

引用格式: 曲晓黎, 尤琦, 李文晴, 等. 气象因子相对危险度在电网用电负荷预测中的应用[J]. 南方能源建设, 2024, 11(1): 166-175. QU Xiaoli, YOU Qi, LI Wenqing, et al. Application of relative risk of meteorological factors in power grid electricity load forecasting [J]. Southern energy construction, 2024, 11(1): 166-175. DOI: 10.16516/j.ceec.2024.1.17.

气象因子相对危险度在电网用电负荷预测中的应用

曲晓黎^{1,2,3,✉}, 尤琦¹, 李文晴¹, 杨琳晗¹, 王洁¹, 张金满¹, 高泽田¹, 周朔¹

(1. 河北省气象与生态环境重点实验室, 河北 石家庄 050021;

2. 中国气象局雄安大气边界层重点开放实验室, 河北 保定 071800;

3. 河北省气象服务中心, 河北 石家庄 050021)

摘要: [目的] 准确高效的短期用电负荷预测是保证电力系统安全可靠运行的前提, 也是电网合理安排发电计划的依据, 因此研究气象与用电负荷的关系对负荷预测的工作具有重要意义。[方法] 以石家庄为例, 利用国网河北省某电力公司提供的2013年1月1日至2021年12月31日逐15 min用电负荷资料, 以及对应的石家庄站气象观测资料, 分析日用电负荷峰值的时间变化特征, 重点分析了当日用电负荷峰值较前1日用电负荷峰值变幅超过10%的样本对应的气象条件。采用Spearman秩相关方法分析石家庄日用电负荷峰值与前1日气象要素的相关关系, 得到相关性显著的气象要素。利用平滑曲线拟合法绘制各相关性显著的气象要素对次日用电负荷峰值的响应曲线, 分析得出随着各气象要素的变化日用电负荷峰值变化趋势以及响应阈值。按不同阈值区间, 基于泊松分布计算得出石家庄地区各气象要素对日用电负荷峰值变化的相对危险度, 进而揭示石家庄地区各气象要素在不同阈值区间发生单位变化造成的日用电负荷峰值的变化幅度, 即不同气象要素的变化对日用电负荷峰值变化的定量影响。[结果] 以气温为例, 当日平均气温、日最高气温、日最低气温高于阈值时, 每上升1℃, 次日用电负荷峰值的相对危险度分别增加2.25%、1.92%、2.07%; 低于阈值时, 每上升1℃, 次日用电负荷峰值的相对危险度分别减少0.62%、0.57%、0.60%。[结论] 基于不同气象要素对石家庄地区日用电负荷峰值的相对危险度提出1种次日用电负荷峰值的预测方法, 利用2022年逐日用电负荷和气象资料进行检验, 发现预测效果可以满足日常电力气象服务需求。

关键词: 负荷预测; Spearman秩相关; 相对危险度; 定量分析; 预测检验

中图分类号: TM7; P49

文献标志码: A

文章编号: 2095-8676(2024)01-0166-10

DOI: 10.16516/j.ceec.2024.1.17

OA: <https://www.energychina.press/>



论文二维码

Application of Relative Risk of Meteorological Factors in Power Grid Electricity Load Forecasting

QU Xiaoli^{1,2,3,✉}, YOU Qi¹, LI Wenqing¹, YANG Linhan¹, WANG Jie¹, ZHANG Jinman¹, GAO Zetian¹, ZHOU Shuo¹

(1. Key Laboratory of Weather and Ecological Environment of Hebei Province, Shijiazhuang 050021, Hebei, China;

2. China Meteorological Administration Xiong'an Atmospheric Boundary Layer Key Laboratory, Baoding 071800, Hebei, China;

3. Hebei Provincial Meteorological Service Center, Shijiazhuang 050021, Hebei, China)

Abstract: [Introduction] Accurate and efficient short-term electricity load forecasting is a prerequisite for ensuring the safe and reliable operation of power system, and it is also the basis for the rational arrangement of power generation plans in the power grid. Therefore, studying the relationship between meteorology and electricity load is of great significance for load forecasting. [Method] Based on the

收稿日期: 2023-10-08 修回日期: 2023-11-14

基金项目: 河北省省级科技计划项目“导线覆冰和风偏气象灾害精准预警技术研究”(22375405D)

electricity load data at 15 min intervals during the period between January 1 of 2013 and December 31 of 2021 provided by the State Grid Hebei Electric Power Co., Ltd. as well as the corresponding meteorological observation data of Shijiazhuang station, this paper analyzed the temporal variation characteristics of daily peak electricity load in Shijiazhuang, and in particular, the meteorological conditions corresponding to the samples with a daily peak electricity load that was 10% higher than that of the previous day were analyzed. The Spearman's rank correlation method was used to analyze the correlation between daily peak electricity load in Shijiazhuang and the meteorological factors of the previous day, and significantly correlated meteorological factors were identified. The response curves of the significantly correlated meteorological factors to the next day's peak electricity load were drawn using the smooth curve fitting method, and the analysis revealed the changing trend of daily peak electricity load with the variations of meteorological factors, as well as the response thresholds. For different threshold ranges, the relative risk of meteorological factors to the changes of the daily peak electricity load was calculated based on the Poisson distribution. On this basis, the variation magnitudes of daily peak electricity load caused by per unit change in each meteorological factor within different threshold ranges in Shijiazhuang were calculated, that is, the quantitative impacts of the changes in different meteorological factors on the variation of daily peak electricity load were revealed. **[Result]** Taking temperature as an example, when the daily average, maximum and minimum temperatures are higher (lower) than the thresholds, the relative risk to the next day's peak electricity load increases (decreases) by 2.25% (0.62%), 1.92% (0.57%) and 2.07% (0.60%) respectively for every 1 °C increase in temperature. **[Conclusion]** Based on the relative risk of different meteorological factors to daily peak electricity load in Shijiazhuang, a method for predicting the next day's peak electricity load is proposed. The test performed using the daily electricity load and meteorological data of Shijiazhuang in 2022 reveals that the prediction effect can meet the needs of daily electricity meteorological service.

Key words: load forecasting; Spearman's rank correlation; relative risk; quantitative analysis; predictive test

2095-8676 © 2024 Energy China GEDI. Publishing services by Energy Observer Magazine Co., Ltd. on behalf of Energy China GEDI. This is an open access article under the CC BY-NC license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>).

0 引言

用电负荷是电力系统规划设计和运行管理的最重要的指标之一^[1], 受许多因素的共同影响, 在极端天气条件下天气气候的影响尤为重要^[2]。由于用电负荷与气象条件和气象因子的变化有很大关系^[3-4], 气象因子是影响电力系统负荷预测的重要因素, 可引起 30% 左右的电力负荷上升^[5]。气象因子在短期负荷预测中应用十分广泛^[6-7], 众多学者基于气象条件的用电负荷预测方面做了许多有意义的工作。很多学者研究了中国不同区域、不同时段气象条件与用电负荷的关系^[8-9], 还考虑了气象综合指数和气温等要素的累积效应^[10]。但由于气候条件、经济结构和发展水平的不同, 各电网电力负荷与气象因子的关系也不尽相同^[11]; 因此, 研究气象与用电负荷的关系对负荷预测的工作具有重要意义。

准确高效的短期用电负荷预测是保证电力系统安全可靠运行的前提, 也是电网合理安排发电计划的依据。由于电网系统是一个复杂的、非线性的耦合系统, 用电负荷的时间序列一般也具有非线性、非平稳的特点^[12]。因此, 用电负荷预测方法和模型的构建引起了众多学者的极大关注。以往的用电负荷

预测的方法主要包括自回归法^[13]、支持向量机法^[14]、神经网络法^[15], 也有基于波动模型^[16]、模糊逻辑^[17]、递归数字滤波器^[18]、专家系统等方法。但传统方法一般忽略了电网具有的随机、突发等特性, 导致预测结果与实际需求有一定的差距。随着深度学习算法的快速发展, 一些专家学者利用 BiLSTM 神经网络、长短时记忆 LSTM (Long Short-Term Memory) 神经网络等方法在用电负荷预测中进行了探索^[19]。这类神经网络学习方法的优势在于, 不需要对输入变量做复杂的假设, 可以模拟多个变量; 利用输入变量在训练过程中, 通过学习来抽取和逼近隐含的输入和输出变量之间非线性关系。

我国华北地区相对干旱少雨, 常出现用电紧缺现象, 夏季持续高温造成电网用电负荷屡创新高。2022 年 8 月 6 日, 石家庄市最大日用电负荷高达 9.634 GW, 为近 10 a 历史最高值, 且 8 月 3~6 日, 连续 4 d 日用电负荷最大值超过 9.4 GW, 分别为 9.425 GW、9.444 GW、9.571 GW、9.634 GW, 给电网用电负荷预测带来前所未有的压力。本文以石家庄为例, 揭示中国华北地区主要城市过去 10 a 的用电负荷与气象条件的关系, 并引入相对危险度分析得出二者之间的定量关系, 并基于此探讨一种日用电

负荷峰值的预测方法,以期为进一步改进和完善电力负荷短期预测方法提供参考和指导。

1 资料与方法

1.1 资料来源

本文所用用电负荷数据来自于国网河北省电力公司,时间长度自 2013 年 1 月 1 日至 2022 年 12 月 31 日,时间间隔为逐 15 min,选取每日最大值作为日最大电力负荷,采用比较滤波法对逐日最大负荷数据进行质量控制。所用气象数据来自于河北省气象大数据云平台,包括石家庄站(53698 站)日最高气温、最低气温,日最小相对湿度,日最大风速、平均风速,过去 24 h 变温,08~次日 08 时 24 h、48 h、72 h 累计降水量。时段与用电负荷数据时段一致,且经过严格的质量控制。

1.2 数据处理方法

用电负荷的构成包含 3 个方面^[20]:

$$L = L_t + L_m + \varepsilon \quad (1)$$

式中:

L_t ——受经济发展影响的基础负荷,也叫经济负荷;

L_m ——受气象因素影响的气象敏感负荷;

ε ——随机分量,包含节假日效应、工业检修、电网调价等不确定因素。

在本研究中,针对随机分量 ε ,受资料限制,个别因工业检修、电网调价等不确定因素未考虑,且根据本文分析和已有研究得知,除劳动节、国庆节、春节等假期明显影响电力负荷以外,普通小长假和周末对日用电负荷最大值影响较小。

剔除用电负荷奇异值后,计算当天日用电负荷最大值与前 1 天日用电负荷最大值的差值,并将其作为当天日最大用电负荷峰值的变化幅度 ΔL (简称变幅),因经济负荷 L_t 在一段时间内相对固定,因此 ΔL 可视为气象条件引发的日用电负荷最大值的变幅,本文共得到有效的 ΔL 样本 3649 个。在分析用电负荷分布特征时,选取全部有效样本进行分析。在分析气象条件引发的日用电负荷最大值变幅时,只选用剔除随机分量(重污染导致限产日的数据和劳动节、国庆节、春节期间假期首日及增幅明显日数据)影响后的 3593 个样本。

1.3 数据分析和研究方法

1.3.1 温湿指数

本文采取 Tom 提出的、由 Boserl 进一步发展的温湿指数计算方法,综合考虑气温和相对湿度的影响,其具体计算公式为:

$$E_t = T_d - 0.55 \times (1 - R) \times (T_d - 58) \quad (2)$$

式中:

T_d ——干球气温($^{\circ}\text{F}$);

R ——相对湿度(%);

T_d ——华氏温度利用公式, $T_d = T \times \frac{9}{5} + 32$ 计算;

T ——气温($^{\circ}\text{C}$)^[21]。

1.3.2 Spearman 秩相关方法

由于日最大用电负荷变幅及部分气象要素可能为非正态分布,在相关分析时,采用 Spearman 秩相关方法^[22]。Spearman 秩相关方法也叫 Spearman 等级相关系数法,是一种非参数检验方法。对于 n 对观察数据 (x_i, y_i) ($i = 1, 2, \dots, n$),按照每组变量 n 个数据的大小次序,分别由小到大编上秩次,对重复数据取平均等级,再检验 2 组变量的等级或秩次之间是否相关。通常用秩相关系数 r_s 表示,其值介于-1~1 之间, r_s 是正值时表示正相关, r_s 是负值时表示负相关。其表达式为:

$$r_s = 1 - \frac{6}{n(n^2 - 1)} \sum_{i=1}^n (R_i - Q_i)^2 \quad (3)$$

式中:

n ——时间序列的长度;

R_i 、 Q_i —— x_i 和 y_i 的秩次。

利用 T 检验法检验 r_s 的显著性,计算公式为:

$$t = r_s \sqrt{\frac{n-2}{1-r_s^2}} \quad (4)$$

1.3.3 相对危险度

在分析日最大用电负荷与气象条件定量关系时,主要分析不同气象要素引发的日最大用电负荷的相对危险度,相对危险度(Relative Risk, RR)表示气象要素每发生单位变化,对应日最大用电负荷的相对改变量。利用泊松分布和平滑曲线拟合,采用 R 语言及 EmpowerStats 统计分析软件计算日最大用电负荷相对危险度,并进行气象要素对日最大用电负荷的响应分析^[23]。以日最大用电负荷作为因变量,以相关气象要素为自变量,挖掘日最大用电负荷与气

象因子的关联关系。两者的对数关系为:

$$\ln[E(Y)] = \beta X + \alpha \quad (5)$$

式中:

$E(Y)$ ——日最大用电负荷的期望值;

X ——气象影响要素;

β, α ——系数、截距, 均通过秩相关分析得来。

$$RR = \text{EXP}(\beta \Delta X) \quad (6)$$

当 $RR > 1 (\beta > 0)$ 时, 随着 X 每增加 1 个单位, Y 的发生风险也相对增加, 增加率为 $(RR-1) \times 100\%$; 同理, $RR < 1 (\beta < 0)$ 时, 随着 X 每增加 1 个单位, Y 的发生风险相对减小, 减小率为 $(1-RR) \times 100\%$ 。

1.3.4 预测方法

首先选取与日用电负荷峰值相关性显著的气象要素, 计算因不同气象要素发生单位变化所引发的日用电负荷峰值的变化率 (ΔRR_i), 即不同气象要素对日用电负荷峰值的相对危险度。其次根据日用电负荷峰值的变化率以及实时的气象要素数据, 计算得出由所有显著性相关的气象要素所引发的次日用电负荷峰值累积变化量 ΔL_m , 即因气象条件所引发的次日用电负荷峰值变化量。然后计算节假日用电负荷随机分量 ε , 计算每年节假日中的日用电负荷明显下降日和日用电负荷明显上升日这两日的日用电负荷峰值变化量的中位数, 将其作为该年度的主要节假日用电负荷随机分量。经统计, 近 10 a 节假日用电负荷随机分量的中位数为 270 MW, 占前 1 日用电负荷峰值的 2%~5%。最后根据当日用电负荷峰值数据和当日气象要素观测数据以及次日气象要素预

报数据、主要节假日用电负荷随机分量, 计算次日用电负荷峰值 $L_{\max(t+1)}$ 。

$$\Delta L_m = L_{\max(t)} \cdot \sum_{i=1}^m [X_{i(t+1)} - X_{i(t)}] \Delta RR_i / m_i \quad (7)$$

式中:

ΔL_m ——受气象因素影响的用电负荷变化量;

$L_{\max(t)}$ ——当日用电负荷峰值;

$X_{i(t+1)}$ ——某气象要素次日预报值;

$X_{i(t)}$ ——该气象要素当日实况值;

m_i ——单位变化, 气温和风速分别取 1, 温湿指数取 100, 降水量取 10。

$$L_{\max(t+1)} = L_{\max(t)} + \Delta L_e + \Delta L_m + \varepsilon \quad (8)$$

式中:

$L_{\max(t+1)}$ ——当日用电负荷峰值;

ΔL_e ——受经济发展影响的基础用电负荷变化量;

ΔL_m ——受气象因素影响的用电负荷变化量;

ε ——主要节假日用电负荷随机分量;

ΔL_e ——受经济发展影响的基础用电负荷变化量, 本文指次日基础用电负荷与当日基础用电负荷的差值, 连续两日, 视为经济发展影响的基础负荷不变即相等, 所以 $\Delta L_e = 0$ 。

2 研究结果

2.1 用电负荷时间变化

从 2013~2022 年日用电负荷峰值的时序图(图 1)可见, 石家庄市过去 10 a 用电负荷呈增长的趋势。

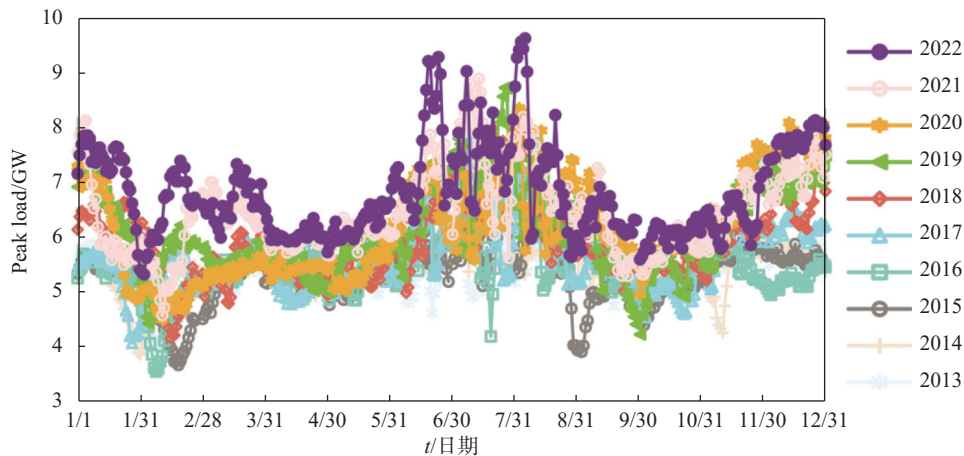


图 1 2013~2022 年石家庄市逐日用电负荷峰值时间序列图

Fig. 1 Time series diagram of daily peak electricity load in Shijiazhuang from 2013 to 2022

2013 年石家庄市逐日用电负荷峰值平均为 5.451 GW, 2022 年增长为 6.81 GW, 增长近 25%; 这种用电负荷峰值显著增长的趋势与社会经济发展和人们生活水平提升密不可分。同时, 年度负荷呈“双峰双谷”型分布, 高峰出现在夏季 6~8 月, 7 月最高, 次高峰出现在冬季 11 月~次年 1 月。低谷持续时间较短, 主要出现在每年的 2 月和 10 月, 基本对应春节和国庆节, 工业用电量明显减小。这种双峰型分布特征主要是夏季降温能耗和冬季采暖能耗造成的, 而降温和采暖往往是由气象因素引起的, 这与前人的研究比较一致^[24]。

从过去 10 a 石家庄市用电负荷日变化曲线(图 2)

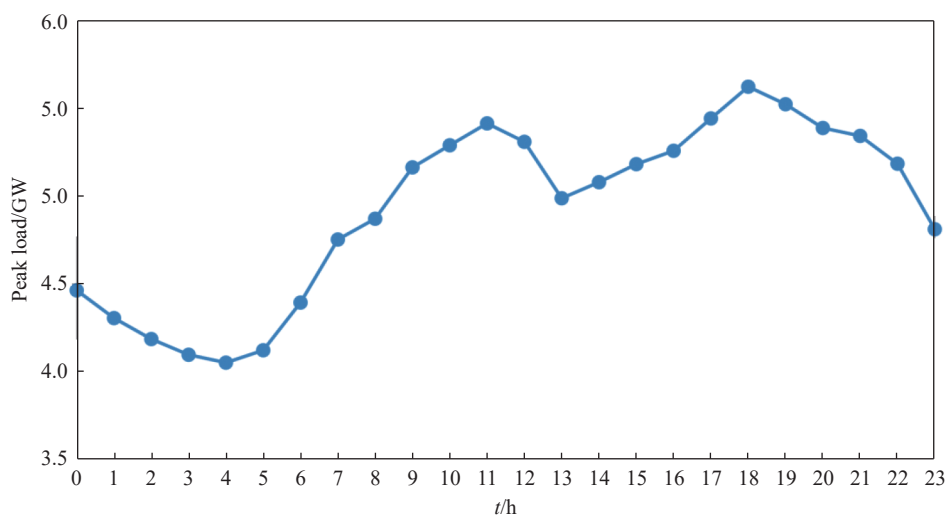


图 2 用电负荷的日变化曲线

Fig. 2 Daily variation curve of electricity load

2.2 日用电负荷与气象因子的关系

2.2.1 日用电负荷峰值变幅特征及气象条件分析

将 ΔL 与前 1 日用电负荷最大值作为日用电负荷变幅百分比, 绘制日用电负荷变幅 ΔL 与日用电负荷变幅百分比的分布图(图 3)。可见, 共有 2 627 d 用电负荷变幅都处于 ± 200 MW 之间, 占样本总数的 73.11%; 变幅在 300~<500 MW 的有 776 d, 占比为 21.6%; 500~<1 000 MW 的有 151 d, 占比为 4.2%; 变幅超过 1 000 MW 的有 39 d, 占比为 1.09%。

变幅百分比处于 $\pm 2\%$ 的占样本总数的 52.35%, 处于 2%~5% 的占 32.76%, 处于 5%~10% 的占 12%, 处于 10%~15% 的占 1.84%, 超过 15% 的占 1.06%。其中增幅最大值为 18.42%, 降幅最大值为 24.1%。通过查询气象条件发现, 有 62 个样本出现在 6~8 月, 有 52 d 对应出现明显降雨, 中雨以上量级有 26 d,

来看, 在一天当中, 用电负荷也呈现出“双峰双谷”型, 但是波动范围不如月际之间波动大。早晨 06 时负荷开始增大, 且 06~08 时之间增长幅度较大, 各个时次较上 1 个时次的增长比例都在 5% 以上。上午 11 时达到一天中第 1 个峰值, 之后出现“午间效应”, 负荷开始降低, 中午 13 时为白天时段最低。下午用电负荷再次上涨, 到 18 时左右再次出现峰值, 且这个峰值略高于上午 11 时。前半夜缓慢下降, 22 时~0 时下降明显, 降幅再次超过 5%, 之后平缓下降。有研究发现, 负荷的日变化除受温度的影响之外, 还受到居民生活习惯、电价等因素的影响。

有 5 d 对应前 1 日出现降雨。另有 1 d 对应出现大风。增幅超过 10% 的 39 次个例中, 36 d 出现在 6~8 月, 其中 12 d 是前 1 天或前 2 天连续出现明显降雨, 21 d 是平均气温高于 28 °C 且温湿指数在 1 000 以上, 2 d 是温湿指数不高但是最高气温较前期明显升高, 另有 1 d 无明显特征。另外 3 次个例出现在 11 月和 3 月, 对应明显降温或较大的负温湿指数。

分析过去 10 a 劳动节、国庆节和春节期间石家庄市用电负荷数据, 发现假期首日用电负荷降幅百分比基本都超过 5%, 7 d 长假基本在第 3 或第 4 天明显上涨, 因此在下面的分析时将这部分数据作为“节假日效应”予以剔除。

2.2.2 日用电负荷峰值与气象条件的相关关系

采用 Spearman 秩相关方法计算 2013 年 1 月 1 日至 2021 年 12 月 31 日石家庄地区日用电负荷峰

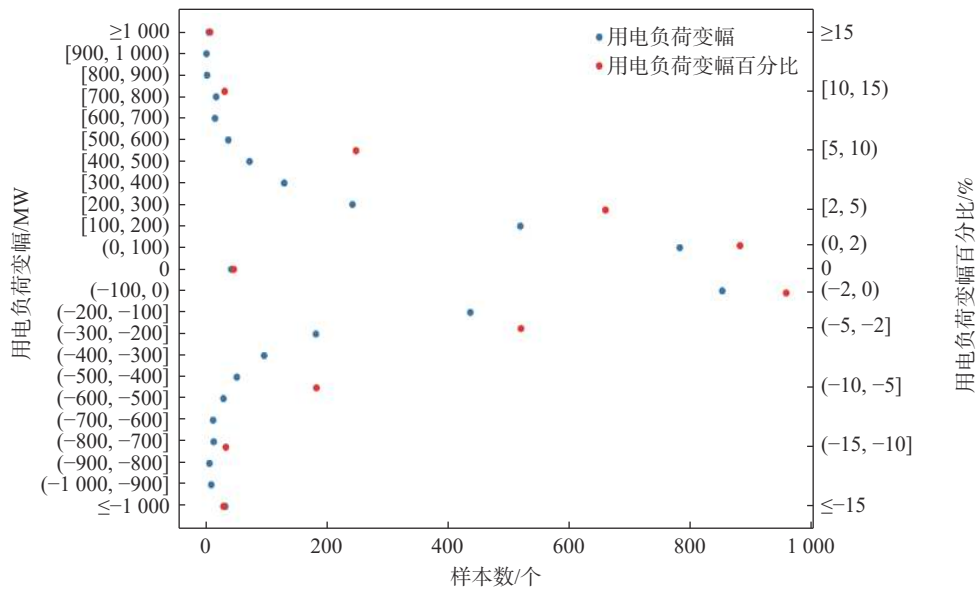


图 3 2013~2022 年石家庄市日用电负荷峰值变幅分布图

Fig. 3 Distribution of amplitude variation of daily peak electricity load in Shijiazhuang from 2013 to 2022

值与当日、前 1 日以及前 2 日气象条件的相关关系,发现日用电负荷峰值与前 1 日气象要素相关性最好(表 1)。而其中日平均气温、日最高气温、日最低气温、日平均风速、日最大风速、温湿指数、降水量与日用电负荷峰值的相关系数通过了 $\alpha = 0.01$ 的显著性检验。气温和温湿指数对日用电负荷峰值的相关关系表现为春夏季呈正相关,夏季尤其显著,秋冬季

表 1 2013~2022 年石家庄市逐日用电负荷峰值与前 1 日气象要素的秩相关系数

Tab. 1 Rank correlation coefficient between daily peak electricity load and meteorological factors of the previous day in Shijiazhuang from 2013 to 2022

气象要素	与日用电负荷峰值的秩相关系数
日平均气温	0.219 8**
日最高气温	0.214 1**
日最低气温	0.210 1**
24 h 变温	-0.012 4
日平均相对湿度	-0.001 6
日最小相对湿度	0.021 4
温湿指数	0.213 2**
日平均风速	0.139 4**
日最大风速	0.158 7**
降水量	-0.271 3**
48 h 累计降水	-0.092 6
72 h 累计降水	-0.010 8

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。

呈负相关;气温和温湿指数与用电负荷峰值的季节相关性与前人的研究比较一致。风速整体呈现正相关,降水量呈现出负相关,冬季降水影响不如其他季节显著,但降水量和风速与用电负荷在不同月份的相关性差异较大,存在一定的不确定性。

图 4 为石家庄地区过去 10 a 逐日用电负荷峰值与各气象要素的响应曲线,日用电负荷峰值对日最高气温、日最低气温与日平均气温的响应曲线趋势基本一致,对日最大风速与日平均风速的响应曲线趋势基本一致,因此略去部分图。可以看出,石家庄地区用电负荷峰值对日平均气温、温湿指数、日平均风速的响应曲线存在明显的阈值效应。日平均气温 $< 16\text{ }^\circ\text{C}$ 时,随着气温上升,日用电负荷峰值整体为减小趋势;日平均气温 $> 16\text{ }^\circ\text{C}$ 时,随着气温上升,日用电负荷峰值整体为上升趋势。日平均风速 $< 5\text{ m/s}$ 时,日用电负荷峰值随着风速的上升而减小,超过阈值时反之。温湿指数存在 2 个阈值,当温湿指数 $< -1\ 000$ 时,随着温湿指数的增长日用电负荷峰值呈现增长趋势;当温湿指数处于 $-1\ 000$ 和 500 之间时,日用电负荷峰值随着温湿指数的增长而下降;超过 500 时再次呈现 $< -1\ 000$ 时的趋势,但是曲线陡度变大。随着累计降水量的增大,日用电负荷峰值呈现下降趋势,研究表明,有效降水对用电负荷的影响具有滞后性。

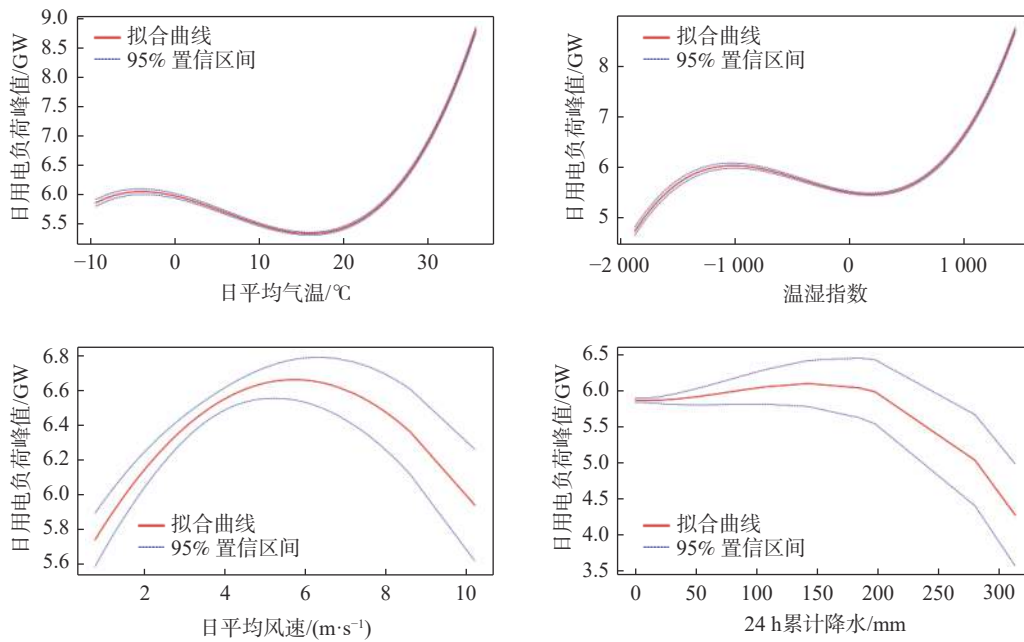


图 4 石家庄市不同气象要素对日用电负荷峰值的响应曲线

Fig. 4 The response curves of different meteorological factors to the daily peak electricity load in Shijiazhuang

3 相对危险性分析及峰值负荷预测

3.1 气象因素对日用电负荷峰值的相对危险度

表 2 列出石家庄地区各气象要素对日用电负荷峰值变化的相对危险度。可以看出,日平均气温、日最高气温、日最低气温高于阈值时,每上升 1 °C,用电负荷峰值的相对危险度分别增加 2.25%、1.92%、

2.07%; 低于阈值时,每上升 1 °C,用电负荷峰值的相对危险度分别减少 0.62%、0.57%、0.60%。日平均风速达到 5 m/s 时,每上升 1 m/s,用电负荷的相对危险度减少 4.31%; 日平均风速和日最大风速分别 <5 m/s 和 10 m/s 时,每上升 1 m/s,用电负荷的相对危险度分别增加 2.04% 和 1.98%,而高于阈值时,风速每增加 1 m/s,用电负荷的相对危险度分别减少 4.31% 和

表 2 2013~2022 年石家庄市各气象要素对日用电负荷峰值的相对危险度

Tab. 2 Relative risk of meteorological factors to daily peak electricity load in Shijiazhuang from 2013 to 2022

气象要素	阈值范围	相对危险度	95%置信区间
日平均气温	≥16 °C	1.022 5**	(1.021 4, 1.023 6)
	<16 °C	0.993 8**	(0.993 5, 0.994 1)
日最高气温	≥22 °C	1.019 2**	(1.018 2, 1.020 1)
	<22 °C	0.994 3**	(0.994 0, 0.994 6)
日最低气温	≥12 °C	1.020 7**	(1.019 6, 1.021 7)
	<12 °C	0.994 0**	(0.993 7, 0.994 3)
日平均风速	≥5 m/s	0.956 9**	(0.954 8, 0.959 0)
	<5 m/s	1.020 4**	(1.019 3, 1.021 4)
日最大风速	≥10 m/s	0.975 6**	(0.975 4, 0.975 8)
	<10 m/s	1.019 8**	(1.019 3, 1.020 3)
温湿指数	≥500	1.042 2**	(1.040 1, 1.055 5)
	<-1 000<500	0.996 9**	(0.996 7, 0.997 0)
	≤-1 000	1.036 6**	(1.035 9, 1.037 2)
24 h降水量	>0 mm	0.965 3**	(0.965 0, 0.965 9)

注: **表示通过显著性检验。

2.44%。当温湿指数 $\leq -1\ 000$ 时,随着其发生 100 个单位变化用电负荷相对危险度增加 3.66%,温湿指数在 $-1\ 000$ 至 500 之间时,用电负荷相对危险度减少 0.31%,温湿指数超过 500 时,对应用电负荷相对危险度增加 4.22%。20~次日 20 时 24 h 累计降水量每增加 10 mm,用电负荷相对危险度减少 3.47%。

3.2 基于相对危险度的用电负荷峰值预测

在日常气象服务中,可根据气象要素对日用电负荷峰值的相对危险度开展日用电负荷峰值预测,具体方法如前文所述。根据 2013 年 1 月 1 日至 2021 年 12 月 31 日石家庄市日用电负荷峰值与气象条件的关系计算二者之间的相关关系和相对危险度,

利用 2022 年 1 月 1 日至 2022 年 12 月 31 日期间对应数据进行检验。由图 5 的预测值与实际负荷值的对比曲线可见,2 条曲线高度一致,预测误差分布情况如表 3 所示,预报误差在 ± 50 MW 之间的有 101 d,占比为 27.7%,90.1%的预报误差位于 ± 200 MW 之间。经分析,预测误差较大的样本,偏低的主要集中在春季,这应该与河北当地春季农田灌溉有一定关系。而预测偏高的样本在夏季和冬季都出现过,经翻查历史资料和分析,夏季主要受转折性天气也就是突发强对流天气的预报准确率限制所致,而冬季则一定程度上与空气污染导致的部分限产有关。整体来说,该预报方法可以用于电力气象服务业务。

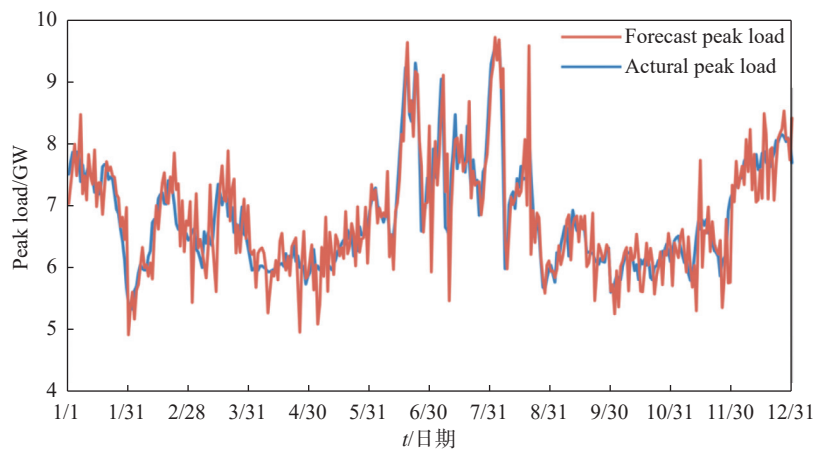


图 5 2022 年石家庄市日用电负荷峰值预测与实况数值对比曲线

Fig. 5 Comparison curve between predicted and actual values of daily peak electricity load in Shijiazhuang in 2022

表 3 用电负荷峰值预测误差

Tab. 3 Prediction error of peak electricity load

误差 E 范围/MW	样本数/个	占比/%
$-50 \leq E \leq 50$	101	27.7
$-100 \leq E \leq 100$	186	50.9
$-200 \leq E \leq 200$	329	90.1
$E < -200, E > 200$	36	9.9

4 结论

1) 过去 10 a, 石家庄地区日用电负荷峰值上升趋势较明显,2022 年较 2013 年总体增长近 25%。各年度的负荷分布均呈“双峰双谷”型,高峰出现在夏季 6~8 月,次高峰出现在冬季采暖期 11 月~次年 1 月。逐日分布也出现 2 个峰值,分别出现在上午

11 时和 18 时。

2) 分析次日用电负荷峰值较当日用电负荷峰值变幅发现,较大变幅的情况多数出现在夏季,且增幅较大的个例多对应高温天气;降幅较大的个例多对应降雨天气。说明气象条件对用电负荷影响显著。

3) 利用 Spearman 秩相关方法筛选出对日用电负荷峰值影响显著的气象要素,利用平滑曲线拟合法绘制气象要素对次日用电负荷峰值的响应曲线并获取到气象要素的响应阈值,根据阈值区间,分段计算气象要素对次日用电负荷峰值的相对危险度,得到不同气象要素发生单位变化引发的用电负荷峰值变化量。并基于此探讨了一种次日用电负荷峰值的预测方法,经检验发现可用于日常电力气象服务业务。

4) 本文尝试将气象要素对用电负荷峰值的相对危险度引入用电负荷预测模型,取得了一定的效果。

但是文章所研究的区域具有一定局限性,将来将尝试应用本方法开展区域级用电负荷预测,以期为河北用电负荷预测业务提供有力支撑。

参考文献:

- [1] 熊明明,李明财,任雨,等.天津电力负荷特性及其与气象因子的关系[J].*气象科技*,2013,41(3):577-582. DOI: 10.3969/j.issn.1671-6345.2013.03.027.
XIONG M M, LI M C, REN Y, et al. Characteristics of electrical load and its relationship to meteorological factors in Tianjin [J]. *Meteorological science and technology*, 2013, 41(3): 577-582. DOI: 10.3969/j.issn.1671-6345.2013.03.027.
- [2] 康重庆,林伟明.电力市场环境下的电力系统可靠性分析的框架探讨[J].*陕西电力*,2007,35(4):1-7. DOI: 10.3969/j.issn.1673-7598.2007.04.002.
KANG C Q, LIN W M. Research on framework of reliability analysis in electricity market [J]. *Shaanxi electric power*, 2007, 35(4): 1-7. DOI: 10.3969/j.issn.1673-7598.2007.04.002.
- [3] 赵兵,王增平,纪维佳,等.基于注意力机制的CNN-GRU短期电力负荷预测方法[J].*电网技术*,2019,43(12):4370-4376. DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2019.1524.
ZHAO B, WANG Z P, JI W J, et al. A short-term power load forecasting method based on attention mechanism of CNN-GRU [J]. *Power system technology*, 2019, 43(12): 4370-4376. DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2019.1524.
- [4] 李鹏,何帅,韩鹏飞,等.基于长短期记忆的实时电价条件下智能电网短期负荷预测[J].*电网技术*,2018,42(12):4045-4052. DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2018.0433.
LI P, HE S, HAN P F, et al. Short-term load forecasting of smart grid based on long-short-term memory recurrent neural networks in condition of real-time electricity price [J]. *Power system technology*, 2018, 42(12): 4045-4052. DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2018.0433.
- [5] 贾晓强,杨永标,杜姣,等.气候变化条件下基于智能预测模型的虚拟电厂不确定性运行优化研究[J].*发电技术*,2023,43(6):790-799. DOI: 10.12096/j.2096-4528.pgt.23094.
JIA X Q, YANG Y B, DU J, et al. Study on uncertainty operation optimization of virtual power plant based on intelligent prediction model under climate change [J]. *Power generation technology*, 2023, 43(6): 790-799. DOI: 10.12096/j.2096-4528.pgt.23094.
- [6] ACHARYA S K, WI Y M, LEE J. Day-ahead forecasting for small-scale photovoltaic power based on similar day detection with selective weather variables [J]. *Electronics*, 2020, 9(7): 1117. DOI: 10.3390/electronics9071117.
- [7] JANICKI M. Methods of weather variables introduction into short-term electric load forecasting models-a review [J]. *Przegląd elektrotechniczny*, 2017, 1(4): 72-75. DOI: 10.15199/48.2017.04.18.
- [8] 罗森波,纪忠萍,马煜华,等.2002-2004年广东电力负荷的变化特征及预测[J].*热带气象学报*,2007,23(2):153-161. DOI: 10.3969/j.issn.1004-4965.2007.02.007.
- [9] 曲晓黎,赵娜,张金满,等.春灌期气象条件对河北省南网日用电负荷峰值的影响[J].*气象与环境学报*,2013,29(5):154-158. DOI: 10.3969/j.issn.1673-503X.2013.05.026.
QU X L, ZHAO N, ZHANG J M, et al. Impact of meteorological conditions on the peak load in southern Hebei power system during spring irrigation [J]. *Journal of meteorology and environment*, 2013, 29(5): 154-158. DOI: 10.3969/j.issn.1673-503X.2013.05.026.
- [10] 孙玉芹,王亚文,朱威,等.基于考虑气温影响的门限自回归移动平均模型居民日用电负荷预测[J].*电力建设*,2022,43(9):117-124. DOI: 10.12204/j.issn.1000-7229.2022.09.012.
SUN Y Q, WANG Y W, ZHU W, et al. Residential daily power load forecasting based on threshold ARMA model considering the influence of temperature [J]. *Electric power construction*, 2022, 43(9): 117-124. DOI: 10.12204/j.issn.1000-7229.2022.09.012.
- [11] 叶殿秀,张培群,赵珊珊,等.北京夏季日最大电力负荷预报模型建立方法探讨[J].*气候与环境研究*,2013,18(6):804-810. DOI: 10.3878/j.issn.1006-9585.2013.12146.
YE D X, ZHANG P Q, ZHAO S S, et al. Research on meteorological forecast technique of daily maximum electric loads during summer in Beijing [J]. *Climatic and environmental research*, 2013, 18(6): 804-810. DOI: 10.3878/j.issn.1006-9585.2013.12146.
- [12] 张震,李孟洲,李浩方,等.基于VMD-LSTM-MLR的短期电力负荷预测[J].*水电能源科学*,2021,39(10):208-212.
ZHANG Z, LI M Z, LI H F, et al. Short-term power load forecasting based on VMD-LSTM-MLR [J]. *Water resources and power*, 2021, 39(10): 208-212.
- [13] WANG B, TAI N L, ZHAI H Q, et al. A new ARMAX model based on evolutionary algorithm and particle swarm optimization for short-term load forecasting [J]. *Electric power systems research*, 2008, 78(10): 1679-1685. DOI: 10.1016/j.epsr.2008.02.009.
- [14] HE W W. Forecasting electricity load with optimized local learning models [J]. *International journal of electrical power & energy systems*, 2008, 30(10): 603-608. DOI: 10.1016/j.ijepes.2008.09.002.
- [15] 张平,潘学萍,薛文超.基于小波分解模糊灰色聚类和BP神经网络的短期负荷预测[J].*电力自动化设备*,2012,32(11):121-125,141.
ZHANG P, PAN X P, XUE W C. Short-term load forecasting based on wavelet decomposition, fuzzy gray correlation clustering and BP neural network [J]. *Electric power automation equipment*, 2012, 32(11): 121-125,141.

- [16] 陈昊, 王玉荣. 基于随机波动模型的短期负荷预测 [J]. *电力自动化设备*, 2010, 30(11): 86-89. DOI: 10.3969/j.issn.1006-6047.2010.11.021.
CHEN H, WANG Y R. Short-term load forecasting based on SV model [J]. *Electric power automation equipment*, 2010, 30(11): 86-89. DOI: 10.3969/j.issn.1006-6047.2010.11.021.
- [17] MAMLOOK R, BADRAN O, ABDULHADI E. A fuzzy inference model for short-term load forecasting [J]. *Energy policy*, 2009, 37(4): 1239-1248. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.10.051.
- [18] MAIA C A, GONCALVES M M. A methodology for short-term electric load forecasting based on specialized recursive digital filters [J]. *Computers & industrial engineering*, 2009, 57(3): 724-731. DOI: 10.1016/j.cie.2009.01.018.
- [19] BENGIO Y, SIMARD P, FRASCONI P. Learning long-term dependencies with gradient descent is difficult [J]. *IEEE transactions on neural networks*, 1994, 5(2): 157-166. DOI: 10.1109/72.279181.
- [20] 赵大同. 利用灰色模型预测用电量和用电负荷 [J]. *华东电力*, 1994(10): 26-28.
ZHAO D T. Using grey model to predict electricity consumption and load [J]. *East China power*, 1994(10): 26-28.
- [21] 吴兑, 邓雪娇. 环境气象学与特种气象预报 [J]. *气象*, 2000, 26(8): 3-5. DOI: 10.3969/j.issn.1000-0526.2000.08.001.
WU D, DENG X J. Environmental meteorology and special meteorological forecasts [J]. *Meteorological monthly*, 2000, 26(8): 3-5. DOI: 10.3969/j.issn.1000-0526.2000.08.001.
- [22] 王星. 非参数统计 [M]. 北京: 中国人民大学出版社, 2005.
WANG X. Non parametric statistics [M]. Beijing: Renmin University of China Press, 2005.
- [23] 陈常中, 陈星霖, 魏晟. 流行病学数据分析与易侬统计软件实现 [M]. 上海: 上海科学技术出版社, 2016: 33-77.
CHEN C Z, CHEN X L, WEI S. Epidemiological data analysis and empower stats software application [M]. Shanghai: Shanghai Scientific & Technical Publishers, 2016: 33-77.
- [24] 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. DOI: 10.3969/j.issn.1673-503X.2018.03.012.
LI C, GUO W L, WU J, et al. Relationship between daily

maximum electric power load and meteorological factors in summer in Beijing [J]. *Journal of meteorology and environment*, 2018, 34(3): 99-105. DOI: 10.3969/j.issn.1673-503X.2018.03.012.

作者简介:



曲晓黎

曲晓黎(第一作者, 通信作者)

1982-, 女, 正高级工程师, 主要从事电力气象技术研究及应用工作(e-mail) hebqx_quxiaoli@126.com。

尤琦

1994-, 男, 工程师, 硕士, 主要从事专业气象服务及算法研发(e-mail) hebqx_uq@126.com。

李文晴

1997-, 男, 满族, 助理工程师, 硕士, 主要从事专业气象服务及算法研发工作(e-mail) 354025307@qq.com。

杨琳晗

1990-, 女, 工程师, 硕士研究生, 主要从事电力气象服务工作(e-mail) 1015153969@qq.com。

王洁

1988-, 女, 回族, 高级工程师, 学士, 主要从事电力气象技术研究(e-mail) 1107834478@qq.com。

张金满

1987-, 男, 高级工程师, 学士, 主要从事能源气象预报技术研究及应用工作(e-mail) zzzjm2046@126.com。

高泽田

1997-, 女, 助理工程师, 硕士研究生, 主要从事专业气象服务及算法研发工作(e-mail) zetianga97@163.com。

周朔

1998-, 男, 助理工程师, 学士, 主要从事专业气象服务工作(e-mail) 1411081566@qq.com。

(编辑 孙舒)