阀片电阻 R_1 阻值较小，通流容量较大（1200A 方波），最小动作电流也为 100A（8/20μs冲击电流）。JS—8 型一般用于 6.0～330kV 系统，JS—8A 型用于 500kV 系统。

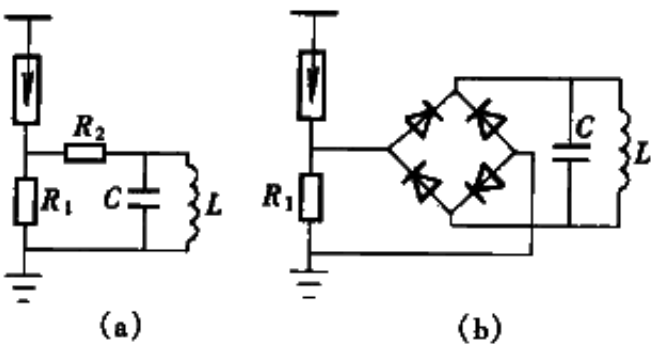


图 12-6　JS 型放电记数器原理图

（a）双阀片式；（b）整流式

2. 运行检查和试验

放电记数器在运行中发现的主要问题是密封不良和受潮，严重的甚至出现内部元件锈蚀的情况。因此在对避雷器进行预防性试验时，应检查放电记数器内部有无水气、水珠，元件有无锈蚀，密封橡皮垫圈的安装有无开胶等情况，发现缺陷应予以处理或更换。

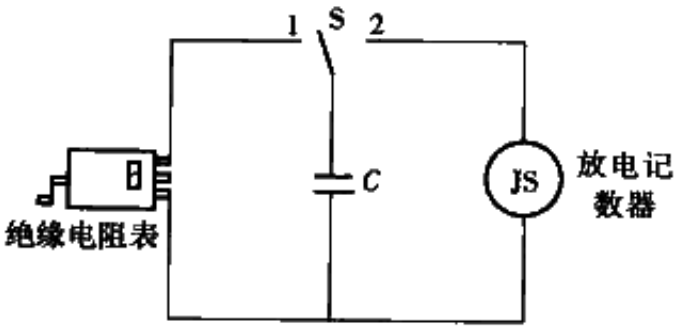


图 12-7　放电记数器动作次数的检查

为了检查放电记数器动作是否正常，一种方法是用冲击电流发生器给记数器加一个幅值大于 100A 的冲击电流，看其是否动作。图 12-7 示出了一种适宜现场采用的简易试验方法。用一个 1000V 或 2500V 绝缘电阻表给一个电容量约为 5～10μF 的电容器充电，然后用电容器通过放电记数器放电，记数器应当动作。试验时应注意：

（1）为得到足够的交流电流，应由一人摇绝缘电阻表，另一人通过绝缘杆挂电容器的放电引线；在绝缘电阻表停摇之前，将绝缘电阻表与电容器引线断开，用绝缘杆挂导线给放电记数器放电，以防止电容器对绝缘电阻表反充电损坏绝缘电阻表及因释放电荷得不到正确的结果。

（2）应记录放电记数器试验前后的放电指示位数。原则上应将放电记数器指示位数通过多次动作试验恢复到试验前位置。

国内也有专门用于检查避雷器放电记数器动作情况的试验仪器。其基本原理同图 12-7。

第五节　金属氧化物避雷器（MOA）带电测试

金属氧化物避雷器目前广泛采用一体化结构，即制造厂家在计数器前边串一只全电流 mA 表，在运行电压下测量全电流值，根据此电流值大小，判断 MOA 的运行状态。接线图如图 12-8 所示。

平时运行人员巡视检查时，根据全电流的指示值大小和三相对比，就可以很方便判断设备是否有缺陷，尤其是线路避雷器更方便判断（线路避雷器试验周期较长）。

作者根据现场了解，该方法虽然简单，但发现多起受潮缺陷，后经红外监测和解体检查，确实效果显著。

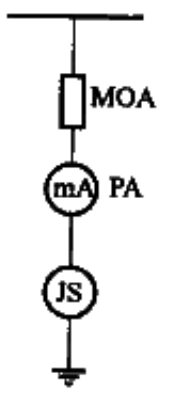


图 12-8　MOA 带电测试图

MOA—金属氧化物避雷器；PA—全电流表；JS—计数器

本章提示

本章介绍了不同类型避雷器的预防性试验项目及试验方法，介绍了运行检查和试验的

要求。

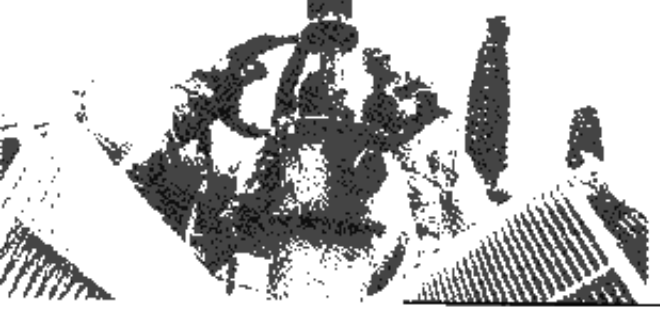
你知道不拆引线怎么测试避雷器电导电流吗？微安级电流表为什么接在避雷器低压端？最好还是带电测试运行电压下交流泄漏电流！现在有把放电计算器与交流泄漏电流测量合在一起的指示仪器，运行中随时可以监测避雷器的绝缘情况，有机会有条件快装吧！

本章重点

1. FZ、FCD、FCZ 型避雷器电导电流及串联组合元件的非线性因数 α 的测量。
2. 微安级电流表不同位置时不同测量结果的分析。
3. 不拆引线测试避雷器电导电流的接线方式。
4. 运行电压下金属氧化物避雷器交流泄漏电流测量的相间干扰。

复习题

1. 避雷器运行中常见的故障有哪些？
2. 简述避雷器的预防性试验项目及标准。
3. 测量 FZ、FCD、FCZ 型避雷器电导电流时应注意哪些问题？
4. 以 FZ—110 型避雷器为例，说明不拆高压引线测试电导电流的方法。
5. 简述避雷器在运行电压下测量交流泄漏电流时的相间干扰现象。
6. 如何进行放电记数器动作试验？



第十三章

电力电缆试验

电力电缆在电力系统及城市配电网中使用广泛，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、充油电缆等类型，广泛使用于各种电压等级，其中以 6～35kV 使用最多。

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，而在运行中逐步发展，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。

交接及预防性试验时电力电缆的试验项目及标准如表 13-1 所示。

表 13-1　　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 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	1）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	

续表

序号	项　目	标　　准	备　　注
2	直流耐压试验并测量泄漏电流	2）试验持续时间为 5min 不击穿 3）三相之间的泄漏电流不平衡系数应不大于 2	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
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

第一节　测量绝缘电阻

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。因此测量时除测量相芯线外，非被测相芯线应短路接地。测量时对 1000V 以下的电缆可用 1000V 绝缘电阻表，1000V 及以上的电缆用 2500V 绝缘电阻表，6kV 及以上电缆也可用 5000V 绝缘电阻表。

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。换算式为

$$R_{20℃}=R_tK_t$$

式中　$R_{20℃}$——换算到 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——温度换算系数，按表 13-2 选用。

表 13-2　　浸渍纸绝缘电缆的部分温度换算系数

测量时电缆的温度（℃）	0	5	10	15	20	25	30	35	40
温度换算系数 K_t	0.48	0.57	0.70	0.85	1.0	1.13	1.41	1.61	1.92

测得的电缆绝缘电阻应进行综合分析判断，即与交接及历次试验值以及不同相测量值比较。当绝缘电阻与上次试验值比较，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。

测量电缆绝缘电阻的注意事项，请参看下节的试验方法部分。

第二节　直流耐压和泄漏电流试验

对电力电缆进行直流耐压及泄漏电流试验，是检查电力电缆绝缘状况的一个主要试验项目。直流耐压试验与泄漏电流试验是同时进行的。与交流耐压试验比较，直流耐压及泄漏电流试验的优点是：

（1）对长电缆线路进行耐压试验时，所需试验设备容量小。

（2）在直流电压作用下，介质损耗小，高电压下对良好绝缘的损伤小。

（3）在直流耐压试验的同时监测泄漏电流及其变化曲线，微安级电流表灵敏度高，反映绝缘老化、受潮比较灵敏。

（4）可以发现交流耐压试验不易发现的一些缺陷。因为在直流电压作用下，绝缘中的电压按电阻分布，当电缆绝缘有局部缺陷时，大部分试验电压将加在与缺陷串联的未损坏的绝缘上，使缺陷更易于暴露。一般说，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。

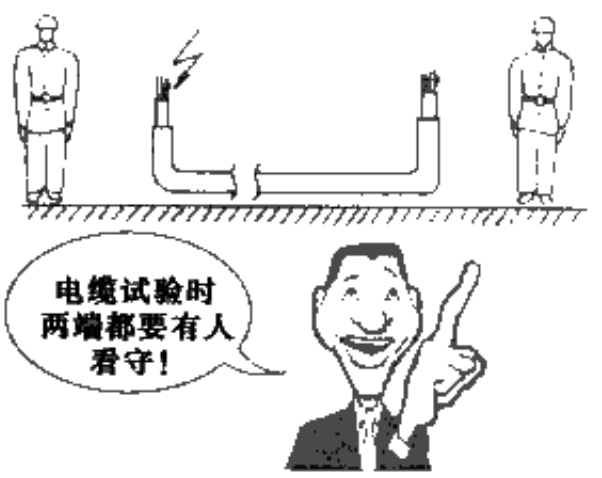
电缆绝缘中的电压分布不仅与所加电压种类有关，而且在直流电压作用下，电压分布还与电缆芯和铅皮间的温差有关。当温差不大时，靠近电缆芯的绝缘分担的电压比靠近铅皮处高；若温差较大，由于温度增高则使电缆芯处绝缘电阻相对降低，所以分担的电压减小，有可能小于近铅皮处绝缘电阻分担的电压。因此在冷状态下直流耐压试验易发现靠近电缆芯处的绝缘缺陷，而在热状态下则易发现近铅皮处的绝缘缺陷。

电缆的直流击穿强度与电缆芯所加电压极性有关，试验时电缆芯一般接负极性高压。有文献表明，如果电缆芯接正极性高压，其击穿电压较接负极性高压高 10%左右，而且在电场作用下，绝缘中的水分将移向电场较弱的铅皮，使缺陷不易被发现。

电缆在直流电压下的击穿多为电击穿，电缆直流击穿电压与作用时间关系不大，将电压作用时间自数秒增加至数小时，电缆的抗电强度仅减小 8%～15%，电缆的电击穿一般在加压最初的 1～2min 内发生，故电缆直流耐压的时间一般规定为 5min。

一、试验方法、步骤及注意事项

直流耐压及泄漏电流试验的接线及操作步骤已在第三章中详述，现说明电缆直流耐压及泄漏电流试验时应注意的几个问题。



（1）试验前先对电缆验电，并接地充分放电；将电缆两端所连接设备断开，试验时不附带其他设备；将两端电缆头绝缘表面擦干净，减少表面泄漏电流引起的误差，必要时可在电缆头相间加设绝缘挡板。

（2）试验场地设好遮栏，在电缆的另一端挂好警告牌并派专人看守以防外人靠近，检查接地线是否接地、放电棒是否接好。

（3）加压时，应分段逐渐提高电压，分别在 0.25、0.5、0.75、1.0 倍试验电压下停留 1min 读取泄漏电流值；最后在试验电压下按规定的时间进行耐压试验，并在耐压试验终了前，再读取耐压后的泄漏电流值。

（4）电力电缆直流耐压试验电压标准如表 13-1 所示。

（5）根据电缆类型不同，微安表有不同的接线方式，一般都采取微安表接在高压侧，高压引线及微安表加屏蔽。对于带有铜丝网屏蔽层且对地绝缘的电力电缆，也可将微安表串接在被试电缆的地线回路，在微安表两端并联一放电开关，测量时将开关拉开，测量后放电前将开关合上，避免放电电流冲击损坏微安表。

（6）在高压侧直接测量电压。因为采用半波整流或倍压整流时，如采取在低压侧测量电压换算至高压侧电压的方法，由于电压波形和变比误差以及杂散电流的影响，可能会使高压试验电压幅值产生较大的误差，故应在高压侧直接测量电压。

（7）每次耐压试验完毕，应先降压，切断电源。切断电源后必须对被试电缆用每千伏约80kΩ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。

二、试验结果的分析判断

根据测得的电缆泄漏电流值，可用以下方法加以分析判断。

（1）耐压5min时的泄漏电流值不应大于耐压1min时的泄漏电流值。

（2）按不平衡系数分析判断，泄漏电流的不平衡系数等于最大泄漏电流值与最小泄漏电流值之比。除塑料电缆外，不平衡系数应不大于2。对于8.7/10kV电缆，最大一相泄漏电流小于20μA时；6/6kV及以下电缆，小于10μA时，不平衡系数不做规定。

（3）泄漏电流应稳定。若试验电压稳定，而泄漏电流呈周期性的摆动，则说明被试电缆存在局部孔隙性缺陷。在一定的电压作用下，间隙被击穿，泄漏电流便会突然增加，击穿电压下降，孔隙又恢复绝缘，泄漏电流又减小；电缆电容再次充电，充电到一定程度，孔隙又被击穿，电压又上升，泄漏电流又突然增加，而电压又下降。上述过程不断重复，造成可观察到的泄漏电流周期性摆动的现象。

（4）泄漏电流随耐压时间延长不应有明显上升。如发现随时间延长泄漏电流明显上升，则多为电缆接头、终端头或电缆内部受潮。

（5）泄漏电流突然变化。泄漏电流随时间增长或随试验电压不成比例急剧上升，则说明电缆内部存在隐患，应尽可能找出原因，加以消除，必要时，可视具体情况酌量提高试验电压或延长耐压持续时间使缺陷充分暴露。

电缆的泄漏电流只作为判断绝缘情况的参考，不作为决定是否能投入运行的标准。当发现耐压试验合格而泄漏电流异常的电缆，应在运行中缩短试验周期来加强监督，或采用传感器监视被怀疑电缆地线回路中的电流来预防电缆事故。当发现泄漏电流或地线回路中的电流随时间而增加时，该电缆应停止运行。若经较长时间多次试验与监视，泄漏电流趋于稳定，则该电缆也可允许继续使用。

第三节　电力电缆相位的检测

新装电力电缆竣工验收时，运行中电力电缆重装接线盒、终端头或拆过接头后，必须检查电缆的相位。检查电缆相位的方法比较简单，一般用万用表、绝缘电阻表等检查，接线如图13-1所示。检查时，依次在Ⅱ端将芯线接地，在Ⅰ端用万用表或绝缘电阻表测量对地的通断，每芯测3次，共测9次，测后将两端的相位标记一致即可。

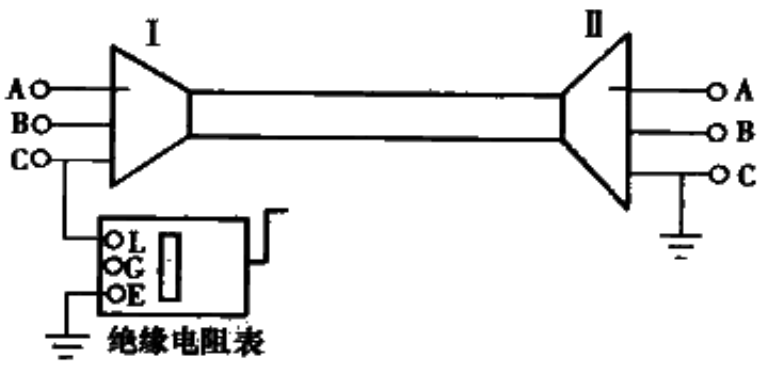


图13-1　电缆相位检查接线示意图

第四节　电缆故障探测

运行中的电缆可能发生各种故障，如单相接地、多相短路接地、断线及闪络性故障、电缆头爆炸等。对于电缆终端头的故障一般易于发现，而对于那些埋在地下或电缆沟内的电缆故障，有时不易发现，而供电又需要尽早找出电缆故障的部位，以便尽快处理。

寻找电缆故障的方法很多，国内目前生产的电缆故障探伤仪器也很多，原理各异，其中最常用的有电桥法、脉冲示波器法、感应法、声测法等。寻找电缆故障应根据现场具体条件及电缆故障的性质选择检查方法。

一、故障性质的确定

电缆故障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要判明故障的性质。

电缆的故障种类很多，有单一的接地故障、短路故障或断线故障，也有混合性的接地且短路的故障和断线又接地的故障。各种故障按其故障处过渡电阻的大小，均可分为高阻故障和低阻故障。一般情况下电缆故障分为以下五种类型：

（1）接地故障。指电缆一芯或数芯接地故障，又可分为低阻接地故障和高阻接地故障。一般将电缆接地处对地电阻较低（10～100kΩ以下）能直接用低压电桥进行测量的故障，称为低阻接地故障；接地处对地电阻较高，需要进行烧穿或用高压电桥进行测量的故障，称为高阻接地故障。

（2）短路故障。指电缆两芯或三芯短路，或者是两芯或三芯短路且接地。

（3）断线故障。指电缆一芯或数芯被故障电流烧断或受机械外力拉断，形成完全断线或不完全断线的故障，也可分为高阻断线故障和低阻断线故障。一般以1MΩ为分界线，小于1MΩ为低阻断线故障；原则上以能较准确地测出电缆的电容，用电容量的大小来判断故障点，即可称为高阻断线故障。

（4）闪络性故障。这类故障多出现在电缆中间接头和终端头内，运行中发生，预防性试验中也可能发生。试验时绝缘被击穿，形成间歇性放电，当所加电压达到某一定值时，发生击穿；有时在特殊条件下，绝缘击穿后又恢复正常，即使提高试验电压，也不再击穿。以上两种现象均属于闪络性故障。

（5）混合性故障。同时具有上述两种或两种以上故障的称为混合性故障。

判断电缆故障性质，一般多采用1000V或2500V绝缘电阻表及万用表进行测量，判断方法如下：

（1）首先在任意一端用绝缘电阻表测量电缆各芯对地绝缘电阻值，判断是否有接地故障。

（2）测量各芯间的绝缘电阻，判断有无相间短路故障。

（3）如测得绝缘电阻为0，可用万用表测量各相对地或各相间的电阻，判断是低阻故障还是高阻故障。

（4）因为运行中有可能发生断线故障，所以还应作电缆导通性的检查：在一端将A、B、C三相短路但不接地，在另一端用万用表测量各相间是否完全通路，相间电阻是否完全一致。相间电阻不一致时，应用电桥测量各相间电阻，检查有无低阻断线故障。

表13-3示出了某次电缆故障性质探测的试验结果。根据表13-3试验结果可判断出该电缆故障性质是AB两相短路并接地。

表13-3　　绝缘电阻测定和导通试验结果

绝缘电阻测定值（MΩ）				导通试验（Ω）
芯线间		各相与地间		将末端A、B、C短路但不接地，始端测量
AB	0	AE	0	AB　0
BC	∞	BE	0	BC　0
CA	∞	CE	∞	CA　0

二、测量故障点的位置

电缆故障的性质确定后，要根据不同的故障，选择适当的方法测出电缆故障点的位置，这就是故障测距。由于仪表精度及电缆敷设路径测量的误差影响，往往测距只能判断出故障点可能的地段，找到可能的地段后还应采取其他检测手段精确确定故障点的位置，这就是故障定位。常见的测距方法有电桥法、脉冲法、闪络法等，定位方法有声测法及音频电流感应法等。以下将简要介绍电桥法、脉冲法、闪络法三种测距方法以及声测法这一定位方法。

（一）电桥法

对于三相电力电缆的绝缘故障，可以借助于单臂（惠斯通）电桥来寻测故障点，测量方法如下。

1. 单相接地和两相接地短路故障点的测量

单相接地故障点测量的原理接线如图 13-2 所示。测量前在电缆的另一端（图 13-2 中的 B 端）用不小于电缆芯截面的导线将故障相电缆的缆芯和绝缘良好的一相电缆缆芯跨接，在 A 端将故障相电缆接在电桥 x1 端子上，将已经接跨接线的良好相电缆接在 x2 端子上，上述接线的等值电路如图 13-3 所示。图中以 x2 经过良好相跨接线到故障点的电阻为 R_1，从 x1 到电缆故障点的电阻为 R_2，R_e 为故障点的接地电阻。当电缆的长度为 l，截面为 S，导体的电阻系数为 ρ 时

$$R_1=\rho_1\frac{2l-l_x}{S_1}$$

$$R_2=\rho_2\frac{l_x}{S_2}$$

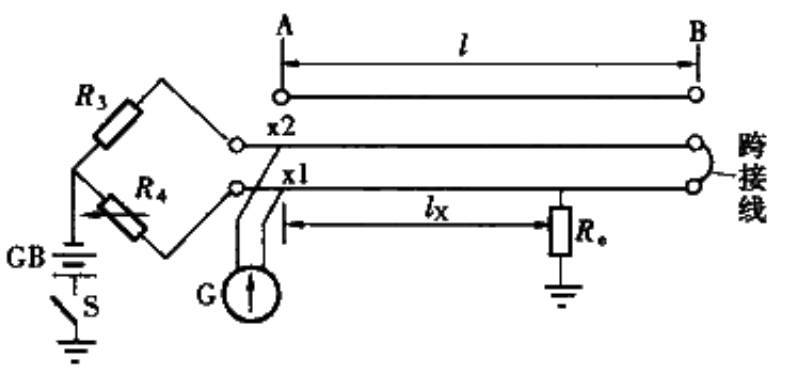


图 13-2　测量单相接地故障点原理接线图

l—电缆全长；l_x—从 x1 到电缆故障点长度；R_e—故障点接地电阻；GB—蓄电池（直流电源）；R_3、R_4—桥臂电阻

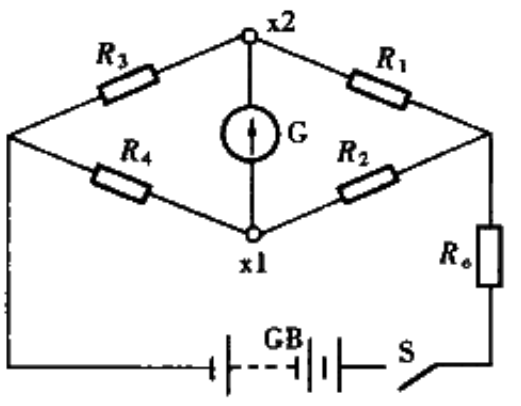


图 13-3　图 13-2 的等值电路图

根据电桥的原理，当调节电阻 R_4 和 R_3，使电桥达到平衡，即检流计指示平衡时，则

$$\frac{R_3}{R_4}=\frac{R_1}{R_2}$$

即

$$\frac{R_3}{R_4}=\frac{\rho_1\dfrac{2l-l_x}{S_1}}{\rho_2\dfrac{l_x}{S_2}}$$

当电缆全长采用同一种导体材料和同一导线截面时，则 $\rho_1=\rho_2$，$S_1=S_2$，得

$$\frac{R_3}{R_4}=\frac{2l-l_x}{l_x}$$

$$l_x=\frac{R_4}{R_4+R_3}\times 2l \tag{13-1}$$

式（13-1）即为计算故障点位置的公式。

图 13-2 所示的 x1 接故障相，x2 接良好相的接线，一般称为正接法。反之，如将 x2 接故障相，x1 接良好相，则称为反接法。同理，反接法计算公式为

$$l_x=\frac{R_3}{R_3+R_4}\times 2l \tag{13-2}$$

一般情况下，测量时用正、反接法进行两次测量，取其平均值为电缆故障点的位置；有时为了测量准确，还分别在电缆的两端各进行一次正、反接法的测量，取四次测量结果的平均值来确定电缆故障点的位置。

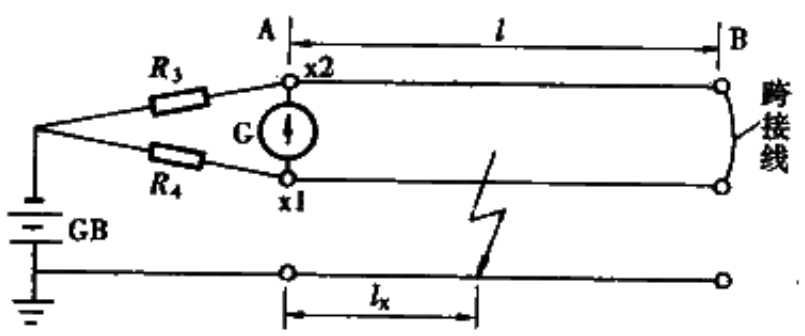


图 13-4　测量两相短路故障点原理接线图

测量三相电力电缆中两相短路故障点，基本上和测量单相接地故障点一样。其试验接线如图 13-4 所示。

与测量单相接地故障点不同之处是利用两短路相中的一相作为单相接地故障测量中的地线，以接通电桥的电源回路。如为单独的短路故障，电桥可不接地；当故障为短路且接地故障时，则应将电桥接地。

测量方法和计算方法完全与单相接地故障相同，这里不再详述。

用 QJ—23 型（850 型）电桥测量单相接地故障点的测量接线如图 13-5 所示。操作步骤：

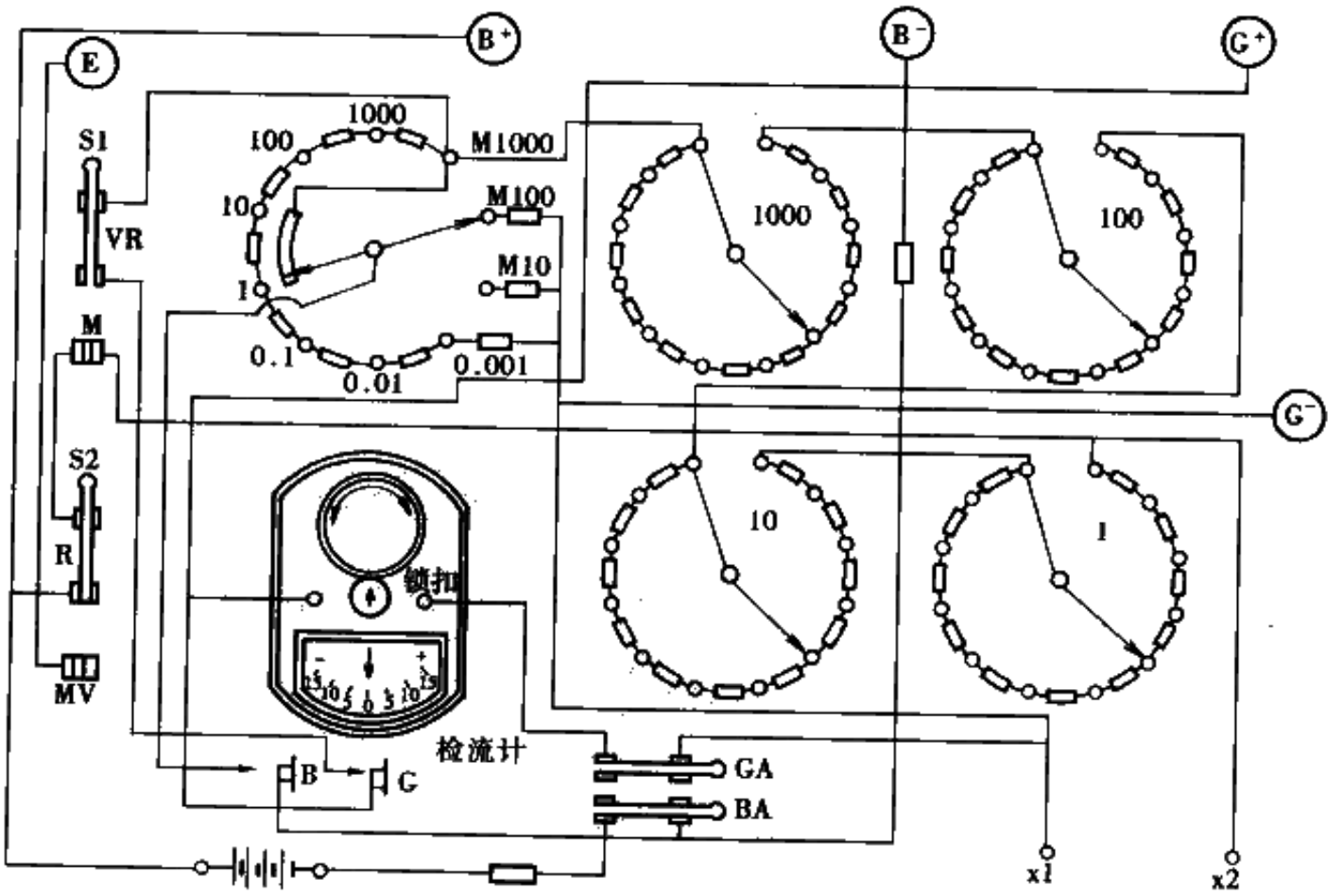


图 13-5　QJ—23（850 型）电桥测量接线图

1）在电缆的另一端用跨接线将故障相和任一良好相连接，跨接线应尽量缩短，截面不

应小于电缆截面，保持接触良好。

2）在测量端平稳放置电桥，将检流计锁扣打开，检查检流计是否摆动，并调整检流计指针指零。

3）将故障相接至 x1，将另一端有跨接线的良好相接至 x2，测量电缆的回路电阻，以检查接线是否良好及有无低阻断线故障。

4）将接线端子 E 接地。

5）将开关 S1 拉开，S2 合向 MV，GA 拉开，BA 拉开，并检查按钮 B、G 是否在断开位置。

6）为防止由电缆至 x1 和 x2 的引线引起误差，从 S1 和 GA 的刀片上各用引线接至电缆的良好相和故障相的线芯上，即将检流计直接接到电缆线芯上。

7）将外接电源接于 ⓑ⁺ 和 ⓑ⁻ 端子上，一般可用 45V 乙号电池，也可另接其他 200V 以下直流电源。

8）将比率臂放在 M1000 位置。在测试时若电桥不能平衡，可调节至 M100 或 M10 位置进行测试。

9）按下按钮 B 与 G，同时调节测定臂的四个电阻，从千位数开始调至个位数，使电桥完全平衡，此时即可根据测定臂电阻值 R_3 和比率臂电阻 R_4 计算故障点的位置，计算式为

$$l_x=\frac{R_4}{R_4+R_3}\times 2l$$

10）为了更精确地测出故障点位置并进行核对，可将良好相接 x1，故障相接 x2，即用反接线法，再进行一次测试，当电桥平衡后，可得

$$l_x=\frac{R_3}{R_4+R_3}\times 2l$$

取上述两次测量值的平均值来确定故障点的位置。

11）如果由于电缆故障点的接地电阻过高，检流计动作不灵敏，可将外加电源电压升高。如果所加电压较高，为了设备和人身的安全，应将 Ⓔ 上的接地线拆除，将电源的正极直接接地（不接在 ⓑ⁺ 上），负荷仍接在 ⓑ⁻ 端子上。此时按钮 B 也应当处于接通状态，在电桥外另设电源开关，接毫安级电流表，防止电流过大烧坏电桥，并应根据所加电压的高低，确定操作人员和电桥的绝缘。

12）测量完毕，在拆除所有接线后，应将 GA、GB 拉开，按钮 G、B 断开，将检流计的锁扣锁住，防止检流计损坏。

【例 13-1】 有一条电压为 10kV 的铜芯油纸绝缘电缆，全长为 1000m，在运行中发生故障，电缆截面为 3×95mm²，试根据测量结果（见表 13-4）计算出故障点的位置。

表 13-4　　绝缘电阻测试结果

测量结果 / 测量区间 / 测量地点	对地			相间		
	A	B	C	A-B	B-C	C-A
在首端测量	500MΩ	1000Ω	450MΩ	400MΩ	400MΩ	300MΩ

解 （1）故障性质确定。由表 13-4 中数据判定故障性质为 B 相单相接地。

(2) 测回路电阻。末端 A、B 用跨接线跨接后，在首端测得回路电阻为 0.380Ω。由电缆参数计算，回路电阻应为（铜电阻系数 $\rho=0.0184\Omega\cdot mm^2/m$）

$$R=\rho\frac{L}{S}=0.0184\times\frac{2\times1000}{95}=0.387\ (\Omega)$$

计算结果与实测结果相似，说明引线接触良好，电缆未发生断线故障。

(3) 用电桥法测故障点时，电桥两臂的读数如表 13-5 所示。

表 13-5　　电桥法测量结果

测量地点	接线方式	电桥臂读数	
		R_1	R_2
首　端	正接法	1000	1300
	反接法	1000	763

根据表 13-5 所示测量结果，分别由式 (13-1)、式 (13-2) 可计算出正接法时

$$l_x=\frac{1000}{1000+1300}\times2\times1000$$
$$=869.5(m)$$

反接法时

$$l_x=\frac{763}{1000+763}\times2\times1000$$
$$=865.5(m)$$

则

$$l_{av}=\frac{869.5+865.5}{2}=867.5\ (m)$$

由两次测量结果可计算出故障点在距电缆首端 867.5m 处。

2. 三相短路故障点的测量

三相低阻短路接地故障点测量接线如图 13-6 所示。这时没有良好的电缆芯线可以利用，所以图中增设了一对临时线。临时线一般可用较细的导线。当正接法电桥平衡时，故障点的距离为

$$l_x=\frac{R_4}{R_3+R_4+R}\times l \qquad (13\text{-}3)$$

反接法时

$$l_x=\frac{R_3}{R_4+R_3+R}\times l \qquad (13\text{-}4)$$

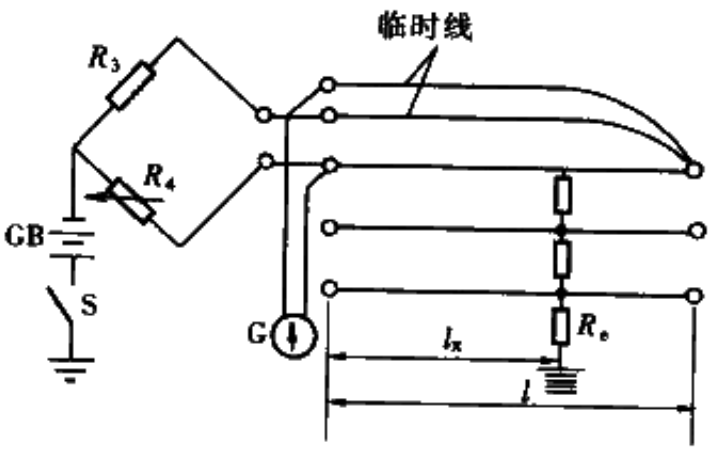


图 13-6　测量电缆三相短路接地故障点的接线图

式中　R——一根临时线的电阻，Ω。

三相短路或接地故障的测量方法及步骤与单相接地故障完全相同，不同之处在于计算故障点距离时应考虑临时线的电阻，按式 (13-3)、式 (13-4) 计算。

3. 高阻接地故障点的测量

电缆故障测寻时，若故障相对地电阻达到 10kΩ 以上，即使电源电压采用 220V，一般的检流计灵敏度也不一定能满足要求，此时需要高压电源。电源电压高低应视检流计的灵敏度而定。测量时电桥和检流计均处于高电位，必须用专门的绝缘台并需用绝缘工具来调节电

桥，对试验人员极为不便。现场遇到高阻接地故障时，大多采用高压整流电源或大容量交流电源，将故障点进一步击穿，使故障点由高阻转化为低阻，然后按低阻故障测寻法测距。

将高阻烧成低阻并不容易。如果烧穿电流太小，则不能达到扩大炭化通道，使电阻下降的目的；烧穿电流太大，又可能使炭化通道温度过高而遭到破坏，电阻反而增高。

根据现场经验，一般多采用高压直流烧穿法，其接线与直流耐压试验相同。用高压直流烧穿法，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。

高压直流烧穿法负载电流较平常直流耐压及泄漏电流试验的电流大，要注意选用足够容量的试验设备。如选用 200V/50kV、5kVA 的试验变压器，则高压侧的烧穿电流应控制在 0.1A 左右。如选用高压二极管，可选用 2DL100/1 型或 2DL100/0.5 型的（反峰电压 100kV、额定电流 1A 或 0.5A）。限流水电阻不便使用。采用高压直流进行烧穿时，应将操作回路的过流保护调整至满足要求。

为避免给下一步用声测法定位造成困难，故障点对地电阻不应降得太低，1kΩ 左右即可。电阻太低时故障点的声能也随之下降。

（二）低压脉冲法

低压脉冲法探测电缆故障点的原理是由仪器的脉冲发生器发出一个脉冲波，通过引线把脉冲波送到故障电缆的故障相上，脉冲沿电缆缆芯传播，当传播到故障点时，由于故障点电缆的波阻发生变化，因而有一脉冲信号被反射回来，用示波器在测试端记录下发送脉冲和反射脉冲之间的时间间隔，即可算出测试端距故障点的距离。其计算公式为

$$l_x=\frac{vt_x}{2}$$

式中 l_x——从测量端到电缆故障点的距离，m；

t_x——发送脉冲和反射脉冲之间的时间间隔，μs；

v——脉冲波在电缆中的传播速度，一般为 160m/μs。

脉冲波在电缆中的传播速度，与电缆的介质常数 ε 有关，ε 越大，则速度越慢。为了准确测量电缆故障的位置，对不同绝缘材料的电缆，应测量脉冲波波速。当电缆长度为已知时，则脉冲波波速为

$$v=\frac{2l}{t_c}$$

式中 l——电缆全长，m；

t_c——脉冲波在电缆中往返传播一次所需要的时间，μs。

若在测量时，电缆有一相是良好的，则可采用对比法进行测量，先测出良好相一次反射所需要的时间 t_{x1}，再测出故障相一次反射所需要的时间 t_{x2}，然后按下式进行计算

$$l_x=\frac{t_{x2}}{2}v=\frac{t_{x2}}{2}\times\frac{2l}{t_{x1}}=\frac{t_{x2}}{t_{x1}}l$$

图 13-7 示出了电缆有断线故障时的反射波形。图中反射脉冲与发送脉冲为同极性。图 13-8 示出了电缆有低阻接地故障时反射波波形。图中反射脉冲与发送脉冲极性相反。

接地故障反射脉冲的大小和接地电阻值有关。接地电阻越低，反射信号越大，当接地电阻大于 100Ω 时，其反射波明显减弱。因此低压脉冲法不能测量高阻故障和闪络性故障。

喇叭形，上覆铁皮薄膜以供测听。测听时应仔细辨别声音大小，最响点才是故障点。

在用声测法测定故障点时，要注意以下几点：

（1）特别注意地线的连接。由于冲击放电的大电流流过主接地网引起的电压瞬时升高，可能危及与电网相连的其他设备，因此接地时要做到：电容器的接地线应直接和电缆的铅包地线连接，不应接公用接地极。试验变压器高压绕组的接地端不直接和电容器地线连接，应接公用接地极。试验变压器和调压器外壳可不接地。

（2）对于断线故障，最好将电缆一端接地，利用对地击穿后声音较响来声测。

（3）外界声音干扰大的场所，可选在夜深人静时进行。

（4）断线和闪络故障常发生在中间接头，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）若电缆头或电缆的连接盒外壳与接地线接触不良、户内电缆接头处电缆与接地支架接触不良，声测时这些处所亦有声音，应注意与真正故障点声音相区别，防止误判断。

（6）听测时不仅要注意放电响声，还应注意电缆表面是否有振动，便于精确确定故障点位置。

电缆故障的类型很多，电缆故障的测寻方法也因故障性质的不同而不同。近年来，国内故障测距、定点方法不断发展、不断改进，应在实践中多摸索，多总结经验。图 13-14 绘出了各种性质的电缆故障适合采取的测试方法及步骤，供测量时参考。

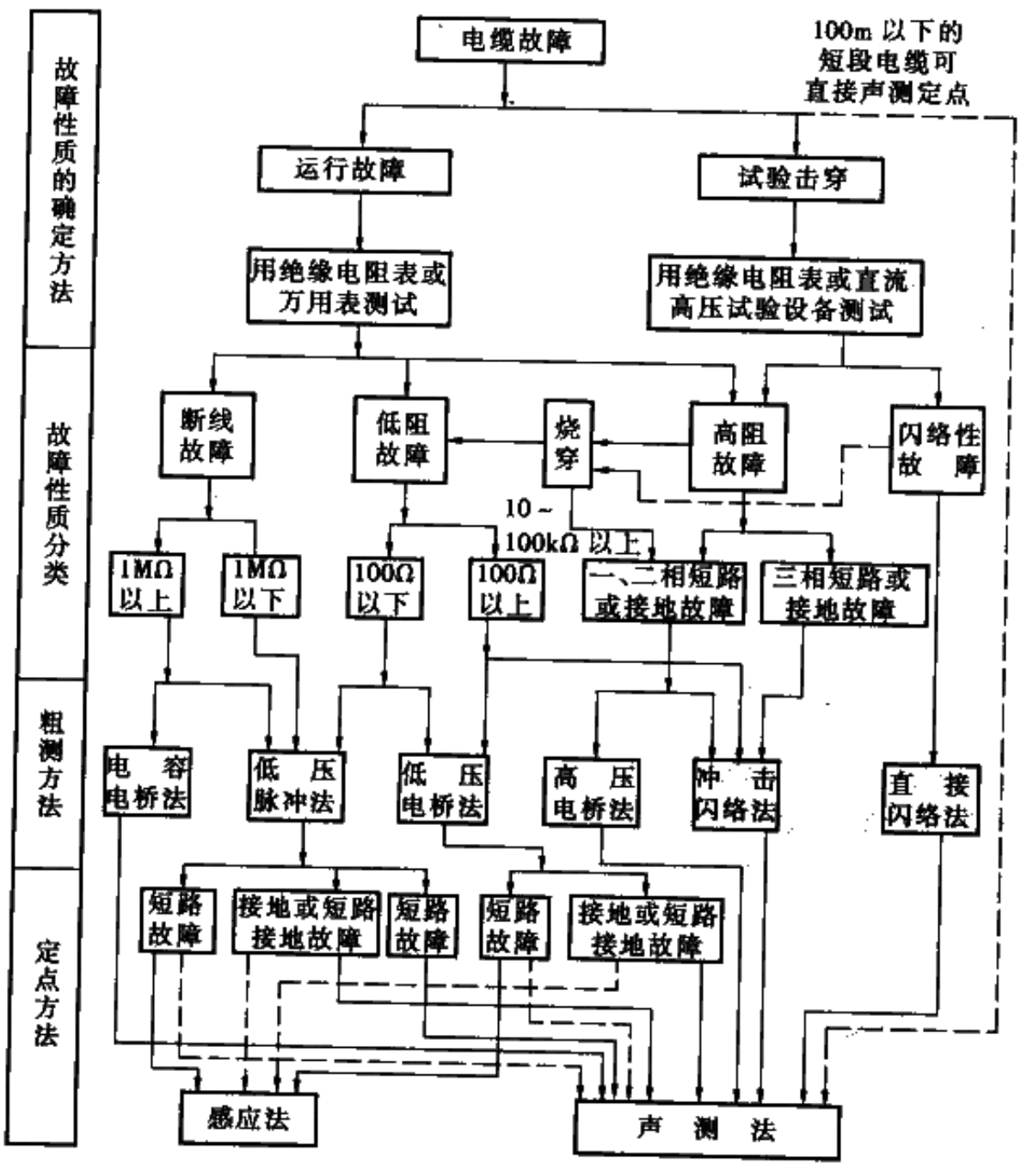


图 13-14　电缆故障测寻方法的选择图

第五节　橡塑电缆耐压试验

橡塑电缆在完成安装和新做终端头后不进行直流耐压试验，而应以交流耐压试验完成对绝缘的检验。

一、为什么要以交流耐压试验代替直流耐压试验

橡塑电缆不论在理论上还是在实践中均证明进行电压高的直流耐压，影响电缆的使用寿命，但如果降低试验电压标准，又起不到预防作用。所以，投运后规定不做此项试验。直流耐压试验对橡塑电缆的影响如下：

（1）电场分布在交流和直流电压下是不相同的，直流电场分布取决于电阻率，而交流电场分布则由介电系数决定。橡塑电缆是由多种介质、多层材料构成的，故在直流耐压试验时不能真实地反映电缆特性。

（2）橡塑电缆的电阻系数既和温度有关，又和电场强度大小有关。在直流电压作用下，由于温度及电场强度的变化，使电阻系数也变化，导致绝缘层各处电场强度分布改变，即在同样厚度下的绝缘层，由于温度上升，其击穿电压下降。

（3）直流耐压试验不能发现机械损伤等缺陷。

（4）由于空间电荷的作用，当电缆或接头在直流电压下闪络或击穿，可能损伤正常绝缘，造成多点击穿。

（5）由于橡塑电缆结构具有“记忆性”，这个记忆性是由于单相应力（直流耐压）作用下产生的，一旦电缆有了由于直流耐压而引起的“记忆性”，它就需要很长时间来释放，这种直流偏压一旦使电缆运行，直流偏压就叠加在交流电压的峰值上，产生过电压，远超过电缆的额定电压，足以损坏电缆。由以上所述，说明橡塑电缆不宜做直流耐压试验。

二、橡塑电缆新的试验方法

为了监视橡塑电缆受外力破坏，护套破损进水，提出了新的试验方法。

（一）方法原理

根据不同金属在电解质中形成原电池的原理进行判断的方法。橡塑电缆使用的金属材料有铜、铝、铁、锌和铅等，其电极电位如表 13-6 所示。

表 13-6　　电　极　电　位

金属种类	铜 Cu	铅 Pb	铁 Fe	锌 Zn	铝 Al
电位（V）	+0.334	−0.122	−0.44	−0.76	−1.33

当外护套破损进水后，由于地下水是电解质，在铠装层的镀锌钢带上会产生对地−0.76V的电位，如内衬层也破损进水后，在镀锌钢带与铜屏蔽层之间形成原电池，会产生 0.334−(−0.76)≈1.1V 的电位差，当进水很多时，测得的电位差会很小。在原电池中铜为“正”极，镀锌钢带为“负”极。

（二）测量方法

用绝缘电阻表测量绝缘电阻时，每千米绝缘电阻值低于 0.5MΩ，用万用表的“+”、“−”表笔轮换测量铠装层对地或铠装层对铜屏蔽层的绝缘电阻，此时在测量回路内由于形成的原电池与万用表内干电池相串联，当极性组合使电压相加时，测得值较小；反之，测得值较大。因此，两次测量值不同。

（三）判断方法

如果万用表两次测的绝缘值相差较大时，表明已形成原电池，就可判断外护套和内衬层已破损进水；反之，则未进水。

外护套破损不一定马上修理，但内衬层破损进水后，水分直接与电缆芯接触并可能会腐蚀铜屏蔽，应尽快修理。

三、橡塑电缆交流耐压试验

很多年来，由于人们认识水平和试验设备的原因，橡塑电缆在现场以直流耐压试验或0.1周频率耐压试验代替交流耐压试验。经过多年实践，发现用直流耐压或0.1周耐压试验，不能保证安全运行。如多条110kV橡塑电缆，交接时按要求进行了直流耐压试验，但运行不到半年，在运行电压下发生击穿事故；还有一条10kV橡塑电缆，在预试时加0.1周的试验电压下合格，运行4个月后发生击穿事故。据国外报导，在一条橡塑电缆上，用铁钉打入主绝缘1/2处，加直流电压为8倍的额定电压、未击穿，但加交流电压为2倍的额定电压就击穿了。国外一般对橡塑电缆不做直流耐压。

多年的实践经验和国内外研究表明，橡塑电缆在现场进行交流耐压试验，是检验其绝缘优劣最为有效的方法。

过去的规程不要求现场交流耐压试验，是由于试验设备难以解决之故。现在，变频技术的发展和其他制造水平的提高为现场进行交流耐压试验提供了可行性，使交流耐压试验开展起来。各省电力公司在制定的规程中，都明确橡塑电缆交接和预试时应进行交流耐压试验。

（一）交流耐压的频率

根据IEC最新标准规定，交流耐压频率为20～300Hz。对于35kV及以下的橡塑电缆也可以采用0.1Hz的交流耐压。110kV及以上的橡塑电缆目前应采用20～300Hz的变频串联谐振的试验设备。但在条件允许时，对35kV以下电缆也应优先采用20～300Hz交流试验。

（二）交流耐压试验时间

橡塑电缆交流耐压的时间，根据IEC标准最新规定应取1h。国内也普遍采用这一时间数值。对于运行时间很长的电缆，如10年以上，可适当缩短耐压时间，但不得低于30min；对35kV以下电缆，由于数量大，可缩短耐压时间，提高试验电压。

（三）交流耐压值

对于不同电压等级的电缆，IEC标准给出了明确的耐压数值。

如果不具备试验条件，也有推荐采用施加正常系统相对地电压24h。

【讨论】充油电缆和橡塑电缆为什么投运后不再做直流耐压试验？

参考资料：《规程》规定，充油电缆和橡塑电缆的主绝缘在投运后一般不再做直流耐压试验，仅在特殊情况下进行。

（1）充油电缆。在外力破坏时可通过对外护套的绝缘电阻测量和对油压进行监视，绝缘老化判断则可通过对油性能变化化验进行，无需再进行直流耐压试验。

（2）橡塑电缆。橡塑电缆主绝缘虽为整体结构，但在制造过程中，会有少量的副产品（甲烷气、聚乙醇、乙酰等）溶解在内部。这些副产品的绝缘电阻系数较小，分布又不均匀，这样在直流耐压时电场强度也不均匀；另外，绝缘电阻系数受温度影响也比较大，而且与所加电场强度大小有关系。所以，在高倍数的直流耐压试验下不一定能发现电缆及其附件本身的缺陷，反而在直流电场下空间电荷的作用，使电场分布畸变，往往在不大的直流电压下损

伤绝缘，所以，国内外均不赞成直流耐压试验。

本章提示

本章介绍了电力电缆绝缘试验的项目、方法及注意事项，介绍了电缆故障性质及故障点探测的多种方法及应用，探讨了橡塑电缆的绝缘方法。

埋在地下的电缆出现故障，如何才能尽快找出故障原因和故障点，这可是一门让人重视、让人羡慕的技术。你知道怎么找吗？你知道为什么橡塑电缆投运后不再做直流耐压试验？

本章重点

1. 电力电缆的直流耐压和泄漏电流试验。
2. 电缆故障探测的多种方法与应用。
3. 橡塑电力电缆交流耐压试验。

复习题

1. 简述电力电缆的试验项目及标准。
2. 如何计算电缆绝缘电阻、泄漏电流的不平衡系数？
3. 与交流耐压试验比较，电缆直流耐压试验及泄漏电流试验有何优点？
4. 电力电缆直流耐压试验及泄漏电流试验应注意哪些问题？试验结果如何分析判断？
5. 简述电力电缆相位试验的基本方法？
6. 电力电缆故障有哪些类型？
7. 如何判断电缆故障的性质？
8. 简述测量电缆故障点位置的电桥法的基本原理。
9. 简述测量电缆故障点位置的闪络法的基本原理？
10. 如何选择电缆故障测寻方法？

第十四章

绝缘子试验

电力系统中使用着的大量各种绝缘子，承担绝缘和机械固定作用。绝缘子按形状和使用场所可分为悬式绝缘子，支柱绝缘子、棒式绝缘子、针式绝缘子、套管绝缘子、防污绝缘子等。从绝缘子材料构成上看，应用最广泛的是以瓷绝缘为主的瓷质绝缘子和玻璃绝缘子。近年来大量使用了以有机合成材料制成的合成绝缘子。

对绝缘子，除要求有良好的绝缘性能外，还要求有相当高的机械强度（抗拉、抗压、抗弯）。绝缘子在运行中，由于受电压、温度、机械力以及化学腐蚀等的作用，绝缘性能会劣化，出现一定数量的零值绝缘子，即绝缘电阻很低（一般低于 300MΩ）的绝缘子。零值绝缘子的存在对电力系统安全运行是一个潜在的隐患。当电力系统出现过电压及工频电压升高等情况时，有零值绝缘子的绝缘子串易形成闪络。因此检测出不良绝缘子并及时更换是保证电力系统安全运行的一项重要工作。

绝缘子的试验项目有测量绝缘电阻、交流耐压试验、带电检测零值绝缘子。运行中对于多节支持绝缘子和悬式绝缘子的试验可在上述三项试验中任选一项进行。

第一节　测量绝缘电阻

测量绝缘子绝缘电阻可以发现绝缘子裂纹或瓷质受潮等缺陷。绝缘良好的绝缘子的绝缘电阻一般很高，劣化绝缘子的绝缘电阻明显下降，仅为数百兆欧、数十兆欧甚至几兆欧，用绝缘电阻表可以明显检出。由于绝缘子数量多，用绝缘电阻表摇测其绝缘电阻工作量太大，因此仅在带电检测出零值绝缘子位置后，停电更换该零值绝缘子前，为保证准确性才摇测绝缘电阻。

《规程》规定，用 2500V 及以上绝缘电阻表摇测绝缘子绝缘电阻，多元件支持绝缘子的每一元件和每片悬式绝缘子的绝缘电阻不应低于 300MΩ。

应当指出，当带电测出绝缘子为零值绝缘子，但其绝缘电阻大于 300MΩ 时，应摇测其相邻良好绝缘子，比较两者绝缘电阻，若绝缘电阻值相差较大仍应视为不合格。

第二节　交流耐压试验

产品出厂前、现场安装前一般均对绝缘子进行交流耐压试验。交流耐压试验是判断绝缘子耐电强度的最直接方法。对支柱绝缘子等单元件绝缘子一般进行交流耐压试验是最有效的试验方法。试验中应注意以下问题：

（1）根据试验变压器容量，可选择一只或多只相同电压等级绝缘子同时试验。交流耐压时间规定为 1min。

(2) 耐压过程中，绝缘子无闪络、无异常声响为合格。

(3) 对于 35kV 多元件支持绝缘子，当试验电压不够时，可分节进行。

由两个胶合元件组成的，每节试验电压 50kV/min。

由三个胶合元件组成的，每节试验电压 34kV/min。

非标准型号的绝缘子按制造厂规定的该型号绝缘子干闪电压的 75%进行交流耐压试验。

表 14-1、表 14-2 示出了各种电压等级的支柱绝缘子和悬式绝缘子的交流耐压试验电压标准。

表 14-1　　支柱绝缘子的交流耐压试验电压标准

额定电压（kV）		3	6	10	20	35
最高工作电压（kV）		3.5	6.9	11.5	23	40.5
纯瓷和充油绝缘	出厂	25	32	42	68	100
	交接、大修	25	32	42	68	100

表 14-2　　悬式绝缘子的交流耐压试验电压标准

型号	X—3 X—3c	X—1—4.5 (n—4.5)	X—7 (n—7)	X—11 (n—11)	X—16	XF—4.5 (HC—2)
		X—4.5 (C—105)				
		X—4.5C (C—5)				
试验电压（kV）	45	56	60	64	70	80

第三节　带电检测绝缘子

一、带电检测方法

许多运行部门对运行中的悬式绝缘子在停电前进行带电检测，以便在停电时更换带电检测出的不良绝缘子。对于 35kV 及以上的悬式绝缘子，带电检测方法有火花间隙法和电阻杆法。

1. 火花间隙法

如图 14-1 所示，用一个适当间隔的开口杈搭在绝缘子两侧，良好的绝缘子两端有相当的电位差，电位差通过导电杈传到一个可调的很小的间隙上，间隙被击穿发出放电声；不良绝缘子两端电位差较小甚至没有，火花间隙不会被击穿，无放电声。

火花间隙法是许多运行部门常使用的试验方法，对于检测零值绝缘子还是很有效的。测量时试验人员需在地面或龙门架、塔架上用绝缘杆测

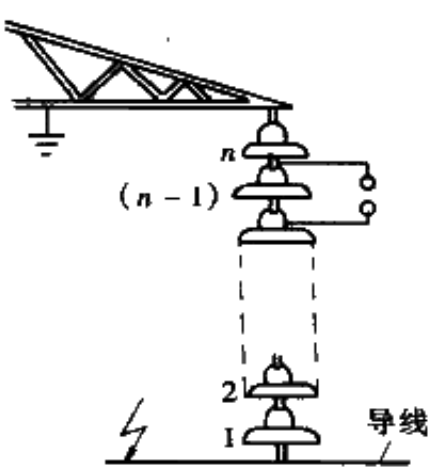


图 14-1　火花间隙法带电检测绝缘子示意图

量且为带电作业，因此要求试验人员必须具有高空带电作业的身体素质和熟练的操作技能。

2. 电阻杆法

用电阻杆法带电检测零值绝缘子，如图 14-2 所示。图 14-2（a）示出了测量绝缘子两端点之间电位差的接线，通过测量绝缘子两端电位差大小来判断绝缘子绝缘性能的优劣。若微安表指示数大，则表明绝缘子绝缘良好；微安级电流表指示数小，则绝缘子劣化。这种接线适用于 35kV 及以上变电站和输电线路绝缘子串的测量。图 14-2（b）是测量绝缘子某端点对地电位的接线，一般用于 35kV 变电站内支柱绝缘子的测量。

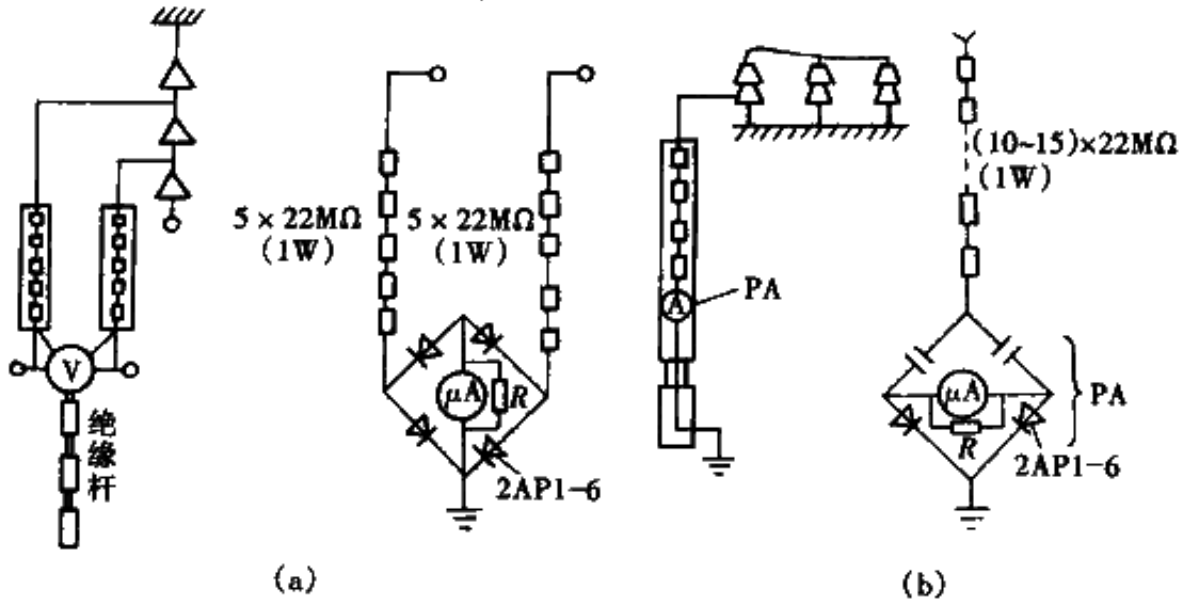


图 14-2　电阻杆法

（a）测量两点之间电位差；（b）测量对地电位

图 14-2 中的电阻杆的阻值可按 10～20kΩ/V 选择，电阻表面爬距按 0.5～1.5kV/cm 选择，电阻杆每节电阻的容量一般在 1～2W。电流表采用带整流器的微安表，量程 0～100～500μA。不带整流器的微安表采用由点接触锗二极管组成的桥式整流电路，并接入一个 0～100～500μA 的微安表表头。图 14-2 中的 R 是保护电阻，一般选 0.5～1MΩ 左右，防止由于微安表内部断线，微安表及测量仪表 PA 部分带有高电压，造成人身危险。

这种电阻杆应预先在试验厅内测出电阻杆端电压与微安表读数的关系，并应经常校准。测量时其接地线要连接可靠，引线采用屏蔽线。

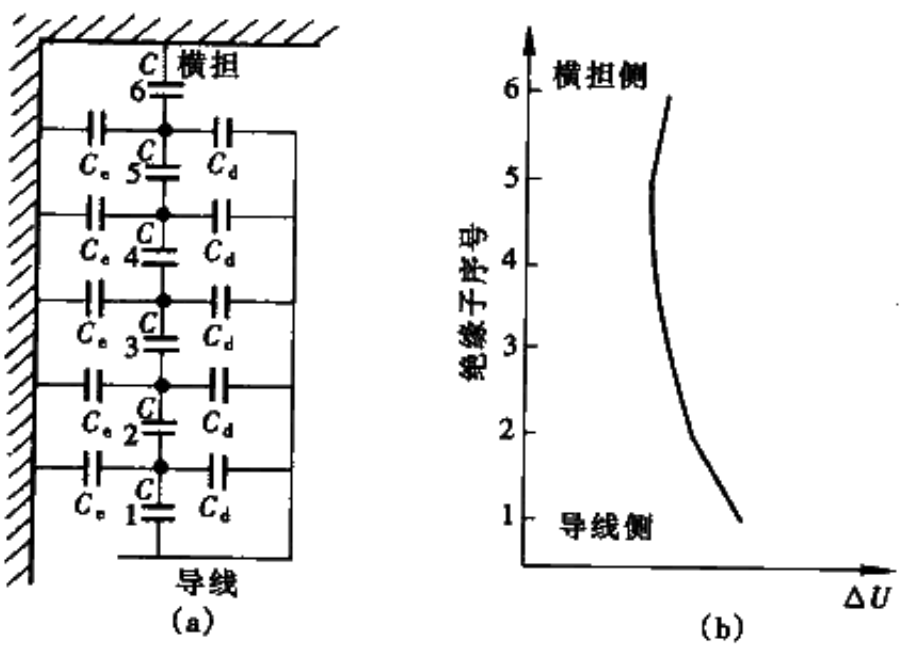


图 14-3　绝缘子串的等值回路

（a）绝缘子串的等值回路；（b）绝缘子串电压分布曲线

3. 专用仪器法

市场上专门有测量悬式绝缘子零值的仪器，可购置进行带电测量。

二、影响带电检测绝缘子的因素

（1）悬式绝缘子串电压分布不均。即使是良好绝缘子组成的悬式绝缘子串其上的电压分布也是不均匀的。出现这种情况的原因可用图 14-3（a）绝缘子串的等值电路来分析。

如图 14-3（a）所示，一个绝缘子串可看成由许多电容 C 组成的串联回路（绝缘子的体积电阻和表面电阻正常情况下较容抗大得多，可以忽略不计），由于悬式绝缘子的杂散电容 C_d

的综合影响，造成绝缘子串中每一个绝缘子所分担的电压并不相同，且具有一定的分布规律，如图 14-3（b）所示，良好绝缘子串的电压分布一般是靠近导线的绝缘子电压降最大，离导线越远绝缘子两端压降越小，当绝缘子靠近横担时，绝缘子电压降又升高。实测还表明：绝缘子串越长，电压分布越不均匀；端部带均压环的绝缘子串比不带均压环的绝缘子串，电压分布要均匀一些。绝缘子串的这种电压分布规律为带电检测劣化绝缘子提供了判断依据。当绝缘子串或支柱绝缘子有一个或数个绝缘子劣化后，沿绝缘子串上的电压分布将与正常情况不同，会发生畸变。畸变后的电压分布曲线随绝缘子劣化程度和劣化绝缘子的位置不同而异。一般情况下出现劣化绝缘子时，劣化绝缘子本身电压降将较正常情况明显降低，而其相邻绝缘子电压降增大，电压分布曲线不正常。

用火花间隙法检测绝缘子时要注意由于绝缘子串电压分布不均可能造成的误判断。如火花间隙较大时，对于正常情况下分布电压较小的绝缘子火花间隙不会放电击穿，造成误判断。因此对于检测出的靠近横担侧的零值绝缘子更换前应用 2500V 绝缘电阻表摇测绝缘电阻。

（2）整串绝缘子劣化。实测中发现这样一种现象：整串绝缘子劣化时（绝缘电阻小于 300MΩ），其电压分布仍很正常。这种现象出现在运行年代较久的变电站和线路绝缘子串上。因此对于运行 15 年以上的悬式绝缘子，必要时应停电抽查部分绝缘子的绝缘电阻，以了解绝缘子的绝缘状况。

（3）放电间隙的大小。放电间隙的大小决定了放电电压的大小。放电间隙应适当，既不能太大，也不能太小。放电间隙的大小与放电电压的关系应预先在试验室调整好并做好标记，便于现场调整。

三、带电检测绝缘子的注意事项

（1）当用火花间隙法检测零值绝缘子，发现每串绝缘子中零值绝缘子数达到表 14-3 规定片数时，不允许再继续检测。

表 14-3　　不允许继续检测的零值绝缘子片数

电压等级（kV）	35	63	110	220	330	500
绝缘子串片数	3	5	7	13	19	28
零值片数	1	2	3	4	5	6

（2）针式绝缘子及少于 3 片的悬式绝缘子不得使用火花间隙法进行检测，应采用电阻杆法测量电压分布。

（3）测量应在晴好天气进行。火花间隙法测量用绝缘杆长度及绝缘水平应足够。带电检测杆应专杆专用，保存在干燥房间，按带电作业工具进行电气试验，必要时每次现场检测前应用 2500V 绝缘电阻表分段摇测绝缘电阻杆的绝缘电阻，其阻值每 2cm 应不低于 700MΩ 为合格。

当被测绝缘子串中零值绝缘子超过被测绝缘子总数 7% 时，应当更换全部绝缘子。

四、智能绝缘子检测仪

随着科技的发展，易操作、功能全、质量轻的智能绝缘子检测仪已在现场应用。

图 13-7　断线故障反射波形

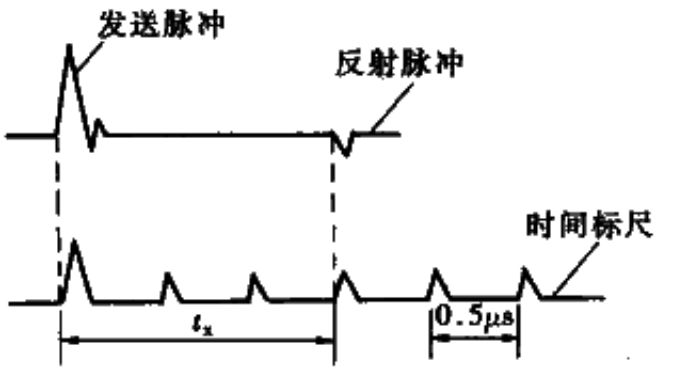


图 13-8　接地故障反射波形

为了测量脉冲波在电缆缆芯中往返一次所需要的时间，示波器中有一时间标尺与探测脉冲相对应，在测量时，读取从发送脉冲到反射脉冲对应于时间标尺的格数，即可计算出到故障点的距离。

目前国内常用的低压脉冲法测量仪器有 MST—1A 型脉冲遥测仪、UG—1 型晶体管电缆故障遥测仪和 DGC—2 型电缆故障闪络测试仪，可以参照这些仪器的使用说明书在现场使用。

（三）闪络法

对于高阻故障及闪络性故障，一般均需将故障点电阻烧低后方可测量故障点，既费时又费力。采用闪络法测量电缆高阻故障点及闪络性故障点却不必经过烧穿过程，可以用电缆故障闪络测试仪直接测量，因而缩短了电缆故障点的测量时间。

闪络法测量基本原理与低压脉冲法相似，也是利用脉冲波传播时在故障点产生反射的原理。测量时，在电缆上加上一直流高压或冲击高压，使故障点放电而形成一突跳电压波，此突跳电压波在电缆内从测试端到故障点之间来回反射，用闪络测试仪测出两次反射波之间的时间，用下式可计算出故障点的位置

$$l_x=\frac{1}{2}vt_c$$

式中　l_x——故障点距测量端的距离，m；

t_c——脉冲波从测量端到故障点来回传播一次的时间，μs；

v——脉冲波在电缆中的传播速度，m/μs。

波速 v 可测量而得。

图 13-9 示出了直流高压闪络法的测量接线。故障点距离测试端有一定距离，如 800m 时，故障波形如图 13-10 所示。该图示出了直流高压闪络法实测波形的全貌。

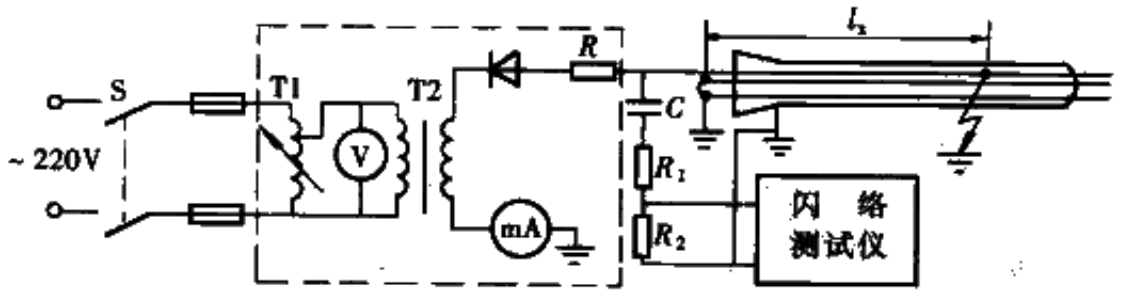


图 13-9　直流高压闪络法测量接线图

C—隔直电容，不小于 0.1μF；R_1—分压电阻（水电阻），15～40kΩ；R_2—分压电阻，200～500Ω

为了更准确地观测故障波形，也可在示波器上测取图 13-10 所示波形中 t_1～t_2 一段，即第一次与第二次反射之间的波形，如图 13-11 所示。故障点离测量端很近时的故障波形如图 13-12 所示。故障点靠近测量端时故障波形的特点是往返反射线密集，幅度较小，衰减

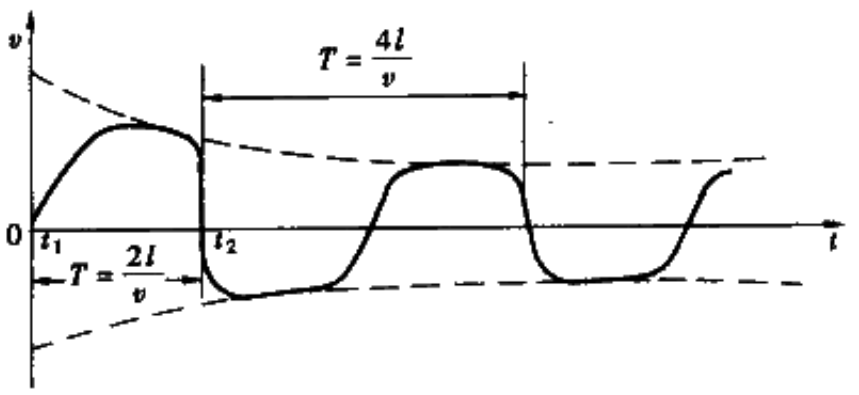


图 13-10　直流高压闪络法的实测故障波形

很快。

常用的闪络法测量仪器有 DGC—2 型电缆故障闪络测试仪等。

（四）声测法

对于长电缆，按上述方法（电桥法、脉冲法、闪络法）确定的故障点的位置一般总带有一定误差。为了更准确地测出故障点，减少开挖处理电缆的工作量，多采用声测法进行定点。声测法是目前电缆故障测试中应用最广泛而又最简便的一种方法，除不适用于接地电阻特别低（小于 50Ω）的情况外，对其余情况很少发生误判断。

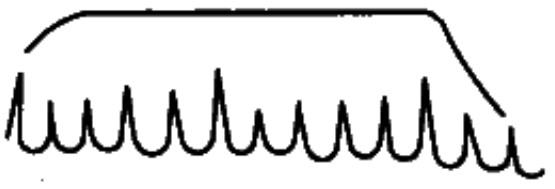


图 13-11　直流高压闪络法的典型实测波形（故障点距测量端 800m）

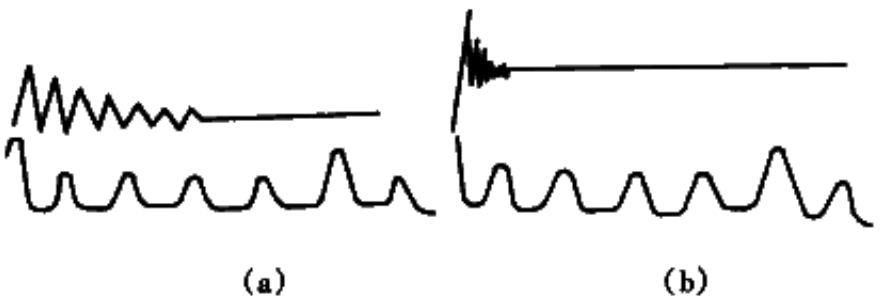


图 13-12　故障点在测量端时的故障波形

（a）故障点距测量端 21m；（b）故障点在测量端及其附近

声测法的测量接线如图 13-13 所示。利用直流高压试验设备使电容器充电、储能，当电压达到某一数值时，经过放电间隙向故障相电缆芯放电，由于故障点具有一定的故障电阻，在电容器放电过程中，此故障电阻相当于一个放电间隙，在放电时将产生火花放电，引起电磁波辐射和机械的音频振动。根据粗测时所确定的故障点大致位置，在地表面用声波接收器（拾音器）探头反复探测，找到地面振动最大、声音最大处即为电缆故障点的位置。

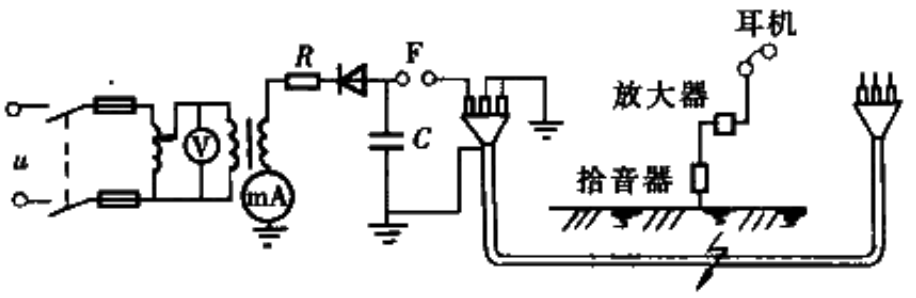


图 13-13　声测法原理接线图

C—储能电容；F—放电间隙；R—限流电阻

放电时能量的大小决定于图 13-13 中电容器电容 C 的大小。电容器所储能量 $W=\frac{1}{2}CU^2$，式中 U 为所加试验电压，在6～35kV电缆的声测试验中，U 一般为 20～25kV，因此电容 C 越大，放电时的能量越大，定点时听到的声音也越大。C 一般选为 2～10μF，具体数值应根据试验设备的容量来确定，即根据试验变压器、调压器、硅堆容量而定。

放电电压的大小，由放电间隙来控制。一般在试验时，将放电间隙调至一定位置，放电电压控制在 20～25kV 之间，每隔3～4s放电一次即可。

目前常用的 DGC—2 型闪络测试仪中的定点仪，由探头（拾音器）、音频放大器和耳机组成。探头采用内外两层隔离罩，其中填以泡沫塑料，用来防止电磁干扰和环境噪声干扰。采用陶瓷压电晶片作为压电变换元件，将机械能变为电能，用同轴电缆将此信号送入音频放大器进行放大，再用耳机听测。当放电能量足够大时，简单的振膜式听棒就可直接听音，而不受电磁干扰，比较准确。这种听棒实际上就是一根金属管，一头接触地面，另一头制作成

（一）主要功能

（1）带电定量检测出每片绝缘子绝缘电阻。

（2）准确区分临界损坏绝缘子。

（3）检测结果实时记录存储。

（4）打印、输出检测报告。

（5）也可用于不带电检测。

（二）主要特点

（1）兼具软件管理功能，数据存储量大。

（2）可根据不同天气条件下检测的数据，分析和预测整条线路状况。

（3）制定检修作业计划。

（4）实现检修作业信息化管理。

（5）依据检测数据还可以考核工作人员到位情况。

（三）应用范围

（1）不带电检测的检测仪，可以用于10～500kV输电线路盘形悬式绝缘子检测。

（2）带电和不带电检测仪，可以用于35～500kV输电线路盘形悬式绝缘子检测。

（3）带电和不带电检测的检测仪，可以用于35～500kV变电站绝缘子。

第四节　防污闪技术

传统的绝缘子和针式支柱瓷瓶、套管等都是电瓷产品。近些年来由于工业的发展、部分区域的环境污染日趋严重，常常会导致瓷绝缘表面累积大量污秽物，由于瓷表面的亲水性，一旦遇到毛毛雨、大雾和下雪天气，瓷绝缘表面就会受潮，导致表面泄漏电流大增，严重时造成闪络，这就是电力系统的污闪事故。由于污闪事故发生范围大，停电范围广，易造成电网解列，因而经济损失和社会影响巨大。如1986年兰州电网的“3·16”污闪，导致14条线路41处发生污闪，5条线路9处架空地线断线，2条线路3处导线断线，全网断路器跳闸106台次，5个220kV变电站和28个110kV变电站全部停电，兰州电网与西北主网解列，电厂与系统解列2次。

传统的防止污闪的手段一般是加大污秽地区的绝缘爬距、加强瓷瓶停电清扫工作、涂硅油、采用半导体釉绝缘子等措施。由于瓷绝缘在石击和枪击时易损坏，运输安装中损坏率高，加之运行中还要带电检测零值绝缘子、清扫等，维护工作量很大。随着电力系统额定电压的提高，安全供电可靠性要求的提高，瓷绝缘体积和制造成本越来越大，使瓷绝缘的发展受到限制。

20世纪60年代研制出的玻璃绝缘子，其突出优点是零值自爆，可免带电测量零值绝缘子。但由于和瓷瓶同样有亲水性，防污闪方面没有太大效果，还存在石击和枪击损坏问题，所以，近年来也没有得到进一步的广泛使用。

20世纪90年代以来研制应用的RTV防污涂料和合成绝缘子在防污闪方面起到了巨大作用。RTV防污闪涂料即室温硫化硅橡胶涂料，用喷或涂刷的方法，在绝缘子和套管表面形成不大于0.5mm的薄膜，室温下2～4h固化。该涂料具有优良的憎水性、迁移性。污层表面吸附的水分以不连续小水滴形式存在，防止了泄漏电流和局部放电电弧的产生和发展，提高了污闪电压。又由于使用寿命较硅油长，失效后可以再涂，减少了清扫工作量，目前广

泛应用于针式支柱绝缘子和套管等电力设备瓷绝缘表面。

合成绝缘子是一种硅橡胶制成的整体式绝缘子。合成绝缘子与瓷绝缘子比较，有以下明显的优点：

（1）优良的防污闪性能。硅橡胶表面具有优良的憎水性、憎水性恢复和迁移性。和同样爬距的瓷绝缘子比较，污闪电压是瓷绝缘子的1倍以上。另外，合成绝缘子还可以很方便地增加盘径、增加伞裙得到大的爬距。

（2）重量轻，耐石击枪击，体积小。合成绝缘子的重量只是相同电压等级电瓷绝缘子的1/7～1/10，伞裙有弹性、不破碎，运输和安装也不易损坏。

（3）运行过程中维护量少。由于合成绝缘子内外绝缘一样，不会发生零值击穿，不需要检测。由于防污性能好，也免于经常性的清扫工作，特别适合交通不便的山区。

（4）合成绝缘子是低能耗产品；生产工艺简单，适合自动化生产，今后的生产成本低。

（5）合成绝缘子抗张力强度高。合成绝缘子芯棒是用纤维玻璃棒制成，抗张力强度远大于电瓷产品。

由于合成绝缘子具有以上优点，得到了大面积广泛的应用。

因此，加强污情监测，优化变电站所址选择，优化线路路径选择，确定科学的绝缘爬距，采用RTV防污涂料，采用合成绝缘子是目前防污闪的主要手段。

第五节　复合绝缘子的憎水性试验

运行中的复合绝缘子由于各种原因，其憎水性下降甚至消失，所以，定期对复合绝缘子进行憎水性试验是十分必要的，对已失去憎水性的及时更换，以保证安全。

一、概述

合成绝缘子表面憎水性使合成绝缘子和RTV涂层绝缘子具有优良的电气防污闪性能。由于暴露在户外，受到环境条件的影响，以及局部电晕放电的作用，用在高原地区还受到紫外线的影响，憎水性将随时间而改变。

对憎水性定义七级标准，第一级HC1是完全憎水性表面，依次憎水性递减，第7级HC7已完全丧失憎水性而成为完全亲水性表面。七级分类定性地描述了合成绝缘子表面的湿润情况，可用于现场对合成绝缘子和RTV涂层的绝缘子作快速简便检测判断。

二、试验设备

试验设备仅需一只能喷出薄水雾的普通喷水瓶，瓶内装满不应含任何化学物质（如洗涤剂、溶剂等）的自来水。

另外还需有一些用于判断的辅助设备是放大镜、光源和测量尺。

三、试验方法

被试品的测试面积应在50～100cm^{2}之间，如果不能满足该要求，应在试验报告中注明。

测试距离是在距离试品25±10cm的地方，每秒对试品喷1～2次，连续喷雾20～30s，在喷雾结束后10s内，完成绝缘子憎水性的测量。

四、判断标准

绝缘子表面受潮情况应为7个憎水性等级（HC）中的一种。不同等级的判断标准见表14-4和图14-4。

表 14-4　　憎水性等级判断标准（HC）

HC	描　　述
1	仅形成孤立的水珠，大部分水珠 $\theta_r \geqslant 80°$
2	仅形成孤立的水珠，大部分水珠 $50° < \theta_r < 80°$
3	仅形成孤立的水珠，大部分水珠 $20° < \theta_r < 50°$，通常它们不再是圆的
4	可以观察到孤立的水珠和水珠发展的水迹（即 $\theta_r = 0°$）。完全受潮面积 $< 2cm^2$，总的水迹覆盖面积的总和小于被试面积 90%
5	一些完全受潮水迹面积 $> 2cm^2$，总的覆盖面积小于试验面积的 90%
6	受潮覆盖面积 $> 90\%$，但仍能观察到少量的未湿润的面积（点或者狭窄带）
7	在全部试验面积上覆盖了连续水膜

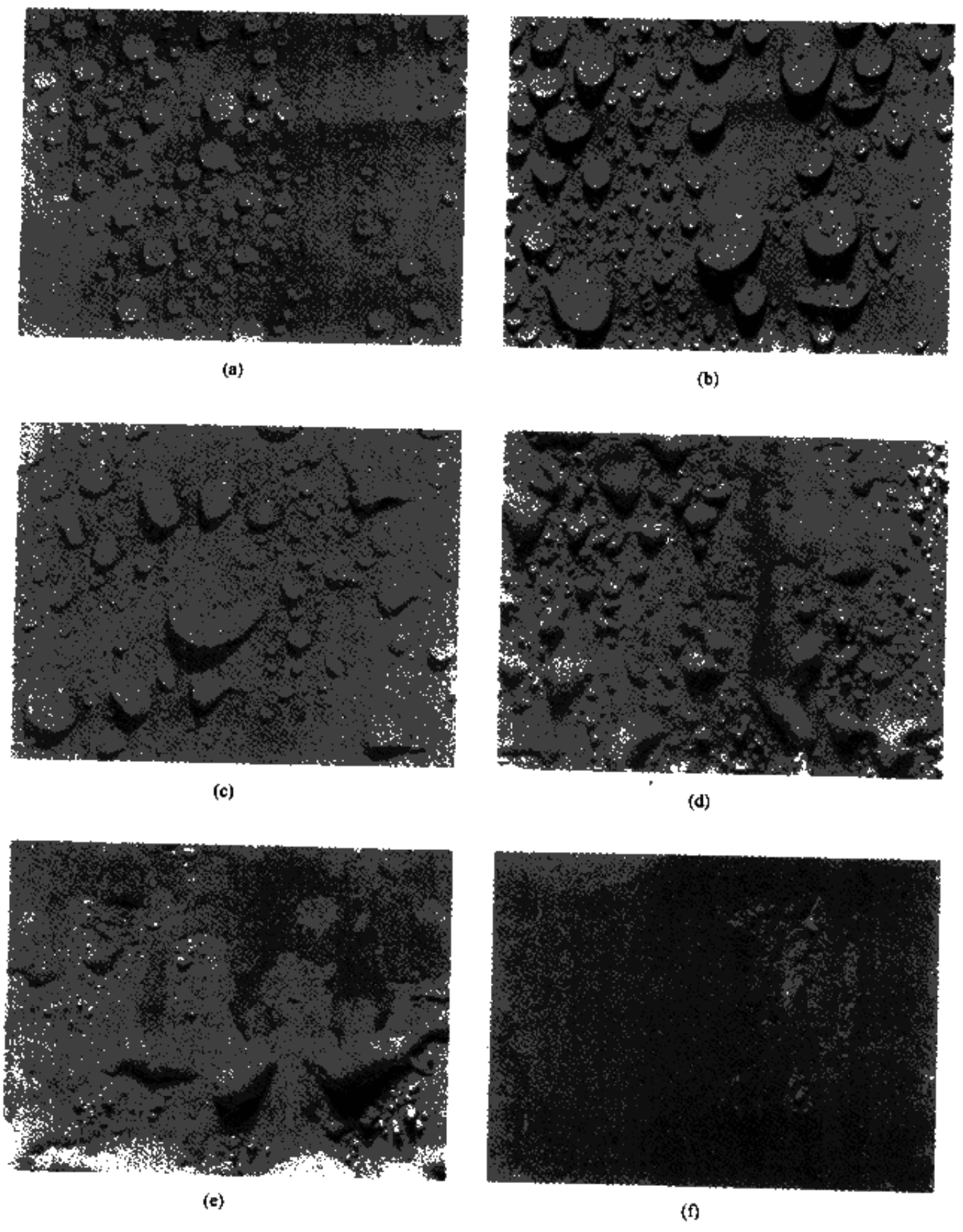


图 14-4　憎水性典型图

(a) HC1；(b) HC2；(c) HC3；(d) HC4；(e) HC5；(f) HC6

4. 说明

大风对憎水性测试有影响，在此情况下进行的测试应在试验报告中注明。

憎水性试验报告见表 14-5。

表 14-5　　憎水性试验报告

单位名称：　　电压等级：　　日期：

地点：　　温度：　　风速：

杆塔/变电站类型：　　降水量：　　测量人员：

绝缘子安装方式：

绝缘子安装时间：

伞裙编号	T	B	C	T	B	C	T	B	C

结论：

本章提示

本章介绍了绝缘子的预防性试验项目及标准，介绍了影响带电检测绝缘子的因素及注意事项。

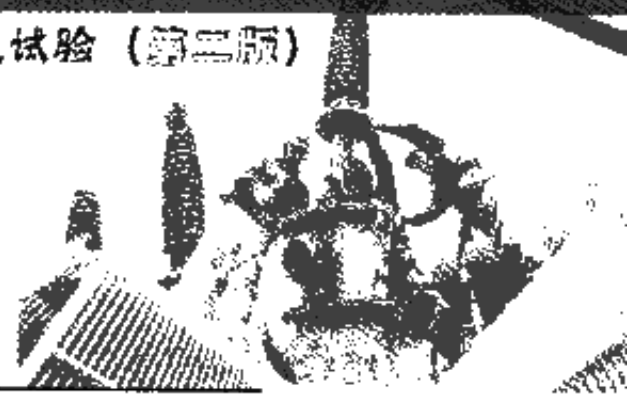
你知道为了安全，不同电压等级的绝缘子串里检出零值绝缘子数是多少时再不允许继续检测？被测绝缘子串中零值绝缘子超过被测绝缘子总数的多少就应更换全部绝缘子？

本章重点

1. 影响带电检测绝缘子的因素。
2. 带电检测绝缘子的注意事项。

复习题

1. 简述绝缘子的试验项目及标准。
2. 简述影响带电检测绝缘子的因素及注意事项。
3. 简述防止污闪的手段。



第十五章

绝缘油和SF_6气体

很多电力设备中，使用着不同的液体绝缘材料，如变压器油、断路器油、电容器油和电缆油等。这些液体都具有油类的黏稠性，所以都叫作“油”。它们大量用于变压器、油断路器中，用于改善电力设备的绝缘状况，统称绝缘油。其中变压器油用量最大。本章所讲的绝缘油，均指变压器油而言。以前断路器用的也是变压器油，现在已单独生产断路器油专供断路器用。

第一节　绝缘油及其用途

以石油馏分为原料，经过精制后，加入不同的抗氧、抗气剂等可调制成不同的绝缘油。如用于500kV以下的变压器油，系加入抗氧剂调制而成，具有良好的绝缘性、氧化安定性和冷却性；而超高压变压器油，系加入抗氧化剂、烷基苯或抗气组分调制而成，具有良好的绝缘性、氧化安定性、抗气性和冷却性。同样，其他用途的绝缘油，也是分别加入不同的制剂经调制而成。

绝缘油根据低温性能的不同分为10号、25号和45号三种牌号。炼制时所选用的原油分别为环烷基、石蜡基和混合基。

绝缘油在高压电力设备中的主要作用：

1. 作为绝缘介质

绝缘油首先要保证电力设备绝缘的可靠性。如变压器内的绝缘油（变压器油），要保证绕组与绕组之间、绕组与接地的铁芯和箱壳之间有良好的绝缘，在额定电压和一定幅值的过电压下，绝缘不击穿。

2. 作为冷却介质

通过绝缘油的循环，把电力设备运行中导体和铁芯产生的热量传递给冷却装置，再散发到周围环境中去，以保证电力设备的温度在允许范围内。

3. 作为灭弧介质

当断路器切断工作电流尤其是切断短路电流过程中静、动触头间产生电弧，电弧的高温作用，使断路器内的绝缘油（断路器油）剧烈分解成气体，该气体中氢气占70%左右，能迅速地降低弧柱温度和提高极间的绝缘强度，在电流自然过零时使电弧熄灭。

4. 作为浸渍介质

变压器绕组、电容套管芯子等经绝缘油浸渍后，一方面防止潮气进入，避免芯子受潮，如电容套管的芯子与瓷套间充少量绝缘油，就可以避免芯子受潮；另一方面，固体绝缘介质经过绝缘油的浸渍，使残留的气泡被排除，防止运行中产生局部放电，提高绝缘水平。

第二节　绝缘油的老化分析

绝缘油同固体绝缘材料一样，在电、热、化学等的作用下，会不断地被氧化（也称“老化”），逐渐失去绝缘性能。绝缘油老化的主要原因是：

1. 电力设备方面

设计和制造电力设备造成的缺陷在运行中会产生过热或局部放电等，在使固体绝缘材料老化的同时也加速了绝缘油的老化。一般油温从 60℃起，每增加 10℃，油的氧化速度增加 1 倍，当油温达 100℃以上时，油会热分裂，所以，变压器上层油温都控制在 85℃左右。如果充油设备密封不严，漏进雨水，不仅促使油老化，而且破坏油的绝缘性能。当选用的固体绝缘材料不当，与油的相容性差时，也会促进绝缘油的氧化。

2. 运行方面

当电力设备在额定条件下运行时，虽然在电场作用下油会氧化，但由于油本身具有一定的氧化安定性，其氧化极为缓慢。若运行中电力设备过负荷或散热设备有了缺陷，使局部或整体油温升高时，会加速油的氧化。另外，油在阳光照射下，由于阳光中紫外线的作用，使油很快氧化成酸性。过去户外充油套管的端部贮油器外壳为玻璃的，在电场和阳光作用下，经过 1～2 年套管中的油已氧化成酸性，后来改为铁外壳后，才使油的氧化变得十分缓慢。

3. 污染杂质方面

电力设备在制造过程中环境不清洁，使微小金属、杂质颗粒附着在变压器绕组和铁芯上，注油时混入气泡，某些有机绝缘材料溶解在油中等，这些杂质对油的氧化都起着触媒作用，加速了油的氧化。

4. 维护方面

目前变压器大部分不是全密封，如果呼吸器内的干燥剂失效而又不能及时更换，潮气进入油中，油中抗氧化剂消耗不能及时补加，热虹吸器内的吸附剂失效后未能及时更换等，都会促使油氧化变质。还有，密封垫在运行中损坏，使雨水或潮气进入油中，强油循环的过程中由于部件损坏，冷却水渗入油中，油温在升降的过程中，经呼吸器吸入水分等，都使油的绝缘性能变坏，击穿电压显著降低，介质损耗显著增加。

油氧化后各项性能变坏，甚至达到不能继续使用的地步。氧化后的油最明显的是油的颜色由淡黄色变为深暗红色，由透明变为浑浊，黏度、含水量、酸价和灰分都有所增加，甚至有大量油泥从油中析出，这些都会严重影响电力设备的安全运行。

第三节　水分对绝缘油的影响

绝缘油中一旦含有较多的水分，对其性能和绝缘水平影响是很大的。

一、油中水分来源

绝缘油中水分主要来自下面几个渠道：

1. 从空气中来

运行中的油与大气接触，通过呼吸从空气中吸收潮气。

2. 油氧化时的化学反应生成水

以下面的例子说明。分子式为 C_nH_{2n+2} 的纯石蜡经氧化生成有机酸和水。

水珠和固体表面之间的接触角 θ 应予以关注。图 14-5 给出了两种不同的接触角，前倾的接触角（θ_a）和后缩的接触角（θ_r），该水珠是在一个倾斜表面上可以同时存在这两种接触角。

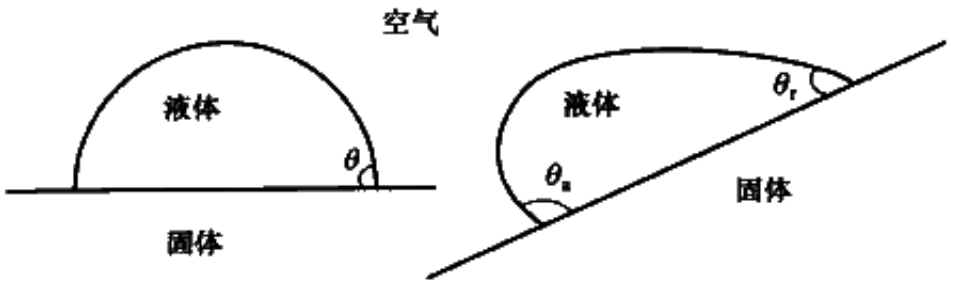


图 14-5　接触角图例

后缩角对于评价一支合成绝缘子的表面湿润性质是至关重要的。绝缘子表面的倾斜对 θ_r 角有影响，但在试验报告中不必校正。

五、试验注意事项

对于绝缘子的憎水性，根据有关规程确定，伞裙/绝缘子的上部、下部和中部（包括护套）都要测量。电压等级在 145kV 及以下的绝缘子，应对每个伞裙编号，对于更高的电压等级，可以每 5 个或 10 个伞裙为一组编号（取决于伞裙的总数）。靠导线侧最近的伞裙定为编号 1。

开始分组前，先对绝缘子各个部位的憎水性做一简单的外部观察，包括绝缘子的上部、中部和下部。若各个部分憎水性有明显不同，则应对绝缘子两侧分别进行判断，并按固定格式进行记录。若沿绝缘子圆周表面的憎水性完全相同，则只要在一侧进行即可。

另外注意以下几点：

（1）憎水性判断最好不在大风天气下进行。

（2）若环境温度在 0℃左右，喷水瓶里应装温水。

（3）如果已做了等值含盐量（ESDD）和等值附盐密度（NSDD）取样，还需记录下这部分的憎水性。

（4）当绝缘子喷水后，应拍几张照片，特别是当 HC 分值不均匀时。

六、试验报告

试验报告应包括如下内容：

1. 基本情况

（1）地点、站名、线路名称（含杆号）。

（2）测试日期和时间。

（3）气象条件（温度、风力、降水量）。

（4）试验单位、测试人员。

2. 试验对象

（1）绝缘子类型。

（2）绝缘子布置方式（相别，在串中位置）。

（3）电压等级。

（4）安装日期或表面涂刷涂料的日期（涂料的类型）。

（5）安装方式（垂直，水平，倾斜角度）。

3. 憎水性分级

（1）不同位置的憎水性：沿着绝缘子的伞裙号；依次沿着每一个伞裙的表面（上表面、下表面，芯棒护套，大伞裙，小伞裙等）。

（2）绝缘子表面不同位置的憎水性。

化学反应式为

$$2C_nH_{2n+2}+3O_2 \longrightarrow 2C_nH_{2n}O_2+2H_2O$$

用碱中和这种酸时，得到盐和水。化学反应式为

$$C_nH_{2n}O_2+KOH \longrightarrow C_nH_{2n-1}O_2K+H_2O$$

由此看出，石蜡氧化时生成一个分子的水，相当于中和酸时所消耗的一个分子的KOH。把上述计算应用到绝缘油，我们得到，如果用1mgKOH足以中和1g油，则每克油含有18/（56×1000）g水。因为水和KOH分子量的比为18/56。这样，每克油需1mgKOH时，每4.55L油生成的水比1mg还要多。

3. 变压器绕组因干燥不彻底

从固体绝缘材料中析出水分。这种情况在新设备投运和事故抢修中很容易发生。

4. 偶然从外面落进水滴

这种情况发生在密封垫损坏时，雨水进入油中；强油循环的部件损坏时，冷却水亦会渗入油中。

二、水在油中存在的状态

油中水分存在的状态有4种：

1. 沉积水

水从油中脱离出来，结聚成水珠，沉积到油底部。这种水分虽对油的绝缘强度（击穿电压）没有直接的危险，但也是不允许的。这表明油中已存在溶解水了，应该对油进行处理，否则不能保证安全。

2. 溶解水

通常由大气中进入油内的水分成为极细微的颗粒状分布在油中。溶解水急剧地降低油的击穿电压。油中溶解水的存在，说明油已脏污。用离心分离作用可除去一部分油中溶解水，完全除去油中溶解水必须在低温时借助在高真空下油的雾化来实现。

3. 结合水

水分与油化学结合在一起称为结合水。结合水是油氧化而生成，表明油已出现早期老化的征兆。

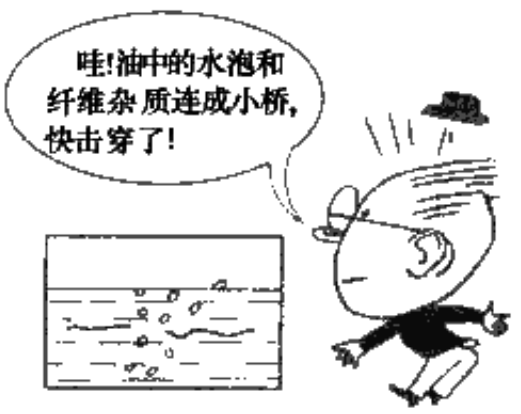
4. 乳化水

又叫乳浊液。油与超微水滴的混合物称为乳浊液。无论是加热、澄清、过滤等，都不能使乳化水中的水滴与油分开。乳浊液分为两类。油滴悬浮在水中时称为亲水性的乳浊液。当分界层内集聚可溶于水而不溶于油的物质时，如油用碱处理生成的纳皂，便可形成这种乳浊液。另一种是水滴悬浮在油中时为憎水性乳浊液。存在有可溶于油中的表面活性物质时，如沥青质、树脂或金属盐，会产生这种乳浊液。

三、水分对绝缘油绝缘性能的影响

绝缘油中含有的水分，一方面使油的击穿电压急剧下降；另一方面和别的元素化合成低分子酸，腐蚀金属和固体绝缘材料。

绝缘油在常温时，若含有万分之一的水分，油的击穿电压只有干燥时的15%～30%。当油中含有0.0005%的水分时，油耐压达130kV；但当油中含有0.005%的水分时，耐压只有50kV。另外，水和油一般不相混合，但油中不免含有纤维等杂质，水分就会侵入纤维内部，降低油的绝缘强度。水分还可以渗入绕组内部的绝缘纸板上，降低纸板沿面爬电电压水平。所以，油中含水对绝缘影响是很大的。



为什么少量水分对油的绝缘强度会有如此大的影响呢？这是因为水珠的介电常数（80 左右）比油的介电常数（22～24）大许多倍，在电场作用下，油中的水珠变成细长形（依电力线方向），并且被吸至电场强度大的地方（油中电极边缘），易于产生电击穿。另外，当油中除含有水分，还含有纤维杂质时，这些纤维、棉纱吸水性比油还大，吸了水的杂质的介电常数比油显著增大，在电场作用下，它们不但被吸引到电场最强的电极附近，而且沿电场方向被拉长，沿着电力线排列形成杂质“小桥”。如果此“小桥”贯穿于电极之间，由于小桥的纤维及水分电导较大，使泄漏电流增大，发热增加，促使水分汽化，形成气泡；即使杂质“小桥”尚未贯穿全部极间间隙，在各段杂质链端部处油中的场强也增大很多，油在此局部的高场强下电离而分解出气体；“小桥”中气泡增多，促使游离过程增强，最后将小桥通道游离击穿。这一过程与热过程紧密联系着，故称为热击穿。

第四节　对绝缘油进行化学分析的意义

绝缘油在电场、高温和其他因素作用下，不断地进行着氧化（又称“老化”），油的性能逐渐发生变化。为了及时发现这些变化，要对能体现绝缘油质量特征的指标进行化学分析。若运行中的绝缘油的指标离开规定标准一定范围后就说明油的质量有了问题，应及时采取措施。有关规程中规定绝缘油的指标有 14 项之多，现介绍主要的几项指标。

1. 黏度

液体受外力作用移动时，在液体分子之间产生的阻力，称为黏度，用运动黏度表示。黏度大小说明油流动性的好坏。为了散热，要求油的黏度随温度变化越小越好。绝缘油的黏度不应大于标准值，当油的黏度大于标准值时，说明油已老化。通过油的黏度分析，可初步判断油的老化情况。由于黏度和油温关系很大，当说明黏度大小时，一定要标明温度。

黏度标准：

20℃时，运动黏度 30cSt；

50℃时，运动黏度 9.6cSt。

2. 闪点

在一定条件下油被加热到某一温度，油蒸气与空气的混合物接触火焰发生闪火时的最低温度，称为闪点。闪点降低，说明油中的挥发性可燃气体增加。这些可燃气体是由于设备局部过热、局部放电使油在高温下热裂解而生成的。若闪点剧烈降低，则说明绕组内部、绕组之间、铁芯等部位可能存在电弧性放电，使油热解出更多的可燃性气体。另外，测闪点还可以防止或发现是否混入轻点馏分的油品（新油和处理后的油）。

闪点标准：10 号、25 号新油闪点不小于 140℃，45 号新油闪点不小于 135℃；运行中油闪点，不应比新油和上次测得值降低 5℃。

3. 水溶性酸和碱

绝缘油加工过程中，可能残留一部分矿物酸和碱；油的氧化初始阶段，也会生成低分子有机酸，如甲酸、乙酸等。这些酸、碱都溶解于水，形成水溶性酸和碱。这些水溶性酸和碱，一方面使油过早过快老化，另一方面腐蚀固体绝缘材料和金属并降低绝缘性能。

《规程》规定：新油不应有水溶性酸和碱，运行中的油，pH 值大于或等于 4.2。

4. 酸值

为了中和 1g 油中所含自由酸性化合物所需的 KOH 的毫克数，称为酸值。油中酸性物会使油的导电性增高，油的绝缘性能降低。运行温度大于 80℃，油中酸性物还会促使固体纤维类绝缘材料老化和腐蚀。酸值能很灵敏地判断绝缘油是否处于氧化的开始阶段，根据酸值变化大小，还可判断油老化程度。

油酸值标准：新油，不应大于 0.03mg（KOH）/g；

运行中油，不应大于 0.1mg（KOH）/g。

5. 机械杂质

加油过程中落入的脏物，运行中油灭弧后留下的碳末以及绝缘部分掉落的纤维等，称之为机械杂质。这些杂质既可形成导电的路径使油的绝缘性能降低，又可沉积于绝缘表面或堵塞油道，降低固体绝缘表面沿面放电电压并影响散热。

6. 透明度

质量好的新油呈无色或淡黄色，运行中逐渐加深，正常情况下油色变化很缓慢。如果油老化，形成沥青和污物，使油色变暗，甚至呈棕色。若油的颜色剧烈加深，说明设备已出现过热或过负荷。

标准：透明。

7. 凝点

在规定的条件下，将绝缘油冷却到一定的温度，将盛油的试管倾斜，观察液面是否流动，停止流动时的最高温度称为凝点。我国绝缘油有 DB—10、DB—25、DB—45 三种牌号，其凝点分别为－10℃、－25℃和－45℃。应根据当地气温选择相应牌号的绝缘油。户外断路器用油的凝点：气温不低于－10℃地区，凝点为－25℃；气温低于－10℃地区，凝点为－45℃。变压器用油的凝点为－25℃（气温不限）或－10℃（气温不低于－10℃地区）。通过凝点分析，判断所选用的油牌号是否与本地区气温相符合。

8. 游离碳

运行中的绝缘油受到电弧作用，产生大量游离碳粒。碳粒对油的耐压强度有两方面作用：一方面碳粒本身为导体，散布在油中，使碳粒附近局部电场增强，从而使油的耐压强度降低；另一方面新生的活性碳粒有很强的吸附水分和气体的能力，使水分和气体的一部分失去活动能力，将使油的耐压强度提高。总之，细而分散的碳粒对油耐压强度的影响并不显著，但碳粒吸附了水分、杂质后，逐渐沉淀在电力设备的固体介质表面，形成油泥，则易产生沿固体介质表面放电并影响散热。

标准规定：油中应该没有游离碳，发现有游离碳应对油进行过滤。

第五节　绝缘油的电气试验

一、绝缘油电气试验的意义

绝缘油具有优良的绝缘性能。绝缘油在运行过程中受电、热、局部放电和混入杂质（尤其是水分）的影响，逐渐老化，会失去绝缘性能。绝缘油一旦丧失绝缘性能，在正常运行电压下，也可能被击穿，致使用该油作绝缘的电力设备损坏，造成停电事故。为了及时判断绝缘油的绝缘性能是否满足要求，仅靠化学分析是远远不够的，还必须进行电气试验。绝缘油

的电气性能试验有两项：电气强度试验和测量介质损耗因数 tanδ 值。

影响绝缘油电气强度的主要因素是所含水分和杂质。电气强度不合格的油绝对不允许注入电力设备，而运行的绝缘油电气强度不合格，应立即停电或尽快联系停电处理。电气强度不合格的油，只要过滤处理，除去其中的水分和杂质后，一般电气强度就会合格。所以电气强度试验是检验绝缘油耐受极限电击穿的非常重要的方法。油的 tanδ 是反应油质好坏的主要指标之一。电介质在交变电场作用下，因电导、松弛极化及游离会产生能量损耗，并用油的介质损耗因数 tanδ 值大小来衡量。若绝缘油由于氧化或过热而引起老化，或含有杂质较多，使油的电导和松弛极化加剧，损耗增加时，tanδ 值随之增加。油的老化初期，用化学分析尚不能发现时，而 tanδ 值已能明显分辨出来。因而 tanδ 值对绝缘油老化和污染严重程度反映很灵敏。

二、电气强度试验

电气强度试验也称击穿电压试验，实际上是测量绝缘油的瞬时击穿电压值的试验。纯净的绝缘油中总会有一些自由电子在外界的高能射线作用下游离出来，或在局部强电场作用下从阴极冷射出来。这些电子在电场作用下，产生撞击游离，最终会导致绝缘油击穿。由于这种击穿完全由电的作用造成，故称为“电击穿”。工程上用的绝缘油总是不很纯净的，含有各种各样的杂质。不纯净的绝缘油的击穿是由于杂质形成的“小桥”贯穿电极之间，而“小桥”的电导较大，使泄漏电流增大，发热严重，游离过程增强，最后导致“小桥”通道游离击穿。这一过程是与热过程紧密联系着，故称为“热击穿”。

（一）试验方法

电气强度试验的试验接线与交流耐压试验基本相同。如图 15-1 所示，在绝缘油中放上一定形状的标准电极，两极间加上工频电压，并以一定的速度逐渐升压，直到两极间油隙击穿为止。该电压即为绝缘油的击穿电压。

试验所需仪器、试剂和材料：

1. 试油器

目前国产有成套装置，不必自己组装。试验用电极由黄铜或不锈钢制造。该电极为直径 25mm、厚度 4mm 的圆盘，工作面加工精度高，倒角半径 R 为 2mm，见图 15-2。

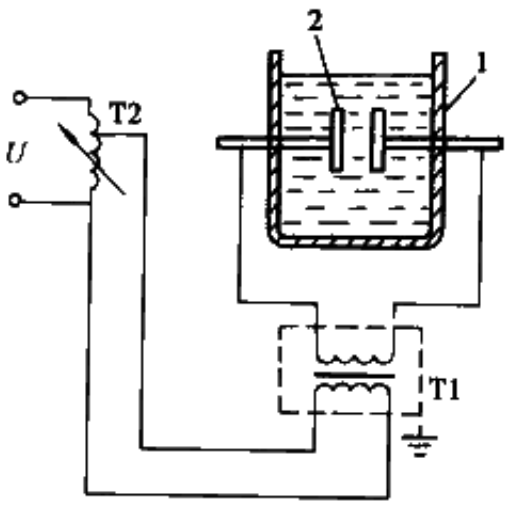


图 15-1　油击穿试验接线图

1—油杯；2—电极；

T1—高压试验变压器；T2—调压器

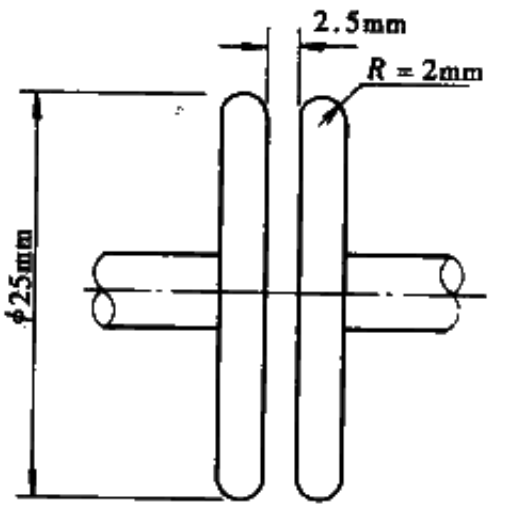


图 15-2　电极尺寸

安装电极的油杯用瓷或玻璃制造，容量为 200ml，其几何尺寸应保证从电极到杯壁和杯底的距离不小于 15mm，到上层油面的距离不小于电极到杯底的距离。电极面应垂直，两电

压值。上述步骤重复 5 次。

（3）每次击穿后，要对电极间的油用玻璃棒搅动数次，然后再静置 5min。

（4）为了减少击穿产生的游离碳，应将击穿电流限制在 5mA 以下。

（五）计算

（1）计算 5 次试验得到的击穿电压的平均值

$$U_{av} = (U_1 + U_2 + U_3 + U_4 + U_5)/5$$

（2）计算试品油的绝缘强度，计算式为

$$E = \frac{U_{av}}{d}$$

式中 d——电极间距，取 0.25cm；

E——绝缘强度，kV/cm。

（六）试验结果判断

绝缘油的电气强度试验标准见表 15-1。将试验结果与表15-1中数据进行比较，满足者为合格，否则为不合格。

表 15-1　　绝缘油电气强度标准（kV）

电压等级	新油及再生油电气强度	运行中油电气强度
15 及以下	≥30	≥25
15～35	≥35	≥30
66～220	≥40	≥35
330	≥50	≥45
500	≥60	≥50

三、油的 tanδ 值测量

采用高压西林电桥配以专用油杯在工频电压下进行绝缘油的 tanδ 测量。

1. 试验方法

（1）根据电桥的使用说明书，进行正确试验接线。

（2）高压西林电桥成套装置（一般用 QS3 型西林电桥或同等级电桥）的测量 tanδ 范围为 1×10^{-4}～1。

（3）油杯有单圆筒式、双圆筒式及三接线柱电极式。目前最常用的是单圆筒式，如图 15-3 所示。油杯用不锈钢、镍或黄铜制造。绝缘材料一般用环氧玻璃丝板、聚四氟乙烯等。

（4）恒温装置，最高温度大于 100±1℃。

（5）温度计的量程为 0～120℃，每分度 1℃。

（6）湿度计。

（7）四氯化碳，为化学纯试剂。

（8）石油醚，为化学纯试剂。

（9）绸布。

2. 取样

与绝缘油绝缘强度试验取样规则相同。

3. 准备工作

极必须平行。

2. 标准规

标准规为圆柱形或矩形，直径或厚度为 2.5mm。

3. 湿度计

4. 温度计

温度计可测温度0～100℃，分度为 1℃。

5. 溶剂

溶剂为汽油。

6. 四氯化碳

四氯化碳应为化学纯试剂。

7. 优质变压器油

8. 玻璃棒

玻璃棒直径小于 2mm。

9. 绸布

（二）取样

为了得出正确结论，应注意按取样规则取样：

（1）取样瓶为 500～1000ml 具有磨口塞的玻璃瓶。

（2）取样瓶应贴有标签。标签内容包括单位、油样名称、设备名称和编号、取样日期和气候等。这些内容也可用金属红铅笔写在瓶子上。

（3）取样瓶先用洗涤剂进行清洗，然后用蒸馏水洗净，经烘干、冷却后塞紧瓶塞。

（4）在天气特别恶劣时取样，要尽可能避免受到雨水和潮湿的影响。

（5）应从下部放油阀取样阀处取样。

（6）取样前先用棉纱或布将阀门擦净，再放油冲洗干净。

（7）把滞留在阀门与设备油箱连接管中的脏油、污油排弃。

（8）用被采集的油冲洗取样瓶 2～3 次后，再取样。

（三）准备工作

（1）清洗油杯。试前电极和油杯应先用汽油、苯或四氯化碳洗净并烘干。冲洗时要用绸布，不得用棉纱。

（2）检查电极，若有烧伤痕迹不可再用。

（3）用标准规检查电极距离，应保持 2.5mm。

（4）取样瓶必须在不破坏原有贮装密封的状态下在试验室放置一定时间，待油温和室温基本接近后方可揭盖试验。

（5）揭盖前，应将试品颠倒数次，使油均匀混合，但尽可能不产生气泡。

（6）用试品油冲洗油杯 2～3 次。

（7）试品油注入时，应使试品油徐徐沿杯壁流下，以减少气泡。

（8）试品油在油杯内静置 10min。

（9）检查电路，应良好。

（四）试验步骤

（1）试验在室温 15～35℃、湿度不高于 75%的条件下进行。

（2）从零起升压，以 3kV/s 的速度，直到油间隙击穿为止（自动跳开），并记下击穿电

用石油醚或四氯化碳将油杯清洗干净，晾干后放在105℃烘箱中烘干，保证空油杯的tanδ值小于0.01%，并对空油杯作1.5倍的工作电压试验，再用试品油冲洗油杯2～3次，然后将试品油沿内壁注入油杯中（不得有气泡），静置10min后试验。

4. 试验步骤

（1）注入绝缘油的油杯置于绝缘板上，按电桥使用说明书做好接线和接地工作。

（2）试验电压按电极间隙每毫米施加1kV计算。

（3）在常温下测一次tanδ值。

（4）由于绝缘油的tanδ值随温度的升高按指数规律剧增，所以还必须在高温下测一次tanδ值。对变压器油应在90℃时再测一次tanδ值。

（5）重做第二瓶油样的平行试验。两次测定tanδ的算术平均值为试品的tanδ值。

5. 判断

（1）绝对值的判断，以高温下测得值为准。因为低温下好油和坏油差别不大，而且好油tanδ随温度升高相对变化缓慢，坏油则相对增长较快。在70℃时测得的变压器油新油和再生油tanδ数值应不大于0.1%，运行中油的tanδ应不大于2%。

（2）两次测定结果的差值不得超过算术平均值的10%+0.0002。

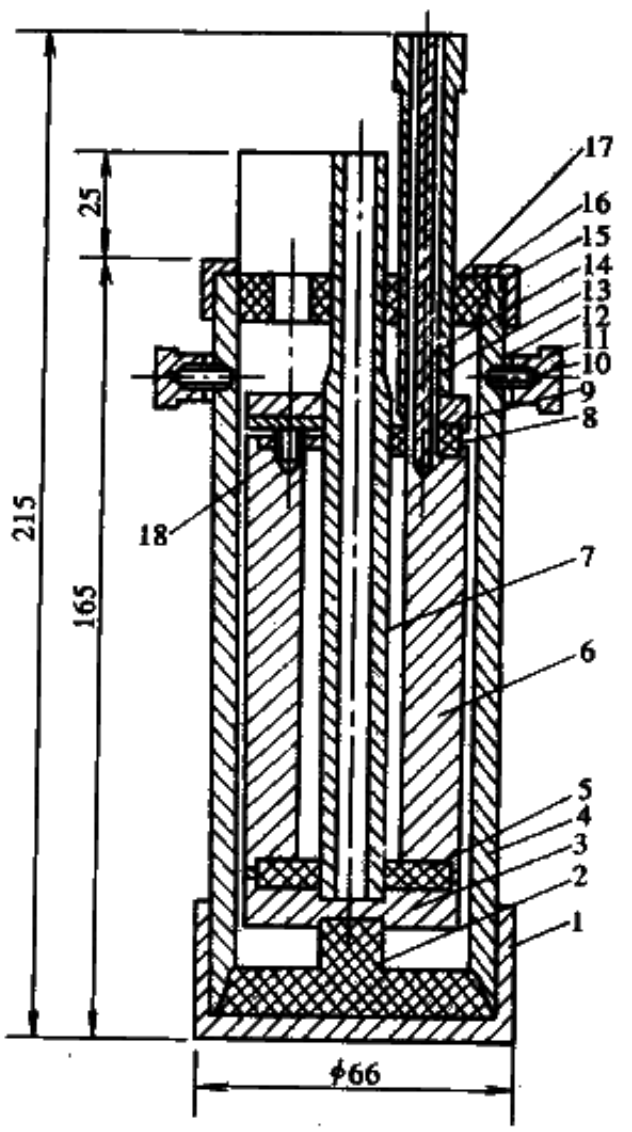


图15-3 单圆筒式油杯

1—外电极底；2—下绝缘支撑垫；3—下屏蔽电极；4—外电极（高压电极）；5—下绝缘垫块；6—内电极；7—中心杆；8—上绝缘垫块；9—上屏蔽电极；10—螺栓；11—接线螺帽；12—垫圈；13—引线绝缘；14—引线柱；15—引线柱屏蔽；16—外电极上盖；17—上绝缘支撑块；18—定位螺钉

第六节 绝缘油中溶解气体分析和故障判断方法

我国从20世纪60年代开始试验研究油中溶解气体分析技术和方法。40多年来采用该方法及时发现了大量充油电力设备内部存在的潜伏性故障，由于对这些潜伏性故障发现、处理及时，避免了事故发生和设备损坏。该方法具有不停电检测和能检测出缓慢发展的早期潜伏性故障等特点，已成为提高充油设备运行可靠性和杜绝运行中发生烧损事故的有效方法之一，被广泛采用，并列入《规程》中。

一、油中溶解气体分析的理论基础

充油电力设备如变压器正常运行时，在电和热作用下，其绝缘油和有机绝缘材料会逐渐老化并分解出少量各种低分子的烃类和一氧化碳、二氧化碳等气体。当内部发生局部过热、局部放电（电晕放电）和电弧放电等故障时，会加速上述气体的产生速度和数量。油中分解出来的气体形成气泡，在油对流、扩散时不断溶解于油中。当变压器发生严重事故时，产气量大于溶解量，便有一部分气体进入气体继电器，积到一定量时，导致气体继电器动作（轻

者发信号，重者跳闸）。通过气体继电器内部气体分析和模拟试验，发现故障性质不同、严重程度不同所产生的气体组分和气体量也不同。在故障的初期，由于温度低，产气量少，都溶解在油中，气体尚不足使气体继电器动作，如果及时分析油中气体组分、含量及发展趋势，就能及时查出变压器内部潜伏的故障类型、部位和程度。

充油设备内部潜伏性故障有几种类型，各种不同类型故障所产生的气体组分视故障温度高低而定。判断变压器潜伏性故障的主要气体有：氢气（H_2）、甲烷（CH_4）、乙烷（C_2H_6）、乙烯（C_2H_4）、乙炔（C_2H_2）、一氧化碳（CO）、二氧化碳（CO_2）、氧气（O_2）、氮气（N_2）等九种气体。每种气体对判断故障的意义虽不相同，但又互相联系。总烃指甲烷（CH_4）、乙烷（C_2H_6）、乙烯（C_2H_4）、乙炔（C_2H_2）四种气体的总和。前一种气体又称 C_1，后三种气体又称 C_2。所以，总烃又可写为 C_1+C_2 的总和。

二、分析方法

油中溶解气体分析采用质谱仪和气相色谱仪。目前国内多采用气相色谱仪。对油中溶解气体分析工作要求较高，主要有以下几点要求：

1. 分析人员要求素质高

分析油中溶解气体和气体继电器中气样，技术要求较高，而且工艺复杂，所以分析人员需经过专门培训和实习，经考核合格后才能担任。

2. 分析人员应严格执行导则

分析人员应认真学习、理解并在工作中严格执行GB 7252—2001《变压器油中溶解气体分析和判断导则》（简称《导则》）。

3. 取样

油样应是能代表变压器油箱本体的油，一般应在设备下部取样阀取。当需要取气体继电器中的气样时，必须在尽可能短的时间内取出气样，并尽快分析，以减少不同组分的不同回溶率的影响。油样保存期不得超过 4 天。油样和气样都必须避光保存。

4. 脱气

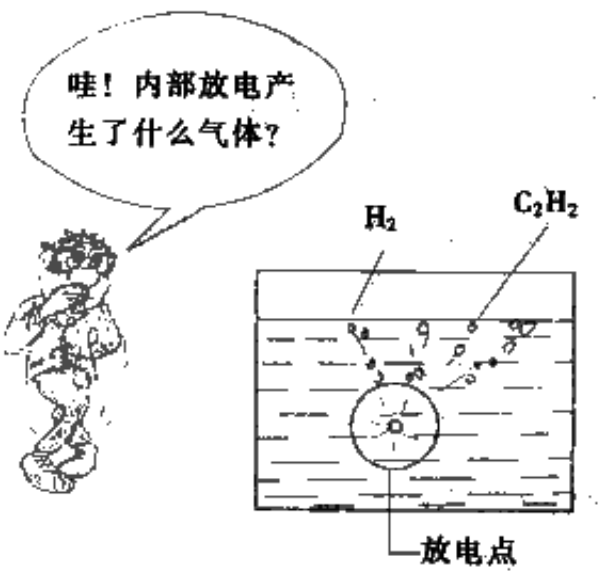
同一脱气装置，每次试验应尽可能使用同样油量。

5. 分析和结果表示方法

气相色谱仪要能满足对油中气体最小检知浓度：乙炔不大于 1×10^{-6} 体积百分数；氢不大于 10×10^{-6} 体积百分数。色谱分析结果用体积百分数即每升油中所含各气体组分的微升数表示，即 μL/L，过去习惯单位用 ppm（1ppm＝10^{-6}）表示，现在统一用体积百分数表示。

三、分析结果判断方法

油中溶解气体分析结果的判断，以往采用总可燃气体法，近年来为了和 IEC 统一，采用以下方法：



1. 特征气体法

正常运行时绝缘油老化过程中产生的气体主要是 CO 和 CO_2。在油纸绝缘中存在局部放电时，油裂解产生的气体主要是 H_2 和 CH_4。在故障温度高于正常运行温度不多时，产生的气体主要是 CH_4。随着故障温度的升高，产生

的气体中 C_2H_4 和 C_2H_6 逐渐成为主要特征。当温度高于 1000℃时，如在电弧温度的作用下，油裂解产生的气体含有较多的 C_2H_2。如果进水受潮或油中有气泡，则 H_2 含量极大。如果故障涉及固体绝缘材料时，会产生较多的 CO 和 CO_2。不同故障类型产生的气体组分见表 15-2。

表 15-2　　不同故障类型产生的气体组分

故障类型	主要气体组分	次要气体组分
油过热	CH_4，C_2C_4	H_2，C_2H_6
油和纸过热	CH_4，C_2H_4，CO，CO_2	H_2，C_2H_6
油纸绝缘中局部放电	H_2，CH_4，C_2H_2，CO	C_2H_6，CO_2
油中火花放电	C_2H_2，H_2	
油中电弧	H_2，C_2H_2	CH_4，C_2H_4，C_2H_6
油和纸中电弧	H_2，C_2H_2，CO_2，CO	CH_4，C_2H_4，C_2H_6
进水受潮或油中有气泡	H_2	

固体绝缘的正常老化过程与故障情况下的劣化分解，表现在油中 CO 的含量上，一般情况下没有严格界限，CO_2 含量的变化规律更不明显。因此，在判断这两种气体含量时，应注意结合具体变压器的结构特点、运行温度、负荷情况、运行历史等情况加以综合分析。对开放式变压器油中 CO 含量一般在 0.03%以下。如总烃含量超出正常范围，而 CO 含量超过 0.03%，应判断为存在固体绝缘过热的可能性；若 CO 虽然超过 0.03%，但总烃含量在正常范围，一般可判断为正常；某些双饼式绕组带附加外包绝缘的变压器，当 CO 含量超过 0.03%，即使总烃含量正常，也可能有固体绝缘过热故障。

对储油柜中带有胶囊或隔膜的变压器，油中 CO 含量一般高于开放式变压器的。

突发性绝缘击穿时，油中溶解的 CO、CO_2 含量不一定高，此时应结合气体继电器中的气体分析做出正确判断。

2. 依据气体含量和采用产气速率法

故障性质越严重，则油中溶解的气体含量就越高。所以根据油中溶解气体的绝对值含量多少，和《导则》中规定的注意值比较，凡大于注意值者，应跟踪分析，查明原因。《导则》中规定的油中溶解气体含量的注意值如表 15-3 所示。

当气体浓度达到表 15-3 中给出的注意值时，应进行跟踪分析，查明原因。注意值不是划分设备有无故障的唯一标准。影响电流互感器和电容型套管油中氢气含量的因素很多，有的氢气含量虽低于表 15-3 中数值，但若增加较快，也应引起注意；有的仅氢气含量超过表 15-3 中数值，若无明显增加趋势，也可判断为正常。

表 15-3　　油中溶解气体含量的注意值

设备名称	气体组分	含量（%）
变压器和电抗器	总烃	0.015
	乙炔	0.0005
	氢气	0.015
互感器	总烃	0.01
	乙炔	0.0003
	氢气	0.015

续表

设备名称	气体组分	含量（%）
套管	总烃	0.01
	乙炔	0.0005
	氢气	0.02

注　本表数值不适用于从气体继电器放气嘴取出的气样。

但仅根据油中溶解气体绝对值含量超过“正常值”即判断为“异常”，是很不全面的。如测得一台变压器油中 H_2 为 0.00067%，C_2H_2 为 0.00039%，C_1+C_2 为 0.0095%，报告结论为“正常”，但投入运行的 2 个月中，因内部有故障出现 8 次轻瓦斯动作。国内外的实践经验表明，要制定出变压器油中溶解气体的正常值是很困难的，尤其是 C_2H_2 的含量正常值，可低到 0.00005%，也可高达 0.033%。因此，除看油中气体组分的含量绝对值外，还要看发展趋势，也就是看产气速率。

产气速率与故障消耗能量大小、故障部位和故障点的温度等情况直接有关。产气速率有两种表达方式：

（1）绝对产气速率，指每运行 1h 产生某种气体的平均值，计算式为

$$r_a = \frac{C_2 - C_1}{\Delta t} \times \frac{G}{\rho} \times 10^{-3}$$

式中　r_a——绝对产气速率，mL/h；

C_2——第二次取样测得油中某气体浓度值，10^{-6}；

C_1——第一次取样测得油中某气体浓度值，10^{-6}；

Δt——两次取样时间间隔，h；

G——总油量，t；

ρ——油密度，t/m^3。

变压器的总烃绝对产气速率的注意值如表 15-4 所示。

表 15-4　　总烃产气速率的注意值

变压器型式	开放式	隔膜式
产气速度（mL/h）	0.25	0.50

注　当产气速率达到注意值时，应进行跟踪分析。

（2）相对产气速率，指每运行一个月某种气体含量增加值与原有值之比的百分数的平均值，计算式为

$$r_r = \frac{C_2 - C_1}{C_1} \times \frac{1}{\Delta t} \times 100\%$$

式中　r_r——相对产气速率，%/月；

C_2——第二次油样中某气体浓度，10^{-6}；

C_1——第一次油样中某气体浓度，10^{-6}；

Δt——两次取样时间间隔，月。

总烃的相对产气速率大于 10%时，应引起注意。但对总烃起始含量很低的设备，不宜采用此法。出厂和新投运设备的油中不应含 C_2H_2 成分，其他组分也应该很低。出厂试验前后两次分析，结果不应有明显差别。

3. 三比值法

油的热分解温度不同，烃类气体各组分的相互比例不同。任一特定的气态烃的产气率随温度而变化，在某一特定温度下，有一最大产气率，但各气体组分达到它的最大产气率所对应的温度不同。利用产生的各种组分气体浓度的相对比值，作为判断产生油裂变的条件，就是目前使用的“比值法”。三比值指五种气体（C_2H_2、C_2H_4、C_2H_6、H_2 和 CH_4）构成的三个比值$\left(\frac{C_2H_2}{C_2H_4}、\frac{CH_4}{H_2}和\frac{C_2H_4}{C_2H_6}\right)$。三个比值的编码规则如表 15-5 所示。判断故障性质的三比值法如表 15-6 所示。

表 15-5　　三比值法的编码规则

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

表 15-6　　判断故障性质的三比值法

序号	故障性质	比值范围编码			典型例子
		$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	
0	无故障	0	0	0	正常老化
1	低能量密度的局部放电	0*	1	0	含气空腔中放电。这种空腔是由于不完全浸渍、气体过饱和、空吸作用或高湿度等原因造成的
2	高能量密度的局部放电	1	1	0	含气空腔中放电，已导致固体绝缘有放电痕迹或穿孔
3	低能量的放电①	1→2	0	1→2	不同电位的不良连接点间或者悬浮电位体的连续火花放电。固体材料之间油的击穿
4	高能量放电	1	0	2	有工频续流的放电。绕组、线饼、线匝之间或绕组对地之间的油的电弧击穿。有载分接开关的选择开关切断电流
5	低于 150℃的热故障②	0	0	1	通常是包有绝缘的导线过热
6	150～300℃低温范围的热故障③	0	2	0	

续表

序号	故障性质	比值范围编码			典型例子
		$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	
7	300～700℃中等温度范围的热故障	0	2	1	由于磁通集中引起的铁芯局部过热，热点温度依下述情况为序而增加：铁芯中的小热点，铁芯短路，由于涡流引起的铜过热，接头或接触不良（形成焦炭），铁芯和外壳的环流
8	高于700℃高温范围的热故障④	0	2	2	

① 随着火花放电强度的增长，特征气体的比值有如下的增长趋势：C_2H_2/C_2H_4 比值从 0.1～3 增加到 3 以上；C_2H_4/C_2H_6 比值从 0.1～3 增加到 3 以上。

② 在这一情况中，气体主要来自固体绝缘的分解。这说明了 C_2H_4/C_2H_6 比值的变化。

③ 这种故障情况通常由气体浓度的不断增加来反映。CH_4/H_2 的值通常大约为 1。实际值大于或小于 1 与很多因素有关，如油保护系统的方式，实际的温度水平和油的质量等。

④ C_2H_2 含量的增加表明热点温度可能高于 1000℃。

* C_2H_2 和 C_2H_4 的含量均未达到应引起注意的数值。

应用三比值法时注意事项：

（1）只有根据各组分含量的注意值或产气速率的注意值判断可能存在故障时，才能进一步用三比值法判断其故障性质。气体含量正常，三比值法没有意义。

（2）表 15-6 中每一种故障对应于一组比值，多种故障联合作用，可能找不到相应组合。

（3）实际可能出现表 15-6 中没有包括的比值组合。因为某些判断尚在研究中。

4. 无编码比值法

由于三比值法存在一些不足，通过大量故障变压器分析，提出无编码比值法——不再对比值进行编码，直接由两个比值确定一个故障性质，减少先编码后，再由编码查故障的过程，使分析和判断更简单化。无编码判断变压器故障方法如下：

（1）计算$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$的比值，当小于 0.1 时，为过热性故障；大于 0.1 时，为放电性故障。

（2）计算$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$的比值，当比值小于 1 时，为低温故障；当比值大于 1 而小于 3 时，为中温过热（300～700℃）；当比值大于 3 时，为大于 700℃的高温过热。

（3）计算$\frac{CH_4}{C_2H_2}$的比值，确定纯放电还是放电兼过热故障。当比值小于 1 时，为纯放电；当比值大于 1 时，为放电兼过热。

经过 1300 多台次故障变压器分析和判断，并经过验证，无编码比值法准确率为 94%，而三比值法为 74%。

5. TD 图判断法

三比值法中，当内部产生高温过热和放电性故障时，绝大多数的$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$大于 3。利用三比值法中的前两项，可构成直角坐标的 TD 图，如图 15-4 所示。图中以$\frac{CH_4}{H_2}$为纵坐标，以$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$为横坐标。除无激磁分接开关悬浮电位操作杆放电故障外，变压器内部故障均出现过热状态，逐渐发展成严重过热或放电故障，造成设备直接损坏。当故障向过热Ⅱ区方向发展

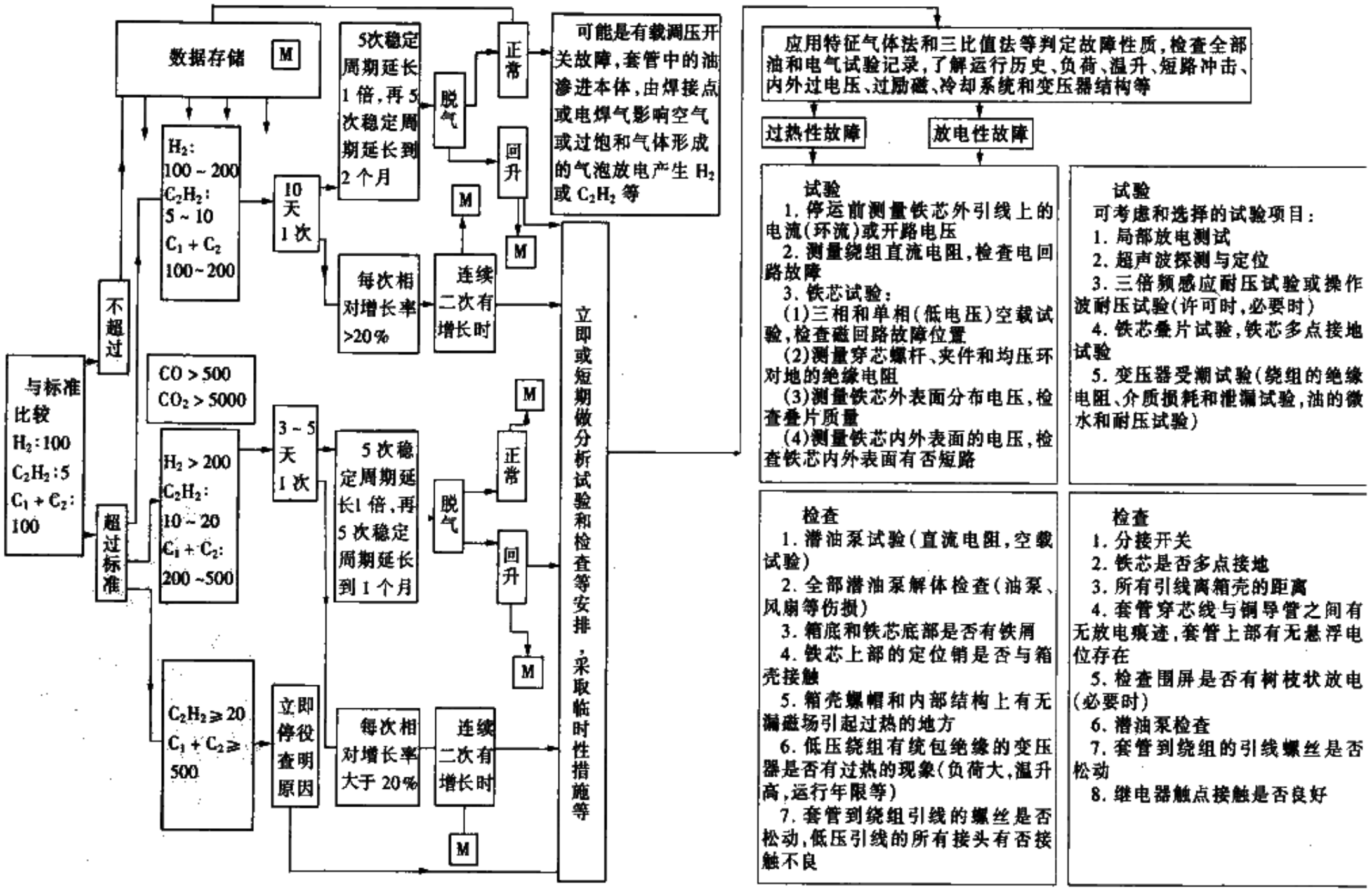


图 15-5　色谱分析诊断程序(气体含量单位：10^{-6})

表 15-13　　油中微量金属含量表

金属成分	Cu	Fe
含量（10^{-6}）	37	120

（4）某化工厂一台变压器的色谱分析和金属含量分析如表 15-14 和表 15-15 所示。根据色谱分析判断为严重过热和电火花放电的综合性故障，故障点温度大于 1000℃。结合表 15-15 中 Fe 含量大，而 Cu 含量少，分析判断故障点在铁芯回路。经检查是硅钢片发生放电引起的。

表 15-14　　色 谱 分 析 表

气体成分	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2	C_1+C_2	CO	CO_2
含量（10^{-6}）	3450	4100	3300	5300	50	12750	910	3858

表 15-15　　微量金属含量表

金 属 成 分	Cu	Fe
含量（10^{-6}）	30	465.2

通过上述四例，说明通过绝缘油中微量金属分析，可以进一步判断潜伏性故障的部位和故障的严重程度。

四、分析绝缘油中微量金属含量的几点结论

（1）通过分析绝缘油中微量金属判断故障性质和部位，从理论上分析是可行的，经实践证明也是有效的方法之一。微量金属含量分析结合其他项目进行综合分析，使故障部位判断更为准确，除分析 Fe 和 Cu 外，通过锡、铅、银等成分的分析，可以扩大判断范围。

（2）目前运行中的变压器，尽管没有发生潜伏性故障，也应做一次油中金属含量分析，作为原始数据，待以后变压器有了问题，再次分析油中金属含量时，可用于进行比较，判断故障部位。

（3）油中金属含量是否合格，一方面根据绝对值大小判断，另一方面又要结合增长值（和原始值比较）进行判断。目前微量金属绝对值含量正常值：Cu 为 0.003%、Fe 为 0.008%。

第八节　SF_6 气 体

SF_6 气体以其优异的电气和理化性能成为绝缘和灭弧介质，普遍应用在输变电领域，如 SF_6 变压器、SF_6 断路器和 GIS 装置、SF_6 互感器等。

一、SF_6 气体的性质

（1）SF_6 的物理性质：① 在常温常压下是无色、无味、无嗅、无毒的不可燃的气体；② 分子量大，密度大；③ 分子结构稳定，分子直径大。

（2）SF_6 的化学性质：① 在一般情况下，不与其他物质起任何化学反应，腐蚀性小；② 具有较强的电负性（SF_6 气体分子或原子吸收自由电子而形成负离子的特性）。

二、SF_6 气体电气特性

（1）电气绝缘性能：① 由于电负性强，很容易吸收电子，阻止“电子崩”的形成；

② SF_6分子直径大，能减弱与电子或 SF_6 带电质点的碰撞游离；③ SF_6 的正、负离子极易重新组合合成 SF_6 分子。所以，SF_6 气体具有绝缘强度高的特点。采用 SF_6 作为介质的设备，使几何尺寸大为减小。

（2）灭弧性能：由于 SF_6 气体分子及其在高温时分解成的氟和氟化合物，具有吸附自由电子而构成负离子的特点，使 SF_6 气体中燃烧的电弧弧压较低，弧径较细，弧的热惯性较小。因此，在交流电流过零以后，弧道中的气体很容易由等离子体恢复成绝缘介质，将电弧熄灭。所以采用 SF_6 比采用压缩空气能熄灭更大的电流电弧，也就是开断更大电流的电路。SF_6 断路器的断流容易更大。

经过试验得知，SF_6 气体的击穿电压，在相同的气压下，是空气的 2.5～3 倍；当压力为 0.26MPa 时，其击穿强度已和变压器油相当。

三、运行中的 SF_6 试验

为了保证充有 SF_6 气体设备的安全运行和工作人员的安全，对 SF_6 气体应该进行以下分析检测。

（一）湿度检测

（1）湿度大的危害。易发生水解反应生成酸性物，腐蚀设备；如果再遇到电弧作用（如断路器开断短路故障）下，生成有毒的氟化物，都是有毒气体。另外，水分对绝缘有直接危害。因为水分是水蒸气形式存在，在温度较低时可能因饱和而凝结成露水附在绝缘件表面，可能引起局部放电，甚至于发展到沿面放电。

（2）SF_6 气体中水分的来源。原来新气中带来的、设备原来残存的、固体绝缘材料分解的、补气带来的和设备密封处不良浸入的。

（3）湿度的检测，应在湿度稳定后测量。新装和大修后，由于零部件吸收的水分向 SF_6 气体扩散，一般要 3～6 个月，所以 1 年内复测一次。运行多年后，由于密封件老化，会有水分浸入内部，应增加试验次数。平时 1～3 年检测一次。

（4）检测标准相关规程给出的是 20℃的值。如果实际不是 20℃，应该换算为 20℃，这样可以比较；由于不同温度换算误差较大，最好安排在相近温度下测量。

（二）酸度和可水解氟化物

酸度和可水解氟化物含量，是指含酸或酸性组合的程度和可碱解氟化物含量，分别以 HF 的质量比表示。

（1）危害。这些物质对电力设备的金属部件和绝缘材料造成腐蚀，直接影响电气设备的性能。特别是与水分同时存在时，可能产生有毒产物，将会严重危及安全。

（2）检测目的，根据含量大小在一定程度上代表或象征着 SF_6 气体毒性大小，并可判断局部过热或放电故障。

四、密度

密度在 20℃、101325Pa 压力下，其密度为 6.16kg/m^3。检测目的是判断 SF_6 是否为纯 SF_6 气体。

五、生物毒性

虽然纯净的 SF_6 气体没有毒性，但含有杂质或含有电弧分解产物后则显示毒性，其程度以生物染毒试验判定。检测目的是为了检测合格后，才能进行充气或解体工作，确保工作人员安全。工作场所还要通风良好。

六、矿务油

（1）检测目的。由于 SF_6 气体含有一定量矿务油后，导致放电，所以应该严格控制其含量在标准范围内。

（2）检测方法。采用红外分光光度计法。

七、四氟化碳

（1）来源。新气带来的和由于放电产生的杂质。

（2）检测目的。如果检测结果超标，则认为是由于环氧隔板附近局部放电引起的。

八、空气

检测空气实际上检测氧气。因为氧气对 SF_6 气体电气影响不大，但与 SF_6、水分及电弧分解物能产生腐蚀物质和有毒物质，所以控制氧气含量。检测方法是色谱法。

第九节　油流带电试验方法

某水电厂 4 台主变压器投产后，有 1 台经色谱分析，C_2H_2 含量超过《规程》规定的注意值，另 3 台合格。经过多次分析研究，1 台 C_2H_2 含量大的是由于潜油泵转速大引起的，后来将 1 台 C_2H_2 含量不合格的潜油泵更换为和其他 3 台潜油泵转速一样，则 C_2H_2 测量正常。由上述说明可知，变压器出现油流带电一般是大型变压器，当采用潜油泵转速较高（大于 1000r/min）时，易发生油流带电。

（1）根据多年的运行经验，新变压器厂家没有做油流带电试验，投运后一周内色谱分析 C_2H_2 含量增长很快，其他成分和总烃都在要求内，就有可能是油流带电；如果潜油泵更换后，尤其是转速较高，大于 1000r/min；运行后色谱分析 C_2H_2 含量较大，也有可能油流带电。

（2）在变压器停电时，进行局部放电试验。先启动一台潜油泵，如果测到局部放电，再逐渐开启潜油泵的台数，如果放电量逐渐增加，则可能属于油流带电。

（3）测量绕组静电感应电压值。如果油流带电发生，则通过电容静电感应，在绕组上会感应电压值。在变压器停止时，用静电电压表或其他高内阻的电压表，测量电压值。同样采取逐渐开启潜油泵的办法，随着潜油泵数量增量，则感应电压也大。

【讨论】变压器油与断路器油有何区别？

参考资料：我国以前断路器用油和变压器用油不分，用的都是变压器油，断路器用油的目的主要是在静、动触头间产生电弧时，进行灭弧和提高极间绝缘强度。为了达到此目的，要求断路器用油黏度小于变压器油，且在低温度下黏度不易变稠，切断电流时能够迅速流入灭弧室灭弧，不会妨碍触头的动作而降低断流速度。另外，灭弧时产生的游离碳，要求能够较快沉降，这对绝缘性能有利。

由于断路器油黏度小，相应闪点低（一般为 95℃），与 IEC296 第Ⅲ新绝缘油相同。

变压器油和断路器油虽有共性要求，但也应有个性要求。所以，我国已开始生产专门断路器用油，目前已有炼油厂批量生产专门的断路器用油，断路器应该使用专用油，不应再用变压器油。

第七节　分析变压器绝缘油中微量金属含量判断变压器故障部位

一、分析绝缘油中微量金属的目的

通过变压器油中溶解气体的色谱分析来检测变压器潜伏性故障，是一种比较成熟的方法。但该方法可以判断有无故障和故障类型，而不能确定故障部位。例如，色谱分析结果判断为裸金属过热故障，而裸金属过热又分为导电回路的铜（铝）导体过热和导磁回路的硅钢片过热，究竟是哪个回路，从色谱分析的结果难以判断。有时结合常规电气试验，虽可区分出导电回路故障或导磁回路故障，但究竟是导电回路或导磁回路的哪一部分故障，常规的电气试验也无能为力。

变压器内部发生故障时，除使绝缘油热解出 H_2、CH_4、C_2H_2、C_2H_4、C_2H_6 等气体外，同时还会有一些金属材料如铜、铁、铝等微粒或离子在高温作用下悬浮（或溶解）在油中。若导电回路过热则油中含有铜微粒或铜离子，而导磁回路过热则油中含有铁微粒或铁离子。所以，通过绝缘油中微量金属含量分析，就可以进一步判断过热故障在导电回路还是在导磁回路。如果再能分析出其他微量金属含量，如银、锡、铅等，尚可进一步判断是焊接头，还是分接开关等过热故障。同样根据油中微量金属含量分析可判断放电故障是铜放电，还是铁放电。另外，根据油中微量金属含量大小和增长速度，还可以进一步判断故障程度和发展趋势。

油中微量金属分析，可在设备带电下采样，非常方便。

二、测定绝缘油中微量金属含量的方法

目前国内外测量油中微量金属含量的方法有原子吸收法、原子发射法、X 射线荧光法、质谱法和电感耦合等离子体发射光谱法。最常用的是原子吸收法和电感耦合等离子体发射光谱法。

（1）原子吸收法测量要点：该方法将试样变为原子蒸气，一般不直接进样，而是经过前处理，通过对比试验。

（2）电感耦合等离子体发射光谱法测量要点：由于油中所含铁和铜数量甚微，故采取大量油样，分步在适当的温度下蒸发至碳化，最后以酸溶液过滤。

三、应用情况

国内已开展油中微量金属含量分析，配合色谱分析，可正确地判断出故障部位。例如：

（1）某热电厂安装一台 SFSZ7—40000/110 型三绕组变压器，投运后 6 天取样进行色谱分析。色谱分析结果如表 15-8 所示。后来又进行了电气试验，各绕组直流电阻合格，说明导电回路没有问题，但空载电流和空载损耗比出厂试验值有明显增加，说明导磁回路有问题，经检查发现导磁回路确有硅钢片短路引起的局部过热。但故障未处理又投运，运行中造成轻瓦斯保护动作，说明故障已很严重。该变压器未返厂修理前，又取样进行油中微量金属分析，分析结果如表 15-9 所示。既然判断为导磁回路过热，应该铁增加较多，由表 15-9 可见铜却增加很多。结合经验分析判断，可能是铁芯接地片太长（接地片为铜材），碰到铁芯上，铜在过热点外边，产生的铜离子易于扩散到油中的缘故。后来决定该变压器不返厂处理，就地吊钟罩检查，发现果然是由于接地片碰到了上铁轭。

表 15-8　　色谱分析结果汇总表

分析日期	油中溶解气体含量 (10^{-6})								说　明
	H_2	CO	CO_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2	总烃	
1991 年 12 月 9 日	9	12	74	8	18	2	3	31	投运前
1991 年 12 月 17 日	315	22	132	357	683	69	12	1121	
1991 年 12 月 19 日	176	24	112	181	390	36	9	616	停电试验后，第二次投运前
1991 年 12 月 31 日	883	28	105	1107	1909	183	23	3222	
1992 年 1 月 7 日	821	22	104	1455	2956	303	35	4749	
1992 年 1 月 14 日	1302	47	449	2663	5002	457	47	8169	
1992 年 1 月 21 日	1578	41	185	3250	6785	654	57	10746	
1992 年 2 月 10 日	72	33	114	69	262	33	5	369	处理故障后，未并网前

表 15-9　　油中微量金属含量分析结果

样品名称	金属含量 (10^{-6})	
	铜	铁
新　油	0.6	33
主变压器油	40	57

(2) 某电厂一台厂用高压变压器，色谱分析和油中微量金属分析分别如表 15-10 和表 15-11 所示。由色谱分析表 15-10 判断为严重过热和火花放电故障，故障点温度已高于 1000℃，金属已熔化。结合表 15-11 中铜含量高进行分析，估计线圈发生故障。测线圈直流电阻平衡，说明导线未烧熔。经吊芯检查，发现 C 相绕组上部有较多铜末，绝缘已烧坏。

表 15-10　　色 谱 分 析 表

气体成分	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2	C_1+C_2	CO	CO_2
含量 (10^{-6})	197	106	20	134	80	340	290	640

表 15-11　　油中微量金属含量表

金属成分	Cu	Fe
含量 (10^{-6})	258.1	195

(3) 某钢厂一台 2900kVA 变压器，色谱分析和油中微量金属含量分别如表 15-12 和表 15-13 所示。由色谱分析，判断为一般性过热故障，温度不会使金属熔化，又结合油中微量金属分析，两者十分吻合。经检查没有找出故障点。

表 15-12　　油样色谱分析表

气体成分	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2	C_1+C_2	CO	CO_2
含量 (10^{-6})	48	70	90	146	0	306	300	1200

或向放电Ⅱ区方向发展时，是应该严格控制的，要及早处理，防患于未然。在放电Ⅱ区，变压器应退出运行，查明原因并进行处理。在过热Ⅱ区变压器已不可继续运行，轻瓦斯保护有可能动作。

经过实际使用验证，TD 图收效很好。

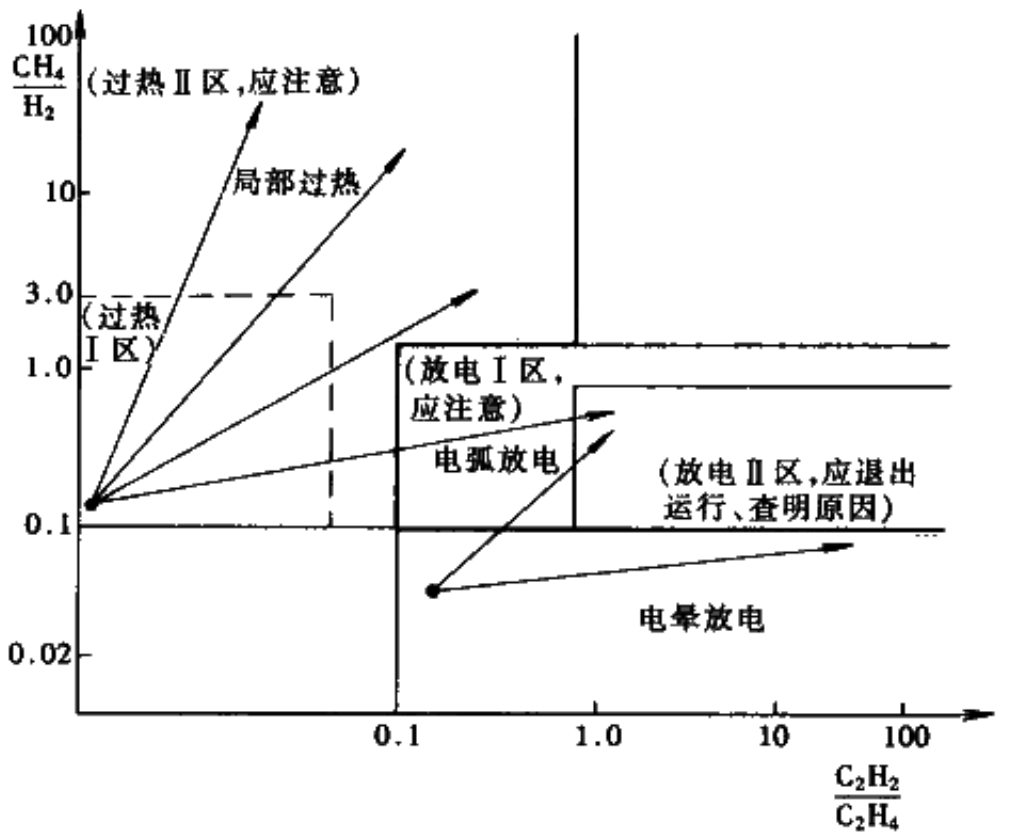


图 15-4　TD 图

6. 平衡判据

当气体继电器发出信号时，可使用平衡判据进行分析判断。对油中溶解气体和气体继电器中的自由气体的浓度分析比较后，可以判断自由气体与溶解气体是否处于平衡状态，进而可以判断故障的持续时间。

对油中溶解气体和气体继电器气样进行色谱分析，然后进行比较。首先是把自由气体中各组分的浓度值利用各组分的奥斯特瓦尔德系数 K_i，计算出油中溶解气体理论值，或从油中溶解气体各组分的浓度值计算出自由气体的各组分的理论值，然后再进行比较。

各种气体在矿物绝缘油中的奥斯特瓦尔德系数 K_i 如表15-7所示。奥斯特瓦尔德系数定义为

$$K_i = \frac{c_0}{c_g}$$

式中　c_0——液相中气体浓度；

c_g——气相中气体浓度。

表 15-7　　各种气体在矿物绝缘油中的奥斯特瓦尔德系数 K_i

气　体	K_i		气　体	K_i	
	20℃	50℃		20℃	50℃
氢（H_2）	0.05	0.05	二氧化碳（CO_2）	1.08	1.00
氮（N_2）	0.09	0.09	乙炔（C_2H_2）	1.20	0.90
一氧化碳（CO）	0.12	0.12	乙烯（C_2H_4）	1.70	1.40
氧（O_2）	0.17	0.17	乙烷（C_2H_6）	2.40	1.80
甲烷（CH_4）	0.43	0.40	丙烷（C_3H_8）	10.0	—

当气、液两相达到平衡时，对某一特定气体来说有

$$c_{0i} = K_i c_{gi}$$

式中 c_{0i}——在平衡条件下，溶解在油中组分 i 的浓度，10^{-6}；

c_{gi}——在平衡条件下，气相中组分 i 的浓度，10^{-6}；

K_i——组分 i 的奥斯特瓦尔德系数。

平衡判据判断方法如下。

(1) 如果理论值与实测值近似相等，可认为气体是在平衡条件下放出来的。这有两种可能：一种是故障气体各组分含量均很少，说明设备是正常的；另一种是溶解气体含量略高于自由气体含量，则说明设备存在产生气体较慢的潜伏性故障。

(2) 如果气体继电器中的自由气体含量明显超过油中溶解气体含量时，说明释放气体较多，设备存在产生气体较快的故障。

7. 总烃安伏曲线法

过热故障产生的原因有两方面，一是导电回路，一是导磁回路。如果导地回路有了热故障，则和电流平方成正比（电阻损耗）；如果导磁回路有了热故障，则和电压平方成正比（磁路损耗）。这样再结合色谱分析数据的变化，即可判断部位。

根据上述理论，制作总烃安伏曲线，由此曲线判断。其具体做法是：根据色谱分析取样日期运行日志提供的电流、电压值，计算每日的变压器电源电压、电流平均值。以日期为横坐标，以总烃、电流、电压值为纵坐标绘制成总烃、电流、电压、曲线，对三条曲线分析即可判断可区分导电回路还是磁回路过热。

8. 综合判断方法

运行中的充油设备色谱分析值与《导则》给出的注意值进行比较，如果超出注意值，应进行分析。另外，如果测出有乙炔（C_2H_2），虽色谱分析值未超过注意值，也应认真分析。

(1) 首先排除外界影响。如是否油箱电焊过；有载调压开关的油有无渗进本体油箱内的可能；设备运行过程中是否过热等。只有排除了外界影响，才能确认分析结果是可靠的，才可进一步分析。

(2) 根据上述介绍的方法，如产气速率、特征气体、三比值法和 TD 图，进一步确定故障性质。如果气体继电器已有自由气体，还要用平衡判据进行分析。

(3) 有了故障性质，还要结合其他检查性试验，如测各绕组的直流电阻、空载特性试验、绝缘试验、局部放电试验和微水测量、油中微量金属分析等，再进一步确定故障性质和部位。

(4) 根据分析结果和具体设备情况，采取不同的处理措施。如果性质不严重，而部位又一时确定不下来，则可继续跟踪分析，以加强监督。如果暂时停电困难，可以先限制负荷安排近期处理。如果综合分析认为故障严重，随时都有可能发生事故，则应立即停运，进行处理。

总之，色谱分析的结果应重视，但也不要只凭一次分析进行处理，应进行综合分析后，甚至多次跟踪分析后，才能最后确定处理方案。

华东电力试验研究所以特征气体法、三比值法和产气速率法为基础，结合我国许多电力部门的实践经验提出了一个变压器色谱分析诊断程序，如图 15-5 所示，供读者参考。

本章提示

本章讲解了绝缘油的化学和电气性能，从充油设备的运行安全观点出发，介绍了绝缘油老化原因、水分的影响和化学分析指标的标准值。重点介绍了通过油中气体各种成分分析的气相色谱方法和油中微量金属分析判断设备故障的方法。

你知道绝缘油在热、局部放电或电弧放电时都分解出一些什么特征气体？知道气相色谱分析的“三比值法”吗？知道绝缘油击穿的“小桥”现象吗？

本章重点

1. 油中特征气体与潜伏性故障的关系。
2. 气相色谱分析方法。
3. 油中微量金属含量分析方法。

复习题

1. 简述绝缘油的作用。
2. 绝缘油为什么会老化？
3. 绝缘油中含少量水分，为什么会使击穿电压急剧下降？
4. 色谱分析的目的是什么？色谱分析的各特征气体是什么？
5. 为什么绝缘油中微量金属含量分析可以帮助判断故障部位？

第十六章

接地阻抗试验

电力设备的接地是保证人身安全及电力设备正常工作的重要部分。近年来由于电力设备的接地问题引起的设备事故时有发生，应引起注意。

把电力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，指正常情况下将电力设备外壳及不带电金属部分的接地。如发电机、变压器等电力设备外壳的接地，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。接地线是指电力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力设备，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。

接地阻抗，指电流通过接地装置流向大地受到的阻碍作用。所谓接地阻抗就是电力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

$$Z = \frac{U_j}{I_c}$$

式中 Z——接地阻抗，Ω；

I_c——接地电流，A；

U_j——接地体对接地体无穷远处的电压，V。

影响接地阻抗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 ρ，其单位是 Ω·m或 Ω·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。表 16-1 示出了各种电力设备接地阻抗的要求。

表 16-1　　接地阻抗规定值

接地网类型	要　求
有效接地系统	$Z \leqslant 2000/I$ 或 $Z \leqslant 0.5\Omega$（当 $I > 4000$A 时） 式中 I—经接地装置流入地中的短路电流（A）； Z—考虑季节变化的最大接地阻抗（Ω）。 注：当接地阻抗不符合以上要求时，可通过技术经济比较增大接地阻抗，但不得大于5Ω。同时应结合地面电位测量对接地装置综合分析。为防止转移电位引起的危害，应采取隔离措施

续表

接地网类型	要　求
非有效接地系统	（1）当接地网与 1kV 及以下电压等级设备共用接地时，接地阻抗 $Z\leqslant 120/I$； （2）当接地网仅用于 1kV 以上设备时，接地阻抗 $Z\leqslant 250/I$； （3）上述两种情况下，接地阻抗一般不得大于 10Ω
1kV 以下电力设备	使用同一接地装置的所有这类电力设备，当总容量≥100kV·A 时，接地阻抗不宜大于 4Ω；如总容量＜100kV·A 时，则接地阻抗允许大于 4Ω，但不大于 10Ω
独立微波站	接地阻抗不宜大于 5Ω
独立避雷针	接地阻抗不宜大于 10Ω 注：当与接地网连在一起时可不单独测量
发电厂烟囱附近的吸风机及该处装设的集中接地装置	接地阻抗不宜大于 10Ω 注：当与接地网连在一起时可不单独测量
独立的燃油、易爆气体储罐及其管道	接地阻抗不宜大于 30Ω（无独立避雷针保护的露天储罐不应超过 10Ω）
露天配电装置的集中接地装置及独立避雷针（线）	接地阻抗不宜大于 10Ω
有架空地线的线路杆塔	当杆塔高度在 40m 以下时，按下列要求；当杆塔高度≥40m 时，则取下列值的 50%；但当土壤电阻率大于 2000Ω·m 时，接地阻抗难以达到 15Ω 时，可放宽至 20Ω。 土壤电阻率≤500Ω·m 时，接地阻抗 10Ω； 土壤电阻率 500～1000Ω·m 时，接地阻抗 20Ω； 土壤电阻率 1000～2000Ω·m 时，接地阻抗 25Ω； 土壤电阻率＞2000Ω·m 时，接地阻抗 30Ω
与架空线直接连接的旋转电机进线段上避雷器	接地阻抗不宜大于 3Ω
无架空地线的线路杆塔	（1）非有效接地系统的钢筋混凝土杆、金属杆：接地阻抗不宜大于 30Ω； （2）中性点不接地的低压电力网线路的钢筋混凝土杆、金属杆：接地阻抗不宜大于 50Ω； （3）低压进户线绝缘子铁脚的接地阻抗：接地阻抗不宜大于 30Ω

注　扩建接地网应在与原接地网连接后进行测试。

第一节　测量接地阻抗的原理

一、测量接地阻抗的原理接线图

测量接地阻抗一般采用伏安法或接地电阻表法，其原理接线图如图 16-1 所示。

在接地电极 A 与辅助电极 B 之间，加上交流电压 u 后，通过大地构成电流回路。当电流从 A 向大地扩散时，在接地体 A 周围土壤中形成电压降，其电位分布如图 16-1（b）所示。由电位分布图可知，距离接地极 E 越近，土壤中电流密度越大，单位长度的压降也越大；而距 A、B 越远的地方，电流密度小，沿电流扩散方向单位长度土壤中的压降越小。如

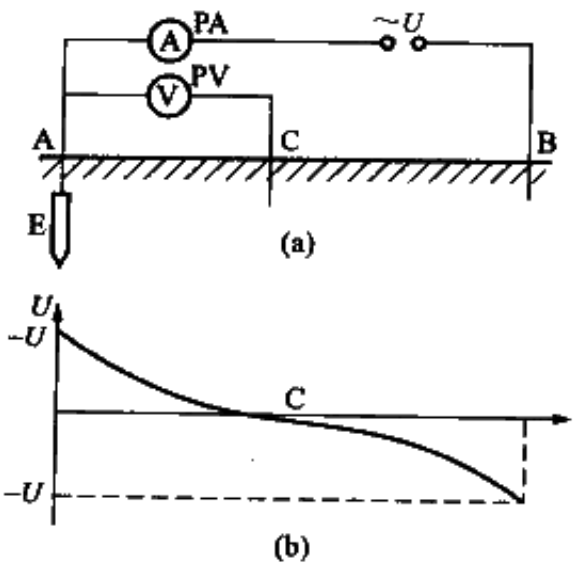


图 16-1　测量接地阻抗的原理

(a) 接线图；(b) 接地体周围土壤中的电位分布

E—接地体；C—电位探针；B—电流探针；

PA—测量通过接地体电流的电流表；

PV—测量接地体电位的电压表

果 A、B 两极间的距离足够大，则就会在中间出现压降近于零的区域 C。

二、接地极工频接地阻抗值

接地极 E 的工频接地阻抗为

$$Z=\frac{U_{AC}}{I}$$

式中　U_{AC}——接地极 E 对大地零电位 C 处的电压，V；

I——流入接地装置的工频电流，A；

Z——接地极 E 的接地阻抗，Ω。

三、怎样才能保证测准 R

为了测准 Z，必须找准 C 点。找准 C 点的办法有：① A、B 两点之间的距离足够大，尤其是大型变电所的接地网，A、B 之间距离应该是接地网的对角线长的 4～5 倍；② 间接判断，即将电位探针 C 在 A、B 两点某区域移动，当电压 U_{AC} 基本不变或变化很小时，则 C 点是近似零电位点。有时为了测准，则采用变电所的出线，达到 A、B 两点足够大。

第二节　接地阻抗的测量

测量接地阻抗是接地装置试验的主要内容，现场运行部门一般采用电压—电流表法或专用接地电阻表（俗称接地摇表）进行测量。

一、接地阻抗的测量方法

用电压—电流表法和接地电阻表测量接地阻抗的接线如图 16-2 所示。

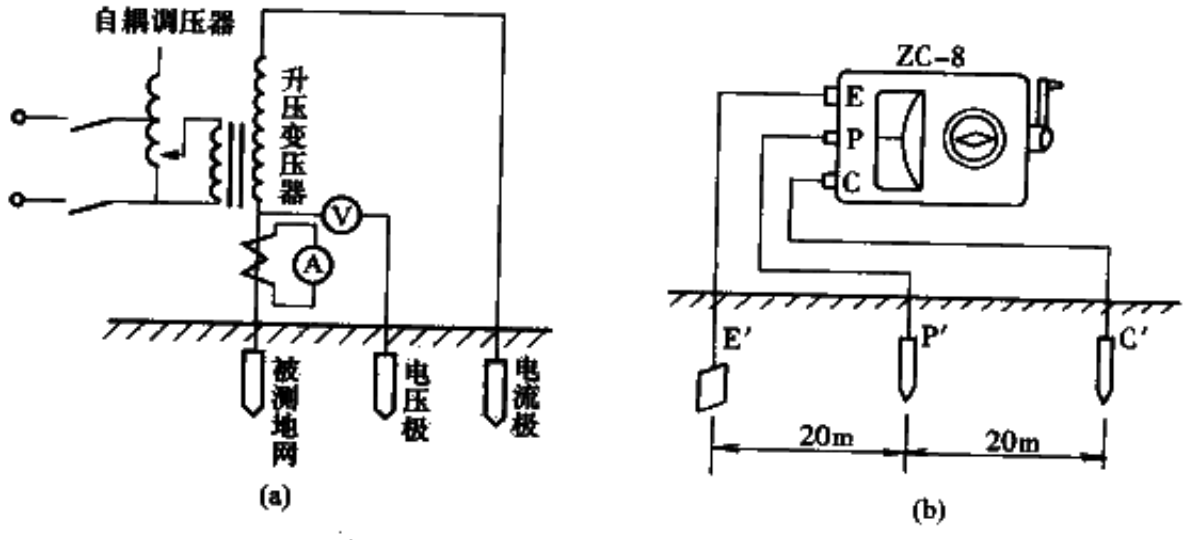


图 16-2　接地阻抗测量接线图

(a) 电压—电流表法测量接线；(b) 接地电阻表测量接线

电压—电流表法测量接线如图 16-2 (a) 所示。接地阻抗计算式为

$$Z=\frac{U}{I}$$

式中　Z——接地阻抗，Ω；

U——电压表测得被测接地电极与电压辅助电极间电压，V；

I——流过被测接地电极的电流，A。

由于一般低压 220V 由一条相线和一条中性线（一火一地）构成，若没有升压变压器则相线端直接接到被测接地装置上，可能造成电源短路。

图 16-2（b）示出了接地阻抗表的测量接线。接地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′。当接地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 C_2、P_2 分别接被测接地体。

测量接地阻抗时电极的布置一般有以下两种，如图 16-3 所示。图 16-3（a）中示出的为电极直线布置，一般选电流线 d_{GC} 等于（4～5）D，D 为接地网最大对角线长度，电压线 d_{GP} 为 $0.618d_{GC}$ 左右。测量时还应将电压极沿接地网与电流极连线方向前后移动 d_{GC} 的 5%，各测一次。若 3 次测得的阻抗值接近，可以认为电压极位置选择合适。若 3 次测量值不接近，应查明原因（如电流极、电压极引线是否太短等）。当远距离放线有困难时，在土壤电阻率均匀地区，d_{GC} 可取 $2D$；当土壤电阻率不均匀时，d_{GP} 可取 $3D$ 左右。

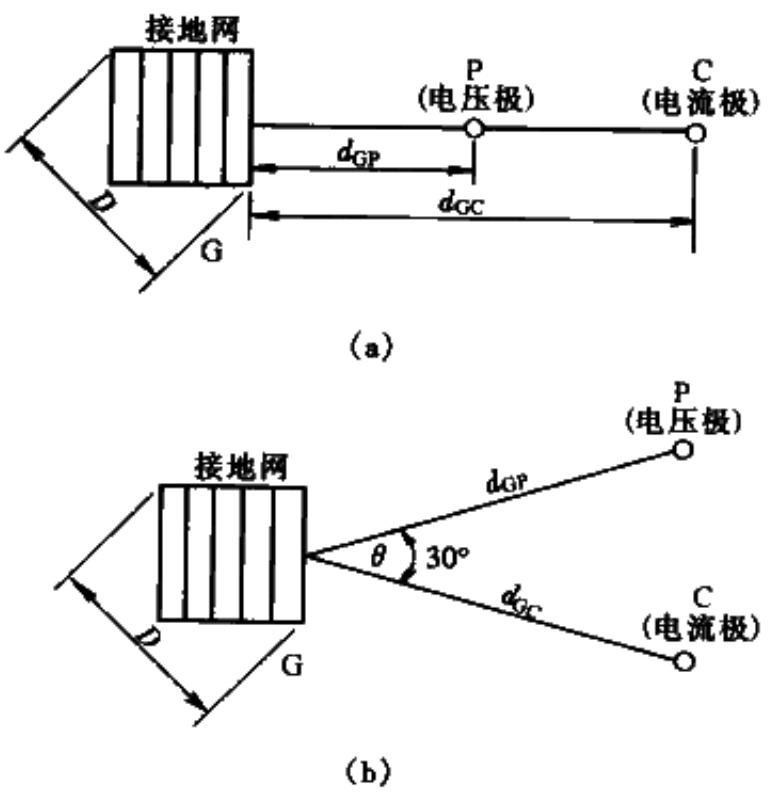


图 16-3 测量接地阻抗时电极布置图
（a）直线布置；（b）三角形布置

图 16-3（b）中示出的为电极三角形布置，一般选 $d_{12}=d_{13}=4\sim5D$，夹角 $\theta\approx30°$。测量时也应将电压极前后移动再测 2 次，共测 3 次。

二、ZC—8 型接地电阻表工作原理

ZC—8 型接地电阻表的原理接线如图 16-4 所示。ZC—8 型接地电阻表主要由手摇发电机、电流互感器 TA、可调电阻 R_s 和检流计 G 等构成。当接线端子 E 接于被测接地极，C 接于电流极引线，P 接于电压极引线后，摇动发电机手柄，发电机发出 110～115Hz 的电流 I_1，经 TA—E 极—大地—C 极构成回路，在 TA 二次侧感应出电流 I_2，并通过 R_s 成回路。I_1 在被测接地极 E 的接地电阻 R_e 上产生压降 $U_1=I_1R_e$，而 I_2 在可调电阻 R_s 的 R_{OB}（OB 段的电阻）上产生的压降为 $U_2=I_2R_{OB}$。调节 R_s 的可动触头 B 的位置，可改变 U_2 值，若调节到使检流计 G 指示为零时，说明 $U_2=U_1$，即达到完全补偿。此时

$$I_2R_{OB}=I_1R_e$$

$$R_e=\frac{I_2}{I_1}R_{OB}$$

R_s 上预先刻有电阻指示值，满刻度为 10，如实际指示为 N 值时，则

$$R_{OB}=R_s\times\frac{N}{10}$$

$$R_e=\frac{I_2}{I_1}\times R_s\times\frac{N}{10}$$

另外，I_2 与 I_1 的比例关系可由倍率开关 S1、S2 改变。切换倍率开关 S1、S2，在改变 I_1 与 I_2 比值的同时，还改变了检流计回路的附加电阻，使检流计具有不同的灵敏度。倍率

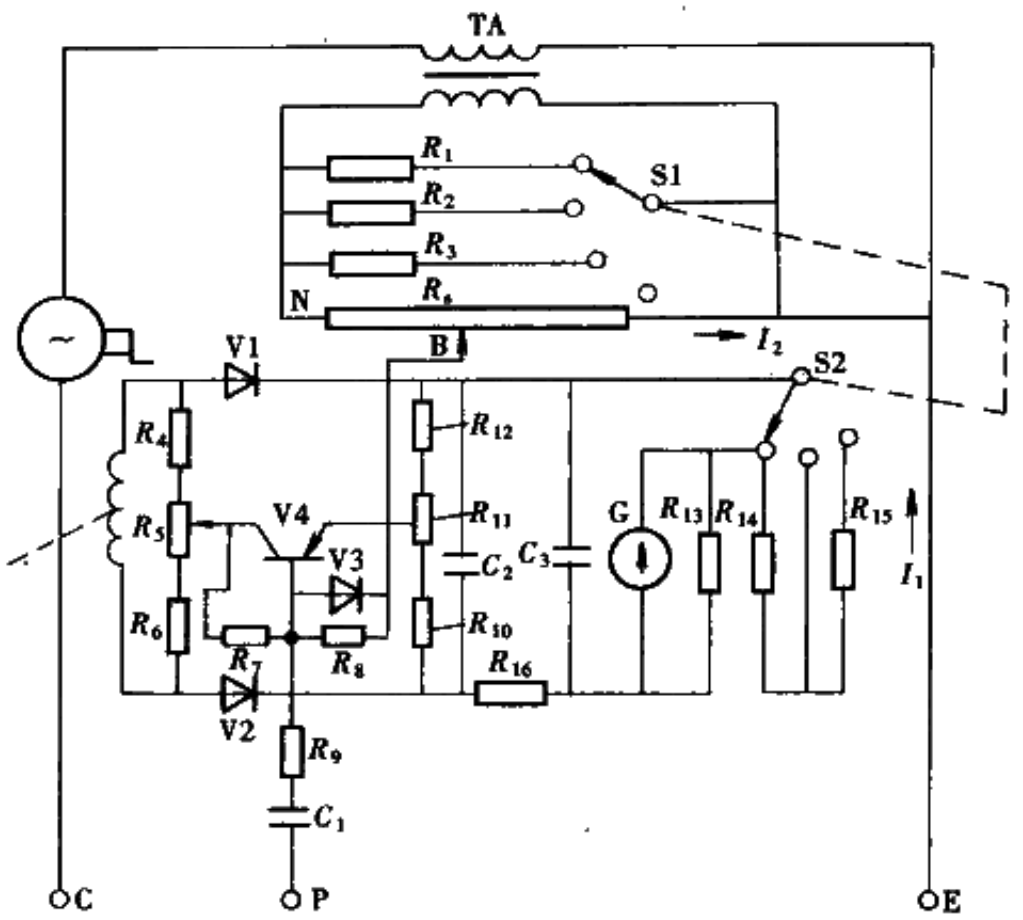


图 16-4　ZC—8 型接地电阻表原理图

开关与测量范围的关系：

当倍率开关位置置于 1 时，$R_c=\frac{I_2}{I_1}\times R_s\times\frac{N}{10}=N$；

当倍率开关位置置于 10 时，$R_c=\frac{I_2}{I_1}R_s\times\frac{N}{10}=10N$；

同理，当倍率开关位置置于 100 时，$R_c=100N$。

根据上述原理，ZC—8 型接地电阻表可以利用倍率开关，得到 3 个不同的量程。ZC—8 型接地电阻表有 0～1/10/100Ω 及 0～10/100/1000Ω 两种测量量程的产品，供使用时选择。

ZC—8 型接地电阻表技术特点：

（1）在仪器的检流计回路内，接入了电容 C_1，使测试不受土壤电解电流的影响。

（2）发电机输出频率为 110～115Hz，并采用了三极管 V4 和二极管 V1～V3 等组成的相敏整流环节，避免了市电杂散电流对测试的影响。

（3）ZC—8 型接地电阻表如设有四个端钮 C1、P1、C2、P2，还可用于测量土壤电阻率。测量小于 1Ω 的接地电阻时，应将 C2、P2 间连片打开，分别用导线连接到被测接地体上，以消除测量时连接导线电阻的附加误差。

（4）制造厂生产的 ZC—8 型接地电阻表有 B 组和 T 组两种类型。B 组适用于普通气候条件；T 组适用于亚热带气候条件，即适合在环境温度为 0～50℃，相对湿度为 98%以下的气候条件下使用。

ZC—8 型接地电阻表的操作步骤如下：

（1）用专用导线（电压线、电流线、接地极引线）与接地电阻表的相应端子良好连接，将接地电阻表放于水平位置，预先用零位调整器校正检流计的零位，使检流计的指针指零。

（2）测量开始应先将倍率开关置于最大倍数位置，慢慢转动发电机的手柄，同时调节“指示刻度盘”使检流计的指针指于中心线，然后逐渐加快手柄的转速，使其达到 120r/min

以上，调节“指示标度盘”使检流计指针指于中心线。

（3）如“指示标度盘”的读数小于1，应将“倍率开关”置于较小倍数，再重新调整“指示标度盘”，使检流计指针指于中心线。

（4）用“指示标度盘”的读数乘以倍率开关的倍数，即为所测的接地阻抗值。

（5）测量时如发现检流计灵敏度过高，可将测量电极（电压极、电流极）插入地中的深度浅一点；当检流计灵敏度过低时，可用水湿润测量电极周围的土壤或选择一湿润土壤处安装测量电极。

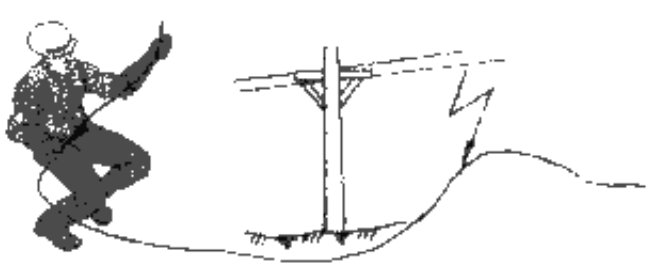
三、接地阻抗测量注意事项

（1）测量应选择在干燥季节和土壤未冻结进行。

（2）采用电极直线布置测量时，电流线与电压线应尽可能分开，不应缠绕交错。

（3）在变电站进行现场测量时，由于引线较长，应多人进行，转移地点时，不得甩扔引线。

（4）测量时接地阻抗表无指示，可能是电流线断；指示很大，可能是电压线断或接地体与接地线未连接；接地阻抗表指示摆动严重，可能是电流线、电压线与电极或接地阻抗表端子接触不良，也可能是电极与土壤接触不良造成的。



（5）对于运行10年以上接地网，应部分开挖检查，看是否有接地体焊点断开、松脱、严重锈蚀现象。曾发生过变电站接地电阻测量合格而开挖检查时发现接地体严重锈蚀的情况。

四、电力设备接地引下线导通试验

电力设备接地引下线起着电力设备所需接地部分与地网连通的作用，对设备安全运行和人身安全至关重要。由于接地引下线介于大气和土壤介质中，而大气和土壤电化学腐蚀机理的差别和土壤表层结构组成不均匀性，使引下线比全部埋在地下的更容易腐蚀。如果引下线腐蚀不能及时发现，严重时使设备失地运行，这是不允许的。为了及时发现电力设备接地引下线和焊点（引下线和地网的焊点）腐蚀情况，要求定期对引下线进行导通检查，并根据所测数据与历次数据比较和相互比较，绝对值大小等分析决定是否开挖检查。

1. 导通试验方法

（1）用万用表（类似仪器仪表）测量接地引下线与接地网（或与其相邻的设备接地引下线）之间的电阻值。该方法将其测量值减去测试线的电阻，即为所测引下线电阻值。

（2）用ZC—8型接地电阻测量仪测量接地引下线与接地网（或与其相邻的设备接地引下线）之间的电阻值。该方法由于消除测试线和接触电阻的影响，较万用表法更准确一些。

（3）用HDZ—Ⅱ型专用仪器测量接地引下线与接地网（或与相邻的设备接地引下线）

之间的电阻值。该方法同样消除测试线和接触电阻的影响，比较准确，而且测试电流大一些。

2. 判断标准

（1）万用表法，阻值小于1Ω为良好，大于1Ω为不良，大于30Ω，则属于严重腐蚀或已断开。

（2）接地电阻测量仪ZC—8型法，阻值不大于0.2Ω属于良好状态。

（3）专用仪器HDZ—Ⅱ型法，小于0.1Ω为正常安全值；大于0.1Ω而小于0.3Ω为注意值；大于0.3Ω为异常临界值。

由于所测电阻值受到接地引下线截面积大小、长度影响，还受到腐蚀和焊点质量影响，除考虑绝对值大小外，还应历年测量值进行比较，从中综合判断腐蚀情况。最后再抽样开挖检查。

第三节　土壤电阻率的测量

接地电阻的大小与土壤电阻率有很大关系，土壤电阻率是接地网设计的重要数据。土壤电阻率测量方法有单极法和四电极法两种。

1. 单极法测量

在需要测量土壤电阻率的地方，埋入一几何尺寸已知的接地体，用上节介绍方法测量接地阻抗值，然后计算出该处的土壤电阻率。

常用的接地体为圆钢、钢管，垂直埋于深约1m左右的土中。测量接地电阻时，电压极距电流极和被测接地体20m左右即可。依据电极尺寸及所测得的接地电阻，土壤电阻率计算式为

$$\rho = \frac{2\pi lR}{\ln\frac{4l}{d}} = \frac{lR}{0.367\lg\frac{4l}{d}}$$

式中　ρ——土壤电阻率，Ω·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——接地体的实测接地阻抗，Ω。

用扁铁作为接地体时，土壤电阻率计算式为

$$\rho = \frac{2\pi lR}{\ln\frac{2l^2}{bh}} = \frac{lR}{0.367\lg\frac{2l^2}{bh}}$$

式中　ρ——土壤电阻率，Ω·m；

l——扁铁的长度，m；

h——扁铁中心线离地面的距离（埋深），m；

b——扁铁宽度，m。

用单极法测量时，接地体附近的土壤起决定性作用。这一方法测出的土壤电阻率，主要反映接地体附近土壤情况，必要时应在拟建接地网区域内多选几点测量。

2. 四电极法测量

测量接线如图16-5所示。四电极法测量土壤电阻率也可用具有4个端子的接地电阻表来测量。测量时用四根均匀的直径为1.0～1.5cm，长为0.5m的圆钢作电极，埋深b大约

0.1～0.15m，电极间距离 a 保持为埋深 b 的 20 倍；即 a 为 2～3m，则土壤电阻率计算式为

$$\rho = 2\pi aU/I \quad \text{（电流、电压表法）}$$

$$\rho = 2\pi aR \quad \text{（接地电阻表法）}$$

式中 ρ——土壤电阻率，Ω·m；

a——电极间距离，m；

U——电压表读数，V；

I——电流表读数，A；

R——接地电阻表测量值，Ω。

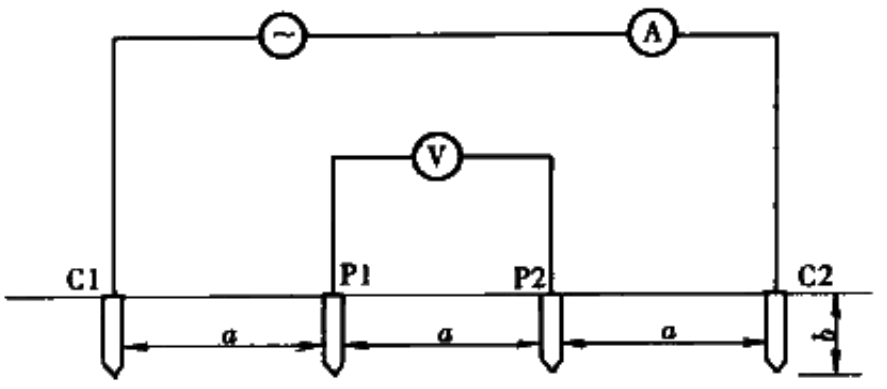


图 16-5 四电极法测量土壤电阻率接线图

四电极法测得的土壤电阻率反映的范围与电极间距离 a 有关，反映的深度随 a 的增大而增大，a 较小时所得土壤电阻率仅为大地表层的电阻率。测量时应选 3～4 点进行测量，取多次测量数值的平均值作为测量值。

应当指出，以上方法测得的土壤电阻率不一定是一年中的最大值，土壤电阻率与季节、天气等有关，应按下式进行校正，即

$$\rho = K\rho_0$$

式中 ρ——设计所应用的土壤电阻率，Ω·m；

K——考虑季节及土地干燥的季节系数，如表 16-2 所示，测量时大地比较干燥则取表中的较小值，比较潮湿则取较大值；

ρ_0——实测的土壤电阻率，Ω·m。

表 16-2 季节系数 K 值

埋深（m）	K 值	
	水平接地体	2～3m 的垂直接地体
0.5 以下	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

第四节 接触电压和跨步电压测量

当接地网的土壤电阻率较大时，接地网的接地阻抗值可能达到相关规程的 5Ω。如果经测量，接地装置的接触电压和跨步电压不超过允许值，又满足高电位不引出和低电位不引入，可以不进行接地网的改造。

一、测量接地网接触电压和跨步电压的定义

接触电动势是当接地短路电流 I_K 流过接地网时，在地面上离电力设备的水平距离为 1.0m（模拟人脚的金属板）、沿着设备外壳、构架或墙壁离地面为 1.8m 的两点之间的电位差。接触电压是指人体接触上述两点时所承受的电压。

跨步电势是当接地电流 I_K 流过接地网时，在地面上水平距离为 1.0m 的两点之间电位差。跨步电压是人体的两只脚接触上述两点时所承受的电压。

二、测量接触电压和跨步电压的方法

接触电压和跨步电压的测量原理图如图 16-6 所示。

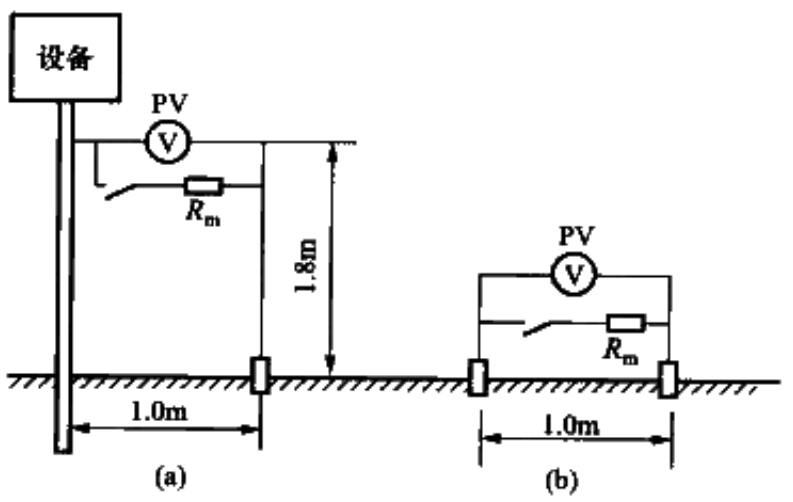


图 16-6　跨步电位差、跨步电压、接触电位差、接触电压测试示意图
(a) 接触电压；(b) 跨步电压

在测试施加试验电压参考本章第二节接地阻抗测量施加试验电压的方法。

（一）接触电压测量

按图 16-6（a）部分，并上人体电阻电压法读数即为接触电压 U'_j。

（二）跨步电压测量

按图 16-6（b）部分，并上人体电阻电压，电压表读数为跨步电压 U'_k。

（三）接触电压 U'_j 和跨步电压 U'_k 的换算

在试验电流 I 所测的 U'_j 和 U'_k，应换算为接地装置流过最大单相短路电流 I_{max} 时的电压值。

$$U_j = U'_j \frac{I_{max}}{I}$$

$$U_k = U'_k \frac{I_{max}}{I}$$

式中　I——试验电流，A；

I_{max}——系统最大短路电流，A。

三、试验注意事项

（1）人体电阻 R_m，取值 1500Ω。

（2）测试时电极采用铁钎紧密插入土壤中，如果场区为水泥地面，则采用包裹抹布的直径 20cm 金属圆盘，并压上重物。

四、接触电压和跨步电压判断标准

1. 根据系统最大单相短路电流值判断

当有效接地系统最大短路电流大于 35kA 时，接触电压 U_j 不大于 85V；跨步电压 U_k 不大于 80V。可当系统最大单相接地电流大于 35kA 时，参照上述标准。

2. 根据土壤电阻率、接地短路电流持续时间确定

（1）110kV 及以上有效接地系统和 6～35kV 低电阻接地系统或同一点两相接地时，有

$$U_j \leqslant \frac{174+0.17\rho}{\sqrt{t}}$$

$$U_k \leqslant \frac{174+0.7\rho}{\sqrt{t}}$$

式中　ρ——电阻率，Ω·m；

t——短路电流持续时间，s。

（2）3～66kV 不接地系统、径消弧线圈接地系统和高电阻接地系统，发生单相接地故障后，当不能迅速切除故障时，有

$$U_j \leqslant 50+0.05\rho$$

$$U_k \leqslant 50+0.2\rho$$

式中　ρ——土壤电阻率，Ω·m。

第五节　输电线路杆塔工频接地阻抗测试

由于杆塔接地阻抗测试远离城乡，没有交流电源，而且接地装置较小的特点，一般接地阻抗测量采用便携式测试仪测量。

一、测试方法

测试方法有两种：三极法和钳表法。

（一）三极法测试

三极法测试采用接地电阻测试仪，测试接线图如图 16-7 所示。

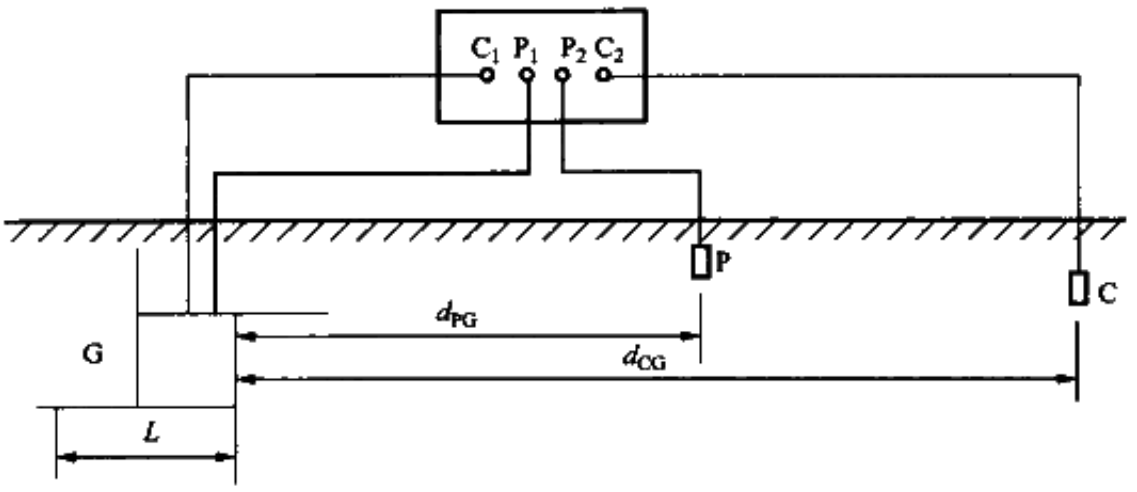


图 16-7　输电线路杆塔接地装置的接地阻抗测试图

G—被试杆塔接地装置；C—电流极；P—电位极；L—杆塔接地装置的最大射线长度；d_{CG}—电流极与杆塔接地装置的距离；d_{PG}—电位极与杆塔接地装置的距离

1. 直线法测试

电位极 P 离杆塔基础边缘直线距离 $d_{GP}=2.5L$（L 为杆塔接装置最大射线长度），电流极 C 离杆塔基础边缘直线距离 $d_{GC}=4L$。若土壤电阻率均匀，$d_{GP}=1.8L$，$d_{GC}=3L$。如果杆塔接地装置不是射线布置，L 按接地装置最大几何等效半径选取。

2. 30°夹角法测试

接地装置周围土壤电阻率较均匀，也可采用电压极和电流极 30°布置，如图 16-3 布置方式。此时 $d_{GP}=d_{GC}=2L$。

（二）钳表法测试

1. 钳表法测试示意图及原理图

钳表法测试的示意图如图 16-8 所示，测试的原理图如图 16-9 所示。

由图 16-8 和图 16-9 可知，钳表法实际上是测试的本杆塔接地阻抗与本杆塔架空地线和临近杆塔的接地阻抗形成的回路阻抗。所以，除了本杆塔接地阻抗外，还有一个增量（塔身、本档架空线和两侧各档链回路等效阻抗值）。所以，为了采用此法测试，只有在一定条件下才近似测出杆塔接地装置的接地阻抗。

2. 钳表法测试的条件

输电线路杆塔满足以下条件才能使用钳表法。

（1）测试极必须有多基杆塔并联回路，即杆塔所在的输电线路具有与杆塔连接良好的避雷线，且多基杆塔的避雷线直接接地。测试杆塔所在线路区段中要求直接接地的避雷线上并联的杆塔数量如表 16-3 的规定。

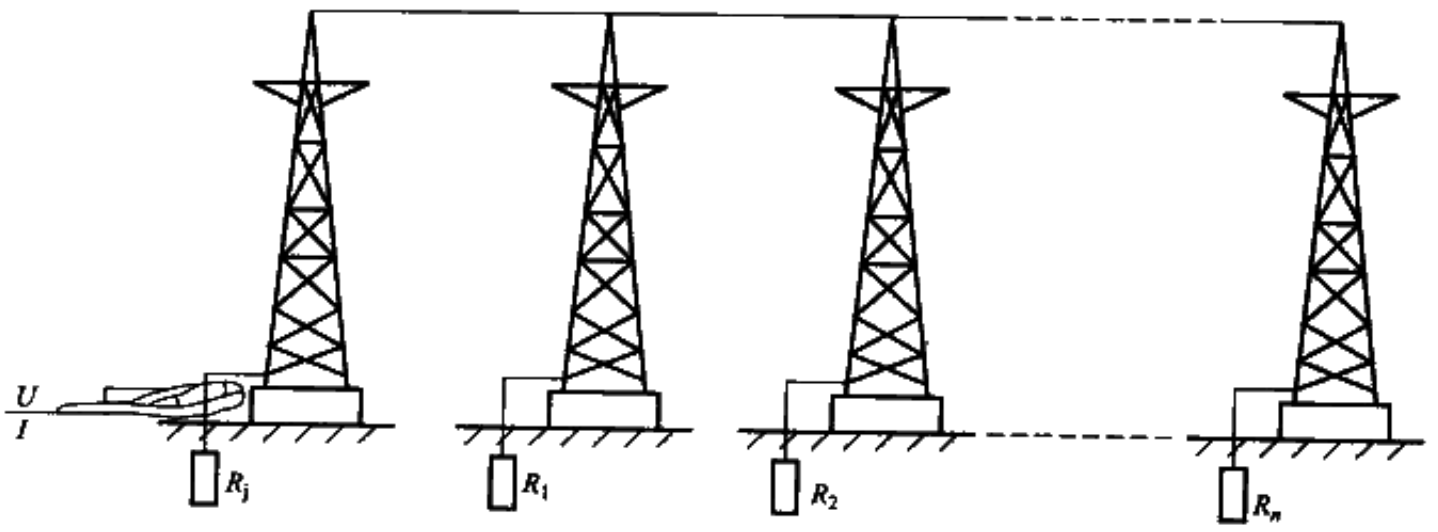


图 16-8　钳表法测量杆塔工频接地电阻示意图

R_j—被测杆塔的接地电阻；R_1，R_2，…，R_n—通过避雷线连接的各基杆塔的接地电阻；
U—钳形接地电阻测试仪输出的激励电压；I—钳形接地电阻测试仪感应的回路电流

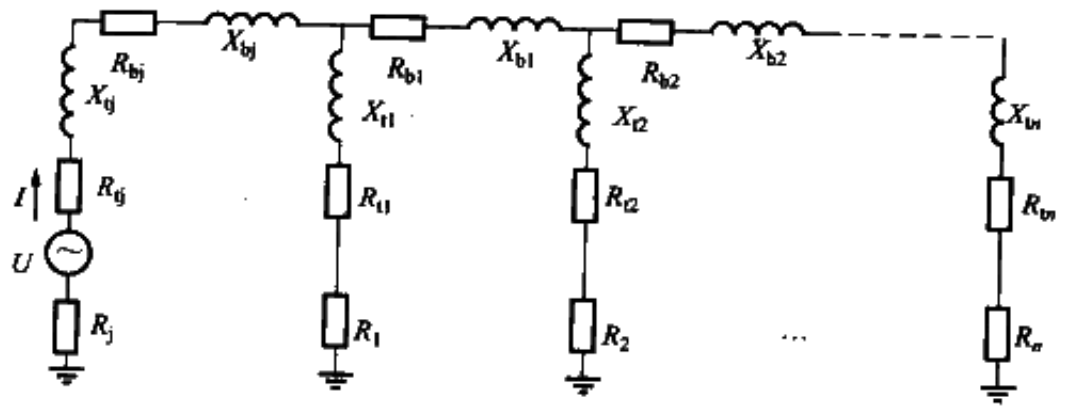


图 16-9　钳表法测量杆塔工频接地电阻的原理图

R_{bj}，R_{b1}，R_{b2}……各档避雷线的电阻（包括接触电阻）；X_{bj}，X_{b1}，X_{b2}……各档避雷线的电抗；R_{tj}，R_{t1}，R_{t2}，…，R_{tn}—各基杆塔的电阻（包括接触电阻）；
X_{tj}，X_{t1}，X_{t2}，…，X_{tn}—各基杆塔的电抗

表 16-3　　测量所在线路区段中直接接地的避雷线上并联杆塔数量的要求

杆塔接地电阻（Ω）	$0<R_j\leqslant1$	$1<R_j\leqslant2$	$2<R_j\leqslant4$	$4<R_j\leqslant5$	$5<R_j\leqslant7$	$7<R_j\leqslant10$	$10<R_j\leqslant15$	$15<R_j\leqslant17$	$17<R_j\leqslant24$	$24<R_j\leqslant30$	$30<R_j\leqslant40$	$40<R_j\leqslant50$
并联杆塔数量（基）	≥4	≥5	≥6	≥7	≥8	≥9	≥10	≥11	≥12	≥13	≥15	≥16

（2）被试杆塔接地装置只保留一根接地引下线与杆塔塔身相连，其余接地引下线应断开，并用导线将断开的接地引下线与被保留的一根接地引下线并联。

（3）上述回路中不应再有自然接地极。

二、测试注意事项

（1）测量应安排在干燥季节和土壤未冻结之前，不应在冻结后立即测试。

（2）雷云在杆塔上方活动时应停止测试，并撤离现场。

（3）测试时，工作人员不允许直接接触接地装置或杆塔的金属部分。

（4）三极法测试时，还应注意以下事项。

1）测试前应拆除被测试杆塔所有接地引下线；

2）应避免电压和电流极布置在接地装置的射线上面，而不宜与放射延长线平行或同方向布线；

3）如果实测值与以往比较有明显增加或减小，应改变电极方向或增大电极距离重新测

试。最好每次测量保持布线方向和长度一致。

(5) 钳表法测试时的其他注意事项。

1) 测试时打开钳口，钳位被保留的那根接地引下线，并使处在居中位置，还应垂直于钳口所在平面；钳口接触良好，读取稳定的读数。

2) 如果实测值与历次测试结果比较变化不明显，则认为测量结果有效；如果测试结果远大于历次测量结果或超过规定值，则应进行三极法测量，以判断原因。

3) 当输电线路改变时，应重新用三极法和钳表法对比测量。

4) 每次测试前应对钳表进行自检。

三、测试结果判断

实测值和表 16-1 规定值比较判断。

第六节 水电阻率测量

水电厂设计接地装置时，需要先测量水的电阻率值。水电阻率测量有两种方法。

1. 采用专用仪器法

取水样后，采用电导测量仪直接测量电阻率。取水样时应记录水样温度；每种水样取 3 瓶，每瓶水样 1000ml 左右，水样瓶口应用蜡密封，且水样不宜保存过长时间。

3 瓶水样测量的平均值，即为该水样的电阻率。

2. 四极法测量

和测量土壤电阻率四极法一样，但电极入水深度 h 不应大于极间距离 a 的 1/20，极距可从水深的 1/10～1/20 开始测量，测得的电阻率曲线水平段为水电阻率。

本章提示

本章介绍了电力设备的接地类型及接地电阻、土壤电阻率的测量接线，介绍了 ZC—8 型接地电阻表的工作原理。

你知道 1kV 以上电力设备接地电阻允许值吗？记住运行 10 年以上接地网，要部分开挖检查接地体的情况。

本章重点

1. 接地电阻、土壤电阻率测量方法。
2. 接地电阻测量注意事项。

复习题

1. 何谓接地，何谓接地电阻，接地按作用分为几类？
2. 简述 1kV 以上电力设备接地电阻允许值。
3. 简述 ZC—8 型接地电阻表的工作原理。
4. 简述接地电阻测量的注意事项。
5. 电极直线布置、电极三角形布置测量接地电阻时，电压线和电流线的长度如何选取？
6. 简述土壤电阻率测量的单极法和四电极法。
7. 如何测量接触电压和跨步电压？

第十七章

母线试验及定相试验

第一节 母 线 试 验

母线是电力系统的重要设备，起着汇集与分配电能的作用。母线事故往往造成比较严重的停电事故，尤其是特大型发电厂或中枢变电站母线事故的后果更为严重。

母线试验的项目：一是检查连接部分的接触情况，在运行条件下还可采用红外点温仪测量连接处是否发热来判断接触情况。二是在停电条件下对母线进行交流耐压试验，目的是考验母线支持绝缘子及部分辅助设备（如隔离开关支座等）对地绝缘能力。母线交流耐压试验电压见表 17-1。许多运行单位在试验设备容量足够时，对母线进行耐压试验时一般连同母线所带断路器、电流互感器，隔离开关一起进行。进行母线耐压试验时应注意以下问题：

表 17-1 母线交流耐压试验电压

系统额定电压（kV）	6	10	35	1 以下
母线耐压（kV）	28	38	85	1

（1）交流耐压试验时所有非试验人员应退出配电室，通往邻近高压室门闭锁，而后方可加压，母线通至外部的穿墙套管等加压处应做好安全措施，派专人监护。

（2）母线耐压试验时母线所带电压互感器、避雷器等设备应当与母线断开，并保证有足够的安全距离。

（3）对有两段母线且一段运行或母线所带线路一侧仍带电的情况，做母线耐压试验时应注意母线与带电部位距离是否足够。两者距离承受电压应按交流耐压试验电压与运行电压之和考虑。间隔距离不够时应设绝缘挡板或不再进行耐压试验，而对母线用 2500V 绝缘电阻表进行绝缘电阻试验。

（4）母线耐压时间为 1min，无击穿、无闪络、无异常声响为合格。

第二节 定 相 试 验

当两台新投变压器要并联运行，新架输电线路与系统并网，新装电力电缆交接，运行中电力电缆重装接线盒或终端头后投运等情况下必须进行定相试验。该试验的目的是防止进行上述工作时由于相序接错而造成重大事故。

对于两台新投变压器并联运行及新架输电线路与系统并网等情况下，确定相序方法如下：

1. 高压定相

对于 110kV 及以下系统一般采用电阻杆高压定相，示意图如图 17-1 所示。将需要并网运行的两端电压分别送至一隔离开关或断路器两侧，当两侧电压相位相同时，高压定相电流表 PA 指示为 0 或一较小数值；两侧电压相位不同时，PA 指示为一较大数值，其值大约为$\frac{U}{R}$。其中 U 为系统线电压，R 为两电阻杆阻值之和。由于两侧电压来自两个系统或受输电线路容升现象等的影响，两侧同相电压的幅值可能有一定差异，造成电流表 PA 有一定指示，不过与两侧不同相时电流表 PA 指示数相比较小，一般不超过不同相 PA 指示数的 10%。

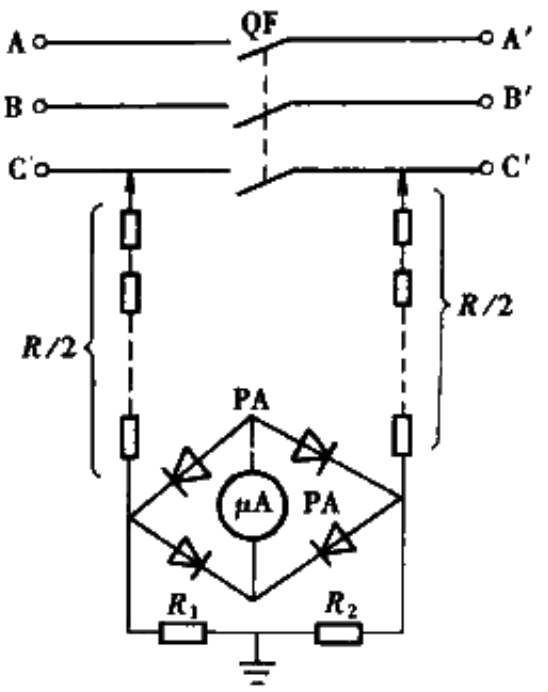


图 17-1　高压定相原理示意图

电阻杆的阻值选择：

6～10kV 系统，50～100MΩ；

35kV 系统，150～200MΩ；

110kV 系统，400～800MΩ。

电阻杆阻值选定后还应考虑电阻杆表面爬距是否满足要求，必要时应在电阻杆顶部及连接处加装均压环。新制作的高阻杆在使用前应先在试验室内加压试验，检查其阻值、爬距等是否满足要求。检查方法按《电力安全工器具预防性试验规程》规定的方法进行。

PA 一般采用 0～500μA 带整流微安表。

并联保护电阻 R_1、R_2 一般选择为 1MΩ 左右电阻，防止当 PA 内部断线时高压危及人身及仪表安全。

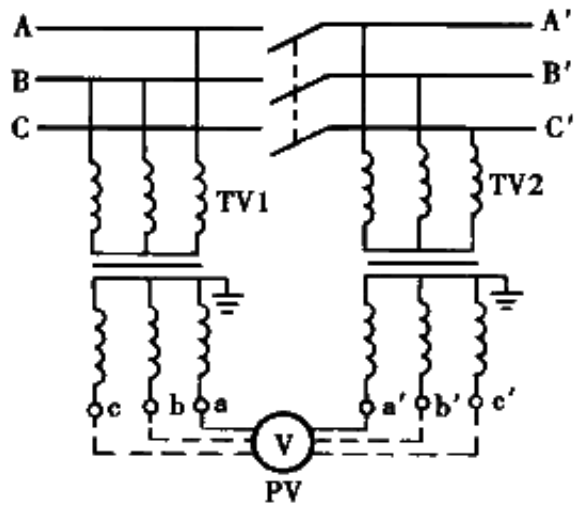


图 17-2　电压互感器低压侧定相的试验接线

定相引线（高阻末端接表计部分）需采用屏蔽线，芯线接信号及表计，屏蔽接地。

2. 低压定相

对于 110kV 及以上系统一般采用低压定相，即通过电压互感器二次电压定相，如图 17-2 所示。当电压表 PV 指示为 0 时，两侧电压同相；当电压表指示为线电压（如 100V）时，两侧电压不同相。

3. 定相试验时的注意事项

（1）用电阻杆定相前，应用 2500V 绝缘电阻表检查电阻杆阻值是否正确，防止在电阻受潮或有断裂情况下用电阻杆定相。

（2）电阻杆定相时应有专人监护，注意定相引线与带电部分距离是否足够，电阻杆顶端与带电部位是否接触良好。

（3）用电压互感器定相时应事先确定互感器极性是否正确，必须在同相互感器二次同极性端子间测量电压值。

（4）定相时读表人员应认真读表、记录，必须有两人一起读表，以免一人误读数或疏忽引起误判断，造成重大事故。

（5）对于新投低压配电室，即 380V 低压母线并联运行前，应采用电压表定相。

本章提示

本章简要介绍了母线试验和定相试验的试验方法及注意事项。

母线交流耐压试验时一定要注意与邻近带电部位或停电部位距离是否足够，非试验人员应退出配电室，通往邻近高压室门闭锁。定相时为什么要两人一起读表？想想380V低压母线为什么一般不用万用表定相？

本章重点

1. 母线交流耐压试验注意事项。
2. 定相试验的方法及注意事项。

复习题

1. 简述母线交流耐压试验的标准。
2. 母线交流耐压试验时应注意哪些问题？
3. 定相试验时应注意哪些问题？

第十八章

电气绝缘安全用具试验

电气绝缘安全用具指在带电的设备上或邻近地点工作时，用来防护人身安全所使用的一切工器具，其作用是保证工作人员的人身安全，防止工作人员触电伤亡。

电气绝缘安全用具种类很多，一般常分为带电作业绝缘工具和常用电气绝缘工具两类。带电作业绝缘工具指绝缘强度能长时间承受电气设备工作电压的安全用具，工作人员使用它可以直接接触带电设备，如带电作业用的绝缘棒、绝缘梯和带电清扫工具等。除此之外的其他绝缘安全用具属于常用电气绝缘工具。常用电气绝缘工具一般不直接用于带电作业，而是一些安全预防手段，如绝缘手套、绝缘鞋、绝缘靴、绝缘挡板、验电器、绝缘棒等。

DL 408—1991《电业安全工作规程（发电厂和变电所电气部分）》（简称《安规》）中对带电作业绝缘工具和常用电气绝缘安全工器具电气试验作了规定。

第一节　带电作业工具、装置和设备电力试验

带电作业工具、装置和设备进行电力试验，以检查是否满足使用条件，预防损坏，确保带电作业人员的人身和设备安全。

一、电力试验项目

（1）交流耐压试验和泄漏电流试验。对绝缘部件施加规定的工频试验电压。交流耐压220kV及以下采用短时1min的耐压时间，而330kV及以上采用长时3min的耐压时间；在交流耐压试验的同时，有些试验用毫安表测量泄漏电流值。

（2）直流耐压试验和泄漏电流试验。对绝缘部件施加规定的试验电压，持续时间为3min，施加电压为负极性。

（3）操作波耐压试验。对绝缘部件施加规定的15次和波形为250/2500μs的正极性操作冲击电压值。

（4）整体耐压试验。按规定的试验电压，对绝缘工具整体进行的耐压试验。

（5）分段试验。将绝缘工具分段，施加规定的电压进行耐压试验。绝缘工具最多分4段，分段试验电压值 $U=1.2\times\frac{U_{sum}}{n}$（$U_{sum}$为整体试验值，$n$为所分的段数）。

二、带电绝缘工具试验

（1）绝缘支、拉和吊杆的电力试验。

1）试验周期和项目。周期为12个月，项目为工频和操作冲击耐压试验。

2）试验方法。绝缘支、拉和吊杆的电力试验为交流（工频）和操作冲击耐压试验，试验接线图如图18-1所示。

3）工频和操作冲击耐压值、耐压时间和试验电极间距离如表18-1和表18-2所示。

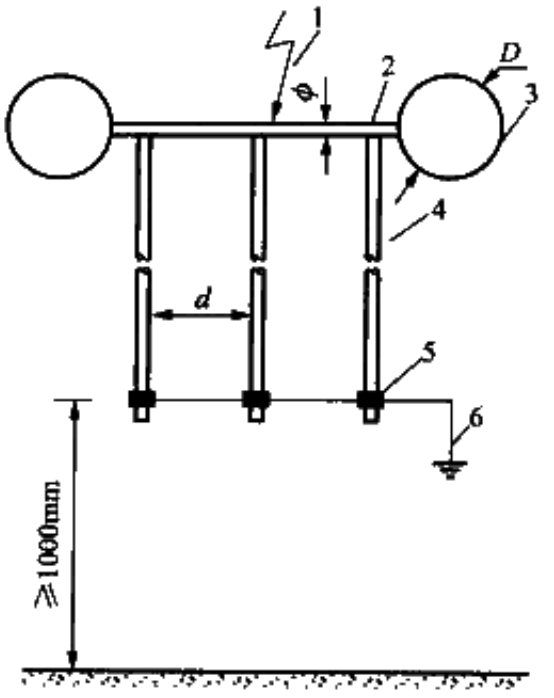


图 18-1　工频耐压及操作冲击耐压试验接线图

1—高压引线；2—模拟导线，$\phi \geqslant 30$mm；3—均压球，$D=200\sim300$mm；

4—试品，试品间距 $d \geqslant 500$mm；5—下部试验电极；6—接地引线

注：用直径不小于 30mm 的单导线作模拟导线，模拟导线两端应设置均压球（或均压环），其直径不小于 200mm，均压球距试品不小于 1.5m。多个试品同时进行试验时，试品间距 d 应不小于 500mm。

表 18-1　　10～220kV 电压等级支、拉、吊杆的电气性能

额定电压（kV）	试验电极间距离（m）	1min 工频耐受电压（kV）
10	0.40	45
35	0.60	95
66	0.70	175
110	1.00	220
220	1.80	440

表 18-2　　330～750kV 电压等级支杆、拉、吊杆的电气性能

额定电压（kV）	试验电极间距离（m）	3min 工频耐受电压（kV）	操作冲击耐受电压（kV）
330	2.80	380	800
500	3.70	580	1050
750	4.70	780	1300
±500	3.20	680*	950

*　±500kV 直流耐压试验的加压值。

4）试验结论判断。工频耐压试验时应无击穿、无闪络和无明显发热为合格。操作冲击耐压试验时应 15 次加压无 1 次击穿、闪络和明显过热为合格。

（2）绝缘托瓶架的电力试验。

1）试验周期和项目。周期为 12 个月，项目为工频和操作冲击耐压试验。

2）试验方法。绝缘托瓶架试验为工频和操作冲击耐压试验，试验接线图如图 18-1 所示。

3）工频和操作冲击耐压值、耐压时间和试验电极间距离如表 18-3 和表 18-4 所示。

表 18-3　　110、220kV 电压等级托瓶架的电气性能

额定电压（kV）	试验电极间距离（m）	1min 工频耐受电压（kV）
110	1.00	220
220	1.80	440

表 18-4　　330～750kV 电压等级托瓶架的电气性能

额定电压（kV）	试验电极间距离（m）	3min 工频耐受电压（kV）	操作冲击耐受电压（kV）
330	2.80	380	800
500	3.70	580	1050
750	4.70	780	1300
±500	3.20	680*	950

*　±500kV 直流耐压试验的加压值。

4）试验结果判断。工频耐压试验应以无击穿、无闪络和明显发热为合格。操作冲击耐压试验时应以无 1 次击穿、闪络和明显过热为合格。

（3）绝缘滑车电力试验。

1）试验周期和项目。周期为 12 个月，项目为工频耐压试验。

2）试验接线图。工频耐压试验布置图如图 18-2 所示。

3）绝缘钩型滑车交流耐压 37kV，耐压时间 1min；其他型号滑车均应交流耐压 25kV，耐压时间 1min。

4）试验结果判断。工频耐压时以不发热、不击穿为合格。

（4）绝缘操作杆电气试验。

1）试验周期和项目。周期为 12 个月，项目为工频耐压和操作冲击耐压试验。

2）试验接线图。试验接线图如图 18-1 所示。

3）工频和操作冲击耐压值、耐压时间和试验电极间距离如表 18-5 和表 18-6 所示。

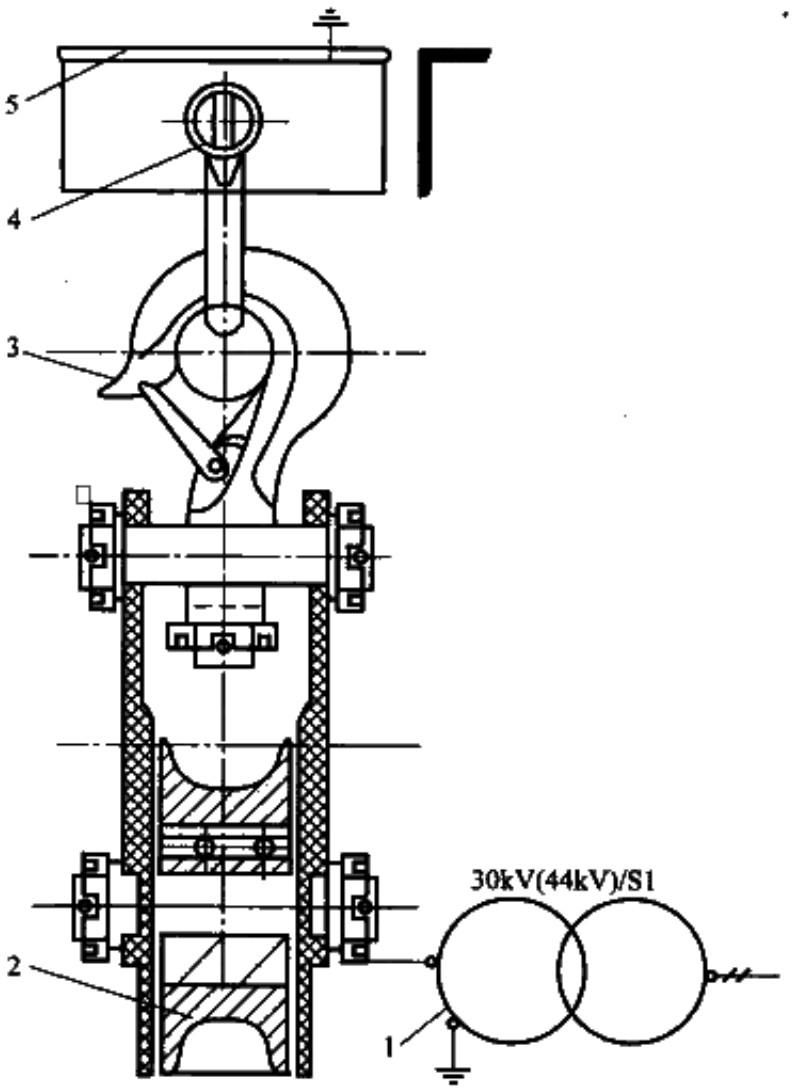


图 18-2　滑车电气试验布置图

1—工频试验装置；2—滑轮；3—吊钩；4—U 形环；5—金属横担

表 18-5　　10～220kV 电压等级操作杆的电气性能

额定电压（kV）	试验电极间距离（m）	1min 工频耐受电压（kV）
10	0.40	45
35	0.60	95
66	0.70	1.75
110	1.00	220
220	1.80	440

表 18-6　　330～750kV 电压等级操作杆的电气性能

额定电压（kV）	试验电极间距离（m）	3min 工频耐受电压（kV）	操作冲击耐受电压（kV）
330	2.80	380	800
500	3.70	580	1050
750	4.70	780	1300
±500	3.20	680*	950

*　±500kV 直流耐压试验的加压值。

4）试验结果判断。工频耐压时无击穿、无闪络及无发热为合格；操作冲击耐压时 15 次以无 1 次击穿、闪络和过热为合格。

（5）绝缘硬梯电气试验。

1）试验周期和项目。周期为 12 个月，项目为工频耐压和操作冲击耐压试验。

2）试验接线图。试验接线图如图 18-1 所示。

3）工频耐压和操作冲击耐压值、耐压时间和试验电极间距离如表 18-7 和表 18-8 所示。

表 18-7　　10～220kV 电压等级绝缘硬梯的电气性能

额定电压（kV）	试验电极间距离（m）	1min 工频耐受电压（kV）
10	0.40	45
35	0.60	95
66	0.70	175
110	1.00	220
220	1.80	440

表 18-8　　330～750kV 电压等级绝缘硬梯的电气性能

额定电压（kV）	试验电极间距离（m）	3min 工频耐受电压（kV）	操作冲击耐受电压（kV）
330	2.80	380	800
500	3.70	580	1050
750	4.70	780	1300
±500	3.20	680*	950

*　±500kV 直流耐压试验的加压值。

4）试验结果判断。工频耐压试验应无击穿、无闪络和无明显发热为合格；操作冲击耐压试验 15 次应无 1 次击穿、闪络和明显过热为合格。

（6）绝缘软梯电气试验。

1）试验周期和项目。周期为 12 个月，项目为工频耐压和操作冲击耐压试验。

2）试验接线图。试验接线图如图 18-1 所示。

3）工频耐压和操作冲击耐压试验值、耐压时间和电极间距离如表 18-9 和表 18-10 所示。

表 18-9　　10～220kV 电压等级绝缘软梯的电气性能

额定电压（kV）	试验电极间距离（m）	1min 工频耐受电压（kV）
10	0.40	45
35	0.60	95
66	0.70	175
110	1.00	220
220	1.80	440

表 18-10　　330～750kV 电压等级绝缘软梯的电气性能

额定电压（kV）	试验电极间距离（m）	3min 工频耐受电压（kV）	操作冲击耐受电压（kV）
330	2.80	380	800
500	3.70	580	1050
750	4.70	780	1300
±500	3.20	680*	950

*　±500kV 直流耐压试验的加压值。

4）试验结果判断。工频耐压和操作冲击耐压试验结果判断和绝缘硬梯的相同。另外，软梯耐压试验时将绝缘软梯按其适用的电压等级相应的电极长度折叠后进行耐压试验。

（7）绝缘绳索类工具电气试验。

1）试验周期和项目。周期为 12 个月，项目为工频耐压和操作冲击耐压试验。

2）试验接线图。试验接线图如图 18-1 所示。

3）工频耐压和操作冲击耐压值、耐压时间和电极间距离如表 18-11 和表 18-12 所示。

表 18-11　　10～220kV 电压等级绝缘绳索类工具的电气性能

额定电压（kV）	试验电极间距离（m）	1min 工频耐受电压（kV）
10	0.40	45
35	0.60	95
66	0.70	175
110	1.00	220
220	1.80	440

表 18-12　　330～750kV 电压等级绝缘绳索类工具的电气性能

额定电压（kV）	试验电极间距离（m）	3min 工频耐受电压（kV）	操作冲击耐受电压（kV）
330	2.80	380	800
500	3.70	580	1050
750	4.70	780	1300
±500	3.20	680*	950

*　±500kV 直流耐压试验的加压值。

4）试验结果判断。工频耐压无击穿、闪络和明显过热为合格；操作冲击耐压 15 次应无 1 次击穿、闪络和明显过热为合格。

（8）绝缘手工工具电气试验。

1）试验周期和项目。周期为 12 个月，项目为工频耐压试验。

2）试验接线图。试验接线图如图 18-1 所示。

3）试验电压和耐压时间如表 18-13 所示。

表 18-13　　绝缘手工工具电气性能

工具类别	试验电压 (kV)	耐压时间 (min)
包覆层长度≤20cm 的工具	10	3
包覆层长度>20cm 的工具	10	3
全绝缘工具	10	3

4）试验结果判断。耐压试验时不发生击穿、放电或闪络为合格。

（9）绝缘（临时）横担、绝缘平台电气试验。

1）试验周期和项目：周期为 12 个月，项目为工频耐压试验。

2）试验接线图。试验接线图如图 18-1 所示。

3）工频耐压值、耐压时间和电极间距离如表 18-14 所示。

表 18-14　　10、35kV 电压等级绝缘横担、平台的电气性能

额定电压 (kV)	试验电极间距离 (m)	1min 工频耐受电压 (kV)
10	0.40	45
35	0.60	95

4）试验结果判断。工频耐压试验时应无击穿、闪络和明显发热为合格。

（10）防护用具屏蔽服装电气试验。

1）试验周期和项目。试验周期为 6 个月，项目为成衣（包括鞋、袜）电阻试验、整套服装的屏蔽效率试验。

2）试验接线图。试验接线图如图 18-3 和图 18-4 所示。

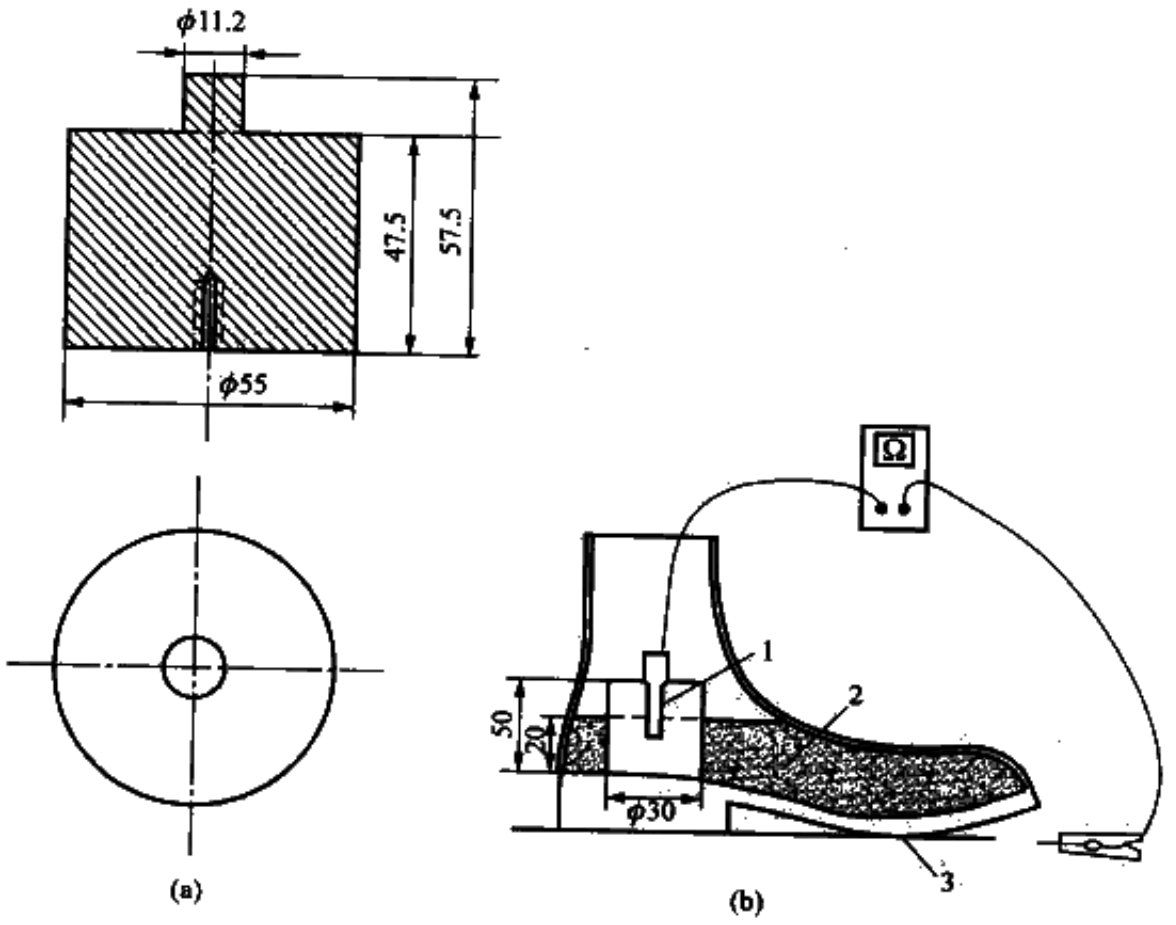


图 18-3　屏蔽服装（上衣、裤子、手套、袜子、鞋）电阻试验图

（a）屏蔽服装成品电阻试验电极图；（b）鞋子电阻测量示意图

1—测试电极接线柱；2—钢珠；3—测试电极

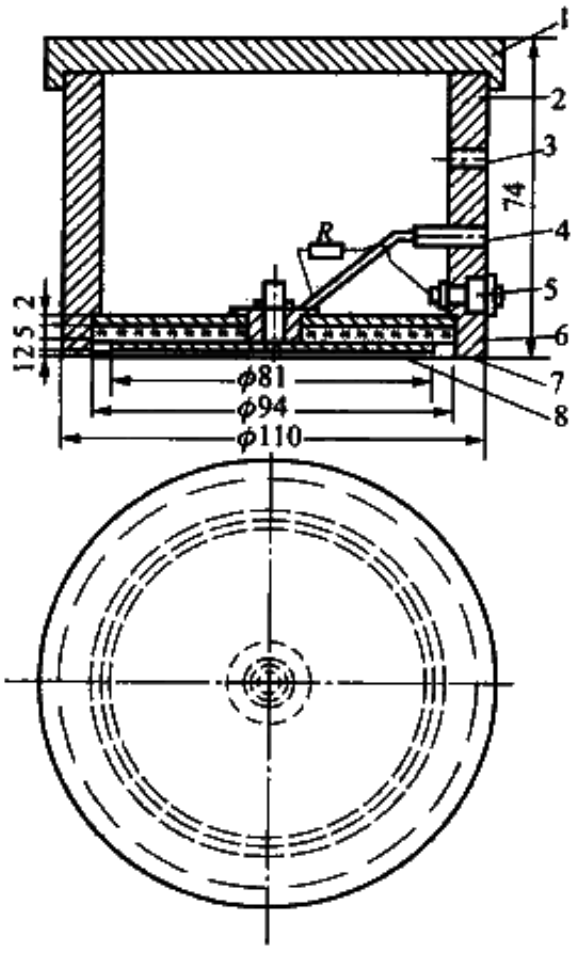


图 18-4　屏蔽服装屏蔽效率试验电极图

1—上盖；2—屏蔽外壳；3—固定电缆螺孔；4—电缆连接测量仪表；5—接地螺母；6—屏蔽电极；7—绝缘板；8—接收电极；R—负载电阻

3）测量各组件电阻和整套服装电阻值如表 18-15 所示。

表 18-15　　屏蔽服装的电阻要求（Ω）

屏蔽服装部位名称	电　阻　值	屏蔽服装部位名称	电　阻　值
上衣	≤15	手套	≤15
裤子	≤15	鞋	≤500
袜子	≤15	整套屏蔽服装	≤20

4）试验结果判断：①上衣、裤子、手套、袜子的电阻值等于或小于 15Ω 为合格（鞋子电阻值等于或小于 500Ω 为合格），整套屏蔽服装电阻值等于或小于 500Ω 为合格；②整套屏蔽服装的屏蔽效率以不小于 30dB 为合格。

电阻测量方法：各组件以任意两点最远端之间的电阻值为测量值；鞋子的电阻测量应在鞋内部装上钢珠后测量；整套服装电阻测量要求组装好后试验；整套屏蔽服装效率试验，在上衣左右前胸正中，后背正中各测 1 点，裤子位于膝盖处各测 1 点。将测得的 5 点数值的算术平均值作为整套屏蔽服装的屏蔽效率。

（11）静电防护服装电气试验。

1）试验周期和项目。周期为 6 个月，项目为整套防护服装屏蔽效率试验。

2）试验接线图。试验接线图如图 18-4 所示。

3）试验结果判断。整套静电防护服装的屏蔽效率不得小于 26dB。

测量方法：在上衣左、右前胸正中，后背正中各测 1 点，裤子位于膝盖处各测 1 点，5 点测得的电阻值算术平均值为整套静电防护服装的效率。

（12）绝缘服（披肩）电气试验。

②工频耐压以无闪络、无击穿和无明显发热为合格，操作冲击耐压试验以15次无1次闪络、击穿和明显过热为合格。

（29）火花间隙检测装置电气试验。

1）试验周期和项目。周期为12个月，项目为间隙调整与放电试验、工频和操作冲击耐压试验。

2）间隙调整与放电试验。给间隙加电压，直到放电为止，读取电压值。操作杆工频和操作冲击耐压试验接线图如图18-1所示。

3）工频和操作冲击耐压试验电压值、耐压时间和试验电极间距离如表18-39和表18-40所示。

表18-39　　66～220kV火花间隙检测装置的操作杆交流耐压试验值

额定电压（kV）	试验电极间距离（m）	1min工频耐压值（kV）	额定电压（kV）	试验电极间距离（m）	1min工频耐压值（kV）
66	0.70	175	220	1.80	440
110	1.00	220			

表18-40　　330～750kV火花间隙检测装置的操作杆电气特性

额定电压（kV）	试验电极间距离（m）	3min工频耐受电压（kV）	操作冲击耐受电压（kV）
330	2.80	380	800
500	3.70	580	1050
750	4.70	780	1300

4）试验结果判断：①间隙调整与放电试验，取不少于10次的放电平均值，校正到标准状态后，与相应电极形状的空气间隙放电电压与间隙距离关系曲线比较，偏差在±5%之内为合格；②工频耐压以无击穿、无闪络及发热为合格，操作冲击耐压15次无1次击穿、闪络及明显过热为合格。

（30）小水量冲洗工具电气试验。

1）试验周期和项目。周期为12个月，项目为整套冲洗设备工频泄漏电流试验。

2）试验接线图如图18-1所示。

3）工频泄漏试验电压值、水柱长度和试验时间如表18-41所示。

4）试验结果判断所测泄漏电流值应等于或小于表18-41中的泄漏电流值。

表18-41　　工频泄漏电流要求

额定电压（kV）	试验电压（kV）	水柱长度（m）	试验时间（min）	泄漏电流（mA）
10	15	0.4	5	≤1
35	46	0.6	5	≤1
66	80	0.7	5	≤1
110	110	1.0	5	≤1
220	220	1.8	5	≤1

第二节　绝缘安全工器具试验

绝缘安全工器具分为基本和辅助两种。基本绝缘安全工器具能直接操作带电设备或接触及可能接触带电体的工器具，如绝缘杆、电容型验电器、核相器、绝缘罩、绝缘隔板等。这类工器具仅短时间接触带电体或非接触带电体。

辅助绝缘安全工器具绝缘强度不能承受设备或线路的工作电压，所以，不能和带电体接触；但可用于加强基本绝缘安全工器具保安作用，防止接触电压、跨步电压、泄漏电流电弧对操作人员的伤害。这类工器具有绝缘手套、绝缘鞋、绝缘垫等。

为防止使用中的绝缘安全工器具的性能改变或其缺陷导致在使用中发生事故，必须定期对其试验、检测和诊断，综合分析合格者继续使用，不合格者报废，以确保操作者人身安全。

一、绝缘杆（棒）试验

绝缘杆用来直接操作高压隔离开关和跌落保险（熔断器）、装设和拆除临时接地线及35kV以上电力设备验电、测量或试验等工作。绝缘杆一般由三部分组成：工作部分、绝缘部分和握手部分。工作部分由金属制成，装在绝缘杆的顶部，由不同工作需要制成各种不同式样。由工作部分下边缘到握手部分的上边缘，为绝缘部分。绝缘部分以下为握手部分。

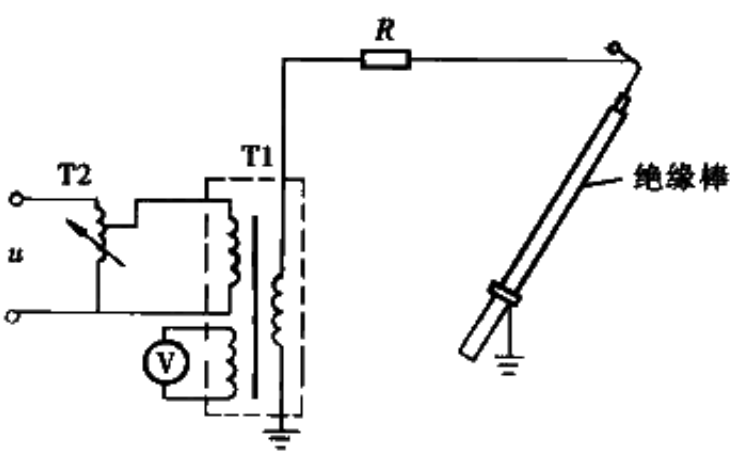


图 18-14　绝缘杆交流耐压试验接线图

1. 试验方法

绝缘杆的试验为交流耐压试验，试验接线如图18-14所示。试验电压加在工作部分与握手部分之间。试验步骤参阅第五章有关部分。

2. 试验项目周期和要求

绝缘杆交流试验项目、周期和要求如表18-42所示。

表 18-42　　绝缘杆试验项目、周期和要求

项　目	周　期	要　求			
		额定电压（kV）	试验长度（m）	工频耐压（kV）	
				1min	5min
工频耐压试验	1年	10	0.7	45	—
		35	0.9	95	—
		63	1.0	175	—
		110	1.3	220	—
		220	2.1	440	—
		330	3.2	—	380
		500	4.1	—	580

3. 试验注意事项

(1) 应目测合格后，才可以进行交流耐压试验。目测外观绝缘杆表面应光滑平整、无裂纹、无划痕或烧灼痕迹，绝缘漆层完好。

(2) 应保证试验长度。高压试验电极和接地极间的长度为试验长度。试验长度由表18-42中规定确定两电极间距离。如果绝缘杆间有金属连接头，两试验电极间的距离还应在此值上再加上金属部分的长度。

(3) 可以同时对多根相同额定电压的绝缘杆进行交流耐压试验。若其中一根发生闪络或放电等，应立即停止试验，剔出异常的绝缘杆，对其余的继续重新试验；绝缘杆之间应保持一定距离，便于观察试验情况；若绝缘杆由多根串联的绝缘杆组成，应使绝缘杆中间连接的金属部分相互对齐，以防止不对齐两金属部分间产生悬浮电位差放电。

(4) 接地极和高压试验电极，以宽50mm的金属箔或导线包绕。

(5) 若试验变压器的输出电压值达不到试验电压值时，可分段进行试验，最多分四段，分段试验电压值 $u = 1.2 \times \frac{u_{sum}}{4}$（$u_{sum}$ 为整体试验电压值）。

(6) 试验时应缓慢升高电压，以便在仪表上准确读数。升到0.75倍的试验电压值后，以每秒2%试验电压的升压速率升到规定值，保持规定时间，然后迅速降压，但不能突然切断。

4. 试验结果分析判断

如果试验过程中不发生闪络或击穿；试验后绝缘杆无放电、灼伤痕迹，不发热，则认为合格。

如果试验过程中发生闪络、击穿或过热，应根据原因进行处理，处理后重新进行交流耐压试验，合格后才能使用。

二、电容型验电器（验电笔）

通过检测流过验电器对地杂散电容中的电流，检验设备、线路是否带电的装置。

电容型验电器是由两部分组成：信号装置和绝缘杆。

1. 试验方法

(1) 验电器的启动电压试验。试验时，将验电器的接触电极与一极接地的交流电压的高压电极相接触，逐渐升高高压电极的电压，当验电器发出“电压存在”信号时，如“声光”指示等，记录此时的启动电压。

试验时，在1m的空间范围内不应放置其他物体，高压电极由金属球体构成。

(2) 绝缘杆试验。参考本节绝缘杆（棒）试验。

2. 试验结果分析判断

(1) 启动电压试验结果，在0.15～0.40倍额定电压之间，则认为合格。

(2) 绝缘杆试验结果，参考本节绝缘杆（棒）试验。

三、携带型短路接地线试验

该装置用于防止设备、线路突然来电，消除感应电压，放尽剩余电荷的临时性接地装置。

核相器由 4 部分组成：连接导线、绝缘部分、电阻管和动作电压等。

1. 试验方法

（1）连接导线绝缘强度试验，导线应拉直后，放在电阻率小于 100Ω·m 的水中浸泡，也可直接浸泡在自来水中，两端有 350mm 长度露出水面，试验电路接线如图 18-16 所示。

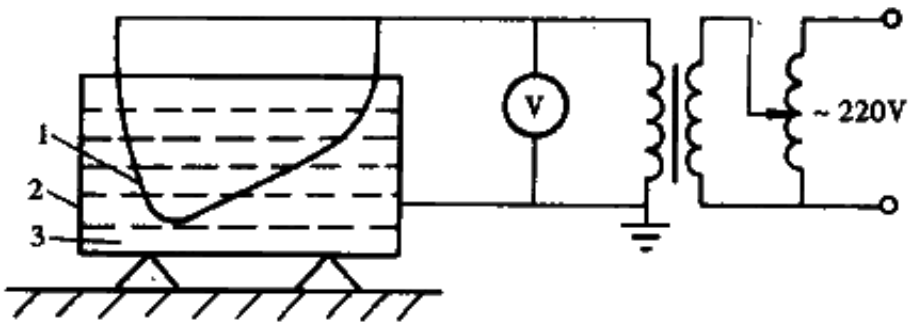


图 18-16　连接导线绝缘强度试验电路接线

1—连接导线；2—金属盆；3—水

在试验时，金属盆与连接导线之间施加规定的电压值。升压速度为 1000V/s 的恒定速度逐渐加压，到达规定值后，保持 5min。

（2）绝缘部分工频耐压试验，试验电压施加在核相器的有效部分，试验方法同本节绝缘杆（棒）试验。

（3）电阻管泄漏电流试验。将待试核相棒的试验电极接至交流电压的一极上，其连接导线的出口与交流电压的接地极相连接，施加规定的电压。在规定电压坚持 1min，测量泄漏电流值。

（4）动作电压试验，把核相器的接触电极与一极接地的交流电压的两极相接触。试验时逐渐升高试验电压，并测量动作电压。

2. 核相器的试验项目、周期和要求

核相器的试验项目、周期和要求，如表 18-45 所示。

表 18-45　　核相器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求				说明
1	连接导线绝缘强度试验	必要时	额定电压（kV）	工频耐压（kV）	持续时间（min）		浸在电阻率小于 100 Ω·m 水中
			10	8	5		
			35	28	5		
2	绝缘部分工频耐压试验	1 年	额定电压（kV）	试验长度（m）	工频耐压（kV）	持续时间（min）	
			10	0.7	45	1	
			35	0.9	95	1	
3	电阻管泄漏电流试验	半年	额定电压（kV）	工频耐压（kV）	持续时间（min）	泄漏电流（mA）	
			10	10	1	≤2	
			35	35	1	≤2	
4	动作电压试验	1 年	最低动作电压应达 0.25 倍额定电压				

1. 试验方法

（1）成组直流电阻试验。成组直流电阻试验用于考核携带型短路接地线线鼻和汇流夹与多股铜质软导线之间的接触是否良好；同时，也可考核多股铜质软导线的截面是否符合要求。携带型短路接地线成组直流电阻试验接线如图 18-15 所示。

在试验时采用直流伏安法，所加电流宜大于或等于 30A；同时应先测量各接线鼻间两两的长度，根据测得的直流电阻值，算出每米的电阻值。

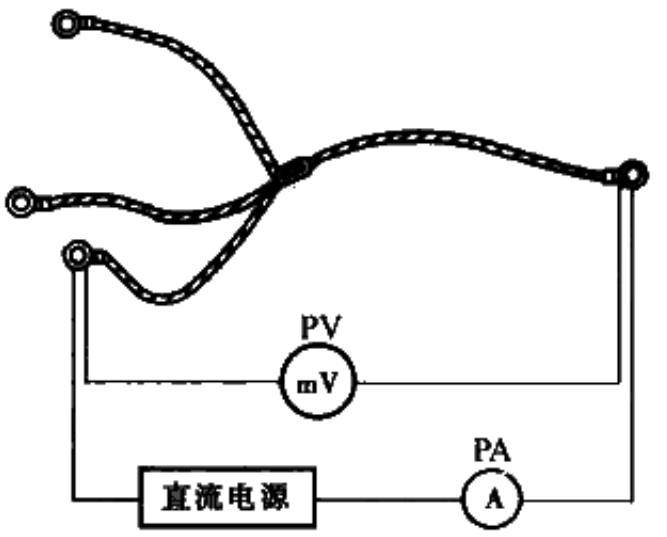


图 18-15　携带型短路接地线成组直流电阻试验接线

注：试验装置也可采用测量断路器触头接触电阻的专用仪器，或专为该项目制造的 JYC-11 型接地线成组直流电阻测试仪。

（2）操作杆工频耐压试验。试验电压加在操作杆的护环与紧固头之间，其余参考本节绝缘杆（棒）试验。

2. 成组直流电阻试验项目、周期和要求

成组直流电阻试验项目、周期和要求如表 18-43 所示。

表 18-43　　携带型短路接地线的试验项目、周期和要求

项目	周期	要　求	说　明
成组直流电阻试验	不超过 5 年	在各接线鼻之间测量直流电阻，对于 25、35、50、70、95、120mm² 的各种截面，平均每米的电阻值应分别小于 0.79、0.56、0.40、0.28、0.21、0.16mΩ	同一批次抽测，不少于 2 条，接线鼻与软导线压接的应做该试验

3. 成组直流电阻试验结果分析判断

所测的直流电阻值，计算出每米的阻值，符合表 18-43 的要求，则认为合格。

四、个人保护接地线试验

该装置主要用于防止感应电压危害的个人用接地线。

1. 试验方法

成组直流电阻试验方法，同携带型短路接地线成组直流电阻试验方法一样。

2. 个人保护接地线的试验项目、周期和要求

个人保护接地线的试验项目、周期和要求如表 18-44 所示。

3. 试验结果分析判断

平均每米的电阻值应符合表 18-44 的要求，则认为合格。

表 18-44　　个人保护接地线的试验项目、周期和要求

项目	周期	要　求	说　明
成组直流电阻试验	不超过 5 年	在各接线鼻之间测量直流电阻，对于 10、16、25mm² 的截面，平均每米的电阻值应小于 1.98、1.24、0.79mΩ	同一批次抽测，不少于两条

五、核相器的试验

该装置用于鉴别待连接设备、电气回路是否相位相同。

3. 试验结果分析判断

(1) 连接导线绝缘强度试验。在规定的试验电压下，坚持 5min 不击穿，则认为合格。

(2) 绝缘部分工频耐压试验参考本节绝缘杆（棒）试验。

(3) 电阻管泄漏电流试验。在规定的试验电压下，坚持 1min 泄漏电流不大于 2mA，则认为合格。

(4) 动作电压试验。动作电压最低达到 0.25 倍的额定电压，则认为合格。

六、绝缘罩的试验

用绝缘材料制成的，用于遮蔽带电导体或非带电导体的保护罩。

1. 试验方法

绝缘罩的试验，主要是工频耐压试验。由于功能类型不同，试验时使用不同型式的电极形状。试验电极布置如图18-17所示。

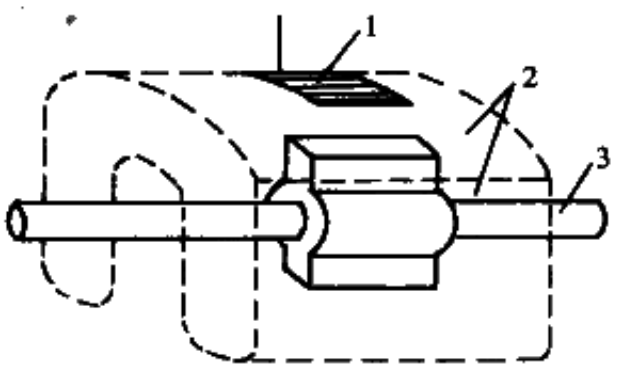


图 18-17　试验电极布置

1—接地电极；2—金属箔或导电漆；3—高压电极

绝缘罩的内部电极是用金属芯棒制成，放在罩内中心处，罩的外部电极为接地电极，用导电材料金属箔或导电漆制成。试验时按规定的试验电压施加在试验电极间，持续时间 5min。

2. 绝缘罩试验项目、周期和要求

绝缘罩试验项目、周期和要求如表 18-46 所示。

表 18-46　　绝缘罩的试验项目、周期和要求

项　目	周　期	要　求		
		额定电压 (kV)	工频耐压 (kV)	时间 (min)
工频耐压试验	1 年	6～10	30	1
		35	80	1

3. 试验结果分析判断

在试验过程中，不出现闪络或击穿，各部无灼伤、发热现象，则合格。

七、绝缘胶垫的试验

由特殊橡胶制的，用于工作人员对地的绝缘。

1. 试验方法

试验是工频耐压，试验接线图如图 18-18 所示。

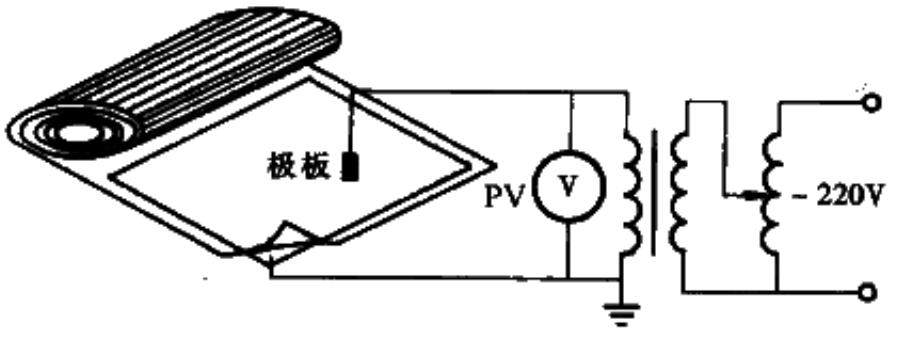


图 18-18　绝缘胶垫试验接线图

在试验前，绝缘胶垫上下铺上湿布或金属箔作为试验电极，尺寸应比绝缘胶垫四周小200mm；均匀地升到规定电压值，保持1min。如果是分段试验时，两段试验边缘应重合。

2. 绝缘胶垫试验项目、周期和要求

绝缘胶垫试验项目、周期和要求如表18-47所示。

表18-47　　绝缘胶垫的试验项目、周期和要求

项目	周期	要求			说明
		电压等级	工频耐压（kV）	持续时间（min）	
工频耐压试验	1年	高压	15	1	用于带电设备区域
		低压	3.5	1	

3. 试验结果分析判断

试验无击穿，则试验合格。

八、绝缘隔板试验

绝缘隔板一般由绝缘材料制成，如胶木、环氧板等，用于隔离带电部件，限制工作人员的活动范围的绝缘平板。

1. 试验方法

试验分两种：表面工频耐压试验和体积耐压试验。

（1）表面工频耐压试验，用金属板作为电极，金属板长为70mm，宽为30mm，两电极之间为300mm。在两电极之间加压60kV，持续1min。

（2）体积工频耐压试验，如同绝缘胶垫一样。

2. 绝缘隔板试验项目、周期和要求

绝缘隔板试验项目、周期和要求如表18-48所示。

表18-48　　绝缘隔板的试验项目、周期和要求

项目	周期	要求			说明
		额定电压（kV）	工频耐压（kV）	持续时间（min）	
表面工频耐压试验	1年	6～35	60	1	电极间距离300mm
工频耐压试验	1年	6～10	30	1	
		35	80	1	

3. 试验结果分析判断

表面和体积耐压试验，如果试验过程中无闪络或击穿，无过热和灼伤，则合格。

九、绝缘靴的试验

用特殊橡胶制成，用于加强人体与地面绝缘的靴子，相对于绝缘手套较厚一些。

1. 试验方法

试验为工频耐压试验，试验电路示意图如图18-19所示。

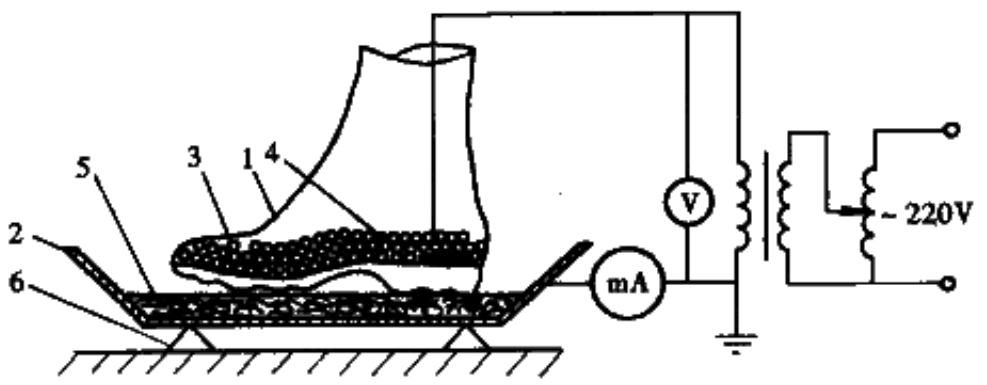


图 18-19　绝缘靴试验电路示意图

1—被试靴；2—金属盘；3—金属球；4—金属片；5—海绵和水；6—绝缘支架

试验电极制作，做一个与试靴号一样的金属片为内电极放入靴内，并在金属片上铺满直径大于 4mm 的金属球，其高度不小于 15mm；并外接导线焊一片直径大于 4mm 的铜片埋入金属球内，作为内电极。外电极为一个金属盘，内为浸水海绵。

以 1kV/s 的速度升压，从零升为规定的试验电压值的 75%，然后以 100V/s 的速度直到规定的试验电压值，保持 1min，记录电流值。

2. 绝缘靴的试验项目、周期和要求

绝缘靴的试验项目、周期和要求如表 18-49 所示。

表 18-49　　绝缘靴的试验项目、周期和要求

项　目	周　期	要　求		
		工频耐压 (kV)	持续时间 (min)	泄漏电流 (mA)
工频耐压试验	半年	25	1	≤10

3. 试验结果分析判断

在规定的试验电压下，所测电流值小于 10mA，则合格。

十、绝缘手套试验

绝缘手套是用特殊橡胶制成，也是为了加强工作人员的绝缘。绝缘手套分高压（用于对地电压大于 250V）、低压（用于对地电压在 250V 及以下）。

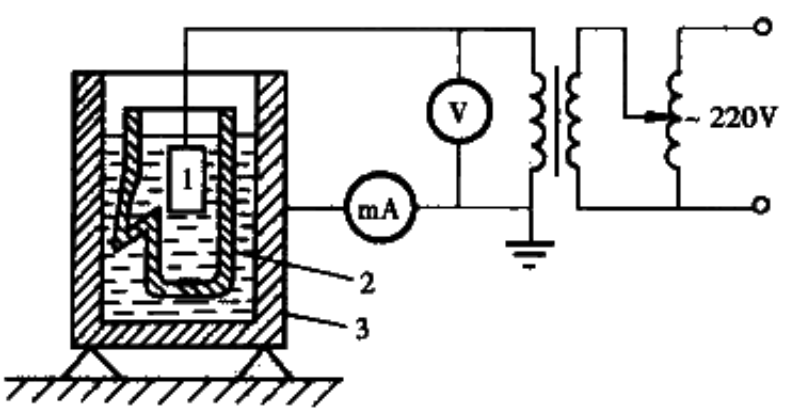


图 18-20　绝缘手套试验装置示意图

1—电极；2—试样；3—盛水金属器皿

1. 试验方法

绝缘手套试验是工频耐压，试验装置示意图如图 18-20 所示。

试验时，手套内放入电阻率不大于 100Ω·m 的水，然后浸入盛有相同水的金属桶内；并使手套内外水平面相同高度；手套露出水面 90mm，并擦干净。

试验时以恒定速度从零升到规定的试验电压值，保持 1min。

2. 绝缘手套试验项目、周期和要求

绝缘手套试验项目、周期和要求如表 18-50 所示。

图18-22 所示。

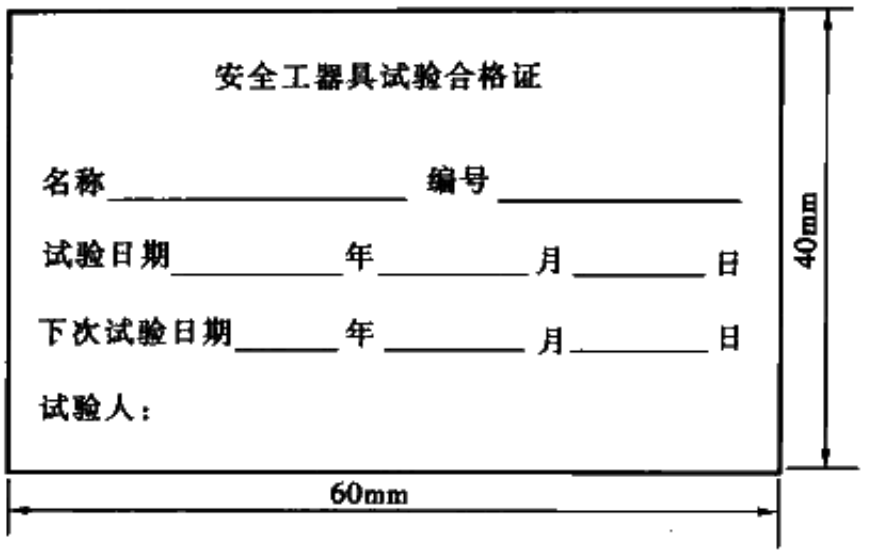


图 18-22　安全工器具试验合格证标志牌

本章提示

本章介绍了各种带电作业工具和绝缘安全工器具预防性试验的项目、试验方法。

记住：带电作业工具和绝缘安全工器具不但要定期试验，平时还要妥善保存在干燥环境下，防止受潮。带电作业工具预防性试验被试品应整根进行耐压试验，不得分段。

本章重点

1. 带电作业工具预防性试验项目、标准及基本要求。
2. 绝缘安全工器具的试验项目、标准及试验方法。

复习题

1. 简述带电作业绝缘工具的试验项目及标准。
2. 简述常用电气绝缘工具电气试验项目、周期及标准。

第十九章

同步发电机和调相机试验

电厂中的发电机都为同步电机，它将原动力的机械能转变成电能，再通过升压变压器和输电线路送往用户。

近年来，我国电力工业迅速发展，已进入大电网和大机组的发展阶段。目前300～600MW的发电机已成为电网的主力机组；1000MW发电机组已建成投产。对发电机进行预防性试验，一方面是为了保证发电机本身的安全运行，另一方面也是为了保证电力系统安全运行。

同步发电机和调相机绝缘预防试验主要项目有：

（1）测量定子和转子绕组绝缘电阻、吸收比和极化指数。

（2）测量定子绕组泄漏电流和直流耐压试验。

（3）定子和转子绕组交流耐压试验。

（4）测量定子绕组槽部线圈防晕层对地电位。

（5）测量定子绕组端部手包绝缘施加直流电压。

（6）测量定子和转子绕组的直流电阻。

（7）测量转子绕组的交流阻抗和功率损耗。

（8）测量轴电压。

（9）测量空载特性曲线。

（10）测量稳定短路特性曲线。

（11）定子铁芯试验。

（12）转子绕组一点接地试验。

（13）转子绕组匝间绝缘短路试验。

（14）测量定子绕组单相接地电容电流值。

（15）测定发电机相序。

本章将介绍上述试验项目的试验原理和结果判断等内容。

第一节　定子和转子绕组绝缘电阻、吸收比和极化指数

一、发电机绝缘的特点

1. 电气性能

绝缘应具有高的耐电压强度，并能承受一定过电压的性能；在工作电压和工作温度下，绝缘介质损耗因数 $\tan\delta$ 小且稳定；具有较高的起始游离电压、绝缘寿命保证在25～30年。

2. 热性能

绝缘应具有在工作温度下，浸渍漆和黏合剂不应流出来，以免使绝缘迅速老化。另外，绝缘材料、铜导体和定子铁芯由于热膨胀系数不同，在绕组加热和冷却过程中，不可避免地产生较大的机械应力。因此，长时间作用使绝缘失去弹性而产生裂纹，甚至在运行电压下绝缘击穿。

3. 机械性能

绝缘在制造过程中和运行时受到各种机械力作用，尤其是在高速运转受到的机械应力更大。下面介绍受到的机械力：

（1）端部线圈在运行时和突然短路时，产生电动力使端部线圈固定松动，长时间作用磨破绝缘。

（2）幅向交变电动力，是定子绕组的横向磁通使导体受到的力。另外，在额定电流下汽轮发电机单根线棒上也会受到几百公斤的作用，并以每秒 100 次的频率打击着绝缘，在短路时，该力达到数百吨。上述交变电动力作用结果，将绝缘断裂或磨损，在运行中可能使绝缘击穿。

（3）转子绕组绝缘的损坏，是由于在运行时受到很大的离心力作用的结果。如转子绕组绝缘一点接地和匝间绝缘损坏等。

4. 化学性能

发电机运行时产生电晕放电时，又有臭氧和各种氧化氮产生，前者是强烈的氧化剂，侵蚀有机绝缘材料；后者和水形成硝酸或亚硝酸，腐蚀金属材料，使纤维材料变脆。所以，发电机绝缘应防止产生电晕放电并采用防晕材料。

现代高压发电机定子绕组绝缘结构主要有沥青浸胶、烘卷云母和环氧粉云母三种。绝缘体含有漆、沥青、虫胶、环氧、云母带和玻璃丝带等复合式夹层绝缘。所以，发电机定子绝缘的吸收现象很显著，测量绝缘电阻、吸收比和极化指数能有效地检出绝缘受潮、脏污及贯穿性的集中性缺陷。

二、测量方法

测量绕组绝缘时，用电动式绝缘电阻表依次测量各相或分支对地以及其他相或分支间的绝缘电阻值、吸收比和极化指数。测量时应将引出线套管表面加屏蔽，所有线圈均应首尾短接（非被测线圈还应接地）；在正式测量前，一定要将定子绕组对地、相间预防电 5～10min，否则测量的绝缘电阻值偏大，而吸收比又偏小；由于定子绕组对地电容量较大，为了防止损坏绝缘电阻表，测量完毕后，仍保持绝缘电阻表额定电压下（或转速）断开相线，以防对绝缘电阻表反充电损坏。

三、试验结果分析和判断

（一）绝缘电阻试验结果分析和判断

为了便于比较，绝缘电阻首先是换算到同一温度后才能分析判断。

1. 绝缘电阻值温度换算

由于历次测量绝缘电阻时，温度各异，而绝缘电阻又受温度影响较大，为了便于历次测试结果比较，达到一目了然，应进行不同温度下的绝缘电阻值换算到 75℃或 40℃的值。但绝缘电阻换算因数受绝缘材料、运行条件等影响，相差较大。下面推荐换算公式，由各自的具体条件验证后选择。

（1）按常用的 IEEEstd43—1974 推荐用式（19-1）换算

$$R_c = K_t R_t \tag{19-1}$$

式中 R_c——换算到 75℃或 40℃时的阻值，MΩ；

R_t——测试温度为 t℃时的阻值，MΩ；

K_t——绝缘电阻温度换算因数。

绝缘电阻温度换算因数 K_t，按下式计算

$$K_t = 10^{\alpha(t-t_1)} \tag{19-2}$$

式中 t——试验时温度，℃；

t_1——换算温度值（75℃、40℃），℃；

α——温度系数，$℃^{-1}$，此值与绝缘材料的类型有关，如 A 级绝缘材料为 0.025，B 级绝缘材料为 0.030，按式（19-2）计算的，换算温度为 75℃和 40℃的 K_t 值，如表 19-1 和图 19-1、图 19-2 所示。

表 19-1　　定子绕组绝缘电阻温度换算因数 K_t

定子绕组温度（℃）	A 级绝缘材料		B 级绝缘材料	
	换算至 75℃	换算至 40℃	换算至 75℃	换算至 40℃
75	1.0	7.5	1.0	11.4
70	0.75	5.6	0.71	8.0
60	0.42	3.2	0.35	4.0
50	0.24	1.6	0.18	2.0
40	0.13	1.0	0.088	1.0
30	0.075	0.56	0.044	0.5
20	0.042	0.32	0.022	0.25
10	0.024	0.18	0.011	0.125
5	0.011	0.13	0.0078	0.088

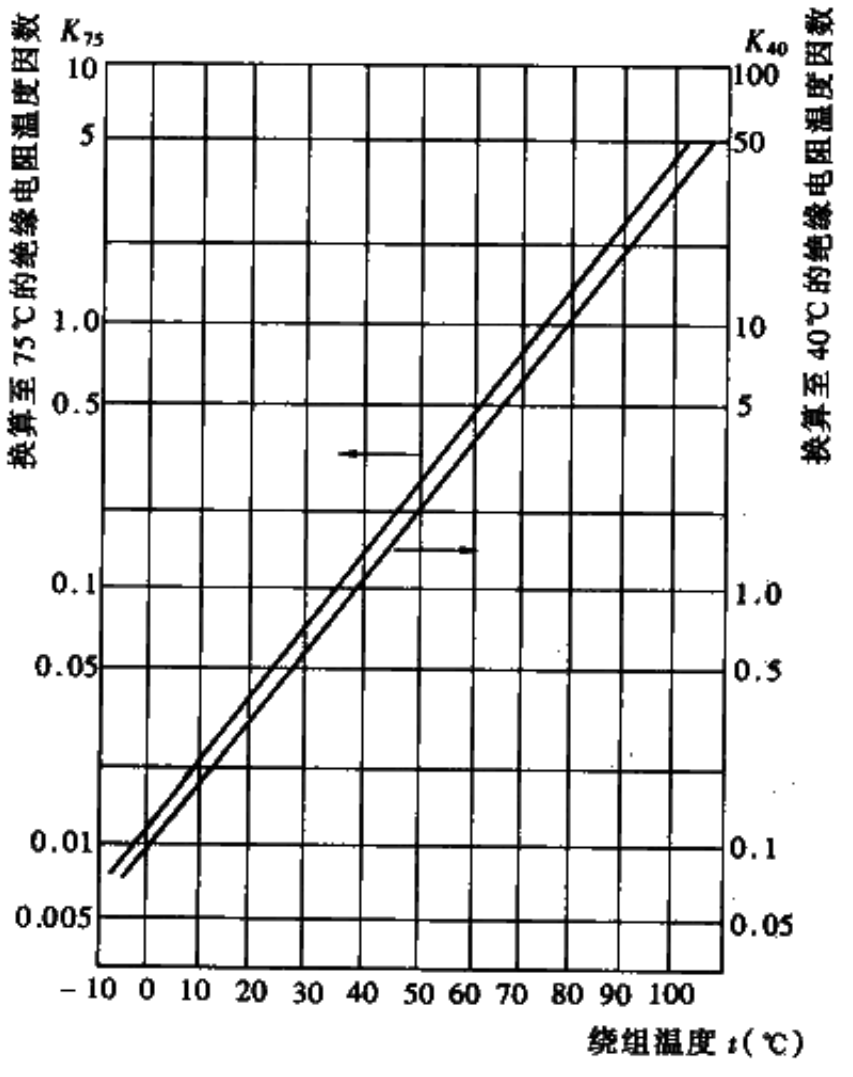


图 19-1　定子绕组 A 级绝缘材料温度换算因数

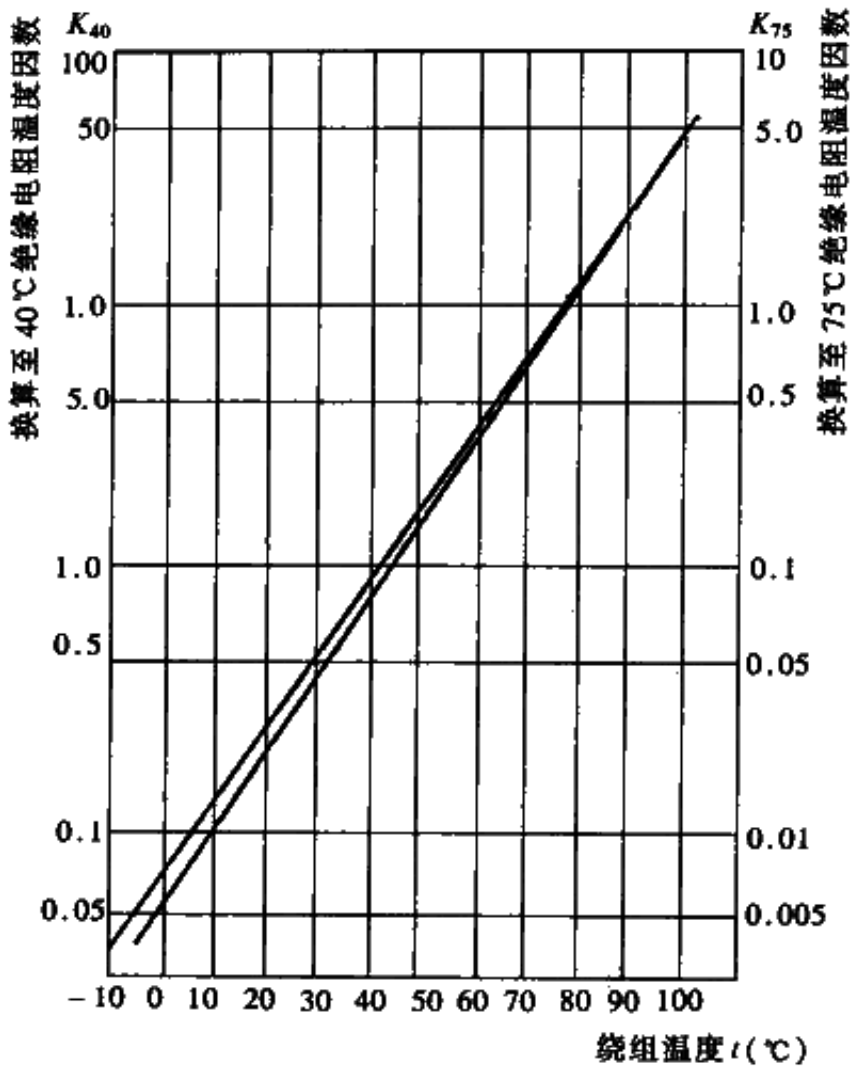


图 19-2　定子绕组 B 级绝缘材料温度换算因数

（2）定子绕组属于苏联的产品，在 75℃之内（不低于 10℃），绝缘电阻按表 19-2 进行温度换算。

表 19-2　　定子绕组绝缘电阻温度换算因数 K_t

定子绕组温度（℃）	换算至 75℃	定子绕组温度（℃）	换算至 75℃
75	1.0	40	0.29
70	0.88	30	0.21
60	0.59	20	0.15
50	0.41	10	0.11

（3）温度换算不很准确，所以，尽量在试验安排时，在相近温度下进行，这样最为理想，但很难每次都能办到。如果有条件时，采用在干燥完毕后的冷却过程中测量不同温度下的绝缘电阻值，在半对数坐标纸上绘制出绝缘电阻与温度的关系曲线图。在曲线图上查出 75℃（或 40℃）的绝缘电阻值。再由式（19-1）求出不同温度下的 K_t 值，列出定子绕组绝缘电阻温度换算因数 K_t 值表。这样这台发电机定子绕组绝缘电阻温度换算就更符合实际，也就更准确。

2. 绝缘电阻值的判断

绝缘电阻值由于受脏污、潮湿、温度和预放电时间等影响较大，使历次测量值分散性较大，难以制订出标准值。《规程》规定各单位根据多年积累的经验自行规定；若在相近试验条件下（温度、湿度），阻值降低到历年正常值的 1/3 以下，应查明原因；各相或分支阻值的差值不应大于最小值的 100%。

（二）吸收比和极化指数的判断

发电机绝缘电阻测量时，分别读取 15、60s 和 600s 的阻值，则吸收比 $K=R_{60}/R_{15}$，极化指数 $P=R_{600}/R_{60}$。

当发电机定子绕组绝缘受潮、脏污时，不仅绝缘电阻值下降，而且吸收特性衰减时间缩短，吸收比 K 值减小。由于吸收比对绝缘受潮反应灵敏，我国在 20 世纪 80 年代以前，一直把它作为判断绝缘受潮的主要指标之一。判断标准为 $K\geqslant 1.3$，认为绝缘是干燥的。但 20 世纪 80 年代我国进口大型发电机和我国自己生产的大型发电机，在测绝缘电阻时，阻值很大，而吸收比 $K<1.3$，其他试验也证明绝缘没有受潮。经过认真研究分析认为，由于大型发电机电压高、容量大，一方面绝缘材料性能提高，另一方面绝缘结构复杂了，使吸收时间常数延长，达到稳定时间在 600s 及以上。所以，60s 的绝缘阻值远没有达到稳定值，使 K 值小于 1.3。测量极化指数就能测到稳定值，比较客观的反映绝缘状况。所以，《规程》推荐 200MW 及以上发电机测量极化指数。极化指数在较大范围内与定子绕组温度无关，吸收比和定子绕组温度有关，仅在 10～30℃范围内影响较小，吸收比测量最好在 10～30℃范围内测量，而极化指数就没此要求。

综合上述分析，结合我国具体情况，一方面由于发电机有大型的，也有一些过去生产的中小型；另一方面电动式绝缘电阻表广泛应用，《规程》对发电机定子绕组绝缘吸收比 K 和极化指数 P 规定如下：沥青浸胶及烘卷云母绝缘 K 不应小于 1.3 或 P 不应小于 1.5；环氧粉云母绝缘 K 不应小于 1.6 或 P 不应小于 2.0。也就是说，只要一个满足，另一个不满足也是合格的，即大型发电机 $K<1.3$ 或 $K<1.6$，而 $P>1.5$ 或 $P>2.0$，则绝缘是合格的，未受潮；中小型发电机 $K>1.3$ 或 $K>1.6$，而 $P<1.5$ 或 $P<2.0$，同样绝缘未受潮，是合格的。

四、转子绕组的绝缘电阻测量

转子绕组在运行时，一方面在高速运转，另一方面又在高温作用下，一般绝缘电阻值不大。绝缘电阻测量分静态和动态，动态又分为空转和带负荷两种。

（一）静态测量

发电机静止状态，把滑环上电刷提起来，用 1000V 绝缘电阻表测量（水冷用 500V 或以下绝缘电阻表），相线接在滑环处，地线接在转轴上。《规程》规定绝缘电阻一般不小于 0.5MΩ，水冷发电机在室温下一般不应小于 5kΩ。《规程》还规定，对于 300MW 以下的汽轮发电机，在 75℃时不小于 2kΩ，或在 20℃时，不小于 20kΩ，亦可投运。对于 300MΩ 及以上的汽轮发电机，在 10～30℃时，绝缘电阻不小于 0.5MΩ。在测量前，正负滑环应短路放电。

（二）动态测量

发电机空载或带负载两种状态下测量转子绕组的绝缘电阻。

1. 空载测量

励磁回路处于灭磁状态，把电刷提起来。在升速过程中，逐点测量绝缘电阻值，绘制出绝缘电阻值与转速的关系曲线。由此曲线可判断绝缘电阻受离心力作用下阻值的变化，以及判断转子绕组绝缘状况和转速的关系。

2. 负载测量

测量采用电压表法。用内阻为 200000Ω/V 的万用表。在测量前一定保证励磁回路绝缘状况良好。

先测量正负滑环之间电压 U_k，再依次测量正滑环对轴电压 U_+ 和负滑环对轴电压 U_-，则转子绕组对轴绝缘电阻值（MΩ）为

$$R_i = R_v\left(\frac{U_k}{U_+ + U_-} - 1\right) \times 10^{-6}$$

式中 R_v——万用表内阻，Ω。

如果改变负荷大小，也就是改变转子绕组温度高低，依次测出绝缘电阻值，绘出绝缘电阻值与负荷的关系曲线。由此曲线判断绝缘电阻和温度关系，判断在高温下转子绕组是否绝缘状况不良或接地。

第二节 测量定子绕组泄漏电流和直流耐压试验

测量绝缘电阻时，施加的电压比较低，绝缘缺陷不易被发现。但直流泄漏电流和直流耐压试验时，所加试验电压比较高；另外，用比较准确的微安级电流表测量泄漏电流，更容易发现绝缘缺陷。该试验还有一个优点，是比交流耐压试验更容易发现绕组端部的绝缘缺陷。

一、测量方法

测量方法和其他设备基本一致。微安级电流表应接在高压侧，并对出线套管表面进行屏蔽。为了防止强电场杂散电流的干扰，微安级电流表也要屏蔽。试验应在发电机停机后，未清扫污秽前的热态下进行，这样更有效发现绝缘缺陷。试验电压应按每级 $0.5U_N$ 分阶段进行，每一阶段停留 1min 后，读取泄漏电流值，绘出泄漏电流和电压的关系曲线，即

$$I_x = f(U_s)$$

式中 I_x——泄漏电流值，μA；

U_s——试验电压，kV。

二、注意事项

试验工作中，既要注意人身安全，又要注意设备安全。

试验氢冷发电机时，充氢时氢的纯度应大于 96%以上；排氢时，氢的纯度应在 3%以下；不准在置换过程中进行试验。微安级电流表换挡时，用合格的操作杆或用光电遥控装置进行。试验完毕后，先用放电棒放电（经过电阻），然后再接上接地线充分放电 3min 以上。

三、试验结果分析判断

（一）为什么《规程》不规定泄漏电流值标准

泄漏电流值大小，实际上也反映绝缘电阻值大小，同样受到各种因素影响，难以制订出合格的标准值大小。另外，这一试验最后是直流耐压试验，所以判断绝缘状况应以最后能否通过耐压试验为准。现场试验时，虽然泄漏电流值不大，但最后耐压时可能击穿；反之，尽管泄漏电流大一些，但最后耐压通过，所以泄漏电流值不能完全体现绝缘状况，仅能相对比较，判断绝缘存在一些缺陷。但《规程》要求泄漏电流有异常时，应尽可能找出原因，并想办法消除，并非不能投运。

（二）泄漏电流换算

由于泄漏电流值和温度关系很大，所以不同温度下的泄漏电流难以比较。目前所推荐的换算公式为

$$I_{x75} = I_{xt} \times 1.6^{\frac{75-t}{10}} \tag{19-3}$$

式中 I_{x75}——换算至 75℃时泄漏电流值，μA；

I_{xt}——在温度为 t℃时实测泄漏电流值，μA；

t——试验时，绕组实测温度，℃。

但用式（19-3）计算值和实测值差别较大，最好的办法是进行实测。绝缘正常时，求出发电机定子绕组泄漏电流和温度的关系。在 20～70℃温度范围内，测量泄漏电流值，按式（19-4）计算

$$\ln \frac{I_{xt2}}{I_{xt1}} = n(t_2 - t_1) \tag{19-4}$$

式中 I_{xt2}——温度为 t_2 时泄漏电流值，μA；

I_{xt1}——温度为 t_1 时泄漏电流值，μA。

再由式（19-4）得

$$n = \frac{\ell \frac{I_{xt2}}{I_{xt1}}}{t_2 - t_1} \tag{19-5}$$

n 值是针对某一台发电机求得的，所以，可以在不同温度下进行泄漏电流按式（19-6）换算

$$I_{xt2} = I_{xt1} e^{n(t_2 - t_1)} \tag{19-6}$$

（三）泄漏电流试验判断

这个试验最后的判断标准当然是以直流耐压试验通过为准，但泄漏电流值只能反映绝缘的一些缺陷。

（1）《规程》的要求。在规定试验电压下，各相或各分支泄漏电流的差别不应大于最小值的 100%；相间（分支）差值与历年比较，不应有显著变化；泄漏电流不随时间延长而增大。另外，泄漏电流随电压不成比例显著增长时，应注意分析；如果不符合上面要求两条之一，应尽可能找出原因并消除，但并非不能运行。

（2）根据泄漏电流异常，判断故障部位。

1）当泄漏电流随时间延长而增加，则说明绝缘有高阻性缺陷、绝缘分层、松弛或潮气侵入等。

2）各相（或分支）泄漏电流相差大，超过《规程》的规定，可能是在远离铁芯的端部有缺陷或套管脏污。

3）泄漏电流随电压不成比例上升，则表明绝缘受潮或脏污所致。

4）微安表在试验过程剧烈摆动，说明绝缘有断裂性缺陷，大部分在槽口处或套管有裂纹等缺陷。

第三节 定子绕组交流耐压试验

交流耐压试验也称工频耐压试验，波形为正弦波。交流耐压试验的优点，是试验电压与发电机工作电压波形和频率一致，作用于绝缘内部的电压分布、绝缘击穿性能完全适应发电机的工作状态。为了确保发电机绝缘安全运行，除上述的试验项目外，还应对发电机定子绕组主绝缘进行更加严格的考核，这就是交流耐压试验。随着发电机额定电压和容量的增大，交流耐压试验设备越来越庞大，调压也困难等。对于大容量的发电机，现场交流耐压试验多采用变频串联谐振方法。

一、交流耐压试验时试验电压倍数选择

一方面发电机定子绕组一般都是星形接线，中性点不接地，当产生单相接地时，其他两相对地电压升为线电压，所以，试验电压不能低于额定电压（为线电压），否则失去耐压试验意义。另一方面要考虑大气过电压和操作过电压作用时，绝缘不被击穿。大气过电压保护水平和我国的运行经验，基本上能够防止它们对发电机的侵袭。发电机在出厂时，已经对目前大气过电压保护水平进行了试验，对现行的交流耐压来说，绝缘水平有相当的裕度，故交流耐压值只从操作过电压考虑。经统计操作过电压大多数幅值不超过 $3U_{ph}$（U_{ph}为相电压），约为 $1.7U_l$（U_l 为线电压），实际上一般不会超过 $1.5U_l$。另外，再考虑我国发电机绝缘水平，不宜把试验电压值定得太高。目前《规程》规定试验电压为 $1.5U_l$。经过几十年的实践，这个规定是科学的、合理的，确保了发电机安全运行。

二、交流耐压对绝缘危害

交流耐压试验时，定子绕组相对地与相间承受的电压分别是正常运行时电压的 2.6 倍和 1.5 倍，时间坚持 1min，30 年间最少试验 15 次，这样对绝缘产生的积累损伤会不会影响发电机 30 年使用寿命?

（一）绝缘击穿电压与加压时间的关系

绝缘在试验电压作用下，随着加压时间增加，击穿电压降低。因为绝缘内部不可避免会存在气体，在强电场作用下，气体游离和绝缘氧化，使云母绝缘遭受损伤，加压时间越长，则绝缘损伤越严重，继而使击穿电压降低。经过多次试验，维持 1min 的击穿电压，试验电压应在 $5.0U_l$ 以上。

（二）试验次数对绝缘的影响

考虑到发电机寿命 30 年，每 2 年进行一次交流耐压试验，共 15 次（实际上交流耐压试验次数因大修周期延长，比 15 次要少）。经过研究和试验，30 年后，维持 1min 试验电压为 $3.7U_l$，才会使绝缘击穿。

总之，发电机在 30 年寿命内，不会在 $1.5U_l$ 的试验电压下，坚持 1min，共 15 次试验形成的累积损伤使发电机绝缘击穿。兰州西固热电厂 8 台发电机都按标准进行交流耐压试验，都运行 30 年以上，有的达 43 年还在运行中。以上足以说明，《规程》所规定的交流耐压试验倍数、时间和次数是符合实际的。

三、试验方法和注意事项

发电机交流耐压试验工作，相对比较复杂，又要保证人身和设备安全，所以，该项工作应该十分重视。

（一）试验接线图

试验部分接线如图 19-3 所示。

试验步骤如下：

（1）应在非破坏性合格后进行。

（2）接线正确，试验设备完好，仪器仪表指示正确。

（3）在空载条件下调整保护球隙，使放电电压在试验电压的 1.1～1.12 倍范围内，并在试验电压的 1.05 倍下坚持 2min 不放电，降压断电源。

（4）在 R_1 后短路，调整过流保护跳闸的整定值。

（5）把高压引线接到试品上，正式试验。

式中 C_x——试品电容，pF；

P_N——试验变压器额定容量，kVA；

U_N——试验变压器额定电压，kV。

就可避免并联谐振。

五、水内冷发电机绝缘试验

水是较好的冷却介质，其效果比氢气更好，而且有良好的绝缘性能，除盐凝结水的电阻温度系数为负值（电阻率随温度升高而降低）。所以，用水作发电机冷却介质，可以提高电磁负荷、容量和缩小尺寸等。目前发电机广泛用水作为冷却介质，而且是内冷式（直冷）。

（一）水内冷发电机定子绕组水系统图

发电机定子绕组水内冷系统如图 19-4 所示。

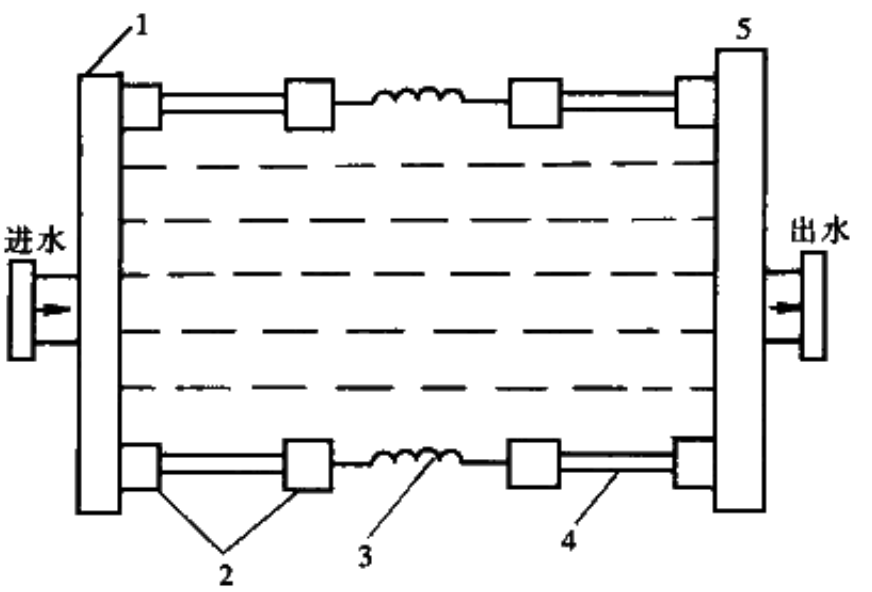


图 19-4 定子绕组水内冷系统

1—总进水管；2—不锈钢接头；3—空心导线；4—绝缘引水管；5—总出水管

由图 19-4 可知，定子绕组主绝缘由槽部、端部和引水套管、绝缘引水管和冷却水组成。进出水汇水环管对地和对外部水管应是绝缘的（运行时应接地，测试时应拆除接地连线）。

（二）绝缘试验时等值电路图

由于水内冷发电机的绝缘不同于气体冷却，进行绝缘试验时要考虑其特点，才能测出正确的数据并进行正确判断。水内冷发电机定子绕组绝缘测试等值电路如图 19-5 所示。

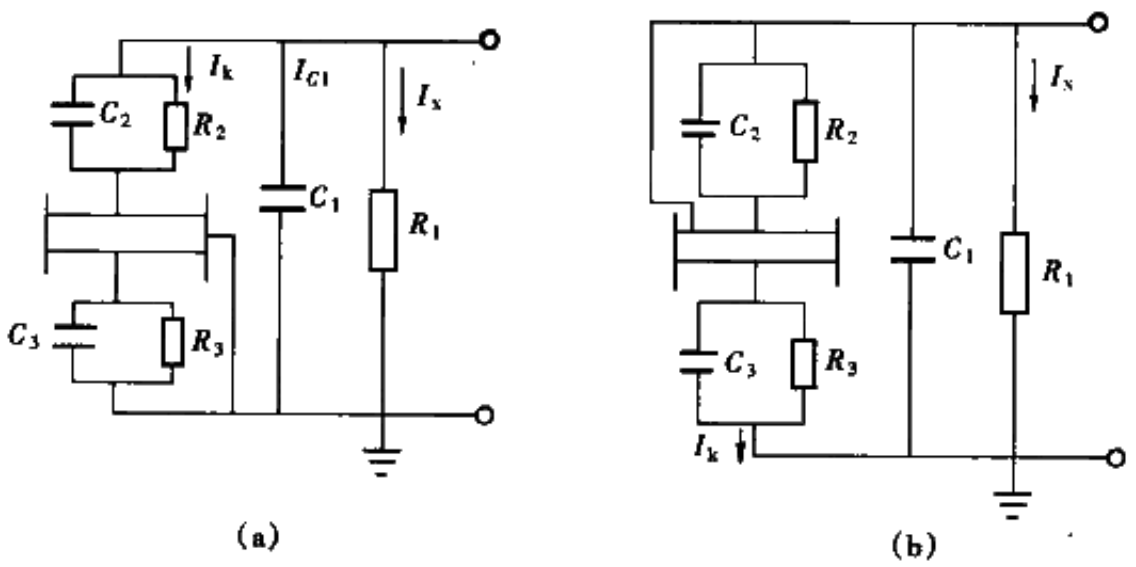


图 19-5 水内冷定子绕组绝缘等值电路图

（a）汇水管接地（低压屏蔽）；（b）汇水管接高压（高压屏蔽）

R_1、C_1—加压相对地和其他两相（接地）的绝缘电阻和电容；

R_2、C_2—加压相对汇水管的电阻和电容（包括引水管及水阻）；R_3、C_3—汇水管对地电阻和电容

当进行直流试验时，流过主绝缘的泄漏电流 I_x 一般为数十微安，而流过引水管的电流 I_k 为数十或数百毫安（此电流主要由加压相引水管中的水阻 R_2 和非加压相引水管电阻及汇水管对地电阻 R_3 决定）。因此，在通水时，为判断绝缘状况，必须将 I_k、I_x 分开。I_k 值太大，试验时直流试验设备必须加滤波电容器或提高水质，否则，会在一定程度上影响测试的准确性。

交流耐压时，流经 C_1 的电流 I_{C1} 以毫安计，较流过 R_1 的电流 I_x 大的多，故和其他气体冷却发电机一样，作为绝缘水平的考验。

当引水管为聚四氟乙烯塑料管，或其他耐电老化的绝缘管，也可在吹水后进行绝缘试验。

（三）绝缘试验

（1）定子绕组绝缘电阻测量。不论是通水还是吹水，为了测量 R_1，必须将汇水管接到绝缘电阻表的屏蔽端，把 R_2、R_3 屏蔽。通水时测量，由于绝缘电阻表流过的电流很大，而且还要补偿水路中直流极化电势对测量的影响和防止测试完毕后试品电容对并联水阻放电损坏表头，国家专门研制了 ZC—36 型绝缘电阻表，专供水内阻发电机测量绝缘电阻用。但吹水后，仍可用普通绝缘电阻表测量。

绝缘电阻值判断标准可以参考一般发电机标准。

（2）转子绕组绝缘电阻测量和判断标准。

在通水时，连同水阻一块测量（水阻没法屏蔽），绝缘电阻不小于 5kΩ；测量用 500V 及以下有千欧挡绝缘电阻表测量。不通水时，用普通绝缘电阻表测量，判断为不小于 0.5MΩ。

（3）直流泄漏和直流耐压试验。

1）不通水时试验。在新安装或更换引水管时，具备不通水条件试验。但绝缘引水管内积水，必须用干燥的压缩 N_2，从顺、逆两个方向将积水吹干净，以防试验时放电烧坏绝缘管内壁。另外，为了测量准确，必须采用低压或高压屏蔽法，如图 19-6 和图 19-7 所示。

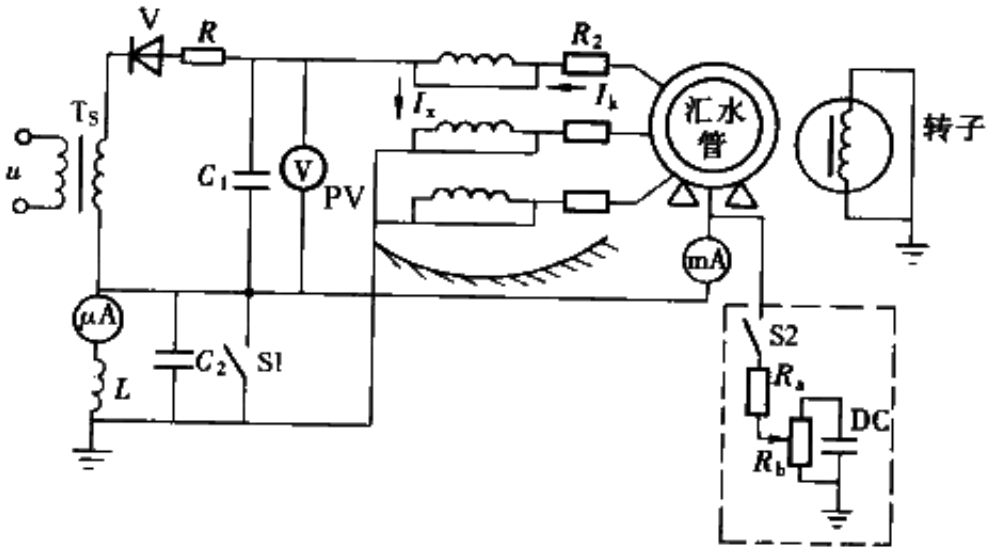


图 19-6　水冷直流试验低压屏蔽法接线图

V—高压二极管；R—限流电阻；T_S—试验变压；C_1—稳压电容；C_2—抑制交流分量电容；L—抑制交流分量电感；S1、S2—开关；DC—1.5V 干电池；R_2—水电阻

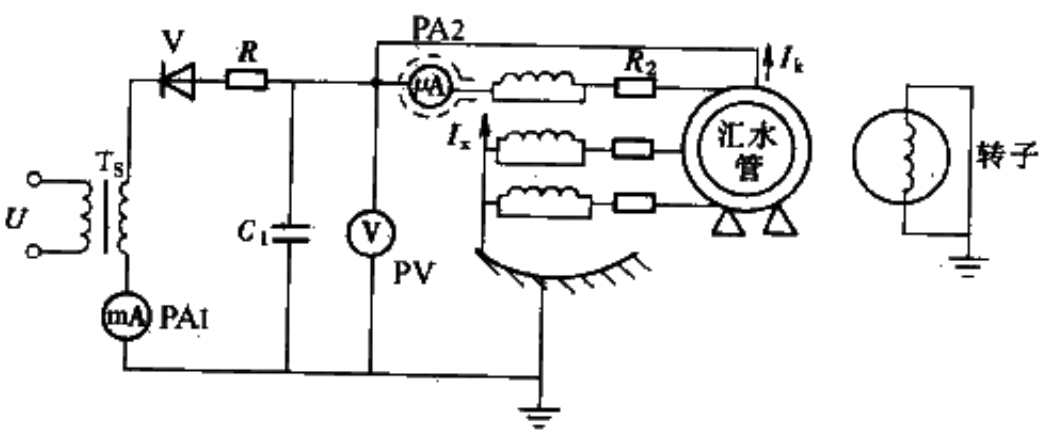


图 19-7　水冷直流试验高压屏蔽法接线图

T_S—试验变压器；R—限流电阻；PA1—毫安级电流表；PA2—微安级电流表；V—高压二极管；C_1—稳压滤波电容器；R_2—引水管电阻

2）通水试验。发电机虽停运，但定子绕组冷却水保持正常循环（水压、水温、水质和运行时一样）下的试验。

a. 低压屏蔽法。该法适合汇水管对地为弱绝缘发电机，接线如图 19-6 所示。由图 19-6 可见，由于毫安级电流表和微安级电流表的不同接法，将流过水管的电流 I_k 和流过加压相对地及其他两相绝缘的电流 I_x 分开来，便可以从泄漏电流值大小判断定子绝缘。

低压屏蔽法试验时，由于微安级电流表和汇水管对地电阻 R_3 相并联，使表读数 I'_x 小于实际泄漏电流 I_x，为得到准确的 I_x 值，应按下式进行换算后求得 I_x 值

$$I_x = I'_x\left(1+\frac{R_A}{R_3}\right)$$

式中 R_A——微安级电流表内阻，Ω；

R_3——汇水管对地电阻，Ω。

R_3 的值可以在通水时，断开微安级电流表后，用万用表正、负极性各测一次汇流管对地电阻，取其平均值为 R_3。

另外，通水时试验产生极化电势，未加压微安级电流表则有读数，产生误差。为了消除此影响，需要进行补偿。图 19-6 虚线内就是全补偿装置。调节 R_b 值大小，使微安级电流表读数为零即可。

b. 高压屏蔽法。该方法适合汇水管对地绝缘必须和定子绕组具有同等的绝缘才行。由于测量泄漏电流的微安级电流表接于高压侧，采用全屏蔽法，测量比较准确，但需要试验设备容量较大。

3）试验结果判断。同其他冷却方式的汽轮发电机。

4）交流耐压试验。和直流耐压试验一样，也分为通水和不通水两种方式。试验接线分析判断和一般气冷发电机没有原则上的区别。试验接线如图 19-8 所示。

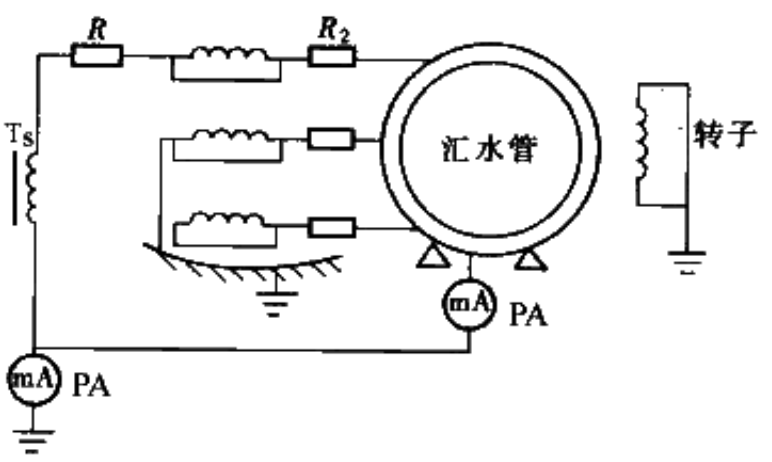


图 19-8 水冷交流耐压试验接线图

T_S—试验变压器；R_2—引水管电阻

a. 不通水试验。首先必须将水吹净，以防将绝缘引水管内壁闪络放电而烧伤；为了使绝缘引水管一块进行耐压，应将汇水管接地；同样将流过引水管的电流 I_K 屏蔽，使毫安级电流表读数为试品的电容电流值。

b. 通水试验。接线图同图 19-8。但这时汇水管没有承受耐压，所以，还必须单独对汇水管进行一次交流耐压。

第四节 测量定子绕组槽部线圈防晕层对地电位

一、测量目的

通过该测量，可以发现定子槽楔松动、防晕层损坏和运行中检温元件电位升高等缺陷。尤其是运行年久的设备，应定期测量。

二、测量方法和判断

1. 测量方法

对定子绕组施加额定相电压值，用高内阻电压表测量绕组表面电位值。另外，也可以在

定子绕组施加额定相电压，在抽出转子的情况下，用超声波接收仪在定子膛内沿各槽移动（贴近而不接触）探测，记录放电部位。

2. 判断

（1）用电压表测量电位时，标准是不大于10V。

（2）用超声波测量时，根据放电点分布状况可确定整槽的电腐蚀情况，具体如下。

1）没有槽放电，放电点无规律性，一般为绝缘内部放电。

2）放电点沿整槽分布，则为槽放电。

3）槽口放电时，可能是防晕层断裂，槽口绝缘损坏和防晕层处理不良等。

第五节　定子绕组端部手包绝缘施加直流电压测量

国产200、300MW水氢氢汽轮发电机多次发生因定子绕组端部手包绝缘质量存在问题造成的绝缘击穿、短路事故。定子绕组整相直流泄漏电流和直流耐压试验时，试验结果三相绕组泄漏电流平衡或合格，但手包绝缘处的工艺缺陷仍然严重存在着，运行中发生绝缘事故。为了有效发现手包绝缘处的缺陷，有两种方法检查：一种为端部绝缘表面电位测量法；另一种是端部绝缘泄漏电流测量法。

一、端部绝缘表面电位测量法

手包绝缘鼻部形状复杂，绝缘层的整体性和密实性较差，一旦焊接头有渗漏水，加水压之后，其绝缘层会积水分和潮气，使绝缘沿壁厚方向的绝缘强度降低。积水和潮气越多，绝缘强度越小。当绕组外加电压值一定时，绝缘表面对地电位大小与绝缘强度有着直线关系，绝缘强度越高，则表面电位就越低，反之亦然。在极端情况下，绝缘强度为零，表面对地电位便是绕组导体所加的电压值。所以，通过测量表面对地电位，判断手包绝缘的质量，也叫外延电位测量法。

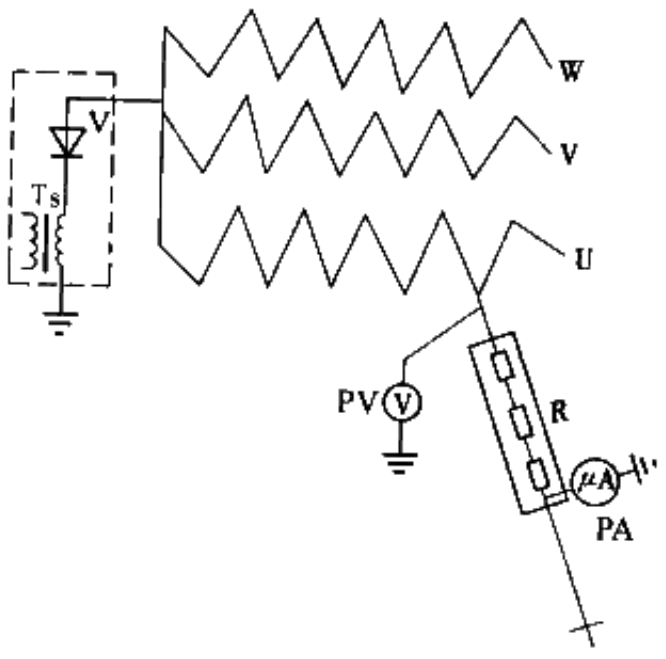


图19-9　端部绕组表面电位测量接线图

（一）测量接线图

端部绕组表面电位测量接线图如图19-9所示。

（二）测试设备

（1）20kV、200mA直流耐压试验装置一套。

（2）静电电压表（7.5～30kV）一只；直流微安级电流表（100～150μA，0.5级）一只。

（3）带金属探针的绝缘杆一支，杆内装多个电阻串接，总阻值100MΩ，容量1～2W；绝缘杆留有不小于1m的安全长度。

（三）测试方法

（1）两侧端部接头编号。

（2）所有被测接头、手包绝缘引线接头及过渡引线并联块等部位包裹一层厚为0.01～0.02mm的铝箔纸。

（3）试验在水压试验后通水条件下，用正接线方式。水质应合格（开启式水电导率不大于5.0μS/cm，密封式不大于2.0μS/cm）。如果引水管吹净水时，亦可在不通水采用正或反接线试验，但反接线必须不通水时试验。

（4）试验应在端部清扫前，若端部产生脏污时，可采用反接线试验。

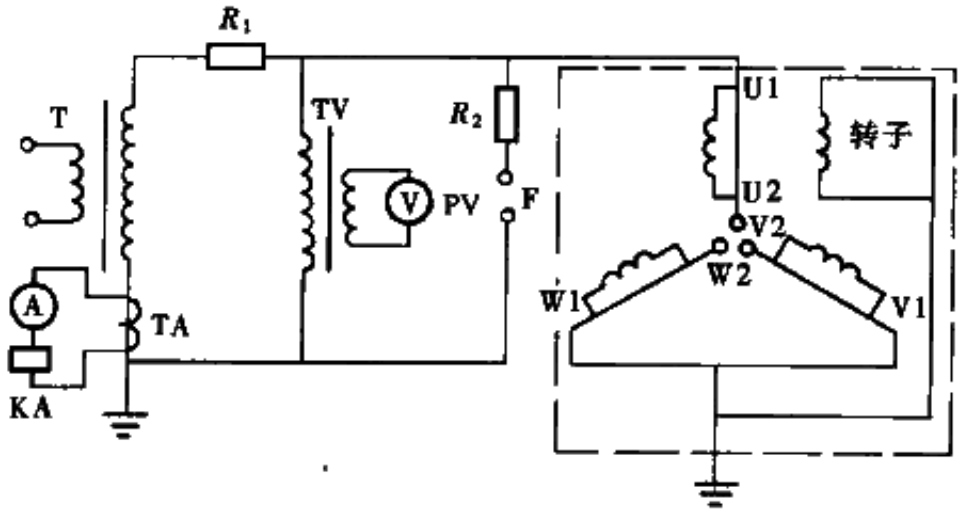


图 19-3　交流耐压部分接线图

T—试验变压器；TA—电流互感器；KA—过流继电器；R_1—限流电阻；R_2—保护电阻；TV—电压互感器；PV—电压表；F—保护球隙；U、V、W—被试发电机绕组端子

（二）试验过程中注意事项

（1）由于试品为电容负载，而且电容量较大，故试验过程中有容升现象。所以，试验电压不能利用试验变压器变比换算，应该直接测量。因为试验电压不高，可以用 0.5 级电压互感器或静电电压表直接测量。

（2）应在热态下试验，并保证氢气浓度在 3% 以下或 96% 以上，不得在置换过程中进行。

（3）保护和限流电阻 R_1、R_2，应有足够的阻值和容量。

（4）在试验过程中，应防止电压和电流谐振发生。

四、绝缘交流耐压试验结果判断

（一）绝缘击穿的判断

过流保护动作跳闸，并听到发电机内部有放电声响，闻到烧焦气味或发现冒烟等；电压表剧烈摆动或电压值下降，电流表剧烈增加等。上述表现，可能绝缘已击穿。再断开试验电源后，测一下绝缘电阻值，其值很小或为零，就进一步证明绝缘已击穿。

（二）防止误判断

在升压过程中，由于参数变化，产生谐振，误认为绝缘击穿。

1. 串联谐振

在升压过程中，电压略微升一点，而电流剧烈增加，这可能产生串联谐振了。被试发电机绝缘为电容参数，试验变压器和调压器的漏抗，组成 LC 串联回路。当升压过程中由于参数变化，形成 $X_L=X_C$，则构成串联谐振。这时试品上的电压升高，甚至超过试验电压值，而此时 $X_L = X_C$，阻抗下降，使电流剧烈增加。试品电容和试验变压器的漏抗很难达到阻抗接近或相等，因为漏抗值太小了，一般不会发生串联谐振。

2. 并联谐振

在升压过程中，电压略微升压，而电流反而下降，则可能产生了并联谐振，也就是电流的铁磁谐振。这种谐振如果是变阻器调压时，由于变阻器上的压降大大减少，使试验变压器输出电压增大，危及发电机绝缘。防止办法：只要用 QS1 电桥或伏安法测出发电机绝缘电容量 C_x，计算公式为

$$C_x > 1.3\frac{P_N}{U_N}\times 10^6$$

新e代
www.elecm.com

表 18-50　　绝缘手套的试验项目、周期和要求

项　目	周　期	要　求			
		电压等级	工频耐压（kV）	持续时间（min）	泄漏电流（mA）
工频耐压试验	半年	高压	8	1	≤9
		低压	2.5	1	≤2.5

3. 试验结果分析判断

试验过程中不击穿，高压手套泄漏电流等于或小于 9mA，低压手套泄漏电流等于或小于 2.5mA，则认为合格。

十一、导电鞋试验

用特殊导电性能的橡胶制成，在 220～500kV 带电杆塔上及 330～500kV 带电设备区非带电作业时为防止静电感应电压所穿用的鞋子。

1. 试验方法

试验是加直流电压，测量其电阻值，试验电路如图 18-21 所示。

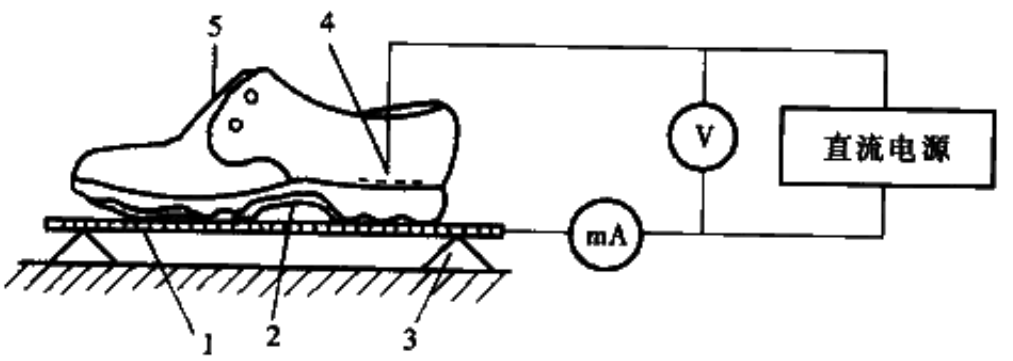


图 18-21　导电鞋电阻值测量试验电路

1—铜板；2—导电涂层；3—绝缘支架；4—内电极；5—试样

内电极由直径 ϕ=4mm 的钢球组成，外电极为铜板。内电极的引出由外接导线焊一片直径大于 4mm 的铜片埋入钢球内。鞋内装的钢球质量达到 4kg，如果鞋帮高度不够，装不了 4kg 钢球时，可用绝缘材料人为加高鞋帮。所加电压 100V，坚持 1min，测量电压、电流，算出电阻值 $R=U/I$。

2. 导电鞋试验项目、周期和要求

导电鞋试验项目、周期和要求如表 18-51 所示。

表 18-51　　导电鞋的试验项目、周期和要求

项　目	周　期	要　求
直流电阻试验	穿用累计不超过 200h	电阻值小于 100kΩ

3. 试验结果分析判断

根据试验结果计算出的电阻值 R 小于 100kΩ，则合格。

第三节　试　验　报　告

试验完毕后，应及时出具试验报告，用不干胶或挂牌制成标志牌。标志牌尺寸如

1）试验周期和项目。周期为 6 个月，项目为整衣层间工频耐压试验。

2）试验接线图。试验接线图如图 18-5 所示。对试验的几点说明如下：

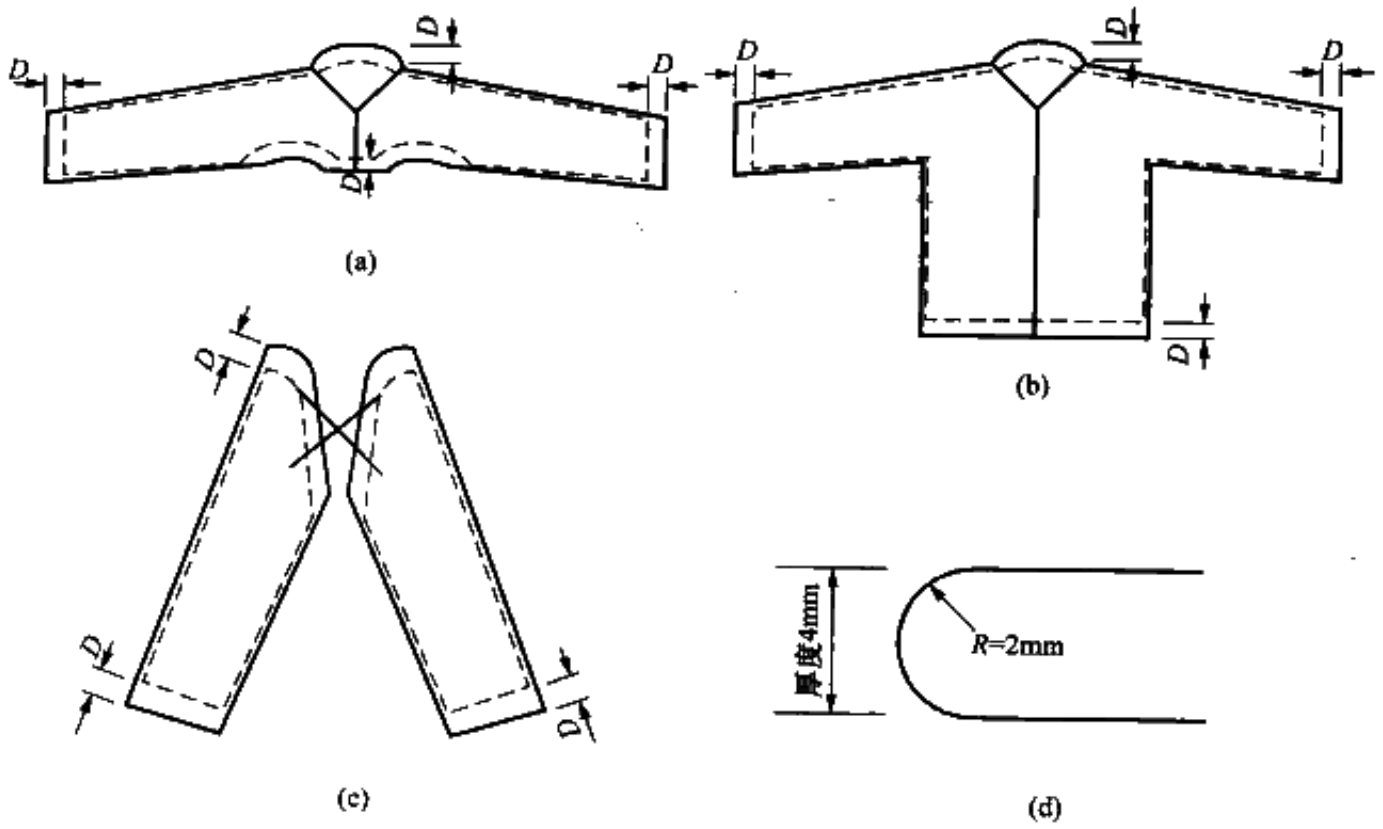


图 18-5　绝缘服层向工频耐压试验电极布置图

（a）绝缘披肩内电极布置示意图；（b）绝缘上衣内电极布置示意图；

（c）绝缘裤内电极布置示意图；（d）内电极边缘导角示意图

a）图 18-5 中 D 为电极间距，取 65mm±5mm。

b）为防止沿绝缘服边缘发生沿面闪络，应注意高压引线距绝缘服边缘的距离或采用套管引入高压的方式。

c）试验电压应从较低值开始上升，并以大约 1000V/s 的速度逐渐升压，直至 20kV 或绝缘服发生击穿，试验时间从达到规定的试验电压值开始计时，对于型式试验和抽样试验电压持续 3min，对于预防性试验，电压持续时间为 1min。

d）进行绝缘服（披肩）的层向工频耐压试验时，电极由海绵或其他吸水材料（如棉布）制成的湿电极组成，电极厚度为 4mm±1mm，电极边角应倒角。内外电极形状与绝缘服内外形状相符。电极设计及加工应使电极之间的电场均匀且无电晕发生。电极边缘距绝缘服边缘的间距为 65mm±5mm。将绝缘服平整布置于内外电极之间，不应强行拽拉，并用干燥的棉布擦干电极周围绝缘服上的水迹。

e）水的电阻率为 1000Ω·cm。

3）绝缘服工频耐压值、耐压时间如表 18-16 所示。

表 18-16　　**绝缘服（披肩）的电气特性（V）**

绝缘服（披肩）级别	额　定　电　压	1min 交流耐受电压（有效值）
0	380	5000
1	3000	10000
2	10000	20000

4）试验结果分析。耐压试验时均以无电晕、无闪络、无击穿、无明显发热为合格。

应注意，耐压试验包括绝缘上衣、后背、左袖、右袖；披肩的双肩和左右袖；绝缘裤的左右腿的各部位均应进行耐压试验。

（13）绝缘袖套电气试验。

1）试验周期和项目。周期为 6 个月，项目为标志检查、交流耐压或直流耐压试验。

2）试验接线图。试验接线图如图 18-6 所示。

3）绝缘袖套交流耐压或直流耐压值、耐压时间如表 18-17 所示。

表 18-17　绝缘袖套的电气特性（V）

袖套级别	额定电压	1min 交流耐受电压（有效值）	3min 直流耐受电压（平均值）
0	380	5000	10000
1	3000	10000	20000
2	10000	20000	30000

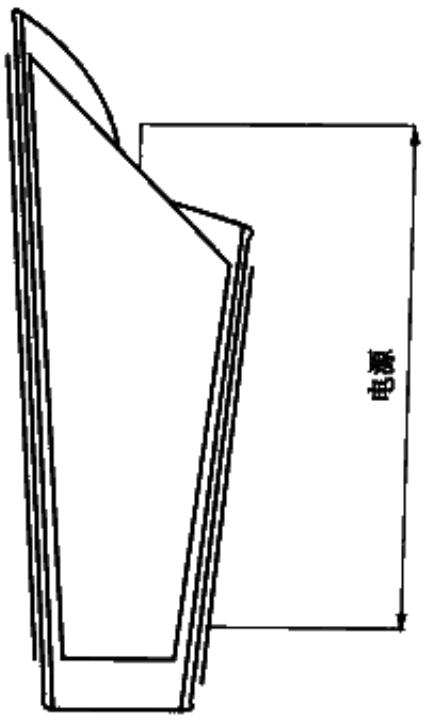


图 18-6　绝缘袖套交直流耐压试验接线图

4）试验结果判断。标志检查，先用肥皂水浸泡过的软抹布擦洗 15s，然后再用汽油浸泡过的软抹布再擦 15s，如标志仍清晰，则试验合格；交流或直流耐压时，无电晕发生、无击穿、无闪络、无明显发热为合格。

（14）绝缘手套电气试验。

1）试验周期和项目。周期为 6 个月，项目为交流耐压、直流耐压试验。

2）试验接线图。交流耐压、试验图如图 18-7 所示，而直流耐压时，把图 18-7 中的交流耐压装置改为直流耐压装置，毫安表改为微安表。

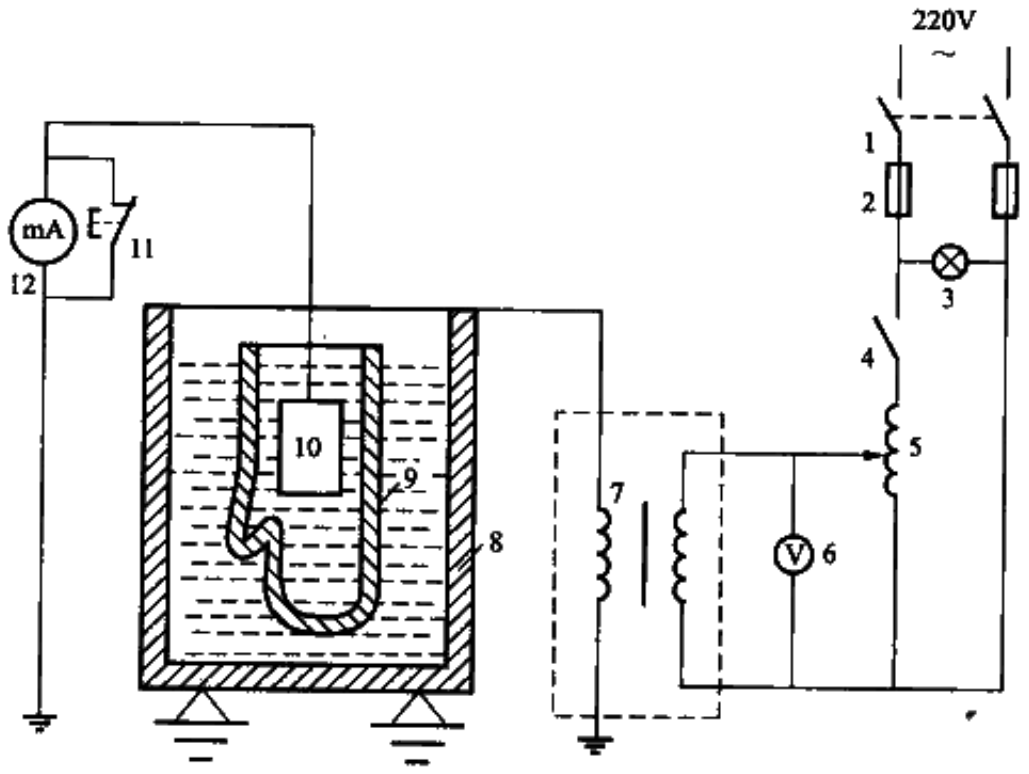


图 18-7　绝缘手套交直流耐压试验接线图

1—刀闸开关；2—可断熔丝；3—电源指示灯；4—过负荷开关（也可用过流继电器）；5—调压器；6—电压表；7—变压器；8—盛水金属器皿；9—试样；10—电极；11—毫安表短路开关；12—毫安表

3）交直流耐受电压值如表 18-18 和表 18-19 所示。

表 18-18　　绝缘手套的电气特性（V）

型　　号	额定电压	交流耐受电压（有效值）
1	3000	10000
2	10000	20000
3	20000	30000

表 18-19　　绝缘手套的直流耐压值（V）

型　　号	额定电压	直流耐受电压（平均值）
1	3000	20000
2	10000	30000
3	20000	40000

对绝缘手套进行直流耐压试验时，加压时间保持 1min，其电气性能应符合表 18-19 的规定。以无电晕发生、无闪络、无击穿、无明显发热为合格。

4）试验结果判断。交直流耐压时均以无电晕发生、无闪络、无击穿和无明显发热为合格。

（15）防机械刺穿手套电气试验。

1）试验周期和项目。周期为 6 个月，项目为交流、直流耐压试验。

2）试验接线图。试验接线图交流如图 18-7 所示，直流耐压试验将图 18-7 中的交流耐压装置改为直流耐压装置，毫安表改为微安表。

3）交、直流耐受电压值如表 18-20 和表 18-21 所示。

表 18-20　　防机械刺穿手套的电气特性（V）

型　　号	额定电压	交流耐受电压（有效值）
00	400	2500
0	1000	5000
1	3000	10000

4）试验结果判断。交直流耐压均应以无电晕发生、无闪络、无击穿和无明显发热为合格。

对防机械刺穿手套进行直流耐压试验时，加压时间保持 1min，其电气性能应符合表 18-21 的规定。以无电晕发生、无闪络、无击穿、无明显发热为合格。

表 18-21　　防机械刺穿手套的直流耐压值（V）

型　　号	额定电压	直流耐受电压（平均值）
00	380	4000
0	1000	10000
1	3000	20000

（16）绝缘安全帽电气试验。

1）试验周期和项目。周期为 6 个月，项目为交流工频耐压试验。

2）试验接线图。试验接线图如图 18-8 所示。将绝缘安全帽置于试验专门水槽内，并注水进行试验。

3）工频耐压值和耐压时间。试验电压从零值开始升，以 1000V/s 左右逐渐升到 20kV，耐压 1min。

4）试验结果分析。以无闪络、无击穿和无明显发热为合格。

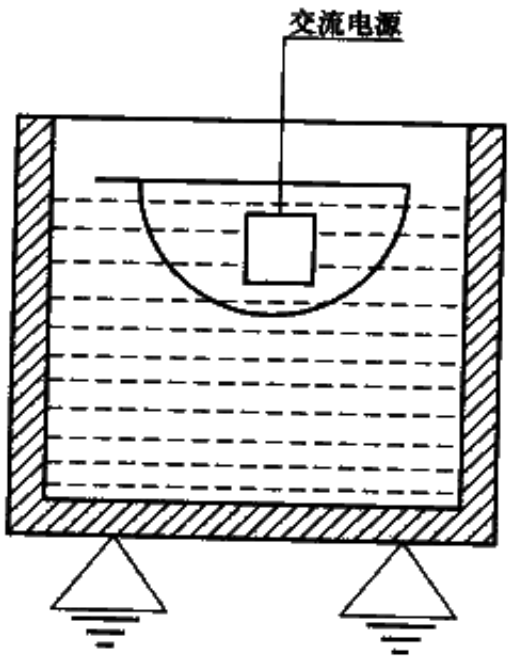


图 18-8　绝缘安全帽交流耐压试验接线图

(17) 绝缘鞋电气试验。

1）试验周期和项目。周期为 6 个月，项目为交流工频耐压试验。

2）试验接线图。试验接线图如图 18-9 所示。

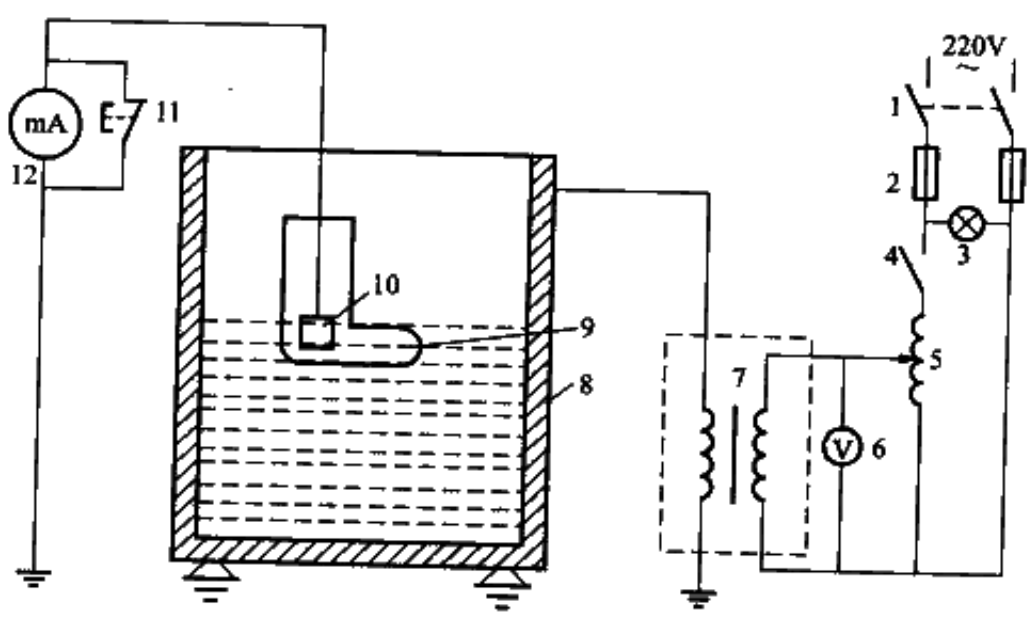


图 18-9　绝缘鞋交流耐压试验接线图

1—刀闸开关；2—可断熔丝；3—电源指示灯；4—过负荷开关（也可用过流继电器）；5—调压器；6—电压表；7—变压器；8—盛水金属器皿；9—试样；10—电极；11—毫安表短路开关；12—毫安表

3）交流耐压值、耐压时间如表 18-22 所示。

表 18-22　绝缘鞋（靴）的电气特性（V）

额定电压	1min 交流耐受电压（有效值）	额定电压	1min 交流耐受电压（有效值）
400	3500	3000～10000	15000

4）试验结果判断。耐压试验以无电晕发生、无闪络、无明显发热为合格。

(18) 绝缘毯电气试验。

1）试验周期和项目。周期为 6 个月，项目为交流工频耐压试验。

2）试验布置图。试验布置图如图 18-10 所示。

3）交流耐压值和耐压时间如表 18-23 所示。

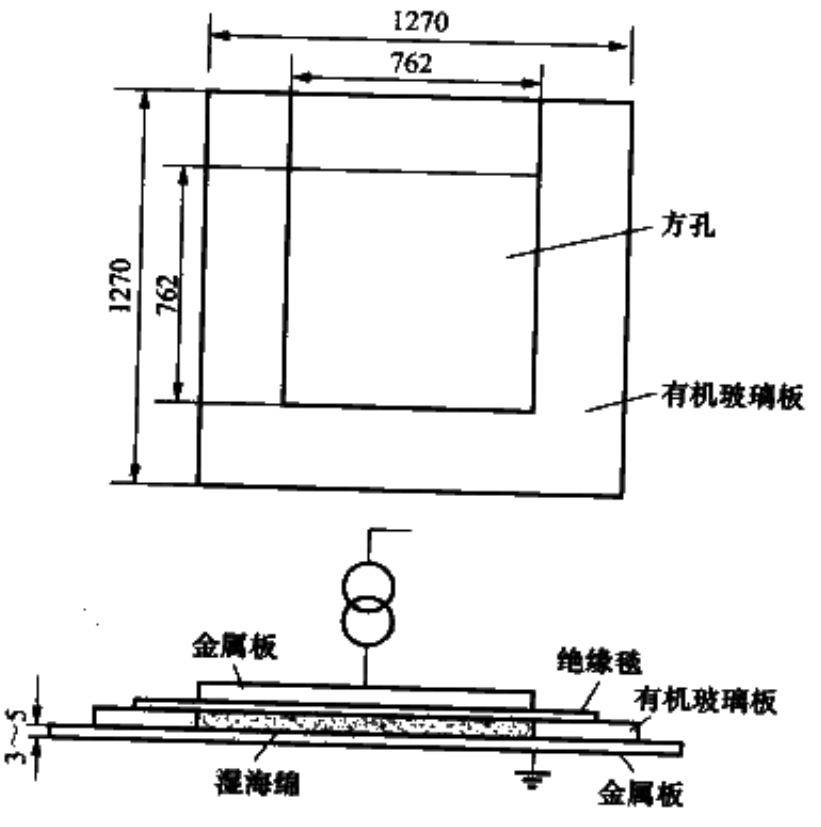


图 18-10　绝缘毯交流耐压试验布置图

表 18-23　　绝缘毯的交流耐压值（V）

级　别	额 定 电 压	1min 交流耐受电压（有效值）
0	380	5000
1	3000	10000
2	6000、10000	20000
3	20000	30000

4）试验结果分析。耐压试验以无电晕发生、无击穿、无闪络和无明显发热为合格。

（19）绝缘垫电气试验。

1）试验周期和项目。周期为 6 个月，项目为交流工频耐压试验。

2）试验接线图。试验接线图如图 18-10 所示。

3）交流耐压值如表 18-24 所示。

表 18-24　　绝缘垫的交流耐压值（V）

级　别	额定电压	交流耐受电压（有效值）
0	380	5000
1	3000	10000
2	6000、10000	20000
3	20000	30000

4）试验结果判断。耐压试验以无电晕发生、无闪络、无击穿和无明显发热为合格。

（20）导线软质遮蔽罩电气试验。

1）试验周期和项目。周期为 6 个月，项目为交流耐压试验、直流耐压试验。

2）试验电极图。试验电极图如图 18-11 所示。

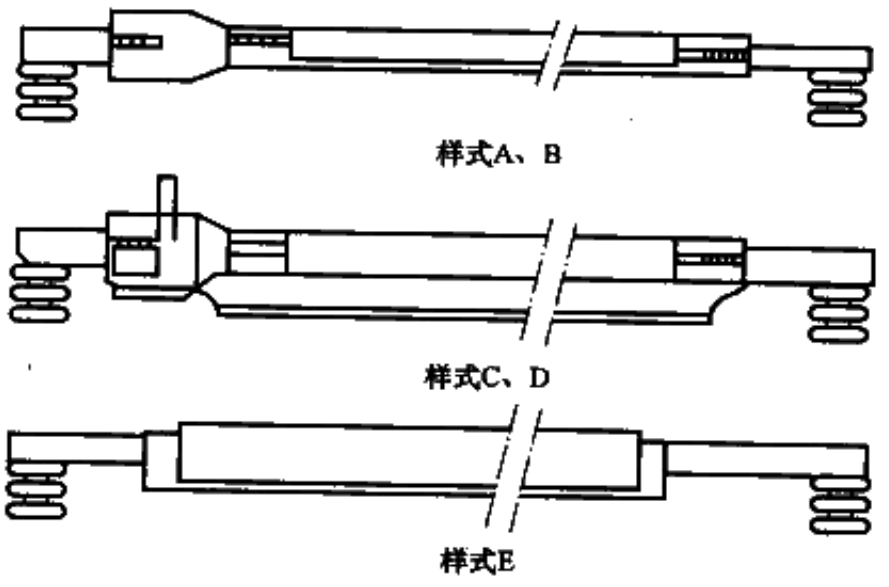


图 18-11　导线软质遮蔽罩交流耐压试验电极图

（a）导线软质遮蔽罩样式；（b）导线软质遮蔽罩试验电极剖面示意图

3）交流和直流耐受电压值如表 18-25 所示。

表 18-25　　导线软质遮蔽罩的电气特性（V）

级　　别	额定电压	交流耐受电压（有效值）	直流耐受电压（平均值）
0*	380	5000	5000*
1	3000	10000	30000
2	6000、10000	20000	35000
3	20000	30000	50000

*　对于 0 级 C 类（下边缘延裙式）和 D 类（带接头的下边缘延裙式）两个类别的直流耐受试验时加压值为 10000V。

4）试验结果分析。交、直流耐压均应以电晕发生、无闪络、无击穿、无明显发热为合格。

（21）遮蔽罩电气试验。

1）试验周期和项目。周期为 6 个月，项目为交流和直流耐压试验。

2）试验电极图。试验电极图如图 18-12 所示。

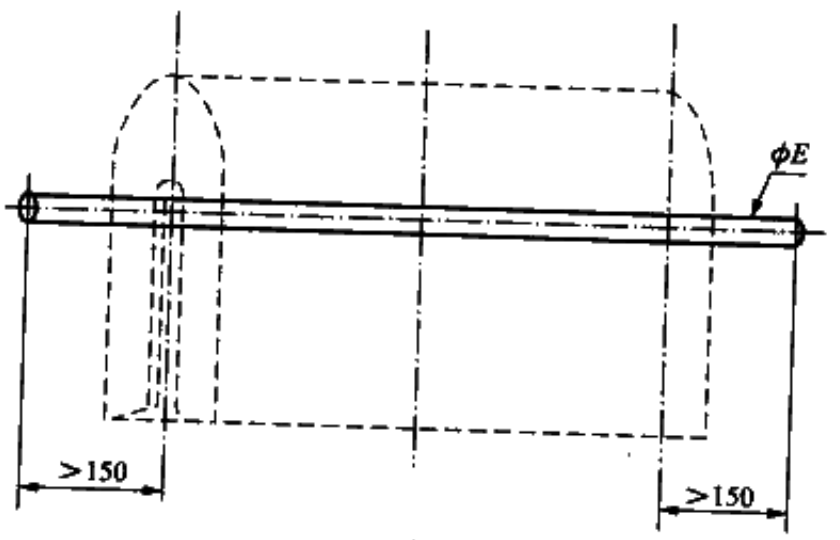


图 18-12　遮蔽罩试验电极图

3）交流耐受电压值如表 18-26 所示。

表 18-26　　遮蔽罩的交流耐压值（V）

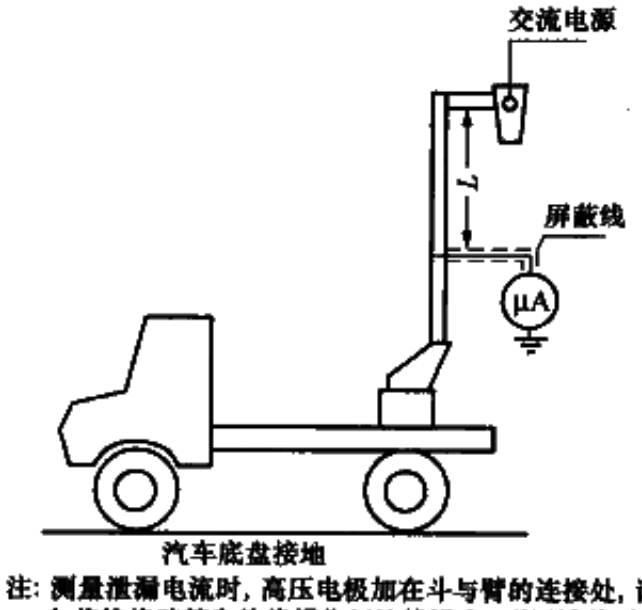
级　　别	额定电压	1min 交流耐受电压（有效值）
0	380	5000
1	3000	10000
2	6000、10000	20000
3	20000	30000
4	35000	50000

4）试验结果判断。交流和直流耐压均以无电晕发生、无闪络、无击穿和无明显发热为合格。

（22）绝缘斗臂车电气试验。

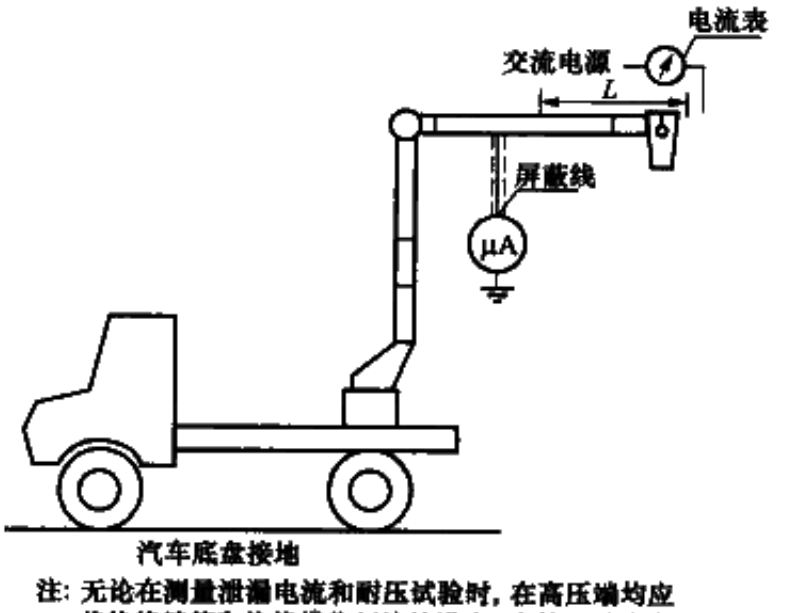
1）试验周期和项目。周期为 6 个月，项目为交流工频耐压和泄漏电流试验。

2）试验布置图。试验布置图如图 18-13 所示。



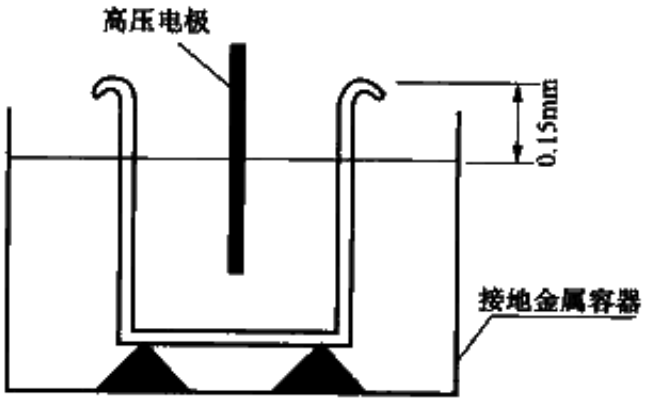
注：测量泄漏电流时，高压电极加在斗与臂的连接处，请勿将绝缘胶管和绝缘操作杆连接进去；耐压试验时，高压端应将绝缘胶管和绝缘操作杆一并连接进去。

(a)

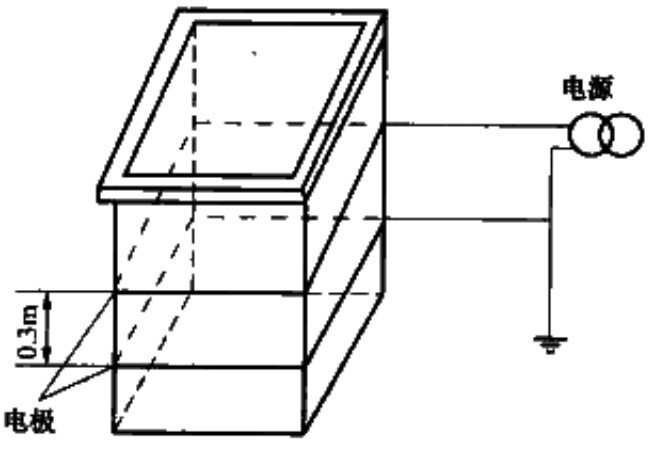


注：无论在测量泄漏电流和耐压试验时，在高压端均应将绝缘胶管和绝缘操作杆连接进去，在接地端也应确认绝缘胶管和绝缘操作杆是否一并连接进去了。

(b)



(c)



(d)

图 18-13　绝缘斗臂车试验布置图

(a) 直接伸缩绝缘臂式斗臂车试验布置；(b) 折叠臂或折叠带伸缩臂式斗臂车试验布置；(c) 绝缘内衬（斗）层向耐压试验；(d) 绝缘外斗表面工频耐压试验

3）绝缘斗臂车泄漏电流试验时的额定电压、试验距离和允许最大泄漏电流值如表 18-27 所示；斗臂车绝缘部件的工频耐压值、耐压时间和测试部位如表 18-28 所示；绝缘斗臂车上臂工频耐压值、耐压时间和试验距离如表 18-29 所示。

表 18-27　　绝缘斗臂车的泄漏电流允许值

测试部位	斗臂车的额定电压（有效值，kV）	试验距离（m）	试验电压（有效值，kV）	允许最大泄漏电流（μA）
上　臂	10	1.0	20	400
	35	1.5	60	400
	66	1.5	120	400
	110	2.0	200	400
	220	3.0	320	400

表 18-28　　绝缘斗臂车绝缘部件的定期电气试验

测试部位	试验电压（有效值，kV）	试验时间（min）	要　　求
下臂绝缘部分	35	3.0	无火花放电、闪络或击穿现象，无发热现象（温差 10℃）

续表

测试部位	试验电压（有效值，kV）	试验时间（min）	要　　求
绝缘外斗	35	1.0	无闪络或击穿现象
绝缘内衬（斗）	35	1.0	无闪络或击穿现象
绝缘吊臂	100/m	1.0	无火花放电、闪络或击穿现象，无发热现象（温差10℃）

表 18-29　　绝缘斗臂车的定期工频耐压试验

测试部位	交流试验			
	斗臂车的额定电压（有效值，kV）	试验距离（m）	试验电压（有效值，kV）	试验时间（min）
上　臂	10	1.0	45	1.0
	35	1.5	95	1.0
	66	1.5	175	1.0
	110	2.0	220	1.0
	220	3.0	440	1.0

4）试验结果判断：①泄漏电流试验时，所测泄漏电流值应小于表 18-27 的允许最大泄漏电流值；②工频耐压时无闪络、无击穿和无明显发热为合格。

（23）接地及接地短路装置电气试验。

1）试验周期和项目。周期为 12 个月，项目为工频耐压和操作冲击耐压试验。

2）对接地操作杆进行的工频耐压和操作冲击耐压试验时，其试验接线图如图 18-1 所示。

3）操作杆工频耐压和操作冲击耐压电压值、耐压时间、试验电极间距离如表 18-30 和表 18-31 所示。

表 18-30　　10～220kV 接地操作杆交流耐压试验值

额定电压（kV）	试验电极间距离（m）	1min 工频耐压值（kV）	额定电压（kV）	试验电极间距离（m）	1min 工频耐压值（kV）
10	0.40	45	220	1.80	440
35	0.60	95	220～500 绝缘架空地线	0.40	45
66	0.70	175			
110	1.00	220	试验设备	0.40	45

表 18-31　　330～750kV 接地操作杆电气特性

额定电压（kV）	试验电极间距离（m）	3min 工频耐受电压（kV）	操作冲击耐受电压（kV）
330	2.80	380	800
500	3.70	580	1050
750	4.70	780	1300

4）试验结果判断、工频耐压时以无击穿、无闪络和无明显发热为合格；操作冲击耐压

4）试验结果判断。工频耐压时应无击穿、无闪络、无明显发热。同时，所测泄漏电流值不超过表 18-35 中所允许的最大泄漏电流值为合格。

（27）验电器电气试验。

1）试验周期和项目。周期为 6 个月，项目为工频耐压及泄漏电流试验。

2）试验接线图操作杆的试验接线图如图 18-1 所示。

3）操作杆工频耐压值、耐压时间和试验电极间距离、允许最大泄漏电流值如表 18-36 所示。

4）试验结果判断。工频耐压时应无闪络、无击穿和无明显发热，所测泄漏电流值不超过表 18-36 中的最大允许泄漏电流值为合格。

表 18-36　　10～220kV 电压等级验电器操作杆的电气性能

额定电压 (kV)	试验电极间距离 (m)	1min 工频耐受电压 (kV)	允许最大泄漏电流 (μA)
10	0.40	45	500
35	0.60	95	500
66	0.70	175	500
110	1.00	220	500
220	1.80	440	500

注　验电器的启动电压试验参考绝缘安全工器具试验中相关部分。

（28）绝缘子电位分布测试仪电气试验。

1）试验周期和项目。周期为 12 个月，项目为测量精度校验试验、工频耐压和操作冲击耐压试验。

2）工频耐压和操作冲击耐压试验接线图如图 18-1 所示，精度校验以一个标准的工频电压与绝缘子电位分布测试仪测得的电压进行比较的方法。

3）工频和操作冲击耐压值、耐压时间和试验电极间距离如表 18-37 和表 18-38 所示。

表 18-37　　66～220kV 电位分布测试仪操作杆交流耐压试验值

额定电压 (kV)	试验电极间距离 (m)	1min 工频耐压值 (kV)	额定电压 (kV)	试验电极间距离 (m)	1min 工频耐压值 (kV)
66	0.70	175	220	1.80	440
110	1.00	220			

表 18-38　　330～750kV 电位分布测试仪操作杆电气特性

额定电压 (kV)	试验电极间距离 (m)	3min 工频耐受电压 (kV)	操作冲击耐受电压 (kV)
330	2.80	380	800
500	3.70	580	1050
750	4.70	780	1300

4）试验结果判断：①精度校验，以 3 次比较试验两电压值之间的误差小于 1%为合格；

（5）外加试验电压值为发电机额定电压。测试绝缘杆一端接触包铝箔的接头，另一端经微安级电流表接地，金属探针同时并接静电电压表。逐点测试，记录电压值和微安值。遇有超过标准，则应分段找出具体部位。

（四）注意事项

（1）整个测试过程中属于带电工作，应按高压带电作业的安全措施执行。

（2）处理绝缘后，待绝缘干燥后再试验。

（3）正接线方式适用定子绕组通水或水吹干时试验，反接线适用不通水，在接头包裹铝箔处加试验电压。

（4）试验前三相分别用尼龙绳将导线悬式引至机外，以便有缺陷再分别寻找。

（五）试验结果判断

测量标准如表 19-3 所示。

表 19-3　　国产 200～300MW 水氢氢汽轮发电机定子绕组端部手包绝缘电位判断标准（推荐）

发电机状态	测量部位	不同额定电压下之限值		
		15.75kV	18kV	20kV
大修时	手包绝缘引线接头及汽轮机侧隔相接头	2000V	2300V	2500V
	端部接头（包括引水管锥体绝缘）及过渡引线并联等部位	3000V	3500V	3800V
新机投产前或现场绝缘处理后	手包绝缘引线接头及汽机侧隔相接头	1000V	1200V	1300V
	端部接头（包括引水管锥体绝缘）及过渡引线并联等部位	1500V	1700V	1900V

二、端部绝缘泄漏电流法

（一）试验接线图

试验接线图如图 19-10 所示。

（二）测试设备

（1）直流高压发生器，输出电流大于 100μA。

（2）直流微安级电流表一只，0～100μA，0.5 级。

（3）绝缘测试杆，长度大于 1.5m。

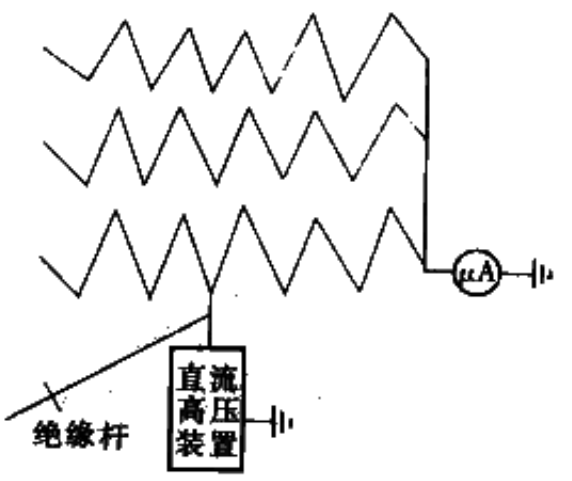


图 19-10　手包绝缘泄漏电流接线图

（三）测试方法

（1）测试应在定子绕组绝缘处理完后，交直流耐压之前。

（2）在水接头处手包绝缘部分全部包上铝箔，在线圈根部塞上铝箔，塞不到的部位，测试时尽量用深试头靠近，励侧上下层引线手包绝缘部分包上铝箔。

（3）测试电压：测试所需的直流电压值为发电机额定电压。

（4）测试时，三相引出线用导线连接后，接在直流微安级电压表一端，而表另一端接地。用绝缘杆将直流高压引出线，在包有铝箔的部位逐点加压测试，读取微安级电流表稳定值。

（四）需处理部位的确定试验

当泄漏电流超过标准而需要处理时，应对不合格部位进一步确定。把盒口端和水管端分别包上铝箔（其间距大于 30mm），再进行加压测试，确定不合格部位。

对于不合格的处理后，再重复上述测试，直到合格为止。

（五）测试注意事项

（1）整个测试过程属于高电压带电作业，所以应按带电作业的要求进行。绝缘杆、绝缘靴和绝缘手套应试验合格。

（2）试验人员和高压引线应保持 1m 以上距离。

（3）发电机两端有专人监护。

（4）铝箔应尽可能塞实。

（六）测试结果判断

试验结果判断标准如表 19-4 所示。

表 19-4　　国产 200～300MW 水氢氢汽轮发电机定子绕组端部手包绝缘泄漏电流判断标准（推荐）

发电机状态	测量部位	不同额定电压下之限值		
		15.75kV	18kV	20kV
新机出厂前	手包绝缘引线接头及汽轮发电机侧隔相接头	8μA	9μA	10μA
	端部接头	12μA	14μA	16μA

目前现场以表面电位测量为主，泄漏电流仅作为积累经验的试验阶段。

第六节　定子和转子绕组直流电阻试验

测量发电机定子和转子绕组直流电阻（包括绕组的铜导体电阻、焊接头及引出线电阻）主要是检查焊接头质量。因为在相同的温度下，铜导体和引出线电阻基本不变化（导线断股极少发生，一般不考虑），而焊接头质量的好坏，就能从焊接头电阻大小变化反映出来，所以整个绕组直流电阻变化，基本上是焊接头的质量变化。焊接头受到各种因素（如制造缺陷、运行中长期过负荷和出口短路等），可能使运行中焊缝的接触电阻增加而发热，发热后又使电阻增加，如此恶性循环，焊接头局部过热，产生时将外包绝缘烧坏，焊接头开裂，酿成事故。对定子和转子绕组直流电阻测量是十分重要的。

一、定子绕组直流电阻测量

1. 压降法——伏安法

这是一种原始的传统方法，测试简单。但由于该方法准确度不高，灵敏度低，目前已极少采用。

2. 电桥法

由于定子绕组直流电阻比较小，一般都是采用双电桥测量。定子绕组直流电阻测量时，转子已抽出，充电时间很短，所以，一般的双臂就可以了。但现场都有全压恒流电源作电桥的电源，不仅缩短测量时间，而且操作简单。电桥测量准确度高，灵敏度高，并可直接读数。

测量时应注意以下几点：

（1）待电流稳定后再合检流计开关；测完后先断检流计开关，再断电源开关。

(2) 电桥准确度不应低于 0.5 级。

(3) 电桥与测试线、测试线与被测绕组等连接应紧密、可靠和正确。

(4) 在冷态下测量，绕组表面温度与周围温度之差不应大于±3℃。

(5) 将测量的电阻值换算为 75℃值，便于比较。

3. 测量结果判断

(1) 汽轮发电机各相或各分支的直流电阻值，在校正了由于引线长度不同而引起的误差后相互间差别及与初次（出厂或交接）测量比较，相差不得大于最小值的 1.5%。水轮发电机为 1%。超出者应查明原因。

(2) 汽轮发电机相间（或分支）差别及其历年的相对变化大于 1%时，应引起注意。

(3) 相对变化可以从 U、V 和 W（或分支）大小排列次序判断。如果每次都是 $R_U > R_V > R_W$，说明相对变化正常；如果 $R_W > R_U > R_V$，说明 W 相本身已不合格了。

(4) 双电桥法测量时，对测量结果有怀疑时，可轻轻敲击被测绕组端部接头，观看检流计有无反应，也可作为判断标准。

二、转子绕组直流电阻测量

1. 测量方法

测量方法基本上和定子绕组相同。

2. 结果判断

(1) 初步（交接或大修）所测结果比较，其差别一般不超过 2%。

(2) 如果现场经过 3 次以上测量，应该把 3 次以上测量结果的平均值作为一个基准值，以后测量时和基准值比较，会比较客观。因为出厂和交接与现场使用仪器不同等，可比性不如和现场一切测试完全相同的测试值比较。

(3) 显极式转子绕组还应对各磁极线圈间的连接点进行测量。

第七节　测量转子绕组交流阻抗和功率损耗

转子绕组由于制造工艺不良以及运行中的电、热作用，均可造成匝间绝缘损坏而产生匝间短路。一旦发生匝间短路，会使转子电流增大，绕组温度升高，限制发电机无功输出，有时还会引起机组剧烈振动，被迫停机。所以，及时将匝间短路找出来，并消除是十分重要的。

转子绕组中产生匝间短路时，在交流电压流经短路线匝中的短路电流，约比正常线匝中的电流大 n（n 为一槽线圈总匝数）倍，它有强烈的去磁作用，导致交流阻抗大为下降，而功率损耗又明显增加。所以，测量转子绕组的交流阻抗和功率损耗可以判断是否有匝间短路发生。

一、试验接线图

试验接线如图 19-11 所示。

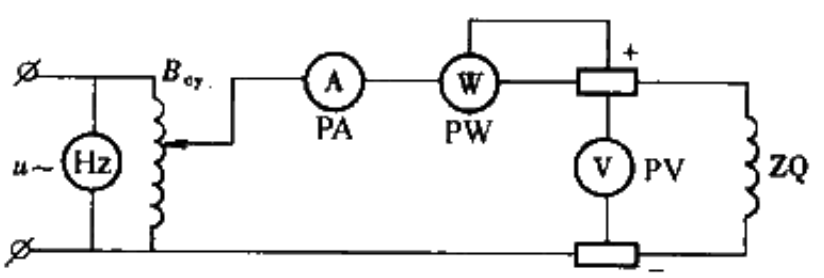


图 19-11　转子绕组交流阻抗和功率损耗试验接线

B_{cy}—调压器；A—交流电流表；V—交流电压表；W—功率表；＋、－—滑环；ZQ—转子绕组

由图 19-11 所得交流阻抗

$$Z=\frac{U}{I}$$

式中 Z——交流阻抗值，Ω；

U——测量转子绕组电压，V；

I——测量转子绕组电流，A。

二、交流阻抗和功率损耗影响因素

（1）膛内、膛外。

（2）定、转子之间间隙大小。

（3）短路及短路状态。

（4）短路电阻及部位。

（5）试验电压大小。

（6）槽楔和护环。

（7）转子本体的剩磁。

（8）静止和转动。

由上所知，该法存在以下不足：

1）短路线匝较少时，不能准确测出。

2）难以判断槽号。

三、试验结果分析和判断

由于交流阻抗和功率损耗影响因素太多，所以，难以规定出一个统一的标准值。《规程》仅规定：在相同试验条件下与历年测量值比较，不应有显著变化；交流阻抗和功率损耗值各单位自行规定。

如果现场已开展动态匝间短路监测法，可以代替本试验法。

四、试验时的注意点

（1）试验电压峰值不超过转子绕组的额定电压。

（2）试验应在相同条件下进行。

（3）可在膛内、膛外，静止和转动下测量。

第八节 发电机空载和短路特性试验

一、空载特性试验

在发电机额定转数下，定子电流为零（开路），定子电压 U_0 和转子励磁电流 I_e 的关系曲线，称为发电机空载特性曲线，如图 19-12 所示。

通过空载特性试验和以前的比较，可用于判断转子绕组是否有匝间短路故障，也可用于检验发电机磁路的饱和程度。

一般汽轮发电机空载特性试验，电压升至 $130\%U_N$；水轮发电机为 $150\%U_N$。

二、发电机短路特性试验

发电机在额定转数下定子电压为零，定子绕组短路时的短路电流 I_k 与转子的励磁电流 I_e 之间的关系曲线，如图 19-13 所示。由于发电机短路时，磁路处于不饱和状态，所以短路

何接触，轴电压可达到数十至数百伏以上，频率为几百赫兹。在可控硅励磁系统中，可控硅快速点燃给发电机转子绕组施加一个脉冲电压，这种电压脉冲在分布电感、电容和电阻组成的转子等值电路中引起电流，与励磁电流中有峰值脉冲的情况相似，该电流反过来在电机磁场中引起峰值脉冲，它在轴上产生电压。

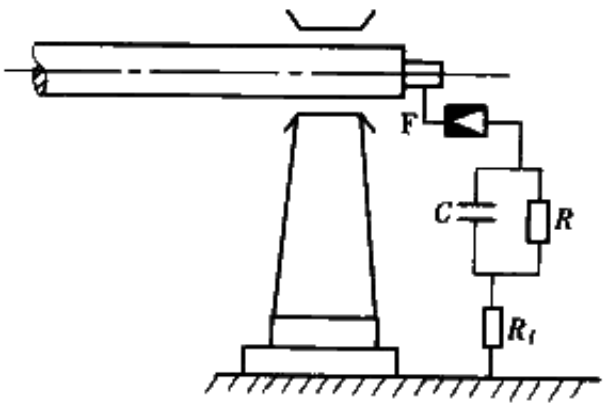


图 19-15　抑制轴电压装置图

F—保险丝；C—电容器，10μF；

R—电阻器，500Ω；R_f—分流器

以往消除轴电压靠接在汽轮机侧转轴装的接地电刷。但事实上由于接地电刷接触不良，不能消除换向期间高频电流脉冲，虽然轴电感较小，对高频（如500Hz）表现为很大的阻抗。目前消除轴电压的办法是：汽轮机侧的接地电刷保存，另外，在励磁机轴头安装一电刷，经过一组无源 RC 电路接地，如图 19-15 所示。

图 19-15 中 R 将电流降为几个毫安，又是以防止建立直流电势；电容器 C 可以有效防止静止半导体的磁系统产生有害的轴电压；熔丝 F，以防止事故时流过转轴较大的环流。这样限制轴电压小于 10V。

第十节　发电机相序测定

新安装的发电机就位后必须测定出定子绕组的相序，也就是在绕组引出线上标明 U、V、W，否则无法配置继电保护与自动装置及测量仪表的电流互感器和电压互感器。关于定子绕组的相序，可以根据制造图纸及观察发电机定子绕组的实际排列来确定。如已知汽轮机的转动方向，则转子的磁通，先割切绕组 1，然后切割绕组 2，最后切割绕组 3，则可定绕组 1 为 U 相，绕组 2 为 V 相，绕组 3 为 W 相。当然也可以定绕组 2 为 U 相，绕组 3 为 V 相，绕组 1 为 W 相。确定相序的标号，最好根据习惯排列为 U、V、W，如图 19-16 所示。

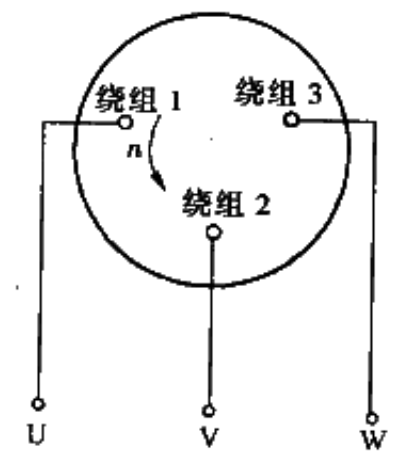


图 19-16　决定相序示意图

如果没有制造厂家图纸，且观察定子绕组实际排列有困难时，可按下面方法进行测试。

（1）用直流法或交流电压法决定绕组的始端和终端。该方法参考第二十章第一节异步电动机定子绕组的极性检查试验。

（2）按图 19-17 进行接线。图中电池 GB 需要 4～6V 蓄电池。接好线后，合上开关 S，然后利用天车或盘车装置依汽轮机旋转方向慢慢转动转子，此时若直流毫伏级电压表或直流毫安级电流表的指针向正方向摆动，则电池正极的引出线端为 U 相，接电池负端的引出线端为 W 相，接直流毫伏表的正极引出线端为 V 相；若毫伏表指针向负方向摆动，则把电池的极性互换一下后，再按上述方法确定。

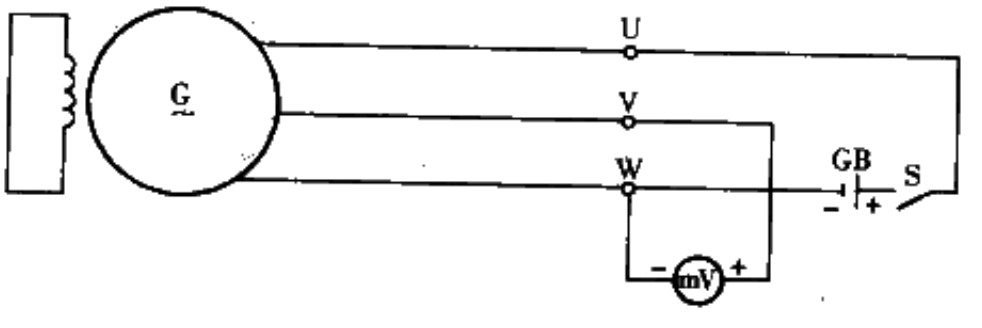


图 19-17　测定相序接线图

这个方法对星形（Y）、三角形（△）接法的发电机都适用。

第十一节　定子铁芯试验

及时地检查出定子铁芯局部过热，是防止发电机运行中损坏定子绝缘事故和烧熔铁芯的主要措施之一。发电机交接时；重新组装或更换、修理硅钢片后；运行 15 年以上的发电机，每隔5～7 年大修时；局部或全部更换定子绕组前后，认为有必要时，均应进行铁芯损耗试验。

一、试验接线图

试验前，把转子抽出来，用穿过定子膛缠绕的专门励磁绕组建立磁通，和测量绕组正交布置，如图 19-18 所示。水轮发电机定子铁芯内径较大，可采用在圆周方向间隔 120°均匀绕励磁线圈，测量绕组绕在任意两励磁绕组之间，如图 19-19 所示。

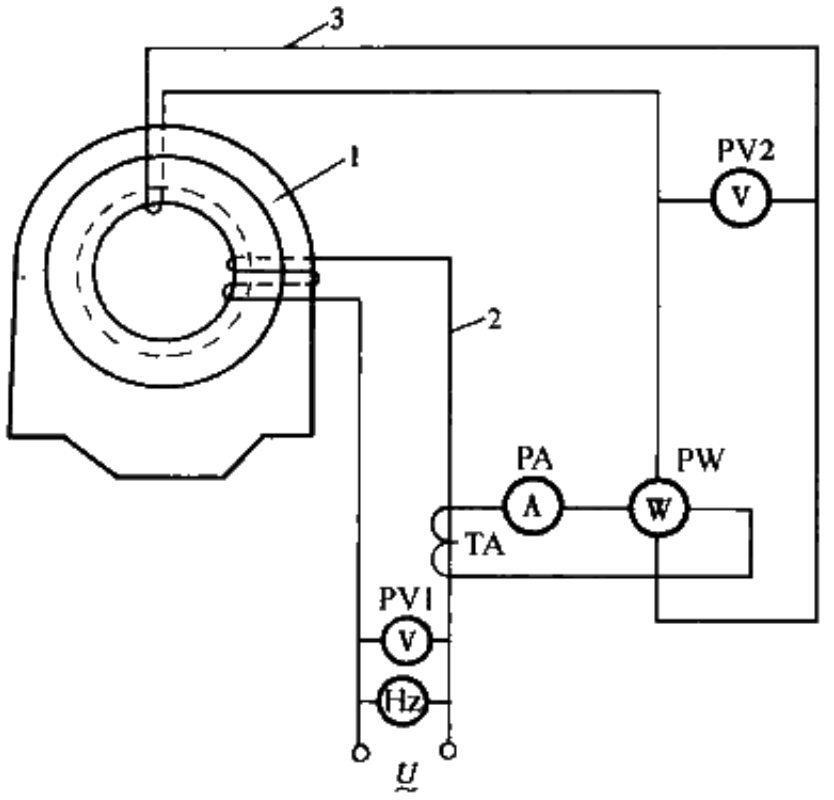


图 19-18　汽轮发电机铁芯损耗试验接线图

1—有效铁芯；2—励磁绕组；3—测量绕组；PV1、PV2—交流电压表；PA—交流电流表；PW—功率表；TA—电流互感器

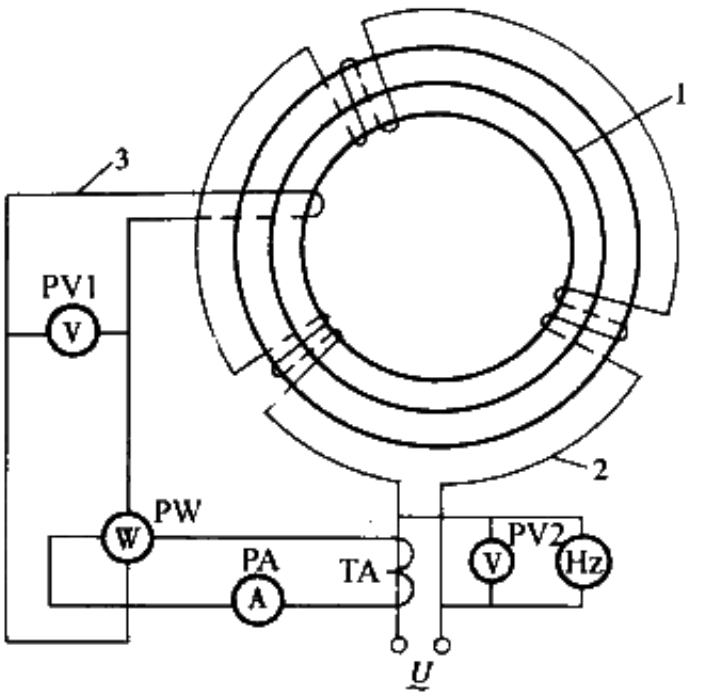


图 19-19　水轮发电机铁芯损耗试验接线图

1—有效铁芯；2—励磁绕组；3 -测量绕组；PV1、PV2—交流电压表；PA—交流电流表；PW—功率表；TA—电流互感器

二、励磁绕组计算

（1）励磁绕组匝数计算，计算公式如下

$$W_L=\frac{U\times10^4}{4.44fSB} \tag{19-7}$$

式中　U——励磁绕组电源电压，V；

B——铁芯轭部磁通密度，T；

S——铁芯轭部截面积，cm^2。

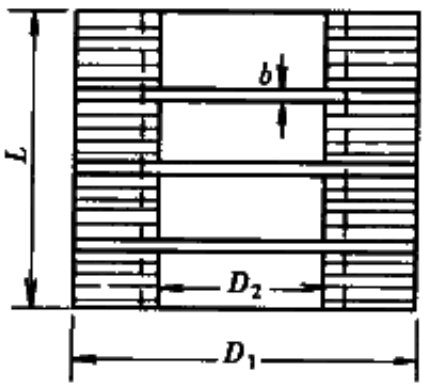
当 $f=50Hz$，式（19-7）变为

$$W_L=\frac{45U}{SB}$$

关于磁通密度 B 的取值，绕组间接冷却、容量为 100MW 及以下的汽轮发电机和小容量的水轮发电机，由于其轭部的工作磁密度仅为 1.0T 左右，故 $B=1.0T$；对于直接冷却的汽

轮发电机和大型水轮发电机，轭部工作磁通密度为 1.4T 以上，故 $B=1.4\text{T}$。

（2）铁芯轭部截面积 S 的计算。定子铁芯各部分尺寸如图19-20所示。



$$S=Lh$$

$$L=K\ (L_1-nb)$$

$$h=\frac{D_1-D_2}{2}-h_b$$

式中 L——定子铁芯有效长度，cm；

h——定子铁芯轭部高度，cm；

K——铁芯填充系数，取 0.93；

L_1——铁芯总长，cm；

n——铁芯通风沟数；

b——通风沟宽，cm；

D_1——铁芯外径，cm；

D_2——铁芯内径，cm；

h_b——铁芯齿高，cm。

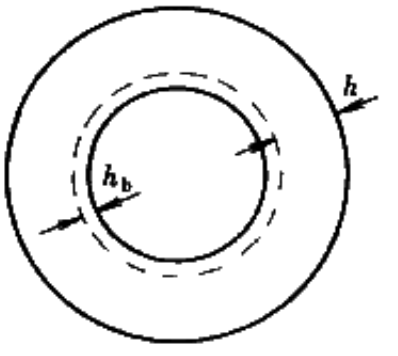


图 19-20 定子铁芯截面图

如果计算出的匝数较多时，由于励磁绕组本身压降，可以将计算的匝数 W_t 减少 1～2 匝。

三、励磁电流和功率计算

（1）励磁电流 I，由下式计算

$$I=\frac{\pi D_{av}H_o}{W_L}$$

$$D_{av}=D_1-h$$

式中 D_{av}——铁轭的平均直径，cm；

H_o——单位长度安匝数，当 $T=1.0$ 时，H_o 为 2.15～2.30 安匝/cm；当 $T=1.4$ 时，$H_o=\frac{H_{0max}}{\sqrt{2}}$。

（2）励磁功率，由下式计算

$$P_e=IU\times10^{-3}$$

式中 P_e——励磁功率，kVA。

励磁绕组导线截面按每平方毫米（铜线）不大于 3A 的电流密度选择。

四、测量绕组匝数计算

$$W_m=\frac{UW_L}{U_m}$$

式中 U——励磁绕组所加电压，V；

U_m——测量绕组电压，V；该电压应在电压表量程的 1/3～3/4 范围内。

五、试验方法

（一）试验步骤

（1）按图 19-18 和图 19-19 所示，绕好励磁和测量绕组和接入各种测量仪表；在铁芯轭部，齿部放置适当数量的酒精温度计。

（2）合上励磁绕组电源 10min 后，用半导体点温计或红外线测温仪测量铁芯各部温度、选出较冷处，放置适当数量的酒精温度计；再过 10min 后，找出较热点，同样装置一些酒

特性曲线是一条通过原点的直线。

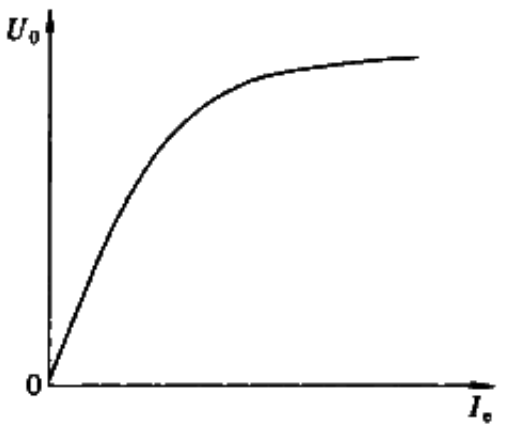


图 19-12　发电机空载特性曲线

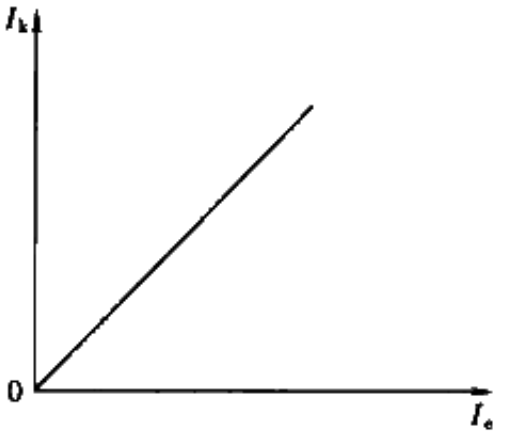


图 19-13　发电机短路特性曲线

根据试验测得的数据绘制的短路特性曲线与以前测得的进行比较，差值应在测量误差范围内。若差值较大，应进一步对转子的直流电阻、匝间绝缘和绕组接线进行检查，并找出是否有短路故障。

第九节　发电机轴电压测量

发电机轴电压所引起的轴电流会使轴承、汽轮机蜗母轮等产生严重的电腐蚀。为了切断轴电流的通路，在发电机励磁侧的轴承下、励磁机轴承下及轴承的各个油管接头处都要垫上绝缘垫。在运行中，绝缘垫可能因油污堆积、损坏或老化等原因而失去作用，使轴电流能够流通而造成设备损坏。为了检查运行中发电机轴承与底座间的绝缘状况，应定期测量发电机的轴电压。

轴电压的产生有两个原因：一是发电机磁通不对称产生的轴电压，称为“单极效应”；二是高速蒸汽产生的静电引起的轴电压，其数值很高。轴电压的测量接线如图 19-14 所示。

测量轴电压时应将轴上原有的接地保护电刷提起，发电机两侧轴与轴承用铜刷短路，用交流电压表 PV1 测量发电机轴的电压 U_1；然后将发电机轴承与轴经铜丝刷短路，消除油膜压降，在励磁机侧，用 PV2 测量轴承支座与地之间的电压 U_2。

判断标准。当 $U_1 \approx U_2$ 时，说明绝缘垫绝缘情况良好；当 $U_1 > U_2$ 时（U_2 低于 U_1 的 10%），说明绝缘垫的绝缘不好；当 $U_1 < U_2$ 时，说明测量不准，应检查测量方法和仪表。

测量时应该用高内阻（不小于 100kΩ/V）的交流电压表或真空管电压表，在发电机各种工况下（包括空转无励磁、空载额定电压、短路额定电流以及各种负荷下）进行测量。

近年来由于采用静止半导体或旋转半导体励磁系统，又增加一个新的轴电压源。如果轴和地无任

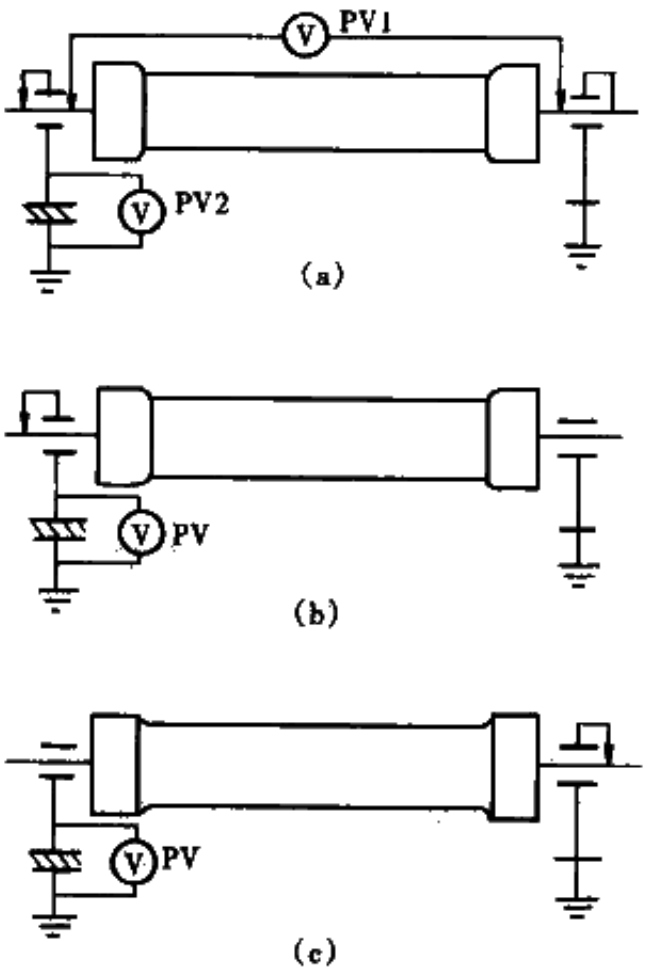


图 19-14　测量轴电压接线示意图

(a) 两端轴承短路；(b) 励磁机侧轴承短路；(c) 汽轮机侧轴承短路

试验以 15 次无 1 次击穿、闪络和明显进热为合格。

（24）带电清扫机电气试验。

1）试验周期和项目。周期为 12 个月，项目为工频耐压和操作冲击耐压试验。

2）试验接线图。试验接线图如图 18-1 所示。

3）工频耐压和操作冲击耐压试验值、耐压时间和试验电极间距离如表 18-32 和表 18-33 所示。

4）试验结果判断。工频耐压试验以无击穿、无闪络和无明显发热为合格；操作冲击耐压试验以 15 次无 1 次击穿、闪络和明显过热为合格。

表 18-32　　35～220kV 电压等级带电清扫机绝缘部件的电气性能

额定电压（kV）	试验电极间距离（m）	1min 工频耐受电压（kV）	额定电压（kV）	试验电极间距离（m）	1min 工频耐受电压（kV）
35	0.60	95	110	1.00	220
66	0.70	175	220	1.80	440

表 18-33　　330～500kV 电压等级带电清扫机绝缘部件的电气性能

额定电压（kV）	试验电极间距离（m）	3min 工频耐受电压（kV）	操作冲击耐受电压（kV）
330	2.80	380	800
500	3.70	580	1050

（25）气吹清扫工具电气试验。

1）试验周期和项目。周期为 12 个月，项目为工频耐压试验。

2）工频耐压接线图。操作杆和通气软管的试验接线图如图 18-1 所示。

3）工频耐压值和试验电极间距离如表 18-34 所示。

表 18-34　　操作杆及通气软管电气性能

额定电压（kV）	试验电极间距离（m）	1min 工频耐受电压（kV）	额定电压（kV）	试验电极间距离（m）	1min 工频耐受电压（kV）
10	0.40	45	110	1.00	220
35	0.60	95	220	1.80	440
66	0.70	175			

（26）核相仪电气试验。

1）试验周期和项目。周期为 6 个月，项目为工频耐压和泄漏电流试验。

2）试验接线图。试验接线图如图 18-1 所示。

3）工频耐压值、耐压时间和允许最大泄漏电流如表 18-35 所示。

表 18-35　　核相仪绝缘部件的电气特性

额定电压（kV）	试验电极间距离（mm）	1min 工频耐受电压（kV）	允许最大泄漏电流（μA）
10 及以下	300	12	500
20	450	24	500
35	600	42	500

精温度计。

（3）进行 45min 或 90min 试验。当励磁磁通为 1.0T 时，为 90min；当励磁磁通为 1.4T 时，为 45min。每 10min 读一次仪表和温度计读数。

（二）注意事项

（1）励磁绕组应用绝缘导线。导线与铁芯、励磁绕组与机壳凸棱处垫足够绝缘的材料。

（2）在定子膛内检查时，应穿绝缘鞋、戴绝缘手套，并不得用双手同时触摸铁芯。膛内不得放金属物件。

（3）测温要用酒精温度计时，应紧贴被测点，并用石棉灰保温。原发电机定子铁芯的测温装置，仍可用来监视温度。

（4）试验过程中，如有局部过热点，但温差不显著，可提高试验电压，使磁通密度升高到 1.2～1.4T。这样既可找到过热点，又减少试验时间。

（5）试验过程中有异常时，如任何一处温度超过规定的 105℃，个别地方发热严重，甚至发红、冒烟等，应立即停止试验，待消除后，再进行试验。

（6）如果磁通密度 $B=1.0$T，则持续 90min；$B=1.4$T 时，则只持续 45min。

（7）如果试验电源电压大于 400V，而小于 800V，则可用 2 台厂用变压器串联使用，如图 19-21 所示。

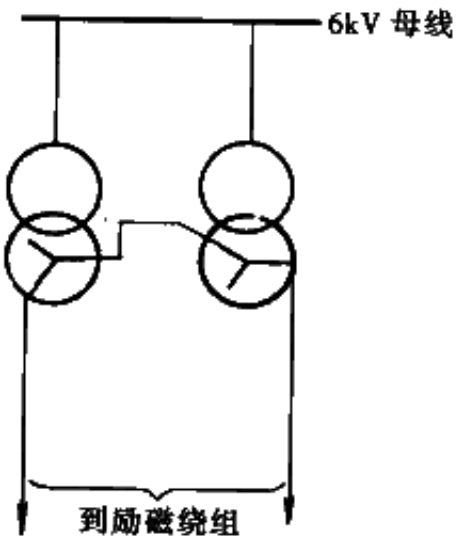


图 19-21　两台厂用变压器串接试验接线

（8）测温也可以用红外热像仪测量。

（9）铁芯单位损耗计算

$$\Delta P=\frac{P}{G}$$

式中　ΔP——单位损耗，W/kg；

P——总铁损耗，W；

G——铁芯总质量，kg。

铁芯总质量计算公式

$$G=\pi D_{av}S\times10^{-3}=24.5\times D_{av}S\times10^{-3}$$

式中　G——铁芯总质量，kg；

D_{av}——定子铁轭平均直径，cm；

S——定子铁轭截面，cm^2。

六、试验结果判断

（1）磁通密度 $B=1.0$T 时，齿的最高温升不大于 25K，齿的最大温差不大于 15K，单位损耗不大于 1.3 倍参考值。

（2）单位损耗参考值如表 19-5 所示。

表 19-5　　硅钢片单位损耗

硅钢片品种	代　号	厚　度 (mm)	单位损耗（W/kg）	
			1.0T 下	1.5T 下
热轧硅钢片	D21	0.5	2.5	6.1

续表

硅钢片品种		代　号	厚　度（mm）	单位损耗（W/kg）	
				1.0T 下	1.5T 下
热轧硅钢片		D22	0.5	2.2	5.3
		D23	0.5	2.1	5.1
		D32	0.5	1.8	4.0
		D32	0.35	1.4	3.2
		D41	0.5	1.6	3.6
		D42	0.5	1.35	3.15
		D43	0.5	1.2	2.90
		D42	0.35	1.15	2.8
		D43	0.35	1.05	2.5
冷轧硅钢片	无取向	W21	0.5	2.3	5.3
		W22	0.5	2.0	4.7
		W32	0.5	1.6	3.6
		W33	0.5	1.4	3.3
		W32	0.35	1.25	3.1
		W33	0.35	1.05	2.7
	单取向	Q3	0.35	0.7	1.6
		Q4	0.31	0.6	1.4
		Q1	0.35	0.55	1.2
		Q6	0.35	0.44	1.1

（3）磁通密度 $B=1.0$T，则试验 90min；$B=1.4$T 时，则试验 45min。

（4）在 $B=1.4$T 时和运行年久的发电机，标准自行规定。

第十二节　转子一点接地试验

发电机转子绕组一点接地后，由于未形成电流回路，仍然可以继续运行。以前就曾有个别中、小型发电机带一点接地而长期安全运行的例子。但转子绕组一点接地，尤其是绕组本身接地，对大型发电机极为不利。如果再发生一点接地（绕组内部或外部），形成部分线匝短路。由于回路电阻减少，而流过大的电流，在接地点将轴烧坏；又由于磁路不对称，引起转子剧烈振动；另外，还会导致转子本体磁化等。根据上述后果，当遇到转子绕组一点接地时，及时通过试验寻找到接地点，并消除是非常重要的。

一、转子绕组一点接地原因

由于转子绕组绝缘在运行中受到热、电和机械作用，会逐渐老化或损伤，严重时产生直接接地（接轴）。接地的原因有以下几点：

（1）转子绕组过热，绝缘损坏而接地。

（2）转子绕组至滑环的引线及导电螺钉绝缘损坏而接地。

（3）冷却器漏水，导电粉尘、焊渣等掉入或吹入转子绕组内引起严重的匝间短路和接地。

（4）制造中工艺粗糙，形成毛刺，运行中刺破绝缘形成接地。

(5) 运输过程中绝缘受潮和脏污形成接地。

(6) 老式结构的转子，运行中因热胀和机械力作用，使护环下绝缘损坏接地。

二、接地分类

(一) 按绝缘电阻大小分为两种

(1) 绝缘电阻低于 2kΩ 时，则称为非金属性接地。

(2) 绝缘电阻低于 500Ω，则称为金属性接地。

(二) 按接地稳定性分为两种

(1) 稳定性接地，其绝缘电阻不随机组转速高低、负荷大小而变化。

(2) 不稳定性接地，其绝缘电阻要么随机组转速高低而变化；要么随所带负荷大小而变化。不稳定性接地又分为以下四类。

1) 低速接地。机组运转在低速或静止时，出现接地。当转速上升后，绝缘电阻又恢复正常。

2) 高速接地。机组在静止时或低速运转时，绝缘电阻正常；机组转速升高时，绝缘电阻下降；在转速达到某一速度，则出现接地。

3) 高温接地。发电机在空载或低负荷时，绝缘电阻正常，而增加负荷到某一值后，则出现接地。

4) 综合性接地。绝缘电阻值既和转速高低有关，又和负荷大小的综合接地有关。

三、发电机励磁系统的等值电路

发电机运行时，发出一点接地信号，应包括整个励磁系统，而不仅仅是转子绕组。所以，为了寻找具体接地点，应该了解励磁系统。

以直流励磁发电机为例，励磁系统是由三部分组成的，简化电路如图 19-22 所示。

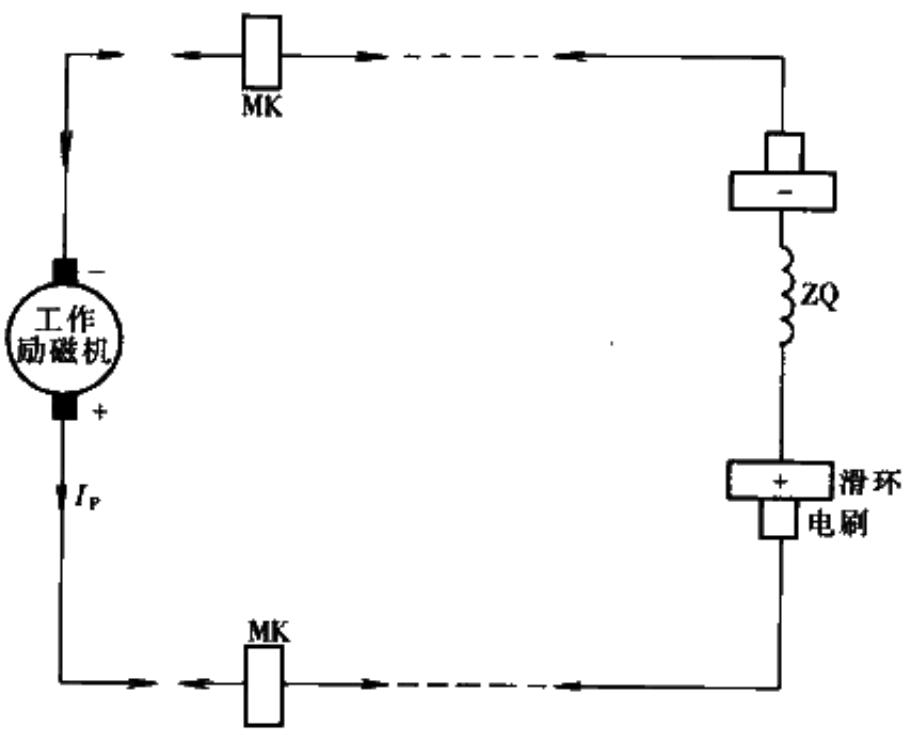


图 19-22　励磁回路简化图

由图 19-22 可知，励磁回路由三部分组成。第一部分发电机转子，第二部分灭磁开关 MK 及回路，第三部分工作励磁机及回路。

四、一点接地故障寻找试验

当励磁系统发出一点接地信号时，应该以最简单的方法寻找接地点。

(1) 首先是对转子绕组外部连接的回路进行检查，排除图 19-22 第二部分和第三部分接地的可能性之后，再检查转子绕组的接地部位。

(2) 确定转子绕组故障后，把不稳定接地，先人为变成稳定性接地，利用烧穿法。

烧穿法是利用工频交流电源，加压不超过转子绕组的励磁电压，并经隔离变压器和限流电阻（电阻可采用 200～1000W 灯泡代替），取下正负滑环上全部电刷，带绝缘柄铜网刷一端接触滑环，另一端接轴。电流应限制在 5～15A（5A 适用中、小发电机，15A 适合大型发电机），并将正负滑环短接，以减少转子回路电感影响。

如果不稳定性和转速有关，可在接地电阻最小值进行烧穿。经过烧穿使不稳定性接地，变成稳定性的金属性接地。但也不排除，烧穿后，可能将接地消除。

(3) 转子绕组接地部位寻找。

1) 电压表法。

a. 适用条件：可以在静止状态，也可在转动状态；可以在运行状态，也可在外加电压下。

b. 测量方法：在转子滑环两端施加直流电压后，用电压表测量正负环之间电压值 U，正环对地电压 U_1、负环对地电压 U_2，则接地点电阻值

$$R_g = R_v\left(\frac{U}{U_1+U_2}-1\right)$$

式中 U——两滑环间电压，V；

U_1、U_2——正、负环对地电压，V；

R_g——接地点接电阻，Ω；

R_v——电压表内阻，Ω。

如果属于金属性接地，$R_g \approx 0$，则可计算出接地点到正、负滑环的距离

$$L_+ = \frac{U_1}{U_1+U_2}\times 100\%$$

$$L_1 = \frac{U_2}{U_1+U_2}\times 100\%$$

c. 注意点：测量时发电机处于旋转状态，则采用铜网刷直接触到滑环上；测得 U_1+U_2 不大于 U；发电机带负荷测量时，还应保持转子电流不变。

另外，电压表内阻 R_V 要足够大，$R_V > 10^6\,\Omega$ 最理想，如数字式电压表。否则计算的接地电阻值，距正、负滑环距离误差较大。

2) 测量直流电阻法。

a. 适用条件：发电机停机条件下。

b. 测量方法：采用双电桥法，测量转子绕组的电阻 R_{+-}、正滑环和负滑环对接地点的电阻 R_{+K}、R_{-K}。由上述试验结果，可计算出接地点距正、负滑环的距离

$$L_+ = L\frac{R_{+K}}{R_{+-}}$$

$$L_- = L\frac{R_{-K}}{R_{+-}}$$

式中 L——转子绕组总长度；

L_+——接地点距正滑环距离；

L_-——接地点距负滑环的距离。

c. 注意点：为了测量准确，测量时接地端连接应牢靠；计算转子绕组长度 L 应精确。

上述两种方法，由于转子绕组的导线长度太长，都在几千米以上，测量误差为±0.5%时，则计算长度误差在 20m 左右，已超过转子长度，失去判断意义。但也有例外，如果计算距正、负环在 1%以下，则可判断在滑环及引线附近。如在测量一台 TB—60—2 型发电机时，测量结果距正环 0.5%，则认为在滑环附近。检查正滑环的引线密封螺丝处绝缘已烧焦化。所以，这两种方法，仅能测出接地点大致位置。

3) 直流大电流轴向位置确定。通过转子轴上施加大的直流电流，寻找轴向接地点位置。

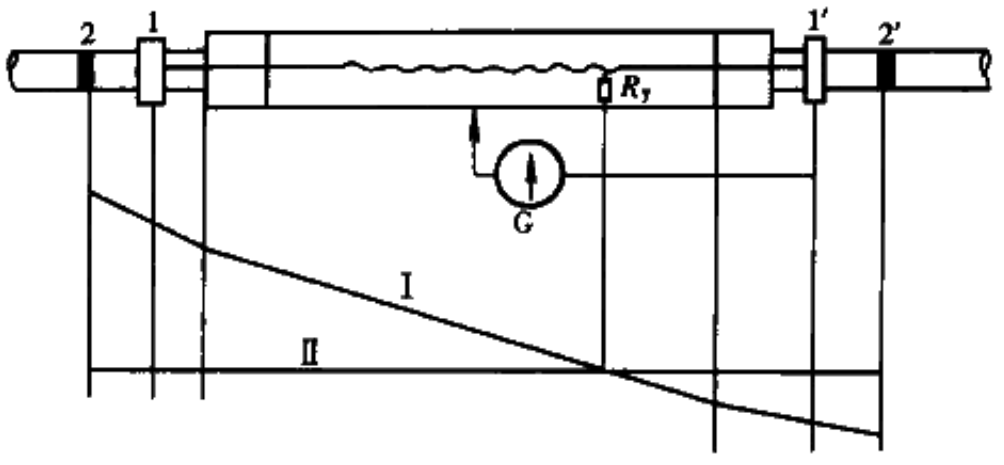


图 19-23　轴向接地点接线试验

1、1′—滑环；2、2′—测量用卡环；

G—检流计

a. 试验接线图如图 19-23 所示。

b. 测量方法。转子轴上通入 200～1000A 的直流电流。检流计 G 一端接任一滑环上，另一端接探针。把检流计探针沿转子本体轴向移动。当检流计指示为零时，则为接地点在轴向位置。

c. 注意点。试验时，直流电源可采用直流电焊机提供，也可用其他电源。直流电源接到轴子上时，应将引线用螺栓压在卡环上。在试验过程中，检流计可能在轴上一段范围内指示为零或最小值。此时应该通过加大电流值或提高检流计灵敏度来消除。如果在测量过程中，有 2 个接地点，则说明确实有 2 处接地。如在一次转子绕组测量绝缘电阻不合格（水内冷），则并机后转子绕组因两点接地跳闸。在寻找接地时，电压表法和直流电阻法，故障点距正滑环 30%左右。后来用大电流轴向位置寻找，在正护环处有 2 个接地点。后来拔护环后，确有 2 处接地，和测量很吻合。

4）直流大电流辐向位置确定（即线槽）。

a. 试验接线图如图 19-24 所示。

b. 试验方法。

在大齿上通以 300～500A 直流电流。检流计一端接任一滑环，另一端接探针，将探针沿辐向圆周移动一圈，寻找出 G 指示零的位置即为接地点。

应该沿转子两个半圆方向进行。如接地点不是单的，则应将直流电源引线端改接到与磁极表面是垂直方向的小齿上继续进行试验，找出 G 为零的点。前后结果是轴向、辐向交点，即为接地点。

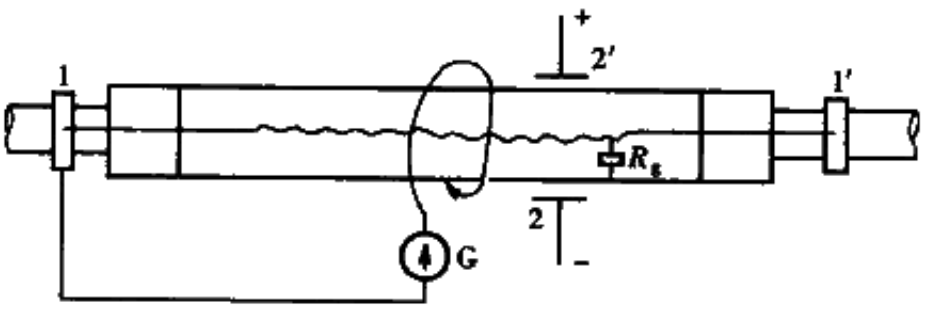


图 19-24　辐向接地点接线试验

1、1′—滑环；G—检流计；

2、2′—大齿

电源引线一定要接触良好，以防烧伤转子表面。

5）具体线匝的寻找方法。上述试验找出具体线槽后，拔下一侧或两侧护套，用 6～12V 直流电源在正负滑环上加压，测量故障线槽线匝导体对地电位分布，即可找到具体接地线匝。

6）两点及以上多点接地时的寻找方法。如果存在两点及以上多点接地时，由测转子绕组电阻判断之。如果直流电阻测量值和以前比较，变化较大，则可认为多点接地。这时应拔下护环后，在正负滑环两端加直流电压，测量各匝对地电位，即可测出接地点。

第十三节　转子绕组匝间绝缘短路试验

由于转子绕组制造中缺陷，运行过程中离心力、温度等影响，使转子绕组匝间绝缘损坏

故障占转子绕组故障的比重较大。匝间绝缘损坏故障最明显的是降低发电机无功功率输出，振动增大，严重时还导致接地故障发生，有时将转子磁化和烧伤轴颈、轴瓦，所以，严重威胁发电机安全运行。

一、试验方法

传统的检测发电机绕组匝间绝缘故障方法有以下 6 种。①交流阻抗和功率损耗法；②单开口变压器法；③双开口变压器法；④转子绕组直流电阻法；⑤发电机空载特性试验；⑥发电机短路特性试验。

以上试验方法已进行多年，虽然取得一定经验，但这些方法不能捕捉转子绕组动态的匝间绝缘故障。上述 6 种方法各有如下优、缺点。

（1）单、双开口变压器法，仅适应于停机抽出转子后进行，动态时没法测试。但这种方法可以测出有问题的线槽号。

（2）前三种方法比较灵敏，但受到转子槽楔材料、槽楔与槽壁接触紧密程度影响较大。

（3）交流阻抗和功率损耗法简单，较灵敏，又可在静、动态下测量。但由于受到槽楔影响外，还受到转动时定子附加损耗、转子剩磁、试验电压高低、波形和升压操作等多种因素影响，轻微匝间绝缘短路难以判断。

（4）转子绕组直流电阻法、空载和短路特性法，也同样受多种因素影响，只有短路匝数较多时，才能明显反映出来，灵敏度较低。

（5）除单开口和双开口变压器法外，其他方法均不能判断故障的具体槽号。

二、匝间绝缘短路分类

不随转动和温度变化的，称为稳定性匝间绝缘短路；随着转动和温度变化的，称为不稳定匝间绝缘短路或动态匝间短路。

三、微分探测绕组法——微分动态法

上述传统法都不能在实际运行工况下进行检测，其检测条件与实际运行工况的等价性也较差。另外，有些动态匝间绝缘短路往往随转子静止而消失或减轻，这就需要一种新的检测方法来补偿传统方法的不足，这就是微分探测绕组法。微分探测绕组法的原理如下：

运行中的发电机定、转子之间的施转磁场进行微分，根据微分后的波形分析，诊断出转子绕组是否存在匝间短路，并准确显示匝间绝缘短路槽的位置。在发电机三相稳定短路试验及$\cos\varphi=0$时运行方式最适合这一测试方法。

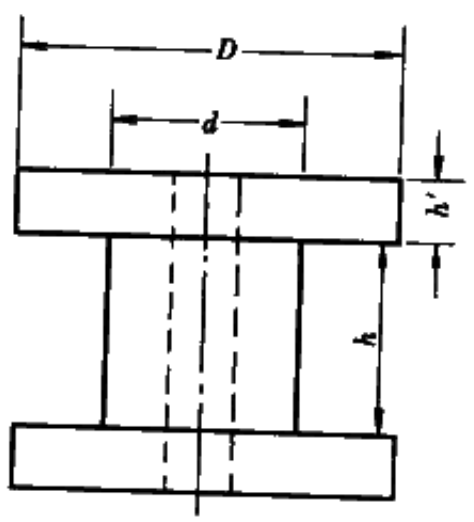


图 19-25　探测绕组骨架

上述方法的实现是在定、转子气隙某处固定一个微型积分绕组。该绕组对气隙的施转磁场采样并进行微分，微分信号引入示波器，根据示波器显示的微分波形进行分析判断是否存在匝间短路及其所在槽号。

（1）动态测量方法。动态方法有单导线法和霍尔元件的间接微分法（外加微分电路）以及切向、径向微分绕组法的直接微分法多样。经现场实践证明，径向微分绕组法效果最好，简单易行。

按图 19-25，制造一个探测绕组的绝缘框架。

内径 d 为 3mm，外径 D 为5～8mm，高 h 为 4～5mm，h' 为 1mm。以直径 ϕ 为 0.05～0.1mm 的高强度聚脂漆包线绕 100～300 匝。绕好的探测绕组固定在定子槽楔上，使之突出定子铁芯表面占半边气隙长度一半处。探测绕组在发电机运行

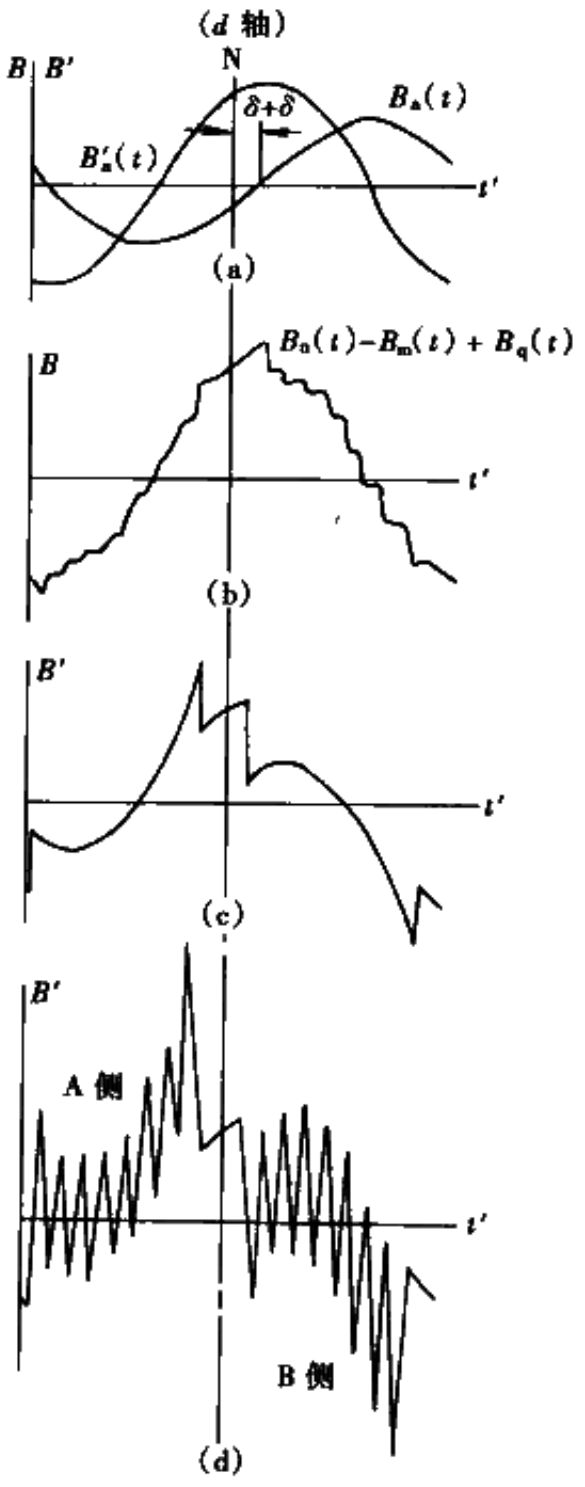


图 19-28　cosφ=0.8 时负载工况气隙磁场分布及其微分示意图

(a) Ba (t) 及其微分；(b) 负载气隙磁场分布；(c) B'_m (t) $+B'_a$ (t)；(d) 气隙磁场微分

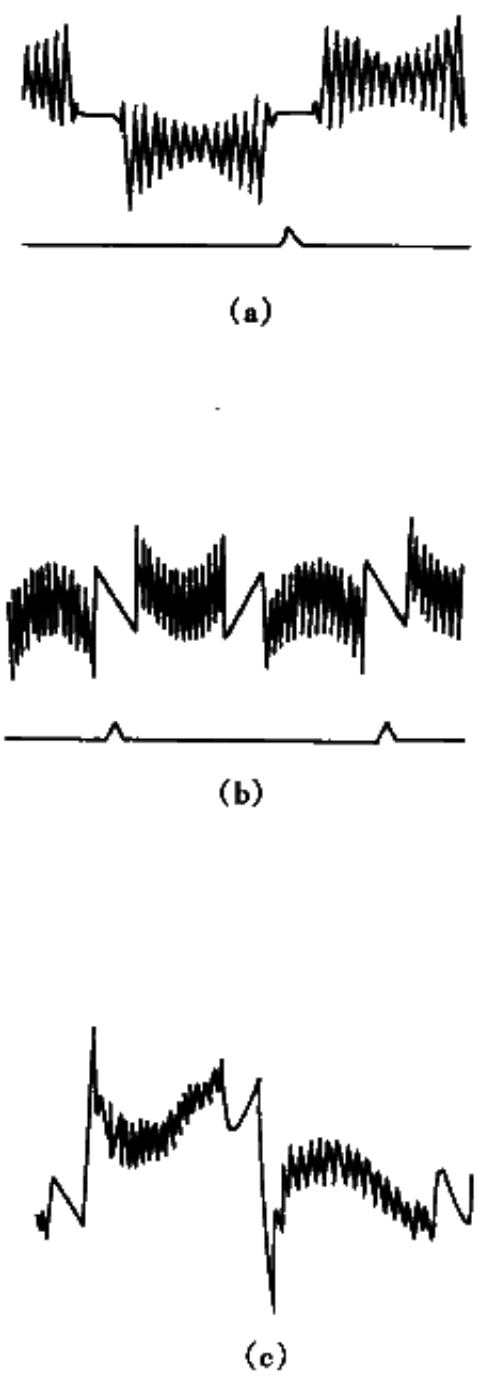


图 19-29　TQQ—50—2 型发电机动测波形

(a) 空载工况；(b) 短路工况；(c) 满负载工况

第十四节　测量定子绕组单相接地电容电流值

发电机容量越来越大，额定电压也随之提高，这样就使发电机定子绕组单相接地故障电流也增大，可能超过允许值。允许值如表 19-6 所示。

表 19-6　　发电机定子绕组单相接地电流允许值

额定电压 (kV)	额定容量 (MW)		故障电流允许值 (A)
6.3	≤50		4
10.5	汽轮发电机	50～100	3
	水轮发电机	10～100	

续表

额定电压（kV）	额定容量（MW）		故障电流允许值（A）
13.8～15.75	汽轮发电机	125～200	2
	水轮发电机	40～225	
18～20	300～600		1

注　氢冷发电机为 2.5A。

为什么单相接地故障电流不能超过允许值呢？如果单相接地故障电流超过允许值，该电流流过定子铁芯，可能把铁芯烧坏；而铁芯烧损后，修复工作十分困难，所以《规程》规定单相接地流过故障电流不能超过允许值。否则，应加消弧线圈补偿，使补偿后的电流小于允许值。

发电机出口单相接地时，电流值最大，而且基本上是电容电流。根据电工原理分析，电容电流值和所加电压成线性关系。这就可以在低电压下测量，然后根据线性关系，再换算到额定电压下的值。参考国内外资料，我国电力电容器测量电容值，测量时加电压 0.05～0.5U_N（U_N 为电容器的额定电压）。当额定电压较低时，取较大的系数，较高时取较小的系数。而日本测量电容器电容值时，仅取交流电压 100V 或利用测试仪。

一、试验方法

发电机单相接地电容电流值测量，在开机时进行。

（一）接线图

试验接线如图 19-30 所示。

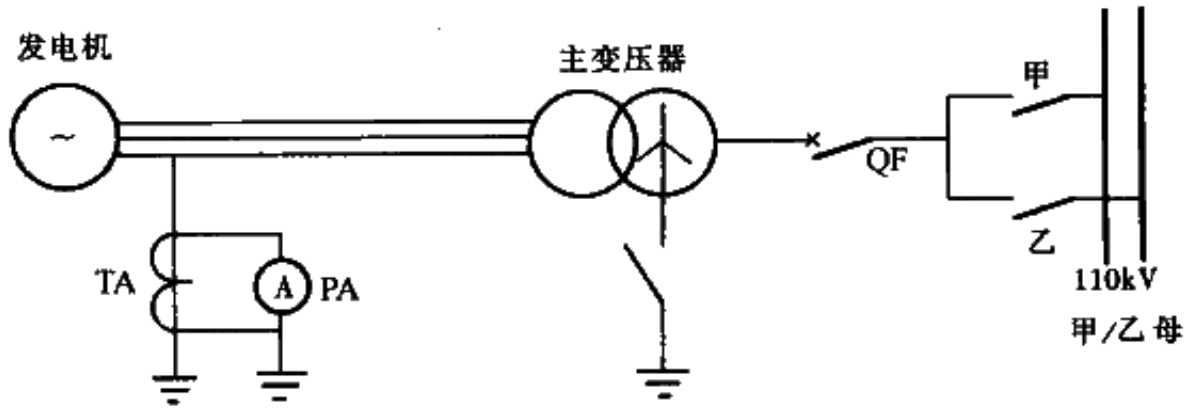


图 19-30　发电机电容电流值测量图

（二）试验步骤

（1）按图 19-30 所示，试验前接上电流互感器 TA 和电流表 PA。TA 和 PA 的量程应根据发电机容量和电压大小，查相关资料确定单相电流大概范围来选择。如果找不到资料，TA 可选用多抽头的，A 选择 0～1A、0～2A 等。TA 和 PA 为 0.5 级。

（2）在试验过程中，发电机保持额定转速 n=3000r/min。

（3）电压测量利用原来发电机的电压测量仪表进行。

（4）加励磁升压，分别在定子电压 1、2、3、5kV 等分别测量电流值。

（5）电压值和电流值应满足线性关系，否则测量不准。

（6）换算到额定电压下电流值。

（三）安全措施

（1）接、拆线应开工作票。

（2）测量点的接地线截面积 $S=4mm^2$，并应接在主接地网上。所有接头应接牢。

（3）现场和主控室应接临时电话，以保证电压和电流同时读取。

（4）最高试验电压为发电机额定电压的一半。

（5）试验过程中，有异常应停止试验，待找出原因并消除后再重新试验。

（6）有专门监护读电流表的工作人员。

二、测试实例

对一台 100MW，$U_N=10.5kV$ 的汽轮发电机，在开机时测量了单相接地电流值，如表 19-7 所示。

表 19-7　　发电机单相接地电容电流值

定子电压（kV）	2	4	5
接地电流（mA）	160	320	400

由以上测试说明低压法测量很可信，又很安全。

第十五节　汽轮发电机组退磁试验

一、汽轮发电机组磁化成因和危害

1. 汽轮发电机组磁化的原因

（1）汽轮机单极自激磁化。汽轮发电机转子绕组极间连线沿转子周向布置，当极间连线流过数千安电流时，转轴将发生轴向磁化。另外，汽轮机的零部件在制造厂装配时，有时用数百安培直流焊接，使这些零部件磁化。

（2）定子绕组内部短路，使部分绕组的电流方向与正常工作时电流方向相反，可能产生轴向磁通势，将轴瓦环形磁化。

（3）转子绕组不对称匝间短路及两点接地。发电机转子轴在正常情况下漏磁通等于零。如果转子两匝或以上绕组出现不对称匝间短路时，在转轴内产生漏磁通，即“轴向漏磁通”。轴向磁磁通一路从发电机转子汽轮机端头出来，经过汽轮机各个转子、轴瓦、轴承及基础闭路；另一路从发电机转子的励磁机端轴头出来，经过正、副励磁机转子，轴瓦，轴承及基础闭路。以上部件由于穿过磁通，必将被磁化。还有当转子绕组产生两点不对称短路接地时，这时产生轴电流，流过发电机转子轴、轴承油膜被破坏的轴瓦及基础形成闭合电路。由于上述部件流过电流，便被磁化。

（4）定、转子气隙不对称和励磁回路连接不当。当发电机定子和转子不在同一轴线上时，引起等于基波频率的脉动磁通，经过轴形成闭合回路，产生轴间磁化。

2. 磁化的危害

磁化可以使汽轮机轴瓦发生电烧伤、轴颈电烧伤、多级叶片与隔板摩擦损坏等。

二、退磁试验

汽轮发电机组一旦被磁化，必须及时进行退磁工作，以确保安全运行。退磁有交流和直流两种方法。

（一）直流退磁试验

1. 退磁的标准

理想的退磁应该使材料恢复到磁场强度 $H=0$ 时，磁感应强度 $B=0$ 的坐标原点状态。

剩磁机组各部均降至 10×10^{-4}T 以下，轴颈和轴瓦剩磁均降至 2×10^{-4}T 以下为合格。

2. 退磁原理

如图 19-31 所示，再被退磁体上缠绕励磁线圈。退磁就是周期性改变励磁线圈中电流方向，并均匀逐渐减小电流大小，亦即周期、交变地减小磁场强度，使磁化件中剩磁 B 逐渐减小，在接近 $B=f(H)$ 曲线的坐标原点附近时，再进一步减小 H 的变化值，以便找出 $H=0$ 的某一合适点，使 $B=0$ 或很小值，这就完成了直流退磁。

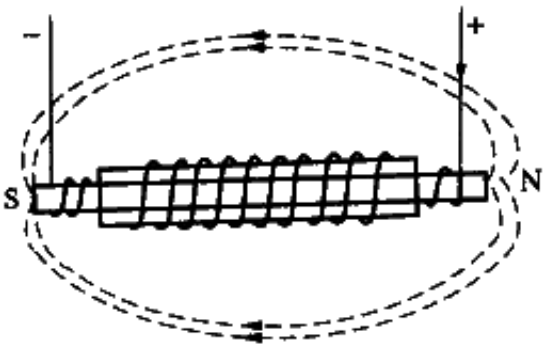


图 19-31　在退磁件上缠绕的励磁线圈

3. 直流退磁接线

直流退磁试验接线如图 19-32 所示。

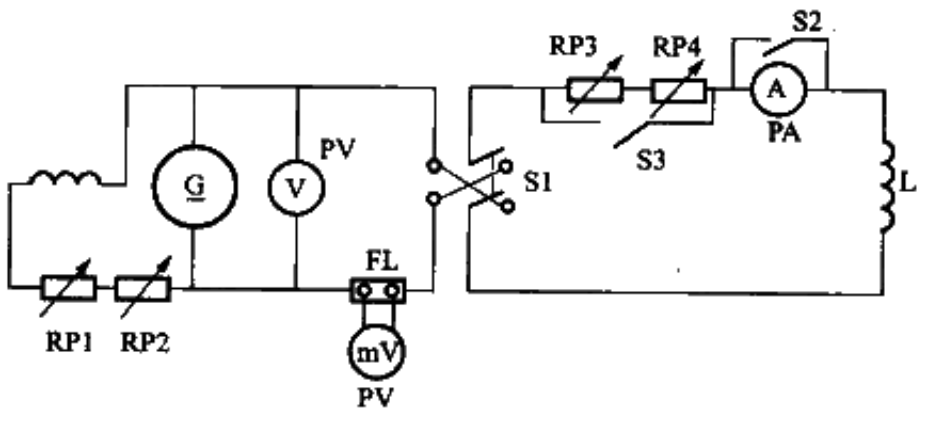


图 19-32　直流退磁的电气接线

G—直流发电机（Z—82 型、30kW、110/93.8A）、RP1、RP2—磁场变阻器；PV—直流电压表；FL—分流器；S1—换向开关；RP3、RP4—负载电阻；PA—电流表；L—励磁线圈；S2—电流表短路开关；S3—变阻器短路开关

在退磁过程中，采用 CT—3 型交直流霍尔效应高斯计测量剩磁值大小和监视在退磁过程中剩磁的变化。通常在退磁件径向、轴向和周向剩磁进行测量，霍尔效应探头的平面与被测物体平面的平行垂直距离为 1～1.2mm。

4. 直流退磁试验应注意事项

(1) 缠绕的励磁线圈所建立的退磁场极性应与剩磁极性相反。

(2) 同样的励磁安匝时，当退磁体的磁力线回路有气隙时，退磁效果好，剩磁小。所以，开路退磁较闭路退磁效果好。

(3) 局部退磁。有些磁化体经过退磁后，许多部位的剩磁很小，但个别部位仍然剩磁较大，为使剩磁大的降下来，必要进行局部退磁。

(4) 汽轮机不揭缸退磁时，只能将表面剩磁退掉，内缸、转子等部件剩磁几乎不变化。所以，应该揭缸，逐个部件进行退磁为妥。

(5) 退磁安匝的选择。采用外部去磁场等于或大于退磁体本身最大剩磁场的千倍，效果最好。200MW 和 3000MW 汽轮发电机组各部件直流退磁安匝数如表 19-8 所示。

表 19-8　　汽轮发电机组退磁励磁安匝数

序号	被退磁件名称	300MW	200MW
1	发电机转子	120000	97600
2	汽轮机低压二缸转子	135000	
3	汽轮机低压一缸转子	141000	69000
4	汽轮机中压缸转子	30000	7800

只；⑥振动传感器 3 只；⑦力锤 1 只；⑧力传感器 2 只；⑨附件等。仪器的主要功能为：①汽轮机侧模态；②励磁机侧模态；③定子整体模态；④绕组鼻端固有频率；⑤引线固有频率测量等。

三、测量项目和测点布置

测量项目：①定子绕组端部整体模态试验；②定子绕组鼻端接头固有频率测量；③定子绕组引出线和过渡引线固有频率测量。

测点布置：①定子绕组端部整体模态试验测点布置及数量，在汽侧和励侧绕组端部锥体内截面上，各取如图 19-34 所示的 1、2、3 个圆周，每一个圆周上的测点应沿圆周均匀布置且数量不少于定子槽数一半（或在圆周上等分 16、20 个或更多点）；②定子绕组鼻端接头固有频率测点布置及数量要求如图 19-34 中的圆周 1 布置，测量定子绕组所有鼻端接头的固有频率；③定子绕组引出线和过渡引线固有频率测点布置，在定子绕组引出线和过渡引线固有薄弱处适当布置若干测点。

四、测量方法

（1）定子绕组端部整体模态试验。

1）采用锤击法，一点激振多点响应或多点激振一点响应两种方法均可。但推荐一点激振多点响应法，用力锤定点敲击定子绕组端部上的某点，向绕组端部提供一个瞬态冲击力，动态信号分析仪拾取端部绕组上各测点的径向（可加测切向和轴向）的振动响应，再经模态分析软件分析处理，得到定子绕组整体的模态参数：频率、振型和阻尼等模态参数。

2）推荐按图 19-34 所示圆周 1 到圆周 3 的顺序测量。测得圆周 1 的数据后，可根据分析的需要，再加测圆周 2 和圆周 3 的数据。

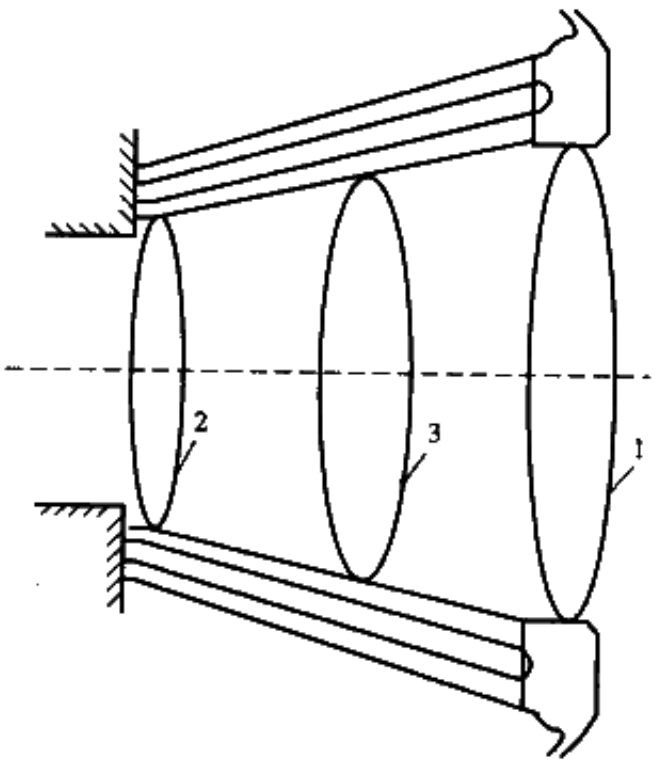


图 19-34　定子绕组端部模态试验测点布置图
1—定子绕组端部鼻端接头各测点组成的圆周；
2—定子绕组的槽口部位各测点组成的圆周；
3—定子绕组端部渐开线中部各测点组成的圆周

（2）定子绕组鼻端接头，引出线和过渡引线固有频率测量。用力锤分别敲击定子绕组鼻端接头，引出线和过渡引线，测量相应测点的振动响应，经动态信号分析仪分析得到相应的瞬态激励频率响应函数，在瞬态激励频率响应函数的幅频特性曲线上，相干函数值在 0.9 以上的极大值点为各测点的固有频率值。

（3）测量次数。每一测点至少重复测量一次，并尽量保持锤击的方向和力度一致。

（4）测量时应记录环境、线棒和内冷却水温度。

五、试验条件

定子绕组为水内冷的发电机，端部模态试验、定子绕组鼻端接头、引出线和过渡引线固有频率应在停机冷态下测量，并在定子绕组通水下；新机交接试验可先测量不通水下的数值。

六、判断标准

（1）绕组端部整体模态标准。

1）新的发电机交接试验时，端部整体模态频率在 94～115Hz 之间为不合格，需制造厂

续表

序号	被退磁件名称	300MW	200MW
5	低压内缸体，包括上下隔板、隔板套及相邻一套轴瓦	54000	
6	中压缸上缸体、包括上隔板与隔板套	36000	11050
7	中压缸下缸体，包括部分隔板	36000	

（二）交流退磁试验

1. 交流退磁原理

将退磁件置于交流励磁线圈中，然后将励磁线圈电流升至一定数值，逐渐提起退磁件远离励磁线圈，就完成一次退磁试验工作。

2. 交流退磁接线图

交流退磁电气接线如图 19-33 所示。

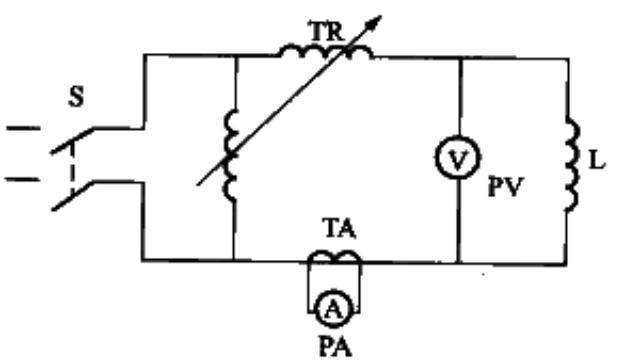


图 19-33　交流退磁电气接线

TR—试验变压器用调压器（TDJA200/0.5 型）；PA—电流表；TA—电流互感器；PV—电压表；L—励磁线圈（交流励磁线圈）；S—电源开关

三、交直流退磁试验比较

直流退磁效果好，适合汽轮发电机组中的发电机转子、汽轮机转子、隔板、隔板套、轴瓦及缸体等；交流退磁方法简单、省时间，但试验设备容量限制，并伴有集肤效应等缺点，只适用汽轮机小块隔板、部分轴瓦、气封套、螺丝等小部件退磁。

第十六节　发电机定子绕组端部振动特性试验

发电机安装运行后，一定数量的定子绕组端部振动磨损大、产生绕组短路、漏水、断线断裂等事故。经过分析研究认为，发电机定子绕组端部正常运行时承受交变电磁力和出口或内部短路时巨大的瞬态电磁力作用，导致上述事故发生。特别当端部线棒的固有频率接近 100Hz 时，使端部绕组处于谐振状态，即使较小的激振力也会诱发较大的振动，往往投运后不久端部绝缘磨损严重。

有的发电机设计制造时，端部绕组的结构避开了 100Hz，但在运行时线棒绝缘、绑绳、垫块、支架等绝缘材料受电、热作用，绝缘和机械性能逐渐降低，因振动磨损、绑扎紧固件之间连接紧度也会改变，故端部振动特性也随之发生变化，其端部固有频率呈下降趋势，虽然开始运行远离 100Hz 的模态，因下降而接近 100Hz，所以在大修时监视这些变化时是十分必要的。

总之，发电机定子端部振动特性交接和大修后均要测量。

一、名词解释

1. 动态特性测定试验

为了解结构的动态特性和验证设计时采用的力学模型是否正确所做的试验，如模态试验。

2. 固有频率

由系统本身的质量和刚度所决定的频率，n 自由度系统一般有几个固有频率，按大小次序排列，最低的为第一固有频率。

3. 模态试验

为确定系统模态参数所做的振动试验。一般先由激励和响应关系得出频率响应矩阵，再由曲线拟合等方法识别出各阶模态参数。

4. 模态参数

模态的特征参数，即振动系统的各阶固有频率、振型、模态质量、模态刚度与模态阻尼。

5. 振型

机械系统的某一给定振动模态的振型是指由中性面（或中性轴）上的点偏离其平衡位置的最大位移值所描述的图形。

6. 定子绕组端部椭圆振型

定子绕组端部和支撑结构整体振型有椭圆形状。

7. 频率响应函数

(1) 简谐激励时，稳态输出相量与输入相量之比。

(2) 瞬态激励时，输出的傅立叶变换与输入的傅立叶变换之比。

(3) 平稳随机激励时，输出和输入的互谱与自谱之比。

8. 相干函数

$x_1(t)$ 和 $x_2(t)$ 的互谱的绝对值平方与各自的自谱乘积之比。可表示为

$$r_{12}^2(f)=\frac{|\overline{G}_{12}(f)|^2}{G_1(f)G_2(f)}$$

式中 $\overline{G}_{12}(f)$ ——经过集合平均后的自谱。

由互谱不等式可得

$$0\leqslant r_{12}^2\leqslant 1$$

9. 阻尼

能量随时间或距离的耗散。

10. 动态信号分析仪

当代最常用的基于快速傅立叶变换原理和数字信号处理技术的信号分析仪。它对输入的模拟信号进行抗混滤波、采样保持和模数转换等初步处理后按不同要求可对信号进行时域分析、时差域分析（相关分析）、频域分析（功率谱、频响函数等分析）和幅值域分析（直方图、概率密度等分析）。

11. 采样频率

1s 内的采样次数。

12. 窗函数

为了用数字分析仪进行分析，对信号进行截断处理时所用的权函数。

二、定子绕组端部振动特性测量仪器设备

这是一种测量设备，大多功能大而全，操作使用烦琐，而且价格昂贵，很不适合现场使用，特别是对于非振动专业测量人员难度更大。另一种测量设备价格低廉、操作简单且携带方便，单供非振动专业人员现场使用的测试仪器，如山东电力研究院电气研究所研制的EDZ—Ⅲ型。该仪器由以下部分组成：①AZ104analyzer四通道动态信号分析仪 1 台（数据采集箱）；②四通道信号处理放大仪 1 台（电荷放大器 3019A）；③发电机定子绕组端部振动特性分析软件包 1 套；④便携计算机 1 台；⑤发电机定子绕组端部振动特性分析看门狗 1

处理。

2）已运行的发电机大修时试验或必要时试验，端部整体模态频率在 94～115Hz 范围内，且振型为椭圆，应采取措施对端部进行处理。

3）若运行发电机，端部整体模态频率虽在 94～115Hz 之间，但振型不是椭圆，应结合发电机历史情况进行综合分析。若端部磨损严重或松动，应尽快处理并复测模态；若无明显磨损，应加强监视，在具备条件时进行端部处理。

（2）线棒鼻端接头，引出线和过渡引线的固有频率标准。

1）新发电机上述试验部位的固有频率在 94～115z 之间为不合格。

2）已运行的发电机，个别线棒上述部位的固有频率在 94～115Hz 之间，应结合发电机历史情况进行综合分析处理。

（3）相邻两次试验结果对比标准。

1）模态振型和频率有效明显差异时应对绕组端部固定结构进行检查处理。

2）在频率响应函数的幅频特性曲线上，94～115Hz 之间的固有频率点，幅值有明显增大时，应进行加固处理。

七、对测量设备和模态分析软件要求

（一）测量设备要求

1. 力锤

力锤应带有力传感器，推荐使用压迫式力传感器，其最大量程不小于 50kN，锤帽为橡胶软材料，力锤的频响范围为 0～200Hz。

2. 加速器传感器

推荐使用压电式加速度传感器测量定子绕组端部的振动响应。

3. 电荷放大器

由上述力锤传感器和加速度传感器选择相应的电荷放大器，应具有足够的放大倍数；另外，使输出信号幅值大于动态信号分析仪器量的一半。

4. 动态信号分析仪

（1）至少应具有两个信号通道，推荐采用 4 通道动态信号分析仪。各通道间应无相差采集，采样频率大于 10kHz，采样点数不少于 1024 点，频谱分析分辨率不低于 0.5Hz。

（2）应具有以下功能：

1）频谱分析、功率谱分析、传递函数和相干函数分析；

2）信号加窗（力信号加力窗、加速度信号加指数窗）处理和多次测量数据的平均处理；

3）具备数据储存功能。

（3）应具备抗外界电磁场和电源干扰的能力。

（二）模态分析软件

选用实模态软分析软件，应满足发电机定子绕组端部动态特性测定要求。

八、模态分析的方法

（一）模态分析的基本过程

模态是机械结构的固有振动特性。每个模态具有特定的固有频率、阻尼比和模态振型。通过模态分析掌握结构在某一感兴趣的频率范围内各阶主要模态的特性，就可预计结构在此频段内的实际振动响应。模态分析包括四个过程：

1. 动态数据采集

（1）激励方法。对结构施加一定的动态激励，然后采集力信号及各点的振动响应，用相应的识别方法获取模态参数。激励方法按输入力的信号特征可分为正弦扫描、正弦快扫锚、瞬态激励等，推荐采用瞬态激励法。

（2）数据采集。为降低试验成本，推荐同时采集激励和响应信号，用不断移动激励点位置或响应点位置的方法取得振型数据。

（3）时域或频域信号处理。对采集的振动信号进行滤波处理、频谱分析、传递函数估计、相干函数分析等。

2. 建立结构数学模型

根据已知条件建立一种描述结构特性的模型，作为计算及识别参数的依据。

3. 参数识别

按识别域的不同可分为频域法、时域法和混合法。

4. 振型动画

根据试验得到的结构模态参数模型，即一组固有频率，模态阻尼以及相应各阶模态的振型，采用活动振动的方法，将放大的振型叠加到原始的几何形状上。

（二）机械导纳测量

结构物任意两点的传递函数也称机械导纳。机械导纳的测量是模态分析的基础。系统传递函数的定义是

$$H(f)=\frac{\overline{G}_{12}(f)}{\overline{G}_{2}(f)}$$

式中 $\overline{G}_{12}(f)$——经过集合的平均后的互谱；

$\overline{G}_{2}(f)$——经过集合平均后的自谱。

为了评价传递函数的估计精度，定义了相干函数（等于或小于 1 的实数），在非共振点（传递函数的零点）由于输出信号小，输出信噪比很低，相干函数也较小；在共振点（传递函数的极大值点）由于输出信号的信噪比高，相干函数也较大。当存在噪声时，相干函数也会随着平均次数的增加而有所改善，通常采用多次测量数据取平均值的方法，以提高测试准确性。

第十七节 定子绕组断股试验

一、定子绕组断股的原因和危害

我国 100MW 及以下中小型汽轮发电机发生多次断股故障；200MW 汽轮发电机直接冷却运行中也多次发生断股故障。断股的原因是发电机定子线负荷达到 1000A/cm 以上，使定子绕组电磁力相应增大，振动幅值增高，或定子绕组端部和引线固定结构欠佳，使端部和引线产生较大的切向和径向振动，久而久之，则端部和引线因疲劳发生断裂。

定子绕组断股发生后，水冷发电机产生漏水、有些断股发展成相间短路事故。所以，断股如不能及时发现，则产生影响发电机安全运行。

二、定子绕组断股判断方法

由于定子绕组每一个线棒导线数量都达几十根，而且是多个线棒串联而成，这样某一个线棒断 1～2 股，单从测量直流电阻是不能发现的。有一段时间试图用涡流探测法判断断股，但经过实践，因灵敏度太低而被否定了。

目前国外采用在线监测装置诊断断股，效果较好。该装置的接线图如图 19-35 所示。

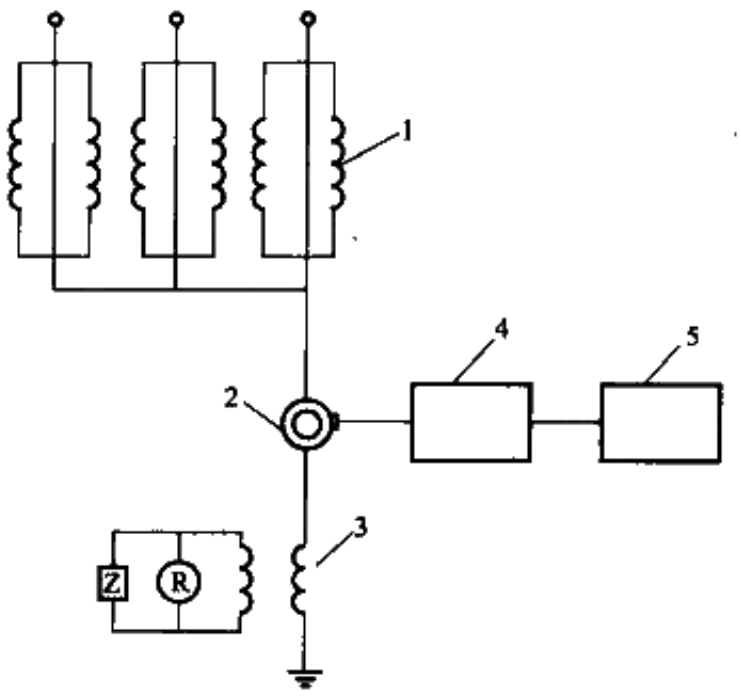


图 19-35　定子线棒导线断股在线监测装置

1—发电机；2—中性点射频电流互感器；3—零序接地变压器；
4—固定频率监测仪；5—纸带记录仪

导线断股时，在断头之间产生间隙电弧，就是工作电流每次过零时电流熄灭，电流增大又重燃。由于间隙性电弧伴随着高频信号产生，通过在发电机中性点与零序接地变压器之间的“射频电流互感器”，采取高频信号，再通过无线噪声测量仪或固定频率的无线电监测系统。

国外采用该方法，多台大型汽轮发电机安装这种装置，成功检出几台发电机定子绕组断股缺陷。

本章提示

发电机是电力之源，发电机定子和转子绕组绝缘和接头由于电、热和机械振动影响会逐渐老化或接触不良，运行中产生事故。本章介绍了保证发电机绝缘处于良好状态的各种常规和新的测试方法。

你知道针对发电机不同的冷却方式应采用什么样针对性试验方法吗？知道氢冷发电机做交直流耐压时对充氢排氢纯度的严格要求吗？

本章重点

1. 理解掌握行之有效的发电机测试新方法；如转子动态测量匝间短路和定子端部手包绝缘测试方法等。

2. 发电机常规试验方法及注意事项。

3. 发电机各种故障点的判断分析。

复习题

1. 简述发电机预防性试验的项目。

2. 如何进行发电机轴电压的测量？

3. 如何确定发电机的相序？

第二十章

电 动 机 试 验

电动机不但在发电厂中是必不可少的设备，在工农业生产等部门中也大量应用。高压电动机的容量越来越大，一旦出现事故，将造成生产混乱和大量经济损失。为保证电动机的安全运行有必要进行电动机的预防性试验。

电动机的预防性试验包括测量绝缘电阻、直流泄漏电流，直流耐压试验，工频交流耐压试验，测量定子绕组的直流电阻等。这些试验的试验方法和标准与发电机相同，不再介绍。下面仅介绍电动机的一些特殊试验项目。

第一节　定子绕组的极性检查试验

一、试验目的

电动机定子三相绕组按一定规律分布在定子铁芯圆周上，每相绕组均有头尾两端。若将绕组头尾接错，虽通入平衡三相电流，不但不能产生旋转磁场，而且还会损坏电动机。为了使首尾接线正确，必须进行极性试验。

二、试验方法

首先用万用表判断出每相绕组的两个端头，并做好记号，然后再进一步用下述方法判断极性。

1. 直流感应法

在电动机任一相绕组中通以脉冲电流时，由于互感作用在另外两相绕组中将产生感应电动势，由脉冲电流和感应电动势的方向，便可确定三相绕组的头尾，即相应的极性。试验接线如图 20-1 所示。当合上开关 S 时，脉冲电流通过绕组 L1，并在 L2、L3 绕组中感应出电动势，使直流毫安表偏转。若仪表指针向正方向偏转，则接仪表“+”端和接电池“+”极的绕组端头为同极性；若仪表指针反向偏转，则接仪表“−”端和接电池“+”极的绕组为同极性。这样可以确定出 3 个端头为同极性，另外三个端头亦为同极性。此三个同极性端头为首，另外 3 个端头为尾。

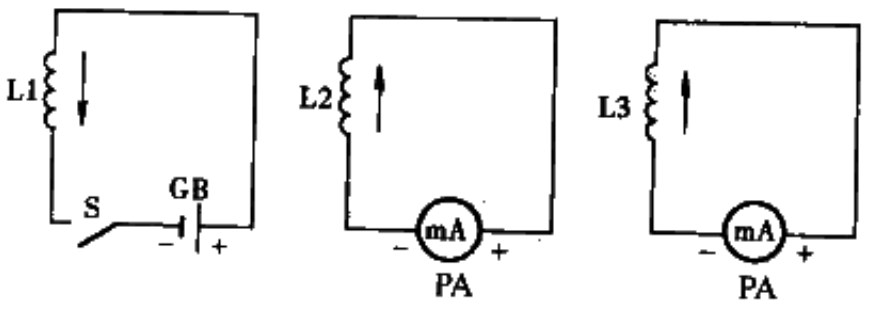


图 20-1　直流感应法测极性试验接线图

在试验过程中，开关 S 合上后不要马上断开，否则难以正确判断直流毫安表的偏转方向。

2. 交流电压法

试验接线如图 20-2 所示。将任意两相绕组串联后接至交流 220V 电源上，第三相绕组接电压表或灯泡。当电压表指示从几十伏到一百多伏或灯泡亮，说明串联的两相是首尾相连的；如果电压表指示很低，仅几伏或灯泡不亮，说明串联的两相绕组为首首相连或尾尾相连的。用同样的方法，可以判断出第三相绕组的首尾。测量时应注意如下两点。

(1) 绕线式电动机转子开路时，感应电压可达 200V 左右，应注意选择合适的表计。

(2) 20kW 以上的鼠笼式电动机或转子短路的绕线式电动机，感应电压虽然仅几十伏，但一次电流可达几十安，应注意选择合适的电源和调压器。

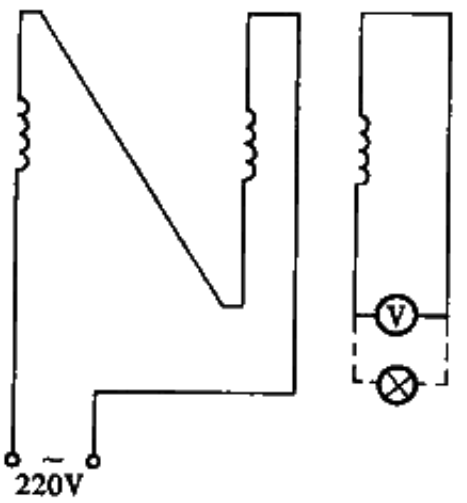


图 20-2 外加交流电压测量极性图

第二节 定子绕组匝间绝缘试验

不仅运行中的电动机会因匝间短路（匝间绝缘损坏）而烧毁，而且新投运的电动机也时有发生。所以进行电动机定子绕组匝间绝缘试验很有必要。匝间绝缘损坏的主要原因是制造质量不良、机械损伤、绝缘老化、振动磨损等。

匝间绝缘试验方法有冲击电桥法、感应法和感应冲击法三种。

1. 冲击电桥法

测试接线如图 20-3 所示。在任两相绕组间接入接地的可变电阻 R_1 及 R_2 构成电桥回路，在 A、B 间接检流计 G 或 100μA 的电流表，将绕组的中性点引出，并接至 0.5～0.7μF 的电容 C 的一极上，C 的另一极接在直流电源的输出端。接上电源后，电容 C 充电到一定数值时引起球隙 F 放电，形成振荡。若被测两相绕组没有匝间短路，桥路 A、B 间没有电位差，检流计中没有电流。若有匝间短路，则 A 与 B 间有电位差，则检流计中有电流。

该方法可查出电机匝间绝缘已破坏或很脆弱的缺陷，比较简单，便于现场应用。

2. 感应法

试验接线如图 20-4 所示。在一相绕组加上一定值的交流电压，观察各绕组感应电压的大小，根据感应电压的大小判断是否有匝间短路。感应电压越小，说明短路越严重。另外，还可以根据在绕组 A、B、C 加压，所测出的任一相绕组感应电压值是否相同来判断。匝间绝缘好的电动机，各相感应电压基本一致。

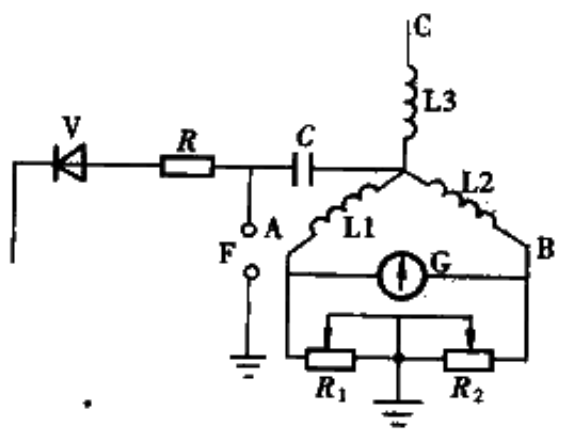


图 20-3 冲击电桥法匝间绝缘试验接线图

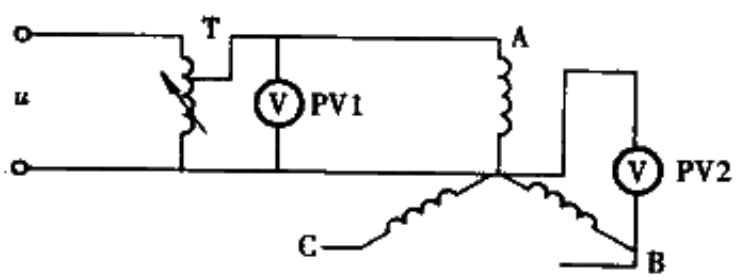


图 20-4 感应法匝间绝缘试验接线图

3. 感应冲击法

以上两种方法用于已运行电动机的匝间绝缘试验，可对一相绕组的整组匝间绝缘进行鉴定。如果尚未下线，单独一个线圈如何判断是否匝间短路呢？这时可用感应冲击法来判断。该方法目前已有专门仪器供现场使用，具体使用方法参照仪器使用说明书。

第三节　鼠笼电动机转子笼条故障检查

当电动机鼠笼条断裂时，运行中往往出现转矩减小、振动大、启动噪声大等现象，检查鼠笼条断裂的方法如下：

1. 电流曲线法

试验接线如图 20-5 所示。先把试验电流调到 3～4A，并用手将电动机转子缓慢转动一周，记录型电流表在记录纸上记录下电流值。如果转子没有断条，记录纸上是一条直线；若有断条，则电流曲线随断条相应地发生瞬时波动，且电流值增大。

2. 铁粉法

测试方法如图 20-6 所示。用白纸把转子包起来，转子通电后往上撒铁粉，然后升电流直到铁粉排列清晰为止。如果鼠笼条断了，铁粉撒不上去或排列不整齐。若无断裂，则铁粉排列整齐。

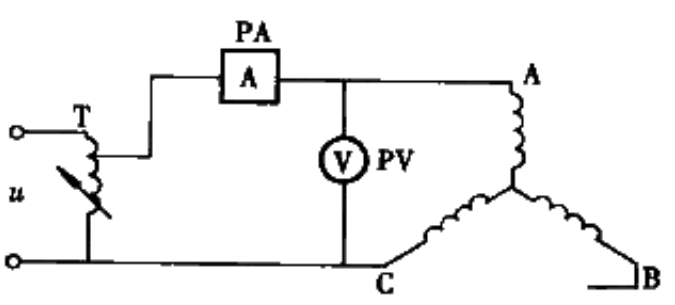


图 20-5　用电流曲线法检查鼠笼条断裂试验接线

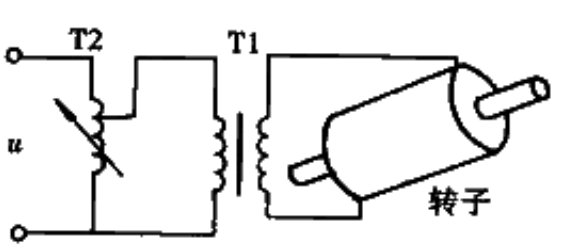


图 20-6　用铁粉法检查鼠笼条断裂试验接线图

第四节　绕组的直流电阻试验

一、试验目的

电动机绕组直流电阻的测量是电动机试验中的一个重要试验项目。因为电动机在运行过程中的振动，将使端部线圈（尤其是槽口处）并联股线断裂；在工作电流和启动过程 4～7 倍额定电流作用下会使焊接点烧熔或开裂；在引出线和套管处，还会因螺帽松动，使连接处产生接触不良。为了及时和准确地发现上述缺陷，在大小修和过载后测量绕组直流电阻。以前小修时不测直流电阻，但现场发现运行中的电动机因断股、焊接点开裂多次造成跳闸事故，说明大修测量合格的绕组，不能保证一个大修周期。所以，《规程》规定在小修时，也测量绕组直流电阻。经过各电厂实践，小修测量绕组直流电阻，发现了一定数量的断股、焊接点开裂和螺帽松动缺陷。

二、试验方法

试验方法一般采用单、双臂电桥法。伏安法因操作麻烦又不准确已被淘汰。10Ω 以上电阻用单桥，10Ω 及以下，采用双电阻法。单电桥法，测量结果应减去引线电阻。另外，为了

便于比较，应将测量结果换算到75℃值。

三、测量结果判断

《规程》规定：

（1）3kV及以上或100kW及以上电动机各相绕组直流电阻的相互差别不应超过最小值的2%；中性点未引出者，可测线间电阻，其相互差别不应超过1%。

（2）其余电动机自行规定。

（3）应注意相互间差别的历年相对变化。这一条应该理解为，三相差别大小排列次序也不能变化。如果历年差别都是$R_U>R_V>R_W$，但这一次变为$R_W>R_U>R_V$，虽然这次三相比较合格，但R_W已从最小变为最大，W相自身已超过2%的范围，可能发生断股或焊点开裂，已不合格了。

四、不合格测量结果的处理

如果发现绕组直流电阻不符合《规程》要求，应进一步寻找故障点。

（1）先确定是哪一相不合格。根据测量结果可以判断出故障相别。

（2）由已知的故障相别，先外观检查引出线和套管连接处是否过热，并检查螺帽松紧程度。如果没有问题，则故障点在绕组内部。

（3）绕组内部检查。可以用电焊机给故障相加一个电流，该电流值在0.5～1.0倍额定电流，在加热过程中，用手摸定子绕组。如果有一个槽内线棒温度比其他线棒高，则温度高的线棒断股；如果手摸端部线棒，在焊接点处有一处温度高，说明该处焊接开裂。通过实践，这个方法很有效果，准确且简单。

（4）分段寻找法。把故障相从中间剪断，测两次直流电阻值，较大者为故障段。再把故障段按上述方法判断，直到判断到故障线棒。但这个方法麻烦，还要重新焊接大量焊接点和包端部绝缘。

根据上述分析，应优先采用绕组内部检查法。

第五节　试验判断异步电动机旋转方向

有些电动机带上机械负荷后是不能反转的，否则，将使机械负荷设备损坏。对这种电动机必须通过试验决定三相接线，送电后才能保证符合机械要求的旋转方向。

一、试验接线图

电动机未连机械负荷时，按图20-7接线。

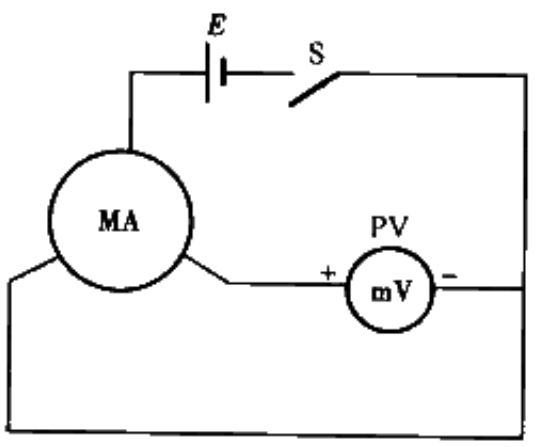


图20-7　判断异步电动机旋转方向
MA—异步电动机；E—干电池，3V；
S—开关；PV—毫伏表

二、试验方法

合上开关S后，用手按机械旋转方向的要求，转动电动机转子。如果毫伏表向正方向偏转，则E+接电源U相；毫伏表+接电源V相；另一端子接电源W相。如果毫伏表反向偏转，则将任意两个线头对调，毫伏表正向偏转，接线同上即可。这样在电动机带电后，便按机械负荷要求的方向旋转。

本章提示

本章介绍了高压电动机的各种电气试验方法，介绍了电动机故障点判断方法。

你熟悉电动机鼠笼条断裂的判断方法吗？知道怎样判断定子绕组的极性吗？

本章重点

1. 异步电动机绝缘试验项目及方法。
2. 电动机绕组直流电阻的测量方法。

复习题

1. 异步电动机绝缘的试验项目有哪些？
2. 定子绕组的极性怎样判断？
3. 鼠笼条断裂怎样判断？

第二十一章

非有效接地系统单相接地电容电流测量

一、非有效接地系统单相接地电容电流值测量的目的

我国35kV及以下电力系统为非有效接地系统，一旦发生单相接地时，故障点流过的电流为另外两相的电容电流。当故障点流过的电容电流小于《规程》规定值时，电流在自然过零时可以自行熄灭，这时系统可采用绝缘系统；如果故障点流过的电流值较《规程》规定的大时，电流形成的电弧不能自已熄灭，形成弧光过电压，从而损坏非接地的两相绝缘，造成相同短路事故，引起停电和设备损坏。为了防止上述弧光过电压的产生，在系统中性点需装设消弧线圈；另外，已装有消弧线圈的系统，为了正确进行消弧线圈挡位调整，必须测量系统单相接地电流后才能达到。总之，对于非有效接地系统测量单相接地电流是十分必要的。

二、现场单相接地电容电流测量方法

1. 人为金属接地测量法

这种测量方法是将系统某一条出线人为金属接地时测量，接线图如图21-1所示。

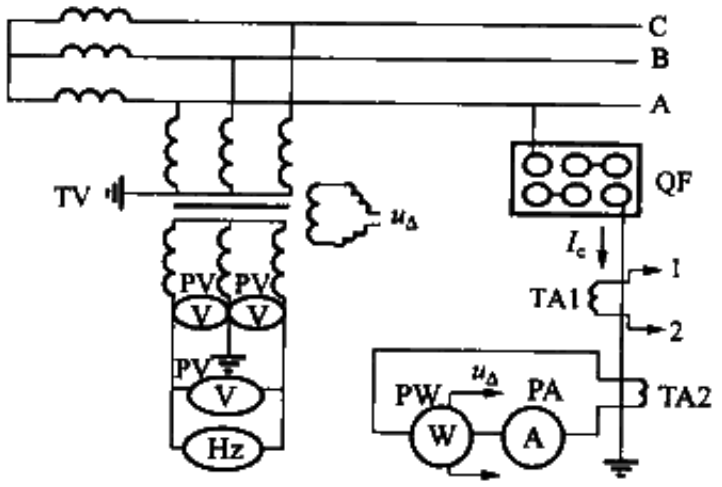


图21-1　人为金属接地测量图

QF—接地断路器；TV—测量用电压互感器；

TA1、TA2—保护和测量用电流互感器；W—测量接地回路有功功率表

考虑到三相对地电容不相等，应三相轮流接地测量，取三次测量结果算术平均值。

测量结果计算

$$I_{CR} = P/U_\Delta, I_{cq} = \sqrt{I_C^2 - I_{CR}^2}$$

式中　I_C——系统总接地电流（A）；

I_{CR}——接地电流有功分量（A）；

I_{cq}——接地电流无功分量（A）；

P——接地电流有功损耗（W）；

U_Δ——中性点不对称电压（V）。

当不考虑有功损耗时，只测系统总接地电容电流就可以了。

此法的优点是测量比较准确：缺点是危险性大，非接地相绝缘有弱点时，可能因由相电压升为线电压，绝缘击穿形成相间短路故障；准备工作量大和需要退出一条线路，影响供电。总之，该方法现场很少采用。

2. 中性点外加电容法

该方法是在系统无补偿的情况下，在中性点对地接入一合适电容器，其电容值为总电容值 C（$C=C_A+C_B+C_C$）的$\frac{1}{2}$倍、1 倍和 2 倍，分别测量中性点对地位移电压，然后计算出系统单相接地电容电流值。测量接线如图 21-2 所示。

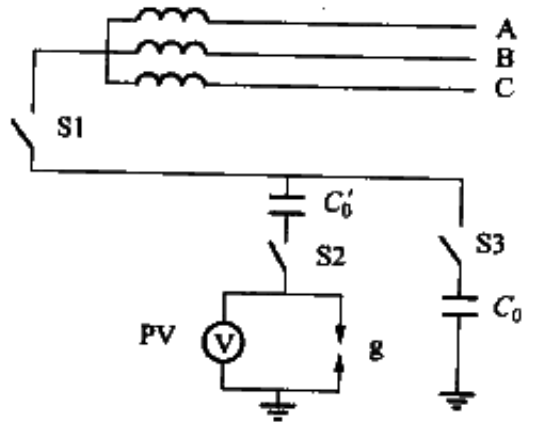


图 21-2　中性点外加电容法测系统电容电流接线

S1—中性点开关；S2—静电电压表 PV 的开关；S3—外加电容 C_0 的开关；

C_0'—保护电容，电容量为几千微法电压不低于被试系统的相电压；

g—放电管；外加电容 C_0 的额定电压不低于 2kV

当未接入 C_0 时，测出系统不对称电压 U_0，分别接入 C_0 后，测出系统中性点位移电压 U_0'。根据 U_0、U_0'和 C_0 之值，可得出

$$\frac{U_0'}{U_0}=\frac{C}{C+C_0}$$

解上式得

$$C=\frac{U_0'\,C_0}{U_0-U_0'}$$

系统单相接地电容电流　　$I_C=\omega C U_{ph}$

式中　U_{ph}——系统额定相电压。

该方法比较人为金属接地方法简单，危险性小一些，但测量误差较大。

三、中性点外加电压法

该方法是在系统中性点加入一个工频电压 U_0，在外加电压接地回路测量电流值。外加电压接线图如图 21-3 所示。

如果不计算电流中的有功和无功分量，则直接由 TA 测出的电流值即为所测量值。另外，将该电流再换成额定电压下的电流值。

该方法危险性较人为金属接地小一些，但外加电压后，使一相电压降低，另两相升高，还是有一定危险性。

四、专门仪器测量法—二次测量法

该方法采用专门的 HC—1 型测量仪进行测量，测量原理图如图 21-4 所示。

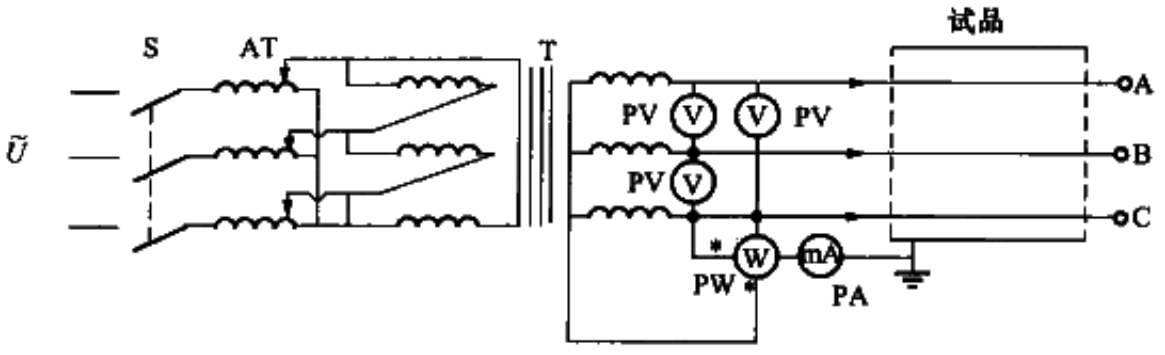


图 21-5　三相对称电压测试图

AT—三相自耦调压器；T—三只单相变压器；PA—0.5 级交流电流表；

PV—三只交流电压表（0.5 级）；PW—低功率因数瓦特表

注：如果仅测总的电流值，可以不接瓦特表。

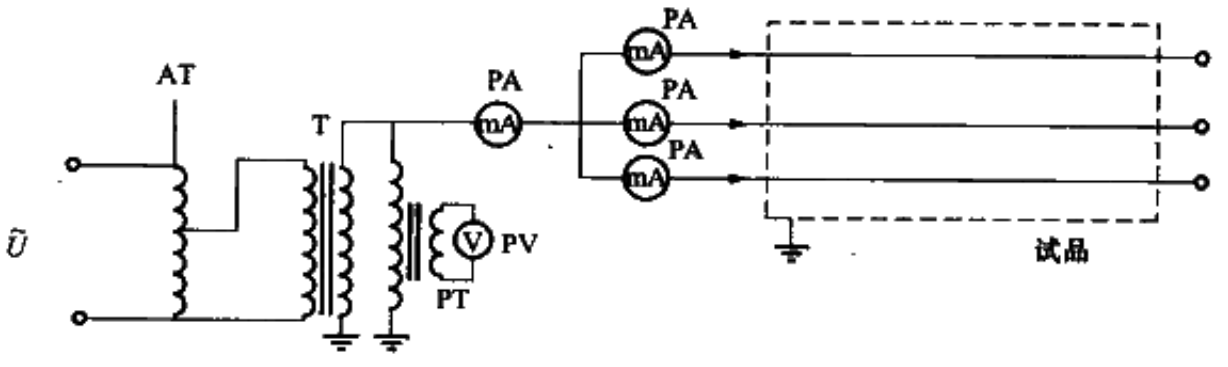


图 21-6　单相低压测试图

AT—自耦调压器；T—试验变压器；PT—0.5 级交流电压互感器；

PA—1 只 0.5 级交流电流表；PV—0.5 级交流电压表

注：如果不需要测量单相电流值，只接一只总的电流表也可以。

（三）测量值换算

1. 第一种对称测量换算

将测量值电流 I'_C，乘以系数 k'，即为额定电压下的 I_C 值，即

$$I_C = I'_C k' = I'_C \frac{U_N}{U_s}$$

式中　U_N——系统额定电压，V；

U_s——试验电压，V。

2. 第二种单相低电压测量换算

将测量值 I''_C 乘以系数 k''，即为额定电压下的 I_C 值，即

$$I_C = I''_C k'' = I''_C \frac{U_{ph}}{U_s}$$

式中　U_{ph}——系统额定相电压，V；

U_s——试验电压，V。

本章提示

非有效接地系统为了掌握单相接地电容电流大小，现场介绍了几种测量方法。现场应该采用哪种方法，你怎样根据具体情况选择？

本章重点

单相接地电容电流测量方法主要是安全问题，应该高度重视。

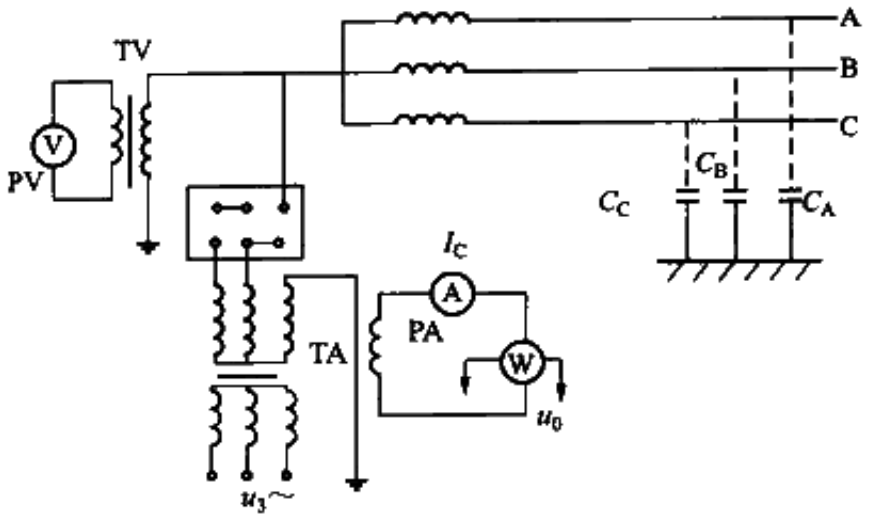


图 21-3　外加电压测量接线图

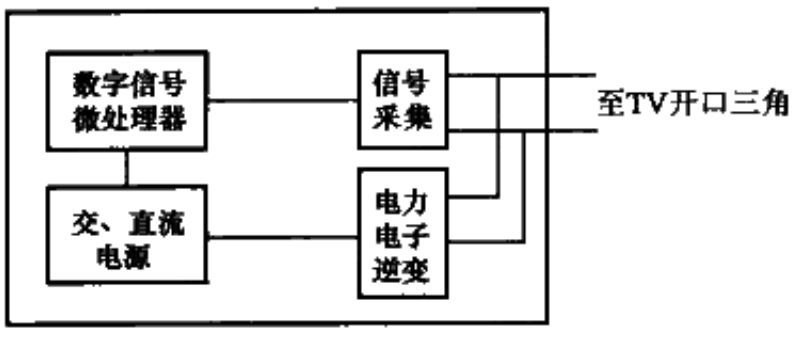


图 21-4　HC—1 型测量仪原理图

该仪器由微处理器控制电力电子逆变电路，产生一个恒压 5Hz 的方波，通过 TV 开口三角注入系统零序回路，再通过采集和计算分析得出电容电流值。对于注入的方波信号由傅立叶级数可展开成角频率不同的正弦波之和，在 TV 开口三角可分别测出 u_5、u_{15} 和 u_{25} 和 I_5、I_{15} 和 I_{25}，解方程组（由微处理器完成）可准确求出系统电容量，最后计算出电容电流值。

通过现场和人为金属接地方法实测比较，准确性高，接近真实值；方法简单、安全，只通过 TV 开口三角进行，不影响系统运行和增加高压测量装置；测量速度快，仅数分钟完成；该仪器质量轻，便于携带。

五、低电压法测量 6～35kV 系统出线单相接地电容电流值

当 6～35kV 系统中性点经消弧线圈接地时，为了正确调整消弧线圈的分接头位置，必须实测出每条出线的单相接地电容电流值。

根据出线单相接地电容电流值 I_C 的推导公式

$$I_C = 3\omega C_0 U_N/\sqrt{3} = \omega C U_N/\sqrt{3}$$

式中　C_0——三相中任一相对地电容；

ω——角频率；

U_N——系统额定电压；

C——三相对地总电容值。

作者根据电容电流值和电压是线性关系，设计了两种低电压测量方法，经过对一个发电厂的 6kV 系统 22 条出线和 35kV 系统 13 条出线实测，准确度达到工程要求，满足调度要求。

（一）人为一相金属接地测量法

利用低电压组成一个三相对称系统作为试验电源，将出线一相（任何一相）人为金属接地，测其单相接地电容电流值，然后换算到额定电压下的电流值。

低电压三相对称测量法试验接线如图 21-5 所示。

（二）单相低电压法测量

由单相接地电容电流值 $I_C = 3\omega C_0 U_N/\sqrt{3}$ 知，其值等于三相对地电容电流的总和。这样可以通过三相出线并联，施加一个单相低电压测量，然后再换算到额定相电压的电容电流值。低压单相测试图如图 21-6 所示。

实践证明：对电力设备定期进行预防性试验，可以发现许多绝缘缺陷，避免许多设备事故，对保证电力设备安全运行起了很大作用。但是随着电力系统高压电力设备的大容量化和设备结构的多样化，以及对电力系统越来越高的安全可靠性要求，使得这种传统的诊断方法显得越来越不适应。主要表现在以下几个方面。

（1）试验时需要停电。停电不仅运行人员需进行大量的倒闸操作，还给用户的生产带来影响。超高压大容量电力设备的停电越来越困难，并且往往造成漏试或超周期试验。

（2）试验周期长，试验时间集中，耗费大量人力物力。预防性试验的试验周期一般为1～3年一次，一些发展较快的缺陷在两次试验之间的时间内可能发展成事故。试验往往集中在一段时间完成，在较短时间内需要完成大量设备的试验任务，难以对每台设备都进行十分仔细地检测和诊断。

（3）试验方法的有效性、灵敏性较差。传统试验方法一般采用的试验电压均在10kV及以下，对于110kV及以上设备，这种偏低的试验电压再加上现场的电磁场干扰等因素，难以灵敏有效地诊断出设备的早期缺陷。在现场经常发生预防性试验合格的设备投入运行后不久，就发生事故的情况。

为了适应电力设备向超高压、大容量方向发展，确保电力设备的安全运行，迫切需要寻求新的更加行之有效的绝缘监测方法。经过长期的研究人们已经发现：在运行状态下对高压电力设备的绝缘状态进行监测是反映设备绝缘状态的有效而又灵敏的方法，这就是“在线监测”。“在线”即被测设备处于正常运行状态而不需停电，试验在运行电压下进行，最能反映设备的实际绝缘状况。又由于试验无需改变设备的运行条件而可随时进行，因此可以随时掌握设备绝缘状况。在线监测是绝缘监测技术的发展方向。

目前国外在线监测技术水平较高，俄罗斯、日本、美国和欧洲一些国家已广泛开展了这项工作。国内从20世纪80年代开始研究在线监测技术，随着传感器技术、计算机技术的发展与应用，该项技术翻开了新的一篇，在线监测方法已逐渐从单独设备的带电测试，向电力设备的集中型绝缘在线监测过渡。红外测温、气相色谱、超声定位、断路器机械特性参数在线监测等技术也应用于绝缘在线监测。国内也出现了不少这方面的技术经验与装置。

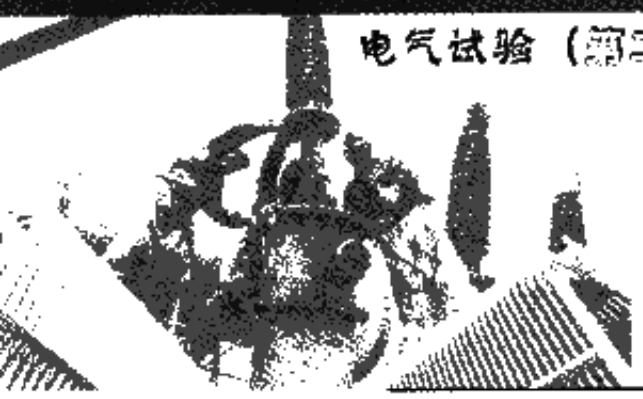
绝缘在线监测方法的出现，并不意味着传统的预防性试验已快寿终正寝。其原因如下：

（1）今后一段相当长的时间内，预防性试验仍是电力设备试验的主要手段。电力设备的出厂试验、交接试验和许多特性试验都依靠预防性试验方法，在线监测方法是无法代替的。

（2）预防性试验的原理与方法是绝缘在线监测方法的基础。不掌握和熟悉预防性试验，没有预防性试验的实践与经验，就难以掌握和提高绝缘在线监测方法。

（3）绝缘在线监测的试验结果还需要用停电试验方法去验证。

有理由认为，绝缘在线监测与预防性试验将长期共存。它们都是保证电力系统安全运行的重要手段，某种忽视预防性试验的倾向是不正确的。



第二十三章

避雷器带电测试

第一节　FS型避雷器的带电测试

FS型避雷器多用于6～10kV配电装置和线路上，安装分散、数量多。国内20世纪60年代就开展了对该型避雷器的带电测试研究与实践。

一、带电测量绝缘电阻

测量接线如图23-1所示。试验前先将FS型避雷器的底部接入临时接地线，断开避雷器原接地线后，将绝缘电阻表接地端子“E”可靠接地，用绝缘杆将绝缘电阻表线路端子“L”接到避雷器的尾部，断开临时接地线。摇动绝缘电阻表，读取稳定时的绝缘电阻值。试验后先在底部接入临时接地线，后断开绝缘电阻表接线，恢复避雷器原接地线后，再将临时接地线拆除。

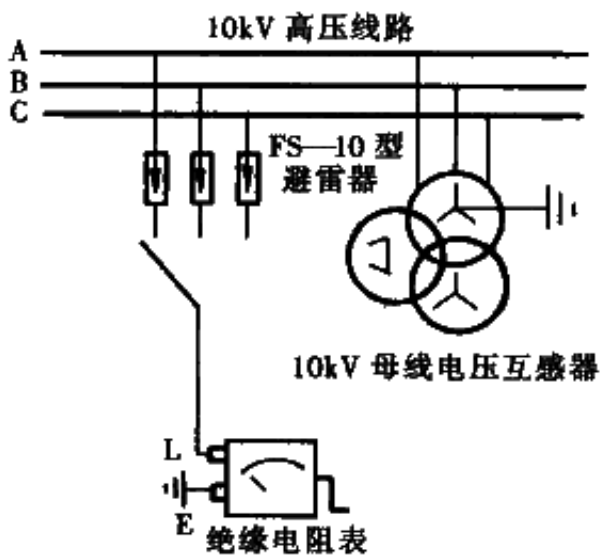


图23-1　带电测量FS型避雷器绝缘电阻试验接线图

测量应在晴好天气进行，避雷器表面应清洁干燥，测量时注意与带电部位保持足够的安全距离。避雷器接地端不可悬浮。试验结果判断标准同预防性试验。

二、交流泄漏电流的带电测试

测量接线如图23-2所示。利用系统运行电压，接入一桥式整流电路，断开避雷器接地线，可以实现对FS型避雷器交流泄漏电流的测量。

测量时应注意对引线的屏蔽。由于FS型避雷器带有火花间隙，电容量很小，在运行电压下，一般电容电流小于2μA；避雷器内部受潮时，测得的泄漏电流值会有明显变化。

三、工频放电电压的带电测试

测量接线如图23-3所示。可用一台试验变压器来测量避雷器的工频放电电压。测量每相避雷器的工频放电电压时，试验电源应取与避雷器同相电源。

当所加试验电压与该避雷器运行相电压$\dot{U}_{ph}$同相时，测得该避雷器的工频放电电压为U_1，则避雷器的实际工频放电电压U'为

$$U' = U_1 - U_{ph}$$

当所加试验电压与该避雷器运行相电压$\dot{U}_{ph}$反相时，测得该避雷器的工频放电电压为U_2，则避雷器的实际工频放电电压U''为

$$U'' = U_2 + U_{ph}$$

因此在带电测量时，避雷器的真正工频放电电压为

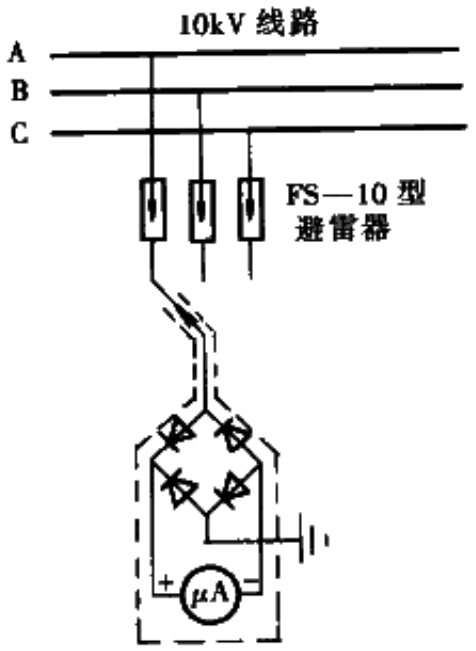


图 23-2　带电测量避雷器交流泄漏电流的试验接线图

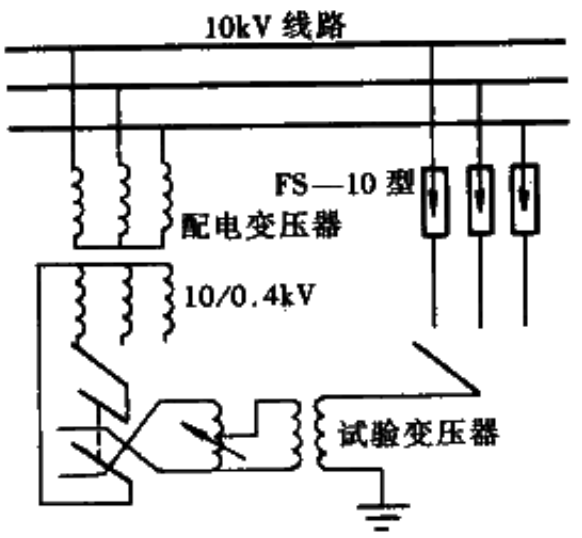


图 23-3　带电测量避雷器工频放电电压接线图

$$U = \frac{1}{2}(U_1 + U_2)$$

即工频放电电压为正、反相两次测量的平均值。

第二节　FZ 型避雷器的带电测试

一、交流运行电压下电导电流的测量

测量接线如图 23-4 所示。图中非线性电阻杆长度一般不小于 1.5m，杆内电阻选用 FS 型阀式避雷器的非线性电阻，阻值要求为 1200～1800MΩ，每次测量前需用 2500V 绝缘电阻表检查电阻杆的阻值，符合要求后方可使用。用图 23-4 所示接线测量出的三相电流值为 I_A、I_B、I_C。由于电阻杆的阻值相对稳定，这一测量结果反映了避雷器最下节的电位大小。

测量结果除与历次试验结果进行纵向比较外，还应进行三相电导电流的横向比较，如分析其三相不平衡系数 $\gamma_{unb.i}$

$$\gamma_{unb,i} = \frac{I_{max} - I_{min}}{I_{min}} \times 100\%$$

式中：I_{max}、I_{min}分别为同一组三相避雷器电导电流中的最大值和最小值。

一般认为，当 $\gamma_{unb.i} > 25\%$时，应将避雷器停止运行，并在停电条件下进行常规试验，确定是否有缺陷。当 $\gamma_{unb.i} \leqslant 25\%$时则认为避雷器是合格的，可不进行常规预防性试验。

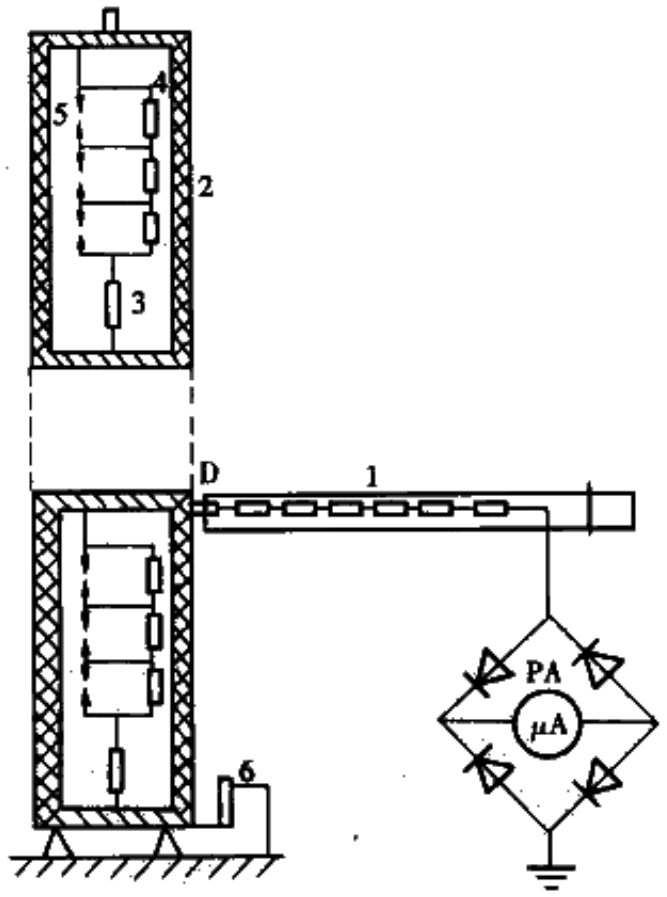


图 23-4　带电测量 FZ 型避雷器电导电流接线图

1—非线性电阻杆；2—瓷套；3—阀片；4—并联电阻；5—放电间隙；6—放电记数器；PA—直流微安级电流表

测量时应考虑系统运行电压不平衡、试验温度等各种因素对测量结果的影响。

二、分布电压的测量

以 FS—110J 型避雷器为例。FS—110J 型避雷器由 4 节 FS—30 元件组成，不论哪一节元件出现缺陷均能在最下节避雷器的分布电压上反映出来。现分析如下：

（1）最下节受潮老化，绝缘电阻降低，其上的分布电压降低。而最下节并联电阻断裂后，绝缘电阻增大，其上的分布电压较正常时要升高。

（2）若上部三节中某节绝缘受潮老化，绝缘电阻降低，则此节元件承受电压低，而最下节上的电压分布将增加，而当上三节中某节绝缘电阻增高，承受电压升高，相应最下节上的电压分布将有所降低。

可见，最下节上的分布电压能反映该避雷器的各种绝缘缺陷，而当 4 节避雷器单元有完全相同的缺陷时则可能反映不出来，但这种情况出现的概率很小，而且也可以通过电导电流测量结果的纵向比较来判断。

对图 23-4 所示避雷器可用静电电压表直接测量最下节的对地电压（对 FZ—220 型避雷器建议测量最下两节的对地电压），然后通过计算最下节三相分布电压的不平衡系数 $\gamma_{unb.u}$ 来判断避雷器的状况。不平衡系数为

$$\gamma_{unb.u}=\frac{U_{max}-U_{min}}{U_{min}}\times 100\%$$

式中：U_{max}、U_{min}分别为同一组三相避雷器最下节中最大和最小分布电压值。

当 $\gamma_{unb.u}>15\%$时，建议对该避雷器进行停电试验，以判断能否继续运行。

三、实例

国内一些省市电力部门已广泛开展了这项工作，并积累了丰富的经验。表 23-1 示出了某省电力部门对 FZ 型避雷器带电测量的一些数据及带电测试发现不合格避雷器的停电检查结果。

表 23-1　　部分避雷器的带电试验结果及停电检查结果

序号	型　号	带电试验结果	停电检查结果
1	FZ—110J	$\gamma_{unb.i}=58\%$ $\gamma_{unb.u}=23.8\%$	B、C 相非线性系数差值 $\Delta\alpha>0.05$
2	FZ—110J	$\gamma_{unb.i}=64\%$ $\gamma_{unb.u}=24.6\%$	C 相第二节受潮，内部倒出 300mL 水
3	FZ—110J	$\gamma_{unb.i}=69\%$ $\gamma_{unb.u}=26\%$	C 相第二节受潮，$R=50M\Omega$，电导电流 12kV 时大于 1000μA
4	FZ—110J	$\gamma_{unb.i}=425\%$	C 相第四节内部元件烧坏，阀片裂开
5	FZ—110J	$\gamma_{unb.i}=40\%$	C 相第二节并联电阻变质劣化
6	FZ—110J	$\gamma_{unb.i}=684\%$ $\gamma_{unb.u}=182\%$	A、B 两相 $\Delta\alpha>0.05$，C 相第四节 $R=14M\Omega$
7	FZ—110J	$\gamma_{unb.i}=36\%$	C 相第二节电导电流 870μA
8	FZ—35	$\gamma_{unb.i}=33\%$	B 相 $\Delta\alpha>0.05$
9	FZ—110J	$\gamma_{unb.i}=33.3\%$	A 相第四节电导电流 690μA
10	FZ—35	$\gamma_{unb.i}=25.8\%$	A 相上节电导电流 820μA

第三节　FCZ 型避雷器的带电测试

带电测量流过 FCZ 型磁吹避雷器本体交流电导电流的接线如图 23-5 所示。测量方法有两种：并联法［见图 23-5（a)］、串联法［见图 23-5（b)］。

串联法：在避雷器 F 接地引下线上串一大容量接地开关 S，测量时先将交流毫安级电流表 PA（1.5mA）与大容量接地开关 S 并接，然后拉开接地开关，PA 即串入接地回路，读取此时的电流值。

并联法：将一输入阻抗较小（一般小于 10Ω）的交流毫安级电流表 PA（也可选用 MF—20 型万用表 1.5mA 挡）与避雷器 F 的放电记数器 JS 并联进行测量。JS 型放电记数器内阻一般为1～2kΩ，因此测量时流过磁吹避雷器的交流电导电流基本都流过 PA，读取此时的电流值。这种方法较串联法具有测量方便，安全可靠的特点，易于现场施行。也可直接在放电记数器 JS 两端并联一 10Ω 电阻，再用交流毫伏级电压表测量其上电压，计算出交流电流。

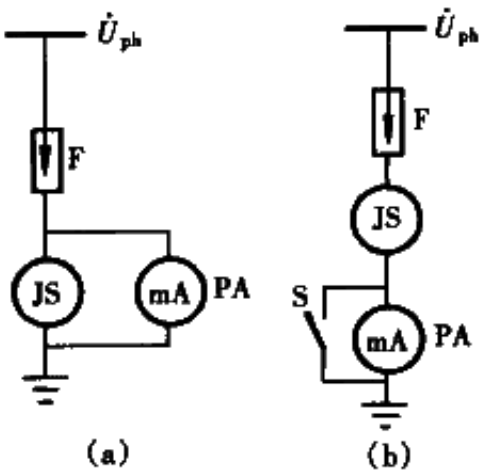


图 23-5　FCZ 型避雷器交流电导电流测量接线图

（a）并联法测量；（b）串联法测量；$\dot{U}_{ph}$—运行相电压

将测得的电导电流与历次测量数据进行纵向比较和与同类产品的电导电流进行横向比较，来判断避雷器的状况。

根据国内实测表明，电导电流的范围对 FCZ1 型避雷器为 250～650μA，对 FCZ3 型避雷器为 80～200μA。

例如某供电局一组运行仅半年的 FCZ3—220 型避雷器，一次带电测试结果列于表 23-2。由表 23-2 可见，B 相电导电流 320μA，明显偏大。后申请停电试验，试验结果列于表 23-3（为便于比较，三相均试验）。

表 23-2　　一组 FCZ3—220 型避雷器带电测试结果

试验日期	相　别	系统电压 (kV)	电导电流 (μA)
1992 年 3 月 17 日 上　午 (t=10℃)	A	$218/\sqrt{3}$	120
	B	$218/\sqrt{3}$	320
	C	$218/\sqrt{3}$	140

由表 23-3 可见，B 相上节避雷器绝缘电阻仅为 150MΩ，泄漏电流在试验电压不到 55kV 时已超过了 1000μA。B 相下节也因在运行中承受绝大部分电压，泄漏电流也已超标。将换下的 B 相上节避雷器解体检查发现，避雷器内部已严重受潮，内部的金属部件已生锈，阀片局部有放电状黑斑。若不及时发现并更换，该避雷器恐难以维持到 1993 年 3 月进行预防性试验时。

表 23-3　　停 电 试 验 结 果

试　验　日　期	相　别		绝缘电阻 (MΩ)	泄漏电流 (μA)	
				55kV	110kV
1992 年 3 月 22 日 上午 (t=13℃)	A	上　节	10000	25	360
		下　节	10000	25	360

续表

试验日期	相别		绝缘电阻（MΩ）	泄漏电流（μA）	
				55kV	110kV
1992年3月22日 上午（t=13℃）	B	上节	150	>1000	
		下节	10000	40	420
	C	上节	10000	25	360
		下节	10000	20	340

值得一提的是，该避雷器是1991年9月新安装的，投运前曾做了试验，且试验合格。可见避雷器内部缺陷发展之快，用常规预防性试验的周期及方法是难以杜绝此类事故的。

综上所述，可以认为：

（1）磁吹避雷器的带电测试可以弥补预防试验周期长的缺点，方法简便，易于施行，有利于保证避雷器的安全运行。

（2）测试时测试引线应与计数器上下端接触良好，测得电流偏小时，应注意排除放电计数器的影响。

（3）带电测得电导电流超过参考值及发现异常时，应用停电试验来确定避雷器的状况，并应考虑温度、湿度、电压波动、相间干扰等影响因素。

（4）建议新投避雷器运行1个月左右应进行一次带电测试，正常运行避雷器，每年两次带电测试（雷雨季前后）。

本章提示

本章介绍了FS、FZ、FCZ型避雷器简单易行的带电测试的方法及判断参考依据。

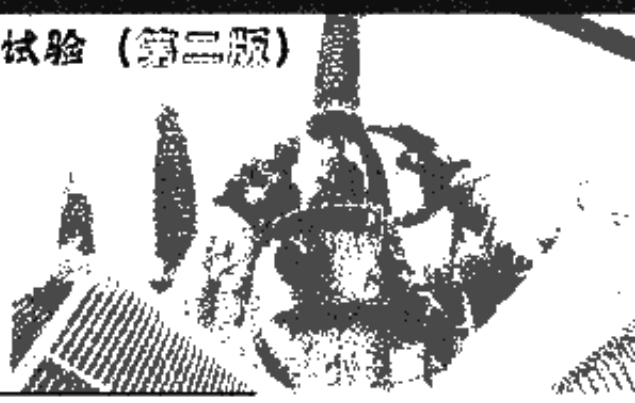
记住：本章介绍带电测量FZ型避雷器的方法测得的电导电流不是流过避雷器的交流泄漏电流，反映的是避雷器最下节的电位大小，而带电测量FCZ型避雷器测量方法测得的是流过避雷器的交流泄漏电流，随时随地都可以测，好好看看本章的实例吧，带电测量的结果真是灵敏有效。开展带电测量工作时别忘了办理第二种工作票！

本章重点

1. 带电测试FZ型避雷器电导电流和分布电压的方法与试验结果的判断分析。
2. FCZ型避雷器的带电测试方法及注意事项。

复习题

1. 如何进行FS型避雷器的带电测试？
2. 对FZ35—220J型避雷器，如何带电进行电导电流测量，试验结果如何判断？
3. 简述FCZ型避雷器带电测试交流电导电流的方法及试验结果的分析判断。



第二十四章

电容型设备带电测试

电力系统中运行着大量的35kV及以上电容型设备，如高压电容型套管、电容式电流互感器、耦合电容器等设备。这些设备结构都可以看成是由多个电容器串、并联组成。对这些电容型设备的预防性试验主要是测量电容量和 $\tan\delta$ 两个参数。由于其中的耦合电容器直接与输电线路相连，预防性试验时需要停运整条线路，因此每年进行预防性试验时漏试设备中以耦合电容器为最多。因此开展电容型设备的带电测试很有必要。

第一节 电容量的测量

《规程》要求：耦合电容器的电容值偏差不超出额定值的−5%～10%，电容型套管、220kV及以上电流互感器的电容值与出厂值或上一次试验值的差值，超过±5%应查明原因。

带电测量电容量是通过测量被试品的电容电流和设备运行电压来实现的。其方法如下：

一、用毫安级电流表测量

以耦合电容器为例，测量接线如图24-1所示。测量前，先退出耦合电容器的高频保护及载波通信装置，合上接地开关S，断开耦合电容器与载波通信装置和高频保护的原有连线，并根据铭牌电容量选择合适量程的0.5级交流毫安级电流表，与接地开关并联，然后用绝缘杆拉开接地开关，由交流毫安级电流表读取流过耦合电容器的交流电流有效值 I_C；测量完毕用绝缘杆合上接地开关，恢复高频保护与载波通信装置接线，拆除毫安级电流表后，再拉开接地开关。计算电容量公式为

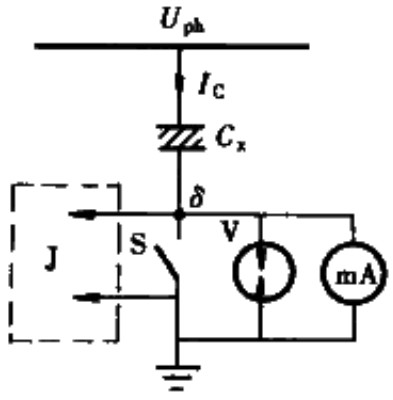


图24-1 测量耦合电容器电容量接线图
J—高频载波通信装置；
V—250～350V放电管；
S—接地开关

$$C_x = \frac{I_C}{U_{ph}\omega} \times 10^6 \tag{24-1}$$

式中 C_x——被试品电容量，pF；

I_C——被测电容电流，mA；

U_{ph}——系统运行相电压，kV；

ω——角频率，$\omega=2\pi f$。

将计算出的 C_x 与铭牌值或过去的测量值相比较，以判断电容量状况。

测量电容型套管和电流互感器电容量时，需测量其小套管流入地和末屏流入地的电容电流，不牵扯高频保护与载波通信装置，测量时更为方便。一些运行单位为了测量方便，直接

将小套管和末屏接地线进行了改造，直接引到地面接地。

应当指出：

（1）测量时必须保证从δ点（见图 24-1）到交流毫安级电流表接地端间无断线，以防止断线处与主电容形成串联分压产生高电压，危及设备、人身安全。一般情况下在δ点与地间并入一保护放电管 V（250～350V），或在测量时另附一接地棒，接地开关拉开后，δ点仍用接地棒接地，测量时仅需人为地使接地棒稍稍离开δ点几毫米后，读取交流毫安值。测量回路万一有断线，则这个间隙就先放电，起到良好的保护作用。

（2）毫安级电流表的接地点应接在被测试品的接地端上。前苏联电力系统在耦合电容器安装时已将交流毫安表直接接入低压回路中，并安装在值班室的配电盘上，值班人员可以随时读取电流值，作为耦合电容器绝缘监测的一种固定和经常的手段。

表 24-1 示出了不同型号耦合电容器运行电压下的交流电流计算值。

表 24-1　　不同型号耦合电容器运行电压下交流电流计算值

型　　号	运行电压 (kV)	标准电容量 (pF)	计算交流电流 (mA)
OY—35—0.0035	$35/\sqrt{3}$	3500	22.2
OY—$110/\sqrt{3}$—0.0066	$110/\sqrt{3}$	6600	132
OY—$110/\sqrt{3}$—0.01	$110/\sqrt{3}$	10000	199
OY—$220/\sqrt{3}$—0.0033	$220/\sqrt{3}$	3300	132

二、用传感器测量

用毫安级电流表测量耦合电容器电容量尽管容易实现，但存在着测试时仍需断开原接地回路，耦合电容器的高频保护及载波通信装置还要退出运行等缺点。近年来，传感器技术的发展为带电测试开辟了新天地。

用传感器测量电容型设备电容量的接线如图 24-2 所示。在原接地回路中套入一穿心小型互感器（传感器）。这类传感器采用高导磁材料制成，一般为无源，制成穿心电流互感器形状，一匝穿心。根据一次侧电流的大小，传感器可制成 1∶1、1∶5、1∶20 等变比。当一次侧流过微弱的毫安级电流时，传感器二次侧感应出相应的毫伏级电压，根据二次侧测出的毫伏级电压值可计算出一次侧接地线中的交流电容电流，并按式（24-1）计算出被试品电容量。

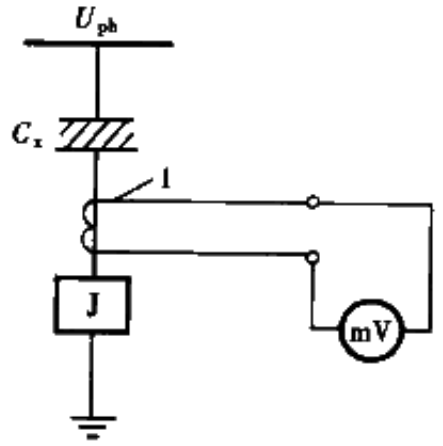


图 24-2　用传感器测量电容型设备电容量的接线图
1—传感器；U_{ph}—运行相电压；J—结合滤波器

用传感器测量时，不需断开一次侧接地线，不影响耦合电容器的高频保护及载波通信装置运行，是一种更安全更方便的测量方法，已被国内许多电力部门采用。

第二节　介质损耗因数 tanδ 的测量

一、高压标准电容器法

在运行条件下如有相应电压等级的高压标准电容器，可以按图 24-3 所示接线图方便地进行运行电压下电容型设备 tanδ 的测量。国产的高压标准电容器有 BD—100/100 型

复习题

1. 人为金属接地测量电容电流应注意什么？
2. 知道了相对地电容值 C，怎样计算单相对地电流？

第二十二章

输电线路试验

输电线路电气试验分为接头连接情况试验和参数测量。

一、接头连接状况试验

（一）专用仪器测量法

用测量断路器静、动触头接触电阻的专用仪器，测量接头两端的接触电阻值。再根据导线和接头等长的计算电阻值，在相同温度下比较上述两个电阻，**如果接头电阻值不大于导线电阻值，说明接头接触良好。**

也可以用专用仪器把上述两个电阻值同时测量出来后再进行比较，结果也一样。

（二）电压降测量

测量接线图如图 22-1 所示。

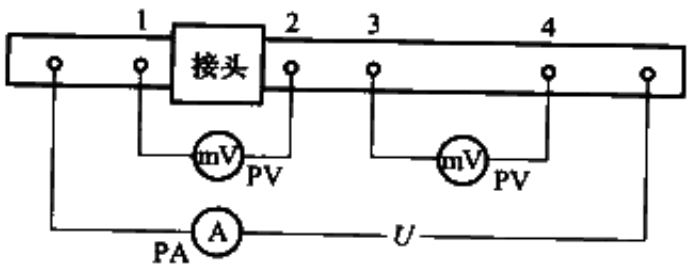


图 22-1　接头电压降法测试接线图

在导线上取接头 1、2 的长度和导线 3、4 长度相等，采用通直流电流后，测 U_{12}、U_{34} 两点电压，由欧姆定律 $R=U/I$，计算 R_{12}、R_{34} 电阻值。R_{12} 和 R_{34} 值对比判断接头状况，$R_{12} \leqslant R_{34}$，说明接头良好。

（三）温升试验法

判断接头接触好坏，最直观的试验方法是做温升试验。

当接头通入额定电流后，用红外点温仪测量接头温度和环温。当铜导线接头温升不大于 70K，铝导线接头温升不大于 60K 时，则认为接头良好。

二、输电线路工频参数试验

输电线路由于工作需要，需测量工频参数。工频参数有直流电阻、正序阻抗 Z_1、零序阻抗 Z_0、相间电容 C_{12}、正序电容 C_1 和零序电容 C_0 等；同塔架设的多回路或距离较近、平行段较长的输电线路，还要测量之间的耦合电容 C_m 和互感阻抗 Z_m。由于负序参数和正序参数一样，故只测后者。

（一）直流电阻测量

直流电阻测量有两种方式：单独测量和与正序参数一起测量。

1. 单独测量法

采用伏—安法或电桥法。伏—安法测试接线图如图 22-2 所示。

试前把首端三相短路接地，然后把末端三相可靠短路；拆除首端三相短路接地线，升压试验。根据测出的 AB 相电压和电流，按欧姆定律计算出 AB 相电阻 R_{AB}，并取 3 次测量值的平均值。同样方法测出 R_{BC} 和 R_{CA} 值。记录环境温度值。

按下列公式计算各相电阻值

$$R_A=\frac{R_{AB}+R_{CA}-R_{BC}}{2}$$

$$R_B=\frac{R_{BC}+R_{AB}-R_{AC}}{2}$$

$$R_C=\frac{R_{AC}+R_{BC}-R_{AB}}{2}$$

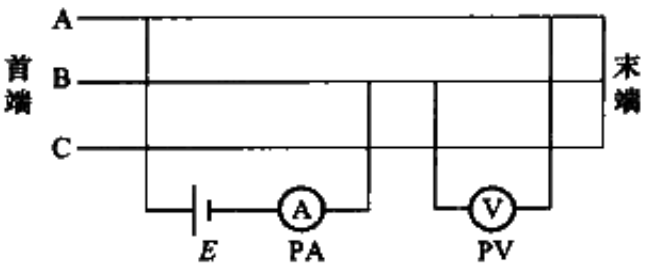


图 22-2 伏—安法测量输电线路直流电阻接线图

PA—直流电流表，0.5 级；

PV—直流电压表，0.5 级；

E—电流电源

再按下列公式计算 20℃时每千米电阻值（Ω/km）

$$R_{20}=\frac{R_t\ (T+20)}{L\ (T+t)}$$

式中 R_t——环境温度 t 所测电阻值；

t——环境温度值，℃；

T——换算系数，铜材取 235，铝材取 225；

L——输电线路长度，km；

R_{20}——输电线路每千米电阻值。

如果用电桥测量，必须线路比较短，感应电压低才可以，并扣除测量线电阻。

2. 与正序参数一起测量

参考下面介绍的“输电线路正序阻抗测试”。

（二）输电线路正序阻抗测试

正序阻抗测试接线图如图 22-3 所示。

按图 22-3 将输电线路末端三相用有足够截面积的导线可靠短路，在首端施加三相对称的工频电压，分别记录各表读数。电压取 3 个电压表读数的平均值 U_{av}；电流也同样取 3 个电流表读数的平均值 I_{av}；功率取 2 个功率表读数的代数和 P。

按以下公式计算每千米各相正序参数

$$Z_1=\frac{U_{av}}{\sqrt{3}I_{av}^2}\times\frac{1}{L}\ (\Omega/\text{km})$$

$$R_1=\frac{P}{3I_{av}^2}\times\frac{1}{L}\ (\Omega/\text{km})$$

$$x_1=\sqrt{Z_1^2-R_1^2}\ (\Omega/\text{km})$$

$$L_1=\frac{x_1}{2\pi f}\ (\text{H/km})$$

式中 Z_1、R_1、x_1、L_1——正序阻抗、正序电阻、正序电抗、正序电感；

U_{av}——三相线电压平均值，V；

I_{av}——三相电流平均值，A；

P——三相总功率，W；

L——线路长度，km；

f——试验电源频率，Hz。

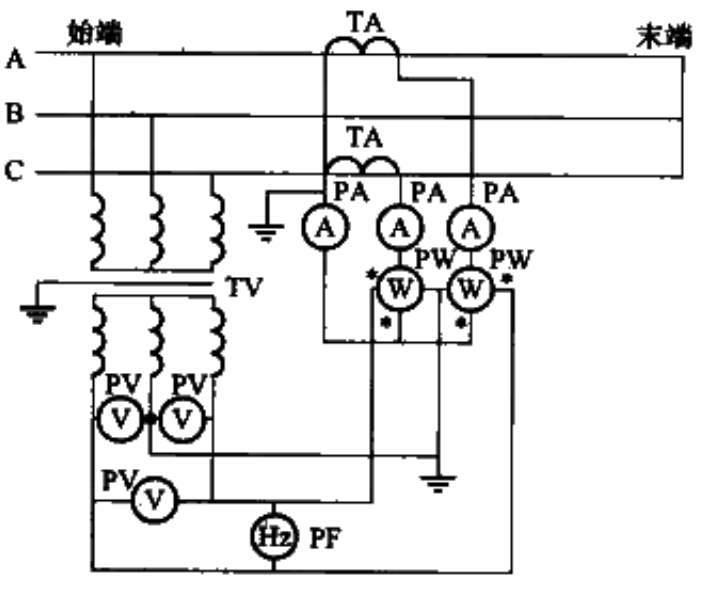


图 22-3 测量正序阻抗的接线图

TV—电压互感器；TA—电流互感器；

PV—电压表；PA—电流表；

PW—功率表；PF—频率表

试验电源电压、由被测输电线路长短而定，长线路 100km 以上，应选择 1000V 及以上；100km 及以下，选择 380V。测功率表，由于所测功率因数较低，应选择低功率因数表测量。

（三）正序电容测试

测量正序电容接线图如图 22-4 所示。

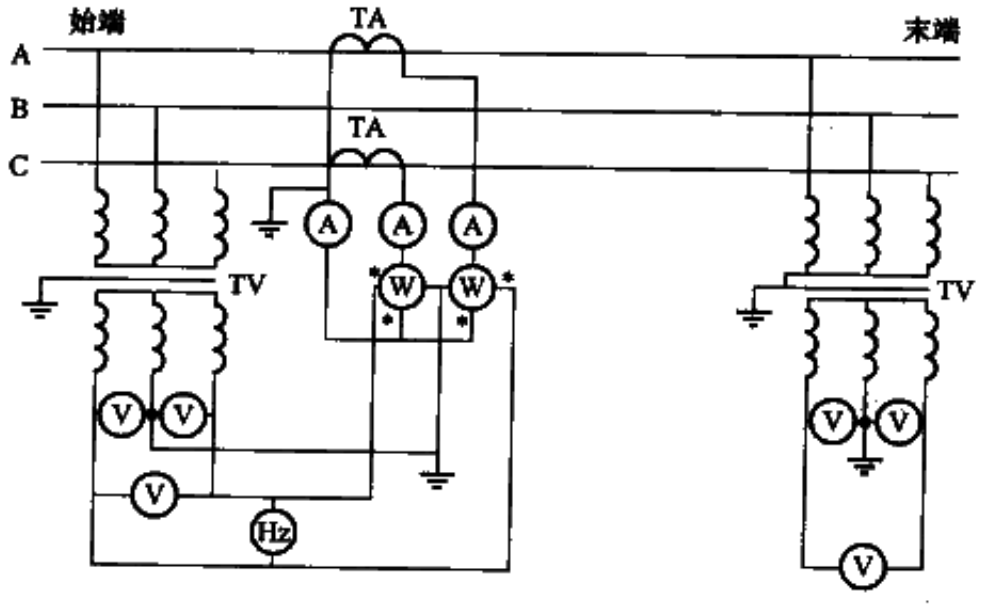


图 22-4　测量正序电容的接线图

如图 22-4 所示，线路末端开路，首端施加三相对称工频电压。测量首、末端三相电压、首端电流、功率和频率。

计算三相电流表读数平均值 I_{av}，首末端 6 个电压表读数平均值 U_{av}，2 个功率表读数和 P。

按下列公式计算

$$Z_1=\frac{U_{av}}{\sqrt{3}I_{av}L}\ (\Omega/\mathrm{km})$$

$$R_1=\frac{P}{3I_{av}^2\mathrm{L}}\ (\Omega/\mathrm{km})$$

$$x_1=\sqrt{Z_1^2-R_1^2}\ (\Omega/\mathrm{km})$$

$$L_1=\frac{10^6}{22fx_1}\ (\mu\mathrm{F/km})$$

式中　Z_1、R_1、x_1——正序阻抗、正序电阻、正序电抗；

U_{av}——首、末端三相相电压平均值，V；

I_{av}——三相电流平均值，V；

P——三相总功率，W；

L——输电线路总长，m；

f——电源频率，Hz。

试验电压应选择输电线路额定电压 U_N。

（四）零序阻抗测量

零序阻抗测量接线图如图 22-5 所示。

按图 22-5 所示的图，将线路末端三相短路接地；在始端把三相短路，施加单相可调交流工频电压。分别记录电压表、电流表、功率表和频率表的读数。

根据各表读数，按下列公式计算

$$Z_0=\frac{3U}{IL}\ (\Omega/\mathrm{km})$$

$$R_0=\frac{3P}{I^2L}\ (\Omega/\mathrm{km})$$

$$X_0=\sqrt{Z_0^2-R_0^2}\ (\Omega/\mathrm{km})$$

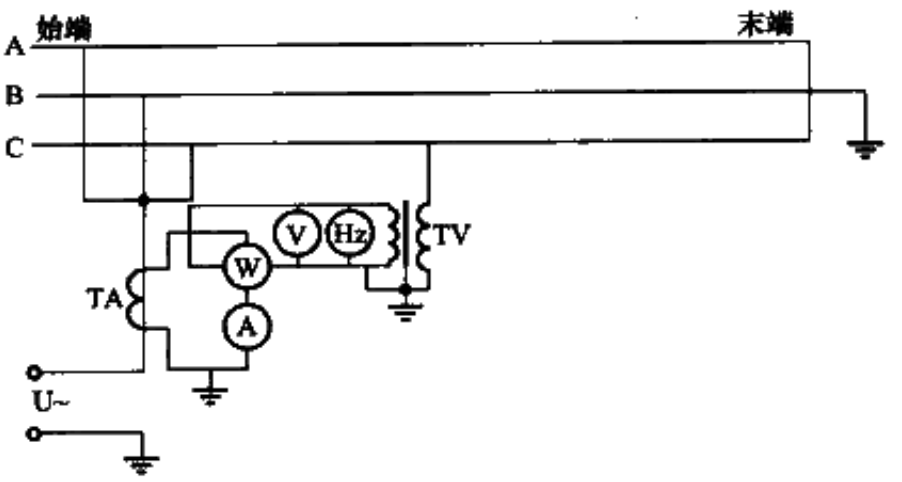


图 22-5　测量零序阻抗的接线图

$$L_0=\frac{X_0}{2\pi f}\ (\mathrm{H/km})$$

式中　Z_0、R_0、X_0、L_0——线路零序阻抗、零序电阻、零序电抗和零序电感；

U——试验电压，V；

I——试验电流，A；

P——功率表读数，W。

施加的试验电压值应和测量正序阻抗时相同。

（五）零序电容测试

零序电容测试接线图如图 22-6 所示。

把末端三相开路，始端三相短路，施加单相工频电压。

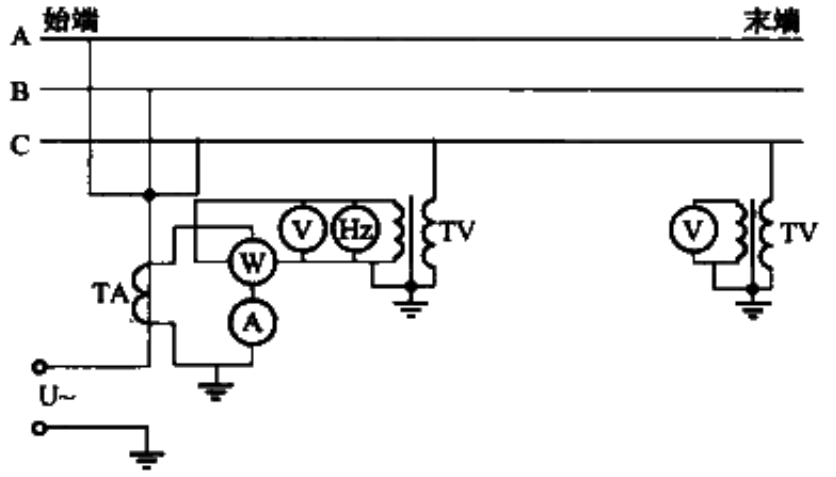


图 22-6　测量零序电容的接线图

记录始端电流值、功率值和始末端电压的平均值 U_{av}。

按下列公式计算

$$Z_0=\frac{3U_{av}}{IL}\ (\Omega/\mathrm{km})$$

$$R_0=\frac{3P_0}{I^2L}\ (\Omega/\mathrm{km})$$

$$X_0=\sqrt{Z_0^2-R_0^2}\ (\Omega/\mathrm{km})$$

$$C_0=\frac{10^6}{2\pi f x_0}\ (\mu\mathrm{F/km})$$

式中　Z_0、R_0、x_0、C_0——零序阻抗、零序电阻、零序电抗、零序电容；

U_{av}——始末端电压平均值，V；

I——三相零序电流之和，A；

P_0——三相零序功率，W；

f——试验电压频率，Hz；

L——输电线路长度，km。

该试验电压可采取输电线路额定电压的 1/2。

（六）输电线路之间耦合电容测量

当分析两条平行输电线路之间传递过电压大小时，则需要知道它们之间的耦合电容值。

耦合电容值测量接线图如图 22-7 所示。

将两条平行输电线路 1 和 2，在始端分别把三相短路，线路 2 经电流表接地。给线路 1 施加单相工频电压，记录电压、电流值和电源频率。

按下列公式计算

$$C_m = \frac{I \times 10^6}{2\pi f U}$$

式中 C_m——线路 1 和线路 2 之间耦合电容，μF；

U——试验电压，V；

I——线路 2 的对地电流，A；

f——试验电源频率，Hz。

试验电压一般不低于 10kV。

（七）输电线路之间的互感阻抗测试

当两条平行线路有一条流过不对称电流时，另一条线路感应电压和电流，有可能使该线路继电保护误动作，所以应测量两平行线路之间互感阻抗值。

测量互感阻抗的接线如图 22-8 所示。

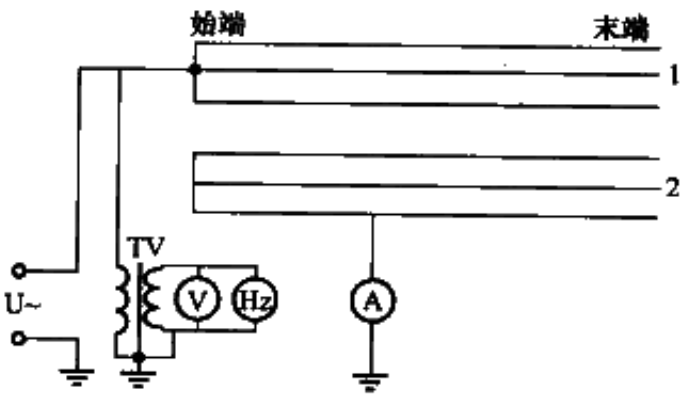


图 22-7 测量线路间耦合电容的接线图

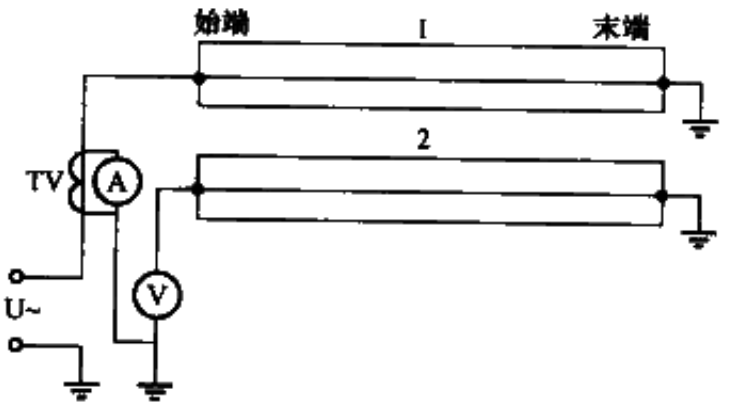


图 22-8 测量平行线路互感的接线图

按图 22-8 将线路 1、2 首末端三相短路，末端还要接地。在线路 1 施加试验电压，并测量电流值 I；在线路 2 上用高内阻电压表，测量感应电压 U，可得互感阻抗 Z_m 为

$$Z_m = \frac{U}{I}$$

式中 Z_m——输电线路互感阻抗，Ω；

U——感应电压，V；

I——试验电流，A。

施加电压一般几百伏到几千伏；电压、电流回路的接地，应接到不同的地网。

（八）同一条线路相间互感阻抗测量

将三相中的一相认为线路 1，其他两相认为线路，测量方法和第（七）项完全相同。

三、输电线路参数测量注意事项

（一）线路测量部分

试验电源电压高、容量大，可利用变电所内的变压器进行隔离，防止电源干扰。为减少分布参数的影响，测电抗时，取始末端电流平均值；测电容时，取始末端电压平均值。

（二）平行输电线路的测量部分

当感应电压较高时，应增加试验电流，并换相多次测量，取平均值。**全线同杆架设线路，由于感应电压太高，应全部停电试验。**

（三）试验设备和仪器仪表选择

互感器应尽量利用变电所内原有的，仪表应准确度 0.5 级。

（四）被试线路隔离

试验线路上的电压互感器、避雷器等拆除。

（五）优先选择专用测量仪测量

市场上已有 XLC－H 型线路参数测试仪，可快速测出一些线路参数；同时还可以测量现场温度和显示电压、电流波形等功能。

本章提示

本章介绍了输电线路接头接触电阻和工频参数各种测量方法和注意事项。试验电压值如何选择？工频参数测量为什么要选择低功率因数表？

本章重点

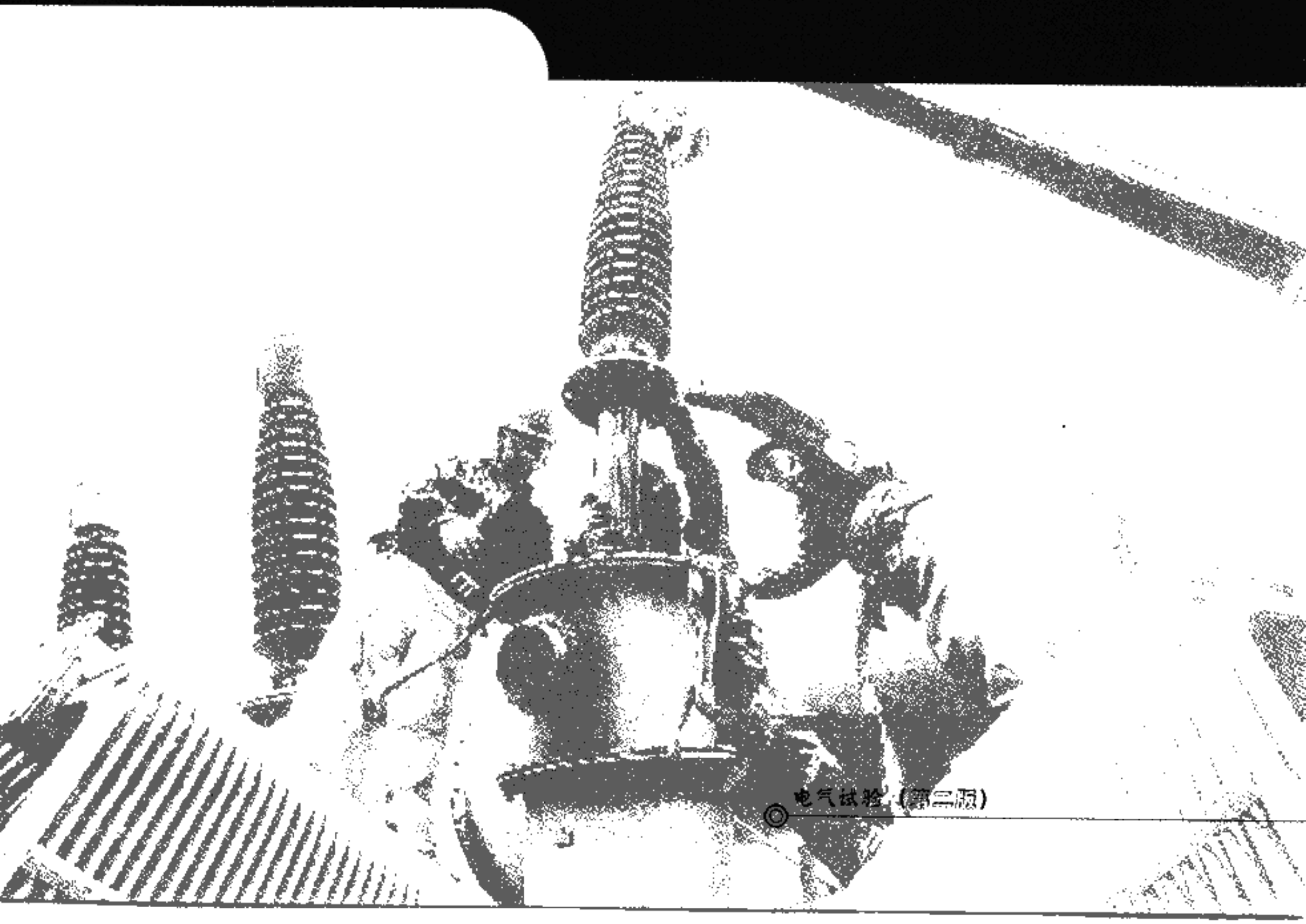
1. 接头接触电阻的大小可和等长导线电阻大小比较，如果前者不大于后者，则说明接头状况良好。
2. 输电线路工频参数测量正序电容时，末端电压测量方法。
3. 平行输电线路互感阻抗测量方法和同一条线路相间互感阻抗测量方法比较。

复习题

1. 铜和铝接头温升要求是多少？
2. 输电线路的工频参数有哪几种？
3. 输电线路直流电阻单独测量和正序参数测量出的直流电阻有什么不同？
4. 正序参数测量接线图是怎样的？
5. 输电线路之间的耦合电容怎样测量？
6. 同一条线路间互感阻抗怎样测量？
7. 线路参数测量的注意事项有哪些？

第三篇

绝缘在线监测方法



（100kV、100pF）、BDG—250/100 型（250kV、100pF）等。

带电测量 tanδ 时应当注意：由于外施电压的提高，可能出现 Z_4 电桥臂（由 R_4、C_4 并联组成）U_4 电压比 R_3 桥臂电压 U_3 高得多的情况，此时电桥无法平衡；也可能因试品电流 I_x 过大使 R_3 出现过热等。现场实测时采用在 R_4 桥臂并联电阻和选择适当的分流器位置来解决。

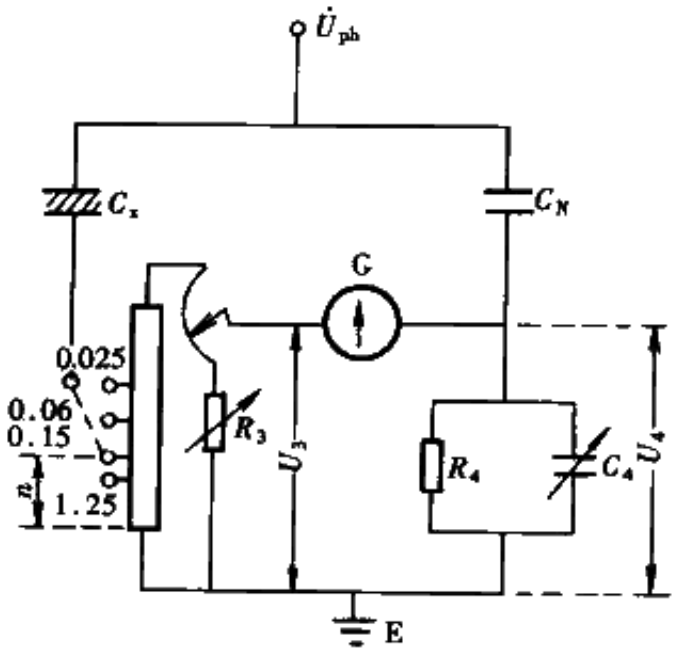


图 24-3 用高压标准电容器进行电容型设备 tanδ 测量接线图

现以用 QS1 电桥测量 OY—$110/\sqrt{3}$—0.0066 耦合电容器 tanδ 为例来说明。在运行电压下，流过被试品的电流约为 $I_x = U_{ph}\omega C = (110/\sqrt{3}) \times 314 \times 6600 \times 10^{-6} = 132$（mA），因此为增大分流，QS1 电桥的分流器位置应选择为 0.15 或 1.25。

当分流位置为 0.15 时，分流电阻 $n=10\Omega$，R_3 桥臂的最大电压降 $U_3 < 10 \times 0.132 = 1.32$（V），若标准电容器 $C_N = 100$pF，由于 $R_4 \ll \frac{1}{\omega C_4}$，所以第四臂 Z_4 桥臂的最大电压 $U_4 \approx I_N R_4 = 110/\sqrt{3} \times 314 \times 100 \times 3184 \times 10^{-9} = 6.37$（V），即 $U_4 \gg U_3$，电桥将不能平衡，无法测量。

为满足用 QS1 电桥进行测量，必须增大电压 U_3 或减小第四臂电压 U_4，也就是减小分流电流（增大分流电阻），提高电压 U_3 或减小电阻 R_4，以降低电压 U_4。由于分流电阻的增大可能使流过 R_3 和分流电阻的电流出现过载，所以现场经常采用减小电阻 R_4，即在 R_4 臂上并联电阻的办法来进行测量。一般 R_4 减小到 $\frac{R_4}{5} \sim \frac{R_4}{4}$ 即可进行测量。

对上述被试品，当 R_4 电阻并联 $\frac{R_4}{9}$ 电阻变为 $\frac{R_4}{10} = 318.4\Omega$，分流器位置在 0.15 时，根据公式

$$C_x = \frac{\frac{R_4}{10} \times (100 + R_3)}{nR_3} C_N = \frac{318.4 \times (100 + R_3)}{10R_3} \times 100$$
$$= 6600(\text{pF})$$

可得 $R_3 = 93\Omega$。

当取 $C_x = 6600$pF，$C_N = 100$pF，分流器位置在 0.15 时，根据 R_4 并联 $\frac{R_4}{K-1}$ 后其阻值变为 $\frac{R_4}{K}$ 的不同情况，R_3 的相应电阻值如表 24-2 所示。

表 24-2 R_4 并联不同电阻的相应 R_3 电阻值

R_4 并联电阻	$\frac{R_4}{4}$	$\frac{R_4}{5}$	$\frac{R_4}{6}$	$\frac{R_4}{7}$	$\frac{R_4}{8}$	$\frac{R_4}{9}$
R_3（Ω）	2749	758	313.7	197	144	93

应当指出，R_4 并联 $\frac{R_4}{K-1}$ 时，电桥第四臂电阻值变为 $\frac{R_4}{K}$。当 R_4 变为 $\frac{R_4}{K}$ 时，电桥介质损

耗因数测量值 $\tan\delta_m$ 已不代表被试品真实介质损，真实介质损耗因数 $\tan\delta$ 应该是 $\tan\delta=\frac{\tan\delta_m}{K}$。

现场 R_4 最小值可选择为$\frac{R_4}{20}$。这时分流器位置应选择在 1.25。表 24-3 示出了分流器在 1.25，$C_x=6600pF$，R_4 并联不同电阻值时电桥 R_3 的估算值。

表 24-3　　R_4 并联不同电阻值时电桥 R_3 的估算值

R_4 并联电阻	$\frac{R_4}{13}$	$\frac{R_4}{14}$	$\frac{R_4}{15}$	$\frac{R_4}{16}$	$\frac{R_4}{17}$	$\frac{R_4}{18}$	$\frac{R_4}{19}$
R_3（Ω）	1289	408	306	243	203	174	152

高压标准电容器常用于试验大厅内，不适宜现场试验中经常搬运，且价格昂贵，因而现场很少使用。现场常采用少油断路器均压电容或 SOW 型试验用耦合电容器（无局放电容）作高压标准电容器。试验接线同图 24-3。

选用这些标准电容器时，应首先在试验室对其进行全面试验。要求这些标准电容器不但能承受 1.15 倍的运行系统额定电压，而且电容值 C_N 和 $\tan\delta_N$ 值应稳定，$\tan\delta_N$ 值应小于被试品的介质损耗因数 $\tan\delta$ 值。

现场实测时，C_x 计算公式中的 C_N 按试验测量值为准，而且考虑标准电容器本身存在的介质损耗因数对测量结果会产生偏小的误差，因此应将测量值 $\tan\delta_m$ 加上标准电容器的 $\tan\delta_N$ 才为试品的真正介质损耗因数，即 $\tan\delta=\tan\delta_m+\tan\delta_N$。

另外，由于此时的 C_N 增大，一般为 250～1000pF，可能造成流过 R_4 的电流超过允许电流 15mA，使电阻 R_4 过载。因此测量时需根据情况在 R_4 臂并联电阻，以使流过 R_4 的电流小于 15mA。表 24-4 示出了 $C_x=6600pF$，$C_N=250pF$，分流器位置在 0.15 时，R_4 并联不同电阻值时 R_3 的估算值。

表 24-4　　R_3 的估算值

R_4 并联电阻	$\frac{R_4}{12}$	$\frac{R_4}{13}$	$\frac{R_4}{14}$	$\frac{R_4}{15}$	$\frac{R_4}{16}$	$\frac{R_4}{17}$	$\frac{R_4}{18}$	$\frac{R_4}{19}$
R_3（Ω）	1289	615	408	306	243	203	175	152

R_4 并联电阻$\frac{R_4}{K-1}$时，被试品 C_x、$\tan\delta$ 计算式为

$$C_x=\frac{\frac{R_4}{K}(100+R_3)}{n(R_3+\rho)}C_N$$

$$\tan\delta=\frac{\tan\delta_m}{K}+\tan\delta_N$$

二、低压标准电容器法

现场如果没有相应电压的高压标准电容器（包括断路器断口电容等）时，现场测试可采用 QS1 电桥配套 BR—16 型标准空气电容器或使用低损耗低电压标准电容器（电桥内附或外附）。电桥采用正接线测量，接线图如图 24-4 所示。标准电容器电压可由同相电压互感器二次或辅助二次电压抽取。

图 24-4（a）示出的标准电容器可用电桥内附 0.001μF 或外附 1000～3000pF 低损耗聚苯乙烯电容器，母线电压互感器 TV 中性点接地。如果母线电压互感器 TV 中性点不接地而是 B 相接地时，可按图 24-4（b）接入隔离变压器 T 进行测试。图 24-4（c）示出了用 BR—16 型（10kV/50pF）标准电容器进行测量的接线，这时需接入试验电压互感器 TV2 以提高试验电压。

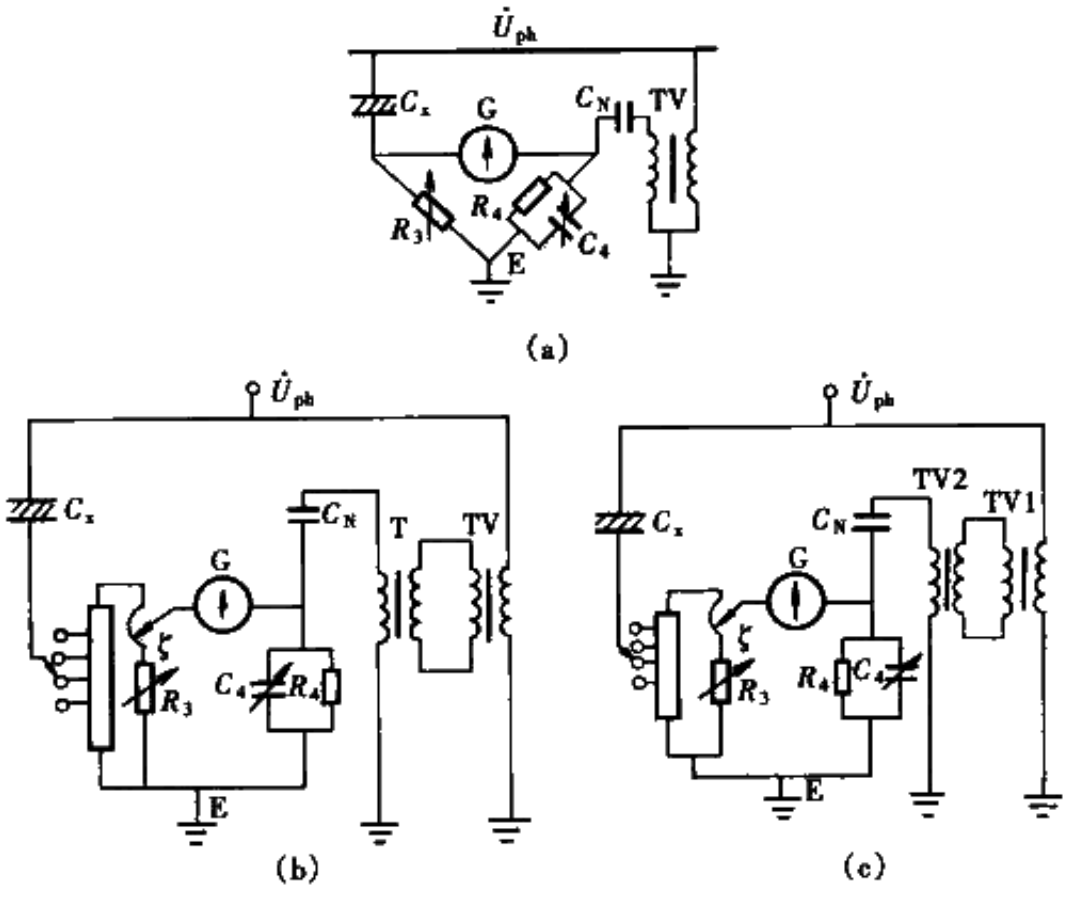


图 24-4　用低压标准电容器法带电测量 tanδ 的接线图

（a）低压标准电容器法的一般测量接线；（b）接入隔离变压器的测量接线；

（c）用 BR—16 型标准电容器的测量接线

值得一提的是，由于标准电容器电压是由电压互感器二次供给或二次再经隔离变压器或试验电压互感器供给，使得 tanδ 测量造成误差，C_x 计算公式也有区别。实测时 tanδ、C_x 计算式为

$$\tan\delta = \tan\delta_m + \tan\delta_N - \tan\delta_{TV} + \omega C_N R_4$$

$$C_x = \frac{R_4(100 + R_3)}{nR_3K} \times C_N$$

式中　$\tan\delta_m$——电桥实测值；

$\tan\delta_N$——标准电容器的介质损耗因数值；

$\tan\delta_{TV}$——实际运行电压与加在标准电容器上电压相位差的正切值；

K——运行电压 U_1 与标准电容器支路电压 U_2 之比，$K = \left|\frac{U_1}{U_2}\right|$。

实际测量时注意事项如下：

（1）实测时可按图 24-5 接线，即在试验回路中增加 S1、S2 两个电源开关。

（2）加到标准电容器的电压互感器的二次电压应与一次电压极性一致，极性接反电桥无法平衡。应在二次电压输出端加装 1A 左右熔断器，防止误碰或二次线接地引起相间或同相二次短路，造成继电保护误动作。

（3）与被试品接线时，应先将 S1 置于断开位置，S2 置于合闸位置，电桥接线无误后，

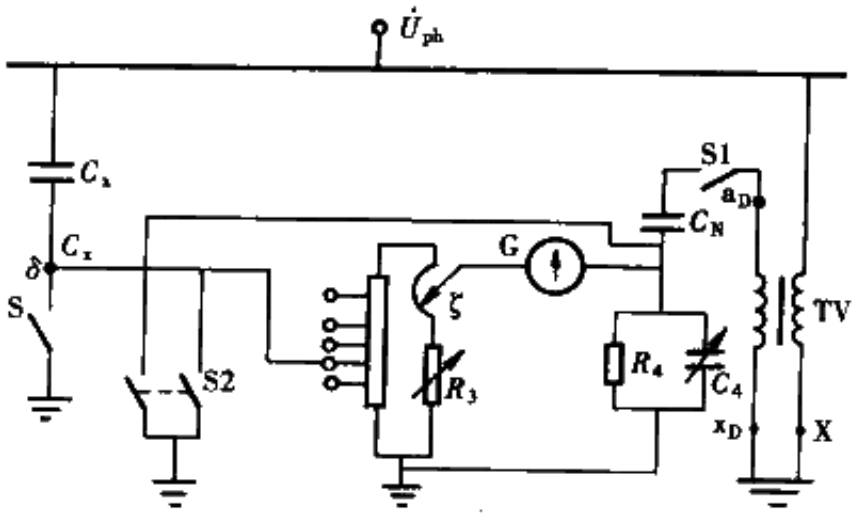


图 24-5　用低压标准电容器测量 tanδ 的实际接线图

再合上接地开关 S 将 C_x 线接入。对耦合电容器进行测试时，应先将高频保护和载波通信装置退出运行。

（4）电桥放置位置应靠近电压互感器，并将电桥 C_x 引线加长。

（5）测量时拉开接地开关 S，合上 S1，拉开 S2 进行测量。

（6）测量前应按 $C_x=\dfrac{R_4\ (100+R_3)}{nR_3K}\times C_N$ 算出 R_3 值，事先选好分流器位置。测试时若需切换，应先合上 S2。

（7）测量完毕应先合上 S2，拉开 S1，再合上接地开关，取下 C_x 线，并恢复试验前接线。

（8）对高压套管、电流互感器投入接地开关 S，即恢复运行。对耦合电容器，需根据试验前情况决定是否拉开接地开关 S，使耦合电容器恢复运行。

第三节　中性点不平衡电压的测量

根据国外多年的运行经验及国内一些单位的试验研究，测量由三个单相电容型被试品组成的三相设备中性点不平衡电压 U_0，可以很灵敏地反映该设备的缺陷，实现带电监测。

不平衡电压测量原理及接线如图 24-6 所示。中性点电阻 γ_0 上的电压为 U_0，有时也将 U_0 称为选频电压。

表 24-5 示出了当某三相被试品中的一相有局部缺陷，其局部缺陷 tanδ′变化时，随着 tanδ′的增加，其整体 tanδ、ΔC_x、$\Delta I/I_0$ 及 U_0 的变化情况。

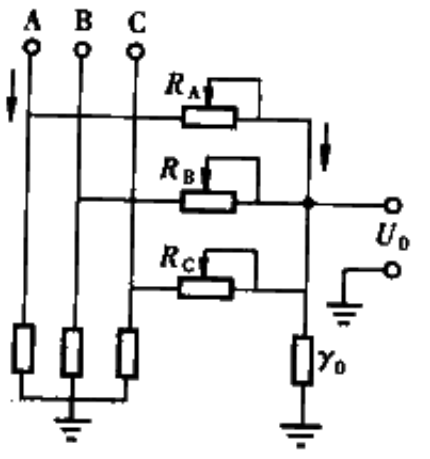


图 24-6　三相不平衡电压 U_0 的测量接线图

表 24-5　　某相局部缺陷，其 tanδ′变化时其他参数的变化情况

tanδ′（%）	总体 tanδ（%）	ΔC_x（%）	$\Delta I/I_0$（%）	U_0（mV）
7.8	0.43	0.008	0.031	8.12
16.8	0.55	0.038	0.063	17.7
28.8	0.701	0.105	0.125	20.8
43.8	0.847	0.224	0.25	43.3

续表

$\tan\delta'$（%）	总体 $\tan\delta$（%）	ΔC_x（%）	$\Delta I/I_0$（%）	U_0（mV）
83.8	1.028	0.574	0.595	69.4
123.2	1.029	0.859	0.977	84.8
183.2	0.932	1.105	1.222	100.3
333	0.724	1.324	1.347	105.3

从表 24-6 所示数据中可以看出：在 $\tan\delta'$ 变化范围内，U_0 总能很灵敏地反映出缺陷的变化；在缺陷发展初期整体 $\tan\delta$ 可以反映，而当缺陷发展严重时，整体 $\tan\delta$ 反而下降了；ΔC_x、$\Delta I/I_0$ 虽能反映，但灵敏度不如 U_0。图 24-7 示出了试品的介质特性与绝缘局部缺陷（$\tan\delta'$）的关系曲线。

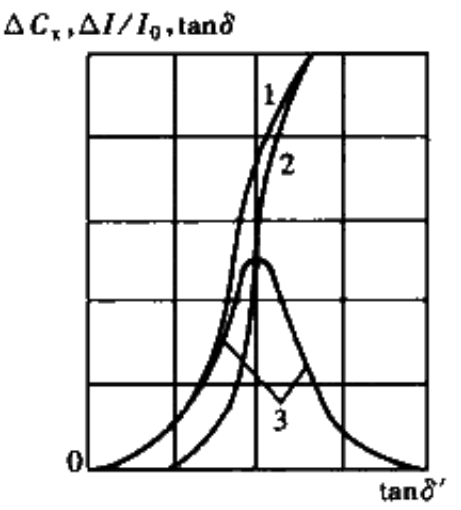


图 24-7　试品的介质特性与绝缘局部缺陷 $\tan\delta'$ 的关系曲线

1—$\Delta C_x = f(\tan\delta')$；

2—$\Delta I/I_0 = f(\tan\delta')$；

3—$\tan\delta = f(\tan\delta')$

现场影响测量 U_0 的主要因素有系统三相电压不平衡、谐波干扰（以三次谐波为主）。为克服谐波对测量的影响，测量时常采用带有滤波的选频电压表来测 U_0。

应考虑系统三相电压不平衡对测量的影响。对于长期存在的三相不平衡电压可在第一次测量时调节 R_A、R_B、R_C 电阻（见图 24-6），使 $U_0=0$，分析其变化趋势。

U_0 测量目前没有现成的标准，测量出的 U_0 也不能确定哪一相有缺陷，主要根据其与历次测量值比较并分析变化情况来进行判断。当 U_0 有明显异常变化时，应停电试验，并检查分析。

表 24-6 示出了一些单位带电测量 U_0 发现的一些缺陷。

表 24-6　　带电测量 U_0 发现缺陷举例

试　品	U_0（mV）	停电试验检查结果
LCLWD—220 型电流互感器	85	A 相 $\Delta C_x \approx 15\%$
LCWLD3—220 型电流互感器	90	C 相 $\Delta C_x \approx 15\%$
LCWD3—220 型电流互感器	2000	A 相末屏绝缘电阻 0
LB—220 型电流互感器	20	B 相 $\tan\delta$（%）增加 0.2
BR—10 型套管	400	B 相小套管接地
BR—220 型套管	45	C 相 $\Delta C_x \approx 12\%$
BR—110 型套管	3	合　格
BR—220 型套管	17	A 相 $\tan\delta$（%）增加 0.3

本章提示

本章介绍了电容型设备电容量和 $\tan\delta$ 带电测量的方法，介绍了三相电容型试品中性点不平衡电压的概念与测量方法。

值得一提的是，现在有很好的开口钳形电流表，不需要再用毫安级电流表或装传感器就可以很方便地测试流过电容型试品的电流从而计算出电容量来。当没有高压标准电容器时你

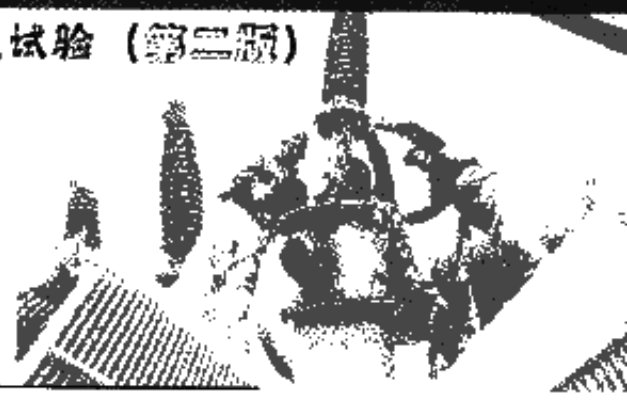
知道如何用 QS1 电桥配套 BR—16 型标准电容器或低压标准电容器带电测量电容型试品的 tanδ 吗？记住试验时的安全措施！记住选好分流器位置！记住试验结果的换算公式！

本章重点

1. 电容型试品 tanδ 带电测量的方法及测量注意事项。
2. 中性点不平衡电压的概念。

复习题

1. 如何带电测量耦合电容器的电容量？
2. 如何用高压标准电容器进行耦合电容器 tanδ 的带电测量？
3. 以图 24-5 为例，简述带电测量耦合电容器 tanδ 时应注意哪些问题？



第二十五章

电压互感器和少油断路器的绝缘在线监测

第一节　串级式电压互感器绝缘的带电测试

串级式电压互感器主要型号有JCC—110、JCC—220等。运行中电压互感器一次绕组的A端接高压，X端接地，二次绕组a、x和辅助二次绕组a_D、x_D感应出低电压，供电压测量、继电保护与自动装置等使用。电压互感器预防性试验的主要内容为测量一次对二次及地的绝缘电阻和介质损耗因数tanδ。

一、一次绕组电流的带电测量

通过电压互感器一次绕组的电流大小除与绕组的长度（匝数）、导线截面、绕组匝间绝缘和线间绝缘有关外，还与互感器铁芯质量、二次负荷等有关。

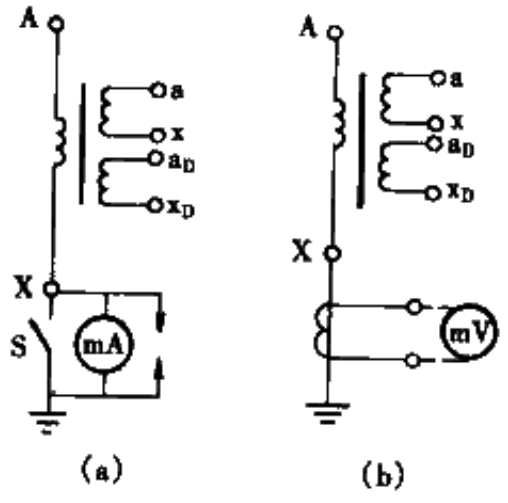


图25-1　电压互感器一次绕组电流带电测量接线
（a）毫安级电流表法；（b）传感器法

图25-1示出了带电测量一次绕组电流I_1的接线图。该接线与测量电容型试品的交流电容电流的接线基本相同。测得的电流值I_1与初始值比较，若有异常时（明显减小或增大），则应考虑互感器铁芯是否有匝间短路、一次绕组有无断线或匝间短路及小套管接地不良等情况。

二、tanδ的测量

带电测量电压互感器tanδ的方法同常规试验方法中的“末端屏蔽法”，采用QS1电桥正接线。测量接线如图25-2所示。

图25-2（a）所示为由电容型套管的电压抽取装置抽取电压的测量接线，C_N采用BR—16型标准电容器。该接线可监测一次绕组的下铁芯对主二次绕组及辅助二次绕组端部的绝缘情况。现场测量的电容值较小，一般为30～50pF。

由于加于试品的电压U_{ph}与加于标准电容器支路的电压不同，因此计算电容量C_x时要考虑进行换算。

对110kV级JCC型电压互感器，换算公式为

$$C_x=\frac{2R_4}{R_3}\times\frac{C_N}{K}$$

对220kV级JCC型电压互感器，换算公式为

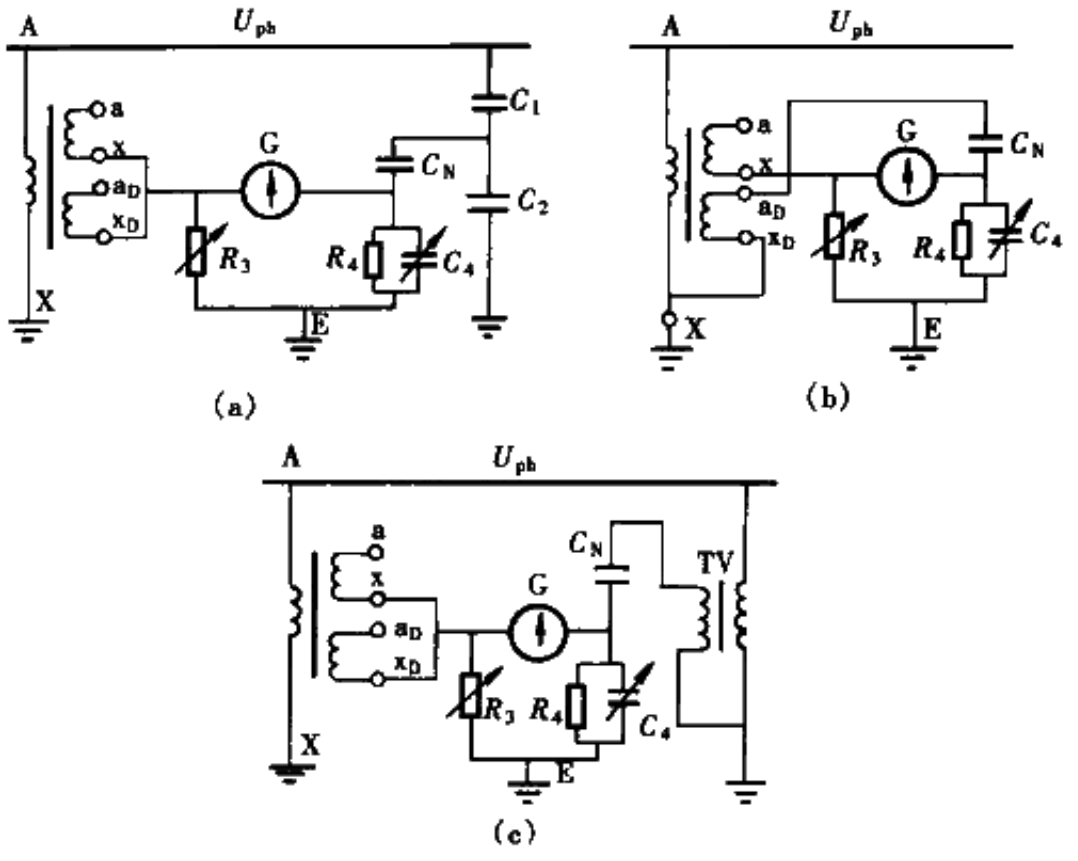


图 25-2　JCC 型电压互感器带电测量 tanδ 接线图

(a) 由电容型套管的电压抽取装置抽取电压的测量接线；

(b) 由被试互感器抽取电压的测量接线；(c) 由同相互感器抽取电压的测量接线

$$C_x=\frac{4R_4}{R_3}\times\frac{C_N}{K}$$

$$K=U_{ph}/U_2$$

上述三式中　U_{ph}——运行相电压，kV；

U_2——抽取电压，可通过静电电压表测得，kV。

被试品介质损耗因数 tanδ 即为电桥测量值 $\tan\delta_m$，即

$$\tan\delta=\tan\delta_m=\omega C_4R_4$$

当现场无带抽压装置的套管时，也可采用多只少油断路器断口电容串联充当标准电容器的方法。这时应当注意由于 C_N 的增大（$C_N\geqslant 250pF$），使得 R_3 超过限值，必须在 R_4 臂上并联电阻。并联电阻大小应根据 R_3 估算值决定。如对 110kV 电压互感器，设 $C_x=30pF$，$C_N=250pF$，则 R_3 估算值为

$$R_3=\frac{2\times 3184\times 250}{30}=53000\ (\Omega)$$

超过了 R_3 的限值。当 R_4 并联一只$\frac{R_4}{9}$（$=353.7\Omega$）电阻，则 R_4 变为$\frac{R_4}{10}$，$R_3=5300\Omega$，QS1 电桥可以测量。但应注意，此时 $\tan\delta_m$（电桥实测值），不能代表被试品的实际 tanδ。tanδ 应按下式计算

$$\tan\delta=\tan\delta_m/K=\tan\delta_m/10$$

$$K=\frac{R_4}{R'_4}$$

式中　tanδ——试品实际介质损耗因数值；

$\tan\delta_m$——试品测量介质损耗因数值；

R'_4——R_4 并联电阻后的电阻值。

当现场无高压标准电容器时，也可以使用电桥内附的 0.001μF 低压标准电容器或使用

外附低损耗标准电容器（电压 400V），并采用低压法测量。测量接线如图 25-2（b）、图 25-2（c）所示。

图 25-2（b）所示为由同一互感器的辅助二次绕组抽取电压的测量接线。该接线主要用于测量下铁芯对主二次绕组 a、x 端部绝缘的 $\tan\delta_m$。图 25-2（c）所示为由同相互感器二次绕组抽取电压的测量接线。该接线主要用于测量下铁芯对主二次绕组、辅助二次绕组端部绝缘的 $\tan\delta_m$。

相应的 C_x、$\tan\delta$（对 JCC 型电压互感器而言）计算公式为

对 110kV 级
$$C_x=\frac{2R_4}{R_3}\times\frac{C_N}{K}$$

对 220kV 级
$$C_x=\frac{4R_4}{R_3}\times\frac{C_N}{K}$$

$$K=U_{ph}/U_2$$

$$\tan\delta=\tan\delta_m-\tan\delta_{TV}+\omega C_N R_4$$

其中，δ_{TV}为互感器一次电压与施加给标准电容器 C_N 二次电压之间相位差。一般情况下，$\delta_{TV}<10'$，即 $|\tan\delta_{TV}|<0.3\%$，现场测量可以忽略不计。

在运行电压下带电监测电压互感器一次绕组电流和 $\tan\delta$ 的测量灵敏度、准确度和发现缺陷的有效性都相对提高。

现场测量时应注意以下问题：

（1）带电测试前，应先将电压互感器二次侧负载退出运行或将二次负载（继电保护与自动装置）切换至另一母线。对系统 B 相接地的，应特别注意防止二次短路。实测时，应先将互感器二次引线引至专用开关上，测量时通过该开关与试验引线连接。

（2）拆除二次引线应防止二次短路。由于测量时互感器处于运行状态，连接试验引线应保证二次绕组、辅助二次绕组各有一点接地，测量时通过桥臂 R_3 接地。

第二节　少油断路器的带电测试

少油断路器承受运行电压的主要绝缘部分为支柱瓷套管与瓷套管内的油和绝缘拉杆。运行条件下少油断路器最常见的故障是进水受潮和绝缘拉杆绝缘不良。绝缘油可通过绝缘油试验监测，绝缘拉杆绝缘则可通过带电测量泄漏电流进行监测。

进行带电测量少油断路器绝缘拉杆的泄漏电流之前，应在绝缘拉杆距离接地端约 1～2cm 处包一金属圆环，在圆环上焊接或用螺丝固定一个测量电极。该电极经过一个小套管由断路器基座上引出，并将其接地。电极引线可采用可弹性伸缩的绝缘软线，保证断路器在进行分合闸操作、绝缘拉杆上下移动时，绝缘软线能随之伸缩并保证不断，且保证测量电极、绝缘软线与带电部位的距离不改变。

带电测量断路器绝缘拉杆交流泄漏电流的方法与带电测量电容型试品电导电流的方法相同，先将测量引线一端接于测量小套管，另一端通过一桥式整流电路接地，用直流微安表测量；引线接好并确认无误后断开测量小套管与地连接线，读取泄漏电流值。测量完毕后，将测量小套管接地，恢复正常运行状态。

运行中带电测量绝缘拉杆泄漏电流值标准可视不同型号、不同厂家产品自行规定，主要是采取测试值纵向、横向比较的方法进行绝缘状况分析判断，发现异常时应用停电试验来检

查分析。

表 25-1 示出了一些单位现场带电测量绝缘拉杆泄漏电流和 40kV 下直流泄漏电流的试验结果。从表 25-1 可以看出，实测交流泄漏电流可以有效地反映断路器进水受潮。

表 25-1　　现场实测绝缘拉杆泄漏电流及停电检查结果

开关型号	泄漏电流（μA）		停电检查结果
	40kV 直流	运行电压	
SW4—110	12	11	进水受潮，油耐压 30kV
SW4—110	26	21	进水受潮，油耐压 24kV
SW7—220	50	42	进水受潮，放出 1kg 水，绝缘拉杆在交流耐压试验中被击穿
SW3—110	19	17	人为注水试验
SW6—220	13	12	人为注水试验
SW4—110	3	5	未检查
SW6—220	7	8	绝缘良好，油耐压 42kV

应当指出，在少油断路器绝缘拉杆上装测量电极，并用小套管引出，必须在断路器新安装或大修时进行，加装小套管必须注意安装要牢固，密封要可靠，防止渗漏油或由小套管进水引起受潮。

测量时应选择干燥晴朗天气，小套管表面应擦拭干净，防止表面脏污及潮湿影响测量结果。

本章提示

本章简单介绍了串级式电压互感器一次绕组电流及 tanδ 的测量方法，介绍了少油断路器绝缘拉杆泄漏电流的带电测试方法。

记住：串级式电压互感器一次绕组电流测量结果与初始值比较显著变大或变小都不是好事，一次绕组电流变小你知道意味着什么吗？

本章重点

串级式电压互感器电容量、tanδ 测量电压抽取、结果换算及注意事项。

复习题

1. 如何进行串级式电压互感器一次绕组电流的测量，能发现什么缺陷？
2. 如何进行串级式电压互感器 tanδ 的带电测量？

第二十六章

集中型绝缘在线监测装置简介

第一节 概 述

随着传感器技术、信号处理技术、计算机技术的发展与应用，集中型绝缘在线监测技术有了很大发展。目前，集中型绝缘在线监测装置不仅可以连续自动监测电容型设备的绝缘参数（I_C、C_x、$\tan\delta$ 等），还可以监测环境温度、湿度，系统谐波、频率、电压等非绝缘参数。监测所得的参数经相应的软硬件综合处理分析，可以对被监测设备绝缘状况进行定时监视或随时监视。当有设备出现“超标”等异常情况时，监测系统可立即自动报警，请注意，将绝缘监测从预防性阶段进入到预知性阶段，使测试的有效性、灵敏性都大大提高。可以肯定，集中连续自动的绝缘在线监测是高压电力设备绝缘监测的方向，是保证高压电力设备绝缘安全运行的一个重要而有效的措施。

图 26-1 示出了一种集中型绝缘监测装置的原理框图。从框图 26-1 可以看出，集中型绝缘在线监测装置可看成由信号采样及传输、信号处理、计算机显示和处理分析三大部分组成。

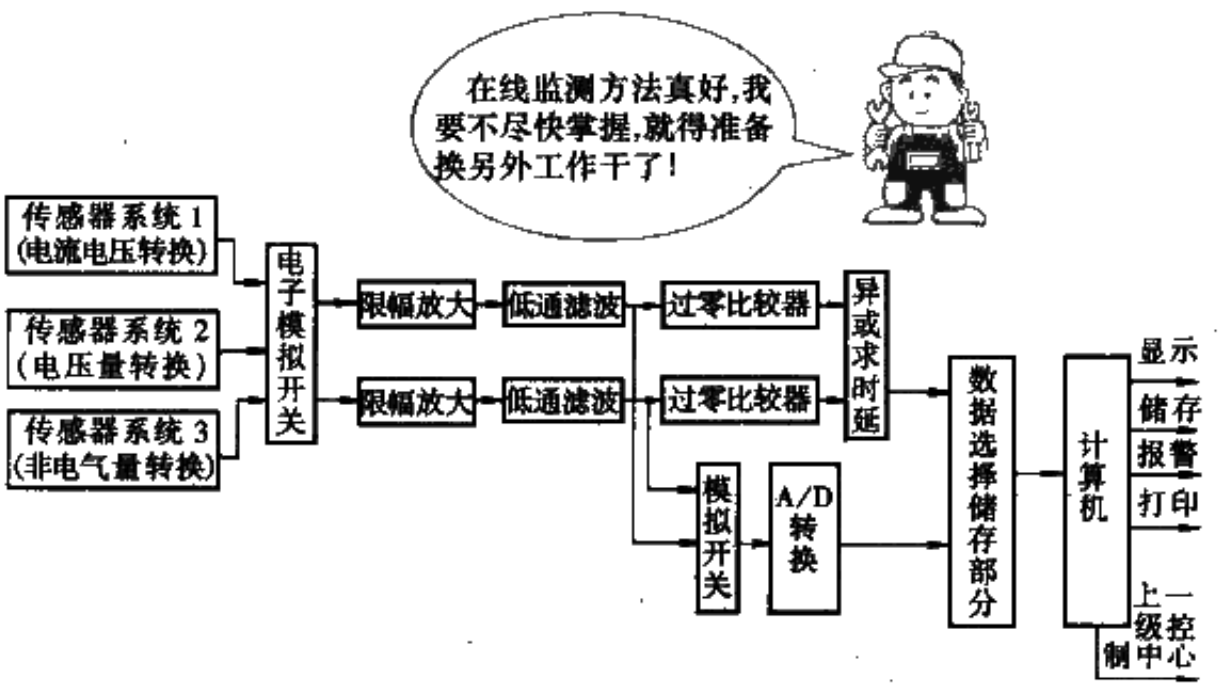


图 26-1 集中绝缘在线监测原理框图

一、信号采样及传输部分

这部分主要由各种传感器和信号传输电缆组成。传感器主要用于实现与一次运行设备的隔离，采集需要的传输信号传输给信号处理部分。其中“传感器系统 1”多采用一匝穿心式的无源传感器，将所需要的电流量转换成相应的电压量。要求这些传感器具有良好的线性度、稳定性，波形无畸变，以保证采样信号的准确无误。“传感器系统 2”多采用一些高精

度隔离变压器，将所需要的较高幅值的电压量（TV 二次电压）转换成较低幅值（5V 以下）的电压量。要求这些隔离变压器具有良好的精度及稳定性，角差、比差应符合要求。“传感器系统 3”多为温敏、湿敏、气敏传感器，将相应的非电气量转换为电气量输入信号处理部分。要求这些传感器的参量变换满足一定精度和稳定性，满足测量要求。

传输信号过去多采用同轴电缆，也有为了减小外界干扰采用光电转换装置和光纤传输的，但造价较高；现在多数已不采用，而是对传感器信号就地处理，信号传输采用通信电缆传输的分布式结构，使成本大大降低。

二、信号处理部分

这一部分对采样信号进行处理并输入计算机。如将电流转换量信号经 A/D 转换后输入计算机，以比较两信号之间的相位角等。这一部分是整个系统的中介和核心，也称硬件部分。

电子模拟开关供选择信号用，根据监测设备的数量可以设计模拟开关的路数。为了保证让较标准的正弦波信号进入比较器，必须消除输入信号中的直流成分和高频信号，因此要进行低通滤波、过零整形等处理，经过处理的数据根据计算机命令传输给计算机。

三、计算机显示处理分析部分

这一部分主要包括计算机（含软件）、打印机等，用来控制信号处理部分的工作方式，处理分析信号处理部分传输来的数据，根据电力设备绝缘监测的要求显示、储存所测量的各种数据、结果，必要时可打印出来，对超标准的设备提示报警，向上一级控制中心传输信息或接受命令。

第二节　用集中在线监测装置测量电容量 C 和 $\tan\delta$

图 26-2 示出了集中在线监测装置采用过零比较法及 A/D 转换法测量电容量 C 和 $\tan\delta$ 的原理框图。从电容型被试品 C_x 接地线处用传感器测得其电流信号 u_i，将电压互感器二次电压按一定变比变至可以输入信号处理部分的电压 u_u，根据测得的电流信号及施加电压的相关量，可按公式 $C=I/U\omega$ 计算出电容量 C。如果不考虑电压互感器、传感器转换中角差的影响，则 u_u、u_i 相位差为 $90°-\delta$。δ 即为介质损失角。测出 $90°-\delta$ 后可很方便地计算出 $\tan\delta$。

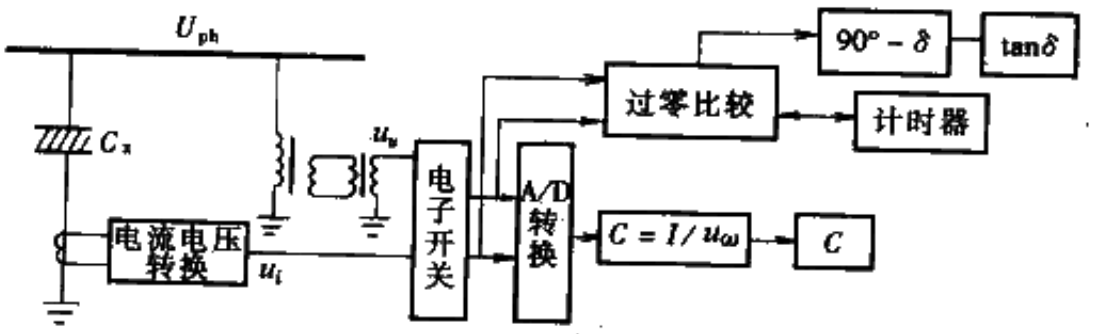


图 26-2　电容量 C、$\tan\delta$ 测量原理框图

过零比较法原理如图 26-3 所示。将获取的电流信号 u_i 和电压信号 u_u 进行过零整形，使之成为过零翻转的方波 i 和 u，用一个“或”门电路比较出 i 和 u 过零时（上升沿或下降沿）的时间差方波宽度 T（$T=90°-\delta$），用高频时钟脉冲读取方波宽度 T，根据时钟脉冲个数 n 及周期 ΔT，用公式 $T=n\Delta T$，可计算出 T 的宽度，进而根据电压、电流信号频率算出 δ 角。

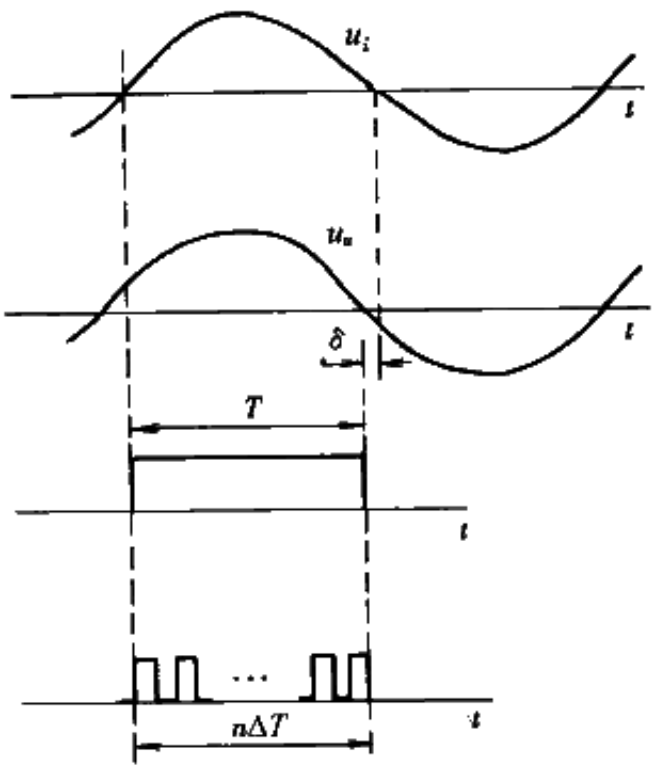


图 26-3　过零比较法原理图

假设两信号 u_i 和 u_u 相差 89.94°，即 $\delta=0.06°$，$\tan\delta$（%）=0.1，信号频率为 50Hz，则方波宽度 $T=\dfrac{90°-\delta}{50\times360°}=0.00499$（s），选用时钟脉冲周期 $\Delta T=0.5\mu s$ 的时钟方波去检测方波宽度 T，则检测时钟方波个数 $n=T/\Delta T=\dfrac{0.00499\times10^6}{0.5}=9980$。

由于 δ 角极小，$\tan\delta$（%）=0.1 时相当于 $\delta=0.06°$，对交流 50Hz 信号来讲，相当于 3μs 脉宽。因此，集中绝缘在线监测装置的精度应给予充分重视。如在电压过零瞬间稍有干扰，产生零点不稳定漂移，均会严重影响 $\tan\delta$ 测量准确度。

图 26-4 是另一种测量 $\tan\delta$ 的原理框图。图中电子开关主要用于选择测量对象。被选信号经过去直稳零装置、波形整形电路后进入相位鉴别系统，直接进行相位比较。相位鉴别系统后面的计算机可以用数理分析的方法自动给出 $\tan\delta$ 的测量平均值、标准偏差以及随时间的变化。这对设备绝缘状况的判断是很有利的。

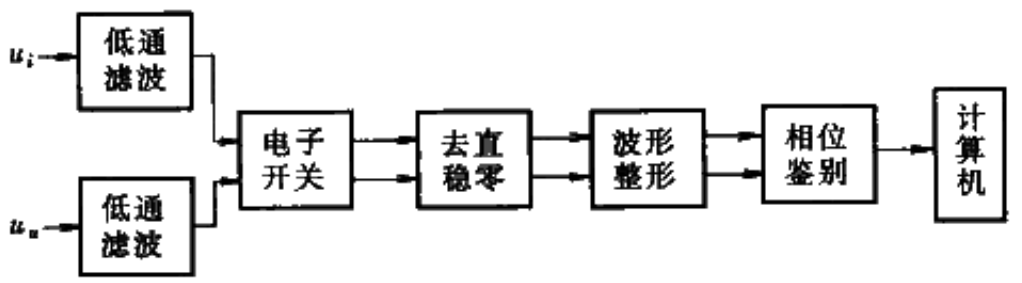


图 26-4　一种测量 $\tan\delta$ 的原理框图

除了用上述过零比较法、脉冲计数等硬件方法测量 $\tan\delta$ 外，也可采用软件方法来实现 $\tan\delta$ 测量。因为介质损耗取决于 p，$p=\int ui\,dt$，如果将电压、电流信号中的工频基波分离出来，进行积分处理，也可以求出介质损耗来。

上述介绍的是测量 $\tan\delta$ 的基本原理，实际装置中应用这些原理时，需对测量信号进行复杂的处理，单纯靠这些方法是很难测准 $\tan\delta$ 的。

由上可以看出，影响 $\tan\delta$ 带电测量的主要因素有：

（1）传感器角差以及电压采样信号与一次实际电压信号间的角差是影响 $\tan\delta$ 测量的主要影响因素。由于 δ 角极小，传感器、电压采样如不保证其角差，则 δ 角测量精度无法保证。同时也要求传感器、电压采样角差至少应很稳定，以保证能准确反映设备本身 $\tan\delta$ 的变化。

（2）电场干扰的影响。在现场用 QS1 电桥停电测量 $\tan\delta$，电场干扰对测量影响很大，现场运行条件下就更是如此。运行条件下带电测量时电场干扰可能对被试品电容电流的幅值影响不明显，但对相位影响不可估量，现场实测已证明这一点。除对信号线加强屏蔽以减少电场干扰外，还应分析不同设备处于不同电场，影响程度不同的规律。为了减小外界电场干扰对测量的影响，必须改进信号传输方式，如采用数字信号传输。

（3）谐波的影响。实测表明，各种类型的谐波造成被测信号失真，如零点漂移、多次过

零等，不消除谐波的影响，将给 tanδ 测量带来极大误差。

（4）测量回路的影响。测量回路对 u_i 和 u_n 信号的处理造成误差。图 26-5 示出了一种消除测量回路影响的校正方法。在测试前先将开关 S 合在位置 2，使同一信号 u_i 经过两个互相平行的回路，如有相角差，可事先自行调整，记下两回路的相位角，在测试出 δ 后应减去此相位差。S 合在位置 1 时开始正式测量。

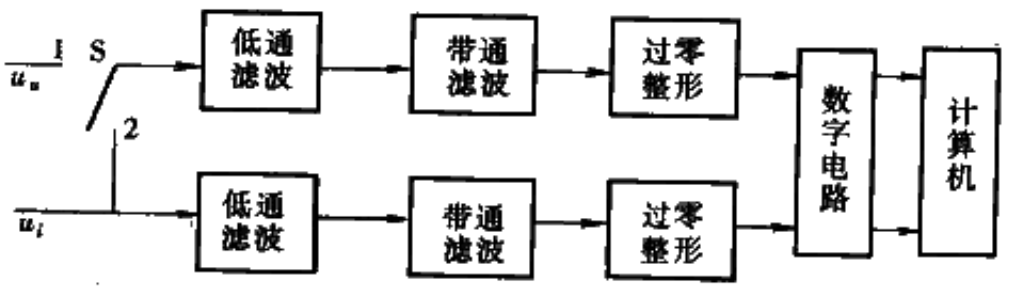


图 26-5　测量回路中消除 tanδ 误差的校正方法

这一处理方法的前提是测量回路本身对 tanδ 的测量影响很稳定。如果测量回路的影响不稳定，这一方法没有意义。

【讨论】 集中型电力设备绝缘在线监测装置的结构、组成、关键技术是什么？测量误差有哪些？

参考资料 1：一种新型电容型电力设备 tanδ 在线高精确度测量系统

对电力设备绝缘状态实施在线监测、自动诊断，可产生巨大的直接和间接经济效益：一是在线 24h 不间断地监测设备的绝缘状态，能够及时有效灵敏地发现设备运行中的绝缘缺陷，防止重大绝缘事故发生；二是能减少设备停电试验和维护的盲目性，实现状态检修。既可节省设备检修费用，又可以杜绝健康设备检修质量事故发生；三是能准确反映设备在运行电压下的绝缘性能，提高电力系统的供电可靠性，大幅度减少检修及故障停电时间。

一种新型电容型电力设备 tanδ 绝缘在线监测系统，以十几年的研究开发及现场经验的积累为基础，在信号检测和数据处理方面，采用了独立元分析等技术；在传感器技术方面，采用了新型软磁材料制成的恒角差和变比高度线性的微电流传感器。通过传感器技术、信号处理技术、数据传输技术等方面的改进与提高，使得电容型电力设备绝缘监测系统在 tanδ 测量方面达到了较高的精确性及稳定性，已在现场用于变压器的铁芯电流、电容型设备的 tanδ 及电容量、避雷器的阻性电流及全电流、母线电压及谐波分量、污秽电流及环境温、湿度等绝缘参数的监测。

（一）系统的组成及功能

1. 系统的结构组成

图 26-6、图 26-7 分别示出了单个变电站内绝缘在线监测系统和由多个变电站内绝缘在线监测系统组成的网络结构示意图。

系统结构采用全分布式现场总线结构，在一个变电站内，由一个中央监控器（SVNODE）和若干个设备测量单元（EQNODE）构成系统，扩展性强，增加或减少监测设备和监测项目均可方便实现。通过双绞屏蔽电缆连接中央监控器、设备测量单元、被测量电力设备。现场不需要对每个测量单元的检测精度进行调节，采用模块化设计结构，具有高度

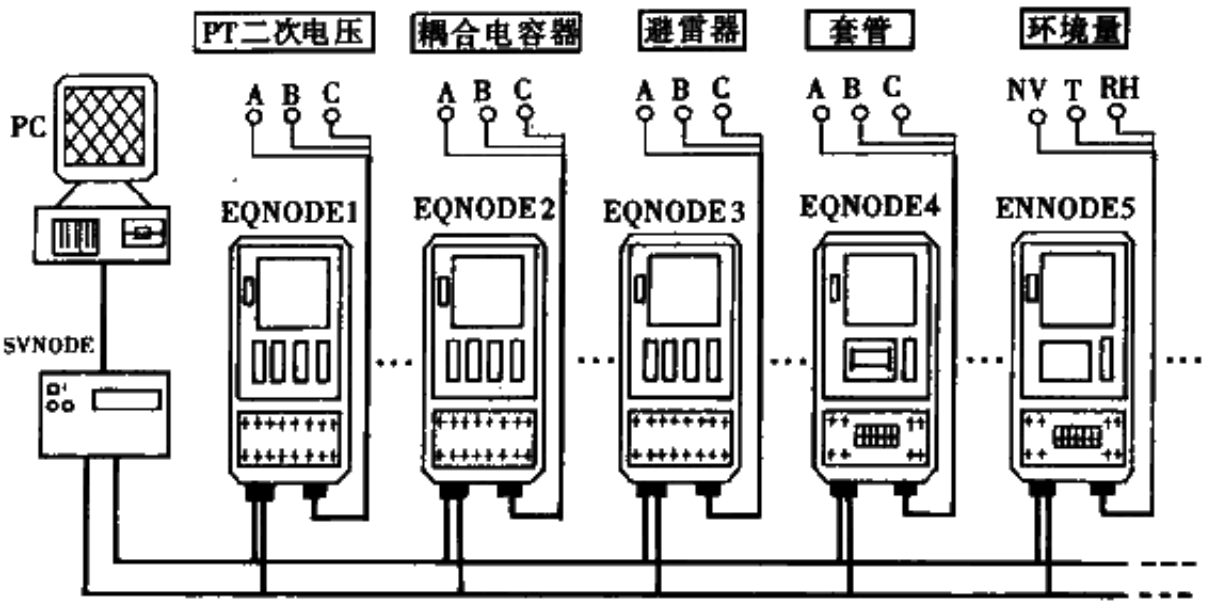


图 26-6　单个变电站内绝缘在线监测系统

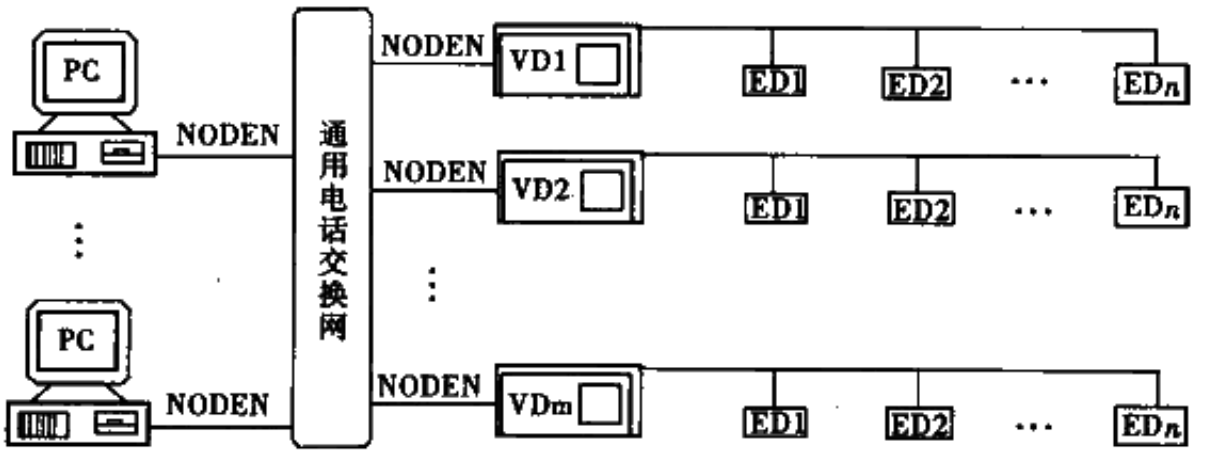


图 26-7　多个变电站内绝缘在线监测系统组成的网络结构示意图

的通用性和互换性，可方便地对所有部件进行维修或更换。可通过公共电话网络，把多个变电站的监测系统组成网络，实现远程监测、诊断和查询。

2. 软件部分

软件适用于 Windows98、Windows2000、Windows XP 系统，软件采用分层结构，如图 26-8 所示。

软件第一层主要完成数据库管理，诊断、报警、远程监测、查询及其他用户服务功能；第二层主要完成硬件资源管理，设备状态监测，电压量、电流量、介质损耗量、环境量测量，模块化用户请求服务功能；第三层主要完成硬件虚拟，总线管理，通信数据传输功能。

3. 硬件部分

硬件部分由数据通信卡、中央监控器（SVNODE）、设备测量单元（EQNODE）、环境测量单元等组成。中央监控器（SVNODE）用于通信管理，母线电压测量、相位（介损）测量基准；设备测量单元（EQNODE）用于测量电流量、介损量；环境测量单元（ENNODE）用以测量环境温度、湿度及污秽电流。

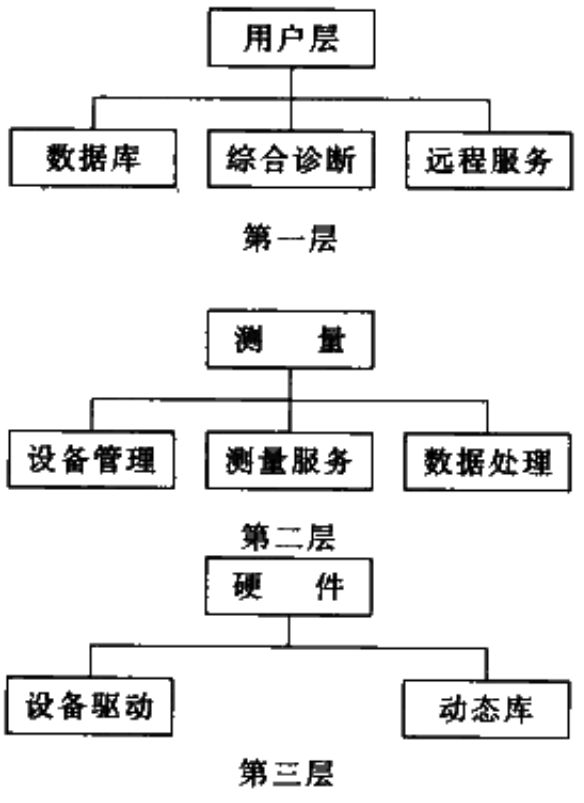


图 26-8　系统软件分层结构示意图

（二）系统的关键技术

1. 高精度恒角差的微电流传感器技术

采用新型软磁材料通过计算机模拟优化，研制成功了恒角差和变比高度线性的单匝穿芯式微电流传感器，在电流测量范围 0.2～1000mA 内保证 tanδ 测量的高精确度和稳定性以及变比高度线性。图 26-9 示出了在 0～18mA 范围内微电流传感器变比关系曲线，曲线表明变比高度线性。图 26-10 示出了随着单匝传感器一次电流增加，未经计算机模拟优化传感器的 B 曲线与经过计算机模拟优化传感器的 C 曲线的差异。从图 26-10 可以看出，通过计算机模拟优化，传感器实现了几乎恒定的角差，无源传感器达到了零磁通传感器测量精确度。

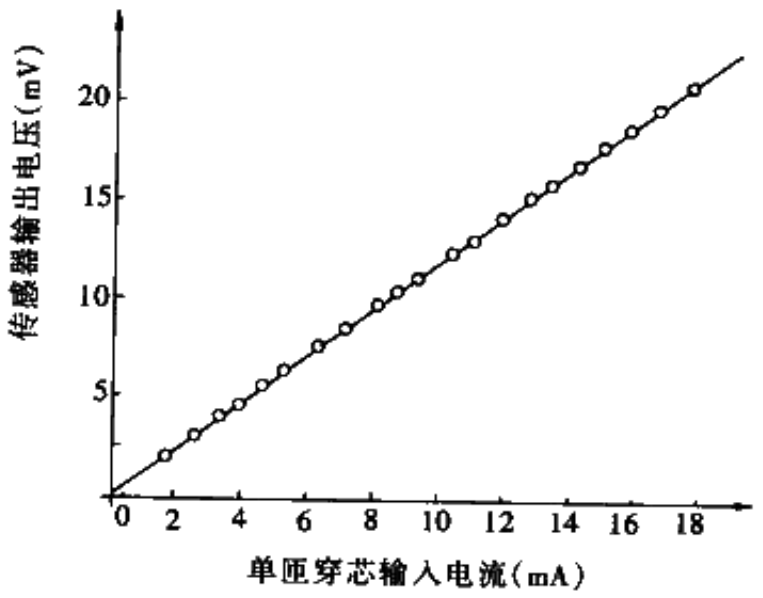


图 26-9　传感器变比关系曲线图

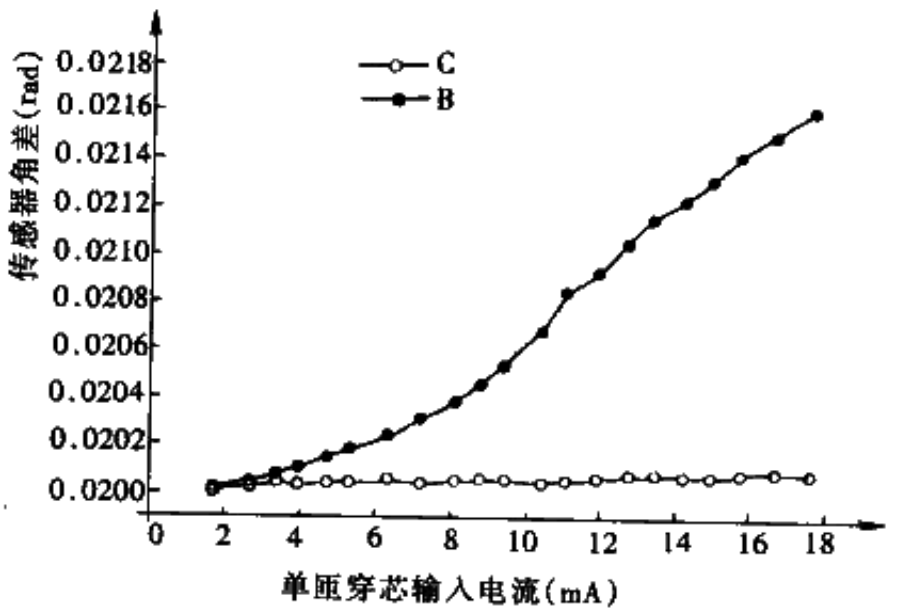


图 26-10　计算机模拟优化传感器角差曲线图

2. 先进的小信号检测和数据处理技术

引入了国际学术界在遥感卫星、合成孔径雷达、智能视觉图像处理领域的最新技术，采用了正交对消向量技术、盲元分离技术、玻尔兹曼熵独立元分析方法、亥姆霍兹自由能最小的去噪声算法。充分考虑了变电站现场复杂的环境干扰影响因素。使得 tanδ 测量的精确性、稳定性得到显著提高。图 26-11 示出了在传感器一次流过 2mA、50Hz 工频电流信号上叠加以不同幅值不同频率（100～20kHz）噪声信号，噪声能量比（噪声能量比＝多种频率的噪声幅值/信号幅值）与传感器信号角差的关系曲线，图 26-11 中的 B 曲线是经快速傅立叶变换

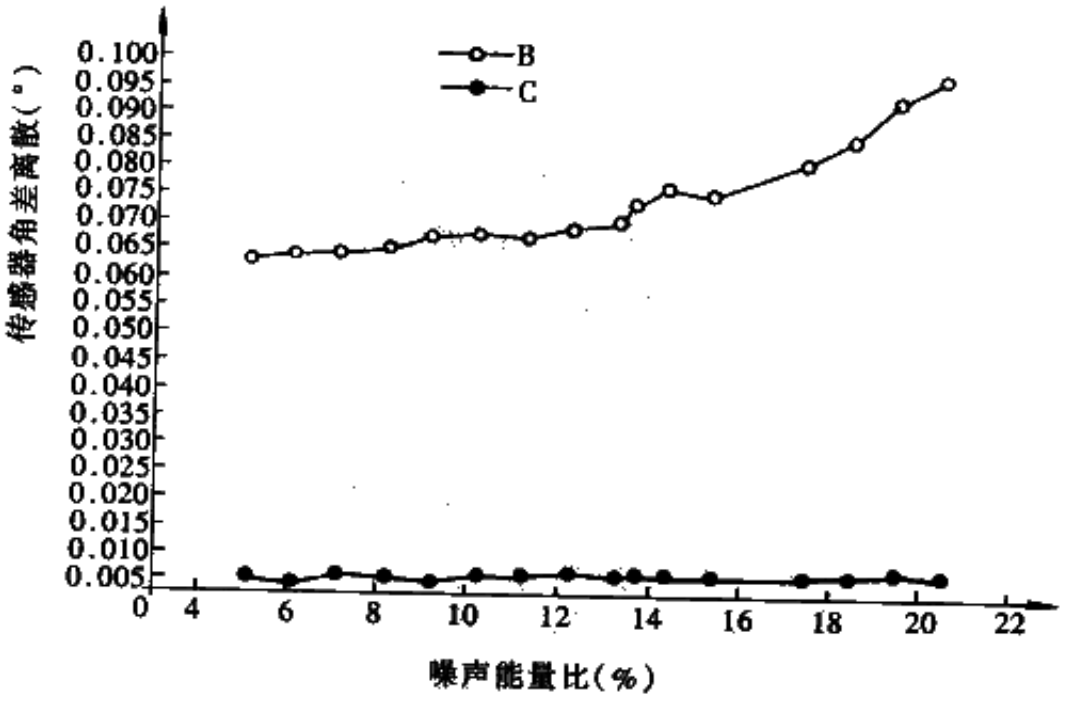


图 26-11　传感器噪声干扰与角差曲线

新e代
www.elecm.com

(FFT) 处理而未经独立元分析等方法处理的传感器角差曲线，图 26-11 中的 C 曲线是经独立元分析等方法综合处理过的传感器角差曲线。可以看出，经过独立元分析等方法综合处理过的传感器角差误差在 0.006°以内，因而保证了 tanδ 测量的精确度及准确性。

采用分布式测量方式，可在线 24h 监测变压器、互感器、耦合电压器、避雷器、套管等的绝缘状况，简化了系统结构及安装维护工程量，测量数据全部采用双绞屏蔽线以数字通信方式传输，具备严格的自检功能，极大地提高了系统的可靠性，降低了装置成本。

3. 先进的数据库和 Internet 网络技术

数据软件具备较强的分析和诊断功能，能自动生成设备参数变化趋势信息，能自动筛选出绝缘参数异常的设备，指导管理人员进行更为精确的分析和诊断，采用先进的数据库技术和网络技术实现友好实用的软件界面，可方便地完成监测、诊断、查询等操作。专门技术人员可通过 Internet 对系统中的异常及问题远程查询处理，减少了现场一线人员及专业技术人员的维护工作量。

（三）现场实际运行情况

该系统已在 110、220、330kV 多个变电站投入运行。2002 年在某大型石化企业的 3 个 110kV 变电站投入运行组成多个变电站绝缘在线监测系统网络，如图 26-12 所示。由电力调度中心专业技术人员负责绝缘在线监测系统的运行及管理。

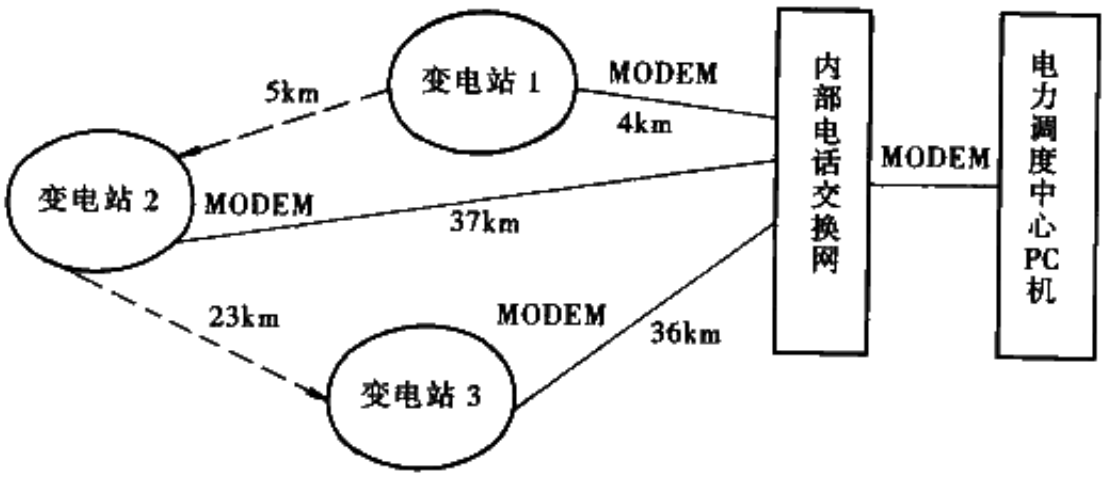


图 26-12　多个变电站绝缘在线监测系统示意图

该系统运行后一直正常，发现多处设备铭牌电容抄录错误。按运行单位提供的铭牌电容参数作为参考量，刚运行发现设备电容量超标报警，经核实系铭牌电容量抄录错误，更正后恢复正常。图 26-13 示出了一组 220kV TA 近一年的测量数据曲线图，图 26-14 示出了对一组靠近主变干扰严重的 35kV 充油 TA（电容量小，流过绝缘的电流 200～800μA 左右）的 I_x、tanδ 的一系列的测量数据曲线图。充油 TA 因为无末屏，现场采用将传感器串入 TA 二次接地线回路的办法进行 I_x、tanδ 测量。

从图 26-13、图 26-14 可看出，测量电流在 30mA 左右运行中的 220kV TA 近一年的 tanδ（%）测量数据和测量电流在 200～800μA 范围之间且处在强电磁场干扰的 35kV 充油 TA109 天的 tanδ（%）测量数据稳定，tanδ（%）在 0～0.1 间波动，稳定性相当好，而且计算机输出软件显示的处理过的 35kV TA 电流波形也相当清晰。

（四）结论

采用先进的信号检测及数据处理分析方法，采用新型的高精度恒角差高线性度的微电流传感器，采取一系列行之有效的抗干扰措施，绝缘在线监测中的难点 tanδ 测量的精确度及

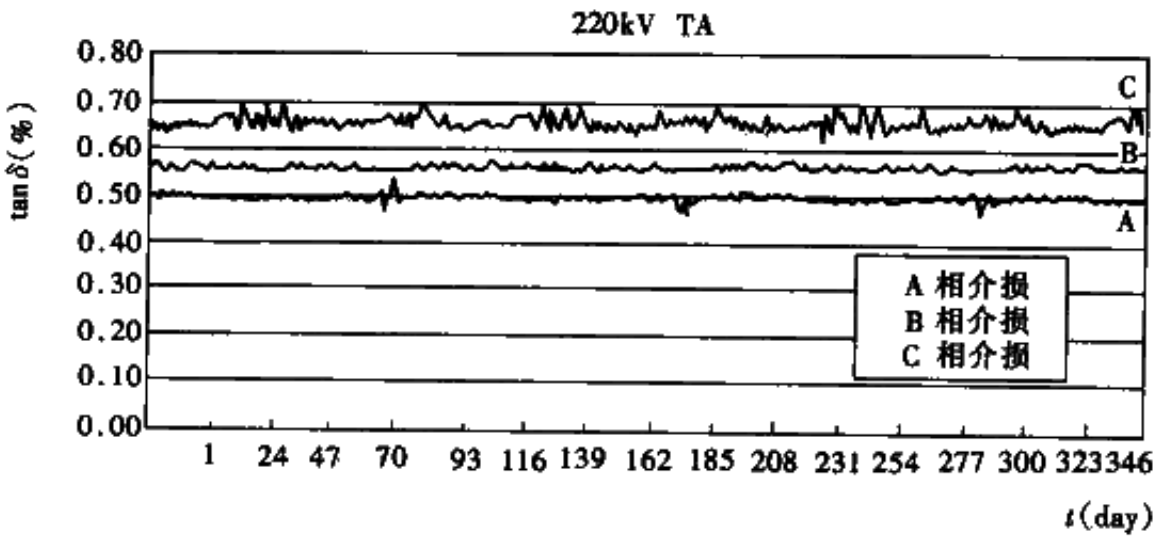


图 26-13　220kV TA tanδ测量曲线

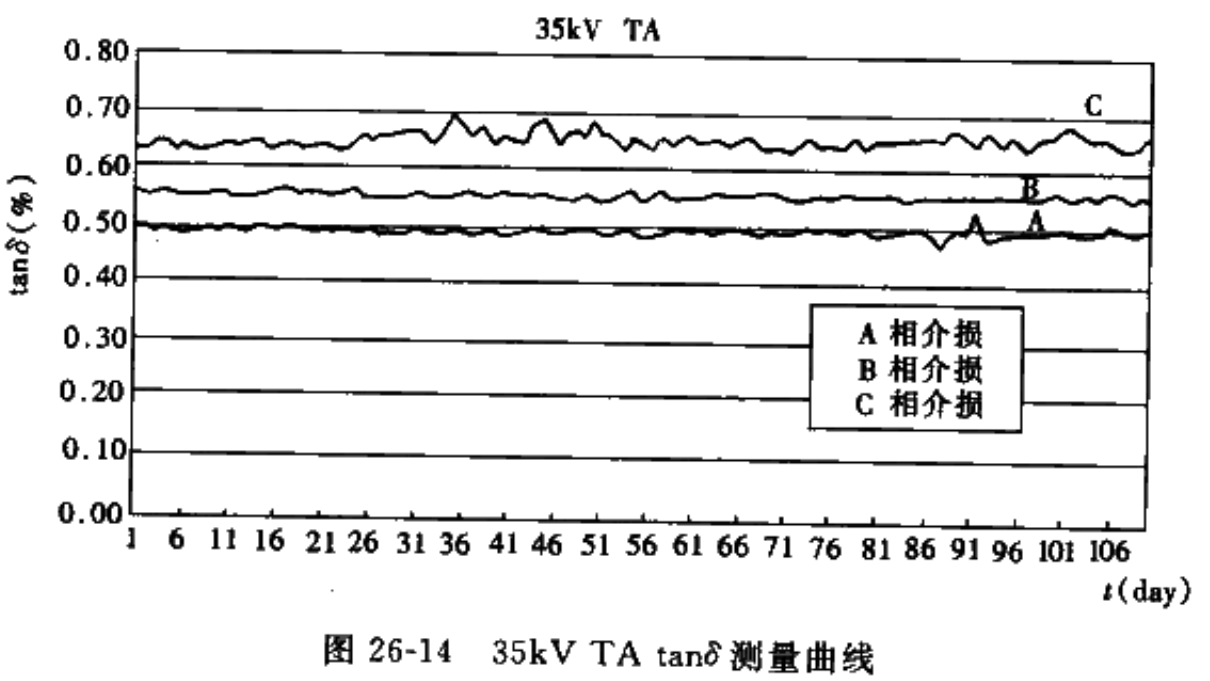


图 26-14　35kV TA tanδ测量曲线

穗定性是可以改善和解决的，当然这还需要经过长时间实际运行考验，不断积累经验，不断发现和解决新的问题。

资料来源：《电力系统自动化》杂志，2004，28（15）：67～69。作者：陈天翔，张保会等。

参考资料 2：变电站高压设备绝缘在线监测的误差分析与处理

（一）误差环节分析

1. 传感器的角误差

取样是绝缘在线监测系统测试系统的关键部分。电流采样可用无源或有源电流传感器，“有源”是指在传感器的输出端加入有源运算放大器，将传感器二次端的输出电压信号放大后再进行传输，但有源放大电路的性能会直接影响整个传感器系统的测试性能，因此目前电流采样多采用无源电流传感器。

无源电流传感器有多匝串入式及单匝穿心式两种，前者需将设备末屏断开串入，出于安全考虑一般不采用。故以单匝穿心式传感器为例，分析一、二次间角差与磁路参数、负载性质等的关系

$$\Delta\delta = KZ\cos(\varphi+\psi)/2\pi f W_2^2 P\mu S$$

式中　$\Delta\delta$——传感器一、二次间角误差；

K——常数；

Z——负载阻抗；

φ——负载角；

ψ——铁损角；

f——系统频率；

W_2——二次绕组匝数；

P——叠片系数；

μ——磁导率；

S——铁芯截面。

为得到对应于稳定性最高的角误差最佳值，需综合考虑各种参数，但角误差最小并非稳定性最高。要获得较高的稳定性、减小传感器的角误差变化，关键是使表征磁化特性的两个参数 μ 和 ψ 受各种因素的影响最小，而诸因素中以温度对稳定性的影响最大，因此应选取 μ 和 ψ 对温度敏感度最低的磁性材料做传感器，或使磁环工作在影响 μ 和 ψ 的温度系数最小的区间。

2. 信号的传输

监测信号可采用电流或电压方式传输。电流传输方式是在传感器二次侧接低阻抗，传感器基本处于短路状态，电流信号在传输过程中抗干扰能力强，但容易衰减，易受二次侧阻抗变化的影响。电压传输方式是传感器的负载阻抗远大于输入阻抗，传感器基本处于空载状态，信号不受电缆长度、连线阻抗等因素的影响，但在传输过程中易受电磁干扰。这两种传输方式都属于模拟量的传输，由于处于变电站的强电磁干扰中，且信号线要经过几十甚至上百米才进入控制室，所以总存在一定的干扰与衰减，为了降低干扰应注意：

(1) 信号电缆、连接导线、电源线均应采用屏蔽电缆（线），多芯屏蔽电缆应按信号线个数分屏——总屏加分屏，用屏蔽层将干扰信号隔开。

(2) 应将屏蔽层进行正确的接地、泄放屏蔽层上干扰信号的能量，这是关键。

为进一步提高系统抗干扰性，除采用屏蔽电缆及输入输出信号采用光电耦合器外，还可采用数字传输方式，即利用现场的内嵌单片机处理模拟信号耦合、滤波、A/D 转换等后，直接传输数字信号。

3. PV 角差的影响

介损测量需以系统电压为基准。目前多从 PV 二次测量端子抽取基准电压，因 PV 的一、二次间的角差随二次负载变化而变化，从而会造成介损测量偏差且所测数据不稳定。

电磁式 PV 一、二次归算电压间关系为

$$U_1 = -U'_2 + I_0 Z_1 - I'_2(Z_1 + Z'_2)$$

式中 U'_2——二次侧电压折算到一次侧后的等值电压；

I_0——励磁电流；

Z_1——一次绕组阻抗；

Z'_2——二次绕组阻抗折算到一次侧后的等值阻抗。

可见，PV 误差源于励磁电流 I_0 及负载电流 I'_2，在一次绕组上的压降 $I_0 Z_1$ 和 $I'_2(Z_1 + Z'_2)$。其中 $I_0 Z_1$ 是恒定量，可通过降低磁路的磁阻减小 $I_0 Z_1$，而 $I'_2(Z_1 + Z'_2)$ 的幅值和相位则随着负载电流的大小及相位变化，导致 PV 比差和角差都随二次负荷的变化而变化，引起的测量误差也是一个变化值。

由于数台设备同时出现故障的可能性很小，可横向比较同类被监测设备的数据，如果所

有设备的数据都同时增大或减少，则可认为是由PV角差变化引起，可同时修正。但PV角差的变化有一定范围，如0.5级PV，角差变化范围为±20′，0.2级PV，角差变化范围为±10′。因此，由PV角差引起的监测数据变化也应是在一定范围内上下波动，可对被监测设备的历史数据进行纵向比较，若监测结果持续增大，则可能是设备出现故障。

为避免PV角差引入的误差，可采用“基准设备比较法”。监测容性设备介损时，以同一电压等级中电容量比较大的设备，如OY、CVT等（最好是新设备）为基准，将所有其他被测设备的电流相位与基准设备的电流相位相比较，相位的相对变化可较准确地反映介损的相对变化。之所以选用电容量较大的设备作为基准设备是由于其电流相位比较稳定，除受电压相位影响以外，受其他因素影响比较小。

4. 温度对电容型设备介损监测值的影响

环境温度对介损在线监测结果影响较大，介损监测值一般随环境温度上升而增大，反之亦然。

介损的监测结果随温度变化起伏的现象并非完全由设备介损本身的温度特性造成。因为在容型设备中，除充油套管的tanδ随温度升高呈指数上升外，油纸电容套管、耦合电容器及电容式电压互感器的tanδ在−40～60℃温度范围内，随着温度的上升而下降，但在5～40℃的范围内，tanδ值变化不大。

前文已指出，传感器的角误差随温度的变化而变化，故电流传感器的角误差就被引入到介损的监测值中。试验表明：传感器角误差与被测设备的介损监测值随温度变化的趋势和幅度比较一致，可以判断介损监测结果的起伏现象主要是电流传感器角误差的温度特性造成的。

为了尽量减小温度变化对介损监测的影响，应选用角误差小、对温度稳定性高的传感器。在判别介损的变化是否正常时，与处理PV角差影响一样，也可与处于同一环境中、同一母线下的其他同类设备的介损变化作横向比较，此外还可分析监测数据和温度随时间的变化作纵向比较，区别监测数据为持续增大或在一定范围内随温度变化。

5. 湿度对MOA在线监测值的影响

监测MOA在运行电压下的泄漏电流可判断其性能是否劣化。但是相对湿度对MOA的阻性电流和表面泄漏电流（基本上为阻性）有明显的影响，随环境湿度的增大而增大（但总的泄漏电流受湿度影响不大，因正常MOA的全电流中阻性分量仅占5%～20%）。MOA泄漏电流需与环境相对湿度同时监测，所得数据也需横向和纵向比较。

6. 相间干扰的影响

安装在现场的三相设备存在相间电容耦合，耦合电容电流会显著影响被测设备的tanδ、有功损耗P、阻性电流I_r。因为被测设备容性电流I_c常是主要部分，阻性电流I_r，只占很小部分，虽然相间电容耦合的干扰电流本身也不大，但一般不与I_c正好同相，所以对I_r测量值的影响就很显著，使tanδ或I_r、P的测量准确度降低。

图26-15为一组三相MOA成直线排列时，由于相间耦合使I_r测量值改变的定性分析向量图。图中$I_{a,c}$及$I_{a,r}$为测量边相中的A相底部的电流时，由A相外施电压U_a经A相MOA所引起的容性分量和阻性分量；I_b为邻相

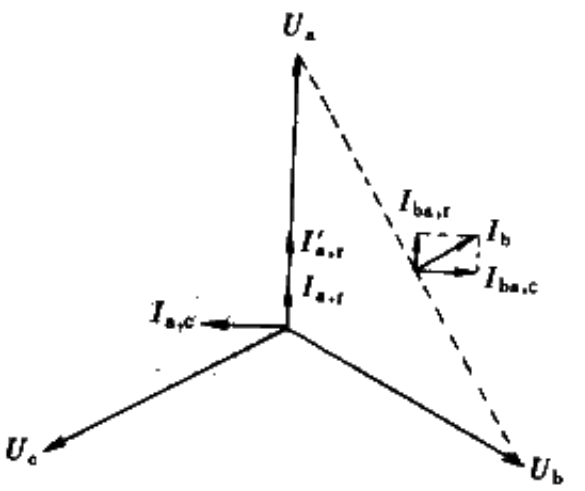


图26-15 相间耦合使I_r测值改变的分析示意图

第四节　交流耐压试验

交流耐压试验是检验变压器绝缘强度最直接、最有效的方法，对发现变压器主绝缘的局部缺陷，如绕组主绝缘受潮、开裂或者在运输过程中引起的绕组松动，引线距离不够，油中有杂质、气泡以及绕组绝缘上附着有脏污等缺陷十分有效。变压器交流耐压试验必须在变压器充满合格的绝缘油，并静止一定时间且其他绝缘试验均合格后才能进行。

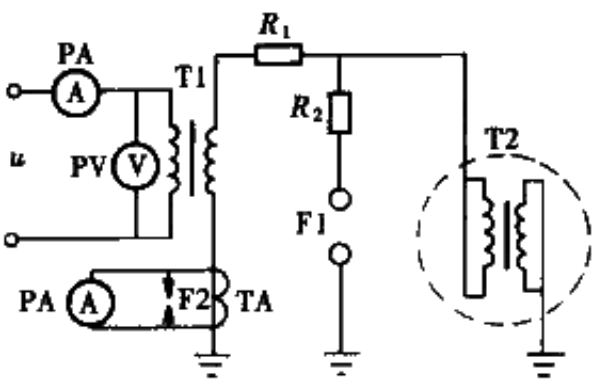


图 7-9　变压器交流耐压试验接线

T1—试验变压器；R_1—保护电阻；

R_2—限流阻尼电阻；F1—保护球隙；

PA—电流表；TA—电流互感器；PV—电压表；

F2—保护间隙；T2—被试变压器

一、试验接线

试验时被试绕组的引出线端头均应短接，非被试绕组引出线端头应短路接地，如图 7-9 所示。被试变压器的接线如不正确时，可能使变压器的绝缘受到损害。图 7-10 示出了两种错误接线。

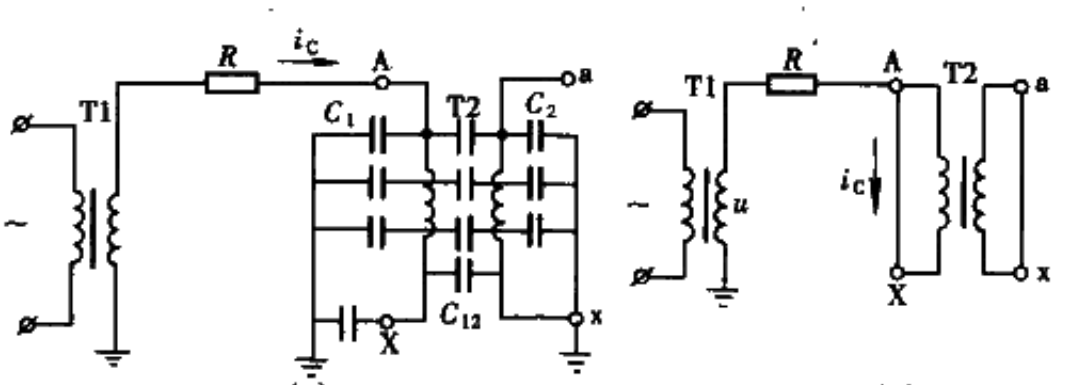


图 7-10　变压器交流耐压试验的两种错误接线

(a) 被试绕组及非被试绕组均不短路连接；

(b) 被试绕组及非被试绕组均短路连接，非被试绕组不接地

错误接线之一是被试绕组和非被试绕组均不短路连接，如图 7-10 (a) 所示。由图 7-10 (a) 可见，由于分布电容 C_1、C_2 和 C_{12} 的影响，在被试绕组对地及非被试绕组中，将有电流流过，而且沿整个被试绕组中的电流不相等，越靠近 A 端电流越大，因而沿整个绕组匝间均存在不同的电位差。由于绕组中所流过的是电容电流，故越靠近 X 端，其电位比所加的电压越高。又因为非被试绕组处于开路状态，被试绕组的电抗很大，导致 X 端电位的升高达到不容忽视的程度。显然，这种接线方式在试验中必须避免。

错误接线之二是非被试绕组短路连接，但不接地，如图7-10 (b)所示。这种接线中的非被试绕组由于没有接地而处于悬浮状态。当非被试绕组为低压绕组时，其电位分布情况如图7-11 所示。

由图 7-11 可见，低压绕组处于高压绕组对地的电场之中，低压绕组对地将具有一定的电位。低压绕组对地的电压 U_2 大小将取决于高、低压绕组间和低压绕组对地的电容大小，计算式为

$$U_2 = \frac{C_{12}}{C_{12} + C_2} U$$

时感应电动势为

$$E = -W\frac{\mathrm{d}\Phi}{\mathrm{d}t}$$

探测绕组的有效面积为 A，穿过的磁通量为 Φ，磁通密度 B (t)，则

$$\Phi = AB(t)$$

$$E = -w\frac{\mathrm{d}^{[A\sim B(t)]}}{\mathrm{d}t} = K\frac{\mathrm{d}B(t)}{\mathrm{d}t} \tag{19-8}$$

由式（19-8）说明，探测绕组感应电动势 E 是由气隙磁通密度经微分而产生的，故称微分线圈。电动势 E 信号引入示波器。用双线示波器的一对端子引入定位信号。

（2）探测信号判断。将所测信号和图 19-26、图 19-27、图 19-28 微分示意图比较；再和双线示波器定位信号比较，就可判断转子绕组是否有匝间短路及所在槽号。

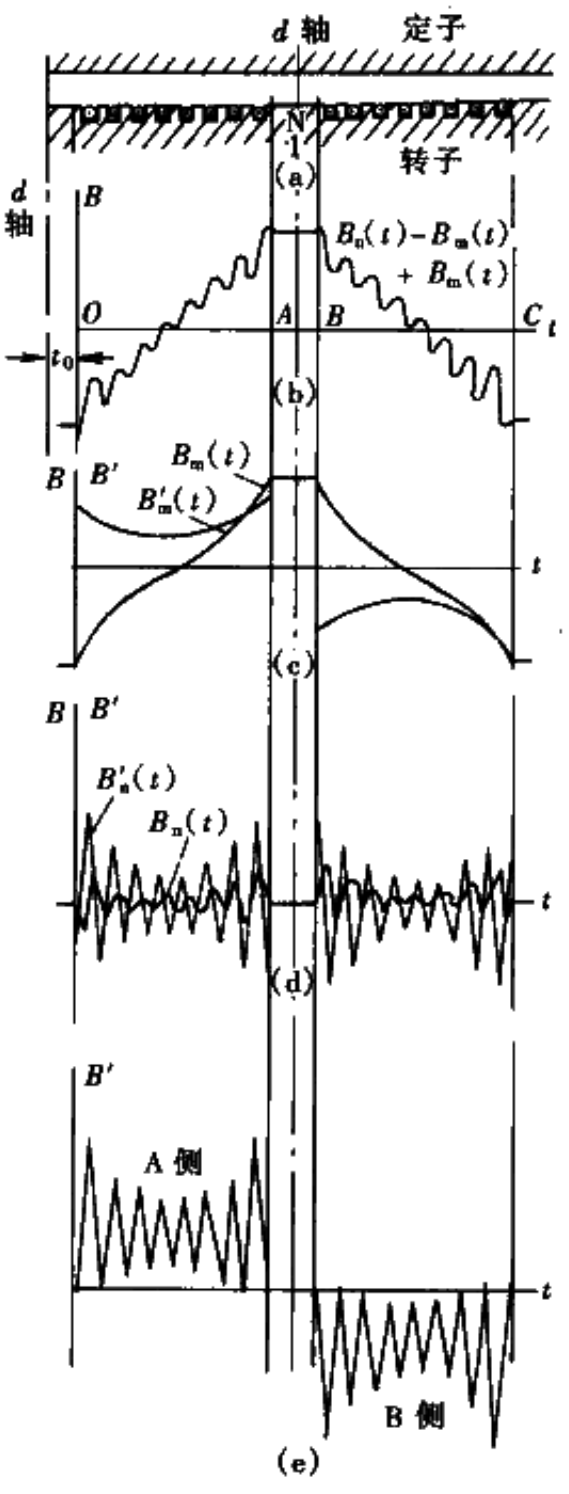


图 19-26　空载工况气隙磁场分布及其微分示意图

（a）转子展开图；（b）空载气隙磁场分布；（c）B_m (t) 及其微分；（d）B_n (t) 及其微分；（e）气隙磁场微分

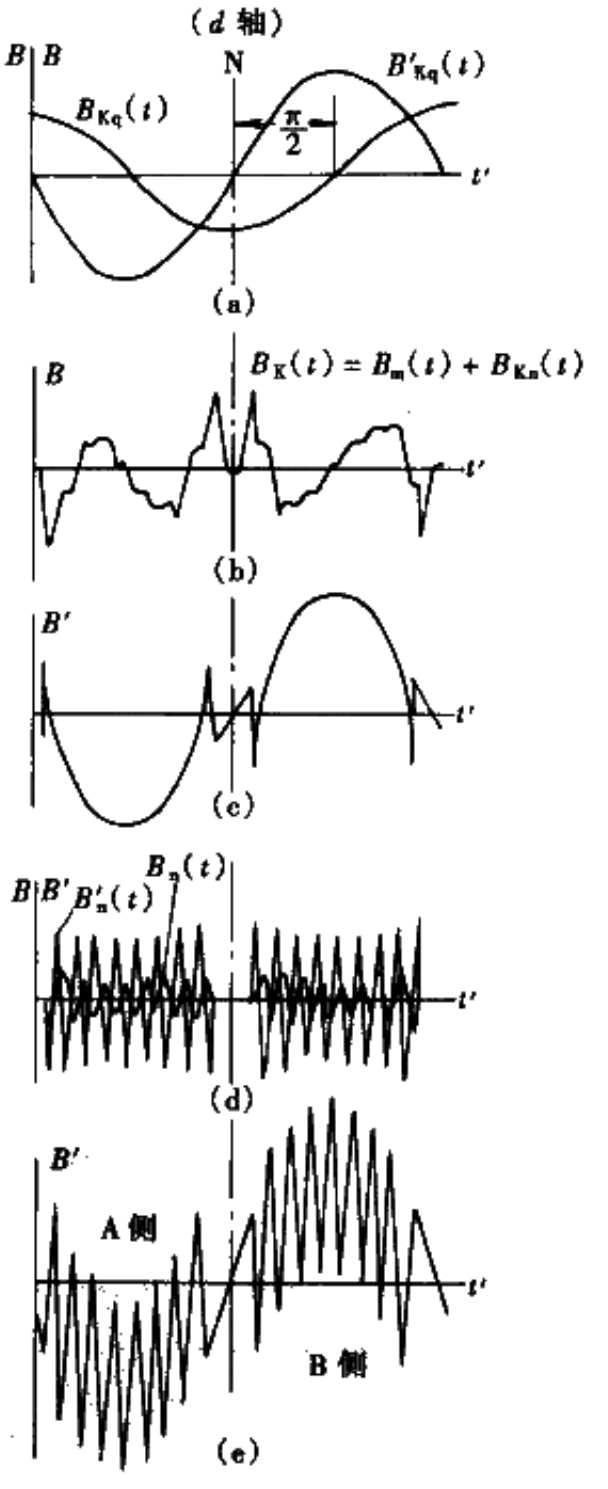


图 19-27　短路工况气隙磁场分布及其磁场微分示意图

（a）B_{Ka} (t) 及其微分；（b）短路气隙磁场分布；（c）B'_m (t) $+B'_{Kn}$ (t)；（d）B_n (t) 及其微分；（e）气隙磁场微分

多油断路器应在分、合闸状态下分别进行交流耐压试验；三相共处于同一油箱的断路器，应分相进行；试验一相时，其他两相应接地。少油断路器、真空断路器的交流耐压试验应分别在合闸和分闸状态下进行。合闸状态下的试验是为了考验绝缘支柱瓷套管绝缘；分闸状态下的试验是为了考验断路器断口、灭弧室的绝缘。分闸试验时应在同相断路器动触头和静触头之间施加试验电压。

交流耐压试验前后绝缘电阻下降不超过30%为合格。试验时若油箱出现时断时续的轻微放电声，应停止试验进行检查，必要时应将油重新处理；若出现沉重击穿声或冒烟则为不合格。

第四节　SF_6 断路器和GIS的预防性试验

由于 SF_6 断路器、GIS具有良好的绝缘性能和成套性，在电力系统中日益得到广泛应用。SF_6 断路器和GIS的试验项目、周期和要求如表9-6所示。

表9-6　　SF_6 断路器和GIS的试验项目、周期和要求

序号	项　目	周　期	要　求	说　明
1	湿度（20℃体积分数）（$\times 10^{-6}$）	（1）1～3年（35kV以上） （2）大修后 （3）必要时	（1）断路器灭弧室气室大修后不大于150；运行中不大于300 （2）其他气室大修后不大于250；运行中不大于500	（1）按GB12022、SD306《六氟化硫气体中水分含量测定法（电解法）》和DL506—1992《现场 SF_6 气体水分测定方法》进行 （2）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1次 （3）周期中的“必要时”是指新装及大修后1年内复测湿度不符合要求或年漏气率超过1%和设备异常时，按实际情况增加的检测
	密度（标准状态下）（kg/m^3）	必要时	6.16	按SD308《六氟化硫新气中密度测定法》进行
	毒性	必要时	无毒	按SD312《六氟化硫气体毒性生物试验方法》进行
	酸度（$\mu g/g$）	（1）大修后 （2）必要时	$\leqslant 0.3$	按SD307《六氟化硫新气中酸度测定法》或用检测管进行测量
	四氟化碳（质量分数）（%）	（1）大修后 （2）必要时	（1）大修后不大于0.05 （2）运行中不大于0.1	按SD311《六氟化硫新气中空气-四氟化碳的气相色谱测定法》进行

本章提示

本章介绍了集中型绝缘在线监测装置的结构组成，过零比较法测 tanδ 的基本原理。注意过零比较法只是说明了 tanδ 带电测量的基本原理。

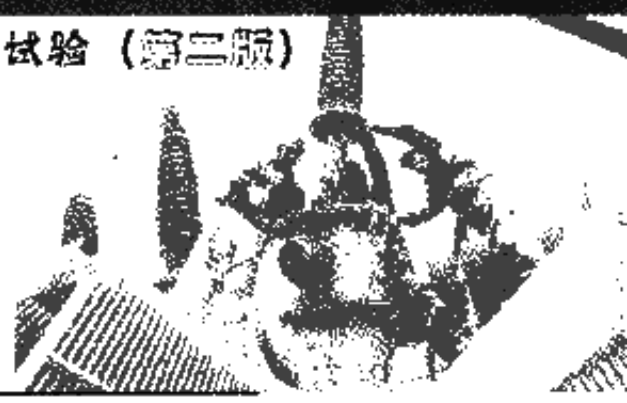
没有合格的传感器，没有一系列抗干扰及小信号处理技术手段，过零比较法是很难测准测稳 tanδ 的，实际当中，过零比较法已经大大改进了。

本章重点

1. 过零比较法测量原理。
2. 集中型绝缘在线监测装置 tanδ 测量的误差及影响因素。

复习题

1. 试述集中型绝缘在线监测装置的原理。
2. 绝缘在线监测装置测量 tanδ 的影响因素有哪些？如何消除？



第二十七章

红外成像技术检测电力设备热故障

目前电力系统广泛应用红外成像技术检测电力设备热故障，为电力设备状态维护提供了有力的技术依据。

第一节　红外成像技术检测电力设备的热故障的理论

由辐射理论知道，一切温度高于绝对零度的物体，每时每刻都会向外辐射人眼看不见的红外线，也同时发射辐射能量。物体温度越高，发射的能量也越大。根据斯蒂芬玻尔兹曼定律，辐射能量

$$W=\varepsilon\delta AT^4 \tag{27-1}$$

式中　W——发热体发射的功率；

ε——发射体的黑度（也称发射率）；

δ——玻尔兹曼常数；

A——发射体表面积，cm^2；

T——发射体的绝对温度，K。

由式（27-1）可知，只要知道发射体表面的发射率 ε，再检测出红外辐射能量，就可推断出发射体的温度。

电力系统不论是高压、还是低压，在运行过程中总会因各种原因产生一些热故障点，即设备故障前的热征兆。电力设备运行时，本身就是一个发热体，在一定发热范围内，即在允许的温度内，对设备没有什么危险，不影响寿命。有时还希望电力设备有一定的温度（如户外套管温度很低时，绝缘油凝固，出现间隙，容易产生气泡，反而对绝缘不利）。如果热到一定温度后，即超过允许值，将威胁设备安全运行。因为绝缘材料都有一个允许温度值，超过允许值太多时，易于在运行电压或过电压下热击穿；超过不多，也影响使用寿命，所谓8℃法则，即每超过允许温度 8℃，则使用寿命减半。

当带电设备有了热故障，其特点是过热点为最高温度，形成一个特定的热场，并向外辐射能量。通过红外成像仪的光扫描系统，可以把这一热场直观的反映在荧光屏上。根据这个热像图，很容易找出热场中的最高温度点，这个最高温度点就是热故障点。另外，热像仪配有现场计算机，设定某些特定参数后即可在现场直接测量热场内任意一点的温度值。所以，红外成像仪应用电力系统后，及时、准确地检出大量过热点（尤其是户外接头），并进行了消除，达到防患于未然的目的。随着对此理论深入研究和现场经验的积累，使红外成像技术在电力系统中的应用更加广泛。

第二节　电力设备发热分类和热成像技术适用范围及不足

电力设备的热故障多种多样，但一般分为以下两类：接触热故障（如导体连接件接触不良，电流流过时发热）和设备元件变质老化。接触不良热故障又分为设备内部和外部两种。

外部热故障主要指各种裸露接头、压接管、连接片和隔离开关、断路器刀口等；内部热故障主要指设备内部导电回路接触不良、互感器内部接头松动、变压器绕组和电机定子线棒焊接处接触不良等；内部零部件劣化指阀型避雷器并联电阻劣化或损坏等。另外，充油设备当油循环受阻、假油位等，也引起热故障或冷故障。如散热器阀门上下未打开，使整个变压器温度上升；而有时个别未打开的散热器又出现温度低的冷故障，强油循环潜油泵损坏等。

检测热故障传统方法是停电测量电阻值（如变压器和电机通过定期测量绕组直流电阻判断是否接头接触不良），在易发热处贴示温片，根据示温片颜色改变，判断是否过热；在带电时用绑有石蜡的绝缘杆，将石蜡和接头相接触，石蜡熔化为过热点。设备内部热点用埋测温电阻法，但该方法只能测整体温度或个别点温度，但是我们关心的最高温度点测不出来。如变压器上层油温测量，就是整体温度；电机绕组和铁芯温度虽然也能反映整体温度，但重要的是个别点的温度，至于最高点温度难以测量。所以，我们希望测出最高热点温度，难以实现；另外，还需要设备停电，发热点温度也难以量化；在测量时还有一定的危险。总之，虽然传统测温方法也有一定作用，但随着电力设备额定电压越来越高，已难以满足要求。

电力系统推广红外成像技术的初始阶段，用来检测裸露接头过热，效果显著，发现了大量过热点，及时进行处理，防止了很多事故发生。广大检测人员没有满足检测外部接头热故障的成果，又深入研究高压设备内部热故障的传热、表面热场分布；并进行模拟试验研究和大量现场检测统计分析，逐渐掌握了各种高压设备内部热故障的热场分布规律与表面红外热像特征。目前除少数内部热故障外，大多数内部热故障均可在设备外壳有温度响应，适用于红外成像技术诊断。目前，红外成像技术基本上覆盖以下电力设备的热故障：①电力设备内外导流回路热故障；②高压设备内部绝缘故障导致的热故障；③变压器、互感器内部充绝缘油设备缺油、油循环不畅等引起的热故障；④变压器铁芯损耗、涡流损耗增加等引起的热故障；⑤电压分布异常和泄漏电流增大引起的热故障；⑥各种动作设备（如分接开关、断路器、潜油泵等）由于磨损引起的热故障。

虽然红外成像技术应用电力系统后，很快推广到各基层单位，而且又进行深入研究工作，也取得一定成果，将来会更加扩大诊断范围。但目前红外成像技术在检测大型发电机、变压器和 GIS 设备等内部少数热故障时，还有些无能为力。这些大型设备初期的热故障，如初期局部放电和接头的接触电阻略有增加，发热量很小；另外，热故障点距外表面太远时，上述两种原因热量传播到外壳表面，难以产生明显的热特征响应，因而难以检测到。强油循环的变压器由于热交换比较特殊，使其内部一些热故障如绕组断线、局部放电、围屏和绝缘纸板爬电、引线接触不良、绝缘件受潮和老化、分接开关接触不良和过渡电阻烧坏等，这些热故障因油强迫循环改变了热故障在表面形成的原始热场分布，很难在外壳产生和内部热故障相对应的热场分布，红外检测暂时无能为力。绝缘子串中间部分，即使是劣质绝缘子，由于电压分布和热场分布等处于低谷，红外成像暂时也难以诊断。

尽管红外成像技术在电力系统应用时间不长，但由于是非接触式，不需要停电，又安全，实时性和准确性等优点，加上使用方便，所以，在电力系统的推广应用方兴未艾。至于

存在的不足，也会逐渐得到克服。可以预言，红外成像检测技术必将成为电力设备带电检测园地里的瑰丽奇葩。

第三节　红外成像技术在电力系统的具体应用

一、外部热故障检测和诊断标准

1. 各种裸露接头热故障检测方法和标准

电力设备各种紧夹件、裸露接头及隔离断路器刀口当接触不良时，流过大电流，温度和温升大为升高，最后烧断；另外，如果是弹簧夹紧件，高温使弹簧退化，失去弹力同样造成接头接触不良，久而久之被烧断。这两种热故障开始时不严重，但会使金属表面加速氧化，接触电阻成倍增加，发热更严重，接触电阻更大，温度更高，形成恶性循环，最后导致烧断的事故发生。

外部热故障的特点，以过热点的高温形成一个特定的热场，向外辐射能量。红外成像仪把一热场直观的反映在荧光屏上，由荧光屏热像图找出最高温度点，即热故障点。成像仪配有现场计算机，设定某些特定参数后可在现场直接测量热场的任意一点的温度值。诊断标准如表 27-1 所示。

表 27-1　　外部热故障检测标准

热点与最低温度点温差℃ / 故障类型 / 热点位置	设　备存在疑点	设备存在热隐患	设备存在热故障	设备存在严重热故障	设备存在恶性热故障
各种外部裸露接头 将军帽	10～15℃	15～25℃	25～40℃	40℃以上	60℃以上
隔离刀闸关节套管膨胀器	10～15℃	15～20℃	20～35℃	35℃以上	55℃以上
刀 闸 刀 口	10～15℃	15～20℃	20～35℃	35℃以上	55℃以上
采用的处理意见	建议查明原因后处理	建议安排处理	建议必须安排处理	建议马上停电处理	一定停电及时处理

2. 电力变压器外部热故障检测及标准

大型变压器采用强油循环。由于强油循环的结果，使内部一些热故障（绕组和铁芯）在外壳产生的原始热场被破坏，所以，这类热故障目前难以判断。但变压器外表暴露的热故障，还是可以用红外成像仪检测的，以热像图为诊断依据。正常变压器外壳热像图是一个水平线温度均匀分布的温度场，高、中、低套管的温度三相基本平衡，潜油泵也不应该有特殊的过热点，箱体的螺栓的温差也不应该过大。其热像图诊断的标准：箱体同一水平线的最高和最低温差不应大于 10℃；各螺栓中最高的温度点温度与平均温度之差不应大于 15℃，平均温度与环境温度之差不应大于 55℃；潜油泵温度与本台变压器其他运行的潜油泵平均温度之差不应大于 30℃；变压器套管将军帽温度对环境温度的温升不应大于 70℃，并三相平衡；散热器如果某一台温度比其他低的很多，也是有问题，闸门未开。另外，油枕假油位、潜油泵反转也可以判断。至于外部接头的热故障按上述 1. 所述进行检测判断。

3. 绝缘子串红外成像热故障检测和诊断

绝缘子串的热故障红外成像检测和诊断，是根据整个绝缘子串的温度场图像判断劣质和零值绝缘子，而不是根据每个绝缘子的温度高低进行判断。因为劣质或零值绝缘子串发热量

很小，又距地面测量较远，检测温度不超过 35℃。正常绝缘子串电压分布受对地、对导线杂散电容的影响，呈不对称马鞍型。通过多次检测证明，良好绝缘子串瓷瓶钢帽上的温度分布和良好绝缘子串电压分布相对应，也呈不对称马鞍型。这样就可以从整个绝缘子串绝缘子热像图上看到，哪一片绝缘子钢帽上的温度破坏了整串绝缘子热场分布，则该片绝缘子就是劣质或零值，温度高者为劣质绝缘子，温度低者为零值绝缘子。但位于绝缘子中间的绝缘子，由于电压分布和热场分布都是低谷，难以判断劣质或零值绝缘子。

4. 电机和其他电力设备红外成像检测和诊断标准

电机的滑环和碳刷热故障检测，由于是高速运转，其他方法难以应用。如果用红外成像仪检测非常方便。滑环温度超过允许值，要么是通风不良，要么是碳刷摩擦力太大；另外，还可以在同样条件下历次比对热像图。碳刷如果其最高温度比平均温度高 10℃以上，说明弹簧压力过大；如果某一个碳刷温度比其他碳刷温度低的多，和室温一样，则说明该碳刷已和滑环不接触，不通电流之故。

电容式 TV 兼耦合电容器所装阻尼电阻器处，如果所测温度低，说明阻尼器的阻尼电阻已断。

二、内部热故障红外成像检测和诊断标准

内部热故障的发热状况不能直接反映到热成像仪上，但内部发热点所发出的热量使外壳形成一个相对稳定的热场分布。利用这个热场分布，再考虑其他影响因素，通过对比，间接判断内部热故障。

1. 油断路器内部热故障检测和判断标准

油断路器外壳热场分布，是由设备的电阻和铁磁损耗所决定。但任何损耗增加，都是在内部形成一个热故障点，属于异常。定期把外壳热场分布图捡出，一方面和以前正常图比较，另一方面又与同型号或三相互比，由差别判断热故障点。如 10kV 油断路器，把一组同时摄入一个画面，直接比较。最高和最低温度之差在 5℃以上，应认为内部有热故障点；在 2～3℃以上，应注意，进行跟踪检测；10℃以上，必须停电处理。

2. 电流互感器内部热点检测和判断标准

电流互感器损耗由铜耗、铁耗和接头电阻损耗组成。这些损耗都是由顶部的顶帽散去。所以，现场检测顶帽的热像图后，三相互比判断。顶帽温度三相互差在 20℃以上，高者内部有严重热故障，应立即处理；15℃以上，停电试验检查；相差 10℃以上，应加强监测，跟踪检测。同时，对环境的温升也不能大于 70℃。

3. 电机定子绕组接头红外检测和诊断标准

用红外成像检测定子绕组接头接触好坏，可以在运行中检测（水轮发电机），也可以在大负荷停机后或短路试验停机后，还可以给定子绕组通 60%～70%的额定电流进行。由于热成像仪检测较快，而且可同时测量多个接头绝缘表面温度，因而可以利用互比判断接头好坏。对包绝缘的接头，如果接头表面温度高于平均值 15℃以上，认为不合格；20℃以上必须重新处理；未包绝缘者，如果接头温度超过平均值 7℃以上，则应重新焊接处理，而且最高温度和最低温度也不能相差太大。

4. 阀型避雷器红外成像检测和判断标准

目前阀型避雷器虽然逐渐被金属氧化物避雷器所取代，但电力系统还有一定数量。

单节避雷器如热像图显示温度比以前高，是并联电阻受潮或老化；温度低是并联电阻断开。两节避雷器的热像图，温度高的一节并联电阻受潮或老化，温度低时，并联电阻断开。

另外，还可以三相互比。

多节避雷器应符合电压分布和热场分布一一对应关系，不符合者有热故障点。另外，还可以相间比较，三相比较接近，属于正常；若差别较大，则有异常，再停电试验。

三、红外检测注意事项

为了保证红外成像检测结果正确，必须注意以下几点：

1. 防止太阳照射与背景辐射影响

户外设备检测应选择在阴天、日出前或日落后一段时间内，最好在晚上。户内设备检测时，应关闭照明灯。当附近有高温设备时，应进行遮挡或选择合适的检测方向。

2. 防止环境温度的影响

应避开环境温度过高和过低的夏季和冬季，检测在春季 4、5 月份和秋季 9、10 月份；变电站选择日出或日落后 3h 检测；选择理想的环境温度参照体，如不发热的相似设备表面，来采集环境温度参数，可在一定程度上弥补环境温度变化带来的检测误差。

3. 防止气象条件的影响

选择无雾、无雨、无云天气进行；尽量在无风的天气检测，实在不行，则进行风速修正。

4. 防止大气中物质的影响

由于红外线在传输路径大气中存在水汽、CO、CH_4 和悬浮微粒，使其衰减，因此检测应尽量安排在大气较干燥的季节（春、秋季），并且湿度不超过 85%；在保证安全条件下，检测距离尽量缩短为 5m 左右（成像仪允许更远的距离除外）。

5. 防止发射率的影响

检测时应正确设定发射率，并在检测结果处理时，进行发射率修正。

6. 防止运行状态的影响

检测和负荷电流有关的设备时，应选择在满负荷下检测；检测和电压有关的绝缘时，应保证在额定电压下，电流越小越好；检测温升时，应使设备达到稳定状态为止。

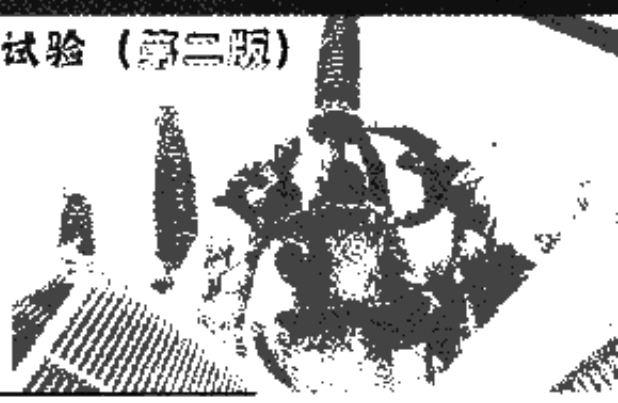
综上所述，为了正确检测电力设备热故障，应按表 27-2 进行作业。

表 27-2　　红外检测的基本要求

工作方式	地　面　作　业
大　气	无严格限制，但要稳定，无剧变
时　间	黎明、傍晚，夜间或阴天的白天
相对湿度	近距离检测无要求，但不宜大于 85%
风　力	不大于 3 级，最好无风
运行状态	导流热故障，最好满负荷运行，至少负荷不低于 30%；绝缘热故障检测，应在额定电压下，电流越小越好
通电时间	在稳定后，一般需 4h
检测距离	在保证人身和设备安全前提下，尽量近些
设备表面发射率	互比表面发射率均一，稳定

本章提示

红外热成像技术是近年来广泛应用于电力设备故障诊断的新方法之一。本章介绍了红外热成像技术检测电力设备热故障的基本理论，介绍了电力设备发热的分类及热成像技术适用



第二十八章

变压器油的在线监测

1. 油的色谱分析

通过对变压器和电抗器等充油设备定期进行油的色谱分析，国内外都发现了一些存在的缺陷，经过及时处理，避免了事故发生。但也出现个别变压器虽然也进行了色谱分析，而且结论为合格，但运行中还是跳闸，设备损坏。经分析认为是由于定期检测周期不可能太短，本来合格的设备由于各种原因产生了缺陷，而且发展很快，未到下一个检测时间，事故就发生了。为了避免上述事故的发生，对于充油的变压器等，对油色谱进行在线监测，实时监测内部的潜伏性故障。

2. 目前国内外在线检测装置概况

主要的在线检测装置有以下几种：

（1）监测氢气的装置，根据离线色谱分析研究，变压器内部各种类型的故障，均有氢气产生，所以，又以专门检测油中的氢气含量大小，判断并发出报警信号。

（2）监测乙炔（C_2H_2）的装置，根据变压器内部温度在750℃以上，便有C_2H_2产生的情况，而且还是放电的特征气体，这样就可以检测C_2H_2判断内部的故障和严重程度。

（3）监测以氢气为主的4种气体（H_2、C_2H_2、C_2H_4和CO）装置，这是国外生产的一种在线装置，而且应用比较广泛。

（4）监测氢气（H_2）、甲烷（CH_4）、乙烷（C_2H_6）、乙烯（C_2H_4）、乙炔（C_2H_2）、一氧化碳（CO）和二氧化碳（CO_2）等7种气体含量，和离线色谱分析的气体一样。但这种装置难以达到使用可靠、准确度高等要求，目前尚未见到应用。如果将来达到要求，就可以代替离线监测。

3. 加拿大生产的$H_{201}R$型在线监测装置简介

该装置在国内外广泛应用。原理是油中溶解气体经过选择性渗透膜进入电化学气体检测器（传感器），在检测器里面，H_2、CO、C_2H_2和C_2H_4等气体与空气中的氧气发生化学反应，产生一个与反应速率成比例的电信号，从而测出气体浓度。这套装置的优点是传感器是无源文件、无转动部件，且所分析的气体正是传感器需要的燃料，因此无需任何试剂或其他材料。传感器的安装也十分方便，通过一个阀门与变压器箱体或油管连接，使变压器油与传感器的渗透膜接触。传感器尽量安装在油循环良好的地方，如冷却器回油管。

现场采集的数据，通过通信控制器将在线数据远程传输到远方计算机上，便可实时了解变压器的监测情况。

另外，这套装置还可以人为设置报警信号。报警分为高报警、过高报警和仪器故障报警。高报警和过高报警指所测气体含量高、气体回增量较高、气体月增长高时报警。

范围，介绍了热成像技术在电力系统的具体应用及检测注意事项。

你知道红外成像技术可以检测出哪些电力设备的热故障？你会用红外成像检测仪器判断出零值绝缘子吗？

本章重点

1. 红外成像技术检测电力设备的热故障的理论。
2. 红外成像技术在电力系统的应用技术。

复习题

1. 试述红外成像技术的原理。
2. 红外成像技术应用范围有哪些？
3. 简述红外成像的判断标准。
4. 红外成像技术检测时应注意什么？

本章提示

变压器油在线监测有哪几种方法?

本章重点

变压器在线监测的意义是什么?

复习题

$H_{201}R$ 型在线监测装置有什么优点?

附录 A　常见高压硅堆技术参数

常见高压硅堆技术参数见表 A-1。

表 A-1　　常见高压硅堆技术参数

型　号	反向工作峰值电压 U_r（kV）	反向泄漏电流 25℃ I_r（μA）	正向压降（V）	平均整流电流 I_{av}（A）	外形尺寸（见图 A-1）（mm）		
					L	*D*	*H*
2DL 50/0.05	50	≤10	≤40	0.05	150	15	30
2DL 100/0.05	100	≤10	≤120	0.05	300	15	30
2DL 150/0.05	150	≤10	≤120	0.05	400	22	30
2DL 200/0.05（浸油）	200	≤10	≤180	0.05	600	25	40
2DL 250/0.05（浸油）	250	≤10	≤200	0.05	800	25	35
2DL 50/0.1	50	≤10	≤50	0.1	150	15	30
2DL 100/0.1	100	≤10	≤120	0.1	300	25	30
2DL 150/0.1	150	≤10	≤120	0.1	400	22	30
2DL 200/0.1（浸油）	200	≤10	≤180	0.1	600	25	40
2DL 250/0.1（浸油）	250	≤10	≤200	0.1	800	25	35
2DL 50/0.2	50	≤10	≤80	0.2	150	15	30
2DL 100/0.2	100	≤10	≤120	0.2	300	25	30
2DL 150/0.2	150	≤10	≤120	0.2	400	22	30
2DL 200/0.2（浸油）	200	≤10	≤180	0.2	600	25	40
2DL 250/0.2（浸油）	250	≤10	≤200	0.2	800	25	35
2DL 300/0.2（浸油）	300	≤10	≤240	0.2	800	25	35
2DL 50/0.5	50	≤10	≤40	0.5	300	20	55
2DL 100/0.5	100	≤10	≤70	0.5	400	20	60
2DL 50/1	50	≤10	≤55	1.0	400	25	70
2DL 100/1	100	≤10	≤80	1.0	450	25	80
2DL 50/2	50	≤10	≤35	2.0	400	30	75
2DL 100/2	100	≤10	≤80	2.0	450	30	80
2DL 20/3	20	≤10	≤25	3.0	300	110	22
2DL 20/5	20	≤10	≤25	5.0	350	110	22

注　1. 环境温度－40～100℃。

2. 湿度：温度为 40±2℃时，相对湿度 95%±3%。

3. 最高工作频率：3kHz。

4. 高压硅堆的电气参数为纯电阻性负载的电气参数，在容性负载中使用时，额定整流电流应降低 20%。

5. 硅堆浸于油中使用时，整流电流数值可有所增加。

6. 硅堆均用环氧树脂封装。

7. 2DL 型为 P 型硅堆。

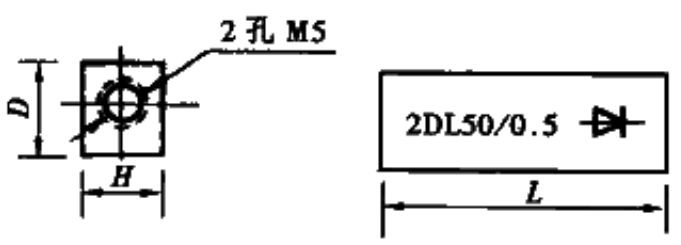


图 A-1　外形尺寸图

续表

故障特征	可能原因	检查及消除方法
三、接通电桥后光带扩大，但把 R_3 自零调节到其最大值时，光带的宽度仍不改变	1. R_3 电桥臂电阻或连接线断线	1. 除去高压，在电桥外面将 R_4 桥臂短路，把电桥导线“C_N”及“E”互相连接起来，重新接通高压；在 R_3 从零改变到最大时，检查光带的情况，要是这时光带的宽度不改变就需要重新断开高压，把电桥与线路分开，在极性转换开关放在中间位置时，检查电桥“C”及“E”点之间的电阻（导线“C_x”及“E”间）。若该电阻无限大（大于 11110Ω），就要打开电桥，在 R_3 桥臂上寻找断线并消除
	2. R_3 电桥臂短路	2. 同前面一样，把 R_4 桥臂短路，若不管 R_3 为多少电阻光带仍狭窄时，将极性转换开关调整到中间位置，电桥线路不必分开，断开电压，测量电桥“C”及“E”点间的电阻。若该电阻近于零，就要寻找损坏的地方，逐渐分开试品屏蔽导线和其他元件，要是电桥外所有有关元件都拆除后不能消除短路，就要打开电桥
	3. R_3 电桥臂断线	3. 要是将 R_4 电桥臂短路后，R_3 电阻从零改变到最大时，光带宽度从最狭改变到最大，那么检查时先把极性转换开关放到中间位置，断开电压，把电桥与线路分开，再测量电桥“D”及“E”点间的电阻（“C_N”及“E”导线之间）。如有故障，此电阻等于无限大或比 3184Ω 要大得多，应打开电桥来寻找和消除故障
四、光带随着 R_3 的增加而不断地扩大	1. R_4 电桥臂短路	1. R_4 桥臂短路的检查，是在断开电压后测量电桥“E”点及“D”点间的电阻，但电桥不与线路分开（这时极性转换开关在中间位置）。要是测得的电阻近于“0”，就应一面逐渐分开标准电容器、屏蔽导线等，一面找出损坏的地方，要是内部损坏就应打开电桥
	2. “C_N”电桥臂断线	2. 将 R_4 桥臂短路，要是这时光带的宽度扩大一些（R_3 为任何值时），就应仔细检查自电桥到标准电容器的屏蔽导线是否良好，并仔细检查标准电容器上的电压是否存在，最后打开标准电容器检查引出线“低压”是否与极板相连
五、光带扩大，当 R_3 增加时，只窄一点	“C_x”电桥臂断线	检查试品的电压是否存在，检查自电桥到试品的屏蔽导线是否良好，并检查导线的端头与试品的电极间的接触是否良好
六、光带不稳定，有时扩大有时窄（原因不定）	屏蔽层脱开	仔细检查所有屏蔽的连接处，并把没有屏蔽的所有部分屏蔽起来。要是这样不产生效果，可能试品或标准电容器有部分放电、接触不稳定等，此时最好与其他标准电容器一起重复测量
七、在 R_3 为不正常的大值时电桥平衡	1. “C_x”电路连接的导线断线	1. 检查自电桥到试品的屏蔽导线是否良好
	2. R_3 电桥臂电阻被分路	2. 检查 R_3 桥臂电阻，要是阻值降低了，就应打开电桥检查分流器转换开关的故障
八、在 R_3 为不正常的小值时电桥平衡	1. “C_N”支线的连接导线断线	1. 检查自电桥到标准电容器极板的屏蔽导线是否完整
	2. R_4 电桥臂电阻短路	2. 检查 R_4 桥臂电阻，要是电阻减小就应打开电桥进行修理

附录C　介质损耗因数温度换算系数参考值

介质损耗因数温度换算系数参考值见表C-1。

表C-1　　介质损耗因数温度换算系数参考值

试验温度（℃）	绝缘油	油浸式电压互感器及电力变压器	套管		
			电容型	混合物充填型	充油型
1	1.54	1.60	1.21	1.25	1.17
2	1.52	1.58	1.20	1.24	1.16
3	1.50	1.56	1.19	1.22	1.15
4	1.48	1.55	1.17	1.21	1.15
5	1.46	1.52	1.16	1.20	1.14
6	1.45	1.50	1.15	1.19	1.13
7	1.44	1.48	1.14	1.17	1.12
8	1.43	1.45	1.13	1.16	1.11
9	1.41	1.43	1.11	1.15	1.11
10	1.38	1.40	1.10	1.14	1.10
11	1.35	1.37	1.09	1.12	1.09
12	1.31	1.34	1.08	1.11	1.08
13	1.27	1.31	1.07	1.10	1.07
14	1.24	1.28	1.06	1.08	1.06
15	1.20	1.24	1.05	1.07	1.05
16	1.16	1.20	1.04	1.06	1.04
17	1.12	1.16	1.03	1.04	1.03
18	1.08	1.11	1.02	1.03	1.02
19	1.04	1.05	1.01	1.01	1.01
20	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
21	0.96	0.97	0.99	0.98	0.99
22	0.91	0.94	0.98	0.97	0.97
23	0.87	0.91	0.96	0.95	0.96
24	0.83	0.89	0.95	0.93	0.94
25	0.79	0.87	0.94	0.92	0.93
26	0.76	0.84	0.93	0.90	0.91
27	0.73	0.81	0.92	0.89	0.90
28	0.70	0.79	0.91	0.87	0.88
29	0.67	0.76	0.90	0.86	0.87
30	0.63	0.74	0.88	0.84	0.86
31	0.60	0.72	0.87	0.83	0.84
32	0.58	0.69	0.86	0.81	0.83
33	0.56	0.67	0.85	0.79	0.81
34	0.53	0.65	0.83	0.77	0.80
35	0.51	0.63	0.82	0.76	0.78
36	0.49	0.61	0.81	0.74	0.77
37	0.47	0.59	0.79	0.72	0.75
38	0.45	0.57	0.78	0.70	0.74
39	0.44	0.55	0.76	0.68	0.72
40	0.42	0.53	0.75	0.67	0.70

续表

试验温度（℃）	绝缘油	油浸式电压互感器及电力变压器	套管		
			电容型	混合物充填型	充油型
41	0.40	0.51	0.73	0.65	0.68
42	0.38	0.49	0.72	0.63	0.67
43	0.37	0.47	0.70	0.61	0.65
44	0.36	0.45	0.69	0.60	0.63
45	0.34	0.44	0.67	0.58	0.62
46	0.33	0.43	0.66	0.56	0.61
47	0.31	0.41	0.64	0.55	0.60
48	0.30	0.40	0.63	0.53	0.58
49	0.29	0.38	0.61	0.52	0.57
50	0.28	0.37	0.60	0.50	0.56
52	0.26	0.36	0.57	0.47	0.53
54	0.23	0.32	0.54	0.44	0.51
56	0.21	0.30	0.51	0.41	0.49
58	0.19	0.28	0.48	0.38	0.46
60	0.17	0.26	0.45	0.36	0.44
62	0.16	0.25	0.44	0.33	0.42
64	0.15	0.23	0.39	0.31	0.40
66	0.14	0.22	0.37	0.28	0.39
68	0.13	0.20	0.35	0.26	0.37
70	0.12	0.19	0.32	0.23	0.36
72	0.12	0.18	0.30	0.21	0.34
74	0.11	0.17	0.28	0.19	0.33
76	0.10	0.16	0.27	0.17	0.31
78	0.09	0.15	0.26	0.16	0.30
80	0.09	0.14	0.25	0.15	0.29

附录D 球隙放电标准表

球隙放电标准表见表D-1、表D-2。

表D-1　　球隙放电标准表（一）（IEC1960年公布）　　（最大值，kV）

距离 (cm)	球直径 (cm)											
	2	5	6.25	10	12.5	15	25	50	75	100	150	200
0.05	2.8											
0.10	4.7											
0.15	6.4											
0.20	8.0	8.0										
0.25	9.6	9.6										
0.30	11.2	11.2										
0.40	14.4	14.3	14.2									
0.50	17.4	17.4	17.2	16.8	16.8	16.8						
0.60	20.4	20.4	20.2	19.9	19.9	19.9						
0.70	23.2	23.4	23.2	23.0	23.0	23.0						
0.80	25.8	26.3	26.2	26.0	26.0	26.0						
0.90	28.3	29.2	29.1	28.9	28.9	28.9						
1.0	30.7	32.0	31.9	31.7	31.7	31.7	31.7					
1.2	(35.1)	37.6	37.5	37.4	37.4	37.4	37.4					
1.4	(38.5)	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9					
1.5	(40.0)	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5					
1.6		48.1	48.1	48.1	48.1	48.1	48.1					
1.8		53.0	53.5	53.5	53.5	53.5	53.5					
2.0		57.5	58.5	59.0	59.0	59.0	59.0	59.0	59.0			
2.2		61.5	63.0	64.5	64.5	64.5	64.5	64.5	64.5			
2.4		65.5	67.5	69.5	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0			
2.6		(69.0)	72.0	74.5	75.0	75.5	75.5	75.5	75.5			
2.8		(72.5)	76.0	79.5	80.0	80.5	81.0	81.0	81.0			
3.0		(75.5)	79.5	84.0	85.0	85.5	86.0	86.0	86.0	86.0		
3.5		(82.5)	(87.5)	95.0	97.0	98.0	99.0	99.0	99.0	99.0		
4.0		(88.5)	(95.0)	105	108	110	112	112	112	112		
4.5			(101)	115	119	122	125	125	125	125		
5.0			(107)	123	129	133	137	138	138	138	138	
5.5				(131)	138	143	149	151	151	151	151	
6.0				(138)	146	152	161	164	164	164	164	
6.5				(144)	(154)	161	173	177	177	177	177	
7.0				(150)	(161)	169	184	189	190	190	190	
7.5				(155)	(168)	177	195	202	203	203	203	
8.0					(174)	(185)	206	214	215	215	215	
9.0					(185)	(198)	226	239	240	241	241	

续表

距离 (cm)	球直径 (cm)											
	2	5	6.25	10	12.5	15	25	50	75	100	150	200
10					(195)	(209)	244	263	265	266	266	266
11						(219)	261	286	290	292	292	292
12						(229)	275	309	315	318	318	318
13							(289)	331	339	342	342	342
14							(302)	353	363	366	366	366
15							(314)	373	387	390	390	390
16							(326)	392	410	414	414	414
17							(337)	411	432	438	438	438
18							(347)	429	453	462	462	462
19							(357)	445	473	486	486	486
20							(366)	460	492	510	510	510
22								489	530	555	560	560
24								515	565	595	610	610
26								(540)	600	635	655	660
28								(565)	635	675	700	705
30								(585)	665	710	745	750
32								(605)	695	745	790	795
34								(625)	725	780	835	840
36								(640)	750	815	875	885
38								(665)	(775)	845	915	930
40								(670)	(800)	875	955	975
45									(850)	945	1050	1080
50									(895)	1010	1130	1180
55									(935)	(1060)	1210	1260
60									(970)	(1110)	1280	1340
65										(1160)	1340	1410
70										(1200)	1390	1480
75										(1230)	1440	1540
80											(1490)	1600
85											(1540)	1660
90											(1580)	1720
100											(1660)	1840
110											(1730)	(1940)
120											(1800)	(2020)
130												(2100)
140												(2180)
150												(2250)

注 1. 一球接地，大气压力 1.013×10^5 Pa，温度 20℃，交流电压，负极性冲击电压，正或负极性直流电压条件下的球隙放电标准值。

2. 括号内数值由于球隙距离超过 0.5 倍的球直径，准确度较差。

表 D-2　　球隙放电标准表（二）（IEC1960 年公布）　　（最大值，kV）

距离 (cm)	球直径 (cm)											
	2	5	6.25	10	12.5	15	25	50	75	100	150	200
0.05												
0.10												
0.15												
0.20												
0.25												
0.30	11.2	11.2										
0.40	14.4	14.3	14.2									
0.50	17.4	17.4	17.2	16.8	16.8	16.8						
0.60	20.4	20.4	20.2	19.9	19.9	19.9						
0.70	23.2	23.4	23.2	23.0	23.0	23.0						
0.80	25.8	26.3	26.2	26.0	26.0	26.0						
0.90	28.3	29.2	29.1	28.9	28.9	28.9						
1.0	30.7	32.0	31.9	31.7	31.7	31.7	31.7					
1.2	(35.1)	37.8	37.6	37.4	37.4	37.4	37.4					
1.4	(38.5)	43.3	43.2	42.9	42.9	42.9	42.9					
1.5	(40.0)	46.2	45.9	45.5	45.5	45.5	45.5					
1.6		49.0	48.6	48.1	48.1	48.1	48.1					
1.8		54.5	54.0	53.5	53.5	53.5	53.5					
2.0		59.5	59.0	59.0	59.0	59.0	59.0	59.0	59.0			
2.2		64.0	64.0	64.5	64.5	64.5	64.5	64.5	64.5			
2.4		69.0	69.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0			
2.6		(73.0)	73.5	75.5	75.5	75.5	75.5	75.5	75.5			
2.8		(77.0)	78.0	80.5	80.5	80.5	81.0	81.0	81.0			
3.0		(81.0)	82.0	85.5	85.5	85.5	86.0	86.0	86.0	86.0		
3.5		(90.0)	(91.5)	97.5	98.0	98.5	99.0	99.0	99.0	99.0		
4.0		(97.5)	(101)	109	110	111	112	112	112	112		
4.5			(108)	120	122	124	125	125	125	125		
5.0			(115)	130	134	136	138	138	138	138	138	
5.5				(139)	145	147	151	151	151	151	151	
6.0				(148)	155	158	163	164	164	164	164	
6.5				(156)	(164)	168	175	177	177	177	177	
7.0				(163)	(173)	178	187	189	190	190	190	
7.5				(170)	(181)	187	199	202	203	203	203	
8.0					(189)	(196)	211	214	215	215	215	
9.0					(203)	(212)	233	239	240	241	241	
10					(215)	(226)	254	263	265	266	266	266
11						(238)	273	287	290	292	292	292
12						(249)	291	311	315	318	318	318
13							(308)	334	339	342	342	342
14							(323)	357	363	366	366	366
15							(337)	380	387	390	390	390
16							(350)	402	411	414	414	414
17							(362)	422	435	438	438	438
18							(374)	442	458	462	462	462

续表

距离 (cm)	球直径 (cm)											
	2	5	6.25	10	12.5	15	25	50	75	100	150	200
19							(385)	461	482	486	486	486
20							(395)	480	505	510	510	510
22								510	545	555	560	560
24								540	585	600	610	610
26								570	620	645	655	660
28								(595)	660	685	700	705
30								(620)	695	725	745	750
32								(640)	725	760	790	795
34								(660)	755	795	835	840
36								(680)	785	830	880	885
38								(700)	(810)	865	925	935
40								(715)	(835)	900	965	980
45									(890)	980	1060	1090
50									(940)	1040	1150	1190
55									(985)	(1100)	1240	1290
60									(1020)	(1150)	1310	1380
65										(1200)	1380	1470
70										(1240)	1430	1550
75										(1280)	1480	1620
80											(1530)	1690
85											(1580)	1760
90											(1630)	1820
100											(1720)	1930
110											(1790)	(2030)
120											(1860)	(2120)
130												(2200)
140												(2280)
150												(2350)

注 1. 一球接地，大气压力 1.013×10^5Pa，温度 20℃，正极性冲击电压条件下的球隙放电标准值。

2. 括号内数值由于球隙距离超过 0.5 倍的球直径，准确度较差。

附录 E　各种温度下铝导线直流电阻温度换算系数 K_t 值

各种温度下铝导线直流电阻温度换算系数 K_t 值见表 E-1。

表 E-1　　各种温度下铝导线直流电阻温度换算系数 K_t 值

温度（℃）	K_t	温度（℃）	K_t	温度（℃）	K_t	温度（℃）	K_t
−9	1.134	4	1.070	17	1.012	30	0.961
−8	1.129	5	1.065	18	1.008	31	0.957
−7	1.124	6	1.061	19	1.004	32	0.953
−6	1.119	7	1.056	20	1.000	33	0.950
−5	1.114	8	1.050	21	0.996	34	0.946
−4	1.109	9	1.047	22	0.992	35	0.942
−3	1.104	10	1.043	23	0.988	36	0.939
−2	1.099	11	1.038	24	0.983	37	0.935
−1	1.094	12	1.034	25	0.980	38	0.932
0	1.089	13	1.029	26	0.976	39	0.928
1	1.084	14	1.025	27	0.972	40	0.925
2	1.079	15	1.021	28	0.968		
3	1.075	16	1.017	29	0.965		

附录 F　各种温度下铜导线直流电阻温度换算系数 K_t 值

各种温度下铜导线直流电阻温度换算系数 K_t 值见表 F-1。

表 F-1　　各种温度下铜导线直流电阻温度换算系数 K_t 值

温度（℃）	K_t	温度（℃）	K_t	温度（℃）	K_t	温度（℃）	K_t
−9	1.128	4	1.067	17	1.012	30	0.962
−8	1.123	5	1.063	18	1.007	31	0.959
−7	1.118	6	1.058	19	1.004	32	0.955
−6	1.113	7	1.054	20	1.000	33	0.951
−5	1.109	8	1.049	21	0.996	34	0.947
−4	1.103	9	1.045	22	0.992	35	0.945
−3	1.099	10	1.041	23	0.988	36	0.941
−2	1.094	11	1.037	24	0.985	37	0.937
−1	1.090	12	1.032	25	0.981	38	0.934
0	1.085	13	1.028	26	0.977	39	0.931
1	1.081	14	1.024	27	0.973	40	0.927
2	1.076	15	1.020	28	0.969		
3	1.071	16	1.016	29	0.965		

参 考 文 献

1. DL/T 596—1996 电力设备预防性试验规程. 北京：中国电力出版社，1997.
2. GB/T 7252—2001 变压器油中溶解气体分析和判断导则. 北京：中国电力出版社，2002.
3. 沈阳变压器厂. 变压器试验. 修订本. 北京：机械工业出版社，1987.
4. 张古银，郭守贤. 高压互感器的绝缘试验. 上海：上海科学技术文献出版社，1995.
5. 曹华实 . 高压开关出厂与现场试验. 北京：水利电力出版社，1993.
6. 严璋. 电气绝缘在线检测技术. 北京：水利电力出版社，1995.
7. 张仁豫等. 高电压试验技术. 北京：清华大学出版社，1984.
8. 陈化钢. 电力设备预防性试验方法. 北京：水利电力出版社，1993.
9. 刘明生. 电力电缆故障的测寻. 北京：冶金工业出版社，1985.
10.（日）速水敏幸. 电力设备的绝缘诊断. 北京：科学出版社，2003.
11. 华北电网有限公司. 高压试验作业指导书. 北京：中国电力出版社，2004.
12. DL/T 887—2004 杆塔工频接地电阻测量. 北京：中国电力出版社，2006.
13. DL/T 475—2006 接地装置特性参数测量导则. 北京：中国电力出版社，2006.

附录 B　QS1 型西林电桥可能发生的故障、产生原因及其检查、消除方法

QS1 型西林电桥可能发生的故障、产生原因及其检查、消除方法见表 B-1。

表 B-1　　QS1 型西林电桥可能发生的故障、产生原因及其检查、消除方法

故障特征	可能原因	检查及消除方法
一、接通“灯光”开关时，在刻度上没有出现光带	1. 电桥接线柱上没有电压	1. 用 220V 的检查灯泡或电压表检查电桥接线柱上有无电压存在
	2. 变压器一次绕组电路或绕组本身有断线	2. 断开外接线，检查电桥相应接线柱之间是否开路（用绝缘电阻表、欧姆表检查）
	3. 变压器二次绕组电路中有断线	3. 打开电桥用 7～10V 的电压表检查光照设备小灯泡接入处有无电压
	4. 光照设备小灯泡烧坏	4. 更换小灯泡
	5. 光照设备的光线不落到检流计的透镜上	5. 要是检流计透镜未被照到，不要除去屏，向槽内看一看并校正光照设备的位置
	6. 反射光线不落到镜子上	6. 用一张小纸来寻找反光，相应地移动整个镜子（向上或向下）
	7. 刻度上无光带	7. 检查轴上的镜子
	8. 光线落在检流计的透镜上，但是完全没有反光	8. 重新检查透镜是否被照到，用一张小纸在暗处仔细寻找反光是否落到边上；如果落到上面或下面很远的边上时，应校准检流计本身的位置；要是反光还是找不到，就说明检流计本身有毛病，需打开面板上圆板，取出检流计的导管修理
二、接通后检流计光带狭窄，当电阻 R_3、电容 C_4、分流器灵敏度调整器及检流计频率调整转换开关的旋钮在任何位置时，光带不扩大	1. 线路没有高压	1. 用高压器检查试验变压器、被试品及标准电容器端子是否高压
	2. 检流计电路开路或短路	2. 断开高电压，把电桥与线路分开，检查电桥“C_x”及“C_N”线间的电阻（电桥“C”及“D”点间，参阅图 4-5），把 R_3 放到最大值上（11110Ω），而把灵敏度转换开关放到 10，测得的电阻应在 30～50Ω 的范围内。若测得的电阻低于 30Ω，说明检流计的电路短路了；若测得的电阻有几千欧，那就说明检流计的电路开路（“C”及“D”点之间的电压不可大于 50mV，否则检流计可能损坏）。在这两种情况下要打开电桥，并分别检查电路，要是检流计内部有损坏，要打开检流计并修理
	3. 检流计不能和线路频率谐振	3. 拆开电桥，在检流计线路上加 6～12V 交流电压，用附加电阻及分路电阻来限制直接通过检流计的电流值不超过 5×10^{-7} A，一面旋转频率调节旋钮。如仍不能使光带扩大，就应打开检流计来修理
	4. 滑线电阻电刷松开或脱开	4. 拆开电桥，自内板上部除下滑线电阻屏，然后修理电刷

B相与A相间的杂散电容C_{ab}所引起的容性干扰电流（C相因距离A相更远，其影响可以忽略）；$I_{ba.r}$为I_b在$I_{a.r}$方向上的分量，$I_{ba.c}$为I_b在$I_{a.c}$方向上的分量。干扰电流$I_{ba.r}$虽然不大，但使A相下部在线监测得的“视在”阻性分量$I_{a.r}'$明显增大。同理，B相对C相间的电容耦合使C相MOA下部测得的“视在”阻性分量变小。而B相位置居中，A、C两边相对其的电容耦合基本对称，影响也就可忽略了。

为解决相间耦合干扰问题，可同时测量两个边相的下端电流，相间杂散电容的耦合产生的电流偏移角α使两边相上端的电流之间的相位差变为$120°\pm2\alpha$，算出α后将基准电压相位自动移相α角再进行测量，即可消除此误差。

7. 采集装置采样位数与采样速率的影响

受采集装置的采样位数和采样速率的限制，A/D转换中会引入一定误差。随着采样位数的提高，量化误差减小，采样位数大于10后，误差基本稳定，采样位数大于12后，提高采样位数对采样精度提高作用不明显，技术经济性变差。提高采样速率降低系统测量误差上（如介损的角差）也有类似的情况，故对已选定的满足监测要求的采集装置采样位数及采样速率所引起的测量误差是固定的，可通过测量值校正或观察设备的状态变化趋势消除。

（二）系统误差的基本处理方法

1. 优先选用稳定性好的元器件

对上述各环节在元器件选配时，显然应在保证满足精度要求的前提下优先选用稳定性好的元器件，以减小外界因素的变化对监测结果的影响。

2. 利用正、负误差的互补性

集中式绝缘在线监测系统牵涉的环节较多，影响系统测量误差的因素也较多。除了针对每个单项影响因素采取具体措施以减小每个环节所产生的误差外，各个环节所产生的正、负误差相抵，往往会使整个监测系统的测量误差相对减小。

3. 采用数理统计分析的方法

复杂的环境（包括大气环境和电磁干扰环境）的变化往往会给测量结果造成误差，但对于缓变的有规律性的大气条件影响和变化相对稳定的电磁环境，可利用软件统计分析监测数据，作出监测值随时间的变化曲线，并对相邻的监测数据依次增减的百分比进行比较。

设相邻监测得到的数据为A_1，A_2，A_3，A_4，…，依次的增减百分比即为$\delta_1=(A_2-A_1)/A_1$，$\delta_2=(A_3-A_2)/A_2$，$\delta_3=(A_4-A_3)/A_3$，…。如果δ_1，δ_2，δ_3，…有增有减，只要其绝对值在允许范围内，则认为数据的变化是来自外界因素，而非来自绝缘内部；如果δ_1，δ_2，δ_3，…单调上升或下降，就说明绝缘本身的特性在变化。所以，完全可能从大量在线监测数据中求其变化规律，这是绝缘在线监测的一个突出优点和应遵从的正确思路。

在线监测高压设备的绝缘状况时存在的各种影响因素有如下特点：①对处于同一母线下的相同类型设备，干扰的影响大致相同；②干扰影响导致的测量数值变化是可恢复的，即测量值不会持续增大；③硬件设备（如传感器、数据采集装置等）所产生的误差的绝对值是有限的，可通过校正消除，因此对于硬件设备的稳定性应予以高度重视；④在无法得到设备参数真实值的情况下，趋势分析（纵比）及与同类设备相比较（横比）是行之有效的方法。

资料来源：《高电压技术》杂志，2003，29（2）：34～37。作者：关根志、蒋玉红、徐小宇。