基于保护动作信号的配电网区域保护方案

马 静[1],张涌新[1],项晓强[1],宋晓辉[2],赵 煜[1]
(1. 华北电力大学 新能源电力系统国家重点实验室,北京 102206;2. 中国电力科学研究院,北京 100192)

摘要:针对多分布式电源和多分支引起本地保护不正确动作的情况,提出一种基于逻辑量信息的配电网区域保护方案。首先分析多分布式电源和多分支线路下本地保护存在的问题,在此基础上,根据断路器配置情况划分保护区域。然后融合现有阶段式过流保护Ⅰ段、Ⅱ段和Ⅲ段启动信息构成区域保护动作判据。IEEE 33节点配电系统算例验证了所提方案能够准确定位区内故障、闭锁区外故障,加速保护动作、缩短故障停电时间。判据以多信息构成冗余,具有较强的容错能力,信息传输量少,对同步性要求低。

关键词:分布式电源;配电网;区域保护;保护动作信号;继电保护
中图分类号:TM 77 **文献标识码**:A DOI:10.16081/j.issn.1006-6047.2018.03.005

0 引言

配电系统通常为多分支辐射形结构,馈线段电气距离短,且存在T形连接的节点[1-2]。这使得基于动作电流整定的保护选择性较差,而利用动作延时整定的保护不能满足速动性要求,系统安全稳定性难以保证[3-4]。同时,随着"智能配电网"和"能源互联网"等概念的提出、实施和推广,分布式电源DG(Distributed Generator)的容量将显著增大,基于就地信息的本地保护难以适应,且由于系统运行方式多变、潮流方向不确定等,其存在较高的拒动或误动风险[5-8]。因此,亟待提出基于多源信息的保护原理,确保故障可靠切除。

目前,基于广域信息的保护原理最关键的问题是明确所利用信息的类型和处理信息的方法[9-10],文献[11]利用馈线段两端节点是否均流过故障电流判断故障线路,该方法适用于辐射型网络故障定位,但难以判定DG接入的多源网络的故障位置。文献[12]通过比较电流幅值差判断故障线路,可实现接入DG容量较小的保护功能,但不适用于接入DG容量较大的系统。文献[13]集合所有保护从机的故障方向信息,并利用矩阵算法进行故障搜索,能够适应大规模DG接入,但主站需要传输和处理大量的数据,难以保证保护的速动性和可靠性。文献[14]集合邻域内的保护启动信息实现故障区域判定,数据规模小、计算速度快,但未考虑配电网多分支结构特点,保护动作判据很难具有普适性。

收稿日期:2017-02-16;**修回日期**:2018-02-14
基金项目:国家电网公司总部科技项目(随机负荷与间歇性分布式电源下的主动配电网保护关键技术研究)
Project supported by Science and Technology Project of State Grid Corporation of China(Research on Key Technologies of Active Distribution System Protection under Random Load and Intermittent Distributed Power Supply)

随着通信技术的发展和配电自动化的应用,广域保护的理念同样适用于配电网,且在配电网区域保护方案中涉及站点不会太多,基于信息交互的保护系统实现相对容易[15],鉴于此,本文提出基于逻辑量信息的配电网区域保护方案,构建了与现有保护系统并行且相互独立的区域集中式保护系统,旨在利用更全面的故障信息,消除多DG和多分支的影响,快速、准确地定位故障。首先,分析多DG和多分支线路下本地电流保护存在的问题,并根据断路器配置情况划分区域范围,在此基础上,融合现有阶段式过流保护Ⅰ段、Ⅱ段和Ⅲ段启动信息构成区域保护动作判据,准确识别区内故障、闭锁区外故障。该方案以多信息构成冗余,具有较强的容错能力,同时由于采用逻辑量,信息交互量少,不受信息非同步的影响。IEEE 33节点配电系统验证了保护方案的正确性和有效性。

1 现有保护存在的问题

配电网络存在馈线段繁多、节点数目庞大的特点,通常只在部分节点配置断路器,其他节点采用负荷开关作为分段开关,以减少设备投资成本。本地保护在故障发生时,首先由最近的断路器跳闸遮断故障电流,再将故障馈线段两端的负荷开关断开,恢复正常线路供电。而保护范围内大量存在的T型连接DG和分支,将严重影响本地保护的正常工作。

图1为含DG配电网的典型接线示意图。图中,矩形开关表示断路器;圆形开关表示负荷开关;实心表示开关为常闭状态;空心表示开关为常开状态,处于常开状态的开关为联络开关。由图可知,S_1处的主保护必须切除L_1、L_2、L_3、L_7、L_8、L_{10}、L_{11}馈线段任意位置的故障,这导致S_1在保护范围内存在多个T接DG,其助增作用可能缩小本地保护的过流Ⅰ段的保护范围,大部分线路故障需由过流Ⅱ段以一定延时切除,速动性受到严重影响。同时,多分支馈

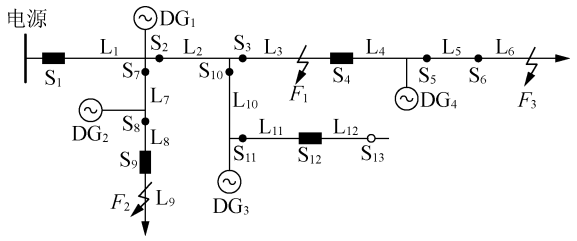

图 1　配电网典型接线图

Fig.1　Typical wiring diagram of distribution network

线结构下,单个保护需要切除多条线路的故障电流,导致电流Ⅰ段的保护范围更为缩短。例如,对 S_1 的过流Ⅰ段进行整定时,需要躲过 L_3、L_8、L_{11} 这 3 条馈线段末端短路情况下的故障电流,导致本地保护范围严重缩短。由于故障点上游 DG 的接入,沿线电压水平升高,由电源提供的短路电流减小,进一步导致其保护范围缩小。同时,过流Ⅱ段根据 DG 额定容量计算最大分支系数以保证灵敏性,导致过流Ⅱ段往往超过下级Ⅰ段保护动作范围,可能造成故障停电范围扩大。例如:S_1 的过流Ⅱ段根据 DG_1、DG_2、DG_3 的额定容量进行整定,当 L_6 发生故障时,可能发生 S_4 的Ⅰ段不动作,而 S_1 的过流Ⅱ段和 S_4 的过流Ⅱ段均动作的情况,进而导致一定延时后,断路器 S_1 和 S_4 均断开,整条馈线发生短时停电。另外,当 F_1 处发生故障时,若系统内无 DG,则短路电流方向为 $S_1-S_2-S_3$,而 S_4 和 S_{10} 中不会有短路电流流过;而 DG 接入后,DG_3 通过 S_{10}、DG_4 通过 S_4 向短路点 F_1 提供短路电流,即 S_{10}、S_4 中均有反向短路电流流过,短路电流方向发生变化。

由此可见,DG 可能对过流保护的保护范围产生影响,导致保护范围缩小或增大,还可能使故障电流的方向发生改变。本地保护通过断路器节点实现配合,导致过流Ⅰ段保护范围缩短,保护速动性难以保证;而过流Ⅱ段存在较大的误动风险,可能造成故障停电范围扩大。

鉴于此,本文提出了基于逻辑量信息的保护方案,沿用现有的保护配置,采用阶段式方向过流保护启动信息作为基础,建立与其平行且相互独立的集中式保护系统,旨在解决大容量 DG 接入后保护存在的问题,利用现有信息的融合完善保护功能,实现保护无延时动作,提高保护的可靠性和准确性,为未来配电网的发展提供保护支持。

2　区域保护系统构成模式

为解决本地保护存在的上述问题,利用本地保护的启动信息构成区域保护逻辑判据。为避免 T 接 DG 助增电流对过流Ⅰ段的影响,每个分段开关均配置有保护装置。

考虑到大量信息传输到主站的方式给保护决策系统带来了较大的负担,本文将基于分布式广域保护原理建立配电系统馈线子站,利用局部信息实现保护功能。配电系统设计原则为闭环设计、开环运行,因此可由同一电源供电的馈线构成一个馈线子站,馈线上所有节点的保护信息均发送至子站后,再按不同保护区域分别进行故障判别计算。按供电区域划分子站具有多个优点,首先避免了按区域划分子站存在的信息多处发送的问题,其次配电网常常存在网络调整,保护区域随网络调整发生改变,按供电区域划分子站可保证区域保护方案的灵活性。此外,配电系统馈线数量庞大,保护区域繁多,按供电区域划分子站可有效减少子站数目,通信技术易于实现。图 2 为 4×6 配电系统的区域保护方案的通信架构图。

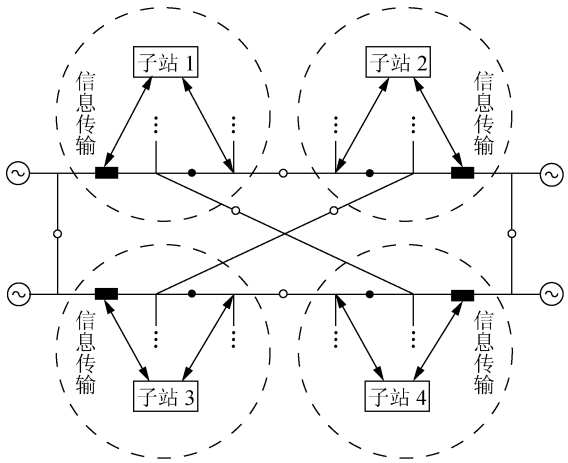

图 2　区域保护系统架构

Fig.2　Architecture of regional protection system

由图 2 可知,该配电系统含有 4 个馈线子站,每个子站负责同一供电区域内多个保护区域的通信任务。手拉手环网含有 2 个电源、3 供 1 备含有 4 个电源、3 分段 3 联络最多含有 6 个电源,由此可见,对于不同网络结构,基于供电区域划分子站的通信方式具有良好的经济性。

基于逻辑量的配电网区域保护方案的实现步骤如下。

a. 步骤 1:变电站主站根据开关状态实现拓扑识别,并根据断路器配置情况划分区域。

b. 步骤 2:主站向各个开关位置的物理设备 PD(Physical Device)发送所在馈线所属区域情况信息。

c. 步骤 3:区域内断路器智能电子设备 IED(Intelligent Electronic Device)采集区域内 PD 发送的过流保护Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ段启动信息,构成馈线故障判据。

d. 步骤 4:IED 采集下级 IED 发送的闭锁信号,并结合本馈线的故障判据,构成区域故障判据。

e. 步骤 5:根据区域故障判据结果向区域断路器发送跳闸信号,切除故障电流,DG 故障断开。

f. 步骤 6:跳闸延时后 IED 向故障馈线段两端

负荷开关发送跳闸命令,隔离故障,DG 恢复供电。

各线路的 PD 可配置检测本线路启动元件动作情况的功能,并可根据 IEC61850-7-1 协议与 IED 进行信息交互[16]。区域保护方案故障检测和隔离均由断路器处的 IED 主导完成,主站与 IED 以及 PD 间仅进行简易通信,只起到主站监控的基本作用,而无需依据全站信息进行保护决策,由此减少了无用节点信息在网络上的传输,减轻了通信负担。考虑到配电网具有多分支多联络的特点,而采用传统分析方法难以得到区域保护配合关系,因此亟需研究配电网保护区域划分原则及方法。

3 基于逻辑量的区域保护原理

3.1 保护区域划分原则及方法

负荷开关不具备开断故障电流的能力,线路发生故障后,均由离故障馈线段最近的上游断路器切除短路电流。因此,保护区域根据断路器可切除故障的馈线段构成。划分原则为:

a. 区域内所有馈线段处于同一供电路径;

b. 离馈线段最近的上游断路器为同一个断路器;

c. 区域末端为末梢节点(末梢节点为只连接用户或联络开关的节点)或下级断路器。

依据不考虑 DG 情况下的供电路径区分上下级保护,多级保护区域情况下,上下级保护的配合策略通过 IED 间闭锁信号的通信来实现。

设配电系统含有 b 条支路、n 个保护,根据保护与保护间的关联关系,定义维度为 $n\times n$ 的保护关联矩阵 $\boldsymbol{N}$,其行、列均代表保护。将保护-支路关联矩阵 $\boldsymbol{A}$(维度为 $n\times b$)和支路-保护连接矩阵 $\boldsymbol{C}$(维度为 $b\times n$)相乘,即可得到保护关联矩阵 $\boldsymbol{N}$(维度为 $n\times n$)。

矩阵 $\boldsymbol{A}$ 的行对应保护、列对应支路,任意元素的定义如下。

a. $a_{ij}=1$:保护 i 与支路 j 直接相连,且保护 i 位于支路 j 首端。

b. $a_{ij}=-1$:保护 i 与支路 j 直接相连,且保护 i 位于支路 j 末端。

c. $a_{ij}=0$:保护 i 与支路 j 不直接相连。

矩阵 $\boldsymbol{C}$ 的行对应支路、列对应保护,任意元素的定义如下。

a. $c_{ij}=1$:支路 i 首端或末端有保护 j,且保护不位于变电站出线开关处。

b. $c_{ij}=0$:支路 i 首端或末端未装设保护 j,且保护不位于变电站出线开关处。

c. $c_{ij}=0$:支路 i 首端装设保护 j,且保护位于变电站出线开关处。

d. $c_{ij}=-1$:支路 i 首端未装设保护 j,且保护位于变电站出线开关处。

通过矩阵 $\boldsymbol{N}$ 可以获得任意保护的同级保护(同级保护是安装于同一节点、不同分支的保护),以及所有相邻的次级保护,其确定原则为:如果矩阵中任意行存在为 1 的元素,则该元素所在列对应的保护为该行对应保护的次级保护,且这些次级保护互为同级保护。通过遍历保护关联矩阵可获得同一供电路径下所有保护配合关系,再根据断路器配置情况,可确定区域保护关联域,其计算步骤如下。

a. 步骤 1:由矩阵 $\boldsymbol{N}$ 出线开关处的保护所在行开始遍历,找到其次级保护。

b. 步骤 2:分别遍历矩阵 $\boldsymbol{N}$ 出线开关的次级保护所在行寻找再次级保护,依此类推。

c. 步骤 3:当某保护的次级保护是出线开关处的保护或不存在次级保护时遍历停止,将找到的保护依次构成一条顺次连接的供电路径。

d. 步骤 4:供电路径上每个断路器及其下游所有负荷开关对应的馈线段属于同一区域,馈线段上的保护构成区域保护关联域。

根据区域保护关联域在线计算步骤,以图 3 为例,$\{L_1,L_2,L_3\}$、$\{L_4,L_5,L_6\}$、$\{L_1,L_7,L_8\}$、$\{L_1,L_2,L_{10},L_{11}\}$ 为 4 个不同的保护区域。根据划分原则,处于同一区域的馈线段故障由同一断路器切除,保护区域的首节点均为断路器,用于开断该区域所有位置的故障,末节点为断路器或末梢节点。

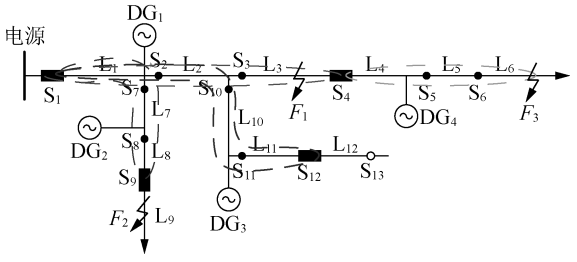

图 3 配电网区域划分示例图

Fig.3 Schematic diagram of distribution network regionalization

不同保护区域可能含有相同的馈线段,如 $\{L_1,L_2,L_3\}$、$\{L_1,L_7,L_8\}$ 及 $\{L_1,L_2,L_{10},L_{11}\}$ 含有共同的馈线段 L_1,则称这 3 个保护区域为同级保护区域。每个区域及其同级区域的相邻下游区域均为该区域的下级保护区域,例如,$\{L_4,L_5,L_6\}$ 为上述 3 个保护区域的下级保护区域。将保护区域内的保护启动信息构成逻辑判据,并结合下级保护区域是否发送闭锁信号,可准确判定区内是否发生故障。

3.2 区域保护动作判据

在判断区内是否发生故障前,首先利用保护区域内所有保护装置的三段式电流保护启动信息得到区内保护信息逻辑值,设区域内有 h 个开关节点并按供电路径顺序编号。

当末节点为断路器时,各节点的区内保护信息可表示为:

$$\begin{cases} A_1=(P_1^{\mathrm{I},\mathrm{II},\mathrm{III}}=1)\cap(\exists j,P_j^{\mathrm{III}}=0) \\ \qquad\qquad j=2,3,\cdots,h-1 \\ A_2=(P_2^{\mathrm{I},\mathrm{II},\mathrm{III}}=1)\cap(\exists j,P_j^{\mathrm{III}}=0) \\ \qquad\qquad j=3,4,\cdots,h-1 \\ \vdots \\ A_{n-1}=(P_{n-1}^{\mathrm{I},\mathrm{II},\mathrm{III}}=1)\cap(P_n^{\mathrm{III}}=0) \end{cases} \tag{1}$$

其中,A_i为保护装置 i 所在线路的故障情况,其通过本线路电流保护启动信号以及下游线路的电流保护Ⅲ段启动信号的交互构造故障确定度,$A_i=1$ 表示本段线路故障,$A_i=0$ 表示本段线路正常;P 为保护启动信息;Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ分别表示过流保护Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ段;$P_i^{\mathrm{I},\mathrm{II},\mathrm{III}}$ 为开关 i 处的保护综合启动信息,$P_i^{\mathrm{I},\mathrm{II},\mathrm{III}}=1$ 表示过流Ⅰ段、Ⅱ段或Ⅲ段启动,$P_i^{\mathrm{I},\mathrm{II},\mathrm{III}}=0$ 表示保护均不启动;P_j^{III} 为开关 j 处的过流Ⅲ段,$P_j^{\mathrm{III}}=1$ 表示过流Ⅲ段启动,$P_j^{\mathrm{III}}=0$ 表示过流Ⅲ段不启动。电流Ⅰ段可覆盖本线路的 70%;电流Ⅱ段根据 DG 额定电流计算最大分支系数,保护范围至少为本线路全长;电流Ⅲ段的保护范围至少为下级线路全长。

当末节点为末梢节点时,节点的区内保护信息表示为:

$$\begin{cases} A_1=(P_1^{\mathrm{I},\mathrm{II},\mathrm{III}}=1)\cap(\exists j,P_j^{\mathrm{III}}=0) \\ \qquad\qquad j=2,3,\cdots,h-1 \\ A_2=(P_2^{\mathrm{I},\mathrm{II},\mathrm{III}}=1)\cap(\exists j,P_j^{\mathrm{III}}=0) \\ \qquad\qquad j=3,4,\cdots,h-1 \\ \vdots \\ A_{n-1}=(P_{n-1}^{\mathrm{I},\mathrm{II},\mathrm{III}}=1)\cap(P_n^{\mathrm{III}}=0) \\ A_n=(P_n^{\mathrm{I},\mathrm{II},\mathrm{III}}=1) \end{cases} \tag{2}$$

联立式(1)和式(2),可得区内保护信息逻辑值为:

$$E=(\exists j,A_k=1)\ k=1,2,\cdots,n-1\text{ 或 }k=1,2,\cdots,n \tag{3}$$

其中,E 为区域内故障粗判据,$E=1$ 表示区域内线路故障,$E=0$ 表示区域内线路正常。值得注意的是,在计算 E 的过程中,一旦出现 $E=1$ 的情况,即可停止计算。

为保证下级区域故障时区域保护不误动,将式(3)中的逻辑值与下级保护区域闭锁信号结合,构成区域保护动作判据:

$$\begin{cases} M_1=(E=1)\cap\sum(C_k=0)=1\Rightarrow \\ \qquad\text{保护动作,向上级区域发送闭锁信号} \\ M_1=(E=1)\cap\sum(C_k=0)=0\Rightarrow \\ \qquad\text{保护不动作} \end{cases} \tag{4}$$

其中,M_1 为区域保护动作信号,$M_1=1$ 表示保护动作,立即向首节点断路器发送跳闸信号并向上级区域发送闭锁信号,$M_1=0$ 表示保护不动作;C_k 为下级保护区域闭锁信号,$C_k=1$ 表示收到闭锁信息,$C_k=0$ 表示未收到闭锁信息。

上述判据可准确识别区内、区外故障。以图 1 中保护区域$\{L_1,L_2,L_3\}$为例,当 F_1 处发生故障时,区域内保护启动信息为 $P_2^{\mathrm{III}}=1$、$P_3^{\mathrm{II}}=1$、$P_3^{\mathrm{III}}=1$、$P_4^{\mathrm{III}}=0$,且下级区域向该区域发送的闭锁信号 $\sum C_k=0$。根据式(1)可知,区内保护信息计算结果为 $A_1=0$、$A_2=1$、$A_3=1$,再由式(4)可得保护动作判据 $M_1=1$,因此区域保护将向 S_1 发送断路器跳闸指令。

由于判据利用多信息形成冗余,因此,即使在信息部分缺失或错误情况下仍然能准确判断故障。在本地保护配置下,S_1 的过流Ⅰ段受 DG 助增影响,保护范围缩小不能动作,需要过流Ⅱ段或Ⅲ段以一定延时切除,然而区域保护可实现保护加速动作、减少故障持续时间。以当 F_3 处发生故障为例,在 DG 的影响下,保护的启动信息为 $P_1^{\mathrm{III}}=1$、$P_2^{\mathrm{III}}=1$、$P_3^{\mathrm{III}}=0$、$P_4^{\mathrm{III}}=0$、$P_5^{\mathrm{III}}=1$、$P_6^{\mathrm{I},\mathrm{II},\mathrm{III}}=1$,根据式(3)可知保护区域$\{L_1,L_2,L_3\}$保护逻辑值 $E=1$,然后由式(4)可得区域$\{L_4,L_5,L_6\}$的动作判据结果为 1,该区域保护动作,同时向保护区域$\{L_1,L_2,L_3\}$发出闭锁信号,即$\sum C_k=1$,根据式(4)可知,保护区域$\{L_1,L_2,L_3\}$的保护判据结果 $M_1=0$,即该区域保护不会误动。同理可知,区域$\{L_1,L_7,L_8\}$也不会发生保护误动情况。然而,对于本地保护而言,S_1 的过流Ⅱ段在助增作用下保护范围得到延时,而 S_4 的过流Ⅰ段不启动,因此 S_1 和 S_4 的过流Ⅱ段在一定延时后同时启动,故障范围严重扩大。由此可见,区域保护可有效缩短故障停电范围。

需要说明的是,区域保护方案不影响本地电流保护正常工作,只要本地保护满足动作电流判据和动作延时则执行动作指令,区域保护只起到加速保护动作的作用,不对本地保护判断结果产生影响。同时,本方案采用阶段式电流保护启动信号进行判别,三段式方向电流保护启动后,并不直接向断路器发送跳闸命令,而是作为逻辑信息构成区域逻辑判据准确定位故障,进而由区域保护向断路器发送跳闸指令。因此,无需考虑保护各段之间的时间配合关系。

区域保护方案不仅具备故障识别功能,还具备断路器失灵判别功能。当故障发生后,保护区域将定期收到首节点断路器的状态,$B=1$ 表示断路器处于闭合状态,当一定时间内 $B=1$ 且 $M_1=1$,则表明保护出口动作信息与断路器信息不一致,判定断路器出现失灵故障,及时向主站发送断路器失灵信息。

故障切除后,配电自动化系统通过重合器和电压-时间分段器配合,利用负荷开关两端失压情况,将故障馈线段隔离。这种方式不仅会导致馈线发生 2 次短时停电,而且 DG 接入的多源配电系统可能发

生非同期重合闸。区域保护方案在每个开关均装有保护装置,可根据保护启动信息确定故障馈线段,因此无需多次停电也可有效隔离故障。故障馈线段定位判据为式(5)。若m、$m+1$节点相邻,则末节点为断路器,根据该判据可在断路器灭弧后断开m、$m+1$节点处的分段开关,恢复正常线路供电;否则为末梢节点处发生故障。

$$\begin{cases} M_2 = (P_m^{\mathrm{I},\mathrm{II},\mathrm{III}} = 1) \cap (P_{m+1}^{\mathrm{III}} = 0) \\ M_2 > 0 \Rightarrow \text{故障发生在节点 } m、m+1 \text{ 之间} \end{cases} \tag{5}$$

表1给出了图1的区域划分结果,表2给出了不同故障下区域保护逻辑值及判据结果。由表2可知,区域保护可有效避免多DG和多分支情况下保护拒动和误动,满足保护对选择性和灵敏性的要求,同时还可以加速保护动作。

表1 馈线区域编号情况

Table 1 Reginal number of feeders

区域编号	所含开关编号	区域编号	所含开关编号
1	1,2,3,4	2	1,7,8,9
3	4,5,6	4	1,2,10,11,12
5	9	6	12,13

表2 不同故障下区域保护逻辑值及判据结果

Table 2 Protection logic and criterion results when fault occurs at different locations

故障位置	启动信息为1的保护	动作逻辑值为1的区域	保护判据结果
F_1	P_2^{III},P_3^{II},P_3^{III}	1,4	S_1可靠动作
F_2	P_7^{III},P_8^{II},P_8^{III},P_9^{II},P_9^{III}	2,4	S_1闭锁,S_9动作
F_3	P_1^{III},P_2^{III},P_5^{III},P_6^{I},P_6^{II},P_6^{III}	1,2,3,4	S_1闭锁,S_4动作

4 区域保护方案容错性分析

基于多信息的保护方案对传送信息的正确性有一定的依赖,本节将对保护信息错误、缺失等情况进行容错性分析。

4.1 保护动作信息错误

保护动作信息为逻辑信号,在通信过程中可能会存在传输错误,区域保护方案利用多信息进行冗余判断,可实现自我纠错。

a. 情况1:以图1为例,F_2处发生故障时,保护S_1未启动,但由于信息传输过程中出现错误使得$P_1^{\mathrm{I},\mathrm{II},\mathrm{III}}=1$,保护$S_1$可能发生误动。此时,$S_1$所在区域保护收到$L_9$区域的闭锁信号,根据式(4)可得$M_1=0$,由此可避免信息错误情况下该区域保护的错误动作。

b. 情况2:F_3处发生故障时,保护S_6的启动信息发生错误使$P_6^{\mathrm{I},\mathrm{II},\mathrm{III}}=0$,保护$S_4$可能出现拒动,但由于保护$S_5$的电流Ⅲ段可延伸至$L_6$,即$P_5^{\mathrm{I},\mathrm{II},\mathrm{III}}=1$,根据区域保护动作判据可知,保护$S_4$能够可靠动作。

c. 情况3:综合启动信息$P_i^{\mathrm{I},\mathrm{II},\mathrm{III}}$错误时,区域保护可自动纠正。由于在保护范围内,各段启动时间几乎一致,可以根据保护范围的配合关系实现保护信息的相互校验。例如,当F_1处发生故障时,由本地保护装置传输到子站的保护S_4启动信息为$P_4^{\mathrm{I}}=1$、$P_4^{\mathrm{II}}=0$、$P_4^{\mathrm{III}}=0$,由于Ⅱ、Ⅲ段保护范围大于Ⅰ段,可知Ⅰ段信息错误。

根据上述分析,在保护动作信息存在一定错误时,区域保护不发生拒动和误动,具有较强的纠错能力。

4.2 保护动作信息缺失

发生故障时,若非首末节点的保护信息缺失,则可根据区内其他保护动作信息判定故障。

若首节点信息缺失,且故障发生在首段馈线段,则可由本地保护切除;若故障在非首段馈线段,则可由下游保护信息判别故障。

若末节点信息缺失,$P_n^{\mathrm{III}}=0$,由式(1)—(4)可知,区内故障判别不受影响。因此,在发生单一保护动作信息缺失的情况下,区域保护方案能够可靠工作,满足$n-1$要求。区域保护方案故障处理流程图如图4所示。

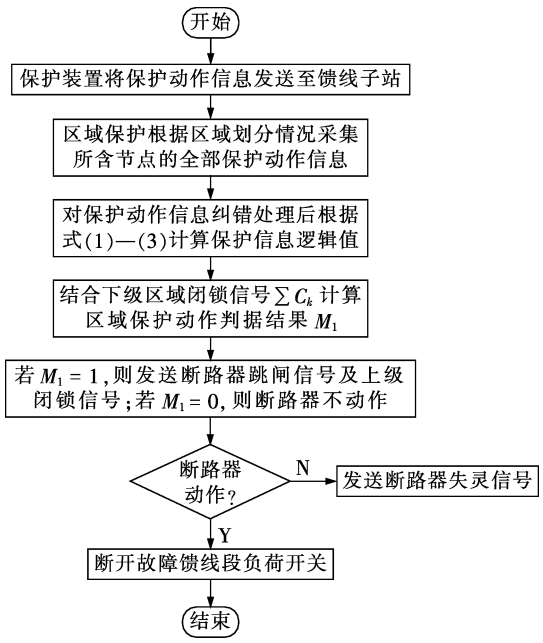

图4 区域保护方案故障处理流程图

Fig.4 Fault processing flowchart of regional protection scheme

5 算例分析

5.1 IEEE 33节点配电系统

为验证区域保护方案的正确性及有效性,利用Digsilent搭建了IEEE 33节点配电系统,如图5所示。分析在不同位置发生故障时,区域保护动作逻辑值及保护判据结果。图5中,架空线由分段开关实现分段,电缆线由环网柜实现分段,环网柜2条进线开关处均配有保护,2个保护的整定及配置原则

相同,对于区域保护而言可视为同一保护。节点 24 与节点 25 间的线路长度为 2 km,其他节点间的架空线路与电缆线长度均为 1 km。

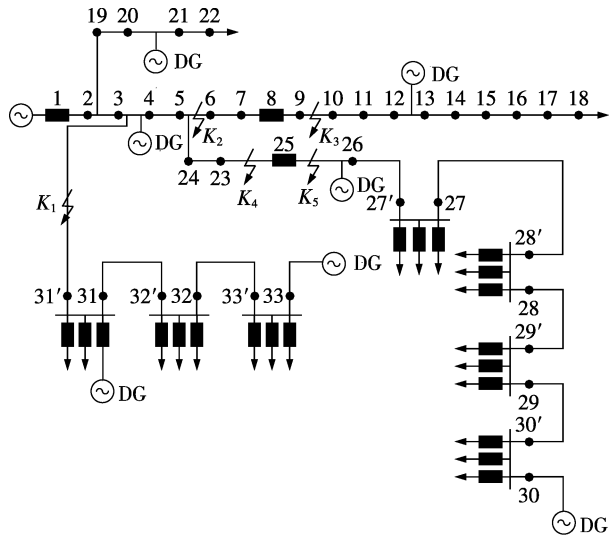

图 5　IEEE 33 节点配电系统结构图

Fig.5　Structure of IEEE 33-bus distribution system

表 3 为 IEEE 33 节点配电系统区域划分情况表,由表 3 可知,配电系统为多分支馈线,由断路器实现配合的本地保护,存在较高的拒动和误动风险,且故障停电范围较大。

表 3　配电系统区域划分情况

Table 3　Regionalization result of distribution system

区域编号	所含开关编号	区域编号	所含开关编号
1	1,2,3,4,5,6,7,8	4	1,2,3,31,32,33
2	1,2,3,4,5,23,24,25	5	8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18
3	1,2,19,20,21,22	6	25,26,27,28,29,30

故障发生后,馈线子站将采集区内保护启动信息,表 4 为不同故障下馈线子站接收到的保护动作信息。

表 4　馈线子站接收保护动作信息

Table 4　Protection operation information received by feeder station

故障位置	值为 1 的保护启动信息
K_1	$P_2^{Ⅲ},P_3^{Ⅰ},P_3^{Ⅱ},P_3^{Ⅲ}$
K_2	$P_3^{Ⅲ},P_4^{Ⅱ},P_4^{Ⅲ}$
K_3	$P_7^{Ⅲ},P_9^{Ⅰ},P_9^{Ⅱ},P_9^{Ⅲ}$
K_4	$P_{24}^{Ⅰ},P_{24}^{Ⅱ},P_{24}^{Ⅲ}$
K_5	$P_{24}^{Ⅰ},P_{24}^{Ⅱ},P_{24}^{Ⅲ},P_{25}^{Ⅰ},P_{25}^{Ⅱ},P_{25}^{Ⅲ}$

5.2　不同故障情况分析

当故障发生在点 K_1 时,节点 21 处 DG 的接入使流经保护 2、3 的故障电流增大。区域保护动作逻辑值为 1 的保护区域有 1、2、3、4,且这 4 个区域的下级保护区域均未发送闭锁信号,由式(4)可知 $M_1=1$,因此区域保护向断路器 1 发送跳闸信号。若此时断路器 1 出现失灵故障,且在区域保护动作时限内保持 $B=1$,则可根据区域保护的断路器失灵判据启动断路器失灵保护,迅速切除故障。区域保护判据结果如表 5 所示。

表 5　K_1 发生故障时区域保护判据结果

Table 5　Criterion result of the regional protection when fault occurs at K_1

区域编号	值为 1 的保护信息	逻辑值	下级闭锁信号	保护动作判据	开关动作情况
1	A_2,A_3	1	0	1	S_1 跳闸
2	A_2,A_3	1	0	1	S_1 跳闸
3	A_2	1	0	1	S_1 跳闸
4	A_2,A_3	1	0	1	S_1 跳闸
5,6	—	0	0	0	—

5.3　保护动作信息错误

当故障发生在点 K_2 时,节点 4、21、31、33 处 DG 的接入均增大了流经保护 4、5 的故障电流。开关 5 处的 3 段保护均动作,在开关 5 向区域保护传送信息时出现错误 $P_5^{Ⅰ,Ⅱ,Ⅲ}=0$,仅利用该信息将导致保护拒动。区域保护结合开关 3(过流Ⅲ段)和开关 4(过流Ⅱ、Ⅲ段)处的保护动作信息,即 $P_{3,Ⅲ}=P_{4,Ⅱ}=P_{4,Ⅲ}=1$,可知区域 1、2、4 保护动作判据结果均为 1,因此区域保护将向断路器 1 发送跳闸信号。区域保护判据结果如表 6 所示,可以看出,本方案能够有效地应对内部节点保护信息错误,具有很强的自动纠错功能。

表 6　K_2 发生故障时区域保护判据结果

Table 6　Criterion result of regional protection when fault occurs at K_2

区域编号	值为 1 的保护信息	逻辑值	下级闭锁信号	保护动作判据	开关动作情况
1	A_3,A_4	1	0	1	S_1 跳闸
2	A_3,A_4	1	0	1	S_1 跳闸
3	—	0	0	0	—
4	A_3	1	0	1	S_1 跳闸
5,6	—	0	0	0	—

5.4　保护动作信息缺失

当故障发生在点 K_3 时,节点 4、21、26、30、31、33 处 DG 的接入对流经保护 6、7、8、9 的故障电流起到了助增作用。开关 7 处的保护Ⅲ段由于受下游 DG 助增电流的影响而动作,同时,开关 8 处的通信通道出现故障无法进行传输,子站保护启动信息为 $P_7^{Ⅲ}=P_9^{Ⅰ}=P_9^{Ⅱ}=P_9^{Ⅲ}=1$。结合式(3)可得区域保护逻辑值 $E=1$ 的区域为 1 和 5。区域 5 的下级闭锁信号为 0,根据式(4)可直接发送跳闸命令,并向上级区域 1 发送闭锁信号,因此区域 1 不会发生误动。区域保护判据结果如表 7 所示,由表 7 可

知,区域首节点或末节点保护信息缺失时,本方案均能正确动作。

表7 K_3发生故障时区域保护判据结果

Table 7 Criterion result of regional protection when fault occurs at K_3

区域编号	值为1的保护信息	逻辑值	下级闭锁信号	保护动作判据	开关动作情况
1	A_7	1	1	0	S_1 闭锁
2,3,4	—	0	0	0	—
5	A_9	1	0	1	S_8 跳闸
6	—	0	0	0	—

当故障发生在末段馈线段,且末节点的保护信息缺失,如故障发生在点K_4,节点4、13、21、31、33处DG的接入使流经保护23、24的故障电增大。此时子站收到的保护启动信息为$P_{24}^{\mathrm{I}}=P_{24}^{\mathrm{II}}=P_{24}^{\mathrm{III}}=1$,开关25处的保护信息缺失默认为$P_{25}^{\mathrm{III}}=0$,由式(4)可知区域保护仍能可靠动作,区域保护判据结果如表8所示。

表8 K_4发生故障时区域保护判据结果

Table 8 Criterion result of regional protection when fault occurs at K_4

区域编号	值为1的保护信息	逻辑值	下级闭锁信号	保护动作判据	开关动作情况
1	—	0	0	0	—
2	A_{24}	1	0	1	S_1 跳闸
3,4,5,6	—	0	0	0	—

当故障发生在点K_5时,DG对故障电流的影响与点K_4发生故障时相同。此时为长线路与短线路相连的情况,2段线路保护的整定值相近,传感器误差将会导致误判,子站收到的保护启动信息为$P_{24}^{\mathrm{I}}=P_{24}^{\mathrm{II}}=P_{24}^{\mathrm{III}}=1$、$P_{25}^{\mathrm{I}}=P_{25}^{\mathrm{II}}=P_{25}^{\mathrm{III}}=1$,由式(4)可知区域6将向上级区域2发送闭锁信号,区域2不会发生误动,区域保护判据结果如表9所示。由表9可以看出,本保护方案不受线路长度影响,仍能可靠动作。

表9 K_5发生故障时区域保护判据结果

Table 9 Criterion result of regional protection when fault occurs at K_5

区域编号	值为1的保护信息	逻辑值	下级闭锁信号	保护动作判据	开关动作情况
1	—	0	0	0	—
2	A_{24}	1	1	0	S_1 闭锁
3,4,5	—	0	0	0	—
6	A_{25}	1	0	1	S_{25} 跳闸

6 结论

针对本地保护利用信息单一,难以满足多DG、多分支下保护配合关系,存在拒动误动的问题,本文提出基于逻辑量信息的配电网区域保护方案,具有以下特点:

a. 充分考虑到DG助增电流对整定值的影响,有效避免了多分支结构下扩大停电范围;

b. 基于逻辑量实现,信息传输量少,无需实时同步,可加速保护动作;

c. 在部分信息缺失、错误或设备故障情况下,仍能保证故障准确定位。

参考文献:

[1] 缪源诚,程浩忠,龚小雪,等. 含微网的配电网接线模式探讨[J]. 中国电机工程学报,2012,32(1):17-23.
MIAO Yuancheng,CHENG Haozhong,GONG Xiaoxue,et al. Evaluation of a distribution network connection mode considering microgrid[J]. Proceedings of the CSEE,2012,32(1):17-23.

[2] 于金镒,刘健,徐立,等. 大型城市核心区配电网高可靠性接线模式及故障处理策略[J]. 电力系统自动化,2014,38(20):74-80.
YU Jinyi,LIU Jian,XU Li,et al. Distribution grids of high reliability for core areas of large cities[J]. Automation of Electric Power Systems,2014,38(20):74-80.

[3] 冯希科,郜能灵,宋凯,等. DG容量对配电网电流保护的影响及对策研究[J]. 电力系统保护与控制,2010,38(22):156-160.
FENG Xike,TAI Nengling,SONG Kai,et al. Research on the impact of DG capacity on the distribution network current protection and countermeasure[J]. Power System Protection and Control,2010,38(22):156-160.

[4] 周念成,贾延海,赵渊. 一种新的配电网快速保护方案[J]. 电网技术,2005,29(23):68-73.
ZHOU Niancheng,JIA Yanhai,ZHAO Yuan. A new high-speed protection scheme for distribution network[J]. Power System Technology,2005,29(23):68-73.

[5] BALAMURUGAN K,SRINIVASAN D. Review of power flow studies on distribution network with distributed generation[C]//2011 IEEE Ninth International Conference on Power Electronics and Drive Systems(PEDS). Singapore:IEEE,2011:411-417.

[6] LIU B,ZHANG Y. Power flow algorithm and practical contingency analysis for distribution systems with distributed generation[J]. European Transactions on Electrical Power,2009,19(6):880-889.

[7] 刘健,林涛,同向前,等. 分布式光伏电源对配电网短路电流影响的仿真分析[J]. 电网技术,2013,37(8):2080-2085.
LIU Jian,LIN Tao,TONG Xiangqian,et al. Simulation analysis on influences of distributed photovoltaic generation on short-circuit current in distribution network[J]. Power System Techno-logy,2013,37(8):2080-2085.

[8] ZENG C,LIU X,FU W,et al. Power flow analysis of distribution network containing distributed generation based on sequence operation[C]//2014 International Conference on Power System Technology(POWERCON). Chengdu,China:IEEE,2014:2580-2584.

[9] 何志勤,张哲,尹项根,等. 电力系统广域继电保护研究综述[J]. 电力自动化设备,2010,30(5):125-130.
HE Zhiqin,ZHANG Zhe,YIN Xianggen,et al. Overview of power system wide area protection[J]. Electric Power Automation Equipment,2010,30(5):125-130.

[10] 易俊,周孝信. 电力系统广域保护与控制综述[J]. 电网技术,2006,30(8):7-12.
YI Jun,ZHOU Xiaoxin. A survey on power system wide area protection and control[J]. Power System Technology,2006,30(8):7-12.

[11] 肖伟栋,夏明超,唐念. 考虑多 DG 接入的配电网区域保护新方案[J]. 电力系统保护与控制,2014,42(9):103-109.
XIAO Weidong,XIA Mingchao,TANG Nian. A new regional protection scheme for distribution network considering the introduction of multi-DGs[J]. Power System Protection and Control,2014,42(9):103-109.

[12] 林霞,陆于平,王联合. 分布式发电条件下的多电源故障区域定位新方法[J]. 电工技术学报,2008,23(11):139-145.
LIN Xia, LU Yuping, WANG Lianhe. New fault region location scheme in distribution system with DGs[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2008,23(11):139-145.

[13] 丛伟,潘贞存,赵建国. 基于纵联比较原理的广域继电保护算法研究[J]. 中国电机工程学报,2006,26(21):8-14.
CONG Wei, PAN Zhencun, ZHAO Jianguo. A wide area relaying protection algorithm based on longitudinal comparison principle[J]. Proceedings of the CSEE,2006,26(21):8-14.

[14] 陈梦骁,王慧芳,何奔腾. 距离Ⅱ段保护简化整定方法及区域式后备保护方案[J]. 电力系统自动化,2015,39(7):1-7.
CHEN Mengxiao,WANG Huifang,HE Benteng. A simplified method of distance relay zone-Ⅱ setting calculation and a region-based backup relaying scheme [J]. Automation of Electric Power Systems,2015,39(7):1-7.

[15] 徐丙垠,李天友,薛永端. 配电网继电保护与自动化[M]. 北京:中国电力出版社,2017:51-61.

[16] BRUNNER C. IEC61850-introduction[EB/OL]. (2009-04-24). [2016-11-16]. https://www.mendeley.com/research-papers/iec-61850-introduction/.

作者简介:

马　静

马　静(1981—),男,山西阳泉人,教授,博士后,研究方向为电力系统稳定与控制(**E-mail**:hdmajing@163.com);

张涌新(1996—),男,湖南益阳人,硕士研究生,主要从事电力系统优化控制及新能源发电等方面的研究(**E-mail**:hdzhangyongxin@163.com);

项晓强(1992—),男,广东阳江人,硕士研究生,主要从事电力系统优化控制及新能源发电等方面的研究(**E-mail**:hdxiangxiaoqiang@163.com);

宋晓辉(1970—),男,河南驻马店人,教授级高级工程师,硕士,主要从事电力系统配电网保护与控制等方面的研究(**E-mail**:songxhdg@163.com);

赵　煜(1992—),女,山西晋城人,硕士研究生,主要从事电力系统优化控制及新能源发电等方面的研究(**E-mail**:hdbjzhaoyu@163.com)。

Regional protection scheme of distribution network based on operating signal of protection

MA Jing[1],ZHANG Yongxin[1],XIANG Xiaoqiang[1],SONG Xiaohui[2],ZHAO Yu[1]

(1. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources,North China Electric Power University,Beijing 102206,China;2. China Electric Power Research Institute,Beijing 100192,China)

Abstract:Since the local protection may improperly operate due to the multiple DGs(Distributed Generators) and branches,a regional protection scheme of distribution network based on the logical information is proposed. Firstly,the problems of local protection caused by multiple DGs and branches are analyzed,base on which,the protection areas are divided based on breaker configuration. Secondly,the operation criterion of regional protection is consti-tuted by the combination of the start-up information of the section Ⅰ,Ⅱ and Ⅲ of the existing over-current protection. The case study of IEEE 33-bus distribution system shows that the proposed scheme can accurately locate the internal fault,block the protection during the external fault,accelerate the protection operation and shorten the power outage time. The proposed criterion is constituted by redundant information,it has strong fault-tolerant ability,and requires less transinformation and lower information synchronization.

Key words: distributed power generation; distribution network; regional protection; protection operation signal; relay protection