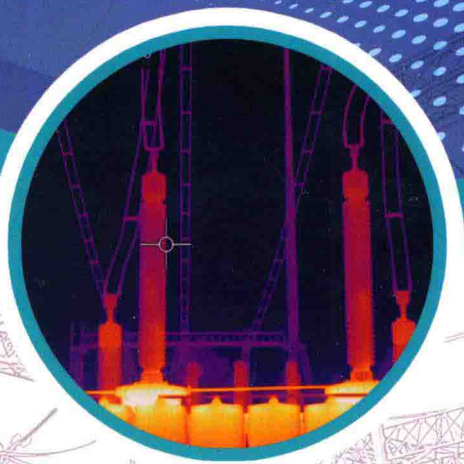


变电设备带电检测

典型案例分析

国网冀北电力有限公司 组编



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

变电设备带电检测 典型案例分析

国网冀北电力有限公司 组编



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

内 容 提 要

本书汇集近几年来国网冀北电力有限公司通过带电检测手段发现的典型缺陷和故障 56 例,按照检测手段的不同分为 6 章,分别为红外热成像检测, GIS、罐式断路器局部放电检测, 开关柜带电检测, 红外检漏、SF₆ 气体检测, 油色谱检测、分析和其他检测技术。

本书可供电力系统从事运维检修的技术人员和管理人员使用, 也可供其他相关人员学习参考。

图书在版编目(CIP)数据

变电设备带电检测典型案例分析 / 国网冀北电力有限公司组编. —北京: 中国电力出版社, 2017. 4

ISBN 978-7-5198-0228-8

I. ①变… II. ①国… III. ①变电所—电气设备—带电测量—案例 IV. ①TM93

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2017) 第 003050 号

出版发行: 中国电力出版社

地 址: 北京市东城区北京站西街 19 号 (邮政编码 100005)

网 址: <http://www.cepp.sgcc.com.cn>

责任编辑: 翟巧珍 (010-63412351) 马玲科

责任校对: 闫秀英

装帧设计: 郝晓燕 左 铭

责任印制: 邹树群

印 刷: 北京瑞禾彩色印刷有限公司

版 次: 2017 年 4 月第一版

印 次: 2017 年 4 月北京第一次印刷

开 本: 710 毫米 × 980 毫米 16 开本

印 张: 10.25

字 数: 142 千字

定 价: 70.00 元

版 权 专 有 侵 权 必 究

本书如有印装质量问题, 我社发行部负责退换

《变电设备带电检测典型案例分析》编委会

主 编 于德明

副 主 编 朱晓岭 吕志瑞 刘亚新 薛文祥 高舜安

宁文元 邓 春

编写人员 毛 婷 郭 亮 孙云生 杨大伟 马继先

龙凯华 蔡 巍 李大卫 李志刚 刘 亮

郭绍伟 彭 琰 徐党国 卢 毅 杨敏祥

田 霖 王建新 张志翀 李凤海 赵 娜

王志超 钱 欣 李昌原 艾晨光 吕心田

张 平 孙为民 潘 卓 李昊扬 牛 铮

沙彦超 张 超 孔令宇 韩 志 杨 坡

张兴磊 朱旭光 安 冰 刘振华 孟繁津

李东民 费 骏 赵志山 吴耀华 张学星

刘树勇 张少纯 侯力枫 孙永峰 刘福强

黄立昕 刁 嘉 王 珣 李 雨 马鑫晟

郝 震 王建伟 宋 楠 赵 媛 王 馨

端木林楠 闫玉鑫 黄 彬 赵 盟 袁 翔

许 鹏 黄小龙 潘 宇 杜燕雄

全面实施状态检修是国家电网公司精益化生产的核心内容。国网冀北电力有限公司自成立以来，立足于进一步深化设备状态检修，不断加强设备状态管控，推广各类带电检测技术，形成了水平高、成效佳的各层级检测队伍，在参加国家电网公司各类带电检测竞赛活动中取得了优异成绩。为确保带电检测工作扎实、高效开展，结合近年来带电检测工作成效，国网冀北电力有限公司运维检修部组织国网冀北电力有限公司电力科学研究院、国网冀北电力有限公司检修分公司、国网冀北电力有限公司廊坊供电公司、国网冀北电力有限公司承德供电公司、国网冀北电力有限公司张家口供电公司、国网冀北电力有限公司秦皇岛供电公司、国网冀北电力有限公司唐山供电公司等相关单位编制完成了《变电设备带电检测典型案例分析》。

本书共6章，56个案例，覆盖红外热成像检测、GIS/罐式断路器局部放电检测、开关柜带电检测、SF₆气体红外检漏、油色谱检测、避雷器泄漏电流检测等检测技术。书中详细介绍了各案例的经过、检测分析、处理过程和经验体会，是国网冀北电力有限公司各单位应用带电检测技术的成果。

本书由国网冀北电力有限公司组织编写，其内容由国网冀北电力有限公司运维检修部提出并进行解释。本书可供电力系统从事运维检修的技术人员和管理人员使用，也可供其他相关人员学习参考。

由于水平经验原因，书中疏漏之处在所难免，望广大读者批评指正。

编者

前言

第一章 红外热成像检测	1
• 1-1 红外热成像检测发现 110kV 主变压器散热器温度异常缺陷	1
• 1-2 红外热成像检测发现 220kV 主变压器高压套管内含有气体缺陷	2
• 1-3 红外热成像检测发现 110kV 主变压器风冷控制箱发热缺陷	4
• 1-4 红外热成像检测发现 500kV 高压并联电抗器套管发热缺陷	5
• 1-5 红外热成像检测发现 110kV 隔离开关发热缺陷	8
• 1-6 红外热成像检测发现 110kV 隔离开关发热缺陷	10
• 1-7 红外热成像检测发现 220kV 隔离开关发热缺陷	14
• 1-8 红外热成像检测、油色谱分析发现 110kV 电流互感器内部绝缘缺陷	16
• 1-9 红外热成像检测发现 110kV 电压互感器二次端子箱发热缺陷	18
• 1-10 红外热成像检测发现 66kV 电压互感器电磁单元发热缺陷	20
• 1-11 红外热成像检测发现 220kV 电压互感器电磁单元发热缺陷	22
• 1-12 红外热成像检测发现 110kV 避雷器内部受潮缺陷	25
• 1-13 红外热成像检测发现 35kV 电缆终端发热缺陷	29
• 1-14 红外热成像检测发现 35kV 串联电抗器发热缺陷	31
• 1-15 红外热成像检测发现 66kV 并联电抗器套管接头发热缺陷	33

第二章 GIS、罐式断路器局部放电检测	35
• 2-1 超声波局部放电检测发现 220kV GIS 内部固件松动缺陷	35
• 2-2 超声波局部放电检测发现 110kV GIS 内断路器局部放电缺陷	38
• 2-3 超声波局部放电检测发现 110kV GIS 内避雷器局部放电缺陷	43
• 2-4 超声波局部放电检测发现 110kV GIS 内电压互感器局部放电缺陷	46
• 2-5 特高频局部放电检测发现 110kV GIS 穿墙套管仓局部放电缺陷	49
• 2-6 超声波局部放电检测发现 500kV HGIS 断路器局部放电缺陷	51
• 2-7 超声波局部放电检测发现 500kV 罐式断路器内部固件松动缺陷	59
第三章 开关柜带电检测	64
• 3-1 开关柜带电检测、红外热成像检测、紫外检测发现 10kV 电力电缆终端局部放电缺陷	64
• 3-2 开关柜带电检测、红外热成像检测发现 10kV 开关柜母线排紧固螺栓松动缺陷	66
• 3-3 开关柜带电检测发现 10kV 开关柜母线绝缘护套劣化缺陷	69
• 3-4 开关柜带电检测发现 10kV 开关柜内电缆头护套受损缺陷	73
• 3-5 开关柜带电检测发现 10kV 开关柜内电流互感器二次端子松动缺陷	77
• 3-6 开关柜带电检测发现 10kV 开关柜带电显示装置二次线脱落缺陷	79
• 3-7 开关柜带电检测发现 35kV 开关柜母线穿柜套管绝缘挡板受潮缺陷	81
• 3-8 开关柜带电检测发现 10kV 开关柜内电流互感器二次端子接触不良缺陷	83
第四章 红外检漏、SF₆ 气体检测	86
• 4-1 SF ₆ 气体红外检漏发现 220kV GIS 出线套管漏气缺陷	86
• 4-2 SF ₆ 气体检漏发现 220kV 断路器气室漏气缺陷	87
• 4-3 SF ₆ 气体分解产物检测发现 110kV GIS 绝缘盆子缺陷	89
• 4-4 SF ₆ 气体红外检漏发现 500kV HGIS 泄漏缺陷	91
• 4-5 SF ₆ 气体红外检漏发现 500kV 电流互感器泄漏缺陷	93

· 4-6	SF ₆ 气体湿度检测发现 500kV 电流互感器水分含量超标缺陷	94
· 4-7	SF ₆ 气体红外检漏发现 110kV 断路器漏气缺陷	95
· 4-8	SF ₆ 气体红外检漏发现 110kV 断路器漏气缺陷	96
· 4-9	SF ₆ 气体红外检漏发现 220kV 断路器漏气缺陷	99

第五章 油色谱检测、分析 101

· 5-1	油色谱检测发现 220kV 变压器内部放电缺陷	101
· 5-2	油色谱检测发现 110kV 变压器铁芯异常缺陷	104
· 5-3	油色谱检测发现 110kV 变压器内部放电缺陷	107
· 5-4	油色谱检测发现 500kV 变压器潜油泵故障缺陷	109
· 5-5	油色谱检测发现 220kV 电流互感器内部放电缺陷	112
· 5-6	油色谱检测发现 110kV 电流互感器内部放电缺陷	116
· 5-7	油色谱分析发现 110kV 电流互感器内部放电缺陷	121
· 5-8	油色谱分析发现 220kV 电流互感器一次接线松动缺陷	124

第六章 其他检测技术 128

· 6-1	在线监测发现 220kV 变压器夹件多点接地缺陷	128
· 6-2	在线局部放电监测发现 500kV 变压器磁屏蔽破损缺陷	131
· 6-3	避雷器泄漏电流检测、红外热成像检测发现 110kV 避雷器内部受潮缺陷	135
· 6-4	避雷器泄漏电流检测发现 220kV 避雷器内部受潮缺陷	138
· 6-5	电缆接地电流检测发现 220kV 电缆外护层破损	141
· 6-6	相对介质损耗检测发现 110kV 电流互感器内部放电缺陷	143
· 6-7	紫外检测发现 220kV 避雷器异常放电缺陷	147
· 6-8	在线监测发现 10kV 开关柜触头过热缺陷 1	148
· 6-9	在线监测发现 10kV 开关柜触头过热缺陷 2	151

红外热成像检测

1-1 红外热成像检测发现 110kV 主变压器散热器温度异常缺陷

1 案例经过

2015 年 11 月 15 日,检测人员在进行红外测温时,发现某 110kV 变电站的 3 号主变压器 1、2、3 号散热片温度较低,与其他散热片的温差较大,经检修人员到现场对阀门进行检修后,复测正常。

2 检测分析

该变压器设备型号为 SSZ11-50000/110,生产日期为 2014 年 9 月,投运日期为 2015 年 10 月。

检测人员对该变压器进行精确测温,发现 3 号变压器 1、2、3 号散热片温度异常,红外热成像图谱如图 1-1-1 和图 1-1-2 所示,故障散热器温度为 0.1°C ,正常散热器温度为 18.8°C ,最大温差为 18.7K ,环境温度为 -2.8°C ,相对湿度为 60%。主变压器本体散热片温度分布不一致,初步判断为 1、2、3 号散热片油阀门可能没打开。

3 处理过程

检测人员到现场后发现 1、2、3 号散热片油阀门开闭指示不正确,油阀门指示在打开位置,实际在闭合位置。打开下油阀门后复测温度与其他散热片温差不大,待变压器停电时将上油阀门打开。

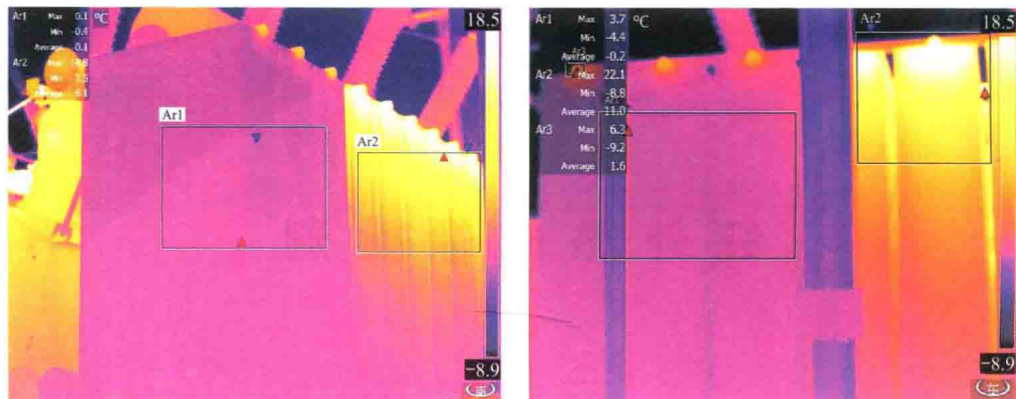


图 1-1-1 3 号主变压器红外热成像图谱

4 经验体会

运用红外热像仪进行红外检测，可准确地定位设备发热点，避免了其他方式的不准确性，提高了工作效率。红外测温技术不仅能发现发热点，还能发现充油设备内部有无异常。

1-2 红外热成像检测发现 220kV 主变压器高压套管内含有气体缺陷

1 案例经过

2016 年 4 月 14 日，检测人员对某 220kV 变电站进行红外测温工作，发现 3 号主变压器 220kV 侧高压套管红外图谱异常，B、C 相套管下部比上部温度高，初步判断认为套管与引线空腔积存大量气体，使油面下降。5 月 5 日，结合 3 号主变压器停电检修对套管进行了放气处理，再次测温，恢复正常。

2 检测分析

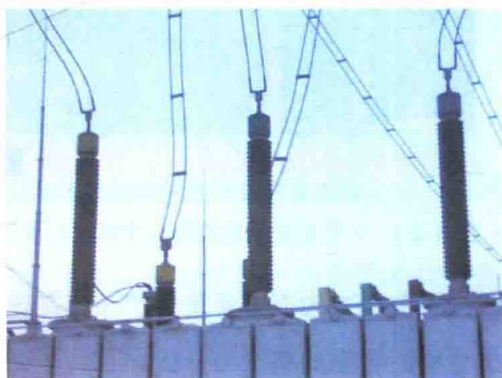
该高压套管设备型号为 COT1050-800，生产日期为 2008 年 7 月，投运日期为 2009 年 12 月。

3 号主变压器高压套管红外热成像图谱和可见光图像如图 1-2-1 所示，从左到右依次为 A、B、C 相，可以看出 A、B、C 三相套管下部温度均高于上部，且 B、

C两相比较明显。B相套管红外图谱如图 1-2-2 所示，上部温度为 17.4°C ，下部温度为 18.3°C ，温差为 0.9K 。C相套管红外热成像图谱如图 1-2-3 所示，上部温度为 16.3°C ，下部温度为 18.9°C ，温差为 2.6K ，且两相上下温度有明显差异。



(a)



(b)

图 1-2-1 3号主变压器高压套管红外热成像图谱和可见光图像

(a) 红外热成像图谱；(b) 可见光图像



图 1-2-2 B相套管红外热成像图谱

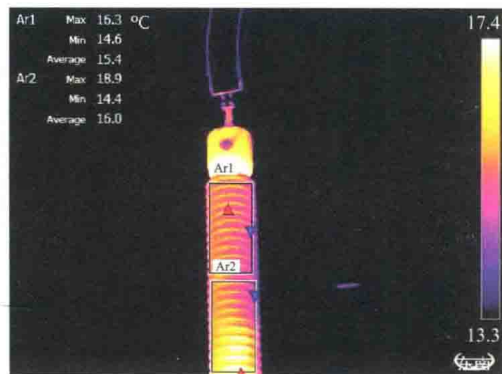


图 1-2-3 C相套管红外热成像图谱

由于 3 号主变压器运行正常，且未发生渗漏油现象，初步分析认为主变压器安装工艺不到位，导致套管与引线空腔积存大量气体，致使油面下降，造成套管内部引线裸露，长期运行极易造成内部放电。

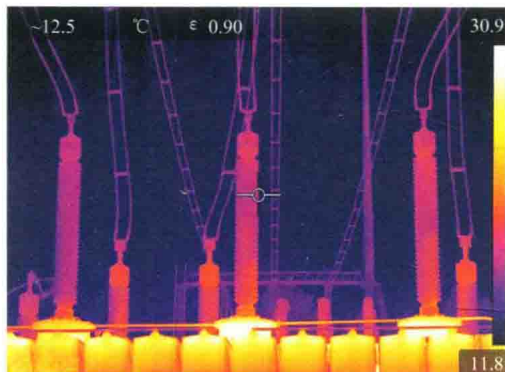


图 1-2-4 3 号主变压器高压套管恢复正常图谱

3 处理过程

2016 年 5 月 5 日，结合停电计划对 3 号主变压器进行停电检修。经检查，确定高压套管内确含有气体，经放气处理后，3 号主变压器高压套管油面恢复正常，如图 1-2-4 所示。

4 经验体会

随着技术的成熟与普及，红外热成像检测已成为电力系统生产一线发现设备缺陷的重要方法之一。加强对红外热成像检测数据的整理与分析，有助于更深层次分析设备问题。应提升主变压器安装工艺水平，抽真空应符合标准要求，防止因安装工艺不到位而造成安全隐患。

1-3 红外热成像检测发现 110kV 主变压器风冷控制箱发热缺陷

1 案例经过

2015 年 1 月 12 日，检测人员在某 110kV 变电站进行红外测温时，发现 1 号主变压器风冷控制箱控制器温度异常，经分析判断设备控制开关接头存在故障。对接头进行检查发现连接螺栓有松动现象，且接头部位已氧化，经处理后，风冷设备恢复正常运行状态。

2 检测分析

该主变压器设备型号为 SFZ9-40000/110，生产日期为 2003 年 5 月，投运日期为 2003 年 6 月。

检测人员对 1 号主变压器风冷控制箱进行红外热成像检测时，发现温度分布异常，如图 1-3-1 所示。对图谱进行分析后发现风冷控制箱控制器温度异常，表面最高温度 T_1 为 59.2°C ，正常相温度 T_2 为 35°C ，环境温度 T_0 为 10°C ，温差为 24.2K ，温升为 49.2K 。

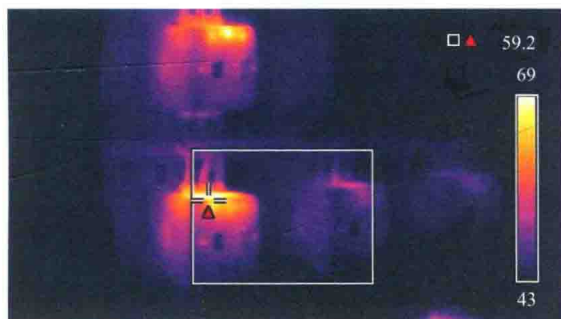


图 1-3-1 某 110kV 变电站 1 号主变压器风冷控制箱红外热成像图谱

相对温差为

$$\delta = \frac{T_1 - T_2}{T_1 - T_0} = \frac{59.2 - 35}{59.2 - 10} \times 100\% = 49.2\%$$

根据 DL/T 664—2008《带电设备红外诊断应用规范》中电流致热型设备缺陷诊断判据，热像特征是以控制器接头为中心，故障特征为接触不良。

3 处理过程

办理相关工作手续后，检测人员在低负荷的情况下停掉故障控制器的电源，检查后发现存在螺栓松动现象，且接头部位已经氧化，检测人员随即对接头进行打磨处理，并镀锡使其具有良好的导电性，恢复电源后设备红外图谱显示正常。

4 经验体会

风冷控制箱一旦发生故障停止工作，将导致变压器过热，严重影响设备的安全稳定运行，因此风冷控制箱是变电站设备联查过程中不可忽视的部位。红外热成像检测方法能够有效地发现控制器开关接头等连接部位的过热故障，提高设备的稳定性。

1-4 红外热成像检测发现 500kV 高压并联电抗器套管发热缺陷

1 案例经过

2014 年 4 月 17 日，检测人员进行例行红外测温时发现某 500kV 变电站 5033

高压并联电抗器 C 相中性点套管接头处温度异常。结合停电检修对一次引线接触面及抱箍进行处理后未能达到预期效果，送电后复测 C 相中性点套管接头处仍然发热。随后经过进一步分析发现该发热缺陷是将军帽与引线接头螺纹连接不紧密导致，处理后缺陷消除。

2 检测分析

该高压并联电抗器设备型号为 BKD-50000/500，生产日期为 2005 年 6 月，投运日期为 2005 年 8 月，其中性点套管型号为 BRDLW1-126/630-3。

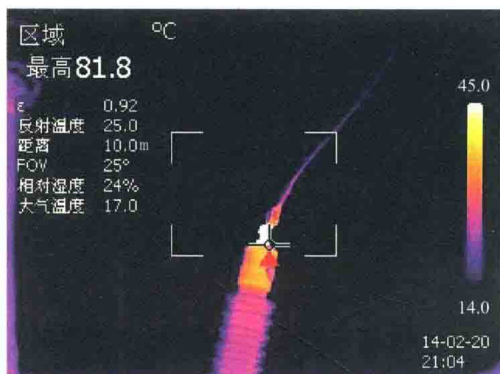


图 1-4-1 5033 高压并联电抗器 C 相中性点套管红外热成像图谱

2014 年 4 月 17 日，检测人员发现 5033 高压并联电抗器 C 相中性点套管接头处发热，随即结合停电检修对一次引线接触面及抱箍进行了处理。2014 年 4 月 20 日，检测人员复测发现 C 相中性点套管接头处仍发热，最高温度 T_1 为 81.8℃，如图 1-4-1 所示；相邻 A、B 两相中性点套管最高温度 T_2 分别为 26.2℃、23.5℃，如图 1-4-2 所示；环境温度 T_0 为 17℃。

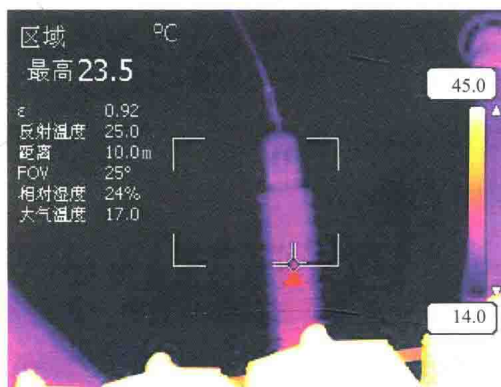
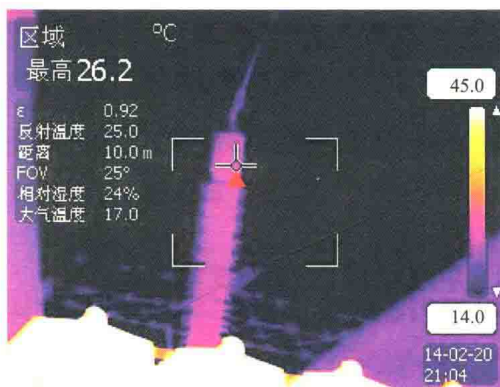


图 1-4-2 相邻 A、B 相中性点套管红外热成像图谱

A、C 相间同位置相对温差为

$$\delta = \frac{T_1 - T_2}{T_1 - T_0} = \frac{81.8 - 26.2}{81.8 - 17} \times 100\% = 85.8\%$$

B、C 相间同位置相对温差为

$$\delta = \frac{T_1 - T_2}{T_1 - T_0} = \frac{81.8 - 23.5}{81.8 - 17} \times 100\% = 90.0\%$$

依据 DL/T 664—2008《带电设备红外诊断应用规范》，此热点温度大于 80℃，判定该缺陷属于危急缺陷。

3 处理过程

由于之前已对套管抱箍及接触面进行了处理，此次经过对中性点套管内部仔细分析发现将军帽与引线接头螺纹连接不紧密，内部虚接才是导致发热的真正原因，如图 1-4-3 所示，与抱箍及一次引线接触面无关。随即申请停电，对该缺陷进行了处理，处理后缺陷消除。

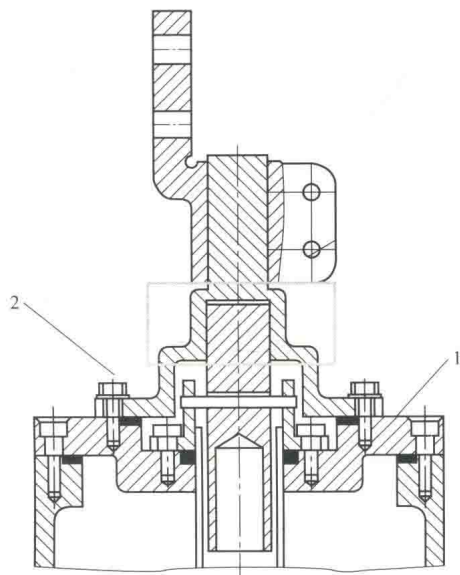


图 1-4-3 5033 高压并联电抗器 C 相中性点套管结构

1—橡皮垫圈；2—螺栓

4 经验体会

套管接头发热需要针对不同的发热点进行具体分析。针对该型式的套管，安装期间需严格按照厂家施工工艺进行，安装将军帽时，避免将军帽拧得过紧，橡皮垫圈（如图 1-4-3 中 1 所示）有一定的压缩量即可，然后通过螺栓（如图 1-4-3 中 2 所示）的作用压紧将军帽，这样也可以使将军帽与引线接头螺纹咬合得更加紧密。同型号的高压电抗器套管也出现过类似问题，需要引起注意。

1-5 红外热成像检测发现 110kV 隔离开关发热缺陷

1 案例经过

2015 年 4 月 1 日，检测人员对某 110kV 变电站进行红外测温时，发现 3 号主变压器 110kV 侧 103-2 隔离开关 B、C 两相开关侧导电臂软连接处发热。4 月 3 日，对该缺陷进行了处理，处理后缺陷消除。

2 检测分析

该隔离开关设备型号为 GW4 (A)-126DDW，生产日期为 2007 年 7 月，投运日期为 2007 年 11 月。

红外检测时发现 103-2 隔离开关 B、C 两相开关侧导电臂软连接处发热，最高温度 T_1 分别为 55.8℃、80.1℃，正常相 A 相开关侧导电臂软连接处温度 T_2 为 -1.3℃，环境温度 T_0 为 -7℃，如图 1-5-1 和图 1-5-2 所示，可见光如图 1-5-3 所示。

A、B 相间相对温差为

$$\delta = \frac{T_1 - T_2}{T_1 - T_0} = \frac{55.8 - (-1.3)}{55.8 - (-7)} \times 100\% = 90.9\%$$

A、C 相间相对温差为

$$\delta = \frac{T_1 - T_2}{T_1 - T_0} = \frac{80.1 - (-1.3)}{80.1 - (-7)} \times 100\% = 93.5\%$$

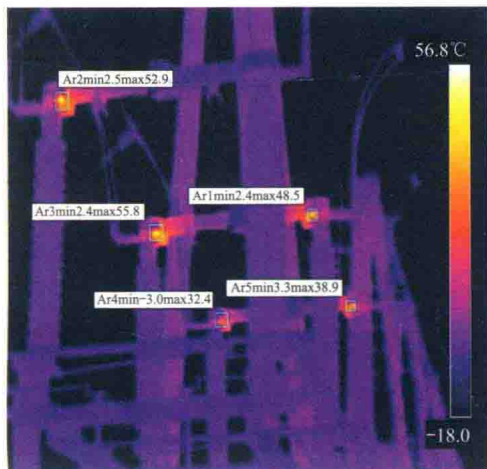


图 1-5-1 103-2 隔离开关红外热成像图谱

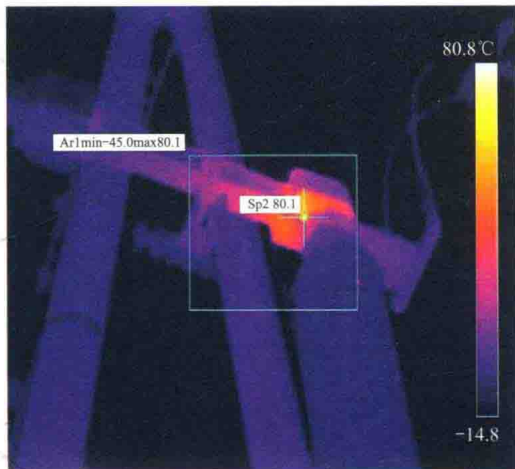


图 1-5-2 103-2 隔离开关 C 相红外热成像图谱

根据 DL/T 664—2008《带电设备红外诊断应用规范》表 A.1 电流致热型设备缺陷诊断判据中关于隔离开关的缺陷性质，103-2 隔离开关热点温度虽然低于 90°C ，但是相对温差均大于 80%，判断该隔离开关缺陷为严重缺陷。初步分析原因为导电臂内部软铜带（软连接）与导电臂接触部位有腐蚀或紧固螺栓松动，造成接触面电阻增大，最终引起发热。

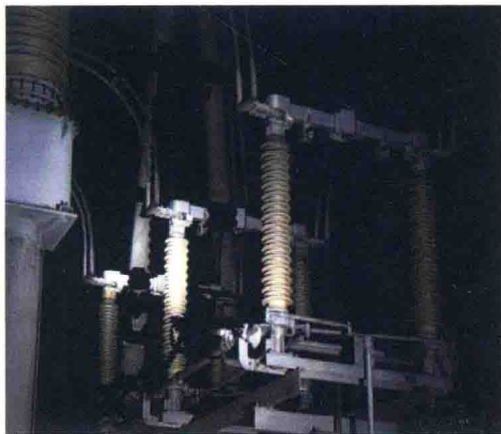


图 1-5-3 103-2 隔离开关可见光图像

3 处理过程

打开导电臂，对软铜带及其与导电臂的接触面进行打磨和擦拭处理，如图 1-5-4 所示，重新安装后对螺栓进行紧固，送电后复测缺陷消除。