

中华人民共和国国家标准

三相油浸式电力变压器 技术参数和要求

GB/T 6451—1995

代替 GB 6451.1~6451.5—86

Specification and technical requirements
for three phase oil immersed power transformers

1 主题内容与适用范围

本标准规定了 30~360 000 kV·A, 6、10、35、63、110、220、330 kV 级三相油浸式电力变压器的性能参数、技术要求、测试项目及标志、起吊、安装、运输和贮存。

本标准适用于电压等级为 6~330 kV 级, 额定容量为 30~360 000 kV·A, 额定频率 50 Hz 的三相油浸式电力变压器。

2 引用标准

下列标准所包含的条文, 通过在本标准中引用而构成本标准的条文。本标准出版时, 所示版本均为有效。所有标准都会被修订, 使用本标准的各方应探讨使用下列标准最新版本的可能性。

GB 1094.1~1094.5—85 电力变压器

GB 2900.15—82 电工名词术语 变压器 互感器 调压器 电抗器

GB 10237—88 电力变压器 绝缘水平和绝缘试验 外绝缘的空气间隙

GB 7595—87 运行中变压器油质量标准

第一篇 6、10 kV 电压等级

3 性能参数

3.1 额定容量、电压组合、联结组标号及性能参数应符合表 1~3 的规定。

表 1 30~1 600 kV·A 双绕组无励磁调压变压器

额定容量 kV·A	电压组合			联结组 标号	空载损耗 kW		负载损耗 kW	空载电流 %	阻抗 电压 %
	高压 kV	高压分 接范围 %	低压 kV		组 I	组 II			
30	6	±5	0.4	Y,yn0	0.14	0.15	0.80	2.8	4
50				Y,yn0	0.19	0.19	1.15	2.5	
63					0.22	0.23	1.40	2.4	
80				D,yn11	0.25	0.28	1.65	2.2	
100					0.29	0.33	2.00	2.1	
125				Y,zn11	0.34	0.38	2.45	2.0	
160					0.39	0.47	2.85	1.9	
200				D,yn11	0.47	0.55	3.50	1.8	
250					0.57	0.66	4.00	1.7	
315				Y,yn0	0.68	0.78	4.80	1.6	
400					0.81	0.94	5.80	1.5	
500				D,yn11	0.97	1.10	6.90	1.4	
630					1.15	1.33	8.10	1.3	
800				Y,yn0	1.40	1.60	9.90	1.2	
1 000					1.65	1.90	11.60	1.1	
1 250				D,yn11	1.95	2.25	12.20	1.3	
1 600	2.35	2.70	13.80		1.0				
						14.50	1.2	4.5	
						16.50	0.9		
						17.30	1.1		

注：① 表中斜线上方的数值为 Y,yn0 联结组变压器用，斜线下方的数值为 D,yn11 或 Y,zn11 联结组变压器用。

② 根据要求变压器的高压分接范围可供 $\pm 2 \times 2.5\%$ 。

③ 根据使用部门要求可提供低压为 0.69 kV 的变压器。

④ 表中所列组 II 数据为过渡标准。

表 2 630~6 300 kV·A 双绕组无励磁调压变压器

额定容量 kV·A	电压组合			联结组 标号	空载损耗 kW		负载损耗 kW	空载电流 %	阻抗 电压 %
	高压 kV	高压分 接范围 %	低压 kV		组 I	组 II			
630	6 6.3 10 10.5 11	±5	3 3.15 6.3	Y,d11	1.15	1.30	8.1	1.3	4.5
800					1.40	1.54	9.9	1.2	5.5
1 000					1.65	1.80	11.6	1.1	
1 250					1.95	2.20	13.8	1.0	
1 600					2.35	2.65	16.5	0.9	
2 000					2.80	3.10	19.8	0.9	
2 500					3.30	3.65	23.0	0.8	
3 150					3.90	4.40	27.0	0.8	
4 000					4.80	5.30	32.0	0.7	
5 000					5.70	6.40	36.7	0.7	
6 300	11		6.3	6.80	7.50	41.0	0.6		

注：① 根据要求变压器的高压分接范围可供±2×2.5%。

② 表中所列组 I 数据为过渡标准。

表 3 200~1 600 kV·A 双绕组有载调压变压器

额定容量 kV·A	电压组合			联结组 标号	空载损耗 kW		负载损耗 kW	空载电流 %	阻抗 电压 %	
	高压 kV	高压分 接范围 %	低压 kV		组 I	组 II				
200	6 6.3 10	±4×2.5	0.4	Y,yn0 D,yn11	0.47	0.54 / 0.55	3.40 / 3.60	1.8 / 1.9	4.0	
250					0.57	0.64 / 0.66	4.00 / 4.10	1.7 / 1.8		
315					0.68	0.76 / 0.78	4.80 / 4.90	1.6 / 1.7		
400					0.81	0.92 / 0.94	5.80 / 6.00	1.5 / 1.6		
500					0.97	1.08 / 1.10	6.90 / 7.15	1.4 / 1.5		
630					1.24	1.40	8.50	1.3		4.5
800					1.51	1.66	10.40	1.2		
1 000					1.77	1.93	12.20	1.1		
1 250					2.08	2.35	14.50	1.0		
1 600					2.66	3.00	17.30	0.9		

注：① 根据使用部门的需要可提供高压绕组为 10.5 及 11 kV。

② 表中斜线上方的数值为 Y,yn0 联结组变压器用；斜线下方的数值为 D,yn11 联结组变压器用。

③ 根据使用部门的要求可提供低压为 0.69 kV 的变压器。

④ 表中所列组 II 数据为过渡标准。

3.2 表1、表2、表3中的高压绕组各分接电压见表4及表5。

表4 ±5%分接时高压绕组各分接电压

V

分接 %	分 接 电 压									
	线	相	线	相	线	相	线	相	线	相
+5	6 300	3 637	6 600	3 811	10 500	6 062	11 000	6 351	11 550	6 668
主分接	6 000	3 464	6 300	3 637	10 000	5 774	10 500	6 062	11 000	6 351
-5	5 700	3 291	6 000	3 464	9 500	5 485	10 000	5 774	10 450	6 034

表5 ±7.5%或±10%分接时高压绕组各分接电压

V

电压	分 接 %									
	+10	+7.5	+5	+2.5	主分接	-2.5	-5	-7.5	-10	
线	6 600	6 450	6 300	6 150	6 000	5 850	5 700	5 550	5 400	
相	3 811	3 724	3 637	3 551	3 464	3 377	3 291	3 204	3 118	
线	6 930	6 772	6 615	6 457	6 300	6 143	5 985	5 828	5 610	
相	4 001	3 910	3 819	3 728	3 637	3 564	3 455	3 364	3 273	
线	11 000	10 750	10 500	10 250	10 000	9 750	9 500	9 250	9 000	
相	6 351	6 206	6 062	5 918	5 774	5 630	5 485	5 342	5 198	

4 技术要求

4.1 按本标准制造的变压器应符合 GB 1094.1~1094.5 的规定。

4.2 本标准变压器的名词术语按 GB 2900.15 的规定。

4.3 安全保护装置

800~6 300 kV·A 的变压器应装有气体继电器,其接点容量不小于 66 V·A(交流 220 V 或 110 V),直流有感负载时,不小于 15 W。

积聚在气体继电器内的气体数量达到 250~300 mL 或油速在整定范围内时,应分别接通相应的接点。气体继电器的安装位置及其结构应能观察到分解出气体的数量和颜色,而且应便于取气体。

根据使用部门与制造厂协商,800 kV·A 以下的变压器也可供气体继电器。

800~6 300 kV·A 的变压器应装有压力保护装置,当内部压力达到 50 kPa 时(对一般结构之油箱),应可靠释放压力。

4.4 油保护装置

装有储油柜的变压器,其储油柜结构应便于清理内部。储油柜的容积应保证在周围气温 40℃ 满载状态下油不溢出,在 -30℃ 未投入运行时,观察油位计应有油可见。

储油柜的一端应装有油位计,且应表示出变压器未投入运行时,相当于油温为 -30℃、+20℃ 和 +40℃ 三个油面标志。

储油柜应有注油、放油和排污油装置。

100~6 300 kV·A 的变压器(带有充氮保护的产品除外),储油柜上均应加装带有油封的吸湿器。

3 150~6 300 kV·A 的变压器应装带有隔膜油保护的储油柜或装设净油器。净油器内部须装吸附剂(如硅胶等)。

4.5 油温测量装置

变压器应有供玻璃温度计用的管座。管座应设在油箱的顶部,并伸入油内为 120 ± 10 mm。

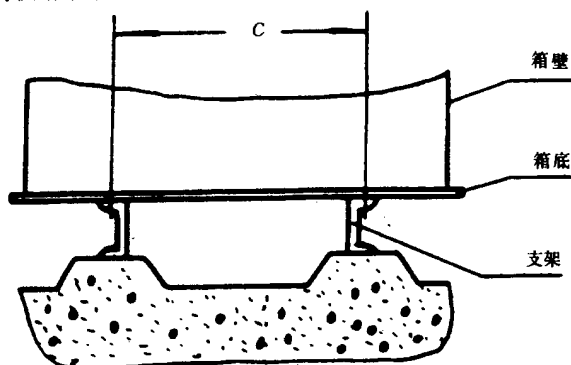
1 000~6 300 kV · A 的变压器,须装设户外式信号温度计。信号接点容量在交流电压 220 V 时,不低于 $50 \text{ V} \cdot \text{A}$,直流有感负载时,不低于 15 W。温度计的准确级应符合相应标准。

信号温度计的安装位置应便于观察。

4.6 变压器油箱及其附件的技术要求

4.6.1 变压器一般不供给小车,但箱底支架的焊接位置应符合图 1 的规定。

注:根据使用部门需要也可供给小车。



C 尺寸可按变压器大小选择为 300、400、550、660、820、1 070 mm

图 1 (长轴方向)

4.6.2 在油箱的下部壁上应装有统一型式油样活门。315~6 300 kV · A 的变压器油箱底部应有排油装置。

4.6.3 套管接线端子连接处,在空气对空气的温升不大于 55 K,在油中对油的温升不大于 15 K。

4.6.4 安装套管的油箱开孔直径按表 6 的规定。

表 6

电 压 kV	开孔直径 mm			
	300 A 及以下	400~600 A	800~1 200 A	2 000~3 000 A
0.4	80	50	60	85
6~10	70	75	110	110

4.6.5 安装无励磁分接开关的结构应符合表 7 的规定。

表 7

电 流 A	箱盖开孔直径 mm	分接开关在油箱内总高度 (不大于),mm	定位板边缘距分接开关中心 mm
125	40^{+1}_0	150	35~40,定位方向应对准中间分接位置
400		200	

4.6.6 变压器铁心和较大金属结构零件均应通过油箱可靠接地。

4.6.7 变压器的油箱下部应装有足够大的放油阀。

4.6.8 变压器上的组件应符合相应的标准。

5 测试项目

5.1 除应符合 GB 1094.1~1094.5 所规定的试验项目外,还应符合下列规定。

5.2 直流电阻不平衡率:对于 1 600 kV·A 及以下的变压器,其不平衡率为 4%,线为 2%;2 000~6 300 kV·A 的变压器,其不平衡率(有中性点引出时)为 2%,线(无中性点时)为 2%。应以三相实测最大值减最小值作分子,三相实测平均值作分母计算。

注:① 对所有引出的相应端子间的电阻值均应进行测量比较。

② 如果三相变压器的直流电阻值,由于线材及引线结构等原因超过 5.2 条规定时,除应在出厂试验记录中记录出具体实测值外,尚应写明引起这一偏差的原因,使用单位应按出厂实测值进行比较。

5.3 提供变压器绝缘电阻的实测值,测试通常是在 10~40℃ 和相对湿度小于 85% 时进行。当测量温度不同时,可按表 8 绝缘电阻换算系数折算之。

表 8

温度差 K	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
换算系数 A	1.2	1.5	1.8	2.3	2.8	3.4	4.1	5.1	6.2	7.5	9.2	11.2

如果测量绝缘电阻值的温度差,不是表中所列的数值时,其换算系数可用线性插值法确定。其校正到 20℃ 也可用下列公式计算:

$$\text{当测量温度在 } 20^{\circ}\text{C 以上时} \quad R_{20} = AR_T$$

$$\text{当测量温度在 } 20^{\circ}\text{C 以下时} \quad R_{20} = R_T/A$$

式中: R_{20} ——校正到 20℃ 的绝缘电阻值, $M\Omega$;

R_T ——在测量温度下的绝缘电阻值, $M\Omega$;

A——换算系数;

K——实测温度与 20℃ 温度差的绝对值。

5.4 变压器须进行密封试验,历经 12 h 应无渗漏和损伤。其试验压力如下:

a. 一般结构油箱(包括储油柜带隔膜的密封式变压器油箱)应承受 40 kPa 的压力。

b. 波纹式油箱结构:315 kV·A 及以下应承受 20 kPa 压力;400 kV·A 及以上应承受 15 kPa 压力。

其剩余压力不得小于规定值的 70%。

5.5 变压器油箱及储油柜(如果有)应进行强度(正压)试验,历经 5 min 应无损伤及不得出现不允许的永久变形。本试验为型式试验。其试验压力如下:

a. 一般结构油箱试验压力为 50 kPa。

b. 波纹式油箱,对于 315 kV·A 及以下者为 20 kPa;而 400 kV·A 及以上者为 15 kPa。

6 标志、起吊、安装、运输和贮存

6.1 变压器的套管及储油柜的位置如图 2、图 3 所示。

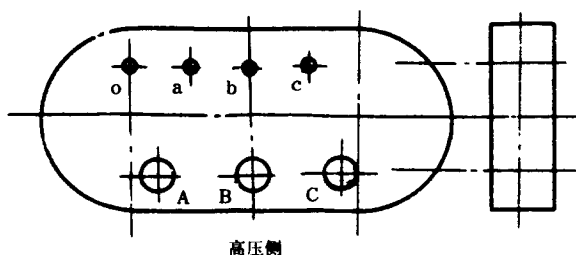


图 2 10 kV 级双绕组变压器

(适用范围:1. 额定容量为 1600 kV·A 及以下;2. 联结组标号为 Y,yn0;D,yn11;Y,zn11。)

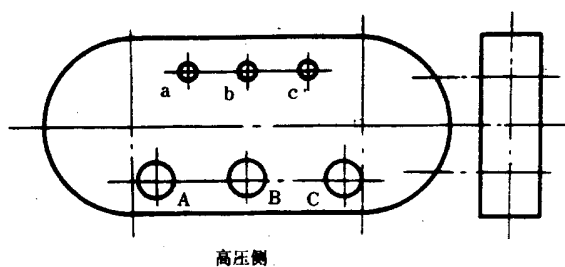


图 3 10 kV 级双绕组变压器

(适用范围:1. 额定容量为 6 300 kV · A 及以下;2. 联结组标号为 Y,d11。)

注:对于有载调压变压器其有载分接开关置于 A 相线圈外侧沿油箱长轴之端头部位。

- 6.2 变压器须具有承受变压器总重的起吊装置。变压器器身、油箱、可拆卸结构的储油柜、散热器和净油器等均应有起吊装置。
- 6.3 变压器内部结构应在经过正常的铁路、公路及水路运输后相互位置不变,紧固件不松动。变压器的组、部件如套管、散热器、阀门和储油柜等的结构及布置位置,应不妨碍吊装、运输及运输中紧固定位。
- 6.4 整体运输时,应保护变压器的所有组、部件如储油柜、套管、阀门及散热器(管)等不损坏和受潮。
- 6.5 成套拆卸的组件和零件(如气体继电器、套管、温度计及紧固件等)的包装应保证经过运输、贮存、直到安装前不损伤和不受潮。
- 6.6 成套拆卸的大部件(如散热器、净油器和储油柜等)运输时一般不装箱,但应保证不受损伤,根据使用部门的要求也可装箱运输。在整个运输与贮存过程中不得进水和受潮。

第二篇 35 kV 电压等级

7 性能参数

7.1 额定容量、电压组合、联结组标号及性能参数应符合表 9~表 11 的规定。

表 9 50~1 600 kV · A 双绕组无励磁调压配电变压器

额定容量 kV · A	电压组合			联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	阻抗电压 %
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV					
50	35	±5	0.4	Y,yn0	0.265	1.35	2.8	6.5
100					0.37	2.25	2.6	
125					0.42	2.65	2.5	
160					0.47	3.15	2.4	
200					0.55	3.70	2.2	
250					0.64	4.40	2.0	
315					0.76	5.30	2.0	
400					0.92	6.40	1.9	
500					1.08	7.70	1.9	
630					1.30	9.20	1.8	
800					1.54	11.00	1.5	
1 000					1.80	13.50	1.4	
1 250					2.20	16.30	1.2	
1 600					2.65	19.50	1.1	

注:根据要求变压器的高压分接范围可供±2×2.5%。

表 10 800~31 500 kV·A 双绕组无励磁调压电力变压器

额定容量 kV·A	电压组合			联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	阻抗电压 %	
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV						
800	35	±5	3.15 6.3 10.5	Y,d11	1.54	11.0	1.5	6.5	
1 000					1.80	13.5	1.4		
1 250					2.20	16.3	1.3		
1 600					2.65	19.5	1.2		
2 000					3.40	19.8	1.1		
2 500					4.00	23.0	1.1		
3 150	35 38.5	±5	3.15 6.3 10.5		4.75	27.0	1.0	7.0	
4 000					5.65	32.0	1.0	7.0	
5 000					6.75	36.7	0.9	7.0	
6 300					8.20	41.0	0.9	7.5	
8 000	35 38.5	±2×2.5	3.15 3.3 6.3 6.6 10.5 11		YN,d11	11.5	45	0.8	7.5
10 000						13.6	53	0.8	7.5
12 500				16.0		63	0.7	8.0	
16 000				19.0		77	0.7	8.0	
20 000				22.5		93	0.7	8.0	
25 000				26.6		110	0.6	8.0	
31 500				31.6		132	0.6	8.0	

注：根据要求变压器的高压分接范围可供±2×2.5%。

表 11 2 000~12 500 kV·A 双绕组有载调压变压器

额定容量 kV·A	电压组合			联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	阻抗电压 %
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV					
2 000	35	±3×2.5	6.3 10.5	Y,d11	3.60	20.80	1.4	6.5
2 500					4.25	24.15	1.4	
3 150	35 38.5	±3×2.5	6.3 10.5		5.05	28.90	1.3	7.0
4 000					6.05	34.10	1.3	
5 000					7.25	40.00	1.2	
6 300					8.80	43.00	1.2	
8 000	35 38.5	±3×2.5	6.3;6.6 10.5 11	YN,d11	12.30	47.50	1.1	7.5
10 000					14.50	56.20	1.1	
12 500					17.10	66.50	1.0	

7.2 在分接级数和级电压不变的情况下,允许增加负分接级数 $\left(\begin{smallmatrix} +1 \\ -3 \end{smallmatrix}\right) \times 2.5\%$ 或增加正分接级数 $\left(\begin{smallmatrix} +3 \\ -1 \end{smallmatrix}\right) \times 2.5\%$ 。

8 技术要求

- 8.1 按本标准制造的变压器应符合 GB 1094.1~1094.5 的规定。
- 8.2 本标准变压器的名词术语按 GB 2900.15 的规定。
- 8.3 安全保护装置

8.3.1 800~31 500 kV·A 的变压器应装有气体继电器,其接点容量不小于 66 V·A(交流 220 V 或 110 V),直流有感负载时,不小于 15 W。

积聚在气体继电器内的气体数量达到 250~300 mL 或油速在整定范围内时,应分别接通相应的接点。气体继电器的安装位置及其结构应能观察到分解出气体的数量和颜色,而且应便于取气体。

注:根据使用部门与制造厂协商,800 kV·A 以下的变压器也可供气体继电器。

8.3.2 800~31 500 kV·A 的变压器应装有压力保护装置,当内部的压力达到 50 kPa 时,应可靠释放压力。

8.4 油浸风冷却系统

8.4.1 对于油浸风冷式变压器,应供给全套风冷却装置如散热器和风扇电动机接线装置等。

8.4.2 风扇电动机的电源电压为三相、380 V、50 Hz;风扇电动机应有短路保护。

8.5 油保护装置

8.5.1 变压器均应装有储油柜(密封变压器除外),其结构应便于清理内部。储油柜的容积应保证在周围气温+40℃满载状态下油不溢出,在-30℃未投入运行时,观察油位计应有油可见。

储油柜的一端应装有油位计,且应表示出变压器未投入运行时,相当于油温为-30℃,+20℃和+40℃三个油面标志。

8.5.2 储油柜应有注油放油和排污油装置。

8.5.3 100~31 500 kV·A 的变压器储油柜上均应加装带有油封的吸湿器。

8.5.4 3 150~31 500 kV·A 的变压器应装设净油器,净油器内部须装吸附剂(如硅胶等)。

8.5.5 8 000~31 500 kV·A 的变压器应采取防油老化措施,以确保变压器油不与空气相接触,如在储油柜内部和油位计处加装胶囊或隔膜等,或者采用其他防油老化措施。

8.6 油温测量装置

8.6.1 变压器应装有玻璃温度计的管座。管座应设在油箱顶部,并伸入油内为 120 ± 10 mm。

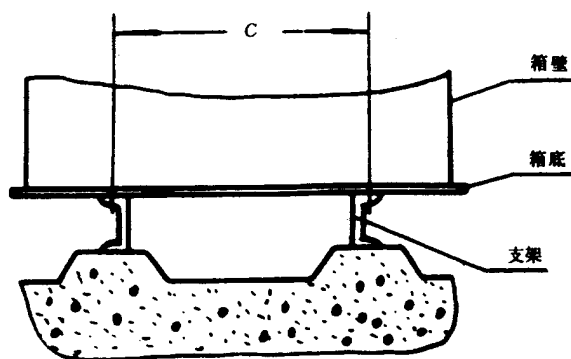
8.6.2 1 000~31 500 kV·A 的变压器,须装设户外式信号温度计。信号接点容量在交流电压 220 V 时,不低于 50 V·A,直流有感负载时,不低于 15 W。温度计的准确度应符合相应标准。

信号温度计的安装位置应便于观察。

8.6.3 8 000 kV·A 及以上的变压器,应装有远距离测温用的测温元件。

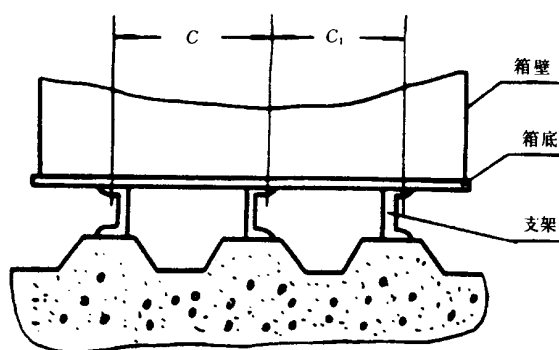
8.7 变压器油箱及其附件的技术要求

8.7.1 变压器一般不供给小车,但箱底支架的焊接位置应符合图 4 和图 5 的规定。



C 尺寸可按变压器大小选择为 300、400、550、660、820、1 070、1 475、2 040 mm

图 4 (面对长轴方向)



C, C_1 尺寸可按变压器大小选择 C 为 1 475、2 040 mm; C_1 为 1 505、2 070 mm

图 5 (面对长轴方向)

- 8.7.2 在油箱的下部壁上应装有统一型式的油样活门。315 kV·A 及以上的变压器油箱底部应有排油装置。
- 8.7.3 套管接线端子连接处,在空气对空气的温升不大于 55 K,在油中对油的温升不大于 15 K。
- 8.7.4 安装套管的箱盖开孔直径按表 12 的规定。

表 12

电压 kV	开孔直径 mm			
	300 A 及以下	400~600 A	800~1 200 A	2 000~3 000 A
0.4	30	50	60	85
3~10	70	75	110	110
15	—	—	110	110
35	150	150	150	150

- 8.7.5 变压器油箱的机械强度:4 000~31 500 kV·A 的变压器应承受住真空压力为 50 kPa 及正压 58.8 kPa 的机械强度试验。小于 4 000 kV·A 的变压器油箱应承受住正压 49 kPa 的机械强度试验,并满足在正常起吊和运输状态下无损伤与不允许的永久变形。
- 8.7.6 8 000~31 500 kV·A 变压器在油箱下部应有供千斤顶顶起变压器的装置。
- 8.7.7 安装平面至油箱顶的高度在 3 m 及以上时,应在油箱上焊有固定梯子,其位置应便于取气样及观察气体继电器。
- 8.7.8 变压器油箱结构型式:当额定容量为 8 000~31 500 kV·A 时,油箱为钟罩式。
- 8.7.9 套管的安装位置和相互距离应便于接线,而且其带电部分之空气间隙,应能满足 GB 10237 的要求。
- 8.7.10 变压器结构应便于拆卸和更换套管或瓷件。
- 8.7.11 变压器铁心和较大金属结构零件均应通过油箱可靠接地。
- 8.7.12 变压器的油箱下部应装有足够大的放油阀。

9 测试项目

- 9.1 除应符合 GB 1094.1~1094.5 所规定的试验项目外,还应符合下列规定。
- 9.2 直流电阻不平衡率:对于 1 600 kV·A 及以下的变压器,其不平衡率为 4%,线为 2%;2 000~

31 500 kV·A 的变压器,其不平衡率相(有中性点引出时)为 2%,线(无中性点引出时)为 2%。应以三相实测最大值减最小值作分子,三相实测平均值作分母计算。

注:① 对所有引出的相应端子间的电阻值均应进行测量比较。

② 如果三相变压器的直流电阻值,由于线材及引线结构等原因超过 9.2 条规定时,除应在出厂试验记录中记录出具体实测值外,尚应写明引起这一偏差的原因。使用单位应按出厂实测值进行比较。

9.3 变压器油箱及储油柜应承受 50 kPa 的密封试验,其试验时间为 24 h,不得有渗漏和损伤。密封式变压器应承受 76 kPa 的密封试验,其试验时间为 24 h,不得有渗漏和损伤。

9.4 容量为 4 000~31 500 kV·A 提供变压器吸收比(R_{60}/R_{15}),容量小于 4 000 kV·A 时应提供绝缘电阻实测数值,测试通常应在 10~40℃ 温度下进行。

9.5 容量为 8 000~31 500 kV·A 变压器提供介质损耗因数($\tan\delta$),测试通常应在 10~40℃ 温度下进行。

$\tan\delta$ 温度换算系数见表 13。

表 13

温度差 K	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
换算系数 A	1.15	1.30	1.50	1.70	1.90	2.20	2.50	3.00	3.50	4.00

如果测量介质损耗因数的温度差不是表中所列数值时,其换算系数可用线性插值法确定。其校正到 20℃ 介质损耗因数可用下列公式计算:

$$\text{当测量温度在 } 20^{\circ}\text{C 以上时} \quad \tan\delta_{20} = \tan\delta_T / A$$

$$\text{当测量温度在 } 20^{\circ}\text{C 以下时} \quad \tan\delta_{20} = A \tan\delta_T$$

式中: $\tan\delta_{20}$ ——校正到 20℃ 的介质损耗因数;

$\tan\delta_T$ ——在测量温度下的介质损耗因数;

A ——换算系数;

K ——实测温度与 20℃ 温度差的绝对值。

9.6 提供变压器绝缘电阻的实测值。当测量温度不同时,可按表 14 绝缘电阻换算系数折算。

表 14

温度差 K	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
换算系数 A	1.2	1.5	1.8	2.3	2.8	3.4	4.1	5.1	6.2	7.5	9.2	11.2

如果测量绝缘电阻的温度差不是表中所列数值时,其换算系数可用线性插值法确定。其校正到 20℃ 的绝缘电阻值可用下列公式计算:

$$\text{当测量温度在 } 20^{\circ}\text{C 以上时} \quad R_{20} = AR_T$$

$$\text{当测量温度在 } 20^{\circ}\text{C 以下时} \quad R_{20} = R_T / A$$

式中: R_{20} ——校正到 20℃ 的绝缘电阻值, $M\Omega$;

R_T ——在测量温度下的绝缘电阻值, $M\Omega$;

A ——换算系数;

K ——实测温度与 20℃ 温度差的绝对值。

10 标志、起吊、安装、运输和贮存

10.1 变压器套管及储油柜的位置如图 6、图 7、图 8 所示。

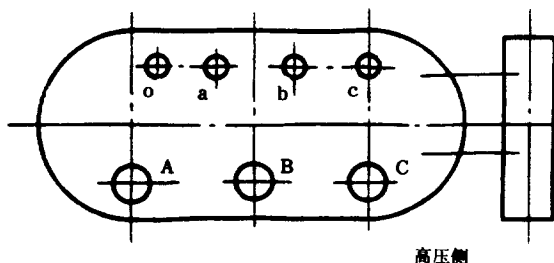


图 6 35 kV 级双绕组变压器
(适用范围:1. 额定容量为 50~1 600 kV·A;2. 联接组标号 Y,yn0。)

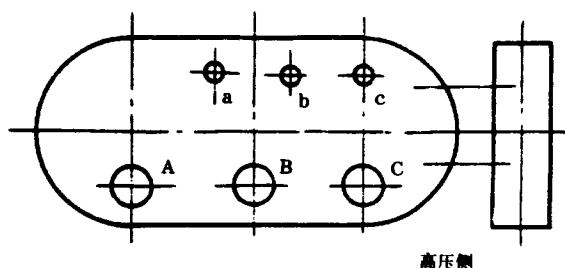


图 7 35 kV 级双绕组变压器
(适用范围:1. 额定容量为 800~6 300 kV·A;2. 联接组标号 Y,d11。)

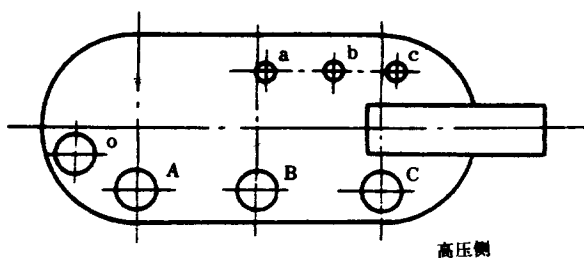


图 8 35 kV 级双绕组变压器
(适用范围:1. 额定容量为 8 000~31 500 kV·A;2. 联接组标号 YN,d11。)

注:对于有载调压变压器其有载分接开关置于 A 相线圈外侧沿油箱长轴之端头部位。

10.2 变压器须具有承受变压器总重的起吊装置。变压器器身、油箱、可拆卸结构的储油柜、散热器和净油器等均应有起吊装置。

10.3 变压器的内部结构应在经过正常的铁路、公路及水路运输后相互位置不变,紧固件不松动。变压器的组件、部件如套管、散热器、油门和储油柜等的结构及布置应不妨碍吊装、运输及运输中紧固定位。

10.4 整体运输时应保护变压器的所有组件、部件如储油柜、套管、活门及散热器(管)等不损坏和受潮。

10.5 成套拆卸的组件和零件(如气体继电器、套管、温度计及紧固件等)的包装应保证经过运输、贮存直至安装前不损伤和不受潮。

10.6 成套拆卸的大组件(如散热器、净油器和储油柜等)运输时可不装箱,但应保证不受损伤,在整个运输与贮存过程中不得进水和受潮。

第三篇 63 kV 电压等级

11 性能参数

11.1 额定容量、电压组合、联结组标号及性能参数应符合表 15~表 16 的规定。

表 15 630~63 000 kV·A 双绕组无励磁调压变压器

额定容量 kV·A	电压组合			联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	阻抗电压 %
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV					
630	60 63 66	±5	6.3 6.6 10.5 11	Y,d11	2.0	8.4	2.0	8
1 000					2.8	11.6	1.9	
1 600					3.9	16.5	1.8	
2 000					4.6	19.5	1.7	
2 500					5.4	23	1.6	
3 150					6.4	27	1.5	
4 000	60 63 66	±2×2.5	6.3 6.6 10.5 11	YN,d11	7.6	32	1.4	9
5 000					9.0	36	1.3	
6 300					11.6	40	1.2	
8 000					14.0	47.5	1.1	
10 000					16.5	56	1.1	
12 500					19.5	66.5	1.0	
16 000					23.5	81.7	1.0	
20 000					27.5	99	0.9	
25 000					32.5	117	0.9	
31 500					38.5	141	0.8	
40 000	46.0	165.5	0.8					
50 000	55.0	205	0.7					
63 000	65.0	247	0.7					

表 16 6 300~63 000 kV·A 双绕组有载调压变压器

额定容量 kV·A	电压组合			联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	阻抗电压 %
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV					
6 300	60 63 66	±8×1.25	6.3 6.6 10.5 11	YN,d11	12.5	40	1.3	9
8 000					15.0	47.5	1.2	
10 000					17.8	56	1.1	
12 500					21.0	66.5	1.0	
16 000					25.3	81.7	1.0	
20 000					30	99	0.9	
25 000					35.5	117	0.9	
31 500					42.2	141	0.8	
40 000					50.5	165.5	0.8	
50 000					59.7	205	0.7	
63 000					71	247	0.7	

11.2 高压分接范围

在分接级数和级电压不变的情况下,允许增加负分接级数,减少正分接级数,或增加正分接级数,减少负分接级数,如 $\left(\begin{smallmatrix} +1 \\ -3 \end{smallmatrix}\right) \times 2.5\%$ 或 $\left(\begin{smallmatrix} +3 \\ -1 \end{smallmatrix}\right) \times 2.5\%$ 。

12 技术要求

12.1 按本标准制造的变压器应符合 GB 1094.1~1094.5 的规定。

12.2 本标准变压器的名词术语应符合 GB 2900.15 的规定。

12.3 安全保护装置

12.3.1 800~63 000 kV·A 的变压器应装有气体继电器,其接点容量不小于 66 V·A(交流 220 V 或 110 V),直流有感负载时,不小于 15 W。

积聚在气体继电器内的气体数量达到 250~300 mL 或油速在整定范围内时,应分别接通相应的接点。气体继电器的安装位置及其结构应能观察到分解出气体的数量和颜色,而且应便于取气体。

12.3.2 800~63 000 kV·A 的变压器应装有压力保护装置,当内部的压力达到 50 kPa 时应可靠释放压力。

12.3.3 带有套管型电流互感器的变压器应供给信号测量和保护装置辅助回路用的接线箱。

12.4 油保护装置

12.4.1 变压器均应装有储油柜(密封变压器除外),其结构应便于清理内部。储油柜的容积应保证在周围气温+40℃满载状态下油不溢出,在-30℃未投入运行时,观察油位计应有油可见。

储油柜的一端应装有油位计,且应表示出变压器未投入运行时,相当于油温为-30℃,+20℃和+40℃三个油面标志。

12.4.2 储油柜应有注油放油和排污油装置。

12.4.3 630~63 000 kV·A 的变压器储油柜上均应加装带有油封的吸湿器。

12.4.4 3 150~63 000 kV·A 的变压器应装设净油器,净油器内部须装吸附剂(如硅胶等)。

12.4.5 8 000~63 000 kV·A 的变压器应采取防油老化措施,以确保变压器油不与空气相接触,如在储油柜内部和油位计处均加装胶囊或隔膜等,或者采用其他防油老化措施。

12.5 油温测量装置

12.5.1 变压器应装有玻璃温度计的管座。管座应设在油箱顶部,并伸入油内为 120±10 mm。

12.5.2 1 000~63 000 kV·A 的变压器,须装设户外式信号温度计,对于强油循环的变压器应装设两个。信号接点容量在交流电压 220 V 时,不低于 50 V·A,直流有感负载时,不低于 15 W。温度计的准确度应符合相应标准。

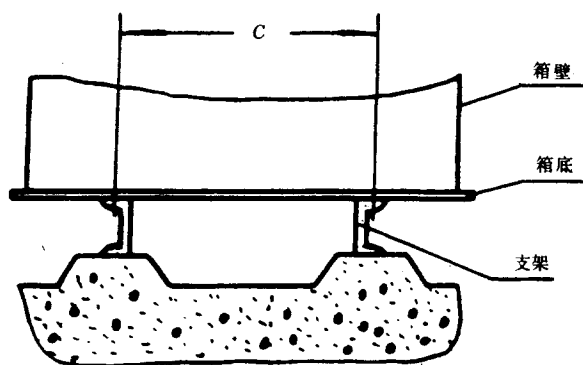
信号温度计的安装位置应便于观察。

12.5.3 8 000~63 000 kV·A 的变压器,应装有远距离测温用的测温元件。对于强油循环的变压器应装有两个远距离测温元件。

12.5.4 当变压器采用集中冷却结构时,应在靠油箱进出口总管路处装测油温用的玻璃温度计管座。

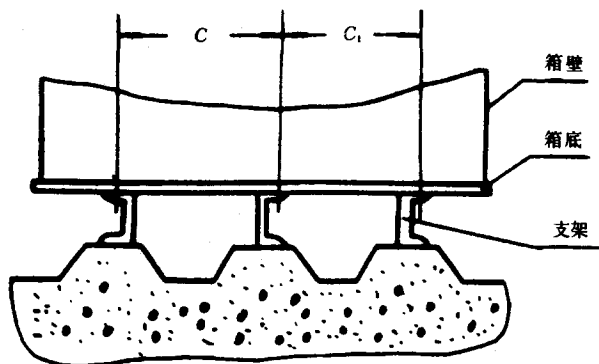
12.6 变压器油箱及其附件的技术要求

12.6.1 变压器一般不供给小车,但箱底支架的焊装位置应符合图 9 和图 10 的规定。



C 尺寸可按变压器大小选择为 300、400、550、660、820、1 070、1 475、2 040 mm

图 9 (面对长轴方向)



C、C₁ 尺寸可按变压器大小选择 C 为 1 475、2 040 mm；C₁ 为 1 505、2 070 mm

图 10 (面对长轴方向)

注：① 根据使用部门的需要，也可以供给小车。

② 纵向轨距为 1 435 mm，横向轨距为 1 435、2 000 mm。

12.6.2 在油箱的下部壁上应装有统一型式的油样活门。3 150 kV·A 及以上的变压器油箱底部应有排油装置。

12.6.3 套管接线端子连接处，在空气对空气的温升不大于 55 K，在油中对油的温升不大于 15 K。

12.6.4 安装套管的箱盖开孔直径按表 17 的规定。

表 17

电压 kV	开孔直径 mm			
	300 A 及以下	400~600 A	800~1 200 A	2 000~3 000 A
0.4	30	50	60	85
6~10	70	75	110	110
15	—	—	110	110
35	150	150	150	150
63	220	220	220	—

12.6.5 变压器油箱的机械强度：应承受住表 18 的真空压力和正压的机械强度试验，油箱不得有损伤和不允许的永久变形。

表 18

电压等级 kV	容量范围 kV·A	真空压力 Pa	正压 Pa
63	20 000 及以上	8×10^4	7.85×10^4
63	5 000~16 000	5.07×10^4	5.88×10^4
63	4 000 及以下	5.07×10^4	4.9×10^4

12.6.6 6 300~63 000 kV·A 变压器在油箱下部应有供千斤顶顶起变压器的装置。

12.6.7 安装平面至油箱顶的高度在 3 m 及以上时，应在油箱上焊有固定梯子，其位置应便于取气样及观察气体继电器。

12.6.8 变压器油箱结构型式：当额定容量为 6 300~63 000 kV·A，油箱为钟罩式。

12.6.9 套管的安装位置和相互位置应便于接线，而且其带电部分之空气间隙，应符合 GB 10237 的要

12.6.10 变压器结构应便于拆卸和更换套管或瓷件。

12.6.11 变压器铁心和较大金属结构零件均应通过油箱可靠接地。20 000 kV·A 及以上的变压器其铁心应通过套管从油箱上部引出可靠接地。接地处应有明显的接地符号⊥或“接地”字样。

12.6.12 按下述规定供给套管型电流互感器：20 000~63 000 kV·A 的变压器，63 kV 级线端每相装一只测量级，一只保护级，中性点端装一只保护级。

12.6.13 变压器的油箱下部应装有足够大的放油阀。

12.7 油浸风冷却系统

12.7.1 对于油浸风冷式变压器，应供给全套风冷却装置，如散热器和风扇电动机接线装置等。

12.7.2 风扇电动机的电源电压为三相、380 V、50 Hz；风扇电动机应有短路保护。

13 测试项目

13.1 除符合 GB 1094.1~1094.5 所规定的试验项目外，还应符合下列规定。

13.2 直流电阻不平衡率：对于 1 600 kV·A 及以下的变压器，其不平衡率为 4%，线为 2%；2 000~63 000 kV·A 的变压器，其不平衡率相（有中性点引出时）为 2%，线（无中性点引出时）为 2%。应以三相实测最大值减最小值作分子，三相实测平均值作分母计算。

注：① 对所有引出的相应端子间的电阻值均应进行比较。

② 如果三相变压器的直流电阻值，由于线材及引线结构等原因超过 13.2 条规定时，除应在出厂试验记录中记录出具体实测值外，尚应写明引起这一偏差的原因。使用单位应按出厂实测值进行比较。

13.3 变压器油箱及储油柜应承受 50 kPa 压力的密封试验，其试验时间为 24 h，不得有渗漏和损伤。

13.4 提供变压器吸收比(R60/R15)实测值，测试通常应在 10~40℃ 温度下进行。

13.5 提供变压器介质损耗因数(tanδ)，测试通常应在 10~40℃ 温度下进行。tanδ 温度换算系数见表 19。

表 19

温度差 K	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
换算系数 A	1.15	1.30	1.50	1.70	1.90	2.20	2.50	3.00	3.50	4.00

如果测量介质损耗因数的温度差，不是表中所列的数值时，其换算系数可用线性插值法确定。其校正到 20℃ 的介质损耗因数可用下列公式计算：

当测量温度在 20℃ 以上时 $\tan\delta_{20} = \tan\delta_T / A$

当测量温度在 20℃ 以下时 $\tan\delta_{20} = A \tan\delta_T$

式中：tanδ₂₀——校正到 20℃ 的介质损耗因数；

tanδ_T——在测量温度下的介质损耗因数；

A——换算系数；

K——实测温度与 20℃ 温度差的绝对值。

13.6 提供变压器绝缘电阻的实测值，测试通常应在 10~40℃ 和相对湿度小于 85% 时进行。

当测量温度不同时，可按表 20 绝缘电阻换算系数折算之。

表 20

温度差 K	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
换算系数 A	1.2	1.5	1.8	2.3	2.8	3.4	4.1	5.1	6.2	7.5	9.2	11.2

如果测量绝缘电阻值的温度差，不是表中所列的数值时，其换算系数可用线性插值法确定。其校正到 20℃ 的绝缘电阻值可用下列公式计算：

当测量温度在 20℃ 以上时

$$R_{20} = AR_T$$

当测量温度在 20℃ 以下时

$$R_{20} = R_T / A$$

式中： R_{20} ——校正到 20℃ 的绝缘电阻值，MΩ；

R_T ——在测量温度下的绝缘电阻值，MΩ；

A ——换算系数；

K ——实测温度与 20℃ 温度差的绝对值。

14 标志、起吊、安装、运输和贮存

14.1 变压器套管及储油柜的位置如图 11、图 12 所示。

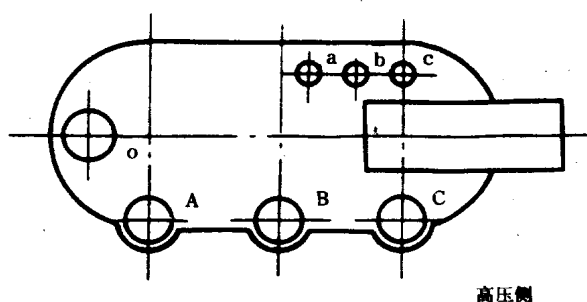


图 11 63 kV 级双绕组变压器

(适用范围:1. 额定容量为 3 150~63 000 kV·A;2. 联接组标号 YN,d11。)

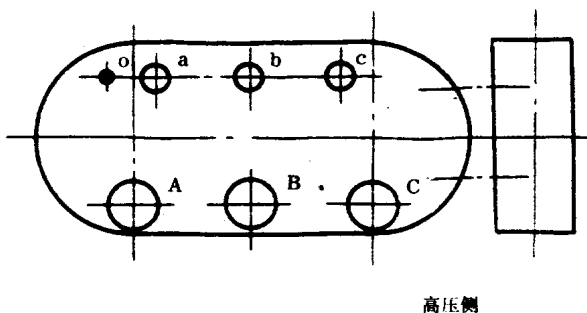


图 12 63 kV 级双绕组变压器

(适用范围:1. 额定容量为 630~2 500 kV·A;2. 联接组标号 Y,yn0(若为 Y,d11 时,图中无中性点 o)。)

注:对于有载调压变压器其有载分接开关置于 A 相线圈外侧沿油箱长轴之端头部位。

14.2 变压器须具有承受变压器总重的起吊装置。变压器器身、油箱、可拆卸结构的储油柜、散热器或冷却器应有起吊装置。

14.3 变压器的内部结构应在经过正常的铁路、公路及水路运输后相互位置不变,紧固件不松动。变压器的组件、部件如套管、散热器(管)或冷却器、油门和储油柜等的结构及布置位置应不妨碍吊装、运输及运输中紧固定位。

14.4 运输时应保护变压器的所有组件、部件如套管、储油柜、活门及散热器(管)或冷却器等不损坏和不受潮。

14.5 成套拆卸的组件和零件(如气体继电器、套管、温度计及紧固件等)的包装应保证经过运输、贮存

直至安装前不损伤和不受潮。

14.6 成套拆卸的大组件(如散热器、净油器和储油柜等)运输时可不装箱,但应保证不受损伤,在整个运输与贮存过程中不得进水和受潮。

第四篇 110 kV 电压等级

15 性能参数

15.1 额定容量、电压组合、联结组标号及性能参数应符合表 21~表 25 的规定。

表 21 6 300~120 000 kV·A 双绕组无励磁调压变压器

额定容量 kV·A	电压组合			联结组 标号	空载损耗 kW	空载电流 %	负载损耗 kW	阻抗电压 %
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV					
6 300	110* 121	±2×2.5	6.3 6.6* 10.5 11*	YN,d11	11.6	1.1	41	10.5
8 000					14	1.1	50	
10 000					16.5	1.0	59	
12 500					19.5	1.0	70	
16 000					23.5	0.9	86	
20 000					27.5	0.9	104	
25 000					32.5	0.8	123	
31 500					38.5	0.8	148	
40 000					46	0.7	174	
50 000					55	0.7	216	
63 000					65	0.6	260	
90 000					85	0.6	340	
120 000					106	0.5	422	

注:表中带“*”标记的电压作为降压变压器用。

表 22 6 300~63 000 kV·A 三绕组无励磁调压变压器

额定容量 kV·A	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载损耗 kW	空载电流 %	负载损耗 kW	阻抗电压 %	
	高压 kV	中压 kV	低压 kV					升压	降压
	6 300	110* 121 ± 2 × 2.5%	35 38.5 ± 2 × 2.5%					6.3 6.6* 10.5 11*	YN, yn0, d11
8 000	16.6			1.3	63				
10 000	19.8			1.2	74				
12 500	23			1.2	87				
16 000	28			1.1	106				
20 000	33			1.1	125				
25 000	38.5			1.0	148				
31 500	46			1.0	175				
40 000	54.5			0.9	210				
50 000	65			0.9	250				
63 000	77	0.8	300						

注:① 高、中、低压绕组的额定容量均为 100%。

② 根据需要联结组标号可为 YN,d11,y10。

③ 表中带“*”标记的电压作为降压变压器用。

表 23 6 300~63 000 kV·A 双绕组有载调压变压器

额定容量 kV·A	电压组合			联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	阻抗电压 %
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV					
6 300	110	$\pm 8 \times 1.25$	6.3 6.6 10.5 11	YN,d11	12.5	41	1.4	10.5
8 000					15.0	50	1.4	
10 000					17.8	59	1.3	
12 500					21.0	70	1.3	
16 000					25.3	86	1.2	
20 000					30.0	104	1.2	
25 000					35.5	123	1.1	
31 500					42.2	148	1.1	
40 000					50.5	174	1.0	
50 000					59.7	216	1.0	
63 000					71.0	260	0.9	

注：① 有载调压变压器，暂提供降压结构产品。

② 根据使用部门与制造厂协商，可提供其他电压组合的产品。

表 24 6 300~63 000 kV·A 三绕组有载调压变压器

额定容量 kV·A	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	阻抗电压 %	容量分配 %
	高压 kV	中压 kV	低压 kV						
6 300	110 $\pm 8 \times$ 1.25%	$38.5 \pm 2 \times$ 2.5%	6.3 6.6 10.5 11	YN, yn0, d11	15	53	1.7	高-中 10.5 高-低 17~18 中-低 6.5	100/ 100/ 100
8 000					18	63	1.7		
10 000					21.3	74	1.6		
12 500					25.2	87	1.6		
16 000					30.3	106	1.5		
20 000					35.8	125	1.5		
25 000					42.3	148	1.4		
31 500					50.3	175	1.4		
40 000					60.2	210	1.3		
50 000					71.2	250	1.3		
63 000					84.7	300	1.2		

注：① 有载调压变压器，暂提供降压结构产品。

② 根据需要联结组标号可为 YN,d11,y10。

表 25 6 300~63 000 kV·A 双绕组低压为 35 kV 级无励磁调压变压器

额定容量 kV·A	电压组合			联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	阻抗电压 %
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV					
6 300	110 121	$\pm 2 \times 2.5$	35 38.5	YN,d11	12.5	44	1.5	10.5
8 000					15.0	53	1.5	
10 000					17.5	62	1.4	
12 500					20.5	74	1.4	
16 000					24.5	91	1.3	
20 000					29.0	110	1.3	
25 000					34.2	129	1.2	
31 500					40.5	156	1.2	
40 000					48.3	183	1.1	
50 000					57.8	227	1.1	
63 000					68.3	273	1.0	

注：表 21~表 25 的高压中性点绝缘水平：工频耐受电压 95 kV，雷电冲击耐受电压 250 kV。

15.2 高压分接范围

15.2.1 在分接级数和级电压不变的情况下，允许增加负分接级数，减少正分接级数，或增加正分接级数，减少负分接级数，如 $\begin{pmatrix} +1 \\ -3 \end{pmatrix} \times 2.5\%$ 或 $\begin{pmatrix} +3 \\ -1 \end{pmatrix} \times 2.5\%$ 。

16 技术要求

16.1 按本标准制造的变压器应符合 GB 1094.1~1094.5 的规定。

16.2 本标准变压器的名词术语按 GB 2900.15 的规定。

16.3 安全保护装置

16.3.1 变压器应装有气体继电器，其接点容量不小于 66 V·A（交流 220 V 或 110 V），直流有感负载时，不小于 15 W。

积聚在气体继电器内的气体数量达到 250~300 mL 或油速在整定范围内时，应分别接通相应的接点。气体继电器的安装位置及其结构应能观察到分解出气体的数量和颜色，且应便于取气体。

16.3.2 变压器应装有压力保护装置，当内部的压力达到 50 kPa 时，应可靠释放压力。

16.3.3 带有套管型电流互感器的变压器应供给信号测量和保护装置辅助回路用的接线箱。

16.4 强油风冷或强油水冷系统及控制箱

16.4.1 根据冷却方式供给全套风冷却装置或水冷却装置，但不供给水泵和水管路。

16.4.2 带有套管型电流互感器的风冷变压器，应供给吹风装置控制箱。当达到额定电流 2/3 或油面温度达到 65℃ 时，应当投入吹风装置。当负载电流低于额定电流 1/2 或油面温度低于 50℃ 时，可切除风扇电动机。

16.4.3 对于强油风冷和强油水冷的变压器需供给冷却系统控制箱。

强油循环装置的控制线路应满足下列要求：

16.4.3.1 变压器冷却系统应按负载情况自动投入或切除相当数量的冷却器。

16.4.3.2 当切除故障冷却器时，备用冷却器自动投入运行。

16.4.3.3 当冷却系统的电源发生故障或电压降低时，应自动投入备用电源。

16.4.3.4 当投入备用电源、备用冷却器，切除冷却器和电动机损坏时，均应发出信号。

16.4.4 强油风冷或强油水冷的油泵电动机及风扇电动机应当有过载、短路和断相保护。

16.4.5 强油风冷及强油水冷却器的动力电源电压应为三相交流 380 V，控制电源电压为交流 220 V。

16.4.6 强油风冷及强油水冷变压器，当冷却系统发生故障切除全部冷却器时，在额定负载下允许运行 20 min。当油面温度尚未达到 75℃ 时，允许上升到 75℃，但切除冷却器后的最长运行时间不得超过 1 h。

16.5 油保护装置

16.5.1 变压器均应装有储油柜（密封变压器除外），其结构应便于清理内部。储油柜的容积应保证在周围气温 +40℃ 满载状态下油不溢出，在 -30℃ 未投入运行时，观察油位计应有油可见。

储油柜的一端应装有油位计,且应表示出变压器未投入运行时,相当于油温为 -30°C , $+20^{\circ}\text{C}$ 和 $+40^{\circ}\text{C}$ 三个油面标志。

16.5.2 储油柜应有注油放油和排污油装置。

16.5.3 在变压器储油柜上应装设带有油封的吸湿器。

16.5.4 变压器应装设净油器。净油器内部须装吸附剂(如硅胶等)。

16.5.5 $8\,000\sim 120\,000\text{ kV}\cdot\text{A}$ 的变压器应采取防油老化措施,以确保变压器油不与空气相接触,如在储油柜内部和油位计处均加装胶囊或隔膜等,或者采取其他防油老化措施。

16.6 油温测量装置

16.6.1 变压器应装有玻璃温度计管座。管座应设在油箱顶部,并伸入油内为 $120\pm 10\text{ mm}$ 。

16.6.2 变压器须装设户外式信号温度计,对于强油循环的变压器应设两个。信号接点容量在交流电压 220 V 时,不低于 $50\text{ V}\cdot\text{A}$,直流有感负载时,不低于 15 W 。温度计的准确度应符合相应标准。

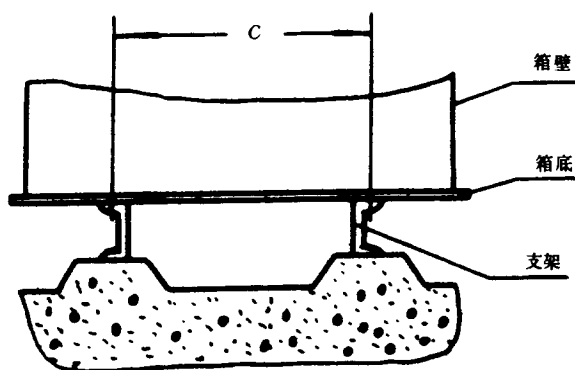
信号温度计的安装位置应便于观察。

16.6.3 $8\,000\sim 120\,000\text{ kV}\cdot\text{A}$ 的变压器,应装有远距离测温用的测温元件。对于强油循环的变压器应装有两个远距离测温元件,且应放于油箱长轴的两端。

16.6.4 当变压器采用集中冷却结构时,应在靠油箱进出油口总管路处装测油温用的玻璃温度计管座。

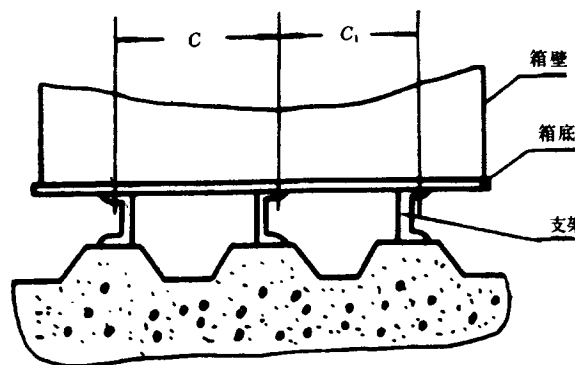
16.7 变压器油箱及其附件的技术要求

16.7.1 变压器一般不供给小车,但箱底支架的焊装位置应符合图 13 和图 14 的规定。



C 尺寸可按变压器大小选择为 300、400、550、660、820、1 070、1 475、2 040 mm

图 13(面对长轴方向)



C、 C_1 尺寸可按变压器大小选择 C 为 1 475、2 040 mm; C_1 为 1 505、2 070 mm

图 14(面对长轴方向)

注: 根据使用部门需要,也可以供给小车。

纵向轨距为 1 435 mm,横向轨距为 1 435、2 000($2\times 2\,000$ 、 $3\times 2\,000$) mm。

16.7.2 对于 $90\,000$ 与 $120\,000\text{ kV}\cdot\text{A}$ 变压器,在油箱的中部壁上和油箱下部壁上各装有油样活门。 $63\,000\text{ kV}\cdot\text{A}$ 及以下变压器在油箱下部壁上应装有油样活门。变压器油箱底部应装有排油装置。

16.7.3 套管接线端子连接处,在空气对空气的温升不大于 55 K,在油中对油的温升不大于 15 K。

16.7.4 安装套管的箱盖或升高座的开孔直径按表 26 的规定。

表 26

电压 kV	开孔直径 mm			
	300 A 及以下	400~600 A	800~1 200 A	2 000~3 000 A
6~10	70	75	110	110
15	—	—	110	110
35	150	150	150	150
110	290	290	290	—

16.7.5 变压器油箱的机械强度:应承受表 27 的真空压力和正压的机械强度试验,油箱不得有损伤和不允许的永久变形。

表 27

电压等级 kV	容量范围 kV·A	真空压力 Pa	正压 Pa
110	20 000 及以上	8×10^4	7.85×10^4
110	16 000 及以下	5.07×10^4	5.88×10^4

16.7.6 所有变压器在油箱下部应有供千斤顶顶起变压器的装置。

16.7.7 安装平面至油箱顶的高度在 3 m 及以上时,应在油箱上焊有固定梯子,其位置应便于取气样及观察气体继电器。

16.7.8 变压器油箱结构型式皆为钟罩式。

16.7.9 套管的安装位置和相互位置距离应便于接线,而且其带电部分之空气间隙,应能满足 GB 10237 的要求。

16.7.10 变压器结构应便于拆卸和更换套管或瓷件。

16.7.11 变压器铁心和较大金属结构零件均应通过油箱可靠接地。20 000~120 000 kV·A 的变压器,其铁心应通过套管从油箱上部引出可靠接地。接地处应有明显的接地符号 \perp 或“接地”字样。

16.7.12 按下述规定供给套管型电流互感器:31 500~120 000 kV·A 的变压器,110 kV 级线端每相装一只测量级,两只保护级。中性点端装一只保护级。

16.7.13 变压器油箱下部应装有足够大的放油阀。

17 测试项目

17.1 除符合 GB 1094.1~1094.5 所规定的试验项目外,还应符合下列规定。

17.2 直流电阻不平衡率:对所有变压器其不平衡率相(有中性点引出时)为 2%,线(无中性点引出时)为 2%。应以三相实测最大值减最小值作分子,三相实测平均值作分母计算。

注:① 对所有引出的相应端子间的电阻值均应进行测量比较。

② 如果三相变压器的直流电阻值,由于线材及引线结构等原因超过 17.2 条规定时,除应在出厂试验记录中记录出具体实测值外,尚应写明引起这一偏差的原因。使用单位应按出厂实测值进行比较。

17.3 变压器油箱及储油柜应承受 50 kPa 压力的密封试验,其试验时间为 36 h,不得有渗漏和损伤。

17.4 提供变压器吸收比(R_{60}/R_{15})实测值,测试通常应在 10~40℃ 温度下进行。

17.5 提供变压器介质损耗因数($\tan\delta$),测试通常应在 10~40℃ 温度下进行。

$\tan\delta$ 温度换算系数见表 28。

表 28

温度差 K	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
换算系数 A	1.15	1.30	1.50	1.70	1.90	2.20	2.50	3.00	3.50	4.00

如果测量介质损耗因数的温度差不是表中所列的数值时,其换算系数可用线性插值法确定。其校正到 20℃ 的介质损耗因数可用下列公式计算:

当测量温度在 20℃ 以上时 $\tan\delta_{20} = \tan\delta_T / A$

当测量温度在 20℃ 以下时 $\tan\delta_{20} = A \tan\delta_T$

式中: $\tan\delta_{20}$ ——校正到 20℃ 的介质损耗因数;

$\tan\delta_T$ ——在测量温度下的介质损耗因数;

A ——换算系数;

K ——实测温度与 20℃ 温度差的绝对值。

17.6 提供变压器绝缘电阻的实测值,测试通常应在 10~40℃ 和相对湿度小于 85% 时进行。当测量温度不同时,可按表 29 绝缘电阻换算系数折算之。

表 29

温度差 K	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
换算系数 A	1.2	1.5	1.8	2.3	2.8	3.4	4.1	5.1	6.2	7.5	9.2	11.2

如果测量绝缘电阻的温度差不是表中所列的数值时,其换算系数可用线性插值法确定。其校正到 20℃ 的绝缘电阻值可用下列公式计算:

当测量温度在 20℃ 以上时 $R_{20} = AR_T$

当测量温度在 20℃ 以下时 $R_{20} = R_T / A$

式中: R_{20} ——校正到 20℃ 的绝缘电阻值, $M\Omega$;

R_T ——在测量温度下的绝缘电阻值, $M\Omega$;

A ——换算系数;

K ——实测温度与 20℃ 温度差的绝对值。

18 标志、起吊、安装、运输和贮存

18.1 变压器套管及储油柜的位置如图 15、图 16 所示。

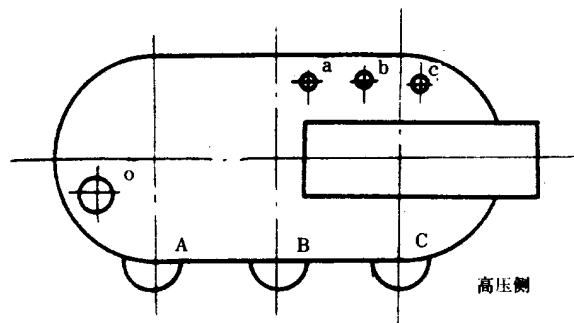


图 15 110 kV 级双绕组变压器

(适用范围:1. 额定容量 6 300~120 000 kV·A;2. 联结组标号 YN,d11。)

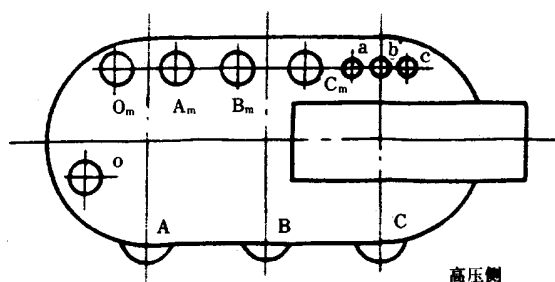


图 16 110 kV 级三绕组变压器

(适用范围:1. 额定容量为 6 300~63 000 kV·A;2. 联结组标号 YN,yn0,d11。)

注:对于有载调压变压器其有载分接开关置于 A 相线圈外侧沿油箱长轴之端头部位。

18.2 变压器须具有承受变压器总重的起吊装置。变压器器身、油箱、可拆卸结构的储油柜、散热器或冷却器和净油器应有起吊装置。

18.3 变压器的结构应在经过正常的铁路、公路及水路运输后内部结构相互位置不变,紧固件不松动。变压器的组件、部件(如套管、散热器或冷却器油门和储油柜等)的结构布置位置应不妨碍吊装、运输及运输中紧固定位。

18.4 变压器通常为带油进行运输。如受运输条件限制时,可不带油运输,但须充以干燥的氮气。运输前应进行密封试验,以确保在充以 20~30 kPa 压力的氮气时密封良好。变压器主体到达现场后在一个月内存箱内的氮气压强应保持正压,并有压力表进行监视。

18.5 运输时应保护变压器的所有组件、部件(如套管、储油柜、活门及散热器或散热管或冷却器等)不损坏和不受潮。

18.6 成套拆卸的组件和零件(如气体继电器、套管、温度计及紧固件等)的包装应保证经过运输、贮存直至安装前不损伤和不受潮。

18.7 成套拆卸的大组件(如散热器、净油器和储油柜等)运输时可不装箱,但应保证不受损伤,在整个运输与贮存过程中不得进水和受潮。

第五篇 220 kV 电压等级

19 性能参数

19.1 额定容量、电压组合、联结组标号及性能参数应符合表 30~表 37 的规定。其中表 30~表 35 及表 37,高压绕组中性点为不死接地,表 36 为死接地。

表 30 31 500~360 000 kV·A 双绕组无励磁调压变压器

额定容量 kV·A	电压组合及分接范围		联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	阻抗电压 %
	高压 kV	低压 kV					
31 500	220* 242±2×2.5%	6.3	YN,d11	44	150	1.1	12~14
40 000		6.6*		52	175	1.1	
50 000		10.5		61	210	1.0	
63 000		11*		73	245	1.0	
90 000		10.5		96	320	0.9	
120 000		13.8		118	385	0.9	
		11*					
150 000		11*		140	450	0.8	
180 000		13.8		160	510	0.8	
240 000		15.75		200	630	0.7	
300 000		15.75		237	750	0.6	
360 000		18		272	860	0.6	

注:① 根据需要也可提供额定容量小于 31 500 kV·A 的变压器及其他电压组合的变压器。

GB/T 6451—1995

② 根据需要也可提供低压为 35 kV 及 38.5 kV 的变压器。

③ 表中带“*”标记的电压作为降压变压器用。

表 31 31 500~240 000 kV·A 三绕组无励磁调压变压器

额定容量 kV·A	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	阻抗电压 %	
	高压 kV	中压 kV	低压 kV					升压	降压
31 500 40 000 50 000 63 000	220* 242±2×2.5%	69 121	6.3 6.6* 10.5 11* 35* 38.5*	YN,yn0, d11	50 60 70 83	180 210 250 290	1.1 1.0 0.9 0.9	高-中 22~24 高-低 12~14 中-低 7~9	高-中 12~14 高-低 22~24 中-低 7~9
90 000 120 000			10.5 11* 13.8 35* 38.5*		108 133	390 480	0.8 0.8		
150 000 180 000 240 000			11* 13.8 15.75 35* 38.5*		157 178 220	570 650 800	0.7 0.7 0.6		

注：① 表中的负载损耗其容量分配为 100/100/100。升压结构者其容量分配可为 100/50/100 及降压结构者其容量分配为 100/100/50 或 100/50/100。

② 根据需要也可提供额定容量小于 31 500 kV·A 的变压器及其他电压组合的变压器。

③ 表中带“*”标记的电压作为降压变压器用。

表 32 31 500~240 000 kV·A 低压为 63 kV 级无励磁调压变压器

额定容量 kV·A	电压组合			联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	阻抗电压 %
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV					
31 500 40 000 50 000 63 000	220	±2×2.5	63 66 69	YN,d11	48 56 66 79	168 196 235 275	1.4 1.4 1.3 1.3	12~14
90 000 120 000 150 000 180 000 240 000					104 128 152 173 216	359 431 504 571 706	1.2 1.2 1.1 1.1 1.0	

GB/T 6451—1995

表 33 31 500~240 000 kV·A 无励磁调压自耦变压器

额定容量 kV·A	电压组合及分接范围			联结组 标号	升压组合			降压组合			阻抗电压 %	
	高压 kV	中压 kV	低压 kV		空载 损耗 kW	负载 损耗 kW	空载 电流 %	空载 损耗 kW	负载 损耗 kW	空载 电流 %	升压	降压
31 500	220* 242±2×2.5%	121	6.6*	YN, a0, d11	31	130	0.9	28	110	0.8	高-中 12~14 高-低 8~12 中-低 14~18	高-中 8~10 高-低 28~34 中-低 18~24
40 000			10.5		37	160	0.9	33	135	0.8		
50 000			11*		42	189	0.8	38	160	0.7		
63 000			13.8		50	224	0.8	45	190	0.7		
90 000			35*		63	307	0.7	57	260	0.6		
120 000			10.5		77	378	0.7	70	320	0.6		
150 000			11*		91	450	0.6	82	380	0.5		
180 000			13.8		105	515	0.6	95	430	0.5		
240 000			15.75		124	662	0.5	112	560	0.4		
			18;35*									
	38.5*											

注：① 容量分配：升压组合为 100/50/100，降压组合为 100/100/50。

② 表中阻抗电压为 100% 额定容量时的数值。

③ 表中带“*”标记的电压作为降压变压器用。

表 34 31 500~180 000 kV·A 双绕组有载调压变压器

额定容量 kV·A	电压组合及分接范围		联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	阻抗电压 %			
	高压 kV	低压 kV								
31 500	220±8×1.25%	6.3	YN,d11	48	150	1.1	12~14			
40 000		6.6						57	175	1.0
50 000		10.5						67	210	0.9
63 000		11						79	245	0.9
		35								
		38.5								
90 000		10.5						101	320	0.8
120 000		11						124	385	0.8
150 000		35						146	450	0.7
180 000		38.5						169	520	0.7

注：低压也可为 63 kV 级的产品，其性能数据另定。

表 35 31 500~180 000 kV·A 三绕组有载调压变压器

额定容量 kV·A	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	容量分配 %	阻抗电压 %			
	高压 kV	中压 kV	低压 kV									
31 500	220±8×1.25%	69 121	6.3	YN,yn0,d11	55	180	1.2	100/100/100 100/50/100 100/100/50	高-中 12~14 高-低 22~24 中-低 7~9			
40 000			6.6							65	210	1.1
50 000			10.5							76	250	1.0
63 000			11							89	290	1.0
90 000			35		116	390	0.9					
120 000			38.5		144	480	0.9					
150 000			10.5		170	570	0.8					
180 000			11		195	700	0.8					
			35									
			38.5									

注：① 表中所列数据为降压结构产品，也可提供升压结构产品。

② 表中的负载损耗其容量分配为 100/100/100。

表 36 31 500~240 000 kV·A 有载调压自耦变压器

额定容量 kV·A	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	容量分配 %	阻抗电压 %			
	高压 kV	中压 kV	低压 kV									
31 500	220±8×1.25%	121	6.3	YN,a0,d11	32	121	0.9	100/100/50	高-中 8~10 高-低 28~34 中-低 18~24			
40 000			6.6							38	147	0.9
50 000			10.5							45	175	0.8
63 000			11							53	210	0.8
90 000			35		64	275	0.7					
120 000			38.5		80	343	0.7					
150 000			10.5		95	406	0.6					
180 000			11		107	466	0.6					
240 000			35		130	600	0.5					
			38.5									

注：表中所列数据为降压结构产品。

表 37 63 000~180 000 kV·A 有载调压自耦变压器

额定容量 kV·A	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	容量分配 %	阻抗电压 %			
	高压 kV	中压 kV	低压 kV									
63 000	220±8×1.25%	121	6.3	YN,a0,d11	54	190	0.9	100/100/50	高-中 8~10 高-低 28~34 中-低 18~24			
90 000			6.6							66	260	0.8
120 000			10.5							82	320	0.8
			11									
			35									
			38.5									
150 000			10.5		97	380	0.7					
180 000			11		110	435	0.6					
			35									
			38.5									

注：表中所列数据为降压结构产品。

19.2 高压分接范围

19.2.1 在分接级和级电压不变的情况下,允许增加负分接级数,减少正分接级数,或增加正分接级数,减少负分接级数,如 $\left(\begin{smallmatrix} +1 \\ -3 \end{smallmatrix}\right) \times 2.5\%$ 或 $\left(\begin{smallmatrix} +3 \\ -1 \end{smallmatrix}\right) \times 2.5\%$ 。

20 技术要求

20.1 按本标准制造的变压器应符合 GB 1094.1~1094.5 的规定。

20.2 本标准变压器的名词术语按 GB 2900.15 的规定。

20.3 安全保护装置

20.3.1 变压器应装有气体继电器,其接点容量不小于 $66 \text{ V} \cdot \text{A}$ (交流 220 V 或 110 V),直流有感负载时,不小于 15 W。

积聚在气体继电器内的气体数量达到 250~300 mL 或油速在整定范围内时,应分别接通相应的接点。气体继电器的安装位置及其结构应能观察到分解出气体的数量和颜色,且应便于取气体。

为使气体易于汇集在气体继电器内,要求升高座的联管、变压器顶盖到储油柜的油管与水平面有约 1.5% 的升高坡度。变压器油箱上部顶盖沿气体继电器方向与水平面应有 1%~1.5% 升高坡度。

20.3.2 变压器应装有压力保护装置,当内部的压力达到 50 kPa 时,应可靠释放压力。对于 120 000~360 000 kV·A 的变压器,为确保迅速释放压力,应设置两个压力保护装置。

20.3.3 带有套管型电流互感器的变压器应供给信号测量和保护装置辅助回路用的接线箱。

20.4 强油风冷和强油水冷系统及控制箱

20.4.1 根据冷却方式供给全套风冷却装置或水冷却装置,但不供给水泵和水管路。

20.4.2 带有套管型电流互感器的风冷变压器,应供给吹风装置控制箱。当达到额定电流 2/3 或油面温度达到 65℃ 时,应当投入吹风装置。当负载电流低于额定电流 1/2 或油面温度低于 50℃ 时,可切除风扇电动机。

20.4.3 对于强油风冷和强油水冷的变压器须供给冷却系统控制箱。强油循环装置的控制线路应满足下列要求。

20.4.3.1 变压器冷却系统应按负载情况自动投入或切除相当数量的冷却器。

20.4.3.2 当切除故障冷却器时,备用冷却器应自动投入运行。

20.4.3.3 当冷却系统的电源发生故障或电压降低时,应自动投入备用电源。

20.4.3.4 当投入备用电源、备用冷却器,切除冷却器和电动机损坏时,均应发出信号。

20.4.4 强油风冷或强油水冷的油泵电动机及风扇电动机应有过载、短路和断相保护。

20.4.5 强油风冷及强油水冷冷却器的动力电源电压应为三相交流 380 V,控制电源电压为交流 220 V。

20.4.6 强油风冷及强油水冷变压器,当冷却系统发生故障切除全部冷却器时,在额定负载下允许运行 20 min。当油面温度尚未达到 75℃ 时,允许上升到 75℃,但切除冷却器后的最长运行时间不得超过 1 h。

20.5 油保护装置

20.5.1 变压器均应装有储油柜(密封变压器除外),其结构应便于清理内部。储油柜的容积应保证在周围气温 +40℃,满负载状态下油不溢出,在 -30℃ 未投入运行时,观察油位计应有油可见。

储油柜的一端应装有油位计,且应表示出变压器未投入运行时,相当于温度为 -30℃, +20℃ 和 +40℃ 三个油面标志。

20.5.2 储油柜应有注油放油和排污油装置。

20.5.3 在变压器储油柜上应装设带有油封的吸湿器。

20.5.4 变压器应装设净油器。净油器内部须装吸附剂(如硅胶等)。

20.5.5 变压器均应采取防油老化措施,以确保变压器油不与空气相接触,如在储油柜内部和油位计处均加装胶囊或隔膜等,或者采取其他防油老化措施。

20.6 油温测量装置

20.6.1 变压器应装有玻璃温度计的管座。管座应设在油箱顶部,并伸入油内 $120 \pm 10 \text{ mm}$ 。

20.6.2 变压器须装设户外式信号温度计,对于强油循环的变压器应装两个。信号接点容量在交流电压 220 V 时,不低于 $50 \text{ V} \cdot \text{A}$,直流有感负载时,不低于 15 W。温度计的准确度应符合相应标准。

信号温度计的安装位置应便于观察。

20.6.3 所有变压器均应装有远距离测温用的测量元件。对于强油循环的变压器应装有两个远距离测温元件,且应放于油箱长轴的两端。

20.6.4 当变压器采用集中冷却结构时,应在靠油箱进出油口总管路处装测油温用的玻璃温度计管座。

20.7 变压器油箱及其附件的技术要求

20.7.1 本标准中的变压器一般是供给小车的,如不需小车时,其箱底支架焊装位置应符合轨距的要求。小车的轨距,纵向为 1 435 mm,横向为 1 435、2 000(2×2 000、3×2 000) mm。

20.7.2 额定容量大于 $63\,000 \text{ kV} \cdot \text{A}$ 的变压器,在油箱壁的中部和油箱壁的下部各装有统一口径的油样活门。 $63\,000 \text{ kV} \cdot \text{A}$ 及以下的变压器装一只统一口径的油样活门。变压器油箱底部应装有排油装置。

20.7.3 套管接线端子连接处在空气中对空气的温升不大于 55 K,在油中对油的温升不大于 15 K。

20.7.4 安装套管的箱盖或升高座的开孔直径按表 38 的规定。

表 38

电压 kV	开孔直径 mm			
	300 A 及以下	400~600 A	800~12 000 A	2 000~3 000 A
6~10	70	75	110	110
15	—	—	110	110
35	150	150	150	150
63	220	220	220	—
110	290	290	290	—
220	450	450	450	—

20.7.5 变压器油箱的机械强度:应承受住真空压力为 133 Pa 和正压 98 kPa 的机械强度试验,油箱不得有损伤和不允许的永久变形。

20.7.6 所有变压器应在油箱下部设置供千斤顶顶起变压器的装置。 $90\,000 \text{ kV} \cdot \text{A}$ 及以上的变压器下节油箱应设置水平牵引的装置。

20.7.7 安装平面至油箱顶的高度在 3 m 及以上时,应在油箱上焊有固定梯子,其位置应便于取气样及观察气体继电器。

20.7.8 变压器油箱的结构型式皆为钟罩式。

20.7.9 套管的安装位置和相互位置距离应便于接线,而且其带电部分之空气间隙,应能满足 GB 10237 的要求。

20.7.10 变压器结构应便于拆卸和更换套管或瓷件。

20.7.11 变压器铁心和较大金属结构零件均应通过油箱可靠接地。所有变压器的铁心均应通过套管从油箱上部引出可靠接地。接地处应有明显的接地符号 \perp 或“接地”字样。

20.7.12 按下述规定供给套管型电流互感器: $63\,000 \sim 360\,000 \text{ kV} \cdot \text{A}$ 变压器(包括自耦变压器),高中压侧线端,每相装一只测量级和两只保护级;中性点装一只保护级。自耦变压器中性点引出三只套管时,其中一相装一只测量级一只保护级,其余两相每相各装一只保护级。

20.7.13 在变压器油箱上部装滤油阀,下部装有足够大的事故放油阀。

21 测试项目

21.1 除符合 GB 1094.1~1094.5 所规定的试验项目外,还应符合下列规定。

21.2 直流电阻不平衡率:对所有变压器其不平衡率相(有中性点引出时)为 2%,线(无中性点引出时)为 2%。应以三相实测最大值减最小值作分子,三相实测平均值作分母计算。

注:① 对所有引出的相应端子间的电阻值均应测量比较。

② 如果三相变压器的直流电阻值,由于线材及引线结构等原因超过 21.2 条规定时,除应在出厂试验记录中记录出具体实测值外,尚应写明引起这一偏差的原因。使用单位应按出厂实测值进行比较。

21.3 变压器油箱及储油柜应承受 50 kPa 的密封试验,其试验时间为 72 h,不得有渗漏和损伤。

21.4 提供变压器吸收比(R_{60}/R_{15})实测值,测试通常应在 10~40℃ 温度下进行。

21.5 提供变压器介质损耗因数($\tan\delta$),测试通常应在 10~40℃ 温度下进行。 $\tan\delta$ 温差换算系数见表 39。

表 39

温度差 K	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
换算系数 A	1.15	1.30	1.50	1.70	1.90	2.20	2.50	3.00	3.50	4.00

如果测量介质损耗因数的温度差不是表中所列数值时,其换算系数可用线性插值法确定。校正到 20℃ 的介质损耗因数可用下列公式计算:

当测量温度在 20℃ 以上时 $\tan\delta_{20} = \tan\delta_T / A$

当测量温度在 20℃ 以下时 $\tan\delta_{20} = A \tan\delta_T$

式中: $\tan\delta_{20}$ ——校正到 20℃ 的介质损耗因数;

$\tan\delta_T$ ——在测量温度下的介质损耗因数;

A ——换算系数;

K ——实测温度与 20℃ 温度差的绝对值。

21.6 提供绝缘电阻的实测值,测试通常在 10~40℃ 和相对湿度小于 85% 时进行。

当测量温度不同时,可按表 40 绝缘电阻换算系数折算之。

表 40

温度差 K	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
换算系数 A	1.2	1.5	1.8	2.3	2.8	3.4	4.1	5.1	6.2	7.5	9.2	11.2

如果测量绝缘电阻的温度差不是表中所列的数值时,其换算系数可用线性插值法确定。其校正到 20℃ 的绝缘电阻值可用下列公式计算:

当测量温度在 20℃ 以上时 $R_{20} = AR_T$

当测量温度在 20℃ 以下时 $R_{20} = R_T / A$

式中: R_{20} ——校正到 20℃ 的绝缘电阻值, $M\Omega$;

R_T ——在测量温度下的绝缘电阻值, $M\Omega$;

A ——换算系数;

K ——实测温度与 20℃ 温度差的绝对值。

22 标志、起吊、安装、运输和贮存

22.1 变压器套管及储油柜的位置如图 17~图 20 所示。

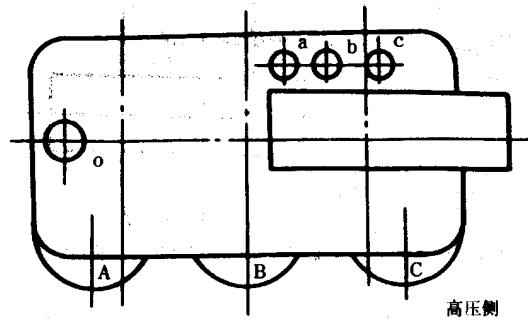


图 17 220 kV 级双绕组变压器

(适用范围:1. 额定容量为 31 500~360 000 kV·A(低压为 6~18 kV);
2. 联结组标号 YN,d11。)

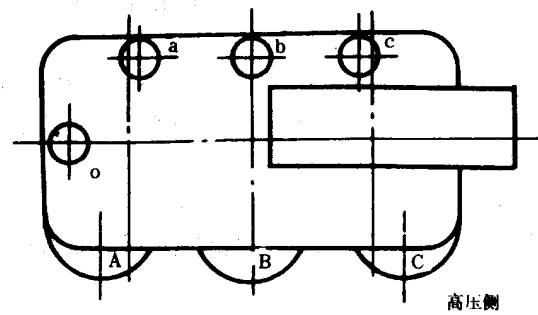


图 18 220 kV 级双绕组变压器

(适用范围:1. 额定容量为 31 500~240 000 kV·A(低压为 35 kV 或 63 kV);
2. 联结组标号 YN,d11。)

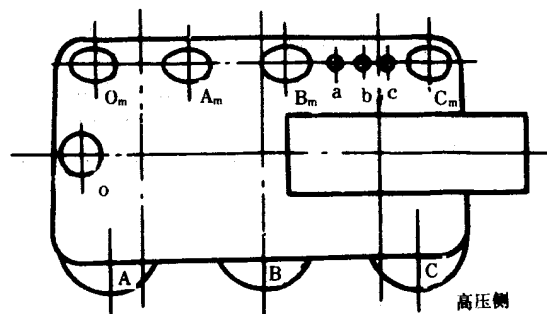


图 19 220 kV 级三绕组变压器

(适用范围:1. 额定容量为 31 500~240 000 kV·A;2. 联结组标号 YN,yn0,d11。)

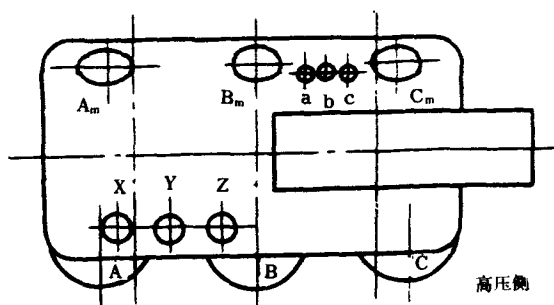


图 20 220 kV 级自耦变压器

(适用范围:1. 额定容量为 31 500~240 000 kV · A;2. 联结组标号 YN,a0,d11。)

注:对于有载调压变压器,其有载分接开关置于 A 相线圈外侧沿油箱长轴之端头部位。

22.2 变压器须具有承受变压器总重的起吊装置。变压器器身、油箱、储油柜、散热器或冷却器和净油器应有起吊装置。

22.3 变压器的结构应在正常的铁路、公路及水路运输后内部结构相互位置不变,紧固件不松动。变压器的组件、部件如套管、散热器或冷却器、油门和储油柜等的结构布置应不妨碍吊装、运输及运输中紧固定位。

22.4 变压器通常为带油进行运输,如受运输条件限制时,可不带油运输,但须充以干燥的氮气。运输前应进行密封试验,以确保在充以 20~30 kPa 压力的氮气时密封良好。变压器主体到达现场后在一个月内存箱内的氮气压强应保持正压,并有压力表进行监视。

22.5 150 000~360 000 kV · A 的变压器,运输中应装冲撞记录仪。

22.6 运输时应保护变压器的所有组件、部件如套管、储油柜、活门及散热器或冷却器等不受损坏和受潮。

22.7 成套拆卸的组件和零件(如气体继电器、套管、温度计及紧固件等)的包装应保证经过运输、储存直至安装前不损伤和不受潮。

22.8 成套拆卸的大组件(如散热器、净油器和储油柜等)运输时可不装箱,但应保证不损伤和受潮。

第六篇 330 kV 电压等级

23 性能参数

23.1 额定容量、电压组合、联接组标号及性能参数应符合表 41~表 47 的规定。

表 41 90 000~360 000 kV · A 双绕组无励磁调压变压器

额定容量 kV · A	电压组合及分接范围		联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	阻抗电压 %
	高压 kV	低压 kV					
90 000		10.50	YN,d11	90	303	0.60	14~15
120 000	363	13.80		112	375	0.60	
150 000	363±2×2.5%	13.80		133	445	0.55	
180 000	345	15.75		153	510	0.55	
240 000	345±2×2.5%	15.75		190	635	0.50	
360 000		18.00		260	890	0.50	
		20.00					

注:根据使用部门的需要,低压可选择表中任一电压。

表 42 90 000~240 000 kV·A 三绕组无励磁调压变压器

额定容量 kV·A	电压组合及分接范围			联结组标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	阻抗电压 %	容量分配 %
	高压 kV	中压 kV	低压 kV						
90 000	330±2×2.5% 345±2×2.5%	121	10.50	YN,yn0,d11	102	370	0.65	高-中 24~26	100/100/100
120 000			10.50		127	460	0.65	高-低	
150 000			13.80		150	545	0.60	14~15	
180 000			15.75		172	625	0.60	中-低	
240 000			15.75		213	775	0.55	8~9	

注：① 表中所给参数为升压结构变压器用。

② 升压结构变压器其容量分配可为 100/50/100。

③ 根据需要可提供降压结构之变压器，阻抗电压：高-低：24%~26%；高-中：14%~15%；中-低：8%~9%。其容量分配可为 100/100/50 或 100/50/100。

④ 表中阻抗电压为 100% 额定容量时的数值。

表 43 90 000~360 000 kV·A 无励磁调压自耦变压器(串联线圈调压)

额定容量 kV·A	电压组合及分接范围			联结组标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	阻抗电压 %	容量分配 %
	高压 kV	中压 kV	低压 kV						
90 000	330±2×2.5%	121	10.50	YN,a0,d11	60	290	0.50	高-低	100/100/30
120 000			11		75	360	0.50	24~26	
150 000			35		89	426	0.45	高-中	
180 000			38.5		102	489	0.45	10~11	
240 000			127		607	0.40	中-低		
360 000			172		824	0.40	12~14		

注：① 表中所给参数为降压结构变压器用。

② 根据需要可提供升压结构之变压器，阻抗电压：高-低：10%~11%；高-中：24%~26%；中-低：12%~14%。

③ 表中阻抗电压为 100% 额定容量时的数值。

表 44 90 000~360 000 kV·A 有载调压自耦变压器(串联线圈末端调压)

额定容量 kV·A	电压组合及分接范围			联结组标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	阻抗电压 %
	高压 kV	中压 kV	低压 kV					
90 000	330±8×1.25% 345±8×1.25%	121	10.5	YN,a0,d11	63	290	0.55	高-中
120 000			11		78	360	0.55	10~11
150 000			35		92	426	0.50	高-低
180 000			38.5		105	489	0.50	24~26
240 000			130		607	0.45	中-低	
360 000			176		824	0.45	12~14	

注：① 表中所列数据为降压结构产品，也可提供升压结构产品。

② 容量分配 100/100/30。

③ 高压绕组中性点为死接地。

④ 表中阻抗电压为 100% 额定容量时的数值。

表 45 90 000~360 000 kV·A 有载调压自耦变压器(中压线端调压)

·额定容量 kV·A	电压组合及分接范围			联结组标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	阻抗电压 %
	高压 kV	中压 kV	低压 kV					
90 000	330 345	121±8×1.25%		YN,a0,d11	65	310	0.55	高-中
120 000			10.5		81	385	0.55	10~11
150 000			11		95	455	0.50	高-低
180 000			35		109	522	0.50	26~28
240 000			38.5		135	648	0.45	中-低
360 000			183		878	0.45	16~17	

注：① 110 kV 级线端有载调压，高压绕组中性点死接地。

② 表中所列数据为降压结构产品，也可提供升压结构产品。

③ 容量分配为 100/100/30。

④ 表中阻抗电压为 100% 额定容量时的数值。

表 46 90 000~360 000 kV·A 无励磁调压自耦变压器(中压线端调压)

额定容量 kV·A	电压组合及分接范围			联结组标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	阻抗电压 %
	高压 kV	中压 kV	低压 kV					
90 000	330 345	242±2×2.5%		YN,a0,d11	31	326	0.40	高-中
120 000			10.5		38	404	0.35	10~11
150 000			11		45	478	0.30	高-低
180 000			35		52	548	0.30	135~140
240 000			38.5		65	680	0.25	中-低
360 000			88		928	0.25	125~130	

注：① 高压绕组中性点为死接地。

② 表中所列数据为降压结构产品，也可提供升压结构产品。

③ 容量分配 100/100/30。

④ 表中阻抗电压为 100% 额定容量时的数值。

表 47 90 000~360 000 kV·A 有载调压自耦变压器(中压线端调压)

额定容量 kV·A	电压组合及分接范围			联结组标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	阻抗电压 %
	高压 kV	中压 kV	低压 kV					
90 000	330 345 363	242±8×1.25%		YN,a0,d11	34	326	0.40	高-中
120 000			10.5		42	404	0.35	10~11
150 000			11		49	478	0.30	高-低
180 000			35		56	548	0.30	135~140
240 000			38.5		70	680	0.25	中-低
360 000			95		928	0.25	125~130	

注：① 220 kV 级线端有载调压，高压绕组中性点为死接地。

② 表中所列数据为降压结构产品，也可提供升压结构产品。

③ 容量分配 100/100/30。

④ 表中阻抗电压为 100% 额定容量时的数值。

23.2 高压分接范围

在分接级数和级电压不变的情况下,允许增加负分接级数,减少正分接级数,或增加正分接级数,减少负分接级数,如 $\left(\begin{smallmatrix} +1 \\ -3 \end{smallmatrix}\right) \times 2.5\%$ 或 $\left(\begin{smallmatrix} +3 \\ -1 \end{smallmatrix}\right) \times 2.5\%$ 。

24 技术要求

24.1 按本标准制造的变压器应符合 GB 1094.1~1094.5 的规定。

24.2 变压器的名词术语按 GB 2900.15 的规定。

24.3 安全保护装置

24.3.1 变压器应装有气体继电器,其接点容量不小于 $66 \text{ V} \cdot \text{A}$ (交流 220 V 或 110 V),直流有感负载时,不小于 15 W。

积聚在气体继电器内的气体数量达到 250~300 mL 或油速在整定范围内时,应分别接通相应的接点。气体继电器的安装位置及其结构应能观察到分解气体的数量和颜色,且应便于在地面取气体。

为使气体易于汇集在气体继电器内,要求升高座的联管、变压器顶盖到储油柜的油管与水平面有约 1.5° 的升高坡度。变压器不得有存气现象。

24.3.2 变压器应装有导流式压力保护装置,当内部压力达到 50 kPa 时,应可靠释放压力或得到保护。对于 120 000~360 000 kV·A 的变压器,为确保迅速得到保护,应设置两个压力保护装置。

24.3.3 带有套管型电流互感器的变压器应供给信号测量和保护装置辅助回路用的接线箱。

24.4 强油风冷或强油水冷系统及控制箱

24.4.1 根据冷却方式供给全套风冷却装置或水冷却装置,但不供给水泵或水管路。

24.4.2 对于强油风冷或强油水冷的变压器须供给冷却系统控制箱。强油循环装置的控制线路应满足下列要求:

24.4.2.1 变压器冷却系统应按负载情况自动投入或切除相当数量的冷却器。

24.4.2.2 当切除故障冷却器时,备用冷却器自动投入运行。

24.4.2.3 当冷却系统电源发生故障或电压降低时,应自动投入备用电源。

24.4.2.4 当投入备用电源、备用冷却器,切除冷却器和电动机损坏时,均应发出信号。

24.4.3 强油风冷或强油水冷的油泵电动机及风扇电动机应当分别有过载、短路和断相保护。

24.4.4 强油风冷及强油水冷却器的动力电源电压为三相交流 380 V,控制电源电压为交流 220 V。

24.4.5 强油风冷及强油水冷却变压器,当冷却系统发生故障切除全部冷却器时,在额定负载下允许运行 20 min。当油面温度尚未达到 75°C 时,允许上升到 75°C ,但切除冷却器后的最长运行时间不得超过 1 h。

24.5 带有套管型电流互感器的风冷变压器,应供给吹风装置控制箱。当达到额定电流 $2/3$ 或油面温度达到 65°C ,应当投入吹风装置。当负载电流低于额定电流 $1/2$ 或油面温度低于 50°C 时,应切除风扇电动机。

24.6 油保护装置

24.6.1 变压器均应装有储油柜,其结构应便于清理内部。储油柜的一端应装有指针式油位计,储油柜的容积应保证在最高环境温度允许过载状态下油不溢出,在最低环境温度未投入运行时,观察油位计应有油位指示。

24.6.2 储油柜应有注油、放油、放气和排污装置。

24.6.3 变压器储油柜应有带油封的吸湿器。

24.6.4 变压器应采取防油老化措施,以确保变压器油不与空气相接触,如在储油柜内部和油位计处均加装胶囊或隔膜等,或者采取其他防油老化措施。

24.7 油温测量装置

24.7.1 变压器应装有供玻璃温度计用的管座。所有设置在油箱顶盖的管座应伸入油内不小于 110 mm。

24.7.2 变压器须装设户外式信号温度计,对于强油循环的变压器应设两个。信号接点在交流电压 220 V 时,不低于 $50 \text{ V} \cdot \text{A}$,直流有感负载时,不低于 15 W。温度计的准确度应符合相应标准。

信号温度计的安装位置应便于观察。

24.7.3 所有变压器应装有远距离测温用的测温元件。对于强油循环的变压器应装有两个远距离测温元件,且应放于油箱长轴的两端。

24.7.4 当变压器采用集中冷却结构时,应在靠油箱进出油口总管路处装测油温用的玻璃温度计管座。

24.8 变压器油箱及其附件的技术要求

24.8.1 变压器一般不供给小车,如需小车时,其箱底支架焊装位置应符合轨距的要求。小车的轨距:纵向为 1 435 mm,横向为 1 435、2 000(2×2 000、3×2 000) mm。

24.8.2 在油箱壁的中部和油箱下部各装有统一口径的油样活门。变压器油箱底部应装有排油装置。

24.8.3 套管接线端子连接处,在空气对空气的温升不大于 55 K,在油中对油的温升不大于 15 K。

24.8.4 变压器油箱的机械强度:应承受真空压力为 133 Pa 和正压 98 kPa 的机械强度试验,油箱不得有损伤和不允许的永久变形。

24.8.5 所有变压器在油箱下部应有供千斤顶顶起变压器的装置及水平牵引装置。

24.8.6 安装平面至油箱顶的高度在 3 m 及以上时,应在油箱上焊有固定梯子,其位置应便于观察气体继电器。

24.8.7 变压器油箱结构型式一般为钟罩式。

24.8.8 套管的安装位置和相互位置距离应便于接线,而且其带电部分之空气间隙,应能满足 GB 10237 的要求。330 kV 级油气套管的油面位置应可见。

24.8.9 变压器结构应便于拆卸和更换套管或瓷件。

24.8.10 变压器铁心和较大金属结构零件均应通过油箱可靠接地。所有的变压器铁心应通过套管从油箱上部引出可靠接地。接地处应有明显的接地符号 \perp 或“接地”字样。

24.8.11 按下述规定供给套管型电流互感器:高中压侧线端,每相装一只测量级和两只保护级;中性点装一只保护级。自耦变压器中性点引出三只套管时,其中一相装一只测量级一只保护级,其余两相每相各装一只保护级。

24.8.12 在变压器油箱上部装滤油阀,下部装有足够大的事故放油阀。

24.8.13 变压器所有组件应符合相应的组件标准。

24.8.14 变压器油应符合 GB 7595 的要求。

24.8.15 变压器整体(包括所有充油附件)应能承受 133 Pa 的真空压力。

25 测试项目

除符合 GB 1094.1~1094.5 所规定的试验项目外,还应符合下列规定。

25.1 直流电阻不平衡率:对所有变压器不平衡率相(有中性点引出时,)为 2%,线(不能解开的三角形接法)为 2%。应以三相实测最大值减最小值作分子,三相实测平均值作分母计算。

注:① 对所有引出的相应端子间的电阻值均应进行测量比较。

② 如果三相变压器的直流电阻,由于线材及引线结构等原因超过 25.1 条规定时,除应在出厂试验记录中记录出具体实测值外,尚应写明引起这一偏差的原因。使用单位应按出厂实测值进行比较。

25.2 变压器本体及储油柜应能承受在最高油面上施加 30 kPa 静压力的油密封试验,其试验时间连续 24 h,不得有渗漏及损伤。

25.3 有载分接开关的密封试验

有载分接开关试验合格后,将有载分接开关装入变压器中,对分接开关油室进行密封试验,不能有渗漏。

25.4 有载分接开关操作循环试验

在变压器的空载试验和短路特性试验时进行有载分接开关的操作循环试验。操作应正常，且变压器油箱中变压器油色谱无明显变化。

25.5 温升试验前后变压器的气相色谱分析

取油样进行气相色谱分析试验，变压器油中应不含乙炔。

25.6 变压器全部出厂试验合格后，330 kV 套管取油样进行试验，变压器油中应无乙炔。

25.7 提供变压器吸收比(R_{60}/R_{15})和极化指数($R_{10\text{min}}/R_{1\text{min}}$)实测值，测试通常应在 10~40℃ 温度下进行。

25.8 变压器介质损耗因数($\tan\delta$)，在 20~25℃ 时一般不大于 0.005。

25.9 经使用部门与制造厂协商可进行下列试验(详见附录 A)：

- a. 长时间空载试验；
- b. 油流带电试验。

26 标志、起吊、安装、运输和贮存

26.1 变压器套管及储油柜的位置推荐按图 21~图 23。

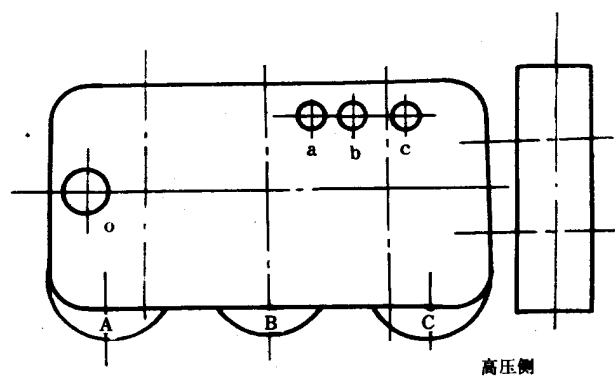


图 21 330 kV 级双绕组变压器

(适用范围:1. 额定容量为 90 000~360 000 kV·A(低压为 10~20 kV);
2. 联结组标号 YN,d11。)

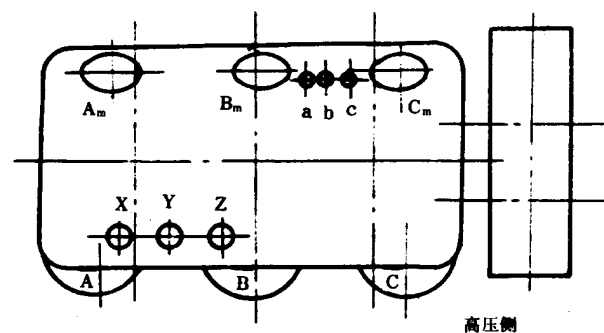


图 22 330 kV 级自耦变压器

(适用范围:1. 额定容量为 90 000~360 000 kV·A;2. 联结组标号 YN,a0,d11。)

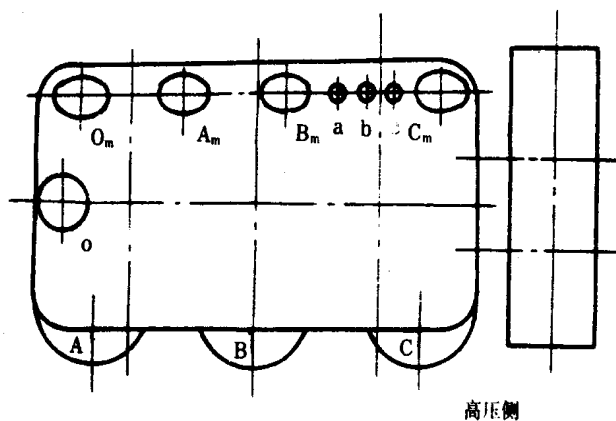


图 23 330 kV 级三绕组变压器

(适用范围:1. 额定容量为 90 000~360 000 kV·A;2. 联结组标号 YN,yn0,d11.)

注:对于有载调压变压器其有载分接开关置于 A 相线圈外侧沿油箱长轴之端头部位。

- 26.2 变压器须具有承受变压器总重量的起吊装置。变压器器身、油箱、储油柜、散热器或冷却器应有起吊装置。
- 26.3 变压器的结构应在经过正常的铁路、公路及水路运输后内部结构相互位置不变,紧固件不松动。变压器的组件、部件如套管、散热器或冷却器闸阀和储油柜等结构布置位置应不妨碍吊装、运输及运输中紧固定位。
- 26.4 变压器通常为带油进行运输。如受运输条件限制时,可不带油运输,但须充以干燥的氮气或干燥的空气(露点低于 -40°C)。运输前应进行密封试验,以确保在充以 20~30 kPa 压力时密封良好。变压器主体到达现场后油箱内的气体压力应保持正压,并有压力表进行监视。在现场贮存期间应维持正压。
- 26.5 150 000~360 000 kV·A 的变压器,在运输中应装冲撞记录仪。
- 26.6 运输时应保护所有变压器组件,部件(如套管、储油柜、闸阀及散热器或冷却器等)不损坏和不受潮。
- 26.7 成套拆卸的组件和零件(如气体继电器、套管、温度计及紧固件等)的包装保证经过运输、贮存直至安装前不损坏和不受潮。
- 26.8 成套拆卸的大组件(如冷却器和储油柜等)运输时可不装箱,但应保证不受损伤,在整个运输与贮存过程中不得进水和受潮。

附录 A
使用部门与制造厂协商的试验
(参考件)

A1 长时间空载试验

施加 1.1 倍额定电压,开启正常运行时的全部油泵,运行 12 h,试验前后油中应无乙炔,总烃含量无明显变化,并且应无明显的局部放电的声、电信号。

A2 油流带电试验

启动全部运行的油泵运行 4 h,其间连续测量中性点、铁心对地的泄漏电流,并监视有无放电信号;然后在不停油泵的情况下做局部放电试验(对低压线端加压,使高压端子电压为 $1.5 U_m \sqrt{3}$ 维持 30 min,其间连续观察测量局部放电量)与油泵不运转时的试验相比,内部放电量无明显变化,同时油中应无乙炔。

附加说明:

本标准由中华人民共和国机械工业部提出。

本标准由全国变压器标准化技术委员会归口。

本标准主要起草成员:

第一篇:王宝珊 王梦云

第二篇~第五篇:王宝珊 王肇平 石伟峰 关世鹏

陈叔涛 郑景清 范克文 郭锡铭

薛瑞梁 颜为年

第六篇:王宝珊 雷国富 严步高

本标准 1986 年首次制定,1995 年第一次修订。