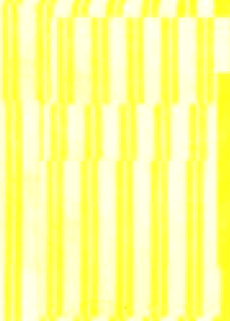




电气设备的 绝缘试验及检修运行



$M\Omega \cdot \tan\delta \cdot \mu A \cdot pC \cdot ppm \cdot \mu\Omega \cdot kV$



华东电管局科技情报所

《华东电力》编辑部

1986年6月

前 言

绝缘是电气设备结构的重要组成部份，绝缘事故是电力系统安全运行的主要威胁。国内各电力技术刊物为了传播绝缘技术知识，介绍先进经验和测试方法，配合反绝缘事故，近年来各自发表了不少有关电气设备绝缘试验及检修运行方面的文章，广大读者多次要求希望把这些实用文章汇编成册，以便于阅读研究和开展工作。《华东电力》编辑部有鉴于此，精选了一系列专题，约请了富有实践经验的专业人员作了补充修改，并另行专为本书撰写了一批力作。本汇编选择了有关发、输、变、配等主要设备试验原检修运行方面的文章五十篇，在内容上力图做到紧密结合 1985 部颁《电气设备预防性试验规程》和《变压器油中溶解分析和判断导则》以使读者正确理解和切实贯彻上述规程和导则有所帮助。本汇编内容深入浅出，普专皆宜，对各种试验尽可能从设备结构、原理讲起，而把重点放在介绍试验方法、标准及判断分析上，特别重视联系实际、结合实例、强调实用价值，以便读者在解决试验中的常见问题和疑难问题时有所裨益。

本汇编在约撰稿工作中得到有关电力试验研究所(院)高压室同志们的关心和支持，特别是华东电网内的江苏、浙江、安徽、华东诸电力试验研究所给予我们大力帮助；在选审稿、封面及广告设计等方面，华东电力试验研究所金家豪同志和华东电力研究服务公司王国平同志提了很多宝贵意见，做了许多具体工作，在此一并致谢。

本汇编由《华东电力》编辑部陈宗瑞同志组稿、编辑、整理。由于我们工作缺乏经验，约撰稿时间比较匆促，本汇编可能存在缺点和不足之处，谨请读者不吝赐教，以便在今后工作中改进。

《电气设备的绝缘试验及检修运行》目录

发电机、调相机、电动机

发电机绝缘高压试验的历史经验及其发展	杨新村 (1)
发电机定子绝缘局部放电的测试	郑贤楨 (9)
高压电动机绝缘试验项目和方法	洪登荣 (15)

变压器、互感器、电容套管

用油中溶解气体的分析结果诊断变压器内部异常	王乃庆 (18)
变压器三倍频感应耐压试验	孙伯燕 (25)
串级式电压互感器的三倍频感应耐压试验	张奇峰 (31)
变压器绝缘含水量的来源检测及判断	凌 慧 (37)
电力变压器的操作波感应耐压试验	胡惠然 (42)
串级式电压互感器的介质损耗测量	万 达 (45)
大型变压器铁心的“两点接地”故障及检测	万 达 (51)
互感器及电容套管的局部放电试验及标准	邵长顺 (57)
现场变压器局部放电测量	陈 英 (60)
大型电力变压器直流电阻快速测量	张宗九 (69)
电容式电流互感器高压介损测量	张 霏 (72)
色谱试验及试验数据的分析及判断	王 意 (77)
工频谐振耐压试验	汤显洲 (82)
高压互感器局部放电的现场测量	俞斐根 金家豪 (85)
变压器局部放电操作波电压超声法定位	孙志培 (89)

输配电线、电缆、断路器

线路绝缘子串的分布电压及防污测量	丁一正 (94)
电力电缆局部放电测量	程明德 (101)
SF ₆ 断路器和全封闭组合电器的交接试验项目及方法	张宗九 (106)

避雷器

FCZ3-220J 型磁吹避雷器的结构、试验及运行异常分析	王志胜 (109)
金属氧化物避雷器的性能和试验要求	王志胜 (114)
10kV 及以下氧化锌避雷器的现场试验	邱永梅 万幸信 (120)

35、110kV 氧化锌避雷器现场试验项目、方法和标准	万幸信 (121)
带并联电阻阀式避雷器试验的专用设备	熊家安 (122)

电容器

并联电力移相电容器及其试验	江灼祥 (127)
油色谱分析在耦合电容器绝缘监测中的应用	浙江电力试验研究所高压室 (132)

检修、运行及反事故措施

油纸电容式高压套管的结构与检修	蒋福吉 (137)
大型变压器现场检修的真空干燥方法	王意 张妙法 (141)
中性点非直接接地系统中电磁式电压互感器引起的谐振过电压	王志胜 (147)
110、220kV 互感器加装等电位胶襄密封的改造工艺	(151)
1983~1985年110kV 及以上互感器的事故情况和防止对策	华东电管局生技处 (156)
35kV 环氧电流互感器爆炸事故与局部放电的关系分析	张宗九 (160)
红外热象仪及其在电力系统中的诊断应用	孙志培 (164)
变压器油的击穿电压试验	王意 (170)

问与答

测量绝缘介质损的几个问题的解答

张古银 (174)

- QSI 电桥在测量介质损时为什么有时会出现负值?
 用QSI型电桥测量时如何用简便的方法使 $(-tg\delta)$ 测量值变成 $(+tg\delta)$ 测量值?
 怎样用简法判别QSI电桥测量绝缘 $tg\delta$ 时是否有电场干扰?
 怎样用简法判断QSI电桥测量绝缘介质损 $tg\delta$ 外绝缘表面泄漏的影响?
 为什么对小电容试品介质损的测量应采用正接线为好?
 用QSI型电桥测量绝缘 $tg\delta$ 怎样消除测量引线的影响?
 充油套管的油纸结构对用介损试验估算绝缘状况的影响?

有关电气设备试验几个问题的解答

张古银 (186)

- 为什么变压器绝缘电阻(吸收比)试验时要规定对绕组影量的顺序?
 如何有效地减小电力电缆泄漏电流试验偏大的测量误差?
 用双瓦特表法测量Y/Y₀组别变压器空载试验时,一般电压测供电,此时中性点是否可以接地?
 如何简便地估算变压器套管的绝缘试验温度?
 为什么交流耐压试验试品击穿时,试验电流一般增大,但有时却基本不变,甚至下降呢?
 怎样使用查表法迅速检出变压器分接开关错误接线?

附录

江苏省电网电气绝缘试验统一试题答案

(192)

发电机绝缘高压试验的历史 经验及其发展

华东电力试验研究所 杨新村

按规定的标准及周期做好高压试验是保证定子绝缘安全运行的必要手段

数十年来的实践经验表明, 高压试验与直观检查一样, 是检出发电机绝缘局部弱点, 防止运行中故障损坏的最重要方法。过去, 由于未按规定的周期与标准进行高压试验而造成运行中发生故障和损坏铁心的教训是很深的。在高压试验所击穿的线棒上, 总是可以找到由制造、工艺缺陷或其它原因在运行中造成的严重绝缘损伤。更换上述击穿的线棒, 与运行故障经常造成的大面积损伤相比, 检修工作量要少得多。据对沥青浸胶云母绝缘的故障统计^[1], 运行中对地故障将导致另两相电压升高, 这类故障中约有30~40%会扩大成第二点接地。表1表明了由于接地故障所造成的铁心修理工作量统计结果, 由表1可见, 运行故障损坏铁心者占总事故次数的55%左右。经验表明, 按规定的标准及周期进行高压试验, 是保证高压电机定子绝缘安全运行的必要手段。

表1 由于运行故障造成的铁心损伤

损 坏 程 度	占故障的百分比
1. 部份重迭铁心(需要完全取出绕组)	40
2. 局部修理铁心	15
3. 没有损坏铁心	45
总 计	100

交流耐压、直流耐压及超低频交流耐压试验的优缺点

高压试验项目包括工频交流耐压试验、直流耐压试验以及60年代初发展起来的0.1Hz超低频交流耐压试验。三者各有优缺点。工频交流耐压试验历史最久, 在复合绝缘各介质上的电压分布以及电机端部表面的电位分布与运行情况下相同。但工频交流耐压试验设备笨重, 这促使在50年代就广泛使用了直流高压试验。直流试验易于检出端部缺陷, 试验时还可测量泄漏电流, 按泄漏电流的变化判断绝缘的整体性能(例如受潮、局部缺陷等); 但直流高压试验时, 在介质内部的电位分布与工频时不同, 这使得直流试验不能取代工频高压试验。超低频(0.1Hz)高压试验从1962年起就已实际应用, 其主要优点是电压分布十分接近于工频, 而试验设备体积又与直流试验相仿, 其性能是令人满意的。

一、交流耐压试验标准及其历史演变

1. 绕组的老化速度

高压电机在长期运行过程中, 经受着电场、机械负荷和热负荷等老化因素的综合作用, 其绝缘耐压能力会逐渐降低。所谓“残留绝缘强度”(或“储备系数”)就是静子绕组主绝缘的击穿电压(短时或一分

钟)与额定电压的比值。文献(2)介绍了对三菱公司生产的合成树脂绝缘线圈的研究结果。若取初始绝缘强度为100%，这类绝缘由于长期运行电压的作用，造成绝缘强度的年损耗率平均为0.8% (3σ下限约为1.8%/年)。由于起停冷热循环造成的损耗率约为每个冷热循环损失 $2 \sim 5 \times 10^{-3}\%$ (铜铁温差 $50 \sim 60^\circ\text{C}$ 时)。与冷热循环造成的机械老化因素相比，电磁振动引起的机械老化可以忽略。研究指出，对这类合成树脂绝缘，在 $120^\circ\text{C} \sim 130^\circ\text{C}$ 时，由热老化造成的损耗率约0.1%/年，对老化影响也很小。

此外，电机绝缘在运行中尚经受环境因素(灰尘、腐蚀性气体、水、油等)的影响。其中，油对沥青浸胶绝缘的寿命影响很大。

据报道，沥青浸胶绝缘在起停机的冷热循环中，在槽口部位造成的“带位移”现象，会使定子绝缘老化速度显著加快。

交流耐压试验电压的选择，是以绝缘以一定的速度正常老化的现实为依据而定的。图1是在一些沥青浸胶云母绝缘并正出现带位移的电机上进行的研究结果^[1]。研究表明，对这些电机，老化速度都是近似线性的。图1中，取新的绕组击穿电压为四倍线电压，整体绕组组装后工频试验电压为 $2U_N + 1000\text{V}$ (U_N 为额定线电压)。

曲线A表示因带位移而老化最快的一些绕组。在这样高的老化速度下， $1.5U_N$ 耐压试验预期只能保证绕组在约1.2年内承受住运行相电压。

曲线B表示这批绕组的平均老化速度。对它们， $1.5U_N$ 试验能保险1.7年。

假定一个绕组是由典型的内部放电及热老化因素而老化，并假定老化是线性的，经40年后才在相电压下损坏(曲线c)。在此情况下， $1.5U_N$ 试验能保险10年。如果老化速度加倍，预料仍能保险5年。

经验表明，短时受潮，机械损伤，异物钻孔等，可使老化速度变化。曲线D表示了在使用寿命为七年时，因受潮而使绕组不能通过 $1.5U_N$ 试验的例子。

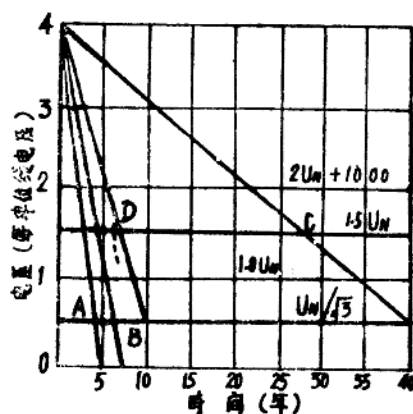


图1 定子绕组老化速度

2. 过电压

高压电机可能受到大气过电压的作用，过电压倍数取决于避雷器残压，其值约在 $4.5 \sim 4.7U_{phm}$ 范围内 (U_{phm} 为最高运行相电压)；另外，电机在运行中还会受到操作过电压、不对称短路过电压、参数谐振过电压等内部过电压，过电压倍数一般在 $1 \sim 4U_{phm}$ 范围内，不超过 $4.5U_{phm}$ (在电力系统设计时，可采取适当措施防止出现更高倍数的各种参数谐振过电压)。

3. 交流耐压试验标准

交流耐压试验电压的选择应能保证通过耐压试验后，电机在两次检修间隔内的运行期间，定子绝缘残余电气强度能承受运行电压及可能出现的异常过电压并有一定裕量。由上节所述，对具有一般老化速

度的电机绝缘, $1.5U_N$ 的试验电压对保证运行安全是合适的。对高压电机定子绝缘, 冲击系数约为1.25, 在运行30年后仍有 $1.5U_N$ (工频一分钟耐压)的残余电气强度对承受 $4.0\sim 4.5U_{phm}$ 过电压也是基本合适的。

我国现行交流耐压标准见表2及表3。表2为预防性试验及修理后工频交流耐压试验标准(引自1985年1月颁发《电气设备预防性试验规程》[3])。表3为交接时的试验标准(引自国标GBJ—232—82第17篇), 取制造厂试验值的75%。

表2 预防性试验及修理后交流耐压试验标准(U_N 为额定线电压V)

全部更换定子绕组并修好后			大修前及局部更换绕组并修好后		
容量 (KW) (KVA)	额定电压 U_N (V)	试验电压 (V)	运行20年及 以下者	运行20年以上	
				与架空线路直接 相连者	不与架空线路直接 相连者
小于10000	36以上	$2U_N+1000$ 但最低为1500	$1.5U_N$	$1.5U_N$	$1.3\sim 1.5U_N$
10000 及以上	≤ 2000	$2U_N+1000$			
	2000~6000	$2.5U_N$			
	6000以上~17000	$2U_N+3000$			
	17000以上	$2U_N+3000$			

表3 交接试验时交流耐压试验标准(U_N 为额定线电压V)

容量 (KW)	额定电压(V)	试验电压(V)
10000 以下	36以上	$0.75(2U_N+1000)$
10000 及以上	3150~6300	$0.75\times 2.5U_N$
	6300以上	$0.75(2U_N+3000)$

4. 交流耐压试验标准的历史演变

50年代初期, 我国沿用苏联早期试验标准, 对运行过的电机及修理后的全部绕组进行 $1.3U_N$ 工频耐压。美国GE公司早期工频试验电压也较低, 运行试验标准为 $6/5E+400(V)$ 。

50年代中、后期, 根据广泛的试验研究以及运行经验, 交流耐压试验标准有所提高。1962年水电部正式颁发的《电气设备交接和预防性试验规程》也把新机(指1949年以后安装的)试验电压规定为 $1.5U_N$, 仅对不与架空线路直接相连接的旧机保留了 $1.3U_N$ 标准。

1965年修订上述规程时, 除了建议以20年年限作为新旧机的年限划分界限外, 还将运行20年以上的不与架空线路直接连接的电机试验电压从原规定的 $1.3U_N$ 改为 $1.3\sim 1.5U_N$, 并沿用至今。上述规定, 主要是基于存在两种相反的意见而作出的一种折衷安排, 一种意见认为, 运行20年以上的发电机, 绝缘水

平下降,不能与新机同等看待,因此应允许降低耐压试验值;而另一种相反的意见是,绝缘水平下降后,在运行中更易出问题,为防止运行故障及故障时可能出现的严重损伤,不应降低耐压水平。笔者认为,在选择较低试验电压时,运行中故障的风险无疑会增加(特别对一些老化速度相当快的电机),因此对降低试验值是需要慎重考虑。另外,取20年年限作为新、旧机的划分界限也并非绝对的。应根据发电机绝缘情况作出具体判断。

二、发电机直流耐压试验及泄漏电流测量

1. 直流耐压试验及其标准

鉴于交流耐压试验设备笨重的缺点,国外自40年代即开始采用直流耐压试验。50年代至60年代,通过大量的深入研究及现场使用,直流耐压的优点已被普遍承认。直流耐压试验设备轻巧,选择合适的试验电压可与工频试验具有相同的检出能力。在直流高压下,电机绝缘内部局部放电电量极小,对老化的绝缘无加速破坏作用。试验时,同时可测量泄漏电流值,根据其变化可预测绝缘的劣化状况。在目前发电机大修间隔延长的情况下,维持一年一次的直流耐压并测量泄漏电流,更具有重要意义。直流试验中逐级加电压,一旦发现泄漏电流异常即可及时停止试验,研究措施后,再作有准备的处理。

直至60年代,国内外对采用直流耐压曾提出的主要异议是:在直流电压下,经过电机绕组端部表面流向铁心的电流大为减小,使端部表面电位下降,而端部绝缘承受的电压大为提高,与工频电压下有极大差异,可能导致端部不合理的击穿。

据统计,直流耐压对端部缺陷确实具有较高的检出率(如表4)。但是,对直流电压下的击穿部位进行检查,均可发现诸如裂纹、磁性异物钻孔、磨损、受潮等缺陷或制造工艺不良现象,并未发现有不正常的击穿或防晕层损坏现象。因此,端部缺陷检出率较高这一点已被证实为直流耐压的优点。当然,由于直流电压下,绝缘内部介质上电压分布与交流时不同,介质击穿过程也不同,因此,交直流耐压各有优点,不能互相取代。

表4 华东地区曾进行过的发电机耐压试验的统计结果

电压种类	槽部击穿比例	端部击穿比例
交流	3/4	1/4
直流	1/3	2/3

最初,直流试验电压选取交流试验电压的峰值,即取交流试验电压有效值的1.4倍。50年代初起,许多国家对巩固系数(直流击穿电压与交流击穿电压有效值之比)进行了大量研究。其结果归纳如下:

(1) 对同一种指定的绝缘,巩固系数 α 没有一个固定的数值。它与绝缘的老化程度和绝缘状况有关。新绝缘,无缺陷, α 值高;老化或有缺陷的绝缘 α 值低。

(2) 对新、老绝缘, α 值多在1.0~4.0之间。新绝缘, α 值在1.75以上。对运行数十年,已明显老化,需全部更换绝缘或有缺陷的绝缘,大量数据 α 的平均值为1.6。其范围在1.0~1.6之间。对绝缘有贯穿性裂纹或小孔,当直流与交流具有相同检出率的情况下, α 值为1.5~1.7。

(3) 预防性试验的目的,在于发现已有显著老化或有缺陷的绝缘。换言之,这些不良的绝缘,由于 α 值较低,应在直流耐压试验中击穿,然后予以更换或修复;对较好的绝缘, α 值较高,应在试验时通过。

由上所述,在选择直流试验电压时,国际上较多的人推荐选用巩固系数为1.6(即取直流试验电压为交流试验电压有效值的1.6倍),并一直沿用至今。例如美国取1.6~1.7;日本、英国取1.6;苏联取1.67;瑞典等取1.8。我国自50年代后期开始,选用 $\alpha=1.54\sim1.67$ (即取直流2.0~2.5 U_N 和交流1.3~1.5 U_N 的比

值),至今已积累了20多年现场试验经验,表明这个数值基本上是适宜的。

2. 泄漏电流的判断

在直流耐压试验逐级分阶段升高电压的过程中,同时测量泄漏电流,有助于监视绝缘状况。当在规定的直流试验电压下,各相泄漏电流的差别超过规程标准,或泄漏电流随时间延长而增大时,应尽可能找出原因,并将其消除。当试验中发现泄漏电流随电压不成比例显著增长时,也应注意分析。

造成泄漏电流异常的可能原因有:放电、绝缘磨损、绝缘挤压破裂、焊接头绝缘包扎不良、受潮等。可通过直观检查或分割加压试验找出缺陷部位,予以消除。

3. 水内冷发电机绝缘直流泄漏试验方法

由于水内冷发电机的结构特点,在对其定子绝缘施加直流高压,测量泄漏电流 I_x 时,还存在另一条由冷却水回路形成的对地泄漏途径,即通过与被试相绕组相连的多根绝缘引水管至汇水管(运行中接地)的泄漏途径 I_y (见图2)。通常,通过绕组绝缘的直流泄漏电流 I_x 仅数 $10\mu A$ 。而通过加压相引水管入地的电流 I_y 则取决于水回路状况(吹水,充水还是通以流动的水)、水的电导率、绝缘引水管的材质及内壁结垢程度、汇水管对地绝缘状况等因素。在水回路通水(或充水)试验情况下,其电流值可达数十至数百mA。因此,水内冷发电机绝缘直流泄漏试验时,必须排除水回路的影响,才能正确测量泄漏电流 I_x 值。

水回路的影响主要表现在以下两个方面:

(1) 引水管电流 I_y 较大时,由于对地放电电阻较小,将导致高压直流电压波形脉动。在充水(或通水)试验时,引起微安表指针剧烈抖动或大幅度摆动,甚至无法读数。

(2) 由于水电阻的非线性,使泄漏电流与外加电压关系呈不规则变化,造成判断困难。这在吹水不干,且不经屏蔽进行直流泄漏试验时,表现十分明显。

综上所述,水内冷发电机泄漏试验推荐采用“低压屏蔽法”接线。其原理接线如图3。

低压屏蔽法的特点是,外施高压加于被试相绕组与汇水管之间;而测量泄漏电流的微安表则串于汇水管对地之间。此时,微安表是与汇水管的对地等值电阻 R_x 并联的。由图3可见:

$$R_x = \frac{1}{\frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_3} + \frac{1}{R_4} + \frac{1}{R_5}}$$

所以,实际泄漏电流 I_x 应按下式计算:

$$I_x = I_\mu (1 + \frac{R_0}{R_x})$$

式中: I_μ —试验时微安表直读数(μA),

R_0 —微安表内阻,

R_x —汇水管对地等值电阻(可用万用电表实测)。

在通水(或充水)情况下进行直流泄漏试验时,为使直流试验电压脉动系数小于5%,应在高压侧接滤波电容C。其时间常数应满足: $\tau = CR_1 \geq 0.3$ 。

在冷却水流动情况下(通水)试验时,在外部水回路与汇水管相连的绝缘管段两端会产生极化电势,一般在数10mV以下,可能会影响微安表读数。可在加压试验前,调整图3右下角的电位器 R_s ,使微安表电气置零,以补偿极化电势影响。

经验表明,对定子引水管采用聚四氟乙烯塑料管的水冷发电机,完全可以在吹水情况下进行试验。此时对高压滤波的要求和对微安表指针稳定的要求均可显著降低。[在采用“低压屏蔽法”接线时,对吹水的

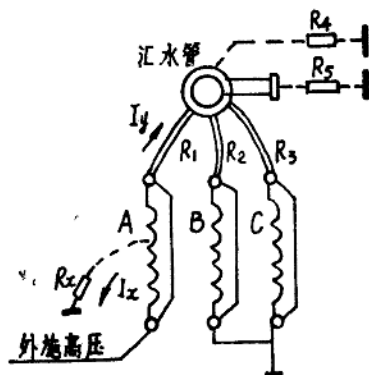


图2 水内冷发电机直流泄漏试验等值电路图

R_x —被试相绕组对地电阻

$R_1 \sim R_3$ —各相引水管等值电阻

R_4 —汇水管对地绝缘电阻

R_5 —汇水管至外部水回路绝缘电阻

要求也不严格,正、反吹数次即能满足试验需要。对早期生产的采用丁腈橡胶管引水管的电机,则应在通水(或充水)状态下进行试验。

除了低压屏蔽法外,也可采用其它可消除水路影响的接线进行试验。

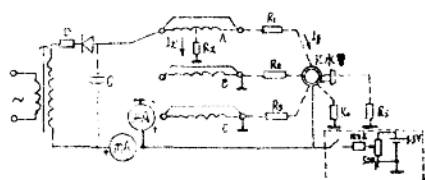


图3 低压屏蔽法原理接线
T—试验变压器 D—硅堆
A、B、C—发电机三相绕组
 $R_1 \sim R_4$ —同图2

三、大型发电机绝缘采用超低频耐压试验的原理、优点及试验方法

随着发电机单机容量的增大,进行工频交流耐压时,电容电流相应增大,所需试验变压器及调压设备的容量显著增大,给现场试验带来许多困难。直流耐压试验虽然试验设备轻巧,但由于直流电压下绝缘内部介质上的电压分布与工频电压分布不同,检出效果不相同,使工频交流耐压不能为直流耐压所代替。为此,除了利用串联谐振法进行发电机电工频交流耐压外,国内外还对大型电机定子绝缘0.1Hz超低频耐压试验进行了大量研究,并在实际中成功地应用。在0.1Hz频率下,绝缘介质内部的电压分布仍按电容分布,与工频交流电压基本相同,与运行条件相符合。但频率降低,试验时的电容电流按比例下降,试验设备容量显著减小,理论上仅为工频试验设备容量的五百分之一。目前运用的试验设备,其体积和重量均与直流试验设备相仿。

国内各单位从1975年以来,对发电机定子绕组复合绝缘在0.1Hz电压下的绝缘特性进行了大量实验研究。通过对12台发电机进行的整机0.1Hz与50Hz击穿试验以及上千根不同种类线棒的击穿试验,获得了适合我国情况的0.1Hz与50Hz试验电压的等价系数。水电部于1982年颁发了《发电机定子绕组超低频交流耐压试验方法》(试行)的技术通报^[6],推荐在维修试验中采用等价系数 $\beta=1.2$ 计算0.1Hz试验电压。目前,0.1Hz超低频耐压试验已正式列入《电气设备预防性试验规程》(85年颁发)。

国内外早期使用的0.1Hz试验装置基本上均采用机械——电气联合结构。近年,我国研制成功了没有任何运动部件及高压切换装置的KW-1型携带型全电子式试验装置(其原理见图4)。该装置容量大、无噪音、输出波形好;被试电机对地电容 C_x 的大小不会显著影响输出电压及波形(在 $C_x=1.3\mu F$ 时峰值可达55kV,在 $C_x=2.2\mu F$ 时峰值为50kV);结构简单,经现场试用,深受试验人员欢迎。

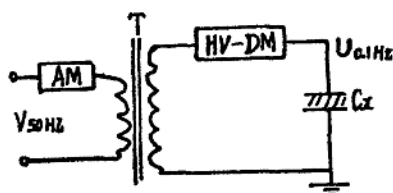


图4 全电子式0.1Hz电压发生装置原理图
AM—调幅器 T—试验变压器
HV—DM—高压调压器 C_x —被试品

1. 超低频耐压试验的优点

(1) 复合绝缘内部的电压分布与工频电压时基本相同 从60年代初开始,国内外对0.1Hz电压下复合绝缘内部各介质上电压的分布进行了大量试验研究。BHIMANI文献(4)通过对各种云母系统的试验证明,对电机常用绝缘材料,绝缘内部各介质上电压分布与60Hz频率下一样,仍按电容分布,误差远小

于0.5%。另外的试验研究报告也证明,当组成复合绝缘的绝缘材料电阻率大于 $1 \times 10^{12} \Omega \cdot \text{cm}$ 时,0.1Hz频率下绝缘内部电压分布与工频电压下几乎完全相等。

我们把常用于定子绝缘的沥青、TOA胶、云母、玻璃等材料分别制成电容器后,串联成两种电机绝缘的模拟系统,分别施加0.1Hz、50Hz和直流电压,见文献(5),结果见图5,由图5可见,0.1Hz与50Hz频率下,各介质上的分布电压实际相等;而施加直流电压时,绝缘系统上的电压分布(1分钟值)则明显不同。

上述事实保证了采用0.1Hz低频电压对电机绝缘进行交流耐压试验时,具有与工频交流耐压类似的检出缺陷效果。

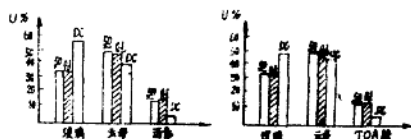


图5 不同绝缘串联施加不同电压时
介质上的分布电压

(2) 易于检出绕组端部缺陷 文献(6)介绍了对额定电压为13.8kV的发电机线棒,分别在0.1Hz、50Hz和直流电压下测得的端部表面电位分布曲线,见图6。

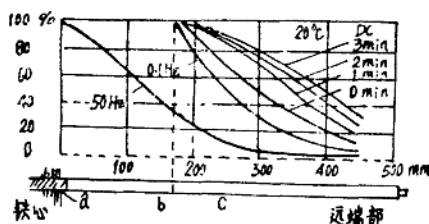


图6 不同频率的电压下端部
表面电位分布曲线

由图6可知,在0.1Hz时,端部表面电位分布介于50Hz和直流电压之间。在施加0.1Hz电压时,流过表面防晕层的电容电流比50Hz时大为减小,因此,图6中在靠近槽口(端部高阻防晕层)的部位,0.1Hz分布曲线接近直流,端部绝缘承受电压较高,有利于检出该处的绝缘弱点,使0.1Hz兼有直流试验的优点;在距槽口较远处,0.1Hz分布曲线介于50Hz与直流电压之间。

(3) 绝缘内部局部放电较小 高压电机复合绝缘的交流击穿与内部气隙放电以及气隙放电通过细缝的扩展密切相关。多年来一些水轮发电机的试验经验证明,对绝缘施加50Hz交流试验电压时,强烈的内部放电会促使绝缘加速老化并缩短其使用寿命。常发现,绝缘在已通过了某个电压的试验后,在随后的重复试验中,却会在较低的电压下发生击穿。上述现象在已老化的绝缘上是屡见不鲜的。

理论分析和实测表明,在相同幅值的50Hz或0.1Hz正弦波形电压作用下,每一周期内,绝缘空气隙中发生的局部放电脉冲数是属同一数量级的,可视为大约相等。也就是说,在同一周期内,放电脉冲数与频率基本无关。相应地,在单位时间内,0.1Hz时的局部放电脉冲数将只有50Hz时的1/500数量级。可以说,采用0.1Hz超低频交流耐压试验,对已分层及部份老化的绝缘,基本上不会产生加速老化作用,有利于延长有效使用寿命。

2. 0.1Hz 超低频交流耐压试验方法

(1) 试验电压的选择 水电部颁发的《电气设备预防性试验规程》文献(3)规定,0.1Hz超低频交流耐压试验电压值应按对应的工频交流耐压试验电压值进行换算。0.1Hz试验电压峰值取工频试验电压峰值的1.2倍,即0.1Hz试验电压峰值应为:

$$U_{0.1}(\text{峰值}) = \beta \cdot \sqrt{2} \cdot U_{50}(\text{有效值}) = 1.2\sqrt{2} \times U_{50}(\text{有效值})$$

式中: $U_{0.1}(\text{峰值})$ —0.1Hz试验电压峰值

$U_{50}(\text{有效值})$ —规程所列工频试验电压有效值

β ——等价系数

同一绝缘在0.1Hz和50Hz下的击穿电压是不同的。在0.1Hz电压下,局部放电明显减少,介质损失也有所减小。因此,0.1Hz的击穿电压高于50Hz击穿电压。“等价系数” β 代表了两种击穿电压的比率; $\beta = 0.1\text{Hz}$ 击穿电压(峰值)/50Hz击穿电压(峰值)。显然,局部放电、 $\text{tg}\delta$ 等因素已包括在 β 之中。因此50Hz击穿电压与等价的0.1Hz电压在检出缺陷的有效性方面就具有相同的试验效果。

国内已在近1000个新的和老化的线棒(不同材料、不同结构、不同缺陷情况)上进行了对比击穿试验,实测 β 系数,获得如下结果:

- ① 对新的正常绝缘, $\beta = 1.25 \sim 2.3$;
- ② 对老化的、有缺陷、电气强度明显下降的绝缘, $\beta = 1.15 \sim 1.20$;
- ③ 绝缘已严重老化,有明显损伤或贯穿性裂纹, $\beta = 1.0 \sim 1.1$;
- ④ 不同的绝缘材料和结构(沥青浸胶、合成树脂、虫胶烘卷等)对 β 值看不出有明显影响。

从上述研究结果可看出一个重要规律:对同一种指定的绝缘来说,等价系数 β 不是一个固定不变的数值。新绝缘和正常绝缘 β 值高;随着绝缘老化, β 值逐渐下降;存在损伤和缺陷时, β 值就有较小值。上述规律显然与直流耐压巩固系数 α 的规律是相同的。图7表示了 β 和介质状况的关系。

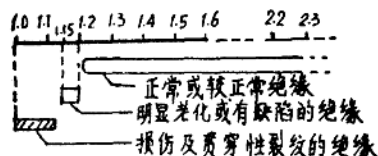


图7 β 系数与介质状况的关系

预防性试验的目的是检出老化的和有缺陷的绝缘。这些不良绝缘 β 值较低,在试验中应予击穿并检出;对较正常的或良好的绝缘,其 β 值较高,在试验中应予通过。显然,选择0.1Hz试验电压标准就是选择合适的 β 值,以能发现有缺陷的绝缘为准则。在早期,我国取 β 值为1.15。近年来,国内通过对12台准备完全更换绝缘的发电机(已老化)用交替施加0.1Hz和50Hz试验电压并每次逐级递增外施电压的方法,确定 β 的范围。结果是,其中11台发电机 $\beta \approx 1.2$,仅有一台 $\beta = 1.15$ ^[6]。现场试用的一些实例也表明,将等价系数提高到1.2是适宜的。

(2) 试验及测量装置 多年来,国内先后研制出多种0.1Hz交流耐压试验装置,包括调幅硅整流式、调幅机械整流式、近似三角波式等带机械运动部件的装置,以及随后研制成功的数种电子式试验装置。这些装置产生的正弦波形或近似正弦波形0.1Hz试验电压均能满足要求,其主要技术规格为在最大的电容性负载(以 μF 表示)下,能产生的最大超低频峰值电压。

0.1Hz测量装置包括测量用的分压器和显示仪表两部份。显示仪表通常指示试验电压的瞬时值或峰值。测量装置的最大误差应不超过仪表满刻度值的 $\pm 3\%$ 。

(3) 试验方法 用0.1Hz电压对发电机进行耐压试验应设过电压保护。其整定值取试验电压的120%,并应设过电流脱扣。

试验电压从零开始升压,以均匀速度在1分钟内逐渐升高到规定值。在到达预期试验电压后开始计时,试验时间持续1分钟。

在试验期间如果没有发生绝缘击穿(试验电压突然下跌、击穿点发生声响等)现象,耐压试验即为合格。

参 考 文 献

- (1) 大型汽轮发电机定子绝缘的高压试验。

《IEEE, 1970, Winter Powermeeting Papers》Vol. 4, CP196—PWR

- (2) 高压发电机绝缘的时效变化《三菱电机技报》54卷第三号1980年

- (3) 电气设备预防性试验规程 水电部颁发, 1985.1 水利电力出版社

- (4) 超低频高压试验 B.V. BHIMANI《AIEE, Tran, Vol 80, Pt 1, June 1961》

发电机定子绝缘局部放电的测试

福建电力试验研究所 郑贤楨

在电机定子绝缘中发生局部放电时,伴随发生了电、热和化学的作用,加速了绝缘材料的老化,使之发空。局部放电(以下简称局放)测试,配合其它项目的试验,对了解机组绝缘老化程度,保证其安全运行提供一个有效的测试手段。

1978年来,我们把局放的测试技术应用到发电机现场绝缘试验中,取得了初步成效。

一、发电机局部放电测试的有效性

局放测试技术之所以能在各种高压电气设备检测试验中不断得到发展和应用,首先它是属于非破坏性试验,可在电气设备的运行电压下进行试验;其次,局放测量是属于峰值测量,其灵敏度比有效值、平均值的测量方法高得多;再则,由于绝缘中的气隙(缺陷)大小、含气量(发空程度)等可以通过放电量,放电脉冲次数,放电脉冲的相位以及起始放电电压和熄灭电压的测量来表征。

1. 电机定子绝缘中发生局放的类型及其模拟试验

由于定子绝缘结构、绕组与铁心配合尺寸等因素的影响,在定子绝缘中产生不同类型的放电。一般可归结为四种类型,即定子绝缘层内部放电、高压导体与主绝缘层之间的放电、绝缘层外表面与槽体硅钢片之间的放电、定子绕组绝缘在槽口处的放电。这四种类型放电可以从局放仪器的示波图上加以鉴别。上述的第一、第二种和第三、第四种类型放电的典型波形图分别为图1、2、3。这些波形图及放电量测量,对检验绝缘质量、绕组安装质量等提供了一个极为有效的测试方法。

模拟试验1,局放量与绝缘内部气隙(缺陷)大小的关系 试品是环氧树脂真空浇注体,外形尺寸一样,在各试品内部分别刻有不同尺寸的人工气孔,然后放在绝缘油中分别测其放电量(表1)。表1中可见,气孔面积大的,长度(沿电场方向)长的,则放电量。由于气孔是在绝缘内部,放电示波图如图1所示。



图1 绝缘内部放电波形

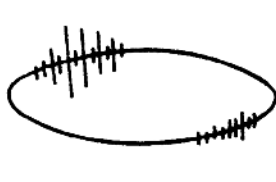


图2 高压导体对绝缘层之间放电波形

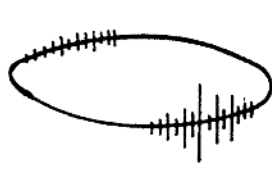


图3 低压导体对绝缘层之间放电波形

模拟试验2,主绝缘与导线脱壳尺寸大,局放正脉冲也大 模拟发电机第二种放电类型。在古田水电厂5号机(定子电压6.3kV,绝缘为黑绝缘,已运行19年)上取其3根线棒在槽外试验。试验时,线棒

(5) 大型发电机定子绝缘超低频高压试验 朱匡宇等

《第四届国际高压工程会议论文21.01雅典1983》

(6) 发电机定子绕组超低频交流耐压试验方法(试行) 水电部科技司技术通报1982.

槽部部分涂上凡士林油, 包上铝箔, 模拟为无槽间隙的情况, 测其放电量及放电波形(见表2)。从三根线棒的局放波形上看, 正脉冲大于负脉冲(正、负脉冲即为图2中一、三象限脉冲, 下同), 放电波形如图2。解剖时证实是主绝缘与导线之间脱壳分离而放电, 同时也证实, 正脉冲大者, 则脱壳尺寸相应也大, 主绝缘与导线接触处的电晕腐蚀也严重。

表 1 人工气孔尺寸及其放电量(示波图见图1)

试品号	气孔尺寸(mm)	放电量Q(pC)
1	$\phi 3 \times 1$	70
2	$\phi 3 \times 5$	1400
3	$\phi 5 \times 7$	4424
4	$\phi 7 \times 7$	13000

表 2 古田水电厂5号机线棒试验值(示波图见图2)

项 目 线棒号	4.5KV 电压 放电量 $Q \times 10^3$ (pC)		$\Delta \text{tg} \delta$	$\text{pi}2$	老化系数	脱壳最大 尺 寸
	正	负	(%)	(KV)	m_2	(丝)
35	25.9	23.1	15.6	15.6	2.27	75
67	21.8	16.3	11.7	13.3	1.90	100
51	15.1	10.0	5.8	13.3	1.55	75

注: 1. 35号线棒脱壳尺寸75丝是指主绝缘与导线分离用塞尺所能测量到的尺寸, 而此线棒主绝缘与导线接触处腐蚀严重, 表中的脱壳尺寸应加上被腐蚀的绝缘而发空的尺寸, 故其最大脱壳尺寸远大于75丝。

2. $\Delta \text{tg} \delta = \text{tg} \delta_{1.5\text{UH}} - \text{tg} \delta_{0.5\text{UH}}$

模拟试验3. 主绝缘与铁心间的槽间隙大, 负脉冲放电量也大 我们选择了古田水电厂3号机(电机结构和电气参数同5号机)上35号与23号线棒在定子铁心上进行试验。测量数值见表3, 其放电波形如图3。负脉冲大于正脉冲, 35号线棒负脉冲数值大于23号线棒。经实测, 证明35号线棒与槽壁配合的槽间隙大于23号线棒, 其测量值分别为40~25丝和零。因此用此法可以检查定子线棒与槽配合的工艺质量、定子槽部防晕层损坏情况及槽楔松动情况。

表 3 古田水电厂3号机线棒试验值(示波图见图3)

项 目 线棒号	放电电压 V_i (kV)	5kv电压放电量 $Q \times 10^3$ (pC)		槽间空隙 尺 寸 (丝)	击穿电压 (kv)
		正	负		
35	2.6	8	24	40~25	24
23	4.2	1	2	近似 0	34

2. 在整相绕组上的试验验证

下花园发电厂5号汽轮发电机(容量31250kVA, 定子电压10.5kV)的定子为沥青云母绝缘。该机1960年投产, 曾经历两年时间的超负荷运行, 在5次预防性试验中被击穿, 运行中发生过一次接地事故。1978年对定子绝缘三相绕组及取出其中16根线棒进行鉴定试验。试验项目及试验值分别见表4、5、6及图4。

从这些试验数据中可以看出, 整相绕组起始放电电压(2.3~2.9kV)较低, 放电量(施加电压6kV时, A、B、C三相分别为 50×10^3 、 40×10^3 、 800×10^3 pC)很大, 尤其C相更为突出, 而且放电量随电压的增长而急剧上升(见图4)。

表4 下花园电厂5号机绕组局部放电测量值

项 目 相 别	放电电压 V_i (kV)	熄灯电压 V_e (kV)	各施加电压下放电量 $Q \times 10^3$ (pC)				
			3(kV)	4(kV)	5(kV)	6(kV)	7(kV)
A	2.3	2.0	2	28	40	50	300
B	2.7	2.3	2	20	40	40	500
C	2.9	2.6	0.4	20	30	800	1200

表5 下花园电厂5号机绕组部分试验数据

项 目 相 别	$\Delta \text{tg} \delta$ (%)	P_{i1} (kV)	P_2	V_{BD}	备 注
			(kV)	(kV)	
A	7.9	5.6	11	17.18	
B	7.6	5.6	12	30.00	0.1Hz 电压击穿
C	7.2	5.5	9	13.00	

注: 1. $\Delta \text{tg} \delta = \text{tg} \delta_{10\text{H}} + \text{tg} \delta_{0.5\text{H}}$, 2. P_{i1} , P_{i2} 为电压电流关系曲线上得出的第一、第二电流急增点。

从表5数值看, 整相绕组的 $\Delta \text{tg} \delta$ 值偏大, P_{i2} 值偏低, 击穿电压低(C相仅13kV)。从单根线棒看, 虽然从抽出的8根线棒实际击穿平均电压 V_{BD} 为3.51 U_N , 但最低的击穿电压仅有1.92 U_N , 新旧线棒放电量相差悬殊, 旧线棒的老化系数 m_2 普遍超过1.6, $\Delta \text{tg} \delta$ 值普遍偏大(见表6)。

对整相绕组耐压击穿试验中, 电压升至17.18kV被击穿的A相37槽上层线棒和13kV被击穿的C相1槽上层线棒(两线棒运行电位为6kV左右)进行解剖检查。检查中发现A—37上层线棒距汽侧槽口350mm处导线断股三根(属腐蚀、磨断), C—1上层线棒距汽侧槽口195mm处导线断股两根, 两线棒槽口附近主绝缘分层、脱壳、脆酥、发空严重, 胶间绝缘已全损坏成粉末状。

这些严重老化情况, 威胁机组安全运行, 决定全部更换定子绕组。可见, 局放试验并配合其他试验能很好地反映机组实际绝缘状况。

3. 放电量测试和机组绝缘状况统计

近几年来, 我们对20多台(次)大型发电机进行了局放量的测试。(表7、8)列举了几台有代表性的

表 6

下花园电厂5号机单根线棒试验值

项 目 相 别	旧 线 棒			新 线 棒		
	最小值	最大值	平均值	最小值	最大值	平均值
放电电压 V_i (kV)	2.4	4.1	3.98	4.1	5.5	4.8
放电量 $Q \times 10^3$ (pC)	6	100	45.6	0.3	1.0	0.71
$\Delta \lg \delta$ (%)	5.7	10.8	7.6			
Pi_2 (kV)	12.4	18.8	16.36			
老化系数 m_2	1.67	1.86	1.73			
击穿电压(kV)	20	75	39.92			

注: 1. 旧线棒(黑绝缘)为机上的线棒, 新线棒(黄绝缘)为新制的备品。2. 放电量 Q 均为0.3kV下测量值。3. $\Delta \lg \delta = \lg \delta_{0kV} - \lg \delta_{kV}$ 。4. 新线棒试验4根, 旧线棒试验16根, 其中 Pi_2 和击穿试验8根, 表上的平均值是相应试验根数的平均值。

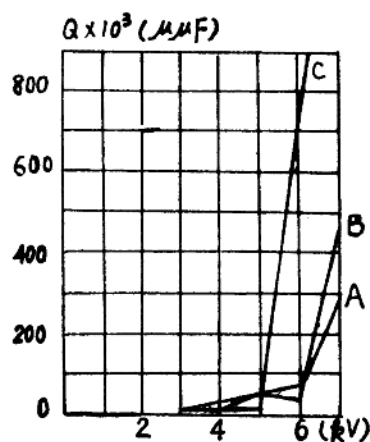


图 4 下花园电厂5号机绕组放电量与试验电压关系曲线

机组的绝缘状况与放电量之间的相互关系。从表中充分说明局放测试结果与机组绝缘状况、老化程度及实际缺陷是相符的。

表 7

各发电机组放电量与绝缘状况的关系

发电机	运行电压	绝缘	运行年数	测试电压	放电量 $Q \times 10^3$ (pC)				机组绝缘状况
	(kv)	等级	(年)	(kv)	A相	B相	C相	三相平均值	
下花园 5号	10.5	B胶	18	6	60	40	800	293	运行和试验中多次击穿、绝缘严重老化、腐蚀、无法运行
古田二 级1号	10.5	B黄	7	6	4.7	6.8	6.3	5.9	绝缘良好
古田一 级5号	6.3	B胶	20	4.5	52	37.5	47	47	运行、试验中多次击穿绝缘、发胖、流胶、分层、腐蚀严重、加强监督运行
大目溪 4号	6.3	B胶	11	4.5	0.6	0.3	0.75	0.55	绝缘良好
龙岩3号	6.3	B黄	7	4.5	19.9	27	17	21.3	臭氧味浓，外腐蚀严重

注：1. B胶为B级沥青云母绝缘，B黄为B级环氧粉云母绝缘。

2. 龙岩3号为定子绕组无防晕层机组，所测的放电量值为槽放电量。

表 8

放电量与机组绝缘状况统计

机组电压 等级(kv)		绝缘良好		有老化特征，但仍有绝缘余度		老化严重或无法运行	
		$Q \times 10^3$ (pC)	台数(台)	$Q \times 10^3$ (pC)	台数(台)	$Q \times 10^3$ (pC)	台数(台)
10		<5.9	2	7.6	2	>40	1
6	有防晕	2.6	3	9.4	1	36.5	2
	无防晕			12	4		

二、发电机的局部放电测试方法

1. 测量回路接线与测量方法

整相绕组局放测试回路接线如图5。

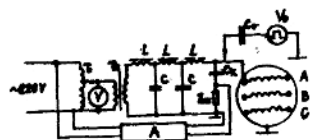


图 5 测量回路接线图

A——宽带测量仪（20~300KHz）； V_0 ——方波发生器； C_0 ——方波分度电容； T_1 ——调压器； T_2 ——试验变压器； L, C ——滤波电感、电容（ L 为10~100mH， C 为1000~2000pF）； C_k ——耦合电容（约2000pF）； Z_m ——检测阻抗；A、B、C——三相绕组，若测量单根线棒时，则为线棒试品