

电气装置安装工程 电力变压器、油浸电 抗器、互感器施工及验收规范

GB 50148-2010

目 录

电气装置安装工程 电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范 GB 50148-2010	(1)
1 总则	(3)
2 术语	(3)
3 基本规定	(5)
4 电力变压器、油浸电抗器	(6)
4.1 装卸、运输与就位	(6)
4.2 交接与保管	(8)
4.3 绝缘油处理	(10)
4.4 排氮	(12)
4.5 器身检查	(13)
4.6 内部安装、连接	(17)
4.7 干燥	(17)
4.8 本体及附件安装	(17)
4.9 注油	(21)
4.10 热油循环	(22)
4.11 补油、整体密封检查和静放	(23)
4.12 工程交接验收	(24)
5 互感器	(25)
5.1 一般规定	(25)
5.2 器身检查	(26)

5.3	安装	(26)
5.4	工程交接验收	(28)
附录A	新装电力变压器及油浸电抗器不需干燥的条件	(28)
	本规范用词说明	(29)
	引用标准名录	(29)
	条文说明	(30)
2	术语	(31)
4	电力变压器、油浸电抗器	(31)
4.1	装卸、运输与就位	(31)
4.2	交接与保管	(32)
4.3	绝缘油处理	(33)
4.4	排氮	(36)
4.5	器身检查	(36)
4.7	干燥	(37)
4.8	本体及附件安装	(38)
4.9	注油	(40)
4.10	热油循环	(43)
4.11	补油、整体密封检查和静放	(43)
4.12	工程交接验收	(45)
5	互感器	(46)
5.1	一般规定	(46)

5.2	器身检查	(46)
5.3	安装	(46)

中华人民共和国国家标准

电气装置安装工程 电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范

Code for construction and acceptance of power transformers oil reactor and mutual inductor

GB 50148-2010

主编部门：中国电力企业联合会

批准部门：中华人民共和国住房和城乡建设部

发布日期：2010年5月31日

施行日期：2010年12月1日

中华人民共和国住房和城乡建设部公告

第629号

关于发布国家标准《电气装置安装工程 电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范》的公告

现批准《电气装置安装工程 电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范》为国家标准，编号为GB 50148-2010，自2010年12月1日起实施。其中，第4.1.3、4.1.7、4.4.3、4.5.3(2)、4.5.5、4.9.1、4.9.2、4.9.6、4.12.1(3、5、6)、4.12.2(1)、5.3.1(5)、5.3.6条(款)为强制性条文，必须严格执行。原《电气装置安装工程 电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范》GBJ 148-90同时废止。

本规范由我部标准定额研究所组织中国计划出版社出版发行。

中华人民共和国住房和城乡建设部

二〇一〇年五月三十一日

前言

根据原建设部《关于印发〈2006年工程建设标准规范制订、修订计划〉(第二批)的通知》(建标〔2006〕136号)的要求，由中国电力科学研究院会同有关单位在《电气

装置安装工程 电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范》GBJ 148-90的基础上修订完成的。

本规范共分5章和1个附录，主要内容包括：总则，术语，基本规定，电力变压器、油浸电抗器，互感器等内容。

与原规范相比较，本次修订将适用范围由原来的500kV及以下电力变压器、油浸电抗器、互感器的施工及验收，扩大到750kV。电压等级高了，对施工各个环节的技术要求、技术指标等要求提高了，并作了明确规定。

本规范中以黑体字标志的条文为强制性条文，必须严格执行。

本规范由住房和城乡建设部负责管理和对强制性条文的解释，中国电力企业联合会负责日常管理，中国电力科学研究院负责具体技术内容的解释。

本规范在执行过程中，请各单位结合工程实践，认真总结经验，如发现需要修改或补充之处，请将意见和建议寄交中国电力科学研究院（地址：北京市宣武区南滨河路33号，邮编：100055，电话：010-63424285）。

本规范主编单位、参编单位、主要起草人和主要审查人：

主编单位：中国电力科学研究院（原国电电力建设研究所）

广东省输变电工程公司

参编单位：北京送变电公司

江苏送变电公司

吉林协合电力工程有限公司

南通信达电器有限公司

主要起草人：蔡新华 项玉华 陈懿夫 李庆江 荆津 李波 徐斌 赵汉祥 韩刚

主要审查人：陈发宇 王进弘 孙关福 吴克芬 吕志瑞 简翰成 张诚 何冠恒 李贵生 罗喜群 谭昌友 姜峰 邬建辉 刘海涛 王俊刚 周翌中 廖薇 李

1 总则

- 1.0.1 为保证电力变压器、油浸电抗器及互感器的施工安装质量，促进安装技术进步，确保设备安全运行，制定本规范。
- 1.0.2 本规范适用于交流3kV~750kV电压等级电力变压器（以下简称变压器）、油浸电抗器（以下简称电抗器）、电压互感器及电流互感器（以下简称互感器）施工及验收；消弧线圈的安装可按本规范的有关规定执行。
- 1.0.3 特殊用途的变压器、电抗器、互感器的安装，应符合产品技术文件的有关规定。
- 1.0.4 本规范规定了电气装置安装工程电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收的基本要求，当本规范与国家法律、行政法规的规定相抵触时，应按国家法律、行政法规的规定执行。
- 1.0.5 变压器、电抗器、互感器的施工及验收，除应符合本规范外，尚应符合国家现行有关标准的规定。

2 术语

2.0.1 电力变压器 power transformer

具有两个或多个绕组的静止设备，为了传输电能，在同一频率下，通过电磁感应将一个系统的交流电压和电流转换为另一系统的电压和电流。

2.0.2 油浸式变压器 oil-immersed type transformer

铁芯和绕组都浸入油中的变压器。

2.0.3 干式变压器 dry-type transformer

铁芯和绕组都不浸入绝缘液体中的变压器。

2.0.4 绕组 winding

构成与变压器标注的某一电压值相对应的电气线路的一组线匝。

2.0.5 密封 sealing

指变压器内部线圈、铁芯等与大气隔离。

2.0.6 真空处理 vacuumize

指利用真空泵将变压器内部气体抽出，达到并保持真空状态。

2.0.7 热油循环 hot oil circulation

在变压器油满油的情况下，采取低出高进的方法，将变压器油通过真空滤油机加热进行循环。

2.0.8 静放 resting

在变压器油满油的情况下，变压器不进行任何涉及油路的工作，使绝缘油内的气体自然到达油的最上层。

2.0.9 密封试验 sealing test

在变压器全部安装完毕后，通过变压器内部增加压力的方法，检验变压器有无渗漏。

2.0.10 电抗器 reactor

由于其电感而在电路或电力系统中使用的电器。

2.0.11 并联电抗器 shunt inductor

并联连接在系统上的电抗器，主要用于补偿电容电流。

2.0.12 互感器 mutual inductor

用来将信息传递给测量仪器、仪表和保护或控制装置的变压器。

2.0.13 电流互感器 current transformer

在正常使用情况下，其二次电流与一次电流实质上成正比，而其相位差在联结方法正确时接近零的互感器。

2.0.14 电容式电压互感器 capacitance potential transformer

一种由电容分压器和电磁单元组成的电压互感器。

3 基本规定

3.0.1 变压器、电抗器、互感器的安装应按已批准的设计文件进行施工。

3.0.2 设备和器材应有铭牌、安装使用说明书、出厂试验报告及合格证件等资料，并应符合合同技术协议的规定。

3.0.3 变压器、电抗器在运输过程中，当改变运输方式时，应及时检查设备受冲击等情况，并应作好记录。

3.0.4 设备和器材到达现场后应及时按下列规定验收检查：

- 1 包装及密封应良好。
- 2 应开箱检查并清点，规格应符合设计要求，附件、备件应齐全。
- 3 产品的技术文件应齐全。
- 4 按本规范第4.2.1条的规定作外观检查。

3.0.5 对变压器、电抗器、互感器的装卸、运输、就位及安装，应制定施工及安全技术措施，经批准后方可实施。

3.0.6 与变压器、电抗器、互感器安装有关的建筑工程施工应符合下列规定：

1 设备基础混凝土浇筑前，电气专业应对基础中心线、标高等进行核查；基础施工完毕后，应对标高、中心进行复核。

2 建（构）筑物的建筑工程质量，应符合现行国家标准《建筑工程施工质量验收统一标准》GB/T 50300的有关规定。当设备及设计有特殊要求时，尚应符合其要求。

3 设备安装前，建筑工程应具备下列条件：

- 1) 屋顶、楼板施工应完毕，不得渗漏。
- 2) 室内地面的基层施工应完毕，并应在墙上标出地面标高。
- 3) 混凝土基础及构架应达到允许安装的强度，焊接构件的质量应符合现行国家标准《现场设备、工业管道焊接工程施工及验收规范》GB 50236的有关规定。

4) 预埋件及预留孔应符合设计要求，预埋件应牢固。

- 5) 模板及施工设施应拆除，场地应清理干净。
- 6) 应具有满足施工用的场地，道路应通畅。

4 设备安装完毕，投入运行前，建筑工程应符合下列规定：

- 1) 门窗安装应完毕。
- 2) 室内地坪抹面工作结束，强度达到要求，室外场地应平整。
- 3) 保护性围栏、网门、栏杆等安全设施应齐全，接地应符合现行国家标准《电

气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB 50169的规定。

- 4) 变压器、电抗器的蓄油坑应清理干净，排油管路应通畅，卵石填充应完毕。
- 5) 通风及消防装置安装验收应完毕。
- 6) 室内装饰及相关配套设施施工验收应完毕。

3.0.7 设备安装用的紧固件，应采用镀锌制品或不锈钢制品，用于户外的紧固件应采用热镀锌制品；电气接线端子用的紧固件应符合现行国家标准《变压器、高压电器和套管的接线端子》GB 5273的有关规定。

3.0.8 变压器、电抗器、互感器的瓷件质量，应符合现行国家标准《高压绝缘子瓷件技术条件》GB/T 772、《标称电压高于1000V系统用户内和户外支柱绝缘子 第1部分：瓷或玻璃绝缘子的试验》GB/T 8287.1、《标称电压高于1000V系统用户内和外支柱绝缘子 第2部分：尺寸与特性》GB/T 8287.2、《高压套管技术条件》GB/T 4109及所签订技术条件的规定。

4 电力变压器、油浸电抗器

4.1 装卸、运输与就位

4.1.1 31.5MV·A及以上变压器和40MVar及以上的电抗器的装卸及运输，应对运输路径及两端装卸条件作充分调查，制定施工安全技术措施，并应符合下列规定：

- 1 水路运输时，应做好下列工作：
 - 1) 选择航道，了解吃水深度、水上及水下障碍物分布、潮汛情况以及沿途桥梁尺

寸、承重能力。

- 2) 选择船舶，了解船舶运载能力与结构，验算载重时船舶的稳定性。
- 3) 调查码头承重能力及起重能力，必要时应进行验算或荷重试验。

2 陆路运输采用机械直接拖运时，应对运输路线沿途及两端装卸条件认真调查，并编制相应的安全技术措施。调查的内容及安全技术措施，应包括下列内容：

- 1) 道路桥梁、涵洞、沟道等的高度、宽度、坡度、倾斜度、转角、承重情况及应采取的措施。
- 2) 沿途架空电力、通信线路等高空障碍物高度情况。
- 3) 公路运输时的车速应符合制造厂的规定。当制造厂无规定时，应将车速控制在高等级路面上不得超过20km/h，一级路面上不得超过15km/h，二级路面上不得超过10 km/h，其余路面上不得超过5km/h范围内。

4.1.2 变压器或电抗器的装卸应符合下列规定：

- 1 装卸站台、码头等地点的地面应坚实。
- 2 装卸时应设专人观测车辆、平台的升降或船只的沉浮情况，防止超过允许范围的倾斜。

4.1.3 变压器、电抗器在装卸和运输过程中，不应有严重冲击和振动。电压在220kV及以上且容量在150MVA及以上的变压器和电压为330kV及以上的电抗器均应装设三维冲击记录仪。冲击允许值应符合制造厂及合同的规定。

4.1.4 当利用机械牵引变压器、电抗器时，牵引着力点应在设备重心以下并符合制造厂规定。运输倾斜角不得超过15°。变压器、电抗器装卸及就位应使用产品设计的专用受力点，并应采取防滑、防溜措施，牵引速度不应超过2m/min。

4.1.5 钟罩式变压器整体起吊时，应将钢丝绳系在专供整体起吊的吊耳上。

4.1.6 用千斤顶顶升大型变压器时，应将千斤顶放置在油箱千斤顶支架部位，升降操作应使各点受力均匀，并及时垫好垫块。

4.1.7 充干燥气体运输的变压器、电抗器油箱内的气体压力应保持在0.01MPa~0.03MPa；干燥气体露点必须低于-40℃；每台变压器、电抗器必须配有可以随时补气的纯净、干燥气体瓶，始终保持变压器、电抗器内为正压力，并设有压力表进行监视。

4.1.8 干式变压器在运输途中，应采取防雨及防潮措施。

4.1.9 本体就位应符合下列规定：

1 装有气体继电器的变压器、电抗器，除制造厂规定不需要设置安装坡度者外，应使其顶盖沿气体继电器气流方向有1%~1.5%的升高坡度。当与封闭母线连接时，其套管中心线应与封闭母线中心线的尺寸相符。

2 变压器、电抗器基础的轨道应水平，轨距与轮距应相符；装有滚轮的变压器、电抗器，其滚轮应能灵活转动，设备就位后，应将滚轮用可拆卸的制动装置加以固定。

3 变压器、电抗器本体直接就位于基础上时，应符合设计、制造厂的要求。

4.2 交接与保管

4.2.1 设备到达现场后，应及时按下列规定进行外观检查：

1 油箱及所有附件应齐全，无锈蚀及机械损伤，密封应良好。

2 油箱箱盖或钟罩法兰及封板的连接螺栓应齐全，紧固良好，无渗漏；充油或充干燥气体运输的附件应密封无渗漏并监视压力表。

3 套管包装应完好，无渗油、瓷体无损伤；运输方式应符合产品技术要求。

4 充干燥气体运输的变压器、电抗器，油箱内应为正压，其压力为0.01MPa~0.03MPa，现场应办理交接签证并移交压力监视记录。

5 检查运输和装卸过程中设备受冲击情况，并应记录冲击值、办理交接签证手续。

。

4.2.2 设备到达现场后的保管应符合下列规定：

1 充干燥气体的变压器、电抗器，油箱内压力应为0.01MPa~0.03MPa，现场保管应每天记录压力值。

2 散热器（冷却器）、连通管、安全气道等应密封。

3 表计、风扇、潜油泵、气体继电器、气道隔板、测温装置以及绝缘材料等，应放置于干燥的室内。

4 存放充油或充干燥气体的套管式电流互感器应采取防护措施，防止内部绝缘件受潮。套管式电流互感器不得倾斜或倒置存放。

5 本体、冷却装置等，其底部应垫高、垫平，不得水浸。

6 干式变压器应置于干燥的室内；室外放置时底部应垫高，并采取可靠的防雨、防潮措施。

7 浸油运输的附件应保持浸油保管，密封良好。

8 套管装卸和保管期间的存放应符合产品技术文件要求；短尾式套管应置于干燥的室内。

4.2.3 变压器、电抗器到达现场后，当3个月内不能安装时，应在1个月内进行下列工作：

1 带油运输的变压器、电抗器应符合下列规定：

1) 检查油箱密封情况。

2) 绝缘油的试验。

3) 运输时安装了套管的变压器，应对绕组进行绝缘电阻测量。

4) 安装储油柜及吸湿器，注以合格油至储油柜规定油位，或在未装储油柜的情况下，上部抽真空后，充以0.01MPa~0.03MPa、露点低于-40℃的干燥气体，或按厂家要求执行。

2 充气运输的变压器、电抗器应符合下列规定：

1) 应安装储油柜及吸湿器，注以合格油至储油柜规定油位。

2) 当不能及时注油时，应继续充与原充气体相同的气体保管，并应有压力监视装置，压力应保持为0.01MPa~0.03MPa，气体的露点应低于-40℃，或按厂家要求执行。

3) 应取残油作电气强度、含水量试验, 并按本规范附录A的规定判断是否受潮。

4.2.4 设备在保管期间, 应经常检查。充油保管时应每隔10天对变压器外观进行一次检查, 包括检查有无渗油、油位是否正常、外表有无锈蚀。每隔30天应从变压器内抽取油样进行试验, 其变压器内油样性能应符合表4.2.4的规定:

表 4.2.4 变压器内油样性能

试验项目	电压等级	标准值	备注
电气强度	750kV	$\geq 70\text{kV}$	平板电极间隙
	500kV	$\geq 60\text{kV}$	
含水量	750kV	$\leq 10\mu\text{L/L}$	—
	500kV	$\leq 10\mu\text{L/L}$	—

4.3 绝缘油处理

4.3.1 绝缘油的验收与保管应符合下列规定:

- 1 绝缘油应储藏在密封清洁的专用容器内。
- 2 每批到达现场的绝缘油均应有试验记录, 并按下列规定取样进行简化分析,

必要时进行全分析:

- 1) 大罐油应每罐取样, 小桶油应按表4.3.1的规定进行取样:

表 4.3.1 绝缘油取样数量

每批油的桶数	取样桶数	每批油的桶数	取样桶数
1	1	51~100	7
2~5	2	101~200	10
6~20	3	201~400	15
21~50	4	401及以上	20

2) 取样试验应按现行国家标准《电力用油(变压器油、汽轮机油)取样方法》GB 7597的规定执行。试验标准应符合现行国家标准《电气装置安装工程 电气设备交接试

验标准》GB 50150的规定。

3 不同牌号的绝缘油应分别储存，并应有明显牌号标志。

4 放油时应目测，用油罐车运输的绝缘油，油的上部和底部不应有异样；用小桶运输的绝缘油，应对每桶进行目测，辨别其气味，各桶的商标应一致。

5 到达现场的绝缘油首次抽取，宜使用压力式滤油机进行粗过滤。

4.3.2 绝缘油现场过滤应符合下列规定：

1 储油罐应符合下列规定：

1) 储油罐总容积应大于单台最大设备容积的120%。

2) 储油罐顶部应设置进出气阀，用于呼吸的进气口应安装干燥过滤装置。

3) 储油罐应设置进油阀、出油阀、油样阀和残油阀，出油阀位于罐的下部、距罐底约100mm，进油阀位于罐上部，油样阀位于罐的中下部，残油阀位于罐底部。

4) 储油罐顶部应设置人孔盖并能可靠密封。

5) 储油罐应设置油位指示装置。

6) 储油罐应设置专用起吊挂环和专用接地连接点并在存放点与接地网可靠连接。

2 经过粗过滤的绝缘油应采用真空滤油机进行处理。对500kV及以上的变压器油过滤，其真空滤油机主要指标应符合下列规定：

1) 真空滤油机标称流量应达到6000L/h~12000L/h。

2) 真空滤油机具有两级真空功能，真空泵能力宜大于 1500L/min，机械增压泵能力宜大于280m³/h，运行真空 不宜大于67Pa，加热器应分2组~3组。

3) 真空滤油机运行油温应为20℃~70℃。

4) 真空滤油机的处理能力，应满足在滤油机出口油样阀取 油样试验，击穿电压不得低于75kV/2.5mm，含水量不 得大于5 μ L/L，含气量不得大于0.1%，杂质颗粒不得大于0.5 μ m的标准。

3 现场油务系统中所采用的储油罐及管道均应清洗干净，检查合格。

- 4 现场应配备废油存放罐，避免对正式储油罐内的油产生污染。
- 5 现场油处理过程中所有油处理设备、变压器本体、电源箱均应与接地网可靠连接。
- 6 每批油处理结束后，应对每个储油罐的绝缘油取样进行试验，其电气强度应达到本规范表4.2.4的要求。

4.4 排氮

4.4.1 采用注油排氮时，应符合下列规定：

- 1 绝缘油应经净化处理，注入变压器、电抗器的油应符合表4.4.1的规定：

表 4.4.1 注入变压器、电抗器的油质标准

试验项目	电压等级	标准值	备注
电气强度	750kV	$\geq 70\text{kV}$	平板电极间隙
	500kV	$\geq 60\text{kV}$	
	330kV	$\geq 50\text{kV}$	
	63kV~220kV	$\geq 40\text{kV}$	
	35kV 及以下	$\geq 35\text{kV}$	
含水量	750kV	$\leq 8\mu\text{L/L}$	—
	500kV	$\leq 10\mu\text{L/L}$	
	220kV~330kV	$\leq 15\mu\text{L/L}$	
	110kV	$\leq 20\mu\text{L/L}$	
介质损耗因数 $\text{tg}\delta(90^\circ\text{C})$	—	$\leq 0.5\%$	—
颗粒度	750kV	$\leq 1000/100\text{ml}$ ($5\mu\text{m}\sim 100\mu\text{m}$ 颗粒)	无 $100\mu\text{m}$ 以上颗粒

- 2 注油排氮前应将油箱内的残油排尽。
- 3 油管宜采用钢管或其他耐油管，油管内部应彻底清洗干净。当采用耐油胶管时，应确保胶管不污染绝缘油。

4 应装上临时油位表。

5 绝缘油应经脱气净油设备从变压器下部阀门注入变压器内，氮气应经顶部排出；油应注至油箱顶部将氮气排尽。最终油位应高出铁芯上沿200mm以上。750kV的绝缘油的静置时间不应小于24h，500kV及以下的绝缘油的静置时间不应小于12h。

6 注油排氮时，任何人不得在排气孔处停留。

4.4.2 采用抽真空排氮时，排氮口应装设在空气流通处。破坏真空时应注入干燥空气。

4.4.3 充氮的变压器、电抗器需吊罩检查时，必须让器身在空气中暴露15min以上，待氮气充分扩散后进行。

4.5 器身检查

4.5.1 变压器、电抗器到达现场后，当满足下列条件之一时，可不进行器身检查：

1 制造厂说明可不进行器身检查者。

2 容量为1000kV·A及以下，运输过程中无异常情况者。

3 就地生产仅作短途运输的变压器、电抗器，当事先参加了制造厂的器身总装，质量符合要求，且在运输过程中进行了有效的监督，无紧急制动、剧烈振动、冲撞或严重颠簸等异常情况者。

4.5.2 器身检查可吊罩或吊器身，或直接进入油箱内进行。

4.5.3 有下列情况之一时，应对变压器、电抗器进行器身检查：

1 制造厂或建设单位认为应进行器身检查。

2 变压器、电抗器运输和装卸过程中冲撞加速度出现大于3g或冲撞加速度监视装置出现异常情况时，应由建设、监理、施工、运输和制造厂等单位代表共同分析原因并出具正式报告。必须进行运输和装卸过程分析，明确相关责任，并确定进行现场器身检查或返厂进行检查和处理。

4.5.4 进行器身检查时进入油箱内部检查应以制造厂服务人员为主，现场施工人员配

合；进行内检的人员不宜超过3人，内检人员应明确内检的内容、要求及注意事项。

4.5.5 进行器身检查时必须符合以下规定：

1 凡雨、雪天，风力达4级以上，相对湿度75%以上的天气，不得进行器身检查。

2 在没有排氮前，任何人不得进入油箱。当油箱内的含氧量未达到18%以上时，人员不得进入。

3 在内检过程中，必须向箱体内持续补充露点低于-40℃的干燥空气，以保持含氧量不得低于18%，相对湿度不应大于20%；补充干燥空气的速率，应符合产品技术文件要求。

4.5.6 器身检查准备工作应符合下列规定：

1 进入变压器内部进行器身检查，应符合下列规定：

1) 应将干燥、清洁、过筛后的硅胶装入变压器油罐硅胶罐中，确保硅胶罐的完好。

2) 应将放油管路与油箱下部的阀门连接，并打开阀门将油全部放入储油罐中。

3) 周围空气温度不宜低于0℃，器身温度不宜低于周围空气温度；当器身温度低于周围空气温度时，应将器身加热，宜使其温度高于周围空气温度10℃，或采取制造厂要求的其他措施。

4) 当空气相对湿度小于75%时，器身暴露在空气中的时间不得超过16h。内检前带油的变压器、电抗器，应由开始放油时算起；内检前不带油的变压器、电抗器，应由揭开顶盖或打开任一堵塞算起，到开始抽真空或注油为止；当空气相对湿度或露空时间超过规定时，应采取可靠的防止变压器受潮的措施。

5) 调压切换装置吊出检查、调整时，暴露在空气中的时间应符合表4.5.6的规定：

表 4.5.6 调压切换装置露空时间

环境温度(℃)	>0	>0	>0	<0
空气相对湿度(%)	65 以下	65~75	75~85	不控制
持续时间不大于(h)	24	16	10	8

6) 器身检查时, 场地四周应清洁并设有防尘措施。

2 吊罩、吊芯进行器身检查时, 应符合下列规定:

1) 钟罩起吊前, 应拆除所有运输用固定件及与本体内部相连的部件。

2) 器身或钟罩起吊时, 吊索与铅垂线的夹角不宜大于 30° , 必要时可采用控制吊梁。起吊过程中, 器身不得与箱壁有接触。

4.5.7 器身检查的主要项目和要求应符合下列规定:

1 运输支撑和器身各部位应无移动; 运输用的临时防护装置及临时支撑应拆除, 并应清点作好记录。

2 所有螺栓应紧固, 并有防松措施; 绝缘螺栓应无损坏, 防松绑扎完好。

3 铁芯检查应符合下列规定:

1) 铁芯应无变形, 铁轭与夹件间的绝缘垫应完好。

2) 铁芯应无多点接地。

3) 铁芯外引接地的变压器, 拆开接地线后铁芯对地绝缘应符合产品技术文件的要求。

4) 打开夹件与铁轭接地片后, 铁轭螺杆与铁芯、铁轭与夹件、螺杆与夹件间的绝缘应符合产品技术文件的要求。

5) 当铁轭采用钢带绑扎时, 钢带对铁轭的绝缘应符合产品技术文件的要求。

6) 打开铁芯屏蔽接地引线, 检查屏蔽绝缘应符合产品技术文件的要求。

7) 打开夹件与线圈压板的连线, 检查压钉绝缘应符合产品技术文件的要求。

8) 铁芯拉板及铁轭拉带应紧固, 绝缘符合产品技术文件的要求。

4 绕组检查应符合下列规定：

- 1) 绕组绝缘层应完整，无缺损、变位现象。
- 2) 各绕组应排列整齐，间隙均匀，油路无堵塞。
- 3) 绕组的压钉应紧固，防松螺母应锁紧。

5 绝缘围屏绑扎应牢固，围屏上所有线圈引出处的封闭应符合产品技术文件的要求。

6 引出线绝缘包扎应牢固，无破损、拧弯现象；引出线绝缘距离应合格，固定牢靠，其固定支架应紧固；引出线的裸露部分应无毛刺或尖角，焊接质量应良好；引出线与套管的连接应牢靠，接线正确。

7 无励磁调压切换装置各分接头与线圈的连接应紧固正确；各分接头应清洁，且接触紧密，弹性良好；转动接点应正确地停留在各个位置上，且与指示器所指位置一致；切换装置的拉杆、分接头凸轮、小轴、销子等应完整无损；转动盘应动作灵活，密封严密。

8 有载调压切换装置的选择开关、切换开关接触应符合产品技术文件的要求，位置显示一致；分接引线应连接正确、牢固，切换开关部分密封严密。必要时抽出切换开关芯子进行检查。

9 绝缘屏障应完好，且固定牢固，无松动现象。

10 检查强油循环管路与下轭绝缘接口部位的密封应完好。

11 检查各部位应无油泥、水滴和金属屑等杂物。

注：1 变压器有围屏者，可不必解除围屏，本条中由于围屏遮蔽而不能检查的项目，可不予检查；

2 铁芯检查时，其中的3)、4)、5)、6)、7)项无法拆开的可不测量。

4.5.8 器身检查时应检查箱壁上阀门开闭是否灵活，指示是否正确，导向冷却的变压器尚应检查和清理进油管接头和联箱。器身检查完毕后，应用合格的变压器油对器身进行

冲洗、清洁油箱底部，不得有遗留杂物及残油。冲洗器身时，不得触及引出线端头裸露部分。

4.6 内部安装、连接

4.6.1 变压器的内部安装、连接，应按照产品说明书及合同约定执行。

4.6.2 内部安装、连接记录签证应完整。

4.7 干燥

4.7.1 变压器、电抗器是否需要干燥，应根据本规范附录A“新装电力变压器及油浸电抗器不需干燥的条件”进行综合分析判断后确定。

4.7.2 设备进行干燥时，宜采用真空热油循环干燥法。带油干燥时，上层油温不得超过85℃。

干式变压器进行干燥时，其绕组温度应根据其绝缘等级确定。

4.7.3 在保持温度不变的情况下，绕组的绝缘电阻下降后再回升，110kV及以下的变压器、电抗器持续6h，220kV及以上的变压器、电抗器持续12h保持稳定，且真空滤油机中无凝结水产生时，可认为干燥完毕。

4.8 本体及附件安装

4.8.1 220kV及以上变压器本体露空安装附件应符合下列规定：

1 环境相对湿度应小于80%，在安装过程中应向箱体持续补充露点低于-40℃的干燥空气，补充干燥空气速率应符合产品技术文件要求。

2 每次宜只打开一处，并用塑料薄膜覆盖，连续露空时间不宜超过8h，累计露空时间不宜超过24h；油箱内空气的相对湿度不大于20%。每天工作结束应抽真空补充干燥空气直到压力达到0.01MPa~0.03MPa。

4.8.2 密封处理应符合下列规定：

1 所有法兰连接处应用耐油密封垫圈密封；密封垫圈应无扭曲、变形、裂纹和毛刺，密封垫圈应与法兰面的尺寸相配合。

2 法兰连接面应平整、清洁；密封垫圈应使用产品技术文件要求的清洁剂擦拭干净，其安装位置应准确；其搭接处的厚度应与其原厚度相同，橡胶密封垫的压缩量不宜超过其厚度的1/3。

3 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。

4.8.3 有载调压切换装置的安装应符合下列规定：

1 传动机构中的操作机构、电动机、传动齿轮和杠杆应固定牢靠，连接位置正确，且操作灵活，无卡阻现象；传动机构的摩擦部分应涂以适合当地气候条件的润滑脂，并应符合产品技术文件的规定。

2 切换开关的触头及其连接线应完整无损，且接触可靠；其限流电阻应完好，无断裂现象。

3 切换装置的工作顺序应符合产品技术要求；切换装置在极限位置时，其机械连锁与极限开关的电气连锁动作应正确。

4 位置指示器应动作正常，指示正确。

5 切换开关油箱内应清洁，油箱应做密封试验，且密封良好；注入油箱中的绝缘油，其绝缘强度应符合产品技术文件要求。

4.8.4 冷却装置的安装应符合下列规定：

1 冷却装置在安装前应按制造厂规定的压力值用气压或油压进行密封试验，并应符合下列要求：

1) 冷却器、强迫油循环风冷却器，持续30min应无渗漏。

2) 强迫油循环水冷却器，持续1h应无渗漏，水、油系统应分别检查渗漏。

2 冷却装置安装前应用合格的绝缘油经净油机循环冲洗干净，并将残油排尽。

3 风扇电动机及叶片安装应牢固，转动应灵活，转向应正确，并无卡阻。

4 管路中的阀门应操作灵活，开闭位置应正确；阀门及法兰连接处应密封良好。

5 外接油管路在安装前，应进行彻底除锈并清洗干净；水冷却装置管道安装后，油管应涂黄漆，水管应涂黑漆，并应有流向标志。

6 油泵密封良好，无渗油或进气现象；转向正确，无异常噪声、振动或过热现象。

7 油流继电器、水冷变压器的差压继电器应密封严密，动作可靠。

8 水冷却装置停用时，应将水放尽。

4.8.5 储油柜的安装应符合下列规定：

1 储油柜应按照产品技术文件要求进行检查、安装。

2 油位表动作应灵活，指示应与储油柜的真实油位相符。油位表的信号接点位置正确，绝缘良好。

3 储油柜安装方向正确并进行位置复核。

4.8.6 所有导气管应清拭干净，其连接处应密封严密。

4.8.7 升高座的安装应符合下列规定：

1 升高座安装前，应先完成电流互感器的交接试验，二次线圈排列顺序检查正确；电流互感器出线端子板绝缘应符合产品技术文件的要求，其接线螺栓和固定件的垫块应紧固，端子板密封严密，无渗油现象。

2 升高座安装时应使绝缘筒的缺口与引出线方向一致，并不得相碰。

3 电流互感器和升高座的中心应基本一致。

4 升高座法兰面必须与本体法兰面平行就位。放气塞位置应在升高座最高处。

4.8.8 套管的安装应符合下列规定：

1 电容式套管应经试验合格，套管采用瓷外套时，瓷套管与金属法兰胶装部位应牢固密实并涂有性能良好的防水胶，瓷套管外观不得有裂纹、损伤；套管采用硅橡胶外套时，外观不得有裂纹、损伤、变形；套管的金属法兰结合面应平整、无外伤或铸造砂眼；充油套管无渗油现象，油位指示正常。

- 2 套管竖立和吊装应符合产品技术文件要求。
- 3 套管顶部结构的密封垫应安装正确，密封良好，连接引线时，不应使顶部连接松扣。
- 4 充油套管的油位指示应面向外侧，末屏连接符合产品技术文件要求。
- 5 均压环表面应光滑无划痕，安装牢固且方向正确；均压环易积水部位最低点应有排水孔。

4.8.9 气体继电器的安装应符合下列规定：

- 1 气体继电器安装前应经检验合格，动作整定值符合定值要求，并解除运输用的固定措施。
- 2 气体继电器应水平安装，顶盖上箭头标志应指向储油柜，连接密封严密。
- 3 集气盒内应充满绝缘油、且密封严密。
- 4 气体继电器应具备防潮和防进水的功能并加装防雨罩。
- 5 电缆引线在接入气体继电器处应有滴水弯，进线孔封堵应严密。
- 6 观察窗的挡板应处于打开位置。

4.8.10 压力释放装置的安装方向应正确，阀盖和升高座内部应清洁，密封严密，电接点动作准确，绝缘性能、动作压力值应符合产品技术文件要求。

4.8.11 吸湿器与储油柜间连接管的密封应严密，吸湿剂应干燥，油封油位应在油面线上。

4.8.12 测温装置的安装应符合下列规定：

- 1 温度计安装前应进行校验，信号接点动作应正确，导通应良好；当制造厂已提供有温度计出厂检验报告时可不进行现场送验，但应进行温度现场比对检查。
- 2 温度计应根据制造厂的规定进行整定。
- 3 顶盖上的温度计座应严密无渗油现象，温度计座内应注以绝缘油；闲置的温度计座也应密封。

4 膨胀式信号温度计的细金属软管不得压扁和急剧扭曲，其弯曲半径不得小于50m m。

4.8.13 变压器、电抗器本体电缆，应有保护措施；排列应整齐，接线盒应密封。

4.8.14 控制箱的检查安装应符合下列规定：

- 1 冷却系统控制箱应有两路交流电源，自动互投传动应正确、可靠。
- 2 控制回路接线应排列整齐、清晰、美观，绝缘无损伤；接线应采用铜质或有电镀金属防锈层的螺栓紧固，且应有防松装置；连接导线截面应符合设计要求、标志清晰。
- 3 控制箱接地应牢固、可靠。
- 4 内部断路器、接触器动作灵活无卡涩，触头接触紧密、可靠，无异常声响。
- 5 保护电动机用的热继电器的整定值应为电动机额定电流的1.0倍~1.15倍。
- 6 内部元件及转换开关各位置的命名应正确并符合设计要求。
- 7 控制箱应密封，控制箱内外应清洁无锈蚀，驱潮装置工作应正常。
- 8 控制和信号回路应正确，并应符合现行国家标准《电气装置安装工程 盘、柜及二次回路结线施工及验收规范》GB 50171的有关规定。

4.9 注油

4.9.1 绝缘油必须按现行国家标准《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150的规定试验合格后，方可注入变压器、电抗器中。

4.9.2 不同牌号的绝缘油或同牌号的新油与运行过的油混合使用前，必须做混油试验。

4.9.3 新安装的变压器不宜使用混合油。

4.9.4 变压器真空注油工作不宜在雨天或雾天进行。注油和真空处理应按产品技术文件要求，并应符合下列规定：

- 1 220kV及以上的变压器、电抗器应进行真空处理，当油箱内真空度达到200Pa以下时，应关闭真空机组出口阀门，测量系统泄漏率，测量时间应为30min，泄漏率应符合

产品技术文件的要求。

2 抽真空时，应监视并记录油箱的变形，其最大值不得超过壁厚最大值的两倍。

3 220kV~500kV变压器的真空度不应大于133Pa，750kV变压器的真空度不应大于13Pa。

4 用真空计测量油箱内真空度，当真空度小于规定值时开始记时，真空保持时间应符合：220kV~330kV变压器的真空保持时间不得少于8h；500kV变压器的真空保持时间不得少于24h；750kV变压器的真空保持时间不得少于48h时方可注油。

4.9.5 220kV及以上的变压器、电抗器应真空注油；110kV的变压器、电抗器宜采用真空注油。注油全过程应保持真空。注入油的油温应高于器身温度。注油速度不宜大于100L/min。

4.9.6 在抽真空时，必须将不能承受真空下机械强度的附件与油箱隔离；对允许抽同样真空度的部件，应同时抽真空；真空泵或真空机组应有防止突然停止或因误操作而引起真空泵油倒灌的措施。

4.9.7 变压器、电抗器注油时，宜从下部油阀进油。对导向强油循环的变压器，注油应按产品技术文件的要求执行。

4.9.8 变压器本体及各侧绕组，滤油机及油管道应可靠接地。

4.10 热油循环

4.10.1 330kV及以上变压器、电抗器真空注油后应进行热油循环，并应符合下列规定：

1 热油循环前，应对油管抽真空，将油管中空气抽干净。

2 冷却器内的油应与油箱主体的油同时进行热油循环。

3 热油循环过程中，滤油机加热脱水缸中的温度，应控制在 $65^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$ 范围内，油箱内温度不应低于 40°C 。当环境温度全天平均低于 15°C 时，应对油箱采取保温措施。

4 热油循环可在真空注油到储油柜的额定油位后的满油状态下进行，此时变压器或电抗器不应抽真空；当注油到离器身顶盖200mm处时，应进行抽真空。

4.10.2 热油循环应符合下列条件，方可结束：

- 1 热油循环持续时间不应少于48h。
- 2 热油循环不应少于 $3 \times$ 变压器总油重/通过滤油机每小时的油量。
- 3 经过热油循环后的变压器油，应符合表4.10.2的规定。

表 4.10.2 热油循环后施加电压前变压器油标准

变压器电压等级(kV)	330	500	750
变压器油电气强度(kV)	≥ 50	≥ 60	≥ 70
变压器油含水量($\mu\text{L}/\text{L}$)	≤ 15	≤ 10	≤ 8
变压器油含气量(%)	—	≤ 1	≤ 0.5
颗粒度(1/100mL)	—	—	≤ 1000 ($5\mu\text{m} \sim 100\mu\text{m}$ 颗粒,无 $100\mu\text{m}$ 以上颗粒)
$\text{tg}\delta(90^\circ\text{C}$ 时)	≤ 0.5	≤ 0.5	≤ 0.5

4.11 补油、整体密封检查和静放

4.11.1 向变压器、电抗器内加注补充油时，应通过储油柜上专用的添油阀，并经净油机注入，注油至储油柜额定油位。注油时应排放本体及附件内的空气。

4.11.2 具有胶囊或隔膜的储油柜的变压器、电抗器，应按照产品技术文件要求的顺序进行注油、排气及油位计加油。

4.11.3 对变压器连同气体继电器及储油柜进行密封性试验，可采用油柱或氮气，在油箱顶部加压0.03MPa，110kV~750kV变压器进行密封试验持续时间应为24h，并无渗漏。当产品技术文件有要求时，应按其要求进行。整体运输的变压器、电抗器可不进行整体密封试验。

4.11.4 注油完毕后，在施加电压前，其静置时间应符合表4.11.4的规定：

表 4.11.4 变压器注油完毕施加电压前静置时间(h)

电压等级	静置时间
110kV 及以下	24
220kV 及 330kV	48
500kV 及 750kV	72

4.11.5 静置完毕后，应从变压器、电抗器的套管、升高座、冷却装置、气体继电器及压力释放装置等有关部位进行多次放气，并启动潜油泵，直至残余气体排尽，调整油位至相应环境温度时的位置。

4.12 工程交接验收

4.12.1 变压器、电抗器在试运行前，应进行全面检查，确认其符合运行条件时，方可投入试运行。检查项目应包含以下内容和要求：

- 1 本体、冷却装置及所有附件应无缺陷，且不渗油。
- 2 设备上应无遗留杂物。
- 3 **事故排油设施应完好，消防设施齐全。**
- 4 本体与附件上的所有阀门位置核对正确。
- 5 **变压器本体应两点接地。中性点接地引出后，应有两根接地引线与主接地网的不同干线连接，其规格应满足设计要求。**
- 6 **铁芯和夹件的接地引出套管、套管的末屏接地应符合产品技术文件的要求；电流互感器备用二次线圈端子应短接接地；套管顶部结构的接触及密封应符合产品技术文件的要求。**
- 7 储油柜和充油套管的油位应正常。
- 8 分接头的位置应符合运行要求，且指示位置正确。
- 9 变压器的相位及绕组的接线组别应符合并列运行要求。
- 10 测温装置指示应正确，整定值符合要求。

11 冷却装置应试运行正常，联动正确；强迫油循环的变压器、电抗器应启动全部冷却装置，循环4h以上，并应排完残留空气。

12 变压器、电抗器的全部电气试验应合格；保护装置整定值应符合规定；操作及联动试验应正确。

13 局部放电测量前、后本体绝缘油色谱试验比对结果应合格。

4.12.2 变压器、电抗器试运行时应按下列规定项目进行检查：

1 中性点接地系统的变压器，在进行冲击合闸时，其中性点必须接地。

2 变压器、电抗器第一次投入时，可全电压冲击合闸。冲击合闸时，变压器宜由高压侧投入；对发电机变压器组结线的变压器，当发电机与变压器间无操作断开点时，可不作全电压冲击合闸，只作零起升压。

3 变压器、电抗器应进行5次空载全电压冲击合闸，应无异常情况；第一次受电后持续时间不应少于10min；全电压冲击合闸时，其励磁涌流不应引起保护装置动作。

4 变压器并列前，应核对相位。

5 带电后，检查本体及附件所有焊缝和连接面，不应有渗油现象。

4.12.3 在验收时，应移交下列资料 and 文件：

1 安装技术记录、器身检查记录、干燥记录、质量检验及评定资料、电气交接试验报告等。

2 施工图纸及设计变更说明文件。

3 制造厂的产品说明书、试验记录、合格证件及安装图纸等技术文件。

4 备品、备件、专用工具及测试仪器清单。

5 互感器

5.1 一般规定

5.1.1 互感器在运输、保管期间应防止受潮、倾倒或遭受机械损伤；互感器的运输和放置应按产品技术文件要求执行。

- 5.1.2 互感器整体起吊时，吊索应固定在规定的吊环上，并不得碰伤伞裙。
- 5.1.3 互感器到达现场后安装前的保管，除应符合产品技术文件要求外，尚应作下列外观检查：
- 1 互感器外观应完整，附件应齐全，无锈蚀或机械损伤。
 - 2 油浸式互感器油位应正常，密封应严密，无渗油现象。
 - 3 电容式电压互感器的电磁装置和谐振阻尼器的铅封应完好。
 - 4 气体绝缘互感器内的气体压力，应符合产品技术文件的要求。
 - 5 气体绝缘互感器所配置的密度继电器、压力表等，应经校验合格，并有检定证书。

5.2 器身检查

- 5.2.1 互感器可不进行器身检查，但在发现有异常情况时，应在厂家技术人员指导下按产品技术文件要求进行下列检查：
- 1 螺栓应无松动，附件完整。
 - 2 铁芯应无变形，且清洁紧密，无锈蚀。
 - 3 绕阻绝缘应完好，连接正确、紧固。
 - 4 绝缘夹件及支持物应牢固，无损伤，无分层开裂。
 - 5 内部应清洁，无污垢杂物。
 - 6 穿心螺栓的绝缘应符合产品技术文件的要求。
 - 7 制造厂有其他特殊要求时，尚应符合产品技术文件的要求。
- 5.2.2 互感器器身检查时，尚应符合本规范第4.5节的有关规定。
- 5.2.3 110kV及以上互感器应真空注油。

5.3 安装

- 5.3.1 互感器安装时应进行下列检查：
- 1 互感器的变比分接头的位置和极性应符合规定。

2 二次接线板应完整，引线端子应连接牢固，标志清晰，绝缘应符合产品技术文件的要求。

3 油位指示器、瓷套与法兰连接处、放油阀均应无渗油现象。

4 隔膜式储油柜的隔膜和金属膨胀器应完好无损，顶盖螺栓紧固。

5 **气体绝缘的互感器应检查气体压力或密度符合产品技术文件的要求，密封检查合格后方可对互感器充SF₆气体至额定压力，静置24h后进行SF₆气体含水量测量并合格。气体密度表、继电器必须经核对性检查合格。**

5.3.2 互感器支架封顶板安装面应水平；并列安装的应排列整齐，同一组互感器的极性方向应一致。

5.3.3 电容式电压互感器应根据产品成套供应的组件编号进行安装，不得互换。组件连接处的接触面，应除去氧化层，并涂以电力复合脂。

5.3.4 具有均压环的互感器，均压环应安装水平、牢固，且方向正确。安装在环境温度0℃及以下地区的均压环应在最低处打放水孔。具有保护间隙的，应按产品技术文件的要求调好距离。

5.3.5 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芯直接接触，或与其构成磁回路分支。

5.3.6 **互感器的下列各部位应可靠接地：**

1 **分级绝缘的电压互感器，其一次绕组的接地引出端子；电容式电压互感器的接地应符合产品技术文件的要求。**

2 **电容型绝缘的电流互感器，其一次绕组末屏的引出端子、铁芯引出接地端子。**

3 **互感器的外壳。**

4 **电流互感器的备用二次绕组端子应先短路后接地。**

5 **倒装式电流互感器二次绕组的金属导管。**

6 **应保证工作接地点有两根与主接地网不同地点连接的接地引下线。**

5.3.7 互感器需补油时，应按产品技术文件要求进行。

5.3.8 运输中附加的防爆膜临时保护措施应予拆除。

5.4 工程交接验收

5.4.1 在验收时，应进行下列检查：

- 1 设备外观应完整无缺损。
- 2 互感器应无渗漏，油位、气压、密度应符合产品技术文件的要求。
- 3 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。

5.4.2 在验收时，应移交下列资料 and 文件：

- 1 安装技术记录、质量检验及评定资料、电气交接试验报告等。
- 2 施工图纸及设计变更说明文件。
- 3 制造厂产品说明书、试验记录、合格证件及安装图纸等产品技术文件。
- 4 备品、备件、专用工具及测试仪器清单。

附录A 新装电力变压器及油浸电抗器不需干燥的条件

A.0.1 带油运输的变压器及电抗器应符合现行国家标准《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150的规定，并应符合下列规定：

- 1 绝缘油电气强度及含水量试验应合格。
- 2 绝缘电阻及吸收比（或极化指数）应合格。
- 3 介质损耗角正切值 $\text{tg } \delta$ 合格，电压等级在35kV以下或容量在4000kV·A以下者不作要求。

A.0.2 充气运输的变压器及电抗器应符合现行国家标准《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150的规定，并应符合下列规定。

- 1 器身内压力在出厂至安装前均应保持正压。

2 残油中含水量不应大于30ppm；残油电气强度试验在电压等级为330kV及以下者不应低于30kV，500kV及以上者不应低于40kV。

3 变压器及电抗器注入合格绝缘油后应符合下列规定：

- 1) 绝缘油电气强度及含水量应合格。
- 2) 绝缘电阻及吸收比（或极化指数）应合格。
- 3) 介质损耗角正切值 $\text{tg } \delta$ 应合格。

4 当器身未能保持正压，而密封无明显破坏时，应根据安装及试验记录全面分析，按照现行国家标准《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150的规定作综合判断，决定是否需要干燥。

本规范用词说明

1 为便于在执行本规范条文时区别对待，对要求严格程度不同的用词说明如下：

1) 表示很严格，非这样做不可的：

正面词采用“必须”，反面词采用“严禁”；

2) 表示严格，在正常情况下均应这样做的：

正面词采用“应”，反面词采用“不应”或“不得”；

3) 表示允许稍有选择，在条件许可时首先应这样做的：

正面词采用“宜”，反面词采用“不宜”；

4) 表示有选择，在一定条件下可以这样做的，采用“可”。

2 条文中指明应按其他有关标准执行的写法为：“应符合……的规定”或“应按……执行”。

引用标准名录

《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150

《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》GB 50169

《电气装置安装工程 盘、柜及二次回路结线施工及验收规范》GB 50171

- 《现场设备、工业管道焊接工程施工及验收规范》GB 50236
- 《建筑工程施工质量验收统一标准》GB/T 50300
- 《高压绝缘子瓷件技术条件》GB/T 772
- 《电力变压器 第2部分：温升》GB 1094.2
- 《电力变压器 第3部分：绝缘水平和绝缘试验》GB 1094.3
- 《电力变压器 第4部分：电力变压器和电抗器的雷电冲击和操作冲击试验导则》GB/T 1094.4
- 《电力变压器 第5部分：承受短路的能力》GB 1094.3
- 《变压器、高压电器和套管的接线端子》GB 5273
- 《电力用油（变压器油、汽轮机油）取样方法》GB 7597
- 《高压套管技术条件》GB/T 4109
- 《标称电压高于1000V系统用户内和户外支柱绝缘子 第1部分：瓷或玻璃绝缘子的试验》GB/T 8287.1
- 《标称电压高于1000V系统用户内和户外支柱绝缘子 第2部分：尺寸与特性》GB/T 8287.2

中华人民共和国国家标准

电气装置安装工程 电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范

GB 50148-2010

条文说明

修订说明

本规范是根据原建设部《关于印发〈2006年工程建设标准规范制订、修订计划〉（第二批）的通知》（建标〔2006〕136号）的要求，由中国电力企业联合会负责，中国电力科学研究院（原国电电力建设研究所）会同有关单位在《电气装置安装工程 电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范》GBJ 148-90的基础上修订的。

按修订大纲计划安排，应将适用范围扩大到1000kV特高压设备，以满足我国1000kV特高压输变电工程项目建设需要，但此时1000kV输变电设备及设计尚处于研发、试制及课题研究阶段，而工程于2007年开工，所有设备及设计安装资料尚未出来，完整标准征求意见稿无法形成，在征求了上级主管部门的意见后，决定等1000kV特高压输变电工程施工技术部分的内容补充进去后，一起征求意见。

后因成立了“特高压标准化技术委员会”，将特高压标准纳入其制订、修订及管理范围。为此，编写组于2008年7月30日~8月1日在大连召开编写组第二次工作会议，决定将规范适用范围由原计划1000kV特高压调整到750kV超高压；对已形成的规范初稿进行了再次讨论。确定本规范的内容共分5章和1个附录，主要内容包括：电力变压器、油浸电抗器的运输、保管，本体检查、安装，附件安装，整体密封检查、绝缘油处理、交接验收及互感器的施工及交接验收等。

截止到2008年11月20日，经整理汇总后的返回意见共68条，其中采纳47条，因对规范条文理解有误而未采纳的意见18条，条文内容修改部分采纳2条，需提交审查会讨论确定的1条。

2 术语

本规范的术语和定义依据《电力变压器》GB 1094.1、《电工术语 变压器、互感器、调压器和电抗器》GB/T 2900.15和《电力工程基本术语》GB/T 50279等标准。

4 电力变压器、油浸电抗器

4.1 装卸、运输与就位

4.1.2 为确保运输安全此条规定为强制性条文，现行国家标准《油浸式电力变压器技术参数和要求》GB 6451.1~5中规定“电压在220kV，容量为150MV·A及以上变压器运输中应装冲击记录仪”。所以本条规定大型变压器和油浸电抗器在运输时应装设冲击监测装置，以记录在运输和装卸过程中受冲击和振动情况。设备受冲击的轻重程度以重力加速度 g 表示。基于下列国内外的资料和产品技术协议规定，认为取三维冲击加速度均不大于 $3g$ 较适宜。

日本电气协会大型变压器现场安装规范专题研究委员会提出的“大型变压器现场安装规范”中规定其冲击允许值为3g。

联邦德国TU公司的变压器，其冲击值规定为3g。

美国国家标准规定：垂直方向为1g；前后方向为4g。

现场检查如果三维冲击加速度均不大于3g，可以认为正常。

4.1.4 为防止变压器在运行过程中由于倾斜过大而引起结构变形，正常情况下，制造厂规定变压器倾斜角仅允许为 15° ，特殊运输方式其倾斜角需要超过 15° 时，应在订货时特别提出，以便做好加固措施。

4.1.7 为确保运输安全此条规定为强制性条文。随着变压器、电抗器的电压等级升高，容量不断增加，本体重量相应增加，为了适应运输机具对重量的限制，大型变压器、电抗器常采用充氮气或充干燥空气运输的方式。为了使设备在运输过程中不致因氮气或干燥空气渗漏而进入潮气，使器身受潮，油箱内必须保持一定的正压，所以要求装设压力表用以监视油箱内气体的压力，并应备有气体补充装置，以便当油箱内气压下降时及时补充气体。

4.2 交接与保管

4.2.1 设备到达现场后应及时检查，以便发现设备存在的缺陷和问题并及时处理，为安装得以顺利进行创造条件。本条规定了进行外观检查的内容及要求。检查连接螺栓时，应注意紧固良好，因为油箱顶部一般未充满油，密封不好检查，只有要求每个螺栓都应紧固良好，否则顶盖螺栓松动容易进水；充气运输的设备，检查压力可以作为油箱是否密封良好的参考，即使在最冷的气候条件下，气体压力必须是正值，故规定油箱内应保持不小于0.01MPa的正压；装有冲击记录仪的设备，应检查并记录设备在运输和装卸过程中受冲击的情况，以判断内部是否有可能受损伤。

4.2.4 含水量以前标准单位采用ppm，等同于本规范的 $\mu\text{L/L}$ 。保管期间的油样试验耐压和含水量能够反映保管状态，选取击穿电压 $\geq 60\text{kV}$ 和含水量 $\leq 10\mu\text{L/L}$ 标准是能满足变压器、电抗器的保管要求的。

4.3 绝缘油处理

4.3.1 绝缘油管理工作的好坏，是保证设备质量的关键，应引起充分注意。因此，本条作了下列规定：

1 绝缘油到达现场，都应存放在密封清洁的专用油罐或容器内，不应使用储放过其他油类或不清洁的容器，以免影响绝缘油的性能。绝缘油到达现场后，应进行目测验收，以免混入非绝缘油。

2 绝缘油取样的数量，是根据国家现行标准《电力用油（变压器油、汽轮机油）取样》GB 7597中第2.1.1.4款规定“每次试验应按上表2.2.3规定取数个单一油样，并再用它们均匀混合成一个混合油样作的规定：

1) 单一油样就是从某一个容器底部取的油样。

2) 混合油样就是取有代表性的数个容器底部的油样再混合均匀的油样”。

现在国内各地取样试验的方法不尽相同，有的是每桶取样油都作简化分析，而有的地区则将取样油混合后作简化分析。本条文是按《电力用油（变压器油、汽轮机油）取样方法》GB 7597作的规定。

下面附新来油的《变压器油》GB 2536标准及《运行中变压器油质量标准》GB 7595供参考（见表1、表2）。两者不同之处是新油的击穿电压不低于35kV，且没有含气量、含水量的要求。

表 1 《变压器油》GB 2536(新油)

项 目	质量指标			试验方法	
	10	25	45		
牌 号					
外观	透明,无悬浮物和机械杂质			目测 ¹⁾	
密度(20℃)(kg/m ³)	不大于	895		GB 1984 GB 1985	
运动黏度(mm ² /s)				GB 265	
40℃	不大于	13	13	11	
-10℃	不大于	—	200	—	
-30℃	不大于	—	—	1800	
倾点(℃)	不高于	-7	-22	报告	GB 3535 ²⁾
凝点(℃)	不高于	—		-45	GB 510
闪点(闭口)(℃)	不低于	140		135	GB 261
酸值(mgKOH/g)	不大于	0.03			GB 264
腐蚀性硫		非腐蚀性			SY 2689
氧化安定性 ³⁾					ZB E38 003
氧化后酸值(mgKOH/g)	不大于	0.2			
氧化后沉淀(%)	不大于	0.05			
水溶性酸或碱		无			GB 259
击穿电压(间距 2.5mm 交货时) ⁴⁾ (kV)不小于		35			GB 507 ⁵⁾
介质损耗因数(90℃)	不大于	0.005			GB 5654
界面张力(mN/m)	不小于	40	38		GB 6541
水分(mg/kg)		报告			ZB E38 004

注:1 把产品注入 100mL 量筒中,在 20±5℃ 下目测,如有争议时,按《石油产品和添加剂机械杂质测定法(重量法)》GB/T 511 测定机械杂质含量为无。

2 以新疆原油和大港原油生产的变压器油测定倾点时,允许用定性滤纸过滤。倾点指标,根据生产和使用实际经与用户协商,可不受本标准限制。

3 氧化安定性为保证项目,每年至少测定一次。

4 击穿电压为保证项目,每年至少测定一次。用户使用前必须进行过滤并重新测定。

5 测定击穿电压允许用定性滤纸过滤。

表 2 《运行中变压器油指标》GB 7595

序号	项 目	设备电压等级 (kV)	质量 指标		检 验 方 法
			投入运行前的油	运行油	
1	外观		透明、无杂质或悬浮物		外观目视
2	水溶性酸(pH值)		>5.4	≥4.2	GB/T 7598
3	酸值(mgKOH/g)		≤0.03	≤0.1	GB/T 7599 或 GB/T 264
4	闪点(闭口)(°C)		≥140(10号、 25号油) ≥135(45号油)	与新油原测 定值相比不 低于 10	GB/T 261
5	水分 ¹⁾ (mg/L)	330~500 220≤110 及以下	≤10 ≤15 ≤20	≤15 ≤25 ≤35	GB/T 7600 或 GB/T 7601
6	界面张力(25°C) (mN/m)		≥35	≥19	GB/T 6541
7	介质损耗因数(90°C)	500 ≤330	≤0.007 ≤0.010	≤0.020 ≤0.040	GB/T 5654
8	击穿电压 ²⁾ (kV)	500 330 66~220 35 及以下	≥60 ≥50 ≥40 ≥35	≥50 ≥45 ≥35 ≥30	GB/T 507 或 DL/T 429.7
9	体积电阻率(90°C) (Ω·m)	500 ≤330	≥6×10 ¹⁰	≥1×10 ¹⁰ ≥5×10 ⁹	GB/T 5654 或 DL/T 421
10	油中含气量(%) (体积分数)	330~500	≤1	≤3	DL/T 423 或 DL/T 450
11	油泥与沉淀物(%) (质量分数)		<0.02(以下可忽略不计)		GB/T 511
12	油中溶解气体组分 含量色谱分析		按 DL/T 596—1996 中 第 6、7、9 章见附录 A (标准的附录)		GB/T 17623 GB/T 7252

注:1 取样油温为 40°C~60°C。

2 《电力系统油质试验方法 绝缘油介电强度测定法》DL/T 429.9 是采用平板电极;《绝缘油 击穿电压测定法》GB/T 507 是采用圆球、球盖形两种形状电极。三种电极所测的击穿电压值不同其影响情况,见附录 B(提示的附录)。其质量指标为平板电极测定值。

4.4 排氮

4.4.1 变压器、电抗器在充氮状态下经运输和较长期的保管，原浸入绝缘件中的绝缘油逐渐渗出，绝缘件表面变得干燥，若器身一旦暴露在空气中，绝缘件就极易吸收空气中的湿气而受潮，因此，为防止绝缘件受潮，在人员进入内部作业之前，应使器身再浸一次油，并静置一定时间。日本电气协会的《大型变压器现场安装规范》中规定：“变压器安装在基础之后，要注入事先过滤好的油，将运输时充入的氮气置换出来，然后静置12h以上，待绝缘件浸透油后，再用干燥空气置换油”。

本条规定的绝缘油电气强度指标为平板电极测定值，其他电极可按《运行中变压器油质量标准》GB/T 7595及《绝缘油 击穿电压测定法》GB/T 507中的有关要求进行试验。

4.4.2、4.4.3 排氮采用抽真空的方法较为简单，但如何判断氮气排尽，人能进入内部，国外以油箱内含氧浓度来判断。如日本《防止缺氧症规则》规定，含氧量未达到18%以上时，人员不得进入；而美国“职业安全与健康委员会”的要求为19.5%及以上。

4.4.3 为保证工作人员的安全与健康而列为强制性条文。

4.5 器身检查

4.5.3 本条规定：由于冲击监视装置记录等原因，不能确定运输、装卸过程中冲击加速度是否符合产品技术要求时，应通知制造厂，与制造厂共同进行分析，确定内部检查方案并最终得出检查分析结论。

2) 关系到变压器是否能确保安全运行，应强制执行。

4.5.5 为确保变压器的安装质量和工作人员的安全、健康而列为强制性条文。

4.5.6 本条对器身检查准备工作做了如下技术规定：

1 进入变压器内部进行器身检查，应符合下列规定：

3) 目前已有真空净油设备可进行热油循环加温，为保证器身不受潮，故强调器身温度不应低于周围空气温度，当器身温度低于周围空气温度时，应将器身加热。考虑到加温高于周围空气温度10℃有困难，故只作有选择性的“宜”的规定，不作硬性规定，只要

求器身温度不低于周围空气温度即可。

4.5.7 本条对器身检查的项目及要求作了如下规定：

1 大型变压器在运输中都加有支撑，在顶部或两端装有压钉，以避免运输装卸过程中器身移动，故规定首先应检查运输支撑及运输用的临时防护装置是否有移动，并规定检查后应将其拆除、清点、作好记录、将顶部压钉翻转，以防止引起多点接地。

3 检查铁芯时，应注意铁芯有无多点接地，铁芯多点接地后在接地点之间可能形成闭合回路，导致循环电流引起局部过热，甚至将铁芯烧损。

近几年来，一些变压器铁芯增加了屏蔽，铁芯的固定由穿芯螺丝改为夹件、压钉等方式，所以在进行铁芯检查时，应注意这些地方的绝缘检查。

6 检查引出线时，应校核其绝缘距离是否合格，曾发生过由于引出线的绝缘距离过小，而在局部放电试验时出现故障；引出线的裸露部分应无毛刺和尖角，以防运行中发生放电击穿。

4.5.8 器身检查的同时亦应检查箱壁上阀门开闭是否灵活，指示是否正确，否则以后不易检查和处理。器身检查完毕后，用合格的变压器油对铁芯和线圈冲洗，以清除制造过程中可能遗留于线圈间、铁芯间和箱底的杂物，并冲洗器身露空时可能污染的灰尘等。冲洗器身时往往会产生静电，故要求冲洗时不得触及引出线端头裸露部分，以免触电。

4.7 干燥

4.7.2 为了防止变压器，电抗器在干燥时绝缘老化或破坏，本条规定对温度进行监控。电力工业管理法规中规定：变压器油温不得超过85℃；美国国家标准“关于油浸变压器的安装导则”中提出：线圈温度不得超过95℃，油温不得超过85℃。干式变压器干燥时，其温度必须低于其最高允许温度，根据现行国家标准《干式电力变压器》GB 6450的规定：干式变压器线圈的最高允许温度见表3（按电阻法测量）：

表 3 干式变压器线圈的最高允许温度

绝缘等级	允许温度(℃)	最高允许温升(K)
A 级	105	60
E 级	120	75
B 级	130	80
F 级	155	100
H 级	180	125
C 级	220	150

4.7.3 绝缘受潮后进行干燥，由于温度的增加，潮气将排出，绝缘电阻将下降，继续干燥则潮气降低，绝缘电阻将上升，干燥完毕时，绝缘电阻值渐趋稳定，可认为干燥完毕。为保证干燥质量，规定绝缘电阻必须上升后并保持稳定一段时间，且无凝结水产生时，才可认为干燥完毕。绝缘电阻稳定持续时间，本条规定为110kV及以下者为6h，220kV及以上的变压器、电抗器持续12h保持稳定，且真空滤油机中无凝结水产生时，可认为干燥完毕。

4.8 本体及附件安装

4.8.4 对冷却装置的安装作了下列要求：

1 冷却装置安装前应按制造厂规定的压力值进行密封试验。

1) 散热器，应按制造厂规定的压力值，持续30min应无渗油现象。强迫油循环风冷却器的密封试验标准，制造厂一般规定为0.25MPa压力，持续30min，应无渗漏。

2) 强迫油循环水冷却器的密封试验标准，制造厂一般规定为：先将冷却器注油250kg后在下部放油塞处取油样试验，如2h后油的绝缘耐压值不低于注油时数值，则冷却器不需另外清洗，否则须冲洗。然后再从水室入口处通入清洁水，使水从出口缓缓流出，水中应无油星。将出水口封闭，加水压至0.25MPa，维持12h，再测油压。正常运行情况下，水冷却器一般水压在0.05MPa左右。

6 油冷却器现场配制的外接管路，其内壁除锈清理工作非常重要，以往曾发生过

变压器因现场配制的油管中砂子、杂物未清干净而造成烧毁事故。内部除锈不彻底，清洗不干净，造成的后果是严重的。

有的单位在清理干净后，将管内部涂以绝缘漆。据介绍，外接油管可先喷砂，再用压缩空气吹，然后用蒸汽冲洗效果较好，内部则不必喷漆；关键在于必须彻底除锈并清洗干净，若除锈不尽，内壁所涂漆膜容易起皮冲进变压器内部，有堵塞油路的可能。故本条强调了彻底除锈，对油管内壁涂漆则不作硬性规定。

9 水冷却装置停用时，应将水放尽，以免天寒冻裂。

4.8.5 关于胶囊的漏气检查，其检漏压力目前尚无统一标准，有的变压器制造厂规定为0.002MPa，而有的变压器厂则无规定。某水电站规定胶囊检漏压力不得超过0.02MPa。胶囊的检漏很有必要，某发电厂就曾发生过胶囊破裂后即失去其应有的作用。检漏充气时务必缓慢，曾因充气过急而发生胶囊破裂的情况。

胶囊安装时，应沿其长度方向与储油柜的长轴保持平行，否则运行时将可能在胶囊口密封处附近产生扭转或皱皮而使之损坏。

油位表很容易出现假油位，应特别引起注意。

4.8.7 升高座安装时应特别注意绝缘筒的缺口方向，应使之与引出线方向一致，不使相碰，否则会由于振动等原因易擦破引出线绝缘。升高座放气塞的位置应在最高点，为了便于套管安装，电流互感器和升高座的中心线应一致。

4.8.8 对套管的安装作了下列规定：

3 套管顶部结构的密封至关重要，由于顶部结构密封不良而导致潮气沿引线渗入变压器线圈造成烧坏事故者不少。部分原因是因安装不当所致，例如密封垫未放正确，或因单纯要求三相连接引线位置一致而将帽顶松扣。故应特别强调顶部结构的密封。

4 为便于观察套管的油位，油位指示应面向外侧。现在一些电容芯套管为了试验方便将末屏引出，在正常时，末屏应良好接地。

4.8.9 气体继电器安装前应根据专业规程的要求检验其严密性、绝缘性能并作流速整定。根据《QJ-25、50、80型气体继电器检验规程》DL/T 540的规定，气体继电器油速

整定范围如下：

管路通径80mm者为0.7m/s~1.5m/s；管路通径50mm者为0.6m/s~1.2m/s。

4.8.10 目前，大型变压器、电抗器都改为密封结构。采用压力释放装置，以使与外部空气隔离。当变压器、电抗器发生故障时，内部压力达到0.05MPa时，压力释放装置动作。

规定安装压力释放装置时，应注意方向，是为了使喷油口不要朝向邻近的设备。

压力释放装置在产品使用说明书中明确规定：“压力释放阀门出厂时已经过严格试验和检查，而各紧固件和接合缝隙，均涂有固封胶，阀门的各零件不得自行拆动，以免影响阀门的密封和灵敏度，凡是拆动过的阀门必须重新试验，合格后方可使用。凡经用户拆动过的阀门，制造厂不再保证原有的性能”。如制造厂技术文件中已有要求时，则现场不必进行校验。

4.8.12 温度计安装前按规定应进行检验，但个别制造厂不同意现场送检，或者送出检验有困难，可以进行协商，但温度计的出厂检验报告必须提供；对于不送出检验的温度计，现场必须进行温度的比对检查和信号接点的动作和导通检查。温度计应根据制造厂的规定进行整定并报运行单位认可（或按照运行单位定值整定）。

4.9 注油

4.9.1 为了确保变压器油的质量，将本条列为强制性条文。

4.9.2 为了确保变压器油的质量，将本条列为强制性条文。

本条根据“电力用油运行指标和方法研究”中有关混油问题而制订。主要是对国家标准《运行中变压器油质量标准》GB 7597的制订过程的全面分析和研究。这些内容解决了混油中各单位所提的问题，并对混油有一个全面了解，以便在现场掌握。现将有关内容摘录于下供有关单位参考：

在正常情况下，混油应要求满足以下五点：

1 最好使用同一牌号的油品，以保证原来运行油的质量和明确的牌号特点。我国变压器油的牌号按凝固点分为10号（凝固点-10℃）、25号（-25℃）和45号（-45℃）三

种，一般是根据设备种类和使用环境温度条件选用的。混油选用同一牌号，就保证了其运行特性基本不变，且维持设备技术档案中用油的统一性。

2 被混油双方都添加了同一种抗氧化剂，或一方不含抗氧化剂，或双方都不含。因为油中添加剂种类不同混合后会有可能发生化学变化而产生杂质，所以要予以注意。只要油的牌号和添加剂相同，则属于相容性油品，可以任何比例混合使用。国产变压器油皆用2,6-二叔丁基对甲酚作抗氧化剂，所以只要未加其他添加剂，即无此问题。

3 被混油双方油质都应良好，各项特性指标应满足运行油质量标准。如果补充油是新油，则应符合该新油的质量标准。这样混合后的油品质量可以更好地得到保证，一般不会低于原来运行油。

4 如果被混的运行油有一项或多项指标接近运行油质量标准允许极限值，尤其是酸值、水溶性酸（pH值）等反映油品老化的指标已接近上限时，则混油必须慎重对待。此时必须进行试验室试验以确定混合油的特性是否仍是合乎要求的。

5 如运行油质已有一项与数项指标不合格，则应考虑如何处理问题，不允许利用混油手段来提高运行油质量。

4.9.4 雨、雾天真空注油容易受潮，真空度越高，越应予以重视。故规定不宜在雨天或雾天进行真空注油。

1 在对变压器抽真空的过程中，应随时检查有无泄漏。为便于听到泄漏响声，必要时可以暂停真空泵，发现渗漏，及时修理。当真空度小于200Pa时，关闭变压器本体抽真空阀门和真空机组，静放5min，记录此时的残压 P_1 。30min后，记录此时的残压 P_2 。然后按照下式计算泄漏率：

$$\eta = \frac{(P_2 - P_1) \times L}{1800}$$

式中： η ——泄漏率（Pa·L/s）；

L——油箱容积=主体油重（kg）/0.9；

P_1 、 P_2 ——残压值（Pa）。

油箱及管路的泄漏率 η 应小于 $1000\text{Pa}\cdot\text{L}/\text{s}$ ，如果泄漏率 η 不符合此要求，则应检查渗漏处并修理，才可以继续抽真空。

4.9.5 本条强调了真空注油，并规定了真空度、注油速度等要求。

1 真空注油能有效地驱除器身及油中气泡，提高变压器的绝缘水平，特别对纠结式线圈匝间电位差较大的情况下，防止存在气泡引起匝间击穿事故，具有重要意义。

条文规定“110kV者宜采用真空注油”。有单位提出110kV也必须真空注油，考虑到110kV电压不高，牵涉面广，容量不大的都带油运输，不需强调必须真空注油，若容量较大，又充气运输，可以采用真空注油，故条文仍用“宜”即有条件者首先采用。

2 注油应按油速来控制较科学。如220kV变压器的油量由十多吨到五十多吨，若以时间控制，则油速相差三倍多。而静电发生量大致按油流速三次方比例增加。故注油应以油流速度来决定注油时间较合适。有些制造厂规定为 $10\text{t}/\text{h}$ ，现有的净油机出力大都为 $6000\text{L}/\text{h}$ ，美国国家标准亦建议以此值。故规定注油速度不宜大于 $100\text{L}/\text{min}$ 。

3 为了驱除器身表面的潮气，提高器身绝缘，也可使器身加温，故规定注入的油温应高于器身温度，国外也有要求将油加热至 30°C 左右然后注入的情况，本条对油温不作具体规定，可根据施工现场的条件而定。

4 为了抽真空需要，油面距箱顶应有一定距离，有的制造厂提出为 200mm 。同时油必须淹过线圈绝缘以防受潮。

5 220kV~750kV变压器真空注油和破真空有两种方法，现提供参考：

1) 真空注油至离箱顶 $100\text{mm}\sim 200\text{mm}$ ，持续抽真空 $2\text{h}\sim 4\text{h}$ ，采用高纯氮气解除真空，关闭各个抽真空平衡阀门，补充油到储油柜油位计指示当前油温所要求的油位并进行各分离隔室注油。

2) 真空注油至储油柜接近当前油温所要求的油位，停止抽真空，继续补充油到储油柜油位计指示当前油温所要求的油位，采用高纯氮气通过储油柜呼吸器接口解除真空，关闭各个抽真空平衡阀门，进行各分离隔室注油。

4.9.6 为了确保变压器的安装质量，将本条列为强制性条文。

4.9.7 本条规定：注油时，宜从下部油阀进油。对导向强油循环的变压器，注油应按产品技术文件的要求执行。

1 为排除油箱内及附于器身上的残余气体，从油箱下部油阀进油较为有利。有的单位提出：“若在高真空下，变压器中的气体是很少的，如果油从上部进入，油在喷洒过程中，油表面增大，油内未脱尽的气体、水分，可以被真空泵抽出，此情况相当于真空滤油机的脱水脱气过程，油从上部进入，可以提高油质”。问题是抽真空一定从上面抽，进油也从上面进，容易将油或油雾抽入真空泵；另外考虑到注入的油已经经过脱气、脱水，并已达到标准，在注油时，主要是排除油箱内及附于器身上的残余气体，并不是解决油中的含水量和含气量，故仍规定从下部进油。

2 强调“对导向强油循环的变压器，注油应按制造厂的规定”，因为导向强油循环的变压器，制造厂规定进油门和放油门同时注油和放油，以保持围屏以外油压一致，但在工程施工中却往往忽视此点，故在此条中特别提出以加强重视。

4.9.8 本条为了人身和设备的安全，要求可靠接地。通过滤油纸的油可能形成一种静电电荷，当变压器充油时，这种电荷将传导到变压器绕组上。在这种情况下，绕组上的静电电压可能影响人身及设备安全。为避免这种可能性发生，在充油过程中，要求把所有外露的可接近的部件及变压器外壳和滤油设备可靠接地。

4.10 热油循环

4.10.1 330kV及以上变压器、电抗器必须进行真空干燥处理，注完油后又进行热油循环，质量有所保证。因为330kV及以上设备的器身作业时间较长，为彻底清除潮气和残留气体，要求注油后进行热油循环。

现有一些500kV变压器在施工中一次注满油，减少了注油后保持真空这道工序，故规定500kV者在注满油后可不继续保持真空。

4.11 补油、整体密封检查和静放

4.11.3 密封检查主要是考核油箱及附件是否会渗漏油，故规定“应在储油柜上用气压或油压进行整体密封试验”。现在，现场作密封检查时基本上都是在储油柜上进行。

近年来制造厂的密封结构都采用压力释放装置，而压力释放装置的动作压力为0.05MPa，作密封试验时，不应超过释放装置的动作压力，否则应装临时闭锁压板，增加油和空气接触时间。《油浸式电力变压器技术参数和要求》GB 6451中规定“变压器油箱应承受住真空度为133Pa和正压力98kPa的机械强度试验，油箱不得有损伤和不允许的永久变形。”故压力应从箱盖算起，若在储油柜加压，应减去储油柜油面到油箱顶盖的油压，才是真正作试验的压力。

日本各厂规定的试验压力一般为0.02MPa~0.035MPa。

试验持续时间均按24h即经过一昼夜温度变化检查其渗漏情况。

一些单位反映，密封试验效果不大，对1600kV·A容量以下整体到货的变压器可不作试验，据了解对小型变压器现场也未作密封试验。故本条文增加“对整体运输的变压器可不进行此项试验”。

4.11.4 对于高压电力变压器、电抗器，在现场检查安装后，虽经真空脱气注油，但在变压器绝缘油中可能残留极少量能使油中产生电晕的气泡。这种气泡主要有两种：残留在油浸纸内的气泡；残留在部分油中的气泡。这两种气泡均可在油中溶解而消失，但前者较后者难于溶解，气泡消失的时间较长。

一般浸过油的变压器，即使将油抽出去，由于毛细管现象，已浸入绝缘物中的油仍可保存在绝缘物中，以后再注油时不会再出现此类气泡。但充气运输的变压器、电抗器，由于安装注油前有较长时间未浸油，且在运输过程中由于振动而会把原浸入绝缘物中的油离析出来；或经过干燥处理的变压器、电抗器，在最初浸油时，都容易出现残留在绝缘物中的气泡。而残留在绝缘油中的气泡在每次注油时其概率都大体相同，且这种气泡在油中比较容易溶解。因此，为了溶解这些残留气泡就需要有一定静置时间。

要准确地确定静置时间是比较困难。首先，要知道气泡残留在什么部位，气泡的体积及形状；其次要知道气泡周围的膜厚度，以便确定气泡的溶解速度。实际上各国都是根据各制造厂多年的生产经验来确定。

如美国国家标准规定：电压在287kV及以下者至少静置12h；电压在345kV及以上者，

至少静置24h。

日本规定：120kV及以下，24h以上；140kV，36h以上；170kV，42h以上；220kV，48h以上；500kV，72h以上。

本条参照日本的标准，结合我国已安装的500kV变压器、电抗器的经验作了：500kV及750kV不少于72h，220kV、330kV不少于48h，110kV及以下不少于24h的规定。

4.11.5 变压器、电抗器注油静放后，油箱内残留气体以及绝缘油中的气泡不能立即全部逸出，往往逐渐积聚于各附件的高处，所以须进行多次放气，并应启动潜油泵以便加速将冷却装置中的残留空气驱出。

4.12 工程交接验收

4.12.1 本条规定了变压器、电抗器投入试运行前应检查的项目：3、5、6款是为了保证变压器能安全投入运行，不发生损坏变压器的事故，作为强制性条文。

变压器、电抗器试运行，是指其开始带电后，并带一定的负荷（即系统当时可能提供的最大负荷）连续运行24h。

变压器、电抗器在试运行期间应带额定负荷，但变电站的变压器初投入时，一般都无法带额定负荷的条件，一般只能带一定负荷，即系统当时可能提供的最大负荷。连续运行24h后，即可认为试运行结束。

4.12.2 本条规定：

1 中性点接地的变压器，在进行冲击合闸时，中性点必须接地。在以往工程中由于中性点未接地而进行冲击合闸，造成变压器损坏，因此将该项作为强制性条文。

2 为了避免发电机承受冲击电流，以从高压侧冲击合闸为宜。变压器中如三绕组500/220/35~60kV的中压侧过电压较高，也不强行非从高压侧冲击合闸，故规定冲击合闸时宜由高压侧投入，进行5次冲击试验是原规范规定，经代表讨论确定的，并已执行多年；当发电机与变压器间无操作断开点时，可以不作全电压冲击合闸。

对此问题，有的认为所有变压器均应从高压侧作五次全电压冲击合闸，以考核变压器是否能经受得住冲击，因曾有过冲击时变压器被损坏的情况；另外多数单位认为，发电

机变压器单元接线的变压器，不需要从高压侧进行五次全电压冲击合闸试验，因为这种单元接线一般都是大型发电机组，运行中无变压器高压侧空载合闸的运行方式，而变压器与发电机之间为封闭母线连接，无操作断开点，为了进行冲击合闸试验，须对分相封闭母线进行几次拆装，将浪费机组投产前的宝贵时间。变压器冲击合闸，主要是考验冲击合闸时变压器产生的励磁涌流对继电保护的影响，并不是为了考核变压器的绝缘性能。经多次会议讨论后规定可不作全电压冲击合闸试验。

3 由于变压器、电抗器第一次全电压带电后必须对各部进行检查，如：声音是否正常、各联接处有无放电等异常情况，故规定第一次受电后持续时间应不少于10min。

5 互感器

5.1 一般规定

5.1.1 35kV及以上互感器目前多数采用油浸瓷套式结构，体型较高，因此制造厂对其搬运、保管提出了具体要求。例如：制造厂规定瓷套式互感器的运输倾斜度不得大于15°，互感器的结构一般都按直立安装考虑，运输时应直立运输，否则将造成内部损坏、渗漏。但330kV及以上电流互感器由于器身太高，无法直立运输，现都卧倒运输，故规定互感器的运输和放置应按产品技术文件要求进行。

5.1.2 互感器整体起吊时，由于重量较重，利用瓷套管或瓷套管顶帽起吊，将使其受损伤，故须规定起吊时不得碰伤瓷套管。

5.2 器身检查

5.2.2 互感器在现场进行器身检查时，为防止绝缘受潮，对周围空气的相对湿度及在其相对湿度下器身的露空时间应遵守本规范第4.5.6条中的有关规定。

5.2.3 为了提高互感器的绝缘水平，110kV及以上的互感器应采用真空注油，有关真空注油的工艺，应按产品规定进行。

5.3 安装

5.3.1 5 气体绝缘的互感器安装的要求，是制造厂规定的现场安装方法，必须严格执行才能保证互感器安全投入运行。因此将该项作为强制性条文。

5.3.2 由于互感器的型式、规格不同，布置也不全相同，所以对安装水平误差不能做出具体规定，但其安装面应水平；对于同一种型式，同一种电压等级的互感器，当并列安装时，本条要求：应排列整齐，极性方向一致，做到整齐美观。

5.3.3 电容式电压互感器由于现场调试困难，制造厂出厂时均已成套调试好后编号发运，故安装时须仔细核对成套设备的编号，按套组装不得错装。

各组件连接处的接触面，除去氧化层之后应涂以电力复合脂。因为电力复合脂与中性凡士林相比较，具有滴点高（200℃以上）、不流淌、耐潮湿、抗氧化、理化性能稳定、能长期稳定地保持低接触电阻等优点，故规定用电力复合脂。

5.3.4 为使电压分布均匀，均压环安装方向有规定，须予以注意。结冰区曾发生因均压环存水而冻裂，故规定均压环易积水部位最低点钻排水孔。

5.3.6 为确保互感器安全投入运行，规定为强制性条文。

本条对各种型式不同的互感器应接地之处都作了规定。

1 对电容式电压互感器，制造厂根据不同的情况有些特殊规定，故应按产品技术文件要求进行接地。

2 110kV及以上的电流互感器当为“U”型线圈时，为了提高其主绝缘强度，采用电容型结构，即在一次线圈绝缘中放置一定数量的同心圆筒形电容屏，使绝缘中的电场强度分布较为均匀，其最内层电容屏与芯线连接，而最外层电容屏制造厂往往通过绝缘小套管引出，所以安装后应予以可靠接地，避免在带电后，外屏有较高的悬浮电位而放电，以往曾发生过末屏未接地而带电后放电的情况。