

一种基于虚拟阻抗的主动配电网故障区段定位方法

李莉¹,熊炜²,徐玉韬¹,张丽虹²,唐宇池³,潘波²,袁旭峰²

(1. 贵州电网有限责任公司电力科学研究院,贵州 贵阳 550001;

2. 贵州大学电气工程学院,贵州 贵阳 550025; 3. 浙江大学电气工程学院,浙江 杭州 310007)

摘要:主动配电网 10 kV 馈线保护一般采用传统继电保护方案,但是 DG 的接入使得配电网网架结构变得复杂,传统的保护方法并不能满足主动配电网的保护要求。为解决现有保护方法易受系统参数和故障类型等因素的影响而不易识别单相接地故障等问题,提出一种基于虚拟阻抗的馈线分段保护配置方案,分析了基于虚拟阻抗法的故障识别原理,将电压的序分量和相应电流序分量的比值作为虚拟阻抗,通过判别虚拟阻抗的特征即可完成故障的定位。利用 MATLAB/SIMULINK 搭建配电网模型,仿真结果表明基于虚拟阻抗判据能够快速准确识别各种类型的短路故障,区内故障时保护动作较快,区外故障时保护不动作,且其判别结果不会受到系统参数的影响,适用于复杂多变的主动配电网,具有较高的可靠性和选择性。

关键词:主动配电网;智能终端;区段保护;虚拟阻抗;故障定位

文章编号:2096-4633(2019)06-0015-07 **中图分类号:**TM72 **文献标志码:**B

随着配电网中 DG 规模的日益扩大,主动配电网(active distribution network, ADN)为解决 DG 接入带来的电压升高问题、提高 DG 渗透率、提升配电网的资产利用率提供了新的解决方案,但同时配电网保护提出了新的要求^[1-4]。

文献[1]归纳总结了分布设备渗透对配电网保护的影响,综述了现存应对措施优劣。目前,主动配电网继电保护研究主要集中在两个方面,一是对原有保护方法进行改进,文献[5]提出在传统电流保护的基础上附加方向保护元件,但存在保护死区;文献[6-7]采用分区原则,分别在 DG 上、下游增加附加方向元件或电流保护,但原有保护需要重新整定,增大了工作量;文献[8]利用故障点上、下游电流幅值的变化判定故障区域,但仅适用于发生单一故障的情况。文献[9]针对主动配电网中 DG 的高渗透率和运行复杂性,提出了一种适用于主动配电网的保护方案,利用故障电流正序分量和参考向量进行比较构成判断依据,可实现故障点上、下游保护有选择性的动作。

二是采用新型的配网保护方案,如广域保护、基于多代理技术的保护和基于神经网络的保护等。文

献[10]设计了一种适用于主动配电网自愈系统的智能控制终端,并针对主动配电网的特点,提出差动保护自适应整定方案,该方案不能识别单相接地故障;文献[11]提出一种主动配电网馈线差动保护方法。该方法结合启动算法与抗同步误差能力强的动态时间弯曲算法,无需电压信息也无需馈线终端间准确同步,对馈线终端硬件配置要求较低,适用于 DG 渗透率较高的主动配电网;文献[12]针对具有高光伏发电渗透率的主动配电网,提出一种基于母线故障前电压正序分量与各馈线正序电流故障分量相位比较的保护方法,该方法考虑分布式光伏发电低电压穿越控制策略对其故障特性的影响,对光伏发电故障电流与并网点电压的相位联系进行了定性分析,然后从中提取出主动配电网各馈线电流正序故障分量特征;文献[13]使用 4 种不需电压信息的保护方案,包括方向过流保护、纵联方向保护、母线保护和广域保护方案,能够做到对主动式配电网提供比较全面的保护,而且灵敏度高,动作速度快,还可以提高主动配电网对分布式电源的容纳能力;文献[14]提出一种包括阻抗差分法和反时限低阻抗法的基于测量阻抗的保护方案,阻抗差分法用于识

别故障瞬间并为数据交换提供时间参考,作为主要保护,它能够尽快清除不同类型的故障。反时限低阻抗法以具有反时限特性的自动协调方式操作,它可以用作备用保护或仅为单端线路提供保护。文献[15]针对拥有高渗透率 DG 的主动配电网,提出了一种适用于中压线路的利用行波瞬态的分析的保护系统。仅需本地高频电流的测量值和工频电压测量值,拥有低成本和高可靠性的优点,保护系统安全的运行。文献[16-17]针对有源配电网本文提出了一种新的电流差动保护方案,将正序故障分量(positive-sequence fault component, PSFC)引入差动保护。通过构建 ADN 的 PSFC 等效电路,理论上对 ADN 内 PSFC 的分布特性进行了详细分析,特别是对于 ADN 包含逆变器接口 DG 的情况。然后建立并模拟基于 PSFC 的不同类型馈线的差动保护标准,建立了数据自同步和对等的通信技术,开发并测试了保护原型,测试结果验证了所提出的保护方案的可行性。对于主动配电网,现有保护方法易受系统参数和故障类型等因素的影响,存在不易识别单相接地故障等问题。本文基于分

布式智能终端的应用提出了 10 kV 馈线分段保护方案,并借鉴用于高压输电线路保护的虚拟阻抗法,将其应用于主动配电网 10 kV 馈线保护。

1 基于 SDTU 的分段保护配置

为适应主动配电网拓扑结构多变的情况,本文结合分布式智能终端 SDTU 提出一种 10 kV 馈线分段保护配置方案。SDTU 采用分层分布式控制方式,具有数据采集与处理、故障处理、通信等功能^[11],在 10 kV 馈线首端、分段开关和联络开关上均配置 SDTU,通过 SDTU 之间的对等通信实现故障定位与隔离,不仅能够识别单相接地短路故障,更准确地定位故障并将故障区段切除,而且能够实现非故障区段的正常供电,缩小停电范围,提高供电可靠性。如图 1 所示。当 K 点发生故障,智能终端 SDTU1_2、SDTU1_3 动作将故障区段切除外,同时合上联络开关 SDTU1_5,恢复非故障区域的供电。为便于讨论,本文将线段 MN 之间发生的故障定义为区内故障,在线段 MN 之外发生的故障定义为区外故障。

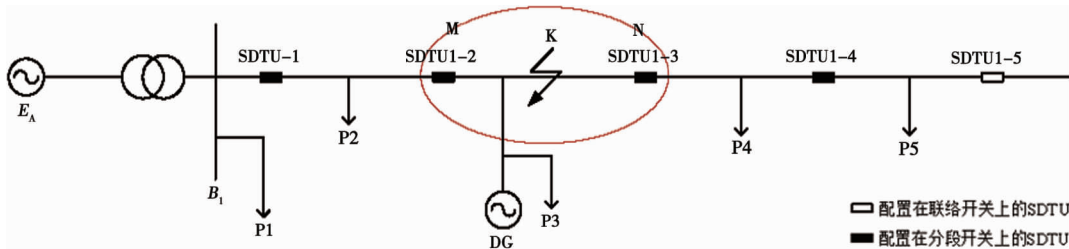


图 1 基于 SDTU 的分段保护配置方案

Fig. 1 Segment protection configuration scheme based on SDTU

2 基于虚拟阻抗法的故障识别原理

对于主动配电网,虚拟阻抗定义为:由智能终端的数据采集与处理功能,测量线段两端的电压、电流分量,并由测得的电压、电流推算出区段内任意点处的电压、电流的正序、负序和零序分量,电压的序分量和相应电流序分量的比值即为虚拟阻抗^[9]。

以图 1 为例对虚拟阻抗的故障识别原理进行分析,由于三相电压和电流对应的序分量的幅值相等,所以只对其中一相的序电流和序电压相量进行分析,设从母线流到线路的电流方向为参考方向。

2.1 区内故障分析

2.1.1 不对称故障分析

线路 MN 区内发生不对称短路故障时,等效序

网络如图 2 所示。

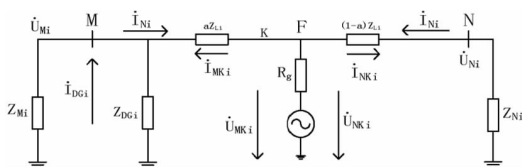


图 2 区内不对称故障等效序网络

Fig. 2 Asymmetric fault equivalent sequence network in the region

分别由 M 端和 N 端推算线路中任意一点 K 的电压、电流故障分量,可得:

$$\begin{cases} \dot{U}_{MKi} = \dot{U}_{Mi} - a(\dot{I}_{Mi} + \dot{I}_{DGi})Z_{Li} \\ \dot{I}_{MKi} = -(\dot{I}_{Mi} + \dot{I}_{DGi}) \\ \dot{U}_{NKi} = \dot{U}_{Ni} - (1-a)\dot{I}_{Ni}Z_{Li} \\ \dot{I}_{NKi} = -\dot{I}_{Ni} \end{cases} \quad (1)$$

上式中 \dot{I}_{Mi} 和 \dot{I}_{Ni} 分别为 M 端和 N 端各序故障电流相量, \dot{I}_{DGi} 为含 DG 支路的各序电流相量; \dot{U}_{Mi} 和 \dot{U}_{Ni} 分别为 M 端和 N 端各序故障电压相量, \dot{U}_{DGi} 为含 DG 支路的各序电压相量, \dot{I}_{KMi} 和 \dot{U}_{KMi} 分别为由 M 端推算得到任意一点 K 处的各序故障电流、电压相量; \dot{I}_{KNi} 和 \dot{U}_{KNi} 分别为由 N 端推算得到任意一点 K 处的各序故障电流、电压相量, i 分别取 1、2、0, 表示正、负、零序。

短路电流均流入短路点, 满足条件:

$$\begin{cases} \dot{I}_{MKi} = \dot{I}_{NKi} \\ \dot{U}_{MKi} = \dot{U}_{NKi} \end{cases} \quad (2)$$

由虚拟阻抗的定义可得:

$$\begin{cases} Z_{KMi} = \frac{\dot{U}_{MKi}}{\dot{I}_{MKi}} = aZ_{Li} - \frac{\dot{U}_{Mi}}{(\dot{I}_{Mi} + \dot{I}_{DGi})} \\ Z_{KNi} = \frac{\dot{U}_{NKi}}{\dot{I}_{NKi}} = (1-a)Z_{Li} - \frac{\dot{U}_{Ni}}{\dot{I}_{Ni}} \end{cases} \quad (3)$$

式中 Z_{Li} 是线路 MN 的等效序阻抗, Z_{KMi} 和 Z_{KNi} 分别为由 M 端和 N 端推算得到的虚拟阻抗。

由式(2)和式(3)可得虚拟阻抗之和:

$$Z_{KMi} + Z_{KNi} = Z_{Li} - 2 \frac{\dot{U}_{Ni}}{\dot{I}_{Ni}} \quad (4)$$

设 K 为线路的中点, $\alpha = \frac{1}{2}$, 此时有:

$$|Z_{KMi}| = |Z_{KNi}| = \frac{1}{2} (|Z_{KMi} + Z_{KNi}|) \quad (5)$$

α 的取值范围为 $\alpha \in [0, 1]$, 由式(3)和式(5)可得虚拟阻抗与 α 的变化关系图, 见图 3。

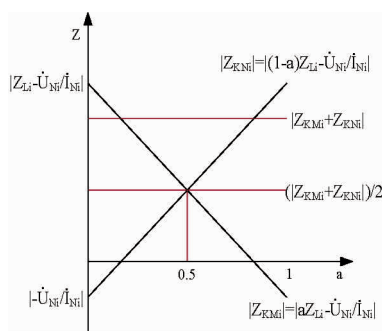


图 3 区内故障虚拟阻抗关系图

Fig. 3 Virtual impedance relationship diagram of fault in the region

由图 3 可知, 无论 α 取 0 至 1 之间的何值, 即短

路点 K 位于 MN 之间的任何位置, 虚拟阻抗都满足关系:

$$|Z_{KMi} + Z_{KNi}| \geq \min(|Z_{KMi}|, |Z_{KNi}|) \quad (6)$$

利用 MN 区内发生不对称故障时虚拟阻抗的特征拟构造判据:

$$\begin{cases} \max(|\dot{I}_{Mi}|, |\dot{I}_{Ni}|) > 1.1 |\dot{I}_{N}| \\ |Z_{KMi} + Z_{KNi}| \geq \min(|Z_{KMi}|, |Z_{KNi}|) \end{cases} \quad (7)$$

2.1.2 对称故障分析

线路 MN 区内发生对称短路故障时, 等效正序网络如图 4 所示。

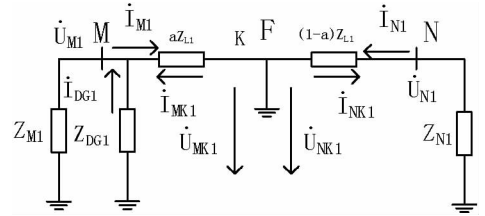


图 4 区内对称故障等效正序网络

Fig. 4 Equivalent positive sequence network of symmetric fault in the region

由图 4 可知, M、N 两端的正序电流均流入短路点, 其分析过程和不对称故障分析过程一样, 只对正序分量进行分析, 因此可以得出相同的结论:

$$|Z_{KMi} + Z_{KNi}| \geq \min(|Z_{KMi}|, |Z_{KNi}|) \quad (8)$$

利用 MN 区内发生对称故障时虚拟阻抗的特征可以构造判据:

$$\begin{cases} \max(|\dot{I}_{Mi}|, |\dot{I}_{Ni}|) > 1.1 |\dot{I}_{N}| \\ |Z_{KMi} + Z_{KNi}| \geq \min(|Z_{KMi}|, |Z_{KNi}|) \end{cases} \quad (9)$$

2.2 区外故障分析

2.2.1 不对称故障分析

当 MN 区外发生不对称故障时等效序网络图见图 5。

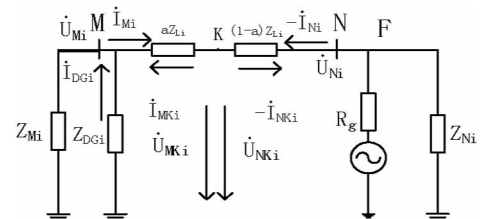


图 5 区外不对称故障等效序网络

Fig. 5 Equivalent sequence network of out-of-region asymmetric fault

分别由 M 端和 N 端推算线路任意一点 K 的电压电流故障分量, 可得:

$$\begin{cases} \dot{U}_{MKi} = \dot{U}_{Mi} - a(\dot{I}_{Mi} + \dot{I}_{DGi})Z_{Li} \\ \dot{I}_{MKi} = -(\dot{I}_{Mi} + \dot{I}_{DGi}) \\ \dot{U}_{NKi} = \dot{U}_{Ni} - (1-a)\dot{I}_{Ni}Z_{Li} \\ \dot{I}_{NKi} = -\dot{I}_{Ni} \end{cases} \quad (10)$$

MN 两端短路电流均流向短路点处,满足条件:

$$\begin{cases} \dot{I}_{MKi} = -\dot{I}_{NKi} \\ \dot{U}_{MKi} = \dot{U}_{NKi} \end{cases} \quad (11)$$

由虚拟阻抗的定义和式(11)可得:

$$\begin{cases} Z_{KM_i} = \frac{\dot{U}_{MKi}}{\dot{I}_{MKi}} = aZ_{Li} - \frac{\dot{U}_{Mi}}{(\dot{I}_{Mi} + \dot{I}_{DGi})} \\ Z_{KN_i} = \frac{\dot{U}_{NKi}}{\dot{I}_{NKi}} = \frac{\dot{U}_{Ni}}{(\dot{I}_{Ni} + \dot{I}_{DGi})} - aZ_{Li} \end{cases} \quad (12)$$

由式(12)可知,当 MN 区外发生不对称故障时,无论 α 取何值虚拟阻抗理论上均满足下列关系:

$$|Z_{KM_i} + Z_{KN_i}| = 0 \quad (13)$$

2.2.2 对称故障分析

当线路 MN 区外发生对称短路故障时的等效正序网络见图 6。

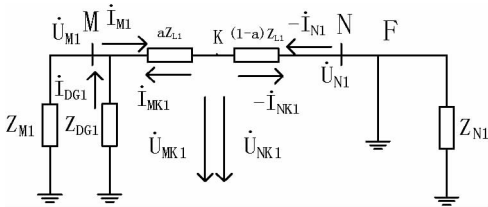


图 6 区外对称故障等效正序网络

Fig. 6 Equivalent positive sequence network of symmetric fault outside region

由图 6 可知,MN 区外对称故障正序网络分析和不对称故障正序分量分析一样,因此可以得出相同的结论:

$$|Z_{KM_i} + Z_{KN_i}| = 0 \quad (14)$$

由以上分析可知,当发生区外故障时,无论是对称故障还是非对称故障,由两端推算得到的虚拟阻抗之和的理论值都为零。可以用式(7)来作为区内区外故障的判据。将式(7)展开成正、负和零序故障分量判据,有:

$$\begin{cases} \max(|I_{M1}|, |I_{N1}|) > 0.1I_N \\ |Z_{KM1} + Z_{KN1}| \geq \min(|Z_{KM1}|, |Z_{KN1}|) \end{cases} \quad (15)$$

$$\begin{cases} \max(|I_{M2}|, |I_{N2}|) > 0.1I_N \\ |Z_{KM2} + Z_{KN2}| \geq \min(|Z_{KM2}|, |Z_{KN2}|) \end{cases} \quad (16)$$

$$\begin{cases} \max(|I_{M0}|, |I_{N0}|) > 0.1I_N \\ |Z_{KM0} + Z_{KN0}| \geq \min(|Z_{KM0}|, |Z_{KN0}|) \end{cases} \quad (17)$$

2.3 保护判据的配合

对于上面的三个公式(15-17),第一个公式是固定门槛判据,当检测到任意一端的序电流值大于额定电流的 10% 时保护启动;第二个公式是比例制动判据,设 K_i 是动作量与制动量的比值,当发生区外故障时 K_i 的理论值为 0,当发生区内故障时, K_i 的值大于 2,因此将动作门槛值取为 1,能够可靠识别区内故障^[14],上面三个判据相互配合,作为配网的主保护,配合关系如图 7 所示。其中负序分量和零序分量可以用来判定各种不对称故障类型;正序分量可以用来判别所有类型故障,包括各种类型对称故障和不对称故障。

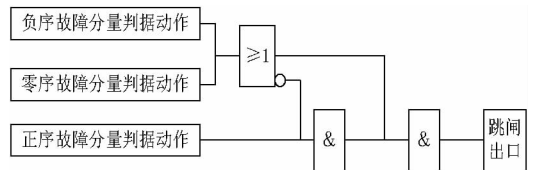


图 7 保护配合逻辑关系

Fig. 7 Logic relationship of protection coordination

3 仿真实验

应用仿真软件 MATLAB/SIMULINK 搭建图 2 所示的配电网模型对上述所提的故障识别原理进行验证。分别从不同的故障类型、故障的位置对保护方案的可行性进行验证。

3.1 区内故障

设故障点 F 距 M 端的距离占 MN 线段全长的比为 d_{FM} ,在 0、25%、50%、75% 和 100% 处分别设置单相接地故障(AG)、两相故障(AB)、两相接地故障(ABG)、三相短路故障(ABC), K_1 、 K_2 和 K_0 分别为不同序虚拟阻抗动作量与制动量的比值,当其值大于 1 时,保护动作。MN 区内发生故障后保护判据的结果如表 1 所示。

由表 1 可知,在 MN 区内任何位置发生任何不对称短路故障,保护均能可靠动作,验证了基于序虚拟阻抗判据的可行性。

当 MN 间某处 K 在 0.2 s 发生短路时,比较 M、N 处保护装置不同保护方法的动作时间情况如

表2所示。

表1 区内故障的判据结果

Tab. 1 Criterion results of faults in the region

故障类型	$d_{FM}/\%$	K_1	K_2	K_0
AG	0	2.45	未启动	未启动
	25	2.47	未启动	未启动
	50	2.50	未启动	未启动
	75	2.51	未启动	未启动
	100	2.52	未启动	未启动
AB	0	未启动	2.72	未启动
	25	未启动	2.46	未启动
	50	未启动	2.25	未启动
	75	未启动	2.07	未启动
	100	未启动	2.09	未启动
ABC	0	未启动	2.75	未启动
	25	未启动	2.48	未启动
	50	未启动	2.27	未启动
	75	未启动	2.08	未启动
	100	未启动	2.08	未启动
ABC	0	2.49	未启动	未启动
	25	2.50	未启动	未启动
	50	2.51	未启动	未启动
	75	2.51	未启动	未启动
	100	2.52	未启动	未启动

表2 保护动作时间比较

Tab. 2 Comparison of protection action time

	电流差动保护	虚拟阻抗法
单相接地短路	0.215 s	0.207 s
两相相间短路	0.212 s	0.204 s
两相接地短路	0.210 s	0.204 s
三相短路	0.209 s	0.203 s

由表2可知,基于故障序分量虚拟阻抗法的动作时间比电流差动保护法的动作时间短,说明虚拟阻抗法的保护的速动性比电流差动保护法好。

3.2 区外故障

在MN区外的M端和N端反向出口处分别设置不同类型的故障,发生故障后保护判据结果见表3。

表3 区外故障判据结果

Table. 3 Out-of-region fault criteria

故障类型	$d_{FM}/\%$	K_1	K_2	K_0
AG	N端反向出口	未启动	0.10	未启动
	M端反向出口	未启动	0.11	未启动
AB	N端反向出口	未启动	0.10	未启动
	M端反向出口	未启动	0.19	未启动
ABG	N端反向出口	未启动	0.10	未启动
	M端反向出口	未启动	0.20	未启动
ABC	N端反向出口	0.09	未启动	未启动
	M端反向出口	0.02	未启动	未启动

由表3可知,当发生区外故障时,保护均能可靠不动作。

4 结论

针对主动配电网负荷分散不集中,网络结构复杂多变,传统的继电保护易受系统参数等因素的影响,停电时间长,停电范围大,不适用于复杂的主动配电网,因此在各分段开关上配置分布式智能馈线终端SDTU,缩小传统10 kV馈线保护范围,提出一种基于虚拟阻抗差动保护的故障线路识别方法,通过SDTU之间的对等通信实现故障定位与隔离。仿真验证了该方法的正确性和实现区段保护配合的可行性,并得出以下结论:

(1)虚拟阻抗法在发生区内故障和区外故障时序阻抗取值差异明显,保护的灵敏度不受故障类型影响。

(2)不受故障位置、负荷电流和DG的影响,可靠性较高。

(3)虚拟阻抗法不受系统参数的影响,适用于复杂多变的主动配电网。

(4)本文所提保护方案能够实现区段保护之间的准确配合,不存在保护死区,保护不拒动或误动,能够缩小停电范围,具有良好的选择性和较好的速动性。

参考文献:

- [1] 刘凯,李幼仪. 主动配电网保护方案的研究[J]. 中国电机工程学报,2014,34(16):2584-2590.
LIU Kai, LI Youyi. Study on solutions for active distribution grid protection[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(16):2584-2590.
- [2] 冒国龙,李君卫. 面向供电可靠性的配电自动化建设研究[J]. 电力大数据,2018,21(02):54-60.
MAO Guolong, LI Junwei. Research on distribution automation construction for power supply reliability[J]. Power Systems and Big Data, 2018, 21(02):54-60.
- [3] 李斌,张慧颖,何佳伟. 主动配电网保护控制的设计与研究[J]. 电力建设,2015,36(01):91-96.
LI Bin, ZHANG Huiying, HE Jiawei. Design and research on protection and control of active distribution network[J]. Electric Power Construction, 2015, 36(01):91-96.
- [4] 肖峻,林启思,左磊,等. 有源配电网的安全距离与安全分析方法[J]. 电力系统自动化,2018,42(17):76-95.
XIAO Jun, LIN Qisi, ZUO Lei, et al. Security distance and security analysis method for active distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(17):76-95.
- [5] 祁欢欢,荆平,戴朝波,等. 分布式电源对配电网保护的影响及保护配置分析[J]. 智能电网,2015,3(01):8-16.
QI Huanhuan, JING Ping, DAI Chaobo, et al. Impact of distributed generation upon distribution systems protection and analysis of protection configuration[J]. Smart Grid, 2015, 3(01):8-16.
- [6] 赵亮. 含分布式电源的配电网保护方案[D]. 华北电力大学(北京),2011.
- [7] 许偲轩,陆于平,章桢,等. 分布式发电配电网新型充分式保护原理及方案[J]. 电网技术,2014,38(09):2532-2537.
XU Sixuan, LU Yuping, ZHANG Zhen, et al. Principle and implementation of a novel sufficient criterion protection for distribution network with distributed generation[J]. Power System Technology, 2014, 38(09):2532-2537.
- [8] 常成,熊炜,袁旭峰,等. 主动配电网智能控制终端自适应保护整定研究[J]. 电测与仪表,2017,54(22):35-41.
CHANG Cheng, XIONG Wei, YUAN Xufeng, et al. Research on adaptive protection setting of intelligent control terminal in active distribution network[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2017, 54(22):35-41.
- [9] 彭春华,张艳伟. 基于电流正序分量相位比较的主动配电网保护方案[J]. 电力自动化设备,2016,36(06):163-169.
PENG Chunhua, ZHANG Yanwei. Protection scheme based on phase comparison of positive-sequence fault current for active distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(06):163-169.
- [10] 马静,裴迅,马伟,等. 基于故障分量虚拟阻抗的线路差动保护原理[J]. 电力自动化设备,2014,34(12):58-64+69.
MA Jing, PEI Xun, MA Wei, et al. Differential protection principle based on virtual impedance of fault component for power transmission line[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(12):58-64+69.
- [11] 黄纯,刘鹏辉,江亚群,等. 基于动态时间弯曲距离的主动配电网馈线差动保护[J]. 电工技术学报,2017,32(06):240-247.
HUANG Chun, LIU Penghui, JIANG Yaqun, et al. Feeder differential protection based on dynamic time warping distance in active distribution network[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(06):240-247.
- [12] 孙玲玲,王宁,贾清泉,等. 计及分布式光伏发电低电压穿越能力的主动配电网保护方法[J]. 电力自动化设备,2018,38(06):79-86.
SUN Lingling, WANG Ning, JIA Qingquan, et al. Protection method of active distribution network considering low voltage ride-through of distributed PV generation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(06):79-86.
- [13] 李振兴,田斌,尹项根,等. 含分布式电源与随机负荷的主动配电网保护[J]. 高电压技术,2017,43(04):1231-1238.
LI Zhenxing, TIAN Bin, YIN Xianggen, et al. Overview on active distribution network relaying protective containing distributed resources and stochastic load[J]. High Voltage Engineering, 2017, 43(04):1231-1238.
- [14] W. HUANG, T. NENGLING, X. ZHENG, et al. An impedance protection scheme for feeders of active distribution networks[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2014, 29(04):1591-1602.
- [15] N. DAVYDOVA, G. HUG. Travelling wave protection with disturbance classification for distribution grids with distributed generation[J]. The Journal of Engineering, 2018, 2018(15):830-835.
- [16] H. GAO, J. LI, B. XU. Principle and implementation of current differential protection in distribution networks with high penetration of DGs[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2017, 32(01):565-574.
- [17] 马伟,吴靖,章玮明,等. 基于多源信息的输电线路故障定位新方案[J]. 浙江电力,2017,36(08):24-28.
MA Wei, WU Jing, ZHANG Weiming, et al. A new fault location scheme for transmission lines based on multi-source information[J]. Zhejiang Electric Power 2017, 36(08):24-28.

收稿日期:2019-01-20

作者简介:



李 莉(1968),女,本科,高级工程师,主要从事电力系统可靠性研究工作。

(本文责任编辑:范 斌)

A fault sectional location method for active distribution network based on virtual impedance

LI Li¹, XIONG Wei², XU Yutao¹, ZHANG Lihong², TANG Yuchi³, PAN Bo², YUAN Xufeng²

(1. Electric Power research institute of Guizhou Power Grid Co. Ltd. , Guiyang 550001 Guizhou, China;

2. Electrical Engineering College, Guizhou University, Guiyang 550025 Guizhou, China;

3. College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310007 Zhejiang, China)

Abstract: The 10 kV feeder protection of the active distribution network generally adopts the traditional relay protection scheme. However, the access of DG makes the network structure of the distribution network complex, and the traditional protection method can not meet the protection requirements of the active distribution network. In order to solve the problem that the existing protection method is vulnerable to the influence of system parameters and fault types, and it is not easy to recognize single-phase ground fault, a virtual impedance-based feeder segmentation protection configuration scheme is proposed. The fault identification principle based on virtual impedance method is analyzed. The ratio of the voltage sequence component and the corresponding current sequence component is taken as the virtual impedance, The fault location can be completed by discriminating the characteristics of the virtual impedance. The distribution network model is built by MATLAB/SIMULINK. the simulation results show that the virtual impedance criterion can quickly and accurately identify various types of short-circuit faults. The protection action is faster when the fault is in the area, and the protection is not when the fault is outside the area. The results are not affected by the system parameters and are suitable for the complex and changeable active distribution network, which has high reliability and selectivity.

Key words: distribution network; intelligent terminal; line segment protection; virtual impedance method