

团 体 标 准

发电厂 1000 kV 变压器运行与维护导则

T / CSEE 0157 — 2020

*

中国电力出版社出版、印刷、发行

(北京市东城区北京站西街 19 号 100005 <http://www.cepp.sgcc.com.cn>)

*

2020 年 1 月第一版 2020 年 1 月北京第一次印刷

880 毫米×1230 毫米 16 开本 0.5 印张 19 千字

*

统一书号 155198 • 1872 定价 18.00 元

版 权 专 有 侵 权 必 究

本书如有印装质量问题，我社营销中心负责退换



中国电机工程学会官方微信



155198.1872

团 体 标 准

T / CSEE 0157 — 2020

发电厂 1000 kV 变压器运行与维护导则

Guide for operation and maintenance of 1000 kV power plant transformer



2020-01-15 发布

2020-03-15 实施

中国电机工程学会 发 布

目 次

前言..... II

1 范围..... 1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义 1

4 运行..... 1

 4.1 基本要求 1

 4.2 投运 2

 4.3 正常运行 2

 4.4 异常运行与处理 3

5 维护..... 3

 5.1 基本要求 3

 5.2 本体维护 3

 5.3 附件及备用相维护 4

附录 A（资料性附录） 双器身结构发电厂 1000 kV 变压器接线原理图 6

前 言

本标准按照《中国电机工程学会标准管理办法（暂行）》的要求，依据 GB/T 1.1—2009《标准化工作导则 第1部分：标准的结构和编写》的规则起草。

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。

本标准由中国电机工程学会提出。

本标准由中国电机工程学会高电压专业委员会技术归口并解释。

本标准起草单位：中电华创（苏州）电力技术研究有限公司、安徽淮南平圩发电有限责任公司、特变电工衡阳变压器有限公司、中电电力检修工程有限公司、中国电力国际有限公司。

本标准主要起草人：杨从明、陈聪、胡磊、王健、王海飞、沈立好、王晓剑、徐俊元、王锐、徐喆、何天磊、张庆、孙树波、阮柏松、毛思峰、任宪桥、王军、方晓东、俞卫新、郑敏聪、胡笳、程石、周建中、刘国训、梁辰。

本标准为首次发布。

本标准在执行过程中的意见或建议反馈至中国电机工程学会标准执行办公室（地址：北京市西城区白广路二条1号，100761，网址：<http://www.csee.org.cn>，邮箱：cseebz@csee.org.cn）。

发电厂 1000 kV 变压器运行与维护导则

1 范围

本标准规定了发电厂 1000 kV 变压器运行与维护的要求及方法。

本标准适用于发电厂 1000 kV 变压器的运行与维护。

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 2536 电工流体 变压器和开关用的未使用过的矿物绝缘油

GB/T 14542 变压器油维护管理导则

DL/T 345 带电设备紫外诊断技术应用导则

DL/T 540 气体继电器检验规程

DL/T 664 带电设备红外诊断应用规范

DL/T 722 变压器油中溶解气体分析和判断导则

DL/T 846.11 高电压测试设备通用技术条件 第 11 部分：特高频局部放电检测仪

DL/T 1094 电力变压器用绝缘油选用导则

DL/T 1176 1000 kV 油浸式变压器、并联电抗器运行及维护规程

DL/T 1409 发电厂用 1000 kV 升压变压器技术规范

DL/T 1416 超声波法局部放电测试仪通用技术条件

DL/T 1534 油浸式电力变压器局部放电的特高频检测方法

T/CEC 142 变压器油中溶解气体在线监测装置运行导则

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

发电厂 1000 kV 变压器 1000 kV power plant transformer

发电厂内用于将发电机出口电压直接升至 1000 kV 的变压器。

3.2

发电机-变压器组 generator-transform units

发电机与变压器发生故障或异常时，被保护的统一单元。

3.3

备用相变压器 standby single-phase transformer

发电厂内用于替换大型三相分体变压器运行的单相变压器。

4 运行

4.1 基本要求

4.1.1 发电厂 1000 kV 变压器技术条件应符合 DL/T 1409 的要求。

4.1.2 变压器应装设过励磁保护或发电机—变压器组过励磁保护，当发电机与变压器之间无断路器而共用一套过励磁保护时，其整定值按发电机或变压器过励磁能力较低的要求整定。

4.1.3 变压器差动保护用电流互感器额定一次电流应使各侧电流互感器的二次电流基本平衡。

4.1.4 纵联差动保护的 protection 范围应包括变压器套管及其引出线。

4.1.5 变压器气体继电器、突变压力继电器及压力释放阀应配置防雨罩。

4.1.6 变压器低压侧套管与封闭母线连接处宜装设在线测温装置。

4.2 投运

4.2.1 在变压器投运前，需确认发电机励磁系统处于热备用状态。

4.2.2 变压器投运前，为满足发电机进相深度要求，应确认变压器分接头挡位符合主管调度机构要求。

4.2.3 当发电机与变压器间无操作断开点时，可不作全电压冲击合闸试验，只进行低压侧零起升压试验。

4.2.4 投运前应确保变压器中性点、变压器箱体、铁芯、夹件和套管末屏等可靠接地。

4.2.5 变压器进行直流电阻电气试验后，应对变压器铁芯进行消磁。

4.2.6 新装、大修、事故检修或换油后的变压器，在施加电压前静置时间应符合制造厂家规定标准，如未作规定，应不少于 168 h。

4.2.7 新安装和大修后的变压器应严格按照厂家规定进行真空注油和热循环，真空度、抽真空时间、注油速度及循环时间均应满足厂家的具体规定及要求。

4.2.8 变压器在低温（环境温度低于 5℃）条件下投运时，须停运冷却风扇，提前启动至少两台潜油泵，且保障油流正常，变压器投运后待油温达到 10℃ 以上并保持 24 h 后，方可开启冷却风扇。

4.3 正常运行

4.3.1 发电厂 1000 kV 变压器日常运行时应每天检查一次，内容包括：

- a) 变压器高压、低压侧电压、电流、有功负荷等。
- b) 检查变压器的油温、绕组温度，并结合发电机功率及系统监控数据进行比较分析。
- c) 检查变压器的油位指示是否正常。
- d) 检查变压器的油箱、储油柜、套管、冷却装置、连接管路、阀门、法兰和焊缝等处密封性能是否良好，有无渗漏。
- e) 检查套管油温、油位是否正常，套管是否有破损裂纹、油污、放电痕迹或其他异常现象。
- f) 确认冷却装置运行正常，自动切换开关位置正确，运行状态相同的冷却装置手感温度应相近，风扇、油泵运行正常，并重点检查冷油器潜油泵负压区有无渗漏油，油流继电器工作是否正常。
- g) 检查导线、接头、母线上有无异物，确认引线接头、母线无发热，导线无松脱、断股现象。
- h) 检查变压器与封闭母线接头处是否有发热、变形、放电现象，外壳是否有振动。
- i) 检查压力释放阀状态是否正常，气体继电器内是否有气体。
- j) 确认储油柜吸湿器的硅胶变色未超过 2/3，油封杯的油色、油位正常。
- k) 检查各表计是否有进水、受潮现象。
- l) 确认各控制箱和二次端子箱封闭良好、无受潮，防潮加热器正常投入且运行正常。
- m) 检查油箱、铁芯、夹件接地和中性点接地是否牢固可靠。
- n) 检查变压器在线监控装置是否投运正常，有无报警信号。

4.3.2 高温季节、高负荷期及必要时，宜用红外热像仪对变压器箱体、套管、储油柜、冷却装置、各接头及低压侧封闭母线进行检测，检测方法及评定依据按 DL/T 664 执行。

4.3.3 在冬季低温期间，应根据厂家具体规定缩短对变压器吸湿器的巡视周期，并及时更换变色超过 2/3 的硅胶，避免吸湿器结冰堵塞。

4.4 异常运行与处理

4.4.1 当变压器冷却器全部停运时，若上层油温未达到 75℃，运行时间应不超过 1 h；若上层油温超过 75℃，运行时间应不超过 20 min。

4.4.2 当变压器的冷却装置发生故障时，应加强对变压器本体的温度监测，采用热成像仪对变压器进行红外测温检查，必要时投入备用冷却装置。

4.4.3 变压器三相负荷不平衡时，应加强对变压器温度和振动的监视。且必须严格监视最大相的负荷电流值不得超过额定值。若不平衡电流由机组内部故障引起，应立即将故障的机组停机并灭磁；若由系统原因引起，应立即报告调度设法消除。

4.4.4 发电机-变压器组相关保护动作跳闸后，应根据保护动作情况进行检查，必要时进行电气试验及变压器油样分析。

4.4.5 变压器在暂时工频过电压运行时，应尽快降低发电机励磁，使其在正常运行电压范围。

4.4.6 发电机或电网发生系统振荡后，应检查变压器油温是否满足厂家要求，若变压器油温异常应重点监测，必要时停电检修。

4.4.7 系统发生短路故障后，应检查油温是否正常，电气连接部分的金属连接母线、接头、接地引下线有无受力变形、松脱过热变色等迹象，检查在线监测系统记录的实时数据有无异常，并取油样化验分析，必要时进行电气试验。

4.4.8 变压器过负荷运行时，应退出发电机自动发电控制（AGC），手动控制汽轮机调门降低机组负荷。

5 维护

5.1 基本要求

5.1.1 变压器宜实行定期检修，并进行带电检测工作，根据设备运行状况及设备状态评估数据等，编制设备检修计划。

5.1.2 变压器需定期维护，维护过程中发现设备异常，应立即汇报并进行消除。不能及时消除的，应制定合理的监控运行措施，并结合发电厂各等级检修期或电网线路停电计划处理。

5.1.3 发电厂应就近设置备用相变压器，并开展备用相变压器维护工作。

5.1.4 变压器高压侧宜采用软导线设置断开点，并确保检修过程中有足够的电气安全距离。

5.1.5 变压器吸湿器管道不宜加设阀门，避免气体继电器误动。

5.1.6 变压器运行中可在中部和下部取油样进行油色谱分析，首次投运变压器应在变压器上部、中部和下部三个部位分别取样分析。

5.1.7 变压器大修、改造后投运的 72 h 内，应增加巡视次数，并进行紫外成像检测与红外精确检测，测量方法及判断依据按 DL/T 345、DL/T 664 执行。

5.1.8 定期对封闭母线、套管及变压器箱体进行红外热成像检测，测量方法及判断依据按 DL/T 664 执行。

5.2 本体维护

5.2.1 在高温高负荷或低温低负荷工况下，需重点检查变压器的油位，若达到油位表限值时，应根据变压器的“油位-油温曲线表”调整油位至厂家要求的运行位置。

5.2.2 验证现场油温温度指示是否正确，和远方测温系统指示比较是否一致，并且定期巡视在线气体监测装置，确保其保持良好状态，核对现场表计指示与远传数据一致，定期对数据进行比较分析。

5.2.3 在发电机或电网发生系统振荡后，应在下个检修期进行绕组变形试验。

5.2.4 对于变压器 1000 kV 侧绕组，直流电阻试验测试电流不宜大于 2.5 A。

5.2.5 采用脉冲电流法进行局部放电试验可取消变压器低压侧局部放电监测，局部放电试验后应做好末屏拆卸记录，局部放电测量过程中出现异常放电脉冲时，宜增加局部放电超声波监测，并综合分析判断。

5.2.6 变压器局部放电带电检测宜采用超声波、特高频和高频局部放电等检测方法，综合判断是否存在局部放电，如存在明显局部放电信号及图谱特征，应结合变压器油色谱分析判断，必要时停电检修处理。

5.2.7 变压器局部放电带电检测宜在发电厂停电检修前及必要时进行。

5.2.8 变压器油的选用按照 DL/T 1094 执行，新变压器油的验收按 GB 2536 执行，运行中变压器油监督维护与管理按 GB/T 14542 执行。

5.2.9 油色谱在线监测装置的维护项目及要求的按 T/CEC 142 执行，如发现特征气体数据有异常增长趋势或超过注意值，应及时取样至实验室复测，判断依据及方法按 DL/T 722 执行。

5.2.10 当变压器油分析结果有疑似局部放电或过热缺陷时，应结合带电检测手段进一步确认与定位，具体参照 5.2.11、5.2.12 执行。

5.2.11 超声波、特高频及高频局部放电检测方法应符合下列要求：

- a) 超声波局部放电测试仪的技术条件应符合 DL/T 1416 的要求，特高频局部放电检测装置技术条件应符合 DL/T 846.11 的要求。
- b) 超声波传感器应直接布置于变压器箱壁上，并避免将传感器布置于变压器油面以上的部位，不可在油箱加强筋、控制箱等部位布置传感器。
- c) 超声波局部放电检测时应考虑干扰信号的影响，如油箱振动、油泵及风扇噪声、现场电磁干扰等；需考虑超声波信号在变压器内的衰减和遮挡，如油箱内侧磁屏蔽或电屏蔽、绕组等的影响。特高频法局部放电检测时，若变压器未配置内置式传感器，应采取必要的屏蔽措施，尽量避免升压站中其他干扰信号进入探头检测范围。
- d) 当现场检测到疑似信号且具有明显的局部放电特征时，应对疑似局部放电源进行定位。
- e) 定位局部放电源宜采用时差法，应做好现场干扰信号的屏蔽措施，条件及方法按 DL/T 1534 执行。
- f) 使用高频法时，应根据不同的电力设备及现场情况选择适当的测试点，保持每次测试点的位置一致，以便于进行比较分析。
- g) 高频局部放电传感器和相位信息传感器，设备电流方向应与传感器的标注要求一致。

5.2.12 应定期检测主体变压器及调压变压器（参见附录 A）铁芯、夹件的接地电流，若大于首次投运的历史数据，应进行变压器油色谱分析，并采用高频法对变压器铁芯、夹件接地线部分进行局部放电带电检测。

5.2.13 变压器本体、导线、接头上有异物挂落时，应立即采用带电或停电方式清除处理。

5.3 附件及备用相维护

5.3.1 套管的维护应符合以下要求：

- a) 高压套管检修时应采用发电厂 1000 kV 变压器专用安装设备。
- b) 变压器各侧电压等级套管、中性点套管应无裂纹、破损、放电闪络痕迹。运行时可结合红外测温与紫外成像手段检测。
- c) 套管末屏接地应可靠牢固，若有放电声可采用紫外成像法进一步检测确认处理。
- d) 定期对套管进行紫外成像检测，测量方法及判断依据按 DL/T 345 执行，紫外成像检测时如果发现套管有放电应结合检修周期尽快处理，如果放电程度严重应尽快停电检修处理。
- e) 定期检查套管油位是否正常，有无渗油漏油现象，若套管油位低应及时补油，有渗油现象应及时确认渗油位置，必要时结合停电检修处理。

5.3.2 气体继电器的维护应符合以下要求：

- a) 气体继电器应备有合格的备品，并结合检修计划进行校验，校验周期按 DL/T 540 执行。
- b) 检查气体继电器密封性能是否良好，若有渗漏油现象应及时予以更换。
- c) 检查气体继电器中的气体量，如有气体，应分析成分、查明原因并排气。
- d) 气体继电器防雨罩应牢固可靠，必要时做加固处理。

5.3.3 冷却装置的维护应符合以下要求：

- a) 检查冷却器风扇和油泵的运行是否正常，有无异常噪声和振动，如有异常，应查明原因并处理，必要时更换。
- b) 检查冷却器各连接法兰及油泵密封性能是否良好，如存在渗漏油现象，应及时处理并记录渗漏油位置。
- c) 对冷却器的清洁应每年至少进行一次，特殊天气时需每天检查冷却器脏污、锈蚀情况，必要时进行清洁处理。
- d) 每半个月进行一次变压器备用冷却器启动试验并切换运行。
- e) 应确保冷却器控制箱内清洁无杂物，无渗漏水痕迹。柜内各电源开关、切换把手均在正确位置，指示灯指示正确，分接头驱动柜内各电源开关在正确位置。

5.3.4 吸湿器及压力释放阀的维护应符合以下要求：

- a) 检查吸湿器内硅胶变色情况，如变色超过 2/3，应进行更换。
- b) 检查油封杯内油位是否低于正常油位线，并检查其清洁情况，如果油杯油色变深，应及时更换新油。
- c) 压力释放阀防雨罩的固定应牢固可靠，必要时做加固处理。
- d) 检查是否有油从封口喷出或漏出，如有应重新更换压力释放阀。

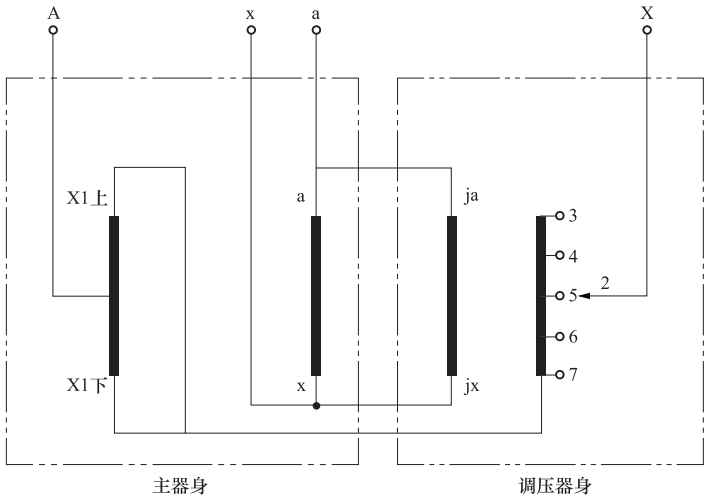
5.3.5 备用相变压器的维护应符合以下要求：

- a) 变压器高压侧套管应做可靠接地。
- b) 应对变压器上部、中部、下部三个部分别取样进行油色谱分析，取样周期为半年一次。
- c) 至少每月检查一次变压器各部件密封性能是否良好，若有渗油现象应及时处理并记录，在备用相变压器替换主变压器运行期间予以重点监测。

附录 A
(资料性附录)

双器身结构发电厂 1000 kV 变压器接线原理图

国内首台投运的发电厂 1000 kV 变压器采用双器身结构。本体变压器的高压绕组和低压绕组放置
在主器身上，单相四柱（两个芯柱、两个旁柱）高一低一高结构；调压变压器的器身调压绕组和励磁
绕组放置在调压器身上，采用单相两柱并联口字形铁芯结构。双器身结构发电厂 1000 kV 变压器接线
原理图见图 A.1。



说明：

- A —— 高压绕组首端；
- X1 上、X1 下 —— 高压绕组尾端；
- A、x —— 低压绕组首、尾端；
- ja、jx —— 励磁绕组首、尾端；
- X —— 高压中性点；
- 2~7 —— 分接开关。

图 A.1 双器身结构发电厂 1000 kV 变压器接线原理图