

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

GBJ 148 - 90

主编部门：中华人民共和国原水利电力部

批准部门：中华人民共和国建设部

施行日期：1991年10月1日

关于发布国家标准《电气装置安装工程高压
电器施工及验收规范》等三项规范的通知

(90) 建标字第 698 号

根据原国家计委计综[1986]2630号文的要求，由原水利电力部组织修订的《电气装置安装工程高压电器施工及验收规范》等三项规范，已经有关部门会审，现批准《电气装置安装工程高压电器施工及验收规范》GBJ147-90；《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》GBJ148-90；《电气装置安装工程母线装置施工及验收规范》GBJ149-90为国家标准。自1991年10月1日起施行。

原国家标准《电气装置安装工程施工及验收规范》GBJ232-82中的高压电器篇，电力变压器、互感器篇，母线装置篇同时废止。

该三项规范由能源部负责管理，其具体解释等工作，由能源部电力建设研究所负责。出版发行由建设部标准定额研究所负责组织。

中华人民共和国建设部

1990年12月30日

修 订 说 明

本规范是根据原国家计委计综(1986)2630号文的要求，由原水利电力部负责主编，具体由能源部电力建设研究所会同有关单位共同编制而成。

在修订过程中，规范组进行了广泛的调查研究，认真总结了原规范执行以来的经验，吸取了部分科研成果，广泛征求了全国有关单位的意见，最后由我部会同有关部门审查定稿。

本规范共分三章和两个附录，这次修订的主要内容为：

1. 根据我国电力工业发展需要及实际情况，增加了电压等级为500kV的电力变压器、互感器的施工及验收的相关内容，使本规范的适用范围由330kV扩大到500kV及以下。

2. 由于油浸电抗器在330kV及500kV系统中大量采用，故将油浸电抗器的相关内容纳入本规范内。

3. 充实了对高电压、大容量变压器和油浸电抗器的有关要求，例如：运输过程中安装冲击记录仪，充气运输的设备在运输、保管过程中的气体补充和压力监视；排氮、注油后的静置、热油循环等。

4. 根据各地的反映及多年的实践经验，并参照了苏联的有关标准，将器身检查允许露空时间作了适当的修改，较以前的规定稍为灵活。

5. 根据国外引进设备的安装经验，并参照了国外的有关标准，补充了变压器、电抗器绝缘是否受潮的新的检测方法。

6. 其它有关条文的部分修改和补充。

本规范执行过程中，如发现未尽善之处，请将意见和有关资料寄送能源部电力建设研究所(北京良乡，邮政编码：102401)，以便今后修订时参考。

能源部
1989年12月

第一章 总 则

第 1.0.1 条 为保证电力变压器、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)的施工安装质量，促进安装技术的进步，确保设备安全运行，制订本规范。

第 1.0.2 条 本规范适用于电压为 500kV 及以下，频率为 50Hz 的电力变压器、电抗器、互感器安装工程的施工及验收。

消弧线圈的安装可按本规范第二章的有关规定执行；特殊用途的变压器、电抗器、互感器的安装，应符合制造厂和专业部门的有关规定。

第 1.0.3 条 电力变压器、电抗器、互感器的安装应按已批准的设计进行施工。

第 1.0.4 条 设备和器材的运输、保管，应符合本规范要求，当产品有特殊要求时，并应符合产品的要求。

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，并作好记录。

第 1.0.5 条 设备及器材在安装前的保管，其保管期限应为一年及以下。当需长期保管时，应符合设备及器材保管的专门规定。

第 1.0.6 条 采用的设备及器材均应符合国家现行技术标准的规定，并应有合格证件。设备应有铭牌。

第 1.0.7 条 设备和器材到达现场后，应及时作下列验收检查：

- 一、包装及密封应良好。
- 二、开箱检查清点，规格应符合设计要求，附件、备件应齐全。
- 三、产品的技术文件应齐全。
- 四、按本规范要求作外观检查。

第 1.0.8 条 施工中的安全技术措施，应符合本规范和现行有关安全技术标准及产品的技术文件的规定。对重要工序，尚应事先制定安全技术措施。

第 1.0.9 条 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要求：

一、与电力变压器、电抗器、互感器安装有关的建筑物、构筑物的建筑工程质量，应符合国家现行的建筑工程施工及验收规范中的有关规定。当设备及设计有特殊要求时，尚应符合其要求。

二、设备安装前，建筑工程应具备下列条件：

1. 屋顶、楼板施工完毕，不得渗漏；
2. 室内地面的基层施工完毕，并在墙上标出地面标高；
3. 混凝土基础及构架达到允许安装的强度，焊接构件的质量符合要求；
4. 预埋件及预留孔符合设计，预埋件牢固；
5. 模板及施工设施拆除，场地清理干净；
6. 具有足够的施工用场地，道路通畅。

三、设备安装完毕，投入运行前，建筑工程应符合下列要求：

1. 门窗安装完毕；
2. 地坪抹光工作结束，室外场地平整；
3. 保护性网门、栏杆等安全设施齐全；
4. 变压器、电抗器的蓄油坑清理干净，排油水管通畅，卵石铺设完毕；
5. 通风及消防装置安装完毕；
6. 受电后无法进行的装饰工作以及影响运行安全的工作施工完毕。

第 1.0.10 条 设备安装用的紧固件，除地脚螺栓外，应采用镀锌制品。

第 1.0.11 条 所有变压器、电抗器、互感器的瓷件表面质量应符合现行国家标准《高压绝缘子瓷件技术条件》的规定。

第 1.0.12 条 电力变压器、电抗器、互感器的施工及验收除按本规范的规定执行外，尚应符合国家现行的有关标准规范的规定。

第二章 电力变压器、油浸电抗器

第一节 装卸与运输

第 2.1.1 条 8000kVA 及以上变压器和 8000kVAR 及以上的电抗器的装卸及运输，必须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，并应符合下列要求：

一、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；
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。

二、陆路运输用机械直接拖运时，应做好下列工作：

1. 了解道路及其沿途桥梁、涵洞、沟道等的结构、宽度、坡度、倾斜度、转角及承重情况，必要时应采取保护措施；
2. 调查沿途架空线、通讯线等高空障碍物的情况；
3. 变压器、电抗器利用滚轮在现场铁路专用线作短途运输时，应对铁路专用线进行调查与验算，其速度不应超过 0.2km/h；
4. 公路运输速度应符合制造厂的规定。

第 2.1.2 条 变压器或电抗器装卸时，应防止因车辆弹簧伸缩或船只沉浮而引起倾倒，应设专人观测车辆平台的升降或船只的沉浮情况。

卸车地点的土质、站台、码头必须坚实。

第 2.1.3 条 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 150000kVA 及以上的变压器和电压为 330kV 及以上的电抗器均应装设冲击记录仪。冲击允许值应符合制造厂及合同的规定。

第 2.1.4 条 当利用机械牵引变压器、电抗器时，牵引的着力点应在设备重心以下。运输倾斜角不得超过 15°。

第 2.1.5 条 钟罩式变压器整体起吊时，应将钢丝绳系在下节油箱专供起吊整体的吊耳上，并必须经钟罩上节相对应的吊耳导向。

第 2.1.6 条 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，升降操作应协调，各点受力均匀，并及时垫好垫块。

第 2.1.7 条 充氮气或充干燥空气运输的变压器、电抗器，应有压力监视和气体补充装置。变压器、电抗器在运输途中应保持正压，气体压力应为 0.01 ~ 0.03MPa。

第 2.1.8 条 干式变压器在运输途中，应有防雨及防潮措施。

第二节 安装前的检查与保管

第 2.2.1 条 设备到达现场后，应及时进行下列外观检查：

- 一、油箱及所有附件应齐全，无锈蚀及机械损伤，密封应良好。
- 二、油箱箱盖或钟罩法兰及封板的联接螺栓应齐全，紧固良好，无渗漏；浸入油中运输的附件，其油箱应无渗漏。
- 三、充油套管的油位应正常，无渗油，瓷体无损伤。
- 四、充气运输的变压器、电抗器，油箱内应为正压，其压力为 0.01 ~ 0.03MPa。
- 五、装有冲击记录仪的设备，应检查并记录设备在运输和装卸中的受冲击情况。

第 2.2.2 条 设备到达现场后的保管应符合下列要求：

- 一、散热器(冷却器)、连通管、安全气道、净油器等应密封。
- 二、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。

- 三、短尾式套管应置于干燥的室内，充油式套管卧放时应符合制造厂的规定。
- 四、本体、冷却装置等，其底部应垫高、垫平，不得水淹，干式变压器应置于干燥的室内。
- 五、浸油运输的附件应保持浸油保管，其油箱应密封。
- 六、与本体联在一起的附件可不拆下。

第 2.2.3 条 绝缘油的验收与保管应符合下列要求：

- 一、绝缘油应储藏在密封清洁的专用油罐或容器内。
 - 二、每批到达现场的绝缘油均应有试验记录，并应取样进行简化分析，必要时进行全分析。
1. 取样数量：大罐油，每罐应取样，小桶油应按表 2.2.3 取样。

每批油的桶数	取样桶数
1	1
2~5	2
6~20	3
21~50	4
51~100	7
101~200	10
201~400	15
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》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》的规定。

三、不同牌号的绝缘油，应分别储存，并有明显牌号标志。

四、放油时应目测，用铁路油罐车运输的绝缘油，油的上中和底部不应有异样；用小桶运输的绝缘油，对每桶进行目测，辨别其气味，各桶的商标应一致。

第 2.2.4 条 变压器、电抗器到达现场后，当三个月内不能安装时，应在一个月内进行下列工作：

一、带油运输的变压器、电抗器：

- 1. 检查油箱密封情况；
- 2. 测量变压器内油的绝缘强度；
- 3. 测量绕组的绝缘电阻(运输时不装套管的变压器可以不测)；
- 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 0.01 ~ 0.03MPa、纯度不低于 99.9%、露点低于-40 的氮气。

二、充气运输的变压器、电抗器：

- 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，应继续充与原充气相同的气体保管，但必须有压力监视装置，压力应保持为 0.01 ~ 0.03MPa，气体的露点应低于-40 。

第 2.2.5 条 设备在保管期间，应经常检查。充油保管的应检查有无渗油，油位是否正常，外表有无锈蚀，并每六个月检查一次油的绝缘强度；充气保管的应检查气体压力，并做好记录。

第三节 排 氮

第 2.3.1 条 采用注油排氮时，应符合下列规定：

一、绝缘油必须经净化处理，注入变压器、电抗器的油应符合下列要求：

- 电气强度： 500kV 不应小于 60kV ；
 330kV 不应小于 50kV ；
 63 ~ 220kV 不应小于 40kV 。
- 含水量： 500kV 不应大于 10ppm ；
 220 ~ 330kV 不应大于 15ppm ；
 110kV 不应大于 20ppm 。

(ppm 为体积比)

tg : 不应大于 0.5 % (90 时)。

二、注油排氮前, 应将油箱内的残油排尽。

三、油管宜采用钢管, 内部应进行彻底除锈且清洗干净。如用耐油胶管, 必须确保胶管不污染绝缘油。

四、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 100mm 以上。油的静置时间应不小于 12h。

第 2.3.2 条 采用抽真空进行排氮时, 排氮口应装设在空气流通处。破坏真空时应避免潮湿空气进入。当含氧量未达到 18 % 以上时, 人员不得进入。

第 2.3.3 条 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。

第四节 器身检查

第 2.4.1 条 变压器、电抗器到达现场后, 应进行器身检查。器身检查可为吊罩或吊器身, 或者不吊罩直接进入油箱内进行。当满足下列条件之一时, 可不进行器身检查。

一、制造厂规定可不进行器身检查者。

二、容量为 1000kVA 及以下, 运输过程中无异常情况者。

三、就地生产仅作短途运输的变压器、电抗器, 如果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。

第 2.4.2 条 器身检查时, 应符合下列规定:

一、周围空气温度不宜低于 0 , 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, 宜使其温度高于周围空气温度 10 。

二、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。

三、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 2.4.2 的规定。

调压切换装置露空时间 表 2.4.2

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

四、空气相对湿度或露空时间超过规定时, 必须采取相应的可靠措施。

时间计算规定: 带油运输的变压器、电抗器, 由开始放油时算起; 不带油运输的变压器、电抗器, 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。

五、器身检查时, 场地四周应清洁和有防尘措施; 雨雪天或雾天, 不应在室外进行。

第 2.4.3 条 钟罩起吊前, 应拆除所有与其相连的部件。

第 2.4.4 条 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, 器身与箱壁不得有碰撞现象。

第 2.4.5 条 器身检查的主要项目和要求应符合下列规定:

一、运输支撑和器身各部位应无移动现象, 运输用的临时防护装置及临时支撑应予拆除, 并经过清点作好记录以备查。

二、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。

三、铁芯检查:

1. 铁芯应无变形, 铁轭与夹件间的绝缘垫应良好;

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良好;

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良好;

5. 当铁轭采用钢带绑扎时, 钢带对铁轭的绝缘应良好;

6. 打开铁芯屏蔽接地引线, 检查屏蔽绝缘应良好;

7. 打开夹件与线圈压板的连线, 检查压钉绝缘应良好;

8. 铁芯拉板及铁轭拉带应紧固, 绝缘良好。

四、绕组检查：

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。

五、绝缘围屏绑扎牢固，围屏上所有线圈引出处的封闭应良好。

六、引出线绝缘包扎牢固，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，其焊接应良好；引出线与套管连接应牢靠，接线正确。

七、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，弹力良好；所有接触到的部分，用 $0.05 \times 10\text{mm}$ 塞尺检查，应塞不进去；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，密封良好。

八、有载调压切换装置的选择开关、范围开关应接触良好，分接引线应连接正确、牢固，切换开关部分密封良好。必要时抽出切换开关芯子进行检查。

九、绝缘屏障应完好，且固定牢固，无松动现象。

十、检查强油循环管路与下轭绝缘接口部位的密封情况。

十一、检查各部位应无油泥、水滴和金属屑末等杂物。

注： 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。

铁芯检查时，其中的 3、4、5、6、7、项无法拆开的可不测。

第 2.4.6 条 器身检查完毕后，必须用合格的变压器油进行冲洗，并清洗油箱底部，不得有遗留杂物。箱壁上的阀门应开闭灵活、指示正确。导向冷却的变压器尚应检查和清理进油管节头和联箱。

第五节 干 燥

第 2.5.1 条 变压器、电抗器是否需要干燥，应根据本规范附录一“新装电力变压器、油浸电抗器不需干燥的条件”进行综合分析判断后确定。

第 2.5.2 条 设备进行干燥时，必须对各部温度进行监控。当为不带油干燥利用油箱加热时，箱壁温度不宜超过 110°C ，箱底温度不得超过 100°C ，绕组温度不得超过 95°C ；带油干燥时，上层油温不得超过 85°C ；热风干燥时，进风温度不得超过 100°C 。

干式变压器进行干燥时，其绕组温度应根据其绝缘等级而定。

第 2.5.3 条 采用真空加温干燥时，应先进行预热。抽真空时，将油箱内抽成 0.02MPa ，然后按每小时均匀地增高 0.0067MPa 至表 2.5.3 所示极限允许值为止。

变压器、电抗器抽真空的极限允许值 表 2.5.3

电压(kV)	容量(kVA)	真空度(MPa)
35	4000~31500	0.051
63~110	16000 及以下	0.051
	20000 及以上	0.08
220 及 330		0.101
500		< 0.101

抽真空时应监视箱壁的弹性变形，其最大值不得超过壁厚的两倍。

第 2.5.4 条 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，且无凝结水产生时，可认为干燥完毕。

也可采用测量绝缘件表面的含水量来判断干燥程度，表面含水量应符合表 2.5.4 的规定。

绝缘件表面含水量标准 表 2.5.4

电压等级(kV)	含水量标准(%)
110 及以下	2 以下
220	1 以下
330~500	0.5 以下

第 2.5.5 条 干燥后的变压器、电抗器应进行器身检查，所有螺栓压紧部分应无松动，绝缘表面应无过热等异常情况。如不能及时检查时，应先注以合格油，油温可预热至 50 ~ 60 ，绕组温度应高于油温。

第六节 本体及附件安装

第 2.6.1 条 本体就位应符合下列要求：

一、变压器、电抗器基础的轨道应水平，轨距与轮距应配合，装有气体继电器的变压器、电抗器，应使其顶盖沿气体继电器气流方向有 1% ~ 1.5% 的升高坡度(制造厂规定不须安装坡度者除外)。当与封闭母线连接时，其套管中心线与封闭母线中心线相符。

二、装有滚轮的变压器、电抗器，其滚轮应能灵活转动，在设备就位后，应将滚轮用能拆卸的制动装置加以固定。

第 2.6.2 条 密封处理应符合下列要求：

一、所有法兰连接处应用耐油密封垫(圈)密封；密封垫(圈)必须无扭曲、变形、裂纹和毛刺，密封垫(圈)应与法兰面的尺寸相配合。

二、法兰连接面应平整、清洁；密封垫应擦拭干净，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。

第 2.6.3 条 有载调压切换装置的安装应符合下列要求：

一、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；传动结构的摩擦部分应涂以适合当地气候条件的润滑脂。

二、切换开关的触头及其连接线应完整无损，且接触良好，其限流电阻应完好，无断裂现象。

三、切换装置的工作顺序应符合产品出厂要求；切换装置在极限位置时，其机械联锁与极限开关的电气联锁动作应正确。

四、位置指示器应动作正常，指示正确。

五、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的技术要求。

第 2.6.4 条 冷却装置的安装应符合下列要求：

一、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. 散热器、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。

二、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。

三、冷却装置安装完毕后应即注满油。

四、风扇电动机及叶片应安装牢固，并应转动灵活，无卡阻；试转时应无振动、过热；叶片应无扭曲变形或与风筒碰擦等情况，转向应正确；电动机的电源配线应采用具有耐油性能的绝缘导线。

五、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。

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

七、油泵转向应正确，转动时应无异常噪声、振动或过热现象；其密封应良好，无渗油或进气现象。

八、差压继电器、流速继电器应经校验合格，且密封良好，动作可靠。

九、水冷却装置停用时，应将水放尽。

第 2.6.5 条 储油柜的安装应符合下列要求：

一、储油柜安装前，应清洗干净。

二、胶囊式储油柜中的胶囊或隔膜式储油柜中的隔膜应完整无破损；胶囊在缓慢充气胀开后检查应无漏气现象。

三、胶囊沿长度方向应与储油柜的长轴保持平行，不应扭偏；胶囊口的密封应良好，呼吸应通畅。

四、油位表动作应灵活，油位表或油标管的指示必须与储油柜的真实油位相符，不得出现假油位。油位表的信号接点位置正确，绝缘良好。

第 2.6.6 条 升高座的安装应符合下列要求：

一、升高座安装前，应先完成电流互感器的试验；电流互感器出线端子板应绝缘良好，其接线螺栓和固定件的垫块应紧固，端子板应密封良好，无渗油现象。

二、安装升高座时，应使电流互感器铭牌位置面向油箱外侧，放气塞位置应在升高座最高处。

三、电流互感器和升高座的中心应一致。

四、绝缘筒应安装牢固，其安装位置不应使变压器引出线与之相碰。

第 2.6.7 条 套管的安装应符合下列要求：

一、套管安装前应进行下列检查：

1. 瓷套表面应无裂缝、伤痕；

2. 套管、法兰颈部及均压球内壁应清擦干净；

3. 套管应经试验合格；

4. 充油套管无渗油现象，油位指示正常。

二、充油套管的内部绝缘已确认受潮时，应予干燥处理；110kV 及以上的套管应真空注油。

三、高压套管穿缆的应力锥应进入套管的均压罩内，其引出端头与套管顶部接线柱连接处应擦拭干净，接触紧密；高压套管与引出线接口的密封波纹盘结构(魏德迈结构)的安装应严格按制造厂的规定进行。

四、套管顶部结构的密封垫应安装正确，密封应良好，连接引线时，不应使顶部结构松扣。

五、充油套管的油标应面向外侧，套管末屏应接地良好。

第 2.6.8 条 气体继电器的安装应符合下列要求：

一、气体继电器安装前应经检验鉴定。

二、气体继电器应水平安装，其顶盖上标志的箭头应指向储油柜，其与连通管的连接应密封良好。

第 2.6.9 条 安全气道的安装应符合下列要求：

一、安全气道安装前，其内壁应清拭干净。

二、隔膜应完整，其材料和规格应符合产品的技术规定，不得任意代用。

三、防爆隔膜信号接线应正确，接触良好。

第 2.6.10 条 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，密封良好；电接点应动作准确，绝缘应良好。

第 2.6.11 条 吸湿器与储油柜间的连接管的密封应良好；管道应通畅；吸湿剂应干燥；油封油位应在油面线上或按产品的技术要求进行。

第 2.6.12 条 净油器内部应擦拭干净，吸附剂应干燥；其滤网安装方向应正确并在出口侧；油流方向应正确。

第 2.6.13 条 所有导气管必须清拭干净，其连接处应密封良好。

第 2.6.14 条 测温装置的安装应符合下列要求：

一、温度计安装前应进行校验，信号接点应动作正确，导通良好；绕组温度计应根据制造厂的规定进行整定。

二、顶盖上的温度计座内应注以变压器油，密封应良好，无渗油现象；闲置的温度计座也应密封，不得进水。

三、膨胀式信号温度计的细金属软管不得有压扁或急剧扭曲，其弯曲半径不得小于 50mm。

第 2.6.15 条 靠近箱壁的绝缘导线，排列应整齐，应有保护措施；接线盒应密封良好。

第 2.6.16 条 控制箱的安装应符合现行的国家标准《电气装置安装工程盘、柜及二次回路结线施工及验收规范》的有关规定。

第七节 注 油

第 2.7.1 条 绝缘油必须按现行的国家标准《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》的规定试验合格后，方可注入变压器、电抗器中。

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。

第 2.7.2 条 注油前，220kV 及以上的变压器、电抗器必须进行真空处理，处理前宜将器身温度提高到 20℃ 以上。真空度应符合本规范第 2.5.3 条中的规定，真空保持时间：220 ~ 330kV，不得少于 8h；500kV，不得少于 24h。抽真空时，应监视并记录油箱的变形。

第 2.7.3 条 220kV 及以上的变压器、电抗器必须真空注油；110kV 者宜采用真空注油。当真空度达到本规范第 2.5.3 条规定值后，开始注油。注油全过程应保持真空。注入油的油温宜高于器身温度。注油速度不宜大于 100L/min。油面距油箱顶的空隙不得少于 200mm 或按制造厂规定执行。注油后，应继续保持真空，保持时间：110kV 者不得少于 2h；220kV 及以上者不得少于 4h。500kV 者在注满油后可不继续保持真空。

真空注油工作不宜在雨天或雾天进行。

第 2.7.4 条 在抽真空时，必须将在真空下不能承受机械强度的附件，如储油柜、安全气道等与油箱隔离；对允许抽同样真空度的部件，应同时抽真空。

第 2.7.5 条 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，注油应按制造厂的规定执行。

第 2.7.6 条 设备各接地点及油管道应可靠地接地。

第八节 热油循环、补油和静置

第 2.8.1 条 500kV 变压器、电抗器真空注油后必须进行热油循环，循环时间不得少于 48h。

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抽真空；当注油到离器身顶盖 200mm 处时，热油循环需抽真空。真空度应符合本规范第 2.5.3 条的规定。

真空净油设备的出口温度不应低于 50℃，油箱内温度不应低于 40℃。经过热油循环的油应达到现行的国家标准《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》的规定。

第 2.8.2 条 冷却器内的油应与油箱主体的油同时进行热油循环。

第 2.8.3 条 往变压器、电抗器内加注补充油时，应通过储油柜上专用添油阀，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，少量空气可自储油柜排尽。

第 2.8.4 条 注油完毕后，在施加电压前，其静置时间不应少于下列规定：

110kV 及以下， 24h；

220kV 及 330kV， 48h；

500kV， 72h。

第 2.8.5 条 按第 2.8.4 条静置完毕后，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。

第 2.8.6 条 具有胶囊或隔膜的储油柜的变压器、电抗器必须按制造厂规定的顺序进行注油、排气及油位计加油。

第九节 整体密封检查

第 2.9.1 条 变压器、电抗器安装完毕后，应在储油柜上用气压或油压进行整体密封试验，其压力为油箱盖上能承受 0.03MPa 压力，试验持续时间为 24h，应无渗漏。

整体运输的变压器、电抗器可不进行整体密封试验。

第十节 工程交接验收

第 2.10.1 条 变压器、电抗器的起动试运行，是指设备开始带电，并带一定的负荷即可能的最大负荷连续运行 24h 所经历的过程。

第 2.10.2 条 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。检查项目如下：

- 一、本体、冷却装置及所有附件应无缺陷，且不渗油。
- 二、轮子的制动装置应牢固。
- 三、油漆应完整，相色标志正确。
- 四、变压器顶盖上应无遗留杂物。
- 五、事故排油设施应完好，消防设施安全。
- 六、储油柜、冷却装置、净油器等油系统上的油门均应打开，且指示正确。
- 七、接地引下线及其与主接地网的连接应满足设计要求，接地应可靠。

铁芯和夹件的接地引出套管、套管的接地小套管及电压抽取装置不用时其抽出端子均应接地；备用电流互感器二次端子应短接接地；套管顶部结构的接触及密封应良好。

- 八、储油柜和充油套管的油位应正常。
- 九、分接头的位置应符合运行要求；有载调压切换装置的远方操作应动作可靠，指示位置正确。
- 十、变压器的相位及绕组的接线组别应符合并列运行要求。
- 十一、测温装置指示应正确，整定值符合要求。
- 十二、冷却装置试运行应正常，联动正确；水冷装置的油压应大于水压；强迫油循环的变压器、电抗器应起动全部冷却装置，进行循环 4h 以上，放完残留空气。
- 十三、变压器、电抗器的全部电气试验应合格；保护装置整定值符合规定；操作及联动试验正确。

第 2.10.3 条 变压器、电抗器试运行时应按下列规定进行检查：

- 一、接于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。
- 二、变压器、电抗器第一次投入时，可全电压冲击合闸，如有条件时应从零起升压；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。
- 三、变压器、电抗器应进行五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；励磁涌流不应引起保护装置的误动。

- 四、变压器并列前，应先核对相位。
- 五、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。

第 2.10.4 条 在验收时，应移交下列资料 and 文件：

- 一、变更设计部分的实际施工图。
- 二、变更设计的证明文件。
- 三、制造厂提供的产品说明书、试验记录、合格证件及安装图纸等技术文件。
- 四、安装技术记录、器身检查记录、干燥记录等。
- 五、试验报告。
- 六、备品备件移交清单。

第三章 互感器

第一节 一般规定

第 3.1.1 条 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要求执行。

第 3.1.2 条 互感器整体起吊时，吊索应固定在规定的吊环上，不得利用瓷裙起吊，并不得碰伤瓷套。

第 3.1.3 条 互感器到达现场后，除按本规范第 1.0.6 条进行检查外，尚应作下列外观检查：

- 一、互感器外观应完整，附件应齐全，无锈蚀或机械损伤。
- 二、油浸式互感器油位应正常，密封应良好，无渗油现象。
- 三、电容式电压互感器的电磁装置和谐振阻尼器的封铅应完好。

第二节 器身检查

第 3.2.1 条 互感器可不进行器身检查，但在发现有异常情况时，应按下列要求进行检查：

- 一、螺栓应无松动，附件完整。
- 二、铁芯应无变形，且清洁紧密，无锈蚀。
- 三、绕组绝缘应完好，连接正确、紧固。
- 四、绝缘支持物应牢固，无损伤，无分层分裂。
- 五、内部应清洁，无油垢杂物。
- 六、穿心螺栓应绝缘良好。
- 七、制造厂有特殊规定时，尚应符合制造厂的规定。

第 3.2.2 条 互感器器身检查时，尚应符合本规范第 2.4.2 条的有关规定。

第 3.2.3 条 110kV 及以上互感器应真空注油。

第三节 安 装

第 3.3.1 条 互感器安装时应进行下列检查：

- 一、互感器的变比分接头的位置和极性应符合规定。
- 二、二次接线板应完整，引线端子应连接牢固，绝缘良好，标志清晰。
- 三、油位指示器、瓷套法兰连接处、放油阀均应无渗油现象。
- 四、隔膜式储油柜的隔膜和金属膨胀应完整无损，顶盖螺栓紧固。

第 3.3.2 条 油浸式互感器安装面应水平；并列安装的应排列整齐，同一组互感器的极性方向应一致。

第 3.3.3 条 具有等电位弹簧支点的母线贯穿式电流互感器，其所有弹簧支点应牢固，并与母线接触良好，母线应位于互感器中心。

第 3.3.4 条 具有吸湿器的互感器，其吸湿剂应干燥，油封油位正常。

第 3.3.5 条 互感器的呼吸孔的塞子带有垫片时，应将垫片取下。

第 3.3.6 条 电容式电压互感器必须根据产品成套供应的组件编号进行安装、不得互换。各组件连接处的接触面，应除去氧化层，并涂以电力复合脂；阻尼器装于室外时，应有防雨措施。

第 3.3.7 条 具有均压环的互感器，均压环应安装牢固、水平，且方向正确。具有保护间隙的，应按制造厂规定调好距离。

第 3.3.8 条 零序电流互感器的安装，不应使构架或其它导磁体与互感器铁芯直接接触，或与其构成分磁回路。

第 3.3.9 条 互感器的下列各部位应予良好接地：

一、分级绝缘的电压互感器，其一次绕组的接地引出端子，电容式电压互感器应按制造厂的规定执行。

二、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。

三、互感器的外壳。

四、备用的电流互感器的二次绕组端子应先短路后接地。

五、倒装式电流互感器二次绕组的金属导管。

第 3.3.10 条 互感器需补油时，应按制造厂规定进行。

第 3.3.11 条 运输中附加的防爆膜临时保护应予拆除。

第四节 工程交接验收

第 3.4.1 条 在验收时，应进行下列检查：

- 一、设备外观应完整无缺损。
- 二、油浸式互感器应无渗油，油位指示应正常。
- 三、保护间隙的距离应符合规定。
- 四、油漆应完整，相色应正确。
- 五、接地应良好。

第 3.4.2 条 在验收时，应移交下列资料 and 文件：

- 一、变更设计的证明文件。
- 二、制造厂提供的产品说明书、试验记录、合格证件及安装图纸等技术文件。
- 三、安装技术记录、器身检查记录、干燥记录。
- 四、试验报告。

附录一 新装电力变压器及油浸电抗器不需干燥的条件

一、带油运输的变压器及电抗器：

1. 绝缘油电气强度及微量水试验合格；
2. 绝缘电阻及吸收比(或极化指数)符合规定；
3. 介质损耗角正切值 $\text{tg } \delta$ (%)符合规定(电压等级在 35kV 以下及容量在 4000kVA 以下者，可不作要求)。

二、充气运输的变压器及电抗器：

1. 器身内压力在出厂至安装前均保持正压。
2. 残油中微量水不应大于 30ppm；电气强度试验在电压等级为 330kV 及以下者不低于 30kV，500kV 者应不低于 40kV。

3. 变压器及电抗器注入合格绝缘油后：

- (1) 绝缘油电气强度及微量水符合规定；
- (2) 绝缘电阻及吸收比(或极化指数)符合规定；
- (3) 介质损耗角正切值 $\text{tg } \delta$ (%)符合规定。

注：上述绝缘电阻、吸收比(或极化指数)、 $\text{tg } \delta$ (%)及绝缘油的电气强度及微量水试验应符合现行的国家标准《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》的相应规定。

当器身未能保持正压，而密封无明显破坏时，则应根据安装及试验记录全面分析作出综合判断，决定是否需要干燥。

三、采用绝缘件表面的含水量判断时，应符合本规范第 2.5.4 条的规定。

附录二 本规范用词说明

一、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”或“可”；
反面词采用“不宜”。

二、条文中规定应按其它有关标准、规范执行时，写法为“应符合……的规定”或“应按……执行”。

附加说明

本规范主编单位、参加单位和主要起草人名单

主编单位：能源部电力建设研究所

参加单位：东北电业管理局

东北送变电工程公司

上海电力建设局调整试验所

华东电管局工程建设定额站

水电第十二工程局

陕西省送变电工程公司

广东省输变电工程公司

东北电力建设第一工程公司

大庆石油管理局供电公司

化工部施工技术研究所

主要起草人：胥佩葱、曾等厚

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

GBJ 148 - 90

条文说明

前 言

本规范是根据原国家计委计综[1986]2630号文的要求，由原水利电力部负责主编，具体由能源部电力建设研究所会同有关单位对《电气装置安装工程施工及验收规范》GBJ232-82第二篇“电力变压器、互感器篇”修订而成。经中华人民共和国建设部1990年12月30日以(90)建标字第698号文批准发布。

为便于广大设计、施工、科研、学校等有关单位人员在使用本规范时能正确理解和执行条文规定，《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》编制组根据国家计委关于编制标准、规范条文说明的统一要求，按《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》的章、节、条顺序，编制了《电气装置安装工程电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范条文说明》供国内有关部门和单位参考。在使用中如发现本条文说明有欠妥之处，请将意见直接函寄本规范的管理单位能源部电力建设研究所(北京良乡，邮政编码：102401)。

本《条文说明》仅供国内有关部门和单位执行本规范时使用，不得外传和翻印。

1990年12月

第一章 总 则

第 1.0.2 条 到 1988 年底,我国已有交流 500kV 输电线路 4000 多公里, 500kV 变电站和升压站 20 多座,并已有 10 多年的建设和运行经验, 500kV 设备的安装技术较为成熟,已具备条件列入规范。故本规范的适用范围明确为适用于电压为 500kV 及以下,频率为 50Hz 的电力变压器、电抗器、互感器安装工程的施工及验收。

目前, 330kV 及 500kV 系统中已大量使用油浸电抗器,而油浸电抗器的结构、施工及验收的规定基本与电力变压器相同,故将油浸电抗器也列入本规范中。

本条所指特殊用途的电力变压器、互感器是指各工矿企业中有特殊使用要求或安装于特殊环境的设备,如整流变压器、电炉变压器、矿用变压器、调压器、大电流变压器等,对此类特殊用途设备的安装除按本规范规定外,尚应符合制造厂及专业部门的有关规定。

第 1.0.3 条 按设计进行施工是现场施工的基本要求。当设计部门按技术经济政策和现场实际情况进行修改时,应有设计变更通知。

第 1.0.4 条 本规范适用于一般通用设备的运输和保管,当制造厂根据个别设备结构等方面的特点在运输和保管上有特殊要求时,则应符合其特殊要求。

为了便于分析和分清责任,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,并作好记录。所谓改变运输方式,是指由铁路运输改为公路或者水路运输,或者是由水路运输改为铁路或者公路运输。

第 1.0.5 条 设备及器材保管是安装前的一个重要前期工作,施工前做好设备及器材的保管工作有利于以后的施工。

设备及器材保管的要求和措施,因其保管时间的长短而有所不同,故本规范明确为设备到达现场后安装前的保管,其保管期限不超过一年。对于需要长期保管的设备及器材,应按其专门规定进行保管。

第 1.0.6 条 凡未经有关单位鉴定合格的设备或不符合国家现行技术标准(包括国家标准或地方标准)的原材料、半成品、成品和设备,均不得使用 and 安装。严禁使用低劣和伪造的不合格产品。

第 1.0.7 条 事先做好检验工作,为顺利施工提供条件。首先应检查包装及密封应良好,对有防潮要求的包装应及时检查,发现问题,采取措施,以防受潮。

制造厂的技术文件,根据现行国家标准《电力变压器》(GB1094.1 ~ 1094.5-85)中规定,制造厂每台设备(包括标准组件)应附有全套的安装使用说明书、产品合格证书、出厂试验记录、产品外型尺寸图、运输尺寸图、产品拆卸件一览表、装箱单、铭牌或铭牌标志图及备件一览表等。

第 1.0.8 条 现行的安全技术规程中,对有关专业性的施工安全要求不一定齐全;因此,对重要的施工工序,如变压器、电抗器的器身检查,大型变压器、电抗器的运输、起吊、干燥等,都应根据现场的具体条件,事先制定安全技术措施。

第 1.0.9 条 由于国家现行的有关建筑工程施工及验收规范中的一些规定不完全适合电气设备安装的要求,如建筑工程的误差以 cm 计,而电气设备安装误差以 mm 计。这些电气设备的特殊要求应在电气设计图中标出。但建筑工程中的其它质量标准,在电气设计中不可能全部标出,则应符合国家现行的建筑工程施工及验收规范的有关规定。

为了避免现场施工混乱,实行文明施工,本条提出了设备安装前,建筑工程应具备一些具体要求,以便给安装工程创造一定的施工条件。这对保证安装质量和设备安全是必要的。但这次删去了原来规定的“钢轨敷设后,抹面工作结束”。因为设备安装不一定要抹面结束,一般是设备安装后才进行抹面,以免表面损坏。

根据电力变压器、电抗器、互感器安装完毕投运前的实际需要,提出了要求建筑工程应完成的工作,以便使设备安全顺利地投产。

第 1.0.10 条 设备安装用的紧固件,为防止锈蚀给以后的安全运行和设备检修拆卸带来困难,应采用镀锌制品,镀锌应保证质量。但对于地脚螺栓,它主要埋设在混凝土中,而且是非成批定型产品,一些偏远地区镀锌有困难,固定在地脚螺栓上的设备拆卸搬动的情况并非经常发生,若遇地脚螺栓有锈蚀而需拆卸时,可用如松锈剂等办法解决,故不强调镀锌。

设备端子的连接应符合现行国家标准《变压器、高压电器和套管的接线端子》(GB5273-87)中有明确规定。

第 1.0.11 条 电瓷件瓷表面的外观质量 ,在现行国家标准《高压绝缘子瓷件技术条件》(GB772-87)中有明确规定。

第二章 电力变压器、油浸电抗器

第一节 装卸与运输

第 2.1.1 条 对大型变压器、电抗器陆运或水运前的调查和要求作了具体规定，以保证大型变压器、电抗器的运输安全。

目前，国产变压器以容量 8000kVA 及以上划分为大型变压器，电抗器尚无规定，厂家提出可按变压器划分，故电抗器也暂以容量为 8000kVAR 及以上划分为大型电抗器，将此条的适用范围规定为 8000kVA(R)及以上。

利用滚轮在铁路专用线作短途运输时，其速度的规定，根据变压器滚轮与轴之间是滑动配合，且润滑情况不好，某厂使用说明书规定为 0.2km/h，故规定不应超过 0.2km/h。

公路运输速度，以往一些 500kV 工程对变压器公路运输都规定拖车速度不宜超过 5km/h，附件的运输速度不宜超过 25km/h。而变压器厂在供给某变电站的 500kV 变压器的安装使用说明书中规定：

- 一、装在拖车上由公路运输的车速，在一级路面不超过 15km/h，其它路面不超过 10km/h。
- 二、滚动装卸车船时，拖运速度不宜超过 0.3km/h，滚动拖运时速度不应超过 0.9km/h。

由于各地情况不同，如路面、车辆等，各制造厂对本厂的产品的运输速度都有规定，故本条对此不加以限制，强调按制造厂的规定。

第 2.1.2 条 变压器、电抗器在装车或装船时，车辆的弹簧压缩或船只下沉，在卸车或卸船时，车辆的弹簧的弹力和船只的浮力都可能引起变压器、电抗器倾倒，应设专人观测车辆平台的升降或船只的浮沉情况。

卸车地点的土质必须坚实，站台、码头也必须坚实，否则将引起下沉危及设备安全。

第 2.1.3 条 国家标准《三相油浸式电力变压器技术参数和要求》(GB6451.1 ~ 5-86)中规定：“电压在 220kV，容量为 150 ~ 360MVA 变压器运输中应装冲击记录仪”。国外大型变压器和油浸电抗器在运输时大都装有冲击记录仪，以记录在运输和装卸过程中受冲击和振动情况。采用的冲击记录仪必须准确可靠。

设备受冲击的轻重程度以重力加速度 g 表示。

g 值的大小，因国内尚无标准，一般由制造厂提供或由定货合同双方商定。基于下列国内外的资料，一般认为不小于 3g 为好。

某省向日本订的东芝变压器，冲击允许值规定为：运输的前后方向为 4g，横向为 1g，上下垂直方向为 3g。

某电厂升压站到货的 6 台东芝产变压器，运输过程中实际记录的冲击记录为：

运输方向(g)	1.2	0.4	1.2	0.05	0.3	0.05
横 向(g)	0.4	0.3	0.3	0.3	0.4	0.3
垂直方向(g)	1.4	0.8	1.2	0.7	0.2	0.6

BBC 公司 500kV 高压电抗器，规定运输中冲击允许值小于 1g，设备到达现场后，检查冲击记录均未超过允许值。某 500kV 换流站先后有两台 BBC 公司生产的换流变压器，海运到上海港后，发现冲击记录值达 4.8g，经检查因铁芯及绝缘件均有松动移位和损坏等情况，而返厂修理。

我国引进日新公司生产的三台 500kV 电抗器和一台中性点电抗器，装有美国产的冲击记录仪，其实际冲击记录值为：

运输方向(g)	2.2	4.4	2.55	3.7
横 向(g)	1.7	3.3	2.5	2.5
垂直方向(g)	2.8	1.4	1.5	2.5

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。

某省引进联邦德国 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。

我国某水电工程与有关变压器厂就国产变压器运输冲击值商谈的结果，同意三个方向均定为 3g。

有的单位提出，大型变压器、电抗器，装设冲击记录仪，若运输过程中不超过允许值就不要进行器身检查，否则装此记录仪就无意义。我国对大型设备运输中装设冲击记录仪尚属初始阶段，对于冲击记录仪的实用还需积累一定数据和经验。而且，现在冲击记录仪尚无定型产品，仪器是否好用？允许冲击值多少合适？以及装设的位置，在运输过程中的管理等问题比较复杂，因此只能说是刚开始，当经验成熟后，再在规范中作相应的规定。

第 2.1.4 条 为防牵引过程中设备倾倒，规定牵引的着力点应在设备的重心以下。

国家标准《三相油浸式电力变压器技术参数和要求》(GB6451.1 ~ 5 - 86)中规定在 220kV，90 ~ 360MVA 变压器下节油箱两端设置水平牵引装置，专供牵引设备用。

防止变压器在运输过程中由于倾斜过大而引起结构变形，制造厂规定一般变压器的倾斜角仅允许为 15°，船用变压器则可达 45°，若一般变压器在运输过程中，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。

第 2.1.5 条 目前变压器采用钟罩式油箱较多，油箱下节备有专供起吊变压器整体用的吊耳；上节油箱上的吊耳仅供吊钟罩时用，如起吊整台变压器时错用上节油箱的吊耳，则将造成重大设备破坏性事故。吊起整台变压器时，除必须利用下节油箱专用吊耳外，其吊索尚应经上节油箱对应的吊耳作导向，否则，吊运时可能使变压器重心不稳而倾倒。1971 年 3 月 18 日某水电站利用吊车在主厂房吊运一台 360MVA 变压器时，由于吊索未经上节油箱的吊耳作导向，造成变压器摔倒的大事故。国外的大型变压器安装说明书中有此规定。

有的单位反映，不需强调“必须经钟罩上节相对应的吊耳导向”，其理由是有经验的起重工不经上节吊耳导向也未发生过问题。为了确保起吊安全，仍应强调必须按规定施工。

第 2.1.6 条 大型变压器重达几十吨，甚至超过 200t，为此，制造厂在变压器油箱底部设有数个特定的顶升部位，作为千斤顶的着力位置。如将千斤顶放置在其他位置顶升，将使变压器遭到结构上的损坏。在顶升过程中，升降操作应协调、各点受力均匀，并应及时垫好垫块，某工程安装一台 500kV，360MVA 变压器，在降落时，由于受力不均，使变压器受墩，最后返厂修复，故在安装过程中必须引起十分注意。

第 2.1.7 条 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。

气体的压力受气温的影响而有所变化，根据日本提供某厂氮气的压力与温度的关系：在 0 时压力为 0.01MPa，25 时为 0.02MPa，50 时为 0.03MPa；故在运输中，在任何温度下油箱内的气压都必须保持正压。

充气运输的变压器、电抗器，在运输前应进行密封性试验，以保证密封良好。气体压力在运输中较起始值大大降低时，则可能有渗漏的地方，须及时处理以避免进入潮气。

关于充入的气体的要求：日本《大型变压器现场安装规范》中规定充入气体的露点低于 -30 即可；进口西德 TU 公司的变压器的技术资料中规定，微水含量少于 25ppm(体积比)，相当于露点低于 -60；我国某变压器厂规定，充入的氮气纯度不低于 99.9%，露点应低于 -40。

第 2.1.8 条 干式变压器运输时，应有防雨和防潮措施。根据现行国家标准《干式电力变压器》(GB6450 - 86)的规定，产品从制造厂出厂时，干式(不包括成形浇注)变压器的包装应保证在整个运输和储存期防止受潮和雨淋。

第二节 安装前的检查与保管

第 2.2.1 条 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，因为油箱顶部一般都充油，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。

第 2.2.2 条 设备的现场保管是很重要的前期工作，将直接影响安装质量和设备的安全运行。本条规定了变压器、电抗器的本体及其附件在安装前的保管要求。对于充油式套管的保管，原制造厂要求卧放时应有适当坡度，现有的充油套管，制造厂在出厂时就是平放无坡度运到现场，所以充油套管卧放时是否应有坡度，坡度的大小应按制造厂的规定执行。

第 2.2.3 条 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。

一、绝缘油到达现场后，应进行目测验收，以免混入非绝缘油，某变电站用铁路油罐车运油，曾发现油罐底部放出的油似机油。又如有二个变电站由国外用小桶装运的油，均发现其中混有一桶非绝缘油。

二、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，以免影响绝缘油性能。

三、不同牌号的绝缘油，其理化性能不同，充油设备根据对绝缘油的不同使用要求取用不同牌号的绝缘油。为了使用方便，以免错用，应将不同牌号的绝缘油分别贮存，并应标以明显标志。

四、运到现场的绝缘油，若在设备制造厂作过全分析，并有试验记录，只需取样进行简化分析。若为炼油厂直接来油或自行购置的商品油，或者对制造厂来油有怀疑时，都必须取样作全分析。

绝缘油取样的数量规定，根据现行的国家标准《电力用油(变压器油、汽轮机油)取样》(GB7597 - 87)中 2.1.1.4 规定：“每次试验应按上表(即表 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。

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”。

IEC 出版物 475 号(1974 年第一版)《液体绝缘介质取样方法》中 2.1.1 “取样位置”规定：“从一批交货中，应从不同的容器中(如油桶)各取 1 升的油样作电气强度试验。对这些样品也可作另外的试验，而全面考虑则用这些样品的混合样进行”。

日本 JIS C2101-1978R 《电气绝缘油试验方法》中 4.1.1 “取样一般注意事项之(10)”规定：“把同一批采取的若干个试样混合成一个试样的时候，必须在清洁的室内进行，避免尘埃、水分污染。另外混合的时候，尽可能避免接触空气。电气性能试验的油样，最好不用混合样^(注)，若必须混合时，混合后要静置 3h 以上。

注：例如从同一批 100 个桶中抽取 5 个油样，再将此 5 个油样混合进行试验，这种方法是不好的，可以将 5 个油样全部测定，求其平均值。也可以任意测定一个作为代表，或者测定 1 ~ 5 个油样中的几个而取其平均值。”

现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。现条文中规定按现行国家标准《电力用油(变压器油、汽轮机油)取样》(GB7597-87)的规定进行。

附上新来油的“变压器油”标准及“运行中变压器油质查标准”供参考(见表 2.2.3 - 1、表 2.2.3 - 2)。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。

变压器油国家标准 GB2536-81(新来油) 表 2.2.3-1

项 目	质量指标			实验方法
	DB-10	DB-25	DB-45	
外 观	透明、无沉淀和悬浮物			
运动粘度(mm ² /s)				GB265 - 75
20 不大于	30			
50 不大于	9.6			
凝 点()	- 10	- 25	- 45	GB510 - 77
闪点(闭口), 不低于	140	140	135	GB261 - 77
酸值(mg/g , 以 KOH 计)不大于	0.03			GB7599 - 87 或 GB264 - 77
水溶性酸或碱	无			GB259 - 77
氢氧化钠试验(级) 不大于	2			SY2651 - 77
氧化安定性 :				SY2670 - 75
氧化后沉淀物(%) 不大于	0.05			
氧化后酸值(mg/g , 以 KOH 计) 不大于	0.02			
介质损失角正切(90)% 不大于	0.5			GB5654 或 YS - 30 - 1 - 84
击穿电压(kV) 不大于	3.5			GB507 - 86

注：外观的试验方法是把产品注入 100ml 量筒中，在 20 ± 5 下测定。如有争议时，按 GB511-77 测定其机械杂质的含量应为无。

凝点的试验方法是以新疆原油生产的变压器油，测定凝点，允许用定性过滤纸过滤。

氧化安定性测定为保证项目，不作出厂每批控制指标，每年至少测定两次。

击穿电压测定为保证项目，不作出厂每批控制指标，每年至少测定两次。用户使用前必须进行过滤并重新测定。

设备中变压器油指标(GB7579-87) 表 2.2.3-2

序号	项目	单位	设备电压等级(kV)	质量指标		检验方法
				新设备投入运行前的油	运行油	
1	水溶性 PH 值			> 5.4	4.2	GB7598 - 87
2	酸 值	mg/g , 以 KOH 计		0.03	0.1	GB7599 - 87 或 GB264
3	闪点(闭口)			> 140(10#25#油) > 135(45#油)	1.不比新油标准低 5 2.不比前次测定值低 5	GB261 - 77
4	机械杂质			无	无	外观目测
5	游离碳			无	无	外观目测
6	水 分	ppm	变 500	10	20	GB7600 - 87 或 Gb7601 - 87
			压 220~330	15	30	
			器 66~110	20	40	
			互套 500	10	15	
			感 220~330	15	25	
			器管 66~110	20	35	
7	界面张力 (25)	mN/m		35	19	GB6541 - 87 或 YS - 6 - 1 - 87
8	介质损耗因数 (90)		500	0.007	0.020	GB6554 或 YS-30-1-84
			330	0.010	0.040	
9	击穿电压	kV	500	60	50	GB507 - 86
			330	50	45	
			66~220	40	35	
			20~35	35	30	
			15	25	20	
10	油中含气量					YS - 0 - 3 - 2 - 84

注：油中含气量有用户和制造厂家协商。

第 2.2.4 条 变压器、电抗器到达现场后，为防止受潮，应尽快安装储油柜及吸湿器并注油。制造厂在安装说明书中亦有此规定。

但根据很多单位反映，由于绝缘油到货时间晚，或单相变压器每台到货时间相差较大，而现场需连续安装等原因，设备到达现场后不能及时注油，只有充氮保管。如有二台 120MVA 和二台 150MVA 变压器充氮保管在半年至一年，某厂一台 90MVA 及三台变压器充氮保管达两年之久，从国外进口的三台 500kV 电抗器及三台变压器，由于计划变更工期拖后，从等待运输至到达现场，一般需数月或半年时间，从未发生过由于长期充氮而使绝缘劣化等情况。故本条规定当不能及时注油时可充氮保管，但必须有压力监视装置。如某厂一台 150MVA 变压器，曾因未装表计，无指示，误将孔盖打开，致使氮气放掉，造成受潮而需干燥。

由于注油后便于保管、监视，所以现场不应因充氮保管时间未作规定而不抓紧时间注油。

第 2.2.5 条 为了发现问题及时处理，故规定了保管期间应经常检查的内容；如油有无渗漏、气压是否正常等，以防设备受潮。

第三节 排 氮

第 2.3.1 条

一、现在国内大型变压器、电抗器都采用充氮运输，在内部作业时，为了人身安全，必须将内部氮气排尽。注油排氮是排氮方法之一，对大型变压器、电抗器，尤以 500kV 等级的，国内外均采用此法。

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”。

二、排氮时，注入的绝缘油的电气强度可较油的交接标准稍低，因为是现场安装过程中用油，标准稍低不会影响质量。日本的《大型变压器现场安装规范》中亦如此规定。考虑到施工现场一般都有真空滤油设备，油的标准稍高也容易达到，为了取得一致，以免造成混乱，故采取交接时油的标准。

三、为了不致污染，经净化处理而注入的绝缘油，注油排氮前，应将油箱内的残油排放干净。

四、注油管推荐用镀锌或不镀锌的钢管。用胶管时必须慎重，以往有的工程使用胶管，发现油的 tg 值上升且不稳定，主要是胶粒子混于油中，虽用真空净油机多次处理仍无效，最后采用吸附加温处理才得以解决。

五、将以往 500kV 工程中用净油设备的技术条件列出，供参考：

净油能力： 6000L/h

真空度： 小于 133Pa

油中水分为 50ppm 以下，含气量为 12 % 以下，电气强度为 30kV 以上的新油经一次处理后，可达：水分小于 5ppm(体积比)；含气量小于 0.1 %；电气强度不小于 60kV。

六、绝缘油应经过脱气净油设备(最好为真空净油机)从变压器下部阀门注入；氮气经顶部排出，为了将氮气排尽，将油充至顶部。为了防止由于温度变化油膨胀，排完氮后，应将油位降到高出铁芯上沿 100mm 以上，以免内部部件受潮；为了使内部绝缘件浸透油，注油后油的静置时间应在 12h 以上。

第 2.3.2 条 这是现场排氮的另一种方式。据西北地区有的单位反映，现场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》(1972 年日本劳工部第 42 号令)的规定，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，原 GBJ232-82 规定为大于 18 %，故本条仍规定为 18 % 以上。

第 2.3.3 条 这也是现场排氮的一种方法。吊罩之后，应将器身暴露 15min 以上，待氮气充分扩散后，人员才可以进行器身检查工作，以免造成窒息，确保安全。15min 是根据某制造厂安装维护说明书的规定。

第四节 器身检查

第 2.4.1 条 关于变压器、电抗器到达现场后的器身检查，有各种不同的意见和执行情况：

一、在以往变压器器身检查中，曾发生紧固件松动、铁芯多点接地、油箱内遗留杂物、内部不干净以及在运输中经受剧烈冲击造成器身位移、绝缘板断裂，更为严重的如一台 35kV 变压器在吊芯时发现散架的情况。所以有些单位要求变压器到达现场后都需进行器身检查。

二、有些单位认为施工现场进行器身检查是重复劳动，大型变压器、电抗器进行器身检查需作大量工作，耗用大量人力物力；经过一次器身检查，也增加了一次器身受潮的机会，反而对变压器不利。从以往器身检查情况看，一般也未发生多大问题。国外引进的变压器无论大小都不允许在施工现场进行器身检查。所以要求在变压器无异常情况时，不进行器身检查。

三、华东、东北地区均有实践经验，即就地生产仅作短途运输的变压器可以不进行器身检查。

四、参加制造厂的总装工作，确认质量达到要求，并在运输中作了有效监视无异常情况时，即使经过长途运输，也不再进行器身检查。华东地区有二台 180MVA 主变压器、二台 150MVA 主变压器及二台 20MVA 变压器也用监视运输的方式，现场未进行器身检查。

考虑了上述不同的意见，认为现场不进行器身检查的安装方法是个方向，并促使制造厂保证制造质量，但就目前制造工艺的情况，仍应持慎重态度，以保安全，故仍规定应进行器身检查，但根据以往的实践，也明确了可不进行器身检查的条件。

第 2.4.2 条

一、规定器身检查时，器身的温度应高于周围空气温度，这是为了避免空气中的水分在器身上结露。当器身低于周围空气温度时，应将器身加热。普遍反映将器身温度加热超过周围空气温度 10℃ 很难达到，尤其是在南方，夏天室外温度较高，器身温度要高于周围空气温度 10℃，人无法进去工作。以往很少加热以提高器身温度，一般较多地以选择良好天气、尽量缩短器身在空气中暴露的时间等办法来减少器身受潮的程度。但目前已有真空净油设备可进行热油循环加热，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。考虑到加热高于周围空气温度 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。

二、关于器身暴露在空气中的时间，1982 年的原规范中规定为：空气相对湿度不超过 65% 时，不应超过 16h；空气相对湿度不超过 75% 时，不应超过 12h。对此规定，各地执行时有不少意见。这次修订时，参照苏联的“110 ~ 500kV 充油电力变压器和自耦变压器技术说明书”中的规定：“在破坏变压器密封进行检查时，空气相对湿度应小于 75%，时间不得超过 16h。而调压切换装置吊出检查、调整时，暴露在空气中的时间规定如表 2.4.2 所示”，对器身露空时间有所放宽，并增加了调压切换装置露空时间的规定。至于空气相对湿度在 65% 以下时，器身露空时间未作规定，可根据各地的具体情况自定。

三、一些单位反映，有时湿度、时间达不到规定要求；大型变压器露空作业时间长，而南方阴雨、雾天较多，为防止变压器器身受潮，必须采取相应的可靠措施。对此各地有不少好的经验，如：

1. 某变电站一台法国产的 500kV 电抗器，发现铁芯多点接地，需在现场处理。卸去大罩将铁芯吊离底座约 100mm，更换绝缘垫。当时天阴，空气相对湿度上午为 85%，下午为 69%，铁芯在空气中暴露达 10h，大罩复位后立即抽真空至 3.99kPa。

2. 某水电工程局在安装一台日立产的 500kV 变压器时，由于高压引出线缠绝缘需要约 50h，因此白天工作时内部充干燥空气，晚上不工作时，抽真空防止变压器受潮。充入变压器内的干燥空气是由空气经过自制的四个矽胶罐(矽胶总量为 100 多公斤)后提供的，其露点可达 -60 ~ -40℃。

除以上所述外，还可采取延长抽真空和热油循环时间等措施。

四、1982 年原规范规定：“雨雪天或雾天应在室内进行”，现在的变电站设计一般都不设变压器检修间，器身检查大都在室外进行，故改为“雨雪天或雾天不应在室外进行”。

此外，为了防止尘土飞扬，有的单位在器身检查场地周围洒水，有些单位则用塑料布把器身围起来，以保持器身清洁。

第 2.4.3 条 有的大型变压器，其导油总管与上节油箱和闸阀相联，起吊上节油箱前，必须先将导油总管与上节油箱相联部分拆除，以免损坏导油总管。

第 2.4.4 条 吊器身或钟罩时，应该平衡起吊，根据制造厂的要求，吊索与铅垂线的夹角不宜超过 30°。

第 2.4.5 条 本条对器身检查的项目及要求作出规定。

一、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，检查后应将其拆除，清点、作好记录，并将顶部压钉翻转，以防止引起多点接地。某厂一台 220/110kV 自耦联络变，由于未将压钉翻转或取掉，形成铁芯多点接地，导致在运行中接地引线烧坏事故。

二、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，导致产生循环电流而引起局部过热，甚至将铁芯烧损。电业系统曾发生过多起大型变压器铁芯事故，大多数是铁芯多点接地造成的。

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。

三、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。

第 2.4.6 条 器身检查完毕后，用合格的变压器油对铁芯和线圈冲洗，以清除制造部门可能遗留于线圈间、铁芯间和箱底的脏物，并冲洗器身露空时可能污染的灰尘等；冲洗器身时往往由于静电感应而产生高电压，故冲洗时不得触及引出线端头裸露部分，以免触电。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。

第五节 干 燥

第 2.5.1 条 变压器、电抗器是否需要干燥，规定根据本规范附录一“新装电力变压器、油浸电抗器不需干燥的条件”进行综合分析判断后确定。

第 2.5.2 条 为了防止变压器、电抗器在干燥时绝缘老化或破坏，对各部温度必须控制。根据“电力工业技术管理法规”中规定：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℃，热风干燥时进口空气温度不得超过 100℃。在讨论中制造厂提出：现在的变压器、电抗器在铁芯底部垫有绝缘，箱底温度不得超过 100℃；代表们认为原 GBJ232 - 82 规定箱壁温度为 120 ~ 125℃ 太高，现改为 110℃。

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》(GB6450 - 86)的规定，干式变压器线圈的最高允许温度如下(按电阻法测量)：

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

第 2.5.3 条 变压器、电抗器真空加温干燥方法包括：热油循环抽真空干燥、热油喷雾循环干燥和绝缘高真空干燥等。采用这些方法，器身均需预热，因为在抽真空时，空气将膨胀而降温，并从空气中释放出潮气。如果器身温度低，则空气中释放出来的潮气将凝结在器身上，并吸入纸绝缘中。为此，在抽真空前，首先应消除所有漏气部位，并将器身加热到一定温度，以避免受潮的可能性；提升真空的速度也不宜太快，避免由于水分蒸发过快而使器身温度大幅度下降。故本条文作了有关器身预热和限制提升真空速度的规定。

关于器身预热的温度，美国标准提出绝缘的温度不低于 20℃。根据 piper 曲线，器身温度和抽的真空度成反比。如器身温度为 30℃ 以上时，抽真空到 0.01MPa，绝缘件表面的含水量可干燥到 0.5%，而在 0℃ 时，真空度一定要达到 0.001MPa 以下，才能干燥到 0.5%。故对器身的温度不作具体规定，但不得超过本规范第 2.5.2 条的规定。

不同等级的变压器、电抗器抽真空的极限允许值是根据现行国家标准《三相油浸式电力变压器技术参数和要求》(GB6451.1 ~ 5 - 86)中的规定。该规定只到 220kV 电压等级。220kV 变压器真空度为 0.101MPa，500kV 变压器、电抗器的油箱实际可抽真空到 0.101MPa 以上。故根据现行国家标准和实际情况作出本规范表 2.5.3 的规定。

当变压器带有有载调压切换装置时，调压切换装置应和器身同时抽真空，以免隔板变形。

第 2.5.4 条 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，增长率将慢下来，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 此次修订时改为 110kV 及以下者为 6h，220kV 及以上者为 12h，1982 年原规范规定以 35kV 及以下，60kV 及以上来划分是不大合适的，因为 35kV 和 60kV 基本属于一类。

目前，美国、日本等一些发达国家，在现场采用测量绝缘件表面的含水量来判断绝缘是否受潮或

干燥是否合格。我国华东地区某 500kV 工程在国外验收中也已采用这一方法，故将此种方法的标准也列入本规范，供有条件时采用。

该标准是根据日本电气协会“大型变压器现场安装规范”中的标准(见表 2.5.4-1)并参照美国标准而制定的。美国标准规定含水量为 0.5 %。

表 2.5.4-1

电压等级(kV)	现场干燥后绝缘件表面含水量(%)标准(重量)
500	0.5
154 ~ 275	1.0
154 以下	2.0

现场直接测量绝缘件中含水量比较困难，而采用平衡水蒸气压法测量则较简单(即利用绝缘纸中某一含水量，在某一温度下与一定的水蒸气压平衡的原理)，即测量油箱内的水蒸气压，再根据绝缘件中含水量与空气中水蒸气压的关系(piper 曲线)，求出内部绝缘件的含水量；如换成干燥空气，则根据这种气体的露点来推断。

这种方法的优点是：测量装置比较简单，可在安装过程中反复测量多次。美国、日本等国已普遍使用，而在我国则刚刚开始，尚未取得经验。

现将我国某变电站安装的日本东芝 167MVA 变压器在制造厂采用此法的例子摘录如下，供参考。该 500kV 变电站的 5 号变压器，于 1986 年 3 月 22 日 17 时 40 分开始抽真空，记录见表 2.5.4-2。

表 2.5.4-2

日期	真空度(torr)
3 月 22 日 18 时	0.3
3 月 22 日 19 时	0.12
3 月 22 日 20 时	0.1
3 月 22 日 21 时	0.09
3 月 22 日 22 时	0.08

在 3 月 22 日 22 时，即抽真空 5h 以后，进行真空漏泄试验和绝缘干燥程度判定。其步骤为：

一、停止真空泵运行；

二、用真空计(水银真空计较准确)测量真空度，每 2min 记录一次，连续 30min，其具体测量数据如表 2.5.4-3。

表 2.5.4-3

日期	真空度(torr)
3 月 22 日 22 时 2 分	0.08
3 月 22 日 22 时 4 分	0.08
3 月 22 日 22 时 6 分	0.085
3 月 22 日 22 时 8 分	0.085
3 月 22 日 22 时 10 分	0.085
3 月 22 日 22 时 15 分	0.09
3 月 22 日 22 时 20 分	0.09
3 月 22 日 22 时 25 分	0.09
3 月 22 日 22 时 30 分	0.095

将录取的数值在真空漏泄率表格上描绘成曲线(真空漏泄率曲线，见图 2.5.4 - 1)。按斜率趋势画直线，见图上部直线，直线的初始支点为 0.084torr，直线的最终支点为 0.094torr。

漏泄率 = [直线终点(torr) - 直线始点(torr)] / 30min

$$= (0.094 - 0.084) / 30$$

$$= 0.01(\text{torr}) / 30(\text{min})$$

一小时为 0.02(torr)。

工厂规定漏泄率标准为 0.2torr/h，实测数据为 0.02torr/h。绕组的温度为 44。

纸中含水量所反映的水蒸气压按初始点数值计。由绝缘物含水量和雾气水蒸气压平衡曲线图

2.5.4-2 上查出绝缘物的含水量为 0.017 %。

上述过程完毕后，继续抽真空(见表 2.5.4-4)。

表 2.5.4 - 4

日 期	真空度 (torr)	日 期	真空度(torr)
3月22日23时	0.08	3月23日7时	0.06
3月22日24时	0.07	3月23日8时	0.04
3月23日1时	0.07	3月23日9时	0.04
3月23日2时	0.06	3月23日10时	0.03
3月23日3时	0.06	3月23日11时	0.02
3月23日4时	0.06	3月23日12时	0.02
3月23日5时	0.06	3月23日13时	0.02
3月23日6时	0.06	3月23日14时	0.02

在3月23日14时，即抽真空21h以后再一次测量真空漏泄率和绝缘干燥程度判定，步骤同上所述。

真空漏泄记录如表 2.5.4-5。

表 2.5.4 - 5

日 期	真空度 (torr)	日 期	真空度(torr)
3月23日14时2分	0.02	3月23日14时15分	0.025
3月23日14时4分	0.02	3月23日14时20分	0.025
3月23日14时6分	0.025	3月23日14时25分	0.03
3月23日14时8分	0.025	3月23日14时30分	0.03
3月23日14时10分	0.025		

按上述举例相同方法描绘曲线如图 2.5.4-1 下部所示。

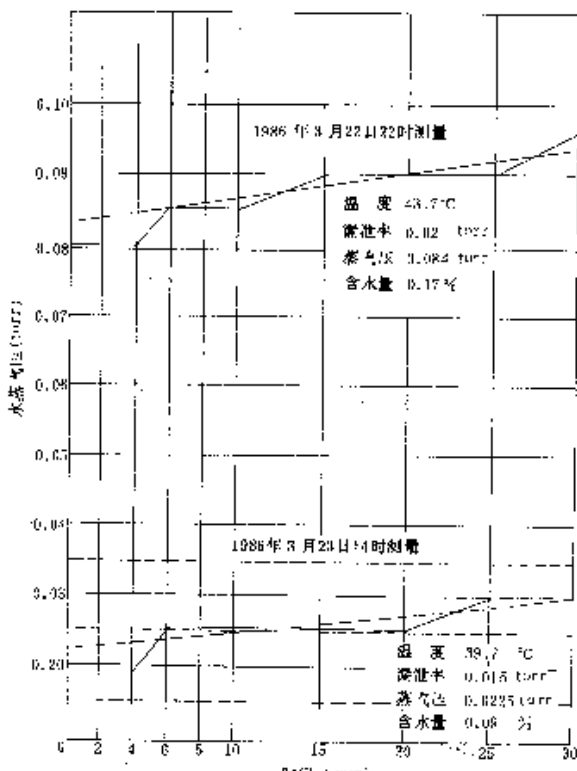


图 2.5.4-1 真空漏泄率曲线

$$\begin{aligned} \text{漏泄率} &= [0.03(\text{torr}) - 0.0255(\text{torr})] / 30(\text{min}) \\ &= 0.0075(\text{torr}) / 30(\text{min}) \end{aligned}$$

换算成一小时漏泄率为 $0.0075 \times 2 = 0.015$ (torr)/h。

绕组温度经过修正(东芝工厂修正曲线)，查 piper 绝缘物含水量和雾气水蒸气压力平衡关系曲线，得出绝缘物含水量为 0.09 %。

经过 22h 抽真空确认变压器绝缘干燥，即可进行真空注油。

注：东芝工厂温度曲线(未附上)仅适用于制造厂干燥出炉器身温度较高的变压器。而现场变压器因长期静置，其温度基本接近周围环境温度，不需要查找温度下降曲线。

作斜率趋势直线时，可用后半段的测点，作直线与 $t = 0$ 的交点，认为是纸中含水量反映的水蒸气压力(如图 2.5.4 - 3 所示)，再按 piper 图查出纸中含水量。

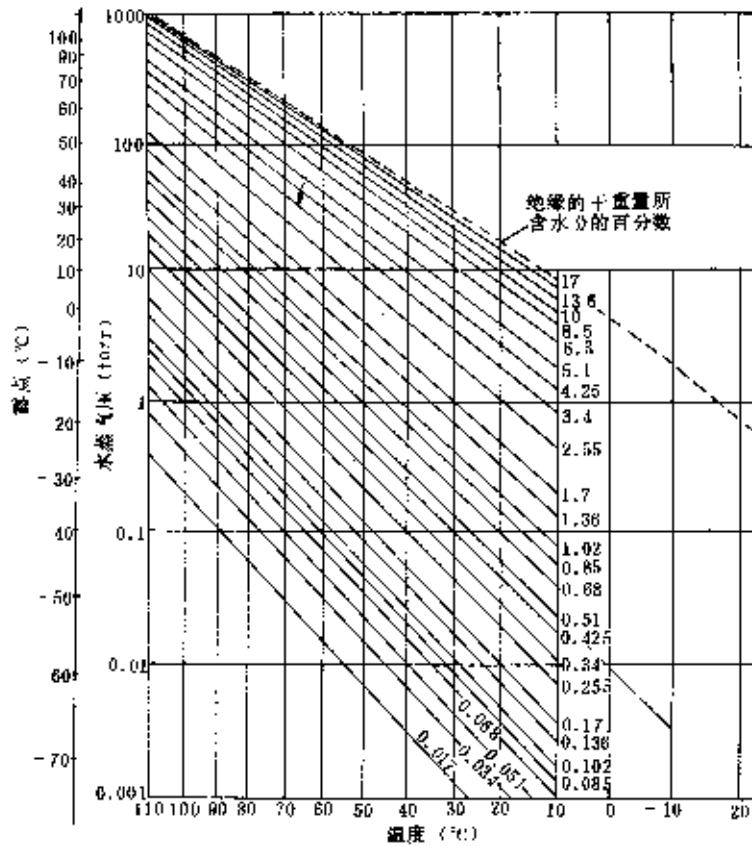


图 2.5.4-2 绝缘物含水量和水蒸气压力平衡曲线

注：本图摘自 J · D Piper Transaction Paper.

A · I · E · E · December 1946 · 65 pp.791-7 ·

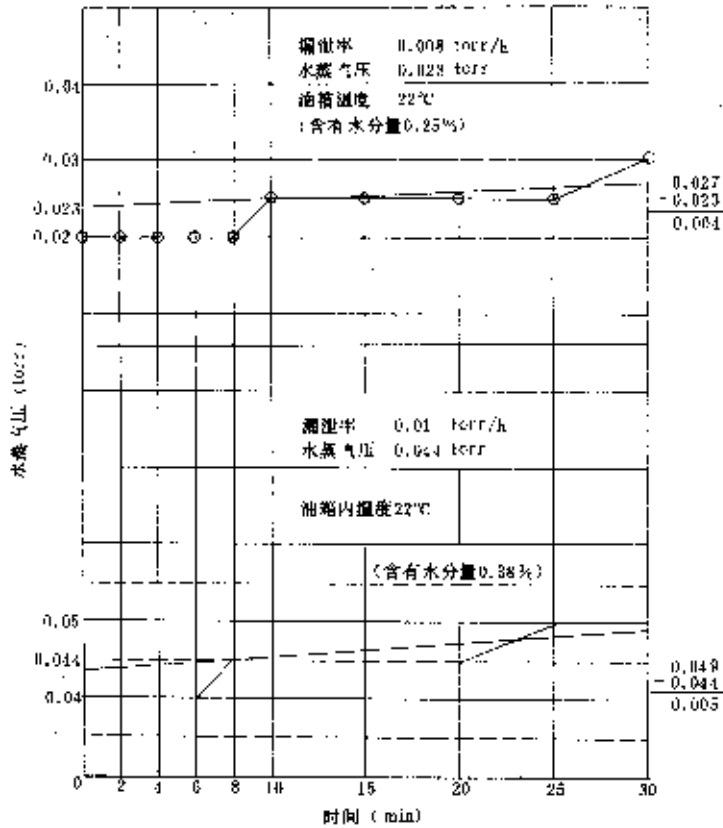


图 2.5.4-3 真空漏泄率实例

关于绕组温度，若变压器本体未加温，则绕组温度基本和环境温度一致。

第 2.5.5 条 变压器、电抗器经干燥处理后，应进行一次器身检查，检查绝缘紧固件是否松动及有无过热造成绝缘损伤的情况。如无条件及时检查时，应先注入合格的变压器油以防受潮，待准备工作就绪后再作器身检查。注入的油应预热至 $50 \sim 60$ 。为了避免绕组受潮，绕组的温度应高于油温，但高出多少为宜，各地执行不一，华东地区规定可高出 20 左右，华中地区规定可差 30 ，有的提出可差 10 。各地可视具体情况而定。

500kV 变压器在器身检查和附件安装完毕后，规定要进行热油循环，但热油循环后，不需再进行器身检查。

有的单位提出，变压器、电抗器干燥合格后，应先真空注以合格油，然后放油或吊出再进行器身检查，以免器身受潮，对器身绝缘更为有利，此法也可参考。

第六节 本体及附件安装

第 2.6.1 条 当变压器、电抗器内部故障时，为了使气体能顺利地进入气体继电器，故规定应使其顶盖沿气体继电器方向有 $1\% \sim 1.5\%$ 的升高坡度，此坡度值是按苏联标准规定，我国已多年采用此值。近年来引进的变压器、电抗器，如日本、欧美各国均不要求安装坡度，国内目前生产的高电压、大型变压器在结构上作了修改，也不要求安装坡度，故条文中又规定“制造厂规定不需安装坡度者除外”。

第 2.6.2 条 目前国内的变压器、电抗器渗漏油现象仍较普遍，其密封是关键，密封垫的质量是很重要的因素。目前变压器安装中都采用橡胶密封垫，但近来有的已采用了非橡胶的其它品质更好的耐油密封垫，强调了耐油的要求，不规定材质。对于密封垫的要求应该严格，必须无扭曲、变形、裂纹和毛刺。国外引进设备安装时，凡用过的密封垫都不再使用。根据我国实际情况，不作如此硬性规定，若有必要时，可在设备订货合同中提出要求。

第 2.6.3 条

一、切换开关油箱中的变压器油，其绝缘强度的要求，各个不同的制造厂有不同的规定，故条文规定应符合产品的技术要求。

二、切换开关油箱漏油时影响本体油箱内绝缘油的性能。在国产和进口变压器中均发生过此问题，故要求安装时其油箱应作密封试验，其试验压力值应由制造厂提供。

第 2.6.4 条

一、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，有的制造厂规定用 0.05MPa 表压力的压缩空气进行检查，持续 30min 应无渗油现象；1982 年原规范规定：“或用 0.7kg/cm² 表压力的变压器油进行检查，持续 30min，应无渗油现象”；在实际工程执行中，应按制造厂规定的压力值，持续 30min 应无渗油现象，若制造厂无规定时，可按上述两种方法中的任一方法进行检查试验。

2. 强迫油循环风冷却器的密封试验标准，变压器厂规定为 0.25MPa 的压力，持续 30min，应无渗漏。

3. 强迫油循环水冷却器的密封试验标准，制造厂规定为：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高于注油时数值，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，某制造厂规定水冷却器的油压高于水压 0.1 ~ 0.15MPa，而另一厂家规定应高于 0.08MPa。因运行时油压最高可达 0.2MPa 左右，故原规范根据全国审定会讨论决定：水冷却器的试验压力定为 0.25MPa，持续时间 1h，应无渗漏。

根据以上情况，本条文提出，压力按制造厂规定，持续时间 1h，水、油系统应分别检查无渗漏。

二、运到现场的冷却装置，由于出厂时未很好清理，加上现场保管不善，内部往往很脏、并曾发现有铁屑等杂物，如不很好冲洗，运行中脏物将冲入本体内，故规定安装前用合格油经净油机将其冲洗干净。

三、因以往曾发生风扇叶扭曲变形，造成冷却效率降低，故规定叶片应无扭曲变形。

四、油冷却器现场配制的外接管路，其内壁涂锈清理工作非常重要，以往曾发生过一台变压器因现场配制的油管中砂子、杂物未清洗干净而造成烧毁事故。内壁除锈不彻底，清洗不干净，造成的后果是严重的。

有的单位在清理干净后，管内壁涂以绝缘漆。据某厂介绍，外接油管可先喷砂，再用压缩空气吹，然后用蒸汽喷洗，效果良好，内壁则不必喷漆；关键在于必须彻底除锈并清洗干净，若除锈不尽，内壁所涂漆膜往往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。

五、水冷却装置停用时，应将水放尽，以免天寒冻裂。

第 2.6.5 条 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情况，胶囊破裂后即失去其应有的作用。检漏充气时务必缓慢，个别单位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。

第 2.6.6 条 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，某厂曾发生过一台 66kV 变压器，由于安装时不注意，放气塞位置未放置在最高点，致使空气放不出来而造成返工。为了便于套管安装，电流互感器和升高座的中心线应一致。

第 2.6.7 条

一、套管的试验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》的要求，当充油套管整体介质损失角不合格时，应检查套管中的绝缘油。经检查系由于绝缘油不合格所致，可将套管油换掉；当分析确认套管内部绝缘受潮时，应进行干燥处理。充油套管的干燥可在不解体情况下进行，可采用热油循环法，油温不宜超过 105℃。胶纸套管干燥时，规定温度不宜超过 90℃；当套管介质损失角正切值 $\tan \delta$ (%) 趋于稳定时，干燥可认为结束。对于密封式套管，尤其是 500kV 级的，若发现内部绝缘受潮时，应和制造厂联系解决。

二、110kV 及以上的套管干燥后应进行真空注油,以消除残留气体。真空注油应尽可能在 1.33 ~ 13.3Pa 的真空状态下进行,注油的速度不宜太快,以免妨碍残留气体的排除。

三、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。部分原因是因安装时不当所致,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。

四、近来,有的变压器厂制造的 500kV 变压器的高压套管与引出线的接口采用密封波纹盘(即魏德迈结构)结构,此种结构安装时较复杂,故应严格按制造厂的规定进行。以往有的单位由于未很好熟悉安装说明资料,安装完后,作局部放电试验时发现问题,只得返厂处理。

五、为便于观察套管的油位,油标应面向外侧。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。

第 2.6.8 条

一、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《气体继电器》(GB2107-77)的规定,气体继电器油速整定范围如下:

管路通径 80mm 者为 0.7 ~ 1.5m/s ;

管路通径 50mm 者为 0.6 ~ 1.0m/s 。

根据东北地区的 QJ1-80 规定,50 型瓦斯继电器检验规程规定的如下参数值,可供各地参考:

继电器整定范围:0.7 ~ 1.5m/s,偏差不应大于 0.05m/s;自然冷却的变压器为 0.8 ~ 1.0m/s;强油循环冷却的变压器为 1.0 ~ 1.2m/s;容量大于 200MVA 的变压器为 1.2 ~ 1.3m/s;500kV 等级的变压器为 1.3 ~ 1.4m/s;容量小于 1000kVA 的变压器为 0.7 ~ 0.8m/s;一般大型变压器宜取上限值。容量为 7500kVA 及以上的变压器,连接管径为 80mm;容量为 6300kVA 及以下的变压器,连接管径为 50mm;有载调压开关和瓦斯继电器连接管径为 25mm;其流速整定为 1.0m/s。

二、关于浮子式气体继电器,现制造厂已不再生产,故此次修订时,本规范不再列入。

第 2.6.9 条

一、施工现场往往发现由于出厂密封不良,安全气道及连通管有锈蚀情况,安装前必须予以清理干净,以免杂物进入变压器、电抗器内部。

二、1987 年某电厂一台 120MVA 变压器发生严重爆炸事故,除事故的直接原因外,事后发现安全气道隔膜为一薄铝片,并非制造厂原配材料;由于铝片是非脆性材料,起爆时虽然破损,但却堵塞油道,影响喷油防爆作用,导致变压器油箱内压力剧增而爆破。为此,强调对安全气道隔膜的材料和规格应符合产品的技术规定,不得任意代用。隔膜材料一般为玻璃板或酚醛纸板。

三、防爆隔膜破坏时,其信号将引至主控制室,为了信号准确,故要求防爆隔膜信号接线应正确,接触良好。

第 2.6.10 条 近几年大型变压器、电抗器都改为密封结构。采用压力释放装置,以使油与外部空气隔离。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。

安装压力释放装置时,应注意方向,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,合格后方能使用。凡经用户拆动过的阀门,制造厂不再保证原有的性能”。为此,现场不必进行校验。

第 2.6.11 条 对吸湿器油封油位的要求,是为了清除吸入空气中的杂质和水分。但对于胶囊式变压器,有些产品为使胶囊易于伸缩呼吸,规定不要油封,或少放油,则应该按产品的技术要求进行。

第 2.6.12 条 有些变压器制造厂生产的 YF 型强迫油循环风冷却器、其净油器可正反向安装,出入口无特殊标记,施工中曾发生多起装反净油器的情况,致使净油器过滤网装反,吸潮剂被冲入变压器内堵塞油路,影响冷却效率,甚至危及变压器出力。故安装时应引起注意。据生产厂家称,目前该种净油器的结构已作了修改。

第 2.6.13 条 大型变压器、电抗器上导气管数量较多,均应清理,以免脏物进入器身内,并应注意密封,杜绝潮气侵入变压器油和渗漏。

第 2.6.14 条 近几年引进的变压器装有测量绕组温度用的绕组温度计,今后国内也可能生产,该型温度计的整定应按制造厂的规定执行。

第 2.6.15 条 靠近箱壁的绝缘导线都是由变压器、电抗器的配电箱来的冷却器风扇电源和保护、信号回路导线，为避免这些导线损伤或腐蚀，靠近设备箱壁处应有保护，如用铁管、金属板或用金属软管等。安装时应注意美观、整齐。当为进口设备时，这些保护设施均由制造厂供给，对国内设备今后在订货时也应要求制造厂提供。

第七节 注 油

第 2.7.1 条 系根据能源部某研究所出版的“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》(GB7597-87)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。有关内容摘录于下：

在正常情况下，混油的技术要求满足以下五点：

(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。

根据以上原则，在新制订的《运行中变压器油质量标准》中，关于补充油和不同牌号油混合使用问题作了如下五条规定：

1) “不同牌号的油不宜混合使用，只有在必须混用的情况下方可混用”。变压器油不同牌号虽可混合使用，其油质性能不会发生特殊变化，但在万不得已，如实在购买不到同牌号油等情况，才能混用，理由如前述。

2) “被混合使用的油其质量均必须合格”。作此规定以防止在急于用油的情况下冒然混合，万一混合使用的油质不符合要求会造成不良影响。

3) “新油或相当于新油质量的不同牌号变压器油混合使用时，应按混合油的实测凝固点决定其是否可用”。设备内原来的运行油如混入低标号油品，其凝固点要上升。因而必须按混合的比例测其凝固点是否符合使用要求，不能认为其化学和电气性能都合格，就冒然混合使用。

4) “向质量已下降到接近运行中变压器油质量标准下限的油中加同一牌号的新油或接近新油标准的已使用过的油时，必须按照《电力系统油质试验方法》(YS-27-1-84)中规定预先进行混合油样的油泥析出试验。无沉淀物产生方可混合使用。若补加不同牌号的油，则还需符合第 3) 条的规定”。

运行中变压器油已经老化时，因老化油有溶解油泥的作用，油中含有氧化产物可能还未沉析出来。此时如加入一定量的新油或接近新油标准的使用过的油，因新油起到稀释作用，就反而会有沉淀物析出。这样不仅达不到混油目的，反而会产生油泥，这是有教训的。因此，在混合使用前必须进行油泥析出试验。

5) “进口油或来源不明的油与不同牌号运行油混合使用时，应按照《电力系统油试验方法》(YS-25-1-84)中规定预先进行参加混合的各种油及混合后油样的老化试验，当混油的质量不低于原运行油时，方可混合使用；若相混油都是新油，其混合油的质量应不低于最差的一种新油，并需符合第 3) 条的规定”。

这是因为进口油或来源不明的油中含有的添加剂，虽然能区分是氨类或酚类添加剂，但更具体的组份就不得而知。有的变压器油中还加入了部分合成油。所以必须作混油老化试验，要求其质量相对不低于运行油的试验结果。实际上若加入量大，混合油的质量应在运行油和加入新油之间。另外当两种新油混合时，是在新油都做过全分析，符合标准要求情况下，进行混油老化试验，混合后的油其质量不低于其中最差的一种新油，方可混合使用。

第 2.7.2 条 为了排除绝缘物中残留的空气和安装过程中进入器身绝缘物内的潮气，对于 220kV 及以上的变压器、电抗器必须进行真空处理。真空保持时间：美国一些公司规定 220 ~ 330kV 的变压器为 4h，专家们认为太短，故定为 8h；500kV 的变压器则根据全国有关大区的工程都为 24h，故规定为 24h。

为了提高干燥效果，器身应有一定的温度。抽真空时，残压越低越好，温度越高越好。但器身温度太高，现场有困难。若温度太低，按温度平衡曲线可知，要绝缘物保持同样的含水量，则残压必须保持更低，现场也很困难。美国国家标准《关于油浸变压器的安装导则》中提出为 20℃。此温度在南方问题不大；而在北方冬天由于器身检查时必须加温，在器身检查完毕时，一般仍有一定温度，则可加盖后及时抽真空。故规定宜高于 20℃。

第 2.7.3 条 本条强调了真空注油，并规定了真空度、注油速度等要求。

一、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，更有重要意义。

条文规定“110kV 者也宜采用真空注油”。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。

二、注油应按油速来控制较科学。如 220kV 变压器的油量由 10 多吨到 50 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。某厂规定为 10t/h，现有的净油机出力大都为 5000L/h，美国国家标准亦建议以此值。故规定“注油速度不宜大于 100L/min”。

三、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℃ 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。

四、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。

五、500kV 变压器、电抗器必须进行真空干燥处理，注完油后又将进行热油循环，质量有所保证。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 者在注满油后不继续保持真空。

六、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。

第 2.7.4 条

一、胶囊及气道隔膜承受不了真空注油时的压差，一些单位由于不注意，曾引起气道隔膜破裂并吸入油箱的事故，故予以明确。

二、有些变压器中主油箱与其它隔舱之间的隔板不能经受一侧全真空而另一侧为大气压的状况，在另一侧也必须形成真空，以免所造成的压力差将隔板损坏。各地区 500kV 变电所施工及验收规范中都有此规定。美国国家标准也有此规定。

第 2.7.5 条

一、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气过程，油从上部进入，可提高油质”。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，并不是解决油中的微水量和含气量，故仍规定从下部进油。

二、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，以保持围屏内外油压一致，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。

第 2.7.6 条 本条为了人身和设备的安全，要求可靠接地。美国国家标准《关于油浸变压器和安装导则》中特别提出注意：通过滤油纸的油可能形成一种静电电荷，当变压器充油时，这种电荷将传到变压器绕组上。在这种情况下，绕组上静电电压可能对人身及设备有危险。为避免这种可能性，在充油过程中，应把所有外露的可接近的部件及变压器外壳和滤油设备都可靠接地。以往各地区在 500kV 工程施工及验收规范中也都有此规定。

第八节 热油循环、补油和静置

第 2.8.1 条

一、规定“500kV 变压器、电抗器真空注油后必须进行热油循环”。因为 500kV 设备的器身作业时间较长，为彻底清除潮气和残留气体，国内外都要求注油后进行热油循环。

二、关于热油循环的时间及油温的规定，某厂开始生产一台 500kV 变压器时规定热油循环时间为 100h，但后来又在某 500kV 变压器的使用说明书中规定为：1) 36h；2) $3 \times$ 变压器总油量 / 通过滤油机每小时油量(小时)；华中、华北、华东地区 500kV 工程施工及验收规范中规定为 48h，但要求油箱内油温在 50℃，滤油机出口油温为 60℃，若温度达不到要求，可延长循环时间。某水电工程中，净油设备出口温度为 60℃，器身内油温为 50℃，热油循环时间为 72h。有些单位反映，油温很难达到 50℃，故规定：“净油设备的出口温度不应低于 50℃，油箱内温度不低于 40℃”，“热油循环时间不得少于 48h”。同时循环后的油应达到下列标准：

击穿电压 60kV / 2.5mm；

微水量 10ppm(体积比)；

含气量 1%；

tg δ 0.5%(90°)。

第 2.8.2 条 冷却器内的油，应与油箱主体内的油同时进行热油循环，这样可使变压器、电抗器内的油都经过处理，尤其是冷却器中的残余气体。但为了维持油箱内的温度可将潜油泵和阀门间断地开闭。

第 2.8.3 条 通过净油机注油时，难免要带入空气，补充油如从下部油阀进油，空气可能停留于器身上而使该处绝缘强度下降，所以本条规定应通过储油柜上专用油阀加注补充油，防止产生上述缺点。同时对排除空气予以提醒，否则易造成假油位和引起轻瓦斯动作。

第 2.8.4 条 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还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不浸油，且在运输过程中由于振动而把原浸入绝缘物中的油渐离出来，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十分困难的。首先，要知道气泡残留在什么部位，气泡的体积及形状如何；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确定标准。

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，24 以上；

140kV，36h 以上；

170kV , 42h 以上 ;

220kV , 48h 以上 ;

500kV , 72h 以上 ;

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 ,在本规范中作出规定 : 500kV 不少于 72h ; 220kV、 330kV 不少于 48h ; 110kV 以下不少于 24h。

第 2.8.5 条 变压器、电抗器注油静置后 ,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。

第 2.8.6 条 具有胶囊或隔膜的储油柜的变压器 ,其注油排气和油表加油等操作顺序要求与普通变压器不同 ,制造厂均有规定 ,注油时必须排尽储油柜及油表内的残存空气。不少单位由于未掌握注油方法 ,都曾发生过变压器跑油或假油位现象 ,故本条作了规定。

第九节 整体密封检查

第 2.9.1 条 密封检查主要是考核油箱及附件渗漏油情况 ,故规定 “应在储油柜上用气压或油压进行整体密封试验”。据了解 ,现在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。在北京进行初稿讨论会时决定压力为 0.03MPa ,不分是否密封结构。《三相油浸式电力变压器技术参数和要求》(GB6451.1-86)中规定 “变压器油箱及储油柜应承受 0.5 标准大气压的密封试验”,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 0.02 ~ 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 1600kVA 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”。

第十节 工程交接验收

第 2.10.1 条

一、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 ,一般都无带额定负荷的条件 ,故规定带一定负荷 ,按系统情况可供的最大负荷。

二、带一定负荷 ,并应连续 24h 后 ,即可认为试运行结束 ,可移交生产。条文中强调连续运行。

三、一些工厂企业变电站完工后 ,而其他生产用电工程尚未完工 ,无负荷可带 ,故提出空载运行 24h 也可交工。但变压器不经带负荷 24h 考核就移交生产 ,是不合适的。有些情况甲乙双方研究是否空载 24h 作为中间验收等其他办法来解决。

第 2.10.2 条

一、大型变压器的铁芯和夹件都经过套管引出接地 ,故规定铁芯和夹件的接地套管应予接地。以往工程中有过接地引下线不符合设计要求或接地焊接不牢而出现变压器损坏事故 ,故强调接地引下线及其与主接地网的连接应满足设计要求 ,接地应可靠。

二、为了尽量放出残留空气 ,强迫油循环的变压器、电抗器应起动全部冷却装置 ,进行循环 ,华中、东北、华北、华东地区 500kV 变压器都规定循环时间 4h 以上。

第 2.10.3 条

一、有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 ,故应引起十分注意。

二、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。

三、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组中的变压器，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，将消费很大的人力、物力及投产前的宝贵时间。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。

四、变压器、电抗器第一次全电压带电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 次是原规范经代表讨论确定的，并已执行多年。

第 2.10.4 条 进行交接验收时，应同时移交技术文件，这是新设备的原始档案资料和运行及检修时的依据。移交的资料应正确齐全。

第三章 互 感 器

第一节 一般规定

第 3.1.1 条 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，故运输时应直立运输，否则将造成内部损坏、渗漏。但 330kV 和 500kV 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的技术要求进行。

第 3.1.2 条 互感器整体起吊时，由于重量较重，利用瓷套或瓷套顶帽起吊，将使其受损伤，故须注意起吊部位，不得碰伤瓷套。

第 3.1.3 条 设备到达现场后，及时进行检查，以便发现问题及时处理，为安装工作进行创造条件。本条根据不同型式的互感器，提出了各自的检查内容和要求。对于卧倒运输的互感器，到现场不能及时安装而需卧倒保管一段时间，怎样抓紧检查油面及渗漏情况应引起注意。曾发现进口的 500kV 电流互感器卧放保管时间较长，直到安装吊直后，才发现一台油标无油；另一台由于运输不慎顶部散热片碰伤而渗漏油也看不见油面。由于是密封结构，不知油面是否在绝缘以下，故尚需判断内部是否受潮，花了大量的试验费，并带来很多困难工作。

第二节 器身检查

第 3.2.1 条

一、有关互感器吊芯检查问题，根据各有关单位的反映，在许多工程中，有的曾进行过吊芯检查，但均未发现问题，因此后来不再吊芯检查；有的施工单位认为互感器结构较简单，无必要吊芯，通过试验有怀疑时再吊芯检查；而且无论安装前是否吊芯检查的互感器投产后均未发生过问题；制造厂也认为互感器制造工艺较好，而现场的条件差，吊芯检查反而对绝缘不利，密封也不易达到要求，所以希望现场不要吊芯检查。对于 500kV 电流互感器，环境条件要求高，厂家均在防尘间进行，又为密封结构，不应在现场进行检查，若有问题应通知制造厂，在制造厂的参与或指导下进行吊芯检查。以往有的单位曾发生过互感器爆炸事故，但经过分析，都是因为顶盖密封不良，进水所致。

二、若需要进行器身检查时，本条规定了其检查项目及要 求。制造厂为查清原因，还可能进行其他的检查和测试，故应遵照制造厂的规定。

第 3.2.2 条 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 2.4.2 条的规定。

第 3.2.3 条 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。其残压值按原水电部防事故措施的规定。

第三节 安 装

第 3.3.1 条 瓷套式互感器多数利用瓷套帽中的耐油隔膜与外界空气隔绝，隔膜随温度的变化而伸缩。因此，在安装前需拆开顶盖检查油膜是否破损。以往发现互感器顶盖渗水情况较多，若隔膜破裂，水将直接进入油箱内。而互感器进水又往往是由于顶盖螺栓未拧紧或隔膜安放位置不妥所致，故须予以检查。现在有的制造厂，在产品出厂时将其封好，不允许打开，则安装时应注意保持铅封完好，不要打开检查以免损坏。

第 3.3.2 条 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作出具体规定，但对于油浸式互感器，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，要求在同一水平面上，极性方向应一致，做到整齐美观。

第 3.3.3 条 大型机组采用母线贯穿式互感器较多，对其安装要求作出了规定。

第 3.3.4 条 吸湿器出厂时，有时与本体分装发运，曾发现有些单位安装前未进行检查，有的不注意油封，致使呼吸器不起呼吸防潮作用，应引起注意。

第 3.3.5 条 有的制造厂在产品出厂时，加装了临时密封垫片，以往曾发现未将此垫片去掉，呼吸孔起不到呼吸防潮作用，故特别提出，以引起注意。

第 3.3.6 条 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，现场施工时如不注意将非同一套组件混装，将造成频率特性等不配合。也曾多次发生由于制造厂发货错误，各组件的编号不一致而退回制造厂的情况，故安装时须仔细核对成套设备的编号，按套组装不得错装。

各组件联接处的接触面，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取代中性凡士林。

第 3.3.7 条 220kV 及以上电容式电压互感器及 330kV 以上电流互感器，其顶部大都装有均压环，使电压分布均匀，均压环安装方向有规定，须予以注意。有的互感器具有保护间隙，安装时应按产品技术要求将保护间隙距离调整合适。否则保护间隙起不了应有的作用。

第 3.3.8 条 零序电流互感器的安装，除应按设计要求与导磁体或其它无关的带电体保持一定距离外，尚应注意不应使构架或其它导磁体与互感器铁芯直接接触或与其构成分磁回路。

第 3.3.9 条 本条对各种不同型式的互感器应接地之处都作了规定。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，故应按制造厂的规定进行接地；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。

第 3.3.10 条 互感器安装时，一般情况下无需补油，对是否需要补油以及补油时应注意什么事项，制造厂均有规定，应按制造厂的规定进行。

第 3.3.11 条 防爆膜在运输过程中，有可能由于振动、摇晃而损坏，故在出厂时有的加了一个保护罩或加装临时支撑，故现场安装时必须将临时支撑或保护罩拆除，否则防爆膜起不到防爆保护作用，应予以注意。

第四节 工程交接验收

第 3.4.1 条、第 3.4.2 条 竣工交接时，对设备的外观应进行检查，应符合要求。并应移交所有技术文件，这是新设备的原始档案资料和运行及检修时的依据，移交的资料应正确齐全，其试验报告应包括绝缘油的化验报告和设备的调整试验记录。