

500 kV 自耦变压器零序过流保护的整定配合

赵黎丽, 高昌培

(贵州电力调度通信局, 贵州省贵阳市 550002)

摘要: 探讨了目前 500 kV 自耦变压器零序过流保护时限的整定配合问题, 着重提出了变压器 220 kV 侧零序定时限保护动作时限与 500 kV 侧和公共绕组侧零序反时限的配合方法, 推导了需满足的 2 个不等式, 同时提出了其在动态意义上配合的校核方法。通过对可能配置下的配合问题的分析, 提出还需解决的问题。

关键词: 变压器保护; 零序保护; 反时限; 过流保护; 配合

0 引言

在互联的复杂电力系统中, 基于微处理器的过流保护之间的配合问题通常可归为一个优化问题^[1-2]。而本文研究问题的另一个侧面, 所讨论的仅限于某一过流保护与其他过流保护之间的配合问题。针对这一问题, 对于线路的过流保护配合问题的探讨较多^[3-7]。文献[5]涉及线路的反时限过流保护之间的配合, 以及其定时限和反时限过流保护之间的配合。文献[6]提出采用兼有定时限和反时限特性的过流保护动作特性, 使得过流保护在速度和灵敏度上得到了较大改善, 同时在混合动态特性的配合上作出了探讨。文献[7]提出了一种适用于微机实现的新型反时限函数特性, 也提到了其与定时限保护的配合问题, 是线路之间的静态配合。目前, 对于变压器过流保护配合问题的研究并不多。实际上, 若变压器既配有无方向的零序定时限过流保护, 又配有零序反时限过流保护, 其间的配合问题确实比较困难。在实际电网运行中, 应合理配置定时限和反时限过流保护, 同时在整定值上做好保护之间的配合, 以避免保护无选择性地动作, 从而缩小事故范围。本文在分析现有配置的 500 kV 自耦变压器(以下简称自耦变)的零序过流保护时限配合基础上, 提出了配合的条件和方法, 探讨了其在动态意义上的配合, 并分析了不同配置的配合问题, 提出还需解决的问题。

目前贵州电网 500 kV 变电站的主变压器(以下简称主变)为自耦变。500 kV 侧配有 1 段零序反时限保护和 1 段带方向的零序定时限保护(方向指向 500 kV 侧母线); 220 kV 侧配有 2 段零序定时限保护(零序定时限 I 段方向指向 220 kV 侧母线, 而

零序定时限 II 段不带方向); 公共绕组侧配有 1 段零序反时限保护和 1 段零序定时限保护。500 kV 侧出线配有线路的零序反时限保护; 220 kV 侧出线未配线路的零序反时限保护。本文以自耦变为例分析现有配置情况下其零序过流保护的整定配合。

对本文涉及内容的探讨是源于 2008 年 2 月 1 日的东干 I 回事故(事故过程参见文献[8])。此次事故是由于东干 I 回发生相继故障, 而东干 I 回贵阳变侧线路保护逻辑未判断出是相继故障, 不能正确进行故障计算, 靠贵阳变 2 台主变 220 kV 侧零序反时限动作跳主变三侧隔离故障, 但扩大了停电范围。当时贵阳变 220 kV 侧配置有 2 段零序定时限和 1 段零序反时限过流保护, 其中 2 段零序定时限保护与目前的配置相同。如果零序定时限保护先动作, 则可先跳开母联开关, 从而使故障隔离, 不使贵阳变 220 kV 侧失压。由此次事故提出了反时限与定时限保护配合的问题。

1 500 kV 主变零序过流保护的配合

1.1 零序反时限保护的配合

零序反时限曲线由文献[9]取为:

$$t(I_0) = \frac{0.14}{\left(\frac{I_0}{I_p}\right)^{0.02} - 1} T_p \quad (1)$$

式中: I_p 为反时限曲线基准电流(启动电流), 一次值取 300 A; T_p 为反时限曲线时间常数, 根据南方电网的整定原则, 线路取 1.0 s, 变压器 500 kV 侧取 1.2 s, 变压器公共绕组侧取 1.5 s。

本文假定 I_p 和 T_p 是已经过优化的结果, 是在遵循整定原则的前提下讨论配合问题。

变压器 500 kV 侧与公共绕组侧的零序反时限保护的时限曲线的时间常数不同, 因此两者的时限是自动配合的。

1.2 500 kV 侧零序保护的配合

变压器 500 kV 侧的零序定时限 I 段应与 500 kV 侧出线的零序灵敏段配合,这是定时限保护之间的配合。500 kV 侧的零序反时限保护需与 500 kV 侧出线的零序反时限保护配合,而两者的零序反时限保护曲线保证了动作级差。因此,500 kV 侧的时限配合并不困难。

1.3 220 kV 侧零序保护的配合问题

首先,高压侧和中压侧的同侧的零序定时限与反时限之间需要配合,使得零序定时限在作为变压器出线金属接地故障的后备保护时由零序定时限 I 段去动作,这样不至于由反时限跳开三侧而扩大事故范围。

其次,由引言中对主变零序过流保护配置的说明,需要考虑以下配合关系以保证保护的选择性:220 kV 侧的零序定时限保护动作时限要与变压器 500 kV 侧零序反时限和公共绕组侧零序反时限配合,即当变压器中压侧故障时应保证中压侧零序定时限保护动作,而变压器高压侧零序反时限和公共绕组侧零序反时限不误动。因为 220 kV 侧零序定时限 I 段、II 段均在第一时限跳开 220 kV 侧母联开关,第二时限跳开变压器三侧,而 500 kV 侧和公共绕组侧零序反时限动作均直接跳开变压器三侧,若保护无选择性动作,则可能导致事故范围的扩大。

本文将在第 2 节就后一问题给出配合方法。前一问题可采用同样的方法配合。

2 220 kV 侧零序保护配合分析

2.1 静态配合分析

变压器 220 kV 侧零序定时限保护作为同侧出线的后备保护,因此对于 220 kV 侧的零序定时限 I 段和 II 段定值及时限都应首先分别与 220 kV 侧出线的零序灵敏段和零序末端相配合。其次,还要如 1.3 节所分析的,220 kV 侧的零序定时限保护动作时限要与变压器 500 kV 侧零序反时限和公共绕组侧零序反时限配合。前者的配合较简单,本文主要分析后者的配合方法。

图 1 为零序定时限和零序反时限的动作特性曲线。由图 1 可知,只要零序定时限和反时限曲线没有交点,并保证保护的動作级差,即有可能达到两者的静态配合。

当在变压器中压侧加入零序电流 $\dot{I}_{0II}'$ 时,有如图 2 所示的零序等值电路^[10]。图 2 中: $\dot{I}_{0I}$ 为 I 绕组实际电流; $\dot{I}_{0II}$ 为 II 绕组归算至 I 次侧的归算电流值; X 为外电路电抗归算至 I 次侧的值(忽略外

电路电阻值); X_I, X_{II}, X_{III} 为变压器电抗,是通过短路试验求得的归算至变压器 I 次侧的值。由变压器零序电流回路^[10],公共绕组电流为 $\dot{I}_{0II}' - \dot{I}_{0I}$ 。 $\dot{I}_{0I}$ 和 $\dot{I}_{0II}'$ 分别为 I, II 绕组未归算值的实际电流。本文只讨论自耦变中性点直接接地的情况,若其中性点经小电抗接地,其零序等值电路也不复杂,分析过程类似。下面根据图 1 及图 2 考察变压器中压侧零序定时限保护与高压侧零序反时限保护动作时限的配合。

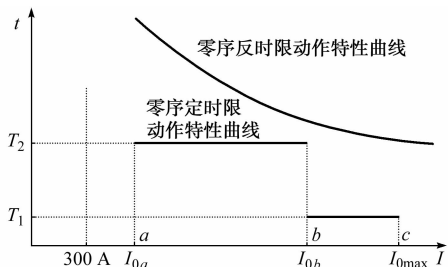


图 1 零序定时限和零序反时限的动作特性曲线
Fig. 1 Operation curves of zero-sequence definite and inverse time overcurrent relays

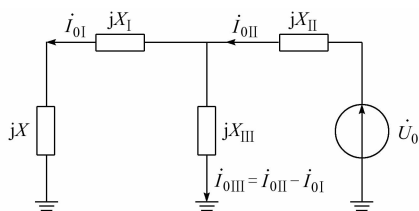


图 2 YN,yn,d 接线自耦变的零序等值电路
Fig. 2 Zero-sequence equivalent circuit of YN,yn,d wiring autotransformer

若图 1 中 T_1 为变压器中压侧定时限零序 I 段的第一动作时限整定值, T_2 为变压器中压侧定时限零序 II 段的第一动作时限整定值, I_{0a} 为变压器中压侧定时限零序 II 段的整定值, I_{0b} 为变压器中压侧定时限零序 I 段的整定值, I_{0max} 为变压器中压侧接地故障时在系统所有运行方式下中压侧母线上所能达到的最大零序电流,则有以下情况:

1) 如图 1 所示,当零序故障电流值达到 a 点,即零序 II 段的动作值 I_{0a} ,也为 $\dot{I}_{0II}'$,将 $\dot{I}_{0II}'$ 折算到 500 kV 侧,即为图 2 中 $\dot{I}_{0II}$ 。分析图 2 所示的电路可得 $\dot{I}_{0I}$ 的值。 $\dot{I}_{0II}' - \dot{I}_{0I}$ 即为流入公共绕组侧零序电流的值。由式(1)及 $T_p = 1.2$ s 得出流入高压侧零序电流为 $\dot{I}_{0I}$ 时所对应的反时限动作时间 t_1 。同理,由式(1)及 $T_p = 1.5$ s 得出流入公共绕组侧零序电流为 $\dot{I}_{0II}' - \dot{I}_{0I}$ 时所对应的反时限动作时间 t_2 。若需配合,则需:

$$\begin{cases} T_2 + \Delta t \leq t_1 \\ T_2 + \Delta t \leq t_2 \end{cases} \quad (2)$$

式中: Δt 为保护配合之间的级差, 此处可取 0.3 s。

2) 如图 1 所示, 当零序故障电流值达到 b 点, 即零序 I 段的动作值 I_{0b} , 同情况 1 中的电路分析, 计算出高压侧零序反时限动作时间 t_1' 和公共绕组侧零序反时限动作时间 t_2' 。 t_1' 和 t_2' 应满足式(2)。

3) 如图 1 所示, 当零序故障电流值达到 c 点, 即变压器 220 kV 母线接地故障时, 母线上流过的零序电流达到最大值 $I_{0\max}$, 与情况 1 中的分析方法相同, 计算出高压侧零序反时限动作时间 t_3 和公共绕组侧零序反时限动作时间 t_4 。若需静态配合, 则需:

$$\begin{cases} T_1 + \Delta t \leq t_3 \\ T_1 + \Delta t \leq t_4 \end{cases} \quad (3)$$

综上, 若 T_1 和 T_2 同时满足式(2)、式(3), 则变压器中压侧零序定时限保护定值能达到与变压器高压侧和公共绕组侧零序反时限保护动作时间的配合。

若经前面的分析, 两者并不满足静态配合, 则由图 1 的几何关系分析可看出, 可在不与出线时限失配的前提下适当压低零序定时限 I 段和 II 段的时限, 或者可使零序定时限 I 段的定值变小(即变压器的零序定时限 I 段的定值与同侧出线的零序灵敏段定值不配合而时间配合^[11])。

2.2 动态配合分析

对于故障零序电流不变的情况, 若达到上述静态配合, 就达到了零序定时限与零序反时限之间的配合。然而对于相继和发展性故障, 故障零序电流是发展变化的。数字反时限过流保护是在启动值的基础上, 对每一个采样计算一个求和。当和值达到一定的阈值, 保护就出口。由文献[12], 目前的微机保护装置反时限过流继电器的时限采用下面的求和方程式:

$$\sum_{n=0}^N \left[\left(\frac{I(n)}{I_p} \right)^{0.02} - 1 \right] \Delta t = 0.14 T_p \quad (4)$$

式中: $I(n)$ 为第 n 个计算点的电流有效值; $n=0, 1, \dots, N$; Δt 为相邻计算点的时间间隔。

以电流由小变大为例, 由式(4)可得出动态变化的零序电流对于零序定时限和零序反时限之间的配合最不利的情况, 即零序电流由图 1 中的接近 I_{0b} 点持续时间接近整定值 T_2 后零序电流变为接近 $I_{0\max}$, 此后零序电流不再变化。求出此时反时限动作还需要的时间 t 。在这种最不利的情况下, 零序反时限最有可能比零序定时限先动作。如果校验在这种情况下 $t \geq T_1 + 0.3$ s, 则可证明两者在电流持续增大的情况下是配合的。

文献[6]提出使用具有定时限和反时限混合特性的过流保护, 可能使保护的灵敏性和快速性得到提高。对于定时限与反时限之间的动态配合, 若 2 种保护使用同一求和积分方法, 则有可能使定时限与反时限在动态的基础上达到配合, 且可能达到商业化。文献[12]提出的适用于不同特性积分曲线的反时限保护实现方法则可考虑用于实现此处的配合问题。在动态配合上需探讨的问题主要有如何对故障信号可靠地滤波, 采用何种积分函数以及如何设计保护的返回特性。

3 可选配置下相关配合问题的讨论

如将目前的配置改为中压侧配置 I 段定时限和 I 段反时限, 其中定时限为目前的零序定时限 I 段, 把原来的零序定时限 II 段改为零序反时限, 则不同侧的反时限之间可自然配合。问题在于, 目前 500 kV 线路都配有零序反时限保护, 则 500 kV 侧的零序反时限与其同侧出线的零序反时限能较好配合, 而 220 kV 线路都不配有零序反时限保护, 因此, 220 kV 侧的零序反时限与其同侧出线的零序定时限也需配合。如在变压器 220 kV 出线配置零序反时限保护, 则把问题放到 220 kV 出线反时限与其相邻线路零序灵敏段和零序末段的配合上。在目前微机保护算法下, 可考虑改变中压侧反时限保护时间常数以及 220 kV 出线反时限保护时间常数的取值, 以达到静态上的配合。

4 结语

500 kV 变压器的零序过流保护同时配置了零序定时限和反时限保护, 两者在静态方面可采用本文提出的分析方法达到配合, 而动态方面可采用本文中的方法进行校验。如采用本文方法不能达到配合, 则需微机保护生产厂家改进微机保护算法, 这一问题在文献[6]中已有体现。在实际运行中则可以采用不同的零序过流保护的配置, 采用有利于配合的整定方法, 合适地选择失配点, 以达到电网安全稳定运行和供电可靠性最大限度的优化。

参考文献

- [1] ZEINELDIN H H. Optimal coordination of microprocessor based directional overcurrent relay// Proceedings of Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, May 4-7, 2008, Niagara Falls, Canada.
- [2] TAN J C, MCLAREN P G, JAYASINGHE R P, et al. Software model for inverse time overcurrent relays incorporating IEC and IEEE standard curves// Proceedings of Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering: Vol 1,

- May 12-15, 2002, Winnipeg, Canada; 37-41.
- [3] 贺家李,宋从矩. 电力系统继电保护原理. 增订版. 北京: 中国电力出版社, 2007.
- [4] 王维俭. 发电机变压器继电保护应用. 北京: 中国电力出版社, 2005.
- [5] 严琪, 肖万芳. 反时限电流保护整定计算相关问题研究. 电力自动化设备, 2008, 28(7): 77-80.
YAN Qi, XIAO Wanfang. Setting coordination of inverse-time over-current relays. Electric Power Automation Equipment, 2008, 28(7): 77-80.
- [6] HENVILLE C F. Combined use of definite and inverse time overcurrent elements assists in transmission line ground relay coordination. IEEE Trans on Power Delivery, 1993, 8(3): 925-932.
- [7] 黄彦全, 肖建, 蔡勇, 等. 新型微机反时限电流保护时间电流特性的工程应用. 电力系统自动化, 2003, 27(23): 71-73.
HUANG Yanquan, XIAO Jian, CAI Yong, et al. Application of a new time-current characteristics of microcomputer-based inverse time overcurrent relay protection. Automation of Electric Power Systems, 2003, 27(23): 71-73.
- [8] 张晓东. 东干 I 回事故分析及发现的问题. 贵州电力技术, 2008(6): 50-51.
- ZHANG Xiaodong. The analysis and problem raised of Donggan I line fault. Guizhou Electric Power Technology, 2008(6): 50-51.
- [9] IEC Publication 255-3 (1989-05) Single input energizing quantity measuring relays with dependent or independent time. 2nd ed.
- [10] 于永源, 杨绮雯. 电力系统分析. 北京: 中国电力出版社, 2007.
- [11] DL/T 684—1999 大型发电机变压器继电保护整定计算导则. 1999.
- [12] 宋斌. 具有不同特性的微机反时限过流继电器的实现. 电力系统自动化, 2001, 25(17): 57-59.
SONG Bin. Design of micro processor-based inverse-time overcurrent relays with different characteristics. Automation of Electric Power Systems, 2001, 25(17): 57-59.

赵黎丽(1975—), 女, 通信作者, 高级工程师, 主要研究方向: 电网继电保护运行. E-mail: lilizhao09@yahoo.com.cn

高昌培(1956—), 男, 教授级高级工程师, 主要研究方向: 电网继电保护运行和管理。

Settings Coordination of Zero-sequence Over-current Relay for 500 kV Autotransformer

ZHAO Lili, GAO Changpei

(Guizhou Electric Power Dispatching & Communication Bureau, Guiyang 550002, China)

Abstract: The existing settings coordination of time-limit for zero-sequence over-current relay of 500 kV autotransformer is discussed. The emphasis is laid on the coordination of zero-sequence definite time-limit over-current relays in middle-voltage (220 kV) winding with zero-sequence inverse time-limit over-current relays in high-voltage winding and common winding. Then two un-equations are derived according to the questions discussed. In the meantime the influence of dynamic changed zero-sequence fault current on the coordination, the check method for dynamic problem is analyzed. At last, an optional protection scheme of over-current relays in 500 kV autotransformer is discussed, and some problems to be solved are pointed out.

Key words: transformer protection; zero-sequence relays; inverse time-limit; over-current relays; coordination