

江苏省电力公司文件

苏电企管〔2014〕1064号

江苏省电力公司关于印发 《输变电设备交接试验规程》的通知

公司各单位：

根据江苏电网生产调度需要，按照标准制定发布有关规定，《输变电设备交接试验规程》已经通过审查，现批准为江苏省电力公司技术标准并予以印发，自发布之日起实施。

江苏省电力公司

2014年11月10日

（此件发至收文单位本部及所属二级单位机关）



Q/GDW10

国网江苏省电力公司企业标准

Q/GDW 10 108-02-001-2014

输变电设备交接试验规程

Regulations of hand-over test for electric equipment



尔森运维
www.musenyw.com

光伏电站交接试验
108-02-7608

2014 - 10 - 29 发布

2014 - 10 - 29 实施

国网江苏省电力公司

发布

目 次

前言	III
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语与定义	3
4 总则	3
5 交流输变电设备试验规定	3
5.1 电力变压器和电抗器	3
5.2 电流互感器	10
5.3 电压互感器	12
5.4 高压套管	15
5.5 SF ₆ 断路器	17
5.6 气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）	19
5.7 隔离开关、接地开关及高压熔断器	22
5.8 高压开关柜	22
5.9 耦合电容器	25
5.10 高压并联电容器和集合式电容器	25
5.11 金属氧化物避雷器	26
5.12 电力电缆	27
5.13 接地装置	28
5.14 变电站设备外绝缘及绝缘子（母线）	29
5.15 架空输电线路	30
5.16 串联补偿装置	31
6 直流输变电设备试验规定	31
6.1 换流变压器及平抗	31
6.2 直流电流互感器（零磁通型）	36
6.3 光电式电流互感器	38
6.4 直流分压器	38
6.5 直流断路器	39
6.6 交、直流滤波器及并联电容器组、中性线母线电容器	39
6.7 直流接地极及线路	40
6.8 晶闸管换流阀	40
7 绝缘油	41
8 SF ₆ 气体湿度和成分检测	42
8.1 SF ₆ 气体湿度和成分检测交接试验	42
8.2 SF ₆ 气体湿度检测	42

8.3 SF₆气体成分分析 43

附录 A (资料性附录) 金属氧化物避雷器直流 1mA 电压 44

编制说明 47



前 言

交接试验是检查、检验输变电设备状态性能的重要手段。2010年10月1日，江苏省电力公司发布了Q/GDW-10-J206-2010《输变电设备交接和状态检修试验规程》。2014年5日，江苏省电力公司根据国家电网公司关于印发《输变电设备状态检修试验规程》等8项标准的通知（国家电网企管〔2014〕52号）、《国家电网公司关于印发电网设备技术标准差异条款统一意见的通知》（国家电网科〔2014〕315号）、《国家电网公司十八项电网重大反事故措施（修订版）》（国家电网生〔2012〕352号），以及最新电力行业标准和公司企业标准，重新修编了《输变电设备交接试验规程》。

本规程对输变电设备的交接试验项目和要求重新进行了修订，对设备交接各类试验项目适当调整，相关设备试验说明进行了解释。本规程发布后将替代2010年颁布的Q/GDW-10-J206-2010《输变电设备交接和状态检修试验规程》。

本规程由江苏省电力公司运维检修部修订并负责解释。

本规程由江苏省电力公司科技信通部归口。

本规程主要起草单位：江苏省电力公司运维检修部。

本规程的主要起草人：黄清、恽瑞金、魏旭、范忠、李鸿泽、杨小平、丁然、郑爱霞、姜海波、王铭民、陆云才、黄芬、甘强、蒋志坚、白金花、钱聪、徐卓凌。



输变电设备交接试验规程

1 范围

本规程规定了江苏省电网中高压交直流输变电设备交接试验的项目和要求,用以判断设备是否符合运行条件,保证其安全运行。

本规程适用于江苏省电力公司电压等级为10kV~500kV的交、直流输变电设备,用户设备可参照本规程执行。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本规程的引用而成为本规程的条款,其最新版本适用于规程。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,鼓励根据本标准达成协议的各方研究是否可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 1094.3 电力变压器 第3部分:绝缘水平、绝缘试验和外绝缘空气间隙
- GB 1094.11 电力变压器 第11部分:干式变压器
- GB 1207 电磁式电压互感器
- GB 1208 电流互感器
- GB 1984 高压交流断路器
- GB 2536 变压器油
- GB 7674 额定电压72.5kV及以上气体绝缘金属封闭开关设备
- GB 11032 交流无间隙金属氧化物避雷器
- GB 50150 电气装置安装工程电气设备交接试验规程
- GB 50233 110~500kV架空送电线路施工及验收规范
- GB/T 264 石油产品酸值测定法
- GB/T 507 绝缘油击穿电压测定法
- GB/T 511 石油产品和添加剂机械杂质测定法(重量法)
- GB/T 1094.10 电力变压器 第10部分:声级测定
- GB/T 4109 高压套管技术条件
- GB/T 4703 电容式电压互感器
- GB/T 5654 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测量
- GB/T 6541 石油产品油对水界面张力测定法(圆环法)
- GB/T 7252 变压器油中溶解气体分析和判断导则
- GB/T 7600 运行中变压器油水分含量测定法(库仑法)
- GB/T 7601 运行中变压器油水分测定法(气相色谱法)
- GB/T 8905 六氟化硫设备中气体管理和检验导则
- GB/T 10229 电抗器
- GB/T 11017.1~GB/T 11017.3 额定电压 110kV交联聚乙烯绝缘电力电缆及其附件

GB/T 11022 高压开关设备和控制设备标准的共用技术条件

GB/T 11023 高压开关设备六氟化硫气体密封试验导则

GB/T 12706.2 额定电压1kV ($U_m=1.2kV$) 到35kV ($U_m=40.5kV$) 挤包绝缘电力电缆及附件 第2部分：
额定电压6kV ($U_m=7.2kV$) 到30kV ($U_m=36kV$) 电缆

GB/T 12706.3 额定电压1kV ($U_m=1.2kV$) 到35kV ($U_m=40.5kV$) 挤包绝缘电力电缆及附件 第3部分：
额定电压35kV ($U_m=40.5kV$) 电缆

GB/Z 18890.1 ~ GB/Z 18890.3 额定电压220kV ($U_m=252kV$) 交联聚乙烯绝缘电力电缆及其附件

GB/T 19519 标称电压高于1000V的交流架空线路用复合绝缘子 定义、试验方法及验收准则

DL/T 401 高压电缆选择导则

DL/T 417 电力设备局部放电现场测量导则

DL/T 421 绝缘油体积电阻率测定法

DL/T 423 绝缘油中含气量的测定 真空差压法

DL/T 429.1 电力系统油质试验方法 透明度测定法

DL/T 429.2 电力系统油质试验方法 颜色测定法

DL/T 432 电力用油颗粒污染粒度测量方法

DL/T 437 高压直流接地极技术导则

DL/T 450 绝缘油中含气量的测试方法 二氧化碳洗脱法

DL/T 475 接地装置特性参数测量导则

DL/T 506 六氟化硫气体绝缘设备中水分含量现场测量方法

DL/T 593 高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求

DL/T 621 交流电气装置的接地

DL/T 703 绝缘油中含气量的气相色谱测定法

DL/T 864 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 887 杆塔工频接地电阻测量

DL/T 911 电力变压器绕组变形的频率响应分析法

DL/T 914 六氟化硫气体湿度测定法 (重量法)

DL/T 915 六氟化硫气体湿度测定法 (电解法)

DL/T 916 六氟化硫气体酸度测定法

DL/T 917 六氟化硫气体密度测定法

DL/T 918 六氟化硫气体中可水解氟化物含量测定法

DL/T 919 六氟化硫气体中矿物油含量测定法 (红外光谱分析法)

DL/T 920 六氟化硫气体中空气、四氟化碳的气相色谱测定法

DL/T 921 六氟化硫气体毒性生物试验方法

DL/T 984 油浸式变压器绝缘老化判断导则

DL/T 1096 变压器油中颗粒度限值

DL/T 5092 110 ~ 500kV架空送电线路设计技术规程

JJG 310 国家计量检定规程压力式温度计

Q/GDW-10-J394-2008 江苏省电力公司支柱绝缘子及瓷套超声波检验技术导则

Q/GDW512-2010 电力电缆线路运行规程

国家电网科〔2014〕315号 国家电网公司关于印发电网设备技术标准差异条款统一意见的通知

国家电网运检〔2014〕354号 国家电网公司关于印发电力电缆通道选型与建设指导意见的通知

国家电网生〔2012〕352号 关于印发《国家电网公司十八项电网重大反事故措施(修订版)》的

通知

3 术语与定义

下列术语和定义适用于本标准。

3.1

交接试验 Hand-over Test

设备新安装投运前，为确定设备状态性能而进行的试验。

3.2

初值 Initial Value

指能够代表状态量原始值的试验值。初值可以是出厂试验值、交接试验值、早期试验值、设备核心部件或主体进行解体性检修之后的首次试验值等。初值差定义为： $(\text{当前测量值} - \text{初值}) / \text{初值} \times 100\%$ 。

3.3

注意值 Attention Value

状态量达到该数值时，设备可能存在或可能发展为缺陷。

3.4

U_m

设备最高工作电压有效值。

3.5

U_t

设备额定电压有效值。

3.6

U_0/U

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

4 总则

4.1 交接试验要求如下：

- a) 新设备在投运前，必须按本规程要求的项目和要求进行交接试验，试验合格后方可投入运行；
- b) 对核心部件或主体进行解体性检修后重新投运的设备，参照新设备要求进行交接试验。

4.2 除特别说明，所有电容和介质损耗因数一并测量的试验，试验电压均为 10kV。

4.3 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、 t_g 、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进行，且空气相对湿度一般不高于 80%。在进行直流高压试验时，应采用负极性接线。

4.4 若存在设备技术文件要求但本规程未涵盖的试验项目，按设备技术文件要求进行。若设备技术文件要求与本规程要求不一致，按较高要求执行。

5 交流输变电设备试验规定

5.1 电力变压器和电抗器

5.1.1 油浸式电力变压器和电抗器

油浸式电力变压器和电抗器交接试验项目及表1。

表1 油浸式电力变压器和电抗器交接试验项目及要求

序号	试验项目	要求	说明															
1	油中溶解气体分析 (色谱)	<p>新安装变压器和电抗器投运前,油中溶解气体含量不宜超过下列注意值:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">电 压 kV</th> <th colspan="3">溶解气体含量(μL/L)</th> </tr> <tr> <th>氢气</th> <th>总烃</th> <th>乙炔</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>≥110</td> <td>30</td> <td>20</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>10~35</td> <td>50</td> <td>20</td> <td>0.5</td> </tr> </tbody> </table>	电 压 kV	溶解气体含量(μL/L)			氢气	总烃	乙炔	≥110	30	20	0	10~35	50	20	0.5	<p>1. 220kV及以上新投运变压器(电抗器)或对核心部件进行解体性检修后重新投运的变压器,应在绝缘油注入变压器前进行本项试验;</p> <p>2. 110kV及以上变压器(电抗器),应在耐压、局部放电试验24h后、冲击合闸、额定电压下运行24h后,各进行一次本项试验;</p> <p>3. 20~35kV变压器(电抗器)在耐压试验前后应进行本项试验;</p> <p>4. 取样及测量程序参考GB/T 7252,同时注意设备技术文件的特别提示(如有)</p>
电 压 kV	溶解气体含量(μL/L)																	
	氢气	总烃	乙炔															
≥110	30	20	0															
10~35	50	20	0.5															
2	绝缘油交接试验	见第7章	见第7章															
3	绕组连同套管的直流电阻测量	<p>1. 测量应在各分接头的所有位置上进行;</p> <p>2. 相间互差要求见下表:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">测量项目</th> <th colspan="2">容量(kVA)</th> </tr> <tr> <th>≤1600</th> <th>>1600</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>相电阻互差值 应小于平均值</td> <td>4%</td> <td>2%</td> </tr> <tr> <td>线电阻互差值 应小于平均值</td> <td>2%</td> <td>1%</td> </tr> </tbody> </table> <p>3. 与同温度下产品出厂实测数据比较,相应变化≤2%</p>	测量项目	容量(kVA)		≤1600	>1600	相电阻互差值 应小于平均值	4%	2%	线电阻互差值 应小于平均值	2%	1%	<p>1. 有中性点引出线时,应测量各相绕组的电阻;若无中性点引出线,可测量各线端的电阻,测量时铁芯的磁化极性应保持一致;</p> <p>2. 不同温度下电阻温度修正按下式进行:</p> $R_2 = R_1 \left(\frac{T_k + t_2}{T_k + t_1} \right)$ <p>式中, R_1、R_2 分别表示温度为 t_1、t_2 时的电阻;T_k 为常数,铜绕组 T_k 为 235,铝绕组 T_k 为 225;</p> <p>3. 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,按本条款要求中第3项执行</p>				
测量项目	容量(kVA)																	
	≤1600	>1600																
相电阻互差值 应小于平均值	4%	2%																
线电阻互差值 应小于平均值	2%	1%																
4	所有分接位置的电压比检查	<p>1. 额定分接位置电压比允许误差≤±0.5%,其他分接位置电压比允许误差≤±1%;</p> <p>2. 电压比小于3的20kV及以下变压器,所有分接位置电压比允许偏差≤±1%</p>	与铭牌数据相比应无明显差别,且应符合电压比的规律															
5	三相接线组别和单相变压器引出线的	必须与设计要求和铭牌上的标记和外壳上的端子标志相一致																

极性检查			
6	绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或(和)极化指数测量	<p>1. 绝缘电阻值\geq出厂试验值的 70% ;</p> <p>2. 35kV 及以上且容量在 4000kVA 及以上时,应测量吸收比。吸收比与出厂试验值相比应无明显差别,在常温下应≥ 1.3 ;当 R_{60s} 大于 3000MΩ 时,吸收比可不作考核要求 ;</p> <p>3. 110kV 及以上且容量在 63000kVA 及以上时,应测量极化指数。极化指数与出厂试验值相比应无明显差别,在常温下应≥ 1.5 ,当 R_{60s} 大于 10000MΩ 时,极化指数可不作考核要求</p>	<p>1. 测量前被试绕组应充分放电 ;</p> <p>2. 测量时,铁芯、外壳及非测量绕组应接地,被测量绕组应短路,套管表面应清洁干燥 ;</p> <p>3. 变压器电压等级为 220kV 及以上且容量为 120MVA 及以上时,宜用 5000V 兆欧表测量极化指数 ;</p> <p>4. 测量宜在顶层油温低于 50 时进行,并记录顶层油温。绝缘电阻受温度的影响按下式进行近似修正 :</p> $R_2 = R_1 \times 1.5^{(t_2-t_1)/10}$ <p>式中, R_1、R_2 分别表示温度为 t_1、t_2 时的绝缘电阻,吸收比和极化指数不进行温度换算 ;</p> <p>5. 绝缘电阻下降显著时,应结合介质损耗因数及油质试验进行综合判断,测试方法参考 DL/T 474.1</p>
7	绕组连同套管的介质损耗和电容量测量	<p>1. 35kV 及以上变压器(电抗器)且容量在 8000kVA 及以上时,应测量 $\text{tg}\delta$ 值 ;</p> <p>2. 20 时介质损耗因数 :</p> <p>500kV : $\text{tg}\delta \leq 0.005$</p> <p>220kV : $\text{tg}\delta \leq 0.006$</p> <p>110 kV : $\text{tg}\delta \leq 0.008$</p> <p>35kV : $\text{tg}\delta \leq 0.015$</p> <p>110kV-500kV 变压器(电抗器)当出厂试验值≥ 0.004 时,现场 $\text{tg}\delta$ 值不应大于出厂试验值的 130 % ;</p> <p>3. 绕组电容量 :</p> <p>与出厂试验值相比变化$\leq \pm 5\%$</p>	<p>1. 测量宜在顶层油温低于 50 且不低于 5 时进行,测量时记录顶层油温和空气相对湿度,非测量绕组及外壳接地,必要时分别测量被测绕组对地、被测绕组对其它绕组的绝缘介质损耗因数。测量方法可参考 DL/T 474.3 ;</p> <p>2. 测量绕组绝缘介质损耗因数时,应同时测量电容值,若此电容值发生明显变化,应予以注意 ;</p> <p>3. 分析时应注意温度对介质损耗因数的影响。不同温度下的 $\text{tg}\delta$ 值按下式换算 :</p> $\text{tg}\delta_2 = \text{tg}\delta_1 \times 1.3^{(t_2-t_1)/10}$ <p>式中 $\text{tg}\delta_1$、$\text{tg}\delta_2$ 分别为温度 t_1、t_2 时的 $\text{tg}\delta$ 值</p>
8	铁芯及夹件的绝缘电阻测量	$\geq 1000\text{M}\Omega$	采用 2500V 兆欧表测量 持续时间 1min
9	套管试验	见 5.4 节	见 5.4 节

10	绕组连同套管的直流泄漏电流测量	泄漏电流值不宜超过本标准表4的规定	<ol style="list-style-type: none"> 1. 适用于 35kV 及以上且容量在 8000kVA 及以上变压器（电抗器）； 2. 加压 60s 时在高压端读取泄漏电流； 3. 分级绝缘变压器仍按被试绕组电压等级的标准
11	单相低电压短路阻抗测量	<ol style="list-style-type: none"> 1. 220kV 级以上电压等级： <ol style="list-style-type: none"> a) 相间偏差$\leq 2\%$； b) 与出厂试验值偏差$\leq 3\%$。 2. 110kV 及以下电压等级： <ol style="list-style-type: none"> a) 相间偏差应$\leq 3\%$； b) 与出厂试验值偏差$\leq 5\%$ 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 应采用单相法在最大分接位置和相同电流下测量，试验电流$\geq 5A$或试验电压达到400V； 2. 相间偏差=（最大-最小）/平均
12	低电压空载电流和空载损耗测量	<ol style="list-style-type: none"> 1. 测量结果与出厂试验值相比，不应有明显差异； 2. 对单相变压器相间或三相变压器两个边相，空载电流差异$\leq 10\%$ 	应在相同试验电压下测量，试验电压 $\geq 400V$
13	绕组频率响应分析	<ol style="list-style-type: none"> 1. 110kV 及以上变压器适用； 2. 当绕组频响曲线的各个波峰、波谷点所对应的幅值及频率与出厂试验值基本一致且三相之间结果相比无明显差别，可以判定被测绕组没有变形 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 测量前各绕组应充分放电，铁芯去磁； 2. 测量和分析方法参考 DL/T 911； 3. 无原始纪录时可与同型号同厂家对比
14	 绕组连同套管的交流耐压试验	<ol style="list-style-type: none"> 1. 绕组额定电压在 35kV 及以下的设备，线端试验电压为出厂试验电压的 80%，参见表 2； 2. 绕组额定电压在 110kV 及以上的设备，其中性点应进行交流耐压试验，试验耐受电压标准为出厂试验电压值的 80%，参照表 3 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 对分级绝缘的耐压试验电压标准，应按接地端或末端绝缘的电压等级来进行； 2. 外施耐压试验应采用不小于 80% 额定频率的任一适当频率其波形尽可能接近于正弦波的单相交流电压进行。试验方法参见 GB 1094.3 或 GB 1094.11； 3. 绕组额定电压在 110kV 及以上的变压器，其线端的感应耐压试验：110kV 变压器在对绝缘有怀疑时进行，220kV 变压器结合局部放电进行，试验电压为出厂试验电压的 80%，参见表 2
15	局部放电试验	<ol style="list-style-type: none"> 1. 对于新投运油浸式变压器，要求 $1.5U_m/\sqrt{3}$ 电压下，局放量不大于 100 pC（绕组额定电压 110kV 及以上）； 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 110kV 及以上电压等级变压器，交接时必须进行现场局部放电试验；

		2. 对于有运行史的220kV及以上油浸式变压器,要求 $1.3U_m/\sqrt{3}$ 电压下,局放量一般不大于300pC	2 500kV变压器局部放电试验前应进行去磁; 3. 试验方法参见GB 1094.3
16	有载调压装置的试验和检查	<p>1. 变压器带电前应进行切换过程试验,检查切换开关的全部动作顺序,测量过渡电阻阻值和切换时间。测得的过渡电阻阻值、三相同步偏差、切换时间的数值、正反相切换时间偏差均符合制造厂技术要求。由于变压器结构及接线原因无法测量的,不进行该项试验;</p> <p>2. 在变压器无电压下,手动操作不少于2个循环、电动操作不少于5个循环。其中电动操作时电源电压为额定电压的85%及以上。操作无卡涩或连动,电气和机械限位正常;</p> <p>3. 循环操作后进行绕组连同套管在所有分接下直流电阻和电压比测量,结果应符合本表序号4、5的要求;</p> <p>4. 在变压器带电条件下进行有载调压开关电动操作,动作应正常。操作过程中,各侧电压应在系统电压允许范围内;</p> <p>5. 绝缘油注入切换开关油箱后,其击穿电压应符合本标准第7章要求;</p> <p>6. 测量二次回路绝缘电阻不低于1MΩ</p>	使用2500V兆欧表测量二次回路绝缘电阻
17	测温装置及其二次回路试验	<p>1. 校验测温装置,符合JJG310的要求;</p> <p>2. 如一台变压器有两只油温度计,要求两只温度计显示温度偏差≤ 5 ;</p> <p>3. 二次回路绝缘电阻一般$\geq 1M\Omega$;</p> <p>4. 检查温度控制器控制、信号接点,各接点整定值应正确,远方、就地显示误差≤ 2</p>	<p>1. 密封良好,温度指示正确;</p> <p>2. 可与标准温度计比对,或按制造商推荐方法进行,结果应符合设备技术文件要求;</p> <p>3. 采用1000V兆欧表测量二次回路的绝缘电阻</p>
18	气体继电器及其二次回路试验	1. 重瓦斯动作的油流速度校验,整定值应符合产品技术要求或与出厂校验值相符;	1. 检查气体继电器(轻瓦斯)整定值,应符合运行规程和设备技术文件要求,动作正确;

		<p>2. 轻瓦斯动作气体容积校验,应符合产品技术要求;</p> <p>3. 二次回路绝缘电阻一般$\geq 1\text{M}\Omega$</p>	2. 应采用 1000V 兆欧表测量
19	套管中的电流互感器试验	<p>1. 二次端子极性和接线应与铭牌标志相符;</p> <p>2. 二次绕组对外壳绝缘电阻及二次回路绝缘电阻$\geq 1\text{M}\Omega$;</p> <p>3. 各绕组比差和角差应与出厂试验结果相符;</p> <p>4. 校核工频下的励磁特性,应满足继电保护要求,与制造厂提供的励磁特性应无明显差别</p>	绝缘电阻应采用 1000V 兆欧表测量。
20	冷却装置及其二次回路试验	<p>1. 潜油泵电动机、风扇电机及二次回路绝缘电阻$\geq 1\text{M}\Omega$;</p> <p>2. 潜油泵转动试验,开启潜油泵后,运转平稳,无异常声音,油流向正确,电动机三相电流基本平衡;</p> <p>3. 风扇转动试验,风扇转动后,转动方向正确,运转平稳,无异常声音,电动机三相电流平衡</p>	绝缘电阻应采用 1000V 兆欧表测量
21	压力释放装置检查	<p>1. 动作压力校验,其开启压力与关闭压力应符合产品的技术要求,或与出厂试验值偏差在$\pm 10\%$之内;</p> <p>2. 检查微动开关动作情况,触点接触应良好,信号正确;</p> <p>3. 二次回路绝缘电阻应$\geq 1\text{M}\Omega$</p>	<p>1. 动作压力校验应在压力释放装置未安装在变压器上进行,如制造厂能够提供合格的检验报告,现场交接时可不做此项目;</p> <p>2. 绝缘电阻应采用 1000V 兆欧表测量</p>
22	整体密封检查	<p>1. 35kV 及以上变压器,在储油柜油面施加 0.03MPa 静压力,持续 24h,应无油渗漏;</p> <p>2. 35kV 以下变压器,现场注油后,静止 24 小时,无渗漏</p>	<p>1. 对核心部件或主体进行解体性检修之后,或重新进行密封处理之后,进行本项目;</p> <p>2. 检查前应采取措施防止压力释放装置动作</p>
23	电抗器油箱表面温度测量	油箱表面局部热点的温升应 $\leq 80\text{K}$	使用红外仪在额定电压、额定频率下进行温度分布测量。
24	电抗器振动测量	与出厂试验值不应有明显差别	测量方法参见 GB 10229
25	电抗器电抗值测量	与出厂试验值偏差 $\leq \pm 5\%$ (额定电压下)	测量方法参见 GB 10229

26	电抗器噪声测量	与出厂试验值不应有明显差别	测量方法参见 GB1094.10《变压器和电抗器的声级测定》，测点不少于 10 个
27	额定电压下的冲击合闸试验	<p>1. 变压器空载合闸，电抗器可带线路冲击合闸，冲击合闸 5 次，每次间隔 5min；</p> <p>2. 变压器部分更换绕组，空载合闸 3 次，每次间隔 5min；</p> <p>3. 冲击合闸时，应无异常声响等现象，保护装置不应动作；</p> <p>4. 冲击合闸前后的油色谱分析结果应无明显差别</p>	<p>1. 冲击合闸试验宜在变压器高压侧进行 3 次，中压侧进行 2 次，在使用分接上进行；</p> <p>2. 110kV 及以上变压器试验时，中性点必须接地；</p> <p>3. 500kV 及以上电压等级变压器冲击合闸时，可测量励磁涌流及其衰减时间</p>
28	变压器相位检查	必须与电网相位一致	

5.1.2 气体绝缘变压器

交接试验项目参见表1中序号3、4、5、6、8、11、12、13、14、15、16、17；SF₆气体成分与湿度见第8章；SF₆气体密封性检测符合设备技术文件要求；气体密度表校验见表11序号5。

5.1.3 干式变压器、接地变压器

交接试验项目参见表1中序号3、4、5、6、8、11、12、14、16、17；对于浇注型干式变压器：要求局部放电试验在1.3U_t时，局放量≤10 pC，试验方法参照GB 1094.11。

5.1.4 干式电抗器

交接试验项目参见表1序号3、6、14、25。

5.1.5 消弧线圈

油浸式消弧线圈交接试验项目参见表1中序号1、2、3、6、8、14、16，干式消弧线圈交接试验项目参见表1中序号3、6、8、14，装在消弧线圈内的电压、电流互感器的二次绕组应测绝缘电阻(参照相关设备进行)。

表2 电力变压器和电抗器交接试验交流耐压试验电压 (kV)

额定电压	最高工作电压	交流耐压电压	
		油浸式	干式
< 1	≤1	-	2.5
3	3.6	14	8.5
6	7.2	20	17
10	12	28	24
15	17.5	36	32
20	24	44	43

35	40.5	68	60
66	72.5	112	-
110	126	160	-
220	252	(288) 316	-
500	550	(504) 544	-

注：上表中试验电压是根据 GB1094.3、GB1094.11 规定的出厂试验电压的 80% 制定的。

表3 电力变 110kV 及以上电力变压器中性点交流耐压试验电压

系统标称电压 kV	中性点接地方式	出厂交流耐压值	交接交流耐压值
110	不直接接地	140	112
220	直接接地	85	68
	不直接接地	200	160
500	直接接地	85	68
	不直接接地	140	112

表4 电力变压器绕组直流泄漏电流

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
3	5	11	17	25	39	55	83	125	178
6~10	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

5.2 电流互感器

电流互感器交接试验项目及 requirements 见表5。

表5 电流互感器交接试验项目及要

序号	试验项目	要求	说明条款															
1	绝缘电阻测量	1. 测量一次绕组对二次绕组及外壳、各二次绕组间及其对外壳的绝缘电阻；绝缘电阻应 $\geq 1000\text{M}\Omega$ ； 2. 测量电流互感器一次绕组匝间的绝缘电阻，绝缘电阻应 $\geq 1000\text{M}\Omega$ ，但由于结构原因而无法测量时可不进行； 3. 测量电容式电流互感器的末屏绝缘电阻，绝缘电阻值应 $\geq 1000\text{M}\Omega$	绝缘电阻测量应使用 2500V 兆欧表															
2	电容量和介质损耗因数测量	1. 油纸绝缘电容型电流互感器，介质损耗因数 $\text{tg}\delta$ 及电容量应满足下表要求 <table border="1" data-bbox="491 958 1058 1128"> <tr> <td>U_m (kV)</td> <td>35</td> <td>126/72.5</td> <td>252/363</td> <td>≥ 550</td> </tr> <tr> <td>10kV</td> <td>≤ 0.01</td> <td>≤ 0.008</td> <td>≤ 0.006</td> <td>≤ 0.005</td> </tr> <tr> <td>ΔC</td> <td colspan="4">$\leq \pm 5\%$</td> </tr> </table> 2. 聚四氟乙烯缠绕绝缘： $\text{tg}\delta \leq 0.005$	U_m (kV)	35	126/72.5	252/363	≥ 550	10kV	≤ 0.01	≤ 0.008	≤ 0.006	≤ 0.005	ΔC	$\leq \pm 5\%$				1. 油纸绝缘倒置式电流互感器主屏介损试验（10kV）应按照国家出厂试验时的接线方式进行； 2. 油纸绝缘倒置式电流互感器整体介损试验（10kV）应逐台开展； 2. 油浸式电容型电流互感器应测量末屏介质损耗因数，测量电压为2kV，且 $\text{tg}\delta \leq 0.015$ ； 3. SF_6 绝缘的互感器不进行本项目
U_m (kV)	35	126/72.5	252/363	≥ 550														
10kV	≤ 0.01	≤ 0.008	≤ 0.006	≤ 0.005														
ΔC	$\leq \pm 5\%$																	
3	局部放电试验	对于35kV（20kV）电流互感器， $1.2U_m/\sqrt{3}$ 下 $\leq 20\text{pC}$	1. 环氧浇注（包扎）绝缘电流互感器应进行此项目； 2. 局部放电测量宜与交流耐压试验同时进行； 3. 110kV及以上油纸绝缘有家族缺陷的或对绝缘性能有怀疑时宜进行局部放电测量															
4	交流耐压试验	1. 试验电压为出厂试验值的80%，见表6； 2. 二次绕组之间及其对外壳的工频耐压值为3kV； 3. 110kV 及以上的电流互感器末屏的工频耐压值为3kV	1. 新投运的110kV及以上油浸式电流互感器应逐台进行，试验前要保证静置时间： 110（66）kV：24小时 220kV：48小时 500kV：72小时 2. SF_6 电流互感器现场补气后应做老练和交流耐压试验。试															

			验方法参考GB 1208
5	SF ₆ 气体湿度测量(微水)	≤250μL/L	见第8章
6	油中溶解气体分析(色谱)	110kV及以上设备油中溶解气体组分含量(μL/L)不宜超过下列任一值,总烃:10,H ₂ :50,C ₂ H ₂ :0。	110kV及以上油浸式电流互感器耐压前后应进行油色谱分析
7	绝缘油微水测量	500kV: 10mg/L 220kV: 15mg/L 110kV及以下电压等级: 20mg/L	按《运行中变压器油水分含量测定法(库仑法)》GB/T7600中的有关要求进行了试验,110kV及以上油浸式电流互感器耐压后应进行绝缘油微水测量
8	绕组直流电阻测量	同型号、同规格、同批次电流互感器一、二次绕组的直流电阻值和平均值的差异≤10%	一次绕组的直流电阻测量应在运行变比接线方式下进行,测量电流不小于100A。
9	接线组别和极性检查	与铭牌一致	
10	变比误差测量	与铭牌标志相符	1.应测量比值差和相位差; 2.关口,非关口要求不同
11	励磁特性曲线测量	与同类型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	校核工频下的励磁特性,应满足继电保护要求,与制造厂提供的励磁特性应无明显差别
12	密封性能检测	1.油浸式互感器外表应无可见油渍现象; 2.SF ₆ 气体绝缘互感器定性检漏无泄漏点	
13	压力表及气体密度继电器校验	符合设备技术文件要求	测量完成之后,应按规定正确恢复拆动的元器件,为确保气体回路密封性应在拆动处定性检漏

表6 电流互感器的交流耐压试验电压标准

额定电压(kV)	最高工作电压(kV)	交流耐受电压(kV)	
		出厂试验	交接试验
6	7.2		21
10	12		30
20	24		47
35	40.5	85/95	68/76

66	72.5	140/150	112/120
110	126	200/230	160/184
220	252	395/460	316/368
500	550	680/740	544/592

注：表中斜杠上下为不同绝缘水平取值，以出厂（铭牌）值为准。

试验电源频率 30—400Hz，当试验频率小于 100Hz 时，试验时间为 1min；

试验电源频率 100—400Hz 时，试验时间为

$$t = \frac{6000}{[\text{试验频率}]} \text{ s}$$

5.3 电压互感器

5.3.1 电磁式电压互感器

电磁式电压互感器交接试验项目及要​​求见表7。



尔森运维
www.musenyw.com

风电、光伏电站交接试验
400-002-7608

表7 电磁式电压互感器交接试验项目及要

序号	试验项目	要求	说明条款
1	绝缘电阻测量	1. 一次绕组：与出厂试验值差 $\leq 50\%$ ； 2. 二次绕组： $\geq 1000\text{M}\Omega$	一次绕组用 2500V 兆欧表，二次绕组采用 1000V 兆欧表。测量时非被测绕组应接地。同等或相近测量条件下，绝缘电阻应无显著降低
2	绕组绝缘介质损耗因数测量	1. $\text{tg}\delta$ 限值见表8要求； 2. 35kV以上电压互感器，在试验电压为10kV时，按制造厂试验方法测得的 $\text{tg}\delta$ 值不应大于出厂试验值的130%	1. 测量一次绕组的介质损耗因数，一并测量电容量，作为综合分析的参考。测量方法参考 DL/T 474.3；
	支架绝缘介质损耗因数测量	≤ 0.06	2. 串级式电压互感器的 $\text{tg}\delta$ 试验方法建议采用末端屏蔽法，其它试验方法与要求自行规定
3	绝缘油交接试验	绝缘油的性能应符合第7章交接试验要求	
4	油中溶解气体分析（色谱）	油中溶解气体组分含量（ $\mu\text{L/L}$ ）不宜超过下列任一值，总烃：10， H_2 ：50， C_2H_2 ：0	
5	绕组直流电阻测量	一次绕组直流电阻测量值，与换算到同一温度下的出厂试验值比较，相差 $\leq 10\%$ 。二次绕组直流电阻测量值，与换算到同一温度下的出厂试验值比较，相差 $\leq 15\%$	
6	接线组别和极性检查	与铭牌一致	
7	变比误差测量	与铭牌标志相符	1. 更换绕组后应测量比值差和相位差； 2. 关口，非关口要求不同
8	励磁特性曲线测量	与同类型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	1. 励磁曲线测量点为额定电压的 20%、50%、80%、100% 和 120%；对于中性点非有效接地系统，35kV 及以下电压等级的电压互感器最高测量点为 190%；电压等级 66kV 及以上的电压互感器最高测量点为 150%； 2. 额定励磁电流不宜大于其

			出厂试验报告和型式试验报告的测量值的30% ,同批同型号、同规格电压互感器此点的励磁电流不宜相差30%														
9	空载电流测量	<p>1. 在额定电压下,空载电流与出厂数值比较$\leq 110\%$;</p> <p>2. 中性点有效接地系统在$1.5U_n / \sqrt{3}$ 电压下,空载电流不应大于额定电压下的空载电流的 8 倍 ;</p> <p>3. 中性点非有效接地系统,接在相对地的在$1.9U_n / \sqrt{3}$ 电压下,空载电流不应大于额定电压下的空载电流的10倍 ;接在线间的在$1.5U_n / \sqrt{3}$ 电压下,空载电流不应大于额定电压下的空载电流的8倍</p>															
10	密封性能检测	<p>1. 油浸式互感器外表应无可见油渍现象 ;</p> <p>2. SF₆气体绝缘互感器定性检漏无泄漏点</p>															
11	铁芯夹紧螺栓绝缘电阻测量	用 2500V 兆欧表测量,试验时间为 1min,应无闪络及击穿现象	穿芯螺栓一端与铁芯连接者,测量时应将连接片断开,不能断开的可不进行测量														
12	局部放电试验	对于35kV (20kV) 电磁式电压互感器, $1.2U_m / \sqrt{3}$ 下 $\leq 20\text{pC}$															
13	交流耐压试验	<p>1. 适用于 35kV 及以下 ;</p> <p>2. 一次绕组按出厂试验值的 80% 进行。 出厂试验值不明的,按下列电压进行试验 :</p> <table border="1" data-bbox="448 1431 1007 1630"> <tr> <td>电压等级 kV</td> <td>3</td> <td>6</td> <td>10</td> <td>15</td> <td>20</td> <td>35</td> </tr> <tr> <td>试验电压 kV</td> <td>15</td> <td>21</td> <td>30</td> <td>38</td> <td>47</td> <td>72</td> </tr> </table> <p>3. 二次绕组之间及其对外壳的工频耐压试验电压标准为 2kV ;</p> <p>4. 电压互感器接地端 (N) 对地的工频耐压试验电压标准一般$\geq 3\text{kV}$</p>	电压等级 kV	3	6	10	15	20	35	试验电压 kV	15	21	30	38	47	72	<p>遇到铁芯磁密较高的情况下,宜按下列规定进行感应耐压试验 :</p> <p>1. 试验电源频率和试验电压时间参照表3第4款规定执行 ;</p> <p>2. 感应耐压试验前后,应各进行一次额定电压时的空载电流测量,两次测得值相比不应有明显差别</p>
电压等级 kV	3	6	10	15	20	35											
试验电压 kV	15	21	30	38	47	72											

表8 介质损耗因数 $\text{tg}\delta$ 应满足下表要求

温度		5	10	20	30	40
$\text{tg}\delta\%$ (非串级式)	交接	1.5	2.5	3.0	5.0	7.0
$\text{tg}\delta\%$ (串级式)	交接	1.0	1.5	2.0	3.5	5.0

备注：支架绝缘一般不大于 0.06；
串级式电压互感器建议采用末端屏蔽法，其它自行规定。

5.3.2 电容式电压互感器

电容式电压互感器交接试验项目及要求的见表9。

表9 电容式电压互感器交接试验项目及要求的

序号	试验项目	要求	说明
1	分压电容器试验	1. 极间绝缘电阻 $\geq 5000\text{M}\Omega$ ； 2. 电容量初值差 $\leq \pm 2\%$ ； 3. 一相中任两节实测电容值相差 $\leq 5\%$ ； 4. 介质损耗因数： ≤ 0.005 (油纸绝缘) ≤ 0.0015 (膜纸复合)	1. 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； 2. 条件许可时，测量单节电容器在10kV至额定电压范围内，电容量的变化量大于1%时判为不合格
2	阻尼电阻(装置)检查	阻值与出厂试验值比较不应有明显变化	
3	中间变压器(二次绕组)绝缘电阻测量	二次绕组： $\geq 1000\text{M}\Omega$	二次绕组采用1000V兆欧表。测量时非被测绕组应接地。同等或相近测量条件下，绝缘电阻应无显著降低
4	电压比较核	与铭牌标志相符	
5	密封性能检测	应无渗漏油现象	

5.4 高压套管

本节所述套管包括各类设备套管和穿墙套管。高压套管交接试验项目及要求的见表10。

表10 高压套管交接试验项目及要求的

序号	试验项目	要求	说明
1	油纸绝缘套管绝缘电阻(电容型)测	1. 主绝缘： $\geq 10000\text{M}\Omega$ ； 2. 末屏对地： $\geq 1000\text{M}\Omega$ ；	包括套管主绝缘和末屏对地绝缘的绝缘电阻，采用2500V兆欧表测量

	量	3. 套管有分压抽头, 其试验要求与末屏相同	
2	油纸绝缘套管容量和介质损耗因数(电容型) (20)	1. 电容量初值差 $\leq\pm 5\%$; 2. 介质损耗因数符合以下要求: $500\text{kV}\leq 0.005$ 其它: 油浸纸: ≤ 0.007 聚四氟乙烯缠绕绝缘: ≤ 0.002 ; 树脂浸纸: ≤ 0.007 ; 树脂粘纸(胶纸绝缘): ≤ 0.015	35kV 及以下纯瓷套管及与变压器油连通的油压式套管不进行电容量和介质损耗因数测量
3	末屏(如有)电容量和介质损耗因数(电容型)	1. 电容量不应有明显变化; 2. 介质损耗因数: ≤ 0.015	1. 当电容型套管末屏对地绝缘电阻小于 1000 M Ω 时, 应测量末屏对地介质损耗, 其值 ≤ 0.02 , 试验电压为 2000V ; 2. 干式套管不作要求
4	油纸绝缘套管油中溶解气体分析油中溶解气体分析(色谱)(电容型)	油中溶解气体组分含量($\mu\text{L/L}$)不宜超过下列任一值, 总烃: 10, H_2 : 150, C_2H_2 : 0	1. 局放试验后应进行套管油色谱分析; 2. 现场不具备取样条件, 与制造厂协商
5	交流耐压	交流耐压: 出厂试验值的 80% ;	1. 35kV 及以下纯瓷穿墙套管可随母线绝缘子一起耐压; 2. 对于 110kV 及以上穿墙套管的耐压试验, 有条件时进行
6	SF_6 套管气体试验(充气)	1. SF_6 气体的性能应符合如下要求: SF_6 气体充入设备 24 小时后取样, SF_6 气体水份含量 $\leq 250\mu\text{L/L}$ (20 0.1013MPa) ; 2. SF_6 气体定性检漏无泄漏点, 有怀疑时进行定量检漏; 3. SF_6 气体成分分析, 应符合设备技术文件要求	见第 8 章
7	压力表及气体密度继电器校验	符合设备技术文件要求	1. 数据显示异常或达到制造商推荐的校验周期时, 进行本项目; 2. 测量完成之后, 应按规定正确恢复拆动的元器件, 为确保气体回路密封性应在拆动处定性检漏

5.5 SF₆ 断路器

SF₆ 断路器交接试验项目及要​​求见表11。

表11 SF₆ 断路器交接试验项目及要​​求

序号	试验项目	要求	说明
1	SF ₆ 气体纯度检测	≥99.8%	1. 充气后测量，测量方法见 DL/T 920； 2. 测量完成之后，应按规定正确恢复拆动的元器件，为确保气体回路密封性应在拆动处定性检漏； 3. 110kV 及以上断路器执行该项目
2	SF ₆ 气体的湿度检测（微水）	(20℃, 0.1013MPa) ≤ 15 0μL/L	1. 测量方法参考 DL/T 506、DL/T 914 和 DL/T 915； 2. 测量完成之后，应按规定正确恢复拆动的元器件，为确保气体回路密封性应在拆动处定性检漏； 3. 110kV 及以上断路器执行该项目
3	SF ₆ 气体分解物检测	未检出 SO ₂ 、H ₂ S	1. 分解物检测在耐压前后进行，测量方法参考 DL/T917、DL/T918、DL/T919、DL/T920、DL/T921； 2. 测量完成之后，应按规定正确恢复拆动的元器件，为确保气体回路密封性应在拆动处定性检漏
4	SF ₆ 气体密封性检测	年漏气率 ≤ 1% 或按制造厂要求	1. 测量方法见 GB11023； 2. 采用灵敏度不低于 1×10 ⁻⁶ （体积比）的检漏仪对断路器各密封部位、管道接头等处进行检测时，检漏仪不应报警； 3. 必要时可采用局部包扎法进行气体泄漏测量。以 24h 的漏气量换算； 4. 测量完成之后，应按规定正确恢复拆动的元器件，为确保气体回路密封性应在拆动处定性检漏
5	压力表及气体密度继电器校验	符合设备技术文件要求	测量完成之后，应按规定正确恢复拆动的元器件，为确保气体回路密封性应在拆动处定性检漏
6	辅助回路和控制回路绝缘电阻测量	≥10MΩ	采用 1000V 兆欧表，辅助回路如有储能电机用 500V 兆欧表。

7	主回路绝缘试验	<p>1. 交流耐压试验电压值见表 15；</p> <p>2. 110kV 及以上断路器耐压试验只对罐式断路器和定开距断路器的断口进行</p>	<p>1. 试验方法见 DL/T 593；</p> <p>2. 在 SF₆ 气体额定压力下进行；</p> <p>3. 罐式断路器在交流耐压试验的同时测量局部放电</p>
8	断口间并联电容器的绝缘电阻、电容量和 tgδ 测量	<p>1. 电容量与出厂试验值比 ≤ ±5%；</p> <p>2. 介质损耗因数：油浸纸 ≤ 0.005 膜纸复合 ≤ 0.0025；</p> <p>3. 罐式断路器按制造厂规定</p>	<p>1. 在分闸状态下测量。对于瓷柱式断路器，与断口一起测量；对于罐式断路器，按设备技术文件规定进行；</p> <p>2. 测试结果不符合要求时，可对电容器独立进行测量；</p> <p>3. 电容器应在安装前后分别进行电容量和 tgδ 测量</p>
9	合闸电阻值和合闸电阻的投入时间测量	<p>1. 除制造厂另有规定外，阻值变化允许范围不得大于 ±5%；</p> <p>2. 合闸电阻的投入时间按制造厂规定校核</p>	<p>1. 同等测量条件下，合闸电阻与出厂试验值应满足要求；</p> <p>2. 合闸电阻的投入时间按设备技术文件规定校核。对于不解体无法测量的情况，只在解体性检修时进行</p>
10	分、合闸时间测量	<p>1. 除制造厂有特别要求的之外，相间合闸不同期 ≤ 5ms，相间分闸不同期 ≤ 3ms；同相各断口合闸不同期 ≤ 3ms，同相分闸不同期 ≤ 2ms；</p> <p>2. 合、分闸时间、合-分时间满足技术文件要求，与出厂试验数据相比无明显差异；</p> <p>3. 断路器合-分时间及操动机构辅助开关的转换时间与断路器主触头动作时间之间的配合试验检查，对 220kV 及以上断路器，合-分时间应符合产品技术条件中的要求，且满足电力系统安全稳定要求</p>	<p>1. 应在断路器的额定操作电压、气压或液压下进行</p>
11	分、合闸速度测量	<p>合、分闸速度满足技术文件要求，与出厂试验数据相比无明显差异</p>	<p>1. 应在断路器的额定操作电压、气压或液压下进行；</p> <p>2. 126kV 及以上断路器应提供机械行程特性曲线，测量方法按制造厂要求，传感器由制造厂提供</p>
12	分、合闸线圈的动作电压测量	<p>操动机构分、合闸电磁铁或电磁机构断路器的合闸接触器端子上的最低动作电压应在操作电压额定值的 30% ~ 65% 之间；</p>	

		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	分、合闸线圈直流电阻测量	应符合制造厂规定	
14	断路器分、合闸线圈的绝缘电阻测量	$\geq 10M\Omega$	采用1000V兆欧表
15	导电回路电阻	不大于出厂值的120%或制造厂规定值，按较高要求执行	用直流压降法测量，电流 $\geq 100A$
16	液压或气动机构压力表校验，机械安全阀校验	应符合制造厂规定	
17	机构操作压力(气压、液压)整定值校验，油(气)泵补压及零起打压的运转时间，弹簧机构储能电动机工作电流及储能时间检测，液压机构防慢分试验	应符合制造厂规定	<ol style="list-style-type: none"> 1. 制造厂有明确要求的按照制造厂要求执行； 2. 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)； 3. 储能电动机应能在85%-110%额定电压下工作
18	防跳跃及防止非全相合闸等辅助控制装置的动作性能检测	<ol style="list-style-type: none"> 1. 防跳跃功能正常； 2. 非全相动作时间，按调度规定整定 3. 直接跳闸回路应采用动作电压在额定直流电源电压的55%~70%范围以内的中间继电器，并要求其动作功率不低于5W 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 相关继电器校验报告应列入交接报告； 2. 应严格检查防跳、非全相回路，防止寄生回路等原理和接线错误，确保动作正确
19	断路器中的电流互感器试验	参照本规程5.2章节规定执行	

5.6 气体绝缘金属封闭开关设备(GIS)

GIS交接试验项目及要求见表12.

表12 GIS 交接试验项目及要求

序号	试验项目	要求	说明
----	------	----	----

1	SF ₆ 气体纯度检测	≥99.8%	1. 充气后测量测量方法见 DL/T 920； 2. 测量完成之后，应按规定正确恢复拆动的元器件，为确保气体回路密封性应在拆动处定性检漏
2	SF ₆ 气体的湿度检测（微水）	(20℃, 0.1013MPa) 1. 有电弧分解物隔室：新充气后 ≤150μL/L； 2. 无电弧分解物隔室：新充气后 ≤250μL/L	1. 测量方法参考 DL/T 506、DL/T 914 和 DL/T 915； 2. 测量完成之后，应按规定正确恢复拆动的元器件，为确保气体回路密封性应在拆动处定性检漏
3	SF ₆ 气体分解物检测	SO ₂ 、H ₂ S 为 0	1. 测量方法参考 DL/T917、DL/T918、DL/T919、DL/T920、DL/T921； 2. 测量完成之后，应按规定正确恢复拆动的元器件，为确保气体回路密封性应在拆动处定性检漏
4	SF ₆ 气体密封性检测	各独立气室年漏气率≤1%或按制造厂要求	1. 测量方法见 GB11023； 2. 采用灵敏度不低于 1×10 ⁻⁶ （体积比）的检漏仪对断路器各密封部位、管道接头等处进行检测时，检漏仪不应报警； 3. 必要时可采用局部包扎法进行气体泄漏测量。以 24h 的漏气量换算，每一个气室年漏气率不应大于 1%； 4. 测量完成之后，应按规定正确恢复拆动的元器件，为确保气体回路密封性应在拆动处定性检漏
5	压力表及气体密度继电器校验	符合设备技术文件要求	测量完成之后，应按规定正确恢复拆动的元器件，为确保气体回路密封性应在拆动处定性检漏
6	辅助回路和控制回路绝缘电阻测量	绝缘电阻≥10MΩ	采用 1000V 兆欧表，辅助回路如有储能电机用 500V 兆欧表
7	主回路绝缘试验	1. 220kV 及以下交流耐压的试验电压为出厂试验电压值的 100%，500kV 及以上交流耐压的试验电压不低于出厂试验电压值的 90%； 2. 交流耐压的试验频率 30~300Hz，耐压时间为 60s	1. 试验方法见 DL/T 593； 2. 试验在 SF ₆ 气体额定压力下进行； 3. 应进行相对地（合闸状态）试验及断路器、隔离开关断口耐压试验； 4. 在交流耐压试验后电压降低到 1.1U _m /√3 下测量超声局部放电或超高频局部放电，应无明显异常
8	断路器分、合闸时间测量	1. 除制造厂有特别要求的之外，相间合闸不同期 ≤5ms，相间分闸不同期	应在断路器的额定操作电压、气压或液压下

		3ms；同相各断口合闸不同期 3ms，同相分闸不同期 2ms； 2.合、分闸时间、合-分时间满足技术文件要求，与出厂试验数据相比无明显差异；	
9	断路器分、合闸速度测量	合、分闸速度满足技术文件要求，与出厂试验数据相比无明显差异	1. 应在断路器的额定操作电压、气压或液压下进行； 2. 126kV 及以上断路器应提供机械行程特性曲线，测量方法按制造厂要求，传感器由制造厂提供
10	分、合闸线圈的动作电压测量	操动机构分、合闸电磁铁端子上的最低动作电压应在操作电压额定值的 30% ~ 65% 之间	
11	分、合闸线圈直流电阻测量	应符合制造厂规定	
12	断路器分、合闸线圈的绝缘电阻值	≥10MΩ	采用 1000V 兆欧表
13	导电回路电阻测量	测量值不大于出厂试验值的 120%	1. 回路电阻应按厂家要求进行分段测量，与出厂试验值进行比较； 2. 用直流压降法测量，电流≥100A
14	液压或气动机构压力表校验，机械安全阀校验	应符合制造厂规定	
15	机构操作压力(气压、液压)整定值校验，油(气)泵补压及零起打压的运转时间测量，液压机构防慢分试验	应符合制造厂规定	1. 制造厂有明确要求的按照制造厂要求执行； 2. 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)
16	防跳跃及防止非全相合闸等辅助控制装置的动作性能检测	1. 防跳跃功能正常； 2. 非全相动作时间，按定值规定整定； 3. 直接跳闸回路应采用动作电压在额定直流电源电压的 55% ~ 70% 范围内的中间继电器，并要求其动作功率不低于 5W。	1. 相关继电器校验报告应列入交接报告； 2. 应严格检查防跳、非全相回路，防止寄生回路等原理和接线错误，确保动作正确

17	GIS 中的电流互感器试验	参照本规程有关章节规定执行	
18	GIS 中的电压互感器极性、变比、绝缘电阻、绕组电阻测量	参照本规程 5.3 章节规定执行	
19	GIS 中的避雷器运行电压下持续电流测量	1.三相电流比较应无明显差异，最高相差 $\leq 5\%$ ； 2.同时测量避雷器全电流及阻性电流，试验频率为 45-65Hz	在 GIS 老练试验过程中读取避雷器总电流
20	GIS 的联锁和闭锁性能试验	动作应准确可靠	检查 GIS 本间隔及相邻间隔的联锁和闭锁性能，以防止误操作

5.7 隔离开关、接地开关及高压熔断器

隔离开关、接地开关及高压熔断器交接试验项目及要求的见表13。

表13 隔离开关、接地开关及高压熔断器交接试验项目及要求的

序号	试验项目	要 求	说 明
1	辅助及控制回路的绝缘电阻测量	绝缘电阻 $\geq 10M\Omega$	采用 1000V 兆欧表
2	导电回路电阻测量	不大于出厂值的 120%或制造厂规定值，按较高要求执行	用直流压降法测量，电流值 $\geq 100A$
3	熔断器直流电阻测量	应符合设备技术文件要求	用万用表测量
4	110kV 及以上支柱绝缘子超声波探伤试验	在每个支柱绝缘子元件的端部靠近法兰处进行超声波检测，不应出现明显的裂纹或点状缺陷	检测和分析方法见 Q/GDW-10-J394-2008《江苏省电力公司支柱绝缘子及瓷套超声波检验技术导则》
5	35kV 及以下交流耐压试验	耐压试验电压见表15	1. 高压熔断器和隔离开关一起进行； 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做耐压试验
6	检查操动机构接触器的最低动作电压测量	应符合制造厂的规定	
7	触指压力测量	符合制造商规定	
8	手动操作力矩测量	符合 GB1985-2004 高压交流隔离开关和接地开关	1.需要多于一转(例如操作手柄)操作隔离开关或接地开关所需的力应不大于 60N ,并且

			<p>在最多为需要的总转数的 10% 的转数内，操作力的最大值允许为 120 N；</p> <p>2. 需要一转以内(例如摇杆)操作隔离开关或接地开关所需的力应不大于 250N (见 GB/T 11022 的 5.6.3)。在转动角度最大为 15。的范围内，操作力的最大值允许为 450 N。</p>
9	隔离开关与接地开关的联锁和闭锁性能试验	动作应准确可靠	

5.8 高压开关柜

高压开关柜交接试验项目及表14。

表14 高压开关柜交接试验项目及表14

序号	试验项目	要求	说明
1	辅助回路和控制回路绝缘电阻测量	绝缘电阻 $\geq 10\text{M}\Omega$	采用 1000V 兆欧表
2	断路器的合闸时间、分闸时间和三相分、合闸同期性测量	应符合制造厂规定	
3	导电回路电阻测量	<p>1. 交接时应符合制造厂规定；</p> <p>2. 测量电流$\geq 100\text{A}$</p>	<p>1. 交接时应测量断路器直流电阻、本间隔导电回路电阻、主母线回路电阻；</p> <p>2. 固定柜有条件时应测量隔离开关和隔离插头回路电阻</p>
4	操动机构分、合闸线圈的最低动作电压测量	<p>1. 操动机构分、合闸线圈的最低动作电压应在操作电压额定值的 30% ~ 65% 间；</p> <p>2. 操动机构分、合闸线圈通流时的端电压为操作电压额定值的 80% 时应可靠动作</p>	
5	合闸接触器和分合闸线圈的绝缘电阻和直流电阻测量	绝缘电阻应 $> 2\text{M}\Omega$	采用 1000V 兆欧表
6	分合闸线圈直流电阻测量	直流电阻应符合制造厂规定	
7	主回路绝缘电阻试验	应符合制造厂规定	在交流耐压试验前、后分别进行

8	交流 耐压 试验	断路器	耐压值要求见表 15				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值相同
		绝缘子	耐压值要求如下：				相间及相对地
额定电压	10kV	20kV	40.5kV				
纯瓷绝缘	42	68	100				
		固体绝缘	38	59	90		
9	SF ₆ 气体泄漏 试验	应符合制造厂规定					
10	压力表及密度 继电器校验	符合设备技术文件要求				测量完成之后，应按规定正确恢复拆动的元器件，为确保气体回路密封性应在拆动处定性检漏	
11	高压开关柜内 电流互感器、电 压互感器、避雷 器等其它一次 元件试验	参照本规程有关章节规定执行					
12	充气柜内的电 流互感器、电压 互感器试验	参照 5.6 章节 GIS 有关规定执行					
13	开关柜的联锁 和闭锁性能试 验	动作应准确可靠					
14	断路器的合闸 弹跳和分闸反 弹试验	12kV 真空断路器合闸弹跳时间应小于 2ms，40.5kV 真空断路器小于 3ms；分闸反弹幅值应小于断口间距的 20%。24kV 断路器合闸弹跳参照 10kV 断路器					

表15 开关设备的交流耐压试验电压（kV）

额定电压kV	出厂试验电压	现场试验电压
--------	--------	--------

	相对地、相间及断路器断口	隔离断口	定开距断路器	真空开关、罐式断路器、GIS相对地、相间及断口
12	42(30)	48(36)	34(24)	42(30)
24	65(50)	79(64)	52(40)	65(50)
40.5	95	118	76	95
126	230	230+50 230+70	184	230
252	460	460+100 460+145	368	460
550	740	740+220 740+315	592	666

注1：系统中性点为有效接地时，绝缘水平采用括号中的数值。
注2：参考标准 DL/T 593 高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求。
注3：126kV 及以上隔离断口出厂试验电压两个数值为可选。
注4：现场一般不进行断口的耐压试验（定开距、罐式断路器以及 GIS 需进行断口耐压试验），如需进行时，试验电压与现场相对地试验电压相同。

5.9 耦合电容器

耦合电容器交接试验项目及要求见表16。

表16 耦合电容器交接试验项目及要求

序号	试验项目	要求	说明
1	极间绝缘电阻测量	一般不低于 5000MΩ	采用 2500V 兆欧表
2	低压端对地绝缘电阻测量	一般不低于 1000MΩ	采用 1000V 兆欧表
3	电容值测量	1. 每节电容值偏差不超出额定值的±2%范围； 2. 一相中任两节实测电容值相差≤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
4	介质损耗测量	以 10kV 电压测量时 $\text{tg}\delta$ 值不应大于下列数值：油纸绝缘 0.5%，膜纸复合绝缘 0.15%	

5.10 高压并联电容器和集合式电容器

高压并联电容器和集合式电容器交接试验项目及要求见表17。

表17 高压并联电容器和集合式电容器交接试验项目及要求

序号	试验项目	要求	说明
1	极对壳绝缘电阻测量	$\geq 2000\text{M}\Omega$	1. 采用 2500V 兆欧表； 2. 单套管电容器不测
2	电容量测量	1. 单台电容器电容值偏差不超出额定值的 -5% ~ +10% 范围； 2. 电容器组中各相电容的最大值和最小值之比，不应超过 1.08	应逐台进行电容量测量，并与额定值比较
3	并联电容器交流耐压试验	试验电压为出厂试验电压的 75% 或参照表 18 进行	
4	冲击合闸试验	在电网额定电压下，对电力电容器组的冲击合闸试验，应进行 3 次，熔断器不应熔断；电容器组各相电流相互间的差值不宜超过 5%	

表18 并联电容器交流耐压试验电压标准

额定电压(kV)	< 1	1	3	6	10	15	20	35
出厂试验电压(kV)	3	6	8/25	23/30	30/42	40/55	50/65	80/95
交接试验电压(kV)	2.25	4.5	18.76	22.5	31.5	41.25	48.75	71.25

注：斜线下的数据为外绝缘的干耐受电压

5.11 金属氧化物避雷器

金属氧化物避雷器交接试验项目及要求见表19。

表19 金属氧化物避雷器交接试验项目及要求

序号	试验项目	要求	说明
1	直流参考电压 U_{1mA} 和 0.75 倍 U_{1mA} 下的泄漏电流测量	1. 金属氧化物避雷器对应于直流参考电流下的直流参考电压，整支或分节进行的测试值，不应低于现行国家标准《交流无间隙金属氧化物避雷器》GB 11032 规定值，并符合产品技术条件的规定。实测值与制造厂规定值比较，变化 $\leq \pm 5\%$ ； 2. 0.75 倍 U_{1mA} 下的泄漏电流值应 $\leq 50\mu\text{A}$ ，或符合产品技术条件的规定	1. 测量电流的导线应使用屏蔽线； 2. 直流试验电压纹波系数应小于或等于 $\pm 0.5\%$ ，试验电压应在高压侧测量； 3. 直流参考电压见附录 A

2	金属氧化物避雷器及底座绝缘电阻测量	1. 35kV 以上, $\geq 2500\text{M}\Omega$; 2. 35kV 及以下, $\geq 1000\text{M}\Omega$; 3. 底座绝缘: $\geq 100\text{M}\Omega$	35kV 以上使用 5000V 的兆欧表测量, 35kV 及以下使用 2500V 的兆欧表测量
3	放电计数器及泄漏电流表校验	1. 计数器: 脉冲电压测试3~5次, 均应正常动作, 测试后计数器尾数应调整到“0”; 2. 泄漏电流表: 与0.5级电流表比对, 读数应无明显差异	
4	工频参考电压和持续电流测量	1. 工频参考电流下的工频参考电压, 整支或分节进行的测试值, 应符合《交流无间隙金属氧化物避雷器》GB11032 或产品技术条件的规定 2. 持续运行电压下的持续电流, 其阻性电流或总电流值应符合产品技术条件的规定; 3. 新投运的泄漏电流有功分量(峰值)测量值应 \leq 全电流(有效值)的30%	1. 金属氧化物避雷器持续运行电压值参见现行国家标准《交流无间隙金属氧化物避雷器》GB11032; 2. 对于单相多节串联结构, 应逐节进行
备注	1. GIS用避雷器试验项目参照执行。 2. 阻波器内避雷器试验项目参照相应电压等级避雷器试验要求执行。 3. 消谐器试验项目及要求的按Q/GDW415-2010《电磁式电压互感器用非线性电阻型消谐器技术规范》执行。		

5.12 交联聚乙烯绝缘电力电缆

交联聚乙烯绝缘电力电缆交接试验项目及要求的见表20。

表20 交联聚乙烯绝缘电力电缆交接试验项目及要求的

序号	试验项目	要求	说明
1	电缆主绝缘绝缘电阻测量	绝缘电阻与出厂试验结果相比不应有显著下降	1. 0.6/1kV电缆用1000V兆欧表; 0.6/1kV以上电缆用2500V兆欧表(代替耐压试验); 2. 6/6kV及以上电缆使用5000V兆欧表; 3. 应分别在每一相上进行。对一相进行试验或测量时, 其它两相导体、金属屏蔽或金属套和铠装层一起接地
2	电缆外护套(内衬层)绝缘电阻测量	每千米绝缘电阻值 $\geq 0.5\text{M}\Omega$	采用500V兆欧表测量。当外护套或内衬层的绝缘电阻(M Ω)与被测电缆长度(km)的乘积值小于0.5时, 应判断其是否已破损进水。用万用表测量绝缘电阻, 然后调换

			表笔重复测量,如果调换前后的绝缘电阻差异明显,可初步判断已破损进水。对于110kV及以上电缆,测量外护套绝缘电阻															
3	金属屏蔽层电阻和导体电阻比测量	金属屏蔽层和导体电阻比应无异常	在相同温度下,测量铜屏蔽层和导体的电阻,屏蔽层电阻和导体电阻之比应无明显改变。比值增大,可能是屏蔽层出现腐蚀;比值减少,可能是附件中的导体连接点的电阻增大															
4	电缆线路两端的相位检查	电缆两端相位应一致																
5	交叉互联系统试验	<p>1. 电缆外护套、绝缘接头外护套、绝缘夹板对地直流耐压试验;</p> <p>2. 护层过电压保护器检测;</p> <p>3. 检查互联箱闸刀(或连接片)连接位置和接触电阻</p>	<p>1. 电缆外护套、绝缘接头外护套、绝缘夹板对地直流耐压试验。试验时应将护层过电压保护器断开,在互联箱中将另一侧的所有电缆金属套都接地,然后每段电缆金属屏蔽或金属护套与地之间加5kV直流电压,加压时间为60s,不应击穿;</p> <p>2. 护层过电压保护器检测。护层过电压保护器的直流参考电压应符合设备技术要求;护层过电压保护器及其引线对地的绝缘电阻用1000V兆欧表测量,应大于10MΩ;</p> <p>3. 检查互联箱闸刀(或连接片)连接位置,应正确无误;在密封互联箱之前测量闸刀(或连接片)的接触电阻,要求不大于20μΩ,或符合设备技术文件要求</p>															
6	交流耐压试验	<p>20-300Hz 谐振耐压试验,试验电压值按下表规定,不击穿</p> <table border="1" data-bbox="443 1518 943 2011"> <thead> <tr> <th>额定电压 U_0/U(kV)</th> <th>试验电压</th> <th>时间(min)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>18/30 及以下</td> <td>1.7 U_0、2 U_0 或 2.5 U_0</td> <td>60、30 或 5</td> </tr> <tr> <td>21/35 ~ 64/110</td> <td>1.7 U_0 或 2 U_0</td> <td>60 或 30</td> </tr> <tr> <td>127/220</td> <td>1.7 U_0 或 1.4 U_0</td> <td>60</td> </tr> <tr> <td>290/500</td> <td>1.7 U_0 或 1.1 U_0</td> <td>60</td> </tr> </tbody> </table>	额定电压 U_0/U (kV)	试验电压	时间(min)	18/30 及以下	1.7 U_0 、2 U_0 或 2.5 U_0	60、30 或 5	21/35 ~ 64/110	1.7 U_0 或 2 U_0	60 或 30	127/220	1.7 U_0 或 1.4 U_0	60	290/500	1.7 U_0 或 1.1 U_0	60	<p>1. 应使用20-300Hz谐振耐压试验;</p> <p>2. 耐压前后摇绝缘电阻,采用2500伏或5000伏摇表;</p> <p>3. 对于已经运行的电缆线路,可采用较低的试验电压和(或)较短的试验时间,但试验时间不得低于5分钟。</p> <p>4. 新做终端、接头或受其它试验项目警示,需要检验主绝缘强度时,也应进行本项目;</p> <p>5. 不具备上述试验条件或有特殊规定时,可采用施加正常系统相对地电压24h方法代替交流耐压;</p>
额定电压 U_0/U (kV)	试验电压	时间(min)																
18/30 及以下	1.7 U_0 、2 U_0 或 2.5 U_0	60、30 或 5																
21/35 ~ 64/110	1.7 U_0 或 2 U_0	60 或 30																
127/220	1.7 U_0 或 1.4 U_0	60																
290/500	1.7 U_0 或 1.1 U_0	60																

7	电缆线路参数试验	实测值	包括测量电缆线路的正序阻抗、负序阻抗、零序阻抗、电容量和导体直流电阻等。
8	电缆线路接地电阻测量	符合设计值	<p>接地电阻在设计值的同时,还需满足以下几点要求:</p> <p>1、电力隧道内接地系统应形成环形接地网,发电厂、变电所进出线电力隧道接地网应与发电厂、变电所接地网两点及以上相连接,接地装置的接地电阻应小于5Ω,综合接地电阻应小于1Ω。</p> <p>2、电缆沟接地电阻应小于5Ω。</p> <p>3、工作井接地电阻应小于10Ω。</p>

5.13 接地装置

接地装置试验交接试验项目及表21。

表21 接地装置交接试验项目及表21

序号	试验项目	要求	说明
1	接地网电气完整性测量(导通)	设备接地线之间的导通电阻; $\leq 20\text{m}\Omega$	
2	有效接地系统接地装置的接地阻抗测量	$R \leq 2000 / I$, 或 $Z \leq 0.5\Omega$, (当 $I > 4000\text{A}$ 时) 式中 I — 经接地网流入地中的短路电流, A; R — 考虑到季节变化的最大接地电阻, Ω	按 DL/T 475 推荐方法测量, 测量结果应符合设计要求
3	非有效接地系统接地装置的接地阻抗测量	1. 当接地网与 1kV 及以下设备共用接地时, 接地电阻: $R \leq 120/I$ 2. 当接地网仅用于 1kV 以上设备时, 接地电阻: $R \leq 250/I$ 3. 在上述任一情况下, 接地电阻一般不得大于 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	按 DL/T 475 推荐方法测量, 测量结果应符合设计要求
4	1kV 以下电力设备的接	使用同一接地装置的所有这类电力设	

	地阻抗测量	备,当总容量达到或超过 100kVA 时,其接地电阻 $\leq 4\Omega$ 。如总容量小于 100kVA 时,则接地电阻允许大于 4Ω ,但 $\leq 10\Omega$	
5	独立微波站接地阻抗测量	接地阻抗 $\leq 5\Omega$	按 DL/T 475 推荐方法测量,测量结果应符合设计要求
6	独立避雷针接地阻抗测量	接地阻抗 $\leq 10\Omega$	1.按 DL/T 475 推荐方法测量,测量结果应符合设计要求; 2.当与接地网连在一起时可不单独测量

5.14 变电站设备外绝缘及绝缘子(母线)

变电站设备外绝缘及绝缘子(母线)交接试验项目及表22。

表22 变电站外绝缘及绝缘子(母线)交接试验项目及表22

序号	试验项目	要求	说明
1	绝缘电阻测量	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 $\geq 300M\Omega$,500kV悬式绝缘子、35kV及以下的支柱绝缘子 $\geq 500M\Omega$; 2. 半导体釉绝缘子的绝缘电阻自行规定; 3. 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 $\geq 6M\Omega$; 4. 6kV共箱封闭母线在常温下分相绝缘电阻 $\geq 6M\Omega$; 5. 一般母线 $\geq 1M\Omega/kV$	1. 采用 2500V 及以上兆欧表; 2. 棒式支柱绝缘子不进行此项试验
2	绝缘子(封闭母线)交流耐压试验	1. 支柱绝缘子的交流耐压试验电压值按照 GB 311.1《高压输变电设备的绝缘配合》内规定出厂电压的 80%选取; 2. 35kV 针式支柱绝缘子交流耐压试验电压值如下: 两个胶合元件者,每元件 50kV;三个胶合元件者,每元件 34kV; 3. 机械破坏负荷为 60~300kN 的盘形悬式绝缘子交流耐压试验电压值均取 60kV	棒式绝缘子不进行此项试验
3	110kV 及以上电压等级瓷质支柱绝缘子	不应出现明显的裂纹或材质缺陷	采用爬波法在每个瓷质支柱绝缘子及瓷护套元件的端部靠近法兰处进行超声波检测,每个端部都应扫描一周

	超声波探伤试验	
--	---------	--

5.15 架空输电线路

架空输电线路交接试验项目及表23。

表23 架空输电线路交接试验项目及表23

序号	试验项目	要求	说明
1	绝缘电阻测量	1. 220kV及以下悬式绝缘子的绝缘电阻不应低于300MΩ，500kV悬式绝缘子、35kV及以下的支柱绝缘子的绝缘电阻不应低于500MΩ； 2. 半导体釉绝缘子的绝缘电阻自行规定； 3. 同批次产品抽检比例不得少于10%	1. 采用 2500V 及以上兆欧表； 2. 棒式支柱绝缘子不进行此项试验
2	相位检查	检查各相两侧的相位应一致	
3	110kV 及以上线路工频参数测量	实测值	
4	杆塔接地阻抗检测	应符合设计要求	方法参考DL/T 887
5	线路避雷器检查及试验	参照本规程 5.11 章节要求执行	
6	冲击合闸试验	在额定电压下对空载线路的冲击合闸试验，应进行 3 次，合闸过程中线路绝缘不应有损坏	

5.16 串联补偿装置

串联补偿装置交接试验项目及表24。

表24 串联补偿装置交接试验项目及表24

序号	试验项目	要求	说明
1	串联电容器试验	1. 极对壳绝缘电阻 $\geq 2500\text{M}\Omega$ ； 2. 电容量与出厂试验值的差异 $\leq \pm 5\%$	要求逐台进行测量，不满足要求应予更换。更换的新电容器的电容量以及更换后整组的电容量，应符合技术文件要求
2	金属氧化物限压器试验	见避雷器试验项目	测量直流2mA下的参考电压
3	阻尼电抗器试验	1. 在相同测量条件下，线圈电阻的初值差 $\leq \pm 3\%$ ； 2. 在额定频率下，电感量的初值差 $\leq \pm 3\%$	
4	主间隙电容及触发间	1. 极对壳绝缘电阻 $\geq 2500\text{M}\Omega$ ；	

	隙电容测量	2. 电容量与出厂试验值的差异 ≤±5%	
5	主间隙、触发间隙直流放电电压测量	符合设备技术要求	
6	旁路断路器试验	参考断路器设备试验项目	
7	测量及控制系统试验	符合设备技术文件要求	

6 直流输变电设备试验规定

6.1 换流变压器及平抗

换流变压器及平抗交接试验项目及要求见表25。

表25 换流变压器及平抗交接试验项目及要求

序号	试验项目	要求	说明															
1	油中溶解气体分析 (色谱)	<p>新安装变压器投运前, 色谱不宜超过下列注意值:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2"></th> <th colspan="3">溶解气体含量(μL/L)</th> </tr> <tr> <th>电 压 kV</th> <th>氢 气</th> <th>总 烃</th> <th colspan="2">乙 炔</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>≥220</td> <td>30</td> <td>20</td> <td colspan="2">0</td> </tr> </tbody> </table>			溶解气体含量(μL/L)			电 压 kV	氢 气	总 烃	乙 炔		≥220	30	20	0		<p>1. 220kV及以上新投运变压器或对核心部件或主体进行解体性检修后重新投运的变压器, 应在绝缘油注入变压器前进行本项试验;</p> <p>2. 应在耐压、局部放电试验24h后、冲击合闸、额定电压下运行24h后, 各进行一次本项试验;</p> <p>3. 当怀疑有内部缺陷(如听到异常声响)、气体继电器有信号, 应本项试验;</p> <p>4. 取样及测量程序参考GB/T 7252, 同时注意设备技术文件的特别提示(如有)</p>
		溶解气体含量(μL/L)																
电 压 kV	氢 气	总 烃	乙 炔															
≥220	30	20	0															
2	绝缘油交接试验	见第7章	见第7章															
3	绕组连同套管的直流电阻测量	<p>1. 测量应在各分接头的所有位置上进行;</p> <p>2. 相间互差要求见下表</p> <table border="1"> <tbody> <tr> <td>相电阻互差值 应小于平均值</td> <td>2 %</td> </tr> <tr> <td>线电阻互差值 应小于平均值</td> <td>1 %</td> </tr> </tbody> </table> <p>3. 与同温下产品出厂实测数据比较, 相应变化≤2 %</p>	相电阻互差值 应小于平均值	2 %	线电阻互差值 应小于平均值	1 %	<p>1. 有中性点引出线时, 应测量各相绕组的电阻; 若无中性点引出线, 可测量各线端的电阻, 测量时铁芯的磁化极性应保持一致;</p> <p>2. 不同温度下电阻温度修正按下式进行:</p> $R_2 = R_1 \left(\frac{T_k + t_2}{T_k + t_1} \right)$ <p>式中, R_1、R_2 分别表示温度为 t_1、t_2 时的电阻; T_k 为常数, 铜绕组 T_k 为 235, 铝绕组 T_k 为 225;</p>											
相电阻互差值 应小于平均值	2 %																	
线电阻互差值 应小于平均值	1 %																	

			3. 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, 按本条款要求中第 3 项执行
4	所有分接位置的电压比检查	1. 额定分接位置电压比允许误差 $\leq \pm 0.5\%$, 其他分接位置电压比允许误差 $\leq \pm 1\%$; 2. 电压比小于 3 的 20kV 及以下变压器, 允许偏差 $\leq \pm 1\%$	与制造厂铭牌数据相比应无明显差别, 且应符合电压比的规律
5	三相接线组别和单相变压器引出线的极性检查	必须与设计要求及铭牌上的标记和外壳上的端子标志相一致	
6	绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或(和)极化指数测量	1. 绝缘电阻值 \geq 出厂试验值的 70% ; 2. 吸收比与出厂试验值相比应无明显差别, 在常温下应 ≥ 1.3 ; 当 R_{60s} 大于 3000M Ω 时, 吸收比可不作考核要求 ; 3. 极化指数与出厂试验值相比应无明显差别, 在常温下应 ≥ 1.5 , 当 R_{60s} 大于 10000M Ω 时, 极化指数可不作考核要求	1. 测量前被试绕组应充分放电 ; 2. 测量时, 铁芯、外壳及非测量绕组应接地, 被测量绕组应短路, 套管表面应清洁干燥 ; 3. 宜用 5000V 兆欧表测量极化指数 ; 4. 测量宜在顶层油温低于 50 时进行, 并记录顶层油温。绝缘电阻受温度的影响按下式进行近似修正 : $R_2 = R_1 \times 1.5^{(t_2 - t_1)/10}$ 式中, R_1 、 R_2 分别表示温度为 t_1 、 t_2 时的绝缘电阻, 吸收比和极化指数不进行温度换算 ; 5. 绝缘电阻下降显著时, 应结合介质损耗因数及油质试验进行综合判断。测试方法参考 DL/T 474.1
7	绕组连同套管的介质损耗和电容量测量	1. 20 时介质损耗因数 : $\text{tg}\delta \leq 0.005$, 当出厂试验值 ≥ 0.004 时, 现场 $\text{tg}\delta$ 值应 \leq 出厂试验值的 130 % ; 2. 绕组电容量 : 与出厂试验值相比变化 $\leq \pm 5\%$	1. 测量宜在顶层油温低于 50 且不低于 5 时进行, 测量时记录顶层油温和空气相对湿度, 非测量绕组及外壳接地, 必要时分别测量被测绕组对地、被测绕组对其它绕组的绝缘介质损耗因数。测量方法可参考 DL/T 474.3 ; 2. 测量绕组绝缘介质损耗因数时, 应同时测量电容值, 若此电容值发生明显变化, 应予以注意 ; 3. 分析时应注意温度对介质损耗因数的影响。不同温度下的 $\text{tg}\delta$ 值按下式换算 :

			$\text{tg}\delta_2 = \text{tg}\delta_1 \times 1.3^{(t_2-t_1)/10}$ 式中 $\text{tg}\delta_1$ 、 $\text{tg}\delta_2$ 分别为温度 t_1 、 t_2 时的 $\text{tg}\delta$ 值
8	铁芯及夹件的绝缘电阻测量	$\geq 1000\text{M}\Omega$	采用 2500V 兆欧表测量 持续时间 1min
9	套管试验	见 5.4 节	见 5.4 节
10	绕组连同套管的直流泄漏电流测量	泄漏电流值不宜超过本标准表 4 的规定	1. 加压 60s 时在高压端读取泄漏电流； 2. 分级绝缘变压器仍按被试绕组电压等级的标准
11	低电压短路阻抗测量	与出厂试验值差 $\leq 3\%$	应在最大分接位置和相同电流下测量。试验电流不宜小于 5A
12	低电压空载电流和空载损耗测量	测量结果与出厂试验值相比，不应有明显差异	应在相同试验电压下测量并尽量接近 400V
13	绕组频率响应分析	当绕组扫频响应曲线与原始记录基本一致时，即绕组频响曲线的各个波峰、波谷点所对应的幅值及频率基本一致且三相之间结果相比无明显差别，可以判定被测绕组没有变形	1. 测量前各绕组应充分放电，铁芯去磁； 2. 测量和分析方法参考 DL/T 911； 3. 无原始始纪录时可与同型号同厂家对比
14	绕组连同套管的交流耐压试验	中性点应进行交流耐压试验，试验耐受电压标准为出厂试验电压值的 80%，参照表 3	1. 对分级绝缘的耐压试验电压标准，应按接地端或末端绝缘的电压等级来进行； 2. 交流耐压试验可以采用外施工频电压，也可采用感应电压试验，试验方法参见 GB 1094.3 或 GB 1094.11。
15	局部放电试验	电压在 $1.5U_m/\sqrt{3}$ 时， $\leq 100\text{pC}$	变压器局部放电试验前应进行去磁
16	有载调压装置的试验和检查	1. 变压器带电前应进行切换过程试验，检查切换开关的全部动作顺序，测量过渡电阻阻值和切换时间。测得的过渡电阻阻值、三相同步偏差、切换时间的数值、正反相切换时间偏差均符合制造厂技术要求。由于变压器结构及接线原因无法测量的，不进行该项试验；	使用 2500V 兆欧表测量二次回路绝缘电阻

		<p>2. 在变压器无电压下, 手动操作不少于2个循环、电动操作不少于5个循环。其中电动操作时电源电压为额定电压的85%及以上。操作无卡涩或连动, 电气和机械限位正常;</p> <p>3. 循环操作后进行绕组连同套管在所有分接下直流电阻和电压比测量, 结果应符合本表序号4、5的要求;</p> <p>4. 在变压器带电条件下进行有载调压开关电动操作, 动作应正常。操作过程中, 各侧电压应在系统电压允许范围内;</p> <p>5. 绝缘油注入切换开关油箱前, 其击穿电压应符合本标准第7章要求;</p> <p>6. 测量二次回路绝缘电阻$\geq 1 \text{ M}\Omega$</p>	
17	测温装置及其二次回路试验	<p>1. 校验测温装置, 符合 JJG310 的要求;</p> <p>2. 如一台变压器有两只油温度计, 要求两只温度计显示温度偏差≤ 5;</p> <p>3. 二次回路绝缘电阻一般不低于$1 \text{ M}\Omega$;</p> <p>4. 检查温度控制器控制、信号接点, 各接点整定值应正确, 远方、就地显示误差≤ 2</p>	<p>1. 密封良好, 温度指示正确;</p> <p>2. 可与标准温度计比对, 或按制造商推荐方法进行, 结果应符合设备技术文件要求;</p> <p>3. 采用 1000V 兆欧表测量二次回路的绝缘电阻</p>
18	气体继电器及其二次回路试验	<p>1. 重瓦斯动作的油流速度校验, 整定值应符合产品技术要求或与出厂校验值相符;</p> <p>2. 轻瓦斯动作气体容积校验, 应符合产品技术要求;</p> <p>3. 二次回路绝缘电阻一般不低于$1 \text{ M}\Omega$</p>	<p>1. 检查气体继电器(轻瓦斯)整定值, 应符合运行规程和设备技术文件要求, 动作正确;</p> <p>2. 应采用 1000V 兆欧表测量</p>
19	套管中的电流互感器试验	<p>1. 二次端子极性和接线应与铭牌标志相符;</p> <p>2. 二次绕组对外壳绝缘电阻及二次回路绝缘电阻不应低于$1 \text{ M}\Omega$;</p> <p>3. 各绕组比差和角差应与出厂试验结果相符;</p>	绝缘电阻应采用 1000V 兆欧表测量

		4. 校核励磁特性, 应满足继电保护要求, 与制造厂提供的励磁特性应无明显差别	
20	冷却装置及其二次回路试验	<p>1. 潜油泵电动机、风扇电机及二次回路绝缘电阻不低于 1 MΩ;</p> <p>2. 潜油泵转动试验, 开启潜油泵后, 运转平稳, 无异常声音, 电动机三相电流基本平衡;</p> <p>3. 风扇转动试验, 风扇转动后, 转动方向正确, 运转平稳, 无异常声音, 电动机三相电流平衡;</p> <p>4. 潜油泵、风扇及二次回路的传动试验</p>	绝缘电阻应采用 1000V 兆欧表测量
21	压力释放装置检查	<p>1. 动作压力校验, 其开启压力与关闭压力应符合产品的技术要求, 或与出厂试验值偏差在±10%之内;</p> <p>2. 检查微动开关动作情况, 触点接触应良好, 信号正确;</p> <p>3. 二次回路绝缘电阻不应低于 1 MΩ</p>	<p>1. 动作压力校验应在压力释放装置未安装在变压器上进行, 如制造厂能够提供合格的检验报告, 现场交接时可不作此项目;</p> <p>2. 绝缘电阻应采用 1000V 兆欧表测量</p>
22	整体密封检查	<p>1. 35kV 及以上变压器, 在储油柜油面施加 0.03MPa 静压力, 持续 24h, 应无油渗漏。</p> <p>2. 35kV 以下变压器, 现场注油后, 静止 24 小时, 无渗漏</p>	<p>1. 对核心部件或主体进行解体性检修之后, 或重新进行密封处理之后, 进行本项目;</p> <p>2. 检查前应采取措施防止压力释放装置动作</p>
23	电抗器油箱表面温度测量	油箱表面局部热点的温升应≤80K。	使用红外仪在额定电压、额定频率下进行温度分布测量。
24	电抗器振动测量	与出厂试验值无明显差异	测量方法按 GB 10229 规定进行
25	电抗器、变压器噪声测量	与出厂试验值无明显差异	测量方法和要求按 GB1094.10《变压器和电抗器的声级测定》规定进行, 测点不少于 10 个
26	变压器相位检查	必须与电网相位一致	

6.2 直流电流互感器（零磁通型）

直流电流互感器交接试验项目及要求的见表26。

表26 直流电流互感器交接试验项目及要 求

序号	试验项目	要求	说明条款																				
1	绝缘电阻测量	1. 测量一次绕组对二次绕组及外壳、各二次绕组间及其对外壳的绝缘电阻,绝缘电阻不宜低于1000MΩ; 2. 测量电流互感器一次绕组段间的绝缘电阻,绝缘电阻不宜低于1000 MΩ,但由于结构原因而无法测量时可不进行; 3. 测量电容式电流互感器的末屏绝缘电阻,绝缘电阻值不宜小于1000 MΩ	1. 绝缘电阻测量应使用2500V 兆欧表; 2. 若电容式电流互感器末屏对地绝缘电阻 < 1000 M Ω 时,应测量其tanδ																				
2	电容量和介质损耗因数测量	油纸绝缘电容型电流互感器,介质损耗因数tgδ及电容量应满足下表要求 <table border="1" style="margin-left: 20px;"> <thead> <tr> <th>U_m (kV)</th> <th>35</th> <th>126/72.5</th> <th>252/363</th> <th>≥550</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>10kV</td> <td>≤0.01</td> <td>≤0.008</td> <td>≤0.006</td> <td>≤0.005</td> </tr> <tr> <td>U_m/√3</td> <td>≤0.013</td> <td>≤0.01</td> <td>≤0.008</td> <td>≤0.007</td> </tr> <tr> <td>ΔC</td> <td colspan="4">≤±5%</td> </tr> </tbody> </table>	U _m (kV)	35	126/72.5	252/363	≥550	10kV	≤0.01	≤0.008	≤0.006	≤0.005	U _m /√3	≤0.013	≤0.01	≤0.008	≤0.007	ΔC	≤±5%				正立式电容型电流互感器应测量末屏介质损耗因数,测量电压为2kV,且tgδ≤0.02
U _m (kV)	35	126/72.5	252/363	≥550																			
10kV	≤0.01	≤0.008	≤0.006	≤0.005																			
U _m /√3	≤0.013	≤0.01	≤0.008	≤0.007																			
ΔC	≤±5%																						
3	局部放电试验	1.2U _m /√3 下≤10pC(固体)	1. 35kV及以下固体绝缘电流互感器应进行此项目; 2. 局部放电测量宜与交流耐压试验同时进行; 3. 对绝缘性能有怀疑时宜进行局部放电测量																				
4	交流耐压试验	1. 试验电压为出厂试验值的80%,见表9; 2. 二次绕组之间及其对外壳的工频耐压试验电压为 2kV ; 3. 110kV 及以上的电流互感器末屏的工频耐压试验电压为 3kV	新投运的110kV及以上油浸式电流互感器应逐台进行,试验前要保证静置时间:110(66)kV:24小时, 220kV:48小时, 500kV:72小时;																				
5	绝缘介质性能测量	绝缘油的性能见第7章;																					
6	油中溶解气体分析(色谱)	油中溶解气体组分含量(μL/L)不宜超过下列任一值,总烃:10,H ₂ :50,C ₂ H ₂ :0	110kV及以上油浸式电流互感器耐压前后应进行油色谱分析																				
7	绕组直流电阻测量	同型号、同规格、同批次电流互感器一、二次绕组的直流电阻和平均值的差异应≤10%																					
8	检查接线组别和极性	与铭牌一致																					

9	变比误差测量	与铭牌标志相符	更换绕组后应测量比值差和相位差
10	密封性能检测	油浸式互感器外表应无可见油渍现象	

6.3 光电式电流互感器

光电式电流互感器交接试验项目及 requirements 见表27。

表27 光电式电流互感器交接项目及 requirements

序号	试验项目	要求	说明条款
1	电 流 比 校 核	符合设备技术条件要求	对核心部件或主体进行解体性检修之后,或需要确认电流比时,进行本项目。在 5% ~ 100% 额定电流范围内,从一次侧注入任一电流值,测量二次侧电流,校核电流比
2	激 光 功 率 测 量	符合设备技术条件要求	在线监测系统显示光功率不正常时,进行本项目。用光通量计测量到达受端的激光功率,并与要求值和上次对应位置的测量值进行比较,偏差 $\leq\pm 5\%$ 或符合设备技术文件要求。必要时,可测量光纤系统的衰减,测量结果应符合设备技术文件要求

6.4 直流分压器

直流分压器交接试验项目及 requirements 见表28。

表28 直流分压器交接项目及 requirements

序号	试验项目	要求	说明条款
1	电压限制装置功能验证	符合设备技术条件要求	试验方法和要求参见设备技术文件
2	分压电阻、电容值测量		测量高压臂和低压臂电阻阻值,同等测量条件下,与出厂试验值差 $\leq\pm 2\%$;如属阻容式分压器,应同时测量高压臂和低压臂的等值电阻和电容值,同等测量条件下,与出厂试验值差 $\leq\pm 3\%$,或符合设备技术文件要求
3	分压比较核	符合设备技术条件要求	在 80% ~ 100% 的额定电压范围内,在高压侧加任一电压值,测量低压侧电压,校核分压比。简单检查可取更低电压。分压比应与铭牌标志相符。当计量要求时,应测量电压误差,测量结果符合设备计量准确级要求。具体要求参考设备技术文件之规定
4	绝缘介质性能	1. 绝缘油的性能见第 7 章;	

		2. SF6 气体充入设备 24 小时后取样，水份含量不得大于 250 μ L/L (20 体积分数)，性能应符合本标准第 8 章要求	
--	--	---	--

6.5 直流断路器

直流断路器交接试验项目及要求见表29。

表29 直流断路器交接试验项目及要求

序号	试验项目	要求	说明
1	主回路电阻测量	符合设备技术要求	在合闸状态下，测量进、出线之间的主回路电阻。测量电流可取 100A 到额定电流之间的任一值，测量方法和要求参考 DL/T 593
2	SF6 气体湿度检测 (微水)	(20 , 0.1013MPa) \leq 150 μ L/L	1. 测量方法参考 DL/T 506、DL/T 914 和 DL/T 915 ; 2. 测量完成之后，应按规定正确恢复拆动的元器件，为确保气体回路密封性应在拆动处定性检漏
3	非线性 (放电) 电阻测量	符合设备技术要求	
4	空气断路器直流泄漏测量	符合设备技术要求	试验电压为直流 40kV。泄漏电流大于 10 μ A 时，应引起注意。注意排除瓷护套的影响
5	振荡回路电容、电感及电阻值测量	符合设备技术要求	要求在同等测量条件下，各元件的初值差 \leq 设备技术文件要求之规定。其中电容的测量可以采用电桥或数字式电容表，电感测量方法可采用施加工频电压、测量工频电流来计算电感量的方法，电阻的测量可以采用电桥或数字式欧姆表

6.6 交、直流滤波器及并联电容器组、中性线母线电容器

交、直流滤波器及并联电容器组、中性线母线电容器交接试验项目及要求见表30。

表30 交、直流滤波器及并联电容器组、中性线母线电容器交接项目及要求

序号	试验项目	要求	说明条款
1	单台电容器电容量测量	电容量与出厂试验值的差异 \leq \pm 5%	

2	电阻器电阻值测量	与出厂试验值的值差 $\leq\pm 3\%$	
3	电抗器电感量及线圈电阻值测量	与出厂试验值相比,电感量 $\leq\pm 3\%$, 线圈电阻值 $\leq\pm 3\%$	
4	金属氧化物避雷器试验	见相关章节	
5	电流互感器试验	见相关章节	

6.7 直流接地极及线路

接地极及线路交接试验项目及要求见表31。

表31 接地极及线路交接试验项目及要求

序号	试验项目	技术要求	说明条款
1	接地极接地电阻测量	符合设计要求	可采用电压—电流长线法测量接地电阻,即向接地极注入直流电流 I , 测量电流注入点对零电位参考点的电位 U_g , 接地电阻 $R_g=U_g/I$ 。测量时,要求直流电源的另一接地点(可以是换流站接地网)以及零电位参考点与接地极之间的最小距离大于接地极任意二点间最大距离的 5 倍
2	极址电感、电容测量	符合设计要求	电感采用电压-电流法测量,电容采用数值式电容表测量,测量结果应符合设备技术文件要求

6.8 晶闸管换流阀

晶闸管换流阀交接试验项目及要求见表32。

表32 晶闸管换流阀交接试验项目及要求

序号	试验项目	要求	说明条款
1	冷却回路检查	符合设备技术文件要求	1. 检查漏水检测功能,要求其动作正确; 2. 检查水系统的压力、流量、温度、电导率等仪表,要求外观无异常,读数合理;同时,要进行总表与分表之间的流量校核,若发现不一致,则视情况进行及时检查; 3. 检查滤网的过滤性能,符合厂家的技术文本要求
2	组件均压电容的电容量测量	与出厂试验值相比 $\leq\pm 5\%$	测量组件电容和均压电容的电容量,采用专用测量仪,不必断开接线
3	均压电容的电容量测量	与出厂试验值相比 $\leq\pm 5\%$	

4	均压电阻的电阻测量	与出厂试验值相比 $\leq\pm 3\%$	测量均压电阻的电阻值，采用专用测量仪，不必断开接线
5	晶闸管阀试验	符合设备技术文件要求	1. 晶闸管元件的触发开通试验。采用专用试验装置，按厂家的技术文件执行； 2. 检查晶闸管阀控制单元或阀基电子设备（VCU 或 VBE）和晶闸管阀监测装置（THM 或 TM），功能正常
6	漏水报警和跳闸试验	符合设备技术文件要求	对漏水检测装置进行检查，并作记录，结果应符合设备技术文件要求
7	光缆传输功率测量	符合设备技术文件要求	用光通量计测量到达各 TCU 或 TE 或 TVM 的光功率
8	阀电抗器参数测量	符合设备技术文件要求	采用施加工频电流、测量电抗器两端工频电压的方法进行电抗值测量，其中施加的工频电流应不小于 5A
9	阀回路电阻值测量	符合设备技术文件要求	采用电阻电桥进行阀回路电阻值测量，互相对比，无明显差异
10	内冷水电导率测量	$\leq 0.5\mu\text{S}/\text{cm}$	监测冷却水的电导率，要求 20 时的电导率不大于 $0.5\mu\text{S}/\text{cm}$ ，或符合设备技术文件要求

7 绝缘油

绝缘油交接试验项目及要求，油样提取应遵循设备技术文件之规定，特别是少油设备。试验项目和要求见表33。

表33 绝缘油交接试验项目及要求

序号	项目	要求				说明
1	水溶性酸(pH 值)	注入设备前后的新油 > 5.4				按《运行中变压器油、汽轮机油水溶性酸测定法(比色法)》GB/T 7598 中的有关要求进行试验
2	酸值, mgKOH/g	注入设备前后的新油 ≤ 0.03				按《运行中变压器油、汽轮机油水溶性酸测定法(BTB)法》GB/T 7599 的有关要求进行试验
3	闪点(闭口)()	不低 于	DB-10 140	DB-25 140	DB-45 135	按 GB261 中的有关要求进行试验
4	水分(mg/L)	500kV : ≤ 10 220kV : ≤ 15 110kV 及以下电压等级 : ≤ 20				按《运行中变压器油水分含量测定法(库仑法)》GB/T7600 中的有关要求进行试验
5	界面张力(25)	≥ 35				按《石油产品油对水界面张力测定法(圆环

	mN/m		法)》GB/T 6541 中的有关要求进行了试验
6	介质损耗因数 $\tan\delta$	90 时， 注入电气设备前 $\leq 0.5\%$ 注入电气设备后 $\leq 0.7\%$	按《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测量》GB/T 5654 中的有关要求进行了试验
7	击穿电压	注入设备的新油应满足： 500kV： ≥ 60 kV 110kV ~ 220kV： ≥ 45 kV 20kV ~ 35kV： ≥ 40 kV 10kV 及以下 ≥ 35 kV	1. 按《绝缘油 击穿电压测定法》GB/T 507 或《电力系统油质试验方法 绝缘油介电强度测定法》DL/T429 中的有关要求进行了试验； 2. 油样应取自被试设备； 3. 该指标为平板电极测定值，其他电极可按《运行中变压器油质量标准》GB/T 7595 及《绝缘油 击穿电压测定法》GB/T 507 中的有关要求进行了试验
8	体积电阻率 (90)($\Omega\cdot m$)	$\geq 6 \times 10^{10}$	按《液体绝缘材料工频相对介电常数、介质损耗因数和何种电阻率的测量》GB/T 5654 或《绝缘油体积电阻率测定法》DL/T421 中的有关要求进行了试验
9	油中含气量(%) (体积分数)	500kV： ≤ 1	按《绝缘油中含气量测定真空压差法》DL/T423 或《绝缘油中含气量的测定方法(二氧化碳洗脱法)》DL/T450 中的有关要求进行了试验
10	油泥与沉淀物 (%)(质量分数)	≤ 0.02	按《石油产品和添加剂机械杂质测定法(重量法)》GB/T511 中的有关要求进行了试验
11	油中颗粒度 (个 /100mL)	1.500kV 变压器、电抗器，大于 $5\mu m$ 的颗粒数 ≤ 2000 ； 2.500kV 换流变、平抗，大于 $5\mu m$ 的颗粒数 ≤ 1000	按 DL/T1096《变压器油中颗粒度限值》规定，测量方法按 DL/T432《电力用油颗粒污染度测量方法》进行

8 SF₆ 气体湿度和成分检测

8.1 SF₆ 气体湿度和成分检测交接试验

8.1.1 SF₆ 新气体到货后，在充入设备前，应按现场国家标准 GB12022《工业六氟化硫》验收，对气瓶的抽检率为 10%，其他每瓶仅测定含水量。

8.1.2 充入设备的 SF₆ 气体，24h 后方可进行试验。

8.2 SF₆ 气体湿度检测

SF₆ 气体可从密度监视器处取样，测量方法可参考 DL/T 506、DL/T 914 和 DL/T 915。测量完成之后，按要求恢复密度监视器，注意按力矩要求紧固。测量结果应满足表 34 的要求。

表34 SF₆ 气体湿度检测

试验项目	要求 (新充气后)	
湿度 (H ₂ O) (20 , 0.1013MPa)	有电弧分解物隔室 (GIS 开关设备)	≤150μL/L
	无电弧分解物隔室 (GIS 开关设备、 电流互感器、电磁式电压互感器)	≤250μL/L
	箱体及开关 (SF ₆ 绝缘变压器)	≤125μL/L
	电缆箱及其它 (SF ₆ 绝缘变压器)	≤220μL/L

8.3 SF₆ 气体成分分析

怀疑SF₆ 气体质量存在问题，或者配合事故分析时，可选择性地进行SF₆ 气体成分分析。项目和要求见表35，测量方法参考DL/T 916、DL/T 917、DL/T 918、DL/T 919、DL/T 920、DL/T 921。

表35 SF₆ 气体成分分析

试验项目	要求
CF ₄	增加≤0.1%(新投运≤0.05%) (注意值)
空气 (O ₂ +N ₂)	≤0.2%(新投运 0.05%) (注意值)
可水解氟化物	≤1.0μg/g (注意值)
矿物油	≤10μg/g (注意值)
毒性 (生物试验)	无毒(注意值)
密度(20 , 0.1013MPa)	6.17g/L
SF ₆ 气体纯度	≥99.8%(质量分数)
酸度	≤0.3μg/g (注意值)
杂质组分 (CO、CO ₂ 、HF、SO ₂ 、SF ₄ 、SOF ₂ 、 SO ₂ F ₂)	(监督增长情况，μg/g)

附 录 A
(资料性附录)
金属氧化物避雷器直流 1mA 电压

表 A.1 典型的电站和配电用避雷器直流 1mA 电压(参考)

避雷器额定电压(kV, 有效值)	避雷器持续运行电压(kV, 有效值)	直流 1mA 参考电压(kV, 峰值)	
		电站型	配电型
5	4.0	7.2	7.5
10	8.0	14.4	15.0
12	9.6	17.4	18.0
15	12.0	21.8	23.0
17	13.6	24	25.0
26	20.8	37	37
34	27.2	48	48
51	40.8	73	—
84	67.2	121	—
90	72.5	130	—
96	75	140	—
(100)*	78	145	—
102	79.6	148	—
108	84	157	—
192	150	280	—
(200)*	156	290	—
204	159	296	—
216	168.5	314	—
420	318	565	—
444	324	597	—
468	330	630	—

注：避雷器额定电压过渡值

表 A.2 典型的变压器中性点用避雷器直流 1mA 电压(参考)

避雷器额定电压 (kV, 有效值)	避雷器 持续运行电压 (kV) (有效值)	直流 1mA 参考电压 (kV, 峰值) (标称放电电流 1.5kA 等级)
60	48	85
72	58	103
96	77	137
144	116	205
207	166	292

表 A.3 典型的并联补偿电容器用避雷器直流 1mA 电压(参考)

避雷器 额定电压 (kV) (有效值)	避雷器持续运行 电压 (kV) (有效值)	直流 1mA 参考电压 (kV, 峰值) (标称放电电流 1.5kA 等级)
5	4.0	7.2
10	8.0	14.4
12	9.6	17.4
15	12.0	21.8
17	13.6	24.0
51	40.8	73.0
84	67.2	121
90	72.5	130

表 A.4 典型的低压避雷器直流 1mA 电压(参考)

避雷器额定电压 (kV) (有效值)	避雷器持续运行电压 (kV) (有效值)	直流 1mA 参考电压 (kV, 峰值) (标称放电电流 1.5kA 等级)
0.28	0.24	0.6
0.50	0.42	1.2

表 A5 典型的电气化铁道用避雷器直流 1mA 电压(参考)

避雷器 额定电压 (kV) (有效值)	避雷器 持续运行电压 (kV) (有效值)	直流 1mA 参考电压(kV, 峰值)	
		标称放电电流 5kA 等级	标称放电电流 2.5kA 等级
4	3.2	5.7	5.7
8	6.3	11.2	11.2
13.5	10.5	18.6	18.6
17.5	13.8	24.4	—
20	15.8	28	—
23	18.0	31.0	—
25	20.0	35.4	—



尔森运维
www.musenyw.com

风电、光伏电站交接试验
400-002-7608

输变电设备交接试验规程

编 制 说 明



目 次

1 编制背景	50
2 编制主要原则	50
3 与其他标准文件的关系	50
4 主要工作过程	50
5 标准结构和内容	51
6 条文说明	51



尔森运维
www.musenyw.com

风电、光伏电站交接试验
400-002-7608

1 编制背景

为适应电网快速发展和公司状态检修工作深入推进的新形势，提高标准的适应性和有效性，2014年5月，江苏省电力公司根据国家电网公司《输变电设备状态检修试验规程》等8项标准（国家电网企管〔2014〕52号）、《国家电网公司关于印发电网设备技术标准差异条款统一意见的通知》（国家电网科〔2014〕315号）、《国家电网公司十八项电网重大反事故措施（修订版）》（国家电网生〔2012〕352号）（以下简称“十八项反措”），以及最新电力行业标准和公司企业标准，重新修编了原《输变电设备交接和状态检修试验规程》（Q/GDW-10-J206-2012）。对输变电设备的交接试验项目和要求重新进行了修订，对设备交接各类试验项目适当调整，相关设备试验说明进行了解释。

2 编制主要原则

- 2.1 本规范以技术规程、规范为依据，从规范全省输变电设备现场交接试验项目和要求着手，以满足江苏电网交接验收实际需要为前提，在对全省调研摸底的基础上，优先满足共性需求，同时兼顾个性需要，吸取众家之长，通过广泛征求相关输变电专业专家意见，编撰而成。
- 2.2 本规范规定了10kV~500kV交直流输变电设备的交接试验项目和要求。用户设备可参照执行。
- 2.3 本规范适用于江苏省电力公司输变电设备的现场交接试验。

3 与其他标准文件的关系

本规范的编制主要依据了GB 50150-2006《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》、Q/GDW 1168-2013《输变电设备状态检修试验规程》、Q/GDW 512-2010《电力电缆线路运行规程》，以及《国家电网公司关于印发电网设备技术标准差异条款统一意见的通知》（国家电网科〔2014〕315号）、《国家电网公司关于印发电力电缆通道选型与建设指导意见的通知》（国家电网运检〔2014〕354号）、“十八项反措”等引用文件。

4 主要工作过程

- 4.1 2014年3月，江苏省电力公司运维检修部提出《输变电设备交接试验规程》的修订工作计划，并将此项工作列入2014年度重点工作。
- 4.2 2014年5月26日，江苏省电力公司运维检修部在南京组织召开了输变电设备交接试验规程修订会，无锡、扬州、徐州、检修分公司、电科院、江苏省送变电公司参加了会议，并成立了规程修订编写组；此次会议上，运检部布置了工作任务并提出了要求，与会同志讨论了编写工作实施计划，统一了编写思路，确定了编写工作分工；对本规程编制过程中可能遇到的难点进行了分析，并研究了对策。
- 4.3 2014年5月底，规程编写组按分工收集整理各地反馈的修订资料，由省电科院负责汇总，形成初稿。
- 4.4 2014年6月初，在对初稿进行修改、调整后，形成了征求意见稿，发至全省各地市供电公司及检修分公司、电科院、经研院、省送变电公司征求意见。
- 4.5 2014年7月23日，运检部在南京召开了《输变电设备交接试验规程》项目审查会。审查委员会听取了编写组的工作报告以及规程征求意见情况，认真审阅了规程全文，经过充分讨论，与会专家认为本规程完成了项目内容并达到预期目标，送审资料齐全，一致同意通过本规程的送审稿。建议编写组根据本次审查中提出的意见对个别条款进一步完善后，于7月28日前形成报批稿，报江苏省公司科技部审批。

5 标准结构和内容

本标准依据GB/1.1—2000《标准化工作导则第1部分：标准的结构和编写规则》和DL/T 600—2001《电力行业标准编写基本规定》的编写要求进行标准编制。标准的主要结构和内容如下：

1. 目次；
2. 前言；
3. 标准正文共设8章：范围、规范性引用文件、术语和定义、总则、交流输变电设备试验规定、直流输变电设备试验规定、绝缘油、SF6 气体湿度和成分检测；
4. 标准规定了输变电设备的项目及要求。

6 条文说明

6.1 条目“5.1.1油浸式电力变压器和电抗器”，本次修改了表1油浸式电力变压器和电抗器交接试验项目及要求：局部放电试验，按照“十八项反措”和《国家电网公司关于印发电网设备技术标准差异条款统一意见的通知(国家电网科〔2014〕315号)》要求，明确“110kV及以上电压等级变压器，交接时必须进行现场局部放电试验”，对涉及在运220kV及以上主变搬迁，交接试验要求在 $1.3U_m/3$ 电压下进行局放，局放量一般不大于300pC；修改了套管中的电流互感器试验“励磁特性要求在工频下进行”。

6.2 条目“5.2电流互感器”，本次修改了表5电流互感器交接试验项目及要求：修改了电容量和介损损耗因数测量，由于油纸绝缘倒置式电流互感器主屏介损不能反映头部主绝缘状态，要求增加整体介损试验；修改了绝缘油微水测量，增加绝缘油微水测量试验项目，结合耐压前油色谱试验进行；修改了绕组直流电阻测量，为避免安装不当导致投运后接头过热问题，明确一次绕组的直流电阻测量应在运行方式下进行，试验后不应再进行调整；修改了励磁特性曲线测量，励磁特性要求在工频下进行。

6.3 条目“5.11金属氧化物避雷器”，本次修改了表19金属氧化物避雷器交接试验项目及要求：修改工频参考电压和持续电流测量，新投运的泄漏电流有功分量（峰值）测量值应 \leq 全电流（有效值）的30%。

6.4 条目“5.5.1 SF6 断路器”，本次修改了表11 SF6 断路器交接试验项目和要求：增加了“SF6 气体分解物检测”项目及要求，SO₂、H₂S为0；修改了“辅助回路和控制回路绝缘电阻测量”项目中绝缘电阻数值，按照《国家电网公司关于印发电网设备技术标准差异条款统一意见的通知》中对断路器辅助和控制回路的绝缘要求，将辅助回路和控制回路绝缘电阻由 $\geq 2M\Omega$ 修改为 $\geq 10M\Omega$ ；修改了“分、合闸时间测量”项目要求，依据“十八项反措”12.1.2.7要求，增加了操动机构辅助开关的转换时间与断路器主触头动作时间之间的配合试验检查；修改了“机构操作压力(气压、液压)整定值校验，油(气)泵补压及零起打压的运转时间，弹簧机构储能电动机工作电流及储能时间检测”项目，依据“十八项反措”12.1.3.3要求，增加了液压机构防慢分试验。；修改了“防跳跃及防止非全相合闸等辅助控制装置的动作性能检测”项目要求，依据“十八项反措”15.7.8要求，增加了中间继电器的相关参数要求。

6.5 条目“5.6.1 GIS交接试验项目及要求”，本次修改了表12 GIS交接试验项目及要求：修改了“辅助回路和控制回路绝缘电阻测量”项目中绝缘电阻数值，按照《国家电网公司关于印发电网设备技术标准差异条款统一意见的通知》中对断路器辅助和控制回路的绝缘要求，将辅助回路和控制回路绝缘电阻由 $\geq 2M\Omega$ 修改为 $\geq 10M\Omega$ ；修改了“主回路绝缘试验”项目中交流耐压试验电压要求（参考生〔2011〕1223号文《关于加强气体绝缘金属封闭开关设备全过程管理重点措施》第三十一条及“十八项反措”12.1.2.4）修改了“断路器分、合闸时间测量”项目要求，依据“十八项反措”12.1.2.7要求，增加了操动机构辅助开关的转换时间与断路器主触头动作时间之间的配合试验检查；修改了“机构操作压力(气压、液压)整定值校验，油(气)泵补压及零起打压的运转时间，弹簧机构储能电动机工作电流及储能时间检测”项目，依据“十八项反措”12.1.3.3要求，增加了液压机构防慢分试验；修改了“防跳跃及防止非全相合

闸等辅助控制装置的动作性能检测”项目要求，依据“十八项反措”15.7.8要求，增加了中间继电器的相关参数要求。

6.6 条目“5.7.1隔离开关、接地开关及高压熔断器交接试验项目及要求”，本次修改了表13：修改了“辅助回路和控制回路绝缘电阻测量”项目中绝缘电阻数值，按照《国家电网公司关于印发电网设备技术标准差异条款统一意见的通知》中对隔离开关辅助和控制回路的绝缘要求，将辅助回路和控制回路绝缘电阻由 $\geq 2\text{M}\Omega$ 修改为 $\geq 10\text{M}\Omega$ ；依据GB1985-2004《高压交流隔离开关和接地开关》要求，新增了“手动操作力矩测量”项目。

6.7 条目“5.8.1高压开关柜交接试验项目及要求”，本次修改了表14：修改了“辅助回路和控制回路绝缘电阻测量”项目中绝缘电阻数值，按照《国家电网公司关于印发电网设备技术标准差异条款统一意见的通知》中对隔离开关辅助和控制回路的绝缘要求，将辅助回路和控制回路绝缘电阻由 $\geq 2\text{M}\Omega$ 修改为 $\geq 10\text{M}\Omega$ ；依据“十八项反措”4.2.5要求，新增了“开关柜的联锁和闭锁性能试验”项目；依据“十八项反措”10.2.1.2要求，新增了“断路器的合闸弹跳和分闸反弹试验”项目。

6.8 条目“5.12.1橡塑电力电缆交接试验项目及要求”，鉴于省内目前已无在役的油纸电缆和充油电缆，因此对2010版中涉及油纸电缆和充油电缆的部分进行了删除。表20修改了“橡塑电缆的“交流耐压试验”，依据Q/GDW512-2010《电力电缆线路运行规程》和《国家电网公司关于印发电网设备技术标准差异条款统一意见的通知》（国家电网科〔2014〕315号）P241相关要求进行了调整；依据Q/GDW 512-2010《电力电缆线路运行规程》和《国家电网公司关于印发电网设备技术标准差异条款统一意见的通知》（国家电网科〔2014〕315号）P257相关要求，增加“电缆线路参数试验”和“电缆线路接地电阻测量”项目；依据《国家电网公司关于印发电力电缆通道选型与建设指导意见的通知》（国家电网运检〔2014〕354号）相关要求，对电缆线路接地电阻的取值做了相关规定。

6.9 条目“5.15.1架空输电线路交接试验项目及要求”，本次修改了表23：依据GB 50150-2006《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》相关要求，对悬式和支柱绝缘子的抽检比例做了明确要求。

