

微机保护整定运行若干问题探讨

方天宇

(浙江电力调度通信中心,浙江 杭州 310007)

摘要: 讨论了零序互感对接地距离补偿系数和零序保护 段的影响,分析了阻抗继电器躲过渡电阻的问题,提出了后备保护简化配合的方法。

关键词: 互感; 过渡电阻; 补偿系数

中图分类号: TM774 文献标识码: B 文章编号: 1003-4897(2004)06-0076-03

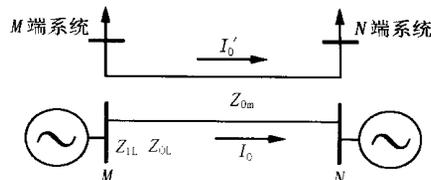
0 引言

随着电网的发展,受输电线路路径的限制,同杆并架双回线逐渐增多,零序互感对保护的影响已引起保护整定人员的重视。微机保护的原理和运行经验逐步成熟,接地距离保护性能日臻完善,可替代大部分零序保护的功能。接地距离相对零序保护整定简单,直观。电网结构的变化对接地距离影响较小,对零序保护影响较大,零序保护可适当简化。按继电保护整定规程对后备保护进行整定,非常繁琐。后备保护的配合无非是灵敏度和时间的配合,本文通过分析正序电压极化的圆阻抗和四边形阻抗特性继电器躲过渡电阻能力,提出了距离保护灵敏度之间配合只考虑时间配合,不考虑灵敏度配合的观点。

1 零序互感对接地距离补偿系数 K 的影响

接地距离测量电压 $U_{op} = U - (I + K \cdot 3I_0) \cdot Z_{ZD}$, 接地距离补偿系数 $K = (Z_{0L} - Z_{1L}) / 3Z_{1L}$, 其中 Z_{0L} 、 Z_{1L} 分别为线路的零序和正序阻抗。对于平行双回线,任一回线由于互感 Z_{LM} 的影响流过零序电流 $3I_0$, 测量电压变为 $U_{op} = U - (I + K \cdot 3I_0 + K_{0M} \cdot 3I_0) \cdot Z_{ZD}$, $K_{0M} = Z_{LM} / Z_{1L}$, Z_{LM} 为双回线之间的线间互感每相值。对于两条同杆并架的平行双回线,一回线路检修两侧挂接地线,如图1所示,末端母线故障,则 $I_0 = 3Z_{LM} / Z_{0L} I_0$, 为了保证测量电压的正确性,补偿系数应变为 $K = K - 3K_{0M} Z_{LM} / Z_{0L}$, 其中变小部分 $K = 3K_{0M} Z_{LM} / Z_{0L} = Z_{0M}^2 / 3Z_{1L} Z_{0L}$, Z_{0M} 为双回线路间零序互感阻抗, $Z_{0M} = 3Z_{LM}$ 。根据线路参数实测数据分析, $Z_{0M} = (30\% \sim 60\%) Z_{1L}$, $Z_{0L} = (2.2 \sim 3) Z_{1L}$, 计算出 $K = 0.01 \sim 0.05$, 而 K 值一般在 $0.4 \sim 0.7$ 之间。因此,零序互感对接地距离保护影响不大。平行双回线在一回线检修时,接地距离

段的超越不会大于 5%。在实际工程中,计算同杆并架的平行双回线的接地距离补偿系数 K 时可以用不计互感的零序阻抗计算的值再减去 0.05, 这样保证接地距离 段不会超越,同时为了保证接地距离、的后备作用,灵敏度应适当提高;或者 K 值不变,接地距离 段可靠系数减小 5%。



注: Z_{1L} 为线路正序阻抗, Z_{0L} 为零序阻抗, Z_{0M} 为两平行线间的互感

图1 零序互感示意图

Fig. 1 Schematic diagram of zero sequence mutual inductance

2 零序互感对零序 段的影响

两条同杆并架的平行双回线,一回线路检修两侧挂接地线后,一端单相接地母线故障,由于互感影响,线路零序阻抗减小到 $Z_{0L} = Z_{0L} - Z_{0M}^2 / Z_{0L}$, 假设系统电源为无穷大,则线路零序电流 $I_0 = 1 / (2Z_{1L} + Z_{0L})$, 不考虑互感 $I_0 = 1 / (2Z_{1L} + Z_{0L})$, 如 $Z_{0M} = 0.6Z_{1L}$, $Z_{0L} = 2.2Z_{1L}$, $I_0 = 1.23I_0$, 零序电流增加 23%。因此整定零序 段,计算最大零序电流时,可以不计互感,可靠系数取 1.5 即可。

3 距离保护和过渡电阻的问题

3.1 四边形特性的距离保护

四边形特性的电阻分量 R 整定时应尽可能取大,以增强距离保护抗过渡电阻的能力。同时,应躲过电网事故情况下出线的最大负荷电流。对于 220

kV 的线路, R 可取 50, 如系统电压 190 kV, 保护允许输送电流 $I = 2193$ A, 取可靠系数 1.3, 相当于输送功率 550 MVA, 绝大部分情况下可满足电网要求。

3.2 正序电压极化圆特性的接地距离保护

以 LFP-900 系列说明, 如图 2 所示。

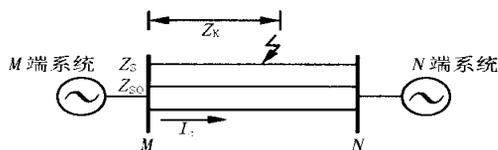


图 2 正方向故障系统示意图

Fig. 2 Schematic diagram of positive directional fault

测量电压为:

$$U_{op} = U - (I + K \cdot 3 I_0) \cdot Z_{D0}$$

极化电压:

$$U_p = -U_1 e^{j\theta}$$

其中: Z_{D0} 为整定阻抗, K 为故障线路的零序补偿系数, U_1 为正序电压, θ 为偏移角。继电器的比相方程为:

$$-90^\circ < \arg \frac{U_{op}}{U_p} < 90^\circ \quad (1)$$

以 A 相单相接地为例, 测量电压 $U_{op} = (Z_K - Z_{D0})(I_a + K \cdot 3 I_0)$ 。

根据叠加原理, 故障后母线电压为故障前电压加上故障分量, 因此, 正序电压得:

$$3U_1 = U_a + U_b + 2U_c = U_A + U_a + (U_B + U_b) + 2(U_C + U_c)$$

其中: $\theta = e^{j120^\circ}$, 下标大写字母为故障前母线, M 电压分量, U 为故障电压分量。

$$3U_1 = U_A + U_B + 2U_C - (I_{a1} Z_S + I_{a2} Z_S + I_0 Z_{S0}) - (I_{b1} Z_S + I_{b2} Z_S + I_0 Z_{S0}) - 2(I_{c1} Z_S + I_{c2} Z_S + I_0 Z_{S0}) = 3U_A - 3(I_a - I_0) Z_S$$

假设故障前电压与系统电压 E_M 相等, 并且故障后 E_M 保持不变, 则

$$U_1 = Z_K(I_a + K \cdot 3 I_0) + Z_S(I_a + K_s \cdot 3 I_0) - Z_S(I_a - I_0) = Z_K(I_a + K \cdot 3 I_0) + Z_S(1 + 3 K_s) \cdot I_0$$

其中: $K_s = (Z_{S0} - Z_S) / 3 Z_S$ 。

比相方程改写为:

$$-90^\circ < \arg \frac{Z_K - Z_{D0}}{Z_S + Z_K e^{j\theta}} < 90^\circ \quad (2)$$

其中: $Z_S^1 = (1 + 3 K_s) I_0 / (I_a + K \cdot 3 I_0) \cdot Z_S = (1 + 3 K_s) / (I_a / I_0 + 3 K) \cdot Z_S$ 。

对于 220 kV 以上电网, K_s 一般在 $-0.1 \sim 0.6$ 之间(负值是因为零序阻抗比正序阻抗小), 系统越大, K_s 一般越小; I_a 和 I_0 相角相差不大, I_a / I_0 近似等于 3, K 值一般在 $0.4 \sim 0.7$ 之间, 因此 Z_S^1 ($0.14 \sim 0.7$) Z_S 。

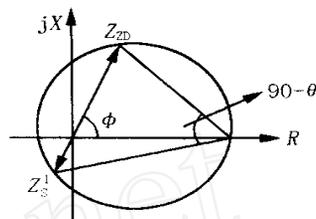


图 3 正方向故障时动作特性

Fig. 3 Operating characteristic of positive directional fault

正方向故障继电器动作特性如图 3。为偏移角, R 值为圆阻抗特性距离继电器躲开过渡电阻大小, θ 为线路阻抗角, 220 kV 系统约为 80° , 由边 $Z_{D0} - R$ 和边 $Z_S^1 - R$ 构成的夹角等于 $90^\circ - \theta$ 。

表 1 列出几种运行方式下 R 的大小。(当偏移角不为 0 时, 为了简化计算, 线路和系统阻抗角假定为 90° , 系统阻抗是图 3 中的 Z_S^1 。)

表 1 不同运行方式下 R 的取值

Tab. 1 Values of R under different operating modes

| 说明 | 系统阻抗 | | 不同偏移角时过渡电阻 R | | |
|------|---------|----------|----------------|--------------|--------------|
| | Z_S^1 | Z_{D0} | $= 0^\circ$ | $= 15^\circ$ | $= 30^\circ$ |
| 大系统 | 3 | 6 | 4.5 | 6 | 9 |
| | 3 | 10 | 6 | 8 | 12 |
| | 3 | 20 | 9 | 13 | 21 |
| | 3 | 40 | 15 | 21 | 37 |
| | 3 | 80 | 23 | 38 | 70 |
| 常见系统 | 10 | 10 | 10 | 14 | 19 |
| | 10 | 20 | 15 | 20 | 29 |
| | 10 | 40 | 23 | 30 | 46 |
| | 10 | 80 | 35 | 48 | 80 |
| | 20 | 10 | 13 | 20 | 29 |
| | 20 | 20 | 20 | 28 | 39 |
| | 20 | 30 | 25 | 34 | 48 |
| | 20 | 40 | 30 | 40 | 57 |
| 20 | 80 | 46 | 60 | 92 | |
| 常见系统 | 30 | 10 | 15 | 25 | 37 |
| | 30 | 20 | 23 | 34 | 48 |
| | 30 | 30 | 30 | 41 | 58 |
| | 30 | 40 | 35 | 48 | 67 |
| | 30 | 80 | 53 | 71 | 103 |
| 小系统 | 40 | 10 | 17 | 30 | 46 |
| | 40 | 20 | 26 | 40 | 57 |
| | 40 | 40 | 40 | 55 | 77 |
| | 40 | 80 | 60 | 80 | 114 |

从表 1 可以看出: 按厂家建议接地距离偏移角线路长度 $L = 40$ km 时, 取 $\theta = 0^\circ$; 10 km $L < 40$ km 时, 取 $\theta = 15^\circ$; $L < 10$ km 时, 取 $\theta = 30^\circ$ 。按此建议整定偏移角是安全的, 可以躲过最大负荷电流。但在大系统的情况下, 躲过渡电阻的能力较弱。建议在整定阻抗 $Z_{D0} = 30$ (相当于 220 kV 线路长度 50 km, 线路阻抗 $0.4 \Omega/\text{km}$, 灵敏度取 1.5) 时, 偏

移角 整定 30° ; 整定阻抗 $Z_{D0} = 40$, 偏移角 整定 15° 。对于短线路(10 km 以下)、阻抗不能整定过小,应大于 10, 否则躲过渡电阻能力太小。

圆阻抗特性没有四边形特性好。

4 保护整定原则的简化

4.1 距离保护

灵敏段与灵敏段的配合(Ⅰ段与Ⅱ段或Ⅱ段与Ⅲ段)无需考虑阻抗大小的配合,只需时间配合即可。因为:对于四边形阻抗继电器,Ⅰ段与Ⅱ段躲过渡电阻能力相同,只要助增系数不小于 1,即可认为灵敏度已配合;助增系数小于 1 时,灵敏度无法配合,虽然距离Ⅱ段比Ⅰ段电抗分量大,但躲过渡电阻能力还是一样的。对于正序电压极化圆阻抗继电器,虽然阻抗越大躲过渡电阻能力越强,但由于电阻 R 分量不确定(受偏移角和系统阻抗影响,接地距离Ⅱ段不偏移),灵敏度的配合实际意义已不大。

对于微机线路保护,距离Ⅱ段与Ⅲ段的区别是一个不经振荡闭锁逻辑,一个经振荡闭锁逻辑,而微机保护振荡闭锁元件可靠性已很高,线路故障Ⅱ段不动,Ⅲ段动作实际上不太可能发生。虽然距离Ⅱ、Ⅲ段有可能伸到相邻线的下一级线路,对 220 kV 环网,由于助增的作用,一般可与相邻线的下一级线路的Ⅱ段配合。

4.2 零序保护

优点:原理简单、可靠,只要是接地故障,总有一段零序保护会动作。缺点:随着电网的发展,网架结构的变化,零序保护需大范围的调整定值。零序保护整定没有距离保护直观,配合一般比接地距离困难,不受电网整定人员的欢迎。有些单位已对零序保护做了简化。

Ⅰ段:整定方便,作为线路严重接地故障的快速保护,对电网的稳定有作用,建议保留。对于发展中的电网,为了避免经常改定值,可靠系数可适当放

大。有一种观点认为,对大电网短线路,零序Ⅰ段定值很大,没有什么保护范围,这有一定的片面性,假设如图 4 电网。

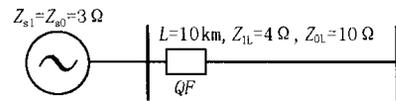


图 4 零序Ⅰ段计算用图

Fig. 4 Illustration of zero sequence zone

线路末端故障,流过断路器 QF 的 $3I_0 = 14111$ A,可靠系数取 1.4, QF 处保护零序Ⅰ段定值 = 1.4×14111 A = 19.755 kA。线路 50% 处单相接地,流过断路器 QF 的 $3I_0 = 21.167$ kA, QF 保护零序Ⅰ段的灵敏度 = 1.07, 约有 50% 的保护范围。可见,零序Ⅰ段的保护范围还是相当稳定的。

Ⅱ段:对环网电网线路末端接地故障,靠近故障端Ⅱ段快速切除,远故障端零序电流增大,由零序Ⅰ段以相对短的时间切除故障。一般零序Ⅱ段能动作,接地距离Ⅱ段也能动,故零序Ⅱ段可以停用。

Ⅲ段:建议停用。对大系统短线路,过渡电阻超过接地距离范围,但不是很大(100 m 以下),故障短路电流仍较大,只能靠Ⅲ段以较长时间切除。保护性能有点损失。

Ⅳ段:保留。可作为大过渡电阻的唯一保护。

参考文献:

- [1] 王梅义(WANG Mei-yi). 高压电网继电保护运行技术(Operating Technique of Relay Protection in HV Power Net) [M]. 北京:电力工业出版社(Beijing: Publishing House of Electric Power Industry), 1980.

收稿日期: 2003-06-26; 修回日期: 2003-07-30

作者简介:

方天宇(1966 -),男,工程师,从事继电保护整定运行工作。

Discussion on coordination and operation of microcomputer-based line protection

FANG Tian-yu

(Zhejiang Power Dispatch and Communication Center, Hangzhou 310007, China)

Abstract: The paper discusses the influences of zero-sequence mutual inductance to ground distance compensation coefficients and zero-sequence zone I of current protection. In addition, it studies the ability of impedance relay standing the transition resistance, and finally puts forward a simplified method for operation of backup relay.

Key words: mutual inductance; transition resistance; compensation coefficients