

基于CVaR的峰谷分时电价对供电公司购电组合策略影响分析

朱文昊, 谢品杰

(上海电力学院经济与管理学院, 上海 200082)

摘要: 基于条件风险价值(CVaR)在风险度量中的优越性, 在确保满足基本收益的前提下, 以供电公司购电损失的CVaR值最小化为目标, 构建了峰谷分时电价下的供电公司最优购电组合模型。进而, 利用该模型对供电公司在实时市场、日前市场和中长期合约市场3个市场的供电量分配比例和有效前沿进行了算例分析, 着重分析了峰谷时段不同电价差额比例对供电公司购电策略的影响。分析结果表明: 相近购电组合条件下, 供电公司所承担的风险随着峰谷分时电价差额比例变大而变小。供电公司可依据当地电价水平政策, 适当调整不同购电市场购电量来规避经营风险。

关键词: 峰谷分时电价; 电力市场; 电价; 条件风险价值(CVaR); 供电公司; 购电组合策略

Influence analysis of CVaR model based TOU electricity price on portfolio strategy

ZHU Wenhao, XIE Pinjie

(School of Economics and Management, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200082, China)

Abstract: Based on advantages of CVaR in risk measurement and on the premise of guaranteeing basic profits, taking minimum CVaR value of power supply company as a target, this paper establishes the optimal power purchasing model under TOU electricity price. In turn, using the model it analyzes different purchasing proportion in real-time electricity market, day-ahead electricity market, and mid-long term contract market and efficient frontier of E-CVaR at different price levels, and focuses on the influence of TOU on the portfolio strategy. The analysis result shows that the risk of running of power supply company decreases as electric price difference ratio increases among the similar portfolios. According to the local electric price level, power supply company may avoid risk through adjusting the purchase in different electricity markets.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 71103120).

Key words: TOU electricity price; electricity market; electricity price; conditional value at risk; power supply company; electricity purchasing portfolio strategy

中图分类号: TM74 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2015)14-0016-06

0 引言

电能作为一种清洁高效的能源, 一直以来都是反映各国工业化程度、人民生活水平的重要指标。国内外普遍应用需求侧管理(DSM)的方式来调节有各种原因带来的电能供应不平衡局面。其中, 峰谷分时电价(Time of Use, TOU)按照电网终端负荷的变化规律, 将每天24 h划分为峰、平、谷等三类不同时段, 并分别对不同时段制定不同的电价水平, 从而达到刺激用户合理安排用电时间、削峰填谷,

进而提高全网用电效率。因而 TOU 被视为一种有效的 DSM 措施。

目前为止, 对峰谷分时电价的研究已取得了丰硕的成果。文献[1]以益本比为评价指标, 从成本效益分析的角度考察了峰谷分时电价的可行性。文献[2-3]则分别以节能调度与环境价值、价格灵敏度与需求弹性为出发点研究了这一问题。从文献[4-5]中对发电侧与供电侧价格联动机制的仿真与供电商对终端用户需求响应的仿真不难看出, 峰谷分时电价对电网经济稳定运行具有重要实践意义。而文献[6]则计及两部制电价, 通过算例分析证明了其发电侧峰谷分时电价设计机制及电量分配优化模型的可行

基金项目: 国家自然科学基金青年项目(71103120); 教育部人文社会科学研究青年基金项目(10YJC790299)

性。通过对现有文献的研究可以发现, 较少有文献分析峰谷分时电价背景下对供电公司购电组合策略展开研究。

在电力行业改革的大趋势下, 上网电价的剧烈波动是供电公司所面临的重大风险之一^[7]。文献[8-9]通过已被广为应用的 Variance(方差)、Value at Risk(VaR)模型等风险度量工具, 描述了各类售电环境下供电公司不同购电组合对经营成本及风险的影响, 而文献[10]的部分论述则是对以上内容的较好归纳。但就其度量工具本身所存在的缺陷而言, 上述文献对购电风险的定量分析不具备足够的说服力。为了弥补 VaR 模型在购电组合分析中可能存在多个局部最优解、难以量化极端损失情况下经营者所受冲击等缺陷, 本文采用 Rockafeller 和 Uryasev 提出了 Conditional Value at Risk(CVaR, 条件风险价值)模型^[11]。由此, 电力风险度量工具得到了拓展^[12]。而文献[13]是国内较早提出以 CVaR 模型度量电力企业交易风险的文章, 其站在发电商的角度对上网电价主要形式的潜在风险做出了全面的评估。文献[14-15]分别讨论了季节性电价、风电购电等背景下供电商所承受的经营风险。文献[16]则以追求发电商与供电商效益平衡为出发点, 突破性地引出了差价合同对电网两端买卖价格波动的探讨。关于 CVaR 模型在供电商购电决策中应用的思考中, 文献[17]以最终收益为目标函数、以条件风险价值为约束条件展开了讨论, 文献[18-19]则加入了断电补偿(惩罚因子)对供电公司购电决策的影响, 但其均未计及需求侧峰谷分时电价的多重影响。

基于对上述文献的研究, 本文提出了峰谷分时电价下供电公司购电组合的 CVaR 模型, 以期在保障一定基准收益的条件下, 最大限度降低企业所面临的风险及极端条件下的风险均值, 深入分析了削峰填谷为其带来的收益上升空间及潜在的风险价值。

1 CVaR 方法概述

条件风险价值(CVaR)是 Rockafeller 和 Uryasev 为了弥补 VaR 的上述缺陷而提出的^[11]。CVaR 是指金融投资工具或组合的损失额超过 VaR 的条件均值, 代表了超额损失的平均水平, 反映出组合头寸的潜在损失。

设 n 维决策变量 $x \in X$, X 为满足一定条件的投资组合可行集, $X \in R^n$; m 维随机变量 $y \in R^m$, 表示如市场价格、市场收益率等的随机因素。则 $f(x,y) \in R^{n \times m}$ 可被定义为损失函数。若 y 的联合概率密度函数为 $p(y)$, 对于固定的 x , 损失函数 $f(x,y)$ 关于 y 不超过持有水平临界值 α 的分布函数为

$$\psi(x, \alpha) = \int_{f(x,y) \leq \alpha} p(y) dy \quad (1)$$

即对于任意固定的 x , $\Psi(x, \alpha)$ 作为关于 α 的函数, 在组合决策变量 x 下的损失累积分布函数。前述文献已经证明, $\Psi(x, \alpha)$ 作为关于 α 非减且右连续。

则置信水平 $\beta \in (0, 1)$ 下的 VaR 和 CVaR 可分别被定义为

$$\alpha_\beta(x) = \min \{ \alpha \in R; \psi(x, \alpha) \geq \beta \} \quad (2)$$

$$\phi_\beta(x) = E[f(x, y) | f(x, y) \geq \alpha_\beta(x)] = \frac{1}{1-\beta} \int_{f(x,y) \geq \alpha_\beta(x)} f(x, y) p(y) dy \quad (3)$$

由于 CVaR 表达式中含有 VaR 函数 $\alpha_\beta(x)$ 项, 而 $\alpha_\beta(x)$ 的表达式难以求解, 前述文献引入一个相对简单的函数代替 $\phi_\beta(x)$ 来求解 CVaR:

$$F_\beta(x, \alpha) = \alpha + \frac{1}{1-\beta} \int_{y \in R^m} [f(x, y) - \alpha]^+ p(y) dy \quad (4)$$

式中, $[f(x, y) - \alpha]^+$ 表示 $\max \{0, f(x, y) - \alpha\}$ 。

概率密度函数 $p(y)$ 的表达式不易得到, 通常采用替换样本数据表达式的方式对式(3)中的积分进行估计。常用的方法有历史模拟法、方差-协方差法、蒙特卡洛模拟法、Cornish-Fisher 展开法等。设 $y_1, y_2, \dots, y_k, \dots, y_m$ 为替换得到的 m 个样本数据, 则式(4)可近似表达为

$$\tilde{F}_\beta(x, \alpha) = \alpha + \frac{1}{m(1-\beta)} \sum_{k=1}^m [f(x, y_k) - \alpha]^+ \quad (5)$$

2 峰谷分时电价下购电组合 CVaR 模型

2.1 基本假设

分时电价设计是 DSM 的核心组成部分, 其重要作用之一便是削峰填谷。受工业、居民用电规模及时段不同的影响, 不同地区日负荷曲线的存在一定程度的差异, 故无法对大范围内负荷曲线进行统一标准的峰、平、谷时段划分, 且统一量化不同时段终端电价的依据难以考证。为分析方便, 本文简化终端分时电价模型为: 记不考虑用电时段的统一电价, 即终端原始电价为 P_0 ; 而计及负荷峰谷因素的终端分时电价分别为 $P_0(1+\xi)$ 、 P_0 、 $P_0(1-\xi)$ 。其中: $P_0(1+\xi)$ 为峰段电价, P_0 为平段电价, $P_0(1-\xi)$ 为谷段电价, ξ 为电价差额比例。

在不同时段, 不同交易模式的电力市场往往会有不同幅度的价格波动, 进而带来供电商收益率的波动。本文参考现有文献的做法, 将交易市场分为中长期合约市场、日前交易市场、实时交易市场等三种形式, 并假设电价服从正态分布^[13-17]。中长期合约交易以市场均衡理论为基础, 一般以年度或月

度为单位事先进行实物交割, 合约一经签订, 交易信息不再变化, 记中长期合约电价为 p_1 , 均值为 μ_1 , 标准差为 σ_1 ; 与中长期合约市场不同, 现货交易使供电公司以偏高的风险为代价, 以期更高的利润, 记日前交易电价 p_2 , 服从均值为 μ_2 、标准差为 σ_2 的正态分布; 实时交易是供电商应对负荷的不可预测波动、谋求供需平衡的最有效手段, 其风险价值高, 记实时交易电价 p_3 , 服从均值为 μ_3 、标准差为 σ_3 的正态分布。为表述方便, 记购电电价向量 $\mathbf{P}=(p_1, p_2, p_3)^T$, 购电电价均值向量 $\boldsymbol{\mu}=(\mu_1, \mu_2, \mu_3)^T$ 。

假设需求侧用电总量恒定, 即日负荷曲线不受任意客观因素影响, 记总负荷为 Q , 峰、平、谷时段的负荷需求分别为 $\lambda_1 Q, \lambda_2 Q, \lambda_3 Q$ 。其中, $\lambda_i(i=1,2,3)$ 为不同时段负荷比例因子, 总和为 1。

2.2 建立模型

在市场逐步开放需求侧的进程中, 供电公司一方面面临着不同的远期合约购电、日前购电和实时购电组合所带来的大幅度成本波动, 另一方面也承受着在任意时段满足客户需求的压力。考虑到电力市场供需高度平衡的特殊性, 购电组合的各种成分均有重要的分析价值。本文将购电组合策略描述为单目标规划问题, 即以利润与购电成本为约束条件, 使购售电风险最小化。

设 $\mathbf{x}=(x_1, x_2, x_3)^T$ 为供电公司购电组合向量, 其中 $x_i(i=1,2,3)$ 表示组合模型中供电公司分别在中长期合约市场、日前交易市场、实时交易市场中的购电量。则有

$$\sum_{i=1}^3 x_i = \sum_{j=1}^3 \lambda_j Q \quad (6)$$

$$x_i \geq 0(i=1,2,3) \quad (7)$$

设终端电价为 P_s , 则供电公司收益可被定义为销售收入与购电成本之差, 即

$$R = P_s Q - \mathbf{x}^T \mathbf{P} = P_0 Q [(\lambda_1 - \lambda_3) \xi + \sum_{i=1}^3 \lambda_i] - \mathbf{x}^T \mathbf{P} \quad (8)$$

购电组合的期望收益为

$$E(R) = P_0 Q [(\lambda_1 - \lambda_3) \xi + \sum_{i=1}^3 \lambda_i] - \mathbf{x}^T \boldsymbol{\mu} \quad (9)$$

同时, 该购电组合下供电公司的损失函数为

$$f(x, P) = -R = \mathbf{x}^T \mathbf{P} - P_0 Q [(\lambda_1 - \lambda_3) \xi + \sum_{i=1}^3 \lambda_i] \quad (10)$$

取购电市场价格 $\mathbf{P}=(p_1, p_2, p_3)^T$ 的 m 个样本值 $P_1, P_2, \dots, P_k, \dots, P_m$, 则式(10)的估计式为

$$\begin{aligned} \tilde{F}_\beta(x, \alpha) = & \alpha + \\ & \frac{1}{m(1-\beta)} \sum_{k=1}^m \{ \mathbf{x}^T P_k - P_0 Q [(\lambda_1 - \lambda_3) \xi + \sum_{i=1}^3 \lambda_i] - \alpha \}^+ \end{aligned} \quad (11)$$

其中, α 为一定置信水平与风险水平约束下的 VaR 值, 即供电公司的单位最大可能损失。

为将约束条件线性化, 引入虚拟变量 $Z_k = \{ \mathbf{x}^T P_k - P_0 Q [(\lambda_1 - \lambda_3) \xi + \sum_{i=1}^3 \lambda_i] - \alpha \}^+$, 而 $\sum_{i=1}^3 \lambda_i = 1$, 则峰谷分时电价下供电公司的最优购电组合模型如下:

$$\min \quad \tilde{F}_\beta(x, \alpha) = \alpha + \frac{1}{m(1-\beta)} \sum_{k=1}^m Z_k \quad (12)$$

$$\text{s.t.} \quad \sum_{i=1}^3 x_i = \sum_{j=1}^3 \lambda_j Q \quad x_i \geq 0(i=1,2,3) \quad (13)$$

$$Z_k \geq \mathbf{x}^T P_k - P_0 Q [(\lambda_1 - \lambda_3) \xi + 1] - \alpha \quad (14)$$

$$Z_k \geq 0 \quad (15)$$

$$E(R) \geq e \quad (16)$$

其中, e 为供电公司所能接受的收益下限, 且 $e \geq 0$ 。

3 算例分析

在电力市场实际运营中, 日前市场电价与实时交易电价受短期负荷波动及机组运行成本影响较大, 因此, 供电公司将根据中长期合约电价与其余市场的电价差异来决定最优购电组合策略。此处分析如下两种情况: 1) 若中长期合约价格低于实时交易价格, 即当 $\mu_1 < \mu_3$ 时, 通常认为供电公司可大量采购中长期合约市场电量, 其承担风险很小; 2) 若中长期合约价格高于实时交易价格, 即当 $\mu_1 > \mu_3$ 时, 通常认为供电公司需要权衡风险与利益, 在此基础上考虑购电组合中中长期合约权重, 明显更趋于实际情况。据此, 本文算例将针对第二种情况展开讨论。

假设需求侧某时域内电量总需求 $Q=100$ MW·h, 参考某区域电网居民用电历史实况, 终端原始电价 $P_0=28$ \$/MW·h, 结合我国各省出台的分时电价政策, 设峰谷分时电价差额比例 ξ 与对应的不同时段负荷比例因子 $\lambda_i(i=1,2,3)$ 如表 1 所示, 各市场购电价格如表 2 所示。

通过蒙特卡洛模拟法, 按正态分布随机产生 100 组购电价格样本数据作为模拟的购电市场历史数据: $P_1, P_2, \dots, P_k, \dots, P_{100}$ 。

如期望收益下限固定为 $e=450$, 电价差额比例固定为 $\xi=0.4$, 将数据带入模型中求解, 可得不同置信水平下的最优购电组合, 如表 3 所示。

表 1 不同电价差额比例时的负荷比例因子

Table 1 Percentage of load factor in different gaps of electricity price conditions

电价差额比例 ξ	负荷比例因子/%		
	λ_1	λ_2	λ_3
0.4	40	50	10
0.55	38	48	14
0.7	36	48	16

表 2 各市场购电电价

Table 2 Price in different markets

市场	中长期合约市场		日前市场		实时市场	
	μ_1	σ_1	μ_2	σ_2	μ_3	σ_3
价格						
参数	27.8	1	27.0	4	26.2	6

表 3 电价差额比为 0.4 时不同置信水平下的最优购电组合

Table 3 Optimal portfolio under different confidence levels

β	单位: \$/MW-h				
	x_1	x_2	x_3	VaR	CVaR
0.95	20.624	41.252	38.124	21.294 9	152.651 4
0.99	11.760	58.979	29.260	204.755 2	204.755 2

显然, 当期望收益固定时, 供电公司应适当增大在日前交易市场与实时交易市场的购电份额, 牺牲一定程度的风险规避心理, 主动承担由发电侧上网电价不稳定及需求侧负荷波动所带来的风险价值增大后果。在置信水平 $\beta=0.95$ 时, CVaR 值明显高于 VaR 值, 该 CVaR 值即购电组合下超出条件损失 VaR 部分的潜在平均损失。

若调整电价差额比例 ξ , 则可明显观测到需求侧实施峰谷分时电价为供电公司带来的收益变化及其匹配的风险价值。对于不同的电价差额比例 $\xi=0.4$ 、 $\xi=0.55$ 、 $\xi=0.7$, 供电公司的最优购电组合、期望收益、VaR、CVaR 如表 4 所示。从中可以看出, 在购电组合策略相近的前提下, 峰、平、谷时段电价差异越大, 供电公司购售电风险价值越小, 且可实现的最小期望收益越大。事实上, 随着电力市场改革的深入, 需求侧分时电价削峰填谷作用日趋明显, 若不计及其余客观因素, 供电公司购售电总量 Q 与电价差额比例 ξ 应呈反相关关系。表面上看, 峰谷分时电价间接导致终端电价上涨, 抑制电力消费, 进而影响购电公司的收益增长。不过, 供电公司可根据短期负荷波动, 对需求侧电能消费作出预判, 调整在日前市场及实时市场的采购, 进而实现自身利益最大化, 填补了由分时电价带来的需求侧短期消费总量下降的空缺。

表 4 不同电价差额比例下的最优购电组合

Table 4 Optimal portfolio in different price difference ratio

ξ	单位: \$/MW-h					
	x_1	x_2	x_3	e	VaR	CVaR
0.4	20.624	41.252	38.124	450	21.294 9	152.651 4
0.55	17.543	45.665	36.792	485	-1.720 7	110.464 7
0.7	19.085	45.080	35.835	510	-30.066 2	96.704 3

在最小期望收益变化的条件下, 供电公司购电量在不同市场分配比例与 CVaR 的关系、不同电价差额比例 ξ 下 E-CVaR 有效前沿曲线如图 1、图 2 所示。

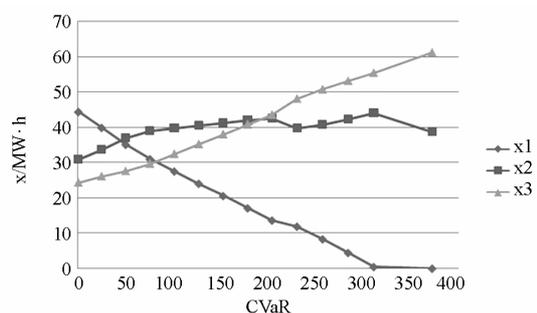
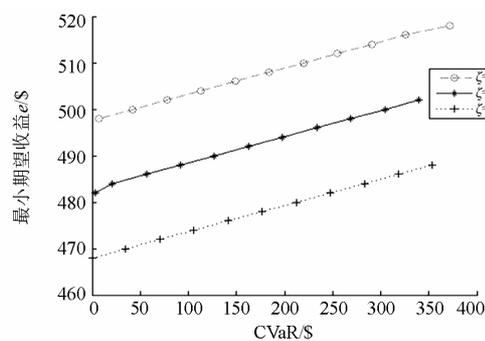
图 1 $\beta=0.95, \xi=0.4$ 时不同购电组合与 CVaR 的关系Fig. 1 Different portfolios vs. CVaR with $\beta=0.95, \xi=0.4$ 图 2 $\beta=0.95$ 时期望收益与 CVaR 的关系Fig. 2 Expected profit vs. CVaR with $\beta=0.95$

图 1 可以理解为: 供电公司为了最大程度的规避风险, 较多地选择了收益率较低但风险值偏小的中长期合约市场; 而当供电公司更多地追求降低成本时, 增大日前交易市场、实时交易市场购电份额, 将导致潜在的风险价值上升。

图 2 则与表 4 中的结论耦合, 更直观地描述了购电组合近似的情况下, 供电公司期望收益 E-CVaR 前沿曲线随电价差额比例 ξ 上升而上移趋势, 终端电价“可选择空间”增大将成为削峰填谷效果进一步体现的重要催化剂。

4 结论

供电公司在不同市场购电组合的风险, 主要体现在日前交易市场、实时交易市场购电价格的大幅波动, 而需求侧峰谷分时电价的推广, 也为供电公司快速协调能力带来了挑战。通过对购电组合 CVaR 模型的实例分析, 可得以下结论。

1) 在市场价格(波动)、期望收益、置信水平等约束条件下, CVaR 模型能够准确反映供电公司不同购电策略所带来的收益及其风险价值;

2) 当以确定最小期望收益为前提, 供电公司只有更多地考虑在日前市场与实时交易市场购电, 牺牲一定程度的风险规避心理。供电公司对风险价值越敏感, 实现某一期望收益的潜在风险价值越大;

3) 购电策略相近的条件下, 虑及需求侧用电习惯, 峰谷分时电价差额比例(在 0.4~0.7 范围内)与供电公司最小期望收益成正比, 与供电公司潜在风险价值成反比。考虑到经济增长趋势及需求侧消费心理, 在选定电价差额比例合适的前提下, 供电公司可根据实时负荷波动而临时调整在日前交易市场、实时交易市场的交易量, 从而实现收益最大化。

综上所述, 峰谷分时电价下的购电组合 CVaR 模型有助于供电公司决策在各个电力市场的购电比例。而在此基础上, 如何确定需求的峰谷分时电价差额比例, 如何更加准确地量化需求侧对消费价格波动的响应, 同样是对供电公司购电决策具有深远意义的研究内容。

参考文献

- [1] 唐捷, 任震, 高志华, 等. 峰谷分时电价的成本效益分析模型及其应用[J]. 电网技术, 2007, 31(6): 61-66.
TANG Jie, REN Zhen, GAO Zhihua, et al. Cost-benefit analysis model and its application of peak-valley time-of-use electricity price[J]. Power System Technology, 2007, 31(6): 61-66.
- [2] 谭忠富, 陈广娟, 侯建朝, 等. 以节能调度为导向的发电侧与售电侧峰谷分时电价联合优化模型[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(1): 55-62.
TAN Zhongfu, CHEN Guangjuan, HOU Jianchao, et al. Optimization model for designing peak-valley time-of-use power price of generation side and sale side at the direction of energy conservation dispatch[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(1): 55-62.
- [3] 唐捷, 任震, 胡秀珍. 一种可操作的需求侧管理峰谷分时电价定价方法[J]. 电网技术, 2005, 29(22): 71-75.
TANG Jie, REN Zhen, HU Xiuzhen. An operable peak-valley time-of-use tariff setting method for demand side management[J]. Power System Technology, 2005, 29(22): 71-75.
- [4] 谭忠富, 王绵斌, 乞建勋, 等. 发电侧与供电侧峰谷分时电价联动的分级优化模型[J]. 电力系统自动化, 2007, 31(21): 26-34.
TAN Zhongfu, WANG Mianbin, QI Jianxun, et al. Classification linkage optimization model of time of use power price between generating side and retail side[J]. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(21): 26-34.
- [5] 胡福年, 汤玉东, 邹云. 需求侧实行峰谷分时电价策略的影响分析[J]. 电工技术学报, 2007, 22(4): 168-174.
HU Funian, TANG Yudong, ZOU Yun. Analysis of impacts of TOU price strategy[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2007, 22(4): 168-174.
- [6] 王绵斌, 谭忠富, 王成文, 等. 发电侧峰谷分时电价设计及电量分配优化模型[J]. 电力自动化设备, 2007, 27(8): 16-21.
WANG Mianbin, TAN Zhongfu, WANG Chengwen, et al. Design of time-of-use power price at generation side and optimal model of electricity distribution[J]. Electric Power Automation Equipment, 2007, 27(8): 16-21.
- [7] 聂艳丽. 电力市场中供电企业购电决策及风险管理的研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2005.
- [8] 刘春辉, 刘敏. 电力市场环境考虑大用户直购电的电网公司风险管理研究[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(12): 94-101.
LIU Chunhui, LIU Min. Study on risk management for power grid company considering large consumers direct electricity purchasing in electricity markets[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(12): 94-101.
- [9] 王绵斌, 谭忠富, 张蓉. 分形 VaR 风险度量下的购电组合模型及实证分析[J]. 电力系统及其自动化学报, 2009, 21(6): 11-16.
WANG Mianbin, TAN Zhongfu, ZHANG Rong. Purchase power portfolio model and an empirical analysis based on risk measure with fractal value-at-risk[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2009, 21(6): 11-16.
- [10] 熊尚飞, 邹小燕. 电力市场价格风险价值与波动预测研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(2): 146-153.
XIONG Shangfei, ZOU Xiaoyan. Value at risk and price volatility forecasting in electricity market: a literature review[J]. Power System Protection and Control, 2014,

- 42(2): 146-153.
- [11] ROCKAFELLAR R T, URYASEV S. Optimization of conditional value-at-risk[C] // Computational Intelligence for Financial Engineering, 2000. (CIFER) Proceedings of the IEEE/IAFE/INFORMS 2000 Conference on: 49-57.
- [12] JABR R A. Robust self-scheduling under price uncertainty using conditional value-at-risk[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20(4): 1852-1858.
- [13] 王壬, 尚金成, 冯肠, 等. 基于 CVaR 风险计量指标的发电商投标组合策略及模型[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(14): 5-9.
WANG Ren, SHANG Jincheng, FENG Yang, et al. Combined bidding strategy and model for power suppliers based on cvar risk measurement techniques[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(14): 5-9.
- [14] 张兴平, 陈玲, 武润莲. 加权 CVaR 下的发电商多时段投标组合模型[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(16): 79-83.
ZHANG Xingping, CHEN Ling, WU Runlian. Analysis of multi-period combined bidding of power suppliers based on weighted CVaR[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(16): 79-83.
- [15] 曾鸣, 李晨, 王致杰, 等. 基于 CVaR 报童模型的风力发电商最优投标策略[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(24): 14-20.
ZENG Ming, LI Chen, WANG Zhijie, et al. The optimal bid strategy of wind power producer based on CVaR newsboy model[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(24): 14-20.
- [16] 谭忠富, 王绵斌, 朱璋, 等. 发电公司与电网公司的风险效益平衡模型[J]. 电网技术, 2007, 31(16): 6-11.
TAN Zhongfu, WANG Mianbin, ZHU Zhang, et al. Risk-benefit balance model between generating company and power grid company[J]. Power System Technology, 2007, 31(16): 6-11.
- [17] 王金凤, 李渝曾, 张少华. 基于 CVaR 的供电公司电能购买决策模型[J]. 电力自动化设备, 2008, 28(2): 19-23.
WANG Jinfeng, LI Yuzeng, ZHANG Shaohua. CVaR-based electricity purchase model for power supply company[J]. Electric Power Automation Equipment, 2008, 28(2): 19-23.
- [18] 谢品杰, 谭忠富, 王绵斌, 等. 基于 CVaR 的供电公司现货市场购电优化决策模型[J]. 电工技术学报, 2009, 24(4): 186-192.
XIE Pinjie, TAN Zhongfu, WANG Mianbin, et al. Spot market optimal decision-making model of purchase electricity for power-supplying company based on CVaR model[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2009, 24(4): 186-192.
- [19] 王绵斌, 谭忠富, 曹福成, 等. 输配分开环境下供电公司购电风险的优化控制模型[J]. 电工技术学报, 2007, 22(9): 184-190.
WANG Mianbin, TAN Zhongfu, CAO Fucheng, et al. Optimal control model of purchase electricity risk for power-supplying company under transmission and distribution separation[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2007, 22(9): 184-190.

收稿日期: 2014-10-20; 修回日期: 2014-12-10

作者简介:

朱文昊(1991-), 男, 硕士研究生, 从事电力能源经济方向的研究; E-mail: zwh19910803@163.com

谢品杰(1976-), 男, 博士, 副教授, 从事电力能源经济方向的研究。

(编辑 姜新丽)