

一条 500 kV 线路故障跳闸的分析

黄茂然,左思承,周道城,周 东,秦纪平

(国网江西省电力有限公司超高压分公司,江西 南昌 330029)

摘 要:文中以一条 500 kV 线路 B 相高阻接地故障实际案例为研究对象,结合序分量理论分析、故障波形特征,分析还原了故障发展过程;同时,文中深度解析了线路保护差动逻辑,阐述两种保护启动和动作的逻辑适配性,结合线路保护设计规范,评估两种动作逻辑的实际作用效果,并提出相应的提升整改建议。

关键词:高阻接地故障;线路保护;暂态特征分析;纵联差动Ⅱ段保护;纵联零序差动保护

中图分类号:TM 726 **文献标志码:**A **文章编号:**1006-348X(2026)02-0064-06

0 引言

电力系统发生金属性故障时,故障波形较为典型,高次谐波含量较少;而非金属性高阻接地故障是具有较大阻抗值的电力线路故障中的一种,一般发生在故障点处具有一定电阻影响的情况下,例如导体接触树木、草地、沙石等高阻抗表面。此类故障发生时,故障电流大小接近正常负载电流水平,故障波形高次谐波含量较高,波形有较多毛刺。当故障线路较长,高阻接地故障发生点靠近线路某一侧时,将导致线路另一侧电流、电压以及零序电流变化量较小,可能造成保护不启动的情况^[1-4]。因此,发生高阻接地时,线路纵差主保护存在拒动风险。文中结合一起 500 kV 线路故障跳闸的实际案例,分析保护动作行为,提出解决高阻接地保护存在拒动风险的方法。

1 故障过程与波形分析

1.1 故障经过

某条 500 kV 线路发生 B 相接地故障,线路两侧皆配置双套线路保护。故障发生后,线路 M 侧 A 套保护及 B 套保护跳 B 相,N 侧 A 套保护跳 B 相,B 套保护未动作;随后,线路两侧断路器保护进入

重合闸逻辑,经过重合闸额定延时,线路两侧开关重合闸动作并重合于故障,两侧双套线路都跳 ABC 三相。具体动作过程如表 1 所示。

表 1 保护动作时序

站名	保护装置	启动绝对时间	相对时间/ms	动作相别	动作元件
线路 M 侧	A 套	14:25:17.486	0	/	保护启动
			178	B	纵联差动保护动作
			1 254	ABC	纵联差动保护动作
线路 N 侧	A 套	14:25:17.637	0	/	保护启动
			25	B	纵联差动保护动作
			1 103	ABC	纵联差动保护动作
线路 M 侧	B 套	14:25:17.498	0	/	保护启动
			188	B	纵联差动保护动作
			1 246	ABC	纵联差动保护动作
线路 N 侧	B 套	14:25:17.694	0	/	保护启动
			1 048	ABC	纵联差动保护动作

1.2 故障波形分析

查看故障发生时线路两侧电流及电压的波形。线路 M 侧 A、C 相(非故障相)电流基本保持在 0.17 A,B 相(故障相)电流逐渐变小,三相电压均维持在 61 V 左右,正相序,相位差 120°;线路 N 侧三相电流基本保持不变,A、C 相(非故障相)为 0.167 A,B 相(故障相)电流基本维持在 0.22 A,三相电压均维持在 62.5 V 左右,正相序,相位差 120°。两侧电流电压详细波形如图 1、图 2 所示。将两侧电流进行叠加,计算差动电流,可发现 B 相(故障相)差动电流逐渐变大。线路两侧差动电流波形如图 3 所示。

收稿日期:2025-09-15
作者简介:黄茂然(1995),男,本科,工程师,从事变电二次检修工作。

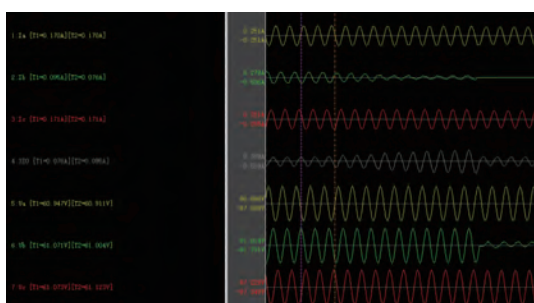


图1 故障时M侧电流电压波形

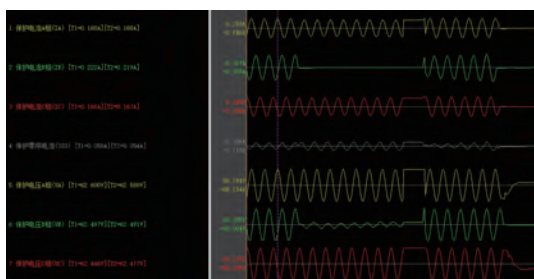


图2 故障时N侧电流电压波形

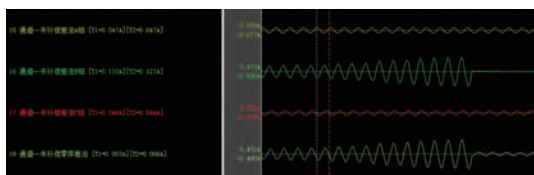


图3 未经过补偿差动电流波形

查看图3中的B相差流变化趋势,满足“经高阻接地”的故障特征。因此,可将本次跳闸故障简化成如图4所示模型。

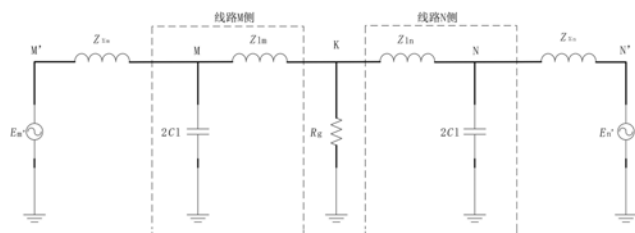


图4 故障线路简化模型图

Z_{lm} 和 Z_{ln} 分别为故障点至线路两侧的线路阻抗值,其特性基本为电感型; R_g 为接地的电阻值,该值随故障的发展逐渐变化; $Z_{\Sigma m}$ 、 $Z_{\Sigma n}$ 分别为线路M侧及N侧背后整个系统的阻抗; E_m 和 E_n 为线路M侧及N侧背后系统电压,是理想电压源。故障发生前,查看线路潮流,发现N侧为功率的发送端,M侧为功率接收端。相位关系如图5、图6所示。



图5 线路M侧电流电压相位关系

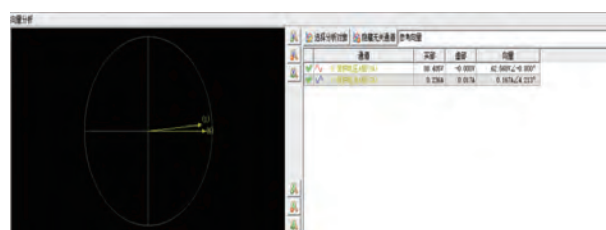


图6 线路N侧电流电压相位关系

依据文献[5]的研究基础,故障发生前后,线路两侧电流电压相位关系如图7所示。因N侧为功率发送端,故 E_n 相位超前 E_m ; $U_{n'm'}$ 为 E_n 和 E_m 之间的电位差, I_{nm} 为故障前N侧流向M侧的电流(不考虑容性电流), I_{nm} 滞后 $U_{n'm'}$ 相位角 φ (线路与系统的综合阻抗角,可认为是 90°),因为线路容抗明显大于系统阻抗与线路阻抗,因此在对故障进行序网分析时,可以忽略线路容抗; U_k 为故障发生前故障点的电压。设故障点K距离线路两侧M、N距离分别为 $|L_{mk}|$ 和 $|L_{nk}|$,

$$\text{则可认为} \left| \frac{L_{mk}}{L_{nk}} \right| = \left| \frac{U_{mk}}{U_{nk}} \right|。$$

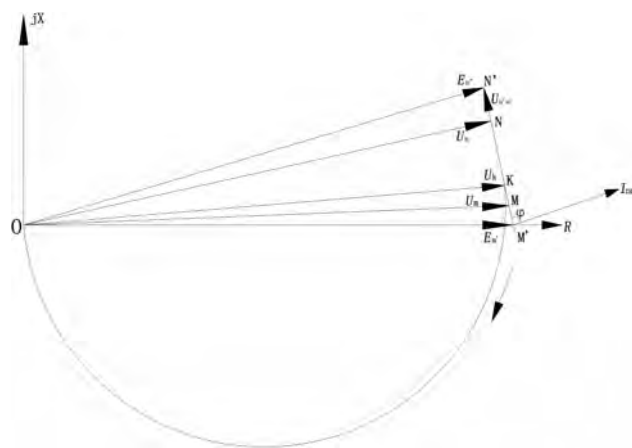


图7 故障发生前后电流电压相位关系图

对于经过高阻单相接地的系统,序网图如图8所示^[6]。

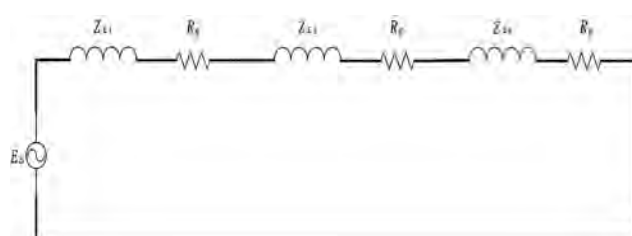


图8 序网图

其中:

$$E_s = \frac{(Z_{lm1} + Z_{\Sigma m1}) \cdot E_{n'} + (Z_{ln1} + Z_{\Sigma n1}) \cdot E_{m'}}{Z_{lm1} + Z_{\Sigma m1} + Z_{ln1} + Z_{\Sigma n1}} \quad (1)$$

故障分析 FAULT ANALYSIS

$$Z_{\Sigma 1} = (Z_{m1} + Z_{\Sigma m1}) // (Z_{n1} + Z_{\Sigma n1}) \quad (2)$$

$$Z_{\Sigma 2} = (Z_{m2} + Z_{\Sigma m2}) // (Z_{n2} + Z_{\Sigma n2}) \quad (3)$$

$$Z_{\Sigma 0} = (Z_{m0} + Z_{\Sigma m0}) // (Z_{n0} + Z_{\Sigma n0}) \quad (4)$$

故障电流为:

$$I_k = \frac{3E_s}{Z_{\Sigma 1} + Z_{\Sigma 2} + Z_{\Sigma 0} + 3R_g} \quad (5)$$

故障点电压为:

$$U_k = I_k \cdot R_g = \frac{3E_s R_g}{Z_{\Sigma 1} + Z_{\Sigma 2} + Z_{\Sigma 0} + 3R_g} \quad (6)$$

将式(6)上下同除 R_g ,得到:

$$U_k = \frac{3E_s}{(Z_{\Sigma 1} + Z_{\Sigma 2} + Z_{\Sigma 0})G_g + 3} \quad (7)$$

G_g 为接地电阻的电导值,可认为是纯电阻, $Z_{\Sigma 1} + Z_{\Sigma 2} + Z_{\Sigma 0}$ 可认为是纯电感。故障发生前, G_g 为0,故障点电压位于图7的K点位置;当随着故障发生并逐渐发展,绝缘体因经过放电,温度逐渐变高,电阻逐渐变小,相应的 G_g 由0逐渐变大, U_k 将沿着图7的圆弧轨迹的箭头方向,由K点向O点移动。在故障发展的初始阶段,K点沿着轨迹运动,向M点逐渐靠近, U_{km} 逐渐变小。随着故障发展,原本功率的接收端测得的电流将逐渐变小,又因为故障点更靠近M侧,则N侧电流变化并不明显。

在此次故障中,可利用线路两侧的零序电流、零序电压分量,测算该高阻接地的故障位置。在零序网络中,因线路零序容抗远大于线路零序阻抗和系统零序阻抗,因此计算时可忽略容性电流。目前可测得的电气量有M、N点的零序电压,流过M、N点的零序电流,以及整条线路的零序阻抗。假设故障点零序电压为 U_0 ,则可列出式(8)和式(9)。

$$U_0 - U_{m0} = I_{m0} \cdot Z_{lm0} \quad (8)$$

$$U_0 - U_{n0} = I_{n0} \cdot Z_{ln0} \quad (9)$$

取M侧线路保护A套动作时(但开关尚未跳开)这一时刻的线路两侧零序电流和零序电压进行计算。零序电流、零序电压相关数据如图9、图10所示(均为二次值)。M侧零序电流0.062 A,零序电压0.539 V;N侧零序电流0.019 A,零序电压0.228 V;整条线路零序阻抗64.39 Ω 。将上述数据带入式(8)、式(9),可测得 $Z_{lm0} = 11.264 \Omega$ 。计算故障点距离M侧18.19 km。

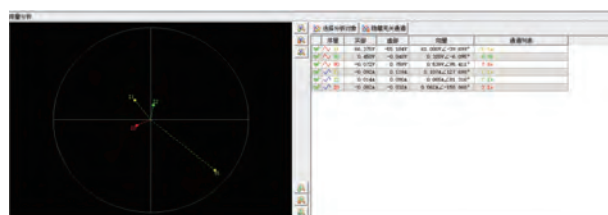


图9 M侧零序电流及电压

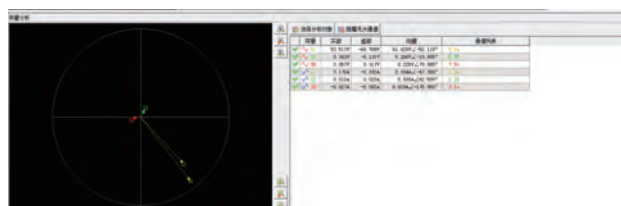


图10 N侧零序电流及电压

综上理论分析,可得出本次故障跳闸原因为B相高阻接地故障,故障点为距离M侧18 km左右。经巡线人员现场检查,该线路51号杆塔(距离M侧20 km,线路全长104.23 km)跳线引流和塔身主材处有明显放电痕迹,在距横线路400 m左右发现有烧损的塑料薄膜,故障时段跳线引流受风力影响向塔身侧偏斜,同时有异物被大风刮至跳线引流处,造成塔身与跳线引流放电距离不足,从而导致异物短路发生线路跳闸,属于高阻接地,和理论分析结果一致,同时实际故障距离和理论计算误差1.83%,误差值较小。

2 保护动作行为分析

2.1 线路保护启动逻辑

根据继电保护规范要求,针对光纤差动保护,线路保护统一设置了变化量电流、零序电流、弱馈(低压差流)、远跳等启动元件,具体逻辑如下。

2.1.1 工频变化量电流启动元件

当工频电流的变化值大于门槛值时,该元件动作并展宽数秒,去开放出口继电器正电源。

2.1.2 零序电流启动元件

当外接零序电流和自产零序电流均大于整定值(零序启动电流定值)时,零序启动元件动作并展宽数秒,去开放出口继电器正电源。

2.1.3 断路器位置不对应启动元件

在重合闸投入并且充电完成的情况下,若控制字(单相TWJ启动重合闸)整定为“1”时,有单相开关偷跳或控制字(三相TWJ启动重合闸)整定为“1”时,有

多相开关偷跳,则断路器位置不对应启动元件启动,开放出口继电器正电源。这一启动元件由用户选择是否投入。

2.1.4 低压差流启动元件

发生区内故障时,弱电源侧电流启动元件可能不动作,此时若收到对侧的差动保护允许信号,且与差动元件动作相关的相或相间电压小于门槛电压,则低压差流启动元件动作并展宽数秒,去开放出口继电器正电源。

2.1.5 远跳启动元件

当本侧收到对侧的远跳信号且控制字(远跳受启动元件控制)置“0”时,远跳启动元件动作并展宽500 ms,去开放出口继电器正电源。

2.2 线路保护A套差动逻辑

因为此次故障,A套线路保护差动II段动作,因此文中仅介绍该套保护差动II段动作的动作逻辑。在动作逻辑中, $I_{d\phi}$ 为差动电流; $I_{r\phi}$ 为制动电流; I_{dest}^M 为差动动作电流定值、 $1.5 I_{Cap}$ 、 $1.25 U_N/X_{C1}$ 三者中的大者,其中 I_{Cap} 为实测电容电流, U_N 为系统额定电压, X_{C1} 为线路保护容抗定值。当满足动作方程时,稳态II段相电流差动元件经25 ms延时动作。

$$I_{d\phi} > 0.6 \times I_{r\phi} \quad (10)$$

$$I_{d\phi} > I_{dest}^M \quad (11)$$

2.3 线路保护B套差动逻辑

因为此次故障,B套线路保护零序差动动作,因此文中仅介绍该套保护零序差动动作的动作逻辑。在动作逻辑中, I_{CD0} 为零序差动电流, $I_{CD0}=|I_{M0}+I_{N0}|$,即为两侧零序电流矢量和的幅值; I_{R0} 为零序制动电流, $I_{R0}=|I_{M0}-I_{N0}|$,即为两侧零序电流矢量差的幅值;无论电容电流补偿是否投入, I_L 均为差动电流定值(整定值)和1.25倍实测电容电流的大值; $I_{CD\phi}$ 为分相差动电流; $I_{R\phi}$ 为分相制动电流。零序差动继电器,经40 ms延时动作。

$$I_{CD0} > 0.75 \times I_{R0} \quad (12)$$

$$I_{CD0} > I_L \quad (13)$$

$$I_{CD\phi} > 0.15 \times I_{R\phi} \quad (14)$$

$$I_{CD\phi} > I_L \quad (15)$$

2.4 故障过程线路行为分析

文中根据表1列出的保护动作时序,画出线路两侧双套保护动作时序图,如图11所示。



图11 保护动作时序图

故障初始时刻,M侧B相电流逐渐变小,在零序电流达到0.08 A后,即在14时25分17.486秒,M侧双套保护先后因零序辅助判据而启动。与此同时,N侧电流几乎不变,且零序电流为0.05 A左右,不满足零序辅助判据,同时线路两侧电压均未出现低电压的现象,因此弱馈判据亦不满足,在M侧双套保护启动后的100 ms内,N侧双套保护并未启动。针对线路远端发生高阻接地故障时,保护可能无法满足变化量启动、零序电流启动条件,A套保护在原有“2.1节线路保护启动逻辑”的基础上,增加设置了如下特殊的启动逻辑,线路保护利用对侧零序电流和本侧零序电流作为弱馈辅助启动判据条件;同时,为避免CT断线影响,对侧零序电流与本侧零序电流需呈现同相特征且满足有流条件,同时零序差流需大于“差动动作电流定值”,随后开放弱馈辅助启动元件并向对侧发差动允许信号。在14时25分17.637秒时,线路两侧未补偿差流为0.237 A,同时因为M侧线路保护因零序辅助判据而启动,且N侧一直存在零序电流,根据上文所述逻辑,N侧A套保护启动;又因为保护计算的差流大于差动动作定值,满足分相差动II段动作条件,因此在N侧A套保护启动后的25 ms,线路两侧A套保护同时动作。

同样的,针对高阻接地故障电流变化不明显的情况,线路保护B套也在原有保护启动和差动动作逻辑的基础上,设置了特殊的动作逻辑,逻辑如下:装置在本侧电压满足高阻接地故障特征后,即零序电压达到一定门槛值后,装置可以不经对侧允许信号开放零序差动逻辑,如图12所示。在M侧线路保护B套启动后的111 ms,零序差流达到差动动作电流定值0.20 A,但此时线路保护并未动作;在M侧保护启动后的148 ms时,如图13所示,M侧零序电压达到1.5 V,达到零序电压门槛值,此时可不经对侧允许开放本侧零序差动保护,而此时线路保护满足零序差动动作条件,因此M侧B套保护延时40 ms动作;而随着M侧

故障分析 FAULT ANALYSIS

B套线路保护动作信号发送至N侧B套保护,B套保护也启动;若A套保护不动作,B套保护将动作切除故障。但此时线路双侧开关都被跳开,因此N侧B套保护并未动作;随后,线路两侧进入重合闸过程,线路两侧重合于故障,线路保护重合加速三跳,跳开故障线路。

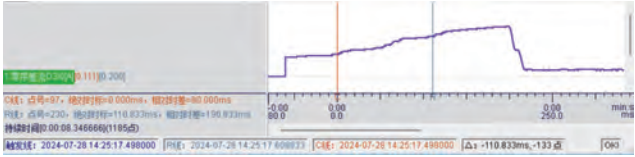


图12 零序差流有效值

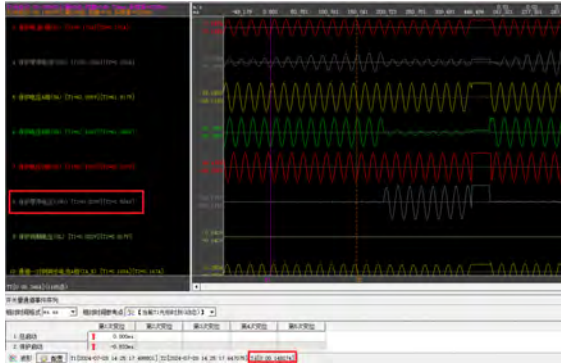


图13 零序电压达门槛值

2.5 保护动作行为评估

在此次故障中,A套保护在原有统一设置的启动逻辑基础上,通过新增“利用两侧零序电流”且“零序差流大于差动动作电流定值”这一启动条件,使得双侧线路保护同时开放差动I段、差动II段、零序差动保护,该逻辑满足《线路保护及辅助装置标准化设计规范》(Q/GDW1161—2014)的要求^[7];而B套保护利用在“零序电压达到一定门槛值”,装置在不经对侧允许信号情况下仅开放线路一侧的零序差动逻辑^[4],该逻辑满足《关于Q/GDW1161—2014线路保护及辅助装置标准化设计规范的增补说明》中相关要求。在该起案例中,A套保护首先启动,又因为A套保护的逻辑,线路双侧A套保护的差动I段、差动II段、零序差动保护功能都被开放,因此线路双侧A套保护率先动作;B套保护仅在M侧开放了零序差动保护,而零序差动保护动作延时相较于差动II段动作延时更长,因此保护动作更慢,且仅有一侧保护动作,另一侧保护因为开关已被跳开而未动作。

此次故障跳闸中,M侧双套保护动作、N侧A套保护动作,属于正确动作^[8];针对N侧B套保护,在初始阶段“因动作条件不满足而未动作”;而当其满足动作条

件,将要动作时,A套保护已将开关跳开,无需B套动作,因此N侧B套保护也应属于正确动作。

2.6 仿真模拟

对此次故障过程进行仿真模拟,仿真模拟参照文献9进行,仿真模拟图如图4所示。M及N侧的系统电压取额定电压,两电压相角差取30°,M及N侧的系统阻抗取线路阻抗,线路正序阻抗及零序阻抗取保护定值通知单中的定值,分别为17.08Ω(灵敏角取86°)、64.39Ω(灵敏角取82°),线路对地电容忽略不计。模拟故障点位置k从M点变化至N点,接地阻抗从0变化至500Ω,计算不同情况下M及N侧的零序电流及零序电压。仿真结果如图14—17所示。

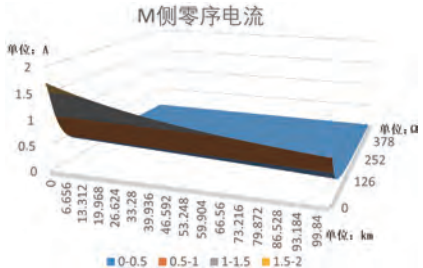


图14 M侧零序电流仿真结果

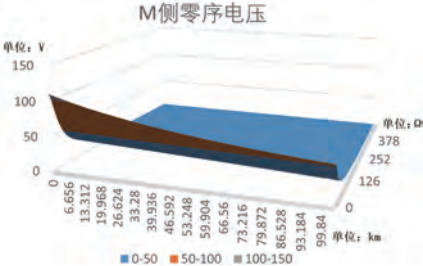


图15 M侧零序电压仿真结果

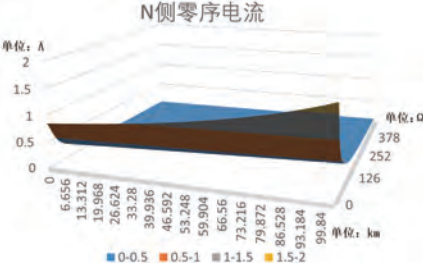


图16 N侧零序电流仿真结果

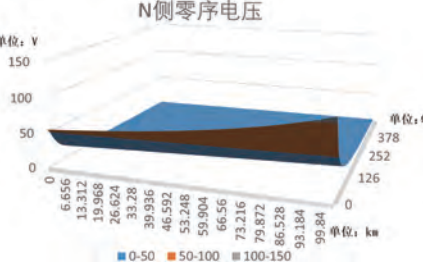


图17 N侧零序电压仿真结果

对于A套保护,其启动判据为:一侧满足零序辅助启动,另一侧零序电流至少大于0.05 A,从而允许两侧保护进行动作;对于B套保护,其启动判据为:一侧满足零序辅助启动条件,且零序电压大于1.5 V,从而允许本侧保护启动(对侧保护未被允许动作)。根据两套保护的启动逻辑,仿真出两套保护的启动范围如图18—19所示。

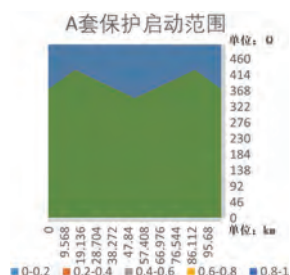


图18 A套保护启动范围

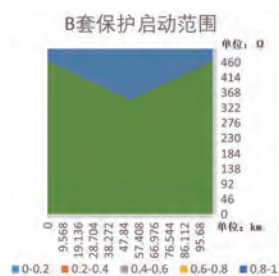


图19 B套保护启动范围

图18-19中的绿色区域为各自保护的启动范围。将两个范围进行比较如图20所示,图中红框部位为B套保护启动,A套保护未启动的范围;浅蓝部位为两套保护均启动的范围;深蓝部位为两套保护均不启动范围。由此可知,B套保护启动范围更大,在故障点发生在靠近线路一侧,且接地阻抗较大的情况下,更加灵敏。

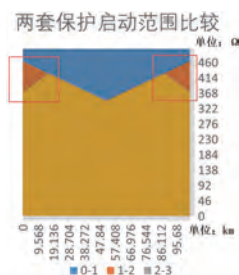


图20 两套保护启动范围比较

综上所述,从速动性角度分析,A套保护的启动逻辑能够更快的启动保护装置并快速动作,切除故障;从灵敏性角度分析,B套保护的启动逻辑更加灵敏,启动范围更大。

2.7 提升建议

针对线路远端发生高阻接地故障时,保护可能无法满足变化量、零序电流、弱馈等启动条件的情况,建

议在原有差动保护启动逻辑基础上,补充“‘利用两侧零序电流’且‘零序差流大于差动动作电流定值’这一启动条件,使得双侧线路保护同时开放差动I段、差动II段、零序差动保护”这一逻辑,将其推广至其他品牌保护装置,以丰富现有保护装置的启动条件,使得保护装置能够更加快速地发现并切除故障。

同时,建议两套保护互相借鉴对方的启动逻辑,丰富启动条件,使得保护装置应对故障更加灵敏和快速。

3 结语

文中结合一条500 kV线路高阻接地的实际案例,通过序分量分析方法,分析故障波形,解析故障发展过程,得出此次跳闸原因为单相经高阻接地故障,故障点距离M侧约18 km,和巡线人员检查结果相符,测距误差1.83%。文中同时结合该起实际案例的保护装置动作过程,通过仿真手段,分析两种针对高阻接地故障的特殊动作逻辑,评估两种逻辑的灵敏性及速动性。经过分析,A套保护更具速动性,B套保护更具灵敏性。根据分析结论,提出了一些提升整改建议。

参考文献:

- [1] 郑联国.一起高阻接地故障引起的500 kV线路保护动作行为分析[J].电子测试,2013(24):117-119.
- [2] 李天友,徐丙垠,薛永端.配电网高阻接地故障保护技术及其发展[J].供用电,2018,35(05):2-6,24.
- [3] 郑鹏,韩鹏程,王国栋,等.中压配电线路断线高阻接地故障精细化诊断方法[J].中国电力,2024,57(04):220-228.
- [4] 徐鹏,余江.超高压线路差动保护的高阻接地故障拒动分析及改进措施[J].电力科学与技术学报,2013,28(04):92-97.
- [5] 李勇,李银红,柳焕章,等.基于高阻接地距离继电器的零序电流保护选择性提升方案[J].电力系统自动化,2024,48(21):169-179.
- [6] 李党,白浩,霍建彬,等.基于零序导纳的小电阻接地系统馈线高阻接地故障保护方法[J].南方电网技术,2023,17(07):95-102,114.
- [7] 国家电网公司.线路保护及辅助装置标准化设计规范:Q/GDW 1161—2014[S].北京:中国电力出版社,2014.
- [8] 国家电网公司.电力系统继电保护及安全自动装置运行评价规程:Q/GDW 10395—2022[S].北京:中国电力出版社,2022.
- [9] 陈卉,梁建龙,孔祥鹏,等.青海电网某330 kV线路高阻接地故障的跳闸分析[J].青海电力,2025,44(03):83-87.