

一起启动调试期间设备故障的思考

通过对一起220 kV GIS现场启动调试时发生的内部短路故障,分析和验证了可能引起故障的各种原因。结果表明,现场安装问题最终导致故障发生。分析了GIS设备绝缘类故障的处理方法,并探讨了故障预防措施建议。

栗向鑫^{1,2} 贾琳² 张硕² 赵冬雯³ / 1.华北电力大学电气与电子工程学院
2.国家电网华北调控分中心 3.北京石景山供电公司

0 引言

2014年11月,山西大同地区500 kV平城输变电工程启动调试。启动调试第一阶段,220 kV官浑线破口接入平城变电站首次带电期间,平城变电站220 kV母线气室放电击穿,相关设备跳闸,启动调试工作暂停。

本文阐述了故障经过,结合现场设备解体检查,对可能引起故障的原因做了分析,介绍了GIS内部故障现场处理流程。从基建管理的角度,为提高电网运行可靠性,提出了提高设备安装质量、严控交接验收及试验、构建安全风险分析体系、重视故障案例库建设及建立系统生命周期综合评价等建议。

1 故障相关情况

1.1 相关电网运行方式

山西大同地区约有140万kW的新能源电源,分别接于220 kV官堡变电站和浑源变电站,220 kV官堡线连接官堡变电站和浑源变电站,是保障大同地区电网安全运行及电力送出的重要线路。

该工程第一阶段启动调试期间,220 kV官堡线退运转基建,破口接入新建平城变电站,大同南部地区220 kV环

网打开运行,电网运行可靠性降低。

1.2 GIS设备

平城变电站选用气体绝缘金属封闭开关设备(GIS)。由于该设备将断路器、隔离开关、接地开关母线、互感器、避雷器、套管、电缆终端和油气套管等主要元件均装入密封的金属容器,内充以绝缘气体,故具有体积小、占地面积少、不受外界环境影响、运行安全可靠、维护简单和检修周期长等优点,现已被广泛地运用于华北电网各电压等级变电站、发电厂^[1]。

GIS发生绝缘故障,是除SF₆气体泄漏和机械故障之外最多的故障类型。绝缘故障的主要形式有:外绝缘对地闪络击穿、内绝缘对地闪络击穿、相间绝缘闪络击穿、雷电过电压引起的闪络击穿、绝缘件闪络以及套管闪络与内部闪络等。其中,内部绝缘故障发生次数相对较多。

从GIS各元件情况来看,GIS设备内部绝缘故障主要发生在内部结构较复杂且运行过程中存在机械操作的断路器、隔离开关的设备内部;从GIS装配方式上来看,内部绝缘故障主要发生在现场解体对接安装的作业范围,如母线等。其中由于现场解体、对接及安装造成的GIS内部绝缘故障占较大比例^[2]。

1.3 故障经过

平城变电站220 kV区域接线方式采用双母双分段结构,共计25个间隔。2014年11月29日,该变电站220 kV设备具备启动调试条件。2014年12月1日凌晨



栗向鑫/高级工程师

关键词/Keywords

GIS ·
绝缘故障 ·
启动调试 ·
电网调度 ·

晨3时,开始启动调试工作,220 kV平浑线、平官二线分别由浑源、官堡变电站充电,该变电站经2010开关合环(此时D[#]母线为正常运行方式);2014年12月1日上午7时36分,开始测量220 kV平浑线、平官二线线路保护相量及该变电站220 kV A[#]、B[#]、C[#]和D[#]母线保护相量,3 min后,该变电站2010、2030、2040和2504断路器跳闸。

故障前该变电站220 kV母线分段及母联2010、2030和2040断路器均在分闸位置,平浑线2503断路器及其2503-C隔离开关在合闸位置,平官二线2504断路器及其2504-D隔离开关在合闸位置。

故障后该变电站220 kV母线及其所属2010、2030、2040和2020断路器均在分闸位置,平官二线2504断路器在分闸位置,平浑线2503断路器仍在合闸位置。

该变电站220 kV母线双套保护动作,母线跳闸,220 kV母线所属2010、2030、2040和2020断路器的充电保护在投入状态。从故障录波判断,流经该变电站220 kV B[#]-D[#]母线分段2040断路器最大故障电流为6.762 kA,持续时间约为55 ms;流经该变电站220 kV A[#]-C[#]母线分段2030断路器最大故障电流为6.821 kA,持续时间约为135 ms。事故发生时天气晴朗,雷电定位系统及避雷器动作记录显示,故障前变电站及线路周边均无落雷。

调控中心相关人员根据故障录波记录初步判断,平城变电站220 kV D[#]母线可能存在内部故障,通知现场值班人员,将该变电站平浑线2503断路器转为冷备用状态配合现场检查工作。

2 现场故障检查

检修人员和厂家服务人员和平城变电站相关气室进行解体检修,并对该变电站220 kV C[#]、D[#]母线全部气室进行SF₆分解物检测,经检测,该变电站2[#]主变压器间隔D[#]母线气室SO₂、H₂S含量严重超标,其中SO₂含量为274 μL/L, H₂S含量为6.0 μL/L,微水含量正常;其他气室指标正常。判断故障位置位于该变电站2[#]主变压器间隔的220 kV D[#]母线,如图1所示。

对该变电站2[#]主变压器间隔的220 kV D[#]母线

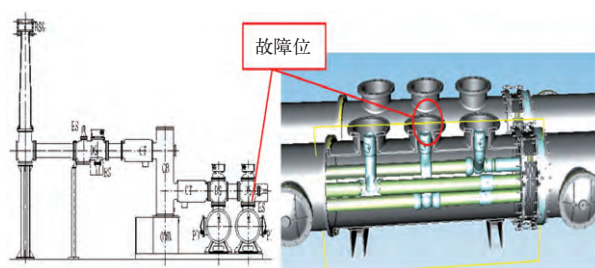


图1 故障间隔断面图

气室进行解体时,母线筒内部有大量白色粉尘分解物,主要成份为氟化铝。220 kV D[#]母线可拆卸导体接头处薄壁屏蔽罩部分被烧蚀,该母线的B相垂直导体接头处薄壁屏蔽罩部分被烧蚀,且B相母线隔离开关盆式绝缘子表面污损呈黑色,2[#]主变压器B相隔离开关与D[#]母线连接导杆击穿,如图2所示。

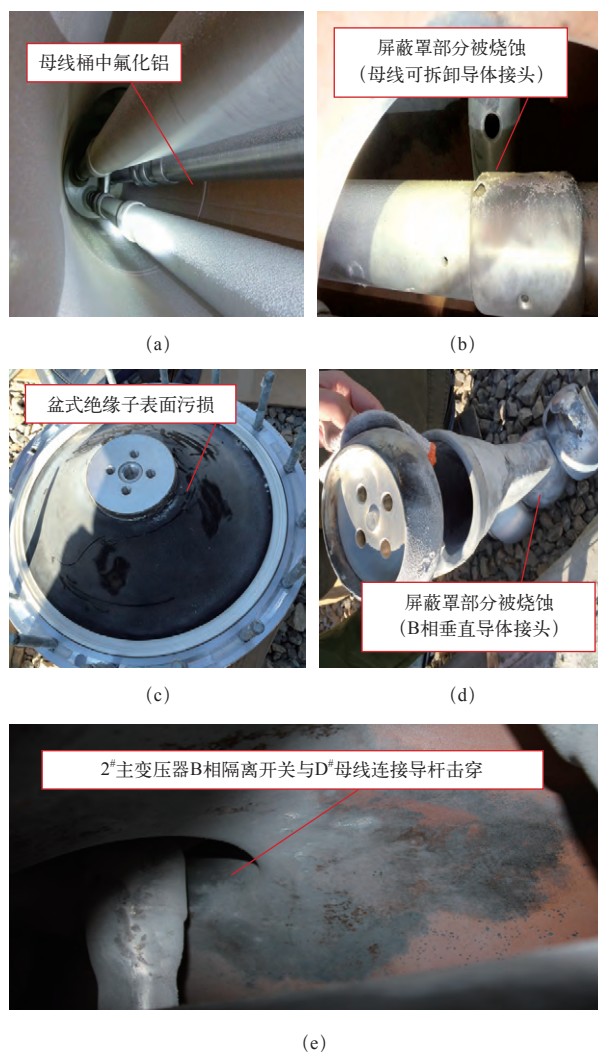


图2 烧损设备照片

3 故障分析

故障发生时,天气晴朗,系统运行方式正常,变电站按规程进行操作,说明设备是在正常运行电压下,内部产生放电,并逐渐形成贯穿性放电通道,可排除过电压等外部的因素。设备验收时的例行试验数据和巡检无异常,故障时母线气室气压无异常,说明设备不存在泄漏的现象,可排除由于SF₆气体绝缘问题造成设备内部放电的因素。经过现场分析,平城变电站220 kV GIS内部绝缘故障原因可能有以下五点。

3.1 设备内部结构电场设计不良

由于载流导体设计不合理,造成设备导体表面的电场强度过高,遇到过电压等外部的因素造成绝缘不良,进而引发设备绝缘故障。

针对出现绝缘故障的母线形态,采用Maxwell 3D静电场模块进行仿真计算。计算中,采用330 kV额定雷电冲击耐受电压,计算结果如图3所示。

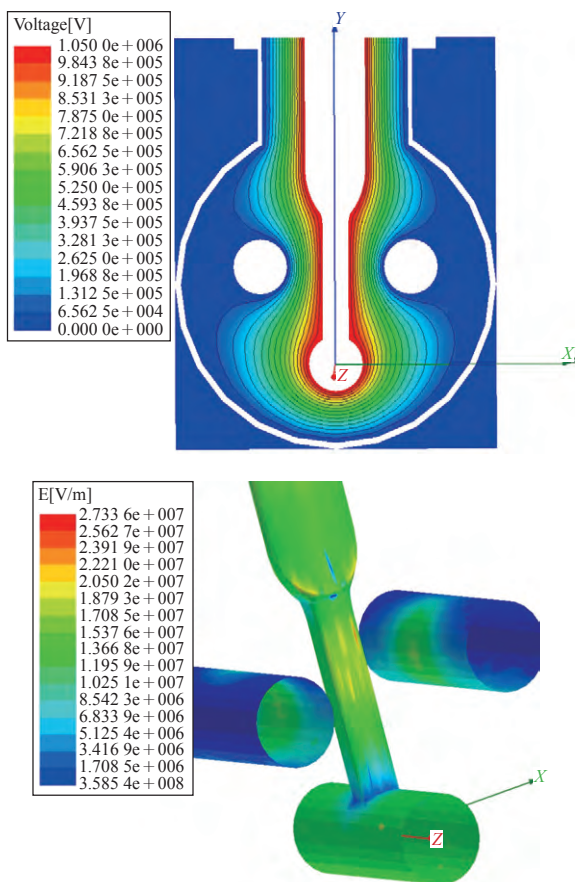


图3 330 kV雷电冲击电压等级下的电场强度

式(1)~式(4)给出了在气压为0.5 MPa时的SF₆气体的绝缘特性和SF₆中导体表面的放电特性^[3-5],即

$$E_{50\%} = 63P + 2.4 \quad (1)$$

$$E_B = E_{50\%}(1 - 3\sigma) \quad (2)$$

$$E_1 = k_1 E_B \quad (3)$$

$$E_r = E_1 / 2 \quad (4)$$

式(1)~式(4)中, P 为绝对压力; $\sigma=0.05$; $k_1=0.85$; E_1 为SF₆气体间隙运行的最大电场强度; E_r 为SF₆中绝缘件表面允许的最大电场强度。

按照式(1)~式(4)计算雷电冲击试验下SF₆气体为0.5 MPa时,绝缘件表面允许的最大电场强度 $E_r=14.5$ kV/mm。通过仿真,故障设备在330 kV雷电冲击电压等级下,绝缘件表面最大电场强度为7.7 kV/mm,与允许最大电场强度相比具有一定的绝缘裕度。所以排除了该可能原因。

3.2 绝缘件缺陷造成故障

绝缘件缺陷造成故障一般是由于GIS在工厂组装或现场检修时对绝缘件表面清理不彻底,绝缘件表面存在污迹,导致绝缘件沿面闪络。另外,绝缘件存在气隙、夹渣等制造缺陷未能在装配前通过零部件试验检测出,也必然会导致绝缘故障。断路器或隔离开关绝缘拉杆的金属接头部位电场设计不均匀或拉杆的制造工艺不良,引起接头部位产生局部放电,或者拉杆内部层间产生局部放电,致使绝缘拉杆绝缘性能下降,最终导致绝缘拉杆击穿放电。

对故障盆式绝缘子表面进行清理,并进行X光探伤试验和工频耐压、局部放电试验,试验全部合格。所以排除了该可能原因。

3.3 内部存在悬浮电位导致的放电故障

内部存在悬浮电位导致的放电故障,通常是由于GIS内部零部件紧固不牢靠存在松动情况,松动部位产生局部放电,引起局部绝缘劣化最终导致闪络放电。

在故障设备解体及检修过程中,通过对气室内部所有紧固件进行检查,未发现松动现象。所以排除了该可能原因。

3.4 绝缘气体泄漏导致的放电故障

绝缘气体泄漏导致的放电故障，主要是由于部件损坏或人为因素导致的气室内部绝缘气体突然泄漏，使得设备内部绝缘强度降低，导致放电故障。

在故障设备解体及检修过程中，通过对气室内部的接触面进行检查，未发现有气隙现象。所以排除了该可能原因。

3.5 内部金属异物导致的放电故障

内部金属异物可能是在工厂组装过程中产生的，如装配过程中产生螺孔的金属屑，遗落在GIS内部的零件、工具或人为带入的金属粉尘等；内装件的螺丝底钉孔上附着有金属粉末，紧固螺钉时，金属粉末被挤压在螺钉与导体的接触面处，在运输震动过程中，这些金属粉末掉落在盆子表面引起绝缘故障；可能是在现场安装过程中产生，如现场解体对接的母线、分支等部位内部装配产生或人为带入的金属异物；还有可能是在现场对GIS充气过程中，未将充气接口清洁彻底，高压SF₆气体将充气口处的微粒异物吹入气室内部，或者在充气时将SF₆气瓶倒置，均有可能将气瓶底部杂质充入气室内部；也可能是在设备运行后，由于操作时触头的磨损而产生的，如运行后存在机械操作的断路器、隔离开关等内部。上述金属异物在设备运行过程中在气流场、电场的作用下，将引起电场畸变，致使内部放电。

通过对现场建设历史流程记录进行梳理，发现该设备在现场安装过程中未搭建防尘帐篷，直接在户外进行装配，且在进行现场工频耐压及局部放电试验时D[#]母线出现过放电现象，厂家人员在现场对盆式绝缘子放电点进行打磨处理。因此，现场安装过程中未搭建防尘帐篷，母线气室清理不彻底，清洁度控制不良，致使粉尘、异物残留，在设备投运过程中，粉尘、异物在电场及气流场的作用下漂移，是引起本次绝缘故障的主要原因。

4 GIS内部故障处理及预防措施探讨

4.1 GIS内部绝缘故障的处理

处理GIS内部绝缘故障，首先应进行内部绝缘故障位置的判断^[6-7]。

根据内部绝缘故障的产生原因，金属异物或悬浮电位等因素会在故障前期表征为内部局部放电。此时，可使用超声波、超高频等局部放电检测手段对较易发生绝缘故障的位置进行局部放电检测。根据局部放电检测结果，可进行有针对性的故障前期的检查、排除工作。

内部绝缘故障通常伴随着声音、内部绝缘气体的电解等特点。依照这些特点，可进行内部绝缘故障点的判断。如设备在进行绝缘试验时，在试验范围内通过放电声音可大致判断故障位置。在运行过程中发生GIS内部绝缘故障后，可通过故障录波图大致判断故障位置。同时，检测绝缘气体电解后的特征气体含量，也可准确地判断出故障气室的位置。通常判断内部绝缘故障位置会依靠上述方法进行综合判断。

确定内部故障位置后，需要对GIS故障位置进行解体检查、处理。GIS内部故障的处理流程如图4所示。

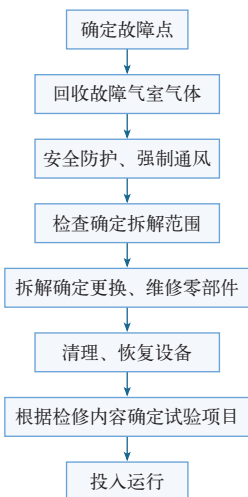


图4 GIS内部故障的处理流程

按照GIS内部故障处理流程，现场施工及厂家人员在较短时间完成了缺陷处理，并及时恢复启动调试工作。

4.2 预防措施探讨

若本次输变电工程安装时，能够严格按照输变电标准化流程开展工作，或者在启动调试前能够及时发现并排除隐患，绝缘故障是能够避免的。因此，工程建设单位需要在下述几个方面进一步完善^[8-10]。

1) 提高施工现场设备安装质量。安装质量不过关曾导致多起GIS设备内部故障。因此，强化输变电设备安装过程监督，提高安装质量，可以有效降低GIS设备投运后的事故风险，提高电网运行可靠性。首先应选择管理水平高、施工工艺优良和安装业绩优质的施工单位承担安装任务；其次监理方应切实做好安装方案及现场措施的审核，重点监督现场安装程序和安装工艺的正确性，同时应对安装期间的天气、安装施工记录及各项工序完成后的签字验收情况进行详细检查。

2) 严格控制设备交接验收和交接试验。新设备安装后的交接验收和交接试验是设备投运前最后的把控环节，该环节关系新设备顺利投运及电网安全稳定运行，建设单位应予以高度重视，严格按照GB 50150《电气设备交接试验标准》的具体要求，进行投运前各项交接试验，保证新建设备的初始健康水平。

3) 构建安全风险分析体系。输变电工程施工现场事故通常是由多种因素组合产生的，通过构建安全风险分析及控制体系，可以阻止事故链的形成，从而避免事故的发生。风险的控制是基建工程的全程控制，包括事前的主动控制、事中的持续监督控制和事后的被动控制。基建管理工作中建立安全风险分析体系对于输变电工程建设、启动调试、设备交付运行及电网安全稳定运行具有现实意义。

4) 重视故障及缺陷案例库建设工作。新建输变电工程故障及缺陷可能涉及制造质量、安装质量和现场试验等多个方面。在新建设备故障发生后，如何及时采取针对性措施分析并发现故障点、降低故障对施工建设或电网安全运行的影响，建设管理单位采用故障模式、影响及危害性

分析方法（FMECA）构建故障及缺陷案例经验库是一个可行的方法。

5) 建立输变电工程系统生命周期的综合评价。一项输变电工程的站端调试、专业调试、启动调试及运行维护的实际工作是可以对该工程系统建设、系统初设、系统可研及系统规划等前期工作进行相互验证的。构建系统生命周期V模型的输变电工程综合评价体系，如图5所示。在输变电系统各子系统与系统生命周期的各个阶段内引入RAMS（可靠性、可用性、可维护性和安全性）评价，以相关标准、规范及技术条件为基础，前瞻性地对系统进行RAMS评估并进行优化，可以减少系统后期变更的时间、经济成本与故障发生概率，从而提升新建输变电系统在正式运行时的表现，提高电力系统的RAMS性能，提升电网运行可靠性。

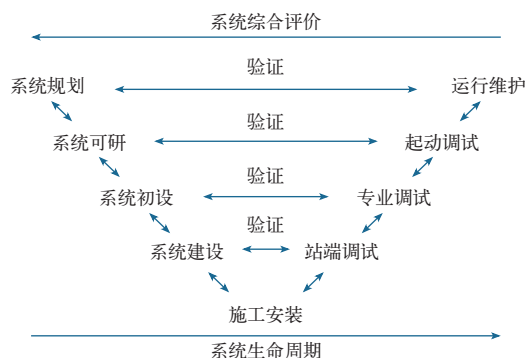


图5 输变电工程生命周期评价

5 结束语

通过平城输变电工程启动调试第一阶段GIS绝缘故障的分析与处理，发现本次故障是一起典型的内部金属异物导致的放电故障，该类型故障通过严格把控现场施工流程、提升管理水平，是能够有效避免的。

与此同时，我国电网将进入建设快速发展阶段，因此，进一步完善电网建设技术理论，优化施工组织，完善管理体系和技术体系，规范作业并优化试验，可以进一步保障输变电系统建设及运行的安全、有序和高效。

(下转第90页)

- [11] 曾博, 张建华, 丁蓝, 等. 改进自适应模糊C均值算法在负荷特性分类的应用[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(12): 42-46.
- [12] 蒋国栋. 基于K-means聚类算法的负荷模型研究[D]. 哈尔滨: 哈尔滨工业大学, 2009.
- [13] 刘建华, 王进, 孟颖, 等. 基于模拟退火的粗糙集K均值电力负荷聚类分析[J]. 现代电力, 2012(1): 10-14.
- [14] 郭良峰. 基于遗传算法的电力系统过电压分层模糊聚类识别[D]. 重庆: 重庆大学, 2009.
- [15] 李培强, 李欣然, 陈辉华, 等. 基于模糊聚类的电力负荷特性的分类与综合[J]. 中国电机工程学报, 2005, 25(24): 73-78.
- [16] 张红斌, 贺仁睦, 刘应梅. 基于KOHONEN神经网络的电力系统负荷动特性聚类与综合[J]. 中国电机工程学报, 2003, 23(5): 1-5.
- [17] 段铷, 张彩庆, 刘爱芳. 模糊聚类在电力用户分类中的应用[J]. 电力需求侧管理, 2005, 7(5): 18-20.
- [18] 冯晓蒲, 张铁峰. 基于实际负荷曲线的电力用户分类技术研究[J]. 电力科学与工程, 2010(9): 18-22.
- [19] 刘丽轻. 电力用户负荷模式识别系统研究与设计[D]. 北京: 华北电力大学, 2012.
- [20] 李小芳. 变电站负荷特性分类与综合负荷建模研究[D]. 长沙: 湖南大学, 2013.
- [21] 刘永光, 孙超亮, 牛贞贞, 等. 改进型模糊C均值聚类算法的电力负荷特性分类技术研究[J]. 电测与仪表, 2014, 51(18): 5-9.
- [22] 许翠娟. 负荷特性聚类分析方法的研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2007.

(收稿日期: 2015-07-30) **EA**

(上接第84页)

参考文献

- [1] 宋杲, 李伟, 宋竹生, 等. 国网公司系统组合电器运行情况[J]. 高压电器, 2009, 45(6): 78-82.
- [2] 梁之林, 朱人铭, 张英杰, 等. 两起GIS组合电器事故原因分析及建议[J]. 电力设备, 2007, 8(7): 63-65.
- [3] 孙茁, 薛源, 郭宏伟. 126 kV GIS设备典型故障分析与处理[J]. 高压电器, 2010, 46(11): 95-98.
- [4] 黎斌. SF₆高压电器设计[M]. 北京: 机械工业出版社, 2010.
- [5] 张勇平, 刘鸿斌, 邓春, 等. 沽太500 kV双回线路覆冰舞动故障分析[J]. 中国电力, 2010, 43(3): 27-30.
- [6] 杜小平, 李涛, 李瑞林. 一起220 kV GIS闪络故障分析及建议[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(3): 128-130.
- [7] 李继红, 戴彦, 王超. 大电网连锁故障的风险分析及对策[J]. 电网技术, 2011, 35(12): 43-49.
- [8] DL/T 555—2004 气体绝缘金属封闭开关设备现场耐压及绝缘试验导则[S].
- [9] International Electro technical Commission. IEC 62278 Railway applications—the specification and demonstration of reliability, availability, maintainability and safety (RAMS)[S]. 2002.
- [10] 孔凡, 张耀坤, 宋彬. 基于WSR系统方法论的DHDF综合评价方法[J]. 兵工自动化, 2007, 26(1): 29-31.

(收稿日期: 2015-04-13) **EA**