南方电网生技〔2018〕20号附件1

Q/CSG

中国南方电网有限责任公司企业标准

Q/CSG1205019-2018

电力设备交接验收规程

2018-05-17 发布　　2018-05-17 实施

中国南方电网有限责任公司　发布

目 次

前 言.....1
1 范围.....3
2 规范性引用文件.....3
3 术语和定义.....6
4 总则.....8
5 交流电力变压器.....10
6 电抗器.....31
7 电流互感器.....44
8 电压互感器.....52
9 敞开式断路器.....59
10 敞开式隔离开关.....68
11 GIS（含 HGIS、GIL）.....70
12 高压开关柜.....78
13 电容器.....82
14 中性点成套装置.....87
15 避雷器.....95
16 绝缘子.....97
17 母线.....101
18 橡塑绝缘电力电缆.....102
19 接地装置.....103
20 站内交直流电源.....106
21 串补平台设备.....120
22 1KV 及以下电压等级配电装置和馈电线路.....123
23 1KV 以上架空电力线路.....124
24 设施及辅助设备.....124
附录 A（资料性附录）绝缘油.....156
附录 B（资料性附录）SF_6气体.....158
附录 C（资料性附录）海拔高度与外绝缘修正.....159

前　言

2012 年公司颁布了 Q/CSG 411002《中国南方电网有限责任公司 10kV～500kV 输变电及配电工程质量验收与评定标准》、2016 年国家修订颁布了 GB 50150-2016《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》，上述标准为公司电力工程电气设备的交接和验收发挥了重要作用，但是随着电网建设的飞速发展和区域管理的差异，生产运行单位在进行设备和设施的交接、验收工作时存在诸多问题。为使生产运行单位能更好的对新建及改扩建工程一次交流设备、设施进行交接验收，同时适应公司精益化管理的需求，公司参考上述标准制定了《电力设备交接验收规程》，供生产运行单位开展验收工作时采用。

本标准与 Q/CSG 411002 相比，本标准主要规定了生产运行单位在验收时应进行的项目和要求，不包含施工、监理、设计和建设等单位进行的验收内容；本标准主要对新建及改扩建工程的一次设备、设施进行了规定，不包含继电保护、通讯、变电自动化等设备的验收内容。

本标准与 GB 50150 相比，主要技术变化如下：

——增加了高压开关柜（见 12 章）；

——增加了中性点成套装置（见 14 章）；

——增加了站内交直流电源（见 20 章）；

——增加了串补平台设备（见 21 章）；

——增加了设施及辅助设备（见 24 章）。

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：中国南方电网有限责任公司生产技术部、云南电网有限责任公司

本标准主要起草人：陈曦、喇元、程志万、邹德旭、周仿荣、陈宇民、王纪渝、马力、魏忠明、张单、黄军、马宏明、刘光祺、钱国超、罗俊平、易永亮、徐应飞、张恭源、杨宏伟、王致、龚博。其中第 1-4 章节由陈曦、喇元、程志万、陈宇民、王纪渝主要编写，第 5-8 章节由邹德旭、刘光祺、钱国超主要编写，第 9-12 章节由程志万、马宏明、张恭源、杨宏伟主要编写，第 13-17 章节由马宏明、刘光祺主要编写，第 18-21 章节由周仿荣主要编写，第 22、23 章由罗俊平、易永亮、徐应飞、龚博编写，第 24 章节由马力、魏忠明、张单、黄军、王致主要编写。

本标准参与起草人：颜冰、彭兆裕、陈旻、王耀龙、何顺、项恩新、黄然、丁薇、李艳伟、贺德荣、

吴超、陈益、王欣、徐真、刘俊峰、朱荣峰。

本标准主要审查人：姚捷、王昆林、毛凤春、王宏斌、罗炜、姜益民、周舟、肖宁、伍国兴、刑锋。

本标准 2018 年 5 月首次发布，由中国南方电网有限责任公司标准化委员会批准。

本标准在执行过程中的意见或建议反馈至南方电网公司生技部。

电力设备交接验收规程

1 范围

本标准规定了生产运行单位对新建及改扩建 500kV 及以下电压等级一次交流设备、设施交接验收的技术要求，生产运行单位开展的验收工作应依据本标准执行。

本标准适用于中国南方电网 500kV 及以下电压等级新建及改扩建工程一次交流设备、设施现场及交接试验、验收，换流站内交流设备可参照本规程要求执行。继电保护、自动、远动、通信、测量、高压直流设备、在线监测装置等按现行相关标准的规定执行。

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 261 闪点的测定宾斯基-马丁闭口杯法

GB/T 264 石油产品酸值测定法

GB/T 311.1~.6 绝缘配合

GB/T 507 绝缘油 击穿电压测定法

GB/T 511 石油和石油产品及添加剂机械杂质测定法

GB/T 1001.1~.2 标称电压高于 1000V 的架空线路绝缘子

GB/T 1094.1～.12 电力变压器

GB 1984 高压交流断路器

GB 1985 高压交流隔离开关和接地开关

GB/T 2314 电力金具通用技术条件

GB/T 4787 高压交流断路器用均压电容器

GB/T 5654 液体绝缘材料相对电容率、介质损耗因数和直流电阻率的测量

GB/T 7252 变压器油中溶解气体分析和判断导则

GB/T 7354 局部放电测量

GB/T 7595 运行中变压器油质量

GB/T 7598 运行中变压器油水溶性酸测定法

GB/T 7600 运行中变压器油和汽轮机油水分含量测定法（库仑法）

GB/T 7601 运行中变压器油、汽轮机油水分测定法（气相色谱法）

GB 7674 额定电压 72.5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备

GB/T 8349 金属封闭母线

GB/T 8905 六氟化硫电气设备中气体管理和检测导则

GB/T 11022 高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求

GB 11023 高压开关设备六氟化硫气体密封试验方法

GB/T 11024.1 标称电压 1000V 以上交流电力系统用并联电容器 第 1 部分：总则

GB 11032 交流无间隙金属氧化物避雷器

GB /T 12022 工业六氟化硫

GB/T 14542 运行变压器油维护管理导则

GB/T 16927.1~.3 高电压试验技术

GB/T 17623 绝缘油中溶解气体组分含量的气相色谱测定法

GB/T 20840.1~.8 互感器

GB/T 26218.1~.3 污秽条件下使用的高压绝缘子的选择和尺寸确定

GB 50054 低压配电设计规范

GB 50148 电气安装工程、电力变压器、油浸式电抗器、互感器施工及验收规范

GB 50149 电气装置安装工程 母线装置施工及验收规范

GB 50150 电气装置安装工程 电气设备交接试验标准

GB 50169 电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范

GB 50204 混凝土结构工程施工质量验收规范

GB 50207 屋面工程质量验收规范

GB 50209 建筑地面工程施工质量验收规范

GB 50210 建筑装饰装修工程质量验收规范

GB 50233 110kV~750kV 架空输电线路施工及验收规范

GB 50242 建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范

GB 50300	建筑工程施工质量验收统一标准
GB 50303	建筑电气工程施工质量验收规范
GB 50395	视频安防监控系统工程设计规范
GB 50617	建筑电气照明装置施工与验收规范
DL/T 253	直流接地极接地电阻 地电位分布跨不电压和分流的测量方法
DL/T 264	油浸式电力变压器（电抗器）现场密封性试验导则
DL/T 402	高压交流断路器
DL T 417	电力设备局部放电现场测量导则
DL/T 421	电力用油体积电阻率测定法
DL/T 423	绝缘油中含气量测量方法 真空压差法
DL/T 429.9	电力系统油质试验方法 绝缘油介电强度测定法
DL/T 474.1~.5	现场绝缘试验实施导则
DL/T 475	接地装置特性参数测量导则
DL/T 486	高压交流隔离开关和接地开关
DL/T 540	QJ-25 50 80 型气体继电器检验规程
DL/T 555	气体绝缘金属封闭开关设备现场耐压及绝缘试验导则
DL/T 586	电力设备用户监造技术导则
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 596	电力设备预防性试验规程
DL/T 618	气体绝缘金属封闭开关设备现场交接试验规程
DL/T 620	交流电气装置的过电压保护和绝缘配合
DL/T 627	绝缘子用常温固化硅橡胶防污闪涂料
DL/T 664	带电设备红外诊断应用规范
DL/T 703	绝缘油中含气量的气相色谱测定法
DL/T 722	变压器油中溶解气体分析和判断导则
DL/T 911	电力变压器绕组变形的频率响应分析法
DL/T 1010.4	高压静止无功补偿装置 第 4 部分 现场试验

DL/T 1093 电力变压器绕组变形的电抗法检测判断导则

DL/T 1096 变压器油中颗粒度限值

DL/T 1220 串联电容器补偿装置 交接试验及验收规范

DL/T 1250 气体绝缘金属封闭开关设备带电超声局部放电检测应用导则

DL/T 1300 气体绝缘金属封闭开关设备现场冲击试验导则

DL/T 1366 电力设备用六氟化硫气体

DL/T 1378 光纤复合架空地线（OPGW）防雷地导则

DL/T 1630 气体绝缘金属封闭开关设备局部放电特高频检测技术规范

DL/T 5390 发电厂和变电站照明设计技术规定

JGJ 126 外墙饰面砖工程施工及验收规程

JGJ 169 清水混凝土应用技术规程

JJG 1021 电力互感器

国能安全[2014]161 号 防止电力生产事故的二十五项重点要求

Q/CSG 1206007 电力设备检修试验规程

Q/CSG 1205011 变电站照明运用技术规范

Q/CSG 1203004.1 南方电网 35kV～500kV 变电站装备技术导则（变电一次分册）

Q/CSG 1203004.2 35kV～500kV 交流输电线路装备技术导则

Q/CSG 1203004.3 20kV 及以下电网装备技术导则

3 术语和定义

下列术语和定义、缩略语适用于本标准。

3.1

交接试验

电力设备安装完毕后，为了验证电力设备的性能达到设计要求和满足安全运行的需要而做的电气试验。

3.2

验收

电力工程竣工后，运维单位对电力设备、设施交接试验项目的完整性和准确性、施工质量、施工工艺及相关的技术资料进行检查的程序。

3.3

资料验收

运维单位对电力设备、设施的相关技术资料进行检查验收的程序。

3.4

现场检查

运维单位在现场对电力设备、设施的外观、性能和功能进行复核性检查的程序。

3.5

旁站见证

运维单位对电力设备关键交接试验项目或电力设施关键施工环节进行现场见证及检查的程序。

3.6

抽检

运维单位按照规定的抽样方案，随机地从进场的材料、构配件、设备或建筑安装工程检验项目中，按检验批抽取一定数量的样本所进行的检验。

3.7

常温

本标准中使用常温为10℃～40℃。

3.8

照度

入射在包含该点的面元上的光通量dΦ除以该面元面积dA所得之商。

3.9

应急照明

因正常照明的电源失效而启用的照明。应急照明包括疏散照明、安全照明、备用照明

3.10

视频安防监控系统

利用视频探测技术，监测设防区域并实时显示、记录现场图像的电子系统或网络。

3.11

设施基座

用于固定设备，确保设备稳定并安全的基础部分。

3.12

保护层

在防水层上铺设一层块料、水泥砂浆或细石混凝土达到防护作用或作其他用途的构造层。

3.13

伸缩缝

为避免混凝土块体因热胀冷缩而出现混凝土块体不规则的开裂所设置的缝格。

3.14

符号 Symbol

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

RTV 泛指常温固化硅橡胶防污闪涂料（Room temperature vulcanized silicone rubber anti-pollution coating）， RTV 依照 DL/T 627 分为普通 RTV-Ⅰ型和加强 RTV-Ⅱ型。

4 总则

4.1 本标准是电力设备交接试验和验收应遵守的基本原则,中国南方电网有限责任公司所辖相关交流设备均应按本标准的要求进行交接和验收。本标准所规定的各项试验和验收要求，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。

4.2 本标准所列内容为最基本的要求，本标准中未包含的验收内容，如有需要，经相关管理部门同意后可在执行本标准的基础上由验收单位按照相关标准增设验收项目，增设的验收项目经基建、生技等部门会审后，作为在版时补充的内容。

4.3 本标准在使用过程中遇到有关新设备、新材料、新工艺等带来的质量验收无法适用的情况，供电单位可依据设计材料和厂家供货技术资料以及相关技术标准自行执行验收项目，并向分（子）公司生产技术部报备。

4.4 交接试验主要用以判断设备经过运输、安装及调试后各项性能是否满足相关标准要求，在开展交接试验时，应尽量在设备安装完毕之后开展，保持与日后开展预防性试验时的工况相同，便于预防性试验数据的比对分析。

4.5 交接验收工作主要以消除设备运输、安装及调试后存在的隐患和缺陷为重点，防止设备带病投产为目标，全面掌握设备投运前的各项性能指标。

4.6 交接试验或验收不合格的设备、设施，不得投入运行。

4.7 交接验收前，施工单位应组织完成三级检验，出具自检报告，监理单位完成初检，出具监理报告。

4.8 本标准未包含的电力设备交接验收项目，可参照厂家说明书（维护检修手册）执行。

4.9 交接试验和施工调试过程中，运维单位应安排相应的专业人员对关键试验项目或者施工关键环节进行旁站见证。

4.10 施工单位应按本规程的要求开展交接试验。

4.11 检修试验用仪器、仪表及工器具的准确级及技术特性应符合国家、行业等要求，并在检验合格有效期内；特种设备经专门机构检验并在合格有效期内。

4.12 交接试验项目分为停电检测和带电检测两类。带电检测的项目主要是红外测温工作，一般在新设备带电 24h 之内开展，检查设备本体、一次接头、二次回路等位置是否存在发热缺陷。

4.13 进行电气绝缘的测量和试验时，当只有个别项目达不到本标准规定时，则应根据全面的试验记录进行综合判断。

4.14 110kV 及以上设备经交接试验后超过 6 个月未投入运行的，35kV 及以下设备经交接试验后超过 12 个月未投入运行的，应重新进行测量绝缘电阻、tanδ、绝缘油的水分和击穿电压、绝缘气体湿度等非破坏性试验，并经验收合格后方可投运。其中对于 GIS 完整备用间隔经交接试验后未超 1 年投入运行，在投运前，若其绝缘气体组分、湿度等测试结果合格者，可不进行耐压试验或采取空充替代常规耐压。

4.15 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。

4.16 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：

a）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；

b）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；

c）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。

4.17 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、tanδ、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，被试品温度不宜低于+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%。

4.18 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。

4.19 测量绝缘电阻时，采用兆欧表的电压等级，设备电压等级与兆欧表的选用关系应符合表 1 的规定。

用于极化指数测量时，兆欧表短路电流不应低于 2mA。

表 1 设备电压等级与兆欧表的选用关系

序号	设备电压等级（V）	兆欧表电压等级（V）	兆欧表最小量程（MΩ）
1	<100	250	50
2	<500	500	100
3	<3000	1000	2000
4	<10000	2500	10000
5	≥10000	2500 或 5000	10000

4.20 油浸式变压器及电抗器的绝缘试验应在注满合格油，静置一定时间内，待气泡消除后方可进行，静置时间应按制造厂规定执行，当制造厂无规定时，油浸式变压器及电抗器电压等级与注油后静置时间关系应按表 2 执行。

表 2 油浸式变压器及电抗器电压等级与注油后静置时间关系

电压等级（kV）	110（66）及以下	220	500
静置时间（h）	≥24	≥48	≥72

4.21 验收时做好文件、资料的检查，如资料不齐全，可拒绝此项验收，直至资料提供齐全。资料应包括：

（1）项目相关图纸、资料，包括施工组织文件（土建、电气安装开竣工报告、施工组织设计、设计变更通知）；

（2）施工质量文件（质量检查评定、中间验收记录、测试材料等）；

（3）施工安装文件（现场施工记录、安装记录）；

（4）设备技术文件（供货清单、订货合同技术部分、技术协调（如有）、开箱检查记录、合格证、使用说明书、安装手册、接线图、备品备件资料、出厂试验报告）；

（5）交接试验报告、调试报告。

所有提交的资料均应具有对应的中文资料，资产管理系统台账信息录入正确、完备后方可完成验收。

5 交流电力变压器

5.1 油浸式电力变压器

表 3 油浸式电力变压器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接试验	绝缘油试验	1）绝缘油的试验类别应符合以下规定： a）外观：透明、无杂质或悬浮物； b）水溶性酸值（pH值）：>5.4；	资料验收	击穿电压电极形状应严

表 3 油浸式电力变压器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			c）酸值，mgKOH/g：≤0.03； d）闪点（闭口），℃：≥135； e）水分，mg/L：500kV：≤10；220kV：≤15；110kV及以下电压等级：≤20； f）界面张力（25℃），mN/m：≥40； g）tanδ（90℃），%：注入电气设备前≤0.5，注入电气设备后≤0.7； h）击穿电压（球形电极），kV：500kV:≥65；110kV～220kV:≥45；35kV及以下电压等级：≥40； i）体积电阻率（90℃），Ω·m：≥6×10^{10}； j） 油中含气量（体积分数），%：500kV：≤1.0； k） 油泥与沉淀物（质量分数），%：≤0.02； l）颗粒度：500kV交流变压器投运前（热油循环后）100mL油中大于5μm的颗粒数≤2000个。 2）变压器油在注入变压器前、注入后（热油循环后）应开展变压器油全部试验，耐压试验后应进行变压器油色谱试验。 3）油中溶解气体的色谱分析，应符合下列规定： a）电压等级在66kV及以上的变压器，应在注油静置（66kV、110kV不少于24h，220kV不少于48h，500kV不少于72h）后、耐压和局部放电试验24h后、冲击合闸及额定电压下运行24h后，各进行一次变压器油中溶解气体的色谱分析； b）试验应符合DL/T 722《变压器油中溶解气体分析和判断导则》的有关规定，各次测得的氢、乙炔、总烃含量，应无明显差别； c）新装变压器油中溶解气体含量（μL/L）应小于以下数值： 500kV及以上：总烃：10；H2：10；C2H2：0.1 220kV及以下：总烃：20；H2：30；C2H2：0.1		格按相应试验方法的规定执行参考GB/T 507
2	交接试验	绕组连同套管的直流电阻	1）测量应在各分接的所有位置上进行，完成所有分接档位测试后，应恢复到运行档位并复测该档位； 2）1600kVA及以下三相变压器，各相绕组电阻相互间的差别不应大于三相平均值的4%；无中性点引出的绕组，各相绕组电阻相互间的差别不应大于三相平均值的2%；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，各相绕组电阻相互间的差别不应大于三相平均值的1%； 3）变压器的直流电阻，与同温下产品出厂实测数值比较，相应变化不应大于2%；不同温度下电阻值应按下式计算： $R_2=R_1（T+t_2）/（T+t_1）$ 式中：R_1 ——上层油温为t_1（℃） 时的电阻值（Ω）； R_2 ——上层油温为t_2（℃） 时的电阻值（Ω）； T ——计算用常数，铜导线取235，铝导线取225。 4）无励磁调压变压器送电前最后一次测量，应在使用的分接锁定后进行。	资料验收	由于变压器结构等原因，差值超过本条第 2 款时，可只按本条第 3 款进行比较，但应说明原因。
3	交接试验	所有分接的电压比	1）所有分接的电压比应符合设计电压变化规律； 2）与制造厂铭牌数据相比，应符合下列规定： a）电压等级在 35kV 以下，电压比小于 3 的变压器电压比允许偏差不应超过±1%； b）其他所有变压器额定分接下电压比允许偏差不应超过±0.5%； c）其他分接的电压比应在变压器阻抗电压值（%）的 1/10 以内，且允许偏差不应超过±1%。	资料验收	
4	交接	三相接	1）变压器的三相接线组别和单相变压器引出线的极性应符合设计要求；	资料	

表 3 油浸式电力变压器交接验收项目、要求

<table>
<tr><th>序号</th><th>类别</th><th>项目</th><th>要求</th><th>验收方式</th><th>备注</th></tr>
<tr><td></td><td>试验</td><td>线组别和单相变压器引出线的极性</td><td>2)变压器的三相接线组别和单相变压器引出线的极性应与铭牌上的标记和外壳上的符号相符。</td><td>验收</td><td></td></tr>
<tr><td>5</td><td>交接试验</td><td>铁心及夹件的绝缘电阻</td><td>1）进行器身检查的变压器，应测量可接触到的穿心螺栓、轭铁夹件及绑扎钢带对铁辄、铁心、油箱及绕组压环的绝缘电阻。当轭铁梁及穿心螺栓一端与铁心连接时，应将连接片断开后进行试验；
2）在变压器所有安装工作结束后应进行铁心对地、有外引接地线的夹件对地及铁心对夹件的绝缘电阻测量；
3）对变压器上有专用的铁心接地线引出套管时，应在注油前后测量其对外壳的绝缘电阻；
4）采用2500V 兆欧表测量，持续时间应为1min，应无闪络及击穿现象。</td><td>资料验收</td><td></td></tr>
<tr><td>6</td><td>交接试验</td><td>绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数</td><td>1)绝缘电阻值不应低于产品出厂试验值的 70%或不低于 10000MΩ （20℃）；
2）当测量温度与产品出厂试验时的温度不符合时，油浸式电力变压器绝缘电阻的温度换算系数可按下表换算到同一温度时的数值进行比较。
油浸式电力变压器绝缘电阻的温度换算系数
<table><tr><td>温度差K</td><td>5</td><td>10</td><td>15</td><td>20</td><td>25</td><td>30</td><td>35</td><td>40</td><td>45</td><td>50</td><td>55</td><td>60</td></tr><tr><td>换算系数A</td><td>1.2</td><td>1.5</td><td>1.8</td><td>2.3</td><td>2.8</td><td>3.4</td><td>4.1</td><td>5.1</td><td>6.2</td><td>7.5</td><td>9.2</td><td>11.2</td></tr></table>注： a）表中K为实测温度减去20℃的绝对值；
b）测量温度以上层油温为准。
3）当测量绝缘电阻的温度差不是上表中所列数值时，其换算系数A可用线性插入法确定，也可按下式计算：
$A = 1.5^{K/10}$ （1）
校正到20℃ 时的绝缘电阻值计算应满足下列要求：
当实测温度为20℃ 以上时，可按下式计算：
$R_{20} = AR_t$ （2）
当实测温度为20℃以下时，可按下式计算：
$R_{20} = R_t/A$ （3）
式中：R_{20}校正到20℃时的绝缘电阻值（MΩ）；
R_t在测量温度下的绝缘电阻值（MΩ）。
4）变压器电压等级为 35kV 及以上且容量在 4000kVA 及以上时，应测量吸收比。吸收比与产品出厂值相比应无明显差别，在常温下不应小于 1.3；当R_{60}大于 3000MΩ（20℃）时，吸收比可不作考核要求；
5）变压器电压等级为 220kV 及以上或容量为 120MVA 及以上时，宜用 5000V 兆欧表测量极化指数。测得值与产品出厂值相比应无明显差别，在常温下不应小于 1.5；当 R_{60}大于 10000 MΩ（20℃）时，极化指数可不作考核要求。</td><td>资料验收</td><td></td></tr>
<tr><td>7</td><td>交接试验</td><td>绕组连同套管的介质损耗因数</td><td>1）当变压器电压等级为 35kV 及以上且容量在 10000kVA 及以上时，应测量介质损耗因数（tanδ）；
2）被测绕组的 tanδ值不宜大于产品出厂试验值的 130%。当大于 130% 时，可结合其他绝缘试验（色谱分析、绝缘电阻、局部放电等）结果综合分析判断；</td><td>资料验收</td><td>1）非被试绕组应短路接地或屏蔽；
2）同一变压器各绕组</td></tr>
</table>

表 3 油浸式电力变压器交接验收项目、要求

<table>
<tr><th>序号</th><th>类别</th><th>项目</th><th>要求</th><th>验收方式</th><th>备注</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td>tanδ及电容量</td><td>3）尽量在油温低于50℃时测量，当测量温度与产品出厂试验时的温度不符合时，油浸式电力变压器介质损耗因数温度换算系数可按下表换算到同一温度时的数值进行比较。
油浸式电力变压器介质损耗因数温度换算系数
<table>
<tr><td>温度差K</td><td>5</td><td>10</td><td>15</td><td>20</td><td>25</td><td>30</td><td>35</td><td>40</td><td>45</td><td>50</td></tr>
<tr><td>换算系数A</td><td>1.15</td><td>1.3</td><td>1.5</td><td>1.7</td><td>1.9</td><td>2.2</td><td>2.5</td><td>2.9</td><td>3.3</td><td>3.7</td></tr>
</table>
注： a）表中K为实测温度减去20℃的绝对值；
b）测量温度以上层油温为准。
4） 当测量tanδ的温度差不是上表中所列数值时，其换算系数A可用线性插入法确定，也可按下式计算：
$A = 1.3^{K/10}$ （1）
校正到20℃ 时的绝缘电阻值计算应满足下列要求：
当实测温度为20℃ 以上时，可按下式计算：
$\tan\delta_{20} = A\tan\delta_t$ （2）
当实测温度为20℃以下时，可按下式计算：
$\tan\delta_{20} = \tan\delta_t / A$ （3）
式中：$\tan\delta_{20}$校正到20℃时的介质损耗因数；
$\tan\delta_t$在测量温度下的介质损耗因数。
5）变压器本体电容量与出厂值相比允许偏差应不超过±3%。</td><td></td><td>tanδ 的要求值相同；
3）测量温度以上层油温为准，各次测量时的温度尽量相近。</td></tr>
<tr><td>8</td><td>交接试验</td><td>绕组变形试验</td><td>1）对于35kV及以下电压等级变压器，宜采用低电压短路阻抗法；
2）对于110（66）kV及以上电压等级变压器，宜采用低电压短路阻抗与频率响应法两种方法综合测量。</td><td>资料验收</td><td>1600kVA及以下容量可不进行。</td></tr>
<tr><td>9</td><td>交接试验</td><td>绕组连同套管的交流耐压试验</td><td>1）额定电压在35kV及以下的变压器，试验耐受电压标准为出厂试验值的80%，应在高压侧监视施加电压；
2)绕组额定电压为110kV 及以上的变压器,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值的80%；
3）试验电压应符合下列规定：
a） 试验电压波形应接近正弦，试验电压值应为测量电压的峰值除以√2；
b）外施交流电压试验电压的频率不应低于40Hz，全电压下耐受时间应为60s。</td><td>旁站见证</td><td>仅对110kV及以上电压等级的主变压器进行旁站见证</td></tr>
<tr><td>10</td><td>交接试验</td><td>绕组连同套管的长时感应电压试验带局部放电测</td><td>1）110kV及以上电压等级和120MVA及以上容量变压器在新安装时，应进行现场局部放电试验；
2）局部放电试验及判断方法，应按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隙间隙》中的有关规定执行；
3） 感应电压试验时，试验电压的频率应大于额定频率。当试验电压频率小于或等于2 倍额定频率时，全电压下试验时间为60s；当试验电压频率大于2 倍额定频率时，全电压下试验时间应按下式计算：</td><td>旁站见证</td><td></td></tr>
</table>

表 3 油浸式电力变压器交接验收项目、要求

<table>
<tr><th>序号</th><th>类别</th><th>项目</th><th>要求</th><th>验收方式</th><th>备注</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td>量</td><td>t = 120 ×（f_N/ f_S）
式中：f_N ——额定频率；
f_S——试验频率；
t——全电压下试验时间，不应少于 15s。
4）局部放电试验测试电压为 1.5Um/ √3 时，66kV 及以上电压绕组不大于 100pC。66kV 以下电压绕组不大于 300pC 。强迫油循环变压器应在油泵全部开启时（除备用油泵）进行局部放电试验。
5）局部放电测量前、后本体绝缘油色谱试验比对结果应合格。</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>11</td><td>交接试验</td><td>空载电流和空载损耗</td><td>110kV 电压等级变压器在交接时应抽样进行额定电压空载损耗试验，要求满足专用相关专用条款要求。</td><td>资料验收</td><td></td></tr>
<tr><td>12</td><td>交接试验</td><td>变压器中性点间隙工频放电电压试验</td><td>1）对中性点安装有棒间隙的变压器，需对间隙进行工频放电电压试验；
2）相关电压标准如下：
<table>
<tr><th colspan="2">工频放电电压范围（kV）</th></tr>
<tr><td>110kV中性点</td><td>60±5%</td></tr>
<tr><td>220kV中性点</td><td>102±5%</td></tr>
</table></td><td>资料验收</td><td></td></tr>
<tr><td>13</td><td>交接试验</td><td>套管绝缘电阻</td><td>1）套管主绝缘电阻值不应低于10000MΩ；
2）末屏绝缘电阻值不宜小于1000MΩ，当末屏对地绝缘电阻小于1000MΩ时，应测量其tanδ，不应大于2% 。</td><td>资料验收</td><td></td></tr>
<tr><td>14</td><td>交接试验</td><td>20kV 及以上非纯瓷套管的主绝缘介质损耗因数（tanδ和电容值</td><td>1）在室温不低于10℃的条件下，套管的介质损耗角正切值tanδ符合下表的规定；
<table>
<tr><th colspan="2">套管主绝缘介质损耗角正切值tanδ（%）的标准</th></tr>
<tr><td>套管主绝缘类型</td><td>tanδ（%）最大值</td></tr>
<tr><td>油浸纸</td><td>0.4</td></tr>
<tr><td>胶浸纸</td><td>0.5</td></tr>
<tr><td>胶粘纸</td><td>1.0（35kV及以下电压等级套管1.5）</td></tr>
<tr><td>气体浸渍膜</td><td>0.5</td></tr>
<tr><td>气体绝缘电容式</td><td>0.5</td></tr>
<tr><td>浇铸或模塑树脂</td><td>1. 5</td></tr>
<tr><td>油脂覆膜</td><td>0.5</td></tr>
<tr><td>胶浸纤维</td><td>0.5</td></tr>
<tr><td>组合</td><td>由供需双方商定</td></tr>
<tr><td>其他套管</td><td>由供需双方商定</td></tr>
</table>
2）电容型套管的实测电容量值与产品铭牌数值或出厂试验值相比，允许偏差应不超过±5% ；
3）当末屏对地绝缘电阻小于1000MΩ时，应测量其tanδ，不应大于2%。</td><td>资料验收</td><td>1）用正接法测量套管主绝缘 tanδ；
2）测量时记录环境温度及电抗器顶层油温；
3）当介损变化量超过 30%时，应进行复测，并查明原因；
4）若介损绝对值超过 0.5%，且横比变化大，应查明原因。</td></tr>
<tr><td>15</td><td>交接试验</td><td>套管绝缘油试验</td><td>1）套管中的绝缘油应有出厂试验报告，现场可不进行试验。当有下列情况之一者，应取油样进行水分含量和色谱试验，并将试验结果与出厂试验报告比较：
a）套管主绝缘的介质损耗因数tanδ的超过本标准规定值；
b）套管密封损坏，抽压或测量小套管的绝缘电阻不符合要求；
c）套管由于渗漏等原因需要重新补油时；</td><td>资料验收</td><td></td></tr>
</table>

表 3 油浸式电力变压器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			2）套管绝缘油的补充或更换时进行的试验，应符合下列规定： a）套管绝缘油的外状、水溶性酸、酸值、闪点、水含量、界面张力、介质损耗因数、击穿电压、体积电阻率、油中含气量、油泥与沉淀物及油中颗粒度限值按变压器绝缘油试验标准执行； b）根据 DL/T 722 《变压器油中溶解气体分析和判断导则》新装套管油中 H_2 与烃类气体含量（μL/L）任一项不宜超过下列数值： 500kV： 总烃：10； H_2：50； C_2H_2：0.1 220kV及以下：总烃：10； H_2：150；C_2H_2：0.1		
16	交接试验	套管中的电流互感器试验	1）绝缘电阻测试： a）各二次绕组间及其对外壳的绝缘电阻，绝缘电阻值不低于 1000MΩ； b）绝缘电阻值与出厂值相比无明显差异； 2）绕组直流电阻测量 a）测量二次绕组直流电阻值； b）同型号、同规格、同批次直流电阻和平均值差异不大于 10%。 3）接线绕组组别和极性符合设计要求，并应与铭牌和标示相符。 4）校核励磁特性曲线 a）当继电保护对电流互感器的励磁特性有要求时，应进行励磁特性曲线测量； b）当电流互感器为多抽头时，应测量当前拟定使用的抽头或最大变比的抽头。测量后应核对是否符合产品技术条件要求； c）当励磁特性测量时施加的电压高于绕组允许值（电压峰值 4.5kV），应降低试验电源频率； d）500kV 套管式电流互感器，若具有暂态特性要求的绕组，应根据铭牌参数采用交流法（低频法）或直流法测量其相关参数，并应检查是否满足相关要求。 5）误差及变比测量应满足产品相应准确度等级的要求。	资料验收	1)采用 2500V 兆欧表； 2）误差试验应安装就位后进行。
17	交接试验	整体密封检查	整台变压器（包括所有充油附件，波纹油枕除外）应能承受在储油柜油面上施加 30kPa 静压力，持续 24h，应无渗漏及损伤。 试验方法和程序按 DL/T 264《油浸式电力变压器（电抗器）现场密封性试验导则》规定进行。	旁站见证	试验时带冷却器，不带压力释放装置。
18	交接试验	有载调压切换装置的检查	1）在变压器无电压下，有载分接开关的手动操作不应少于 2 个循环、电动操作不应少于 5 个循环，其中电动操作时电源电压应为额定电压的 85% 及以上。操作应无卡涩，连动程序、电气和机械限位应正常； 2）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，试验结果应符合本标准的规定； 3）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； 4）现场档位指示与后台指示一致。	现场检查/资料验收	
19	交接	有载分	1）根据DL/T 722 《变压器油中溶解气体分析和判断导则》，投运前有载分接开关绝缘油中H_2与烃类气体含量（μL/L）任一项不宜超过下列数值：	资料	

表 3 油浸式电力变压器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
	试验	接开关绝缘油试验	500kV： 总烃：10； H_2：10； C_2H_2：0.1 220kV 及以下：总烃：10； H_2：30；C_2H_2：0.1 2）水分（mg/L）：投运前≤35； 3）击穿电压（kV）：110kV 以上：≥45； 110kV 及以下：≥40。	验收	
20	交接验收	有载分接开关在线滤油装置检查	1）阀门正确开启，运转正常； 2）开启滤油装置，运转 20min 后，有载瓦斯、顶盖、滤油装置等各个排气孔排气检查。	现场检查	
21	交接试验	检查变压器的相位	应与电网相位一致。	资料验收	
22	交接试验	突发压力继电器检查及其二次回路试验	1）密封良好，无漏油、漏水现象； 2）绝缘电阻一般不低于 1MΩ。 3）检查后台信号正确。	现场检查/资料验收	
23	交接试验	测温装置校验及其二次回路试验	1）按制造厂的技术要求； 2）温度计内无潮气凝露； 3）密封良好，指示正确，测温电阻值应和出厂值相符； 4）绝缘电阻一般不低于 1 MΩ； 5）检查后台信号正确。	现场检查/资料验收	
24	交接试验	气体继电器校验及其二次回路试验	1）按 DL/T 540 规定； 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； 4）检查后台信号正确。	现场检查/资料验收	
25	交接试验	压力释放阀校验及其二次回路试验	1）动作值应符合制造厂规定； 2）绝缘电阻一般不低于 1MΩ； 3）压力释放阀应加装防雨罩； 4）检查后台信号正确。	现场检查/资料验收	
26	交接试验	额定电压下的冲击合闸试验	1）在额定电压下对变压器的冲击合闸试验，应进行 5 次，每次间隔时间宜为 5min，应无异常现象； 2）冲击合闸宜在变压器高压侧进行，对中性点接地的电力系统试验时变压器中性点应接地； 3）发电机变压器组中间连接无操作断开点的变压器，可不进行冲击合闸试验。	旁站见证	有差动保护按 5 次，无差动保护按 3 次
27	交接验收	套管顶部密封	1）套管顶部密封应采用将军帽结构，穿缆式套管顶部引线头与将军帽的连接应采用并帽加销子的固定连接方式；	现场检查	

表 3 油浸式电力变压器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
		结构检查	2）套管端部密封螺栓，不能用于安装均压环。		
28	交接验收	套管参数检查	详见 GB/T26218.2-2010（10.3）的规定： a）两裙伸出之差（P2-P1）≥20 mm； b）相邻裙间高（S）与裙伸出长度（P2）之比应大于 0.9； c）相邻裙间高（S）≥70 mm； d）500kV 高压套管干弧距离不小于 4.7m； e）安装地高于 1000m 时，应按安装地海拔高度进行修正，按下列要求确定：海拔在 1000-2000m 范围，设备外绝缘水平按 2000m 海拔修正，修正系数取 1.13；海拔在 2000-2500m 范围，设备外绝缘水平按 2500m 海拔修正，修正系数取 1.20；海拔在 2500-3000m 范围，设备外绝缘水平按 3000m 海拔修正，修正系数取 1.28；海拔高于 3000m，应考虑实际运行地点的环境，符合设计要求。 f）厂家资料应包含套管油中尺寸及将军帽结构图。	资料验收	
29	交接验收	低压套管之间的净距离检查	Um 为 40.5kV 时不少于 400mm；安装地高于 1000m 时，应按安装地海拔高度进行修正，按下列要求确定： a) 海拔在 1000-2000m 范围，设备外绝缘水平按 2000m 海拔修正，修正系数取 1.13； b)海拔在 2000-2500m 范围，设备外绝缘水平按 2500m 海拔修正，修正系数取 1.20； c)海拔在 2500-3000m 范围，设备外绝缘水平按 3000m 海拔修正，修正系数取 1.28； d)海拔高于 3000m，应考虑实际运行地点的环境，符合设计要求。	资料验收	
30	交接验收	升高座 CT 二次接线盒检查	1）二次接线盒盖板封闭严密，内部无受潮渗水； 2）二次接线端子牢固无渗漏油。	现场检查	
31	交接验收	气体继电器(瓦斯继电器)检查	1）气体继电器（瓦斯继电器）连接管道应有大于 3° 的倾角，防止气体继电器（瓦斯继电器）窝气； 2）整定值符合技术要求； 3）气体继电器（瓦斯继电器）应加装防雨罩； 4）检查后台信号正确。	现场检查	
32	交接验收	力矩检查	所有变压器一次引流线接头开展力矩检查。	抽检	
33	交接验收	低压绝缘包裹检查	220kV、110kV 主变压器低压侧套管与低压侧母线连接母线桥应全部采用绝缘材料包封（可预留接地线挂点）。。	现场检查	

表 3 油浸式电力变压器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
34	交接验收	阀门位置检查	1）各阀门应处于正确的开启、关闭位置。 2）密封良好，无渗漏。	现场检查	
35	交接验收	导电连接部位检查	1）检查接线端子连接部位，金具应完好、无变形、锈蚀，若有过热变色等异常应拆开连接部位检查处理接触面，并按标准力矩紧固螺栓，力矩符合 GB 5273 和厂家指导文件的要求； 2）引线长度应适中，套管接线柱不应承受额外应力； 3）引流线无扭结、松股、断股或其他缺陷； 4）6.0 级以上地震危险区域内的主变压器，要求各侧套管及中性点套管接线应采用带缓冲的软连接或软导线。	现场检查	
36	交接验收	接地装置检查	铁心、夹件、外壳接地良好，铁心、夹件引出套管等位置螺栓等无松动，变色痕迹。	现场检查	
37	交接验收	外观检查	1）检查本体、冷却装置及所有附件无缺陷，且不渗油； 2）检查套管外观完好、无裂纹、无破损、无劣化、无脏污、无渗漏； 3）检查油色正常、油位正常； 4）检查变压器上无任何试验线、工具、杂物及其他无关物品遗留。	现场检查	
38	交接验收	冷却装置检查	1）冷却装置应试运行正常，联动正确，按定值正常启动风扇；强迫油循环的变压器应启动全部冷却装置，循环 4h 以上，并应排完残留空气； 2）油流继电器指示正确、潜油泵转向正确，无异常噪声、振动或过热现象。油泵密封良好，无渗油或进气现象； 3）冷却系统的电源应来自两路独立的电源，且能自动切换，有关信号装置应齐全可靠； 4）强迫油循环结构的潜油泵启动应逐台启用，延时间隔应在 30 秒以上，以防止气体继电器（瓦斯继电器）误动。	现场检查	
39	交接验收	机构箱及汇控柜检查	检查机构箱及汇控柜检查： 1）电器元件及其二次线应无锈蚀、破损、松脱，机构箱内无烧糊或异味； 2）机构箱底部应无碎片、异物；二次电缆穿孔封堵应完好； 3）呼吸孔无明显积污现象； 4）密封应良好，无脱落、破损、变形、失去弹性等异常； 5）柜门无变形情况，能正常关闭； 6）箱内应无水渍或凝露； 7）箱体底部应清洁无杂物；二次电缆封堵良好； 8）辅助开关切换正常，动作应准确可靠，接点接触良好，无烧损或锈蚀； 9）加热器（驱潮装置）、温控器应能正常工作：按要求应长期投入的加热器，在交接验收时应利用红外或其它手段检测是否在工作状态；对于由环境控制的加热器，应检查温湿度控制器的设定值是否满足厂家要求，厂家无明确要求时，温度控制器动作值不应低于 10℃，湿度控制器动作值不应大于 80%； 10）防火封堵应采用阻燃材料封堵，封堵严密，堵料凸起 2-5mm。	现场检查	因设备结构原因无法触及机构箱的情况下可不检查机构箱内部。
40	交接验收	文件、资料检查	1）采购技术协议或技术规范书； 2）出厂试验报告； 3）工厂监造、施工监理、质量检验及评定报告； 4）运输记录、安装使用说明书，竣工图纸、维护手册等技术文件；	现场检查/资料验	

表 3 油浸式电力变压器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			5）安装检查及安装过程记录； 6）安装过程中设备缺陷通知单、设备缺陷处理记录； 7）现场试验及交接试验报告审查，数据正确、项目齐全、试验结果满足规程要求； 8）备用、备件、专用工具及测试仪器齐全及清单资料齐备； 9）500kV 变压器和 240MVA 以上容量变压器，制造厂应提供同类产品突发短路试验报告或抗短路能力计算报告； 10）资产管理系统台账信息录入正确、完备。	收	

5.2 SF_6电力变压器

表 4 SF_6电力变压器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接试验	SF_6 气体试验	SF_6气体的试验类别应符合以下规定： 对SF_6气体绝缘的变压器应进行SF_6气体含水量检测、检漏及气体组分分析。SF_6气体含水量（20℃的体积分数）不宜大于250μL/L，变压器应无明显泄漏点。	资料验收	
2	交接试验	SF_6气体泄漏试验	采用局部包扎法进行气体泄漏测量，每个密封部位包扎后历时 5h，测得的 SF_6 气体含量（体积分数）不大于 15μL/L。	资料验收	
3	交接试验	SF_6气体成分分析	1）SF_6≥99.9%，CF_4≤0.01%，Air≤0.03%； 2）SF_6气体的纯度测定应在对应气室充气 24h 后进行。	资料验收	
4	交接试验	绕组连同套管的直流电阻	1）测量应在各分接的所有位置上进行，完成所有分接档位测试后，应恢复到运行档位并复测该档位； 2）1600kVA及以下三相变压器，各相绕组电阻相互间的差别不应大于三相平均值的4%；无中性点引出的绕组，各相绕组电阻相互间的差别不应大于三相平均值的2%；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，各相绕组电阻相互间的差别不应大于三相平均值的1%； 3）变压器的直流电阻，与同温下产品出厂实测数值比较，相应变化不应大于2%；不同温度下电阻值应按下式计算： $R_2=R_1（T+t_2）/（T+t_1）$ 式中：R_1 ——上层油温为t_1（℃） 时的电阻值（Ω）； R_2 ——上层油温为t_2（℃） 时的电阻值（Ω）； T ——计算用常数，铜导线取235，铝导线取225。 4）无励磁调压变压器送电前最后一次测量，应在使用的分接锁定后进行。	资料验收	由于变压器结构等原因，差值超过本条第 2 款时，可只按本条第 3 款进行比较，但应说明原因。
5	交接试验	所有分接的电压比	1）所有分接的电压比应符合设计电压变化规律； 2）与制造厂铭牌数据相比，应符合下列规定： a）电压等级在 35kV 以下，电压比小于 3 的变压器电压比允许偏差不应超过±1%； b）其他所有变压器额定分接下电压比允许偏差不应超过±0.5%； c）其他分接的电压比应在变压器阻抗电压值（%）的 1/10 以内，且允许	资料验收	

表 4 SF_6电力变压器交接验收项目、要求

<table>
<tr><th>序号</th><th>类别</th><th>项目</th><th>要求</th><th>验收方式</th><th>备注</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>偏差不应超过±1%。</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>6</td><td>交接试验</td><td>三相接线组别和单相变压器引出线的极性</td><td>1）变压器的三相接线组别和单相变压器引出线的极性应符合设计要求；
2）变压器的三相接线组别和单相变压器引出线的极性应与铭牌上的标记和外壳上的符号相符。</td><td>资料验收</td><td></td></tr>
<tr><td>7</td><td>交接试验</td><td>铁心及夹件的绝缘电阻</td><td>1）进行器身检查的变压器，应测量可接触到的穿心螺栓、轭铁夹件及绑扎钢带对铁轭、铁心、箱体及绕组压环的绝缘电阻。当轭铁梁及穿心螺栓一端与铁心连接时，应将连接片断开后进行试验；
2）在变压器所有安装工作结束后应进行铁心对地、有外引接地线的夹件对地及铁心对夹件的绝缘电阻测量；
3）对变压器上有专用的铁心接地线引出套管时，应在充气前后测量其对外壳的绝缘电阻；
4）采用2500V 兆欧表测量，持续时间应为1min，应无闪络及击穿现象。</td><td>资料验收</td><td></td></tr>
<tr><td>8</td><td>交接试验</td><td>绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数</td><td>1）绝缘电阻值不应低于产品出厂试验值的 70%或不低于 10000MΩ （20℃）；
2）当测量温度与产品出厂试验时的温度不符合时，变压器绝缘电阻的温度换算系数可按下表换算到同一温度时的数值进行比较。
变压器绝缘电阻的温度换算系数
<table><tr><td>温度差 K</td><td>5</td><td>10</td><td>15</td><td>20</td><td>25</td><td>30</td><td>35</td><td>40</td><td>45</td><td>50</td></tr><tr><td>换算系数 A</td><td>1.15</td><td>1.3</td><td>1.5</td><td>1.7</td><td>1.9</td><td>2.2</td><td>2.5</td><td>2.9</td><td>3.3</td><td>3.7</td></tr></table>注： a）表中K为实测温度减去20℃的绝对值；
3）当测量绝缘电阻的温度差不是上表中所列数值时，其换算系数A可用线性插入法确定，也可按下式计算：
$A = 1.5^{K/10}$ （1）
校正到20℃ 时的绝缘电阻值计算应满足下列要求：
当实测温度为20℃ 以上时，可按下式计算：
$R_{20} = AR_t$ （2）
当实测温度为20℃以下时，可按下式计算：
$R_{20} = R_t/A$ （3）
式中：R_{20}校正到20℃时的绝缘电阻值（MΩ）；
R_t在测量温度下的绝缘电阻值（MΩ）。
4）变压器电压等级为 35kV 及以上且容量在 4000kVA 及以上时，应测量吸收比。吸收比与产品出厂值相比应无明显差别，在常温下不应小于 1.3；当R_{60}大于 3000MΩ（20℃）时，吸收比可不作考核要求；
5）变压器电压等级为 220kV 及以上或容量为 120MVA 及以上时，宜用 5000V 兆欧表测量极化指数。测得值与产品出厂值相比应无明显差别，在常温下不应小于 1.5；当R_{60}大于 10000 MΩ（20℃）时，极化指数可不作考核要求。</td><td>资料验收</td><td></td></tr>
<tr><td>9</td><td>交接试验</td><td>绕组连同套管的介质损耗因数</td><td>1）当变压器电压等级为 35kV 及以上且容量在 10000kVA 及以上时，应测量介质损耗因数（tanδ）；
2）被测绕组的 tanδ 值不宜大于产品出厂试验值的 130%。当大于 130% 时，可结合其他绝缘试验（气体组分、绝缘电阻、局部放电等）结果综合分析判断；</td><td>资料验收</td><td>1）非被试绕组应短路接地或屏蔽；
2）同一变压器各绕组</td></tr>
</table>

表 4 SF_6电力变压器交接验收项目、要求

<table>
<tr><th>序号</th><th>类别</th><th>项目</th><th>要求</th><th>验收方式</th><th>备注</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td>tanδ及电容量</td><td>电力变压器介质损耗因数温度换算系数
<table><tr><td>温度差 K</td><td>5</td><td>10</td><td>15</td><td>20</td><td>25</td><td>30</td><td>35</td><td>40</td><td>45</td><td>50</td></tr><tr><td>换算系数 A</td><td>1.15</td><td>1.3</td><td>1.5</td><td>1.7</td><td>1.9</td><td>2.2</td><td>2.5</td><td>2.9</td><td>3.3</td><td>3.7</td></tr></table>注： 表中K为实测温度减去20℃的绝对值；
3） 当测量tanδ的温度差不是上表中所列数值时，其换算系数A可用线性插入法确定，也可按下式计算：
$A = 1.3^{K/10}$ （1）
校正到20℃ 时的绝缘电阻值计算应满足下列要求：
当实测温度为20℃ 以上时，可按下式计算：
$\tan\delta_{20} = A\tan\delta_t$ （2）
当实测温度为20℃以下时，可按下式计算：
$\tan\delta_{20} = \tan\delta_t / A$ （3）
式中：$\tan\delta_{20}$校正到20℃时的介质损耗因数；
$\tan\delta_t$在测量温度下的介质损耗因数。
4）变压器本体电容量与出厂值相比允许偏差应不超过±3%。</td><td></td><td>tanδ 的要求值相同。</td></tr>
<tr><td>10</td><td>交接试验</td><td>绕组变形试验</td><td>1）对于 35kV 及以下电压等级变压器，宜采用低电压短路阻抗法；
2）对于 110（66）kV 及以上电压等级变压器，宜采用低电压短路阻抗与频率响应法两种方法综合测量。</td><td>资料验收</td><td>1600kVA 及以下容量可不进行。</td></tr>
<tr><td>11</td><td>交接试验</td><td>绕组连同套管的交流耐压试验</td><td>1）额定电压在 35kV 及以下的变压器，试验耐受电压标准为出厂试验值的 80%，应在高压侧监视施加电压；
2）绕组额定电压为 110kV 及以上的变压器，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值的 80%；
3）试验电压应符合下列规定：
a） 试验电压波形应接近正弦，试验电压值应为测量电压的峰值除以√2；
b）外施交流电压试验电压的频率不应低于 40Hz，全电压下耐受时间应为 60s。</td><td>旁站见证</td><td></td></tr>
<tr><td>12</td><td>交接试验</td><td>绕组连同套管的长时感应电压试验带局部放电测量</td><td>1）110kV 及以上电压等级和 120MVA 及以上容量变压器在新安装时，应进行现场局部放电试验；
2）局部放电试验及判断方法，应按 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隙间隙》中的有关规定执行；
3） 感应电压试验时，试验电压的频率应大于额定频率。当试验电压频率小于或等于 2 倍额定频率时，全电压下试验时间为 60s；当试验电压频率大于 2 倍额定频率时，全电压下试验时间应按下式计算：
$t = 120 \times (f_N / f_S)$
式中：f_N ——额定频率；
f_S——试验频率；
t——全电压下试验时间，不应少于 15s。
4）局部放电试验测试电压为 1.5Um/时，66kV 及以上电压绕组不大于 100pC。</td><td>旁站见证</td><td></td></tr>
</table>

表 4 SF_6电力变压器交接验收项目、要求

<table>
<tr><th>序号</th><th>类别</th><th>项目</th><th>要求</th><th>验收方式</th><th>备注</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>66kV 以下电压绕组不大于 300pC 。强迫油循环变压器应在油泵全部开启时（除备用油泵）进行局部放电试验。</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>13</td><td>交接试验</td><td>空载电流和空载损耗</td><td>110kV 电压等级变压器在交接时应抽样进行额定电压空载损耗试验，要求满足专用相关专用条款要求。</td><td>资料验收</td><td></td></tr>
<tr><td>14</td><td>交接试验</td><td>变压器中性点间隙工频放电电压试验</td><td>1）对中性点安装有棒间隙的变压器，需对间隙进行工频放电电压试验；
2）相关电压标准如下：
<table>
<tr><th colspan="2">工频放电电压范围（kV）</th></tr>
<tr><td>110kV中性点</td><td>60±5%</td></tr>
<tr><td>220kV中性点</td><td>102±5%</td></tr>
</table></td><td>资料验收</td><td></td></tr>
<tr><td>15</td><td>交接试验</td><td>套管绝缘电阻</td><td>1）套管主绝缘电阻值不应低于10000MΩ；
2）末屏绝缘电阻值不宜小于1000MΩ，当末屏对地绝缘电阻小于1000MΩ时，应测量其tanδ，不应大于2% 。</td><td>资料验收</td><td></td></tr>
<tr><td>16</td><td>交接试验</td><td>20kV及以上非纯瓷套管的主绝缘介质损耗因数tanδ和电容值</td><td>1）在室温不低于10℃的条件下，套管的介质损耗角正切值tanδ符合下表的规定；
套管主绝缘介质损耗角正切值tanδ（%）的标准：
<table>
<tr><th>套管主绝缘类型</th><th>tanδ（%）最大值</th></tr>
<tr><td>胶浸纸</td><td>0.4</td></tr>
<tr><td>胶粘纸</td><td>0.5</td></tr>
<tr><td>气体浸渍膜</td><td>0.5</td></tr>
<tr><td>气体绝缘电容式</td><td>0.5</td></tr>
<tr><td>浇铸或模塑树脂</td><td>1. 5</td></tr>
<tr><td>胶浸纤维</td><td>0.5</td></tr>
<tr><td>组合</td><td>由供需双方商定</td></tr>
<tr><td>其他套管</td><td>由供需双方商定</td></tr>
</table>2）电容型套管的实测电容量值与产品铭牌数值或出厂试验值相比，允许偏差应不超过±5% ；
3）当末屏对地绝缘电阻小于1000MΩ时，应测量其tanδ，不应大于2%。</td><td>资料验收</td><td>1）用正接法测量套管主绝缘tanδ；
2）测量时记录环境温度；
3）当介损变化量超过30%时，应进行复测，并查明原因；
4）若介损绝对值超过0.5%，且横比变化大，应查明原因。</td></tr>
<tr><td>17</td><td>交接试验</td><td>套管中的电流互感器试验</td><td>1）绝缘电阻测试：
a）各二次绕组间及其对外壳的绝缘电阻，绝缘电阻值不低于 1000MΩ；
b）绝缘电阻值与出厂值相比无明显差异；
2）绕组直流电阻测量
a）测量二次绕组直流电阻值；
b）同型号、同规格、同批次直流电阻和平均值差异不大于 10%。
3）接线绕组组别和极性符合设计要求，并应与铭牌和标示相符。
4）校核励磁特性曲线
a）与同类互感器特性曲线或制造厂家提供的特性曲线相比较，应无明显差别，并满足产品相应准确限值系数要求。
b）当继电保护对电流互感器的励磁特性有要求时，应进行励磁特性曲线测量；
c）当电流互感器为多抽头时，应测量当前拟定使用的抽头或最大变比的抽</td><td>资料验收</td><td>1)采用 2500V 兆欧表；
2）误差试验应安装就位后进行。</td></tr>
</table>

表 4 SF_6电力变压器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			头。测量后应核对是否符合产品技术条件要求； d）当励磁特性测量时施加的电压高于绕组允许值（电压峰值 4.5kV），应降低试验电源频率； e）500kV 套管式电流互感器，若具有暂态特性要求的绕组，应根据铭牌参数采用交流法（低频法）或直流法测量其相关参数，并应检查是否满足相关要求。 5）误差及变比测量应满足产品相应准确度等级的要求。		
18	交接试验	有载调压切换装置的检查	1）在变压器无电压下，有载分接开关的手动操作不应少于 2 个循环、电动操作不应少于 5 个循环，其中电动操作时电源电压应为额定电压的 85% 及以上。操作应无卡涩，连动程序、电气和机械限位应正常； 2）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，试验结果应符合本标准的规定； 3）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； 4）现场档位指示与后台指示一致。	现场检查	
19	交接试验	有载分接开关SF_6气体的湿度（20℃）的体积分数	不大于 250μL/L。	现场检查/资料验收	
20	交接试验	检查变压器的相位	应与电网相位一致。	现场检查	
21	交接试验	测温装置校验及其二次回路试验	1）按制造厂的技术要求； 2）温度计内无潮气凝露； 3）密封良好，指示正确，测温电阻值应和出厂值相符； 4）绝缘电阻一般不低于 1 MΩ； 5）检查后台信号正确。	现场检查/资料验收	
22	交接试验	额定电压下的冲击合闸试验	1）在额定电压下对变压器的冲击合闸试验，应进行 5 次，每次间隔时间宜为 5min，应无异常现象； 2）冲击合闸宜在变压器高压侧进行，对中性点接地的电力系统试验时变压器中性点应接地； 3）发电机变压器组中间连接无操作断开点的变压器，可不进行冲击合闸试验。	旁站见证	有差动保护按 5 次，无差动保护按 3 次
23	交接	SF_6压力	1）气体压力指示正常，与温度校正曲线相符。	现场	

表 4 SF_6电力变压器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
	验收	值及密度继电器检查	2）气体压力指示与实际压力一致。 3）气体压力指示应随温度变化同步动作。 4）气体压力计外观良好，无潮气凝露，500V 或 1000V 绝缘电阻表测量绝缘电阻应在 1MΩ以上测量或符合厂家要求。 5）检查后台信号正确。	检查	
24	交接验收	套管顶部密封结构检查	1）套管顶部密封应采用将军帽结构，穿缆式套管顶部引线头与将军帽的连接应采用并帽加销子的固定连接方式； 2）套管端部密封螺栓，不能用于安装均压环。	现场检查	
25	交接验收	套管参数检查	详见 GB/T26218.2-2010（10.3）的规定： a）两裙伸出之差（P2-P1）≥20 mm； b）相邻裙间高（S）与裙伸出长度（P2）之比应大于 0.9； c）相邻裙间高（S）≥70 mm； d）500kV 高压套管干弧距离不小于 4.7m； e）安装地高于 1000m 时，应按安装地海拔高度进行修正，按下列要求确定：海拔在 1000-2000m 范围，设备外绝缘水平按 2000m 海拔修正，修正系数取 1.13；海拔在 2000-2500m 范围，设备外绝缘水平按 2500m 海拔修正，修正系数取 1.20；海拔在 2500-3000m 范围，设备外绝缘水平按 3000m 海拔修正，修正系数取 1.28；海拔高于 3000m，应考虑实际运行地点的环境，符合设计要求。 f）厂家资料应包含套管尺寸及将军帽结构图。	资料验收	
26	交接验收	低压套管之间的净距离检查	Um 为 40.5kV 时不少于 400mm；安装地高于 1000m 时，应按安装地海拔高度进行修正，按下列要求确定： a) 海拔在 1000-2000m 范围，设备外绝缘水平按 2000m 海拔修正，修正系数取 1.13； b)海拔在 2000-2500m 范围，设备外绝缘水平按 2500m 海拔修正，修正系数取 1.20； c)海拔在 2500-3000m 范围，设备外绝缘水平按 3000m 海拔修正，修正系数取 1.28； d)海拔高于 3000m，应考虑实际运行地点的环境，符合设计要求。	资料验收	
27	交接验收	升高座 CT 二次接线盒检查	二次接线盒盖板封闭严密，内部无受潮渗水。	现场检查	
28	交接验收	力矩检查	所有变压器一次引流线接头开展力矩检查。	抽检	
29	交接验收	低压绝缘包裹检查	220kV、110kV 主变压器低压侧套管与低压侧母线连接母线桥应全部采用绝缘材料包封（可预留接地线挂点）	现场检查	
30	交接验收	阀门位置检查	1）各阀门应处于正确的开启、关闭位置。 2）密封良好，无渗漏。	现场检查	

表 4 SF_6电力变压器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
31	交接验收	套管引线检查	1）检查接线端子连接部位，金具应完好、无变形、锈蚀，若有过热变色等异常应拆开连接部位检查处理接触面，并按标准力矩紧固螺栓，力矩符合GB 5273 和厂家指导文件的要求； 2）引线长度应适中，套管接线柱不应承受额外应力； 3）引流线无扭结、松股、断股或其他缺陷； 4）6.0 级以上地震危险区域内的主变压器，要求各侧套管及中性点套管接线应采用带缓冲的软连接或软导线。	现场检查	
32	交接验收	接地检查	铁心、夹件、外壳接地良好，铁心、夹件引出套管等位置螺栓等无松动，变色痕迹。	现场检查	
33	交接验收	外观检查	1）检查本体、冷却装置及所有附件无缺陷； 2）检查套管外观完好、无裂纹、无破损、无劣化、无脏污、无渗漏； 3）检查变压器上无任何试验线、工具、杂物及其他无关物品遗留。	现场检查	
34	交接验收	冷却装置检查	冷却系统的电源应来自两路独立的电源，且能自动切换，有关信号装置应齐全可靠。	现场检查	
35	交接验收	机构箱及汇控柜检查	检查机构箱及汇控柜检查： 1）电器元件及其二次线应无锈蚀、破损、松脱，机构箱内无烧糊或异味； 2）机构箱底部应无碎片、异物；二次电缆穿孔封堵应完好； 3）呼吸孔无明显积污现象； 4）密封应良好，无脱落、破损、变形、失去弹性等异常； 5）柜门无变形情况，能正常关闭； 6）箱内应无水渍或凝露； 7）箱体底部应清洁无杂物；二次电缆封堵良好； 8）辅助开关切换正常，动作应准确可靠，接点接触良好，无烧损或锈蚀； 9）加热器（驱潮装置）、温控器应能正常工作：按要求应长期投入的加热器，在交接验收时应利用红外或其它手段检测是否在工作状态；对于由环境控制的加热器，应检查温湿度控制器的设定值是否满足厂家要求，厂家无明确要求时，温度控制器动作值不应低于 10℃，湿度控制器动作值不应大于 80%； 10）防火封堵应采用阻燃材料封堵，封堵严密，堵料凸起 2-5mm。	现场检查	因设备结构原因无法触及机构箱的情况下可不检查机构箱内部。
36	交接验收	文件、资料检查	1）采购技术协议或技术规范书； 2）出厂试验报告； 3）工厂监造、施工监理、质量检验及评定报告； 4）运输记录、安装使用说明书，竣工图纸、维护手册等技术文件； 5）安装检查及安装过程记录； 6）安装过程中设备缺陷通知单、设备缺陷处理记录； 7）现场试验及交接试验报告审查，数据正确、项目齐全、试验结果满足规程要求； 8）备用、备件、专用工具及测试仪器齐全及清单资料齐备；	现场检查/资料验收	

表 4 SF_6电力变压器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			9）500kV 变压器和 240MVA 以上容量变压器，制造厂应提供同类产品突发短路试验报告或抗短路能力计算报告； 10）资产管理系统台账信息录入正确、完备。		

5.3 干式电力变压器

表 5 干式电力变压器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接试验	绕组连同套管的直流电阻	1）测量应在各分接的所有位置上进行，完成所有分接档位测试后，应恢复到运行档位并复测该档位； 2）1600kVA及以下三相变压器，各相绕组电阻相互间的差别不应大于三相平均值的4%；无中性点引出的绕组，各相绕组电阻相互间的差别不应大于三相平均值的2%；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，各相绕组电阻相互间的差别不应大于三相平均值的1%； 3）变压器的直流电阻，与同温下产品出厂实测数值比较，相应变化不应大于2%；不同温度下电阻值应按下式计算： $R_2=R_1（T+t_2）/（T+t_1）$ 式中：R_1 ——上层油温为t_1（℃） 时的电阻值（Ω）； R_2 ——上层油温为t_2（℃） 时的电阻值（Ω）； T ——计算用常数，铜导线取235，铝导线取225。 4）无励磁调压变压器送电前最后一次测量，应在使用的分接锁定后进行。	资料验收	由于变压器结构等原因，差值超过本条第2款时，可只按本条第3款进行比较，但应说明原因。
2	交接试验	所有分接的电压比	1）所有分接的电压比应符合设计电压变化规律； 2）与制造厂铭牌数据相比，应符合下列规定： a）电压等级在 35kV 以下，电压比小于 3 的变压器电压比允许偏差不应超过±1%； b）其他所有变压器额定分接下电压比允许偏差不应超过±0.5%； c）其他分接的电压比应在变压器阻抗电压值（%）的 1/10 以内，且允许偏差不应超过±1%。	资料验收	
3	交接试验	三相接线组别和单相变压器引出线的极性	1）变压器的三相接线组别和单相变压器引出线的极性应符合设计要求； 2）变压器的三相接线组别和单相变压器引出线的极性应与铭牌上的标记和外壳上的符号相符。	资料验收	
4	交接试验	铁心及夹件的绝缘电阻	1）进行器身检查的变压器，应测量可接触到的穿心螺栓、轭铁夹件及绑扎钢带对铁轭、铁心、箱体及绕组压环的绝缘电阻。当轭铁梁及穿心螺栓一端与铁心连接时，应将连接片断开后进行试验； 2）在变压器所有安装工作结束后应进行铁心对地、有外引接地线的夹件对地及铁心对夹件的绝缘电阻测量； 3）对变压器上有专用的铁心接地线引出套管时，应在充气前后测量其对外壳的绝缘电阻； 4）采用2500V 兆欧表测量，持续时间应为1min，应无闪络及击穿现象。	资料验收	
5	交接试验	绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化	1）绝缘电阻值不应低于产品出厂试验值的 70%或不低于 10000MΩ （20℃）； 2）当测量温度与产品出厂试验时的温度不符合时，变压器绝缘电阻的温度换算系数可按下表换算到同一温度时的数值进行比较。 变压器绝缘电阻的温度换算系数	资料验收	

温度差 K	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
换算系数 A	1.15	1.3	1.5	1.7	1.9	2.2	2.5	2.9	3.3	3.7

表 5 干式电力变压器交接验收项目、要求

<table>
<tr><th>序号</th><th>类别</th><th>项目</th><th>要求</th><th>验收方式</th><th>备注</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td>指数</td><td>注： a）表中K为实测温度减去20℃的绝对值；
3）当测量绝缘电阻的温度差不是上表中所列数值时，其换算系数A可用线性插入法确定，也可按下式计算：
$A = 1.5^{K/10}$ （1）
校正到20℃ 时的绝缘电阻值计算应满足下列要求：
当实测温度为20℃ 以上时，可按下式计算：
$R_{20} = AR_t$ （2）
当实测温度为20℃以下时，可按下式计算：
$R_{20} = R_t/A$ （3）
式中：R_{20}校正到20℃时的绝缘电阻值（MΩ）；
R_t在测量温度下的绝缘电阻值（MΩ）。
4）变压器电压等级为 35kV 及以上且容量在 4000kVA 及以上时，应测量吸收比。吸收比与产品出厂值相比应无明显差别，在常温下不应小于 1.3；当 R_{60} 大于 3000MΩ（20℃）时，吸收比可不作考核要求；</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>6</td><td>交接试验</td><td>绕组连同套管的交流耐压试验</td><td>1）额定电压在 35kV 及以下的变压器，试验耐受电压标准为出厂试验值的 80%，应在高压侧监视施加电压，并应符合下列规定：
a）试验电压波形应接近正弦，试验电压值应为测量电压的峰值除以√2；
b）外施交流电压试验电压的频率不应低于 40Hz，全电压下耐受时间应为 60s。</td><td>资料验收</td><td>对于 35kV 站用变应旁站见证</td></tr>
<tr><td>7</td><td>交接试验</td><td>套管绝缘电阻</td><td>1）套管主绝缘电阻值不应低于10000MΩ；
2）末屏绝缘电阻值不宜小于1000MΩ，当末屏对地绝缘电阻小于1000MΩ时，应测量其tanδ，不应大于2% 。</td><td>资料验收</td><td></td></tr>
<tr><td>8</td><td>交接试验</td><td>20kV及以上非纯瓷套管的主绝缘介质损耗因数（tanδ和电容值</td><td>1）在室温不低于10℃的条件下，套管的介质损耗角正切值tanδ符合下表的规定；
<table>
<tr><th colspan="2">套管主绝缘介质损耗角正切值tanδ（%）的标准</th></tr>
<tr><td>套管主绝缘类型</td><td>tanδ（%）最大值</td></tr>
<tr><td>胶浸纸</td><td>0.4</td></tr>
<tr><td>胶粘纸</td><td>0.5</td></tr>
<tr><td>气体浸渍膜</td><td>0.5</td></tr>
<tr><td>气体绝缘电容式</td><td>0.5</td></tr>
<tr><td>浇铸或模塑树脂</td><td>1. 5</td></tr>
<tr><td>胶浸纤维</td><td>0.5</td></tr>
<tr><td>组合</td><td>由供需双方商定</td></tr>
<tr><td>其他套管</td><td>由供需双方商定</td></tr>
</table>
2）电容型套管的实测电容量值与产品铭牌数值或出厂试验值相比，允许偏差应不超过±5% ；
3）当末屏对地绝缘电阻小于1000MΩ时，应测量其tanδ，不应大于2%。</td><td>资料验收</td><td>1）用正接法测量套管主绝缘tanδ；
2）测量时记录环境温度；
3）当介损变化量超过 30%时，应进行复测，并查明原因；
4）若介损绝对值超过0.5%，且横比变化大，应查明原因。</td></tr>
<tr><td>9</td><td>交接试验</td><td>套管中的电流互感器试验</td><td>1）绝缘电阻测试：
a）各二次绕组间及其对外壳的绝缘电阻，绝缘电阻值不低于 1000MΩ；
b）绝缘电阻值与出厂值相比无明显差异；
2）绕组直流电阻测量
a）测量二次绕组直流电阻值；</td><td>资料验收</td><td>1）采用 2500V 兆欧表；
2）误差试验应安装就位后进行。</td></tr>
</table>

表 5 干式电力变压器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			b）同型号、同规格、同批次直流电阻和平均值差异不大于 10%。 3）接线绕组组别和极性符合设计要求，并应与铭牌和标示相符。 4）校核励磁特性曲线 a）与同类互感器特性曲线或制造厂家提供的特性曲线相比较，应无明显差别，并满足产品相应准确限值系数要求。 b）当继电保护对电流互感器的励磁特性有要求时，应进行励磁特性曲线测量； c）当电流互感器为多抽头时，应测量当前拟定使用的抽头或最大变比的抽头。测量后应核对是否符合产品技术条件要求； d）当励磁特性测量时施加的电压高于绕组允许值（电压峰值 4.5kV），应降低试验电源频率； e）500kV 套管式电流互感器，若具有暂态特性要求的绕组，应根据铭牌参数采用交流法（低频法）或直流法测量其相关参数，并应检查是否满足相关要求。 5）误差及变比测量应满足产品相应准确度等级的要求。		
10	交接试验	有载调压切换装置的检查	1）在变压器无电压下，有载分接开关的手动操作不应少于 2 个循环、电动操作不应少于 5 个循环，其中电动操作时电源电压应为额定电压的 85% 及以上。操作应无卡涩，连动程序、电气和机械限位应正常； 2）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，试验结果应符合本标准的规定； 3）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； 4）现场档位指示与后台指示一致。	现场检查/资料验收	
11	交接试验	检查变压器的相位	应与电网相位一致。	资料验收	
12	交接试验	测温装置校验及其二次回路试验	1）按制造厂的技术要求； 2）温度计内无潮气凝露； 3）密封良好，指示正确，测温电阻值应和出厂值相符； 4）绝缘电阻一般不低于 1 MΩ； 5）检查后台信号正确。	现场检查/资料验收	
13	交接试验	额定电压下的冲击合闸试验	1）在额定电压下对变压器的冲击合闸试验，应进行 5 次，每次间隔时间宜为 5min，应无异常现象； 2）冲击合闸宜在变压器高压侧进行，对中性点接地的电力系统试验时变压器中性点应接地； 3）发电机变压器组中间连接无操作断开点的变压器，可不进行冲击合闸试验。	旁站见证	有差动保护按 5 次，无差动保护按 3 次

表 5 干式电力变压器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
14	交接验收	套管参数检查	详见 GB/T26218.2-2010（10.3）的规定： a）两裙伸出之差（P2-P1）≥20 mm； b）相邻裙间高（S）与裙伸出长度（P2）之比应大于 0.9； c）相邻裙间高（S）≥70 mm； d）安装地高于 1000m 时，应按安装地海拔高度进行修正，按下列要求确定：海拔在 1000-2000m 范围，设备外绝缘水平按 2000m 海拔修正，修正系数取 1.13；海拔在 2000-2500m 范围，设备外绝缘水平按 2500m 海拔修正，修正系数取 1.20；海拔在 2500-3000m 范围，设备外绝缘水平按 3000m 海拔修正，修正系数取 1.28；海拔高于 3000m，应考虑实际运行地点的环境，符合设计要求。	资料验收	
15	交接验收	力矩检查	所有变压器一次引流线接头开展力矩检查。	抽检	
16	交接验收	套管引线检查	1）检查接线端子连接部位，金具应完好、无变形、锈蚀，若有过热变色等异常应拆开连接部位检查处理接触面，并按标准力矩紧固螺栓，力矩符合 GB 5273 和厂家指导文件的要求； 2）引线长度应适中，套管接线柱不应承受额外应力； 3）引流线无扭结、松股、断股或其他缺陷；	现场检查	
17	交接验收	接地装置检查	铁心、夹件、外壳接地良好，铁心、夹件引出套管等位置螺栓等无松动，变色痕迹。	现场检查	
18	交接验收	外观检查	1）检查本体、冷却装置及所有附件无缺陷； 2）检查套管外观完好、无裂纹、无破损、无劣化、无脏污、无渗漏； 3）检查变压器上无任何试验线、工具、杂物及其他无关物品遗留。	现场检查	
19	交接验收	机构箱及汇控柜检查	检查机构箱及汇控柜检查： 1）电器元件及其二次线应无锈蚀、破损、松脱，机构箱内无烧糊或异味； 2）机构箱底部应无碎片、异物；二次电缆穿孔封堵应完好； 3）呼吸孔无明显积污现象； 4）密封应良好，无脱落、破损、变形、失去弹性等异常； 5）柜门无变形情况，能正常关闭； 6）箱内应无水渍或凝露； 7）箱体底部应清洁无杂物；二次电缆封堵良好； 8）辅助开关切换正常，动作应准确可靠，接点接触良好，无烧损或锈蚀； 9）加热器（驱潮装置）、温控器应能正常工作：按要求应长期投入的加热器，在交接验收时应利用红外或其它手段检测是否在工作状态；对于由环境控制的加热器，应检查温湿度控制器的设定值是否满足厂家要求，厂家无明确要求时，温度控制器动作值不应低于 10℃，湿度控制器动作值不应大于 80%； 10）防火封堵应采用阻燃材料封堵，封堵严密，堵料凸起 2-5mm。	现场检查	因设备结构原因无法触及机构箱的情况下可不检查机构箱内部。
20	交接验收	消防设施检查	消防设施应经过消防部门验收合格。	现场检查/资料验收	

表 5 干式电力变压器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
21	交接验收	文件、资料检查	1）采购技术协议或技术规范书； 2）出厂试验报告； 3）工厂监造、施工监理、质量检验及评定报告； 4）运输记录、安装使用说明书，竣工图纸、维护手册等技术文件； 5）安装检查及安装过程记录； 6）安装过程中设备缺陷通知单、设备缺陷处理记录； 7）现场试验及交接试验报告审查，数据正确、项目齐全、试验结果满足规程要求； 8）备用、备件、专用工具及测试仪器齐全及清单资料齐备； 9）干式站用变压器绝缘水平应与变电站绝缘水平要求一致。 10）资产管理系统台账信息录入正确、完备。	现场检查/资料验收	

6 电抗器

6.1 500kV 电抗器

表 6 500kV 电抗器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接试验	绝缘油试验	1）绝缘油的试验类别应符合以下规定： a）外观：透明、无杂质或悬浮物； b）水溶性酸值（pH值）：>5.4； c）酸值，mgKOH/g：≤0.03； d）闪点（闭口），℃：≥135； e）水分，mg/L：≤10； f）界面张力（25℃），mN/m：≥40； g）tanδ（90℃），%：注入电气设备前≤0.5，注入电气设备后≤0.7； h）击穿电压（球形电极），kV：≥65； i）体积电阻率（90℃），Ω·m：≥6×10^{10}； j）油中含气量（体积分数），%：≤1.0； k）油泥与沉淀物（质量分数），%：≤0.02； l）颗粒度：投运前（热油循环后）100mL油中大于5μm的颗粒数≤2000个。 2）电抗器油在注入电抗器前、注入后（热油循环后）应开展电抗器油全部试验，耐压试验后应进行电抗器油色谱试验。 3）油中溶解气体的色谱分析，应符合下列规定： a）静置时间不少于72h，静置后、耐压试验24h后、冲击合闸及额定电压下运行24h后，各进行一次电抗器油中溶解气体的色谱分析； b）试验应符合DL/T 722《变压器油中溶解气体分析和判断导则》的有关规定。各次测得的氢、乙炔、总烃含量，应无明显差别； c）新装电抗器油中溶解气体含量（μL/L）应小于以下数值： 总烃：10；H_2：10；C_2H_2：0.1	资料验收	
2	交接试验	绕组连同套管的直流	1）三相电抗器所有绕组（含抽能高抗的二次绕组）直流电阻值相互间差值不应大于三相平均值的2%； 2）与同温下产品出厂实测数值比较，相应变化不应大于2%；不同温度下电阻值应按下式计算： $R_2=R_1（T+t_2）/（T+t_1）$	资料验收	1）抽能高抗二次绕组若采用电缆引出方式，可不进行直流电

表 6 500kV 电抗器交接验收项目、要求

<table>
<tr><th>序号</th><th>类别</th><th>项目</th><th>要求</th><th>验收方式</th><th>备注</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td>电阻试验</td><td>式中：R_1 ——上层油温为t_1（℃） 时的电阻值（Ω）；
R_2 ——上层油温为t_2（℃） 时的电阻值（Ω）；
T ——计算用常数，铜导线取235，铝导线取225。</td><td></td><td>阻测试；
2）由于电抗器结构等原因，差值超过本条第1款时，可折算至与出厂值同一温度下，并按本条第2款进行比较，但应说明原因。</td></tr>
<tr><td>3</td><td>交接试验</td><td>检查单相电抗器引出线极性</td><td>1）单相电抗器引出线的极性应符合设计要求；
2）单相电抗器引出线的极性应与铭牌上的标记和外壳上的符号相符；
3）Y或△接线方式的抽能绕组均应进行极性检测。</td><td>资料验收</td><td></td></tr>
<tr><td>4</td><td>交接试验</td><td>绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数试验</td><td>1） 绝缘电阻值不应低于产品出厂试验值的 70% 或不低于 10000 MΩ（20℃）；
2）尽量在油温低于 50℃时测量，当测量温度与产品出厂试验时的温度不符合时，油浸式电抗器绝缘电阻的温度换算系数可按下表换算到同一温度时的数值进行比较；
油浸式电抗器绝缘电阻的温度换算系数
<table><tr><td>温度差 K</td><td>5</td><td>10</td><td>15</td><td>20</td><td>25</td><td>30</td><td>35</td><td>40</td><td>45</td><td>50</td></tr><tr><td>换算系数 A</td><td>1.15</td><td>1.3</td><td>1.5</td><td>1.7</td><td>1.9</td><td>2.2</td><td>2.5</td><td>2.9</td><td>3.3</td><td>3.7</td></tr></table>注： a）表中K为实测温度减去20℃的绝对值；
b）测量温度以上层油温为准。
3） 当测量绝缘电阻的温度差不是上表中所列数值时，其换算系数A可用线性插入法确定，也可按下式计算：
$A = 1.5^{K/10}$ （1）
校正到20℃ 时的绝缘电阻值计算应满足下列要求：
当实测温度为20℃ 以上时，可按下式计算：
$R_{20} = AR_t$ （2）
当实测温度为20℃以下时，可按下式计算：
$R_{20} = R_t/A$ （3）
式中：R_{20}校正到20℃时的绝缘电阻值（MΩ）；
R_t在测量温度下的绝缘电阻值（MΩ）；
4）绝缘电阻测试值与产品出厂值相比应无明显差别，吸收比在常温下不应小于 1.3，当 R_{60s}大于 3000MΩ（20℃）时，吸收比可不作考核；极化指数不小于 1.5，当 R_{60s}大于 10000 MΩ（20℃）时，极化指数可不作考核要求。</td><td>资料验收</td><td>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）测试前被试绕组应充分放电；
3）测试温度以上层油温为准，各次测量时的温度应尽量接近；
4）吸收比和极化指数不进行温度换算。</td></tr>
<tr><td>5</td><td>交接试验</td><td>绕组连同套管的介质损耗角正切 tanδ 及</td><td>1）被测绕组的 tanδ 值不宜大于产品出厂试验值的 130%。当大于 130% 时，可结合其他绝缘试验（色谱分析、绝缘电阻等）结果综合分析判断；
2）尽量在油温低于 50℃时测量，当测量温度与产品出厂试验时的温度不符合时，油浸式电抗器介质损耗因数温度换算系数可按下表换算到同一温度时的数值进行比较；
油浸式电抗器介质损耗因数温度换算系数</td><td>资料验收</td><td>1）非被试绕组应短路接地或屏蔽；
2）测量温度以上层油温为准，各次测</td></tr>
</table>

表 6 500kV 电抗器交接验收项目、要求

<table>
<tr><th>序号</th><th>类别</th><th>项目</th><th>要求</th><th>验收方式</th><th>备注</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td>电容量试验</td><td>
<table>
<tr><td>温度差 K</td><td>5</td><td>10</td><td>15</td><td>20</td><td>25</td><td>30</td><td>35</td><td>40</td><td>45</td><td>50</td></tr>
<tr><td>换算系数 A</td><td>1.15</td><td>1.3</td><td>1.5</td><td>1.7</td><td>1.9</td><td>2.2</td><td>2.5</td><td>2.9</td><td>3.3</td><td>3.7</td></tr>
</table>
注： a）表中K为实测温度减去20℃的绝对值；
b）测量温度以上层油温为准；
3） 当测量tanδ的温度差不是上表中所列数值时，其换算系数A可用线性插入法确定，也可按下式计算：
$A = 1.3^{K/10}$ （1）
校正到20℃ 时的绝缘电阻值计算应满足下列要求：
当实测温度为20℃ 以上时，可按下式计算：
$\tan\delta_{20} = A\tan\delta_t$ （2）
当实测温度为20℃以下时，可按下式计算：
$\tan\delta_{20} = \tan\delta_t/A$ （3）
式中： $\tan\delta_{20}$校正到20℃时的介质损耗因数；
$\tan\delta_t$在测量温度下的介质损耗因数；
4）电抗器本体电容量与出厂值相比允许偏差应不超过±3%。</td><td></td><td>量时的温度尽量相近。</td></tr>
<tr><td>6</td><td>交接试验</td><td>电容型套管的tanδ和电容值试验</td><td>1)500kV 套管 20℃时的 tanδ 值应不大于 0.4%,中性点套管 20℃时的 tanδ 值应不大于 0.7%；
2）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）电容型套管的实测电容值与铭牌值或出厂值比较差别不应超出±5%。</td><td>资料验收</td><td>1）用正接法测量套管主绝缘 tanδ；
2）测量时记录环境温度及电抗器顶层油温；
3）当介损变化量超过 30%时，应进行复测，并查明原因；
4）若介损绝对值超过 0.5%，且横比变化大，应查明原因。</td></tr>
<tr><td>7</td><td>交接试验</td><td>测量套管绝缘电阻</td><td>1）套管主绝缘电阻值不应低于10000MΩ；
2）末屏绝缘电阻值不宜小于1000MΩ，当末屏对地绝缘电阻小于1000MΩ时，应测量其tanδ，不应大于2% 。</td><td>资料验收</td><td></td></tr>
<tr><td>8</td><td>交接试验</td><td>绕组连同套管</td><td>1）分级绝缘设备，其耐压试验电压按接地端或其末端绝缘的电压等级进行；
2）耐压值为出厂试验电压值的 80% 。</td><td>旁站见证</td><td>按 GB1094.3 要求进行外</td></tr>
</table>

表 6 500kV 电抗器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
		的交流耐压试验			施交流耐压试验
9	交接试验	测量铁心及夹件的绝缘电阻	1）应测量铁心对地绝缘电阻、夹件对地绝缘电阻、铁心对夹件绝缘电阻，与以前测试结果相比无显著差别； 2）进行器身检查的点情况器，应测量可接触到的穿心螺栓、轭铁夹件及绑扎钢带对铁轭、铁心、油箱及绕组压环的绝缘电阻。当轭铁梁及穿心螺栓一端与铁心连接时，应将连接片断开后进行试验； 3）在电抗器所有安装工作结束后应进行铁心对地、有外引接地线的夹件对地及铁心对夹件的绝缘电阻测量； 4）对电抗器上有专用的铁心接地线引出套管时，应在注油前后测量其对外壳的绝缘电阻； 5）采用2500V 兆欧表测量，持续时间应为1min，应无闪络及击穿现象。	资料验收	
10	交接试验	升高座电流互感器试验	1）绝缘电阻测试： a）各二次绕组间及其对外壳的绝缘电阻，绝缘电阻值不低于 1000MΩ； b）绝缘电阻值与出厂值相比无明显差异； 2）绕组直流电阻测量 a）测量二次绕组直流电阻值； b）同型号、同规格、同批次直流电阻和平均值差异不大于 10%。 3）接线绕组组别和极性符合设计要求，并应与铭牌和标示相符。 4）校核励磁特性曲线 a)与同类互感器特性曲线或制造厂家提供的特性曲线相比较,应无明显差别，并满足产品相应准确限值系数要求。 b)当继电保护对电流互感器的励磁特性有要求时,应进行励磁特性曲线测量； c)当电流互感器为多抽头时,应测量当前拟定使用的抽头或最大变比的抽头。测量后应核对是否符合产品技术条件要求； d）当励磁特性测量时施加的电压高于绕组允许值（电压峰值 4.5kV），应降低试验电源频率； e）500kV 套管式电流互感器，若具有暂态特性要求的绕组，应根据铭牌参数采用交流法（低频法）或直流法测量其相关参数，并应检查是否满足相关要求。 5）误差及变比测量 满足产品相应准确度等级的要求。 6）二次接线盒检查 1）检查二次接线盒应密封良好，无进水。 2）检查二次接线板及接线柱应完整，标志清晰，无裂纹、起皮、放电、发热痕迹。	资料验收	1)采用 2500V 兆欧表； 2）误差试验应安装就位后进行。
11	交接试验	突发压力继电器检查及其二次回路试验	1）密封良好，无漏油、漏水现象； 2）绝缘电阻一般不低于 1MΩ； 3）检查后台信号正确。	资料验收/现场检查	
12	交接	温度计	1）温度计内应无潮气凝露；	资料	

表 6 500kV 电抗器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
	试验		2）必要时进行校验，检验不合格的应及时更换。	验收/现场检查	
13	交接试验	气体继器校验及其二次回路试验	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； 4）无残留气体，无渗漏油； 5）必要时进行校验，检验不合格的应及时更换； 6）继电器防雨罩应完好无锈蚀，必要时除锈修复； 7）气体继电器（瓦斯继电器）连接管道应有大于 3° 的倾角，防止气体继电器（瓦斯继电器）窝气。	资料验收/现场检查	
14	交接试验	压力释放阀校验及其二次回路试验	1）动作值应符合制造厂规定； 2）绝缘电阻一般不低于 1MΩ； 3）压力释放阀应加装防雨罩； 4）检查后台信号正确。	资料验收/现场检查	
15	交接试验	整体密封检查	对于新安装的 500kV 电压等级油浸式电抗器，安装完成后应对电抗器整体开展密封检查试验，试验方法按照 DL/T 264 《油浸式电力变压器（电抗器）现场密封性试验导则》开展，在油枕顶部施加 0.035MPa 压力，试验持续时间 24h 无渗漏。	旁站见证	试验时带冷却器，不带压力释放装置。
16	交接试验	额定电压下的冲击合闸试验	在额定电压下，对变电站及线路的并联电抗器连同线路的冲击合闸试验应进行 5 次，每次间隔时间应为 5min ，应无异常现象。	旁站见证	
17	交接试验	测量箱壳表面温度	应测量箱壳表面的温度，温升不应大于 65° C。	现场检查	投运 24h 后进行测量。
18	交接试验	测量箱壳的振动	在额定工况下测得的箱壳振动振幅双峰值不应大于 100μm 。	检修	投运 24h 后进行测量。
19	交接验收	套管顶部密封结构检查	1）套管顶部密封应采用将军帽结构，穿缆式套管顶部引线头与将军帽的连接应采用并帽加销子的固定连接方式； 2）套管端部密封螺栓，不能用于安装均压环。	现场检查	
20	交接验收	高压套管参数	详见 GB/T26218.2-2010（10.3）的规定： a）两裙伸出之差（P2-P1）≥20 mm；	资料验收	

表 6 500kV 电抗器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
		检查	b）相邻裙间高（S）与裙伸出长度（P2）之比应大于 0.9； c）相邻裙间高（S）≥70 mm； d）500kV 高压套管干弧距离不小于 4.7m； e）安装地高于 1000m 时，应按安装地海拔高度进行修正，按下列要求确定：海拔在 1000-2000m 范围，设备外绝缘水平按 2000m 海拔修正，修正系数取 1.13；海拔在 2000-2500m 范围，设备外绝缘水平按 2500m 海拔修正，修正系数取 1.20；海拔在 2500-3000m 范围，设备外绝缘水平按 3000m 海拔修正，修正系数取 1.28；海拔高于 3000m，应考虑实际运行地点的环境，符合设计要求。 f）厂家资料应包含套管油中尺寸及将军帽结构图。		
21	交接验收	气体继电器(瓦斯继电器)检查	1）气体继电器（瓦斯继电器）连接管道应有大于 3° 的倾角，防止气体继电器（瓦斯继电器）窝气； 2）整定值符合技术要求； 3）气体继电器（瓦斯继电器）应加装防雨罩。	现场检查	
22	交接验收	力矩检查	所有电抗器一次引流线接头开展力矩检查。	抽检	
23	交接验收	油气检查	1）储油柜、套管、呼吸器油杯的油位均应满足技术要求，是否满足油位-温度曲线，过多或过少均应处理； 2）电抗器投入运行前必须多次排出套管升高座、油管道中的死区、冷却器顶部油室等处的残存气体。	现场检查	
24	交接验收	阀门位置检查	1）各阀门应处于正确的开启、关闭位置。 2）密封良好，无渗漏。	现场检查	
25	交接验收	套管引线检查	1）检查接线端子连接部位，金具应完好、无变形、锈蚀，若有异常应拆开连接部位检查处理接触面，并按标准力矩紧固螺栓； 2）引线长度应适中，套管接线柱不应承受额外应力； 3）引流线无扭结、松股、断股或其他缺陷； 4）6.0 级以上地震危险区域内的电抗器，要求各侧套管及中性点套管接线应采用带缓冲的软连接或软导线。	现场检查	
26	交接验收	接地检查	1）电抗器本体应两点接地，且铁心和夹件的接地引出套管接地符合技术文件要求； 2）确认电容型套管末屏已恢复并处于稳定接地状态； 3）套管电流互感器备用二次端子应短接接地。	现场检查	
27	交接验收	外观检查	1）检查本体、冷却装置及所有附件无缺陷，且不渗油； 2）检查套管外观完好、无裂纹、无破损、无劣化、无脏污、无渗漏； 3）检查油色正常、油位正常； 4）检查电抗器上无任何试验线、工具、杂物及其他无关物品遗留。	现场检查	
28	交接验收	冷却装置检查	冷却装置应试运行正常，联动正确，按定值正常启动风扇，循环 1h 无渗漏，水、油系统应分别检查渗漏。	现场检查	
29	交接验收	机构箱及汇控柜检查	检查机构箱及汇控柜检查： 1）电器元件及其二次线应无锈蚀、破损、松脱，机构箱内无烧糊或异味； 2）机构箱底部应无碎片、异物；二次电缆穿孔封堵应完好；	现场检查	

表 6 500kV 电抗器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			3）呼吸孔无明显积污现象； 4）密封应良好，无脱落、破损、变形、失去弹性等异常； 5）柜门无变形情况，能正常关闭； 6）箱内应无水渍或凝露； 7）箱体底部应清洁无杂物；二次电缆封堵良好； 8）辅助开关切换正常，动作应准确可靠，接点接触良好，无烧损或锈蚀； 9）加热器（驱潮装置）、温控器应能正常工作：按要求应长期投入的加热器，在交接验收时应利用红外或其它手段检测是否在工作状态；对于由环境控制的加热器，应检查温湿度控制器的设定值是否满足厂家要求，厂家无明确要求时，温度控制器动作值不应低于 10℃，湿度控制器动作值不应大于 80%； 10）防火封堵应采用阻燃材料封堵，封堵严密，堵料凸起 2-5mm。		
30	交接验收	事故排油设施及消防设施检查	事故排油设施完好，消防设施应经过消防部门验收合格。	现场检查/资料验收	
31	交接验收	文件、资料检查	1）采购技术协议或技术规范书； 2）出厂试验报告； 3）工厂监造、施工监理、质量检验及评定报告； 4）运输记录、安装使用说明书，竣工图纸、维护手册等技术文件； 5）安装检查及安装过程记录； 6）安装过程中设备缺陷通知单、设备缺陷处理记录； 7）现场试验及交接试验报告审查，数据正确、项目齐全、试验结果满足规程要求； 8）备用、备件、专用工具及测试仪器齐全及清单资料齐备； 9）资产管理系统台账信息录入正确、完备。	现场检查/资料验收	

6.2 35kV 及以下油浸式电抗器

表 7 35kV 及以下油浸式电抗器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接试验	绝缘油试验	1）绝缘油的试验类别应符合以下规定： a）外观：透明、无杂质或悬浮物； b）水溶性酸值（pH值）：>5.4； c）酸值，mgKOH/g：≤0.03； d）闪点（闭口），℃：≥135； e）水分，mg/L：≤20； f）界面张力（25℃），mN/m：≥40； g）tanδ（90℃），%：注入电气设备前≤0.5，注入电气设备后≤0.7； h） 击穿电压（球形电极），kV：≥40；	资料验收	

表 7 35kV 及以下油浸式电抗器交接验收项目、要求

<table>
<tr><th>序号</th><th>类别</th><th>项目</th><th>要求</th><th>验收方式</th><th>备注</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>i）体积电阻率（90℃），Ω·m：≥6×10^{10}；
j） 油泥与沉淀物（质量分数），%：≤0.02；
2）绝缘油在注入前、注入后（热油循环后）后应开展绝缘油全部试验，耐压后应开展油色谱试验。</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>2</td><td>交接试验</td><td>绕组连同套管的直流电阻试验</td><td>1）三相电抗器绕组直流电阻值相互间差值不应大于三相平均值的2%；
2）与同温下产品出厂实测数值比较，相应变化不应大于2%；不同温度下电阻值应按下式计算：
$R_2=R_1（T+t_2）/（T+t_1）$
式中：R_1 ——上层油温为t_1（℃） 时的电阻值（Ω）；
R_2 ——上层油温为t_2（℃） 时的电阻值（Ω）；
T ——计算用常数，铜导线取235，铝导线取225。</td><td>资料验收</td><td></td></tr>
<tr><td>3</td><td>交接试验</td><td>阻抗测量</td><td>与出厂值相差在±5%范围内。</td><td>资料验收</td><td>如受试验条件限制，可在低电压下测量。</td></tr>
<tr><td>4</td><td>交接试验</td><td>绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比试验</td><td>1）绝缘电阻值不应低于产品出厂试验值的 70% 或不低于 10000 MΩ（20℃）；
2）尽量在油温低于 50℃时测量，当测量温度与产品出厂试验时的温度不符合时，油浸式电抗器绝缘电阻的温度换算系数可按下表换算到同一温度时的数值进行比较。
油浸式电抗器绝缘电阻的温度换算系数
<table><tr><td>温度差 K</td><td>5</td><td>10</td><td>15</td><td>20</td><td>25</td><td>30</td><td>35</td><td>40</td><td>45</td><td>50</td><td>55</td><td>60</td></tr><tr><td>换算系数 A</td><td>1.2</td><td>1.5</td><td>1.8</td><td>2.3</td><td>2.8</td><td>3.4</td><td>4.1</td><td>5.1</td><td>6.2</td><td>7.5</td><td>9.2</td><td>11.2</td></tr></table>注： a）表中K为实测温度减去20℃的绝对值；
b）测量温度以上层油温为准。
3） 当测量绝缘电阻的温度差不是上表中所列数值时，其换算系数A可用线性插入法确定，也可按下式计算：
$A = 1.5^{K/10}$ （1）
校正到20℃ 时的绝缘电阻值计算应满足下列要求：
当实测温度为20℃ 以上时，可按下式计算：
$R_{20} = AR_t$ （2）
当实测温度为20℃以下时，可按下式计算：
$R_{20} = R_t/A$ （3）
式中：R_{20}校正到20℃时的绝缘电阻值（MΩ）；
R_t在测量温度下的绝缘电阻值（MΩ）。
4）35kV 且容量大于 8000kvar 的电抗器应测量吸收比，吸收比与产品出厂值相比应元明显差别，在常温下不应小于 1.3； 当R_{60}大于 3000MΩ（20℃）时，吸收比可不作考核要求。</td><td>资料验收</td><td>1）采用2500V 兆欧表；
2）测试前被试绕组应充分放电；
3）测试温度以顶层油温为准，各次测量时的温度应尽量接近；
4）吸收比和极化指数不进行温度换算。</td></tr>
<tr><td>5</td><td>交接试验</td><td>绕组连同套管的介质损耗角</td><td>1）35kV 且容量在 10000kvar 及以上时，进行该项试验；
2）测试值不大于出厂试验值的 130%，当大于 130% 时，可结合其他绝缘试验（色谱分析、绝缘电阻等）结果综合分析判断；
3）测量温度与出厂试验温度不相符时，应按下式换算到同一温度下进行比</td><td>资料验收</td><td></td></tr>
</table>

表 7 35kV 及以下油浸式电抗器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
		正 切 tanδ 试验	较： $\tan\delta_2 = \tan\delta_1 \times 1.3^{(t_2-t_1)/10}$ 式中$\tan\delta_1$、$\tan\delta_2$分别为温度t_1、t_2时的$\tan\delta$值； 4）本体电容量与出厂值相比允许偏差应为±3%； 5）试验电压 10kV。		
6	交接试验	电容型套管的 tanδ 和电容值试验	1）20℃时的 tanδ（%）值应不大于下列数值：0.7； 2）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）电容型套管的实测电容值与铭牌值或出厂值比较差别不应超出±5%。	资料验收	1)用正接法测量套管主绝缘 tanδ； 2)测量时记录环境温度及电抗器上层油温。
7	交接试验	绕组对铁心及外壳、相间交流耐压试验	绕组对铁心及外壳、相间交流耐压试验： 需开展外施交流电压试验，试验电压符合 GB 50150 中附录表 D.0.1 条规定（68kV）。	资料验收	
8	交接试验	测量铁心及夹件的绝缘电阻	1）应测量铁心对地绝缘电阻、夹件对地绝缘电阻、铁心对夹件绝缘电阻； 2）采用2500V 兆欧表测量，持续时间应为1min，应无闪络及击穿现象。	资料验收	
9	交接试验	突发压力继电器检查及其二次回路试验	1）密封良好，无漏油、漏水现象； 2）必要时进行校验，检验不合格的应及时更换； 3）绝缘电阻一般不低于 1MΩ； 4）检查后台信号正确。	现场检查/资料验收	
10	交接试验	温装置校验及其二次回路试验	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； 4）检查后台信号正确。	现场检查/资料验收	
11	交接	气体继	1）按 DL/T 540 规定；	现场	

表 7 35kV 及以下油浸式电抗器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
	试验	器校验及其二次回路试验	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； 4）检查后台信号正确。	检查/资料验收	
12	交接试验	压力释放阀校验及其二次回路试验	1）动作值符合制造厂规定； 2）绝缘电阻一般不低于 1MΩ； 3）检查后台信号正确。	资料验收	
13	交接试验	测温元件热电阻校验	误差校验应满足产品相应准确度等级的要求。	资料验收	
14	交接试验	额定电压下的冲击合闸试验	1）在额定电压下对电抗器的冲击合闸试验，应进行 5 次，每次间隔时间宜为 5min，应无异常现象； 2）冲击合闸宜在电抗器高压侧进行，对中性点接地的电力系统试验时电抗器中性点应接地。	旁站见证	
15	交接验收	气体继电器（瓦斯继电器）检查	1）气体继电器（瓦斯继电器）连接管道应有大于 3° 的倾角，防止气体继电器（瓦斯继电器）窝气； 2）整定值符合技术要求； 3）气体继电器（瓦斯继电器）应加装防雨罩。	现场检查	
16	交接验收	电抗器基础安装方式检查	1）对于轮轨式安装的电抗器，应加强固定（如在轮子两侧加止滑挡板，尽可能避免其滑动移位倾倒）； 2）对平放在预埋钢板基础上的电抗器，电抗器底座与基础的固定措施，符合设计要求。	现场检查	
17	交接验收	螺栓紧固方式检查	法兰螺栓应按对角线位置依次均匀紧固，紧固后的法兰间隙或紧固力矩值应符合产品技术文件要求。	抽检	
18	交接验收	力矩检查	所有电抗器一次引流线接头开展力矩检查。	抽检	
19	交接验收	油气检查	1）储油柜、套管、呼吸器油杯的油位均应满足技术要求，是否满足油位-温度曲线，过多或过少均应处理； 2）电抗器投入运行前必须多次排出套管升高座、油管道中的死区、冷却器顶部油室等处的残存气体。	现场检查	
20	交接验收	阀门检查	核对本体及附件上的所有阀门位置正确。	现场检查	
21	交接验收	套管引线检查	1）检查接线端子连接部位，金具应完好、无变形、锈蚀，若有异常应拆开连接部位检查处理接触面，并按标准力矩紧固螺栓； 2）引线长度应适中，套管接线柱不应承受额外应力； 3）引流线无扭结、松股、断股或其他缺陷；	现场检查	

表 7 35kV 及以下油浸式电抗器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			4）6.0 级以上地震危险区域内的主变压器，要求各侧套管及中性点套管接线应采用带缓冲的软连接或软导线。		
22	交接验收	接地检查	1）电抗器本体应两点接地，且铁心和夹件的接地引出套管接地符合技术文件要求； 2）确认电容型套管末屏已恢复并处于稳定接地状态； 3）套管电流互感器备用二次端子应短接接地。	现场检查	
23	交接验收	外观检查	1）检查本体、冷却装置及所有附件无缺陷，且不渗油； 2）检查套管外观完好、无裂纹、无破损、无劣化、无脏污、无渗漏； 3）检查油色正常、油位正常； 4）检查电抗器上无任何试验线、工具、杂物及其他无关物品遗留。	现场检查	
24	交接验收	冷却装置检查	冷却装置应试运行正常，联动正确。	现场检查	
25	交接验收	机构箱及汇控柜检查	检查机构箱及汇控柜检查： 1）电器元件及其二次线应无锈蚀、破损、松脱，机构箱内无烧糊或异味； 2）机构箱底部应无碎片、异物；二次电缆穿孔封堵应完好； 3）呼吸孔无明显积污现象； 4）密封应良好，无脱落、破损、变形、失去弹性等异常； 5）柜门无变形情况，能正常关闭； 6）箱内应无水渍或凝露； 7）箱体底部应清洁无杂物；二次电缆封堵良好； 8）辅助开关切换正常，动作应准确可靠，接点接触良好，无烧损或锈蚀； 9）加热器（驱潮装置）、温控器应能正常工作：按要求应长期投入的加热器，在交接验收时应利用红外或其它手段检测是否在工作状态；对于由环境控制的加热器，应检查温湿度控制器的设定值是否满足厂家要求，厂家无明确要求时，温度控制器动作值不应低于 10℃，湿度控制器动作值不应大于 80%； 10）防火封堵应采用阻燃材料封堵，封堵严密，堵料凸起 2-5mm。	现场检查	因设备结构原因无法触及机构箱的情况下可不检查机构箱内部。
26	交接验收	事故排油设施及消防设施检查	事故排油设施完好，消防设施应经过消防部门验收合格。	现场检查/资料验收	
27	交接验收	文件、资料检查	1）采购技术协议或技术规范书； 2）出厂试验报告； 3）工厂监造、施工监理、质量检验及评定报告； 4）运输记录、安装使用说明书，竣工图纸、维护手册等技术文件； 5）安装检查及安装过程记录； 6）安装过程中设备缺陷通知单、设备缺陷处理记录；	现场检查/资料验收	

表 7 35kV 及以下油浸式电抗器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			7）现场试验及交接试验报告审查，数据正确、项目齐全、试验结果满足规程要求； 8）备用、备件、专用工具及测试仪器齐全及清单资料齐备； 9）资产管理系统台账信息录入正确、完备。		

6.3 35kV 及以下干式电抗器

表 8 35kV 及以下干式电抗器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接试验	直流电阻试验	1)三相电抗器绕组直流电阻值相互间差值不应大于三相平均值的1%； 2）与同温下产品出厂值比较相应变化不应大于1%； 不同温度下直流电阻值应按下式计算： $R_2=R_1（T+t_2）/（T+t_1）$ 式中：R_1 一温度在t_1（℃） 时的电阻值（Ω） ； R_2 一温度在t_2（℃） 时的电阻值（Ω） ； T—计算用常数，铜导线取235，铝导线取225。	资料验收	由于电抗器结构等原因，差值超过本条第1款时，可折算至与出厂值同一温度下，并按本条第2款进行比较，但应说明原因。
2	交接试验	阻抗测量	与出厂值相差在±5%范围内。	资料验收	1）此项目仅针对35kV干式空心电抗器进行； 2)如受试验条件限制可在低电压下测量。
3	交接试验	匝间耐压试验	1）试验持续时间 1min，每次放电的初始峰值应不低于如下值： 户外设备（kV） 128；户内设备（kV） 96 2）试验谐振频率一般在 100kHz 以下，试验应包含不低于 3000 个要求幅值的过电压； 3）电压波的典型波前时间，应大大短于标准雷电冲击试验的波前时间； 4）图形法确认绕组绝缘的完好性，降低电压（不高于 20%）的波形与全电压波之间周期或包络线衰减速度的一致性较好； 5）降低电压与全电压振荡周期变化率不超过 5%； 6）电抗器绕组未出现明显增大的噪声、无可见烟雾或火花放电。	资料验收	1）此项目仅针对35kV 干式空心电抗器进行； 2）电抗器受到的过电压类型与指数衰减的正弦波的操作冲击相似； 3）对于 35kV 并抗应旁站见证。
4	交接试验	额定电压下冲击合闸试验	在额定电压下对电抗器的冲击合闸试验，应进行 5 次，每次间隔时间宜为 5min，应无异常现象。	旁站见证	
5	交接试验	测量噪音	满足相关技术要求。	资料验收	1）投运后，若声响异常进行测量； 2)测量方法和要求按 GB/T 1094.10 规定进行
6	交接验收	红外测温	1）用红外线热成像仪对在运电抗器进行温度测量并留取正常运行工况下的温度分布图谱，记录温度及负荷电流，温度异常时保存红	现场检查	1）此项目仅针对35kV 干式空心电抗

表 8 35kV 及以下干式电抗器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			外成像图谱； 2）重点关注线包温度、调匝环温度，是否存在局部过热点。		器投运后 24h 进行； 2)检查周围环境是否存在发热现象。
7	交接验收	布置方式检查	对新建变电站的干式空心电抗器，应采用品字形布置。	现场检查	1）此项目仅针对 35kV 干式空心电抗器进行； 2）禁止采用叠装结构，避免电抗器单相事故发展为相间事故。
8	交接验收	构件检查	电抗器周边结构件（框架或护栏）的金属件应呈开环状态，尤其是地下接地体不应呈金属闭合环路状态。	现场检查	
9	交接验收	选用检查	电抗器的电抗率应根据系统谐波测试情况计算配置，必须避免同谐波发生谐振或谐波过度放大。运行中谐波电流应不超过标准要求。	现场检查/资料验收	此项目仅针对 35kV 干式空心电抗器进行。
10	交接验收	本体外观检查	1）电抗器本体应无锈蚀及机械损伤； 2）包封涂层完整无损伤； 3）匝间撑条排列整齐、无位移松动散落现象。 4）表面涂层应无龟裂、脱落、变色现象，包封表面进行憎水性试验，无浸润现象； 5）包封表面无发热、变色痕迹； 6）铭牌参数齐全、正确，安装在便于查看的位置上； 7）铭牌材质应为防锈材料，无锈蚀； 8）防雨罩及防雨隔栅应无破损、无松动； 9）风道清洁、无异物堵塞； 10）绝缘子清洁、无破损； 11）接地可靠，无严重锈蚀； 12）检查引线接头、汇流排、等电位连接片等导电部位无断股、松焊或连接不良。	现场检查/抽检	此项目仅针对 35kV 干式空心电抗器进行；
11	交接验收	文件资料	1）采购技术协议或技术规范书； 2）出厂试验报告； 3）工厂监造、施工监理、质量检验及评定报告； 4）运输记录、安装使用说明书，竣工图纸、维护手册等技术文件； 5）安装检查及安装过程记录； 6）安装过程中设备缺陷通知单、设备缺陷处理记录； 7）现场试验及交接试验报告审查，数据正确、项目齐全、试验结	现场检查/资料验收	

表 8 35kV 及以下干式电抗器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			果满足规程要求； 8）备用、备件、专用工具及测试仪器齐全及清单资料齐备； 9）资产管理系统台账信息录入正确、完备； 10）电抗器匝间及本体耐热绝缘等级应为 F 级，检查试验报告； 11）35k 投切电容器、电抗器组断路器，应选用开断时无重燃（C2 级）及适合频繁操作的 SF_6 断路器，审阅型式试验报告。		

7 电流互感器

7.1 油浸式电流互感器

表 9 油浸式电流互感器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接试验	绝缘油试验	1）绝缘油试验类别应符合本标准表的规定： a）外观：透明、无杂质或悬浮物； b）水溶性酸值（pH值）：>5.4； c）酸值，mgKOH/g：≤0.03； d）闪点（闭口），℃：≥135； e）水分，mg/L：500kV：≤10；220kV：≤15；110kV及以下电压等级：≤20； f）界面张力（25℃）,mN/m： ≥40； g）tanδ（90℃），%：注入电气设备前≤0.5，注入电气设备后≤0.7； h） 击穿电压（球形电极），kV：500kV：≥65；110kV~220kV：≥45；35kV及以下电压等级：≥40； i）体积电阻率（90℃），Ω·m：≥6×10^{10}； j） 油中含气量（%）（体积分数）：500kV：≤1.0； k） 油泥与沉淀物（%）（质量分数）：≤0.02； 2）油中溶解气体的色谱分析，应符合下列规定： 互感器投运前油中溶解气体含量（μL/L）应小于以下数值： 500kV 及以上：总烃： 10； H_2： 50； C_2H_2：0.1 220kV 及以下：总烃： 10；H_2： 100；C_2H_2：0.1 3）当绝缘油需要进行混合时，在混合前应按混油的实际使用比例先取混油样进行分析，其结果应符合 GB/T 14542《运行变压器油维护管理导则》有关规定；混油后还应按本标准规定进行绝缘油的性能试验。	资料验收	1）制造厂明确要求不能取油样分析时可不进行； 2）全密封电流互感器按制造厂要求进行； 3）当 66kV 及以上电压等级绝缘性能有怀疑时进行。
2	交接试验	绕组及末屏的绝缘电阻	1）测量一次绕组对二次绕组及外壳绝缘电阻，各二次绕组及其对外壳，绝缘电阻值不低于 1000MΩ； 2）测量电流互感器一次绕组段间的绝缘电阻，绝缘电阻值不宜低于 1000MΩ，由于结构原因无法测量时可不测量； 3）测量电容型电流互感器的末屏及电压互感器接地端(N)对外壳(地)的绝缘电阻，绝缘电阻值不宜小于 1000MΩ 。当末屏对地绝缘电阻小于 1000MΩ时，应测量其 tanθ时，其值不应大于 2%； 4）测量绝缘电阻应使用 2500V 兆欧表。	资料验收	

表 9 油浸式电流互感器交接验收项目、要求

<table>
<tr><th>序号</th><th>类别</th><th>项目</th><th>要求</th><th>验收方式</th><th>备注</th></tr>
<tr><td>3</td><td>交接试验</td><td>测量 20kV 及以上电流互感器一次绕组的 tanδ</td><td>1）互感器的绕组 tanδ 测量电压应为 10kV，tanδ（%）不应大于下表数据：
tanδ（%）限值（20℃）
<table>
<tr><td>电压等级（kV）</td><td>20～35</td><td>66～110</td><td>220</td><td>500</td></tr>
<tr><td>油浸式电流互感器</td><td>2.5</td><td>0.8</td><td>0.6</td><td>0.5</td></tr>
<tr><td>末屏</td><td colspan="4">2</td></tr>
</table>
2）当对绝缘性能有怀疑时，可采用高压法进行试验，在（0.5～1）$U_m/\sqrt{3}$范围内进行，其中U_m是设备最高电压（方均根值），tanδ 变化量不应大于 0.2%，电容变化量不应大于 0.5%；
3）对于倒立油浸式电流互感器，二次线圈屏蔽直接接地结构，宜采用反接法测量 tanδ 与电容量；
4）电容型电流互感器的电容量与出厂试验值比较超出 5%时，应查明原因；
5）当电容型电流互感器末屏对地绝缘电阻小于 1000MΩ时，应测量末屏对地 tanδ，其值不大于 2%，末屏 tanδ 测量电压应为 2kV。</td><td>资料验收</td><td></td></tr>
<tr><td>4</td><td>交接试验</td><td>交流耐压试验</td><td>1）应按出厂试验电压的 80%进行，试验电压波形应接近正弦，试验电压值应为测量电压的峰值除以√2，试验时应在高压端监测；
2）电压等级 66kV 及以上的油浸式互感器，交流耐压前后宜各进行一次绝缘油色谱分析；
3）二次绕组间及其对箱体（接地）的工频耐压试验电压应为 2kV，可用 2500V 兆欧表测量绝缘电阻试验替代；
4）电压等级 110kV 及以上的电流互感器末屏对地的工频耐受电压应为 2kV，可用 2500V 兆欧表测量绝缘电阻试验替代。</td><td>旁站见证</td><td>110kV 及以上电压等级旁站见证</td></tr>
<tr><td>5</td><td>交接试验</td><td>绕组直流电阻测量</td><td>1）分别测量一、二次绕组直流电阻值。
2）同型号、同规格、同批次电流互感器绕组的直流电阻和平均值的差异不宜大于 10%，一次绕组有串、并联接线方式时，对电流互感器的一次绕组的直流电阻测量应在正常运行方式下测量，或同时测量两种接线方式下的一次绕组的直流电阻，倒立式电流互感器单匝一次绕组的直流电阻之间的差异不宜大于 30%。
3）当有怀疑时，应提高施加的测量电流，测量电流（直流值）不宜超过额定电流（方均根值）的 50%。</td><td>资料验收</td><td></td></tr>
<tr><td>6</td><td>交接试验</td><td>接线绕组组别和极性</td><td>符合设计要求，并应与铭牌和标示相符。</td><td>资料验收</td><td></td></tr>
<tr><td>7</td><td>交接试验</td><td>校核励磁特性曲线</td><td>1）当继电保护对电流互感器的励磁特性有要求时，应进行励磁特性曲线测量；</td><td>资料验收</td><td></td></tr>
</table>

表 9 油浸式电流互感器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			2）当电流互感器为多抽头时，应测量当前拟定使用的抽头或最大变比的抽头，测量后应核对是否符合产品技术条件要求； 3)当励磁特性测量时施加的电压高于绕组允许值（电压峰值 4.5kV），应降低试验电源频率； 4）与同类互感器特性曲线或制造厂家提供的特性曲线相比较，应无明显差别。		
8	交接试验	误差及变比测量	满足产品相应准确度等级的要求： 1）用于计费、关口计量的绕组（包括上网电站考核关口）必须进行误差测量，且进行误差检测的机构（实验室）必须是具有相关资质的计量机构； 2）用于非计费、非关口计量的绕组，按供应商供货量的 5%比例进行误差测量的抽查，其余部分可只进行变比检查； 3）保护用绕组进行变比检查，检查互感器变比，应与制造厂铭牌相符，对多抽头的互感器，可只检查使用分接头的变比。	资料验收	
9	交接验收	外观及一次接线检查	1）设备外观应完整无缺损，瓷绝缘子无破损、无裂纹、法兰无开裂，瓷铁粘合应牢固； 2）互感器应无渗漏，油位应符合产品技术文件的要求； 3）对于喷涂 RTV 涂层的互感器，现场涂覆 RTV 涂层表面要求均匀完整，不缺损，不流淌，严禁出现伞裙间的连丝，无拉丝滴流。 4）具有保护间隙的，保护间隙的距离应符合设计要求； 5）油漆应完整，相色应正确； 6）检查接线端子连接部位，金具应完好、无变形、锈蚀，若有异常应拆开连接部位检查处理接触面，并按标准力矩紧固螺栓； 7）引线长度应适中，接线柱不应承受额外应力； 8）引流线无扭结、松股、断股或其他明显的损伤或严重腐蚀等缺陷。 9）电容型绝缘的电流互感器一次绕组，末屏应可靠接地。 10）一次接线与设计接线相同。	现场检查/抽检	
10	交接验收	安装检查	零序电流互感器的安装，不应使构架或其他导磁体与互感器铁心直接接触，或与其构成磁回路分支。	现场检查	仅零序电流互感器执行此条款
11	交接验收	油箱、二次接线盒检查	1）外表清洁，检查无锈蚀，漆膜完好，必要时补漆； 2）紧固密封面螺栓； 3）检查二次接线盒应密封良好，无进水、凝露现象； 4）检查二次接线板应完整，标志清晰，无裂纹、起皮、放电、发热痕迹； 5）二次接线柱应清洁，无破损、渗漏，无放电烧伤痕迹； 6）检查油浸式电流互感器末屏、电压互感器的 N(X)端引出线及互感器二次引线的接地端，应与接地端子可靠连接。	现场检查	
12	交接验收	文件、资料检查	1）采购技术协议或技术规范书； 2）出厂试验报告； 3）工厂监造、施工监理、质量检验及评定报告；	现场检查/资料验收	

表 9 油浸式电流互感器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			4）运输记录、安装使用说明书，竣工图纸、维护手册等技术文件； 5）安装检查及安装过程记录； 6）安装过程中设备缺陷通知单、设备缺陷处理记录； 7）现场试验及交接试验报告审查，数据正确、项目齐全、试验结果满足规程要求； 8）备用、备件、专用工具及测试仪器齐全及清单资料齐备； 9）资产管理系统台账信息录入正确、完备； 10）关口电能计量用互感器，应有由法定计量检定机构出具的有效的检定证书；检定证书应符合《电力互感器》（JJG1021-2007）的要求。		

7.2 干式电流互感器

表 10 干式电流互感器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接试验	绕组绝缘电阻	1）测量一次绕组对二次绕组及外壳绝缘电阻，各二次绕组及其对外壳，绝缘电阻值不低于 1000MΩ； 2）末屏绝缘电阻一般不低于 1000MΩ； 3）绝缘电阻值与出厂值相比无明显差异，一般不低于出厂值的 70%。	资料验收	采用 2500V 测量电压
2	交接试验	测量 20kV 及以上电流互感器一次绕组的 tanδ	1）干式电流互感器的绕组 tanδ 测量电压应为 10kV，tanδ 限值（20℃）不应大于 0.5%； 2）当对绝缘性能有怀疑时，可采用高压法进行试验，在（0.5～1）$U_m/\sqrt{3}$ 范围内进行，其中U_m是设备最高电压（方均根值），tanδ 变化量不应大于 0.2%，电容变化量不应大于 0.5%； 3）电容型电流互感器的电容量与出厂试验值比较超出 5%时，应查明原因； 4）当电容型电流互感器末屏对地绝缘电阻小于 1000MΩ时，应测量末屏对地 tanδ，其值不大于 2%，末屏 tanδ 测量电压应为 2kV。	资料验收	环氧树脂绝缘结构互感器不做本条试验。其他类型干式互感器可以参照执行。
3	交接试验	交流耐压试验	1）应按出厂试验电压的 80%进行，试验电压波形应接近正弦，试验电压值应为测量电压的峰值除以√2，试验时应在高压端监测； 2）二次绕组间及其对箱体（接地）的工频耐压试验电压应为 2kV，可用 2500V 兆欧表测量绝缘电阻试验替代； 3）电压等级 110kV 及以上的电流互感器末屏对地的工频耐受电压应为 2kV，可用 2500V 兆欧表测量绝缘电阻试验替代。	旁站见证	110kV 及以上电压等级旁站见证
4	交接	绕组直流	1）分别测量一、二次绕组直流电阻值；	资料	

表 10 干式电流互感器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
	试验	电阻测量	2）同型号、同规格、同批次电流互感器绕组的直流电阻和平均值的差异不宜大于 10%，一次绕组有串、并联接线方式时，对电流互感器的一次绕组的直流电阻测量应在正常运行方式下测量，或同时测量两种接线方式下的一次绕组的直流电阻； 3）倒立式电流互感器单匝一次绕组的直流电阻之间的差异不宜大于 30%。当有怀疑时，应提高施加的测量电流，测量电流（直流值）不宜超过额定电流（方均根值）的 50%。	验收	
5	交接试验	接线绕组组别和极性	符合设计要求，并应与铭牌和标示相符。	资料验收	
6	交接试验	校核励磁特性曲线	1）当继电保护对电流互感器的励磁特性有要求时，应进行励磁特性曲线测量； 2）与同类互感器特性曲线或制造厂家提供的特性曲线相比较，应无明显差别，并满足产品相应准确限值系数要求； 3）当电流互感器为多抽头时，应测量当前拟定使用的抽头或最大变比的抽头。测量后应核对是否符合产品技术条件要求； 4）当励磁特性测量时施加的电压高于绕组允许值（电压峰值 4.5kV），应降低试验电源频率。	资料验收	
7	交接试验	误差及变比测量	满足产品相应准确度等级的要求。 1）用于计费、关口计量的绕组（包括上网电站考核关口）必须进行误差测量，且进行误差检测的机构（实验室）必须是具有相关资质的计量机构； 2）用于非计费、非关口计量的绕组，按供应商供货量的 5%比例进行误差测量的抽查，其余部分可只进行变比检查； 3）保护用绕组进行变比检查；检查互感器变比，应与制造厂铭牌相符，对多抽头的互感器，可只检查使用分接头的变比。	资料验收	
8	交接验收	外观及一次接线检查	1）设备外观应完整无缺损，复合套管无龟裂老化迹象； 2）互感器应无裂痕，是否符合产品技术文件的要求； 3）具有保护间隙的，保护间隙的距离应符合设计要求； 4）油漆应完整，相色应正确； 5）接地应可靠； 6）检查接线端子连接部位，金具应完好、无变形、锈蚀，若有过热变色等异常应拆开连接部位检查处理接触面，并按标准力矩紧固螺栓； 7）引线长度应适中，接线柱不应承受额外应力； 8）引流线无扭结、松股、断股或其他明显的损伤或严重腐蚀等缺陷； 9）电容型绝缘的电流互感器一次绕组，末屏应可靠接地。 10）一次接线与设计接线相同。	现场检查/抽检	
9	交接验收	安装检查	零序电流互感器的安装，不应使构架或其他导磁体与互感器铁心直接接触，或与其构成磁回路分支。	现场检查	仅零序电流互感器执行此条款
10	交接	油箱、二次	1）外表清洁，检查无锈蚀，漆膜完好，必要时补漆；	现场	

表 10 干式电流互感器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
	验收	接线盒检查	2）紧固密封面螺栓； 3）检查二次接线盒应密封良好，无进水、凝露现象； 4）检查二次接线板应完整，标志清晰，无裂纹、起皮、放电、发热痕迹； 5）二次接线柱应清洁，无破损、渗漏，无放电烧伤痕迹； 6）检查油浸式电流互感器末屏、电压互感器的 N(X)端引出线及互感器二次引线的接地端，应与接地端子可靠连接。	检查	
11	交接验收	文件、资料检查	1）采购技术协议或技术规范书； 2）出厂试验报告； 3）工厂监造、施工监理、质量检验及评定报告； 4）运输记录、安装使用说明书，竣工图纸、维护手册等技术文件； 5）安装检查及安装过程记录； 6）安装过程中设备缺陷通知单、设备缺陷处理记录； 7）现场试验及交接试验报告审查，数据正确、项目齐全、试验结果满足规程要求； 8）备用、备件、专用工具及测试仪器齐全及清单资料齐备； 9）资产管理系统台账信息录入正确、完备； 10）关口电能计量用互感器，应有由法定计量检定机构出具的有效的检定证书；检定证书应符合《电力互感器》（JJG1021-2007）的要求。	现场检查/资料验收	

7.3 SF_6电流互感器

表 11　SF_6式电流互感器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接试验	绕组绝缘电阻	1）测量一次绕组对二次绕组及外壳绝缘电阻，各二次绕组及其对外壳，绝缘电阻值不低于 1000MΩ； 2）末屏绝缘电阻一般不低于 1000MΩ； 3）绝缘电阻值与出厂值相比无明显差异，一般不低于出厂值的 70%。	资料验收	采用 2500V 测量电压
2	交接试验	绕组直流电阻测量	1）分别测量一、二次绕组直流电阻值； 2）同型号、同规格、同批次电流互感器绕组的直流电阻和平均值的差异不宜大于 10%，一次绕组有串、并联接线方式时，对电流互感器的一次绕组的直流电阻测量应在正常运行方式下测量，或同时测量两种接线方式下的一次绕组的直流电阻； 3）倒立式电流互感器单匝一次绕组的直流电阻之间的差异不宜大于 30%。当有怀疑时，应提高施加的测量电流，测量电流（直流值）不宜超过额定电流（方均根值）的 50%。	资料验收	
3	交接	交流耐	1）一次绕组试验电压按出厂试验值的 80%；	旁站	110kV 及以上

表 11　SF_6式电流互感器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
	试验	压试验	2）220kV 及以上气体绝缘的电流互感器安装后应进行现场耐压试验。老炼试验后进行耐压试验； 3）二次绕组间及其对箱体（接地）的工频耐压试验电压应为 2kV，可用 2500V 兆欧表测量绝缘电阻试验替代； 4)电压等级 110kV 及以上的电流互感器末屏对地的工频耐受电压应为2kV，可用 2500V 兆欧表测量绝缘电阻试验替代。	见证	电压等级旁站见证
4	交接试验	SF_6气体试验	1）气体湿度检测（20℃ 体积百分数）：≤250μL/L； 2）气体成分分析：SF_6 ≥99.9%；CF_4≤0.01%；Air≤0.03%。	资料验收	在充入电气设备 24h 后方可进行试验。
5	交接试验	接线绕组组别和极性	符合设计要求，并应与铭牌和标示相符。	资料验收	
6	交接试验	校核励磁特性曲线	1）与同类互感器特性曲线或制造厂家提供的特性曲线相比较，应无明显差别，并满足产品相应准确限值系数要求。 2）当继电保护对电流互感器的励磁特性有要求时，应进行励磁特性曲线测量； 3）当电流互感器为多抽头时，应测量当前拟定使用的抽头或最大变比的抽头。测量后应核对是否符合产品技术条件要求； 4）当励磁特性测量时施加的电压高于绕组允许值（电压峰值 4.5kV），应降低试验电源频率； 5）500kV 电压等级的电流互感器，其具有暂态特性要求的绕组，应根据铭牌参数采用交流法（低频法）或直流法测量其相关参数，并应核查是否满足相关要求。	资料验收	
7	交接试验	误差及变比测量	满足产品相应准确度等级的要求。 1）用于计费、关口计量的绕组（包括上网电站考核关口）必须进行误差测量，且进行误差检测的机构（实验室）必须是具有相关资质的计量机构； 2）用于非计费、非关口计量的绕组，按供应商供货量的 5%比例进行误差测量的抽查，其余部分可只进行变比检查； 3）保护用绕组进行变比检查；检查互感器变比，应与制造厂铭牌相符，对多抽头的互感器，可只检查使用分接头的变比。	资料验收	
8	验收	密封性能检查	SF_6气体绝缘互感器定性检漏应无泄漏点，怀疑有泄漏点时应进行定量检漏，年泄漏率应小于 1%。	资料验收	
9	交接试验	气体密度继电器校验及其二次回路传动试验	1）进行误差校验，满足产品相应准确度等级的要求； 2）二次回路信号正确。	资料验收	
10	交接验收	外观及一次接	1）设备外观应完整无缺损； 2）互感器应无渗漏，气压和密度是否符合产品技术文件的要求；	现场检查	

表 11　SF_6式电流互感器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
		线检查	3）具有保护间隙的，保护间隙的距离应符合设计要求； 4）油漆应完整，相色应正确； 5）接地应可靠； 6）检查接线端子连接部位，金具应完好、无变形、锈蚀，若有异常应拆开连接部位检查处理接触面，并按标准力矩紧固螺栓； 7）引线长度应适中，接线柱不应承受额外应力； 8）引流线无扭结、松股、断股或其他明显的损伤或严重腐蚀等缺陷。 9）一次接线与设计接线相同。	/抽检	
11	交接验收	安装检查	零序电流互感器的安装，不应使构架或其他导磁体与互感器铁心直接接触，或与其构成磁回路分支。	现场检查	仅零序电流互感器执行此条款
12	交接验收	机构箱及汇控柜检查	检查机构箱及汇控柜检查： 1）电器元件及其二次线应无锈蚀、破损、松脱，机构箱内无烧糊或异味； 2）机构箱底部应无碎片、异物；二次电缆穿孔封堵应完好； 3）呼吸孔无明显积污现象； 4）密封应良好，无脱落、破损、变形、失去弹性等异常； 5）柜门无变形情况，能正常关闭； 6）箱内应无水渍或凝露； 7）箱体底部应清洁无杂物；二次电缆封堵良好； 8）辅助开关切换正常，动作应准确可靠，接点接触良好，无烧损或锈蚀； 9）加热器（驱潮装置）、温控器应能正常工作：按要求应长期投入的加热器，在交接验收时应利用红外或其它手段检测是否在工作状态；对于由环境控制的加热器，应检查温湿度控制器的设定值是否满足厂家要求，厂家无明确要求时，温度控制器动作值不应低于 10℃，湿度控制器动作值不应大于 80%； 10）防火封堵应采用阻燃材料封堵，封堵严密，堵料凸起 2-5mm。	现场检查	因设备结构原因无法触及机构箱的情况下可不检查机构箱内部。
13	交接验收	文件、资料检查	1）采购技术协议或技术规范书； 2）出厂试验报告； 3）工厂监造、施工监理、质量检验及评定报告； 4）运输记录、安装使用说明书，竣工图纸、维护手册等技术文件； 5）安装检查及安装过程记录； 6）安装过程中设备缺陷通知单、设备缺陷处理记录； 7）现场试验及交接试验报告审查，数据正确、项目齐全、试验结果满足规程要求； 8）备用、备件、专用工具及测试仪器齐全及清单资料齐备； 9）资产管理系统台账信息录入正确、完备； 10）关口电能计量用互感器，应有由法定计量检定机构出具的有效的检定	现场检查/资料验收	

表 11　SF_6式电流互感器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			证书；检定证书应符合《电力互感器》（JJG1021-2007）的要求。		

8 电压互感器

8.1 油浸电磁式电压互感器

表 12　油浸电磁式电压互感器交接验收项目、要求

<table>
<tr><th>序号</th><th>类别</th><th>项目</th><th>要求</th><th>验收方式</th><th>备注</th></tr>
<tr><td>1</td><td>交接试验</td><td>绕组绝缘电阻</td><td>1）测量一次绕组对二次绕组及外壳绝缘电阻、各二次绕组间及其对外壳的绝缘电阻，绝缘电阻值不低于 1000MΩ；
2）绝缘电阻值不低于出厂值的 70%。</td><td>资料验收</td><td>采用 2500V 测量电压。</td></tr>
<tr><td>2</td><td>交接试验</td><td>测量 20kV 及以上电压互感器一次绕组的 tanδ</td><td>1）tanδ（%）不应大于下表中的数值，且与历年数据比较，不应有显著变化；
<table>
<tr><td>电压等级（kV）</td><td colspan="5">20~35kV</td><td colspan="5">110kV 及以上</td></tr>
<tr><td>温度（℃）</td><td>5</td><td>10</td><td>20</td><td>30</td><td>40</td><td>5</td><td>10</td><td>20</td><td>30</td><td>40</td></tr>
<tr><td>绕组 tanδ（%）</td><td>1.5</td><td>2.5</td><td>3.0</td><td>5.0</td><td>7.0</td><td>1.0</td><td>1.5</td><td>2.0</td><td>3.5</td><td>5.0</td></tr>
</table>
2）串级式互感器的 tanδ 建议采用末端屏蔽法进行测量；
3）当对绝缘性能有怀疑时，可采用高压法进行试验，在（0.5～1）Um/√3 范围内进行，其中 Um 是设备最高电压（方均根值），tanδ 变化量不应大于 0.2%，电容变化量不应大于 0.5%；
4）串级式电压互感器支架 tanδ 一般不大于 6%。</td><td>资料验收</td><td>全绝缘绕组 tanδ 试验电压为 10kV，分级绝缘电压互感器试验电压为 3kV。</td></tr>
<tr><td>3</td><td>交接试验</td><td>绝缘油试验</td><td>1）绝缘油的试验类别应符合以下规定：
a）外观：透明、无杂质或悬浮物；
b）水溶性酸值（pH值）：>5.4；
c）酸值，mgKOH/g：≤0.03；
d）闪点（闭口），℃：≥135；
e）水分，mg/L： 220kV：≤15；110kV及以下：≤20；
f）界面张力（25℃），mN/m： ≥40；
g）tanδ（90℃），%：注入电气设备前≤0.5，注入电气设备后≤0.7；
h） 击穿电压（球形电极），kV：35kV及以下：≥40；110kV及以上：≥45；
i）体积电阻率（90℃），Ω·m：≥6×10^{10}；
k） 油泥与沉淀物（质量分数），%：≤0.02。
2）油中溶解气体的色谱分析，应符合下列规定：
互感器投运前油中溶解气体含量（μL/L）应小于以下数值：
总烃： 10；H_2： 100；C_2H_2：0.1</td><td>资料验收</td><td>若制造厂明确要求不能取油样进行色谱分析时可不进行</td></tr>
<tr><td>4</td><td>交接试验</td><td>交流耐压试验</td><td>1）一次绕组交流耐压试验电压为出厂试验值的 80%，并应在高压侧监视施加电压；
2）二次绕组之间及对外壳试验电压标准为 2kV；接地端（N）对地的工频耐压试验标准，应为 2kV，可用 2500V 兆欧表测量绝缘电阻试验代替；
3）进行感应耐压试验时，试验电压为出厂值的 80%；试验电压的频率应大于额定频率。当试验电压频率小于或等于 2 倍额定频率时，全电压下试验时间为 60s；当试验电压频率大于 2 倍额定频率时，全电压下试验时间应按下式计算：
$t = 120\times(f_N/f_S)$
式中：f_N ——额定频率；
f_S——试验频率；</td><td>旁站见证</td><td>110kV 及以上电压等级旁站见证</td></tr>
</table>

表 12　油浸电磁式电压互感器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			t——全电压下试验时间，不应少于 15s。 4）电压等级 66kV 及以上交流耐压试验前后宜各进行一次绝缘油色谱分析，检测结果合格。		
5	交接试验	绕组直流电阻测量	1）一次绕组直流电阻测量值，与换算到同一温度下的出厂值比较，相差不大于 10%； 2）二次绕组直流电阻测量值，与换算到同一温度下的出厂值比较，相差不大于 15%； 3）不同温度下电阻值应按下式计算： $R_2=R_1（T+t_2）/（T+t_1）$ 式中：R_1 ——上层油温为t_1（℃） 时的电阻值（Ω）； R_2 ——上层油温为t_2（℃） 时的电阻值（Ω）； T ——计算用常数，铜导线取 235，铝导线取 225。	资料验收	
6	交接试验	极性和接线组别检查	符合设计要求，并应与铭牌和标示相符。	资料验收	
7	交接试验	校核励磁特性曲线	1）用于励磁曲线测量的仪表应为方均根值表，测量结果与出厂值或型式试验报告相差不宜大于 30%； 2）励磁曲线测量点应包括额定电压的 20%、50%、80%、100%和 120%； 3）对于中性点直接接地的电压互感器，最高测量点应为额定电压的 150%，且励磁特性拐点电压应大于额定电压的 150%； 4）对于中性点非直接接地系统，半绝缘结构电磁式电压互感器最高测量点应为额定电压的 190%，且励磁特性拐点电压应大于额定电压的 190%；全绝缘结构电磁式电压互感器最高测量点应为额定电压的 120%，且励磁特性拐点电压应大于额定电压的 120%。	资料验收	
8	交接试验	误差及变比试验	满足产品相应准确度等级的要求。 1）用于计费、关口计量的绕组（包括上网电站考核关口）必须进行误差测量，且进行误差检测的机构（实验室）必须是具有相关资质的计量机构。 2）用于非计费、非关口计量的绕组，按供应商供货量的 5%比例进行误差测量的抽查，其余部分进行变比检查； 3）保护用绕组进行变比检查；检查互感器变比，应与制造厂铭牌值相符； 4）用于非关口计量的互感器，应检查互感器变比，并应与制造厂铭牌值相符，对多抽头的互感器，可只检查使用分接的变比。	资料验收	
9	交接验收	外观及一次接线检	1）外绝缘表面应无脏污，无破损、裂纹及放电现象。 2）金属部位应无锈蚀，底座、支架牢固，无倾斜变形。 3）设备外涂漆层清洁、无大面积掉漆。 4）油位指示在标准范围内。	现场检查/抽检	

表 12　油浸电磁式电压互感器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
		查	5）瓷套、底座、阀门和密封法兰等部位应无渗漏 6）接地引下线连接可靠、无锈蚀 7）检查接线板及金具应无裂纹、破损、锈蚀现象，紧固接线板螺栓，接线板应接触良好，无烧伤痕迹。 8）检查引流线应长度适中，接线端不应承受额外应力。 9）检查紧固等电位片螺栓。 10）引流线无扭结、松股、断股或其他明显的损伤或严重腐蚀等缺陷。		
10	交接验收	机构箱及汇控柜检查	检查机构箱及汇控柜检查： 1）电器元件及其二次线应无锈蚀、破损、松脱，机构箱内无烧糊或异味； 2）机构箱底部应无碎片、异物；二次电缆穿孔封堵应完好； 3）呼吸孔无明显积污现象； 4）密封应良好，无脱落、破损、变形、失去弹性等异常； 5）柜门无变形情况，能正常关闭； 6）箱内应无水渍或凝露； 7）箱体底部应清洁无杂物；二次电缆封堵良好； 8）辅助开关切换正常，动作应准确可靠，接点接触良好，无烧损或锈蚀； 9）加热器（驱潮装置）、温控器应能正常工作：按要求应长期投入的加热器，在交接验收时应利用红外或其它手段检测是否在工作状态；对于由环境控制的加热器，应检查温湿度控制器的设定值是否满足厂家要求，厂家无明确要求时，温度控制器动作值不应低于 10℃，湿度控制器动作值不应大于 80%； 10）防火封堵应采用阻燃材料封堵，封堵严密，堵料凸起 2-5mm。	现场检查	因设备结构原因无法触及机构箱的情况下可不检查机构箱内部。
11	交接验收	文件、资料检查	1）采购技术协议或技术规范书； 2）出厂试验报告； 3）工厂监造、施工监理、质量检验及评定报告； 4）运输记录、安装使用说明书，竣工图纸、维护手册等技术文件； 5）安装检查及安装过程记录； 6）安装过程中设备缺陷通知单、设备缺陷处理记录； 7）现场试验及交接试验报告审查，数据正确、项目齐全、试验结果满足规程要求； 8）备用、备件、专用工具及测试仪器齐全及清单资料齐备； 9）资产管理系统台账信息录入正确、完备； 10）关口电能计量用互感器，应有由法定计量检定机构出具的有效的检定证书；检定证书应符合《电力互感器》（JJG1021-2007）的要求。	现场检查/资料验收	

8.2 干式电磁式电压互感器

表 13　干式电磁式电压互感器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接试验	绕组绝缘电阻	1）测量一次绕组对二次绕组及外壳绝缘电阻，各二次绕组间及其对外壳的绝缘电阻，绝缘电阻值不低于 1000MΩ； 2）绝缘电阻值与出厂值相比无明显差异，一般不低于出厂值的 70%。	资料验收	采用 2500V 测量电压

表 13　干式电磁式电压互感器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
2	交接试验	交流耐压试验	1）一次绕组交流耐压试验电压为出厂试验值的 80%，并应在高压侧监视施加电压； 2）二次绕组之间及对外壳试验电压标准为 2kV；接地端（N）对地的工频耐压试验标准，应为 2kV，可用 2500V 兆欧表测量绝缘电阻试验代替； 3）进行感应耐压试验时，试验电压为出厂值的 80%；试验电压的频率应大于额定频率。当试验电压频率小于或等于 2 倍额定频率时，全电压下试验时间为 60s；当试验电压频率大于 2 倍额定频率时，全电压下试验时间应按下式计算： $t = 120 \times (f_N / f_S)$ 式中：f_N ——额定频率； f_S——试验频率； t——全电压下试验时间，不应少于 15s。	旁站见证	110kV 及以上电压等级旁站见证
3	交接试验	绕组直流电阻测量	1）一次绕组直流电阻测量值，与换算到同一温度下的出厂值比较，相差不大于 10%； 2）二次绕组直流电阻测量值，与换算到同一温度下的出厂值比较，相差不大于 15%； 3）不同温度下电阻值应按下式计算： $R_2=R_1(T+t_2)/(T+t_1)$ 式中：R_1 ——环境温度为t_1（℃） 时的电阻值（Ω）； R_2 ——环境温度为t_2（℃） 时的电阻值（Ω）； T ——计算用常数，铜导线取 235，铝导线取 225。	资料验收	
4	交接试验	极性和接线组别检查	符合设计要求，并应与铭牌和标示相符。	资料验收	
5	交接试验	校核励磁特性曲线	1）用于励磁曲线测量的仪表应为方均根值表，测量结果与出厂值或型式试验报告相差不宜大于 30%； 2）励磁曲线测量点应包括额定电压的 20%、50%、80%、100%和 120%； 3)对于中性点直接接地的电压互感器，最高测量点应为额定电压的 150%，且励磁特性拐点电压应大于额定电压的 150%； 4）对于中性点非直接接地系统，半绝缘结构电磁式电压互感器最高测量点应为额定电压的 190%，且励磁特性拐点电压应大于额定电压的 190%；全绝缘结构电磁式电压互感器最高测量点应为额定电压的 120%，且励磁特性拐点电压应大于额定电压的 120%。	资料验收	
6	交接试验	误差及变比试验	满足产品相应准确度等级的要求。 1）用于计费、关口计量的绕组（包括上网电站考核关口）必须进行误差量，且进行误差检测的机构（实验室）必须是具有相关资质的计量机构。 2）用于非计费、非关口计量的绕组，按供应商供货量的 5%比例进行误差测量的抽查，其余部分进行变比检查； 3）保护用绕组进行变比检查；检查互感器变比，应与制造厂铭牌值相符；	资料验收	

表 13　干式电磁式电压互感器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			4）用于非关口计量的互感器，应检查互感器变比，并应与制造厂铭牌值相符，对多抽头的互感器，可只检查使用分接的变比。		
7	交接验收	外观及一次接线检查	1）外绝缘表面应无脏污，无破损、裂纹及放电现象。 2）金属部位应无锈蚀，底座、支架牢固，无倾斜变形。 3）设备外涂漆层清洁、无大面积掉漆。 4）接地引下线连接可靠、无锈蚀 5）检查接线板及金具应无裂纹、破损、锈蚀现象，紧固接线板螺栓，接线板应接触良好，无烧伤痕迹。 6）检查引流线应长度适中，接线端不应承受额外应力。 7）检查紧固等电位片螺栓。 8）引流线无扭结、松股、断股或其他明显的损伤或严重腐蚀等缺陷。	现场检查/抽检	
8	交接验收	机构箱及汇控柜检查	检查机构箱及汇控柜检查： 1）电器元件及其二次线应无锈蚀、破损、松脱，机构箱内无烧糊或异味； 2）机构箱底部应无碎片、异物；二次电缆穿孔封堵应完好； 3）呼吸孔无明显积污现象； 4）密封应良好，无脱落、破损、变形、失去弹性等异常； 5）柜门无变形情况，能正常关闭； 6）箱内应无水渍或凝露； 7）箱体底部应清洁无杂物；二次电缆封堵良好； 8）辅助开关切换正常，动作应准确可靠，接点接触良好，无烧损或锈蚀； 9）加热器（驱潮装置）、温控器应能正常工作：按要求应长期投入的加热器，在交接验收时应利用红外或其它手段检测是否在工作状态；对于由环境控制的加热器，应检查温湿度控制器的设定值是否满足厂家要求，厂家无明确要求时，温度控制器动作值不应低于 10℃，湿度控制器动作值不应大于 80%； 10）防火封堵应采用阻燃材料封堵，封堵严密，堵料凸起 2-5mm。	现场检查	因设备结构原因无法触及机构箱的情况下可不检查机构箱内部。
9	交接验收	文件、资料检查	1）采购技术协议或技术规范书； 2）出厂试验报告； 3）工厂监造、施工监理、质量检验及评定报告； 4）运输记录、安装使用说明书，竣工图纸、维护手册等技术文件； 5）安装检查及安装过程记录； 6）安装过程中设备缺陷通知单、设备缺陷处理记录； 7）现场试验及交接试验报告审查，数据正确、项目齐全、试验结果满足规程要求； 8）备用、备件、专用工具及测试仪器齐全及清单资料齐备； 9）资产管理系统台账信息录入正确、完备； 10）关口电能计量用互感器，应有由法定计量检定机构出具的有效的检定证书；检定证书应符合《电力互感器》（JJG1021-2007）的要求。	现场检查/资料验收	

8.3 电容式电压互感器

表 14　电容式电压互感器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接试验	中间变压器绕组绝缘电阻	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，不宜低于 1000MΩ； 2）绝缘电阻值与出厂值相比应无明显差异。	资料验收	采用 1000V 测量电压。
2	交接试验	中间变压器一、二次绕组的直流电阻	一次绕组直流电阻测量值，与换算到同一温度下的出厂值比较，相差不宜大于 10%；	资料验收	当一次绕组与分压电容器在内部连接而无法测量时可不进行一次绕组直流电阻。
3	交接试验	电容器极间、低压端绝缘电阻	1）极间绝缘电阻值一般不低于 5000 MΩ； 2）低压端绝缘电阻一般不低于 1000MΩ。	资料验收	1）采用 2500V 测量电压； 2）低压端对地采用 1000V 测量电压； 3）低压端是指“N”端或“J”端或“δ”端。
4	交接试验	电容器电容及 tanδ 测试	1）分别测量每节电容器的电容量和 tanδ，下节电容试验电压根据测试设备确定，其他电容试验电压为 10kV； 2）下节电容采用自激法分别测量 C1、C2 的电容量和 tanδ； 3）tanδ 不应大于 0.2%； 4）电容量与额定值比较其偏差不超出-5%~+10%范围； 5）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%； 6）叠装结构 CVT 电磁单元因结构原因不易将中压连接引出时，可不进行电容量和介质损耗因数（tanδ）测试，但应进行误差试验。	资料验收	下节电容试验电压根据测试设备确定，一般不超过 3kV，其他电容试验电压为 10kV。
5	交接试验	交流耐压试验	1）电容器交流耐压试验电压为出厂试验值的 80%，并应在高压侧监视施加电压； 2）中间变二次绕组之间及对外壳试验电压标准为 2kV；接地端（N）对地的工频耐压试验标准，应为 2kV，可用 2500V 兆欧表测量绝缘电阻试验代替； 3）进行感应耐压试验时，试验电压为出厂值的 80%；试验电压的频率应大于额定频率。当试验电压频率小于或等于 2 倍额定频率时，全电压下试验时间为 60s；当试验电压频率大于 2 倍额定频率时，全电压下试验时间应按下式计算： $t = 120 \times (f_N / f_S)$ 式中：f_N ——额定频率； f_S——试验频率； t——全电压下试验时间，不应少于 15s。 4）电压等级 110kV 及以上的互感器，交流耐压前后宜进行一次绝缘油色谱分析，检测结果合格。	旁站见证	1）下节电容因在油箱中与中间变压器、避雷器相连，不能拆开，可不进行交流耐压试验； 2）由于产品结构原因现场无条件拆开时，可不进行感应耐压试验。

表 14　电容式电压互感器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			5）对电容式电压互感器的中间电压变压器进行感应耐压试验时，应将耦合电容分压器、阻尼器及限幅装置拆开； 6）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。		
6	交接试验	极性和接线组别检查	符合设计要求，并应与铭牌和标示相符。	资料验收	
7	交接试验	误差及变比测量	满足产品相应准确度等级的要求； 1）用于计费、关口计量的绕组（包括上网电站考核关口）必须进行误差测量，且进行误差检测的机构（实验室）必须是具有相关资质的计量机构； 2）用于非计费、非关口计量的绕组，按供应商供货量的 5%比例进行误差测量的抽查，其余部分进行变比检查； 3）保护用绕组进行变比检查；检查互感器变比，应与制造厂铭牌值相符； 4）用于非关口计量的互感器，应检查互感器变比，并应与制造厂铭牌值相符，对对抽头的互感器，可只检查使用分接的变比。	资料验收	
8	交接验收	外观及一次接线检查	1）外绝缘表面应无脏污，无破损、裂纹及放电现象。 2）金属部位应无锈蚀，底座、支架牢固，无倾斜变形。 3）设备外涂漆层清洁、无大面积掉漆。 4）油位指示在标准范围内。 5）瓷套、底座、阀门和密封法兰等部位应无渗漏 6）接地引下线连接可靠、无锈蚀 7）检查接线板及金具应无裂纹、破损、锈蚀现象，紧固接线板螺栓，接线板应接触良好，无烧伤痕迹。 8）检查引流线应长度适中，接线端不应承受额外应力。 9）检查紧固等电位片螺栓。 10）引流线无扭结、松股、断股或其他明显的损伤或严重腐蚀等缺陷。	现场检查/抽检	
9	交接验收	机构箱及汇控柜检查	检查机构箱及汇控柜检查： 1）电器元件及其二次线应无锈蚀、破损、松脱，机构箱内无烧糊或异味； 2）机构箱底部应无碎片、异物；二次电缆穿孔封堵应完好； 3）呼吸孔无明显积污现象； 4）密封应良好，无脱落、破损、变形、失去弹性等异常； 5）柜门无变形情况，能正常关闭； 6）箱内应无水渍或凝露； 7）箱体底部应清洁无杂物；二次电缆封堵良好； 8）辅助开关切换正常，动作应准确可靠，接点接触良好，无烧损或锈蚀； 9）加热器（驱潮装置）、温控器应能正常工作：按要求应长期投入的加热器，在交接验收时应利用红外或其它手段检测是否在工作	现场检查	因设备结构原因无法触及机构箱的情况下可不检查机构箱内部。

表 14　电容式电压互感器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			状态；对于由环境控制的加热器，应检查温湿度控制器的设定值是否满足厂家要求，厂家无明确要求时，温度控制器动作值不应低于10℃，湿度控制器动作值不应大于 80%； 10）防火封堵应采用阻燃材料封堵，封堵严密，堵料凸起 2-5mm。		
10	交接验收	文件、资料检查	1）采购技术协议或技术规范书； 2）出厂试验报告； 3）工厂监造、施工监理、质量检验及评定报告； 4）运输记录、安装使用说明书，竣工图纸、维护手册等技术文件； 5）安装检查及安装过程记录； 6）安装过程中设备缺陷通知单、设备缺陷处理记录； 7）现场试验及交接试验报告审查，数据正确、项目齐全、试验结果满足规程要求； 8）备用、备件、专用工具及测试仪器齐全及清单资料齐备； 9）资产管理系统台账信息录入正确、完备； 10）关口电能计量用互感器，应有由法定计量检定机构出具的有效的检定证书；检定证书应符合《电力互感器》（JJG1021-2007）的要求。	现场检查/资料验收	

9 敞开式断路器

9.1 SF_6断路器

表 15　SF_6断路器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接试验	绝缘电阻	1）测量整体绝缘电阻值，应符合产品技术文件规定； 2）采用 2500V 兆欧表。	资料验收	
2	交接试验	导电回路电阻	1）采用电流不小于 100A 的直流压降法测量； 2）测试结果应符合产品技术条件的规定。	抽检	
3	交接试验	交流耐压试验	1）试验在 SF_6气体额定压力下进行； 2）瓷柱式断路器： a）瓷柱式断路器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； b）110kV 以下电压等级应进行合闸对地和断口间耐压试验；110kV 及以上电压等级，只对 500kV 定开距瓷柱式断路器进行合闸对地和断口耐压试验，对于有断口电容器时，耐压频率应符合产品技术文件规定； c)对于变开距开关，根据制造厂及用户的规定执行。 3）罐式断路器： a）500kV 罐式断路器交流耐压的试验电压为出厂试验电压的 0.9 倍； b）220kV 及以下罐式断路器交流耐压的试验电压为出厂试验电压； c）应进行合闸对地和断口间耐压试验，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； d）在 $1.2U_m/\sqrt{3}$ 电压下进行局部放电检测。	旁站见证	1）110kV 及以上电压等级旁站见证； 2）罐式断路器现场耐压试验前应进行不少于 20 次的分合操作试验，以保证触头充分磨合。20 次操作试验后，应通过手孔等观察孔检查动静触头、导电杆及内部紧固连接，确认无异常再进行耐压试验。
4	交接试验	断路器均压电容器的试验	1）测量断路器电容器极间绝缘电阻，测试值不低于 5000MΩ； 2）测量断路器电容器的电容量和 tanδ，测得的电容值偏差应在额定电容值的±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：0.2% 3）测量断路器电容器连同断口的整体电容量和 tanδ，该值作为今后预防性试验的基础比较数据； 4）罐式断路器按制造厂规定。	资料验收	
5	交接试验	断路器的时间参量	1）在断路器的额定操作电压、液压下进行； 2）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； 3）断路器的合-分闸时间应符合制造厂规定； 4）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： —相间合闸不同期不大于 5ms； —相间分闸不同期不大于 3ms； —同相各断口间合闸不同期不大于 3ms； —同相各断口间分闸不同期不大于 2ms。	资料验收	
6	交接试验	断路器的分、合闸行程曲线	1）对 35kV 及以上的 SF_6断路器开展； 2）在断路器的额定操作电压、液压下进行； 3）测试值（速度、行程、超程）应符合产品技术条件规定。	资料验收	
7	交接	断路器合	1）除制造厂另有规定外，阻值变化允许范围不得大于额定值±5%；	资料	罐式断路器的合

表 15　SF_6断路器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
	试验	闸电阻的投入时间及电阻值	2）合闸电阻的有效接入时间按制造厂规定校核。	验收	闸电阻布置在罐体内部，交接试验时测试总阻值。
8	交接试验	断路器分、合闸线圈绝缘电阻及直流电阻	1）断路器分、合闸线圈绝缘电阻测试值不应低于 10MΩ； 2）直流电阻试验结果应符合制造厂规定。	资料验收	
9	交接试验	分合闸电磁铁动作电压	1）并联合闸脱扣器在合闸装置额定电源电压的 85%～110%下应该正确地动作。当电源电压等于或小于额定电源电压的 30%时，并联合闸脱扣器不应脱扣； 2）并联分闸脱扣器在分闸装置额定电源电压的 65%～110%（直流）或 85%～110%（交流）范围内可靠动作。当电源电压等于或小于额定电源电压的 30%时，并联分闸脱扣器不应脱扣； 3）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； 4）或按制造厂规定。	资料验收	分合闸脱扣器均应记录最低可靠脱扣动作电压值
10	交接试验	套管式电流互感器绕组的绝缘电阻	测量一次绕组对二次绕组及外壳、二次绕组间及其对外壳的绝缘电阻，不宜低于 1000MΩ。	资料验收	1）适用于罐式断路器； 2）一次绕组采用 2500V 测量电压，二次绕组采用 1000V 测试电压。
11	交接试验	套管式电流互感器极性检查	与铭牌标示相符合。	资料验收	适用于罐式断路器
12	交接试验	套管式电流互感器误差及变比	满足产品相应准确度等级的要求： 1）用于计费、关口计量的绕组（包括上网电站考核关口）必须进行误差测量，且进行误差检测的机构（实验室）必须是具有相关资质的计量机构； 2）用于非计费、非关口计量的绕组，按供应商供货量的 5%比例进行误差测量的抽查，其余部分可只进行变比检查； 3）保护用绕组进行变比检查，检查互感器变比，应与制造厂铭牌相符，对多抽头的互感器，可只检查使用分接头的变比。	资料验收	适用于罐式断路器
13	交接试验	套管式电流互感器	1）当继电保护对电流互感器的励磁特性有要求时，应进行励磁特性曲线测量；	资料验收	适用于罐式断路器

表 15　SF_6断路器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
		校核励磁特性曲线	2）当电流互感器为多抽头时，应测量当前拟定使用的抽头或最大变比的抽头，测量后应核对是否符合产品技术条件要求； 3）当励磁特性测量时施加的电压高于绕组允许值（电压峰值 4.5kV），应降低试验电源频率； 4）与同类互感器特性曲线或制造厂家提供的特性曲线相比较，应无明显差别，并满足产品相应准确限值系数要求。		
14	交接试验	SF_6气体的湿度（20℃的体积分数）μL/L	1）断路器灭弧室气室≤150μL/L； 2）SF_6气体的含水量测定应在断路器充气 24h 后进行。	资料验收	
15	交接试验	SF_6气体成分分析	1）SF_6≥99.9%，CF_4≤0.01%，Air≤0.03%； 2）SF_6气体的纯度测定应在断路器充气 24h 后进行。	资料验收	
16	交接试验	SF_6气体泄漏试验	1）按 GB 11023 方法执行； 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 0.5%；局部包扎时不应有遗漏点，所有密封面、压力表接头、管路接头及瓷套法兰与瓷瓶粘结处等都应测量； 4）密封试验应在断路器充气 24h 以后，且应在开关操动试验后进行。	资料验收	必要时：怀疑有泄漏时。
17	交接试验	辅助回路和控制回路绝缘电阻	不低于 2MΩ。	资料验收	采用 500V 或 1000V 兆欧表。
18	交接试验	辅助回路和控制回路交流耐压试验	试验电压为 2kV，持续时间 1min。不得进行点试。	资料验收	可用2500V兆欧表测量代替。
19	交接试验	SF_6气体密度继电器（包括整定值）检验	试验结果应符合制造厂规定。	资料验收	
20	交接试验	压力表校验（或调整），液压机构操作压力整定值校验	1）　试验结果按制造厂规定要求； 2）后台压力低告警信号正常，且与现场相符。	现场检查/资料验收	
21	交接试验	液压操作机构在分闸、合闸、重合闸操	试验结果应符合制造厂规定。	资料验收/抽检	

表 15　SF_6断路器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
		作下的压力下降值			
22	交接试验	液压操作机构的泄漏试验	试验结果按制造厂规定要求。	现场检查	
23	交接试验	油泵补压及零起打压的运转时间	试验结果应符合制造厂规定。	资料验收/抽检	
24	交接试验	液压机构的防失压慢分试验	试验结果按制造厂规定要求。	资料验收/抽检	
25	交接试验	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	试验结果按制造厂规定要求。	现场检查	
26	交接试验	弹簧储能时间	试验结果按制造厂规定要求。	抽检/资料验收	
27	交接验收	螺栓力矩检查	螺栓紧固力矩值应符合产品技术文件的要求。	抽检	
28	交接验收	外观检查	1）构架接地良好、紧固，无松动、锈蚀； 2）基础无裂纹、沉降或移位； 3）支架、横梁所有螺栓应无松动、锈蚀； 4）接地可靠、无锈蚀； 5）瓷套清洁、无损伤、裂纹； 6）法兰处无损伤、无裂纹。应采用上砂水泥胶装，胶装处胶合剂外露表面应平整，无水泥残渣及露缝等缺陷，胶装后露砂高度 10～20mm，且不得小于 10mm，胶装处应均匀涂以防水密封胶； 7）引线无松股、断股，连接可靠，自然下垂，三相松弛度一致。	现场检查	
29	交接验收	相间连杆检查	检查（三相）操动连杆及部件无开焊、变形、锈蚀或松脱	现场检查	
30	交接验收	分合闸指示牌检查	1）分、合闸指示牌指示到位，无歪斜、松动、脱落现象； 2）分、合闸指示牌的指示与断路器拐臂机械位置、分合闸指示灯及后	现场检查	

表 15　SF_6断路器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			台状态显示应一致。		
31	交接验收	液压机构检查	1）读取高压油压表指示值，应在厂家规定正常范围内； 2）液压系统各管路接头及阀门应无渗漏现象，各阀门位置、状态正确； 3）观察低压油箱的油位是否正常（液压系统储能到额定油压后，通过油箱上的油标观察油箱内的油位，应在最高与最低油位标识线之间）。	现场检查	
32	交接验收	弹簧机构检查	1）机构传动部件无锈蚀、裂纹，机构内轴销无碎裂、变形，锁紧垫片无松动； 2）检查缓冲器应无漏油痕迹，缓冲器的固定轴正常； 3）分、合闸弹簧外观无裂纹、断裂、锈蚀等异常； 4）机构储能指示应处于“储满能”状态。后台储能信号与现场一致。	现场检查	
33	交接验收	SF_6压力值及密度继电器检查	1）SF_6气压指示应清晰可见，SF_6密度继电器外观无污物、损伤痕迹； 2）SF_6 密度表与本体连接可靠，无渗漏油。如果发现密度表渗漏油应对密度表进行更换； 3）SF_6气体压力值应在厂家规定正常范围内； 4）在巡视检查断路器 SF_6密度继电器压力表时，应关注压力表与本体连接的阀门处于开启状态； 5）SF_6密度继电器与开关设备本体之间的连接方式应满足不拆卸校验密度继电器的要求； 6）密度继电器应装设在与断路器本体同一运行环境温度的位置，以保证其报警、闭锁接点正确动作； 7）户外安装的密度继电器应设置防雨罩，密度继电器防雨箱（罩）应能将表、控制电缆接线端子一起放入，防止指示表、控制电缆接线盒和充放气接口进水受潮。 8）后台气压低告警信号正常，且与现场相符。	现场检查	
34	交接验收	计数器检查	计数器读数正常，并记录各开关装置的动作次数	现场检查	
35	交接验收	电气性能连锁检查	闭锁、连锁功能应符合设计要求。	现场检查	
36	交接验收	机构箱及汇控柜检查	检查各开关装置的机构箱及汇控柜： 1）电器元件及其二次线应无锈蚀、破损、松脱，机构箱内无烧糊或异味； 2）分合闸指示灯、储能指示灯及照明应完好；分合闸指示灯能正确指示各开关装置的位置状态； 3）机构箱底部应无碎片、异物；二次电缆穿孔封堵应完好； 4）呼吸孔无明显积污现象； 5）动作计数器应正常工作； 6）“就地/远方”切换开关应打在“远方”； 7）储能电源空气开关应处于合闸位置； 8）密封应良好，无脱落、破损、变形、失去弹性等异常； 9）柜门无变形情况，能正常关闭； 10）箱内应无水渍或凝露；	现场检查	

表 15　SF_6断路器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			11）箱体底部应清洁无杂物；二次电缆封堵良好； 12）辅助开关切换正常，动作应准确可靠，接点接触良好，无烧损或锈蚀。测控及后台位置信号正确； 13）加热器（驱潮装置）、温控器应能正常工作：按要求应长期投入的加热器，在交接验收时应利用红外或其它手段检测是否在工作状态；对于由环境控制的加热器，应检查温湿度控制器的设定值是否满足厂家要求，厂家无明确要求时，温度控制器动作值不应低于 10℃，湿度控制器动作值不应大于 80%； 14）防火封堵应采用阻燃材料封堵，封堵严密，堵料凸起 2-5mm。		
37	交接验收	文件、资料检查	1）采购技术协议或技术规范书； 2）出厂试验报告； 3）工厂监造、施工监理、质量检验及评定报告； 4）运输记录、安装使用说明书，竣工图纸、维护手册等技术文件； 5）安装检查及安装过程记录； 6）安装过程中设备缺陷通知单、设备缺陷处理记录； 7）现场试验及交接试验报告审查，数据正确、项目齐全、试验结果满足规程要求； 8）备用、备件、专用工具及测试仪器齐全及清单资料齐备； 9）资产管理系统台账信息录入正确、完备。	现场检查/资料验收	

9.2 真空断路器

表 16　真空断路器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接试验	绝缘电阻	1）测量整体绝缘电阻值，应符合制造厂规定； 2）采用 2500V 兆欧表。	资料验收	
2	交接试验	导电回路电阻	1）采用电流不小于 100A 的直流压降法测量； 2）测量结果应符合产品技术条件的规定。	抽检	
3	交接试验	交流耐压试验	1）　应在断路器合闸及分闸状态下进行交流耐压试验； 2）当在合闸状态下进行时，真空断路器的交流耐受电压应符合下表的规定； 3）当在分闸状态下进行时，真空灭弧室断口间的试验电压应按产品技术条件的规定，当没有特殊规定时，真空断路器的交流耐受电压应符合下表的规定：	资料验收	

额定电压（kV）	1min 工频耐受电压（kV）有效值			
	相对地	相间	断路器断口	隔离断口

表 16　真空断路器交接验收项目、要求

<table>
<tr><th>序号</th><th>类别</th><th>项目</th><th>要求</th><th>验收方式</th><th>备注</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>
<table>
<tr><td>3.6</td><td>25/18</td><td>25/18</td><td>25/18</td><td>27/20</td></tr>
<tr><td>7.2</td><td>30/23</td><td>30/23</td><td>30/23</td><td>34/27</td></tr>
<tr><td>12</td><td>42/30</td><td>42/30</td><td>42/30</td><td>48/36</td></tr>
<tr><td>24</td><td>65/50</td><td>65/50</td><td>65/50</td><td>79/64</td></tr>
<tr><td>40.5</td><td>95/80</td><td>95/80</td><td>95/80</td><td>118/103</td></tr>
<tr><td rowspan="2">72.5</td><td>140</td><td>140</td><td>140</td><td>180</td></tr>
<tr><td>160</td><td>160</td><td>160</td><td>200</td></tr>
</table>
注：斜线下的数值为中性点接地系统使用的数值，亦为湿试时的数值。
4）试验中不应发生贯穿性放电。</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>4</td><td>交接试验</td><td>真空灭弧室真空度</td><td>测试结果应符合产品技术条件规定 。</td><td>资料验收</td><td>优先用真空度测试仪进行真空度测量；可以用断口耐压代替。</td></tr>
<tr><td>5</td><td>交接试验</td><td>断路器的时间参量</td><td>1）测量应在断路器额定操作电压条件下进行；
2）合闸过程中触头接触后的弹跳时间，40.5kV 以下断路器不应大于 2ms ，40.5kV 及以上断路器不应大 3ms；对于额定电流 3kA 及以上的 10kV 真空断路器，弹跳时间如不满足小于 2ms ，应符合产品技术条件的规定；
3）实测数值应符合产品技术条件的规定。</td><td>资料验收</td><td></td></tr>
<tr><td>6</td><td>交接试验</td><td>断路器的分、合闸行程曲线</td><td>对于并联电容器装置用真空断路器，分闸反弹幅值应小于断口间距的 20%。</td><td>资料验收</td><td></td></tr>
<tr><td>7</td><td>交接试验</td><td>断路器分、合闸线圈绝缘电阻及直流电阻</td><td>1）断路器分、合闸线圈绝缘电阻测试值不应低于 10MΩ；
2）直流电阻试验结果应符合制造厂规定。</td><td>资料验收</td><td></td></tr>
<tr><td>8</td><td>交接试验</td><td>分合闸电磁铁动作电压</td><td>1）并联合闸脱扣器在合闸装置额定电源电压的 85%～110%下应该正确地动作。当电源电压等于或小于额定电源电压的 30%时，并联合闸脱扣器不应脱扣；
2）并联分闸脱扣器在分闸装置额定电源电压的 65%～110%（直流）或 85%～110%（交流）范围内可靠动作。当电源电压等于或小于额定电源电压的 30%时，并联分闸脱扣器不应脱扣；
3）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；
4）或按制造厂规定。</td><td>资料验收</td><td>分合闸脱扣器均应记录最低可靠脱扣动作电压值</td></tr>
<tr><td>9</td><td>交接试验</td><td>辅助回路和控制回路绝缘电阻</td><td>不低于 2MΩ。</td><td>资料验收</td><td></td></tr>
</table>

表 16　真空断路器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
10	交接试验	辅助回路和控制回路交流耐压试验	试验电压为 2kV，时间 1min。不得进行点试。	资料验收	可用2500V兆欧表测量代替。
11	交接试验	弹簧储能时间	试验结果按制造厂规定要求。	抽检/资料验收	
12	交接验收	螺栓力矩检查	螺栓紧固力矩值应符合产品技术文件的要求。	抽检	
13	交接验收	外观检查	1）构架接地良好、紧固，无松动、锈蚀； 2）基础无裂纹、沉降或移位； 3）支架、横梁所有螺栓应无松动、锈蚀； 4）接地可靠、无锈蚀； 5）外绝缘清洁、无损伤、裂纹； 6）引线无松股、断股，连接可靠，自然下垂，三相松弛度一致。	现场检查	
14	交接验收	分合闸指示牌检查	1）分、合闸指示牌指示到位，无歪斜、松动、脱落现象； 2）分、合闸指示牌的指示与断路器拐臂机械位置、分合闸指示灯及后台状态显示应一致。	现场检查	
15	交接验收	弹簧机构检查	1）机构传动部件无锈蚀、裂纹，机构内轴销无碎裂、变形，锁紧垫片无松动； 2）检查缓冲器应无漏油痕迹，缓冲器的固定轴正常； 3）分、合闸弹簧外观无裂纹、断裂、锈蚀等异常； 4)机构储能指示应处于“储满能”状态。后台储能信号与现场一致。	现场检查	
16	交接验收	计数器检查	计数器读数正常，并记录各开关装置的动作次数	现场检查	
17	交接验收	电气性能连锁检查	闭锁、连锁功能应符合设计要求。	现场检查	
18	交接验收	机构箱及汇控柜检查	检查各开关装置的机构箱及汇控柜： 1）电器元件及其二次线应无锈蚀、破损、松脱，机构箱内无烧糊或异味； 2）分合闸指示灯、储能指示灯及照明应完好；分合闸指示灯能正确指示各开关装置的位置状态； 3）机构箱底部应无碎片、异物；二次电缆穿孔封堵应完好； 4）呼吸孔无明显积污现象； 5）动作计数器应正常工作； 6）“就地/远方”切换开关应打在“远方”；	现场检查	

表 16　真空断路器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			7）储能电源空气开关应处于合闸位置； 8）密封应良好，无脱落、破损、变形、失去弹性等异常； 9）柜门无变形情况，能正常关闭； 10）箱内应无水渍或凝露； 11）箱体底部应清洁无杂物；二次电缆封堵良好； 12）辅助开关切换正常，动作应准确可靠，接点接触良好，无烧损或锈蚀。测控及后台位置信号正确； 13）加热器（驱潮装置）、温控器应能正常工作：按要求应长期投入的加热器，在交接验收时应利用红外或其它手段检测是否在工作状态；对于由环境控制的加热器，应检查温湿度控制器的设定值是否满足厂家要求，厂家无明确要求时，温度控制器动作值不应低于10℃，湿度控制器动作值不应大于 80%； 14）防火封堵应采用阻燃材料封堵，封堵严密，堵料凸起 2-5mm。		
19	交接验收	文件、资料检查	1）采购技术协议或技术规范书； 2）出厂试验报告； 3）工厂监造、施工监理、质量检验及评定报告； 4）运输记录、安装使用说明书，竣工图纸、维护手册等技术文件； 5）安装检查及安装过程记录； 6）安装过程中设备缺陷通知单、设备缺陷处理记录； 7）现场试验及交接试验报告审查，数据正确、项目齐全、试验结果满足规程要求； 8）备用、备件、专用工具及测试仪器齐全及清单资料齐备； 9）资产管理系统台账信息录入正确、完备。	现场检查/资料验收	

10 敞开式隔离开关

表 17　敞开式隔离开关交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接试验	绝缘电阻	隔离开关的有机材料传动杆的绝缘电阻值，不应低于以下规定： 额定电压（kV）｜3.6～12｜24～40.5｜72.5～252｜550 绝缘电阻值（MΩ）｜1200｜3000｜6000｜10000	资料验收	
2	交接试验	隔离开关导电回路电阻	1）测量隔离开关导电回路的电阻值，宜采用电流不小于 100A 的直流压降法； 2）回路电阻测量值不大于制造厂出厂值的 120%。	抽检	
3	交接试验	交流耐压	1）隔离开关只针对 40.5kV 及以下设备进行整体对地交流耐压试验，试验电压应符合下表的规定： 额定电压（kV）｜1min 工频耐受电压（kV）有效值：相对地｜相间｜隔离断口 3.6｜25｜25｜27	资料验收	

表 17　敞开式隔离开关交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			7.2 / 30 / 30 / 34 12 / 42 / 42 / 49 40.5 / 95 / 95 / 118		
4	交接试验	操动机构的试验	当其电压或气压在下列范围时，应保证隔离开关的主闸刀或接地闸刀可靠地分闸和合闸： 1）电动操动机构：当电动机接线端子的电压在其额定电压的 80%～110%范围时； 2）二次控制线圈和电磁闭锁装置：当其线圈接线端子的电压在其额定电压的 80%～110%范围时。	资料验收	记录操动线圈的最低动作电压。
5	交接试验	辅助回路和控制回路绝缘电阻	1）采用 2500V 兆欧表进行测量； 2）绝缘电阻值应参照制造厂的规定，相比出厂值无明显降低（低于 30%）。	资料验收	
6	交接试验	触头压力检测	用压力仪抽检触头压力，应符合厂家出厂技术要求。触头压力检测方式及检测标准参照签订的技术协议，且现场测量值应在出厂值的 100%~110%。	抽检/资料验收	
7	交接试验	辅助回路和控制回路交流耐压试验	试验电压为 2kV，时间 1min。不得进行点试。	资料验收	可用 2500V 兆欧表测量代替。
8	交接验收	传动检查	1）辅助开关检查：动作可靠，触点接触良好。测控及后台位置信号正确； 2）隔离开关、负荷开关的机械或电气闭锁装置准确可靠； 3）限位装置动作检查：在分、合闸极限位置可靠切除电源。	现场检查	
9	交接验收	电源设置检查	同一间隔内的多台隔离开关的电机电源，在端子箱内必须分别设置独立的开断设备。	现场检查	
10	交接验收	导电部分检查	对导电部分进行以下检查或检测： 1）接线端子检查：清洁、平整、无外应力并涂有电力复合脂； 2）接触部位检查，线接触：用 0.05mm×10mm 塞尺检查，塞尺塞不进去； 3）接触部位检查，接触面宽度≤50mm：用 0.05mm×10mm 塞尺检查，塞尺塞入深度≤4 或 2；接触面宽度≥60mm：用 0.05mm×10mm 塞尺检查，塞尺塞入深度≤6 或 4。	抽检/现场检查/资料验收	
11	交接验收	操作检查	1）对隔离开关的定位螺栓调整检查，能防止拐臂超过死点； 2）对隔离开关分、合闸时的同期性检查，符合厂家规定。	现场检查	
12	交接验收	运动部位润滑	1）隔离开关各运动部位用润滑脂宜采用性能良好的润滑脂（如锂基润滑脂）；	现场检查	

表 17　敞开式隔离开关交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
		及防水密封检查	2）应在绝缘子金属法兰与瓷件的胶装部位涂以性能良好的防水密封胶。		
13	交接验收	外观检查	1）引线应连接可靠，自然下垂，三相松弛度一致； 2）外观检查：清洁、无裂纹； 3）瓷铁胶合处检查：粘合牢固； 4）构架接地良好、紧固，无松动、锈蚀； 5）基础应无裂纹、沉降； 6）支架所有螺栓应无松动、锈蚀。	现场检查	
14	交接验收	机构箱检查	检查各开关装置的机构箱： 1）电器元件及其二次线应无锈蚀、破损、松脱，机构箱内无烧糊或异味； 2）分合闸指示灯、照明应完好；分合闸指示灯能正确指示各开关装置的位置状态； 3）机构箱底部应无碎片、异物；二次电缆穿孔封堵应完好； 4）呼吸孔无明显积污现象； 5）动作计数器应正常工作； 6）“就地/远方”切换开关应打在“远方”； 7）密封应良好，无脱落、破损、变形、失去弹性等异常； 8）柜门无变形情况，能正常关闭； 9）箱内应无水渍或凝露； 10）箱体底部应清洁无杂物；二次电缆封堵良好； 11）辅助开关切换正常，动作应准确可靠，接点接触良好，无烧损或锈蚀； 12）加热器（驱潮装置）、温控器应能正常工作：按要求应长期投入的加热器，在交接验收时应利用红外或其它手段检测是否在工作状态；对于由环境控制的加热器，应检查温湿度控制器的设定值是否满足厂家要求，厂家无明确要求时，温度控制器动作值不应低于 10℃，湿度控制器动作值不应大于 80%； 13）防火封堵应采用阻燃材料封堵，封堵严密，堵料凸起 2-5mm。	现场检查	
15	交接验收	文件、资料检查	1）采购技术协议或技术规范书； 2）出厂试验报告； 3）工厂监造、施工监理、质量检验及评定报告； 4）运输记录、安装使用说明书，竣工图纸、维护手册等技术文件； 5）安装检查及安装过程记录； 6）安装过程中设备缺陷通知单、设备缺陷处理记录； 7）现场试验及交接试验报告审查，数据正确、项目齐全、试验结果满足规程要求； 8）备用、备件、专用工具及测试仪器齐全及清单资料齐备； 9）资产管理系统台账信息录入正确、完备。	现场检查/资料验收	

备注：负荷开关参照上述隔离开关要求执行。

11 GIS（含 HGIS、GIL）

表 18　GIS（含 HGIS、GIL）交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接试验	主回路的导电电阻	1）测量主回路的导电电阻值，宜采用电流不小于 100A 的直流压降法； 2）测试值应符合产品技术条件的规定，并不得超过出厂实测值的 120%； 3）如三相测量值存在明显差异，须查明原因； 4）间隔及母线导电回路电阻需按其回路布置明确并固定测量点，记录实测值作为后续比对的基准值。	抽检/资料验收	GIS 回路电阻测试应在 GIS 安装完毕且壳体内充额定 SF_6 气体后开展。
2	交接试验	SF_6 气体泄漏试验	1）密封性试验方法，可采用灵敏度不低于 $1*10^{-6}$(体积比)的检漏仪对各气室密封部位、管道接头等处进行检测，检漏仪不应报警； 2）必要时可采用局部包扎法进行气体泄漏测量，每个密封部位包扎后历时 5h，测得的 SF_6 气体含量（体积分数）不大于 15μL/L。局部包扎时不应有遗漏点，所有密封面、压力表接头、管路接头及瓷套法兰与瓷瓶粘结处等都应测量； 3）密封试验应在 GIS 充气 24h 以后，且在操动试验后进行。	资料验收	
3	交接试验	SF_6 气体的湿度	1）测量 SF_6 气体含水量（20℃的体积分数），应按 GB7674《额定电压 72.5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备》和 GB/T8905《SF6 电气设备中气体管理和检测导则》的有关规定执行； 2）有电弧分解的隔室，应小于 150μL/L； 3）无电弧分解的隔室，应小于 250μL/L； 4）气体含水量的测量应在 GIS 充气 24h 后进行。	资料验收	
4	交接试验	SF_6 气体成分分析	1）SF_6≥99.9%，CF_4≤0.01%，Air≤0.03%； 2）SF_6 气体的纯度测定应在对应气室充气 24h 后进行。	资料验收	
5	交接试验	交流耐压试验	1）交流耐压试验在 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 Um/√3 的 5min 耐压试验； 3）110~220kV（H）GIS 的交流耐压值应为出厂值的 100%；500kV（H）GIS 的交流耐压值应不低于出厂值的 90%； 4）应在交流耐压试验的同时进行特高频或超声局部放电检测，局部放电检测时的试验电压为 1.2Um/√3； 5）有条件时可进行冲击耐压试验，冲击耐压的试验电压为出厂试验电压的 0.8 倍； 6）耐压试验后的绝缘电阻值与试验前应无明显差异； 7）（H）GIS 交接试验中，如发生放电现象，不管是否为自恢复放电，均应解体或开盖检查、查找放电部位。对发现有绝缘损伤或有闪络痕迹的绝缘部件均应进行更换； 8）扩建部分的现场耐压应不影响已有设备的正常运行。	旁站见证	GIS 断路器、隔离开关和接地开关现场耐压试验前应进行不少于 20 次的分合操作试验，以保证触头充分磨合。20 次操作试验后，应通过手孔等观察孔检查隔离开关、接地开关动静触头、导电杆及内部紧固连接，确认无异常再进行耐压试验。
6	交接试验	操动试验	1）进行 GIS 的操动试验时，联锁与闭锁装置动作应准确可靠； 2）电动、液压装置的操动试验，应按产品技术条件的规定进行。	现场检查	
7	交接	气体密度	1）检查气体密度继电器及压力动作阀的动作值，应符合产品技术条	抽检/	

表 18 GIS（含 HGIS、GIL）交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
	试验	继电器、压力表和压力动作阀的检查	件的规定； 2）对单独运到现场的表计，应进行核对性检查； 3）后台气体压力低告警信号正常，且与现场相符；	资料验收/现场检查	
8	交接试验	辅助回路和控制回路绝缘电阻	不低于 2MΩ。	资料验收	采用 500V 或 1000V 兆欧表。
9	交接试验	辅助回路和控制回路交流耐压试验	试验电压为 2kV，持续时间 1min。不得进行点试。	资料验收	可用 2500V 兆欧表测量代替。
10	交接试验	断口间并联电容器的绝缘电阻、电容量和 tanδ	试验结果应符合制造厂规定。	资料验收	
11	交接试验	合闸电阻值和合闸电阻的投入时间	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。	资料验收	由于 GIS 断路器的合闸电阻布置在罐体内，交接试验时检测其总电阻，便于后期进行比对。
12	交接试验	断路器和隔离、接地的行程曲线测试	1）在断路器的额定操作电压、液压下进行； 2）测试值（速度、行程、超程）应符合产品技术条件规定； 3）隔离开关和接地开关机构内辅助开关和主触头动作时间的配合情况应符合制造厂规定。	资料验收	
13	交接试验	断路器的时间参量	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）断路器的合-分闸时间应符合制造厂规定； 3）除制造厂另有规定外，断路器的分、合闸同期性应满足下列要求： —相间合闸不同期不大于 5ms； —相间分闸不同期不大于 3ms； —同相各断口间合闸不同期不大于 3ms； —同相各断口间分闸不同期不大于 2ms。	资料验收	在额定操作电压（气压、液压）下进行
14	交接试验	断路器分、合闸电磁铁的动作电压	1）并联合闸脱扣器在合闸装置额定电源电压的 85%～110%下应该正确地动作。当电源电压等于或小于额定电源电压的 30%时，并联合闸脱扣器不应脱扣； 2）并联分闸脱扣器在分闸装置额定电源电压的 65%～110%（直流）或 85%～110%（交流）范围内可靠动作。当电源电压等于或小于额定电源电压的 30%时，并联分闸脱扣器不应脱扣；	资料验收	分合闸脱扣器均应记录最低可靠脱扣动作电压值

表 18　GIS（含 HGIS、GIL）交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			3）或按制造厂规定。		
15	交接试验	断路器分、合闸线圈绝缘电阻及直流电阻	1）断路器分、合闸线圈绝缘电阻测试值不应低于 10MΩ； 2）直流电阻试验结果应符合制造厂规定。	资料验收	
16	交接试验	液压操作机构在分闸、合闸、重合闸操作下的压力下降值	试验结果应符合制造厂规定。	资料验收	
17	交接试验	液压操作机构的泄漏试验	试验结果应符合制造厂规定。	资料验收	应在分、合闸位置下分别试验
18	交接试验	油泵补压及零起打压的运转时间	试验结果应符合制造厂规定。	资料验收	
19	交接试验	液压机构的防失压慢分试验	试验结果应符合制造厂规定。	资料验收	
20	交接试验	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	试验结果应符合制造厂规定。	资料验收	
21	交接试验	GIS 中的联锁和闭锁性能试验	动作应准确可靠。	现场检查	具备条件时，检查 GIS 的电动联锁和闭锁性能，以防止拒动或失效
22	交接试验	GIS 电流互感器绕组的绝缘电阻	测量一次绕组对二次绕组及外壳、二次绕组间及其对外壳的绝缘电阻，不宜低于 1000MΩ。	资料验收	一次绕组采用 2500V 测量电压，二次绕组采用 1000V 测试电压。

表 18　GIS（含 HGIS、GIL）交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
23	交接试验	GIS 电流互感器极性检查	与铭牌标示相符合。	资料验收	
24	交接试验	GIS 电流互感器误差及变比测量	满足产品相应准确度等级的要求： 1）用于计费、关口计量的绕组（包括上网电站考核关口）必须进行误差测量，且进行误差检测的机构（实验室）必须是具有相关资质的计量机构； 2）用于非计费、非关口计量的绕组，按供应商供货量的 5%比例进行误差测量的抽查，其余部分可只进行变比检查； 3）保护用绕组进行变比检查，检查互感器变比，应与制造厂铭牌相符，对多抽头的互感器，可只检查使用分接头的变比。	资料验收	
25	交接试验	GIS 电流互感器校核励磁特性曲线	1）当继电保护对电流互感器的励磁特性有要求时，应进行励磁特性曲线测量； 2）当电流互感器为多抽头时，应测量当前拟定使用的抽头或最大变比的抽头，测量后应核对是否符合产品技术条件要求； 3)当励磁特性测量时施加的电压高于绕组允许值(电压峰值 4.5kV)，应降低试验电源频率； 4）与同类互感器特性曲线或制造厂家提供的特性曲线相比较，应无明显差别，并满足产品相应准确限值系数要求。	资料验收	
26	交接试验	GIS 电压互感器绝缘电阻	不应低于出厂值或初始值的 70%。	资料验收	采用 2500V 兆欧表
27	交接试验	GIS 电压互感器空载电流和励磁特性	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：中性点接地系统 1.5Un/√3。	资料验收	
28	交接试验	GIS 电压互感器联结组别和极性	与铭牌和端子标示相符。	资料验收	
29	交接试验	GIS 电压互感器电压比	与铭牌标示相符。	资料验收	
30	交接试验	GIS 电压互感器绕组直流电阻	与初始值或出厂值比较，应无明显差别。	资料验收	
31	交接试验	GIS 用金属氧化物避雷器检查放电计	测试 3~5 次，均应正常动作。	资料验收	

表 18　GIS（含 HGIS、GIL）交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
		数器动作情况			
32	交接试验	GIS 隔离/接地开关操动机构的动作电压试验	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。	资料验收	
33	交接试验	GIS 隔离/接地开关操动机构的动作情况	1）操动机构在额定操作电压下分、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。	现场检查	
34	交接验收	GIS 接头位置标识检查	GIS 壳体上应有触头、导体接头位置标识。	现场检查	
35	交接验收	盆式绝缘子标识检查	气隔盆式绝缘子安装处的外面应有明显的红色标识，通气的盆式绝缘子则为绿色标识。	现场检查	
36	交接验收	外观检查	1）检查 GIS 外壳表面无生锈、腐蚀、变形、松动等异常，油漆完整、清洁； 2）外壳接地良好； 3）伸缩节无生锈、腐蚀、变形、松动等异常； 4）引线无松股、断股，连接可靠，自然下垂，三相松弛度一致； 5）瓷套表面应无严重污垢沉积、破损伤痕； 6）法兰处应无裂纹、闪络痕迹； 7）构架接地良好、紧固，无松动、锈蚀； 8）基础应无裂纹、沉降； 9）支架所有螺栓应无松动、锈蚀。	现场检查	
37	交接验收	螺栓紧固力矩检查	螺栓紧固力矩值应符合产品技术文件的要求。	抽检	
38	交接验收	SF_6 压力值及密度继电器检查	1）检查 SF_6 密度继电器观察窗面清洁情况，气压指示应清晰可见。检查外观无污物、损伤痕迹； 2）SF_6 密度继电器与本体连接可靠，无渗漏油； 3）记录各气室的 SF_6 气体压力值，应符合铭牌要求，压力指示正常，在温度曲线合格范围内。	现场检查	
39	交接验收	电流互感器及电压	1）二次接线盒表面无严重锈蚀和涂层脱落； 2）二次接线盒应密封良好，无水迹；	现场检查	外置式电流互感器指二次线圈不在

表 18 GIS（含 HGIS、GIL）交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
		互感器检查	3）外置式电流互感器应密封良好，无水迹。		SF_6气体内的电流互感器。
40	交接验收	分合闸指示检查	1）各开关装置的分合闸指示牌应到位且与本体实际位置和分合闸指示灯显示一致，若分合闸指示牌倾斜过大，应查明原因； 2）检查确认隔离/接地开关分合闸到位标识清晰可见，通过分合闸到位标识判断刀闸操作到位； 3）GIS 隔离开关和接地的位置指示器应有分合是否完全到位的位置标识。隔离开关和接地开关采用相间连杆传动时，应每相独立设置分合闸指示，以反映各刀闸实际分合位置。	现场检查	
41	交接验收	动作计数器检查	断路器、隔离开关及接地开关计数器读数正常，并记录各开关装置的动作次数。	现场检查	
42	交接验收	机构箱及汇控柜检查	检查各开关装置的机构箱及汇控柜： 1）电器元件及其二次线应无锈蚀、破损、松脱，机构箱内无烧糊或异味； 2）分合闸指示灯、储能指示灯及照明应完好；分合闸指示灯能正确指示各开关装置的位置状态； 3）机构箱底部应无碎片、异物；二次电缆穿孔封堵应完好； 4）呼吸孔无明显积污现象； 5）动作计数器应正常工作； 6）“就地/远方”切换开关应打在“远方”； 7）储能电源空气开关应处于合闸位置； 8）密封应良好，无脱落、破损、变形、失去弹性等异常； 9）柜门无变形情况，能正常关闭； 10）箱内应无水渍或凝露； 11）箱体底部应清洁无杂物；二次电缆封堵良好； 12）辅助开关切换正常，动作应准确可靠，接点接触良好，无烧损或锈蚀。测控及后台位置信号正确； 13）加热器（驱潮装置）、温控器应能正常工作：按要求应长期投入的加热器，在交接验收时应利用红外或其它手段检测是否在工作状态；对于由环境控制的加热器，应检查温湿度控制器的设定值是否满足厂家要求，厂家无明确要求时，温度控制器动作值不应低于 10℃，湿度控制器动作值不应大于 80%； 14）防火封堵应采用阻燃材料封堵，封堵严密，堵料凸起 2-5mm。	现场检查	因设备结构原因无法触及机构箱的情况下可不检查机构箱内部。
43	交接验收	传动连杆检查	1）各开关装置的外部传动连杆外观正常，无变形、裂纹、锈蚀现象； 2）连接螺栓无松动、锈蚀现象。各轴销外观检查正常； 3）如果发现传动部件外观异常应查明原因。	现场检查	
44	交接验收	液压机构检查	1）取油压表油压指示值，应满足技术参数要求； 2）液压系统各管路接头及阀门应无渗漏现象，各阀门位置、状态正确； 3）观察油箱油位是否正常。液压系统储能到额定油压后，通过油箱上的油标观察油箱内的油位，应在最高与最低油位标识线之间；	现场检查	包括液压碟簧机构

表 18　GIS（含 HGIS、GIL）交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			4）记录油泵电机打压次数。		
45	交接验收	弹簧机构检查	1）机构传动部件无锈蚀、裂纹，机构内轴销无碎裂、变形，锁紧垫片无松动，机构内所做标记位置无变化； 2）缓冲器应无漏油痕迹，缓冲器的固定轴正常； 3）分、合闸弹簧外观无裂纹、断裂、锈蚀等异常； 4)机构储能指示应处于“储满能”状态。后台储能信号与现场一致。	现场检查	
46	交接验收	伸缩节检查	1）伸缩节功能应无异常：安装调整用伸缩节连杆内外螺栓应紧固；温度补偿用伸缩节的调整螺栓应松开到制造厂规定位置； 2）温度补偿用伸缩节外壳导流排应采用软连接或可变形连接，不得采用硬连接； 3）对伸缩节的位置进行标记或记录伸缩节的变形量。	现场检查	
47	交接验收	电源空开检查	同一组合电器设备间隔汇控柜内隔离开关的电机电源空气开关应独立设置；同一组合电器设备间隔汇控柜的“远方/就地”切换钥匙与“解锁/联锁”切换不为同一把钥匙。	现场检查	
48	交接验收	SF_6 泄漏检测装置检查	户内 GIS 室必须安装泄漏检测装置，并检查功能是否正常。	现场检查	针对户内型
49	交接验收	仪表检查	1）SF_6密度继电器与开关设备本体之间的连接方式应满足不拆卸校验密度继电器的要求； 2）气体密度继电器应是防振型优质机械指示式密度继电器，并有数字指示标记及报警、闭锁（只对断路器）区域； 3）户外安装的密度继电器应设置防雨措施。	现场检查	
50	交接验收	带电显示闭锁装置检查	检查防误操作闭锁装置或带电显示装置无失灵。	现场检查	
51	交接验收	封堵检查	GIS 设备穿墙管筒严禁用水泥进行封堵，应采用非腐蚀性、非导磁性材料进行封堵。	现场检查	
52	交接验收	文件、资料检查	1）采购技术协议或技术规范书； 2）出厂试验报告； 3）工厂监造、施工监理、质量检验及评定报告； 4）运输记录、安装使用说明书，竣工图纸、维护手册等技术文件； 5）安装检查及安装过程记录； 6）安装过程中设备缺陷通知单、设备缺陷处理记录； 7）现场试验及交接试验报告审查，数据正确、项目齐全、试验结果满足规程要求； 8）备用、备件、专用工具及测试仪器齐全及清单资料齐备； 9）资产管理系统台账信息录入正确、完备。	现场检查/资料验收	

12 高压开关柜

表 19　高压开关柜交接验收项目、要求

<table>
<tr><th>序号</th><th>类别</th><th>项目</th><th>要求</th><th>验收方式</th><th>备注</th></tr>
<tr><td>1</td><td>交接试验</td><td>绝缘电阻</td><td>1）采用 2500V 兆欧表；
2）绝缘电阻符合制造厂规定。</td><td>资料验收</td><td></td></tr>
<tr><td>2</td><td>交接试验</td><td>高压限流熔丝管熔丝的直流电阻</td><td>1）符合产品技术条件规定；
2）同型号同批次产品相比不应有明显变化。</td><td>资料验收</td><td>针对熔断器</td></tr>
<tr><td>3</td><td>交接试验</td><td>辅助回路和控制回路交流耐压试验</td><td>试验电压为 2kV，时间 1min。不得进行点试。</td><td>资料验收</td><td>可用 2500V 兆欧表测量代替。</td></tr>
<tr><td>4</td><td>交接试验</td><td>主回路的导电电阻</td><td>1）宜采用电流不小于 100A 的直流压降法；
2）测试结果应符合产品技术条件的规定。</td><td>资料验收</td><td></td></tr>
<tr><td>5</td><td>交接试验</td><td>交流耐压试验</td><td>1）开关柜耐压只对相间及地进行，耐压值如下：
<table>
<tr><td>额定电压（kV）</td><td>7.2</td><td>12</td><td>40.5</td></tr>
<tr><td>试验值（kV）</td><td>30</td><td>42</td><td>95</td></tr>
</table>
2）真空断路器还应开展断口耐压，断口耐压值同上；
3）开关柜设备耐压时，如回路中带有其他设备，则其耐压值按较低的绝缘水平；
4）耐压试验后的绝缘电阻值不应降低；
5）扩建部分的现场耐压应不影响已有设备的正常运行。</td><td>资料验收</td><td></td></tr>
<tr><td>6</td><td>交接试验</td><td>断路器分合闸时间</td><td>1）SF_6断路器
a）在断路器的额定操作电压、气压或液压下进行；
b）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；
c）断路器的合-分闸时间应符合制造厂规定；
d）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：
—相间合闸不同期不大于 5ms；
—相间分闸不同期不大于 3ms。
2）真空断路器
a）测量应在断路器额定操作电压条件下进行；
b）合闸过程中触头接触后的弹跳时间，40.5kV 以下断路器不应大于 2ms ，40.5kV 及以上断路器不应大 3ms；对于额定电流 3kA 及以上的 10kV 真空断路器，弹跳时间如不满足小于 2ms ，应符合产品技术条件的规定；
c）分、合闸同期应不大于 2ms；
d）实测数值应符合产品技术条件的规定。</td><td>资料验收</td><td></td></tr>
<tr><td>7</td><td>交接试验</td><td>断路器分闸反弹幅值</td><td>分闸反弹幅值应小于端口间距的 20%。</td><td>资料验收</td><td>适用于并联电容器装置用真空断路器</td></tr>
<tr><td>8</td><td>交接试验</td><td>操作机构合闸接触</td><td>1）并联合闸脱扣器在合闸装置额定电源电压的 85%～110%下应该正确地动作。当电源电压等于或小于额定电源电压的 30%时，并联合闸脱</td><td>资料验收</td><td>分合闸脱扣器均应记录最低可靠</td></tr>
</table>

表 19　高压开关柜交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
		器和分、合闸电磁铁的动作电压	扣器不应脱扣； 2）并联分闸脱扣器在分闸装置额定电源电压的 65%～110%（直流）或 85%～110%（交流）范围内可靠动作。当电源电压等于或小于额定电源电压的 30%时，并联分闸脱扣器不应脱扣； 3）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； 4）或按制造厂规定。		脱扣动作电压值
9	交接试验	断路器分、合闸线圈及合闸接触器线圈的绝缘电阻及直流电阻	1）采用 1000V 兆欧表； 2）断路器分、合闸线圈绝缘电阻测试值不应低于 10MΩ； 3）直流电阻值与产品出厂实验值无明显变化。	资料验收	
10	交接试验	真空灭弧室真空度	测试结果需符合产品技术条件规定。	资料验收	优先使用真空度测试仪进行真空度测量；可以用断口耐压代替。
11	交接试验	SF_6 气体的湿度	测量断路器内 SF_6 气体的含水量 （20℃的体积分数），应符合下列规定： 1）断路器灭弧室≤ 150μL/L； 2）SF_6 气体的含水量测定应在断路器充气 24h 后进行。	资料验收	开关柜内断路器为 SF_6 断路器时开展。
12	交接试验	SF_6 气体成分分析	气体成分应符合下列规定： SF_6≥99.9%，CF_4≤0.01%，Air≤0.03%	资料验收	开关柜内断路器为 SF_6 断路器时开展。
13	交接试验	SF_6 气体泄漏试验	1）按 GB 11023 方法执行； 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）当怀疑有泄漏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 0.5%； 4）密封试验应在断路器充气 24h 以后，且应在开关操动试验后进行。	资料验收	开关柜内断路器为 SF_6 断路器时开展。
14	交接试验	电压互感器绕组绝缘电阻	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，绝缘电阻值不应低于 1000MΩ； 2）绝缘电阻值与出厂值比较应无明显差异。	资料验收	一次绕组采用 2500V 测量电压，二次绕组采用 1000V 测试电压。
15	交接试验	电压互感器交流耐	1）一次绕组试验电压按出厂试验值的 80%，对于分级绝缘的 TV，进行感应耐压试验前后，应各进行一次额定电压时的空载电流测量，两	资料验收	

表 19　高压开关柜交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
		压	次测得值相比不应有明显差别； 2）二次绕组之间及对外壳试验电压标准为 2kV。		
16	交接试验	电压互感器绕组直流电阻测量	1）一次绕组直流电阻测量值，与换算到同一温度下的出厂值比较，相差不大于 10%； 2）二次绕组直流电阻测量值，与换算到同一温度下的出厂值比较，相差不大于 15%； 3）不同温度下电阻值应按下式计算： $R_2=R_1（T+t_2）/（T+t_1）$ 式中：R_1 ——环境温度为t_1（℃） 时的电阻值（Ω）； R_2 ——环境温度为t_2（℃） 时的电阻值（Ω）； T ——计算用常数，铜导线取 235，铝导线取 225。	资料验收	
17	交接试验	电压互感器极性和接线组别检查	符合设计要求，并应与铭牌和标示相符。	资料验收	
18	交接试验	电压互感器校核励磁特性曲线	1）用于励磁曲线测量的仪表应为方均根值表，测量结果与出厂值或型式试验报告相差不宜大于 30%； 2）励磁曲线测量点应包括额定电压的 20%、50%、80%、100%和 120%； 3）对于中性点直接接地的电压互感器，最高测量点应为额定电压的 150%，且励磁特性拐点电压应大于额定电压的 150%； 4）对于中性点非直接接地系统，半绝缘结构电磁式电压互感器最高测量点应为额定电压的 190%，且励磁特性拐点电压应大于额定电压的 190%；全绝缘结构电磁式电压互感器最高测量点应为额定电压的 120%，且励磁特性拐点电压应大于额定电压的 120%。	资料验收	
19	交接试验	电压互感器误差及变比试验	满足产品相应准确度等级的要求。	资料验收	
20	交接试验	电流互感器绕组绝缘电阻	测量一次绕组对二次绕组及外壳绝缘电阻，各二次绕组间及其对外壳的绝缘电阻，绝缘阻值不低于 1000MΩ。	资料验收	一次绕组采用 2500V 测量电压，二次绕组采用 1000V 测试电压。
21	交接试验	电流互感器交流耐压	1）一次绕组试验电压按出厂试验值的 80%； 2）二次绕组之间及对外壳试验电压标准为 2kV。	资料验收	
22	交接试验	电流互感器绕组直流电阻	1）分别测量一、二次绕组直流电阻值； 2）同型号、同规格、同批次直流电阻和平均值差异不大于 10% 。	资料验收	
23	交接试验	电流互感器极性和接线组别检查	符合设计要求，并应与铭牌和标示相符。	资料验收	
24	交接	电流互感	1）与同类互感器特性曲线或制造厂家提供的特性曲线相比较，应无明	资料	

表 19　高压开关柜交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
	试验	器校核励磁特性曲线	显差别，并满足产品相应准确限值系数要求； 2）对保护绕组进行励磁特性曲线试验，当电流互感器为多抽头时，可在使用抽头或最大抽头测量。	验收	
25	交接试验	电流互感器误差试验	满足产品相应准确度等级的要求。	资料验收	
26	交接试验	避雷器绝缘电阻	绝缘电阻值不低于 1000MΩ。	资料验收	采用 2500V 及以上兆欧表。
27	交接试验	避雷器直流 1mA 电压（U_{1mA}）及 0.75U_{1mA} 下的泄漏电流	1）不得低于 GB11032 规定值； 2）U_{1mA} 实测值与制造厂规定值比较，变化不应大于±5%； 3）0.75U_{1mA} 下的泄漏电流不应大于 50μA； 4）应记录试验时的环境温度和相对湿度。	资料验收	测量电流的导线应使用屏蔽线。
28	交接试验	高压开关柜机械五防性能检查	符合产品技术条件规定。	现场检查	
29	交接验收	外观检查	1）柜体外观无变形、破损、锈蚀、掉漆； 2）外壳及面板各螺栓齐全，无松动、锈蚀，柜体封闭性能完好； 3）正常运行时带电显示指示灯应闪烁； 4）照明灯工作应正常。	现场检查	
30	交接验收	仪表室检查	1）二次线应无锈蚀、破损、松脱； 2）电器元件无损坏、脱落； 3）开关柜面板上分合闸指示灯应能正确指示断路器位置状态；电流，电压表记与实际负荷显示一致。	现场检查	
31	交接验收	电缆室检查	1）热缩套应紧贴铜排，无脱落、破损现象； 2）内部无受潮锈蚀，裸露的铜导体无铜绿； 3）绝缘子、互感器、避雷器可视部分应完好，无异常； 4）电缆终端头连接良好； 5）电缆室封堵应完好，绝缘挡板无脱落、凝露痕迹。	现场检查	
32	交接验收	断路器分合闸指示检查	断路器分合闸指示与断路器实际状态、分合闸指示灯及后台一致。	现场检查	
33	交接验收	带电显示闭锁装置检查	检查防误操作闭锁装置或带电显示装置无失灵。	现场检查	

表 19　高压开关柜交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
34	交接验收	隔离开关检查	1）连杆无变形现象，刀闸触头无异常； 2）瓷瓶应无裂纹、破损或脱落； 3）隔离开关状态指示与本体实际状态一致。	现场检查	
35	交接验收	冷却风机检查	1）强制风冷风机，空气开关投入后，风机应正常启动，无异响； 2）温控或负荷控制风机，达到启动条件时，应正常启动，无异响。	现场检查	
36	交接验收	传动连杆检查	1）各开关装置的外部传动连杆外观正常，无变形、裂纹、锈蚀现象； 2）连接螺栓无松动、锈蚀现象，各轴销外观检查正常。	现场检查	
37	交接验收	弹簧机构检查	1）机构传动部件无锈蚀、裂纹，机构内轴销无碎裂、变形，锁紧垫片有无松动，机构内所做标记位置无变化； 2）分、合闸弹簧外观无裂纹、断裂、锈蚀等异常。	现场检查	
38	交接验收	高压室环境检查	新建高压室应配置空调用以控制温度和抽湿，高压室应做好密封措施，通风口应设置为不用时处于关闭状态的形式，防止设备受潮及积污。	现场检查	
39	交接验收	开关柜结构验收	1）高压开关柜内避雷器、电压互感器等柜内设备应经隔离开关（或隔离手车）与母线相连，严禁与母线直接连接； 2）其前面板模拟显示图必须与其内部接线一致，开关柜可触及隔室、不可触及隔室、活门和机构等关键部位在出厂时应设置明显的安全警告、警示标识； 3)柜内隔离金属活门应可靠接地，活门机构应选用可独立锁止的结构，可靠防止检修时人员失误打开活门； 4）高压开关柜应检查泄压通道或压力释放装置，确保与设计图纸保持一致； 5）金属铠装移开式开关柜小车导电臂应加装绝缘护套。	现场检查	
40	交接验收	高压柜防火检查	1）为防止开关柜火灾蔓延，在开关柜的柜间、母线室之间及与本柜其它功能隔室之间应采取有效的封堵隔离措施； 2）高压开关柜内的绝缘件（如绝缘子、套管、隔板和触头罩等）应采用阻燃绝缘材料； 3)高压开关柜在安装后应对其一、二次电缆进线处采取有效封堵措施。	现场检查	
41	交接验收	文件、资料检查	1）采购技术协议或技术规范书； 2）出厂试验报告； 3）工厂监造、施工监理、质量检验及评定报告； 4）运输记录、安装使用说明书，竣工图纸、维护手册等技术文件； 5）安装检查及安装过程记录； 6）安装过程中设备缺陷通知单、设备缺陷处理记录； 7）现场试验及交接试验报告审查，数据正确、项目齐全、试验结果满足规程要求； 8）备用、备件、专用工具及测试仪器齐全及清单资料齐备； 9）资产管理系统台账信息录入正确、完备。	现场检查/资料验收	

13 电容器

13.1 框架式电容器组

表 20　框架式电容器组交接验收项目、要求

<table>
<tr><th>序号</th><th>类别</th><th>项目</th><th>要求</th><th>验收方式</th><th>备注</th></tr>
<tr><td>1</td><td>交接试验</td><td>极对壳绝缘电阻测量</td><td>绝缘电阻不低于 2500MΩ。</td><td>资料验收</td><td>1）串联电容器采用 1000V 测量电压，其它用 2500V 测量电压；
2）单套管电容器不测。</td></tr>
<tr><td>2</td><td>交接试验</td><td>电容值测量</td><td>电容值应符合 GB/T 11024.1 和如下要求：
1）电容器单元和 3Mvar 及以下电容器组：电容值偏差不超出额定值的±5%范围；
2） 3Mvar 以上电容器组：电容值偏差不超出额定值的 0~5%范围；
3）对电容器组，应测量各相、各臂及总的电容值；
4）三相单元中任何两线路端子间测得的电容量最大值与最小值之比不大于 1.08；三相电容器组中任何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 1.02；
5）交流滤波电容器组的总电容值应满足交流滤波器调谐的设计要求。</td><td>资料验收</td><td>用电桥法或电流电压法测量。</td></tr>
<tr><td>3</td><td>交接试验</td><td>并联电容器极对外壳交流耐压试验</td><td>1）并联电容器电极对外壳交流耐压试验电压值（kV）应符合下表的规定；
<table>
<tr><td>额定</td><td><1</td><td>1</td><td>3</td><td>6</td><td>10</td><td>15</td><td>20</td><td>35</td></tr>
<tr><td>出厂</td><td>3</td><td>6</td><td>18/25</td><td>23/32</td><td>30/42</td><td>40/55</td><td>50/65</td><td>80/95</td></tr>
<tr><td>交接</td><td>2.3</td><td>4.5</td><td>18.8</td><td>24</td><td>31.5</td><td>41.3</td><td>48.8</td><td>71.3</td></tr>
</table>
注：斜线下的数据为外绝缘的干耐受电压；
2）当产品出厂试验电压值不符合上表的规定时，交接试验电压应按产品出厂试验电压值的 75%进行；
3）交流耐压试验时间 10 s，应在高压侧监视施加电压。</td><td>资料验收</td><td></td></tr>
<tr><td>4</td><td>交接试验</td><td>电力电容器组冲击合闸试验</td><td>在电网额定电压下冲击合闸 3 次，无闪络及熔断器熔断等异常现象。</td><td>旁站见证</td><td></td></tr>
<tr><td>5</td><td>交接验收</td><td>电容器外观检查</td><td>1）瓷套完好、无裂纹、无破损，电容器无鼓肚、无渗漏油、无锈蚀；绝缘子表面清洁，完好无破损；
2）接线端头螺母、垫圈、螺栓齐全无锈蚀，金具齐全无锈蚀、无变形，引线接头紧固良好，引流线无扭结、松股、断股或其它明显的损伤或严重腐蚀等缺陷；
3）母线平整无弯曲，引线长度适中，接线柱不应承受额外应力；
4）接地引线连接可靠、无锈蚀、无松动。</td><td>现场检查</td><td></td></tr>
<tr><td>6</td><td>交接验收</td><td>文件、资料检查</td><td>1）采购技术协议或技术规范书；
2）出厂试验报告；
3）工厂监造、施工监理、质量检验及评定报告；
4）运输记录、安装使用说明书，竣工图纸、维护手册等技术文件；
5）安装检查及安装过程记录；</td><td>现场检查/资料验收</td><td></td></tr>
</table>

表 20　框架式电容器组交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			6）安装过程中设备缺陷通知单、设备缺陷处理记录； 7）现场试验及交接试验报告审查，数据正确、项目齐全、试验结果满足规程要求； 8）备用、备件、专用工具及测试仪器齐全及清单资料齐备； 9）资产管理系统台账信息录入正确、完备。		

13.2 集合式电容器组

表 21　集合式电容器组交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接试验	相间、极对壳绝缘电阻	绝缘电阻不低于 2500MΩ。	资料验收	1）采用 2500V 测量电压； 2）仅对有六个套管的三相电容器测量相间绝缘电阻。
2	交接试验	电容值测量	电容值应符合 GB/T 11024.1 和如下要求： 1）3Mvar 及以下电容器组：电容值偏差不超出额定值的±5%范围； 2）3Mvar 以上电容器组：电容值偏差不超出额定值的 0~5%范围； 3）对电容器组，应测量各相、各臂及总的电容值； 4）三相电容器组中任何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 1.02； 5）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。	资料验收	
3	交接试验	相间、极对壳交流耐压试验	试验电压为出厂试验值的 75%，应在高压侧监视施加电压。	资料验收	仅对有六个套管的三相电容器进行相间耐压。
4	交接试验	电力电容器组冲击合闸试验	在电网额定电压下冲击合闸 3 次，无闪络及熔断器熔断等异常现象。	现场检查	
5	交接试验	绝缘油击穿电压及油中溶解气体组份含量色谱分析	1）击穿电压按照 GB/T 507 规定执行； 2）油色谱分析参照 110kV 变压器规定执行。	资料验收	
6	交接验收	外观检查	1）瓷套完好、无裂纹、无破损，电容器无鼓肚、无渗漏油、无锈蚀；绝缘子表面清洁，完好无破损； 2）接线端头螺母、垫圈、螺栓齐全无锈蚀，金具齐全无锈蚀、无变形，引线接头紧固良好，引流线无扭结、松股、断股或其它明显的损伤或严重腐蚀等缺陷；	现场检查/抽检	

表 21　集合式电容器组交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			3）母线平整无弯曲，引线长度适中，接线柱不应承受额外应力； 4）接地引线连接可靠、无锈蚀、无松动。		
7	交接验收	放电线圈检查	放电线圈外壳无锈蚀，无漏油现象，必要时更换放电线圈。	现场检查	
8	交接验收	文件、资料检查	1）采购技术协议或技术规范书； 2）出厂试验报告； 3）工厂监造、施工监理、质量检验及评定报告； 4）运输记录、安装使用说明书，竣工图纸、维护手册等技术文件； 5）安装检查及安装过程记录； 6）安装过程中设备缺陷通知单、设备缺陷处理记录； 7）现场试验及交接试验报告审查，数据正确、项目齐全、试验结果满足规程要求； 8）备用、备件、专用工具及测试仪器齐全及清单资料齐备； 9）资产管理系统台账信息录入正确、完备。	现场检查/资料验收	

13.3 耦合电容器

表 22　耦合电容器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接试验	极间、低压端对地绝缘电阻	1）极间绝缘电阻一般不低于 5000MΩ； 2）低压端对地绝缘电阻一般不低于 1000MΩ。	资料验收	1）极间绝缘采用 2500V 测量电压； 2)低压端绝缘采用 1000V 测量电压。
2	交接试验	电容值测量	1）每节电容值偏差不超出额定值的-5%~10%范围； 2）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%； 3）电容叠柱中任何两单元的实测电容的比值与该两单元额定电压比值的倒数之差不大于 5% 。	资料验收	
3	交接试验	tanδ 测量	10kV 试验电压下的 tanδ 值不大于下列数值： 1）油纸绝缘 0.5%； 2）膜纸复合绝缘 0.2%。	资料验收	
4	交接试验	交流耐压试验	按出厂试验电压的 80% 进行，应在高压侧监视施加电压。	旁站见证	
5	交接验收	外观检查	1）瓷套完好、无裂纹、无破损、无渗漏； 2）增爬裙粘着牢固，无龟裂、老化现象； 3）防污涂层无龟裂、老化、起壳现象；	现场检查/抽检	

表 22　耦合电容器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			4）接线端子连接部位金具完好、无变形、无锈蚀，若有异常应拆开连接部位检查处理接触面，并按标准力矩紧固螺栓； 5）引线长度应适中，接线柱不应承受额外应力； 6）引流线无扭结、松股、断股或其它明显的损伤或严重腐蚀等缺陷； 7）末屏接地连接可靠、无锈蚀、无松动。		
6	交接验收	二次接线盒检查	1）检查二次接线盒密封良好，无进水、凝露现象； 2）检查二次接线板完整，标志清晰，无裂纹、起皮痕迹； 3）二次接线柱清洁，无破损、渗漏痕迹； 4）电容分压器低压端子（N、J）必须通过载波回路线圈接地或直接接地。	现场检查	
7	交接验收	末屏检查	1）检查末屏接线盒密封良好，无进水、凝露现象； 2）接线柱清洁，无破损、渗漏痕迹。	现场检查	
8	交接验收	文件、资料检查	1）采购技术协议或技术规范书； 2）出厂试验报告； 3）工厂监造、施工监理、质量检验及评定报告； 4）运输记录、安装使用说明书，竣工图纸、维护手册等技术文件； 5）安装检查及安装过程记录； 6）安装过程中设备缺陷通知单、设备缺陷处理记录； 7）现场试验及交接试验报告审查，数据正确、项目齐全、试验结果满足规程要求； 8）备用、备件、专用工具及测试仪器齐全及清单资料齐备； 9）资产管理系统台账信息录入正确、完备。	现场检查/资料验收	

13.4 电容器保护用熔断器

表 23　电容器保护用熔断器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接试验	直流电阻测量	与出厂值相差不大于 20%。	资料验收	
2	交接验收	检查外壳及弹簧	工作位置正确，指示装置无卡死等现象。	现场检查	
3	交接验收	引线检查	引线接头、接线板不存在开裂情况，引线长度适中，接线柱不应承受额外应力。	现场检查	
4	交接验收	连接检查	熔丝连接可靠，自然下垂。	现场检查	
5	交接验收	文件、资料检查	1）采购技术协议或技术规范书； 2）出厂试验报告； 3）工厂监造、施工监理、质量检验及评定报告； 4）运输记录、安装使用说明书，竣工图纸、维护手册等技术文件；	现场检查/资料验	

表 23　电容器保护用熔断器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			5）安装检查及安装过程记录； 6）安装过程中设备缺陷通知单、设备缺陷处理记录； 7）现场试验及交接试验报告审查，数据正确、项目齐全、试验结果满足规程要求； 8）备用、备件、专用工具及测试仪器齐全及清单资料齐备； 9）资产管理系统台账信息录入正确、完备。	收	

14 中性点成套装置

14.1 35kV 接地变压器

表 24　35kV 接地变压器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接试验	绝缘油试验	1）绝缘油的试验类别应符合以下规定： a）外观：透明、无杂质或悬浮物； b）水溶性酸值（pH值）：>5.4； c）酸值，mgKOH/g：≤0.03； d）闪点（闭口），℃：≥135； e）水分，mg/L：≤20； f）界面张力（25℃），mN/m：≥40； g）tanδ（90℃），%：注入电气设备前≤0.5；注入电气设备后≤0.7 h）击穿电压（球形电极），kV：≥40； i）体积电阻率（90℃），Ω·m：≥6×10^{10}； j）油泥与沉淀物（质量分数），%：≤0.02； 2）绝缘油在注入前、注入后、热油循环后及耐压后应开展绝缘油全部试验。 3）油中溶解气体的色谱分析，应符合下列规定： a）静置时间不少于24h，静置后、耐压试验24h后进行一次油中溶解气体的色谱分析； b）试验应符合DL/T 722《变压器油中溶解气体分析和判断导则》的有关规定。各次测得的氢、乙炔、总烃含量，应无明显差别； c）新装消弧线圈油中溶解气体含量（μL/L）应小于以下数值： 总烃：20；H_2：10；C_2H_2：0.1	资料验收	此项目仅针对油浸式接地变压器
2	交接试验	绕组连同套管的直流电阻	1）接地变压器送电前最后一次测量，应在使用的分接锁定后进行。 2）1600kVA及以下三相接地变压器，各相绕组相互间的差别不应大于4%；无中性点引出的绕组，线间各绕组相互间差别不应大于2%；1600kVA 以上接地变压器，各相绕组相互间差别不应大于2%；无中性点引出的绕组，线间相互间差别不应大于1%； 3）接地变压器的直流电阻，与同温下产品出厂实测数值比较，相应变化不应大于2%；不同温度下电阻值应按下式计算： $R_2=R_1（T+t_2）/（T+t_1）$ 式中：R_1 ——上层油温为t_1（℃）时的电阻值（Ω）； R_2 ——上层油温为t_2（℃）时的电阻值（Ω）； T ——计算用常数，铜导线取235，铝导线取225。	资料验收	由于接地变压器结构等原因，差值超过本条第2款时，可只按本条第3款进行比较，但应说明原

表 24　35kV 接地变压器交接验收项目、要求

<table>
<tr><th>序号</th><th>类别</th><th>项目</th><th>要求</th><th>验收方式</th><th>备注</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>因。</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>3</td><td>交接试验</td><td>所有分接的电压比</td><td>1）所有分接的电压比应符合设计电压变化规律；
2）与制造厂铭牌数据相比，应符合下列规定：
a）电压等级在 35kV 以下，电压比小于 3 的接地变压器电压比允许偏差不应超过±1%；
b）其他所有接地变压器额定分接下电压比允许偏差不应超过±0.5%；
c）其他分接的电压比应在接地变压器阻抗电压值（%）的 1/10 以内，且允许偏差不应超过±1%。</td><td>资料验收</td><td>有二次绕组时</td></tr>
<tr><td>4</td><td>交接试验</td><td>连接组别</td><td>1）接地变压器的三相接线组别和单相接地变压器引出线的极性应符合设计要求；
2)接地变压器的三相接线组别和单相接地变压器引出线的极性应与铭牌上的标记和外壳上的符号相符。</td><td>资料验收</td><td>有二次绕组时</td></tr>
<tr><td>5</td><td>交接试验</td><td>铁心及夹件的绝缘电阻</td><td>1）应测量铁心对地绝缘电阻、夹件对地绝缘电阻、铁心对夹件绝缘电阻；
2）进行器身检查的接地变压器，应测量可接触到的穿心螺栓、轭铁夹件及绑扎钢带对铁轭、铁心、油箱及绕组压环的绝缘电阻。当轭铁梁及穿心螺栓一端与铁心连接时，应将连接片断开后进行试验；
3）在接地变压器所有安装工作结束后应进行铁心对地、有外引接地线的夹件对地及铁心对夹件的绝缘电阻测量；
4）对接地变压器上有专用的铁心接地线引出套管时，应在注油前后测量其对外壳的绝缘电阻；
5）采用2500V 兆欧表测量，持续时间应为1min，应无闪络及击穿现象。</td><td>资料验收</td><td></td></tr>
<tr><td>6</td><td>交接试验</td><td>绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数</td><td>1）绝缘电阻值不应低于产品出厂试验值的 70%或不低于 10000MΩ （20℃）；
2）当测量温度与产品出厂试验时的温度不符合时，油浸式电力接地变压器绝缘电阻的温度换算系数可按下表换算到同一温度时的数值进行比较。
电力接地变压器绝缘电阻的温度换算系数
<table>
<tr><td>温度差K</td><td>5</td><td>10</td><td>15</td><td>20</td><td>25</td><td>30</td><td>35</td><td>40</td><td>45</td><td>50</td><td>55</td><td>60</td></tr>
<tr><td>换算系数A</td><td>1.2</td><td>1.5</td><td>1.8</td><td>2.3</td><td>2.8</td><td>3.4</td><td>4.1</td><td>5.1</td><td>6.2</td><td>7.5</td><td>9.2</td><td>11.2</td></tr>
</table>
注：a）表中K为实测温度减去20℃的绝对值；
b）测量温度以上层油温为准。
3）当测量绝缘电阻的温度差不是上表中所列数值时，其换算系数A可用线性插入法确定，也可按下式计算：
$A = 1.5^{K/10}$（1）
校正到20℃ 时的绝缘电阻值计算应满足下列要求：</td><td>资料验收</td><td></td></tr>
</table>

表 24　35kV 接地变压器交接验收项目、要求

<table>
<tr><th>序号</th><th>类别</th><th>项目</th><th>要求</th><th>验收方式</th><th>备注</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>当实测温度为20℃ 以上时，可按下式计算：
$R_{20} = AR_t$（2）
当实测温度为20℃以下时，可按下式计算：
$R_{20} = R_t/A$　　（3）
式中：R_{20}校正到20℃时的绝缘电阻值（MΩ）；
R_t在测量温度下的绝缘电阻值（MΩ）。</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>7</td><td>交接试验</td><td>绕组连同套管的交流耐压试验</td><td>额定电压在 35kV 及以下的接地变压器，试验耐受电压标准为出厂试验值的80%，应在高压侧监视施加电压，线端试验应按下表进行；
<table>
<tr><th rowspan="2">系统电压（kV）</th><th colspan="2">交流耐压（kV）</th></tr>
<tr><th>油浸式</th><th>干式</th></tr>
<tr><td>35</td><td>68</td><td>60</td></tr>
<tr><td>10</td><td>28</td><td>24</td></tr>
</table></td><td>资料验收</td><td></td></tr>
<tr><td>8</td><td>交接试验</td><td>空载电流和空载损耗</td><td>1）35kV 及以下接地变压器按各供应商供货量的 5%比例进行抽查，每种型号最少不得少于 1 台；
2）空载试验结果应满足技术协议要求。</td><td>资料验收</td><td></td></tr>
<tr><td>9</td><td>交接试验</td><td>检查接地变压器的相位</td><td>应与电网相位一致。</td><td>资料验收</td><td></td></tr>
<tr><td>10</td><td>交接试验</td><td>突发压力继电器检查及其二次回路试验</td><td>1）密封良好，无漏油、漏水现象；
2）绝缘电阻一般不低于 1MΩ。</td><td>资料验收</td><td>此项目仅针对油浸式接地变压器</td></tr>
<tr><td>11</td><td>交接试验</td><td>压力释放阀校验及其二次回路试验</td><td>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。核实情况</td><td>资料验收</td><td>此项目仅针对油浸式接地变压器</td></tr>
<tr><td>12</td><td>交接试验</td><td>额定电压下的冲击合</td><td>1）在额定电压下对接地变压器的冲击合闸试验，应进行 5 次，每次间隔时间宜为 5min，应无异常现象；
2）无电流差动保护的干式变可冲击 3 次。</td><td>旁站见证</td><td></td></tr>
</table>

表 24　35kV 接地变压器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
		闸试验			
13	交接验收	接地变压器基础安装方式检查	1）对于轮轨式安装的接地变压器，应加强固定（如在轮子两侧加止滑挡板，尽可能避免其滑动移位倾倒）； 2）对平放在预埋钢板基础上的接地变压器，主接地变压器底座与基础的固定措施，采用满焊。	现场检查	
14	交接验收	螺栓紧固方式检查	法兰螺栓应按对角线位置依次均匀紧固，紧固后的法兰间隙应均匀，紧固力矩值应符合产品技术文件要求。	现场检查/抽检	此项目仅针对油浸式接地变压器
15	交接验收	力矩检查	所有接地变压器接头开展力矩检查。	现场检查/抽检	
16	交接验收	防雨罩检查	压力释放阀应加装防雨罩。	现场检查	此项目仅针对油浸式接地变压器
17	交接验收	阀门检查	核对本体及附件上的所有阀门位置正确。	现场检查	此项目仅针对油浸式接地变压器
18	交接验收	套管引线检查	1）检查接线端子连接部位，金具应完好、无变形、锈蚀，若有异常应拆开连接部位检查处理接触面，并按标准力矩紧固螺栓； 2）引线长度应适中，套管接线柱不应承受额外应力； 3）引流线无扭结、松股、断股或其他缺陷； 4）6.0 级以上地震危险区域内的接地变压器，要求各侧套管及中性点套管接线应采用带缓冲的软连接或软导线。	现场检查	
19	交接验收	接地检查	1）接地变压器本体应两点接地，且铁心和夹件的接地引出套管接地符合技术文件要求； 2）确认电容型套管末屏已恢复并处于稳定接地状态；	现场检查	
20	交接验收	外观检查	1）检查本体、冷却装置及所有附件无缺陷，且不渗油； 2）检查套管外观完好、无裂纹、无破损、无劣化、无脏污、无渗漏； 3）检查油色正常、油位正常； 4）检查接地变压器上无任何试验线、工具、杂物及其他无关物品遗留。	现场检查	此项目仅针对油浸式接地变压器
21	交接验收	事故排油设施及消防设施检查	事故排油设施完好，消防设施应经过消防部门验收合格。	现场检查	此项目仅针对油浸式接地变压器
22	交接验收	文件、资料检	1）采购技术协议或技术规范书； 2）出厂试验报告；	现场检查/	

表 24　35kV 接地变压器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
		查	3）工厂监造、施工监理、质量检验及评定报告； 4）运输记录、安装使用说明书，竣工图纸、维护手册等技术文件； 5）安装检查及安装过程记录； 6）安装过程中设备缺陷通知单、设备缺陷处理记录； 7）现场试验及交接试验报告审查，数据正确、项目齐全、试验结果满足规程要求； 8）备用、备件、专用工具及测试仪器齐全及清单资料齐备； 9）资产管理系统台账信息录入正确、完备。	资料验收	

14.2 35kV 及以下消弧线圈

表 25　35kV 及以下消弧线圈交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接试验	绝缘油试验	1）绝缘油的试验类别应符合以下规定： a）外观：透明、无杂质或悬浮物； b）水溶性酸值（pH值）：>5.4； c）酸值，mgKOH/g：≤0.03； d）闪点（闭口），℃：≥135； e）水分，mg/L：≤20； f）界面张力（25℃），mN/m：≥40； g）tanδ（90℃），%：≤1.0； h）击穿电压（球形电极），kV：≥40； i）体积电阻率（90℃），Ω·m：≥6×10^{10}； j）油泥与沉淀物（质量分数），%：≤0.02； 2）绝缘油在注入前、注入后、热油循环后及耐压后应开展绝缘油全部试验。 3）油中溶解气体的色谱分析，应符合下列规定： a）静置时间不少于24h，静置后、耐压试验24h后进行一次油中溶解气体的色谱分析； b）试验应符合GB/T 7252《接地变压器油中溶解气体分析和判断导则》的有关规定。各次测得的氢、乙炔、总烃含量，应无明显差别； c）新装消弧线圈油中溶解气体含量（μL/L）应小于以下数值： 总烃：20；H_2：10；C_2H_2：0.1	资料验收	此项目仅针对油浸式消弧线圈
2	交接试验	绕组连同套管的直流电阻试验	1）1600kVA及以上三相消弧线圈，各相测得值的相互差值应小于平均值的2%；线间测得值的相互差值应小于平均值的1%； 2）消弧线圈的直流电阻，与同温下产品出厂实测数值比较，相应变化不应大于2%；不同温度下电阻值应按下式计算： $R_2=R_1（T+t_2）/（T+t_1）$ 式中：R_1 ——上层油温为t_1（℃）时的电阻值（Ω）； R_2 ——上层油温为t_2（℃）时的电阻值（Ω）； T ——计算用常数，铜导线取235，铝导线取225。	资料验收	
3	交接试验	绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比试验	1）绝缘电阻值不应低于产品出厂试验值的70%或不低于10000 MΩ（20℃）； 2）尽量在油温低于50℃时测量，当测量温度与产品出厂试验时的温度不符合时，油浸式消弧线圈绝缘电阻的温度换算系数可按下表换算到同一温度	资料验收	1）采用2500V兆欧表； 2）测试前

表 25　35kV 及以下消弧线圈交接验收项目、要求

<table>
<tr><th>序号</th><th>类别</th><th>项目</th><th>要求</th><th>验收方式</th><th>备注</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>时的数值进行比较。
油浸式消弧线圈绝缘电阻的温度换算系数
<table><tr><td>温度差 K</td><td>5</td><td>10</td><td>15</td><td>20</td><td>25</td><td>30</td><td>35</td><td>40</td><td>45</td><td>50</td></tr><tr><td>换算系数 A</td><td>1.15</td><td>1.3</td><td>1.5</td><td>1.7</td><td>1.9</td><td>2.2</td><td>2.5</td><td>2.9</td><td>3.3</td><td>3.7</td></tr></table>注：　a）表中K为实测温度减去20℃的绝对值；
b）测量温度以上层油温为准。
3）当测量绝缘电阻的温度差不是上表中所列数值时，其换算系数A可用线性插入法确定，也可按下式计算：
$A = 1.5^{K/10}$（1）
校正到20℃ 时的绝缘电阻值计算应满足下列要求：
当实测温度为20℃ 以上时，可按下式计算：
$R_{20} = AR_t$（2）
当实测温度为20℃以下时，可按下式计算：
$R_{20} = R_t/A$　　（3）
式中：R_{20}校正到20℃时的绝缘电阻值（MΩ）；
R_t在测量温度下的绝缘电阻值（MΩ）。
4）35kV 且容量大于 8000kvar 的消弧线圈应测量吸收比，吸收比与产品出厂值相比应元明显差别，在常温下不应小于 1.3；当 R_{60}大于 3000MΩ（20℃）时，吸收比可不作考核要求。</td><td></td><td>被试绕组应充分放电；
3）测试温度以顶层油温为准，各次测量时的温资料验收度应尽量接近；
4）吸收比和极化指数不进行温度换算。</td></tr>
<tr><td>4</td><td>交接试验</td><td>绕组连同套管的介质损耗角正切 tanδ 试验</td><td>1）35kV 且容量在 10000kvar 及以上时，进行该项试验；
2）测试值不大于出厂试验值的 130%，当大于 130% 时，可结合其他绝缘试验（色谱分析、绝缘电阻等）结果综合分析判断；
3）测量温度与出厂试验温度不相符时，应按下式换算到同一温度下进行比较：
$\tan\delta_2 = \tan\delta_1 \times 1.3^{(t_2-t_1)/10}$
式中$\tan\delta_1$、$\tan\delta_2$分别为温度t_1、t_2时的$\tan\delta$值；
4）本体电容量与出厂值相比允许偏差应为±3%；
5）试验电压 10kV。</td><td>资料验收</td><td></td></tr>
<tr><td>5</td><td>交接试验</td><td>绕组对铁心及外壳、相间交流耐压试验</td><td>1）外施交流电压试验电压的频率不应低于 40Hz ，全电压下耐受时间应为 60s；
2）绕组交流耐压试验电压值如下：
<table><tr><th>系统电压（kV）</th><th>设备最高电压（kV）</th><th>交流耐压（kV）</th></tr><tr><td>6</td><td>7.2</td><td>20</td></tr><tr><td>10</td><td>12</td><td>28</td></tr><tr><td>20</td><td>24</td><td>44</td></tr><tr><td>35</td><td>40.5</td><td>68</td></tr></table>3）分级绝缘设备，其耐压试验电压标准，按接地端或其末端绝缘的电压等级进行。</td><td>资料验收</td><td></td></tr>
<tr><td>6</td><td>交接</td><td>测量铁心及</td><td>1）应测量铁心对地绝缘电阻、夹件对地绝缘电阻、铁心对夹件绝缘电阻；
2）进行器身检查，应测量可接触到的穿心螺栓、轭铁夹件及绑扎钢带对铁</td><td>资料</td><td></td></tr>
</table>

表 25　35kV 及以下消弧线圈交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
	试验	夹件的绝缘电阻	辄、铁心、油箱及绕组压环的绝缘电阻。当轭铁梁及穿心螺栓一端与铁心连接时，应将连接片断开后进行试验； 3）在消弧线圈所有安装工作结束后应进行铁心对地、有外引接地线的夹件对地及铁心对夹件的绝缘电阻测量； 4）对消弧线圈上有专用的铁心接地线引出套管时，应在注油前后测量其对外壳的绝缘电阻； 5）采用2500V 兆欧表测量，持续时间应为1min，应无闪络及击穿现象。	验收	
7	交接试验	测量噪音	1）测量方法和要求应符合现行国家标准《电力变压器第 10 部分:声级测定))GB/T 1094.10 的规定； 2）验收应以出厂验收为准； 3）对于室内消弧线圈可不进行噪声测量试验。	资料验收	
8	交接试验	突发压力继电器检查及其二次回路试验	1）密封良好，无漏油、漏水现象； 2）必要时进行校验，检验不合格的应及时更换； 3）绝缘电阻一般不低于 1MΩ。	资料验收	此项目仅针对油浸式消弧线圈
9	交接试验	温装置校验及其二次回路试验	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。	资料验收	
10	交接试验	压力释放阀校验及其二次回路试验	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。	资料验收	此项目仅针对油浸式消弧线圈
11	交接试验	测温元件热电阻校验	误差校验应满足产品相应准确度等级的要求。	资料验收	
12	交接试验	整体密封检查	按照 DL/T 264-2012 油浸式电力接地变压器（电抗器）现场密封性试验导则开展。	资料验收	此项目仅针对油浸式消弧线圈
13	交接验收	消弧线圈基础安装方式检查	1）对于轮轨式安装的消弧线圈，应加强固定（如在轮子两侧加止滑挡板，尽可能避免其滑动移位倾倒）； 2）对平放在预埋钢板基础上的消弧线圈，消弧线圈底座与基础的固定措施，采用满焊。	现场检查	
14	交接验收	螺栓紧固方式检查	法兰螺栓应按对角线位置依次均匀紧固，紧固后的法兰间隙应均匀，紧固力矩值应符合产品技术文件要求。	现场检查/抽查	
15	交接	力矩检查	所有消弧线圈接头开展力矩检查.	现场	

表 25　35kV 及以下消弧线圈交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
	验收			检查/抽查	
16	交接验收	油气检查	储油柜、套管、呼吸器油杯的油位均应满足技术要求，是否满足油位-温度曲线，过多或过少均应处理。	现场检查	此项目仅针对油浸式消弧线圈；
17	交接验收	防雨罩检查	压力释放阀应加装防雨罩。	现场检查	此项目仅针对油浸式消弧线圈
18	交接验收	阀门检查	核对本体及附件上的所有阀门位置正确。	现场检查	此项目仅针对油浸式消弧线圈
19	交接验收	仪表检查	检查测温装置指示正常，整定值符合要求。	现场检查	
20	交接验收	套管引线检查	1）检查接线端子连接部位，金具应完好、无变形、锈蚀，若有异常应拆开连接部位检查处理接触面，并按标准力矩紧固螺栓； 2）引线长度应适中，套管接线柱不应承受额外应力； 3）引流线无扭结、松股、断股或其他缺陷； 4）6.0 级以上地震危险区域内的消弧线圈，要求套管及中性点套管接线应采用带缓冲的软连接或软导线。	现场检查	
21	交接验收	接地检查	1）消弧线圈本体应两点接地，且铁心和夹件的接地引出套管接地符合技术文件要求； 2）套管电流互感器备用二次端子应短接接地。	现场检查	此项目仅针对油浸式消弧线圈
22	交接验收	外观检查	1）检查本体、冷却装置及所有附件无缺陷，且不渗油； 2）检查套管外观完好、无裂纹、无破损、无劣化、无脏污、无渗漏； 3）检查油色正常、油位正常； 4）检查消弧线圈上无任何试验线、工具、杂物及其他无关物品遗留。	现场检查	
23	交接验收	事故排油设施及消防设施检查	事故排油设施完好，消防设施应经过消防部门验收合格。	现场检查	此项目仅针对油浸式消弧线圈
24	交接验收	文件、资料检查	1）采购技术协议或技术规范书； 2）出厂试验报告； 3）工厂监造、施工监理、质量检验及评定报告； 4）运输记录、安装使用说明书，竣工图纸、维护手册等技术文件； 5）安装检查及安装过程记录； 6）安装过程中设备缺陷通知单、设备缺陷处理记录； 7）现场试验及交接试验报告审查，数据正确、项目齐全、试验结果满足规程要求；	现场检查/资料验收	

表 25　35kV 及以下消弧线圈交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			8）备用、备件、专用工具及测试仪器齐全及清单资料齐备； 9）资产管理系统台账信息录入正确、完备。		

14.3 10kV 及以下接地小电阻

表 26　10kV 及以下接地小电阻交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接试验	绝缘电阻	采用2500V兆欧表测量，持续时间为1min，应无闪络及击穿现象。	资料验收	
2	交接试验	电阻值测量	1）与同温度下产品出厂实测值比较，相比变化不应大于2%； 2）不同温度换算按照DL/T780-2001。	资料验收	
3	交接试验	其二次回路试验	绝缘电阻一般不低于 1MΩ。	资料验收	
4	交接试验	温装置校验及其二次回路试验	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。	资料验收	
5	交接验收	螺栓紧固方式检查	法兰螺栓应按对角线位置依次均匀紧固，紧固后的法兰间隙应均匀，紧固力矩值应符合产品技术文件要求。	现场检查	
6	交接验收	仪表检查	检查测温装置指示正常，整定值符合要求。	现场检查	
7	交接验收	外观检查	1）检查产品外观有无磕碰、变形，内部电器部件及连接有无损坏、脱落和松动，绝缘是否有脏物或异物等； 2）产品开箱检查完毕，如不立即投入运行，应妥善保存或重新包装好以防损坏。	现场检查	
8	交接验收	文件、资料检查	1）采购技术协议或技术规范书； 2）出厂试验报告； 3）工厂监造、施工监理、质量检验及评定报告； 4）运输记录、安装使用说明书，竣工图纸、维护手册等技术文件； 5）安装检查及安装过程记录； 6）安装过程中设备缺陷通知单、设备缺陷处理记录； 7）现场试验及交接试验报告审查，数据正确、项目齐全、试验结果满足规程要求； 8）备用、备件、专用工具及测试仪器齐全及清单资料齐备； 9）资产管理系统台账信息录入正确、完备。	现场检查/资料验收	

15 避雷器

表 27　避雷器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接试验	密封性试验	开展避雷器和计数器的密封试验抽检工作，杜绝密封不严的避雷器和计数器投入运行。其最大密封泄漏率应满足 GB11032 的要求。	资料验收	技术协议有规定抽检时开展，否则不用开展。
2	交接试验	绝缘电阻	1)35kV 以上电压等级,应采用 5000V 兆欧表,绝缘电阻不应小于 2500MΩ； 2）35kV 及以下电压等级，应采用 2500V 兆欧表，绝缘电阻不应小于 1000MΩ； 3）1kV 以下电压等级，应采用 500V 兆欧表，绝缘电阻不应小于 2MΩ； 4）基座绝缘电阻不应低 5MΩ，应采用 500V 兆欧表。	资料验收	
3	交接试验	工频参考电压和持续电流	1）对应于工频参考电流下的工频参考电压，应符合 GB 11032 或产品技术条件的规定； 2）在持续运行电压下的持续电流，其阻性电流和全电流值应符合产品技术条件的规定； 3）测量应每节和整相分别进行，整相避雷器有一节不合格，应更换该节避雷器（或整相更换）。	资料验收	
4	交接试验	直流参考电压和 0.75 倍直流参考电压下的泄漏电流	1）直流参考电压实测值与出厂值比较，允许偏差应为±5%； 2）0.75 倍直流参考电压下的泄漏电流值不应大于 50μA ，或符合产品技术条件的规定； 3）试验时若整流回路中的波纹系数大于1.5% 时，应加装滤波电容器，可为0.01μF~0.1μF ，试验电压应在高压侧测量； 4）整相避雷器有一节不合格，应更换该节避雷器（或整相更换）。	资料验收	测量电流的导线应使用屏蔽线。
5	交接试验	检查放电计数器动作情况及监视电流表指示	测试 3-5 次，检查放电计数器的动作应可靠，避雷器监视电流表指示位置应良好。	资料验收	
6	交接试验	工频放电电压试验	1）仅对有间隙金属氧化物避雷器开展，工频放电电压应符合产品技术条件的规定； 2）工频放电电压试验时，放电后应快速切除电源，切断电源时间不应大于 0.5s，过流保护动作电流应控制在 0. 2A~0. 7A 之间。	资料验收	
7	交接验收	外观检查	1）设备铭牌、相序及运行编号标示应清晰可识别，同一组三相间应排列整齐，铭牌应位于易于观察的同一侧。 2）避雷器密封结构金属件和法兰盘应无裂纹，注胶封口处密封应良好。 3）各节位置应符合产品出厂标志的编号。 4）避雷器的绝缘底座安装应水平。 5）避雷器均压环与本体连接应良好，无伤痕、毛刺及变形，安装应牢固、平正、无变形，不得影响接线板的接线。 6）避雷器压力释放导向装置应封闭完好，安装方向正确，不能朝向设备、巡视通道，排出的气体不致引起相间或对地闪络，并不得喷及其他电气设备。 7）瓷套无裂纹，无破损、脱釉，外观清洁，瓷铁粘合应牢固；复合外套无破损、变形。 8）在线监测装置（泄漏电流在线监测表计）外观良好，无破损，无进水受潮。	现场检查	

表 27　避雷器交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			9）110kV 及以上瓷外套避雷器应在下法兰适当位置开设排水措施，如排水孔。 10）绝缘底座固定螺栓不应与避雷器构架接触； 11）引线检查： a 检查接线端子连接部位，金具应完好、无变形、锈蚀； b 引线长度应适中，接线柱不应承受额外应力； c 引流线无扭结、松股、断股或其它明显的损伤等缺陷。		
8	交接验收	文件、资料检查	1）采购技术协议或技术规范书； 2）出厂试验报告； 3）工厂监造、施工监理、质量检验及评定报告； 4）运输记录、安装使用说明书，竣工图纸、维护手册等技术文件； 5）安装检查及安装过程记录； 6）安装过程中设备缺陷通知单、设备缺陷处理记录； 7）现场试验及交接试验报告审查，数据正确、项目齐全、试验结果满足规程要求； 8）备用、备件、专用工具及测试仪器齐全及清单资料齐备； 9）资产管理系统台账信息录入正确、完备。	现场检查/资料验收	

16 绝缘子

16.1 悬式绝缘子、支柱绝缘子和复合绝缘子

表 28　悬式绝缘子、支柱绝缘子和复合绝缘子交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接试验	绝缘电阻	1）悬式绝缘子的绝缘电阻不应低于500MΩ； 2）35kV及以下支柱绝缘子的绝缘电阻不低于500MΩ； 3）半导体釉绝缘子的绝缘电阻应符合产品技术条件的规定。	资料验收	1）采用 2500V 兆欧表； 2)可按同批产品数量的10%抽查； 3)棒式绝缘子可不进行此项试验。

表 28　悬式绝缘子、支柱绝缘子和复合绝缘子交接验收项目、要求

<table>
<tr><th>序号</th><th>类别</th><th>项目</th><th>要求</th><th>验收方式</th><th>备注</th></tr>
<tr><td>2</td><td>交接试验</td><td>交流耐压试验</td><td>1）35kV及以下电压等级的支柱绝缘子应进行交流耐压试验，可在母线安装完毕后一起进行；
2）35kV多元件支柱绝缘子的交流耐压试验值，应符合下列规定：
两个胶合元件者，每元件交流耐压试验值应为50kV；
三个胶合元件者，每元件交流耐压试验值应为34kV。
3）机械破坏负荷为 60~300kN 的盘形悬式绝缘子的交流耐压试验电压值应为 60kV；
4）支柱绝缘子的干试交流耐压试验应符合以下规定：
<table>
<tr><th rowspan="2">额定电压（kV）</th><th rowspan="2">最高工作电压（kV）</th><th colspan="2">交流耐压试验电压（kV）</th></tr>
<tr><th>出厂</th><th>交接</th></tr>
<tr><td>3</td><td>3.6</td><td>25</td><td>20</td></tr>
<tr><td>6</td><td>7.2</td><td>32</td><td>26</td></tr>
<tr><td>10</td><td>12</td><td>42</td><td>34</td></tr>
<tr><td>15</td><td>17.5</td><td>57</td><td>46</td></tr>
<tr><td>20</td><td>24</td><td>68</td><td>54</td></tr>
<tr><td>35</td><td>40.5</td><td>100</td><td>80</td></tr>
<tr><td>66</td><td>72.5</td><td>165
185</td><td>132
148</td></tr>
<tr><td>110</td><td>126</td><td>265</td><td>212</td></tr>
<tr><td>220</td><td>252</td><td>450
495</td><td>360
396</td></tr>
</table></td><td>资料验收</td><td>棒式绝缘子不进行此项试验。</td></tr>
<tr><td>3</td><td>交接试验</td><td>憎水性检查</td><td>复合绝缘子憎水性应满足技术协议要求。</td><td>资料验收/抽检</td><td></td></tr>
<tr><td>4</td><td>交接验收</td><td>外观检查</td><td>1）绝缘子表面清洁，完好无破损、裂纹；金具齐全，无锈蚀、变形，瓷质绝缘子表面无脱釉，均压环正确装配；
2）对涂有防污涂料的绝缘子，检查表面涂料有无脱落。</td><td>现场检查</td><td></td></tr>
<tr><td>5</td><td>交接验收</td><td>文件、资料检查</td><td>1）采购技术协议或技术规范书；
2）出厂试验报告；
3）工厂监造、施工监理、质量检验及评定报告；
4）运输记录、安装使用说明书，竣工图纸、维护手册等技术文件；
5）安装检查及安装过程记录；
6）安装过程中设备缺陷通知单、设备缺陷处理记录；
7）现场试验及交接试验报告审查，数据正确、项目齐全、试验结果满足规程要求；
8）备用、备件、专用工具及测试仪器齐全及清单资料齐备；
9）资产管理系统台账信息录入正确、完备。</td><td>现场检查/资料验收</td><td></td></tr>
</table>

16.2 穿墙套管

表 29　穿墙套管交接验收项目、要求

<table>
<tr><th>序号</th><th>类别</th><th>项目</th><th>要求</th><th>验收方式</th><th>备注</th></tr>
<tr><td>1</td><td>交接试验</td><td>测量绝缘电阻</td><td>1）套管主绝缘电阻值不应低于10000MΩ；
2）末屏（若有）绝缘电阻值不宜小于1000MΩ。当末屏对地绝缘电阻小于1000MΩ时，应测量其tanδ，不应大于2% 。</td><td>资料验收</td><td>1）主绝缘用2500V 测量电压；
2）末屏绝缘用1000V 测量电压。</td></tr>
<tr><td>2</td><td>交接试验</td><td>20kV 及以上非纯瓷套管的主绝缘介质损耗因数（tanδ和电容值</td><td>1）套管的介质损耗角正切值tanδ应符合技术协议要求；
2）电容型套管的实测电容量值与产品铭牌数值或出厂试验值相比，允许偏差应为±5% ；
3）当末屏对地绝缘电阻小于1000MΩ时，应测量其tanδ，不应大于2%。</td><td>资料验收</td><td>针对电容型套管执行</td></tr>
<tr><td>3</td><td>交接试验</td><td>交流耐压试验</td><td>1）穿墙套管可随母线或设备一起进行交流耐压试验；
2）短时（1min）工频耐受电压试验电压值应符合下表的规定：
<table>
<tr><th rowspan="2">额定电压（kV）</th><th rowspan="2">最高工作电压（kV）</th><th colspan="2">交流耐压试验电压（kV）</th></tr>
<tr><th>出厂</th><th>交接</th></tr>
<tr><td>3</td><td>3.6</td><td>18/25</td><td>15/20</td></tr>
<tr><td>6</td><td>7.2</td><td>23/30</td><td>18/26</td></tr>
<tr><td>10</td><td>12</td><td>30/42</td><td>26/36</td></tr>
<tr><td>20</td><td>24</td><td>50/65</td><td>43/55</td></tr>
<tr><td>35</td><td>40.5</td><td>80/95</td><td>68/81</td></tr>
<tr><td>66</td><td>72.5</td><td>140/160</td><td>119/136</td></tr>
<tr><td>110</td><td>126</td><td>185/200</td><td>160/184</td></tr>
<tr><td>220</td><td>252</td><td>360/395</td><td>306/336</td></tr>
<tr><td>500</td><td>550</td><td>630/680/740</td><td>536/578/592</td></tr>
</table></td><td>资料验收/旁站见证</td><td>穿墙套管随母线或设备一起进行交流耐压试验，验收方式应与设备一致</td></tr>
<tr><td>4</td><td>交接试验</td><td>绝缘油试验</td><td>1.套管中的绝缘油应有出厂试验报告，现场可不进行试验。当有下列情况之一者，应取油样进行水含量和色谱试验，并将试验结果与出厂试验报告比较：
1)套管主绝缘的介质损耗因数超过下表规定值：
<table>
<tr><th>套管主绝缘类型</th><th>tan（%）最大值</th></tr>
<tr><td>油浸纸</td><td>0.4</td></tr>
<tr><td>胶浸纸</td><td>0.5</td></tr>
<tr><td>胶粘纸</td><td>1.0（35kV及以下时为0.5）</td></tr>
<tr><td>气体浸渍膜</td><td>0.5</td></tr>
<tr><td>气体绝缘电容式</td><td>0.5</td></tr>
<tr><td>烧铸或模塑树脂</td><td>1.5（当电压U_m=500kV时为0.5）</td></tr>
<tr><td>油脂覆膜</td><td>0.5</td></tr>
<tr><td>胶浸纤维</td><td>0.5</td></tr>
<tr><td>组合</td><td>供需供需双方商定</td></tr>
<tr><td>其他</td><td>供需供需双方商定</td></tr>
</table>
2） 套管密封损坏，抽压或测量小套管的绝缘电阻不符合要求；
3） 套管由于渗漏等原因需要重新补油时。
2.套管绝缘油的补充或更换时进行的试验，应按本标准的附录A的规</td><td>现场检查/资料验收</td><td></td></tr>
</table>

表 29　穿墙套管交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			定进行。		
5	交接试验	局部放电试验	试验电压为1.05U_m/√3，对油浸纸式及胶浸纸式要求局放量不大于20pC，对其他类型应符合技术协议规定。	资料验收	现场条件不具备时，可以出厂试验为准。
6	交接试验	SF_6气体检测	1）检测SF_6气体微水含量。气体微水含量的测量应在套管充气24h后进行，微水含量应小250uL/L。 2）密封性能检查，应符合下列规定：SF_6气体绝缘穿墙套管定性检漏无泄漏点，有怀疑时进行定量检漏，年泄漏率应小于1%。 3）SF_6气体注入设备24h后应对设备内气体进行SF_6纯度试检测：SF_6≥99.9%，CF_4≤0.01%，Air≤0.03%	资料验收	针对充 SF_6气体套管执行
7	交接试验	气体密度继电器	应经过密封性试验，校验各触点（如闭锁触点、报警触点）的动作值的校验是否符合要求。	资料验收/现场检查	针对充 SF_6气体套管执行
8	交接验收	瓷套检查	1）瓷套完好、无裂纹、无破损； 2）增爬裙（如有）粘着牢固，无龟裂老化现象，否则应更换增爬裙； 3）防污涂层（如有）无龟裂老化、起壳现象，否则应重新喷涂； 4）相色标志正确、清晰。	现场检查	针对瓷外套套管执行
9	交接验收	复合绝缘外套检查	1）复合外套无积污、无破损，套管完整，无龟裂老化迹象； 2）相色标志正确、清晰。	现场检查	针对复合外墙套管执行
10	交接验收	末屏检查	1）套管末屏无渗漏，可靠接地，密封良好，无受潮、浸水。 2）必要时更换末屏封盖的密封胶圈。	现场检查	针对电容型套管执行
11	交接验收	导电连接部位检查	1）检查接线端子连接部位，金具应完好、无变形、锈蚀，若有过热变色等异常应拆开连接部位检查处理接触面，并按标准力矩紧固螺栓； 2）引线长度应适中，套管接线柱不应承受额外应力； 3） 引流线无扭结、松股、断股或其他明显的损伤或严重腐蚀等缺陷。	现场检查/抽检	
12	交接验收	文件、资料检查	1）采购技术协议或技术规范书； 2）出厂试验报告； 3）工厂监造、施工监理、质量检验及评定报告； 4）运输记录、安装使用说明书，竣工图纸、维护手册等技术文件； 5）安装检查及安装过程记录； 6）安装过程中设备缺陷通知单、设备缺陷处理记录； 7）现场试验及交接试验报告审查，数据正确、项目齐全、试验结果满足规程要求； 8）备用、备件、专用工具及测试仪器齐全及清单资料齐备； 9）资产管理系统台账信息录入正确、完备。	现场检查/资料验收	

17 母线

表 30 母线交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接试验	主变低压侧进线绝缘电阻	封闭母线：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。 一般母线：不应低于 1MΩ/kV	资料验收	采用 2500V 兆欧表
2	交接试验	主变低压侧进线交流耐压试验	试验电压参照下表： 额定电压（kV） / 最高电压（kV） / 额定 1min 工频耐受电压（kV） 10 / 12 / 42 35 / 40.5 / 100	资料验收	
3	交接验收	外观检查	1）母线表面应光洁平整，不应有裂纹、褶皱、夹杂物及变形和扭曲现象； 2）成套供应的金属封闭母线、母线槽的各段应标志清晰、附件齐全，外观应无变形，内部应无损伤； 3）铝合金管形母线终端应有防晕装置 其表面应光滑 无毛刺或凹凸不平； 4）铝合金管形母线同相管段轴线应处于一个垂直面上 三相母线管段轴线应互相平行。	现场检查	
4	交接验收	搭接面处理	母线与母线、母线与分支线、母线与电器接线端子搭接，其搭接面的处理应符合下列规定： 1）经镀银处理的搭接面可直接连接； 2）铜与铜的搭接面，室外、高温且超市或对母线有腐蚀性气体的室内应搪锡；在干燥的室内可直接连接； 3）铝与铝的搭接面可直接连接； 4）钢与钢的搭接面不得直接连接，应搪锡或镀锌后连接； 5）铜与铝的搭接面，在干燥的室内，铜导体应搪锡；室外或空气相对湿度接近 100%的室内，应采用铜铝过渡板，铜端应搪锡； 6）铜搭接面应搪锡； 7）钢搭接面应采用热镀锌； 8）金属封闭母线螺栓固定搭接面应镀银。	抽检	
5	交接验收	母线标识颜色	1）三相交流母线，A 相应为黄色，B 相应为绿色，C 相应为红色； 2）室外软母线、金属封闭母线外壳、管形母线应在两端做相色标识； 3）金属封闭母线，母线外表面及外壳内表面应为无光泽黑色，外壳外表面应为浅色； 4）相色涂刷应均匀，不易脱落，不得有起层、皱皮等缺陷，并应整齐一致。	现场检查	
6	交接验收	文件、资料检查	1）采购技术协议或技术规范书； 2）出厂试验报告；	现场检查	

表 30　母线交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			3）工厂监造、施工监理、质量检验及评定报告； 4）运输记录、安装使用说明书，竣工图纸、维护手册等技术文件； 5）安装检查及安装过程记录； 6）安装过程中设备缺陷通知单、设备缺陷处理记录； 7）现场试验及交接试验报告审查，数据正确、项目齐全、试验结果满足规程要求； 8）备用、备件、专用工具及测试仪器齐全及清单资料齐备； 9）资产管理系统台账信息录入正确、完备。	/资料验收	

18 橡塑绝缘电力电缆

表 31　橡塑绝缘电力电缆交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接试验	绝缘电阻	1）一般应大于1000MΩ； 2）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。	资料验收	
2	交接试验	电缆外护套、内衬层绝缘电阻	1）测量采用500V兆欧表； 2）绝缘电阻不低于0.5MΩ/km且试验段绝缘电阻不小于50MΩ。	资料验收	
3	交接试验	电缆外护套直流电压试验	1）仅对单芯交流电缆进行，110kV及以上单芯电缆外护套连同接头外保护层施加10kV直流电压，试验时间1min，不应击穿，试验前后绝缘电阻值无明显变化； 2）为了有效试验，外护套全部外表面应接地良好。	旁站见证	
4	交接试验	电缆主绝缘交流耐压试验	1）试验频率优选 20~300Hz，试验电压和时间符合以下规定： 额定电压 U_0/U（kV） | 试验电压 | 时间（min） 18/30 及以下 | $2U_0$ | 15（或 60） 21/35-64/110 | $2U_0$ | 60 127/220 | $1.7U_0$（或 $1.4U_0$） | 60 190/330 | $1.7U_0$（或 $1.3U_0$） | 60 290/500 | $1.7U_0$（或 $1.1U_0$） | 60 2）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； 3）耐压试验前后应进行绝缘电阻测试，测得值应无明显变化。	旁站见证	
5	交接试验	相位核对	检查电缆线路的两端相位应一致，并与电网相位相符合。	资料验收	
6	交接试验	局部放电试验	1）对于35kV及以下电缆线路，交接试验宜开展局部放电检测； 2）对于66kV及以上电缆线路，在主绝缘交流耐压试验期间应同步开展局部放电检测。	旁站见证	
7	交接验收	电缆终端检查	1）检查电缆终端表面有无污秽现象,无开裂、破损； 2）终端密封是否完好，电缆终端是否有渗漏、缺油； 3）终端绝缘管材有无开裂； 4）套管及支撑绝缘子有无损伤。	现场检查	

表 31　橡塑绝缘电力电缆交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
8	交接验收	电气连接关键点检查	电气连接点固定件、引出线连接点、终端应力锥有无松动、不紧固、锈蚀。	现场检查	
9	交接验收	接地箱检查	接地箱内连接排接触良好。	现场检查	
10	交接验收	接地检查	检查接地线是否良好，连接处是否紧固可靠。	现场检查	
11	交接验收	标识检查	1）电缆铭牌是否完好； 2）相色标志是否齐全、清晰； 3）电缆固定、保护设施是否完好等。	现场检查	
12	交接验收	材料检查	1）交流系统的单芯电缆或分相后的分相铅套电缆的固定夹具不应构成闭合回路； 2）交流单芯电缆不得单独穿入钢管内。	现场检查	
13	交接验收	文件、资料检查	1）采购技术协议或技术规范书； 2）出厂试验报告； 3）工厂监造、施工监理、质量检验及评定报告； 4）运输记录、安装使用说明书，竣工图纸、维护手册等技术文件； 5）安装检查及安装过程记录； 6）安装过程中设备缺陷通知单、设备缺陷处理记录； 7）现场试验及交接试验报告审查，数据正确、项目齐全、试验结果满足规程要求； 8）备用、备件、专用工具及测试仪器齐全及清单资料齐备； 9）资产管理系统台账信息录入正确、完备。	现场检查/资料验收	

19 接地装置

表 32　电气设备和防雷设施接地装置交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接试验	接地网电气完整性	1）测试连接于同一接地网的各相邻设备接地线之间的导通情况，以直流电阻表示，直流电阻不应大于 0.05Ω；若测试值在 1Ω 以上，则表示未连接； 2）测试电流应不小于 5A。	资料验收	
2	交接试验	有效接地系统接地阻抗	1）试验方法可按现行标准《接地装置特性参数测量导则》DL/T 475 的有关规定执行，试验时应排除与接地网连接的架空地线、电缆的影响； 2）应在扩建接地网与原接地网连接后进行全面测试；3）接地阻抗应符合设计要求，设计没有规定时符合以下要求：	资料验收	

表 32　电气设备和防雷设施接地装置交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			Z≤2000/I 或当 I>4000A 时 Z≤0.5Ω 式中：I——经接地装置流入地中的短路电流（A） Z——考虑季节变化的最大接地阻抗（Ω） 当接地阻抗不符合以上要求时，可通过技术经济比较增大接地阻抗，但不得大于 5Ω。同时应结合地面地位测量对接地装置综合分析。		
3	交接试验	非有效接地系统	1）当接地网与 1kV 及以下电压等级设备共用接地时，接地阻抗 Z≤120/I； 2）当接地网仅用于 1kV 以上设备时，接地阻抗 Z≤250/I； 3）上述两种情况下，接地阻抗不得大于 10Ω。	资料验收	
4	交接试验	1kV 以下电力设备	使用同一接地装置的所有这类电力设备，当总容量≥100kVA 时，接地阻抗不宜大于 4Ω，当容量<100kVA 时,则接地阻抗允许大于 4Ω，但不大于 10Ω。	资料验收	
5	交接试验	独立微波站	接地阻抗不宜大于 5Ω。	资料验收	
6	交接试验	独立避雷针	接地阻抗不宜大于 10Ω，当与接地网连接在一起时可不单独测量。	资料验收	
7	交接验收	避雷针	1） 避雷针（带）与引下线之间的连接应采用焊接或热剂焊（放热焊接）； 2） 避雷针（带）的引下线及接地装置使用的紧固件均应使用镀锌制品。当采用没有镀锌的地脚螺栓时应采取防腐措施； 3） 装有避雷针的金属筒体，当其厚度不小于 4mm 时，可作避雷针的引下线。筒体底部应至少有 2 处与接地体对称连接； 4） 独立避雷针及其接地装置与道路或建筑物的出入口等的距离应大于 3m。当小于 3m 时，应采取均压措施或铺设卵石或沥青地面； 5） 独立避雷针（线）应设置独立的集中接地装置。当有困难时，该接地装置可与接地网连接，但避雷针与主接地网的地下连接点至 35kV 及以下设备与主接地网的地下连接点，沿接地体的长度不得小于 15m； 6） 独立避雷针的接地装置与接地网的地中距离不应小于 3m； 7） 发电厂、变电站配电装置的构架或屋顶上的避雷针（含悬挂避雷线的构架）应在其附近装设集中接地装置，并与主接地网连接； 8） 建筑物上的避雷针或防雷金属网应和建筑物顶部的其他金属物体连接成一个整体； 9） 装有避雷针和避雷线的构架上的照明灯电源线，必须采用只埋于土壤中的带金属护层的电缆或穿入金属管的导线。电缆的金属护层或金属管必须接地，埋入土壤中的长度应在 10m 以上，方可与配电装置的接地网相连或与电源线、低压配电装置相连接；	现场检查/资料验收	

表 32　电气设备和防雷设施接地装置交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			10） 发电厂和变电所的避雷线线档内不应有接头。		
8	交接试验	独立的燃油、易爆气体储罐及管道	接地阻抗不宜大于 30Ω，无独立避雷针保护的露天储罐不应超过 10Ω。	资料验收	
9	交接试验	露天配电装置的集中接地装置及独立避雷针（线）	接地阻抗不宜大于 10Ω。	资料验收	
10	交接试验	OPGW 接地引下线检查	满足 DL/T 1378 《光纤复合架空地线（OPGW）防雷地导则》的要求。	资料验收	
11	交接试验	场区地表电位梯度、接触电位差、跨步电压和转移电位测量	1）对于大型接地装置宜测量场区地表电位梯度、接触电位差、跨步电压和转移电位，试验方法可按现行行业标准《接地装置特性参数测量导则》DL475 的有关规定执行，试验时应排除与接地网连接的架空地线、电缆的影响； 2）当接地网接地阻抗不满足要求时，应测量场区地表电位梯度、接触电位差、跨步电压和转移电位，并应进行综合分析。	资料验收	
12	交接验收	隐蔽工程	1）接地沟埋深、沟内无石块及建筑垃圾； 2）水平（垂直）接地体的材质及规格； 3）接地装置连接方法； 4）接地体搭接长度及焊接面数； 5）焊接处的防腐措施。	现场检查	
13	交接验收	有效接地系统接地装置检查	1）接地极不能外露，外露接地极的规格尺寸和防腐措施应满足要求； 2）两接地网间测量井连接点接触情况及防腐措施完好； 3）变电站地网边缘走道处应铺设碎石、沥青或采取接地均压措施； 4）变电站架空避雷线在出线构架处与地网连接可靠且有便于分开的连接点； 5）设备非专设接地线符合要求，电气通路完好且焊接可靠； 6）专设接地线连接可靠，设计规定的断开点采取镀锌螺栓连接，其余连接为焊接或火泥熔接，焊接的搭接长度满足要求；材料规格和截面满足热稳定、防腐和机械强度要求； 7）螺栓连接不能有防松螺帽或垫片，钢绞线、铜绞线的压接牢靠； 8）有色金属接地线及不同金属接地线的连接方式符合要求，焊接、螺栓连接、压接或火泥溶接有效； 9）接地线防腐层完好，连接点或焊接点经过防腐处理； 10）在公路及其它易遭受外力破坏处接地线采取防止机械损伤措施；	现场检查/抽检	

表 32　电气设备和防雷设施接地装置交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			11）明敷接地线表面绿、黄条纹标记或设计的其它标志明显和一致； 12）接地线安装位置合理，不妨碍设备检修和人员通行，接地线弯曲位顺畅、支持件及其间距符合要求。		
14	交接验收	非有效接地系统及其他接地装置检查	设备接地引下线导体进行检查，应连接可靠，无锈蚀、松动情况。	现场检查	
15	交接验收	材料及焊接工艺检查	对于新建变电站的户内地下部分的接地网和地下部分的接地线应采用紫铜材料。铜材料间或铜材料与其他金属间的连接，须采用放热焊接，不得采用电弧焊接或压接。土壤具有强腐蚀性的变电站应采用铜或铜覆钢材料。	现场检查	南网反措要求。
16	交接验收	文件、资料检查	1）实际施工的记录图； 2）变更设计的证明文件； 3）安装记录（包括隐蔽工程记录）； 4）测试记录。	现场检查/资料验收	

20 站内交直流电源

20.1 交流不间断电源系统

表 33　交流不间断电源系统交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接试验	绝缘试验	UPS 电源输入端、输出端用 1000V 摇表测量，对地的绝缘电阻应大于 10MΩ。	资料验收	
2	交接试验	输出波形失真度（THDU）试验	1）在线式 UPS 电源输出电压失真度（THDU）≤5%（非线性负载），≤2%（线性负载）； 2）电力专用 UPS 电源输出电压失真度（THDU）≤3%。	资料验收	
3	交接试验	充电装置性能试验	1）稳压精度≤±0.5%； 2）稳流精度≤±1%； 3）纹波系数≤0.5%； 4）充电装置具有限压限流特性； 5）充电装置高频模块个数为 N+1，总模块个数不宜少于 3 个，不宜多于 7 个； 6）多块模块并列运行时，具有良好均流性能，在总输出（30%~100%）额定电流条件下，均流不平衡度应小于 5%； 7）充电装置具有恒流充电→恒压充电→浮充电自动切换功能，具有自动/手动进行均衡充电/浮充电切换功能； 8）充电装置具有自动恢复功能，停电时间超过 10 分钟，能自动实现恒流充电→恒压充电→浮充电工作方式切换； 9）充电装置恒流充电时，充电电流的调整范围宜为（20～100）%额定电流，恒压运行时，充电电流的调整范围宜为（0～100）%额定电流。	现场检查/资料验收	前四项为资料验收，后几项条件允许时现场检查

表 33　交流不间断电源系统交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
4	交接试验	运行方式切换试验	用记忆示波器记录 UPS 电源输出波形。 1）交流输入供电转蓄电池供电切换，切换时间 0ms。检查蓄电池运行状态；蓄电池组（或直流系统）供电切换至由交流输入电源供电，切换时间应为 0ms。检查整流器/充电器运行状态； 2）交流输入/蓄电池供电转静态旁路供电切换，切换时间小于 4ms。检查自动旁路运行状态； 3）静态旁路供电自动切换至逆变输出供电，切换时间应小于 4ms。检查逆变器运行状态。	现场检查/资料验收	功能现场检查，切换时间资料验收。
5	交接试验	蓄电池组容量试验	1）按蓄电池标称容量进行容量试验：至少每小时记录一次，8 小时后，至少每半小时记录一次，单体蓄电池电压放至 1.8V/cell（如：单体蓄电池电压为 12V 放至 10.8V）。放电仪宜采用自动放电仪。在三次充放电循环之内，若达不到额定容量值的 100%，此组蓄电池为不合格。 2）针对运行中不合格蓄电池组处理原则：发现个别电池性能下降或异常时，应对单只电池采取电池活化措施，电池活化成功并投运三个月后，再次对电池进行容量试验，如若不满足要求，则视为该单只电池已故障；核对性充放电时，当蓄电池组达不到额定容量的 80%时，应更换整组蓄电池。	资料验收	对存在单独的蓄电池组开展。
6	交接试验	模拟量带负荷试验	以下参数应满足相关标准和技术协议要求： 交流输入电压； 交流输入电流； 交流旁路输入电压； 交流旁路输入电流； 交流输出电压； 交流输出电流； 交流输入频率； 交流旁路输入频率； 交流输出频率。	旁站见证	
7	交接验收	设备配置检查	核对 UPS 电源及充电装置、外围设备、蓄电池组的型号、容量、软件版本、厂家名称与技术协议、厂家资料完全一致。	现场检查/资料验收	
8	交接验收	屏柜检查	检查外观、柜体安装、电气安装符合技术协议要求，固定可靠，框架无变形，标示正确清晰。屏柜外壳及基础槽钢接地应可靠。	抽检	
9	交接验收	交流母线检查	母线排连接牢固，固定可靠； 母线排绝缘阻燃热缩套管安装牢固可靠、相色正确。	现场检查	
10	交接验收	二次回路检查	1）按图施工，接线正确可靠； 2）导线与电气元件间采用螺栓连接、插接、焊接或压接等，均牢固可靠；柜内的导线没有接头，导线芯线无损伤；	现场检查	

表 33　交流不间断电源系统交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			3）电缆芯线和所配导线的端部均标明了其回路编号，编号应正确，字迹清晰且不易脱色； 4）配线整齐、清晰、美观，导线绝缘良好，无损伤。		
11	交接验收	端子排安装检查	1）端子排应无损坏，固定牢固，绝缘良好； 2）端子应有序号，端子排应便于更换且接线方便； 3）端子排离地高度宜大于 350mm； 4）连接件采用铜质制品；绝缘件采用自熄性阻燃材料； 5）端子牌标明编号、名称、用途，其标明的字迹清晰、工整，且不易脱色； 6）直流正负极之间应采用空端子隔开。	现场检查	
12	交接验收	电缆接线的检查	1）检查线径是否符合设计标准； 2）线耳与导线要压接搪锡焊牢，接头部分热缩包牢。端部扎紧，并将钢带接地。电缆屏蔽层应接地； 3）引入柜的电缆排列绑扎整齐，编号清晰，避免交叉，并应固定牢固，不得使所接的端子排受到机械应力； 4）铠装电缆在进入盘、柜后，将钢带切断，切断处的端部扎紧，并将钢带接地。电缆屏蔽层应接地； 5）强、弱电回路没有使用同一根电缆； 6）电缆接头无锈蚀，电缆孔密封； 7）交流母线及接头满足长期通过设计电流的要求，母线应选用阻燃绝缘铜母线。屏间引线应满足长期通过设计电流的要求； 8）屏内所有电缆牌标明编号、名称、用途、规格、走向，电脑打印、字迹清晰，不易脱色； 9）新建或扩建变电站内的交流一次设备线夹不应使用螺接接线夹。	抽检	
13	交接验收	表计检查	1）所配表计显示正确，精度达到要求； 2）校表记录符合要求。	资料验收	
14	交接验收	交/直流断路器、母联开关检查	1）进线、联络切换开关型号符合设计要求； 2）操作灵活，无较大振动和异常噪声； 3）直流馈线开关接线极性正确。	现场检查	
15	交接验收	交流输入回路检查	1）两路交流输入分别取自不同段交流母线； 2）交流电源自动切换功能正常。	现场检查	
16	交接验收	防雷器检查	1）UPS 电源系统输入端宜配置相对地、中性线对地保护模式标称放电电流不小于 10kA（8/20μs）的交流电源限压 SPD； 2）SPD 宜串联相匹配的联动空气开关以便于更换 SPD 和防止 SPD 损坏造成的短路； 3）SPD 正常或故障时，应有能正确表示其状态的标志或指示灯。	现场检查	
17	交接验收	馈线开关检查	1）馈线开关的规格、容量与设计相符； 2）逐一分合馈线开关，指示灯、输出正确； 3）检查交流两段母线是否负荷均分、三相平衡； 4）检查双电源供电设备的两路交流输入电源是否分别取自两段输出母线； 5）检查冗余配置的两台单电源供电设备，其交流输入电源是否分别取自两段输出母线；	现场检查	

表 33　交流不间断电源系统交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			6）检查服务器、主网交换机、磁盘阵列的工作电源是否分别采用专用馈线开关供电； 7）检查变电站用 UPS 电源供电的所有设备是否采用一路馈线开关对应一台设备； 8）检查交流馈线开关是否有设备名称和编号的标识牌； 9）检查是否有不应当接入 UPS 电源系统的负荷。		
18	交接验收	级差配合检查	1）交流输出断路器与交流馈线开关之间、交流馈线开关与负载端空开之间应满足 2～4 级的级差配合要求； 2）交流输入断路器与上一级断路器之间应满足 2～4 级的级差配合要求。	现场检查	
19	交接验收	接线方式检查	1）如果上级交流配电设备中未采用自动切换装置，检查 UPS 电源的交流电源输入和旁路电源输入是否采用两路电源经自动切换装置切换的供电方式； 2）检查调度自动化系统用 UPS 电源的直流输入电源是否取自不同的蓄电池组； 3）检查变电站自动化系统用 UPS 电源的直流输入电源是否取自变电站直流系统不同段直流母线（有硅降压回路的直流系统应取自硅降压回路前端）； 4）检查 40kVA 以上的 UPS 电源系统是否采用三相交流电源输入，三相交流电源输出接线方式；10kVA 及以上 UPS 电源系统是否采用三相交流电源输入，单相交流电源输出接线方式；5kVA 及以下 UPS 电源系统是否采用单相交流电源输入，单相交流电源输出接线方式。	现场检查	
20	交接验收	监控单元功能检查	1）检查现场软件版本与出厂验收软件版本是否一致； 2）监控单元能显示相关定值、模拟量测量值、事件记录和告警记录等；根据厂家提供定值单进行定值设置检查； 3）模拟量测量检查：电流测量精度误差不超过±1%；电压测量精度误差不超过±0.5%； 4）硬接点合并输出信号应包括：交流输入故障告警、交流输出故障告警、直流输入故障告警、UPS 装置故障告警、监控单元故障等。	现场检查/资料验收	
21	交接验收	告警信息检查	交流输入电压超限告警、交流输出电压超限告警、交流输入中断告警、交流输入频率超限告警、电池组电压高/低告警、电池组故障告警、整流器故障告警、逆变器故障告警、旁路供电告警、交流输入断路器跳闸告警、交流旁路输入断路器跳闸告警、交流输出断路器跳闸告警、直流输入断路器跳闸告警、馈线开关跳闸告警、监控单元故障告警。	现场检查	
22	交接验收	蓄电池外观、蓄电池架、引出电缆的检查	1）铭牌，合格证清晰，符合标准； 2）型号、规格、阻燃性能符合设计要求，材料具有阻燃性； 编号正确，正、负极性正确，极性及端子有明显标志（正：褐色；负：蓝色）； 3）安装平稳、均匀、整齐、牢固可靠、无裂纹，密封良好，无变形、损坏、锈蚀、污迹； 4）可靠接入地网，接地处应有防锈措施和明显标志；	现场检查/资料验收	

表 33　交流不间断电源系统交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			5）每层蓄电池安装不超过两列，间距符合设计要求，便于蓄电池安装、维护和测量； 6）蓄电池组引出线线径符合设计标准，采用铠装阻燃电缆，其正极和负极的引出线不应共用一根电缆； 7）蓄电池室内两组蓄电池的电缆应分别铺设在各自独立的通道内； 8）同层蓄电池采用有绝缘护套的连接条连接，不同层的蓄电池间采用电缆连接； 9）蓄电池组正、负极引出线电缆不直接连接到蓄电池极柱上，连接到蓄电池架上的过渡接线板上； 10）线耳与导线要压接搪锡焊牢，接头部分热缩包牢； 11）电缆孔封堵良好； 12）新建的厂站，设计配置有两套蓄电池组的，应使用不同厂家的产品，同厂家的产品可根据情况站间调换； 13）蓄电池组配置电池巡检仪的告警信号应接入本站监控系统；		
23	交接验收	蓄电池一致性检查	14）浮充运行时，单体电压偏差值不超过整组蓄电池平均值±0.05V；开路电压最大最小电压差值 0.03V。	资料验收	
24	交接验收	蓄电池组绝缘电阻检查	蓄电池组脱离系统，用 1000V 摇表检查整组蓄电池正、负极分别对地绝缘，绝缘电阻均不小于 0.5MΩ。	资料验收	
25	交接验收	蓄电池室检查	1）200Ah 以上的蓄电池组设专用蓄电池室； 2）新建站两组蓄电池分别设置专用蓄电池室； 3）同一蓄电池室内的两组蓄电池组间装设可靠防火间隔； 4）蓄电池室清洁干燥，通风良好，室温 15—30℃（装设测温装置）； 5）窗户采取遮光措施，无阳光直射蓄电池； 6）通风电动机为防爆型抽风机，运行正常； 7）使用防爆灯，照明充足，便于维护，配有事故照明灯； 8）照明线应暗线敷设； 9）开关、插座、熔断器应安装在蓄电池室外； 10）消防设施齐备； 11）蓄电池室门应向外开启。	现场检查	
26	交接验收	文件、资料检查	1）厂家 UPS 电源和外围设备的出厂报告、合格证、图纸以及技术说明书； 2）UPS 电源和外围设备的原理接线图、系统说明书、操作及维护手册、设备定值清单； 3）蓄电池出厂充放电记录、每只蓄电池内阻参数、蓄电池阻燃特性型式试验报告； 4）开箱记录； 5）建设单位提供的施工图纸和设计变更通知单及施工单位提供的竣工草图； 6）UPS 电源及外围设备现场调试报告和安装记录； 7）蓄电池组核容试验记录； 8）蓄电池内阻记录； 9）使用的试验仪器、仪表型号和编号记录；	现场检查/资料验收	

表 33　交流不间断电源系统交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			10）负荷运行状态表是否与实际出线相符； 11）安装记录和调试报告的签名、试验结论以及盖章； 12）专用工器具及备品备件检查；		

20.2 直流电源系统

表 34　直流电源系统交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接试验	直流母线绝缘试验	直流电源装置的直流母线用 2500V 摇表测量，绝缘电阻不小于 10MΩ；各支路用 1000V 摇表测量，绝缘电阻不小于 10MΩ。	资料验收	
2	交接试验	蓄电池组绝缘电阻	蓄电池组脱离系统，用 1000V 摇表检查整组蓄电池正、负极分别对地绝缘，绝缘电阻均不小于 0.5MΩ。	现场检查/资料验收	
3	交接试验	模块均流试验	模块均流正常,在总输出（30%～100%）额定电流条件下，均流不平衡度小于 5%。	资料验收	
4	交接试验	充电装置性能的检查	1）　稳流精度≤±1%； 2）　稳压精度≤±0.5%； 3）　纹波系数≤0.5%； 4）　充电装置应具备限流及限压特性功能。	资料验收	
5	交接试验	直流母线连续供电试验	交流电源突然中断，直流母线应连续供电，电压波动不大于额定电压的 10%。	资料验收	
6	交接试验	微机控制自动转换程序试验	1）　阀控蓄电池的充电程序（恒流→恒压→浮充）试验； 2）　阀控蓄电池的补充充电程序试验。	现场检查	
7	交接试验	蓄电池组容量试验	1）　按蓄电池标称容量进行容量试验：至少每小时记录一次，8 小时后，至少每半小时记录一次，单体蓄电池电压放至 1.8V/cell（如：单体蓄电池电压为 12V 放至 10.8V）。放电仪宜采用自动放电仪。在三次充放电循环之内，若达不到额定容量值的 100%，此组蓄电池为不合格。 2）　针对运行中不合格蓄电池组处理原则：发现个别电池性能下降或异常时，应对单只电池采取电池活化措施，电池活化成功并投运三个月后，再次对电池进行容量试验，如若不满足要求，则视为该单只电池已故障；核对性充放电时，当蓄电池组达不到额定容量的 80%时，应更换整组蓄电池。	资料验收	
8	交接试验	蓄电池内阻测试	核容试验合格后，蓄电池组满容量情况下，检查每只蓄电池内阻，内阻值偏差不大于蓄电池组平均值±10%。	资料验收	
9	交接试验	重要输入/输出及	1）　直流电源单元模拟量的检查； 2）　直流电源系统监控单元开关量的检查；	现场检查	

表 34　直流电源系统交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
		告警信号试验	3）　综自系统后台模拟量的检查； 4）　综自系统后台开关量的检查。		
10	交接验收	直流电源系统配置检查	核对直流屏内高频开关电源模块装置、监控单元装置、绝缘监察装置、蓄电池管理单元装置等正常运行，型号、软件版本、厂家名称与订货合同的技术协议完全一致。	现场检查/资料验收	
11	交接验收	蓄电池外观、蓄电池架、引出电缆检查	1）　铭牌，合格证清晰，符合标准； 2）　型号、规格、阻燃性能符合设计要求，材料具有阻燃性； 3）　编号正确，正、负极性正确，极性及端子有明显标志（正：褐色；负：蓝色）； 4）　安装平稳、均匀、整齐、牢固可靠、无裂纹，密封良好，无变形、损坏、锈蚀、污迹； 5）　可靠接入地网，接地处应有防锈措施和明显标志； 6）　每层蓄电池安装不超过两列，间距符合设计要求，便于蓄电池安装、维护和测量； 7）　蓄电池组引出线线径符合设计标准，采用铠装阻燃电缆，其正极和负极的引出线不应共用一根电缆； 8）　蓄电池室内两组蓄电池的电缆应分别铺设在各自独立的通道内； 9）　同层蓄电池采用有绝缘护套的连接条连接，不同层的蓄电池间采用电缆连接； 10）　蓄电池组正、负极引出线电缆不直接连接到蓄电池极柱上，连接到蓄电池架上的过渡接线板上； 11）　线耳与导线要压接搪锡焊牢，接头部分热缩包牢； 12）　电缆孔封堵良好。 13）　新建的厂站，设计配置有两套蓄电池组的，应使用不同厂家的产品，同厂家的产品可根据情况站间调换。 14）　蓄电池组配置电池巡检仪的告警信号应接入本站监控系统。	现场检查/资料验收	
12	交接验收	蓄电池一致性检查	1）　浮充运行时，单体电压偏差值不超过整组蓄电池平均值±0.05V； 2）　开路电压最大最小电压差值 0.03V。	现场检查/资料验收	
13	交接验收	蓄电池组绝缘电阻检查	蓄电池组脱离系统，用 1000V 摇表检查整组蓄电池正、负极分别对地绝缘，绝缘电阻均不小于 0.5MΩ。	资料验收	
14	交接验收	蓄电池室检查	1）　200Ah 以上的蓄电池组设专用蓄电池室；新建站两组蓄电池分别设置专用蓄电池室； 2）　同一蓄电池室内的两组蓄电池组间装设可靠防火间隔； 3）　蓄电池室清洁干燥，通风良好，室温 15—30℃（装设测温装置）； 4）　窗户采取遮光措施，无阳光直射蓄电池； 5）　通风电动机为防爆型抽风机，运行正常； 6）　使用防爆灯，照明充足，便于维护，配有事故照明灯； 7）　照明线应暗线敷设； 8）　开关、插座、熔断器应安装在蓄电池室外； 9）　消防设施齐备；	现场检查	

表 34　直流电源系统交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			10） 蓄电池室门应向外开启。		
15	交接验收	蓄电池管理单元检查	1） 软件版本检查； 2） 各单体蓄电池的电压测量误差应不大于 0.5%； 3） 蓄电池组电流测量误差应不大于 1%； 4） 能够实时测量蓄电池组电压、蓄电池组充放电电流、单体蓄电池端电压、特征点温度等参数； 5） 蓄电池巡检仪显示的蓄电池编号应与蓄电池的实际编号相对应。	现场检查	
16	交接验收	直流屏柜检查	检查外观、柜体安装、电气安装符合技术协议要求，固定可靠，框架无变形，标示正确清晰。屏柜外壳及基础槽钢接地应可靠。	抽检	
17	交接验收	直流母线检查	1） 母线排尺寸符合设计要求； 2） 母线排连接牢固，固定可靠； 3） 母线排与导线连接牢固可靠； 4） 采用阻燃绝缘铜母线。	现场检查	
18	交接验收	二次回路检查	1） 按图施工，接线正确可靠； 2） 导线与电气元件间采用螺栓连接、插接、焊接或压接等，均牢固可靠； 3） 盘、柜内的导线没有接头，导线芯线无损伤； 4） 电缆芯线和所配导线的端部均标明了其回路编号，编号应正确，字迹清晰且不易脱色； 5） 配线整齐、清晰、美观，导线绝缘良好，无损伤； 6） 二次回路接地应设专用螺栓； 7） 电流回路应采用电压不低于 500V 的铜芯绝缘导线，其截面不应小于 2.5mm； 8） 其它回路截面不小于 1.5mm； 9） 对电子元件回路、弱电回路采用锡焊连接时，在满足载流量和电压降及有足够机械强度的情况下，可采用不小于 0.5mm 截面的绝缘导线； 10） 可动部位的导线采用多股软导线，敷设长度有适当裕度。线束有外套塑料管等加强绝缘层； 11） 可动部位的导线与电器连接时，端部应绞紧，并加终端附件或搪锡，不得松散、断股； 12） 可动部位的导线在可动部位两端应用卡子固定。	现场检查	
19	交接验收	端子排安装检查	1） 端子排应无损坏，固定牢固，绝缘良好； 2） 端子应有序号，端子排应便于更换且接线方便； 3） 端子排离地高度宜大于 350mm； 4） 端子容量应与导线截面匹配，没有使用小端子配大截面导线； 5） 连接件采用铜质制品；绝缘件采用自熄性阻燃材料； 6） 端子牌标明编号、名称、用途，其标明的字迹清晰、工整，且不易脱色； 7） 每个接线端子的每侧接线宜为 1 根，不得超过 2 根； 8） 插接式端子，不同截面的两根导线不得接在同一端子上；	现场检查	

表 34　直流电源系统交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			9） 螺栓连接端子，当接两根导线时，中间应加平垫片。		
20	交接验收	电缆接线的检查	1） 检查线径是否符合设计标准； 2） 线耳与导线要压接搪锡焊牢，接头部分热缩包牢。端部扎紧，并将钢带接地。电缆屏蔽层应接地； 3） 引入柜的电缆排列绑扎整齐，编号清晰，避免交叉，并应固定牢固，不得使所接的端子排受到机械应力； 4） 铠装电缆在进入盘、柜后，将钢带切断，切断处的端部扎紧，并将钢带接地。电缆屏蔽层应接地； 5） 柜内电缆芯线，应按垂直或水平规律配置。不得任意歪斜交叉连接； 6） 强、弱电回路没有使用同一根电缆，分别成束分开排列； 7） 电缆接头无锈蚀，电缆孔密封； 8） 直流母线及接头满足长期通过设计电流的要求， 母线应选用阻燃绝缘铜 9） 母线。屏间引线应满足长期通过设计电流的要求； 10） 屏内所有电缆牌标明编号、名称、用途、规格、走向，电脑打印、字迹清晰，不易脱色。	抽检	
21	交接验收	表计检查	1） 所配表计显示正确，精度达到要求； 2） 校表记录符合要求。	资料验收	
22	交接验收	直流开关检查	1） 进线、联络切换开关型号符合设计要求； 2） 操作灵活，无较大振动和异常噪声；	现场检查	
23	交接验收	交流输入回路检查	1） 两路交流输入分别取自不同段交流母线； 2） 交流电源自动切换功能正常。	现场检查	
24	交接验收	充电模块检查	1） 模块电流、电压显示正常； 2） 失去监控器，系统可保持在浮充电压； 3） 分合模块开关，模块工作正常。	现场检查	
25	交接验收	硅降压回路检查	1） 降压硅容量符合设计要求； 2） 自动调压功能试验（改变浮充定值，检查调压）； 3） 手动调压功能试验（调节转换开关检查调压）。	现场检查	
26	交接验收	防雷器检查	1） 交流、直流侧防雷器的配置符合设计要求； 2） 所有防雷器的工作正常； 3） 防雷器所配空气开关满足设计配置； 4） 防雷器接线尽可能短，不大于 0.5 米。	现场检查	
27	交接验收	馈线开关检查	1） 馈线开关的规格、容量与设计相符； 2） 逐一分合馈线开关，指示、输出正确； 3） 事故跳闸接点动作正常； 4） 直流馈线开关接线极性正确。	现场检查	
28	交接验收	监控单元的检查	1） 软件版本检查； 2） 监控器的菜单切换功能符合设计要求； 3） 监控器的定值设置符合设计要求； 4） 改变浮充定值工作正确； 5） 启动均衡充电，工作正常； 6） 充电机开停机操作正常；	现场检查/资料验收	

表 34　直流电源系统交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			7） 模拟量测量正常，电流测量精度误差不超过 1%；电压测量精度误差不超过 0.5%； 8） 定时启动均充功能正常； 9） 事件记录功能正常，事件记录分辨率不低于 1 秒； 10） 温度补偿功能投入，蓄电池环境温度测温探头不少于 3 个，测温探头工作异常时报警； 11） 显示功能正确，监控单元能显示相关定值、模拟量测量值、事件记录和告警记录等； 12） 通信应连通，端口设置正确； 13） 对时功能检查，对时端子正确接入 GPS 对时系统，GPS 标准时钟的误差不大于 1ms； 14） 馈线状态监测模块能采集每回直流馈线回路的断路器位置，并与监控单元通信，实现对所有直流馈线的工作状态监视； 15） 应具有以上保护功能，能进行充放电控制和整定，能监测蓄电池电压、控母电压、充电装置工作状态、绝缘状态等。能发出告警信号并与监控后台通信，上送信息满足运行监视要求。		
29	交接验收	绝缘监察仪的检查	1） 软件版本检查； 2） 整定值：额定电压为 220V，25KΩ；额定电压为 110V，7KΩ； 3） 直流母线接地时，发出声光报警。用电阻分别模拟正、负极接地，检测正确； 4） 逐路用电阻模拟支路接地检测、判断正确，检查各支路正、负极对地电压； 5） 控制母线电压低、高告警试验，检测正确； 6） 绝缘监察仪装置故障报警； 7） 绝缘监察仪平衡桥接地点可靠接地。	现场检查	
30	交接验收	极差配合的检查	1） 采用直流熔断器或熔断器和直流断路器混用时，应注意上下级之间的配合。当直流断路器与熔断器配合时，应考虑动作特性的不同，对级差做适当调整； 2） 直流断路器下一级不宜再接熔断器； 3） 上、下级均为直流断路器的，额定电流宜按照 4 级及以上电流级差选择配合； 4） 蓄电池出口为熔断器，下级为直流断路器的，宜按照 2 倍及以上额定电流选择级差配合； 5） 变电站内设置直流保护电器的级数不宜超过 4 级。	现场检查	
31	交接验收	直流供电网络检查	1） 直流电源馈线开关投退表与设计图纸相符； 2） 按直流电源馈线开关投退表检查直流馈线屏馈线开关投退的正确性； 3） 检查接入直流负荷的正确性，不得接入直流系统的负荷应排除； 4） 直流负载宜平均分配在两段直流母线上； 5） 检查两段直流母线间是否存在环路，造成两段直流母线长期并联运行； 6） 直流柜和直流分电柜引出的控制、信号和保护馈线应选择铜芯电缆，其电压降不大于直流系统标称电压的 5%；	现场检查	

表 34　直流电源系统交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			7） 各种盘柜设置的直流断路器、熔断器有设备名称和编号的标识牌； 8） 直流电源系统用断路器采用具有自动脱扣功能的直流断路器，不得用交流断路器替代； 9） 环形供电网络干线或小母线的二回直流电源分别经直流断路器接入两段直流母线，正常时为开环运行； 10） 各间隔单元控制电源与保护装置电源直流供电回路应在直流馈线屏处分开； 11） 互为冗余配置的两套主保护、两套安稳装置、两组跳闸回路等采用辐射供电方式，其直流供电电源分别取自不同段直流母线； 12） 系统双重化的两套保护与断路器的两组跳闸线圈一一对应时，每套保护装置直流电源和控制回路直流电源取自同一段直流母线； 13） 110kV 及以下线路，其保护装置直流电源和控制电源取自同一段直流母线； 14） 110kV 主变，其各侧后备保护装置直流电源和相应侧断路器控制电源取自同一段直流母线； 15） 保护通道设备电源（放置在通信机房设备除外）与对应的保护装置电源共用一组直流电源，二者在保护屏上通过直流断路器分开供电； 16） 断路器操作机构箱内仅有一组压力闭锁回路，则压力闭锁回路直流供电电源取自断路器操作箱中切换后直流电压母线。其他情况下，取自不同段直流母线的直流供电电源回路间不宜采用自动切换装置或回路。		
32	交接验收	控制回路检查	1） 主变各侧断路器、 110kV 及以上断路器控制回路直流供电电源应采用辐射供电方式，在直流馈线屏处分别经专用直流断路器供电； 2） 断路器操作机构箱内的两组压力闭锁回路直流供电电源分别与对应的跳闸回路共用一组操作电源； 3） 10kV、35kV 断路器（不含主变低压侧）直流控制电源和直流电机电源宜按每台变压器对应的低压侧母线，分别采用环形供电方式； 4） 500kV GIS 断路器辅助直流电源宜按串采用环形供电方式。110kV、220kV GIS 断路器辅助直流电源按母线（母线出线回数超过 6 回时，可分为两段）宜采用环形供电方式； 5） 500kV 隔离开关直流控制电源宜按串采用环形供电方式，110kV、220kV 隔离开关直流控制电源按母线（母线出线回数超过 6 回时，可分为两段）宜采用环形供电方式； 6） PT 并列回路直流控制电源宜采用辐射供电方式。双重化配置的 PT 并列回路直流供电电源分别取自不同段直流母线。	现场检查	
33	交接验收	保护装置检查	1） 电压切换装置直流电源与本间隔控制回路直流电源共用一组电源，二者在保护屏上通过直流断路器分开供电。双配置电压切换装置与两套保护一一对应时，每套保护装置直流电源和电压切换装置直流电源取自同一段直流母线； 2） 独立配置的 500kV 主变零序（分相）差动保护装置直流电源，与对应的差动主保护装置直流电源取自同一段直流母线； 3） 500kV、220kV 主变非电量保护应与本屏内其它保护装置共用一组保护装置电源，二者在保护屏上通过直流断路器分开供电； 4） 对于主、后备保护分开的 220kV 及以上主变保护装置，其后备保护装置直流电源与对应的差动主保护装置共用一组直流电源，二者在保护屏上通过直流	现场检查	

表 34　直流电源系统交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			断路器分开供电； 5） 互为冗余配置的两套远跳保护装置直流电源宜采用辐射供电方式，其直流供电电源分别取自不同段直流母线，并与本屏内主保护装置共用一组保护装置电源，二者在保护屏上通过直流断路器分开供电； 6） 500kV 断路器保护装置直流电源宜采用辐射供电方式，边开关和中开关断路器保护装置直流电源宜取自不同段直流母线； 7） 220kV 断路器保护装置应与本屏其它保护装置共用一组电源，二者在保护屏上通过直流断路器分开供电； 8） 母差保护、失灵保护、母联及分段保护、110kV 线路保护装置、故障录波装置、功角测量装置、备自投装置、安稳执行站装置直流电源宜采用辐射供电方式。		
34	交接验收	综自及保信系统检查	1） 保护、测控合二为一的测控装置电源宜分为装置电源和控制电源两种，独立测控装置的电源仅有装置电源； 2） 110kV 及以上（包括 500kV 变电站 35kV）测控装置的装置电源宜采用环形供电；保护、测控合二为一的 10kV 测控装置的装置电源和控制电源宜按每台变压器对应的低压侧 10kV 母线，分别采用环形供电方式； 3） 冗余配置的远动装置采用辐射供电方式， 其直流供电电源分别取自不同段直流母线； 4） 监控系统和继电保护及保护故障信息系统用交换机等网络设备采用直流供电电源时，按 A、B、C 网分别采用辐射供电方式。其中 A、B 双网的交换机等网络设备取自不同段直流母线； 5） 冗余配置的远动装置采用辐射供电方式， 其直流供电电源分别取自不同段直流母线； 6） 两套不间断电源屏应采用辐射供电方式， 其直流供电电源分别取自不同段直流母线。	现场检查	
35	交接验收	其他检查	1） 事故照明直流电源可采用辐射供电方式； 2） 电能采集屏直流电源宜采用辐射供电方式。	现场检查	
36	交接验收	投运前检查	1） 仔细检查施工现场是否有遗留的工具、材料； 2） 验收工作结束后，清除所有事件报告； 3） 按照直流电源馈线开关投退表核对直流电源馈线开关状态，应正确； 4） 直流电源系统各设备应正常工作； 5） 核对定值，保证正确。	现场检查	
37	交接验收	文件、资料检查	1） 厂家出厂图纸、技术资料、记录齐全、完整、准确； 2） 施工图纸齐全、完整、准确； 3） 专用工器具及备品备件齐全； 4） 其他运行相关资料齐全、完整、准确；包括直流系统熔断器分级配置图（网络图）及直流电源馈线开关投退表，设备基本信息表，要求在工程投产前提	现场检查/资料验收	

表 34　直流电源系统交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			供或更新。		

20.3 站用交流电源系统

表 35　站用交流电源系统交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接试验	交流电源系统重点试验	1）　交流电源装置的交流母线用 2500V 摇表测量，绝缘电阻不小于 10MΩ； 2）　各支路用 1000V 摇表测量，绝缘电阻不小于 10MΩ； 3）　#1 站用电失压，备自投正确动作； 4）　#2 站用电失压，备自投正确动作； 5）　#1 站用电变低开关过流保护动作，闭锁备自投，备自投应可靠不动作； 6）　#2 站用电变低开关过流保护动作，闭锁备自投，备自投应可靠不动作； 7）　#1 站用电变低零序保护动作，闭锁备自投，备自投应可靠不动作； 8）　#2 站用电变低零序保护动作，闭锁备自投，备自投应可靠不动作； 9）　ATS 切换正确； 10）500kV 变电站站用交流低压母线备自投方式应采用单向自投方式（即站外电源对站内电源备用，而站内电源不对外来电源进行备用）。 11）若变电站站用电保护或 380V 备自投具备跳进线 380V 断路器功能，站用低压侧 380V 开关应取消低压脱扣功能。	现场检查/资料验收	
2	交接验收	柜体检查	1）　铭牌、合格证清晰，符合标准； 2）　型号、规格符合设计要求； 3）　柜体安装整齐，固定可靠，框架无变形； 4）　柜体漆层完好无损，清洁； 5）　柜体接地牢固、良好； 6）　可开启门用铜线与接地金属构架可靠连接； 7）　基础型钢允许偏差：不交度＜1mm/m,水平度＜1mm/m； 8）　成列安装允许偏差：垂交度＜1.5mm 盘间接缝＜2mm； 9）　柜间连接要牢固； 10）抽屉推拉灵活轻便，无卡阻、碰撞现象，抽屉能互换； 11）抽屉与柜体间的二次回路连线插件应接触良好； 12）抽屉与柜体的接触及柜体、框架的接地应良好。	现场检查	
3	交接验收	柜内电器检查	1）　元器件质量良好，型号、规格符合设计要求； 2）　附件齐全，排列整齐，固定牢固，密封良好； 3）　各电器标识清晰，符合规范的要求； 4）　元器件单独拆装方便，互不影响； 5）　熔断器熔体规格，空气开关整定值符合设计要求，熔断器名称、容量标识清晰、正确； 6）　信号显示正确，工作可靠； 7）　所配表计显示正确，精度达到要求。	现场检查	
4	交接验收	交流母线检查	1）　母线排尺寸符合设计要求。母线排排列平行，弯折垂直； 2）　母线色标及排列正确（黄、绿、红、黑）；	现场检查	

表 35　站用交流电源系统交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			3）　母线排连接牢固，固定可靠； 4）　母线排与导线连接牢固可靠； 5）　母线排应采用阻燃热缩绝缘护套； 6）　母线不受额外应力； 7）　母线接头接触面是平整； 8）　母线伸缩节无裂纹、断股和绝缘材料完好。		
5	交接验收	进线和联络开关柜检查	1）　进线、联络切换开关型号、技术参数符合设计要求； 2）　操作灵活，无较大振动和异常噪声； 3）　380V 低压配电屏进线断路器应具备过流保护功能，并配置保护出口接点用于闭锁 380V 备自投装置，该断路器宜选用电子型脱扣器。其电流和延时定值整定符合相关要求； 4）　两个交流进线屏交流输入应取自不同的站用变压器，且编号一一对应； 5）　同一 ATS 的两路输入应取自不同的站用变压器； 6）　两路交流进线相序、相位正确； 7）　防雷器的配置符合设计要求； 8）　馈线开关的规格、容量与设计相符； 9）　逐一分合馈线开关，指示、输出正确； 10）　馈线开关名称和编号标识正确。 11）　柜内清洁、照明正常、所有孔洞封堵良好，接地良好。 12）　开关推拉及机械闭锁正常，位置、测量仪表指示正确。 13）　新建或扩建变电站内的交流一次设备线夹不应使用螺接接线夹。	现场检查	
6	交接验收	交流供电网络检查	1）　交流电源系统主接线各开关位置与设计图纸相符； 2）　检查接入交流负荷正确、与设计图纸相符； 3）　按照负载均分、三相平衡的原则，制定交流电源馈线开关投退表，并按照表格核对交流馈线空开位置的投退正确性； 4）　主变压器的冷却装置、有载调压装置及带电滤油装置，宜共同设置可互为备用的双回路电源进线，并只在双电源切换装置内自动相互切换。变压器的用电负荷接在经切换后的进线上； 5）　对于直流充电机、变电站交流不间断电源系统、消防水泵电机电源、主变冷却器交流电源及通信设备电源等重要回路宜采取双回路电源供电，其两路电源应分别取自不同段交流母线，并采用专用供电方式； 6）　500kV 变电站的控制楼，应设置专用配电屏向楼内负荷供电。专用配电屏宜采用两段单母线接线，母线之间不装设自动投入装置； 7）　检修电源网络宜采用按配电装置区域划分的单回路分支供电方式； 8）　冗余配置的单电源设备，其交流输入电源应分别取自 380V 不同段工作母线； 9）　核对定值，保证正确； 10）　核对两路交流进线的相序正确，双回路供电馈线回路相序正确。	现场检查/资料验收	

表 35　站用交流电源系统交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
7	交接验收	资料验收	1）　站用变压器及交流电源屏的出厂报告、合格证、图纸、技术（原理、安装、使用、维护）说明书等； 2）　交流电源系统接线图、操作导则、设备定值清单、试验报告、设备材料表、主要元器件说明书及型式试验报告等； 3）　开箱记录与装箱记录一致，并有签名确认； 4）　设计单位提供的施工图纸和设计变更通知单及施工单位提供的竣工草图应完整、正确； 5）　站用变压器及交流电源屏现场调试报告、安装记录应完整、正确，设备调试报告及安装记录应登记所使用的试验仪器、仪表型号和编号； 6）　所有的设备安装调试报告及安装记录有试验人员、审核人员及监理人员签名，并作出试验结论，有单位盖章； 7）　开箱记录单上提供的专用工器具及备品备件齐全； 8）　设备基本信息表、站用交流电源馈线开关投退表，要求在工程投产前提供或更新。	现场检查/资料验收	

21 串补平台设备

表 36 串补平台设备交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接试验	电容器试验	1）电容器单元极对外壳绝缘电阻，不应小于 2000MΩ； 2）电容器单元极对外壳交流耐压试验，按出厂试验电压的 75%进行； 3）电容器单元和电容器组的电容，在参考温度下实测电容与额定电容之偏差不应超过下列限值: a）对电容器单元取±3%; b）对电容器组取±3%。 此外，任何两个相间或同一级中的任何两段之间的电容偏差应符合下列规定: a) 对额定容量小于 30Mvar 的电容器组不应大于 2%; b) 对额定容量为 30Mvar 及以上的电容器组不应大于 1%。	资料验收	当电容器单元有一个端子永久地与箱壳连接(单套管)时，不必进行绝缘电阻和交流耐压试验，但不包含其中一个端子拟与箱壳连接的电容器单元；
2	交接试验	金属氧化物限压器试验	1）金属氧化物限压器的绝缘电阻测量，应符合下列规定： a)直流 1mA/柱下参考电压为 75kV 或交流 1mA/柱下参考电压为 75/√2 kV 以上电压：用 5000V 绝缘电阻表，绝缘电阻不应小于 2500MΩ； b）直流 1mA/柱下参考电压为 75kV 或交流 1mA/柱下参考电压为 75/√2kV 以下电压：用 2500V 绝缘电阻表，绝缘电阻不应小于 1000MΩ； 2）金属氧化物限压器直流参考电压应整支或分节进行测试，试验电流值宜取 1mA/柱，该电流应在温度为(20±15)℃下进行测量， 实测值与设备制造厂规定值比较，差值不应大于±5%； 3）0.75 倍直流参考电压下的泄漏电流应符合产品技术条件的规定，如产品技术条件中未规定，,则不宜大于 50μA/柱。	资料验收	
3	交接试验	阻尼装置试验	1）测量阻尼电阻器绝缘电阻时宜用 2500V 绝缘电阻表测量，绝缘电阻不应小子 500MQ;	资料验收	

表 36 串补平台设备交接验收项目、要求

<table>
<tr><th>序号</th><th>类别</th><th>项目</th><th>要求</th><th>验收方式</th><th>备注</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>2）阻尼电阻器的直流参考电压应整支或分节进行测试，试验电流值宜取1mA/柱，该电流应在温度为(20±15)℃下进行测量， 实测值与设备制造厂规定值比较，差值不应大于±5%；
3）阻尼电阻器0.75直流参考电压下的泄漏电流应符合产品技术条件的规定，如产品技术条件中未规定，则不宜大于50μA/柱；
4）阻尼电阻器实测直流电阻值与额定直流电阻值之偏差不应超过±5%，同时应满足产品技术条件的规定；
5）阻尼电抗器实测直流电阻值与额定直流电阻值之偏差不应超过±10%（电阻测量值应换算到75℃）；
6）现场测量电感宜采用异频电压电流法，实测电感值与额定值之偏差不宜超过±5%，同时应满足产品技术条件的规定。</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>4</td><td>交接试验</td><td>触发间隙试验</td><td>1）限流电阻器直流电阻应符合产品技术要求，其差值应在±5%范围内；
2）套管主绝缘的绝缘电阻不应小于 10000MΩ；
3）套管交流耐压试验值满足 GB311.1 的要求；
4）测量 20kV 及以上非纯瓷套管的主绝缘介质损耗角正切值 tanδ 和电容量应符合以下规定：
<table>
<tr><th>套管主绝缘类型</th><th>tanδ（%）最大值</th></tr>
<tr><td>油浸纸</td><td>0.4</td></tr>
<tr><td>胶浸纸</td><td>0.5</td></tr>
<tr><td>胶粘纸</td><td>1.0（35kV及以下电压等级套管1.5）</td></tr>
<tr><td>气体浸渍膜</td><td>0.5</td></tr>
<tr><td>气体绝缘电容式</td><td>0.5</td></tr>
<tr><td>浇铸或模塑树脂</td><td>1. 5</td></tr>
<tr><td>油脂覆膜</td><td>0.5</td></tr>
<tr><td>胶浸纤维</td><td>0.5</td></tr>
<tr><td>组合</td><td>由供需双方商定</td></tr>
<tr><td>其他套管</td><td>由供需双方商定</td></tr>
</table></td><td>资料验收</td><td></td></tr>
<tr><td>5</td><td>交接试验</td><td>电流互感器试验</td><td>1）一次绕组间、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，其值不应小于1 000MΩ；
2）电压等级为35kV及以上电流互感器的介质损耗角正切值tanδ测量，应符合下列规定：电流互感器绕组的tanδ测量应在10kV电压下进行，tanδ不应大于下表的数据，当对绝缘性能有怀疑时，可采用高压法进行试验，在（0.5-1）Um/√3范围内进行，tanδ变化量不应大于0.2%，电容变化量不应大于0.5%；
<table>
<tr><th rowspan="2">种类</th><th colspan="3">额定电压kV</th></tr>
<tr><th>20～35</th><th>110</th><th>220</th></tr>
<tr><td>油浸式电流互感器</td><td>2.5</td><td>0.8</td><td>0.6</td></tr>
<tr><td>充硅脂及其他干式电流互感器</td><td>0.5</td><td>0.5</td><td>0.5</td></tr>
</table></td><td>资料验收</td><td>1）由于结构原因无法测量一次绕组间、一次绕组对二次绕组及外壳的绝缘电阻时可不进行；
2）对于有末屏引出的电流互感器，还应测量末屏对外壳（地）的绝缘电阻，绝</td></tr>
</table>

表 36 串补平台设备交接验收项目、要求

<table>
<tr><th>序号</th><th>类别</th><th>项目</th><th>要求</th><th>验收方式</th><th>备注</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>
<table>
<tr><td>油浸式电流互感器末屏</td><td>-</td><td>2</td></tr>
</table>
3）电流互感器交流耐压试验，其耐压值按出厂试验电压值的80%进行，二次绕组之间及其对外壳的工频耐压试压电压标准应为2kV，电压等级为110kV及以上的电流互感器末屏对地的工频耐压电压标准应为3kV；
4）电压等级为35kV～110kV的电流互感器的局部放电测量宜全部测试，局部放电测量电压及视在放电量应满足以下要求：
<table>
<tr><td rowspan="2">测量电压kV</td><td colspan="2">允许的视在放电量水平pC</td></tr>
<tr><td>环氧树脂及其他干式</td><td>油浸式和气体式</td></tr>
<tr><td>1.2Um/√3</td><td>50</td><td>20</td></tr>
<tr><td>1.2Um</td><td>100</td><td>50</td></tr>
</table>
5）对绝缘性能有怀疑的电流互感器，应检测绝缘介质性能，并符合下列规定：
a）绝缘介质的性能应符合GB50150 表中20.0.1与表20.0.2的要求；
b）SF_6气体水分含量不应大于250μL/L（20℃体积分数）；
c）电压等级在66kV以上的油浸式电流互感器，应进行油中溶解气体的色谱分析。油中溶解气体组分含量（μL/L）不宜超过下列要求：总烃为10，H_2为50，C_2H_2为0；
6）绕组直流电阻，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不宜大于10%。当有怀疑时，应增加测量电流，测量电流（直流值）不宜超过额定电流（方均根值）的50%；
7）电流互感器的接线组别和极性应符合设计要去，并与铭牌和标志相符；
8）电流互感器的变比应符合设计要求，并与铭牌和标志相符；
9）当继电保护对电流互感器的励磁特性有要求时，应进行励磁特性曲线试验，试验结果应符合产品技术条件规定；
10）精度测试，测试结果应符合产品设计要求，满足产品技术条件的规定。</td><td></td><td>缘电距不宜小于1000MQ。若末屏对地绝缘电阻小于1000MQ时，应测量其tanδ；</td></tr>
<tr><td>6</td><td>交接试验</td><td>旁路断路器、隔离开关试验</td><td>针对旁路断路器、隔离开关试验及要求，可参考表15、表17执行</td><td>资料验收</td><td></td></tr>
<tr><td>7</td><td>交接试验</td><td>晶闸管阀</td><td>试验项目和要求应符合DL/T 1010.4 中4.2.3要求和产品技术条件规定</td><td>资料验收</td><td>仅适用可控串补</td></tr>
<tr><td>8</td><td>交接试验</td><td>阀冷却系统</td><td>试验项目和要求应符合DL/T 1010.4 中4.2.4要求和产品技术条件规定</td><td>资料验收</td><td>仅适用可控串补</td></tr>
<tr><td>9</td><td>交接试验</td><td>晶闸管阀控电抗器</td><td>1）电抗器实测直流电阻值与额定直流电阻值之偏差不应超过±10%（电阻测量值应换算到75℃）；
6）现场测量电感宜采用异频电压电流法，实测电感值与额定值之偏差不宜超过±5%，同时应满足产品技术条件的规定。</td><td>资料验收</td><td>仅适用可控串补</td></tr>
<tr><td>10</td><td>交接验收</td><td>电容器外观检查</td><td>电容器表面应无可见油渍现象，无破损、鼓肚等。对于电容器电极出线端子采用锡焊密封的，焊接处应平整、光滑，无砂眼。</td><td>现场检查</td><td></td></tr>
<tr><td>11</td><td>交接</td><td>金属氧</td><td>金属氧化物限压器的表面应无划伤、裂纹、破损等。</td><td>现场</td><td></td></tr>
</table>

表 36 串补平台设备交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
	验收	化物限压器外观检查		检查	
12	交接验收	阻尼装置外观检查	阻尼装置表面应无划伤、破损等。	现场检查	
13	交接验收	触发型间隙检查	1）检查安装后的间隙附件外观及距离是否有异常； 2）间隙触发监控系统正常，与串补控制保护系统通信功能正确时，间隙触发监控系统的控制触发功能应正常。火花间隙二次触发回路试验应至少进行连续 5 次的可靠触发动作及 5 次的可靠不触发试验。	现场检查	
14	交接验收	电流互感器检查	1）外观应无破损、无异常； 2）油浸式电流互感器外表应无可见油渍。	现场检查	
15	交接验收	旁路断路器、隔离开关检查	外观应无破损、无异常。	现场检查	
16	交接验收	绝缘子检查	1）绝缘子表面应无明显气泡、斑点、缺釉、破损等； 2）绝缘子与法兰连接处应无生烧、氧化、开裂和气孔夹层等。	现场检查	
17	交接验收	文件、资料检查	1）采购技术协议或技术规范书； 2）出厂试验报告； 3）工厂监造、施工监理、质量检验及评定报告； 4）运输记录、安装使用说明书，竣工图纸、维护手册等技术文件； 5）安装检查及安装过程记录； 6）安装过程中设备缺陷通知单、设备缺陷处理记录； 7）交接试验项目齐全、试验结果满足规程要求； 8）备用、备件、专用工具及测试仪器齐全及清单资料齐备； 9）资产管理系统台账信息录入正确、完备。	现场检查/资料验收	

22 1kV 及以下电压等级配电装置和馈电线路

表 37 1kV 及以下电压等级配电装置和馈电线路

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接验收	测量绝缘电阻	1）设备电压等级与兆欧表的选用关系应符合表 1 的规定，根据电压等级选择兆欧表。 2）配电装置及馈电线路的绝缘电阻值不应小于 0.5MΩ 。 3）测量馈电线路绝缘电阻时，应将断路器(或熔断器)、用电设备、电器和仪表等断开。	现场检查	
2	交接	动力	1）各相对地试验电压应为 1000V。当回路绝缘电阻值在 10MΩ 以上时，可采用 2500V 兆	现场	

表 37 1kV 及以下电压等级配电装置和馈电线路

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
	验收	配电装置的交流耐压试验	欧表代替，试验持续时间应为 1min，尚应符合产品技术规定。 2）48V 及以下电压等级配电装置可不做耐压试验。	检查	
3	交接验收	相位检查	检查配电装置内不同电源的馈线间或馈线两侧的相位应一致	现场检查	

23 1kV 以上架空电力线路

表 38 1kV 以上架空电力线路

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接试验	测量绝缘电阻	1）绝缘子绝缘电阻的测量应按本标准第 16 章的规定执行； 2）应测量并记录线路的绝缘电阻值。	资料验收/现场检查	线路的绝缘电阻测量一般与线路工频参数一同开展。
2	交接试验	线路工频参数	工频参数可根据继电保护、过电压等专业的要求进行。	资料验收/现场检查	仅对 110kV 及以上线路开展
3	交接试验	相位检查	检查各相两侧的相位应一致。	现场检查/旁站见证	
4	交接试验	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。	现场检查	
5	交接试验	测量杆塔的接地电阻	测量杆塔的接地电阻值，应符合设计文件的规定。	资料验收/抽检	

24 设施及辅助设备

24.1 建筑物

表 39　建筑物交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接验收	建筑地面工程	1）水泥混凝土面层质量应符合以下规定： a）混凝土强度等级符合设计要求，且不应低于C20。 b）混凝土面层铺设厚度应符合设计要求，且不应留设施工缝； c）面层与基层应结合牢固，面层不应开裂，每个标间或自然间出现的空鼓面积不应大于400cm^2，且不应多余2处。 d）混凝土表面洁净、不应有裂纹、麻面、起砂，色泽一致，表面不应有积水，当设计有坡度要求，坡度应符合设计要求； e）贴脚线与墙面应结合牢固，上口顺直，局部空鼓长度不应大于300mm，且每一间标间或自然间不多于2处； f）楼梯踏步面层应结合牢固，面层应设置防滑条，防滑条顺直，踏步尺寸符合设计要求，踏步两端宽度差不大于10mm，相邻踏步高差不应大于10mm,； g）水泥混凝土表面平整度，采用2米靠尺检查不应大于5mm。	资料验收/现场检查	

表 39　建筑物交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			2）水泥砂浆面层质量应符合以下规定： a）水泥砂浆强度等级符合设计要求 。 b）水泥砂浆铺设厚度应符合设计要求，且不应留设施工缝； c）面层与基层应结合牢固，面层不应开裂，每个标间或自然间出现的空鼓面积不应大于400cm^2，且不应多余2处。 d）水泥砂浆表面洁净、不应有裂纹、麻面、起砂，色泽一致，表面不应有积水，当设计有坡度要求，坡度应符合设计要求； e）贴脚线与墙面应结合牢固，上口顺直，局部空鼓长度不应大于300mm，且每一间标间或自然间不多于2处； f）楼梯踏步面层应结合牢固，面层应设置防滑条，防滑条顺直，踏步尺寸符合设计要求，踏步两端宽度差不大于10mm，相邻踏步高差不应大于10mm,； g）水泥砂浆表面平整度，采用2米靠尺检查不应大于4mm。 3）自流平面层质量应符合以下规定： a）自流平面层采用的品种应符合设计要求，并有出厂质量证明文件。 b）自流平面层的各构造层之间应粘结牢固，层与层之间不应出现分离和空鼓现象； c）自流平面层的表面不应有开裂、漏涂和倒泛水、积水现象，当设计有坡度要求，其坡度应满足设计要求。 d）自流平面层应光洁、色泽一致，不应有气泡、泛砂等。 e）自流层表面平整度，采用2米靠尺检查不应大于2mm。 4）砖面层的质量应符合以下规定： a）地面用砖的材料应符合设计要求，并有出厂质量证明文件； b）地面砖应粘结牢固，不应有空鼓，局部有空鼓时，单块砖边角的空鼓数量，不应超过每个自然间或标准间的总数的5%； c）砖面层应表面洁净、色泽一致，接缝平整、深浅一致、周边顺直，板块无缺棱、掉角和裂纹现象； d）面层镶边用料及尺寸符合设计，边角整齐、光滑； e）踏步尺寸符合设计要求，踏步两端宽度差不大于10mm，相邻踏步高差不应大于10mm； f）砖面层表面平整度不应大于2mm，缝格平直度拉5米线检查不应大于3mm。板块间隙小于2mm。 5）大理石、花岗岩面层质量应符合以下规定： a）大理石、花岗岩面层的产品应符合设计要求，并有出厂质量证明文件，并有放射线限量检测报告； b）大理石、花岗岩面层应粘结牢固，不应有空鼓，局部有空鼓时，单块砖边角的空鼓数量，不应超过每个自然间或标准间的总数的5%； c）大理石、花岗岩面层应表面洁净、表面平整、色泽一致，接缝均匀、周边顺直，板块无缺棱、掉角现象； d）踢脚线表面洁净、与墙柱结合牢固； e）踏步尺寸符合设计要求，踏步两端宽度差不大于10mm，相邻踏步高差不应大于10mm； f）大理石、花岗岩面层表面平整度不应大于3mm。 6）活动地板面层 a）活动地板采用的产品应符合设计要求，有质量证明文件； b）活动地板的支座柱与横梁应构成框架一体，并与基层连接牢固，支架标高符合设计要求； c）活动地板金属应进行接地，金属支架与横梁连通跨接，并与接地体相连； d）活动板块与横梁接触处应达到四角平整、严密； e） 活动地板的面层应安装牢固，无裂纹、掉角和缺棱等缺陷； f）活动地板的面层应排列整齐、表面洁净、表面无损伤、色泽一致，接缝均匀、周		

表 39　建筑物交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			边顺直 。 g）镶边用料及尺寸符合设计要求，边角整齐； h）踢脚线表面洁净、与墙柱面结合牢固； i）活动地板面层平整度不小于2mm，缝格平直度拉5米线检查不小于2.5mm。		
2	交接验收	门窗工程	1）木门安装安装质量应符合下列规定： a）木门套的造型、尺寸及型式应符合设计要求，有质量证明文件； b）木门的安装位置及开启方向应符合设计要求，安装牢固； c）木门的开关灵活、关闭严密，无倒翘，功能满足使用要求； d）木门表面应洁净，不得有锤印； e）门的配件、型号、规格与数量应符合设计要求。 f）一般内门门扇与地面间隙为5-8mm；卫生间门的门扇与地面的间隙为8-12mm。 2）金属门窗安装质量应符合以下规定： a）金属门窗的品种、类型、规格、尺寸、性能、开启方向、安装位置、连接方式及铝合金门窗的型材壁厚应符合设计要求； b）金属门窗扇必须安装牢固，并应开关灵活、关闭严密，无倒翘。推拉门窗扇必须有防脱落措施； c）金属门窗配件的型号。规格、数量应符合设计要求，安装应牢固，位置应正确，功能应满足使用要求； d）金属门窗表面应洁净。平整、光滑。色泽一致，无锈蚀； e）金属门窗框与墙体之间的缝隙应填嵌饱满，并采用密封胶密封，外墙门窗四周无渗水。 f）有排水孔的金属门窗,排水孔应畅通，位置和数量应符合设计要求。 g）内窗台应高于外窗台20mm，外窗台形成10%的排水坡度，窗台面应采取防水、防开裂措施； h）无下框时门扇与地面的间隙应为4-8mm. g）沿海I、II类风区，外墙门窗应考虑防风固定措施。 3）具体规定： a）变压器室：位于巡视通道上的房门应设置能自动关闭且具备消声隔音功能的乙级防火门，耐火极限大于0.90h，宜与房间颜色相配。位于变压器检修通道上的卷帘门应选用耐火极限为甲级的复合型钢质防火防烟卷帘门，且复合型帘板中任一帘片厚度大于等于0.8mm。电容器室、电缆层及水泵房门为乙级防火门，耐火极限大于0.90h，宜选用深色。 b）电气设备房间、一层楼梯间的房门应采用乙级防火门，耐火极限大于0.90h，宜选用深色。 c）主控室前门宜采用地弹钢化玻璃门加不锈钢伸缩式防盗门，玻璃厚度≥10mm；主控室后门宜采用钢制防盗门。其中，钢板厚度：门框≥1.5mm，门面≥1mm。 d）变电站围墙大门应采用轻型钢板门，当变电站大门处于风口时可选用下端封闭的镂空门。钢板厚度：门框≥3mm，门面≥2mm。若围墙为铸铁空花围墙，则变电站围墙大门应选用与铸铁空花围墙材质相同的材料制作。 e）室内卫生间使用带换气窗的塑钢门，室外使用复合门。宜选用白色。 f）其他辅助房间采用具备消声隔音功能的复合门，宜选用深色。 g）设备房门设置防火门时，应注意门朝所疏散方向开启。 h）防火门必须要用热镀锌钢板制作。 i）变电站内的所有建筑物外窗宜采用左右推拉的塑钢窗，有空调房间的外窗玻璃应采用双层中空玻璃。通风窗则采用可开关的避雨式钢百叶窗，室内窗台贴耐磨砖。 j）变电站使用窗帘需为防火阻燃窗帘的密度为不低于300g/m^2,成分为100%的纯棉。	现场检查	
3	交接验收	吊顶工程	1）吊顶工程的木吊杆、木龙骨和木饰面板必须进行防火处理，并应符合有关设计防火规范的规定； 2）吊杆距主龙骨端部距离不得大于 300mm，当大于 300mm 时，应增加吊杆。当吊杆长度大于 1.5m 时，应设置反支撑。当吊杆与设备相遇时，应调整并增设吊杆； 3）重型灯具、电房及其他重型设备严禁安装在吊顶工程的龙骨上；	现场检查	

表 39　建筑物交接验收项目、要求

<table>
<tr><th>序号</th><th>类别</th><th>项目</th><th>要求</th><th>验收方式</th><th>备注</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>4）饰面材料的材质、品种、规格、图案和颜色应符合设计要求；
5）吊顶工程的吊杆、龙骨和饰面材料的安装必须牢固；
6）饰面材料表面应洁净、色泽一致，不得有翘曲、裂缝及缺损。压条应平直、宽窄一致。
7）饰面板上的灯具，烟感器、喷淋头、风口子等设备的位置应合理、美观，与饰面板的交接应吻合、严密。
8）吊顶的安装允许偏差应符合以下要求：
<table>
<tr><th rowspan="2">项次</th><th rowspan="2">项目</th><th colspan="3">允许偏差（mm）</th></tr>
<tr><th>纸面石膏板</th><th>金属板</th><th>矿棉板</th></tr>
<tr><td>1</td><td>表面平整度</td><td>3</td><td>2</td><td>2</td></tr>
<tr><td>2</td><td>接缝直线度</td><td>3</td><td>1.5</td><td>3</td></tr>
<tr><td>3</td><td>按缝高低差</td><td>1</td><td>1</td><td>1</td></tr>
</table></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>4</td><td>交接验收</td><td>饰面砖</td><td>1）外墙饰面砖应按设计要求设置伸缩缝，缝的间距和缝宽应满足设计要求和 JGJ126 的规定；
2）外墙饰面砖伸缩缝应采用耐候密封胶浸缝；
3）外墙饰面砖的接缝宽度不应小于 5mm，缝深不宜大于 3mm，可为平缝。
4）大面砖应采用整砖，必须采用非整砖的部位，砖的宽度不宜小于整砖的 1/3；
5）饰面砖粘贴切必须牢固；采用满粘法施工的饰面砖工程应无空鼓、裂缝。
6）饰面砖表面应平整、洁净、色泽一致，无裂痕和缺损；
7）墙面突出物周围的饰面砖应整砖套割吻合，边缘应整齐。墙裙、贴脸突出墙面的厚度应一致；
8）饰面砖接缝应平直、光滑，填嵌应连续、密实；
9）饰面砖允许偏差应符合下表要求：
<table>
<tr><th rowspan="2">项次</th><th rowspan="2">项目</th><th colspan="2">允许偏差（mm）</th></tr>
<tr><th>外墙砖</th><th>内墙砖</th></tr>
<tr><td>1</td><td>立面垂直度</td><td>3</td><td>2</td></tr>
<tr><td>2</td><td>表面平整度</td><td>4</td><td>3</td></tr>
<tr><td>3</td><td>接缝直线度</td><td>3</td><td>2</td></tr>
<tr><td>4</td><td>接缝高低差</td><td>1</td><td>0.5</td></tr>
</table></td><td>现场检查</td><td></td></tr>
<tr><td>5</td><td>交接验收</td><td>玻璃幕墙</td><td>1）玻璃幕墙工程所使用的各种材料、构件和组件的质量，应符合设计要求及国家现行产品标准和工程技术规范的规定；
2）玻璃幕墙使用的玻璃应符合 GB50210 和现行标准的规定；
3）玻璃幕墙与主体结构连接的各种预埋件、连接件、紧固件必须安装牢固，其数量、规格、位置、连接方法和防腐处理应符合设计要求；
4）各种连接件、紧固件的螺栓应防松动措施；焊接连接应符合设计要求和焊接规范的规定；
5）玻璃幕墙结构胶和密封胶的打应饱满、密实、连续、均匀、无气泡，宽度和厚度应符合设计要求和技术标准的规定。玻璃幕墙应无渗漏；</td><td>现场检查</td><td></td></tr>
</table>

表 39　建筑物交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			6）玻璃幕墙开启窗的配件应齐全，安装应牢固，安装位置和开启方向、角度应正确；开启应灵活，关闭应严密； 7）玻璃幕墙的防雷装置必须与主体结构的防雷装置可靠连接。 8）玻璃幕墙表面应平整、洁净；整幅玻璃的色泽均匀一致；不得有污染和镀膜损坏。 9）玻璃幕墙每平方米玻璃的表面： a)无明显划伤和长度＞100mm 的轻微划伤； b）长度≤100mm 的轻微划伤不超过 8 条； c）擦伤总面积≤500mm^2。		
6	交接验收	涂饰工程	1）涂饰工程所用涂料的品种、型号和性应符合设计要求。 2）涂饰工程应涂饰均匀、粘结牢固，不得漏涂、透底、起皮和掉粉。 3）涂饰表面颜色一致，无泛碱、咬色、流坠、疙瘩、砂眼及刷纹。 4）装饰线、分色线直线度允许偏差拉 5m 线不大于 2mm。	现场检查	
7	交接验收	细部工程	1）门窗套制作与安装所使用材料的材质、规格、花纹和颜色、木材的燃烧性能等级和含水率、花岗石的放射性及人造木板的甲醛含量应符合设计要求，用国家现行标准的有关规定。 2）门窗套表面应平整、洁净、线条顺直、接缝严密、色泽一致，不得有裂缝、翘曲及损坏。 3）护栏高度、栏杆间呀、安装位置必须符合设计要求。护栏安装必须牢固。 4）水平段大于 500mm 的水平防护栏杆高度不应低于 1050mm，并设置挡脚板。	现场检查	
8	交接验收	建筑室内给排水	1）给水管道及配件安装 a）室内给水管道的水压试验必须符合设计要求。当设计未注明时，各种材质的给水管道系统试验压力均为工作压力的 1.5 倍，但不得小于 0.6MPa。金属及复合管给水管道系统 在试验压力下观测 10min，压力降不应大于 0.02MPa，然后降到工作压力进行检查，应不渗不漏；塑料管给水系统应在试验压力下稳压 1h，压力降不得超过 0.05MPa，然后在工作压力的 1.15 倍状态下稳压 2h，压力降不得超过 0.03MPa,同时检查各连接处不得渗漏。 b）生活给水系统管道在交付使用前必须冲洗,水质经有关部门取样检验,符合国家《生活饮用水标准》方可使用。 c）给水引人管与排水排出管的水平净距不得小于 1m 室内给水与排水管道平行敷设时，两管间的最平净距不得小于 0.5m；交叉铺设时，垂直净距不得小于 0. 15m。给水管应铺在排水管上面，若给水管必须铺在排水管的下面时，给水管应加套管，其长度不 得小于排水管管径的 3 倍。 d）管道及管件焊接的焊缝表面质量应无裂纹、未熔合、未焊透、夹渣、弧坑和气孔等缺陷； e）给水水平管道应有 2%—5%的坡度坡向泄水装置。 f）管道的支、吊架安装应平整牢固。 2)室内消火栓系统安装 a）室内消火栓系统安装完成后应取屋顶层《或水箱间内）试验消火栓和首层取二处消火栓做试射试验，达到设计要求为合格； b)箱式消火栓的安装应符合下列规定： ①栓口应朝外，并不应安装在门轴侧；	现场检查	

表 39　建筑物交接验收项目、要求

<table>
<tr><th>序号</th><th>类别</th><th>项目</th><th>要求</th><th>验收方式</th><th>备注</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>
②栓口中心距地面为 1.1m，允许偏差 ±20mm。
③阀门中心距箱侧面为 140mm，距箱后内表面为 100mm，允许偏差土 5mm。
④消火栓箱体安装的垂直度允许偏差为 3mm。
3）给水设备安装
a）水箱支架或底座安装，其尺寸及位置应符合设计规定，埋设平整牢固；
b）水泵试运转的轴承温升必须符合设备说明书的规定；
c）敞口水箱的满水试验和密闭水箱（罐）的水压试验必须符合以下规定：
①满水试验静置 24h 观察，不渗不漏；
②水压试验在试验压力下 10min 压力不降，不渗不漏；
d）水箱溢流管和泄放管应设置在排水地点附近但不得与排水管直接连接；
e）立式水泵的减振装置不应采用弹簧减振器；
f）室内给水设备安装的允许偏差应符合以下规定：
<table>
<tr><th colspan="2">项目</th><th>允许偏差（mm）</th></tr>
<tr><td rowspan="2">静置设备</td><td>坐标</td><td>15</td></tr>
<tr><td>垂直度</td><td>5</td></tr>
<tr><td rowspan="2">离心式水泵</td><td>立式泵体垂直度（每米）</td><td>0.1</td></tr>
<tr><td>卧式泵体水平度（每米）</td><td>0.1</td></tr>
</table>
4）室内排水管道及配件安装
a)排水塑料管必须按设计要求及位置装设伸缩节。如设计无要求时，伸缩节间距不得大于 4m。
b）生活污水管道应每隔一层设置一个检查口，但在最底层和有卫生器具的最高层必须设置。暗装立管，在检查口处应安装检修门。
c）排水通气管应高出屋面 300mrn，但必须大于最大积雪厚度。经常有人停留的平屋顶上，通气管应高出屋面 2m。
d）由室内通向室外排水检查井的排水管，井内引人管应高于排出管或两管顶相平，并有不小于 90° 的水流转角，跌落差大于 300mm 除外。
e）排水立管的垂直度应符合以下规定：
①钢管：每 1m，不小于 3mm,5m 以上不大于 10mm；
②塑料管：每 1m，不小于 3mm,5m 以上不大于 15mm。
5）雨水管道及配件安装
a）雨水管道不得与生活污水管道相连接；
b）雨水管道不得与生活污水管道相连接；
c）雨水斗管的连接应固定在屋面承重结构上。雨水斗边缘与屋面相连处应严密不漏。
d）排水立管的垂直度应符合以下规定：
①钢管：每 1m，不小于 3mm,5m 以上不大于 10mm；
②塑料管：每 1m，不小于 3mm,5m 以上不大于 15mm。
6）卫生器具安装
</td><td></td><td></td></tr>
</table>

表 39　建筑物交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			a）排水栓和地漏的安装应平正、牢固，低于排水表面，周边无渗漏。地漏水封高度不得小于 50mm b）卫生器具满水试验各连接件不渗不漏；通水试验给、排水畅通； c）卫生器具的支、托架必须防腐良好，安装平整、牢固，与器具接触紧密、平稳。 7）卫生器具给水配件安装 a）卫生器具给水配件应完好无损伤，接口严密，启闭部分灵活。 b）卫生器具给水配件安装允许偏差应符合以下规定： ①钢管：大便器高、低水箱角阀及截止阀：±10mm； ②淋浴器喷头下沿：±15mm。 9）卫生器具排水管道安装 a）排水横管连接的各卫生器具的受水口和立管均应采取妥善可靠的固定措施； b)管道与楼板的接合部位应采取牢固可靠的防渗、防漏措施。 c）连接卫生器具的排水管道接口应紧密下漏，其固定支架、管卡等支撑位置应正确、牢固，与管道的接触应平整。		
9	交接验收	通风空调	1）风管系统的安装 a）在风管穿过需要封闭的防火、防爆的墙体或楼板时，应设预埋管或防护套管，其钢板厚度不应小于 1.6mm。风管与防护套管之间，应用不燃且对人体无危害的柔性材料封堵; b）风管内严禁其他管线穿越; c）风管部件安装应能保证其正常的使用功能，并便于操作; d）止回风阀、自动排气活门安装方向应正确; e）防火阀、排烟阀（口）安装安装方向、位置应正确。防火分区隔墙两侧的防火阀，距墙表面不应大于 200mm; f）风管的连接处，应完整无缺损，表面应平整，无明显扭曲;承插式风管的四周缝隙应一致，无明显的弯曲或褶皱；内涂的密封胶应完整，外粘的密封胶带，应粘贴牢固；薄钢板法兰形式风管的连接，弹性插条、弹簧夹或紧固螺栓的间隔不应大于 150mm，且分布均匀，无松动现象。 g）非金属风管的安装应符合以下规定： ①风管连接两法兰端面应平行、严密，法兰螺栓两侧应加镀锌垫圈； ②应适当增加支、吊架与水平风管的接触面积； ③）硬聚氯乙烯风管的直段连续长度大于 20m，应按设计要求设置伸缩节；支管的重力不得由干管来承受，必须自行设置支、吊架； ④风管垂直安装，支架间距不应大于 3m。 h）复合材料风管的安装应符合以下规定： ①复合材料风管的连接处，接缝应牢固，无孔洞和开裂。当采用插接连接时，接口应匹配、无松动，端口缝隙不应大于 5mm; ②采用法兰连接时，应有防冷桥的措施; ③支、吊架的安装宜按产品标准的规定执行. i）各类风阀应安装在便于操作及检修的部位，安装后的手动或电动操作装置应灵活、可靠，阀板关闭应保持严密; j）风帽安装必须牢固，连接风管与屋面或墙面的交接处不应渗水;	现场检查	

表 39　建筑物交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			k）吸、排风罩的安装位置应正确，排列整齐，牢固可靠； l）风口与风管的连接应严密、牢固，与装饰面相紧贴；表面平整、不变形，调节灵活、可靠。 2)通风机应符合以下规定： a）传动装置的外露部位以及直通大气的进、出口，必须装设防护罩（网）或采取其他安全设施 b）通风机的安装的型号、规格应符合设计规定，其出口方向应正确；叶轮旋转应平稳，停转后不应每次停留在同一位置上；固定通风机的地脚螺栓应拧紧，并有防松动措施； c）轴流风机的安装叶片安装角度应一致，达到在同一平面内运转，叶轮与筒体之间的间隙应均匀，水平度允许偏差为 1/1000； d)通风机安装的中心线的平面位移≤10mm、标高±10mm。 3）空调系统应符合以下规定： a）型号、规格、方向和技术参数应符合设计要求；现场组装的组合式空气调节机组应做漏风量的检测，其漏风量必须符合现行国家标准的规定； b）组合式空调机组安装：各功能段组装金属空气处理室壁板及各段的组装位置应正确，表面平整，连接严密、牢固； 机组与供回水管的连接应正确，机组下部冷凝水排放管的水封高度应符合设计要求；空气过滤器（网）和空气热交换器翅片应清洁、完好；箱体内应无杂物、垃圾和积尘. c）单元式空调机组安装应符合以下规定： ①分体式空调机组室外机和风冷整体式空调机组的安装，固定应牢固、可靠；除应满足冷却风循环空间要求，还应符合环境卫生保护法规的规定； ②分体式空调室内机位置应正确、并保持水平，冷凝水排放畅通。管道穿墙处必须密封，不得有雨水渗入； ③整体式空调机组管道的连接应严密、无渗漏，四周应留有相应的维修空间。		
10	交接验收	厨房设备	1）厨房设备必须符合国家有关标准和设计的要求。 2）厨具与基层墙面连接牢固，无松动、前倾等明显质量缺陷，各柜台台面平直，整体台面平直。 3）各接水口连接紧密，无漏水、渗水现象，各配套用具(如灶台、抽油烟机、洗菜槽等)尺寸紧密，并加密封胶封闭，用具上无密封胶痕。输气管道连接紧密，无漏气现象。 4）灶台符合气种，开关灵活有效，整体厨具安装紧靠基层墙面，各种管线及检测口预留位置正确。 5）厨具整体清洁，无污染，台面、门扇符合设计要求。 6）配件应齐全并安装牢固。	现场检查	
11	交接验收	屋面工程	1）卷材防水层质量应符合以下规定： a）卷材防水层材料品种应符合设计要求，有出厂合格证及检验报告； b）卷材防水层不得有渗漏和积水； c）卷材防水层的收头应与基层粘接、钉压牢固，密封严密，不得扭曲、皱折和翘边；	现场检查	

表 39　建筑物交接验收项目、要求

<table>
<tr><th>序号</th><th>类别</th><th>项目</th><th>要求</th><th>验收方式</th><th>备注</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>
d）屋面排汽道纵横贯通，不得堵塞，安装稳固，位置正确，封闭严密。
e）卷材防水层的铺贴方向正确，搭接宽度允许偏差-10mm。
2）涂膜防水层质量应符合以下规定：
a）涂膜防水层材料品种应符合设计要求，有出厂合格证及检验报告；
b）涂膜防水层不得有渗漏和积水；
c）涂膜防水层应与基层粘接牢固、表面平整、，涂布均匀，不得有流淌、皱折、起泡和露胎体等缺陷；
d）涂膜防水层的收头应用防水涂料多遍涂刷。
e）铺贴的胎体增强材料应平整顺直，搭接尺寸准确，无气泡，并与涂料粘结牢固，搭接宽度允许偏差-10mm。
3）复合防水层质量应符合以下规定：
a）复合防水层材料品种应符合设计要求，有出厂合格证及检验报告；
b）复合防水层不得有渗漏和积水；
c）卷材与涂膜应粘接牢固、不得有空鼓和分层现象；
d）复合防水层的厚度应符合设计要求。
4）屋面保护层的质量应符合以下规定：
a）用块体材料做保护层时，分隔缝纵横间距不大于 10m，缝宽 20mm；采用水泥砂浆时，表面抹平压光，纵横 1m 设置分隔缝，缝宽 10-20mm；采用细石混凝土时，混凝土振捣密实，抹平压光，分隔缝纵横间距不大于 6m，缝宽 10-20mm；
b）保护层与女儿墙、山墙间预留 30mm 宽缝隙，缝内填塞聚苯乙烯泡沫塑料，并用密封材料嵌填密实；
c）块体材料保护层表面洁净、接缝平整、周边顺直无空鼓；
d）水泥砂浆、细石混凝土保护层不得有裂纹、脱皮、麻面和起砂现象。
e）保护层的允许偏差应符合下表要求：
<table>
<tr><th rowspan="2">项次</th><th rowspan="2">项目</th><th colspan="3">允许偏差（mm）</th></tr>
<tr><th>块体材料</th><th>水泥砂浆</th><th>细石混凝土</th></tr>
<tr><td>1</td><td>表面平整度</td><td>4</td><td>4</td><td>5</td></tr>
<tr><td>2</td><td>缝格平直</td><td>3</td><td>3</td><td>3</td></tr>
</table>
5)细部构造：
a）檐口：檐口部位不得渗漏和积水，在 800mm 范围内的卷材应满粘，卷材收头应在找平层的凹槽内用金属压条订压固定，并用密封材料密封；涂膜收头应用防水涂料多遍涂刷，檐口端部的下端应做滴水槽和鹰嘴；
b）檐沟和天沟：檐沟和天沟的排水坡度应满足设计要求，沟内不得有积水和渗漏；檐沟防水层应由沟底翻上至外侧顶部，卷材收头应用金属压条固定，并应用密封材料封严；涂膜收头应用多遍防水涂料涂刷；
c)女儿墙和山墙：女儿墙和山墙的压顶应向内的排水坡度不小于 5%；压顶内侧下端应做滴水线；女儿墙和山墙的卷材应满粘，卷材收头应在用金属压条订压固定，密封材料封严；涂膜防水应直接刷至压顶下，收头用多遍防水涂料涂刷；
d）水落口：水落口的数量、位置及规格应符合设计和现行技术标准要求；水落口杯的上口应设在沟底的最低处；水落口杯应安装牢固，不得有漏水和渗水；水落口四周 500mm 范围内的坡度不应小于 5%，防水层及附加层伸入杯内不应小于 50mm，并粘结牢
</td><td></td><td></td></tr>
</table>

表 39　建筑物交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			固； e)变形缝：变形缝处不得有渗漏；防水层应铺贴或涂刷至泛水墙的顶部；等高变形缝应加盖混凝土盖板或金属盖板，混凝土盖板的接缝应用密封材料密封，金属盖板应铺订牢固；高低跨变形缝在高跨墙面上的防水卷材封盖和金属盖板，应用金属压条订压固定，并用密封材料密封； f）伸出屋面的管道：伸出屋面的管道周围 100mm 范围内的找平层应抹出高度不小于 30mm；伸出屋面管道泛水高度和附加层应符合设计要求，卷材防水收头应用金属箍固定；涂膜防水层收头应用防水涂料多遍涂刷，管道根部不得有渗漏； g）屋顶出入口：屋顶出入口不得有渗漏和积水，垂直出入口防水层收头压在压顶圈下；水平出入口收头应压在混凝土踏板下；屋面出入口的泛水高度不小于 250mm； h）设施基座：设施基座与结构层相连时，防水层应包裹设施基座上部，地脚螺栓周围应做密封处理；设施基座直接放置在防水层上时，设施基座下部应设附加层，并浇筑不小于 50mm 厚的细石混凝土；须经常进行维护的设施，在四周及与屋面出入口间应铺设块体材料和细石混凝土保护层，设施基座不得有渗漏和积水。 i）当为上人屋面时，应在女儿墙内侧设置内天沟，屋面水通过天沟排至水落口。		
12	交接验收	室外工程	1）水泥混凝土散水、明沟应设置伸、缩缝，延长米间距不得大于 10m；昼夜温差大于 15℃的地区，延长米间距为 4—6m； 2）水泥混凝土散水、明沟、台阶、坡道等与建筑物结合处应设缝处理，缝宽 15-20mm，缝内填塞填嵌柔性密封材料。	现场检查	
13	交接验收	变形观测	1)设计应对建（构）物工程需要监测的内容和范围作出明确规定；并根据建构物的重要程度及地基基础的复杂程度提出变形测量需要达到的基本； 2）监测单位对变形监测应制定有监测方案； 3)测量基准点的设置应符合以下规定： a)沉降观测应设置高程基准点； b)位移观测应设置平面基准点,必要时应设置高程基准点； c)当基准点距所测建筑物较远，不方便观测时，应设置工作基点。 4）变形测量的基准点应设置在变形区域以外，位置稳定，便于长期保存的地方，定期进行复测； 5）变形测量的基准点的标志埋设，需要达到稳定后，一般不少于 15d，方可进行观测； 6）当设有设有工作基点时，每期进行观测应将基准点与基点进行联测，然后再对观测点进行观测； 7）高程基准点的基准点数量不少于 3 个，工作基点的数量可根据需要实际确定，基准点和工作基点应形成闭合环或形成由附合路线构成的结点网； 8)需要进行位移测量的平面基准点的设置不应少于 3 个,工作基点可根据需要进行设置； 9）高程基准点和平面基准点需要进行共用，不需分开设置，设计均需给予说明； 10）高程基准点、平面基准点和工作基点的埋设要求应符合《建筑变形测量规范》JGJ8 的规定；	资料验收/现场检查	

表 39　建筑物交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			11）沉降观测点的布设应能全面反映建筑及地基变形特征，并顾及地质情况及建筑结构特点，点位的设置及沉降观测标志的埋设应符合《建筑变形测量规范》JGJ8 的规定； 12）位移观测的标志应根据不同建筑的特点进行设计，标志埋设应牢固、适用、美观，观测标志的埋设应符合《建筑变形测量规范》JGJ8 的规定； 13）变形测量方法应符合以下规定： a)高程控制测量议使用水准测量方法。对于二、三级沉降观测的高程控制测量，当不便使用水准测量时，可使用电磁波测距三角高程测量方法； b)平面控制测量可采用边角测量、导线测量、GPS 测量及三角测量、三边测量等形式。 14)沉降观测及位移观测的精度应符合《建筑变形测量规范》JGJ8 的规定； 15）建筑变形测量的观测记录、计算资料及技术成果均应有有关责任人签字，技术成果应加盖成果章； 16）工程正式竣工验收前应有一次变形观测，观测单位应同时提交以下成果： a)本次或前 1-2 次观测结果； b)与前一次观测间的变形量； c）本次观测后的累计变形量； d)简要说明及分析、建议等。		

24.2 构筑物

表 40　构筑物交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接验收	构支架工程	1）构支架表面应清洁，应无焊疤、油污、锈蚀、凸凹等； 2）表面涂装色泽均匀 ，无透底； 3）水泥杆表面无裂纹； 4）接地应牢固可靠，并符合现行国家标准GB50169的规定； 5)构架爬梯踏棍应采用不小于Φ20圆钢，间距300mm，最下端的踏棍距地地面不宜大于450mm；爬梯应进行明显接地； 6）构架爬梯安装顺直、牢固； 7）构支架质量允许偏差应符合下表规定： 构支架吊装质量偏差表 类型 | 项目 | 允许偏差（mm） 构架 | 垂直度 | ≤H/1000，且≤25.0 构架 | 弯曲矢高 | ≤H/1200，且≤20.0 设备支架 | 垂直度 | ≤H/1000，且≤10.0 注：H为立柱高度	现场检查	
2	交接验收	设备基础	1）混凝土设备基础不应有影响结构性和设备安装的尺寸偏差； 2）混凝土强度等级、位置及基础形式应符合设计要求； 3）混凝土设备基础一次浇筑成型，无二次饰面； 4）外露方形设备基础棱边应进行倒角，圆形基础不限制； 5）基础不得有影响结构性能和使用功能的裂缝； 6）混凝土表面不得出现露筋、蜂窝、孔洞、疏松、夹渣等缺陷；	现场检查	

表 40　构筑物交接验收项目、要求

<table>
<tr><th>序号</th><th>类别</th><th>项目</th><th>要求</th><th>验收方式</th><th>备注</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>7）设备基础允许偏差应符合下表要求：
设备基础允许偏差表
<table>
<tr><th colspan="2">项目</th><th>允许偏差（mm）</th></tr>
<tr><td colspan="2">坐标位置</td><td>20</td></tr>
<tr><td colspan="2">外形尺寸</td><td>±20</td></tr>
<tr><td rowspan="2">平面水平度</td><td>每米</td><td>5</td></tr>
<tr><td>全长</td><td>10</td></tr>
<tr><td rowspan="3">预埋地脚螺栓</td><td>中心距</td><td>±2</td></tr>
<tr><td>顶标高</td><td>+20，0</td></tr>
<tr><td>垂直度</td><td>5</td></tr>
<tr><td rowspan="4">预埋地脚螺栓孔</td><td>中心位置</td><td>10</td></tr>
<tr><td>截面尺寸</td><td>+20，0</td></tr>
<tr><td>深度</td><td>+20，0</td></tr>
<tr><td>垂直度</td><td>≤h/1200，且≤20.0</td></tr>
</table>
注：h为预埋地脚螺栓孔深</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>3</td><td>交接验收</td><td>室外给排水</td><td>1）室外给水管道安装质量应符合以下规定：
a）给水管道在埋地敷设时，应在冰冻线以下，如必须在冰冻线以上铺设时，应做可靠的保温防潮措施。在无冰冻地区，埋地敷设时，管顶的覆土埋深不得小于 500mm，穿越道路部位的埋深不得小于 700mm；
b）给水管道不得直接穿越污水井、化粪池、公共厕所等污染源；
c)管道接口法兰、卡扣、卡箍等应安装在检查井或地沟内，不应埋在土壤中；
d)给水系统各种井室内的管道安装，井壁距法兰或承口的距离：管径小于或等于 450mm 时，不得小于 250mm；管径大于 450mm 时，不得小于 350mm；
e）管网必须进行水压试验，试验压力为工作压力的 1.5 倍，但不得小于 0.6MPa；管材为钢管时，试验压力下 10min 内压力降不应大于 0.05MPa，然后降至工作压力进行检查，压力应保持不变，不渗不漏；管材为塑料管时，试验压力下，稳压 1h 压力降不大于 0.05MPa，然后降至工作压力进行检查，压力应保持不变，不渗不漏。
f）给水管道在竣工后．必须对管道进行冲洗，饮用水管道还要在冲洗后进行消毒，满足饮用水卫生要求。
2）消防水泵接合器和室外消火栓安装质量应符合以下规定：
a）系统必须进行水压试验，试验压力为工作压力的 1.5 倍，但不得小于 0.6MPa。试验压力下，10min 内压力降不大于 0.05MPa，然后降至工作压力进行检查，压力保持不变，不渗不漏；
b）消防管道在竣工前，必须对管道进行冲洗；
c）消防水泵接合器和消火栓的位置标志应明显，栓口的位置应方便操作。
d)室外消火栓和消防水泵接合器的各项安装尺寸应符合设计要求，栓口安装高度允许偏差为±20mm；
f）消防水泵接合器的安全阀及止回阀安装位置和方向应正确，阀门启闭应灵活。
3）管沟及井室的质量应符合以下规定：
a）各类井室的井盖应符合设计要求，应有明显的文字标识，各种井盖不得混用。
b）路面及广场的各种井室，必须使用重型井圈和井盖，井盖上表面应与路面相平，允</td><td>现场检查</td><td></td></tr>
</table>

表 40　构筑物交接验收项目、要求

<table>
<tr><th>序号</th><th>类别</th><th>项目</th><th>要求</th><th>验收方式</th><th>备注</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>许偏差为±5mm。
c）绿化带上和场地不通车的地方可采用轻型并圈和井盖，井盖的上表面应高出地坪50mm，并在井口周围以2%的坡度向外做水泥砂浆护坡。
d）管道穿过井壁处，应用水泥砂浆分二次填塞严密、抹平，不得渗漏。
4)室外排水管道安装质量应符合以下规定：
a）排水管道的坡度必须符合设计要求，严禁无坡或倒坡；
b)排水管道应排水通畅，无堵塞。
5) 排水管沟及井池
a) 排水检查并、化粪池的底板及进、出水管的标高，必须符合设计，其允许偏差为±5mm；
b) 井、池的规格、尺寸和位置应正确，砌筑和抹灰符合要求；
c) 井盖选用应正确，标志应明显，标高应符合设计要求；
d）排水盲沟、雨水口上口应低于地面。</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>4</td><td>交接验收</td><td>电缆沟</td><td>1）电缆沟的形式及位置应符合设计要求；
2）电缆沟露出场地高度一致；
3）电缆沟压顶当采用混凝土浇筑时，其表面质量应符合《清水混泥土技术规程》JGJ169的规定，表面无二次饰面；伸缩缝的设置符合设计要求；
4）电缆沟边二次填土无沉陷；
5）电缆沟盖板色泽一致、表面平整，无响动；
6）电缆沟盖板不得有影响使用功能及结构性能的裂缝；
7）电缆沟积水≤10mm，排水通畅；
8）电缆支架型式及安装位置应符合设计要求；
9）电缆支架表面应进行防腐处理，安装稳固，并有可靠的接地措施；
10）电缆沟允许偏差应符合下表规定：
<table>
<tr><th rowspan="2">项次</th><th rowspan="2">项目</th><th colspan="2">允许偏差（mm）</th></tr>
<tr><th>砖砌沟道</th><th>混凝土沟道</th></tr>
<tr><td>1</td><td>沟道中心位移</td><td>≤20</td><td>≤20</td></tr>
<tr><td>2</td><td>沟道截面尺寸</td><td>±15</td><td>±20</td></tr>
<tr><td>3</td><td>沟底坡度</td><td colspan="2">±10%的设计坡度</td></tr>
<tr><td>4</td><td>沟底排水管口标高</td><td colspan="2">0～ 20</td></tr>
<tr><td>5</td><td>盖板安装平整度</td><td colspan="2">≤5</td></tr>
<tr><td>6</td><td>电缆支架水平间距</td><td colspan="2">±10</td></tr>
<tr><td>7</td><td>电缆支架垂直度</td><td colspan="2">≤5</td></tr>
</table></td><td>现场检查</td><td></td></tr>
<tr><td>5</td><td>交接验收</td><td>道路</td><td>1）水泥混凝土路面的质量应符合以下规定：
a）混凝土强度必须符合设计要求和现行有关标准的规定；
b）不应有露石、蜂窝、麻面、裂缝、脱皮、啃边、掉角、印痕和车轮现象；接缝填缝应平实、粘结牢固，缘缝清洁整齐；
c）伸缩缝及胀缝的设置应符合设计要求和现行有关标准的规定，位置准确，缝壁垂直，缝宽一致，填缝密实；
d）混凝土路面表面平整，不应有积水，表面无污染，色泽一致；
e）道路边缘顺直，并进行倒角；</td><td>现场检查</td><td></td></tr>
</table>

表 40　构筑物交接验收项目、要求

<table>
<tr><th>序号</th><th>类别</th><th>项目</th><th>要求</th><th>验收方式</th><th>备注</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>f）水泥混凝土路面允许偏差应符合下表要求：
<table>
<tr><th>项次</th><th>项目</th><th>允许偏差（mm）</th></tr>
<tr><td>1</td><td>平整度</td><td>≤5</td></tr>
<tr><td>2</td><td>路面厚度</td><td>+20～　5</td></tr>
<tr><td>3</td><td>路面宽度</td><td>±20</td></tr>
</table>
2）沥青路面的质量应符合以下规定：
a）表面应平整、坚实，不得有脱落、掉渣、裂缝、推挤、烂边、粗细骨料集中等现象，接槎平顺，不得有明显轮迹，不得有积水；
b）路缘石安装稳固，顺直、弯顺、无折角，顶面应平整无错牙，勾缝严密；
c）沥青路面质量偏差应符合下表的规定：
<table>
<tr><th>项次</th><th>项目</th><th>允许偏差（mm）</th></tr>
<tr><td>1</td><td>路面平整度</td><td>≤5</td></tr>
<tr><td>2</td><td>路面宽度</td><td>±30</td></tr>
<tr><td>3</td><td>路缘石顺直度</td><td>≤10</td></tr>
<tr><td>4</td><td>相邻块高差</td><td>≤3</td></tr>
</table></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>6</td><td>交接验收</td><td>事故油池</td><td>1）事故油池质量应符合以下规定：
a）事故油池形式、尺寸、位置必须符合设计要求；
b）进出水口管口标高符合设计规定；
c）当采用混凝土结构时，池体混凝土抗渗强度等级应符合设计规定；
d）油池的防水施工必须符合《地下防水工程质量验收》GB50208 的规定；
e）油池满水试验必须确保不渗漏。一般情况分三次进行，每次注水为设计深度的 1/3，每次间隔 24h，若发现渗漏，应进行处理，若没有渗漏 24h 后进行第二次注水，直到完成第三次注水，共 72h 后，以不渗漏为合格。
2）变压器、高抗油坑质量应符合以下规定：
a）对变压器、高抗等油坑，池底应有排水坡度，池底排油口应低于池底 5-10mm；
b)油坑池壁顺直、无裂缝、表面平整；
c）池壁压顶顺直，露出场地标高一致，与其它设备基础相交处应设置伸缩缝，缝宽 5-15mm，缝内填塞柔性材料；
d)油池内卵石铺设高度符合设计，卵石大小符合规范要求，铺设工艺美观；
e）若铺设格栅，格栅铺设规范，水平。</td><td>现场检查</td><td></td></tr>
<tr><td>7</td><td>交接验收</td><td>围墙</td><td>1）砌体抹灰围墙质量应符合以下规定：
a)围墙涂料饰面，色泽一致，表面平整、无裂纹；
b）涂饰工程应涂饰均匀、粘结牢固，不得漏涂、透底、起皮和掉粉；
c）压顶应做滴水线，当设置滴水槽时，其宽度和深度不应小于 10mm；
d）抹灰分格缝的设置应符合设计要求，宽度和深度应均匀，表面应光滑，棱角应整齐。缝内应嵌填柔性材料。</td><td>现场检查</td><td></td></tr>
</table>

表 40　构筑物交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			2）装配式围墙质量应符合以下规定： a)装配式构件色泽一致，无边角缺棱和掉角现象； b）装配式构件安装缝应宽窄一致，相邻板块高低差应小于 5mm，大面平整； c）板缝应采用硅酮密封胶进行嵌缝。		
8	交接验收	挡墙及边坡	1）挡墙质量应符合以下规定： a）挡土墙的泄水孔设置必须满足设计及规范要求，并在竖直方向 1 米，水平方向不超过 2 米进行交错布置； b）挡墙勾缝结牢固，墙面洁净，缝条光洁、整齐，清晰美观； c）挡墙顶面应向外侧找坡不小于 2%的坡度，以利排水； d)泄水孔应向排水方向，设置不小于 5% 的排水坡度，不得有倒坡水，不得在出水口设置有碍排水的装饰物。 2）挖方边坡喷锚防护边坡质量应符合以下规定： a）边坡坡度、坡面应符合设计要求； b）挖方边坡喷锚防护钢筋、土工 格删或锚杆不得外露，混凝土不得开裂脱落； c）锚杆抗拔力（kN）平均值≥设计值，最小抗拔力≥0.9 设计值； d）喷层的平均厚≥设计值；60%检查点的厚度≥设计厚；最小厚度≥0.5 设计厚，且不小于设计规定； e）混凝土表面密实，不得有突变；与原表面结合紧密，不应起鼓。 3）砌石边坡防护质量应符合以下规定： a）边坡坡度、坡面应符合设计要求； b）面石用料大小均匀、质地坚硬，不得使用风化石料，单块质量不小于 25kg，最小边长不小于 200mm； c）禁止使用小石块，不得出现通缝、浮石、空洞； d）无宽度在 15mm 以上、长度在 0.5m 以上的连续缝宽； e）灰缝密实、粘结牢固，无裂缝、脱皮现象； f)表面平整度：干砌≤50mmm；浆砌≤30mmm。 4）混凝土预制块护坡质量应符合以下规定： a）强度符合设计及规范要求，尺寸准确、整齐统一，表面清洁平整； b）预制块铺砌平整、稳定、缝线规则； c）外观质量：板缝均匀，板块无缺棱掉脚； d)坡面平整度≤10mm。 5）土工织物护坡质量应符合以下规定： a）土工织物的搭接宽度应符合设计要求，采用多层土工织物时，各层接缝相互错位，搭接宽度不小于 300mm； b)土工袋码放规整，外部顺直； c）外观有不得张拉过紧或出现皱褶现象，并应设有稳固措施； d)表面平整度≤20mm。	现场检查	
9	交接验收	截洪沟	1）截洪沟采用的断面形式及走向位置应符合设计要求； 2）砌石截洪沟质量应符合以下规定： a)砂浆强度、石材强度应符合设计要求； b)砌体厚度、断面尺寸满足设计要求，砂浆饱满，其饱满度不得低于 80%；	现场检查	

表 40　构筑物交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			c)砌体伸缩缝必须按设计要求进行留设，若设计没有规定，不超过 20m 必须设置，缝内采用沥青麻丝填实； d)沟底混凝土强度符合设计、坡度满足要求，排水畅通无积水； e)沟壁及沟底均不得出现裂缝； f）砌石截洪沟截面尺寸偏差为±20mm。 3）混凝土截洪沟质量应符合以下规定： a)混凝土强度等级应符合设计要求； b)混凝土浇筑应振捣密实，不得出现蜂窝和孔洞，发现有蜂窝均应进行处理； c）伸缩缝必须按设计要求进行留设，若设计没有规定，不超过 20m 必须设置，缝内采用沥青麻丝填实；转角处两端 5m 左右应设置伸缩缝； d）坡度满足要求，排水畅通无积水； e）沟壁及沟底均不得出现裂缝； f)截洪沟截面尺寸偏差为±20mm。		
10	交接验收	防火、防小动物封堵	1）所用的防火封材料的耐火时间极限必须达到《电力工程电缆设计规范 GB50217-2007》、《火力发电厂及变电所设计防火规范 GB50229-2006》的相关要求，并具有公安部消防型式检测报告或中国国家强制性产品认证证书。 2）在电缆沟/隧道中的下列部位，宜设置防火墙：电缆沟/隧道内引接的分支处；通向主控楼、站用电室、继电室的入口处；电缆沟/隧道内大于 100m 的区段内。 3）电缆构筑物中电缆引至电气柜、盘或控制屏、台的开孔部位，电缆贯穿隔墙、楼板的孔洞处，电缆套管管孔两端等均应实施防火封堵。 4）电缆竖井的出入口处、穿越各层楼板的竖井口以及长度大于 7m 的竖井区段宜设置防火封堵设施。 5）电缆沟/隧道中的阻火墙耐火时限应大于 1 小时。 6）防火材料具有热膨胀性，抗水冲击性能，易扩容性能，耐腐蚀性能，并提供相关的检测报告或有效的证明资料。 7）变电站高压室、主控室的封堵墙内必须严密、充实，禁止留有孔洞。对电缆间的缝隙采用密封处理，防止电缆间密封不严导致老鼠进入。	现场检查	
11	交接验收	站区场地	1）场地碾压平整，表面平整度≤20mm。填土无明显沉陷； 2）场地碎石铺设粒径大小均匀，色泽一致，铺设平整，厚度基本一致； 3）站前区混凝土地坪，混凝土表面无裂纹，伸缩缝设置符合设计，表面无积水，混凝土外观色泽一致； 4）操作小道铺设平整，无变形，外观美观。	现场检查	
12	交接验收	变　形观测	参照 24.1 执行		

24.3 消防设施

表 41 消防设置交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接验收	验收资料	1）竣工图纸符合技术标准规范； 2）已向消防部门报审、并经过消防部门验收，有验收报告； 3）有隐蔽、接地、绝缘、测试的甲乙双方签证和监理签证，设备、材料的相关合格证、说明书； 4）有平面布置、操作说明及维修电话。	资料验收	
2	交接验收	火灾自动报警系统	1）主机外观无锈蚀、破损；机内线路接线无误，布线清晰、整齐规范；控制器面板控制按键应为中文标识，所控制功能符合要求； 2）主机控制按钮灵敏； 3）火灾探测器、手动探测按钮试验合格，延时符合 10-30 秒正常值； 4）火灾报警声光显示试验报警及时，声光显示正常； 5）工作接地电阻<4Ω，联合接地电阻<1Ω，回路对地绝缘电阻>20MΩ； 6）强、弱电分开布线，报警线采用规格符合设计； 7）系统连续运行 120h 无故障记录； 8）火灾报警信号传输有否接入远动系统，报警信号能否传至集控站显示。报警主机是否有通讯网卡和通讯规约，具备接入局监控中心平台的条件，具备远方显示具体报警地点。	现场检查	
4	交接验收	消防泵系统	1）控制室、泵房和变压器管道泄压点启停 1—3 次试验记录； 2）工作泵与备用泵转换运行 1-3 次试验记录； 3）末端放水试验 30 秒内启动喷雾消防泵； 4）水泵、控制系统接地有接线及试验记录； 5）水泵接合器、消火栓、泵房内阀门开关、电磁阀等均应标识名称和运行状态，开、关指示标识清晰； 6）所有地面上消防管道应标识水流方向； 7）所有控制开关、按钮、空气开关、断路器应标识控制内容并清晰标识；	现场检查	
5	交接验收	消防管道系统	1）消防管道材料和管道直径符合设计要求； 2）消火栓启闭正常； 3）防水池蓄水正常无渗漏； 4）喷头和管道均应进行接地。	现场检查	
6	交接验收	消防用电设备电源	1）控制器主电源有独立双回路，直接接入控制器电源端； 2）有备用电源； 3）有电源自动切换装置； 4）有电源控制系统； 5）备用电源连续充放电 3 次合格。	现场检查	
7	交接验收	其它消防设施	1）移动灭火器配置符合设计要求； 2）疏散指示符合设计要求，试验正常； 3）应急照明符合设计要求，试验正常； 4）防火门、闭门器符合设计要求，闭门器能自动闭门，开启方向向外； 5）消防砂池符合设计要求。	现场检查	

24.4 土建其他部分

表 42　土建其他部分交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接验收	静电地板检查	1）统一采用 600*600mm 的全钢无边防静电活动地板，并且尺寸精度高、互换性好、组装灵活、维修方便、使用寿命长。 2）继电保护室应采用高度为 400mm 或以上的钢质防静电活动地板，单块地板要求能够承载 150kg。10kV 高压室应采用高度为 600mm 的全钢无边防静电活动地板，单块地板要求能够承载 250kg。 3）静电活动地板表面材质为高耐磨防静电贴面，具备柔光、耐磨、防水、防火、防尘、防腐蚀的特点。 4）静电活动地板上层为三聚氢氨或 PVC，下层为酚醛树脂，钢板壳结构，底面采用 ST14 拉伸板，表面选用 SPCCID 硬质钢板。 5）静电地板中间用发泡水泥填充，表面粘贴防静电塑面（或 PVC），表面静电喷塑，柔光、耐磨、防水、防火、防尘、防腐蚀；四周为直边或折边。 6）全钢防静电地板要求是在压铸的金属壳中浇注水泥成型，金属外壳的具备较高的导电率，防静电性能突出。	现场检查	
2	交接验收	房门检查	1）变压器室：位于巡视通道上的房门应设置能自动关闭且具备消声隔音功能的乙级防火门，耐火极限大于 0.90h，宜与房间颜色相配。位于变压器检修通道上的卷帘门应选用耐火极限为甲级的复合型钢质防火防烟卷帘门，且复合型帘板中任一帘片厚度大于等于 0.8mm。 电容器室、电缆层及水泵房门为乙级防火门，耐火极限大于 0.90h，宜选用深色。 2）电气设备房间、一层楼梯间的房门应采用乙级防火门，耐火极限大于 0.90h，宜选用深色。 3）主控室前门宜采用地弹钢化玻璃门加不锈钢伸缩式防盗门，玻璃厚度≥10mm；主控室后门宜采用钢制防盗门。其中，钢板厚度：门框≥1.5mm，门面≥1mm。 4）变电站围墙大门应采用轻型钢板门，当变电站大门处于风口时可选用下端封闭的镂空门。钢板厚度：门框≥3mm，门面≥2mm。若围墙为铸铁空花围墙，则变电站围墙大门应选用与铸铁空花围墙材质相同的材料制作。 5）室内卫生间使用带换气窗的塑钢门，室外使用复合门。宜选用白色。 6）其他辅助房间采用具备消声隔音功能的复合门，宜选用深色。 7）设备房门设置防火门时，应注意门朝所疏散方向开启。 8）防火门必须要用热镀锌钢板制作。	现场检查	
3	交接验收	窗户检查	1）变电站内的所有建筑物外窗宜采用左右推拉的塑钢窗，有空调房间的外窗玻璃应采用双层中空玻璃。通风窗则采用可开关的避雨式钢百叶窗，室内窗台贴耐磨砖。 窗框外形尺寸由设计根据洞口尺寸和墙面装饰层的厚度要求决定。一般窗框高度、宽度应比洞口尺寸大 30～50mm。 2）平开窗：装配平铰链的窗扇，最大宽度宜为 600mm,最大高度宜为 1500mm，装配滑撑铰链的窗扇，最大宽度宜为 600mm,最大高度宜为 1200mm。 3）推拉窗：窗扇的最大宽度宜为 900mm，最大高度宜为 1800mm。 4）如增大窗扇尺寸，则窗扇的刚度、五金件等配件的强度必须满足窗的力学性能及建筑物理性能的要求。 5）塑钢推拉窗每樘配装一个纱窗，平开窗每樘装一个隐形纱窗。	现场检查	

表 42　土建其他部分交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			6）窗应有排水槽，使侵入框内的水及时排出室外。 7）窗框、窗扇装配后，不得防碍开关功能，窗扇不应翘曲。 8）玻璃装配：玻璃的尺寸：从窗框、窗扇的透光边缘算起，每边搭接应不小于 8mm；装玻璃时，在玻璃四周必须配防震垫块。 9）窗的外观：窗的表面应平滑，颜色应基本均匀一致，无裂纹、无气泡，焊缝平整，不得有影响使用的伤痕、杂质等缺陷。 10）防火阻燃窗帘的密度为不低于 300g/m2,成分为 100%的纯棉。 11）防火阻燃窗帘耐日晒色牢度变色等级不低于 4 级，耐湿擦色牢度沾色等级不低于 4 级。 12）主控楼窗帘的帘头和吊顶要保持好距离；与房间环境要协调；收卷自如，拉开顺畅。 13）主控楼内各房间的窗帘采用统一的花色、厚度的织物布料,布料厚度不得小于 0.8mm。		
4	交接验收	瓷砖检查	1）正面不能缺釉、无烟熏色、无明显色差、釉面斑点不能超过 3 个。用于安装的瓷砖不允许有裂纹。 2）每块砖（2 或 4 条边）的平均相对于工作尺寸的允许偏差为正负 1mm。 3）抛光砖的边直度、直角度和表面平整度允许偏差为正负 0.2%,且最大偏差不超过 2mm。 4）吸水率平均值不大于 0.5%，单个值不大于 0.6%。 5）破坏强度： 厚度大于等于 7.5mm：破坏强度平均值不小于 1300N； 厚度小于 7.5mm；破坏强度平均值不小于 700N； 断裂指数平均值不小于 35MPa,单个值不小于 32MPa。 6）抗震性：经 10 次抗热震试验不出现炸裂或裂纹。 7）有釉陶瓷经抗釉裂性试验后，釉面无裂纹或剥落。 8）抗冻性：陶瓷经抗冻性试验后无裂纹或剥落。 9）抛光砖的光泽度不低于 55。 10）耐磨性：无釉砖耐深度磨损体积不大于 175mm3; 用于铺贴的有釉砖应提供表面耐磨性报告。 11）要求具备高强度、吸水率较低、抗污性强的地面，可配置土烧制的釉面砖，如走廊。 12）要求具有很好的防滑性和耐磨性，可配置不上釉的瓷质砖（通体砖），如楼道、卫生间、厨房。 13）对硬度、耐磨度要求较高的地面可配置高温烧制的瓷质砖（玻化砖），如工具间。	现场检查	
5	交接验收	通风检查	1）变电站的继电保护室、通信室考虑到设备的需要，一般均考虑布置制冷设备降温。独立的蓄电池室应采用具有防爆功能的空调机。同时考虑排烟防爆。 2）值班休息室、资料室可根据实际需要设置风冷分体空调机。 3）常规变电站的高压室采用配置空调，并在湿气较重的场所使用抽湿机。 4）GIS 室除了要设排烟通风轴流风机外，另要设排地面处的 SF_6 泄漏气体，用带吸风管的轴流风机排除。同时宜配置 SF_6 环境监测仪。 5）GIS 室、变压器室应配置能根据有害气体密度、环境温度自动控制通风的系统。且当消防装置启动时，通风系统应能可靠闭锁。 6）全户内变电站主变室底部应设置机械抽风装置、顶部设置机械排风装置辅助通风。通风设备的控制箱应安装在主变室外墙体上，满足人员进入主变室前进行空气交换的要求。 7）其他电气设备用房一般采用具备开关功能的百叶窗通风，在气温太高时，考虑用墙壁	现场检查	

表 42　土建其他部分交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			上的轴流风机通风降温。排风量按每小时换气次数大于 8 次计算，且室内最高温度不超过 40℃。 8）考虑到节能及较少维护的需要，风机的启停应采用温度控制器控制。 9）柜式分体空调机技术参数：能效标记为 2 级及以上，输入电源为 220V/50Hz。		
6	交接验收	电缆沟检查	1）电缆沟盖板应用热镀锌角钢在底面包边、电缆沟边缘要用热镀锌角钢支承，以保证电缆沟的平整和外观的美观。 2）电缆沟的桥架和支架应根据承载情况选用 Q235A、Q235B 或 Q345B 的钢材制作而成。并且要考虑桥架和支架的防腐能力，电缆沟桥架采用立柱、托臂活动孔固定，便于后期支架锈蚀更换。 3）电缆层间的电缆敷设完毕后应采取以下两种防火措施： a）外加刷防火漆； b）在电缆间通往户外出口处，采用防火墙料封堵，电缆层按规范采取分隔和封堵措施后可不采用水消防。防火墙由无机防火泥砖堆砌而成，并设置厚度 60cm 以上的防小动物沙墙。 4）为满足变电站标准化建设，轻型电缆沟盖板推荐使用印有南方电网公司标志的防滑盖板。开关场或高压室内的电缆沟盖板应按每 10m 设置一个提手考虑，便于今后电缆及电缆沟的检修维护。 5）进出高压室、主控室的电缆沟盖板在进出口处应采用轻型盖板，材质为热镀锌角钢包边的花纹钢板，钢板厚度为 2~3mm。	现场检查	

24.5 照明设施

表 43　照明设施交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接验收	灯具	1）查看灯具合格证明材料，确认变电站采用的灯具应符合《中国南方电网有限责任公司变电站照明应用技术规范》附录 A 变电站典型照明区域灯具选型规则及附录 B 变电站照明灯具与配件通用性要求的规定； 2）检查灯具回路与控制开关标识齐全完备，灯具回路控制符合设计要求，操作验证开关与对应灯具控制相对应； 3）灯具安装牢固可靠，在砌体和混泥土结构上严禁采用木契，尼龙塞及塑料塞固定； 4）灯具与固定装置采用螺纹连接的，螺纹齿合扣数不少于 5 扣，抽查数量不少于该类型灯具总数的 5%； 5）吸顶或墙面上安装的灯具，其固定螺栓或螺钉不少于 2 个，灯具应紧贴饰面，选取同类型灯具 1~2 个抽检； 6）照明灯杆应避免与上下水道、管沟等地下设施相碰撞，并与消防栓保持 2m 距离。灯杆(柱)距路边的距离，宜为 0.5～1.0m； 7）质量大于 10kg 的灯具，选取同类型灯具 1 个，用灯具 5 倍质量的恒定均布载荷做	现场检查/抽检/资料验收	第 1）项为资料验收；第 4）、5）、7）、8）、9）、11）、15)项抽检；其余

表 43　照明设施交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			试验，持续时间不小于 15 分钟，试验后，检查灯具及其底座无受力变形； 8）质量大于 0.5kg 斤的软线吊灯，灯具导线无受力情况；质量大于 3kg 的悬吊灯具，其固定螺栓或吊钩直径不小于灯具挂销直径，且不得小于 6mm；抽检 2~3 个灯具； 9）由接线盒引至嵌入式灯具或槽灯带电绝缘导线应采用柔性导管保护，不得裸露，得不在灯槽内明敷，柔性导管与灯具壳体应采用专用接头连接，抽检 1~2 个灯具； 10）除安全电压照明外的敞开式安装的灯具，灯头对地面的距离应大于 2.5 米；楼道口及其他空间较高的场所，灯具的安全应考虑日后检修的需要； 11）现场抽检 1~2 个地埋灯的接线盒应采用防水接线盒，盒内接头应做绝缘处理； 12）安装在人员活动频繁处的玻璃罩灯具，应有防止玻璃罩掉落的措施； 13）采用 LED 照明灯具的，安装处饰面不应有胶类粘贴，安装位置散热良好，无受潮可能； 14）引向单个灯具的导线截面应与灯具功率相匹配，绝缘铜芯导线截面最小不小于 1mm^2； 15）除敞开式灯具外，灯具功率在 100W 及以上的，检查引入灯具的导线应采用磁管、矿棉等隔热材料保护，现场抽检 1~2 个灯具； 16）露天安装的灯具应有泄水孔洞，泄水孔应设置在灯具腔体底部，检查灯具及其附件均具有防腐防水措施，现场抽检 1~2 个灯具； 17）蓄电池室应采用防爆照明灯具，线缆应穿入钢管，开关应采用防爆开关； 18）变电站电缆夹层间等生产区域的照明灯具，当其安装高度低于2.4m时，应有防止触电的安全措施或采用36V及以下的电压照明，并应敷设灯具外壳专用的接地线。		项目为现场检查。
2	交接验收	电缆及布线	1）单相供电时，零线截面应与相线截面相同； 2）三相四线制线路中，当负荷为白炽灯或卤钨灯时，零线截面应按相线载流量的 50%选择；当负荷为气体放电灯时，零线截面应按最大一相的电流选择； 3）在可能逐相切断的三相线路中，零线截面应与相线截面相等；如数条线路共用一条零线时，则零线截面应按最大负荷相的电流选择； 4）在有爆炸危险、特别潮湿以及有可能受到机械损伤的场所，照明线路应采用穿钢管(或电线管)敷设，导线应采用塑料绝缘线(BV 或 BLV 型)或橡皮绝缘线(BX 或 BLX 型)； 5）照明线路穿管敷设时，导线(包括绝缘层)截面积的总和不应超过管子内截面的 40%，或管子内径不小于导线束直径的 1.4～1.5 倍，现场抽检 5%； 6）一般情况下，管内敷设多组照明回路导线时，导线的总数不应超过 6 根。在有爆炸危险的场所，管内敷设的导线总数，不应超过 4 根,在有爆炸危险的场所，严禁装设普通开关，现场抽检 5%； 7）不同电压等级和不同照明种类的导线，不应共管敷设； 8）查看测试报告，照明网络接地电阻不应大于 4Ω，工作中性线（N 线）的重复接地电阻，不大于 10Ω； 9）照明网络的工作零线必须两端接地，同一接线端子上的接线不得超过两根，且截面和线型一致； 10）查看照明回路电缆绝缘电阻测试记录，500V 及以下不小于 0.5 MΩ，500V 以上下不小于 1 MΩ； 11)照明回路电缆的铜屏蔽层和铠装护套应采用铜绞线或镀锡铜编织线与接地导体连接，且截面≤16 mm^2的电缆，保护联结导体截面与导体截面相同。截面≤120 mm^2的	现场检查/抽检/资料验收	第 5)、6）项现场抽检；第 8)、10)项为资料验收；其余项目为现场检查

表 43　照明设施交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			电缆，保护联结导体截面不小于 16 mm^2； 12）电缆头应可靠固定，接线端子不得额外受力； 13）截面在 10 mm^2 以下单芯电缆，可直接和端子连接，多芯电缆应将端部拧紧搪锡后再与端子连接； 14）导线接头采用接线器连接，且连接可靠不露线芯； 15）不得采用铝芯电缆，照明电缆的弯曲半径满足要求，电缆应留适当有裕度； 16）照明灯具、接线盒、开关及插座的金属外壳、照明专用屏、照明配电箱、灯杆及其支架、电缆接线盒的外壳、导线和电缆的金属外包皮及金属保护管等，应接地良好。		
3	交接验收	开关插座	1）照明开关安装高度符合设计要求，便于操作，照明开关的安装高度，除拉线开关外，宜为 1.3m；开关边缘距离门框边缘 0.15~0.2m 左右； 2）设计无明确要求时，生产区域的插座的安装高度宜为 0.3～0.5m；办公室和一般室内插座的安装高度宜为 0.5～1.3m，同一室内插座安装高度一致； 3）同一建筑物的开关应采用同一系列产品，单控开关的通断位置应一致，且操作灵活、接触可靠，相线应控制开关； 4）潮湿、多灰尘场所或屋外装设的开关及插座，应采用密封防水型； 5）插座回路必须与照明回路独立，不间断电源插座及应急电源插座应明显标识； 6）对于单项两孔插座，面对插座的右孔或上孔应接相线，左孔或下孔应接中性（N）线，三孔插座，面对插座的右孔应与相线连接，左孔应与中性线连接。三相五孔的插座按照单项两孔和单项三孔的要求验收。单相三孔、三相四孔及三相五孔插座的保护接地导体（PE）应在上孔，插座的保护接地导体端子不得与中性导体端子连接，同一场所的三相插座，其接线的相序应一致，对同一区域同一类型的插座抽检 1~2 个； 7）查看施工图纸，核实保护接地导体（PE）在插座之间不得串联接线，相线与中性导线不应利用插座本体的连接端子转接供电； 8）暗装的插座盒或开关盒应与饰面平齐，盒内干净整洁无锈蚀，绝缘导线不得裸露在装饰层内，面板应紧贴饰面，四周无缝隙、暗装牢固，表面光滑、无碎裂、划伤，装饰帽板齐全； 9）由专门回路供电的插座回路，插座数量最多不超过 20 个。	现场检查 / 抽检 / 资料验收	第 6）项为抽检；第 7）项为资料验收；其余项为现场检查。
4	交接验收	照明配电箱	1）箱体安装牢固、位置正确、部件齐全，照明配电箱箱底距地面的高度符合设计要求，设计无说明时，宜为 1.3～1.5m。室外安装的落地式照明配电箱，基础应高于地面，周围排水通畅，底座周围应采取密封措施； 2）逐一试验箱内漏电保护器动作正常，各级空开配置满足级差配合要求，箱内电缆及回路标识齐全正确； 3）正常照明配电箱或配电屏的零母线应就近接地，箱体应可靠接地，可开启的门和金属框架的接地端子间有截面不小于 4mm^2 的黄绿色绝缘铜芯导线连接，并有明显接地标识； 4）箱体内保护接地导体（PE）排应有裸露的连接外部保护接地导线的端子，并应连接可靠；	现场检查	

表 43　照明设施交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			5）箱内配线应齐全、无绞接现象，导线连接应紧密、不伤线芯、不断股、垫圈下螺丝两侧压的导线截面应相同，同一电器器件端子上的导线连接不应多于 2 根，防松垫圈等零件应齐全； 6）箱内的中性导体（N）和保护接地导体（PE）应分别设置，汇流排上同一端子不应连接不同回路的 N 或 PE 端； 7）箱体开孔应与导管管径适配，暗装配电箱盖应紧贴墙面，箱面涂层完整； 8）箱内孔洞的防火封堵应采用阻燃材料封堵，封堵严密，美观，堵料凸起 2-5mm。		
5	交接验收	事故照明	1）查看图纸，事故照明的设置符合设计要求，变电站主控制室、通讯机房、保护小室、高压室及建筑物内各层的走廊两端及配电室、电缆间、电容器室等门口的位置均应设置有应急事故照明； 2）断开交流电源，检查变电站的主要通道及主要出入口通道上的疏散用事故照灯点亮，测试照度值不应低于 0.5lx； 3）当事故照明由蓄电池直流系统或经切换后供电时，其照明配电箱中的（N）线、母线不应接地； 4）事故照明开关及灯具应有明显统一标识； 5）断开事故照明回路交流电源，验证事故照明应能可靠切换供电，检查全站所有的事故照明灯具点亮，开关控制与灯具对应，切换试验正常后，装置的直流电源开关置于断开位置。	现场检查 / 资料验收	第 1）项为资料验收；第 2）项与第 6 大项照度测试共同完成；其余项为资料验收。
6	交接验收	通电测试及照度	1）变电站室内场所、室外作业场地以及道路和厂前区作业面上的照明标准值应符合《中国南方电网有限责任公司变电站照明应用技术规范》表 5.7.1 中的规定。照度测试待灯具开启 30 分钟后开展； 2）与主控制室、网络控制室、单元控制室、集中控制室相邻且相通的 距出入口 10 米左右范围内的走廊、通道、楼梯间的照度值之比，不宜超过 5～10 倍； 3）站内所有灯具同时开启，连续通电试验不小于 24 小时，连续运行期间灯具应无故障。运行中实测配电箱各相负荷应均衡，无过载情况，室内单相分支负载不超过 15A，室外气体放电灯回路，每相分支负载不超过 30A； 4）室外安装的投光灯具，应具有角度调节功能。通电试验时，安装人员应结合照度测试结果和验收人员的要求将灯具调整至合适位置。	现场检查	第 1）项，现场实测并保留测试记录；第 2）项，照度测试完成后进行验算。
7	交接验收	文件、资料检查	1）照明有关的灯具、开关、插座、配电箱等合格证齐备； 2）提供的照明回路图纸与实际一致； 3）照明清册(应至少包括安装地点，灯具型号，厂家，规格和主要参数，灯具数量，控制开关型号等信息）；	资料验收	

表 43　照明设施交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			4）按照技术规范书要求清点备品备件应齐备完好； 5）资产管理系统台账信息录入正确、完备。		

24.6 视频监控系统

内容主要包括：视屏监控系统的机柜、摄像头及布线、站端设备功能验证、主站端设备功能验证，视频监控系统的所有验收项目均需要厂家技术人员配合。

表 44　视频监控系统交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接验收	机柜	1）机柜与变电站主控室使用的其它屏柜颜色及式样一致，机柜颜色为浅灰色（RAL7035）。屏正面为带玻璃的防护门，背面也设防护门，还包括有安装所必需的槽钢底座、支架、顶板和侧板。屏柜尺寸为 800 mm、深 600 mm、高 2260 mm，屏柜钢板厚度为不小于 3.2mm，柜门开关良好； 2）柜内布线应用线槽布线，整齐规范，电缆标牌与继电保护类标牌相一致； 3）柜内布置的主机、录影设备、网络设备、电源设备标识齐全，电缆交、直流电源相别标识清楚明确； 4）系统应有可靠的不间断电源(或同等级电源回路)供电,保证在站内事故情况下设备可用； 5）屏柜安装稳固，接地良好。屏柜内专用接地铜排截面不小于 100mm^2，柜内设备的接地端子采用截面不小于 4mm^2 黄绿相间的多股软铜线与之连接。与变电站二次地网相连接的接地线铜线，截面不下小于 50mm^2； 6）柜内孔洞的防火封堵应采用阻燃材料封堵，封堵严密，美观，堵料凸起 2-5mm； 7）端子应有明显的编号，各回路之间、电源回路与其他端子之间要设置隔离端子并预留 10%的空端子备用，同时应能方便地检查和维护； 8）屏内有预防交流回路和直流回路外部过电压和电磁干扰的接地措施； 9）柜内设备运行正常，各个指示灯与技术说明资料相一致； 10）屏内照明良好，照明灯具与柜门连锁并设有空开控制。	现场检查	参照《10kV～500kV 输变电及配电工程质量验收与评定标准》执行，下同
2	交接验收	摄像头及布线	1）测试安装在室外设备区域的网络高速球机，及安装在室内的网络高速球技及固定机，旋转速度水平≥75°/s，垂直≥50°/s，有效像素≥704×576，红外灯照射距离≥50m，手动/自动调节亮度功能灵活有效。安装在控制室楼顶或其他用来俯瞰全站的网络高速球机，有效像素≥2048×1536，其余技术条件与室外要求一致； 2）通过强光照射方式验证摄像头具有逆光补偿功能； 3）验证摄像头具备自动/手动聚焦功能，可遥摄全景的摄像头旋转 360 度连续可调； 4）监视区域及摄像头布点数量与技术规范书一致且满足《变电站视频及环境监控系统摄像机布点优化方案》的规定； 5）数据线及电源线电缆必须沿变电站控制电缆沟防线，需要埋入地下时，埋入深度不小于 0.7 米，在人行道下面敷设时，埋深不小于 0.5 米。所有线缆必须穿管，电源线	现场检查/资料验收	第 1）项查看出厂资料或测试报告；第 5）项提供旁

表 44　视频监控系统交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			与数据线不得同管布线。穿线管管径应不小于线缆外径的 1.5 倍，每根线管内穿线数量不大于 2 根。露在外面的线管必须使用镀锌钢管穿线。穿入电缆沟的电缆布线需整齐规范并固定在电缆支架上，塑料线管超过 30 米时，需要加装伸缩接头。所有管线的防火封堵应采用阻燃材料封堵，封堵严密，堵料凸起 2-5mm； 6）检查室外所有摄像点配置室外云台、防护罩、支架、配线箱等具备防雨、防尘、防锈、防腐能力，配线箱内接线规范，标识完善，箱门开闭良好，密封良好； 7）对高低温环境条件特别恶劣的摄像点，验证其高低温防护功能正常； 8）摄像机与视频控制设备宜为同相电源，或采取措施保证图像同步。		站见证记录；其余项为现场检查。
3	交接验收	站端设备功能测试	1）查看设备技术资料或测试报告，确认计算机显示分辨率≥800×600，计算机 CPU 负荷率平均<30% ，监控画面显示与实际事件发生时间差 ＜0.5 秒，事件报警到系统自动记录相应画面时间差 ＜ 1 秒，各报警探头报警到后台信息显示时间差 ＜ 1；图像控制切换响应时间＜1 秒，图像分辨率达到 CIF 格式（352×288）以上（包括 CIF 格式）查看所有摄像头的录像资料正常，图像传输帧速率 12-25 帧/秒并可调，并验证录像查询功能正常； 2）后台监视画面中站内变压器、断路器、电流互感器、电压互感器、避雷器、隔离开关、母线、绝缘子等重要运行设备的外观状态清晰； 3）后台监控画面中各设备编号牌清晰可见，断路器分合闸指示及储能指示位置清晰可辨。隔离开关分合位置可见，刀口接触画状态画面清晰； 4）具备变电站周界防盗、门禁、消防系统联动报警功能的，应模拟测试报警功能正常； 5）在后台（工作站）对摄像机进行（左右、上下、远景/近景、近焦/远焦、视角、方位、光圈、景深）控制应灵活可靠； 6）系统具备变电站事故报警、电力设备状态变化及故障报警、消防报警、防盗报警、防火报警、电力设备水浸报警、门禁报警、非法闯入及画面异动报警、图像设备故障报警功能，不具备时应满足现场技术规范书要求； 7）人为触发报警，验证变电站视频处理单元或数字录像机能自动进行存盘录像，同时传送报警信息和相关图像，并自动在地理图上提示报警位置及类型； 8）人为触发报警，验证系统联动相关设备功能，如启动现场照明、警笛等，相关设备启动后，应在设定的时间内自动关闭，且现场照明在白天时间段可设为不打开； 9）测试系统应具备与站内各自动化系统实时连接，接收报警信息，联动相应报警目标的图像监视（变电站事故、设备状态变化及故障、保护动作、遥控操作、消防报警等）；并指定相应摄像机进行录像，作为事故追忆和调查的辅助手段。（现场不具备与自动化系统连接条件时不需测试）； 10）人为触发测试变电站内同时发生多点报警时，按报警级别高低优先和时间优先的原则显示存贮，先上传严重报警点的图像，同等级别的报警按时间优先上传报警点的图像，其它报警点上传报警信息，报警信息不得丢失和误报； 11）具备可控制设备的机械保护措施和雨刷功能时，应在后台机（工作站）逐一进行验证测试； 12）模拟系统局部故障或局部检修，测试整个监控系统依然能正常工作； 13）模拟系统设备故障，测试其自诊断及故障告警功能正确； 14）模拟系统部分设备故障、多点报警状态下，系统能有序记录报警事件，报警内容并与实际一致。验证报警记录具备按告警类型、告警区域、告警点等进行分类查询的	现场检查/资料验收	第 1）、19）项为资料验收；其余项为现场检查。

表 44　视频监控系统交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
			功能； 15）通过模拟人员倒地行为验证报警正常，推图正确。通过模拟人员徘徊，验证系统识别人员徘徊于正常行走功能正常，触发报警有效，推图正确； 16）具备语音对讲功能时，应实际测试对讲效果； 17）应通过触发告警验证摄像机自动切换至设定的预置位置； 18）提出各级用户权限要求并进行验证； 19）具备与站端消防、门禁、空调控制、环境监测系统互联功能，接口协议符合《DLT634.5104-2002 远动协议南方电网实施细则》的规定。		
4	交接验收	主站端功能测试	1）能够通过现场网络连接视频切换矩阵、控制器（解码器），根据本地或监控中心操作发出来的命令控制视频切换、画面分割，控制镜头聚焦、近景/远景、光圈调节，控制云台上下、左右和自动巡视动作； 2）根据控制器（解码器）、报警控制器采集到的各种的状态信息和报警信息实现警视联动功能。自动启动告警照明灯、警铃。自动以字幕，声光提示报警加以说明； 3）具备与变电站相关自动化系统（即综合自动化系统或 RTU、门禁系统等）互联互动能力，能根据预先设定信息实现和所连接的自动化系统之间的联动； 4）与自动化系统连接时，与系统安全性要求应满足 GA 1089-2013《电力设施治安风险等级和安全防范要求》，用户密码强度能有效防止恶意攻击和暴力破坏； 5）测试与现场对讲语音清晰，功能正常； 6）验证主站端和后台同时控制同一摄像头时，控制对象的唯一性，保证同一时刻只允许一个操作人员控制同一控制对象； 7）配置了短信告警功能的，向地区级主站传送报警信息和相关视频，并自动录像；并可根据需要通过短信告警及时发送给相关人员； 8）测试主站下发的指令完成摄像机预置位配置、站端监控设备的布撤防控制、RPU 远程重启和参数配置、摄像机 OSD 参数配置等功能是否正常有效； 9）通过人为修改系统时间方式测试上级视频主站统一同步时钟对时功能正常； 10）对安全保密有要求的图（音）像资料应采取信号加密措。	现场检查/资料验收	第 1）项由设备厂商技术人员验证，验收人员见证其加密有效；第 3）、4 项为资料验收；其余项为现场验收。
5	交接验收	文件、资料检查	1）与现场实际一致的平面布置图、内部逻辑接线图、端子接线图、背面接线图、运行、调试和维护手册、操作整定计算说明各 2 份； 2）与现场设备对应的软件备份光盘或 U 盘； 3）与产品相一致的说明书及合格证齐备； 4）按照技术规范书要求清点备品备件齐备，性能正常； 5）设备摄像机等主要设备测试报告齐全，控制电缆绝缘测试记录齐全，不小于 0.5MΩ。	资料验收	

24.7 微机防误闭锁装置

表 45　微机防误闭锁装置交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接验收	主机及软件检查	1)五防主机显示的一次主接线、名称、编号与实际一致，与监控后台显示图形一致。图中各元件名称正确，编锁、接地桩设置位置正确； 2)五防主机与自动化系统、模拟屏的通讯正常； 3)防误规则符合现场运行要求正确采集、处理和传递信息，不允许出现误码，要求按照正常操作和五种误操作各模拟 3 次； 4)微机防误闭锁装置主机及其他部件的配置，不低于《南方电网公司变电站防止电气误操作闭锁装置技术规范》要求的标准； 5)由不间断电源供电，且电源运行正常； 6)检查操作人员的密码配置是否正确，并对操作密码进行校验； 7)设置的闭锁逻辑必须符合《南方电网公司变电站防止电气误操作闭锁装置技术规范》要求； 8)正确模拟、生成操作票，票面符合《中国南方电网有限责任公司电力安全工作规程》要求。	现场检查	
2	交接验收	电脑钥匙检查	1）需配置大于等于 2 把电脑钥匙； 2）正确接收主机的操作程序； 3）正确识别编码锁，进行正常操作应顺利开锁，灵活，无卡涩；误操作应闭锁并有光、声音或语音报警； 4）具有通过识别编码锁将断路器、隔离开关等的分合位置传至主机的返校功能； 5）失电或更换新电池后，存储的操作程序和其他全部信息不应改变和丢失； 6）电脑钥匙故障或失电时，应拒绝开锁，并有故障提示； 7）无重复编码，操作时不出现误码、失码。	现场检查	
3	交接验收	电气编码锁检查	1）能用触点对断路器闭锁。结构简单、可靠，操作灵活，维护方便，防潮、防尘、防腐蚀。 2）配置原则不低于《南方电网公司变电站防止电气误操作闭锁装置技术规范》要求。 3）用电脑钥匙进行正常操作应顺利开锁，灵活，无卡涩。误操作应闭锁。	现场检查	
4	交接验收	机械编码锁检查	1）能将锁栓保持在锁定位置，结构简单、可靠，操作灵活，维护方便，防潮、防尘、防腐蚀，有防雨措施，能够承受高压开关设备正常操作时的机械强度要求。 2）配置原则不低于《南方电网公司变电站防止电气误操作闭锁装置技术规范》要求。 3）用电脑钥匙进行正常操作应顺利开锁，灵活，无卡涩。误操作应闭锁。	现场检查	
5	交接验收	接地桩检查	1）接地桩应焊接于接地极上，焊接牢固可靠，不直接焊接在构架钢筋或设备外壳上。 2）接地头和接地桩接触良好，接触面积不小于导电件截面，接地桩与变电站的接地体焊接牢固。接地锁连接与拆卸应方便、可靠。	现场检查	
6	交接验收	解锁钥匙检查	1）对每种编码锁实施解锁试验三次，应灵活、无卡涩； 2）配置智能型解锁钥匙管理箱并可正常使用。	现场检查	
7	交接验收	装置整体功能检查	具有完善的五防功能；能正确模拟、生成、传递和执行操作票；准确采集、处理和传递信息，无误码；符合防误程序程序的正常操作应顺利开锁且无空程序，误操作应闭锁并有光、声音或语音报警。	现场检查	

24.8 防入侵系统

表 46　防入侵系统交接验收项目、要求

序号	类别	项目	要求	验收方式	备注
1	交接验收	红外报警设备	1）将红外报警系统设置在警戒状态下，完成如下功能验证： a）触发某一路人侵探测回路报警，检查系统声光报警功能正常，报警记录与触发事件对应； b）同时触发多路人侵探测回路报警，检查系统声光报警功能正常，报警记录与触发事件对应； c）触发设备故障（撤销系统时钟，或由编程人员协助制造运行程序故障），系统报警内容正确； d）触发拆防报警（可模拟人为拆除探头等），系统报警正常。探测器防拆报警信号应在打开探测器或防盗报警控制器机盖时或防盗报警控制器被移离安装表面时，应不受防盗报警控制器所处状态和交流断电的影响； e）在主电源（AC）工作正常情况下，拆除备用电池，系统报警及时正确； f）关断主电源（AC），由备用电源供电，检查系统应切换至备用电源供电功能正常，信号正确； 2）在红外报警系统设置在解除警戒的状态下，完成如下功能验证： a）触发拆防报警（可模拟认为拆除探头等），系统报警正常； b）触发设备故障（撤销系统时钟，或由编程人员协助制造运行程序故障），系统报警内容正确； c）触发紧急报警，系统报警内容正确； d）触发 24h 人侵探测回路报警，系统报警内容正确； e）在主电源（AC）工作正常情况下，拆除备用电池，系统报警及时正确； f）关断主电源（AC）由备用电源供电，检查系统应切换至备用电源供电功能正常，信号正确； 3）通过遮挡红外线光束对射探头测试微波红外双鉴探头报警灵敏，无死角，布防和撤防功能操作灵活可靠；通过淋水方式抽测验证红外探头不误报警且功能正常； 4）系统报警区段与实际一致，通过查看报警信息和录像资料验证报警位置区段摄像联动功能正常。	现场检查/抽检/资料验收	第 5）项为资料验收，需查看施工监理记录和安装单位测试数据； 第 6、7、8、9、10）项，现场随机抽检 2~3 个点是否满足要求； 其余项为现场检查。
2	交接验收	电子围栏设备	1）脉冲电子围栏系统应有可靠的接地系统，接地系统不能与其他的接地系统连接（如雷电保护系统或通信接地系统）并与其他接地系统保持相对的独立接地，接地体应至少埋深 1.5 米，并埋设在导电性能良好的地方，可用摇表测量接地电阻应不大于 10Ω，接地体可采用垂直敷设的角钢、钢管或水平敷设的圆钢、扁钢等； 2）脉冲电子围栏支架安装牢固，间距小于 5 米； 3）脉冲电子围栏金属导线之间的距离应在 50mm~160mm； 4）附属式安装的电子围栏前端最上表面一根金属导线离墙顶或栅栏顶部的间距不小于 800mm，最下一根金属导线与附属物之间的间距为 120mm±10mm； 5）前端底部的三根金属导线，相邻两根的垂直距离为 120mm±10mm，其他相邻两根金属导体带电垂直距离为 150mm±10mm；	现场检查/资料验收	

表 46　防入侵系统交接验收项目、要求

<table>
<tr><th>序号</th><th>类别</th><th>项目</th><th>要求</th><th>验收方式</th><th>备注</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>6）落地式安装的，前端一侧或两侧安装不低于 1.2m 的防护网或围墙，防止人体误靠近，防护网或围墙与脉冲电子围栏前端之间的距离应不小于 1m，脉冲电子围栏前端高度不应低于 1.8 米，1.2 米以下的水平相邻金属导线之间的距离为 120mm±10mm，1.2m 以上水平相邻金属导线之间的距离为 150mm±10mm；
7）脉冲电子围栏前端的防区划分应有利于报警的准确定位，且每个防区长度不应大于 100m；
8）每个防区的两端应安装防区终端受力杆；
9）每个防区的中间应安装防区区间受力杆，防区区间受力杆之间的距离或与防区终端受力杆间距应不大于 25m；
10）防区内有拐角的地方应安装防区区间受力杆，拐角的角度小于 120 度时，应使用防区终端受力杆；
11）前端安装在其他物体上时，应与其他物体保持高于 10cm 的间距，应防止植物沿脉冲电子围栏向上生长，脉冲电子围栏和植物间的最小距离为 200mm，应从植物摇摆时取最近位置计算；
12）通信线路外侧导线与前端的金属导体，以及与其高压绝缘线的水平距离应不小于 2m；
13）必须安装醒目的“防止触电”警示标识牌，标牌字迹应清晰，应加夜间荧光，且不易脱落，安装在最上一根导线上，每隔 10m 设置一块。
13）脉冲电子围栏系统与架空电力线的距离不得小于下表的规定。
<table>
<tr><th rowspan="2">架空电力线电压等级/kV</th><th colspan="2">与脉冲电子围栏的最小距离</th></tr>
<tr><th>水平距离/m</th><th>垂直距离/m</th></tr>
<tr><td>10kV 及以下</td><td>2.5</td><td>2</td></tr>
<tr><td>35~110kV</td><td>5</td><td>3</td></tr>
<tr><td>220kV</td><td>7</td><td>4</td></tr>
<tr><td>330kV</td><td>9</td><td>5</td></tr>
<tr><td>500kV</td><td>9</td><td>5</td></tr>
</table>
14）在保证人身安全的前提下，采用短接电子围栏各导线的方式逐一测试电子围栏各段触碰报警正常；
25）通过改变系统报警参数验证系统报警持续时间在 10s—8min 内可调，报警延时在 2s--60s 可调；
16）验证系统的报警信号的自动复归和手动复归功能正常，音响及灯光报警信号具有自动延时复归功能和手动复归功能；
17）测试脉冲电子围栏前端开路、短路状况下报警区段与实际一致；测试入侵报警和设备故障报警信号正常并有明显区别。</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>3</td><td>交接验收</td><td>文件、资料检查</td><td>1）与现场实际一致的平面布置图、检测报告、调试和维护手册资料齐全；
2）与产品相一致的说明书及合格证齐备；
3）按照技术规范书要求清点备品备件齐备，性能正常；
4）资产管理系统台账信息录入正确、完备。</td><td>资料验收</td><td></td></tr>
</table>

24.9 安健环

表 47　安键环交接验收项目、要求

序号	类别	项目名称	验收要求	验收方式	备注
1	交接验收	安全标志	1．禁止标志 1）　是禁止人们不安全行为的图形标志； 2）　禁止标志的基本形式是带斜杠的圆边框及相应文字，其中文字采用黑体； 3）　禁止标志基本形式根据现场情况，可采用甲、乙、丙、丁四种规格的尺寸，具体见《中国南方电网有限责任公司变电站安健环设施标准》（Q/CSG10001-2004）。 4）　禁止标志的标准色：红-M100 Y100，黑-K100。 2．警告标志 1）　提醒人们对周围环境引起注意，以避免可能发生危险的图形标志； 2）　警告标志的基本形式是正三角边框及相应文字，其中文字采用黑体； 3）　警告标志基本形式根据现场情况，可采用甲、乙、丙、丁四种规格的尺寸具体见《中国南方电网有限责任公司变电站安健环设施标准》（Q/CSG10001-2004）； 4）　警告标志的标准色：黄- Y100，黑-K100。 3．指令标志 1）　强制人们必须做出某种动作或采用防范措施的图形标志。 2）　指令标志的基本形式是圆形边框及相应文字，其中文字采用黑体。 3）　指令标志基本形式根据现场情况，可采用甲、乙、丙、丁四种规格的尺寸。具体见《中国南方电网有限责任公司变电站安健环设施标准》（Q/CSG10001-2004）。 4）　指令标志的标准色：蓝- C100，黑-K100 4．提示标志 1）　是向人们提供某种信息（如标明安全设施或场所等）的图形标志。 2）　示标志的基本形式是正方形边框及相应文字，其中文字采用黑体。 3）　提示标志基本形式根据现场情况，可采用甲、乙两种规格的尺寸，具体见《中国南方电网有限责任公司变电站安健环设施标准》（Q/CSG10001-2004）。 4）　提示标志的标准色：绿- C100 Y100，黑-K100。	现场验收	
2	交接验收	设备标志	1．设备相序标志牌：清楚标明设备的相序，利于变电站生产人员进行巡视、操作工作；A 相黄色 Y100 M20、B 相绿色 C100 Y100、C 相红色 M100 Y100。一次设备的相位标志牌应在设备的正下方的构架处或底座处设置，母线的相位标志牌应设置在母线构架正对母线正下方处，母线中间有龙门架的应适当增加悬挂母线相位的标志牌。 2．变压器、断路器、隔离开关、二次屏、电力电缆标志牌文字为红色（M100 Y100）。 3．接地开关、熔断器、交直流开关、二次电缆、临时接地线固定接地端标志牌文字为黑色。 4．电缆沟盖板编号牌采用蓝色底漆，黄色字，字体为黑体。 5．变压器、断路器、隔离开关、二次屏、电力电缆、接地开关、熔断器、交直流开关、二次电缆、临时接地线固定接地端、电缆沟盖板编号牌的配制、编号原则按照《中国南方电网有限责任公司变电站安健环设施标准》（Q/CSG10001-2004）执行。 6．安装标示牌时不允许重叠安装，必须先将原有标示牌拆除后方可安装。新按装的必	现场验收	

表 47　安键环交接验收项目、要求

序号	类别	项目名称	验收要求	验收方式	备注
			须确保的颜色清晰醒目、色泽均匀，不应有泛色，同时标牌应安装牢固，方向正确，横平竖直。 7．设备接地线连接线颜色标志:在表面涂 15-100mm 宽度相等的绿色和黄色相同的条纹。 8．隔离开关和接地开关操作杆：采用黑漆标色，提醒操作人员，避免发生误操作。 9．消防安全标志由安全色、边框、以图像为主要特征的图形符号或文字构成，各类标志的使用及安装按照《中国南方电网有限责任公司变电站安健环设施标准》（Q/CSG10001-2004）执行。 10．消防材料检查卡标准：尺寸为 142mm*210mm，单面黑色印刷。 11．事故油池突出地面的顶面周边涂黄色实线，线条宽 100mm，事故油池标志牌为红色边框红色字体。 12．消防水池突出地面的顶面周边涂红色实线，线条宽 100mm，消防水池标志牌为红色边框红色字体。 13．电缆防火隔墙标示：电缆沟超过 100M 的，电缆从室外进入室内的入口处、电缆竖井的出入口处等需设置防火墙，对有防火墙的位置，对于有电缆沟盖板的电缆防火墙，应在盖板边缘用红色油漆划出边界线，其中红黄色禁止阻塞线，并用红字标出“防火隔墙”，边界线为 50mm-10mm。		
3	交接验收	安全警示线	1．设备安全警戒线:设备安全警戒线的作用是为了提醒在变电站内的人员，避免误碰、触运行中的控制屏（ 台） 、保护屏、配电屏和高压开关柜等， 以及防止驾驶车辆跨越站内生产道路进入设备场地。设备安全警戒线标准色为黄色：C ： 0，M ： 20，Y ： 100 ，K ： 0。在运行中的控制屏（台）、保护屏配电屏和高压开关柜前标注安全警戒线的方法，一般有如下甲、乙两种，对于屏（盘）后侧有门能误碰、触的，可选用乙种。防止警戒线至屏面的距离一般应为 300 mm～500 mm，可根据实际情况进行调整。宽度一般为 100 mm~150 mm 2．禁止阻塞线：禁止在相应的设备前停放物体，以免意外的发生，形式为黄色 45° 斜线，黄色线条宽度 100mm，间隔 100mm。 3．减速提示线：减速提示线的作用是提醒在变电站的驾驶人员减速行驶，以保证变电站设备和人员的安全。减速提示线标准色为黄色：C ： 0，M ： 20，Y ： 100，K ： 0。减速提示线一般采用 4 5 度等间隔斜线排列进行标注。在变电站的站内道路的弯道、交叉路口和变电站进站入口等限速区域的入口处，应标注减速提示线。宽度 150 mm～250 mm。 4．防止踏空线：防止踏空线的作用是提醒工作人员注意通道上的高度落差，避免发生意外。防止踏空线的标准色为黄色: C ： 0，M ： 20，Y ： 100 ，K ： 0。在建筑物楼梯的第一级台阶上或人行通道高度落差 300 mm 以上的边缘处， 应标注防止踏空线。宽度一般为 100 mm～150 mm。 5．生产通道边缘警戒线：生产通道边缘，提醒工作人员和机动车辆避免误入设备区域。线条宽度为 100mm-150mm，颜色为黄色: C ： 0，M ： 20，Y ： 100 ，K ： 0。 6．所有警示线需颜色清晰醒目、色泽均匀，不应有泛色。	现场验收	
4	交接验收	安全防护	安全帽、安全带、临时围栏、电缆勾盖板、爬梯遮拦门、防小动物挡板、工作负责人袖套、工作服、防毒面具、应急照明的安装、应用标准详见《中国南方电网有限责任公司变电站安健环设施标准》（Q/CSG10001-2004）。	现场验收	
5	交接验收	变电站外观	建筑物外观 VI 形象、变电站铭牌、玻璃门防撞条标准详见《中国南方电网有限责任公司变电站安健环设施标准》（Q/CSG10001-2004），颜色为企业标准色 C100 M69 Y0 K38。 定置图、楼层分布、功能室、洗手间、安全工器具室、宣传通知栏、值班人员表的配制及标	现场验收	

表 47　安键环交接验收项目、要求

序号	类别	项目名称	验收要求	验收方式	备注
			准标示按照《中国南方电网有限责任公司变电站安健环设施标准》（Q/CSG10001-2004）执行，并确保颜色清晰醒目、色泽均匀，不应有泛色，标牌应安装牢固，方向正确，横平竖直。		

附录 A（资料性附录）绝缘油

A.1 绝缘油的试验项目及标准，应符合表 A.1 的规定

表 A.1 绝缘油的试验项目及标准

序号	项目	标准	说明
1	外状	透明、无沉淀物和悬浮物	外观目视
2	水溶性酸（PH 值）	>5.4	按现行国家标准 GB/T 7598《运行中变压器油水溶性酸测定法》中的有关要求进行试验
3	酸值(以 KOH 计)（mg/g）	≤0.03	按现行国家标准 GB/T 264《石油产品酸值测定法》中的有关要求进行试验
4	闪点(闭口)(℃)	≥135；	按现行国家标准 GB 261《闪点的测定宾斯基-马丁闭口杯法》中的有关要求进行试验
5	水含量（mg/L）	500kV：≤10 220kV：≤15 110kV 及以下：≤20	按现行国家标准 GB/T7600《运行中变压器油水分含量测定法（库伦法）》或 GB/T 7601《运行中变压器油、汽轮机油水分测定法（气相色谱法）》中的有关要求进行试验
6	界面张力（25℃）(mN/m)	≥40	按现行国家标准 GB 50150《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》执行
7	介质损耗因数 tanδ（%）	90℃时， 500kV：≤0.5 220kV 及以下：≤1.0	按现行国家标准 GB/T 5654《液体绝缘材料相对电容率、介质损耗因数和直流电阻率的测量》中的有关要求进行试验
8	击穿电压（kV）	500kV：≥65 110kV~220kV：≥45 35kV 及以下电压等级：≥40	1.按现行国家标准 GB/T 507《绝缘油击穿电压测定法》中的有关要求进行试验 2.该指标为球形电极测定值，其他电极可参考现行国家标准 DL/T 429.9《电力系统油质试验方法 绝缘油介电强度测定法》
9	体积电阻率（90℃）(Ω•m)	≥6×10^{10}	按现行国家标准 GB/T 5654《液体绝缘材料相对电容率、介质损耗因数和直流电阻率的测量》或 DL/T 421《电力用油体积电阻率测定法》中的有关要求进行试验
10	油中含气量（%）（体积分数）	500kV：≤1.0	按现行行业标准 DL/T 423《绝缘油中含气量测量方法 真空压差法》或 DL/T 703《绝缘油中含气量的气相色谱测定法》中的有关要求进行试验（对 500kV 电压等级进行）
11	油泥与沉淀物（%)(质量分数）	≤0.02	按现行国家标准 GB/T 511《石油和石油产品及添加剂机械杂质测定法》中的有关要求进行试验
12	油中溶解气体组分含量色谱分析	见本标准的有关章节要求	按国家现行标准 GB/T 17623《绝缘油中溶解气体组分含量的气相色谱测定法》或 DL/T 722《变压器油中溶解气体分析和判断导则》及 DL/T 722《变压器油中溶解气体分析和判断导则》中的有关要求进行试验
13	变压器油中颗粒度限值	500kV 及以上交流变压器：投运前（热油循环后）100mL 油中大于 5um 的颗粒数≤2000 个。	按现行行业标准 DL/T 1096《变压器油中颗粒度限值》中的有关要求进行试验

A.2 新油验收及充油电气设备的绝缘油试验分类，应符合表 A.2 的规定

表 A.2 电气设备绝缘油试验分类

试验类别	适用范围
击穿电压	1. 6kV 及以上电气设备内的绝缘油或新注入设备前、后的绝缘油。 2.对下列情况之一者，可不进行击穿电压试验： 1）35kV 以下互感器，其主绝缘试验已合格的； 2）按本标准有关规定不需取油的
简化分析	准备注入变压器、电抗器、互感器、套管的新油，应按表 A-1 中的第 2 项~第 9 项规定进行。
全分析	对油的性能有怀疑时，应按本标准表 A-1 中的全部项目进行。

附录 B（资料性附录）SF_6气体

B.1 SF_6新气到货后，充入设备前按 DL/T1366《电力设备用六氟化硫气体》、GB12022《工业六氟化硫》验收。抽检率按 GB12022《工业六氟化硫》进行。其它每瓶只测定含水量。

表 B.1 SF_6新到气瓶抽检比例

每批气瓶数	选取的最少气瓶数
1	1
2～40	2
41～70	3
71～100	4
注 1：超过 100 瓶气体按另一批计算。 注 2：SF_6气体在充入电气设备 24h 后方可进行试验。	

B.2 关于补气和气体混合使用的规定：

1）补气体必须符合新气质量标准，补气时应注意接头及管路的干燥；

2）符合新气质量标准的气体均可混合使用。

表 B.2 SF_6气体交接验收试验项目及要求

序号	类别	项目	要求	负责专业	备注
1	交接试验	湿度（20℃体积分数）	1） 断路器灭弧室气室≤150μL/L； 2） 其它气室≤250μL/L； 3） SF_6变压器≤250μL/L	试验	投运前新充气 24h 后
2	交接试验	现场分解产物测定	1）断路器灭弧室气室 SO_2≤3μL/L（注意值），H_2S≤2μL/L（注意值），CO≤300μL/L（注意值）； 2）其它气室 SO_2≤1μL/L，H_2S≤1μL/L，CO≤300μL/L（注意值）	试验	投运前新充气 24h 后
3	交接试验	气体纯度	SF_6≥99.9%，CF_4≤0.01%，Air≤0.03%	试验	投运前新充气 24h 后

附录 C（资料性附录）海拔高度与外绝缘修正

对于使用在海拔高于 1000m 处的电力设备，其外绝缘在标准参考大气条件下的绝缘水平是将适用场所要求的绝缘耐受电压乘以海拔修正系数 K_a。

系数 K_a 可按下式计算：

$$K_a = e^{m(H-1000)/8150}$$

式中：

H 是海拔，用米表示；

m 为简单起见，取下述确定值：

m=1 对于工频、雷电冲击和相间操作冲击电压；

m=0.9 对于纵绝缘操作冲击电压；

m=0.75 对于相对地操作冲击电压。

注 1：在任一海拔处，内绝缘的绝缘特性是相同的，不需采取特别的措施。关于外绝缘和内绝缘的定义见 GB/T 311.2。

注 2：对于低压辅助设备和控制设备，海拔低于 2000m 时， 不需采取特别措施。如用于 2000m 以上海拔，需采取的措施见 GB/T 16935.1。

注 3：海拔高度可参照下列要求确定：

a. 海拔在 1000～2000m 范围，设备外绝缘水平按 2000m 海拔修正；

b. 海拔在 2000～2500m 范围，设备外绝缘水平按 2500m 海拔修正；

c. 海拔在 2500～3000m 范围，设备外绝缘水平按 3000m 海拔修正；

d. 海拔高于 3000m，应考虑实际运行地点的环境，按专题研究报告确定。