

一起800 kV 罐式断路器绝缘故障判断分析

康 真

(国网宁夏电力公司检修公司, 宁夏 银川 750011)

摘 要: 针对黄河变电站设备运行过程中发生的一起800 kV 罐式断路器绝缘故障,通过现场试验及解体检查等方法进行分析,找出了故障发生的原因。分析结果表明:断路器盆式绝缘子根部存在残留异物或凝露,导致运行中放电击穿,是造成断路器绝缘故障的根本原因。

关键词: 800 kV; 罐式断路器; 绝缘故障

中图分类号: TM561 **文献标志码:** B **文章编号:** 1672-3643(2013)04-0029-03

有效访问地址: <http://dx.doi.org/10.3969/j.issn.1672-3643.2013.04.007>

Analysis on insulation fault judgement of 800 kV tank-type circuit breaker

KANG Zhen

(Maintenance Filiale of Ningxia Electric Power Corporation, Yinchuan Ningxia 750011, China)

Abstract: Aiming at a insulation fault of 800 kV tank-type circuit breaker in Huanghe River Substation, through the locale test and disassembly check, finds out the faults causes of circuit breaker. The analysis result shows that the root of basin-type insulator of circuit breaker exist residuum or condensation bringing on it discharge breakdown in operation is the basic reason of the circuit breaker insulation fault.

Key words: 800 kV; tank-type circuit breaker; insulation fault

DOI: 10.3969/j.issn.1672-3643.2013.04.007

随着西北地区750 kV电网建设项目的快速推进,国内自主研发设计的超高压SF₆罐式断路器由于其结构简单、重心低、抗震能力强、开断性能优良等特点^[1],在发电厂、变电站中得到了广泛的应用。黄河变电站是西北地区西电东输的重要枢纽变电站,2010年12月新扩建的750 kV 白-黄Ⅱ线间隔在投运后两天,7521A相断路器发生绝缘故障造成白-黄Ⅱ线跳闸。本文通过对断路器现场检查试验分析、解体检查剖析,找出了断路器故障发生的原

因,并提出了一些控制措施。

1 故障概述

2010年12月13日07时31分,黄河变电站白-黄Ⅱ线在正常运行过程中,发生线路跳闸故障,同时,750 kV I 母线母差保护A相动作,切除了母线所有断路器。故障前系统运行方式如图1所示:750 kV I 母、II 母运行,750 kV 第2串、第3串、第5

收稿日期: 2013-04-18

作者简介: 康真(1974-),男,高级工程师,从事高压试验工作。

串、第6串运行,故障前7521断路器合闸带电运行,故障时无相关操作。

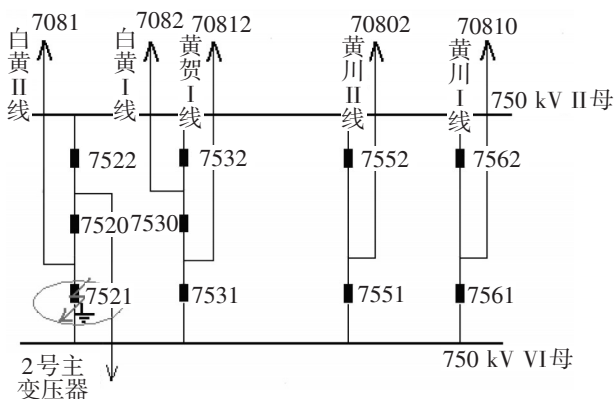


图1 黄河变电站故障前750 kV系统运行方式

2 现场检查情况及分析

2.1 现场检查情况

事故发生后检修人员现场对一次设备进行检查,7521 A相断路器外观良好,断路器处于分闸位置,现场对7521断路器气室和套管气室的压力进行检查,断路器气室压力正常,两个套管气室压力正常。与750 kV I母相连的7551、7561、7531其它3台断路器处于分闸位置,各气室压力正常。

2.2 保护动作情况的检查分析

白-黄 II 线跳闸,保护动作信息显示,白-黄 II 线在正常运行过程中,其线路保护 RCS-931BM 的 A 相工频变化量阻抗保护、电流差动保护、距离 I 段保护相继动作;线路保护 WXH-803A 的 A 相差动保护、距离快速段、距离 I 段保护相继动作;断路器保护 CSC-121A 断路器保护失灵瞬动。与此同时,750 kV I 母两套母差保护 A 相动作,切除了

7551、7561、7531、7521 4 台断路器。白银变电站侧白-黄 II 线 A 相差动保护动作,重合闸成功,然后 A 相差动保护动作三跳。

对于超高压 750 kV 系统,不配置独立的电流互感器设备,电流互感器是按照保护、计量等要求做成不同级次的绕组,按照配置顺序将电流互感器的各绕组套装在罐式断路器各出线侧的套管外侧,从而完成电流取样的目的。7521 断路器保护配置及保护动作分析情况如图 2 所示。

由线路保护动作信息,A 相阻抗保护、距离 I 段保护、差动保护、断路器失灵保护均发生了保护动作,主变保护未动作,由图 2 可以推断出故障点为 7521 断路器本体发生了故障。由 750 kV I 母两套母差保护 A 相动作及白银变电站侧白-黄 II 线 A 相差动保护动作,重合闸成功,然后 A 相差动保护动作三跳。可以断定 7521 断路器靠线路侧发生了内部绝缘故障。

2.3 气体及电气试验情况分析

现场对 7521 断路器气室和套管气室 SF₆ 气体成分进行了分析,B、C 相各气室气体成分正常,7521A 相断路器气室内气体成分分析结果显示:SO₂+SOF₂ 为 11.69 μL/L(正常值<1 μL/L),HF 为 16.72 μL/L(正常值<1 μL/L),气体分解物含量异常;套管气室气体成分含量正常,故由气体成分判断故障部位在断路器气室内。

故障后现场检查断路器处于正常分闸位置,对断路器进行绝缘测试,5 000 V 摇表分别测量两个套管接线端对地绝缘电阻值,测量线路侧出线套管对地的绝缘电阻值发现线路侧出线套管对地绝缘为零;母线侧出线套管对地绝缘大于

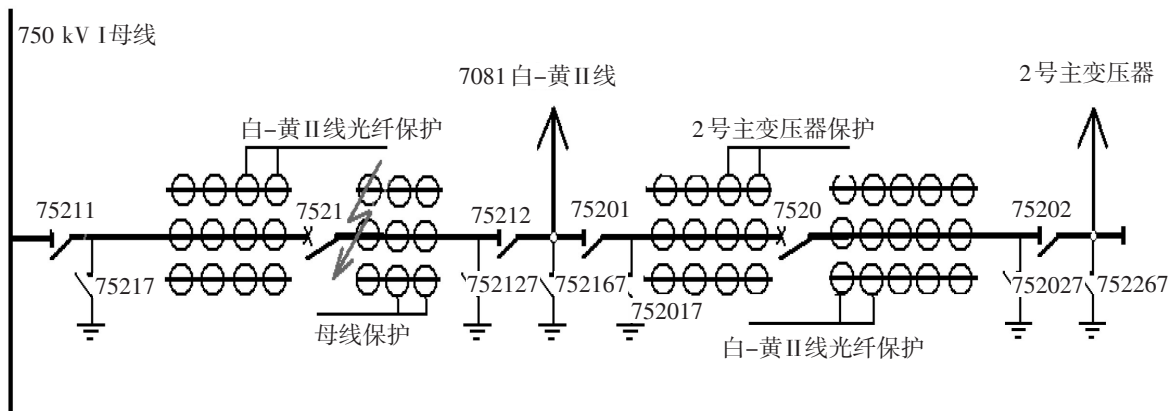


图2 黄河变750 kV第二串保护动作分析

100 000 M Ω , 母线侧绝缘性能良好。断路器为双断口结构, 其结构如图3所示。线路侧出线套管对地的绝缘电阻值包含断口2的绝缘电阻值和断路器绝缘拉杆对地的绝缘电阻值, 由于母线侧绝缘性能良好, 可以判断断路器线路侧出线套管至该侧断口静触头间有可能发生对地绝缘击穿, 且套管与罐体之间的盆式绝缘子出现故障的可能性较高。

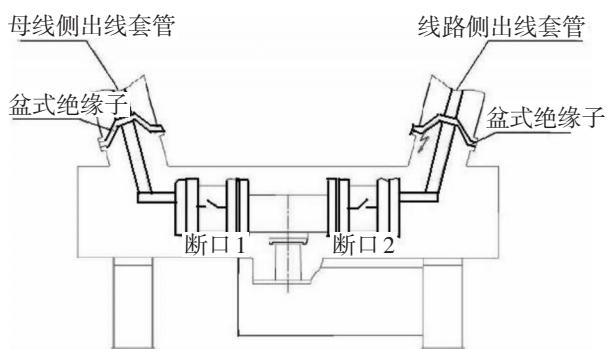


图3 7521 断路器双断口结构

将A相断路器进行SF₆气体回收、清理, 打开7521 A相断路器气室检修手孔, 采用内窥镜对线路侧的绝缘件进行观测, 发现线路侧盆式绝缘子凹面处有明显击穿痕迹, 确定故障点在盆式绝缘子凹面处。

3 解体检查情况

(1) 拆除7521罐式断路器放电侧(现场安装靠线路侧)端盖, 发现断路器罐体内表面及与静触头相连的导电杆上覆盖有一层灰黑色粉末(放电衍生物), 静触头侧梅花接头处连接良好, 合闸电阻等部件正常。

(2) 断路器盆式绝缘子的凸面良好, 凹面上近2/3面积有有放电电弧烧黑痕迹, 整个盆式绝缘子表面覆盖有灰黑色固体粉末, 表面炭化, 放电痕迹明显, 盆式绝缘子内表面沿连接筒至绝缘子法兰面一侧有树枝状放电通道, 表现为鳞状。清洗后树枝状放电通道见图4, 放电痕迹深度约0.5 mm。检查盆式绝缘子法兰有电弧灼伤痕迹。

(3) 连接静触头与盆式绝缘子的连接筒表面大面积覆盖有灰黑色固体粉末, 表面有电弧烧损痕迹, 清洗后连接筒表面烧伤严重, 呈现融化、多坑现象, 同时检查放电侧罐体桶壁有明显漆皮脱落。

(4) 盆式绝缘子、连接筒等部件拆除的过程中

螺丝无松动, 故障盆式绝缘子和电联接尺寸检查结果合格, 符合图纸技术要求。

4 故障原因分析

通过现场检查及解体情况分析, 故障盆式绝缘子在清理后发现其表面有明显放电痕迹放电路径清晰, 从盆式绝缘子中心(高电压端)呈树枝状向盆式绝缘子边缘(低电压端)扩展, 放电痕迹深度约0.5 mm。表面现象说明盆式绝缘子是造成本次7521断路器的绝缘故障的根本原因^[1]。

经过对7521 A相断路器和其故障盆式绝缘子质量追踪文件的追溯和审查, 产品质量控制过程、盆式绝缘子浇注质量、出厂试验记录、现场点检卡, 750 kV 黄河变电站7521 断路器一次性顺利通过现场耐压试验等记录, 没有发现质量问题。为了检查故障盆式绝缘子是否存在内部缺陷, 对清理后的该盆式绝缘子进行了全方位的X光探伤检查, 该盆式绝缘子内部未发现任何缺陷, 环氧树脂与中心导体粘合紧密, 粘接良好。经过对故障盆式绝缘子表面打磨清理及烘干后(如图4所示), 装入充有0.6 MPa SF₆气体的试验工装内, 模拟现场实际运行条件, 对该盆式绝缘子进行了工频耐受电压960 kV(1 min)试验, 试验结果合格。同时又采用成熟的电场计算软件, 从设计角度对盆式绝缘子电场进行详细计算分析复核, 结果与原设计计算完全吻合, 绝缘设计裕度大, 设计结构合理。通过上述一系列的判断及电气性能的试验检查, 该盆式绝缘子电气性能良好, 本身并不存在质量问题。

但是绝缘子表面出现明显的树枝状放电一定是有诱因的, 否则绝缘子不会发生放电击穿。首先7521断路器故障前无任何操作, 故障滤波显示并没有过电压的产生, 系统运行稳定, 可以排除过电压的因素。其次, 断路器解体后罐体桶壁有明显漆皮脱落, 对黄河变电站7521 A相断路器筒体内壁附着的分解物及盆式绝缘子故障部位的粉尘进行了化验检查, 故障盆式绝缘子边缘靠近密封槽处放电起始点异物、盆式绝缘子中间部位异物、电联接部位异物等结合扫描电镜和能谱成分分析结果显示, 本次750 kV黄河(下转第52页)