

中华人民共和国电力行业标准
带电设备红外诊断技术应用导则

DL/T 664—1999

Technical guide for infrared diagnosis of alive equipment

中华人民共和国国家经济贸易委员会 1999-08-02 批准

1999-10-01 实施

前 言

本标准是根据原电力工业部 1995 年电力行业标准计划项目(技综 [1995] 15 号文)的安排制定的。本标准项目承担单位为河北省电力局,由省局委托邯郸电业局承办。制定本标准的目的是指导设备管理人员和现场工作人员,应用红外诊断技术对带电设备的表面温度场进行检测和诊断,发现设备的缺陷和异常情况,为设备检修提供依据,为开展设备状态维修创造条件,提高设备运行的可靠率。本标准是在没有国内外类似标准借鉴的情况下,由起草人员经过调查研究,搜集了国内外的应用成果和科研成果,经过分析、综合和试验验证,多次征求专家意见,反复修改而制定的。本标准的实施将对电力行业红外诊断技术的进一步推广及设备检修制度的改革起推动作用。

本标准的附录 A、附录 B、附录 C 都是标准的附录。

本标准的附录 D、附录 E、附录 F、附录 G、附录 H 都是提示的附录。

本标准由中国电力企业联合会标准化部提出并归口。

本标准起草单位:邯郸电业局、华北电力科学研究院、国家电力公司热工研究院、福建省电力试验研究所、江西省电力试验研究所、广东省电力试验研究所、内蒙古电力科学研究院。

本标准主要起草人:胡世征、程玉兰、廖福旺、陈洪岗、杨楚明、侯善敬、赵墨林、李世忠、申兴忠、胡洪钧、阎军、陈永义。

本标准由中国电力企业联合会标准化部负责解释。

1 范围

本标准规定了红外诊断对象、诊断方法和设备缺陷的判断依据,对红外检测和诊断技术管理工作提出了要求。本标准适用于电力行业中具有电流、电压致热效应或其他致热效应的设备。电力用户对带电设备进行红外检测和诊断时,可参照本标准执行。

注:只要表面发出的红外辐射不受阻挡,都属于红外诊断技术的有效监测设备,例如:旋转电机、变压器、断路器、互感器、电力电容器、避雷器、电力电缆、母线、导线、绝缘子串、组合电器、低压电器及二次回路等。

2 引用标准

下列标准所包含的条文,通过在本标准中引用而构成本标准的条文。本标准出版时,所示版本均为有效。所有标准都会被修订,使用本标准的各方应探讨使用下列标准最新版本的可能性。

GB755—87

旋转电机基本技术要求

GB763—90	交流高压电器在长期工作时的发热
GB/T7064—1996	透平型同步电机技术要求
GB7674—87	六氟化硫封闭式组合电器
GB/T12604.9—1996	无损检测术语 红外检测
DL/T572—95	电力变压器运行规程
DL/T596—1996	电力设备预防性试验规程

3 定义

本标准采用下列定义。

3.1 带电设备 alive equipment

传导负荷电流(试验电流)或加有运行电压(试验电压)的设备。

3.2 温升 temperature rise

用同一检测仪器相继测得的被测物表面温度和环境温度参照体表面温度之差。

3.3 温差 temperature difference

用同一检测仪器相继测得的不同被测物或同一被测物不同部位之间的温度差。

3.4 相对温差 relative temperature difference

两个对应测点之间的温差与其中较热点的温升之比的百分数。相对温差 δ_t 可用下式求出：

$$\delta_t = \frac{\tau_1 - \tau_2}{\tau_1} \times 100\% = \frac{T_1 - T_2}{T_1 - T_0} \times 100\% \quad (1)$$

式中： τ_1 和 T_1 ——发热点的温升和温度；

τ_2 和 T_2 ——正常相对应点的温升和温度；

T_0 ——环境参照体的温度。

3.5 环境温度参照体 reference body of ambient temperature

用来采集环境温度的物体叫环境温度参照体。它可能不具有当时的真实环境温度，但它具有与被测物相似的物理属性，并与被测物处在相似的环境之中。

3.6 外部缺陷 external defect

凡致热效应部位裸露，能用红外检测仪器直接检测出的缺陷。

3.7 内部缺陷 internal defect

凡致热效应部位被封闭，不能用红外检测仪器直接检测，只能通过设备表面的温度场进行比较、分析和计算才能确定的缺陷。

4 基本要求

4.1 对检测仪器的要求

4.1.1 红外测温仪应操作简单，携带方便，测温精确度较高，测量结果的重复性要好，不受测量环境中高压电磁场的干扰，仪器的距离系数应满足实测距离的要求，以保证测量结果的真实性。

4.1.2 红外热电视应操作简单，携带方便，有较好的测温精确度，测量结果的重复性要好，不受测量环境中高压电磁场的干扰，图像清晰，具有图像锁定、记录和输出功能。

4.1.3 红外热像仪应图像清晰、稳定，不受测量环境中高压电磁场的干扰，具有必要的图像分析功能，具有较高的温度分辨率，空间分辨率应满足实测距离的要求，具有较高的测量精确度和合适的测温范围。

4.2 对被检测设备的要求

4.2.1 被检测电气设备应为带电设备。

4.2.2 检测时在保证人身和设备安全的前提下，应打开遮挡红外辐射的门或盖板。

4.2.3 新设备选型时宜考虑进行红外检测的可能性。

4.3 对检测环境的要求

4.3.1 检测目标及环境的温度不宜低于 5℃，如果必须在低温下进行检测，应注意仪器自身的工作温度要求，同时还应考虑水汽结冰使某些进水受潮的设备的缺陷漏检。

4.3.2 空气湿度不宜大于 85%，不应在有雷、雨、雾、雪及风速超过 0.5m/s 的环境下进行检测。若检测中风速发生明显变化，应记录风速，必要时按附录 D 修正测量数据。

4.3.3 室外检测应在日出之前、日落之后或阴天进行。

4.3.4 室内检测宜闭灯进行，被测物应避免灯光直射。

4.4 检测诊断周期

4.4.1 运行电气设备的红外检测和诊断周期，应根据电气设备的重要性、电压等级、负荷率及环境条件等因素确定。

4.4.2 一般情况下，应对全部设备一年检测一次，发电厂、重要的枢纽站、重负荷站及运行环境恶劣或设备老化的变电站可适当缩短检测周期。

4.4.3 新建、改扩建或大修的电设备在带负荷后的一个月(但最早不得少于 24h)应进行一次红外检测和诊断，对 110kV 及以上的电压互感器、耦合电容器、避雷器等设备应进行准确测温，求出各元件的温升值，作为分析这些设备参数变化的原始资料。

4.4.4 旋转电机的检测诊断周期应参照 DL/T 596—1996 的第 5 章及本标准的附录 B 和附录 C 的有关规定执行。

4.5 操作方法

4.5.1 红外检测时一般先用红外热像仪或红外热电视对所有应测部位进行全面扫描，找出热态异常部位，然后对异常部位和重点检测设备进行准确测温。

4.5.2 准确测温应注意下列各项：

a)针对不同的检测对象选择不同的环境温度参照体；

b)测量设备发热点、正常相的对应点及环境温度参照体的温度值时，应使用同一仪器相继测量；

c)正确选择被测物体的发射率(见附录 E)；

d)作同类比较时，要注意保持仪器与各对应测点的距离一致，方位一致；

e)正确键入大气温度、相对湿度、测量距离等补偿参数，并选择适当的测温范围；

f)应从不同方位进行检测，求出最热点的温度值；

g)记录异常设备的实际负荷电流和发热相、正常相及环境温度参照体的温度值。

4.6 设备缺陷性质

4.6.1 一般缺陷，是指对近期安全运行影响不大的缺陷。可列入年、季度检修计划中消除。

4.6.2 重大缺陷,是指缺陷比较重大,但设备仍可在短期内继续安全运行的缺陷。应在短期内消除,消除前应加强监视。

4.6.3 紧急缺陷,是指严重程度已使设备不能安全运行,随时可能导致发生事故或危及人身安全的缺陷。必须尽快消除或采取必要的安全技术措施进行处理。

5 诊断方法和判断依据

5.1 表面温度判断法

根据测得的设备表面温度值,对照 GB 763 的有关规定(见附录 A),凡温度(或温升)超过标准者可根据设备温度超标的程度、设备负荷率的大小、设备的重要性及设备承受机械应力的大小来确定设备缺陷的性质,对在小负荷率下温升超标或承受机械应力较大的设备要从严定性。

5.2 相对温差判断法

5.2.1 对电流致热型设备,若发现设备的导流部分热态异常,应按 4.5 的规定进行准确测温,按公式(1)算出相对温差值,按表 1 的规定判断设备缺陷的性质。

表 1 部分电流致热型设备的相对温差判据

设备类型	相对温差值%		
	一般缺陷	重大缺陷	视同紧急缺陷
SF ₆ 断路器	≥ 20	≥ 80	≥ 95
真空断路器	≥ 20	≥ 80	≥ 95
充油套管	≥ 20	≥ 80	≥ 95
高压开关柜	≥ 35	≥ 80	≥ 95
空气断路器	≥ 50	≥ 80	≥ 95
隔离开关	≥ 35	≥ 80	≥ 95
其他导流设备	≥ 35	≥ 80	≥ 95

5.2.2 当发热点的温升值小于 10K 时,不宜按表 1 的规定确定设备缺陷的性质。对于负荷率小、温升小但相对温差大的设备,如果有条件改变负荷率,可增大负荷电流后进行复测,以确定设备缺陷的性质。当无法进行此类复测时,可暂定为一般缺陷,并注意监视。

5.3 同类比较法

5.3.1 在同一电气回路中,当三相电流对称和三相(或两相)设备相同时,比较三相(或两相)电流致热型设备对应部位的温升值,可判断设备是否正常。若三相设备同时出现异常,可与同回路的同类设备比较。当三相负荷电流不对称时,应考虑负荷电流的影响。

5.3.2 对于型号规格相同的电压致热型设备,可根据其对应点温升值的差异来判断设备是否正常。电压致热型设备的缺陷宜用允许温升或同类允许温差的判断依据确定。一般情况下,当同类温差超过允许温升值的 30%时,应定为重大缺陷。当三相电压不对称时应考虑工作电压的影响。

5.4 热谱图分析法

根据同类设备在正常状态和异常状态下的热谱图的差异来判断设备是否正常。

5.5 档案分析法

分析同一设备在不同时期的检测数据(例如温升、相对温差和热谱图),找出设备致

热参数的变化趋势和变化速率，以判断设备是否正常。

6 各种电气设备红外诊断导引

6.1 发电机和电动机

6.1.1 定子绕组接头质量不良

检测方法分为外加电流检测法(见附录 B)和停机直接检测法。

外加电流检测法是在发电机或电动机定子绕组中加入试验电流 I_S ，待温升稳定后，对所有绕组接头进行热谱图记录并分析。适用于透平型发电机、水轮发电机和电动机。判断依据见表 2。

表 2 定子绕组接头质量诊断判断依据

序号	分析方法	判 断 依 据	说 明
1	直方图法	温度低且分布集中的接头质量好； 温度高且分布离散的接头有缺陷； 温度值高且远离连续分布区的接头有重大缺陷	适用于接头结构一致的电机
2	数据统计法	温差 ΔT 超过下列数值为有缺陷： $I_S=0.5I_e$ 时，绝缘头为 10K，裸露头为 5K； 当 I_S 为其他值时，绝缘头为 $10K \times 2I_S/I_e$ ，裸露头 $5K \times 2I_S/I_e$	I_e 为电机额定电流； 适用于接头结构复杂的电机； 根据接头结构分类统计测温结果； 去掉明显的高温值，取其余温度值的加权平均值 T_p ，求出各接头的温差 $\Delta T=T-T_p$

停机直接检测法适用于能迅速停机并可以很快进入检测位置的水轮发电机。它利用负荷电流的余热对接头进行热谱图记录并分析。判断依据见表 2。诊断实例见附录 H 的图 H1 和图 H2。

6.1.2 定子铁芯绝缘质量不良

6.1.2.1 试验方法见附录 C，判断依据见 DL/T 596—1996 表 1 第 10 项。

6.1.2.2 对于 200MW 及以上透平型发电机，试验时磁通密度宜为 1.4T 或不少于 80%设计磁密。诊断实例见附录 H 的图 H3。

6.1.3 碳刷和集电环接触不合格

碳刷和集电环的检测宜在机组满负荷时进行。集电环的温度及温升限值按 GB/T 7064 和 GB 755 执行，一般温升限值 80K，温度限值 120。当温升或温度均未超过限值时，对温度分布不均匀，超过平均温升 30K 的碳刷应视为不合格。诊断实例见附录 H 的图 H4。

6.1.4 其他部位缺陷

发电机或电动机端盖因漏磁所引起的涡流损耗发热，轴承发热，冷却系统局部堵塞等缺陷也可通过红外检测准确定位。

6.2 变压器和电抗器

6.2.1 箱体涡流损耗发热

变压器漏磁通产生的涡流损耗引起箱体或部分连接螺杆发热,其热像特征是以漏磁通穿过而形成环流的区域为中心的热谱图。

涡流损耗所引起的箱体温度不得超过 DL/T 572—95 的 4.1.3 所规定的顶层油温的允许值。诊断实例见附录 H 的图 H5。

6.2.2 变压器内部异常发热

当变压器内部出现异常发热时,有可能引起箱体局部温度升高。这种热谱图不具有环流形状。这类缺陷同时伴有变压器内部油的气化,可采用红外诊断与色谱分析相结合的方法进行判断。诊断实例见附录 H 的图 H6。

6.2.3 冷却装置及油路系统异常

6.2.3.1 潜油泵过热

热谱图上有明显热区。

6.2.3.2 管道堵塞或阀门未开

无热油循环的部分管道或散热器在热谱图上呈现低温区。诊断实例见附录 H 的图 H7。

6.2.3.3 油枕缺油或假油位

热谱图上油枕内油气分界面清晰可辨。

6.2.3.4 油枕内有积水

热谱图上油枕底部有明显的水油分界面。

6.2.4 高压套管缺陷

6.2.4.1 介质损耗增大

热像特征是套管整体温度偏高。正常时同类比较相间温差不应超过 1K。诊断实例见附录 H 的图 H8。

6.2.4.2 套管缺油

热谱图上有明显的油气分界面。诊断实例见附录 H 的图 H9 和图 H10。

6.2.4.3 导电回路连接件接触不良

热像特征是一个以发热点为中心的热谱图。可根据 5.2 和 5.3 的有关判据来判断。

6.2.5 铁芯绝缘不良

干式变压器在热谱图上表现为以缺陷部位为中心的局部温度升高。油浸式变压器在吊罩后施加一定的试验电压才能观测铁芯的绝缘损坏情况,必要时配合变压器大修进行。

6.3 高压断路器

6.3.1 外部连接件接触不良

同 6.2.4.3。诊断实例见附录 H 的图 H11。

6.3.2 内部连接件接触不良

是指封闭在断路器内部的动静触头、中间触头及静触头座接触不良。

6.3.2.1 少油断路器

少油断路器进行相间比较时,相间温差不应大于 10K。为便于掌握少油断路器内部

的温度情况，可参考表 3 的内外部温差参考值。

a)动、静触头接触不良

是指动、静触头间的接触电阻过大，引起发热，其热像是一个以顶帽下部为最高温度的热谱图，以 T_1 表示顶帽的最高温度， T_2 表示瓷套外表的温度， T_3 表示瓷套下法兰的温度，则有 $T_1>T_3>T_2$ ，据此可定位缺陷部位在动静触头处。

b)中间触头接触不良

是指中间触头的接触电阻过大，引起发热，其热像是一个以下部瓷套基座法兰为最高温度的热谱图，有 $T_3>T_1>T_2$ ，据此可定位缺陷部位在中间触头处。

c)静触头基座接触不良

是指静触头基座与铝帽内台面接触不良而引起的发热，其热像是一个以顶帽中部为最高温度的热谱图，有 $T_1>T_3>T_2$ ，并且 T_3 与 T_2 接近，据此可定位缺陷部位在静触头基座处。

d)少油断路器内部缺陷性质的判断

1)当内部元件温度(表面温度加内外温差参考值)超过附录 A 的规定时应定为重大缺陷。

2)根据表面温度算出相对温差值，按表 1 规定判断。

表 3 少油断路器内外部温差参考值

电压等级 kV	各部位内外温差 K		
	动静触头与顶帽	中间触头与法兰	基座连接与顶帽
6 ~ 10	30 ~ 40	20 ~ 30	20 ~ 30
35	40 ~ 50	30 ~ 40	30 ~ 40
110 ~ 220	50 ~ 70	40 ~ 60	40 ~ 60

诊断实例见附录 H 的图 H12 ~ 图 H14。

6.3.2.2 多油断路器内部触头接触不良

是指断路器内部的触头接触电阻过大，引起发热。其热像特征是箱体上部油面处温度较高，且温度从上至下是递减的。进行相间比较时，油箱外表的相间温差不应大于 2K。诊断实例见附录 H 的图 H15。

6.3.2.3 其他断路器

其他断路器可参照本导则有关规定执行，如 SF₆ 断路器和真空断路器可参照 5.2 规定执行。

6.4 电压互感器

6.4.1 电磁型电压互感器

6.4.1.1 内部损耗异常

电磁型电压互感器的储油柜表面温升及相间温差不得超过表 4 的规定，必要时可配合色谱及电气试验结果综合分析，确定缺陷性质及处理意见。诊断实例见附录 H 的图 H16。

表 4 电磁型电压互感器允许的最大温升和相间温差值

电压等级 kV	表面最大温升 K	相间温差 K
6 ~ 10	—	4.0
35 ~ 66	5.0	1.5
110	5.0	1.5
220	6.0	1.8

6.4.1.2 缺油

在热谱图上油气交界面清晰可辨。当油面降至储油柜以下时互感器的散热条件变坏，可引起整体温度升高。诊断实例见附录 H 的图 H17。

6.4.2 电容式电压互感器

6.4.2.1 分压电容器部分

同 6.8.2。诊断实例见附录 H 的图 H33。

6.4.2.2 中间变压器部分

同 6.4.1.1。

6.5 电流互感器

6.5.1 内部损耗异常

电流互感器的储油柜表面温升及相间温差不得超过表 5 的规定，必要时可配合色谱及电气试验结果综合分析，确定缺陷的性质及处理意见。诊断实例见附录 H 的图 H18 和图 H20。

表 5 电流互感器允许的最大温升和相间温差值

电压等级 kV	表面最大温升 K	相间温差 K
6 ~ 10	—	4.0
35 ~ 66	4.0	1.2
110	4.0	1.2
220 ~ 500	4.5	1.4

6.5.2 内部连接件接触不良

其热像特征是以接触不良处为中心的热谱图，最高温度在出线头或顶部油面处。这类缺陷的性质可用 5.2 的规定确定。电流互感器内部连接件接触不良时，内外部的温差为 30K ~ 45K，为了保证内部温度不超过附录 A 的规定，油浸式互感器的表面温度应限制在 55 以下。诊断实例见附录 H 的图 H19。

6.5.3 外部连接件接触不良

同 6.2.4.3。

6.5.4 缺油

同 6.4.1.2。

6.5.5 外壳发热

某些设计制造不合理的干式电流互感器用导磁材料做外壳，而且没有采取限制磁通的措施，因涡流损耗大而发热。诊断实例见附录 H 的图 H21。

6.6 电力电缆

6.6.1 出线接头接触不良

同 6.2.4.3。诊断实例见附录 H 的图 H22。

6.6.2 电缆头局部绝缘不良

是指电缆头因加工不良或长期运行造成绝缘局部损伤、受潮、劣化等缺陷，其特征是电缆头交叉处出现局部绝缘区域温升偏大。诊断实例见附录 H 的图 H23。

6.6.3 电缆头整体绝缘不良

是指电缆头因加工不良或长期运行造成绝缘整体受潮、劣化等缺陷，其特征是整个电缆头温度偏高。诊断实例见附录 H 的图 H24。

6.6.4 电缆头出线套管绝缘不良

是指 35kV 以上电缆出线套管因密封不良，引起进水受潮的缺陷。其特征是套管整体温度升高，靠近法兰的中下部温度偏高，同类比较时相间温差不应超过 0.5K。诊断实例见附录 H 的图 H25。

6.6.5 电缆整体发热

是指电缆绝缘老化或过负荷运行所引起的缺陷。电缆及电缆头的外表最高允许温升不得超过表 6 的规定。

表 6 各种电缆的最高允许工作温升

电 缆 类 型		内部长期允许温度	表面允许温升 K	
			带铠装	不带铠装
油性浸渍绝缘电缆	6kV 以下	65	20	25
	20kV ~ 35kV	60	15	20
充油电缆		75 ~ 80	25 ~ 30	20 ~ 25
交联聚乙烯电缆		80 ~ 90	30 ~ 40	25 ~ 35
橡胶皮电缆		65	20	25

6.7 避雷器

6.7.1 普阀式避雷器

普阀式避雷器的判断可按表 7 的规定执行。当热像异常或相间温差超过表 7 规定时，应用其他试验手段确定缺陷的性质及处理意见。

表 7 FZ 型避雷器允许的工作温升及相间温差参考值

电压等级 kV	正常热像特征	异常热像特征	允许温升 K	相间温差 K
FZ-3 ~ 6	瓷套中上部有微弱发热	发热区温升异常增大	0.5 或 1.0	—
FZ-10			1.0 或 1.5	0.5
FZ-15 ~ 35	瓷套上下各有一微弱发热区	各发热区或元件间温升不一致，整体或个别部位温升异常增大	1.5 或 2.0	0.6
FZ-40 ~ 60			2.0 或 3.0	0.9
FZ-110	大多数组合元件的上部有一发热区 ,且温升自上而下依次降低 (有的组合元可能有两个发热区)	元件发热程度不符合自上而下依次降低的规律，整体和个别元件温升异常。	3.0 或 5.0	1.5
FZ-220	各元件上部有一发热区 ,且元件温升自上而下依次降低		7.0 或 9.0	2.7
注				
1 配电型普阀避雷器正常时接近环境温度，凡出现热区者均属异常。				
2 允许工作温升的大值适用于室内设备，小值适用于无风条件下的室外设备				

诊断实例见附录 H 的图 H26 和图 H27。

6.7.2 磁吹避雷器

磁吹避雷器的诊断可按表 8 的规定执行。当热像异常或相间温差超过表 8 规定时，应用其他试验手段确定缺陷性质及处理意见。

表 8 FCZ 型避雷器允许的不同温差及最大温升参考值

电压等级 kV	正常热像特征	异常热像特征	允许温升 K	相间温差 K
FCZ-35	瓷套整体有轻微发热	局部或整体明显发热	0.5 或 1.0	—
FCZ-110			1.0 或 1.5	0.5
FCZ-220	瓷套整体有一定发热且上节温度略高	组合元件温升不符合上部略高的规律，局部或整体明显发热	2.0 或 2.5	0.8
FCZ-330			2.5 或 3.0	0.9
FCZ-500			4.0 或 5.0	1.5

注

1 机电型 2kV ~ 15kV 的磁吹避雷器正常时瓷套基本无发热，凡出现明显热区者均为异常。

2 允许温升的大值适用于室内设备，小值适用于无风条件下的室外设备

诊断实例见附录 H 的图 H28。

6.7.3 金属氧化物避雷器

无间隙金属氧化物避雷器的诊断可按表 9 的规定执行。当热像异常或相间温差超过

表 9 规定时，应用其他试验手段确定缺陷性质及处理意见。诊断实例见附录 H 的图 H29。

表 9 金属氧化物避雷器允许的相间温差及最大工作温升参考值

电压等级 kV	正常热像特征	异常热像特征	允许温升 K	相间温差 K
3 ~ 20	整体有轻微发热 ,热 场分布基本均匀	整体或局部有明 显发热	0.5	—
35 ~ 60			1.0	—
110			1.0 或 1.5	0.5
220			1.5 或 2.0	0.6
330 ~ 500			3.0 或 4.0	1.2
注 1 有间隙金属氧化物避雷器正常时整体温度与环境温度基本相同，凡出现整体或局部发热者均属异常。 2 允许温升大值适用于室内设备，小值适用于无风条件下的室外设备				

6.8 电力电容器

6.8.1 并联电容器(串联电容器)

并联电容器(串联电容器)的判断按表 10 规定执行。当热像异常或同类相对温差超标时，应用其他试验手段确定缺陷性质及处理意见。

表 10 并联电容器(串联电容器)允许的最大温升及同类相对温差值

浸渍材料	正常热像特征	异常热像特征	允许温升 K	相对温差%
十二烷基苯	中上部及顶部铁壳 有明显温升	整体或局部出现异 常高的温升	$75 \sim T_{om}$	≤ 30
二芳基乙烷			$80 \sim T_{om}$	
硅 油			$85 \sim T_{om}$	
注： T_{om} 为设备安装场所年最高环境温度，若厂家另有规定按厂家要求执行				

诊断实例见附录 H 的图 H30。

6.8.2 耦合电容器

耦合电容器的判断按表 11 的规定执行。当热像异常或温升超标或同类温差超标时，应用其他试验手段确定缺陷的性质及处理意见。

表 11 耦合电容器允许的最大温升及同类温差参考值

电压等级 kV	正常热像特征	异常热像特征	允许温升 K	同类温差 K
35	瓷套表面有轻微发热	整体或局部有明显发热	膜纸 0.5	—
110 ~ 220	瓷套表面有一定发热		油纸 1.0	—
			膜纸 1.5	0.5
油纸 3.0			1.0	
330			膜纸 2.0	0.6
500		油纸 4.0	1.2	
	膜纸 2.0	0.6		
			油纸 5.0	1.5
注：耦合电容器上中部出现明显的温度梯度，可能是内部缺油，应根据具体情况判断				

诊断实例见附录 H 的图 H31 和图 H32。

6.9 绝缘子

6.9.1 瓷绝缘子串

a)正常绝缘子串的温度分布同电压分布规律对应，即呈不对称的马鞍型，相邻绝缘子之间温差很小(参见附录 F)。

b)低值绝缘子的热像特征是钢帽温升偏大，零值绝缘子是钢帽温升偏低，污秽绝缘子表现为瓷盘温升偏大。诊断实例见附录 H 的图 H34 和图 H35。

6.9.2 支持绝缘子

正常的支持绝缘子在靠近导体处有轻微发热，异常绝缘子则表现为整体或局部明显发热。诊断实例见附录 H 的图 H36。

6.10 其他设备

6.10.1 导线、母线、隔离开关等连接部位接触不良。

同 6.2.4.3。诊断实例见附录 H 的图 H37。

6.10.2 穿墙套管支撑板发热

大电流穿墙套管的支撑铁板未开口，引起较大的涡流损耗。诊断实例见附录 H 的图 H38。

6.10.3 阻波器内避雷器损坏

正常的避雷器基本不发热。如明显发热说明避雷器已损坏。诊断实例见附录 H 的图 H39。

6.10.4 二次回路接触不良

同 6.2.4.3。诊断实例见附录 H 的图 H40。

7 红外检测和诊断工作的技术管理

7.1 设备停电检修之前要做好红外检测诊断工作。必要时用其他检测手段核实红外诊断的结果，检修后复查缺陷是否真正消除。

7.2 红外诊断提出的缺陷应纳入设备缺陷管理制度的范围。

7.3 红外检测和诊断的数据资料(包括现场记录、设备照片、设备热谱图、磁盘(卡)、录像带及图像计算机分析处理记录等)，应妥善保管，立案存档。

- 7.4 现场记录应有专用的表格(见附录 G)。
- 7.5 红外检测和诊断人员应及时提出检测诊断报告。

附录 A(标准的附录)

《交流高压电器在长期工作时的发热》(GB763—90)3.2 条

电器中各零件、材料及介质的最高允许温度和温升不应超过表 A1 中所规定的数值。

注：空气和 SF₆ 用作高压电器产品的介质时，其长期工作时的最高允许温度和温升不需限制。

表 A1 电器中各零件材料的最高允许温度和温升

序 号	电器零件、材料及介质的类别 1)、2)、3)、4)	最高允许温度			周围空气温度为 40 时的允许温升 K		
		空气中	SF ₆ 中	油 中	空气中	SF ₆ 中	油 中
1	触头 5)、6)						
	裸铜或裸铜合金	75	90	80	35	50	40
	镀锡	90	90	90	50	50	50
	镀银或镀镍(包括镀厚银及镶银片)	105	105	90	65	65	50
2	用螺栓或其他等效方法连接的导体接合部分 7)裸铜						
	(铜合金)和裸铝(铝合金)	90	105	100	50	65	60
	镀(搪)锡	105	105	100	65	65	60
	镀银(镀厚银)或镀镍	115	115	100	75	75	60
3	用其他裸金属制成或表面镀其他材料的触头或连接 8)						
4	用螺栓或螺钉与外部导体连接的端子 9)						
	裸铜(铜合金)和裸铝(铝合金)		90		60		
	镀(搪)锡或镀银(镀厚银)		105		65		
	其他镀层 8)						
5	油开关用油 10)、11)			90			50
6	起弹簧作用的金属零件 12)						

7	下列等级的绝缘材料及与其接触的金属零件 13)、14)、15)						
	a)需要考虑发热对机械强度影响的						
	Y(对不浸渍材料)	85	90	—	45	50	—
	A(对浸在油中或浸渍过的)	100	100	100	60	60	60
	E、B、F、H	110	100	110	70	70	60
	b)不需要考虑发热对机械强度影响的						
	Y(对未浸渍过的材料)	90	90	—	50	50	—
	A(对浸渍过的材料)	100	100	100	60	60	60
	E	120	120	100	80	80	60
	B	130	130	100	90	90	60
	F	155	155	100	115	115	60
	H	180	180	100	140	140	60
	c)漆						
	油基漆	100	100	100	60	60	60
	合成漆	120	120	100	80	80	60
8	不与绝缘材料(油除外)接触的金属零件(触头除外)						
	a)需要考虑发热对机械强度影响的						
	裸铜、裸铜合金或镀银	120	120	100	80	80	60
	裸铝、裸铝合金或镀银	110	110	100	70	70	60
	钢、铸铁及其他	110	110	100	70	70	60
	b)不需要考虑发热对机械强度影响的						
	裸铜、裸铜合金、镀银	145	145	100	105	105	60
	铝、裸铝合金、镀银	135	135	100	95	95	60

1)相同零件、材料及介质，其功能属于本表所列的几种不同类别时，其最高允许温度和温升按各类别中最低值考虑。

2)本表中数值不适用于处于真空中的零件和材料。

3)封闭式组合电器、金属封闭开关设备等外壳的最高允许温度和温升由其相应的标准规定(见表 A2)。

4)以不损害周围的绝缘材料为限。

5)当动、静触头有不同镀层时，其允许温度和温升应选取本表中允许值较低的镀层之值。
6)涂、镀触头，在按电器的相应标准进行下列试验后，接触表面应保留镀层，否则按裸触头处理。
a)关合试验和开断试验(如果有的话)；
b)热稳定试验；
c)机械寿命试验。
7)当两种不同镀层的金属材料紧固连接时，允许温升值以较高者计。
8)其值应根据材料的特性来决定。
9)此值不受所连外部导体端子涂镀情况的影响。
10)以油的上层部位为准。
11)当采用低闪点的油时，其温升值的确定应考虑油的汽化和氧化作用。
12)以不损害材料之弹性为限。
13)绝缘材料的耐热分级按 GB11021 的规定执行。
14)对不需要考虑发热对机械强度影响的铜、铜合金、铝、铝合金的最高允许温度既不高于所接触的绝缘材料的最高允许温度，亦不得高于本表中序号 8 项 b)所规定的值。
15)耐热等级超过 H 级者以不导致周围零件损坏为限

表 A2 组合电器外壳的允许温升

外 壳 部 位	在环境温度为 40 时的允许温升 K
运行人员易触及的部位	30
运行人员易触及但操作时不触及的部位	40
运行人员不易触及的个别部位	65
注：对温升超过 40K 的部位应作出明显的高温标记，以防维修人员触及，并应保证不损害周围的绝缘材料和密封材料	

附录 B(标准的附录)

发电机定子绕组接头质量的外加电流检测法

- B1 检测周期
- B1.1 机组交接验收时。

B1.2 直流电阻超标时。

B1.3 更换绕组或绝缘后。

B1.4 必要时。
- B2 检测要求
- B2.1 外加电流可为直流或交流，直流电源可采用硅整流电源，直流电焊机或备用励磁机。

B2.2 电流值宜达到绕组额定电流 I_e 的 50%以上，受条件限制，可适当减小。

B2.3 电流增长要分阶段进行，以 $0.1I_e \sim 0.2I_e$ 的梯度上升，时间间隔为 20min ~ 30min。

B2.4 当绕组温升稳定时，对所有绕组接头进行热像记录。

B2.5 检测完成后，将电流分段减少至零。

B2.6 对检测结果进行分析处理，找出有缺陷的接头。

B2.7 对有缺陷的接头进行解体分析，修复后复测。

B3 注意事项

B3.1 无条件抽出转子时，应采取措施使转子无剩磁。

B3.2 定子周围应无明显对流通风和各种热流。

B3.3 试验过程中要利用电机原来埋设的测温元件检测铁芯和绕组温度，超过有关规定时应停止试验。

B3.4 绕组温升稳定是指绕组在外加电流不变的情况下 30min 内温度上升小于 0.5 。

附录 C(标准的附录)

发电机定子铁芯绝缘的红外检测方法

C1 检测周期

C1.1 交接验收，定子安装完毕未穿转子前。

C1.2 第一次大修，转子抽出后。

C1.3 重新组装或更换、修理硅钢片后。

C1.4 更换定子槽楔后。

C1.5 必要时。

C2 检测方法

C2.1 根据有关的参数和计算，选择合适的励磁匝数和测量匝数，接线完毕后，用热像仪测量定子铁芯的初始温度和环境温度。

C2.2 可以用厂用电源或用 380V 低压厂用电源经调压器升高后对定子铁芯励磁。一般来说 125MW 及以下汽轮发电机，利用 380V 直接合闸励磁能满足 1T 以上的试验磁密。

C2.3 对 200MW 及以上汽轮发电机，为了使试验磁密符合 6.1.2.2 的要求，可采用图 C1 的并联补偿的接线方法，减少试验电源容量。

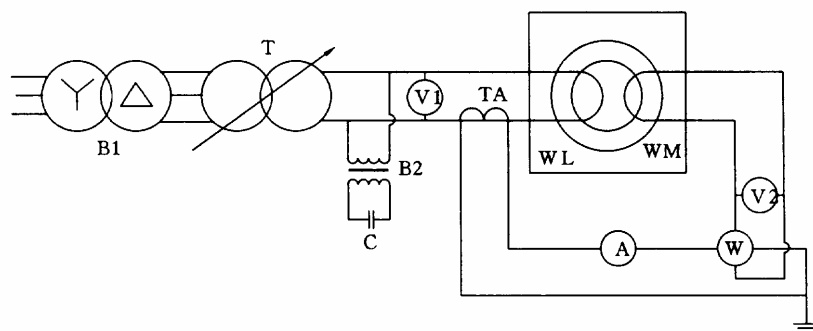
C2.4 达到试验磁密 10min 后，开始进行红外检测，并根据热谱图将明显过热的部位逐一做出标记。以后每隔 10min 检测一次，到规定的试验时间时，还应测出铁芯齿的最低温度，并把缺陷部位的热谱图一一记录下来。

C2.5 对检测结果进行分析，温升和温差超过规定值的部位应进行处理，处理后再复测。

C3 注意事项

C3.1 定子周围应无明显对流通风和各种热流。

C3.2 对汽轮发电机应将热像仪置于膛外，且在汽、励两侧检测；对直径较大的水轮发电机，应在膛内检测。检测时应尽量减少漏磁对仪器的影响。



B1—厂用变压器；C—电力电容器；
B2—中间变压器；WL—励磁线圈 1 匝；
T—三相调压器；WM—测量电压线圈 1 匝

图 C1 200MW 及以上汽轮发电机定子铁芯试验接线图

C3.3 对直径较大的水轮发电机，应考虑由于磁密分布不均匀所引起的误差。

C3.4 试验中若发现铁芯任意处的温度超过规定值(一般为 105)或有异常现象时，应立即停止试验。

附录 D(提示的附录)

关于风速的修正计算

D1 当风速小于 1.5m/s 时，定量检测值可按下式进行修正

$$\tau_0 = \tau_v \exp(v/W) \quad (D1)$$

式中： τ_0 ——无风时的温升，K；

τ_v ——风速为 v 时的温升，K；

v ——风速，m/s；

W ——衰减系数，迎风取 1.3，背风取 0.9。

D2 当风速大于 1.5m/s 时，定量检测值可按下式进行修正

$$\tau_{01} = \tau_{02} (v_2 / v_1)^{0.448} \quad (D2)$$

式中： τ_{01} ——在风速 v_1 下的温升，K；

τ_{02} ——在风速 v_2 下的温升，K。

无合适的风速计时，可参考表 D1 估计风速。

表 D1 风级、风速与表象

风 级	风 速 m/s	风 名	地面现象
0	0 ~ 0.2	无风	静烟直上
1	0.3 ~ 1.5	软风	烟能表示风向，树叶略有摇动
2	1.6 ~ 3.3	轻风	人脸感觉有风，树叶有微响，旗开始飘动
3	3.4 ~ 5.4	微风	树叶和很细的树枝摇动不息，旗展开
4	5.5 ~ 7.9	和风	能吹起地面的灰尘和纸张，小树枝摇动

附录 E(提示的附录)

常用材料发射率的参考值

材 料	温度	发射率近似值	材 料	温度	发射率近似值
抛光铝或铝箔	100	0.09	棉纺织品(全颜色)	—	0.95
轻度氧化铝	25 ~ 600	0.10 ~ 0.20	丝绸	—	0.78
强氧化铝	25 ~ 600	0.30 ~ 0.40	羊毛	—	0.78
黄铜镜面	28	0.03	皮肤	—	0.98
氧化黄铜	200 ~ 600	0.61 ~ 0.59	木材	—	0.78
抛光铸铁	200	0.21	树皮	—	0.98
加工铸铁	20	0.44	石头	—	0.92
完全生锈轧铁板	20	0.69	混凝土	—	0.94
完全生锈氧化钢	22	0.66	石子	—	0.28 ~ 0.44
完全生锈铁板	25	0.80	墙粉		0.92
完全生锈铸铁	40 ~ 250	0.95	石棉板	25	0.96
镀锌亮铁板	28	0.23	大理石	23	0.93
黑亮漆(喷在粗糙铁上)	26	0.88	红砖	20	0.95
黑或白漆	38 ~ 90	0.80 ~ 0.95	白砖	100	0.90
平滑黑漆	38 ~ 90	0.96 ~ 0.98	白砖	1000	0.70
亮漆(所有颜色)	—	0.90	沥青	0 ~ 200	0.85
非亮漆	—	0.95	玻璃(面)	23	0.94
纸	0 ~ 100	0.80 ~ 0.95	碳片	—	0.85
不透明塑料	—	0.95	绝缘片	—	0.91 ~ 0.94
瓷器(亮)	23	0.92	金属片	—	0.88 ~ 0.90
电瓷	—	0.90 ~ 0.92	环氧玻璃板	—	0.80
屋顶材料	20	0.91	镀金铜片	—	0.30
水	0 ~ 100	0.95 ~ 0.96	涂焊料的铜	—	0.35
冰	—	0.98	铜丝	—	0.87 ~ 0.88

附录 F(提示的附录)

瓷绝缘子串的发热经验公式及公布电压的参考值

F1 绝缘子串的发热功率的近似表达式

附录 G(提示的附录)

红外检测记录表

地点 检测单位 日期 年 月 日 环温 湿度 风速

[illegible]

检测人员_____、_____、_____

附录 H (提示的附录)

各种电气设备红外诊断实例

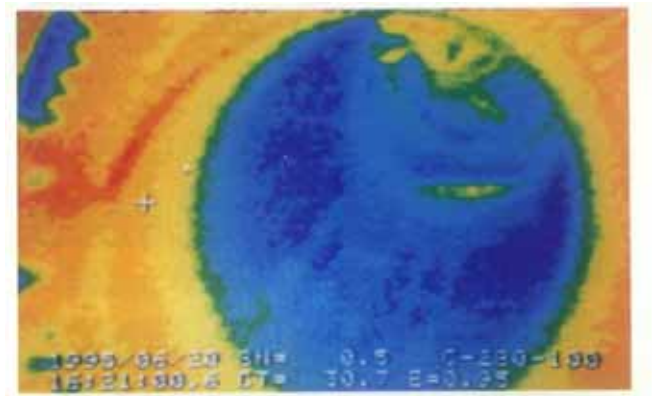


图 H1 透平型发电机定子线棒接头焊接不良

图 H1 中“+”左上方为某线棒的渐伸线、检测时 $I_S=0.1I_e$, $T=2.5K$, 超过表 2 的规定。打开绝缘头检查, 焊头有明显过热迹象。修复后异常热像消除。

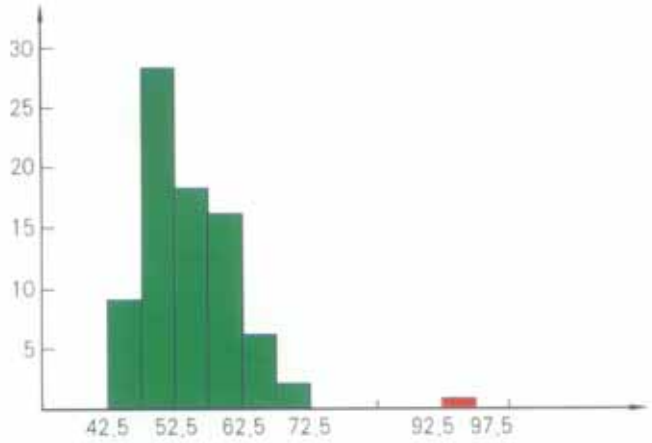


图 H2 水轮发电机定子绕组接头温度分布的直方图

图 H2 中 75 个测点中有 72 个的温度连续分布在 42.5 ~ 62.5 之间(检测时 $I_S=0.68I_e$) , 2 个测点温度偏高(72.5) , 一个远离连续区(95.8)。偏高的定为一般缺陷, 远离的定为重大缺陷。对有重大缺陷的接头解体检查, 发现 6 个焊头中有 2 个焊接质量不良, 其电阻值是正常焊头的 18.4 倍。

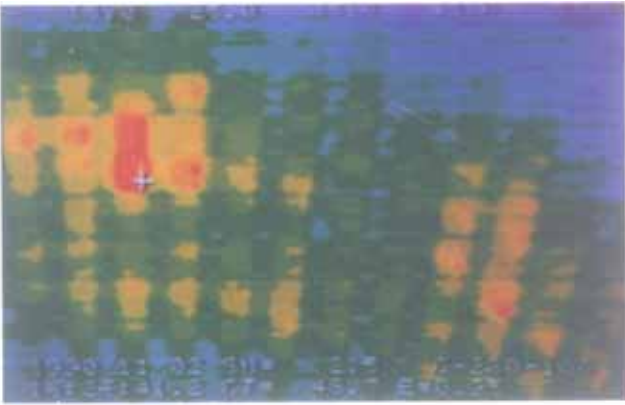


图 H3 透平型发电机定子铁芯绝缘缺陷

图 H3 中齿的最高温升达 26.2K , 齿的最大温差 17.1K , 均超过 DL/T596—1996 中表 1

第 10 项的规定。

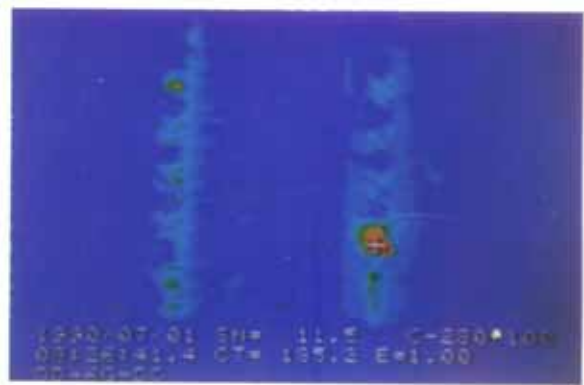


图 H4 发电机电刷接触压力调整不合格

图 H4 中带“+”的电刷为不合格电刷 ,其温度在 150 以上 ,明显超过 GB/T7064 和 GB755 的温度限值。

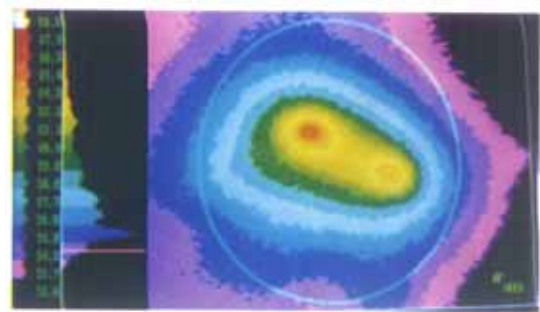


图 H5 变压器涡流损耗引起的箱体发热

图 H5 中发热区的最高温度为 66.9 ，没有超过 DL/T572 的有关规定，可不加短路环。

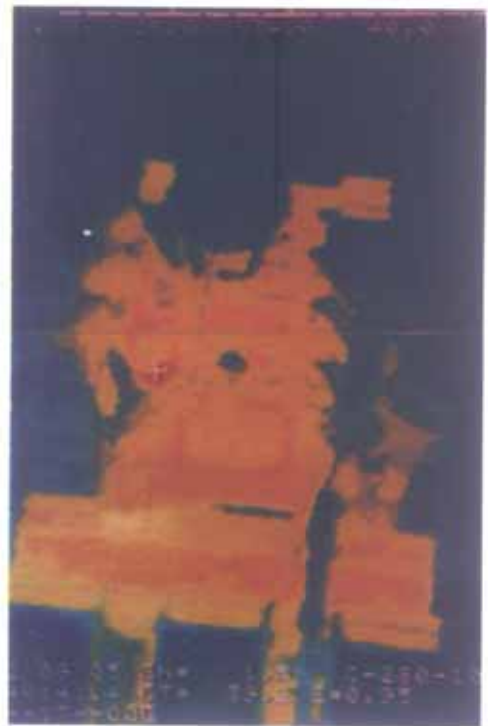


图 H6 变压器分接开前接触不良，引起箱体顶部发热

图 H6 中带“+”的热区系分接开关的热油沿绝缘筒内壁上升，引起正上方箱体局部温度

升高所致，同时发现变压器油的色谱异常。检修中未发现异常。检修中转动了分接开关。检修后顶部异常热像消失。

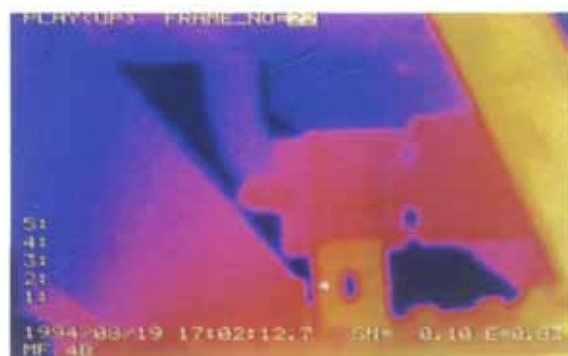


图 H7 气体继电器阀门未打开

图 H7 中气体继电器阀门的两侧温度明显不同，说明变压器本体的油与油枕内的油没有连通。

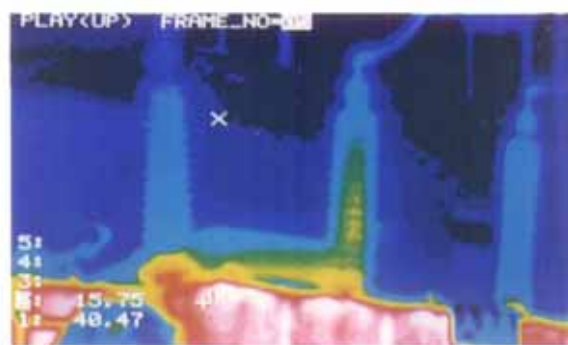


图 H8 变压器套管介质损耗增大

图 H8 中 B 相套管整体发热，温度高出两边相 5K 以上，大大超过 6.2.4.1 的规定，应定为重大缺陷。

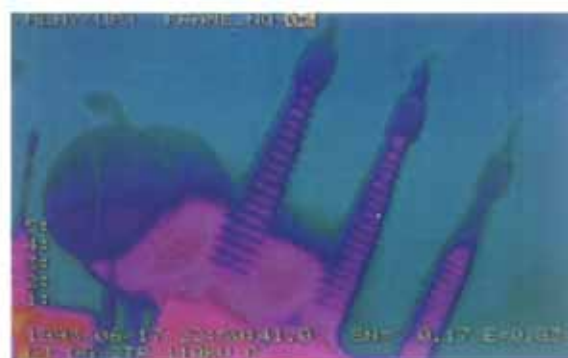


图 H9 变压器高压侧套管因渗漏而缺油

图 H9 中为一台 110kV 变压器，C 相套管因下端密封不严，向本体渗油，油位已与本体持平，油枕和套管油气分界面清晰可辨。

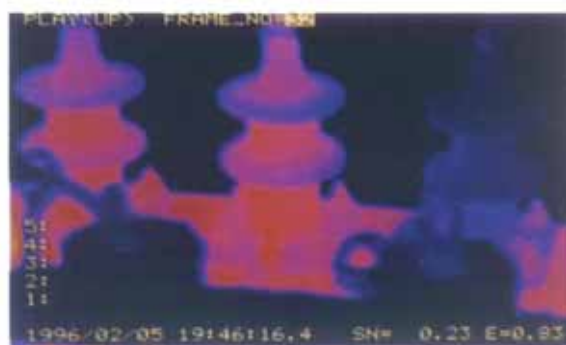
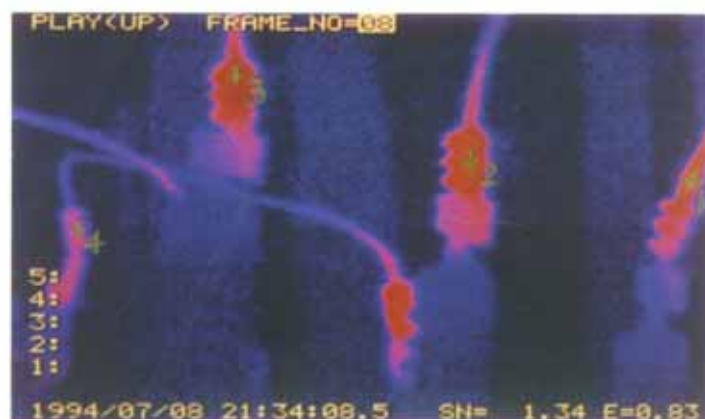


图 H10 变压器低压侧纯瓷套管因充气而缺油

图 H10 中右边相纯瓷套管在注油后未排气，变压器油未能进入套管。



号码	1	2	3	4
温度	537.2	325.0	311.1	165.9

图 H11 高压断路器外部连接件接触不良

图 H11 中 35kV 多油断路器外连接件接触不良，6 个接头有 5 个发热，最高温度达 537.2，属紧急缺陷。



图 H12 少油断路器动静触头接触不良

图 H12 中 $T_1 > T_3 > T_2$ ，且相间温差达 24K，为动静触头接触不良缺陷。

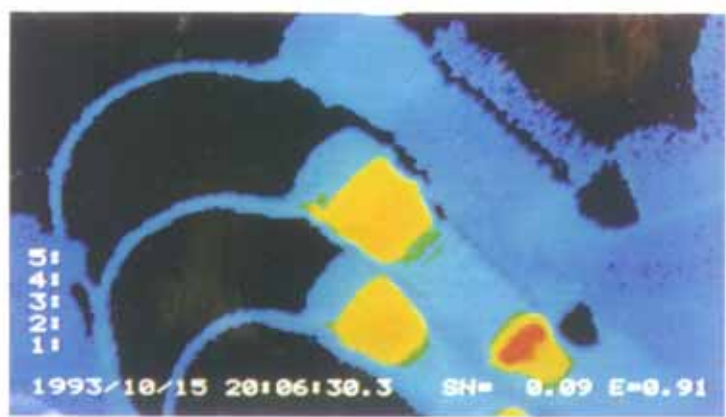


图 H13 少油断路器中间触头接触不良

图 H13 中 $T_3 > T_1 > T_2$ ，且相间温差大于 10K，为中间触头接触不良缺陷。

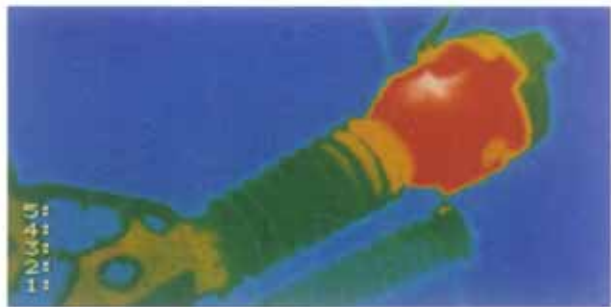
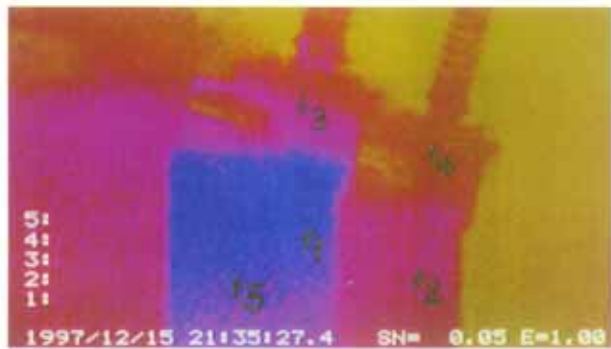


图 H14 少油断路器静触头基座接触不良

图 H14 中 $T_1 > T_3 > T_2$ ，且 T_2 与 T_3 接近，相间温差大于 10K，为静触头基座接触不良缺陷。



号码	1	2	3	4
温度	8.09	3.76	3.70	2.82

图 H15 多油断路器内部接触不良

图 H15 中为 DW3-110G 多油断路器，B 相上中部温度明显偏高，相间温差达 4.3K，超过标准一倍以上，属重大缺陷。检修时测得发热相回路电阻为 $10000 \mu \Omega$ ，为厂家规定值的 8.3 倍。同时动静触头有烧伤痕迹。

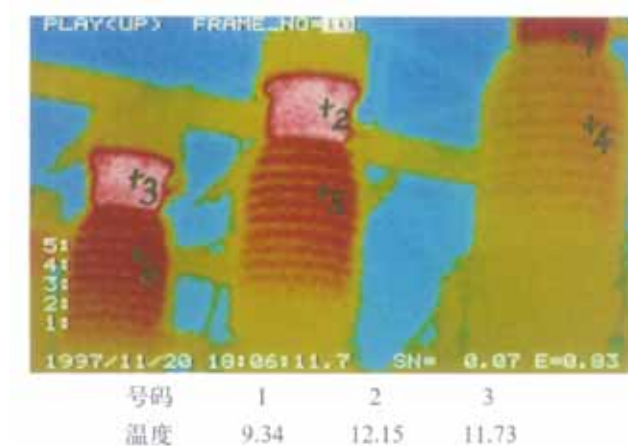


图 H16 JCC-110 电压互感器内部损耗异常

图 H16 中 B、A 两相温差为 2.8K，C、A 两相温差为 2.4K，均超过表 4 的规定。停电检查，直流电阻及介质损耗均为正常，只有伏安特性有明显差别：

电流 A	电 压 V				
	10	30	57.7	60	70
A 相	0.32	1.09	2.82	3.90	10.87
B 相	0.60	1.15	4.90	6.00	12.50
C 相	0.61	1.21	4.30	5.22	11.00

由此可知，温度的高低与励磁电流的大小是对应的，查阅原始数据，励磁电流与投运时无明显变化，属厂家在铁芯生产中留下的一般缺陷。可继续运行。

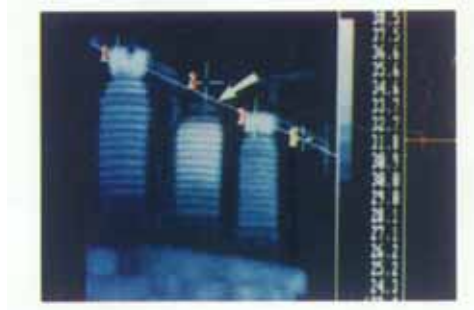


图 H17 110kV 电压互感器缺油

图 H17 中 B 相油面已降到储油柜以下，散热条件变坏，引起整体温度升高。应抓紧检查处理。

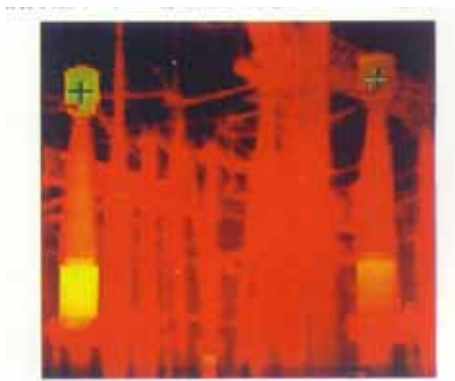


图 H18 500kV 电流互感器内部损耗异常

图 H18 中电流互感器相间温差为 2.5K ~ 3.0K ,明显超过表 5 的规定。发热相 $\tan \delta$ 由 0.3% 增加到 0.79% ,增长量为 0.49% ,超过 DL/T596—1996 中 7.1.1 的规定。应抓紧处理。

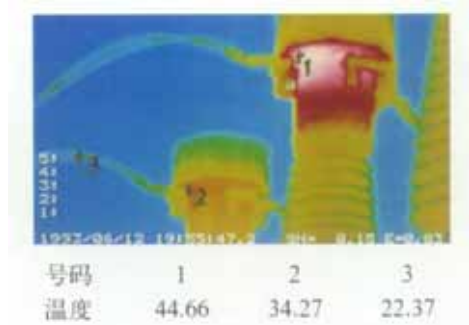


图 H19 110kV 电流互感器内部接触不良

图 H19 中 $T_1=44.7$, $T_2=34.3$, $T_0=22$, 相对温差 $\delta_r=45.8\%$, 外部接头温度正常, 属内部接触不良的一般缺陷。

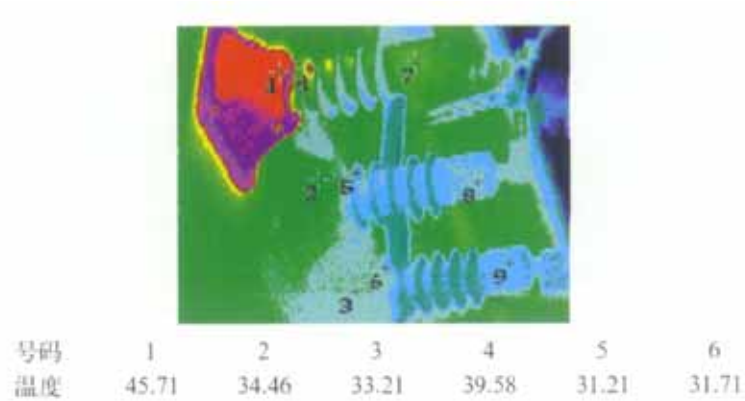


图 H20 35kV 套管式电流互感器内部损耗异常

图 H20 中发热相与正常相温差 11.3K ,大大超过表 5 的规定,属重大缺陷。经电气试验查明,绝缘油耐压低(小于 20kV) , H_2 和 CO_2 含量严重超标 ,套管介质损耗比上年增加 33.3% ,属进水受潮缺陷。

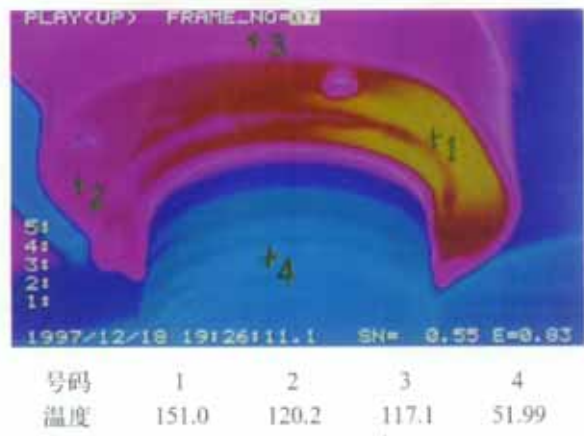


图 H21 6kV 电流互感器外壳发热

图 H21 中电流互感器外壳严重发热,最高温度为 151.3 ,经解体检查,发现面板为铝板,围屏及底板为铁板,属涡流损耗发热,二次绕组绝缘物已碳化脱落。

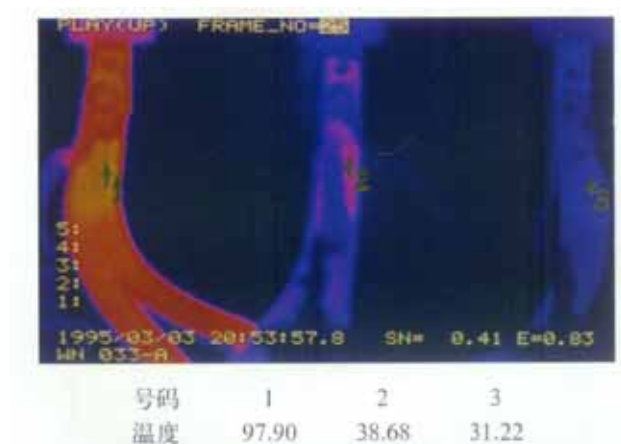


图 H22 电缆头接头接触不良

图 H22 中发热接头温度 $T_1=97.9$, 正常相 $T_2=31.2$, $T_0=10.2$, $\delta =75.9\%$, 属一般缺陷。

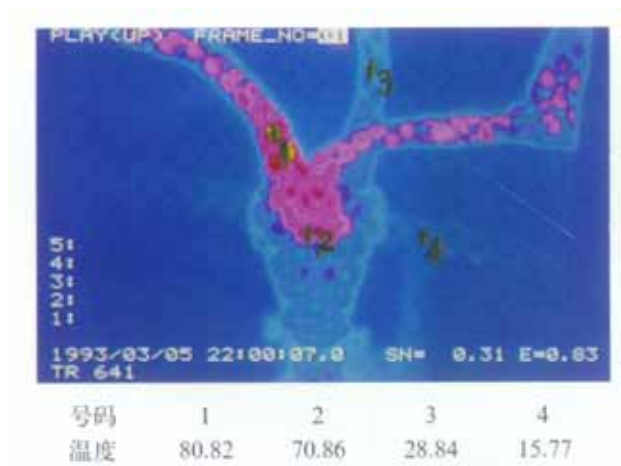


图 H23 电缆头局部绝缘不良

图 H23 中电缆头交叉处两相绝缘已严重损坏，表面温升大大超过表 6 的规定，定为紧急缺陷。主管单位固故未立即处理，第三天此电缆头爆炸(第四天该站计划停电检修)。

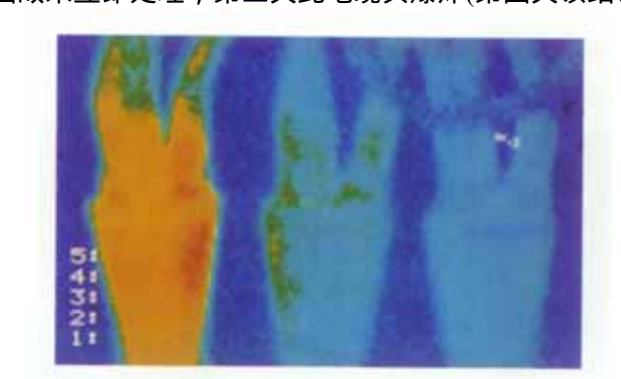


图 H24 电缆头整体绝缘不良

图 H24 中发热电缆头表面温升虽然没有超过表 6 的规定，但同类温差偏高(4.7K)，属电缆头整体绝缘不良缺陷。

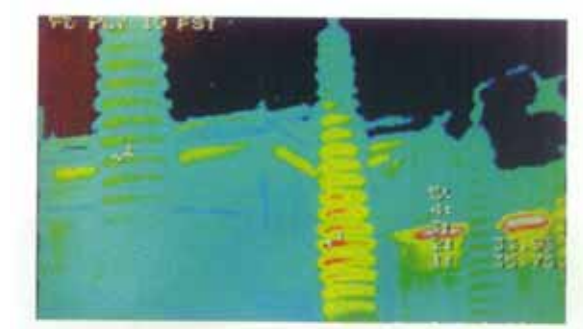


图 H25 电缆头出线套管进水受潮

图 H25 中为 110kV 充油式电缆头出线套管 ,在 43 天的时间内 ,B、A 两相的温差由 1.5K 增至 2.0K。停电检修，发现顶部密封圈破损，底部有积水。检修后热像正常。

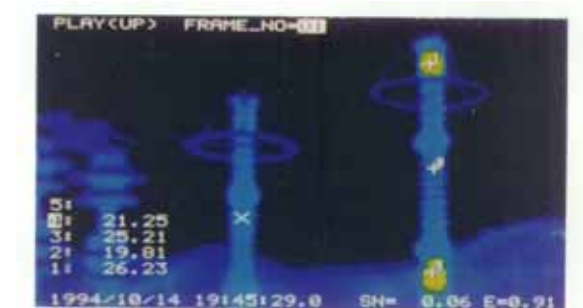


图 H26 FZ-110 避雷器内部受潮

图 H26 中右边相第一节元件发热部位的温度(点 1)为 26.23℃，第三节元件发热部位的温度(点 3)为 25.21℃，而第二节元件发热部位的温度(点 2)为 19.81℃，正常相(点 4)的温度 21.25℃。元件发热程度不符合自上而下依次降低的规律，属异常热像，且温升和相间温差超过表 7 的规定，属重大缺陷。从热像可知，右边相第二节元件内部受潮。

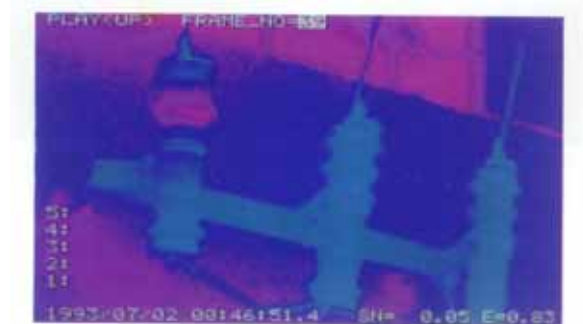


图 H27 FS 型 10kV 配电避雷器内部受潮

图 H27 中的避雷器正常时基本不发热。图中左边相温升明显偏高，说明该避雷器内部已严重受潮，应予更换。

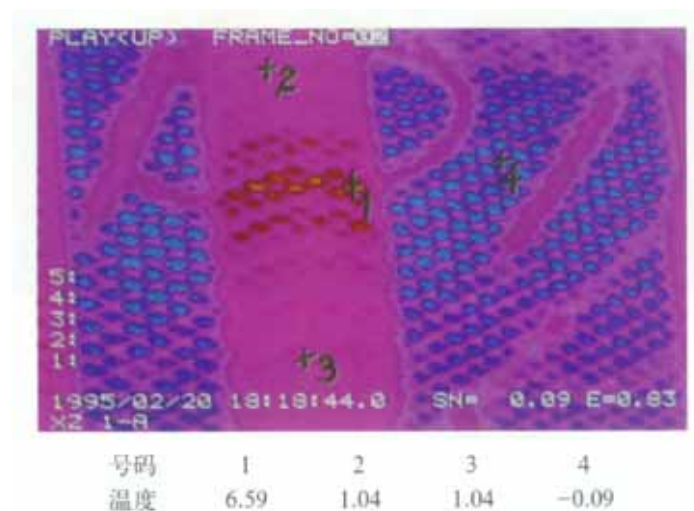


图 H28 FCZ 型磁吹避雷器内部受潮

图 H28 中系 220kV 磁吹器 B 相上节元件，中部点 1 的温度为 6.59，上部点 2 及下部点 3 的温度为 1.04，不符合组合元件温升上部略高的规律，属异常热像，且温升和相间温差大大超过表 8 的规定，属紧急缺陷。停电检修，发现上节元件的防爆玻璃破损，内部严重受潮。

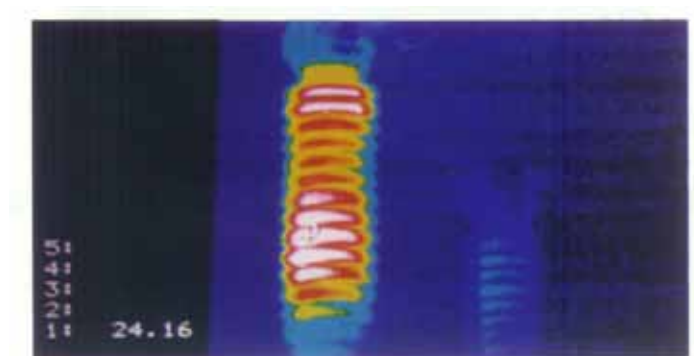


图 H29 110kV 氧化锌避雷器内部受潮

图 H29 中发热相的温升及相间温差大大超过表 9 的规定，属紧急缺陷。

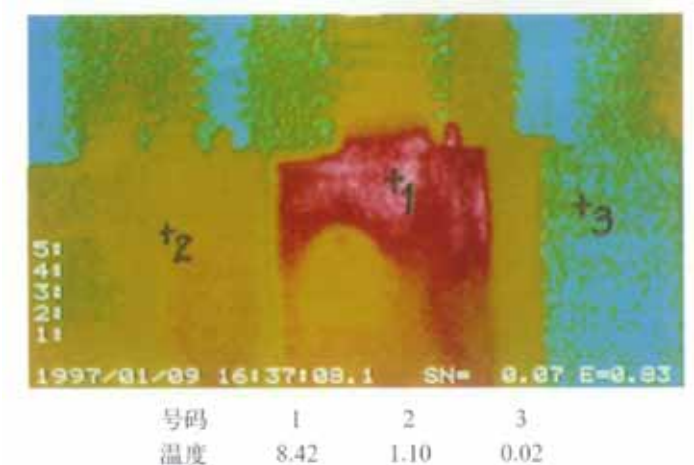


图 H30 35kV 并联电容器内部损耗异常

图 H30 中 $T_1=8.4$ ， $T_2=1.1$ ， $T_0=0$ ， $\delta=87\%$ ，相对温差大大超过表 10 的规定，属重大缺陷。

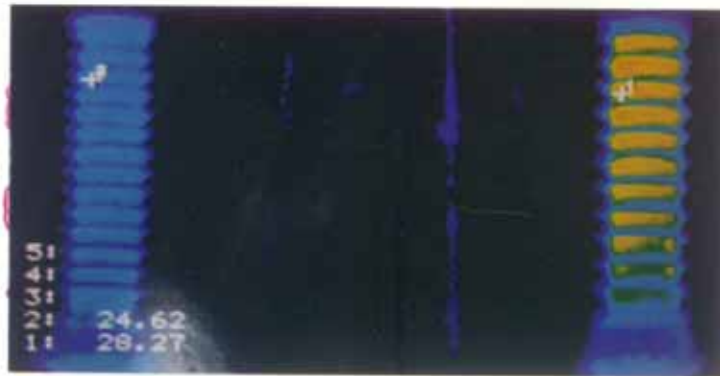


图 H31 110kV 耦合电容器内部损耗异常

图 H31 中右边耦合电容器的温升和同类温差都大大超过表 11 的规定，属紧急缺陷。

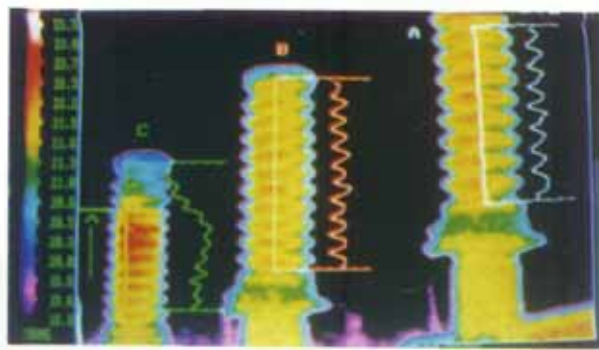
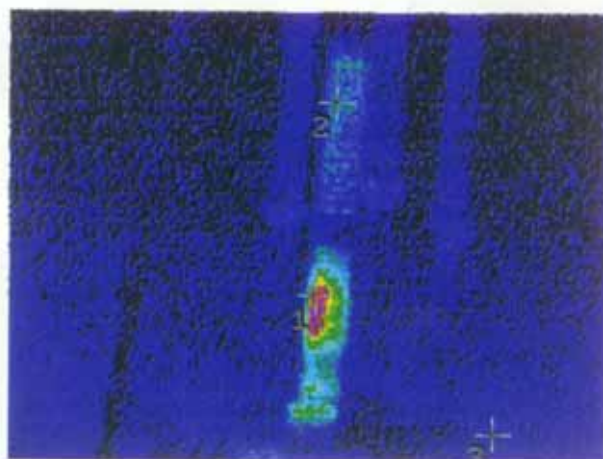


图 H32 110kV 耦合电容器缺油

图 H32 中 C 相上部的低温部位为缺油区，而且整体温度明显偏高，属缺油受潮的设备，应抓处理。



号码	1	2	3
温度	35.75	24.43	21.94

图 H33 220kV 电容式电压互感器缺油

图 H33 中 CVT 在春检预试时正常，4 个月后红外检测发现下节元件温度 35.75℃，上节元件温度 24.43℃，环境温度 21.94℃，下节元件温升 13.8K，大大超过表 11 的规定，属紧急缺陷。检修试验结果：上节介质损耗 0.4，下节介质损耗 0.7，解体检查发现下法兰盘向中间变压器油箱漏油，下节元件 2/3 缺油。

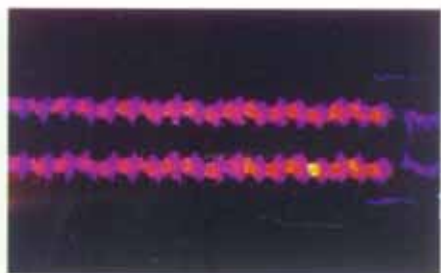


图 H34 含低值绝缘子的 500kV 耐张绝缘子串

图 H34 中下串第 4 片绝缘子的钢帽的温度比左、右、上都明显偏高，经测试绝缘电阻为 $23\text{M}\Omega$ ，属低值绝缘子。

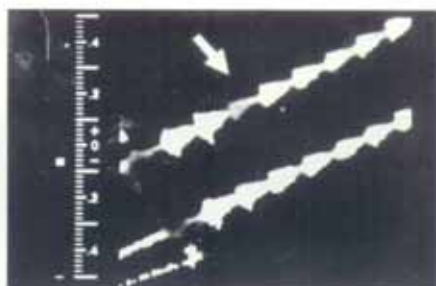


图 H35 含零值绝缘子的 330kV 耐张绝缘子串

图 H35 中箭头所指的绝缘子的绝缘电阻为 $0.3\text{M}\Omega$ ，属零值绝缘子。



图 H36 110kV 瓷柱绝缘性能劣化

图 H36 中瓷柱上部温度本应略高，现反而明显偏低，说明上部低温部位绝缘性能劣化，整个绝缘瓷柱的绝缘电阻变小，温升偏高，应予更换。

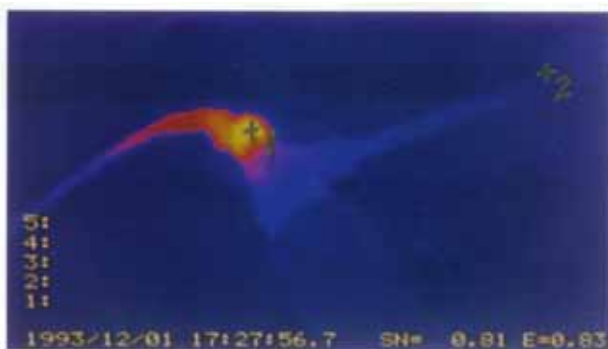


图 H37 110kV 隔离开关引线接头接触不良

图 H37 中发热接头温度达 270.5℃，表面温度严重超标，属紧急缺陷。

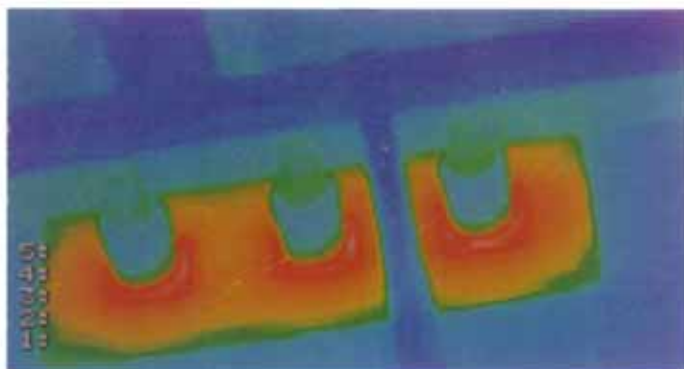


图 H38 穿墙套管支撑板涡流损耗发热

图 H38 中套管之间的铁板未开口，相电流在铁板中产生较强的环流磁通，其涡流损耗引起铁板发热，应结合设备检修进行处理。



图 H39 阻波器内避雷器损坏

图 H39 中的避雷器是用来保护谐振电容器不受过电压危害的，正常运行时，两端电压很低，不应发热。图中避雷器温度很高，表明这个避雷器已损坏，成了电感线圈的一个并联电阻，应予更换。

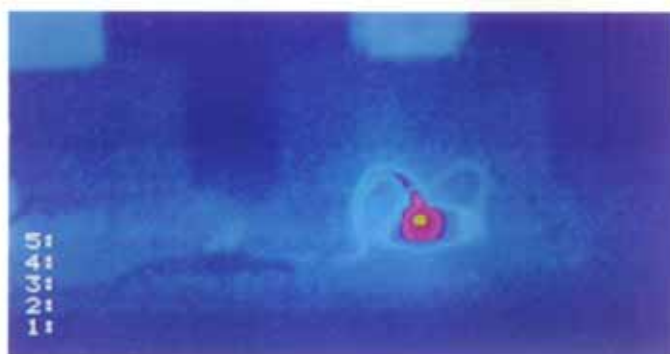


图 H40 电流互感器二次端子接触不良

图 H40 中最高温度超过了胶木绝缘的允许温度，应抓紧处理。