



中华人民共和国国家标准

GB/T 6451—2015
代替 GB/T 6451—2008

油浸式电力变压器 技术参数和要求

Specification and technical requirements for oil-immersed power transformers

2015-09-11 发布

2016-04-01 实施



中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局
中国国家标准化管理委员会

发布

目 次

前言 V

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义 1

4 6 kV、10 kV 电压等级 1

 4.1 性能参数 1

 4.2 技术要求 4

 4.3 检验规则及方法 5

 4.4 标志、起吊、包装、运输和贮存 6

5 35 kV 电压等级 7

 5.1 性能参数 7

 5.2 技术要求 10

 5.3 检验规则及方法 13

 5.4 标志、起吊、包装、运输和贮存 14

6 66 kV 电压等级 16

 6.1 性能参数 16

 6.2 技术要求 17

 6.3 检验规则及方法 20

 6.4 标志、起吊、包装、运输和贮存 20

7 110 kV 电压等级 22

 7.1 性能参数 22

 7.2 技术要求 25

 7.3 检验规则及方法 28

 7.4 标志、起吊、包装、运输和贮存 28

8 220 kV 电压等级 30

 8.1 性能参数 30

 8.2 技术要求 34

 8.3 检验规则及方法 36

 8.4 标志、起吊、包装、运输和贮存 36

9 330 kV 电压等级 38

 9.1 性能参数 38

 9.2 技术要求 42

 9.3 检验规则及方法 44

 9.4 标志、起吊、包装、运输和贮存 45

10 500 kV 电压等级 47

10.1	性能参数	47
10.2	技术要求	50
10.3	检验规则及方法	52
10.4	标志、起吊、安装、运输和贮存	53
附录 A(规范性附录)	用户与制造方协商的试验	55
A.1	长时间空载试验	55
A.2	油流静电试验	55
A.3	转动油泵时的局部放电测量	55
图 1	6 kV、10 kV 级箱底支架位置(面对长轴方向)	5
图 2	6 kV、10 kV 级联结组标号为 Dyn11、Yzn11、Yyn0 的双绕组变压器	6
图 3	6 kV、10 kV 级联结组标号为 Yd11 或 Dy11 的双绕组变压器	7
图 4	35 kV 级箱底支架位置一(面对长轴方向)	11
图 5	35 kV 级箱底支架位置二(面对长轴方向)	12
图 6	35 kV 级联结组标号为 Dyn11、Yyn0 的双绕组变压器	14
图 7	35 kV 级联结组标号为 Yd11 的双绕组变压器	15
图 8	35 kV 级联结组标号为 YNd11 的双绕组变压器	15
图 9	66 kV 级箱底支架位置一(面对长轴方向)	18
图 10	66 kV 级箱底支架位置二(面对长轴方向)	19
图 11	66 kV 级联结组标号为 YNd11 的双绕组变压器	21
图 12	66 kV 级联结组标号为 Yd11 的双绕组变压器	21
图 13	110 kV 级箱底支架位置一(面对长轴方向)	27
图 14	110 kV 级箱底支架位置二(面对长轴方向)	27
图 15	110 kV 级联结组标号为 YNd11 的双绕组变压器	29
图 16	110 kV 级联结组标号为 YNyn0d11 的三绕组变压器	29
图 17	220 kV 级低压为 6.3 kV~21 kV、联结组标号为 YNd11 的双绕组变压器	37
图 18	220 kV 级低压为 36 kV~69 kV、联结组标号为 YNd11 的双绕组变压器	37
图 19	220 kV 级联结组标号为 YNyn0d11 的三绕组变压器	37
图 20	220 kV 级联结组标号为 YNa0d11 的三绕组自耦变压器	38
图 21	330 kV 级联结组标号为 YNd11 的双绕组变压器	45
图 22	330 kV 级联结组标号为 YNa0d11 的三绕组自耦变压器	46
图 23	330 kV 级联结组标号为 YNyn0d11 的三绕组变压器	46
表 1	6 kV、10 kV 级 30 kV·A~2 500 kV·A 三相双绕组无励磁调压配电变压器	2
表 2	6 kV、10 kV 级 630 kV·A~6 300 kV·A 三相双绕组无励磁调压电力变压器	3
表 3	6 kV、10 kV 级 200 kV·A~2 500 kV·A 三相双绕组有载调压配电变压器	3
表 4	35 kV 级 50 kV·A~2 500 kV·A 三相双绕组无励磁调压配电变压器	8
表 5	35 kV 级 630 kV·A~31 500 kV·A 三相双绕组无励磁调压电力变压器	9
表 6	35 kV 级 2 000 kV·A~31 500 kV·A 三相双绕组有载调压电力变压器	10
表 7	35 kV 级油箱真空度和正压力值	12
表 8	66 kV 级 630 kV·A~63 000 kV·A 三相双绕组无励磁调压电力变压器	16
表 9	66 kV 级 6 300 kV·A~63 000 kV·A 三相双绕组有载调压电力变压器	17
表 10	66 kV 级油箱真空度和正压力值	19

表 11	110 kV 级 6 300 kV · A~180 000 kV · A 三相双绕组无励磁调压电力变压器	22
表 12	110 kV 级 6 300 kV · A~63 000 kV · A 三相三绕组无励磁调压电力变压器	23
表 13	110 kV 级 6 300 kV · A~63 000 kV · A 三相双绕组有载调压电力变压器	23
表 14	110 kV 级 6 300 kV · A~63 000 kV · A 三相三绕组有载调压电力变压器	24
表 15	110 kV 级 6 300 kV · A~63 000 kV · A 三相双绕组低压为 35 kV 无励磁调压电力变压器	25
表 16	220 kV 级 31 500 kV · A~420 000 kV · A 三相双绕组无励磁调压电力变压器	30
表 17	220 kV 级 31 500 kV · A~300 000 kV · A 三相三绕组无励磁调压电力变压器	31
表 18	220 kV 级 31 500 kV · A~240 000 kV · A 低压为 66 kV 级三相双绕组无励磁调压电力变 压器	31
表 19	220 kV 级 31 500 kV · A~240 000 kV · A 三相三绕组无励磁调压自耦电力变压器	32
表 20	220 kV 级 31 500 kV · A~240 000 kV · A 三相双绕组有载调压电力变压器	32
表 21	220 kV 级 31 500 kV · A~240 000 kV · A 三相三绕组有载调压电力变压器	33
表 22	220 kV 级 31 500 kV · A~240 000 kV · A 三相三绕组有载调压自耦电力变压器	33
表 23	330 kV 级 90 000 kV · A~720 000 kV · A 三相双绕组无励磁调压电力变压器	39
表 24	330 kV 级 90 000 kV · A~240 000 kV · A 三相三绕组无励磁调压电力变压器	39
表 25	330 kV 级 90 000 kV · A~360 000 kV · A 三相三绕组无励磁调压自耦电力变压器 (串联绕组调压)	40
表 26	330 kV 级 90 000 kV · A~360 000 kV · A 三相三绕组有载调压自耦电力变压器 (串联绕组末端调压)	40
表 27	330 kV 级 90 000 kV · A~360 000 kV · A 三相三绕组有载调压自耦电力变压器 (中压线端调压一)	41
表 28	330 kV 级 90 000 kV · A~360 000 kV · A 三相三绕组无励磁调压自耦电力变压器 (中压线端调压)	41
表 29	330 kV 级 90 000 kV · A~360 000 kV · A 三相三绕组有载调压自耦电力变压器 (中压线端调压二)	42
表 30	500 kV 级 100 MV · A~484 MV · A 单相双绕组无励磁调压电力变压器	47
表 31	500 kV 级 120 MV · A~1 170 MV · A 三相双绕组无励磁调压电力变压器	48
表 32	500 kV 级 120 MV · A~400 MV · A 单相三绕组无励磁调压自耦电力变压器(中压线端调压) ...	49
表 33	500 kV 级 120 MV · A~400 MV · A 单相三绕组有载调压自耦电力变压器(中压线端调压)	50

前 言

本标准按照 GB/T 1.1—2009 给出的规则起草。

本标准代替 GB/T 6451—2008《油浸式电力变压器技术参数和要求》，与 GB/T 6451—2008 相比，主要技术变化如下：

- 对于 10 kV 和 35 kV 级配电变压器，增补了 2 000 kV·A 和 2 500 kV·A 的容量规格及性能参数。
- 对于 35 kV 级有载调压电力变压器，增补了 25 000 kV·A 和 31 500 kV·A 的容量规格及性能参数。
- 对于部分 220 kV 和 500 kV 级的变压器，增补了相关的容量规格及性能参数。
- 对 6 kV、10 kV、35 kV、66 kV、110 kV、220 kV、330 kV 和 500 kV 级变压器的性能参数进行了调整。其中 6 kV、10 kV 级配电变压器的空载损耗分别平均下降约 20%，6 kV、10 kV 级电力变压器的空载损耗和负载损耗分别平均下降约 20% 和 5%；35 kV、66 kV、110 kV 和 220 kV 级变压器的空载损耗和负载损耗分别平均下降约 20% 和 5%；330 kV 和 500 kV 级变压器的空载损耗和负载损耗分别平均下降约 15% 和 5%。此外，各电压等级变压器的空载电流分别平均下降约 30%。
- 对部分性能参数表中的分接范围、电压和短路阻抗等参数值进行了调整，并在表中增加了实际选取变压器损耗时，应注意负载率与运行效率间关系的说明。
- 对所有电压等级变压器的技术要求和试验项目均统一进行了增减和修改。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别这些专利的责任。

本标准由中国电器工业协会提出。

本标准由全国变压器标准化技术委员会(SAC/TC 44)归口。

本标准起草单位：沈阳变压器研究院股份有限公司、华东电网有限公司、特变电工沈阳变压器集团有限公司、保定天威保变电气股份有限公司、西安西电变压器有限责任公司、明珠电气有限公司、特变电工衡阳变压器有限公司、中国电力科学研究院、正泰电气股份有限公司、吉林省电力科学研究院、吴江变压器有限公司、福州天宇电气股份有限公司、三变科技股份有限公司、山东达驰电气有限公司、特变电工股份有限公司新疆变压器厂、广东钜龙电力设备有限公司、海南威特电气集团有限公司、保定保菱变压器有限公司、保定天威集团(江苏)五洲变压器有限公司、广州骏发电气有限公司、新华都特种电气股份有限公司、广东电网公司电力科学研究院、安徽省电力科学研究院、卧龙电气银川变压器有限公司、上海置信电气股份有限公司、卧龙电气集团北京华泰变压器有限公司、广东海鸿变压器有限公司、江苏上能新特变压器有限公司、浙江江山变压器股份有限公司、广东中鹏电气有限公司。

本标准主要起草人：章忠国、刘爽、姜益民、安振、张栋、高建国、蔡定国、孙树波、郭慧浩、李智、李锦彪、敖明、林灿华、林诚文、徐秋元、许长华、孟杰、王文光、朱燕春、郑泉、屈卫民、樊建平、邓旭峰、徐林峰、丁国成、鲁玮、凌健、何宝振、许凯旋、郭跃光、姜振军、梁生。

本标准所代替标准的历次版本发布情况为：

- GB/T 6451—1986；GB/T 6451—1995；GB/T 6451—1999；GB/T 6451—2008。

油浸式电力变压器 技术参数和要求

1 范围

本标准规定了油浸式电力变压器的性能参数、技术要求、检验规则及方法、标志、起吊、包装、运输和贮存。

本标准适用于额定容量为 30 kV·A 及以上,额定频率为 50 Hz,电压等级为 6 kV、10 kV、35 kV、66 kV、110 kV、220 kV、330 kV 和 500 kV 的三相油浸式电力变压器和电压等级为 500 kV 的单相油浸式电力变压器。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件,仅注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件,其最新版本(包括所有的修改单)适用于本文件。

GB 1094.1 电力变压器 第 1 部分:总则

GB 1094.2 电力变压器 第 2 部分:液浸式变压器的温升

GB 1094.3 电力变压器 第 3 部分:绝缘水平、绝缘试验和外绝缘空气间隙

GB 1094.5 电力变压器 第 5 部分:承受短路的能力

GB/T 1094.7 电力变压器 第 7 部分:油浸式电力变压器负载导则

GB/T 2900.95 电工术语 变压器、调压器和电抗器

JB/T 10088 6 kV~500 kV 级电力变压器声级

3 术语和定义

GB 1094.1 和 GB/T 2900.95 界定的术语和定义适用于本文件。

4 6 kV、10 kV 电压等级

4.1 性能参数

额定容量、电压组合、分接范围、联结组标号、空载损耗、负载损耗、空载电流及短路阻抗应符合表 1~表 3 的规定。

表 1 6 kV、10 kV 级 30 kV·A~2 500 kV·A 三相双绕组无励磁调压配电变压器

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 %	短路 阻抗 %
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV					
30	6 6.3 10 10.5	$\pm 2 \times 2.5$ ± 5	0.4	Dyn11 Yzn11 Yyn0	0.100	0.630/0.600	1.5	4.0
50					0.130	0.910/0.870	1.3	
63					0.150	1.09/1.04	1.2	
80					0.180	1.31/1.25	1.2	
100					0.200	1.58/1.50	1.1	
125					0.240	1.89/1.80	1.1	
160					0.280	2.31/2.20	1.0	
200					0.340	2.73/2.60	1.0	
250					0.400	3.20/3.05	0.90	
315					0.480	3.83/3.65	0.90	
400					0.570	4.52/4.30	0.80	
500					0.680	5.41/5.15	0.80	
630				Dyn11 Yyn0	0.810	6.20	0.60	4.5
800					0.980	7.50	0.60	
1 000					1.15	10.3	0.60	
1 250					1.36	12.0	0.50	
1 600					1.64	14.5	0.50	
2 000					1.94	18.3	0.40	5.0
2 500	2.29	21.2	0.40					
注 1: 对于额定容量为 500 kV·A 及以下的变压器,表中斜线上方的负载损耗值适用于 Dyn11 或 Yzn11 联结组,斜线下方的负载损耗值适用于 Yyn0 联结组。 注 2: 当变压器年平均负载率介于 35%~40%之间时,采用表中的损耗值可获得最高运行效率。								

表 2 6 kV、10 kV 级 630 kV·A~6 300 kV·A 三相双绕组无励磁调压电力变压器

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 %	短路 阻抗 %
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV					
630	6 6.3 10 10.5	±2×2.5 ±5	3 3.15 6.3	Yd11 Dy11	0.820	6.92	0.60	5.5
800					1.00	8.46	0.60	
1 000					1.18	9.91	0.60	
1 250					1.40	11.7	0.50	
1 600					1.68	11.1	0.40	
2 000					2.01	16.9	0.40	
2 500					2.37	19.6	0.40	
3 150					2.80	23.0	0.40	
4 000					10 10.5	3.15 6.3	Yd11 Dy11	
5 000	4.10	31.3	0.40					
6 300	4.89	35.0	0.40					
注：当变压器年平均负载率介于 35%~40% 之间时，采用表中的损耗值可获得最高运行效率。								

表 3 6 kV、10 kV 级 200 kV·A~2 500 kV·A 三相双绕组有载调压配电变压器

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 %	短路 阻抗 %
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV					
200	6 6.3 10 10.5	±4×2.5	0.4	Dyn11 Yyn0	0.380	2.90	1.0	4.0
250					0.440	3.42	0.90	
315					0.530	4.10	0.90	
400					0.640	4.95	0.80	
500					0.760	5.89	0.80	
630					0.960	7.26	0.60	4.5
800					1.12	8.89	0.60	
1 000					1.36	10.4	0.60	
1 250					1.56	12.3	0.50	
1 600					1.92	14.7	0.50	
2 000					2.27	18.6	0.40	5.0
2 500					2.68	21.6	0.40	
注：当变压器年平均负载率介于 35%~40%之间时,采用表中的损耗值可获得最高运行效率。								

4.2 技术要求

4.2.1 基本要求

4.2.1.1 变压器应符合 GB 1094.1、GB 1094.2、GB 1094.3、GB 1094.5、GB/T 1094.7 和 JB/T 10088 的规定。

4.2.1.2 变压器组件、部件的设计、制造及检验等应符合相关标准及法规的要求。

4.2.2 安全保护装置

800 kV·A 及以上的变压器宜装有气体继电器。

气体继电器的接点容量在交流 220 V 或 110 V 时不小于 66 V·A, 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 mL~300 mL 或油速在整定范围内时, 应分别接通相应的接点。流经气体继电器的油流速度达到 1.0 m/s (偏差为 $\pm 20\%$) 时, 接点应接通。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油速标尺, 而且应便于取气体。

注 1: 根据用户与制造方协商, 800 kV·A 以下的变压器也可供应气体继电器。

注 2: 对于波纹油箱、带有弹性片式散热器或油箱内部充有气体的密封式变压器不装气体继电器。

变压器均应装有压力保护装置。

对于密封式变压器, 应保证在最高环境温度与允许过负载状态下, 压力保护装置不动作, 在最低环境温度与变压器空载状态下, 变压器能正常运行。

4.2.3 油保护装置

4.2.3.1 变压器应装有储油柜(波纹式油箱、带有弹性片式散热器或油箱内部充有气体的密封式变压器除外), 其结构应便于清理内部。储油柜的一端应具有油位显示功能, 储油柜的容积应保证在最高环境温度与允许的过负载状态下油位不超过上限, 在最低环境温度与变压器未投入运行时, 应能观察到油位指示。

4.2.3.2 储油柜应有注油和放油装置。

4.2.3.3 储油柜(如果有)上一般应加装带有油封的吸湿器。

4.2.4 油温测量装置

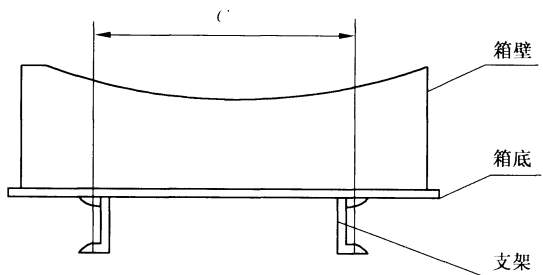
4.2.4.1 变压器应有供温度计用的管座。管座应设在油箱的顶部, 并伸入油内 $120\text{ mm} \pm 10\text{ mm}$ 。

4.2.4.2 1 000 kV·A 及以上的变压器, 需装设户外测温装置, 其接点容量在交流 220 V 时, 不低于 50 V·A, 直流有感负载时, 不低于 15 W。测温装置的安装位置应便于观察, 且其准确度应符合相应标准。

4.2.5 变压器油箱及其附件

4.2.5.1 变压器一般不供给小车, 如箱底焊有支架, 则其焊接位置应符合图 1 的规定。

注: 根据用户需要也可供给小车。



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

图 1 6 kV、10 kV 级箱底支架位置(面对长轴方向)

- 4.2.5.2 在变压器油箱的下部壁上可装有放油用阀门。
- 4.2.5.3 套管接线端子连接处,在环境空气中对空气的温升应不大于 55 K,在油中对油的温升应不大于 15 K。
- 4.2.5.4 套管的安装位置和相互距离应便于接线,且其带电部分的空气间隙应能满足 GB 1094.3 的要求。
- 4.2.5.5 对于油箱内部充有气体的密封式变压器,在最低油位条件下应满足绝缘要求。
- 4.2.5.6 变压器结构应便于拆卸和更换套管、瓷件或电缆接头。
- 4.2.5.7 变压器铁心应单点接地,金属结构件均应通过油箱可靠接地。接地处应有明显的接地符号“ $\perp$ ”或“接地”字样。

4.3 检验规则及方法

- 4.3.1 变压器除应进行 GB 1094.1 所规定的试验项目外,还应进行 4.3.2~4.3.10 所规定的试验。
- 4.3.2 绕组直流电阻不平衡率:相为不大于 4%,线为不大于 2%。如果由于线材及引线结构等原因而使绕组直流电阻不平衡率超过上述值时,除应在例行试验记录中记录实测值外,尚应写明引起这一偏差的原因。用户应与同温度下的例行试验实测值进行比较,其偏差应不大于 2%。本试验为例行试验。

绕组直流电阻不平衡率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。

对所有引出的相应端子间的电阻值均应进行测量比较。

- 4.3.3 应提供变压器绝缘电阻的实测值,测试通常在 5℃~40℃和相对湿度小于 85%时进行。本试验为例行试验。当测量温度不同时,绝缘电阻可按式(1)换算:

$$R_2 = R_1 \times 1.5^{(t_1 - t_2) / 10} \dots\dots\dots (1)$$

式中:

R_1 、 R_2 ——分别为温度 t_1 、 t_2 时的绝缘电阻值。

- 4.3.4 变压器应进行压力密封试验。本试验为例行试验,试验要求如下:

- a) 一般结构油箱的变压器(包括储油柜带隔膜的密封式变压器),按 GB 1094.1 的规定;
- b) 波纹式油箱(包括带有弹性片式散热器油箱)的变压器,315 kV·A 及以下者应承受 20 kPa 的试验压力,400 kV·A 及以上者应承受 15 kPa 的试验压力,历经 12 h 应无泄漏;
- c) 油箱内部充有气体的密封式变压器,油面上部应承受 60 kPa 的试验压力(波纹式油箱除外),历经 12 h 应无泄漏。

4.3.5 有载分接开关试验合格后,应将分接开关装入变压器中,对分接开关油室进行密封试验,应无渗漏现象。本试验为例行试验。

4.3.6 对于油箱内部充有气体的密封式变压器,应进行最低油位条件下的绝缘试验,试验应满足相关要求。本试验为型式试验。

4.3.7 变压器应进行短时过负载能力试验。本试验为型式试验,试验要求如下:

在最高运行油位下完成温升试验后再施加 1.5 倍额定负载,持续运行 2 h 后应满足下列要求:

- a) 压力保护装置不动作;
- b) 无渗漏现象;
- c) 油箱波纹及片式散热器的变形量在规定范围内;
- d) 油箱外壳及套管的温升不大于 85 K。

4.3.8 变压器应进行压力变形试验。本试验为特殊试验,试验要求如下:

- a) 一般结构油箱的变压器(包括储油柜带隔膜的密封式变压器),按 GB 1094.1 的规定;
- b) 波纹式油箱(包括带有弹性片式散热器油箱)的变压器,315 kV·A 及以下者,试验压力为 25 kPa,400 kV·A 及以上者,试验压力为 20 kPa,历经 5 min 应无损伤及不应出现不允许的永久变形;
- c) 油箱内部充有气体的密封式变压器,试验压力为 70 kPa(波纹式油箱除外),历经 5 min 应无损伤及不应出现不允许的永久变形。

4.3.9 变压器应进行油箱开裂试验。本试验为特殊试验,试验要求如下:

在系列产品中抽取一台变压器油箱,对其施加 103 kPa 正压力(液压),历经 10 min 后,不应出现开裂现象。

4.3.10 变压器应进行运输颠簸试验。本试验为特殊试验,试验方法及要求由用户与制造方协商。

4.4 标志、起吊、包装、运输和贮存

4.4.1 变压器应有接线端子、运输及起吊标志,标志内容应符合相关标准规定。

4.4.2 变压器的套管排列顺序位置一般如图 2 和图 3 所示。

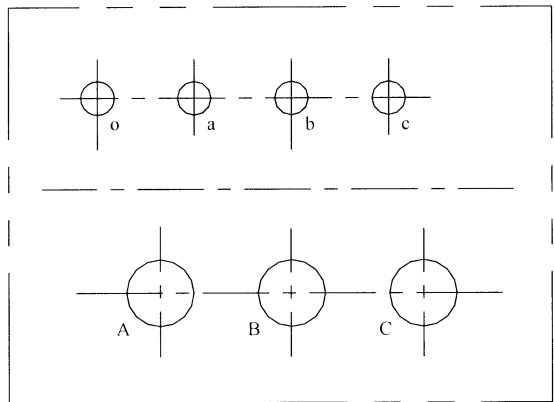


图 2 6 kV、10 kV 级联结组标号为 Dyn11、Yzn11、Yyn0 的双绕组变压器

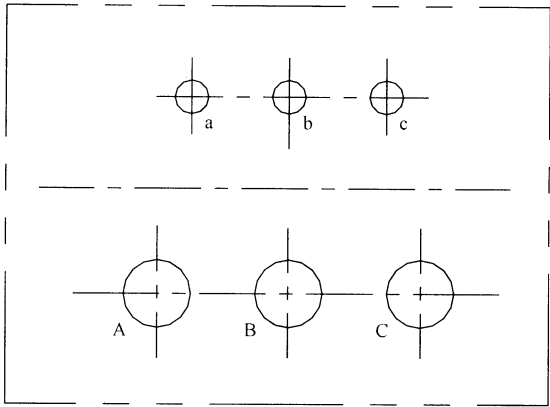


图 3 6 kV、10 kV 级联结组标号为 Yd11 或 Dy11 的双绕组变压器

- 4.4.3 变压器需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(如果有)和散热器等均应有起吊装置。
- 4.4.4 成套拆卸的组件和零件(如气体继电器、套管、测温装置及紧固件等)的包装,应保证经过运输、贮存直到安装前不损坏和不受潮。
- 4.4.5 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。变压器的组件、部件[如套管、散热器、阀门和储油柜(如果有)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。
- 4.4.6 在运输、贮存直至安装前,应保证变压器本体及其所有组件、部件[如储油柜(如果有)、套管、阀门及散热器等]不损坏和不受潮。

5 35 kV 电压等级

5.1 性能参数

- 5.1.1 额定容量、电压组合、分接范围、联结组标号、空载损耗、负载损耗、空载电流及短路阻抗应符合表 4~表 6 的规定。

表 4 35 kV 级 50 kV · A~2 500 kV · A 三相双绕组无励磁调压配电变压器

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 %	短路 阻抗 %
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV					
50	35 38.5	$\pm 2 \times 2.5$ ± 5	0.4	Dyn11 Yyn0	0.160	1.20/1.14	1.3	6.5
100					0.230	2.01/1.91	1.1	
125					0.270	2.37/2.26	1.1	
160					0.280	2.82/2.68	1.0	
200					0.340	3.32/3.16	1.0	
250					0.400	3.95/3.76	0.95	
315					0.480	4.75/4.53	0.95	
400					0.580	5.74/5.47	0.85	
500					0.680	6.91/6.58	0.85	
630					0.830	7.86	0.65	
800					0.980	9.40	0.65	
1 000					1.15	11.5	0.65	
1 250					1.40	13.9	0.60	
1 600					1.69	16.6	0.60	
2 000					1.99	19.7	0.55	
2 500					2.36	23.2	0.55	
注 1：对于额定容量为 500 kV·A 及以下的变压器，表中斜线上方的负载损耗值适用于 Dyn11 联结组，斜线下方的负载损耗值适用于 Yyn0 联结组。 注 2：当变压器年平均负载率介于 30%~36% 之间时，采用表中的损耗值可获得最高运行效率。								

表 5 35 kV 级 630 kV·A~31 500 kV·A 三相双绕组无励磁调压电力变压器

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 %	短路 阻抗 %
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV					
630	35	$\pm 2 \times 2.5$ ± 5	3.15 6.3 10.5	Yd11	0.830	7.86	0.65	6.5
800					0.980	9.10	0.65	
1 000					1.15	11.5	0.65	
1 250					1.40	13.9	0.55	
1 600					1.69	16.6	0.45	
2 000					2.17	18.3	0.45	
2 500					2.56	19.6	0.45	
3 150	35~38.5	$\pm 2 \times 2.5$ ± 5	3.15 6.3 10.5	Yd11	3.04	23.0	0.45	7.0
4 000					3.61	27.3	0.45	
5 000					4.32	31.3	0.45	
6 300					5.24	35.0	0.45	
8 000	35~38.5	$\pm 2 \times 2.5$	3.15 3.3 6.3 6.6 10.5	YNd11	7.20	38.4	0.35	8.0
10 000					8.70	45.3	0.35	
12 500					10.0	53.8	0.30	
16 000					12.1	65.8	0.30	
20 000					14.4	79.5	0.30	
25 000					17.0	94.0	0.25	
31 500					20.2	112	0.25	
注 1：对于低压电压为 10.5 kV 的变压器，可提供联结组标号为 Dyn11 的产品。 注 2：额定容量为 3 150 kV·A 及以上的变压器，-5% 分接位置为最大电流分接。 注 3：当变压器年平均负载率介于 35%~45% 之间时，采用表中的损耗值可获得最高运行效率。								

表 6 35 kV 级 2 000 kV·A~31 500 kV·A 三相双绕组有载调压电力变压器

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 %	短路 阻抗 %
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV					
2 000	35	±3×2.5	6.3	Yd11	2.30	19.2	0.50	6.5
2 500			10.5		2.72	20.6	0.50	
3 150	35~38.5	±3×2.5	6.3 10.5		3.23	24.7	0.50	7.0
4 000					3.87	29.1	0.50	
5 000					4.64	34.2	0.50	
6 300					5.63	36.7	0.50	
8 000	35~38.5	±3×2.5	6.3 6.6 10.5	YNd11	7.87	40.6	0.40	8.0
10 000					9.28	48.0	0.40	
12 500					10.9	56.8	0.35	
16 000					13.1	70.3	0.35	
20 000					15.5	82.7	0.35	
25 000					18.3	97.8	0.30	10.0
31 500					21.8	116	0.30	
注 1：对于低压电压为 10.5 kV 的变压器，可提供联结组标号为 Dyn11 的产品。 注 2：最大电流分接为－7.5%分接位置。 注 3：当变压器年平均负载率介于 35%~45%之间时，采用表中的损耗值可获得最高运行效率。								

5.1.2 在分接级数和级电压不变的情况下，允许增加负分接级数，减少正分接级数，或增加正分接级数，减少负分接级数，如： $35 \pm \frac{1 \times 2.5\%}{3 \times 2.5\%}$ 、 $35 \pm \frac{3 \times 2.5\%}{1 \times 2.5\%}$ 等。

5.2 技术要求

5.2.1 基本要求

5.2.1.1 变压器应符合 GB 1094.1、GB 1094.2、GB 1094.3、GB 1094.5、GB/T 1094.7 和 JB/T 10088 的规定。

5.2.1.2 变压器组件、部件的设计、制造及检验等应符合相关标准及法规的要求。

5.2.2 安全保护装置

800 kV·A 及以上的变压器宜装有气体继电器。

气体继电器的接点容量在交流 220 V 或 110 V 时不小于 66 V·A，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 mL~300 mL 或油速在整定范围内时，应分别接通相应的接

点。流经气体继电器的油流速度达到 1.0 m/s(偏差为±20%)时,接点应接通。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油速标尺,而且应便于取气体。

注 1: 根据用户与制造方协商,800 kV·A 以下的变压器也可供应气体继电器。

注 2: 对于波纹油箱、带有弹性片式散热器或油箱内部充有气体的密封式变压器不装气体继电器。

变压器均应装有压力保护装置。

对于密封式变压器,应保证在最高环境温度与允许过负载状态下,压力保护装置不动作,在最低环境温度与变压器空载状态下,变压器能正常运行。

5.2.3 油浸风冷却系统

对于油浸风冷变压器,应供给全套风冷却装置(如散热器、风扇电动机和控制装置等)。

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和缺相保护。

5.2.4 油保护装置

5.2.4.1 1 000 kV·A 及以上变压器应装有储油柜(波纹式油箱、带有弹性片式散热器或油箱内部充有气体的密封式变压器除外),其结构应便于清理内部。储油柜的一端应具有油位显示功能,储油柜的容积应保证在最高环境温度与允许的过负载状态下油位不超过上限,在最低环境温度与变压器未投入运行时,应能观察到油位指示。

5.2.4.2 储油柜应有注油、放油和排污油装置。

5.2.4.3 储油柜(如果有)上一般应加装带有油封的吸湿器。

5.2.5 油温测量装置

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

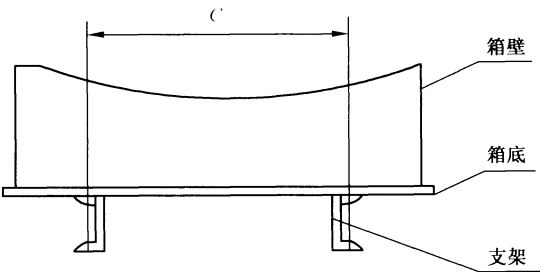
5.2.5.2 1 000 kV·A 及以上的变压器,需装设户外测温装置,其接点容量在交流 220 V 时,不低于 50 V·A,直流有感负载时,不低于 15 W。测温装置的安装位置应便于观察,且其准确度应符合相应标准。

5.2.5.3 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。

5.2.6 变压器油箱及其附件

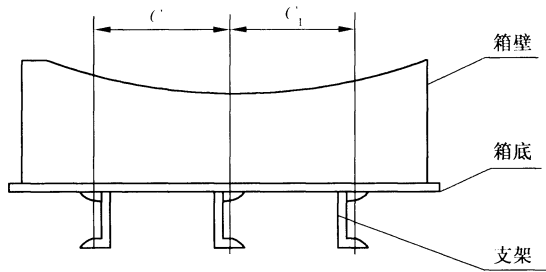
5.2.6.1 变压器一般不供给小车,如箱底焊有支架,则其支架焊接位置应符合图 4 和图 5 的规定。

注: 根据用户需要也可供给小车。



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

图 4 35 kV 级箱底支架位置一(面对长轴方向)



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

图 5 35 kV 级箱底支架位置二（面对长轴方向）

- 5.2.6.2 在变压器油箱的下部壁上应装有取油样或放油用阀门。
- 5.2.6.3 套管接线端子连接处，在环境空气中对空气的温升应不大于 55 K，在油中对油的温升应不大于 15 K。
- 5.2.6.4 变压器油箱应具有能承受住表 7 中规定的真空度和正压力的机械强度的能力，不应有损伤和不允许的永久变形。

表 7 35 kV 级油箱真空度和正压力值

油箱型式	容量范围 kV · A	真空度 kPa	正压力 kPa
一般结构	1 000 及以上	50	60
	4 000 以下		
波纹油箱	400 及以上		20
	400 以下		25
充有气体的密封式			70

- 5.2.6.5 8 000 kV · A 及以上变压器油箱下部应有供千斤顶顶起变压器的装置。根据需要，可提供牵引装置。
- 5.2.6.6 可根据需要在变压器油箱壁上设置适当高度的梯子，以便于取油样及观察气体继电器。
- 5.2.6.7 套管的安装位置和相互距离应便于接线，且其带电部分的空气间隙应能满足 GB 1094.3 的要求。
- 5.2.6.8 对于油箱内部充有气体的密封式变压器，在最低油位条件下应满足绝缘要求。

5.2.6.9 变压器结构应便于拆卸和更换套管或瓷件。

5.2.6.10 变压器铁心应单点接地,金属结构件均应通过油箱可靠接地。16 000 kV·A 及以上的变压器,铁心应单独引出并可靠接地。接地处应有明显的接地符号“ $\perp$ ”或“接地”字样。

5.3 检验规则及方法

5.3.1 变压器除应进行 GB 1094.1 所规定的试验项目外,还应进行 5.3.2~5.3.13 所规定的试验。

5.3.2 对于配电变压器,绕组直流电阻不平衡率:相为不大于 4%,线为不大于 2%;对于电力变压器,绕组直流电阻不平衡率:相(有中性点引出时)为不大于 2%,线(无中性点引出时)为不大于 1%。如果由于线材及引线结构等原因而使绕组直流电阻不平衡率超过上述值时,除应在例行试验记录中记录实测值外,尚应写明引起这一偏差的原因。用户应与同温度下的例行试验实测值进行比较,其偏差应不大于 2%。本试验为例行试验。

绕组直流电阻不平衡率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。

对所有引出的相应端子间的电阻值均应进行测量比较。

5.3.3 应提供变压器绝缘电阻(容量为 4 000 kV·A 及以上的变压器还应提供吸收比 R_{60}/R_{15})的实测值,测试通常在 5℃~40℃ 和相对湿度小于 85% 时进行。本试验为例行试验。当测量温度不同时,绝缘电阻可按式(2)换算:

$$R_2 = R_1 \times 1.5^{(t_1 - t_2) / 10} \quad \dots\dots\dots (2)$$

式中:

R_1 、 R_2 ——分别为温度 t_1 、 t_2 时的绝缘电阻值。

5.3.4 容量为 8 000 kV·A 及以上的变压器应提供介质损耗因数($\tan\delta$)值,测试通常在 5℃~40℃ 温度下进行。本试验为例行试验。不同温度下的 $\tan\delta$ 值一般可按式(3)换算:

$$\tan\delta_2 = \tan\delta_1 \times 1.3^{(t_2 - t_1) / 10} \quad \dots\dots\dots (3)$$

式中:

$\tan\delta_1$ 、 $\tan\delta_2$ ——分别为温度 t_1 、 t_2 时的 $\tan\delta$ 值。

5.3.5 容量为 16 000 kV·A 及以上的变压器,应提供铁心对地和夹件的绝缘电阻值,其值应不小于 500 MΩ(20℃)。本试验为例行试验。当测量温度不同时,绝缘电阻可按式(2)进行换算。

5.3.6 变压器应进行压力密封试验。本试验为例行试验,试验要求如下:

- a) 一般结构油箱的变压器(包括储油柜带隔膜的密封式变压器),按 GB 1094.1 的规定;
- b) 波纹式油箱(包括带有弹性片式散热器油箱)的变压器,315 kV·A 及以下者应承受 20 kPa 的试验压力,400 kV·A 及以上者应承受 15 kPa 的试验压力,历经 24 h 应无泄漏;
- c) 油箱内部充有气体的密封式变压器,油面上部应承受 60 kPa 的试验压力(波纹式油箱除外),历经 24 h 应无泄漏。

5.3.7 对于油箱内部充有气体的密封式变压器,应进行最低油位条件下的绝缘试验,试验应满足相关要求。本试验为型式试验。

5.3.8 有载分接开关试验合格后,应将分接开关装入变压器中,对分接开关油室进行密封试验,应无渗漏现象。本试验为例行试验。

5.3.9 对于配电变压器,应进行短时过负载能力试验。本试验为型式试验,试验要求如下:

在最高运行油位下完成温升试验后再施加 1.5 倍额定负载,持续运行 2 h 后应满足下列要求:

- a) 压力保护装置不动作;

- b) 无渗漏现象;
- c) 油箱波纹及片式散热器的变形量在规定范围内;
- d) 油箱外壳及套管的温升不大于 85 K。

5.3.10 容量为 8 000 kV · A 及以上的变压器如果进行温升试验或过电流(施加 1.1 倍额定电流,持续时间不少于 4 h)试验,则试验前后应取油样进行气相色谱分析试验,试验结果应符合相关标准规定。本试验为型式试验。

5.3.11 容量为 20 000 kV · A 及以上且具有独立调压绕组的变压器,应测量各分接档位的负载损耗值,并应符合设计要求。本试验为特殊试验。

5.3.12 变压器应进行压力变形试验。本试验为特殊试验,试验要求如下:

- a) 一般结构油箱的变压器(包括储油柜带隔膜的密封式变压器),按 GB 1094.1 的规定;
- b) 波纹式油箱(包括带有弹性片式散热器油箱)的变压器,315 kV · A 及以下者,试验压力为 25 kPa, 400 kV · A 及以上者,试验压力为 20 kPa,历经 5 min 应无损伤及不应出现不允许的永久变形;
- c) 油箱内部充有气体的密封式变压器,试验压力为 70 kPa(波纹式油箱除外),历经 5 min 应无损伤及不应出现不允许的永久变形。

5.3.13 对于配电变压器,应进行运输颠簸试验。本试验为特殊试验,试验方法及要求由用户与制造方协商。

5.4 标志、起吊、包装、运输和贮存

5.4.1 变压器应有接线端子、运输及起吊标志,标志内容应符合相关标准规定。

5.4.2 变压器的套管排列顺序位置一般如图 6~图 8 所示。

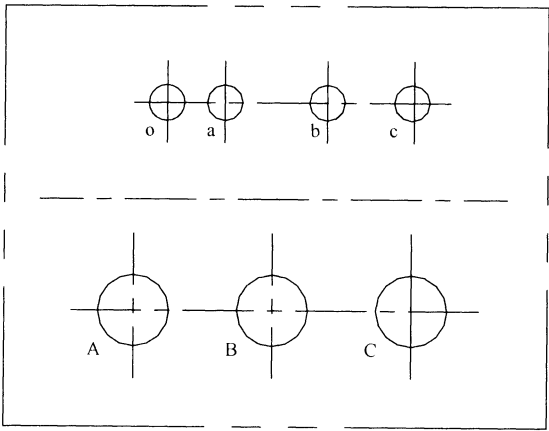


图 6 35 kV 级联结组标号为 Dyn11、Yyn0 的双绕组变压器

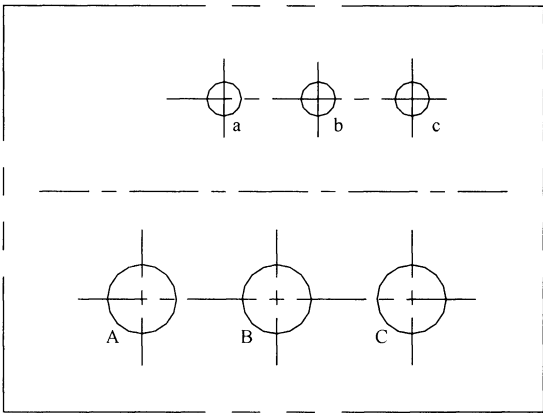


图 7 35 kV 级联结组标号为 Yd11 的双绕组变压器

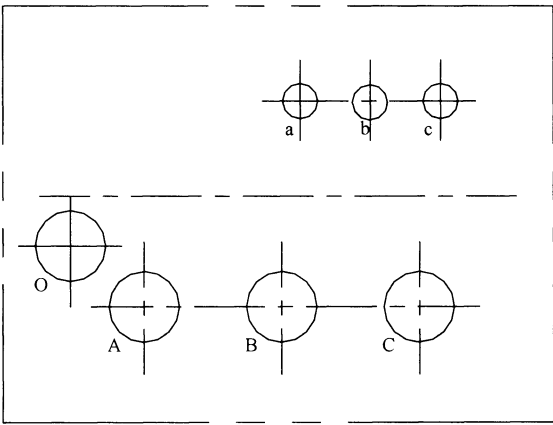


图 8 35 kV 级联结组标号为 YNd11 的双绕组变压器

- 5.4.3 变压器需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(如果有)和散热器等均应有起吊装置。
- 5.4.4 成套拆卸的组件和零件(如气体继电器、套管、测温装置及紧固件等)的包装应保证经过运输、贮存直到安装前不损伤和不受潮。
- 5.4.5 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。变压器的组件、部件[如套管、散热器、阀门和储油柜(如果有)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。
- 5.4.6 在运输、贮存直至安装前,应保证变压器本体及其所有的组件、部件[如储油柜(如果有)、套管、阀门及散热器等]不损坏和不受潮。

6 66 kV 电压等级

6.1 性能参数

6.1.1 额定容量、电压组合、分接范围、联结组标号、空载损耗、负载损耗、空载电流及短路阻抗应符合表 8 或表 9 的规定。

表 8 66 kV 级 630 kV·A~63 000 kV·A 三相双绕组无励磁调压电力变压器

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 ‰	短路 阻抗 ‰
	高压及分接范围 kV	低压 kV					
630	63±5 66±5 69±5	6,3 6,6 10,5	Yd11	1,20	7,10	1,1	8
800				1,50	8,50	1,0	
1 000				1,70	9,80	1,0	
1 250				2,00	11,9	1,0	
1 600				2,40	14,0	1,0	
2 000				2,80	16,6	0,96	
2 500				3,40	19,6	0,88	
3 150			YNd11	4,00	23,0	0,84	
4 000				4,80	27,3	0,80	
5 000				5,70	30,7	0,68	
6 300	7,30	34,2		0,60	9		
8 000	8,90	40,5		0,60			
10 000	10,5	47,8		0,56			
12 500	12,4	56,8		0,56			
16 000	15,0	69,8	0,52				
20 000	17,6	84,6	0,52				
25 000	20,8	100	0,48				
31 500	24,6	120	0,44				
40 000	29,4	141	0,44				
50 000	35,2	167	0,40				
63 000	41,6	198	0,36				
注 1: 额定容量为 3 150 kV·A 及以上的变压器, -5%分接位置为最大电流分接。							
注 2: 当变压器年平均负载率介于 41%~46%之间时, 采用表中的损耗值可获得最高运行效率。							

表 9 66 kV 级 6 300 kV · A~63 000 kV · A 三相双绕组有载调压电力变压器

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 %	短路 阻抗 %
	高压及分接范围 kV	低压 kV					
6 300	63±8×1.25 66±8×1.25 69±8×1.25	6.3 6.6 10.5	YNd11	8.00	34.2	0.60	9~11
8 000				9.60	40.5	0.60	
10 000				11.3	47.8	0.56	
12 500				13.4	56.8	0.56	
16 000				16.1	69.8	0.52	
20 000				19.2	84.6	0.52	
25 000				22.7	100	0.48	
31 500				26.9	120	0.44	
40 000				32.2	141	0.44	
50 000				38.0	167	0.40	10~12
63 000				44.9	198	0.36	
注 1: 除用户另有要求外, —10%分接位置为最大电流分接。							
注 2: 当变压器年平均负载率介于 47%~49%之间时, 采用表中的损耗值可获得最高运行效率。							

6.1.2 在分接级数和级电压不变的情况下，允许增加负分接级数，减少正分接级数，或增加正分接级数，减少负分接级数，如：66^{+1×2.5%}_{-3×2.5%}、66^{+3×2.5%}_{-1×2.5%}等。

6.1.3 当用户需要不同于表中规定短路阻抗值的变压器时，其损耗等性能参数应与制造方协商，并在合同中规定。

6.2 技术要求

6.2.1 基本要求

6.2.1.1 变压器应符合 GB 1094.1、GB 1094.2、GB 1094.3、GB 1094.5、GB/T 1094.7 和 JB/T 10088 的规定。

6.2.1.2 变压器组件、部件的设计、制造及检验等应符合相关标准及法规的要求。

6.2.2 安全保护装置

6.2.2.1 变压器应装有气体继电器。

气体继电器的接点容量在交流 220 V 或 110 V 时不小于 66 V · A，直流有感负载时，不小于 15 W。变压器油箱和联管的设计应使气体易于汇集在气体继电器内，变压器不得有存气现象。积聚在气体继电器内的气体数量达到 250 mL~300 mL 或油速在整定范围内时，应分别接通相应的接点。流经气体继电器的油流速度达到整定值时，接点应接通。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油速标尺，而且应便于取气体。

6.2.2.2 变压器应装有压力保护装置，当变压器油箱内压力达到安全限值时，压力保护装置应可靠地释

放压力。

6.2.2.3 变压器宜供给信号测量和保护装置辅助回路用的端子箱。

6.2.2.4 变压器所有管道最高处或容易窝气处应设置放气塞。

6.2.2.5 有载调压变压器的有载分接开关应有自己的安全保护装置。

6.2.3 油浸风冷却系统

对于油浸风冷变压器,应供给全套风冷却装置(如散热器、风扇电动机和控制装置等)。

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、过载和缺相保护。

6.2.4 油保护装置

6.2.4.1 变压器均应装有储油柜,其结构应便于清理内部。储油柜的一端应具有油位显示功能,储油柜的容积应保证在最高环境温度与允许的过负载状态下油位不超过上限,在最低环境温度与变压器未投入运行时,应能观察到油位指示。

6.2.4.2 储油柜应有注油、放油和排污油装置。

6.2.4.3 储油柜上一般应装有带有油封的吸湿器。

6.2.4.4 变压器应采取防油老化措施,以确保变压器油不与大气相接触,如:在储油柜内部加装胶囊、隔膜或采用金属波纹密封式储油柜。

6.2.5 油温测量装置

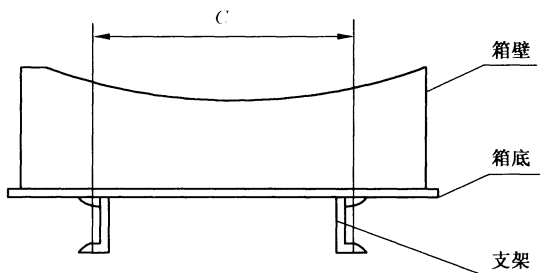
6.2.5.1 变压器应有供温度计用的管座。管座应设在油箱的顶部,并伸入油内 $120\text{ mm} \pm 10\text{ mm}$ 。

6.2.5.2 $1\,000\text{ kV} \cdot \text{A}$ 及以上的变压器,需装设户外测温装置,其接点容量在交流 220 V 时,不低于 $50\text{ V} \cdot \text{A}$,直流有感负载时,不低于 15 W 。对于强油循环的变压器应装设两个测温装置。测温装置的安装位置应便于观察,且其准确度应符合相应标准。

6.2.5.3 $8\,000\text{ kV} \cdot \text{A}$ 及以上的变压器,应装有远距离测温用的测温元件。

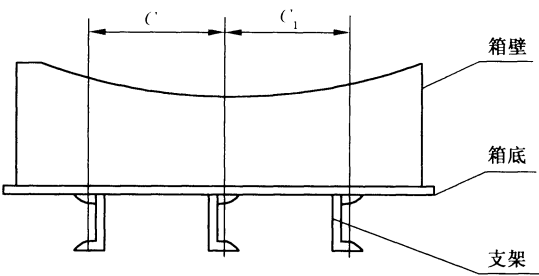
6.2.6 变压器油箱及其附件

6.2.6.1 变压器一般不供给小车,如箱底焊有支架,则其支架焊接位置应符合图 9 和图 10 的规定。



注: C 尺寸可按变压器大小选择为 550 mm 、 660 mm 、 820 mm 、 $1\,070\text{ mm}$ 、 $1\,475\text{ mm}$ 、 $2\,040\text{ mm}$ 。

图 9 66 kV 级箱底支架位置一(面对长轴方向)



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

图 10 66 kV 级箱底支架位置二(面对长轴方向)

注 1：根据用户需要也可供给小车。

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

- 6.2.6.2 在变压器油箱的下部壁上应装有油样阀门，油箱下部还应装有放油阀。
- 6.2.6.3 套管接线端子连接处，在环境空气对空气的温升应不大于 55 K，在油中对油的温升应不大于 15 K。
- 6.2.6.4 变压器油箱应具有能承受住表 10 中规定的真空度和正压力的机械强度的能力，不应有损伤和不允许的永久变形。

表 10 66 kV 级油箱真空度和正压力值

容量范围 kV · A	真空度 kPa	正压力 kPa
20 000 及以上	20	80
20 000 以下	50	60

- 6.2.6.5 6 300 kV · A 及以上变压器油箱下部应有供千斤顶顶起变压器的装置。根据需要，可提供牵引装置。
- 6.2.6.6 可根据需要在变压器油箱壁上设置适当高度的梯子，以便于取油样及观察气体继电器。
- 6.2.6.7 套管的安装位置和相互距离应便于接线，且其带电部分的空气间隙应能满足 GB 1094.3 的要求。
- 6.2.6.8 变压器结构应便于拆卸和更换套管。
- 6.2.6.9 变压器铁心和金属结构件均应通过油箱可靠接地。20 000 kV · A 及以上的变压器，铁心应单独引出并可靠接地。变压器油箱应保证两点接地(分别位于油箱长轴或短轴两侧)。接地处应有明显的接地符号“ $\perp$ ”或“接地”字样。
- 6.2.6.10 根据需要，可提供一定数量的套管式电流互感器。

6.3 检验规则及方法

6.3.1 变压器除应进行 GB 1094.1 所规定的试验项目外,还应进行 6.3.2~6.3.8 所规定的试验。

6.3.2 对于 1 600 kV·A 及以下的变压器,绕组直流电阻不平衡率:相为不大于 4%,线为不大于 2%;2 000 kV·A 及以上的变压器,绕组直流电阻不平衡率:相(有中性点引出时)为不大于 2%,线(无中性点引出时)为不大于 1%。如果由于线材及引线结构等原因而使绕组直流电阻不平衡率超过上述值时,除应在例行试验记录中记录实测值外,尚应写明引起这一偏差的原因。用户应与同温度下的例行试验实测值进行比较,其偏差应不大于 2%。本试验为例行试验。

绕组直流电阻不平衡率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。

对所有引出的相应端子间的电阻值均应进行测量比较。

6.3.3 应提供变压器绝缘电阻和吸收比(R_{60}/R_{15})的实测值,测试通常在 5℃~40℃和相对湿度小于 85%时进行。本试验为例行试验。当测量温度不同时,绝缘电阻可按式(4)换算:

$$R_2 = R_1 \times 1.5^{(t_1 - t_2) / 10} \dots\dots\dots (4)$$

式中:

R_1 、 R_2 ——分别为温度 t_1 、 t_2 时的绝缘电阻值。

6.3.4 应提供变压器介质损耗因数($\tan\delta$)值,测试通常在 5℃~40℃温度下进行。本试验为例行试验。不同温度下的 $\tan\delta$ 值一般可按式(5)换算:

$$\tan\delta_2 = \tan\delta_1 \times 1.3^{(t_2 - t_1) / 10} \dots\dots\dots (5)$$

式中:

$\tan\delta_1$ 、 $\tan\delta_2$ ——分别为温度 t_1 、 t_2 时的 $\tan\delta$ 值。

6.3.5 容量为 20 000 kV·A 及以上的变压器,应提供铁心对地和夹件的绝缘电阻值,其值应不小于 500 MΩ(20℃)。本试验为例行试验。当测量温度不同时,绝缘电阻可按式(4)进行换算。

6.3.6 有载分接开关试验合格后,应将 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,应无渗漏现象。本试验为例行试验。

6.3.7 变压器如果进行温升试验或过电流(施加 1.1 倍额定电流,持续时间不少于 4 h)试验,则试验前后应取油样进行气相色谱分析试验,试验结果应符合相关标准规定。本试验为型式试验。

6.3.8 容量为 20 000 kV·A 及以上且具有独立调压绕组的变压器,应测量各分接档位的负载损耗值,并应符合设计要求。本试验为特殊试验。

6.4 标志、起吊、包装、运输和贮存

6.4.1 变压器应有接线端子、运输及起吊标志,标志内容应符合相关标准规定。

6.4.2 变压器的套管排列顺序位置一般如图 11 和图 12 所示。

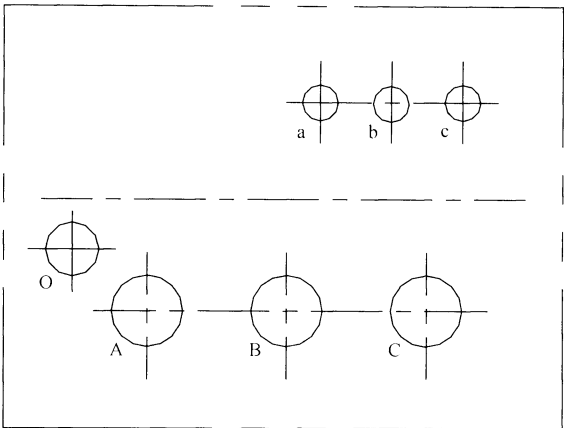


图 11 66 kV 级联结组标号为 YNd11 的双绕组变压器

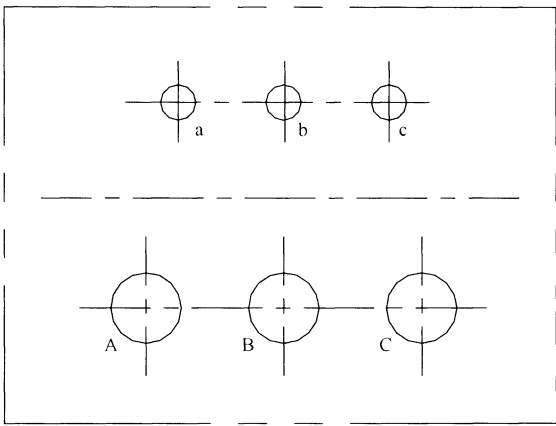


图 12 66 kV 级联结组标号为 Yd11 的双绕组变压器

- 6.4.3 变压器需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和散热器或冷却器等均应有起吊装置。
- 6.4.4 成套拆卸的组件和零件(如气体继电器、套管、测温装置及紧固件等)的包装,应保证经过运输、贮存直到安装前不损伤和不受潮。
- 6.4.5 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。变压器的组件、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。
- 6.4.6 31 500 kV·A 及以上的变压器在运输中应装三维冲撞记录仪。
- 6.4.7 在运输、贮存直至安装前,应保证变压器本体及其所有的组件、部件(如储油柜、套管、阀门及散热器或冷却器等)不损坏和不受潮。

7 110 kV 电压等级

7.1 性能参数

7.1.1 额定容量、电压组合、分接范围、联结组标号、空载损耗、负载损耗、空载电流及短路阻抗应符合表 11～表 15 的规定。

注 1：对于多绕组变压器，表中所给出的损耗值适用于 GB 1094.1 中定义的第一对绕组。
注 2：表 11～表 15 适用于高压绕组为分级绝缘的变压器（中性点端子的额定绝缘水平为：额定外施耐受电压方均根值 95 kV，额定雷电冲击耐受电压峰值 250 kV）。

表 11 110 kV 级 6 300 kV·A～180 000 kV·A 三相双绕组无励磁调压电力变压器

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 %	短路 阻抗 %
	高压及分接范围 kV	低压 kV					
6 300	110±2×2.5% 115±2×2.5% 121±2×2.5%	6.3 6.6 10.5	YNd11	7.40	35.0	0.62	10.5
8 000				8.90	42.0	0.62	
10 000				10.5	50.0	0.58	
12 500				12.4	59.0	0.58	
16 000				15.0	73.0	0.54	
20 000				17.6	88.0	0.54	
25 000				20.8	104	0.50	
31 500				24.6	123	0.48	
40 000				29.4	148	0.45	
50 000				35.2	175	0.42	
63 000				41.6	208	0.38	
75 000		13.8 15.75 18 21		47.2	236	0.33	12～14
90 000				54.4	272	0.30	
120 000				67.8	337	0.27	
150 000				80.1	399	0.24	
180 000				90.0	457	0.20	

注 1：－5%分接位置为最大电流分接。

注 2：对于升压变压器,宜采用无分接结构。如运行有要求,可设置分接头。

注 3：当变压器年平均负载率介于 42%～46%之间时,采用表中的损耗值可获得最高运行效率。

表 12 110 kV 级 6 300 kV·A~63 000 kV·A 三相三绕组无励磁调压电力变压器

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 %	短路阻抗	
	高压及分接范围 kV	中压 kV	低压 kV					%	
								升压	降压
6 300	110±2×2.5% 115±2×2.5% 121±2×2.5%	36 37 38.5	6.3 6.6 10.5 21	YNyn0d11	8.90	44.0	0.66	高一中 17.5~18.5 高一低 10.5 中—低 6.5	高一中 10.5 高一低 18~19 中—低 6.5
8 000					10.6	53.0	0.62		
10 000					12.6	62.0	0.59		
12 500					14.7	74.0	0.56		
16 000					17.9	90.0	0.53		
20 000					21.1	106	0.52		
25 000					24.6	126	0.48		
31 500					29.4	149	0.48		
40 000					34.8	179	0.44		
50 000					41.6	213	0.44		
63 000					49.2	256	0.40		
注 1：高、中、低压绕组容量分配为(100/100/100)%。									
注 2：根据需要联结组标号可为 YNd11y10。									
注 3：根据用户要求，中压可选用不同于表中的电压值或设分接头。									
注 4：-5%分接位置为最大电流分接。									
注 5：对于升压变压器，宜采用无分接结构。如运行有要求，可设置分接头。									
注 6：当变压器年平均负载率为 45%左右时，采用表中的损耗值可获得最高运行效率。									

表 13 110 kV 级 6 300 kV·A~63 000 kV·A 三相双绕组有载调压电力变压器

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 %	短路 阻抗 %
	高压及分接范围 kV	低压 kV					
6 300	110±8×1.25%	6.3 6.6 10.5 21	YNd11	8.00	35.0	0.64	10.5
8 000				9.60	42.0	0.64	
10 000				11.3	50.0	0.59	
12 500				13.4	59.0	0.59	
16 000				16.1	73.0	0.55	
20 000				19.2	88.0	0.55	
25 000				22.7	104	0.51	
31 500				27.0	123	0.51	
40 000				32.3	156	0.46	12~18
50 000				38.2	194	0.46	
63 000				45.4	232	0.42	

表 13 (续)

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 %	短路 阻抗 %
	高压及分接范围 kV	低压 kV					
注 1: 有载调压变压器,暂提供降压结构产品。 注 2: 根据用户要求,可提供其他电压组合的产品。 注 3: -10%分接位置为最大电流分接。 注 4: 当变压器年平均负载率介于 45%~50%之间时,采用表中的损耗值可获得最高运行效率。							

表 14 110 kV 级 6 300 kV·A~63 000 kV·A 三相三绕组有载调压电力变压器

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 %	短路阻抗 %
	高压及分接范围 kV	中压 kV	低压 kV					
6 300	110±8×1.25%	36 37 38.5	6.3 6.6 10.5 21	YNyn0d11	9.60	44.0	0.76	高一中 10.5 高一低 18~19 中一低 6.5
8 000					11.5	53.0	0.76	
10 000					13.6	62.0	0.71	
12 500					16.1	74.0	0.71	
16 000					19.3	90.0	0.67	
20 000					22.8	106	0.67	
25 000					27.0	126	0.62	
31 500					32.1	149	0.62	
40 000					38.5	179	0.58	
50 000					45.5	213	0.58	
63 000					54.1	256	0.53	
注 1: 有载调压变压器,暂提供降压结构产品。 注 2: 高、中、低压绕组容量分配为(100/100/100)%。 注 3: 根据需要联结组标号可为 YNd11y10。 注 4: -10%分接位置为最大电流分接。 注 5: 根据用户要求,中压可选用不同于表中的电压值或设分接头。 注 6: 当变压器年平均负载率为 47%左右时,采用表中的损耗值可获得最高运行效率。								

表 15 110 kV 级 6 300 kV · A~63 000 kV · A 三相双绕组低压为 35 kV 无励磁调压电力变压器

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 %	短路 阻抗 %
	高压及分接范围 kV	低压 kV					
6 300	110±2×2.5% 115±2×2.5% 121±2×2.5%	36 37 38.5	YNd11	8.00	37.0	0.67	10.5
8 000				9.60	44.0	0.67	
10 000				11.2	52.0	0.62	
12 500				13.1	62.0	0.62	
16 000				15.6	76.0	0.57	
20 000				18.5	94.0	0.57	
25 000				21.9	110	0.53	
31 500				25.9	133	0.53	
40 000				30.8	155	0.49	
50 000				36.9	193	0.49	
63 000				43.6	232	0.45	
注 1：-5%分接位置为最大电流分接。							
注 2：对于升压变压器,宜采用无分接结构。如运行有要求,可设置分接头。							
注 3：当变压器年平均负载率介于 44%~47%之间时,采用表中的损耗值可获得最高运行效率。							

7.1.2 在分接级数和级电压不变的情况下,允许增加负分接级数,减少正分接级数,或增加正分接级数,减少负分接级数,如 110^{±2×2.5%}、110^{±2.5%}等。

7.1.3 当用户需要不同于表中规定短路阻抗值的变压器时,其损耗等性能参数应与制造方协商,并在合同中规定。

7.2 技术要求

7.2.1 基本要求

7.2.1.1 变压器应符合 GB 1094.1、GB 1094.2、GB 1094.3、GB 1094.5、GB/T 1094.7 和 JB/T 10088 的规定。

7.2.1.2 变压器组件、部件的设计、制造及检验等应符合相关标准及法规的要求。

7.2.2 安全保护装置

7.2.2.1 变压器应装有气体继电器。

气体继电器的接点容量在交流 220 V 或 110 V 时不小于 66 V · A,直流有感负载时,不小于 15 W。变压器油箱和联管的设计应使气体易于汇集在气体继电器内,变压器不得有存气现象。积聚在气体继电器内的气体数量达到 250 mL~300 mL 或油速在整定范围内时,应分别接通相应的接点。流经气体继电器的油流速度达到整定值时,接点应接通。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油速标尺,而且应便于取气体。

7.2.2.2 变压器应装有压力保护装置,当变压器油箱内压力达到安全限值时,压力保护装置应可靠地释

放压力。

7.2.2.3 变压器宜供给信号测量和保护装置辅助回路用的端子箱。

7.2.2.4 有载调压变压器的有载分接开关应有自己的安全保护装置。

7.2.2.5 变压器所有管道最高处或容易窝气处应设置放气塞。

7.2.3 冷却系统及控制箱

7.2.3.1 应根据冷却方式供给全套冷却装置,但若为水冷却方式,则不供给水路装置(如水泵、水箱、管路、阀门及控制箱等)。

7.2.3.2 对于采用散热器冷却的变压器,其冷却方式可能存在多种组合方式(如 OFAF 变压器,另外还可产生 ONAN、ONAF、OFAN 三种方式),各种冷却方式下的容量分配及控制程序由用户与制造方协商。

7.2.3.3 对于风冷变压器,应供给吹风装置控制箱。当负载电流达到额定电流的 $2/3$ 或油面温度达到 $65\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时,应当投入吹风装置。当负载电流低于额定电流的 $1/2$ 或油面温度低于 $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时,可切除风扇电动机。

7.2.3.4 对于水冷变压器,若冷却水是循环中间介质,则水的入口温度为最高环境温度加上 $8\text{ }^{\circ}\text{C}$;若冷却水是最终取之不尽的冷却介质(即水热容量无穷大,如水电厂水库水),则水的入口温度为 $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ 。

7.2.3.5 对于强油风冷和强油水冷的变压器需供给冷却系统及控制箱。

7.2.3.5.1 控制箱的强油循环装置控制线路应满足下列要求:

- a) 变压器在运行中,其冷却系统应按负载和温度情况自动投入或切除相应数量的冷却器;
- b) 当切除故障冷却器时,作为备用的冷却器应自动投入运行;
- c) 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;
- d) 当投入备用电源、备用冷却器或切除冷却器、电动机损坏时,均应发出相应的信号。

7.2.3.5.2 强油风冷及强油水冷冷却器的油泵电动机及风扇电动机应分别有过载、短路和断相保护。

7.2.3.5.3 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 。

7.2.3.5.4 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 30 min 。当油面温度尚未达到 $75\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时,允许上升到 $75\text{ }^{\circ}\text{C}$,但切除冷却器后的最长运行时间不得超过 1 h 。

7.2.3.5.5 对于采用强迫油循环冷却方式的变压器,其冷却油流系统中不应出现负压。

7.2.4 油保护装置

7.2.4.1 变压器均应装有储油柜,其结构应便于清理内部。储油柜的一端应具有油位显示功能,储油柜的容积应保证在最高环境温度与允许的过负载状态下油位不超过上限,在最低环境温度与变压器未投入运行时,应能观察到油位指示。

7.2.4.2 储油柜应有注油、放油和排污油装置。

7.2.4.3 储油柜上一般应装有带有油封的吸湿器。

7.2.4.4 变压器应采取防油老化措施,以确保变压器油不与大气相接触,如:在储油柜内部加装胶囊、隔膜或采用金属波纹密封式储油柜。

7.2.5 油温测量装置

7.2.5.1 变压器应有供温度计用的管座。管座应设在油箱的顶部,并伸入油内 $120\text{ mm}\pm 10\text{ mm}$ 。

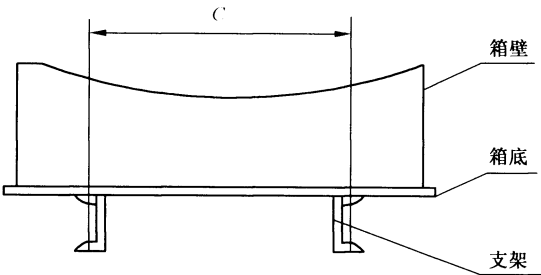
7.2.5.2 变压器需装设户外测温装置,其接点容量在交流 220 V 时,不低于 50 V · A,直流有感负载时,不低于 15 W。对于强油循环的变压器应装设两个测温装置。测温装置的安装位置应便于观察,且其准确度应符合相应标准。

7.2.5.3 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。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,其放置位置应便于检修、更换。

7.2.5.4 当变压器采用集中(两组以上冷却器或三组以上片式散热器)冷却方式时,应在靠油箱进出口总管路处装测油温用的温度计管座。

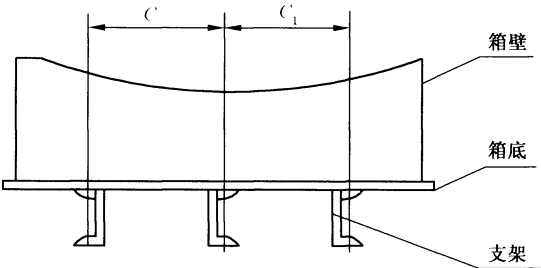
7.2.6 变压器油箱及其附件

7.2.6.1 变压器一般不供给小车,如箱底焊有支架,则其支架焊接位置应符合图 13 和图 14 的规定。



注: C 尺寸可按变压器大小选择为 1 070 mm、1 475 mm、2 040 mm。

图 13 110 kV 级箱底支架位置一(面对长轴方向)



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

图 14 110 kV 级箱底支架位置二(面对长轴方向)

注 1: 根据用户需要也可供给小车。

注 2: 纵向轨距为 1 435 mm,横向轨距为 1 435 mm、2 000 mm(2×2 000 mm、3×2 000 mm)。

7.2.6.2 对于 40 000 kV · A 及以上的变压器,在油箱的中部和下部壁上均应装有油样阀门。31 500 kV · A 及以下的变压器在油箱下部壁上应装有油样阀门。变压器油箱下部还应装有放油阀。

7.2.6.3 套管接线端子连接处,在环境空气中对空气的温升应不大于 55 K(封闭母线除外),在油中对油的温升应不大于 15 K。

7.2.6.4 变压器油箱应具有能承受住真空度为 133 Pa 和正压力为 100 kPa 的机械强度的能力,不应有损伤和不允许的永久变形。

7.2.6.5 变压器油箱下部应有供千斤顶顶起变压器的装置。根据需要,可提供牵引装置。

7.2.6.6 应在变压器油箱壁上设置适当高度的梯子,以便于取油样及观察气体继电器。

7.2.6.7 套管的安装位置和相互距离应便于接线,且其带电部分的空气间隙应能满足 GB 1094.3 的要求。

7.2.6.8 变压器结构应便于拆卸和更换套管。

7.2.6.9 变压器铁心应单独引出并可靠接地,其他金属结构件均应通过油箱可靠接地。变压器油箱应保证两点接地(分别位于油箱长轴或短轴两侧)。接地处应有明显的接地符号“ $\perp$ ”或“接地”字样。

7.2.6.10 根据需要,可提供一定数量的套管式电流互感器。

7.2.6.11 变压器整体(包括气体继电器等所有充油附件)应能承受 133 Pa 的真空度。

7.3 检验规则及方法

7.3.1 变压器除应进行 GB 1094.1 所规定的试验项目外,还应进行 7.3.2~7.3.9 所规定的试验。

7.3.2 应提供所有绕组线端和分接档位的直流电阻值。绕组直流电阻不平衡率:相(有中性点引出时)为不大于 2%,线(无中性点引出时)为不大于 1%。如果由于线材及引线结构等原因而使绕组直流电阻不平衡率超过上述值时,除应在例行试验记录中记录实测值外,尚应写明引起这一偏差的原因。用户应与同温度下的例行试验实测值进行比较,其偏差应不大于 2%。本试验为例行试验。

绕组直流电阻不平衡率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。

对所有引出的相应端子间的电阻值均应进行测量比较。

7.3.3 应提供变压器绝缘电阻和吸收比(R_{60}/R_{15})的实测值,测试通常在 5℃~40℃和相对湿度小于 85%时进行。本试验为例行试验。当测量温度不同时,绝缘电阻可按式(6)换算:

$$R_2 = R_1 \times 1.5^{(t_1 - t_2) / 10} \quad \dots\dots\dots (6)$$

式中:

R_1 、 R_2 ——分别为温度 t_1 、 t_2 时的绝缘电阻值。

7.3.4 应提供变压器介质损耗因数($\tan\delta$)值,测试通常在 5℃~40℃温度下进行。本试验为例行试验。不同温度下的 $\tan\delta$ 值一般可按式(7)换算:

$$\tan\delta_2 = \tan\delta_1 \times 1.3^{(t_2 - t_1) / 10} \quad \dots\dots\dots (7)$$

式中:

$\tan\delta_1$ 、 $\tan\delta_2$ ——分别为温度 t_1 、 t_2 时的 $\tan\delta$ 值。

7.3.5 应提供铁心对地和夹件的绝缘电阻值,其值应不小于 500 MΩ(20℃)。本试验为例行试验。当测量温度不同时,绝缘电阻可按式(6)进行换算。

7.3.6 有载分接开关试验合格后,应将有关分接开关装入变压器中,对分接开关油室进行密封试验,应无渗漏现象。本试验为例行试验。

7.3.7 变压器如果进行温升试验或过电流(施加 1.1 倍额定电流,持续时间不少于 4 h)试验,则试验前后应取油样进行气相色谱分析试验,试验结果应符合相关标准规定。本试验为型式试验。

7.3.8 应对强迫油循环变压器的冷却油流系统进行负压测试,以监测冷却油流系统的进油端是否存在负压。测试时,通常在进油端的放气处安装真空压力表,在开启所有的油泵后,不应出现负压。本试验为型式试验。

7.3.9 具有独立调压绕组的变压器,应测量各分接档位的负载损耗值,并应符合设计要求。本试验为特殊试验。

7.4 标志、起吊、包装、运输和贮存

7.4.1 变压器应有接线端子、运输及起吊标志,标志内容应符合相关标准规定。

7.4.2 变压器的套管排列顺序位置一般如图 15 和图 16 所示。

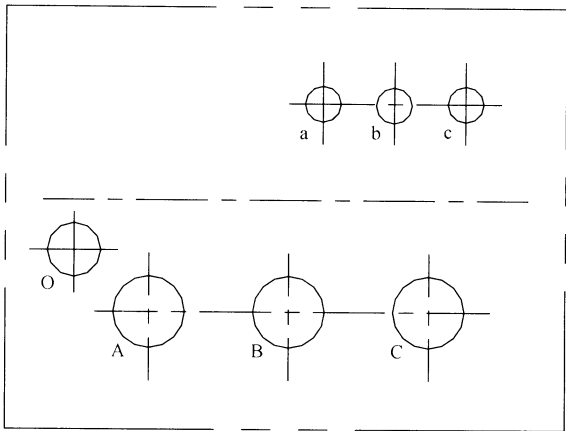


图 15 110 kV 级联结组标号为 YNd11 的双绕组变压器

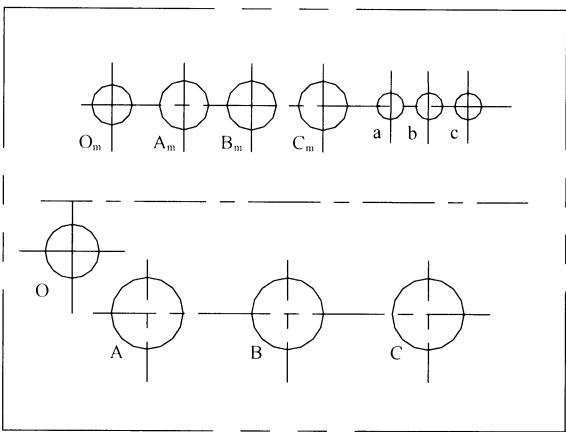


图 16 110 kV 级联结组标号为 YNyn0d11 的三绕组变压器

- 7.4.3 变压器需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和散热器或冷却器等均应有起吊装置。
- 7.4.4 成套拆卸的组件和零件(如气体继电器、套管、测温装置及紧固件等)的包装应保证经过运输、贮存直到安装前不损伤和不受潮。
- 7.4.5 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。变压器的组件、部件(如套管、散热器或冷却器、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。
- 7.4.6 变压器如不带油运输,则需充以干燥的气体(露点低于-40℃)。运输前应进行密封试验,以确保在充以 20 kPa~30 kPa 压力的气体时密封良好。变压器主体在运输中及到达现场后,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,并有压力表进行监视。
- 7.4.7 31 500 kV·A 及以上的变压器在运输中应装三维冲撞记录仪。
- 7.4.8 在运输、贮存直至安装前,应保证变压器本体及其所有的组件、部件(如储油柜、套管、阀门及散热器或冷却器等)不损坏和不受潮。

8 220 kV 电压等级

8.1 性能参数

8.1.1 额定容量、电压组合、分接范围、联结组标号、空载损耗、负载损耗、空载电流及短路阻抗应符合表 16～表 22 的规定。

注 1：对于多绕组变压器，表中所给出的损耗值适用于 GB 1094.1 中定义的第一对绕组。
注 2：表 16～表 18、表 20 及表 21 的高压绕组中性点为不直接接地，表 19 及表 22 的高压绕组中性点为直接接地。

表 16 220 kV 级 31 500 kV·A～420 000 kV·A 三相双绕组无励磁调压电力变压器

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 %	短路 阻抗 %
	高压分接范围 kV	低压 kV					
31 500	220±2×2.5% 242±2×2.5%	6.3 6.6 10.5	YNd11	28.0	128	0.56	12~14
40 000				32.0	149	0.56	
50 000				39.0	179	0.52	
63 000				46.0	209	0.52	
75 000		10.5 13.8		53.0	237	0.48	
90 000				61.0	273	0.44	
120 000				75.0	338	0.44	
150 000		10.5 13.8 15.75 18		89.0	400	0.40	
160 000				93.0	420	0.39	
180 000				102	459	0.36	
240 000				128	538	0.33	
300 000		15.75 18 20		151	641	0.30	
360 000				173	735	0.30	
370 000				176	750	0.30	
400 000				187	795	0.28	
420 000				193	824	0.28	

注 1: 根据要求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。

注 2: 根据要求也可提供低压为 35 kV 或 38.5 kV 的变压器。

注 3: 优先选用无分接结构。如运行有要求,可设置分接头。

注 4: 当变压器年平均负载率介于 45%~50%之间时,采用表中的损耗值可获得最高运行效率。

表 17 220 kV 级 31 500 kV·A~300 000 kV·A 三相三绕组无励磁调压电力变压器

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 %	短路阻抗	
	高压及分接范围 kV	中压 kV	低压 kV					%	
								升压	降压
31 500	220±2×2.5% 230±2×2.5% 242±2×2.5%	69	6.3 6.6 10.5 21 36 37 38.5	YNyn0d11	32.0	153	0.56	高一中 22~24 高一低 12~14 中一低 7~9	高一中 12~14 高一低 22~24 中一低 7~9
40 000					38.0	183	0.50		
50 000					44.0	216	0.44		
63 000					52.0	257	0.44		
90 000		115	10.5 13.8 21 36		68.0	333	0.39		
120 000		121	37 38.5		84.0	410	0.39		
150 000			10.5 13.8 15.75 21 36 37 38.5		100	487	0.33		
180 000					113	555	0.33		
240 000					140	684	0.28		
300 000					166	807	0.24		
注 1：表中负载损耗的容量分配为(100/100/100)%。升压结构的容量分配可为(100/50/100)%，降压结构的容量分配可为(100/100/50)% 或(100/50/100)%。 注 2：根据要求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。 注 3：根据要求也可提供低压为 35 kV 的变压器。 注 4：优先选用无分接结构。如运行有要求，可设置分接头。 注 5：当变压器年平均负载率为 45%左右时，采用表中的损耗值可获得最高运行效率。									

表 18 220 kV 级 31 500 kV·A~240 000 kV·A 低压为 66 kV 级三相双绕组无励磁调压电力变压器

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 %	短路 阻抗 %
	高压及分接范围 kV	低压 kV					
31 500	220±2×2.5% 230±2×2.5%	63 66 69	YNd11	30.0	143	0.71	12~14
40 000				36.0	167	0.71	
50 000				42.0	200	0.65	
63 000				50.0	234	0.65	
90 000				66.0	306	0.60	
120 000				81.0	367	0.60	
150 000				97.0	430	0.54	
180 000				110	487	0.54	
240 000				136	603	0.48	
注 1：优先选用无分接结构。如运行有要求，可设置分接头。							
注 2：当变压器年平均负载率介于 45%~50%之间时，采用表中的损耗值可获得最高运行效率。							

表 19 220 kV 级 31 500 kV·A~240 000 kV·A 三相三绕组无励磁调压自耦电力变压器

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			短路阻抗 %		
	高压及 分接范围 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± 2×2.5%	115 121	6.6	YNa0d11	20.0	111	0.45	17.0	94.0	0.40	高一—中 12~14 高一—低 8~12 中—低 14~18	高一—中 8~10 高一—低 28~34 中—低 18~24	
40 000			10.5		23.0	136	0.45	20.0	111	0.40			
50 000			21		27.0	161	0.40	24.0	136	0.34			
63 000			36		32.0	190	0.40	28.0	162	0.34			
90 000	230±		40.0		262	0.34	36.0	222	0.28				
120 000	2×2.5%		49.0		323	0.34	44.0	273	0.28				
150 000	242±		58.0		384	0.28	52.0	324	0.26				
180 000	2×2.5%		67.0		439	0.28	60.0	367	0.26				
240 000	37		79.0		545	0.26	71.0	478	0.20				
	38.5												
注 1：升压结构的容量分配为(100/50/100)%，降压结构的容量分配为(100/100/50)%。													
注 2：表中短路阻抗为 100%额定容量时的数值。													
注 3：根据要求也可提供低压为 35 kV 的变压器。													
注 4：优先选用无分接结构。如运行有要求，可设置分接头。													
注 5：当变压器年平均负载率为 40%左右时，采用表中的损耗值可获得最高运行效率。													

表 20 220 kV 级 31 500 kV·A~240 000 kV·A 三相双绕组有载调压电力变压器

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 %	短路 阻抗 %
	高压及分接范围 kV	低压 kV					
31 500	220±8×1.25% 230±8×1.25%	6.3	YNd11	30.0	128	0.57	12~14
40 000		6.6		36.0	149	0.57	
50 000		10.5		43.0	179	0.53	
63 000		21		50.0	209	0.53	
90 000		36		64.0	273	0.45	
120 000		37		79.0	338	0.45	
150 000		38.5		92.0	400	0.41	
180 000		10.5		108	459	0.38	
120 000		21		81.0	337	0.45	
150 000		36		96.0	394	0.41	
180 000		37		112	451	0.38	
240 000		38.5		140	560	0.30	
		66					
		69					
注 1：根据要求也可提供低压为 35 kV 的变压器。							
注 2：当变压器年平均负载率为 50%左右时，采用表中的损耗值可获得最高运行效率。							

表 21 220 kV 级 31 500 kV·A~240 000 kV·A 三相三绕组有载调压电力变压器

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 %	短路 阻抗 %
	高压及分接范围 kV	中压 kV	低压 kV						
31 500	220±8×1.25% 230±8×1.25%	69 115 121	6.3	YNyn0d11	35.0	153	0.63	100/100/100 100/50/100 100/100/50	高一中 12~14 高一低 22~24 中一低 7~9
40 000			6.6		41.0	183	0.60		
50 000			10.5		48.0	216	0.60		
63 000			21		56.0	257	0.55		
90 000			36		73.0	333	0.44		
120 000			37		92.0	410	0.44		
150 000			38.5		108	487	0.39		
180 000			10.5		124	598	0.39		
240 000			21		154	741	0.35		
注 1：表中所列数据适用于降压结构产品，根据需要也可提供升压结构产品。									
注 2：根据要求也可提供低压为 35 kV 的变压器。									
注 3：当变压器年平均负载率介于 45%~50%之间时，采用表中的损耗值可获得最高运行效率。									

表 22 220 kV 级 31 500 kV·A~240 000 kV·A 三相三绕组有载调压自耦电力变压器

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 %	短路 阻抗 %
	高压及分接范围 kV	中压 kV	低压 kV						
31 500	220±8×1.25% 230±8×1.25%	115	6.3	YNa0d11	20.0	102	0.44	100/100/50	高一中 8~11 高一低 28~34 中一低 18~24
40 000			6.6		24.0	125	0.44		
50 000			10.5		28.0	149	0.39		
63 000			21		33.0	179	0.39		
90 000			36		40.0	234	0.33		
120 000		37	51.0		292	0.33			
150 000		38.5	60.0		346	0.28			
180 000		10.5	68.0		398	0.28			
240 000		21	83.0		513	0.24			
		36							
	37								
	38.5								
注 1：表中所列数据适用于降压结构产品。									
注 2：根据要求也可提供低压为 35 kV 的变压器。									
注 3：当变压器年平均负载率介于 40%~45%之间时，采用表中的损耗值可获得最高运行效率。									

8.1.2 在分接级数和级电压不变的情况下，允许增加负分接级数，减少正分接级数，或增加正分接级数，减少负分接级数，如： $220\pm\frac{+1}{-3}\times\frac{2.5}{2.5}\%$ 、 $220\pm\frac{+1}{-1}\times\frac{2.5}{2.5}\%$ 等。

8.1.3 当用户需要不同于表中规定短路阻抗值的变压器时，其损耗等性能参数应与制造方协商，并在

合同中规定。

8.2 技术要求

8.2.1 基本要求

8.2.1.1 变压器应符合 GB 1094.1、GB 1094.2、GB 1094.3、GB 1094.5、GB/T 1094.7 和 JB/T 10088 的规定。

8.2.1.2 变压器组件、部件的设计、制造及检验等应符合相关标准及法规的要求。

8.2.1.3 变压器组件、部件的运行寿命应符合相关标准的规定。

8.2.2 安全保护装置

8.2.2.1 变压器应装有气体继电器。

气体继电器的接点容量在交流 220 V 或 110 V 时不小于 $66 \text{ V} \cdot \text{A}$ ，直流有感负载时，不小于 15 W。变压器油箱和联管的设计应使气体易于汇集在气体继电器内，变压器不得有存气现象。积聚在气体继电器内的气体数量达到 250 mL~300 mL 或油速在整定范围内时，应分别接通相应的接点。流经气体继电器的油流速度达到整定值时，接点应接通。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油速标尺，而且应便于取气体。

8.2.2.2 变压器应装有压力保护装置，当变压器油箱内压力达到安全限值时，压力保护装置应可靠地释放压力。

8.2.2.3 变压器宜供给信号测量和保护装置辅助回路用的端子箱。

8.2.2.4 有载调压变压器的有载分接开关应有自己的安全保护装置。

8.2.2.5 变压器所有管道最高处或容易窝气处应设置放气塞。

8.2.3 冷却系统及控制箱

8.2.3.1 应根据冷却方式供给全套冷却装置，但若为水冷却方式，则不供给水路装置（如水泵、水箱、管路、阀门及控制箱等）。

8.2.3.2 对于采用散热器散热的变压器，其冷却方式可能存在多种组合方式（如 OFAF 变压器，另外还可产生 ONAN、ONAF、OFAN 三种方式），各种冷却方式下的容量分配及控制程序由用户与制造方协商。

8.2.3.3 对于风冷变压器，应供给吹风装置控制箱。当负载电流达到额定电流的 $2/3$ 或油面温度达到 65°C 时，应当投入吹风装置。当负载电流低于额定电流的 $1/2$ 或油面温度低于 50°C 时，可切除风扇电动机。

8.2.3.4 对于水冷变压器，若冷却水是循环中间介质，则水的入口温度为最高环境温度加上 8°C ；若冷却水是最终取之不尽的冷却介质（即水热容量无穷大，如水电厂水库水），则水的入口温度为 25°C 。

8.2.3.5 对于强油风冷和强油水冷的变压器需供给冷却系统及控制箱。

8.2.3.5.1 控制箱的强油循环装置控制线路应满足下列要求：

- a) 变压器在运行中，其冷却系统应按负载和温度情况自动投入或切除相应数量的冷却器；
- b) 当切除故障冷却器时，作为备用的冷却器应自动投入运行；
- c) 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；
- d) 当投入备用电源、备用冷却器或切除冷却器、电动机损坏时，均应发出相应的信号。

8.2.3.5.2 强油风冷及强油水冷冷却器的油泵电动机及风扇电动机应分别有过载、短路和断相保护。

8.2.3.5.3 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。

8.2.3.5.4 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 30 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。

8.2.3.5.5 对于采用强迫油循环冷却方式的变压器,其冷却油流系统中不应出现负压。

8.2.4 油保护装置

8.2.4.1 变压器均应装有储油柜,其结构应便于清理内部。储油柜的一端应具有油位显示功能,储油柜的容积应保证在最高环境温度与允许的过负载状态下油位不超过上限,在最低环境温度与变压器未投入运行时,应能观察到油位指示。

8.2.4.2 储油柜应有注油、放油和排污油装置。

8.2.4.3 储油柜上一般应装有带有油封的吸湿器。

8.2.4.4 变压器应采取防油老化措施,以确保变压器油不与大气相接触,如:在储油柜内部加装胶囊、隔膜或采用金属波纹密封式储油柜。

8.2.5 油温测量装置

8.2.5.1 变压器应有供温度计用的管座。管座应设在油箱的顶部,并伸入油内 $120\text{ mm} \pm 10\text{ mm}$ 。

8.2.5.2 变压器需装设户外测温装置,其接点容量在交流 220 V 时,不低于 $50\text{ V} \cdot \text{A}$,直流有感负载时,不低于 15 W。对于强油循环的变压器应装设两个测温装置。测温装置的安装位置应便于观察,且其准确度应符合相应标准。

8.2.5.3 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,其放置位置应便于检修、更换。

8.2.5.4 当变压器采用集中(两组以上冷却器或三组以上片式散热器)冷却方式时,应在靠油箱进出口总管路处装测油温用的温度计管座。

8.2.6 变压器油箱及其附件

8.2.6.1 变压器一般不供给小车,如箱底焊有支架,则其支架焊接位置应符合轨距的要求。

注 1: 根据用户需要也可供给小车。

注 2: 纵向轨距为 1 435 mm,横向轨距为 1 435 mm、2 000 mm($2 \times 2\,000\text{ mm}$ 、 $3 \times 2\,000\text{ mm}$)。

8.2.6.2 在变压器油箱的上部和下部壁上均应设有油样阀门,下部还应装有放油阀。

8.2.6.3 套管接线端子连接处,在环境空气中对空气的温升应不大于 55 K(封闭母线除外),在油中对油的温升应不大于 15 K。

8.2.6.4 变压器油箱应具有能承受住真空度为 133 Pa 和正压力为 100 kPa 的机械强度的能力,不应有损伤和不允许的永久变形。

8.2.6.5 变压器油箱下部应有供千斤顶顶起变压器的装置,并应设置水平牵引装置。

8.2.6.6 在变压器油箱壁上应设置适当高度的梯子,以便于取油样及观察气体继电器。

8.2.6.7 套管的安装位置和相互距离应便于接线,且其带电部分的空气间隙应能满足 GB 1094.3 的要求。

8.2.6.8 变压器结构应便于拆卸和更换套管。

8.2.6.9 变压器铁心应单独引出并可靠接地,其他金属结构件均应通过油箱可靠接地。变压器油箱应保证两点接地(分别位于油箱长轴或短轴两侧)。接地处应有明显的接地符号“ $\perp$ ”或“接地”字样。

8.2.6.10 根据需要,可提供一定数量的套管式电流互感器。

8.2.6.11 在变压器油箱上部、下部均应装有滤油阀接口(成对角线放置)。

8.2.6.12 变压器整体(包括气体继电器等所有充油附件)应能承受 133 Pa 的真空度。

8.3 检验规则及方法

8.3.1 变压器除应进行 GB 1094.1 所规定的试验项目外,还应进行 8.3.2~8.3.10 所规定的试验。

8.3.2 应提供所有绕组线端和分接档位的直流电阻值。绕组直流电阻不平衡率:相(有中性点引出时)为不大于 2%,线(无中性点引出时)为不大于 1%。如果由于线材及引线结构等原因而使绕组直流电阻不平衡率超过上述值时,除应在例行试验记录中记录实测值外,尚应写明引起这一偏差的原因。用户应与同温度下的例行试验实测值进行比较,其偏差应不大于 2%。本试验为例行试验。

绕组直流电阻不平衡率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。

对所有引出的相应端子间的电阻值均应进行测量比较。

8.3.3 应提供变压器绝缘电阻、吸收比(R_{60}/R_{15})和极化指数($R_{10\min}/R_{1\min}$)的实测值,测试通常在 5℃~40℃和相对湿度小于 85%时进行。本试验为例行试验。当测量温度不同时,绝缘电阻可按式(8)换算:

$$R_2 = R_1 \times 1.5^{(t_1 - t_2) / 10} \quad \dots\dots\dots (8)$$

式中:

R_1 、 R_2 ——分别为温度 t_1 、 t_2 时的绝缘电阻值。

8.3.4 应提供变压器介质损耗因数($\tan\delta$)值,测试通常在 5℃~40℃温度下进行。本试验为例行试验。不同温度下的 $\tan\delta$ 值一般可按式(9)换算:

$$\tan\delta_2 = \tan\delta_1 \times 1.3^{(t_2 - t_1) / 10} \quad \dots\dots\dots (9)$$

式中:

$\tan\delta_1$ 、 $\tan\delta_2$ ——分别为温度 t_1 、 t_2 时的 $\tan\delta$ 值。

8.3.5 应提供铁心对地和夹件的绝缘电阻值,其值应不小于 500 MΩ(20℃)。本试验为例行试验。当测量温度不同时,绝缘电阻可按式(8)进行换算。

8.3.6 有载分接开关试验合格后,应将分接开关装入变压器中,对分接开关油室进行密封试验,应无渗漏现象。本试验为例行试验。

8.3.7 变压器如果进行温升试验或过电流(施加 1.1 倍额定电流,持续时间不少于 4 h)试验,则试验前后应取油样进行气相色谱分析试验,试验结果应符合相关标准规定。本试验为型式试验。

8.3.8 应对强迫油循环变压器的冷却油流系统进行负压测试,以监测冷却油流系统的进油端是否存在负压。测试时,通常在进油端的放气处安装真空压力表,在开启所有的油泵后,不应出现负压。本试验为型式试验。

8.3.9 具有独立调压绕组的变压器,应测量各分接档位的负载损耗值,并应符合设计要求。本试验为特殊试验。

8.3.10 经用户与制造方协商可进行下列试验,见附录 A。本试验为特殊试验:

- a) 长时间空载试验;
- b) 油流静电试验;
- c) 转动油泵时的局部放电测量。

8.4 标志、起吊、包装、运输和贮存

8.4.1 变压器应有接线端子、运输及起吊标志,标志内容应符合相关标准规定。

8.4.2 变压器的套管排列顺序位置一般如图 17~图 20 所示。

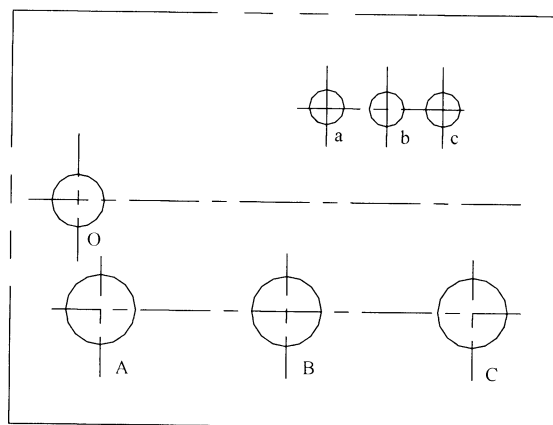


图 17 220 kV 级低压为 6.3 kV~21 kV、联结组标号为 YNd11 的双绕组变压器

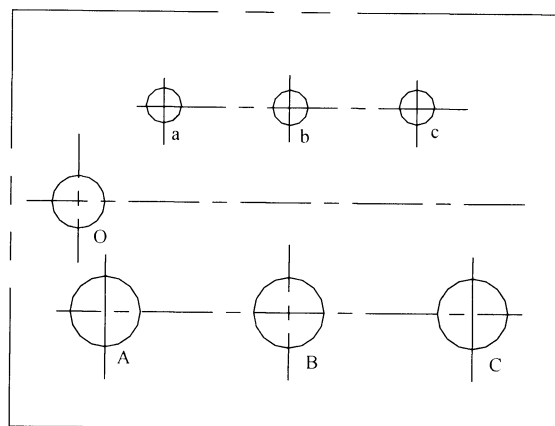


图 18 220 kV 级低压为 36 kV~69 kV、联结组标号为 YNd11 的双绕组变压器

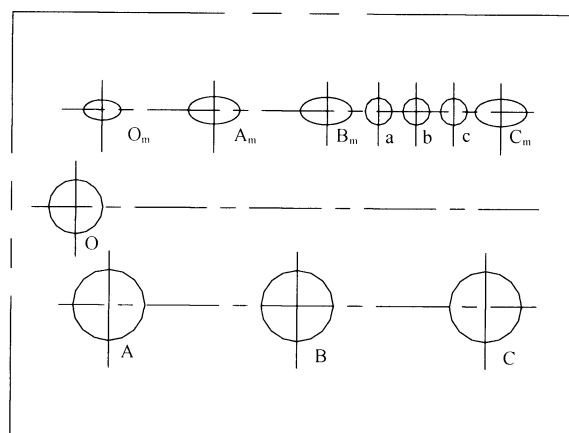


图 19 220 kV 级联结组标号为 YNyn0d11 的三绕组变压器

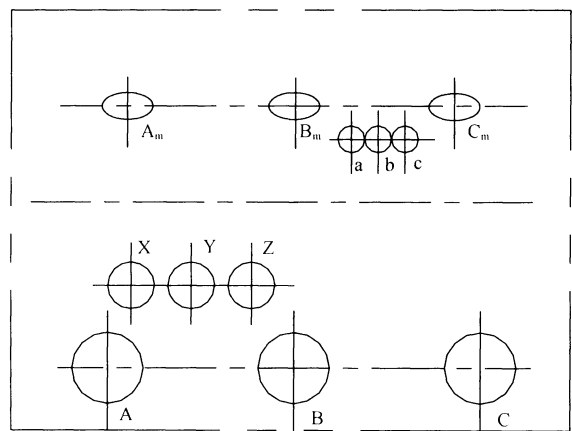


图 20 220 kV 级联结组标号为 YNa0d11 的三绕组自耦变压器

- 8.4.3 变压器需具有承受变压器总重的起吊装置。变压器器身、油箱、储油柜和散热器或冷却器等均应有起吊装置。
- 8.4.4 成套拆卸的组件和零件(如气体继电器、套管、测温装置及紧固件等)的包装应保证经过运输、贮存直到安装前不损伤和不受潮。
- 8.4.5 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。变压器的组件、部件(如套管、散热器或冷却器、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。
- 8.4.6 变压器如不带油运输,则需充以干燥的气体(露点低于 $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$)。运输前应进行密封试验,以确保在充以 $20\text{ kPa}\sim 30\text{ kPa}$ 压力的气体时密封良好。变压器主体在运输中及到达现场后,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,并有压力表进行监视。
- 8.4.7 变压器在运输中应装三维冲撞记录仪。
- 8.4.8 在运输、贮存直至安装前,应保证变压器本体及其所有的组件、部件(如储油柜、套管、阀门及散热器或冷却器等)不损坏和不受潮。

9 330 kV 电压等级

9.1 性能参数

9.1.1 额定容量、电压组合、分接范围、联结组标号、空载损耗、负载损耗、空载电流及短路阻抗应符合表 23~表 29 的规定。

注 1: 对于多绕组变压器,表中所给出的损耗值适用于 GB 1094.1 中定义的第一对绕组。

注 2: 表 23 及表 24 的高压绕组中性点为不直接接地,表 25~表 29 的高压绕组中性点为直接接地。

表 23 330 kV 级 90 000 kV·A~720 000 kV·A 三相双绕组无励磁调压电力变压器

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 %	短路 阻抗 %
	高压及分接范围 kV	低压 kV					
90 000	345 345±2×2.5% 363 363±2×2.5%	10.5 13.8 15.75 18 20	YNd11	68.0	274	0.44	14~15
120 000				85.0	340	0.44	
150 000				101	402	0.41	
180 000				116	461	0.38	
240 000				145	572	0.34	
360 000				198	802	0.34	
370 000				202	818	0.30	
400 000				214	867	0.30	
720 000				332	1 347	0.20	
注 1: 根据用户要求,低压可选择表中任一电压。							
注 2: 优先选用无分接结构。如运行有要求,可设置分接头。							

表 24 330 kV 级 90 000 kV·A~240 000 kV·A 三相三绕组无励磁调压电力变压器

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 %	短路阻抗 %	容量分配 %
	高压及分接范围 kV	中压 kV	低压 kV						
90 000	330±2×2.5% 345±2×2.5%	121	10.5 13.8 15.75	YNyn0d11	77.0	335	0.46	高一中 24~26 高一低 14~15 中一低 8~9	100/100/100
120 000					96.0	415	0.46		
150 000					114	491	0.43		
180 000					130	563	0.43		
240 000					162	699	0.40		
注 1: 表中所列数据适用于升压结构产品。 注 2: 升压结构的容量分配也可为(100/50/100)%。 注 3: 根据要求可提供降压结构产品,其短路阻抗:高一低为 24%~26%;高一中为 14%~15%;中一低为 8%~9%。其容量分配可为(100/100/50)%或(100/50/100)%。 注 4: 表中短路阻抗为 100%额定容量时的数值。 注 5: 优先选用无分接结构。如运行有要求,可设置分接头。									

表 25 330 kV 级 90 000 kV·A~360 000 kV·A 三相三绕组无励磁调压自耦电力变压器(串联绕组调压)

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 %	短路阻抗 %	容量分配 %
	高压及分接范围 kV	中压 kV	低压 kV						
90 000	330±2×2.5%	121	10.5 11 35 38.5	YNa0d11	45.0	263	0.36	高一中 10~11 高一低 24~26 中一低 12~14	100/100/30
120 000					56.0	324	0.36		
150 000					68.0	385	0.32		
180 000					77.0	440	0.32		
240 000					96.0	547	0.28		
360 000					130	742	0.28		
注 1: 表中所列数据适用于降压结构产品。 注 2: 根据要求可提供升压结构产品,其短路阻抗:高一低为 10%~11%;高一中为 24%~26%;中一低为 12%~14%。 注 3: 表中短路阻抗为 100%额定容量时的数值。 注 4: 优先选用无分接结构。如运行有要求,可设置分接头。 注 5: 当变压器年平均负载率为 40%左右时,采用表中的损耗值可获得最高运行效率。									

表 26 330 kV 级 90 000 kV·A~360 000 kV·A
三相三绕组有载调压自耦电力变压器(串联绕组末端调压)

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 %	短路阻抗 %	容量分配 %
	高压及分接范围 kV	中压 kV	低压 kV						
90 000	330±8×1.25% 345±8×1.25%	121	10.5 11 35 38.5	YNa0d11	47.0	261	0.40	高一中 10~11 高一低 24~26 中一低 12~14	100/100/30
120 000					59.0	324	0.40		
150 000					69.0	383	0.36		
180 000					79.0	440	0.36		
240 000					99.0	547	0.32		
360 000					134	742	0.32		
注 1: 表中所列数据适用于降压结构产品,根据要求也可提供升压结构产品。 注 2: 表中短路阻抗为 100%额定容量时的数值。 注 3: 当变压器年平均负载率为 42%左右时,采用表中的损耗值可获得最高运行效率。									

表 27 330 kV 级 90 000 kV·A~360 000 kV·A 三相三绕组有载调压自耦电力变压器(中压线端调压一)

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 %	短路阻抗 %	容量分配 %
	高压 kV	中压及分接范围 kV	低压 kV						
90 000	330 345	121±8×1.25%	10.5 11 35 38.5	YNa0d11	49.0	279	0.40	高一 中 10~11 高一低 26~28 中一低 16~17	100/100/30
120 000					61.0	346	0.40		
150 000					72.0	410	0.36		
180 000					83.0	470	0.36		
240 000					102	584	0.32		
360 000					139	792	0.32		
注 1：表中所列数据适用于降压结构产品,根据要求也可提供升压结构产品。 注 2：表中短路阻抗为 100%额定容量时的数值。 注 3：当变压器年平均负载率为 42%左右时,采用表中的损耗值可获得最高运行效率。									

表 28 330 kV 级 90 000 kV·A~360 000 kV·A
三相三绕组无励磁调压自耦电力变压器(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 %	短路阻抗 %	容量分配 %
	高压 kV	中压及分接范围 kV	低压 kV						
90 000	330 345	230±2×2.5% 230±3×2.5% 242±2×2.5% 242±3×2.5%	10.5 11 35 38.5	YNa0d11	23.0	293	0.32	高一中 10~11	100/100/30
120 000					29.0	363	0.28		
150 000					34.0	431	0.24		
180 000					39.0	494	0.24		
240 000					49.0	613	0.20		
360 000					67.0	836	0.20		
注 1：表中所列数据适用于降压结构产品,根据要求也可提供升压结构产品。 注 2：表中短路阻抗为 100%额定容量时的数值。 注 3：“高一低”和“中一低”的短路阻抗由制造方与用户协商确定。 注 4：优先选用无分接结构。如运行有要求,可设置分接头。 注 5：当变压器年平均负载率为 30%左右时,采用表中的损耗值可获得最高运行效率。									

表 29 330 kV 级 90 000 kV·A~360 000 kV·A
三相三绕组有载调压自耦电力变压器(中压线端调压二)

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 %	短路阻抗 %	容量分配 %
	高压 kV	中压及分接范围 kV	低压 kV						
90 000	330 345 363	230±4×1.25% 230±8×1.25% 242±4×1.25% 242±8×1.25%	10.5 11 35 38.5	YNa0d11	25.0	293	0.32	高一中 10~11	100/100/30
120 000					31.0	363	0.28		
150 000					37.0	431	0.24		
180 000					42.0	494	0.24		
240 000					53.0	613	0.20		
360 000					72.0	837	0.20		
注 1: 表中所列数据适用于降压结构产品,根据要求也可提供升压结构产品。 注 2: 表中短路阻抗为 100%额定容量时的数值。 注 3: “高一低”和“中—低”的短路阻抗由制造方与用户协商确定。 注 4: 当变压器年平均负载率为 30%左右时,采用表中的损耗值可获得最高运行效率。									

9.1.2 在分接级数和级电压不变的情况下,允许增加负分接级数,减少正分接级数,或增加正分接级数,减少负分接级数,如: $330^{+1\times 2.5\%}_{-3\times 2.5\%}$ 、 $330^{+3\times 2.5\%}_{-1\times 2.5\%}$ 等。

9.1.3 当用户需要不同于表中规定短路阻抗值的变压器时,其损耗等性能参数应与制造方协商,并在合同中规定。

9.2 技术要求

9.2.1 基本要求

9.2.1.1 变压器应符合 GB 1094.1、GB 1094.2、GB 1094.3、GB 1094.5、GB/T 1094.7 和 JB/T 10088 的规定。

9.2.1.2 变压器组件、部件的设计、制造及检验等应符合相关标准及法规的要求。

9.2.1.3 变压器组件、部件的运行寿命应符合相关标准的规定。

9.2.2 安全保护装置

9.2.2.1 变压器应装有气体继电器。

气体继电器的接点容量在交流 220 V 或 110 V 时不小于 66 V·A,直流有感负载时,不小于 15 W。变压器油箱和联管的设计应使气体易于汇集在气体继电器内,变压器不得有存气现象。积聚在气体继电器内的气体数量达到 250 mL~300 mL 或油速在整定范围内时,应分别接通相应的接点。流经气体继电器的油流速度达到整定值时,接点应接通。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油速标尺,而且应便于取气体。

9.2.2.2 变压器应装有压力保护装置,当变压器油箱内压力达到安全限值时,压力保护装置应可靠地释放压力。

9.2.2.3 变压器宜供给信号测量和保护装置辅助回路用的端子箱。

9.2.2.4 有载调压变压器的有载分接开关应有自己的安全保护装置。

9.2.2.5 变压器所有管道最高处或容易窝气处应设置放气塞。

9.2.3 冷却系统及控制箱

9.2.3.1 应根据冷却方式供给全套冷却装置,但若为水冷却方式,则不供给水路装置(如水泵、水箱、管路、阀门及控制箱等)。

9.2.3.2 对于采用散热器散热的变压器,其冷却方式可能存在多种组合方式(如 OFAF 变压器,另外还可产生 ONAN、ONAF、OFAN 三种方式),各种冷却方式下的容量分配及控制程序由用户与制造方协商。

9.2.3.3 对于风冷变压器,应供给吹风装置控制箱。当负载电流达到额定电流的 $2/3$ 或油面温度达到 $65\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时,应当投入吹风装置。当负载电流低于额定电流的 $1/2$ 或油面温度低于 $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时,可切除风扇电动机。

9.2.3.4 对于水冷变压器,若冷却水是循环中间介质,则水的入口温度为最高环境温度加上 $8\text{ }^{\circ}\text{C}$;若冷却水是最终取之不尽的冷却介质(即水热容量无穷大,如水电厂水库水),则水的入口温度为 $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ 。

9.2.3.5 对于强油风冷和强油水冷变压器需供给冷却系统及控制箱。

9.2.3.5.1 控制箱的强油循环装置控制线路应满足下列要求:

- a) 变压器在运行中,其冷却系统应按负载和温度情况自动投入或切除相应数量的冷却器;
- b) 当切除故障冷却器时,作为备用的冷却器应自动投入运行;
- c) 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;
- d) 当投入备用电源、备用冷却器或切除冷却器、电动机损坏时,均应发出相应的信号。

9.2.3.5.2 强油风冷及强油水冷冷却器的油泵电动机及风扇电动机应分别有过载、短路和断相保护。

9.2.3.5.3 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 。

9.2.3.5.4 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 30 min 。当油面温度尚未达到 $75\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时,允许上升到 $75\text{ }^{\circ}\text{C}$,但切除冷却器后的最长运行时间不得超过 1 h 。

9.2.3.5.5 对于采用强迫油循环冷却方式的变压器,其冷却油流系统中不应出现负压。

9.2.4 油保护装置

9.2.4.1 变压器均应装有储油柜,其结构应便于清理内部。储油柜的一端应具有油位显示功能,储油柜的容积应保证在最高环境温度与允许的过负载状态下油位不超过上限,在最低环境温度与变压器未投入运行时,应能观察到油位指示。

9.2.4.2 储油柜应有注油、放油和排污油装置。

9.2.4.3 储油柜上一般应装有带有油封的吸湿器。

9.2.4.4 变压器应采取防油老化措施,以确保变压器油不与大气相接触,如:在储油柜内部加装胶囊、隔膜或采用金属波纹密封式储油柜。

9.2.5 油温测量装置

9.2.5.1 变压器应有供温度计用的管座。管座应设在油箱的顶部,并伸入油内 $120\text{ mm}\pm 10\text{ mm}$ 。

9.2.5.2 变压器需装设户外测温装置,其接点容量在交流 220 V 时,不低于 $50\text{ V}\cdot\text{A}$,直流有感负载时,

不低于 15 W。对于强油循环的变压器应装设两个测温装置。测温装置的安装位置应便于观察,且其准确度应符合相应标准。

9.2.5.3 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,其放置位置应便于检修、更换。

9.2.5.4 当变压器采用集中(两组以上冷却器或三组以上片式散热器)冷却方式时,应在靠油箱进出口总管路处装测油温用的温度计管座。

9.2.6 变压器油箱及其附件

9.2.6.1 变压器一般不供给小车。如果供给小车,则应带小车固定装置。其箱底底座或小车支架焊装位置应符合轨距的要求。轨距:纵向为 1 435 mm,横向为 1 435 mm、2 000 mm(2×2 000 mm、3×2 000 mm)。

9.2.6.2 在变压器油箱的上部、中部和下部壁上均应设有油样阀门,下部还应装有放油阀。

9.2.6.3 套管接线端子连接处,在环境空气中对空气的温升应不大于 55 K(封闭母线除外),在油中对油的温升应不大于 15 K。

9.2.6.4 变压器油箱应具有能承受住真空度为 133 Pa 和正压力为 100 kPa 的机械强度的能力,不应有损伤和不允许的永久变形。

9.2.6.5 变压器油箱下部应有供千斤顶顶起变压器的装置,并应设置水平牵引装置。

9.2.6.6 应在变压器油箱壁上设置适当高度的梯子,以便于取油样及观察气体继电器。

9.2.6.7 套管的安装位置和相互距离应便于接线,且其带电部分的空气间隙应能满足 GB 1094.3 的要求。

9.2.6.8 变压器结构应便于拆卸和更换套管。

9.2.6.9 变压器铁心应单独引出并可靠接地,其他金属结构件均应通过油箱可靠接地。变压器油箱应保证两点接地(分别位于油箱长轴或短轴两侧)。接地处应有明显的接地符号“ $\perp$ ”或“接地”字样。

9.2.6.10 根据需要,可提供一定数量的套管式电流互感器。

9.2.6.11 在变压器油箱上部、下部均应装有滤油阀接口(成对角线放置)。

9.2.6.12 变压器整体(包括气体继电器等所有充油附件)应能承受 133 Pa 的真空度。

9.3 检验规则及方法

9.3.1 变压器除应进行 GB 1094.1 所规定的试验项目外,还应进行 9.3.2~9.3.11 所规定的试验。

9.3.2 应提供所有绕组线端和分接档位的直流电阻值。绕组直流电阻不平衡率:相(有中性点引出时)为不大于 2%,线(无中性点引出时)为不大于 1%。如果由于线材及引线结构等原因而使绕组直流电阻不平衡率超过上述值时,除应在例行试验记录中记录实测值外,尚应写明引起这一偏差的原因。用户应与同温度下的例行试验实测值进行比较,其偏差应不大于 2%。本试验为例行试验。

绕组直流电阻不平衡率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。

对所有引出的相应端子间的电阻值均应进行测量比较。

9.3.3 应提供变压器绝缘电阻、吸收比(R_{60}/R_{15})和极化指数(R_{10min}/R_{1min})的实测值,测试通常在 5℃~40℃和相对湿度小于 85%时进行。本试验为例行试验。当测量温度不同时,绝缘电阻可按式(10)换算:

$$R_2 = R_1 \times 1.5^{(t_1 - t_2) / 10} \dots\dots\dots (10)$$

式中:

R_1 、 R_2 ——分别为温度 t_1 、 t_2 时的绝缘电阻值。

9.3.4 应提供变压器介质损耗因数($\tan\delta$)值,测试通常在 5℃~40℃ 温度下进行。本试验为例行试验。不同温度下的 $\tan\delta$ 值一般可按式(11)换算:

$$\tan\delta_2 = \tan\delta_1 \times 1.3^{(t_2 - t_1) \cdot 10} \dots\dots\dots(11)$$

式中:
 $\tan\delta_1, \tan\delta_2$ ——分别为温度 t_1, t_2 时的 $\tan\delta$ 值。

9.3.5 应提供铁心对地和夹件的绝缘电阻值,其值应不小于 500 MΩ(20℃)。本试验为例行试验。当测量温度不同时,绝缘电阻可按式(10)进行换算。

9.3.6 有载分接开关试验合格后,应将分接开关装入变压器中,对分接开关油室进行密封试验,应无渗漏现象。本试验为例行试验。

9.3.7 变压器如果进行温升试验或过电流(施加 1.1 倍额定电流,持续时间不少于 4 h)试验,则试验前后应取油样进行气相色谱分析试验,试验结果应符合相关标准规定。本试验为型式试验。

9.3.8 应对强迫油循环变压器的冷却油流系统进行负压测试,以监测冷却油流系统的进油端是否存在负压。测试时,通常在进油端的放气处安装真空压力表,在开启所有的油泵后,不应出现负压。本试验为型式试验。

9.3.9 具有独立调压绕组的变压器,应测量各分接档位的负载损耗值,并应符合设计要求。本试验为特殊试验。

9.3.10 变压器全部试验合格后,如结构允许且用户要求,可对 330 kV 油纸绝缘套管取油样进行试验,试验结果应符合相关标准规定。本试验为特殊试验。

9.3.11 经用户与制造方协商可进行下列试验,见附录 A。本试验为特殊试验:

- a) 长时间空载试验;
- b) 油流静电试验;
- c) 转动油泵时的局部放电测量。

9.4 标志、起吊、包装、运输和贮存

9.4.1 变压器应有接线端子、运输及起吊标志,标志内容应符合相关标准规定。

9.4.2 变压器的套管排列顺序位置一般如图 21~图 23 所示。

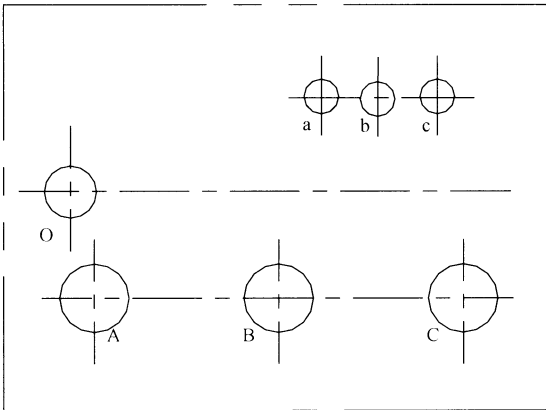


图 21 330 kV 级联结组标号为 YNd11 的双绕组变压器

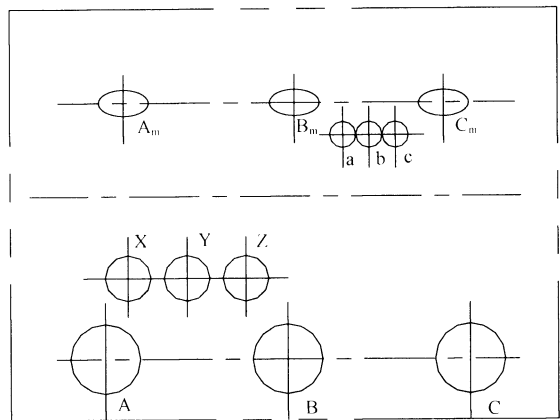


图 22 330 kV 级联结组标号为 YNa0d11 的三绕组自耦变压器

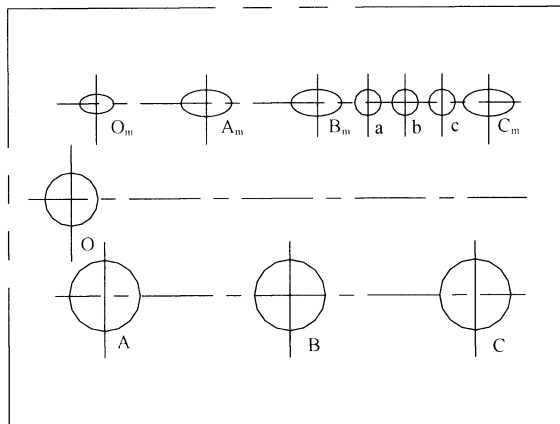


图 23 330 kV 级联结组标号为 YNyn0d11 的三绕组变压器

- 9.4.3 变压器需具有承受变压器总重的起吊装置。变压器器身、油箱、储油柜和散热器或冷却器等均应有起吊装置。
- 9.4.4 成套拆卸的组件和零件(如气体继电器、套管、测温装置及紧固件等)的包装应保证经过运输、贮存直到安装前不损伤和不受潮。
- 9.4.5 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。变压器的组件、部件(如套管、散热器或冷却器、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。
- 9.4.6 变压器如不带油运输,则需充以干燥的气体(露点低于 $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$)。运输前应进行密封试验,以确保在充以 $20\text{ kPa}\sim 30\text{ kPa}$ 压力的气体时密封良好。变压器主体在运输中及到达现场后,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,并有压力表进行监视。
- 9.4.7 变压器在运输中应装三维冲撞记录仪。

9.4.8 在运输、贮存直至安装前,应保证变压器本体及其所有的组件、部件(如储油柜、套管、阀门及散热器或冷却器等)不损坏和不受潮。

10 500 kV 电压等级

10.1 性能参数

10.1.1 额定容量、电压组合、分接范围、联结组标号、空载损耗、负载损耗、空载电流及短路阻抗应符合表 30~表 33 的规定。

- 注 1: 对于多绕组变压器,表中所给出的损耗值适用于 GB 1094.1 中定义的第一对绕组。
- 注 2: 表 30 及表 31 的高压绕组中性点为经小电抗接地,表 32 及表 33 的高压绕组中性点为直接接地。
- 注 3: 如受运输条件限制,经制造方与用户协商,表中的损耗值可适当增加。

表 30 500 kV 级 100 MV·A~484 MV·A 单相双绕组无励磁调压电力变压器

额定容量 MV·A	电压组合		联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	短路阻抗 %
	高压 kV	低压 kV					
100	$500/\sqrt{3}$ $525/\sqrt{3}$ $535/\sqrt{3}$ $550/\sqrt{3}$	13.8;15.75	Ii0	61.0	225	0.20	14
120		15.75;18;20		70.0	260	0.20	
200		15.75;18;20;24		114	380	0.15	
223		18		124	412	0.15	
240		18;20;24		131	435	0.15	
260		18;20		140	460	0.15	
380		24;27		186	610	0.15	16 或 18
400				193	633	0.15	
410				197	645	0.15	
484				223	730	0.15	
注 1: 优先选用无分接结构。如运行有要求,可设置分接头。 注 2: 根据用户的特殊要求,也可带分接,分接范围由用户与制造方协商确定。 注 3: 当变压器年平均负载率为 55%左右时,采用表中的损耗值可获得最高运行效率。							

表 31 500 kV 级 120 MV·A~1 170 MV·A 三相双绕组无励磁调压电力变压器

额定容量 MV·A	电压组合		联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	短路阻抗 %	
	高压 kV	低压 kV						
120	500 525 550	13.8;15.75	YNd11	75.0	395	0.25	14	
160				90.0	490	0.20		
240				125	665	0.20		
300				13.8;15.75;18	145	785		0.20
370				15.75;18;20	170	900		0.15
400				18;20;24	175	950		0.15
420		15.75;18;20		185	955	0.15	14 或 16	
480		15.75;18;20		200	1 060	0.15		
600		15.75;18;20;24		260	1 335	0.15		
720		18;20;24		305	1 535	0.10		
750		20;22		315	1 580	0.10	16 或 18	
780		22		320	1 630	0.10		
860				345	1 750	0.10		
1 140		27		430	2 165	0.10		
1 170				440	2 200	0.10		

注 1: 优先选用无分接结构。如运行有要求,可设置分接头。

注 2: 根据用户的特殊要求,也可带分接,分接范围由用户与制造方协商确定。

注 3: 当变压器年平均负载率为 45%左右时,采用表中的损耗值可获得最高运行效率。

表 32 500 kV 级 120 MV·A~400 MV·A 单相三绕组无励磁调压自耦电力变压器(中压线端调压)

额定容量 MV·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 %	短路 阻抗 %	容量分配 MV·A
	高压 kV	中压及分接范围 kV	低压 kV						
120	500/ $\sqrt{3}$ 525/ $\sqrt{3}$ 550/ $\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$ $230/\sqrt{3} \pm 2 \times 2.5\%$ $242/\sqrt{3} \pm 2 \times 2.5\%$	35 36 37 38.5 63 66	Ia0i0	50.0	230	0.20	高—中 12 高—低 34~38 中—低 20~22	120/120/40
167					60.0	275	0.20		167/167/40
250					85.0	370	0.15		167/167/60
334					105	475	0.10		250/250/60
400					120	545	0.10		250/250/80
120					50.0	245	0.20		334/334/100
167					60.0	290	0.20	高—中 12 高—低 42~46 中—低 28~30	400/400/120
250					85.0	395	0.15		120/120/40
334					105	510	0.10		167/167/60
400					120	580	0.10		250/250/60
120					50.0	245	0.20		250/250/80
167					60.0	290	0.20		334/334/80
250					85.0	395	0.15		334/334/100
334					105	510	0.10	高—中 14~15 高—低 42~46 中—低 28~30	400/400/120
400					120	580	0.10		120/120/40
120					50.0	245	0.20		167/167/60
167					60.0	290	0.20		250/250/80
250					85.0	395	0.15		334/334/80
334					105	510	0.10		334/334/100
400					120	580	0.10		400/400/120

注 1: 短路阻抗为 100% 额定容量时的数值。

注 2: 当变压器年平均负载率介于 45%~48% 之间时, 采用表中的损耗值可获得最高运行效率。

表 33 500 kV 级 120 MV·A~400 MV·A 单相三绕组有载调压自耦电力变压器(中压线端调压)

额定 容量 MV·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 %	短路 阻抗 %	容量分配 MV·A								
	高压 kV	中压及分接范围 kV	低压 kV														
120	500/ $\sqrt{3}$ 525/ $\sqrt{3}$ 550/ $\sqrt{3}$	230/ $\sqrt{3} \pm 8 \times 1.25\%$	35 36 37 38.5 63 66	Ia0i0	50.0	230	0.20	高一中 12 高一低 34~38 中一低 20~22	120/120/40								
167					60.0	285	0.20		167/167/40								
									167/167/60								
250					85.0	380	0.15		250/250/40								
									250/250/80								
334					110	490	0.10		334/334/100								
400					150	560	0.10	400/400/120									
120					500/ $\sqrt{3}$ 525/ $\sqrt{3}$ 550/ $\sqrt{3}$	230/ $\sqrt{3} \pm 8 \times 1.25\%$	35 36 37 38.5 63 66	Ia0i0	50.0	250	0.20	高一中 12 高一低 42~46 中一低 28~30	120/120/40				
167									60.0	300	0.20		167/167/60				
													250/250/60				
250									85.0	405	0.15		250/250/80				
													334/334/80				
334									110	530	0.10		334/334/100				
400									130	610	0.10	400/400/120					
120									500/ $\sqrt{3}$ 525/ $\sqrt{3}$ 550/ $\sqrt{3}$	230/ $\sqrt{3} \pm 8 \times 1.25\%$	35 36 37 38.5 63 66	Ia0i0	50.0	250	0.20	高一中 14~15 高一低 42~48 中一低 28~30	120/120/40
167													60.0	300	0.20		167/167/60
																	250/250/80
250													85.0	405	0.15		334/334/80
																	334/334/100
334													110	530	0.10		400/400/120
400													130	610	0.10		

注 1: 短路阻抗为 100%额定容量时的数值。

注 2: 当变压器年平均负载率介于 45%~50%之间时,采用表中的损耗值可获得最高运行效率。

10.1.2 在分接级数和级电压不变的情况下,允许增加负分接级数,减少正分接级数,或增加正分接级数,减少负分接级数,如:242 $\pm\frac{1}{3}\times\frac{2.5}{2.5}\%$ 、242 $\pm\frac{1}{3}\times\frac{2.5}{2.5}\%$ 等。

10.1.3 当用户需要不同于表中规定短路阻抗值的变压器时,其损耗等性能参数应与制造方协商,并在合同中规定。

10.2 技术要求

10.2.1 基本要求

10.2.1.1 变压器应符合 GB 1094.1、GB 1094.2、GB 1094.3、GB 1094.5、GB/T 1094.7 和 JB/T 10088 的规定。

10.2.1.2 变压器组件、部件的设计、制造及检验等应符合相关标准及法规的要求。

10.2.1.3 变压器组件、部件的运行寿命应符合相关标准的规定。

10.2.2 安全保护装置

10.2.2.1 变压器应装有气体继电器。

气体继电器的接点容量在交流 220 V 或 110 V 时不小于 $66 \text{ V} \cdot \text{A}$ ，直流有感负载时，不小于 15 W。变压器油箱和联管的设计应使气体易于汇集在气体继电器内，变压器不得有存气现象。积聚在气体继电器内的气体数量达到 250 mL~300 mL 或油速在整定范围内时，应分别接通相应的接点。流经气体继电器的油流速度达到整定值时，接点应接通。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油速标尺，而且应便于取气体。

10.2.2.2 变压器应装有压力保护装置，当变压器油箱内压力达到安全限值时，压力保护装置应可靠地释放压力。

10.2.2.3 变压器宜供给信号测量和保护装置辅助回路用的端子箱。

10.2.2.4 有载调压变压器的有载分接开关应有自己的安全保护装置。

10.2.2.5 变压器所有管道最高处或容易窝气处应设置放气塞。

10.2.3 冷却系统及控制箱

10.2.3.1 应根据冷却方式供给全套冷却装置，但若为水冷却方式，则不供给水路装置（如水泵、水箱、管路、阀门及控制箱等）。

10.2.3.2 对于采用散热器散热的变压器，其冷却方式可能存在多种组合方式（如 OFAF 变压器，另外还可产生 ONAN、ONAF、OFAN 三种方式），各种冷却方式下的容量分配及控制程序由用户与制造方协商。

10.2.3.3 对于风冷变压器，应供给吹风装置控制箱。当负载电流达到额定电流的 $2/3$ 或油面温度达到 65°C 时，应当投入吹风装置。当负载电流低于额定电流的 $1/2$ 或油面温度低于 50°C 时，可切除风扇电动机。

10.2.3.4 对于水冷变压器，若冷却水是循环中间介质，则水的入口温度为最高环境温度加上 8°C ；若冷却水是最终取之不尽的冷却介质（即水热容量无穷大，如水电厂水库水），则水的入口温度为 25°C 。

10.2.3.5 对于强油风冷或强油水冷变压器需供给冷却系统及控制箱。

10.2.3.5.1 控制箱的强油循环装置控制线路应满足下列要求：

- a) 变压器在运行中，其冷却系统应按负载和温度情况自动投入或切除相应数量的冷却器；
- b) 当切除故障冷却器时，作为备用的冷却器应自动投入运行；
- c) 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；
- d) 当投入备用电源、备用冷却器或切除冷却器、电动机损坏时，均应发出相应的信号。

10.2.3.5.2 强油风冷及强油水冷冷却器的油泵电动机及风扇电动机应分别有过载、短路和断相保护。

10.2.3.5.3 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。

10.2.3.5.4 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 30 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。

10.2.3.5.5 对于采用强迫油循环冷却方式的变压器，其冷却油流系统中不应出现负压。

10.2.4 油保护装置

10.2.4.1 变压器均应装有储油柜，其结构应便于清理内部。储油柜的一端应具有油位显示功能，储油

柜的容积应保证在最高环境温度与允许的过负载状态下油位不超过上限,在最低环境温度与变压器未投入运行时,应能观察到油位指示。

10.2.4.2 储油柜应有注油、放油、放气和排污油装置。

10.2.4.3 储油柜上一般应装有带有油封的吸湿器。

10.2.4.4 变压器应采取防油老化措施,以确保变压器油不与大气相接触,如:在储油柜内部加装胶囊、隔膜或采用金属波纹密封式储油柜。

10.2.5 油温测量装置

10.2.5.1 变压器应有供温度计用的管座。管座应设在油箱的顶部,并伸入油内 $120\text{ mm} \pm 10\text{ mm}$ 。

10.2.5.2 变压器需装设户外测温装置,其接点容量在交流 220 V 时,不低于 $50\text{ V} \cdot \text{A}$,直流有感负载时,不低于 15 W 。对于强油循环的变压器应装设两个测温装置。测温装置的安装位置应便于观察,且其准确度应符合相应标准。

10.2.5.3 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,其放置位置应便于检修、更换。

10.2.5.4 当变压器采用集中(两组以上冷却器或三组以上片式散热器)冷却方式时,应在靠油箱进出口总管路处装测油温用的温度计管座。

10.2.6 变压器油箱及其附件

10.2.6.1 变压器一般不供给小车。如果供给小车,则应带小车固定装置。其箱底底座或小车支架焊装位置应符合轨距的要求。轨距:纵向为 $1\,435\text{ mm}$,横向为 $1\,435\text{ mm}$ 、 $2\,000\text{ mm}$ ($2 \times 2\,000\text{ mm}$ 、 $3 \times 2\,000\text{ mm}$)。

10.2.6.2 在油箱的上部、中部和下部壁上应设有油样阀门,下部还应装有放油阀。

10.2.6.3 套管接线端子连接处,在环境空气中对空气的温升应不大于 55 K (封闭母线除外),在油中对油的温升应不大于 15 K 。

10.2.6.4 变压器油箱应具有能承受住真空度为 133 Pa 和正压力为 100 kPa 的机械强度的能力,不应有损伤和不允许的永久变形。

10.2.6.5 变压器油箱下部应有供千斤顶顶起变压器的装置,并应设置水平牵引装置。

10.2.6.6 应在变压器油箱壁上设置适当高度的梯子,以便于取油样及观察气体继电器。

10.2.6.7 套管的安装位置和相互距离应便于接线,而且其带电部分的空气间隙应能满足 GB 1094.3 的要求。

10.2.6.8 变压器结构应便于拆卸和更换套管。

10.2.6.9 变压器铁心应单独引出并可靠接地,其他金属结构件均应通过油箱可靠接地。变压器油箱应保证两点接地(分别位于油箱长轴或短轴两侧)。接地处应有明显的接地符号“ $\perp$ ”或“接地”字样。

10.2.6.10 根据需要,可提供一定数量的套管式电流互感器。

10.2.6.11 在变压器油箱上部、下部均应装有滤油阀接口(成对角线放置)。

10.2.6.12 变压器整体(包括气体继电器等所有充油附件)应能承受 133 Pa 的真空度。

10.3 检验规则及方法

10.3.1 变压器除应进行 GB 1094.1 所规定的试验项目外,还应进行 10.3.2~10.3.11 所规定的试验。

10.3.2 应提供所有绕组线端和分接档位的直流电阻值。绕组直流电阻不平衡率:相(有中性点引出

时)为不大于 2%,线(无中性点引出时)为不大于 1%。对于联结成三相组的三台单相变压器,各相彼此间的绕组直流电阻不平衡率应不大于 2%。如果由于线材及引线结构等原因而使绕组直流电阻不平衡率超过上述值时,除应在例行试验记录中记录实测值外,尚应写明引起这一偏差的原因。用户应与同温度下的例行试验实测值进行比较,其偏差应不大于 2%。本试验为例行试验。

绕组直流电阻不平衡率应以三相或三台单相实测最大值减最小值作分子,三相或三台单相实测平均值作分母计算。

对所有引出的相应端子间的电阻值均应进行测量比较。

10.3.3 应提供变压器绝缘电阻、吸收比(R_{60}/R_{15})和极化指数(R_{10min}/R_{1min})的实测值,测试通常在 5℃~40℃和相对湿度小于 85%时进行。本试验为例行试验。当测量温度不同时,绝缘电阻可按式(12)换算:

$$R_2 = R_1 \times 1.5^{(t_1 - t_2) / 10} \dots\dots\dots (12)$$

式中:

R_1 、 R_2 ——分别为温度 t_1 、 t_2 时的绝缘电阻值。

10.3.4 应提供变压器介质损耗因数($\tan\delta$)值,测试通常在 5℃~40℃温度下进行。本试验为例行试验。不同温度下的 $\tan\delta$ 值一般可按式(13)换算:

$$\tan\delta_2 = \tan\delta_1 \times 1.3^{(t_2 - t_1) / 10} \dots\dots\dots (13)$$

式中:

$\tan\delta_1$ 、 $\tan\delta_2$ ——分别为温度 t_1 、 t_2 时的 $\tan\delta$ 值。

10.3.5 应提供铁心对地和夹件的绝缘电阻值,其值应不小于 500 MΩ(20℃)。本试验为例行试验。当测量温度不同时,绝缘电阻可按式(12)进行换算。

10.3.6 有载分接开关试验合格后,应将有关载分接开关装入变压器中,对分接开关油室进行密封试验,应无渗漏现象。本试验为例行试验。

10.3.7 变压器如果进行温升试验或过电流(施加 1.1 倍额定电流,持续时间不少于 4 h)试验,则试验前后应取油样进行气相色谱分析试验,试验结果应符合相关标准规定。本试验为型式试验。

10.3.8 应对强迫油循环变压器的冷却油流系统进行负压测试,以监测冷却油流系统的进油端是否存在负压。测试时,通常在进油端的放气处安装真空压力表,在开启所有的油泵后,不应出现负压。本试验为型式试验。

10.3.9 具有独立调压绕组的变压器,应测量各分接档位的负载损耗值,并应符合设计要求。本试验为特殊试验。

10.3.10 变压器全部试验合格后,如结构允许且用户要求,可对 500 kV 油纸绝缘套管取油样进行试验,试验结果应符合相关标准规定。本试验为特殊试验。

10.3.11 经用户与制造方协商可进行下列试验,见附录 A。本试验为特殊试验:

- a) 长时间空载试验;
- b) 油流静电试验;
- c) 转动油泵时的局部放电测量。

10.4 标志、起吊、安装、运输和贮存

10.4.1 变压器应有接线端子、运输及起吊标志,标志内容应符合相关标准规定。

10.4.2 变压器需具有承受变压器总重的起吊装置。变压器器身、油箱、储油柜和散热器或冷却器等均应有起吊装置。

10.4.3 成套拆卸的组件和零件(如气体继电器、套管、测温装置及紧固件等)的包装应保证经过运输、贮存直到安装前不损伤和不受潮。

10.4.4 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。变压器的组件、部件(如套管、散热器或冷却器、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。

10.4.5 变压器如不带油运输,则需充以干燥的气体(露点低于 $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$)。运输前应进行密封试验,以确保在充以 $20\text{ kPa}\sim 30\text{ kPa}$ 压力的气体时密封良好。变压器主体在运输中及到达现场后,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,并有压力表进行监视。

10.4.6 变压器在运输中应装三维冲撞记录仪。

10.4.7 在运输、贮存直至安装前,应保证变压器本体及其所有的组件、部件(如储油柜、套管、阀门及散热器或冷却器等)不损坏和不受潮。

附 录 A
(规范性附录)
用户与制造方协商的试验

A.1 长时间空载试验

对变压器施加 1.1 倍额定电压,开启正常运行时的全部油泵,运行 12 h。试验过程中,应无明显的局部放电的声、电信号。试验前、后油中应无乙炔,总烃含量应无明显变化。该试验应在绝缘试验后进行。

A.2 油流静电试验

断开电源,开启所有油泵,历时 4 h 后,测量各绕组端子及铁心对地的泄漏电流,直至电流达到稳定值。试验中应无放电信号。

A.3 转动油泵时的局部放电测量

启动全部油泵运行 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进行局部放电试验(对低压线端施加电压,使高压绕组线端电压为 $1.5 U_m/\sqrt{3}$,并维持 60 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,内部放电量应无明显变化,同时油中应无乙炔。

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
80
81
82
83
84
85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
95
96
97
98
99
100

中 华 人 民 共 和 国
国 家 标 准
油浸式电力变压器
技术参数和要求
GB/T 6451—2015

*

中国标准出版社出版发行
北京市朝阳区和平里西街甲2号(100029)
北京市西城区三里河北街16号(100045)

网址 www.spc.net.cn

总编室:(010)68533533 发行中心:(010)51780238

读者服务部:(010)68523946

中国标准出版社秦皇岛印刷厂印刷
各地新华书店经销

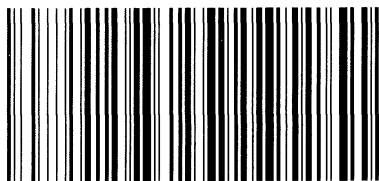
*

开本 880×1230 1/16 印张 4 字数 110 千字
2015 年 9 月第一版 2015 年 9 月第一次印刷

*

书号: 155066 · 1-51476 定价 54.00 元

如有印装差错 由本社发行中心调换
版权专有 侵权必究
举报电话:(010)68510107



GB/T 6451-2015