

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.230123

基于自适应制动补偿系数的有源配电网电流纵联差动保护

于成澳, 高湛军, 刘朝, 陶政臣

(电网智能化调度与控制教育部重点实验室(山东大学), 山东 济南 250061)

摘要: 为了解决传统的三段式电流保护难以适用于有源配电网的问题, 通过分析含不同类型分布式电源的配电网正序电流故障分量在区内外故障时的幅相特征差异, 提出一种基于自适应制动补偿系数的电流纵联差动保护新方法。该方法采用改造后的 e 指数函数构建制动补偿系数, 根据线路两侧正序电流故障分量的相位差和幅值比自适应决定补偿制动电流的程度。为有效应对不可测负荷分支给保护可靠性带来的消极影响, 利用比幅式方向阻抗继电器的动作方程构造辅助判据。仿真结果表明, 与传统电流纵联差动保护相比, 该方法能够满足各种故障场景下有源配电网的保护需求, 且灵敏度高, 可靠性、耐受过渡电阻能力和抗时间同步误差能力强。

关键词: 有源配电网; 正序电流故障分量; 电流纵联差动保护; 自适应; 制动补偿系数

A current longitudinal differential protection method based on adaptive braking compensation coefficient for active distribution networks

YU Cheng'ao, GAO Zhanjun, LIU Zhao, TAO Zhengchen

(Key Laboratory of Power System Intelligent Dispatch and Control of Ministry of Education
(Shandong University), Jinan 250061, China)

Abstract: It is difficult to apply traditional three-stage current protection to active distribution networks. This problem is addressed first by analyzing the magnitude and phase characteristic differences of the positive sequence current fault components (PSCFCs) when faults occur inside and outside distribution network protected feeders with different distributed generator types. A new method of current longitudinal differential protection based on adaptive braking compensation coefficient is proposed. The method uses the modified e-exponential function to construct the braking compensation coefficient. From the phase difference and amplitude ratio of PSCFC on both sides of the line, the compensation degree of the braking current is adaptively determined. To effectively cope with the negative impact of unmeasurable load branches on protection reliability, an additional criterion is constructed using the action equation of amplitude-comparison directional impedance relay. The simulation results show that compared with the traditional current longitudinal differential protection, this method can meet active distribution network protection needs in various fault scenarios with high sensitivity, reliability, ability to withstand transition resistance and resistance to time synchronization errors.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51877123).

Key words: active distribution networks; positive sequence current fault component; current longitudinal differential protection; adaptive; braking compensation coefficient

0 引言

分布式电源(distributed generator, DG)大规模接入配电网^[1-3]后, 使得配电网由简单的单电源辐射型

供电网络转变成复杂的多电源多端供电网络^[4-5], 因此含分布式电源的配电网潮流流向、运行方式和短路电流故障特性复杂多变, 导致传统的三段式电流保护已不再适用^[6-7]。根据分布式电源并网接口的不同, 可大致分为直接并网的旋转电机型分布式电源(motor type distributed generator, MTDG)和经逆变器并网的逆变型分布式电源(inverter-interfaced distributed

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51877123); 国家电网公司科技项目资助(52060019001H)

generator, IIDG)。不同类型 DG 输出的故障电流特性不同,其中 MTDG 向电网提供的短路电流较大,最大值约为 6~10 倍的额定电流,其对配电网中短路电流的流动分布有较大影响^[8];IIDG 输出的短路电流受到逆变器的控制策略、故障条件和低电压穿越等因素的影响,其输出电流的不确定性给配电网传统保护整定带来了极大挑战^[9],并且随着未来配电网 DG 渗透率的不断增加,亟需一种适用于不同类型 DG 接入的配电网保护方法。

针对有源配电网保护存在的问题,国内外学者对此开展了大量研究。文献[10-12]对传统的电流保护进行改进,提出自适应电流保护方法,但是有源配电网的规模庞大,其拓扑结构、运行方式复杂多变,使得保护间的整定与延时配合相当困难。

与基于单端量的保护方法相比,利用线路两端电气量的纵联保护在多电源网络具有更优越的动作“四性”。文献[13]提出一种正序阻抗纵联保护方法,利用保护安装处电压、电流的关系构造差动阻抗,该方法不受背侧 IIDG 故障特性的影响。文献[14]提出一种基于电压故障分量比较的保护方法,根据正序电压故障分量推算值与实测值的比值识别区内外故障,能够兼顾短路和断线故障。文献[13-15]均需要保护安装处电压信息,而实际配电网中馈线保护一般不装设电压互感器。文献[16]通过比较正序电流故障分量和参考相量的相位识别区内外故障,但无法适应 DG 随机出力。文献[17-18]也面临 DG 随机出力导致保护误判的问题。文献[19]利用区内外故障时线路两侧正序电流故障分量幅相特征构建纵联保护,具有自适应的制动阈值,但对数据同步要求较严格。

电流纵联差动保护是目前解决有源配电网问题最有效的方法之一^[20]。文献[21-23]利用正序电流故障分量构建带有制动特性的电流纵差保护,但高阻故障或存在不可测分支情况下保护灵敏度降低甚至拒动。文献[24]提出了基于序分量的电流差动保护,引入差动系数,克服了传统差动保护灵敏度低、可靠性差的问题,但未考虑不可测负荷分支的影响。文献[20-25]提出的电流差动保护虽提高了保护的选择性和灵敏性,但未解决不可测负荷分支或时间同步误差对差动保护性能的影响。综上所述,有必要针对上述研究存在的不足,提出更为完备的保护。

本文详细分析了含不同类型 DG 的有源配电网短路时正序电流故障分量幅值和相位的故障特征,以及基于正序电流故障分量的传统电流纵联差动保护的動作特性。在此基础上提出一种基于自适应制动补偿系数的电流纵联差动保护新判据,并通过相

应的辅助判据有效消除了不可测分支给保护可靠性带来的消极影响。最后,利用 PSCAD/EMTDC 仿真软件搭建有源配电网模型,在各种故障场景下验证了所提保护方法的有效性。

1 有源配电网正序电流故障分量幅相特征

图 1 为简单有源配电网的等效电路示意图,图中: P 为负荷有功功率; Q 为负荷无功功率; Z_{mn} 为馈线 MN 正序等值阻抗; f_1 为馈线 MN 区内故障点, f_2 、 f_3 为区外故障点; x 为故障点 f_1 到母线 M 端的距离与区段 MN 线路全长的比值。

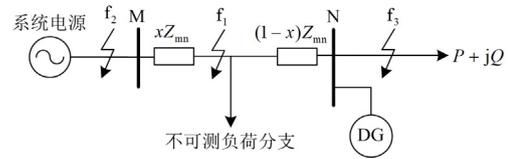


图 1 简单有源配电网示意图

Fig. 1 Schematic diagram of simple active distribution network

下面深入分析含不同类型 DG 配电网正序电流故障分量在区内外故障时,幅值和相位的特征差异。

1.1 含 MTDG 配电网正序电流故障分量幅相特征

MTDG 的故障特性类似于同步电源,可将其等值为电压源和内阻抗串联的形式。图 2 给出了含 MTDG 配电网正序故障分量复合序网。

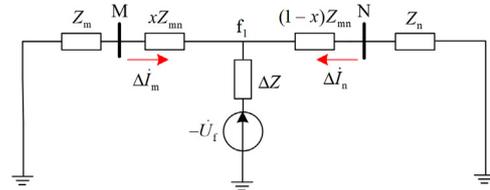


图 2 含 MTDG 配电网正序故障分量复合序网

Fig. 2 Positive sequence fault component composite sequence network of the distribution network with MTDG

图 2 中: Z_m 为系统电源正序等值阻抗; Z_n 为 MTDG 等值内阻抗与负荷阻抗并联后的正序等值阻抗; ΔZ 为故障附加阻抗,其值由故障类型和过渡电阻决定; \dot{U}_f 为故障点处故障前电压; $\Delta \dot{I}_m$ 和 $\Delta \dot{I}_n$ 分别为馈线 M 端、N 端的正序电流故障分量,规定电流正方向由母线指向线路。

根据图 2 可得馈线 MN 两端的正序电流故障分量幅值比,如式(1)所示。

$$\varepsilon = \frac{|\Delta \dot{I}_m|}{|\Delta \dot{I}_n|} = \frac{Z_n + (1-x) \cdot Z_{mn}}{Z_m + x \cdot Z_{mn}} \quad (1)$$

分析式(1)可知, 含 MTDG 配电网馈线两端的正序电流故障分量幅值比与系统等值阻抗和故障点位置有关。其中 x 的取值范围为 $[0,1]$, 进一步可得 ε 的取值范围为 $[Z_n/(Z_m + Z_{mn}), (Z_n + Z_{mn})/Z_m]$ 。由于系统电源的容量大于分布式电源容量, 有 $Z_n > Z_m$, ε 的取值上限大于 1; 当线路阻抗 Z_{mn} 较大时, ε 的取值下限将小于 1。因此, 不同故障情况下线路两端正序电流故障分量幅值比的取值范围变化较大。

馈线发生故障后, 在 MTDG 本身惯性的作用下, 其输出电压相位变化较小, 并网点电压相位超前于输出电流, 超前角度近似等于线路阻抗角, 因此馈线两侧正序电流故障分量相位差 $|\theta_{mn}|$ 较小, 其最大值约为 18° ^[22]。

1.2 含 IIDG 配电网正序电流故障分量幅相特征

1.2.1 含 IIDG 配电网正序电流故障分量幅值特征

现有的研究中 IIDG 通常等值为受电压控制的电流源^[26]。由于故障后电力电子器件响应时间极短, 在分析 IIDG 的故障特征时, 仍可应用叠加定理, 图 3 为含 IIDG 配电网正序故障分量复合序网。

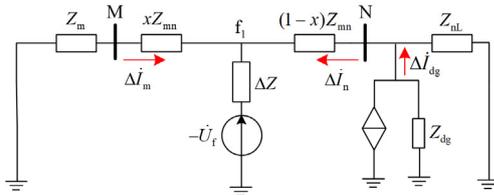


图 3 含 IIDG 配电网正序故障分量复合序网

Fig. 3 Positive sequence fault component composite sequence network of the distribution network with IIDG

图 3 中: Z_{dg} 为卸载电阻, 用来限制 IIDG 最大输出电流; Z_{nl} 为负荷正序等值阻抗; ΔI_{dg} 为 IIDG 输出的正序电流故障分量。

对图 3 所示的正序故障分量复合序网应用叠加定理, 可得馈线 MN 两端的正序电流故障分量幅值比, 如式(2)所示。

$$\varepsilon = \frac{|\Delta \dot{I}_m|}{|\Delta \dot{I}_n|} = \frac{|\dot{U}_f \cdot (Z'_n + Z_{nl}) - \Delta \dot{I}_{dg} \cdot Z_{nl} \cdot \Delta Z|}{|\dot{U}_f \cdot Z'_m + \Delta \dot{I}_{dg} \cdot Z_{nl} \cdot (\Delta Z + Z'_m)|} \quad (2)$$

式中: $Z'_m = Z_m + x \cdot Z_{mn}$; $Z'_n = (1-x) \cdot Z_{mn}$ 。

由式(2)可知, 含 IIDG 配电网馈线两端的正序电流故障分量幅值比与故障前电压、系统等值阻抗、故障点位置、并网点电压跌落程度和故障类型有关。通常情况下, 配电网中系统电源提供的短路电流至少是额定电流的 3 倍^[5], 而 IIDG 提供的最大短路电流为额定电流的 1.2~2 倍, 因此当发生区内故障时, 含 IIDG 配电网馈线两端的正序电流故障分量幅值

比远大于 1, 有 $\varepsilon \gg 1$, 考虑极端情况^[27]、电流互感器测量误差和一定的裕度等因素, 可认为 $\varepsilon_{\min} \approx 1.6$ 。

1.2.2 含 IIDG 配电网正序电流故障分量相位特征

实际配电网中的 IIDG 大多采用抑制负序分量的恒功率(PQ)控制策略, 并且具有低电压穿越(low voltage ride through, LVRT)的功能。在故障发生后, LVRT 期间 IIDG 输出的故障电流为^[15]

$$\begin{cases} I_{DG,q} = \min \{k(0.9 - U_{df}^+), I_{\max}\} \\ I_{DG,d} = \min \left\{ \frac{P_{\text{ref}}}{U_{df}^+}, \sqrt{I_{\max}^2 - I_{DG,q}^2} \right\} \\ I_{DG,\text{amp}} = \sqrt{I_{DG,q}^2 + I_{DG,d}^2} \\ \alpha = \arctan \frac{I_{DG,q}}{I_{DG,d}} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $I_{DG,d}$ 、 $I_{DG,q}$ 为故障期间 IIDG 输出电流的 d 、 q 轴分量, 分别代表有功、无功电流; P_{ref} 为有功参考功率; U_{df}^+ 为故障时并网点电压正序分量; k 为无功支撑系数; I_{\max} 为 IIDG 允许输出的最大故障电流, 一般限制在额定电流的 2 倍以内; $I_{DG,\text{amp}}$ 为 IIDG 输出电流的幅值; α 为并网点电压超前输出电流的角度。由式(3)可以得到 IIDG 输出电流与并网点电压的相位关系, 如图 4 所示。

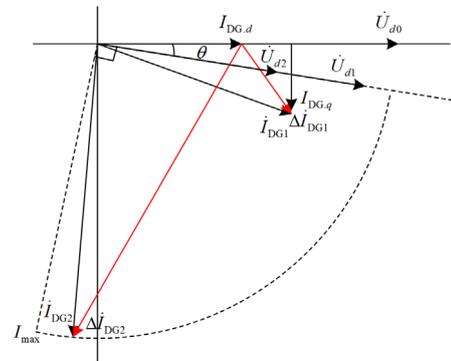


图 4 IIDG 输出电流相量图

Fig. 4 Output current phasor of IIDG

图 4 中, \dot{U}_{d0} 为故障前并网点电压, 假定故障后并网点电压滞后于故障前 θ , 则以 I_{\max} 为半径的扇形区域即为 IIDG 输出电流的范围。当并网点电压跌落较小时, 对应于图 4 中的 \dot{U}_{d1} , 无功电流 $I_{DG,q}$ 和有功电流 $I_{DG,d}$ 略有增加, IIDG 输出电流为 \dot{I}_{DG1} , IIDG 侧正序电流故障分量为 $\Delta \dot{I}_{DG1}$, $\Delta \dot{I}_{DG1}$ 与故障前电流 $I_{DG,d}$ 之间的夹角小于 90° ; 同理, 当并网点电

压跌落较大时, 对应于图 4 中的 \dot{U}_{d2} , $\Delta \dot{I}_{DG2}$ 与故障前电流 $I_{DG,d}$ 之间的夹角大于 90° 。

由上述分析可知, IIDG 侧正序电流故障分量相位角受到并网点电压幅值跌落和相位变化程度的影响, 不同故障情况下, 幅值跌落和相位变化不同, 导致相位角的取值差异较大。此外, 当故障点位置距 IIDG 较远, 且故障点过渡电阻值较大时, 使得 IIDG 侧短路电流中穿越性电流占主导, 此时, 馈线两侧正序电流故障分量幅值比显著减小, 两侧正序电流故障分量相位差 $|\theta_{mn}|$ 大幅度增加, 向 180° 靠拢。

2 基于自适应制动补偿系数的电流纵联差动保护

2.1 传统电流纵联差动保护的動作特性

与分相比率制动式电流纵联差动保护相比, 基于正序电流故障分量的传统电流纵差保护能更好地解决有源配电网的保护难题^[21-23], 其保护判据如式(4)所示。

$$|\Delta \dot{I}_m + \Delta \dot{I}_n| > K |\Delta \dot{I}_m - \Delta \dot{I}_n| \quad (4)$$

式中: $|\Delta \dot{I}_m + \Delta \dot{I}_n|$ 为差动电流; $|\Delta \dot{I}_m - \Delta \dot{I}_n|$ 为制动电流; K 为制动系数, 按照躲过区外故障 TA 饱和电流进行整定, 其取值小于 1。假设 $K = 0.5$, 由幅相图表示的传统电流纵联差动保护动作特性如图 5 所示。

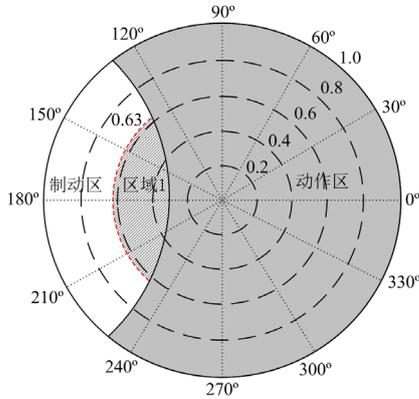


图 5 传统电流差动保护的動作特性

Fig. 5 Action characteristics of conventional current differential protection

图 5 中灰色区域为保护动作区, 在任何运行工况和故障场景下, 被保护馈线两侧的正序电流故障分量的幅值比和相位关系均可以表示为单位圆内的一个点, 该点到圆心的距离为线路 DG 侧与系统电源侧正序电流故障分量的幅值比 λ , 可表示为

$$\lambda = \frac{1}{\varepsilon} = \frac{\Delta \dot{I}_n}{\Delta \dot{I}_m} \quad (5)$$

根据第 1 节的分析可知, 基于正序电流故障分量的传统电流纵联差动保护在有源配电网中具有如下动作特性。

1) 当故障点下游含有 MTDG, 被保护馈线发生区内故障时, 两侧正序电流故障分量相位差较小, 传统电流纵联差动保护能够正确动作。

2) 当故障点下游含有 IIDG, 被保护馈线发生区内故障时, 由 1.2 节可知两侧正序电流故障分量相位差取值范围较大, 最大值可达到 180° ; 极限情况下, 两侧幅值比 $\varepsilon_{\min} \approx 1.6$, 对应的 λ 为 0.63。故障向极限状态靠近的过程中, 传统电流纵联差动保护灵敏度逐渐下降, 最后不能正确动作。若某种故障场景落于图 5 的区域 1 内, 则传统的电流纵联差动保护将会拒动。通过降低制动系数 K 可以提高区内故障时保护动作的灵敏性, 同时扩大了保护动作区, 但若 K 值过小, 可能会导致区外故障时保护误动, 可靠性降低。

2.2 基于自适应制动补偿系数的差动保护原理

基于正序电流故障分量的传统电流纵联差动保护, 在大多数故障场景下能够可靠、灵敏地动作。但在某些内部故障场景下, 如 2.1 节所述, 传统电流纵联差动保护灵敏度下降甚至会拒动。为了解决此问题, 本节引入了自适应制动补偿系数 K_{DG} 对传统电流纵联差动保护的制动电流进行修正, 当发生区外故障时, K_{DG} 的取值较大, 当发生区内故障时, K_{DG} 的取值较小。通过引入自适应制动补偿系数改变了动作区域边界, 使得保护在任意故障场景下均能灵敏、可靠动作。

通过对式(4)进行改进, 可得基于自适应制动补偿系数的电流纵联差动保护新判据, 如式(6)所示。

$$|\Delta \dot{I}_m + \Delta \dot{I}_n| > K \cdot K_{DG} \cdot |\Delta \dot{I}_m - \Delta \dot{I}_n| \quad (6)$$

式中, K_{DG} 为自适应制动补偿系数, $K_{DG} = \left[\frac{1+f(|\theta_{mn}|)}{1-f(|\theta_{mn}|)} \right]^{g(\varepsilon)} - 1$, 通过两侧正序电流故障分量幅值比 ε 构造的函数 $g(\varepsilon)$ 和两侧正序电流故障分量相位差 $|\theta_{mn}|$ 构造的函数 $f(|\theta_{mn}|)$ 对制动系数加以补偿, 本文采用变形后的 e 指数函数来确定 $g(\varepsilon)$ 、 $f(|\theta_{mn}|)$, 即

$$\begin{cases} f(|\theta_{mn}|) = \frac{1}{1 + e^{-a(|\theta_{mn}| - b)}} \\ g(\varepsilon) = e^{-c(\varepsilon - d)} \end{cases} \quad (7)$$

式中: 函数 $f(|\theta_{mn}|)$ 为变形后的 sigmoid 函数, 以 $(b, 0.5)$ 为对称点, a 取值越大, 函数的陡度越大; 函数 $g(\varepsilon)$ 为 e 指数函数, 经过 $(d, 1)$ 点, c 的取值越大,

函数递减得越快。

对于区外故障而言, 理想条件下, 被保护馈线两侧正序电流故障分量幅值比为 1, 相位差为 180° , 但在实际工程中需要考虑电流互感器的测量误差和电流纵联差动保护的闭锁角。电流互感器最大测量误差通常取 $\pm 10\%$, 则正序电流故障分量幅值比 ε 的取值范围为 $[0.82, 1.22]$ 。电流纵联差动保护的闭锁角 φ_b 可以表示为^[28]

$$\varphi_b = 7^\circ + 15^\circ + \frac{L}{100} \times 6^\circ + \varphi_y \quad (8)$$

式中: 7° 表示电流互感器二次侧误差; 15° 表示保护装置传输和处理数据过程出现的误差; L 表示馈线的长度, 在配电网中馈线长度一般较短, 该部分闭锁角可认为小于 1° ; φ_y 表示相位裕度, 在输电线路中, 电流纵联差动保护的相位裕度一般取 15° ; 考虑到不可测负荷分支的影响, 相位裕度设置为 22° , 因此本文将闭锁角设置为 45° 。

根据区外故障的边界条件, 同时考虑到一定的裕度, 可以确定式(7)中 b 、 d 的取值分别为 $3\pi/4$ 、 1.25 。根据第 1 节所述的区内故障边界条件, 可以确定 a 、 c 和 K 的取值分别为 5、6 和 0.3。将上述取值代入到函数 $g(\varepsilon)$ 和 $f(|\theta_{mn}|)$ 中, 从而得到自适应制动补偿系数的具体表达式为

$$\begin{cases} K_{DG} = \left[\frac{1+f(|\theta_{mn}|)}{1-f(|\theta_{mn}|)} \right]^{g(\varepsilon)} - 1 \\ f(|\theta_{mn}|) = \frac{1}{1+e^{-5(|\theta_{mn}|-\frac{3}{4}\pi)}} \\ g(\varepsilon) = e^{-6(\varepsilon-1.25)} \end{cases} \quad (9)$$

由式(9)可知, 自适应制动系数 $K \times K_{DG}$ 曲面图如图 6 所示。

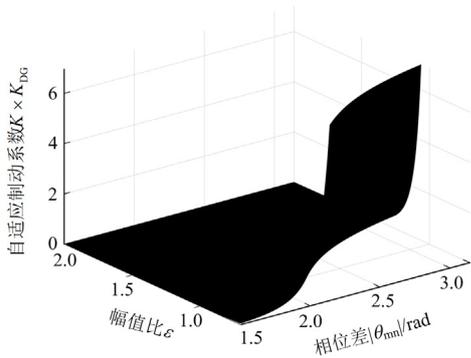


图 6 自适应制动系数曲面图

Fig. 6 Surface plot of adaptive braking coefficient

根据图 6 可以看出, 经过自适应补偿后, 当发生区外故障时, 自适应制动系数较大; 当发生区内

故障时, 自适应制动系数较小, 自适应制动系数根据线路两侧正序电流故障分量幅值比和相位差自适应调整。当式(6)不等式成立时, 保护动作, 该动作判据满足含有各类分布式电源的有源配电网的保护需求, 动作特性分析如下。

1) 对于非故障区段, 理想条件下, 区段两侧正序电流故障分量幅值比为 1, 相位差为 180° , $K_{DG} = +\infty$, 保护可靠不动作。考虑到电流互感器测量的误差、闭锁角和一定的裕度, 可认为区外故障时两侧正序电流故障分量幅值比 $\varepsilon \in [0.8, 1.25]$, 两侧正序电流故障分量相位差 $|\theta_{mn}| \in [135^\circ, 180^\circ]$ 。当取极限情况 $\varepsilon = 1.25$ 、 $|\theta_{mn}| = 135^\circ$ 时, K_{DG} 取值最小为 2, 补偿后制动电流仍大于差动电流, 保护可靠不动作。

2) 对于故障点下游接有 MTDG 的故障区段, 由 1.1 节可知, 两侧正序电流故障分量相位差 $|\theta_{mn}|$ 较小, $|\theta_{mn}| \in [0^\circ, 18^\circ]$, 此时 $K_{DG} \approx 0$, 补偿后制动电流约为 0, 保护灵敏动作。

3) 对于故障点下游接有 IIDG 的故障区段, 当相位差 $|\theta_{mn}| < \pi/2$ 时, $f(|\theta_{mn}|) \approx 0$, $K_{DG} \approx 0$, 补偿后制动电流约为 0, 保护灵敏动作; 当相位差 $\pi/2 \leq |\theta_{mn}| \leq \pi$, 且 $\varepsilon \gg 1$ 时, 则有 $g(\varepsilon) \approx 0$, $K_{DG} \approx 0$, 制动电流部分约为 0, 保护灵敏动作; 当取极限情况 $|\theta_{mn}| = \pi$, $\varepsilon = 1.6$ 时, 此种情况是保护灵敏度最低的故障场景, 此时 $K \times K_{DG} = 0.22$, 差动电流仍大于补偿后制动电流, 保护可靠动作。

图 7 为所提自适应电流纵联差动保护的動作特性, 区域 2 和区域 3 是自适应差动保护的動作区, 其余区域为制动区。图中的区域 1 位于制动区的内部, 保证了自适应差动保护不会误动。与传统电流纵联差动保护動作区相比, 自适应差动保护的動作

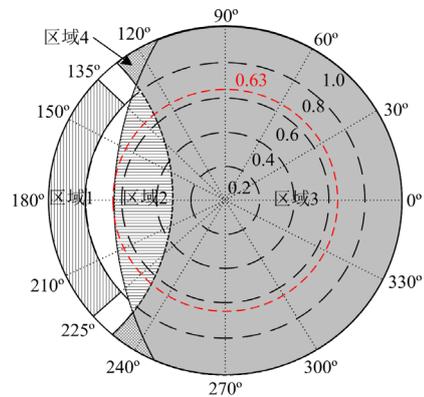


图 7 自适应电流差动保护的動作特性

Fig. 7 Action characteristics of adaptive current differential protection

区增加了区域 2。由于 IIDG 的故障特性，同时考虑到时间同步误差、外部测量误差等因素，区内故障时故障点可能会落在区域 2，因此动作区增加该区域非常必要。

3 不可测负荷分支对保护的影响及对策

上述保护判据未考虑不可测负荷分支的影响，但是实际配电网分支众多、结构复杂，馈线区段可能存在不可测负荷分支。本节主要分析不可测负荷分支对保护的影响，以图 1 馈线 MN 区段作为保护区段进行分析，并提出相应辅助判据加以应对。

3.1 不可测负荷分支的影响

3.1.1 区内故障时，故障点上游不可测负荷分支对保护的影响

当馈线 MN 区段内部发生故障，不可测负荷分支位于故障点 f_1 上游时，其正序故障分量复合序网如图 8 所示。

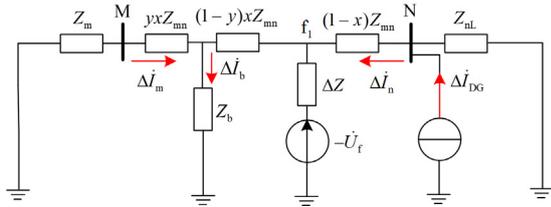


图 8 区内故障上游不可测负荷分支的影响
Fig. 8 Effects of upstream unmeasurable load branch for the internal fault

图 8 中： Z_b 为不可测负荷分支的正序等值阻抗； y 为不可测负荷分支距母线 M 端保护安装处的距离与馈线 Mf_1 总长度的比值； ΔI_b 为流过不可测分支的正序电流故障分量。由图 8 可以得到 ΔI_m 和 ΔI_n 的关系为

$$\begin{cases} \Delta I_m = \frac{\dot{U}_f - \Delta Z \cdot \Delta I_n}{\Delta Z + Z_m + xZ_{mn} + \mu} \\ \mu = \frac{(\Delta Z + (1-y) \cdot xZ_{mn})(Z_m + yxZ_{mn})}{Z_b} \end{cases} \quad (10)$$

由于 μ 的存在，流过 M 端的故障电流大部分流向下游的故障点，另外极少部分流向不可测负荷分支，使得馈线 MN 两侧正序电流故障分量幅值比 $\Delta I_m = \frac{\dot{U}_f - \Delta Z \cdot \Delta I_n}{\Delta Z + Z_m + xZ_{mn}}$ 略有降低。但由于 $Z_m \ll Z_b$ 、 $Z_{mn} \ll Z_b$ ，可推出 μ 很小，因此当发生区内故障时，故障点上游不可测负荷分支对保护的影响可以忽略不计。

3.1.2 区内故障时，故障点下游不可测负荷分支对保护的影响

当不可测负荷分支位于故障点 f_1 下游时，其正序故障分量复合序网如图 9 所示。图中 y_1 为不可测负荷分支到故障点的距离与馈线 Nf_1 总长度的比值。

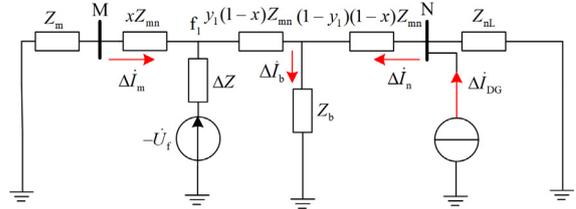


图 9 区内故障下游不可测负荷分支的影响

Fig. 9 Effects of downstream unmeasurable load branch for the internal fault

由图 9 得到

$$\Delta I_m = \frac{\dot{U}_f}{\Delta Z + Z_m + xZ_{mn} + \tau} - \frac{\Delta Z \cdot \Delta I_n}{\Delta Z + Z_m + xZ_{mn} + \sigma} \quad (11)$$

其中 τ 、 σ 的表达式分别为

$$\begin{cases} \tau = \frac{\Delta Z \cdot (Z_m + xZ_{mn})}{Z_b + y_1(1-x)Z_{mn}} \\ \sigma = \frac{y_1(1-x) \cdot Z_{mn} \cdot (\Delta Z + Z_m + xZ_{mn})}{Z_b} + \frac{\Delta Z \cdot (Z_m + xZ_{mn})}{Z_b} \end{cases} \quad (12)$$

由于 $Z_m \ll Z_b$ 、 $Z_{mn} \ll Z_b$ ，可推出 $\tau \rightarrow 0$ ， $\sigma \rightarrow 0$ 。式(11)可近似简化为

$$\Delta I_m = \frac{\dot{U}_f - \Delta Z \cdot \Delta I_n}{\Delta Z + Z_m + xZ_{mn}} \quad (13)$$

由式(13)可知，当发生区内故障时，故障点下游不可测负荷分支对保护的影响可以忽略不计。

3.1.3 区外故障时，故障点上游不可测负荷分支对保护的影响

当馈线 MN 区段外部发生故障，不可测负荷分支位于故障点 f_3 上游时，其正序故障分量复合序网如图 10 所示。

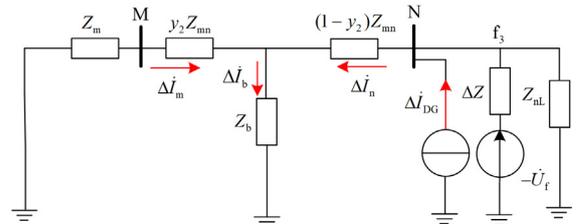


图 10 区外故障上游不可测负荷分支的影响

Fig. 10 Effects of upstream unmeasurable load branch for the external fault

式中： Z_{BM} 为保护 7 到保护 4 之间的线路阻抗值； K_{rel} 为可靠系数，由互感器误差、继电器误差等因素决定。为了使测量阻抗与 DG 并网点到故障点的距离成正比，且不受分布式电源类型、渗透率和故障类型等因素的影响，利用三组相间电压和对应的相间电流分别计算得到 3 个测量电阻值，只要其中有任意一个 Z_{mea} 使得 $Z_{act} > 0$ ，则表明故障发生在 Z_{set} 对应保护区域内。

需要注意的是，当保护范围内存在负荷分支时，由于负荷分支等值阻抗远远大于线路阻抗，因此负荷分支的存在不会影响动作阻抗极性的判别。同时考虑到故障点过渡电阻值在故障后 0.1~0.15 s 后迅速增大^[28]，动作阻抗测量在故障后瞬间完成，因此可忽略过渡电阻对动作阻抗极性判别的影响。

本文所提新型电流纵联差动保护配合该辅助判据，可有效解决区外 f_2 点故障时不可测负荷分支可能导致非故障区段 MN 保护误动作的问题。综上，基于自适应制动补偿系数的有源配电网电流纵联差动保护方案的总体流程，如图 14 所示。

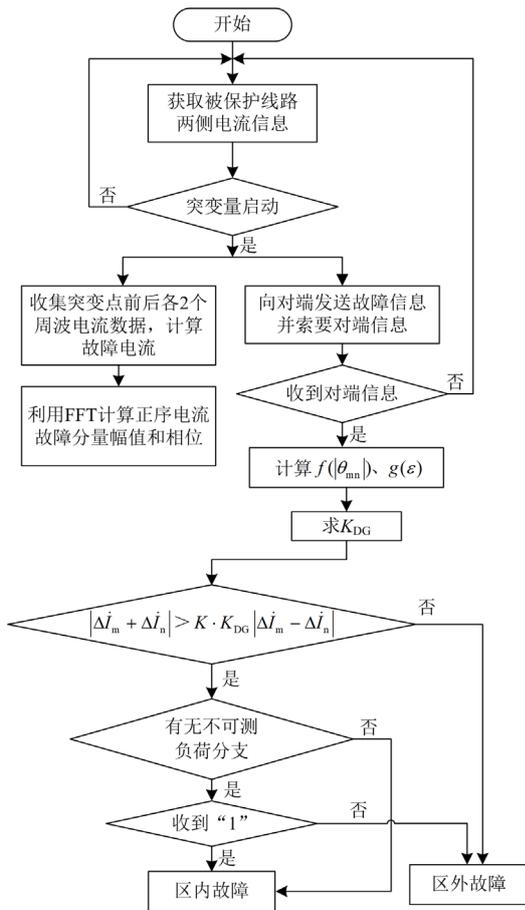


图 14 保护方案流程图

Fig. 14 Flowchart of protection scheme

4 数据同步误差对保护的影响

输电网中通常利用 GPS/北斗系统进行数据同步定时，定时精度高，但是经济成本高，不适合大规模安装在配电网中。针对该问题，专家学者提出了故障数据自同步方法^[21-23, 29]，该方法在经济成本尽量少的前提下实现了故障数据同步。

4.1 故障数据自同步误差分析

故障信号自同步示意图如图 15 所示，故障发生后，故障点附加电动势以故障点为起点，向线路两侧传播电磁波，从而引起线路两侧继电器的测量电流突然变化，两端保护启动元件经一定时间后检测到线路发生故障。由于配电网馈线较短，一般小于 20 km，电磁波在馈线上的传播时间可以忽略不计，可认为两端继电器检测到的故障时刻一致，故障数据自同步算法利用了这一特性，将继电器第一次检测到故障的时间视为参考时间，计算保护相关信息，实现数据同步。

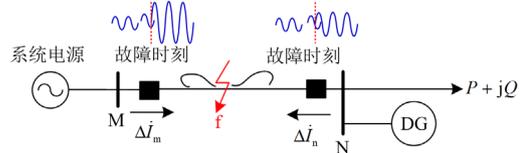


图 15 故障信号自同步示意图

Fig. 15 Self-synchronization schematic of fault signals

实际配电网继电器大多采用相电流突变量故障检测算法，如式(19)所示。

$$\|i(k) - i(k - N)\| - \|i(k - N) - i(k - 2N)\| \geq K_s I_N \quad (19)$$

式中： $i(k)$ 为当前 k 时刻相电流的采样值； N 为每个周波的采样点数； K_s 为启动系数，取值为 0.1~0.3； I_N 为被保护馈线的额定电流。

由式(19)可知，相电流增加到阈值需要一定的时间，对于继电器来说，保护启动延时不可避免，因此故障数据自同步算法忽略了两端保护启动延时时间差。

4.2 保护抗同步误差分析

由 4.1 节可知，两端保护启动延时时间差决定了故障数据自同步算法误差的大小。当发生区外故障时，非故障区段两端保护启动元件检测到的故障电流大小相等、方向相反，即使启动元件检测故障会有一定延时，但是两端保护启动元件故障检测延时时间相同，时间差为零，可认为近似同步；当发生区内故障时，流过两端启动元件的故障电流具有独立性，可能会出现故障检测延时时间差较大的情况，特别是保护馈线区段一端连接系统电源，另一

端连接逆变类分布式电源。以图 15 中馈线 MN 区段为保护区段, 假定馈线 MN 在 0.396 s 时发生三相短路, 过渡电阻为 2Ω , 采样频率设置为 10 kHz, 则保护启动延时至少为 0.1 ms, 此时两端保护检测到的电流及相电流突变量波形如图 16 所示。

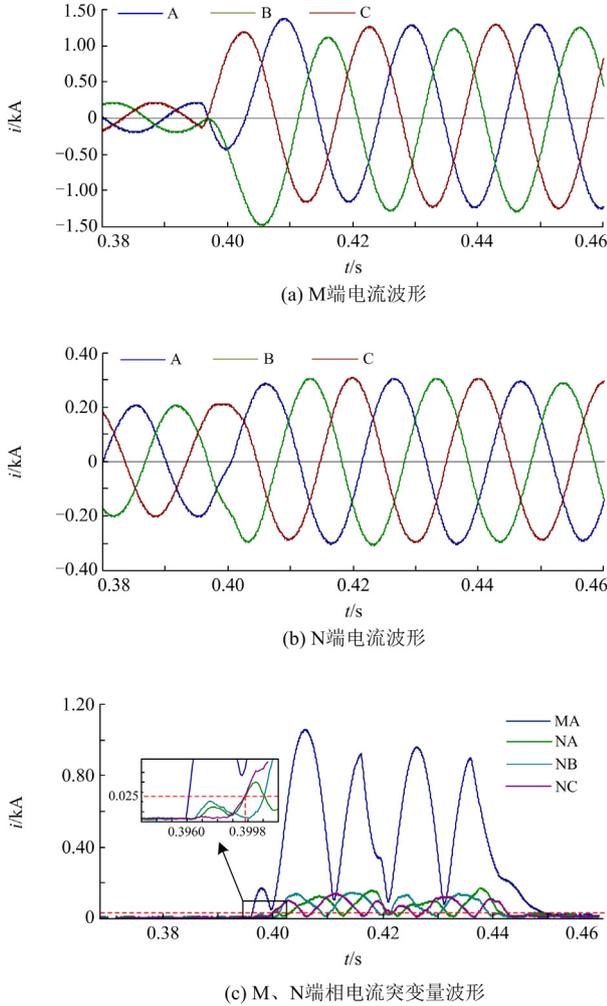


图 16 故障区段两端电流及相电流突变量波形

Fig. 16 Waveforms of current and current abrupt change at both ends of fault section

由图 16 可知, 发生故障后, 故障区段靠近系统侧 M 端的故障电流迅速增大, 故障电流达到额定电流的十几倍, 采用相电流突变量故障检测算法的保护启动元件可迅速检测到故障, 故障检测延时较短; 故障区段靠近 IIDG 侧 N 端故障电流缓慢增大, 故障电流小于额定电流的 2 倍, 不利于快速检测故障, 保护启动元件故障检测延时较长, 这种情况会造成保护区段两端故障检测延时时间差较大。假定相电流突变量故障检测算法启动阈值设为额定电流的 0.1 倍, 如图 16(c)所示, M 端保护启动延时为 0.1 ms,

N 端 C 相保护装置最先启动, 启动延时为 3.8 ms, 将其作为同步参考, 此时保护区段两端故障检测延时时间差约为 3.7 ms, 由时间不同步引起的角度误差为 66.6° , 可能会导致传统电流纵联差动保护灵敏度下降甚至拒动。

需要注意的是, 故障数据自同步方法在忽略线路对地电容电流情况下基本可行, 以电缆为主的配网可能会存在较大误差, 但本文所提保护能够有效解决此问题。在上述故障场景下, 当发生区内故障时, 无论是电缆线路还是架空线路, 被保护馈线区段两侧正序电流故障分量幅值比均较大, 此时制动补偿系数 $K_{DG} \approx 0$, 补偿后制动电流很小, 保护灵敏动作。所提方法能够根据两侧正序电流故障分量幅值比自适应地补偿制动电流, 克服故障数据自同步算法的固有缺陷。

5 仿真案例

5.1 仿真模型

利用 PSCAD/EMTDC 仿真软件搭建如图 17 所示的 10 kV 有源配电网模型, 对有源配电网中各种故障场景进行仿真分析, 验证本文所提新型保护方法的有效性。变压器 T 容量为 50 MVA, 变压器变比为 35 kV/10.5 kV。线路 B2B4、B4B5、B5B6 分别为 6 km、6 km、5 km, 其余线路区段长度均为 4 km, 线路参数为 $(0.13 + j0.402) \Omega/\text{km}$; 分布式电源 DG1、DG2、DG3 均为 IIDG, 额定容量分别为 2.5 MW、2.5 MW、2 MW; DG4 为 MTDG, 额定容量为 4 MW; 不可测负荷容量为 4 MW, 其余负荷容量均为 2 MW, 功率因数为 0.9。

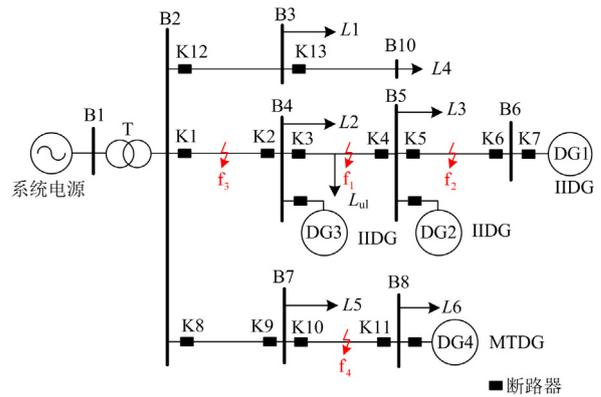


图 17 10 kV 有源配电网模型

Fig. 17 10 kV active distribution network model

5.2 仿真结果与分析

定义电流纵差保护方法的灵敏度系数 K_{sen} 为

$$K_{sen} = \frac{|\Delta I_m + \Delta I_n|}{K' \cdot |\Delta I_m - \Delta I_n|} \quad (20)$$

当 $K' = K$ 时, K_{sen} 对应传统电流纵联差动保护的灵敏度; 当 $K' = K \times K_{DG}$ 时, K_{sen} 对应新型电流纵联差动保护的灵敏度。当 $K_{sen} \geq 1$ 时, 保护动作, 且 K_{sen} 值越大, 保护动作的灵敏度越高; 当 $K_{sen} < 1$ 时, 保护拒动, 且 K_{sen} 值越小, 保护拒动的可靠性越高。

下面对所提保护进行短路故障、耐过渡电阻能力、不可测负荷分支适应性、抗同步误差能力和故障时 DG 无出力等方面的测试。

1) 短路故障测试

对于含有 IIDG 的馈线来说, 以线路 B4B5 为保护区段, 在该区段不同位置(首端、中间、末端)处设置不同类型(单相接地、两相短路、两相短路接地、三相短路)的金属性短路故障, 对其进行仿真, 仿真结果如表 1 所示。同理, 对于含有 MTDG 的馈线, 以线路 B7B8 为保护区段, 在该区段不同位置处设置不同类型的金属性短路故障, 对应的仿真结果如表 2 所示。表中 A-CDP 和 T-CDP 分别代表新型电流纵联差动保护和传统电流纵联差动保护, 由表 1、表 2 可知, 当发生金属性短路故障时, A-CDP 和 T-CDP 均能正确动作, 但 A-CDP 灵敏度明显高于 T-CDP。

2) 耐受过渡电阻能力测试

在线路 B4B5、B5B6 不同位置处分别设置单相接地、两相短路接地故障, 进行耐受过渡电阻能力测试, 过渡电阻均取 25 Ω 、50 Ω 、100 Ω 、150 Ω , 仿真结果如表 3、表 4 所示。由表 3、表 4 可知, 当区内发生高阻接地故障时, A-CDP 能够正确动作,

表 1 馈线 B4B5 短路故障仿真结果

Table 1 Simulation results of short-circuit faults at feeder B4B5

故障类型	位置参数	ε	$ \theta_{mn} /\text{rad}$	K_{sen}		识别结果	
				A-CDP	T-CDP	A-CDP	T-CDP
单相接地	0.05	5.47	0.86	$+\infty$	1.81	正确	正确
	0.5	3.58	0.90	$+\infty$	1.99	正确	正确
	0.95	2.22	1.05	$+\infty$	2.11	正确	正确
两相短路	0.05	5.10	0.77	$+\infty$	1.89	正确	正确
	0.5	3.34	0.63	$+\infty$	2.30	正确	正确
	0.95	2.21	0.46	$+\infty$	3.23	正确	正确
两相短路接地	0.05	5.45	0.65	$+\infty$	1.91	正确	正确
	0.5	3.36	0.48	$+\infty$	2.42	正确	正确
	0.95	2.18	0.25	$+\infty$	3.64	正确	正确
三相短路	0.05	5.02	0.16	$+\infty$	2.13	正确	正确
	0.5	2.82	0.53	$+\infty$	2.63	正确	正确
	0.95	2.00	0.68	$+\infty$	2.97	正确	正确

表 2 馈线 B7B8 短路故障仿真结果

Table 2 Simulation results of short-circuit faults at feeder B7B8

故障类型	位置参数	ε	$ \theta_{mn} /\text{rad}$	K_{sen}		识别结果	
				A-CDP	T-CDP	A-CDP	T-CDP
单相接地	0.05	2.37	0.43	$+\infty$	3.11	正确	正确
	0.5	1.38	0.45	$+\infty$	5.10	正确	正确
	0.95	0.90	0.59	$+\infty$	4.64	正确	正确
两相短路	0.05	2.21	0.21	$+\infty$	3.65	正确	正确
	0.5	1.23	0.22	$+\infty$	9.33	正确	正确
	0.95	0.73	0.21	$+\infty$	7.68	正确	正确
两相短路接地	0.05	2.22	0.22	$+\infty$	3.63	正确	正确
	0.5	1.20	0.24	$+\infty$	9.44	正确	正确
	0.95	0.72	0.23	$+\infty$	7.18	正确	正确
三相短路	0.05	2.26	0.25	$+\infty$	3.53	正确	正确
	0.5	1.25	0.23	$+\infty$	8.89	正确	正确
	0.95	0.72	0.21	$+\infty$	7.40	正确	正确

表 3 馈线 B4B5 单相高阻接地故障仿真结果

Table 3 Simulation results of single-phase-to-ground faults with high fault resistance at feeder B4B5

过渡电阻/ Ω	位置参数	ε	$ \theta_{mn} /\text{rad}$	K_{sen}		识别结果	
				A-CDP	T-CDP	A-CDP	T-CDP
25	0.05	5.46	0.98	$+\infty$	1.74	正确	正确
	0.5	4.37	0.95	$+\infty$	1.85	正确	正确
	0.95	3.31	1.16	$+\infty$	1.79	正确	正确
50	0.05	4.35	1.41	$+\infty$	1.53	正确	正确
	0.5	3.98	1.55	$+\infty$	1.44	正确	正确
	0.95	3.00	1.58	$+\infty$	1.42	正确	正确
100	0.05	2.86	1.88	$+\infty$	1.18	正确	正确
	0.5	3.02	1.57	$+\infty$	1.43	正确	正确
	0.95	2.46	1.86	$+\infty$	1.17	正确	正确
150	0.05	2.24	2.07	2266	0.98	正确	错误
	0.5	2.38	1.87	$+\infty$	1.15	正确	正确
	0.95	1.99	2.12	485	0.91	正确	错误

表 4 馈线 B5B6 两相短路高阻接地故障仿真结果

Table 4 Simulation results of phase-phase-to-ground faults with high fault resistance at feeder B5B6

过渡电阻/ Ω	位置参数	ε	$ \theta_{mn} /\text{rad}$	K_{sen}		识别结果	
				A-CDP	T-CDP	A-CDP	T-CDP
25	0.05	6.16	1.36	$+\infty$	1.53	正确	正确
	0.5	5.36	1.46	$+\infty$	1.49	正确	正确
	0.95	3.30	1.98	$+\infty$	1.14	正确	正确
50	0.05	10.00	1.73	$+\infty$	1.38	正确	正确
	0.5	3.76	1.40	$+\infty$	1.56	正确	正确
	0.95	1.91	1.68	$+\infty$	1.31	正确	正确
100	0.05	5.67	1.95	$+\infty$	1.26	正确	正确
	0.5	4.34	2.42	$+\infty$	1.01	正确	正确
	0.95	2.44	2.60	1027	0.71	正确	错误
150	0.05	6.58	2.05	$+\infty$	1.24	正确	正确
	0.5	3.08	2.44	87 042	0.88	正确	错误
	0.95	5.66	2.82	$+\infty$	1.02	正确	正确

且灵敏度较高。随着故障点过渡电阻的增大, T-CDP 的灵敏度逐渐下降, 当过渡电阻大于 50Ω 时, T-CDP 可能会拒动, 如: 当过渡电阻为 150Ω 的单相接地故障发生在馈线 B4B5 首端和末端、过渡电阻为 100Ω 的两相短路接地故障发生在馈线 B5B6 末端以及过渡电阻为 150Ω 的两相短路接地故障发生在馈线 B5B6 中间时, T-CDP 均会拒动。由于高阻情况下 T-CDP 灵敏度值主要集中在 1 附近, 而互感器传输误差、保护测量误差和数据处理误差等外界因素的不确定性, 很有可能导致高阻接地情况下传统电流纵差保护不能正确动作, 因此本文所提新型保护方法相比传统保护具有更优越的动作性能。

3) 保护对不可测负荷分支适应性测试

以馈线 B4B5 为保护区段, 在其内部增加不可

测负荷分支, 测试区内、区外故障时新型保护的动作性能, 仿真结果如表 5 所示。仿真结果表明, 当故障点 f_1 位于保护区段内部时, 保护正确动作, 且灵敏度较高; 故障点 f_3 位于保护区段外部, 且在不可测负荷分支上游时, 保护区段两侧的正序电流故障分量幅值比大于 1, 与 3.1 节理论分析一致, 当馈线区段 B2B4 首端 f_3 点发生两相短路、三相短路故障时, 馈线 B4B5 所提自适应差动保护将会误动作, 此时配合辅助判据可避免保护误动; 当故障点 f_2 位于保护区段外部, 且在不可测负荷分支下游时, K_{sen} 等于 0, 动作阻抗极性为负, 保护可靠不动作。由此可以看出, 本文所提新型保护方法能够很好地适应含有不可测负荷分支的馈线。

表 5 含不可测负荷分支线路故障仿真结果

Table 5 Simulation results of unmeasurable load branch lines fault

故障类型	故障位置	位置参数	ε	$ \theta_{mn} /\text{rad}$	K_{sen}	Z_{act}	结果
单相接地	f_1	0.05	4.18	1.19	$+\infty$	0.20	正确
		0.5	2.15	0.66	$+\infty$	1.41	正确
		0.95	1.93	0.88	$+\infty$	0.46	正确
单相接地	f_2	0.05	0.89	3.24	0	-0.25	正确
		0.5	0.90	3.23	0	-1.43	正确
		0.95	0.90	3.23	0	-2.37	正确
单相接地	f_3	0.05	1.19	3.22	0	-2.08	正确
		0.5	1.43	2.97	0.25	-1.45	正确
		0.95	1.28	2.91	0.032	-0.32	正确
两相短路	f_1	0.05	4.53	0.92	$+\infty$	0.14	正确
		0.5	2.35	0.63	$+\infty$	1.19	正确
		0.95	2.26	0.28	$+\infty$	0.47	正确
两相短路	f_2	0.05	0.86	3.08	0	-0.27	正确
		0.5	0.86	3.08	0	-1.40	正确
		0.95	0.89	3.09	0	-2.49	正确
两相短路	f_3	0.05	1.60	2.94	1.48	-2.50	正确
		0.5	1.56	2.99	0.92	-1.62	正确
		0.95	1.52	3.07	0.53	-0.15	正确
两相短路接地	f_1	0.05	4.22	0.73	$+\infty$	0.15	正确
		0.5	2.78	0.27	$+\infty$	1.21	正确
		0.95	2.28	0.13	$+\infty$	0.47	正确
两相短路接地	f_2	0.05	0.87	3.06	0	-0.27	正确
		0.5	0.88	3.08	0	-1.42	正确
		0.95	0.88	3.08	0	-2.29	正确
两相短路接地	f_3	0.05	1.49	2.97	0.50	-2.09	正确
		0.5	1.50	3.00	0.51	-1.46	正确
		0.95	1.43	3.11	0.17	-0.29	正确
三相短路	f_1	0.05	4.94	0.11	$+\infty$	0.64	正确
		0.5	2.92	0.38	$+\infty$	0.43	正确
		0.95	2.36	0.68	$+\infty$	0.41	正确
三相短路	f_2	0.05	0.85	3.04	0	-0.23	正确
		0.5	0.85	3.04	0	-1.49	正确
		0.95	0.86	3.05	0	-2.50	正确
三相短路	f_3	0.05	1.61	3.06	1.25	-1.77	正确
		0.5	1.55	2.94	0.94	-1.00	正确
		0.95	1.49	2.86	0.70	-0.19	正确

4) 保护抗同步误差性能测试

以馈线 B5B6 为保护区段测试所提新型保护的抗同步误差性能, 保护启动元件采用相电流突变量故障检测算法, 启动阈值设为额定电流的 0.1 倍, 保护装置采样频率设置为 10 kHz(保护启动延时至少为 0.1 ms), 利用故障数据自同步算法进行同步对时, 在线路 B5B6 的不同位置设置两相接地短路故障进行仿真, 仿真结果如表 6 所示。由表 6 可知, 线路两端保护启动延时时间差最大约为 4.5 ms, 启动延时时间差的存在使得 T-CDP 的灵敏度降低甚至拒动。当过渡电阻为 25 Ω 的两相接地短路故障发生在馈线 B5B6 末端以及过渡电阻为 30 Ω 的两相

接地短路故障发生在馈线 B5B6 中间和末端时, T-CDP 拒动, 而 A-CDP 仍能准确动作, 且灵敏度较高。与 T-CDP 相比, 本文所提新型保护方法抗同步误差性能更佳。

5) 故障时 DG 无出力情况下保护性能测试

以馈线 B7B8 为保护区段, 在该区段不同位置(首端、中间和末端)处设置不同类型(单相接地、两相短路、两相短路接地和三相短路)的金属性短路故障, 假定故障时 DG4 退出运行, 测试新型保护的动作性能。仿真结果如表 7 所示。仿真结果表明, 本文所提新型保护方法在故障时 DG 无出力情况下, 仍能正确动作, 且灵敏度高。

表 6 抗同步误差性能测试结果

Table 6 Test results of time synchronization error resistance

过渡电阻/Ω	位置参数	保护延时/ms		ϵ	$ \theta_{mn} /\text{rad}$	K_{sen}		识别结果	
		K5	K6			A-CDP	T-CDP	A-CDP	T-CDP
25	0.05	0.1	3.6	6.16	2.46	$+\infty$	1.11	正确	正确
	0.5	0.1	4.1	5.36	2.72	$+\infty$	1.02	正确	正确
	0.95	0.1	2.1	3.30	2.61	$+\infty$	0.85	正确	错误
30	0.05	0.1	4.6	6.71	2.84	$+\infty$	1.07	正确	正确
	0.5	0.1	4.2	4.58	2.96	$+\infty$	0.92	正确	错误
	0.95	0.1	2.1	3.03	2.99	$+\infty$	0.72	正确	错误

表 7 馈线 B7B8 故障时 DG4 退出运行仿真结果

Table 7 Simulation results of DG4 exiting operation during feeder B7B8 faults

故障类型	位置参数	ϵ	$ \theta_{mn} /\text{rad}$	K_{sen}		识别结果	
				A-CDP	T-CDP	A-CDP	T-CDP
单相接地	0.05	28.77	0.76	$+\infty$	1.50	正确	正确
	0.5	19.83	0.78	$+\infty$	1.53	正确	正确
	0.95	14.92	0.79	$+\infty$	1.57	正确	正确
两相短路	0.05	34.2	0.75	$+\infty$	1.49	正确	正确
	0.5	23.6	0.79	$+\infty$	1.52	正确	正确
	0.95	18.0	0.79	$+\infty$	1.54	正确	正确
两相短路接地	0.05	33.2	0.78	$+\infty$	1.49	正确	正确
	0.5	22.5	0.80	$+\infty$	1.52	正确	正确
	0.95	16.9	0.81	$+\infty$	1.55	正确	正确
三相短路	0.05	24.4	0.72	$+\infty$	1.52	正确	正确
	0.5	16.6	0.73	$+\infty$	1.56	正确	正确
	0.95	12.7	0.75	$+\infty$	1.61	正确	正确

6 结论

为应对不同类型分布式电源接入配电网导致的复杂故障形态对保护带来的不利影响, 本文提出一种基于自适应制动补偿系数的有源配电网电流纵联差动保护方法。通过理论分析和仿真验证, 可得以下结论。

1) 不同类型的分布式电源在发生区内外故障时, 正序电流故障分量幅值和相位的特征差异较大。通过引入自适应制动补偿系数, 改变了动作区域边界, 使得本文所提保护在任意故障场景下均能灵敏、可靠动作。

2) 仿真结果表明, 本文所提保护方法不受故障类型、故障位置、接入 DG 类型、不可测负荷分支

和 DG 随机出力等因素的影响, 具有较强的耐受过渡电阻能力和抗时间同步误差能力。

3) 与基于正序电流故障分量的传统电流纵联差动保护相比, 本文所提保护在灵敏性、可靠性和时间同步要求等方面具有明显优势。

参考文献

- [1] 徐渊. 改进粒子群算法在含分布式电源配电网优化重构中的应用[J]. 电测与仪表, 2021, 58(3): 98-104.
XU Yuan. Application of improved particle swarm optimization in distribution network reconfiguration with distributed generation[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2021, 58(3): 98-104.
- [2] 王渝红, 高正, 曾琦. 基于分布式电源的微电网群柔性聚合与分层控制[J]. 电测与仪表, 2021, 58(6): 97-104.
WANG Yuhong, GAO Zheng, ZENG Qi. Flexible aggregation and hierarchical control of micro-grid cluster based on distributed generator[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2021, 58(6): 97-104.
- [3] 叶耀, 龚锦霞, 李琛舟, 等. 一种考虑分布式电源的配电自动化系统规划方法[J]. 智慧电力, 2022, 50(10): 109-115.
YE Yao, GONG Jinxia, LI Chenzhou, et al. A planning method for distribution automation system considering distributed generation[J]. Smart Power, 2022, 50(10): 109-115.
- [4] KANWAR N, GUPTA N, NIAZI K R, et al. Optimal distributed generation allocation in radial distribution systems considering customer-wise dedicated feeders and load patterns[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2015, 3(4): 475-484.
- [5] 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.
- [6] 杨珮鑫, 张沛超. 分布式电源并网保护研究综述[J]. 电网技术, 2016, 40(6): 1888-1895.
YANG Peixin, ZHANG Peichao. A survey on interconnection protection of distributed resource[J]. Power System Technology, 2016, 40(6): 1888-1895.
- [7] HE Jinghan, LIU Lin, DING Fanfan, et al. A new coordinated backup protection scheme for distribution network containing distributed generation[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2017, 2(1): 102-110.
- [8] 彭克, 张聪, 徐丙垠, 等. 含高密度分布式电源的配电网故障分析关键问题[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(24): 184-192.
PENG Ke, ZHANG Cong, XU Bingyin, et al. Key issues of fault analysis on distribution system with high-density distributed generations[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(24): 184-192.
- [9] 于洋, 王同文, 谢民, 等. 基于 5G 组网的智能分布式配电网保护研究与应用[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(8): 16-23.
YU Yang, WANG Tongwen, XIE Min, et al. Research and application of intelligent distributed distribution network protection based on a 5G network[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(8): 16-23.
- [10] 王鲍雅琼, 陈皓. 含分布式电源的配电网保护改进方案综述[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(12): 146-154.
WANG Baoyaqiong, CHEN Hao. Overview study on improving protection methods of distribution network with distributed generation[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(12): 146-154.
- [11] TIWARI R, SINGH R K, CHOUDHARY N K. Coordination of dual setting overcurrent relays in microgrid with optimally determined relay characteristics for dual operating modes[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2022, 7(1): 64-81.
- [12] 曾德辉, 王钢, 郭敬梅, 等. 含逆变型分布式电源配电网自适应电流速断保护方案[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(12): 86-92.
ZENG Dehui, WANG Gang, GUO Jingmei, et al. Adaptive current protection scheme for distribution network with inverter-interfaced distributed generators[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(12): 86-92.
- [13] 徐萌, 邹贵彬, 高磊, 等. 含逆变型分布式电源的配电网正序阻抗纵联保护[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(12): 93-99.
XU Meng, ZOU Guibin, GAO Lei, et al. Pilot protection of positive sequence impedance for distribution network with inverter-based distributed generator[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(12): 93-99.
- [14] 王志远, 高湛军, 张健磊, 等. 考虑短路及断线故障的有源配电网保护[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(12): 133-141.
WANG Zhiyuan, GAO Zhanjun, ZHANG Jianlei, et al. Protection for active distribution network considering short-circuit and broken-line faults[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(12): 133-141.
- [15] 韩海娟, 牟龙华, 张凡, 等. 考虑 IIDG 低电压穿越时的微电网保护[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(1): 110-120.
HAN Haijuan, MU Longhua, ZHANG Fan, et al. Microgrid protection considering low voltage ride-through of IIDG[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(1): 110-120.
- [16] 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(6): 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(6): 163-169.
- [17] 赵凤贤, 孟镇, 李永勤, 等. 基于故障分量的主动配电网纵联保护原理[J]. 高电压技术, 2019, 45(10): 3092-3100.
- ZHAO Fengxian, MENG Zhen, LI Yongqin, et al. Pilot protection scheme for active distribution network based on fault components[J]. High Voltage Engineering, 2019, 45(10): 3092-3100.
- [18] 张雪松, 马啸, 章雷其, 等. 有源配电网含不可测分支线路新型电流幅值差动保护判据[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(2): 76-84.
- ZHANG Xuesong, MA Xiao, ZHANG Leiqi, et al. Novel current amplitude differential protection criterion for line with unmeasurable branch in active distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(2): 76-84.
- [19] 周成瀚, 邹贵彬, 杜肖功, 等. 基于正序电流故障分量的有源配电网纵联保护[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(7): 2102-2112, 2390.
- ZHOU Chenghan, ZOU Guibin, DU Xiaogong, et al. A pilot protection method based on positive sequence fault component current for active distribution networks[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(7): 2102-2112, 2390.
- [20] 陈宏山, 徐舒, 李正红, 等. 计及 5G 通信异常工况的有源配电网快速综合保护方案[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(15): 159-168.
- CHEN Hongshan, XU Shu, LI Zhenghong, et al. A new fast comprehensive protection scheme of an active distribution network considering the abnormal operating conditions of 5G communication[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(15): 159-168.
- [21] 高厚磊, 李娟, 朱国防, 等. 有源配电网电流差动保护应用技术探讨[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(5): 40-44.
- GAO Houlei, LI Juan, ZHU Guofang, et al. Study on application technology of current differential protection in active distribution network[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(5): 40-44.
- [22] GAO Houlei, LI Juan, XU Bingyin. Principle and implementation of current differential protection in distribution networks with high penetration of DGs[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2017, 32(1): 565-574.
- [23] 高厚磊, 徐彬, 向珉江, 等. 5G 通信自同步配网差动保护研究与应用[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(7): 1-9.
- GAO Houlei, XU Bin, XIANG Minjiang, et al. Research and application of self-synchronized differential protection for distribution networks using 5G as the communication channel[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(7): 1-9.
- [24] CHEN Shi, TAI Nengling, FAN Chunju, et al. Sequence-component-based current differential protection for transmission lines connected with IIGs[J]. IET Generation Transmission & Distribution, 2018, 12(12): 3086-3096.
- [25] ZANG Lindong, ZOU Guibin, ZHOU Chenghan, et al. A d-axis based current differential protection scheme for an active distribution network[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2022, 7(2): 338-348.
- [26] 潘国清, 曾德辉, 王钢, 等. 含 PQ 控制逆变型分布式电源的配电网故障分析方法[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(4): 555-561.
- PAN Guoqing, ZENG Dehui, WANG Gang, et al. Fault analysis on distribution network with inverter interfaced distributed generations based on PQ control strategy[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(4): 555-561.
- [27] 李娟, 高厚磊, 朱国防. 考虑逆变类分布式电源特性的有源配电网反时限电流差动保护[J]. 电工技术学报, 2016, 31(17): 74-83.
- LI Juan, GAO Houlei, ZHU Guofang. Inverse-time current differential protection in active distribution network considering characteristics of inverter-interfaced distributed generations[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(17): 74-83.
- [28] 贺家李, 李永丽, 董新洲, 等. 电力系统继电保护原理[M]. 北京: 中国电力出版社, 2010.
- [29] 徐丙垠, 王敬华, 王亮, 等. 利用故障信号自同步实现闭环网故障定位的方法: 中国, CN102981103A[P]. 2013-03-20.

收稿日期: 2023-02-09; 修回日期: 2023-05-05

作者简介:

于成澳(1999—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统继电保护; E-mail: 2890287332@qq.com

高湛军(1974—), 男, 通信作者, 博士, 副教授, 研究方向为电力系统继电保护; E-mail: jacob-gao@sdu.edu.cn

刘朝(1998—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统继电保护。E-mail: 1270664516@qq.com

(编辑 许威)