

Q/CSG

中国南方电网有限责任公司企业标准

Q/CSG114002-2011

电力设备预防性试验规程

2011-10-26 发布

2011-10-26 实施

中国南方电网有限责任公司



目 次

前 言.....	II
1 范围.....	1
2 规范性引用文件.....	1
3 术语和定义.....	2
4 总则.....	3
5 电力变压器及电抗器.....	4
6 互感器.....	16
7 开关设备.....	23
8 套管.....	33
9 支柱绝缘子、盘形悬式绝缘子和复合绝缘子.....	34
10 电力电缆线路.....	36
11 电容器.....	40
12 绝缘油和六氟化硫气体.....	43
13 避雷器.....	46
14 母线.....	48
15 1KV 以上的架空电力线路.....	49
16 接地装置.....	50
17 串补装置.....	53
18 旋转电机.....	55
附录 A(规范性附录) 绝缘子的交流耐压试验电压标准.....	62
附录 B(资料性附录) 污秽等级与现场污秽度.....	62
附录 C(资料性附录) 有效接地系统接地装置(接地网)安全性状态评估的内容、项目和要求.....	63
附录 D(资料性附录) 变电站钢材质接地网土壤腐蚀性评价方法.....	64
附录 E(规范性附录) 同步发电机和调相机定子绕组的交流试验电压、老化鉴定和硅钢片单位损耗...	67

前 言

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。预防性试验规程是电力系统技术监督工作的主要依据，2004 年以来，中国南方电网有限责任公司企业标准 Q/CSG 1 0007—2004《电力设备预防性试验规程》对电力生产起到了重要的作用。但近年来，随着对供电可靠性要求的提高，新设备大量涌现，带电测试、在线监测技术不断进步，为减少定期停电时间，提高设备可用率，促进状态监测（检测）技术开展，适应南方电网公司管理与设备的实际情况，需要对原标准进行修编。

本标准的提出以 2004 年以来新颁布的相关国家标准、行业标准和有关反事故技术措施规定为依据，结合电力设备管理现状，充分考虑未来发展需求，适用于中国南方电网有限责任公司的电力设备预防性试验工作。

本标准的附录 A 是规范性附录，附录 B、附录 C、附录 D、附录 E 是资料性附录。

本标准由中国南方电网有限责任公司生产技术部提出、归口并解释。

本标准主要起草单位：广东电网公司电力科学研究院、广东电网公司广州供电局、广东电网公司佛山供电局。

本标准主要起草人：何宏明，王红斌，吴琼，李谦，卢启付，刘平原，王勇，喇元，付强，庄贤盛，梁文进，姚森敬，欧阳旭东，李端姣，陆国俊，黄松波，黄慧红，赵卫民，金向朝等。

本标准主要审查人：皇甫学真 陈建福 黄志伟 谢植飏 姜虹云 刘辉 黄星 赵现平等

本标准由中国南方电网有限责任公司标准化委员会批准。

本标准自 2011 年 10 月 26 日起实施。

本标准自实施之日起，原 Q/CSG 1 0007—2004《电力设备预防性试验规程》废止。凡公司执行的其它标准涉及电力设备预防性试验的项目、内容、要求等与本标准有不相符的，以本标准为准。

执行中如有问题和意见，请及时反馈中国南方电网有限责任公司生产技术部。

电力设备预防性试验规程

1 范围

本标准规定了各种电力设备预防性试验的项目、周期和要求,用以判断设备是否符合运行条件,预防设备损坏,保证安全运行。

本标准适用于中国南方电网 500kV 及以下的交流输变电设备。高压直流输电设备及其他特殊条件下使用的电力设备可参照执行。进口设备应按照本标准,参考产品技术要求执行。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过在本标准的引用而成为本标准的条款。凡是注日期的引用文件,其随后所有的修改单(不包括勘误的内容)或修订版均不适用于本标准,然而,鼓励使用本标准的各方探讨使用这些文件的最新版本。凡是不注日期的引用文件,其最新版本适用于本标准。

GB/T 311.1—1997	高压输变电设备的绝缘配合
GB/T 311.2—2002	高压输变电设备的绝缘配合使用导则
GB 1094.1~.2—1996	电力变压器 总则
GB 1094.3—2003	电力变压器 绝缘水平和绝缘试验
GB 1094.4—2005	电力变压器 电力变压器和电抗器的雷电冲击和操作冲击试验导则
GB 1094.11—2007	电力变压器 干式变压器
GB 1207—2006	电磁式电压互感器
GB 1208—2006	电流互感器
GB 1984—2003	高压交流断路器
GB 1985—2004	高压交流隔离开关和接地开关
GB 2536—1990	变压器油
GB 3906—2006	3.6kV~40.5kV 交流金属封闭式开关设备和控制设备
GB/T 4109—2008	交流电压高于 1000V 的绝缘套管
GB/T 4703—2007	电容式电压互感器
GB/T 4787—1996	断路器电容器
GB 6115.1—2008	电力系统用串联电容器 第 1 部分:总则
GB/T 6451—2008	油浸式电力变压器技术参数和要求
GB/T 7252—2001	变压器油中溶解气体分析和判断导则
GB/T 7595—2008	运行中变压器油质量
GB 7674—2008	额定电压 72.5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备
GB/T 8905—2008	六氟化硫电气设备中气体管理和检验导则
GB 9326.1~.5—2008	交流 500kV 及以下纸或聚丙烯复合纸绝缘金属套充油电缆及附件
GB 10229—1988	电抗器
GB 10230.1~.2—2007	分接开关
GB/T 11017.1~.3—2008	额定电压 110kV 交联聚乙烯绝缘电力电缆及其附件
GB/T 11022—1999	高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求
GB 11023—1989	高压开关设备六氟化硫气体密封试验方法
GB 11032—2000	交流无间隙金属氧化物避雷器
GB 12022—2006	工业六氟化硫
GB 12706.1~.4—2002	额定电压 1kV (Um=1.2kV) 到 35kV (Um=40.5kV) 挤包绝缘电力电缆及附件
GB/Z 18890.1~.3—2002	额定电压 220kV (Um=252kV) 交联聚乙烯绝缘电力电缆及其附件
GB/T 19749—2005	耦合电容器及电容分压器
GB 50150—2006	电气装置安装工程 电气设备交接试验标准
DL/T 366—2010	串联电容器补偿装置一次设备预防性试验规程

DL/T 402—2007	交流高压断路器订货技术条件
DL/T 432—2007	电力用油中颗粒污染度测量方法
DL/T 459—2000	电力系统直流电源柜订货技术条件
DL/T 475—2006	接地装置特性参数测量导则
DL/T 574—1995	有载分接开关运行维修导则
DL/T 593—2006	高压开关设备和控制设备标准的共用技术条件
DL/T 596—1996	电力设备预防性试验规程
DL/T 620—1997	交流电气装置的过电压保护和绝缘配合
DL/T 621—1997	交流电气装置的接地
DL/T 626—2005	劣化盘形悬式绝缘子检测规程
DL/T 664—2008	带电设备红外诊断应用规范
DL/T 722—2000	变压器油中溶解气体分析和判断导则
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
DL/T 911—2004	电力变压器绕组变形的频率响应分析法
DL/T 1093—2008	电力变压器绕组变形的电抗法检测判断导则
DL/T 1094—2008	电力变压器用绝缘油选用指南
DL/T 1096—2008	变压器油中颗粒度限值
JB/T 7111—1993	高电压并联电容器装置
JB/T 7112—2000	集合式高电压并联电容器

3 术语和定义

3.1 预防性试验

为了发现运行中设备的隐患，预防发生事故或设备损坏，对设备进行的检查、试验或监测，也包括取油样或气样进行的试验。

3.2 在线监测

在不影响设备运行的条件下，对设备状况连续或定时进行的监测，通常是自动进行的。

3.3 带电测试

对在运行电压下的设备，采用专用仪器，由人员参与进行的测试。

3.4 红外检测

利用红外技术对电力系统中具有电流、电压致热效应或其他致热效应的带电设备进行检测和诊断。

3.5 绕组变形测试

利用频率响应分析及电抗法对变压器绕组的特性进行测试，判断其是否存在扭曲、断股、移位、松脱等变形现象。

3.6 局部放电带电测试

利用特高频、超声波、地电波等技术对运行中的电气设备（如 GIS、变压器、电缆系统、开关柜等）进行局部放电带电测试，判断其是否存在绝缘缺陷。

3.7 接地网安全性状态评估

对表征变电站接地网状态的接地阻抗、地线分流系数、接触电压、跨步电压、地网电位分布等参数进行实测和数值分析，结合接地网完整性和腐蚀性检查与诊断，综合评价变电站发生短路故障情况下，地网电位升高、接触电压和跨步电压等指标是否满足一、二次设备安全和人员安全的要求。

3.8 现场污秽度 (SPS)

在参照绝缘子连续积污 3~5 年后开始测量，在整个合适的时段内所记录到的 ESDD/NSDD 的最大值。

3.9 等值附盐密度（简称盐密，ESDD）

溶解后具有与从给定绝缘子的绝缘体表面清洗的自然沉积物溶解后相同电导率的氯化钠总量除以表面积，一般表示为 mg/cm^2 。

3.10 不溶物密度（简称灰密，NSDD）

从给定绝缘子的绝缘体表面清洗的非可溶残留物总量除以表面积，一般表示为 mg/cm^2 。

3.11 固定串联电容器补偿装置

将电容器串接于输电线路中，并配有旁路断路器、隔离开关、串补平台、支撑绝缘子、控制保护系统等附属设备组成的装置，简称固定串补。

3.12 晶闸管控制串联电容器补偿装置

将并联有晶闸管阀及其电抗器的电容器串接于输电线路中，并配有旁路断路器、隔离开关、串补平台、支撑绝缘子、控制保护系统等附属设备组成的装置，简称可控串补。

3.13 金属氧化物限压器

由电阻值与电压呈非线性关系的电阻组成的电容器组过电压保护设备。

3.14 触发型间隙

在规定时间内承载被保护部分的负载电流或（和）故障电流，以防止电容器过电压或金属氧化物限压器过负荷的受控触发间隙。

3.15 阻尼装置

用来限制电容器相组保护设备旁路操作时产生的电容器放电电流的幅值和频率，并使之快速衰减的设备。阻尼装置有阻尼电阻和阻尼电抗器。

3.16 旁路断路器

旁路断路器是一种专用的断路器，要求其具有快速合闸能力，用来旁路串联补偿设备，是串联补偿装置投入和退出运行的主要操作设备。

3.17 电阻分压器

利用串联电阻对高电压进行分压的分压器。

3.18 符号

U_n 设备额定电压

U_m 设备最高电压

U_0/U 电缆额定电压（其中 U_0 为电缆导体与金属套或金属屏蔽之间的设计电压， U 为导体与导体之间的设计电压）

U_{1mA} 避雷器直流 1mA 下的参考电压

$\tan \delta$ 介质损耗因数

3.19 常温

本标准中使用常温为 10℃～40℃。

4 总则

4.1 本标准所规定的各项试验标准，是电力设备技术监督工作的基本要求，是电力设备全过程管理工作的重要组成部分。在设备的维护检修工作中必须坚持预防为主，积极地对设备进行维护，使其能长期安全、经济运行。

4.2 本标准给出的设备试验项目、周期与要求适用于一般情况。对一些特定设备（如：担负为重要用户供电的设备；存在家族性缺陷需要采取一定反事故措施的设备等）进行的带电检测与停电试验，其试验项目、要求和安排可另行规定。

4.3 设备进行试验时，试验结果应与该设备历次试验结果相比较，与同类设备的试验结果相比较，参照相关的试验结果，根据变化规律和趋势，进行全面分析和判断后作出正确结论。

4.4 特殊情况下，需要改变设备的试验方法、延长试验周期、增删试验项目、降低试验标准时，由各供电局负责生产的总工或副局长批准执行，220kV及以上电气设备应报分（省）公司生产技术部、电力科学研究院（试验中心）备案。对老旧设备（运行20年以上），可根据设备状态适当缩短试验周期。

4.5 在试验周期的安排上应尽量将同间隔设备调整为相同试验周期，需停电取油样或气样的化学试验周期调整到与电气试验周期相同。

4.6 对于新投运（投运时间不超过一年）的设备，在投运后及时进行首次预防性试验检查，可以及早获取设备运行后的重要状态信息，在编制设备预防性试验计划时对新投运设备应尽可能及早安排进行投运后首次试验。

4.7 进行耐压试验时，应尽量将连在一起的各种设备分开来单独试验（制造厂装配的成套设备不在此限）。同一试验电压的设备可连在一起进行试验。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设备中的最低

试验电压。

4.8 当电力设备的额定电压与实际使用的额定电压不同时，应根据以下原则确定试验电压：

- 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；
- 当采用额定电压较高的设备作为代用时，应按照实际使用的额定电压确定其试验电压；
- 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。

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

进行绝缘试验时，被试品温度不应低于+5℃，户外试验应在良好的天气下进行，且空气相对湿度一般不高于 80%。

4.10 110kV 及以上设备经交接试验后超过 6 个月未投入运行，或运行中设备停运超过 6 个月的，35kV 及以下设备经交接试验后超过 12 个月未投入运行，或运行中设备停运超过 12 个月的，在投运前应进行测量绝缘电阻、 $\tan \delta$ 、绝缘油的水分和击穿电压、绝缘气体湿度等试验。

4.11 有条件进行带电测试或在线监测的设备应积极开展带电测试或在线监测，当带电测试或在线监测发现问题时应进行停电试验进一步核实。如经实际应用证明利用带电测试或在线监测技术能达到停电试验的效果，可以延长停电试验周期或不做停电试验，同时报分（省）公司生产技术部、电力科学研究院（试验中心）备案。

4.12 如不拆引线不影响对试验结果的相对判断时，宜采用不拆引线试验的方法进行。

4.13 本标准未包含的电力设备的试验项目，按制造厂规定进行。

5 电力变压器及电抗器

5.1 油浸式电力变压器

油浸式电力变压器的试验项目、周期和要求见表 1。

表 1 油浸式电力变压器的试验项目、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) 新投运及 大修后投运 500kV : 1, 4, 10, 30 天 220kV : 4, 10, 30 天 110kV: 4, 30 天 2) 运行中 500kV: 3 个月 220kV: 6 个月 35kV、110kV: 1 年 3) 必要时	1) 根据 GB/T 7252—2001 新装变压器油中 H ₂ 与烃类气体含量 (μL/L) 任一项不宜超过下列数值： 总烃：20；H ₂ ：30；C ₂ H ₂ ：0 2) 运行设备油中 H ₂ 与烃类气体含量 (μL/L) 超过下列任何一项值时应引起注意： 总烃：150； H ₂ ：150 C ₂ H ₂ ：5 (35kV~220kV)，1 (500kV) 3) 烃类气体总和的产气速率大于 6mL/d(开放式)和 12mL/d(密封式)，或相对产气速率大于 10%/月则认为设备有异常		1) 总烃包括 CH ₄ 、C ₂ H ₄ 、C ₂ H ₆ 和 C ₂ H ₂ 四种气体 2) 溶解气体组份含量有增长趋势时，可结合产气速率判断，必要时缩短周期进行跟踪分析 3) 总烃含量低的设备不宜采用相对产气速率进行判断 4) 新投运的变压器应有投运前的测试数据 5) 必要时，如： —出口(或近区)短路后 —巡视发现异常 —在线监测系统告警等
2	油 中 水 分， mg/L	1) 准备注入 110kV 及 以 上 变压器的新油 2) 投运前 3) 110kV 及 以上: 运行中1 年 4) 必要时	投运前 110kV ≤20 220kV ≤15 500kV ≤10	运行中 110kV ≤35 220kV ≤25 500kV ≤15	1) 运行中设备，测量时应注意温度的影响，尽量在顶层油温高于 50℃时取样 2) 必要时，如： —绕组绝缘电阻(吸收比、极化指数)测量异常时 —渗漏油等

3	油中含气量, % (体积分数)	500kV 1) 新油注入前后 2) 运行中: 1年 3) 必要时	投运前: ≤1		运行中: ≤3		1) 限值规定依据: GB/T 7595-2008《运行中变压器油质量》 2) 必要时, 如: —变压器需要补油时 —渗漏油	
4	油中糠醛含量, mg/L	必要时	1) 含量超过下表值时, 一般为非正常老化, 需跟踪检测:					1) 变压器油经过处理后, 油中糠醛含量会不同程度的降低, 在作出判断时一定要注意这一情况 2) 必要时, 如: —油中气体总烃超标或 CO、CO ₂ 过高 —需了解绝缘老化情况时, 如长期过载运行后、温升超标后等
			运行年限	1~5	5~10	10~15	15~20	
			糠醛含量	0.1	0.2	0.4	0.75	
			2) 跟踪检测时, 注意增长率 3) 测试值大于 4mg/L 时, 认为绝缘老化已比较严重					
5	油中颗粒度测试	500kV 1) 投运前 2) 投运 1 个月或大修后 3) 运行中1年 4) 必要时	1) 投运前(热循环后)100mL 油中大于 5 μm 的颗粒数≤2000 个 2) 运行时(含大修后)100mL 油中大于 5 μm 的颗粒数≤3000 个					1) 限值规定依据: DL/T 1096-2008《变压器油中颗粒度限值》 2) 检验方法参考: DL/T 432-2007《电力用油中颗粒污染度测量方法》 3) 如果颗粒有明显的增长趋势, 应缩短检测周期, 加强监控
6	绝缘油试验	见 12.1 节						
7	绕组直流电阻	1) 110kV 及以下: 6 年; 220kV、500kV: 3 年 2) 大修后 3) 无载分接开关变换分接位置 4) 有载分接开关检修后 5) 必要时	1) 1600kVA 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) 1600kVA 及以下的变压器, 相间差别一般不大于三相平均值的 4%, 线间差别一般不大于三相平均值的 2% 3) 与以前相同部位测得值比较, 其变化不应大于 2%					1) 如电阻相间差在出厂时超过规定, 制造厂已说明了这种偏差的原因, 则与以前相同部位测得值比较, 其变化不应大于 2% 2) 有载分接开关宜在所有分接处测量, 无载分接开关在运行分接测量 无载分接开关在运行分接测量 3) 不同温度下电阻值按下式换算: $R_2=R_1(T+t_2)/(T+t_1)$, 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 4) 封闭式电缆出线或 GIS 出线的变压器, 电缆、GIS 侧绕组可不进行定期试验 5) 必要时, 如: —本体油色谱判断有热故障 —红外检测判断套管接头或引线过热

8	绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数	1) 110kV 及以下: 6 年; 220kV、500kV: 3 年 2) 大修后 3) 必要时	1) 绝缘电阻换算至同一温度下, 与前一次测试结果相比应无显著变化, 一般不低于上次值的 70%% 2) 35kV 及以上变压器应测量吸收比, 吸收比在常温下不低于 1.3; 吸收比偏低时可测量极化指数, 应不低于 1.5 3) 绝缘电阻大于 10000 MΩ 时, 吸收比不低于 1.1 或极化指数不低于 1.3	1) 使用 2500V 或 5000V 兆欧表, 对 220kV 及以上变压器, 兆欧表容量一般要求输出电流不小于 3mA 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, 各次测量时的温度应尽量接近 4) 尽量在油温低于 50℃ 时测量, 不同温度下的绝缘电阻值按下式换算: $R_2 = R_1 \times 1.5^{(t_1 - t_2)/10}$ 式中 R_1 、 R_2 分别为温度 t_1 、 t_2 时的绝缘电阻值 5) 吸收比和极化指数不进行温度换算 6) 封闭式电缆出线或 GIS 出线的变压器, 电缆、GIS 侧绕组可在中性点测量 7) 鉴于不拆高、中压侧引线的试验方法能够提高供电可靠性, 增进工作效率, 并已在一些地区成功应用, 因此鼓励开展不拆线试验方法的研究, 积累经验, 条件成熟者按规定程序批准后可采用不拆线的试验方法。 8) 必要时, 如: — 运行中油介损不合格或油中水分超标 — 渗漏油等可能引起变压器受潮的情况
9	绕组连同套管的 $\tan \delta$	1) 大修后 2) 必要时	1) 20℃ 时不大于下列数值: 500kV 0.6% 110kV~220kV 0.8% 35kV 1.5% 2) $\tan \delta$ 值与出厂试验值或历年的数值比较不应有显著变化(增量一般不大于 30%%) 3) 试验电压: 绕组电压 10kV 及以上: 10kV 绕组电压 10kV 以下: U_n	1) 非被试绕组应短路接地或屏蔽 2) 同一变压器各绕组 $\tan \delta$ 的要求值相同 3) 测量温度以顶层油温为准, 各次测量时的温度尽量相近 4) 尽量在油温低于 50℃ 时测量, 不同温度下的 $\tan \delta$ 值一般按下式换算: $\tan \delta_2 = \tan \delta_1 \times 1.3^{(t_2 - t_1)/10}$ 式中 $\tan \delta_1$ 、 $\tan \delta_2$ 分别为温度 t_1 、 t_2 时的 $\tan \delta$ 值 5) 封闭式电缆出线或 GIS 出线的变压器, 电缆、GIS 侧绕组可在中性点加压测量 6) 必要时, 如: — 绕组绝缘电阻、吸收比或极化指数异常时 — 油介损不合格或油中水分超标 — 渗漏油等
10	电容型套管的 $\tan \delta$ 和电容值	见第 8 章		1) 用正接法测量 2) 测量时记录环境温度及变压器顶层油温 3) 只测量有末屏引出的套管 $\tan \delta$ 和电容值, 封闭式电缆出线或 GIS 出线的变压器, 电缆、GIS 侧套管从中性点加压, 非被试侧短路接地

11	绕组连同套管的交流耐压试验	1) 10kV 及以下: 6 年 2) 更换绕组后	全部更换绕组时, 按出厂试验电压值; 部分更换绕组时, 按出厂试验电压值的 0.8 倍	1) 110kV 及以上进行感应耐压试验 2) 10kV 按 $35kV \times 0.8 = 28kV$ 进行 3) 额定电压低于 1000V 的绕组可用 2500V 兆欧表测量绝缘电阻代替
12	铁芯及夹件绝缘电阻	1) 110kV 及以下: 6 年; 220kV、500kV: 3 年 2) 大修后 3) 必要时	1) 与以前测试结果相比无显著差别 2) 运行中铁芯接地电流一般不应大于 0.1A	1) 采用 2500V 兆欧表(对运行年久的变压器可用 1000V 兆欧表) 2) 只对有外引接地线的铁芯、夹件进行测量 3) 必要时, 如: 油色谱试验判断铁芯多点接地时
13	穿心螺栓、铁轭夹件、绑扎钢带、铁芯、绕组压环及屏蔽等的绝缘电阻	大修中	220kV 及以上: 一般不低于 500M Ω 110kV 及以下: 一般不低于 100M Ω	1) 用 2500V 兆欧表 2) 连接片不能拆开可不进行
14	局部放电试验	220kV 及以上: 1) 大修更换绝缘部件或部分绕组后 2) 必要时	在线端电压为 $1.5U_m/\sqrt{3}$ 时, 放电量一般不大于 500pC; 在线端电压为 $1.3U_m/\sqrt{3}$ 时, 放电量一般不大于 300pC	1) 110kV 电压等级的变压器大修后, 可参照执行 2) 必要时, 如: 运行中变压器油色谱异常, 怀疑存在放电性故障时
15	绕组所有分接的电压比	1) 分接开关引线拆装后 2) 更换绕组后	1) 各分接的电压比与铭牌值相比应无明显差别, 且符合规律 2) 35kV 以下, 电压比小于 3 的变压器电压比允许偏差为 $\pm 1\%$; 其它所有变压器: 额定分接电压比允许偏差为 $\pm 0.5\%$, 其它分接的电压比应在变压器阻抗电压值(%)的 1/10 以内, 但偏差不得超过 $\pm 1\%$	
16	校核三相变压器的组别或单相变压器极性	更换绕组后	必须与变压器铭牌和顶盖上的端子标志相一致	
17	空载电流和空载损耗	1) 更换绕组后 2) 必要时	与前次试验值相比无明显变化	1) 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(如制造厂提供了较低电压下的测量值, 可在相同电压下进行比较) 2) 必要时, 如: 怀疑磁路有缺陷等
18	短路阻抗和负载损耗	1) 更换绕组后 2) 必要时	与前次试验值相比无明显变化	1) 试验电源可用三相或单相; 试验电流可用额定值或较低电流(如制造厂提供了较低电流下的测量值, 可在相同电流下进行比较) 2) 必要时, 如: 出口短路后

19	绕组变形测试	110kV 及以上: 1) 更换绕组后 2) 必要时	1) 采用频率响应分析法与初始结果相比, 或三相之间结果相比无明显差别, 无初始记录时可与同型号同厂家对比 2) 采用电抗法分析判断同一参数的三个单相值的互差(横比)和同一参数值与原始数据及上一次测试值相比之差(纵比), 其差值不应超过注意值, 注意值参见 DL/T1093-2008	1) 每次测试时, 宜采用同一种仪器, 接线方式应相同 2) 对有载开关应在最大分接下测试, 对无载开关应在同一运行分接下测试以便比较 3) 发电厂厂高变可参照执行 4) 必要时, 如: 发生近区短路后
20	全电压下空载合闸	更换绕组后	1) 全部更换绕组, 空载合闸 5 次, 每次间隔 5min 2) 部分更换绕组, 空载合闸 3 次, 每次间隔 5min	1) 在运行分接上进行 2) 由变压器高压侧或中压侧加压 3) 110kV 及以上的变压器中性点接地 4) 发电机变压器组的中间连接无断开点的变压器, 可不进行
21	有载分接开关的试验和检查	1) 按制造厂规定 2) 大修后 3) 必要时	按 DL/T574-1995《有载分接开关运行维修导则》执行	1) 应在整个操作循环内进行 2) 必要时应检查开关切换程序及时间、动作顺序、过渡电阻及触头的接触电阻等结果 3) 必要时, 如: 怀疑有故障时
22	测温装置校验及其二次回路试验	1) 110kV 及以下: 6 年(二次回路); 220kV、500kV: 3 年(二次回路) 2) 大修后 3) 必要时	1) 按制造厂的技术要求 2) 密封良好, 指示正确, 测温电阻值应和出厂值相符 3) 绝缘电阻一般不低于 1 MΩ	1) 采用 2500V 兆欧表 2) 必要时, 如: 怀疑有故障时
23	气体继电器校验及其二次回路试验	1) 110kV 及以下: 6 年(二次回路); 220kV、500kV: 3 年(二次回路) 2) 大修后 3) 必要时	1) 按制造厂的技术要求 2) 整定值符合运行规程要求, 动作正确 3) 绝缘电阻一般不低于 1MΩ	1) 采用 1000V 兆欧表 2) 必要时, 如: 怀疑有故障时
24	压力释放器校验及其二次回路试验	1) 110kV 及以下: 6 年(二次回路); 220kV、500kV: 3 年(二次回路) 2) 必要时	1) 动作值与铭牌值相差应在±10%范围内或符合制造厂规定 2) 绝缘电阻一般不低于 1MΩ	1) 采用 1000V 兆欧表 2) 必要时, 如: 怀疑有故障时
25	冷却装置及其二次回路检查试验	1) 110kV 及以下: 6 年(二次回路); 220kV、500kV: 3 年(二次回路) 2) 大修后 3) 必要时	1) 投运后, 流向、温升和声响正常, 无渗漏油 2) 强油水冷装置的检查和试验, 按制造厂规定 3) 绝缘电阻一般不低于 1MΩ	1) 采用 1000V 兆欧表 2) 必要时, 如: 怀疑有故障时

26	整体密封检查	1) 大修后 2) 必要时	1) 35kV 及以下管状和平面油箱变压器采用超过油枕顶部 0.6m 油柱试验(约 5kPa 压力),对于波纹油箱和有散热器的油箱采用超过油枕顶部 0.3m 油柱试验(约 2.5kPa 压力),试验时间 12h 无渗漏 2) 110kV 及以上变压器在油枕顶部施加 0.035MPa 压力,试验持续时间 24h 无渗漏	1) 试验时带冷却器,不带压力释放装置 2) 必要时,如: 怀疑密封不良时
27	套管中的电流互感器试验	大修时	1) 绝缘电阻测试 2) 变比测试 3) 极性测试 4) 伏安特性测试	见第 6 章
28	绝缘纸(板)聚合度	必要时	当聚合度小于 250 时,应引起注意	1) 试样可取引线上绝缘纸、垫块、绝缘纸板等数克 2) 对运行时间较长(如 20 年)的变压器尽量利用吊检的机会取样 3) 必要时,如: 怀疑纸(板)老化时
29	绝缘纸(板)含水量	必要时	水分(质量分数)一般不大于下值: 500kV: 1% 220kV: 3%	1) 可用所测绕组的 $\tan \delta$ 值推算或取纸样直接测量 2) 必要时,如: 怀疑纸(板)受潮时
30	噪声测量	必要时	与出厂值比较无明显变化	1) 按 GB7328—1987《变压器和电抗器的声级测量》要求进行 2) 必要时,如: 发现噪音异常时
31	箱壳振动	必要时	与出厂值比不应有明显差别	必要时,如: 发现箱壳振动异常时
32	红外检测	运行中 500kV: 1 年 6 次或以上 220kV: 1 年 4 次或以上 110kV: 1 年 2 次或以上	按 DL/T664—2008《带电设备红外诊断应用规范》执行	1) 用红外热像仪测量 2) 测量套管及接头、油箱壳等部位 3) 结合运行巡视进行,试验人员每年至少进行一次红外检测,同时加强对电压致热型设备的检测,并记录红外成像谱图

5.2 干式变压器、干式接地变压器

干式变压器、干式接地变压器的试验项目、周期和要求见表 2。

表 2 干式变压器的试验项目和周期

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	绕组直流电阻	1) 6 年 2) 必要时	1) 相间差别一般不大于平均值的 4%, 线间差别一般不大于平均值的 2% 2) 与以前相同部位测得值比较,其变化不应大于 2%	1) 不同温度下电阻值按下式换算: $R_2 = R_1(T+t_2)/(T+t_1)$, 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 2) 必要时,如: 红外检测异常时
2	绕组、铁芯绝缘电阻	1) 6 年 2) 必要时	绝缘电阻换算至同一温度下,与前一次测试结果相比应无显著变化,一般不低于上次值的 70%	1) 采用 2500V 或 5000V 兆欧表 2) 必要时,如: 红外检测异常时
3	交流耐压试验	1) 6 年 2) 必要时	一次绕组按出厂试验电压值的 0.8 倍	1) 10kV 变压器高压绕组按 $35kV \times 0.8 = 28kV$ 进行 2) 额定电压低于 1000V 的绕组

				可用 2500V 兆欧表测量绝缘电阻代替 3) 必要时, 如: 红外检测异常时
4	测温装置及其二次回路试验	1) 6 年 2) 必要时	1) 按制造厂的技术要求 2) 指示正确, 测温电阻值应和出厂值相符 3) 绝缘电阻一般不低于 1 MΩ	必要时, 如: 红外检测异常时
5	噪声测试	必要时		必要时, 如: 运行巡视发现噪声异常时
6	红外检测	1 年 1 次	按 DL/T664-2008《带电设备红外诊断应用规范》执行	1) 用红外热像仪测量 2) 测量套管及接头、油箱壳等部位

5.3 SF₆气体绝缘变压器

SF₆气体绝缘变压器的试验项目、周期和要求见表 3。

表 3 SF₆气体绝缘变压器的试验项目和周期

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	SF ₆ 气体的湿度 (20℃ 的体 积 分 数)	1) 1 年 2) 大修后 3) 必要时	运行中: 不大于 500 μL/L 大修后: 不大于 250 μL/L	1) 按 GB12022《工业六氟化硫》、DL/T915-2005《六氟化硫气体湿度测定法(电解法)》和 DL/T506-2007《六氟化硫电气设备中绝缘气体湿度测量方法》进行 2) 必要时, 如: —新装及大修后 1 年内复测湿度不符合要求 —漏气超过表 3 中序号 2 的要求 —设备异常时
2	SF ₆ 气体泄漏试验	1) 大修后 2) 必要时	应无明显漏点	1) 按 DL/T 596-1996《电力设备预防性试验规程》、DL/T 941-2005《运行中变压器用六氟化硫质量标准》、GB 11023《高压开关设备六氟化硫气体密封试验方法》进行 2) 对检测到的漏点可采用局部包扎法检漏, 每个密封部位包扎后历时 5 小时, 测得的 SF ₆ 气体含量 (体积分数) 不大于 30 μL/L
3	现场分解产物测试	1) 投产后 1 年 1 次, 如无异常, 3 年 1 次 2) 大修后 3) 必要时	超过以下参考值需引起注意: SO ₂ : 不大于 3 μL/L H ₂ S: 不大于 2 μL/L CO: 不大于 100 μL/L	1) 建议结合现场湿度测试进行, 参考 GB8905-2008《六氟化硫电气设备中气体管理和检验导则》 2) 必要时, 如: 怀疑有故障时
4	实验室分解产物测试	必要时	检测组分: CF ₄ 、SO ₂ 、SOF ₂ 、SO ₂ F ₂ 、SF ₄ 、S ₂ OF ₁₀ 、HF	必要时, 如: 现场分解产物测试超参考值或有增长时
5	绕组直流电阻	1) 6 年 2) 大修后 3) 必要时	1) 1600kVA 以上变压器, 各相绕组电阻相互间的差别不应大于平均值的 2%, 无中性点引出的绕组, 线间差别不应大于平均值的 1% 2) 1600kVA 及以下的变压器, 相间差	1) 如电阻相间差在出厂时超过规定, 制造厂已说明了这种偏差的原因, 则与以前相同部位测得值比较, 其变化不应大于 2% 2) 预试时有载分接开关宜在

			<p>别一般不大于平均值的 4%，线间差别一般不大于平均值的 2%</p> <p>3) 与以前相同部位测得值比较，其变化不应大于 2%</p>	<p>所有分接处测量，无载分接开关在运行分接测量</p> <p>3) 不同温度下电阻值按下式换算： $R_2 = R_1 (T + t_2) / (T + t_1)$ 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</p> <p>4) 封闭式电缆出线或 GIS 出线的变压器，电缆、GIS 侧绕组可不进行定期试验</p> <p>5) 必要时，如： 红外检测判断套管接头或引线过热时</p>
6	绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数	1) 6 年 2) 大修后 3) 必要时	<p>1) 绝缘电阻换算至同一温度下，与前一次测试结果相比应无显著变化，一般不低于上次值的 70%</p> <p>2) 35kV 及以上变压器应测量吸收比，吸收比在常温下不低于 1.3；吸收比偏低时可测量极化指数，应不低于 1.5</p> <p>3) 绝缘电阻大于 10000 MΩ 时，吸收比不低于 1.1，或极化指数不低于 1.3</p>	<p>1) 采用 2500V 或 5000V 兆欧表，兆欧表容量一般要求输出电流不小于 3mA</p> <p>2) 测量前被试绕组应充分放电</p> <p>3) 必要时，如： SF₆ 气体试验异常时</p>
7	绕组连同套管的 tan δ	35kV 及以上： 1) 大修后 2) 必要时	<p>1) 20℃ 时不大于下列数值： 110kV: 0.8% 35kV: 1.5%</p> <p>2) tan δ 值与出厂试验值或历年的数值比较不应有显著变化，增量一般不大于 30%</p> <p>3) 试验电压： 绕组电压 10kV 及以上：10kV 绕组电压 10kV 以下：Un</p>	<p>1) 非被试绕组应短路接地或屏蔽</p> <p>2) 同一变压器各绕组 tan δ 的要求值相同</p> <p>3) 封闭式电缆出线或 GIS 出线的变压器，电缆、GIS 侧绕组可在中性点加压测量</p> <p>4) 必要时，如： 绕组绝缘电阻、吸收比或极化指数异常时</p>
8	铁芯及夹件绝缘电阻	1) 6 年 2) 大修后	<p>1) 与以前测试结果相比无显著差别</p> <p>2) 运行中铁芯接地电流一般不应大于 0.1A</p>	<p>1) 采用 2500V 兆欧表</p> <p>2) 只对有外引接地线的铁芯、夹件进行测量</p>
9	交流耐压试验	1) 大修后 2) 必要时	<p>全部更换绕组时，按出厂试验电压值；部分更换绕组时，按出厂试验电压值的 0.8 倍</p>	<p>110kV 变压器采用感应耐压</p> <p>必要时，如： SF₆ 气体试验异常时</p>
10	测温装置的校验及其二次回路试验	1) 6 年 2) 大修后 3) 必要时	<p>1) 按制造厂的技术要求</p> <p>2) 密封良好，指示正确，测温电阻值应和出厂值相符</p> <p>3) 绝缘电阻一般不低于 1 MΩ</p>	<p>1) 采用 2500V 兆欧表</p> <p>2) 必要时，如： 怀疑有故障时</p>
11	红外检测	运行中 500kV: 1 年 6 次或以上 220kV: 1 年 4 次或以上 110kV: 1 年 2 次或以上	<p>按 DL/T664-2008《带电设备红外诊断应用规范》执行</p>	<p>1) 用红外热像仪测量</p> <p>2) 测量套管及接头、箱壳等部位</p> <p>3) 结合运行巡视进行，试验人员每年至少进行一次红外检测，同时加强对电压致热型设备的检测，并记录红外成像谱图</p>

5.4 油浸式电抗器

500kV 油浸式电抗器的试验项目、周期和要求见表 4。

表 4 500kV 油浸式电抗器的试验项目、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) 新投运及大修投运后: 1, 4, 10, 30 天 2) 运行中: 3 个月 3) 必要时	1) 根据 GB/T 7252—2001, 新装电抗器油中 H ₂ 与烃类气体含量 (μ L/L) 任一项不宜超过下列数值: 总烃: 20; H ₂ : 30; C ₂ H ₂ : 0; 2) 运行中 H ₂ 与烃类气体含量 (μ L/L) 超过下列任何一项值时应引起注意: 总烃: 150; H ₂ : 150; C ₂ H ₂ : 1 3) 烃类气体总和的绝对产气速率超过 12mL/d 或相对产气速率大于 10%/月, 则认为设备有异常 4) 当出现痕量(小于 1×10 ⁻⁶ μ L/L)乙炔时也应引起注意; 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 ₄ 、C ₂ H ₆ 和 C ₂ H ₂ 四种气体 2) 溶解气体组份含量有增长趋势时, 可结合产气速率判断, 必要时缩短周期进行跟踪分析 3) 总烃含量低的设备不宜采用相对产气速率进行判断 4) 新投运的电抗器应有投运前数据 5) 必要时, 如: —巡视发现异常
2	油中水分, mg/L	1) 注入电抗器前后的新油 2) 运行中1年 3) 必要时	投运前: ≤10		运行中: ≤15			1) 运行中设备, 测量时应注意温度的影响, 尽量在顶层油温高于 50℃时取样 2) 必要时, 如: —绕组绝缘电阻、吸收比或极化指数异常时 —渗漏油等
3	油中含气量, % (体积分数)	1) 注入电抗器前后的新油 2) 运行中: 1 年 3) 必要时	投运前: ≤1		运行中: ≤5			1) 限值规定参考: GB/T7595-2008《运行中变压器油质量》 2) 必要时, 如: —需要补油时 —渗漏油时
4	油 中 糠 醛 含 量, mg/L	必要时	1)超过下表值时, 一般为非正常老化, 需跟踪检测:					必要时, 如: —油中气体总烃超标或 CO、CO ₂ 过高 —需了解绝缘老化情况时 —长期过载运行后, 温升超标后等
			运行年限	1~5	5~10	10~15	15~20	
			糠醛含量	0.1	0.2	0.4	0.75	
			2) 跟踪检测时, 注意增长率 3) 测试值大于 4mg/L 时, 认为绝缘老化已比较严重					
5	绝 缘 油 试 验	见第 12.1 节						
6	阻 抗 测 量	必要时	与出厂值相差在±5%范围内, 与三相或三相组平均值相差在±2%范围内					如受试验条件限制可在低电压下测量

7	绕组直流电阻	1) 3 年 2) 大修后 3) 必要时	1) 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) 与以前数值比较, 其变化不应大于 2%	1) 如电阻相间差在出厂时超过规定, 制造厂已说明了这种偏差的原因, 则与以前数值比较, 其变化不应大于 2% 2) 不同温度下电阻值按下式换算: $R_2 = R_1 (T + t_2) / (T + t_1)$, 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, 铜绕组取 235 3) 必要时, 如: — 本体油色谱判断有热故障 — 红外检测判断套管接头或引线过热
8	绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数	1) 3 年 2) 大修后 3) 必要时	1) 绝缘电阻换算至同一温度下, 与前一次测试结果相比应无显著变化, 一般不低于上次值的 70% 2) 吸收比在常温下不低于 1.3, 吸收比偏低时可测量极化指数, 应不低于 1.5 3) 绝缘电阻大于 10000M Ω 时, 吸收比不低于 1.1, 或极化指数不低于 1.3 即可	1) 采用 2500V 或 5000V 兆欧表, 兆欧表容量一般要求输出电流不小于 3mA 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, 各次测量时的温度应尽量接近 4) 尽量在油温低于 50℃ 时测量, 不同温度下的绝缘电阻值按下式换算: $R_2 = R_1 \times 1.5^{(t_1 - t_2) / 10}$ 式中 R_1 、 R_2 分别为温度 t_1 、 t_2 时的绝缘电阻值 5) 吸收比和极化指数不进行温度换算 6) 必要时, 如: — 运行中油介损不合格或油中水分超标 — 渗漏油等
9	绕组连同套管的 $\tan \delta$	1) 大修后 2) 必要时	1) 20℃ 时不大于 0.6% 2) $\tan \delta$ 值与出厂试验值或历年的数值比较不应有显著变化 (一般不大于 30%) 3) 试验电压 10kV	1) 测量温度以顶层油温为准, 各次测量时的温度尽量相近, 尽量在油温低于 50℃ 时测量, 不同温度下的 $\tan \delta$ 值一般按下式换算: $\tan \delta_2 = \tan \delta_1 \times 1.3^{(t_2 - t_1) / 10}$ 式中 $\tan \delta_1$ 、 $\tan \delta_2$ 分别为温度 t_1 、 t_2 时的 $\tan \delta$ 值 2) 必要时, 如: — 绕组绝缘电阻、吸收比或极化指数测量异常时 — 油介损不合格或油中水分超标 — 渗漏油等
10	电容型套管的 $\tan \delta$ 和电容值	见第 8 章		1) 用正接法测量 2) 测量时记录环境温度及电抗器顶层油温
11	绕组连同套管的交流耐压试验	大修后	全部更换绕组时, 按出厂试验电压值; 部分更换绕组时, 按出厂试验电压值的 0.8 倍	

12	铁芯及夹件的绝缘电阻	1) 3年 2) 必要时	1) 与以前测试结果相比无显著差别 2) 运行中铁芯接地电流一般不应大于 0.1A	1) 采用 2500V 兆欧表 2) 夹件引出接地的可单独对夹件进行测量 3) 必要时, 如: 油色谱分析怀疑铁芯多点接地时
13	穿心螺栓、铁轭夹件、绑扎钢带、铁芯、绕组压环及屏蔽等的绝缘电阻	大修中	一般不低于 500MΩ	1) 采用 2500V 兆欧表 2) 连接片不能拆开者可不进行
14	气体继电器校验及其二次回路试验	1) 3年(二次回路) 2) 大修后 3) 必要时	1) 按制造厂的技术要求 2) 整定值符合运行规程要求, 动作正确 3) 绝缘电阻一般不低于 1MΩ	1) 采用 1000V 兆欧表 2) 必要时, 如: 怀疑有故障时
15	压力释放器校验及其二次回路试验	1) 3年(二次回路) 2) 必要时	1) 动作值与铭牌值相差应在±10%范围内或符合制造厂规定 2) 绝缘电阻一般不低于 1MΩ	1) 采用 1000V 兆欧表 2) 必要时, 如: 怀疑有故障时
16	冷却装置及其二次回路试验	1) 3年(二次回路) 2) 大修后 3) 必要时	1) 投运后, 流向、温升和声响正常, 无渗 2) 强油水冷装置的检查 and 试验, 按制造厂规定 3) 绝缘电阻一般不低于 1MΩ	1) 采用 1000V 兆欧表 2) 必要时, 如: 怀疑有故障时
17	整体密封检查	1) 大修后 2) 必要时	在油枕顶部施加 0.035MPa 压力, 试验持续时间 24h 无渗漏	1) 试验时带冷却器, 不带压力释放装置 2) 必要时, 如: 怀疑密封不良时
18	箱壳振动	必要时	与出厂值比不应有明显差别	必要时, 如: 发现箱壳振动异常时
19	噪声测量	必要时	与出厂值比不应有明显差别	必要时, 如: 发现噪声异常时
20	红外检测	1年6次或以上	按 DL/T664-2008《带电设备红外诊断应用规范》执行	1) 用红外热像仪测量 2) 测量套管及接头、油箱壳等部位 3) 结合运行巡视进行, 试验人员每年至少进行一次红外检测, 同时加强对电压致热型设备的检测, 并记录红外成像谱图

5.5 油浸式串联电抗器

油浸式串联电抗器的试验项目、周期和要求见表5

表5 油浸式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) 6年 2) 大修后 3) 必要时	一般不低于1000 MΩ (20℃)		1) 采用2500V兆欧表 2) 必要时, 如: 红外检测异常时
2	绕组直流电阻	1) 6年 2) 大修后 3) 必要时	1) 三相绕组间的差别不应大于三相平均值的4% 2) 与上次测量值相差不大于2%		必要时, 如: 红外检测异常时
3	阻抗测量	1) 大修后 2) 必要时	与出厂值相差在±5%范围内		必要时, 如: 红外检测异常时
4	绝缘油击穿电压, kV	1) 6年 2) 大修后 3) 必要时	投运前 15kV~35kV≥35 15kV以下≥30	运行中 15kV~35kV≥30 15kV以下≥25	必要时, 如: 红外检测异常时
5	绕组tan δ	1) 6年 2) 大修后 3) 必要时	20℃下的tan δ 值不大于: 35kV及以下 3.5%		1) 仅对800kVar以上的油浸铁芯电抗器进行 2) 必要时, 如: 红外检测异常时
6	绕组对铁芯和外壳交流耐压及相间交流耐压	1) 大修后 2) 必要时	试验电压为出厂试验电压的0.8倍		必要时, 如: 红外检测异常时
7	铁梁和穿心螺栓(可接触到)的绝缘电阻	大修时	1) 与历次试验结果相比无显著差别 2) 一般不小于10 MΩ		采用2500V兆欧表
8	红外检测	1) 1年一次 2) 必要时	按DL/T664-2008《带电设备红外诊断应用规范》执行		1) 采用红外热像仪测量 2) 测量套管及接头、油箱壳等部位

5.6 干式电抗器、阻波器及干式消弧线圈

干式电抗器、阻波器及干式消弧线圈的试验项目、周期和要求见表6。

表6 干式电抗器、阻波器及干式消弧线圈的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	阻 抗 测量	必要时, 如怀疑存在匝间短路时	与出厂值相差在±5%范围内	如受试验条件限制可在低电压下测量
2	红 外 检测	1) 1年一次 2) 必要时	按 DL/T664-2008《带电设备红外诊断应用规范》执行	1) 采用红外热像仪测量 2) 应注意测量干式电抗器支持瓷瓶及引线接头、接地引下线等部位 3) 必要时, 如 —在高峰负载时 —在高温季节

5.7 油浸式消弧线圈、油浸式接地变压器

油浸式消弧线圈、油浸式接地变压器的试验项目、周期和要求见表7。

表7 油浸式消弧线圈、油浸式接地变压器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
----	-----	-----	-----	-----

1	绕组直流电阻	6 年	1) 相间差别一般不大于平均值的 4%，线间差别一般不大于平均值的 2% 2) 与以前相同部位测得值比较，其变化不应大于 2%	
2	绝缘电阻	6 年	绝缘电阻换算至同一温度下，与前一次测试结果相比应无显著变化，一般不低于上次值的 70%	

6 互感器

6.1 油浸式电流互感器

油浸式电流互感器(35kV 及以上)的试验项目、周期和要求见表 8。

表 8 油浸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) 3 年 2) 大修后 3) 必要时	1) 一次绕组对末屏及地、各二次绕组间及其对地的绝缘电阻与出厂值及历次数据比较，不应有显著变化。一般不低于出厂值或初始值的 70% 2) 电容型电流互感器末屏绝缘电阻不宜小于 1000MΩ						1) 有投运前数据 2) 用 2500V 兆欧表 3) 必要时，如： 怀疑有故障时
2	tan δ 及 电 容 量	1) 3 年 2) 大修后 3) 必要时	1) 主绝缘 tan δ (%) 不应大于下表中的数值，且与历次数据比较，不应有显著变化：						1) 当 tan δ 值与出厂值或上一次试验值比较有明显增长时，应综合分析 tan δ 与温度、电压的关系，当 tan δ 随温度明显变化或试验电压由 10kV 到 $U_m/\sqrt{3}$ ，tan δ (%) 变化绝对量超过 ±0.3，不应继续运行 2) 必要时，如： 怀疑有故障时
			电压等级, kV		35	110	220	500	
			大修后	油纸电容型	1.0	1.0	0.7	0.6	
				充 油 型	3.0	2.0	—	—	
				胶纸电容型	2.5	2.0	—	—	
				充 胶 式	2.0	2.0	2.0	—	
			运行中	油纸电容型	1.0	1.0	0.8	0.7	
				充 油 型	3.5	2.5	—	—	
胶纸电容型	3.0	2.5		—	—				
充 胶 式	2.5	2.5		2.5	—				
2) 电容型电流互感器主绝缘电容量与初始值或出厂值差别超过 ±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 tan δ，其值不大于 2%									
3	带 电 测 试 tanδ 及 电 容 量	1) 投产后半年内 2) 一年 3) 大修后 4) 必要时	1) 可采用同相比较法，判断标准为： — 同相设备介损测量值差值 (tanδ _ε -tanδ ₀) 与初始测量值差值比较，变化范围绝对值不超过 ±0.3%，电容量比值 (C _ε /C ₀) 与初始测量电容量比值比较，变化范围不超过 ±5% — 同相同型号设备介损测量值 (tanδ _ε - tanδ ₀) 不超过 ±0.3% 2) 采用其它测试方法时，可根据实际制定操作细则						对已安装了带电测试信号取样单元的电容型电流互感器进行，超出要求时应： 1) 查明原因 2) 缩短试验周期 3) 必要时停电复试

4	油中溶解气体色谱分析及油中水分含量测定	1) 110kV 及以上：3 年，500kV 站 35kV：3 年 2) 大修后 3) 必要时	1) 油中溶解气体组份含量(μL/L)超过下列任一值时应引起注意： 总烃：100 H ₂ ：150 C ₂ H ₂ ： 1 （220kV、500kV） 2 （110kV） 2) 油中水分含量(mg/L) 不应大于下表规定：			1) 制造厂明确要求不能取油样进行色谱分析时可不进行 2) 对于 H ₂ 单值升高的，或出现 C ₂ H ₂ ，但未超注意值可以考虑缩短周期； C ₂ H ₂ 含量超过注意值时，应考虑更换 3) 500kV 站 35kV 互感器具体要求参考 110kV 规定执行
			电压等级, kV	投运前	运行中	
			110	20	35	
			220	15	25	
			500	10	15	
5	绝缘油击穿电压，kV	1) 大修后 2) 必要时	1) 投运前 35kV：≥35 110kV、220kV：≥40 500kV：≥60		2) 运行中 35kV：≥30 110 kV、220kV：≥35 500kV：≥50	1) 全密封电流互感器按制造厂要求进行 2) 电极形状应严格按相应试验方法的规定执行，220kV 及以下设备采用平板电极，500kV 设备采用球形和球盖型电极，参考 GB/T507-2002 或 DL 429.9-91 3) 必要时，如： 怀疑有绝缘故障时
6	局部放电试验	110kV 及以上：必要时	在电压为 1.2Um/√3 时，视在放电量不大于 20pC			必要时，如： 对绝缘性能有怀疑时
7	极性检查	大修后	与铭牌标志相符合			
8	交流耐压试验	1) 大修后 2) 必要时	1) 一次绕组按出厂值的 0.8 倍进行 2) 二次绕组之间及末屏对地的工频耐压试验电压为 2kV，可用 2500V 兆欧表代替			必要时，如： 对绝缘性能有怀疑时
9	各分接头的变比检查	1) 大修后 2) 必要时	1) 与铭牌标志相符合 2) 比值差和相位差与制造厂试验值比较应无明显变化，并符合等级规定			1) 对于计量计费用绕组应测量比值差和相位差 2) 必要时，如： 改变变比分接头运行时
10	校核励磁特性曲线	继保有要求时	1) 与同类互感器特性曲线或制造厂提供的特性曲线相比较，应无明显差别 2) 多抽头电流互感器可在抽头或使用最大抽头测量			
11	绕组直流电阻	大修后	与出厂值或初始值比较，应无明显差别			包括一次及二次绕组
12	红外检测	1) 500kV：1 年 6 次或以上； 220kV：1 年 4 次或以上； 110kV：1 年 2 次或以上 2) 必要时	按 DL/T664-2008《带电设备红外诊断应用规范》执行			1) 用红外热像仪测量 2) 结合运行巡视进行，试验人员每年至少进行一次红外检测，同时加强对电压致热型设备的检测，并记录红外成像谱图 3) 必要时，如： 怀疑有过热缺陷时

注: 每年定期进行运行电压下带电测试 tan δ 及电容量的, 对序号 1、2 的项目周期可调整为 6 年。

注: 每年定期进行运行电压下带电测试 $\tan \delta$ 及电容量的, 对序号 1、2 的项目周期可调整为 6 年。

6.2 SF₆电流互感器

SF₆电流互感器(35kV 及以上)的试验项目、周期和要求见表 9。

表 9 SF₆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	SF ₆ 气 体 湿 度 (20℃ 的 体 积 分 数), μL/L	1) 投产后 1 年 1 次, 如无异常, 3 年测 1 次 2) 大修后	运行中: 不大于 500 μL/L 大修后: 不大于 250 μL/L	1) 按 GB12022《工业六氟化硫》、DL/T 915《六氟化硫气体湿度测定法(电解法)》和 DL506《现场 SF ₆ 气体水分测量方法》进行 2) 必要时, 如: —新装及大修后 1 年内复测湿度不符合要求 —漏气超过表 9 中序号 2 的要求 —设备异常时
2	SF ₆ 气 体 泄 漏 试验	1) 大修后 2) 必要时	应无明显漏点	1) 按 DL/T 596-1996《电力设备预防性试验规程》、DL/T 941-2005《运行中变压器用六氟化硫质量标准》、GB 11023《高压开关设备六氟化硫气体密封试验方法》进行 2) 对检测到的漏点可采用局部包扎法检漏, 每个密封部位包扎后历时 5 小时, 测得的 SF ₆ 气体含量(体积分数)不大于 30 μL/L
3	现 场 分 解 产 物 测 试, μL/L	1) 投产后 1 年 1 次, 如无异常, 3 年 1 次 2) 大修后 3) 必要时	超过以下参考值需引起注意: SO ₂ : 不大于 3 μL/L H ₂ S: 不大于 2 μL/L CO: 不大于 100 μL/L	1) 建议结合现场湿度测试进行, 参考 GB8905-2008《六氟化硫电气设备中气体管理和检验导则》 2) 必要时, 如: 怀疑有故障时
4	实 验 室 分 解 产 物 测 试	必要时	检测组分: CF ₄ 、SO ₂ 、SO ₂ F ₂ 、SF ₄ 、S ₂ OF ₁₀ 、HF	必要时, 如: 现场分解产物测试超参考值或有增长时
5	绕 组 的 绝 缘 电阻	1) 大修后 2) 必要时	一次绕组对地、各二次绕组间及其对地的绝缘电阻与出厂值及历次数据比较, 不应有显著变化。一般不低于出厂值或初始值的 70%	1) 采用 2500V 兆欧表 2) 必要时, 如: 怀疑有故障时
6	极 性 检查	大修后	与铭牌标志相符合	
7	交 流 耐 压 试 验	1) 大修后 2) 必要时	1) 一次绕组按出厂值的 0.8 倍进行 2) 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 3) 老练试验电压为运行电压	必要时, 如: —怀疑有绝缘故障 —补气较多时(表压小于 0.2MPa) —卧倒运输后
8	各 分 接 头 的 变 比 检 查	1) 大修后 2) 必要时	1) 与铭牌标志相符合 2) 比值差和相位差与制造厂试验值比较应无明显变化, 并符合等级规定	1) 对于计量计费用绕组应测量比值差和相位差 2) 必要时, 如: 改变变比分接头运行时
9	校 核 励 磁 特 性 曲 线	必要时	1) 与同类互感器特性曲线或制造厂提供的特性曲线相比较, 应无明显差别 2) 多抽头电流互感器可在运行抽头或最大抽头测量	
10	气 体 密 度 继 电 器 和 压 力 表	必要时	参照厂家规定	

	检查			
11	红 外 检测	1) 500kV: 1 年 6 次或以上; 220kV: 1 年 4 次 或以上; 110kV: 1 年 2 次或以上 2) 必要时	按 DL/T664-2008《带电设备红外诊断 应用规范》执行	1) 用红外热像仪测量 2) 结合运行巡视进行, 试验人 员每年至少进行一次红外检测, 同时加强对电压致热型设备的检 测, 并记录红外成像谱图 3) 必要时, 如: 怀疑有过热缺陷时

6.3 干式电流互感器

干式电流互感器的试验项目、周期和要求见表 10。

表 10 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) 3 年 2) 大修后 3) 必要时	1) 一次绕组对末屏及对地、各二次 绕组间及其对地的绝缘电阻与出厂值 及历次数据比较, 不应有显著变化。一 般不低于出厂值或初始值的 70%	1) 采用 2500V 兆欧表 2) 必要时, 如: 怀疑有故障时
2	$\tan \delta$ 及 电 容 量	1) 3 年 2) 大修后 3) 必要时	1) 主绝缘容量与初始值或出厂 值差别超过 $\pm 5\%$ 时应查明原因 2) 参考厂家技术条件进行, 无厂家 技术条件时主绝缘 $\tan \delta$ 不应大于 0.5%, 且与历年数据比较, 不应有显 著变化	1) 只对 35kV 及以上电容型互 感器进行 2) 当 $\tan \delta$ 值与出厂值或上一 次试验值比较有明显增长时, 应 综合分析 $\tan \delta$ 与温度、电压的关 系, 当 $\tan \delta$ 随温度明显变化, 或 试验电压由 10kV 到 $U_m/\sqrt{3}$, \tan δ 变化量绝对值超过 $\pm 0.3\%$, 不 应继续运行 3) 必要时, 如: 怀疑有故障时
3	带 电 测 试 $\tan \delta$ 及 电 容 量	1) 投产后半 年内 2) 一年 3) 大修后 4) 必要时	1) 可采用同相比较法, 判断标准为: — 同相设备介损测量值差值 ($\tan \delta_x - \tan \delta_0$) 与初始测量值差值比 较, 变化范围绝对值不超过 $\pm 0.3\%$, 电 容量比值(C_x/C_0)与初始测量电容量比 值比较, 变化范围不超过 $\pm 5\%$ — 同相同型号设备介损测量值 ($\tan \delta_x - \tan \delta_0$) 不超过 $\pm 0.3\%$ 2) 采用其它测试方法时, 可根据实 际制定操作细则	只对已安装了带电测试信号取 样单元的电容型电流互感器进 行, 当超出要求时应: 1) 查明原因 2) 缩短试验周期 3) 必要时停电复试
4	交 流 耐 压 试 验	必要时	1) 一次绕组按出厂值的 0.8 倍进行 (开关柜内) 2) 二次绕组之间及末屏对地的工频 耐压试验电压为 2kV, 可用 2500V 兆欧 表代替	必要时, 如: 怀疑有绝缘故障时
5	局 部 放 电 试 验	110kV 及以上; 必要时	在电压为 $1.2U_m/\sqrt{3}$ 时, 视在放电量 不大于 50pC	必要时, 如: 对绝缘性能有怀疑时
6	各 分 接 头 的 变 比 检 查	必要时	1) 与铭牌标志相符合 2) 比值差和相位差与制造厂试验值 比较应无明显变化, 并符合等级规定	1) 对于计量计费用绕组应测量 比值差和相位差 2) 必要时, 如: 改变变比分接头运行时
7	校 核	必要时	1) 与同类互感器特性曲线或制造厂	必要时, 如:

	励磁特性曲线		提供的特性曲线相比较,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	继保有要求时
8	红外检测	1) 220kV: 1年4次或以上; 110kV: 1年2次或以上 2) 必要时	按 DL/T664-2008《带电设备红外诊断应用规范》执行	1) 用红外热像仪测量 2) 结合运行巡视进行, 试验人员每年至少进行一次红外检测, 同时加强对电压致热型设备的检测, 并记录红外成像谱图 3) 必要时, 如: 怀疑有过热缺陷时
注: 每年定期进行运行电压下带电测试 $\tan \delta$ 及电容量的, 对序号 1、2 的项目周期可调整为 6 年。				

6.4 电磁式电压互感器

6.4.1 电磁式电压互感器(油浸式绝缘)

电磁式电压互感器(油浸式绝缘)的试验项目、周期和要求见表 11。

表 11 电磁式电压互感器(油浸式绝缘)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) 35kV、 110kV: 6 年; 220kV: 3 年 2) 大修后 3) 必要时	不应低于出厂值或初始值的 70%%						1) 采用 2500V 兆欧表 2) 必要时, 如: 怀疑有绝缘缺陷时	
2	tan δ (35kV 及以上)	1) 绕组绝缘: — 35kV 、 110kV: 6 年; 220kV: 3 年 —大修后 —必要时 2) 110 kV 及 以上串级式电 压互感器支架: —必要时	1) tan δ (%)不应大于下表中数值:						前后对比宜采用同一试验方法	
			温度,℃		5	10	20	30		40
			35kV	大修后	1.5	2.5	3.0	5.0		7.0
				运行中	2.0	2.5	3.5	5.5		8.0
			110k V 及 以上	大修后	1.0	1.5	2.0	3.5		5.0
				运行中	1.5	2.0	2.5	4.0		5.5
2) 与历次试验结果相比无明显变化 3) 支架绝缘 tan δ 一般不大于 6%										
3	油 中 溶 解 气 体 色 谱 分 析 及 油 中 水 分 含 量 测 定	1) 35kV 以上 设备: 3 年 2) 大修后 3) 必要时	1) 油中溶解气体组份含量(μ L/L) 超过下列任一值时应引起注意: 总烃: 100 H ₂ : 150 C ₂ H ₂ : 2 (220kV) 3 (110kV) 2) 油中水分含量(mg/L)不应大于下 表规定:						1) 全密封互感器按制造厂要求 进行 2) 出现 C ₂ H ₂ 时,应缩短试验周 期, C ₂ H ₂ 含量超过注意值时,应考 虑更换 3) 必要时, 如: 怀疑有内部放电时	
			电压等级, kV		投运前		运行中			
			220		15		25			
			110		20		35			
4	交 流 耐 压 试 验	1) 大修后 2) 必要时	1) 一次绕组按出厂值的 0.8 倍进行 2) 二次绕组之间及其对地的工频耐 压标准为 2kV, 可用 2500V 兆欧表代替						1) 串级式或分级绝缘式的互感 器用倍频感应耐压试验, 同时应 考虑互感器的容升电压(频率 150Hz 时, 110kV 为 5%, 220kV 为 10%) 2) 耐压试验前后, 应检查绝缘 情况	

					3) 必要时, 如: 怀疑有绝缘缺陷时
5	局 部 放 电 测 量	必要时	油浸式相对地电压互感器在电压为 $1.2U_n/\sqrt{3}$ 时, 放电量不大于 20pC		1) 只对 110kV 及 220kV 2) 必要时, 如: 对绝缘性能有怀疑时
6	空 载 电 流 和 励 磁 特 性	大修后	1) 在额定电压下, 空载电流与出厂 值比较无明显差别 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 $1.9U_n/\sqrt{3}$ 中性点接地系统 $1.5U_n/\sqrt{3}$		
7	联 接 组 别 和 极 性	更换绕组后	与铭牌和端子标志相符		
8	电 压 比	更换绕组后	与铭牌标志相符		
9	绕 组 直 流 电 阻 测 量	大修后	与初始值或出厂值相比较, 应无明显 差别		
10	绝 缘 油 击 穿 电 压 , kV	1) 大修后 2) 必要时	投运前 35kV: ≥ 35 110kV、220kV: ≥ 40	运行中 35kV: ≥ 30 110 kV、220kV: ≥ 35	1) 电极形状应严格按相应试验 方法的规定执行, 表中指标是 220kV 及以下设备采用平板电极 2) 必要时, 如: 对绝缘有怀疑时
11	红 外 检 测	1) 220kV: 1 年 4 次或以上; 110kV: 1 年 2 次 或以上 2) 必要时	按 DL/T664-2008《带电设备红外诊 断应用规范》执行		1) 用红外热像仪测量 2) 结合运行巡视进行, 试验人 员每年至少进行一次红外检测, 同时加强对电压致热型设备的检 测, 并记录红外成像谱图 3) 必要时, 如: 怀疑有过热缺陷时

6.4.2 电磁式电压互感器(SF₆气体绝缘)

电磁式电压互感器(SF₆气体绝缘)的试验项目、周期和要求见表 12。

表 12 电磁式电压互感器(SF₆气体绝缘)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 (20℃ 的 体 积 分 数), μL/L	1) 投产后 1 年 1 次, 如无异常, 3 年 1 次 2) 大修后 3) 必要时	运行中: 不大于 500 μL/L 大修后: 不大于 250 μL/L	1) 按 GB12022《工业六氟化硫》、 DL/T 915《六氟化硫气体湿度测 定法(电解法)》和 DL506《现场 SF ₆ 气体水分测量方法》进行 2) 必要时, 如: —新装及大修后 1 年内复测湿 度不符合要求 —漏气超过表 12 中序号 2 的要 求 —设备异常时
2	SF ₆ 气 体 泄 漏 试 验	1) 大修后 2) 必要时	应无明显漏点	1) 按 DL/T 596-1996《电力设 备 预 防 性 试 验 规 程》、DL/T 941-2005《运行中变压器用六氟 化硫质量标准》、GB 11023《高压 开关设备六氟化硫气体密封试验 方法》进行 2) 对检测到的漏点可采用局部包

				扎法检漏，每个密封部位包扎后历时 5 小时，测得的 SF ₆ 气体含量（体积分数）不大于 30 μL/L
3	现场分解产物测试，μL/L	1) 投产后 1 年 1 次，如无异常，3 年 1 次 2) 大修后 3) 必要时	超过以下参考值需引起注意： SO ₂ : 不大于 3 μL/L H ₂ S: 不大于 2 μL/L CO: 不大于 100 μL/L	1) 建议结合现场湿度测试进行，参考 GB8905-2008《六氟化硫电气设备中气体管理和检验导则》 2) 必要时，如： 怀疑有故障时
4	实验室分解产物测试	必要时	检测组分：CF ₄ 、SO ₂ 、SOF ₂ 、SO ₂ F ₂ 、SF ₄ 、S ₂ OF ₁₀ 、HF	必要时，如： 现场分解产物测试超参考值或有增长时
5	绝缘电阻	1) 大修后 2) 必要时	不应低于出厂值或初始值的 70%	1) 采用 2500V 兆欧表 2) 必要时，如： 怀疑有绝缘缺陷时
6	交流耐压试验	1) 大修后 2) 必要时	1) 一次绕组按出厂值的 0.8 倍进行。 2) 二次绕组之间及末屏对地的工频耐压试验电压为 2kV，可用 2500V 兆欧表代替	1) 用倍频感应耐压试验时，应考虑互感器的容升电压 2) 必要时，如： — 怀疑有绝缘故障时 — 补气较多时（表压小于 0.2MPa）
7	空载电流和励磁特性	大修后	1) 在额定电压下，空载电流与出厂值比较无明显差别 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 $1.9U_n/\sqrt{3}$ 中性点接地系统 $1.5U_n/\sqrt{3}$	
8	联结组别和极性	更换绕组后	与铭牌和端子标志相符	
9	电压比	更换绕组后	与铭牌标志相符	
10	绕组直流电阻	大修后	与初始值或出厂值比较，应无明显差别	
11	红外检测	1) 220kV: 1 年 4 次或以上； 110kV: 1 年 2 次或以上； 2) 必要时	按 DL/T664-2008《带电设备红外诊断应用规范》执行	1) 用红外热像仪测量 2) 结合运行巡视进行，试验人员每年至少进行一次红外检测，同时加强对电压致热型设备的检测，并记录红外成像谱图 3) 必要时，如： 怀疑有过热缺陷时

6.4.3 电磁式电压互感器(固体绝缘)

电磁式电压互感器(固体绝缘)的试验项目、周期和要求见表 13。

表 13 电磁式电压互感器(固体绝缘)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) 35kV: 6 年 2) 大修后 3) 必要时	不应低于出厂值或初始值的 70%	1) 采用 2500V 兆欧表 2) 必要时，如： 怀疑有绝缘缺陷时
2	交流耐压试	1) 大修后 2) 必要时	1) 一次绕组按出厂值的 0.8 倍进行。 2) 二次绕组之间及末屏对地的工频	必要时，如： 怀疑有绝缘故障时

	验		耐压试验电压为 2kV, 可用 2500V 兆欧表代替	
3	局 部 放 电 试 验	必要时	在电压为 $1.2U_m/\sqrt{3}$ 时, 视在放电量不大于 50pC	必要时, 如: 对绝缘性能有怀疑时
4	空 载 电 流 和 励 磁 特 性	大修后	1) 在额定电压下, 空载电流与出厂值比较无明显差别 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 $1.9U_n/\sqrt{3}$ 中性点接地系统 $1.5U_n/\sqrt{3}$	
5	联 结 组 别 和 极 性	更换绕组后	与铭牌和端子标志相符合	
6	电 压 比	更换绕组后	与铭牌标志相符	
7	绕 组 直 流 电 阻	1) 大修后 2) 必要时	与初始值或出厂值比较, 应无明显差别	必要时, 如: 怀疑内部有故障时
8	红 外 检 测	1 年 1 次	按 DL/T664-2008《带电设备红外诊断应用规范》执行	用红外热像仪测量

6.5 电容式电压互感器

电容分压器部分的试验项目、周期和要求见第 11.2 节, 其它部分不作要求。

6.6 放电线圈

放电线圈的试验项目、周期和要求见表14。

表14 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	6年	不低于1000M Ω	一次绕组采用2500V兆欧表, 二次绕组采用1000V兆欧表
2	交 流 耐 压 试 验	必要时	试验电压为出厂试验电压的0.8倍	1) 对全绝缘者采用外施交流耐压法; 对分级绝缘者采用倍频感应耐压法, 试验时间参照电压互感器要求进行折算 2) 必要时, 如: 怀疑有缺陷时
3	一 次 绕 组 直 流 电 阻	6年	与上次测量值相比无明显差异	可采用万用表测量

7 开关设备

7.1 SF₆断路器和GIS(含H-GIS)

SF₆断路器和 GIS(含 H-GIS)的试验项目、周期和要求见表 15。

表 15 SF₆断路器和 GIS(含 H-GIS)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 (20℃ 的体积分数) $\mu\text{L/L}$	1) 投产后满 1 年 1 次, 如无异常, 其后 3 年 1 次 2) 大修后 3) 必要时	1) 断路器灭弧室气室 大修后: ≤ 150 运行中: ≤ 300 2) 其它气室 大修后: ≤ 250 运行中: ≤ 500	1) 按 GB12022《工业六氟化硫》、DL/T 915《六氟化硫气体湿度测定法(电解法)》和 DL/T 506《现场 SF ₆ 气体水分测量方法》进行 2) 必要时, 如: —新装及大修后 1 年内复测湿度不符合要求 —漏气超过表 15 中序号 2 的要求 —设备异常时
2	SF ₆ 气体泄漏试验	1) 大修后 2) 必要时	应无明显漏点	1) 参考 GB11023《高压开关设备六氟化硫气体密封试验方法》进行 2) 对检测到的漏点可采用局部包扎法检漏, 每个密封部位包扎后历时 5 小时, 测得的 SF ₆ 气体含量(体积分数)不大于 30 $\mu\text{L/L}$ 3) 必要时, 如: 怀疑密封不良时
3	现场分解产物测试, $\mu\text{L/L}$	1) 投产后满 1 年 1 次, 如无异常, 其后 3 年 1 次 2) 大修后 3) 必要时	超过以下参考值需引起注意: SO ₂ : 不大于 3 $\mu\text{L/L}$ H ₂ S: 不大于 2 $\mu\text{L/L}$ CO: 不大于 100 $\mu\text{L/L}$	1) 建议结合现场湿度测试进行, 参考 GB8905-2008《六氟化硫电气设备中气体管理和检验导则》 2) 必要时, 如: 设备运行有异响, 异常跳闸, 开断短路电流异常时
4	实验室分解产物测试	必要时	检测组分: CF ₄ 、SO ₂ 、SOF ₂ 、SO ₂ F ₂ 、SF ₄ 、S ₂ OF ₁₀ 、HF	必要时, 如: 现场分解产物测试超参考值或有增长时
5	耐压试验	1) 大修后 2) 必要时	交流耐压或操作冲击耐压的试验电压为出厂试验电压的 0.8 倍	1) 试验在 SF ₆ 气体额定压力下 进行 2) 对 GIS 交流耐压试验时不包括其中的电磁式电压互感器及避雷器, 但在投运前应对它们进行试验电压为 $U_m/\sqrt{3}$ 的 5min 耐压试验 3) 罐式断路器的耐压试验方式: 合闸对地; 分闸状态两端轮流加压, 另一端接地 4) 对瓷柱式定开距型断路器只作断口间耐压试验 5) 耐压试验后的绝缘电阻值不应降低 6) 必要时, 如: 对绝缘性能有怀疑时
6	辅助回路和控制回路绝缘电阻	1) 110kV: 6 年; 220kV、500kV: 3 年; 35kV 及 66kV 补偿电容器/电抗器组断路器 3 年 2) 大修后	不低于 2M Ω	1) 采用 500V 或 1000V 兆欧表 2) 35kV 及 66kV 补偿电容器/电抗器组断路器适用于 500kV 变电站变低侧无功补偿用断路器

7	辅助回路和控制回路交流耐压试验	1) 110kV: 6年; 220kV、500kV: 3年; 35kV及66kV补偿电容器/电抗器组断路器3年 2) 大修后	试验电压为2kV	可用2500V兆欧表测量代替
8	断口间并联电容器的绝缘电阻、电容量和tanδ	1) 110kV: 6年; 220kV、500kV: 3年 2) 大修后 3) 必要时	1) 对瓷柱式断路器, 与断口同时测量, 测得的电容值偏差应在初始值的±5%范围内, 10kV试验电压下tanδ(%)值不大于下列数值: 油纸绝缘 0.5% 膜纸复合绝缘 0.4% 2) 罐式断路器(包括GIS中的断路器)按制造厂规定 3) 单节电容器见第11.3节规定	1) 大修时, 对瓷柱式断路器应测量电容器和断口并联后整体的电容值和tanδ作为原始数据 2) 如有明显变化时, 应解开断口单独对电容器进行试验 3) 对罐式断路器(包括GIS中的SF ₆ 断路器)必要时进行试验, 试验方法按制造厂规定 4) 必要时, 如: 对绝缘性能有怀疑时
9	合闸电阻值和合闸电阻的投入时间	1) 3年 2) 大修后	1) 除制造厂另有规定外, 阻值变化允许范围不得大于±5% 2) 合闸电阻的有效接入时间按制造厂规定校核	罐式断路器的合闸电阻布置在罐体内部, 只在解体大修时测量
10	断路器的速度特性	大修后	测量方法和测量结果应符合制造厂规定	制造厂无要求时不测量
11	断路器的时间参量	1) 6年 2) 大修后	1) 断路器的分、合闸时间, 主、辅触头的配合时间应符合制造厂规定 2) 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: 一相间合闸不同期不大于5ms 一相间分闸不同期不大于3ms 一同相各断口间合闸不同期不大于3ms 一同相各断口间分闸不同期不大于2ms	在额定操作电压(气压、液压)下进行
12	分、合闸电磁铁的动作电压	1) 110kV: 6年; 220kV、500kV: 3年; 35kV、66kV补偿电容器/电抗器组断路器3年 2) 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, 合闸电磁铁线圈通流时的端电压为操作电压额定值的80%(关合电流峰值等于及大于50kA时为85%)时应可靠动作 3) 或按制造厂规定	
13	导电回路电阻	1) 110kV: 6年; 220kV、500kV: 3年; 35kV、66kV补偿电容器/电抗器组断路器1年	1) 敞开式断路器的测量值不大于制造厂规定值的120% 2) 对GIS中的断路器按制造厂规定	1) 用直流压降法测量, 电流不小于100A 2) 35kV及66kV补偿电容器/电抗器组断路器适用于500kV变电站变低侧无功补偿用 3) 必要时, 如: 怀疑接触不良时

		2) 大修后		
14	分、合闸线圈直流电阻	更换线圈后	试验结果应符合制造厂规定	
15	SF ₆ 气体密度继电器(包括整定值)检验	1) 大修后 2) 必要时	试验结果应符合制造厂规定	必要时, 如: 怀疑设备有异常时
16	压力表校验(或调整), 机构操作压力(气压、液压)整定值校验	1) 大修后 2) 必要时	试验结果按制造厂规定要求	1) 对气动机构应校验各级气压的整定值(减压阀及机械安全阀) 2) 必要时, 如: 怀疑压力表有问题或压力值不准确时
17	操作机构在分闸、合闸、重合闸操作下的压力(气压、液压)下降值	1) 6 年 2) 大修后	试验结果应符合制造厂规定	
18	液(气)压操作机构的泄漏试验	1) 大修后 2) 必要时	试验结果按制造厂规定要求	1) 应在分、合闸位置下分别试验 2) 必要时, 如: 怀疑操作机构液(气)压回路密封不良时
19	油(气)泵补压及零起打压的运转时间	1) 6 年 2) 大修后 3) 必要时	试验结果应符合制造厂规定	必要时, 如: 怀疑操作机构液(气)压回路密封不良时
20	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) 6 年 2) 机构大修后	试验结果按制造厂规定要求	
21	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) 6 年 2) 大修后	试验结果按制造厂规定要求	
22	GIS 中的联锁和闭锁性能试验	1) 6 年 2) 大修后	动作应准确可靠	具备条件时, 检查 GIS 的电动、气动联锁和闭锁性能, 以防止防止拒动或失效
23	GIS 中的互感器和避雷器	大修后	电流互感器见第 6.2 节、电压互感器见第 6.4.2 节、避雷器见第 13.2 节	
24	触头磨	必要时	试验结果按制造厂规定要求	必要时, 如:

	损量测量			—投切频繁时 —投切次数接近电寿命时 —开断故障电流次数较多时
25	运行中局部放电测试	1) 投产1年内每3个月1次；如无异常其后,1年1次 2) 必要时	应无明显局部放电信号	1) 只对运行中的 GIS 进行测量 2) 必要时, 如: 对绝缘性能有怀疑时, 巡检发现异常或 SF ₆ 气体成分分析结果异常时
26	红外检测	1) 500kV: 1年6次或以上; 220kV: 1年4次或以上; 110kV 及以下: 1年2次或以上 2) 必要时	按 DL/T664-2008《带电设备红外诊断应用规范》执行	1) 敞开式断路器在热备用状态下, 应对断口并联电容器进行测量 2) 用红外热像仪测量 3) 结合运行巡视进行 4) 必要时, 如: 怀疑有过热缺陷时

7.2 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 16。

表 16 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) 1 年 2) 大修后 3) 必要时	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在常温下不低于下表数值: MΩ	1) 采用 2500V 兆欧表 2) 必要时, 如: 怀疑绝缘不良时
			试验类别	
			额定电压 kV	
			<24 24~40.5 72.5~252	
2	40.5kV 及以上非纯瓷套管和多油断路器的 tan δ	1) 1 年 2) 大修后	大修后	1000 2500 5000
			运行中	300 1000 3000
			1) 20℃时多油断路器的非纯瓷套管的 tan δ (%) 值见表 20 2) 20℃时非纯瓷套管断路器的 tan δ (%) 值, 可比表 20 中相应的 tan δ (%) 值增加下列数值:	1) 在分闸状态下按每支套管进行测量。测量的 tan δ (%) 超过规定值或有显著增大时, 必须落下油箱进行分解试验。对不能落下油箱的断路器, 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 tan δ (%) 可相应增加 1
			额定电压, kV	126 40.5 (DW1—35, DW1—35D)
3	40.5kV 及以上少油断路器的直流泄漏电流	1) 1 年 2) 大修后	tan δ (%) 值的增加数	1 3
			1) 每一元件试验电压如下	
			额定电压, kV	40.5 72.5~252
			试验电压, kV	20 40
4	断 路 器对地、断 口 及相 间 交	1) 1 年 (指 12kV 及以下) 2) 大修后 3) 必要时	2) 126 kV 及以下大修后泄漏电流要求不应大于 10 μA; 预试时一般不大于 10 μA	1) 对于三相共箱式的油断路器应作相间耐压, 其试验电压值与对地耐压值相同 2) 必要时, 如:
			1) 断路器在分、合闸状态下分别进行	
			2) 试验电压值按 DL/T593 规定值的 0.8 倍	

	流 耐 压 试验			对断路器绝缘性能有怀疑时
5	126kV 及 以 上 油 断 路 器 提 升 杆 的 交 流 耐 压 试验	大修后	试验电压按DL/T593规定值的0.8倍	1) 耐压设备不能满足要求时分 段进行, 分段数不应超过 6 段 (252kV), 或 3 段(126kV), 耐压 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
6	辅 助 回 路 和 控 制 回 路 交 流 耐 压 试 验	1) 1 年 2) 大修后	试验电压为2kV	可用 2500V 兆欧表代替
7	导 电 回 路 电 阻	1) 1 年 2) 大修后	1) 大修后应符合制造厂规定 2) 运行中根据实际情况规定(可以 考虑不大于制造厂规定值的2倍)	用直流压降法测量, 电流不小 于 100A
8	灭 弧 室 并 联 电 阻 值, 并 联 电 容 器 的 电 容 量 和 $\tan \delta$	1) 1 年 2) 大修后	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 得的电容值偏差应在初始值的 $\pm 5\%$ 范 围内, $\tan \delta$ (%)一般不大于 0.5 3) 单节并联电容器试验见第11.3节	1) 大修时, 应测量电容器和断 口并联后整体的电容值和 $\tan \delta$, 作为该设备的原始数据 2) 如有明显变化时, 应解开断 口单独对电容器进行试验
9	断 路 器 的 合 闸 时 间 和 分 闸 时间	大修后	应符合制造厂规定	在额定操作电压(气压、液压) 下进行
10	断 路 器 的 分、 合 闸 速 度	大修后	应符合制造厂规定	在额定操作电压(气压、液压) 下进行
11	断 路 器 主 触 头 三 相 或 同 相 各 断 口 分、合闸 的 同 期 性	大修后	应符合制造厂规定	在额定操作电压(气压、液压) 下进行
12	操 作 机 构 合 闸 接 触 器 和 分、 合 闸 电 磁 铁 的 动 作 电 压	1) 大修后 2) 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 线圈通流时的端电压为操作电压额定 值的 80%(关合电流峰值等于及大于 50kA 时为 85%)时应可靠动作	
13	合 闸 接 触 器 和 分、 合 闸 电 磁	更换线圈后	应符合制造厂规定	

	铁线圈的直流电阻			
14	断路器中绝缘油试验	见第12.2节		
15	断路器的电流互感器	大修后	见第6.3节	
16	红外检测	1) 500kV: 1年6次或以上; 220kV: 1年4次或以上; 110kV及以下: 1年2次或以上 2) 必要时	按DL/T664-2008《带电设备红外诊断应用规范》执行	1) 敞开式断路器在热备用状态下, 应对断口并联电容器进行测量 2) 用红外热像仪测量 3) 结合运行巡视进行 4) 必要时, 如: 怀疑有过热缺陷时

7.3 真空断路器

真空断路器的试验项目、周期和要求见表17。

表17 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	红 外 检测	1) 每半年至少一次 2) 必要时	按DL/T664-2008 《带电设备红外诊断应用规范》执行				1) 用红外热像仪测量 2) 应结合巡视开展 3) 必要时，如： 怀疑有过热缺陷或异常时
2	绝 缘 电阻	1) 母线联络断路器、主变低压侧断路器、电容器组断路器每3年1次，其余6年1次 2) 必要时	1) 整体绝缘电阻按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不应低于下表中数值： MΩ				1) 采用2500V兆欧表 2) 必要时，如： 当带电局部放电测试检测到有异常信号时或怀疑有绝缘缺陷时
			试验类别	额定电压, kV			
				3～15	20～40.5	72.5	
				大修后	1000	2500	
运行中	300	1000	3000				
3	交 流 耐 压 试 验(断路器主回路对地、相间及断口)	1) 母线联络断路器、主变低压侧断路器、电容器组断路器每3年1次，其余6年1次 2) 必要时	试验电压值按DL/T593规定值的0.8倍				1) 更换或干燥后的绝缘提升杆必须进行耐压试验 2) 相间、相对地及断口的耐压值相同 3) 12kV等级运行中有如下情况的，耐压值为28kV： —中性点有效接地系统 —进口开关设备其绝缘水平低于42kV 4) 必要时，如： 当带电放电检测有异常信号时或怀疑有绝缘缺陷时
4	辅 助 回 路 和 控 制 回	1) 母线联络断路器、主变低压侧断路器、电容	试验电压为 2kV				1) 可用2500V兆欧表代替

	路交流耐压试验	器组断路器每3年1次,其余6年1次 2)必要时		
5	导回路电阻	1)母线联络断路器、主变低压侧断路器、电容器组断路器每3年1次,其余6年1次 2)必要时	1)大修后应符合制造厂规定 2)运行中根据实际情况规定,建议不大于1.2倍出厂值	1)用直流压降法测量,电流不小于100A 2)必要时,如:怀疑接触不良时
6	断路器的合闸时间和分闸时间,分、合闸的同期性,合闸时的弹跳过程	大修后	1)分、合闸时间,分、合闸同期性和触头开距应符合制造厂规定 2)合闸时触头的弹跳时间不应大于2ms	在额定操作电压下进行
7	操作机构合闸接触器和分、合闸电磁铁的动作电压	1)母线联络断路器、主变低压侧断路器、电容器组断路器每3年1次,其余6年1次 2)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,合闸电磁铁线圈通流时的端电压为额定值的80%(关合峰值电流等于或大于50kA时为85%)时应可靠动作	
8	合闸接触器和分合闸电磁铁线圈的绝缘电阻和直流电阻	更换线圈后	1)绝缘电阻:大修后应不小于10MΩ,运行中应不小于2MΩ 2)直流电阻应符合制造厂规定	采用500V或1000V兆欧表
9	真空灭弧室真空度的测量	1)母线联络断路器、主变低压侧断路器、电容器组断路器每3年1次,其余6年1次 2)必要时	应符合制造厂规定	可以用断口耐压代替
10	检查动触头上的软连接夹片有无松动	大修后	应无松动	
11	灭弧室的触头开距及超行	大修后	应符合制造厂规定	

	程			
12	触头磨损量测量	必要时	按制造厂技术要求,一般要求触头磨损量不超过2mm	必要时,如: —投切频繁 —开断故障电流接近其型式试验开断次数 —开断负荷电流次数较多
注:高压开关柜进行运行中局部放电带电测试的,对馈线断路器序号2、3、4、5、7的项目可不作定期试验;对110kV站母线联络断路器、主变低压侧断路器序号2、3、4、5、7的项目定期试验周期可调整为6年1次。高压开关柜内的真空断路器不具备条件时,可不进行序号1的项目。				

7.4 隔离开关

隔离开关的试验项目、周期和要求见表18。

表 18 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 材 料 支 持 绝 缘 子 及 提 升 杆 的 绝 缘 电 阻	1) 6 年 2) 大修后	有机材料传动提升杆的绝缘电阻 不得低于下表数值： <div>M Ω</div>			采用 2500V 兆欧表
			试验 类别	额定电压， kV		
				3～15	20～40. 5	
				大修后	1000	
			运行中	300	1000	
2	交 流 耐 压 试 验	大修后	试验电压值按 DL/T593 规定值的 0. 8			
3	二 次 回 路 的 绝 缘 电 阻	1) 6年 2) 大修后	不应低于 2M Ω			采用 500V 或 1000V 兆欧表
4	二 次 回 路 交 流 耐 压 试 验	1) 6年 2) 大修后	试验电压为 2kV			可用 2500V 兆欧表代替
5	操 动 机 构 的 动 作 电 压 试 验	大修后	电动机操动机构在其额定操作电 压的 80%～110%范围内分、合闸动作 应可靠			
6	导 电 回 路 电 阻 测 量	1) 大修后 2) 必要时	应符合制造厂规定			1) 用直流压降法测量，电流值 不小于 100A 2) 必要时， 如： 怀疑接触不良时
7	操 动 机 构 的 动 作 情 况	大修后	1) 电动、气动或液压操动机构在 额定操作电压(液压、气压)下分、合 闸 5 次，动作应正常 2) 手动操作机构操作时灵活，无卡 涩 3) 闭锁装置应可靠			
8	触 头 夹 紧 力 测 试	大修后	应符合制造厂规定			

9	红 外 检测	1) 500kV: 1 年 6 次或以上; 220kV: 1 年 4 次或以上; 110kV: 1 年 2 次 或以上 2) 必要时	1) 按 DL/T664-2008《带电设备红 外诊断应用规范》执行 2) 发现温度异常时应停电检修, 并应测量检修前后的导电回路电阻	1) 采用红外热像仪测量 2) 结合运行巡视进行 3) 必要时, 如: 怀疑有过热缺陷时
---	-----------	--	--	---

7.5 高压开关柜

高压开关柜的试验项目、周期和要求见表19。

表 19 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	红 外 检测	1) 每半年 1 次 或以上 2) 必要时	按 DL/T664-2008《带电设备红 外诊断应用规范》执行	1) 用红外测温仪或红外热像仪 测量 2) 结合运行巡视进行 3) 必要时, 如: 怀疑有过热缺陷或异常时
2	运 行 中 局 部 放 电 带 电 测 试	1) 每半年 1 次 或以上 2) 必要时	无明显局部放电信号	1) 具备条件者可采用特高频 法、超声波法、地电波法等方法 进行 2) 必要时, 如: 怀疑内部有绝缘缺陷时
3	绝 缘 电阻	1) 母线联络断 路器柜、主变低 压侧断路器柜、 电容器组断路器 柜每3年1次, 其 余6年1次 2) 必要时	1) 一般不低于50 MΩ 2) 交流耐压前后应对高压开关柜 进行绝缘电阻试验, 绝缘电阻值在耐 压前后不应有显著变化	1) 采用 2500V 兆欧表 2) 必要时, 如: 怀疑绝缘不良时
4	交 流 耐压	1) 母线联络断 路器柜、主变低 压侧断路器柜、 电容器组断路器 柜每3年1次, 其 余6年1次 2) 必要时	1) 大修后: 试验电压值按 DL/T593 规定值 2) 运行中: 试验电压值按 DL/T593 规定值的 0.8, 如:	1) 试验电压施加方式: 合闸时 各相对地及相间; 分闸时各相断 口 2) 相间、相对地及断口的试验 电压相同 3) 必要时, 如: 怀疑绝缘不良时
			额定电压, kV	1min 工频耐受电 压, kV
			7.2	26
			12	35
5	断 路 器、隔离 开 关 及 隔 离 插 头 的 导 电 回 路 电阻	1) 母线联络断 路器柜、主变低 压侧断路器柜、 电容器组断路器 柜每3年1次, 其 余6年1次 2) 必要时	1) 大修后应符合制造厂规定 2) 运行中一般不大于制造厂规定值 的 1.5 倍 3) 对于变压器进线断路器柜, 如实 际运行电流大于额定电流的 80%, 则 测量值不应大于制造厂规定值的 1.2 倍	1) 隔离开关和隔离插头回路电 阻的测量在有条件时进行 2) 必要时, 如: 怀疑接触不良时
			不应低于 2MΩ	
6	辅 助 回 路 和 控 制 回 路 绝 缘 电阻	1) 母线联络断 路器柜、主变低 压侧断路器柜、 电容器组断路器 柜每3年1次, 其 余6年1次	不应低于 2MΩ	1) 采用 500V 或 1000V 兆欧表

		2) 必要时		
7	辅助回路和控制回路交流耐压试验	1) 母线联络断路器柜、主变低压侧断路器柜、电容器组断路器柜每3年1次，其余6年1次 2) 必要时	试验电压为交流 2kV	1) 可用 2500V 兆欧表代替
8	防误操作性检查	1) 大修后 2) 必要时	应符合制造厂规定	必要时，如： 对开关柜防误操作性可靠性有怀疑时

注 1：对高压开关柜进行运行中局部放电带电测试的，对馈线断路器柜序号 3、4、5、6、7 的项目可不作定期试验；对 110kV 站母线联络断路器柜、主变低压侧断路器柜序号 3、4、5、6、7 的项目定期试验周期可调整为 6 年 1 次。

注 2：其它型式开关柜，如计量柜，电压互感器柜和电容器柜等的试验项目、周期和要求可参照表 19 中有关序号进行。柜内主要元件(如互感器、电容器、避雷器等)的试验项目按本标准有关章节规定。

8 套管

套管(35kV及以上)的试验项目、周期和要求见表20, 35kV以下可参照执行。

表20 套管的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求				说 明
1	主绝缘及电容型套管末屏对地绝缘电阻	1) 3 年 2) 变压器套管、电抗器套管在变压器、电抗器大修后 3) 必要时	1) 主绝缘的绝缘电阻值一般不应低于下列数值： 110kV 及以上：10000MΩ 35kV：5000MΩ 2) 末屏对地的绝缘电阻不应低于 1000MΩ				1) 采用 2500V 兆欧表 2) 变压器套管、电抗器套管的试验周期跟随变压器、电抗器 3) 必要时，如： — 红外检测发现套管发热 — 套管油位不正常或气体压力不正常
2	主绝缘及电容型套管对地末屏 tanδ 与电容量	1) 3 年 2) 变压器套管、电抗器套管在变压器、电抗器大修后 3) 必要时	1) 20℃时的 tanδ (%) 值应不大于下表数值：				1) 油纸电容型套管的 tanδ 一般不进行温度换算，当 tanδ 与出厂值或上一次试验值比较有明显增长或接近左表数值时，应综合分析 tanδ 与温度、电压的关系。当 tanδ 随温度增加明显增大或试验电压由 10kV 升到 $U_m/\sqrt{3}$ 时，tanδ 增量超过 ±0.3%，不应继续运行 2) 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 3) 对具备测试条件的电容型套管可以用带电测试电容量及 tanδ 代替 4) 必要时，如： — 红外检测发现套管异常 — 套管油位不正常
			电压等级，kV	20、35	110	220、500	
			电 容 型	油纸	1.0	1.0	0.8
				胶纸	3.0	1.5	1.0
				气体	—	1.0	1.0
				干式	—	1.0	1.0
			非电 容 型	充油	3.5	1.5	—
				充胶	3.5	2.0	—
				胶纸	3.5	2.0	—
			2) 电容型套管的电容值与出厂值或上一次试验值的差别超出 ±5% 时，应查明原因 3) 当电容型套管末屏对地绝缘电阻小于 1000MΩ 时，应测量末屏对地 tanδ，其值不大于 2%				

3	带电测试 $\tan \delta$ 及电容量	1) 投产后半年内 2) 一年 3) 大修后 4) 必要时	1) 可采用同相比较法, 判断标准为: — 同相设备介损测量值差值 ($\tan \delta_x - \tan \delta_n$) 与初始测量值差值比较, 变化范围绝对值不超过 $\pm 0.3\%$, 电容量比值 (C_x/C_n) 与初始测量电容量比值比较, 变化范围不超过 $\pm 5\%$ — 同相同型号设备介损测量值 ($\tan \delta_x - \tan \delta_n$) 不超过 $\pm 0.3\%$ 。 2) 采用其它测试方法时, 可根据实际制定操作细则	对已安装了带电测试信号取样单元的电容型套管进行, 超出要求时应: 1) 查明原因 2) 缩短试验周期 3) 必要时停电复试
4	油中溶解气体色谱分析	必要时	油中溶解气体组份含量 ($\mu\text{L/L}$) 超过下列任一值时应引起注意, 停电检查: H_2 : 500 CH_4 : 100 C_2H_2 : 1 (220kV、500kV) 2 (110kV)	必要时, 如: — 红外检测发现套管发热 — 套管油位不正常 — 套管介损超标等
5	局部放电测量	110kV 及以上: 必要时	1) 变压器及电抗器套管的试验电压为 $1.5U_m / \sqrt{3}$, 对油浸纸式及胶浸纸式要求局放量不大于 20pC, 对胶粘纸式可由供需双方协议确定 2) 其它套管的试验电压为 $1.05U_m / \sqrt{3}$, 对油浸纸式及胶浸纸式要求局放量不大于 20pC, 对胶粘纸式可由供需双方协议确定	1) 垂直安装的套管水平存放 1 年以上投运前宜进行本项目试验 2) 必要时, 如: — 怀疑套管存在绝缘缺陷时
6	红外检测	1) 500kV: 1 年 6 次或以上; 220kV: 1 年 4 次或以上; 110kV: 1 年 2 次或以上 2) 必要时	按 DL/T664-2008《带电设备红外诊断应用规范》执行	1) 用红外热像仪测量 2) 结合运行巡视进行, 试验人员每年至少进行一次红外检测, 同时加强对电压致热型设备的检测, 并记录红外成像谱图 3) 必要时, 如: — 怀疑有过热缺陷时
注: 对电容型套管, 每年定期进行运行电压下带电测试 $\tan \delta$ 及电容量的, 对序号 1、2 的项目周期可调整为 6 年。				

9 支柱绝缘子、盘形悬式绝缘子和复合绝缘子

9.1 支柱绝缘子

9.1 支柱绝缘子的试验项目、周期和要求见表 21。

表 21 支柱绝缘子的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	交 流 耐 压 试 验	必要时	交流耐压试验电压值见附录 A 中表 A	
2	红 外 检 测	500kV 变电站: 1 年 2 次, 110kV、 220kV 变电站: 1 年 1 次	按 DL/T664-2008《带电设备红外诊断应用规范》执行	用红外热像仪测量
3	超 声 波 探 伤	必要时	根据具体情况进行抽检	必要时, 如: — 运行超过 15 年的支柱绝缘子

				—隔离开关的支柱绝缘子,在开关非正常操作,受到巨大力矩的冲击后
4	绝缘子表面的污秽度 (ESDD 和 NSDD)	必要时	变电站发生污秽放电或污闪跳闸后	测量办法参照盘形悬式绝缘子

注:运行中针式支柱绝缘子的试验项目可用绝缘电阻代替交流耐压试验(采用 2500V 兆欧表)。

9.2 盘形悬式绝缘子

9.2 盘形悬式绝缘子的试验项目、周期和要求见表 22。

表 22 盘形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	瓷质绝缘子零值检测	1) 110kV 及以上变电站 3 年 1 次 2) 110kV 以上线路投运 3 年内普测 1 次, 然后 500kV 线路 6 年 1 次, 220kV 线路 9 年 1 次	1) 对于投运 3 年内年均劣化率大于 0.04%、3 年后检测周期内年均劣化率大于 0.02%, 或年劣化率大于 0.1%, 应分析原因, 并采取相应的措施 2) 劣化绝缘子片数在规定的检测次数中达到 110kV 线路 2~3 片、220kV 线路 3 片、500kV 线路 6~8 片时必须立即整串更换	1) 参照 DL/T626-2005《劣化盘形悬式绝缘子检测规程》执行 2) 在运行电压下测量电压分布(或火花间隙), 有争议时, 以绝缘电阻法为准 3) 对多元件针式绝缘子应检测每一元件
2	绝缘电阻	同上	1) 每片悬式绝缘子的绝缘电阻不应低于 300MΩ, 500kV 悬式绝缘子不低于 500MΩ 2) 半导体釉绝缘子的绝缘电阻自行规定	采用 2500V 兆欧表
3	交流耐压试验	1) 随主设备 2) 更换绝缘子时	机械破坏负荷为 60-300kN 的盘形悬式绝缘子交流耐压均取 60kV	
4	绝缘子表面的污秽度 (ESDD 和 NSDD)	1) 模拟绝缘子串: 1 年 2) 运行绝缘子串: 3 年	参照附录 B 污秽等级与对应污秽度, 检查所测 ESDD 和 NSDD 与当地污秽等级是否一致。超过规定时, 应根据情况采取调爬、清扫、涂料等措施	应分别在户外线路每 5~30km 能代表当地污秽程度的至少一串悬垂绝缘子(或悬挂试验串)上取样, 测量应在当地积污最重的时期进行
5	瓷质绝缘子红外检测	1) 500kV 变电站: 1 年 2 次, 110kV、220kV 变电站: 1 年 1 次 2) 110kV 及以上线路: 每年按照不低于 5%的数量抽检	按 DL/T664-2008《带电设备红外诊断应用规范》执行	用红外热像仪测量

注: 运行中瓷质盘形悬式绝缘子的试验项目可在检查零值、绝缘电阻及交流耐压试验中任选一项。玻璃绝缘子不进行 1、2、3、5 项中的试验, 运行中自爆的绝缘子应及时更换。

9.3 复合绝缘子

9.3 复合绝缘子的试验项目、周期和要求见表 23。

表 23 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 及 憎 水 性 检查	6 年		采取抽检方式，结合停电时进行登杆检查
2	红 外 检 测	1) 变 电 站 500kV: 1 年 2 次, 110kV、220kV: 1 年 1 次 2) 110kV 及以 上线路，每年按 照不低于 5%的数 量抽检	1) 按 DL/T664-2008《带电设备红 外诊断应用规范》执行 2) 红外检测发现有明显发热点时应 予更换	登杆塔用红外热像仪检测
注：复合绝缘子主要强调抽样试验，抽检的试验项目按 DL/T864-2004《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。				

10 电力电缆线路

10.1 纸绝缘电力电缆线路

本条仅适用于粘性油纸绝缘电力电缆和不滴流油纸绝缘电力电缆线路。

纸绝缘电力电缆线路的试验项目、周期和要求见表 24。

表 24 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	6 年 1 次	大于 1000MΩ			额 定 电 压 0.6/1kV 电 缆 用 1000V 兆欧表；0.6/1kV 以上电缆 用 2500V 兆欧表；6/6kV 及以上 电缆也可用 5000V 兆欧表
2	直 流 耐 压 试 验	1) 6 年 2) 大修新做终端或接头后	1) 试验电压值按下表规定，加压时间 5min，不击穿			6/6kV 及以下电缆的泄漏电流小于 10 μA，8.7/10kV 电缆的泄漏电流小于 20 μA 时，对不平衡系数不作规定
			额定电压 U ₀ /U, kV	粘性油纸绝缘 试验电压, kV	不滴流油 纸绝缘试 验电压, kV	
			0.6/1	4	4	
			1.8/3	12	—	
			3.6/6	24	—	
			6/6	30	—	
			6/10	40	—	
			8.7/10	47	30	
			21/35	105	—	
			26/35	130	—	
			2) 耐压结束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不应大于 2			
3	红 外	1 年	按 DL/T664-2008《带电设备红外诊			用红外热像仪测量，对电缆终

	检测		断应用规范》执行	端接头和非直埋式中间接头进行
--	----	--	----------	----------------

10.2 橡塑绝缘电力电缆线路

橡塑绝缘电力电缆是塑料绝缘电缆和橡皮绝缘电缆的总称。塑料绝缘电缆包括聚氯乙烯绝缘、聚乙烯绝缘和交联聚乙烯绝缘电力电缆；橡皮绝缘电缆包括乙丙橡皮绝缘电力电缆等。

橡塑绝缘电力电缆线路的试验项目、周期和要求见表25。

表25 橡塑绝缘电力电缆的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	主 绝 缘 的 绝 缘 电 阻	新作终端或接 头后	大于1000M Ω	0.6/1kV电缆用1000V兆欧表； 0.6/1kV以上电缆用2500V兆欧 表；6/6kV及以上电缆可用5000V 兆欧表
2	外 护 套 绝 缘 电 阻	110kV及以上： 6年	每千米绝缘电阻值不低于0.5M Ω	1) 采用500V兆欧表 2) 对外护套有引出线者进行
3	带 电 测 试 外 护 层 接 地 电 流	110kV及以上： 1年	单回路敷设电缆线路，一般不大于 电缆负荷电流值的10%，多回路同沟 敷设电缆线路，应注意外护套接地电 流变化趋势，如有异常变化应加强监 测并查找原因	用钳型电流表测量
4	外 护 套 直 流 耐 压 试 验	110kV 及以上： 必要时	按制造厂规定执行	必要时，如： 当怀疑外护套绝缘有故障时
5	主 绝 缘 交 流 耐 压 试 验	1) 大修新作终 端或接头后 2) 必要时	推荐使用频率20Hz~300Hz 谐振耐 压试验	1) 不具备试验条件时可用施加 正常系统相对地电压24小时方法 替代 2) 对于运行年限较久（如5年 以上）的电缆线路，可选用较低 的试验电压或较短的时间。 3) 必要时，如： 怀疑电缆有故障时
			电压等级	
			试验电压	
			时间	
			35kV 以下	2.0U ₀ (或 1.6U ₀) 5min (或 60min)
6	局 部 放 电 测 试	必要时	35kV	1.6U ₀ 60min
			110kV	1.6U ₀ 60min
			220kV 及以上	1.12U ₀ (1.36U ₀) 60min
7	护 层 保 护 器 的 绝 缘 电 阻 或 直 流 伏 安 特 性	6 年	参见 10.4 表 27 中序号 2、3	
8	接 地 箱 保、护 箱 连 接 接 触 电 阻 和 连 接 位 置	110kV 及以上： 必要时	参见 10.4 表 27 中序号 2、3	

	的检查			
9	红 外 检测	220kV: 1 年 4 次 或 以 上 ; 110kV: 1 年 2 次 或以上	按 DL/T664-2008《带电设备红外诊 断应用规范》执行	1) 用红外热像仪测量, 对电缆 终端接头和非直埋式中间接头进 行 2) 结合运行巡视进行, 试验人 员每年至少进行一次红外检测, 同时加强对电压致热型设备的检 测, 并记录红外成像谱图

10.3 自容式充油电缆线路

自容式充油电缆线路的试验项目、周期和要求见表 26。

表 26 自容式充油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	主 绝 缘 直 流 耐 压 试 验	1) 新作终端或 接头后 2) 电缆失去油 压并导致受潮或 进气经修复后	试验电压值按下表规定, 加压时间 5min, 不击穿			
			电缆额定 电压, U_0/U	GB/T 311.1 规定的雷电 冲击耐受电 压, kV	修复、作头 后试验电 压, kV	
			64/110	450 550	225 275	
			127/220	850 950 1050	425 475 510	
			290/500	1425 1550 1675	715 775 840	
2	外 护 套 和 接 头 外 护 套 的 直 流 耐 压 试验	必要时	试验电压 6kV, 试验时间 1min, 不 击穿			1) 可以用测量绝缘电阻代替, 有疑问时再作直流耐压试验 2) 本试验可与交叉互联系统中 绝缘接头外护套的直流耐压试验 结合在一起进行
3	压力 箱供油 特性、电 缆油击 穿电压 和电缆 油的 $\tan \delta$	与其直接连接 的终端或塞止接 头发生故障后	1) 压力箱的供油量不应小于压力箱 供油特性曲线所代表的标称供油量的 90% 2) 电缆油击穿电压不低于 50kV 3) 100℃时电缆油的 $\tan \delta$ 不大于 0.5%			1) 压力箱供油特性的试验按 GB9326.5 中 6.3 进行 2) 电缆油击穿电压试验按 GB/T507 规定在室温下测量油的 击穿电压 3) $\tan \delta$ 采用电桥以及带有加 热套能自动控温的专用油杯进行 测量。电桥的灵敏度不得低于 1×10^{-5} , 准确度不得低于 1.5%, 油 杯的固有 $\tan \delta$ 不得大于 5×10^{-5} , 在 100℃及以下的电容变化率不 得大于 2%。加热套控温的灵敏度 为 0.5℃或更小, 升温至试验温度 100℃的时间不得超过 1h
4	油 压 示 警 系 统 信 号 指 示 及 控 制 电	信号指示 6 个 月; 控制电缆线 芯对地绝缘 3 年	1) 信号指示能正确发出相应的示警 信号 2) 控制电缆线芯对地绝缘每千米绝 缘电阻不小于 $1M\Omega$			1) 合上示警信号装置的试验开 关应能正确发出相应的声、光示 警信号。 2) 绝缘电阻采用 100V 或 250V 兆欧表测量

	缆 线 芯 对 地 绝 缘电阻						
5	电 缆 及 附 件 内 的 电 缆 油 击 穿电压、 tan δ 及 油 中 溶 解气体	1) 测量击穿 电压和 tan δ：3 年； 2) 测量油中 溶解气体：怀疑 电缆绝缘过热老 化，或终端或塞 止接头存在严重 局部放电时	1) 击穿电压不低于 45kV 2) 电缆油在温度 100±1℃和场强 1MV/m 下的 tan δ 不应大于下列数值： 投运前：0.5% 其 余：3% 3) 油中溶解气体组份含量的注意值 见下表， <div>μ L/L</div>				1) 电缆油击穿电压试验按 GB/T507 规定在室温下测量油的 击穿电压 2) tan δ 采用电桥以及带有加 热套能自动控温的专用油杯进行 测量。电桥的灵敏度不得低于 1 ×10 ⁻⁵ ，准确度不得低于 1.5%，油 杯的固有 tan δ 不得大于 5×10 ⁻⁵ ， 在 100℃ 及以下的电容变化率不 得大于 2%。加热套控温的灵敏度 为 0.5℃ 或更小，升温至试验温度 100℃ 的时间不得超过 1h
			气体 组份	注意值	气体 组份	注意值	
			可燃气 体总量	1500	CO ₂	1000	
			H ₂	500	CH ₄	200	
			C ₂ H ₂	痕量	C ₂ H ₆	200	
			CO	100	C ₂ H ₄	200	
			6	护 层 保 护 器 的 绝 缘 电 阻 或 直 流 伏 安 特 性	6 年	参 见 10.4 表 27 中 序 号 2、3	
7	接 地 箱 保、 护 箱 连 接 接 触 电 阻 和 连 接 位 置 的 检 查	110kV 及以上： 必要时	参 见 10.4 表 27 中 序 号 2、3				
8	红 外 检 测	500kV：1 年 6 次或以上； 220kV：1 年 4 次 或以上；110kV： 1 年 2 次或以上	按 DL/T664-2008《带电设备红外诊 断应用规范》执行				
			1) 用红外热像仪测量，对电缆 终端接头和非直埋式中间接头进 行 2) 结合运行巡视进行，试验人 员每年至少进行一次红外检测， 同时加强对电压致热型设备的检 测，并记录红外成像谱图				
注：油中溶解气体分析的试验方法和要求按 GB/T 7252(或 DL/T722)规定。注意值不是判断充油电缆有无故障的唯一指标，当气体含量达到注意值时，应进行追踪分析查明原因。							

10.4 交叉互联系统

交叉互联系统的试验项目、周期和要求见表 27。

表27 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	110kV 及以上: 必要时	在每段电缆金属屏蔽或金属套与地之间施加直流电压 5kV, 加压时间 1min, 不应击穿	1) 试验时必须将护层过电压保护器断开, 在互联箱中将另一侧的三段电缆金属套都接地 2) 必要时, 如:

	外护套与绝缘夹板的直流耐压试验			怀疑有缺陷时
2	护层过电压保护器的绝缘电阻或直流伏安特性	6 年	1) 伏安特性或参考电压应符合制造厂的规定 2) 用 1000V 兆欧表测量引线与外壳之间的绝缘电阻，其值不应小于 10M Ω	
3	互联箱闸刀（或连接片）接触电阻和连接位置的检查	110kV 及以上：必要时	1) 在正常工作位置进行测量，接触电阻不应大于 20 $\mu\Omega$ 2) 连接位置应正确无误	1) 用双臂电桥或回路电阻测试仪 2) 在交叉互联系统的试验合格后密封互联箱之前进行；如发现连接错误重新连接后必须重测闸刀（或连接片）的接触电阻 3) 必要时，如： 怀疑有缺陷时

11 电容器

11.1 组架式高压并联电容器、串联电容器和交流滤波电容器

组架式高压并联电容器、串联电容器和交流滤波电容器的试验项目、周期和要求见表28。

表28 组架式高压并联电容器、串联电容器和交流滤波电容器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	极对壳绝缘电阻	1) 6年1次 2) 必要时	不低于2000M Ω	1) 串联电容器用1000V兆欧表，其它用2500V兆欧表 2) 单套管电容器不测 3) 可以整组进行 4) 必要时，如： 保险熔断或保护跳闸时
2	电 容 值	1) 6年1次 2) 必要时	1) 电容值偏差不超过额定值的-5%~+10%范围 2) 电容值不应小于出厂值的95%	
3	并联电阻值测量	1) 6年1次 2) 必要时	电阻值与出厂值的偏差应在 $\pm 10\%$ 之内	1) 自放电法测量 2) 必要时，如： 巡视时发现渗漏油或温度异常等
4	外 观 及 渗 漏 油 检 查	巡视时	发现外壳变形及漏油时停止使用	观察法
5	红 外 检 测	1 年 1 次	按 DL/T664-2008《带电设备红外诊断应用规范》执行	用红外热像仪测量
注：交流滤波电容器组的总电容值应满足交流滤波器的调谐要求。				

11.2 耦合电容器和电容式电压互感器的电容分压器

11.2.1 耦合电容器和电容式电压互感器的电容分压器的试验项目、周期和要求见表29。

表29 耦合电容器和电容式电压互感器的电容分压器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	极 间 绝 缘 电 阻	3年1次	一般不低于5000M Ω	采用2500V兆欧表
2	电 容 值	3年1次	1) 每节电容值偏差不超出额定值的-5%~+10%范围 2) 电容值与出厂值相比, 增加量超过+2%时, 应缩短试验周期 3) 由多节电容器组成的同一相, 任何两节电容器的实测电容值相差不超过5%	当采用电磁单元作为电源测量电容式电压互感器的电容分压器C ₁ 和C ₂ 的电容量及tan δ 时, 应按制造厂规定进行
3	tan δ	3年1次	10kV试验电压下的tan δ 值不大于下列数值: 油纸绝缘 0.5% 膜纸复合绝缘 0.4%	当tan δ 值不符合要求时, 应综合分析tan δ 与电压的关系, 并查明原因。
4	渗 漏 油 检 查	巡视时	漏油时停止使用	用观察法
5	低 压 端 对 地 绝 缘 电 阻	3年1次	一般不低于100M Ω	采用1000V兆欧表
6	局 部 放 电 试 验	必要时	预加电压0.8 \times 1.3U _n , 持续时间不小于10s, 然后在测量电压1.1U _n / $\sqrt{3}$ 下保持1min, 局部放电量一般不大于10pC	1) 多节组合的耦合电容器可分节试验 2) 必要时, 如: 一对绝缘性能或密封有怀疑时
7	工 频 交 流 耐 压 试 验	必要时	试验电压为出厂试验电压的0.8倍	1) 多节组合的耦合电容器可分节试验 2) 必要时, 如: 一对绝缘性能有怀疑时
8	带 电 测 试 电 容 量	1) 投产后半年内 2) 一年 3) 大修后 4) 必要时	1) 可采用同相比较法, 判断标准为: — 同相电容器的电容量比值(C _x /C _N)与初始测量电容量比值比较, 变化范围不超过 $\pm 2\%$ 2) 采用其它测试方法时, 可根据实际制定操作细则	对已安装了带电测试信号取样单元的电容器进行, 超出要求时应: 1) 查明原因 2) 缩短试验周期 3) 必要时停电复试
9	红 外 检 测	1) 500kV: 1年不6次或以上; 220kV: 1年4次或以上; 110kV: 1年2次或以上 2) 必要时	按 DL/T664-2008《带电设备红外诊断应用规范》	1) 用红外热像仪测量 2) 结合运行巡视进行, 试验人员每年至少进行一次红外检测, 同时加强对电压致热型设备的检测, 并记录红外成像谱图 3) 必要时, 如: 怀疑有过热缺陷时
注: 每年定期进行运行电压下带电测试者, 对序号 1、2、3 及 5 的项目周期可调整为 6 年。				

11.2.2 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 $\pm 2\%$ 范围时, 或电容分压器分压比与出厂试验实测分压比相差超过2%时, 对准确度0.5级及0.2级的互感器应进行准确度试验。

11.2.3 局部放电试验可在其它试验项目判断电容器绝缘有疑问时进行。放电量超过规定时, 应综合判断。局部放电量无明显增长时一般仍可用, 但应加强监视。

11.3 断路器电容器

免费服务电话: 400-034-8088

断路器电容器的试验项目、周期和要求见表30。

表30 断路器电容器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	极间绝缘电阻	参考断路器有关要求	不小于5000MΩ	采用2500V兆欧表
2	电容值	参考断路器有关要求	电容值偏差在额定值的±5%范围内	用交流电桥法
3	tan δ	参考断路器有关要求	10kV试验电压下的tan δ 值不大于下列数值： 油纸绝缘 0.5% 膜纸复合绝缘 0.2%	当tan δ 值大于要求值后应解开断口单独对电容器进行测量，油纸绝缘电容器tan δ 值应不大于0.5%，膜纸复合绝缘电容器tan δ 值应不大于0.2%。当tan δ 值不符合要求时，应综合分析tan δ 与电压的关系，查明原因
4	渗漏油检查	巡视时	漏油时停止使用	用观察法

11.4 集合式电容器

集合式电容器的试验项目、周期和要求见表31。

表31 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	6年1次	不小于1000 MΩ	1) 采用2500V兆欧表 2) 试验时极间应用短路线短接 3) 仅对有六个套管的三相电容器测量相间绝缘电阻
2	电容值	6年1次	1) 每相电容值偏差应在额定值的-5%~+10%的范围内，且不小于出厂值的96% 2) 三相中每两线路端子间测得的电容值的最大值与最小值之比不大于1.06 3) 每相用三个套管引出的电容器组，应测量每两个套管之间的电容量，其值与出厂值相差在±5%范围内	
3	绝缘油击穿电压	必要时	15kV 以下≥25kV 15~35kV≥30kV	必要时，如： 同类设备缺陷、故障率高时
4	油中溶解气体组份含量色谱分析	必要时	参照 110kV 变压器规定执行	必要时，如： 同类设备缺陷、故障率高时
5	渗漏油检查	巡视时	漏油应修复	观察法
6	红外检测	必要时	按 DL/T664-2008《带电设备红外诊断应用规范》执行	用红外热像仪测量

11.5 高压并联电容器装置

装置中的开关、串联电抗器、并联电容器、电压互感器、电流互感器、放电线圈、母线支架、避雷器及二次回路预防性试验按本标准的有关规定执行。

12 绝缘油和六氟化硫气体

12.1 变压器油

12.1.1 变压器油(包含变压器、电抗器、互感器、有载开关、套管等设备中的绝缘油)的试验项目、周期和要求见表32。如试验周期与设备电气试验周期有不同步,应按设备电气试验周期进行。

表32 变压器油的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周期	要 求		检验方法
			投运前	运行中	
1	外状	3年	透明、无杂质或悬浮物		DL 429.1-91
2	水溶性酸 (pH值)	必要时	>5.4	≥4.2	GB/T7598-2008
3	酸值, mgKOH/ g	必要时	≤0.03	≤0.1	GB264-83
4	闪点 (闭口), ℃	必要时	≥135	≥135	GB/T261-2008
5	水分, mg/L	1年	500kV: ≤10 220kV: ≤15 110kV及以下: ≤20	500kV: ≤15 220kV: ≤25 110kV及以下: ≤35	GB/T7600-1987或 GB/T7601-1987
6	界面张力(25℃) mN/m	必要时	≥35	≥19	GB/T6541-1986(1991年确认)
7	tan δ (90℃) %	3年	500kV: ≤0.5 220kV及以下: ≤1.0	500kV: ≤2.0 220kV及以下: ≤4.0	GB/T5654-2007
8	击穿电压, kV	3年	500kV: ≥60 110~220kV: ≥40 35kV及以下: ≥35	500kV: ≥50 110~220kV: ≥35 35kV及以下: ≥30	电极形状应严格按相应试验方法的规定执行,表中指标是220kV及以下设备采用平板电极,500kV设备采用球形和球盖型电极参考GB/T507-2002或DL 429.9-91。
9	体积电阻率 (90℃), Ω·m	必要时	≥6×10 ¹⁰	500kV: ≥1×10 ¹⁰ ; 220kV: ≥5×10 ⁹	DL 421-91或GB/T5654-2007
10	油中含气量, % (体积分数)	500kV: 1年	500kV: ≤1	500kV: ≤3 (电抗器): ≤5	DL/T 703-1999、DL450-91 或 DL/T423-2009
11	油泥与沉淀物, % (质量分数)	必要时	<0.02(以下可忽略不计)		GB/T511-1988、DL 429.7-91
12	油中溶解气体组份含量色谱分析	变压器、电抗器 互感器 套管 电力电缆	见第5章 见第6章 见第8章 见第10章		GB/T17623-1998 、 GB/T7252-2001或DL/T722-2000

13	腐蚀性 硫	必要时	非腐蚀性	ASTM D 1275B-2006
14	析气性	500kV: 必要 时	报告	IEC 60628(A)-1985、 GB/T11142-1989
15	带电倾 向	必要时	报告	DL/T 1095-2008
16	油中颗 粒度	500kV: 1) 投运1个 月或大修后; 2) 必要时	1) 投运前(热循环后)100mL 油中大 于 5 μm 的颗粒数≤2000 个 2) 运行时(含大修后)100mL油中大 于5 μm 的颗粒数≤3000个	DL/T 432-2007
注: 1. 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、周期见相关章节; 对全密封式的 互感器和套管, 不易取样或补充油, 应按制造厂规定决定是否采样; 2. 有载调压开关用的变压器油的其他试验项目、周期和要求可按制造厂规定(如无制造厂规定, 则检 验项目按表32第1、8项目, 指标参照断路器油要求); 如设备需停电取样时, 应按设备电气试验周期进行; 3. 对变压器及电抗器, 取样油温为40℃~60℃。				

12.1.2 关于补充油和混油的规定

12.1.2.1 关于补充油的规定

- 充油电气设备已充入油(运行油)的量不足, 需补加一定量的油品使达到电气设备规范油量的行为过程称为“补充油”。电气设备原已充入的油品称为“已充油”; 拟补加的油品称为“补加油”。补加油量占设备总油量的份额称为“补加分额”。已充油混入补加油后成为“补后油”。
- 补加油宜采用与已充油同一油源、同一牌号及同一添加剂类型的油品, 并且补充油(不论是新油或已使用的油)的各项特性指标不应低于已充油。
- 如补加油的补加分额大于5%, 特别当已充油的特性指标已接近表32或表33规定的运行油质量指标极限值时, 可能导致补后油迅速析出油泥。因此在补充油前应预先按额定的补加分额进行油样混合试验(DL/T429.7油泥析出测定法); 确定无沉淀物产生, 且介质损耗因数不大于已充油数值, 方可进行补充油过程。
- 如补加油来源或牌号及添加剂类型与已充油不同, 除应遵守b)、c)项的规定外, 还应预先按预定的补加分额进行混合油样的老化试验(DL/T429.6 运行油开口杯老化测定法)。经老化试验的混合油样质量不低于已充油质量, 方可进行补充油过程。补加油牌号与已充油不同时, 还应实测混合油样的凝点确认其是否符合使用环境的要求。

12.1.2.2 关于混油的规定

- 尚未充入电气设备的两种或两种以上的油品相混合的行为过程称为“混油”。
- 对混油的要求应参照32.2.1“关于补充油的规定”。
- 油样的混合比应与实际使用的混合比一致, 如实际使用的混合比不明确, 则采用1:1比例混合。

12.2 断路器油

12.2.1 断路器专用油的新油应按SH0351进行验收。

12.2.2 投运前、大修后和运行中断路器油的试验项目、周期和要求见表33。试验周期如与设备试验周期有不同时, 应按设备试验周期进行。

表33 投运前、大修后和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	检验方法
1	外状	1) 3年 2) 投运前 或大修后	透明、无游离水分、无杂质或悬浮 物	DL429.1-91
2	水溶性 酸 (pH值)	1) 3年 2) 投运前 或大修后	≥4.2	GB/T7598-2008

3	击穿电压, kV	1) 1年后 2) 投运前或大修 3) 油量为60kg以下的少油断路器3年或以换油代替	110kV以上: 投运前或大修后 ≥ 40 运行中 ≥ 35 110kV及以下: 投运前或大修后 ≥ 35 运行中 ≥ 30	GB/T507-2002或DL429.9-91
---	----------	---	---	-------------------------

12.3 SF₆气体

12.3.1 SF₆新气到货后, 充入设备前应按GB12022—2006《工业六氟化硫》验收。抽检率为10%。其他每瓶只测定含水量。

12.3.2 SF₆气体在充入电气设备24h后方可进行试验。

12.3.3 关于补气和气体混合使用的规定:

- 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;
- 符合新气质量标准的气体均可混合使用。

12.3.4 大修后及运行中SF₆气体的试验项目、周期和要求见表34。试验周期如与设备试验周期有不同时, 应按设备试验周期进行。

表34 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 ℃ 体 积 分 数), $\mu\text{L/L}$	1) 新装及大修后1年内复测1次, 以后3年1次 2) 大修后 3) 必要时	1) 断路器灭弧室气室大修后不大于150, 运行中不大于300 2) 其它气室大修后不大于250, 运行中: 不大于500 3) SF ₆ 变压器大修后不大于250, 运行中不大于500	1) 按GB12022-2006《工业六氟化硫》、DL/T915-2005《六氟化硫气体湿度测定法(电解法)》和DL/T506-2007《六氟化硫电气设备中绝缘气体湿度测量方法》进行 2) 必要时, 如: — 新装及大修后1年内复测湿度不符合要求 — 漏气超过表7.1中序号2的要求 — 设备异常时
2	密度 (标准状态下), kg/m^3	必要时	6.16	按DL/T917-2005《六氟化硫气体密度测定法》进行
3	毒性		无毒	按DL/T921-2005《六氟化硫气体毒性生物试验方法》进行
4	酸度, $\mu\text{g/g}$		≤ 0.3	按DL/T916-2005《六氟化硫气体酸度测定法》或用检测管测量
5	四氟化碳(质量百分数), %		1) 大修后 ≤ 0.05 2) 运行中 ≤ 0.1	按DL/T920-2005《六氟化硫气体中空气、四氟化碳的气相色谱测定法》进行
6	空气(质量百分数), %		1) 大修后 ≤ 0.05 2) 运行中 ≤ 0.2	按DL/T920-2005《六氟化硫气体中空气、四氟化碳的气相色谱测定法》进行
7	可水解氟化物, $\mu\text{g/g}$		≤ 1.0	按DL/T918-2005《六氟化硫气体中可溶解氟化物含量测定法》进行

8	矿物油, $\mu\text{g/g}$		≤ 10	按DL/T919-2005《六氟化硫气体中矿物油含量测定法(红外光谱分析法)》进行
9	纯度, %		≥ 99.8	按DL/T920-2005《六氟化硫气体中空气、四氟化碳的气相色谱测定法》进行
10	现场分解产物测试, $\mu\text{L/L}$	1) 投产后1年1次, 如无异常, 3年1次 2) 大修后 3) 必要时	参考指标如下, 超过参考值需引起注意: $\text{SO}_2 \leq 3$ $\text{H}_2\text{S} \leq 2$ $\text{CO} \leq 100$	1) 建议结合现场湿度测试进行, 参考GB8905-2008《六氟化硫电气设备中气体管理和检验导则》 2) 必要时, 如: 设备运行有异响, 异常跳闸, 开断短路电流异常时
11	实验室分解产物测试	必要时	检测组分: CF_4 、 SO_2 、 SOF_2 、 SO_2F_2 、 SF_4 、 S_2OF_{10} 、HF	必要时, 如: 现场分解产物测试超参考值或有增长, 结合现场分解产物测试结果进行综合判断

13 避雷器

13.1 金属氧化物避雷器

金属氧化物避雷器的试验项目、周期和要求见表35。

表35 金属氧化物避雷器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	运行电压下的交流泄漏电流带电测试	1) 35kV及以上: 新投运后半年内测量一次, 运行一年后每年雷雨季前1次 2) 怀疑有缺陷时	1) 测量运行电压下全电流、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 2) 测量值与初始值比较, 当阻性电流增加50%时应该分析原因, 加强监测、适当缩短检测周期; 当阻性电流增加1倍时应停电检查	1) 35kV及以上运行中避雷器应采用带电(或在线)测量方式, 如避雷器不具备带电测试条件时(如变压器中性点避雷器、500kV主变降低35kV避雷器等), 应结合变压器停电周期安排停电测试 2) 应记录测量时的环境温度、相对湿度和运行电压 3) 带电测量宜在避雷器外套表面干燥时进行; 应注意相间干扰的影响 4) 避雷器(放电计数器)带有全电流在线检测装置的不能替代本项目试验, 应定期记录读数(至少每1个月一次), 发现异常应及时带电或停电进行阻性电流测试
2	红外检测	1) 500kV: 1年6次或以上; 220kV: 1年4次或以上; 110kV: 1年2次或以上 2) 怀疑有缺陷时	按DL/T664-2008《带电设备红外诊断应用规范》执行	1) 采用红外热像仪 2) 发现热像图异常时应结合带电测试综合分析, 再决定是否进行停电试验和检查 3) 结合运行巡视进行
3	检查放电计数器动作情况	1) 每年雷雨季前 2) 怀疑有缺陷时	测试3~5次, 均应正常动作	结合带电测试进行

		陷时		
4	绝缘电阻	1) 35kV、110kV: 6年; 220kV、500kV: 3年 2) 怀疑有缺陷时	1) 35kV以上: 不小于2500M Ω 2) 35kV及以下: 不小于1000M Ω	采用2500V及以上兆欧表
5	直流1mA电压 U_{1mA} 及0.75 U_{1mA} 下的泄漏电流	1) 35kV、110kV: 6年; 220kV、500kV: 3年 2) 怀疑有缺陷时	1) 不低于GB11032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 $\pm 5\%$ 3) 0.75 U_{1mA} 下的泄漏电流不应大于50 μA	1) 要记录环境温度和相对湿度, 测量电流的导线应使用屏蔽线 2) 初始值系指交接试验或投产试验时的测量值 3) 避雷器怀疑有缺陷时应同时进行交流试验
6	底座绝缘电阻	1) 35kV、110kV: 6年; 220kV、500kV: 3年 2) 怀疑有缺陷时	不小于5M Ω	采用2500V及以上兆欧表
7	工频参考电流下的工频参考电压	35kV及以上: 怀疑有缺陷时	应符合GB11032或制造厂的规定	1) 测量环境温度(20 \pm 15) $^{\circ}C$ 2) 测量应每节单独进行, 整相避雷器有一节不合格, 宜整相更换
注: (1) 每年定期进行运行电压下全电流及阻性电流带电测量的, 对序号4~7的项目可不作定期试验。 (2) 安装在变电站终端塔上的无间隙金属氧化物避雷器的预防性试验周期和要求等同于变电站内金属氧化物避雷器, 如进行交流阻性电流带电测试有困难时可加强红外检测、全电流监视和巡视频度, 或采取抽检的方式, 也可结合线路停电安排停电试验。				

13.2 GIS用金属氧化物避雷器

GIS用金属氧化物避雷器的试验项目、周期和要求见表36。

表 36 GIS 用金属氧化物避雷器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	运行电压下的交流泄漏电流	1) 新投运后半年内测量一次, 运行一年后每年雷雨季前1次 2) 怀疑有缺陷时	1) 测量全电流、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 2) 当阻性电流增加50%时应分析原因, 加强监测、缩短检测周期; 当阻性电流增加1倍时必须停电检查	1) 采用带电测量方式, 测量时应记录运行电压 2) 避雷器(放电计数器)带有全电流在线检测装置的不能替代本项目试验, 应定期记录读数(至少每3个月一次), 发现异常应及时进行阻性电流测试
2	检查放电计数器动作情况	怀疑有缺陷时	测试3~5次, 均应正常动作	

13.3 线路用带串联间隙金属氧化物避雷器

线路用带串联间隙金属氧化物避雷器的试验项目、周期和要求见表 37。

表 37 线路用带串联间隙金属氧化物避雷器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	本体绝	必要时	1) 35kV以上不低于2500M Ω	采用2500V及以上兆欧表

	缘电阻		2) 35kV及以下不低于1000MΩ	
2	本体直流 1mA 电压 U_{1mA} 及 $0.75U_{1mA}$ 下的泄漏电流	必要时	1) 不得低于GB11032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) $0.75U_{1mA}$ 下的泄漏电流不应大于50 μA	
3	本体运行电压下的交流泄漏电流	必要时	1) 测量全电流、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 2) 当阻性电流增加50%时应分析原因; 当阻性电流增加1倍时应退出运行	
4	本体工频参考电流下的工频参考电压	必要时	应符合GB11032或制造厂的规定	
5	检查放电计数器动作情况	必要时	测试3~5次, 均应正常动作	
6	复合外套、串联间隙及支撑件的外观检查	必要时	1) 复合外套及支撑件表面不应有明显或较大面积的缺陷(如破损、开裂等) 2) 串联间隙不应有明显的变形	
注: 线路用带串联间隙金属氧化物避雷器主要强调抽样试验, 必要时指: (1) 每年根据运行年限和放电动作次数等因素确定抽样比例, 将运行时间比较长或动作次数比较多的避雷器拆下进行预防性试验。 (2) 怀疑避雷器有缺陷时。				

14 母线

14.1 封闭母线

封闭母线的试验项目、周期和要求见表38。

表38 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	大修时	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50MΩ 2) 6kV共箱封闭母线在常温下分相绝缘电阻值不小于6MΩ			采用 2500V 兆欧表
2	交 流 耐 压 试 验	大修时	额定电压, kV	试验电压, kV		
				出厂	现场	
			≤1	4.2	3.2	
			6	42	32	
			15	57	43	
			20	68	51	
			24	70	53	

3	红 外 检 测	1年 1次	1) 参照DL/T664-2008《带电设备红外诊断应用规范》 2) 发现温度异常时应退出运行	
注：管型母线试验项目参照封闭母线执行，交流耐压试验电压参考制造厂规定。				

14.2 一般母线

一般母线的试验项目、周期和要求见表39。

表39 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	必要时	不应低于 $1M\Omega/kV$	采用2500V兆欧表
2	交 流 耐 压试验	必要时	额定电压在1kV以上时，试验电压参照表9.1项目3规定；额定电压在1kV及以下时，试验电压为1kV,可用2500V兆欧表试验代替，48V及以下不做交流耐压试验	必要时，如： 更换支持绝缘子等
3	红 外 检 测	1 年	1) 按DL/T664-2008《带电设备红外诊断应用规范》执行 2) 发现温度异常时应退出运行	

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 40。

表40 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	检 查 导 线 连 接 管 的 连 接 情 况	1) 3 年 2) 线路检 修时	1) 外观检查无异常 2) 连接管压接后的尺寸及外形应符合要求	铜线的连接管检查周期可延长至 5 年
2	瓷 质 绝 缘 子 串 的 零 值 绝 缘 子 检 测 (110kV 及 以上)	见表 9.1		
3	线 路 的 绝 缘 电 阻 (有带电的 平行线路 时不测)	线路检修 后	根据实际情况综合判断	采用 2500V 及以上的兆欧表
4	检 查 相 位	线路连接 有变动时	线路两端相位应一致	
5	间 隔 棒 检查	1) 3 年 2) 线路检 修时	状态完好，无松动、无胶垫脱落等情况	
6	阻 尼 设 施 (防 振	1) 3 年 2) 线路检	无磨损松动等情况	

	锤)的检查	修时		
7	红 外 检 测	110kV 及以上线路投运 1 年内测量 1 次,以后根据巡视结果决定	按 DL/T664-2008《带电设备红外诊断应用规范》执行	针对导线压接管、跳线连接板进行
注:关于架空电力线路离地距离、离建筑物距离、空气间隙、交叉距离和跨越距离的检查,杆塔和过电压保护装置的接地电阻测量、杆塔和地下金属部分的检查,导线断股检查等项目,应按架空电力线路和电气设备接地装置有关规程的规定进行。				

16 接地装置

16.1 有效接地系统

有效接地系统(指35kV及以上变电站、发电厂)接地网的试验和检查项目、周期和要求见表41。

表41 有效接地系统接地网的试验和检查项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	检 查 电 力 设 备 接 地 引 下 线 与 接 地 网 连 接 情 况 (导 通 性 测 试)	1) 6年 2) 必要时	不得有开断、松脱或严重腐蚀等现象。状况良好设备的回路电阻测试值应在 $50\text{m}\Omega$ 以下; $50\sim 200\text{m}\Omega$ 者,宜关注其变化,重要设备宜在适当时候检查处理; $200\text{m}\Omega\sim 1\Omega$ 者,对重要设备应尽快检查处理,其它设备宜在适当时候检查处理; 1Ω 以上者,设备与主地网未连接,应尽快检查处理	1)采用测量接地引下线与接地网(或相邻设备)之间的回路电阻值来检查其连接情况,可将所测数据与历次数据比较和相互比较,通过分析决定是否进行挖开检查 2)应采用通以不小于5A的直流电流测量回路电阻的方法来检查地网的完整性和接地引下线的连接情况 3) 必要时,如: 怀疑连接线松脱或被腐蚀时
2	发电厂、 变 电 站 接 地 网 的 腐 蚀 诊 断 检 查	1) 10年 2) 位于海边、潮湿地区或有地下污染源地区的变电站,可视情况缩短开挖周期 3)怀疑地网腐蚀情况严重时	不得有开断、松脱或严重腐蚀等现象,当外观检查或根据腐蚀量化指标得出接地网已严重腐蚀的结论时,应安排大修或因地制宜的采用成熟的防腐措施	1) 传统的方法是抽样开挖检查,根据电气设备重要性和施工安全性,选择5~8点沿接地引下线开挖检查,采用外观检查、取样进行腐蚀率和腐蚀速度等量化指标判断变电站接地网的腐蚀情况,如有疑问还应扩大开挖范围 2)判断主网导体腐蚀程度的方法有直观法(肉眼观察腐蚀情况,拍照记录)、取样量直径法、取样失重法(相对失重法、自然失重法)和针孔法(以腐蚀深度反映腐蚀率)等,以相对失重法为例,腐蚀率小于10%的,腐蚀程度为一般;腐蚀率大于等于25%的,腐蚀程度为严重。 3)推荐探索和应用成熟的变电站接地网腐蚀诊断技术及相应的专家系统与开挖检查相结合的方法,减少抽样开挖检查的盲目性。 “变电站钢材材质接地网土壤腐蚀性评价方法”见附录D。

3	接地网安全状态评估	<p>主要根据运行年限和运行情况确定：</p> <p>1)运行年限比较长，建议220kV及以上变电站不超过10年</p> <p>2)变电站扩容或负荷增加导致接地短路电流水平有明显的提高</p> <p>3)地网(尤其是外扩地网)遭到局部破坏</p> <p>4)地网腐蚀严重</p> <p>5)运行中发生过与接地网有关的设备故障</p> <p>6)怀疑接地网在雷击或工频接地短路状态下性能不满足要求</p> <p>7)地网改造后</p>	<p>接地网安全性状态评估的内容、项目和要求详见附录C</p> <p>1)通过实测接地阻抗值和架空避雷线(包括10kV电缆外皮)的分流系数确定的接地网接地阻抗应满足设计值要求(一般不宜大于0.5Ω)</p> <p>2)在高土壤电阻率地区，接地阻抗按上述要求在技术、经济上极不合理时，允许超过0.5Ω，且必须采取措施以保证发生接地时，在该接地网上：接触电压和跨步电压均不超过允许的数值；采取措施防止高电位引外和低电位引内；考虑短路电流非周期分量的影响，接地网电位升高时，10kV避雷器不应动作或动作后能承受被赋予的能量而不发生爆炸；二次设备有防雷措施</p> <p>3)根据跨步电压和接触电压的实测值和数值评估值对比其安全限值，要求跨步电压和接触电压满足人身安全要求</p> <p>4)通过数值评估得到的变电站接地短路故障下地网导体电位升高和场区电压差应满足一次设备、二次设备(或二次回路)和弱电电子设备的绝缘要求和电磁干扰要求</p>	<p>1)宜采用夹角法(电流极和电压极远离地网，电压线和电流线成夹角布置，最好为反向布置)测量地网接地阻抗，电压极和电流极与接地装置边缘的直线距离应至少是接地网最大对角线的4倍</p> <p>2)对于110kV及以上的大型地网，不宜采用直线法进行测量</p> <p>3)变电站周围土壤电阻率比较均匀，可采用30度夹角法进行测量</p> <p>4)电压线和电流线布线前，应用GPS对接地网边缘、电压极和电流极进行精确定位，确保电压线和电流线的放线长度满足要求</p> <p>5)应采用柔性电流钳表(罗哥夫斯基线圈)测量出线构架的避雷线(普通地线和OPGW光纤地线)和10kV电缆外皮对测试电流的分流，得到分流系数，结合接地阻抗实测值来推算接地装置真实的接地阻抗值</p>
---	-----------	--	---	--

注：本表主要针对钢材质接地网，对耐腐蚀性能好、开挖检查存在困难的铜质材料(纯铜、铜包钢、铜镀钢等)接地网的试验项目、周期和要求可结合实际情况参照本表执行。

16.2 架空输电线路

架空输电线路接地装置的试验和检查项目、周期和要求见表42。

表42 架空输电线路接地装置的试验和检查项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求		说 明
1	有 架 空 地 线 的 线 路 杆 塔 的 接 地 电 阻	1) 进线段 杆塔2年 2)其它线路 杆塔不超过5 年 3) 必要时 (如线路雷击 跳闸、绝缘子 击 穿 等 故 障 后)	当杆塔高度在40m以下时，按下列要求，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 $2000\Omega\cdot m$ ，接地电阻难以达到 15Ω 时可增加至 20Ω 高度40m以下的杆塔，如土壤电阻率很高，接地电阻难以降到 30Ω ，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，其接地电阻可不受限。但对于高度达到或超过40m的杆塔，其接地电阻也不宜超过 20Ω		1)基建工程交接验收时必须采用三极法布线测量，并用钳表法测量比对，如果两者结果一致，预防性试验才能用钳表法直接测量 2)线路杆塔改造后的测量程序和要求同交接验收 3)必要时，如： 一巡检时怀疑杆塔地网 一放射延长线存在人为偷盗和雨水冲刷等外力因素破坏时
			土壤电阻率, $\Omega\cdot m$	接地电阻, Ω	
			100及以下	10	
			100~500	15	
			500~1000	20	
			1000~2000	25	

			2000以上	30	
2	无架空地线的线路杆塔接地电阻	1)进线段杆塔2年 2)其它线路杆塔不超过5年	种 类	接地电阻, 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	

16.3 非有效接地系统

非有效接地系统接地装置的试验和检查项目、周期和要求见表43。

表43 非有效接地系统接地装置的试验和检查项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	非有效接地系统电力设备的接地电阻	必要时	1) 当接地网与1kV及以下设备共用接地时, 接地电阻 $R \leq 120/I$, 且不应大于 4Ω 2) 当接地网仅用于1kV以上设备时, 接地电阻 $R \leq 250/I$, 且不应大于 10Ω , 式中: I—经接地网流入地中的短路电流(A), R—考虑到季节变化最大接地电阻(Ω)	必要时, 如 —怀疑地网被腐蚀时 —地网改造后
2	1kV以下电力设备的接地电阻	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, 其接地电阻不宜大于 4Ω 。如总容量小于100kVA时, 则接地电阻允许大于 4Ω , 但不超过 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, 只进行接零不作接地。所用零线的接地电阻就是电源设备的接地电阻, 其要求按序号2确定, 但不得大于相同容量的低压设备的接地电阻

16.4 其它设备

其它设备接地装置的试验和检查项目、周期和要求见表44。

表44 其它设备接地装置的试验和检查项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	独立避雷针(线)的接地电阻	不超过6年	不宜大于 10Ω	在高土壤电阻率地区接地电阻难以降到 10Ω 时, 允许有较大数值, 但应符合防止避雷针(线)对被保护对象及其它物体反击的要求
2	独立微波站的接地电阻	不超过6年	不宜大于 5Ω	
3	独立贮油、贮气罐及其管道的接地电阻	不超过6年	不宜大于 30Ω	

4	发电厂专用设施集中接地装置的接地电阻	不超过6年	不宜大于10Ω	与主接地网连在一起的可不测量，但应检查与接地网的连接情况（导通性测试）
5	露天配电装置避雷针的集中接地电阻	不超过6年	不宜大于10Ω	与主接地网连在一起的可不测量，但应检查与接地网的连接情况（导通性测试）
6	与架空线直接连接的旋转电机进线段上避雷器的接地电阻	与进线段杆塔接地电阻的测量周期相同	排气式和阀式避雷器的接地电阻，分别应不大于5Ω和3Ω。对于1500kW及以下的小型直配电机，如果不采用DL/T620-1997中相应接线时，此值可酌情放宽	

17 串补装置

串补装置金属氧化物限压器、旁路断路器、电流互感器等元件试验和检查项目、周期和要求分别按本标准中金属氧化物避雷器、断路器、电流互感器相关章节要求执行。

17.1 串补装置电容器

串补装置电容器的试验和检查项目、周期和要求见表45。

表45 串补装置电容器的试验和检查项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	电容器组桥臂电容值测量	6年或必要时	每臂电容值偏差不得超过不平衡电流初始整定值要求	用电桥法或其它专用仪器测量
2	电容器单元电容值测量	投运后1年，以后6年或必要时（根据不平衡电流确定）	电容值偏差不超出额定值的±3%范围	用电桥法或其它专用仪器测量

17.2 串补装置阻尼电阻

串补装置阻尼电阻的试验和检查项目、周期和要求见表46。

表46 串补装置阻尼电阻的试验和检查项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	电阻值测量	6年或必要时	按照DL/T 780-2001中4.4.1执行，与出厂值相差在±5%范围内	
2	阻尼电阻器间隙外观检查及间隙距离测量	6年或必要时	外观无烧蚀，距离变化不超过±5%	如有需要，打磨电极烧痕

18.3 串补装置阻尼电抗器

串补装置阻尼电抗器的试验和检查项目、周期和要求见表47。

表47 串补装置阻尼电抗器的试验和检查项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	绕 组 直 流 电 阻 测 量	必要时	按照GB 50150-2006中8.0.2执行， 与出厂值相差在±2%范围内	测量时阻尼电抗器应远离强磁 场源，电抗器绕组温度应与环境 温度基本平衡，电阻测量值应换 算到75℃
2	绕 组 电 感值测量	必要时	按照GB/T 10229-1988中28.1.2执 行，与出厂值相差在±5%范围内	宜采用阻抗法测量

17.4 串补装置电阻分压器

串补装置电阻分压器的试验和检查项目、周期和要求见表48。

表48 串补装置电阻分压器的试验和检查项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	高 压 臂 对 串 补 平 台 的 绝 缘 电阻检查	6年或必要 时	绝缘电阻不应小于500MΩ(电压 1000V)	固定串补通常不需要电阻分压 器
2	分 压 电 阻一、二次 侧 阻 值 测 量	6年或必要 时	按照DL/T 780-2001中4.4.1执行，与 出厂值相差在±0.5%范围内	固定串补通常不需要电阻分压 器
3	电 阻 比 检测	必要时	符合制造厂规定	固定串补通常不需要电阻分压 器

17.5 串补装置触发型间隙

串补装置触发型间隙的试验和检查项目、周期和要求见表49。

表49 串补装置触发型间隙的试验和检查项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	触 发 管 绝 缘 电 阻 测量	6年	绝缘电阻不应低于2500MΩ	采用2500V兆欧表测量
2	触 发 管 闪 络 放 电 电压检测	必要时	记录触发管放电电压，和出厂值相 比较,放电电压偏差不得超过额定值	
3	放 电 间 隙 距 离 检 查	6年或必要 时	符合照制造厂规定	
4	绝 缘 电 阻测量	6年或必要 时	绝缘支柱和绝缘套管的绝缘电阻不 应低于500MΩ	采用2500V兆欧表测量
5	限 流 电 阻值测量	6年或必要 时	符合照制造厂规定	
6	触 发 回 路试验	6年或必要 时	可靠触发	从保护出口到脉冲变出口
7	电 压 同 步 回 路 检 查	6年或必要 时	符合照制造厂规定	

注1：利用交流电压发生器或直流电压发生器，对触发管进行自放电试验。试验时，将触发管与其它部件的

电气连接解开。

注2：在电压同步回路的输入端施加50Hz交流电压，并进行点火试验。当施加电压低于触发门槛电压值时，点火试验时触发装置应可靠不点火；当施加电压高于触发门槛电压值时，点火试验时触发回路应可靠点火。

18 旋转电机

18.1 同步发电机

18.1.1 容量为6000kW及以上的同步发电机的试验项目、周期和要求见表50，6000kW以下者可参照执行。

表 50 容量为6000kW及以上的同步发电机的试验项目、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) 1年或小修时 2) 大修前、后	1) 绝缘电阻值自行规定。若在相近试验条件(温度、湿度)下，绝缘电阻值降低到历年正常值的1/3以下时，应查明原因 2) 各相或各分支绝缘电阻值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	1) 采用2500V兆欧表，量程一般不低于10000MΩ 2) 200MW及以上机组推荐测量极化指数 3) 水内冷定子绕组应在消除剩水的影响下进行，否则自行规定 4) 水内冷定子绕组在通水情况下用专用兆欧表，同时测量汇水管及绝缘引水管的绝缘电阻
2	定子绕组的直流电阻	1) 大修时 2) 必要时	透平型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，相差不应大于最小值的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) 透平型发电机相间(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) 接头质量不良的检测见DL/T664—1999 6.1.1 4) 必要时，如： — 出现差动保护动作又不能完全排除定子故障时 — 出口短路后
3	定子绕组泄漏电流和直流耐压试验	1) 1年或小修时 2) 大修前、后 3) 更换绕组后 4) 必要时	1) 试验电压如下： 全部更换定子绕组并修好后 局部更换定子绕组并修好后 运行20年及以下者 运行20年以上与架空线直接连接者 运行20年以上不与架空线直接连接者 小修时和大修后 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100%；最大泄漏电流在20μA以下者，相间差值与历次试验结果比较，不应有显著的变化 3) 泄漏电流不随时间的延长而增大	1) 应在停机后清除污秽前热状态下进行。处于备用状态时，可在冷态下进行。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) 不符合要求的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，无机械混杂物，导电率在水温25℃时要求：对于开启式水系统不大于5.0×102 μS/m；对于独立的密闭循

				环水系统为 $1.5 \times 102 \mu S/m$ 6) 必要时, 如: 出现定子绕组单相接地或差动保护动作又不能完全排除定子故障时												
4	定子绕组交流耐压试验	1)大修前 2)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: <table><tr><td>额定电压, V</td><td>试验电压, V</td></tr><tr><td>6000~18000</td><td>$2 U_n + 3000$</td></tr><tr><td>18000 以上</td><td>按专门协议</td></tr></table> 2)大修前或局部更换定子绕组并修好后试验电压为: <table><tr><td>运行 20 年及以下者</td><td>$1.5 U_n$</td></tr><tr><td>运行 20 年以上与架空线路直接连接者</td><td>$1.5 U_n$</td></tr><tr><td>运行 20 年以上不与架空线路直接连接者</td><td>(1.3~1.5) U_n</td></tr></table>	额定电压, V	试验电压, V	6000~18000	$2 U_n + 3000$	18000 以上	按专门协议	运行 20 年及以下者	$1.5 U_n$	运行 20 年以上与架空线路直接连接者	$1.5 U_n$	运行 20 年以上不与架空线路直接连接者	(1.3~1.5) U_n	1) 应在停机后清除污秽前热状态下进行。处于备用状态时, 可在冷状态下进行。氢冷发电机试验条件同本表序号3说明1) 2) 水内冷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) 全部或局部更换定子绕组的工艺过程中的试验电压见附录E
额定电压, V	试验电压, V															
6000~18000	$2 U_n + 3000$															
18000 以上	按专门协议															
运行 20 年及以下者	$1.5 U_n$															
运行 20 年以上与架空线路直接连接者	$1.5 U_n$															
运行 20 年以上不与架空线路直接连接者	(1.3~1.5) U_n															
5	转子绕组的绝缘电阻	1)小修时 2)大修中转子清扫前、后 3)必要时	1) 在室温时一般不小于 $0.5 M \Omega$ 2) 水内冷转子绕组在室温时一般不应小于 $5k \Omega$	1) 采用1000V兆欧表测量。水内冷转子用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未干燥完毕, 如果转子绕组的绝缘电阻值在 $75^{\circ}C$ 时不小于 $2k \Omega$, 或在 $20^{\circ}C$ 时不小于 $20k \Omega$, 允许投入运行 3) 对于300MW及以上的隐极式电机, 转子绕组的绝缘电阻值在 $10 \sim 30^{\circ}C$ 时不小于 $0.5 M \Omega$ 4) 必要时, 如: 出口短路后												
6	转子绕组的直流电阻	1)小修时 2)必要时	与初次(交接或大修)所测结果比较, 在相同温度下, 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 3) 必要时, 如: 出口短路后												
7	转子绕组交流耐压试验	1)显极式转子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: <table><tr><td>显极式和隐极式转子全部更换绕组并修好后</td><td>额定励磁电压500V及以下者为$10 U_n$, 但不低于1500V; 500V以上者为$2 U_n + 4000V$</td></tr><tr><td>显极式转子大修时及局部更换绕组并修好后</td><td>$5 U_n$, 但不低于1000V, 不大于2000V</td></tr><tr><td>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</td><td>$5 U_n$, 但不低于1000V, 不大于2000V</td></tr></table>	显极式和隐极式转子全部更换绕组并修好后	额定励磁电压500V及以下者为 $10 U_n$, 但不低于1500V; 500V以上者为 $2 U_n + 4000V$	显极式转子大修时及局部更换绕组并修好后	$5 U_n$, 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	$5 U_n$, 但不低于1000V, 不大于2000V	1) 隐极式转子拆卸套箍只修理端部绝缘时, 可用2500V兆欧表测绝缘电阻代替 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	额定励磁电压500V及以下者为 $10 U_n$, 但不低于1500V; 500V以上者为 $2 U_n + 4000V$															
显极式转子大修时及局部更换绕组并修好后	$5 U_n$, 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	$5 U_n$, 但不低于1000V, 不大于2000V															
8	发电机和励磁机的励磁回路所连接的设备(不包括发电机转子和励磁机电枢)的绝缘	1)小修时 2)大修时	绝缘电阻值不应低于 $0.5 M \Omega$, 否则应查明原因并消除	1) 小修时用1000V兆欧表 2) 大修时用2500V兆欧表												

9	电阻 发电机和励磁机的励磁回路所连接的设备(不包括发电机转子和励磁机电枢)的交流耐压试验	大修时	试验电压为1kV	可用2500V兆欧表测绝缘电阻代替
10	定子铁芯试验	1)重新组装或更换、修理硅钢片后 2)必要时	1)磁密在1T下齿的最高温升不大于15K,齿的最大温差不得大于10K,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E	1)用红外热像仪测温 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)200MW及以上透平型发电机,试验时磁通密度宜为1.4T或不少于80%设计磁密 4)必要时,如: —对定子铁心测点温度有怀疑时 —第一次大修,抽出转子后 —更换定子线棒或槽楔后
11	发电机组和励磁机轴承的绝缘电阻	大修时	1)透平型发电机组的轴承不得低于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,凡有绝缘的轴承,油槽充油前,每一轴瓦不得低于100MΩ	透平型发电机组的轴承绝缘,用1000V兆欧表在安装好油管后进行测量
12	灭磁电阻器(或自同期电阻器)的直流电阻	大修时	与铭牌或最初测得的数据比较,其差别不应超过10%	
13	灭磁开关的并联电阻	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	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	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
15	检温计绝缘电阻和温度误差检验	大修时	1)绝缘电阻值自行规定 2)检温计指示值或电阻值误差不应超过制造厂规定	1)用250V及以下的兆欧表 2)检温计除埋入式外还包括水内冷定子绕组引水管出水温度计 3)对电阻式检温计应测量电阻值
16	定子槽部线圈防	必要时	不大于10V	1)运行中检温元件电位升高、槽楔松动或防晕层损坏时测量

	晕层对地电位			2) 试验时对定子绕组施加额定交流相电压值,用高内阻电压表测量绕组表面对地电压值 3) 有条件时可采用超声法探测槽放电
17	透平型发电机定子绕组端部固有振动频率测试及模态分析	1)大修时 2)必要时	按DL/T735—2000《大型汽轮发电机定子绕组端部动态特性的测量及评定》规定执行	必要时,如: —更换线棒后 —改变端部固定结构后
18	定子绕组端部手包绝缘施加直流电压测量	1)大修时 2)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中的值	1) 本项试验适用于200MW及以上的国产水氢氢透平型发电机 2) 可在通水条件下进行试验,以发现定子接头漏水缺陷 3) 宜用反向加压法 4) 必要时,如: 水轮发电机和200MW及以下透平型发电机在出现三相直流泄漏电流不符合序号3要求2)、3)的规定时,可利用此方法查找缺陷
			手包绝缘引线接头,汽机侧隔相接头	20 μ A; 100M Ω 电阻上的电压降值为 2000V
			端部接头(包括引水管锥体绝缘)和过渡引线并联块	30 μ A; 100M Ω 电阻上的电压降值为 3000V
19	轴电压	大修后	1) 透平型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) 透平型发电机大轴对地电压一般小于10V 3) 水轮发电机不作规定	测量时采用高内阻(不小于100k Ω /V) 的交流电压表
20	定子绕组绝缘老化鉴定	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时	见附录E	新机投产后第一次大修有条件时可对定子绕组做试验,取得初始值
21	空载特性曲线	1)大修后 2)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值: —水轮发电机为1.5 U_n (以不超过额定励磁电流为限) —透平型发电机为1.3 U_n (带变压器时为1.1 U_n) 3) 对于有匝间绝缘的电机,施加最高电压时的持续时间为5min	一般性大修时可以带主变压器试验
22	三相稳定短路特性曲线	1)更换绕组后 2)必要时	与制造厂出厂(或以前测得的)数据比较,其差别应在测量误差的范围以内	
23	发电机定子开路时的灭磁时间常数	更换灭磁开关后	时间常数与出厂试验或更换前相比较应无明显差异	
24	检查相序	改动接线时	应与电网的相序一致	
25	温升试验	1) 定、转子绕组更换后	应符合制造厂规定	如对埋入式温度计测量值有怀疑时,用带电测平均温度的方法进行校核

		2)冷却系统改进后 3)必要时		
26	定、转子线棒水流量试验	1)大修时 2)必要时	参照JB/T6228—1992《汽轮发电机绕组内部水系统检验方法及评定》	同时测试总进水或总出水的流量

18.1.2 有关定子绕组干燥问题的规定

18.1.2.1 发电机大修中更换绕组时，容量为 10MW (MVA) 以上的定子绕组绝缘状况应满足下列条件，才可以不经干燥投入运行：

a) 沥青浸胶及烘卷云母绝缘分相测得的吸收比不小于 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。

b) 在 40℃ 时三相绕组并联对地绝缘电阻值不小于 $(U_n+1)M\Omega$ （取 U_n 的千伏数，下同），分相试验时，不小于 $2(U_n+1)M\Omega$ 。若定子绕组温度不是 40℃，绝缘电阻值应进行换算。

19.1.2.2 运行中的发电机，在大修中未更换绕组时，除在绕组中有明显进水或严重油污（特别是含水的油）外，满足上述条件时，一般可不经干燥投入运行。

18.2 直流电机

直流电机的试验项目、周期和要求见表 51。

表 51 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) 小修时 2) 大修时	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	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 以下的不重要的电机根据实际情况规定	
3	电枢绕组片间的直流电阻	大修时	相互间的差值不应超过正常最小值的 10%	1) 由于均压线产生的有规律变化，应在各相应的片间进行比较判断 2) 对波绕组或蛙绕组应根据在整流子上实际节距测量电阻值
4	绕组的交流耐压试验	大修时	磁场绕组对机壳和电枢对轴的试验电压为 1000V	100kW 以下不重要的直流电机电枢绕组对轴的交流耐压可用 2500V 兆欧表试验代替
5	磁场可变电阻器的直流电阻	大修时	与铭牌数据或最初测量值比较相差不应大于 10%	应在不同分接头位置测量，电阻值变化应有规律性
6	磁场可变电阻器的绝缘电阻	大修时	绝缘电阻值一般不低于 0.5MΩ	1) 磁场可变电阻器可随同励磁回路进行 2) 用 2500V 兆欧表
7	调整碳刷的中心位置	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	检查绕组的极性及其连接的正确性	接线变动时	极性和连接均应正确	
9	测量电枢及磁极间的空气间隙	大修时	各点气隙与平均值的相对偏差应在下列范围： 3mm 以下气隙 ±10% 3mm 及以上气隙 ±5%	

10	直流发电机的特性试验	1) 更换绕组后 2) 必要时	与制造厂试验数据比较, 应在测量误差范围内	1) 空载特性: 测录至最大励磁电压值 2) 负载特性: 仅测录励磁机负载特性; 测量时, 以同步发电机的励磁绕组作为负载 3) 外特性: 必要时进行 4) 励磁电压的增长速度: 在励磁机空载额定电压下进行
11	直流电动机的空转检查	1) 大修后 2) 更换绕组后	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 1h

18.3 中频发电机

中频发电机的试验项目、周期和要求见表 52。

表 52 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) 小修时 2) 大修时	绝缘电阻值不应低于 $0.5M\Omega$	1000V 以下的中频发电机使用 1000V 兆欧表测量; 1000V 及以上者使用 2500V 兆欧表测量
2	绕组的直流电阻	大修时	1) 各相绕组直流电阻值的相互间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	绕组的交流耐压试验	大修时	试验电压为出厂试验电压的 75%	副励磁机的交流耐压试验可用 1000V 兆欧表测绝缘电阻代替
4	可变电阻器或起动电阻器的直流电阻	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	中频发电机的特性试验	1) 更换绕组后 2) 必要时	与制造厂试验数据比较应在测量误差范围内	1) 空载特性: 测录至最大励磁电压值 2) 负载特性: 仅测录励磁机的负载特性; 测录时, 以同步发电机的励磁绕组为负载 3) 外特性: 必要时进行
6	温升	必要时	按制造厂规定	新机投运后创造条件进行

18.4 交流电动机

交流电动机的试验项目、周期和要求见表 53。

表 53 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	绕组的绝缘电阻和吸收比	1) 小修时 2) 大修时	1) 绝缘电阻值: a) 额定电压 3000V 以下者, 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, 定子绕组在接近运行温度时的绝缘电阻值不应低于 $U_n M\Omega$ (取 U_n 的千伏数, 下同); 投运前室温下 (包括电缆) 不应低于 $U_n M\Omega$ c) 转子绕组不应低于 $0.5M\Omega$	1) 500kW 及以上的电动机, 应测量吸收比 (或极化指数), 参照表 19.1 序号 1 2) 3kV 以下的电动机使用 1000V 兆欧表; 3kV 及以上者使用 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, 转子绕组可与起动设备一起测量

			2) 吸收比根据实际情况规定			4) 有条件时可分相测量
2	绕组的直流电阻	1) 1 年 (3kV 及以上或 100kW 及以上) 2) 大修时 3) 必要时	1) 3kV 及以上或 100kW 及以上的电动机各相绕组直流电阻值的相互差别不应超过最小值的 2%; 中性点未引出者, 可测量线间电阻, 其相互差别不应超过 1% 2) 其余电动机根据实际情况规定 3) 应注意相互间差别的历年相对变化			必要时, 如: —怀疑有匝间短路时
3	定子绕组泄漏电流和直流耐压试验	1) 大修时 2) 更换绕组后	1) 试验电压: 全部更换绕组时为 3Un; 大修或局部更换绕组时为 2.5Un 2) 泄漏电流相间差别一般不大于最小值的 100%, 泄漏电流为 20 μA 以下者不作规定 3) 500kW 以下的电动机根据实际情况规定			有条件时可分相进行
4	定子绕组的交流耐压试验	1) 大修后 2) 更换绕组后	1) 大修时不更换或局部更换定子绕组后试验电压为 1.5Un, 但不低于 1000V 2) 全部更换定子绕组后试验电压为 (2Un+1000)V, 但不低于 1500V			1) 低压和 100kW 以下不重要的电动机, 交流耐压试验可用 2500V 兆欧表测量代替 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试验	1) 大修后 2) 更换绕组后	试验电压如下:			1) 绕线式电机已改为直接短路启动者, 可不作交流耐压试验 2) Uk 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
				不可逆式	可逆式	
			大修不更换转子绕组或局部更换转子绕组后	1.5Uk, 但不小于 1000V	3.0Uk, 但不小于 2000V	
		全部更换转子绕组后	2Uk+1000V	4Uk+1000V		
6	同步电动机转子绕组交流耐压试验	大修时	试验电压为 1000V			可用 2500V 兆欧表测量代替
7	可变电阻器或起动电阻器的直流电阻	大修时	与制造厂数值或最初测得结果比较, 相差不应超过 10%			3kV 及以上的电动机应在所有分接头上测量
8	可变电阻器与同步电动机灭磁电阻器的交流耐压试验	大修时	试验电压为 1000V			可用 2500V 兆欧表测量代替
9	同步电动机及其励磁机轴承的绝缘电阻	大修时	绝缘电阻不应低于 0.5MΩ			在油管安装完毕后, 用 1000V 兆欧表测量
10	转子金属绑线的交流耐压	大修时	试验电压为 1000V			可用 2500V 兆欧表测量代替
11	检查定子绕组的极性	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	定子铁芯试验	1) 全部更换绕组时或修理	参照表 19.1 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

		铁芯后 2) 必要时		局部缺陷, 只为检查整体叠片状况, 可仅测量空载损耗值
13	电动机空转并测空载电流和空载损耗	必要时	1) 转动正常, 空载电流根据实际情况规定 2) 额定电压下的空载损耗值不得超过原来值的 50%	1) 空转检查的时间一般不小于 1h 2) 测定空载电流仅在对电动机有怀疑时进行 3) 3kV 以下电动机仅测空载电流不测空载损耗
14	双电动机拖动时测量转矩—转速特性	必要时	两台电动机的转矩—转速特性曲线上各点相差不得大于 10%	1) 应使用同型号、同制造厂、同期出厂的电动机 2) 更换时, 应选择两台转矩—转速特性相近似的电动机
15	运行中故障检测	每年 2 次	检测内容: —鼠笼断条 —气隙偏心 —定子绕组匝间短路	

附录 A(规范性附录) 绝缘子的交流耐压试验电压标准

绝缘子的交流耐压试验电压标准见表 A。

表 A 支柱绝缘子的交流耐压试验电压

额定电压, kV	最高工作电压, kV	交 流 耐 压 试 验 电 压, kV			
		纯 瓷 绝 缘		固 体 有 机 绝 缘	
		出 厂	大修后	出 厂	大修后
3	3.5	25	25	25	22
6	6.9	32	32	32	26
10	11.5	42	42	42	38
15	17.5	57	57	57	50
20	23.0	68	68	68	59
35	40.5	100	100	100	90
44	50.6	—	125	—	110
60	69.0	165	165	165	150
110	126.0	265	265 (305)	265	240 (280)
154	177.0	—	330	—	360
220	252.0	490	490	490	440
330	363.0	630	630	—	—

注: 括号中数值适用于小接地短路电流系统。

附录 B(资料性附录) 污秽等级与现场污秽度

污秽等级与现场污秽度

从标准化考虑, 现场污秽度从非常轻到非常重分为 5 个等级:

a 级— 非常轻

b 级— 轻

免费服务电话: 400-034-8088

- c 级— 中等
d 级— 重
e 级— 非常重

注 1: 该字母表示的污秽等级与GB/T 16434-1996中以数字表示的污秽等级不一一对应, 但无本质差异。

注 2: 选择绝缘子时, 需考虑现场污秽度的具体数值。

图 1 给出了普通盘形悬式绝缘子与每一现场污秽度等级相对应的等值盐密/灰密值的范围, 该值是根据现场测量、经验和污秽试验确定的, 是 3 年至 5 年积污的测量结果。

图 1 中数值是基于我国电网参照绝缘子表面自然积污实测结果和 IEC60815 “第 2 部分” 规定的各级污区所用统一爬电比距并计及自然污秽与人工污秽的差别计算而得, 而不是简单由人工污秽试验所得。现场污秽度从一级变到另一级不表明突变。

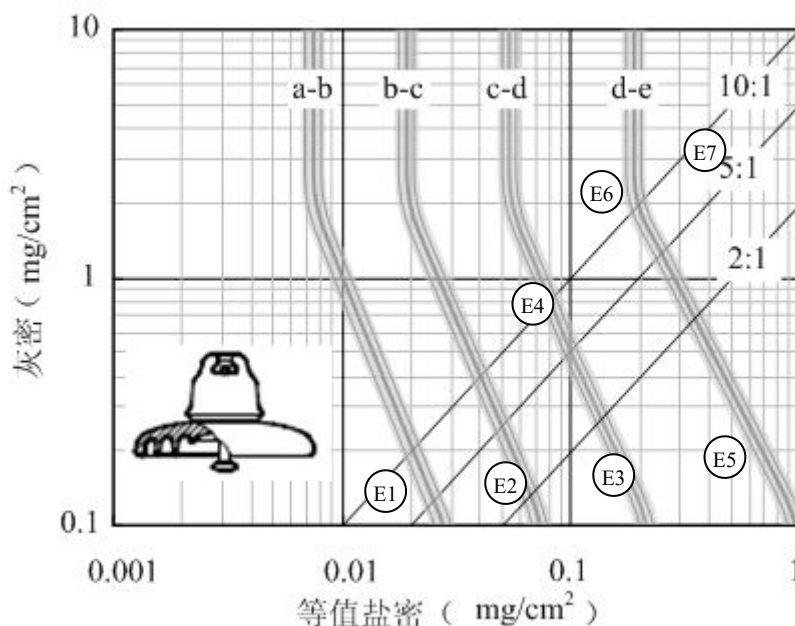


图 1 普通盘形绝缘子现场污秽度与等值盐密/灰密的关系

E1~E7 对应表 1 中的 7 种典型污秽示例, a-b、b-c、c-d、d-e 为各级污区的分界线

三条直线分别为灰密盐密比值为 10:1、5:1、2:1 的等灰盐比线

变电站的现场污秽度, 同样由盘形绝缘子的等值盐密和灰密来确定, 污闪后支柱绝缘子的测量值参考 IEC60815 进行评估。

附录 C(资料性附录) 有效接地系统接地装置(接地网) 安全性状态评估的内容、项目和要求

有效接地系统接地装置(接地网) 安全性状态评估的内容、项目和要求

(参见《南方电网公司变电站防雷设备运行管理规定》附录四)

1. 接地网特性参数(接地电阻、避雷线的分流、跨步电压和接触电压)测试

1.1 对接地电阻、跨步电压和接触电压的要求:

1) 通过实测接地电阻和避雷线的分流系数确定的接地网接地电阻应满足设计值要求(一般不大于 $0.5\ \Omega$)。

2) 在高土壤电阻率地区, 接地电阻按上述要求在技术、经济上极不合理时, 允许超过 $0.5\ \Omega$, 且必须采取措施以保证发生接地时, 在该接地网上: (1) 接触电压和跨步电压均不超过允许的数值; (2) 采取措施防止高电位引外和低电位引内。

3) 根据跨步电压和接触电压的实测值和数值评估值对比其安全限值, 评价跨步电压和接触电压是否满足人身安全要求。

1.2 对接地电阻测量方法的要求:

1) 测量接地电阻时, 采用远离法(夹角法)进行测量, 电压线和电流线与接地装置边缘的直线距离应至少是接地网最大对角线的4倍, 以避免土壤结构不均匀和电流、电压线间互感的影响。如变电站周围土壤电阻率比较均匀, 可采用30度夹角法进行测量, 此时电压线和电流线与接地装置边缘的距离为接地网最大对角线的2倍。

2) 慎用直线法, 对于110kV及以上的大型地网, 不宜采用直线法进行测量。

3) 电压线和电流线布线前, 应用GPS对接地网边缘、电压极和电流极进行精确定位, 确保电压极、电流极与接地网边缘的直线距离满足要求, 并根据GPS实测的电压线和电流线夹角按照DL/T 475—2006《接地装置特性参数测量导则》的有关公式对测量结果进行修正。

3) 应采用柔性电流钳表(罗哥夫斯基线圈)测量出线构架的避雷线(普通地线和OPGW光纤地线)对测试电流的分流, 得到分流系数, 结合接地电阻实测值来推算接地装置真实的接地电阻值。

2. 变电站站址区域分层土壤电阻率测试

2.1 通过变电站站址土壤电阻率测试, 结合相关软件(如CDEGS软件)完成土壤分层结构分析, 为接地网状态的数值评估提供依据。

2.2 对土壤电阻率测量要求:

1) 测量的分层土壤深度应与接地网最大对角线长度相当。

2) 注意测量线之间的互感对土壤电阻率测量结果的影响。

3. 接地网安全性状态的数值评估

基于相关软件(如CDEGS软件)的接地网状态数值评估内容包括:

1) 变电站出线架空地线分流系数和入地最大短路故障电流计算;

2) 地网接地阻抗;

3) 实际单相接地短路故障情况下, 地网接地导体的电位升高和变电站场区电压差, 是否满足一次设备、二次设备(或二次回路)和弱电设备的运行安全要求;

4) 计算变电站跨步电压 U_s 和接触电压 U_t 分布情况, 对比测试结果以及跨步电压 U_s 和接触电压 U_t 的限值, 分析和评估接触电压和跨步电压是否满足人身安全要求。

附录 D(资料性附录) 变电站钢材质接地网土壤腐蚀性评价方法

变电站钢材质接地网土壤腐蚀性评价方法 (佛山供电局推广应用)

变电站钢材质接地网的腐蚀速率主要取决于填埋在接地体周围的土壤, 按国家土壤腐蚀标准, 从轻到重可依次分为 I、II、III、IV、V 五级。本评估方法可以在不停电和不截取接地网钢材的情况下通过土壤参数的测量实现对运行变电站接地网钢材土壤腐蚀环境的评估, 确定接地网钢材的腐蚀等级, 也可以在新变电站选址时通过土壤参数的测量对新变电站接地网钢材土壤腐蚀环境进行预测, 预测接地网钢材的腐蚀等级, 以正确设计选用和校核钢材截面及因地制宜地采用合适的防腐措施, 具有简单、准确、方便现场实施的优点。

变电站钢材质接地网土壤腐蚀性评价三指标法和八指标法均可以独立实施, 其中土壤腐蚀性三指标评价体系及实施方法由于测量土壤参数相对较少, 适合用于广东地区一般变电站接地网土壤腐蚀环境的评价, 应用范围相对较广, 而八指标评价体系及实施方法由于测量土壤参数相对稍多, 预测准确率得到进一步提高, 适合广东地区重要性较高的变电站接地网土壤腐蚀环境的评价。根据佛山供电局 41 个变电站的实践, 三指标法总体准确度可达 80%, 八指标法总体准确度可达 89%。

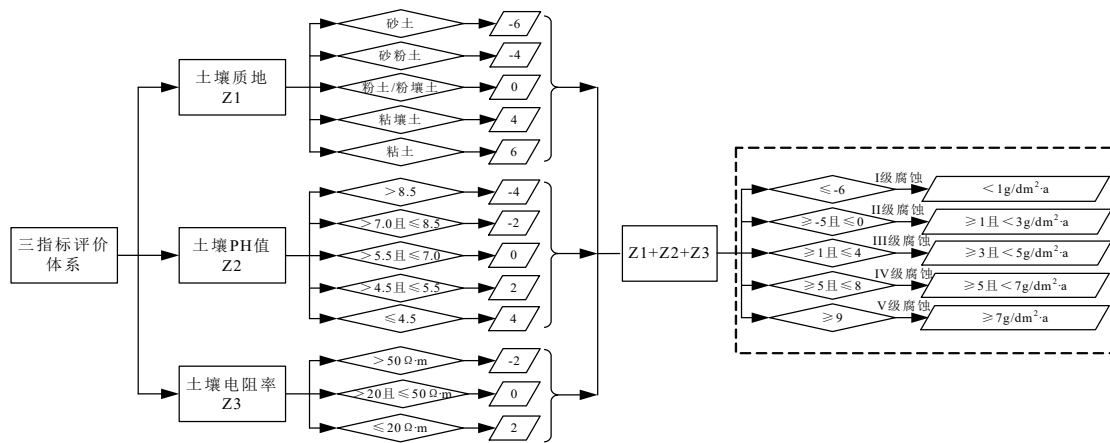


图 1 三指标法评价框图

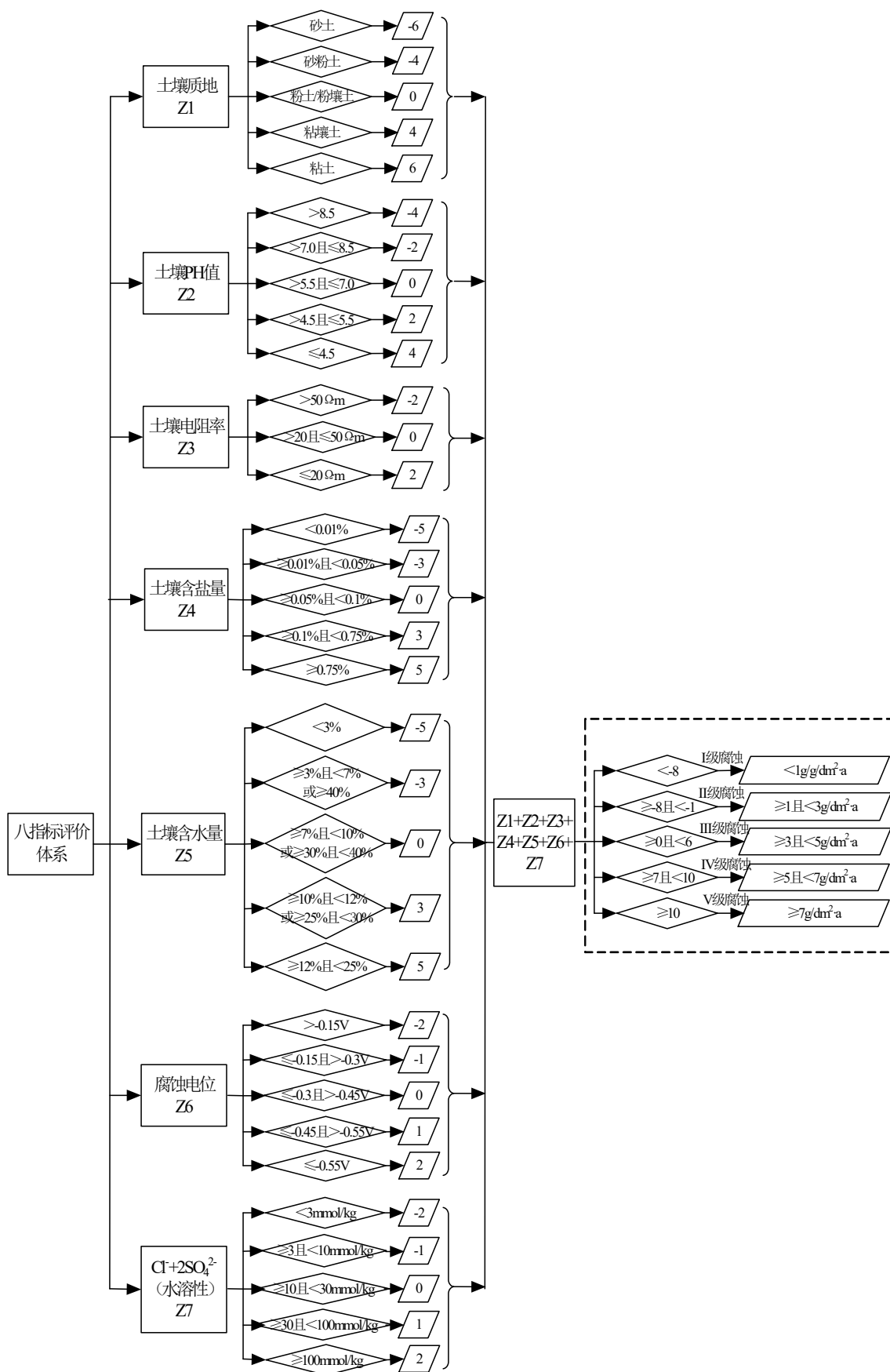


图2 八指标法评价框图

附录 E (规范性附录) 同步发电机和调相机定子绕组的交流试验电压、老化鉴定和硅钢片单位损耗

E1 交流电机全部更换定子绕组时的交流试验电压见表 E1、表 E2。

表 E1 不分瓣定子圈式线圈的试验电压 kV

序 号	试 验 阶 段	试验形式	<10MW (MVA)	≥10MW (MVA)	
			≥2	2~6	10.5~18
1	线圈绝缘后, 下线前	—	$2.75U_n+4.5$	$2.75U_n+4.5$	$2.75U_n+6.5$
2	下线打槽楔后	—	$2.5U_n+2.5$	$2.5U_n+2.5$	$2.5U_n+4.5$
3	并头、连接绝缘后	分相	$2.25U_n+2.0$	$2.25U_n+2.0$	$2.25U_n+4.0$
4	电机装配后	分相	$2.0U_n+1.0$	$2.5U_n$	$2.0U_n+3.0$

表 E2 不分瓣定子条式线圈的试验电压 kV

序 号	试 验 阶 段	试验形式	<10MW (MVA)	≥10MW (MVA)	
			≥2	2~6	10.5~18
1	线圈绝缘后, 下线前	—	$2.75U_n+4.5$	$2.75U_n+4.5$	$2.75U_n+6.5$
2	下层线圈下线后	—	$2.5U_n+2.5$	$2.5U_n+2.5$	$2.5U_n+4.5$
3	上层线圈下线后打完槽楔与下层线圈同试	—	$2.5U_n+1.5$	$2.5U_n+1.5$	$2.5U_n+4.0$
4	焊好并头, 装好连线、引线, 包好绝缘	分相	$2.25U_n+2.0$	$2.25U_n+2.0$	$2.25U_n+4.0$
5	电机装配后	分相	$2.0U_n+1.0$	$2.5U_n$	$2.0U_n+3.0$

E2 交流电机局部更换定子绕组时的交流试验电压见表 E3、表 E4。

表 E3 整台圈式线圈(在电厂修理)的试验电压 kV

序 号	试 验 阶 段	试验形式	<10MW (MVA)	≥10MW (MVA)	
			≥2	2~6	10.5~18
1	拆除故障线圈后, 留在槽中的老线圈	—	$0.8(2.0U_n+1.0)$	$0.8(2.0U_n+3.0)$	$0.8(2.0U_n+3.0)$
2	线圈下线前	—	$2.75U_n$	$2.75U_n$	$2.75U_n+2.5$
3	下线后打完槽楔	—	$0.75\times 2.5U_n$	$0.75(2.5U_n+0.5)$	$0.75(2.5U_n+2.5)$
4	并头、连接绝缘后, 定子完成	分相	$0.75(2.0U_n+1.0)$	$0.75\times 2.5U_n$	$0.75(2.0U_n+3.0)$
5	电机装配后	分相	$1.5U_n$	$1.5U_n$	$1.5U_n$

注: 1. 对于运行年久的电机, 序号 1, 4, 5 项试验电压值可根据具体条件适当降低;

2. 20kV 电压等级可参照 10.5~18kV 电压等级的有关规定。

表 E4 整台条式线圈(在电厂修理)的试验电压 kV

序 号	试 验 阶 段	试验形式	<10MW (MVA)	≥10MW (MVA)	
			≥2	2~6	10.5~18
1	拆除故障线圈后, 留在槽中的老线圈	—	$0.8(2.0U_n+1.0)$	$0.8(2.0U_n+3.0)$	$0.8(2.0U_n+3.0)$
2	线圈下线前	—	$2.75U_n$	$2.75U_n$	$2.75U_n+2.5$
3	下层线圈下线后	—	$0.75(2.5U_n+0.5)$	$0.75(2.5U_n+1.0)$	$0.75(2.5U_n+2.0)$
4	上层线圈下线后, 打完槽楔与下层线圈同试	—	$0.75\times 2.5U_n$	$0.75(2.5U_n+0.5)$	$0.75(2.5U_n+1.0)$
5	焊好并头, 装好接线, 引线包好绝缘, 定子完成	分相	$0.75(2.0U_n+1.0)$	$0.75\times 2.5U_n$	$0.75(2.0U_n+3.0)$
6	电机装配后	分相	$1.5U_n$	$1.5U_n$	$1.5U_n$

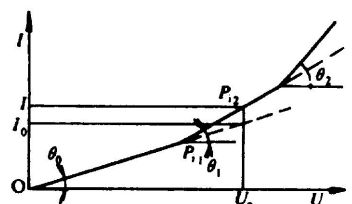
注: 1. 对于运行年久的电机, 试验电压值可根据具体条件适当降低;

2. 20kV 电压等级可参照 10.5~18kV 电压等级的有关规定。

E3 同步发电机转子绕组全部更换绝缘时的交流试验电压按制造厂规定。

E4 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见表 E5。

表 E5 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 $\Delta \tan \delta$ 值不大于下列值:			1) 在绝缘不受潮的状态下进行试验 2) 槽外测量单根线棒 $\tan \delta$ 时, 线棒两端应加屏蔽环 3) 可在环境温度下试验	
		定子电压等级 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 $\tan \delta$ (%) 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) 定子电压为 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:				
		1.5 U_n 和 0.5 U_n	相邻 0.2 U_n 电压间隔	0.8 U_n 和 0.2 U_n		
		11	2.5	3.5		
凡现场条件具备者, 最高试验电压可选择 1.5 U_n ; 否则也可选择 (0.8~1.0) U_n 。相邻 0.2 U_n 电压间隔值, 即指 1.0 U_n 和 0.8 U_n 、0.8 U_n 和 0.6 U_n 、0.6 U_n 和 0.4 U_n 、0.4 U_n 和 0.2 U_n						
2	整相绕组(或分支)及单根线棒的第二电流增加率 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 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:			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 $\Delta I = \frac{I - I_0}{I_0} \times 100\%$ 式中 I —在 U_n 下的实际电容电流; I_0 —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 $m_2 = \tan \theta_2 / \tan \theta_1$ 式中 $\tan \theta_2$ — $I=f(U)$ 特性曲线出现 P_{12} 点之斜率; $\tan \theta_1$ — $I=f(U)$ 特性曲线中出现 P_{11} 点以下之斜率	
		定子电压等级 kV		6		10
		试验电压 kV		6		10
		额定电压下电流增加率 %		8.5		12
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:				
		定子电压等级 kV	6	10		
		最高试验电压 kV	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 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、历次检修中发现的问题以及试验情况进行综合分析，对绝缘运行状况作出评定。

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。

a) 累计运行时间超过 30 年(对于沥青云母和烘卷云母绝缘为 20 年)，制造工艺不良者，可以适当提前；

b) 运行中或预防性试验中，多次发生绝缘击穿事故；

c) 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破坏等老化现象；

d) 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。

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，抽样量不作规定。

E5 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。

E6 硅钢片的单位损耗见表 D6。

表 E6 硅钢片的单位损耗

硅钢片品种	代 号	厚 度 mm	单位损耗 W/kg	
			1T 下	1.5T 下
热轧硅钢片	D21	0.5	2.5	6.1
	D22	0.5	2.2	5.3
	D23	0.5	2.1	5.1
	D32	0.5	1.8	4.0
	D32	0.35	1.4	3.2
	D41	0.5	1.6	3.6
	D42	0.5	1.35	3.15
	D43	0.5	1.2	2.90
	D42	0.35	1.15	2.80
	D43	0.35	1.05	2.50
冷轧硅钢片	无取向	W21	0.5	2.3
		W22	0.5	2.0
		W32	0.5	1.6
		W33	0.5	1.4
		W32	0.35	1.25
		W33	0.35	1.05
	单取向	Q3	0.35	0.7
		Q4	0.35	0.6
		Q5	0.35	0.55
		Q6	0.35	0.44
				1.1