

第一编 牵引变电所检修作业标准

第 1 节 变压器（油浸式、干式）检修作业标准

一、适用范围

本标准规定了牵引变电所油浸式、干式变压器检修作业需做的准备工作、质量标准、作业程序及安全措施，适用于神朔铁路分公司管内变配电所 AT 变、动力变、主变及主变有载调压装置的检修作业。

二、编制依据

神朔铁路分公司《牵引变电所安全工作管理规则》《牵引变电所运行检修管理规则》。

三、准备工作

1. 作业组织：计划申报、工作票签发与审核、预想会、停电作业、作业结束等工作及安全措施，准备齐全安全用具及劳动防护用品，确认状态良好。
2. 仪器：绝缘电阻测试仪、直流电阻测试仪、介损测试仪、直流泄漏测试仪、变比测试仪器。
3. 工具：活扳手、组合开口扳手、组合套筒扳手、组合工具、改锥、万用表、人字梯、220 V 电缆盘、温湿度计。
4. 材料：短封线夹、抹布、导电膏、油瓶、白布带、相应线夹、螺栓、螺母。

四、变压器检修项目、检修工艺及试验标准

（一）变压器周期检测项目及检修工艺

1. 检查、清扫外壳和套管，必要时局部涂漆：用干净的棉纱或毛巾清扫变压器外壳及绝缘件，变压器的外壳均应清洁无油垢，工作接地及保护接地良好，绝缘件应无脏污、裂纹、破损和放电痕迹，瓷釉剥落面积不得超过 300 mm^2 。锈蚀面积不得超过总面积的 5%，超过时应除锈涂漆。

2. 检查、紧固法兰及各部螺栓，要求受力均匀适当，不得松动，并有防松措施，螺纹部分要涂油。压力释放阀、防爆管密封良好、膜片完整；变压器无渗漏油。

3. 检修呼吸器，干燥剂变色超过 2/3 时应更换失效的干燥剂。

4. 检查油枕及其隔膜，检查油位应与温度对应，若不对应的应查明原因并补油或放油，放出集污器内的积水和杂物。

5. 检修冷却装置，各个蝶阀及管路应畅通，风扇电机完好；进行手动启动风扇，风扇电机应能正常工作。

6. 检修瓦斯保护，各接点正常、动作正确，连接电缆无锈蚀，绝缘良好，瓦斯继电器无气体、无积水和渗油、引线良好、接线盒无积水或积油，应能正确给出跳闸及报警信号。

7. 检修温度计，各部零件和连线完好，指示正确。运行中的油浸自冷、风冷式变压器，其上层油温超过 70℃ 应报警；将通风控制开关打至自动位，风冷式变压器当上层油温超过 55℃ 时应自动启动风扇，45℃ 应自动停止风扇。

8. 检修基础、支撑部件、套管和引线。要求钢筋混凝土基础、杆塔、构架应完好，安装牢固，并不得有破损、下沉，各种引线不得松股、断股，连接要牢固，接触良好，张力适当，无过热，相间和对地距离均要符合规定。

9. 检查变压器本体端子箱及接线盒：箱体密封良好，无变形、破损、锈蚀，接地良好，箱内二次回路绝缘良好、接线正确、端子紧固、接触良好、整洁美观。

10. 检查分接开关位置：三相位置一致，同所主变位置相同，档位符合运行要求，配件齐全，密封良好。

11. 变压器及导管内的变压器油应进行试验，并满足变压器油试验标准。

12. 变压器应开展相关预防性试验，开展的项目、周期及要求按以下“(三)变压器试验标准”执行。

13. 试运行：检修调试结束，检修工作票消票后，再次确认各项断开的端子、连片、引线等已恢复正常，即装置已恢复正常状态。确认一次、二次设备正常，满足送电条件，由检修负责人通知变电值班员和供电调度，按照送电程序投入相关一次、二次设备。系统工频电压、电流加入屏内，利用综自后台、调试软件工具检查母线电压、测量电流、保护电流、相位角的值是否合理正确（尤其在线路上有负荷时注意观察），只有确认正常后检修人员才能离开。

(二) 变压器更新项目、检修工艺

根据设计文件并按照批复组织实施，更新改造后的设备应满足《铁路电力牵引供电工程质量检验评定标准》(TB 10421—2003)相关要求。

(三) 变压器试验标准

1. 变压器的试验项目、周期和要求见表 1.1.1。

表 1.1.1 变压器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	绕组直流电阻	1. 大修后； 2. 1~3 年； 3. 无载变更接头位置后； 4. 必要时	1. 1.6 MV·A 以上变压器，各绕组电阻相互间的差别不应大于三相平均值的 2%，无中性点引出的绕组 线间差别不应大于三相平均值的 1%； 2. 1.6 MV·A 及以下的变压器，各绕组电阻相间差别一般不大于三相平均值的 4%，线间差别一般不大于三相平均值的 2%； 3. 与以前相同部位测的值比较，其变化不应大于 2%	1. 如果电阻相间差在出厂时超过规定，制造厂已说明了这种偏差的原因，按要求中第 3 项执行； 2. 不同温度下的电阻值按下式换算： $R_2 = R_1 (T + t_2) / (T + t_1)$ 式中 R_1 、 R_2 分别为在温度 t_1 、 t_2 时的电阻值； T 为计算常数，铜导线取 235； 3. 封闭式电缆出线或 GIS 出线的变压器，电缆、GIS 侧绕组可不进行定期试验
2	绕组绝缘电阻、吸收比或（和）级化指数	1. 投运前； 2. 大修后； 3. 1~3 年； 4. 必要时	1. 绝缘电阻换算至同一温度下，与前一次测试结果相比应无明显变化； 2. 吸收比（10~30℃ 范围）不低于 1.3 或级化指数不低于 1.5。	1. 采用 2 500 V 或 5 000 V 兆欧表； 2. 测量前被试绕组应充分放电； 3. 测量温度以顶层油温为准，尽量使每次测量温度相近； 4. 尽量在油温低于 50℃ 时测量，不同温度下的绝缘电阻值一般可按下式换算： $R_2 = R_1 \times 1.5 (t_1 - t_2) / 10$ 式中： R_1 、 R_2 分别为温度 t_1 、 t_2 时的绝缘电阻值； 5. 吸收比和级化指数不进行温度换算
3	绕组的 $\tan\delta$	1. 交接时； 2. 大修后； 3. 1~3 年一次； 4. 必要时	1. 20℃ 时 $\tan\delta$ 不大于下列数值：66~220 kV 0.8%，35~66 kV 1%，35 kV 及以下 1.5%； 2. $\tan\delta$ 值与历年的数值比较不应有显著变化（一般不大于 30%）； 3. 试验电压如下： 绕组电压 10 kV 及以上，10 kV； 绕组电压 10 kV 以上，额定电压 U_n	1. 非被试绕组应接地或屏蔽； 2. 同一变压器各绕组 $\tan\delta$ 的值要求相同； 3. 测量温度以顶层油温为准，尽量使每次测量的温度相近； 4. 尽量在油温低于 50℃ 时测量； 5. 封闭式电缆出线的变压器只测量非电缆出线侧绕组的 $\tan\delta$

续表

序号	项目	周期	要求	说明												
4	电容型套管的 $\tan\delta$ 和电容值	1. 大修后； 2. 1~3年一次； 3. 必要时		1. 用正接法测量； 2. 测量时记录环境温度及变压器顶层油温												
5	交流耐压试验	1. 大修后(66kV及以下)； 2. 更换绕组后； 3. 必要时	油浸变压器试验电压值按中华人民共和国电力行业标准 DL/T596	1. 可采用倍频感应或操作波感应法； 2. 66 kV 及以下全绝缘变压器，现场条件不具备时，可只进行外施工频耐压试验												
6	铁心(有外引接地线的)绝缘电阻	1. 大修后； 2. 1~3年一次； 3. 必要时	1. 与以前测试结果相比无显著差别； 2. 运行中铁心接地电流一般不大于 0.1 A	1. 采用 2 500 kV 兆欧表(对运行年久的变压器可用 1 000 kV 兆欧表)； 2. 夹件引出接地的可单独对夹件进行测量												
7	穿心螺栓、铁轭夹件、绑扎钢带、铁心、线圈压环及屏蔽等的绝缘电阻	1. 大修后； 2. 必要时	220 kV 及以上者绝缘电阻一般不低于 500 M Ω ，其他自行规定。	1. 采用 2 500 kV 兆欧表(对运行年久的变压器可用 1 000 kV 兆欧表)； 2. 连接片不能拆开者可不进行												
8	绕组泄漏电流	1. 1~3年一次； 2. 必要时	1. 试验电压一般如下： <table border="1" data-bbox="651 1220 1013 1422"> <tr> <td>绕组额定电压/kV</td> <td>6~15</td> <td>20~35</td> <td>66~330</td> </tr> <tr> <td>直流试验电压/kV</td> <td>10</td> <td>20</td> <td>40</td> </tr> <tr> <td>泄漏电流/μA</td> <td>33</td> <td>50</td> <td>50</td> </tr> </table> 2. 与前一次测试结果相比应无明显变化	绕组额定电压/kV	6~15	20~35	66~330	直流试验电压/kV	10	20	40	泄漏电流/ μ A	33	50	50	读取 1 min 时的泄漏电流值
绕组额定电压/kV	6~15	20~35	66~330													
直流试验电压/kV	10	20	40													
泄漏电流/ μ A	33	50	50													
9	绕组所有分接的电压比	1. 分接开关引线拆装后； 2. 大修后； 3. 必要时	1. 各相应接头的电压比与铭牌值相比，不应有显著差别，且符合规律； 2. 电压 35 kV 以下，电压比小于 3 的变压器，电压比允许偏差为 $\pm 1\%$ ；其他所有变压器：额定分接电压比允许偏差为 $\pm 0.5\%$ ；其他分接的电压比应在变压器阻抗电压值(%)的 1/10 以内，但不得超过 $\pm 1\%$													

续表

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
10	校核单相变压器极性	更换绕组后	必须与变压器铭牌和顶盖上的端子标志相一致	
11	测温装置及二次回路试验	1. 1~3年一次; 2. 大修后; 3. 必要时	1. 密封良好, 指示正确, 测温电阻值应和出厂值相符; 2. 绝缘电阻一般不低于 1 MΩ	测量绝缘电阻采用 2 500 V 兆欧表
12	冷却装置及其二次回路检查试验	1. 1~3年一次(二次回路); 2. 大修后; 3. 必要时	1. 投运后, 流向、温升和声响正常, 无渗漏; 2. 绝缘电阻一般不低于 1 MΩ	测量绝缘电阻采用 2 500 V 兆欧表
13	套管中的电流互感器绝缘试验	1. 必要时; 2. 大修后	绝缘电阻一般不低于 1 MΩ	采用 2 500 V 兆欧表
14	全电压下空载合闸	大修后	1. 全部更换绕组, 空载合闸 5 次, 每次间隔 5 min; 2. 部分更换绕组, 空载合闸 3 次, 每次间隔 5 min	1. 在使用分接上进行; 2. 由变压器高压或中压侧加压; 3. 110 kV 及以上的变压器中性点接地
15	气体继电器及其二次回路试验	1. 1~3年一次(二次回路); 2. 大修后; 3. 必要时		
16	压力释放器校验	必要时	动作值与铭牌值相差应在 ± 10%范围内或按制造厂规定	
17	局部放电测量	1. 大修后(220kV及以上); 2. 更换绕组后(220 kV 及以上、120 MV·A 及以上); 3. 必要时	1. 在线端电压为 $1.5U_m/\sqrt{3}$ 时, 放电量一般不大于 500 pC; 在线端电压为 $1.3U_m/\sqrt{3}$ 时, 放电量一般不大于 300 pC; 2. 干式变压器按 GB 6450 规定执行	1. 试验方法符合 GB 1094.3 的规定; 2. 周期中“大修后”是指消缺性大修后

2. 干式变压器的试验项目、周期和要求见表 1.1.2。

表 1.1.2 干式变压器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	绕组直流电阻	1. 2 年； 2. 大修后	1. 相间差别一般不大于平均值的 4%，线间差别不应大于平均值的 2%； 2. 与以前相同部位测得值比较，其变化不应大于 2%； 3. 电抗器参照执行	不同温度下的电阻值按下式换算： $R_2 = R_1 (T + t_2) / (T + t_1)$ 式中： R_1 、 R_2 分别为在温度 t_1 、 t_2 时的电阻值； T 为电阻温度常数，铜导线取 235，铝导线取 225
2	绕组、铁心绝缘电阻	1. 2 年； 2. 大修后	绝缘电阻换算至同一温度下，与前一次测试结果相比应无明显变化，一般不低于上次值的 70%	采用 2 500 V 或 5 000 V 兆欧表
3	交流耐压试验	1. 2 年； 2. 大修后 (66 kV 及以下)	全部更换绕组时，按出厂试验电压值；部分更换绕组和定期试验时，按出厂试验电压值的 0.85 倍	
4	测温装置及二次回路试验	1. 2 年； 2. 大修后	1. 按制造厂的技术要求； 2. 指示正确，测温电阻应和出厂值相符； 3. 绝缘电阻一般不低于 1 MΩ	1. 采用 2 500 V 兆欧表(对运行年久的变压器可用 1 000 V 兆欧表)； 2. 连接片不能拆开者可不进行

(四) 变压器油试验标准

1. 运行中的变压器油的试验项目和要求见表 1.1.3，试验周期如下：

(1) 66~110 kV 变压器、电抗器和 1 000 kV·A 及以上的所用变压器、动力变压器的变压器油试验周期为 1 年；试验项目有序号 1、2、3、6，必要时的试验项目有 5、8、9。

(2) 35 kV 及以下的变压器油试验周期为 3 年；试验项目为序号 6。

(3) 新变压器、电抗器投运前、大修后油试验项目有序号 1、2、3、4、5、6、7、8、9。

(4) 互感器、套管油的试验，结合油中的溶解气体色谱分析试验进行。

(5) 序号 11 项目在必要时进行。

2. 变压器油的试验项目和要求见表 1.1.3。

表 1.1.3 变压器油的试验项目和要求

序号	项 目	周 期	要 求		说 明
			投入运行前的油	运行油	
1	外观	1. 注入设备前后的新油； 2. 运行中取油样时进行； 3. 一年一次	透明，无杂质或悬浮物		将油样注入试管中冷却至 5℃，在光线充足的地方观察
2	水溶性酸 pH 值	1. 注入设备前后的新油； 2. 运行中 66 ~ 500 kV 设备一年一次，其余自定	5.4	4.2	按《运行中变压器油、汽轮机油水溶性酸测定法(比色法)》(GB 7598)进行试验
3	酸值 (mgKOH/g)	1. 注入设备前后的新油； 2. 运行中 66 ~ 500 kV 设备一年一次，其余自定	0.03	0.1	按《石油产品酸值测定法》(GB 264)或《运行中变压器油、汽轮机油酸值测定法(BTB法)》(GB 7599)进行试验
4	闪点(闭口)/°C	1. 注入设备前后的新油； 2. 必要时	140(10号、25号油)； 135(45号油)	1. 不应比左栏要求低 5℃； 2. 不应比上次测定值低 5℃	按 GB 261《石油产品闪点测定法》进行试验
5	水分 (mg/L)	1. 准备注入设备的新油； 2. 运行中 330 kV、500 kV 设备一年一次； 3. 运行中 66 ~ 220 kV 设备必要时	1. 110 kV 及以下， 20； 2. 220 kV， 15； 3. 330~500kV， 10	1. 110 kV 及以下， 35； 2. 220 kV， 25； 3. 330~500 kV， 15	运行中设备测量时应注意温度的影响，尽量在顶层油温高于 50℃时采样，按 GB 7600《运行中变压器油、水分测定法(气相色谱法)》或 GB 7601《运行中变压器油水分含量测定法(库仑法)》进行试验
6	击穿电压/kV	1. 注入设备前后的新油； 2. 运行中(35 kV 及以上设备、厂用变压器)一年一次； 3. 必要时	1. 15 kV 以下， 30； 2. 15~35kV， 35； 3. 66~220kV， 40； 4. 330 kV， 50； 5. 500 kV， 60	1. 15 kV 以下， 25； 2. 15~35 kV， 30； 3. 66~220 kV， 35； 4. 330 kV， 40； 5. 500 kV 50	按《绝缘油介电强度测定法》(GB/T 507)和《电力系统油质试验方法绝缘油介电强度测定法》(DL/T 429.9)进行试验

续表

序号	项 目	周 期	要 求		说 明
			投入运行前的油	运行油	
7	界面张力 (25 °C)	1. 注入设备前的新油； 2. 运行中 330 kV、500 kV 设备一年一次； 3. 必要时	35	19	按《石油产品油对水界面张力测定法（圆环法）》（GB/T 6541）进行试验
8	$\tan\delta$ (90 °C) /%	1. 准备注入设备的新油； 2. 运行中 330 kV、500 kV 设备一年一次； 3. 运行中 66 ~ 220 kV 设备，必要时	1. 注入前： 0.5 2. 注入后： 220 kV 及以下 1；500 kV 0.7	4	按《液体绝缘材料工频相对介电常数介质损耗因数和体积电阻率的试验方法》（GB/T 5654）进行试验
9	体积电阻率 (90 °C) / $\Omega \cdot m$	1. 准备注入设备的新油； 2. 运行中 330 kV、500 kV 设备，一年一次； 3. 运行中 66 ~ 220 kV 设备，必要时	6×10^{10}	500 kV： 10^{10} ； 220 kV 及以下： 3×10^9	按《绝缘油体积电阻率测定法》（DL/T 421）或《液体绝缘材料工频相对介电常数介质损耗因数和体积电阻率的试验方法》（GB/T 5654）进行试验
10	油中含气量(体积分数) /%	1. 准备注入设备的新油； 2. 运行中 330 kV、500 kV 设备一年一次	1	一般不大于 3	按 DL/T 421 或 DL/T 450 进行试验
11	油泥与沉淀物 (质量分数) /%	必要时		一般不大于 0.02	按 GB/T 511 试验，若只测定油泥含量，试验最后采用乙醇—苯（1 : 4）将油泥洗净于恒重容器中称重

3. 绝缘油中溶解气体色谱分析的周期和要求见表 1.1.4。

表 1.1.4 绝缘油中溶解气体色谱分析的周期和要求

序号	名称	周 期	要 求	说 明
1	变 压 器	1. 220 kV 及以上的所有变压器在新装、大修、更换绕组投运后的第 4、10、30 天各做一次；	1. 新装变压器的油中任一项溶解气体的含量不得超过下列数值： 总烃：20 $\mu\text{L/L}$ ； H_2 ：10 $\mu\text{L/L}$ ； 乙炔：0 $\mu\text{L/L}$ 。	1. 总烃包括 CH_4 、 C_2H_6 、 C_2H_4 和 C_2H_2 四种气体。 2. 溶解气体组分含量的单位为 $\mu\text{L/L}$ 。溶解气体组分含量有增长趋势时，可结合产气速率判断，必要时缩短周期进行追踪分析。