

第一篇

生 产 设 备

供电企业安全性评价重点问题和整改措施

供电企业安全性评价重点问题和整改措施

供电企业安全性评价重点问题和整改措施

电力变压器、电抗器和互感器

电力变压器、电抗器和互感器设备存在的问题，带有一定的普遍性。主要有以下几方面。

第一节 绝缘油中溶解气体色谱分析

《电力设备预防性试验规程》(DL/T 596—1996) 与《变压器油中溶解气体分析和判断导则》(DL/T 722—2000) (以下分别简称为《规程》和《导则》)对绝缘油中溶解气体色谱分析方面均有规定。虽然两者都是行之有效的，但其中有些规定不完全一致。在安全性评价中，我们对不完全一致的规定，都分别与现场情况进行对比评价。并建议有关企业按标准中最高要求执行。

有些企业对上述《规程》和《导则》中规定的色谱分析要求，重视不够，执行不够认真。问题主要表现在以下几方面：

一、未严格按照规定进行检测

对绝缘油中溶解气体的色谱分析，按《导则》规定，新投运的设备及大修后的设备，投运前至少应作一次检测。如果在现场进行感应耐压和局部放电试验，则应在试验后再作一次检测。在投运后的第4、10、30天，应各做一次检测。若无异常，可转为定期检测。但对电压为330kV及以上的变压器和电抗器，还应在投运后的第一天增加一次。

《规程》中只对新投运的设备作了上述规定，但对大修后的设备未作规定。增加了对500kV设备在投运后第一天增加一次检测的规定。

对运行中的变压器和电抗器，《规程》中规定：330kV及以上的变压器和电抗器（《导则》中还包括容量240MVA及以上变压器）3个月检测一次；220kV变压器6个月检测一次；其余8MVA及以上的变压器（《导则》中还包括66kV及以上的变压器）1年检测一次。

在我们所进行过安全性评价的单位中，没有一个单位认真执行了上述的所有规定。如新投运和大修后的变压器，在投运后大都未在第4、10、30天各做一次检测。一般只是在投运后3个月或6个月，或1年时才进行检测。

二、绝缘油中溶解气体超标

(1) 绝缘油中出现溶解气体超标不及时处理。《规程》规定，运行设备绝缘油中溶解气体含量超过下列数值时应引起注意：变压器为：总烃 $>150\text{ppm}$ ，氢 $>150\text{ppm}$ 或乙炔 $>5\text{ppm}$ （330kV及以上的变压器为 1ppm ）；套管为：氢 $>500\text{ppm}$ ，甲烷 $>100\text{ppm}$ ，对110kV及以下的套管乙炔 $>2\text{ppm}$ ，对220~500kV的套管，乙炔 $>1\text{ppm}$ 。

某台220kV变压器，A相套管绝缘油中含氢量达1010.5ppm，超标一倍多，乙炔含量达1806ppm，超标近千倍，未及时处理。有的单位的主变压器，上述三项指标均有不

同程度的超标。有关人员认为，规程中只提出应引起注意，我们已经注意了（实际上是无所作为），不会有什么问题，因而毫不在意。有个供电局一台 220kV 变压器，氢气严重超标，经过脱气处理投运后不久，发现氢气仍不断增长，直到超标，再次脱气处理后投运，氢气仍不断增长，一直未吊罩检查，终于在运行中发生爆炸。事故后检查发现系由于铁芯短路所引起。

此外，《导则》中还规定：对出厂和新投运的设备，变压器和电抗器绝缘油中含气量氢 $<10\text{ppm}$ 、乙炔为 0、总烃 $<20\text{ppm}$ ；套管油中含气量氢 $<150\text{ppm}$ 、乙炔为 0、总烃 $<10\text{ppm}$ 。从交接记录中可以看出，一些单位的设备大都超过了上述数值，在验收时运行单位未向厂家提出问题。

(2) 溶解气体产气速率超过规定注意值未采取措施。对运行中的设备，绝缘油中溶解气体的产气速率限值，《规程》规定为：开放式设备产气速率 $>0.25\text{ml/h}$ （开放式），密封式设备产气速率 $>0.5\text{ml/h}$ ，或相对产气速度 $>10\%/月$ 时，则认为设备有异常。对 330kV 及以上的电抗器，当出现痕量的乙炔（ $<5\text{ppm}$ ）时，也应引起注意）。《导则》规定：总烃、乙炔、氢、CO 和 CO_2 的绝对产气速率的注意值，开放式的变压器分别为 6、0.1、5、50 和 100ml/h ；隔膜式的分别为 12、0.2、10、100 和 200ml/h 。

当运行设备绝缘油中溶解气体的产气速率超过上述限值时，应采取跟踪检测的办法，监视其发展趋势，以便根据情况及时采取措施加以处理。

有的单位变压器油中总烃和含氢量，从不到 100ppm 增加到 150ppm 以上，而且增长速度已超过限值，从未进行过跟踪检测。有一个大型发电厂的 3 台 500kV，716MVA 变压器，投运 6 年来变压器油中总烃含量多次超标，虽几次脱气处理后，总烃含量仍然不断增长直到超标。其中有一台发生过套管爆炸事故。但该厂除了进行变压器油色谱分析和油质试验外，未进行过认真分析，对《规程》中规定的其他检测项目，大都未进行检测（当某个检测项目出现问题，无法进行深入的分析时，通过其他检测项目的测试结果，进行综合性分析，往往能揭示问题的所在）。我们认为对电气设备，尤其是对高压和超高压电气设备，不按规定的项目和周期进行试验，如不进行介质损耗试验、不检测绕组的直流电阻等，不可能对设备内部的故障情况做进一步的分析和判断，是很危险的。从技术管理上对设备的技术状况难于做到心中有数，实际上是让设备长期处于盲目的运行状态。

又如某单位的 500kV 主变压器，在 1996 年试验中发现三相总烃虽未超标，但都有增长趋势。到 1997 年 1 月 9 日试验时，C 相已超过注意值达 188.9ppm ，1997 年 2 月 24 日试验时，又发现 B 相超标达 153.8ppm ，A、C 两相继续增长（A 相还未超标、C 相增达 210ppm ）。1997 年 5 月 13 日进行脱气处理后测试，A、B、C 三相总烃分别下降到 68.8、61.6 和 41ppm 。1997 年 6 月 18 日测试时，三相都普遍增加了，到 1997 年 7 月 24 日测试时，C 相已超标达 164.7ppm ，A、C 两相也增加到接近注意值。1997 年 10 月 22 日测试时，三相都超过注意值，分别为 171.9、189.9 和 277.8ppm 。1998 年 1 月 20 日测试，三相分别增长到 192.6、233.7 和 304.2ppm 。1998 年 2 月 26 日第二次脱气后测试，三相分别下降至 13.1、8.1 和 11.1ppm ，以后继续跟踪测试了 8 次，三相总烃仍呈逐渐增长趋势。到 1998 年 9 月 9 日测试时，有两相已超过注意值，10 月 29 日再次测试时，三相都

全都超过注意值，分别为 153.2、171.4 和 190ppm。当年 11 月，邀请有关专家作技术鉴定。结论为低温过热，并提出一些进一步进行跟踪检测和研究改进的建议，认为短期内不会发生突发性损坏故障。可是运行不久，C 相就发生了爆炸事故。由此说明，变压器油中溶解气体总烃、氢或乙炔超标，或增长速率超过限值，仅靠缩短检测周期跟踪测试分析和进行脱气处理是不够的。有必要认真对待，建议进行大修检查处理。

有的单位变压器在历次试验中从未发现油中含有乙炔，可是在最近一次试验中突然出现乙炔，但未超标；有的变压器在历次试验中，虽然油中含有一定量的总烃、氢或乙炔，但均未超标，可是在最近几次试验中，发现上述气体有增长趋势。有关人员认为没有超标，就未引起注意，这种麻痹思想是非常危险的。

三、互感器绝缘油中含氢量严重超标

在《规程》中，对互感器绝缘油中溶解气体含量的注意值规定为：总烃 100ppm，氢 150ppm，在 110kV 以下的电流互感器乙炔为 2ppm、220~500kV 的电流互感器乙炔为 1ppm；电压互感器不分电压等级均为 2ppm。

许多供电局电流互感器绝缘油中含氢量超标比较突出，有的高达数百 ppm，而且多达数十台，甚至上百台。互感器中绝缘油中氢气严重超标，也有发生过爆炸事故的。如某供电局一台 220kV 电流互感器含氢量超标，虽然连续进行过两次脱气处理，投运后虽然含氢量减少了，但运行不久，含氢量又不断增长。有关人员对此现象不但没有提高警惕，反而产生了麻痹情绪，直到含氢量增达 1000ppm 以上发生爆炸，将附近的变压器套管和断路器炸坏了，220kV 母线也被炸伤。事故后检查发现原来是电流互感器油纸绝缘中存在局部放电故障。

四、对变压器油中出现的 CO 和 CO₂ 含量增长普遍注意不够

在《导则》中规定了 CO 和 CO₂ 含量的注意值。当 CO₂/CO>7 时，可能设备的固体绝缘材料已出现老化；当 CO₂/CO<3 时，有可能是固体绝缘材料的温度已高于 200℃。在安全性评价中我们发现，从许多单位提供的对绝缘油溶解气体的检测数据中，CO 和 CO₂ 含量已有明显的增长趋势，有的甚至是成倍增长，但大多数单位对此却毫不在意。

针对上述四方面的问题提出以下处理建议：

(1) 按《规程》和《导则》中的规定的项目和周期对绝缘油中的溶解气体进行检测，是监视变压器、电抗器和互感器安全运行的一种重要手段。绝缘油是由许多不同分子量的碳氢化合物分子组成的混合物，这些碳氢化合物由 C-C 键键合在一起。由于局部放电或过热性故障的结果，使某些 C-H 键和 C-C 键断裂，伴随生成少量活泼的氢原子和不稳定的碳氢化合物自由基。这些氢原子或自由基通过复杂的化学反应迅速重新化合，形成氢气和低分子烃类气体，如甲烷、乙烷、乙烯、乙炔等。当故障能量较大时，也可能聚集成游离气体。低能量故障，如局部放电，通过离子反应，促使最弱的 C-H 键断裂，重新化合成氢气而积累。乙炔一般是在 800~1200℃ 下生成。大量乙炔是在电弧的弧道中产生的。因此，可以说乙炔是放电性故障的特征气体。

这些从油中分解出的故障气体，形成气泡，通过对流、扩散，不断地溶解在油中。其组成和含量，与故障的类型及其严重程度有密切关系。因此，定期对变压器油中溶解的气

体进行色谱分析，能及时发现设备内部存在的潜伏性故障，并可随时监视故障的发展状况。

在变压器中能造成过热性故障的原因，是由于在导电回路中分接开关接触不良、引线接头焊接或接触不良、低压绕组股间漏磁不均、在焊接接头处造成的电位差及其涡流和匝间短路等，以及在磁路上铁芯短路、铁芯多点接地、漏磁或主磁通在某些部件上（如穿芯螺栓）引起的涡流发热等造成。

能造成放电性故障的原因，是由于处在电场集中处的局部放电、某些应接地而未接地的金属部件上的悬浮电位放电以及变压器受潮等原因引起的围屏或撑条上的树枝状放电、油流静电放电等。

纸、层压板或木块等固体绝缘材料分子内含有大量的无水右旋糖环和弱的 C-O 键及葡萄糖甙键，其热稳定性比油中的碳氢键要弱，并能在较低的温度下重新化合。聚合物裂解的有效温度高于 105℃，完全裂解和碳化的温度高于 300℃，在生成水的同时，生成大量的 CO 和 CO₂ 及少量的烃类气体，同时油被氧化。CO 和 CO₂ 的形成不仅随温度而且随油中氧的含量和纸的湿度增加而增加。所以，当绝缘油中出现大量的 CO 和 CO₂ 时，可判断设备中已出现低温过热现象。

(2) 当绝缘油中溶解气体含量出现增长趋势或超过注意值时，说明变压器已出现异常，尤其是突然发现乙炔时，说明在变压器内部已出现放电性故障，应给予高度重视，及时组织技术分析，找出真实原因加以处理。一般当溶解气体出现变化就应进行跟踪检测，并适当缩短检测周期。如属过热性故障，产气速度不高，应坚持每 3 个月跟踪检测分析一次。若发现各分组气体的产气速率已超过注意值或乙炔含量有增长趋势时，还应进一步缩短检测分析周期，并加强监视，观察产气率。并根据三比值法或其他经验，初步判断是否存在过热或放电性故障。

(3) 通过作绕组直流电阻、铁芯接地电流、铁芯对地绝缘电阻测定和空载试验、负荷试验等查找造成过热性故障的原因。

(4) 通过局部放电试验查找造成放电性故障的原因。造成放电性故障的原因已如上所述。按 GB 1094.3 规定，220kV 及以上电压等级的变压器，在安装后交接试验时和大修后都应进行局部放电试验。

(5) 潜油泵的故障、有载分接开关小油箱漏油，可引起色谱分析数据异常，常被误认为内部有放电性故障，因此有必要检查潜油泵内部有无磨损或其他问题；对装有有载分接开关的油箱，在大修时进行抽真空检查，发现渗漏及时进行处理，以免造成误判断。

(6) 通过上述检测分析，若能找到真实原因和故障点，即应进行处理。若原因不明，可对变压器油进行脱气处理，投运后再继续进行跟踪试验分析，直至将原因找出或气体不再产生，或产气平稳不再增加为止。在脱气处理中，应严格按照规定进行真空注油。

(7) 对变压器中出现大量 CO 和 CO₂ 的处理（美国西屋公司规定：CO₂ 含量 400ppm 为合格，若达到 1000ppm 时，可能有缺陷）。由于变压器油能从空气中吸收 CO₂，开放式变压器油中溶解空气的饱和量可达 10%，设备里可能含有来自空气中的 300μL/L 的 CO₂。在封闭的设备里，空气也可能通过泄漏处进入变压器油中。因此用这种方法来判断固体绝

缘问题，准确性较差。必要时应从最后一次测试结果中减去上一次的测试数据，重新计算比值，以确定故障是否涉及到了固体绝缘。当怀疑纸或纸板是否过度老化时，可用分析油中糠醛的含量来做这方面的辅助判断（规程规定糠醛含量超过 0.1mg/L 时，一般为非正常老化，需跟踪检测，并注意增长率。若测试值大于 0.4mg/L 时，即认为绝缘老化已比较严重）。必要时可取纸样做聚合度测量，进行绝缘老化鉴定。某单位一台 500kV 变压器，自 1996 年投运后，到 1999 年先后做了 20 次色谱分析，有 12 次总烃超标， CO_2/CO 比值超过 3 的有 17 次，超过 7 的有 10 次；脱气处理后，到 2000 年 4 月，连续测试了 10 次，总烃含量虽有所下降，但呈现缓慢增长趋势，到最后两次都超过了注意值， CO_2/CO 的比值都大于 3，有 4 次大于 7；再次脱气处理后，从 2000 年 9 月到 2001 年 8 月又先后做了 20 次测试，有 18 次总烃含量超过注意值， CO_2/CO 的比值都大于 3，有 1 次大于 7。2001 年 9 月委托中国电科院高压研究所做糠醛含量测试，糠醛含量为 0.14mg/L 。电科院高压研究所对这次检测分析的评价为：“糠醛含量已超过国内同期运行变压器的水平，该设备固体绝缘存在局部或整体的非正常老化”。根据以上分析，可以认为该变压器存在低温过热故障，固体绝缘（主要是纸）可能已经出现老化现象。

(8) 对电流互感器绝缘油中含氢量超标的处理。若确认是由于油质不合格，应及时更换，更换后仍应继续跟踪检测分析。若产氢的原因无法确定，应在跟踪分析的基础上进行脱气处理，然后再继续跟踪检测分析。情况严重的应创造条件吊芯检查。

用金属膨胀器密封的互感器，由于金属膨胀器未进行除氢处理，氢气含量较大，虽然达到注意值，如果数据稳定，即没有增长趋势。但当氢气含量接近注意值，且与过去对比有明显增长时，则应引起注意。如某单位一台 220kV 的电流互感器，在一次绝缘油检测中氢气含量为 75ppm 。第二年检测增加到 650ppm ，到第三年运行中就发生了爆炸。事故后检查系因端部密封不良，进水所致。

第二节 变压器绕组、套管以及互感器介质损耗试验

一、未按规定进行介质损耗试验

在《电力设备预防性试验规程》(DL/T 596—1996) 中对变压器绕组、套管以及互感器介质损耗的试验项目和周期，规定每隔 1~3 年和在大修后必须检测变压器绕组、电容型套管以及电容型电流互感器、电磁式电压互感器和电容式电压互感器的介质损耗，对电容型套管和电容型电流互感器，还应检测末屏对地绝缘电阻，介质损耗与电容量。从一些单位的试验记录中可以看出，许多单位并未完全按上述规定执行。既未按规定时间定期进行检测，在检测项目上也不全面，有些重要项目被无原则地删节了，如：不检测电容型套管和电容型互感器的电容量，不测量末屏对地的绝缘电阻和介质损耗等。

二、介质损耗超标

有的单位对介质损耗超标重视不够， 220kV 变压器绕组的介质损耗已由 3 年前的 0.5% 逐步增长到 1% ，仍未采取措施进行处理（规程规定介质损耗的限值为 0.8% ）。另一个单位，一台 220kV 、 240MVA 变压器进水受潮，经过干燥处理后介质损耗试验值为

2%。有关领导认为虽然按现行规程没有达到要求，但按过去的旧规程规定还是合格的，就下令投入试运行，结果在投运后 2h 即发生击穿。

三、试验结论不正确

《电力设备预防性试验规程》(DL/T 596—1996) 规定，介质损耗试验所得的数据，除了不超过规程中规定的限值外，还应将测试所得的数据与出厂值或上一次测试值比较，若有明显增长或接近规程规定的标准时，应综合分析介质损耗与温度、电压的关系。当介质损耗随温度增加明显增大，或试验电压由 $U_m/\sqrt{3}$ 升到 $U_m/\sqrt{3}$ 时，介质损耗增量超过 $\pm 0.3\%$ ，则不应继续运行。当电容型套管或电容型电流互感器的末屏对地绝缘电阻小于 $1000M\Omega$ 时，应测量末屏对地的介质损耗，其值不应大于 2% 。电容型套管或电容型电流互感器的电容值与出厂值或上一次试验值的差别，超出 $\pm 5\%$ 时，应查明原因。

有的单位虽然对设备进行了介质损耗检测，但未按规程要求将所测得的数值与出厂值或上一次测试值进行对比，就结论为合格。实践证明，有些试验数值本身虽然没有超过标准限值，但从对比中能发现设备存在隐患。由于未进行对比就结论为合格，有可能掩盖了设备内部存在的缺陷，为安全生产留下后患。如某台 110kV 主变压器试验中，发现套管介质损耗增大，虽未超过标准，但已接近标准限值，没有进行对比就下结论为合格。投运后不久，在运行中套管发生爆炸，造成变压器严重损坏的重大事故；另有一种情况，也应引起注意。有的单位在雨天进行测试，环境比较潮湿，虽然发现测试值增加了，但认为是雨天影响，就不进行对比，即下结论为合格，这种做法也是不可取的。

此外，由于介质损耗试验精密度较高，易受仪器和外界因素的干扰，往往造成很大的误差，以致影响对设备绝缘的评价。有的单位对此注意不够，每次试验对使用的仪器不同，时而用西林电桥，时而用 M 型试验器，而且试验人员也经常更换。由于不同的仪器不仅有不同的误差，而且抗干扰能力也不一致；不同的人员素质不同，在使用仪器中也会造成不同的误差。在这种情况下，由于每次检测的误差不一致，即使进行对比，不仅不能得出正确的结论，而且易造成误导。

针对上述问题，提出以下建议：

(1) 介质损耗检测主要是为了监视绝缘的受潮情况做出准确的判断必须按《电力设备预防性试验规程》(DL/T 596—1996) 中规定的项目和周期执行。由于电容型套管(66kV 及以上电压等级的套管均为电容型结构)和电容型电流互感器的主绝缘大多是为油纸绝缘。绝缘油为非极性介质，其介质损耗主要是电导损耗，随温度升高呈指数上升。而纸却是极性介质，其介质损耗由偶极子的松弛损耗所决定。当温度升高时，极性分子随外加电源频率转动的摩擦力减少，由摩擦引起的能量损耗减小，所以纸的介质损耗在 $\sim 60^\circ\text{C}$ 之间，反而随温度升高而减小。因此正常绝缘在此温度范围内，介质损耗不会有明显变化，且略有下降趋势。这一点是试验人员应该熟悉的。

为了便于对比，建议在试验记录表中增加出厂检测的初始值或上一次检测值一栏，促使负责检测的人员在检测前将有关数据填上，并在后面再增加“对比”一栏。以便试验后立即可以在现场进行对比，及时发现问题研究处理。

(2) 电容型套管和电容型电流互感器的主绝缘是由若干串联的电容链构成的，在电容

芯外部充有绝缘油。当套管由于密封不良等原因受潮时，水分往往要通过外层绝缘逐步侵入电容芯。因此，受潮初期测量末屏对地的绝缘电阻和介质损耗更为灵敏，同时还可以通过比较主绝缘（导杆对末屏）及外层绝缘（末屏对地）的绝缘电阻和介质损耗来协助判断绝缘受潮的程度。许多单位通过此项测量，发现不少问题。建议认真执行。

(3) 对变压器套管介质损耗的检测，一般是将变压器绕组与套管导杆一起施加电压，从未屏抽取信号，进入电桥，正接线测量。当绕组开路时，绕组励磁电流将通过绕组与套管的电容屏间的杂散电容耦合，进入电桥测量臂，从而引起测量误差。尤其是从中部引出线的变压器，绕组与套管间有较强的杂散电容耦合，引起误差很大。为了避免上述误差，检测变压器套管的介质损耗时，应将测量绕组（同电压等级的所有绕组）短路后加压，非被测量绕组全部短路接地。

(4) 为了使历次介质损耗检测所得的数值具有可比性，以便通过对比得出正确的结论，建议对某设备进行检测的人员和使用的仪器都固定下来。即每次检测都由同一的检测人员使用同一的仪器进行。

(5) 介质损耗检测得出的数据应按规程要求将其与出厂值或上一次检测值进行对比。实践和理论表明，在温度低于 50℃ 时，变压器油的介质损耗接近于零。因此在变压器换油后和运行一段时间以后，若变压器油质符合标准，绕组的介质损耗值不应有变化。一般不应大于 30%。通过对比，若套管的介质损耗有明显增长，或接近规程中规定的限值，应综合分析介质损耗与温度和电压的关系。当介质损耗随温度增加明显增大，或试验电压由 10kV 升到 $U_m/\sqrt{3}$ 时介质损耗增量超过 $\pm 0.3\%$ ，不应继续运行。

介质损耗检测由于精密度较高，易受仪器和外界因素的干扰，最大误差有可能接近 0.3%。所以当检测数值很小（如在 0.3% 及以下）时，两次测得的介质损耗变化量稍大于 30%，也是可以接受的。

第三节 变压器存在缺陷

变压器在运行中经常会出现一些异常现象，若能及时发现和处理，对安全运行不会造成什么影响。但有一些问题，由于考虑不周、缺乏经验，或习以为常，以致长期得不到处理，有可能造成事故。下面提出一些这方面存在的问题：

一、低压侧升高座过热

某单位从法国阿斯通公司进口的 3 台 500kV、716MVA 主变压器，由于设计制造的缺陷，变压器顶部磁屏蔽不良，导致低压侧升高座相间部位存在涡流发热，情况相当严重。用红外摄像机检查，有的变压器在高峰负荷运行时，低压侧升高座螺丝最高温度高达 171℃，严重时甚至热到发红，温度达 700℃，致使变压器低压侧上部油箱壁局部温度超过 90℃，变压器长期在局部低温过热的情况下运行。由于规程中没有对升高座是否过热的检查规定，一般单位大都未进行过检测。

二、变压器铁芯多点接地

变压器铁芯多点接地是造成变压器局部过热的一个重要原因，也是在生产现场中经常

出现的问题。某台 500kV 变压器，铁芯接地最大电流高达数百安培，变压器油色谱分析显示内部已出现过热故障，若不及时处理，有可能在近期发生事故。

三、消防设施不完善

有的单位虽然已按消防规程要求，对变压器装配了各种消防设施，如设置了储油坑、大型变压器加装了固定水喷雾灭火装置等。但在投运后对这些设施的管理重视不够。有的在储油坑中未按规定铺设卵石，而且没有排油设施，雨天坑内积水无人过问；有的水喷雾灭火装置不进行定期试验，对消防水源是否可靠、消防水泵能否在需用时及时启动、水压能否满足要求、管路和喷嘴有无堵塞等都心中无数；有的单位为了堵塞漏油，甚至将变压器的事事故放油门用堵板封住，这是很危险的。一旦变压器着火需要放油时再临时去找寻工具来拆卸堵板，肯定需要相当长的时间，而且很可能火势已扩大到工作人员无法进行拆卸了。

根据上述问题提出以下几点建议：

(1) 变压器低压侧升高座过热，应联系制造厂从结构上进行改造，可在低压升高座间增加磁通短路片，用短路片将三个升高座连接起来，使漏磁通在短路片内形成回路。在改造时建议配合做好以下工作：①用磁铁检查法兰螺帽、螺栓，确认都是无磁性钢；②将螺帽更换为黄铜螺帽；③螺栓发热是由于通过的漏电流过大，可在升高座法兰上、下各焊上 2~3 个用磷铜焊接的钢—铜过渡接头，并用铜板将其连接，使其构成漏电流的主要通路。

(2) 变压器铁芯多点接地故障的原因：①变压器在制造和施工中工艺质量不良造成短路；②由于附件和外界因素引起多点接地。变压器在正常运行时，铁芯和夹件等金属构件处于电场中，若铁芯不可靠接地，则将产生悬浮电位引起绝缘放电。为了减少涡流，在铁芯的每一片硅钢片间都有一定的绝缘电阻（一般仅几欧姆到几十欧姆），由于片间电容极大，在交变电场中可视为通路，因而铁芯只需一点地，即可将整叠的铁芯叠片电位箱制在地电位。大型变压器的铁芯直径很大，为了减少损耗，加强散热，常分隔成几组，形成油道，用铜片将各组连接起来，最终接至接地套管，使整个铁芯处于接地状态。若铁芯或其他金属构件有两点或两点以上（多点）接地时，则接地点间就会造成闭合回路，键链部分磁通，感生电动势，并形成环流，产生局部过热，甚至烧坏铁芯。此外，潜油泵轴承磨损产生金属粉末，形成桥路，也能造成箱底与铁轭多点接地；在制造施工过程中，遗落在变压器内的金属异物如焊渣、铁屑，或铁芯加工不良，产生毛刺等都能引起接地。

对上述故障的处理提出以下建议：

1) 为了便于在运行中检测和判断铁芯磁电回路异常，建议将铁芯接地线引到变压器外部，则可用钳形电流表测量引线上是否有电流，也可在接地开关处接入电流表或串接地故障指示器（在正常情况下，接地电流很小，一般不大于 0.1A）。当存在多点接地时，铁芯主磁通周围相当于有短路匝存在，匝内通过的环流，其值决定于故障点与正常接地点的相对位置。即短路匝中包围磁通的多少，最大电流可达数百安培，而且与变压器所带的负荷情况有关。

2) 发现铁芯多点接地故障时，一般可采用的临时措施，是在工作接地回路中串联电

阻，将接地电流限制在 0.1A 左右。电阻的选择方法是将正常工作接地线打开，测得开路电压 U ，再除以地线上限制通过的电流 I ，即得 $R=U/I$ （一般选取 250~1000 Ω 之间），需要注意的是所选用的电阻，必须具有相当的功率，以免在接地电流通过时发热。这种串入电阻的方法能防止接地故障消失后造成铁芯电位悬浮。有的单位在串联限流电阻上并联一个 2~8 μ F 的电容器，可防止铁芯对地电位在冲击电压作用下异常升高。

3) 有的接地故障可在停电检修时用大电流将接触点烧掉。具体做法是在断开铁芯接地的情况下，采用电容放电（一般不大于 600V）、单相工频（220V、30~60A），或用直流电焊机加电流（40A）烧断故障接地点。这种做法，在对地绝缘恢复后，还需通过交流 1000V 耐压 1min，确认良好后才能证实故障接地点已经消除，即可恢复正常的接地线。

(3) 变压器着火是后果最严重的变压器事故之一。因为它不仅危及变压器本体，还有可能造成附近设备的损坏。在《电力设备典型消防规程》（DL/T 5027—1993）和发电厂、变电所设计规程中对变压器的防火都有明确要求。储油坑内应设有净距不大于 40mm 的网格，网格上铺设卵石，其厚度不小于 250mm，卵石粒径应为 50~80mm。而且还应有排油设施。水喷雾灭火装置应定期进行试验（一般可结合大、小修进行），使装置始终保持在良好状态。变压器的事故放油门不应用堵板封住，以便在发生着火时能尽快将门打开放油。若为了封堵事故放油门渗漏油或其他需要而必须加装堵板时，建议将堵板改用强化玻璃或其他易损材料，以便在需要时用锤敲碎即可打开事故放油门放油。

第四节 运行中存在的问题

一、现场运行规程不规范

主变压器是企业设备中的主要设备，因此在变压器的运行方面无论是操作、巡视检查和维护，都应有严格的规定。按原国家电力公司和原电力部要求，对每一台电力设备，尤其是重要的电力设备如主变压器，在运行方面必须建立一套完整的运行规程。在安全性评价中，我们发现有一些单位的变压器运行规程，内容过于简单，不便于现场工人们学习和贯彻。有的单位甚至将主变压器当成辅助设备。对于主变压器，无论现场运行规程或检修规程，都应参照部颁典型规程中的规定进行修编。下面是一些单位变压器现场运行规程中普遍存在问题：

(1) 内容不够完整。主变压器作为主要设备，在运行规程中没有明确规定主变压器的设备规范和应具备的条件，没有明确主变压器在运行中电压的允许变化范围、负载电流与温度的限值和变压器在不同负载状态下的运行方式，没有规定主变压器启动和停运操作的程序与注意事项，没有详尽地提出对主变压器进行监视调整方面的要求，没有规定对主变压器进行巡视检查的内容、时间和要求，甚至对主变压器在运行中出现异常和故障时，如何进行判别处理都没有明确的规定等。这些工作都是值班运行人员必须掌握和认真贯彻执行，运行规程中缺少这方面的规定，值班运行人员在进行工作时就没有依据，实际上就是无章可循。

(2) 层次不够分明。上述各项规定，有的单位在电气运行规程中也有一些，但将主变

压器部分与其他配电装置和附属设备的有关规定混在一起，设备既不分类，也不分主次，将那些重要的、必须严格执行规定的和一般的规定不分先后编在一起，形成一个大杂烩。不便于工人们学习和领会。

(3) 条理不够清晰。有些规定模棱两可，含糊不清，似是而非，甚至可以作多种解释。这类问题的关键是文字不够严谨。如在发受操作令的有关规定中，将“值班调度员”写成“调度”，丢掉了“值班”和“员”字。这样规定在执行时，容易理解为只要是调度所（局）的调度员，无论值班与否都可以发令，都应该执行；对缺乏值班经验的工作人员，甚至会误认为调度的其他人员，即使是事务员、统计员等发令都应该执行。又如在变压器事故处理中有一条规定：“在发现变压器内部有爆裂声、严重漏油或喷油，致使油位下降到低于指示的极限、套管严重破损并有放电现象或变压器冒烟着火时，应立即将变压器停止运行”，有的单位将此条规定中的“或”字写成“和”字，虽然不过是一字之差，但却将原来规定的性质改变了。原规定只要变压器出现上述四种故障现象中的任何一种，都应将变压器立即停止运行。将“或”字改为“和”字后，就变成只有上述四种故障同时出现时，才将变压器停止运行，显然就大错特错了。

对修编变压器现场运行规程的几点建议：

(1) 对变压器应编制专用的现场运行规程。根据原国家电力公司和原电力部编订典型规程的原则，无论运行规程或检修规程，一般都是按照设备分类来编订的。在运行方面如：变压器运行规程、断路器运行规程、电缆运行规程、继电保护和自动装置运行规程，直流系统运行规程等。采用这种方式编写，便于内容集中、重点突出，有关人员通过学习容易领会。不应将变压器当成一般配电设备或辅助设备对待。有关变压器运行方面的规定不应与一般配电设备或辅助设备的规定混在一起。

(2) 现场规程内容必须全面完整。一般变压器，尤其是主变压器的现场运行规程应包括以下几方面的内容：

1) 设备概况和基本要求，包括设备的运行参数、有哪些辅助设备和附件，如配备什么样的冷却装置，风冷、强迫油循环风冷或强迫油循环水冷，是否有两个独立的工作电源，能否自动切换，有那些保护装置和测量装置等。只有将这些内容纳入规程中，才能给阅读规程的人员首先对变压器有一个全面的了解，以便于查阅和应用规程中的其他规定。

2) 变压器的各种运行方式，包括允许电压的变化范围，除了规定不应高于运行分接额定电压的 105%外，对特殊的使用情况，如允许在不超过 110%的额定电压下运行时电流与电压的相互关系、变压器允许的顶层油温、变压器在不同负载状态下的运行方式（包括正常周期性负载、长期急救周期性负载和短期急救负载）、负载电流和温度的限值、其他设备的运行条件等。如为了防止高电压大型变压器的油流静电造成变压器损坏，规定强迫油循环冷却的变压器在空载时不应投入过多的冷却器，并规定在各种负载下投入冷却器的相应台数，当冷却系统故障切除全部冷却器时，允许带额定负载运行时间（一般规定为 20min，若在 20min 后顶层油温允许上升到 75℃。在这种状态下运行最长时间不得超过 1h 等）

3) 有关变压器启动和停止运行操作方面的规定，如对变压器充电，应在有保护装置

的电源侧用断路器操作，停运时应先停负载侧，后停电源侧；水冷却的变压器应先启动油泵，再开启水系统，停电操作应先停水，后停油泵；新装、大修、事故检修或换油后的变压器，在施加电压前，应按不同电压等级静止一段时间（220kV 变压器应静止 48h，500kV 变压器应静止 72h）；强油循环的变压器带电前，应使油循环一定时间后将油中的残留空气排尽，开泵前应将变压器各侧绕组接地，以防止油流静电危及操作人员的安全；在 110kV 及以上中性点有效接地系统中，投运或停运变压器的操作，中性点必须先接地（这项规定是为了防止待投切的变压器中性点不接地时，可能出现传递过电压或因断路器三相非同期动作而产生的过电压，危及变压器的安全），投入后再按系统需要，由值班调度员下令中性点是否断开。长期停运的变压器应定期充电，同时投入冷却装置，如系强油循环的变压器，充电后不带负载运行时，应轮流投入部分冷却器等。

4) 有关变压器在运行中进行监视调整与维护方面的规定，如强油循环冷却的变压器，在空载和轻载时不应投入过多的冷却器，在各种负载下投入冷却器的台数，在现场规程中应有明确的规定（这项规定主要是为了防止油流过快，在油纸表面产生电荷分离，在局部位置形成电荷积累，并随流速升高而加剧。当积聚的空间电荷使局部直流场强升高，超过该处的绝缘耐受强度时，可能产生静电放电。若运行电压下的高场强部位与静电空间电荷形成的高场强部位相重合，就可能在这个部位出现连续的局部放电，甚至会造成绝缘击穿。20 多年来，高电压大型变压器的油流静电现象，已在国内外造成多起变压器损坏事故）。在日常巡视检查方面的有关规定，如正常巡视检查的次数和项目、夜间巡视的项目、特殊巡视的主要项目等规定，都应纳入现场运行规程中；在变压器运行中，清扫和检查分接开关的电动机构、更换吸湿器和净油器内的吸附剂、清除储油柜集污器内的积水和污物、冲洗被污物堵塞影响散热的冷却器、检查清扫各种控制箱和二次回路等，在现场运行规程中也都应有明确规定。此外，在这部分规程中还应包括各种定期试验项目，如强油循环冷却变压器冷却装置的自动切换试验、消防水系统的定期试验、长期停运或备用的变压器定期充电，以证实其是否正常，或与其所替代的变压器轮流投入运行等。

5) 变压器的不正常运行和处理，主要内容包括：油温或油位超过规定时如何处理；发现铁芯多点接地时如何处理；冷却装置故障时如何处理；瓦斯保护装置动作时如何处理（如轻瓦斯继电器动作如何取样分析）；以及变压器在运行中出现哪些故障时应立即停运等。在这些规定中，必需明确哪些项目应先请示领导批准或取得调度同意后方可进行操作，哪些项目值班运行人员不用请示领导或联系调度，应立即执行，以免延迟事故处理时间，造成事故扩大。

(3) 在规程的结构上层次要分明，做到有主有次，先主后次。对工作的阐述，应按程序逐项进行。不应将主要的和次要的内容混在一起，将工作展开的顺序前后颠倒，以致造成主次不分，工作程序混乱，容易发生误导。

(4) 现场规程应按照法规性文件的模式编写，在这方面可参考以下几条原则：

1) 所有规定必须条理清晰，一般要求每条只规定一个内容，有明确的含义和严格的要求。不仅要有科学依据，而且要符合实际，具有可操作性。不能含糊其词，混淆不清。

2) 用词严谨，内涵明确，外延不能随意扩大。如“开关”与“开关设备”不同，

般“开关”是指各种断路器和负荷开关，而“开关设备”除了上述内容外，还包括隔离开关、接地开关及防误闭锁装置等，两者不能混用。

3) 规程中所用的技术名词必须采用国家标准、法规和电力行业技术规程中通用的名词。联系工作和发受操作令，所用的技术术语必须采用规定的调度术语，不得随意命名或使用地方方言。

4) 文字简练，通俗易懂，便于工人们阅读。

二、有载分接开关运行维护和试验问题

有些单位对有载调压装置的运行维护和试验工作重视不够。没有认真贯彻执行部颁《有载分接开关运行维修导则》(DL/T 574—1995)(下称《导则》)中的有关规定，主要表现在以下几个方面：

(1) 调压操作不规范。在《导则》中对有载分接开关的操作有许多重要的规定。如当分接开关处在极限位置、需要手动操作时，必须确认操作方向无误后方可进行；分接变换操作必须在一个分接变换完成后方可进行第二次分接变换；操作时应同时观察电压表和电流表的指示，不允许出现回零、突跳、无变化等异常情况，分接位置指示器及动作计数器的指示应有相应的变动；只有在三相分接开关依次完成1个分接变换后，方可进行第2次分接变换，不得在一相连续进行2次分接变换；两台有载分接调压变压器并联运行时，允许在85%变压器额定负荷电流及以下的情况下进行分接变换操作，不得在单台变压器上连续进行2个分接变换操作，必须一台变压器的分接变换完成后，再进行另一台变压器的分接变换操作，每进行1次分接变换后都要检查电压和电流的变化情况，防止误操作和过负荷；升压操作，应先操作负荷电流相对较小的一台，再操作负荷电流相对较大的一台，以防止过大的环流。降压操作与此相反；当变压器过载1.2倍以上时，禁止进行分接变换操作；一般平均每天分接变换次数可参考在下列范围内：35kV电压等级为30次、60~110kV电压等级为20次、220kV电压等级为10次等。这些《导则》中的规定在许多单位的运行规程中都没有相应的规定，因而实际操作时都未执行。

(2) 未按《导则》规定进行维护。在运行维护方面《导则》中也有许多重要的规定，如当分接开关油室内的绝缘油的击穿电压低于30kV时应停止自动电压控制器的使用，当击穿电压低于25kV时应停止分接变换操作，并及时进行处理；每1~2年或分接变换达到5000~10000次，或油击穿电压低于25kV时，应开盖清洗换油或滤油；当分接开关减弱在累计分接变换次数达到所规定的检修周期应进行大修(如无明确规定，一般每分接变1~2万次，或运行3~5年也应吊芯检查；每年应结合变压器小修，操作3个循环分接变换等。这些规定许多单位都未认真执行。如某供电局有的220kV主变压器，分接变换已达28000多次，未按上述规定处理。有的进口变压器，虽然制造厂规定切换操作达20000次才对油进行过滤，但仍要求应对绝缘油进行定期耐压试验和化学分析。虽然制造厂没有规定耐压试验和化学分析的周期，但按《导则》规定精神，制造厂没有明确规定的，可参照《导则》中的有关条文执行。有的单位大型的进口变压器已投运几年，从未在每6个月至1年，或分接变换2000~4000次时采油样检测过一次。某一台500kV750MVA变压器，在制造厂制造时遗漏了在分接开关油箱上加装放油门，此变压器已投运3年，由于没

有放油门，不可能按规定进行定期采油样检测。从制造厂留下的设备外部缺陷运行了 3 年未及时发现这件事，可以看出这个单位对运行中的设备，无论在定期巡视检查或定期预防性试验方面，长期都没有到位，对部颁规程、导则和本单位制定的现场规程，执行都不够认真。

(3) 在变压器检修中未按规定项目进行试验。在《电力变压器检修导则》中对有载分接开关试验的规定非常详尽具体，如其中规定：在检修时要测量各触头的烧损量不得大于 3mm；用直流示波器测量触头的切换时间、弧触头的桥接时间和三相同期误差（限值标准分别为 30~50ms、3~5ms、3ms）；测量过渡电阻值误差不大于 10%；测量各对触头接触电阻应小于 500 $\mu\Omega$ 等。查阅有关单位的大修记录和大修报告，可以看出这些规定大都没有认真执行。

有载分接开关的变压器，由于带负荷操作，事故率比较高。因此，对有载分接开关的运行、维护和检修，都应按部颁导则中的有关规定认真执行。在导则中有关运行方面的规定都应纳入现场变压器运行规程中，以便于值班运行人员学习和贯彻执行。有关维护和检修方面的规定，尤其是在大修中对触头的检查和测试规定，必须认真执行，以便及时发现触头存在问题，进行处理。

三、变压器出口或近区发生短路事故后未进行绕组变形试验

电力变压器在运行中发生低压侧出口短路或近区短路事故时，冲击电流很大，可能超过 10 倍额定电流，对变压器有较强的破坏力。尤其是国产变压器，承受这种冲击的能力较弱，往往造成内部结构、特别是绕组严重变形。某供电局一台 220kV150MVA 的主变压器，在一次低压侧出口短路后，做了各种绝缘检测，并对变压器油进行了色谱分析，各项检测结果都显示良好。但在做绕组变形试验时，发现内部绕组严重变形，经吊罩检查，打开围屏后发现低压侧绕组已乱成一团，对此及时进行了处理，避免了一起变压器损坏的重大事故。

据不完全统计，在 1990~1996 年间，全国 110kV 及以上电压等级的主变压器，因出口短路或近区短路事故而造成损坏的有 124 台·次，占同期主变压器事故的 30.3%。

在安全性评价中，我们发现有的供电局，配电系统可靠性太低，尤其是配电线路，事故频发。有个变电站在一年中连续发生 100 多次速断过流保护跳闸事故，其中有一条线路跳闸竟达三十多次。事故大都发生在变压器出口或近区，但未引起足够重视。有的领导认为，只要事故后强送成功就平安无事了。根据上述经验，在变压器出口或近区发生短路事故后，很可能留下严重的隐患。此外，有的变电所的 10kV 系统单相接地电容电流已超过规定的 10A，未采取任何措施。

根据上述问题提出以下建议：

(1) 在主变压器出口或近区发生短路事故后，除了进行各种绝缘检测和色谱分析外，还应及时检测变压器的电抗值和对绕组进行变形试验；部颁《电力设备预防性试验规程》(DL/T 574—1995) 中没有绕组变形试验的规定，建议国家电力公司电科院等有关部门在该规程中补充变压器绕组变形试验项目和要求。

(2) 为了便于对比，建议有条件的单位结合停电机，对每一台主变压器都做一次

组变形试验，将试验记录作为历史档案加以保存。

(3) 据了解，目前一般供电企业大都没有测试变压器绕组变形试验的仪器，每次试验都只能请外单位协助进行。由于支付的试验费用较大尤其是停电时间难于配合，往往因此无法进行。若企业单位拥有较多的变压器（如 50 台以上），建议购置一台绕组变形试验仪器，应用就非常方便了。

(4) 加强对变电所配电装置和配电线路的维护与技术改造。更换故障率较高的旧配电装置，加强线路出口段的故障防护，如采用绝缘导线、加大设备的爬距等。特别是要防止出线电缆故障；为了防止在 110kV 和 220kV 有效接地系统中，电网发生事故时变电站可能形成局部不接地系统，并产生较高的工频过电压，应按前述的要求在变压器中心点加装必要的保护间隙，还能兼顾在雷电过电压下，保护变压器中性点标准分级绝缘的要求（应根据变压器中性点的绝缘等级，选择保护方式）；在污秽地区，除了一切设备的绝缘配合必须满足要求外，建议对套管和支持绝缘子采用防污闪涂料或其他增强绝缘的措施。对 10kV 系统单相接地电流超过 10A 的变电所，建议加装曲折变压器或以小电阻接地方式运行，对 10kV 电压互感器加装消谐器。

四、电磁式电压互感器铁磁谐振过电压

在电力系统出现某种特殊的运行方式进行倒闸操作时，由于用带有断口并列电容器的断路器，投、切带有电磁式电压互感器的空母线而产生铁磁谐振过电压，造成电磁式电压互感器爆炸。为了防止类似事故，提出以下建议：

(1) 改进操作方法。在系统中若配置了电磁式电压互感器和带有并联电容器的多断口断路器时，为了防止铁磁谐振过电压造成电磁式电压互感器爆炸，在操作时应避免用此种断路器投、切带有电磁式电压互感器的空母线。在将断路器合闸向空母线充电前，先将电磁式电压互感器从母线上断开。待母线充电接带负荷后再投入电压互感器；或在母线停运前，在母线上保留少量负荷，先将电压互感器从母线上断开，然后再断开断路器。由于这种操作程序比较复杂，有时电力系统中的运行方式不允许，难于实现。

(2) 将所有多断口断路器的并联电容器拆除。在断口间加装并联电容器是为了解决多断口电压分布不均匀的问题。并联电容器拆除后，由于断路器采用多断口结构，每个断口间存在电容，断路器的铝帽和中间传动箱对地也存在电容。这些电容会造成断路器在开断后，各断口恢复电压分布不均匀。断路器的遮断容量将会有所下降（一般约降低 30%），因此，在拆除并联电容器前应征求制造厂的意见，并经过核算，确认在并联电容器拆除后，断路器的遮断容量能满足电力系统的要求。

(3) 将电磁式电压互感器更换为电容式电压互感器，或将带有并联电容器的多断口断路器更换为无并联电容器的断路器。根据《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T 620—1997) 4.1.1 条规定“应避免在 110kV 及 220kV 有效接地系统中偶然形成局部不接地系统，并产生较高的工频过电压。对可能形成这种局部系统、低压侧有电源的 110kV 及 220kV 变压器不接地的中性点，应装设间隙。间隙间的距离应调整到：在接地故障形成局部不接地系统时，该间隙应动作；在系统以有效接地方式运行发生单相接地故障时，该间隙不应动作。在安全性评价中，我们发现有的供电局由于对此条规定，缺乏正

确的理解，没有认真研究即认为在本单位电网结构中，不可能偶然形成局部不接地系统，就将全局所有 110kV 和 220kV 变压器中性点所装的间隙全部拆除了。通过检查，我们发现该局有几个变电所，当电网在特殊情况下，如系统发生故障时，变电所与电网解列后，还和当地发电厂连接运行，即形成局部不接地系统，在产生较高的工频过电压时，由于中性点无间隙保护，有可能对变压器造成损坏。

第五节 检修中存在的问题

搞好设备检修是贯彻“安全第一，预防为主”方针，提高设备可靠性，保证设备安全经济运行，充分发挥设备潜力的重要措施。也是实现设备全过程管理的一个重要环节。近年来，在企业改制过程中，一般都能做到坚持把安全生产作为头等大事来抓。通过法制化管理，严格执行各种行之有效的规程制度，在安全生产上取得了很大成效。但也有一些单位放松了安全管理，比较突出的问题是对设备检修维护工作重视不够，为了实现减人增效，在设备不断增加的情况下，检修人员不仅没有增加，反而减少了。具体表现在检修管理上存在以下问题：

一、未按部颁检修导则规定检修

在《电力变压器检修导则》（DL/T 573—1995）中规定变压器大修间隔为 10 年。根据统计资料，由于制造和安装遗留问题，国产变压器在投运 5 年内故障率较高，故《导则》中规定国产变压器投运 5 年内应进行第一次大修。查阅一些单位的检修记录，可以看出，上述规定并未得到认真执行。有的变压器已投运十几年，除了发生故障后进行局部检修外，基本上是不坏不修。设备投运后不根据运行情况安排大修，这种情况是很不正常的。

许多单位虽然进行了大修，但未按《导则》中规定的检修项目和要求执行。主要表现在以下几方面：

(1) 检修项目不全。《电力变压器检修导则》中规定变压器大修项目共有 15 个大项、121 个分项。有些单位在大修中将许多检修项目删掉了。如对绕组的检修，《导则》要求在检修中应用手指按压绕组表面，检查其绝缘状况，并进行分级。按压时绝缘有弹性，按压后无残留变形，则为良好状态，属一级绝缘；若弹性较差，但按压时无裂纹、脆化，则为合格状态，属二级绝缘；若绝缘脆化，且呈深褐色，按压时有少量裂纹和变形，为勉强可用状态，属三级绝缘；若绝缘已严重脆化，呈黑褐色，按压时即酥脆、变形、脱落，甚至可见裸露导线，为不合格状态，属四级绝缘。类似这些非常重要而又简易可行的检修项目。许多单位都未执行。其他如对变压器内部引线包扎绝缘和绝缘厚度的检查、引线焊接情况的检查、各部位的绝缘距离和引线长度与固定情况的检查等，大都没有检查记录。

特别需要指出的是，许多单位对有载分接开关的检修重视不够。在这方面原电力部颁发了《有载分接开关运行维修导则》（DL/T 574—1995），对有载分接开关的运行维修做了非常详尽的规定。可是从检修记录和报告中，可以看出不少单位，在变压器大修中都没有认真执行这个《导则》。如其中一个比较突出的问题是没有按《导则》规定，检测所有