

# MCP 预测技术在浙江电力市场中的应用

魏平<sup>1</sup>, 李均利<sup>2</sup>, 陈刚<sup>1</sup>

(1. 浙江大学数学系, 浙江 杭州 310027; 2. 宁波大学信息科学与工程学院, 浙江 宁波 315211)

**摘要:** 市场清算电价(MCP)预测是电力市场决策的基础。文中以浙江电力市场为背景,对一些预测技术作了介绍;用神经网络、时间序列以及基于小波分解的时间序列预测方法对浙江电力市场 MCP 作了预测。预测结果表明时间序列方法和基于小波分解的时序方法在一周的 MCP 预测过程中精度衰减较快,但是基于小波分解的时序方法在下一日的 MCP 预测中还是有较好的精度;神经网络方法预测精度衰减较慢,预测效果相对比较稳定。

**关键词:** 电力市场; 市场清算价格; 时间序列; 神经网络; 小波变换; 价格预测

**中图分类号:** TM73; F123.9 **文献标识码:** A **文章编号:** 1003-4897(2004)11-0058-04

## 0 引言

为了在电力工业中引入竞争机制,我国从 1998 年开始在 6 个省(市)试点,对电力工业开始了一系列的市场化改革。这些市场都是以电力市场清算价格为核心进行结算的。其中,浙江发电市场改革力度最大,也最接近真正意义上的电力市场<sup>[1]</sup>。

本文主要讨论次日市场清算价格的预测技术。市场清算价格(Market Clearing Price, MCP)反映了电力市场中电力商品的短期供求关系,对市场清算价格的准确预测将为市场监管部门提供重要的科学依据,从而促进市场健康、稳定、有序地竞争和发展。购电方可以根据预测电价控制成本,发电方则可以及时调整竞价策略,获取最大利润。因此,市场清算价格的短期预测技术对于电力市场的发展十分重要。

电价的短期预测是一件很困难的事,因为要预测的电价不仅与历史数据有关,而且许多其它的因素也会对电价产生影响,特别是一些不确定因素的影响使得提高预测准确度更加困难。

## 1 预测技术的讨论

### 1.1 统计学方法

由于每天各时段的电力市场清算价格构成了一个时间序列,一个自然的想法就是用时间序列的处理方法对未来电价作出预测。最简单的方法就是线性回归,另外还可采用累计式自回归滑动平均模型(ARIMA 模型),可以引入外生回归变量,以改进纯粹时间序列方法的不足<sup>[2]</sup>。回归分析中,选用何种

因子和用何种表达式有时只是一种推测,而且影响电价的因子的多样性和某些因子的不可测性,使得回归分析在某些情况下受到限制。

时间序列方法的主要难点在于如何选择恰当的模型。原序列是否有效去除了非平稳变化,在很大程度上影响电价的预测效果。价格序列的平稳化比较困难,因为价格序列不仅包含趋势变化,周期性变化,还有一些不寻常的剧烈变化。这使时间序列方法在电价预测领域没有多少优势。当然,如果能使序列较好的平稳化,时间序列方法也能取得比较好的效果<sup>[3]</sup>。

### 1.2 神经网络方法

很多预测系统都用到了神经网络模型,因为神经网络方法的特点很适合处理电力市场清算价格预测问题。采用神经网络模型构建预测系统,必须考虑的几个方面是:预测系统的结构(系统采用神经网络模型的个数、其它的预测及修正技术)、神经网络的结构(每个网络的层数、每层的神经元数目、激活函数、神经元的连接方式)、神经网络的训练方法及程序终止策略。

大部分神经网络采用多层感知器模型,也有采用其它形式的网络模型的。关于多层感知器模型,已经证明 3 层网络足以逼近任何连续函数,为了简化模型,一般的网络都采用 3 层结构,全连接方式。最常见的神经网络学习算法是 BP 算法(误差反向传播算法),但是用 BP 算法进行神经网络权重学习十分耗时。训练的收敛速度在很大程度上取决于网络结构和控制参数的选择。可采用变速率的学习算法改进,也有用遗传算法优化网络性能的。由于 BP 算法是沿着目标值的负梯度方向寻优,当解靠近失

量空间的局部最优点时,梯度矢量会越来越小,训练更加缓慢并容易陷入局部最小点,附加动量项会有一些有限的改善。

### 1.3 其它预测技术

还有一些其它预测模型,如混沌理论、灰度理论、分形算法、小波分析、建立智能专家系统等。这些算法有的对数据有一些特征上的要求,比如混沌预测方法要求数据混沌特性明显,分形算法要求自相似性等,如果这些特征在价格数据中表现不明显,则不能取得好的预测效果。

专家系统的知识库形成过程复杂且工作量大,从不同的专家得到的知识有可能不同。小波分析法<sup>[4]</sup>首先是对电价序列进行小波变换,将各子序列投影到不同尺度上,使子序列的周期性更加明显,然后对各子序列电价进行预测,最后将各子序列的预测结果叠加得到完整的电价预报结果。很多预测模型都同时采用了几种预测方法,通常能获得更好的结果。

## 2 浙江发电市场清算价格的预测

### 2.1 浙江电力市场的一些特点

在浙江电力市场中,一个日历日分为 48 个交易日。每个交易时段为 30 min。调度时段开始前,系统运行机构把发电商的报价从低到高排序,由有约束排序决定发电商出力顺序。一般情况下,在交易时段开始时,以满足系统负荷需求的所有发电商的最高价格为该时段的市场清算价格<sup>[5]</sup>。

浙江省电网每日的发电电平衡包括统调电厂等市场外出力,用以满足高峰时段负荷、保证系统安全等要求。这些市场外出力有很大的随机性,并且影响市场清算电价。浙江电力市场制定了市场成交价格的上限,增加了电力市场的抗风险能力;浙江电力市场清算价格可以是零电价和负电价。这些是浙江电力市场与国外的主要电力市场的不同之处。浙江省发电市场的市场集中度较高,有些发电商具备较强的控制市场成交价格的能力<sup>[6]</sup>。这也在一定程度上增加了预测市场清算电价的难度。

### 2.2 市场清算价格的预测

下面根据浙江电力市场 2002 年 8 月至 2002 年 11 月的实际数据,运用上面提到的几种预测方法对 2002 年 11 月 25 日到 12 月 1 日一周的市场清算电价进行预测。

#### 1) 神经网络方法

神经网络方法选取 5 个因素作为输入,采用 BP

算法对 48 个时段分别建模。5 个输入因素分别是:预测时段所在日前一天同一时段的电价  $P(d-1, t)$ ;预测时段所在日的系统实际负荷  $L(d, t)$ ;预测时段所在日前一天同一时段的系统实际负荷  $L(d-1, t)$ ;竞价空间  $S(d, t), S(d-1, t)$ 。

$$S(d, t) = \frac{L(d, t) - L_{OM}(d, t)}{C(d, t)}$$

其中: $L_{OM}(d, t)$ 为  $d$  日  $t$  时段市场外机组的实际出力之和; $C(d, t)$ 表示  $d$  日  $t$  时段所有参与竞价的发电商的可用容量之和。

#### 2) 时间序列方法

时间序列方法采用乘积型季节性 ARIMA 模型:

$$(1 - \beta_1 B)(1 - \beta_2 B^{48}) \nabla \nabla_{48} P = (1 - \alpha_1 B)(1 - \alpha_2 B^{48}) e_t$$

式中: $e_t$ 为相互独立的随机变量; $B$ 为后移算子; $\alpha_1, \alpha_2$ 为回归系数; $\beta_1, \beta_2$ 为滑动平均系数; $\nabla, \nabla_{48}$ 为 1 阶和 48 阶差分算子。上面的模型也可写作 ARIMA(1,1,1)(1,1,1)<sup>48</sup>。

#### 3) 基于小波分解的时间序列方法

运用小波分解方法对电价时间序列进行 3 层分解,得到反映电价序列低频特征的序列  $A_3$ ,反映电价序列高频信息的序列  $D_1, D_2, D_3$ 。然后用时间序列方法分别对  $A_3, D_1, D_2, D_3$  建立相应的模型进行预测,最后将各子序列的预测结果叠加得到完整的电价预报结果。各子序列预测所用的时间序列模型如表 1。

表 1 小波分解后各子序列预测所用 ARIMA 模型

Tab. 1 ARIMA models for different wavelet decomposed series

$A_3$	ARIMA(2,1,2)(0,1,1) <sup>48</sup>
$D_1$	ARIMA(0,1,2)(0,1,1) <sup>48</sup>
$D_2$	ARIMA(0,1,4)(0,1,1) <sup>48</sup>
$D_3$	ARIMA(2,1,4)(0,1,1) <sup>48</sup>

### 2.3 预测结果及分析

从图 1 可以看出,在文中给出的 3 种预测方法中,神经网络方法和基于小波分解的时序方法预测结果基本较好,但在价格尖峰时预测值偏离实际结果较大。在 0~15 时段 MCP 曲线比较平稳,对应 0:00~7:30 这段时间,大部分人都在休息,电力系统负荷较小且变动不大。之后,很多人开始工作,电力系统负荷增大,偶然因素增多,导致 MCP 曲线出现一些剧烈波动。

评价预测结果时用了下面 2 个指标:

1) 平均绝对误差(Mean Absolute Error, MAE),定义为:

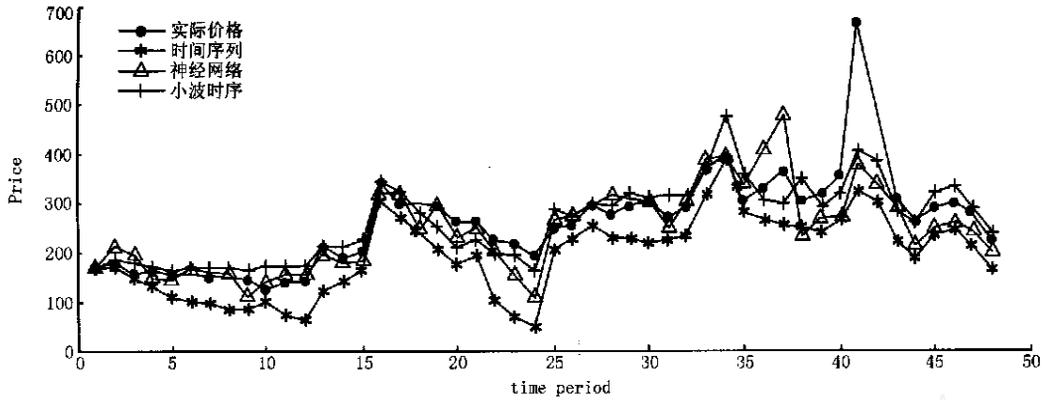


图1 2002年11月25日实际与预测MCP

Fig. 1 Real and forecasted MCPs in Nov. 25, 2002

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |P_i - \hat{P}_i|$$

2) 平均百分比误差 (Mean Absolute Percent Error, MAPE) 定义为:

$$MAPE = \frac{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |P_i - \hat{P}_i|}{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N P_i} = \frac{MAE}{P_N}$$

其中:  $P_i$ 、 $\hat{P}_i$  分别为实际和预测的市场清算电价值;  $N$  为预测电价的个数;  $P_N$  为  $N$  时段电价的平均值。

本文定义的平均百分比误差与传统的定义不同,传统的平均百分比误差定义为:

$$MAPE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{|P_i - \hat{P}_i|}{P_i}$$

主要是因为电价数据中经常出现零电价,用传统的平均百分比误差定义来评价 MCP 的预测并不恰当。

表 2 给出了 3 种预测方法在 2002 年 11 月 25 日的预测误差。

表 2 误差结果表

Tab. 2 Error results

方法	1~15, 47, 48 时段 (夜间)		16~46 时段 (白天)		1~48 时段 (全天)	
	MAE	MAPE/(%)	MAE	MAPE/(%)	MAE	MAPE/(%)
神经网络	18.28	10.112	46.642	15.08	36.014	13.524
时间序列	46.625	25.792	78.803	25.477	66.73	25.519
小波时序	19.847	10.979	38.749	12.528	30.899	11.815

从表 2 中可以看出,夜间电价预测要好于白天,神经网络在夜里这段时间有比较好的预测效果,而小波分解方法则在白天这段时间具有优势。单纯用时间序列方法进行预测的效果是最差的。

表 3 给出 3 种方法在 2002 年 11 月 25 日至 2002

年 12 月 1 日的预测误差。

表 3 误差结果表

Tab. 3 Error results

日期	神经网络		时间序列		小波时序	
	MAE	MAPE/(%)	MAE	MAPE/(%)	MAE	MAPE/(%)
11/25 (周一)	36.014	13.524	66.736	25.519	30.899	11.815
11/26 (周二)	30.365	13.98	67.451	31.075	46.768	21.545
11/27 (周三)	38.75	16.182	45.52	19.012	22.791	9.518
11/28 (周四)	36.360	15.15	36.703	15.3	36.08	15.04
11/29 (周五)	44.162	19.71	40.126	17.961	58.891	26.3
11/30 (周六)	60.353	27.31	71.466	33.117	76.759	35.57
12/1 (周日)	46.817	19.25	55.544	22.861	51.762	21.305

表 3 中可见神经网络预测精度随时间推移而衰减,特别是在周末,预测误差上升幅度比较大。主要原因是周末电力系统变化较大,出现一些异常因素。时间序列方法和基于小波分解的时序方法预测误差呈现“两头大,中间小”的特点。在周一、周二两日以及周末误差比较大,周三和周四则预测效果较好。由于时序方法的特点,周一和周二受上周末电价数据特征的影响较大,导致预测效果不佳。基于小波分解的时序方法在周三、周四的预测效果要优于其它两种方法,而神经网络方法则在周初和周末有较好的表现。

### 3 结论

本文介绍了一些预测技术,用神经网络、时间序列、小波分解 3 种方法对浙江电力市场的市场出清价格作了预测,并对预测结果进行了对比分析。时间序列方法和基于小波分解的时序方法在一周的 MCP 预测过程中精度衰减较快,但是基于小波分解的时序方法在下一日的 MCP 预测中还是有较好的精度。神经网络方法预测精度衰减较慢,预测效果相对比较稳定。总之,各种预测方法都有自己的优点,利用各种预测方法的优点,建立混合预测模型将

有助于提高预测精度。这是我们以后的工作。

浙江电力市场运行时间不长,尚不成熟。MCP的预测效果有时不理想。特别是在价格出现毛刺的时段以及节假日的MCP预测出现较大偏差,这也是一个主要问题,需要着重进行解决。

#### 参考文献:

- [1] 刘正国,王立群,高伏英,等(LIU Zheng-guo, WANG Li-qun, GAO Fu-ying, et al). 基于神经网络的浙江发电市场清算价格预测方法(Forecasting Market-clearing Price in Zhejiang Generation Market Using Neural Network)[J]. 电力系统自动化(Automation of Electric Power Systems), 2002, 26(9):49-52.
- [2] 黄日星,康重庆,夏清(HUANG Ri-xing, KANG Chong-qing, XIA Qing). 电力市场中的边际电价预测(System Marginal Price Forecasting in Electricity Market)[J]. 电力系统自动化(Automation of Electric Power Systems), 2000, 24(22):9-12.
- [3] Nogales F J, Contreras J, Conejo A J, et al. Forecasting Next-day Electricity Prices by Time Series Models[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2002, 17(2).
- [4] 徐科,徐金梧,班晓娟(XU Ke, XU Jinwu, BAN Xiaojuan). 基于小波分解的某些非平稳时间序列预测方法(Forecasting of Some Non-stationary Time Series Based on Wavelet Decomposition)[J]. 电子学报(Acta Electronica Sinica), 29(4):566-569.
- [5] 浙江电网发电市场规则(Generation Market Code of Zhejiang Power Grid),浙江省电力工业局(Power Bureau of Zhejiang)[S].
- [6] 戴彦,韩祯祥,娄为(DAI Yan, HAN Zhen-xiang, LOU Wei). 浙江省电力市场竞价分析(Price Bidding Analysis in Zhejiang Electricity Market)[J]. 电力系统自动化(Automation of Electric Power Systems), 2002, 26(9):26-29.

收稿日期: 2003-09-22; 修回日期: 2003-10-25

#### 作者简介:

魏平(1978-),男,硕士研究生,研究领域为电力市场负荷、电价预测方法等;

李均利(1972-),男,博士,副教授,研究领域为图像处理、非线性预测与决策等;

陈刚(1963-),男,博士,教授,研究领域为应用数学、计算机图像处理等。

### Application of MCP forecasting method in Zhejiang electricity market

WEI Ping<sup>1</sup>, LI Jun-li<sup>2</sup>, CHEN Gang<sup>1</sup>

(1. Dept of Mathematics, Zhejiang University, Hangzhou 310027, China;

2. School of Information Science and Engineering, Ningbo University, Ningbo 315211, China)

**Abstract:** Forecasting the market-clearing price (MCP) is the basis of decision making for each participant in electricity market. In this paper, some short-term forecasting methods are introduced. The ANN method, time series method and time series method with wavelet decomposition are employed to forecast MCP in Zhejiang electricity market. The experimental results show that the precision of both time series method and wavelet-decomposition-based time series method attenuates rapidly as time goes by, but the next day forecasting with the latter one has good precision. The ANN method has a stable performance.

**Key words:** electric power market; market clearing price; time series; ANN; wavelet transform; price forecasting

## 今年1至4月全国高峰时段缺电省份扩大到24个

从中国电力企业联合会2004年电力可靠性指标发布会上获悉,由于经济高速发展,今年1至4月份全国继续出现大范围拉闸限电,高峰时段缺电省份扩大到24个。

中国电力企业联合会负责人指出,今年一季度以来,高峰时段缺电省份扩大到24个。今年1至4月份全国全社会用电量6493亿kWh,比去年同期增长15.5%,钢铁、水泥、建材、电解铝等高耗能产业的用电量增长仍然在20%以上,工业用电仍然是拉动电力需求的主要因素。今年一季度全国火力发电设备平均利用小时为1512h,同比增长113h,大部分电网统调负荷均比去年同期有所增加。

预计今年投产发电机组3700万kW,2/3在下半年发电。夏季高峰电力供应可能更加紧张。二季度全国电力缺口将在2000万kW以上,三季度预计在3000万kW左右,四季度至少在1000万kW以上。