

考虑分布式发电和可中断负荷的配电公司购电组合策略研究

王瑞庆¹, 李渝曾², 张少华²

(1. 安阳师范学院计算机与信息工程学院, 河南 安阳 455000; 2. 上海大学自动化系, 上海 200072)

摘要: 电力市场环境下, 配电公司在日前现货、远期合同、可中断负荷、分布式发电等多个市场购电时面临着收益与风险的权衡问题。引入条件风险价值作为市场风险的度量因子, 基于资产组合投资理论, 以最小化损失为目标, 建立了考虑不同的可中断负荷类型和分布式发电技术的配电公司多市场购电决策模型, 分析了可中断负荷价格和分布式发电成本对配电公司购电组合的影响。算例结果表明, 可中断负荷和分布式发电资源能有效地降低配电公司的购电损失, 减少市场风险, 随着可中断负荷实施成本和分布式发电成本的增加, 可中断负荷和分布式发电对配电公司市场交易风险的规避作用逐渐减弱。

关键词: 可中断负荷; 分布式发电; 条件风险价值; 配电公司; 购电组合; 遗传算法

Research on purchasing portfolio strategies of distribution companies with distributed generation and interruptible load

WANG Rui-qing¹, LI Yu-zeng², ZHANG Shao-hua²

(1. School of Computer and Information Engineering, Anyang Normal University, Anyang 455000, China;

2. Department of Automation, Shanghai University, Shanghai 200072, China)

Abstract: Distribution companies are faced with the trade-off between benefit and risk when they purchase energy under electricity market environment. In terms of conditional value at risk as the measuring index for market risk, a purchasing model based on portfolio theory is presented, in which the object function is to minimize the portfolio loss among the wholesale market, bilateral contract market, distributed generation (DG) and interruptible load (IL). The impacts of DG and IL on purchasing portfolio loss are addressed. Then the effects of the cost of DG and the compensation price of IL on portfolio allocation are investigated. The results show that IL and DG can effectively reduce the purchasing losses of distribution companies, and with the increase of the implementing cost of IL and the generating cost of DG, the effect of risk aversion gradually weakens. Finally, a numerical example is used to illustrate the validity of the proposed method.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China(No.70871074).

Key words: interruptible load; distributed generation; conditional value at risk; distribution company; purchasing portfolio; genetic algorithm

中图分类号: TM73; F123.9 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2009)22-0017-05

0 引言

电价的剧烈波动给电力市场参与者带来了巨大的风险, 对电力市场的正常运营造成了不良影响。特别是加州的电力危机, 使越来越多的市场参与者认识到了电力市场风险管理的重要性^[1]。为规避风险, 远期合同、可中断负荷 IL (interruptible load)、分布式发电 DG (distributed generation) 等逐步引入了电力市场, 如何使用这些工具消除或降低风险

是各市场参与者共同关心的重要问题。

可中断负荷 (IL) 作为用户侧参与市场竞争的一种有效手段, 可以改善需求侧的用电弹性, 缓解输电网阻塞, 抑制发电商的市场力, 降低现货电价水平。文献[2]提出了一种 IL 对电力系统短期运行影响的评估方法。文献[3]提出了一种评估 IL 实施效果的可免新增发电容量指标。文献[4]将 IL 视为一种 ISO (independent system operator) 可选择的备用服务, 建立了一个 IL 参与二级备用市场竞争的 ISO 备用优化获取模型, 结果表明 IL 可以有效地降低系统对旋转备用的需求。

分布式发电 (DG) 是指直接连接在低电压等级

基金项目: 国家自然科学基金 (70871074); 海南省高等院校科研基金 (Hjkj2008-52)

就地向用户或配电网供电的发电机组。虽然 DG 在市场中的份额较小,却发挥着重要作用:如提高系统的可靠性、作为紧急情况下的备用、缓解输电阻塞、延缓高昂的输电网扩建投资等。现有的 DG 技术主要包括燃汽轮机、往复式发动机、微汽轮机、燃料电池、风力发电和光伏系统。文献[5]建立了一个拥有 DG 的供电公司现货市场能量获取模型,使用基于序列二次规划的分枝定界法进行了求解,表明 DG 和 IL 可有效地降低配电公司的购电成本。文献[6]建立了一个两层的供电公司多时段能量获取模型,该模型的外层是各个配电公司的利润最大化问题,内层是 ISO 现货市场出清问题,分析了 DG 和 IL 对缓解网络阻塞的作用。

本文基于资产组合投资理论,将条件风险价值 CVaR (conditional value at risk) 作为风险度量因子,建立了供电公司在现货、远期、IL 和 DG 等市场以最小化售电损失为目标的多市场能量获取模型。该模型将 IL 和 DG 视作与日前现货等价的能量资源,考虑了不同的 IL 类型和 DG 技术对供电公司购电组合风险收益的影响,结果表明 IL 和 DG 可有效地降低配电公司的售电损失,减少市场风险。

1 条件风险价值

常用的风险度量因子包括收益-方差、风险价值 VaR (Value at Risk) 和条件风险价值 CVaR。方差关于平均收益是对称的,高于平均值的收益也被计为风险,但风险应该是针对利润低于预期的情况,因此用方差计量风险存在较大的局限性。VaR 是指在给定的置信水平下,投资组合在未来一段时间内可能遭受的最大损失,是当今国际上主流的金融风险计量方法,其概念简单,易于理解,能直接比较面临不同风险的不同工具之间的相对风险度。但 VaR 只能考虑某一分位点的损失,且当投资回报不满足正态分布时, VaR 缺乏次可加性和对尾部损失测量的充分性。为克服 VaR 的这些缺陷,Rockafeller^[7]等学者提出了 CVaR 的概念。

设 $f(X, Y)$ 是一个与投资组合向量 $X(X \in R^n)$ 和市场随机因素 $Y(Y \in R^m)$ 相关的损失函数。若随机向量 Y 的联合概率密度函数为 $p(Y)$, 则对于固定的 X , $f(X, Y)$ 关于 Y 的不超过某一持有水平 α 的概率为:

$$\Psi(X, \alpha) = \int_{f(X, Y) \leq \alpha} p(Y) dY \quad (1)$$

其中

$$\alpha_\beta(X) = \min\{\alpha \in R : \Psi(X, \alpha) \geq \beta\} \quad (2)$$

$$\phi_\beta(X) = \frac{1}{1-\beta} \int_{f(X, Y) \geq \alpha_\beta(X)} f(X, Y) p(Y) dY \quad (3)$$

则称 $\alpha_\beta(X)$ 和 $\phi_\beta(X)$ 分别为置信水平 $\beta \in (0, 1)$ 下的 VaR 和 CVaR。可以看出, CVaR 是在 VaR 的基础上定义的。如果概率密度函数 $p(Y)$ 的解析式不可得或式 (3) 不易求解, 则式 (3) 可用式(4)近似:

$$\hat{\phi}_\beta(X) = \alpha + \frac{1}{l(1-\beta)} \sum_{k=1}^l (f(X, Y_k) - \alpha)^+ \quad (4)$$

式中: $\hat{\phi}_\beta(X)$ 表示 $\phi_\beta(X)$ 的近似值, $(f(X, Y_k) - \alpha)^+$ 表示取 0 和 $f(X, Y_k) - \alpha$ 中的较大值, Y_1, Y_2, \dots, Y_l 为由历史数据或蒙特卡洛法模拟的 l 个样本数据。

2 购电组合模型

2.1 日前现货市场

现货市场价格剧烈波动是导致电力市场风险的重要因素,其具有均值回复、尖峰跳跃和周期性的特点。现货市场电价并不满足正态分布,特别是在负荷高峰时段,具有明显的右偏峰和狭峰特性^[8]。若预测的某一时段的现货市场电价为 p_{s0} , 则实际的现货市场电价可用预测值 p_{s0} 加上一个随机波动表示,即 $p_s = p_{s0} + \zeta$, 其中 ζ 为一个均值为 0 的随机变量^[9]。设供电公司在日前现货市场的购电量为 q_s , 则其现货市场的购电费用为:

$$C_s = p_s q_s \quad (5)$$

2.2 远期合同市场

远期合同是电力市场参与者规避市场风险的重要工具之一,目前电力市场中常用的远期合同主要包括物理合同和差价合同。双向差价合同等价于一个合同价格为敲定价的固定远期合同,被国内外大多数电力市场所采用。设合同价格为 p_f , 合同电量为 q_f , 则供电公司在远期合同市场的购电费用为:

$$C_f = p_f q_f \quad (6)$$

2.3 可中断负荷市场

在系统用电高峰或紧急状态下,供电公司可依据与用户签订的 IL 合同中断或削减用户的部分或全部负荷。本文将 IL 看作是与现货或远期完全等额的电力资源,共同组成配电公司的购电组合。

从金融期权的角度来看,IL 是一种单边可选择远期合同,其执行与否取决于现货市场电价是高于还是低于 IL 补偿价格。若用户 i 的可中断电量为 $q_{il,i}$, 则当现货市场电价 p_s 高于 IL 补偿价格 $p_{il,i}$ 时,供电公司可中断或削减用户负荷,支付用户 i 中断补偿费用 $p_{il,i} q_{il,i}$, 而当现货市场电价 p_s 低于 IL

补偿价格 $p_{il,i}$ 时, 配电公司将向用户供电, 支付购电费用 $p_s q_{il,i}$ [10]。设配电公司共与 n 个用户签订了 IL 合同, 则其实施 IL 管理的成本为:

$$C_{il} = \sum_{i=1}^n \min(p_s, p_{il,i}) q_{il,i} \quad (7)$$

2.4 分布式发电市场

在电力市场环境中, DG 通常不由 ISO 调度, 而是被配电公司或大用户直接调度。当现货市场电价较高或出现输电网络阻塞时, 配电公司将通过 DG 向终端用户供电, 以避免高额的现货市场购电成本。若 DG 的发电成本可用二次函数 $a_{dg,i} q_{dg,i}^2 + b_{dg,i} q_{dg,i}$ 表示 [6], 则配电公司在 DG 市场的购电费用为:

$$C_{dg} = \sum_{i=1}^m a_{dg,i} q_{dg,i}^2 + b_{dg,i} q_{dg,i} \quad (8)$$

式中: $q_{dg,i}$ 为分布式发电机组 i 的发电量, $a_{dg,i} (>0)$ 和 $b_{dg,i}$ 为分布式发电机组 i 的生产成本系数, m 表示配电公司拥有的分布式发电机组数。

2.5 购电组合模型

配电公司向终端用户收取的零售价格一般是由电力监管机构核定的、在一段时间内相对不变, 设其为 p_r 。若配电公司的总购电量固定为 Q , 则配电公司的售电收益为:

$$B = p_r Q - C_s - C_f - C_{il} - C_{dg} \quad (9)$$

若将损失定义为收益的负值, 则该购电组合的损失函数可表示为:

$$F = C_s + C_f + C_{il} + C_{dg} - p_r Q \quad (10)$$

为了数学上的处理方便, 本文使用式 (4) 来计算配电公司的 CVaR。若用 q 表示配电公司在各市场的购电量组合 $(q_s, q_f, q_{il,1}, \dots, q_{il,n}, q_{dg,1}, \dots, q_{dg,m})$, 则以最小化风险为目标的购电组合决策模型为:

$$\min_{q, \alpha} CVaR = \alpha + \frac{1}{l(1-\beta)} \sum_{k=1}^l (F^k - \alpha)^+ \quad (11)$$

s.t.

$$q_s + q_f + \sum_{i=1}^n q_{il,i} + \sum_{i=1}^m q_{dg,i} = Q \quad (12)$$

$$\bar{B} \geq B_0 \quad (13)$$

$$q_s \geq 0, q_f \geq 0 \quad (14)$$

$$0 \leq q_{il,i} \leq q_{il,i}^{\max} \quad (i=1, 2, \dots, n) \quad (15)$$

$$0 \leq q_{dg,i} \leq q_{dg,i}^{\max} \quad (i=1, 2, \dots, m) \quad (16)$$

式中: CVaR 为条件风险价值, \bar{B} 为期望收益, B_0 为期望的最小收益, l 为样本数据的个数, F^k 为各市

场价格第 k 个样本数据下的购电组合损失。决策变量为各市场的购电量组合 q 和风险价值 α 。

3 模型求解方法

由式(11)~(16)可见, 该购电组合优化模型的目标函数和约束条件中含有非线性函数和分段函数, 使用常规的优化方法求解较为困难, 本文采用遗传算法 GA (genetic algorithm) 进行求解。GA 算法的核心是交叉、变异、选择等遗传运算, 遗传算子的选取对 GA 的搜索能力和执行效率有着显著的影响。为了提高 GA 算法的性能, 本文采用十进制编码技术对决策变量进行编码, 并设计了与之相适应的交叉和变异算子, 构造出了一种改进的 GA 算法。

3.1 编码方法

标准 GA 通常采用二进制编码, 但二进制编码存在 Hamming 悬崖, 而且在求解高维优化问题时, 编码长度与求解精度之间的矛盾更加突出, 导致 GA 搜索空间急剧增大, 降低了算法的执行效率 [11]。为克服二进制编码的缺点, 本文采用浮点数编码方法。针对多市场购电组合优化问题的特点, 用各市场的购电量组合 q 和风险价值 α 作为决策变量对其直接编码, 即将 q 和 α 按顺序连接起来组成一个染色体, 每个染色体对应一个购电方案。

3.2 选择算子

标准 GA 常采用轮盘赌选择方法, 但该方法在进化过程中可能会引发超级个体和相似个体, 使 GA 在搜索过程中出现“早熟现象”, 难以找到全局最优解。为此, 本文采用锦标赛选择法, 即每次从群体中随机选取两个个体加以比较, 适应度较大的个体获胜, 若两个个体的适应度相等, 则任选其一。该选择法避免了个体被选择的概率与其适应度直接成比例, 同时又能保证被选中的个体具有较大的适应度。

3.3 交叉概率与交叉算子

个体之间的交叉运算是随机的, 不同的父代个体通过交叉产生的子代个体是不同的。为使交叉后产生的子代个体具有优良的性能, 本文设计了一种可变交叉概率计算方法: 当种群中个体的差异度较小时, 采用较大的交叉概率, 而当种群中个体的差异度较大时, 采用较小的交叉概率, 这有助于在保证种群稳定的前提下, 增加种群的多样性, 避免陷入局部最优解。交叉概率 p_c 计算公式如式 (17):

$$p_c = \max \left(k_1 - \frac{k_2}{k_3 + \exp(-k_4 \Delta)}, p_c^{\min} \right) \quad (17)$$

式中: p_c^{\min} 为最小交叉概率, $\Delta = f_{\max} - \bar{f}$ 为最大

适应度 f_{\max} 与平均适应度 \bar{f} 之差, k_1 、 k_2 、 k_3 、 k_4 是根据求解问题的特点选定的常数。

设在第 t 代进化过程中两个父代个体分别为 x_1^t 和 x_2^t , 则按下列法则生成两个子代个体:

$$\begin{aligned} x_1^{t+1} &= ux_1^t + (1-u)x_2^t \\ x_2^{t+1} &= (1-u)x_1^t + ux_2^t \end{aligned} \quad (18)$$

式中: u 为位于 $[0, 1]$ 之间的随机数。

3.4 变异概率与变异算子

随着进化过程的不断进行, 群体的多样性逐渐减少, 为防止和克服“早熟现象”的发生, 维持和加强群体的多样性, 本文设计了一种可变变异概率计算方法, 以保证当种群中个体的差异度较小时, 采用较大的变异概率, 而当种群中个体的差异度较大时, 采用较小的变异概率。变异概率 p_m 的计算公式如式 (19):

$$p_m = \max \left(k_5 - \frac{k_6}{k_7 + \exp(-k_8 \Delta')}, p_m^{\min} \right) \quad (19)$$

式中: p_m^{\min} 为最小变异概率, $\Delta' = f_{\max} - \bar{f}$ 为最大适应度 f_{\max} 与平均适应度 \bar{f} 之差, k_5 、 k_6 、 k_7 、 k_8 为根据求解问题的特点选定的常数。

浮点数编码与二进制编码的变异不同, 变异不再是发生在个体的某一位上, 而是以参数为单位进行。若父代个体为 x , 变异后产生的子代个体为 y , 则按下列法则生成子代个体:

$$y = x + (x^{\max} - x) \left[1 - u \left(1 - \frac{t}{T} \right) \delta \right] \quad (20)$$

式中: x^{\max} 表示 x 的最大值, u 为位于 $[0, 1]$ 间的随机数, t 为当前遗传代数, T 为总的遗传代数, δ 为不一致因子, 可根据待解问题的特征进行选择。

3.5 约束条件的处理

对配电公司在各市场的购电量, 由于直接采用浮点数编码, 在随机产生初始群体时, 可在其取值变化范围内取值; 在进化过程中, 由于按所设计的交叉和变异算子产生的子代个体均被限制在其取值范围内, 因而约束条件(14)~(16)自动满足。对其他约束条件, 采用罚函数进行处理, 这样便可将有约束优化问题转化为无约束优化问题。对约束条件处理后可得如下新的目标函数:

$$\min CVaR' = CVaR + (\mu)^2 \left(\psi(\Delta q^t) + \psi(\Delta B^t) \right) \quad (21)$$

式中: $\psi(\Delta q^t)$ 和 $\psi(\Delta B^t)$ 分别表示与电量平衡约束

式 (12) 和期望收益约束式 (13) 相对应的惩罚函数, μ 为惩罚因子, t 为当前遗传代数。这样选择惩罚函数可保证在遗传初期种群中个体的多样性, 而在遗传后期确保最优个体满足问题的约束条件。

在构造的新的目标函数的基础上, 定义如下的适应度函数:

$$fitness = \frac{CVaR' - CVaR'_{\min}}{CVaR'_{\max} - CVaR'_{\min}} \quad (22)$$

式中: $CVaR'_{\max}$ 和 $CVaR'_{\min}$ 分别为修正后的目标函数的最大值和最小值。

4 算例分析

以美国 PJM 市场为例, 采用 2007 年 7 月 1 日至 2008 年 6 月 30 日的 8784 个日前现货市场边际电价的历史数据来模拟现货市场电价, 现货电价的平均值取为这 12 个月历史数据的平均值。设远期合同价格服从均值为 66.732 \$/MWh、标准差为 2.163 \$/MWh 的正态分布, 并设零售电价为 68 \$/MWh, 期望的最小收益 $B_0 = 1\ 000$ \$, 总的购电量 $Q = 1000$ MWh。IL 和 DG 参数分别如表 1 和表 2 所示。

表 1 可中断负荷 (IL) 参数

Tab. 1 Parameters of interruptible loads

用户类型	大工业	工业	商业	农业	居民	事业	办公大厦
中断价格 /(\$/MWh)	122.5	70	55.2	64.9	48.2	49.2	67.3
IL 上限 /MWh	100	120	80	50	30	10	40

表 2 可分布式发电机组 (DG) 参数

Tab. 2 Parameters of distributed generations

机组类型	1 MW	100 kW	250 kW	250 kW	500 kW
燃汽轮机		微汽轮机	微汽轮机	往复式发动机	往复式发动机
系数 a /(\$/MWh ²)	0.19	0.227	0.192	0.285	0.283
系数 b /(\$/MWh)	41.9	47.1	52.8	45.9	42
容量上限 /MW	100	10	25	20	50

4.1 IL 和 DG 对购电组合的影响

表 3 给出了置信水平为 99%、配电公司参与 IL 和 DG 市场和不参与 IL 和 DG 市场时购电组合的 $CVaR$ 。从表 3 中可以看出, 配电公司只参与现货和

远期合同交易时的 $CVaR$ 为 5 084.9 \$, 而同时参与现货、远期、IL 和 DG 交易时的 $CVaR$ 为 1 440 \$, 有较大幅度的下降。这表明, 在期望的最小收益给定的前提下, 供电公司参与 IL 和 DG 市场交易可以有效地降低市场风险。

表 3 有无 IL 和 DG 时的购电组合计算结果
Tab. 3 Results of portfolios with/without IL and DG

组合类型	远期 /MWh	现货 /MWh	IL /MWh	DG /MWh	VaR /\$	CVaR /\$
远期	975	25	—	—	4 070.8	5 084.9
IL	795.7	15.8	188.5	—	1 906.6	3 307.1
DG	838.8	27.1	—	134.1	1 215.1	2 542.0
IL+D G	675.6	11.6	161.4	151.4	479.5	1 440.0

4.2 IL 补偿价格对购电组合的影响

设供电公司仅与用户签订一种 IL 合同, 图 1 给出了置信水平为 99% 或 95% 时, 购电组合的期望收益和 $CVaR$ 随 IL 补偿价格的变化情况。从图中可以看出, 随着 IL 补偿价格的升高, 配电公司的期望收益逐渐下降, $CVaR$ 逐渐增加。这说明随着 IL 实施成本的增加, IL 对供电公司市场交易风险的规避作用逐渐减弱, 因此供电公司应采取措施鼓励低中断成本的用户积极参与 IL 管理程序。

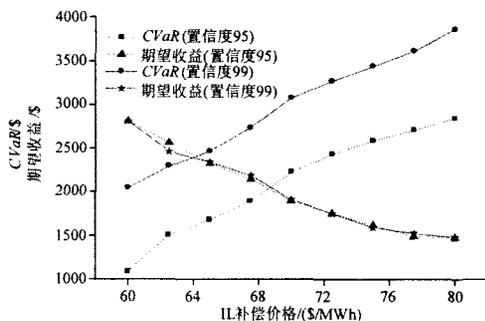


图 1 IL 补偿价格对购电组合 $CVaR$ 的影响

Fig.1 Impacts of the IL prices on $CVaR$ of portfolios

4.3 DG 成本系数对购电组合的影响

设供电公司仅拥有一种类型的分布式发电机组, 其成本系数 $a = 0.19$ \$/MWh² 固定不变, 图 2 给出了置信水平为 99% 或 95% 时, 购电组合的期望收益和 $CVaR$ 随发电成本系数 b 的变化情况。从图中可以看出, 随着发电成本系数 b 的增加, 配电公司的期望收益逐渐下降, $CVaR$ 逐渐增加。这表明低成本的 DG 可以有效地规避市场购电风险, 供电公司应该加大低成本 DG 的安装力度。

5 结论

使用 $CVaR$ 作为风险度量工具, 建立了电力市场环境下载电公司的多市场购电组合模型, 使用改进的 GA 算法对模型进行了求解, 分析了 IL 和 DG 对配电公司在日前现货和远期合同市场之间购电决策的影响。结果表明, IL 和 DG 可以有效地降低配电公司的购电风险; IL 补偿价格和 DG 发电成本对配电公司的购电组合策略有显著的影响, 随着 IL 实施成本和 DG 发电成本的增加, IL 和 DG 对供电公司市场交易风险的规避作用逐渐减弱; $CVaR$ 作为一致性的风险测量工具, 可较好地应用于电力市场的风险管理。另外, 在本文的模型中没有考虑 IL 和 DG 对现货市场电价的影响, 这也是下一步要做的工作。

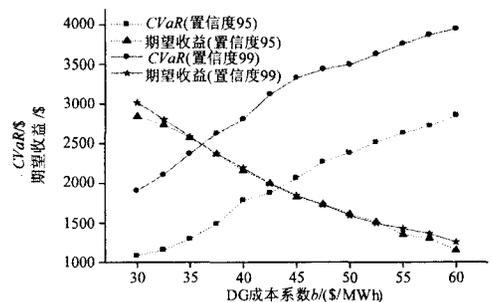


图 2 DG 成本系数对购电组合 $CVaR$ 的影响

Fig. 2 Impacts of the costs of DG on $CVaR$ of portfolios

参考文献

- [1] 文福拴, David A K. 加州电力市场失败的教训[J]. 电力系统自动化, 2001, 25 (5): 1-6.
WEN Fu-shuan, David A K. Lessons from Electricity Market Failure in California[J]. Automation of Electric Power Systems, 2001, 25(5): 1-6.
- [2] Fotuhi-Firuzabad M, Billinton R. Impact of Load Management on Composite System Reliability Evaluation Short-term Operating Benefits[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2000, 15(2): 858-864.
- [3] Chen H, Billinton R. Interruptible Load Analysis Using Sequential Monte Carlo Simulation[J]. IEE Proceedings of Gener, Trans and Distrib, 2001, 148(6): 535-539.
- [4] Tuan L A, Bhattacharya K. Competitive Framework for Procurement of Interruptible Load Services[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2003, 18(2): 889-897.
- [5] Palma-Behnke R, Cerda A J L, Vargas L S, et al. A Distribution Company Energy Acquisition Market Model with Integration of Distributed Generation and Load Curtailment Options[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2005, 20(4): 1718-1727.

(下转第 39 页 continued on page 39)

- 20(2): 194-198.
- [8] 阳明盛, 罗长童. 最优化原理、方法及求解软件[M]. 北京: 科学出版社, 2006.
YANG Ming-sheng, LUO Chang-tong. Optimization Principles, Methods and Software to Solve[M]. Beijing: Science Press, 2006.
- [9] 李伟伟, 罗滇生, 姚建刚, 等. 基于受约束区优先处理的配电网规划变电站选址方法[J]. 广东电力, 2007, 20(2): 14-19.
LI Wei-wei, LUO Dian-sheng, YAO Jian-gang, et al. A Substation Location Method of Urban Distribution Network Planning Based on Limited Areas Handling Firstly[J]. Guangdong Electric Power, 2007, 20(2): 14-19.
- [10] 王成山, 刘涛, 谢莹华. 基于混合遗传算法的变电站选址定容[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(6): 30-47.
WANG Cheng-shan, LIU Tao, XIE Ying-hua. Substation Locating and Sizing Based on Hybrid Genetic Algorithm [J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(6): 30-47
- [11] 牛卫平, 刘自发, 张建华, 等. 基于 GIS 和微分进化算法的变电站选址定容[J]. 电力系统自动化, 2007, 31(18): 82-86.
NIU Wei-ping, LIU Zi-fa, ZHANG Jian-hua, et al. Substation Locating and Sizing in Power System Based on GIS and Differential Evolution Algorithm[J]. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(18): 82-86.
- [12] 徐珍霞, 顾洁. 离散粒子群优化算法在变电站选址中的应用[J]. 电力应用, 2006, 25(4): 35-38.
XU Zhen-xia, GU Jie. Application of Discrete Particle Swarm Optimization Algorithm to Substation Location[J]. Electrotechnical Application, 2006, 25(4): 35-38.
- [13] 杨丽徙, 王家耀, 贾德峰, 等. GIS 与模糊模式识别理论在变电站选址中的应用[J]. 电力系统自动化, 2003, 27(18): 87-89.
YANG Li-xi, WANG Jia-yao, JIA De-feng, et al. Application of GIS and Fuzzy Pattern Recognition Theory in Substation Locating[J]. Automation of Electric Power Systems, 2003, 27(18): 87-89.
- [14] 王成山, 王赛一. 2004. 基于空间 GIS 和 Tabu 搜索技术的城市中压配电网规划[J]. 电网技术, 2004, 28(14): 68-73.
WANG Cheng-shan, WANG Sai-yi. Urban Medium-voltage Distribution Network Planning Based on Spatial GIS and Tabu Search[J]. Power System Technology, 2004, 28(14): 68-73.

收稿日期: 2008-11-30; 修回日期: 2009-01-12

作者简介:

许童羽 (1967-), 男, 博士, 副教授, 研究方向为电力企业信息化; E-mail: yatongmu@163.com

孙艳辉 (1982-), 女, 硕士, 研究方向为电力企业信息化。

(上接第 21 页 continued from page 21)

- [6] Li H Y, Li Y Z, Zhang S H. A Multi-period Energy Acquisition Model for a Distribution Company with Distributed Generation and Interruptible Load[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2007, 22(3): 588-596.
- [7] Rockafellar R T, Uryasev S. Optimization of Conditional Value-at-risk[J]. The Journal of Risk, 2000, 2(3): 21-41.
- [8] 张富强, 周浩. 电力市场中的电价分布问题[J]. 电力系统自动化, 2006, 30 (4): 22-28.
ZHANG Fu-qiang, ZHOU Hao. Probability Distribution of Prices in Electricity Market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(4): 22-28.
- [9] 王瑞庆, 李渝曾, 张少华. 考虑输电约束的期权市场与现货市场联合均衡分析[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(2): 35-39.
WANG Rui-qing, LI Yu-zeng, ZHANG Shao-hua. Joint Equilibrium of Option and Spot Markets Considering Transmission Constraints[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(2): 35-39.
- [10] Wang J F, LI Y Z. Effects of Interruptible Load on Purchasing Portfolio for Load Serving Entities[A]. in: The 3rd International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies[C]. Nanjing: 2008. 297-300.
- [11] 王小平, 曹立明. 遗传算法—理论、应用与软件实现[M]. 西安: 西安交通大学出版社, 2002.
WANG Xiao-ping, CAO Li-ming. Genetic Algorithm—Theory, Application and Software Programming[M]. Xi'an: Xi'an Jiaotong University Press, 2002.

收稿日期: 2008-11-25; 修回日期: 2008-12-20

作者简介:

王瑞庆 (1965-), 男, 博士, 副教授, 主要研究方向为电力市场风险管理、电力金融衍生产品和电力市场均衡; E-mail: ayqrwang@163.com

李渝曾 (1947-), 男, 博士生导师, 教授, 主要从事电力市场输电定价、可中断负荷管理、博弈分析等研究;

张少华 (1966-), 男, 博士生导师, 教授, 主要从事电力市场风险管理、远期合同定价、可中断负荷管理等研究。