

DOI:10.12158/j.2096-3203.2021.06.013

# 基于改进 K-means 聚类的配电网电压暂降频次估计法

李顺祎, 汪颖, 杨敏辉

(四川大学电气工程学院, 四川 成都 610065)

**摘要:**传统考虑保护动作特性的电压暂降频次估计法需要获取详尽的保护配置信息,然而配电网保护配置多样,在不同因素如过渡电阻、运行方式、故障类型等的影响下,阶段式保护各级保护区可能产生较大变化,采用传统方法对电压暂降持续时间进行评估可能会产生较大误差。文中提出一种基于改进 K-means 聚类的配电网电压暂降频次估计方法,在未知线路保护配置基础上,基于电压暂降历史监测数据与保护动作信息,采用改进 K-means 聚类算法,对电压暂降幅值-持续时间进行聚类分析,推断线路保护配置情况,计算保护动作时间与保护动作电压。根据计算结果,在考虑不同故障类型、不同运行方式及不同过渡阻抗的情况下进行配电网电压暂降频次估计。在 IEEE RBTS-6 母线测试系统的母线 5 配电网中进行仿真,验证了文中方法的有效性和优越性。

**关键词:**电能质量;电压暂降频次;电压暂降持续时间;配电网;阶段式保护;改进 K-means 聚类算法

**中图分类号:** TM712

**文献标志码:** A

**文章编号:** 2096-3203(2021)06-0103-10

## 0 引言

随着国民经济和高新制造技术的发展,电压暂降成为困扰现代制造业最为严重的电能质量问题之一<sup>[1-4]</sup>。典型电压敏感设备有计算机、变频器、交流调速器、交流接触器等<sup>[5]</sup>,这些设备对电压暂降的敏感特性主要取决于电压暂降的幅值和持续时间。电压暂降频次估计,即评估节点一年内发生的不同幅值和持续时间的电压暂降次数,其结果是评估敏感设备受电压暂降扰动程度的重要信息<sup>[6-9]</sup>,可为电压暂降的治理决策提供理论依据<sup>[10]</sup>。

在配电网电压暂降频次估计中,准确计算电压暂降幅值和持续时间十分重要<sup>[11-12]</sup>。电压暂降大多数情况由短路故障引起。国内外关于电压暂降频次估计的文献大都是针对电网中的短路故障,从线路故障率估计、电压暂降幅值估计和电压暂降持续时间估计几个方面进行深入分析。在暂降幅值估计方面,有相关文献考虑了故障阻抗<sup>[13-14]</sup>、系统运行方式<sup>[15]</sup>的影响。在电压暂降持续时间方面,近年来均是根据线路保护动作特性进行评估,研究了距离保护<sup>[16-17]</sup>、保护动作随机性<sup>[18]</sup>、反时限电流保护<sup>[19]</sup>、双端阶段式保护<sup>[20-23]</sup>等对暂降持续时间的影响。

可见,现有电压暂降频次估计方法都是单独针对电压暂降幅值或持续时间进行研究,具有一定缺陷。首先,现有方法较少考虑电压暂降幅值与持续时间之间的关联。事实上,电压暂降持续时间取决

于线路保护的動作情况,而故障由哪段保护切除(文中称为保护动作段)由故障电流决定,故障电流大小直接决定了电压暂降幅值。因此,在电网某区域内,公共连接点(point of common coupling, PCC)的电压暂降幅值与持续时间之间必然存在一定映射关系,亟需对其进行挖掘探究,以获得可信用度更高的电压暂降频次估计结果。

其次,配电网继电保护配置情况多种多样,针对不同区域、不同馈线、用户设置的保护整定值与动作时间都可能不同,不易详尽且完整地获取整个电网各线路的保护配置情况。再次,传统方法认为固定范围内的故障将由固定的保护段切除。事实上,随着故障阻抗、故障类型和运行方式的不同,保护的範圍变化较大<sup>[24-25]</sup>。同一位置的故障,在不同的情况下其持续时间可能不同,这就造成了电压暂降持续时间估计的误差。

针对现有方法对保护动作判断不准确和保护配置获取困难的现象,提出一种基于改进 K-means 聚类算法的配电网电压暂降频次估计法。根据电压暂降幅值影响因素和配电网保护动作特性,分析电压暂降幅值与持续时间的映射关系,提出可根据电压暂降幅值来判定保护动作情况。无需获取保护配置信息,基于电压暂降历史监测数据与保护动作信息,采用改进 K-means 聚类算法推断线路保护配置情况,计算保护动作时间和保护动作电压,在考虑不同故障类型、不同运行方式及不同过渡阻抗的情况下进行配电网电压暂降频次估计。在 IEEE RBTS-6 母线测试系统的母线 5 配电网中进行了仿真,验证了文中方法的有效性和正确性。

收稿日期:2021-05-26;修回日期:2021-08-15

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51807126)

## 1 电压暂降特征量计算

### 1.1 电压幅值

电压暂降幅值指发生电压暂降时节点的残余电压,其大小取决于故障电流、网络拓扑、运行方式、故障类型、故障位置与过渡电阻等因素。电网短路计算模型如图 1 所示。

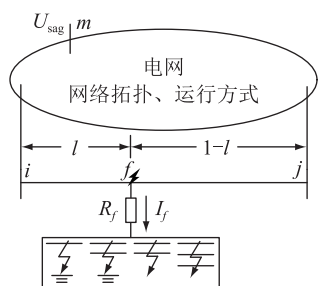


图 1 电网短路计算模型

Fig.1 Short circuit calculation model of power grid

以线路  $ij$  上发生三相短路  $f$  为例,设  $f$  点距离线路首端  $i$  的距离标么值为  $l$ ,则  $f$  点距线路末端  $j$  的距离为  $1-l$ ,  $R_f$  为故障过渡电阻。在考虑不同运行方式和短路过渡电阻的影响下,被评估节点  $m$  (PCC) 的电压暂降幅值公式为:

$$U_{\text{sag}} = U_m^{\text{pre}} - Z_{mf} I_f = U_m^{\text{pre}} - Z_{mf} \frac{U_f^{\text{pre}}}{Z_{ff} + Z_f} \quad (1)$$

式中:  $U_m^{\text{pre}}$ ,  $U_f^{\text{pre}}$  分别为  $m$  点和故障点  $f$  的故障前电压;  $Z_{mf}$ ,  $Z_{ff}$  分别为被评估节点  $m$  点与故障点  $f$  之间的互阻抗及故障点的自阻抗,由式(2)计算;  $I_f$  为故障电流。需注意的是,文中对过渡电阻和不同运行方式的表达进行了简化处理,将故障过渡电阻  $R_f$  与不同运行方式下的系统等效阻抗  $Z_s$  之和统一表示为  $Z_f$ ,综合表征了过渡电阻与系统运行方式对短路电流大小的影响,即  $Z_f = R_f + Z_s$ 。

$$\begin{cases} Z_{mf} = (1-l)Z_{im} + lZ_{jm} \\ Z_{ff} = (1-l)^2 Z_{ii} + 2l(1-l)Z_{ij} + l^2 Z_{jj} + l(1-l)z_{ij} \end{cases} \quad (2)$$

式中:  $Z_{im}$ ,  $Z_{jm}$  分别为线路首端节点  $i$ 、线路末端节点  $j$  和被评估节点  $m$  之间的互阻抗;  $Z_{ii}$ ,  $Z_{jj}$  分别为节点  $i$  和  $j$  的自阻抗;  $Z_{ij}$  为节点  $i, j$  的互阻抗;  $z_{ij}$  为线路  $ij$  的单位长度阻抗。若故障为不对称短路,则需利用对称分量法,将各序阻抗代入式(2),求出故障点各序自阻抗与互阻抗,再进行电压暂降幅值计算。由于篇幅受限,具体计算公式见文献[26]。

### 1.2 持续时间

故障导致的电压暂降持续时间通常根据保护配置和整定情况进行评估。配电网为实现安全、可

靠、经济性运行,通常采用阶段式继电保护作为主保护,如电流保护、零序保护和距离保护等<sup>[27-29]</sup>。阶段式保护的整定中,每段保护的動作电流或阻抗设置为不同的整定值,并且在動作时间上设置一定级差,以保障保护的灵敏度和选择性。现有环型配电网在绝大多数情况下通常为开环运行,仅在故障发生后转移供电时,联络开关会暂时闭合。因此,配电网中的继电保护配合情况可按照辐射型网络进行分析。以单端电源配电网为例,节点  $A, B, C$  出口断路器均配置了三段式电流保护,设保护 I 段、II 段、III 段的動作时间分别为  $t_1, t_2$  和  $t_3$ ,在最大运行方式、无过渡电阻的三相短路情况下各级保护范围和動作时间如图 2 所示。

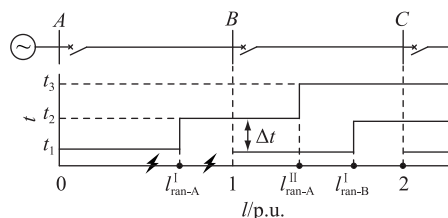


图 2 单端电源配电网中的三段式电流保护

Fig.2 Three-stage current protection in single ended power distribution network

由图 2 可知,每级保护之间存在时间差  $\Delta t$ ,以保证选择性。I 段保护、II 段保护有效范围分别为  $(0, l_{\text{ran-A}}^I)$  和  $(0, l_{\text{ran-A}}^{II})$ 。理论上,在最大运行方式下,每条线路的区域  $0 \sim l_{\text{ran-A}}^I$  内发生金属性三相短路时 ( $Z_f=0$ ),故障将由保护 I 段动作切除,电压暂降持续时间为  $t_1$ ;故障发生在每条线路的区域  $l_{\text{ran-A}}^I \sim 1$  内时,由保护 II 段切除,持续时间为  $t_2$ 。其他线路同样如此。

## 2 基于保护动作电压的暂降持续时间评估

### 2.1 传统基于保护动作特性方法的不足

在配电网中,不同馈线上的保护动作值是根据负荷类型、容量、线路阻抗等参数整定的,不同线路上保护的整定值可能不同,那么各级保护的保護范围也不尽相同。此外,随着故障类型、故障阻抗和运行方式的改变,短路电流的大小将受到显著影响,即使是在同一位置处发生的故障,其短路电流也可能千差万别。因此,各级保护的灵敏度,即有效动作范围应是不断变化的。若按照传统基于保护动作特性的方法<sup>[16-17]</sup>,认为各条线路上各级保护的範圍相同且固定不变的话,势必给电压暂降持续时间的估计带来偏差。

图 3 为不同故障类型、不同运行方式、不同过渡电阻下的故障电流与故障位置的关系曲线,  $I_{\text{set}}^I$  为保

护 I 段的动作电流整定值。故障点  $f$  位于馈线  $AB$  上的金属性三相短路 ( $I_{f1}(l)$ ) 保护 I 段保护区的边缘,若发生了两相短路 ( $I_{f2}(l)$ ) 或经过渡电阻短路 ( $I_{f3}(l)$ ) 的故障,使故障电流变小,导致保护 I 段的保护范围变小,即从  $0 \sim l_{ran1}^1$  变为  $0 \sim l_{ran2}^1$  或  $0 \sim l_{ran3}^1$ ,使  $f$  点脱离了保护 I 段的范围,则该故障应由保护 II 段切除,那么相应的暂降持续时间应该为保护 II 段整定的动作时间  $t_2$ ,而非  $t_1$ 。传统方法很容易造成错误判断。

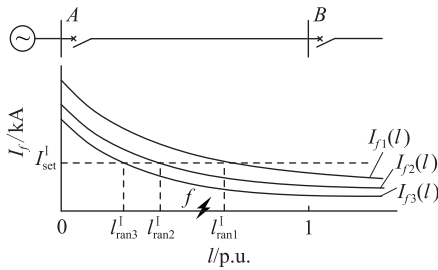


图 3 不同  $Z_f$  下的故障电流曲线

Fig.3 The fault current curves under different  $Z_f$

## 2.2 电压暂降幅值与保护动作段的关系

由于电压暂降幅值本质上与短路电流的大小相关,而短路电流的大小决定了故障由哪段保护动作切除,即保护动作段,因此,可以根据 PCC 电压暂降的幅值来判断某次故障的保护动作段,确定电压暂降的持续时间。称 PCC 电压暂降幅值  $U_{sag}^I$ ,  $U_{sag}^{II}$ ,  $U_{sag}^{III}$  分别为保护 I 段、II 段、III 段动作电压幅值。

图 4 定性表示了 PCC 电压暂降幅值  $U_{sag}$  与短路电流  $I_f$  大小的关系曲线,若故障导致的保护安装处的短路电流为  $I_{short}$ ,且  $I_{short}$  大于保护 I 段整定值  $I_{set}^I$ ,显然故障该由 I 段保护切除。由图 4 可知,该故障在 PCC 引起的电压暂降幅值  $U_{sag}$  小于  $I_{set}^I$  对应的  $U_{sag}^I$ ,可以判断,当故障引起的电压暂降幅值小于  $U_{sag}^I$  时,故障由保护 I 段动作切除,该情况下的电压暂降持续时间  $d_{sag}$  为  $t_1$ 。同理可得,当电压暂降幅值介于  $U_{sag}^I$  和  $U_{sag}^{II}$  之间时,即故障电流介于  $I_{set}^I$  和  $I_{set}^{II}$  之间,故障由保护 II 段切除,  $d_{sag}$  为  $t_2$ ; 暂降幅值处于  $U_{sag}^{II}$  和  $U_{sag}^{III}$  之间时,故障由保护 III 段切除,  $d_{sag}$  为  $t_3$ ; 暂降幅值大于  $U_{sag}^{III}$  时,无保护范围而拒动,暂降持续时间较长 ( $d_{sag} > t_3$ )。

在配电网中的辐射型网络或者开环运行网络中,通过对大量历史电压暂降幅值-持续时间进行聚类分析,可以得到 PCC 电压暂降幅值与保护动作段之间的规律。基于得到的规律进行配电网电压暂降频次估计,将大幅提高电压暂降持续时间特征估计的准确性。

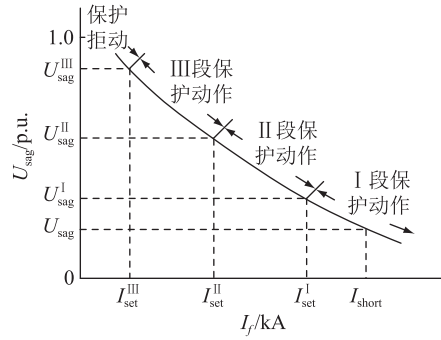


图 4 PCC 电压暂降幅值与故障电流的关系曲线

Fig.4 The relationship curve between the voltage sag and fault current at PCC

## 2.3 不同 $Z_f$ 下的电压暂降持续时间评估

电网中发生短路故障时,引起 PCC 的电压暂降幅值  $U_{sag}$  与故障点在线路中离前端距离  $l$  的关系可由电压暂降幅值曲线表示,PCC 电压暂降幅值曲线如图 5 所示。在双侧电源的环网中,该曲线一般呈现为非单调的凸函数;而在辐射型网络中,该曲线为一条单调递增的曲线。

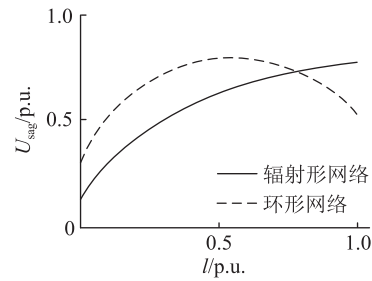


图 5 PCC 电压暂降幅值曲线

Fig.5 Voltage sag curves at PCC

由 2.2 节分析可知,保护动作段可以根据 PCC 电压暂降幅值判定,从而确定电压暂降持续时间。那么,若已知 PCC 各级保护的电压幅值,则可以利用 1.1 节中的公式绘制不同故障类型、不同运行方式、不同过渡阻抗下的电压暂降幅值曲线,将得到的曲线与已知的  $U_{sag}^I$ ,  $U_{sag}^{II}$ ,  $U_{sag}^{III}$  进行比较,判断各故障点所对应的保护动作段,从而确定暂降持续时间,得到配电网某条线路上故障导致的电压暂降频次。

考虑在不同  $Z_f$  下,结合图 4 中分析的电压暂降幅值与保护动作的关系,绘制三相短路时的 PCC 电压暂降幅值曲线,如图 6 所示。

可见,根据电压暂降幅值曲线能够清晰地判定线路不同位置发生故障时所对应的保护动作段。比如,  $Z_f$  为  $0 \Omega$  和  $2 \Omega$  时,保护 I 段分别能够切除线路 60% 和 40% 范围内的故障,暂降持续时间为  $t_1$ ,剩下部分的故障由保护 II 段切除,暂降持续时间  $t_2$ 。以上规律可由式(3)表示:

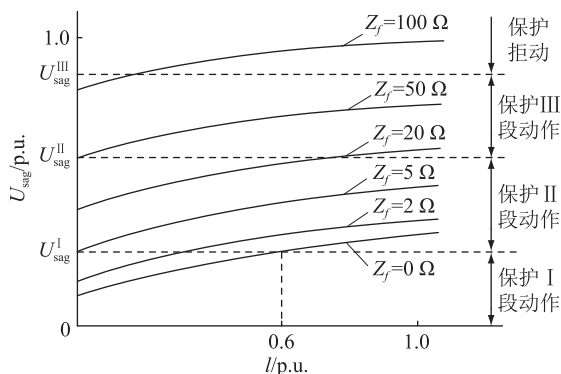


图6 三相短路下不同  $Z_f$  的电压暂降幅值曲线

Fig.6 Voltage sag curves of different  $Z_f$  under three phase short circuit

$$d_{\text{sag}} \begin{cases} = t_1 & U_{\text{sag}} \leq U_{\text{sag}}^{\text{I}} \\ = t_2 & U_{\text{sag}}^{\text{I}} < U_{\text{sag}} \leq U_{\text{sag}}^{\text{II}} \\ = t_3 & U_{\text{sag}}^{\text{II}} < U_{\text{sag}} \leq U_{\text{sag}}^{\text{III}} \\ > t_3 & U_{\text{sag}} > U_{\text{sag}}^{\text{III}} \end{cases} \quad (3)$$

同时也可从图6看出,在不同  $Z_f$  下,电压暂降幅值存在较大差异,继电保护动作情况也有所不同,同一个位置发生的故障,使保护 I 段、II 段、III 段动作或拒动的情况均可能发生。在最大运行方式和金属性短路的情况下 ( $Z_f=0 \Omega$ ),保护 I 段有效保护区最大,随着运行方式或过渡电阻的改变(即  $Z_f$  增加),保护 I 段的保护范围逐渐减小,在  $Z_f>5 \Omega$  时,保护 I 段无保护范围;当  $Z_f>50 \Omega$  时,保护 II 段也无保护范围,故障仅由后备保护,即保护 III 段切除;当  $Z_f$  继续增大时,甚至会出现后备保护也无有效范围的情况,导致保护拒动,当然在此种情况下,短路电流已较小,引起的电压暂降幅值(残余电压)也比较高。因此,应根据不同的故障类型、不同运行方式和不同过渡电阻,计算线路的电压暂降幅值曲线,结合保护动作电压判断其触发的保护动作段,从而确定对应的电压暂降持续时间。

### 3 基于暂降监测数据的保护动作电压计算

在配电网保护的整定值和保护范围未知的情况下,基于历史电压暂降监测数据,分析电压暂降幅值与持续时间的关系,通过聚类算法获取保护动作段随暂降幅值变化的规律,得到不同故障类型、不同运行方式和不同过渡电阻下的各级保护有效动作范围,从而评估各故障点导致的相应暂降持续时间,最后根据结果进行配电网电压暂降频次估计。

#### 3.1 提取历史电压暂降特征量

(1) 电压幅值。基于电压暂降采样数据,采取 IEC 61000-4-30 推荐算法,通过计算电压有效值得

到电压暂降幅值:

$$U_{\text{rms}} = \sqrt{\frac{1}{S} \sum_{s=1}^S u^2(s)} \quad (4)$$

式中: $s$  为采样点序号; $S$  为采样点数。

(2) 持续时间。据 IEC 61000-4-30 中对电压暂降的定义,电压暂降持续时间以电压幅值低于 90% 额定电压所持续的时间计算,即:

$$d_{\text{sag}} = \sum_{s=1}^S \frac{1}{f_s} U_{\text{rms}}(s) < 0.9U_r \quad (5)$$

式中: $f_s$  为采样频率; $U_r$  为额定电压。

### 3.2 基于改进 K-means 聚类的线路保护动作段识别

配电网具有馈线数量多、负荷种类复杂的特点,针对不同线路、负荷的继电保护配置方案可能不同,因此不同 PCC 处的电压暂降持续时间多样。可根据实际的电压暂降监测数据,判定馈线配置的保护级数、动作时间以及相应的继电保护幅值区间。文中采用改进 K-means 聚类算法,对基于电压暂降监测信息计算的电压幅值和持续时间数据进行二维聚类,得到各保护阶段内对应的电压暂降幅值-持续时间的聚类中心与边界。

#### 3.2.1 改进 K-means 聚类算法

K-means 聚类算法<sup>[30-32]</sup>采用欧氏距离作为相似性测度,并以误差平方和为聚类准则。传统的 K-means 算法在聚类开始前需指定类别数目  $k$ ,然而,在继电保护配置未知的情况下,无法事先确定线路安装了几段保护。因此,需对 K-means 聚类算法进行改进,使其自动判别最优聚类数目  $k$ 。由于配电网线路故障的保护动作段可包括保护 I 段动作、保护 II 段动作、保护 III 段动作和保护拒动,因此持续时间应分别集中在  $t_1, t_2, t_3$  的附近,并可能包含极少数远大于  $t_3$  的值。

改进后的 K-means 算法步骤如下:

(1) 初始化类别数目  $k$  和初始聚类中心点,类别数目  $k$  初始值取为 1。

(2) 计算  $K$  个样本和  $k$  个初始中心点的距离,按照距离大小进行类划分,形成  $k$  个聚类。

(3) 计算每类中所有对象的平均值,作为  $k$  个类别的新聚类中心。

(4) 利用式(6)判断是否收敛。若  $\varepsilon$  未达到收敛阈值,则重复步骤(2)和步骤(3);若  $\varepsilon$  小于收敛阈值,表明算法收敛,该次聚类结束。

$$\varepsilon = \sum_{k=1}^K \sum_{Y_y \in E_k} (Y_y - e_k) \quad (6)$$

式中: $E_k$  为第  $k$  个聚类的所有样本集合; $Y_y$  为  $E_k$  中的样本; $e_k$  为  $E_k$  的聚类中心。

(5) 根据式(7)计算轮廓系数  $C_k$ , 评价本次聚类效果。单个样本  $y$  的轮廓系数计算方法如下:

$$C(y) = \frac{p_1(y) - p_2(y)}{\max\{p_1(y), p_2(y)\}} \quad (7)$$

式中:  $p_1(y)$  为点  $y$  到所属类别中其他点的平均距离;  $p_2(y)$  为点  $y$  到非所属类别中所有点平均距离的最小值。计算所有样本轮廓系数平均值, 则可得本次聚类结果的轮廓系数  $C_k$ , 即:

$$C_k = \bar{C}(y) \quad y = 1, \dots, K \quad (8)$$

(6) 取类别数目  $k = k + 1$ , 重复执行上述步骤, 直到  $k$  大于 3 时, 整个聚类算法结束。

(7) 取各次聚类结果中使轮廓系数最大的  $k$  值, 并将该次聚类结果作为最终的聚类结果。

### 3.2.2 保护动作段与动作时间判定

根据电压暂降持续时间聚类结果, 可获取线路继电保护配置级数以及整定动作时间。其中, 聚类类别数目  $k$  即为保护安装级数, 每类别的时间维度的聚类中心即为各级整定动作时间。假设各类别聚类中心为  $(U_{e1}, d_{e1}), \dots, (U_{ek}, d_{ek})$ , 当  $k = 1$  时, 馈线仅安装了过电流保护;  $k = 2$  时, 线路安装二段式保护;  $k = 3$  时, 线路安装了三段式保护。各级保护整定的动作时间分别为  $d_{e1}, \dots, d_{ek}$ 。

### 3.2.3 各级保护动作电压的计算

基于以上分析可知, 辐射型配电网中, PCC 电压暂降幅值在一定区间内所对应的保护动作段是唯一的, 因此, 需判定各聚类类别在电压幅值维度上的边界, 得到各保护动作段所对应的电压暂降幅值范围, 即保护动作电压幅值  $U_{\text{sag}}^I, U_{\text{sag}}^{II}$  和  $U_{\text{sag}}^{III}$ 。

文中采取计算边界均值的方法判定电压暂降幅值边界。为获取保护  $k$  段电压暂降幅值, 分别找到类别  $k$  中电压暂降幅值最大值  $U_{k_{\text{max}}}$  和类别  $k+1$  中的电压暂降幅值最小值  $U_{k+1_{\text{min}}}$ , 取两者的平均值作为保护  $k$  段电压暂降幅值  $U_{k_{\text{sag}}}$ , 即:

$$U_{k_{\text{sag}}} = \frac{U_{k_{\text{max}}} + U_{k+1_{\text{min}}}}{2} \quad (9)$$

### 3.3 基于保护动作电压的配网电压暂降频次估计

按照 3.1 节和 3.2 节的方法计算得到配电网线路的保护动作级数、动作时间和动作电压幅值后, 利用故障点法进行配电网电压暂降频次估计, 即依次确定每个故障点导致的电压暂降幅值和持续时间。对于某条线路, 在各个位置处发生故障所造成的电压暂降幅值和对应的持续时间应按照第 2 章的方法, 即根据不同故障类型、不同运行方式、不同过渡阻抗绘制多条电压暂降幅值曲线, 并结合保护动作电压进行判断。

文中针对变化多样的运行方式和过渡电阻值, 结合实际运行情况和工程应用, 选取  $Z_f = [0, 100]$  范围内的  $N_z$  组数值。因此, 各线路发生故障, 被评估的 PCC 电压暂降频次为:

$$N_L(U_{\text{min}} \leq U_{\text{sag}} < U_{\text{max}}, d_{\text{min}} \leq d_{\text{sag}} < d_{\text{max}}) = \sum_{n=1}^{M_1} \sum_{\beta=1}^4 \sum_{z=1}^{N_z} \frac{\delta_{\beta}}{M_2 N_z} \quad (10)$$

式中:  $\beta$  为故障类型;  $M_1$  为该线路上符合  $U_{\text{sag}}$  约束条件的故障点数量;  $M_2$  为线路设置的故障点数量;  $\delta_{\beta}$  为该线路发生相应故障类型的故障率;  $z$  为  $Z_f$  的序号;  $N_z$  为  $Z_f$  值选取的个数;  $U_{\text{min}}, U_{\text{max}}$  分别为电压暂降频次表中对应电压幅值区间的下界和上界;  $d_{\text{min}}, d_{\text{max}}$  分别为电压暂降频次表中对应持续时间区间的下界和上界。电压暂降幅值  $U_{\text{sag}}$  由式(1)计算, 持续时间  $d_{\text{sag}}$  由计算的  $U_{\text{sag}}$  和保护动作电压、保护动作段确定。由于文中提出的方法仅针对线路发生的故障, 因此暂不考虑母线发生故障导致的电压暂降。

文中所提电压暂降频次估计流程如图 7 所示。

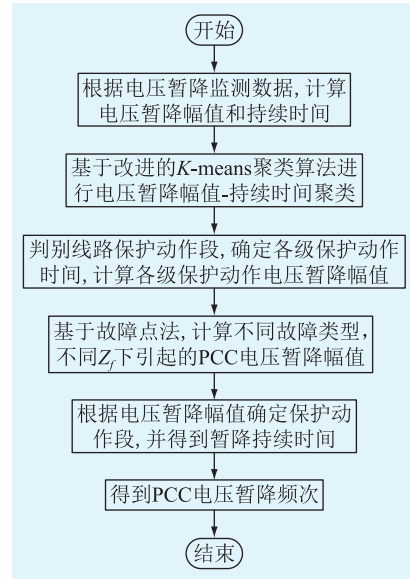


图 7 电压暂降频次估计流程

Fig.7 Voltage sag frequency estimation process

## 4 仿真分析

### 4.1 仿真网络参数

为了验证文中所提频次估计方法的有效性与准确性, 应用 RBTS-6 母线测试系统<sup>[33]</sup> 中母线 5 下的部分配电网进行仿真实验, 如图 8 所示。配电站母线有 2 条主馈线出线, 每条馈线下有若干条支线, 设主馈线和支线上各种类型的故障率如表 1 所示。设出线断路器 1 及出线断路器 2 均配置了对应相间故障的三段式电流保护和对应接地故障的三段式零序保护, 为了方便计算, 设电流保护和零序

保护的整定值相同,各保护整定电流值与动作时间如表 2 所示。馈线上配置的若干分段器无切除故障电流功能,仅用于隔离永久性故障。馈线 1、馈线 2 的长度分别为 15 km 和 20 km,每条支线长度均为 5 km,馈线联络开关断开,网络开环运行。出线断路器均配备一次重合闸功能。重合闸重合于永久性故障时,会导致 2 次连续的电压暂降事件,而第二次暂降事件一般不会对敏感设备造成二次影响。因为如果第一次设备未跳闸,第二次暂降也不会导致设备跳闸。因此,在短时间内由于重合闸导致的 2 次电压暂降一般仅作为一次处理<sup>[34]</sup>。

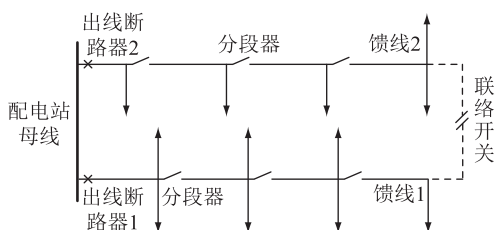


图 8 RBTS 测试系统母线 5 配电网

Fig.8 RBTS test system bus 5 distribution network

表 1 线路各类型故障率

Table 1 Failure rate of various types of lines

故障类型	故障率/[次·(km·a) <sup>-1</sup> ]		比例/%
	馈线	支线	
单相接地	200	500	80
两相相间短路	12.5	25	4
两相接地短路	30	80	13
三相短路	10	20	3

表 2 各级保护整定值及动作时间

Table 2 Setting value and action time of protection at each stage

保护段	保护 I 段		保护 II 段		保护 III 段	
	电流整定值/p.u.	动作时间/ms	电流整定值/p.u.	动作时间/ms	电流整定值/p.u.	动作时间/ms
出线断路器 1	9.0	150	7.0	380	2.0	550
出线断路器 2	8.5	100	6.5	350	1.5	600

需注意,文中方法的提出是建立在未知保护整定参数的基础之上,利用历史监测数据判定保护动作规律,进而进行电压暂降频次估计,因此算法中无需获取表 2 参数。表 2 中设定的保护整定参数是用于产生算法所需的电压暂降历史监测数据的,同时也可以验证本算法计算保护动作值的准确性。

#### 4.2 产生电压暂降样本数据

(1) 产生短路故障。文中应用蒙特卡洛法,在图 8 所示的配电网中随机产生 1 000 次故障。其

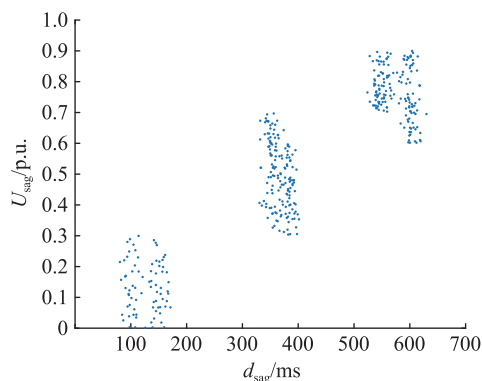
中,故障类型根据表 2 所示故障类型比例随机选择;故障在线路中的位置服从  $U(0,1)$  的均匀分布; $Z_f$  的取值为  $0 \Omega, 5 \Omega, 10 \Omega, \dots, 50 \Omega$ , 并从这 11 组值中随机均匀选取。

(2) 计算电压暂降幅值与持续时间。根据 1.1 节中的公式计算各次故障导致配电站母线的电压暂降幅值和故障电流  $I_f$ ;对于电压暂降持续时间,首先基于  $I_f$  的大小,按照表 1 中电流整定值判定保护动作段,且为了模拟实际情况中如保护操作机构、数据计算误差等各种因素对电压暂降持续时间的影 响,在保护动作时间上随机加一服从正态分布的数值  $x_i \sim N(0,5)$  作为对应保护动作段的电压暂降持续时间。

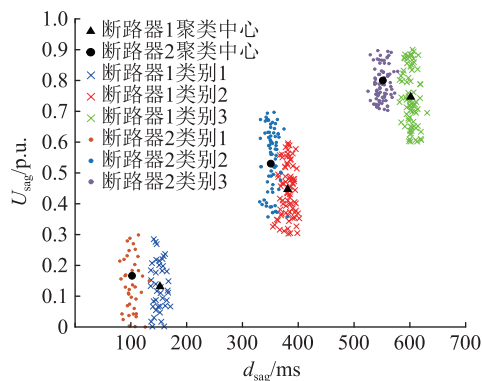
#### 4.3 计算保护动作段及保护动作电压

基于所提算法,并根据断路器动作信息(故障由断路器 1 或断路器 2 切除)对电压暂降幅值-持续时间数据进行聚类。聚类前的电压暂降幅值-持续时间散点图如图 9(a) 所示,基于改进 K-means 聚类算法的聚类结果如图 9(b) 所示。为对比改进后的效果,将算法改进前固定  $k=2,4$  进行聚类,聚类结果如图 9(c)、图 9(d) 所示。

由图 9(b) 可见,对于 2 台断路器对应出线发生的电压暂降,聚类算法均自动将其分成了 3 类,与仿真设置的三段式保护相符,各类别的聚类中心如表 3 所示,计算各断路器的各级保护动作电压如表 4



(a) 电压暂降幅值-持续时间散点图



(b) 改进K-means算法的聚类结果

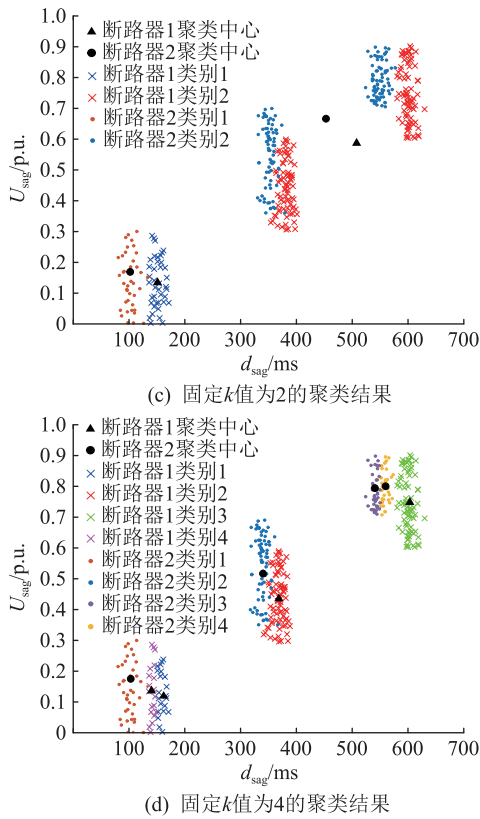


图9 电压暂降样本数据散点图与聚类结果  
Fig.9 Scatter plot and clustering results of voltage sag monitoring data

所示,聚类时间维度上各类别聚类中心的  $d_e$  与设置的继电保护动作时间整定值基本一致,各级保护动作电压能够在电压幅值维度上把不同类别的电压暂降区分开。而由图 9(c) 可见,取  $k=2$  时将保护 II 段和保护 III 段切除的故障聚成了一类,其聚类中心无法反映出各级保护的的动作时间和动作电压。取  $k=4$  时,同一级保护切除的样本数据被聚成了 2 类,与实际不符。不同线路保护的的动作级数可能不同,改进前的算法仅当  $k$  取值恰好为保护动作级数时,才能获得正确聚类结果。改进算法后,能够自动选取适合的  $k$  值,使算法适应不同的保护配置。

表3 各类别聚类中心

类别	出线 1		出线 2	
	暂降幅值 $U_e/p.u.$	持续时间 $d_e/ms$	暂降幅值 $U_e/p.u.$	持续时间 $d_e/ms$
1	0.156 1	149.96	0.190 5	103.19
2	0.459 0	379.43	0.518 6	348.99
3	0.736 6	602.42	0.812 6	548.60

#### 4.4 电压暂降频次估计

基于 4.3 节计算的保护动作电压和保护动作时间,采用故障点法,按照表 2 的故障率进行配电网电

表4 各级保护动作电压计算结果  
Table 4 Calculation results of protective operating voltage of each stage p.u.

断路器编号	$U_{sag}^I$	$U_{sag}^{II}$
1	0.296 6	0.597 5
2	0.347 5	0.698 3

压暂降频次估计。传统考虑保护动作特性的电压暂降频次估计法<sup>[14]</sup>认为馈线固定长度内发生的故障由固定保护段切除,且不考虑运行方式和过渡阻抗对继电保护动作的影响,将其与文中方法进行对比,评估结果见表 5 和表 6。其中,表 5 为暂降幅值频次估计结果,表 6 为持续时间频次估计结果。将 2 种评估方法的结果与真实电压暂降频次(基于样本归一化后的频次)进行对比,并计算相应误差。

表5 电压暂降幅值频次估计结果  
Table 5 Estimation results of voltage sag amplitude frequency

电压幅值/p.u.	历史电压暂降幅值频次/(次·a <sup>-1</sup> )	文中方法		传统方法	
		频次估计结果	误差/%	频次估计结果	误差/%
0.1~0.2	0.804 3	0.789 5	1.8	0.927 2	15.3
0.2~0.3	0.869 5	0.871 3	0.2	0.897 8	3.3
0.3~0.4	1.565 1	1.493 3	4.6	1.860 4	18.9
0.4~0.5	1.869 4	1.832 2	2.0	1.997 6	6.9
0.5~0.6	2.271 6	2.274 5	0.1	1.546 3	31.9
0.6~0.7	0.989 1	0.948 5	4.1	1.286 5	30.1
0.7~0.8	1.391 2	1.424 6	2.4	1.283 9	7.7
0.8~0.9	1.228 2	1.234 8	0.5	1.129 6	8.0

表6 电压暂降持续时间频次估计结果  
Table 6 Estimation results of voltage sag duration frequency

持续时间/ms	历史电压暂降幅值频次/(次·a <sup>-1</sup> )	文中方法		传统方法	
		频次估计结果	误差/%	频次估计结果	误差/%
0~100	0	0	0	0	0
100~200	1.710 3	1.660 8	2.9	3.006 2	75.8
200~300	0	0	0	0	0
300~400	4.842 6	4.801 3	0.9	4.118 7	14.9
400~500	0.786 0	0.798 7	1.6	0.622 3	20.8
>500	3.649 4	3.607 9	1.1	3.182 1	12.8

由表 5 和表 6 可知,文中方法在暂降幅值与持续时间的频次估计上均比传统方法更接近于实际暂降频次。其中,文中方法和传统方法在电压暂降幅值频次估计的平均误差分别为 2.0%和 15.3%,这是由于考虑了运行方式和过渡阻抗影响。在持续时间频次估计中,文中方法和传统方法平均误差分别为 1.1%和 20.7%,说明传统方法仅以线路固定长

度范围为依据来判断保护动作与暂降持续时间带来的误差较大,而文中方法根据比较电压暂降幅值与保护动作电压来判定保护动作段,从而确定暂降持续时间,使评估结果的误差大幅减小。

准确的电压暂降频次评估结果对敏感用户生产意义重大。首先,明确电压暂降频次,有利于用户评估在该节点建厂的风险,从而筛选出电压暂降相对浅和持续时间相对短节点,以减少电压暂降导致工业停产损失的频次;第二,准确的电压暂降幅值和持续时间是评估敏感用户工业过程受电压暂降影响程度、经济损失等指标的基础,也是用户选择治理设备的容量选型的依据;第三,对于某些敏感设备,通过分析暂降数据获取保护动作时间和动作电压,并根据设备耐受能力调整保护定值,可缓解敏感设备跳停问题。

## 5 结论

文中提出了一种基于改进  $K$ -means 聚类算法的配电网电压暂降频次估计方法。针对  $K$ -means 聚类算法在未知类别数时聚类效果差的缺陷,引入轮廓系数使其自适应确定最优聚类数,从而达到识别线路保护动作段的目的。基于最优聚类结果,计算保护动作引起的电压暂降持续时间,从而得到节点电压暂降频次估计结果。得到以下结论:

(1) 文中所提方法有效解决了配电网电压暂降频次估计中线路保护配置获取困难的缺陷。在未知线路继电保护配置的情况下,与传统假设保护方案的方法相比,文中方法能在暂降持续时间上获得更接近于实际情况的评估结果。

(2) 文中方法进行了不同运行方式和过渡阻抗下的电压暂降频次估计,利用各级保护动作电压,有效地判断继电保护的動作情况,避免了传统方法判断保护动作错误的问题,提升了电压暂降持续时间准确性,使频次估计结果较传统方法更具可信度。

(3) 文中仅针对电网节点挖掘电压暂降幅值与持续时间之间的关系,以评估节点电压暂降频次。若要考虑暂降对工业过程的影响,还需结合设备耐受曲线、过程免疫时间等进行评估。

(4) 文中所提方法仅针对辐射型网络或开环运行的配电网,根据电压暂降检测数据计算和推断闭环运行的环形网络保护配置情况方面的方法还有待深入研究。

### 参考文献:

[1] 袁庆伟,王宇,盛晓东,等.一种兼顾快速性和精确性的单相电压暂降检测算法[J].供用电,2020,37(12):22-30.  
YUAN Qingwei,WANG Yu,SHENG Xiaodong,et al. A single-

phase voltage sag detection algorithm considering the quickness and accuracy of detection[J]. Distribution & Utilization,2020,37(12):22-30.

[2] 李丹奇,史明明,袁晓冬,等.基于互近似熵的电压暂降波形匹配方法[J].电力工程技术,2019,38(4):124-130.  
LI Danqi,SHI Mingming,YUAN Xiaodong,et al. Voltage sag waveform matching method based on cross approximate entropy [J]. Electric Power Engineering Technology,2019,38(4):124-130.

[3] 杜培,林焱,张伟骏,等.考虑皮尔逊相关系数和切比雪夫距离的电压暂降类型计算方法[J].电工电能新技术,2021,40(3):63-71.  
DU Pei,LIN Yan,ZHANG Weijun,et al. The voltage sag type calculation algorithm considering the pearson correlation coefficient and chebyshev distance [J]. Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy,2021,40(3):63-71.

[4] 吴国诚,叶樊,梁帅伟,等.基于电压持续曲线的多次电压暂降严重程度评估方法[J].电力自动化设备,2018,38(2):182-191,200.  
WU Guocheng,YE Fan,LIANG Shuaiwei,et al. Evaluation method of multiple voltage sag severity based on voltage duration curves [J]. Electric Power Automation Equipment,2018,38(2):182-191,200.

[5] 肖先勇,马超,李勇.线路故障引起电压凹陷的频次最大熵评估[J].中国电机工程学报,2009,29(1):87-93.  
XIAO Xianyong,MA Chao,LI Yong. Voltage sag occurrence frequency assessment caused by line faults using the maximum entropy method [J]. Proceedings of the CSEE,2009,29(1):87-93.

[6] 汪颖,邵彬,肖先勇.一种考虑冗余度的电压暂降工业过程中断概率评估方法[J].电测与仪表,2020,57(7):8-15.  
WANG Ying,SHAO Bin,XIAO Xianyong. A method for estimating industrial process interruption probability caused by voltage sag considering redundancy [J]. Electrical Measurement & Instrumentation,2020,57(7):8-15.

[7] 张旭彬,张逸,张孔林,等.基于过程免疫时间的半导体企业电压暂降经济损失预评估方法[J].电工电能新技术,2018,37(06):43-49.  
ZHANG Xubin,ZHANG Yi,ZHANG Konglin,et al. Economic losses pre-evaluation of semiconductor enterprise due to voltage sags based on process immunity time [J]. Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy,2018,37(6):43-49.

[8] 汪颖,王欢,李琼林,等.基于距离判别分析的电压暂降源识别方法[J].电力系统保护与控制,2020,48(19):9-16.  
WANG Ying,WANG Huan,LI Qionglin,et al. Identification method of voltage sag source based on distance discriminant analysis [J]. Power System Protection and Control,2020,48(19):9-16.

[9] 刘佳翰,陈克绪,马建,等.基于卷积神经网络和随机森林的三相电压暂降分类[J].电力系统保护与控制,2019,47(20):112-118.  
LIU Jiahao,CHEN Kexu,MA Jian,et al. Classification of three-



- phase voltage dips based on CNN and random forest[J]. *Power System Protection and Control*, 2019, 47(20): 112-118.
- [10] 肖先勇,赵禾畦,李成鑫. 园区级-设备级电压暂降协同治理优化方案及其投融资策略[J]. *电力自动化设备*, 2020, 40(5): 157-165.  
XIAO Xianyong, ZHAO Heqi, LI Chengxin. Optimal cooperative governance scheme of park-level and equipment-level voltage sag and its investment and financing strategy[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2020, 40(5): 157-165.
- [11] 叶曦,刘开培,李志伟. 不确定条件下计及线路保护动作特性的电压暂降频次评估[J]. *电力自动化设备*, 2018, 38(3): 169-176.  
YE Xi, LIU Kaipei, LI Zhiwei. Voltage sag frequency assessment considering action characteristics of line protection in uncertain conditions[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2018, 38(3): 169-176.
- [12] 邱玉涛,肖先勇. 基于严重区域的多 PCC 点暂降频次估计[J]. *电测与仪表*, 2015, 52(5): 41-44, 58.  
QIU Yutao, XIAO Xianyong. Voltage sag frequency estimation considering multiple PCC points based on the severity area[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2015, 52(5): 41-44, 58.
- [13] 陈礼频,杜新伟,汪伟,等. 考虑故障电阻随机不确定性的电压暂降监测点优化配置[J]. *电工技术学报*, 2016, 31(23): 93-99.  
CHEN Lipin, DU Xinwei, WANG Wei, et al. Optimal voltage sag monitors placement considering randomness of fault resistance[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2016, 31(23): 93-99.
- [14] 肖先勇,李政光,陈武,等. 考虑故障阻抗与多级变压器影响的电压凹陷评估[J]. *电力自动化设备*, 2010, 30(2): 43-47, 52.  
XIAO Xianyong, LI Zhengguang, CHEN Wu, et al. Voltage sag assessment considering fault impedance and cascaded transformers[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2010, 30(2): 43-47, 52.
- [15] PARK C H, JANG G, THOMAS R J. The influence of generator scheduling and time-varying fault rates on voltage sag prediction[J]. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2008, 23(2): 1243-1250.
- [16] WANG Y, LUO H, XIAO X Y. Voltage sag frequency kernel density estimation method considering protection characteristics and fault distribution[J]. *Electric Power Systems Research*, 2019, 170: 128-137.
- [17] WANG Y, TAN R, ZHENG Z X, et al. Method to estimate sag frequency in doubly fed induction generator integrated power system based on adaptive kernel density estimation[J]. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2020, 14(7): 1261-1270.
- [18] 陈礼频,肖先勇,汪颖,等. 考虑保护配合动作随机性的电压暂降频次评估[J]. *电网技术*, 2012, 36(5): 132-138.  
CHEN Lipin, XIAO Xianyong, WANG Ying, et al. Assessment on voltage sag frequency considering randomness of protection cooperation[J]. *Power System Technology*, 2012, 36(5): 132-138.
- [19] 范文杰,肖湘宁,陶顺. 计及继电保护动作的电压暂降评估[J]. *电力电容器与无功补偿*, 2019, 40(3): 129-136.  
FAN Wenjie, XIAO Xiangning, TAO Shun. Assessment on voltage transient drop considering relay protection action[J]. *Power Capacitor & Reactive Power Compensation*, 2019, 40(3): 129-136.
- [20] 陈礼频,肖先勇,张志,等. 考虑保护时限特性的电压暂降频次评估[J]. *电力系统保护与控制*, 2013, 41(2): 113-119.  
CHEN Lipin, XIAO Xianyong, ZHANG Zhi, et al. Voltage sags frequency assessment considering the time characteristic of protection system[J]. *Power System Protection and Control*, 2013, 41(2): 113-119.
- [21] 张文浩,钱瞳,连祥龙,等. 基于集中式与分布式的信息物理融合微电网电压频率二次恢复控制仿真研究[J]. *全球能源互联网*, 2019, 2(5): 476-483.  
ZHANG Wenhao, QIAN Tong, LIAN Xianglong, et al. Simulation of centralized and distributed control of voltage and frequency secondary restoration in cyber-physical microgrid[J]. *Journal of Global Energy Interconnection*, 2019, 2(5): 476-483.
- [22] 冯澎湃,肖楚鹏,郭松,等. 考虑含多敏感负荷的配电网电压暂降脆弱区域辨识方法研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(11): 36-44.  
FENG Pengpai, XIAO Chupeng, GUO Song, et al. Voltage sag vulnerable area identification of a distribution grid with multiple sensitive loads[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(11): 36-44.
- [23] 谢伟伦,薛峰,黄志威. 基于网络传播特性的配电网电压暂降随机预估方法[J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(8): 163-171.  
XIE Weilun, XUE Feng, HUANG Zhiwei. Stochastic estimation method of voltage sags for a distribution network based on network propagation property[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(8): 163-171.
- [24] 张姝. 配电网弱故障接地保护与定位方法研究[D]. 成都:西南交通大学, 2018.  
ZHANG Shu. Study on weak fault grounding protection and location in distribution network[D]. Chengdu: Southwest Jiaotong University, 2018.
- [25] 贺家李,宋从矩. 电力系统继电保护原理[M]. 4版. 北京:中国电力出版社, 2004.  
HE Jiali, SONG Congju. Principle of power system relay protection[M]. 4th ed. Beijing: China Electric Power Press, 2004.
- [26] PARK C H, JANG G. Stochastic estimation of voltage sags in a large meshed network[J]. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2007, 22(3): 1655-1664.
- [27] 郭贤珊,卢亚军,郭庆雷. 张北柔性直流电网试验示范工程直流控制保护设计原则与验证[J]. *全球能源互联网*,

- 2020,3(2):181-189.
- GUO Xianshan,LU Yajun, GUO Qinglei. Design principle and verification of control and protection system for Zhangbei VSC-HVDC grid demonstration project[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2020,3(2):181-189.
- [28] 徐斌,黄金军,王杨正,等. 弱交流系统高压直流 50 Hz 保护的优化措施研究[J]. 全球能源互联网, 2019,2(1):93-99.
- XU Bin, HUANG Jinjun, WANG Yangzheng, et al. Optimization for 50 Hz protection in HVDC connected with weak AC system[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2019,2(1):93-99.
- [29] 刘健,刘超,张小庆,等. 配电网多级继电保护配合的关键技术研究[J]. 电力系统保护与控制, 2015,43(9):35-41.
- LIU Jian, LIU Chao, ZHANG Xiaoqing, et al. Coordination of relay protection for power distribution systems[J]. Power System Protection and Control, 2015,43(9):35-41.
- [30] 李亚,刘丽平,李柏青,等. 基于改进 K-Means 聚类 and BP 神经网络的台区线损率计算方法[J]. 中国电机工程学报, 2016,36(17):4543-4552.
- LI Ya, LIU Liping, LI Baiqing, et al. Calculation of line loss rate in transformer district based on improved K-Means clustering algorithm and BP neural network[J]. Proceedings of the CSEE, 2016,36(17):4543-4552.
- [31] 刘季昂,刘友波,程明畅,等. 基于分位数半径动态 K-means 的分布式负荷聚类算法[J]. 电力系统保护与控制, 2019,47(24):15-22.
- LIU Ji'ang, LIU Youbo, CHENG Mingchang, et al. A distributed load clustering algorithm based on quantile radius dynamic K-means[J]. Power System Protection and Control, 2019,47(24):15-22.
- [32] 詹仁俊. 基于 K-means 聚类的小波支持向量机配电网短期负荷预测及应用[J]. 供用电, 2019,36(4):64-70.
- ZHAN Renjun. Short-term load forecasting and application for distribution network of wavelet support vector machine based on K-means clustering[J]. Distribution & Utilization, 2019,36(4):64-70.
- [33] BILLINTON R, JONNAVITHULA S. A test system for teaching overall power system reliability assessment[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1996,11(4):1670-1676.
- [34] MARTINEZ J A, MARTIN-ARNEDO J. Voltage sag studies in distribution networks-part II: voltage sag assessment[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2006,21(3):1679-1688.

作者简介:



李顺伟

李顺伟(1996),男,硕士在读,研究方向为电能质量与优质供电(E-mail:584980768@qq.com);

汪颖(1981),女,博士,副教授,研究方向为电能质量与优质供电;

杨敏辉(1995),男,硕士在读,研究方向为电能质量与优质供电。

## Estimation method of voltage sag frequency in distribution network based on improved K-means clustering algorithm

LI Shunyi, WANG Ying, YANG Minhui

(School of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China)

**Abstract:** The traditional voltage sag frequency estimation considering protection action characteristics needs to obtain detailed protection configuration information. However, the protection configuration of distribution network is diverse. Under the influence of different factors such as transition resistance, generator scheduling and fault type, the protection areas of each stage of stage protection may change greatly, and the traditional method may produce large error in the evaluation of voltage sag duration. In this paper, a method of voltage sag frequency estimation based on improved K-means clustering algorithm is proposed. In the case of unknown line protection configuration, based on the historical monitoring data of voltage sag and protection action information, the improved K-means clustering algorithm is used to cluster the voltage sag amplitude duration, infer the line protection configuration, and calculate the protection action time and protection action sag threshold. According to the calculation results, the distribution network voltage sag frequency is estimated considering different fault types, different operation modes and transition impedance. The simulation of the bus 5 distribution network in IEEE RBTS-6 bus test system verifies the effectiveness and superiority of the proposed method.

**Keywords:** power quality; voltage sag frequency; voltage sag duration; distribution network; stage protection; improved K-means clustering algorithm

(编辑 钱悦)