

含高渗透率可再生能源的配电网可靠性分析

丁 明¹, 胡 迪¹, 毕 锐¹, 荣秀婷², 张晶晶¹

(1. 安徽省新能源利用与节能实验室, 合肥工业大学, 合肥 230009; 2. 国网安徽省电力公司经济技术研究院, 合肥 230071)

摘 要: 以高渗透率可再生能源接入配电网为背景, 分析分布式电源的渗透率对所接入系统的供电模式以及可靠性分析的影响。在建立光伏、风电、储能以及含家用电动汽车充电桩的负荷模型的基础上, 提出以分布式电源为中心的供电模式、故障影响分析和功率匹配策略; 并基于序贯蒙特卡洛随机模拟方法, 设计配电网可靠性评估算法; 最后采用所提出的算法对改进后的 IEEE RBTS Bus2 进行可靠性评估, 通过算例分析给出区域供电模式下的可靠性指标, 并对比不同可再生能源对可靠性指标的影响, 为含高渗透率可再生能源的配电网的可靠性分析以及电源规划提供参考。

关键词: 可靠性; 分布式发电; 高渗透率; 区域供电模式; 故障影响分析; 序贯蒙特卡洛

中图分类号: TM711

文献标志码: A

0 引 言

目前可再生能源的发展使中压配电网的分布式电源(distributed generation, DG)渗透率大大增加, 从而形成多个以 DG 为中心的局部供电区域。由于可再生能源出力的间歇性和波动性, 各 DG 供电区域内负荷的供电可靠性能否得到保证是一个亟待解决的问题。

国内外许多学者通过解析法和模拟法对于含低渗透率分布式电源的配电网可靠性进行了研究^[1], 如文献[2]运用解析法分析了含有分布式电源的配电网可靠性, 此方法需建立 DG 的马尔科夫链描述状态转移过程^[3], 更适用于拥有平稳状态转移概率的 DG。而模拟法可模拟非指数型分布或时变的系统参数, 更好地适应分布式电源的随机出力情况, 在模拟法中, 序贯、非序贯和准序贯蒙特卡洛模拟均得以广泛运用; 如文献[4]运用序贯蒙特卡洛模拟在建立 DG 和储能联合发电模型的基础上计算含有 DG 的配电网可靠性指标; 文献[5]运用非序贯蒙特卡洛模拟, 结合交叉熵法对系统状态进行估计, 并计算含风电的电力系统可靠性指标; 文献[6]将准序贯蒙特卡洛模拟与点估计法结合求取含有 DG 的配电网可靠性指标。其中序贯仿真由于考虑事件的时序特性, 尤其适合于处理太阳能、风能、储能和电动汽车充放电这类分布式电源的强时序特征和相关性。运用模

拟法进行可靠性分析中较为关键的部分为故障影响分析, 文献[7-8]以基于断路器划分的馈线区为基础进行故障影响分析, 此种划分方法使分析过程较为复杂。

综合以上分析, 本文的研究重点在于: 1) 采用序贯蒙特卡洛仿真作为可靠性分析基本框架; 2) 结合 DG 高渗透率下所形成的 DG 局部供电区域, 以供电区域为基础进行故障分析, 简化故障影响分析过程; 3) 针对 DG 渗透率较高的情况, 采用以 DG 和储能进行区域供电为主、配电母线备用的供电方式, 该方式下在系统正常工作和故障期间都进行电源和其供电负荷之间的功率匹配, 从而得到可再生能源发电波动对负荷可靠性的影响。

1 含可再生能源的配电网元件模型

1.1 DG 渗透率的定义

DG 渗透率运用能量渗透率定义, 即 DG 全年所提供的总电量与其供电区域内负荷全年的耗电总电量之比^[9], 可由式(1)表示。

$$\alpha = \frac{\int_0^{8760} P_s dt}{\int_0^{8760} P_e dt} \quad (1)$$

式中, α ——DG 渗透率; P_s ——DG 有功功率, kW; P_e ——DG 供电区域内负荷功率, kW。

收稿日期: 2017-08-21

基金项目: 国家重点研发计划(分布式可再生能源发电集群并网消纳关键技术)(2016YFB0900400)

通信作者: 丁 明(1956—), 男, 博士、教授、博士生导师, 主要从事电力系统规划及可靠性、新能源及其利用、柔性输电系统的仿真与控制等方面的研究。mingding56@126.com

业内普遍认为,当 DG 的接入不会对所接入系统的潮流产生明显影响时的渗透率为低渗透率。文献[9]指出,将 DG 能量渗透率提高到 30%时,系统反向潮流的持续时间明显增加,配网潮流发生明显变化,因此本文认为能量渗透率高于 30%的情况为高渗透率。

1.2 分布式电源的模型

本文所涉及的 DG 种类为光伏电源、风力机和储能系统,下面讨论其模型。

1.2.1 光伏电源的随机模型

光伏电源在某时刻的出力与该时刻的辐射强度和温度有关,由式(2)表示,实际光照强度用式(3)计算得到。

$$P = P_{\text{std}} \frac{F}{1000} [1 + \alpha_r(T - 25)] \quad (2)$$

$$F = (1 - \varepsilon) F_{\text{std}} \quad (3)$$

式中, P ——光伏电源某时刻出力, kW; P_{std} ——标准光照 1000 W/m² 和标准温度 25 °C 情况下的光伏出力, kW; F ——光伏电源所接受的实际光照强度, W/m²; α_r ——功率温度系数; T ——光伏电源的实际温度, °C; ε ——阴影和云层等天气变化对光伏电源出力的削减系数, 运用 Beta 分布进行模拟; F_{std} ——不考虑云层的遮挡情况下的标准光照, W/m²[10-11], 由当地的地理位置确定。

1.2.2 风电的随机模型

风力机出力主要由风速和风力机功率特性曲线所决定。风速的统计特性服从于 Weibull 分布[12-13]。风力机功率特性曲线可近似用式(4)所示的分段函数表示。

$$f(v) = \begin{cases} 0, & v \leq v_{\text{cl}}, v > v_{\text{co}} \\ \frac{P_r}{v_r - v_{\text{cl}}}(v - v_{\text{cl}}), & v_{\text{cl}} < v \leq v_r \\ P_r, & v_r < v \leq v_{\text{co}} \end{cases} \quad (4)$$

式中, v ——实际风速, m/s; v_{cl} ——切入风速, m/s; v_r ——额定风速, m/s; P_r ——风力机额定功率, kW; v_{co} ——切出风速, m/s。

1.2.3 储能系统模型

为了提高 DG 与负荷之间的功率匹配性及 DG 出力的稳定性,为每台 DG 配备储能电池模块,形成风储或光储一体化系统。铅酸电池因其成本低、可靠性好、效率高等特性已在电力各部门成熟和广泛地应用[14-15]。本文采用双池模型(KiBaM)模拟铅酸电池的充放电特性[16]。此模型将电池等效为相互连通的可用池和约束

池,其对外的充放电特性表现在对于充放电流的限制。蓄电池放电和充电电流限制分别如式(5)、式(6)所示。

$$P_{\text{dmax}} = V_c \frac{kq_{1,0}e^{-k\Delta t} + q_0kc(1 - e^{-k\Delta t})}{1 - e^{-k\Delta t} + c(k\Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})} \quad (5)$$

$$P_{\text{cmax}} = V_c \frac{-kcq_{\text{max}} + kq_{1,0}e^{-k\Delta t} + q_0kc(1 - e^{-k\Delta t})}{1 - e^{-k\Delta t} + c(k\Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})} \quad (6)$$

式中, V_c ——蓄电池工作电压, V; k ——两池之间流速率常数; Δt ——放电时长, h; $q_{1,0}$ ——可用池放电前初始容量, kWh; q_0 ——电池的放电前初始总容量, kWh, 等于 2 个池的容量之和; c ——可用池宽度; q_{max} ——蓄电池的最大容量, kWh。

基于电池的充放电特性,在储能的充放电能力范围内,当分布式电源功率大于其供电负荷时,多余电能对储能充电;当分布式电源功率小于其供电负荷时,不足电能由储能放电提供。

1.3 综合负荷的随机模型

为了顺应未来新能源汽车的发展,本文将电动汽车充电功率考虑进随机负荷模型中,通过将二者相加得到综合负荷随机模型。

1.3.1 原始负荷曲线的随机模型

预测负荷曲线由年峰值负荷和每小时负荷之间的百分比关系得到[17]。实际年负荷与预测年负荷曲线之间的误差通常服从正态分布[18],其概率密度函数如式(7)所示。

$$f_{\Delta L}(x) = \frac{1}{\sigma_{\Delta L} \sqrt{2\pi}} \exp \left[-\frac{(x - \mu_{\Delta L})^2}{2\sigma_{\Delta L}^2} \right] \quad (7)$$

式中, $\mu_{\Delta L}$ ——误差的期望值, $\mu_{\Delta L} = 0$; $\sigma_{\Delta L}$ ——误差的标准差 $\sigma_{\Delta L} = k_1 P_1 / 100$, 其中 P_1 为预测年负荷曲线, k_1 一般取为 1。

1.3.2 家用电动汽车充电桩的负荷曲线

家用电动汽车(electric vehicle, EV)充电的情况由电动汽车开始充电时间和充电时长联合决定[19]。开始充电时间 st 满足分段正态分布,其概率密度函数如式(8)所示。

$$f_{st}(x) = \begin{cases} \frac{1}{\sigma_{st} \sqrt{2\pi}} \exp \left[-\frac{(x + 24 - \mu_{st})^2}{2\sigma_{st}^2} \right], & 0 < x \leq \mu_{st} - 12 \\ \frac{1}{\sigma_{st} \sqrt{2\pi}} \exp \left[-\frac{(x - \mu_{st})^2}{2\sigma_{st}^2} \right], & \mu_{st} - 12 < x \leq 24 \end{cases} \quad (8)$$

式中, $\mu_{st} = 17.6$; $\sigma_{st} = 3.4$ 。

充电时长 t_c 的概率密度函数如式(9)所示。

$$f_{t_c}(x) = 4.17 \int_2^x \frac{0.11}{x} \exp \left[-\frac{(\ln x + \ln p - 1.78)^2}{1.55} \right] dp \quad (9)$$

根据开始充电时间和充电时长得到其联合分布函数 F_{st} , 则在给定时刻 t_0 充电的概率如式(10)所示。

$$P(X_{t_0} = 1) = 1 - F_{st}(st > t_0, st + t_c < t_0 + 24) - F_{st}(st + t_c < t_0) \quad (10)$$

1.4 输变电元件随机故障模型

电力系统中的主要电气设备如变压器、开关和输电线路等都是可修复元件。假定 λ 为元件故障率、 μ 为修复率且服从指数分布, 可通过如式(11)所示的逆变换方法得到元件工作时间抽样值 T_u 和修复时间抽样值 T_D 。

$$\begin{cases} T_u = -\frac{1}{\lambda} \ln \gamma_u \\ T_D = -\frac{1}{\mu} \ln \gamma_D \end{cases} \quad (11)$$

式中, γ_u, γ_D —— $[0, 1]$ 区间内均匀分布的随机数。

2 基于模拟法的配电网可靠性分析

在进行配电网可靠性评估之前作如下假设: 1) 在任何元件故障的期间内, 配电网不发生二重故障; 2) 所有元件都可完成修复或更换; 3) 不考虑断路器与隔离开关的误动和拒动; 4) 考虑的可能故障的元件包括配电网络中的线路、变压器和分布式电源。

2.1 DG 高渗透率时的供电模式

分布式电源处于高渗透率时, 负荷主要由距其电气距离最近的电源进行供电, 形成以分布式电源为中心的供电区域。区域之间运用连接断路器进行连接, 此举可以减少相邻供电区域发生的故障对本区域供电的影响, 其分区示意如图 1 所示。

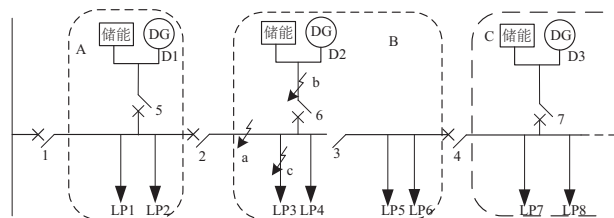


图1 DG的供电区域划分

Fig. 1 Partition of DG supply regions

系统正常运行状态中, 分布式电源供电区域内部首先进行功率匹配, 若内部电源及储能供电不足, 则标记可能被削减的负荷点, 该部分被标记的负荷点由配电站的备用容量进行联合供电。若配电站备用容量不足, 则在供电不足区域内需进行负荷削减。

元件发生故障后开关进行投切, 在系统故障期间对

馈线重新进行分布式电源供电区域划分, 并根据重新划分的供电区域再次对各个区域进行功率匹配及负荷削减。

2.2 基于DG区域供电的故障影响分析

为在DG高渗透率情况下提高配电系统的可靠性, 本文在进行元件故障影响分析时采用主动孤岛运行模式。在配电网络中发生故障, 连接断路器先于DG出口断路器跳开, 此时DG不会因为馈线上的故障而退出运行, 仍可向本分区负荷供电, 这大大提高了可靠性。在含有多DG的配电网络中, 通过自动化设备, 只让距离故障点最近的断路器动作, 从而达到主动孤岛的运行模式。

1) 馈线元件故障影响分析

根据图1的DG供电区域划分进行故障影响分析, 若在a处发生故障, 即馈线上故障, 故障点位于供电区域A和C的外部、B的内部, 则A、C可通过断开连接断路器2、4来隔离故障, 区域A不受影响; 区域B由于故障在区域内部, 则其DG支线的断路器首先跳开引起区域内故障, 随后隔离开关3跳开、断路器4闭合将故障停电范围缩小, 此时负荷3、4及分布式电源处于故障状态, 故障时间为元件修复时间。同时区域B内的负荷点5、6转移到区域C进行供电直到故障元件修复, 故障时间为负荷转移时间。若区域C位于馈线末端且存在馈线间的联络线, 则该区域可接入相邻馈线进行供电, 不形成孤岛运行; 若不存在联络线, 则区域C进入孤岛运行, 其孤岛运行时间为故障元件修复时间。

根据上述分析可推出在馈线上发生故障对负荷点供电情况的一般性影响分析过程如图2所示。

2) 电源元件故障影响分析

若b处发生故障, 即DG支路发生故障, 跳开DG支路的断路器隔离故障, 区域B内的负荷需经一段由负荷转移所导致的停电时间, 根据通过电气距离的远近归入相邻区域A区或C区进行供电直至区域B内的DG修复。在此过程中重新划分DG的供电区域, 划分后的区域A或C内的DG发电充裕量将降低。

根据上述分析可推出分布式电源支路发生故障对负荷点供电情况的一般性影响分析步骤: ①判断故障分布式电源的所在区域; ②断开分布式电源支路的断路器; ③该区域的负荷根据电气距离远近重新归入相邻供电区域, 被重新划分的负荷故障次数加一次, 故障时间增加负荷转移时间。

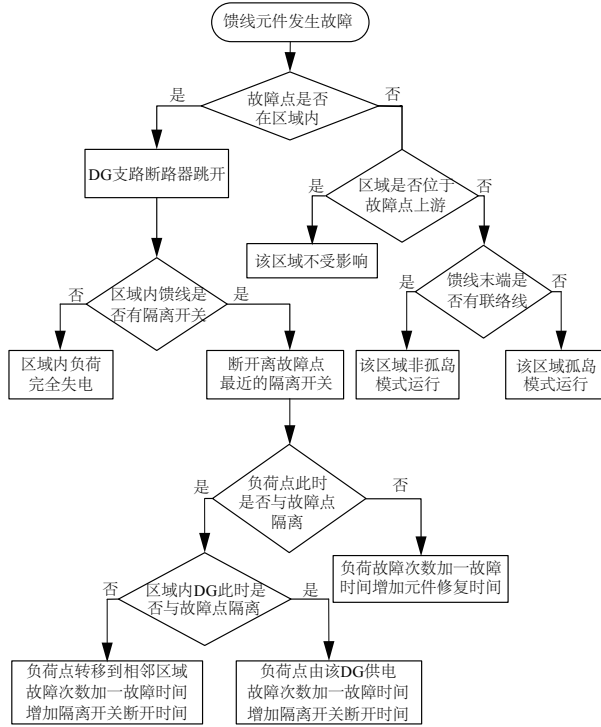


图2 馈线元件故障影响分析

Fig. 2 Failure impact analysis of feeder component

3) 负荷支路故障影响分析

若在 c 处发生故障, 即负荷支路故障, 则该负荷点 LP3 发生故障, 其停电时长为元件修复时间。

根据上述分析可推出分布式电源支路发生故障对负荷点供电情况的一般性影响分析步骤: ①判断故障负荷点的所在区域; ②断开该负荷点支路的断路器; ③该负荷点的故障次数加一次, 故障时间增加元件修复时间, 其余负荷点不受影响。

2.3 基于 DG 区域供电的功率匹配

系统在正常运行状态和故障状态下都需要在 DG 供电区域内部进行功率匹配, 并以此为基础进行负荷削减。当供电区域非孤岛运行时, 若分布式电源、配电站备用容量和储能放电小于负荷; 或当供电区域孤岛运行过程时, 若 DG 和储能出力小于孤岛内负荷, 则进行负荷削减, 其数学表达式为:

$$\beta(t)P_{\text{res}} + \sum_{m=1}^{N_{\text{def}}} \left[\max \left(\sum_{i=1}^{N_e} P_i(t) + \sum_{j=1}^{N_{\text{dg}}} P_j(t) \right) \right] < \sum_n X_n(t) \quad (12)$$

$$\text{当: } \sum_{n=1}^{N_l} X_n(t) > \sum_{j=1}^{N_{\text{dg}}} P_j(t) \quad (13)$$

式中, $\beta(t)$ —— t 时刻 DG 供电区域 m 是否为孤岛运行的标志, $\beta(t)=1$ 为非孤岛运行状态, $\beta(t)=0$ 为孤岛运行状态; P_{res} —— 配电母线备用容量; N_{def} —— 电量不足

区域数量; $P_i(t)$ —— 区域 m 第 i 个储能在 t 时刻能够提供的功率; N_e —— 储能装置数量; $P_j(t)$ —— 区域 m 第 j 个 DG 在 t 时刻的输出功率; N_{dg} —— 区域 m 内 DG 的数量; N_l —— 区域 m 内负荷数量; $X_n(t)$ —— 负荷点 n 在 t 时刻的负荷功率。

负荷削减的目标是在电源限额内保证最多负荷的供电, 其目标函数为:

$$\max \sum_{m=1}^N \sum_{n=1}^{N_l} w_n k_n(t) X_n(t) \quad (14)$$

式中, N —— 区域总数; w_n —— 根据用户的重要性确定的负荷的权重, I 级负荷为 1, II 级负荷为 0.6, III 级负荷为 0.4; $k_n(t)$ —— t 时刻区域 m 内负荷 n 的削减状态, 若被削减置 0, 未被削减置 1。

负荷削减的实现步骤:

1) 判断所有供电区域内 DG 出力与区域内负荷总量之间的大小关系, 若不满足式(13), 储能充电, 反之转步骤 2);

2) 计算 $P_c = \sum_{n=1}^{N_l} X_n(t) - \sum_{j=1}^{N_{\text{dg}}} P_j(t)$ 得差额功率, 比较 P_c

和储能的最大放电功率 P_{dmax} 大小关系: 若 $P_{\text{dmax}} > P_c$, 则储能放电能够满足负荷需求; 反之, 则判断 DG 供电区域是否处于孤岛运行状态: 若是, 则转步骤 3); 否则转步骤 4);

3) 区域置 $\beta(t)=0$, 根据式(14)所示的负荷削减目标对区域内的负荷进行削减直到不满足式(12);

4) 区域置 $\beta(t)=1$, 标记此供电区域为功率不足区域;

5) 对所有 $\beta(t)=1$ 的功率不足区域, 判断是否满足式(12), 若满足, 则根据式(14)所示的负荷削减目标对所有 $\beta(t)=1$ 区域的负荷进行削减直到不满足式(12)。

2.4 可靠性评估算法设计

综合以上分析, 在序贯蒙特卡洛模拟的基础上设计含有高渗透率配电网可靠性评估算法, 具体步骤为:

1) 将配电网元件编号, 运用图论中的带权重的有向邻接矩阵的概念建立系统邻接矩阵, 在邻接矩阵中找出负荷点和分布式电源点对应的节点编号;

2) 初始化时钟 $Clock=0$;

3) 对于每个负荷点根据邻接矩阵寻路找到其所能连接的所有电源点, 通过计算负荷点与电源点之间的最短电气距离得到配电网的最小路集, 从而确定 DG 的供电范围;

4) 对所有可能故障的元件根据 1.4 节所示方法进行各元件正常运行时间的抽样得到各元件的正常工作

时间 T_0^i ;

5)在各元件的正常运行时间中找出最小值 T_0^i ,其所对应的元件 i 便为故障元件;在确定故障元件之后修改与故障元件有关的配电网邻接矩阵中的元素,将时钟推进到 $Clock = Clock + T_0^i$ 处,则此段时间内为系统正常运行时间;

6)调用分布式电源和负荷的随机模拟模块得到全年分布式电源随机出力以及负荷随机功率;

7)在配电网正常运行期间对每个区域进行步骤如 2.3 节的功率匹配策略;

8)根据故障元件 i 运用 1.4 节所示方法抽样修复所需要的时间,此时间间隔为配电网故障时期,在此时期根据 2.2 节所示方法进行故障影响分析;

9)在配电网故障时期内对每个区域进行步骤如 2.3 节的功率匹配策略;

10)在时钟达到修复时间后,将之前修改的邻接矩阵中与故障有关的元素重置;

11)循环步骤 3)~步骤 10)直到达到模拟时间;

12)负荷点的故障次数和故障时间,并计算负荷点可靠性指标和系统可靠性指标。

本文所涉及到的负荷点可靠性指标为负荷点故障率以及负荷点年平均停电时间;系统可靠性指标包括系统平均停电次数(system average interruption frequency index, SAIFI)、系统平均停电时间(system average interruption duration index, SAIDI)、系统缺供电量(energy not supplied, ENS)、系统平均缺供电量(average energy not supplied, AENS)。

3 算例分析

本文根据上述算法,编程实现以 DG 为中心的区域供电模式下配电网可靠性计算。对 IEEE RBTS Bus 2 进行修改,并划分供电区域得到如图 3 所示系统 1;其中各元件故障率如表 1 所示。故障隔离和转移时间设

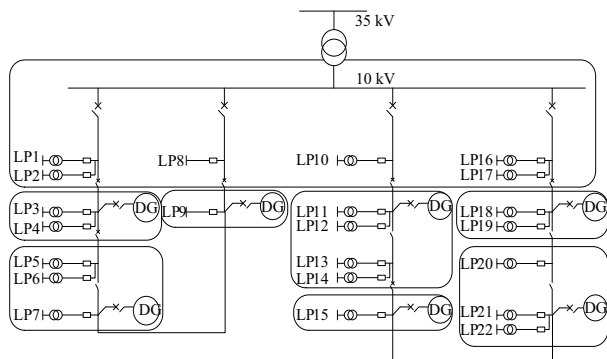


图 3 改进后的 IEEE RBTS bus 2 系统 1

Fig. 3 Improved IEEE RBTS bus 2 system one

为 1 h。为本文假设所分析算例各条馈线所处的地理位置相近,因此各 DG 的出力相关性强,出力特性相同。分布式电源的各项参数为:DG 安装的地理位置来自某新能源示范区域。DG 种类为风力机时,风力机参数为:切入风速为 0.97 m/s,额定风速为 3.33 m/s,切出风速为 6.11 m/s。与 DG 配套安装的蓄电池组中每块蓄电池额定容量 3000 Ah、额定电压 2 V;内部参数 $k=1.22$ 、 $c=0.317$ 。

表 1 元件故障参数

Table 1 Fault parameters of elements

元件	故障率/次·年 ⁻¹	平均修复时间/h
配电变压器	0.015	15
每千米馈线	0.065	5
用户变压器	0.015	10
DG	0.050	60

通过对上述系统进行 10000 次全年的模拟,分析不同种类的可再生能源在不同 α 和 P_{res} 下对可靠性指标的影响。

3.1 负荷点可靠性指标计算

为验证本文所提出的以 DG 为中心的区域供电模式对可靠性指标的影响,本算例在保持 DG 的 $\alpha=100\%$ 以及 P_{res} 充足的前提下,分析各负荷点的故障率与年均停电时间,将此结果与文献[20]所列出的不含 DG 的情况下的负荷点可靠性指标相比,结果分析表明:

1)由于各负荷点到电源的电气距离不同,位于同一个馈线节点上的不同负荷点之间的负荷故障率有略微不同。在电源供电充足的前提下,距离其供电电源电气距离长的负荷点的故障率会高于电气距离短的负荷点。对比负荷 11 和负荷 13,在不含分布式电源的情况下两者的故障率都为 0.253,都由配电母线供电,在分布式电源 4 接入之后,由分布式电源 4 供电,从表中看出负荷 11 和 13 的故障率分别下降了 50.99% 和 40.15%,从图 4 中可看出负荷 11 距离 DG 距离小于负荷 13。由上述分析得到:DG 的加入对其接入点附近的负荷的故障率的下降有积极作用,其影响最大的负荷点是距其最近的负荷点,其他负荷会因为电气距离的增大而削弱其积极作用。

2)几乎所有负荷点故障率都下降了约 50%,这是由于 4 个方面的原因导致:①大部分负荷直接由 DG 供电,其供电距离缩短,其路径中所包含的可能故障的元件大大减少;②由于在 DG 供电区域之间采用断路器连接,

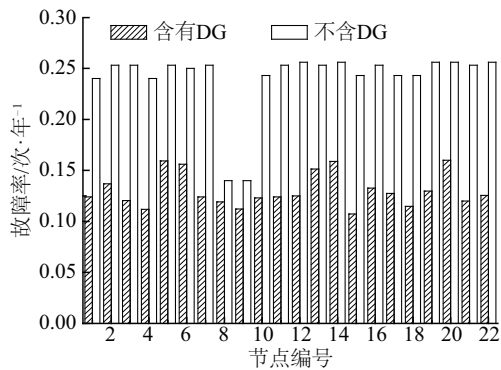


图4 2种情况的负荷点故障率

Fig. 4 Fault rate of load-points under two different circumstances

用主动孤岛方式隔离故障,因此故障所引起的停电范围将在一定程度上缩小;③由于本文只考虑一重故障,并且在馈线之间安装联络线并不考虑其故障,因此对于所有负荷点,只要不是在负荷支线上发生故障都可转移到其他电源上,因此若分布式电源能够供电充足,负荷点故障率能够大大下降;④假设 DG 和配电母线供电充足,此时未考虑因非孤岛情况下供电充裕性不足而引起的停电。

3)由图 5 可看出负荷点的年均停电时间明显下降,这是由于除了故障点在负荷支线的情况外,负荷点均能通过断路器或者隔离开关隔离故障,或者通过联络线转移负荷,使每次故障时间缩短到故障隔离和负荷转移时间。

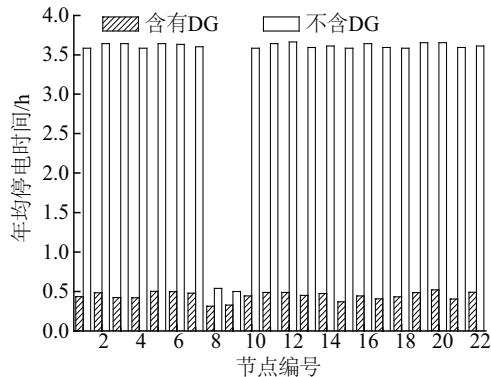


图5 2种情况的负荷点年均停电时间

Fig. 5 Average annual outage time of load-points under two different circumstances

3.2 DG供电范围扩大对负荷点可靠性指标的影响

在系统 1 的基础上减少 DG 的接入节点数量,并修改 DG 的接入位置,以扩大 DG 的供电范围,形成系统 2, DG 接入点及供电范围如表 2 所示。

为对比分布式电源供电范围扩大对负荷点可靠性指标的影响,将系统 1 与系统 2 的负荷故障率进行对比,其结果分析表明:

表2 系统2 DG接入位置及供电范围

Table 2 Access location and supply area of DG in system two

分布式电源	所属馈线	接入节点	供电负荷
1	F1	21	3、4、5、6、7
2	F2	40	9
3	F3	61	11、12、13、14、15
4	F4	94	18、19、20、21、22

1)由图 6 可看出,由于分布式电源在 4 条馈线上接入位置的变化,与接入点位置变近的负荷点 5、6、13、14、20 的故障率有一定程度的下降。相反的,与接入点位置变远的负荷点 3、4、7、11、12、15、18、19、21、22 的故障率有较为明显的上升。因此可以验证,距离分布式电源供电接入位置相近的负荷点可靠性可以得到更好的保证;而随着距离的扩大,负荷点的供电可靠性将会有一定程度下降;可以推出,减少分布式电源接入位置,并扩大各分布式电源供电范围将降低接近供电区域边缘的负荷点的供电可靠性。

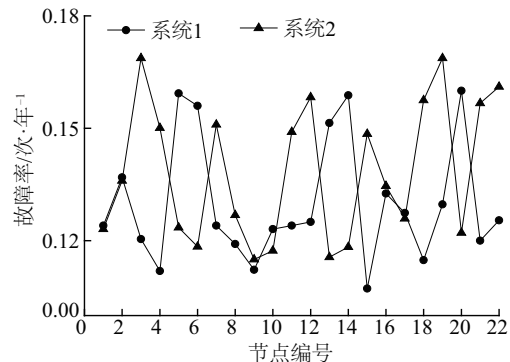


图6 系统1与系统2负荷点故障率对比

Fig. 6 Comparison of load-point failure rate between system one and system two

2)由表 3 可看出,减少分布式电源的接入点数量,系统可靠性指标值都有不同程度的上升;表针系统故障次数的指针 SAIFI 上升最多,上升率达到 25.81%。因此,扩大各分布式电源接入点的供电范围会使系统可靠性产生一定程度的下降。

表3 系统1与系统2系统可靠性指标对比

Table 3 Comparison of system reliability indexes between system one and system two

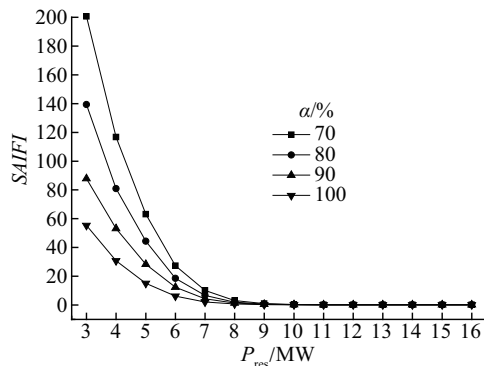
项目	AENS/ kW	ENS/ MW	项目	AENS	SAIFI
系统1	2.91	5.54	系统1	0.12	0.44
系统2	3.42	6.52	系统2	0.16	0.47
上升率/%	17.65	17.65	上升率/%	25.81	6.15

3.3 分布式电源渗透率及配电站备用容量对系统可靠性影响

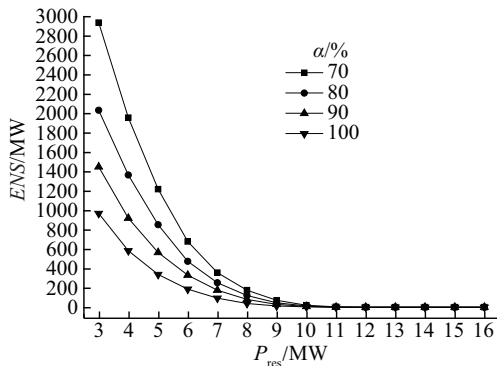
在以 DG 为中心的区域供电模式下, α 和 P_{res} 同时影响负荷的供电充裕性, 且不同 DG 种类产生的影响略有差异。为验证这种差异, 本文在系统 1 的结构上改变分布式电源 α 和配电站备用容量 P_{res} , 比较其对 SAIFI 和 ENS 指标的影响。DG 为光伏和风力机时的 SAIFI 和 ENS 指标变化情况如图 7 所示。

结果分析表明:

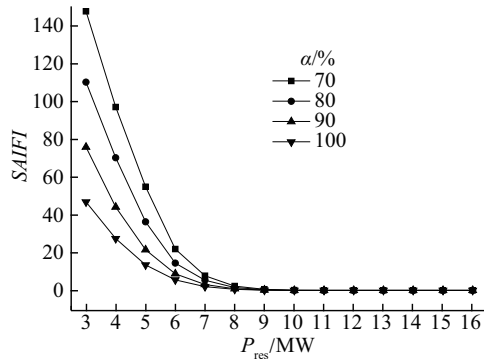
1) 对光伏与风力发电而言, 可靠性指标 α 和 P_{res} 之间的变化趋势基本保持一致, 即: 当 P_{res} 较小时 (本例为小于 5 MW), SAIFI 和 ENS 随 DG 渗透率的增加急剧下降; 当 P_{res} 达到一定值 (本例约为 9 MW), SAIFI 和 ENS 趋于稳定值, 且与 DG 渗透率无关。



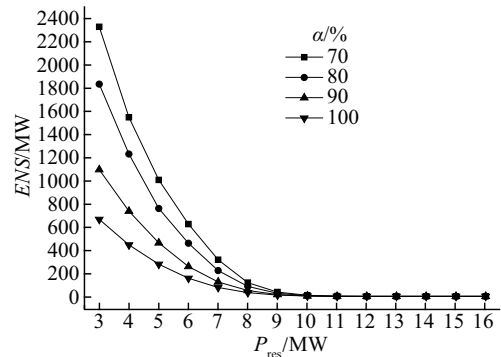
a. 光伏在不同的 α 下 SAIFI 与 P_{res} 关系



b. 光伏在不同的 α 下 ENS 与 P_{res} 关系



c. 风力机在不同的 α 下 SAIFI 与 P_{res} 关系



d. 风力机在不同的 α 下 ENS 与 P_{res} 关系

图 7 光伏与风力机对可靠性影响的对比

Fig. 7 Comparison of compact to reliability between PV and wind turbines

2) 保持 P_{res} 为一较小常量 (本例为小于 5 MW), 当 α 每升高 10% 时, 该渗透率所对应风险指标的降幅在减小, 即新增的每单位 DG 容量所产生的可靠性边际效益在降低。

3) 保持 α 一定, 降低 P_{res} 时, 风力发电所对应的 SAIFI 和 ENS 的绝对值上升趋势缓于光伏发电所对应的情况。这是由于当系统所能提供的备用容量下降时, DG 的发电比例增大; 而风力机的昼夜出力差距小于光伏, 在储能充放电能力有限的前提下能更好地满足昼夜的负荷需求, 由电力不平衡所导致的负荷点的失电量将较低。

由 SAIFI 和 ENS 这 2 个较有代表性的系统可靠性指标可看出: 在以区域供电模式下保持配电网备用容量较小时, 风力机对比光伏作为区域供电模式下的分布式电源种类能够使风险性指标得到更好的保证。

4 结 论

本文通过基于模拟法所设计的算法对分布式电源区域供电模式下的可靠性指标进行评估, 其结果表明:

1) 以 DG 为中心的区域供电模式下, DG 对于最近的负荷的可靠性指标有明显提高作用, 而这种作用会随 DG 与负荷点间距离的增加而逐渐削弱。

2) 减少分布式电源的接入点, 扩大单个分布式电源供电区域范围将会一定程度降低系统的供电可靠性。

3) 比较光伏和风电在区域供电模式下不同渗透率对系统可靠性指标产生的影响, 发现系统故障率和停电时间随渗透率和配电网备用容量变化的趋势相似; 比较

配电网备用容量对可靠性指标的影响发现风力机在相同渗透率时对应风险指标绝对值较低,可见在以区域供电模式为主的配电网中,风力机对维持低风险指标的能力比光伏更强。

[参考文献]

- [1] 唐磊, 徐兵, 黄国日, 等. 电力配电系统的可靠性评估[J]. 电力系统及其自动化学报, 2016, 28(1): 32-38.
TANG L, XU B, HUANG G R, et al. Reliability evaluation in power distribution systems[J]. Proceeding of the CSU-EPSC, 2016, 28(1): 32-38.
- [2] 刘晓娟. 基于马尔科夫模型的微网可靠性评估[D]. 济南: 山东大学, 2017.
LIU X X. Reliability assessment of micro-grid based on Markov model[D]. Ji'nan: Shandong University, 2017.
- [3] 丁明, 鲍玉莹, 毕锐. 应用改进马尔科夫链的光伏出力时间序列模拟[J]. 电网技术, 2016, 40(2): 459-464.
DING M, BAO Y Y, BI R. Simulation of PV output time series used improved Markov chain[J]. Power system technology, 2016, 40(2): 459-464.
- [4] 梁惠施, 程林, 刘思革. 基于蒙特卡罗模拟的含微网配电网可靠性评估[J]. 电网技术, 2011, 35(10): 76-81.
LIANG H S, CHENG L, LIU S G. Monte Carlo simulation based reliability evaluation of distribution system containing microgrids[J]. Power system technology, 2011, 35(10): 76-81.
- [5] 赵渊, 王洁, 耿莲, 等. 电网可靠性非序贯蒙特卡洛仿真的拓展交叉熵法[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(7): 1964-1973.
ZHAO Y, WANG J, GENG L, et al. An extended cross entropy method for non-sequential Monte Carlo simulation of power system reliability assessment[J]. Proceeding of CSEE, 2017, 37(7): 1964-1973.
- [6] 葛少云, 张鑫, 刘洪, 等. 基于点估计法的有源配电网概率可靠性评估[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(12): 91-100.
GE S Y, ZHANG X, LIU H, et al. Active distribution network probabilistic reliability evaluation based on point estimation method[J]. Power system protection and control, 2014, 42(12): 91-100.
- [7] 葛少云, 王浩鸣, 王源山, 等. 含分布式风光蓄的配电系统可靠性评估[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(5): 16-23.
GE S Y, WANG H M, WANG Y S, et al. Reliability evaluation of distribution system including distributed wind turbines, photovoltaic arrays and batteries[J]. Automation of electric power systems, 2012, 36(5): 16-23.
- [8] 王旭东, 林济铿. 基于网络简化的含分布式电源的配电网可靠性分析[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(4): 38-43.
WANG X D, LIN J K. Reliability evaluation based on network simplification for distribution system with distributed generation[J]. Automation of electric power systems, 2010, 34(4): 38-43.
- [9] 赵波, 张雪松, 洪博文. 大量分布式光伏电源接入智能配电网后的能量渗透率研究[J]. 电力自动设备, 2012, 32(8): 95-100.
ZHAO B, ZHANG X S, HONG B W. Energy penetration of large-scale distributed photovoltaic sources integrated into smart distribution network[J]. Electrical power automation equipment, 2012, 32(8): 95-100.
- [10] 吴贞龙, 徐政, 胡晓燕, 等. 倾斜面太阳辐射度实用计算模型的研究[J]. 太阳能学报, 2016, 37(3): 787-193.
WU Z L, XU Z, HU X Y, et al. Study on practical calculating models of irradiance intensity on tilted surfaces[J]. Acta energiae solaris sinica, 2016, 37(3): 787-193.
- [11] 杨婧, 刘志璋, 孟斌, 等. 基于MATLAB的太阳辐射资源计算[J]. 能源工程, 2011, 1(1): 35-38.
YANG J, LIU Z Z, MENG B, et al. Calculation of solar radiation based on Matlab[J]. Energy engineering, 2011, 1(1): 35-38.
- [12] 王森, 仇志华, 薛永端, 等. 风电场多状态输出的概率评估[J]. 太阳能学报, 2016, 37(6): 1611-1616.
WANG S, ZHANG Z H, XUE Y D, et al. Probabilistic assessment for multi-state output of wind farm[J]. Acta energiae solaris sinica, 2016, 37(6): 1611-1616.
- [13] 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.
WANG C S, ZHENG H F, XIE Y H, et al. Probabilistic power flow containing distributed generation in distribution system[J]. Automation of electric power systems, 2005, 29(24): 39-44.
- [14] 蒋凯, 李浩秒, 李威, 等. 几类面向电网的储能电池介绍[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(1): 47-53.
JIANG K, LI H M, LI W, et al. On several technologies for power grids[J]. Automation of electric power

- systems, 2013, 37(1): 47-53.
- [15] 丁明, 张颖媛, 茆美琴, 等. 包含钠硫电池储能的微网系统经济运行优化[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(4): 7-14.
- DING M, ZHANG Y Y, MAO M Q, et al. Economic operation optimization for microgrids including Na/S battery storage[J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(4): 7-14.
- [16] Manwell J F, Mcgowan J G. Lead acid battery storage model for hybrid energy systems[J]. Solar energy, 1993, 50(5): 399-405.
- [17] IEEE Probability Methods Subcommittee. IEEE reliability test system[J]. IEEE transaction on power apparatus and systems, 1979, 98(6): 2047-2054.
- [18] 丁明, 楚明娟, 潘浩, 等. 交直流混合微电网运行优化建模与不确定性分析[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(5): 1-7.
- DING M, CHU M J, PAN H, et al. Operation optimization model and uncertainty analysis for hybrid AC/DC microgrids[J]. Automation of electric power systems, 2017, 41(5): 1-7.
- [19] 田立亭, 史双龙, 贾卓. 电动汽车充电功率需求的统计学建模方法[J]. 电网技术, 2010, 34(11): 126-130.
- TIAN L T, SHI S L, JIA Z. A statistical model for charging power demand of electric vehicles [J]. Power system technology, 2010, 34(11): 126-130.
- [20] ALLAN R N, BILLINTON R, SJARIEF I, et al. A reliability test system for educational purposes basic distribution system data and results [J]. IEEE transactions on power systems, 1991, 6(2): 813-820.

RELIABILITY ANALYSIS OF DISTRIBUTION SYSTEM CONTAINING HIGH PENETRATION RENEWABLE ENERGY

Ding Ming¹, Hu Di¹, Bi Rui¹, Rong Xiuting², Zhang Jingjing¹

(1. Anhui Key Lab of New Energy Utilization and Energy Conservation, Hefei University of Technology, Hefei 230009, China;

2. State Grid Anhui Economic Research Institute, Hefei 230071, China)

Abstract: Based on the very high penetration of renewable energy into distribution system, the supply mode and impact that penetration of distributed generations has on the reliability analysis are studied. On the basis of building the model of photovoltaic power, wind power, energy storage batteries and the load containing domestic electrical vehicle piles, the supply mode with the center of distributed generations, failure effect analysis and power matching strategy are proposed, and the algorithm of reliability assessment is designed based on sequential Monte Carlo stochastic simulation method. The reliability assessment is realized on the improved IEEE RBTS Bus2 system using the proposed models and algorithm. The reliability indexes in the block supply mode are given by case analysis, and the influences of different kinds of renewable energy on reliability indexes are compared, which can provide reference for the reliability analysis and source planning of distribution systems with very high penetration distributed generations.

Keywords: reliability; distributed generation; high penetration; block supply mode; failure effect analysis; sequential Monte Carlo