

DOI: 10.7667/PSPC171190

## 配网线路开关分级保护配置研究

郭亮, 李升健, 范瑞祥, 安义, 刘蓓, 陈琛

(国网江西省电力公司电力科学研究院, 江西 南昌 330096)

**摘要:** 配网线路普遍存在开关位置设置及定值整定问题, 引发线路开关越级跳闸或同时跳闸现象。针对这种情况, 综合考虑 10 kV 配网线路所在变电站的电压等级对保护的时限限制及配变励磁涌流的影响, 根据变电站的不同提出不同的线路开关分级保护方法, 分别给出不同分级保护原则和对应的定值整定原则。在此基础上, 对某省域的 10 kV 配网线路的系统阻抗进行考察统计, 给出了有针对性的分级开关设置位置表及定值整定限值。仿真分析结果和实际线路的应用效果验证了该方法的有效性。

**关键词:** 配网线路; 开关分级保护; 定值整定; 配网励磁涌流; 开关位置设置表

### Research on hierarchical protection configuration of distribution line switch

GUO Liang, LI Shengjian, FAN Ruixiang, AN Yi, LIU Bei, CHEN Chen

(Electric Power Research Institute, State Grid Jiangxi Electric Power Company, Nanchang 330096, China)

**Abstract:** Problems of switch position location and fixed value setting are common in distribution network, which causes skip tripping or simultaneous tripping of line switches. In view of this situation, considering the influence of voltage level of substation in 10 kV distribution network on the time limit of protection and the inrush current of transformer substation, different switching hierarchical protection methods are put forward according to different substations, and different hierarchical protection principles and corresponding setting principles are given respectively. On this basis, a statistical investigation on 10 kV distribution line system impedance in a domain is made, corresponding grading switch setting position table and setting limits are given. Simulation results and practical application results show the effectiveness of the proposed method.

This work is supported by Science and Technology Project of State Grid Jiangxi Electric Power Company Ltd. (No. 52182017001B) "Auxiliary Decision-making Approach and Platform Research and Application of Switch Selective Protection in Distribution Network Line".

**Key words:** distribution network; switch hierarchical protection; fixed value setting; excitation inrush current in distribution network; switch position setting list

## 0 引言

配网线路是电网直接将电能分配给用户的部分, 其供电可靠性直接影响用户的用电体验。据统计, 用户停电原因的 80% 由配网停电引起<sup>[1-5]</sup>, 而其中又有 40% 是配网故障引起的。而配网保护是提高故障处理能力的重要手段<sup>[6-9]</sup>, 配网的出线开关和导线上的各类开关及其保护构成了配网线路保护的主要部分。合理设置开关位置及其定值, 在配网线路发生故障时, 可以实现各开关的有序跳闸, 缩小停

电范围, 提高配网的供电可靠性。

目前, 国内对于配网线路开关分级保护研究和应用较少。现有标准<sup>[10-13]</sup>对 3~10 kV 配电网保护配置进行了规定, 但均只对涉及出线开关保护的定值进行了原则规定, 对于导线上开关位置和定值设置未提及。文献[14]提出了三级保护的模, 论证了分支线保护对提高供电质量的重要作用, 但未根据实际情况提出不同的分级数, 也未提出配网线路开关的设置位置和定值整定方法。文献[15]提出了一种配电网分支线保护的配置方案, 给出了该方案下断路器保护与熔断器保护的整定原则, 但该文献提出的整定方法未考虑配网实际运行情况的时限限制, 且未提出开关有序分级与断路器的设置位置的方法。对于配网线路开关分级保护还需进一步研究。

**基金项目:** 国网江西省电力有限公司科技项目 (52182017001B)  
“配网线路开关分级保护配置辅助决策方法及平台研究与应用”

基于以上问题, 本文针对 10 kV 配网线路所在变电站不同的电压等级对配网线路保护的时限限制, 并充分考虑励磁涌流的影响, 根据变电站的不同提出配网线路保护不同的分级数。针对两种不同情况, 分别给出不同分级保护原则和对应的定值整定原则。对某省域的 10 kV 配网线路的系统阻抗进行考察统计, 给出了针对性的分级开关的设置位置表及定值整定限值。经仿真验证了方法的有效性。

## 1 配网线路开关保护设置现状

现有配网线路保护的分段开关设置和定值整定方式, 由于没有统一标准, 配置不尽合理, 使其保障用电可靠性的能力大受影响。现有配网线路保护存在普遍性问题, 主要体现在以下几方面。

### 1.1 配网线路开关设置现状

10 kV 配网线路的出线开关均配有线路保护装置, 线路上一般设有柱上断路器或环网柜等, 由于相关标准未对线路上开关的设置作详细规定, 开关设置位置存在任意性。有的设置在变电站出口#1 杆上, 有的设置在 1 km 以内, 有的设置在主干线中间位置。

对某省 2016 年跳闸次数超过 15 次的 39 条线路开关的设置位置进行统计, 开关设置位置距离变电站小于 1 km 的线路有 18 条; 1~2 km 的线路有 11 条; 2 km 以外的有 10 条, 如表 1 所示。统计结果表明, 开关的设置位置具有距变电站较近的倾向。

表 1 39 条重点线路开关的设置位置统计

Table 1 Location statistics of 39 key line switches

开关位置与 变电站距离	<1.0 km	1.0~2.0 km	>2.0 km	总数
线路条数	18	11	10	39
占比/%	46	28	26	100

### 1.2 配网线路开关保护定值整定现状

定值整定方面, 10 kV 线路的变电站出线开关保护定值, 由所管的市公司(或县公司)的调度部门进行整定, 10 kV 线路的出线开关保护一般设置了两段过流定值。实际运行操作过程中, 整定方法主要有两种方式: (1) 过流 I 段按照 10 kV 母线的最小方式下的两相短路电流除以 2~4 的系数估算; 过流 II 段则按照躲上年度最大负荷的原则整定。(2) 过流 I 段根据线路所在变电站类型, 大致划定保护定值, 如 35 kV 变电站的出线开关取 1 500 A, 110 kV 或 220 kV 变电站的出线开关取 2 000 A; 过流 II 段按照躲上年度最大负荷的原则整定。

对于线路上的分段开关/分支开关, 限于管辖范围以及计算量过多, 调度部门一般不参与整定, 也

不下发定值单, 而由运检部门负责整定, 运检部门对于分段/分支开关的定值整定没有统一实施标准, 一般根据经验估算, 有些甚至是随意整定的。据统计, 上述 39 条线路上的分段/分支开关定值, 全部是通过估计确定, 其合理性和有效性难免存在较大问题。

### 1.3 配网保护存在的问题

由于配网线路开关普遍存在设置不一致, 且无统一标准的规定, 导致在实际运行过程中配网线路上出现故障时, 出现大量的出线开关与下游分段开关同跳、各分段开关同跳、甚至下游开关不跳闸越级到上级开关等现象。分段开关未能有效发挥隔离故障、缩小停电范围的作用。

## 2 配网线路开关分级配置及定值整定方案

### 2.1 分级保护配置原则

为了使出线保护与分段开关保护实现有效配合, 必须统一配网线路开关保护配置的原则, 以实现线路开关的有序跳闸。本文提出一种配网线路开关分级保护配置方法。

由于 Q/GDW 422-2010《国家电网公司继电保护整定计算技术规范》规定, 220 kV 主变后备保护的動作时间应小于 2 s, 按照级差 0.2 s 的时间配合关系, 以江西省配电网的特点, 延伸至 35 kV 变电站的 10 kV 线路保护时, 保护動作时间最多只有 0.4~0.6 s; 对于 110 kV、220 kV 变电站出线的 10 kV 线路保护时间则有 0.6~1.2 s, 在配网线路保护分级配合时, 必须考虑到这个约束条件。

在现有技术条件下, 柱上断路器开关(环网柜开关)已经可使从保护启动到开关跳开的时间小于 150 ms; 因此配网保护分级级差时间至少应不小于 0.2 s, 方可实现上下级开关在时间上有效配合。

对于 35 kV 变电站出线的配网线路保护動作最长时间为 0.4~0.6 s 的限制, 原则上对于该类配网导线设置两级保护: 第一级分两段为 0 s、0.5 s, 由出线开关保护实现; 第二级分两段为 0 s、0.3 s, 由分段开关实现。第一级与第二级保护的 I 段保护通过电流定值实现不完全配合; II 段保护则通过时间和定值实现完全配合。第二级保护过流 II 段为 0.3 s 的原因是考虑到励磁涌流对于配网线路的影响<sup>[16-21]</sup>, 线路配变励磁涌流可能超过线路保护末段电流定值, 但经过 0.3 s 则大部分励磁涌流会衰减到定值以下。

对于 110 kV、220 kV 变电站出线的 10 kV 线路保护时间则有 0.6~1.2 s 的情况, 对于该类配网线路原则上可设置三级保护: 第一级分三段为 0 s、0.5 s、0.7~1.1 s, 由出线开关保护实现; 第二级分两段为 0.3 s、0.5 s, 第二级 I 段与第一级 I 段实现完全配合,

第二级 II 段与第一级 II 段实现不完全配合; 第三级分两段为 0 s、0.3 s, 与第二级保护实现完全配合。第一级开关过流 III 段充当全线的后备保护。

## 2.2 35 kV 变电站的 10 kV 出线

### 2.2.1 线路分段

在线路主干线上设置 1 级分段开关, 线路分为两级。10 kV 线路从出线开关沿各条通路到各末端的路径中, 长度最长的路径所经过的线路定为主干线。分段开关位置应能使分段开关过流 I 段与出线开关的过流 I 段实现定值的配合。两级保护配置示意图如图 1 所示。

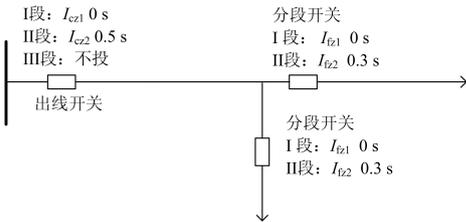


图 1 两级保护设置示意图

Fig. 1 Schematic diagram of two stage protection settings

### 2.2.2 第一级保护定值整定方法

设置两段式过流保护, 投入过流 I 段和过流 II 段, 过流 III 段不投。

#### 1) 过流 I 段整定

过流 I 段时间定值整定为 0 s, 电流定值  $I_{cz1}$  按躲过分段开关设置处的最大短路电流整定, 即

$$I_{cz1} \geq K_k I_{cf-max}^{(3)}$$

式中:  $I_{cz1}$  为出线开关过流 I 段电流定值;  $K_k$  为可靠系数, 取 1.3;  $I_{cf-max}^{(3)}$  为最大运行方式下分段开关设置处的三相短路电流。

过流 I 段灵敏度按最小运行方式下 10 kV 母线处最小短路电流校核, 即

$$\frac{I_{c-min}^{(2)}}{I_{cz1}} \geq K_{lm}$$

式中:  $I_{c-min}^{(2)}$  为最小运行方式下 10 kV 母线处两相短路故障电流;  $K_{lm}$  为灵敏度系数, 取 1.0<sup>[9]</sup>。

#### 2) 过流 II 段整定

电流 II 段时间定值取 0.5 s, 电流定值  $I_{cz2}$  按躲过上年度最大负荷原则整定且考虑 CT 最大额定电流及导线载流量。即

$$\begin{cases} I_{cz2} \geq K_k I_{fh-max} \\ I_{cz2} \leq I_{heat-max} \\ I_{cz2} \leq 1.1 I_{N,CT} \end{cases}$$

式中:  $K_k$  为可靠系数, 取 1.3;  $I_{fh-max}$  为年度运行方式中的线路最大负荷电流;  $I_{heat-max}$  为导线能承受的

热稳定电流;  $I_{N,CT}$  为 CT 额定电流。

### 2.2.3 第二级保护定值整定方法

#### 1) 过流 I 段整定

分段开关过流 I 段时间定值整定为 0 s, 电流定值  $I_{fz1}$  按主线末端的最小短路电流整定, 即

$$I_{fz1} \leq I_{cm-min}^{(2)}$$

式中:  $I_{fz1}$  为分段开关过流 I 段电流定值;  $I_{cm-min}^{(2)}$  为最小运行方式下主线末端的两相短路电流。

#### 2) 过流 II 段整定

分段开关过流 II 段时间定值整定为 0.3 s, 电流定值  $I_{fz2}$  与出线开关过流 I 段保护实现级差配合, 按照以下公式配合, 即

$$I_{fz2} \leq K_p I_{cz2}$$

式中:  $K_p$  为配合系数, 取 0.9;  $I_{cz2}$  为出线开关过流 II 段电流定值。

两级保护时序配合示意图如图 2。图中  $L_{cz1}$ 、 $L_{fz1}$  分别为出线开关和第二级开关过流 I 段保护的线路长度。

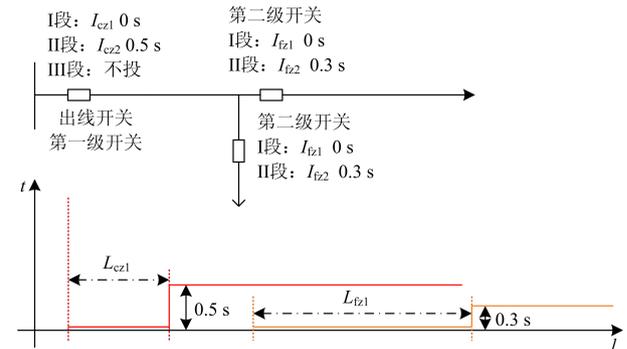


图 2 两级保护时序配合示意图

Fig. 2 Schematic diagram of two-stage protection timing arrangement

## 2.3 110 kV、220 kV 变电站的 10 kV 出线

### 2.3.1 线路分段

在线路主干线上设置 2 级分段开关, 线路分为三级, 如图 3 所示。

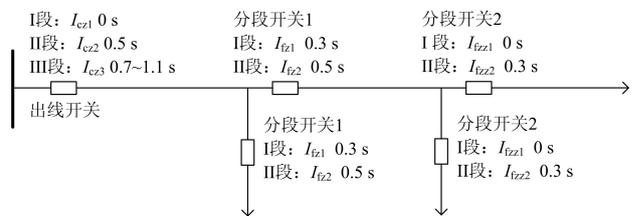


图 3 三级保护设置示意图

Fig. 3 Schematic diagram of three-stage protection settings

### 2.3.2 第一级保护定值整定方法

设置三段式过流保护, 投入过流 I 段、过流 II

段和过流 III 段。

三段时间定值分别设置为 0 s、0.5 s、0.7~1.1 s，过流 I 段电流定值  $I_{cz1}$  参考 2.2.2 节中过流 I 段的定值方法整定。

过流 II 段电流定值  $I_{cz2}$  按躲过第三级设置处的最大短路电流整定，即

$$I_{cz2} \geq K_k I_{cf-max}^{(3)}$$

式中： $K_k$  为可靠系数，取 1.3； $I_{cf-max}^{(3)}$  为最大运行方式下第三级开关设置处的三相短路电流。

过流 II 段保护范围应延伸至第二级开关后端，因此其灵敏度按第二级开关处的最小短路电流校核，即

$$\frac{I_{cf-min}^{(2)}}{I_{cz2}} \geq K_{lm}$$

式中： $I_{cf-min}^{(2)}$  为最小运行方式下 10 kV 母线处两相短路故障电流； $K_{lm}$  为灵敏度系数，取 1.0。

过流 III 段定值按照躲过负荷电流整定，与 2.2.2 节中整定方法一样。

### 2.3.3 第二级保护定值整定方法

第二级保护设置两段式保护，过流 I 段和过流 II 段时间定值分别为 0.3 s、0.5 s。过流 I 段电流定值  $I_{fz1}$  应按照线路末端最大短路电流整定，即

$$I_{fz1} \geq K_k I_{cf-max}^{(3)}$$

式中： $K_k$  为可靠系数，取 1.3； $I_{cf-max}^{(3)}$  为最大运行方式下线路末端的三相短路电流。

第二级开关过流 I 段保护范围应延伸至第三级开关后端，因此其灵敏度按第三级开关处的最小短路电流校核，即

$$\frac{I_{cf-min}^{(2)}}{I_{fz1}} \geq K_{lm}$$

式中： $I_{cf-min}^{(2)}$  为最小运行方式下第三级开关处两相短路故障电流； $K_{lm}$  为灵敏度系数，取 1.0。

过流 II 段电流定值  $I_{fz2}$  按照不大于出线开关过流 III 段电流定值的 0.9 倍整定。

### 2.3.4 第三级保护定值整定

第三级开关的保护设置两段式保护，过流 I 段和过流 II 段，时间定值分别为 0 s、0.3 s。过流 I 段电流定值  $I_{fz1}$  应保证保护线路末端故障快速切除，因此按照线路末端最小短路电流整定，即

$$I_{fz1} \leq I_{cf-min}^{(2)}$$

式中， $I_{cf-min}^{(2)}$  为最小运行方式下保护线路末端两相短路故障电流。

过流 II 段按照不大于第二级开关过流 II 段电

流定值的 0.9 倍整定。三级保护时序配合示意图如图 4；图中  $L_{cz1}$ 、 $L_{fz1}$ 、 $L_{fz1}$  分别为三级开关过流 I 段保护的线路长度。

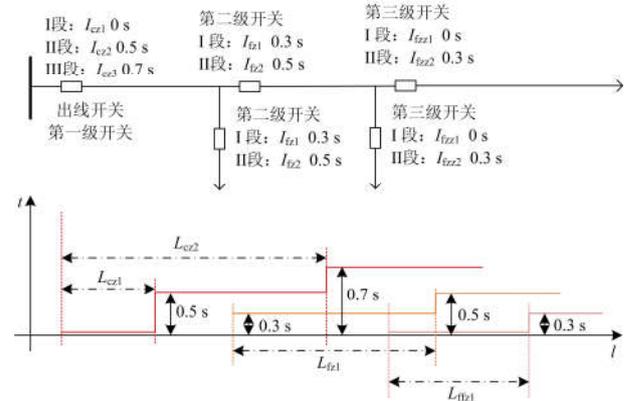


图 4 三级保护时序配合示意图

Fig. 4 Schematic diagram of three-stage protection timing arrangement

## 2.4 重合闸设置

重合闸对于 10 kV 线路迅速恢复供电具有重要作用，因此在设备功能具备的情况下，应尽量投入重合闸。

重合闸配置原则是从电源侧向负荷侧逐级恢复供电，对于两级保护，第一级开关重合闸时间设置为 1~3 s，第二级开关重合闸时间设置为 3~5 s。对于分三级保护的线路，第一级开关重合闸时间设置为 1~3 s，第二级开关重合闸时间设置为 3~5 s，第三级开关重合闸时间设置为 5~9 s。

## 3 分级开关设置位置表及定值范围

考虑到配网线路数量非常大，如果每条线路按照以上方法进行计算，必须收集每条线路的导线型号、杆号及杆间长度等信息，短期内难以实现。为了以上原则的有效实行，可对不同长度不同型号的线路进行有针对性地可操作转化。因此可根据线路的统计特征，对定值整定和长度配合进行计算，得到不同类型的典型值，以便现场应用。

### 3.1 35 kV 变电站供电的 10 kV 线路

#### 3.1.1 线路分级开关设置位置表

由于出线开关过流 I 段电流定值由 10 kV 母线处最小方式下的两相短路电流进行灵敏度校验，即过流 I 段定值应小于 10 kV 母线处的两相短路电流；而过流 I 段电流定值由分段开关设置处的最大短路电流确定。因此主干线上的分段开关的设置位置，可以通过过流 I 段电流定值确定，过流 I 段定值除以可靠性系数，即得到分段开关设置处的最大运行

方式下的三相短路电流,因此可以求出最大运行方式下该处的总系统阻抗;如果已知变电站 10 kV 母线处的最大运行方式下的系统阻抗,则可求得开关设置处的 10 kV 导线的阻抗值。根据该值和导线型号,可求得这段导线的长度,即开关的设置位置。该位置是分段开关设置的最近位置,分段开关不能比该位置更近,否则将可能使过流 I 段电流定值灵敏度系数小于 1。

由于实际工作中一般使用标幺值进行 10 kV 线路保护定值计算,设最大运行方式下 10 kV 母线处系统阻抗标幺值(基准容量为 100 MVA,基准电压为 10.5 kV)为  $z_{xt}$ 、电阻为  $r_{xt}$ 、电抗为  $x_{xt}$ ,其对应有名值分别为阻抗  $Z_{xt}$ 、电阻  $r$ 、电抗  $x$ ,二者的关系分别为

$$\begin{cases} r = \frac{U_B^2}{S_B} r_{xt} = 1.1025 r_{xt} \\ x = \frac{U_B^2}{S_B} x_{xt} = 1.1025 x_{xt} \\ Z_{xt} = \frac{U_B^2}{S_B} z_{xt} = 1.1025 z_{xt} \end{cases}$$

对某省域内的 35 kV 变电站的 10 kV 出线的统计结果表明,大部分线路的阻抗角为  $\theta$  约  $83^\circ$ ,最小运行方式下的系统阻抗为最大运行方式下系统阻抗的 1.15 倍,35 kV 变电站的 10 kV 母线处的最大运行方式下的系统阻抗标幺值大都位于 1.0~2.0。因此设定(>2.5)、(2.0~2.5)、(1.5~2.0)、(1.0~1.5)、(0.75~1.0)、(0~0.75)等 6 个阻抗范围,对开关的设置位置进行计算。为了保持一定裕度,对每个范围进行计算时,都取上限值,(>2.5)范围取 3.0。依次进行下列计算。

最小运行方式下线路出口 10 kV 母线处两相短路故障电流  $I_{c-\min}^{(2)}$  为

$$I_{c-\min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{U_\phi}{Z_{\min}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{10500/\sqrt{3}}{1.15Z_{xt}} = \frac{5250}{1.15Z_{xt}}$$

式中,  $Z_{\min}$ 、 $Z_{xt}$  分别为最小运行方式下的系统阻抗和最大运行方式下的系统阻抗。取灵敏度系数为 1,求得最大的过流 I 段定值为

$$I_{cz1} = I_{c-\min}^{(2)} = \frac{5250}{1.15Z_{xt}}$$

分段开关处对应的最大运行方式下的三相短路电流  $I_{cf-\max}^{(3)}$  为

$$I_{cf-\max}^{(3)} = \frac{I_{cz1}}{K_k} = \frac{5250}{1.495Z_{xt}}$$

从而求得无穷大电源至开关处的最大运行方式下的总系统阻抗  $Z_{\text{总}}$ 。

$$Z_{\text{总}} = \frac{U_\phi}{I_{cf-\max}^{(3)}} = \frac{10500}{\sqrt{3}} / \frac{5250}{1.495Z_{xt}} = \frac{2.99}{\sqrt{3}} Z_{xt} \quad (1)$$

记开关的设置位置距变电站的最近长度为  $l$ ,导线的单位长度阻抗为  $Z_1$ ,单位长度电阻为  $a$ ,单位长度电抗为  $b$ ,则总阻抗等于 10 kV 母线处的最大运行方式下电阻电抗与导线的电阻电抗之和的平方和的根,即

$$Z_{\text{总}} = \sqrt{(r+la)^2 + (x+lb)^2} \quad (2)$$

解得

$$l = \frac{-2(ar+bx) + \sqrt{(ar+bx)^2 + 4Z_1^2(Z_{\text{总}}^2 - Z_{xt}^2)}}{2Z_1^2} \quad (3)$$

式中:  $Z_{\text{总}}$  已由式(1)求得;  $Z_{xt}$ 、 $r$ 、 $x$  分别为最大运行方式下的系统阻抗、电阻、电抗有名值,均取各阻抗范围的上限值;  $Z_1$ 、 $a$ 、 $b$  分别为导线的单位阻抗、电阻、电抗,可查相关电气手册得到。钢芯铝绞线 LGJ 导线各型号的参数值如表 2 所示。

表 2 LGJ 导线单位长度电阻和电抗值

Table 2 Unit length resistance and reactance of LGJ-type conductor

导线型号	电阻 $a/(\Omega/\text{km})$	电抗 $b/(\Omega/\text{km})$
LGJ-50	0.68	0.38
LGJ-70	0.48	0.37
LGJ-95	0.35	0.35
LGJ-120	0.29	0.35
LGJ-150	0.24	0.34
LGJ-185	0.18	0.33
LGJ-240	0.16	0.33

根据以上公式和参数,可求得 35 kV 变电站 10 kV 出线为 LGJ 导线时,第二级开关的设置位置与变电站的最小距离,如表 3。按照表中的距离进行分段开关的位置设置,可以满足过流 I 段定值的灵敏性要求,且可以实现过流 I 段定值与下级保护的级差配合。若线路长度小于表中给定的最小距离,此时设置分段开关,则过流 I 段定值无法满足灵敏度要求,会与上级保护产生冲突,则可不设置第二级开关。

对各类型导线进行类似计算可得相应的设置位置表。

### 3.1.2 第一级保护定值整定范围表

以上计算过程表明,过流 I 段电流定值  $I_{cz1}$  主要取决于最小运行方式下 10 kV 母线处的系统阻抗,

表 3 LGJ 各型号导线第二级开关的设置位置

Table 3 Setting position of grade switch in each type of LGJ wire

最大运行方式下系统 阻抗值范围(标么值)	LGJ 各类导线, 距离变电站的最小导线距离/km						
	LGJ-50	LGJ-70	LGJ-95	LGJ-120	LGJ-150	LGJ-185	LGJ-240
>2.5	3.597	4.081	4.499	4.561	4.716	4.859	4.854
(2.0~2.5)	2.998	3.401	3.749	3.800	3.930	4.049	4.045
(1.5~2.0)	2.398	2.721	2.999	3.040	3.144	3.239	3.236
(1.0~1.5)	1.799	2.041	2.249	2.280	2.358	2.429	2.427
(0.75~1.0)	1.199	1.360	1.500	1.520	1.572	1.620	1.618
(0~0.75)	0.899	1.020	1.125	1.140	1.179	1.215	1.214

为使配置方法具有可操作性, 同样将最小运行方式下的阻抗值分为(>3)、(2.5~3)、(2.0~2.5)、(1.5~2.0)、(1.0~1.5)、(0.75~1.0)、(0~0.75)等 7 个范围段。保持一定裕度, 过流 I 段定值的计算值取范围内的最大值进行计算, (>3)范围取 3.5, 以保证过流 I 段定值尽量小, 确保灵敏度。过流 I 段定值的计算方法如下:

$$I_{cz1} \leq I_{c-min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{U_{\phi}}{Z_{min}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{10500}{\sqrt{3}Z_{min}} = \frac{5250}{Z_{min}}$$

式中,  $Z_{min}$  取各范围内的最大值。利用该式可求得定值的上限值, 考虑到该值取下一级开关处的最大短路电流的 1.3 倍, 因此设置 0.85 的下限系数(对应 1.2 倍可靠性系数), 得到表 4。

表 4 第一级保护过流 I 段电流定值最大整定值

Table 4 Maximum current setting value of overcurrent I section in first stage protection

最小运行方式下系统阻抗范围 (标么值)	过流 I 段定值范围 (一次值/A)
>3	1 150~1 360
(2.5~3)	1 340~1 587
(2.0~2.5)	1 620~1 904
(1.5~2.0)	2 020~2 380
(1.0~1.5)	2 700~3 175
(0.75~1.0)	4 050~4 760
(0~0.75)	5 400~6 350

为提高可操作性, 下级开关各段定值分别不大于上级开关定值的 0.9 倍。

### 3.2 110 kV、220 kV 变电站供电的 10 kV 线路

#### 3.2.1 线路分级开关的设置位置表

主干线上原则上设置两级分段开关, 将导线分为三级, 将分段开关依次命名为第二、三级开关, 则其设置的位置同样主要受最大运行方式下的阻抗的影响。

对于第二级开关位置, 其计算方法与 3.1.1 节的方法相同; 只是 110 kV(220 kV)变电站的 10 kV 母线的最大、最小运行方式下的阻抗值比 35 kV 变电站的 10 kV 母线的系统阻抗值小很多, 全省范围内的

统计结果表明, 110 kV(220 kV)变电站的 10 kV 母线处的阻抗的阻抗角  $\theta$  约  $88^\circ$ , 最小运行方式下系统阻抗为最大运行方式下系统阻抗的 1.5 倍, 10 kV 母线处的最大运行方式下系统阻抗标么值大都小于 0.6。因此设定(>0.6)、(0.5~0.6)、(0.4~0.5)、(0.3~0.4)、(0.2~0.3)、(<0.2)等 6 个阻抗范围。为了保持一定的裕度, 对每个范围进行计算时, 都取上限值, (>0.6)范围取 0.7。计算方法同 3.1.1 节。

对于第三级开关位置, 其计算方法与 3.1.1 节的方法类似, 只是其位置由过流 II 段定值决定, 其值由最小运行方式下第二级开关处的两相短路电流校验。

利用以上方法进行计算, 可得 LGJ 导线的第二、三级开关的设置位置与变电站距离的最小距离值, 如表 5。

#### 3.2.2 第一级保护定值整定范围表

110 kV(220 kV)变电站的 10 kV 出线开关保护的过流 I 段电流定值  $I_{cz1}$ 、过流 II 段电流定值  $I_{czII}$  计算方法同 3.1.2 节, 这两个定值主要取决于最小运行方式下的 10 kV 母线、第二级开关处的阻抗值, 由于 110 kV(220 kV)变电站的 10 kV 母线的最小运行方式下的标么值阻抗一般不大于 0.9, 因此将其阻抗值范围分为(>0.9)、(0.75~0.9)、(0.6~0.75)、(0.45~0.6)、(0.3~0.45)、(0~0.3)等 6 个范围段, 跟前面一样, 保持一定裕度且考虑 0.85 的下限系数, 得到表 6。

为提高可操作性, 下级开关各段定值分别不大于上级开关定值的 0.9 倍。

## 4 分级保护配置实例及仿真分析

### 4.1 某 10 kV 线路相关信息

某 10 kV 线路主干线型号为 LGJ-95, 共 126 基杆, 长度为 8.26 km, 一大分支线接于主干线#5 杆共 66 基杆, 型号 LGJ-120(#1-#49)/3 340 m、LGJ-50(#49-#66)/1 160 m; 该线路在分支线始端(134 m)和主干线 655 m 处分别设置了 F02 和 F01 开关及保护, 如图 5 所示(单线图略)。

表5 LGJ导线各型号导线第二、三级开关的设置位置

Table 5 Setting position of switch two or three below for each traverse of lead wire

最大运行方式 下系统阻抗范 围(标么值)	开关级别	LGJ 各类导线, 距离变电站的最小导线距离/km						
		LGJ-50	LGJ-70	LGJ-95	LGJ-120	LGJ-150	LGJ-185	LGJ-240
>0.6	第二级开关	2.693	3.316	3.922	4.174	4.481	4.851	4.932
	第三级开关	4.941	6.241	7.526	8.110	8.785	9.620	9.820
(0.5~0.6)	第二级开关	2.507	3.098	3.674	3.918	4.212	4.568	4.648
	第三级开关	4.521	5.720	6.909	7.453	8.081	8.859	9.047
(0.4~0.5)	第二级开关	2.255	2.793	3.321	3.546	3.817	4.147	4.222
	第三级开关	4.005	5.075	6.138	6.628	7.191	7.891	8.062
(0.3~0.4)	第二级开关	1.935	2.403	2.863	3.062	3.299	3.589	3.655
	第三级开关	3.395	4.307	5.215	5.635	6.118	6.719	6.867
(0.2~0.3)	第二级开关	1.648	2.055	2.456	2.632	2.841	3.097	3.157
	第三级开关	2.832	3.600	4.367	4.725	5.134	5.646	5.773
(<0.2)	第二级开关	1.423	1.787	2.147	2.310	2.500	2.736	2.792
	第三级开关	2.365	3.016	3.668	3.977	4.328	4.770	4.881

表6 第一级保护过流 I 段、II 段电流定值最大整定值

Table 6 Maximum current setting value of overcurrent section I and II section of first stage protection

最小运行方式下系统 阻抗值范围(标么值)	过流 I 段定值的 最大值(一次值/A)	过流 II 段定值的 最大值(一次值/A)
>0.9	2 570~3 023	1 540~1 807
(0.75~0.9)	3 000~3 500	1 790~2 110
(0.6~0.75)	3 600~4 230	2 150~2 530
(0.45~0.6)	4 500~5 290	2 690~3 160
(0.3~0.45)	6 000~7 060	3 580~4 220
(0~0.3)	9 000~10 580	5 380~6 320

表7 某 10 kV 线路历次故障跳闸信息

Table 7 Previous fault trip information of a 10 kV line

序号	跳闸时间	跳闸电流/A (CT: 200/5)	跳闸相别	同跳开关
1	2016-4-16 7:18	41.1	ABC	F02
2	2016-4-18 17:50	35.32	AC	F02
3	2016-5-2 0:10	32.47	AC	F02
4	2016-7-7 12:54	48.15	AB	F02
5	2016-8-21 12:58	42.27	AC	F02
6	2016-9-1 10:10	40.31	BC	F02
7	2016-12-21 12:09	39.36	AB	F01
8	2016-12-21 13:39	40.01	AB	F01
9	2016-12-26 0:51	37.77	AB	F01
10	2016-12-26 13:38	39.71	AB	F01
11	2016-12-26 15:11	40.01	AB	F01
12	2017-1-29 15:25	40.02	AB	F01
13	2017-1-29 16:47	39.36	AB	F01
14	2017-2-8 5:24	39.33	AB	F01
15	2017-2-8 6:33	38.63	AB	F01
16	2017-2-8 13:33	39.14	AB	F01

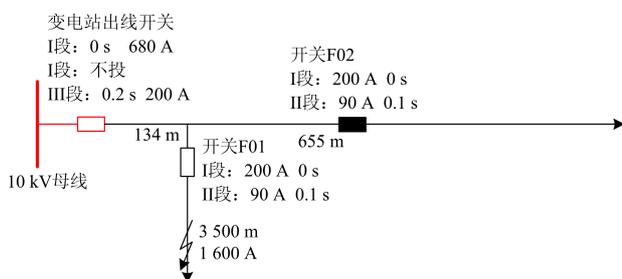


图5 某 10 kV 线路开关保护设置

Fig. 5 Protection settings for a 10 kV line breakers

该线路变电站的出线开关从 2016 年至今共发生 16 次跳闸, 每次均出现 F01 或 F02 同跳的现象, 跳闸信息如表 7。

显然, 该线路开关的设置位置和定值整定不合理。为了合理设置线路开关和定值, 采用本文的方法进行重新配置。该线路 10 kV 母线处的最大运行方式下的系统阻抗标么值为 1.739 9, 主干线型号为 LGJ-95, 查询表 3, 确定第二级开关的设置位置最小为 2.999 km, 分支线主要为 LGJ-120 导线, 对应位置为 3.040 km; 再根据 10 kV 母线最小运行方式下

的系统阻抗标幺值为 2.041 6 和表 4, 出线开关的过流 I 段定值应不大于 1 900 A, 故取 1 900 A/0 s; 过流 II 段根据 CT 变比、导线型号和负荷, 取 200 A/0.5 s。

分支线的 F01 开关和主干线的 F02 开关过流 I 段和过流 II 段分别不大于出线开关电流定值的 0.9 倍。由于开关的设置位置约 3 km, 为主干线的 40%, 分支线的 67%, 线路越长, 定值越小越灵敏, 因此主干线的电流定值取 0.6 倍即 1 140 A(0 s)和 120 A(0.3 s), 分支线取 0.7 倍即 1 330 A(0 s)和 140 A(0.3 s)。

#### 4.2 出线开关过流 I 段定值灵敏度校核

该 10 kV 线路主干线、分支线开关的位置设置距离分别对应主干线#49 杆、分支线#45 杆, 求得开关处的参数如表 8。

表 8 某 10 kV 线路开关设置处的等效阻抗

Table 8 Equivalent impedance at the switch setting of a 10 kV line

开关	设置位置	最大运行方式 下阻抗/ $\Omega$	最小运行方式 下阻抗/ $\Omega$
出线开关	变电站	1.918 3	2.250 9
主干线#49 杆 F02	#49 杆	3.247 8	3.556 3
分支线#45 杆 F01	#45 杆	3.175 9	3.490 7

出线开关处最小运行方式下的两相短路电流为

$$I_{c-\min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{U_{\phi}}{Z_{0\text{小}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{10000/\sqrt{3}}{2.2509} = 2221.3 \text{ (A)}$$

对过流 I 段定值进行灵敏度校核, 有

$$\frac{I_{c-\min}^{(2)}}{I_{cz1}} = \frac{2221.3}{1900} = 1.17 \geq 1$$

即灵敏度满足要求。

分段开关设置处最大短路电流即最大运行方式下的三相短路电流为

$$I_{fd-\min}^{(2)} = \frac{U_{\phi}}{Z_{\text{大总}}} = \frac{10000/\sqrt{3}}{3.1759} = 1818 \text{ (A)}$$

即开关设置处的最大短路电流不会超过过流 I 段, 因此开关设置处后端的短路均不会引出出线开关的过流 I 段动作, 可以避免故障越级、开关同跳的发生。

#### 4.3 Simulink 仿真实验

根据系统参数和线路参数, 建立 Simulink 仿真模型, 如图 6 所示。

该模型的系统阻抗用三相 RL 串联阻抗模型模拟, 最大运行方式下其值设置为  $R=0.276 8 \Omega$ ,  $L=6.042 \text{ mH}$ ; 最小运行方式下其值设置为  $R=0.276 8 \Omega$ ,  $L=7.110 \text{ mH}$ 。导线阻抗也用三相 RL 串联阻抗模型模拟, 其值取两开关设置处导线阻抗最小值, 即设置为  $R=0.878 4 \Omega$ ,  $L=3.375 \text{ mH}$ 。线路末端则

根据导线型号和长度进行赋值。分别对最大运行方式和最小运行方式下的各点的短路电流进行仿真, 得到以下数据。最小运行方式下出线开关处两相短路电流有效值波形如图 7 所示; 表 9 为开关的设置位置及其定值仿真结果。

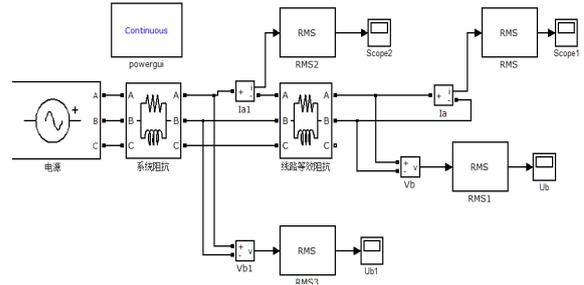


图 6 Simulink 仿真接线图

Fig. 6 Simulink simulation wiring diagram



图 7 Simulink 最小运行方式下出线开关处两相短路电流

Fig. 7 Two phase short-circuit current at outlet switch under Simulink minimum mode

仿真计算值与理论计算值是符合的, 且验证了定值设置的合理性。即

1) 出线开关过流 I 段取 1 900 A, 小于 10 kV 母线的最小短路电流, 满足灵敏度要求; 过流 I 段大于开关设置处的最大短路电流, 保证分段开关后侧的短路故障不会越级至变电站出线开关跳闸。

2) 出线开关过流 II 段电流 200 A, 小于全线最小短路电流 961 A, 可以满足全线故障的后备保护。

3) 分支线上的分段开关 F01, 其过流 I 段为 1 330 A, 小于分支线末端最小短路电流 1 407 A, 满足分支全线的保护速断。

4) 主干线上的过流 I 段定值 1 140 A 略大于末端最小运行方式下的短路电流 961 A, 可以满足大部分的故障过流 I 段速断切除, 而接近末端的短路故障可以通过其过流 II 段定值延时 0.3 s 实现故障切除和隔离, 因此也可以满足故障有效快速隔离的要求。

表9 开关设置位置及其定值

Table 9 Arrangement of switch and its setting

开关	设置位置	最大短路电流/A	最小短路电流/A	过流 I 段	过流 II(III)段
出线开关	变电站	3 010	2 221	1 900 A/0 s	200 A/0.5 s
主干线#49 杆 F02	#49 杆	1 778	1 406	1 140 A/0 s	120 A/0.3 s
分支线#45 杆 F01	#45 杆	1 817	1 432	1 330 A/0 s	140 A/0.3 s
主干线末端	#126 杆	1 008	961	/	/
分支线末端	#66 杆	1522	1 407	/	/

按照以上方式设置定值,表7中16次跳闸除了第4次故障(故障电流为48.15 A,一次值为1 926 A)发生在开关前端,其他15次均可能发生在分段开关后端,可由分段开关断开隔离故障。

## 5 全省应用效果

本研究成果自从2017年6月4日以省电力公司文件形式下发各地市公司执行,各公司陆续按照此方案对线路保护进行调整。其中赣州公司已完成了约40%的线路调整。

生产实时管控系统的统计数据表明,对比近三年以来7月份配网线路跳闸次数,表明本文提出的保护配置方法降跳闸效果非常明显。如表10所示。

表10 近三年7月份的跳闸次数

Table 10 equivalent impedance at switch setting

区域/年份	2015年	2016年	2017年	下降幅度
江西省	2 200	1 736	1 051	39%
赣州市	213	241	107	56%

## 6 结论

针对配网线路开关保护存在的位置设置及定值整定的问题,本文提出了分级保护配置方案。该方案考虑到10 kV配网线路所在变电站不同的电压等级对配网线路保护的时限限制,并充分考虑励磁涌流的影响,根据变电站的不同提出配网线路保护不同的分级数。

由于实际操作过程中,该方法存在需要大量计算、应用不便的不足,根据配网线路参数统计特点,给出了可操作性强的配网保护配置方案。该方案通过查表方法可快速简便地查询到分级开关的设置位置及定值整定范围值。经仿真分析和在实际线路上应用该方法,验证了该方法的有效性,可为配网运维提供有益帮助,有效降低配网故障停电范围。

## 参考文献

[1] 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(2): 102-110. DOI: 10.1186/s41601-017-0043-3.

[2] 余贻鑫, 栾文鹏. 智能电网述评[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(34): 1-8.

YU Yixin, LUAN Wenpeng. Smart grid and its implementations[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(34): 1-8.

[3] 徐丙垠, 李天友, 薛永端. 智能配电网与配电自动化[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(17): 38-41.

XU Bingyin, LI Tianyou, XUE Yongduan. Smart grid from the perspective of demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(17): 38-41.

[4] 中国电力可靠性管理中心. 2010年全国电力可靠性指标[R]. 北京: 中国电力可靠性管理中心, 2011.

[5] 陈树勇, 宋书芳, 李兰欣, 等. 智能电网技术综述[J]. 电网技术, 2009, 33(8): 1-7.

CHEN Shuyong, SONG Shufang, LI Lanxin, et al. Overview of smart grid technology[J]. Power System Technology, 2009, 33(8): 1-7.

[6] 徐丙垠, 李天友, 薛永端. 智能配电网建设中的继电保护问题[J]. 供用电, 2012, 29(5): 16-26.

XU Bingyin, LI Tianyou, XUE Yongduan. Protection issues in building smart distribution networks[J]. Distribution and Utilization, 2012, 29(5): 16-26.

[7] 戴志辉, 王增平, 焦彦军, 等. 阶段式保护原理性失效风险的概率评估方法[J]. 电工技术学报, 2012, 27(6): 175-182.

DAI Zhihui, WANG Zengping, JIAO Yanjun, et al. Probability evaluation method for failure risk of stage-based protection principle[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2012, 27(6): 175-182.

[8] 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. Review of distribution network protection improvement schemes with distributed power supply[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(12): 146-154.

[9] 李育强, 宋国兵, 王维庆, 等. 基于模型识别光伏接入配电网线路纵联保护研究[J]. 电力系统保护与控制,

- 2017, 45(6): 98-103.  
LI Yuqiang, SONG Guobing, WANG Weiqing, et al. Study on longitudinal protection of photovoltaic access distribution network based on model identification[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(6): 98-103.
- [10] 中华人民共和国国家发展和改革委员会. 3~110 kV 电网继电保护装置运行整定规程: DL/T 584—2007[S]. 北京: 中国电力出版社, 2007.
- [11] 中国电机工程学会. 继电保护和安全自动装置技术规程: GB/T 14285—2006[S]. 北京: 中国电力出版社, 2006.
- [12] 中国南方电网有限责任公司. 110 kV 以下配电网装备技术导则: Q/CSG 10703—2009[S]. 北京: 中国电力出版社, 2009.
- [13] 国家电网公司. 配电网技术导则 Q/GDW 10370—2016[S]. 北京: 中国电力出版社, 2017.
- [14] 徐丙垠, 李天友, 薛永端. 智能配电网建设中的继电保护问题讲座三—面向供电质量的配电网保护问题[J]. 供用电, 2012, 29(3): 13-21.  
XU Bingyin, LI Tianyou, XUE Yongduan. Relay protection issues in construction of smart distribution network lecture 3 service quality oriented distribution protection issues[J]. Distribution and Utilization, 2012, 29(3): 13-21.
- [15] 张良, 徐丙垠. 配网分支线保护配置与整定[J]. 电网技术, 2016, 40(5): 1589-1594.  
ZHANG Liang, XU Bingyin. Protection configuration and setting of branch line of distribution network[J]. Power System Technology, 2016, 40(5): 1589-1594.
- [16] 任明辉. 配网励磁涌流导致保护误动原因分析与抑制方法研究[J]. 高压电器, 2013, 49(12): 59-63.  
REN Minghui. Cause analysis of protection misoperation and suppression method of excitation inrush current in distribution network[J]. High Voltage Apparatus, 2013, 49(12): 59-63.
- [17] 何越, 林湘宁, 黄景光. 一种直接消除变压器合闸励磁涌流的方法[J]. 电工技术学报, 2011, 26(11): 141-149.  
HE Yue, LIN Xiangning, HUANG Jingguang. A direct method to eliminate inrush current of transformer closing [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2011, 26(11): 141-149.
- [18] 姚东晓, 张凯, 贺要锋, 等. 变压器多特征励磁涌流识别方案研究[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(13): 149-154.  
YAO Dongxiao, ZHANG Kai, HE Yaofeng, et al. Study on multi characteristic inrush current identification scheme of transformer[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(13): 149-154.
- [19] 马静, 王增平, 吴劫. 利用基波幅值变化特征快速识别励磁涌流和故障电流[J]. 电工技术学报, 2009, 24(6): 166-171.  
MA Jing, WANG Zengping, WU Jie. Fast identification of inrush current and fault current by using variation characteristics of fundamental wave amplitude[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2009, 24(6): 166-171.
- [20] 王虹富, 穆世霞, 王兰香, 等. 考虑励磁非线性的通用变压器及其故障电磁暂态模型[J]. 智慧电力, 2017, 45(9): 60-67.  
WANG Hongfu, MU Shixia, WANG Lanxiang, et al. General transformer and its fault electromagnetic transient model considering excitation nonlinearity[J]. Smart Power, 2017, 45(9): 60-67.
- [21] 王文山, 邹竟成, 田源, 等. 变压器绕组缺陷诊断系统仿真与实例验证[J]. 智慧电力, 2017, 45(12): 90-96.  
WANG Wenshan, ZOU Jingcheng, TIAN Yuan, et al. Simulation and example verification of transformer winding defect diagnosis system[J]. Smart Power, 2017, 45(12): 90-96.

收稿日期: 2017-08-08; 修回日期: 2017-12-30

作者简介:

郭亮(1986—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 高级工程师, 主要研究方向为配网运行分析、继电保护、电力电子在电力系统中的应用。E-mail: guoliangxinyu@126.com

(编辑 魏小丽)