

计及风、光、荷时序波动特性的 配电网线路脆弱性评估

鲁玲^{1,2}, 蒲秋平¹, 张瑶瑶³, 李欣^{1,2}, 张鑫¹, 许鸿卫¹, 鲁洋¹, 卜得利¹
(1.三峡大学 电气与新能源学院, 湖北 宜昌 443002; 2.三峡大学 智慧能源技术湖北省工程研究中心, 湖北 宜昌 443002; 3.国网衢州供电公司, 浙江 衢州 324000)

摘要: 文章对多类型分布式电源接入的配电线路脆弱性评估进行了研究。首先, 针对分布式电源的不确定性, 采用拉丁超立方抽样和同步回代法生成风、光经典出力场景, 从电网结构、运行状态及故障影响 3 方面出发, 基于复杂网络理论与潮流分析, 提出改进线路介数、改进线路度数、线路电压稳定性、故障损失等脆弱性评估指标; 其次, 提出了基于时序波动特性修正权重的博弈论-VIKOR 的综合评价模型, 对线路的脆弱性进行评价; 再次, 基于 IEEE33 节点系统的算例进行仿真验证, 结果表明, 所构建指标及评价模型能准确反映线路实时脆弱状态, 符合源、荷时序波动特性; 最后, 基于各时段线路综合脆弱性, 结合时段内线路脆弱性分布特性, 进一步分析了不同时段系统线路整体的真实脆弱性, 为含分布式电源配电网风险规避提供理论依据。

关键词: 分布式电源; 脆弱性评估; 时序波动特性; 博弈论

中图分类号: TK51; TM711 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-5292(2025)04-0499-11

0 引言

目前, 随着各种分布式能源 (Distributed Generation, DG)、分布式储能设备 (Electrical Energy Storage, EES) 的接入^[1,2], 使配电网呈现结构复杂性、状态多元性和供电方式多样性等特征。因此, 对含分布式电源配电网薄弱环节进行精准评估对提升用户满意度、减少经济损失和提高生产效率具有重大意义。

利用复杂网络分析电网脆弱性已成为最常见的方法之一, 该方法可显示电网中的关键节点、脆弱连接和潜在故障传播路径^[3-5]。文献[6,7]通过分析电网自身结构特点, 揭露了介数、度数、凝聚度等节点结构特性与节点脆弱性的相关性。但以上构建的电网模型均忽略电网线路或发电机之间的区别, 致使模型为无权模型, 与现实电网情况存在较大差异。文献[8]基于无权无向的电网模型, 定义电抗为线路的权, 结合介数模型定义改进介数模型。线路权值的定义使电网分析模型进一步贴近实际, 但忽略了潮流在电网中的实际分布情况。文献[9]在有权电网模型基础上, 提出了有向电气介数, 进一步解决了潮流传输与物理现象不相符的问题。以上研究完善了利用复杂网络理论进行

脆弱性辨识的理论。文献[10]基于复杂网络理论, 从配电网结构入手, 分析了配电网节点脆弱性。文献[11,12]利用复杂网络理论结合风险理论, 考虑结构和风险脆弱性指标, 对脆弱节点、线路进行评估。文献[13]利用戴维南理论, 在考虑大规模新能源接入的情况下, 基于短路容量建立了电网状态性评估模型。文献[14]针对不同安装位置及容量的 DG 接入, 对配电网脆弱性影响进行了研究。上述文献在研究 DG 接入对脆弱性影响时, 并未考虑不同类型 DG 共同作用场景, 且未考虑 DG 出力的不确定性, 均以单一时间截面进行分析, 未能体现负荷和 DG 随时间波动的特性; 在利用复杂网络理论分析时, 常忽略配电网运行状态和故障损失等因素脆弱性影响, 致使指标单一, 结果不准确; 在评价模型上, 容易出现权重赋予环节掺入主观偏好。

本文在建立多类型 DG 出力与负荷需求模型基础上, 利用拉丁超立方抽样和同步回代法解决了风、光出力的不确定性, 将其时序波动特性考虑在内。在指标建模上, 充分考虑配电网线路的结构、状态以及故障损失等影响, 基于复杂网络理论与潮流分析, 构建适用于含 DG 的配电网脆弱性

收稿日期: 2024-05-27。

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(52107107)。

作者简介: 鲁玲(1979-), 女, 硕士, 副教授, 研究方向为综合能源系统运行与规划。E-mail: luling@ctgu.edu.cn

指标。采用基于博弈论-VIKOR 的综合评价模型完成对线路脆弱性的评价排序。最后, 利用 IEEE33 节点系统进行仿真分析, 结果表明, 本文研究方法较传统方法更能有效辨识出含多类型 DG 配电网的脆弱线路。

1 DG 出力模型及配电网模型

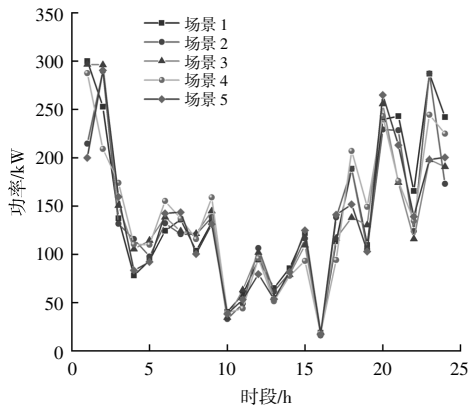
1.1 DG 出力模型

风电机组的出力 P_w 与风速 v 之间的关系为

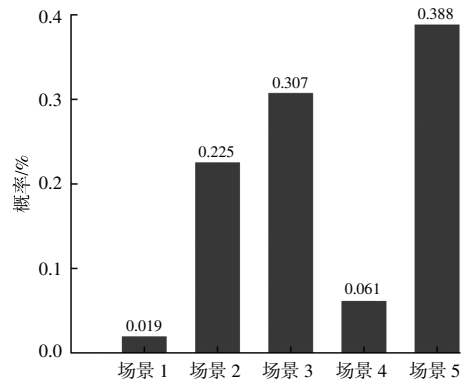
$$P_w(v) = \begin{cases} 0, & v < v_{ci} \\ P_a \frac{v - v_{ci}}{v_N - v_{ci}}, & v_{ci} \leq v \leq v_N \\ P_a, & v_N \leq v \leq v_{co} \\ 0, & v_{co} < v \end{cases} \quad (1)$$

式中: v_{ci} 为切入风速; v_N 为额定风速; v_{co} 为切出风速; P_a 为风机额定输出功率。

光伏阵列出力 P_{pv} 与光照强度 $s^{[15]}$ 的关系式为



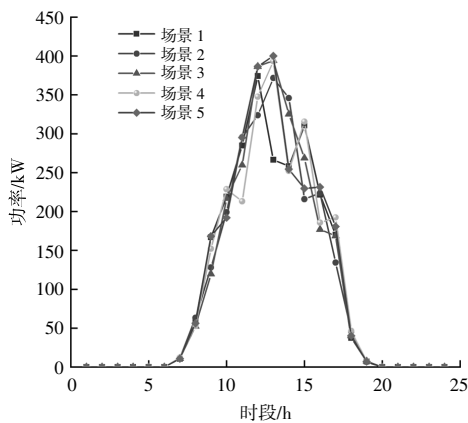
(a) 风机出力缩减场景



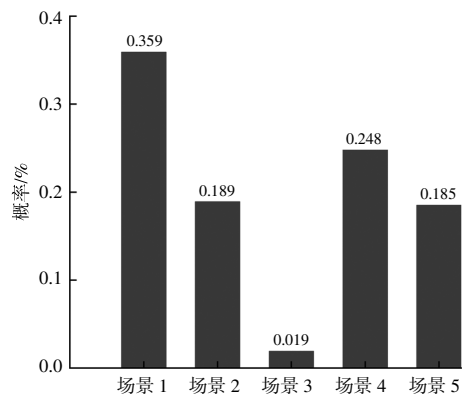
(b) 风机出力缩减场景对应概率

图 1 风机出力缩减场景及概率

Fig.1 Scenario and probability of wind turbine output reduction



(a) 光伏出力缩减场景



(b) 光伏出力缩减场景对应概率

图 2 光伏出力缩减场景及概率

Fig.2 Scenario and probability of photovoltaic output reduction

$$P_p(s) = \begin{cases} P_c \frac{s}{s_{NI}}, & 0 \leq s \leq s_N \\ P_c, & s_N \leq s \end{cases} \quad (2)$$

式中: P_c 为光伏阵列额定输出功率; s_{NI} 为光伏发电机组达额定输出功率时所对应的光照强度。

本文功率因数恒定^[16], 取值为 0.9。

1.2 基于中值拉丁超立方抽样法的场景生成

针对 DG 出力的多场景生成, 本文采用超立方拉丁抽样 (Latin Hypercube Sampling, LHS), LHS 是一种分层抽样法, 通过在每个维度上均匀抽样, 降低了采样值与输入值之间的相关性, 确保了抽样值有效覆盖抽样空间。为提升计算效率, 保留 DG 出力的主要特征, 使用同步回代法进行场景缩减, 得到风、光出力的典型场景及其概率如图 1, 2 所示。

1.3 配电网线路脆弱性指标集

①改进线路介数

传统线路介数忽略电力系统实际潮流分布。针对配电网“闭环设计,开环运行”的结构特点,提出改进线路介数模型^[1],其表达式为

$$B_{lk} = \left| \frac{1}{S_N} \sum_{a \in G, b \in F} [\sqrt{S_a S_b} I_{ab}(i)] \right| \quad (3)$$

式中: S_N 为系统基准容量; G 为发电机组集合; F 为负荷节点集合; S_a 为电源节点的额定容量或实际出力; S_b 为负荷节点的峰值功率或实际负荷; $I_{ab}(i)$ 为在节点 a, b 间注入单位电流源后,在第 i 条支路上形成的电流。

改进线路电气介数真实地反映“电源-负荷”节点对线路的利用程度,该值越大线路越重要。

②改进线路度数

网络是由节点与边构成的整体,线路的重要度必定受其首末端节点的影响。本文引入全局能效系数 μ_i ,全局能效系数衡量了节点到其它节点的难易程度,其值越大,表明该节点到其它节点的越容易,该节点越重要。经全局能效系数修正后的节点度既能反映节点的局部特性,又能反映全局特性。节点改进度 D_p 定义为

$$\begin{cases} D_{in} = D_{si} \mu_i \\ \mu_i = \frac{1}{n} \sum_{i \neq j, j \in J} \frac{1}{Z_{ij}}, (i=1, 2, \dots, n) \end{cases} \quad (4)$$

式中: n 为系统节点数目; Z_{ij} 为节点 i, j 间的最短路径长度,由于配电网对线路加权值为其阻抗值,因此 Z_{ij} 通过取阻抗值来反映线路距离; J 为除节点 i 外的节点集合; D_{si} 为节点收缩方法得到的节点度^[1]。

根据所定义的改进节点度数,引申出改进线路度数:

$$D_{lk} = \sqrt{D_{pm} D_{pn}} \quad (5)$$

式中: D_{pm}, D_{pn} 分别为线路首、末端的改进节点度值,线路度数数值越大,其重要性越大。

③线路电压稳定性

针对含分支的配电网电压稳定性分析,本文采用基于潮流解存在的电压稳定性指标^[17]:

$$S_{lk} = \frac{4(P_j X_{ij} - Q_j R_{ij})^2 + 4(P_j R_{ij} + Q_j X_{ij}) U_i^2}{U_i^4} \quad (6)$$

式中: P_j, Q_j 分别为节点 j 注入的有功功率、无功

功率; X_{ij}, R_{ij} 分别为线路 k 的电抗、电阻值; U_i 为节点 i 的电压; S_{lk} 值位于0~1, S_{lk} 值越大,表明该线路的电压稳定性越差,线路的脆弱性越大。

④故障损失

为体现线路故障对配电网的影响,将线路故障所导致的经济损失定义为故障损失 E_{lk} ,故障损失包括因孤岛内DG出力小于负荷需求导致的负荷丢失,或因线路故障导致的弃风或弃光引发损失套利,即:

$$E_{lk} = [1 - R(x)] \sum_{i \in r} l_i \delta_i + R(x) \left(P_{DG} - \sum_{j \in g} P_g \right) \alpha \quad (7)$$

式中: r 为因线路故障损失的负荷节点集合; l_i 为由线路故障造成节点负荷损失量; δ_i 为节点单位电量损失成本,根据负荷类型差异,其单位电量损失成本为居民用电0.5248元/(kW·h)、工业用电0.6437元/(kW·h)、商业用电0.85元/(kW·h)^[18]; P_{DG} 为孤岛内DG出力; g 为孤岛内负荷节点集合; α 为损失套利系数,本文取3种电价均值与DG并网电价差值^[9]; $R(x)$ 为判断函数,如果DG出力大于孤岛内负荷需求,则 $R(x)$ 为1,相反则为0。

故障损失计算流程如图3所示。切负荷策略为切除负荷造成经济损失最低,故障损失越大,其线路脆弱性越大。

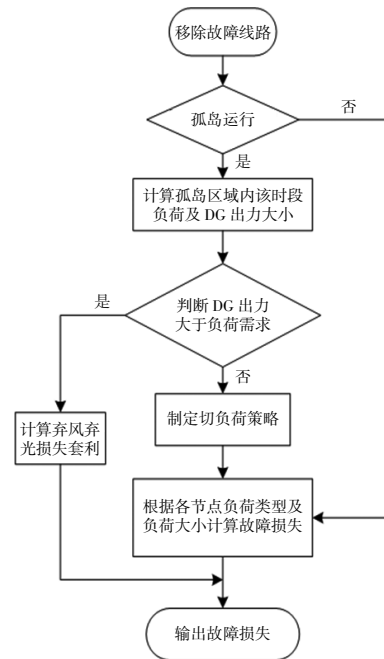


图3 故障损失计算流程

Fig.3 Algorithm flow of fault impact loss

2 基于博弈论-VIKOR 综合评价模型

2.1 指标综合权重确定

①AHP 确定主观权重

层次分析法 (Analytic Hierarchy Process, AHP)是一种依赖于决策者经验,来进行多属性决策分析的策略。本文采用 1-9 度标度法实现专家意见从定性到定量的转化,1-9 度标度法判断准则见文献[20]。根据专家意见结合 1-9 度标度法形成判断矩阵,当判断矩阵通过一致性检验后,其最大特征值所对应的特征向量归一化后即为主观权重向量 ω_1 。

②改进 CRITIC 法确定客观权重

传统的熵权法未考虑指标之间的相关性,对于数据中极值的处理方式容易导致重要信息丢失。改进 CRITIC 法是一种计及指标本身信息承载量和指标之间相关性的赋权方法,较好地克服熵权法的缺点。

由于文中考虑负荷需求及 DG 出力的时序波动特性,因此受其影响的线路脆弱性指标会存在多组值。为避免客观权重受指标值波动影响,各时段均采用改进 CRITIC 法对客观决策矩阵 B 元素贡献做定量分析。本文得到计算各指标客观权重的决策矩阵 B 为

$$B=(b_{ij})_{n \times k}=\begin{bmatrix} b_{11} & b_{12} & \cdots & b_{1k} \\ b_{21} & b_{22} & \cdots & b_{2k} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ b_{n1} & b_{n2} & \cdots & b_{nk} \end{bmatrix} \quad (8)$$

在获得归一化后的决策矩阵后,可得指标客观权重向量 ω_2 。

本文的客观权重与 DG 出力随负荷需求的变化趋势而变化,而主观权重仅与选取指标参数相关。

③基于博弈论的主、客观权重融合

使用单一赋权法时,结果易受离散极值或主观偏差影响^[21]。本文采用博弈论,将主、客观权重作为博弈双方,通过使可能的权重与主、客观权重差和最小,确定组合系数,从而得到由主、客观权重优势互补的综合权重 W 。

由主、客观权重向量构造基本权重向量集 $W'=\{\omega_1, \omega_2\}$,则其任意的线性组合为

$$\begin{cases} W=a_1 \omega_1^T+a_2 \omega_2^T \\ \text{s.t. } a_1+a_2=1 \\ 0 \leq a_i \leq 1 \end{cases} \quad (9)$$

根据综合权重向量 W 与 ω_1, ω_2 的离差极小化为准则,形成以离差和最小化为目标函数,对 a_1, a_2 进行寻优,即:

$$\min \left\| \sum_{j=1}^2 a_j \omega_j^T - \omega_i^T \right\|_2 \quad i=1,2 \quad (10)$$

由矩阵的微分性质可知,要满足式(10),只须其一阶导数满足:

$$\begin{bmatrix} \omega_1(\omega_1)^T & \omega_1(\omega_2)^T \\ \omega_2(\omega_1)^T & \omega_2(\omega_2)^T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_1 \\ a_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \omega_1(\omega_1)^T \\ \omega_2(\omega_2)^T \end{bmatrix} \quad (11)$$

对所求得 a_1, a_2 进行归一化处理:

$$a_i = a_i / \sum_{k=1}^2 a_k \quad (12)$$

由此可得出综合权重向量 W :

$$W = \alpha_1 \omega_1^T + \alpha_2 \omega_2^T \quad (13)$$

2.2 基于 VIKOR 模型综合评价

多准则妥协解排序法(VIKOR)是一种以满足群体整体的期望,并减少各个体的遗憾的排序法。利用 VIKOR 法首先计算所有方案的正、负理想解 Z^+, Z^- :

$$\begin{cases} Z_j^+ = \{ \max_i b_{ij} | i \in n, j \in m \} \\ Z_j^- = \{ \min_i b_{ij} | i \in n, j \in m \} \end{cases} \quad (14)$$

式中: n 为线路总数; m 为脆弱性指标个数。

其次,计算各方案到正理想解和负理想解的距离比值:

$$\begin{cases} S_i = \sum_{j=1}^m W_j \left(\frac{Z_j^+}{Z_j^+ - Z_j^-} \right) \\ R_i = \max \left[W_j \left(\frac{Z_j^+}{Z_j^+ - Z_j^-} \right) \right] \end{cases} \quad (15)$$

式中: W_j 为指标 j 对应权重。

最后,计算各条线路的利益比率 Q :

$$Q_i = v \frac{S_i - S^-}{S^+ - S^-} + (1-v) \frac{R_i - R^-}{R^+ - R^-} \quad (16)$$

式中: $S^+ = \max_i S_i, S^- = \min_i S_i, R^+ = \max_i R_i, R^- = \min_i R_i$; v 为平衡群体期望与个体遗憾, v 值为 0.5, 利益比

率越小则线路脆弱性越高,排序越靠前。

基于 VIKOR 模型的脆弱性排序,排序依据为各线路的利益比率 Q_i 的大小,利益比率越小线路的脆弱性排序越靠前,即线路脆弱性大小与利益比率呈现负相关性。便于后续分析,利用式(17)对其进行正向化处理,并定义为线路(系统)的综合脆弱性 RV 。

$$RV_i = 1 - Q_i \quad (17)$$

式中: RV_i 为线路(系统)的综合脆弱性的值。

3 仿真验证

3.1 基本参数设置

本文采用修改后 IEEE33 节点配电系统进行仿真分析^[22],具体拓扑结构如图 4 所示。

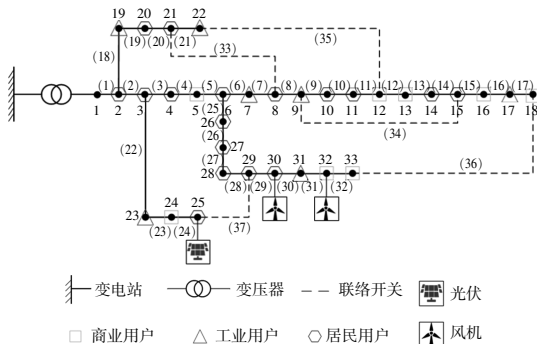


图 4 接入 DG 的 IEEE33 节点系统结构

Fig.4 IEEE33 node system architecture for DG access

该系统在考虑接入配网有功损耗和分布式能源接入容量约束等条件下,在节点 25 接入额定容量 400 kW 的光伏发电机组,在节点 30,32 分别接入额定容量 700,300 kW 的风力发电机组。接入的 DG 设备技术参数如表 1 所示。一天中各时段风速及光照信息见文献[23],各节点负荷类型通过随机函数随机生成。

表 1 DG 技术参数

Table1 DG technical parameters

光伏发电机组	风力发电机组
额定光照强度: $S_N=303.1 \text{ W/m}^2$	切入风速: $v_c=4 \text{ m/s}$
额定功率: $P_c=400 \text{ kW}$	额定风速: $v_N=14 \text{ m/s}$
	切出风速: $v_{co}=24 \text{ m/s}$
	额定功率: $P_{a1}=700 \text{ kW}$
	额定功率: $P_{a2}=300 \text{ kW}$

定义标准 33 节点配电系统各节点负荷值为节点最大负荷,各类型负荷 1 d 变化趋势^[24]如图 5 所示。

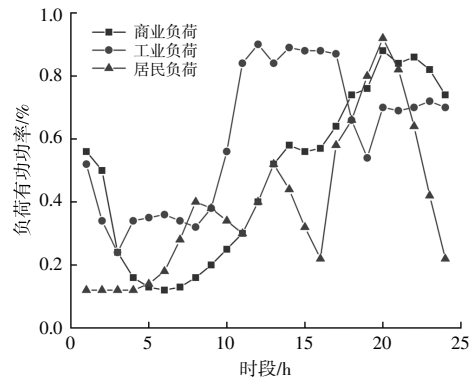


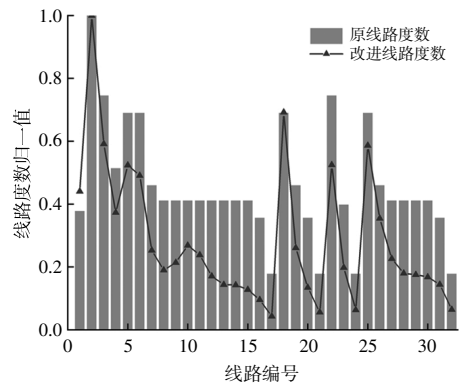
图 5 各类型负荷波动曲线

Fig.5 Fluctuation curves of various types of loads

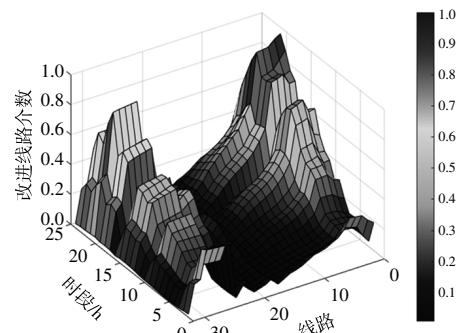
3.2 指标及权重计算结果分析

算例中风、光出力情况由求取数学期望的方式获得,根据各时段负荷需求及 DG 出力变动,得到各时段下线路的脆弱性指标,将各指标按全天最大值进行归一化后如图 6 所示。

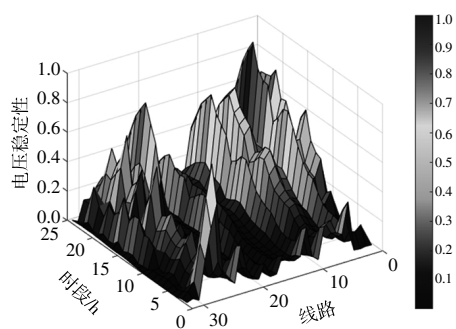
由图 6 可以看出,在本文所提及的 4 个脆弱性指标中,改进线路度数指标仅与配电网固定的拓扑结构相关,不受负荷需求和 DG 出力变化的影响,其原因在于指定电网结构后,节点度数与全局能效系数为定值,致使线路的度数亦为固定值。



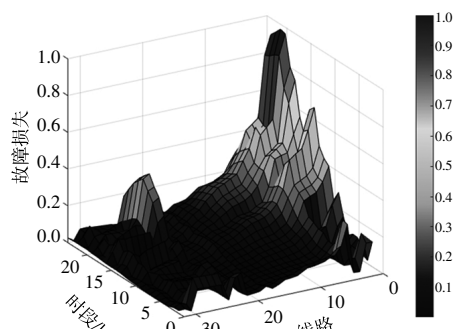
(a)改进线路度数



(b)改进线路介数



(c)线路电压稳定性



(d)线路故障损失

图 6 线路各脆弱性指标值

Fig.6 Vulnerability index values of each line

由图 6(a)可知:改进线路度数具有更强的区分度;改进线路介数、线路电压稳定性、故障损失等指标不仅与配电网结构密切相关,还会受到负荷需求及多个 DG 出力变化的影响。改进线路介数是表征从电源节点到负荷节点对某一线路的利用程度,其值与电源节点发出功率、负荷节点需求功率和电网结构均有较大关联,值越大表明该线路在此传输过程中有着更为重要的作用。引入全局能效系数的改进线路度数即反映了线路在局部结构的重要性,也反映了能量传输的全局结构中的重要性,其值根据选择模型而定;线路电压稳定性则根据系统潮流分布(节点输入输出功率、节点电压)以及阻抗等参数形成电压稳定的综合判断,判断线路稳定裕度,其值越大,表明该线路裕度较小,具有更大的脆弱性。故障损失是在线路因故障致使无法运行时,计及各类型 DG 出力所造成的经济损失,考察了线路对整个系统的影响。上述指标在不同方面共同反映了线路对系统的影响,使得评价结果更加合理可靠。

由以上分析可得,线路的不同脆弱性指标并非一致,这是因为每一项指标针对的线路特性不同所导致,因此结合多因素对配电线路进行分析

才能全面反映出线路的脆弱性。根据专家意见,结合 1-9 标度法,构建的判断矩阵 T 为

$$T = \begin{bmatrix} 1 & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \\ 2 & 1 & 1 & 1 \\ 2 & 1 & 1 & 1 \\ 2 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (18)$$

对该矩阵进行一致性检验为 $CR=0<0.1$,计算其最大特征值并归一化得到主观权重;在计算客观权重时,为消除负荷及 DG 的时序性影响,先得到客观赋权的决策矩阵,再计算出客观权重;最终进行主、客观权重交叉融合得到综合权重,权重结果如表 2 所示。

表 2 权重分配结果

Table 2 Weight allocation results

指标	主观权重	客观权重	综合权重
B_{lk}	0.142 9	0.264 7	0.191 7
D_{lk}	0.285 7	0.217 7	0.258 5
S_{lk}	0.285 7	0.321 5	0.300 0
E_{lk}	0.285 7	0.196 1	0.249 8

此方法下的权重考虑设备实际运行参数值、专家系统研判和源荷时序波动特性等因素,得出的综合权重更符合含多类型 DG 的配电网线路脆弱性评估。

3.3 线路综合脆弱性分析

依据前文得出的综合权重及各指标大小,可得出各时段下线路的脆弱性排序,本文仅列举各时段下综合脆弱性处于前 10 的线路,如表 3 所示。

表 3 各时段线路脆弱性排序

Table 3 Ranking of line vulnerability in different time periods

时段/h	线路综合脆弱性排序
1	5, 27, 28, 29, 8, 23, 9, 6, 12, 2
2	27, 5, 28, 29, 2, 23, 26, 25, 8, 12
3	27, 5, 28, 29, 2, 23, 8, 6, 26, 25
4	5, 27, 2, 28, 6, 8, 23, 12, 9, 7
5	5, 27, 2, 28, 6, 8, 12, 23, 9, 29
6	5, 27, 28, 29, 2, 6, 8, 25, 7, 23
7	5, 2, 27, 28, 6, 8, 23, 7, 9, 3
8	5, 2, 3, 8, 27, 6, 9, 7, 4, 12
9	5, 2, 8, 3, 27, 6, 28, 9, 7, 12
10	2, 5, 3, 4, 27, 8, 6, 9, 7, 28
11	2, 5, 3, 4, 6, 8, 9, 7, 27, 12

续表 3

时段/h	线路综合脆弱性排序
12	2,5,3,4,6,7,8,9,12,1
13	2,5,3,4,6,7,27,1,9,8
14	2,5,3,4,6,7,9,8,1,27
15	2,5,3,4,6,7,8,9,12,1
16	2,5,3,4,27,6,8,9,28,7
17	2,5,3,4,6,7,1,9,8,23
18	2,5,3,4,6,1,7,9,23,8
19	2,5,3,4,6,1,7,23,9,27
20	2,5,3,4,6,1,7,23,22,9
21	2,5,3,4,6,1,7,23,9,8
22	2,5,3,4,6,1,7,9,23,8
23	5,2,6,3,7,9,4,8,23,12
24	5,2,6,9,8,23,7,3,12,27

由表 3 可以看出,不同时段,位于脆弱性前 10 的线路排序也不相同。总体上线路 2,5 在各个时段均呈现相对较大的脆弱性。随时段不同,线路 2,5 脆弱性排序出现一定的差异。在 23-9 时段,风电机组出力较大,处在主网与 DG 之间的中心位置,致使线路 5 的故障损失接近或大于线路 2,且线路 5 的电压稳定性均低于线路 2,而电压稳定性指标权重较大,因此在这些时段线路 5 的脆弱性排序在线路 2 之前。在 10-22 时段,风电机组出力减少,而配电网的负荷需求逐渐增加,线路 2 的故障损失随传输功率增加而增加,且线路 2 的改进度数值为系统最大,因此在这些时段,其脆弱性排序较线路 5 更为靠前,线路 2,5 的指标对比如图 7 所示。

在风机出力较大时,线路 27,28,29 在“发电-负荷”节点起到关键作用,且其电压稳定性指标和传输的功率呈现较大的正相关性,因此风机出力较大阶段,其脆弱性较大。线路 25 因位于风电机组与主网的关键连接位置,使得其线路介数

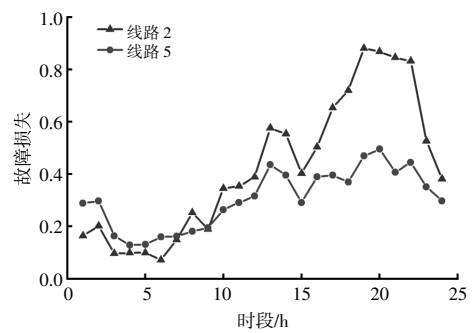
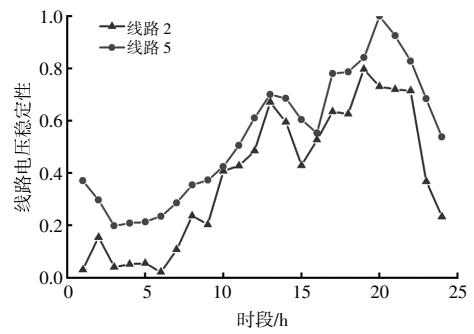
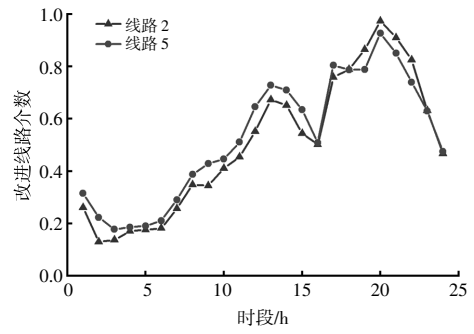
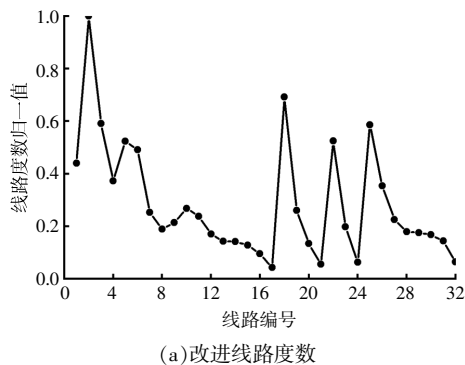


图 7 线路 2,5 脆弱性指标 24 时段对比曲线

Fig.7 Comparison curve of vulnerability indicators for line 2 and line 5 during 24 hours

全天处于系统较大水平,但线路 25 的电压稳定性指标在全天均较小,最高位于整个系统第 15,对应第 3 时段,其电压稳定性较好,且线路 25 故障损失指标随风机出力波动较大,最高位于整个系统第 7,对应第 2 时段,最低为整个系统第 30,对应时段 21,通过结合各项脆弱性指标综合分析得到,线路 25 在第 2,3,6 时段的脆弱性相对较大。线路 23 处在光伏发电机组与配电网的关键线路,其脆弱性与光伏出力特性有着较大关联,在 17-7 时段,光伏出力较小或出力为 0 时,节点 24,25 负荷需求相对于光伏出力较大,且这些时段线路 23 的电压稳定性较差,因此线路 23 在这些时段呈现较大的脆弱性,而在 8-16 时段,光伏出力增加,

负荷需求减小,光伏出力较多被就近消纳,对线路23利用程度较低,致使其脆弱性降低。上述分析表明,线路脆弱性受DG出力和负荷需求的时序波动特性影响较大,这种影响并不单一依靠DG出力判断,需要结合负荷和线路自身属性分析,因此基于其时序波动特性对配电网线路脆弱性进行评估,从而掌握不同时段下的脆弱线路是有必要的。

为验证本文方法的可行性,在相同情况下将本文脆弱性排在前10条线路与文献[24]得到的脆弱性结果进行对比,结果如表4所示。

表4 不同方法线路脆弱性排序结果对比
Table 4 Comparison of line vulnerability ranking results using different methods

方法	排序前十线路编号	场景
文献[24]	2,5,1,3,4,27,7,8,6,9	在30,32节点接入DG容量
本文方法	2,5,3,4,6,1,7,23,22,9	占配网总负荷的25%

由表4可知,运用本文方法所得结果与利用文献[24]方法所得结果具有较高的一致性,在一定程度上验证了本文方法的有效性。重合的部分线路在其排序上有较为明显的差异,如线路6在利用本文方法所得到的排序较文献[24]方法靠前,因为在文献[24]方法中缺乏对线路度数和线路故障损失等影响因素的考虑。线路1的排序在线路6之后,是因为线路1在传输大功率时,其电压稳定性也能保持在较高水平,符合33节点配电网初始设计理念。

综合上述分析,本文基于配电网的结构、运行状态以及故障影响对线路进行综合评价,得出的脆弱性分析更加准确可靠。

3.4 系统线路真实脆弱性分析

①线路脆弱性分布特性分析

系统线路真实脆弱性不仅与系统线路综合脆弱性的分布大小相关,也与其分布均匀程度相关。脆弱性分布越不均匀的系统的真实脆弱性越大^[25]。本文采用经济学中基尼系数 G ,对各时段内线路脆弱分布特性进行刻画。计算过程中,线路和线路综合脆弱性 RV 分别对应于人口和人口收入,计算式为^[26]

$$G=1-\frac{1}{n}\left(2\sum_{i=1}^{n-1}S_i+1\right) \quad (19)$$

式中: n 为线路的分组数; S_i 为从第1组~第*i*组线

路综合脆弱性的和占线路总的综合脆弱性的比例。

计算各时段基尼系数,部分时段的洛伦兹线如图8所示。越远离绝对均匀线的洛伦兹线对应时段的基尼系数越大,表征其系统脆弱性分布的均匀性较差。

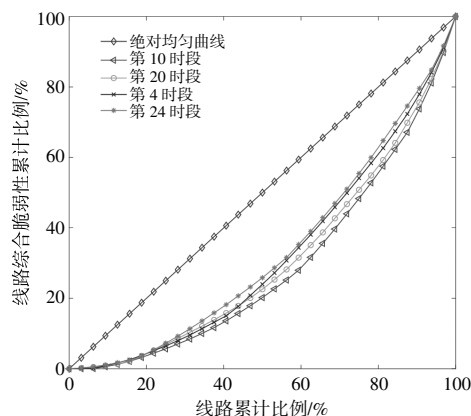


图8 部分时段综合脆弱性洛伦兹曲线

Fig.8 Lorenz curve of comprehensive vulnerability for partial time periods

②系统线路综合脆弱性分析

系统线路综合脆弱性是由系统中各线路的脆弱性所决定,在进行24个时段的系统线路综合脆弱性分析时,可设时段有 t 个,评价指标有 k 个,则可构建决策矩阵 C_{tk} ,矩阵 C_{tk} 中元素 C_{ij} 为时段 i 内系统所有线路第 j 项指标加和。通过构建决策矩阵 C_{tk} 可得系统线路综合脆弱性 RT_i ,其中各指标权重已由前文得出。

根据系统线路综合脆弱性,结合基尼系数可得到系统线路真实脆弱性 V_i 。

$$V_i=(G_i+RT_i)/2 \quad (20)$$

由上述定义得出各时段系统线路真实脆弱性排序,如表5所示。

表5 各时段系统真实脆弱性排序
Table 5 Ranking of real vulnerability of systems in different time periods

排序	时段/h	G_i	RV_i	V_i
1	19	0.947 8	0.865 5	0.906 7
2	22	0.886 4	0.827 0	0.856 7
3	21	0.682 2	0.910 5	0.796 4
4	20	0.584 5	1.000 0	0.792 3
5	13	0.916 8	0.654 3	0.785 6
6	17	0.881 9	0.688 9	0.785 4
7	18	0.745 3	0.740 3	0.742 8
8	14	0.837 3	0.602 2	0.719 8

续表 5

排序	时段/h	G_i	RV_i	V_i
9	10	1.000 0	0.284 6	0.642 3
10	16	0.726 7	0.515 8	0.621 2
11	12	0.793 3	0.435 7	0.614 5
12	11	0.840 6	0.342 2	0.591 4
13	15	0.608 4	0.426 5	0.517 5
14	2	0.582 0	0.307 0	0.444 5
15	1	0.540 4	0.272 1	0.406 3
16	9	0.575 9	0.173 7	0.374 8
17	8	0.537 9	0.177 7	0.357 8
18	23	0.047 1	0.590 4	0.318 8
19	3	0.534 7	0.061 2	0.297 9
20	24	0.000 0	0.407 1	0.203 6
21	4	0.294 1	0.000 0	0.147 0
22	6	0.212 1	0.050 2	0.131 2
23	7	0.152 5	0.098 4	0.125 5
24	5	0.208 7	0.003 7	0.106 2

由表 5 可得,系统线路综合脆弱性 RV 与脆弱性分布的均匀性 G 并非呈现一个正相关的关系。以时段 20 为例,该时段内系统线路综合脆弱性相对较大,但其线路脆弱性的分布均匀性在 24 个时段中并非最差的,使得这段时间内系统线路真实脆弱性未处在所有时段中最高水平。而在时段 23,其系统综合脆弱性为 0.590 4,相较于时段 10 的 0.284 6 大,但由于其脆弱性的分布较时段 10 更均匀,因此认为其真实脆弱性低于时段 10。

从整体上分析,负荷需求较大的时段,其系统线路的综合脆弱性大于负荷需求较低时段,如时段 12-24 综合脆弱性均大于时段 1-11,而系统线路脆弱性的分布特性与 DG 出力和负荷需求具有较大关联,在 DG 出力较大时段,负荷需求相对 DG 出力较小时段,系统线路脆弱性分布更加均匀,这和合理的风光接入使得配电网供电可靠性提升相符合。因此,在选择风光接入位置时,以降低系统线路综合脆弱性和线路脆弱性的不均匀程度为目标,可有效降低配电网线路的真实脆弱性。

为进一步验证本文方法的有效性与合理性,在 DG 出力与负荷需求一致的情况下,将脆弱性处在前十的时段进行对比,结果如表 6 所示。

由表 6 可知,在文献[24]所用方法与本文方法不考虑分布特性时,时段具有较多的重复,且排序基本一致,这是因为在不计及分布特性时,系统

表 6 不同方法下系统脆弱性时段排序

Table 6 Ranking of system vulnerability periods under different methods

排序	文献[24]方法	本文方法不考虑分布特性	本文方法考虑分布特性
1	20	20	19
2	19	21	22
3	21	19	21
4	22	22	20
5	18	18	13
6	17	17	17
7	13	13	18
8	14	14	14
9	23	23	10
10	16	16	16

线路脆弱性大小仅取决于配电网各线路脆弱性的大小,而在负荷较大阶段,线路往往表现出较大的脆弱性,致使在这些时段系统脆弱性较大。在考虑分布特性后,其排序发生变化,表明线路脆弱性的分布特性会影响系统脆弱性,计及分布特性能有效筛选出因分布不均匀而导致的脆弱性增加场景,因此在实际评估中不可忽视。

4 结论

本文综合考虑了各类型 DG 出力和负荷需求的时序波动特性,针对该类型配电网特点提出相应的脆弱性评估指标,并结合主、客观权重交叉融合的 VIKOR 评价模型,完成对配电网线路的脆弱性评估,得到如下结论。

①提出的线路介数、改进线路度数、线路电压稳定性、故障损失等指标,综合考虑了线路的多方面因素,有效解决了传统指标单一的问题,能够准确反映线路脆弱性。

②利用时段贡献向量,解决了部分因 DG 出力及负荷需求波动而产生变化指标的权重赋予问题,并使用博弈论-VIKOR 综合评价模型得到了各时段内线路综合脆弱性。

③对于不同时间段的配电网线路脆弱性,从脆弱性的整体特性与分布特性,综合评价了该时段配电网线路的真实脆弱性,更加全面地反映了风、光、荷波动对系统线路脆弱度的影响。

参考文献:

[1] 雷傲宇,周剑,梅勇,等.“3·3”中国台湾电网大停电事故分析及启示[J].南方电网技术,2022,16(9):90-97.

- [2] 林清源,薛毓强,曾乙宸.配电网重构研究综述[J].电气开关,2021,59(1):3-8.
- [3] 梁颖,方瑞明,卢小芬,等.基于复杂网络理论的电力系统脆弱线路辨识研究现状[J].电力系统保护与控制,2012,40(20):151-155.
- [4] 杨延勇,许强,李竹,等.基于线路保护反时限特性的含光伏发电系统风险备用优化模型[J].发电技术,2020,41(4):437-446.
- [5] 戴志辉,邱宏逸,王兴国,等.基于测量波阻抗相位特性的多端混合直流线路保护方案[J].电力工程技术,2023,42(5):117-127,176.
- [6] 丁明,韩平平.基于小世界拓扑模型的大型电网脆弱性评估算法[J].电力系统自动化,2006(8):7-10,40.
- [7] 刘艳,顾雪平.基于节点重要度评价的骨架网络重构[J].中国电机工程学报,2007,27(10):20-27.
- [8] 丁明,韩平平.加权拓扑模型下的小世界电网脆弱性评估[J].中国电机工程学报,2008,28(10):20-25.
- [9] 程临燕,张保会,李光辉,等.采用有向电气介数的脆弱线路选取[J].西安交通大学学报,2011,45(6):91-96.
- [10] 李建文,董继,张立鹏.基于等级划分隶属度函数的脆弱节点综合评估[J].电测与仪表,2022,59(8):112-119.
- [11] 史文超,李晓明,王孝琳,等.配电网脆弱性评估方法[J].电力系统及其自动化学报,2018,30(12):125-131.
- [12] 孙顺祥,李晓明,张繁碧,等.基于网络结构重要度和安全隐患脆弱度的配电网脆弱线路辨识[J].电力系统保护与控制,2018,46(14):107-113.
- [13] 丁少倩,林涛,翟学,等.基于短路容量的含大规模新能源接入的电网状态脆弱性评估方法研究[J].电力系统保护与控制,2016,44(13):40-47.
- [14] 王孝琳,郝超超,李晓明,等.含分布式电源的配电网脆弱性分析[J].电测与仪表,2019,56(6):38-43.
- [15] 樊晓伟,王瑞妙,朱小军,等.考虑风光荷时序波动特性的配电网投资策略多目标优化[J].可再生能源,2023,41(2):268-276.
- [16] 王成山,郑海峰,谢莹华,等.计及分布式发电的配电系统随机潮流计算[J].电力系统自动化,2005,29(24):39-44.
- [17] 蒋斌,吴健,冯亮,等.含分布式发电的有源配电网电压稳态指标计算研究[J].电子测量与仪器学报,2017,31(6):885-891.
- [18] 杜将武,唐小强,罗志伟,等.面向综合能源园区的丰枯电价定价方法[J].发电技术,2023,44(2):261-269.
- [19] 李军徽,安晨宇,李翠萍,等.计及调峰市场交易的储能-新能源-火电多目标优化调度[J].电工技术学报,2023,38(23):6391-6406.
- [20] 李涛,王志帆,毛前军,等.基于层次分析理论的太阳能热水系统防冻措施对比研究[J].可再生能源,2023,41(5):597-603.
- [21] 周依希,李晓明,瞿合祚.基于反熵-AHP二次规划组合赋权法的电网节点综合脆弱性评估[J].电力自动化设备,2019,39(7):133-140.
- [22] 张涛,张东方,王凌云,等.计及电动汽车充电模式的主动配电网多目标优化重构[J].电力系统保护与控制,2018,46(8):1-9.
- [23] 易海川,张彼德,王海颖,等.提高DG接纳能力的配电网动态重构方法[J].电网技术,2016,40(5):1431-1436.
- [24] 童方格,谭阳红,罗春辉.基于融合熵时段划分的三相配电网动态重构[J].电力自动化设备,2019,39(11):78-84.
- [25] 孙伟卿,李臻,谈一鸣.电力系统均匀性分析与优化方法综述[J].电网与清洁能源,2016,32(12):1-8,20.
- [26] Bingyan C, Dongli S, Fengshou G, et al. A full generalization of the Gini index for bearing condition monitoring[J]. Mechanical Systems and Signal Processing, 2023, 188: 109998.

Distribution network lines vulnerability assessment considering wind–solar–load timing series fluctuation characteristics

Lu Ling^{1,2}, Pu Qiuping¹, Zhang Yaoyao³, Li Xin^{1,2}, Zhang Xin¹, Xu Hongwei¹, Lu Yang¹, Bu Deli¹
(1.College of Electrical Engineering and New Energy, China Three Gorges University, Yichang 443002, China;
2.Hubei Provincial Engineering Center for Intelligent Energy Technology, China Three Gorges University, Yichang
443002, China; 3.State Grid Quzhou Power Supply Company, Quzhou 324000, China)

Abstract: This paper studies the vulnerability assessment of distribution lines with multi–type distributed power access. Firstly, in view of the uncertainty of distributed generation, the Latin hypercube sampling and synchronous back substitution method are used to generate the classic output scenarios of wind and light. Based on the complex network theory and power flow analysis, the vulnerability assessment indexes such as improved line betweenness, improved line degree, line voltage stability and fault loss are proposed from three aspects of power grid structure, operation state and fault influence. Secondly, a comprehensive evaluation model of game theory–VIKOR based on the correction weight of time series fluctuation characteristics is proposed to evaluate the vulnerability of the line. Then, the simulation verification is carried out based on the example of IEEE33 node system. The results show that the constructed index and evaluation model can accurately reflect the real–time fragile state of the line and conform to the time series fluctuation characteristics of source and load. Finally, based on the comprehensive vulnerability of lines in each period, combined with the distribution characteristics of line vulnerability in each period, the real vulnerability of the whole system line in different periods is further analyzed, which provides a theoretical basis for risk aversion of distribution network with distributed generation.

Keywords: distributed generation; vulnerability assessment; time series fluctuation characteristics; game theory