

220~750 kV 电网线路后备保护整定配合探讨

张永浩, 龚仁敏, 王利强, 仇向东, 周庆捷

(北京中恒博瑞数字电力科技有限公司, 北京 100085)

摘要: 随着 220~750 kV 电网线路主保护的加强, 业界关于后备保护整定配合的争议越来越多。为了解决后备保护整定配合问题, 介绍了高压电网线路后备保护配合整定在现场的几种常用整定方法, 分析了不同整定配合方案考虑的原因。针对接地距离测量阻抗受零序补偿系数的影响, 分析了接地距离保护整定中需要特殊考虑的问题。通过对高压电网线路后备保护作用分析以及实际案例验证, 推荐了一种高压系统后备保护的整定计算方法。

关键词: 整定计算; 后备保护; 配合; 补偿系数

Discussion on the coordination of backup protection relay settings in the 220~750 kV network

ZHANG Yonghao, GONG Renmin, WANG Liqiang, QIU Xiangdong, ZHOU Qingjie

(Beijing Join Bright Digital Power Technology Co., Ltd., Beijing 100085, China)

Abstract: As the primary protection of the 220~750 kV network strengthens, there are more controversy to relay coordination of backup protection in power industry. To solve the problem, this paper mainly introduces several common installation methods used in the field about backup relay coordination in high voltage power network, and analyzes the reasons of different relay coordination schemes. In view of grounding distance measuring impedance under the influence of zero sequence compensating coefficient, the special consideration in grounding distance protection setting is discussed. Furthermore, through the analysis of high voltage power network backup protection and verification of actual case, a setting calculation method used in high voltage system backup protection is recommended.

Key words: setting calculation; backup protection; coordination; compensation coefficient

中图分类号: TM77

文章编号: 1674-3415(2015)21-0136-07

0 引言

在 220~750 kV 高压线路保护中, 一般要求配置两套全线速动保护, 原则上要求任何时候至少有一套全线速动保护投运, 以便快速切除故障。随着保护原理的完善、保护硬件设备性能的提高以及通道可靠性的增加, 线路纵联保护的作用愈来愈强化, 业界关于后备保护整定配合的争议越来越多^[1-12], 如: 需不需要后备保护? 后备保护配合中是否需要与主保护配合? 与主保护配合, 后备保护作用又体现在什么地方? 考虑到一般不存在两套全线速动保护同时拒动的情况, 各地对高压系统线路保护的后备保护还采取了一些简化措施; 另外, 现场的专家们针对这些问题提出了一些解决措施, 但是讨论过程往往建立在自身整定方案理解基础上(对其他单位具体整定方案缺乏了解), 往往无法取得共识。作者利用工作之便, 总结了各地高压线路保护后备保护

的常用整定方法, 分析了各自考虑的原因, 另外针对接地距离测量阻抗受零序补偿系数的影响, 分析了接地距离保护整定中需要特殊考虑的问题, 结合实际案例验证以及对后备保护作用的分析, 推荐了一种高压系统后备保护的整定计算方法。

1 后备保护的作用

对于 220~750 kV 电网的线路继电保护, 一般采用近后备保护方式, 即当故障元件的一套继电保护装置拒动时, 由相互独立的另一套保护装置动作切除故障; 而当断路器拒动时, 启动断路器失灵保护, 断开与故障元件相连的所有其他连接电源的断路器。因此, 当主保护硬件损坏(常见的是通道故障)、存在原理缺陷或灵敏度不足时, 要求后备保护能正常工作。

另外, 从高压系统稳定性要求来看, 当发生故障时, 国网要求近端故障 80 ms、远端故障 120 ms

必须跳闸, 南网要求 90 ms 必须跳闸。从保护动作时间来看, 仅有全线速动的主保护能达到这一要求, 因此, 后备保护不能满足系统稳定要求。

除了无延时的保护 I 段存在与主保护同时动作甚至先于主保护动作的可能, 带有延时的高压电网线路后备保护只有当主保护拒动时, 才存在其动作的可能。因此, 当故障线路的主保护拒动, 应由故障线路的后备保护来切除故障, 且不应该由故障线路的上一级线路的后备保护来切除故障。因此, 要求整定线路的后备保护对本线路末端故障有足够的灵敏度, 且整定线路的后备保护应与配合线路的后备保护配合, 而不应与配合线路的主保护配合。而所谓配合是指: 在两维平面(横坐标为保护范围, 纵坐标为动作时间)上, 整定定值曲线(多折线)与配合定值曲线(多折线)不相交, 期间的空隙是配合系数。根据配合的实际状况, 通常可分为完全配合、不完全配合、完全不配合。

继电保护的整定, 必须满足可靠性、速动性、选择性、灵敏性这“四性”要求。可靠性由继电保护装置的合理配置、本身的技术性能和质量以及正常的运行维护来保证, 而其他如速动性、选择性、灵敏性这三性则和定值的整定息息相关。根据上述对高压电网线路的后备保护作用分析, 则对选择性、灵敏性、速动性要求如下。

选择性: 后备保护应该与相邻线路的后备保护配合, 不应与相邻线路的主保护配合;

灵敏性: 根据“近后备”原则, 高压电网线路后备保护对本线路应有足够灵敏度;

速动性: 在满足配合的条件下, 尽量缩短动作时间。

在整定计算中, 常常遇到选择性与灵敏性、选择性与速动性的矛盾, 整定计算的大多数工作是协调该矛盾的取舍。下面列举各地的几种常用整定方法, 并分析其原因。

2 几种常用整定方法及分析

220~750 kV 电网的线路后备保护, 主要是距离保护(相间、接地)、零序电流保护。本着加强主保护、简化后备保护的思想, 无论是相间距离保护还是接地距离保护, 都按统一的整定原则进行整定, 而零序电流保护做了进一步简化, 它用作距离保护的补充, 仅用作切除高阻接地故障。起始时间长于距离 III 段, 可以用反时限或定时限。下面主要介绍距离保护的整定方法。

2.1 常见整定方案 1

常见整定方案 1 如表 1 所示。可以看出, 距离 I

段: 采用选择性优先; 距离 II 段: 灵敏度优先、速动性次之、选择性末位; 距离 III 段: 灵敏度优先、选择性次之、速动性最后。对于距离 II 段来说, 在保证灵敏度的前提下, 该方案更强调保护的快速性, II 段优先和纵联保护配合, 存在配合线路的 I 段保护范围外与纵联保护范围之间这一小段范围失配的情况。

2.2 常见整定方案 2

常见整定方案 2 如表 2 所示。可以看出, 无论是距离 II 段或 III 段, 其三性的排位顺序是: 灵敏性、选择性、速动性。在保证灵敏度情况下, 优先考虑后备保护与后备保护的配合, 对于 II 段, 当配合时间太长时, 再考虑与相邻线路的全线速动保护范围配合, 防止越级到下级线路末端母线。

2.3 常见整定方案 3

常见整定方案 3 如表 3 所示。可以看出, 该方案的距离 II 段根据配合线路配合保护范围的长短来考虑, 优先与相邻线路 I 段配, 否则与相邻线路纵联保护配合, 还不能满足, 则与相邻线路 II 段配合, 其中涉及到后备保护与后备保护的配合、后备保护与主保护的配合。在选择性方面优于方案 1, 但是当定值与纵联保护配合满足灵敏度条件下, 仍然存在方案 1 的失配范围, 但这种失配的数量比方案 1 要小; 在速动性方面优于方案 2。在现场是比较多见的一种整定方法。

2.4 常见整定方案 4

常见整定方案 4 如表 4 所示。可以看出, 该方案整定最简单, 但毫无疑问, 当主保护因故退出时, 可能会失去选择性。当前, 主保护都比较可靠, 这种整定方案优势十分明显, 按这种方案, 后备保护基本可以免整定, 而近期, 针对主保护因故退出失去选择性问题, 现场专家提出“加速 II 段”的措施, 即: 本套纵联保护因故退出时, 将两侧的 II 段保护时限压缩至 0.5 s(这个时间已考虑与失灵保护的配合), 又要比相邻线路的 II 段时限短(根据本方案, II 段整定为 1.0 s), 这样就可以由“加速 II 段”准确选出故障对象。不过, 这种方案需要更改保护装置, 而且在多通道同时失灵时, 选择性问题仍然存在。但是这种情况选择性所面临的问题, 对于其他三种整定方案, 当定值是按与纵联保护配合整定时一样存在, 特别是方案 1, 这种失配现象比方案 2、3 更加突出。

2.5 接地距离的一些特殊问题

接地距离的测量阻抗受零序补偿系数的影响, 零序补偿系数的计算与互感息息相关。以双回线为例, 不同运行工况下, 零序补偿系数计算如表 5 所示。

表 1 常见整定方案 1
Table 1 Common setting scheme 1

定值项	整定原则	取值规则
I 段	躲本线路末端故障	
	按线末故障有灵敏度整定	在灵敏度满足的条件下, 如果能够与相邻纵联保护或变压器差动配合, 则取配合值为整定值, 动作时间 0.4(0.6) s(考虑有与失灵保护的配合时间); 否则:
	躲相邻变压器其他侧	
	与相邻线路纵联保护配合	
II 段		与相邻线路距离 II 段能够配合, 取配合值为整定值, 动作时间与相邻 II 段配合, 增加一个级差; 与相邻线路距离 II 段不能够配合, 按灵敏度选取定值, 动作时间仍与相邻 II 段配合, 增加一个级差; 若伸出变压器下一电压等级, 但与线路的纵联保护能够配合, 则按灵敏度整定定值, 动作时间 0.4(0.6) s 加一个时间级差; 若伸出变压器下一电压等级, 但与线路的纵联保护不能够配合, 则按灵敏度整定定值, 动作时间 0.4(0.6) s 加两个时间级差。
	与相邻线路 II 段配合	
	按线末故障有灵敏度整定	如果与相邻 II 段或 III 段能够配合, 即配合值满足下限灵敏度要求, 则取配合值为整定值, 动作时间与相应的配合段配合, 增加一个时间级差; 否则, 直接按下限灵敏度整定, 动作时间与本线路距离保护 II 段配合, 增加一个时间级差; 若与相邻变压器差动保护能够配合, 即配合值满足下限灵敏度要求, 则取配合值为整定值, 动作时间取 0.4(0.6) s, 否则, 直接按下限灵敏度整定, 动作时间与本线路距离保护 II 段配合, 增加一个时间级差; 动作时间必须大于最长振荡周期, 取 1.5 s。
	与相邻线路 II/III 段配合	
III 段	躲相邻变压器其他侧	
	躲过本线最大事故过负荷对应的最小负荷阻抗	依靠电阻线定值来整定

表 2 常见整定方案 2
Table 2 Common setting scheme 2

定值项	整定原则	取值规则
I 段	躲本线路末端故障	
	按线末故障有灵敏度整定	在灵敏度满足的前提下, 与相邻支路 I 段配合, 如果满足, 则按与 I 段配合取值, 动作时间取 0.5 s(失灵保护动作时间为 0.2 s); 否则与相邻支路 II 段配合, 时间与相邻 II 段时间配合, 定值如果不能配合, 则按灵敏度取定值, 定值如果能配合, 则按与 II 段配合取值, 进一步判断时间定值是否小于等于 1.6 s, 如果满足要求, 按此配合取值, 否则与相邻支路纵联保护配合, 动作时间取 0.8 s(考虑主保护、失灵保护动作时间以及时间级差), 定值如果满足灵敏度要求, 则按此配合取值, 否则, 按有灵敏度取值校核变压器是否伸出下一电压等级; 如果不能躲过, 则对相应的下一电压等级出线下达整定限额。
	与相邻线路 I/II 段配合	
	与相邻线路纵联保护配合	
II 段	校核躲变压器其他侧	
	按线末故障有灵敏度整定	如果与相邻 II 段或 III 段能够配合, 即配合值满足下限灵敏度要求, 则取配合值为整定值, 动作时间与相应的配合段配合, 增加一个时间级差; 否则, 定值按灵敏度取定值, 动作时间按配合段取值, 增加一个时间级差; 校核变压器是否伸出下一电压等级; 如果不能躲过, 则对相应的下一电压等级出线下达整定限额; 时间要求躲系统振荡周期, 一般取 1.6 s 及以上
	与相邻线路 II/III 段配合	
III 段	校核躲变压器其他侧	
	躲过本线最大事故过负荷对应的最小负荷阻抗	依靠电阻线定值来整定

注: 1、本方案整定的 II 段阻抗定值在灵敏度与选择性都满足的情况下, 可以取该区间的任何值, 现场为了简化整定, 阻抗定值往往直接按灵敏度定值取值, 这样无论灵敏度与选择性是否矛盾, 都是按有灵敏度取定值, 后续即便电力网络发生变化, 阻抗定值不用修改, 减少修改定值的工作量; 2、本方案的整定时间主要以 500 kV 线路保护整定的时间考虑, 对于 220 kV, 整定时间略有不同

表 3 常见整定方案 3
Table 3 Common setting scheme 3

定值项	整定原则	取值规则
I 段		同方案 1、2
	按线末故障有灵敏度整定	在保证灵敏度、选择性的条件下, 优先与 I 段保护配合, 如果满足灵敏度, 则
	与相邻线路 I 段配合	定值与时间按此配合值取值; 否则:
	与相邻线路纵联保护配合	与相邻线路纵联保护配合, 如果满足灵敏度, 则定值与时间按此配合值取值;
II 段	与相邻线路 II 段配合	否则:
	校核躲变压器其他侧	与相邻线路距离 II 段配合, 如果满足灵敏度, 则定值与时间按此配合值取值;
		否则:
		定值按灵敏度, 时间按与 II 段配合取值;
		其他略。
III 段		同方案 2

表 4 常见整定方案 4
Table 4 Common setting scheme 4

定值项	整定原则	取值规则
I 段		同方案 1、2
II 段	按线末故障有灵敏度整定 按限额整定	考虑限额的条件下, 按有灵敏度取定值, 时间统一取 1.0 s
III 段	按线末故障有灵敏度整定 按限额整定	考虑限额的条件下, 按有灵敏度取定值, 动作时间: 相间距离 5.5 s, 接地距离 4.0 s

表 5 不同运行工况零序补偿系数表

Table 5 Zero sequence compensation coefficient table in different operating conditions

		零序补偿系数
单回线路(无互感)		$(Z_0 - Z_1)/(3Z_1)$
有互感双回线路	双回线运行	$(Z_0 - Z_1 + Z_{0M})/(3Z_1)$
	一回线挂检	$(Z_0 - Z_1 - Z_{0M}^2/Z_0)/(3Z_1)$
	双回线无公共端点	$(Z_0 - Z_1 - Z_{0M}^2/Z_0)/(3Z_1)$

由于保护装置的补偿系数是一个固定的数值, 并不能随不同运行工况、不同故障点而变化。表 6、表 7 给出了双回线不同运行工况下基于不同补偿系数以及线路的不同故障位置下保护的测量阻抗。从表 6、表 7 可以看出, 不同补偿系数测量阻抗不同, 即使在同样运行工况的相同补偿系数下, 不同故障位置测量阻抗与真实阻抗也存在差异, 只有在线路全长末端故障, 该运行工况下的补偿系数才能真实反映故障位置。

从选择性来说, 任何时候均不希望保护范围伸长造成保护越级动作, 所以零序互感系数希望按最小值 $K_{\min} = (Z_0 - Z_1 - Z_{0M}^2/Z_0)/(3Z_1)$ 取值, 这样测量阻抗偏大, 在外部短路时有利于保护不误动, 但是内部

短路时灵敏度会有所下降; 从灵敏性来说, 零序互感系数希望按最大值 $K_{\max} = (Z_0 - Z_1 + Z_{0M})/(3Z_1)$ 取值。

在高压系统中, 无论线路是否有互感, 补偿系数一般选取为 $K = (Z_0 - Z_1)/(3Z_1)$, 这样, 为了保证选择性, 需要将 I 段定值缩小, 这样可靠系数修正为: $K_K \times (1 + K_{\min})/(1 + K)$; 为了保证灵敏度, 需要将 II 段、III 段定值放大为: $K_K \times (1 + K_{\max})/(1 + K)$ 。由于 I 段不能保护线路全长, 由表 6、表 7 可以看出, 在线路的非末端点发生故障, 最小测量阻抗会进一步缩小, 对于 I 段, 实际还需要进一步修正。根据现场实际运行经验, 一般按如下规则进行考虑:

对于接地距离 I 段可靠系数, 当支路无互感时: 当长度小于 5 km, 不装设保护; 当长度小于 10 km 时, 可靠系数取 0.5; 当长度大于 10 km 时, 可靠系数取 0.7。当支路有互感时: $X_{om} < 0.3X_0$, 可靠系数取 0.65; 当 $0.3X_0 < X_{om} < 0.4X_0$ 时, 可靠系数取 0.6; 当 $0.4X_0 < X_{om} < 0.5X_0$ 时, 可靠系数取 0.55; 当 $0.5X_0 < X_{om} < 0.6X_0$ 时, 可靠系数取 0.5; 当 $0.6X_0 < X_{om} < 0.7X_0$ 时, 可靠系数取 0.45; 当 $0.7X_0 < X_{om}$ 时, 可靠系数取 0.4。

对于接地距离 II 段、III 段灵敏系数(根据规程 DL/T 559-2007: 50 km 以下线路, 不小于 1.45; 50~100

km 线路, 不小于 1.4; 100~150 km 线路, 不小于 1.35; 150~200 km 线路, 不小于 1.3; 200 km 以上线路, 不小于 1.25), 修正公式: $K_K \times (1 + K_{\max}) / (1 + K)$ 。

按如上规则, 结合表 6、表 7 的算例, 修正后

的阻抗如表 8 所示。在线路 70% 的位置, 修正后的最小阻抗小于最小测量阻抗, 在线路各个不同位置, 最大阻抗大于最大测量阻抗, 满足整定中对保守值的需求。

表 6 基于不同补偿系数在线路不同故障位置保护的测量阻抗(双回线运行方式)

Table 6 Measurement impedance based on varied compensation coefficient in the different fault positions in the line (double loop operating mode)

	10%	50%	70%	100%
实际线路阻抗	0.382 0 ∠84.62°	1.910 2 ∠84.62°	2.674 3 ∠84.62°	3.820 5 ∠84.62°
测量阻抗	$(Z_0 - Z_1) / (3Z_1)$	0.370 4 ∠84.1°	1.872 2 ∠84.2°	2.654 6 ∠84.34°
	$(Z_0 - Z_1 + Z_{0M}) / (3Z_1)$	0.347 0 ∠83.45°	1.751 5 ∠83.54°	2.483 3 ∠83.65°
	$(Z_0 - Z_1 - Z_{0M}^2 / Z_0) / (3Z_1)$	0.373 1 ∠84.28°	1.885 8 ∠84.39°	2.674 3 ∠84.53°

线路全长为 14.2 km, 其实测正序阻抗为 0.358 3+j3.803 7 Ω、零序阻抗为 2.32+j9.22 Ω, 零序互感为 1.07 Ω

表 7 基于不同补偿系数在线路不同故障位置保护的测量阻抗(双回线另一回检修两端接地)

Table 7 Measurement impedance based on varied compensation coefficient in the different fault positions in the line (another one in the double loop overhauls both ends of the ground)

	10%	50%	70%	100%
实际线路阻抗	0.382 0 ∠84.62°	1.910 2 ∠84.62°	2.674 3 ∠84.62°	3.820 5 ∠84.62°
测量阻抗	$(Z_0 - Z_1) / (3Z_1)$	0.385 9 ∠85.08°	1.920 3 ∠84.88°	2.678 1 ∠84.73°
	$(Z_0 - Z_1 + Z_{0M}) / (3Z_1)$	0.355 3 ∠84.17°	1.770 6 ∠83.99°	2.472 4 ∠83.86°
	$(Z_0 - Z_1 - Z_{0M}^2 / Z_0) / (3Z_1)$	0.389 8 ∠85.06°	1.939 3 ∠84.86°	2.704 1 ∠84.71°

表 8 采用不同规则修正的阻抗

Table 8 Impedance using different modification rules

	10%	50%	70%	100%
实际线路阻抗	0.382 0 ∠84.62°	1.910 2 ∠84.62°	2.674 3 ∠84.62°	3.820 5 ∠84.62°
$(1 + K_{\min}) / (1 + K) = 0.994 2$	0.379 8 ∠84.62°	1.899 1 ∠84.62°	2.658 8 ∠84.62°	3.798 3 ∠84.62°
$X_{0M} < 0.3X_0$ 取 0.928 5(0.65/0.7)	0.354 7 ∠84.62°	1.773 6 ∠84.62°	2.483 1 ∠84.62°	3.547 3 ∠84.62°
$(1 + K_{\max}) / (1 + K) = 1.508 9$	0.416 7 ∠84.62°	2.022 7 ∠84.62°	2.831 8 ∠84.62°	4.167 3 ∠85.77°

根据线路相关参数, 可计算 $K = 0.502 6K_{\min} = 0.493 9K_{\max} = 0.591 2$

3 推荐方案

毫无疑问, 上述几个整定方案有如下两点达成共识: 1) 对于距离 I 段, 按选择性进行整定; 2) 对于距离 II 段、III 段: 总体原则是保证线末故障有灵敏度整定。但是上述方案在选择性和速动性方面的优先考虑却各有不同, 方案 1 侧重于速动性; 方案 2 侧重于选择性; 方案 3 对速动性与选择性皆有兼顾, 在选择性方面优于方案 1, 在速动性方面优于方案 2; 而方案 4 整定最简单, 基本可以免整定,

配以主保护因故退出, 自动“加速 II 段”的措施, 在选择性方面也非常优越。在当前条件下, 保护装置不支持“加速 II 段”这种情况, 本文建议从整定计算的根本目的出发, 后备保护作用是当主保护拒动由本线路的后备保护来切除故障: 由于系统的稳定始终无法依靠后备保护来保证; 而故障的切除依靠本线路保护, 而不是由其他线路。其故障切除的顺序是: 优先主保护切除故障, 如果断路器拒动时(只考虑一相断路器拒动), 依靠失灵保护动作切除

故障, 应保留一组母线运行(双母线接线)或允许失去一个元件(一个半断路器接线)。当主保护拒动, 应由本线路的后备保护来切除故障。因此, 距离 II 段或 III 段的整定优先保证灵敏度、选择性次之、速动性末位, 因此, 建议从整定计算的根本目的出发, 按整定方案 2 考虑, 后备保护尽量与后备保护配合, 当时间热稳定不满足要求时, 才考虑与主保护配合, 防止越级到下一级线路末端母线。将来, 针对保护装置进行升级改造之后, 支持“主保护因故退出, 加速 II 段”这一措施后, 采用整定方案 4 无疑是最好的整定方法, 整定简单可靠, 对后备保护基本实现免整定, 但是针对多通道同时失灵后备保护的选择性问题, 仍然需要继续研究。

4 实际案例验证

对某一 500 kV 实际电网分别根据方案 2、3 进行整定, 距离 II 段定值性能分布情况如图 1 所示。可以看出, 在保证灵敏度的情况下, 与 I 段配合的定值所占百分比达到了 41%, 这部分定值既能较快动作, 又能保证选择性; 方案 2 存在失配可能所占百分比为 36%, 方案 3 存在失配可能所占百分比为 40%, 根据图 1(b), 可以推断该网络若采用方案 1 存在失配可能为 61%。但是实际定值的性能与网络

结构有很大关系, 对另一实际网络定值整定结果距离 II 段定值分析, 按与 I 段配合满足灵敏度所占百分比为 33%, 按与纵联保护配合满足灵敏度所占百分比能占 60%左右。整体来说, 方案 2 选择性最好, 其整定思想更能贴合后备保护的作用。从所采用网络定值结果分析来看, 如果可能, 还是建议增加与距离 I 段保护的配合, 当然每个网络都有不同的具体情况, 整定过程往往是选择最适合自己的网络的整定方法。

5 结论

单端后备保护在选择性与灵敏性、选择性与速动性上, 本来就是一个矛盾的命题, 本文主要分析了 220~750 kV 电网线路后备保护整定配合在现场的几种常用整定方法, 分析了不同整定方案考虑的原因, 分析了接地距离保护因零序互感考虑的特殊问题。在当前条件下, 从整定计算的根本目的出发, 立足高压电网线路后备保护的作用——当主保护拒动, 应由本线路的后备保护来切除故障, 因此建议后备保护尽量与后备保护配合。

参考文献

- [1] 国网华东分部. 2010 年华东 500 kV 继电保护整定方案[S]. 2010.
State Grid East Division. 2010 East China 500 kV relay setting program[S]. 2010.
- [2] 国网华北分部. 华北电网继电保护装置运行整定规程[S]. 2013.
State Grid East Division. North China power system relay protection setting rules[S]. 2013.
- [3] 毛锦庆, 屠黎明, 邹卫华, 等. 从加强主保护简化后备保护论变压器微机型继电保护装置[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(18): 1-6.
MAO Jinqing, TU Linming, ZOU Weihua, et al. Discussion on the digital transformer protection from the standpoint of strengthening main protection and simplifying backup protection[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(18): 1-6.
- [4] 常风然. 优化后备保护配合原则的探讨[J]. 电力系统自动化, 2007, 31(9): 91-94.
CHANG Fengran. Discussion about optimization of reserve protection[J]. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(9): 91-94.

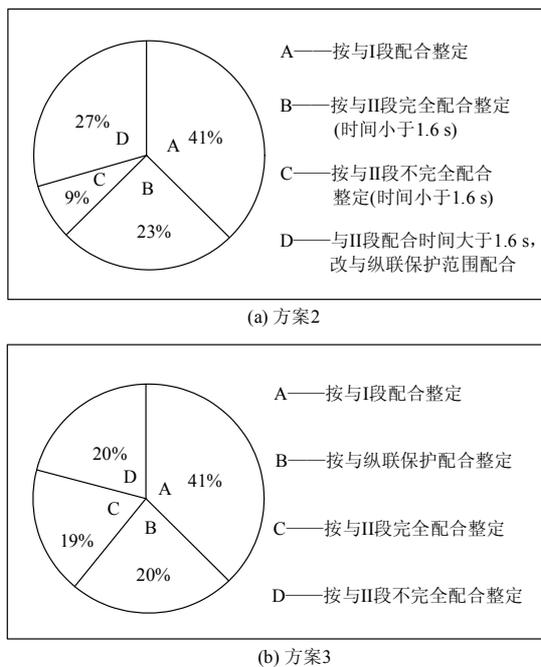


图 1 距离 II 段定值性能分布图

Fig. 1 Distance setting II performance distribution figure

- [5] 陈祥文. 华中电网继电保护整定计算及定值管理自动化系统研究[D]. 武汉: 华中科技大学, 2008.
CHEN Xiangwen. Research on the relay protection setting calculation in central China power grid and setting value management automation system[D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2008.
- [6] DL/T 559, 220-750 kV 电网继电保护装置运行整定规程[S].
DL/T 559, 220-750 kV grid relay protection setting rules[S].
- [7] 吴水兰, 宋小会, 刘洋, 等. 变压器高、低压侧后备保护的配合问题分析[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(1): 149-153.
WU Shuilan, SONG Xiaohui, LIU Yang, et al. Analysis of the cooperation between transformer's backup protection of high voltage side and low voltage side[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(1): 149-153.
- [8] 李大勇, 房亚因, 黄毅, 等. 一体化整定计算系统二次统一模型的研究与应用[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(21): 142-146.
LI Dayong, FANG Yanan, HUANG Yi, et al. Research and application of secondary system unified model in integrated relay setting calculation system[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(21): 142-146.
- [9] 王增平, 刘国平, 仇向东, 等. 继电保护定值在线整定功能的实现[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(1): 127-130.
WANG Zengping, LIU Guoping, QIU Xiangdong, et al. Realization of online relay protection setting value adjustment[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(1): 127-130.
- [10] 黄曙, 马凯, 谈树峰. 某线路突变量距离保护误动分析及解决方案[J]. 电网与清洁能源, 2013, 29(3): 30-32, 38.
HUANG Shu, MA Kai, TAN Shufeng. Error analysis and solution of a variable distance protection of a line[J]. Power System and Clean Energy, 2013, 29(3): 30-32, 38.
- [11] 方新春, 刘教民, 邝建荣, 等. 电网多重设备同时故障的案例及其影响分析[J]. 高压电器, 2013, 49(9): 7-12.
FANG Xinchun, LIU Jiaomin, QI Jianrong, et al. Case study of multiple faults in power network and its influence[J]. High Voltage Apparatus, 2013, 49(9): 7-12.
- [12] 王献林, 吕飞鹏. 继电保护可靠性及其状态检修方法[J]. 电力系统及其自动化学报, 2014, 26(9): 65-70.
WANG Xianlin, LÜ Feipeng. Reliability of relaying and the method of its state maintenance[J]. Proceedings of the CSU-EPSCA, 2014, 26(9): 65-70.

收稿日期: 2015-01-21; 修回日期: 2015-03-06

作者简介:

张永浩(1964-), 男, 主要研究方向为电力系统自动化;
E-mail: 13703226455@sina.com

龚仁敏(1977-), 女, 通信作者, 硕士, 高级工程师,
主要研究方向为电力系统继电保护定值整定计算; E-mail:
gongrenmin@163.com

王利强(1982-), 男, 主要研究方向为电力系统继电保护定值整定计算。

(编辑 魏小丽)