

电力设备预防性试验规程讲座

第一讲 电力设备预防性试验规程总则

华东电力试验研究院 朱匡宇

编者按 电力设备预防性试验是电力设备运行和维护工作中的一个重要环节,是保证电力系统安全运行的有效手段之一。1997年原电力部新颁布的《电力设备预防性试验规程》(以下简称《规程》),已在全国贯彻执行。该《规程》40年来经历了多次修订,作者曾参加过修订工作。现特作作者将《规程》的内容概要、主要规定的由来、技术要求如何判定、新增项目及其原理、修订依据和特殊情况的处理等方面,围绕供电部门可能遇到的问题撰文介绍。这些内容将有助于技术人员提高对《规程》的理解程度,从而能提高分析能力,以便更好地贯彻执行《规程》,达到及时发现和消除设备缺陷的目的,保证电力系统安全运行。

1 《规程》内容概要

这本《规程》是电力部门电力设备运行、检修维护工作中一本重要的技术规程,它按各种电力设备分章规定了各自的试验项目、试验周期和技术要求(技术标准),用以判断设备是否符合运行条件,预防设备损坏。《规程》所列的有关规定是绝缘技术监督的主要依据。这些试验项目按专业分类来说,分属于电气、化学和机械等技术领域。其中大部分主要是电气试验项目。可以说这本《规程》是电力设备近代基本诊断技术的综合应用。

按试验性质来说,这些试验项目可以分为下列四类:

(1) 定期试验

即预防性试验。这是为了及时发现设备潜在的缺陷或隐患,每隔一定时间定期进行的试验。试验项目随电力设备不同而变化。例如:油中溶解气体色谱分析、绕组直流电阻、绝缘电阻(吸收比和极化指数)、介质损耗因数($\tan\delta$)、直流泄漏电流、直流耐压、交流耐压、绝缘油的试验,等等。

(2) 大修试验

这是为了保证和检验大修质量,在大修中或大修后必须作的检查试验项目。除包括上述定期试验项目外,还需根据电力设备结构特点增加适当的试验项目,例如:穿心螺栓绝缘电阻、局部放电、油箱密封检查、SF₆气体泄漏试验、分合闸时间和速度、电动机间隙,等等。其中有的纯属机械方面的检查试验项目,内容未必

包罗全面,也暂列入本《规程》中,待今后有了相应的检修规程,再加以修订。

(3) 查明故障试验

当定期试验时发现试验结果有异常或有疑问,需要进一步查明故障或确定故障位置时,有针对性地根据被试设备的特点选择一些试验项目进行试验,或称诊断性试验,也就是在“必要时”进行的试验项目。例如:空载电流、短路阻抗、局部放电、绕组频率响应、振动、绝缘油含水量和 $\tan\delta$ 、压力释放器数值、金属氧化物(氧化锌)避雷器工频参考电压,等等。

(4) 预知性试验

为了鉴定设备绝缘的寿命,搞清是否还能继续使用一段时间,还是需要近期进行更换绝缘,以便作出更换计划和工作安排。这些试验也是在“必要时”进行的。例如:调相机定子绕组绝缘老化鉴定、变压器绝缘纸(板)聚合度、油中糠醛含量,等等。

由此可见,《规程》所列的试验项目,已经大大超过定期预防性试验的范围。因此,在修订时曾提出过更改规程名称为《电力设备维护试验规程》,但考虑通常习惯上对“维护”一词理解较窄,而“预防性试验”已经习惯了,最后仍保留沿用老名称。

2 技术要求的制定原则

《规程》所列的技术要求,其来源和依据,大体可归纳成3种:

(1) 由绝缘配合设计和研究来制定工频耐压试验电压标准;

(2) 不少技术要求是由试验经验的积累和统计确定的, 并经多年实践, 逐步修改、完善的(如 $\text{tg}\delta$ 、泄漏电流、吸收比等);

(3) 由设备运行的可靠性和安全运行情况, 决定增减试验项目和修改试验周期(如变压器、电容器、SF₆开关设备、支持绝缘子等)。

至于进口设备的适用性问题(《规程》1), 原则上以进口设备的技术条件为基础, 来制定预防性试验项目和要求。在与外商订货谈判时适当兼顾本《规程》的一些要求。

3 试验结果的判断(《规程》4.1)

《规程》总则第1条4.1规定, 应综合分析, 判断试验的结果。也就是: (1) 应与历年各次结果比较, (2) 并与同类型设备试验结果比较, (3) 对照《规程》要求和相关试验结果, 进行综合分析, 看出缺陷发展趋势, 作出判断。

现举例说明(见表1)。另外, 设备导体对地的电容量的变化有时也说明可能有缺陷(见表2)。

表1 电力设备绝缘试验结果的综合分析和判断实例

序号	设备名称	绝缘特性				规程要求值	绝缘油介电强度 kV	绝缘变化趋势	综合分析结论	原因分析及检查情况
		绝缘电阻 MΩ	泄漏电流 μA	tgδ(%)						
				上年	本年					
1	66 kV 电流互感器	A 10000		0.213	0.96	tgδ 值不大于 3%		A 相互感器的 tgδ 值为 0.96%, 比上年测值约增长 4.1 倍, 比同类型的 B、C 相约增长 7.4 倍	绝缘不合格	1. A 相互感器的 tgδ 值, 虽未超过要求值, 但增长速度异常 2. 经打开 A 互感器端盖检查, 上端盖内明显有水锈迹说明已进水
		B 10000		0.128	0.125					
		C 10000		0.152	0.173					
2	SW2-60 型少油断路器	A 800	7			泄漏电流值: 一般不大于 10 μA		A 相断路器的绝缘电阻值较低, 且泄漏电流异常, 比 B、C 相明显增大	绝缘不合格	1. 采取缩短试验周期的措施, 运行 5 个月, 秋检时, 再次测试为 42 μA, 说明绝缘继续劣化 2. 解体检查: 发现油中有水经干燥处理绝缘拉杆并换油后, 绝缘正常
		B 5000	1							
		C 5000	1							
3	SW6-220 型少油断路器	A 10000	2			泄漏电流值: 一般不大于 10 μA	B 相: 18.8 (油中有水)	B 相绝缘电阻值较低, 泄漏电流值异常, 较 A、C 相明显增大, 油的电气强度低, 有水	绝缘不合格	1. 认为未超过要求值, 投入运行 10 个月, B 相断路器发生爆炸 2. 油的电气强度降低至 18.8 kV, 且油中有水, 说明密封不良
		B 5000	7							
		C 10000	2							
4	66 kV 电流互感器	A 10000		0.58	2.98	tgδ 值: 不大于 3%	50	tgδ 值: 比上年测量值增长约 4.1 倍	绝缘不合格	1. tgδ 值: 虽未超过规定值, 判断合格, 投运 10 个月, 互感器爆炸 2. 绝缘受潮
		C 10000		0.58	7.4		50	tgδ 值: 比上年测值增长 11.8 倍; 且超过要求值 1.5 倍		
5	LCLWD 3-220 型电流互感器	10000		0.41	1.4	1. tgδ 值不大于 1.5% 2. C _x 值与上年相比, 相对增长率一般不大于 ±10%	30、35 (从互感器中先放出 400 ml 水, 继又再放出部分水和油后, 测值)	1. tgδ 值比上年测值, 约增长 2.4 倍 2. C _x 值: 比上年相对增长率为 10% 3. 油色谱不合格, 乙炔为 34 ppm (要求为 3 ppm)	绝缘不合格	1. tgδ 值, 虽未超过要求值, 判断为合格, 投运 10 h 后, 互感器发生爆炸 2. 原因分析 ① 互感器端部的密封设计结构不良, 进水 ② C _x 值: 相对增长率为 10%, 说明电容芯棒中有一对电容屏间绝缘击穿

表2 电力设备绝缘的电容量变化进行综合分析和判断实例

序号	设备名称		绝缘特性				规程要求值	绝缘变化趋势	综合分析结论	原因分析及检查情况	
			绝缘电阻 MΩ	tgδ(%)		Cx(pF)					
				上年	本年	上年					本年
1	66 kV 电流互感器	A	25	3.27	100	1670	1. tgδ 值不大于 3% 2. Cx 值:与上年相比,相对增长率一般不大于 ±10%	1. 绝缘电阻低,明显降低为 25 MΩ 2. tgδ 值增长,且 Cx 值较正常值(100 pF 左右)增长 16 倍多	绝缘不合格	1. 经查:油的介电常数 ε 为 2.2~2.5,水的介电常数为 81,互感器的电容量明显增大,说明内部有积水。 2. 检修中,从互感器内部放出大量积水原因:端部结构密封不良	
		C	25	3.27	100	1695					
2	66 kV 油纸电容型套管	A	0.8	0.81	179.3	162.4	1. tgδ 值不大于 1.5% 2. Cx 值:与上年相比,相对增长率一般不大于 ±10%;超过 ±5%,应引起注意	套管的电容量 Cx:与上年比较,相对增长率: A: -9.43% C: -9.44%	绝缘不合格	1. 经查:油的介电常数 ε 为 2.2~2.5,空气的介电常数 ε 为 1。 套管的电容量明显减小,说明内部有空气 2. 检修中,发现内部严重缺油原因:下端部密封不良,渗漏油	
		C	0.7	1.0	183.2	165.9					

4 特殊情况下对设备绝缘试验应如何处理 (《规程》4.2)

在执行本规程中,可能会遇到特殊情况,如事故抢修、设备绝缘老化、备品不足以及新技术试用等,影响该台设备的试验项目、周期或要求达不到规定时,需要改变规定或确定能否暂时投入运行时,应组织试验、运行和检修部门等有关人员进行研究分析,制订相应的技术措施和组织措施,经本单位领导批准执行;对影响面较广的主要设备,如发电机、主变压器等,应经上一级主管局(如省电力局、网电管局)审批后执行。

对个别试验项目达不到《规程》要求时,应结合其他相关试验项目的结果,进行综合分析、判断,这是至

关重要的。某些因备品不足,暂时无法调换的设备,可权衡缓急、轻重,适当降低技术要求(指标)暂时投入并缩短试验周期,加强监督。

对中压电流互感器、电压互感器和少油(或多油)断路器需要降低工频耐压试验标准时,其最低耐压值可参照《规程》表7序号4中出厂值不明的试验电压,或表6电力变压器部分更换绕组的交流试验电压标准。这是一个能保持安全运行的最低标准,它比正常值约降低15%左右。

收稿日期:1998年8月9日

朱匡宇 华东电力试验研究院

上海市邯郸路171号 200437

《城市电网规划与改造》——新书介绍

本书是国内第一本专门介绍城网规划的专著,中国电力出版社最近出版。全书381页分9章。第1章我国城市电网的现状(唐德光撰写),第2章电力负荷预测,第3章城市电网规划的主要技术原则,第4章城市电网展规划(陈章潮撰写),第5章城市电网设施(屠三益撰写),第6章城市电网的无功规划(陈章潮撰写),第7章城市电网的中性点接地方式(王一字撰写),第8章城市电网自动化规划(陈效杰撰写),第9章特殊用户的供电问题(戚国彬撰写)。全书由王平洋审阅。本书定价13.10元,欢迎选购。

邮购请加汇15%寄费,汇至北京(100044)西城区三里河路6号中国电力出版社全华电力书店。

电力设备预防性试验规程讲座

第二讲 试验环境和绝缘电阻试验

华东电力试验研究院 朱匡宇

1 试验环境(《规程》4.6)

1.1 低温时不应进行绝缘试验

温度较低时($<+5^{\circ}\text{C}$),设备绝缘试验结果常常不能反映绝缘的缺陷或老化情况,难于作出正确判断。某电业局在低温下($<+5^{\circ}\text{C}$)对 106 件互感器和套管测量 $\text{tg}\delta$,然后在较高温度($<+10\sim 20^{\circ}\text{C}$)下进行复测,结果看出约有 60% 的设备的绝缘情况,难于根据低温时的测试结果作出结论(见表 1)。

因此《规程》规定,绝缘试验的被试品的温度不应低于 $+5^{\circ}\text{C}$ 。

1.2 高湿度时不宜进行绝缘试验

空气的相对湿度对绝缘试验影响较大,特别是 $\text{tg}\delta$ 、外绝缘表面电压分布、绝缘电阻等受湿度影响很大。《规程》规定一般湿度不高于 80%。这一点在阴天雨后和南方潮湿地区有时不易做到。相对湿度高时,在瓷套表面结露,形成肉眼不易觉察的水膜。这种现象通常在相对湿度约为 80% 的条件下发生,使瓷套产生表面泄漏电流,使测试结果难以置信,易造成误判断。表 2 和表 3 为两个实例。

在设备绝缘的 $\text{tg}\delta$ 值测试中,为了消除表面泄漏电流的影响,根据国内、外在现场测试套管、互感器等

置中存有完整的保护功能库,根据需要可将保护功能库中的保护功能进入运行状态,而且可以多次转换而形成有多重化功能。这样必要时用户可以自行通过软件变更保护功能的结构,参见图 17 所示。

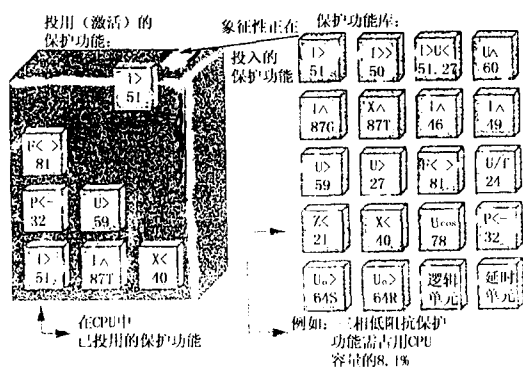


图 17 灵活完整的数字化发电机保护

注:数字编号为 IEEE 代号,例如 50 为瞬时过电流保护功能;51 为带时限过电流保护功能;87 为差动保护等等。

5 电容器保护

电容器的继电保护功能可根据设计要求而配置。

一般将电容器分成两组,其容量尽可能相等,分别接成星形,将其中性点相连,在该中性连接线上设置电流互感器以构成灵敏的横差电流保护。但是实际上两组电容器不可能完全相等,而在横差电流保护上会出现不平衡电流。采用数字化保护可以从幅值上和相角上加以补偿,使不平衡电流不会在保护上出现。

此外数字化终端上亦可设置按电压或功率因数而自动投切电容器的功能。

6 按周率自动减载装置

一般数字化周率继电器兼具低周率或高周率功能,具有几个可分别整定的阶段。可以带延时,经低电压闭锁或周率变化率(df/dt)的闭锁。

需要时,亦可带按周率恢复而自动恢复负载的功能。

收稿日期:1998 年 11 月 12 日

沈公正 华东电业管理局

上海南京东路 201 号 200002



表1 低温下 $\text{tg}\delta$ 绝缘试验结果统计分析

试验数量	件	%	高低均良好	不能正确分析判断情况						总计
				低温良好	低温不好	低温良好	低温不好	低温良好	低温不好	
	106	44	14	8	4	2	34	62		
	%	100.0	41.5	13.2	7.53	3.77	1.89	32.1	58.4	

注:高低温间未作任何检修处理。

表2 不同空气相对湿度下
测试 220 kV 电流互感器的 $\text{tg}\delta$ 值 %

相别	空气相对湿度 70%~80% (1982.7.30 32℃,晴)		空气相对湿度 36% (1982.10.2 19℃,晴)
	瓷套表面未屏蔽时	瓷套表面屏蔽时	
A	1.255	1.198	0.44
B	1.525	1.424	0.525
C	1.215	1.215	0.527

注:两次试验间,对电流互感器未作检修处理。

表3 不同空气相对湿度下
测试 110 kV 电流互感器的绝缘情况

相	下列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)	$\text{tg}\delta$ (%)	C_x (pF)	$\text{tg}\delta$ (%)	C_x (pF)	$\text{tg}\delta$ (%)	C_x (pF)	$\text{tg}\delta$ (%)
A	75	1.6	50	2.5	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	49	-3.1

设备的经验,多采用以下措施:

- (1) 在瓷套中的部分瓷裙表面涂有机硅油或硅脂;
- (2) 在瓷套中的部分瓷裙表面涂石蜡,并用布擦匀;
- (3) 用电热风将瓷套中的部分瓷裙表面吹干。

上述措施中,硅油、石蜡具有憎水性能,由于水的界面张力,使水膜在瓷套表面凝成不相连的水珠,起到隔离表面泄漏电流通道使用。如安徽省等地区,空气相对湿度一般在 80% 左右,采取上述措施后,能测得较正确的 $\text{tg}\delta$ 值,如表 4。另外,还对套管用电热风吹干四个瓷裙表面,在吹干 5 分钟内测试结果与涂硅油或石蜡后测试结果基本相同。

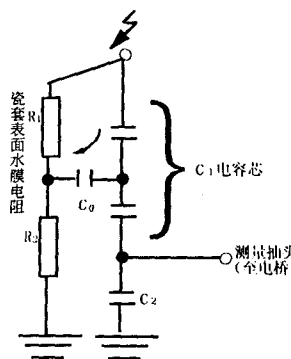
负 $\text{tg}\delta$ 值是一个虚假数值,它是没有物理意义的。造成负 $\text{tg}\delta$ 值的原因主要有:

(1) 邻近带电设备的电场干扰;

(2) 电流互感器或套管的瓷套表面明显受潮(积有水膜),使试品形成所谓 T 形网络。由于图 1 中有一部分电流经分布电容 C_0 、 R_2 分流至地,使测量抽头上的电压矢量超前相移一个角度。在电桥正接法测量时,出现负 $\text{tg}\delta$ 值。

表4 套管的瓷套表面涂硅油和涂石蜡时测试的 $\text{tg}\delta$

套管型式	温度(℃)	相对湿度(%)	$\text{tg}\delta$ 值(%)		
			未涂时	涂硅油(四裙)	涂石蜡(四裙)
110 kV 油纸电容器	A	26	81	-6.0	0.4
	B			-6.5	0.3
	C			-7.2	0.5



1.3 设备温度取值问题

在绝缘试验中,根据习惯,对发电机,一般以定子绕组的平均温度(一般测取 3~4 个位置)为准;对电力变压器绕组,一般以上层油温为准;对断路器、互感器等,一般以环境温度为准。对变压器上的套管,上半部位于空气中,下半部位于变压器的上层油温中,过去曾提出按“变压器上层油温”加“周围环境温度”的一半计算。实践证明,此式只有当变压器上层油温低于环境温度时才成立,它在变压器运行中是不可能有的。根据国内、外运行经验,较准确的套管试验温度计算办法为:变压器的上层油温约占 2/3,周围环境温度约占 1/3。

2 绝缘电阻试验(《规程》3.5、3.6 和表 5 序号 3)

1985 年以前的老《规程》中,规定使用绝缘电阻的吸收比值(R_{60}/R_{15}),这对判断绕组绝缘是否受潮起到过一定作用。但近几年来,随着大容量电力变压器使用日广,它们的干燥工艺有了改进,出现了绝缘电阻绝对值较大时,往往吸收比偏小,造成判断困难。吸取国外经验,采用极化指数法,即 10 分钟(600 秒)与 1 分钟(60 秒)的比值 R_{600}/R_{60} ,有助于解决正确判断问题。

表 5 摘自美国《变压器维护指南》，可用极化指数来判断绝缘情况。

表 6 为一台 500 kV、167 MVA 单相变压器，在制造厂试验时，吸收比 ($R_{60}"/R_{15}"$) 很低，3600 M Ω /3700 M Ω ，为此结合温升试验，测试了不同温度下的绝缘电阻和介损值，随温度升高，吸收比增加，且极化指数始终大于 2.5。介损值类似良好电容型设备的情况，温度升高，略有下降。这些结果说明绝缘良好。极化指数和 $\tan\delta$ 能准确地反映绝缘状况。

表 5 电力变压器、电抗器极化指数判据

绝缘状态	极化指数 P
危险	小于 1.0
不良	1.0~1.1
可疑	1.1~1.25
较好	1.25~2.0
良好	大于 2.0

表 6 500 kV 变压器绝缘测试值

温度 (°C)	17.5	30.6	40	50
$R_{15}"(M\Omega)$	3200	2000	1300	850
$R_{60}"(M\Omega)$	3600	2550	1850	1300
$R_{600}"(M\Omega)$	9000	6750	5500	3300
$R_{60}"/R_{15}"$	1.13	1.28	1.42	1.53
$P=R_{600}"/R_{60}"$	2.5	2.65	2.97	2.54
$\tan\delta(\%)$	0.2	0.19	0.17	0.17

另一台 220 kV、360 MVA 变压器，在制造厂试验时，也是吸收比低下，利用空载加温测试了较高温度时的绝缘电阻值如表 7 所示。吸收比随温度升高而增大，极化指数大于 2，介损很小，纸绝缘含水量很小。说明变压器绝缘状况十分良好。该变压器运抵现场后，注入现场准备的合格油，绝缘电阻大幅度下降（受油的体积电阻的影响），是否在运输和安装过程中受潮？现场 33 °C 时吸收比： $700 M\Omega/260 M\Omega=2.69$ ， $P=3300 M\Omega/700$

$M\Omega=4.7$ ； $\tan\delta$ 为 0.25%；油中含水 22 ppm。说明绝缘没有受潮。

在绝缘电阻吸收比和极化指数测量方法的技术发展史上，欧美等国在 30 年代末~40 年代初研究极化指数，一直沿用至今。前苏联于 40 年代末期提出采用 $R_{60}"/R_{15}"$ 吸收比法，以适合现场应用，并且也沿用至今。当前国际上主要国家中，只有俄国和中国采用 $R_{60}"/R_{15}"$ 吸收比法；其他主要国家都用 $R_{600}"/R_{60}"$ 极化指数法。我国近 10 年来在采用吸收比法中发现了一些缺点，故同时采用极化指数法，以补不足。在《2》中，对大容量变压器两种方法都需记录、测量。

表 7 低温下 $\tan\delta$ 绝缘试验结果统计分析

试验数量	高低温均良好	不能正确分析判断情况						总计
		低温良好	低温不好	低温良好	低温良好	低温不好	低温不能下结论	
件	106	44	14	8	4	2	34	62
%	100.0	41.5	13.2	7.53	3.77	1.89	32.1	58.4

注：高低温间未作任何检修处理。

测量绝缘电阻时兆欧表施加直流电压，在试品复合介质的交界面上会逐渐积聚电荷，这个过程称为吸收现象，或称极化现象。通常吸收电荷的整个过程需经数小时，才能达到稳定。吸收比 ($R_{60}"/R_{15}"$) 仅反映测量刚开始时的数据，不能或来不及反映介质的吸收过程。而极化指数 ($R_{600}"/R_{60}"$) 时间较长，在一定程度上反映了部分介质吸收过程，因此极化指数在判断绝缘受潮问题上比吸收比更为准确。

收稿日期：1998 年 11 月 18 日

朱匡宇 华东电力试验研究院

上海市邯郸路 171 号 200437

信息报导

城市供电专业委员会 1998 年新高级会员名单

(根据中国电机工程学会电机学(1998)50 号文)

金文龙	王在滋	王之佩	陈光捷	李洪治
薛 锦	崔成恕	伍秋熹	陈琴生	张新育
袁钦成	张佐民	李书永	高 航	赵连阁

电力设备预防性试验规程讲座

第三讲 电力变压器试验

华东电力试验研究院 朱匡宇

电力变压器这一章是本规程中这次修订改动最大的部分。它总结了我国 40 多年来的运行和试验经验,在内容和编排方式方面打破了过去格式,使之更适用于现场单位应用。

1 油中溶解气体色谱分析(《规程》6.1 表 5 序号 1)

油中溶解气体色谱分析方法,在我国电力系统已积有大约近 30 年的应用经验,发现了众多的变压器缺陷,对系统安全运行起了很大作用。具体的工作原理和有关判断方法可参阅国标 GB7250—87《变压器油中溶解气体分析和判断导则》和有关资料。

如油的色谱分析中,各组分气体的含量已超过注意值,产气率也已超过注意值,根据三比值或其他经验(如 TD 图),初步判断可能存在过热或放电性故障。此时,我们总希望能查明故障的严重程度甚至故障点部位。为进一步分析判断及为检修提供更详细可靠的依据,就要进行相应的试验。可能造成过热性故障的原因有:在导电回路中,分接开关接触不良;引线接头焊接或接触不良;低压线圈股间漏磁不均;在焊接处造成的电势差及其涡流及股间短路等。在磁路上,铁芯短路、铁芯多点接地、漏磁或主磁通在某些部件上(如穿芯螺栓)引起的涡流发热。为了查明究竟是那一种故障,就需要作线圈直流电阻、铁芯接地电流、铁芯对地绝缘电阻甚至空载试验(有时还要作单相空载试验)、负载试验等。有时为了判明究竟是磁路或导电回路中的问题,还作长期的空载运行或短路法的负载运行。造成放电性故障的原因有:处于电场集中处的局部放电;某些该接地而未接地的金属部件上的悬浮电位放电;变压器受潮等原因引起围屏或撑条上的正在发展中的树枝状放电以及油流静电放电等。潜油泵的故障以及有载调压开关小油箱漏油,也可以引起色谱分析数据的异常,而误认为内部有放电性故障。为此,根据可能的严重程度,就要进行局部放电试验,超声波探测局部

放电,检查潜油泵以及有载调压小油箱等。这些检查性试验,并非一次全部要作,而要根据追踪分析的需要,选择某些项目,可以证实或排除某种故障的可能性,达到尽可能确切地查出故障原因及部位的目的。目前“比值”法还在发展及积累经验之中,它还未能包括或反映变压器内部故障的所有形态,有时放电性故障与过热性故障的表征互有交叉或矛盾。因此,规程中未明确区分这两种类型的故障。再有,无论放电性故障或过热性故障都可能涉及到固体绝缘(绝缘纸、纸板等),虽然可能在一氧化碳化及二氧化碳的含量中有所反映,但有其不确定性。有时可用油中的糠醛含量来作这方面的辅助判断。

油的色谱分析这一试验,既是定期试验项目,又是检查性试验项目。例如在运行中变压器的气体继电器动作后,作为检查性试验一般都要同时取油样及气体继电器里的气样作色谱分析。

关于电抗器,制订《色谱导则》时运行经验很少,近年来通过对 500 kV 的七十多台电抗器运行情况调查表明,油中总烃等气体含量超过注意值的比例远大于变压器,除了明显的局部缺陷,大多与电抗器固有的运行方式和结构特点有关。吊检发现以铁心夹件因漏磁涡流发热引起居多。由于存在这种金属表面的低温过热,而这类毛病的现场处理又十分困难,使有的电抗器总烃增长至数千 ppm 仍在运行中。研究分析和运行经验证明,尚不致严重危及安全运行。据此,规程对于这种情况作了“可以超过注意值较大的情况下运行”的规定,也不必象变压器那样短周期的跟踪检测。电抗器低温过热比较严重,应予重视。乙炔是放电性故障的特征气体,一旦出现,运行中可配合测局部放电观察和定位。

2 绕组直流电阻的测量(《2》表 6—1 序号 2)

规程中规定变压器绕组直流电阻(以下简称直阻)的测量是在大修时、无励磁分接开关变换分接头后、经

出口短路和1~3年1次等必试项目。通过直阻测量,可以检查引线的焊接或连接质量、绕组有无匝间短路或开路以及分接开关的接触是否良好等情况。

变压器绕组是由分布电感、电阻及电容组成的复杂电路。测直阻是在绕组的被试端子间通直流,待瞬变过程结束,电流达到稳定后,记录电阻值及线圈温度。随着变压器容量的增大,特别是五柱铁心和低压绕组为三角形联结的大型变压器,如果仍象中小型变压器那样,用几伏电压的小容量电池作测量电源,则电流达到稳定的时间长达数小时甚至十多小时,这不仅太费时间,而且不能保证测量准确度。因此从60年代开始,人们就从多方面来研究这个问题。到90年代,有了突破性的进展。

测直阻的关键问题是将自感效应降低到最小程度。为解决这个问题,可采用:

(1) 助磁法

高压和低压绕组同时按极性通入直流电流,使铁心饱和,达到减小被测绕组电感值的目的,缩短测量时间,提高测量精度。

(2) 恒压恒流源法的直流电阻测量仪,目前广泛采用。能测量三相五柱式大容量变压器,约需10~40 min。

(3) 消磁法(零磁通法)

除在被测绕组中通入测量用直流电流外,同时,在非测量绕组中通入形成磁势相反的另一直流电流,使两者的安匝数相等,达到铁心中磁通趋于零,减小绕组电感量。

3 油中含水量和绝缘纸含水量(《规程》表6—1序号10和28)

测运行中变压器的油中含水量,一定要注意取样时的变压器温度,否则难以判断。油中含水量是指溶解在油中的水份体积的百万分之一(ppm)为单位的含量,在本规程中,用标准的表达方式 $\mu\text{l/l}$ 。油在不同的温度下有不同的饱和溶解量,饱和溶解值随温度升高而增大,因而在高温下绝缘纸中水份进入油中;当油温下降时,油中水份有一部分将向纸中扩散,使油的含水量下降。一般说,运行温度越高,纸中水份向油中扩散越多,因而使油中含水量增高。实现平衡需要一个较长的过程(按月计)。因此用油中含水量的多少来肯定或否定变压器的受潮是很不全面的。特别是在环境温度很低、而变压器又在停运状态下测出的油中很低的含水量,不能作为绝缘干燥的唯一判据。相反,在变压

器的运行温度较高时(不是短暂的升高),所测油的含水量很低,倒是可以作为绝缘状态良好的依据之一,因此规程规定设备在较高的运行温度下(如60℃时)取样测含水量。对绝缘油含水量的限制值也是根据上述规律提出的。

纸中含水量在与油的平衡过程中,按理,在高温时将随油中水分的增加而减小,当温度降低时,油中水份将被纸吸收,使纸的含水量升高。但计算结果表明,在密封条件较好的变压器中,如果没有外部水份的渗入,在不同温度下引起油中水份的变化量即使全部与绝缘纸的变化量相平衡,纸中含水量的变化幅值也是很小的,因油中含水量的单位是“ppm”,纸中含水量以1%计。变压器中纸含水量的绝对量要比油中多许多。可以看出,设变压器用油量为用纸量的10倍(实际要低),随温度变化油中含水量如果达到100 ppm(实际要小得多)的变化值,由此计算纸中相应水份的变化量也只有0.1%,对纸而言是一个无关大局的值。因此不能根据某一温度下测得的油中含水量直接从文献中的油纸含水量与温度平衡曲线中去推测纸的含水量。

用露点法测纸的含水量,是在变压器内充有一定压力气体时,在气体和油纸中水份平衡的情况下,测量气体的露点,根据目前国际上普遍接受的美国标准(ANSI/IEEE C57.12.12—1980)的计算方法,计算出纸绝缘的含水量,作为部专业标准《用露点法测定变压器绝缘纸中平均含水量的方法》即将颁发。此方法对充氮运输的新安装变压器更为适用。

4 油中糠醛含量和绝缘纸(板)聚合度(《规程》6.1序号26和27)

在利用油中气体分析判断设备内部故障时,CO和CO₂可作为涉及固体绝缘与否的特征气体,判断绝缘的老化程度也是一样。然而CO、CO₂又是绝缘油氧化分解的产物,统计分析结果证明其分散性较大,因此作为判断依据有其不确定性。测量油中糠醛含量,在一定程度上解决了这一难题。这是基于绝缘纸的纤维素受高温、水份、氧气等作用将裂解,在形成的多种小分子化合物中,糠醛(C₆H₅OCHO即呋喃甲醛)是绝缘纸因降解形成的主要特征液体。利用高效液相色谱分析技术测定油中糠醛含量,为下列情况提供了判断依据:①已知内部存在故障时判断是否涉及固体绝缘;②是否存在引起线圈绝缘局部老化的低温过热;③判断运行年久设备的绝缘老化程度。

根据国外的研究报告和电科院对国内近千台设备

的测试结果,在本规程中初步提出一个判断指标(应该说还不成熟,这次提出仅供试用并不带有强制性)。主要依据如下:①油中糠醛含量与代表绝缘纸老化的聚合度之间有良好的线性关系。当然,判断绝缘的最终老化,还是以纸的聚合度测试结果作为主要判据,测定糠醛含量是一种间接的老化判断方法,因存在对测试结果的影响因素。

测量变压器绝缘纸的聚合度是确定变压器老化程度的一种比较可靠的手段。纸聚合度的大小直接反映了劣化程度,新的油浸纸(板)的聚合度值约为 1000,当受到温度、水份、氧化作用后,纤维素降解,大分子发生断裂,使纤维素长度缩短,也即 D-葡萄糖单体的个数减少至数百,而纸的聚合度正是代表了纤维素分子中 D-葡萄糖的单体个数。

根据资料介绍和国内老旧变压器的测试情况,认为聚合度达到 250 左右,绝缘纸的机械强度已下降 50% 以上。运行中变压器测绝缘纸的机械强度,由于对试样尺寸要求较高,不如测聚合度取样容易。实际上,变压器纸绝缘老化的后果除致使其电气强度有所下降外,更主要的是机械强度的丧失,在机械力的冲击下,造成损坏而导致电气击穿等严重后果。因此当聚合度值下降至 250 后,并不意味着会立即发生绝缘事故,但从提高设备运行可靠性的角度考虑,应避免短路冲击、严重的振动等因素,也应着手安排备品,便于将绝缘已严重老化的变压器能较早的退出运行。

5 绕组变形测量(绕组频率响应《规程 3》6.11C)

近几年来,随着电力系统容量的增长,短路容量也在增大,出口短路后造成绕组损坏事故的数量也有上升趋势。这种情况引起了发供电单位的关注,想找到一种能发现绕组变形的方法。本规程推荐了通常使用的“油中气体色谱分析”、“绕组直流电阻”、“短路阻抗”和“空载电流和损耗”等四项作为发生短路故障后诊断有无变形的试验项目。但是这些试验对于发现主要的异常现象——绕组变形是很不灵敏的。80 年代初,国外研究了一种称为“频率响应法”的试验方法,用以检测变压器绕组的变形。

频响法的测量接线如图 3-1 所示。

图中频响分析仪输出电压的频率可以在一个选定的范围内按线性规律或对数规律变化,输出电压为 30 mV 至 3 V。这个电压施加在绕组的中性点或线端上。而在其他线端连接测量线,把测得的信号(称响应)送

回频响分析仪。

这个方法的原理是:由于变压器是一个复杂的电阻、电容和电感组成的分布参数网络,其中的电感又是非线性的,因而当向某一个线端施加不同频率的电压时,在其他线端每个频率下得到的响应是不相同的。如果在变压器正常时,录制了某些线端的频响曲线,而在发生出口短路后重新录制相应线端的频响曲线,那么比较这两次曲线的重合程度,就可以知道绕组的变形情况,因为绕组的变形必然导致分布参数的变化,从而使频响曲线也改变。

图 3-2 为一台 SFPS₇-120000/220 kV 变压器在低压侧绕组出口短路前后测得的频响曲线实例。此曲线表明能判断出低压侧绕组发生了严重变形。

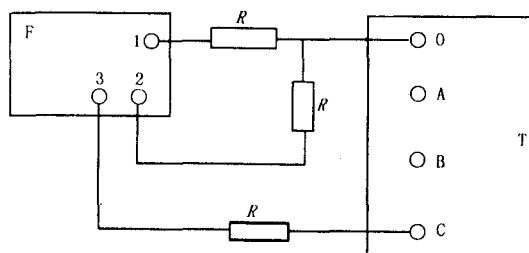


图 3-1 频响法测量接线图

F—频响分析仪;1—扫频输出;T—被测变压器;
2、3—响应输入;R—匹配电阻

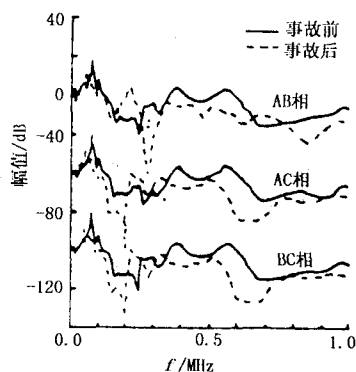


图 3-2 某台变压器低压侧绕组的频响曲线

为了试验接线的方便和易于判断,实际试验中,对 Y 接绕组,频响分析仪的输出扫频电压施加在中性点上,对 Δ 接绕组则施加在任意线端上。根据实测结果,扫频范围以 10~500 kHz 为宜。高于 1000 Hz 时,分布网络参数主要由电容决定,进入线性范围,对绕组变形的反应不够灵敏。此外,从初步试验结果看,正常的三相变压器,若无短路前的频响曲线记录,用同一电压三

相绕组的频响曲线是很近似的,与三相同型的单相变压器的同电压绕组的频响曲线也是相近的,相互比较也可作参考。

6 铁心接地(《规程》6.1表5序号8和9)

铁芯故障主要由两个方面原因引起,一是施工工艺不良造成短路,二是由于附件和外界因素引起多点接地。

(1) 运行中的检测方法

可在变压器铁芯外引接地套管的接地引下线上,用钳形电流表测量引线上是否有电流。也可以接地刀闸处接入电流表或串接地故障指示器。正常情况此电流很小,为mA级(一般小于0.3A),当存在多点接地后,铁芯主磁通周围相当于有短路匝存在,匝内流过环流,其值决定于故障点与正常接地点的相对位置,即短路匝中包围磁通的多少。最大电流可达数百A。与变压器所带负荷情况有关。

对于铁芯和上夹件分别引出油箱外接地的变压器,如测出夹件对地电流为 I_1 和铁芯对地电流为 I_2 ,据此可初步判断:

$I_1 = I_2$,且数值在数A以上时,夹件与铁芯有连接点;

$I_2 \gg I_1$, I_2 数值在数A以上时,铁芯有多点接地;

$I_1 \gg I_2$, I_1 数值在数A以上时,夹件碰箱壳;

在用钳形表测试电流时应注意干扰。可先将钳形表紧靠接地线,读取第1次电流值,然后再将地线钳入读取第2次电流值,两次差值即为实际接地电流。

(2) 对多点接地故障可采用的临时措施

(a) 在工作接地回路中串联电阻,使接地电流限制在0.1A左右。电阻的选择方法是将正常工作接地线打开,测得开路电压 U ,再除以地线上限制通过的电流 I ,即 $R=U/I$ (一般选取250~1000 Ω 之间)。并选取适当的电阻功率以防发热。这种串入电阻的方法,能防止接地故障消失后造成铁芯电位悬浮。

(b) 有的接地故障可在停电检修时,用大电流将接触点烧掉。其方法是在断开铁芯接地的情况下采用电容放电(一般不大于600V)、单相工频(220V,30~60A)或直流电焊机(40A)加电流,烧断故障接地点。对地绝缘电阻恢复后,还需承受交流1000V耐压1

min,方能确认故障接地点已经消除,再恢复正常的接地线。

7 局部放电(《规程》表6—1序号17)

在电压的作用下,绝缘结构内部的气隙、油膜或导体的边缘发生非贯穿性的放电现象,称之为局部放电。对变压器而言,内部发生局部放电的原因很多,如高压电场区内的杂质、绝缘受潮、浸渍不完善、含有气泡、金属构件与固体绝缘件有尖角和结构体中的悬浮电位等等。

对大型变压器进行局部放电测量,能及时有效地发现变压器制造和安装工艺的缺陷,对确保变压器的安全运行有重要作用。为此,在规程修改中,将此项目列为变压器的检查性试验项目,对于220kV及以上变压器在大修吊罩或更换绕组以及必要时进行。

(1) 局部放电施加电压和持续时间

根据国家标准GB1094—85规定,对220kV及以上变压器进行局部放电试验的施加电压同IEC的规定一样,即

施加电压	$(1.3 \sim 1.5)U_m / \sqrt{3}$	$1.7U_m / \sqrt{3}$	$(1.3 \sim 1.5)U_m / \sqrt{3}$
持续时间	5 min	5 s	30 min

(2) 判断标准

在规定施加电压及持续时间30min内,在220kV及以上电压绕组线端放电一般不大于500~1000pC,并要观察其起始和熄灭电压及随所加电压的发展趋势。

8 判断故障时建议做的试验项目(《规程》6.11)

当常规试验结果或变压器运行情况出现异常时,为了进一步查明和判断故障,《规程》专门列出6.11一条,当气谱异常、气体继电器报警、出口短路、怀疑受潮或绝缘老化和出现异常振动、噪音时,需要进一步做一些试验或检查,提示列出了较详细的试验项目,供选用参考。这是较为实用的。

收稿日期:1998年11月24日

朱匡宇 华东电力试验研究院

上海市邯郸路171号 200437

电力设备预防性试验规程讲座

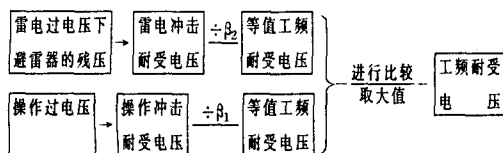
华东电力试验研究院 朱匡宇

第四讲 工频耐压试验

1 工频耐压试验电压标准的制定

电力设备工频耐压试验电压标准,是以雷电过电压水平和操作过电压水平作为基础,经过计算而得的。并经长期实践、验证,证明是适用的。

变压器的工频耐受电压确定的步骤如下:



其中 β_1 、 β_2 分别是操作波冲击系数(内绝缘抗操作过电压的强度与抗 1min 工频电压的强度之比)和雷电全波冲击系数(内绝缘抗雷电全波的强度与抗 1min 工频电压幅值的强度之比)。

写成公式可表示如下:

与操作冲击耐受电压近似等效的工频耐受电压表达式:

$$U_{\text{工频},1\text{min}} = \frac{1.1 \times K \cdot U_{\text{CM}}}{\beta_1} \text{ (kV, 有效值)}$$

式中 $U_{\text{工频},1\text{min}}$ —工频 1min 试验电压值;

U_{cm} —最大工作相电压;

K —系统操作过电压计算倍数;

1.1—累积系数;

β_1 —操作波冲击系数,变压器取 1.35。

与雷电冲击耐受电压近似等效的工频耐受电压表达式:

$$U_{\text{工频},1\text{min}} = \frac{U_{\text{冲击}}}{\sqrt{2} \beta_2} \text{ (kV, 有效值)}$$

式中 $U_{\text{冲击}}$ —雷电全波试验电压幅值,即基本雷电冲击水平(BIL);

β_2 —雷电全波冲击系数,变压器取 1.7。

以 220 kV 系统为例,取操作过电压计算倍数 $K=3$,由操作冲击耐受电压算得的工频 1 min 试验电压为

$$U_{\text{工频},1\text{min}} = \frac{1.1 \times 3 \times 252 / \sqrt{3}}{1.35} = 356 \text{ (kV)}$$

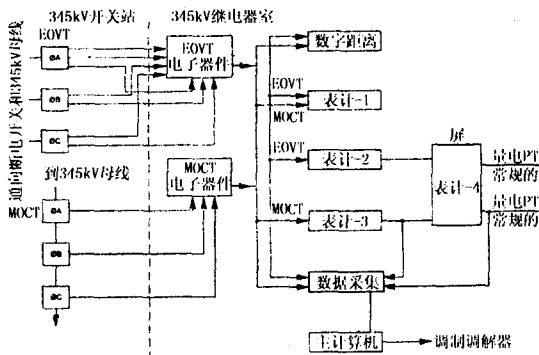


图3 345 kV EOVT & MOCT 装置图

光传感器,经管内光纤从 345 kV 开关站接到 345 kV 继电器室保护系统,以与常用常规 PT、CT 的固体电路继电保护系统作对比,检验故障情况下传感器的性能。但目前仍用常规继电保护系统使断路器跳闸和进行故障定位。互感器与光学传感器的输出均连接到数据采集系统。

以监测两者的暂态性能并与微机继电保护系统的故障记录作比较。经处理后储存在计算机中的数据可用图表显示,并通过调制解调器使工程技术人员可在远变电站的办公室中进行观察、分析。

4 结语

光学传感器不会引起火灾与爆炸,测量回路通过光纤与高压回路隔开因而工作不受地电位升高的影响,频宽与谐波响应特性比常规互感器好,精度可做到互感器的水平,因此有很好的应用前景。

(资料来源:Transmission & Distribution World, 1997, No. 5)

收稿日期:1998年11月16日

邱毓昌 西安交通大学

西安市,西安交通大学,电气工程学院高压教研室 710049

西安市咸宁西路28号 710019

由雷电冲击耐受电压算得的工频1min试验电压为

$$U_{\text{工频},1\text{min}} = \frac{U_{\text{冲击}}}{\sqrt{2}\beta_2} = \frac{950}{\sqrt{2} \times 1.7} = 395 \text{ (kV)}$$

比较取大值,所以国家标准取1min工频耐压为395kV。

但是,随着电力系统电压等级的提高,特别是采用500kV或更高的电压等级时,情况就不一样了。为了系统的经济运行,这时要应用性能比较好的避雷器,所以系统的绝缘水平可以相应降低。随着系统基本雷电冲击水平(BIL)的降低,由于电气设备耐受操作冲击的能力与耐受雷电冲击的能力之比近似为一常数(一般取0.83),所以系统的基本操作冲击水平(BSIL)也相应降低了。而随着系统电压等级的提高,操作过电压的幅值需要采取一些措施限制在一定水平以下,例如线路装设高压电抗器,断路器加合闸电阻等。所以500kV的设备是降低绝缘的,设备绝缘的余度不如220kV及以下的设备那样大。

过去有些设备的工频耐压标准比变压器高一些,例如电流互感器,是考虑互感器的雷电全波冲击系数 β_2 值偏小一些,使工频耐压值升高一些;支持绝缘子的工频耐压也高一些,这是考虑外绝缘受大气气候条件的影响。

部分设备绝缘在运行中(大、小修时)进行工频耐压试验,其试验电压一般仅取产品出厂试验电压的0.8~0.85倍。这是考虑到设备在长期运行中受到很多雷电和操作过电压的袭击,有一些老化积累作用,使绝缘水平有所降低。所以大修中耐压值不能施加过高。另外,耐压试验时,耐压值往往是运行电压的数倍。绝缘

内会产生局部放电,对绝缘可能有些损害,所以出厂之后用户做的重复耐压试验电压应降低些。换句话说,出厂绝缘水平通常比运行中的绝缘水平留有约15%~20%的余度。

2 关于干式变压器的工频耐压值(《规程》表5序号7和表6)

按干式电力变压器国标GB6450-86关于交流耐压规定,10kV绕组为28kV。这个数值仅为10kV系统计算用操作过电压的1.17倍,裕度较小。同时在10kV不接地系统内,操作过电压超过计算倍数的概率也较高。至于在这种系统内采用性能较好的氧化锌避雷器来保护干式变压器问题,同样因不接地系统可能出现持续时间长的过电压危及避雷器本身的安全,而没有解决。因此,一些运行部门建议将干式变压器的交流耐压试验电压提高到35kV,即与油浸变压器的标准相同。但在国标未改变前,本规程中的数值亦不能变更。供电部门可根据运行经验和实际情况,在现场规程中作出适合本地区的规定。为此在表中未单独列出干式变的耐压值。

3 SF₆断路器工频耐压试验的特点(《规程》表10序号4)

罐式SF₆断路器或GIS在工频耐压试验过程中,可能发生所谓老炼试验性闪络,即未达规定试验电压值前试验电源跳闸,这是允许的,而且会在不同电压下多次出现。故试验电压需逐步递增,先升到相电压,停留15min,再升到线电压停留3min,后再升到试验电压下耐压1min。这样表明断路器通过了工频耐压试验。

第五讲 互感器和套管的试验

1 互感器(《规程》7.1和7.2)

$\text{tg}\delta$ 是判断互感器是否受潮的主要试验项目。良好的油纸电流互感器,温度的变化对 $\text{tg}\delta$ 值影响很小,所以电流互感器的 $\text{tg}\delta$ 不进行温度换算。但是,当电流互感器绝缘存在水份时, $\text{tg}\delta$ 值将随温度的上升而明显增大。这样可以通过温升试验在不同温度下测量 $\text{tg}\delta$,从而可以判断绝缘受潮或缺陷情况。潮湿天气对电流互感器 $\text{tg}\delta$ 测量影响较大。

110~220kV串级式电压互感器 $\text{tg}\delta$ 的测量,通常建议采用末端屏蔽法。此法能有效地避免端子板脏污、

受潮给测量带来的影响。同时此法测量的主要是互感器高压绕组下部线圈的绝缘状态,能较灵敏地反映绝缘受潮情况,且能测量内部支架的 $\text{tg}\delta$ 。目前沈变等主要制造厂的出厂试验也是用此法,便于与出厂试验结果比较。

2 套管

2.1 关于对电容型套管增加末屏对地绝缘电阻和介损损耗因数($\text{tg}\delta$)测量项目问题(《规程》表20序号2)

66kV及以上电压等级套管均为电容型结构。其主绝缘是由若干串联的电容链构成的,在电容芯外部充

有绝缘油。当套管由于密封不良等原因受潮时,水分往往要通过外层绝缘,逐步侵入电容芯。因此,受潮初期测量末屏对地的绝缘电阻和 $\text{tg}\delta$ 则更为灵敏。同时,还可能过比较主绝缘(导杆对末屏)及外层绝缘(末屏对地)的绝缘电阻和 $\text{tg}\delta$,来协助判断绝缘受潮的程度,以便能更好指导运行与检修。很多地区已进行此项测量,并取得一些经验。

例:辽宁地区一支 220 kV 套管投运前发现储油柜漏油,添入合格绝缘油 40 kg 后才见到油位,试验结果如下:

	$\text{tg}\delta(\%)$	绝缘电阻(M Ω)
主绝缘	0.33	50000
末屏对地	6.3	60

说明外层绝缘已严重受潮,如果不测量末屏对地绝缘电阻与 $\text{tg}\delta$,就难以判断绝缘已受潮。

2.2 关于套管 $\text{tg}\delta$ 的标准限值问题

这次修订规程将电容型套管的标准限值进行调整,比以往规定要严格一些。

2.3 关于 $\text{tg}\delta$ 与温度关系

(1) 充油套管 $\text{tg}\delta$ 与温度关系

充油套管的主绝缘为绝缘油,良好的绝缘油是非极性介质,其 $\text{tg}\delta$ 主要是电导损耗。随温度升高呈指数上升,因此,充油套管的 $\text{tg}\delta$ 与温度关系可沿用以往温度换算方式。

(2) 油纸电容套管 $\text{tg}\delta$ 与温度关系

油纸电容套管的主绝缘为油纸绝缘,其 $\text{tg}\delta$ 与温度关系取决于油与纸的综合性能。油 $\text{tg}\delta$ 随温度升高而上升,而纸是极性介质,纸的 $\text{tg}\delta$ 由偶极子的松弛损耗所决定,当温度升高时,极性分子随外施电源频率转动的摩擦力减少,由摩擦引起的能量损耗减小,纸的 $\text{tg}\delta$ 在 $-40^\circ\text{C}\sim 60^\circ\text{C}$ 间随温度升高而减小,因此正常绝缘套管在此温度范围内 $\text{tg}\delta$ 没有明显变化,略呈下降趋势。表 1 为东北电力试验研究院对油纸套管在不同

温度下的实测结果,与国内有关制造厂及与国外有关文献介绍具有相似趋势,因此不能沿用充油设备的换算方式,因为其温度换算系数不符合油绝缘的 $\text{tg}\delta$ 随温度变化的真实情况。

表 1 油纸电容套管不同温度下实测结果, $\text{tg}\delta, \%$

序号	温度($^\circ\text{C}$)				备 注
	20	40	60	80	
1	0.37	0.34	0.23	0.21	1. 套管温度系套管下插入油箱的温度 2. 被试套管为 220 kV 电压等级,测量电压为 176 kV 3. 序号 1~4 为正常绝缘套管序号 5 为绝缘受潮套管
2	0.50	0.45	0.33	0.30	
3	0.28	0.20	0.18	0.18	
4	0.25	0.22	0.20	0.18	
5	0.80	0.89	0.99	1.10	

2.4 关于变压器套管 $\text{tg}\delta$ 测量

测量变压器上套管的 $\text{tg}\delta$ 时,一般是将变压器绕组与套管导杆一起施加电压,从末屏抽取信号,进入电桥,正接线测量。当绕组一端开路时,由于绕组对油箱存在分布电容,绕组上分布到的电压产生相角位移,此电压以干电流的形式通过绕组与套管的电容屏间的杂散电容耦合,进入电桥测量臂,引起测量误差。尤其是中部出线的变压器,绕组与套管间有较强的杂散耦合,引起误差很大,表 2 为绕组不同连结方式的 $\text{tg}\delta$ 测量结果。

表 2 63MVA 220kV 变压器套管 $\text{tg}\delta$ 测量

电压等级 kV	单独套管 $\text{tg}\delta(\%)$	绕组短路 $\text{tg}\delta(\%)$	绕组一端开路 $\text{tg}\delta(\%)$	注
220	A 相 0.3	0.3	1.8	中部 出线
	B 相 0.4	0.3	1.3	
	C 相 0.3	0.2	1.1	

为避免上述误差,测量变压器 $\text{tg}\delta$ 时,应将测量相短路加压,非被测相全部短路接地。

收稿日期:1998 年 12 月 24 日

朱匡宇 华东电力试验研究院

上海市邯郸路 171 号 200437

《供用电》现有书刊信息

邮购书刊名称	价格(元/本)	邮购书刊名称	价格(元/本)
《供用电》1994~1995 年合订本	50	1993 年第 12 届国际供电会议论文集	98
《供用电》1996 年合订本	40	1995 年第 13 届国际供电会议论文集	180
《供用电》1997 年合订本	55	1997 年第 14 届国际供电会议论文集	300
《供用电》1998 年合订本	55	城市电力网规划设计导则	7.80
1991 年第 11 届国际供电会议论文集	90	架空线路通信保护设计手册	50

邮购请汇款到上海市四川北路 1856 弄 16 号,邮编:200081

电力设备预防性试验规程讲座

第六讲 电力电缆、绝缘油和金属氧化物避雷器的试验

华东电力试验研究院 朱匡宇

1 电力电缆

1.1 关于直流耐压试验(《规程》表26、表24序号5)

规程中规定对充油电缆和橡塑电缆的主绝缘在投后一般不作直流耐压试验,仅在特殊情况下才作此项试验。这是因为对充油电缆线路而言,外力破坏可通过对外护套的绝缘电阻和对油压进行监视,绝缘老化则可通过油性变化进行监视。因此无必要再作直流耐压。

对于橡塑电缆,无论在理论上还是在实践中均表明对它们进行电压高的直流耐压,对电缆寿命有影响,如降低试验电压则起不了预防作用,因此规定除新作终端头时外不作此项试验。

橡塑电缆不做直流试验的具体理由为:

(1) 直流耐压试验电压,在电缆绝缘中按绝缘电阻分布,而交流电压则按电容分布,两者有明显差别。实践经验表明,直流击穿的地方,交流往往不击穿。运行中交流击穿的地方,往往直流不击穿。

(2) 直流耐压试验通过后,投入运行,不久在交流运行中击穿。

(3) 在较高直流电压下,会向塑料介质内注入电荷,试验后要很长时间才能外泄,若投入运行,在交流下,造成局部电场强度高而击穿。

(4) 在较高直流电压试验时,在电缆终端头处,若不慎发生放电或击穿,由于行波反射,引起电压升高(高频),把电缆在另一处击穿。

对于35kV及以下纸绝缘电缆,多年经验表明,直流耐压试验是行之有效的预防性试验,能够发现许多潜在故障,故还应继续执行。只要根据现行产品标准对试验电压略有调整以使之更为合理。

1.2 关于橡塑电缆的新试验方法(《规程》附录D和E)

(1) 规定对投运后橡塑电缆一般不作直流耐压试验,但对电缆受外力破坏,护套破损进水的监视提出了新的试验方法以及提出了为实现此方法而须对附件安装工艺作改进的方法(附录D和附录E)。这些方法在天津电力局已试行了多年,发现了不少电缆外护套或内衬层破损引起的故障,行之有效。因此认为可以向全国推广,并在使用过程中不断积累更多的经验后加以完善。目前,对有关橡塑电缆的在线监测的报导和研究

课题很多,但还不够条件列入本规程,待基本成熟后再行补充。

(2) 金属层(电缆金属套和金属屏蔽的总称)的交叉互联方法首先用在单芯充油电缆线路上,随着单芯塑料绝缘电缆线路的输送容量和长度的不断增加,其金属层也得采用交叉互联接地方法以减少线路损耗。因此在这次修订时增加了对交叉互联系统试验项目。

2 绝缘油

2.1 油击穿电压试验的电极问题(《规程》表36序号6)

国标GB507击穿电压试验方法是等效采用IEC156,它规定采用球形或球盖形电极。而我国电力系统一直采用平板电极,极少数单位是采用球盖形电极。各种电极外形不同,其击穿电压也各不相同。根据目前情况,需要有一个过渡时期。为此,行业标准仍采用平板电极的击穿电压试验方法,其击穿电压值的要求和原《规程》相同。

2.2 介质损耗因数($\tan\delta$) (《规程》表36序号8)

$\tan\delta$ 值的大小对判断变压器油的劣化与污染程度是很敏感的。新油中极性杂质甚少,所以 $\tan\delta$ 值也很小。一般为0.01%~0.1%。但当油氧化、过热劣化或混入其他杂质时,生成的极性杂质和带电的胶体物质逐渐增多, $\tan\delta$ 值也就会随之增长。因 $\tan\delta$ 值随温度升高而增大,因此,测量应在规定温度下进行。英国BS5730测定温度为20℃,美国ANSI/IEEE测定温度为25℃,IEC422测定温度为90℃,这次修订也改为90℃。

2.3 体积电阻率(《规程》表36序号9)

变压器油的体积电阻率同 $\tan\delta$ 值都可以判断变压器油的劣化程度与污染程度,在较高温度下 $\tan\delta$ 值与电阻率有较好的相关性, $\tan\delta$ 增加,电阻率降低。油中的水分、污染杂质和酸性产物均可影响电阻率的降低。IEC422和英国BS5734标准中都列入体积电阻率的测定项目。这次规程中也增加此项试验。认为此方法比较简便易行。目前有些单位已开展此项试验。

2.4 油中含气量(《规程》表36序号10)

当油与空气接触时,空气逐渐溶解于油中,最终达到饱和状态。在25℃和一个大气压下,可溶解10.8%(体积)。一般电压较低的设备的油中含气量较高,对绝缘强度影响不大。但对高电压设备则有较大影响。因气

体可能在设备内聚集起来形成气泡,特别是当温度和压力骤然下降而形成的气泡,聚集在绝缘纸层内或表面时容易形成局部放电。运行中这些气泡,还可能受电场作用被拉成链而导致击穿。当小气泡附着在变压器绕组上逐渐形成大气泡而向上游动,通过高场强部位时,也是很危险的。

国际大电网会议(CIGRE)认为油中含气量在3%以下时,析出气泡的危险性较小。日本、法国、瑞典和加拿大等国都制定了油中气体含量指标。但在IEC422-89出版物中,此项还没有数据规定。

这次规程修订,规定新设备投入运行前油中含气量为不大于1%(体积),而法国为小于2%~3%,加拿大BC省水电局为小于0.1%,根据国内真空脱气滤油装置的性能,油中含气达到本规程的规定是可以做到的。但运行油定为不大于3%(体积)。目前国内变压器密封性能否做到,可能有困难,这可由制造厂和用户协商确定或作为参考指标。

2.5 油的相容性(混油)

电气设备充油不足需要补充油。如果新油补入量较小,例如小于5%时,通常不会出现任何问题。经过多年实践经验和参考IEC422的规定,这次规程修订时增加上述规定,其他部分与原规程相同。

2.6 断路器油

断路器油原规程是和变压器油放在一起,这次修订单独列出。因过去没有开关专用油,用变压器油代替。现在已经有专用油,且其性能与变压器油不完全相同。断路器油的粘度小,在低温下粘度增稠少(与变压器油相比),断开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,能够较快沉降。这对绝缘性能有利。由于粘度小,相应闪点低,(一般在95℃),与IEC296第Ⅲ新绝缘油相同。

3 金属氧化物避雷器(MOA)

3.1 《规程》表40序号4)为新增内容

因为IEC、美国、日本、ABB的MOA的标准都规定了工频参考电压试验,并在MOA铭牌上及使用说明书上也规定了工频参考电压值,还考虑到,运行于交流系统的MOA作工频参考电压是合理的,所以新增了这个“工频参考电压下的工频参考电压”项目。有些现场反映,对330kV、500kV系统使用的MOA做整支工频参考电压试验,设备有困难,对此,一方面要逐步充实试验设备,达到《规程》要求,另一方面作为过渡,在说明栏中注明序号4与序号2并列,任选其一。试验周期栏将“每年雷雨季一次”取消,仅保留“必要时”。对进口MOA在订货合同中应注意要求厂家提供直流1mA下的直流参考电压值。

3.2 结束语

纵观国内、外电力系统预防性试验工作的进展过程,从试验项目和试验周期来看,凡是一个国家内生产的电力设备产品质量较好的,运行可靠性较高的,他们规定的试验项目较少,试验周期较长,有的甚至对某些设备不做试验;反之,如果一个国家生产的电力设备产品质量不太高,易发生故障,运行中事故频繁,于是增加试验项目,以提高检出缺陷的能力,并缩短试验周期,有的另外制定反事故措施,层层加码,使现场单位人员疲于奔命,设备仍难于达到长期无事故运行。

目前我国电力设备质量正处于逐步提高的过程,早期事故频发、运行不可靠的局面正在逐步改善。这次修订《规程》,已适当精简了部分试验项目,有的设备的试验周期也有所延长,但与国际上先进国家相比,总的说来我们的试验项目还是偏多的,周期也较短。

在试验用仪器、设备方面,国外工业化国家的电力公司的试验班组所用的仪器,在基本仪器的品种上基本上跟我国差不多,但在试验用仪器、设备的先进性、微机化和自动化方面则优于我们,操作方便、简捷,相应的测量精度也有所提高。甚至有的还配备有红外照相机等。

国外不少电力公司的试验班组备有方便的通讯设备,如携带式笔记本电脑(有的带有“专家系统”)、传真附件、打印机、手机电话,可以将重要测量结果,用电脑、传真方式,通过手机无线电话立即向上级领导汇报,请求指示下一步工作,或是否需复测或补做其他试验项目,达到迅速处理的目的。

国外试验班组一般都有专用的试验用汽车。部分试验设备(例如交流、直流耐压设备、 $\tan\delta$ 仪器、电缆故障点测寻器等)固定在汽车上,不用搬上、搬下,用轻便的高压同轴电缆引向被试电力设备。而且试验人员自己开车。

国外电力公司试验班组工作人员的平均技术、文化水平,一般比我国高一些。试验班组人员除高中毕业的工人外,都配备有专责技术人员担任组长职务,大多为大学毕业的工程师或学习2~3年的大专或中专毕业生(相当于助理工程师或技术员),对现场出现的各种问题具有一定的分析和处理能力。

从技术管理、试验仪器设备、通讯设备和人员技术文化水平等几个方面与国外工业化国家的电力公司试验班组相比,我们还有不少差距。我们应该不断提高技术水平,改进预防性试验工作质量,及时消除缺陷,使设备保持健康水平,为电力系统的安全运行作出贡献,(全文完)。

参考文献

电力部《电力设备预防性试验规程》修订编写组:《电力设备预防性试验规程》修订说明,水利电力出版社,1996年。

收稿日期:1999年3月20日

朱匡宇 华东电力试验研究院

上海市邯郸路171号 200137