

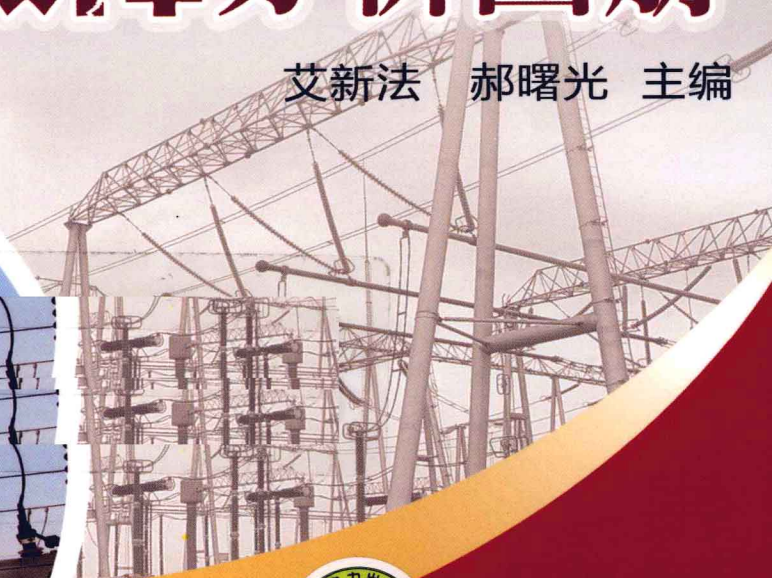
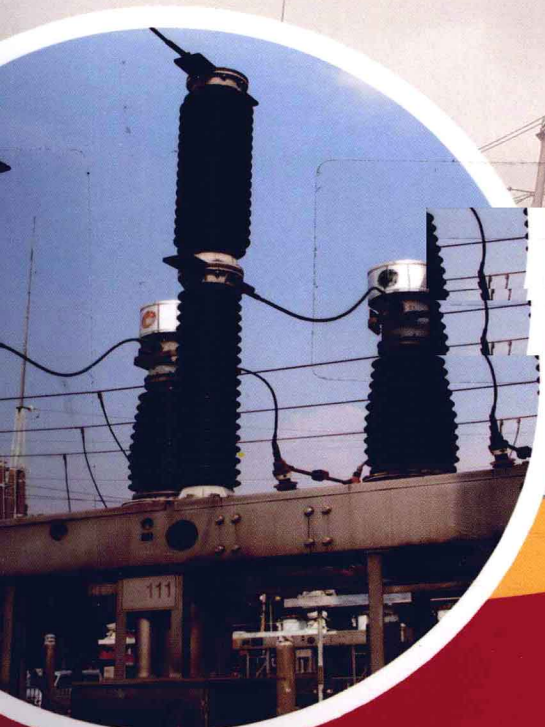
真实还原事故现场

深入剖析故障原因

有效布置预防措施

变电设备异常运行 及故障分析图册

艾新法 郝曙光 主编



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

变电设备异常运行 及故障分析图册

艾新法 郝曙光 主编



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

内 容 提 要

本书以图文并茂的方式,介绍变电设备异常运行及故障的分析处理过程和预防措施。全书共7章,分别为变压器保护动作跳闸(非变压器本体故障)事故分析,变压器异常运行及故障分析,GIS、HGIS异常运行及故障分析,高压开关类设备故障分析,互感器、避雷器故障分析,母线异常运行及故障分析,配电装置异常运行、故障及火灾事故分析。本书通俗易懂,针对性强,所述内容都配有相应的现场照片,所举案例具有一定的普遍性和典型性,是一本实用的科技书。

本书可供变电运行、检修、试验人员日常学习和现场分析时使用,也可供电网企业变电工程技术人员及相关管理人员参考。

图书在版编目(CIP)数据

变电设备异常运行及故障分析图册 / 艾新法, 郝曙光主编.
北京: 中国电力出版社, 2011. 3

ISBN 978 - 7 - 5123 - 1447 - 4

I. ①变… II. ①艾…②郝… III. ①变电所 - 电气设备 - 故障诊断②变电所 - 电气设备 - 故障修复 IV. ①TM63

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2011) 第 030711 号

中国电力出版社出版、发行

(北京市东城区北京站西街19号 100005) <http://www.cepp.sgcc.com.cn>

北京博图彩色印刷有限公司印刷

各地新华书店经售

2011年3月第一版 2011年3月北京第一次印刷

710毫米×980毫米 16开本 13印张 225千字

印数 0001—3000册 定价 46.00元

敬告读者

本书封面贴有防伪标签,加热后中心图案消失
本书如有印装质量问题,我社发行部负责退换

版 权 专 有 翻 印 必 究

《变电设备异常运行及故障分析图册》

编 委 会

主 任 张晓华

副 主 任 李海星 赵仲民

委 员 郝曙光 司学振 宁丙炎 张力森

武振宇 周志锋 韩爱芝 黄小川

姜国庆 艾新法 梁峰云 汪 锋

李 昕 王晓辉 吕留义 柴旭峥

王俊良 李少华 李 威 李 晨

主 编 艾新法 郝曙光

副 主 编 李 昕 李 威 周志锋

编写人员 韩爱芝 闫 春 叶秀成 智勇军

艾晓雨 柴旭峥 王 直 秦鹏举

武振宇 蒋延磊 王玉生

技术顾问 黄兴泉

前言



认真推进、落实变电设备的运行维护工作，对电网的安全稳定具有重大意义。及时发现并消除缺陷和隐患，可以有效预防事故的发生。正确分析设备异常情况，准确查找故障点，有助于现场人员采取正确的处置方案，缩短事故抢修时间，制订有效的预防措施。为了进一步提高变电运行、维护人员对设备异常运行和故障的分析处理能力，提高管理人员故障原因分析并制定对策的能力，特编写了本书。

本书是在广泛收集变电设备异常运行和故障现场照片的基础上，通过精心挑选、归类整理，结合原始文字资料编写而成。目的是通过直观地描述以往发生的变电设备、异常运行和故障情况，使变电运行、维护人员和管理人员形成直观形象的认识，从而提高其对异常运行和故障的认定和分析处理能力。希望读者通过照片反映的现象结合现场实际，深入分析原因，提高对变电设备的运行维护和管理水平，有效减少设备事故的发生。

本书在编写过程中得到了各级领导的大力支持，书中大量的照片凝聚了现场运行、检修技术人员和管理人员的心血，借此对各级领导、各兄弟单位和各位同仁表示感谢。

由于编者水平有限，书中难免存在疏漏之处，恳请广大读者批评指正。

编者

2011年3月



随着我国电力工业的快速发展，电力给国民经济的发展带来了强大的动力，同时，全社会对电力系统稳定性、安全性的要求也越来越高。如何提高变电设备的维护质量、保证变电设备的安全稳定运行，是摆在广大变电运行技术人员和管理人员面前的重要课题。

《变电设备异常运行及故障分析图册》（以下简称本书）以变电设备异常运行和故障的分析、处理及预防为主线，站在提升专业技术人员和管理人员基本功的角度，内容涵盖变压器、GIS、HGIS、高压开关、互感器、避雷器、母线以及配电装置等，精选具有代表性的变电设备异常运行和故障现场照片 200 余幅，真实地再现了以往发生的变电设备异常运行和故障现场场景，深入剖析原因，并有针对性地提出了预防措施。

本书的出版，是一次对变电设备运行维护工作实践的有益总结，必将有助于推进专业技术人员的学习和培训工作，有助于提高运行、检修、试验和相关管理人员对变电设备异常运行、故障的分析判断能力，有助于促进变电设备状态检修的全面开展，进而有助于提高变电站运行维护和管理水平。

本书编写人员认真细致，一丝不苟，书稿经过多次修改、反复推敲，几经审改才最终定稿。在本书即将出版之际，我谨对所有支持和参与本书编写工作的同志表示崇高的敬意。希望有更多的同志在工作实践中多留意、多总结，为电力系统的安全运行贡献更大的力量。

2011 年 3 月

目 录

序
前言

第 1 章 变压器保护动作跳闸（非变压器本体故障）

事故分析 1

- 1.1 避雷器外绝缘污闪使变压器差动保护动作跳闸 1
- 1.2 电缆短路使变压器差动保护动作跳闸 2
- 1.3 电流互感器故障导致变压器差动保护动作跳闸 3
- 1.4 中性点零序电流互感器接线错误导致主变压器零序保护误动作 ... 5
- 1.5 主变压器高压侧接线相序错误导致差动保护误动作 6
- 1.6 高压室漏雨导致主变压器差动保护动作跳闸 8
- 1.7 绝缘子雾（污）闪导致主变压器差动保护动作跳闸 9
- 1.8 电抗器着火造成 500kV 主变压器差动保护动作跳闸 11

第 2 章 变压器异常运行及故障分析 14

- 2.1 断路器非全相合闸导致变压器缺相运行 14
- 2.2 隔离开关自分闸导致变压器缺相运行 16
- 2.3 干式变压器内部故障造成粉尘爆炸 18
- 2.4 10kV 接地变压器匝间短路 19
- 2.5 500kV 主变压器散热器上阀门漏油 21
- 2.6 站用变压器故障断路器和主变压器保护拒动导致主变压器
烧毁 22
- 2.7 主变压器高压套管内部故障 24
- 2.8 变压器铁心多点接地（1） 26
- 2.9 变压器铁心多点接地（2） 28
- 2.10 变压器无载分接开关放电 29

2.11	雷击输电线路引起变压器内部放电	31
2.12	雷击造成变压器绕组变形	33
2.13	内部过电压引起变压器故障	36
2.14	变压器有载分接开关故障	37
2.15	变压器高压套管接触不良	39
2.16	主变压器 110kV 侧套管接线端子轻度烧熔	42
2.17	500kV 变压器冷却器阀门不能开启	43

第 3 章 GIS、HGIS 异常运行及故障分析

3.1	GIS 安装调试阶段两个绝缘子断裂	46
3.2	SF ₆ 气体泄漏、压力下降并报警	47
3.3	运行中断路器 SF ₆ 气体严重泄漏	48
3.4	220kV GIS 母线筒内存在异常声响	49
3.5	GIS 内部导电杆连接处过热烧熔导致 220kV 主变压器 差动保护跳闸	50
3.6	HGIS 隔离开关内部触头拒分	53
3.7	GIS 避雷器气室故障	55
3.8	HGIS 隔离开关漏装静触头导向环导致内部异响	58
3.9	GIS 母线筒支撑断裂	59
3.10	GIS 伸缩节击穿造成主变压器差动保护动作跳闸	61
3.11	220kV GIS 母线筒内柱式绝缘子受雷击击穿	62
3.12	GIS 母线筒盆式绝缘子与母线棒插接部位故障	64
3.13	500kV HGIS 出线筒伸缩节固定螺栓发热	66
3.14	220kV 出线隔离开关—电缆终端气室故障	67
3.15	220kV GIS 母线脱落	73
3.16	220kV 组合电器电流互感器气室短路接地	75
3.17	110kV 户外 GIS 汇控柜、机构箱典型进水	77
3.18	线路导线舞动导致 500kV HGIS 出线套管漏气	80
3.19	220kV GIS 母线侧接地开关拒分	83

第 4 章 高压开关类设备故障分析

4.1	10kV 隔离手车烧毁	86
-----	-------------------	----

4.2	35kV 多油断路器套管闪络	88
4.3	过电压引起的真空断路器及开关柜烧毁	91
4.4	500kV 罐式断路器内部放电	92
4.5	10kV 开关柜内部手车静触头座发热	94
4.6	10kV 开关柜内部手车动静触头因合不到位引起发热	95
4.7	电弧重燃产生过电压导致 10kV 开关柜手车烧毁	96
4.8	LW25 - 126 型断路器拉杆脱落	99
4.9	断路器手车插头合闸不到位导致事故扩大	100
4.10	断路器开断电容器过电压致使手车母线侧放电	102
4.11	10kV 断路器（弹簧操动机构）合闸失灵	104
4.12	LW36 - 126 型 SF ₆ 断路器弹簧机构储能电机多次烧毁	106
4.13	10kV 真空断路器合闸后动静触头未接通	108
4.14	LW6 - 220W 型断路器绝缘拉杆松动	109
4.15	220kV 断路器内部机械卡滞	111
4.16	500kV 罐式断路器传动机构故障	114
4.17	110kV 断路器操作中拒分、拒合	116
4.18	断路器（PASS 设备）分、合闸线圈动作电压不合格	118
4.19	110kV 断路器传动机构水平拉杆脱落	119
4.20	220kV 断路器液压机构打压频繁	121
4.21	倒闸操作中 110kV 隔离开关主接触部位烧损	123
4.22	220kV 隔离开关拒分	125
4.23	500kV 隔离开关接触部位接触不良	127
4.24	220kV 隔离开关动静触头不能分闸	131
4.25	220kV 隔离开关合闸不到位（1）	134
4.26	220kV 隔离开关合闸不到位（2）	135
4.27	110kV 隔离开关接触部位发热	138

第 5 章 互感器、避雷器故障分析

5.1	35kV 母线电压互感器选用错误导致误跳闸	140
5.2	投切电容器组时 10kV 母线电压互感器损坏	143
5.3	10kV 系统故障导致母线电压互感器烧毁	145
5.4	二次接线绝缘损伤导致 10kV 母线电压互感器损坏	145
5.5	220kV 电容式电压互感器一次绕组断线	147

5.6	500kV 电流互感器内部放电	149
5.7	220kV 电流互感器 SF ₆ 漏气	150
5.8	单相接地故障造成过电压保护器损坏	152
5.9	110kV 瓷外绝缘氧化锌避雷器受潮爆炸	153
5.10	500kV 罐式避雷器内部放电	156
5.11	110kV 避雷器泄漏电流在线监测器选用错误	158
5.12	10kV 避雷器泄漏电流在线监测器安装接线错误	159

第6章 母线异常运行及故障分析

6.1	110kV 母线断线	161
6.2	线路接地故障引发 6kV 母线对地放电	163
6.3	工作人员失误造成 10kV 母线短路	165
6.4	10kV 开关柜母线污闪	167
6.5	10kV 母线电弧放电	168
6.6	110kV 母线引流线线夹发热	171
6.7	220kV 管型硬母线支柱绝缘子断裂	173

第7章 配电装置异常运行、故障及火灾事故分析

7.1	电容器组串联电抗器围栏式架构发热	176
7.2	35kV 手车式开关柜柜内放电	177
7.3	35kV 手车式开关柜烧毁	178
7.4	高压电力电缆沟火灾	182
7.5	外部单相接地引起 35kV 开关柜内电缆终端烧坏	184
7.6	开关柜内电缆终端接触部位发热	186
7.7	500kV 变电站 35kV 并联电抗器支柱绝缘子发热	187
7.8	电力电缆外护层接地	188
7.9	电力电容器套管接线柱与瓷质部分脱开	189
7.10	电力电容器套管发热并漏油	191
7.11	接地变压器高压熔断器爆炸	192
7.12	10kV 消弧线圈外绝缘护筒局部过热烧损	194
7.13	大风将 220kV 线路电压互感器线夹刮断	195

变压器保护动作跳闸 (非变压器本体故障) 事故分析

1.1 避雷器外绝缘污闪使变压器差动保护动作跳闸

1.1.1 事故简介

某日, 某 110kV 变电站所在地区为大风、阴雨天气。当夜夜间, #1 主变压器差动保护动作, 三侧断路器跳闸。跳闸前, 两台主变压器并列运行, 故未造成停电事故。

操作队运行人员到现场检查, 发现综合自动化(简称综自)监控后台机上报出“10kV I 母接地”、“10kV II 母接地”信号。#1 主变压器保护屏上“差动保护动作”信号灯亮。检查#1 主变压器及三侧连接设备, 发现主变压器 10kV 侧 A 相避雷器有闪络放电痕迹(见图 1-1), 其他设备无任何异常。

专业人员对#1 主变压器做试验、取油样检测分析均正常。为了便于分析, 将有放电闪络的避雷器拆下, 更换新的避雷器。



图 1-1 #1 主变压器 10kV 侧 A 相避雷器外绝缘闪络情况

1.1.2 事故分析

(1) 拆下的避雷器经试验无问题,证明纯属外绝缘闪络故障。该变电站距离公路仅约 20m,近期过往的重型运输车辆猛增,使安装在室外的主变压器、母线桥、避雷器等设备外绝缘污脏严重,下雨时导致放电闪络。

(2) 主变压器差动保护动作跳闸前,有 10kV 母线接地信号。跳闸后检查 #1 主变压器 10kV 侧 A 相避雷器有闪络放电痕迹,表明短路故障与该避雷器有关。

(3) 单是 #1 主变压器 10kV 侧 A 相避雷器闪络,仅会造成单相接地故障,没有形成短路。因此,可能还有另外一个接地故障点(B 相或 C 相)。

(4) 发生事故时,天气恶劣,很可能是 10kV 母线上的某一出线线路同时发生瞬间单相接地故障,与 #1 主变压器 10kV 侧 A 相避雷器的故障点形成相间短路。也可能因 #1 主变压器 10kV 侧 A 相避雷器接地故障,使 10kV 系统另两相对地电压升高,某一出线线路的绝缘薄弱点被击穿而形成相间短路。

(5) 如果 10kV 系统某一出线线路的 B 相瞬间接地,与 #1 主变压器 10kV 侧 A 相避雷器的接地点形成相间短路,则该线路的保护装置不能反应故障。

(6) 如果 10kV 系统某一出线线路的 B 相接地是永久性故障,则在主变压器差动保护动作跳闸以后,仍会有接地故障信号。因此,线路的接地故障应是瞬时性故障。

分析结论: #1 主变压器 10kV 侧 A 相避雷器发生闪络接地,因 10kV 某一线路同时发生 B 相瞬间接地,形成相间短路故障,故障点在 #1 主变压器差动保护范围之内,故属于正确动作。

1.1.3 预防措施

(1) 对泄漏比距不足的外绝缘涂防污涂料。

(2) 对不能涂防污涂料的设备外绝缘,应增加带电清扫次数,缩短清扫周期。

(3) 安排改造计划,提高设备的外绝缘防污等级。

1.2 电缆短路使变压器差动保护动作跳闸

1.2.1 事故简介

某日,正值夏季高温天气,某 110kV 变电站 #1 主变压器差动保护动作,三侧断路器跳闸。跳闸前,两台主变压器并列运行,故未造成停电事故。

操作队运行人员通过现场检查,发现综自监控后台机上报出“35kV I 母

接地”、“35kV II 母接地”信号。#1 主变压器保护屏上“差动保护动作”信号灯亮。检查#1 主变压器及三侧连接设备，在 35kV 高压室的#1 主变压器主进开关柜内，发现#1 主变压器 35kV 侧进线电缆终端短路（见图 1-2），其他设备无任何异常。



图 1-2 #1 主变压器 35kV 侧进线电缆终端短路情况

1.2.2 事故分析

(1) 将“35kV I 母接地”、“35kV II 母接地”信号复归，35kV I 母、35kV II 母运行正常，说明接地故障已经消失。

(2) 主变压器差动保护动作跳闸前，有 35kV 母线接地信号，#1 主变压器 35kV 侧电缆终端头短路，表明短路故障与接地故障有关。

(3) 事故前，运行人员现场巡视设备时，多次发现#1 主变压器 35kV 侧电缆终端头的岔口处有放电现象。

(4) 发生事故时，很可能是 35kV 母线上的某一出线线路发生瞬间单相接地故障，#1 主变压器 35kV 侧电缆终端头绝缘薄弱点被击穿而形成相间短路。

1.2.3 预防措施

- (1) 提高电缆终端头的制作工艺，及时消除电缆终端头的各种缺陷。
- (2) 增加开关柜内的红外测温次数，缩短清扫周期。

1.3 电流互感器故障导致变压器差动保护动作跳闸

1.3.1 事故简介

某日，某 110kV 变电站#1 主变压器差动保护动作，三侧断路器跳闸。该

变电站#1 主变压器额定容量为 31.5MVA。事故前#1 主变压器负荷为 26MW，35kV 侧为 11MW，10kV 侧为 15MW。

专业人员到现场进行事故调查，在 10kV 高压室内的#1 主变压器主进开关柜内，发现#1 主变压器 10kV 侧 C 相 TA 损坏（见图 1-3）。



图 1-3 #1 主变压器 10kV 侧 C 相 TA 损坏情况

1.3.2 事故调查

（1）打印主变压器保护装置故障报告，调出上一级变电站的故障录波报告，均显示在跳闸的时刻没有故障电流存在。此时刻内，主变压器的电流值接近跳闸前的负荷电流。

（2）继电保护专业人员对保护装置及二次回路进行检查，确认保护装置及 TA 二次回路无问题。

（3）现场检查#1 主变压器 10kV 侧 C 相 TA 本体外绝缘无损坏，证明主变压器差动保护范围内没有短路故障。#1 主变压器 10kV 侧 C 相 TA 本体有黑色黏液流出，一次主接触部位的螺栓烧黑，属于严重过热问题。

1.3.3 事故分析

根据现场调查，#1 主变压器差动保护动作三侧断路器跳闸的原因是：10kV 侧 C 相 TA 因制造质量问题，在负荷较大、高温天气下严重过热，内部被烧坏，造成主变压器差动保护不平衡电流过大而动作跳闸。

1.3.4 预防措施

- （1）选用质量可靠的 TA。
- （2）增加开关柜内的红外测温次数，及时消除缺陷。

1.4 中性点零序电流互感器接线错误导致 主变压器零序保护误动作

1.4.1 异常简介

某日，新建的某 220kV 变电站#1 主变压器（型号为 SFSZ10-K-180000/220）试运行。该主变压器是高阻抗变压器（高一中为 53.46，高一低为 14.46，中—低为 37.15），主变压器的高压侧额定电流为 451.8A。

按照试运行方案，使用 220kV 母联断路器对主变压器充电（母联断路器与主变压器高压侧断路器串联）。提前将 220kV 母联断路器充电保护装置整定值做了改动（整定电流为 600A，动作时间为 0.1s），同时对#1 主变压器相关保护装置整定时间也做了改动（改短）。

使用 220kV 母联断路器对主变压器第一次充电时，母联断路器充电保护动作跳闸。调出充电保护的故障报告，显示各相电流值最大超过主变压器额定电流的 5 倍；打印出故障录波报告，从波形图可以看出属于励磁涌流过大、衰减周期较长所致。

经试运行领导小组批准，将母联断路器充电保护整定值做调整，适当加大整定电流，适度延长整定时间。再次使用 220kV 母联断路器对主变压器充电正常。

当第四次对主变压器充电时，报出事故信号，检查主变压器“110kV 侧零序过流”保护动作，高压侧断路器跳闸。调出充电保护和主变压器保护装置的故障报告，打印出故障录波报告，均显示仍属于励磁涌流过大、衰减周期较长所致。

1.4.2 异常分析

根据#1 主变压器保护装置的故障报告和打印出故障录波报告分析，过大的励磁涌流会有较大的零序电流分量，完全有可能使#1 主变压器 220kV 侧零序保护装置启动。但是，在主变压器仅高压侧合闸，中、低压侧开路的情况下，#1 主变压器“110kV 侧零序过流”保护动作是不正常的。

在#1 主变压器保护屏上进行检查，确实属于主变压器“110kV 侧零序过流”保护动作，并且主变压器“220kV 侧零序过流”保护没有动作。

根据以上检查情况进行分析判断，很可能是保护装置的交流电流回路接线有问题。经与保护装置和变压器生产厂家专业人员一起检查，发现在变压器本体上的 220kV 侧中性点套管上的 TA、110kV 侧中性点套管上的 TA 二次引出电

缆相互用错。在主变压器本体端子箱内，220kV 侧中性点套管上的 TA 二次电缆，接入到 110kV 侧中性点套管上的 TA 相应的端子排上；而 110kV 侧中性点套管上的 TA 二次电缆，接入到 220kV 侧中性点套管上的 TA 相应的端子排上。以上错误接线是变压器制造厂家出厂时的遗留问题（见图 1-4）。

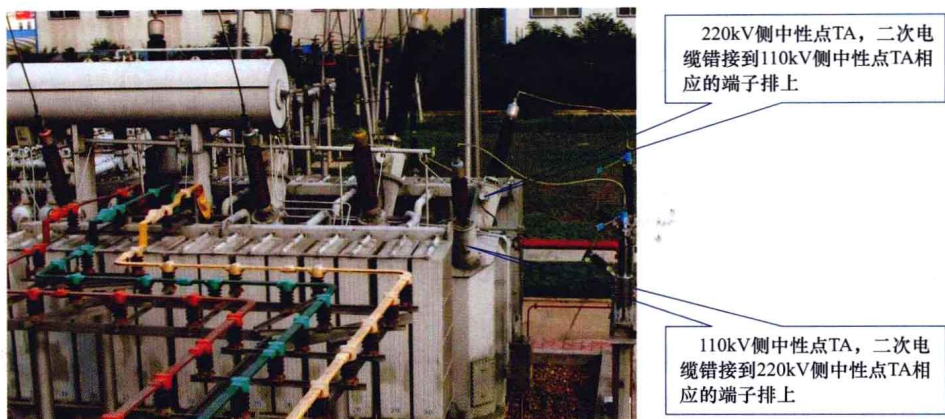


图 1-4 220kV 中性点套管 TA、110kV 中性点套管 TA 二次电缆相互用错的变压器

如果不是因保护装置有不能躲过励磁涌流的问题，上述隐患很难发现。运行中，主变压器中性点零序保护将不能正确反应电网的接地故障。

1.4.3 预防措施

- (1) 安装接线时，施工单位必须检查接线的正确性。
- (2) 保护装置在交接验收时，应采用通流试验等方法检验接线的正确性。

1.5 主变压器高压侧接线相序错误导致差动保护误动作

1.5.1 事故简介

某 110kV 变电站于 1973 年投运。2000 年，该站综合自动化系统改造、保护更换工程第一阶段竣工，#2 主变压器投入运行。#2 主变压器投入运行数日之后，因 6kV 一条出线短路，主变压器差动保护动作跳闸。

1.5.2 误动原因调查

(1) 施工单位和运行单位的专业人员联合进行二次接线核查，主变压器的微机保护装置交流电流、电压回路完全符合设计图纸，保护装置的实际传动试验正确。

(2) 查阅安装、调试资料，没有发现问题。

(3) 调试人员证明调试期间未发现任何问题。试运行, 检查差动保护不平衡电流超过厂家规定。

(4) 咨询保护装置生产厂家技术人员, 厂家认为属于保护装置外部的问题。

(5) 核查调试人员差动保护装置带负荷校核记录, 未画相量图, 记录较混乱。

1.5.3 事故分析

根据事故调查, 怀疑变压器一次接线有问题。现场查看#2 主变压器, 发现其高压侧相序排列与常规不符。出厂的变压器相序排列, 应是从左向右为 A 相、B 相、C 相排列 (面向高压侧); 而现场刚好相反, 是 C 相、B 相、A 相排列 (见图 1-5)。



图 1-5 #2 主变压器高压侧接线相序排列错误

在#2 主变压器本体上核查, 擦掉 110kV 侧套管小铭牌上的漆, 发现涂有红色相序的套管是 A 相, 涂有黄色相序的套管是 C 相。

上述核查证明, 虽然变压器铭牌上标明的接线组别是 Yn0, Yn, d11 接线, 但实际运行的是 Yn0, Yn, d1 接线组别。差动保护 6kV 侧 TA 二次电流实际是滞后 110kV 侧 TA 二次电流 30° ; 接入保护装置的 110kV 侧 TA 二次电流和 6kV 侧 TA 二次电流, 相位差则是 60° 。变压器差动保护装置电流回路接线, 是按 Yn0, Yn, d11 接线组别设计的, 由此造成差动保护在外部故障时误动作。