

# 基于时间序列对电力系统短期负荷的预测

陆玉玲, 谢钱姣, 朱家明, 李德政

(安徽财经大学统计与应用数学学院, 安徽 蚌埠 233030)

**摘要:**针对电力系统短期负荷的预测,建立了多元回归和时间序列预测模型,分析了最高温度、最低温度、平均温度、相对湿度、降雨量分别对日最高负荷、日最低负荷、日平均负荷的影响程度,以及预测出短期负荷,应用MATLAB、SPSS进行求解,研究得出:最高温度对日最高负荷、日最低负荷、日平均负荷的影响程度最大,且预测值与实际值的相对误差在允许误差范围内,模型可靠性较高。

**关键词:**电力负荷;多元回归;时间序列;MATLAB,SPSS

**中图分类号:**TM715<sup>+</sup>.1 **文献标志码:**A **文章编号:**1673-1891(2017)01-0024-04

## Short Term Load Forecasting of Power System Based on Time Series

LU Yu-ling, XIE Qian-jiao, ZHU Jia-ming, LI De-zheng

(School of Statistics and Applied Mathematics, Anhui Finance and Economics University, Bengbu, Anhui 233030, China)

**Abstract:** Aiming at the short-term load forecast of power system, we established the multiple regression and time series forecasting model, and analyzed the effects of maximum temperature, minimum temperature, average temperature, humidity and rainfall on the daily maximum load, daily minimum load and daily average load. The results show that the maximum temperature has the greatest influence on the daily maximum load, the daily minimum load and the daily average load, and the relative error between the predicted value and the actual value is within the allowable error range, thus the model reliability is higher.

**Keywords:** power load; multiple regression; time series; MATLAB; SPSS

短期负荷预测<sup>[1]</sup>是电力系统运行与分析的基础,对机组组合、经济调度、安全校核等具有重要意义。负荷预测精度会直接影响电力系统的经济效益,因此提高短期负荷预测精度,是保障电力系统优化决策科学性的重要手段。

电力负荷预测的关键是预测的技术方法。近年来,随着科技的不断发展,负荷预测的技术方法也得到了不断的发展。文献[8]综合考虑了温度及日期等因素对日最大负荷的影响,采用模糊神经网络对短期负荷进行预测,此方法能够克服单一神经网络的缺点,将影响负荷的因素进行模糊化处理,并将处理后的信息作为网络的输入,使网络更容易捕捉输入量与输出量之间的非线性关系,但此方法易受人为主观影响,当映射区域划分不够细时,映射输出会比较粗糙。文献[9]将灰色理论与BP神经网络相结合来预测短期电力负荷,该方法能够组合多种单一预测模型的信息,但是此方法考虑的因素有限。文献

[10]以单变量时间序列的相空间重构为基础,对电力负荷的多变量时间序列进行相空间重构,建立了多变量负荷序列的全局和局部线性预测模型,有效克服了单变量混沌序列预测存在的缺点,但此方法对历史数据要求严格,需要的数据量多。

### 1 模型假设

为了便于解决和研究问题,提出以下几条假设:(1)电力负荷只受最高温度、最低温度、平均温度、相对湿度、降水量的影响,不受政策变化、经济发展等其他因素的影响;(2)所有数据真实可靠,不含人为修改因素;(3)各类用电设备特性一致;(4)短期预测中不计电荷频率等特性。

### 2 两地区负荷变化差异

#### 2.1 研究思路

要综合比较两地区的负荷变化差异,必须建立

收稿日期:2016-11-18

基金项目:国家自然科学基金(1131011);国家级大学生创新训练计划(201510378470)。

作者简介:陆玉玲(1995—),女,安徽合肥人,本科在读,研究方向:数学与应用数学。

合理的数学模型<sup>[2]</sup>。首先,根据地区1和地区2的2014年1月1日—12月31日的负荷数据,应用EXCEL软件得出各个地区全年的日最高负荷、日最低负荷、日峰谷差、日负荷率;其次,建立均方根的负荷模型求得出各月的电力负荷,根据各月的电力负荷做出2014年2个地区全年的负荷持续曲线;最后,根据上述结果,分析2个地区负荷变化的主要差异,由负荷持续曲线图推断哪个地区可获得准确的预测结果,具体思路如图1所示。

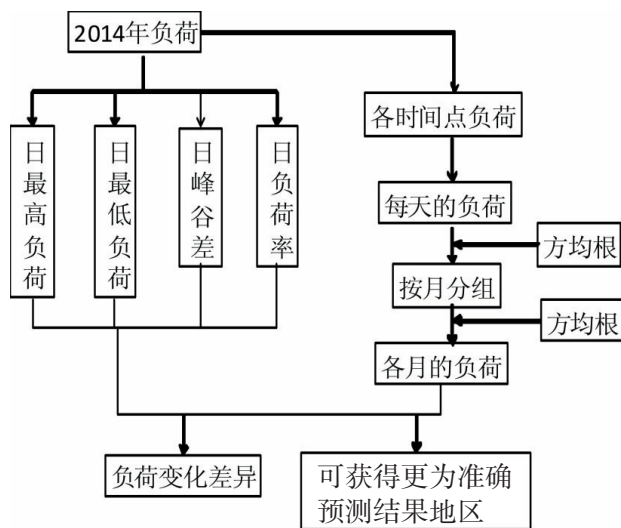


图1 分析两地区负荷变化差异的流程图

## 2.2 研究方法

(1)结合地区1和地区2在2014年1月1日—12月31日的负荷数据,应用EXCEL软件求出各个地区全年的日最高负荷、日最低负荷、日峰谷差、日负荷率,根据日最高负荷、日最低负荷数据绘制出2个地区的日最高负荷、日最低负荷曲线,如图2所示。

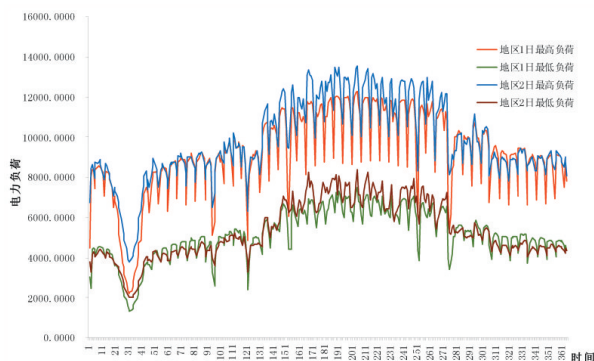


图2 2014年地区1和地区2的日最高负荷、日最低负荷图

### (2)全年负荷持续曲线

①运用方均根公式,计算出地区1、地区2在2014年每天的负荷值:

$$load_i = \sqrt{\frac{1}{96} \sum_{j=1}^{96} load_{ij}^2}$$

其中 $load_{ij}$ 表示第 $i$ 天第 $j$ 个时间点的负荷值, $i=1,2,\dots,365,j=1,2,\dots,96$ 。

②利用方均根公式,根据地区1、地区2在2014年每天的负荷值计算出各月的电力负荷:

$$load_k = \sqrt{\frac{1}{i} \sum_{i=1}^i load_{ki}}$$

其中, $load_{ki}$ 表示第 $k$ 月第 $i$ 天的负荷值, $k$ 表示月份且 $k=1,2,\dots,12$ 。

③根据2个地区2014年1月1日—12月31日的负荷数据,利用均方根公式求得2014年地区1和地区2各月的电力负荷,具体数据见表1。

表1 2014年地区1和地区2各月的电力负荷 MW

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
地区1	5387	5244	6693	7021	7596	8520	9160	8876	8685	7441	6987	6880
地区2	5756	5710	6862	7281	8142	9682	10225	9827	9631	7823	7048	6993

根据表1,应用EXCEL软件作2个地区在2014年各个月份电力负荷的折线图,即得到2014年地区1和地区2的全年负荷持续曲线图,如图3所示。

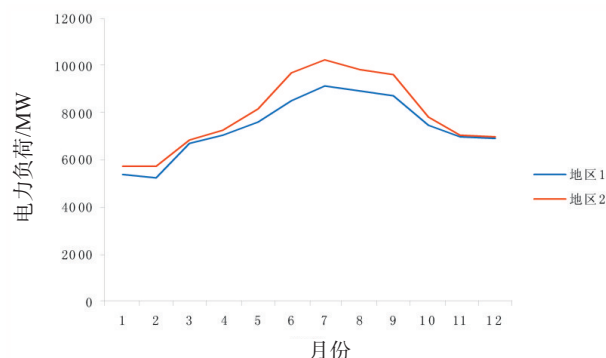


图3 2014年地区1和地区2全年负荷持续曲线

## 2.3 结果分析

观察2014年地区1和地区2中的电力负荷数据,在24h内,白天的电力负荷一般高于夜间的电力负荷,且白天的电力负荷并不平稳,随着时间的波动而波动。2014年地区1和地区2的全年电力负荷的变化趋势基本相同,两地区的用电高峰都集中在夏季,冬季的用电量相对于夏季来说较低,全年的电力负荷呈现先上升后下降的趋势。图4中,地区2的电力负荷始终高于地区1的电力负荷,而且地区2的拐点总是比地区1先到达。根据上述结果,初步预判地区2的负荷可以获得更准确的预测结果,理由主要是图3,地区2的日最高负荷和日最低负荷的数值上下波动范围要小于地区1的数值波动,因此地区2的数据更为集中,数据的变化范围更小,这使得预测的结果更精确。

### 3 短期负荷预测精度

#### 3.1 研究思路

综合2012年1月1日—2014年12月31日的电力负荷及气象数据,分析处理数据,先求出日最高负荷、日最低负荷、日平均负荷的数据及2012—2014年各月的各气象因素的均值,将电力负荷的相关数据进行分类,以月为单位划分,把所得的日最高负荷、日最低负荷、日平均负荷的数据求均方根得到结果;其次,根据所求的均方根的值并将其作为因变量,气象因素的均值作为自变量,结合因变量和自变量进行回归分析<sup>[3]</sup>,结合MATLAB软件编程求解回归方程和误差;根据所得的回归方程及回归误差,运用SPSS软件检验相关变量之间的显著性水平,判断可以提高负荷预测精度的气象因素,具体思路用流程图表示,如图4所示。

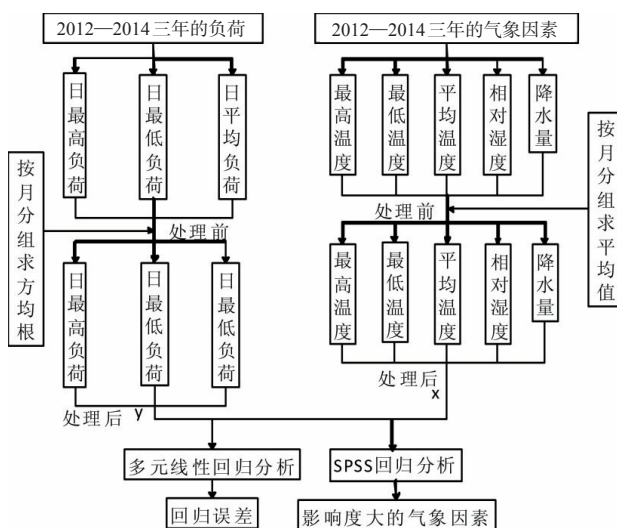


图4 负荷影响因素判断思路流程图

#### 3.2 研究方法

(1)根据2012年1月1日—2014年12月31日地区1和地区2的数据,计算3 a的日最高负荷、日最低负荷、日平均负荷,根据三者的值,将时间按月分类,结合均方根的求法求得3 a时间中按月分的日最高负荷、日最低负荷和日平均负荷的具体值,同时,将最高温度、最低温度、平均温度、相对湿度、降雨量也按月分组进行均值处理。

(2)将处理后的最高温度、最低温度、平均温度、相对湿度、降雨量分别作为自变量 $x_1, x_2, x_3, x_4, x_5$ ,将日最高负荷、日最低负荷、日平均负荷分别作为因变量 $y_1, y_2, y_3$ ,建立地区1和地区2因变量分别对应自变量的多元线性回归方程<sup>[4]</sup>,应用MATLAB软件编程得到地区1和地区2日最高负荷、日最低负荷、日平均负荷与气象因素的回归方程和回归误

差 $R^2$ 。

地区1的日最高负荷回归方程为:

$$y_1 = 4136.4x_1 + 83.4x_2 - 217.3x_3 + 358.2x_4 - 24.9x_5 + 69.9$$

可决系数为 $R^2=0.7884$ 。

地区1的日最低负荷回归方程为:

$$y_2 = 2044.7x_1 + 147.1x_2 + 38.4x_3 - 52.8x_4 - 11.3x_5 + 24$$

可决系数为 $R^2=0.8425$ 。

地区1的日平均负荷回归方程为:

$$y_3 = 2850.8x_1 + 78.6x_2 - 214.6x_3 + 315.8x_4 - 17.3x_5 + 51.4$$

可决系数为 $R^2=0.7799$ 。

地区2的日最高负荷回归方程为:

$$y_1 = 12246.5x_1 + 119.8x_2 - 211x_3 - 84.7x_4 - 114.1x_5 + 129.5$$

可决系数为 $R^2=0.8597$ 。

地区2的日最低负荷回归方程为:

$$y_2 = 5215.4x_1 + 177.1x_2 + 175.5x_3 - 186.6x_4 - 57x_5 + 64.3$$

可决系数为 $R^2=0.9009$ 。

地区2的日平均负荷回归方程为:

$$y_3 = 8955.2x_1 + 120.9x_2 + 189.4x_3 - 107.6x_4 - 81.8x_5 + 88.9$$

可决系数为 $R^2=0.9001$ 。

可以看出地区1、地区2回归方程比较合理。

(3)根据处理后的最高温度、最低温度、平均温度、相对湿度、降雨量的数据,使用SPSS软件对因变量和自变量进行回归分析,得到因变量与各个自变量之间的显著性水平,详细结果见表2、表3。

表2 地区1各变量的显著性水平

	最高温度	最低温度	平均温度	相对湿度	降雨量
日最高负荷	0.000	0.947	0.683	0.486	0.308
日最低负荷	0.000	0.836	0.897	0.454	0.505
日平均负荷	0.000	0.936	0.797	0.454	0.386

表3 地区2各变量的显著性水平

	最高温度	最低温度	平均温度	相对湿度	降雨量
日最高负荷	0.000	0.467	0.743	0.354	0.143
日最低负荷	0.000	0.449	0.599	0.310	0.255
日平均负荷	0.000	0.464	0.718	0.331	0.179

#### 3.3 结果分析

如果要用气象因素来提高负荷预测的精度,优先推荐最高温度,主要理由有2个方面:一是联系实际生活来说,电力负荷的值的大小与相对湿度和降雨量的值没有很大关系,电力负荷与温度的相关性较大,故排除了相对湿度和降雨量这2个气象因素的影响,对于温度来说,温度较高或较低时,人们使用电器较多,电力负荷增大;二是根据理论计算结果,由表2和表3中SPSS运行得到的显著性水平的值可知,只有最高温度的显著性水平都 $<0.05$ ,因此,日最高负荷、日最低负荷、日平均负荷与最高温



度显著性相关,而与其他变量的相关性较弱。综上所述,用最高温度这个气象因素来提高负荷预测精度较为合理。

## 4 不计气象因素短期负荷预测结果准确度

### 4.1 研究思路

首先根据相似日分析方法,将2009—2014年每年的1月11—17日电力负荷按照相同日期进行分组,共7组;其次,根据每一组中2009—2014年相同日期相同时点的负荷值,建立时间序列预测模型<sup>[5]</sup>,得到2015年相同日期相同时点的负荷预测值,从而得到2015年1月11—17日不同时间点的负荷值;最后,将2009—2014年每年的1月1—10日这10 d的电力负荷按照相同日期进行分类后,依据时间序列预测模型求出2015年1月1—10日这10 d的电力负荷的预测值,运用EXCEL软件,根据预测值与实际值,求出相对误差率,依据相对误差率推断预测结果的准确度。

### 4.2 研究方法

(1)预测2个地区2015年1月11—17日共7 d的电力负荷。

①运用相似日分析法,即将2个地区2009—2014年每年的1月11—17日这7 d中的每一时点的电力负荷数据按相同日期相同时点进行分类,得到96\*7\*2组数据。

②建立时间序列预测模型<sup>[6]</sup>,运用MATLAB软件,根据96\*7\*2组数据进行预测,得到2015年1月11—17日共7 d中的每天每一时点的预测值。

(2)实际负荷数据未知,推断预测结果的准确度。

将2个地区2009—2014年每年的1月1—10日这10 d中的每一时点的电力负荷数据按相同日期相同时点进行分类,有96\*10\*2组数据,以2009—2014年每年的1月1日前10个时点的负荷值为例,得到2015年1月1日前10个时点的预测值,根据地区2在2015年1月1日前10个时点负荷的实际数值及预测值,计算相对误差率,具体数据见表4。

表4 地区2在2015年1月1日前10个时点的相对误差率

时点	T0000	T0015	T0030	T0045	T0100	T0115	T0130	T0145	T0200	T0215
实际值	5 686	5 475	5 327	5 146	4 993	4 805	4 680	4 536	4 423	4 308
预测值	6 416	6 094	6 004	5 653	5 630	5 463	5 239	5 153	4 892	4 768
相对误差%	12.84	11.30	12.71	9.86	12.76	13.71	11.96	13.60	10.62	10.69

### 4.3 结果分析

由表4数据可得,预测值与实际值相对误差率均在15%以内,一般相对误差率控制在20%以内,则预测结果相对准确,因此模型的建立是合理的,所预测的数据可信度较高。

## 5 结语

为了对电力系统短期负荷进行预测,本文建立了多元线性回归模型,分析了最高温度、最低温度、平均温度、相对湿度、降雨量分别对日最高负荷、日最低负荷、日平均负荷的影响程度,得到了最高温度的影响程度最高,以及建立适合短期预测的时间序列分析模型对电力负荷进行预测,对现实生活中电力系统短期负荷预测具有一定的意义,有利于提高电力系统优化决策科学性<sup>[7]</sup>。另外,在用时间序列对短期负荷进行预测时,没有考虑气象因素对负荷的影响,因此,模型结果具有一定的误差。

### 参考文献:

- [1] 朱向阳.电力系统短期负荷预测及其应用系统[D].南京:东南大学,2004.
- [2] 司守奎,孙玺菁.数学建模算法与应用[M].北京:国防工业出版社,2015.
- [3] 张景阳,潘光友.多元线性回归与BP神经网络预测模型对比与运用研究[J].昆明理工大学学报(自然科学版),2013(6):61-67.
- [4] 彭鹏,彭佳红.基于多元线性回归模型的电力负荷预测研究[J].中国安全生产科学技术,2011(9):158-161.
- [5] 甘敏,彭辉,陈晓红.RBF-AR模型在非线性时间序列预测中的应用[J].系统工程理论与实践,2010(6):1055-1061.
- [6] 刘天雄,郑明刚,陈兆能,等. AR模型和分形几何在设备状态监测中的应用研究[J].机械强度,2001(1):61-65.
- [7] 张涛.电力系统短期负荷预测技术的研究与应用[D].杭州:浙江大学,2005.
- [8] 于海燕,张凤玲.基于模糊神经网络的电力负荷短期预测[J].电网技术,2007(3):68-72.
- [9] 李国辉.基于灰色理论与BP神经网络的电力负荷预测[D].哈尔滨:哈尔滨理工大学,2005.
- [10] 雷绍兰.基于电力负荷时间序列混沌特性的短期负荷预测方法研究[D].重庆:重庆大学,2005.