

考虑联络线转供及孤岛划分的配电网风险评估

侯宇翔¹, 彭敏放¹, 朱 亮², 车红卫², 侯婧媛²

(1. 湖南大学 电气与信息工程学院, 湖南 长沙 410082;

2. 国网湖南省电力公司, 湖南 长沙 410007)

摘要: 基于风险评估理论和 $N-1$ 安全准则, 针对含分布式电源的配电系统故障及其供电恢复情况, 提出负荷点损失风险指标、线路过负荷风险指标及其综合风险指标评估系统的风险程度, 通过统计分析找到系统脆弱节点及线路。基于启发式算法, 提出优先联络线转供、然后通过分布式电源孤岛划分相互配合的故障恢复策略, 并从最大限度地降低系统负荷点损失风险的角度讨论了分布式电源的入网位置。以 IEEE 33 节点配电系统为例, 验证了所提评估指标能反映含分布式电源配电网的风险程度, 所提故障恢复策略及分布式电源入网位置方案能有效降低系统风险。

关键词: 配电网; 风险评估; 故障恢复; 分布式电源; $N-1$ 安全准则; 联络线转供; 孤岛划分; 启发式算法
中图分类号: TM 761 **文献标识码:** A **DOI:** 10.16081/j.issn.1006-6047.2017.10.012

0 引言

现代配电系统发展规模越来越大, 其发生故障后造成的风险也越来越严重。采取有效的故障恢复措施以减少系统故障损失负荷, 客观正确地评估配电系统风险程度, 对于保证配电系统的安全、稳定、可靠运行十分重要^[1]。当配电系统发生故障后, 通过合适的故障恢复策略恢复系统供电, 在此基础上构建风险评估指标, 评估系统风险程度, 是本文的研究目标。

配电网通常具有闭环设计、开环运行的特点, 其配置了较多分段开关和联络开关^[2]。传统配电网可通过调整分段开关、联络开关的状态, 通过联络线 TL (Tie Line) 转供的方式恢复被隔离故障区域的负荷^[3]。随着分布式电源 DG (Distributed Generation) 的大量接入, 配电网从单电源辐射状的网络变为多电源网络, 通过对故障后的停电区域进行孤岛划分, 可以降低停电损失, 提高系统可靠性^[4], IEEE 1547—2003 将标准 DG 计划孤岛的实现作为以后的工作重点^[5]。因此含 DG 的配电系统可以通过 TL 转供和 DG 孤岛划分等方式恢复故障停电区域的供电, 而这 2 种方式相结合的故障恢复方案研究成果相对较少, 且尚未考虑如何选择 DG 入网位置可以最大限度地恢复供电、降低系统负荷损失风险的问题。对智能电网进行风险评估相对于以往确定性安全评估更能够考虑到运行系统中的不确定性因素^[6], 对识别网络

中的薄弱环节和主要风险因素、实现网络的最优运行具有重要意义^[7]。目前专家学者在配电网风险研究方面提出很多评估指标, 然而 DG 输出功率的间歇性和随机性、孤岛划分策略的大量调用等因素使得配电网风险评估更为冗杂, 传统的风险评估体系与流程方法已不再适用^[8]。文献^[9]综合考虑元件故障概率和故障所造成的失电负荷进行风险评估, 但未考虑恢复策略对减小停电损失的影响。文献^[8]提出失负荷概率、电量不足、重要负荷损失程度的停电风险严重程度指标, 但仅考虑孤岛划分进行供电恢复的策略, 忽视了联络开关的存在。

为了评估含 DG 配电系统的风险程度, 本文基于系统 $N-1$ 故障情况, 构建了系统负荷点损失风险和线路过负荷风险指标及其综合风险指标, 指标考虑了负荷停电、低电压和 DG 概率性供电带来的失负荷情况, 通过对风险值的统计找到系统脆弱节点和线路。同时基于启发式算法提出 TL 转供和 DG 相配合的系统故障恢复策略, 在含 TL 的配电网基础上, 从最大限度地降低系统负荷点损失风险角度讨论 DG 的入网位置选择。算例结果验证了所提方法的正确性和有效性, 可指导配电网规划及风险预防。

1 含 DG 的配电网元件模型构建

1.1 风力发电概率模型

计算风力发电机 (WTG) 有功输出的前提是需要知道风速分布曲线, 本文采用威布尔 (Weibull) 分布来拟合风速^[10]。

$$f_{\text{WTG}}(v) = \frac{k_w}{c_w} \left(\frac{v}{c_w} \right)^{k_w-1} \exp \left[- \left(\frac{v}{c_w} \right)^{k_w} \right] \quad (1)$$

其中, k_w 、 c_w 为威布尔参数, 取 $k_w=2$ 。WTG 有功输出

收稿日期: 2016-08-04; 修回日期: 2017-07-19

基金项目: 国家自然科学基金资助项目 (61472128, 61173108); 湖南省自然科学基金重点项目 (14JJ2150)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China (61472128, 61173108) and the Key Program of National Natural Science Foundation of Hunan Province (14JJ2150)

P_{WTG} 与风速 v 之间具有如下函数关系:

$$P_{\text{WTG}} = \begin{cases} 0 & 0 < v \leq v_{\text{ci}}, v > v_{\text{co}} \\ P_{\text{WTG}}^r \frac{v - v_{\text{ci}}}{v_r - v_{\text{ci}}} & v_{\text{ci}} < v \leq v_r \\ P_{\text{WTG}}^r & v_r < v \leq v_{\text{co}} \end{cases} \quad (2)$$

其中, P_{WTG}^r 为 WTG 的额定容量; v_{ci} 、 v_r 、 v_{co} 分别为 WTG 的切入风速、额定风速及切出风速。

1.2 光伏发电概率模型

白天太阳能光照强度近似服从 Beta 分布, 其概率密度函数如下^[10]:

$$f_{\text{PVG}}(r) = \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} \left(\frac{r}{r_{\text{max}}} \right)^{\alpha-1} \left(1 - \frac{r}{r_{\text{max}}} \right)^{\beta-1} \quad (3)$$

其中, r 和 r_{max} 分别为实际光强和最大光强, 单位为 W/m^2 ; $\Gamma(\cdot)$ 为伽马函数; α 和 β 为 Beta 分布的形状参数。光伏发电(PVG)的有功输出 P_{PVG} 与电池组件总面积 A 、光电转换效率 η 成正比, 即 $P_{\text{PVG}} = A\eta r$ 。当光照强度为 r_{max} 时, 其输出最大功率为 P_{PVGmax} 。

1.3 负荷模型

负荷点的负荷供电相对稳定, 可视为恒常负荷。

2 风险评估指标的构成

2.1 风险评估理论

风险理论是研究导致灾害的可能性和伤害严重程度的理论^[11]。配电网运行风险可表示为:

$$R(C/X_i) = \sum_{i \in E_{\text{le}}} p_i(E/X_i) S_i(C/E) \quad (4)$$

其中, E_{le} 为预想事故集中的元件集合; X_i 为故障前的运行状态; E 为不确定事故; C 为不确定事故造成的后果; $p_i(E/X_i)$ 为在 X_i 下 E 出现的概率; $S_i(C/E)$ 为在 E 下产生的后果严重程度; $R(C/X_i)$ 为运行风险指标值。

2.2 线路故障概率模型的建立

线路自身存在固有故障率 λ_0 , 其实际故障率也与通过该线路的过负荷程度有关。结合效用理论, 定义该线路的实际故障率如下^[12]:

$$L_{\text{OD}} = \begin{cases} 0 & L \leq a \\ L - a & L > a \end{cases} \quad (5)$$

$$S_{\text{OD}} = e^{L_{\text{OD}}} - 1 \quad (6)$$

$$\lambda = \begin{cases} \lambda_0 & S_{\text{OD}} \leq 1 \\ \lambda_0 S_{\text{OD}} & S_{\text{OD}} > 1 \end{cases} \quad (7)$$

其中, L 为流过线路的电流占其额定电流的比例; a 为线路电流与额定电流的比值, 通常取 $a = 0.8$; S_{OD} 为过负荷指标; λ 为线路实际故障率。系统出现 2 条及以上线路故障的概率极低, 通常采用 $N-1$ 安全准则评估配电网的安全供电能力^[13]。本文考虑 $N-1$ 故障情况下的配电网系统风险, 在评估时间 T 内第 j 条线路发生故障而其他线路正常的概率 λ_{Ej} 的计算式如下:

$$\lambda_{Ej} = \lambda_j \prod_{k \in \Lambda} (1 - \lambda_k) \quad j \notin \Lambda \quad (8)$$

其中, Λ 为系统中未发生故障的正常线路集合。

2.3 评估指标的构建

当系统发生故障 E_j 时, 含 DG 的配电网可以通过 TL 转供以及 DG 孤岛划分的方式, 恢复配电系统部分停电用户的供电。当进行 DG 供电时, DG 对部分停电用户的供电概率计算式如下:

$$P_{\text{DG}} = \begin{cases} \int_{v_{\text{Gmin}}}^{v_r} f_{\text{WTG}}(v) dv & \text{DG 为 WTG} \\ p_{\text{Day}} \times \int_{r_{\text{Gmin}}}^{r_{\text{max}}} f_{\text{PVG}}(r) dr & \text{DG 为 PVG} \end{cases} \quad (9)$$

其中, v_{Gmin} 、 r_{Gmin} 分别为 DG 恰好满足其供电用户所需负荷时的风速和光照强度; p_{Day} 为白天时间占全天时间的比例。

2.3.1 负荷点损失风险指标

当配电系统发生故障 E_j 且通过恢复方案恢复了部分负荷点的供电后, 系统中的所有负荷点将处于 3 类区域: 连接系统(含 TL 转供)区域(I 类区域)、停电区域(II 类区域)及 DG 恢复供电区域(III 类区域)。负荷点的损失风险指标考虑了停电和低压 2 种情况导致的该点用户和能量的损失风险。配电网负荷增长使其母线电压低于限定值, 是风险评估的考虑因素^[14-15]。在此研究其供电不足导致的节点负荷损失风险, 其中的负荷点负荷功率 $P \propto V^2$ (V 为负荷点实际电压与额定电压的比值), 低电压导致的用户和能量损失程度为 L_{LV} , 利用 S_{LV} ($0 < S_{\text{LV}} < 1$) 对其影响进行放大处理, 计算式如下:

$$L_{\text{LV}} = |1 - V^2| \quad (10)$$

$$S_{\text{LV}} = \begin{cases} e^{L_{\text{LV}}} - 1 & e^{L_{\text{LV}}} \leq 2 \\ 1 & e^{L_{\text{LV}}} > 2 \end{cases} \quad (11)$$

第 i 个负荷点在故障 E_j 下的损失风险值 R_{ij}^{Node} 为:

$$R_{ij}^{\text{Node}} = (p_1 + p_2 S_{\text{LV}}^{ij}) \left(\rho_1 \frac{\lambda_{Ej} \mu_i n_i}{\sum_{k \in \varphi_{\text{sc}}} \mu_k n_k} + \rho_2 \frac{\lambda_{Ej} \mu_i P_i}{\sum_{k \in \varphi_{\text{sc}}} \mu_k P_k} \right) \frac{t}{T} \quad (12)$$

其中, φ_{sc} 为系统所有节点及线路集合; T 为评估周期; t 为故障持续时间; S_{LV}^{ij} 为发生故障 E_j 时第 i 个负荷点的低电压程度; n_i 、 μ_i 分别为第 i 个负荷点的供电用户数和重要度; 由于负荷点的用户和能量的损失评估在负荷点风险评估中的重要程度相同, 则 $\rho_1 = \rho_2 = 0.5$; P_i 、 P_k 分别为第 i 、 k 个负荷点的功率; p_1 、 p_2 为对应负荷点处于 3 类区域下的供电概率, 当负荷点在 I 类区域时有 $p_1 = 0$ 、 $p_2 = 0$, 当负荷点在 II 类区域时有 $p_1 = 1$ 、 $p_2 = 0$, 当负荷点在 III 类区域(第 k 个 DG 供电, 供电概率为 p_{DG}^k)时有 $p_1 = 1 - p_{\text{DG}}^k$ 、 $p_2 = p_{\text{DG}}^k$ 。第 i 个负荷点在所有故障下的损失风险统计值 R_i^{Node} 为:

$$R_i^{\text{Node}} = \sum_{E_j \in \varphi_{\text{E}}} R_{ij}^{\text{Node}} \quad (13)$$

其中, φ_{E} 为预想事故集合。

2.3.2 线路过负荷风险指标

过负荷风险反映的是系统发生事故导致系统中线路传输功率过载的可能性和危害程度^[11]。系统发生故障 E_j 及配电网恢复供电之后,结合式(5)、(6)计算第 i 条线路 L_i 的过负荷程度值,得到系统发生故障 E_j 后第 i 条线路的过负荷风险值 R_{ij}^{Line} 为:

$$R_{ij}^{\text{Line}} = p_{\text{Line}} \frac{\lambda_{Ej} S_{\text{OD}}^{ij}}{m_0 S_{\text{OD}}^0} \frac{t}{T} \quad (14)$$

其中, S_{OD}^{ij} 为配电系统发生故障 E_j 时第 i 条线路的过负荷程度; m_0 为所有线路的数目; 当 $L=1$ 时, $S_{\text{OD}} = S_{\text{OD}}^0$; p_{Line} 为线路处于不同区域下的供电概率, 当线路在 I 类区域时有 $p_{\text{Line}} = 1$, 当负荷点在 II 类区域时有 $p_{\text{Line}} = 0$, 当负荷点在 III 类区域(第 k 个 DG 供电)时有 $p_{\text{Line}} = p_{\text{DG}}^k$ 。第 i 条线路在所有故障下的过负荷风险统计值 R_i^{Line} 为:

$$R_i^{\text{Line}} = \sum_{E_j \in \varphi_n} R_{ij}^{\text{Line}} \quad (15)$$

2.3.3 系统综合风险值

当发生故障 E_j 后,系统综合风险值不仅包含负荷点损失风险值,也包含线路过负荷风险值,综合风险值 R_{Ej} 如下:

$$\begin{cases} R_{Ej} = \sigma_1 R_{Ej}^{\text{Node}} + \sigma_2 R_{Ej}^{\text{Line}} \\ R_{Ej}^{\text{Node}} = \sum_{i \in \varphi_{sc}} R_{ij}^{\text{Node}}, R_{Ej}^{\text{Line}} = \sum_{i \in \varphi_{sc}} R_{ij}^{\text{Line}} \end{cases} \quad (16)$$

其中, σ_1 、 σ_2 为权重系数。负荷点损失风险值的建立是为了评估系统停电区域供电恢复程度和低电压损失程度,是主要评估指标。然而当更多的负荷点被恢复供电时,会使得配电系统结构不合理,线路存在较大过电流现象,使恢复后的系统难以稳定工作,因此设置线路过负荷风险指标作为参考评估指标,该指标值需满足式(17),否则故障恢复方案不可取。

$$R_{Ej}^{\text{Line}} < \gamma_L \lambda_{Ej} S_{\text{OD}}^{\text{Normal}} \quad (17)$$

其中, $S_{\text{OD}}^{\text{Normal}}$ 为系统正常供电时线路过负荷程度; γ_L 为裕度值,取值 1.0~1.2。本文定义权重系数的设置为 $\sigma_1=0.8$, $\sigma_2=0.2$,得到系统综合风险统计值 R_{Sys} 如下:

$$R_{\text{Sys}} = \sum_{E_j \in \varphi_n} R_{Ej} \quad (18)$$

3 系统故障恢复方案

本文研究的配电系统发生故障后的停电负荷恢复方案包括 TL 转供和 DG 孤岛供电方案。由于 TL 转供可以使停电负荷重新连接到配电系统,实现稳定的供电,而 DG 供电具有概率性,因此 TL 转供是作为停电负荷恢复供电的优选方案,其中能够通过 TL 转供的条件为:当发生故障 E_j 时,能够投入转供的 TL 一端连接在正常供电区域,另一端连接在故障停电区域,其中不包括经过 TL 转供之后满足该条件的 TL。之后对于剩余的故障停电负荷点通过 DG 进行孤岛供电,当其接入的负荷点处于停电状态时投

入供电。为了保证配电网结构始终呈辐射状,每个孤岛内仅有 1 个 TL 或 DG 单独供电。

3.1 孤岛电源出力容量

由于 TL 转供会改变配电网原有结构,出现配电系统线路电流过大和节点用户电压过低而增大系统风险的情况,需限制 TL 转供出力容量为 P_{TL} 。对于 DG 供电,由于考虑到概率供电情况,因此要保证其在孤岛供电时具有较大的供电概率。DG 最大供电负荷为 P_{max} ,设置供电裕度 μ ($0 < \mu < 1$),满足转供条件的 TL 与 DG 均视为孤岛电源 S,孤岛电源出力容量计算式如下:

$$P_S = \begin{cases} P_{\text{TL}} & \text{TL 转供} \\ P_{\text{max}} \mu & \text{DG 供电} \end{cases} \quad (19)$$

3.2 孤岛划分目标

- 优先考虑通过 TL 对故障停电区域供电。
- 孤岛内应尽量包括负荷等级更高的负荷点。
- 负荷等级相同时恢复用户数更多的负荷点。
- 对于有相同负荷等级及用户数的负荷点,优先考虑有功较小的负荷。

3.3 约束条件

- 每个孤岛内仅有单个孤岛电源 S 供电。
- 孤岛内孤岛电源 S 出力必须大于负荷需求。

3.4 孤岛划分算法与步骤

本文基于启发式搜索算法,先通过 TL 作为孤岛电源对故障区域进行孤岛划分,然后通过 DG 对剩余故障区域进行二次孤岛划分,2 次孤岛搜索过程相同,步骤如下。

(1) 分别标记系统中第 i 个负荷点处于正常供电 ($M_{ki}=0$) 或故障停电状态 ($M_{ki}=1$) 的情况,设置所有停电区域的线路标记 $L_g=1$,找到可以投入使用的所有孤岛电源集合 $S_k \in \Phi_S$,若 $\Phi_S \neq \emptyset$,对 Φ_S 中的 S_k ($k=1,2,\dots,N_S$) 进行编号,从 S_k ($k=1$) 开始孤岛搜索过程;否则系统孤岛划分结束。

(2) 找到与 S_k 相连的 $M_{ki}=1$ 的负荷点,形成集合 φ_{S_k} ,按孤岛划分目标 b、c 对 φ_{S_k} 中负荷点排序,逐一搜索,此时考虑如下 2 种情况。

a. 若找到 $N_i \in \varphi_{S_k}$ 使得 $P_{S_k} + P_{N_i} \geq 0$,将 N_i 融合进 S_k ,标记 $M_{ki}=0$,以及 S_k 与 N_i 之间的线路记号 $L_{gki}=1$,新的孤岛电源出力 $P_{S_k} = P_{S_k} + P_{N_i}$,找到下一个 S_k ($k=k+1$,若 $k=N_S$,则 $k=1$),继续步骤(2)。

b. 若 $\forall N_i \in \varphi_{S_k}$ 都出现 $P_{S_k} + P_{N_i} < 0$ 的情况,或者 $\varphi_{S_k} = \emptyset$,标记所有与 S_k 相连的 N_i 的线路的 $L_{gki}=0$,从 Φ_S 中移出 S_k ;若 $\Phi_S \neq \emptyset$,对 Φ_S 的孤岛电源重新编号,设置 $k=1$,继续步骤(2),否则所有可以投入的孤岛电源搜索完毕,进入步骤(3)。

(3) 经过上述步骤(1)、(2)之后,将所有标记 $L_g=0$ 的线路断开,此时形成的每个孤岛系统都只有单个孤岛电源 S 供电。

4 DG 入网位置选择

在配电系统中 TL 接入位置已经确定的前提下研究 DG 入网位置的选择,而 DG 入网位置与系统故障恢复策略有关。按照 3.4 节中的孤岛划分算法,在每次系统出现故障后首先有 TL 作为孤岛电源对停电区域进行孤岛划分,无论系统中是否含有 DG,故障集 E_l 与 TL 恢复供电方案集存在一一对应的关系,即有 $f_{TL}: \varphi_{E_l} \rightarrow (\varphi_{TL}, \varphi_{NoTL})$,其中 φ_{NoTL} 为未被 TL 转供的故障区域,需要通过 DG 恢复供电,参考式(12),将引入 DG 使 φ_{NoTL} 区域内所有负荷点的损失风险值之和最小作为 DG 入网位置选择目标。

4.1 DG 入网位置选择目标函数

DG 入网位置选择的目标函数如下:

$$\begin{cases} \min f = \sum_{E_j \in \varphi_{E_l}} R_{ij}^{Node} \\ i \in \varphi_{E_l}^{E_j}, p_1 = 1 - p_{DG}^k, p_2 = p_{DG}^k \end{cases} \quad (20)$$

其中, $\varphi_{E_l}^{E_j}$ 为系统处于故障 E_j 下的所有 DG 供电区域,且 $\varphi_{E_l}^{E_j} \in \varphi_{NoTL}^{E_j}$ 。

4.2 DG 入网候选负荷点的确定

对于有 TL 转供的配电系统,参照式(13)分别计算所有负荷点的损失风险统计值,设置其基准参考值为 R_i^0 ,其中 $R_i^{Node} > R_i^0$ 为系统中损失风险较大的负荷点,将 DG 接入该点能够较大幅度地降低目标函数 f ,该点即为候选负荷点 N^{LS} ,而 $n(n \geq 1)$ 个 N^{LS} 在同一条线路上则称为候选支路 B^{LS} 。找到系统 N^{LS} 可以缩小 DG 的入网选择范围,进而确定 DG 的入网位置。

4.3 单个 DG 接入后降低负荷点损失风险统计值

考虑到当某些故障 E_j 发生后不同的 B^{LS} 在系统中被 TL 供电区域“隔离”开, DG 在不同的 B^{LS} 上进行孤岛划分时互不影响,因此将 DG 接入不同的缺供线路上可以保证 DG 更大概率、更大范围地恢复供电。在此研究单个 DG 接入系统后降低系统负荷点损失风险统计值的情况。设系统有 m 个 DG 待接入配电系统, B^{LS} 有 N 条。计算第 k 个 DG 接入第 l 条 B^{LS} 、节点号为 X_{lk} 的 N^{LS} 后降低负荷点的损失风险统计值 $R_{k,l}^{X_{lk}}$,形成该 DG 接入的 B^{LS} 上所有降低负荷点损失风险统计值的集合 $R_{k,l}$,从中找到最大值 $F_{k,l}$,入网点标记为 X_{lk}^k 。计算式如下:

$$\begin{cases} R_{k,l}^{X_{lk}} = \sum_{E_j \in \varphi_{E_l}} R_{ij}^{Node} & X_{lk} \in B_l^{LS}; k=1,2,\dots,m; l=1,2,\dots,N \\ i \in \varphi_{E_l}^{E_j}, p_1 = p_{DG}^k, p_2 = 1 - p_{DG}^k \\ R_{k,l} = \{R_{k,l}^{X_{lk}}, R_{k,l}^{X_{lk}^2}, \dots\} \\ F_{k,l} = \max(R_{k,l}) \end{cases} \quad (21)$$

4.4 DG 入网位置选择步骤

a. 分别给每个 DG、每条 B^{LS} 编号,找到每个 DG 接入每条 B^{LS} 得到的 $F_{k,l}$ 以及 X_{lk}^k ,形成 $m \times N$ 阶判断矩阵 F ,如式(22)所示。

$$F = \begin{bmatrix} F_{1,1} & F_{1,2} & \cdots & F_{1,N} \\ F_{2,1} & F_{2,2} & \cdots & F_{2,N} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ F_{m,1} & F_{m,2} & \cdots & F_{m,N} \end{bmatrix} \quad (22)$$

考虑到 m, N 的大小不同,进入以下步骤。

b. 当 $m \leq N$ 时,可以保证每个 DG 能够接入系统不同的 B^{LS} 上,找到矩阵中的最大值 $\max(F)$,可以确定找到其中的入网点 $(k_1, l_1, X_{l_1}^{k_1})$,此时将该点所在的行和列全部置 0,再重复以上过程,直到得到 $(k_m, l_m, X_{l_m}^{k_m})$,即所有的 DG 分别在各条 B^{LS} 上位置确定;若 $m > N$,则进入步骤 **c**。

c. 该情况下当所有的 B^{LS} 上接入了 DG 之后,仍有多余的 DG 需要入网。通过步骤 **a**、**b**,得到了 N 个 DG 的入网位置,对剩余的 DG 再进行重新编号,去掉 B^{LS} 上已经接入 DG 的点 N^{LS} ,继续步骤 **a**、**b**,直到所有的 DG 都接入配电系统中,结束计算。

5 算例分析

5.1 算例参数设置

本文以配电网 33 节点系统为例进行计算,其网络拓扑具体如图 1 所示。支路阻抗和功率参数见文献[16]。

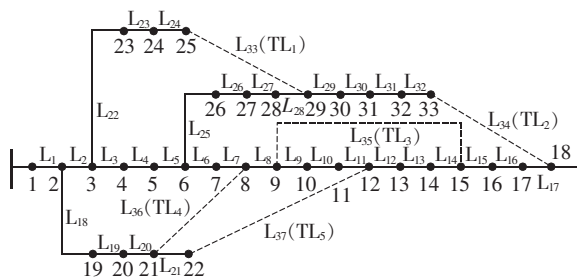


图 1 IEEE 33 节点配电网拓扑图

Fig.1 Topology of IEEE 33-bus distribution system

根据线路所处系统的位置和类型将其分为干路 ($L_1-L_5, \lambda_0=0.093$, 额定电流 $I_n=5.3$ kA)、支路 ($L_6-L_{32}, \lambda_0=0.114, I_n=2.2$ kA) 和联络线路 ($L_{33}-L_{37}$, 无 $\lambda_0, I_n=1.8$ kA)。负荷点负荷等级在 1、10、100 之间随机取得:一级负荷,等级系数为 100,有节点 5、6、16、17、21、22、28、29、33;二级负荷,等级系数为 10,有节点 2、4、7—9、11—13、15、18、26、27、30—32;三级负荷,等级系数为 1,有节点 3、10、14、19、20、23—25。负荷点用户数在 1~6 之间随机取得:节点 11、12、16、17、33 有 1 个用户;节点 6、9、10、13、19、20、28 有 2 个用户;节点 3、5、15、21、22、26、27 有 3 个用户;节点 2、23 有 4 个用户;节点 4、31 有 5 个用户;节点 7、8、14、18、24、25、30、32 有 6 个用户。对于 DG 发电环境,设置 WTG 参数, $v_{ci}=3$ m/s, $v_r=14$ m/s, $v_{co}=24$ m/s,该地平均风速期望为 9.84 m/s^[10],WTG 的

概率参数 $c_w=11.1$; 对于 PVG, $A=3.12\text{ m}^2$, $\eta=15\%$, 分布参数 $\alpha=\beta=0.85$ 。设当地白天有光照的概率为 54.17%(13h), 夜晚无光的概率为 45.83%(11h)^[17]。在系统中引入 DG, 分别为 DG₁(WTG, $P_{\text{WTGmax}}=1\,500\text{ kW}$, 供电裕度 $\mu=65\%$)、DG₂(WTG, $P_{\text{WTGmax}}=1\,000\text{ kW}$, $\mu=60\%$)、DG₃(PVG, $P_{\text{PVGmax}}=1\,200\text{ kW}$, $\mu=35\%$) 和 DG₄(PVG, $P_{\text{PVGmax}}=800\text{ kW}$, $\mu=30\%$)。算例中配电网故障恢复(持续)时间等于故障评估周期($t=T$)。

5.2 算例结果分析

基于上述配电系统, 考虑 $N-1$ 故障及系统恢复后的风险, 研究 DG 入网最优位置情况。在此计算情况 **a**(无 TL 和 DG, 故障后无恢复方案) 和情况 **b**(系统故障后有 TL 转供, 限制 $P_{\text{TL}}=300\text{ kW}$, 可以通过转供恢复部分损失负荷供电) 的系统风险情况, 得到配电系统各个负荷点损失风险统计值如图 2 所示。

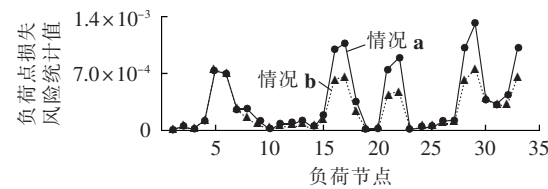


图 2 情况 a、b 下配电系统负荷点损失风险统计值
Fig.2 Loss risk statistic values of load nodes in Case a and b

从图 2 中可知, TL 转供的方式可以恢复负荷供电, 如负荷点 16、17、21、22 的损失风险统计值明显减小, 在情况 **b** 的基础上考虑 DG 的入网位置, 且 $R_i^0=2\times 10^{-4}$, 则 DG 入网点候选支路 B^{LS} 分别为线路 5-7(1 号 B^{LS})、16-18(2 号 B^{LS})、21-22(3 号 B^{LS}) 和 28-33(4 号 B^{LS}) 共 4 条。当系统仅接入一个 DG 时, 不同 B^{LS} 上的点接入 DG 后系统降低的负荷点损失风险总值如图 3 所示。

因此得到判断矩阵如下:

$$F=\begin{bmatrix} 11.05 & 6.50 & 6.14 & 9.54 \\ 7.28 & 5.77 & 3.19 & 6.66 \\ 4.88 & 3.57 & 2.32 & 4.40 \\ 4.52 & 3.30 & 2.53 & 3.03 \end{bmatrix}\times 10^{-4}$$

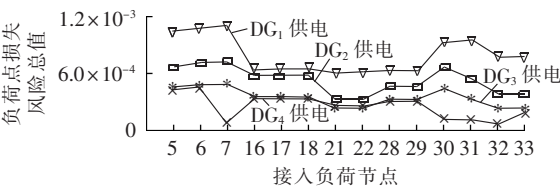


图 3 DG 接入后配电系统减小的总负荷点损失风险值
Fig.3 Decreased loss risk values of load nodes in distribution system with DGs

由此得到 (1, 1, 7)、(2, 4, 30)、(3, 2, 18)、(4, 3, 22), 即 DG₁ 接入节点 7、DG₂ 接入节点 30、DG₃ 接入节点 18 和 DG₄ 接入节点 22。DG 入网位置确定后, 分别计算情况 **c**(无 TL 转供, 仅含 DG, $P_{\text{DG}}=\mu P_{\text{max}}$) 和情况 **d**(有 TL 转供和 DG 供电, $P_{\text{TL}}=300\text{ kW}$, $P_{\text{DG}}=\mu P_{\text{max}}$)。设置情况 **e**(仅有 1 条 TL 恢复供电), 以 L_3 故障为例($\lambda_{\text{E3}}=7.26\times 10^{-4}$, $S_{\text{OD}}^{\text{Normal}}=0.2621$, $\gamma_{\text{L}}=1.2$, $R_{\text{Ej}}^{\text{Line}}<2.28\times 10^{-4}$), 不同情况下的恢复方案及其风险值如表 1 所示。由表 1 可知, 无任何恢复方案会导致较大的 $R_{\text{Ej}}^{\text{Node}}$; 采用 TL 转供和 DG 孤岛方案均能够降低负荷点损失风险值, 但 DG 供电具有概率性, TL 转供会增加 $R_{\text{Ej}}^{\text{Line}}$; 当采用单条 TL 恢复所有停电负荷, 会导致系统结构不合理, 负荷点电压过低, 低电压损失风险严重, 线路过负荷风险值超限, 该方案不可取, 需限制 TL 的转供负荷。可以看出, TL 和 DG 相结合的供电恢复方案为系统故障恢复优选方案。

分别计算 32 条线路故障后的配电网系统风险值, 可以得到情况 **c** 和 **d** 下配电系统各个负荷点损失风险统计值和情况 **a—d** 下配电系统线路过负荷风险统计值分别如图 4 和图 5 所示, 最终得到不同情况下系统线路故障综合风险值如图 6 所示, 系统综合风险统计总值及变化程度(相对于情况 **a** 的变化程度, “+”为增加程度, “-”为减小程度)见表 2。

比较图 2、图 4 可知, DG 接入系统后能够降低支路 B^{LS} 上负荷节点的 R_i^{Node} 值。负荷点的负荷等级越大, 负荷点 R_i^{Node} 值越大, 采用 TL 和 DG 的恢复方案有效降低了系统中负荷点的损失风险。从图 5 和图

表 1 线路 L₃ 发生故障后 5 种情况下系统恢复方案及其风险值比较

Table 1 Comparison of restoration schemes and risk values among five cases with faults in L₃

情况	系统故障恢复方案				负荷点损失 风险统计值	线路过负荷损 失风险统计值	系统综合风 险统计总值
	断开线路	投入 TL	投入 DG, 供电概率	停电负荷点			
a	无	无	无	4—18、26—33	5.373×10^{-4}	1.05×10^{-5}	4.319×10^{-4}
b	$L_7、L_9、L_{10}、L_{14}、L_{25}、L_{29}$	$TL_1、TL_4、TL_5$	无	4—7、10、15—18、30—33	3.742×10^{-4}	4.99×10^{-5}	3.094×10^{-4}
c	$L_7、L_9、L_{10}、L_{14}、L_{25}、L_{29}$	无	DG ₁ , 42.3% DG ₂ , 44.2% DG ₃ , 35.4%	13、32、33	3.436×10^{-4}	1.05×10^{-5}	2.770×10^{-4}
d	$L_7、L_9、L_{10}、L_{14}、L_{25}、L_{29}、L_{32}$	$TL_1、TL_4、TL_5$	DG ₁ , 6.8% DG ₂ , 46.4% DG ₃ , 40.3%	10、33	2.020×10^{-4}	4.63×10^{-5}	1.709×10^{-4}
e	无	TL_1	无	无	1.568×10^{-4}	2.5139×10^{-3}	—
	无	TL_4	无	无	2.8787×10^{-4}	4.6142×10^{-4}	—
	无	TL_5	无	无	3.4188×10^{-4}	1.2396×10^{-3}	—

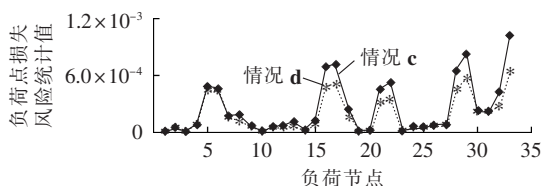


图 4 情况 c、d 下配电系统负荷点损失风险统计值

Fig.4 Loss risk statistic values of load nodes in Case c and d

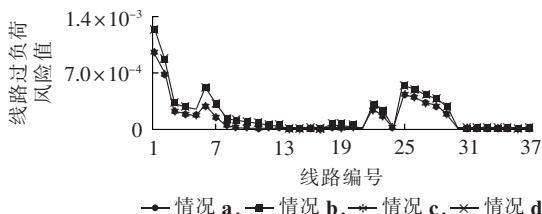


图 5 4 种情况下配电系统的线路过负荷风险统计值

Fig.5 Overload risk statistic values of distribution system lines in four cases

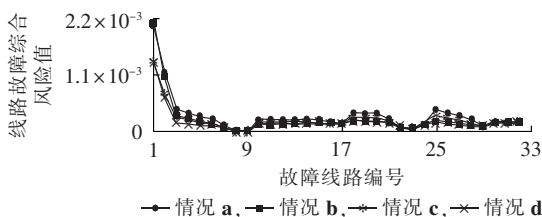


图 6 4 种情况下系统故障线路的综合风险值

Fig.6 Integrated risk values of faulty lines in four cases

表 2 4 种情况下系统综合风险统计总值及变化程度
Table 2 Total statistic values of integrated risk and variation degrees in four cases

情况	负荷点损失风险统计总值(变化程度)	线路过负荷风险统计总值(变化程度)	系统综合风险统计总值(变化程度)
a	1.138×10^{-2} (—)	4.58×10^{-3} (—)	1.002×10^{-2} (—)
b	7.90×10^{-3} (-30.6%)	6.76×10^{-3} (+47.6%)	7.68×10^{-3} (-23.4%)
c	8.06×10^{-3} (-29.2%)	4.58×10^{-3} (0)	7.36×10^{-3} (-26.6%)
d	5.83×10^{-3} (-48.8%)	6.76×10^{-3} (+47.6%)	6.01×10^{-3} (-40.0%)

6 以及表 2 中可以看出,在同一干路或支路上,越靠近首端节点线路的 R_i^{line} 值越大(如 L_1-L_4),这是由于线路电流过大,因此需选择额定电流较大型号的线路;靠近末端节点的线路由于电流过低、无过负荷情况(如 $L_{14}-L_{17}$),越靠近首端节点的线路故障后导致的综合风险值越大,结果也证明通过 TL 和 DG 恢复供电的方案均能降低系统风险总值,两者结合的方案能最大限度地降低系统风险统计总值。实例进行对比研究,验证了本文所提故障恢复方案的优越性以及的风险评估指标的有效性。

6 结论

本文所提含 DG 的配电网风险评估方法,评估指标包括负荷点损失风险指标和线路过负荷风险指标,以及综合风险评估指标,方法考虑了 DG 供电概

率性的因素,基于系统 $N-1$ 故障,通过统计分析找到系统脆弱节点和线路,能够评估系统风险程度以及故障恢复方案的可靠性,可作为风险预防策略的依据。

本文提出优先 TL 转供,之后通过 DG 孤岛供电的配电系统故障恢复方案,基于启发式算法提出孤岛划分的步骤及算法,通过对比验证该方法对降低系统故障后果的有效性。基于本文所提的配电系统故障恢复方案及风险评估指标,在含 TL 的配电系统中以最大限度降低系统负荷点损失风险为目标,研究了 DG 入网位置的选择,可指导配电网的规划建设,以 IEEE 33 节点系统为例证明了该方法的有效性、可行性。

参考文献:

[1] 臧天磊,钟佳辰,何正友,等. 基于启发式规则与熵权理论的配电网故障恢复[J]. 电网技术,2012,36(5):251-257.
ZANG Tianlei,ZHONG Jiachen,HE Zhengyou,et al. Service restoration of distribution network based on heuristic rules and entropy weight[J]. Power System Technology,2012,36(5):251-257.

[2] 李春燕,杨强,魏蔚. 计及风速与负荷相关性的配电网重构方法[J]. 电力自动化设备,2016,36(2):148-160.
LI Chunyan,YANG Qiang,WEI Wei. Distribution network reconfiguration considering correlation between wind-speed and load[J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(2):148-160.

[3] 周浪,解慧力,郑柏林,等. 基于混合算法的配电网故障重构与孤岛运行配合[J]. 电网技术,2015,39(1):136-142.
ZHOU Quan,XIE Huili,ZHENG Bolin,et al. Hybrid algorithm based coordination between distribution network fault reconfiguration and islanding operation[J]. Power System Technology,2015,39(1):136-142.

[4] ATWA Y M,EL-SAADANY E F. Reliability evaluation for distribution system with renewable distributed generation during islanded mode of operation[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2009,24(2):572-581.

[5] 王旭东,林济铿. 基于分支定界的含分布式发电配电网孤岛划分[J]. 中国电机工程学报,2011,31(7):16-20.
WANG Xudong,LIN Jikeng. Island partition of the distribution system with distributed generation based on branch and bound algorithm[J]. Proceedings of the CSEE,2011,31(7):16-20.

[6] 刘健,韩磊,张志华. 面向用户并考虑紧迫性的配电网运行风险评估[J]. 电力自动化设备,2015,35(2):97-109.
LIU Jian,HAN Lei,ZHANG Zhihua. Customer-oriented distribution network operational risk assessment considering urgency [J]. Electric Power Automation Equipment,2015,35(2):97-109.

[7] 高贺,孙莹,李可军. 一种新型智能配电网风险评估模型[J]. 电力自动化设备,2016,36(6):142-147.
GAO He,SUN Ying,LI Kejun. Risk assessment model of smart distribution grid[J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(6):142-147.

[8] 周浪,廖婧舒,廖瑞金,等. 含分布式电源的配电网停电风险快速

- 评估[J]. 电网技术,2014,38(4):882-887.
- ZHOU Quan,LIAO Jingshu,LIAO Ruijin,et al. Fast assessment of power failure risk in distribution network containing distributed generation[J]. Power System Technology,2014,38(4): 882-887.
- [9] AMANULLA B,CHAKRABARTI S,SINGH S N. Reconfiguration of power distribution systems considering reliability and power loss[J]. IEEE Transactions on Power Delivery,2012,27(2):918-926.
- [10] 许苑,王科,陈波. 含分布式电源的配电网风险评估技术[J]. 电力系统及其自动化学报,2013,25(4):117-121.
- XU Yuan,WANG Ke,CHEN Bo. Reliability and risk assessment techniques for distribution networks with distributed generations [J]. Proceedings of the CSU-EPSA,2013,25(4):117-121.
- [11] 刘若溪,张建华,吴迪. 基于风险理论的配电网静态安全性评估指标研究[J]. 电力系统保护与控制,2011,39(15):89-96.
- LIU Ruoxi,ZHANG Jianhua,WU Di. Distribution network theory static security evaluation index research[J]. Power System Protection and Control,2011,39(15):89-96.
- [12] 赵会茹,李娜娜,郭森,等. 配电网设备故障停电风险实时评估 [J]. 电力自动化设备,2014,34(11):89-94.
- ZHAO Huiru,LI Nana,GUO Sen,et al. Real-time risk assessment on equipment failure outage of distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment,2014,34(11):89-94.
- [13] LUO Fengzhang,WANG Chengshan,XIAO Jun,et al. Rapid evaluation method for power supply capability of urban distribution system based on $N-1$ contingency analysis of main-transformers[J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems,2010,32(10):1063-1068.
- [14] LIU Q Y,LIU Q F,HUANG Q,et al. Assessment of grid inherent vulnerability considering open circuit fault under potential energy framework[J]. Journal of Central South University of Technology,2010,17(6):1300-1309.
- [15] NI M,MCCALLEY J D,VITTAL V,et al. Online risk based security assessment[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2003,18(1):258-265.
- [16] BARAN M,WU F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing[J]. IEEE Transactions on Power Delivery,1989,4(2):1401-1407.
- [17] 陈光,戴攀,周浩,等. 计及入网电动汽车和分布式电源的配电系统重构[J]. 电网技术,2013,37(1):82-88.
- CHEN Guang,DAI Pan,ZHOU Hao,et al. Distribution system reconfiguration considering distributed generators and plug-in electric vehicles[J]. Power System Technology,2013,37(1):82-88.

作者简介:



侯宇翔

侯宇翔(1991—),男,湖南株洲人,硕士研究生,主要研究方向为复杂电网络综合分析
与诊断(E-mail:houyu2008xiang@163.com);

彭敏放(1964—),女,湖南湘乡人,教授,博士研究生导师,主要研究方向为电路
与系统测试及诊断、智能信息处理等(E-mail:
pengminfang@hnu.edu.cn)。

Risk assessment for distribution network considering tie line transfer and island partition

HOU Yuxiang¹,PENG Minfang¹,ZHU Liang²,CHE Hongwei²,HOU Jingying²

(1. School of Electrical and Information Engineering,Hunan University,Changsha 410082,China;

2. State Grid Hunan Electric Power Company,Changsha 410007,China)

Abstract: Based on the risk assessment theory and $N-1$ security criterion,aiming at the faults and power supply recovery situation of distribution system with DGs(Distributed Generations),loss risk index of load node,overload risk index of line and integrated risk index are proposed to find out the vulnerable nodes and lines in the network and assess the risk degree of system. Based on the heuristic algorithm,the fault recovery strategy is proposed,which uses tie lines to transfer load at first and then through DG islands to restore the remaining power supply. The grid-integrated location selection of DGs is also discussed from the aspect of minimizing the loss risk of load nodes. IEEE 33-bus distribution system is simulated to verify that the proposed assessment indexes can reflect the risk degree of distribution network with DGs and the proposed fault recovery strategy and grid-integrated location scheme of DGs can reduce the system risk effectively.

Key words: distribution network; risk assessment; fault recovery; distributed generation; $N-1$ security criterion; tie line transfer; island partition; heuristic algorithm