**第一节变压器故障的综合判断方法**

根据变压器运行现场的实际状态，在发生以下情况变化时，需对变压器进行故障诊断。

(1)正常停电状态下进行的交接、检修验收或预防性试验中一项或几项指标超过标准。

(2)运行中出现异常而被迫停电进行检修和试验。

(3)运行中出现其他异常(如出口短路)或发生事故造成停电，但尚未解体(吊心或吊罩)。

当出现上述任何一种情况时，往往要迅速进行有关试验，以确定有无故障、故障的性质、可能位置、大概范围、严重程度、发展趋势及影响波及范围等。

对变压器故障的综合判断，还必须结合变压器的运行情况、历史数据、故障特征，通过采取针对性的色谱分析及电气检测手段等各种有效的方法和途径，科学而有序地对故障进行综合分析判断。

一、综合判断的针对性检测方法

对大中型变压器故障的判断采用如下检测方法。

(1)油色谱分析判断有异常：

1)检测变压器绕组的直流电阻。

2)检测变压器铁心的绝缘电阻和铁心接地电流。

3)检测变压器的空载损耗和空载电流。

4)在运行中进行油色谱和局部放电跟踪监测。

5)检查变压器潜油泵及相关附件运行中的状态。用红外测温仪器在运行中检测变压器油箱表面温度分布及套管端部接头温度。

6)进行变压器绝缘特性试验，如绝缘电阻、吸收比、极化指数、介质损耗、泄漏电流等试验。

7)绝缘油的击穿电压、油介质损耗、油中含水量、油中含气量(500kv级时)等检

8)变压器运行或停电后的局部放电检测。

9)绝缘油中糠醛含量及绝缘纸材聚合度检测。

10)交流耐压试验检测。

(2)气体继电器动作报警后：应进行油色谱分析和气体继电器中的气体分析，必要时可按图4—1所示的综合判断程序进行。



(3)变压器出口短路后，要进行的试验：

1)油色谱分析。

2)变压器绕组直流电阻检测。

3)短路阻抗试验。

4)绕组的频率响应试验。

5)空载电流和空载损耗试验。

(4)判断变压器绝缘受潮要进行的试验：

1)绝缘特性试验。如绝缘电阻、吸收比、极化指数、介质损耗、泄漏电流等。

2)变压器油的击穿电压、油介质损耗、含水量、含气量(500kV级时)试验。

3)绝缘纸的含水量检测。

(5)判断绝缘老化进行的试验：

1)油色谱分析。特别是油中一氧化碳和二氧化碳的含量及其变化。

2)变压器油酸值检测。

3)变压器油中糠醛含量检测。

4)油中含水量检测。

5)绝缘纸或纸板的聚合度检测。

(6)变压器振动及噪声异常时的检测：

1)振动检测。

2)噪声检测。

3)油色谱分析。

4)变压器阻抗电压测量。

(7)对中小型变压器检测判断常采用的方法：

　　1)检测直流电阻。用电桥测量每相高、低压绕组的直流电阻，观察其相间阻值是否平衡，是否与制造厂出厂数据相符；若不能测相电阻，可测线电阻，从绕组的直流电阻值即可判断绕组是否完整，有无短路和断路情况，以及分接开关的接触电阻是否正常。若切换分接开关后直流电阻变化较大，说明问题出在分接开关触点上，而不在绕组本身。上述测试还能检查套管导杆与引线、引线与绕组之间连接是否良好。

　　2)检测绝缘电阻。用兆欧表测量各绕组间、绕组对地之间的绝缘电阻值和吸收比，根据测得的数值，可以判断各侧绕组的绝缘有无受潮，彼此之间以及对地有无击穿与闪络的可能。

　　3)检测介质损耗因数tzJ。测量绕组间和绕组对地的介质损耗因数tzJ，根据测试结果，判断各侧绕组绝缘是否受潮、是否有整体劣化等。

　　4)取绝缘油样作简化试验。用闪点仪测量绝缘油的闪点是否降低，绝缘油有无炭粒、纸屑，并注意油样有无焦臭味，同时可测油中的气体含量，用上述方法判断故障的种类、性质。

　　5)空载试验。对变压器进行空载试验，测量三相空载电流和空载损耗值，以此判断变压器的铁心硅钢片间有无故障，磁路有无短路，以及绕组短路故障等现象。

**第二节综合分析判断的基本原则**

　　(1)与设备结构联系。熟悉和掌握变压器的内部结构和状态是变压器故障诊断的关键，如变压器内部的绝缘配合、引线走向、绝缘状况、油质情况等。又如变压器的冷却方式是风冷还是强迫油循环冷却方式等，再如变压器运行的历史、检修记录等等，这些内容都是诊断故障时重要的参考依据。

　　(2)与外部条件相结合。诊断变压器故障的同时，一定要了解变压器外部条件是否构成影响，如是否发生过出口短路；电网中的谐波或过电压情况是否构成影响；负荷率如何；负荷变动幅度如何等等。

　　(3)与规程标准相对照。与规程规定的标准进行对照，假如发生超标情况必须查明原因，找出超标的根源，并进行认真的处理和解决。

　　(4)与历次数据相比较。仅以是否超标准为依据进行故障判断，往往不够准确，需要考虑与本身历次数据进行比较才能了解潜伏性故障的起因和发展情况，例如，试验结果尽管数值偏大，但一直比较稳定，应该认为仍属正常；但试验结果虽未超标而与上次相比却增加很多，就需要认真分析，查明原因。

　　(5)与同类设备相比较(横向比较)。—同容量或相同运行状态的变压器是否有异常因的影响还是内在的变化。台变压器发现异常，而同一地点的另一台相这样结合分析有利于准确判断故障现象是外

　　(6)与自身不同部位相比较(纵向比较)。对变压器本身的不同部位进行检查比较。如变压器油箱箱体温度分布是否变化均匀，局部温度是否有突变。又如用红外成像仪检查变压器套管或油枕温度，以确定是否存在缺油故障等。再如测绕组绝缘电阻时，分析高对中、低、地，中对高、低、地与低对高、中、地是否存在明显差异，测绕组电阻、测套管C及tg8时，三相间有无异常不同，这些也有利于对故障部位的准确判断。

**第三节故障分析判断的程序**

**1．故障判断的步骤**

　　1)判断变压器是否存在故障，是隐性故障还是显性故障。

　　2)判断属于什么性质的故障，是电性故障还是热性故障，是固体绝缘故障还是油性

　　3)判断变压器故障的状况，如热点温度、故障功率、严重程度、发展趋势以及油中气体的饱和程度和达到饱和而导致继电器动作所需的时间等。

　　4)提出相应的反事故措施，如能否继续运行，继续运行期间的安全技术措施和监视手段或是否需要内部检查修理等。

**2．有无异常的判断**

　　从变压器故障诊断的一般步骤可见，根据色谱分析的数据着手诊断变压器故障时，首先是要判定设备是否存在异常情况，常用的方法有：

　　1)将分析结果的几项主要指标(总烃、乙炔、氢气含量)与DL／T596—1996规程中的注意值作比较。如果有一项或几项主要指标超过注意值时，说明设备存在异常情况，要引起注意。但规程推荐的注意值是指导性的，它不是划分设备是否异常的唯一判据，不应当作强制性标准执行；而应进行跟踪分析，加强监视，注意观察其产生速率的变化。有的设备即使特征气体低于注意值，但增长速度很高，也应追踪分析，查明原因；有的设备因某种原因使气体含量超过注意值，也不能立即判定有故障，而应查阅原始资料，若无资料，则应考虑在一定时间内进行追踪分析；当增长率低于产气速率注意值，仍可认为是正常的。

　　在判断设备是否存在故障时，不能只根据一次结果来判定，而应经过多次分析以后，将分析结果的绝对值与导则的注意值作比较，将产气速率与产气速率的参考值作比较，当两者都超过时，才判定为故障。

　　2)了解设备的结构、安装、运行及检修等情况，彻底了解气体真实来源，以免造成误判断。一般遇到非故障性质的原因情况及误判的可能参见表4—2。另外，为了减少可能引起的误判断，必须按DL／T596—1996的规定：新设备及大修后在投运前，应作一次分析；在投运后的一段时间后，应作多次分析。因为故障设备检修后，绝缘材料残油中往往残存着故障气体，这些气体在设备重新投运的初期，还会逐步溶于油中，因此在追踪分析的初期，常发现油中气体有明显增长的趋势，只有通过多次检测，才能确定检修后投运的设备是否消除了故障。

表4—2造成油色谱误判断的非故障原因

非故障原因

对油中气体组分变化的影响

误判的可能

屑于设备结构上的原固

(1)有载调压器灭弧室油向本体渗漏

(2)使用有不稳定的绝缘材料，造成早期热分解(如使用札030醇酸绝缘漆)

(3)使用有活性的金属材料，促进抽的分解(如使用奥氏体不锈钢)

使本体油的乙炔增加

产生CO与H2等，增加它们在油中的浓度

增加油中H2含量

放电故障

固体绝缘发热或受潮

油中有水分

属于安装、运行、维护上的原因

(1)设备安装前，充CO2安装注油时，未排尽余气

(2)充氮保护时，使用不合格的氮气

(3)油与绝缘物中有空气泡(如安装投运前，油未脱气及真空注油，运行中系统不严

密而进气等)

(4)检修中带油补焊

(5)油处理中，油加热器不合格，使油过热分解

(6)充用含可燃烃类气体的油，或原有过

故障，油未脱气或脱气不完全

增加油中CO2含量

氮气含H2、CO等杂气

由于气泡性放电产生H2和C2H2

增加乙炔含量

增加乙炔等含量

油溶解度大的可燃烃气体含量高

固体绝缘发热

发热受潮

放电故障

放电故障

放电故障

发热、放电

非故障原因

对油中气体组分变化的影响

误判的可能

属于附属设备或其他原因

(1)潜油泵、油流继电器接点电火花或电

机缺陷

(2)设备环境空气中CO和烃含量高

增加乙炔等可燃气体

增加油中CO和烃含量

放电故障

固体绝缘发热

　　3)注意油中CO、C岛含量及比值。变压器在运行中固体绝缘老化会产生CO和CO2。同时，油中CO和CO2的含量既同变压器运行年限有关，也与设备结构、运行负荷和油温等因素有关，因此目前导则还不能规定统一的注意值。只是粗略的认为，在开放式的变压器中，CO含量小于300uL／L，CO2／CO比值在7左右时，属于正常范围；而薄膜密封变压器中CO2／CO比值一般低于7时也属于正常值。

**3．故障严重性判断**

　　当确定设备存在潜伏性故障时，就要对故障严重性作出正确的判断。判断设备故障的严重程度，除了根据分析结果的绝对值外，必须根据产气速率来考虑故障的发展趋势，因为计算故障的产气速率可确定设备内部有无故障，又可估计故障严重程度。

　　导则推荐变压器和电抗器总烃产气速率的注意值：开放式变压器为0．25ml／h，密闭式变压器0．5mI／h。如以相对产气速率来判断设备内部状况，则总烃的相对产气速率大于10％／月就应引起注意，如大于40uL／L／月可能存在严重故障。在实际工作中，常将气体浓度的绝对值与产气速率相结合来诊断故障的严重程度，例如当绝缘值超过导则规定注意值的5倍，且产气速率超过导则规定注意值的2倍时，可以判断为严重故障。

　　当有意识地用产气速率考察设备的故障程度时，必须在考察期间变压器不要停运而尽量保持负荷的稳定性，考察的时间以1～3个月为宜。如果在考察期间，对油进行脱气处理或在较短的运行期间及油中含气量很低时进行产气速率的考察，会带来较大的误差。

**4．故障类型的判断**

　　设备存在异常情况时，应对其故障类型作出判断，主要有特征气体法和IEC三比值法；但在用IEC三比值法应注意的有关问题有

　　(1)采用三比值法来判断故障的性质时必须符合的条件。

　　1)色谱分析的气体成分浓度应不少于分析方法灵敏度极根值的10倍。

　　2)应排除非故障原因引入的数值干扰。

　　3)在一定的时间间隔内(1～3个月)产气速率超过10％／月。

　　(2)注意三比值表以外的比值的应用，如122、121、222等组合形式在表中找不到相应的比值组合，对这类情况要进行对应分析和分解处理。如有的认为122组合可以分解为102 020，即说明故障是高能放电兼过热。另外，在追踪监视中，要认真分析含气成分变化规律，找出故障类型的变化、发展过程，例如三比值组合方式由102—122，则可判断故障是先过热，后发展为电弧放电兼过热。当然，分析比值的组合方式时，还要结合设备的历史状况、运行检修和电气试验等资料，最后作出正确的结论。

　　(3)注意对低温过热涉及固体绝缘老化的正确判断。因为绝缘纸在150''C以下热裂解时，除了主要产生CO2外，还会产生一定量的CO、乙烯和甲烷，此时，成分的三比值会出现001、002甚至021、022等的组合，这样就可能造成误判断。在这种情况下，必须首先考虑各气体成分的产气速率，如果CO2始终占主要成分，并且产气速率一直比其他气体高，则对001--002及021--022等组合，应认为是固体绝缘老化或低温过热。

　　(4)注意设备的结构与运行情况。三比值法引用的色谱数据是针对典型的故障设备，而不涉及故障设备的各种具体情况，如设备的保护方式、运行情况等。如开放式的变压器，应考虑到气体的逸散损失，特别是甲烷和氢气的损失率，因此引用三比值时，应对甲烷、H2比值作些修正。另外，引用三比值是根据各成分气体超过注意值，特别是产气速率，有理由判断可能存在故障时才应用三比值进一步判断其故障性质，所以用三比值监视设备的故障性质应在故障不断产气过程中进行，如果设备停运，故障产气停止，油中各成分能会逐渐散失，成分的比值也会发生变化，因此，不宜应用三比值法。

　　(5)目前对尚没有列入三比值法的某些组合的判断正在研究之中。例如121或122对应于某些过热与放电同时存在的情况，202或212对于装有载调压开关的变压器应考虑开关油箱的油可能渗漏到本体油中的情况。

**四、综合分析诊断的要求**

**(1)综合分析判断故障时一般要注意的几个方面：**

　　1)将试验结果的几项主要指标(总烃、乙炔、氢)与DL／T596--1996规程列出的注意值作比较。

　　2)对CO和Cq变化要进行具体分析比较。

　　3)油中溶解气体含量超过DL／T596--1996规程所列任一项数值时应引起注意，但注意值不是认定设备是否正常的唯一判据。必须同时注意产气速率，当产气速率也达到注意值时，应作综合分析并查明原因。有的新投入运行的或重新注油的设备，短期内各种气体含量迅速增加，但尚未超过给定的数值，也可判断为内部异常状况；有的设备因某种原因使气体含量基值较高，超过给定的注意值，但增长率低于前述产气速率的注意值，仍可认为是正常设备。

　　4)当认为设备内部存在故障时，可用三比值法对故障类型作出分析。

　　5)在气体继电器内出现气体情况下，应将继电器内气样的分析结果，按前述方法与油中取出气体的分析结果作比较。

　　6)根据上述结果与其他检查性试验相结合，测量绕组直流电阻、空载特性试验、绝缘试验、局部放电试验和测量微量水分等，并结合该设备的结构、运行、检修等情况，综合分析判断故障的性质及部位，并根据故障特征，可相应采取红外检测、超声波检测和其它带电检测等技术手段加以综合诊断。并针对具体情况采取不同的措施，如缩短试验周期、加强监视、限制负荷、近期安排内部检查、立即停电检查等。

**(2)综合分析诊断应注意的问题。**

1)由于变压器内部故障的形式和发展是比较复杂的，往往与多种因素有关，这就特别需要进行全面分析。首先要根据历史情况和设备特点以及环境等因素，确定所分析的气体究竟是来自外部还是内部。所谓外部的原因，包括冷却系统潜油泵故障、油箱带油补焊、油流继电器接点火花，注入油本身未脱净气等。如果排除了外部的可能，在分析内部故障时，也要进行综合分析。例如，绝缘预防性试验结果和检修的历史档案、设备当时的运行情况，包括温升、过负荷、过励磁、过电压等，及设备的结构特点，制造厂同类产品有无故障先例、设计和工艺有无缺陷等。

2)根据油中气体分析结果，对设备进行诊断时，还应从安全和经济两方面考虑，对于某些过热故障，一般不应盲目地建议吊罩、吊心，进行内部检查修理，而应首先考虑这种故障是否可以采取其他措施，如改善冷却条件、限制负荷等来予以缓和或控制其发展，何况有些过热性故障即使吊罩、吊心也难以找到故障源。对于这一类设备，应采用临时对策来限制故障的发展，只要油中溶解气体未达到饱和，即使不吊罩、吊心修理，仍有可能安全运行一段时间，以便观察其发展情况，再考虑进一步的处理方案。这样的处理方法，既能避免热性损坏，又能避免人力、物力的浪费。

3)关于油的脱气处理的必要性，要分几种情况区别对待：当油中溶解气体接近饱和时，应进行油脱气处理，避免气体继电器动作或油中析出气泡发生局部放电；当油中含气量较高而不便于监视产气速率时，也可考虑脱气处理后，从起始值进行监测。但需要明确的是，油的脱气并不是处理故障的手段，少量的可燃性气体在油中并不危及安全运行，因此，在监视故障的过程中，过分频繁的脱气处理是不必要的。

4)在分析故障的同时，应广泛采用新的测试技术，例如电气或超声波法的局部放电的测量和定位、红外成像技术检测、油及固体绝缘材料中的微量水分测定，以及油中金属微粒的测定等，以利于寻找故障的线索，分析故障原因，并进行准确诊断。

**第五章变压器事故处理**

**第一节变压器自行跳闸后的处理**

为了变压器的安全运行及操作，变压器高、中、低压各侧都装有断路器，同时还装设了必要的继电保护装置。当变压器的断路器自动跳闸后，运行人员应立即清楚、准确地向值班调度员报告情况；不应慌乱、匆忙或未经慎重考虑即行处理。待情况清晰后，要迅速详细向调度员汇报事故发生的时间及现象、跳闸断路器的名称、编号、继电保护和自动装置的动作情况及表针摆动、频率、电压、潮流的变化等。并在值班调度员的指挥下沉着、迅速、准确地进行处理。

(1)为加速处理事故，限制事故的发展，消除事故的根源，并解除对人身和设备安全的威胁，应进行下列操作：

　　1)将直接对人员生命有威胁的设备停电；

　　2)将已损坏的设备隔离；

　　3)运行中的设备有受损伤的威胁时，应停用或隔离

　　4)站用电气设备事故恢复电源；

　　5)电压互感器保险熔断或二次开关掉闸时，将有关保护停用；

　　6)现场规程中明确规定的操作，可无须等待值班调度员命令，变电站当值运行人员可自行处理，但事后必须立即向值班调度员汇报。

(2)改变运行方式使供电恢复正常，并查明变压器自动跳闸的原因。

　　1)如有备用变压器，应立即将其投入，以恢复向用户供电，然后再查明故障变压器的跳闸原因。

　　2)如无备用变压器，则只有尽快根据掉牌指示，查明何种保护动作。

在查明变压器跳闸原因的同时，应检查有无明显的异常现象，如有无外部短路、线路故障、过负荷、明显的火光、怪声、喷油等。如确实证明变压器两侧断路器跳闸不是由于内部故障引起，而是由于过负荷、外部短路、或保护装置二次回路误动造成，则变压器可不经外部检查重新投入运行。

如果不能确定变压器跳闸是由于上述外部原因造成的，则必须对变压器进行内部检查。主要应进行绝缘电阻、直流电阻的检查。经检查判断变压器无内部故障时，应将瓦斯保护投入到跳闸位置，将变压器重新合闸、整个过程，应慎重行事。

如经绝缘电阻、直流电阻检查判断变压器有内部故障，则需对变压器进行吊芯检查。

**二、变压器气体保护动作后的处理**

变压器运行中如发生局部发热，在很多情况下，没有表现为电气方面的异常，而首先表现出的是油气分解的异常，即油在局部高温作用下分解为气体，逐渐集聚在变压器顶盖上端及瓦斯继电器内。区别气体产；生的速度和产气量的大小，实际上是区别过热故障的大小。

(1)轻瓦斯动作后的处理。轻瓦斯动作发出信号后，首先应停止音响信号，并检查瓦斯继电器内气体的多少，判明原因。

1)非变压器故障原因。如：空气侵入变压器内(滤油后)；油位降低到气体继电器以下(浮子式气体继电器)或油位急剧降低(挡板式气体继电器)；瓦斯保护二次回路故障(如气体继电器接线盒进水、端子排或二次电缆短路等)。如确定为外部原因引起的动作，则恢复信号后，变压器可继续运行。

2)主变压器故障原因。如果不能确定是由于外部原因引起瓦斯信号动作，同时又未发现其他异常，则应将瓦斯保护投入跳闸回路，同时加强对变压器的监护，认真观察其发展变化。

(2)重瓦斯保护动作后的处理：运行中的变压器发生瓦斯保护动作跳闸，或者瓦斯信号和瓦斯跳闸同时动作，则首先考虑该变压器有内部故障的可能。对这种变压器的处理应十分谨慎。

故障变压器内产生的气体是由于变压器内不同部位判明瓦斯继电器内气体的性质、气体集聚的数量及速度程度是至关重要的。不同的过热形式造成的。因此，对判断变压器故障的性质及严重程度是至关重要的。

1)集聚的气体是五色无臭且不可燃的，则瓦斯动作的原因是因油中分离出来的空气引起的，此时可判定为属于非变压器故障原因，变压器可继续运行；，

2)气体是可燃的，则有极大可能是变压器内部故障所致。对这类变压器，在未经检查并试验合格前，不允许投入运行：

变压器瓦斯保护动作是一种内部事故的前兆，或本身就是一次内部事故。因此，对这类变压器的强送、试送、监督运行，都应特别小心，事故原因未查明前不得强送。

**三、变压器差动保护动作后的处理**

　　差动保护是为了保证变压器的安全可靠的运行，即当变压器本身发生电气方面的故障(如层间、匝间短路)时尽快地将其退出运行，从而减少事故情况下变压器损坏的程度。规程规定，对容量较大的变压器，如并列运行的6300kVA及以上、单独运行的10000kVA及以上的变压器，要设置差动保护装置。与瓦斯保护相同之处是这两种保护动作都比较灵敏、迅速，都是保护变压器本身的主要保护。与瓦斯保护不同之处在于瓦斯保护主要是反映变压器内部过热引起油气分离的故障，而差动保护则是反映变压器内部(差动保护范围内)电气方面的故障。差动保护动作，则变压器两侧(三绕组变压器则是三侧)的断路器同时跳闸。

(1)运行中的变压器，如果差动保护动作引起断路器跳闸，运行人员应采取如下措

1)首先拉开变压器各侧闸刀，对变压器本体进行认真检查，如油温、油色、防爆玻璃、瓷套管等，确定是否有明显异常。

2)对变压器差动保护区范围的所有一次设备进行检查，即变压器高压侧及低压侧断路器之间的所有设备、引线、铝母线等，以便发现在差动保护区内有无异常。

3)对变压器差动保护回路进行检查，看有无短路、击穿以及有人误碰等情况。

4)对变压器进行外部测量，以判断变压器内部有无故障。测量项目主要是摇测绝缘电阻。

(2)差动保护动作后的处理。

1)经过上述步骤检查后，如确实判断差动保护是由于外部原因，如保护误碰、穿越性故障引起误动作等，则该变压器可在重瓦斯保护投跳闸位置情况下试投。

2)如不能判断为外部原因时，则应对变压器进行更进一步的测量分析，如测量直流电阻、进行油的简化分析、或油的色谱分析等，以确定故障性质及差动保护动作的原因。

3)如果发现有内部故障的特征，则须进行吊芯检查。

4)当重瓦斯保护与差动保护同时动作开关跳闸，应立即向调度员汇报，不得强送。

5)对差动保护回路进行检查，防止误动引起跳闸的可能。

　　除上述变压器两种保护外还有定时限过电流保护、零序保护等。

　　当主变压器由于定时限过电流保护动作跳闸时，首先应解除音响，然后详细检查有无越级跳闸的可能，即检查各出线开关保护装置的动作情况，各信号继电器有无掉牌，各操作机构有无卡死等现象。如查明是因某一出线故障引起的越级跳闸，则应拉开出线开关，将变压器投入运行，并恢复向其余各线路送电；如果查不出是否越级跳闸，则应将所有出线开关全部拉开，并检查主变压器其他侧母线及本体有无异常情况，若查不出明显的故障，则变压器可以空载试投送一次，运行正常后再逐路恢复送电。当在送某一路出线开关时，又出现越级跳主变压器开关，则应将其停用，恢复主变压器和其余出线的供电。若检查中发现某侧母线有明显故障征象，而主变压器本体无明显故障，则可切除故障母线后再试合闸送电，若检查时发现主变压器本体有明显的故障征兆时，不允许合闸送电；应汇报上级听候处理。当零序保护动作时，一般是系统发生单相接地故障而引起的，事故发生后，立即汇报调度听候处理。

**第四节变压器着火事故处理**

变压器着火，应首先断开电源，停用冷却器，迅速使用灭火装置。若油溢在变压器顶盖上面着火，则应打开下部油门放油至适当油位；若是变压器内部故障而引起着火，则不能放油，以防变压器发生严重爆炸的可能。一旦变压器故障导致着火事故，后果将十分严重，因此要高度警惕，作好各种情况下的事故预想，提高应付紧急状态和突发事故下解决问题的应变技能，将事故的影响降低到最小的范围。

**1．变压器油着火的条件和特性**

　　绝缘油是石油分馏时的产物，主要成分是烷族和环烷族碳氢化合物。用于电气设备的绝缘油的闪点不得低于135℃，所以正常使用时不存在自燃及火烧的危险性。因此，如果电气故障发生在油浸部位，因电弧在油中不接触空气，不会立即成为火焰，电弧能量完全为油所吸收，一部分热量使油温升高，一部分热量使油分子分解，产生乙炔、乙烯等可燃性气体，此气体亦吸收电弧能量而体积膨胀，因受外壳所限制，使压力升高。但是当电弧点燃时间长，压力超过了外壳所能承受的极限强度就可能产生爆炸。这些高温气体冲到空气中，一遇氧气即成明火而发生燃烧。

**2．防范要求**

　　(1)变压器着火事故大部分是由本体电气故障引起，作好变压器的清扫维修和定期试验是十分重要的措施。如发现缺陷应及时处理，使绝缘经常处于良好状态，不致产生可将绝缘油点燃起火的电弧。

　　（2)变压器各侧开关应定期校验，动作应灵活可靠；变压器配置的各类保护应定期检查，保持完好。这样，即使变压器发生故障，也能正确动作，切断电源，缩短电弧燃烧时间。主变压器的重瓦斯保护和差动保护，在变压器内部发生放电故障时，能迅速使开关跳闸，因而能将电弧燃烧时间限制得最短，使在油温还不太高时，就将电弧熄灭。

　　(3)定期对变压器油作气相色谱分析，发现乙炔或氢烃含量超过标准时应分析原因，甚至进行吊心检查找出问题所在。在重瓦斯动作跳闸后不能盲目强送，以免事故扩大发生爆炸和大火。

　　(4)变压器周围应有可靠的灭火装置。

**3．变压器防火保护的几种灭火系统**

　　(1)水喷雾灭火系统。利用水喷雾灭火是将着火的变压器从外部喷水降温而实现熄灭火焰。水喷雾灭火系统的构成主要有储水池、水泵、阀门水管道、喷水头及火焰探测器和控制器等。

这种灭火方法在实际应用中存在如下几个问题：

1)喷头易发生堵塞，长期不用时突然使用，水管铁锈冲至喷头可能会发生堵塞响灭火功能。

2)管道必须沿变压器排列，检修变压器时，必须先拆管道，因此很不方便。

3)必须在变压器附近设置储水池，且水要定期更换，否则时间太长水要变质发臭，造成污染。

4)除上述外还需要大功率水泵，因此，成本高，维护工作量大。

(2)卤代烷灭火系统。卤代烷灭火的原理是返催化，即将原进行的化学反应中止而熄灭火焰。采用卤代烷方式灭火，只有在变压器油外溢着火时才有效，且这种灭火介质喷出后，会破坏大气中的臭氧层，因此从环保的角度出发，这种灭火方式终将可能被淘汰。

(3)氮气搅拌灭火系统。氮气搅拌灭火系统结构简单、动作可靠、方便易行、不污染环境、灭火效果显著，且造价低，维护方便。以下介绍的DDM油浸变压器充氮灭火器装置是目前比较先进可靠的一种变压器灭火设备。DDM油浸电力变压器充氮灭火装置主要用于发电厂，变压站容量在10MVA以上的大容量电力变压器的灭火消防：

系统灭火工作原理。

　　当变压器发生火灾时，由火灾探测器和瓦斯继电器动作信号起动灭火装置，该装置同时接收到启动投运的两组信号后，首先快速将排油阀立即打开，将油箱中油降低于顶盖下方25cm左右，缓介变压器本体内压力防止爆炸，同时控流阀关闭，将油枕与本体隔离，防止“火上浇油”。

　　经排油阀打开数纱后，氮气从变压器底部充入本体，使变压器油上下充分搅拌，迫使油温降至燃点以下，实现迅速灭火，充氮时间可持续10min以上，以使变压器充分冷却，阻止重燃。系统结构及灭火流程原理如图5—24所示。



**4反事故措施**

1)变压器加油应采用真空注油，以排除气泡。油质应化验合格，并作好记录。

2)变压器投入运行后，重瓦斯保护应接入跳闸回路，并应采取措施防止误动作。当发现轻瓦斯告警信号时，要及时取油样判明气体性质，并检查原因及时排除故障。

3)对变压器渗漏油的故障要及时加以处理。

4)防爆装置应按要求安装在正确的位置，防爆板应采用适当厚度的层压板或玻璃纤维布板等脆性材料。

　5)加强管理和建立正常的巡视检查制度。

6)重视安全教育，进行事故预想，提高安全意识。