

青龙建昊土门子 215MW 光伏发电项目-220kV 升压
站新建工程

220kV 三相双绕组电力变压器
通用技术规范

招标单位：

编制单位：

年 月 日

变压器技术标书使用说明

1. 本技术规范书分为通用部分、专用部分。

2. 项目单位根据需求选择所需设备的技术规范，技术规范通用部分条款及专用部分固化的参数原则上不能更改。

3. 项目单位应按实际要求填写“项目需求部分”。如确实需要改动以下部分，项目单位应填写专用部分“表 2.8 项目单位技术差异表”并加盖本单位公章，提交物资招标组织部门。物资招标组织部门及时将“表 2.8 项目单位技术差异表”移交给技术规范书审查会。技术规范书审查会确认“表 2.8 项目单位技术差异表”内容的可行性并书面答复：

- 1) 改动通用部分条款及专用部分固化的参数；
- 2) 项目单位要求值超出标准技术参数值；
- 3) 需要修正污秽、温度、海拔等条件。

当发生需求变化时，需由技术规范组织编写部门组织的规范书审查会审核通过后，对专用部分的修改形成“项目单位技术差异表”，放入专用部分中，随招标文件同时发出并视为有效，否则将视为无差异。

4. 对扩建工程，项目单位填写“表 2.7 扩建工程主变参数表”并在专用部分提出与原工程相适应的一次、二次及土建的接口要求。

5. 技术规范的页面、标题、标准参数值等均为统一格式，不得随意更改。

6. 投标人逐项响应技术规范专用部分中“1 标准技术参数”、“2 项目需求部分”和“3 投标人响应部分”三部分相应内容。填写“2 项目需求部分”时，应严格按“项目单位要求值”一栏填写相应的招标文件投标人响应部分的表格。投标人填写技术参数和性能要求时，如有偏差除填写“表 3.2 投标人技术偏差表”外，必要时应提供相应试验报告。

目 录

1 总则	1
2 工作范围	1
2.1 工程概况	1
2.2 范围和界限	1
2.3 服务范围	2
3 应遵循的主要标准	3
4 使用条件	5
4.1 正常使用条件	5
4.2 特殊使用条件	6
5 技术要求	7
5.1 技术参数	7
5.2 设计结构与原材料要求	10
5.3 制造工艺要求	12
5.4 质量追溯	15
5.5 关于对检修的要求	15
6 试验	20
6.1 试验分类	20
6.2 型式试验	20
6.3 特殊试验	20
6.4 例行试验	21
6.5 交接试验	25
7 产品对环境的影响	27
8 企业 VI 标识	错误！未定义书签。
9 技术文件要求	27
10 监造、包装、储存、运输、安装及质量保证	30
10.1 监造	30
10.2 包装	30
10.3 储存与运输	31
10.4 安装指导	33
10.5 质量保证	33
11 一次、二次及土建接口要求	33
11.1 500kV 单相自耦变压器一次、二次及土建接口要求	33
11.2 500kV 现场组装变压器一次、二次及土建接口要求	39
11.3 220kV 三相一体变压器一次、二次及土建接口要求	47
11.4 110kV 三相双绕组交流电力变压器一次、二次及土建接口要求	55
11.5 110kV 三相三绕组交流电力变压器一次、二次及土建接口要求	67
12 LCC 数据文件	79

1 总则

1.1 本招标技术文件适用于 220kV 电压等级的交流电力变压器，它提出了该设备本体及附属设备的功能设计、结构、性能、安装和试验等方面的技术要求。

1.2 本设备招标技术文件提出的是最低限度的技术要求。凡本招标技术文件中未规定，但在相关设备的行业标准、国家标准或 IEC 标准中有规定的规范条文，投标方应按相应标准的条文进行设备设计、制造、试验和安装。对国家有关安全、环保等强制性标准，必须满足其要求（如压力容器、高电压设备等）。

1.3 如果投标方没有以书面形式对本招标技术文件的条文提出异议，则意味着投标方提供的设备完全符合本招标技术文件的要求。如有异议，不管是多么微小，都应在报价书中以“对招标技术文件的意见和同招标技术文件的差异”为标题的专门章节中加以详细描述。

1.4 本招标技术文件所使用的标准如遇与投标方所执行的标准不一致时，按较高标准执行。

1.5 本招标技术文件经买、卖双方确认后作为订货合同的技术附件，与合同正文具有同等的法律效力。

1.6 本招标技术文件未尽事宜，由买、卖双方协商确定。

1.7 投标方在应标招标技术文件中应如实反映应标产品与本招标技术文件的技术差异。如果投标方没有提出技术差异，而在执行合同的过程中，招标方发现投标方提供的产品与其应标招标技术文件的条文存在差异，招标方有权利要求退货，并将对下一年度的评标工作有不同程度的影响。

1.8 投标方应在应标技术部分按本招标技术文件的要求如实详细的填写应标设备的标准配置表，并在应标商务部分按此标准配置进行报价，如发现二者有矛盾之处，将对评标工作有不同程度的影响。

1.9 投标方应充分理解本招标技术文件并按本招标技术文件的具体条款、格式要求填写应标的技术文件，如发现应标的技术文件条款、格式不符合本招标技术文件的要求，则认为应标不严肃，在评标时将有不同程度的扣分。

2 工作范围

2.1 工程概况

本技术规范书采购的设备适用的工程概况详见专用部分。

2.2 范围和界限

1) 本规范书适应于青龙建昊土门子 215MW 光伏发电项目，交流电力变压器及其附属设备的设计，制造，装配，工厂试验，交付，现场安装和试验的指导、监督以及试运行工作。

2) 运输

运输条件详见专用部分。

3) 现场安装和试验在投标方的技术指导和监督下由招标方完成。

4) 本规范书未说明,但又与设计、制造、装配、试验、运输、包装、保管、安装和运行维护有关的技术要求,按条款 3 所规定的有关标准执行。

2.3 服务范围

1) 投标方应按本规范书的要求提供台全新的、合格的 110kV-500kV 交流电力变压器及其附属设备、备品备件、专用工具和仪器。投标方所提供的组件或附件如需向第三方外购时,投标方应对质量向招标方负责,并提供相应出厂和验收证明。

2) 供货范围一览表

供货设备技术规格一览表详见专用部分。

供货范围包括:

a.变压器本体(包括底架、附件、连接端子/板、基础螺栓、各种紧固件、全部管道及阀门等)

b.冷却器控制箱及调压开关控制箱

c.套管及套管式电流互感器(若套管具有电压抽头,还应配套供应在线监测使用的引线接线装置)。

d.变压器绝缘油,投标方应提供充足绝缘油供现场安装使用,安装完毕的备用油量不超过 5%,具体见专用条款。投标方应负责提供用于存放备用油的油罐,油罐应为可供长期存放的专用金属油罐。

e. 本体及连接到本体端子箱和本体控制箱之间的足量耐油、阻燃 B 级、屏蔽的铜质单芯电缆(连接电缆不能有中直接头)。

f.储油柜(如储油柜不安装在变压器本体上时,应成套提供储油柜支架,并提供安装图)

g.本体端子箱

h.备品备件及专用工具等详见专用条款

i.投标方应在安装完成后免费进行一次补漆

对于 500kV 单相变压器,投标方还应随变压器配套供应一面变压器用的总控制柜,及该总控制柜到每台单相变压器控制箱、调压机构箱、端子箱及本体的足量耐油、阻燃 B 级、屏蔽铠装的铜质单芯电缆(连接电缆不能有中直接头)。

3) 工厂试验由投标方在生产厂家内完成,但应有招标方代表参加,参加工厂验收的人数及天数等规定详见规范书商务部分。

4) 现场安装和试验在投标方的技术指导下由招标方完成,投标方协助招标方按标准检查安装质量,处理调试投运过程中出现的问题,并提供备品、备件,做好销售服务工作.投标方应选派有经验的技术人员,对安装和运行人员免费培训。安装督导的工作范围及人数和天数等规定详见规范书商务部分。

5) 投标方应协助招标方解决设备运行中出现的问题。

6) 产品零整比不大于 3，供货商零部件总成本不应超过变压器本体成本 3 倍。

7) 设计联络会议的地点及招标方参加人员的人数和天数等规定详见规范书商务部分。

8) 设备安装、调试和性能试验合格后方可投运。设备投运并稳定运行后，投标方和招标方（业主）双方应根据相关法律、法规和公司管理制度签署合同设备的验收证明书。该证明书共两份，双方各执一份。

9) 如果安装、调试、性能试验、试运行及质保期内技术指标一项或多项不能满足合同技术部分要求，买卖双方共同分析原因，分清责任，如属制造方面的原因，或涉及索赔部分，按商务部分有关条款执行。

3 应遵循的主要标准

除本规范书特殊规定外，投标方所提供的设备均按规定的标准和规程的最新版本进行设计、制造、试验和安装。如果这些标准内容有矛盾时，应按最高标准的条款执行或按双方商定的标准执行。如果投标方选用本规范书规定以外的标准时，则需提交这种替换标准供审查和分析。仅在投标方已证明替换标准相当或优于规范书规定的标准，并从招标方处获得书面的认可才能使用。提交供审查的标准应为中文或英文版本。主要引用标准如下：

GB/T 307.1-2005	滚动轴承 向心轴承 公差
GB/T 307.3-2005	滚动轴承 通用技术规则
GB 311.1-2012	绝缘配合 第 1 部分：定义、原则和规则
GB/T 311.2-2013	绝缘配合 第 2 部分：高压输变电设备的绝缘配合使用导则
GB/T 321-2005	优先数和优先数系
GB/T 985.1-2008	气焊、焊条电弧焊、气体保护焊和高能束焊的推荐坡口
GB 1094.1-2013	电力变压器 第 1 部分：总则
GB 1094.2-2013	电力变压器 第 2 部分：温升
GB 1094.3-2003	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/T 1094.4-2005	电力变压器 第 4 部分：电力变压器和电抗器的雷电冲击波和操作冲击波试验导则
GB 1094.5-2003	电力变压器 第 5 部分：承受短路的能力
GB/T 1094.7-2008	电力变压器 第 7 部分：油浸式电力变压器负载导则
GB/T 1094.10-2003	电力变压器 第 10 部分：声级测定
GB 1208-2006	电流互感器
GB/T 1231-2006	钢结构用高强度大六角头螺栓、大六角螺母、垫圈技术条件
GB/T 1766-2008	色漆和清漆 涂层老化的评级方法

GB 2536-2011	变压器油
GB/T 2900.15-1997	电工术语 变压器、互感器、调压器和电抗器
GB/T 4109-2008	交流电压高于 1000V 绝缘套管
GB/T 6451-2008	油浸式电力变压器技术参数和要求
GB/T 7595-2008	运行中变压器油质量
GB/T 7759-1996	硫化橡胶、热塑性橡胶 常温、高温和低温下压缩永久变形测定
GB/T 7762-2003	硫化橡胶或热塑性橡胶 耐臭氧龟裂静态拉伸试验
GB 10230.1-2007	分接开关 第 1 部分：性能要求和试验方法
GB/T 10230.2-2007	分接开关 第 2 部分：应用导则
GB/T 19264.3-2013	电气压纸板和薄纸板第 3 部分：压纸板
GB/T 13499-2002	电力变压器应用导则
GB/T 13912-2002	金属覆盖层 钢铁制件热浸镀锌层技术要求及试验方法
GB/T 26218.1-2010	污秽条件下使用的高压绝缘子的选择和尺寸确定 第 1 部分：定义、信息和一般原则
GB/T 26218.2-2010	污秽条件下使用的高压绝缘子的选择和尺寸确定 第 2 部分：交流系统用瓷和玻璃绝缘子
GB 16847-1997	保护用电流互感器暂态特性技术要求
GB/T 16927.1-2011	高压试验技术第一部分一般试验要求
GB/T 16927.2-2013	高压试验技术第二部分测量系统
GB/T 17468-2008	电力变压器选用导则
GB/T 17742-2008	中国地震烈度表
JB/T 3837-2010	变压器类产品型号编制方法
JB/T 5347-2013	变压器用片式散热器
JB/T 6302-2005	变压器用油面温控器
JB/T 7065-2004	变压器用压力释放阀
JB/T 7631-2005	变压器用电子温控器
JB/T 8315-2007	变压器用强迫油循环风冷却器
JB/T 8450-2005	变压器用绕组温控器
JB/T 9647-2014	气体继电器
JB/T 10430-2004	变压器用速动油压继电器
DL/T264-2012	油浸式电力变压器（电抗器）现场密封性试验导则
DL/T 363-2010	超、特高压电力变压器（电抗器）设备监造技术导则
DL/T 586-2008	电力设备监造技术导则

DL/T 620-1997	交流电气装置的过电压保护和绝缘配合
Q/CSG 10001-2004	变电站安健环设施标准
Q/CSG 10011-2014	35kV~500kV 变电站装备技术导则（变电一次分册）
ISO 12944（1-8）	色漆和清漆-防护漆体系对钢结构的防腐蚀保护
ISO 2808-2007	漆膜厚度测定法
ISO 8501	钢材喷涂前表面预处理
IEEE 693-2005	变电站抗震设计推荐规程
IEC 60137-2008	交流电压 1000V 以上的绝缘套管
IEC60296 -2003	变压器与断路器用新绝缘油规范
IEC60815-2008	污秽条件下绝缘子选用导则
IEC61462-2007	空心复合绝缘子

4 使用条件

本招标技术文件要采购的 110kV-500kV 交流电力变压器，其安装地点的实际外部条件详见专用部分。投标方应对所提供的设备绝缘水平、温升等相关性能参数在工程实际外部条件下进行校验、核对，使所供设备满足实际外部条件要求及全工况运行要求。

4.1 正常使用条件

4.1.1 海拔高度：≤1000m

4.1.2 环境温度

最高温度：+40℃

最高年平均温度：+10℃

最低气温：-40℃（户外）

4.1.3 太阳辐射强度：0.1W/cm²

4.1.4 耐地震能力

地震烈度 7 度：

地面水平加速度 3m/s²

地面垂直加速度 1.5m/s²

共振、正弦拍波试验法，激振 5 次，每次持续时间 5 个周波，各次间隔 2s，并考虑其端部连接导线振动和导线张力的影响。安全系数不小于 1.67。设备本体水平加速度应计及设备支架的动力放大系数 1.2。

4.1.5 湿度

日相对湿度平均值 100%

4.1.6 污秽等级

对于 d 级以下污秽等级的地区统一按 d 级防污选取设备的爬电比距。d 级污秽地区及以

上污秽等级的地区统一按 e 级防污选取设备的爬电比距。

4.1.7 风速

35m/s（离地面高 10m 处，持续 10min 的 100 年平均最大风速）。

4.1.8 直流偏磁

变压器运行工况长期存在三相 10A 的直流偏磁。

4.1.9 覆冰厚度：20mm

4.2 特殊使用条件

变压器可以在不同于 4.1 中规定的正常使用条件下使用，这时用户的要求应当在下述特殊使用条件的规定选取。

特殊使用条件按如下规定。

4.2.1 湿热型环境条件

最高温度：+45℃

最高月平均温度：+40℃

年平均温度：25℃

最低平均温度：-10℃（户外）

空气相对湿度 100%时的最高温度：25℃

有凝露、有结冰和结霜、有有害生物。

4.2.2 地震烈度

地震烈度 9 度地区：

地面水平加速度 4m/s^2

地面垂直加速度 2m/s^2

4.2.3 海拔高度与外绝缘

海拔高度高于 1000m 时，按下列要求确定：

a.海拔在 1000-2000m 范围，设备外绝缘水平按 2000m 海拔修正，修正系数取 1.13

b.海拔在 2000-2500m 范围，设备外绝缘水平按 2500m 海拔修正，修正系数取 1.20

c.海拔在 2500-3000m 范围，设备外绝缘水平按 3000m 海拔修正，修正系数取 1.28

d.海拔高于 3000m，应考虑实际运行地点的环境，经专题研究后确定。

4.2.4 温升

1) 环境温度与温升

当环境温度高于正常使用环境条件时，则对变压器的温升限值应按超过部分的数值减少并应修约到最接近温度的整数值。

2) 海拔高度与温升

安装场所海拔高于 1000m，而试验场地低于 1000m 时，自冷式变压器（AN）绕组平均

温升限值应按海拔每增加 400m 降低 1K 来计算；风冷式变压器（AF）应按海拔每增加 250m 降低 1K 来计算。

试验场地海拔高于 1000m，而安装场所却低于 1000m 时，温升限值应作相应的增加值进行修正。因海拔而作的温升修正值，均应修约到最接近的温度的整数值。

4.2.5 污秽等级

严重污秽地区，达到 d 级污秽时，考虑到未来调整爬距困难，应按 e 级考虑。设备爬电比距详见表 4.2。

表 4.2 爬电比距

污秽等级	相对地之间最小标称爬电比距 (mm/kV)
d	25
e	31

5 技术要求

5.1 技术参数

技术参数见技术规范书专用部分的技术参数表。

补充规定如下：

- 1) 温升限值应满足专用条款要求。投标方应提供线圈最热点位置及最热点温升数据，并提供最热点温升的直测试验报告或者仿真计算报告。具体罚款要求见招标商务部分。
- 2) 抗直流偏磁能力
变压器应能耐受三相 10A 的直流偏磁电流。在长时间最大直流偏磁（如果存在）作用下，变压器铁芯和绕组温升、振动等不超过各专用规范的规定值，变压器油色谱分析结果正常。噪声声压级增加值≤15dB。
- 3) 套管安装角度
套管轴线与铅垂线夹角不超过 30 度，各电压等级变压器的 10kV、35kV 侧套管均应采用垂直安装方式。
- 4) 中性点接地方式详见专用条款。
- 5) 寿命：不少于 40 年，除干燥剂外至少六年内免维护。
- 6) 损耗要求
变压器空负载损耗要求详见专用条款表 1。
通过实测，如果发现变压器的空载损耗和负载损耗超过专用条款表 1.1 第 9 项和第 11 项所规定的数值，若超出则进行罚款或拒收，具体罚款或拒收要求详见商务条款。
- 7) 过激磁能力
对过激磁能力的要求详见专用条款。
投标方应提供各种励磁状态下的谐波分量曲线。
- 8) 过负荷能力

变压器的负载能力应符合 GB/T 1094.7《油浸式电力变压器负载导则》的要求，投标方应提供该变压器负载能力计算所需的热特性参数。投标方应提供冷却装置不同运行方式下，变压器的负荷能力。

变压器过负荷能力的要求详见专用条款。

9) 变压器噪音要求

各电压等级变压器对噪音的的详细要求见专用条款。对噪音有特殊要求地区，项目单位可以适度要求降低噪音分贝水平，以满足当地噪音要求。

10) 抗短路能力

a 制造厂应保证变压器绕组和铁芯的机械强度和热稳定性。在无穷大电源条件下出口短路时，持续时间为 2 秒钟，变压器各部件不应有损伤，绕组和铁芯不应有不允许的变形和位移。短路后线圈温度应低于 250℃，并应能承受重合于短路故障上的冲击力。

b 制造厂应提供变压器承受短路能力计算书，计算报告中应按照国标 GB/T1094.5 “条款”要求提供各项设计裕度值（名词解释详见 GB/T1094.5）的附录 A。

① 对于芯式变压器

- 连续式绕组、螺旋式绕组及多层式绕组中每一层上的平均环形拉伸应力

$$\sigma_{act} \leq 0.9 R_{p0.2}$$

- 连续式绕组、螺旋式绕组及单层式绕组上的平均环形压缩应力

对于常规导线和非自粘性的换位导线 $\sigma_{act} \leq 0.35 R_{p0.2}$

对于自粘性导线和自粘性的换位导线 $\sigma_{act} \leq 0.6 R_{p0.2}$

- 多层式绕组的等值平均环形压缩应力

对于常规导线和非自粘性的换位导线 $\sigma_{act} \leq 0.35 R_{p0.2}$

对于自粘性组合导线和自粘性的换位导线 $\sigma_{act} \leq 0.6 R_{p0.2}$

- 在撑条或垫块之间的跨度内的导线幅向弯曲应力

$$\sigma_{act} \leq 0.9 R_{p0.2}$$

- 在幅向垫块之间的跨度内的导线轴向弯曲应力

$$\sigma_{act} \leq 0.9 R_{p0.2}$$

- 与导线倾斜相关的每个实体绕组上的最大轴向压缩力

$$F_{act} \leq 0.8 F_{tilt}$$

- 幅向垫块的压缩应力

导线为纸包绝缘时， $\sigma_{act} \leq 80 \text{MPa}$

导线为纯漆包绝缘时， $\sigma_{act} \leq 120 \text{MPa}$

- 层式绕组中导线纸绝缘的压缩应力

$$\sigma_{act} \leq 35\text{MPa}$$

- 纸板卷制端圈的压缩应力

$$\sigma_{act} \leq 40\text{MPa}$$

- 纸板层压端圈的压缩应力

$$\sigma_{act} \leq 80\text{MPa}$$

- 纸板制成的公共压环或压板（如果用了）的压缩应力

$$\sigma_{act} \leq 80\text{MPa}$$

- 夹紧结构中的拉杆（板形拉条）的拉伸应力

$$\sigma_{act} \leq R_{p0.2}$$

② 对于壳式变压器

- 线圈垫块之间的跨度内导线轴向弯曲应力

$$\sigma_{act} \leq 0.9R_{p0.2}$$

- 垫块及导线纸绝缘的压缩应力

$$\sigma_{act} \leq 35\text{MPa}$$

- 纸板制成的相间楔形块和压紧块的压缩应力

$$\sigma_{act} \leq 80\text{MPa}$$

- 纤维增强塑料或层压木制成的相间楔形块和压紧块的压缩应力

$$\sigma_{act} \leq 120\text{MPa}$$

- 铁心叠片上的拉伸和弯曲应力

$$\sigma_{act} \leq R_{p0.2}$$

- 油箱增强结构的拉伸和弯曲应力

$$\sigma_{act} \leq R_{p0.2}$$

- 铁心叠片搭接面积上的压力

$$P_{act} \geq P$$

c.220kV 及以下电压等级变压器应提供短路承受能力试验报告。各厂在投标时应提供投标变压器与通过突发短路能力变压器在变压器承受短路能力工艺和材料等的差异。

d 内置式调压线圈应采用半硬导线或者自粘换位导线（屈服强度不低于 170N/mm²，电流密度不高于 3.5A/mm²。

e. 低压绕组及自耦变压器公共绕组线圈应采用（无氧）半硬导线或自粘性换位铜导线绕制，220kV 和 500kV 变压器所采用的半硬导线的拉伸屈服强度 $\sigma_{0.2}$ 不小于 170N/mm²。

f 内侧线圈应采用厚度 $\geq 3\text{mm}$ ，密度大于 1.15g/cm³的硬纸筒或机械强度更优的材料做骨架筒，骨架筒在绕制线圈前应进行干燥定型处理。

g 线圈压板宜采用整体压板结构，压脚或压钉的个数不少于 4 个/相；如采用分瓣式压板，需选用高密度层压绝缘纸板或层压木板，应充分考虑其所处位置需承受的电场强度，其机械强度应按照所承受的最大短路力校核。分瓣数目最多为四瓣，瓣与瓣之间是否需要连板以及连板的尺寸确定均应按照受力情况进行校核，压钉的个数不少于 4 个/相。

11) 变压器运输中承受冲击的能力

变压器应能承受 X、Y、Z 三个方向 3g 加速度的冲击不发生变形，移位，绕组不受损伤。运输时，应能承受 15 度的倾角。

5.2 设计结构与原材料要求

设备、部件制造中所用的材料应该是新的、优质的、无缺陷的和无损伤的。其种类、成份、物理性能应按照最佳的工程实践，并适合相应的设备、部件的用途。材料应符合本条件书所列的类型、技术规范和等级或与之等效。本条件书未列入的材料，其合格情况、适用情况及投标方所确定的允许设计应力，应由招标方审查后才可使用。材料的详细规范，包括等级、牌号、类别均应在投标方提供审查的详图中表示出来。经招标方允许使用的代用材料，投标方应给出所有代用材料的详细说明、所符合的标准和规范、和设备零部件的所在部位。

所有零部件应符合规定尺寸并遵照核准图纸加工并具有互换性。所有结合面、基准面和金属部件应精加工。所有铸件在有螺帽处要经加工整平。图纸上要标明规定加工等级的代号。所有螺栓、螺帽和管件螺纹应符合“国际标准化组织”关于这方面的最新标准，并完全符合国际计量规格的规定，投标方不得任意降低标准。材料试验应在制造厂的车间或招标方同意的地方进行。试验必须按照美国材料试验协会（ASTM）标准或其他经招标方同意的标准进行。各项试验的结果应按材料试验技术条件中所规定的格式提出。

5.2.1 铁芯

1) 应选用同一批次的优质、低损耗的冷轧晶粒取向硅钢片，（硅钢片厚度要求详见专用条款）。整个铁芯采用绑扎结构，在芯柱和铁轭上采用多阶斜搭接缝，铁芯装配时应用均匀的压力压紧整个铁芯，铁芯组件均衡严紧，不应由于运输和运行中的振动而松动。铁芯级间叠片应有适当的油道以利于冷却。

2) 为便于检查铁芯、夹件接地故障，应将铁芯与夹件接地引线分别通过油箱接地小套管引向油箱外部靠近地面接地点，为避免铁芯和夹件引线瓷套因受到应力而损坏，可在套管端部采用软导线连接至接地铜排。接地引线采用铜质材料，接地铜排截面应满足短路电流要求，且应便于变压器运行中用钳形电流表测量铁芯接地电流。

5.2.2 绕组

1) 同一电压等级的绕组采用同一厂家、同一批次的导线绕制。

2) 低压绕组及自耦变压器公共绕组线圈应采用（无氧）半硬铜导线或自粘性换位铜导线绕制。所采用的半硬导线的拉伸屈服强度详见专用条款要求。

3) 绕组和引线应绑扎得足够牢固，组成一个钢体，以防止由于运输、振动和运行中短

路时产生相对位移。

4) 绕组设计应使电流和温度沿绕组均匀分布, 并使绕组在承受全波和截波冲击试验时得到最佳的电压分布。绕组应能承受短路、过载和过电压而不发生局部过热。

5) 制造厂应提供铁芯结构和绕组的布置排列情况。

5.2.3 冷却装置

冷却装置数量及冷却能力应能散去总损耗及辅助装置中的损耗所产生的热量。片式散热器采用热镀锌材料, 壁厚不小于 1.0mm。

1) 冷却方式

宜采用以下方式:

220kV 及以下电压等级变压器应采用 ONAN, ONAN/ONAF 冷却方式。若采用 ONAN/ONAF 冷却方式, 70%及以下负载自然冷却 (ONAN), 70%以上负载自然油循环风冷 (ONAF)。

当有多组风扇时, 有一只风扇停止运行, 变压器应仍能保持满载长期运行。

冷却方式为 ONAN/ONAF 变压器在冷却器不同停运组数下的运行情况由投标方提供。

对于具有多种冷却方式的变压器, 应根据负荷和油温, 制定安全和合理的冷却系统的控制策略, 并在控制回路中予以实现。

2) 冷却器布置

无自然冷却能力冷却器的布置形式有两种: 一种为冷却器固定在变压器的油箱上; 另一种为冷却器集中固定在支架上, 通过导油管与油箱连接。具有自然冷却能力的散热器通常固定在变压器的油箱上。散热器风道不得与防火墙垂直。

3) 风扇电机

冷却器应采用低速、大直径、低噪音风扇, 风扇电动机为三相感应式、直接启动、防溅型配置, 电动机轴承应采用密封结构。

5.2.4 变压器套管

变压器出线方式应采用架空线出线方式; 220kV 及以上电压等级应选用油纸电容型套管; 在地震烈度超过 8 度地区, 可优先采用复合外护套套管。

复合外绝缘硅橡胶外套应采用高温硫化硅橡胶, 宜整体注射成型。空心复合外护套需符合 IEC 61462 标准。

油纸电容芯体外加复合护套的套管应进行复合绝缘材料与绝缘油的耐油性试验。在酸雨和碱性环境运行地区, 复合绝缘材料应进行耐酸雨和耐碱性环境试验。

套管的伞形、伞宽、伞距、弧闪距离, 应符合 GB/T 4109 《交流电压高于 1000V 的绝缘套管》的要求, 外绝缘须按照所处海拔高度及污秽等级进行相应修正。当套管瓷套分段烧制时, 宜采用瓷釉粘接方式。

绝缘瓷件应有足够的机械强度和电气强度, 颜色为棕色。

1) 套管应有良好的抗污秽能力和运行特性，其有效爬电距离应考虑伞裙直径的影响。
详见 GB/T26218.2-2010 (10.3) 的规定。

a.两裙伸出之差 (P2-P1) ≥ 20 mm;

b.相邻裙间高 (S) 与裙伸出长度 (P2) 之比应大于 0.9;

c.相邻裙间高 (S) ≥ 70 mm;

2) 各侧套管引出线端接线板的允许荷载不应低于专用部分表 1.1 中“套管的弯曲耐受负荷 (kN)”要求数值，且安全系数应大于 2.5。

3) 低压套管之间的净距离： U_m 为 40.5kV 时不少于 400mm；安装地高于 1000m 时，按安装地海拔高度进行修正。

4) 投标方选用的套管应与变压器一起进行出厂试验。

5) 各侧套管满足短时耐受电流

220kV 50kA (3s)

110kV 40kA (3s)

35kV 40kA (4s)

6) 套管的介质损耗因数 ($\tan\delta$)： $\tan\delta$ (20℃) $\leq 0.4\%$ ，并且电压从 $1.05U_m/\sqrt{3}$ 升高到 U_m 时其 $\tan\delta$ 增值 ($\Delta\tan\delta$) $\leq 0.05\%$ 。

7) 套管的局部放电量：在 U_m 电压下测得的局部放电量应不大于 10pC。

8) 投标方应提供变压器套管油质色谱分析、水分分析、击穿电压分析等出厂数据。

9) 在 d 级及以上污秽区使用的 220kV 套管应提供在最高工作相电压下，雨中（雨量 2mm/min）和雾中都不闪络的试验报告（盐密不低于 $0.3\text{mg}/\text{cm}^2$ ）。

10) 套管末屏及电压抽头（若有）接地须可靠牢固，套管末屏与地电位之间连接不宜采用螺柱弹簧压紧结构，并应方便试验。

11) 220kV 主变套管可具备电压抽头，方便检修试验及安装在线（带电）监测装置，并带有防开路的保护措施。若安装在线监测，应在电压抽头上实施。套管电压抽头对地工频耐压试验电压为电压抽头额定电压的 2 倍但至少为 20kV。

12) 套管顶部密封应采用将军帽结构。穿缆式套管顶部引线头与将军帽的连接应采用并帽加销子的固定连接方式。

13) 套管电流互感器配置

套管电流互感器的配置及技术参数要求详见专用条款。

a.线圈温度指示器不包括在套管电流互感器内，由投标方确定，次级容量亦由投标方确定。

b.套管电流互感器二次引出线芯柱必须是一体浇注成形，导电杆直径不小于 8mm, 并应有防转动措施。

14) 套管选型要求

- a.当套管的额定电压 $>40.5\text{kV}$ 时,套管的主绝缘结构形式宜为电容式;
- b.当套管的额定电压为 40.5kV 时，套管的主绝缘结构形式则根据不同情况既可以为纯瓷式、干式或电容式;
- c.当套管的额定电压为 40.5kV 以下时，套管的主绝缘结构形式宜为纯瓷式或干式;
- d. 当套管的电流 $\leq 1250\text{A}$ 时，套管的载流方式宜为穿缆式;
- e.当套管的电流 $>1250\text{A}$ 时，套管的载流方式宜为导杆式。

15) 变压器套管尺寸要求

为了规范变压器套管的尺寸规格，提高互换性，变压器套管的尺寸规范如下。

a. 500kV 变压器套管结构尺寸要求

①. 高压侧套管

表 5.2.1. 500kV 变压器高压套管（导杆式）主要尺寸

额定电压 kV	额定电流 A	安装法兰				油中接线端子						均压球接口					油中尺寸				
		孔中心距 a1	外径 d	孔数 孔径 n1×d1	密封面 直径 R	孔数 孔径 n2×d2	孔距 b2	孔高 h2	板面 h1×b1	板厚	结构 型式	插入 深度 L4	上口 内径 d4	连接 方式	安装卡 柱尺寸 及孔数	安装 孔中 心距	总长 L1	油中最大直径 (Max) d3	接地 长度 (Min) L2	油中绝缘长度 (推荐值) L3	套管 CT 内径 (Min) mm
		mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm		mm	mm				mm	mm	mm	mm	mm
550	2500	660	720	12×φ24	500	4×φ14	40	40	85×80	25	单板 式	125	230	卡簧 式	4×M12	170	2060	470	600	1250	500

② 中性点套管

表 5.2.2. 500kV 变压器中性点套管（导杆式）主要尺寸

额定参数		安装法兰				油中接线端子						油中尺寸				
电压	电流	孔中心距 a1	外径 d	孔数-孔径 n1×d1	密封面 直径 R	孔数 孔径 n2×d2 mm	孔距 b2	孔高 h2	板面 h1×b1	板厚	结构 型式	总长 L1 mm	油中最大 直径 d3 mm	接地长度 (Min) L2 mm	油中绝缘 长度 (推荐值) L3 mm	套管 CT 内径 (Max)
kV	A	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm		mm	mm	mm	mm	
72.5	3150	350	400	6×φ24	240	4×φ14	40	40	85×80	25	单板式	955	230	550	240	250

③ 中压侧套管

表 5.2.3. 500kV 变压器中压套管（导杆式）主要尺寸

额定参数		安装法兰				油中接线端子						油中尺寸				
电压	电流	孔中心距 a1	外径 d	孔数-孔径 n1×d1	密封面 直径 R	孔数 孔径 n2×d2 mm	孔距 b2	孔高 h2	板面 h1×b1	板厚	结构 型式	总长 L1 mm	油中最大 直径 d3 mm	接地长度 (Min) L2 mm	油中绝 缘长度 (推荐值) L3 mm	套管 CT 内径 (Min)
kV	A	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm		mm	mm	mm	mm	
252	3150	500	550	12×φ24	350	4×φ14	40	40	85×80	25	单板式	1450	270	550	700	320

④ 低压侧套管

表 5.2.4. 500kV 变压器低压侧套管（导杆式）主要尺寸

额定参数		安装法兰				油中接线端子						油中尺寸				
电压	电流	孔中心距 a1	外径 d	孔数-孔径 n1×d1	密封面 直径	孔数 孔径	孔距 b2	孔高 h2	板面 h1×b1	板厚	结构 型式	总长	油中最 大直径	接地长度 (Min)	油中绝 缘长度	套管 CT 内径

kV	A	mm	mm	mm	R mm	n2×d2 mm	mm	mm	mm	mm		L1 mm	d3 mm	L2 mm	(推荐值) L3 mm	(Min)
40.5	3150	300	350	6×φ24	240	4×φ14	40	40	85×80	25	单板式	810	230	400	240	250

b. 220kV 变压器套管结构尺寸要求

① 高压侧高压套管

表 5.2.5. 220kV 变压器高压侧高压套管（穿缆式）主要尺寸

额定参数		安装法兰				油中尺寸				
电压	电流	孔中心距	外径	孔数-孔径	密封面直径	总长	油中最大直径	接地长度 (Min)	油中绝缘长 度 (推荐值)	引入连接焊 孔
kV	A	a1 mm	d mm	n1×d1 mm	R mm	L1 mm	d3 mm	L2 mm	L3 mm	Φ(Min) mm
252	1250	500	550	12×φ24	330	1380	270	550	700	42

② 高压侧中性点套管

表 5.2.6. 220kV 变压器高压侧中性点套管（穿缆式）主要尺寸

额定参数		安装法兰				油中尺寸				
电压	电流	孔中心距	外径	孔数-孔径	密封面直径	总长	油中最大直径	接地长度 (Min)	油中绝缘长 度 (推荐值)	引入连接焊 孔
kV	A	a1 mm	d mm	n1×d1 mm	R mm	L1 mm	d3 mm	L2 mm	L3 mm	Φ(Min) mm
126	1250	350	400	6×φ24	230	990	200	550	350	42

③ 中压侧中压套管

表 5.2.7 220kV 变压器中压侧中压套管（导杆式）主要尺寸 (180MVA 及 240MVA 的 220kV 主变)

额定参数		安装法兰				油中接线端子					油中尺寸				
电压	电流	孔中心距	外径	孔数-孔径	密封面直径	孔数 孔径	孔高	板面	板厚	结构型式	总长	油中最大直径	接地长度 (Min)	油中绝缘长度（推荐值）	套管 CT 内径 (Min)
kV	A	mm	mm	mm	R mm	n2×d2 mm	mm	mm	mm		L1 mm	d3 mm	L2 mm	L3 mm	
126	2000	350	400	6×φ24	230	2×φ14	40	85×60	25	单板式	1140	200	550	350	240

表 5.2.8 220kV 变压器中压侧中压套管（导杆式）主要尺寸(120MVA 的 220kV 主变)

额定参数		安装法兰				油中尺寸				
电压	电流	孔中心距	外径	孔数-孔径	密封面直径	总长	油中最大直径	接地长度 (Min)	油中绝缘长度（推荐值）	引入连接焊孔
kV	A	a1 mm	d mm	n1×d1 mm	R mm	L1 mm	d3 mm	L2 mm	L3 mm	Φ(Min) mm
126	1250	350	400	6×φ24	230	990	200	550	350	42

④ 中压侧中性点套管

表 5.2.9 220kV 变压器中压侧中性点套管（穿缆式）主要尺寸

额定参数		安装法兰				油中尺寸				
电压	电流	孔中心距	外径	孔数-孔径	密封面直径	总长	油中最大直径	接地长度 (Min)	油中绝缘长 度 (推荐值)	引入连接焊 孔 Φ(Min)
kV	A	a1 mm	d mm	n1×d1 mm	R mm	L1 mm	d3 mm	L2 mm	L3 mm	mm
72.5	1250	280	330	6×φ18	240	960	170	550	240	42

c. 110kV 变压器套管结构尺寸要求

① 高压侧高压套管

表 5.2.10 110kV 变压器高压侧高压套管（穿缆式）主要尺寸

额定参数		安装法兰				油中尺寸				
电压	电流	孔中心距	外径	孔数-孔径	密封面直径	总长	油中最大直径	接地长度 (Min)	油中绝缘长 度 (推荐值)	引入连接焊 孔 Φ(Min)
kV	A	a1 mm	d mm	n1×d1 mm	R mm	L1 mm	d3 mm	L2 mm	L3 mm	mm
126	630	350	400	6×φ24	230	960	170	550	350	28

② 高压侧中性点套管

表 5.2.11 110kV 变压器高压侧中性点套管（穿缆式）主要尺寸

额定参数		安装法兰				油中接线端子				
电压	电流	孔中心距	外径	孔数-孔径	密封面直径	总长	油中最大直径	接地长度 (Min)	油中绝缘长 度 (推荐值)	引入连接焊 孔
kV	A	a1 mm	d mm	n1×d1 mm	R mm	L1 mm	d3 mm	L2 mm	L3 mm	Φ(Min) mm
72.5	630	280	330	6×φ18	240	960	170	550	240	28

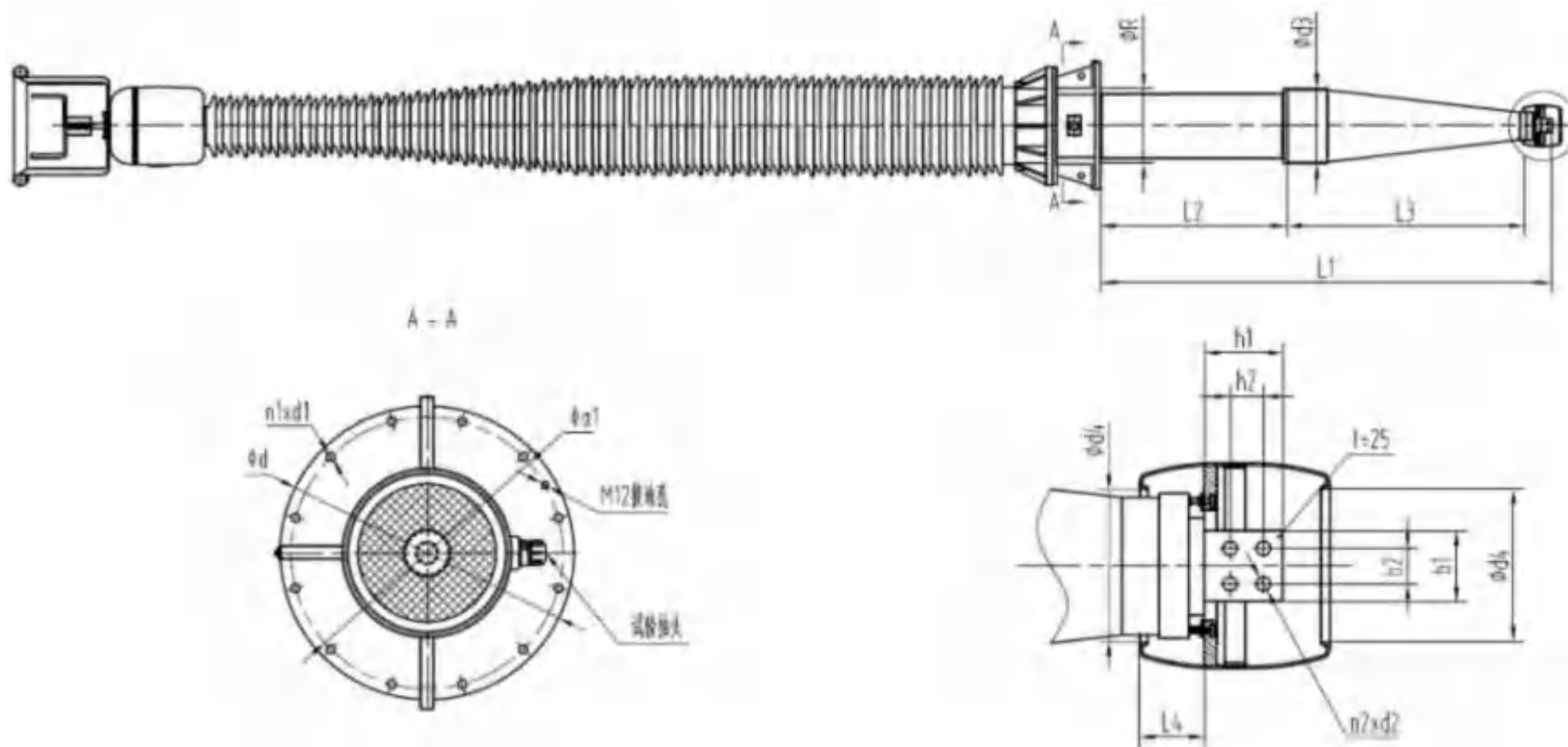


图 1. 550kV 变压器套管（导杆式）主要尺寸

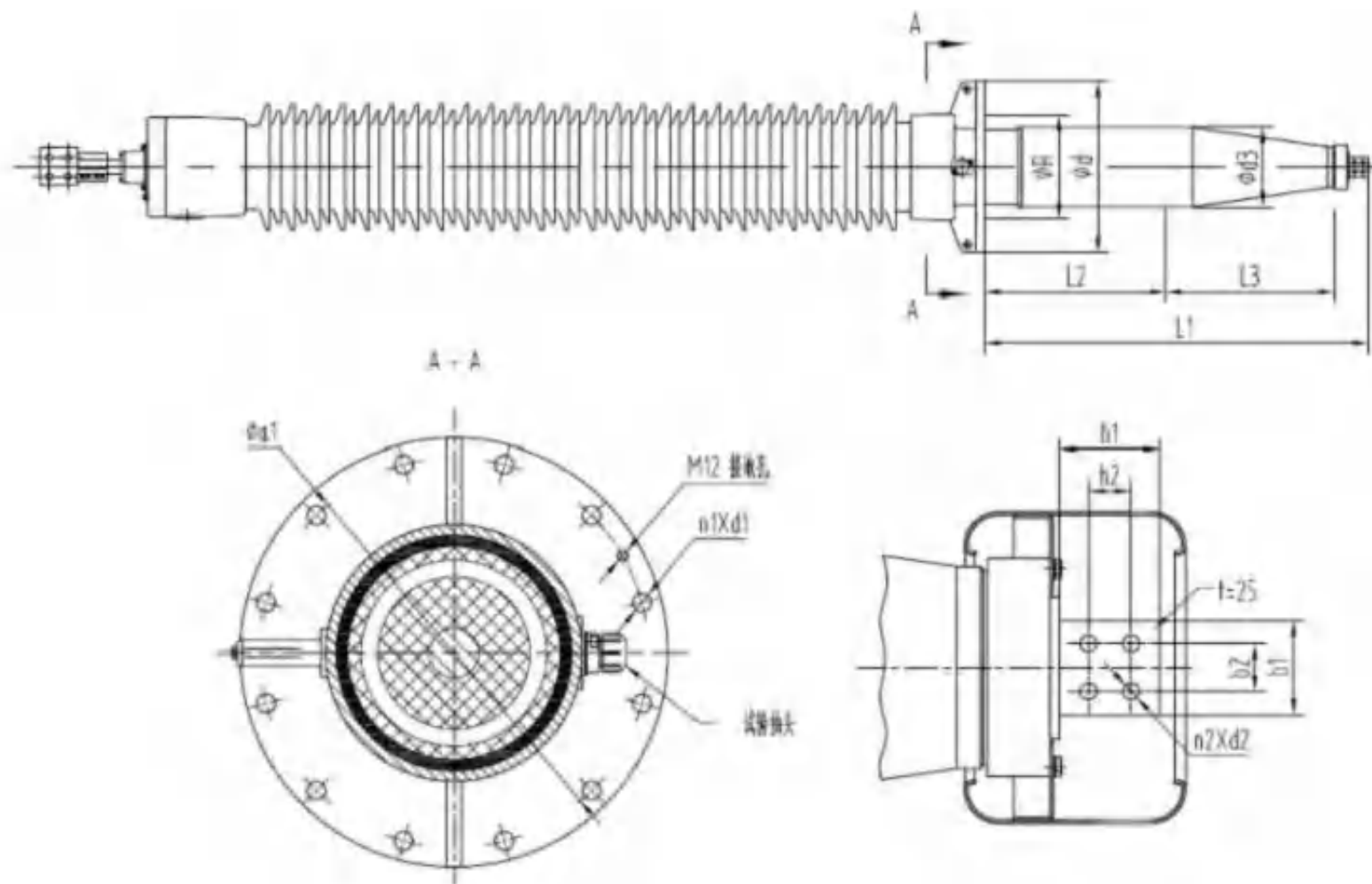


图 2. 252kV 及以下电压等级变压器套管（导杆式）主要尺寸

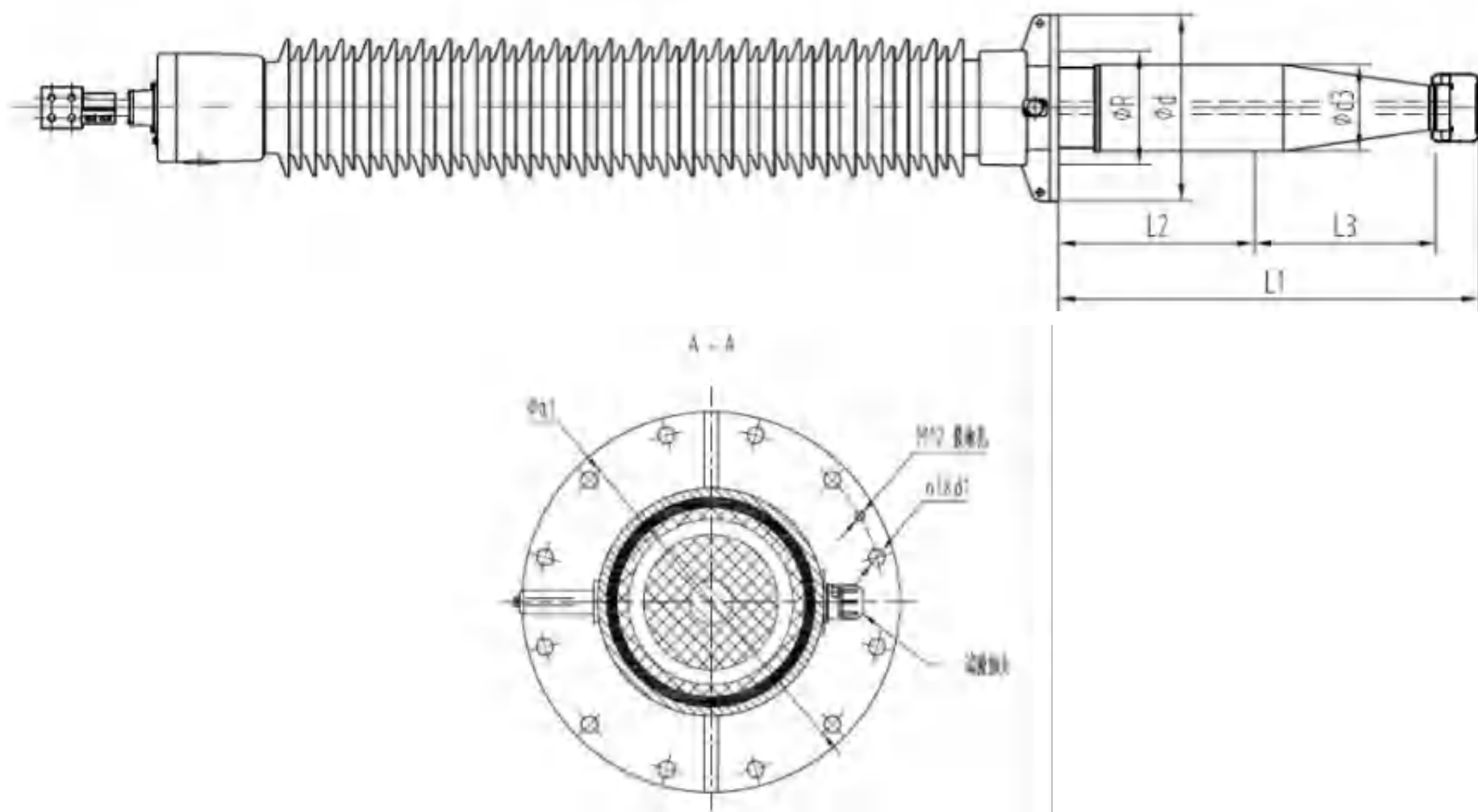


图 3. 252kV 及以下电压等级变压器套管（穿缆式）主要尺寸

17) 套管升高座应有方便检修的作业平台（例如把手、踏板、爬梯等），便于末屏接线及设备维护。

18) 油纸电容型套管在最低环境温度下不应该出现负压，应避免频繁取油样而造成其负压。

19) 其他应符合 GB/T4109-2008《交流电压高压 1000V 的绝缘套管》。

5.2.5 温度测量

1) 温度测量装置

变压器应装设绕组温度和 2 套独立的油面温度测量装置。就地指示仪表应集中装设便于观察，户外安装的主变压器，主变压器绕组温度表及油面温度表应加装防雨装置。投标方应按照用户需求提供安装于在主控制室的油温显示装置。

油面温度测点应为 2 个，放于油箱长轴的两端。

测温装置应有 2 对输出信号接点：低值——→发信号，高值——→跳闸。

温度信号就地转换为 4-20mA 的输出电量与监控系统相连，其带电接点宜为插拔式结构。油面测温装置的准确度等级应不低于 1.5 级，绕组温度计的准确度等级应不低于 2.0 级，油面测温装置和绕组测温装置的内置（4—20）mA 模拟输出模块可在不停电下进行更换。

油温测量装置的报警和跳闸接点应具有防雨防潮措施，确保正常情况下不发生误动。

2) 绕组测温电流互感器设置

绕组测温电流互感器应设于负荷电流标么值最高的一侧套管，例如降压变压器设在高压侧，而升压变压器则设在电源侧。

5.2.6 分接开关

分接开关额定通过电流应不小于变压器额定容量下分接绕组中的最大分接电流值，此额定电流是指连续负载下的。若变压器在不同工作条件（例如不同冷却方式）下的标称容量值不同时，则应取其最大值作为额定容量，因此，分接开关的额定通过电流也是以此为基准的。

分接开关承受的短路电流应不小于所连接绕组过电流限值，所有承受连续电流的各种结构触头，短路电流试验持续时间应不小于 2s。在最严重工况短路电流下，触头不熔焊、烧伤、无机械变形，保证可继续运行。

1) 有载分接开关（项目单位选择）

a. 有载分接开关应能在变电站控制室、调度中心和集控中心远距离及就地操动并远方档位显示，指示分接头切换次数的动作记录器和分接位置指示器应为封闭式的 PCB（印刷电路板）设备，同时提供 BCD 编码（二进制编码的十进制代码）和一对一空端子的输出形式。操动回路应按 RCD（计算机接口）的要求进行联接。

b. 有载调压装置应由装在与变压器本体油相隔离的密封容器内的切换开关及选择开关等组成。切换开关需要定期检查，检查时应易于拆卸而不损坏变压器油的密封。为了防止切换开关严重损坏，有载分接开关的选择开关应具有机械限位装置。

c. 有载分接开关的切换开关采用真空灭弧型。

d.对于真空型有载开关,应优先配置气体继电器,其中轻瓦斯用于发信,重瓦斯用于跳闸,动作(带动作记忆)后必须通过手动才能复位。

e.对于油中灭弧型有载分接开关,应配备油流继电器或者带重瓦斯的气体继电器用于变压器跳闸。动作(带动作记忆)必须通过手动才能复位。

f.连接分接开关和储油柜之间的管路与水平面的夹角应大于 3° 。

g.分接开关油压力继电器(若有)不应作为单一保护设置。

h.投标方应提供有载调压装置的型式试验报告。每个有载调压装置应配备一个用于驱动电机及其附件的防风雨的驱动控制箱,还应设有独立的储油柜、保护继电器(附跳闸触点及隔离阀)、吸湿器和油位计等。

i.变压器有载调压装置应布置在其驱动控制箱旁,能够站在地面上进行手动操作。

j.切换开关的独立油室应能经受油压 0.1MPa 压力及真空试验,历时 24h 无渗漏。

k.整个电动机构应装有电气的和机械的限位装置。电气限位装置的接点应接入控制线路和电动机线路中。宜安装防止三相电动机旋转方向错误的保护装置。结合运行状况,安装过电流闭锁装置。电动机构应装有防止逐级控制线路发生故障时出现“越级”(跑档)操作的装置。

l.真空型有载分接开关不应安装在线滤油装置。

m.真空型有载分接开关满负荷分合的电气寿命应不少于60万次(30万次应进行检修),其机械寿命不小于120万次动作无损伤。

n.制造方应提供有资质的试验机构出具的电气寿命试验报告。真空型有载分接开关应保证在动作6万次内不需要检查。

o.对真空型有载分接开关,应提供真空泡X光检测、真空度检测、交流耐压试验等出厂检测试验报告。

p.真空型有载分接开关的出厂试验应增加带负载切换试验,保证每台真空有载分接开关都经过模拟工况验证。

q.对于真空型有载分接开关,应定期开展油色谱分析测试。

r.真空有载分接开关的每个真空泡应有条形识别码,以实现产品主要元器件的质量可追溯性。

2) 调压开关油枕储油量应大于调压开关油室储油量的10%(或大于60L)。

5.2.7 油箱

1) 变压器油箱应采用高强度钢板焊接而成。油箱内部应根据需要合理布置磁屏蔽措施,以减小杂散损耗。磁屏蔽的固定和绝缘良好,避免因接触不良引起过热或放电。各类电屏蔽应导电良好和接地可靠。变压器油箱应在适当位置设置起吊耳环,千斤顶台阶和拖拉环。油箱底部两对角处应设有两块供油箱接地的端子。

2) 为保证检修人员安全,油箱顶部不采用圆弧顶结构。在满足运输条件时,优先采用平顶结构,若采用梯形结构,应具有方便检修的平台。

3) 油箱顶部应保证不积水, 并能将气体积聚通向气体继电器。油箱顶部的所有开孔均应有凸起的法兰盘。凡可产生窝气之处都应在其最高点设置放气塞或连接至公用管道以将气体汇集通向气体继电器。

4) 应在变压器合适位置设置 1-2 个人孔, 便于进箱检查变压器全部部件。

应设置适量的手孔(观察孔), 手孔应能使人员接触到套管的低端、绕组的上部和端头, 以满足更换套管或电流互感器时无需移去上节油箱。

所有人孔、手孔的接合处均应采用螺栓连接, 并有合适的法兰和密封垫。

5) 为攀登油箱顶盖, 应设置一只带有护板可上锁的爬梯。爬梯的位置应便于检验气体继电器, 并保持人与带电部分的安全距离。

6) 变压器油箱应装有下列阀门用于:

a. 分别从油箱和储油柜底部排油的排油阀;

b. 上、中、下三个部位的取油样阀, 下部取样阀位置不应高于箱底 10cm; 油阀位置应保证能采集到循环中的变压器油。

c. 由于取样阀使用频繁, 容易发生渗漏。

d. 用于抽真空, 并适于接 50mm 管子的位于油箱顶部滤油机接口阀;

e. 便于无需放油就可装卸冷却器的隔离阀。

f. 油箱下部应装有足够大的事故放油阀, 应采用球阀。变压器所有阀门应便于观察其开闭状态。

g. 应装有便于安装油中溶解气体在线监测装置的 2 个阀门, 并应考虑避免死油区的影响。

7) 变压器除箱沿外, 所用橡胶密封件应选用以丙烯酸酯或氟橡胶为主体材料的密封件, 保证不渗漏油。在质保期内, 若出现渗漏油, 应由投标方负责处理。在质保期外若出现渗漏油, 投标方应免费提供密封件及技术支持。所有密封圈应有压缩限位, 在正常安装情况下, 外观看不到密封圈。

8) 密封件寿命不低于 15 年。所选用的丁腈橡胶密封件和丙烯酸酯密封件均应按照 GB/T7759 进行热空气压缩永久变形试验和按照 GB/T7762 进行耐臭氧龟裂静态拉伸试验。

9) 对于采用螺栓连接的上、下节油箱应有不少于两处短接连接片, 短接片连接端子应为专用, 与箱体良好连接。

5.2.8 变压器的底座

油箱底板应为平底结构, 宜采用无底座结构。若采用底座结构应配置地脚螺栓或与基础预埋钢板直接焊接等将其固定在混凝土基础上的装置, 地脚螺栓或焊接点应足以耐受设备重量的惯性作用力, 以及由于地震力产生的位移。地震烈度高于 8 度的地区, 变压器应加装防震装置(详见专用条款)。

制造厂应将螺栓及固定方式提交招标单位认可。

5.2.9 储油柜

- 1) 储油柜应采用波纹式储油柜。
- 2) 变压器波纹式储油柜宜采用内油式。
- 3) 内油式波纹储油柜应采取无轨道设计或采取措施防止轨道、滚轮锈蚀卡涩，导致瓦斯保护误动作。
- 4) 储油柜应配有盘形油位计、压力式油位计或拉带式油位计；主变压器户外安装时储油柜油位计应配置不锈钢或其他耐腐蚀材质防雨罩，且不妨碍运行观察。当油位高于或低于规定值时，油位监测装置都应瞬时动作报警。
- 5) 油位计宜表示变压器未投入运行时，相当于油温为 -10°C 、 $+20^{\circ}\text{C}$ 和 $+40^{\circ}\text{C}$ 三个油面标志。
- 6) 储油柜应能与本体一起抽真空且不发生变形。
- 7) 储油柜应配有起吊耳、人孔及爬梯（不含金属内油式储油柜）。

5.2.10 保护和监测要求

变压器本体保护和监测装置应能检测变压器内部的所有故障，并应在最短时间内隔离设备，并发出报警信号。变压器应有下表所列监测保护装置并提供报警和跳闸接点：

表 5.2.12 保护装置的报警和跳闸接点

序号	接点名称	状态量及接点数	电源电压及接点容量
1	主油箱气体继电器	轻瓦斯报警 1 对 重瓦斯跳闸 3 对	DC.110V/2A 或 DC220V/1A
2	储油柜油位计	低报警 1 对 高报警 1 对	DC.110V/2A 或 DC220V/1A
3	主油箱压力释放装置	报警 1 对 跳闸 1 对	DC.110V/2A 或 DC220V/1A
4	油温指示器	报警 1 对 跳闸 1 对	DC.110V/2A 或 DC220V/1A
5	风机故障	报警 2 对	DC.110V/2A 或 DC220V/1A
6	冷却器全停	报警 1 对	DC.110V/2A 或 DC220V/1A
7	交流电源故障及切换	报警 1 对 跳闸 1 对	DC.110V/2A 或 DC220V/1A
8	绕组温度指示装置	报警 1 对 跳闸 1 对	DC.110V/2A 或 DC220V/1A
9	（若有）有载分接开关气体继电器	轻瓦斯报警 1 对 重瓦斯跳闸 2 对	DC.110V/2A 或 DC220V/1A
10	（若有）有载分接开关的油位计	报警 1 对	DC.110V/2A 或 DC220V/1A
11	（若有）有载分接开关的压力释放装置	报警 1 对 跳闸 1 对	DC.110V/2A 或 DC220V/1A
12	速动油压继电器	报警 1 对 跳闸 1 对	DC.110V/2A 或 DC220V/1A
13	油流继电器	报警 2 对	DC.110V/2A 或 DC220V/1A

注：投标方应提供绕组温度转换曲线图表，如用其他测温装置，应提供使用说明书和出厂检测报告。供货方应提供继电器的时间常数、断流容量等参数。以上报警及跳闸接点均要求空接点输出。

变压器本体保护宜采用就地跳闸方式，即将变压器本体保护通过中间继电器的两对触点分别直接接入断路器的两个跳闸回路，减少电缆迂回带来的直流接地、引入干扰及二次回路断线等不可靠因素。

5.2.10.1 气体继电器

变压器本体应装设气体继电器。

1) 应采用浮筒（球）挡板式结构，有放气孔、流速动作值可调整整定、抗震性能好。气体继电器不采用浮球式结构。

2) 应具有轻瓦斯发信、重瓦斯跳闸功能，一对接点用于轻瓦斯发信、两对接点用于重瓦斯跳闸。气体继电器安装位置应有 2% 的坡度，采用利于二次接线头防水的安装方式（下倾式），并在安装使用说明书中明确指出。

3) 变压器气体继电器应配置不锈钢或其他耐腐蚀材质防雨罩，且不妨碍运行观察。

4) 为便于检修，应在气体继电器安装管道两侧设置阀门。

5) 对有 2 台及以上油泵的变压器，应采取分时分批启动，防止冷却器油泵全部同时启动时（引起油压突然变化）导致重瓦斯保护误动作

6) 变压器在正常承受外部短路冲击的情况下，气体继电器重瓦斯保护不应动作。

7) 壳式变压器其重瓦斯跳闸保护应延时 1s 跳闸。

8) 气体继电器应定期校验。当气体继电器发出轻瓦斯动作信号时，应立即检查气体继电器，及时取气样校验，以判明气体成分，同时取油样进行色谱分析，查明原因及时排除。

5.2.10.2 压力释放阀

1) 变压器应装设压力释放阀，压力释放装置可重复动作。

2) 应根据变压器油量合理配置压力释放阀数量 2 个。

3) 每套装置应配有机械式动作指示器及防潮密封的报警接点（一常开及一常闭）。二次电缆不应有二次转接端子盒，应直接接入变压器本体端子箱（控制箱）。

4) 压力释放阀指示应手动复位。

5) 压力释放阀应有专用释放管道，并不能对准取样位置。

6) 压力释放阀与油箱间应装设阀门，并具有明显的常开标识。

7) 压力释放阀导引管的管径不应小于压力释放阀管径。压力释放阀的释放压力应与油箱机械强度实现良好配合。

8) 压力释放装置设置在油箱顶盖上的边沿部位，并应设有排油管引向地面附近以引导向下排放油气，并使油远离控制箱等。当变压器通过穿越性短路电流时，压力释放装置应不动作。压力释放阀应采用利于二次接线头防水的安装方式（下倾式）。

9) 压力释放装置应有良好的防潮、防水措施, 外壳防护等级 IP55。

10) 投标方供货的压力释放阀应按照“JB/T 7065《变压器用压力释放阀》”及“JB/T 7069《变压器用压力释放阀试验导则》”进行包括开启时间试验等项目的全套例行试验。

5.2.10.3 速动油压继电器

当内部压力上升速度大于 2kPa/s 时, 继电器对应不同的压力上升速度应有不同的保护动作时间; 动作时间应满足 JB/T 10430 的要求。继电器整体应能承受 100kPa 正压力的油压试验, 历时 1h 无渗漏; 应能承受小于 13.3Pa 真空度, 持续 10min, 结构件不得有永久变形和损伤。外壳防护等级 IP55。

变压器带动油压继电器应配置不锈钢或其他耐腐蚀材质防雨罩。

5.2.10.5 控制箱和总控制柜

1) 箱体材料及结构选择

a. 箱体材料在内陆地区应采用 304# 不锈钢材料, 在沿海及污秽严重地区应选用 316L 不锈钢材料; 不锈钢体厚度不小于 2.5mm, 机构箱外壳应有足够的机械强度, 抗机械撞击水平优先为 IK07 (2J); 箱盖与箱体采用整体焊接结构; 防护等级不低于 IP55。

b. 所有开关机构箱、开关箱或汇控箱应配备带开关的可手动/自动切换的防潮加热器 (AC220V、50Hz) 和温湿度控制器。加热器的布置和防护应使其产生的热量不危及邻近设备。

c. 机构箱、操作箱、汇控箱等应采用门式结构。

d. 落地式箱体的固定应采用预埋件的方式。

e. 控制箱内的电气设备应为湿热带型 (TH 型) 产品。

2) 照明

所有控制柜和控制箱均应配置具有防爆功能的内部照明灯 (AC220V、25W、50Hz) 和门开关, 以及 250V、20A、二极插销座。

3) 单相变压器除本体附控制箱外, 还应设总控制箱。该总控制柜应具有下列功能:

a. 总控制柜的电源由双电源供给, 再从总控制柜分路馈电给各相变压器的冷却器控制箱、需要电源的调压机构箱和用户外加二次设备所需电源。该柜应装设备用电源自动投入装置, 当工作电源发生故障, 备用电源将自动投入运行。用户应可任意选择一组电源作为工作电源, 另一组电源则自动处于热备用状态。当工作或备用电源消失时以及电源自动切换时, 均应发出报警信号。投标方还应在总控制柜双电源切换后的电源回路中配置三个 220V、20A 和两个 220V、2A 的交流小型断路器供用户使用。

b. 总控制柜是变压器的总接口柜, 用于汇接套管 CT、瓦斯、温度、二次保护控制箱和调压机构的电源、控制、闭锁及信号等回路的电缆。

5.2.10.6 控制柜和控制箱的布线

1) 电缆及配线

a. 设备本体至总控制柜 (箱) 的所有电缆、柜内设备至端子排的配线均由投标方提供。电

缆及配线长度应足量，所有电缆、配线不应有中间接头或中间过渡接线盒。本体端子箱至本体主配件之间的接线、电缆走向标识由变压器厂家负责完成。

b. 电缆应采用耐油、阻燃 B 级、屏蔽的铜质单芯电缆,交直流回路不得共用同一条电缆,必须分开。

c. 投标方应提供所有连接电缆的电缆清册，内容包括电缆编号、芯号、规格型号、起止地点和长度。控制电缆绝缘水平为 0.45/0.75kV 等级，电力电缆绝缘水平为 1kV 等级。

d. 控制柜和控制箱等的配线，除专门的仪表外，应为 2.5mm^2 的 1000V 热塑性绝缘铜绞线。所有的电流互感器的二次回路引线至少应为 4.0mm^2 。

e. 设备本体至总控制柜（箱）应布置不锈钢走线槽，所有电缆应在走线槽内，走线槽外的二次接线应采用不锈钢金属软管，金属软管加绝缘护套，防止进水受潮，并具有进水后自排功能，使水份不能沿不锈钢管进入控制箱内。

f. 控制柜和控制箱中的导线应有足以承受引入电缆施加的拉力及压力，并应能耐受 80°C 高温。

2) 编号

控制柜和控制箱中低压导线的两端应有套以着色的绝缘护套的压接式端子连接片，并提供端子编号环。端子编号应编写在布线图里，所有二次回路原理图中都必须标注端子号。

3) 端子及端子排

a. 用于外部连接的端子包括备用端子在内都采用额定值为 1000V、10A 的压接型端子。

b. 所有供招标方联接外部电缆用的端子排和接线板，与相邻的端子排和接线板最小净距应不小于 140 毫米。

c. 端子型号的选择应与回路性质相匹配，CT 的二次回路应提供标准的 OT（一种接线方式方法，O 型线端子）试验端子，便于断开或短接装置的输入与输出回路。端子排间应有足够的绝缘。汇控上 CT 回路的端子排采用试验端子，应能满足运行状态下不断电流回路串入或拆除测试仪表的要求。

d. 端子排应根据功能分段排列，各回路之间、电源回路与其它端子之间要设置隔离端子，直流电源端子“+”“-”端子间以及经常带电的正电源与跳合闸回路之间应设空端子。端子排应为阻燃、防潮型。

e. 端子排应留有总端子数 20%的空端子，以供设计时作转接或过渡用。一个端子只允许接入一根导线，端子排的各端子间应有能耐 600V 的绝缘隔离层。

f. 交流动力电源接线端子应能满足 25mm^2 电缆的接入。

4) 接地

控制柜内应配置截面不小于 100mm^2 接地铜排用于二次回路的接地。

5.2.10.7 控制电缆颜色的规定

电动机或其它设备的出线端应有连接引入电缆的压接端子接线片。

三相 AC 引出线电缆的颜色规定如下：

A 相.....黄；

B 相.....绿；

C 相.....红；

中性点淡蓝色

DC 电源颜色规定：正极是褐色，负极是蓝色。

5.2.10.8 冷却系统的控制、保护和监测

1) 变压器应单独装设一个冷却控制箱。

2) 冷却控制箱的电源应为双电源配置。冷却装置的动力电源电压应为三相交流 380V，控制电源电压应为 AC220V。每台冷却油泵和冷却风扇的电动机应有独立的馈电回路，油泵的电源回路应同时配置变压器三侧断路器跳位接点联切油泵电源的功能，并可发出报警信号。油泵电源被切除时，本体其他各回路的控制和电源不应受影响。

冷却油泵和冷却风扇的每台电动机带一个电气操作接触器和控制装置，由手动或由高压、公共绕组温度（和油温）检测装置的接点和按负荷来启动控制装置，使电动机运转和停止；电动机应有过载、短路和断相保护，电机电源接线应有专用端子。

3) 当冷却装置故障、自动控制装置故障、冷却器退出运行时，保护装置应能检测出并发出报警信号。当冷却系统电源消失时，应及时发出信号，并按主变冷却方式要求，在必要时经一定时限自动切除变压器。

4) 风冷控制装置可采用现场修改设定值的 PLC 可编程逻辑控制器。

投标方可以建议更好的冷却控制保护和监测方式，但需经招标方审查认可。

5) 该柜应装设备用电源自动投入装置，当工作电源发生故障，备用电源将自动投入运行。用户应可任意选择一组电源作为工作电源，另一组电源则自动处于热备用状态。当工作或备用电源消失时以及电源自动切换时，均应发出报警信号。

5.2.11 变压器油

1) 所选用的变压器油应是符合国标 GB2536、GB/T 7595 的规定的全新油，不含腐蚀性硫。绝缘油应是除抗氧化剂外，不得含有任何添加剂。与油相接触的绝缘材料、胶、漆等与油应有良好的相容性。

2) 500kV 变压器应选用由环烷基原油提炼的变压器油（25 号/1-20℃）。各电压等级变压器油性能参数要求详见专用条款。

3) 不同油基的变压器油不得混用。

4) 应提供绝缘油的其他特性数据，包括抗氧化稳定性试验结果。

5) 绝缘油的质保期为 6 年，质保期内如出现因油原因的劣化，变压器厂应负责免费更换绝缘油。

6) 绝缘油防老化措施

变压器采用密封结构，以防止变压器油与空气直接接触。并装有带硅胶干燥剂的呼吸器。无人值班的大型变压器可采用带加热和自干燥功能的吸湿器。

5.2.12 绝缘件

- 1) 垫块、撑条材料应采用密度大于 1.15g/cm^3 的高密度纸板。
- 2) 同一绝缘件所用的材料不应混用。

5.2.13 组装要求

设备发运前应在车间内进行组装，并由投标方按照标准和招标方提出的要求进行试验。

对所有拆卸部件应作出适当的配合标记和设定位销以保证在工地组装无误。

5.2.14 铸件要求

铸件要符合模型、外形工整、质量均匀、形态一致，并经 X 光探伤证明无气孔砂眼、夹渣、缩孔、裂纹和其他缺陷，并应依其用途充分处理干净。

铸件上的重大缺陷未经招标方同意，不得进行修理、填堵和施焊。在铸件关键部位出现过量的杂质或合金分凝即应予以报废，在变换截面的地方应配置构造上容许的最大限度的加强筋。

5.2.15 焊接要求

焊接要遵照美国焊接学会（AWS）或其他国家使用的并得到公认的专业标准采用一种焊接工作程序，所有焊工和焊机操作员按照所用标准应是完全合格的。

对于焊缝内的缺陷要凿除至完好金属部分，并应对该范围进行磁力线或超声波检查。以保证在补焊前缺陷已被全部清除。对油箱全部焊缝应进行正压试漏检查。油箱焊缝应按照用户要求进行 X 光或超声探伤抽检，所有密封焊缝应使用着色或荧光进行试漏。采用焊接的金属板应按尺寸准确切割并卷压到规定的曲率，其端部应具有相同的曲率，不允许敲打以修整端部曲率。焊接坡口的尺寸和形状应能达到完全熔透。为适应不同焊接条件，各种坡口应具有相适应的形式。邻近焊接边缘的板面应彻底清除所有锈垢、油脂，直到露出金属光泽。

5.2.16 管道要求

- 1) 投标方应供给全部管道、法兰盘和螺栓、螺帽、垫圈、密封垫等联接件，以及用于给排油、气和润滑油的阀门。
- 2) 所有阀门应设计成使振动和气隙最小。

用在供压力油主管上的阀门应为铸钢阀门，提升阀芯柱为楔形或锥形。其余的阀门至少为钢阀门，提升阀芯用青铜封焊的或相当的类型。

关于每个阀门的型式和结构的详细说明，应在合同生效后，在供认可的图纸或文件上予以说明并解释。

5.2.17 油漆与防锈的要求

- 1) 按本条件书提供的任何设备，除有色金属、电镀钢件、抛光或机械加工的表面以外，所有的金属外露部分，均应作表面的除锈处理。
- 2) 除锈处理后应即喷涂一层防锈底漆。

3) 所使用的底漆和光漆的材料与型号，可根据制造厂的标准。光漆应与底漆协调。并具备优良的耐用性。

4) 除不适于喷漆的管道内表面，所有的内表面至少应涂刷一层底漆和一层亮光漆或磁漆。

5) 所有的外表面至少应喷涂一层底漆、二层中间漆及一层面漆，4 层漆总厚度底漆与光漆生成干燥漆膜的厚度 $\geq 0.190\text{mm}$ ，并且有足够的弹性。油漆应持久耐用，能适应户外多种因素的影响，如抗御热带强烈阳光辐射及承受夏天骤雨所引起的急剧温度变化，抗剥落，并保持颜色新颖。

所有外表面的光漆应为 B03 浅灰漆。

6) 投标方应提供油漆的使用、清理过程及涂刷细节，以便在作业开始前由招标方认可。

7) 油箱的内表面应涂以高光彩的浅色油漆，该油漆与绝缘油不致发生作用,对绝缘油也没有影响。

8) 控制柜和控制箱的材质为不锈钢，可不刷漆。

9) 投标方所使用的油漆必须具备足够的附着力，新喷涂油漆必须满足 GB/T 9286 1 级及以下的破坏程度。

10) 投标方所使用的油漆必须经过 15 年大气暴晒曝晒或同等级人工加速老化试验，破坏程度不大于 1 级。

5.2.18 热镀锌的要求

全部热镀锌应根据 ASTM A123、A134 和 A153 的要求进行。

大面积的镀锌损伤将拒收。

镀锌已经损坏的材料将拒收，除非损坏面积较小，且是局部的，并需采用得到招标方同意的电镀修补涂料修复。镀锌层应满足下列值：

表 5.2.13 镀锌层要求值

说 明	厚 度	镀层重量 (g/m^2)		均匀性次数 (1min/1 次)
		平均值	最小值	
型钢和板材	$\geq 6\text{mm}$	> 700	> 600	> 7
型钢和板材	$< 6\text{mm}$	> 610	> 550	> 6
螺栓螺母垫圈等		> 470	> 400	> 5

5.2.19 设备接线板的要求

1) 所有的设备均应配备平板式接线板，满足每一设备或自身回路的额定电流。直径 $\phi 12$ 以上的采用 8.8 级或以上的高强度热镀锌螺栓；直径 $\phi 12$ 以下的采用不锈钢或热镀锌螺栓，并提供螺帽及防松垫圈；螺栓长度宜露出螺帽 2-3 扣。


2) 接线板应设计为防电晕式。

3) 接线板应能承受本条件书中的机械强度要求, 接触面应镀银。

4) 设备的接线板具体细节应在认可的图纸中加以说明。

5) 各侧套管及其接线板横断面和接触面的长期允许电流不应小于额定电流的 1.3 倍。端子板与连接线的连接部位的接触电阻应尽可能小, 温升不应超过 GB/T 6451 规定的温升极限, 并提供该试验下的连接方式。

5.2.20 设备接地的要求

变压器本体应配备两个 70mm×110mm 的不锈钢接地端子, 并有永久性的金属指示牌以“”符号标明。接地端子应为螺栓式, 适应于与扁钢连接。投标方应提供不锈钢螺栓、螺帽、垫圈、防松垫圈等连接件。

5.2.21 其它要求

1) 本体上设置专用的可拆卸式不锈钢或铝合金封闭布线槽, 所有变压器本体电缆通过该布线槽接至变压器本体端子箱, 同时电缆要求采用阻燃、耐油浸腐蚀的铜芯屏蔽控制电缆。

2) 变压器消防装置可选用水喷雾或泡沫灭火方式。

3) 需要检查和更换的设备部件, 必须用螺栓和螺帽加以固定, 不采用内装螺栓。

4) 为便于现场作业, 所有的设备都应有标记, 如中心线、标记等, 重大件还应有重心标记。

5) 除非本技术规范书中另有规定, 构成设备的材料应充分核对其特性, 从通常用于同类设备的高质量材料中选取。

6) 应将储油柜的注油阀、吸湿器、瓦斯继电器集气装置、有载调压开关的注油阀和排油阀引到离地面 1.3~1.5 米高度, 便于运行中补油、更换吸湿剂、检查瓦斯气体等。

7) 所有螺栓连接和紧固部位应有防松措施。

5.2.22 铭牌

每台变压器应装有铭牌, 铭牌以中文表示, 采用亚光不锈钢制成, 并安装在明显位置, 高度不高于 1.8m, 以便于查看。铭牌上应表示下述各项:

1) 变压器名称, 型号, 产品代号;

2) 标准代号;

3) 制造厂名 (包括国名);

4) 出厂序号;

5) 制造年月;

6) 相数;

7) 额定频率;

8) 额定容量;

9) 各绕组的额定电压;

10) 各绕组的额定电流;

-
- 11) 联结组标号;
 - 12) 绕组联结示意图, 含分接绕组(若有)的示意图;
 - 13) 冷却方式(应以额定百分数表示出相应的冷却容量);
 - 14) 温升;
 - 15) 绝缘水平;
 - 16) 绝缘油重量;
 - 17) 器身吊重;
 - 18) 运输重;
 - 19) 总重量;
 - 20) 标出每一绕组的分接电压、分接电流及分接容量;
 - 21) 主分接及极限分接上的短路阻抗值, 及对应的绕组的标志;
 - 22) 负载损耗(实测值);
 - 23) 空载电流及空载损耗(实测值);
 - 24) 套管电流互感器的技术数据;
 - 25) 负荷与上层油温温升、线圈绕组平均温升的关系曲线;
 - 26) 各套管的生产厂家、型号、生产序号、爬电距离、电容量、出厂日期等。在具有电压抽头的套管铭牌上应标注电容 C_1 (高压对电压抽头)、 C_2 值(末屏对地)、 C_3 (电压抽头对末屏)(套管铭牌);
 - 27) 本体、有载分接开关绝缘油的生产厂家、牌号、产地和生产日期等;
 - 28) 提供油温与油位的关系曲线等。

5.3 制造工艺要求

5.3.1 油箱加工

- 1) 所有法兰密封面、密封槽应经机加工, 所有法兰密封面加工面光洁度应达 25, 密封槽加工面光洁度 6.3。密封面处理后平整度凸点高/凹点深: 0.4/0.7mm, 无划痕损伤。
- 2) 油箱内部金属件尖角棱边应全部加工、打磨为光滑圆角以改善接地电场。并磨平油箱内壁可能的尖角毛刺、焊瘤和飞溅物, 确保内壁光洁。
- 3) 油箱箱壁焊装后需进行矫正, 带有磁屏蔽部位平整度 $<3\%$, 无磁屏蔽部位平整度 $<5\%$ 。
- 4) 油箱箱沿密封面平整度保证在 $\leq 1\%$, 内腔尺寸控制在 $0 \pm 8\text{mm}$ 。
- 5) 法兰焊后密封面的平整度, 当法兰直径 $< 50\text{mm}$ 时应 $\leq 2\%$; 法兰直径 $\geq 50\text{mm}$ 时应 $\leq 3\%$ 。
- 6) 钢板对接焊时, 应按照 GB/T 985 的要求打坡口进行焊接。
- 7) 焊缝应无气孔、夹渣、裂纹、咬边等焊接缺陷, 焊缝不允许有渗漏。
- 8) 对油箱焊缝进行超声波探伤试验或着色检漏, 整体完工进行试漏。
- 9) 对油箱、储油柜、升高座、夹件应进行除脂、喷砂/喷丸等工艺处理, 打砂粗糙度要求

达到 Sa2.5。

10) 油箱及附件环境腐蚀级别按照 C4 (ISO12944.2 表 1) 执行, 油漆的耐久性应为 15 年以上。油漆附着力 $\geq 5\text{MPa}$, 制造厂应提供检测报告。

11) 油箱完成和变压器装配完成后均进行试漏。油箱试漏压力应与现场运行时油箱所承受的压力相匹配。

5.3.2 绝缘件加工

1) 绝缘件加工车间温度保持 $10\sim 30^{\circ}\text{C}$, 相对湿度 $\leq 70\%$, 降尘量 $\leq 30\text{ mg/m}^2\cdot\text{d}$ 。

2) 所有绝缘件边角需进行倒角处理, 加工面应光洁无尖角毛刺; 绝缘件表面平整, 无污染、划痕、起皮, 层间无开裂。

3) 线圈撑条应采用机加工铣削方式制造, 应在层压之后再加工成型。

4) 500kV 产品重点部位使用的成型件应经过 X 光检测。确保无金属颗粒。

5.3.3 铁心加工

1) 铁心加工环境温度 $8\sim 32^{\circ}\text{C}$, 湿度 $\leq 70\%$; 降尘量要求: $\leq 30\text{mg/m}^2\cdot\text{日}$ 。

2) 硅钢片剪切毛刺控制在 0.02mm 以下; 硅钢带剪切 S 弯在 $0.2\text{mm}/2\text{m}$ 之内。

3) 铁心宜采用不叠上铁轭结构 (现场组装变除外), 铁心叠片采用多级步进叠片, 端面参差不齐 $\leq 1.5\text{mm}$, 叠片时对接接缝 $\leq 2\text{mm}$ 。

4) 铁心起立后铅垂度控制在 2% 之内。

5) 铁心油道应采用绝缘材料制作, 油道间绝缘电阻 $\geq 5\text{M}\Omega$ (250V 摇表)。

6) 铁心叠装后使用专用设备和材料进行铁心收紧, 铁心受力均匀, 应采用环氧玻璃丝带或聚酯带等材料进行绑扎, 不得使用金属材料。

5.3.4 线圈制造

1) 线圈绕制环境温度 $8\sim 32^{\circ}\text{C}$, 湿度 $\leq 70\%$; 降尘量要求: $\leq 20\text{ mg/m}^2\cdot\text{日}$ 。

2) 绝缘成型筒粘结前应进行预干燥处理定型。

3) 撑条中心与端圈垫块中心的偏差应 $\leq 2\text{mm}$, 撑条安装垂直度 $\leq 2\%$, 撑条间距偏差 $\pm 5\text{mm}$ 内。

4) 500kV 线圈绕制应采用带轴、幅向拉 (压) 紧装置的卧绕机或带导线拉紧装置的立绕机进行绕制; 220kV 及以下的线圈绕制采用带导线拉紧装配的立绕机或卧式绕线机进行绕制。

5) 导线拉紧装置应控制在绕线过程中导线与金属件的接触, 防止金属粉尘进入线圈。线圈垂直度不超过轴向高度的 3% , 幅向偏差 $\leq 3\text{mm}$ 。

6) 线圈所用角环搭接处不能有空隙。

7) 所有绝缘件不应有污染、起皮、裂纹等损伤。

8) 线圈换位采用液压换位器或专用的换位工装, 保证 S 弯的外形质量, 无剪刀差, 导线匝绝缘不得有损伤。导线换位 S 弯不能进入垫块, 在 S 弯处放置换位垫板; 换位处加包导线绝缘; S 换位导线厚度 $> 10\text{mm}$ 应放入适形垫块进行补高并压紧固定。

9) 导线焊接处强度不低于原导线强度，均应采取电场均匀化处理，导线绝缘包扎紧实、厚度均匀。表面处理光滑、无尖角毛刺，规范处置焊后绝缘，全过程采取防屑措施；导线焊接操作人员应进行定期培训并考核，定期对焊接质量进行验证。

10) 引线出线头应采取可靠固定措施；屏线线头应加工为半圆形形状、无尖角毛刺、手感平整光滑。

11) 垫块内外、上下对齐偏差小于 5mm。

12) 线圈宜采用恒压干燥处理，恒压干燥的压力按照线圈的计算短路力控制，自粘换位导线应采用逐步加压的方式。

13) 在额定压力下测量线圈高度，并对线圈高度进行调整，需核对线圈安匝分区高度，调整垫块的数量和位置，各线圈电抗中心差小于 5mm；单个线圈（螺旋线圈除外）各测量点（不少于 4 个）高度差小于 2mm。

5.3.5 器身装配

1) 环境温度 8-32℃，湿度 $\leq 70\%$ ；降尘量要求：20mg/m².日。

2) 各线圈的垫块及撑条中心与下部垫块中心的偏差应 $\leq 2\text{mm}$ ，撑条安装垂直度 $\leq 2\%$ ，撑条间距偏差 $\pm 5\text{mm}$ 内。

3) 线圈压（套）装前应调整每个线圈（含上下绝缘）间的高度，保证互差不超过 3mm。

4) 线圈套装，应确保各线圈之间的紧实，套装过程中应带有摩擦力套装，缓慢地下落线圈期间，检查撑条是否保持铅垂直并无移位。

5) 引线装配中若引线绝缘厚度 $\geq 3\text{mm}$ ，弯曲半径 < 2 倍引线直径时，应剥去引线绝缘后并圆滑减弯。

6) 引线冷压连接时采用工艺要求匹配的冷压工具及模具，坑压时压力表符合工艺要求认为压接到位。

7) 引线冷压连接时应采用带窥视孔的线耳或接管，压接线应剪齐后再进行压接。线耳或接管规格的选择应按照 IEC 1238: 1 及 JB/T 2436.2 要求执行。

8) 引线焊头质量良好，无尖角、毛刺、焊渣、黑色氧化皮、残留焊药。

9) 引线装配应有减小调压引线对调压开关造成损坏的措施。

10) 引线接头应进行均匀电场处理。

11) 引线压接、焊接操作人员应进行定期培训并考核，定期对冷压质量和焊接质量进行验证。

5.3.6 总装配

1) 温度湿度要求：8-32℃，湿度 $\leq 70\%$ ；降尘量要求：220kV 及以下作业区降尘量 $\leq 30\text{mg}/\text{m}^2\cdot\text{日}$ ；500kV 作业区降尘量 $\leq 15\text{mg}/\text{m}^2\cdot\text{日}$ 。

2) 密封件中心应对正法兰中心，需对称均匀紧固螺栓，密封件压缩量应为 25%~30%。

3) 检查器身在油箱中定位准确，引线对线圈，引线对引线，引线对箱壁的距离符合要求。

4) 电压等级 110kV 及以上的产品应采用气相干燥处理器身。定期进行绝缘样块含水量测试, 验证干燥工艺达到器身绝缘件含水量 $\leq 0.5\%$ 的要求。

5) 器身不能在出炉环境湿度大于 80%的情况下出炉。

6) 应根据设计计算的轴向短路电动力, 采用同步加压装置对器身同步、均匀、可靠施加压力。

7) 注油前应对变压器抽真空: 110kV 电压等级产品其真空残压值 $\leq 133\text{Pa}$, 220kV 电压等级产品其真空残压值 $\leq 80\text{Pa}$, 500kV 电压等级产品其真空残压值 $\leq 40\text{Pa}$ 。应采取连续抽真空的方式对产品真空注油, 滤油机出口温度宜控制在 55-65℃间, 注油期间应保持上述真空度(真空度不超过 2 倍真空残压值), 并控制注油速度。

8) 变压器器身暴露在空气中的时间: 相对湿度不大于 65%为 16 小时, 相对湿度不大于 75%为 12 小时。

9) 对于分体运输、现场组装的变压器有条件时宜进行真空煤油气相干燥。

5.4 质量追溯

产品制造过程中的重要环节应有详细记录, 便于质量过程可追溯。

5.5 关于对检修的要求

5.5.1 投标方对设备及部件的检修周期要求不得短于招标单位《电力设备检修规程》要求的周期。

《电力设备检修规程》要求的主要零部件及本体的检修周期如下(示例):

序号	部位	检查项目	周期	检查内容	备注
1	油箱	渗漏油检查处理	500kV、220kV: 3 年; 110kV: 6 年	1) 查找渗漏点, 明确渗漏部位, 根据渗漏情况, 采取更换密封件、紧固螺栓、补焊等工艺进行处理, 处理后应无渗漏迹象 2) 必要时进行加压检漏	必要时: 如有多处渗油或怀疑密封件老化时
		油箱清洁、螺栓紧固	500kV、220kV: 3 年; 110kV: 6 年	1) 清扫油箱, 清扫后应清洁无油污 2) 无大面积脱漆, 否则应进行补漆 3) 必要时按厂家规定力矩进行紧固检查油箱钟罩螺栓 4) 必要时, 打磨处理上、下钟罩连接片接触面, 按厂家规定力矩紧固螺栓, 装复后应保证接触良好	必要时: 如怀疑漏磁导致油箱钟罩螺栓发热等故障时
2	油枕	油位计检修	500kV、220kV: 3 年; 110kV: 6 年	1) 核对油位指示是否在标准范围内, 是否与温度校正曲线相符 2) 观察油位指示应随油温变化同步动作, 否则应查明原因 3) 必要时, 用连通管对实际油位进行复核, 应与油位指示一致, 否则应查明原因 4) 用 500V 或 1000V 绝缘电阻表测量油位计绝缘电阻, 绝缘电阻应在 $1\text{M}\Omega$ 以上或符合厂家要求	1) 必要时: 如怀疑有假油位时 2) 油位油温同步变化观察方法: 观察记录变压器检修停电前油温和油位指示, 停电油温明显下降后观察记录油温和油位指示, 前后油温变化和油位指示变化应同步动作

		渗漏油检查处理	500kV、220kV: 3年; 110kV: 6年	1) 根据渗漏情况, 采取更换密封件、紧固螺栓、补焊等工艺进行处理, 处理后应无渗漏迹象 2) 必要时进行加压检漏	必要时: 如有渗油或怀疑密封件老化
		油枕外观检查、清洁	500kV、220kV: 3年; 110kV: 6年	1) 清扫油枕, 清扫后应清洁无油污 2) 检查无大面积脱漆, 否则应进行补漆	
		油枕胶囊更换	15年	更换胶囊	
		金属波纹式储油柜检修	500kV、220kV: 3年; 110kV: 6年	1) 目视观察金属波纹节, 应无渗油、锈蚀现象 2) 清理滑槽, 滚轮转动应灵活无卡涩 3) 观察油位指示应随油温变化同步动作(观察方法: 观察记录变压器检修停电前油温和油位指示, 停电油温明显下降后观察记录油温和油位指示, 前后油温变化和油位指示变化应同步动作) 4) 油位报警微动开关外观完好, 正常动作	
3	套管	瓷套检查	500kV、220kV: 3年; 110kV: 6年	1) 清扫瓷套, 检查瓷套完好、无裂纹、无破损 2) 增爬裙(如有)粘着牢固, 无龟裂老化现象, 否则应更换增爬裙 3) 检查防污涂层(如有)无龟裂老化、起壳现象, 否则应重新喷涂	
		复合绝缘外套检查	500kV、220kV: 3年; 110kV: 6年	1) 清扫复合套管, 检查应无积污, 套管完整, 无龟裂老化迹象 2) 必要时做修复处理	必要时: 如复合绝缘有龟裂老化现象
		末屏检查	500kV、220kV: 3年; 110kV: 6年	1) 套管末屏无渗漏油, 可靠接地, 密封良好, 无受潮、浸水、放电、过热痕迹 2) 必要时更换末屏封盖的密封胶圈	必要时: 如密封圈老化时
		CT二次接线盒检查	500kV、220kV: 3年; 110kV: 6年	1) 二次接线盒盖板封闭严密, 内部无受潮渗水 2) 二次接线端子牢固无渗漏油	
		密封及油位检查	500kV、220kV: 3年; 110kV: 6年	1) 套管本体及与箱体连接密封应良好、无渗漏 2) 目视检查油色正常、油位正常, 若有异常应查明原因	
		导电连接部位检修	500kV、220kV: 3年; 110kV: 6年	1) 检查接线端子连接部位, 金具应完好、无变形、锈蚀, 若有过热变色等异常应拆开连接部位检查处理接触面, 并按标准力矩紧固螺栓 2) 必要时检查套管将军帽内部接头连接可靠, 无过热现象 3) 引线长度应适中, 套管接线柱不应承受额外应力 4) 引流线无扭结、松股、断股或其它明显的损伤或严重腐蚀等缺陷	必要时: 如怀疑套管连接有发热缺陷时

		相色标志 检修	500kV、 220kV: 3 年; 110kV: 6 年	相色标志正确、清晰, 标志不清晰时补漆	
		套管更换	必要时	更换套管及密封圈, 套管及与器身法兰处应密封良好, 导电部位连接接触良好	必要时: 如怀疑套管内有缺陷或外绝缘大面积破损时
4	低压母排 热缩包裹	低压母排 热缩包裹 检修	1) 500kV、 220kV: 3 年; 110kV: 6 年 2) 必要时	1) 清扫低压母排及支持瓷瓶, 检查瓷瓶无破损、放电痕迹, 检查低压母排热缩包裹应无缺损, 无明显老化、龟裂、硬化现象, 必要时进行更换 2) 母排为管母形式的, 其接头包裹处应无积水, 锈蚀等异常现象	必要时: 如当热缩材料存在明显老化、龟裂、硬化或接头盒破损时
5	无载分接 开关	无载分接 开关检修	500kV、 220kV: 3 年; 110kV: 6 年	1) 指示正确、三相一致 2) 密封良好、无渗漏 3) 操作机构无进水、锈蚀	
6	接地装置	接地装置 检查	500kV、 220kV: 3 年; 110kV: 6 年	铁心、夹件、外壳接地良好	
7	阀门位置 检查	阀门位置 检查	500kV、 220kV: 3 年; 110kV: 6 年	1) 各阀门应处于正确的开启、关闭位置 2) 密封良好, 无渗漏	
8	冷却装置 检修	风扇电机 检修	500kV、 220kV: 3 年; 110kV: 6 年	1) 开启冷却装置, 检查风扇电机转向正确、运转平稳, 无明显振动, 无摩擦、撞击、转子扫膛、叶轮碰壳等异响, 有异常时, 应解体检修或更换电机 2) 用 500V 或 1000V 绝缘电阻表测量电机绕组绝缘电阻, 绝缘电阻值应在 1M Ω 以上或符合厂家要求 3) 电机接线盒等密封良好 4) 清扫叶片, 检查叶片装配牢固, 转动平稳灵活 5) 必要时, 更换所有风扇电机的轴承	必要时: 如一年内连续出现两起电机轴承损坏缺陷
		油泵维护	500kV、 220kV: 3 年; 110kV: 6 年	1) 开启冷却装置, 检查油泵转向正确、运转平稳, 无明显振动, 无摩擦、撞击、转子扫膛、叶轮碰壳等异响, 有异常时, 应解体检修或更换油泵 2) 用 500V 或 1000V 绝缘电阻表测量电机绕组绝缘电阻, 绝缘电阻值应在 1M Ω 以上或符合厂家要求 3) 油泵接线盒等密封良好 4) 必要时, 更换所有油泵的轴承 5) 检查油泵密封良好, 应无渗漏油痕迹	必要时: 如一年内连续出现两起油泵轴承损坏缺陷
		油流指示 器检修	500kV、 220kV: 3 年; 110kV: 6 年	1) 检查表盘内无进水、凝露现象, 无渗漏油 2) 开启冷却装置, 指示正确无抖动现象, 常开、常闭接点动作正确	

		冷却装置 控制箱检查	500kV、 220kV: 3 年; 110kV: 6 年	1) 检查箱体密封良好, 无进水凝露现象 2) 清扫控制箱内、外部灰尘及杂物, 有锈蚀应除锈并进行防腐处理 3) 紧固接线端子, 检查端子无发热、放电痕迹 4) 检查交流接触器等电气元件外观完好, 开启冷却装置, 各元件动作准确 5) 采用 500V 或 1000V 绝缘电阻表测量电气部件绝缘电阻, 绝缘电阻值应在 $1M\Omega$ 以上或符合厂家要求 6) 保险及底座紧固接触良好, 用万用表测量保险应导通良好, 保险(包括热耦)电流整定值选择正确 7) 投切检查温湿度控制器及加热器, 应工作正常 8) 检查控制箱接地应良好可靠	
		散热器 (冷却器)检修	500kV、 220kV: 3 年; 110kV: 6 年	1) 冲洗或吹扫冷却器散热管束 2) 检查无渗油、锈蚀现象, 必要时, 对支架外壳等进行防腐处理	必要时: 存在大面积锈蚀、脱漆现象
		水冷却器	500kV、 220kV: 3 年; 110kV: 6 年	1) 压差继电器和压力表的指示是否正常 2) 冷却水中应无油花 3) 运行压力应符合制造厂的规定	
		冷却装置 操作检查	500kV、 220kV: 3 年; 110kV: 6 年	1) 开启冷却装置, 试运转 5 分钟, 各元件运转正常, 信号正确, 电机及电气元件无过热现象 2) 进行联动性能检查, 双电源应能自动可靠切换, 备用冷却器、辅助冷却器能正确动作	
9	有载分接 开关	有载分接 开关机构 箱检修	500kV、 220kV: 3 年; 110kV: 6 年	1) 检查箱体密封良好, 无进水凝露现象 2) 清扫机构箱内、外部灰尘及杂物, 有锈蚀应除锈并进行防腐处理 3) 机油润滑的齿轮箱无渗漏油, 添加或更换机油 4) 调档时, 电机运转平稳, 无摩擦、撞击等杂音 5) 紧固接线端子, 检查端子无发热、放电痕迹 6) 检查交流接触器等电气元件外观完好 7) 采用 500V 或 1000V 绝缘电阻表测量电气部件绝缘电阻, 绝缘电阻值应在 $1M\Omega$ 以上或符合厂家要求 8) 检查信号传送盘触点、弹簧应无锈蚀 9) 投切检查温湿度控制器及加热器, 应工作正常	
		有载分接 开关在线 滤油装置 检查	500kV、 220kV: 3 年; 110kV: 6 年	1) 阀门正确开启, 运转正常 2) 滤芯压力报警应更换 3) 开启滤油装置, 运转 20 分钟后, 有载瓦斯、顶盖、滤油装置等各个排气孔排气检查 4) 渗漏油处理	

		有载分接开关机械传动部位检修	500kV、220kV: 3年; 110kV: 6年	1) 紧固检查机械传动部位螺栓, 传动轴锁定片(如有)应锁定正确 2) 检查传动齿轮盒, 加油润滑	
		有载分接开关操作检查	500kV、220kV: 3年; 110kV: 6年	正、反两个方向各操作至少2个循环分接变换, 各元件运转正常, 接点动作正确, 档位显示上、下及主控室显示一致; 分接变换停止时位置指示应在规定区域内, 否则应进行机构和本体连结校验与调试	
		有载分接开关(真空开关除外)吊芯检修	1) 500kV、220kV: 6年(不含调压开关在线滤油装置), 9年(含调压开关在线滤油装置); 110kV: 15年 2) 切换次数达到厂家规定次数	1) 清洗分接开关油室, 检查无内漏现象 2) 清洗切换开关芯体 3) 紧固检查螺栓, 各紧固件无松动 4) 检查快速机构的主弹簧、复位弹簧、爪卡无变形或断裂 5) 检查各触头编织软连接无断股起毛, 分接变换达10万次必须更换 6) 检查动静触头烧蚀量, 达到厂家规定须更换; 检查载流触头应无过热及电弧烧伤痕迹 7) 测量过渡电阻值, 与铭牌数据相比, 其偏差值不大于±10% 8) 必要时解体拆开切换开关芯体, 清洗、检查和更换零部件 9) 更换顶盖密封圈, 渗漏油处理 10) 具体操作及试验要求按DL/T574-2010《有载分接开关运行维护导则》的规定或厂家技术要求执行	必要时: 如怀疑切换开关部件有缺陷须检查或更换时
10	非电量保护装置	突发压力继电器检查	500kV、220kV: 3年; 110kV: 6年	1) 密封良好, 无漏油、漏水现象 2) 必要时进行校验, 检验不合格的应及时更换	必要时: 如怀疑有故障时
		温度计	500kV、220kV: 3年; 110kV: 6年	1) 温度计内应无潮气凝露 2) 必要时进行校验, 检验不合格的应及时更换	必要时: 如怀疑有故障时
		本体、有载气体继电器	500kV、220kV: 3年; 110kV: 6年	1) 无残留气体, 无渗漏油 2) 必要时进行校验, 检验不合格的应及时更换 3) 继电器防雨罩应完好无锈蚀, 必要时除锈修复	必要时: 如怀疑有故障时
		压力释放阀(安全气道)检查	500kV、220kV: 3年; 110kV: 6年	1) 无阻塞, 无喷油、渗油现象, 接点位置正确 2) 必要时进行校验, 检验不合格的应及时更换 3) 安全气道结合B修更换为压力释放阀	必要时: 如怀疑有故障时

5.5.2 投标方应提供本体及主要部件的检修项目、检修工艺和检修周期。按照招标单位提供的维护检修手册模板, 提供维护检修手册。

对具有固定周期的项目, 投标方建议的检修周期应比招标单位《电力设备检修规程》规定的检修周期长。

6 试验

变压器试验应按照本标准和相关标准有关条款进行,并符合下列要求:试验应出具详细记载测试数据的正式试验报告。

运行单位代表有权见证所有试验和要求提供所有试验报告。

制造厂的工厂试验应按现场实际方式预组装后进行,试验时应安装供货套管和附件进行试验。

对于绝缘试验,如果无其它协议规定应按下述给出的顺序进行:

- 线端的操作冲击试验 (SI)
- 线端的雷电全波和截波冲击试验 (LI、LIC)
- 中性点端子的雷电冲击试验 (LI)
- 外施耐压试验
- 长时感应耐压及局部放电试验 (ACLD)

6.1 试验分类

试验类型包括型式试验、特殊试验、例行试验、交接试验。

型式试验是在一台有代表性的变压器上所进行的试验,以证明被代表的变压器也符合规定要求。如果变压器在额定值和结构方面完全相同,则认为其中一台可以代表。若一台变压器在额定值或其他特性与其余变压器的差异不大时,对其所做的型式试验也可认为有效,其差异应由制造厂和用户协商确定。制造厂提供的型式试验报告应在有效期内。

特殊试验为除型式试验和例行试验外,由用户和制造厂协商确定的试验。

例行试验为每台变压器都要进行的试验。

交接试验为变压器安装完毕后进行的现场试验。

6.2 型式试验

型式试验包括:

- 1) 温升试验 (按 GB1094.2-2013 规定执行)
- 2) 线端雷电截波冲击试验 (按 GB 1094.3-2003 的规定执行)
- 3) 中性点雷电全波冲击试验 (按 GB 1094.3-2003 的规定执行)
- 4) 套管电流互感器暂态特性试验 (按 GB 16847-1997 的规定执行)
- 5) 风扇电机所吸取功率的测量
- 6) 套管抗地震能力的型式试验报告 (按 IEEE 693-2005 的试验方法进行)
- 7) 油箱机械强度试验

6.3 特殊试验

用户有需求时,投标方需进行下述特殊试验项目并提供试验报告。

特殊试验包括:

- 1) 暂态电压传输特性测定

2) 短路承受能力试验 (按 GB 1094.5-2003 的规定执行)

3) 套管介质损耗-温度特性试验

4) 耐受直流偏磁试验

5) 油箱焊缝 X 光/超声波焊缝探伤试验

6.4 例行试验

6.4.1 绕组直流电阻测量

测量所有绕组和全部分接位置时的绕组电阻, 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%。

6.4.2 电压比测量、联结组别和极性检定

应在所有线圈和所有分接位置进行电压比测量。变压器的电压比误差在所有分接位置的误差不超过 $\pm 0.5\%$ 。联结组别应正确, 变压器的极性应为“减极性”。

6.4.3 短路阻抗及负载损耗测量

阻抗的容差不能大于规定值。

负载损耗测量应在额定电压分接位置上进行。损耗测量值应用校正系数进行校正。校正系数是根据经过校验的仪表准确度而确定。对于测量功率因数极低 (0.03 或以下) 的负载损耗, 所有仪用互感器的相角误差应予以校正。所有阻抗和负载损耗值应换算成为参考温度 (75°C) 时的数值。

6.4.4 低电压下空载电流及损耗试验

380V 电压下测试空载电流和空载损耗。

6.4.5 空载损耗和空载电流测量 (含空载电流的谐波测量)

应分别在 50%、60%、70%、80%、90%、100%、105% 以及 110% 的额定电压下进行空载损耗和空载电流测量。

初次空载损耗和空载电流的测量: 在所有绝缘试验之前, 在额定电压的 10%, 50%, 60%, 70%, 80% 条件下, 测量空载损耗和空载电流, 然后再从额定电压的 90%~115% 的范围内, 以每 5% 作为一级电压逐级测量, 空载损耗和空载电流应在低压绕组上进行测量。空载损耗和空载电流值应按照有关标准进行测量并予以校正。

所有绝缘试验完成后, 在额定电压下的损耗测量值, 将以最后一次测定的空载损耗值作为实际测量值。

6.4.7 绝缘电阻测量 (绕组、铁芯、夹件)

绝缘电阻应在第 15s 开始测量, 从第 1min 到第 10min, 每隔 1min 测一次。在 10°C~30°C 时吸收比 (R_{60}/R_{15}) 不小于 1.3 或极化指数 (R_{10}/R_1) 不小于 1.5。如绝缘电阻起始值比较高时 (例如大于 10000M Ω), 吸收比、极化指数较低, 应根据介质损耗因数等数据综合判断。

使用 2500V 的绝缘电阻表测量铁芯、夹件绝缘电阻, 最小允许电阻是 500M Ω ; 铁芯与夹

件不应在内部连通。检查以下各项：

- 1) 总装配前（即铁芯和线圈装配前）检查每台铁芯和铁芯部件的绝缘电阻。
- 2) 运输之前，通过铁芯接地端子最后测量铁芯绝缘电阻。

6.4.8 绕组介质损耗因数与电容量测量

当顶部油温在 10℃至 40℃之间时，才能做介质损耗因数测量；试验报告中应有温度介质损耗因数修正曲线。试验应在 10kV 下进行，试验报告中应有试验设备的详细说明。每一绕组对地及绕组之间的介质损耗因数在 20℃时不超过 0.5%。同时，还应测量绕组对地及绕组间的电容量。

6.4.9 套管试验

所有套管应按有关标准进行试验，并提供出厂试验和型式试验的试验报告，试验报告中应提供温度介质损耗因数修正曲线。

工厂试验时应将供货的套管安装在变压器上进行试验；所有附件在出厂时均应按实际使用方式经过整体预装。

具体试验项目如下：

- 1) 电容式套管的绝缘电阻，套管本体及末屏对地的电容量及介质损耗因数。
- 2) 全部套管安装到变压器上后，要在 10kV 的电压下测量介质损耗因数值和电容量。
- 3) 在设备最高运行电压下，局部放电水平不能超过 10pC。
- 4) 电容式套管应经受 24h（0.2MPa）的压力试验而不出现漏油。
- 5) 套管供试验用的抽头（末屏）承受至少 1min、2000V 交流的工频电压试验，对具备电压抽头的套管，应通过在套管法兰接地条件下，应对套管的电压抽头进行幅值不低于 20kV 的 1 分钟工频耐压试验。
- 6) 根据有关标准对电容式套管的油进行物理、化学、电气、色谱分析及微水含量试验。
- 7) 套管的工频耐压试验

6.4.10 套管电流互感器试验

- 1) 变比试验：电流互感器装到变压器上后，以变压器的额定电流逐台试验电流互感器全部接头时的变比，记录实测的一次和二次电流。
- 2) 饱和曲线试验：电流互感器装入变压器油箱之前应测定每台电流互感器的饱和曲线。电流互感器装入变压器以后，测定每台电流互感器在饱和拐点附近的三个检查点。
- 3) 各检查点与原始试验值相比的偏差不应大于±10%。
- 4) 电阻测量：用电桥法测量每个电流互感器的电阻，所测得的电阻值应修正到 75℃时的数值。
- 5) 绝缘试验：所有电流互感器及其相连的连线应在 50Hz，2000V 交流作用下承受 1min 的绝缘试验。
- 6) 暂态特性按技术要求测试。

7) 应提供所有套管型电流互感器的试验结果, 包括饱和曲线。

对所有的电流互感器, 制造厂应提供按系列编号识别的安装位置记录。

6.4.11 长时感应耐压试验和局部放电测量

测量方法和试验程序按 GB 1094.3-2003 规定。

局部放电试验测试电压为 $1.5U_m/\sqrt{3}$ 时, 66kV 及以上电压绕组不大于 100pC。66kV 以下电压绕组不大于 300pC。强迫油循环变压器应在油泵全部开启时(除备用油泵)进行局部放电试验。

6.4.12 雷电全波冲击试验

全波冲击试验应在变压器高压、中压出线端子所有端子上进行。

全部冲击试验中应同时记录电流和电压示波图, 并提供试验报告。

6.4.13 操作冲击试验

操作冲击试验应在高压绕组的线端进行。

6.4.14 外施交流耐压试验

对低压线圈和中性点进行工频耐压试验, 试验电压按专项条款规定进行。

6.4.16 声级测量

具体要求见专用条款。测量方法和试验程序按 GB 1094.11 规定。声级要求见专用条款。

6.4.17 分接开关试验与检查

1) 有载分接开关的试验

应提供型式试验报告及每台有载分接开关的出厂试验报告。分接开关在变压器上组装完毕后, 制造厂必须在 100%额定辅助电源电压下进行下列试验(下述 d.条款可结合负载损耗测定进行)。

a.变压器不带电, 八个完整的操作循环。

b.变压器不带电, 在 85%额定辅助电源电压下, 一个完整的操作循环。

c.变压器空载加励磁, 在额定电压和频率下, 一个完整的操作循环。

d.在一个绕组短路情况下, 电流尽可能地接近变压器的额定电流时, 在额定分接头两侧 +

2 及-2 档上进行十次切换操作。

e.应进行动作程序试验和测量限制循环电流的电阻。

f.装入变压器前和装入变压器并固定在油箱顶部后, 进行切换开关油箱密封试验(油压 0.1 MPa, 12h 无渗漏)。

g.负载切换试验。

2) 无载分接开关的试验

参照有载分接开关试验中不带电检查项目执行。

6.4.18 绕组变形测试

应提供单相低压短路阻抗数据、频率响应法数据(含电子文档)。

6.4.19 三相变压器零序阻抗测量

6.4.20 变压器油试验

绝缘油试验包括物理、化学、电气性能试验，并提供原厂出厂试验报告。

出厂的变压器油参数要求详见专用条款。

变压器油注入变压器油箱后，在完成全部规定的工厂例行试验项目后，要进行油中的微水分析和色谱分析，乙炔含量应为 0。

有载分接切换开关油箱中的油也应进行简化试验和微水量试验，有载分接开关油技术参数应与变压器本体油参数一致。

6.4.21 油中溶解气体分析

按下列顺序取油样进行气体色谱分析：

- 1) 试验开始前
- 2) 冲击试验后
- 3) 长时间空载试验后
- 4) 温升试验开始前和完成后
- 5) 工厂试验完成后

采样和分析工作应由制造厂进行。分析结果应包括在试验报告中。产品合格证书中应包括油中溶解气体色谱分析结果。

6.4.22 压力释放阀试验

压力释放装置应校验其动作油压，数值应在规范值内。报警及跳闸电路应能承受 2000V，50Hz，1min 的绝缘试验。

（油箱机械强度试验，作为型式试验项目）

6.4.23 冷却器的密封试验和检查

1) 强迫油循环风冷却器

冷却器整体应经受 500kPa 的油压力试验，初始油温 70℃，历时 6h，应无渗漏及永久变形和损伤；应能承受住真空度为 65Pa、持续时间为 10min 的真空强度试验，不得有永久变形和损伤。

2) 片式散热器

应经 120kPa 油压或气压试验，持续时间 20min，应无渗漏和无永久性变形；应能承受与变压器本体一起抽真空试验，不得有永久变形和损伤。

6.4.24 变压器整体密封试验

整台变压器（包括所有充油附件）应能承受在储油柜油面上施加 30kPa 静压力，持续 24h，应无渗漏及损伤。

整台变压器（包括所有充油附件）应能承受残压小于（500kV: 13.3Pa ,220kV 及以下 133Pa）的真空试验，而无变形与泄漏。

6.4.25 其他部件的检查试验

速动油压继电器试验、气体继电器的整定值的校验、温度计的校准和信号电路的工频耐受电压试验等应进行检查试验。

6.5 交接试验

6.5.1 测量绕组连同套管的直流电阻

变压器三相绕组电阻相间不平衡率应小于 2%，线间小于 1%。在相同的温度下，其结果与工厂试验所测值相比，偏差不应超过 $\pm 2\%$ 。

6.5.2 检查所有分接头的电压比

应在所有线圈和所有分接位置进行电压比测量，电压比时的偏差应不超过 $\pm 0.5\%$ 。

6.5.3 极性检查

检查单相变压器的引出线极性应与设计要求、铭牌及标记相符。

6.5.4 绕组连同套管的绝缘电阻测量，吸收比或极化指数的测量

绕组绝缘电阻值应不低于出厂值的 70%（测试条件相近），吸收比（ R_{60}/R_{15} ）应不小于 1.3 或极化指数（ R_{600}/R_{60} ）不小于 1.5。

6.5.5 铁芯、夹件绝缘电阻测量

用 2500 伏的兆欧表测量，持续时间为 1min，应无闪络或击穿现象。铁芯、夹件间最小允许绝缘电阻为 500M Ω 。

6.5.6 测量绕组连同套管的直流泄漏电流

按绕组额定电压等级施加直流试验电压，读取 1min 时的泄漏电流。

6.5.7 测量绕组连同套管的 $\tan\delta$ 及电容量

现场实测得与工厂测量值不能有显著差异。

6.5.8 声级测量

在额定电压、额定频率及所有冷却风扇开启情况下测量。

6.5.9 绝缘油试验

变压器油应符合 GB 2536-2011、GB/T 7595-2008 和各专用条款的要求，在现场取油样进行击穿电压、 $\tan\delta$ 、含水量等的测量及油中气体色谱分析。

6.5.10 空载损耗与空载电流测试

在额定电压的 100%电压下，测量空载损耗和空载电流，现场实测值与工厂测量值不能有显著差异。

6.5.11 套管试验

测量电容型套管的 $\tan\delta$ 及电容量、末屏对地 $\tan\delta$ 及电容量，实测值应和工厂测量结果相近， $\tan\delta$ 应小于 0.4%（20 $^{\circ}\text{C}$ ）。还应测量套管对地绝缘电阻。

6.5.12 套管型电流互感器试验

测量直流电阻、绝缘电阻、电流比，校验励磁特性和极性。

6.5.13 感应耐压与局部放电测量

测量方法和试验程序按 GB 1094.3-2003 规定。局部放电试验测试电压为 $1.5U_m/\sqrt{3}$ 时，66kV 及以上电压绕组不大于 100pC。66kV 以下电压绕组不大于 300pC。强迫油循环变压器应在油泵全部开启时（除备用油泵）进行局部放电试验。

6.5.14 外施工频耐受电压试验

低压绕组和高、中压绕组的中性点连同套管进行工频耐受电压试验，试验电压为出厂工频耐受试验电压的 80%。

6.5.15 绕组变形测试

进行单相低压短路阻抗测试、频率响应法测试（含电子文档）；与出厂值比应无明显差异。

6.5.16 密封试验

整台变压器（包括所有充油附件）应能承受在储油柜油面上施加 30kPa 静压力，持续 24h，应无渗漏及损伤。

整台变压器（包括所有充油附件）应能承受残压小于（500kV：13.3Pa，220kV 及以下 133Pa）的真空试验，而无变形与泄漏。

试验方法和程序按 DL/T 264-2012《油浸式电力变压器（电抗器）现场密封性试验导则》规定进行。

6.5.17 冷却设备的运行试验

冷却设备持续工作 24h，应无渗漏油和吸入空气。

6.5.18 油泵试验（若有）

油泵开动后应无异常声响和明显震动。

6.5.19 控制和辅助设备检查

控制和辅助设备电路接线检查及工频耐压试验或绝缘电阻测量。

6.5.20 分接开关试验与检查

按 GB 50150 的相关要求进行。

6.5.21 相位检查

检查变压器的相位必须与电网相位一致。

6.5.22 冲击合闸试验

在额定电压下进行 5 次冲击合闸试验，应无异常现象。

6.5.23 铁芯接地电流测试

变压器运行后，铁芯接地电流应小于 100mA。

6.5.24 空载损耗测试试验

110kV 电压等级变压器在交接时应抽样进行额定电压空载损耗试验，要求满足专用相关专用条款要求。

6.5.25 负载损耗测试试验

110kV 电压等级变压器在交接时应抽样进行额定电压负载损耗试验，要求满足专用相关专用条款要求。

7 产品对环境的影响

- 1) 坚持以资源节约型和环境友好型的原则，同时应考虑降低投资成本和提高运行经济性。
- 2) 应对噪声、工频电场和磁场、高频电磁波、通信干扰等方面采取必要的防治措施，并满足国家相关标准的要求。
- 3) 推广采用高可靠性、小型化和节能型设备。
- 4) 优先选用损耗低的产品。

9 技术文件要求

9.1 一般要求

- 9.1.1 投标方提供的图纸、资料、文件应使用国家法定单位制即国际单位制，语言为中文。
- 9.1.2 资料的组织结构清晰、逻辑性强。资料内容要正确、准确、一致、清晰、完整，满足工程要求。
- 9.1.3 对于其它没有列入合同技术资料清单，却是工程所必需的文件和资料，一经发现，投标方也应及时免费提供。如项目工程为多台设备构成，后续设备有改进时，投标方应及时免费提供新的技术资料。
- 9.1.4 “工厂图纸”包括制造、装配、安装和布置图、接线图、控制图、材料和设备的清单或表格、标准图、设计计算书、说明书、样本、小册子、特性图表、试验报告、铁芯和绕组的照片以及涉及到与材料、设备和管道系统设计有关的图纸和说明等。
- 9.1.5 投标方应将“工厂图纸”提交给招标方审查认可。未经审查认可，不得进行备料和工厂生产。
- 9.1.6 投标方应在 40 年使用寿命期限内，提供设备所需备品备件。

9.2 投标方在投标阶段应提交的变压器资料及说明

- 1) 变压器的一般说明，包括初步的外形图、基础图、布置图等。。
- 2) 变压器详细说明：：
 - a. 变压器铁芯、线圈及油箱结构。
 - b. 调压开关的结构。
 - c. 密封垫圈所使用的材料。
 - d. 冷却器截止阀。
 - e. 温度装置。
 - f. 油位装置。
 - g. 弹性联结。

h.储油柜中的油和空气之间隔离的措施描述。

3) 详细说明变压器的所有元件, 譬如套管、调压开关, 线圈温度指示器等, 是否满足 IEC 的推荐允许短时间过负荷的要求。若不能满足 IEC 要求, 投标方应说明所提供变压器元件短时间过负荷能力。

4) 提供变压器激磁电压-时间曲线。

5) 提供变压器线圈最热点分布位置及温升-时间曲线。

6) 提供抗短路能力计算书及计算中引用的资料、曲线。

7) 变压器热特性参数及变压器负载能力计算书。

8) 关键技术、制造工艺和生产控制。

9) 说明投标方生产的任一变压器是否曾在短路电流情况下运行时出现过故障, 故障的原因及保证类似故障不发生所采取的方法措施。

10) 厂家在投标文件中须阐述其主要技术特点:

a.提高抗短路能力措施

b.降低局放措施

c.降低损耗措施

d.降低噪音措施

e.防渗漏措施

f.实现高阻抗变压器方法

g.磁屏蔽方法

h.电屏蔽方法

11) 按南网规定模版编制的对应应标变压器设备型号的维护检修手册(提供模板)

9.3 其他文件资料

投标方应按照专用条款要求提供相关资料。包括:

9.3.1 技术数据表及相关技术资料。

9.3.2 同型产品通过型式试验的最新说明文件, 包括生产过的最大容量变压器的最大抗突发短路能力的计算和试验报告

9.3.3 具有类似设备安装地点名称、投运时间、运行情况的记录。

9.3.4 设备适用的标准说明。

9.3.5 提供图纸计划及生产制造、交货进度计划。

9.3.6 图纸和技术文件。

9.3.6.1 认可图

9.3.6.2 最终图。

9.3.6.3 安装、运行、维护说明书及试验报告。

9.3.6.4 需要提供的变压器图纸

1) 全套设备（包括冷却系统）的初步布置、装配图，示出主要部件的结构、主要尺寸和位置及基本要求，应表明全部所需组、部件的数量、额定值及型号。

2) 对土建工程的指导图及所需详细图纸资料。

3) 套管图。

4) 铭牌图。

5) 基础图。

6) 变压器器身示意图。

7) 铁芯接地布置图。

8) 上节油箱起吊图。

9) 全部组、部件的图纸。

10) 展开图及接线图。

11) 电缆清单

12) 套管型电流互感器的励磁曲线图。

13) 变压器保护告警及跳闸信号的安排。

14) 变压器和组、部件安装、运行、维护所需图纸资料。

此外，其他资料有管路阀门示意图。储油柜应有抽真空管道，注油、放油、放气和排污装置及带有油封的吸湿器。变压器及储油柜的所有连管，包括抽真空管道，注油、放油、放气和排污装置及带有油封的吸湿器连管应有中文名称或用途说明。

9.3.6.5 说明书

1) 概述。

2) 铁芯、绕组、引线布置等不同侧面的彩色照片。

3) 安装、维护与检查说明。

4) 分接开关的详图和维护须知。

5) 所有其他组、部件的说明。

6) 其他说明资料。

7) 密封胶圈的规格尺寸

8) 维护检修手册。（投标方应按照招标单位提供的维护检修手册模板要求提供手册，应包含维护和检修的周期、项目、方法、检验标准及易损耗品的规格尺寸等。）

9.3.6.6 试验检验报告应包括以下内容

投标方应提供所选用主要附件及原材料的试验检验报告，并列出应该做的试验所遵从的标准。其中主要附件包括：

1) 变压器试验报告，包括型式、例行、特殊试验报告。

2) 套管例行和型式试验报告。

3) 套管型电流互感器例行和型式试验报告。

-
- 4) 分接开关例行和型式试验报告。
 - 5) 其他组、部件及原材料的试验报告。
 - 6) 计算报告（包括抗短路能力计算书、变压器负载能力计算书）。
 - 7) 提供抗短路能力及提高局放水平所采取的措施

其他组、部件如下：

套管电流互感器，主油箱储油柜（包括油位计、吸湿器、胶囊等油保护装置），气体继电器，压力释放装置，温度计，冷却装置，阀门，压力突发继电器（如有），油位计，吸湿器，变压器智能风冷控制系统。

主要原材料如下：

变压器油，硅钢片，导线，绝缘件，密封件。

9.3.7 变压器制造企业有义务对附件及原材料供应商进行质量管控及考核，并按照用户的要求对附件和原材料进行抽检，提交抽检报告。

9.4 设计联络

1) 供方应按设计需要随时开展设计联络工作，提供设计所需的相关资料，以保证需方工期要求。

2) 供方提供的图纸必须经需方代表确认。

10 监造、包装、储存、运输、安装及质量保证

10.1 监造

应根据 DL/T363 《超、特高压电力变压器（电抗器）设备监造技术导则》及 DL/T586-2008 《电力设备监造技术导则》编制监造大纲，进行工厂监造和检查。

监造范围包括设备的设计、加工、制造、储运、材料采购、组装和试验等重要过程，关键部件的质量控制，进行见证、检验和审核，并形成完整质量记录和资料，提交监造工作总结。

220kV 及以上电压等级变压器应进行驻场监造，110kV 变压器应按照监造关键点的要求进行监造。监造验收工作结束后，监造人员应提交监造报告，并作为设备原始资料存档。

运行单位的工厂监造和检验工作，不减少制造厂对产品的质量责任，监造和检验人员不签署任何质量证明。

10.2 包装

1) 供货方应根据双方商定好的标准和招标方的实际运输条件，将变压器本体和所有零部件包装好，并将全套安装使用说明书，产品合格证明书、出厂试验记录、产品外形尺寸图、运输尺寸图、产品拆卸件一览表、装箱单、铭牌图或铭牌标志图及备件一览表等包装好，防止受潮。从供货方发货至招标方收到期间，设备和资料应完好无损。

包装箱应连续编号，不能有重号。

2) 设备、零部件、材料启运前供货方应按下述内容在箱面上写不褪色的醒目标志：

a.合同号；

-
- b.装船（海运）标志；
 - c.目的港（海运）或站名称；
 - d.收货人及代码；
 - e.设备名称和项目号；
 - f.箱号；
 - g.毛重与净重；
 - h.外形尺寸；
 - i.在设备的包装箱外面应标上“重心”、“起吊点”、“小心搬运”、“正面向上”、“防止受潮”、“勿倒”、“勿倾斜”、“防火”等字样。
- 3) 供货方提供的技术文件的包装内外表面上应有如下中文标志：
- a.合同号；
 - b.收货人；
 - c.目的地；
 - d.毛重；
 - e.箱号。
- 4) 买卖双方应在合同中明确规定变压器在运输时是充油、充气，以及对检测仪表和检测数据变化范围的要求。变压器及其部件的保管期应在合同中明确规定。
- 5) 在设备启运后一周内，供货方应以最快捷的方式通知招标方以下内容：
- a.设备名称；
 - b.件数、件号、重量；
 - c.合同号；
 - d.货运单号；
 - e.达到港（站）；
 - f.设备发出日期。
- 6) 所有部件的装运方式均应便于卸货、操作和现场就位，标有千斤顶支架位置的起吊图和安装图，应与装运文件一起提供。
- 7) 任何在装运中可能丢失的成品应用箱式包装或捆成一束，并标志以清晰的记号以便识别。
- 8) 运输、贮存直到安装时应保护变压器所有组、部件不得损坏、不得进水和受潮。
- 9) 控制箱运输途中应有干燥剂，箱体采用铝复合膜真空包装等防水防潮措施。
- 10) 所有独立包装运输的表计应有干燥剂，箱体采用铝复合膜真空包装等防水防潮措施，并应有防震措施。

10.3 储存与运输

- 1) 储存时间：从完成出厂试验，排油开始时起计。

2) 储存期 6 个月以内, 应采取以下三种方式进行储存:

a. 安装储油柜储存。

b. 变压器油箱密封良好, 充干燥空气 (露点 -50°C 及以下) $10\text{-}30\text{kPa}$ 储存, 储存期间对气体压力进行检测, 保持压力大于 10kPa 。

c. 采用充油储存, 油位在箱顶下 150mm 以上; 上部应充干燥空气 (露点 -50°C 及以下) $10\text{-}30\text{kPa}$, 储存期间对气体压力进行检测, 保持压力大于 10kPa 。

3) 6 个月以上: 可采取以下两种方式进行储存

a. 采用充油储存, 油位在箱顶下 150mm 以上; 上部应充干燥空气 (露点 -50°C 及以下) $10\text{-}30\text{kPa}$, 储存期间对气体压力进行检测, 保持压力大于 10kPa 。

b. 安装储油柜储存。

4) 制造厂应充分考虑运输条件及路、桥运输重量, 并应编制运输方案、确定最大单件的尺寸及运输单重。

5) 变压器运输要求

a. 本体运输要求:

本体运输可采用以下两种方式进行:

① 本体充入露点在 -50°C 及以下的干燥空气 (压力为 $0.01\text{-}0.03\text{MPa}$) 进行运输。

② 采用充油运输, 油位在箱顶下 150mm 以上; 上部应充干燥空气 (露点 -50°C 及以下) $10\text{-}30\text{kPa}$ 。

本体运输过程中应设有压力表进行监视, 详细记录气体压力变化情况、补气情况、环境温度变化情况等, 并提交业主单位验收。

运输前及到达现场后应测试露点情况, 并提交项目单位验收。

运输过程中若气体压力下降, 应及时补气, 防止变压器本体受潮。每台变压器应附有可随时补充的干燥气体罐 (足量), 运输期间及到达现场后油箱内的气压应保持正压 (大于 10kPa)

全部阀门均应密封并有效地锁紧, 以防运输途中被拆动。

b. 如果套管升高座 (CT 安装在内) 不随主油箱运输而单独运输时, 套管升高座应充干燥空气、并放干燥剂, 或充油运输。

c. 升高座 (不带 CT)、连管、储油柜、冷却装置等运输和存储时应密封。

6) 制造厂负责将设备安全地运到运行单位指定地点, 并负责设备卸车落地。制造厂应做到使设备在任何运输过程中不受损坏。制造厂应考虑到设备在船运和陆运运输中, 可能受到的最大加速度所产生的冲击力而不松动、不损坏、不变形。

笨重件应装在滑板上或板条箱内, 在运输中容易松散丢失的物件都应装箱并捆扎牢固, 瓷套管应牢固固定在木箱内, 以防相对移动。

7) 所有组、部件在装运时必须做到便于卸货、搬运和现场安装。为了能正确搬运和安装, 在必要处应提供吊钩或起吊设施, 并提供吊索布置图。

8) 110kV 及以上变压器在运输过程中, 应安装具有时标且有合适量程的三维冲撞记录仪, 记录仪应能实时连续记录变压器所受冲击情况; 应在油箱顶部和油箱侧面分别安装 1 台记录仪, 安装应规整、牢固; 运输过程中不允许出现超过 3g 加速度的冲击。变压器达到目的地、安装到基础之前不允许拆除或取出记录纸; 变压器启运时开启电源, 确认冲撞记录仪电源充足, 记录指示处于初始状态。并确认冲击记录仪的运行状态。到达目的港(车站)时, 应检查纪录, 主变到达现场后, 制造厂、运输单位、监理单位、用户四方人员应共同验收。冲击记录仪的资料归招标方所有。

运输时, 不允许出现超过 15 度的倾角。

9) 备品备件、专用工具和仪表应随变压器同时装运, 但必须单独包装且采取防潮防震措施, 并明显标记, 以便与提供的其它设备相区别。

10.4 安装指导

制造厂在安装和启动时应安排技术人员提供现场安装指导服务, 提出技术建议, 并有对运行人员提供相关培训的义务。

10.5 质量保证

1) 全部设备必须是全新的, 持久耐用的, 应满足作为一个完整产品所能满足的全部要求。投标方应保证设备在规定的使用条件下运行、并按使用说明书进行安装和维护、预期寿命应不少于 40 年。

2) 投标方应对其整组设备在到货后提供不少于六年的“三包”质量保证。质保期之后如发生产品损坏, 投标方应免费更换或检修。

3) 订购的新型产品除应满足本技术规范外, 投标方还应提供该产品的鉴定证书。

4) 投标方应保证制造过程中的所有工艺、材料试验等(包括投标方的外购件在内)均应符合本规范的规定。若需根据运行经验指定投标方提供某种外购零部件, 投标方应积极配合。

5) 附属及配套设备必须满足有关行业标准的要求, 并提供试验报告和产品合格证。

6) 投标方应有遵守本标准中各条款和工作项目的 ISO9000-GB/T19000 质量保证体系, 该质量保证体系已经通过国家认证并在正常运转。

11 一次、二次及土建接口要求

11.1 500kV 单相自耦变压器一次、二次及土建接口要求

11.1.1 电气一次接口

1) 一次接线端子

变压器每个套管应有一个可变化方向的平板式接线端子, 端子板具体尺寸要求如下图所示, 以便于接线安装。套管端子板应能承受引线张力和重力引起的力矩而不发生变形。

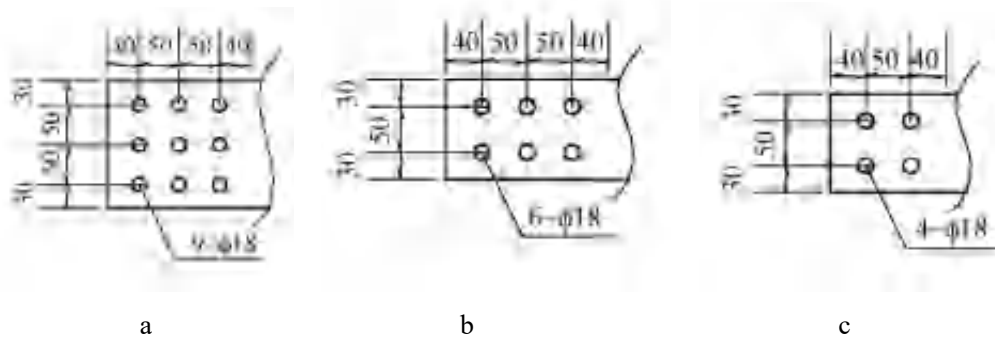


图 11.1 套管接线端子板尺寸图

a 适用于额定电流 3150~4000A, b 适用于额定电流 2000~2500A, c 适用于额定电流 630~1600A

2) 设备外形及基础

本条款适用 334MVA OFAF 或 ODAF 单相自耦变压器，图中基础尺寸为引导性条款。

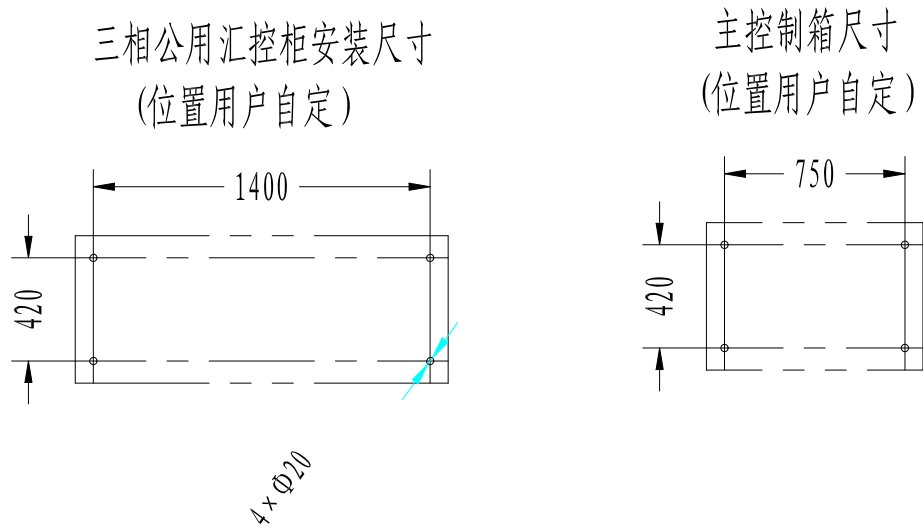
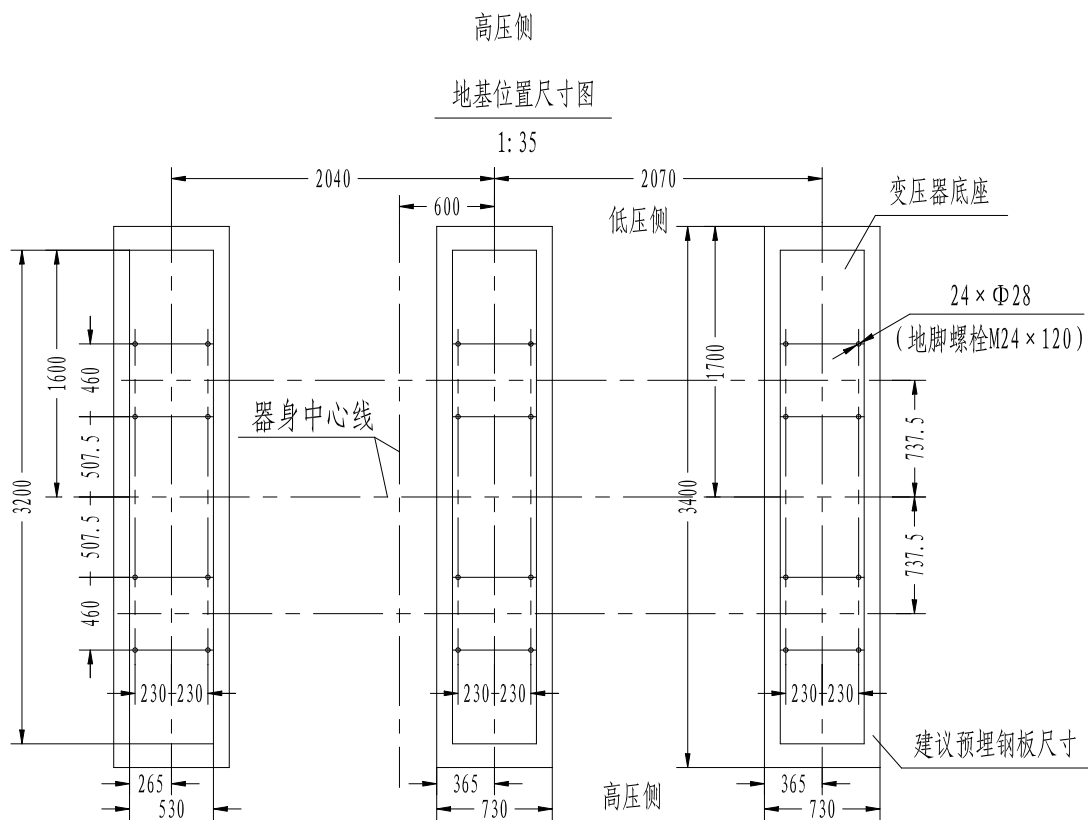


图 11.2 三相公用汇控柜尺寸图与主控制箱尺寸图



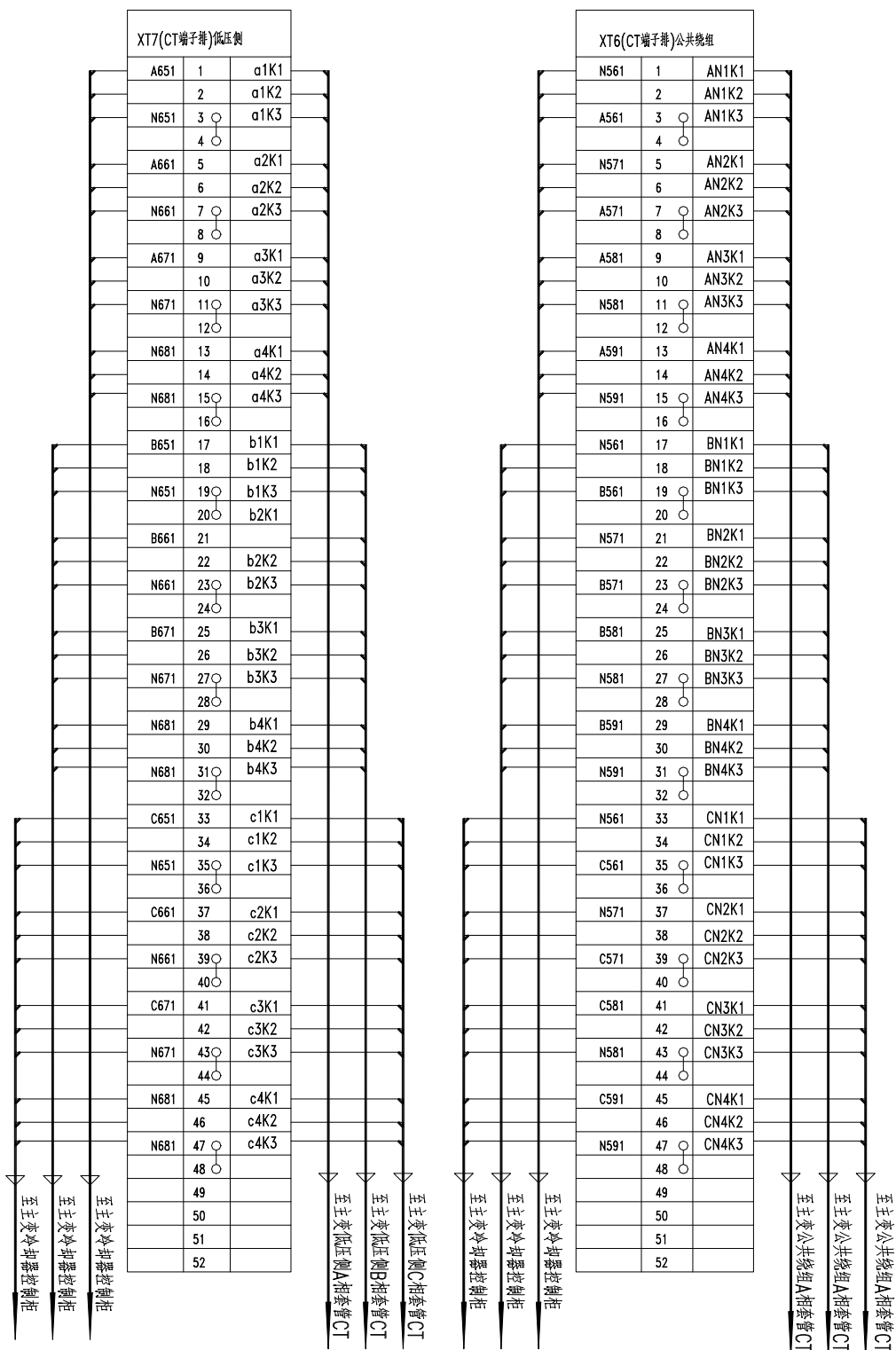
注：底座与变压器箱底已用螺栓连接。底座可直接焊在基础预埋钢板上，或在基础上设置地脚螺栓固定。

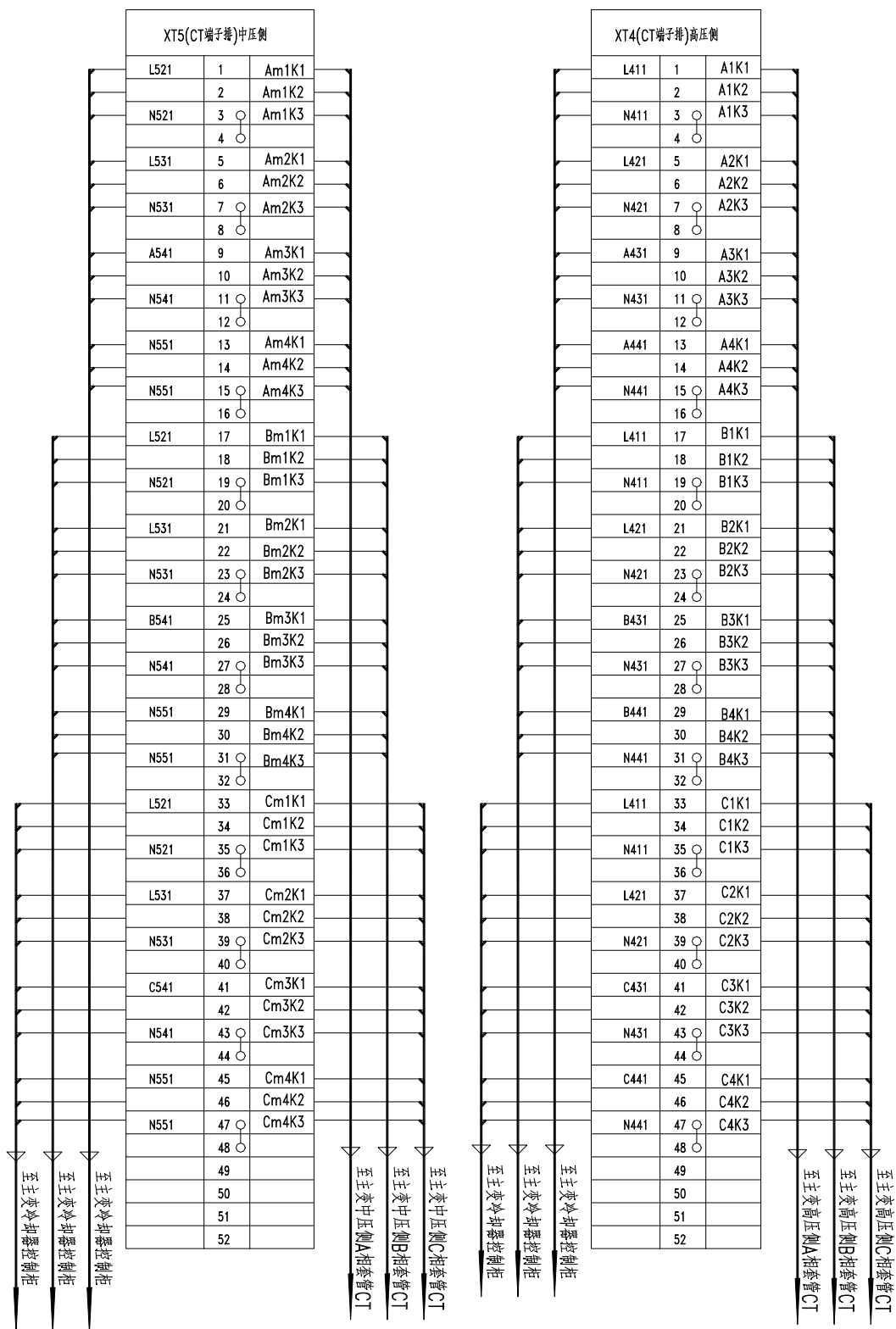
图 11.3

11.1.2 电气二次接口

本条款为引导性条款

1) 主变汇控柜端子排





2) 风冷控制柜端子排图

