

# GIS 内部短路故障分析及预防措施

龚 彬, 顾明煜, 江 辉

(国网南通供电公司, 江苏 南通 226000)

**摘 要:** GIS 设备虽然运行可靠性高, 但一旦发生故障将造成严重后果, 且当 GIS 内部发生绝缘故障时, 由于全封闭结构, 故障现象不明显, 位置难以快速确定, 故障处理过程复杂, 受现场条件及故障部件限制, 恢复时间一般较长。所以快速确定绝缘故障位置, 日常维护过程中预防绝缘事故显得尤为重要。为确保 GIS 组合电器在运行中安全可靠, 需首先在安装验收过程中, 要求厂家提供每一个绝缘件的 X 照射探伤检测的照片、检测报告及局部放电检测报告, 防止即将投运的设备存在出厂质量问题。

**关键词:** GIS 组合电气; 绝缘故障; 故障案例; 局部放电; 预防措施

## 0 引言

GIS 设备是利用 SF<sub>6</sub> 气体的优良绝缘性能, 将不同电气设备隔开, 主要分为断路器 (CB)、隔离开关 (DS)、电流互感器 (CT)、电压互感器 (VT)、避雷器 (LA)、母线等气室。与传统的敞开式电气设备相比, GIS 结构紧凑、运行可靠性高、检修周期长、故障率低, 广泛运用于 110kV 及以上变电站。

GIS 设备主体结构采用同轴圆柱体间隙, 外露带电体, 对地闪络的几率仅为常规电气设备的 30%~50%。但由于制造、运输、现场装配等多种原因, GIS 不可避免的存在绝缘缺陷等安全隐患。绝缘类故障时 GIS 的主要故障类型之一, 大多数是由于盆式绝缘子、绝缘操作杆、支柱绝缘子等固体绝缘介质表面放电, 或由于绝缘介质内部缺陷导致电场不均匀, 造成绝缘介质击穿放电, 造成对地短路或相间短路。GIS 设备虽然运行可靠性高, 但一旦发生故障将造成严重后果, 且当 GIS 内部发生绝缘故障时, 由于全封闭结构, 故障现象不明显, 位置难以快速确定, 故障处理过程复杂, 受现场条件及故障部件限制, 恢复时间一般较长。所以快速确定绝缘故障位置, 日常维护过程中预防绝缘事故显得尤为重要。本文将结合南通地区某 110kV 变电站 GIS 绝缘故障, 讨论快速确定故障位置, 分析故障原因的方法及 GIS 预防性监测措施。

## 1 故障案例

### 1.1 故障前设备运行方式

此 110kV 变电站 110kV 部分为单母线分段接

线方式, 110kV I 段母线、110kV II 及 III 段母线分别由 220kV 沙家圩变 110kV 沙沿 755 线、220kV 沿江变 110kV 家沿 759 线供电, 分段 770 开关热备用。1 号主变经 201a、201b 开关供 20kV I、II 段母线, 2 号主变经 202a、202b 开关供 20kV III、IV 段母线, 20kV I、IV 段母线分段 270 开关、20kV II、III 段母线分段 280 开关热备用。

一次接线图如图 1:

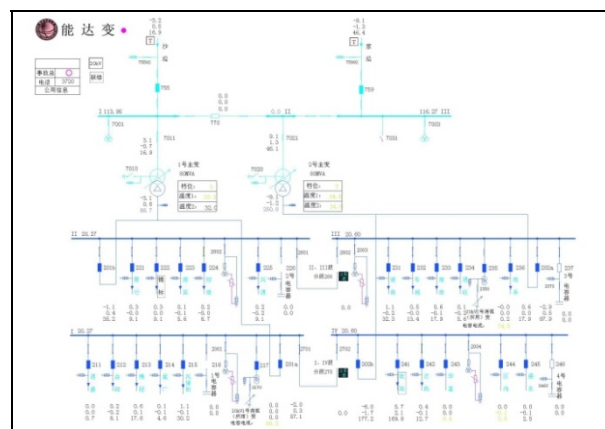


图 1 运行状态一次接线图

### 1.2 故障说明

2015 年 3 月 25 日 6 时 54 分, 监控人员收到事故报警: 110kV XX 变电站 1 号主变“差动保护动作”, 沙沿 755、201a、201b 开关跳闸。上一级电源 220kV 沙家圩变 110kV 沙沿 755 线 PRS-711 线路保护动作, 开关跳闸, 重合成功。110kV XX 变 20kV 备自投动作, 现场无负荷损失。7 时 15 分运行人员到达现场, 发现 1 号主变“差动保护动作”, 沙沿 755、201a、201b 开关均处于分闸位

置。

### 1.3 故障分析处理过程

此故障设备为无锡某开关有限公司生产，型号为 ZFN24，设备进、出线方式为电缆进出线。检修人员在此次故障排查过程中，根据现场设备外观情况，合理利用保护数据进行故障分析，快速确定故障类型及位置。具体过程如下：

#### 1.3.1 确定故障类型

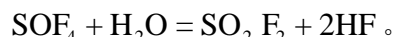
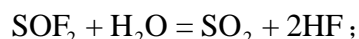
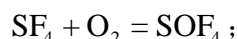
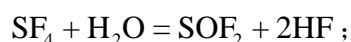
检修人员到达现场后，首先查找保护记录数据，数据显示 1 号主变差动速断保护、差动保护动作，差动二次电流达到 46.84A，故障相别先为 A、C 相，接着 A、B、C 三相短路，基本确定为绝缘故障，并应该存在放电现象。

#### 1.3.2 快速确定故障位置

(1)、在确定故障类型之后，检修人员根据“一级电源 220kV 沙家圩变 110kV 沙沿 755 线 PRS-711 线路保护动作，开关跳闸，重合成功”的信号，检修人员初步判断故障发生在主变差动保护范围内。故首先对差动保护范围内的沙沿 755 组合电器成套装置（GIS）及 1 号主变进行外观检查，一切正常；并对保护范围内的各气室密度继电器进行检查，示数均在正常范围内，排除 SF<sub>6</sub> 气体泄漏造成的绝缘降低故障。自此确定故障发生在设备气室内部。

(2)、由于确定发生了绝缘故障，产生了放电现象，所以在没有其他监测措施的情况下，对 SF<sub>6</sub> 气体进行气体成分分析测试，成为检修人员查找故障位置的主要手段。

GIS 设备中 SF<sub>6</sub> 本身极其稳定，具有很好的绝缘强度和灭弧能力。但是，SF<sub>6</sub> 气体中不可避免的混入了少量水分及 O<sub>2</sub>，在电弧作用下主要会发生如下不可逆的化学反应：



在 H<sub>2</sub>O、O<sub>2</sub> 条件下最终会形成相对稳定的 SO<sub>2</sub>F<sub>2</sub>、SO<sub>2</sub>、HF 在不同缺陷条件下，还可能产生 CF<sub>4</sub>、H<sub>2</sub>S 等气体。通过对 SF<sub>6</sub> 进行气体分析，检查气体中成分含有以上分解产物，能够很好的确定，是否发生放电现象。

在此案例中，在检测到 1 号主变电缆气室时，发现气体成分分析检测仪显示的 SO<sub>2</sub> 及 H<sub>2</sub>S 成分指数明显偏高，同时在拆装充、测气接头时可以清楚的闻到一股臭鸡蛋味道，确定故障应该发生在 1 号主变电缆气室<sup>[1]</sup>。

#### 1.3.3 故障处理

在快速确定故障位置后，检修人员对 1 号主变电缆气室进行开盖检查，打开电缆气室的检修孔盖板后，发现气室内部管形母线的 A 相支持瓷瓶底部的铸铁板上有明显的放电痕迹，A 相瓷瓶表面有贯穿性的放电痕迹（见图 2、图 3），打开检修孔盖板后，可以清楚的闻到一股臭鸭蛋的味道。通过开盖目测，基本确定为气室内部管形母线的 A 相支持瓷瓶先发生对地击穿造成瓷瓶炸裂，从而引起 A、C 相先发生短路（管形母线为品字形排列），导致 A、B、C 三相发生相间短路，最终造成 1 号主变“差动保护动作”，跳主变两侧开关。



图 2 A 相瓷瓶表面有贯穿性的放电痕迹



图 3 A 相支持瓷瓶底部的铸铁板上有明显的放电痕

检修人员对 110kV GIS1 号主变电缆气室进行了清洗，并将损坏的支持瓷瓶及底板的整组件和管形母线进行了更换，对该气室进行抽真空处理，充气至额定压力，最后进行气密性试验、SF<sub>6</sub> 气体相

关试验、耐压及绝缘试验，试验均合格。并要求对更换的瓷瓶做X照射检测和局部放电试验，检测、试验的结果如下：



图 4 X 照射检测和局部放电试验报告



图 5 电缆气室处理完后内部情况的照片

#### 1.3.4 故障原因分析

通过故障现场排查，将 1 号主变电缆气室顶盖板打开，发现管形母线的支持瓷瓶对地及 B 相放电并炸裂见（图 6）。



图 6 管形母线的支持瓷瓶

从（图 6）中不难看出是由于 A 相瓷瓶先发生对地短路后并炸裂，造成三相短路的严重事故。

将管形母线的支持瓷瓶及其固定支持用的铸铁底部整体拆除后，以及瓷瓶散落的碎片的照片见（图 7）。



(1) (2)



(3)

图 7 支柱瓷瓶炸裂照片

通过上述对管形母线的支持瓷瓶的检查与分析，故障原因基本已确定，原因如下：

正常情况时，瓷瓶的铸铁底板与外壳及大地直接固定金属连接，管形母线由支持瓷瓶支持固定在底板上，后于电缆头连接。发生故障时，通过上述照片（图 7（1、2））分析可以确定，是 A 相瓷瓶绝缘损坏引起对地短路，造成三相短路，而 A 相瓷瓶之所以绝缘损坏通过（图 7（3））不难看出，该瓷瓶的炸裂面有明显的大小在 1 厘米左右的气泡存在，在运行初始阶段，瓷瓶内部的气泡在强电场的作用下产生局部放电，使瓷瓶发热，从而使绝缘及机械强度劣化，泄漏电流增大瓷瓶继续发热，从而使瓷瓶的绝缘及机械强度进一步劣化，加剧内部气泡受热膨胀，最终使瓷瓶涨裂，产生纵向裂纹，泄漏电流沿裂纹处对地击穿，瓷瓶温度急剧升高从而炸裂。同时，当 A 相发生短路时，产生大量粉末，造成 A、B、C 三相空间绝缘降低，引起三相短路。

## 2 GIS 内局部放电预防措施及检测方法

从上面的 GIS 故障案例中可以看出，虽然 GIS 设备故障很少，但一旦发生故障，后果比较严重，且 GIS 检修工作比较复杂，时间长，其停电范围



有时涉及非故障元件,造成的停电范围较大。所以为确保GIS组合电器在运行中安全可靠,需首先在安装验收过程中,要求厂家提供每一个绝缘件的X照射探伤检测的照片、检测报告及局部放电检测报告,防止即将投运的设备存在出厂质量问题。

同时,我们可以采取在线检测的方法对运行中的GIS设备进行定期或根据运行情况进行检查、测量、监视,对设备的运行状态进行显示和记录,当有异常状态时能够及时发现和报警,以便运行人员及时处理,在未发生严重事故前,将隐患排除。下面本文将介绍几种常见的在线监测方法。

### 2.1 SF<sub>6</sub>气体监测法

在日常检修中,我们主要通过对GIS设备中的SF<sub>6</sub>气体成分进行测量,从而判断设备内部是否发生放电。通过分析SF<sub>6</sub>在内部放电作用下的分解物成分(如HF、SO<sub>2</sub>、SOF<sub>2</sub>等含量)来判断局部放电情况。本次故障中所采用的就是这种方法,通过此种方法找到了故障位置。但是在日常运行过程中,此种化学检测方法会受到GIS内部所安装的吸附剂的影响。为了降低SF<sub>6</sub>中水分含量,设备出厂时都会安装吸附剂,而吸附剂会吸收一定的气体分解物。所以当设备处于故障前期,发生微量发电时,将无法检测到。但对于已经发生故障的设备,其检测准确度较高。

### 2.2 特高频检测法(UHF法)

GIS发生绝缘故障时一般是由于内部电场的畸变,伴随有局部放电现象,产生脉冲电流,电流脉冲上升时间及持续时间仅为纳秒级,该电流脉冲将激发出高频电磁波,此电磁波会从GIS上的盘式绝缘子出泄漏出,其频段主要为0.3-3GHz采用超高频传感器可以接受缝隙处的电磁波,通过信号强度来判断局部放电的严重程度。此测量方法可以带电测量,而且抗干扰能力强,但不能对发生故障的点进行准确定位<sup>[4]</sup>。

### 2.3 振动法

局部放电会产生声波,包括纵波、横波和表面波。GIS设备局部振动法可以通过安装压电式传感器和超声波传感器接受局部放电产生的谐振信号,可以达到检查GIS设备内部局部放电的目的。但,振动法的测量频率为5kHz-20kHz之间,处于音频范围,其抗干扰能力差,对局部放电脉冲的分辨率低,给信号波形及结果的处理带来困难。

### 2.4 超声波法

GIS内部产生局部放电信号的时候,会产生冲击的振动及声音,GIS局部放电会产生声波,类型包括纵波、横波、表面波。纵波通过气体传到外壳、横波则通过固体介质传到外壳。通过贴在GIS表面的压电式传感器接受这些声波信号,达到检测GIS局放的目的。因此可以通过在腔体外壁上安装的超声波传感器来测量局部放电信号。由于超声波波长较短,方向性较强,能量集中,可以通过设备外壁的传感器收集超声波局部放电信号进行定性、定量、定位的分析。目前,超声波监测及特高频方法相较于其他方法有较强的优势,同时技术相对比较成熟,现场应用经验比较丰富,可以不改变设备运行状态进行带电监测<sup>[2~3]</sup>。

## 3 结束语

GIS设备结构复杂,内部故障难以确定位置,通过熟悉设备结构,了解故障检测方法,将有助于处理GIS设备内部故障。同时,合理的运用在线检测措施,将能及早发现内部局部放电现象,并进行跟踪,在未发展为故障前进行处理,避免电网事故的发生,保障供电可靠性。

### 参考文献:

- [1] 有为,吴立远,弓艳朋. GIS设备气体分解物及其影响因素研究[J].电网技术,22009,33(5):58-61.
- [2] 肖燕,郁惟镛. GIS中局部放电在线监测研究的现状与展望[J].高电压技术,2005,31(1):47-49.
- [3] 肖燕. GIS局部放电在线监测和故障诊断技术的研究[D].上海:上海交通大学,2006.
- [4] 王雷,秦立军. 基于UHF的GIS局部放电在线监测研究[J].中国电机(技术版),2011(8).

### 作者简介:

龚彬(1974-),男,江苏南通人,高级技师,工程师,主要从事电力系统优化运行、电压稳定分析与控制和电力市场等方面的研究工作;

顾明煜(1989-),男,江苏南通人,工学学士、助理工程师,主要从事变电一次系统检修维护等工作;

江辉(1968-),男,江苏南通人,高级技师,工程师,主要从事变电一次系统检修维护等工作。