

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2024.02.010

基于多元线路特征因素融合的电电压暂降严重程度评估

徐方维, 贺东, 郭凯, 龙晨瑞

(四川大学电气工程学院, 四川 成都 610065)

摘要: 现有电压暂降严重程度评估方法未充分考虑多元线路特征因素对输电线路故障概率的影响, 评估结果存在较大误差。由此, 文中提出了基于多元线路特征因素融合的电电压暂降严重程度评估方法。首先, 基于线路历史故障数据, 采用关联规则量化多元线路特征因素对线路故障的影响程度进行研究。然后, 通过改进 D-S 证据理论融合多元线路特征因素建立准确的线路年故障概率模型, 并采用基于最大熵模型的故障点法评估节点的电压暂降量。最后, 提出了一种同时考虑系统侧电压暂降严重程度和用户敏感设备耐受特性的综合电压暂降严重程度指标, 用于评估节点电压暂降严重程度。基于实际电能质量监测数据进行验证, 并与未充分考虑线路特征因素的评估案例进行比较, 结果表明所提方法能有效提升电压暂降严重程度评估的准确性。

关键词: 电压暂降; 暂降严重程度; 线路特征因素; 关联规则; 改进 D-S 证据理论; 线路年故障概率; 敏感设备

中图分类号: TM726

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2024)02-0094-11

0 引言

随着电力系统电力电子化程度的增加, 电压暂降已成为敏感用户最关心的电能质量问题^[1-4]。准确评估节点电压暂降的严重程度, 不仅可以衡量节点电能质量优劣, 而且可以指导敏感用户选择合适的接入节点或采取有效的治理措施^[5-8]。

目前对电压暂降严重程度的评估主要采用随机预估法和指标分析法。随机预估法主要采用蒙特卡洛法^[9-11]或故障点法^[12-14]评估由元件故障造成的节点电压暂降严重程度。其中蒙特卡洛法将线路故障概率、故障位置和故障类型作为随机变量构建故障概率模型评估节点电压暂降严重程度^[9]。文献[10]采用均匀分布的线路故障概率计算节点电压暂降严重程度。文献[11]在此基础上考虑了线路长度、污区等级、雷区等级和线路运行年限4种线路特征因素评估节点的电压暂降频次, 但在计算特征因素对线路故障的影响程度时存在主观假设, 评估结果误差较大。故障点法通过遍历故障位置, 同时设置故障处的故障概率及故障类型计算节点的电压暂降严重程度^[12]。文献[13]根据电压等级对线路故障概率设置定值评估节点电压暂降严重程度。文献[14]进一步考虑了地形特征因素对线路故障概率的影响程度, 但仅根据方位进行划分没有考虑实际地形条件, 会造成评估结果不准确。以上文献将线路故障概率作为一个统一的概率值, 或者仅考虑部分线路特征因素且在量化线路特征因

素的影响程度时存在主观假设, 导致计算的线路故障概率不符合实际情况, 造成节点电压暂降严重程度评估结果不准确。

对于指标分析方法, GB/T 39270—2020 中所提的电压暂降严重程度指标已得到广泛使用, 这些指标按照评估对象分为事件、节点和系统指标, 其中事件指标是节点指标和系统指标的基础^[15]。事件指标按照是否考虑敏感设备的电压耐受曲线, 又分为系统平均均方根值变化频率指标 (system average RMS frequency index, SARFI)、平均暂降能量指标 (average sag energy index, ASEI)^[16]、严重性指标 S_s ^[17] 等。其中 SARFI 只考虑了暂降幅值的严重性; ASEI 综合考虑了持续时间与幅值特征, 但其并未考虑设备的暂降耐受能力, 对耐受曲线上的暂降可能造成过度评估; 严重性指标 S_s 虽然考虑了设备的电压耐受能力, 但是其将电压暂降过程中最小的电压有效值作为暂降幅值, 对于非标准矩形波的电压暂降可能造成过度评估。通过以上分析可知, 采用某一个指标来评估节点的电压暂降严重程度不能真实反映节点的暂降水平。因此提出一种基于上述指标权重分析的综合严重程度指标来评估节点的电压暂降严重程度十分必要。

针对以上分析, 同时基于系统中丰富的线路杆塔信息、保护装置动作记录等历史数据, 文中提出基于多元线路特征因素融合的电电压暂降严重程度评估方法。首先, 基于线路历史故障数据, 建立线路特征因素与线路故障之间的关联关系, 并通过关联规则置信度量化这种关联关系, 对量化结果采用博弈论思想进行综合赋权。然后, 通过改进 D-S 证

收稿日期: 2023-08-07; 修回日期: 2023-10-28

基金项目: 国家自然科学基金资助项目 (52277113)

据理论对线路特征因素进行融合,得到准确的线路年故障概率,并采用基于最大熵模型的故障点法计算节点电压暂降特征值。最后,综合考虑节点电压暂降的幅值、持续时间、频次和用户敏感设备耐受特性,提出一种综合严重程度指标评估节点的电压暂降严重程度。所提方法采用改进 D-S 证据理论融合了多元线路特征因素评估节点电压暂降的严重程度,提高了评估结果的准确性。同时,文中所提评估指标,不仅考虑了系统侧电压暂降的严重程度,还考虑了敏感设备的差异性和不确定性,使得评估结果更加符合实际情况。通过与某区域电网中电能质量监测数据对比,验证了文中方法的有效性。

1 线路特征因素的分类与量化

1.1 线路特征因素的分类

输电线路由于跨越区域广、所经地形复杂多变且大多为裸线,极易受到线路自身因素和周围环境因素的影响发生故障。根据系统中丰富的线路杆塔信息、保护装置动作记录等历史数据,选取以下线路特征因素建立线路故障概率模型^[18]。所选线路特征因素如下:线路运行年限、电压等级、档距、杆塔高度、线路长度、雷区等级、鸟害等级、污区等级、风区等级、地形、地区特征。根据历史数据库和线路故障原因对特征因素进行分类。具体情况如表 1 所示。

根据表 1 中的分类情况对线路历史故障数据进行分类处理,可以得到每条线路所对应的故障特征因素,为文中进行特征因素的量化提供数据支撑。

1.2 用关联规则量化线路特征因素与线路故障之间的关系

根据线路历史故障数据,建立线路故障情况与线路特征因素的关联关系,再采用关联规则置信度量化这种关联关系^[19],得到每一条线路下不同特征因素的置信度,从而建立关于线路故障情况的置信度矩阵。

对于一个给定的数据库 D ,假设 $I = \{i_1, i_2, \dots, i_M\}$ 是 M 个不同的项目组成的集合,其中每一个事务 T 都是 I 中的一组项目元素的集合,即 $T \in I$ 。倘若其中项目元素 $X \in I$ 且 $X \in T$,则事务 T 包含项目元素 X 。

置信度的计算公式如下:

$$C(X \Rightarrow Y) = \frac{P(X \cup Y)}{P(X)} \quad (1)$$

式中: $P(X \cup Y)$ 为同时包含 X 和 Y 的事务数量;

表 1 线路特征因素及其分类

Table 1 Line characteristic factors and their classification

特征因素	分类情况
线路运行年限	<5 a, 5~10 a, 10~15 a, >15 a
电压等级	500 kV, 220 kV, 110 kV, 35 kV
自身因素	
档距	<200 m, 200~600 m, 600~800 m, >800 m
杆塔高度	<20 m, 20~30 m, 30~50 m, >50 m
线路长度	<15 km, 15~35 km, 35~45 km, 45~55 km
雷区等级	按照雷电次数(次·km ⁻² ·a ⁻¹)分为:<0.78, 0.78~2, 2~2.78, 2.78~5, 5~7.98, 7.98~11, ≥11
鸟害等级	I级(特别严重区域)、II级(严重区域)、III级(一般区域)
环境因素	
污区等级	按照爬电比距(mm·kV ⁻¹)分为:17~20, 20~23, 23~25, 25~28, 28~30, 30~32, ≥32
风区等级	按照风速(m·s ⁻¹)分为:23.5, 25, 27, 29, 31, 33, 35, 37, 39, 41, 43, 45, 50, >50
地形	主要包括:河网、农田地、平原、丘陵、山地、泥沼、沿海、滩涂
地区特征	主要包括:城镇、农村、市区、市中心区、乡镇

$P(X)$ 为包含 X 的事务数量。

文中设定 X_k 为线路故障的第 k 个特征因素; Y_1 为线路发生故障; Y_0 为线路不故障。若 H_{jk} 为第 j 个线路的第 k 个特征因素的特征属性 X_{jk} 与线路故障的关联关系,则:

$$H_{jk} = C(X_{jk} \Rightarrow Y_1) = \frac{P(X_{jk} \cup Y_1)}{P(X_{jk})} \quad (2)$$

式中: $P(X_{jk} \cup Y_1)$ 为同时包含 X_{jk} 和 Y_1 的事务数量; $P(X_{jk})$ 为包含 X_{jk} 的事务数量。

经过关联规则量化后,对于有 m 个待评估线路和 n 个特征因素的评估对象,进一步归一化得:

$$Y = (y_{jk})_{m \times n} = \left(H_{jk} / \sum_{j=1}^m H_{jk} \right)_{m \times n} \quad (3)$$

式中: y_{jk} 为归一化后第 j 条线路的第 k 个特征因素的置信度。

2 融合线路特征因素计算线路年故障概率

2.1 基于直觉模糊层次分析法和 CRITIC 法对线路特征因素综合赋权

在利用关联规则分析每个线路特征因素对线

路故障的影响程度的同时,发现特征因素之间也存在相互作用。例如,在经常发生雷击线路的地区,对应土壤电解质含量是较高的,说明雷区等级与地形因素之间存在关联关系。因此,充分考虑多元线路特征因素对线路故障的影响程度是准确评估线路年故障概率的关键。

文中采用直觉模糊层次分析法^[20]对不确定信息通过犹豫程度进行量化,并结合故障原因统计确定线路特征因素的主观权重。利用 CRITIC 法^[21]对指标所含信息量的大小及指标间的冲突性进行量化,从而得到线路特征因素的客观权重。再经过博弈论综合赋权法,融合主、客观权重,可更加准确地量化各个线路特征因素对线路故障的影响程度。

2.1.1 利用直觉模糊层次分析法计算主观权重

根据专家经验和故障原因统计对线路特征因素作两两比较,得到各线路特征因素的相对重要程度。为了定量描述各个特征因素的相对重要程度,给出评价等级以及其对应分值,详细内容见参考文献^[22]。

得到各个线路特征因素的相对重要程度后,将对应分值转化为直觉模糊数,再利用直觉模糊数来构造直觉模糊判断矩阵 $O = (o_{sk})_{n \times n}$, 其中 $o_{sk} = (u_{sk}, v_{sk})$, 隶属度 u_{sk} 为线路特征因素 s 比线路特征因素 k 重要的程度;非隶属度 v_{sk} 为线路特征因素 k 比线路特征因素 s 重要的程度。 u_{sk} 、 v_{sk} 按照评价等级中因素的重要程度进行取值^[22]。 $1 - u_{sk} - v_{sk}$ 为对 2 个特征因素进行比较,结果的犹豫程度,记为 π_{sk} 。直觉模糊判断矩阵为:

$$O = (o_{sk})_{n \times n} = \begin{bmatrix} (u_{11}, v_{11}) & (u_{12}, v_{12}) & \cdots & (u_{1n}, v_{1n}) \\ (u_{21}, v_{21}) & (u_{22}, v_{22}) & \cdots & (u_{2n}, v_{2n}) \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ (u_{n1}, v_{n1}) & (u_{n2}, v_{n2}) & \cdots & (u_{nn}, v_{nn}) \end{bmatrix} \quad (4)$$

得到直觉模糊判断矩阵后,为检验线路特征因素之间的协调相容性,对直觉模糊判断矩阵进行一致性检验,检验过程见参考文献^[23]。

只有通过一致性检验的直觉模糊判断矩阵才能用来计算线路特征因素的直觉模糊权重,即表示为 $W(k)$ ^[24]。

$$W(k) = \left(\frac{\sum_{s=1}^n u_{sk}}{\sum_{s=1}^n \sum_{k=1}^n (1 - v_{sk})}, 1 - \frac{\sum_{s=1}^n (1 - u_{sk})}{\sum_{s=1}^n \sum_{k=1}^n v_{sk}} \right) \quad (5)$$

为了定量描述各个特征因素的主观权重,需要

综合考虑每个线路特征因素的隶属度、非隶属度和犹豫度。 W_{1k} 为第 k 个特征因素的主观权重,可通过式(6)得到。

$$\begin{cases} W_{1k} = \frac{C(k)}{\sum_{k=1}^n C(k)} \\ C(k) = u_k + \pi_k \left(\frac{u_k}{u_k + v_k} \right) \quad k = 1, 2, \dots, n \end{cases} \quad (6)$$

式中: $C(k)$ 为第 k 个线路特征因素的模糊转换函数; u_k 、 v_k 、 π_k 分别为第 k 个线路特征因素的隶属度、非隶属度和犹豫度。

2.1.2 采用 CRITIC 法计算线路特征因素的客观权重

利用线路特征因素的变异性和冲突性量化特征因素的客观权重。具体方法步骤如下:

(1) 特征因素的标准差。

$$\begin{cases} \bar{y}_k = \frac{1}{m} \sum_{j=1}^m y_{jk} \\ S_k = \left[\frac{1}{m-1} \sum_{j=1}^m (y_{jk} - \bar{y}_k)^2 \right]^{1/2} \end{cases} \quad (7)$$

式中: \bar{y}_k 为第 k 个特征因素置信度的平均值; S_k 为第 k 个特征因素的标准差。

(2) 特征因素的冲突性。

$$R_k = \sum_{s=1}^n (1 - r_{sk}) \quad (8)$$

式中: R_k 为第 k 个线路特征因素的冲突性大小; r_{sk} 为第 s 个线路特征因素与第 k 个线路特征因素的相关系数。

(3) 特征因素的客观权重。

$$\begin{cases} W_{2k} = \frac{G_k}{\sum_{k=1}^n G_k} \\ G_k = S_k \sum_{s=1}^n (1 - r_{sk}) = S_k R_k \end{cases} \quad (9)$$

式中: W_{2k} 为第 k 个线路特征因素的客观权重; G_k 为第 k 个线路特征因素经过式(7)、式(8)变化后的值。

2.1.3 基于博弈论思想的综合赋权

为了反映各线路特征因素对线路故障的综合影响程度,利用博弈论综合赋权法^[25]对各个特征因素进行综合赋权。

(1) 通过直觉模糊层次分析法和 CRITIC 法得到各个线路特征因素主观权重 W_1 、客观权重 W_2 ,对 2 组权重向量以任意线性组合的方式构造综合权重向量 W_z 。

$$W_z = \alpha_1 W_1^T + \alpha_2 W_2^T \quad (10)$$

式中: α_1 、 α_2 分别为主、客观权重的线性系数。

(2) 为了使主、客观权重与综合权重的偏差达到最小,即达到纳什(NASH)均衡点^[26],需要对 α_1 和 α_2 进行优化。

$$\min \| \alpha_1 W_1^T + \alpha_2 W_2^T - W_q^T \|_2 \quad q = 1, 2 \quad (11)$$

式中:当 W_q^T 中的 $q=1$ 时, W_1^T 为线路特征因素主观权重 W_1 的列向量; $q=2$ 时, W_2^T 为线路特征因素客观权重 W_2 的列向量。

对式(11)进行最优化解,得出权重系数 α_1 、 α_2 ,并对其进行归一化处理:

$$\alpha_q^* = \frac{\alpha_q}{\alpha_1 + \alpha_2} \quad q = 1, 2 \quad (12)$$

式中:当 α_q^* 中的 $q=1$ 时, α_1^* 为归一化后的主观权重的线性系数; $q=2$ 时, α_2^* 为归一化后的客观权重的线性系数。

(3) 得到第 k 个线路特征因素的综合权重。

$$W_{zk}^* = \alpha_1^* W_1^T + \alpha_2^* W_2^T \quad (13)$$

式中: W_{zk}^* 为第 k 个线路特征因素的综合权重。

再将线路特征因素的综合权重与经过关联规则置信度量化后的线路特征因素相乘,可得加权关联度矩阵 X_f :

$$X_f = (x_{fjk})_{m \times n} = (W_{zk}^* y_{jk})_{m \times n} \quad (14)$$

式中: x_{fjk} 为第 j 个线路的第 k 个特征因素的加权置信度。

2.2 通过改进 D-S 证据理论计算线路年故障概率

用 D-S 证据理论^[27-28]融合多元线路特征因素建立线路故障概率模型,可以避免各个特征因素中的不确定性信息对线路故障概率的影响。但是直接使用 D-S 证据理论将存在一票否决、Zadeh 悖论和公平等问题,导致评估结果不准确。文中将利用改进 D-S 证据理论融合多元线路特征因素从而得到线路年故障概率。在融合过程中首先利用灰色关联系数法^[29]建立各个线路杆塔在多元特征因素作用下发生故障的基本置信度矩阵,此时每条线路杆塔对应的特征因素用故障确信度来表示,再修正每条线路杆塔对应特征因素故障确信度的权重从而计算每条线路的年故障概率。具体过程如下:

将关联加权度矩阵中每列元素的最小值作为特征序列 X_o 。

$$X_o = \min_{\substack{1 \leq k \leq n \\ 1 \leq j \leq m}} x_{fjk} = \{x_o(1), \dots, x_o(k), \dots, x_o(n)\} \quad (15)$$

式中: $x_o(k)$ 为第 k 个特征因素的加权置信度的最小值。

通过特征序列中的特征因素求灰色关联系数。

$$r_{jk} = \frac{\min_j \min_k |x_{fjk} - x_o(k)| + \rho \max_j \max_k |x_{fjk} - x_o(k)|}{|x_{fjk} - x_o(k)| + \rho \max_j \max_k |x_{fjk} - x_o(k)|} \quad (16)$$

式中: r_{jk} 为第 j 个线路的第 k 个特征因素的灰色关联系数; ρ 为分辨系数。

根据得到的灰色关联系数计算线路特征因素的不确定度,若 ζ_k 为第 k 个特征因素的整体不确定度,则:

$$\zeta_k = \frac{1}{m} \sqrt{\sum_{j=1}^m r_{jk}^2} \quad (17)$$

通过式(17),可以求得各个特征因素的故障确信度。若 $f_k(L_j)$ 为第 j 个线路的第 k 个特征因素的故障确信度,则:

$$f_k(L_j) = (1 - \zeta_k) x_{fjk} \quad (18)$$

根据式(18),建立起关于整个线路特征因素的故障确信度矩阵。通过线路特征因素单独作用下的线路故障确信度,可以得到在该特征因素作用下的平均故障确信度 F_{kave} :

$$F_{kave} = \frac{1}{m} \sum_{j=1}^m f_k(L_j) \quad (19)$$

计算单个线路杆塔的第 k 个线路特征因素与平均故障确信度 F_{kave} 的距离 $d_k(L_j)$:

$$d_k(L_j) = \sqrt{(f_k(L_j) - F_{kave})^2} \quad (20)$$

计算各个线路杆塔的第 k 个线路特征因素新的故障确信度 $f'_k(L_j)$:

$$f'_k(L_j) = (d_k(L_j))^{-1} f_k(L_j) / \sum_{j=1}^m (d_k(L_j))^{-1} \quad (21)$$

$\Theta = \{Q_1, Q_2, \dots, Q_m\}$ 表示可识别框架集合,其中 Q_m 为第 m 个输电线路杆塔单元的故障情况,其可识别框架幂集的数为 2^θ ,若 $f: 2^\theta \rightarrow [0, 1]$,同时满足 $f(\emptyset) = 0$ 且 $\sum_{Q \subseteq \Theta} f(Q) = 1$,则称 f 为 Θ 上的基本概率分配函数。若 f_k 为第 k 个特征因素的证据体的基本概率分配函数,应用改进 D-S 证据理论,对各特征因素作用下不同输电线路杆塔单元的基本概率分配函数进行合成,得到各线路杆塔的故障确信度值。具体过程如下:

$$B(L_j) = \begin{cases} 1 \\ 1 - Y_{Q_1 \cap \dots \cap Q_n = L_j} \sum f'_1(Q_1) \times \dots \times f'_k(Q_k) \times \dots \times f'_n(Q_n) \\ Y = \sum_{Q_1 \cap \dots \cap Q_n = \emptyset} f'_1(Q_1) \times \dots \times f'_k(Q_k) \times \dots \times f'_n(Q_n) \end{cases} \quad (22)$$

式中: $B(L_j)$ 为第 j 个线路杆塔在多元线路特征因

素作用下的故障确信度值; Y 为线路特征因素的冲突程度。若满足 $f'_k(Q_k)$ 大于 0, 则称 Q_k 为焦点, 表示将第 k 个线路杆塔作为证据体, 对于任意 $Q_k \in \Theta$, Q_k 可以是识别框架幂集 Θ 中的任意一个。若当 $Q_1 = \{L_1, L_2\}$, 则 $f_j(Q_j) = f_j(L_1) + f_j(L_2)$ 成立。

通过上述分析, 线路的故障确信度值越大, 线路越容易故障, 从而与这些线路关联母线也就越容易发生电压暂降。同时, 组成线路的杆塔数目越多, 线路所跨越区域就越复杂, 发生故障的概率就越大。故在将线路的故障确信度映射到线路实际故障概率过程中, 线路杆塔的故障确信度和组成线路杆塔的数目都需要考虑。所以不妨设置一个二元一次函数来建立映射关系, 即:

$$P_1 = a \sum_{j=1}^{m_{\text{voltage}}} B(L_j) + m_{\text{voltage}} b \quad (23)$$

式中: P_1 为线路年故障概率, 可以通过线路历史故障数据与所用数据的时间跨度(年)相除得到; m_{voltage} 为对应电压等级下待求线路的杆塔数目; a 为一次函数的系数; b 为一个常数。为了得到 a 和 b , 可以通过已知的每个电压等级下线路发生过的故障次数得到相应电压等级下的故障概率值, 从而建立起对应的等式。再根据建立的方程, 通过最小二乘法求残差平方和最小的原理得到 a 和 b , 具体求解过程见参考文献[27]。

3 计算节点电压暂降的综合严重程度

输电线路的故障概率在很大程度上受到输电线路自身因素和周围环境因素的影响。文中采用故障点法计算节点的电压暂降幅值。在进行短路计算时, 结果的准确性受到线路故障概率、线路故障分布、线路故障类型的影响。

3.1 基于最大熵原理建立线路故障分布模型

利用最大熵原理^[30] 建立不依赖于主观假设的线路故障位置随机分布模型。

假设 α 为某线路故障区间随机变量, 其概率值用 $f(\alpha)$ 表示, 则其最大熵模型:

$$\max H(\alpha) = - \int_R f(\alpha) \ln(f(\alpha)) / d\alpha \quad (24)$$

约束条件如下:

$$\begin{cases} \int_R f(\alpha) d\alpha = 1 \\ \int_R \alpha^h f(\alpha) d\alpha = E_h \end{cases} \quad (25)$$

式中: h 为阶数, 可取 2、3、4、5; R 为随机变量数(根据线路长度和被评估母线电压暂降幅值确定); E_h 为线路故障区间样本数据的第 h 阶中心矩。

然后构建信息熵的极大拉格朗日函数, 根据拉格朗日的极值条件解出线路故障分布概率函数为:

$$f(\alpha) = \exp \left(\sum_{h=2}^r \lambda_h \alpha^h \right) \quad (26)$$

式中: λ_h 为拉格朗日算子; r 为总阶数, 文中取 5。

3.2 电压暂降幅值与持续时间

电压暂降主要是由线路短路故障引起的, 而短路故障主要受到线路自身因素和线路环境因素的影响。通过上面的分析, 得到了准确的线路年故障概率和线路故障分布。文中利用故障点法对区域电网进行短路计算得到各节点的电压暂降幅值。电压暂降持续时间主要取决于系统自身保护装置^[31], 当系统不发生大的变化时, 电压暂降持续时间基本不会变化。因此文中将根据保护装置的动作记录数据确定各个节点的电压暂降持续时间。

3.3 电压暂降综合严重程度指标

文中综合考虑电压暂降幅值、持续时间和频次 3 个典型暂降特征, 提出基于 SARFI、ASEI、节点平均暂降严重性指标 S_{average} 和电压暂降综合严重性指标(magnitude duration severity index, MDSI) 评估节点电压暂降严重程度^[32-34]。

(1) 文中采用指标 S_{SARFI} 表示节点的电压暂降严重程度, 其中取 X 为 90, 计算过程见文献[34]。

(2) 节点平均暂降能量指标 S_{ASEI} 。

$$S_{\text{ASEI}} = \frac{1}{N} \sum_{\beta=1}^N E_{\text{VS-}\beta} \quad (27)$$

式中: $E_{\text{VS-}\beta}$ 为第 β 次事件的电压暂降能量; N 为在给定时间内节点发生的总暂降事件次数。

$$E_{\text{VS}} = \int_0^T \left[1 - \left(\frac{U(t)}{U_n} \right)^2 \right] dt \quad (28)$$

式中: E_{VS} 为单次事件电压暂降能量; $U(t)$ 为暂降过程中电压方均根值; U_n 为标称电压; T 为暂降持续时间。

假设在暂降持续时间内, 电压方均根值保持不变, 则暂降能量指标 E_{VS} 为:

$$E_{\text{VS}} = \left[1 - \left(\frac{U(t)}{U_n} \right)^2 \right] T \quad (29)$$

(3) 节点平均暂降严重性指标 S_{average} 。

$$S_{\text{average}} = \frac{1}{N} \sum_{\beta=1}^N S_{e-\beta} \quad (30)$$

式中: $S_{e-\beta}$ 为第 β 次电压暂降的严重性, 由式(31)确定。

$$S_{e-\beta} = \frac{1 - U_{\beta}}{1 - U_{\text{cure}}(T)} \quad (31)$$

式中: U_{β} 为电压暂降标么值; $U_{\text{cure}}(T)$ 为敏感设备

电压耐受曲线上相同持续时间的事件幅值。

文中采用 IEEE P1564 中规定的 SEMI F47 耐受曲线来反映敏感设备对电压暂降事件的耐受能力临界特性,如图 1 所示。

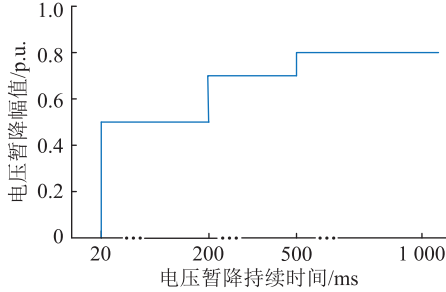


图 1 SEMI F47 耐受曲线

Fig.1 SEMI F47 tolerance curve

(4) 结合实际生产情况,文中主要考虑 4 种典型敏感设备包括可编程逻辑控制器(programmable logic controller, PLC)、交流调速器(adjustable speed driver, ASD)、个人计算机(personal computer, PC)和交流接触器(AC contactor, ACC)的耐受特性来评估电压暂降对用户造成的影响程度^[35]。采用指标 S_{MDSI} 描述电压暂降对敏感设备的影响程度。

$$S_{\text{MDSI}}(U_{\text{res}}^*, T) = \frac{S_{\text{DSI}}(T) S_{\text{MSI}}(U_{\text{res}}^*)}{100} \quad (32)$$

式中: $S_{\text{DSI}}(T)$ 为持续时间严重性技术指标; $S_{\text{MSI}}(U_{\text{res}}^*)$ 为暂降幅值严重性技术指标。 $S_{\text{DSI}}(T)$ 和 $S_{\text{MSI}}(U_{\text{res}}^*)$ 求解见参考文献[34]。

各个敏感设备的耐受特性如表 2 所示。

表 2 敏感设备的耐受特性
Table 2 Tolerance characteristics of sensitive equipments

设备类型	耐受电压暂降幅值 V/p.u.	持续时间 T/ms
PLC	0.30~0.90	20~400
ASD	0.59~0.71	15~175
PC	0.46~0.63	40~205
ACC	0.16~0.45	5~80

对上述 4 种指标采用基于直觉模糊层次分析法和 CRITIC 法的博弈论综合赋权法进行综合赋权,得到 4 个指标的综合权重,分别为:

$$W = \{w_1, w_2, w_3, w_4\} \quad (33)$$

式中: w_1, w_2, w_3, w_4 分别为 $S_{\text{SARFI}}, S_{\text{ASEI}}, S_{\text{average}}$ 和 S_{MDSI} , w_4 根据节点处敏感设备类型的比例确定, $w_4 = \{w_{41}, w_{42}, w_{43}, w_{44}\}$ 。

根据以上 4 种指标的物理意义,可以发现,上述指标值越大节点的电压暂降严重程度就越大。为

了消除指标性质、量纲及数量级对评估结果的影响,文中采用极差标准化对各个指标进行标准化。

$$z_{ig} = \frac{S_{ig} - \min_{1 \leq i \leq M} S_{ig}}{\max_{1 \leq i \leq M} S_{ig} - \min_{1 \leq i \leq M} S_{ig}} \quad (34)$$

式中: M 为待评估节点数; S_{ig} 为第 i 个监测节点的第 g 个评估指标的值, $g=1, 2, 3, 4$ 。

通过上述分析,第 i 个监测节点的综合严重程度 S'_e 为:

$$S'_e = \sum_{g=1}^J w_g S_g \quad (35)$$

式中: w_g, S_g 分别为第 g 个评估指标的权重和值。

3.4 电压暂降综合严重程度评估流程

文中提出的基于多元线路特征因素融合的电电压暂降严重程度评估方法共分为三部分。首先,基于历史数据,采用关联规则置信度量线路特征因素对线路故障的影响程度;其次,采用综合加权法与改进 D-S 证据理论计算线路故障概率;最后,通过故障点法评估综合暂降严重程度指标。电压暂降综合严重程度评估方法流程如图 2 所示。

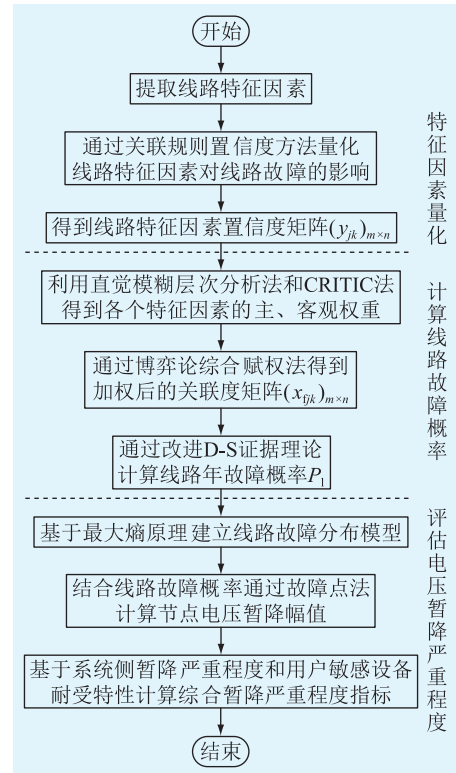


图 2 电压暂降综合严重程度评估算法流程

Fig.2 Flow chart of voltage sag comprehensive severity evaluation algorithm

4 工程实验

4.1 实例数据

文中架空输电线路数据来自某区域电网 2011

年—2021年35~500 kV架空输电线路保护装置等设备的监测数据记录,采集到的线路信息包括:电压等级、雷区等级、污区等级、线路运行年限、风区等级、鸟害等级、档距、地形、地区特征、杆塔高度、线路长度、线路杆塔编号与杆塔故障情况。此外,网络中的电能质量监测装置自2020年底投入运行,共计投入10台。文中采用该区域部分电网拓扑结构进行仿真计算,其中500 kV站点有11个,220 kV站点有87个,线路若干,如图3所示。

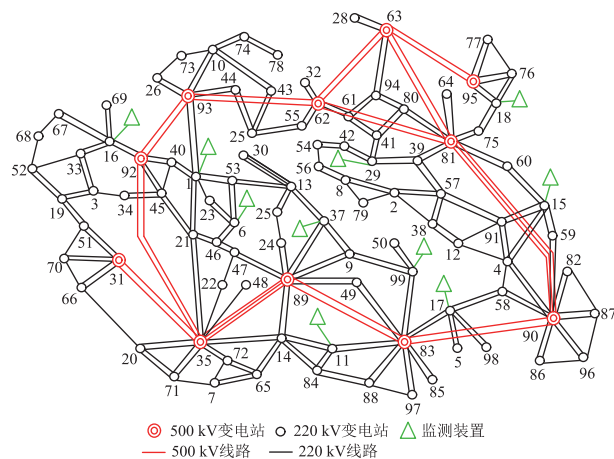


图3 某区域电网的网络拓扑

Fig.3 Network topology of a regional power grid

从图3中可以看出,网络中的电能质量监测装置严重不足。而对各节点电压暂降严重程度进行准确评估是极其有必要的。文中方法从引起线路故障的多元特征因素出发,建立准确的线路故障概率模型,并提出一种综合严重程度指标来评估节点电压暂降严重程度。所提方法在利用多元线路特征因素建立线路故障概率模型时,考虑了多元特征因素对线路故障概率的影响,同时考虑了各个特征因素之间的相互影响。利用直觉模糊层次分析法和CRITIC法对各个特征因素的综合影响程度进行赋权,其中主观权重见表3。

表3 线路特征因素的主观权重

Table 3 Subjective weight of line characteristic factors

特征因素	权重	特征因素	权重
雷区等级	0.366 3	档距	0.061 9
鸟害等级	0.048 5	地形	0.054 8
风区等级	0.095 7	地区特征	0.057 5
污区等级	0.098 5	杆塔高度	0.059 5
运行年限	0.053 2	线路长度	0.049 4
电压等级	0.054 6		

4.2 线路年故障概率模型验证

为了验证所提方法建立的线路故障概率模型

的准确性,将文中提出的基于多元线路特征因素融合的线路年故障概率与实际线路年故障概率进行对比,同时,为了进一步证明文中方法的优越性,选择了现有比例风险模型法^[18]与主客观赋权法^[11]2种方法,输入相同的线路特征因素与线路故障情况,如图4所示。

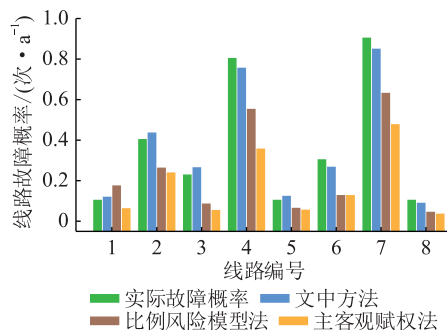


图4 线路年故障概率

Fig.4 Line annual failure probability

图4中,虽然比例风险模型法与主客观赋权法能反映线路故障概率的变化情况,但是误差较大,文中提出的基于多元线路特征因素融合得到的线路年故障概率与实际线路年故障概率变化更接近,证明用文中方法计算得到的线路年故障概率更能反映实际线路年故障概率的变化情况。

4.3 仿真结果验证

采用文中所提的基于多元线路特征因素融合电压暂降严重程度评估方法,利用2011年—2021年的线路历史故障数据计算各节点的线路年故障概率,再结合线路故障分布模型对图3所示网络进行短路计算。将计算结果与用户敏感设备耐受特性结合从而综合评估各节点电压暂降严重程度,具体结果见表4。

表4 文中方法的电压暂降严重程度指标评估结果

Table 4 The voltage sag severity index evaluation results of the proposed method

节点	$S_{SAFR190}$	S_{ASEI}	$S_{average}$	S_{MDSI}	S'_c
A_1	14.700	0.065	0.520	1.700	0.144
A_2	21.246	0.031	0.464	0	0.168
A_3	14.425	0.030	0.508	0.600	0.100
A_4	10.138	0.032	0.538	0.500	0.053
A_5	9.040	0.019	0.475	0	0.011
A_6	16.820	0.034	0.422	0.700	0.115
A_7	16.170	0.435	1.785	5.600	0.737
A_8	10.410	0.029	0.520	0.600	0.052
A_9	11.940	0.107	0.798	22.000	0.446
A_{10}	18.830	0.058	0.536	1.600	0.192

表4中, A_d 为第 d 个电能质量监测节点($d=1,$

2, ..., 10), 当采用 $S_{SAFR190}$ 指标 (表示监测周期内某监测节点电压暂降幅值低于参考电压 90% 的暂降频次) 评估电压暂降的严重程度时, A_2 处暂降最严重。当分别采用 S_{ASEI} 指标和 $S_{average}$ 指标评估电压暂降的严重程度时, A_7 处暂降最严重。当采用 S_{MDSI} 指标时, A_9 处暂降最严重。由此可以看出, 当单独采用某个暂降严重程度指标来评估节点的暂降严重程度时, 由于各个指标的侧重点不一样, 所以不能如实反映节点暂降的严重程度。因此有必要采用一个基于上述指标的综合暂降严重程度指标, 综合反映各个节点的暂降严重程度。

为了验证文中方法的准确性, 根据 2021 年电能质量实际监测装置数据, 可以得到各个指标的值, 再通过式 (35) 得到综合严重程度指标。具体结果见表 5。

表 5 监测节点电压暂降严重程度指标实际值
Table 5 Voltage sag severity index actual value of each monitoring node

节点	$S_{SAFR190}$	S_{ASEI}	$S_{average}$	S_{MDSI}	S'_c
A_1	13	0.067	0.536	1.80	0.144
A_2	24	0.028	0.416	0	0.158
A_3	14	0.032	0.591	0.90	0.120
A_4	11	0.027	0.448	0.80	0.060
A_5	8	0.017	0.480	0	0.012
A_6	19	0.042	0.392	0.60	0.130
A_7	14	0.469	1.966	10.10	0.875
A_8	11	0.027	0.469	0.50	0.056
A_9	11	0.102	0.747	11.40	0.414
A_{10}	20	0.050	0.449	1.10	0.167

在表 5 中也能发现, 当单独采用某个暂降严重程度指标来评估节点的暂降严重程度时, 由于各个指标的侧重点不一样, 所以不能如实反映节点暂降的严重程度。通过对表 4、表 5 综合严重程度指标进行分析, 可以发现, 文中所提方法评估出的综合严重程度指标与实际结果的变化一致。文中方法的准确率计算见式 (36)。具体如图 5 所示。

$$Z_Q = \left(1 - \frac{|S_1 - A_c|}{A_c} \right) \times 100\% \quad (36)$$

式中: Z_Q 为准确率; A_c 为实际监测数据; S_1 为由文中所提方法仿真得到的数据。

从图 5 中可以看出, 文中方法的评估结果与实际监测数据的计算结果的变化情况一致, 能够准确反映各个节点的综合暂降严重程度, 评估方法的准确率达到 90% 以上。

同时根据综合暂降严重程度指标, 对各节点暂降严重程度排序, 文中方法的评估结果从大到小依

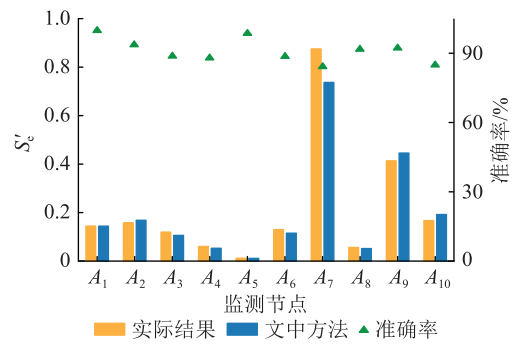


图 5 各节点的暂降综合严重程度对比情况

Fig.5 Comparison of comprehensive voltage sag severity at each node

次为: $A_7 > A_9 > A_{10} > A_2 > A_1 > A_6 > A_3 > A_8 > A_4 > A_5$ 。根据电能质量监测数据得到的排序结果为: $A_7 > A_9 > A_{10} > A_2 > A_1 > A_3 > A_6 > A_4 > A_8 > A_5$ 。对比发现, 除了在 A_4 和 A_8 处排序不一致外, 其他节点的严重程度排序完全一致, 其中 A_4 和 A_8 处的暂降严重程度综合指标相差 0.001, 所以可以认为 A_4 、 A_8 的暂降严重程度相同。因此文中所提方法的评估结果能够准确反映各节点的综合暂降严重程度。

4.4 方法对比仿真

为进一步证明文中方法的准确性, 与仅考虑通过雷区等级、污区等级、线路运行年限和线路长度 4 种因素建立线路故障概率模型评估节点电压暂降严重程度 (案例 1)、采用均匀分布的线路故障概率评估节点电压暂降严重程度 (案例 2) 做对比。案例 1、2 采用综合暂降严重程度指标 S'_c 评估节点电压暂降严重程度。对评估结果采用式 (34) 进行标准化, 具体结果见表 6。

表 6 案例 1 和案例 2 的电压暂降严重程度指标评估结果

Table 6 The voltage sag severity index evaluation results of case 1 and case 2

节点	案例 1	案例 2	文中方法	实际结果
A_1	0.241	0.071	0.144	0.144
A_2	0.153	0.153	0.168	0.158
A_3	0.146	0.204	0.106	0.120
A_4	0.089	0.200	0.053	0.060
A_5	0.132	0.212	0.011	0.012
A_6	0.136	0.031	0.115	0.130
A_7	0.827	0.739	0.737	0.875
A_8	0.190	0.264	0.052	0.056
A_9	0.438	0.569	0.446	0.414
A_{10}	0.164	0.292	0.192	0.167

从表 6 中可以看出文中方法的评估结果与各节点的实际监测结果一致, 由式 (36) 可以得到, 文中方法的平均准确率可达 91%, 且仿真结果整体分布

均匀,稳定性好。案例 1 和案例 2 的评估结果虽然与实际监测结果的变化趋势类似,但是偏离实际监测结果较大。用式(36)计算 2 种对比案例的准确性时,发现某些节点处(例如第 8 个节点)的误差严重偏离实际监测数据的结果,此时的准确率记为 0,得到案例 1 的平均准确率为 64%,案例 2 的平均准确率仅为 37%。由此可以说明采用文中所提的基于多元线路特征因素融合的评估方法来评估节点的综合暂降严重程度更为准确。

5 结语

文中提出基于多元线路特征因素融合的电压暂降严重程度评估方法。采用改进 D-S 证据理论从多种角度量化了线路特征因素对线路故障的影响程度,建立了准确的线路故障概率模型,使电压暂降严重程度评估结果的准确性达到 90%。所提方法相较于没有充分考虑多元线路特征因素的评估方法,所提方法的准确性提高了 27 个百分点。同时,所提方法对系统侧和用户侧的电压暂降严重程度指标进行权重分析,得到一种综合严重程度指标,使评估结果更加符合实际情况。因此,从多元线路特征因素的角度出发评估节点电压暂降的严重程度,并对系统侧和用户侧的暂降严重程度指标进行综合权重分析,可以有效提高暂降严重程度评估结果的准确性。

参考文献:

[1] 汪颖,王欢,王昕. 一种基于改进灰色关联分析的电压暂降源识别方法[J]. 电测与仪表,2020,57(15):1-7.
WANG Ying, WANG Huan, WANG Xin. A method of voltage sag source identification based on improved grey relational analysis[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2020, 57(15):1-7.

[2] 杨家莉,徐永海. 基于组合赋权与 TOPSIS 模型的节点电压暂降严重程度综合评估方法[J]. 电力系统保护与控制,2017,45(18):88-95.
YANG Jiali, XU Yonghai. Comprehensive evaluation method of node voltage sag severity based on TOPSIS model and combination weights[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(18):88-95.

[3] XU Y H, WU Y P, ZHANG M M, et al. Sensitivity of programmable logic controllers to voltage sags[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2019, 34(1):2-10.

[4] 汪颖,陈春林,肖先勇. 电压暂降源异质堆叠集成学习识别法[J]. 电力系统保护与控制,2021,49(15):1-8.
WANG Ying, CHEN Chunlin, XIAO Xianyong. Heterogeneous stacking integrated learning identification method for voltage sag sources[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(15):1-8.

[5] 徐悦,孙建军,丁凯,等. 基于场景构建的电压暂降特征量随机评估方法[J]. 电力系统保护与控制,2021,49(9):105-112.
XU Yue, SUN Jianjun, DING Kai, et al. Random evaluation method of voltage sag characteristics based on scenario construction [J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(9):105-112.

[6] 肖助力,龚仁喜,陈双. 一种改进不完全 S 变换的电压暂降检测方法[J]. 电力系统保护与控制,2015,43(9):62-68.
XIAO Zhuli, GONG Renxi, CHEN Shuang. Detection of voltage sag by a modified incomplete S-transform [J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(9):62-68.

[7] 卢文清,常乾坤,贾东强,等. 设备侧电压暂降严重程度评估方法研究[J]. 电力自动化设备,2019,39(1):175-182.
LU Wenqing, CHANG Qiankun, JIA Dongqiang, et al. Research on evaluation methods of voltage sag severity for equipment side [J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(1):175-182.

[8] 俞骁,杨洪耕. 兼顾系统侧和用户侧的节点电压暂降严重程度综合评估方法[J]. 水电能源科学,2019,37(10):150-154.
YU Xiao, YANG Honggeng. Comprehensive evaluation of node voltage sag severity considering system side and user side [J]. Water Resources and Power, 2019, 37(10):150-154.

[9] DE OLIVEIRA T C, DE CARVALHO FILHO J M, LEBORGNE R C, et al. Voltage sags: validating short-term monitoring by using long-term stochastic simulation[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2009, 24(3):1344-1351.

[10] 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.

[11] 曾江,蔡东阳. 基于组合权重的蒙特卡洛电压暂降评估方法[J]. 电网技术,2016,40(5):1469-1475.
ZENG Jiang, CAI Dongyang. A Monte Carlo assessment method of voltage sags based on combination weight [J]. Power System Technology, 2016, 40(5):1469-1475.

[12] MOSCHAKIS M N, HATZIARGYRIOU N D. Analytical calculation and stochastic assessment of voltage sags [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2006, 21(3):1727-1734.

[13] GOSWAMI A K, GUPTA C P, SINGH G K. The method of fault position for assessment of voltage sags in distribution systems[C]//2008 IEEE Region 10 and the Third international Conference on Industrial and Information Systems. Kharagpur, India. IEEE, 2009:1-6.

[14] KHANH B Q, PHUC N H. Prediction of voltage sag in the transmission system of Vietnam, a case study [C]//2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition. Phoenix, AZ, USA. IEEE, 2011:1-7.

[15] 王劲,李晨懿,许中,等. 考虑设备敏感特性的单次电压暂

- 降事件分级评估方法[J]. 现代电力, 2018, 35(3): 39-45.
- WANG Jin, LI Chenyi, XU Zhong, et al. A novel classification assessment method for single-event voltage sags considering sensitivity of equipment[J]. Modern Electric Power, 2018, 35(3): 39-45.
- [16] BOLLEN M H J, SABIN D D, THALLAM R S. Voltage-sag indices-recent developments in IEEE PI564 task force[C]//CIGRE/IEEE PES International Symposium Quality and Security of Electric Power Delivery Systems, 2003. CIGRE/PES. Montreal, QC, Canada. IEEE, 2004: 34-41.
- [17] 浦雨婷, 杨洪耕, 马晓阳. 基于数据挖掘与改进灰靶的电压暂降严重度分析与评估[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(2): 198-206.
- PU Yuting, YANG Honggeng, MA Xiaoyang. Analysis and evaluation of voltage sag severity based on data mining and improved grey target theory[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(2): 198-206.
- [18] 何迪, 章禹, 郭创新, 等. 一种面向风险评估的输电线路故障概率模型[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(7): 69-76.
- HE Di, ZHANG Yu, GUO Chuangxin, et al. Failure probability model of transmission lines for risk assessment[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(7): 69-76.
- [19] XU F W, GUO K, LI H Q, et al. Evaluation of fault level of sensitive equipment caused by voltage sag via data mining[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2021, 36(5): 2625-2633.
- [20] 张尚, 王涛, 顾雪平. 基于直觉模糊层次分析法的电网运行状态综合评估[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(4): 41-49.
- ZHANG Shang, WANG Tao, GU Xueping. Synthetic evaluation of power grid operating states based on intuitionistic fuzzy analytic hierarchy process[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(4): 41-49.
- [21] 林冠强, 莫天文, 叶晓君, 等. 基于 TOPSIS 和 CRITIC 法的电网关键节点识别[J]. 高电压技术, 2018, 44(10): 3383-3389.
- LIN Guanqiang, MO Tianwen, YE Xiaojun, et al. Critical node identification of power networks based on TOPSIS and CRITIC methods[J]. High Voltage Engineering, 2018, 44(10): 3383-3389.
- [22] WANG Y Y, XU Z S. Evaluation of the human settlement in Lhasa with intuitionistic fuzzy analytic hierarchy process[J]. International Journal of Fuzzy Systems, 2018, 20(1): 29-44.
- [23] AMIRKHANI A, PAPAGEORGIU E I, MOSAVI M R, et al. A novel medical decision support system based on fuzzy cognitive maps enhanced by intuitive and learning capabilities for modeling uncertainty[J]. Applied Mathematics and Computation, 2018, 337: 562-582.
- [24] XU Z S, LIAO H C. Intuitionistic fuzzy analytic hierarchy process[J]. IEEE Transactions on Fuzzy Systems, 2014, 22(4): 749-761.
- [25] 石立宝, 简洲. 基于动态攻防博弈的电力信息物理融合系统脆弱性评估[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(17): 99-105.
- SHI Libao, JIAN Zhou. Vulnerability assessment of cyber physical power system based on dynamic attack-defense game model[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(17): 99-105.
- [26] 曾君, 王侨侨, 刘俊峰, 等. 一种基于势博弈的微电网分布式运行优化算法[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(24): 7195-7204, 7433.
- ZENG Jun, WANG Qiaoqiao, LIU Junfeng, et al. An operation optimization algorithm of microgrid based on potential game[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(24): 7195-7204, 7433.
- [27] 谢从珍, 白剑锋, 王红斌, 等. 基于多维关联信息融合的架空输电线路雷害风险评估方法[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(21): 6233-6244, 6485.
- XIE Congzhen, BAI Jianfeng, WANG Hongbin, et al. Lightning risk assessment of transmission lines based on multidimensional related information fusion[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(21): 6233-6244, 6485.
- [28] 周淦, 徐清鹏, 李剑, 等. 融合集对分析和证据理论的风电机组运行状态评估[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(7): 38-45.
- ZHOU Quan, XU Qingpeng, LI Jian, et al. Operating state assessment based on set-pair analysis and evidential reasoning decision-making for wind turbine generator unit[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(7): 38-45.
- [29] 王磊, 张磊, 牛荣泽, 等. 基于 CNN+D-S 证据理论的多维信息源局部放电故障识别[J]. 电力工程技术, 2022, 41(5): 172-179.
- WANG Lei, ZHANG Lei, NIU Rongze, et al. Partial discharge fault identification of multi-dimensional information sources based on CNN+D-S evidence theory[J]. Electric Power Engineering Technology, 2022, 41(5): 172-179.
- [30] 陈书樑, 曾江, 马海杰. 基于最大熵原理的光伏接入配网系统电压风险评估[J/OL]. 电测与仪表: 1-10[2023-10-28]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/23.1202.TH.20220318.182-2.010.html>.
- CHEN Shuliang, ZENG Jiang, MA Haijie. Voltage risk assessment of photovoltaic access distribution system based on maximum entropy principle[J/OL]. Electrical Measurement & Instrumentation: 1-10[2023-10-28]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/23.1202.TH.20220318.1822.010.html>.
- [31] 李顺祎, 汪颖, 杨敏辉. 基于改进 K-means 聚类的配电网电压暂降频次估计法[J]. 电力工程技术, 2021, 40(6): 103-112.
- LI Shunyi, WANG Ying, YANG Minhui. Estimation method of voltage sag frequency in distribution network based on improved K-means clustering algorithm[J]. Electric Power Engineering Technology, 2021, 40(6): 103-112.
- [32] 杨家莉, 刘书铭, 徐永海, 等. 基于熵权法的电压暂降严重程度综合评估方法[J]. 现代电力, 2017, 34(4): 40-49.
- YANG Jiali, LIU Shuming, XU Yonghai, et al. Comprehensive evaluation method of voltage sag severity based on entropy co-

- efficient method[J]. Modern Electric Power, 2017, 34(4): 40-49.
- [33] 谭亚欧,肖先勇,胡文曦,等. 电网节点电压暂降综合评估及其检验方法[J]. 电测与仪表, 2021, 58(4): 99-106.
TAN Yaou, XIAO Xianyong, HU Wenxi, et al. Comprehensive evaluation of grid node voltage sag and its testing method[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2021, 58(4): 99-106.
- [34] 国家市场监督管理总局, 国家标准化管理委员会. 电压暂降指标与严重程度评估方法: GB/T 39270—2020[S]. 北京: 中国标准出版社, 2020.
State Administration for Market Regulation, National Standardization Administration. Voltage dip indices and severity assessment method: GB/T 39270-2020[S]. Beijing: Standards Press of China, 2020.
- [35] 胡文曦,肖先勇,李成鑫. 考虑多维特征刻画的电压暂降严重程度评估方法[J]. 电网技术, 2021, 45(1): 331-338.
HU Wenxi, XIAO Xianyong, LI Chengxin. Voltage sag severity assessment method considering multi-dimension characterization[J]. Power System Technology, 2021, 45(1): 331-338.

作者简介:



徐方维

徐方维(1978),女,博士,教授,研究方向为电能质量分析与控制(E-mail: xufangwei@scu.edu.cn);

贺东(1996),男,硕士,研究方向为电压暂降严重程度评估;

郭凯(1997),男,博士在读,研究方向为电压暂降分析与治理。

Voltage sag severity evaluation based on multiple line characteristic factors fusion

XU Fangwei, HE Dong, GUO Kai, LONG Chenrui

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

Abstract: The existing methods for evaluating voltage sag severity do not sufficiently consider the effect of the multiple line characteristic factors on the line failure probability, which leads to a large error in the evaluation results. Therefore, an evaluation method for voltage sag severity based on multiple line characteristic factors fusion is proposed. Firstly, based on line historical fault data, the influence degree of multiple line characteristic factors on line fault which employ association rules to quantify is researched. Secondly, by improving the D-S evidence theory to fuse multiple line characteristic factors, an accurate line annual failure probability model is established, and the voltage sag severity of nodes by introducing maximum entropy into the method of fault positions are obtained. Finally, a comprehensive voltage sag severity index considering both voltage sag severity of power grid side and tolerance characteristics of sensitive equipment on the user side is proposed to evaluate node voltage sag severity. Based on the actual power quality monitoring data for validation and comparison with the evaluation cases that do not fully consider the line characteristic factors, the results show that the proposed method can effectively improve the accuracy of voltage sag severity evaluation.

Keywords: voltage sag; voltage sag severity; line characteristic factors; association rules; improving the D-S evidence theory; line annual failure probability; sensitive equipment

(编辑 吴昊)