

计及可入网电动汽车的分布式电源最优选址和定容

刘志鹏¹, 文福拴², 薛禹胜³, 辛建波⁴, G. LEDWICH⁵

- (1. 华南理工大学电力学院, 广东省广州市 510640; 2. 浙江大学电气工程学院, 浙江省杭州市 310027;
3. 国网电力科学研究院/南京南瑞集团公司, 江苏省南京市 210003; 4. 江西省电力科学研究院, 江西省南昌市 330006;
5. 昆士兰科技大学, 布里斯班 4001, 澳大利亚)

摘要: 一些不确定性因素如可入网电动汽车(PEV)的随机充放电行为导致的负荷和输出功率不确定性、风电机组和太阳能电源输出功率不确定性,以及未来燃料价格波动和负荷随机变化,都会给分布式电源(DG)的选址和定容问题带来风险。在此背景下,采用机会约束规划方法来解决 DG 的选址和定容中这些不确定性因素所引起的风险。以 DG 的总成本(包括投资、运行和维护成本)和网损费用最小为目标函数,以系统安全运行要求为约束,构造了以 DG 的安装位置和容量为优化变量的机会约束规划模型。采用基于蒙特卡洛模拟嵌入遗传算法的方法来求解该优化问题,并以 IEEE 37 节点配电系统为例来说明所发展的模型和方法的可行性和有效性。

关键词: 可入网电动汽车; 分布式电源; 选址和定容; 机会约束规划; 蒙特卡洛模拟; 遗传算法

0 引言

随着分布式电源(distributed generator, DG)在电力系统中的应用越来越广泛,其选址和定容问题在系统规划中的重要性也随之增加。如果 DG 的选址和定容不当,对配电系统的保护配置、节点电压分布、电能损耗等都可能产生负面影响。同时,随着新能源开发技术的不断进步以及节能减排政策的激励,可入网电动汽车(plug-in electric vehicle, PEV)和可再生能源 DG(如风力发电和太阳能发电)在电力系统中的应用越来越受到重视。因而,一些不确定性因素如 PEV 的随机充放电行为导致的负荷和输出功率的不确定性(下文把 PEV 充电时的负荷状态视为对系统负的输出功率,因而不论其处于充电状态还是放电状态都可用“输出功率”统称其负荷状态,并将其视为一种输出功率不确定的 DG)、风速随机变化导致的风电机组输出功率的不确定性和太阳辐照度随机变化导致的太阳能电源输出功率的不确定性,以及燃料价格的波动性和负荷增长的随机性,都会给 DG 的选址和定容问题带来风险。由于 DG 一般连接到配电系统,这样在配电系统规划中就需要适当考虑 DG 的选址和定容问题。

目前,国内外对 DG 的选址和定容问题已做了一些研究工作,但大多采用确定性方法,最终构造的是多变量、多约束、混合整数非线性规划模型。文

献[1]采用牛顿-拉夫逊方法求解计及了 DG 的潮流方程,并采用迭代搜索法确定 DG 的最优安装位置和容量;最后以 IEEE 6 节点、14 节点和 30 节点系统为例说明了所述方法可以有效地减少运行成本。文献[2]基于等值注入电流的网损灵敏度来确定以网损最小为优化目标时 DG 的最优安装位置和容量。文献[3]提出了一种用于大规模互联系统的 DG 选址和定容的优化方法,通过网损、电压和短路电流 3 个指标来确定 DG 的最优安装位置和容量。

前已述及,对于配电系统规划中的 DG 选址和定容问题,存在一些不确定性因素,这在建模时就应给予适当考虑。在此背景下,本文将机会约束规划方法引入计及 PEV 的 DG 选址和定容问题之中,以适当考虑这些不确定性因素所带来的风险。

1 不确定性因素的模拟

1.1 PEV 输出功率的不确定性

电动汽车接入电网(vehicle to grid, V2G)技术可以根据其电池的可充放电特性,一般在系统用电高峰时段将电池储存的电能释放到系统中,以缓解电力紧张局面;在系统用电低谷时段电池作为负荷吸收电能,以缩小系统峰谷差率。换言之,PEV 可以与风力发电和太阳能发电这些间隙性电源互补,缓和间歇性电源对系统安全运行的负面影响。为了充分发挥 PEV 的上述作用和减少其随机充放电行为对系统的影响,可以采用在特定时间内,即系统处于用电低谷时段或用电高峰时段,对 PEV 的充放电行为进行集中调度。

收稿日期: 2010-09-30; 修回日期: 2011-04-03。

澳大利亚联邦科学与工业研究院智能电网研究项目; 江西省电力公司科技项目。

已有仿真实验表明,PEV 在充放电时的输出功率近似服从正态分布^[4]。这样,当系统处于用电高峰时段,PEV 应处于放电状态,其输出功率可表示为 $P_v \sim N(\mu_v, \sigma_v^2)$;当系统处于用电低谷时段,PEV 应处于充电状态,其输出功率可表示为 $-P_v \sim N(\mu_v, \sigma_v^2)$ 。

1.2 风电机组出力的不确定性

大量实验结果表明,从概率论角度来讲,可认为绝大部分地区的风速随机变化特性近似服从 Weibull 分布^[5]。假设 v 是表示风速的随机变量,其服从用 $\omega(k, c)$ 表示的 Weibull 分布,概率密度函数为:

$$f(v) = \frac{k}{c^k} v^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) \quad v \geq 0 \quad (1)$$

式中: k 为 Weibull 分布曲线的形状指数,当 $k=2$ 时曲线形状比较符合实际情况; c 为规模指数。

如果已知某个地区的一些风速样本的平均值 v_m ,那么规模指数 c 可用下述方法计算:

$$v_m = \int_0^\infty v f(v) dv = \int_0^\infty \frac{2v^2}{c^2} \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^2\right) dv = \frac{\sqrt{\pi}}{2} c \quad (2)$$

则 Weibull 分布曲线的规模指数 $c = 2v_m / \sqrt{\pi}$ 。

根据已知的风速概率分布函数,风电机组输出功率 P_w 随风速变化的关系如图 1 所示^[6],即

$$P_w = \begin{cases} 0 & 0 \leq v \leq v_{ci} \text{ 或 } v_{co} \leq v \\ P_{w_rated} \frac{v - v_{ci}}{v_r - v_{ci}} & v_{ci} < v < v_r \\ P_{w_rated} & v_r < v \leq v_{co} \end{cases} \quad (3)$$

式中: v 为风机轮毂高度处的风速; v_{ci} 为切入风速; v_{co} 为切出风速; v_r 为额定风速; P_{w_rated} 为风力涡轮机的额定输出功率。

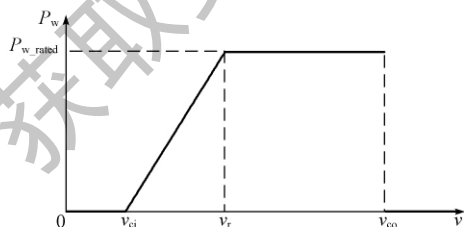


图 1 风电机组输出功率与风速的关系

Fig. 1 Relationship between wind unit's output power and wind speed

1.3 太阳能发电出力的不确定性

太阳能发电受很多因素影响,如太阳能光谱分布、太阳能电池温度和太阳辐照度等^[7],其中受太阳辐照度的影响最大。为便于论述,这里只介绍太阳

能发电出力与太阳辐照度的关系。假设太阳辐照度 s 服从 Weibull 分布 $\omega(k_s, c_s)$ 。其中,形状指数 k_s 和规模指数 c_s 可以根据当地太阳辐照度的历史数据确定。太阳能发电出力 P_s 与太阳辐照度 s 的关系如图 2 所示^[8],即

$$P_s = \begin{cases} P_{s_rated} \frac{s}{s_r} & 0 \leq s \leq s_r \\ P_{s_rated} & s_r < s \end{cases} \quad (4)$$

式中: s_r 为 s 的额定值; P_{s_rated} 为太阳能发电出力的额定值。

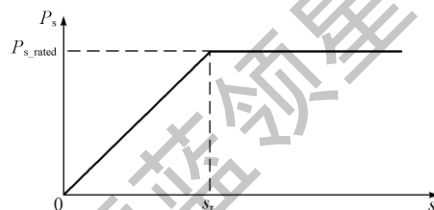


图 2 太阳能发电出力与太阳辐照度的关系

Fig. 2 Relationship between output power of a solar generating source and illumination intensity

1.4 未来负荷的不确定性

假设节点 i 在规划起始年的负荷为 P_{Li}^* ;在规划期内该节点处的负荷增量为 ΔP_{Li} ,其服从正态分布^[9],记为 $\Delta P_{Li} \sim N(\mu_i, \sigma_i^2)$ 。这样,该节点的负荷将变为 $P_{Li} = P_{Li}^* + \Delta P_{Li}$ 。

1.5 燃料价格的不确定性

对于需要燃料的 DG,如微型燃气轮机等,其运行成本以燃料(煤、天然气和石油等)成本为主。未来的燃料价格受很多因素影响,要准确预测并不容易。

一般认为,燃料价格的随机变化可以用几何布朗运动(GBM)^[10]来描述:

$$\frac{dp_{f(t)}}{p_{f(t)}} = \mu_f dt + \sigma_f dW_{(t)} \quad (5)$$

式中: $p_{f(t)}$ 为第 t 年的燃料价格; μ_f 和 σ_f 分别为燃料价格变化的期望值和标准差; $W_{(t)}$ 为标准布朗运动,记为 $W_{(t)} \sim N(0, t)$ 。

根据式(5),在规划期 $[0, T]$ 的第 t 年的燃料价格为:

$$p_{f(t)} = p_{f(t-1)} \exp\left(\left(\mu_f - \frac{1}{2}\sigma_f^2\right)t + \sigma_f W(t)\right) \quad (6)$$

式中: $p_{f(t-1)}$ 为第 $t-1$ 年的燃料价格。

2 基于机会约束规划的数学模型

所谓机会约束规划(chance constrained programming, CCP)是针对约束条件中含有随机变量,并且所做决策必须在观测到随机变量实现之

前确定的优化问题而发展起来的一种随机规划方法^[11-12]。

2.1 目标函数

这里以最小化规划期内的总成本^[13] (包括 DG 的投资成本、运行成本、维护成本和网损费用)为优化目标,考虑到配电系统中 DG 的容量一般较小、建设周期也较短,但不确定性因素较多,因此这里采用逐年计费基本经济模型,但本文构造的模型框架同样可以容纳其他经济模型,如等年费用动态经济模型。目标函数如下:

$$\begin{aligned} \min f = & \chi C^I + \gamma C^O + \tau C^M + \zeta C^L = \\ & \sum_{t=1}^T \left\{ \chi \sum_{i=1}^{N_{DG}} [E_{DG_i(t)} C_{DG_i(t)}^I (P_{DG_i(t)}^N - \right. \\ & \left. P_{DG_i(t-1)}^N)] + \right. \\ & \gamma \sum_{i=1}^{N_{DG}} (E_{DG_i(t)} C_{DG_i(t)}^O T_{DG_i(t)} P_{DG_i(t)}^N) + \\ & \left. \tau \sum_{i=1}^{N_{DG}} (E_{DG_i(t)} C_{DG_i(t)}^M T_{DG_i(t)} P_{DG_i(t)}^N) + \right. \\ & \left. \zeta (C_{(t)}^L \Delta W_{h(t)}) \right\} \quad (7) \end{aligned}$$

式中: $\chi, \gamma, \tau, \zeta$ 均为权重系数,且 $\chi + \gamma + \tau + \zeta = 1$; C^I, C^O, C^M, C^L 分别为在规划期内 DG 的投资成本、运行成本、维护成本和网损费用; $E_{DG_i(t)}$ 为规划方案中的决策变量, $E_{DG_i(t)} = 0$ 表示在规划期内的第 t 年节点 i 处不安装 DG, $E_{DG_i(t)} = 1$ 表示在第 t 年节点 i 处安装 DG; $P_{DG_i(t)}^N$ 和 $P_{DG_i(t-1)}^N$ 分别为在第 t 年和第 $t-1$ 年节点 i 处 DG 的装机容量; $\Delta W_{h(t)}$ 为在第 t 年配电系统损失的电量; N_{DG} 为配电系统中接入的 DG 数目; T 为规划年限; t 为规划年限内的年度序号, $t = 1, 2, \dots, T$; $T_{DG_i(t)}$ 为在第 t 年节点 i 处 DG 的年发电运行小时数; $C_{DG_i(t)}^I, C_{DG_i(t)}^O, C_{DG_i(t)}^M$ 分别为在第 t 年节点 i 处 DG 的单位容量的投资成本、单位电量的运行成本和维护成本。

具体地讲,对于可再生能源 DG,由于其不消耗燃料,可以近似认为 $C_{DG_i(t)}^O = 0$;对于需要燃料的 DG,其运行成本主要由燃料成本组成,且 $C_{DG_i(t)}^O$ 可由式(6)求得。对于 PEV,其运行成本主要由充电成本和放电收入共同确定,即节点 i 处 PEV 在第 t 年的充电成本扣除放电收入后,可得到折算后的单位电量的运行成本为:

$$\begin{aligned} C_{DG_i(t)}^O = & \frac{1}{T_{DG_i(t)}} (T_{DG_i(t)}^C C_{(t)}^L r_{DG_i(t)}^C + \\ & T_{DG_i(t)}^C C_{(t)}^L r_{DG_i(t)}^C - T_{DG_i(t)}^D C_{(t)}^G r_{DG_i(t)}^D - \\ & T_{DG_i(t)}^D C_{(t)}^G r_{DG_i(t)}^D) \\ T_{DG_i(t)} = & T_{DG_i(t)}^C + T_{DG_i(t)}^D + T_{DG_i(t)}^D + T_{DG_i(t)}^D \end{aligned}$$

式中: $T_{DG_i(t)}^C$ 和 $T_{DG_i(t)}^D$ 分别为节点 i 处 PEV 在第 t 年的用电低谷时段和其他时段的年充电小时数; $T_{DG_i(t)}^D$ 和 $T_{DG_i(t)}^D$ 分别为相应的用电高峰时段和其他时段的年放电小时数; $C_{(t)}^L$ 和 $C_{(t)}^G$ 分别为第 t 年的售电电价和上网电价; $r_{DG_i(t)}^C$ 和 $r_{DG_i(t)}^D$ 分别为在第 t 年用电低谷时段和其他时段的充电电价调节系数; $r_{DG_i(t)}^D$ 和 $r_{DG_i(t)}^D$ 分别为在第 t 年用电高峰时段和其他时段的放电电价调节系数。

为了鼓励 PEV 用户参与系统集中调度(即在系统处于用电高峰时段进行放电和用电低谷时段进行充电),可以对这类用户采用优惠的充放电电价。

2.2 权重系数

针对式(7)这一多目标函数,这里采用一种多目标综合评估方法——层次分析法(AHP)来确定各指标的最优权重系数^[14]。首先,对每 2 个指标的重要性进行比较,以比率标度 1 到 9 来衡量指标的重要性;比率标度的数值越大,指标就越重要。如此可构造出如下成对比较矩阵 M :

$$M = \begin{matrix} & M_1 & M_2 & \dots & M_n \\ M_1 & \begin{bmatrix} m_{11} & m_{12} & \dots & m_{1n} \\ m_{21} & m_{22} & \dots & m_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ m_{n1} & m_{n2} & \dots & m_{nn} \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (8)$$

式中: M_i 表示一个指标; $m_{ii} = 1 (i = 1, 2, \dots, n)$ 表示指标 M_i 与自己的比较结果; $m_{ij} = 1/m_{ji} = m_{ik}/m_{jk} (i, j, k = 1, 2, \dots, n)$, 表示指标 M_i 与 M_j 的比较结果; n 为指标数量。

各指标权重系数的计算方法如下:

$$W_i = \frac{\sqrt[n]{\prod_{j=1}^n m_{ij}}}{\sum_{i=1}^n \sqrt[n]{\prod_{j=1}^n m_{ij}}} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (9)$$

则各指标的权重系数可记为 $W = [W_1, W_2, \dots, W_n]^T$ 。

之后,检查成对比较矩阵 M 的一致性:

$$F^{CR} = \frac{F^{CI}}{F^{RI}} = \frac{\lambda_{\max} - n}{(n-1)F^{RI}} < 0.1 \quad (10)$$

式中: λ_{\max} 为成对比较矩阵 M 的最大特征根; F^{CR} 为一致性比例,当 $F^{CR} < 0.1$ 时则根据式(9)计算出来的各指标权重系数是合理的; F^{CI} 为一一致性指标, $F^{CI} = (\lambda_{\max} - n)/(n-1)$; F^{RI} 为随机一致性指标,是与指标数量 n 有关的常数。

2.3 机会约束条件

为满足系统安全运行要求,馈线中允许流过的电流一般不超过其极限值。然而该极限值并非严格

的硬约束,允许在极端条件下短时过负荷。这是由于其极限值一般根据热容量确定,在极端条件下短时过负荷(过热)可以接受,因此可以在一定范围内模拟为软约束。同时,由于有不确定性因素的存在,该约束条件也更适用软约束的形式表示。这里采用如下的机会约束表示:

$\Pr\{|I_{ij(t)}| - I_{ij\max} \leq 0, i, j = 1, 2, \dots, N_B\} \geq \beta$ (11)
 式中: $\Pr\{\cdot\}$ 表示集合 $\{\cdot\}$ 中事件成立的概率; $I_{ij(t)}$ 为在规划期内的第 t 年支路 ij 中的电流; N_B 为配电系统中的节点数目。

2.4 等式约束

对规划期内某个给定运行场景,需满足潮流约束:

$$\begin{cases} P_{i(t)} = V_{i(t)} \sum_{j=1}^{N_B} V_{j(t)} (G_{ij} \cos \delta_{ij(t)} + B_{ij} \sin \delta_{ij(t)}) \\ Q_{i(t)} = V_{i(t)} \sum_{j=1}^{N_B} V_{j(t)} (G_{ij} \sin \delta_{ij(t)} - B_{ij} \cos \delta_{ij(t)}) \end{cases} \quad (12)$$

式中: t 表示年份,下标中包括 t 的变量都是指第 t 年的相应的量; $P_{i(t)}$ 和 $Q_{i(t)}$ 分别为节点 i 处的有功和无功功率注入量; $V_{i(t)}$ 和 $V_{j(t)}$ 分别为节点 i 和 j 的电压幅值; G_{ij} 和 B_{ij} 分别为支路 ij 的电导和电纳; $\delta_{ij(t)}$ 为节点 i 和 j 之间的电压相角差。

2.5 不等式约束

这里所考虑的确定性不等式约束主要包括配电系统中接入的 DG 的有功出力 and 无功出力的上下限、DG 的最大接入容量、节点电压的上下限等:

$$\begin{cases} P_{DG_{i\min}} \leq P_{DG_i(t)} \leq P_{DG_{i\max}} & i = 1, 2, \dots, N_{DG} \\ Q_{DG_{i\min}} \leq Q_{DG_i(t)} \leq Q_{DG_{i\max}} & i = 1, 2, \dots, N_{DG} \\ \sum_{i=1}^{N_{DG}} P_{DG_i(t)} \leq P_{DG\max} & i = 1, 2, \dots, N_{DG} \\ V_{i\min} \leq V_{i(t)} \leq V_{i\max} & i = 1, 2, \dots, N_B - 1 \end{cases} \quad (13)$$

综上所述,这里所构造的基于机会约束规划的 DG 选址和定容问题的数学模型可概括为:

$$\begin{cases} \min f(E_{DG}, P_{DG}) \\ \text{s. t. } \Pr\{f(E_{DG}, P_{DG}) \leq \bar{f}\} \geq \alpha \\ \Pr\{g_j(E_{DG}, P_{DG}) \leq 0, j = 1, 2, \dots, N_L\} \geq \beta \\ \mathbf{G} = \mathbf{0} \\ h_{\min} \leq \mathbf{H} \leq h_{\max} \end{cases} \quad (14)$$

式中: E_{DG} 为决策变量; P_{DG} 为已知概率分布的随机向量; $f(E_{DG}, P_{DG})$ 为包含决策变量和随机向量的目标函数; α 和 β 均为决策者预先给定的置信水平; \bar{f} 为在给定置信水平 β 下能实现的最优目标值;

$g_j(E_{DG}, P_{DG}) \leq 0, j = 1, 2, \dots, N_L$, 为机会约束条件; N_L 为配电系统中的馈线数目; $\mathbf{G} = \mathbf{0}$ 为等式约束; h_{\min} 和 h_{\max} 分别为不等式约束 \mathbf{H} 的最小值和最大值。

需要指出,所构造的模型框架可以容纳其他不确定性因素和约束条件。

3 求解策略

3.1 机会约束条件的检验

对于机会约束条件,可以采用蒙特卡洛模拟来验证其是否成立。基于某个随机变量的概率分布函数,产生 N_s 个独立抽样;设 N_F 是 N_s 次循环模拟中该随机变量所在的机会约束条件成立的次数;根据大数定律,可用 N_F/N_s 估计机会约束条件的概率值。当且仅当 N_F/N_s 大于机会约束条件的置信区间,则认为该约束条件成立^[11-15]。

3.2 求解步骤

这里采用蒙特卡洛嵌入遗传算法的方法来解决由式(14)所描述的优化问题。利用惩罚函数方法处理约束条件,可以将目标函数和经惩罚的约束项组合成适应度函数^[13],通过旋转轮盘赌方式选择种群中的染色体,将求解过程中得到的最好染色体所对应的最优解作为 DG 选址和定容的规划方案。算法的具体步骤见附录 A 图 A1。

4 算例分析

以附录 A 图 A2 所示的 IEEE 37 节点配电系统^[16]为例测试所提出的模型和方法。假设参考节点电压为 1.00。在 MATLAB 7 和 Visual C++ 6.0 环境下开发了计算程序。给定如下参数:

1) 规划期限 T 为 3 年。中低压配电系统规划设计水平年一般给定为 5 年,但重点是前 3 年。考虑到本文的研究重点在于确定连接于配电系统的容量较小 DG 的布点和容量,且建设周期短,这里把规划期限设定为 3 年。然而,本文构造的模型框架可以根据实际需要,通过输入具体参数来设置更长的规划年限。

2) 置信水平: $\alpha = 0.95, \beta = 0.95$ 。

3) 负荷的初始值和负荷增长的概率分布见附录 A 表 A1 和表 A2。

4) 根据 DG 的投资、运行、维护成本和网损费用这 4 个目标(指标)的相对重要性,给定成对比较矩阵。之后,根据式(9)、式(10)可求得这 4 个指标的最优权重系数和一致性比例,分别为 $\chi = 0.39, \gamma = 0.39, \tau = 0.12, \zeta = 0.10, F^{CR} = 0.056 < 0.1$ 。

5) 对于风电机组而言,切入风速 $v_{ci} = 4 \text{ m/s}$; 切

出风速 $v_{co}=20$ m/s; 额定风速 $v_r=15$ m/s; Weibull 分布曲线的形状指数 $k=2.0$; 规模指数 $c=6.5$ 。

6) 对于太阳能发电而言, 额定太阳辐照度 $s_r=1\ 000$ W · m²; Weibull 分布曲线的形状指数 $k_s=1.8$; 规模指数 $c_s=5.5$ 。

7) 关于 DG 的类型、选址和定容的候选方案见附录 A 表 A3。在规划期的每年里, 售电电价和上网电价见附录 A 表 A4。PEV 的投资、维护成本和充放电的电价调节系数见附录 A 表 A5。可再生能源 DG 和需要燃料的 DG 的投资和维护成本见附录 A 表 A6 和表 A7。

8) 算法参数设置: 蒙特卡洛模拟的模拟次数 $N_s=5\ 000$; 遗传算法的种群规模 $N_p=30$, 交叉概率 $P_c=0.3$, 变异概率 $P_m=0.2$, 循环次数 $N_c=1\ 000$ 。

在给定置信水平 $\alpha=0.95$ 和 $\beta=0.95$ 的情况下, 得到的 DG 最优选址和定容以及配电系统每年的规划成本见附录 A 表 A8 和表 A9。很明显, 随着负荷在规划期内的逐年增长, 新的 DG 逐步加入系统, 且各种类型 DG 的安装容量都呈现递增趋势, 如表 1 所示。

表 1 在规划期的每年里各种类型 DG 的最优安装容量及所占比例

Tab. 1 Optimal sizing and its proportion of each kind of DGs in each year during the planning period

类型	t=1		t=2		t=3	
	安装容量/kW	接入比例/%	安装容量/kW	接入比例/%	安装容量/kW	接入比例/%
太阳能发电	0	0	0	0	10	4.76
风力发电	10	10	25	16.13	40	19.05
可入网电动汽车	10	10	20	12.90	30	14.29
需要燃料的 DG	80	80	110	70.97	130	61.90

从表 1 也可以看出, 与接入该系统的需要燃料的 DG 相比, PEV 和可再生能源 DG 的接入比例逐年增加。这主要是由于随着技术的逐步进步, 成本一般会逐步下降, 见附录 A 表 A5 和表 A6。这就使得 PEV 和可再生能源 DG 的总成本逐年递减。另一方面, 从附录 A 表 A7 和表 A8 可以得出, 虽然需要燃料的 DG 的投资和维护成本也是逐渐下降的, 但燃料价格增长所引起的运行成本增加远大于前两者。所以, 需要燃料的 DG 变得越来越不经济。

由附录 A 表 A9 可以得出经过 3 年规划后该系统的网损率已经从 2.71% 降低到 1.56%, 降幅达 42.44%。

在系统中接入 DG 后, 各节点的电压分布在规划期内逐年得到改善, 电压水平更加接近参考电压。具体情况见附录 A 图 A3。

5 结语

针对配电系统规划中 DG 的选址和定容问题中所涉及的不确定性因素, 在机会约束规划的框架下, 构造了能处理相关风险的随机优化模型, 并采用蒙特卡洛模拟嵌入遗传算法的方法来求解。所发展的模型和方法能够处理 PEV 和可再生能源 DG 输出功率的不确定性以及未来燃料价格的波动性和负荷增长的随机性等因素。最后, 用 IEEE 37 节点配电系统说明了所发展的模型与方法可行和有效的。

最后指出, 在厂网分开的电力市场环境下, DG 的投资主体一般为发电公司或有关投资机构, 而配电系统的投资主体为供电公司。由于本文的研究工作是针对传统的、垂直垄断的电力系统进行的, 因此 DG 的投资主体为电网公司, 这样也就不存在新投入运行的 DG 会导致网供电量有所减少的问题。事实上, 即使在厂网分开的电力市场环境下, 政府一般也会采取措施以保证电网公司全额收购经过合法手续批准兴建的可再生能源电厂, 政府会采取其他措施(如调整电价)来弥补电网公司因为收购 DG 所发电量而引起的经济损失, 这里对此不作进一步的展开和讨论。

附录见本刊网络版 (<http://aeps.sgepri.sgcc.com.cn/aeps/ch/index.aspx>)。

参考文献

- [1] GHOSH S, GHOSHAL S P, GHOSH S. Optimal sizing and placement of distributed generation in a network system[J]. *Electrical Power and Energy Systems*, 2010, 32(8): 849-856.
- [2] GÖZEL T, HOCAOGLU M H. An analytical method for the sizing and siting of distributed generators in radial systems[J]. *Electric Power Systems Research*, 2009, 79(6): 912-918.
- [3] ELNASHAR M M, SHATSHAT R E, SALAMA M A. Optimum siting and sizing of a large distributed generator in a mesh connected system[J]. *Electric Power Systems Research*, 2010, 80(6): 670-697.
- [4] 赵俊华, 文福拴, 薛禹胜, 等. 计及电动汽车和风电出力不确定性的随机经济调度[J]. *电力系统自动化*, 2010, 34(20): 1-8. ZHAO Junhua, WEN Fushuan, XUE Yusheng, et al. Power system stochastic economic dispatch considering the uncertain outputs from plug-in electric vehicles and wind generators[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2010, 34(20): 1-8.
- [5] CARPINELLI G, CELLI G, PILO F, et al. Distributed generation siting and sizing under uncertainty[C]// *IEEE Porto Power Tech Proceedings*, September 10-13, 2001, Porto, Portugal: 1-7.
- [6] ATWA Y M, EL-SAADANY E F, SEETHAPATHY R, et al. Effect of wind-based DG seasonality and uncertainty on distribution system losses[C]// *Proceedings of 40th North American Power Symposium*, September 28-30, 2008, Calgary,

- AB, Canada; 1-6.
- [7] 李安定. 太阳能光伏发电系统[M]. 北京: 北京工业大学出版社, 2001.
- [8] MUTOH N, MATUO T, OKADA K, et al. Prediction-data-based maximum-power-point-tracking method for photovoltaic power generation systems[C]// Proceedings of 2002 IEEE 33rd Annual Power Electronics Specialists Conference, June 23-27, 2002, Cairns, Australia: 1489-1494.
- [9] HADIAN A, HAGHIFAM M R, ZOHREVAND J, et al. Probabilistic approach for renewable DG placement in distribution systems with uncertain and time varying loads[C]// Proceedings of IEEE PES General Meeting, July 26-30, 2009, Calgary, AB, Canada: 1-8.
- [10] 刘国中, 文福拴, 薛禹胜. 计及温室气体排放限制政策不确定性的发电投资决策[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(18): 17-22.
LIU Guozhong, WEN Fushuan, XUE Yusheng. Generation investment decision-making under uncertain greenhouse gas emission mitigation policy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(18): 17-22.
- [11] 杨宁, 文福拴. 基于机会约束规划的输电系统规划方法[J]. 电力系统自动化, 2004, 28(14): 23-27.
YANG Ning, WEN Fushuan. Transmission system expansion planning based on chance constrained programming[J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(14): 23-27.
- [12] 刘宝碇, 赵瑞清, 王纲. 不确定规划及应用[M]. 北京: 清华大学出版社, 2003.
- [13] CELLI G, GHIANI E, MOCCI S, et al. A multiobjective evolutionary algorithm for the sizing and siting of distributed generation[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2005, 20(2): 750-757.
- [14] SAHRAEI-ARDAKANI M, PEYDAYESH M, RAHIMIKIAN A. Multi attribute optimal DG planning under uncertainty using AHP method[C]// Proceedings of IEEE PES General Meeting on Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, July 20-24, 2008, Pittsburgh, PA, USA: 1-5.
- [15] 杨宁, 文福拴. 计及风险约束的多阶段输电系统规划方法[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(4): 28-33.
YANG Ning, WEN Fushuan. Risk-constrained multiage transmission system expansion planning[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(4): 28-33.
- [16] IEEE Distribution System Analysis Subcommittee. IEEE radial test feeders [DB/OL]. [2010-03-05]. <http://www.ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders.html>.

刘志鹏(1983—), 男, 博士研究生, 主要研究方向: 分布式发电和最优潮流。E-mail: zhipeng.liu09@gmail.com

文福拴(1965—), 男, 通信作者, 特聘教授, 博士生导师, 主要研究方向: 电力系统故障诊断、系统恢复和电力市场。E-mail: fushuan.wen@gmail.com

薛禹胜(1941—), 男, 中国工程院院士, 博士生导师, 主要研究方向: 电力系统自动化。E-mail: xueyusheng@sgepri.sgcc.com.cn

Optimal Siting and Sizing of Distributed Generators Considering Plug-in Electric Vehicles

LIU Zhipeng¹, WEN Fushuan², XUE Yusheng³, XIN Jianbo⁴, G. LEDWICH⁵

(1. South China University of Technology, Guangzhou 510640, China;

2. Zhejiang University, Hangzhou 310027, China;

3. State Grid Electric Power Research Institute, Nanjing 210003, China;

4. Jiangxi Electric Power Research Institute, Nanchang 330006, China;

5. Queensland University of Technology, Brisbane, Queensland 4001, Australia)

Abstract: Some uncertainties such as the stochastic input/output power of a plug-in electric vehicle due to its stochastic charging and discharging schedule, that of a wind unit and that of a photovoltaic generation source, volatile fuel prices and future uncertain load growth, all together could lead to some risks in determining the optimal siting and sizing of distributed generators (DGs) in distribution systems. Given this background, under the chance constrained programming (CCP) framework, a new method is presented to handle these uncertainties in the optimal siting and sizing problem of DGs. First, a mathematical model of CCP is developed with the minimization of DGs' investment cost, operation cost and maintenance cost as well as the network loss cost as the objective, security limitations as constraints, the siting and sizing of DGs as optimization variables. Then, a Monte Carlo simulation embedded genetic algorithm approach is developed to solve the developed CCP model. Finally, the IEEE 37-node test feeder is employed to verify the feasibility and effectiveness of the developed model and method.

This work is supported by an Australian Commonwealth Scientific and Industrial Research Organization (CSIRO) Project on Intelligent Grids Under the Energy Transformed Flagship, and Project from Jiangxi Power Company.

Key words: plug-in electric vehicle; distributed generator; siting and sizing; chance constrained programming; Monte Carlo simulation; genetic algorithm