

考虑需求弹性的电力市场边际电价概率学预测

张少华, 董正凯, 王晔

(上海市电站自动化技术重点实验室(上海大学), 上海市 闸北区 200072)

Probabilistic Forecasting of Marginal Price in Electricity Markets With Elastic Demand

ZHANG Shao-hua, DONG Zheng-kai, WANG Xian

(Shanghai Key Lab of Power Station Automation Technology(Shanghai University), Zhabei District, Shanghai 200072, China)

ABSTRACT: In competitive electricity markets, demand-price elasticity can be effectively improved by various demand response programs. Electricity market price prediction should take into account the impacts of demand-price elasticity, coupled with the demand and supply side uncertainties. With the probability theory and probabilistic production simulation technologies, a probabilistic method for estimating marginal price in electricity markets with elastic demand is developed based on the concept of marginal generating unit. In addition, the capacity adequacy indexes can be estimated for electricity markets with elastic demand by this method. A numerical example is presented to validate the reasonableness and effectiveness of the proposed method, and it indicates that with increasing demand-price elasticity, the marginal price and its uncertainty can be reduced and the capacity adequacy can also be effectively improved.

KEY WORDS: electricity market; marginal price; probabilistic forecasting; demand-price elasticity; marginal generating unit; probabilistic production simulation

摘要: 在电力市场环境下, 各种需求侧响应措施可有效增加需求价格弹性。电力市场的价格预测不仅要考虑需求侧和供应侧的随机不确定性, 而且要充分计入需求价格弹性等经济因素的影响。基于系统边际发电单元的概念, 应用有关概率理论和随机生产模拟技术, 提出了一种计入需求价格弹性因素的边际电价概率学预测方法。该方法还为电力市场环境下需要考虑一定需求弹性时的发电系统可靠性指标估计提供了一种可行途径。算例分析证明方法的合理性和有效性, 并且表明, 增加需求价格弹性, 可有效降低边际电价及其不确定性, 改善系统发电容量的充裕性。

关键词: 电力市场; 边际电价; 概率学预测; 需求价格弹性;

基金项目: 国家自然科学基金项目(70871074); 上海市教委科技发展基金项目(05AZ28); 上海市重点学科建设项目(T0103)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China(70871074).

边际发电单元: 随机生产模拟

0 引言

电力市场的价格预测对于市场参与者的风险管理、竞争策略以及电力市场的监管和发展具有重要的指导意义, 因而电价预测问题已成为近几年电力市场领域的研究热点之一^[1]。边际定价原理在电力市场中已得到较广的应用, 按照该理论, 某时刻的电力批发市场价格应等于该时刻系统的边际电价(即边际发电机组的报价)。通常, 未来条件不可避免地存在各种不确定性, 如负荷需求的随机不确定性、发电机组随机故障(强迫停运, forced outage)的不确定性等。考虑到这些随机不确定性, 未来任何时刻的边际电价是一个随机变量, 需要用概率学的方法来预测。

电力负荷的需求价格弹性是指电价发生变动时用户需求量的变化, 它反映电力消费需求对电价变动的敏感程度。研究表明, 在电力市场环境下, 需求弹性对于有效缓解发电商的市场力滥用行为和输电阻塞^[2-3]、改善系统运行可靠性和经济性^[4-5]等方面, 均具有重要的作用。虽然电力系统本身缺乏需求弹性, 但理论研究和实践表明^[6], 市场环境下的各种需求侧响应(demand response)措施可有效地增加需求价格弹性。由于需求弹性直接影响电力消费需求, 进而对市场价格具有重要的影响, 因此, 合理的电力市场价格预测方法还应充分计入需求价格弹性等经济因素。

国内外的很多文献已对电力市场的电价预测问题进行了有益探索^[1]。现有的电价预测方法大致可分为2类^[7], 即基于历史数据的预测方法和市场模拟法。基于历史数据的预测方法^[8-15], 如时间序列法和人工神经网络法, 大多需要长期的电价历史

数据,但现有的电力市场运营时间都较短,且处于不断变革和完善中,因而很难提供稳定可靠的历史数据;市场模拟法是通过模拟电力市场的竞争运营,来预测市场价格,其特点是不需要历史电价数据,且易于定量分析各种因素对电价的影响。现有的基于电力市场寡头竞争均衡模型^[16]的价格预测方法,大多难以考虑发电机组强迫停运和负荷需求的随机不确定性,因而属于确定性的市场模拟法。在基于市场随机模拟的边际电价概率学预测研究方面,文献[17]考虑发电机组报价为已知(确定量)的情况,基于随机模拟技术,研究计入发电机组随机强迫停运和负荷需求不确定性的边际电价概率分布估计方法;文献[18]进一步考虑机组报价的不确定性,基于序列运算理论来计算系统边际电价的概率分布。以上研究均未考虑负荷需求弹性因素对边际电价的影响。文献[19-21]涉及寡头竞争电力市场中长期价格持续曲线(price duration curve)的预测研究,并未给出未来某一时段系统边际电价的完全概率分布。而且文献[20-21]基于传统随机生产模拟技术中等效负荷概率分布的连续近似(如累积量法^[22])表示,并未严格处理系统有效发电容量概率分布固有的离散特性。

本文提出了一种计入需求价格弹性因素的电力市场边际电价的概率学预测方法,该方法应用有关概率理论和随机生产模拟技术,推导出边际发电单元的概率分布,从而获得考虑需求弹性后边际电价的概率学估计,包括其均值和方差,以及完全的概率分布函数。该方法考虑了发电机组强迫停运和负荷需求的随机不确定性,并能计入不同预测提前时间对发电机组随机强迫停运的影响,而且严格处理了系统有效发电容量概率分布固有的离散特性,因而在原理上是一种精确方法。该方法还为电力市场环境需要考虑一定需求弹性时的发电系统可靠性指标估计,提供了一种可行途径。算例分析表明该方法是合理有效的。

1 考虑需求弹性的边际电价概率学预测方法

1.1 基本假设

由于电力负荷的需求价格弹性反映电力消费需求对电价变动的敏感程度,因此考虑需求弹性的电力负荷随市场价格的变化而变化。本文假设某电力系统未来某一小时时段 T 的负荷需求既存在随机不确定性,同时也具有一定的价格弹性,用如下线性需求函数来表示

$$D(T) = L(T) - e \cdot p(T) \quad (1)$$

式中: $D(T)$ 为时段 T 的实际需求; $L(T)$ 为服从某一概率分布的随机变量; $p(T)$ 为时段 T 的市场价格; e 为描述需求价格弹性大小的参数,取为非负常数, e 越大,表示需求价格弹性越大。

该电力系统中有 I 个发电单元参与批发市场的竞争,该市场采用按边际电价出清的定价机制,即 T 时段的市场价格等于该时段边际发电单元的报价。本文暂不考虑发电单元分多个容量段分别报价的情况,设发电单元 i 为其额定装机容量 c_i 的报价为 b_i 。在完全竞争市场的假设条件下,各发电单元的报价等于其边际发电成本。

考虑各发电单元的随机故障情况,假定本文的边际电价估计方法可用于中长期或短期(如提前 1 d 或几 d)的预测。为了计入不同预测提前时间对发电单元的随机强迫停运的影响,本文使用发电单元的暂态强迫停运率 $q_i(t)$,它是一个预测提前时间 t 的函数,其计算公式为^[17]:

$$q_i(t) = \frac{\lambda_i}{\lambda_i + \mu_i} + \frac{\exp[-(\lambda_i + \mu_i)t]}{\lambda_i + \mu_i} [\mu_i U(0) - \lambda_i A(0)] \quad (2)$$

式中: λ_i 为第 i 个发电单元的故障率; μ_i 为第 i 个单元的修复率; t 为预测的提前时间, h ; 在预测时刻第 i 发电单元可用时, $A(0)=1$, $U(0)=0$, 否则, $A(0)=0$, $U(0)=1$ 。

发电单元 i 的有效发电容量 x_i 用二状态概率模型描述如下

$$x_i = \begin{cases} c_i, & \text{概率为 } 1 - q_i(t) \\ 0, & \text{概率为 } q_i(t) \end{cases} \quad (3)$$

设 $\{i=1, 2, \dots, I\}$ 为按 b_i 从小到大排列的加载序,前 j 个发电单元加载后系统的有效容量 A_j 定义为 j 个发电单元有效容量之和:

$$A_j = \sum_{i=1}^j x_i \quad (4)$$

由于各个发电单元的有效容量均为随机变量,因此系统有效容量 A_j 也是随机变量。假设各个发电单元的有效容量之间是独立的,则可用 Z 变换法^[23]或累积量法^[22]获得前 j 个发电单元加载后系统的有效容量概率分布函数。Z 变换法在原理上严格处理了有效容量概率分布的离散特性,因而是精确方法;而累积量法采用数学逼近原理,可导出有效容量概率分布的连续解析近似表示。

考虑到发电单元随机强迫停运和负荷需求的随机不确定性,则 T 时段必存在系统发电容量不足

的可能性。设第 $I+1$ 个发电单元是一个提供系统不足发电容量的假想发电单元,具有无穷大发电容量且总是可用,即 $c_{I+1}=\infty$, $q_{I+1}(t)=0$ 。 b_{I+1} 为该发电单元的报价。当缺电时假如能从区外高价购电,则 b_{I+1} 可取为区外购电价格;否则 b_{I+1} 取为该系统的单位缺电损失成本。一般, $b_{I+1}>b_i$, $i=1,2,\dots,I$ 。

设发电单元 $J(T)$ 为 T 时段的边际发电单元,考虑到该市场采用按边际电价出清的定价机制,则 T 时段的市场价格 $p(T)=b_{J(T)}$ 。由于 T 时段的边际发电单元必取自各个发电单元,包括第 $(I+1)$ 个假想发电单元,即 $J(T)\in\{1,2,\dots,I,I+1\}$,因此, T 时段边际电价 $p(T)$ 的可能取值为这 $(I+1)$ 个发电单元的各自报价 $b_j(j=1,2,\dots,I,I+1)$ 。由于发电单元随机强迫停运的不确定性以及负荷需求的不确定性,未来时段 T 的系统边际发电单元也是不确定的,具有一定的概率分布,从而也使得该时段的边际电价为服从某一概率分布的随机变量。

1.2 系统的边际发电单元及其概率计算

由前述可知,边际发电单元概率分布的确定是边际电价预测的核心问题。本节暂不考虑需求的随机不确定性,即假设式(1)中的 $L(T)$ 为一确定量。以下首先给出系统边际发电单元的确定方法,然后提出一种考虑需求价格弹性时计算系统边际发电单元概率分布的方法。

当不考虑需求价格弹性时,即 T 时段的负荷需求 $D(T)$ 不随市场价格变化而变化,若发电单元 j 为系统边际发电单元,必满足 $A_j>D(T)$ 。而且,若 $A_j>D(T)$,则对于 $i>j$,必有 $A_i>D(T)$ 。显然,系统边际发电单元 $J(T)$ 为满足 $A_j>D(T)$ 的最小 j ,即

$$J(T) = \min_j \{A_j > D(T)\} \quad (5)$$

也就是说,若前 $j-1$ 个单元的有效容量总和小于等于 $D(T)$,但前 j 个单元的有效容量总和大于 $D(T)$,则 $J(T)=j$ 。

当考虑需求价格弹性时, T 时段的负荷需求 $D(T)$ 随市场价格的变化而变化。由于 T 时段市场价格 $p(T)$ 的可能取值为 $(I+1)$ 个发电单元的各自报价,设当 T 时段边际发电单元 $J(T)=j$,即市场价格 $p(T)$ 取为发电单元 j 的报价 b_j 时,负荷需求为

$$D_j(T) = L(T) - e \cdot b_j, j=1,2,\dots,I+1 \quad (6)$$

若发电单元 j 为系统边际发电单元,必满足 $A_j>D_j(T)$ 。而且,由于 $b_i \leq b_{i+1}$, $i=1,2,\dots,I$,若 $A_j>D_j(T)$,则对于 $i>j$,必有 $A_i>D_i(T)$ 。因此,当考虑需求价格弹性时,系统边际发电单元 $J(T)$ 为满足 $A_j > D_j(T)$ 的

最小 j ,即

$$J(T) = \min_j \{A_j > D_j(T)\} \quad (7)$$

也就是说,若前 $j-1$ 个单元的有效容量总和小于等于 $D_{j-1}(T)$,但前 j 个单元的有效容量总和大于 $D_j(T)$,则第 j 个发电单元为 T 时段系统的边际发电单元。

由以上边际发电单元的确定方法,易于得到考虑需求价格弹性时边际发电单元概率的计算公式。第 j 个发电单元在 T 时段系统边际发电单元的概率 g_j 可表示为事件“前 $j-1$ 个单元的有效容量总和小于等于 $D_{j-1}(T)$ ”和事件“前 j 个单元的有效容量总和大于 $D_j(T)$ ”同时发生的概率,即

$$g_j = \Pr\{A_{j-1} \leq D_{j-1}(T), A_j > D_j(T)\}, j=1,2,\dots,I+1 \quad (8)$$

由于这2个事件必有一个发生,则由概率理论可知

$$g_j = \Pr\{A_{j-1} \leq D_{j-1}(T)\} + \Pr\{A_j > D_j(T)\} - 1 \quad (9)$$

即

$$g_j = \Pr\{A_{j-1} \leq D_{j-1}(T)\} - \Pr\{A_j \leq D_j(T)\} \quad (10)$$

第1个发电单元在 T 时段系统边际发电单元的概率为:事件“前1个单元的有效容量大于 $D_1(T)$ ”发生的概率,而且 $\Pr\{A_{I+1} \leq D_{I+1}(T)\}=0$,则各个发电单元在 T 时段系统边际发电单元的概率计算式为

$$\begin{cases} g_1 = \Pr\{A_1 > D_1(T)\} = 1 - \Pr\{A_1 \leq D_1(T)\} \\ g_j = \Pr\{A_{j-1} \leq D_{j-1}(T)\} - \Pr\{A_j \leq D_j(T)\}, j=2,\dots,I \\ g_{I+1} = \Pr\{A_I \leq D_I(T)\} - \Pr\{A_{I+1} \leq D_{I+1}(T)\} = \\ \Pr\{A_I \leq D_I(T)\} \end{cases} \quad (11)$$

1.3 边际电价的概率分布

由于 T 时段的边际电价等于该时段系统边际发电单元的报价,因此,边际电价 $p(T)$ 为各发电单元报价 $b_j(j=1,2,\dots,I,I+1)$ 的概率可由式(11)计算,即 T 时段的边际电价的概率密度函数为

$$q_p(x) = \sum_{i=1}^{I+1} g_i \delta(x - b_i) \quad (12)$$

式中 $\delta(x)$ 为单位脉冲函数。由式(11)易于验证:

$$\sum_{i=1}^{I+1} g_i = 1 \quad (13)$$

即上述式(12)的概率密度函数在数学上是一个合理的密度函数。

时段 T 的边际电价 $p(T)$ 的期望值 $E[p(T)]$ 和方差 $V_{ar}[p(T)]$ 可分别表示为

$$E[p(T)] = \sum_{i=1}^{I+1} g_i \times b_i \quad (14)$$

$$V_{ar}[p(T)] = \sum_{i=1}^{I+1} g_i \times b_i^2 - \{E[p(T)]\}^2 \quad (15)$$

1.4 需求随机不确定性的计入及发电容量可靠性指标的估计

当考虑需求的随机不确定性,即式(1)中的 $L(T)$ 为一概率分布时,可对该概率分布进行离散化处理,获得有限个 $L(T)$ 取值及其概率。对于每个 $L(T)$ 取值,用上述方法估计出相应的边际电价的均值、方差以及概率分布。再分别用各个 $L(T)$ 取值的概率进行加权平均,即可获得考虑需求不确定性后时段 T 期望的边际电价均值、方差以及概率分布。

传统的基于发电系统随机生产模拟的可靠性指标(如缺电概率 LOLP(loss-of-load probability),期望不满足电量 EUE(expected unserved energy))估计方法,针对的是没有价格弹性的负荷需求(可含随机不确定性),一般难以推广应用于电力市场环境需要一定需求价格弹性时的可靠性指标计算。本文提出的考虑需求弹性的边际电价概率分布估计方法,为这种推广应用提供了一种可行途径。首先利用本文方法获得边际电价的各个离散取值及其概率,然后针对每一个价格取值获得对应的负荷需求(可含随机不确定性),对该负荷需求,可利用传统的可靠性指标估计方法,求得相应的 LOLP 或 EUE,最后,用各个边际电价取值的概率进行加权平均,即可获得考虑需求弹性后的可靠性指标。

2 算例分析

用文献[17]的数据对本文提出的方法进行测试分析。发电单元数据如表 1,设当前时刻它们都处于可用状态, $b_{t+1}=100$ \$/MWh。

首先不考虑需求的随机不确定性,即假设式(1)中的 $L(T)$ 为一确定量,需求价格弹性参数 e 取为 10 和 20 $MW \cdot (\$/MWh)^{-1}$ 。图 1 和图 2 分别给出了预测提前时间 $t=24$ h, $t=168$ h,采用精确法和累积

表 1 发电单元数据

Tab. 1 Generating units' data

单元序号	机组数	c_i/MW	λ_i^{-1}/h	μ_i^{-1}/h	$b_i/(\$/MWh)$
1	1	1000	1440	160	4.50
2	1	900	1300	150	5.00
3	1	700	1200	130	5.50
4	2	600	1100	110	5.75
5	3	500	1150	110	6.00
6	5	400	1100	90	8.50
7	1	300	1000	70	10.00
8	5	200	850	48	14.5
9	7	100	600	48	22.5
10	6	100	350	12	44.00

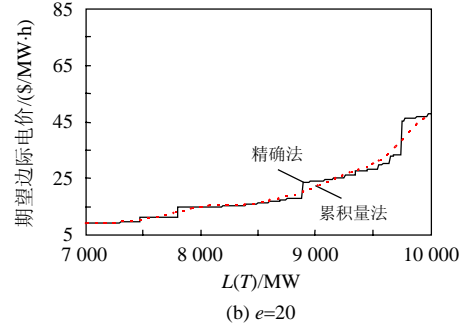
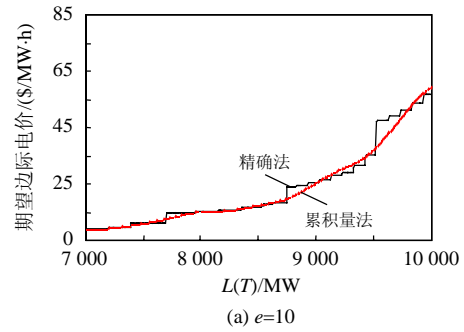


图 1 边际电价期望值随 $L(T)$ 变化的曲线($t=24$ h)
Fig. 1 Expected marginal price v.s. $L(T)$ with a lead time of 24 h

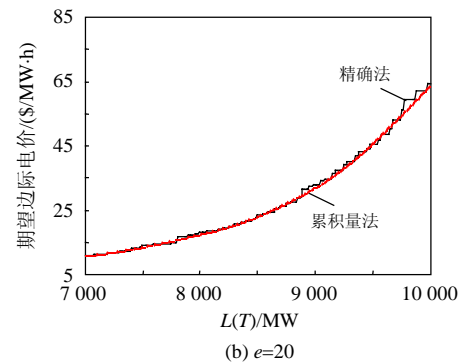
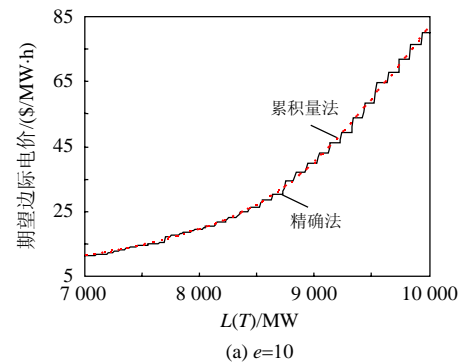


图 2 边际电价期望值随 $L(T)$ 变化的曲线($t=168$ h)
Fig. 2 Expected marginal price v.s. $L(T)$ with a lead time of 168 h

量法计算有效容量概率分布时预测的边际电价期望值 $E[p(T)]$ 随 $L(T)$ 变化的曲线。由图可知当预测提前时间较短时,或发电单元的随机故障概率较小时,用累积量法表示有效容量概率分布时的预测结果具有较大的误差,而且计算结果表明,这种误差

不敏感于需求价格弹性参数的变化。

考虑需求的随机不确定性,假设式(1)中的 $L(T)$ 服从均值为9500 MW、方差为10000的正态分布。取预测提前时间 $t=24$ h,表2给出了需求价格弹性参数 e 取不同值时, T 时段的边际电价期望值 $E[p(T)]$ 、方差 $Var[p(T)]$ 、LOLP和EUE。由表2可知,随着需求价格弹性参数的增大,边际电价的期望值和方差均减少,而且可靠性指标LOLP和EUE也呈下降趋势。因此,增加需求价格弹性,不仅可以降低边际电价,而且可以减少边际电价的不确定性,改善系统发电容量的充裕性。

表2 不同需求价格弹性参数下计算结果
Tab. 2 Results for different demand-price elasticity

$e/[\text{MW}\cdot(\text{\$/MW}\cdot\text{h})^{-1}]$	$E[p(T)]/(\text{\$/MW}\cdot\text{h})$	$Var[p(T)]$	LOLP	EUE/(MW·h)
0	55.03	517.12	0.200 0	64.26
5	47.60	369.95	0.099 9	29.73
10	39.29	315.29	0.063 0	18.22
15	32.34	221.91	0.050 2	13.97
20	28.92	139.93	0.039 8	10.41
25	27.27	98.84	0.029 0	7.06
30	25.97	69.87	0.019 1	4.68
35	24.91	48.79	0.012 0	3.14
40	24.16	34.01	0.008 3	2.09

3 结论

电力市场的价格预测应充分考虑需求侧和供应侧的随机不确定性以及需求价格弹性等经济因素的影响。本文基于系统边际发电单元的概念,应用有关概率理论和随机生产模拟技术,提出了一种计入需求价格弹性因素的边际电价概率学预测方法。该方法考虑了发电机组强迫停运和负荷需求的随机不确定性,并能计入不同预测提前时间对发电机组随机强迫停运的影响,而且严格处理了系统有效发电容量概率分布固有的离散特性,因而在原理上是一种精确方法。该方法还为电力市场环境下需要考虑一定需求价格弹性时的发电系统可靠性指标估计提供了一种可行途径。算例分析表明,当预测提前时间较短时,采用系统有效容量概率分布连续近似表示的预测方法具有较大的预测误差,而且这种误差不敏感于需求价格弹性的变化。需求弹性增加,不仅可以降低边际电价,而且可以减少边际电价的不确定性,改善系统发电容量的充裕性。

参考文献

[1] 张显,王锡凡.短期电价预测综述[J].电力系统自动化,2006,

30(3): 92-101.

Zhang Xian, Wang Xifan. Review of the short-term electricity price forecasting[J]. Automation of Electrical Power Systems, 2006, 30(3): 92-101(in Chinese).

[2] Bompard E, Ma Y, Napoli R, et al. The demand elasticity impacts on the strategic bidding behavior of the electricity producers[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2007, 22(1): 188-197.

[3] 王蓓蓓,李扬,万秋兰.需求弹性对统一出清电价下发容量滞留的影响[J].电网技术,2005,29(14): 10-14.

Wang Beibei, Li Yang, Wan Qiulan. Influence of demand elasticity on withholding generation capacity under uniform clearing pricing [J]. Power System Technology, 2005, 29(14): 10-14(in Chinese).

[4] 李生虎,丁明.电力市场中基于电价弹性的电力系统运行可靠性的协调控制[J].中国电机工程学报,2005,25(24): 34-40.

Li Shenghu, Ding Ming. Coordination to power system operational reliability in power market based on price elasticity[J]. Proceedings of the CSEE, 2005, 25(24): 34-40(in Chinese).

[5] 王蓓蓓,李扬,万秋兰,等.需求弹性对系统最优备用投入的影响[J].电力系统自动化,2006,30(11): 13-17.

Wang Beibei, Li Yang, Wan Qiulan, et al. Influence of demand elasticity on optimal system spinning reserve[J]. Automation of Electrical Power Systems, 2006, 30(11): 13-17(in Chinese).

[6] 张钦,王锡凡,王建学,等.电力市场下需求响应研究综述[J].电力系统自动化,2008,32(3): 97-106.

Zhang Qin, Wang Xifan, Wang Jianxue, et al. Survey of demand response research in deregulated electricity markets[J]. Automation of Electrical Power Systems, 2008, 32(3): 97-106(in Chinese).

[7] Lora A T, Santos J M R, Exposito A G, et al. Electricity market price forecasting based on weighted nearest neighbors techniques[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2007, 22(3): 1294-1301.

[8] 王高琴,沈炯,李益国.基于聚类和贝叶斯推断的市场出清电价离散概率分布预测[J].中国电机工程学报,2007,27(34): 90-95.

Wang Gaoqin, Shen Jiong, Li Yiguo. Forecasting of MCP's discrete probability distribution based on clustering and bayesian method [J]. Proceedings of the CSEE, 2007, 27(34): 90-95(in Chinese).

[9] 郑华,谢莉,张粒子,等.系统边际价格概率分布的实证分析[J].中国电机工程学报,2006,26(3): 43-47.

Zheng Hua, Xie Li, Zhang Lizi, et al. Positivism analysis on the probability distribution of system marginal price[J]. Proceedings of the CSEE, 2006, 26(3): 43-47(in Chinese).

[10] 张显,王锡凡,陈芳华,等.分时段短期电价预测[J].中国电机工程学报,2005,25(15): 1-6.

Zhang Xian, Wang Xifan, Chen Fanghua, et al. Short-term electricity price forecasting based on period-decoupled price sequence [J]. Proceedings of the CSEE, 2005, 25(15): 1-6(in Chinese).

[11] 郑华,谢莉,张粒子,等.电力市场下系统边际价格混合预测模型的新研究[J].中国电机工程学报,2005,25(17): 66-71.

Zheng Hua, Xie Li, Zhang Lizi, et al. Study on hybrid model for system marginal price forecasting in electricity market[J]. Proceedings of the CSEE, 2005, 25(17): 66-71(in Chinese).

[12] 黄日星,康重庆,夏清.电力市场中的边际电价预测[J].电力系统自动化,2005,29(11): 9-12.

Huang Rixing, Kang Chongqing, Xia Qing. Marginal price forecasting in electricity market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(11): 9-12(in Chinese).

[13] 周明,严正,倪以信,等.含误差预测校正的ARIMA电价预测

- 新方法[J]. 中国电机工程学报, 2004, 24(12): 63-68.
Zhou Ming, Yan Zheng, Ni Yixin, et al. A novel ARIMA approach on electricity price forecasting with the improvement of predicted error[J]. Proceedings of the CSEE, 2004, 24(12): 63-68(in Chinese).
- [14] 郑华, 张粒子, 谢莉, 等. 关于电力市场下系统边际价格概率模型的新研究[J]. 中国电机工程学报, 2004, 24(11): 74-79.
Zheng Hua, Zhang Lizi, Xie Li, et al. New research on probabilistic model of system marginal price in power market[J]. Proceedings of the CSEE, 2004, 24(11): 74-79(in Chinese).
- [15] 赵庆波, 周原冰, 郭蓉, 等. 模糊神经网络在电力系统边际电价预测中的应用[J]. 电网技术, 2004, 28(7): 45-48.
Zhao Qingbo, Zhou Yuanbing, Guo Rong, et al. Application of fuzzy neural network in power system marginal price forecasting[J]. Power System Technology, 2004, 28(7): 45-48(in Chinese).
- [16] Ventosa M, Bayllo A, Ramos A, et al. Electricity market modeling trends[J]. Energy Policy, 2005, 33(7): 897-913.
- [17] Zhang S H, Li Y Z. Concise method for evaluating probability distribution of marginal cost of power generation[J]. IEE Proceedings-C, Generation, Transmission & Distribution, 2000, 147(3): 137-142.
- [18] Kang C, Bai L, Xia Q, et al. Incorporating reliability evaluation into the uncertainty analysis of electricity market price[J]. Electrical Power Systems Research, 2005, 73(2): 205-215.
- [19] Battle C, Barquin J. A strategic production costing model for electricity market price analysis[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2005, 20(1): 67-74.
- [20] Valenzuela J, Mazumdar M. A probability model for the electricity price duration curve under an oligopoly market[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2005, 20(3): 1250-1256.
- [21] Valenzuela J, Mazumdar M. Cournot prices considering generator availability and demand uncertainty[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2007, 22(1): 116-125.
- [22] Stremel J P, Jenkins R T, Babb R A, et al. Production costing using the cumulant method of representing the equivalent load curve [J]. IEEE Trans on Power Apparatus and Systems, 1980, 99(5): 1947-1953.
- [23] Sutanto D, Outhred H R, Lee Y B. Probabilistic power system production cost and reliability calculation by the Z-transform method[J]. IEEE Trans on Energy Conversion, 1989, 4(4): 559-565.



张少华

收稿日期: 2008-10-16。

作者简介:

张少华(1966—), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 主要从事电力市场风险管理、博弈分析等研究, eeshzhang@staff.shu.edu.cn;

董正凯(1984—), 男, 硕士研究生, 主要从事电力市场价格预测研究;

王晔(1970—), 女, 博士, 副教授, 主要从事电力市场均衡分析研究。

(实习编辑 吕鲜艳)