

预防110kV~500kV变压器(电抗器) 和互感器事故措施汇编

国家电力公司发输电运营部 编

预防110kV~500kV变压器(电抗器) 和互感器事故措施汇编

国家电力公司发输电运营部 编

**预防 110kV~500kV 变压器(电抗器)
和互感器事故措施汇编**
国家电力公司发输电运营 部

*

中国电力出版社出版 发行
(北京三里河路 6 号 100044 [http //www cepp com cn](http://www.cepp.com.cn))
北京通天印刷厂印刷

*

2003 年 2 月第一版 2003 年 2 月北京第一次印刷
850 毫米×1168 毫米 32 开本 8 印张 210 千字
印数 0001—5000 册

*

书号 155083·740 定价 20.00 元

版 权 专 有 翻 印 必 究

(本书如有印装质量问题,我社发行部负责退换)

关于征订《预防 110kV ~ 500kV 变压器（电抗器）和互感 器事故措施汇编》的函

（发输电函〔2002〕290号）

各有关单位：

随着我国电网的发展，变压器类设备在运台数和在役容量不断增加。为减少变压器类设备事故和障碍的发生，保证电网安全稳定经济运行，国家电力公司发输电运营部组织国电公司系统变压器类设备的有关专家，结合分析 1996 年以来变压器类设备运行及发生事故、障碍的实际情况，对原相关反事故措施进行了修订补充，形成了国电公司系统《预防 110kV ~ 500kV 变压器（电抗器）事故措施》和《预防 110kV ~ 500kV 互感器事故措施》，并已以发输电函〔2002〕158 号文印发，要求自 2003 年 1 月 1 日起实行。

各单位要认真学习、贯彻这两个反事故措施，并继续贯彻原电力工业部、机械工业部《关于提高国产 500kV（330kV）变压器制造质量和运行可靠性的意见》（电安生〔1994〕455 号）及原国家电力公司安运部、国家机械工业管理局《关于预防 110kV 及以上变压器短路损坏事故综合措施的意见》（安运技〔1998〕93 号）等文件要求。学习、贯彻两个反事故措施中，《500（330）kV 变压器及电抗器质量调查报告》（1982 年 ~ 2000 年 10 月）及《500（330）kV 变压器、互感器运行情况调查报告》（2000 年 1 月 ~ 2001 年 12 月）可供参考。

为方便学习，提高效率，现将上述 6 个文件汇编成为《预防 110kV ~ 500kV 变压器（电抗器）和互感器事故措施汇编》，由中国电力出版社以 32 开本正式出版发行，请各单位组织订购，认

真学习贯彻。

另外，12月份在海南召开的国电公司系统变压器工作座谈会会议资料三册，很有参考价值，请各使用单位直接从中国电力出版社《电力设备》编辑部订购。

电话：68358031-356，8370048

国家电力公司发输电运营部（印）

二〇〇二年十二月十九日

目 录

关于征订《预防 110kV ~ 500kV 变压器（电抗器）和
互感器事故措施汇编》的函（发输电函 [2002] 290 号）

1. 关于印发《预防 110kV ~ 500kV 变压器（电抗器）
事故措施》等两个文件的通知
（发输电 [2002] 158 号） 1
附件 1 预防 110kV ~ 500kV 变压器
（电抗器）事故措施 2
附件 2 预防 110kV ~ 500kV 互感器事故措施 16
附件 3 关于修订《预防变压器（电抗器）事故措施》和
《预防互感器事故措施》的说明 22
2. 《关于印发提高国产 500kV 变压器制造质量和运行
可靠性意见的通知》（电安生 [1994] 455 号） 25
附件 关于提高国产 500kV（330kV）变压器制造质量和
运行可靠性的意见 26
3. 关于印发“关于预防 110kV 及以上变压器短路损坏事故综
合措施的意见”的通知（安运技 [1998] 93 号） 37
附件 关于预防 110kV 及以上变压器短路损坏事
故综合措施的意见 38
4. 关于印发《500（330）kV 变压器及电抗器质量调查报告》
（1982 年 ~ 2000 年 10 月）和《500（330）kV 变压器、
互感器运行情况调查报告》（2000 年 1 月 ~ 2001 年 12 月）
的通知（发输电 [2002] 159 号） 41
附件 1. 《500（330）kV 变压器及电抗器质量调查报告》
（1982 年 1 月 ~ 2000 年 10 月） 42
附件 2. 《500（330）kV 变压器、互感器运行情况调查报告》
（2000 年 1 月 ~ 2001 年 12 月） 147

关于印发《预防 110kV ~ 500kV 变压器 (电抗器) 事故措施》等两个 文件的 通 知

发输电输 [2002] 158 号

各分(集团)公司、各省(自治区、直辖市)电力公司:

变压器类设备是电网的重要装备。随着我国电网的发展, 变压器类设备在运台数和在役容量不断增加。为减少变压器类设备的事故和障碍的发生, 保证电网安全稳定经济运行, 国家电力公司发输电运营部组织国电系统变压器类设备的有关专家, 结合分析 1996 年以来变压器类设备在电网中运行及发生事故、障碍的实际情况, 对由原电力工业部颁发的文件《预防 110kV ~ 500kV 变压器(电抗器)事故措施》、《预防 110kV ~ 500kV 互感器事故措施》(电安生 [1996] 589 号)进行了修订补充, 形成了国家电力公司系统《预防 110kV ~ 500kV 变压器(电抗器)事故措施》(附件 1)和《预防 110kV ~ 500kV 互感器事故措施》(附件 2), 现予颁布实施。关于修订《预防 110kV ~ 500kV 变压器(电抗器)事故措施》和《预防 110kV ~ 500kV 互感器事故措施》的说明(附件 3)同文下发。

请各单位在认真学习、贯彻《预防 110kV ~ 500kV 变压器(电抗器)事故措施》和《预防 110kV ~ 500kV 互感器事故措施》的同时, 在变压器类设备选型、定货、制造、安装中, 要继续遵照原电力工业部、机械工业部文件《关于提高国产 500kV (330kV) 变压器制造质量和运行可靠性的意见》(电安生 [1994] 455 号)的规定; 要继续贯彻原国家电力公司安运部、国家机械工业管理局文件《关于预防 110kV 及以上变压器短路损坏事故综合措施的意见》(安运技 [1998] 93 号)的文件精神; 在调试、

试验、运行和维护过程中要认真执行有关的交接和预防性试验规程、运行规程与检修规程。

新颁布的《预防 110kV ~ 500kV 变压器（电抗器）事故措施》、《预防 110kV ~ 500kV 互感器事故措施》自 2003 年 1 月 1 日起实行。

- 附件：1. 《预防 110kV ~ 500kV 变压器（电抗器）事故措施》
2. 《预防 110kV ~ 500kV 互感器事故措施》
3. 关于修订《预防 110kV ~ 500kV 变压器（电抗器）事故措施》和《预防 110kV ~ 500kV 互感器事故措施》的说明

国家电力公司发电运营部（印）

二〇〇二年十二月五日

附件 1

预防 110kV ~ 500kV 变压器 （电抗器）事故措施

1 预防变压器绝缘击穿事故

1.1 防止水及空气进入变压器

1.1.1 变压器在运输和存放时，必须密封良好。充气运输的变压器运到现场后，在安装前应装设压力表，密切监视气体压力。压力过低时要补干燥气体。现场放置时间超过 6 个月的变压器应注油保存，并装上油枕和胶囊，严防进水受潮。注油前，必须测定密封气体的压力，检查密封状况，必要时应测露点。为防止变压器在安装和运行中进水受潮，套管顶部将军

帽、储油柜顶部、套管升高座及其连管等处必须良好密封。必要时应进行检漏试验。如已发现绝缘受潮，应及时采取相应措施。

1.1.2 对于延伸式结构的冷却器，冷却器与箱体之间宜采用金属波纹管连接。

1.1.3 新建或扩建工程的变压器一般不采用水冷却方式，如因特殊场合必须采用水冷却方式，则应采用双层铜管冷却系统。对于在役的水冷却变压器，其水冷却器和潜油泵在安装前应逐台按照制造厂的安装使用说明进行检漏试验，必要时解体检查。运行中的水冷却器必须保证油压大于水压。应打开潜油泵进油阀门，用出油阀调节油流量。运行中要定期监视压差继电器和压力表的指示。每台水冷却器都应装有放水阀门，并检查水中有无油花。在冬季应防止未运行冷却器冻裂。结合大、小修对冷却器的油管进行检漏。

1.1.4 变压器投入运行前必须多次排除套管升高座、油管道中的死区、冷却器顶部等处的残存气体。强油循环变压器在投运前，要启动全部冷却设备使油循环，停泵排除残留气体后方可带电运行。更换或检修各类冷却器后，不得在变压器带电情况下将新装和检修过的冷却器直接投入，防止安装和检修过程中在冷却器或油管路中残留的空气进入变压器。

1.1.5 对新安装或大修后的变压器应按制造厂说明书规定进行真空处理和注油，其真空度、抽真空时间、进油速度等均应达到要求。装设有载调压开关的油箱要同时抽真空，并与变压器本体油箱同时达到相同的真空度，避免开关油箱渗油。

1.1.6 装有排污阀的储油柜，应结合小修进行排污放水。从储油柜补油或带电滤油时，应先将储油柜的积水放尽。不得从变压器下部进油，防止水分、空气或油箱底部杂质进入变压器器身。

1.1.7 当气体继电器发出轻瓦斯动作讯号时，应立即检查

气体继电器，及时取气样检验，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。

1.1.8 应检查呼吸器的油封、油位是否正常，切实保证畅通。干燥剂应保持干燥、有效。

1.1.9 停运时间超过 6 个月的变压器在重新投入运行前，应按预试规程要求进行有关试验。对于油中含水量超标或本体绝缘性能不良的变压器，如在寒冬季节停运一段时间，则投运前要用真空加热滤油机进行热油循环，按规程试验合格后再带电运行。

1.1.10 加强潜油泵、储油柜的密封监测，如发现密封不良应及时处理。

1.2 防止异物进入变压器

1.2.1 除制造厂有特殊规定外，在安装变压器时应进入油箱检查清扫，必要时应吊心检查、清除箱底异物。导向冷却的变压器要注意清除进油管道和联箱中的异物。

1.2.2 变压器安装或更换冷却器时，必须用合格绝缘油反复冲洗油管道、冷却器和潜油泵内部，直至冲洗后的油试验合格并无异物为止。如发现异物较多，应进一步检查处理。

1.2.3 要防止净油器装置内的活性氧化铝或硅胶粉末进入变压器。对于全密封变压器不宜采用净油器。运行单位应定期检查滤网和更换吸附剂。

1.2.4 潜油泵应采用耐磨性能好的 E 级轴承，禁止使用无级别轴承。有条件时，上轴承应改用向心推力球轴承。推荐选用转速不大于 1000r/min 的低速油泵。对转速为 3000V/min 的高速油泵应安排更换。对于盘式电机油泵，应注意定子和转子的间隙调整，防止铁心的平面摩擦。运行中如出现过热、振动、杂音及严重渗漏油等异常时，应安排停运检修。各地应结合设备实际运行情况，合理安排潜油泵的定期检查修理。

1.2.5 变压器内部故障跳闸后，应切除油泵，避免故障产

生的游离碳、金属微粒等异物进入变压器的非故障部位。

1.2.6 在安装、大修吊罩或进入检查时，除应尽量缩短器身暴露于空气的时间外，还要防止工具、材料等异物遗留在变压器内。进行真空油处理时，要防止真空滤油机轴承磨损或滤网损坏造成金属粉末或异物进入变压器。为防止真空泵停用或发生故障时，真空泵润滑油被吸入变压器本体，真空系统应装设逆止阀或缓冲罐。

1.2.7 运行中油流继电器指示异常时，注意检查油流继电器挡板是否损坏脱落。

1.3 防止绝缘损伤

1.3.1 变压器在吊检和内部检查时应防止绝缘受伤。安装变压器穿缆式套管应防止引线扭结，不得过分用力吊拉引线。如引线过长或过短应查明原因予以处理。检修时严禁蹬踩引线和绝缘支架。

1.3.2 安装或检修中需要更换绝缘件时，应采用符合制造厂要求，检验合格的材料和部件，并经干燥处理。

1.4 防止线圈温度过高、绝缘劣化或烧损

1.4.1 变压器过负荷运行应按照 GB/T 15164—1994《油浸式电力变压器负载导则》和 DL/T 572—1995《电力变压器运行规程》执行。如果过负荷运行时间较短，例如少于 5min，可作为应急处理。

1.4.2 应要求制造厂提供变压器的负荷能力表。负荷能力表经用户核校后执行。

1.4.3 运行中变压器的热点温度不得超过 GB/T 15164—1994 规定的限值 and 特定限制。在实际运行中应对负载电流和顶层油温加以监控。

1.4.4 因散热器（冷却器）外部脏污、油泵效率下降等原因，使散热器（冷却器）的散热效果降低时，要适当缩短允许过负荷时间。变压器的风冷却器每 1~2 年用压缩空气或水进行一次外部冲洗，以保证冷却效果。

1.4.5 当变压器有缺陷或绝缘出现异常时，不得超过额定电流运行，并加强运行监视。

1.4.6 对于负荷能力受到怀疑或经过改造的变压器，必要时应进行温升试验来确定其负荷能力。当怀疑线圈局部过热时（如由绝缘膨胀或油道堵塞等引起），可酌情降低极限出力。

1.4.7 强油循环变压器的冷却系统故障时，变压器允许的负荷水平、持续时间和顶层油温等均应符合变压器运行规程或制造厂规定。

1.4.8 强油循环的冷却系统必须有两个相互独立的电源，并装有自动切换装置。要定期进行切换试验。信号装置应齐全可靠。

1.4.9 冷却器的风扇叶片应校平衡并调整角度，注意定期维护保养正常运行。对振动大、磨损严重的风扇电机应进行更换。

1.4.10 对运行年久、温升过高或长期过载的变压器可进行油中糠醛含量测定，以确定绝缘老化的程度，必要时可取纸样做聚合度测量，进行绝缘老化鉴定。

1.5 防止过电压击穿事故

1.5.1 运行在中性点有效接地系统中的中性点不接地变压器，在投运、停运以及事故跳闸过程中，为防止出现中性点位移过电压，必须装设可靠的过电压保护。在投切空载变压器时，中性点必须可靠接地。

1.5.2 变压器应采用氧化锌避雷器保护。

1.5.3 通过长电缆（或气体绝缘电缆）与 GIS 相连的变压器，为避免因特高频操作过电压（VFTO）造成高压线圈首端匝间绝缘损坏事故，除了要求制造厂采取相关措施外（如加大变压器入口等值电容等），运行中应采用“带电冷备用”的运行方式（即断路器分闸后，其母线侧刀闸保持合闸状态运行），以减少投切空载母线产生 VFTO 的概率。

1.5.4 变压器中性点应有两根与主接地网不同地点连接的

接地引下线，且每根接地引下线均应附合热稳定要求。

1.6 防止工作电压下的击穿事故

1.6.1 新安装 220kV 及以上电压等级的变压器，交接试验中应按照国标或行业标准进行局部放电试验，并要求加于匝间和主绝缘的试验电压为 1.5 倍设备最高电压。110kV 电压等级的新安装变压器，可比照执行。

1.6.2 大修更换绝缘部件或部分线圈并经干燥处理后的变压器，也应进行局部放电试验。试验中要以局部放电量的限制水平作为试验的另一项控制指标，而不应仅以试验电压是否达到 DL/T 596—1996《电力设备预防性试验规程》规定的电压值来要求，避免因施加电压过高而造成缺陷的扩大。

1.6.3 运行中的变压器油色谱异常、怀疑设备存在放电性故障时，可进行局部放电试验。进行试验的原则同 1.6.2。

1.6.4 500kV（含 330kV）变压器、并联电抗器绝缘油中出现乙炔时，应立即缩短监测周期，跟踪监测变化趋势。对于 500kV（含 330kV）并联电抗器，当油中可燃气体增加，并伴有少量乙炔产生，但乙炔含量趋于稳定时，可区别对待，适当放宽运行限值。但应查明原因，并注意油中含气量的变化。

1.6.5 对 220kV 及以上电压等级的三相变压器，根据运行经验和监测结果，如果怀疑存在围屏树枝状放电故障，则在吊罩检修时应解开围屏直观检查。

1.6.6 对薄绝缘变压器，可按一般变压器设备进行技术监督。如发现严重缺陷，变压器本体不宜再进行改造性大修，对更换下来的薄绝缘变压器也不应再迁移安装。

1.7 防止保护装置误动、拒动

1.7.1 变压器的保护装置必须完善可靠，严禁变压器及变压器中低压侧设备无保护投入运行。确因工作需要使保护装置短时停用时，应制定相应的安全防护措施，并于工作完成后立即将变压器保护装置恢复使用。

1.7.2 气体继电器应安装调整正确，定期校验，消除因接

点短接等造成的误动因素。如加装防雨罩，避免接点受潮误动。

1.7.3 防止因储油柜系统安装不当，造成喷油、出现假油面或使保护装置误动作。

1.7.4 压力释放阀的动作接点应接入信号回路。当根据需
要将压力释放阀的动作接点接入跳闸回路时，应有完备的防误动
措施：如同一设备上两台压力释放装置的动作接点互相串联，接
点盒增加防潮措施等。

1.7.5 线圈温度计和顶层油温度计的动作接点应接信号，
不宜接跳闸。

1.7.6 220kV 及以上主变压器宜装设故障录波器，录取故
障情况下的主变电流、电压、相别、持续时间等参数，以提高事
故分析质量，为制定防范措施提供可靠依据。

1.7.7 220kV 及以上变压器的高、低压侧后备保护，应由
不同的直流电源供电，防止因故失去直流时，造成后备保护全部
瘫痪，长时间切不断故障并扩大事故的后果。

2 预防铁心多点接地和短路故障

2.1 在检修时应测试铁心绝缘，如有多点接地应查明原
因，消除故障。

2.2 安装时注意检查钟罩顶部与铁心上夹件的间隙，如有
碰触，应及时消除。

2.3 用于运输中临时固定变压器器身的定位装置，应在安
装时将其脱开。

2.4 穿心螺栓的绝缘应良好，并注意检查铁心穿芯螺杆绝
缘外套两端的金属座套，防止座套过长触及铁心造成短路。

2.5 线圈压钉螺栓应紧固，防止螺帽和座套松动掉下造成
铁心短路。铁心及铁轭静电屏蔽引线等应固定好，防止出现电位
悬浮产生放电。

2.6 铁心、夹件通过小套管引出接地的变压器，应将接地
引线引至适当位置，以便在运行中监测接地线中是否有环流，当

运行中环流异常增长变化，应尽快查明原因，严重时应检查处理并采取措施，例如环流超过 300mA 又无法消除时，可在接地回路中串入限流电阻作为临时性措施。

3 预防套管事故

3.1 订货时，对变压器套管外绝缘不仅要提出与所在地区污移等级相适应的爬电比距要求，也应对伞裙形状提出要求。重污区可选用大小伞结构瓷套，并满足 IEC60815 的要求。应要求制造厂提供淋雨条件下套管人工污移试验的型式试验报告。不得订购有机粘接接缝过多的瓷套管和密集形伞裙的瓷套管，防止瓷套出现裂纹断裂和外绝缘污闪、雨闪故障。

3.2 鉴于套管出厂试验的周边条件与安装在变压器上运行条件的差异，应要求套管的工频耐受电压和雷电冲击耐受电压的水平比变压器线圈的绝缘水平高一级。高原地区可只按海拔进行校正。

3.3 500kV 套管今后宜选用导杆式结构套管，防止穿缆结构密封不良所带来的进水受潮问题和其他弊病。套管安装时注意处理好套管顶端导电连接和密封面。并检查端子受力和引线支承情况，检查外部引线的伸缩节及其热胀冷缩性能。防止套管因过度受力引起的渗漏油。与套管相连接的长引线，当垂直高差较大时要采用引线分水措施。

3.4 安装在供货变压器上的套管必须是进行出厂试验时该变压器所用的套管。油纸电容套管安装就位后，110 ~ 220kV 套管应静放 24h，330 ~ 500kV 套管应静放 36h 后方可带电。

3.5 定期对套管进行清扫，防止污秽闪络和大雨时闪络。在严重污秽地区运行的变压器，可考虑在瓷套上加装硅橡胶辅助伞裙套（也称增爬裙）或采用涂防污闪涂料等措施。加装增爬裙时应注意固体绝缘界面的粘结质量，并应利用停电机会检查其劣化情况，出现问题及时处理。

3.6 对 110kV 及以上变压器套管进行解体检修时，组装后

应采用真空注油，真空度及抽真空时间应符合制造厂的要求，检修后的套管应进行局部放电测量和额定电压下的介损试验。

3.7 经常注意保持套管油位正常，运行人员正常巡视时应检查记录套管油面情况。套管渗漏油时应及时处理，防止内部受潮而损坏。

3.8 应采用红外热成像技术检查运行中的套管引出线联板的发热情况及油位，防止因接触不良导致引线过热开焊或缺油引起的绝缘事故。

3.9 变压器套管上部注油孔的螺栓胶垫，应结合检修检查更换。

3.10 注意油纸电容型套管的介损、电容量、油色谱分析结果的变化趋势，发现问题及时处理。新安装的变压器套管及事故抢修所装上的套管，投运后的半年内，应测量一次套管介损，必要时可取油样做一次色谱分析。

3.11 作为备品的 110kV 及以上套管，应竖直放置，如水平存放，其油枕抬高角度应满足制造厂要求。安装前应进行局放测量和额定电压下的介损试验。

4 预防引线事故

4.1 在安装或大修时，应注意检查引线、均压环（球）、木支架、胶木螺钉等是否有变形、损坏或松脱。注意去除裸露引线上的毛刺及尖角，发现引线绝缘有损伤的应予修复。对线端调压的变压器要特别注意检查分接引线的绝缘状况。对高压引出线结构及套管下部的绝缘筒应在制造厂代表指导下安装，并检查各绝缘结构件的位置，校核其绝缘距离及等电位连接线的正确性。

4.2 应要求制造厂提供测试用套管末屏接地线的引出线连接端子。对于现有采用螺栓式末屏引出方式的套管，在试验时要注意防止螺杆转动，避免内部末屏引出线扭断。如有损坏应及时处理，保证带电时末屏可靠接地。对于新订设备，要求制造厂采取防止螺杆转动的措施。

4.3 在线圈下面水平排列的裸露引线，宜加包绝缘，以防止金属异物碰触引起短路。

4.4 在大电流套管导杆引线两端，都应配有锁母和蝶形弹簧垫圈以防止螺母松动。

4.5 变压器套管的穿缆引线应包扎绝缘白布带，以防止裸引线与套管的导管相碰、分流烧坏引线。

5 预防分接开关事故

5.1 变压器安装完毕准备投入运行前及无励磁分接开关改变分接位置后，必须测量所使用分接的直流电阻，合格后方可投入运行。

5.2 安装和检修时应检查无励磁分接开关的弹簧状况、触头表面镀层及接触情况、分接引线是否断裂及紧固件是否松动。为防止拨叉产生悬浮电位放电，应采取等电位连接措施。

5.3 有载调压开关在安装时及运行中，应按出厂说明书进行调试和定期检查。要特别注意分接引线距离和固定状况、动静触头间的接触情况和操作机构指示位置的正确性。

5.4 应掌握变压器有载调压开关（OLTC）带电切换次数。对调压频繁的 OLTC，为使开关灭弧室中的绝缘油保持良好状态，可考虑装设带电滤油装置。有带电滤油装置的 OLTC，在带电切换操作后，应自动或手动投入滤油装置。对于长期不切换的 OLTC 也应定期（周期不应长于半年）启动带电滤油装置。无带电滤油装置的 OLTC，应结合主变小修安排滤油。必要时亦可换油。

6 预防绝缘油劣化

6.1 加强油务监督管理工作，定期进行绝缘油的色谱分析和简化分析，保持油质良好。对新油要加强质量控制，油运抵现场经处理并取样分析合格后，方能注入设备。用户可根据运行经验选用合适的油种。变压器的绝缘油应严格按规程控制含水量、