

# 运城市夏季日最大电力负荷与气象要素的相关性分析

张茜茹<sup>1</sup>, 张爱红<sup>2</sup>, 张颖<sup>3</sup>, 荆思佳<sup>1</sup>

(1. 山西省运城市气象局, 山西 运城 044000;

2. 山西省盐湖区气象局, 山西 运城 044000;

3. 国网运城供电公司, 山西 运城 044000)

**摘要:** 电力负荷预测是电力系统规划与调度的重要依据, 气象因子则是影响短期电力负荷变化的重要因素。以运城市 2016—2019 年日最大电力负荷数据为基础, 结合同期气象观测数据, 分析日最大电力负荷的变化特征。对比分析 3 种夏季气象电力负荷提取方法, 建立其与气象因子及综合气象指数的相关关系, 从中选择最优方法, 通过多元线性回归、逐步回归和 BP 神经网络算法构建夏季气象电力负荷预测模型。结果表明: 运城市日最大电力负荷呈逐年增长趋势, 具有明显的季节性变化, 存在明显的节假日(春节、国庆)效应及一定的周末效应; 综合气象指数相较于大多数单一气象因子, 能更全面地表征夏季气象电力负荷的变化规律; 引入气象因子及综合气象指数的 BP 神经网络算法对气象负荷的拟合精度与预测效果最优。

**关键词:** 电力负荷; 气象要素; 相关性分析; BP 神经网络

**中图分类号:** P49 **文献标志码:** A **文章编号:** 1001-8735(2026)01-0041-08

**DOI:** 10.3969/j.issn.1001-8735.2026.01.006

电力负荷是电力部门重要的管理指标之一, 对其准确预测可以有效提高电力系统运行稳定性, 从而取得较高社会效益和经济效益<sup>[1]</sup>。影响电力负荷的因素包括气象因素、产业结构、社会因素等, 其中气象因子在短期电力负荷预测中扮演至关重要的角色。随着社会经济的发展和气候变化的加剧, 气象因子对电力负荷的影响日益显著<sup>[2-5]</sup>。

目前国内学者对区域或城市气象负荷与气象因子关系的研究较多, 二者密切关联已经被证实。一些学者指出日最大电力负荷, 尤其是从中分离出的气象负荷的变化受气温等气象要素影响较大<sup>[6-10]</sup>, 如廖春花等<sup>[6]</sup>在研究长沙市日最大电力负荷与气象因子的相关性中发现气温是影响夏季气象敏感负荷最重要的气象因子; 王迪等<sup>[7]</sup>发现气温是影响辽宁省气象负荷最重要的气象因子, 夏季的气象负荷与相对湿度、风速相关性较好; 汪付华等<sup>[8]</sup>通过研究气象因素对淮北市电力负荷的影响, 发现影响电力负荷日变化的气象因子为平均气温、最低气温、最高气温和水汽压。还有学者利用综合温度和相对湿度等气象要素的气象指数研究其对夏季日最大电力负荷及气象负荷的影响<sup>[11-14]</sup>, 如杨军等<sup>[11]</sup>引入闷热指数、风效指数和人体舒适度指数, 全面分析气象因素对银川市最大电力负荷的影响, 发现日最大负荷与闷热指数的变化联系更为紧密; 张杰等<sup>[12]</sup>发现邢台市夏季制冷期逐日气象负荷与闷热指数、舒适度指数均呈显著正相关。在电力负荷预测模型方面, 学者们采用不同的方法, 基于气象因子、气象指数等构建电力负荷预测模型, 如多元线性回归模型<sup>[14]</sup>、逐步回归模型<sup>[15]</sup>、广义相加模型<sup>[16]</sup>、支持向量机模型<sup>[7]</sup>、神经网络模型<sup>[17-20]</sup>等。

运城市地处山西省最南端, 北有吕梁山, 东有太行山, 南有中条山, 热量易堆积且扩散条件差, 夏季高温天气频发, 空调制冷负荷占比较其他北方城市大。产业结构以农业和旅游业为主, 但近年来大力发展新材料、装备制造等产业, 电力负荷结构与旅游城市或工业城市均有所不同。现有研究主要针对

收稿日期: 2025-06-25

基金项目: 运城市气象局 2024 面上资助项目“运城市夏季电力最大负荷与气象要素的相关性分析”(YCMS202407)。

作者简介: 张茜茹(1990—), 高级工程师, 主要从事应用气象研究, E-mail: zxryc@126.com。

通信作者: 张爱红(1976—), 高级工程师, 主要从事应用气象研究, E-mail: 88297094@qq.com。

大中型城市,这些城市电力负荷中第三产业占比较大,人口流动性大,电力负荷峰谷值差异大,有明显的周末效应。运城市作为以农业为主的的城市,电力负荷日变化、周变化曲线相对平稳,峰谷值差异较小,周末效应不显著,与大中型城市有明显的差异。分析此类城市最大电力负荷与气象因子的相关性,不仅可以为电网精准调度提供支撑,还可以填补对中小型或农业城市电力负荷预测的缺失。本文选取运城市作为研究对象,结合 2016—2019 年逐日电力负荷数据和气象观测数据,采用回归分析和 BP 神经网络的方法,建立运城市夏季日最大电力负荷预测模型,以期为当地电力负荷模拟优化、提高能源利用效率提供技术参考。

## 1 资料与方法

### 1.1 资料来源

电力负荷资料来源于国家电网运城分公司提供的 2016—2019 年运城市逐小时电力负荷数据;气象资料来源于山西省气象信息中心提供的 2016—2019 年运城市 13 个国家气象观测站的逐日观测资料,包括平均气温、最高(低)气温、降水量、平均风速、极大风速、日照时数、平均相对湿度、平均气压等。

### 1.2 研究方法

1.2.1 资料处理 日最大电力负荷值为运城市每日逐小时电力负荷数据中的最大值,气象要素数据为 13 个国家站的逐日气象要素数据的算术平均值。

1.2.2 综合气象指数 除了独立的气象因子外,引入温湿指数  $I^{[21]}$ 、风效指数  $K^{[21]}$ 、人体舒适度指数  $I_{\text{CHB}}^{[22]}$ 、气象敏感负荷条件指数  $I_{\text{MSL}}^{[23]}$  四种综合气象指数进行分析,公式分别为

$$I = T - 0.55 \times (1 - H_R) \times (T - 14.4), \quad (1)$$

$$K = -\left(10\sqrt{V} + 10.45 - V\right) \times (33 - T) + 8.55 \times S, \quad (2)$$

$$I_{\text{CHB}} = (1.8 \times T + 32) - 0.55 \times \left(1 - \frac{H_R}{100}\right) \times (t \times 1.8 - 26) - 3.2\sqrt{V}, \quad (3)$$

$$\begin{cases} I_{\text{MSL}} = T + \frac{H_R - 35}{15} - \frac{V - 2}{3}, & T \geq 35, \\ I_{\text{MSL}} = T + \frac{H_R - 40}{15} - \frac{V - 2}{3}, & 25 \leq T < 35, \\ I_{\text{MSL}} = T - \frac{V - 2}{3}, & 15 \leq T < 25, \\ I_{\text{MSL}} = T - \frac{H_R - 60}{30} - \frac{V - 2}{3}, & T < 15. \end{cases} \quad (4)$$

式中,  $T$  为平均气温,  $H_R$  为平均相对湿度,  $V$  为平均风速,  $S$  为平均日照时数。

1.2.3 BP 神经网络 BP 神经网络(back propagation neural network)是一种通过误差反向传播算法进行训练的多层前馈神经网络,主要由输入层、隐含层和输出层构成,各层包含多个神经元节点。在训练过程中,首先通过前向传播计算网络输出值;随后根据实际值与预测值之间的误差,采用梯度下降法反向调整各层权重和阈值,最终使网络输出误差收敛至可接受范围。目前国内许多学者利用 BP 神经网络开展短期电力负荷预测研究<sup>[19,24]</sup>。

## 2 电力负荷特征

### 2.1 日最大电力负荷年变化

运城市 2016—2019 年日最大电力负荷变化曲线如图 1 所示,纵坐标为日最大电力负荷与所在月的日最大电力负荷平均值的差值,从图中可以看出,运城市日最大电力负荷整体呈逐年增加的趋势,这与社会经济发展和人民生活水平不断提高密切相关。从 2016—2019 年月均值的平均值(图 2)可以

看出,年内变化呈单峰型,峰值出现在 8 月,谷值出现在 10 月。

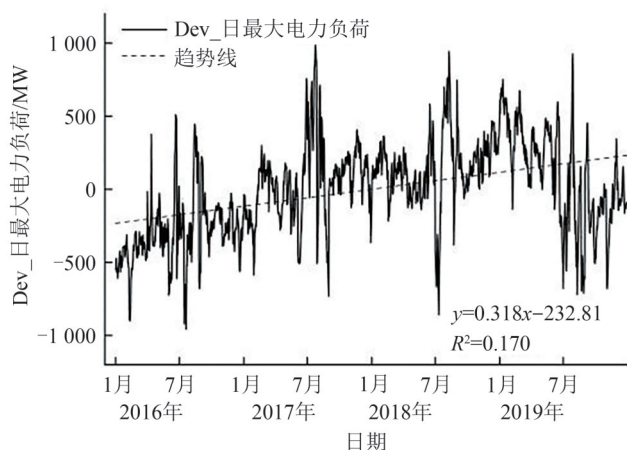


图 1 2016—2019 年日最大电力负荷变化

Fig. 1 The variation of daily maximum power load in Yuncheng from 2016 to 2019

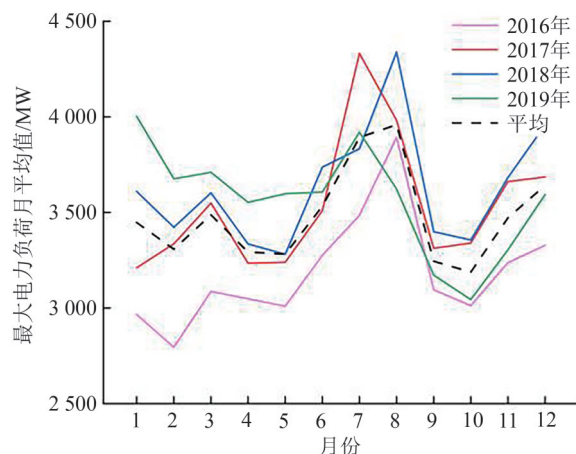


图 2 2016—2019 年日最大电力负荷月均值

Fig. 2 The monthly average of daily maximum power load from 2016 to 2019

从季节角度来看,运城市冬季电力负荷仅次于夏季,春、秋两季电力负荷水平相对较低,可以看出由于气象条件变化增加了夏季升温和冬季取暖的需求,从而带来了电力负荷的季节性变化特征。四年间 1~5 月日最大电力负荷平均值均呈现逐年递增趋势,6 月及 9—12 月负荷平均值在 2016—2018 年间逐年递增,2019 年则出现明显回落。2018 年冬季电力负荷值出现了小高峰,这可能与运城市大力实施“煤改气”“煤改电”以改善大气环境质量的政策有关。2016—2019 年平均日最大电力负荷为 3 480.69 MW,最大值为 4 901.51 MW,出现在 2018 年 8 月,最小值为 2 406.59 MW,出现在 2016 年 2 月。

## 2.2 日最大电力节假日效应

计算 2016—2019 年运城市法定节假日期间及前后一周的日最大电力负荷平均值,将后者定义为标准负荷,通过分析前者占后者的百分比(见表 1),可以反映出最大电力负荷的节假日效应。从表 1 可以看出,四年间春节、国庆期间的最大电力负荷均低于标准负荷,其中春节期间下降幅度远超国庆期间。春节是中国最重要的传统节日,工厂停工、人员返乡造成工业、取暖等用电大幅下降,降幅在 5.7%~10.8% 之间;国庆放假时长较除春节外的其他法定节假日延长一倍,长假期间工业用电缩减、大量居民外出旅游等原因,造成最大电力负荷较其前后一周的平均值下降 1.1%~3.9%。其他法定节假日时长多为 3 天(2017 年中秋假期包含在国庆假期内、2019 年五一假期为 4 天),假日期间的最大电力负荷与标准负荷的差值有正有负。2017 年和 2019 年元旦假期最大电力负荷平均值高于标准负荷,分析发现,假日期间的日平均温度和日最低气温的平均值均低于前后一周的平均值,取暖需求增加,故用电量有所增加。2017—2019 年清明假期、2016—2018 年五一假期日最大电力负荷占标准负荷的百分比均超过 1,说明这两个法定节假日最大电力负荷高于标准负荷的概率较大,但 2019 年五一假期较往年增加 1 天,其最大电力负荷较标准负荷下降 5.67%,更多企业可能减少生产,工业用电活动减弱,加之天气适宜,居民出游概率增大,用电分散,共同导致最大电力负荷下降。端午假期最大电力负荷变幅在 -4.6%~6.5% 之间,放假时间在 5 月底至 6 月中旬,最大电力负荷的变化可能受到高能耗工业减产、居民空调负荷增加、农业干旱灌溉等因素的影响。2017—2019 年中秋节期间日最大电力负荷占标准负荷的百分比均小于 1,表明中秋节最大电力负荷低于标准负荷的概率较大。值得注意的是,2017 年元旦、清明、五一和端午假期都呈现最大电力负荷上升,显示经济活动较为活跃;而 2019 年除元旦、清明外,其他节假日均呈现最大电力负荷下降。

表 1 2016—2019 年法定节假日与标准负荷的百分比

Tab. 1 The ratio of the average maximum power load during statutory holidays and standard load from 2016 to 2019 %

年份	元旦	春节	清明	五一	端午	中秋	国庆
2016	99.97	89.19	99.08	100.46	97.13	101.13	98.94
2017	101.62	94.25	101.07	104.70	102.47	—	97.56
2018	96.19	93.92	100.92	101.14	104.60	98.12	98.14
2019	100.78	91.78	102.87	94.33	93.53	92.21	96.08

注:2017 年中秋假期包含在国庆假期内。

### 2.3 日最大电力负荷周变化

剔除 2016—2019 年运城市星期一至星期五日最大电力负荷中法定节假日负荷以及星期六、星期日中的调休日负荷,得到日最大电力负荷的周变化特征,如图 3 所示。从平均值可以看出,星期日至星期四最大电力负荷呈波动上升趋势,星期四达到顶峰,随后开始下降,星期六降至最低,但星期四与星期六的平均日最大电力负荷相差仅 13.5 MW。工作日与周末的最大电力负荷平均值分别为 3 502.54 MW 和 3 496.41 MW,周末的平均电力负荷仅比工作日低约 6.13 MW,但从整体上看,具有一定的周变化特征,但并不显著。

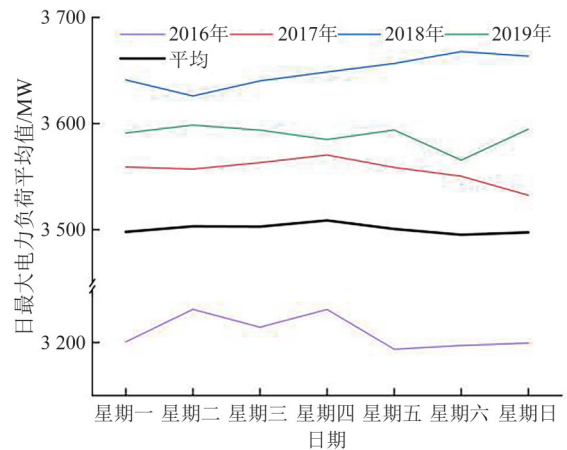


图 3 日最大电力负荷周变化

Fig. 3 Weekly variation of daily maximum power load

从逐年星期一至星期日的日最大电力负荷平均值数据来看,仅 2018 年周末的日最大电力负荷平均值高于工作日的日最大电力负荷,这主要是由于 2018 年地区生产总值较上一年涨幅高于其他三个年份,且 2018 年夏季最高气温平均值高于其他三个年份,加之国务院颁发了《打赢蓝天保卫战三年行动计划》,夏季周末居民降温用电需求增加,企业错峰限产,抑制了工作日的工业用电负荷。最大值出现的时间既有工作日也有休息日(2018 年出现在星期六),最小值仅有两年(2017 年、2019 年)出现在星期六。依据 2019 年运城市国民经济和社会发展统计公报数据,运城市第二产业用电量占全部用电量的 75.58%,城乡居民用电仅占 11.05%,周末第二产业是否停工或降低产能对用电量起着决定性作用,若与生产旺季叠加,部分连续生产型企业可能维持运行,抵消周末休息带来的电力负荷下降。

## 3 最大气象电力负荷与气象要素的关系

### 3.1 气象电力负荷提取

根据众多学者研究<sup>[25-28]</sup>,日最大电力负荷  $L_{max}$  由三个分量组成,如式(5)所示,其中  $L_0$  表示基础电力负荷, $L_m$  表示气象电力负荷, $\epsilon$  为随机负荷。 $L_0$  受当地经济发展水平及相关政策的影响; $L_m$  主要受气象因素影响; $\epsilon$  则受节假日、重大活动、线路检修等因素的影响,难以预测且对电力负荷影响相对较小<sup>[16-17]</sup>,在实际计算中忽略不计。故气象电力负荷可用实际日最大电力负荷减去基础电力负荷得到。

$$L_{max} = L_0 + L_m + \epsilon \tag{5}$$

目前提取  $L_0$  的方法主要分为两类,一类认为  $L_0$  是随时间变化的趋势项,提取公式为

$$L_0 = at + b, \tag{6}$$

其中, $a$ 、 $b$  为常数, $t$  表示时间<sup>[12]</sup>;另一类取逐年对气温不敏感月份的日最大电力负荷平均值作为基础负荷<sup>[8,17]</sup>。本研究分别采用逐日最大电力负荷变化趋势(方法 1)、夏季逐日最大电力负荷变化趋势(方法 2)、

3—4 月日最大电力负荷平均值(方法 3)计算基础负荷,其中方法 1 和方法 2 利用最小二乘法进行线性拟合,得到的公式分别为

$$L_{01} = 0.344t + 3229.4, \quad (7)$$

$$L_{02} = 0.937t + 3624.5。 \quad (8)$$

其中, $L_{01}$ 、 $L_{02}$  分别代表方法 1 和方法 2 得到的基础电力负荷, $t$  为日序。

通过方法 3 计算的基础电力负荷  $L_{03}$  的值为 3068,将  $L_{01}$ 、 $L_{02}$ 、 $L_{03}$  代入公式(5),得到 3 种气象负荷  $L_{m1}$ 、 $L_{m2}$ 、 $L_{m3}$ ,分别计算 2016—2019 年夏季(6—8 月)的气象负荷与各气象因子、综合气象指数的相关系数,用  $r_1$ 、 $r_2$ 、 $r_3$  表示(见表 2—3)。

表 2 运城市夏季气象电力负荷与气象要素的相关系数

Tab. 2 Correlation coefficients of daily maximum power load variation with meteorological factors in Yuncheng during summer

相关系数	气温				日风速		降水量	日照时数	平均相对湿度	平均气压
	平均	前一日平均	最高	最低	极大	平均				
$r_1$	0.709**	0.790**	0.621**	0.699**	0.274**	0.298**	-0.016	0.241*	-0.226*	-0.341**
$r_2$	0.715**	0.80**	0.630**	0.703**	0.296**	0.329**	-0.020	0.265**	-0.226*	-0.350**
$r_3$	0.724**	0.811**	0.630**	0.727**	0.300**	0.343**	-0.026	0.245*	-0.201*	-0.347**

注:\*表示通过 0.05 的显著性检验,\*\*表示通过 0.01 的显著性检验。下同。

表 3 运城市夏季气象电力负荷与综合气象指数的相关系数

Tab. 3 Correlation coefficients of daily maximum power load variation with composite meteorological index in Yuncheng during summer

相关系数	温湿指数	风效指数	人体舒适指数	气象敏感负荷条件指数
$r_1$	0.701**	0.598**	0.671**	0.696**
$r_2$	0.709**	0.609**	0.674**	0.705**
$r_3$	0.732**	0.607**	0.696**	0.720**

由表 2 可知,夏季日气象电力负荷与气温、风速、日照时数呈显著正相关,其中气温相关要素的相关系数在 0.621~0.811 之间,均通过了 0.01 的显著性检验,表明气温是影响夏季气象电力负荷的主要因素,尤其是日平均气温。夏季日气象电力负荷与日平均气压、平均相对湿度呈显著负相关,与日降水量的相关系数接近于零,无明显的相关性。从表 3 可以看出,夏季日气象电力负荷与温湿指数、风效指数、人体舒适指数、气象敏感负荷条件指数均呈显著的正相关,与表 2 相比,综合气象指数能较好地反映气象负荷的变化,与气象负荷的相关性较大部分单一气象要素明显提升,尤其是温湿指数。通过对比三种方法的相关系数可以看出,方法 3 计算的气象负荷与气象因子、综合气象指数的相关性最好,因此选择方法 3 提取气象负荷。

### 3.2 夏季气象电力负荷预报模型的建立

将 2016—2018 年夏季的逐日气象因子、综合气象指数和气象电力负荷作为建模数据,2019 年夏季的相关数据作为检验数据,分别采用多元线性回归、逐步回归以及 BP 神经网络方法构建气象电力负荷预测模型。方案 1 选取气象因子作为预报因子,包括平均气温( $X_1$ )、前一日平均气温( $X_2$ )、最高气温( $X_3$ )、最低气温( $X_4$ )、极大风速( $X_5$ )、平均风速( $X_6$ )、降水量( $X_7$ )、日照时数( $X_8$ )、平均相对湿度( $X_9$ )、平均气压( $X_{10}$ )。方案 2 在方案 1 的基础上,增加综合气象指数作为预报因子,分别为温湿指数( $X_{11}$ )、风效指数( $X_{12}$ )、人体舒适指数( $X_{13}$ )、气象敏感负荷条件指数( $X_{14}$ ),预报模型见表 4。BP 神经网络包括输入层、隐含层和输出层,本文选用方案 1 和方案 2 的输入层分别为 10 层( $X_1$ — $X_{10}$ )、14 层( $X_1$ — $X_{14}$ ),隐含层经过调试设置为 4,输出层为气象电力负荷。

表 4 气象电力负荷预测模型

Tab. 4 Forecast model of daily maximum meteorological power load

方法	预报模型
多元线性回归 1	$Y = -112.843X_1 + 76.527X_2 + 95.044X_3 + 78.441X_4 - 20.243X_5 + 95.431X_6 + 0.499X_7 + 22.302X_8 + 3.638X_9 + 22.851X_{10} - 25480.638$
逐步线性回归 1	$Y = 74.956X_2 + 70.996X_3 + 86.961X_6 + 8.682X_9 + 26.435X_{10} - 29693.709$
多元线性回归 2	$Y = 143.303X_1 + 70.229X_2 + 119.653X_3 + 77.056X_4 - 17.889X_5 - 90.625X_6 - 2.942X_7 - 17.897X_8 + 33.386X_9 + 21.985X_{10} + 3.547X_{12} - 271.778X_{13} + 54.258X_{14} - 15284.875$
逐步线性回归 2	$Y = 95.447X_2 + 18.837X_{10} + 1.657X_{12} - 19780.924$

3.3 预报模型对比及结果分析

方案 1 与方案 2 共构建 6 种夏季气象电力负荷预报模型,将气象电力负荷代入方法 3,得到 2019 年夏季日最大电力负荷预测值。图 4 为 6 种预报模型预测值与实际最大电力负荷的对比结果,可见各模型的相关系数均大于 0.8,均能较好地模拟夏季最大电力负荷。表 5 为不同模型预测的 2019 年夏季运城日最大电力负荷的相对误差绝对值,结合图 4 与表 5 可知:两种方案中均以 BP 神经网络模型表现最优,多元回归模型次之;其中方案 2 的 BP 神经网络模型最佳,其相关系数最高,达 0.916,平均相对误差最低,为 4.6%,且相对误差小于 5% 占比达 63%。对比两种方案,方案 2 的 BP 神经网络模型和多元线性回归模型性能优于方案 1,说明综合气象指数的加入,可以提升电力负荷的预测能力;而方案 2 的逐步回归模型较方案 1 表现略差,可能是因为在变量筛选中缺失了关键因子,导致性能下降。

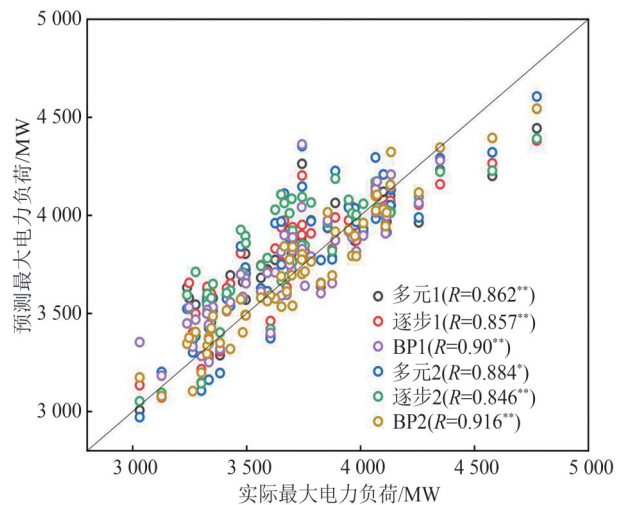


图 4 各预报模型模拟结果对比  
Fig. 4 Comparison of simulation results of each prediction models

表 5 夏季日最大电力负荷预测相对误差

Tab. 5 Relative error in forecasting maximum daily power load in summer

预报模型	相对误差小于 3% 占比	相对误差小于 5% 占比	平均相对误差	最大相对误差
多元线性回归 1	32.6	53.3	5.4	19.4
逐步线性回归 1	32.6	52.2	5.4	21.1
BP 神经网络 1	37.0	56.5	4.8	16.5
多元线性回归 2	37.0	53.3	5.5	20.1
逐步线性回归 2	38.0	50.0	5.8	23.3
BP 神经网络 2	38.0	63.0	4.6	19.4

4 小结

本文利用 2016—2019 年运城市日最大电力负荷数据及同期逐日气象资料,分析了运城市日最大电力负荷的变化特征及其与气象因子的关系,通过多元线性回归、逐步回归和 BP 神经网络算

法建立了夏季最大电力负荷预测模型,分别对2019年夏季日最大电力负荷进行检验,结果如下。

(1)2016—2019年运城市日最大电力负荷呈逐年增长趋势,季节性特征明显,夏季和冬季负荷较高,春秋季较低。月平均最大电力负荷显示,峰值主要出现在7—8月,谷值出现在春节假期所在月份或10月。

(2)国家法定节假日中,春节和国庆假期电力负荷显著下降,而元旦、清明、五一、端午、中秋短假期间,电力负荷变化受气象条件和工业活动影响,波动较大。从2016—2019年星期一至星期日最大电力负荷平均值来看,工作日负荷普遍高于周末,星期四负荷达到周内峰值,星期六降至周内最低,但周末与工作日的最大电力负荷平均值差异较小,仅为6.13 MW。

(3)夏季气象电力负荷与气温(日平均、最高、最低气温)、风速、日照时数呈显著正相关,与气压、相对湿度呈显著负相关,与降水量相关性较弱。综合气象指数比大多数单一气象因子更能反映气象负荷的变化。

(4)在利用多元线性回归、逐步回归和BP神经网络算法建立的夏季最大电力负荷预测模型中,将单一气象要素和综合气象指数作为预报因子的BP神经网络模型表现最优,预测效果最好。

本研究基于实测气象数据构建夏季气象电力负荷预测模型,在实际应用中,模型的准确性对气象预报的精准度存在较强依赖性。后续研究可以本研究为基础,进一步融合机器学习、数据挖掘以及人工智能等先进算法与技术,提升模型的预测性能,应用于实际气象服务中。

## 参考文献:

- [1] LUDWIG N, ARORA S, TAYLOR J W. Probabilistic load forecasting using post-processed weather ensemble predictions[J]. Journal of the Operational Research Society, 2023, 74(3):1008-1020.
- [2] JANICKI M. Methods of weather variables introduction into short-term electric load forecasting models: A review[J]. Przegląd Elektrotechniczny, 2017, 1(4): 72-75.
- [3] 尹焰寅,范进进,陈幼姣,等. 体感温度对夏季气象负荷率变化的影响研究:以湖北省黄石市为例[J]. 气象, 2017, 43(5):620-627.
- [4] GARRIDO-PEREZ J M, BARRIOPEDEO D, GARCIA-HERRERA R, et al. Impact of climate change on Spanish electricity demand[J]. Climatic Change, 2021, 165(3):1-18.
- [5] 李琛,郭文利,吴进,等. 北京市夏季日最大电力负荷与气象因子的关系[J]. 气象与环境学报, 2018, 34(3):99-105.
- [6] 廖春花,罗潇,谢睿恒,等. 基于气象因子的长沙市日最大电力负荷预测对比研究[J]. 自然灾害学报, 2023, 32(1): 183-190.
- [7] 王迪,林毅,王鹏,等. 辽宁省日最大电力负荷与气象因子的关系[J]. 科技与创新, 2019, 19:4-5.
- [8] 汪付华,周后福,张屏,等. 气象因素对淮北市电力负荷的影响及其预测研究[J]. 气象与环境学报, 2020, 36(4): 104-111.
- [9] 宋雯雯,郭洁,李亚玲,等. 成都电网夏季最大电力负荷变化特征及其与气象要素的关系[J]. 成都信息工程大学学报, 2021, 36(3): 336-341.
- [10] 石玉恒,赵娜,王凌,等. 北京地区日最大电力负荷预测模型初探[J]. 中国电力, 2019, 52(8): 157-163.
- [11] 杨军,雍佳,王淑丽,等. 银川市夏季最大电力负荷与气象要素的相关性分析[J]. 内蒙古科技与经济, 2024, 8:82-85.
- [12] 张杰,崔秀云,曲晓黎. 邢台市夏季制冷期电力负荷变化特征及其预报模型[J]. 气象与环境科学, 2022, 45(4): 106-111.
- [13] 李艳,俞剑蔚,蔡芎宁,等. 南京市电力负荷特征及夏季极端负荷与气象条件关系[J]. 气象科技, 2021, 49(4): 637-646.
- [14] 师莉红,岳江,于小红,等. 太原市电力负荷特征及其与夏季气象要素的相关性分析[J]. 河南科学, 2023, 41(12): 1824-1831.
- [15] 卢珊,高红燕,李建科,等. 西安市居民用电量对气象因子的响应及预测[J]. 干旱气象, 2017, 35(5): 886-892.
- [16] 武辉芹,杨琳晗,张中杰. 基于3种模型的石家庄日最大电力负荷变幅预报效果分析[J]. 干旱气象, 2021, 39(4):

- 709-715.
- [17] 王丽娟,任永建,王俊超,等. 基于气象因素的长江经济带湖北段夏季日最大电力负荷预测[J]. 南方能源建设, 2024, 11(1): 133-142.
- [18] ZHOU Y, SU Z, GAO K, et al. A short-term power load forecasting method integrating empirical modal decomposition with SAM-LSTM[J]. *Frontiers in Energy Research*, 2024. DOI:10.3389/fenrg.2024.1423692.
- [19] 贺莉微,任永建,夏青. 不同舒适度指数在最大电力负荷预测中的应用[J]. 干旱气象, 2021, 39(6): 1031-1038.
- [20] 魏晓川,王新刚. 基于气象大数据的城市电力负荷预测[J]. 电测与仪表, 2021, 58(2): 90-95.
- [21] 湖北省气象局. 人居环境气候舒适度评价: GB/T 27963—2011[S]. 北京: 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局、中国国家标准化管理委员会, 2012.
- [22] 湖南省气象服务中心. 气候旅游胜地评价指标: DB43/T2056—2021[S]. 长沙: 湖南省市场监督管理局, 2021.
- [23] 徐大海,朱蒋. 人对温度湿度风速的感觉与着衣指数的分析研究[J]. 应用气象学报, 2000, 11(4): 430-439.
- [24] 浩宇,管靓,张曦,等. 西安市日最大电力负荷率与气象因子相关关系分析预报模型的建立[J]. 气象科学, 2020, 40(3): 421-426.
- [25] 成丹,刘静,郭淳薇,等. 基于积温效应的华中电网电力负荷预测[J]. 气象科技, 2018, 46(4): 814-821.
- [26] 贺芳芳,史军. 上海地区夏季气温变化对用电负荷的影响[J]. 长江流域资源与环境, 2011, 20(12): 1462-1467.
- [27] 方鸽飞,胡长洪,郑奕辉,等. 考虑夏季气象因素的短期负荷预测方法研究[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(22): 100-104.
- [28] 杜裕,张明,何卫平,等. 宜昌市电力负荷对气象因子的响应及气象预报模型的建立[J]. 中低纬山地气象, 2022, 46(1): 61-67.

## Correlation Analysis of Maximum Daily Power Load and Meteorological Factors in Yuncheng City during Summer

ZHANG Xiru<sup>1</sup>, ZHANG Aihong<sup>2</sup>, ZHANG Ying<sup>3</sup>, JIN Sijia<sup>1</sup>

- (1. *Yuncheng Meteorological Administration, Yuncheng 044000, Shanxi, China;*  
2. *Salt Lake District Meteorological Administration, Yuncheng 044000, Shanxi, China;*  
3. *State Grid Yuncheng Electric Power Co. Ltd., Yuncheng 044000, Shanxi, China*)

**Abstract:** Power load forecasting is an important basis for the planning and dispatching of power systems, while meteorological factors are significant influences on short-term variations in power load. Based on daily maximum power load data from Yuncheng City from 2016 to 2019, combined with meteorological observation data from the same period, this paper analyzed the variation characteristics of daily maximum power load. By comparing and analyzing three methods for extracting summer meteorological power load, the paper established the correlation between these methods and meteorological factors as well as a comprehensive meteorological index. The optimal method was selected, and a summer meteorological power load forecasting model was constructed using multiple linear regression, stepwise regression, and BP neural network algorithms. The results indicate that the daily maximum power load in Yuncheng City shows a year-on-year increasing trend, with significant seasonal variations. There are notable holiday effects (such as during the Spring Festival and National Day) and some weekend effects. The comprehensive meteorological index represents the variation patterns of summer meteorological power load more comprehensively compared to most individual meteorological factors. The BP neural network algorithm, which incorporates meteorological factors and the comprehensive meteorological index, demonstrates the highest fitting accuracy and forecasting performance for meteorological load.

**Key words:** power load; meteorological factors; correlation analysis; BP neural network

【责任编辑 乔子翔】