

电力设备交接和预防性试验规程

(试行)

批准： 燕福龙

审核： 张 强 穆广祺 杨 杰

主要编写人员： 韩俊玉 梁育彬 胡晓岑 武兰民 王仁义

王天正 周国华

参加审稿人员： 王维效 毛晋生 闫树玖 余 鹏 刘文先

赵雪松 王维效 秦旭岗 杨卫东 连建华

李 冰

山西省电力公司

2006年8月

目 次

1 总则	1	附录 E 橡塑电缆附件中金属层的接地方法	82
2 旋转电机	4	附录 F 避雷器的电导电流值和工频放电电压值	83
3 电力变压器及电抗器	16	附录 G 高压电气设备的工频耐压试验电压标准	85
4 互感器	25	附录 H 电力变压器的交流试验电压	86
5 开关设备	33	附录 I 油浸电力变压器绕组直流泄漏电流参考值	87
6 套管	43	附录 J 合成绝缘子和 RTV 涂料憎水性测量方法及判断准则	88
7 支柱绝缘子、悬式绝缘子、合成绝缘子、RTV 涂料	44	附录 K 气体绝缘金属封闭开关设备老炼试验方法	92
8 电力电缆线路	47	附录 L 断路器回路电阻制造厂标准	95
9 电容器	52	附加说明	97
10 绝缘油和六氟化硫气体	56		
11 避雷器	61		
12 母线	66		
13 二次回路	66		
14 1kV 及以下的配电装置和馈电线路	67		
15 1kV 以上的架空电力线路	67		
16 接地装置	68		
17 电除尘器	71		
18 红外检测	74		
19 其它	76		
附录 A 同步发电机、调相机定子绕组沥青云母 和烘卷云母绝缘老化鉴定试验项目和要求	77		
附录 B 绝缘子的交流耐压试验电压标准	79		
附录 C 污秽等级与对应附盐密度值	80		
附录 D 橡塑电缆内衬层和外护套被破坏进水确定方法	81		

1 总则

1.1 电力设备的交接和预防性试验是检查、判别设备的健康状况，防止设备在运行中发生损坏的重要措施。按 DL / T 596—1996《电力设备预防性试验规程》及 GB50150—1991《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》的基本精神，结合山西电网多年来实践的具体情况，特制定本规程。

1.2 本规程所规定的各项试验要求，是电力设备性能技术监督工作的基本要求，也是电力设备全过程管理工作的重要组成部分。在设备的交接验收、运行维护和检修工作中必须坚持以防为主，使其能长期安全、经济运行。

1.3 对试验结果必须进行全面地、历史地综合分析和比较，既要对照历次试验结果，也要对照同类设备或不同相别的试验结果，参照运行条件及环境变化，根据变化规律和趋势，经全面分析后做出判断。

1.4 本规程规定了 500kV 及以下电力设备的交接和预防性试验的项目、周期和要求，山西电网各发、供电和基建单位应遵照本规程开展交接和预防性试验工作。若遇特殊情况而不能执行本规程有关规定时（如延长设备试验周期、降低试验标准、删减试验项目以及判断设备能否投入运行等），应组织有关人员认真分析讨论，提出建议，由本单位主管领导批准执行，并报上级监督部门备案，重大问题报山西省电力公司批准。

1.5 110kV 以下的电力设备，应按本规程进行现场耐压试验(有特殊规定者除外)。110kV 及以上的电力设备，除有特殊规定外，可不进行耐压试验。

交流耐压试验，加至试验电压后的持续时间，凡无特殊说明者，均为 1min；其他耐压方法的施加时间在有关设备的试验要求中规定。

非标准电压等级的电力设备的交流耐压试验值，可根据本规程规定的相邻电压等级按插入法计算。

1.6 进行耐压试验时，应尽量将连在一起的各种设备分离开来单独试验(制造厂装配的成套设备不在此限)，但同一试验电压的设备可以连在一起进行试验。已有单独试验记录的若干不同试验电压的电力设备，在单独试验有困难时，也可以连在一起进行试验，此时，试验电压应采用所连接设备中的最低试验电压。

1.7 当电力设备的额定电压与实际使用的额定电压不同时，应根据下列原则确定其试验电压：(1)当采用额定电压较高的设备以加强绝缘时，应按照设备的额定电压确定其试验电压；(2)当采用额定电压较高的设备作为代用设备时，应按照实际使用的额定工作电压确定其试验电压。(3)为满足高海拔地区的要求而采用较高电压等级的设备时，应在安装地点按实际使用的额定工作电压确定其试验电压。

1.8 充油电力设备在注油后应有足够的静置时间才可进行绝缘试验。静置时间如无制造厂规定，则应依据设备的额定电压满足以下要求：

- (1) 500kV 设备静置时间大于 72h；
- (2) 220kV 设备静置时间大于 48h；
- (3) 110kV 及以下设备静置时间大于 24h。

1.9 在进行与温度和湿度有关的各种试验时(如测量直流电阻、绝缘电阻、 $\tan\delta$ 、泄漏电流等)，应同时测量被试品的温度和周围空气的温度和湿度。

在进行绝缘试验时，被试品温度一般不低于+5℃，户外试验应在良好的天气进行，且空气相对湿度一般不高于 80%。对不满足上述温度、湿度条件情况下，测得的试验数据应进行综合分析，以判断电气设备是否可以运行。

1.10 在进行直流高压试验时，应采用负极性接线。

1.11 有末屏抽头的套管、耦合电容器和避雷器可以积极开展带电测试和在线监测。若证实该技术能达到停电试验效果，经相应主管领导批准，可适当延长试验周期或不进行停电试验。当带电测

复发现问题时应立即进行停电试验进一步核实。

1.12 预试周期长短应根据设备的具体情况加以选择，新投、重要、有缺陷及运行二十年以上的老旧设备试验周期应缩短，并采取辅助诊断措施。

1.13 对引进的国外设备，应按国外制造厂标准和有关技术协议并参照本规程进行试验。

1.14 试验后超过六个月未投入运行的设备，在投运前应按照本规程检查其绝缘性能。

1.15 参照标准

- (1) GB 50150-1991《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》;
- (2) DL/T 596-1996《电力设备预防性试验规程》;
- (3) 《华北电网有限公司电力设备交接和预防性试验规程》;
- (4) 《山西省电力公司电力设备预防性试验规程》;
- (5) “国家电网生[2004]634号”《输变电设备技术标准》;
- (6) GB/Z 18890.1~18890.3-2002《额定电压220kV(U_m=252kV)交联聚乙烯绝缘电力电缆及其附件》;山西省电力公司颁布的有关反事故措施和技术文件。
- (7) GB/T 16434-1996《高压架空线路和发电厂、变电所环境污区分级及绝缘选择标准》;
- (8) DL/T 864-2004《标称电压高于1000V交流架空线路用复合绝缘子使用导则》;
- (9) “晋电生字[2005]770号”《山西电网输变电设备现场污秽度测量导则》和《山西电网复合材料现场憎水性测量导则》;
- (10) DL/T 627-2004《绝缘子用常温固化硅橡胶防污闪涂料》;
- (11) DL/T 514-93《燃煤电厂电除尘器》;
- (12) DL/T 804-2002《交流电力系统金属氧化物避雷器使用导则》

2 旋转电机

2.1 同步发电机和调相机

2.1.1 容量为6000kW及以上的同步发电机和调相机的试验项目、周期和要求见表2—1，6000kW以下者可参照执行。

表 2-1 同步发电机试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	定子绕组的绝缘电阻、吸收比或极化指数	1)交接时; 2)大修前、后; 3)小修时	1)绝缘电阻值自行规定。若在相近试验条件(温度、湿度)下,绝缘电阻值低到历年正常值的1/3以下时,应查明原因。 2)各相或各分支绝缘电阻的差值不应大于最小值的100%。 3)吸收比或极化指数: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;水内冷定子绕组自行规定	1)额定电压为1000V以上者,用2500V~5000V兆欧表,量程一般不低于10000MΩ 2)水内冷定子绕组用专用兆欧表,测量时发电机引水管电阻在100kΩ以上,汇水管对地绝缘电阻在30kΩ以上。 3)200MW及以上机组推荐测量极化指数,当I _{min} 的绝缘电阻在5000MΩ以上时,可不测极化指数
2	定子绕组的直流电阻	1)交接时; 2)大修时; 3)发电机出口短路后; 4)小修时(200MW及以上国产汽轮发电机组); 5)必要时	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以及与初次(出厂或交接时)测量值比较,相差值不得大于最小值的1.5%(水轮发电机为1%)超出要求者,应查明原因	1)在冷态下测量,绕组表面温度与周围空气温度之差不应大于±3℃。 2)汽轮发电机相间(或分支间)差别及其历年的相对变化大于1%时应引起注意。 3)电阻值超出要求时,可采用定子绕组通入10%-20%额定电流(直流),用红外热像仪查找。

续表

序号	项目	周期	要求	说明		
3	定子绕组泄漏电流和直流耐压	1)交接时; 2)大修前、后; 3)小修时; 4)更换绕组后	1)试验电压如下:	1)应在停机后清除污秽前热状态下进行。交接时或处于备用状态时,可在冷状态下进行。氢冷发电机应在充氢后氢纯度为96%以上或排氢后含氢量在3%以下时进行,严禁在置换过程中进行试验。 2)试验电压按每级0.5Un分阶段升高,每阶段停留1min。 3)不符合要求2)、3)之一者,应尽可能找出原因并消除,但并非不能运行。 4)泄漏电流随电压不成比例显著增长时,应注意分析。 5)试验时,微安表应接在高压侧,并对出线套管表面加以屏蔽。水内冷发电机汇水管有绝缘者,应采用低压屏蔽法接线;汇水管直接接地者,应在不通水和引水管吹净条件下进行试验。冷却水质应透明纯净,无机械杂物,导电率在水温20℃时要求:对于开启式水系统不大于 $5 \times 10^2 \mu S/m$;对于独立的密闭循环水系统为 $1.5 \times 10^2 \mu S/m$ 。		
			新装的;大修中全部更换定子绕组并修好后		3.0Un	
			运行机组重新安装时;局部更换定子绕组并修好后		2.5Un	
			大修前		运行20年及以下者	2.5Un
					运行20年以上与架空线路直接连接者	2.5Un
					运行20年以上不与架空线路直接连接者	2.0~2.5Un
小修时和大修后	2.5Un					
2)在规定试验电压下,各相泄漏电流的差别不应大于最小值的50%;最大泄漏电流在 $20 \mu A$ 以下者,根据绝缘电阻值和交流耐压试验结果综合判断为良好时,各相间差值可不考虑。 3)泄漏电流不应随时间延长而增大						

续表

序号	项目	周期	要求	说明		
4	定子绕组交流耐压	1)交接时; 2)大修前; 3)更换绕组后	1)全部更换定子绕组并修好后的试验电压如下:	1)应在停机后清除污秽前热状态下进行。交接时或备用状态时,可在冷状态下进行。氢冷发电机试验条件见本表序号3说明1)。 2)水内冷发电机一般应在通水的情况下进行试验;进口机组按厂家规定;水质要求同本表序号3说明5)。 3)有条件时,可采用超低频(0.1Hz)耐压,试验电压峰值为工频试验电压峰值的1.2倍,持续时间为1min。 4)全部或局部更换定子绕组的工艺过程中的试验电压按制造厂规定		
			容量(kw或kVA)		额定电压Un(V)	试验电压(V)
			小于10000		36以上	2Un+1000 但最低为1500
			10000及以上		6000以下	2.5Un
					6000~24000	2Un+1000
					24000以上	按专门协议
			2)交接时,交流耐压标准按上表值的80%。 3)大修或局部更换定子绕组并修好后试验电压为:			
			运行20年及以下者		1.5Un	
运行20年以上与架空线路直接连接者	1.5Un					
运行20年以上不与架空线路直接连接者	1.3~1.5Un					
5	转子绕组的绝缘电阻	1)交接时; 2)大修中转子清扫前、后; 3)小修时	1)绝缘电阻值在室温时一般不小于 $0.5M\Omega$ 。 2)水内冷转子绕组绝缘电阻值在室温时一般不应小于 $5k\Omega$	1)用1000V兆欧表测量。水内冷发电机用500V及以下兆欧表或其它测量仪器。 2)对于300MW以下的隐极式电机,当定子绕组已干燥完毕而转子绕组尚未干燥,如果转子绕组的绝缘电阻在75℃时不小 $2k\Omega$,也可投入运行。 3)对于300MW及以上隐极式机组在10~30℃时转子绕组绝缘电阻值不应小于 $0.5M\Omega$		

续表

序号	项目	周期	要求	说明	
6	转子绕组的直流电阻	1)交接时; 2)大修时	与初次(交接或大修)所测结果比较,其差别一般不超过2%。	1)在冷态下进行测量。 2)显极式转子绕组还应对各磁极线圈间的连接点进行测量	
7	转子绕组交流耐压	1)显极式转子交接时、大修时和更换绕组后; 2)隐极式转子拆卸套箍后,局部修理槽内绝缘和更换绕组后	试验电压如下:	1)隐极式转子拆卸套箍只修理端部绝缘时和交接时,可用2500兆欧表代替。 2)隐极式转子若在端部有铝鞍,则在拆卸套箍后作绕组对铝鞍的耐压试验。试验时将转子绕组与轴连接,在铝鞍上加电压2000V。 3)全部更换转子绕组工艺过程中的试验电压值按制造厂规定	
			显极式和隐极式转子全部更换绕组并修好后,显极式转子交接时		额定励磁电压在500V及以下者为 $10U_n$,但不低于1500V;500V以上者为 $2U_n+4000V$
			显极式转子大修时及局部更换绕组并修好后		$5U_n$,但不低于1000V,不大于2000V
			隐极式转子局部修理槽内绝缘后及局部更换绕组并修好后		$5U_n$,但不低于1000V,不大于2000V
8	发电机和励磁机的回路所连接的设备(不包括发电机和励磁机的绝缘电阻)	1)交接时; 2)大修时; 3)小修时	绝缘电阻值不应低于0.5MΩ,否则应查明原因并消除	1)小修时用1000V兆欧表。 2)交接时、大修时用2500V兆欧表。 2)回路中有电子元件设备时,试验时应取出插件或将两端短接	
9	发电机和励磁机的回路所连接的设备(不包括发电机和励磁机的交流耐压)	1)交接时; 2)大修时	试验电压为1kV	可用2500V兆欧表测量绝缘电阻代替	

续表

序号	项目	周期	要求	说明
10	定子铁芯试验	1)交接时; 2)重新组装或更换、修理硅钢片后; 3)必要时	1)磁密在1T下齿的最高温升不大于25K,齿的最大温差不得大于15K,单位损耗不大于1.3倍参考值,在1.4T下自行规定。 2)单位损耗参考值见附录A。 3)对运行年久的电机自行规定	1)交接时,若厂家已进行过试验,且有试验记录者,可不进行试验。 2)在磁密为1T下持续试验时间为90min,在磁密为1.4T下持续时间为45min,对直径较大的水轮发电机试验时应注意校正由于磁通密度分布不均匀所引起的误差。 3)可用红外热像仪测温
11	发电机和励磁机轴承的绝缘电阻	1)交接时; 2)大修时	1)汽轮发电机组的轴承不能低于0.5MΩ。 2)立式水轮发电机组的推力轴承每一轴瓦不得低于100MΩ;油槽充油并顶起转子时,不得低于0.3MΩ。 3)所有类型的水轮发电机,凡有绝缘的导轴承,油槽充油前,每一轴瓦不得低于100MΩ	安装前分别用1000V兆欧表测量内端盖,密封瓦、端盖轴承等处的绝缘电阻
12	灭磁电阻器(或自同期电阻器)的直流电阻	1)交接时; 2)大修时	与铭牌或最初测得的数据比较,其差别不应超过10%	非线性电阻按厂家要求
13	灭磁开关的并联电阻	1)交接时; 2)大修时	与初始值比较应无显著差别	电阻值应分段测量
14	转子绕组的交流阻抗和功率损耗	1)交接时; 2)大修时	阻抗和功率损耗值自行规定,在相同试验条件下,与历年数值比较,不应有显著变化,相差10%应引起注意	1)隐极式转子在膛外或膛内以及不同转速下测量,显极式转子对每一个磁极转子绕组测量。 2)每次试验应在相同条件相同电压下进行,试验电压峰值不超过额定励磁电压(显极式转子自行规定)。 3)本试验可用动态匝间短路监测法代替(波形法)。 4)交接时,超速试验前后进行测量

续表

序号	项目	周期	要求	说明
15	检温计 绝缘电阻 和温度误差	1)交接时; 2)大修时	1)绝缘电阻值自行规定。 2)检温计指示值误差不应超过制造厂规定	1)用 250V 兆欧表。 2)检温计除埋入式外还包括引水管定子出水温度计
16	定子 槽部线 圈防晕 层对地 电位	必要时	不大于 10V	1)运行中测温元件电压升高、楷楔松动或防晕层损坏时测量。 2)试验时对定子绕组施加额定交流电压值,用高内阻电压表测量线棒表面对地电压 3)有条件是可采用超声法或紫外成像法探测槽内放电
17	定子 绕组端 部动态 特性	1)交接时; 2)大修时; 3)必要时	1)新机交接时,绕组端部整体模态频率在 94~115Hz 范围之内为不合格。 2)已运行的发电机,绕组端部整体模态频率在 94~115Hz 范围之内且振型为椭圆为不合格。 3)已运行的发电机,绕组端部整体模态频率在 94~115Hz 范围之内,振型不是椭圆,应结合发电机历史情况综合分析。 4)线棒鼻端接头、引出线和过渡引线的固有频率在 94~115Hz 范围之内为不合格	1)应结合历次测量结果进行综合分析 2)200MW 及以上汽轮发电机应进行试验,其他机组;不作规定
18	定子 绕组端 部手包 绝缘表 面对地 电位	1)交接时; 2)大修时; 3)必要时	1)直流试验电压值为 U_n 2)测试结果一般不大于下表值	1)200MW 及以上国产水氢汽轮发电机应进行试验,其他机组不作规定。 2)定子端部表面极端脏污时(如事故后等)可采用测量局部泄漏电流的方法来试验。

续表

序号	项目	周期	要求				说明	
			机组状态	测量部位	不同 U_0 下之限值(kV)			
		15.75			18	20		
18	定子 绕组手 包绝缘 表面对 电位		交接时 或现场 处理绝 缘后	手包绝缘 引线接头及 汽机侧隔相 接头	1.0	1.2	1.3	标准规定如下:表中表面电位法中限值为 1、2、3kV,则局部泄漏电流法相应电流限值为 10、20、30 μ A,其余依此类推。 3)使用内阻为 100M Ω 的专用测量杆测量
				端部接 头(包括引 水管锥体 绝缘)及过 渡引线并 联块	1.5	1.7	1.9	
			大修 时	手包绝缘 引线接头及 汽机侧隔相 接头	2.0	2.3	2.5	
				端部接 头(包括引 水管体绝 缘)及过 渡引线并 联块	3.0	3.5	3.8	
19	轴电 压	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	1)在汽轮发电机的轴承油膜被短路时,转子两端轴上的电压一般应等于轴承与机座间的电压。 2)汽轮发电机大轴对地电压一般小于 10V。 3)水轮发电机不作规定	1)测量时采用高内阻(不小于 100k Ω / V)的交流电压表。 2)对于端盖式轴承可测轴对地电压。 3)有条件时应测量轴电流,符合厂家要求				
20	定子 绕组绝 缘老化 鉴定	必要时	见附录 A	1)累计运行时间 20 年以上且运行或预防性试验中绝缘频繁击穿机组应进行,其他机组不作规定。 2)新机投产后第一次大修有条件时可对定子绕组做试验,以留取初始值				
21	空载 特性曲 线	1)交接时; 2)大修后; 3)更换绕 组后	1)与制造厂(或以前测得的)数据比较,应在测量误差的范围以内。 2)在额定转速下的定子电压最高试验值: a)水轮发电机为 1.5 U_n (以不超过额定励磁电流为限); b)汽轮发电机为 1.3 U_n (带变压器时为 1.1 U_n)。 3)对于有匝间绝缘的发电机最高电压下持续时间为 5min	1)交接时有出厂数据时只做带变压器的空载特性曲线试验;若无出厂数据时应分别做带与不带变压器的空载特性曲线试验。 2)大修时一般可以仅做带变压器的试验				

续表

序号	项目	周期	要求	说明
22	三相短路特性曲线	1)交接时; 2)必要时	与制造厂数据比较,其差别应在测量误差的范围以内	交接时有出厂数据时只做带变压器的短路特性曲线试验;若无出厂数据时应分别做带与不带变压器的空载特性曲线试验
23	发电机定子开路时的灭磁时间常数	1)交接时; 2)更换灭磁开关后	时间常数与出厂或更换前比较,应无明显差异	
24	次瞬态电抗和负序电抗	交接时	电抗值不作规定	已有厂家型式试验数据时,可不进行
25	测量自动灭磁装置分闸后的定子残压	交接时	残压值不作规定(一般在 200V 以下)	
26	检查相序	1)交接时; 2)改动接线后	应与电网的相序一致	
27	温升	1)第一次大修前; 2)定子或转子绕组更换后、冷却系统改进后; 3)必要时	应符合制造厂规定	如对埋入式温度计测量值有怀疑时,应用带电测平均温度的方法进行校核
28	发电机转子通风道风速试验	1)交接时; 2)大修时; 3)必要时	符合制造厂规定	
29	发电机定子绕组分路水流试验	1)交接时; 2)大修时; 3)必要时	符合制造厂规定	

2.1.2 有关定子绕组干燥问题的规定。发电机和同步调相机交接及大修中更换绕组时,容量为 10MW(MVA)以上的定子绕组绝缘状况应满足下列条件,而容量为 10MW(MVA)及以下时满足下列条件之一者,可以不经干燥投入运行:

(1) 分相测得沥青浸胶及烘卷云母绝缘的吸收比不小于 1.3 或极化指数不小于 1.5;对于环氧粉云母绝缘吸收比不小于 1.6 或极化指数不小于 2.0。水内冷发电机的吸收比和极化指数自行规定。

(2) 在 40℃时三相绕组并联对地绝缘电阻不小于 $(U_n+1)M\Omega$ (取 U_n 的千伏数,下同),分相试验时,不小于 $2(U_n+1)M\Omega$ 。若定子绕组不是 40℃,绝缘电阻应进行换算。换算公式为

$$R_c = K_t R_t$$

式中 R_c ——换算至 75℃或 40℃时的绝缘电阻值, $M\Omega$;

R_t ——试验温度为 t ℃时的绝缘电阻值, $M\Omega$;

K_t ——绝缘电阻温度换算因数。

绝缘电阻温度换算因数(K_t)按下列公式计算

$$K_t = 10^{\alpha(t-t_1)}$$

式中 t ——试验时的温度,℃;

t_1 ——换算温度值(75℃、40℃或其他温度),℃;

α ——温度系数,℃⁻¹,此值与绝缘材料的类别有关,对于 A 级绝缘为 0.025; B 级绝缘为 0.030。

2.2 直流电机

直流电机的试验项目、周期和要求见表 2-2 所示。

表 2-2 直流电机的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	绕组的绝缘电阻	1)交接时; 2)大修时; 3)小修时;	绝缘电阻值一般不低于 0.5MΩ	1)用 1000V 兆欧表。 2)对励磁机应测量电枢绕组对轴和金属绑线的绝缘电阻
2	绕组的直流电阻	1)交接时; 2)大修时	1)与制造厂试验数据或以前测得值比较,相差一般不大于 2%;补偿绕组自行规定。 2)100kW 以下的电机自行规定	

续表

序号	项目	周期	要求	说明
3	电枢绕组片间的直流电阻	1)交接时; 2)大修时	相互间的差值不应超过最小值的10%	1)由于均压线产生的有规律变化,应与各相应的片间进行比较。 2)对波绕组或蛙绕组应根据在整流子上实际节距测量。 3)交接时 6000kW 以上发电机及调相机的励磁机进行测量
4	绕组的交流耐压	1)交接时; 2)大修时	磁场绕组对机壳和电枢对轴的试验电压: 1)交接时为 $0.75(2U_n+1000)V$, 但不小于 1200V; 2)大修时为 1000V。	100kW 以下直流电机可用 2500V 兆欧表测绝缘电阻代替。
5	磁场可变电阻器的直流电阻	1)交接时; 2)大修时	与铭牌数据或最初测量值比较相差不应大于 10%。	应在所有接头位置测量,电阻值变化应有规律性。
6	励磁回路所有连接设备的绝缘电阻	1)交接时; 2)大修时	一般不低于 $0.5M\Omega$	用 1000V 兆欧表
7	碳刷中心位置	1)交接时; 2)大修时	核对位置是否正确,应满足良好换向要求	必要时可做无火花换向试验
8	绕组的极性及其连接	1)交接时; 2)接线变动时	极性和连接均应正确	
9	直流发电机的特性	1)交接时; 2)更换绕组后	与制造厂试验数据比较,应在测量误差范围内	1)空载特性:测录到最大励磁电压值为止。 2)励磁电压的增长速度:在励磁机空载额定电压下进行
10	直流电动机的空转检查	1)交接时; 2)更换绕后	1)转动正常 2)调速范围合乎要求	空转检查的时间一般不小于 1 小时

2.3 中频发电机

中频发电机的试验项目、周期和要求见表 2-3 所示。

表2-3 中频发电机的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	绕组的绝缘电阻	1)交接时; 2)大修时; 3)小修时	绝缘电阻值不应低于 $0.5M\Omega$	1000V 以下的中频发电机使用 1000V 兆欧表; 1000V 及以上者使用 2500V 兆欧表
2	绕组的直流电阻	1)交接时; 2)大修时	1)各相绕组直流电阻值相互差别不超过最小值的 2%。 2)励磁绕组直流电阻值与出厂值比较不应有显著差别	
3	绕组的交流耐压	1)交接时; 2)大修时	试验电压为出厂试验电压值的 75%	副励磁机的交流耐压试验可用 1000V 兆欧表测量绝缘电阻代替
4	可变电阻器或启动电阻器的直流电阻	1)交接时; 2)大修时	与制造厂数值或最初测得值比较相差不得超过 10%	1000V 及以上中频发电机应在所有分接头上测量
5	空载特性曲线	1)交接时; 2)大修时	与制造厂出厂值比较应无明显差别	
6	检查相序	交接时	应符合运行要求	

2.4 交流电动机

交流电动机的试验、试验周期和要求见表 2-4 所示。

表 2-4 交流电动机的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	绕组的绝缘电阻、吸收比或极化指数	1)交接时; 2)大修时; 3)小修时	1)绝缘电阻值: a)额定电压 3000V 以下者,在室温下不应低于 $0.5M\Omega$; b)额定电压 3000V 及以上者,交流耐压前,定于绕组在接近运行温度时的绝缘电阻值不应低于 $1M\Omega/kV$, 投运前室温下(包括电缆)不应低于 $1M\Omega/kV$; c)转子绕组不应低于 $0.5M\Omega$ 。 2)吸收比或极化指数自行规定	1)500kW 及以上的电动机,应测量吸收比(或极化指数)。 2)3kV 以下的电动机使用 1000V 兆欧表, 3kV 及以上的电动机使用 2500V 兆欧表。 3)小修时定子绕组可与其所连接的电缆一起测量, 转子绕组可与启动设备一起测量。 4)有条件时应分相测量。 5)加装变频器的电动机测量前应与变频器隔离

续表

序号	项目	周期	要求	说明		
2	绕组的直流电阻	1)交接时; 2)大修时; 3)一年(3kV及以上或100kW及以上)	1)3kV及以上或100kW及以上的电动机各相绕相直流电阻值的相互差值不应超过最小值的2%;中性点未引出者,可测量线间电阻,相互差值不应超过最小值的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			
3	定于绕组泄漏电流和直流耐压	1)交接时; 2)大修时; 3)更换绕组后	1)3kV及以上或500kW及以上的电动机应进行试验,其他电动机自行规定。 2)交接时、全部更换绕组时试验电压为 $3U_n$;大修或局部更换绕组时为 $2.5U_n$ 3)泄漏电流相互差别一般不大于最小值的100%,20uA以下者不作规定	有条件时应分相进行试验		
4	定子绕组交流耐压	1)交接时; 2)大修时; 3)更换绕组后	1)全部更换绕组后试验电压为 $(2U_n+1000)V$,但不低于1500V。 2)交接时试验电压 $0.75(2U_n+1000)V$ 。 3)大修时或局部更换定子绕组后,试验电压为 $1.5U_n$,但不低于1000V	1)低压和100kW以下电动机交流耐压试验可用2500V兆欧表测绝缘电阻代替。 2)更换定子绕组时工艺过程中的交流耐压试验按制造厂规定		
5	绕线式电动机转子绕组的交流耐压	1)交接时; 2)大修时; 3)更换绕组后	试验电压如下:	1)绕线式电动机已改为直接起动者可不进行交流耐压。 2) U_k 为转子静止时,在定子绕组上加额定电压于滑环上测得的电压。 3)交接时,3000V及以上电动机进行试验		
					不可逆式	可逆式
			全部更换转子绕组后(V)		$2U_k+1000$	$4U_k+1000$
			交接时(V)		$0.75(2U_k+1000)$	$0.75(4U_k+1000)$
	大修时或局部更换定子绕组后(V)	$1.5U_k$,但不小于1000	$3.0U_k$,但不小于2000			
6	同步电动机转子绕组交流耐压	1)交接时; 2)大修时	交接时试验电压为出厂值的0.75倍,且不应低于1200V;大修时为1000V	用2500V兆欧表测绝缘电阻代替		

续表

序号	项目	周期	要求	说明
7	可变电阻或起动电阻器的直流电阻	1)交接时; 2)大修时	与制造厂数值或最初测得结果相比较,相差不应超过10%	3000V及以上的电动机应在所有分头上测量
8	可变电阻器与同步电阻器的绝缘电阻	1)交接时; 2)大修时	与回路一起测量时,绝缘电阻值不应低于 $0.5M\Omega$	用2500V兆欧表
9	同步电动机及其励磁机轴承的绝缘电阻	1)交接时; 2)大修时	绝缘电阻不应低于 $0.5M\Omega$	1)在油管安装完毕后测量。 2)用1000V兆欧表
10	转子金属绑线的绝缘电阻	1)交接时; 2)大修时	绝缘电阻不应低于 $0.5M\Omega$	用2500V兆欧表
11	定子绕组的极性	1)交接时; 2)接线变动时	定子绕组的极性与连接应正确	1)对双绕组的电动机,应检查两分支间连接的正确性。 2)中性点无引出者可不检查极性
12	空载电流和空载损耗	1)交接时; 2)必要时	1)转动应正常,空载电流自行规定。 2)额定电压下空载损耗值不得大于历次值的150%	1)空转检查时间一般不小于1h。 2)测定空载电流仅在对电动机有怀疑时进行。 3)3000V以下电动机仅测空载电流不测空载损耗
13	定子铁芯试验	1)交接时; 2)全部更换绕组时或更换铁芯后 3)必要时	参照表2-1中序号10	1)3kV或500kW及以上电动机应做此项试验。 2)如果电动机定子铁芯没有局部缺陷,只为检查整体叠片状况,可仅测量空载损耗值

3 电力变压器及电抗器

3.1 35kV及以上油浸式变压器、电抗器

35kV及以上油浸式变压器、电抗器的试验项目、周期和要求见表3-1。

表3-1 35kV及以上油浸式变压器、电抗器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	油中溶解气体色谱分析	1)交接时; 2)大修后; 3)运行中: a)500kV 变压器、电抗器 3 个月 1 次; 对新装、大修、更换绕组后增加第 1、7、15、30 天。 b)220kV 变压器和发电厂 120MVA 及以上的变压器 3~6 个月 1 次;对新装、大修、更换绕组后增加第 7、15、30 天。 c)110kV 变压器和发电厂 120MVA 以下变压器在新装、大修、更换绕组后 30 天和 180 天内各做 1 次,以后 1 年 1 次。 d)35kV 变压器 1~2 年 1 次。 e)必要时	1)新装变压器油中任一项溶解气体含量不得超过下列数值:总烃 20 μ l/l; H ₂ 30 μ l/l; C ₂ H ₂ 不应含有。 2)大修后变压器油中任一项溶解气体含量不得超过下列数值:总烃 50 μ l/l; H ₂ 50 μ l/l; C ₂ H ₂ 痕量。 3)对 110kV 及以上变压器的油中一旦出现 C ₂ H ₂ , 即应缩短检测周期,跟踪变化趋势。 4)运行设备的油中任一项溶解气体含量超过下列数值时应引起注意:总烃 150 μ l/l; H ₂ 150 μ l/l; C ₂ H ₂ 5.0 μ l/l(500kV 设备为 1.0 μ l/l)。 5)烃类气体总和的产气速率在 0.25ml / h(开放式)和 0.5ml/h(密封式),相对产气速率大于 10%/月,则认为设备有异常。 6)500kV 电抗器当出现少量(小于 5.0 μ l/l)C ₂ H ₂ 时也应引起注意;如气体分析虽已出现异常,但判断不至于危及绕组和铁芯安全时,可在超过注意值较大的情况下运行	1)总烃包括: CH ₄ 、C ₂ H ₆ 、C ₂ H ₄ 和 C ₂ H ₂ 四种气体。 2)溶解气体组分含量有增长趋势时,可结合产气速率判断,必要时缩短周期进行追踪分析。 3)总烃含量低的设备不宜采用相对产气速率进行分析。 4)超过 3 个月未运行的变压器、电抗器在投运前应进行色谱取样分析。 5)从实际带电之日起,即纳入监测范围。 6)封闭式电缆出线和 GIS 出线的变压器电缆侧和 GIS 侧绕组,当无法进行定期试验时,应缩短油中溶解气体色谱分析检测周期,500kV 变压器不应超过 2 个月,220kV 变压器不应超过 3 个月,110kV 变压器不应超过 6 个月。 7)装有色谱在线监测装置的变压器在运行中可适当调整色谱取样检测周期。 8)对于薄绝缘、铝线圈、运行 20 年以上的老旧变压器或单主变的变压器发生中低压侧近区短路时,应及时进行色谱分析
2	绕组直流电阻	1)交接时; 2)1~3 年; 3)大修后; 4)无励磁调压变压器变换分接位置;	1)1.6MVA 以上变压器,各相绕组电阻相互间的差别,不应大于三相平均值的 2%;无中性点引出的绕组,线间差别不应大于三相平均值的 1%。 2)1.6MVA 及以下变压器,相间差别一般不应大于三相平均值的 4%;线间差别一般不应大于三相平均值的 2%。	1)如电阻相间差在出厂时已超过规定,制造厂已说明了产生这种偏差的原因,按要求 3)项执行。 2)不同温度下的电阻值按下式换算: $R_2=R_1(T+t_2)/(T+t_1)$ 式中: R ₁ 、R ₂ 分别为在温度 t ₁ 、t ₂ 下的电阻值; T 为电阻温度常数,铜导线取 235, 铝导线取 225。

序号	项目	周期	要求	说明
2	绕组直流电阻	5)有载调压变压器的分接开关检修后(在所有分接); 6)必要时	3)与以前相同部位、相同温度下的历次结果相比,不应有明显差别,其差别不应大于 2%,当超过 1%时应引起注意。 4)电抗器参照执行	3)无励磁调压变压器投入运行时,应在所选分接位置锁定后测量直流电阻。 4)有载调压变压器定期试验中,可在经常运行的分接上下几个分接处测量直流电阻。 5)运行中变压器,封闭式电缆出线和 GIS 出线侧的绕组可不进行定期试验,但应缩短油中溶解气体色谱分析检测周期(按照序号 1 中说明 7)执行)。
3	绕组绝缘电阻、吸收比或极化指数	1)交接时; 2)1—3 年; 3)大修后; 4)必要时	1)交接时,绝缘电阻不低于出厂值的 70%。 2)运行中,绝缘电阻与历次试验结果相比应无明显变化。 3)在 10~30℃ 范围内,吸收比一般不低于 1.3;极化指数不低于 1.5。 4)变压器绝缘电阻大于 10000M Ω 时,吸收比和极化指数可仅作为参考。	1)采用 2500V 或 5000V 兆欧表。 2)测量前被试绕组应充分放电。 3)测量温度以顶层油温为准,尽量在相近的温度下试验。 4)尽量在油温低于 50℃ 时试验。 5)不同温度的绝缘电阻值一般可按下式换算 $R_2=R_1 \times 1.5^{(t_1-t_2)/10}$ 6)吸收比和极化指数不进行温度换算。 7)220kV 及以上变压器应测量极化指数。 8)运行中变压器,电缆出线和 GIS 出线侧绕组绝缘电阻在中性点套管处测量。其绝缘电阻值仅作参考。
4	绕组连同套管的 tan δ	1)交接时; 2)对 220kV 及以上者 1-3 年,其余自行规定; 3)大修后; 4)必要时	1)20℃ 时的 tan δ 不大于下列数值: 500kV 0.6% 110-220kV 0.8% 35kV 1.5% 2)tan δ 值与历年的数值比较不应有明显变化(变化量一般不大于 30%)。 3)试验电压如下: a)绕组电压 10kV 及以上: 10kV; b)绕组电压 10kV 以下: U _n	1)非被试绕组端子应短路接地,被试绕组端子应短路。 2)同一变压器各绕组的 tan δ 要求值相同。 3)测量温度以顶层油温为准,尽量在相近的温度下试验。 4)尽量在油温低于 50℃ 时试验。 5)运行中的变压器,封闭式电缆出线和 GIS 出线的只测量非电缆和 GIS 出线侧绕组的 tan δ

续表

序号	项目	周期	要求	说明
5	电容型套管的 $\tan\delta$ 和电容值	1)交接时; 2)大修时; 3)1-3 年; 4)必要时	见第 6 章	1)用正接法测量。 2)测量时记录环境温度和设备的顶层油温。 3)运行中变压器,封闭式电缆和 GIS 出线的只测量有末屏引出的套管
6	绝缘油试验		见第 10 章	
7	交流耐压试验	1)交接时; 2)大修后; 3)更换绕组后; 4)必要时	油浸设备试验电压值按附录 G	1)宜用变频感应法。 2)35kV 全绝缘变压器,现场条件不具备时,可只进行外施工频耐压试验。 3)电抗器进行外施耐压试验。 4)35kV 及以下绕组、变压器中性点应进行外施耐压试验。 5)110kV 及以上变压器在更换绕组后应进行交流耐压试验
8	铁芯(有外引接地线的)绝缘电阻	1)交接时; 2)1-3 年; 3)大修后; 4)必要时	1)与历次试验结果相比无明显差别。 2)运行中铁芯接地电流一般不大于 0.1A	1)一般用 2500V 兆欧表。 2)夹件有单独外引接地线的应分别测量
9	穿芯螺栓、夹件、绑扎钢带、铁芯、线圈压环及屏蔽等的绝缘电阻	1)交接时; 2)大修时; 3)必要时	220kV 及以上的绝缘电阻一般不低于 500M Ω ; 其它变压器一般不低于 10M Ω	1)一般用 2500V 兆欧表。 2)连接片不能拆开者可不测量
10	绕组泄漏电流	1)交接时; 2)大修后; 3)1-3 年; 4)必要时	1)试验电压如下: 绕组额定电压 (kV) 3 6-10 20-35 110-220 500 直流试验电压 (kV) 5 10 20 40 60 2)由泄漏电流换算成的绝缘电阻值应与兆欧表所测值相近(在相同温度下)	1)读取 I_{min} 时的泄漏电流值。 2)泄漏电流参考值参见附录 I 的规定 3)运行中变压器,电缆出线和 GIS 出线侧绕组的泄漏电流由中性点套管处测量。泄漏电流值仅作为参考

续表

序号	项目	周期	要求	说明
11	变压器绕组电压比	1)交接时; 2)更换绕组后; 3)分接开关引线拆装后; 4)必要时	1)各相应分接的电压比顺序应与铭牌相同。 2)额定分接电压比允许偏差为 $\pm 0.5\%$,其他分接的偏差应在变压器阻抗值(%)的 1/10 以内,但不得超过 1%	
12	三相变压器的接线组别或单相变压器的极性	1)交接时; 2)更换绕组后; 3)必要时	1)必须与变压器的铭牌和出线端子标号相符。 2)单相变压器组成的三相变压器组应在连接完成后进行组别检查	
13	变压器空载电流和空载损耗	1)拆装铁芯后; 2)更换绕组后; 3)必要时	与原出厂试验值相比应无明显变化	试验电源可用三相或单相,试验电压可用额定电压或较低电压值(如制造厂提供了较低电压下的值,可在相同电压下进行比较)
14	变压器短路阻抗和负载损耗	1)更换绕组后; 2)必要时	与出厂或大修后试验相比应无明显变化	试验电源可用三相或单相,试验电流可用额定电流或较低电流值(如制造厂提供了较低电流下的值,可在相同电流下进行比较)
15	局部放电	1)交接时; 2)大修后(220kV 及以上变压器); 3)必要时	1)交接时:线端电压为 $1.5U_m / \sqrt{3}$ 时,放电量一般不大于 100pC,自耦变压器中压绕组一般不大于 200pC; 2)运行中:线端电压为 $1.5U_m / \sqrt{3}$ 时,放电量一般不大于 500pC;线端电压为 $1.3U_m / \sqrt{3}$ 时,放电量一般不大于 300pC	1)试验方法应符合 GB 1094.3—2003《电力变压器第三部分绝缘水平和绝缘试验》的规定。 2)大修更换绝缘部件或部分线圈并经干燥处理后的变压器必须进行。 3)110kV 变压器在对绝缘有怀疑时应进行局放试验
16	有载调压装置的试验和检查	1)交接时; 2)运行中	1)交接时 2)运行中按 DL / T574--1995《有载分接开关运行维修导则》执行	
17	测温装置及其二次回路试验	1)交接时; 2)大修后; 3)1—3 年	密封良好,指示正确,测温电阻值应和出厂值相符,在规定的周期内使用,绝缘电阻一般不低于 1M Ω	测量绝缘电阻用 2500V 兆欧表
18	气体继电器及其二次回路试验	1)交接时; 2)大修后; 3)1—3 年	整定值符合 DL/T 540—1994《QJ—25/50/80 型气体继电器检验规程》要求,动作正确,绝缘电阻一般不低于 1M Ω	测量绝缘电阻用 2500V 兆欧表
19	压力释放器试验	必要时	动作值与铭牌值相差应不大于 10%或符合制造厂规定	
20	整体密封检查	1)交接时; 2)大修后	按《变压器检修工艺导则》的规定执行	

续表

序号	项目	周期	要求	说明										
21	冷却装置及其二次回路试验	1)交接时; 2)大修后; 3)1—3年	1)投运后,流向、温升和声响正常,无渗漏。 2)强油水冷装置的检查 and 试验按制造厂的规定。 3)绝缘电阻一般不低于 1MΩ	测量绝缘电阻用 2500V 兆欧表										
22	套管电流互感器试验	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	按表 4-1 中电流互感器试验的有关条款进行											
23	变压器全电压下冲击合闸	1)交接时; 2)更换绕组后	1)新装和更换绕组后,冲击合闸 5 次,每次间隔 5min。 2)部分更换绕组后,冲击合闸 3 次,每次间隔 5min	1)在使用分接上进行。 2)由变压器高压侧加压。 3)合闸前 110kV 及以上的变压器中性点接地。 4)发电机变压器组中间无断开点时,可不进行										
24	油中糠醛含量	1)交接时; 2)运行中 5 年(220kV 及以上) 3)必要时	1)含量超过下表数值时,一般为非正常老化,需跟踪检测: <table border="1" style="display: inline-table; vertical-align: middle;"> <tr> <td>运行年限(年)</td> <td>1-5</td> <td>5-10</td> <td>10-15</td> <td>15-20</td> </tr> <tr> <td>糠醛量(mg/l)</td> <td>0.1</td> <td>0.2</td> <td>0.4</td> <td>0.75</td> </tr> </table> 2)跟踪检测并注意增长率。 3)测量值大于 4mg/l 时,认为绝缘老化已比较严重	运行年限(年)	1-5	5-10	10-15	15-20	糠醛量(mg/l)	0.1	0.2	0.4	0.75	1)仅限于 220kV 及以上变压器; 2)当油中气体总烃超标,或 CO、CO ₂ 过高时进行; 3)需了解绝缘老化情况时进行; 4)长期过载运行后,温升超标后进行
运行年限(年)	1-5	5-10	10-15	15-20										
糠醛量(mg/l)	0.1	0.2	0.4	0.75										
25	绝缘纸(板)聚合度	必要时	当聚合度小于 250 时应引起注意	试样可取引线上绝缘纸、垫块、绝缘纸板等数克,运行年限超过 20 年,应利用吊罩的机会采样试验										
26	绝缘纸(板)含水量	必要时	含水量(m/m)一般不大于以下数值:500kV 为 1%;220kV 为 3%	按 DL/T 580-1995 《用露点法测量变压器纸中平均含水量的方法》进行测量										
27	电抗器阻抗测量	必要时	与出厂值相差±5%,与整组平均值相差在 2% 范围内	如有试验条件限制,可在运行电压下测量										
28	振动	必要时	与出厂值相比,不应有明显差别											
29	噪声	1)220kV 及以上变压器、电抗器交接时 2)500kV 变压器、电抗器更换绕组后; 3)必要时	与出厂值相比,应无明显差别	按 GB 7328-1987 《变压器和电抗器的声级测定》的要求进行										

续表

序号	项目	周期	要求	说明
30	油箱表面温度分布	必要时	局部热点温升不超过 80K	1)用红外测温仪或温度计测量。 2)在带较大负荷时进行
31	变压器绕组变形试验	110kV 及以上变压器: 1)交接时; 2)更换绕组后; 3)6 年 4)必要时;	与初始结果相比,或三相之间结果相比无明显差别	1)每次测量时,变压器外部接线状态应相同 2)应在最大分接下测量。 3)出口短路后应创造条件进行试验。 4)可用频率响应法或低电压阻抗法
32	变压器零序阻抗	110kV 及以上变压器: 1)交接时; 2)更换绕组后		1)三相五柱式可以不进行。 2)如有制造厂试验值,交接时可不进行
33	变压器相位检查	1)交接时; 2)更换绕组后; 3)外部接线变更后	必须与电网相位一致	

3.2 消弧线圈、35kV 以下油浸变压器、接地变压器、干式变压器试验项目、周期和要求见表 3-2

表 3-2 消弧线圈、35kV 以下油浸变压器、接地变压器、干式变压器的试验项目、周期要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	绕组直流电阻	1)交接时; 2)1-3 年; 3)大修后; 4)厂用变压器、消弧线圈 1-3 年; 5)有载调压变压器分接开关检修后(在所有分接); 6)无励磁调压变压器变换分接位置后; 7)必要时	1)1.6MVA 以上变压器,各相绕组电阻相互间的差别,不应大于三相平均值的 2%;无中性点引出的绕组,线间差别不应大于三相平均值的 1%。 2)1.6MVA 及以下变压器,相间差别一般不应大于三相平均值的 4%;线间差别一般不应大于三相平均值的 2%。 3)各相绕组电阻与历次相同部位、相同温度下的历次结果相比,不应有明显差别,其差别一般应不大于 2%。 4)电抗器参照执行	1)如电阻相间差在出厂时已超过规定,制造厂说明了产生这种偏差的原因,可按要求 3)项执行。 2)不同温度下的电阻值按下式换算: $R_2=R_1(T+t_2)/(T+t_1)$, 式中: R_1 、 R_2 分别为在温度 t_1 、 t_2 下的电阻值; T 为电阻温度常数,铜导线取 235,铝导线取 225。 3)无励磁调压变压器投入运行时,应在所选分接位置锁定后测量直流电阻。 4)有载调压变压器定期试验中,可在经常运行的分接上下几个分接处测量直流电阻

续表

序号	项目	周期	要求	说明
2	绕组绝缘电阻、吸收比或极化指数	1)交接时; 2)投运前; 3)大修后; 4)厂(所)用变压器、接地变压器、消弧线圈 1-3 年,干式变压器 1—5 年; 5)必要时	绝缘电阻换算至同一温度下,与上一次试验结果相比应无明显变化	1)用 2500V 及以上兆欧表。 2)测量前被试绕组应充分放电。 3)绝缘电阻大于 10000MΩ 时,可不测吸收比或极化指数
3	油浸变压器和消弧线圈绕组的 tanδ	必要时	1)20℃时的 tanδ 值不大于 1.5%。 2)tanδ 值与历次的数值比较不应有明显变化(变化量一般不大于 30%)。 3)试验电压如下: a)绕组电压 10kV 及以上; 10kV; b)绕组电压 10kV 以下: U _n	不同温度下的 tanδ 值一般可用下式换算: $\tan\delta_2 = \tan\delta_1 \times 1.3^{(t_2-t_1)/10}$ 式中: tanδ ₁ 、tanδ ₂ 分别为在温度 t ₁ 、t ₂ 下的 tanδ 值
4	绝缘油试验	1)交接时; 2)大修后; 3)站(所)、厂用变压器、消弧线圈 1-3 年; 4)必要时	见第 10 章	投运前和大修后的试验项目和要求与交接时相同。站(所)、厂用变压器按 110kV 及以上对待
5	交流耐压试验	1)交接时; 2)大修后; 3)干式变压器 3-5 年; 4)必要时	1)油浸设备试验电压值按附录 H。 2)干式变压器试验电压值按附录 G, 全部更换绕组时按出厂试验值, 部分更换绕组和定期试验按交接试验值	更换绕组后进行
6	穿芯螺栓、夹件、绑扎、钢带、铁芯、线圈压环及屏蔽等的绝缘电阻	1)交接时; 2)大修时; 3)干式变压器 3-5 年	一般不低于 10MΩ	1)用 2500V 兆欧表。 2)连接片不能拆开者可不测量
7	变压器绕组电压比	1)交接时; 2)更换绕组后; 3)必要时	1)各相应分接的电压比顺序应与铭牌相同。 2)电压 35kV 以下, 电压比小于 3 的变压器电压比允许偏差为 ±1%, 其他所有变压器的额定分接电压比允许偏差为 ±0.5%, 其他分接的偏差应在变压器阻抗值(%)的 1/10 以内, 但不得超过 1%	

续表
23

序号	项目	周期	要求	说明
8	三相变压器的接线组别或单相变压器的极性	1)交接时; 2)更换绕组后	必须与变压器的铭牌和出线端子标示相符	
9	变压器空载电流和空载损耗	1)交接时; 2)必要时; 3)10kV 油浸变压器和接地变压器大修后 可选做	与出厂或大修后试验相比应无明显变化	试验电源可用三相或单相, 试验电压可用额定电压或较低电压值(如制造厂提供了较低电压下的值, 可在相同电压下进行比较)
10	变压器短路阻抗和负载损耗	1)交接时; 2)更换绕组后; 3)10kV 油浸变压器和接地变压器大修后 可选做	与出厂或大修后试验相比应无明显变化	试验电源可用三相或单相, 试验电流可用额定电流或较低电流值(如制造厂提供了较低电流下的值, 可在相同电流下进行比较)
11	有载调压装置的试验和检查	1)交接时; 2)运行中	1)交接时 2)运行中按 DL / T 574--1995《有载分接开关运行维修导则》执行	
12	测温装置及其二次回路试验	1)交接时; 2)1~3 年 3)大修时 (10kV 油浸变压器和接地变压器大修后 可选做)	密封良好, 指示正确, 测温电阻值应和出厂值相符, 在规定的检定周期内使用, 绝缘电阻不低于 1MΩ	绝缘电阻用 2500V 兆欧表测量
13	气体继电器及其二次回路试验	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	整定值符合运行规程要求, 动作正确, 绝缘电阻一般不低于 1MΩ	绝缘电阻用 2500V 兆欧表测量
14	整体密封检查	1)交接时; 2)大修时	按 DL/T573-1995《电力变压器检修导则》的规定执行	干式变压器不进行
15	冷却装置及其二次回路试验	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	冷却装置的检查和试验按制造厂的规定; 绝缘电阻一般不低于 1MΩ	测量绝缘电阻用 2500V 兆欧表
16	消弧线圈的电压、电流互感器绝缘和变比试验	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	见表 4-1、表 4-2	测量绝缘电阻用 2500V 兆欧表
17	接地变压器的零序阻抗	1)交接时; 2)更换绕组后		交接时如有制造厂数据时可不测量

续表

序号	项目	周期	要求	说明
18	干式变压器噪声测量	必要时		按 GB7328—1987《变压器和电抗器的声级测定》的要求进行
19	变压器绕组变形试验	50MW 及以上机组的高压厂用变压器: 1)交接时; 2)更换绕组后; 3)必要时	与初始结果相比,或三相之间结果相比无明显差别	1)每次测量时,变压器外部接线状态应相同。 2)应在最大分接下测量。 3)出口短路后应进行试验

4 互感器

4.1 电流互感器

4.1.1 油浸、干式电流互感器的试验项目、周期和要求见表 4-1。

表 4-1 油浸、干式电流互感器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明																																									
1	绕组及末屏的绝缘电阻	1)交接时; 2)1~3 年; 3)大修后; 4)必要时	1)绕组绝缘电阻不应低于出厂值或初始值的 70% 2)电容型电流互感器末屏对地绝缘电阻一般不低于 1000MΩ	1)用 2500V 兆欧表。 2)测量时非被试绕组(或未屏)、外壳应接地。 3)500kV 电流互感器具有二个一次绕组时,还应测量一次绕组间的绝缘电阻																																									
2	tanδ 及电容量	1)交接时; 2)1~3 年; 3)大修后; 4)必要时	1)主绝缘 tanδ (%)不应大于下表中的数值,且与历年数据比较,不应有显著变化。 <table border="1" style="margin-left: 20px;"> <thead> <tr> <th>电压等级(kV)</th> <th>35</th> <th>110</th> <th>220</th> <th>500</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>交接时、大修后</td> <td>油纸电容型</td> <td>—</td> <td>0.8</td> <td>0.6</td> <td>0.5</td> </tr> <tr> <td></td> <td>充油型</td> <td>3.0</td> <td>2.0</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td></td> <td>胶纸电容型</td> <td>2.5</td> <td>2.0</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>运行中</td> <td>油纸电容型</td> <td>—</td> <td>1.0</td> <td>0.8</td> <td>0.7</td> </tr> <tr> <td></td> <td>充油型</td> <td>3.5</td> <td>2.5</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td></td> <td>胶纸电容型</td> <td>3.0</td> <td>2.5</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> </tbody> </table> 2)电容型电流互感器主绝缘电容量与出厂值或初始值差别超过±5%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,其值不应大于 2%。	电压等级(kV)	35	110	220	500	交接时、大修后	油纸电容型	—	0.8	0.6	0.5		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	—	—	1)主绝缘 tanδ 试验电压为 10kV,末屏对地 tanδ 试验电压为 2kV。 2)油纸电容型 tanδ 一般不进行温度换算,当 tanδ 值与出厂值或上一次试验比较有明显增长时,应综合分析 tanδ 与温度电压的关系,当 tanδ 随温度明显变化或试验电压由 10kV 升到 $U_m/\sqrt{3}$ 时,tanδ (%) 增量超过 0.3,不应继续运行。 3)固体绝缘电流互感器一般不进行 tanδ 测量
电压等级(kV)	35	110	220	500																																									
交接时、大修后	油纸电容型	—	0.8	0.6	0.5																																								
	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	—	—																																								

续表

序号	项目	周期	要求	说明									
3	油中溶解气体色谱分析	1)交接时; 2)2~3 年; 3)大修后; 4)必要时	1)交接时与出厂试验值比较应无明显变化,且不应含有 C ₂ H ₂ 2)运行中油中溶解气体组分含量超过下列任一值时应引起注意: a)总烃: 100μ 1/1。 b)H ₂ : 150μ 1/1。 c)C ₂ H ₂ : 2μ 1/1 (110kV 及以下), 1μ 1/1 (220~500kV 级)	全密封电流互感器按制造厂要求进行									
4	110kV 及以上电流互感器油中微量水含量	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	油中微量水含量不应大于下表数值 <table border="1" style="margin-left: 20px;"> <thead> <tr> <th>电压等级 (kV)</th> <th>110</th> <th>220</th> <th>500</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>水分 (mg/l)</td> <td>20</td> <td>15</td> <td>10</td> </tr> </tbody> </table>	电压等级 (kV)	110	220	500	水分 (mg/l)	20	15	10	全密封电流互感器按制造厂要求进行	
电压等级 (kV)	110	220	500										
水分 (mg/l)	20	15	10										
5	35kV 及以下电流互感器交流耐压	1)交接时; 2)1~5 年一次; 3)大修后; 4)必要时	1)一次绕组交流耐压标准见附录 G 2)二次绕组之间及末屏对地为 2 kV 3)全部更换绕组绝缘后,应按出厂值进行	二次绕组交流耐压可用 2500V 兆欧表测绝缘电阻代替									
6	局部放电	1)20kV 及以上固体绝缘电流互感器: a)交接时; b)投运后 3 年内 (20-35kV); c)必要时 2)110kV 及以上油浸电流互感器:必要时	1)固体绝缘电流互感器放电量 <table border="1" style="margin-left: 20px;"> <thead> <tr> <th>试验电压 (kV)</th> <th>交接时 (pC)</th> <th>运行中 (pC)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1.2 $U_m/\sqrt{3}$</td> <td>20</td> <td>50</td> </tr> <tr> <td>1.2U_m</td> <td>50</td> <td>100</td> </tr> </tbody> </table> 2)110kV 及以上油浸式电流互感器在电压为 1.2 U _m /√3 时,放电量不大于 5pC。在电压为 1.2U _m 时放电量不大于 10pC	试验电压 (kV)	交接时 (pC)	运行中 (pC)	1.2 $U_m/\sqrt{3}$	20	50	1.2U _m	50	100	1)试验接线按 GB5583-1985 进行。 2)110kV 及以上的油浸电流互感器对绝缘性能有怀疑时应进行。 3)预加电压为出厂工频耐压值的 80%。测量电压在两值中任选其一进行
试验电压 (kV)	交接时 (pC)	运行中 (pC)											
1.2 $U_m/\sqrt{3}$	20	50											
1.2U _m	50	100											
7	极性	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	与铭牌标志相符										
8	各分接头的变比	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	与铭牌标志相符	计量有要求时和更换绕组后应测量角、比误差、角、比误差应符合等级规定									
9	励磁特性曲线	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	1)与同类型电流互感器特性曲线或制造厂的特性曲线比较,应无明显差别 2)多抽头电流互感器可在现场抽头或最大抽头测量	在继电保护有要求时进行。应在曲线拐点附近至少测量 5~6 个点;对于拐点电压较高的绕组,现场试验电压不超过 2kV									

续表

序号	项目	周期	要求	说明				
10	绕组直流电阻	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	与出厂值或初始值比较,应无明显差别					
11	绝缘油击穿电压	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	见第10章	全密封电流互感器按制造厂要求进行				
12	绝缘油90℃时tanδ (%)	110kV及以上; 1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	<table border="1"> <thead> <tr> <th>投入运行前的油</th> <th>运行油</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>注入前: ≤0.5 注入后: 220kV及以下≤1; 500kV≤0.7</td> <td>≤2</td> </tr> </tbody> </table>	投入运行前的油	运行油	注入前: ≤0.5 注入后: 220kV及以下≤1; 500kV≤0.7	≤2	1)当电流互感器tanδ较大但绝缘油其它性能正常时应进行该项试验。 2)全密封电流互感器按制造厂要求进行
投入运行前的油	运行油							
注入前: ≤0.5 注入后: 220kV及以下≤1; 500kV≤0.7	≤2							
13	密封检查	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	油位正常且无渗漏油现象					

注:套管式电流互感器按表4-1中序号1、5、7、8、9、10,其中序号5可随同变压器、电抗器或断路器等一起进行。SF₆断路器或封闭式组合电器中的电流互感器,有条件时按表4-1中序号1、7、8、9、10进行。

4.1.2 SF₆气体绝缘电流互感器

110kV及以上SF₆气体绝缘电流互感器的试验项目、周期和要求见表4-2。

表4-2 110kV及以上SF₆气体绝缘电流互感器试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	SF ₆ 气体湿度(20℃)(μ 1/1)	1)交接时; 2)大修后; 3)1~3年; 4)必要时	1)交接及大修后:不大于250μ 1/1; 2)运行中:不大于500μ 1/1	1)当新装及大修后1年内复测湿度不符合要求或漏气超过要求和设备异常时,按实际情况增加检测。 2)安装充气至额定压力且静置24h后,进行湿度检测
2	SF ₆ 气体泄漏	1)交接时; 2)运行中; 3)大修后; 4)必要时	1)采用灵敏度不低于1X10 ⁻⁶ (体积比)的检漏仪对各密封部位、管道接头等处进行检测,检漏仪不应报警。 2)年泄漏率不大于1%/年,或按厂家要求	日常监控,必要时检测

序号	项目	周期	要求	说明
3	SF ₆ 气体成分分析	必要时	纯度: ≥97%; 空气: ≤0.2%; CF ₄ : ≤0.1%	1)有条件时取气分析。 2)其余CO、CO ₂ 、SO ₂ 有条件时可加以监控。
4	SF ₆ 气体其它检测项目	见第10章	见第10章	见第10章
5	气体密度继电器校验	1)交接时; 2)1~3年	符合制造厂规定	
6	绕组及末屏的绝缘电阻	1)交接时; 2)1~3年; 3)大修后; 4)必要时	1)绕组绝缘电阻与出厂值比较无明显变化。 2)电容型电流互感器末屏对地绝缘电阻一般不低于1000MΩ	1)用2500V或5000V兆欧表。 2)测量时非被试绕组(或未屏)、外壳应接地。 3)500kV电流互感器具有二个一次绕组时,应测量一次绕组间的绝缘电阻
7	tanδ (%)	1)交接时; 2)1~3年; 3)大修后; 4)必要时	500kV: 绕组 0.4 末屏 1.5 220kV及以下: 绕组 0.5 末屏 2.0	
8	极性	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	与铭牌标志相符	
9	各分接头的变比	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	与铭牌标志相符	计量有要求时和更换绕组后应测量角、比误差,角、比误差应符合等级规定
10	励磁特性曲线	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	1)与同类型电流互感器特性曲线或制造厂的特性曲线比较,应无明显差别。 2)多抽头电流互感器可在抽头或最大抽头测量	在继电保护有要求时进行。应在曲线拐点附近至少测量5~6个点;对于拐点电压较高的绕组,现场试验电压不超过2kV
11	绕组直流电阻	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	与出厂值或初始值比较,应无明显差别	

序号	项目	周期	要求	说明
12	老炼及交流耐压试验	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	1)老炼试验程序: $1.1U_n(10min) \rightarrow 1.73U_n(3min) \rightarrow 0$, 老炼试验后进行耐压试验 2)一次绕组交流耐压试验电压为出厂试验值的90%, 低于附录G时, 按附录G进行 3)二次绕组之间及对地的工频耐压试验电压为2kV, 可用2500V兆欧表代替	1)现场安装、充气后、气体湿度测量合格后进行老炼及耐压试验, 条件具备时还应进行局部放电试验。 2) U_n 指额定相对地电压。 3)耐压值参考附录G。
13	局部放电试验	必要时	在电压为 $1.2 U_m/\sqrt{3}$, 放电量不大于5pC。	

4.2 电压互感器

4.2.1 电磁式电压互感器

电磁式电压互感器的试验项目、周期和要求见表 4-3

表 4-3 电磁式电压互感器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明																																	
1	绕组的绝缘电阻	1)交接时; 2)1~3年; 3)大修后; 4)必要时	绕组绝缘电阻不应低于出厂值或初始值的70%	1)使用2500V兆欧表。 2)测量时非被试绕组、外壳应接地																																	
2	$\tan\delta$ (%) (20kV及以上油浸式电压互感器)	1)绕组绝缘: a)交接时; b)1~3年; c)大修后; d)必要时。 2)串级式电压互感器支架: 3)必要时	1)绕组绝缘: $\tan\delta$ (%) 不应大于下表中数值。 <table border="1" style="margin-left: 20px;"> <thead> <tr> <th>额定电压</th> <th>温度 (°C)</th> <th>5</th> <th>10</th> <th>20</th> <th>30</th> <th>40</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">38kV及以下</td> <td>交接时</td> <td>1.5</td> <td>2.5</td> <td>3.0</td> <td>5.0</td> <td>7.0</td> </tr> <tr> <td>运行中</td> <td>2.0</td> <td>2.5</td> <td>3.5</td> <td>5.5</td> <td>8.0</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">110kV及以上</td> <td>交接时</td> <td>1.0</td> <td>1.5</td> <td>2.0</td> <td>3.5</td> <td>5.0</td> </tr> <tr> <td>运行中</td> <td>1.5</td> <td>2.0</td> <td>2.5</td> <td>4.0</td> <td>5.5</td> </tr> </tbody> </table> 2)支架绝缘 $\tan\delta$ 应不大于10%	额定电压	温度 (°C)	5	10	20	30	40	38kV及以下	交接时	1.5	2.5	3.0	5.0	7.0	运行中	2.0	2.5	3.5	5.5	8.0	110kV及以上	交接时	1.0	1.5	2.0	3.5	5.0	运行中	1.5	2.0	2.5	4.0	5.5	串级式电压互感器的 $\tan\delta$ (%) 试验方法建议采用末端屏蔽法, 其他试验方法与要求自行规定, 分级绝缘电压互感器试验电压为3000V
额定电压	温度 (°C)	5	10	20	30	40																															
38kV及以下	交接时	1.5	2.5	3.0	5.0	7.0																															
	运行中	2.0	2.5	3.5	5.5	8.0																															
110kV及以上	交接时	1.0	1.5	2.0	3.5	5.0																															
	运行中	1.5	2.0	2.5	4.0	5.5																															

续表

序号	项目	周期	要求	说明														
3	110kV及以上电压互感器油中溶解气体的色谱分析	1)交接时; 2)1~3年; 3)大修后; 4)必要时	1)交接时与制造厂试验值比较应无明显变化, 且不应含有 C_2H_2 。 2)运行中油中溶解气体组分含量超过下列任一值时应引起注意: a)总烃: $100\mu l/l$; b) H_2 : $150\mu l/l$; c) C_2H_2 : $2\mu l/l$	全密封电压互感器按制造厂要求进行														
4	110kV及以上电压互感器油中微量水含量	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	油中微量水含量不应大于下表中数值。 <table border="1" style="margin-left: 20px;"> <thead> <tr> <th colspan="2">电压等级 (kV)</th> <th>110</th> <th>220</th> <th>500</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">水份 (mg/l)</td> <td>交接时、大修后</td> <td>20</td> <td>15</td> <td>10</td> </tr> <tr> <td>运行中</td> <td>35</td> <td>25</td> <td>15</td> </tr> </tbody> </table>	电压等级 (kV)		110	220	500	水份 (mg/l)	交接时、大修后	20	15	10	运行中	35	25	15	全密封电压互感器按制造厂要求进行
电压等级 (kV)		110	220	500														
水份 (mg/l)	交接时、大修后	20	15	10														
	运行中	35	25	15														
5	35kV及以下电压互感器的交流耐压	1)交接时; 2)1~5年; 3)大修后; 4)必要时	1)一次绕组交流耐压标准见附录G。 2)二次绕组之间及对地为2kV	1)感应耐压试验的频率 f 为150Hz及以上时, 试验持续时间 $t=60 \times 100/f$; 但不应小于20s, 且 f 不应大于300Hz。 2)二次绕组可用2500V兆欧表测绝缘电阻代替。 3)预试中有条件时进行														
6	局部放电	1)20kV及以上固体绝缘电压互感器: a)交接时; b)投运后3年内 (20-35kV); c)必要时。 2)110kV及以上油浸电压互感器: 3)必要时	1)固体绝缘相对地电压互感器在电压为 $1.2 U_m/\sqrt{3}$ 时的放电量: 交接时不大于20pC, 运行中不大于50pC; $1.2U_m$ 时放电量: 交接时不大于50pC, 运行中不大于100pC。固体绝缘相对相电压互感器, 在电压为 $1.2U_m$ 时的放电量: 交接时不大于20pC, 运行中不大于50pC。 2)110kV及以上油浸式电压互感器在电压为 $1.2 U_m/\sqrt{3}$ 时, 放电量不大于5pC	1)试验接线按GB5538-1985进行。 2)预加电压为其感应耐压的80%, 测量电压在两值中任选一进行														
7	空载电流测量	1)交接时; 2)更换绕组后; 3)必要时; 4)发电机出口TV: 1~5年	1)在额定电压下的空载电流与出厂值或初始值比较应无明显差别。 2)在下列试验电压下, 空载电流不应大于最大允许电流。中性点非有效接地系统为 $1.9 U_m/\sqrt{3}$, 中性点有效接地系统为 $1.5U_m/\sqrt{3}$	从二次绕组加压试验, 同时测量空载电流														

续表

序号	项目	周期	要求	说明
8	连接组别或极性	1)交接时; 2)更换绕组后; 3)变动接线后	与铭牌标志相符	
9	电压比	1)交接时; 2)更换绕组后; 3)必要时	与铭牌标志相符	计量有要求或更换绕组后应测量角、比误差,角、比误差应符合等级规定
10	绕组直流电阻	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	与出厂值或初始值比较,应无明显差别	
11	绝缘油击穿电压	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	见第10章	全密封电压互感器按制造厂要求进行
12	绝缘油 $\tan\delta$	1)交接时; 2)必要时	1)新油 90℃时应不大于 0.5% 2)注入设备后应不大于 0.7%	1)当油浸电压互感器 $\tan\delta$ 较大,但绝缘油其它性能正常时,应进行该项试验。 2)全密封电压互感器按制造厂要求进行
13	铁芯夹紧螺栓(可接触到的)绝缘电阻	1)交接时 2)大修时	一般不得低于 10MΩ	1)用 1000V 或 2500V 兆欧表。 2)吊芯时进行
14	密封检查	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	油位正常且无渗漏油现象	

注: SF₆封闭式组合电器中的电压互感器有条件时按表 4-3 中序号 1、7、8、9、10 进行。

4.2.2 电容式电压互感器。

电容式电压互感器的试验项目、周期和要求见表 4-4。

表 4-4 电容式电压互感器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	中间变压器一、二次绕组直流电阻	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	与出厂值或初始值比较,应无明显差别	当一次绕组与分压电容器在内部连接而无法测量时不测

续表

序号	项目	周期	要求	说明
2	中间变压器的绝缘电阻	1)交接时; 2)大修后; 3)1~3年; 4)必要时	1)一次绕组对二次绕组及地应大于 1000MΩ; 2)二次绕组之间及对地应大于 10MΩ。	用 1000 兆欧表,从 X 端测量
3	电压比	必要时	应符合等级规定	计量有要求时应测量角、比误差,角、比误差应符合等级规定
4	阻尼器检查	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	1)绝缘电阻应大于 10MΩ 2)阻尼器特性检查按制造厂要求进行	1)用 1000V 兆欧表。 2)电容式电压互感器在投入前应检查阻尼器已接入规定的二次绕组的端子。当阻尼器在制造厂已装入中间变压器内部时,可不检查
5	电容器极间绝缘电阻	1)交接时; 2)1~3年; 3)必要时	一般不低于 5000MΩ	用 2500V 兆欧表
6	电容值	1)交接时; 2)1~3年; 3)极间耐压后; 4)必要时	1)每节电容值偏差超出额定值的 -5%~+10% 范围 2)电容值大于 102% 出厂值时应缩短试验周期 3)一相中任两节实测电容值差不应超过 5%	1)用交流电桥法。 2)若高压电容器分节,则试验应针对每节单独进行。 3)一相中任两节实测电容值之差是指实测电容之比值与这两单元额定电压之比倒数之差
7	$\tan\delta$ (%)	1)交接时; 2)1~3年; 3)必要时	1)油纸绝缘 0.5,如超过 0.5 但与历年测试值比较无明显变化且不大于 0.8,可监督运行 2)膜纸绝缘 0.2。若测试值超过 0.2 应加强监视,超过 0.3 应更换	上节电容器测量电压 10kV,中压电容器的试验电压自行规定
8	交流耐压和局部放电	必要时	试验电压为出厂值的 75%,当电压升至试验电压 1min 后,降至 0.8 × 1.3U _m 历时 10s,再降至 1.1 U _m /√3 保持 1min,局部放电量不大于 10pC	1)若耐压值低于 0.8 × 1.3U _m 时,则只进行局部放电试验。 2)U _m 为最大工作线电压
9	渗漏油检查	1)交接时; 2)巡视检查时	中间变压器油位正常,电容元件漏油时停止使用	
10	低压端对地绝缘电阻	1)交接时; 2)1~3年;	1)交接时不低于 100MΩ; 2)运行中不低于 10MΩ	1)用 2500V 兆欧表。 2)低压端指“N”或“J”或“δ”等

续表

4.2.3 电容式电压互感器的电容分压器的电容值与出厂值相差超出±2%范围时，或电容分压比与出厂试验实测分压比相差超过2%时，应进行准确度试验。

4.2.4 带电测量电容式电压互感器的电容值能够判断设备的绝缘状况，可在运行中进行监测。

4.2.4.1 测量方法：在运行电压下用电流表或电流变换器测量流过分压器低压端(指“N”或“J”或“δ”等)接地线上的工作电流，并同时记录运行电压，然后计算其电容值。

4.2.4.2 判断方法

a)计算得到的电容值的偏差超出额定值的-5%~+10%范围时，应停电进行试验；

b)与上次测量相比，电容值变化超出±10%时，应停电进行试验；

c)电容值与出厂值相差超出±5%时，应增加带电测量次数，若测量数据基本稳定，可以继续运行。

5 开关设备

5.1 SF₆ 断路器和组合电器(GIS、PASS 等)的试验项目、周期和要求见表 5-1。

表 5-1 SF₆ 断路器和组合电器(GIS、PASS 等)的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	SF ₆ 气体的湿度以及其它检测项目	见第 10 章	见第 10 章	见第 10 章
2	SF ₆ 气体泄漏	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	1)采用灵敏度不低于 1×10 ⁻⁶ (体积比)的检漏仪对各气室密封部位、管道接头等处进行检测，检漏仪不应报警。 2)年漏气率不大于 1%或按制造厂要求。	按 GB11023-1989 方法进行。

序号	项目	周期	要求	说明
3	辅助回路和控制回路绝缘电阻	1)交接时; 2)1~3 年; 3)大修后	绝缘电阻不低于 1MΩ	用 1000V 兆欧表
4	交流耐压试验	1)交接时; 2)大修后; 3)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%，当试验电压低于附录 G 的规定值，按附录 G 的规定进行试验	1)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，但在投运前应对其进行电压值为最高运行电压的 5min 检查试验。 3)罐式断路器的耐压试验包括合闸对地和分闸断口间两种方式；分闸状态下两端轮流加压，另一端接地。 4)对定开距断路器和带有合闸电阻的断路器必须进行断口间耐压试验。 5)老炼试验程序参照附录 K。 6)有条件时，组合电器可在交流耐压试验的同时测量局部放电
5	辅助回路和控制回路的交流耐压	1)交接时; 2)大修后;	试验电压为 2kV	可用 2500V 兆欧表代替
6	断口间并联电容器的绝缘电阻、电容量和 tanδ (%)	1)交接时; 2)1~3 年; 3)大修后; 4)必要时	1)瓷柱式断路器可与断口同时测量，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 中的断路器)按制造厂规定 3)单节电容器按第 9 章规定	1)交接和大修时，对瓷柱式断路器应测量电容器和断口并联后的整体电容值和 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)交接时; 2)1~3 年; 3)大修后; 4)必要时	1)除制造厂另有规定外，阻值变化允许范围不得大于±5% 2)合闸电阻的提前投入时间按制造厂规定校核	

续表

序号	项目	周期	要求	说明
8	断路器的机械特性试验	1)交接时; 2)机构大修后; 3)3~5年; 4)必要时	1)速度特性测量方法和测量结果应符合制造厂规定 2)断路器的合、分闸时间及合分(金属短接)时间,主、辅触头的配合时间应符合制造厂规定 3)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: a)相间合闸不同期不大于5ms; b)相间分闸不同期不大于3ms; c)同相各断口间合闸不同期不大于3ms; d)同相各断口间分闸不同期不大于2ms	
9	分、合闸电磁铁的動作电压	1)交接时; 2)机构大修后; 3)1~3年; 4)必要时	1)并联合闸脱扣器应能在其交流额定电压的85%~110%范围或直流额定电压的80%~110%范围内可靠动作;并联分闸脱扣器应能在其额定电源电压的65%~120%范围内可靠动作,当电源电压低至额定值的30%或更低时不应脱扣 2)在使用电磁机构时,合闸电磁铁线圈的端电压为操作电压额定值的80%(关合电流峰值大于50kA时为85%)时应可靠动作	采用突然加压法
10	导电回路电阻	1)交接时; 2)1~3年; 3)大修后; 4)必要时	回路电阻值符合制造厂规定值	应采用直流压降法测量,电流不小于100A
11	分、合闸线圈的直流电阻及绝缘电阻	1)交接时; 2)机构大修后	1)直流电阻应符合制造厂规定 2)绝缘电阻不小于1MΩ	用1000V兆欧表
12	SF ₆ 气体密度继电器检查及压力表校验	1)交接时; 2)1~3年; 3)大修后; 4)必要时	应符合制造厂规定	
13	机构压力表校验(或调整),机构操作压力(气压、液壓)整定值校验,机械安全阀校验	1)交接时; 2)机构大修后; 3)必要时	按制造厂规定	对气动机构应校验各级气阀的整定值(减压阀及机构安全阀)

续表

序号	项目	周期	要求	说明
14	操动机构在分闸、合闸及重合闸下的操作压力(气压、液壓)下降值	1)交接时; 2)机构大修后; 3)必要时	应符合制造厂规定	
15	液(气)压操动机构的泄漏试验	1)交接时; 2)机构大修后; 3)必要时	按制造厂规定	应在分、合闸位置下分别试验
16	油(气)泵补压及零起打压的运转时间	1)交接时; 2)1~3年; 3)大修后; 4)必要时	应符合制造厂规定	
17	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)交接时; 2)机构大修后	按制造厂规定	
18	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)交接时; 2)大修后; 3)必要时	按制造厂规定	
19	GIS中的电流互感器、电压互感器和避雷器	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	按制造厂规定或分别按第4章、第11章进行	
20	GIS的联锁和闭锁性能试验	1)交接时; 2)1~3年; 3)大修后; 4)必要时	动作应准确可靠	检查GIS的电动、气动联锁和闭锁性能,以防止误动作

5.2 多油断路器和少油断路器

多油断路器和少油断路器的试验项目、周期和要求见表5-2。

表 5-2 多油断路器和少油断路器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明																			
1	绝缘电阻	1)交接时; 2)1 ~ 3 年; 3)大修 后;	1)整体绝缘电阻自行规定。 2)断口和有机物制成的提升 杆的绝缘电阻(MΩ)不应低于 下表数值(20℃) <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">试验 类别</th> <th colspan="4">额定电压(kV)</th> </tr> <tr> <th><24</th> <th>24-40.5</th> <th>72.5</th> <th>126-252</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>交接 时大 修后</td> <td>1200</td> <td>3000</td> <td>5000</td> <td>6000</td> </tr> <tr> <td>运行 中</td> <td>600</td> <td>1500</td> <td>3000</td> <td>3000</td> </tr> </tbody> </table>	试验 类别	额定电压(kV)				<24	24-40.5	72.5	126-252	交接 时大 修后	1200	3000	5000	6000	运行 中	600	1500	3000	3000	用 2500V 兆欧表
试验 类别	额定电压(kV)																						
	<24	24-40.5	72.5	126-252																			
交接 时大 修后	1200	3000	5000	6000																			
运行 中	600	1500	3000	3000																			
2	40.5kV 及 以上非纯瓷 套管和油断 路器的 tan δ %	1)交接时; 2)1 ~ 3 年; 3)大修 后;	1)20℃时多油断路器的非纯 瓷套管的 tanδ (%)值见表 6 2)20℃时非纯瓷套管断路器 的 tanδ (%) 值,可比表 6 中相 应的 tanδ (%) 值增加下列数值 <table border="1"> <thead> <tr> <th>额定 电压 (kV)</th> <th>≥126</th> <th>72.5</th> <th>40.5</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>tanδ (%) 值的增加 数</td> <td>1</td> <td>2</td> <td>3</td> </tr> </tbody> </table>	额定 电压 (kV)	≥126	72.5	40.5	tanδ (%) 值的增加 数	1	2	3	1)在分闸状态下每支套管 进行测量,测得的 tanδ 超过规 定值或有显著增大时,必须落下 油箱进行分解试验。对落下油箱 的断路器,则应将油放出,使套 管下部及灭弧室露出油面,然后 进行分解试验。 2)断路器大修而套管不大修 时,应按套管运行中规定的相应 数值增加。 3)带并联电阻断路器的整体 tanδ 可相应增加 1%											
额定 电压 (kV)	≥126	72.5	40.5																				
tanδ (%) 值的增加 数	1	2	3																				
3	40.5kV 及 以上少油断 路器的泄漏 电流	1)交接时; 2)1 ~ 3 年; 3)大修 后;	1)每一元件的试验电压如下。 <table border="1"> <thead> <tr> <th>额定电 压(kV)</th> <th>40.5</th> <th>72.5-252</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>直流试 验电压 (kV)</td> <td>交接 大修 40</td> <td>运行 20</td> </tr> </tbody> </table> 2)泄漏电流不大于 10μ A	额定电 压(kV)	40.5	72.5-252	直流试 验电压 (kV)	交接 大修 40	运行 20	220kV 少油断路器提升杆 (包括支持瓷套)的泄漏电流大 于 5μ A 时,应引起注意。													
额定电 压(kV)	40.5	72.5-252																					
直流试 验电压 (kV)	交接 大修 40	运行 20																					
4	断路器对 地、断口及 相间交流耐 压	1)交接时 (40.5kV 及 以下); 2)1-3 年 (12kV 及 以下); 3)大修后 (40.5kV 及 以下) 4)必要时 (12kV 及以上)	断路器在分、合闸状态下分 别进行,试验电压值按照附录 G 规定值	1)对于三相共箱式的油断 路器应做相间耐压试验,其试 验电压值与对地耐压值相同。 2)断口耐压的定期试验可 不做																			
5	126kV 及 以上断路器 提升杆的交流 耐压	1)更换提 升杆后; 2)必要时	试验电压按附录 G 规定	1)耐压设备不能满足要求 时可分段进行,分段数不应超 过 6 段(252kV)或是 3 段 (126kV),加压时间为 5min。 2)每段试验电压可取整段 试验电压值除以分段数所得 值的 1.2 倍或自行规定																			

序号	项目	周期	要求	说明
6	辅助回路 和控制回路 交流耐压	1)交接时; 2)1~3 年; 3)大修后;	试验电压为 1kV	可用 2500V 兆欧表代 替
7	导电回路 电阻	1)交接时; 2)1~3 年; 3)大修后;	1)交接和大修后应符合制造厂规 定。 2)运行中,回路电阻值不大于出厂 规定值 120%	应采用直流压降法测 量,电流不小于 100A
8	灭弧室的 并联电阻 值,并电容 器的电容 量 tanδ %	1)交接时; 2)1~3 年; 3)大修后; 4)必要时	1)并联电阻值应符合制造厂规定。 2)并联电容器与断口同时测量,测 得的电容值和 tanδ 与原始值比较, 应无明显变化。 3)单节并联电容器按第 9 章规定。	交接和大修时应测量 电容器和断口并联后的 整体电容值和 tanδ,作 为该设备的原始数据
9	断路器的 机械特性试 验	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	应符合制造厂规定。	在额定操作电压(气压 或液压)下进行
10	操动机构 合闸接触器 及分、合闸 电磁铁的最低 动作电压	1)交接时; 2)机构大 修后	1) 并联合闸脱扣器应能在其交流 额定电压的 85%~110%范围或直流额 定电压的 80%~110%范围内可靠动 作; 并联合闸脱扣器应能在其额定电 源电压的 65%~120%范围内可靠动 作,当电源电压低至额定值的 30%或 更低时不应脱扣; 2)在使用电磁机构时,合闸电磁铁 线圈的端电压为操作电压额定值的 80%(关合电流峰值大于 50kA 时为 85%)时应可靠动作	采用突然加压法
11	合闸接触 器和分、合 闸电磁铁线 圈的直流电 阻和绝缘电 阻,辅助回 路和控制回 路绝缘电阻	1)交接时; 2)机构大 修后; 3)必要时	1)直流电阻应符合制造厂规定。 2)绝缘电阻不小于 1MΩ。	用 1000V 兆欧表
12	断路器本 体和套管中 绝缘油试验	见第 10 章	见第 10 章	
13	断路器的 电流互感器	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	见第 4 章	
14	机构压力 表校验(或 调整),机构 操作压力 (液压)整定 值检验,机 械安全阀校 验	1)交接时; 2)机构大 修后;	应符合制造厂规定	

续表

序号	项目	周期	要求	说明
15	操动机构在合闸、分闸及重合闸下的操动压力(液压)下降值	1)交接时; 2)机构大修后;	应符合制造厂规定	
16	液压操动机构的泄漏试验	1)交接时; 2)机构大修后; 3)必要时	应符合制造厂规定	应在分、合闸位置下分别试验
17	油泵补压及零起打压的运转时间	1)交接时; 2)1~3年; 3)机构大修后; 4)必要时	应符合制造厂规定	
18	液压机构防失压慢分试验	1)交接时; 2)机构大修后	按制造厂规定	

5.3 真空断路器

真空断路器的试验项目、周期和要求见表 5-3。

表 5-3 真空断路器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明															
1	绝缘电阻	1)交接时; 2)1~3年; 3)大修后;	1)整体绝缘电阻参照制造厂规定或自行规定。 2)断口和有机物制成的提升杆的绝缘电阻(MΩ)不应低于下表数值(20℃) <table border="1" style="margin-left: 20px;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">试验类别</th> <th colspan="3">额定电压(kV)</th> </tr> <tr> <th><24</th> <th>24~40.5</th> <th>72.5</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>交接时、大修后</td> <td>1200</td> <td>3000</td> <td>5000</td> </tr> <tr> <td>运行中</td> <td>300</td> <td>1000</td> <td>3000</td> </tr> </tbody> </table>	试验类别	额定电压(kV)			<24	24~40.5	72.5	交接时、大修后	1200	3000	5000	运行中	300	1000	3000	用 2500V 兆欧表
试验类别	额定电压(kV)																		
	<24	24~40.5	72.5																
交接时、大修后	1200	3000	5000																
运行中	300	1000	3000																
2	断路器主回路对地、断口及相间交流耐压	1)交接时; 2)1~3年; 3)大修后; 4)必要时	断路器在分、合闸状态下分别进行	1)更换绝缘提升杆后必须进行耐压试验。 2)相间、相对地耐压值相同,试验电压值按附录 G 规定值。 3)断口的耐压值按出厂值试验															

续表

序号	项目	周期	要求	说明
3	辅助回路和控制回路交流耐压试验	1)交接时; 2)1~3年; 3)大修后	试验电压为 1kV	可用 2500V 兆欧表代替
4	导电回路电阻	1)交接时; 2)1~3年; 3)大修后; 4)必要时	1)大修后及交接时应符合制造厂规定。 2)运行中一般不大于出厂值的 120%	应采用直流压降法测量,电流应不小于 100A
5	断路器的机械特性	1)交接时; 2)1~3年(电容器组用断路器); 3)大修后; 4)必要时	1)合闸时间、分闸时间及分、合闸速度应符合制造厂规定。 2)分闸不同期不大于 2ms,合闸不同期不大于 3ms。 3)合闸弹跳时间对于 12kV 不大于 2ms,对于 40.5kV 不大于 3ms。 4)分闸反弹幅值不大于触头开距的 20%	在额定操作电压进行
6	灭弧室的触头开距及超行程	1)交接时; 2)1~3年; 3)大修后	应符合制造厂规定	
7	操动机构合闸接触器及分、合闸电磁铁的最低动作电压	1)交接时; 2)1~3年; 3)大修后	1)并联合闸脱扣器应能在其交流额定电压的 85%~110% 范围或直流额定电压的 80%~110% 范围内可靠动作;并联分闸脱扣器应能在其额定电源电压的 65%~120% 范围内可靠动作,当电源电压低至额定值的 30% 或更低时不应脱扣; 2)在使用电磁机构时,合闸电磁铁线圈的端电压为操作电压额定值的 80%(关合电流峰值大于 50kA 时为 85%)时应可靠动作	采用突然加压法
8	合闸接触器和分、合闸电磁铁线圈的直流电阻和绝缘电阻	1)交接时; 2)更换线圈后; 3)必要时	1)直流电阻应符合制造厂规定。 2)绝缘电阻不小于 1 MΩ	用 1000V 兆欧表
9	灭弧室真空度测试	1)交接时; 2)1~3年; 3)必要时;	灭弧室真空度应符合制造厂规定	有条件时进行

5.4 高压开关柜

高压开关柜的试验项目、周期和要求见表 5-4。

表 5-4 高压开关柜的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	辅助回路和控制回路绝缘电阻	1)交接时; 2)1~3年; 3)大修后	绝缘电阻不低于 1 MΩ	用 1000V 兆欧表
2	辅助回路和控制回路交流耐压	1)交接时; 2)大修后	试验电压为 1kV	可用 2500V 兆欧表测绝缘电阻代替
3	柜内主要元件的试验		按本规程有关章节规定。	如: 断路器、互感器、电容器、避雷器等
4	绝缘电阻	1)交接时; 2)1~3年; 3)大修后	应符合制造厂规定	在交流耐压试验前、后分别进行
5	交流耐压	1)交接时; 2)1~3年 (40.5kV 及以下); 3)大修后	试验电压值按附录 G 规定	
6	检查电压抽取(带电显示)装置	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	应符合 DL/T 538—1993《高压带电显示装置技术条件》	
7	开关柜中断路器、隔离开关及隔离插头的导电回路电阻	1)交接时; 2)1~3年; 3)大修后	1)交接时和大修后应符合制造厂规定。 2)运行中不应大于制造厂规定值的 1.5 倍	隔离开关和隔离插头的回路电阻在有条件时进行测量
8	五防性能检查	1)交接时; 2)1~3年; 3)大修后; 4)必要时	应符合制造厂规定	五防指: ①防止误分、误合断路器; ②防止带负荷拉、合隔离开关; ③防止带电(挂)合接地(线)开关; ④防止带接地(线)开关合断路器; ⑤防止误入带电间隔

5.5 自动灭磁开关

自动灭磁开关的试验项目、周期和要求见表 5-2 中序号 10 和 11。

5.6 隔离开关

隔离开关的试验项目、周期和要求见表 5-5。

表 5-5 隔离开关的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明											
1	有机绝缘支持绝缘子及提升杆的绝缘电阻	1)交接时; 2)1~3年; 3)大修后	1)用兆欧表测量胶合元件分层电阻。 2)有机材料传动提升杆的绝缘电阻(MΩ)值不得低于下表数值 <table border="1" style="margin-left: 20px;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">试验类别</th> <th colspan="2">额定电压(kV)</th> </tr> <tr> <th><24</th> <th>24~40.5</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>交接时、大修后</td> <td>1200</td> <td>3000</td> </tr> <tr> <td>运行中</td> <td>300</td> <td>1000</td> </tr> </tbody> </table>	试验类别	额定电压(kV)		<24	24~40.5	交接时、大修后	1200	3000	运行中	300	1000	用 2500V 兆欧表
试验类别	额定电压(kV)														
	<24	24~40.5													
交接时、大修后	1200	3000													
运行中	300	1000													
2	二次回路绝缘电阻	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	绝缘电阻不低于 1 MΩ	用 1000V 兆欧表											
3	二次回路交流耐压试验	1)交接时; 2)大修后	试验电压为 1000V	可用 2500V 兆欧表测绝缘电阻代替											
4	交流耐压	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	1)试验电压按附录 G 规定。 2)用单个或多个元件支柱绝缘子组成的隔离开关进行整体耐压有困难时,可对各胶合元件分别耐压,其试验和要求按第 7 章的规定进行	1)在交流耐压试验前、后测量绝缘电阻,耐压后的阻值不应降低。											
5	电动、气动或液压操动机构线圈的最低动作电压	1)交接时; 2)大修后	最低动作电压一般在操作电源额定电压的 30%~80% 范围内	气动或液压应在额定压力下 下进行											
6	导电回路电阻	1)交接时; 2)1~3年; 3)大修后	大修后不大于制造厂规定值的 150%	应采用直流压降法测量,电流不小于 100A											
7	操动机构的动作情况	1)交接时; 2)大修后	1)电动、气动或液压操动机构在额定操作电压(气压或液压)下分、合闸 5 次,动作应正常。 2)手动操动机构操作应灵活,无卡涩。 3)闭锁装置应可靠												
8	支柱绝缘子超声探伤	必要时	1)采用超声波方法 2)探伤部位在瓷件与法兰结合部												

6 套管

套管的试验项目、周期和要求见表 6。

表 6 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的绝缘电阻	1)交接时; 2)大修(包括主设备大修)后; 3)1~3年; 4)必要时	1)主绝缘的绝缘电阻值一般不应低于下列数值: a)110kV及以上10000MΩ; b)110kV以下5000MΩ。 2)末屏对地的绝缘电阻不应低于1000MΩ	用2500V兆欧表																																																																																																											
2	套管主绝缘对地及末屏对地的tanδ与电容	1)交接时; 2)大修(包括主设备大修)后; 3)1~3年; 4)必要时	<p>1)主绝缘 20℃时的 tanδ (%)值不应大于下表数值。</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">电压等级 (kV)</th> <th colspan="2">20-35</th> <th colspan="2">66-110</th> <th colspan="2">220-300</th> </tr> <tr> <th>充胶型</th> <th>胶纸型</th> <th>充油型</th> <th>胶纸型</th> <th>充油型</th> <th>胶纸型</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">交接时</td> <td>充胶型</td> <td>3.0</td> <td>2.0</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>胶纸型</td> <td>2.5</td> <td>2.0</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>充油型</td> <td>2.5</td> <td>1.0</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>油纸电容型</td> <td>0.7</td> <td>0.7</td> <td>0.5</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td rowspan="6">大修后</td> <td>胶纸电容型</td> <td>1.5</td> <td>1.0</td> <td>1.0</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>充胶型</td> <td>3.0</td> <td>2.0</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>胶纸型</td> <td>2.5</td> <td>2.0</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>充油型</td> <td>3.0</td> <td>1.5</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>油纸电容型</td> <td>1.0</td> <td>1.0</td> <td>0.8</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>胶纸电容型</td> <td>2.0</td> <td>1.5</td> <td>1.0</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">运行中</td> <td>充胶型</td> <td>3.5</td> <td>2.0</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>胶纸型</td> <td>3.5</td> <td>2.0</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>充油型</td> <td>3.5</td> <td>1.5</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>油纸电容型</td> <td>1.0</td> <td>1.0</td> <td>0.8</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td></td> <td>胶纸电容型</td> <td>3.0</td> <td>1.5</td> <td>1.0</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> </tbody> </table> <p>2)当电容型套管末屏对地绝缘电阻低于1000MΩ时应测量末屏对地的tanδ，加压2kV，其值不大于2%。 3)电容型套管的电容值与出厂值或历次试验值的差别超过±5%时应查明原因</p>	电压等级 (kV)	20-35		66-110		220-300		充胶型	胶纸型	充油型	胶纸型	充油型	胶纸型	交接时	充胶型	3.0	2.0	—	—	—	胶纸型	2.5	2.0	—	—	—	充油型	2.5	1.0	—	—	—	油纸电容型	0.7	0.7	0.5	—	—	大修后	胶纸电容型	1.5	1.0	1.0	—	—	充胶型	3.0	2.0	—	—	—	胶纸型	2.5	2.0	—	—	—	充油型	3.0	1.5	—	—	—	油纸电容型	1.0	1.0	0.8	—	—	胶纸电容型	2.0	1.5	1.0	—	—	运行中	充胶型	3.5	2.0	—	—	—	胶纸型	3.5	2.0	—	—	—	充油型	3.5	1.5	—	—	—	油纸电容型	1.0	1.0	0.8	—	—		胶纸电容型	3.0	1.5	1.0	—	—	<p>1)油纸电容型套管的 tanδ 一般不进行温度换算，当 tanδ 与出厂值或历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；若 tanδ 随温度升高明显增大，或试验电压由 10kV 升到 $U_m/\sqrt{3}$ 时，tanδ (%) 增量超过±0.3 时不应继续运行。</p> <p>2)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，正接线测量。</p> <p>3)存放 1 年以上的套管有条件时应测额定电压下的 tanδ。</p> <p>4)纯瓷套管及与变压器油连通的油压式套管不做该项试验。</p>
电压等级 (kV)	20-35		66-110		220-300																																																																																																										
	充胶型	胶纸型	充油型	胶纸型	充油型	胶纸型																																																																																																									
交接时	充胶型	3.0	2.0	—	—	—																																																																																																									
	胶纸型	2.5	2.0	—	—	—																																																																																																									
	充油型	2.5	1.0	—	—	—																																																																																																									
	油纸电容型	0.7	0.7	0.5	—	—																																																																																																									
大修后	胶纸电容型	1.5	1.0	1.0	—	—																																																																																																									
	充胶型	3.0	2.0	—	—	—																																																																																																									
	胶纸型	2.5	2.0	—	—	—																																																																																																									
	充油型	3.0	1.5	—	—	—																																																																																																									
	油纸电容型	1.0	1.0	0.8	—	—																																																																																																									
	胶纸电容型	2.0	1.5	1.0	—	—																																																																																																									
运行中	充胶型	3.5	2.0	—	—	—																																																																																																									
	胶纸型	3.5	2.0	—	—	—																																																																																																									
	充油型	3.5	1.5	—	—	—																																																																																																									
	油纸电容型	1.0	1.0	0.8	—	—																																																																																																									
	胶纸电容型	3.0	1.5	1.0	—	—																																																																																																									

序号	项目	周期	要求	说明												
3	油中溶解气体色谱分析	1)交接时; 2)大修后; 3)3~5年; 4)必要时	油中溶解气体组分含量 (w/v) 与出厂数据有明显变化或超过下列任一值时应引起注意: 1)H ₂ : 500μ l/l; 2)CH ₄ : 100μ l/l; 3)C ₂ H ₂ : 1μ l/l(220-500kV), 2μ l/l(110kV及以下)	制造厂有明确规定不需取样的可不进行该项试验												
4	交流耐压	1)交接时(35kV及以下); 2)大修后; 3)必要时	试验电压值见附录 G	35kV 及以下纯瓷穿墙套管可随主设备一起耐压												
5	110kV 及以上电容型套管的局部放电	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	<p>1)变压器及电抗器套管的试验电压为 $1.5U_m/\sqrt{3}$，其它套管的试验电压为 $1.05U_m/\sqrt{3}$。</p> <p>2)在试验电压下局部放电值不大于下列数值。</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>油纸电容型 (pC)</th> <th>胶纸电容型 (pC)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>交接时</td> <td>10</td> <td>250(100)</td> </tr> <tr> <td>大修后</td> <td>20</td> <td>自行规定</td> </tr> <tr> <td>运行中</td> <td>20</td> <td>自行规定</td> </tr> </tbody> </table>		油纸电容型 (pC)	胶纸电容型 (pC)	交接时	10	250(100)	大修后	20	自行规定	运行中	20	自行规定	<p>1)如有出厂试验数据交接时可不进行该项试验。</p> <p>2)水平存放 1 年以上投运前应进行此项试验。</p> <p>3)左括号内的局部放电值用于非变压器、电抗器的套管</p>
	油纸电容型 (pC)	胶纸电容型 (pC)														
交接时	10	250(100)														
大修后	20	自行规定														
运行中	20	自行规定														

注 1: 充油型套管指以油作为主绝缘的套管，不包括与变压器内油通的油压式套管。
注 2: 油纸电容型套管是指以油纸电容芯为主绝缘的套管。
注 3: 胶纸电容型套管是指以胶纸电容芯为主绝缘的套管，即胶纸充胶或充油型套管。
注 4: 其它电缆终端、干式套管、油油过渡和油气过渡套管试验项目和周期参照本规程和相应制造厂说明书执行

7 支柱绝缘子、悬式绝缘子、合成绝缘子、RTV 涂料

7.1 支柱绝缘子和悬式绝缘子的试验项目、周期和要求(见表 7-1)

表 7-1 支柱绝缘子和悬式绝缘子的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	66kV 及以上绝缘子零值检测	1~5 年	在运行电压下进行	1)根据绝缘子的劣化率调整检测周期。 2)对多元件针式绝缘子应检测每一元件
2	绝缘子绝缘电阻	1)交接时; 2)1~5 年;	1)针式支柱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 300 MΩ, 500kV 悬式绝缘子不应低于 500 MΩ。 2)35kV 及以下的支柱绝缘子的绝缘电阻不应低于 500 MΩ。 3)半导体釉绝缘子的绝缘电阻自行规定。	1)用 2500 V 及以上兆欧表。 2)棒式支柱绝缘子不进行此项试验
3	绝缘子交流耐压	1)交接时; 2)1~5 年; 3)随主设备; 4)更换绝缘子时	1)支柱绝缘的交流耐压试验电压值见附录 B。 2)35kV 针式支柱绝缘子交流耐压试验电压值如下: a)两个胶合元件者, 每个元件 50kV; b)三个胶合元件者, 每个元件 34kV。 3)机械破坏负荷为 70kN 以上的盘形悬式绝缘子交流耐压试验电压值均取 60kV。	1)66kV 及以上棒式绝缘子不进行此项试验。 2)35kV 及以下的支柱绝缘子, 可在母线安装完毕后一起进行, 试验电压按本标准规定
4	绝缘子现场污秽度(盐密和灰密)测量	1~3 年	结合运行经验, 将测量值作为调整耐污绝缘水平的依据。 盐密值超过规定时, 应根据情况采取调整爬距、清扫、涂料等措施。	在现场污秽度监测点设置 3 串参照绝缘子串, 分别按 1 年、2 年、3 年周期取样测量, 测量应在当地积污量最重的时期进行

注: 运行中针式支柱绝缘子和悬式绝缘子的试验项目在序号 1、2、3 中可任一选项。玻璃绝缘子不进行序号 1、2、3 项试验, 运行中自破的绝缘子应及时更换。

7.2 复合绝缘子的试验项目、周期和要求(见表 7-2)

表 7-2 复合绝缘子的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	外观检查	1)交接时;	1)在雨、雾、露、雪等气象条件下绝缘子表面的局部放电情况及憎水性能是否减弱或消失。 2)硅橡胶伞套表面无蚀损、	检查时禁止踩踏绝缘子伞裙。

序号	项目	周期	要求	说明
1	外观检查	2)检修时 每 2~3 年选点登杆检查一次; 3)必要时	漏电起痕, 树枝状放电或电弧烧伤痕迹。 3)无硬化、脆化、粉化、开裂等现象。 4)伞裙无变形, 伞裙之间粘接部位无脱胶等现象。 5)端部金具连接部位无明显的滑移, 密封良好。 6)钢脚或钢帽无锈蚀、钢脚弯曲、电弧烧损、锁紧销缺少等情况。	
2	憎水性试验	1)交接时 抽检; 2)运行中 1~3 年 3)必要时	1)交接时应达到 HC1~HC2 2)运行中 a.HC1~HC2: 继续运行。 b.HC3~HC4: 加强监视, 缩短检测周期, 跟踪检测。 c.HC5: 取样送实验室做标准的憎水性迁移试验, 以确定是否退出运行 d.HC6: 退出运行	每条线路的每个厂家的每批产品均选择 3 支复合绝缘子作为固定的憎水性测量点。
3	水煮试验	1)交接时 抽检; 2)3~5 年 抽样 1 次; 3)必要时	外观有明显破损为不合格, 否则应继续做陡波冲击耐受电压试验	1)如果仅有一只试品不符合第 3~6 项中的任一选项, 则应在同批产品中加倍抽样进行重复试验。若第一次试验时有超过一只试品不合格或在重复试验中仍有一只试品不合格, 则该批复合绝缘子判为不合格。 2)样品数量按 DL/T 864—2004《标称电压高于 1000V 交流架空线路用复合绝缘子使用导则》执行。
4	陡波冲击耐受电压试验	1)交接时 抽检; 2)3~5 年 抽样 1 次; 3)必要时	伞裙、护套及芯棒发生局部或整体击穿的为不合格	
5	密封性能试验	1)交接时 抽检; 2)3~5 年 抽样 1 次; 3)必要时	端部密封破坏, 渗透剂进入绝缘子内部的为不合格。	
6	机械破坏负荷试验	1)交接时 抽检; 2)3~5 年 抽样 1 次; 3)必要时	机械破坏负荷: 1)>0.85SML: 继续运行; 2)0.75~0.85SML: 继续运行, 缩短检测周期; 3)0.65~0.75SML: 继续运行, 须跟踪检测; 4)<0.65SML: 退出运行	

7.3 RTV 涂料试验项目、周期和要求见表 7-3。

表 7-3 RTV 涂料试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	外观检查	1)投运前; 2)每 2~3 年选点登杆检查一次; 3)必要时	1)在雨、雾、露、雪等气象条件下绝缘子表面的局部放电情况及憎水性能是否减弱或消失。 2)表面无蚀损、漏电起痕,树枝状放电或电弧烧伤痕迹。 3)无硬化、起皮、开裂等现象。 4)无漏涂现象。	检查时禁止踩踏绝缘子。
2	憎水性试验	1)施工前抽检; 2)1 年; 3)必要时	1)施工前应达到 HC1~HC2 2)运行中 a.HC1~HC2: 继续运行。 b.HC3~HC4: 加强监视, 缩短检测周期, 跟踪检测。 c.HC5: 取样送实验室做标准的憎水性迁移试验, 以确定是否退出运行。 d.HC6: 退出运行。	每站的每个厂家的每批涂料产品均选择三个固定的憎水性测量点。

注: 在施工前须按照山西省电力公司有关规定送样进行实验室检测。

8 电力电缆线路

8.1 一般规定

8.1.1 对电缆的主绝缘测量绝缘电阻或耐压试验时, 应分别在每一相上进行, 其它两相导体、电缆两端的金属屏蔽或金属护套和铠装层接地(装有护层过电压保护器时, 必须将护层过电压保护器短接接地)。

8.1.2 对额定电压为 0.6/1kV 的电缆线路可用 2500V 兆欧表代替直流耐压试验。

8.1.3 进行直流耐压试验时应分阶段均匀升压(至少 3 段), 每段停留 1min 读取泄漏电流。试验电压升至规定值后, 在加压时间达到规定时间前, 当中至少应读取一次泄漏电流值。泄漏电流值和不平衡系数只做为判断绝缘状况的参考, 不作为是否投入运行的判据。当发现泄漏电流与上次试验值相对比有较大变化、泄漏电流不稳定、随试验电压的升高或随加压时间延长而急剧上升时, 应查明原因并

排除终端表面泄漏电流或对地杂散电流的影响。若怀疑电缆绝缘不良, 则可提高试验电压(不宜超过产品标准规定的出厂试验电压)或是延长试验时间, 确定能否继续运行。

8.1.4 除自容式充油电缆线路外, 其它电缆线路在停电后投运之前必须确认电缆的绝缘状况良好, 可分别采取以下试验确定:

a)停电超过 1 周但不满 1 个月, 测量绝缘电阻(异常时按 b 处理)。

b)停电超过 1 个月但不满 1 年的: 作规定耐压试验值的 50% 耐压 1min。

c)停电超过 1 年的电缆线路必须作常规耐压试验。

8.1.5 新敷设的电缆投入运行 3~12 个月, 一般应作 1 次耐压试验, 以后再按正常周期试验。

8.2 纸绝缘电力电缆线路的试验项目、周期和要求见表 8-1。

表 8-1 纸绝缘电力电缆线路的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明			
1	绝缘电阻	1)交接时; 2)直流耐压试验前、后; 3)必要时	自行规定	电缆 U	兆欧表电压		
				1kV 及以下	1000V		
				1kV 以上	2500V		
				6kV 及以上	2500V 或 5000V		
2	直流耐压	1)交接时; 2)新作终端或接头后; 3)1~3 年	1)试验电压值按下表规定: 加压时间交接时 10min, 其余不少于 5min。 电缆额定电压 U ₀ /U(kV)	直流试验电压 (kV)	6kV 及以下电缆的泄漏电流小于 10μ A, 10kV 及以上电缆的泄漏电流小于 20μ A 时, 对不平衡系数不作规定		
						0.6/1	4
						1.8/3	12
						3.6/6	24
						6/6	30
						6/10	40
						8.7/10	47
						21/35	105
						26/35	130

续表

序号	项目	周期	要求	说明
2	直流耐压		2)耐压 5min 时的泄漏电流值不应大于耐压 1min 时的泄漏电流值。 3)三相之间的泄漏电流不平衡系数(最大值与最小值之比)不应大于 2	
3	相位检查	1)交接时; 2)必要时	与电网相位一致	

8.3 橡塑绝缘电力电缆线路

橡塑绝缘电力电缆线路的试验项目、周期和要求见表 8-2。

表 8-2 橡塑绝缘电力电缆线中的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明																								
1	电缆主绝缘绝缘电阻	1)交接时; 2)耐压试验前、后; 3)必要时	自行规定	1)0.6/1kV 电缆, 用 1000V 兆欧表。 2)0.6/1kV 以上电缆用 2500V 或 5000V 兆欧表																								
2	电缆外护套、内衬层绝缘电阻	1)交接时; 2)耐压试验前; 3)必要时	每千米绝缘电阻值不应低于 0.5MΩ	1)用 500V 兆欧表。 2)当绝缘电阻低于要求时应采用附录 D 中叙述的方法判断是否进水。 3)110kV 及以上电缆进行外护套测试, 无外电极时可不测																								
3	铜屏蔽层电阻和导体电阻比 (Rp/Rx)	1)交接时; 2)重做终端或中间接头后; 3)必要时	较投运前的电阻比增大时, 表明铜屏蔽层的直流电阻增大, 有可能被腐蚀; 电阻比减少时表明附件中的导体连接点的电阻有可能增大。数据自行规定。	1)用双臂电桥测量在相同温度下的铜屏蔽层和导体的直流电阻。 2)终端以及中间接头的安装工艺, 必须符合附录 E 的要求才能测量, 不符合此附录者不测量																								
4	电缆主绝缘交流耐压试验	1)交接时; 2)重做终端或中间接头后; 3)3~5 年	1)0.1Hz 耐压试验(35kV 及以下) a)交接时, 3U ₀ 30min b)预试时 2.1U ₀ 5min 2)1~300Hz 谐振耐压试验; a)交接时 <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>电压等级</th> <th>试验电压</th> <th>耐压时间(min)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>35kV 及以下</td> <td>2.0U₀</td> <td>5</td> </tr> <tr> <td>66kV、110kV</td> <td>1.7U₀</td> <td>5</td> </tr> <tr> <td>220kV</td> <td>1.4U₀</td> <td>60</td> </tr> </tbody> </table> b)预试时 <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>电压等级</th> <th>试验电压</th> <th>耐压时间(min)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>35kV 及以下</td> <td>1.6U₀</td> <td>5</td> </tr> <tr> <td>66kV、110kV</td> <td>1.36U₀</td> <td>5</td> </tr> <tr> <td>220kV</td> <td>1.36U₀</td> <td>5</td> </tr> </tbody> </table>	电压等级	试验电压	耐压时间(min)	35kV 及以下	2.0U ₀	5	66kV、110kV	1.7U ₀	5	220kV	1.4U ₀	60	电压等级	试验电压	耐压时间(min)	35kV 及以下	1.6U ₀	5	66kV、110kV	1.36U ₀	5	220kV	1.36U ₀	5	1)110kV 及以上一端为空气绝缘终端, 另一端为 GIS 的电缆或两端均为空气绝缘终端的电缆应进行定期试验。 2)两端均为密封式终端的电缆可不进行定期试验
电压等级	试验电压	耐压时间(min)																										
35kV 及以下	2.0U ₀	5																										
66kV、110kV	1.7U ₀	5																										
220kV	1.4U ₀	60																										
电压等级	试验电压	耐压时间(min)																										
35kV 及以下	1.6U ₀	5																										
66kV、110kV	1.36U ₀	5																										
220kV	1.36U ₀	5																										

续表

序号	项目	周期	要求	说明
5	交叉互联系统	1)交接时; 2)2~3 年; 3)互联系统故障时	见表 8-4	
6	相位检查	1)交接时; 2)必要时	与电网相位一致	

注: 橡塑绝缘电力电缆是指聚氯乙烯绝缘、交联聚乙烯绝缘与乙丙橡皮绝缘电力电缆。

8.4 自容式充油电缆线路

8.4.1 自容式充油电缆线路的试验项目、周期和要求见 8-3。

表 8-3 自容式充油电缆线路试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明																				
1	主绝缘直流耐压	1)交接时 2)因失去油压导致受潮或进气修复后; 3)新做终端或中间接头后	试验电压值按下表: <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>U₀/U (kV)</th> <th>冲击耐受电压</th> <th>交接时 15 min</th> <th>修复、做头后 5min</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">64/110</td> <td>450</td> <td rowspan="2">286</td> <td>225</td> </tr> <tr> <td>550</td> <td>275</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">127/220</td> <td>850</td> <td rowspan="2">506</td> <td>425</td> </tr> <tr> <td>950</td> <td>475</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>510</td> </tr> </tbody> </table>	U ₀ /U (kV)	冲击耐受电压	交接时 15 min	修复、做头后 5min	64/110	450	286	225	550	275	127/220	850	506	425	950	475				510	左表中数据皆为 kV 值
U ₀ /U (kV)	冲击耐受电压	交接时 15 min	修复、做头后 5min																					
64/110	450	286	225																					
	550		275																					
127/220	850	506	425																					
	950		475																					
			510																					
2	电缆外护套和接头外护套的直流耐压	1)交接时; 2)2~3 年	试验电压 5kV, 加压时间 1min	1) 根据历次试验记录积累经验后可以用测量绝缘电阻代替, 有疑问时再作直流耐压。 2) 可与交叉互联系统中的直流耐压结合一起进行																				
3	压力箱	与其直接连接的终端或塞止接头发生故障后	1)供油特性: 压力箱的供油量不应小于供油特性曲线所代表的标称供量的 90%。 2)电缆油击穿电压: 不低于 50kV。 3)电缆油的 tanδ : 不大于 0.5%(100℃时)	压力供油特性的试验方法按 GB9326.5-1988 《交流 330kV 及以下油纸绝缘自容式充油电缆及附件压力供油箱》第 6.3 条进行																				

续表

序号	项目	周期	要求	说明	
4	油压示警系统	1)交接时; 2)6个月	合上示警系统信号装置的试验开关,应能正确发出相应的示警信号	用 250V 兆欧表	
	控制电缆线芯对地绝缘	1)交接时; 2)1~2年	每千米绝缘电阻不小于 1MΩ		
5	交叉互联系统	1)交接时; 2)2~3年; 3)互联系统故障时	见表 8-4		
6	电缆及附件内的电缆油	1)交接时; 2)2~3年; 3)必要时	1) 击穿电压: 新油不低于 50kV, 运行中油不低于 45kV。 2) tanδ: 油温 100±1℃和场强 1000kV/m 下新油不大于 0.5%; 运行中油不大于 1.0%。 3) 电缆油中溶解气体组分含量的注意值	1)油中溶解气体的试验只在交接时,或是当怀疑电缆绝缘过热老化或塞止接头存在严重局部放电时进行。 2)试验方法和要求按 GB7252-1987《变压器油中溶解气体分析和判断导则》规定进行,要求栏所列注意值不是判断充电电缆有无故障的唯一指标,应参照 SD304,进行追踪分析查明原因	
			注意值μ l/(V/V)		
			可燃气体总量 1500		H ₂ 500
			C ₂ H ₂ 痕量		CO 100
			CO ₂ 1000		CH ₄ 200
C ₂ H ₄ 200	C ₂ H ₆ 200				
7	相位检查	1)交接时; 2)必要时	与电网相位一致		

8.4.2 交叉互联系统的试验项目、周期和要求见表 8-4。

表 8-4 交叉互联系统的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	电缆外护套、绝缘接头外护套及其绝缘夹板对地直流耐压	1)交接时; 2)2~3年	在每段电缆金属屏蔽或金属护套与地之间加 5kV, 加压 1min 不应击穿	试验时必须将护层过电压保护器断开,在互联箱中应将另一侧的所有电缆金属套都接地

续表

序号	项目	周期	要求	说明
2	护层过电压保护器	1)交接时; 2)2~3年	1)护层过电压保护器的直流参考电压应符合产品标准的规定。 2)护层保护器及其引线对地的绝缘电阻用 1000V 兆欧表测量绝缘电阻不应低于 10MΩ	
3	互联箱	1)交接时; 2)2~3年	1)闸刀(或连接片)的接触电阻:在正常工作位置进行测量,接触电阻不应大于 20μΩ。 2)检查闸刀(或连接片)连接位置:应正确无误	1)用双臂电桥。 2)在密封互联箱之前进行:发现连错改正后必须重测闸刀(或连接片)的接触电阻

注:互联系统大段内发生故障,则应对该大段进行试验,若互联系统内直接接地的接头发生故障,则与该点相邻的两大段均应进行试验。

9 电容器

9.1 高压并联电容器和交流滤波电容器

高压并联电容器和交流滤波电容器试验项目、周期和要求见表 9-1。

9-1 高压并联电容器和高压交流滤波电容器试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	极对壳绝缘电阻	1)交接时; 2)必要时	不低于 2000MΩ	1)用 2500V 兆欧表; 2)单套管电容器不试
2	电容值	1)交接时; 2)必要时	1)电容值偏差超出额定值的 -5%~+10% 范围; 2)电容值不应小于出厂值的 95%; 3)交流滤波电容器组的总电容值应满足交流滤波器调谐的要求	用电桥法或电压电流法
3	并联电阻值测量	1)交接时; 2)1~5年; 3)必要时	电阻值与出厂值的偏差应在 ±10% 范围	用自放电法
4	极对壳交流耐压	交接时	按出厂耐压值的 75% 进行	
5	渗漏油检查	1)交接时; 2)巡视检查时	漏油者应停止使用	观察法
6	冲击合闸	交接时	在电网额定电压下冲击合闸 3 次,无闪络及熔断器熔断等异常	

		现象。	
--	--	-----	--

9.2 耦合电容器试验项目、周期和要求

9.2.1 耦合电容器试验项目、周期和要求见表 9-2。

表 9-2 耦合电容器试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	极间绝缘电阻	1)交接时; 2)投运后 1 年内; 3)1~3 年; 4)必要时	一般不低于 5000MΩ	用 2500V 兆欧表
2	电容值	1)交接时; 2)投运后 1 年内; 3)1~3 年; 4)极间耐压后 5)必要时	1)每节电容值偏差超出额定值的-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差不应超过 5%	1)用交流电桥法。 2)一相中任两节实测电容值之差是指实测电容之比值与这两单元额定电压之比值倒数之差。
3	tanδ (%)	1)交接时; 2)投运后 1 年内; 3)1~3 年; 4)必要时	以 10kV 电压测量时 tanδ 值不应大于下列数值: 1)交接时: a)油纸绝缘 0.5; b)膜纸绝缘 0.15。 2)运行中: a)油纸绝缘 0.5, 如超过 0.5 但与历年试验值比较无明显变化且不大于 0.8, 可监督运行; b)膜纸绝缘 0.2。如超过 0.2, 应加强监视, 当超过 0.3 时, 应予以更换。	
4	交流耐压和局部放电	必要时	试验电压为出厂值的 75%, 当电压升至试验电压后 1min, 降至 $0.8 \times 1.3U_m$ 历时 10s, 再降至 $1.1U_m/\sqrt{3}$ 保持 1min, 局部放电量不大于 10pC	1)若耐压值低于 $0.8 \times 1.3U_m$ 时, 则只做局部放电试验。 2) U_m 为最大工作线电压
5	渗漏油检查	1)交接时; 2)巡视检查时	漏油时停止使用	用观察法
6	低压端对地绝缘电阻	1)交接时; 2)投运后 1	运行中不低于 10 MΩ	用 2500V 兆欧表

		年内; 3)1~3 年;		
--	--	-----------------	--	--

9.2.2 带电测量耦合电容器的电容值能够判断设备的绝缘状况, 可在运行中进行监测。

9.2.2.1 测量方法: 在运行电压下, 用电流表或电流变换器测量流过耦合电容器接地线上的工作电流, 并同时记录运行电压, 然后计算其电容值。

9.2.2.2 判断方法

a)计算得到的电容值的偏差超出额定值的-5%~10%范围时, 应停电进行试验;

b)与历次测量值相比, 电容值变化超出±10%时, 应停电进行试验;

c)电容值与出厂值相差超出±5%时, 应增加带电测量次数, 若测量数据基本稳定, 可以继续运行。

9.3 断路器断口并联电容器

断路器断口并联电容器的试验项目、周期和要求见表 9-3。

表 9-3 断路器断口并联电容器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	极间绝缘电阻	1)交接时; 2)断路器大修后; 3)必要时	一般不低于 5000MΩ	用 2500V 兆欧表
2	电容值	1)交接时; 2)断路器大修后; 3)必要时	电容值偏差应在额定值的±5%范围	用交流电桥法
3	tanδ (%)	1)交接时; 2)断路器大修后; 3)必要时	10kV 电压下的 tanδ 值不应大于下列数值: 1)油纸绝缘: 0.5; 2)膜纸复合绝缘: 0.15	
4	渗漏油检查	1)交接时; 2)巡视检查时	漏油时停止使用	用观察法

9.4 集合式电容器

集合式电容器的试验项目、周期和要求见表 9-4。

表 9-4 集合式电容器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	相间和极对壳绝缘电阻	1)交接时; 2)1~3 年; 3)必要时	自行规定	用 2500V 兆欧表。试验时极间用导线短路
2	电容值	1)交接时; 2)1~3 年; 3)必要时	1)每相电容值偏差应在额定值的-5%~+10%范围内,且电容值不小于出厂值的 96%。 2)三相电容值比较,最大值与最小值之比不大于 1.06。 3)每相有三个套管引出的电容器,应测量每两个套管之间的电容量,与出厂值相差不得超过±5%。	推荐采用电压电流法
3	相间和极对壳的交流耐压	1)交接时; 2)必要时	试验电压为出厂值的 75%	试验时极间用导线短路
4	绝缘油击穿电压	1)交接时; 2)1~3 年; 3)必要时	参照表 10-1 的要求	
5	冲击合闸	交接时	在电网额定电压下冲击合闸 3 次,无闪络、击穿故障。	

9.5 并联电容器组用串联电抗器

并联电容器组用串联电抗器的试验项目、周期和要求见表 9-5

表 9-5 并联电容器组用串联电抗器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	绕组绝缘电阻	1)交接时; 2)1~3 年; 3)大修后; 4)必要时	不低于 1000MΩ	用 2500V 兆欧表
2	绕组直流电阻	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	1)三相绕组之间差别不应大于三相平均值的 4%。 2)与历次测试结果相差不大于 2%	
3	电抗(或电感)值	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	与出厂值比较不大于 5%	

4	绝缘油击穿电压	1)交接时; 2)大修后; 3)1—3 年	参照表 10-1 中要求	
---	---------	-----------------------------	--------------	--

55

序号	项目	周期	要求	说明
5	绕组对铁芯和外壳交流耐压及相间交流耐压	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	1)油浸电抗器为出厂试验电压值的 85%。 2)干式空芯电抗器同支柱绝缘子	
6	轭铁梁和穿芯螺栓(可接触到)的绝缘电阻	吊芯时	不小于 10MΩ	用 2500V 兆欧表

9.6 放电线圈

放电线圈的试验项目、周期和要求见表 9-6

表 9-6 放电线圈的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	绝缘电阻	1)交接时; 2)1~3 年; 3)大修后; 4)必要时	不低于 1000MΩ	一、二次绕组间及对壳均用 2500V 兆欧表
2	交流耐压	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	试验电压为出厂值的 85%	
3	绝缘油击穿电压	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	参照表 10-1 中要求	
4	一次绕组直流电阻	1)交接时; 2)1~3 年; 3)大修后; 4)必要时	与历次测量值相比无明显变化	可用万用表
5	电压比	1)交接时; 2)大修后; 3)必要时	符合厂家标准	对放电线圈兼保护用的应进行误差试验

10 绝缘油和六氟化硫气体

10.1 变压器油

10.1.1 新变压器油的验收,应按 GB2536-1990《变压器油》或 SH0040-1991《超高压变压器》的规定。

10.1.2 变压器油试验项目、要求和周期见表 10-1,投运前和大修后的试验项目、周期与交接时相同。

10.1.3 设备的运行条件不同,会导致油质老化速度不同,当主要设备用油的 pH 值接近 4.4 或颜色骤然变深,其他指标接近允许值或不合格时,应缩短试验周期,增加试验项目,必要时采取处理措施。

表 10-1 变压器油的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求		说明
			投入运行前的油	运行油	
1	外观	1)注入设备前后的新油; 2)运行中取油样时进行	透明、无杂质或悬浮物		将油样注入试管冷却至 5℃在光线充足的地方观察
2	水溶性酸 pH 值	1)注入设备前后的新油; 2)运行中, 110 ~ 500kV1 年, 其余自行规定	≥5.4	≥4.2	按 GB7598-1987《运行中变压器油、汽轮机油水溶性酸测定法(比色法)》进行试验
3	酸值 (mgKOH/g)	1)注入设备前后的新油; 2)运行中, 110~500kV1 年, 其余自行规定	≤0.03	≤0.1	按 GB264-1983《石油产品酸值测定法》或 GB7599-1987《运行中变压器油、汽轮机油酸值测定法(BTB)法》进行试验
4	闪点(闭口)(℃)	1)准备注入设备的新油; 2)注入 500kV 设备后的新油	≥140 (10号、25号油); ≥135 (45号油)	与新油原始测量值相比不低于 5℃	按 GB/T267-1988《石油产品闪点与燃点测定法》进行试验
5	水分 (mg/l)	1)准备注入 110kV 及以上设备的新油; 2)注入 500kV 设备后的新油; 3)运行中 500kV 设备半	110kV ≤ 20; 220kV ≤ 15; 500kV ≤ 10	110kV ≤ 35; 220kV ≤ 25; 500kV ≤ 15	运行中设备,测量时应注意温度影响,尽量在顶层油温高于 50℃时采样,按 GB7601-1987《运行中变压器油水分含量测定法(气相色谱法)》或 GB7600-1987《运行中变压器油水分测定法(库伦法)》进行试验

		年, 110~220kV 设备 1 年; 4)必要时			
--	--	-------------------------------	--	--	--

续表

序号	项目	周期	要求		说明
			投入运行前的油	运行油	
6	击穿电压 (kV)	1)注入设备前后的新油; 2)运行中 (35kV 及以上设备、厂用变压器、消弧线圈)1~3 年	15kV 以下 ≥30; 15 ~ 35kV ≥35; 110~220kV ≥40; 500kV ≥60	15kV 以下 ≥25; 15 ~ 35kV ≥30; 110 ~ 220kV ≥35; 500kV ≥50	按 GB507-1986《绝缘油介电强度测定法》和 DL429.9-1991《电力系统油质试验方法绝缘油介电强度测定法》进行试验
7	界面张力 (25℃) (mN/m)	必要时	≥35	≥19	按 GB6541-1986《石油产品油对水界面张力测定法(圆环法)》进行试验
8	tanδ (90℃) (%)	1)准备注入设备的新油; 2)注入 110 ~ 500kV 设备后新油; 3)运行中: 500kV 设备 1 年, 220kV 设备 5 年; 4)必要时	1)注入前: ≤0.5; 2)注入后: a)220kV 及以下 ≤1 b)500kV ≤ 0.7	≤2	按 GB5654-1985《液体绝缘材料工频相对介电常数介质损耗因数和体积电阻率的试验方法》进行试验
9	体积电阻率(90℃) (Ω · m)	必要时	≥6 × 10 ¹⁰	500kV ≥ 1 × 10 ¹⁰ 220kV 及以下 ≥0.3 × 10 ¹⁰	按 DL421-1991《绝缘油体电阻率测定法》进行试验
10	油中含气量(V/V) (%)	1)注入 500kV 设备前后的新油; 2)运行中 500kV 设备 1 年; 3)必要时	≤1	一般不大于 3	按 DL423-1991《绝缘油中含气量的测试方法(真空法)》或 DL450-1991《绝缘油中含气量的测试方法(二氧化碳洗脱法)》进行试验
11	油泥与沉淀物 (m/m) (%)	必要时	—	一般不大于 0.02	按 GB511-1988《石油产品及添加剂机械杂质测定法》进行试验,若只测定油泥含量,试验最后采用乙醇-苯(1:4)将油泥洗于恒重容器中称重
12	油中溶解气体色谱分析	见各设备章节	见各设备章节		取样、试验和判断方法分别按 GB7595-2000《运行中变压器油质量标准》、DL/T722-2000《变压器油中溶解气体分析和判断导则》的规定

注 1: 对全密封式设备如互感器, 不易取样或补充油, 应按制造厂规定决定是否采样。

注 2: 有载调压开关用的变压器油的试验项目、周期和要求按制造厂规定。

注 3: 10kV 及以下设备试验周期可自行规定。

注 4: 互感器、套管油的试验应结合油中溶解气体色谱分析进行, 项目、周期见有关章节。

10.1.4 关于补油或不同牌号油混合使用的规定。

10.1.4.1 补加油品的各项特性指标不应低于设备内的油。如果补加到已接近运行油质量要求下限的设备油中, 有时会导致油中迅速析出油泥, 故应预先进行混油样品的油泥析出和 $\tan\delta$ 试验, 试验结果无沉淀物产生且 $\tan\delta$ 不大于原设备内部油的 $\tan\delta$ 值时, 才可混合。

10.1.4.2 不同牌号新油或相同质量的运行中油, 原则上不宜混合使用。如必须混合时应按混合油实测的凝点决定是否可用。

10.1.4.3 对于国外进口油、来源不明以及所含添加剂的类型并不完全相同的油, 如需要与不同牌号油混合时, 应预先进行参加混合的油及混合后油样的老化试验。

10.1.4.4 油样的混合比应与实际使用的混合比一致, 如实际使用比不祥, 则采用 1: 1 比例混合。

10.2 断路器油

10.2.1 断路器专用油的新油应按 SH0351-1992《断路器油》进行验收。

10.2.2 投运前及运行中断路器油的试验项目、周期和要求见表 10-2。

表 10-2 投运前及运行中断路器油的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求		说明
			投入运行前的油	运行油	
1	水溶性酸 pH 值	1) 交接时; 2) 110kV 及	≥ 5.4	≥ 4	

2	机械杂质	以上:	无		外观目测
3	游离碳	a) 新设备投运前及大修	无较多碳悬浮于油中		外观目测

序号	项目	周期	要求		说明
			投入运行前的油	运行油	
4	击穿电压 (kV)	后检验项目序号 1~6, b) 运行中为 1~3 年, 检验	1) 110kV 及以下 ≥ 35 ; 2) 110kV 以上 ≥ 40	1) 110kV 及以下 ≥ 30 ; 2) 110kV 以上 ≥ 35	按 GB507-1986《绝缘油介电强度测定方法》和 DL424-1991《火电厂用工业硫酸试验方法》进行试验。
5	酸值 (mgKOH/g)	项目为序号 4; 3) 110kV 以下:	≤ 0.03	≤ 0.1	见表 10-1 序号 3
6	闪点 (闭口) (°C)	a) 新设备投运前或大修后检验项目序号 1~6 b) 运行中不大于 3 年, 检验项目序号 4; 4) 少油断路器 (油量为 60kg 以下) 1~3 年或以换油代替	1) ≥ 140 (10 号、25 号油); 2) ≥ 135 (45 号油)	不应比左栏要求低 5°C	见表 10-1 序号 4

10.3 SF₆ 气体

10.3.1 SF₆ 新气到货后, 充入设备前应按 GB 12022-1989 验收。每批产品按 3/10 的抽检率复核主要技术指标。

10.3.2 SF₆ 气体在充入电气设备 24h 后, 方可进行试验。

10.3.3 关于补气 and 气体混合使用的规定:

1) 所补气体必须符合新气质量标准, 补气时应注意接头及管路的干燥。

2) 符合新气质量标准的气体均可混合使用。

10.3.4 交接时和运行中 SF₆ 气体的试验项目、周期和要求见表 10-3。

表 10-3 交接时及运行中 SF₆ 气体的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	湿度 (20℃)(μ l/l)	1)交接时; 2)1~3 年; 3)大修后; 4)必要时	1)断路器灭弧室气室: 交接时和大修后不大于 150μ l/l; 运行中不大于 300μ l/l。 2)其他气室: 交接时和大修后不大于 250μ l/l; 运行中不大于 500μ l/l。	1)按 GB12022-1989《工业六氟化硫》、SD 306-1989 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 1~3 年测 1 次。
2	密度(标准状态下)(kg/m ³)	必要时	6.16	按 SD308-1989《六氟化硫新气中密度测定法》进行
3	毒性	必要时	无毒	按 SD312-1989《六氟化硫气毒性生物试验方法》进行
4	酸度 (μ g/g)	1)大修后; 2)必要时	≤0.3	按 SD307-1989《六氟化硫新气中酸度测定法》或用检测管进行测量
5	四氟化碳 (m/m)(%)	1)大修后; 2)必要时	≤0.05	按 SD311-1989《六氟化硫新气中空气、四氟化碳的气相色谱测定法》进行
6	空气 (m/m)(%)	1)大修后; 2)必要时	1)大修后≤0.05; 2)运行中≤0.2	按 SD311-1989《六氟化硫新气中空气、四氟化碳的气相色谱测定法》进行
7	可水解氟化物(μ g/g)	1)大修后; 2)必要时	≤1.0	按 SD309-1989《六氟化硫新气中可水解氟化物含量测定法》进行
8	矿物油 (μ g/g)	1)大修后; 1)大修后;	≤1.0	按 SD310-1989《六氟化硫新气中矿物油含量测定法(红外光谱法)》进行

11 避雷器

11.1 阀式避雷器的试验项目、周期和要求见表 11-1。

表 11-1 阀式避雷器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	绝缘电阻	1)交接时; 2)发电厂、变电所避雷器每年雷雨季前; 3)必要时	1) FZ(PBC, LD)、FCZ 和 FCD 型避雷器的绝缘电阻自行规定, 但与历次及同类型的测量数据相比不应有显著变化。 2) FS 型避雷器的绝缘电阻应不低于 2500MΩ	1)用 2500V 及以上兆欧表。 2) FZ、FCZ 和 FCD 型主要检查并联电阻通断和接触情况。
2	电导电流及	1)交接时;	1) FZ、FCZ、FCD 型避雷器的电	1)施加的直流电压应符合

串联组合元件的非线性因数差值	2) 每年雷雨季前; 3)必要时	电导电流参考值见附录 F, 还应与历次数据相比较, 不应有显著变化。 2)同一相内串联组合元件的非线性因数差值, 不应大于 0.05, 电导电流差值不应大于 30%。 3) 试验电压如下:	GB/T16927.1-1997《高电压试验技术第一部分: 一般试验要求》的要求, 应利用屏蔽线在高压侧测量。 2)由两个以上元件组成的避雷器应对每个元件进行试验
----------------	---------------------	--	--

续表

序号	项目	周期	要求	说明																					
2	电导电流及串联组合元件的非线性因数差值		<table border="1"> <thead> <tr> <th>元件额定电压(kV)</th> <th>3</th> <th>6</th> <th>10</th> <th>15</th> <th>20</th> <th>30</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>试验电压 U₁(kV)</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>8</td> <td>10</td> <td>12</td> </tr> <tr> <td>试验电压 U₂(kV)</td> <td>4</td> <td>6</td> <td>10</td> <td>16</td> <td>20</td> <td>24</td> </tr> </tbody> </table>	元件额定电压(kV)	3	6	10	15	20	30	试验电压 U ₁ (kV)	-	-	-	8	10	12	试验电压 U ₂ (kV)	4	6	10	16	20	24	3)非线性因数差值及电导电流差值计算见附录 F。 4)如果 FZ 型避雷器的非线性因数差值大于 0.05, 但电导电流合格, 允许做换节处理, 换节后的非线性因数差值不应大于 0.05。 5)运行中 PBC 型避雷器的电导电流一般应在 300~400μ A 范围内
元件额定电压(kV)	3	6	10	15	20	30																			
试验电压 U ₁ (kV)	-	-	-	8	10	12																			
试验电压 U ₂ (kV)	4	6	10	16	20	24																			
3	工频放电电压	1)交接时; 2) FS 型避雷器 1~3 年, 其它自行规定; 3)必要时	1) FS 型避雷器的工频放电电压在下列范围内。 <table border="1"> <thead> <tr> <th>额定电压(kV)</th> <th>3</th> <th>6</th> <th>10</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>交接时</td> <td>9~11</td> <td>16~19</td> <td>26~31</td> </tr> <tr> <td>大修后</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>运行中</td> <td>8~12</td> <td>15~21</td> <td>23~33</td> </tr> </tbody> </table> 2) FZ、FCZ 和 FCD 型避雷器的工频放电电压参考值见附录 F。	额定电压(kV)	3	6	10	交接时	9~11	16~19	26~31	大修后				运行中	8~12	15~21	23~33						
额定电压(kV)	3	6	10																						
交接时	9~11	16~19	26~31																						
大修后																									
运行中	8~12	15~21	23~33																						
4	底座绝缘电阻	1)交接时; 2)发电厂、变电所避雷器每年雷雨季前; 3)线路上避雷器 1~3 年; 4)必要时	自行规定	用 2500 及以上兆欧表																					
5	放电计数器动作检查	1)交接时; 2)发电厂、变电所内避雷器每年雷雨季前; 3)线路避雷器 1~3 年 4)必要时	测试 3~5 次, 均应正常动作, 测试后计数器指示应调到“0”, 不便复零时要记录最后指示位置。																						

注：变压器各侧避雷器的停电试验，随变压器试验周期进行。

11.2 无间隙金属氧化物避雷器试验项目、周期和要求见表 11-2。

表 11-2 无间隙金属氧化物避雷器试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	绝缘电阻	1)交接时; 2)110kV 及以上 1~3 年; 3)110kV 以下 3~5 年; 4)必要时	1)110kV 及以上, 不低于 500MΩ; 1; 2)110kV 以下, 不低于 1000 MΩ	用 2500V 及以上兆欧
2	直流 1mA 电压 U_{1mA} 及 0.75 U_{1mA} 下的泄漏电流	1)交接时; 2)110kV 及以上 1~3 年; 3)110kV 以下 3~5 年; 4)必要时	1)不得低于 GB11032~2000 规定值; 2) U_{1mA} 实测值与初始值或制造厂规定值比较, 变化不应大于 ±5%; 3)0.75 U_{1mA} (U_{1mA} 为交接时的值)下的泄漏电流不应大于 50μA	1)测量时应记录环境温度 and 相对湿度。 2)测量电流的导线应使用屏蔽线。 3)初始值系指交接试验或投产试验时的测量值
3	运行电压下的交流泄漏电流	1)交接时; 2)新投运的 110kV 及以上, 投运 3 个月内带电测量一次, 以后每个雷雨季前、后各测量一次; 3)必要时	1)测量运行电压下的全电流、阻性电流或功率损耗, 测量值与初始值比较, 不应有明显变化; 当阻性电流增加到初始值的 200%时, 必须停电检查。 2)当阻性电流增加到初始值的 150%时, 应适当缩短监测周期	1)测量时应记录环境温度, 相对湿度, 和运行电压, 应注意瓷套表面状况的影响及相间干扰的影响。 2)可用第一次带电测试作为初始值。
4	工频参考电流下的工频参考电压	必要时	应符合 GB11032-2000《交流无间隙金属氧化物避雷器》或制造厂规定	1)测量时的环境温度宜为 20±15℃。 2)测量应每节单独进行, 整相避雷器有一节不合格, 应更换该节避雷器(或整相更换)
5	底座绝缘	1)交接时; 2)必要时	不小于 10MΩ	用 2500V 及以上兆欧表
6	放电计数器动作检查	1)交接时; 2)必要时	测试 3~5 次, 均应正常动作, 测试后计数器指示应调到“0”, 不便复零时要记录最后指示位置。	

11.3 输电线路用无间隙的金属氧化物避雷器

输电线路用无间隙的金属氧化物避雷器试验项目、周期和要求按表 11~3 的规定。

表 11-3 输电线路用无间隙金属氧化物避雷器试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	绝缘电阻	1)交接时; 2)必要时	1)35kV 以上, 不低于 2500 U_{1mA} 2)35kV 以下, 不低于 1000MΩ	用 2500V 及以上兆欧表
2	直流 1mA 电压 U_{1mA} 和 75% U_{1mA} 下的泄漏电流	1)交接时; 2)3~5 年 (500kV 避雷器); 3)必要时	1)不得低于 GB11032-2000 的规定值。 2) U_{1mA} 实测值与初始值或出厂值比较变化不应大于 ±5%。 3)75 U_{1mA} (初始值)下的泄漏电流不应大于 50μA 或制造厂规定	1)测量时应记录环境温度 and 相对湿度。 2)测量电流的导线应使用屏蔽线。 3)初始值系指交接试验时的测量值
3	运行电压下的交流泄漏电流	1)交接时; 2)新投运的 35kV 及以上者, 投运 3 个月内带电测量一次, 以后每个雷雨季前、后各测量一次; 3)必要时	1)测量运行电压下的全电流、阻性电流或功率损耗, 测量值和初始值比较, 不应有明显变化, 当阻性电流增加到初始值的 200%时, 必须停电检查; 2)当阻性电流增加到初始值的 150%时, 应适当缩短监测周期	1)测量时应记录环境温度 and 相对湿度和运行电压, 应注意瓷套表面状况的影响及相间干扰的影响。 2)可用第一次带电测试作为初始值并替代交接试验
4	工频参考电流下的工频参考电压	1)交接时; 2)必要时	应符合 GB11032~2000 或制造厂规定	1)测量时的环境温度宜为 20±15℃。 2)测量应每节单独进行, 整相避雷器有一节不合格, 应更换该节避雷器(或整相更换)
5	放电计数器动作检查	1)交接时; 2)必要时	测试 3~5 次, 均应正常动作, 测试后计数器指示应调到“0”, 不便复零时要记录最后指示位置。	

11.4 输电线路用带间隙的金属氧化物避雷器

外间隙金属氧化物避雷器试验项目、周期和要求按表 11-4 的规定。

表 11-4 外间隙金属氧化物避雷器的试验项目、周期、要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	绝缘电阻	1)交接时; 2)3~5 年; 3)必要时	1)35kV 以上, 不低于 2500MΩ; 2)35kV 及以下, 不低于 1000MΩ	用 2500V 及以上兆欧表
2	间隙距离检查	1)交接时; 2)必要时	间隙距离与厂家标称距离相比应在 ±10mm 以内	纯空气间隙避雷器应进行测量
3	避雷器本体直流 1mA	1)交接时; 2)必要时	1) U_{1mA} 实测值与初始值或出厂值比较变化不应大于 ±5%。	1)测量电流的导线应使用屏蔽线。

	电压 U_{1mA} 和 75% U_{1mA} 下的泄漏电流		2)75% U_{1mA} (初始值)下的泄漏电流不应大于 50 μ A 或制造厂规定	2)初始值系指交接试验时的测量值
4	放电计数器动作	1)交接时; 2)必要时	测试 3~5 次, 均应正常动作, 测试后计数器指示应调到“0”, 不便复零时要记录最后指示位置。	

11.5 35kV 及以下带串联间隙的金属氧化物避雷器

35kV 及以下带串联间隙的金属氧化物避雷器试验项目、周期、要求见表 11-5。

表 11-5 35kV 及以下带串联间隙金属氧化物避雷器的试验项目、周期、要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	绝缘电阻	1)交接时; 2)3~5 年; 3)必要时	绝缘电阻自行规定, 但与历次及同类型的测量数据进行比较不应有显著变化	用 2500V 及以上兆欧表
2	工频放电试验	1)交接时; 2)必要时	工频放电电压应符合制造厂的规定	
3	底座绝缘电阻	1)交接时; 2)3~5 年; 3)必要时	不小于 10M Ω	用 2500V 及以上兆欧表
4	放电计数器动作检查	1)交接时; 2)必要时	测试 3~5 次, 均应正常动作, 测试后计数器指示应调到“0”, 不便复零时要记录最后指示位置	

11.6 GIS 用金属氧化物避雷器的试验项目、周期和要求

- a) 避雷器大修时, 其 SF₆ 气体按表 10-3 的规定;
- b) 避雷器运行中的密封检查按表 5-1 的规定;
- c) 其它有关项目按表 11-2 中的规定。

11.7 避雷器带电试验

a) 运行中 35kV 及以上的金属氧化物避雷器可用带电测试替代定期停电试验, 但对 500kV 金属氧化物避雷器应 1~3 年进行一次停电试验。

b) 运行中 35kV 及以上阀式避雷器可用带电测试替代停电试验,

标准可自行规定。

c) 金属氧化物避雷器测试内容分别为运行电压全电流、阻性电流峰值或功率损耗, 判别标准见表 11-2 序号 3。

12 母线

12.1 封闭母线

封闭母线的试验项目、周期和要求见表 12-1 所示。

表 12-1 封闭母线的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明																	
1	绝缘电阻	1)交接时; 2)大修时; 3)必要时	1)额定电压为 15kV 及以上全连式离相封闭母线在常温下分相绝缘电阻值不小于 100M Ω ; 2)6kV 共箱封闭母线在常温下分相绝缘电阻值不小于 6M Ω	用 2500V 兆欧表																	
2	交流耐压	1)交接时; 2)大修时; 3)必要时	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">额定电压 (kV)</th> <th colspan="2">试验电压(kV)</th> </tr> <tr> <th>出厂</th> <th>现场</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>6</td> <td>42</td> <td>32</td> </tr> <tr> <td>15</td> <td>57</td> <td>43</td> </tr> <tr> <td>20</td> <td>68</td> <td>51</td> </tr> <tr> <td>24</td> <td>70</td> <td>53</td> </tr> </tbody> </table>	额定电压 (kV)	试验电压(kV)		出厂	现场	6	42	32	15	57	43	20	68	51	24	70	53	
额定电压 (kV)	试验电压(kV)																				
	出厂	现场																			
6	42	32																			
15	57	43																			
20	68	51																			
24	70	53																			

12.2 一般母线

一般母线的试验项目、周期和要求见表 12-2

表 12-2 一般母线的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	绝缘电阻	1)交接时; 2)1~3 年; 3)必要时	不应低于 1M Ω /kV	用 2500V 兆欧表
2	交流耐压试验	1)交接时; 2)3~5 年; 3)必要时	额定电压在 1kV 以上时, 试验电压参照 7.1 支柱绝缘子和悬式绝缘子的规定; 额定电压在 1kV	额定电压在 1kV 及以下时, 可用 2500V 兆欧表测绝缘电阻代替

		及以下时, 试验电压为 1kV	
--	--	-----------------	--

13 二次回路

二次回路的试验项目、周期和要求见表 13。

表 13 二次回路的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	绝缘电阻	1) 交接时; 2) 大修时; 3) 更换二次线时	1) 直流小母线和控制盘的电压小母线, 在断开所有其它并联支路时不应小 10MΩ。 2) 二次回路的每一支路的断路器、隔离开关、操作机构的电源回路不小于 1MΩ, 在比较潮湿的地方, 允许降到 0.5MΩ	用 500V 或 1000V 兆欧表。
2	交流耐压	1) 交接时; 2) 大修时; 3) 更换二次线时	试验电压为 1000V	1) 不重要回路可用 2500V 兆欧表测绝缘电阻代替。 2) 48V 及以下回路不做交流耐压。 3) 带有电子元件的回路, 试验时应将插件取出或两端短接

14 1kV 及以下的配电装置和馈电线路

1kV 及以下配电装置和馈电线路的试验项目、周期和要求见表 14。

表 14 1kV 以下的配电装置和电力馈线的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	绝缘电阻测量	1) 交接时; 2) 设备大修时	配电装置每一段或馈电线路的绝缘电阻应不小于 0.5MΩ	1) 用 1000V 兆欧表。 2) 测量电力馈电线路的绝缘电阻时应将相连的断路器、熔断器、用电设备和仪表等断开
2	配电装置的交流耐压试验	1) 交接时; 2) 设备大修时	试验电压为 1000V	1) 48V 配电装置不做交流耐压试验。 2) 可用 2500 兆欧表代替
3	检查相位	1) 交接时; 2) 更换设备或接线时	连接相位正确	

注: 配电装置指配电盘, 配电台, 配电柜、操作盘及其载流部分。

15 1kV 以上的架空电力线路

1kV 以上的架空电力线路的试验项目、周期和要求见表 15。

表 15 1kV 以上的架空电力线路的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	110kV 及以上线路悬式绝缘子串的零值绝缘子检测	1) 3-5 年; 2) 必要时	在运行电压下检测	1) 根据绝缘子的劣化率调整检测周期。 2) 玻璃绝缘子不进行此项试验
2	绝缘子和线路的绝缘电阻测量	1) 交接时; 2) 更换绝缘子后	1) 悬式绝缘子的绝缘电阻要求见第 7 章; 2) 线路绝缘电阻值自行规定 3) 线路检修后	1) 用 2500V 及以上的兆欧表。 2) 有同杆架设或较近的平行线路时, 线路的绝缘电阻可不测
3	检查相位	1) 交接时; 2) 线路连接有变动时	线路两端相位应与电网一致	
4	间隔棒检查	1) 交接时; 2) 3 年; 3) 线路检修时	状态完好、无松动无胶垫脱落等情况	
5	阻尼设施的检查	1) 交接时; 2) 1-3 年; 3) 线路检修时	无磨损松动等情况	
6	绝缘子表面等值附盐密度	1) 1 年; 2) 必要时	参照表 7-1 执行	
7	35kV 及以上线路的工频参数测量	1) 交接时; 2) 线路变更时	应与设计值接近	根据继电保护, 过电压专业要求进行
8	额定电压下对空载线路冲击合闸试验	1) 交接时; 2) 大修后	全电压冲击三次	
9	杆塔接地电阻测量	1) 交接时; 2) 3-5 年; 3) 必要时	要求见第 16 章	运行中周期按第 16 章规定

16 接地装置

接地装置的试验项目、周期和要求见表 16。

表 16 接地装置的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	有效接地系统的接地装置的接地阻抗	1)交接时; 2)不超过 6 年 3)可以根据该接地网挖开检查的结果斟酌延长或缩短周期	$Z \leq 2000/I$ 式中: I 为经接地装置流入地中的短路电流对称分量最大值, A ; Z 为考虑到季节变化的量大接地阻抗, Ω 。 如 $I > 4000A$, 可取 $Z \leq 0.5\Omega$, 当大地土壤电阻率太高, 按 $Z \leq 0.5\Omega$ 在技术经济上不合理时, 允许提高到 $Z \leq 5\Omega$, 在后两种情况下必须采取措施以保证发生接地短路时, 在接地装置上: 1)接触电压和跨步电压均不超过允许的数值; 2)做好隔离措施, 防止高电位引外和低电位引内发生; 3)3-10kV 避雷器不动作	1)测量接地阻抗时, 如在必须的最小布极范围内土壤电阻率基本均匀, 可采用各种补偿法, 否则采用远离法。 2)测试时应断开架空地线, 3)每 3 年或必要时, 验算一次 I 值并校验设备接地引下线的热稳定。 4)铜质材料地网运行中必要时进行
2	非有效接地系统的接地装置的接地阻抗	1)交接时; 2)不超过 6 年; 3)可以根据该接地装置挖开检查的结果斟酌延长或缩短周期	1)当接地装置与 1kV 及以下设备共用接地时, 接地阻抗 $Z \leq 120/I$, 且不大于 4Ω ; 2)当接地装置仅用于 1kV 及以上设备时, 接地阻抗 $Z \leq 250/I$, 且不大于 10Ω 。	测试时, 应断开架空地线
3	1kV 以下电力设备的接地阻抗	1)交接时; 2)不超过 6 年 3)必要时	使用同一接地装置的所有这类电力设备, 当总容量达到或超过 100kVA 时, 其接地阻抗不宜大于 4Ω , 如容量小于 100kVA 时, 则接地阻抗不超过 10Ω	对于在电源处接地的低压电力网(包括孤立运行的低压电力网)中的用电设备, 只进行接零不做接地, 所用零线的接地阻抗就是电源设备的接地阻抗, 其要求按序号 2 确定, 但不得大于相同容量的低压设备接地阻抗
4	独立微波站的接地阻抗	1)交接时; 2)不超过 6 年; 3)必要时	不宜大于 5Ω	测试时应断开电源零线(若零线与地网相连)
5	独立的燃油、易爆气体贮罐及其管道的接地阻抗	1)交接时; 2)不超过 6 年; 3)必要时	不宜大于 30Ω (无独立避雷针保护的露天贮罐不应超过 10Ω)	

序号	项目	周期	要求	说明
6	露天配电装置避雷针的集中接地装置的接地阻抗及独立避雷针(线)的接地阻抗	1)交接时; 2)不超过 6 年 3)必要时	不宜大于 10Ω	1)与接地网连在一起的可不测量, 但按序号 12 要求检查与接地网的连接情况。 2)在高土壤电阻率地区难以将接地阻抗降至 10Ω 时, 允许有较大的数值, 但应符合防止避雷针(线)对罐体及管、阀等反击的要求。 3)测试时, 应避免地网的影响
7	发电厂烟囱附近的吸风机及引风机处设置的集中接地装置的接地阻抗	1)交接时; 2)不超过 6 年 3)必要时	不宜大于 10Ω	1)与地网连在一起的可不测量, 但按序号 12 的要求检查与接地网的连接情况。 2)测试时, 应注意地网的影响
8	与架空线直接连接的旋转电动机进线段上排气式和阀式避雷器的接地阻抗	1)交接时; 2)与所在进线段上杆塔的接地阻抗的测量周期相同	排气式和阀式避雷器的接地阻抗, 分别不大于 5Ω 和 3Ω , 但对于 300~1500kW 的小型直配电动机, 如不采用 SDJ 7-1979《电力设备过电压保护设计技术规程》中相应接线时, 此值可酌情放宽	
9	有架空地线的线路杆塔的接地阻抗	1)交接时; 2)发电厂或变电所进出线 2km 内的杆塔 1~3 年; 3)其他线路杆塔不超过 5 年	当杆塔高度在 40m 以下时, 按下表要求, 如杆塔高度达到或超过 40m 时, 则取下表值的 50%。但当土壤电阻率大于 $2000\Omega \cdot m$ 时, 接地阻抗难以达到 15Ω 时, 可增加至 20Ω 。	对于高度在 40m 以下的杆塔, 如土壤电阻率很高, 接地阻抗难以降到 30Ω 时, 可采用 6~8 根总长不超过 500m 的放射形接地体或连续伸长接地体, 其接地阻抗可不受限制, 但对于高度达到或超过 40m 的杆塔, 其接地阻抗也不宜超过 20Ω
			土壤电阻率 ($\Omega \cdot m$)	接地阻抗 (Ω)
			100 及以下	10
			100~500	15
			500~1000	20
			1000~2000	25
			2000 以上	30

续表

序号	项目	周期	要求	说明	
10	无架空地线的线路杆塔接地阻抗	1)交接时; 2)发电厂或变电所进出线 2km 内的杆塔: 1~3 年; 3)其他线路杆塔不超过 6 年	种类	接地阻抗(Ω)	
			非有效接地系统的钢筋混凝土杆、金属杆	30	
			中性点不接地的低压电力网的线路钢筋混凝土杆, 金属杆	50	
			低压进户线绝缘子铁脚	30	
11	接地装置安装地域的土壤电阻率	必要时	仅对 110kV 以上发电厂或变电所进行	测试时用 4 极法, 要求 $a>D$, 式中: a 为电极间距离; D 为地网对角线距离	
12	检查有效接地系统的电力设备接地引下线与接地网的连通情况	1~3 年	1)任意两点间电阻值不应大于 0.2 欧姆; 2)不得有开断、松脱或严重腐蚀(有效截面小于 60%)等现象	1)将所测的数据与历次数据相互比较, 通过分析决定是否进行挖开检查或缩短导通性检测周期。 2)应采用测量电流大于 1A 的接地引下线导通测量专用仪器进行测量	
13	抽样开挖检查发电厂、变电所地中接地的腐蚀情况	1)本项目只限于已经运行 10 年以上或高腐蚀性地区的接地网; 2)以后检查年限可根据前次开挖检查的结果自行决定	不得有开断, 松脱或严重腐蚀等现象	1)土壤电阻率 $<10\Omega \cdot m$ 或者盐碱地等高腐蚀性地区以及使用降阻剂时应缩短周期至 8 年。 2)可根据电气设备的重要性和施工的安全, 选择 5~8 个固定点沿接地引下线进行开挖检查, 如有疑问应扩大开挖范围。 3)铜质材料接地网不必定期开挖检查	

17 电除尘器

17.1 高压硅整流变压器的试验项目、周期和要求见表 17-1

表 17-1 高压硅整流变压器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	高压绕组对低压绕组及对地的绝缘电阻	1)交接时; 2)大修时; 3)必要时	$>500M\Omega$	用 2500V 兆欧表
2	低压绕组的绝缘电阻	1)交接时; 2)大修时; 3)必要时	$>300M\Omega$	用 1000V 兆欧表
3	硅整流元件及高压套管对地的绝缘电阻	1)交接时; 2)大修时; 3)必要时	$>2000 M\Omega$	用 2500V 兆欧表
4	穿芯螺栓对地的绝缘电阻	1)交接时; 2)大修时; 3)必要时	自行规定	1)在吊芯检查时进行
5	高、低压绕组的直流电阻	1)交接时; 2)大修时; 3)必要时	与出厂值相差不超出 $\pm 2\%$ 范围	换算到 75℃
6	变压器油试验	1)交接时; 2)大修时; 3)1-3 年 4)必要时	参照表 10-1 中序号 1、6	
7	油中溶解气体色谱分析	1)交接时; 2)大修时; 3)1 年 4)必要时	参照表 3-1 中序号 1 注意值自行规定	
8	空载升压	1)交接时; 2)大修时; 3)更换绕组后; 4)必要时	输出 1.5Um(或产品技术条件规定的允许值), 保持 1min, 应无闪络、无击穿现象, 并记录空载电流	不带电除尘电场
9	电除尘器冷态空载升压伏安特性试验	1)交接时; 2)大修时; 3)必要时;	异极距 150mm 时击穿电压 $U_2 \geq 55kV$, 异极距每增加 10mm, U_2 至少增加 2.5kV 或者符合产品技术条件规定	每台电源均需逐点升压, 记录相应表盘的一、二次电压、电流值, 直至电场闪络。
10	电流、电压取样电阻	1)交接时; 2)大修时; 3)必要时;	偏差超出规定值 $\pm 5\%$	
11	各桥臂正、反向电阻值	1)交接时; 2)大修时; 3)必要时;	桥臂间阻值相差小于 10%	

17.2 低压电抗器的试验项目、周期和要求见表 17—2

表 17-2 低压电抗器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	穿芯螺杆对地的绝缘电阻	1)交接时; 2)大修时	自行规定	使用 1000V 兆欧表
2	绕组对地的绝缘电阻	1)交接时; 2)大修时	>300MΩ	使用 2500V 兆欧表
3	绕组各抽头的直流电阻	1)交接时; 2)必要时	与出厂值相差不超出±2%范围	换算到 75℃
4	变压器油击穿电压	1)交接时; 2)大修时	>20kV	

17.3 绝缘支撑及连接元件的试验项目、周期和要求见表 7~3

表 17-3 绝缘支撑及连接元件的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	绝缘电阻	1)交接时; 2)更换后	>500MΩ	用 2500V 兆欧表
2	耐压试验	1)交接时; 2)更换后	直流 100kV 或交流 72kV、1min 无闪络	

17.4 高压直流电缆的试验项目、周期和要求见表 17-4

表 17-4 高压直流电缆的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	绝缘电阻	1)交接时; 2)大修时; 3)重作电缆头时	>1500MΩ	用 2500V 兆欧表
2	直流耐压及泄漏电流	1)交接时; 2)大修时; 3)重作电缆头时	1)交接时时耐压值为电缆工作电压的 2 倍, 10min 2)大修和重作电缆头时耐压值为电缆工作电压的 1.7 倍, 10min 3)当电缆长度小于 100m 时, 泄漏电流一般小于 30μ A	

17.5 电除尘器壳体与地网的连接电阻不应大于 0.5Ω。

17.6 高低压开关柜及通用电气部分按有关章节执行。

18 红外检测

电力设备红外检测项目、周期和要求见表 18。

表 18 电力设备红外检测项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	变压器、电抗器	1)交接及大修后带负荷一个月内(但应超过 24h); 2) 110kV 及以上负荷较重的变压器每年 2 次; 3)其它 1 年; 4)必要时	按 DL/T 664—1999《带电设备红外诊断技术应用导则》要求执行	测量套管及接头、油箱壳、油枕、冷却器进出口等部位
2	电流互感器	1)交接及大修后带负荷一个月内(但应超过 24h); 2)220kV 及以上变电站: 每年 1 次; 3)必要时	按 DL/T 664—1999 要求执行	测量引线接头、瓷套表面、二次端子箱等部位
3	电压互感器、耦合电容器	1)交接及大修后带负荷一个月内(但应超过 24h); 2)220kV 及以上重要枢纽变电站每年 1 次; 3)必要时	按 DL/T 664—1999 要求执行	测量引线接头、瓷套表面、二次端子箱等部位
4	开关设备	1)交接及大修后带负荷 24h 后; 2)220kV 及以上通流较大的开关设备每年 2 次; 3)其他一年; 4)必要时	按 DL/T 664—1999 要求执行	测量各连接部位、断路器、刀闸触头等部位, 敞开式断路器在热备用状态应对断口并联电容器测量

续表

序号	项目	周期	要求	说明
5	电力电缆	1)交接及大修后带负荷一个月(但应超过24h); 2)负荷较重电缆:每年2次; 3)其他一年; 4)必要时	按 DL/T664—1999 要求执行	测量电缆终端和非直埋式电缆中间接头、交叉互联箱、外护套屏蔽接地点和电缆夹层等部位
6	并联电容器	1)交接且大修后带电一个月(但应超过24h); 2)1年; 3)必要时	按 DL/T664—1999 要求执行	测量接头及电容器外壳等部位
7	避雷器	1)交接且大修后带电一个月(但应超过24h); 2)220kV及以上每年2次; 3)其它1年; 4)必要时	按 DL/T664—1999 要求执行	测量引线接头及瓷套表面等部位
8	发电机及重要电动机	1)交接及大修后带电1个月内; 2)每年2次; 3)必要时	按 DL/T664—1999 要求执行	滑环、碳刷、汽轮发电机端盖
9	其它设备	1)交接及大修后带电一个月; 2)一年; 3)必要时	按 DL/T664—1999 要求执行	穿墙套管、输电线路、母线、金具和二次回路等。

注: 1、对长期满载或过载的输变电设备应缩短检测周期;
2、对运行环境温度高、存在过热缺陷的设备和老旧设备等应适当缩短检测周期。

19 其它

19.1 新型设备

19.1.1 电子式互感器绝缘试验项目为: 绝缘电阻和交流耐压, 要求参照互感器章节有关条款执行; 其余试验项目应符合制造厂规定。

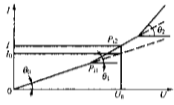
19.1.2 箱式变电站、环网柜、柱上断路器、电缆分支箱等参照相应电压等级设备章节有关条款及制造厂规定执行。

19.2 设备外绝缘爬电距离检查

19.2.1 交接时应应对设备外绝缘爬电距离进行核实, 满足设备订货技术协议要求。

19.2.2 运行中设备实际外绝缘爬电距离不满足当地污秽等级要求时, 应采取增装增爬裙、喷涂 RTV 防污闪涂料等调爬措施。

附录 A 同步发电机、调相机定子绕组沥青云母和烘卷云母绝缘老化鉴定试验项目和要求

序号	项目	要求	说明		
1	整相绕组(或分支)及单根线棒的 $\tan\delta$ 增量($\Delta\tan\delta$)	1)整相绕组(或分支)的($\Delta\tan\delta$)值不大与下列值:	1)在绝缘不受潮的状态下进行试验; 2)槽外测量单根线棒 $\Delta\tan\delta$ 时,线棒两端应加屏蔽环; 3)在环境温度下试验		
		定于电压等级(kV)		($\Delta\tan\delta$)	
		6		6.5	
		10		6.5	
		($\Delta\tan\delta$)(%)值指额定电压下和起始游离电压下血 $\tan\delta$ (%)之差值。对于 6kV 及 10kV 电压等级,起始游离电压分别取 3kV 和 4kV。			
		2)定于电压为 6kV 和 10kV 的单根线棒在两个不同电压下的 $\Delta\tan\delta$ (%)值不大于下列值:			
15Un和0.5Un下之差值	相邻0.2Un电压间隔下之差值	0.8Un和0.2Un下之差值			
11	2.5	3.5			
凡现插条件具备者,最高试验电压可选择 1.5Un; 否则也可选择(0.8~1.0) Un。相邻 0.2Un 电压间隔值,即指 1.0Un 和 0.8Un、0.8Un 和 0.6Un、0.6Un 和 0.4Un、0.4Un 和 0.2Un, 下 $\Delta\tan\delta$ 之差值					
2	整相绕组(或分支)及单根线棒的第二急增点 P_{12} , 测量整相绕组电流增加率 ΔI (%)	1)整相绕组(或分支) P_{12} 在额定电压 U_n 以内明显出现者(电流增加倾向倍数 $m_2>1.6$)属于有老化特征。绝缘良好者, P_{12} 不出现或在 U_n 以上不明显出现:	1)在绝缘不受潮的状态下进行试验 2)按下图作出电流电压特性曲线  3)电流增加率 $\Delta I = (I - I_0) / I_0 \times 100\%$ 式中: I 为在 U_n 下的实际电容电流; I_0 为在 U_n 下 $I=f(U)$ 曲线中按线性关系求得的电容电流 4)电流增加倾向倍数 $m_2 = \tan\theta_2 / \tan\theta_0$ 式中: $\tan\theta_2$ 为 $I=f(U)$ 特性曲线中出现 P_{12} 点之斜率, $\tan\theta_0$ 为 $I=f(U)$ 特性曲线中出现点以下 P_{12} 点之斜率		
		2)单根线棒实测或由 P_{12} 预测的平均击穿电压, 不小于(2.5~3) U_n			
		3)整相绕组电流增加率不大于下列值:			
		定于电压等级(KV)		6	10
		试验电压(KV)		6	10
额定电压下电流增加率(%)	8.5	12			

序号	项目	要求	说明		
3	整相绕组(或分支)及单根线棒之局部放电量	1)整相绕组(或分支)之局部放电量不大于下列值:			
		定于电压等级(kv)		6	10
		量高试验电压(Lv)		6	10
		局部放电试验电压(kv)		4	6
		最大放电量(C)		1.5×10^{-8}	1.5×10^{-8}
2)单根线棒参照整相绕组要求执行					
4	整相绕组(或分支)交直流耐压试验	应符合表 2-1 中序号 3、4 有关规定			

注 1: 进行绝缘老化鉴定时, 应对发电机的过负荷及超温运行时间、历次事故原因及处理情况、历次检修中发现问题及试验情况进行综合分析, 对绝缘运行状况作出评定。
注 2: 当发电机定子绕组绝缘老化程度达到如下各项状况时, 应考虑处理或更换绝缘, 其中采用方式, 包括局部绝缘处理、局部绝缘更换及全部线棒更换。
(1)累计运行时间超过 20 年, 制造工艺不良者, 可以适当提前。
(2)运行中或预防性试验中, 多次发生绝缘击穿事故。
(3)外观和解剖检查时, 发现绝缘严重分层发空、固化不良、失去整体性、局部放电严重及股间绝缘硅环等老化现象。
(4)鉴定试验结果与历次试验结果相比, 出现异常并超出表中规定。
注 3: 鉴定试验时, 应首先做整相绕组绝缘试验, 一般可在停机后热状态下进行, 若运行或试验中出现绝缘击穿, 同时整相绕组试验不合格者, 应做单根线棒的抽样试验, 抽样部位以上层线棒为主, 并考虑不同电位下运行的线棒, 抽样量不做规定。

同步发电机、调相机定子绕组环氧粉云母绝缘老化鉴定试验见 DL/T492—1992《发电机定子绕组环氧粉云母绝缘老化鉴定导则》。

附录 B 绝缘子的交流耐压实验电压标准
(规范性附录)

表 B.1 支柱绝缘子的耐压试验电压

额定电压	最高工作电压	交流耐压试验电压			
		纯瓷绝缘		固体有机绝缘	
		出厂	交接及大修	出厂	交接及大修
3	3.6	25	25	25	22
6	7.2	32	32	32	26
10	12	42	42	42	38
15	18	57	57	57	50
20	24	68	68	68	59
35	40.5	100	100	100	90
110	126	265	265(305)	265	240(280)
220	252	490	490	490	440

注：括号中数值适用于小接地短路电流系统。

附录 C 污秽等级与对应盐密度值
(参考件)

表 C.1 普通悬式绝缘子 (X-45、XP-70、XP-160)

附盐密度对应的污秽等级

污秽等级	0	1	2	3	4
线路盐密	≤0.03	>0.03-0.06	>0.06-0.10	>0.10-0.25	>0.25-0.35
发、变电所盐密		≤0.06	>0.06-0.10	>0.10-0.25	>0.25-0.35

表 C.2 普通支柱绝缘子附盐密度与对应的发、变电所污秽等级

污秽等级	1	2	3	4
盐密	≤0.02	>0.02~0.05	>0.05~0.1	>0.1~0.2

附录D 橡塑电缆内衬层和外护套被破坏进水确定方法(参考件)

直埋橡塑电缆的外护套，特别是聚氯乙烯外护套，受地下水的长期浸泡吸水后，或者受到外力破坏而又未完全破损时，其绝缘电阻均有可能下降至规定值以下，因此不能仅根据绝缘电阻值降低来判断外护套破损进水。为此，提出了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。

橡塑电缆的金属层、铠装层及其涂层用的材料有铜、铅、铁、锌和铝等。这些金属的电极电位如下表D.1所示。

表D.1 橡塑电缆的金属层、铠装层及其涂层用材料的电极电位

金属种类	铜 Cu	铅 Pb	铁 Fe	锌 Zn	铝 Al
电位(v)	+0.334	-0.112	-0.44	-0.76	-1.33

当橡塑电缆的外护套破损并进水后，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 $0.334-(-0.76)=1.1\text{V}$ 的电位差，当进水很多时，测到的电位差会变小。在原电池中铜为“正”极，镀锌钢带为“负”极。

当外护套或内衬层破损进水后，用兆欧表测量时，每千米绝缘电阻值低于 $0.5\text{M}\Omega$ 时，用高内阻万用表的“正”、“负”，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，测得的电阻值较小；反之，测得的电阻值较大。因此上述两次测得的绝缘电阻值相差较大时，表明已形成原电池，就可判断外护套和内衬层已破损进水。

外护套破损不一定要立即修理，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层，一般应尽快检修。

附录E 橡塑电缆附件中金属层的接地方法(参考件)

E.1 终端

终端的铠装层和铜屏蔽层应分别用带绝缘的绞合铜导线单独接地。铜屏蔽层接地线的截面不得小于 25mm^2 ；铠装层接地线的截面不应小于 10mm^2 。

E.2 中间接头

中间接头内铜屏蔽层的接地线不得和铠装层连在一起，对接头两侧的铠装层必须用另一根接地线相连，而且还必须与铜屏蔽绝缘。如接头的原结构中无内衬层时，应在铜屏蔽层外部增加内衬层，而且与电缆本体的内衬层搭接处的密封必须良好，即必须保证电缆的完整性和延续性。连接铠装层的地线外部必须有外护套而且具有与电缆外护套相同的绝缘和密封性能，即必须确保电缆外护套完整性和延续性。

附录 F 避雷器的电导电流值和工频放电电压值

(参考件)

F.1 阀式避雷器的电导电流值和工频放电电压值见表 F1~表 F4。

表 F.1 FZ 避雷器的电导电流值和工频放电电压值

型号	额定电压 (KV)	试验电压 (KV)	电导电流 (μ A)	工频放电电 压有效值(KV)
FZ-3 (FZ2—3)	3	4	450-650 (<10)	9~11
FZ—6 (FZ2—6)	6	6	400~600 (<10)	16~19
FZ—10 (FZ2-10)	10	10	400~600 (<10)	26~31
FZ-15	15	16	400~600	41~49
FZ-20	20	20	400~600	51~61
FZ-35	35	16(15kV 元件)	400~600	82~98
FZ-40	40	20(20kV 元件)	400~600	95~118
FZ-60	60	20(20kV 元件)	400~600	140~173
FZ-110J	110	24(30kV 元件)	400~600	224~268
FZ-110	110	24(30kV 元件)	400~600	254~312
FZ-220J	220	24(30kV 元件)	400~600	448~536

注：括号内的电导电流值对应于括号内的型号。

表 F.2 FS 型避雷器的电导电流值

型号	FS49-3FS8—3, FS4-3GY	FS4—6. FS8—6, FS4-6GY	FS4-10. FS8—10, FS4—10GY
额定电压(kv)	3	6	10
试验电压(kv)	4	7	10
电导电流(μ A)	10	10	10

F.3 FCZ 型避雷器的电导电流值和工频放电电压值

型号	FCZ3-35	FCZ3-35L	FCZ-30DT ^①	FCZ3-110J (FCZ2-110J)	FCZ3-220J (FCZ2-220J)
额定电压 (kV)	35	35	35	110	220
试验电压 (kV)	50 ^②	50 ^②	18	110 (100)	100 (100)
电导电流 (μ A)	250-400	250-400	150-300	250-400 (400-600)	250-400 (400-600)
工频放电 电压有效 值 (kV)	70-85	78-90	85-100	170-195	340—390

①FCZ3-35 在 4000m (包括 4000m) 海拔以上加直流实验电压 60kV

②FCZ3-35L 在 2000m 海拔以上应加直流电压 60kV

③FCZ-300DT 适用于热带多雷地区

表 F.4 FCD 型避雷器电导电流值

额定电压(kV)	2	3	4	6	10	13. 2	15
试验电压(kV)	2	3	4	6	10	13. 2	15
电导电流(μ A)	FCD 为 50~100, FCD1、FCD3 不超过 10, FCD2 为 5~20						

F.2 几点说明：

1) 电导电流相差值(%)系指最大电导电流和最小电导电流之差与最大电导电流的比。

2) 非线性因数按下式计算

$$\alpha = \log(U_2 / U_1) / \log(I_2 / I_1)$$

式中： U_1 、 U_2 ——表11-1序号2中规定的试验电压；

I_1 、 I_2 ——在 U_1 和 U_2 电压下的电导电流。

3)非线性因数的差值是指串联元件中两个元件的非线性因数之差。

附录 G 高压电气设备的工频耐压试验电压标准

额定电压 (kV)	最高工作 (kV)	1min 工频耐受电压有效值 (kV)																		
		油浸电力变压器		并联电抗器		电压互感器		断路器电流互感器		干式电抗器		穿墙套管				隔离开关		干式电力变压器		
		出厂	交接大修	出厂	交接大修	出厂	交接大修	出厂	交接大修	出厂	交接大修	出厂	纯瓷和纯瓷充油绝缘		固体有机绝缘		出厂	交接大修	出厂	交接大修
													出厂	交接大修	出厂	交接大修				
3	3.6	20	17	20	17	25	23	25	23	25	25	25	25	25	23	25	25	10	8.5	
6	7.2	25	21	25	21	30	27	30	27	30	30	30	30	30	27	32	32	20	17	
		(20)	(17)	(20)	(17)	(20)	(18)	(20)	(18)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(18)	(20)	(20)			
10	12	35	30	35	30	42	38	42	38	42	42	42	42	42	38	42	42	28	24	
		(28)	(24)	(28)	(24)	(28)	(25)	(28)	(25)	(28)	(28)	(28)	(28)	(28)	(25)	(28)	(28)			
15	18	45	38	45	38	55	50	55	50	55	55	55	55	55	50	57	57	38	32	
		55	47	55	47	65	59	65	59	65	65	65	65	59	68	68				
20	24	(50)	(43)	(50)	(43)												65	59	65	59
		35	40.5	85	72	85	72	95	85	95	85	95	95	95	95	85				
66	72.5	150	128	150	128	155	140	155	140	155	155	155	155	155	140	155	155			
110	126	200	170	200	170	200	180	200	180	200	200	200	200	200	180	230	230			
220	252	395	335	395	335	395	356	395	356	395	395	395	395	395	356	395	395			
500	550	680	578	680	578	680	612	680	612	680	680	680	680	680	612	680	680			

注：括号内为低电阻接地系统。

附录 H 电力变压器的交流试验电压

额定电压 (kv)	最高工作 电压(KV)	线端交流试验电压值(kv)		中性点交流试验电压值(kv)	
		出厂或全部 更换绕组	交接或部分 更换绕组	出厂或部分 更换绕组	交接或部分 更换绕组
<1	≤1	3	2.5	3	2.5
3	3.5	18	15	18	15
6	6.9	25	21	25	21
10	11.5	35	30	35	30
15	17.5	45	38	45	38
20	23.0	55	47	55	47
35	40.5	85	72	85	72
110	126	200	170 (195)	95	80
220	252	360	306	85	72
		395	336	(200)	(170)
500	550	630	536	85	72
		680	578	140	120

注：括号内数值适用于小接地短路电流系统。

附录 I 油浸电力变压器绕组 直流泄漏电流参考

额定电压 (kv)	试验电压 峰值(KV)	在下列温度时的绕组泄漏电流值(μ A)							
		10℃	20℃	30℃	40℃	50℃	60℃	70℃	80℃
2~3	5	11	17	25	39	55	83	125	178
6~15	10	22	33	50	77	112	166	250	356
20~35	20	33	50	74	111	167	250	400	570
110~220	40	33	50	74	111	167	250	400	570
500	60	20	30	45	67	100	150	235	330

附录J 合成绝缘子和RTV涂料憎水性测量方法及判断准则

J.1 通则

绝缘子憎水性测量包括伞套材料的憎水性、憎水性迁移特性、憎水性恢复时间、憎水性的丧失与恢复特性。

运行复合绝缘子憎水性测量应结合检修进行。需选择晴好天气测量，若遇雨雾天气，应在雨雾停止4天后测量。

憎水性状态用静态接触角(θ)和憎水性分级(HC)来表示。

J.2 试品准备

J.2.1 试品要求

试品的配方及硫化成形工艺应与按正常工艺生产绝缘子的伞套相同。若绝缘子伞裙与护套的配方及硫化成形工艺不同，则应对伞裙材料及护套材料分别进行试验。

静态接触角法(CA法)采用平板试品，面积为 $30\text{cm}^2\sim 50\text{cm}^2$ ，试品厚度 $3\text{mm}\sim 6\text{mm}$ ，试品数量为3个。

喷水分级法(HC法)采用平板或伞裙试品，面积 $50\text{cm}^2\sim 100\text{cm}^2$ ，试品数量为5个。

J.2.2 清洁表面试品预处理

用无水乙醇清洗表面，然后用自来水冲洗，干燥后置于防尘容器内，在实验室标准环境条件下至少保存24h。

J.2.3 试品涂污及憎水性迁移

按照DL/T 810—2002《 $\pm 500\text{kV}$ 直流棒形悬式复合绝缘子技术条件》附录B中B2.2、B2.3条的方法涂污，盐密和灰密分别为 $0.1\text{mg}/\text{cm}^2$ 、 $0.5\text{mg}/\text{cm}^2$ 。涂污后的试品置于实验室标准环境条件下的防尘容器内进行憎水性迁移，迁移时间为4天。

J.3 测量方法

J.3.1 静态接触角法(CA法)

静态接触角法即通过直接测量固体表面平衡水珠的静态接触角来反映材料表面憎水性状态的方法。可通过静态接触角测量仪器、测量显微镜或照相等方法来测量静态接触角 θ 的大小。

水珠的体积 $4\mu\text{l}\sim 7\mu\text{l}$ 左右(即水珠重量 $4\text{mg}\sim 7\text{mg}$)，每个试品需测5个水珠的静态接触角(3个试品15个测量点的平均值为 θ_{av} 、最小值为 θ_{min})。

J.3.2 喷水分级法(HC法)

喷水分级法是用憎水性分级来表示固体材料表面憎水性状态的方法。该法将材料表面的憎水性状态分为6级，分别表示为HC1~HC6。HC1级对应憎水性很强的表面，HC6级对应完全亲水性的表面。憎水性分级的描述及典型状况见DL/T810—2002附录E，典型状况见附图。

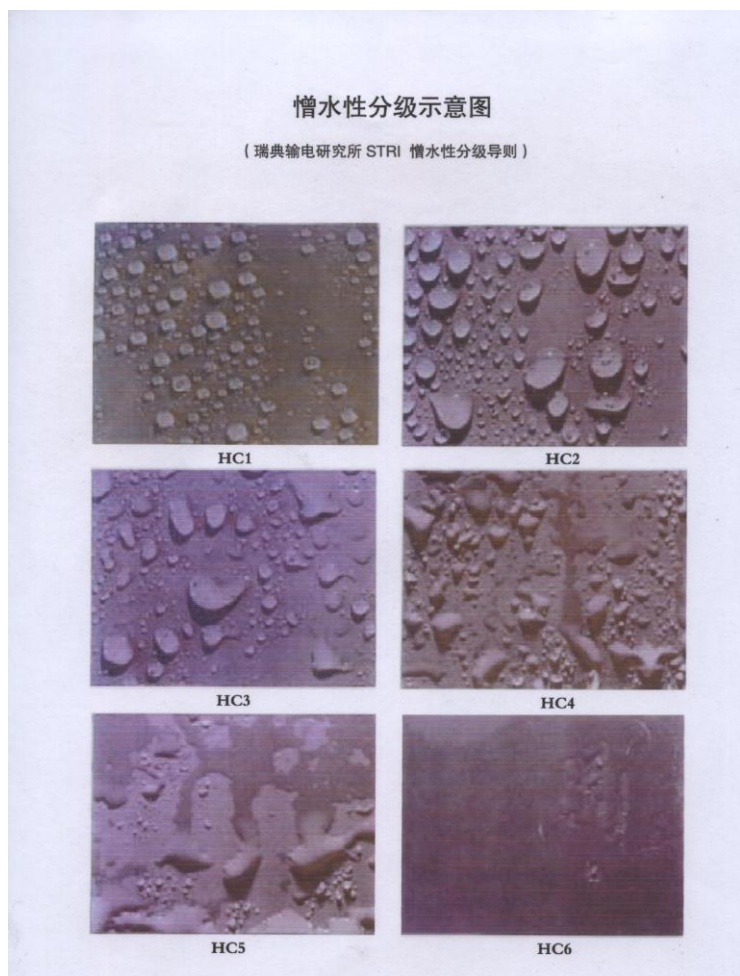
对憎水性分级测量和喷水装置的要求如下：

(1) 喷水设备喷嘴距试品25cm，每秒喷水1次，共25次，喷水后表面应有水分流下。喷射方向尽可能垂直于试品表面，憎水性分级的HC值的读取应在喷水结束后30s以内完成。试品与水平面呈 $20^\circ\sim 30^\circ$ 左右倾角；

(2) 喷水设备可用喷壶，每次喷水量为 $0.7\text{ml}\sim 1\text{ml}$ ；喷射角为 $50^\circ\sim 70^\circ$ 。喷射角可采用在距喷嘴25cm远处立一张报纸，喷射方向垂直于报纸，喷水10~15次，形成的湿斑直径在 $25\text{cm}\sim 35\text{cm}$ 的方法进行校正。

J.4 判定准则

J.4.1 憎水性



图J 1 憎水性分级示意图

按J3规定的测量方法，测量试品表面的静态接触角 θ 及憎水性分级HC值。复合绝缘子的伞裙护套材料应满足：

(1)静态接触角 $\theta_{av} \geq 100^\circ$ ， $\theta_{min} \geq 90^\circ$ ；

(2)对出厂绝缘子一般应为HC1—HC2级，且HC3级的试品不多于1个。

J.4.2 憎水性的丧失特性

在实验室标准环境条件下，将5片清洁试品置于盛有水的容器中浸泡96h，水量应保证试品被完全浸没。试品要求见第J2。

将试品取出后，甩掉表面的水珠，用滤纸吸干残余水分。然后任选3个试品，测量其静态接触角 θ 及HC值，其余两个试品仅测HC值。每个试品的测量过程应在10min内完成。试品应满足：

(1)静态接触角 $\theta_{av} \geq 90^\circ$ ， $\theta_{min} \geq 85^\circ$ ；

(2)对出厂绝缘子一般应为HC3—HC4级，且HC5级的试品不多于1个；

(3)对已运行绝缘子一般应为HC4—HC6级，且HC5—HC6级的试品不多于1个。

J.4.3 憎水性的迁移特性

从5个按J2.3规定的方法涂污并憎水性迁移4天后的试品中，任选3个，顺序测量其静态接触角 θ 及HC值，其余两个试品仅测HC值。试品应满足：

(1)静态接触角 $\theta_{av} \geq 110^\circ$ ， $\theta_{min} \geq 100^\circ$ ；

(2)对出厂绝缘子一般应为HC2~HC3级，且HC4~HC5级的试品不多于1个；

(3)对已运行绝缘子一般应为HC3~HC4级，且HC5~HC6级的试品不多于1个。

J.4.4 憎水性恢复时间

完成J4.1测量后，从水中取出试品，测量憎水性恢复至J4.1条憎水性分级水平的的时间，对出厂绝缘子和已运行绝缘于憎水性恢复时间应小于24h。

附录K 气体绝缘金属封闭开关 设备老炼试验方法

K.1 老炼试验

老炼试验是指对设备逐步施加交流电压，可以阶梯式地或连续地加压，其目的是：

(1)将设备中可能存在的活动微粒杂质迁移到低电场区域里去，在此区域，这些微粒对设备的危险性减低，甚至没有危害；

(2)通过放电烧掉细小的微粒或电极上的毛刺，附着的尘埃等。

老炼试验的基本原则是既要达到设备净化的目的，又要尽量减少净化过程中微粒触发的击穿，还要减少对设备的损害，即减少设备承受较高电压作用的时间，所以逐级升压时，在低电压下可保持较长时间，在高电压下不允许长时间耐压。

老炼试验应在现场耐压试验前进行。若最后施加的电压达到规定的现场耐压值 U_t ，耐压1min，则老炼试验可代替耐压试验。

老炼试验时，施加交流电压值与时间的关系可参考如下方案，可从如下方案选择或与制造厂商定。

方案1：

加压程序是： $U_m/\sqrt{3}$ 15min $\rightarrow U_t$ 1min，如图K.1所示。

方案2：

加压程序是： $0.25U_t$ 2min $\rightarrow 0.5U_t$ 10min $\rightarrow 0.75U_t$ 1min $\rightarrow U_t$ 1min，如图K.2所示。

方案3：

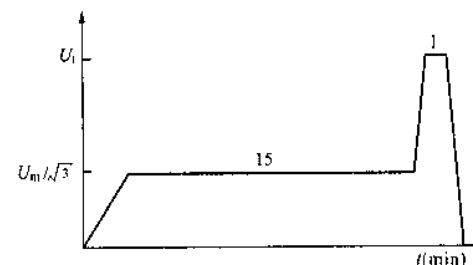


图 K.1 电压与时间关系曲线

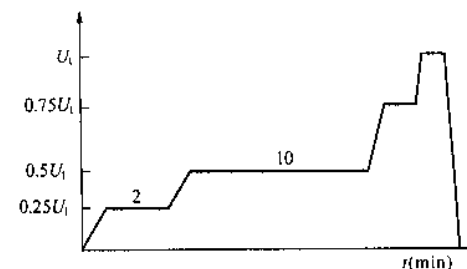


图 K.2 电压与时间关系曲线

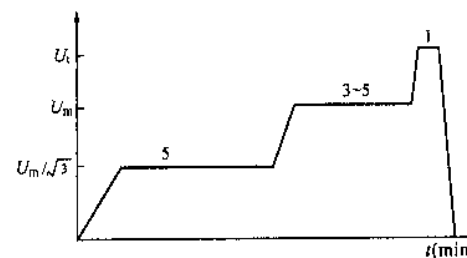


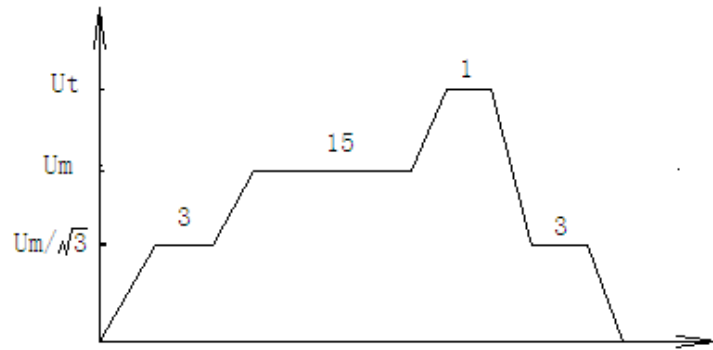
图 K.3 电压与时间关系曲线

附录 L 断路器回路电阻厂家标准

加压程序是： $U_m / \sqrt{3}$ 5 min → U_m 3min — U_t 1min，如图 K.3所示。

方案4:

加压程序是： $U_m / \sqrt{3}$ 3min → U_m 15min — U_t 1min → 1.1 U_m 3min，如图K.4所示。



图K.4 电压与时间关系曲线

K.2 试验判据

K.2.1 如GIS的每一部件均已按选定的试验程序耐受规定的试验电压而无击穿放电，则认为整个GIS通过试验。

K.2.2 在试验过程中如果发生击穿放电，则应根据放电能量和放电引起的声、光、电、化学等各种效应及耐压试验过程中进行的其他故障诊断技术所提供的资料，进行综合判断。遇有放电情况，可采取下述步骤：

(1)进行重复试验。如果该设备或气隔还能承受规定的试验电压，则该放电是自恢复放电，认为耐压试验通过。如重复试验再次失败，则应解体进行检查。

(2)设备解体，打开放电气隔，仔细检查绝缘情况，修复后，再一次进行耐压试验。

ID	厂家	类型	电压(kV)	型号	电流	直阻标准	备注
1	沈阳	少油	110	SW2-110I		180	
2	沈阳	少油	110	SW2-110 II		180	
3	沈阳	少油	110	SW2-110III		140	
4	沈阳	少油	220	SW2-220I		180	单断口
5	沈阳	少油	220	SW2-220 II		180	单断口
6	沈阳	少油	220	SW2-220III		180	单断口
7	沈阳	少油	220	SW2-220IV		140	单断口
8	沈阳	SF ₆	110	LW11-110		70	
9	沈阳	SF ₆	220	LW11-220	3150	40	
10	沈阳	SF ₆	220	LW11-220	4000	40	
11	沈阳	SF ₆	220	LW11-220	2000	80	
12	沈阳	SF ₆	220	LW11-220	4000	90	
13	沈阳	SF ₆	220	LW11-220	2000	190	
14	沈阳	SF ₆	220	LW11-500		200	
15	沈阳	SF ₆	110	LW6-110		35	
16	沈阳	SF ₆	220	LW6-220		35	单断口
17	平顶山	SF ₆	110	LW6-110	3150	35	单斯口
18	平顶山	SF ₆	220	LW6-220	3150	90	单断口 35
19	平顶山	SF ₆	500	LW6-500	3150	200	单断口 35
20	西安	SF ₆	220	LW15-252		42	
21	西安	SF ₆	220	LW15-500		42	
22	西安	SF ₆	110	LW14-126		30	
23	西安	SF ₆	110	LW14-145		33	
	西安	SF ₆	110	LW25-126		45	

续表

ID	厂家	类型	电压(kv)	型号	电流	直阻标准	备注
23	西安	sF6	220	LW25-252		45	
24	西安	SF ₆	500	LW13-500		250	原型号为 500—SFMT —50B
25		少油	110	SW1-110	600	700	
26		少油	110	SW3-110	1000	160	
27		少油	110	SW3-110G	1200	180	
28		少油	110	SW4-110	1000	300	
29		少油	110	SW6-110	1200	300	
30		少油	110	SW7-110	1500	95	
31		少油	220	SW2-220	1500	400	
32		少油	220	SW4-220	1000	600	
33	西安	少抽	220	SW6-220	1600	400	
34	沈阳	少油	220	SW6-220	1200	450	
35		sF6	220	LW4-220		120	
36		sF6	220	LW17-220		100	
37		sF6	110	LW17-145		75	
38	西门子	sF6	500	3ASS	3150	275	
39	日立	sF6	500	OFPTB	3150	150	
40	日立	sF6	220	OFPTB	3150	150	
41	美国	真空	35	VBM、VBU		200	
42	ABB	sF6	500	ELFSP7-2	4000	85	
43		多油	35	DW8-35		250	
44	三菱	SF ₆	220	250-SFM-50B	2000	35	
45	北京 ABB	SF ₆	110	LTB145D1/B	3150	40	
46		SF ₆	220	HPL245B1	4000	50	
47		SF ₆	220	HPL245B1	4000	40	
48	上海华通	SF ₆	220	LW31-252	3150	45	单断口
49		SF ₆	220	ELFSLA-2	3150	50	单断口
50		SF ₆	110	LW17-125	2500	55	单断口

注：以上为断路器厂家标准，若遇上表中未列的断路器型号，可参考相同电压等级、相同载流下的其他类型断路器或与厂家咨询。

附加说明：

本规程由山西省电力公司生产技术部提出，山西电力科学研究院修订。本次修订的主要内容有：

一、增加了交接试验的有关项目和要求。

二、增加了输电线路合成绝缘子、RTV 涂料、输电线路用金属氧化物避雷器和红外检测等内容，提出新型电力设备试验要求和不停电检测的原则。

三、对一些新的试验项目和推荐的试验方法，在附录中给出了可供参考的试验标准、试验方法和厂家标准。

四、修订了与最新国标、反措不一致的内容。

本规程由山西省电力公司生技部负责解释。各单位在执行过程中，若发现不妥或需要补充之处，请以书面形式及时报山西省电力公司生技部。