

电力设备异常运行及事故处理

「陈化钢
张开贤

内 容 提 要

本书共分12章,主要阐述电力变压器、互感器、避雷器、电力电缆、电力电容器、开关设备、高压电动机、发电机等电力设备在运行中出现的异常运行现象及事故处理方法;并着重介绍了接地网的安全运行、绝缘子的污闪和雨闪、劣质绝缘子及其检测、电力红外诊断技术的应用等内容。

本书在阐述中列举了较多的实例,内容丰富,突出物理概念,理论联系实际。本书可供电力系统中的运行、检修、安装、试验及管理等方面的工程技术人员阅读,也可供制造部门、电力用户及大、中专学校有关专业师生参考。

图书在版编目(CIP)数据

电力设备异常运行及事故处理/陈化钢等编著.-北京:中国水利水电出版社,1998

ISBN 7-80124-854-6

I. 电… II. 陈… III. ①电气设备-运行异常 ②电气设备-事故-处理
IV. TM

中国版本图书馆CIP数据核字(98)第29692号

书 名	电力设备异常运行及事故处理
作 者	陈化钢 张开贤 程玉兰 编著
出版、发行	中国水利水电出版社(北京市三里河路6号 100044) 网址: www. waterpub. com. cn E-mail: sale@waterpub. com. cn 电话: (010) 63202266 (总机)、68331835 (发行部)
经 售	全国各地新华书店
排 版	北京密云红光照排厂
印 刷	水利电力出版社印刷厂
规 格	787×1092毫米 16开本 31印张 748千字
版 次	1999年1月第一版 1999年1月北京第一次印刷
印 数	0001—5100册
定 价	48.00元

凡购买我社图书,如有缺页、倒页、脱页者,本社发行部负责调换
版权所有·侵权必究

前言

电力设备的安全运行直接影响着电网的安全、经济供电。

当前,电力设备在运行中的异常现象时有发生,甚至引发事故,对电网安全运行造成严重威胁。因此,正确分析出现的异常现象并及时处理具有重要意义。本书就是为适应这一需要而编写的,希望能对现场进行异常现象分析和处理有所促进和帮助。

本书在编写过程中,虽然查阅了大量的资料,但是由于电力设备类型繁多、结构千差万别,引起异常的原因也比较复杂,加上我们所掌握的资料的局限性,不可能对所有的异常现象都进行很全面的叙述,所以在本书中仅对电力设备在运行中发生的性质严重、影响较大的异常现象、事故原因进行分析,并根据具体情况指出相应的诊断和处理方法或防止对策。编写时,力求做到突出物理概念、理论联系实际,并能反映现场的新技术、新经验和新动向,供运行、安装和制造部门的工程技术人员参考和借鉴。

本书共 12 章,第 1 章~第 9 章由陈化钢编写,第 10、11 章由华北电力科学研究院张开贤编写,第 12 章由华北电力科学研究院程玉兰编写。全书由陈化钢统稿。

本书在编写中,参考和引用了有关同志公布的现场异常现象和事故实例,统计分析数据和试验研究成果,谨在此向他们表示衷心的感谢。

限于编者水平,不妥和错误之处在所难免,欢迎读者批评指正,作者不胜感激。

编著者

1998 年 10 月

目 录

前 言

第一章 电力变压器	1
第一节 大型电力变压器围屏爬电故障.....	1
第二节 大型电力变压器绕组变形.....	9
第三节 大型电力变压器渗漏油	20
第四节 变压器铁芯多点接地故障	29
第五节 气体继电器保护动作原因	43
第六节 电力变压器进水受潮	50
第七节 电力变压器绕组直流电阻不平衡率超标的原因及防止对策	57
第八节 变压器油介质损耗因数异常及处理方法	63
第九节 电力变压器过热故障	68
第十节 电力变压器有载分接开关异常情况及其处理方法	75
第十一节 大型变压器油流带电现象	89
第十二节 电力变压器差动保护误动的原因及处理方法	98
第十三节 配电变压器雷击损坏的原因及防雷措施.....	107
第二章 互感器	130
第一节 电磁式电压互感器引起的异常现象及其处理方法.....	130
第二节 串级式电压互感器事故原因及预防措施.....	184
第三节 电流互感器事故原因及预防措施.....	188
第四节 电容式电压互感器.....	192
第五节 互感器油中氢气浓度单项偏高现象.....	197
第三章 避雷器	201
第一节 FS 型避雷器爆炸原因	201
第二节 FZ 型避雷器爆炸原因	202
第三节 FCZ 型磁吹避雷器爆炸原因	207
第四节 金属氧化物避雷器爆炸原因.....	209
第四章 电力电缆	215
第一节 纸绝缘电力电缆故障.....	216
第二节 交联聚乙烯电缆.....	231
第三节 电缆防火.....	242
第五章 电力电容器	246
第一节 并联电容器异常现象.....	246
第二节 耦合电容器事故原因.....	274

第六章 开关设备	277
第一节 断路器的事故原因.....	277
第二节 断路器的异常现象.....	283
第三节 防止断路器事故的技术措施.....	295
第四节 隔离开关运行中的异常现象.....	298
第五节 6~10kV 高压开关柜事故分析	304
第七章 高压电动机	310
第一节 定子故障.....	311
第二节 转子故障.....	317
第八章 发电机	326
第一节 定子绕组短路故障.....	327
第二节 转子绕组常见的绝缘故障.....	337
第九章 接地网的安全运行	343
第一节 接地网的安全判据.....	343
第二节 接地线与导体截面的选择.....	348
第三节 接地网的腐蚀与防腐措施.....	352
第十章 绝缘子的污闪和雨闪	360
第一节 绝缘子的污秽放电.....	360
第二节 防止绝缘子污闪的监测方法.....	392
第三节 防止污秽闪络的主要技术措施.....	407
第十一章 劣质绝缘子及其检测	429
第一节 概述.....	429
第二节 绝缘子劣化的原因.....	429
第三节 瓷绝缘子管理和检测的有关规定.....	430
第四节 劣质绝缘子的检测方法.....	432
第十二章 电力红外诊断技术的应用	440
第一节 电力红外诊断技术概况.....	440
第二节 红外基础知识及红外测温.....	444
第三节 红外检测仪器及检测基本方法.....	452
第四节 电力设备故障的红外诊断技术原理及方法.....	460
第五节 国内电力红外诊断技术应用百例.....	467
参考文献	485

第一章 电 力 变 压 器

第一节 大型电力变压器围屏爬电故障

大型电力变压器的主绝缘主要采用油—屏障（围屏）绝缘。

近些年来，国内 220kV 电力变压器的围屏爬电故障时有发生。这种放电故障起始于电力变压器相间距离方向上绕组与首端或中部长垫块接触处的油隙中，局部放电一旦造成匝绝缘损伤，放电将向围屏纸板发展，并在纸板表面蔓延形成树枝状碳化放电通道，最终导致匝绝缘击穿或相间短路。因此，这种树枝状放电故障又称为围屏爬电故障。统计资料表明，电力变压器树枝状放电故障给国民经济造成的损失十分严重。例如，某电厂一台 220kV、260MVA 的主变压器发生围屏爬电故障造成少发电 70000MW·h，超过了一台 12MW 发电机全年发电量（按 5000h 计）。仅电费损失一项即达 350 万元 [按 0.07 元/(kW·h) 计]，而相应的社会产值损失尚未包括在内。因此，电力变压器围屏爬电故障引起了运行部门和制造厂家的极大关注，对电力变压器围屏爬电故障的起因、诊断及预防措施的研究已成为电力生产中的一个重要课题。

一、围屏爬电故障的原因和特点

220kV 电力变压器相间线圈表面距离略大于 120mm，每相有 3 层围屏纸板，即相间共有 6 层纸板。内层围屏靠高出线圈表面的辐射状长垫块支撑，使线圈与围屏保持 30mm 间隙。安全气道和吸湿器都布置在 C 相上。

研究表明，220kV 电力变压器发生围屏爬电故障的主要原因有：

(1) 垫块尖角场强畸变。支撑围屏的长垫块以及有些撑条和线段间的垫块边棱角很锋利，并处于较高电场之中，有可能在这里先发生局部放电，继而向围屏纸板上发展。在实际观察中确实见到了尖角处烧伤和其相接触的围屏纸板被烧出洞的情形。

(2) 围屏纸板存在缺陷。围屏纸板有质量差、含杂质、表面不光滑和纸板层间浸油不透、有气隙、弯曲变形等缺陷存在，在固体绝缘上会引起局部电场强度升高和电气绝缘强度降低，使得在某些条件下，在运行中发生局部放电，甚至火花放电。

(3) 绝缘受潮。绝缘受潮是绝缘介质品质和性能劣化的一个主要因素。绝缘受潮与围屏爬电必然存在一定的内在联系。特别是在某些固有绝缘缺陷情况下，绝缘再受潮，就很容易引起放电或击穿。

分析表明，电力变压器围屏爬电故障的特点如下：

(1) 故障大多发生在 C 相相间最短距离方向上，放电沿长垫块向围屏发展。垫块尖角及围屏与垫块接触处损伤严重，围屏纸板外表面及层间出现大量树枝状放电痕迹，放电形态如图 1-1 和图 1-2 所示。

(2) 故障相下铁轭有锈斑，围屏表面有凝结水流痕迹，油箱底部有凝结水。

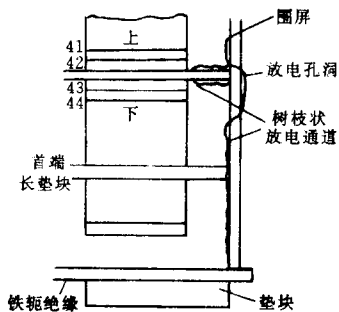


图 1-1 树枝状电路径

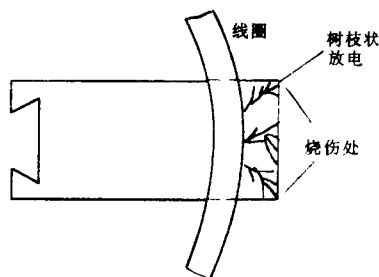


图 1-2 垫块受损状态

(3) 在围屏爬电故障爆发时，大多数情况是轻瓦斯保护动作。有的故障变压器轻、重瓦斯保护和差动保护都动作，甚至出现防爆器爆破喷油、箱壳严重变形，加强筋开裂，油箱沿螺钉拉（切）断，油箱中的油大量外泄。

(4) 在围屏爬电故障爆发前，绝大多数变压器气相色谱分析有先兆反应

二、围屏爬电的发展机理

图 1-3 给出某台 SWDS—180000/220 型围屏爬电途径示意图。

这是一台典型的围屏爬电变压器，由图可见，其爬电途径是：导线与相间最短距离的首端支撑长垫块间小油隙放电→长垫块沿表面、夹层树枝状爬电→围屏纸板向上、下铁轭树枝状爬电。

为了得到纸板（长垫块或围屏）树枝状爬电机理，有人选用图 1-4 所示的试验接线进行模拟。通过有机玻璃容器，可以直接观察到纸板沿面树枝状爬电的发展过程。它可分为三个阶段描述：

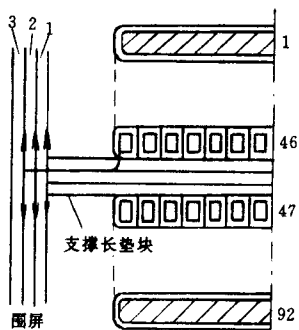


图 1-3 围屏爬电途径示意图

1、2、3—围屏数

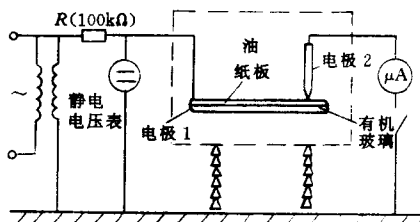


图 1-4 选用的试验接线图

(虚线框内为有机玻璃容器，其中盛满油)

(1) 电晕放电阶段。纸板表面油的电离和汽化，造成绝缘纸板的局部损伤。表现在沿面的流柱侵蚀和垂直方向的穿孔。流柱向表面沿伸时，伴随着纸板分解气体，有白烟产生，使纸板发白，随之就出现了碳化痕迹。

(2) 沿面爬电阶段。纸板碳化后，碳化末端有较大场强，强电场的场致发射的小亮点向前推进，大量电荷由碳化起始处，通过树枝状碳化通道送到末端，使放电继续向前爬行发展。

(3) 电弧放电阶段。当爬电发展到极间距离的 80% 左右时，两极之间发生弧光闪络，此时纸板绝缘性能完全损坏。在变压器中，若围屏纸板树枝状爬电到一定距离，引起相对地电弧闪络，即形成了变压器事故。

三、影响围屏爬电的因素

1. 水分的影响

在保持绝缘油品质不变（耐电强度大于 30kV/2.5mm）的情况下，有人研究了纸板含水量与油—纸界面沿面放电特性的关系。

如图 1-5 所示，将长度为 $29.5 \pm 0.01\text{mm}$ 的纸板垫块夹在平行板电极之间。整个电极系统安装在密封电极容室中进行真空浸油处理，然后进行试验研究。

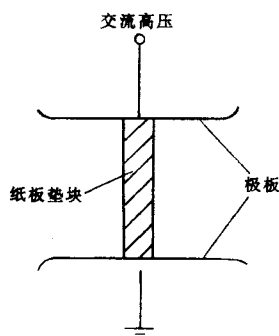


图 1-5 试验电极系统

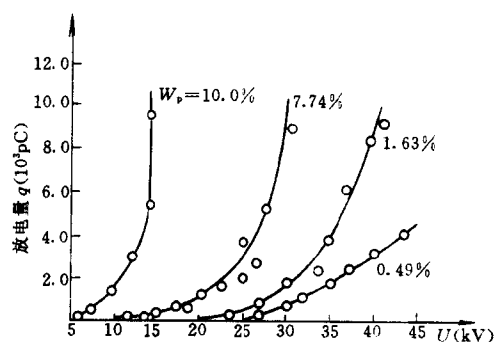


图 1-6 局部放电特性

不同含水量的纸板垫块在交流电压作用下的局部放电特性如图 1-6 所示，纸板含水量越高，局部放电起始电压越低；放电量随试验电压增加的速度就越快。电压再升高，垫块与电极间薄层油隙中的局部放电发展成沿面闪络。

沿面闪络强度与纸板含水量之间的关系如图 1-7 所示。纸板含水量超过 3% 时，沿面闪络强度急剧下降。发生几次沿面闪络后，在纸板表面出现黑色碳化放电痕迹。在纸板含水量超过 5% 时，放电趋向于在纸板层间发生，造成纸板表面起泡，层间出现黑色碳化放电痕迹，此时击穿强度与外表面状态无关。试验中观察到的纸板垫块损伤情况与故障变压器中支撑围屏长垫块的受损情况极为相似。

由数值计算法得到线圈表面的最大场强为 4.0kV/mm。由图 1-7 可知，纸板含水量超过 5%（相当于空气中自然受潮水平），沿面闪络强度就低于线圈表面场强，必然导致沿长垫块表面的放电。

根据试验结果推断，如果变压器的绝缘受潮严重，线圈与长垫块接触处极易发生局部放电，局部放电如果发展成沿垫块表面的滑闪放电而向围屏发展，必然导致围屏爬电。

220kV 电力变压器安全气道和吸湿器均

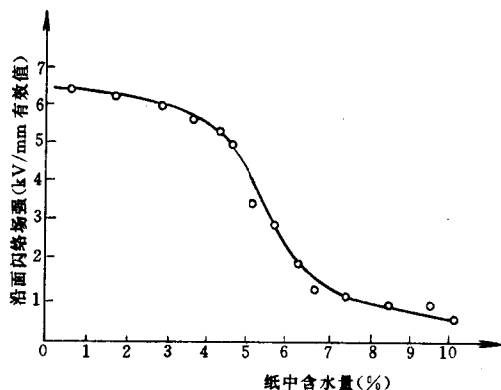


图 1-7 沿面闪络强度与纸板含水量的关系

布置在 C 相，这些部件不易达到全密封，水分可能在变压器“呼吸”过程中进入变压器。变压器油的循环以 B 相为分界各自进行，因此 C 相绝缘最易受潮，很可能这是 C 相故障较多的原因。在多起围屏爬电故障中发现下铁轭有锈斑，油箱底有凝结水。

根据试验结果，并结合故障情况分析，可以推断变压器绝缘受潮是导致围屏爬电故障的主要原因。为避免围屏爬电，必须严格控制绝缘中的含水量。在《电力设备预防性试验规程》(DL/T596—1966) [以下简称《规程》] 中规定的油和绝缘纸(板)的含水量如表 1-1 和表 1-2 所示。

表 1-1 变压器油中含水量 (mg/L)

电压等级 (kV)	投入运行前的油	运行中的油
66~110	≤20	≤35
220	≤15	≤25
330~500	≤10	≤15

注 尽量在顶层油温高于 50℃时采样，按 GB7600 或 GB7601 进行试验。

表 1-2 绝缘纸(板)含水量不大于的数值 (%)

电压等级 (kV)	含 水 量
500	1
330	2
220	3

有资料认为，从控制围屏爬电角度考虑，运行中的 220kV 电力变压器纸中含水量不宜超过 1.5%。

2. 纸板质量的影响

表 1-3 列出了四种规格纸板的技术参数及其耐沿面爬电时间。

纸种	厚 度 (mm)	紧 度 (g/cm ³)	实测灰 分含量 (%)	导电率 (μΩ/mm)	耐沿面爬电时间		型 号
					(min)		
					、 最 小	平 均	
1	1.54	0.963	0.79	73	11	19	旧 型
2	1.13	1.053	0.40	20	20	34	进 口
3	2.17	1.048	0.39	29	20	36	进 口
4	2.07	1.129	0.76	61	14	31	新 型

注 耐沿面爬电时间是试样放入油中 5min 后，施加工频电压 (2kV/s 速度上升) 平稳升到试验电压 (60±1kV) 开始，到电极间树枝状放电完全闪络为止的秒表记录时间。

从表 1-3 中可以看出，进口 2 号、3 号纸板灰分含量小，即导电杂质少而纯度高，电导率就小，耐沿面爬电时间长。而决定纸板灰分含量的因素，主要是纸浆的纯度、各种添加剂以及加工机件磨损等。所以，纸板的抗沿面放电的特性与其本身的质量有关。

3. 绝缘结构中某些部位设计与布置的影响

在油—屏障结构中，由于纸板和油的介电系数以及抗电强度有较大的差异，如果在高电场区域中绝缘结构的布置上稍有欠缺，就加速了油—屏障抗电强度的降低，从而造成事故，事故主要原因有：

(1) 相间绝缘弱且绝缘布置不够合理。相间与相对地 (或对低压间) 绝缘水平取得一致，这是不合理的。因为在长时间运行中，两者平均工作场强有一定的差异，如：相对地 84mm，相对相 120mm，折成纯油隙后的工作场强分别为 1.93kV/mm 和 2.23kV/mm，即相间平均工作场强较相对地高 16%，这就意味着从结构上相间绝缘水平就较低；如果再考虑运行中一相遭受过电压作用，则相间结构的绝缘水平就更低。

在结构布置上，相间和相对地的第一油隙分别为 30mm 和 8~10mm。根据油隙分割越小，击穿场强越高的特点，可见相间结构较薄弱。对此，国外 60 年代初就对第一油隙的击穿场强进行了研究，考虑绕组的冷却和工艺条件后，确定该油隙的辐向宽度控制在 10~15mm。

(2) 线段间有横向油道使电场失去连续性。研究表明，高压静电场在有横向油道的线段表面，电位线将呈波纹状。在首端线段的棱角处将出现决定结构绝缘水平的最大场强。线段间横向油道越大，这种升高越大。在当时结构设计时，常取这个升高倍数（或波纹系数）为 1.25~1.35。如果不考虑线段数目、主（相间）距离和横向油道尺寸，均取一个数值是不够合理和科学的。

前苏联曾对具有 6~24mm 横向油道结构作了最小击穿试验，得到了靠近油道最小击穿场强与横向油道宽度间的关系

$$15 + 67 \sqrt{d_m} (\text{kV/cm})$$

式中 d_m ——横向油道宽度，cm。

当油道宽度介于 $0.6\text{cm} \leq d_m \leq 3\text{cm}$ 时，是符合上列关系的。它指出当油道宽度由 20~24mm 下降到 10mm 时，结构的击穿场强可提高 1.4 倍。这是从最小击穿场强的角度说明横向油道宽度对绝缘水平的重要影响。

(3) 绕组首端支出的长垫块位置和形状不合理。原结构设计中，在首端和上、下分接断口处伸出长垫块以支撑围屏纸板，由于矩形长垫块前端的两个尖角与围屏纸板相接触，如图 1-8 所示，使纸板在 M、N 两点均受到紧固围屏时的机械损伤和高电场的作用，于是在“尖角”和相接触的纸板均被烧伤，在长垫块的夹层（或表面）也出现树枝状放电烧痕。

由上述分析表明，发生围屏树枝状放电故障主要的原因是在绝缘结构上有薄弱环节和渗漏进潮。

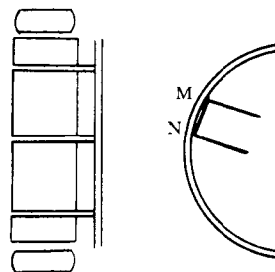


图 1-8 矩形长垫块
与围屏接触处

四、围屏爬电故障的诊断

1. 油中溶解气体色谱分析

(1) 特征气体法。统计资料表明，在围屏爬电故障爆发前，多数变压器油溶解气体有先兆反应。表 1-4 列出东北电网 7 台有围屏爬电故障变压器的色谱分析结果。由表 1-4 可见，发生爬电故障时，氢气、乙炔和一氧化碳明显增大。换言之，可将这 3 种气体作为诊断围屏爬电故障的主要特征气体。若能抓住这种“征兆”，就能捕捉到围屏爬电故障。

例如，序号 6 是一台 SFPS—75000/220 型电力变压器，从 1988 年 4 月以来油中气体开始含有乙炔。由此引起人们的注意，并将油色谱分析检测周期由二月一次缩短至一月一次。至 1989 年 10 月 6 日乙炔含量一直稳定在 1ppm 左右。但是，1989 年 11 月 11 日进行色谱检测时，乙炔含量有较大变化，增长到 12.4ppm。随后加强跟踪分析，至 11 月 16 日油中乙炔含量高达 174ppm，氢为 442ppm，一氧化碳为 1002ppm。表明该变压器中有严重的放电，并涉及固体绝缘，已危及变压器安全运行，因此决定立即退出运行。经吊罩检查发现，在高压绕组相间围屏、支撑长垫块、下部端绝缘上有爬重的树枝状爬电，有的已近贯穿性

通道。

再如, 序号 7 是一台 SFPL—80000/220 型电力变压器。1988 年以来发现油中的气体成分及含量有所变化, 至 1990 年 6 月 19 日乙炔含量为 1.5ppm, 同时, 氢、一氧化碳含量也有相应的增长。由此引起注意, 仅相隔 20 天进行色谱分析发现, 油中气体变化很大, 乙炔为 11.3ppm, 氢为 69ppm, 一氧化碳和二氧化碳含量均很高。综合分析表明, 该变压器有严重的涉及固体绝缘的放电性故障。因此, 将变压器退出运行进行检查, 发现 B 相围屏有放电穿孔, 并与夹层内的放电碳道相连, 形成树枝状放电。

应当指出, 采用特征气体法进行诊断时, 不能只用“注意值”去衡量。因为它不是划分设备有无故障的唯一判据。对气体含量偏低时, 应采用绝对产气率判据, 即单位运行时间内产生气体的毫升值。对一般隔膜式变压器, 乙炔的绝对产气率在 0.01mL/h 至 0.1mL/h 范围内, 可推断设备存在严重故障, 应引起注意, 此时若能缩短油色谱分析检测周期, 加强跟踪分析, 是能检出围屏树枝状放电故障的。

表 1-4

色 谱 分 析 结 果

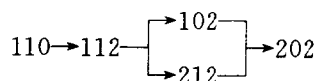
序号	设备型号	放电状况	油 中 气 体 含 量 (ppm)									注
			时 间	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	总烃	CO	CO ₂	
1	SFPSL— 120000 /220	B、C 相首端 长垫块、围屏上 有树枝状放电、 有 100mm 直径 的洞	1981 年 10 月 19 日	痕	3.5	0.7	6.1	7.7	17.7	5	1500	大修后残 留气体 及时停运
			1982 年 3 月 5 日	30	7.4	1.8	8.5	19	36.7	160	2300	
			1983 年 8 月 6 日	63	16	3	23	30	72	456	5026	
			1983 年 11 月 19 日	106	24	4	28	37	89	554	5420	
2	SFPSL— 120000 /220	B、C 相首端 长垫块烧坏、围 屏纸板有烧洞、 夹层内有树枝 状放电烧痕	1980 年 3 月 29 日	20	15	3.2	19	无	37.2	390	1820	1982 年 5 月 8 日之前 各气体含量 增加。但 10 月 13 日的结 果降低, 又没 有复试。1983 年 3 月 16 日 发生事故
			1981 年 5 月 23 日	48	19	4	24	0.5	47.5	580	3470	
			1982 年 5 月 8 日	54	29	9	51	1.5	90.5	1070	6540	
			1982 年 10 月 13 日	56	20	8	35	0.6	63.6	350	3500	
3	SFPL— 260000 /220	C 相首端长 垫块烧坏、纸板 烧成洞、夹层及 表面有放电烧 痕	1982 年 4 月 15 日	17	6.4	5.4	4.1	痕	15.9	650	6610	1983 年 3 月 28 日的结 果显著增加, 但没有复试。 6 天后于 4 月 3 日发生事 故
			1982 年 11 月 12 日	23	9	6.2	6.4	0.4	22	550	6520	
			1983 年 3 月 28 日	106	59	16	58	1.3	134.3	1003	6930	
4	SFPSL— 63000 /220	C 相首端的 长垫块烧伤, 围 屏有树枝状放 电烧痕	1980 年 9 月 22 日	28	6.2	2.4	3.3	0.6	12.5	815	3810	1983 年 10 月 13 日以前 气体含量上 升。但没有加 强监测。于 1984 年 4 月 6 日发生轻 瓦斯动作
			1981 年 10 月 4 日	35	14	3.5	6.4	2.1	26	1033	3610	
			1983 年 5 月 4 日	17	14	4.9	13	5.2	37.1	754	3224	
			1983 年 10 月 13 日	36	17	4.0	13	5.4	39.4	1413	5287	
			1984 年 4 月 6 日	162	35	5.6	30	44	114.6	1124	3731	

续表

序号	设备型号	放电状况	油 中 气 体 含 量 (ppm)									注
			时 间	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	总烃	CO	CO ₂	
5	SFPSL— 63000/220	B、C相首端的长垫块尖角烧坏, 与其相应围屏处烧成洞, 表面有树枝状放电碳道	1984年5月3日	痕	1.2	痕	2.2	1.8	5.2	26	489	大修后残留气体 6月14日以前气体含量上升, 7月9日结果却下降。但没有复试。10月10日轻瓦斯保护动作
			1984年6月4日	5	1.2	0.9	3.1	3.3	8.5	116	1760	
			1984年6月14日	21	10	1	3.7	4.6	19.3	135	1820	
			1984年7月9日	18	3	1	3.4	4.3	11.7	250	1160	
			1984年10月10日	150	27	3.6	63	90	183.6	420	3200	
6	SFPSL— 75000/220	A、C相首端长垫块烧伤, 围屏纸板夹层及表面有树枝状放电	1989年10月6日	21	16	4	19	0.8	39.8	368	3810	加强油色谱检测, 及时发现故障
			1989年11月11日	44	18	4	23	12.4	57.4	499	4966	
			1989年11月16日	442	85	10	103	174	372	1002	6512	
7	SFPL— 80000 /220	B相首端长垫块烧伤, 围屏纸板夹层及表面有放电碳道	1990年6月18日	40	31	18	42	1.5	92.5	1048	13800	加强油色谱检测, 及时发现故障
			1990年7月9日	69	36	21	51	11.3	119	1283	14720	

(2) 三比值法。由东北电网 220kV 电力变压器围屏爬电故障几个典型例子的色谱分析结果可知, 围屏爬电故障变压器油中溶解气体组分三比值编码已出现 102、112、202 三种情况。这与有关单位的试验研究结果是一致的。故障变压器色谱分析结果还说明, 1 (1, 0) 2、2 (1, 0) 2 这四个编码对诊断电力变压器围屏爬电故障具有一定的参考价值。诚然, 这四组编码的可靠性和实用性还需要在今后变压器诊断中加以进一步检验。

电力变压器围屏爬电故障对应的特征气体三比值编码可能有两种变化过程



也就是说, 电力变压器围屏爬电故障可能存在两种机制: 一种是 110→112→102→202, 即线圈与长垫块接触处长期存在局部放电, 然后局部放电导致第一油隙沿长垫块表面击穿, 并进一步引起围屏爬电的一个慢速发展过程; 另一种是 110→112→212→202, 即线圈与长垫块接触处出现局部放电后, 在短时间内就发展成围屏爬电故障的快速发展过程。故障在哪个阶段爆发是随机的, 故障在某一放电阶段存在的时间越长, 产气速度越快, 那么在该阶段爆发的可能性就越大。

对于慢速发展的围屏爬电故障, 气体分析技术将是有效的, 在故障爆发前的色谱普查中就能发现故障。对于快速发展的围屏爬电故障, 由于产气速度大于气体的溶解速度, 在短时间内产生大量自由气体, 很快就会促成轻瓦斯保护动作。因此, 在前一次油中溶解气体分析无异常的情况下, 3~5 个月之后可能有故障爆发。适当地缩短电力变压器 (特别是主变压器) 色谱分析周期是十分必要的。显然, 若能对特征气体进行连续监测, 对及时有效地检出围屏爬电故障具有重要意义。东北电力科学院研制生产的 BSZ 大型变压器色谱在线监测装置已投入使用, 对捕捉该种故障也具有重要作用。

应当指出,对于色谱分析结果异常或轻瓦斯动作的电力变压器,应立即进行跟踪检测。在多次电力变压器围屏爬电故障中,轻瓦斯保护动作后没有进行处理,变压器继续带病运行,最后酿成防爆器喷油,箱体开裂,线匝严重散乱的恶性事故。在今后的电力变压器运行维护中应吸取教训。

2. 测量局部放电量

由上述分析,围屏爬电故障首先是从高场强区发生局部放电,然后沿着围屏纸板表面或夹层继续发展,逐渐形成高能量的树枝状放电,最后进一步发展为闪络或击穿。所以在围屏爬电故障发生和发展过程中,都会有局部放电征兆。因而,测量局部放电量可以有效地发现围屏爬电隐患。例如,某 SFPSL—63000/220 电力变压器历年(次)油中溶解气体色谱分析结果是:乙炔由 0.7ppm 逐渐增长至 5.4ppm;总烃增长至 39ppm,1984 年 4 月轻瓦斯保护多次动作,气体点燃呈蓝色火焰,油色谱分析结果中特征气体明显增长,乙炔为 44ppm,总烃为 122.1ppm,判断为“高能量放电性故障”。经在现场对高压侧外施 $1.05U_n/\sqrt{3}$ (133.4kV) 试验电压测量局部放电量,其结果是:C 相为 10000pC, A、B 相为 10~80pC。说明 C 相中有故障,而且较严重。吊罩检查发现,在 C 相绕组中部高电位处(靠 B 相侧),支撑围屏垫块对围屏纸板放电,将内层击穿(共 3 层围屏纸板),内侧纸板沿面对地有大面积树枝状放电痕迹;B 相围屏纸板内侧沿面对地的树枝状放电较轻微。检修处理时,均换用进口的围屏纸板,并将绕组高电位处支撑围屏垫块的尖角修改为电场较均匀的圆角。

该变压器再次投运约 166d 后,于 1984 年 10 月轻瓦斯保护又再次动作。油的色谱分析结果是:乙炔为 90ppm,总烃为 187ppm,其三比值编码为 102,判断为“高能量放电性故障”。经在现场施加 $1.05U_n/\sqrt{3}$ 试验电压测量局部放电量,其结果是:B 相为 10000~20000pC; A 相为 500~600pC; C 相为 7000pC。说明 B 相和 C 相均有故障,而 B 相较为严重。吊罩检查发现, B 相绕组中部支撑围屏垫块对围屏纸板放电,将围屏纸板内侧烧伤(25cm×20cm),内侧沿面对地有大面积树枝状放电痕迹; C 相围屏纸板内侧烧伤;沿面对地树枝状放电情况略轻。

由上述可见,测量局部放电量对诊断围屏爬电故障是有效的,而且它与色谱分析结果具有一致性。显然,若能连续监测电力变压器的局部放电量,对及时检出围屏爬电隐患也具有重要意义。

测量局部放电量的判断可参照规程:

- (1) 在线端电压为 $1.5U_m/\sqrt{3}$ 时,放电量一般不大于 500pC;
- (2) 在线端电压为 $1.3U_m$ 时,放电量一般不大于 300pC。

五、预防围屏爬电故障的措施

国内外的运行经验表明,油—屏障绝缘产生树枝状放电是高压变压器损坏的主要形式。为确保安全运行应采取切实措施,预防围屏爬电故障。

1. 改进结构设计、提高制(修)造工艺和原材料的质量

(1) 适当增大相间距离并应用薄纸筒小油隙。为使相间绝缘水平从结构上得到保证,适当增大相间距离(或减少首端线段匝数);在相间结构中也应用薄纸筒小油隙,把紧靠线圈的第一油隙由原 30mm 减小到 15~20mm,同时在两相间再加装 1~2 个屏障。

(2) 改变支撑围屏长垫块位置和形状。将长垫块移到距首端 8~12 段处, 随着电位的降低, 强电场的影响随之减小。并将长垫块前端倒成 $R_5 \sim R_{10}$ 的圆角, 这样与纸板接触处既可使电场畸变程度得到缓解, 又可免受装配时的机械损伤。

(3) 降低纵向梯度分布, 缩小首端横向油道, 降低波纹系数。降低纵向梯度, 一般有三种形式:

- 1) 在总匝数不变的情况下增加纵向线段数。
- 2) 用插内屏的连续绕组。
- 3) 采用大纠——连绕组, 充分利用单一种线圈(如全纠结式)梯度时的“低凹”部分。这些措施都是为了减小横向油道, 降低工频电压的波纹系数。

(4) 严格控制设计, 降低出厂时局部放电水平。据运行经验表明, 大型变压器绝缘损坏大多发生在运行电压下, 为此, 要求对出厂的每台变压器都应进行局部放电试验及采用油—屏障绝缘起晕电压的伏—秒特性来控制设计, 这才是稳妥可靠的。

(5) 改善密封结构, 杜绝渗漏。

1) 改安全气道为压力释放阀, 以保证变压器在运行中有可靠密封。

2) 改目前的油枕为全密封式, 强油路密封亦应引起足够重视。

(6) 提高工艺水平。

1) 线圈绕制时应防止线段换位处由于扭折使导线绝缘受到损伤, 对“S”弯处的绝缘要仔细检查包扎, 导线凸起要严格控制。

2) 器身装配中, 绝不能使纸板边缘搭到线段上或划破导线绝缘; 要控制纸板的变形度, 防止油隙宽窄不匀。

3) 线圈中所用垫块和撑条等绝缘件应仔细筛选并去掉毛刺。

4) 改进真空注油工艺, 提高真空度, 减少器身的残存气体。

(7) 加强绝缘纸板的检验。仔细筛选, 不用鼓泡起层纸板。

2. 加强运行维护、改善运行条件

(1) 提高运行中变压器油的耐压标准。随着工作场强的提高及根据电网中生产维护的需要和可能, 要求 220kV 等级变压器油的耐压标准由不低于 35kV/2.5mm 提高到 45~50kV/2.5mm。

(2) 对变压器进行围屏检查。在现有运行中的监测手段还不能及时捕捉到“树枝状”放电故障征兆的情况下, 应有针对性的或在大修时对相间围屏纸板和长垫块进行直观检查。

(3) 改善运行中变压器的密封, 减少受潮。根据《预防大型变压器事故的技术措施》及《预防 500kV 变压器事故措施》的要求, 逐步将安全气道更换成压力释放阀; 对强油系统进行仔细检查, 检修、减少渗漏; 在大修时改目前油枕为全密封式。

(4) 开展大型变压器在运行中连续监测色谱。厂家坚持油的色谱分析, 使变压器不带故障出厂; 在运行中坚持油色谱分析就能避免事故扩大。

第二节 大型电力变压器绕组变形

电力变压器绕组变形是指在电动力和机械力的作用下, 绕组的尺寸或形状发生不可逆

的变化。它包括轴向和径向尺寸的变化，器身位移，绕组扭曲、鼓包和匝间短路等。绕组变形是电力系统安全运行的一大隐患。因此，研究变压器绕组变形的原因、诊断方法和防止措施，对减少变压器事故的发生具有重要意义。目前，世界各国都在积极开展变压器绕组变形诊断工作，有些国家（如意大利）甚至把该项工作放在变压器预防性试验项目的首要位置。我国在规程中推荐了变压器出口短路后测绕组变形的办法。

一、绕组变形的原因

造成变压器绕组变形的主要原因有：

1. 短路故障电流冲击

电力变压器在运行过程中，不可避免地要遭受各种短路故障电流的冲击，特别是变压器出口或近距离短路故障，巨大的短路冲击电流将使变压器绕组受到很大的电动力（是正常运行时的数十倍至数百倍），并使绕组急剧发热。在较高的温度下，导线的机械强度变小，电动力更容易使绕组破坏或变形。

电动力的产生是绕组中的短路冲击电流与漏磁场相互作用的结果。

绕组中漏磁场的分布如图 1-9 所示。它可分解为两个分量，即纵轴磁场 B 和横轴磁场 B' 。纵轴磁场对绕组产生辐向力，这个作用力，使外部绕组受向外张力 F_{p1} ，在导线中产生拉应力，拉应力过大时，导线被拉长，匝绝缘会被损坏，造成匝间短路；内部绕组受到压缩力 F_{p2} ，导线受压应力，如压应力过大，可引起绕组局部变形。受力状态如图 1-10 所示。

横轴磁场使内、外绕组均受到轴向压缩力 F_i ，如图 1-11 所示。如果两个绕组沿高度方向安匝分布均匀，此力很小，安匝分布越不均匀，轴向力越大。轴向电动力过大，可使绕组发生永久性变形，并产生纵向位移等。

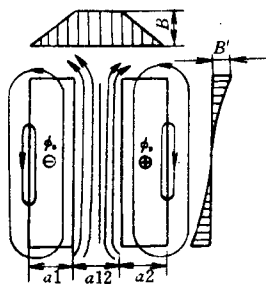


图 1-9 绕组中漏磁分布

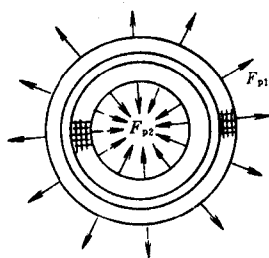


图 1-10 绕组的辐向力

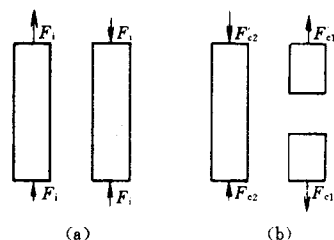


图 1-11 绕组的轴向力

(a) 横轴磁场产生的轴向力；

(b) 安匝分布不均匀引起的轴向力

在运行中，由于辐向和轴向电动力同时作用，可能使整个绕组发生扭转。

国内外运行事故分析表明，短路事故是引起变压器损坏的主要原因之一。例如，我国 1985~1989 年 110kV 及以上电压等级的电力变压器，因外部短路事故烧损 110kV 变压器，容量为 649MVA，占 110kV 变压器事故的 15%，1989~1993 年，110kV 级电力变压器事故统计结果表明，因受外部短路电流冲击而直接导致变压器烧毁的共有 57 台，约占该等级变压器总事故台次的 35.5%（其中有载调压变压器占 48%）。双分裂厂用变压器因短路造成绕组变形而烧损的事故就更多，仅 1982~1992 年就烧损 35 台，总容量为 1387.5MVA。在国外，法国电力系统发生在变压器端头汇流排上的三相短路事故为每年

0.03%，发生在变电站附近的三相短路占 400kV 事故率的 1%~2%，占 220kV 事故率的 3%~4%。

2. 在运输或安装过程中受到冲撞

电力变压器在长途运输或安装过程中，可能会受到意外的冲撞、颠簸和振动等，导致绕组发生变形。有的电力变压器投入时间不长就发生突发性事故，很可能与上述情况有关。

例如，1990 年，某供电局曾发生一起 110kV、31.5MVA 主变压器运输中遭受强烈撞击而损坏的故障。该变压器在交接吊罩检查时，发现油箱下部固定器身的 4 个螺栓全部开焊断裂，上部对器身定位的 4 个定位钉全部松动，并在定位板上划出小槽。器身向油枕方向纵向位移 11mm，横向位移 23mm，绕组对端圈错位，最大达 30mm，可看到器身已经完全没有固定装置而处于自由状态，并经过长途运输及多次编组，器身在油箱中摇晃，必然造成变压器损坏。

再如，某发电厂的 220kV、360MVA 主变压器，在运输途中因火车紧急刹车而受到冲击，造成变压器内部损伤。在返制造厂修复时发现，变压器器身对下部油箱位移 5~6cm，下部油箱分支胶木导油管开裂损坏 8 只（共 12 只）。变压器下铁轭绝缘垫块参差不齐，向外逸出最大达 10mm。C 相下铁芯阶梯木垫块明显歪出。压紧绕组的蝶形弹簧油缸压钉普遍松弛 9mm 左右，并多数向同一方向歪斜。铁芯夹件在 C 相侧有 15mm 左右斜缝等。

3. 保护系统有死区，动作失灵

目前，电网的继电保护配置中，电力变压器的主保护有气体保护、差动保护，它们都满足快速切除（小于 0.2s）的要求。但是，由于变电所设备布置上的原因，在变压器出口总断路器间隔的断路器与电流互感器之间发生的故障，是在变压器差动保护区外，母线差动保护区内，在断路器的电源侧。当母线差动保护动作，断路器跳闸后却不能切除故障，由变压器供给的短路电流依然存在。这个区域只有两个电力设备（断路器、电流互感器），数米导线和几只瓷瓶，往往以为故障概率小而被忽视成为死区。但是，在这个区域内一旦发生事故，后果是相当严重的。保护系统存在死区或动作失灵都会导致变压器承受稳定短路电流作用的时间长，也是造成绕组变形事故的原因之一。如某 SFSZ₇-31500/110 型主变压器，因 10kV 系统故障导致直流消失，由于手动操作跳闸，电力变压器因受长时间短路作用而损坏。粗略统计结果表明，在遭受外部短路时，因不能及时跳闸而发生损坏的变压器约占短路损坏事故的 30%。

4. 绕组承受短路能力不够

当变压器绕组出现短路时，会因其承受不了短路电流冲击力而发生变形。例如，某 DFPSF-250000/500 型电力变压器，由于互感器事故导致 35kV 侧发生三相短路后，使其引线支架多处断裂，绕组严重变形。实际上事故时的短路电流只有 105kA，低于变压器应承受的水平，而且保护动作也正常，但变压器绕组却损坏了。只能说明是变压器绕组承受短路电流冲击能力不够。

又如，某台 SFP-360000/220 型电力变压器，在机组与电网解裂时，机组纵向差动保护、主变压器重瓦斯保护和发电机负序、主变压器零序保护动作，压力释放阀动作喷油、起火，导致 A 相高压绕组变形，偏离轴线倾斜；A 相低压绕组有几十根线匝从铁芯柱和压板间冒出，严重变形；A 相铁芯严重损坏。

再如,某发电厂 2 号联络变压器为 120000/500 单相自耦电力变压器,继 1990 年 B 相事故后,又发生 C 相类似事故。运行中,由于 220kV 侧单相短路发展为 B、C 相短路,持续 220ms,电力变压器压力释放阀动作,高压套管爆破,油箱焊缝开裂 10 处,绕组严重变形。

上述例子均说明变压器绕组承受短路能力不够。近 5 年来,现场对全国 110kV 及以上电压等级电力变压器事故统计分析表明,因短路强度不够引起的事故已成为电力变压器事故的首要原因,严重影响了电力变压器的安全、可靠运行。

二、绕组变形的危害

变压器绕组变形后,有的会立即发生损坏事故,更多的则是仍能继续运行一段时间,运行时间的长短取决于变形的严重程度和部位。显然,这种变压器是带“病”运行,具有故障隐患。这是因为:

(1) 绝缘距离发生变化,或固体绝缘受到损伤,导致局部放电发生。当遇到过电压作用时,绕组便有可能发生饼间或匝间击穿,导致突发性绝缘事故,甚至在正常运行电压下,因局部放电的长期作用,绝缘损伤部位逐渐扩大,最终导致变压器发生绝缘击穿事故。例如,某台 180MVA、220kV 的电力变压器,低压侧短路后,用常规试验方法没有发现问题,投入运行后 4 个月,突然发生损坏事故。

(2) 绕组机械性能下降,当再次遭受到短路电流冲击时,将承受不住巨大的冲击电动力的作用而发生损坏事故。例如,某台 250MVA、500kV 的电力变压器,低压侧遭受短路冲击后,常规试验没有发现异常现象,投入运行后 1 年,在一次短路事故中损坏。

(3) 累积效应。运行经验表明,运行变压器一旦发生绕组变形,将导致累积效应,出现恶性循环。例如,某台 31.5MVA、110kV 的电力变压器,在运行的 7 年中,10kV 侧曾遭受多次冲击,经吊罩检查发现其内部绕组已存在严重变形现象。若不是及时发现绕组变形,很难说在什么时候这台电力变压器就会发生事故。

再如,某电厂的一台 63000/110 升压变压器,发生短路后速断保护跳开三侧断路器,经预防性试验合格再投运 1 个月后,油中特征气体增长。停运检修发现 35kV 绕组已整体变形,包括 10kV 绕组多处有露铜,导线有烧融现象。因此,对于绕组已有变形但仍在运行的电力变压器来说,虽然并不意味着会立即发生绝缘击穿事故,但根据变形情况不同,当再次遭受并不大的过电流或过电压,甚至在正常运行的铁磁振动作用下,也可能导致绝缘击穿事故。所以,在有的所谓“雷击”或“突发”事故中,很可能隐藏着绕组变形的故障因素。

三、绕组变形的诊断

据文献报道,变压器绕组变形的诊断方法主要有低压脉冲法、频率响应法和短路阻抗法等。

1. 低压脉冲法

当频率超过 1kHz 时,变压器铁芯基本上不起作用,每个绕组均可视为一个由线性电阻、电感和电容等分布参数组成的无源线性二端口网络,如图 1-12 所示。

低压脉冲(LVI)法就是利用等值电路中各个小单元内分布参数的微小变化造成波形上的变化来反映绕组结构(匝间、饼间相对位置)上的变化。当外施脉冲波具有足够的陡度,并使用有足够频率响应的示波器,就能把这些变化清楚地反映出来。