

任永建,熊守权,洪国平,等,2020.气象因子对夏季最大电力负荷的敏感性分析[J].气象,46(9):1245-1253. Ren Y J, Xiong S Q, Hong G P, et al, 2020. Sensitivity analysis of meteorological factors to summer maximum power load[J]. Meteor Mon, 46(9):1245-1253(in Chinese).

气象因子对夏季最大电力负荷的敏感性分析^{*}

任永建¹ 熊守权¹ 洪国平² 程定芳³

1 湖北省气象服务中心,武汉 430205

2 武汉区域气候中心,武汉 430074

3 湖北省黄冈市气象服务中心,黄冈 438000

提 要: 利用 2016—2018 年武汉夏季(6—9 月)逐 15 min 电力负荷以及同期逐日气象数据,分析最大电力负荷变化特征及与气象因子的相关关系。利用逐步回归和双隐含层 BP 神经网络算法,建立了武汉夏季最大电力负荷的预测模型。结果表明:平均温度、平均最高温度、平均最低温度与气象电力负荷存在显著的正相关,其次是日照时数。前 1 d 最大电力负荷与当日最大电力负荷的相关性最好,当日电力负荷对前 1 d 温度的平均和舒适度指数的变化最为敏感。以历史电力负荷和气象数据为联合预报因子,逐步回归和 BP 神经网络算法对武汉夏季最大电力负荷具有较好的模拟效果,尤其是对持续高温造成高位运行的最大负荷模拟。当敏感性在 10% 以内时,逐步回归算法中气象因子正的贡献要小于负的贡献,BP 神经网络算法中气象因子正的贡献要高于负的贡献;当敏感性高于 10% 时,两种算法中气象因子均为正的贡献。

关键词: 气象因子,最大电力负荷,敏感性,逐步回归,BP 神经网络

中图分类号: P49

文献标志码: A

DOI: 10.7519/j.issn.1000-0526.2020.09.011

Sensitivity Analysis of Meteorological Factors to Summer Maximum Power Load

REN Yongjian¹ XIONG Shouquan¹ HONG Guoping² CHENG Dingfang³

1 Hubei Meteorological Service Center, Wuhan 430205

2 Wuhan Regional Climate Center, Wuhan 430074

3 Huanggang Meteorological Service Center of Hubei Province, Huanggang 438000

Abstract: The summer maximum power load variation and its correlation with meteorological factors were analyzed by using the 15 min power load and the daily meteorological data in Wuhan from 2016 to 2018. Based on stepwise regression and double hidden layer BP neural network algorithm, the prediction model of summer maximum power load was established. The results show that there is a significant positive correlation between the mean temperature, average maximum temperature and average minimum temperature and the meteorological load. The correlation between the maximum load on the day and the load on the previous day is the best. The load on the day is most sensitive to the average temperature and comfort index in the previous two days. With historical load and meteorological data as joint forecasting factors, the stepwise regression and BP neural network algorithm have a good simulation effect on the maximum summer power load in Wuhan, especially on the maximum load of high-level operation caused by continuous

^{*} 湖北省气象局科技基金重点项目(2019Z09)、中国气象局气候变化专项(CCSF202033、CCSF202008 和 CCSF201821)共同资助

2019 年 6 月 13 日收稿; 2020 年 5 月 15 日收修定稿

第一作者:任永建,主要从事气候变化及应用气象研究. E-mail:renyj@cma.gov.cn

通讯作者:熊守权,主要从事应用气象研究. E-mail:2697789280@qq.com

high temperature in 2018. When the sensitivity is lower than 10%, the positive contribution of the meteorological factor in the stepwise regression algorithm is less than the negative contribution, and the positive contribution in the BP neural network algorithm is higher than the negative contribution. But when the sensitivity is higher than 10%, the meteorological factors in both algorithms contribute positively.

Key words: meteorological factor, maximum power load, sensitivity, stepwise regression, BP neural network

引 言

以地区电力负荷特性分析为基础,开展地区电网短期负荷预测研究,是提高地区电网短期负荷预测精度的有效途径,有利于提升当地发电设备利用率和经济调度有效性(康重庆等,2007)。短期电力负荷预测是指预测未来几小时、一日或者几日的电力负荷,是电力负荷预测的重要组成部分。短期电力负荷预测的结果可指导调度部门安排机组日发电计划和跨区域的平衡调度(康重庆等,2004);对电力系统的安全、可靠运行,提高电网的供电质量有着重要的现实意义。随着国民经济的发展和人们生活水平的提升,带来更多的制冷和取暖设备的使用,使得电力负荷尤其是居民用电负荷受气象因素间的影响增大(胡江林等,2002b)。因此,电力负荷与气象因素间的定量分析已成为众多学者的研究重点。

许多研究表明(Le Comte and Warren, 1981; Quayle and Diaz, 1980; 郑贤等, 2008; 杨静等, 2010; 李湘华等, 2012; 高亚静等, 2017),气象因素是造成电力短期负荷变化的重要原因之一,可引起 30%左右的电力负荷上升(廖峰等, 2012)。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(叶殿秀等, 2013)。北京逐日最大电力负荷具有明显的线性增长趋势;夏季日最大负荷星期效应显著;温度、风速和相对湿度与日最大电力负荷的相关显著(张自银等, 2011)。日平均气温大于 20℃时,华中电网日负荷与日平均气温为正的相关关系,小于 20℃时为负的相关关系(胡江林等, 2002a)。气温变化对南京城市日最大电力负荷和用电量具有不同的季节性和周期性影响(张海东等, 2009)。尹昭寅等(2017)利用体感温度对电力负荷进行了精细的分解,体感温度同气象负荷率具有较高的关联度。傅新姝和谈建国(2015)基于滤波技术将日最大电力负荷进行了有效分离,建立的气象预报模型取得了较好的结果。

目前,在建立电力负荷预测模型时,多利用电力负荷或分离后的气象负荷与气温或多个气象因子之间的关系建立预报模型(叶殿秀等, 2013; 赵娜等, 2017);而对气象因子在电力负荷预测模型中的影响定量评估分析不足。同时,在所建立的预报模型中,前一日电力负荷对当日负荷影响的关注相对较少,而前一日电力负荷对提高模型预测精度却尤为重要(胡江林等, 2002b)。

近年来,随着新能源利用的快速崛起,导致电网结构发生转变,且考虑全球气候变暖带来的可能影响,不同区域电力需求的变化及其影响因子可能更加复杂。夏季出现连续高温天气,往往会使电力负荷达到最高值或突破历史极值,使电网安全受到严重影响。2017年7月下旬,武汉遭遇连续高温的侵袭,使电网最大用电负荷急剧攀升,23日最大负荷超过 10 000 MW,28日达到最大值 11 018 MW。2018年夏季,受持续高温的影响,7月16—27日武汉日最大负荷连续超过 10 000 MW,并于26日达到最大值 11 353 MW,突破历史极值。因此,开展电力负荷特征分析及与气象因子的定量关系分析显得尤为重要。基于以上认识,本文利用逐步回归和 BP 神经网络算法,对武汉夏季日最大电力负荷进行了预测研究,定量评估了气象因子在电力负荷预测模型中的影响,以期为其他地区开展电力负荷和气象因子的影响研究提供参考。

1 资料与方法

1.1 资料来源

本文所用的电力数据为武汉市电力公司调度中心提供的 2016 年 1 月 1 日至 2018 年 12 月 31 日逐 15 min 电力负荷数据,每日共有 96 个电力负荷值,选取其中最大值作为日最大电力负荷。在此基础上,采用比较滤波法(王雁平和乐春峡, 2007)对逐日最大负荷数据进行质量控制。

气象数据为湖北省气象信息与技术保障中心提供的经过质量控制后 2016 年 1 月 1 日至 2018 年 12 月 31 日逐日气象资料,包括平均气温、最高气温、最低气温、降水量、平均相对湿度、平均风速和日照时数。夏季时段选择 6 月 1 日至 9 月 31 日;本文所使用的人体舒适度指数参考《人居环境气候舒适度评价》国家标准(冯明等,2012)。

1.2 气象负荷的分离

图 1 给出了 2016—2018 年武汉逐日最大电力负荷。可以看出,武汉地区年最大电力负荷总体呈现增长的趋势,增长系数通过 0.05 的显著性水平检验。年最大负荷呈现双峰型,第一次峰值出现在夏季,次峰值出现在冬季,且冬季最大电力负荷远小于夏季。日最大电力负荷波动变化特征显著,最大值与最小值相差在 6 500 MW 以上。可见,武汉日最大电力负荷主要表现为随时间变化的趋势项,以及随不同时间尺度的气象因素、节假日和随机因素变化引起的波动项(陈正洪和洪斌,2000)。由于随机因素属于不可预测因素,对最大电力负荷的影响较小,本文重点研究受气象因素影响的波动项,称其为气象负荷。

根据陈正洪和洪斌(2000)的研究,利用最小二乘法将 2016—2018 年逐日最大电力负荷分离出来,总负荷与负荷变化趋势的差值即为气象负荷。依据相关分析方法来分析气象负荷与气象因子的关系,利用逐步回归和 BP 神经网络方法建立武汉夏季日最大电力负荷的预报模型,并开展气象因子在最大电力负荷预测中的影响分析。

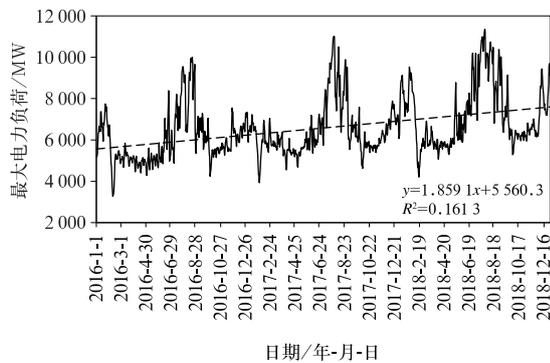


图 1 2016—2018 年武汉最大电力负荷逐日变化
Fig. 1 Wuhan daily maximum power load from 2016 to 2018

1.3 研究方法

BP 神经网络核心是对实际值与预测值之间误差的一个反向传递过程,通过求误差对权值(或阈值)的导数,使权值(或阈值)不断地调整修正,最终将输出误差控制在允许范围内(Kacprzyk and Pedrycz,2015)。通常包含输入层、隐含层和输出层,上下层实现全连接,而每层之间无连接。本文构建了多输入、单输出的双隐含层 BP 神经网络模型。输入层由 n 个节点组成,用于系统 n 个信号的输入;第一隐含层有 m 个神经元节点,用于完成输入信号的空间加权及激励输出;第二隐含层由 k 个神经元节点构成,用于提高网络对系统输入输出之间复杂关系的非线性映射能力;输出层由一个神经元节点构成,用于完成系统的输出(丁红等,2014)。本文所构建的多输入、单输出的双隐含层 BP 神经网络模型如图 2 所示。

为表征气象因子在电网短期负荷预测中的影响,本文定义电力负荷气象敏感度(meteorological sensitivity, MS),如果敏感度为正(负)值,表明气象因子对提高电力负荷预测精度为正(负)的贡献,计算方法如下:

$$MS_{SR} = \frac{|FA_{SR-M} - FA_{SR}|}{FA_{SR}} \times 100\%$$

式中: FA_{SR} 表示直接依据电力负荷数据利用逐步回归方法得出的预测准确率, FA_{SR-M} 表示依据电力负荷数据和气象数据利用逐步回归方法得出的预测准确率, MS_{SR} 为逐步回归方法中气象敏感度。BP 神经网络方法中气象敏感度计算方法与 MS_{SR} 类似,标记为 MS_{BP} 。

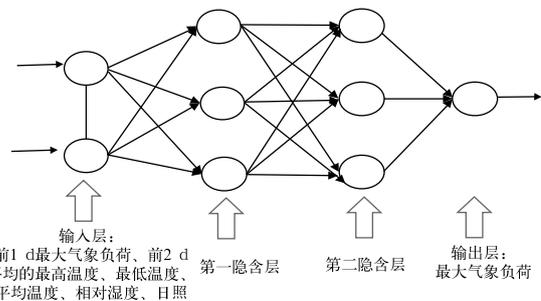


图 2 双隐含层神经网络结构示意图
Fig. 2 Schematic diagram of double hidden layer neural network structure

为了比较不同因子对负荷预测的影响,使用了三类模型。模型 1 采用前 1 d 最大气象负荷、前 2 d 平均的最高温度、最低温度、平均温度、相对湿度、日照时数共六个因子作为预报因子,模型 2 采用前 1 d 最大气象负荷作为预报因子,模型 3 采用前 1 d 舒适度作为预报因子。

2 负荷与气象因子的相关分析

2.1 与气象因子的关系

通过分析表明,去除了长期变化趋势后,气象负荷与平均气温、最高气温、最低气温及舒适度指数的相关性明显增强,相关系数提高了 20%~40%,且均通过了 0.01 的显著性水平检验,表明气象负荷与气象因子的相关性更好(胡江林等,2002a)。因此,在进行夏季日最大电力负荷预测因子及模型的研究时,可用分离后的气象负荷代替原始最大电力负荷。

气象负荷与温度呈显著的正相关关系(表 1),

与平均温度、最高温度、最低温度的相关系数分别为 0.78、0.76、0.64,且均通过了 0.01 的显著性水平检验,可见温度对夏季气象负荷变化的影响最为显著。此外,除温度要素外,日照时数与气象负荷也存在正相关关系,相关系数为 0.47(通过 0.10 显著性水平检验)。由于日照时数的长短与气温变化存在较好的相关性,日照时数对夏季气象负荷也存在较大影响,在预测模型设置预报因子时 also 需考虑将其纳入。

相对湿度与气象负荷存在负相关关系,相关系数为 -0.29,通过了 0.10 的显著性水平检验。综合考虑了温度和湿度的舒适度指数与气象负荷存在显著的正相关,相关系数高达 0.74,表明夏季电力负荷的波动对舒适度的变化也很敏感。尽管不同月份的气象因子与气象负荷的相关系数存在一定差异,但气象负荷与平均气温、最高气温、最低气温、日照时数、人体舒适度存在稳定的正相关性,与相对湿度基本存在负相关,降水量、风速与气象负荷在不同月份的相关性差异较大,存在较大的不确定性。

表 1 2016—2018 年武汉夏季气象负荷与不同气象因子的相关系数

Table 1 Correlation coefficient between Wuhan summer from 2016 to 2018 meteorological load and meteorological factors

年	月份	平均气温/°C	最高气温/°C	最低气温/°C	相对湿度/%	降水量/mm	日照时数/h	风速/(m·s ⁻¹)	人体舒适度
2016	5	0.61***	0.61***	0.37**	-0.24	-0.14	0.32*	0.12	0.61***
	6	0.44**	0.88***	0.59***	-0.30*	0.36**	0.32*	0.60***	0.46***
	7	0.93***	0.89***	0.84***	-0.89***	-0.52***	0.78***	0.29*	0.91***
	8	0.96***	0.91***	0.86***	-0.14	-0.22	0.39**	0.09	0.93***
	9	0.76***	0.76***	0.49***	-0.10	-0.38**	0.45**	-0.43**	0.78***
2017	5	0.52***	0.42**	0.38**	0.04	-0.20	0.02	-0.19	0.58***
	6	0.80***	0.72***	0.52***	-0.33*	-0.22	0.35**	-0.04	0.79***
	7	0.75***	0.93***	0.54***	-0.75***	0.54***	0.50***	-0.09	0.54***
	8	0.58***	0.53***	0.82***	-0.39**	0.48***	0.42**	-0.08	0.26
	9	0.86***	0.80***	0.46***	-0.56***	-0.31*	0.67***	0.03	0.83***
2018	5	0.81***	0.70***	0.74***	-0.29*	0.16	0.23	0.34*	0.79***
	6	0.90***	0.75***	0.84***	-0.31*	-0.06	0.31*	0.51***	0.92***
	7	0.84***	0.94***	0.63***	-0.75***	0.45***	0.41**	-0.15	0.89***
	8	0.77***	0.81***	0.77***	0.18	-0.08	0.47***	-0.33*	0.89***
	9	0.89***	0.76***	0.81***	0.53***	0.21	0.11	-0.14	0.93***
平均		0.78***	0.76***	0.64***	-0.29*	0.00	0.47**	0.03	0.74***

注: *、**、*** 分别代表通过 0.10、0.05、0.01 显著性水平检验。

Note: The symbols *, **, and *** represent passing the significance level tests of 0.10, 0.05, and 0.01 respectively.

2.2 累积效应及周末效应的影响

由于历史气象负荷会对当日气象负荷产生重要影响,因此,本文首先分析了累积气象负荷因子与夏季最大气象负荷的相关性。将累积最大气象负荷定义为前 1~7 d 最大气象负荷的滑动平均,分别计算

与当日最大气象负荷的相关系数,结果如图 3 所示。可以看出,当日最大气象负荷与前 1 d 最大气象负荷的相关性最大,为 0.93;前 2~7 d 滑动平均的最大气象负荷与当日最大气象负荷的相关性逐渐减小。因此,在建立预报模型时,将前 1 d 最大气象负荷作为重要的预报因子。

为进一步研究累积气象因子与气象负荷的影响,将累积气象因子定义为当日(0 d)与前 1~6 d 气象因子的滑动平均,并分别计算与当日气象负荷的相关系数(图 4)。根据前文分析,最大气象负荷与温度的相关性最高,本文选取平均温度为代表,计算其与最大气象负荷之间的相关系数。同时考虑到综合气象因子(舒适度指数)与气象负荷存在较好的相关性,一并计算了其最大气象负荷之间的相关。可以发现,平均温度与舒适度指数前 1 d 的滑动平均与当日最大气象负荷的相关性最高,分别达到 0.86 和 0.84;而与其他时段气象因子的平均相关性逐渐减弱,表明夏季最大气象负荷与前 1 d 平均温度和舒适度指数的变化最显著、敏感性最高。因此,建立最大气象负荷预测模型时,可将前 1 d 平均气象因子最为预报因子。

图 5 给出了 2016—2018 年武汉夏季最大电力负荷的周变化曲线,可以看出工作日的平均最大电力负荷比周末高 6.5%~7.9%,说明武汉夏季最大电力负荷的周末效应明显。为分析周末效应在预报模型中的影响,分别建立预测模型,从预测结果看

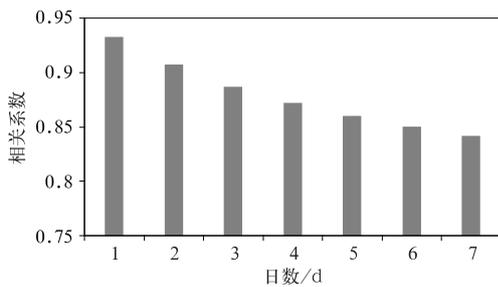


图 3 2016—2018 年武汉夏季气象负荷与累积气象负荷的相关性

Fig. 3 Correlation between Wuhan summer meteorological load and accumulated meteorological load from 2016 to 2018

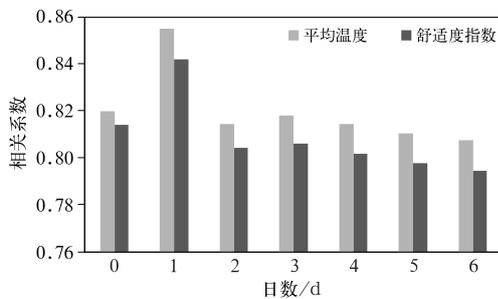


图 4 2016—2018 年武汉夏季气象负荷与累积平均温度和舒适度指数的相关性

Fig. 4 Correlation between Wuhan summer meteorological load and accumulated mean temperature and comfort index from 2016 to 2018

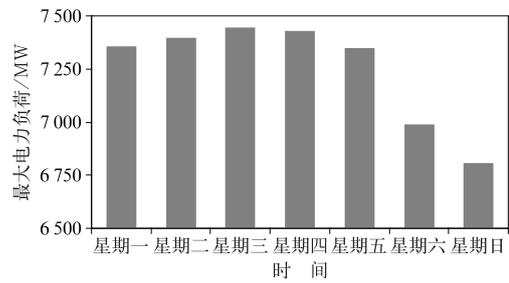


图 5 2016—2018 年武汉夏季周平均最大电力负荷
Fig. 5 Wuhan summer weekly maximum power load from 2016 to 2018

出,工作日和周末的预测误差在 0.5%左右,差别不大。即,实况中武汉夏季最大电力负荷的周末效应较明显,但在预测模型中,周末效应相对较弱。因此,工作日与周末基础电力负荷的差异可能并不是造成两者最大电力负荷预测精度存在差异的主要原因(李琛等,2019)。在下文分析中,使用工作日和周末一起建立预报模型。

3 预测模型建立

根据上文分析,选取 2016—2017 年前 1 d 最大气象负荷、前 2 d 平均的最高温度、最低温度、平均温度、相对湿度、日照时数共六个要素作为预报因子(模型 1),分别利用逐步回归和双隐含层 BP 神经网络方法,建立最大电力负荷预测模型(在气象负荷预测结果中叠加变化趋势项),并利用 2018 年夏季的数据进行预测检验。

图 6 为 2016—2017 年武汉夏季最大电力负荷的代计算结果。可以看出,逐步回归和 BP 神经网络算法可较好地拟合出武汉夏季最大电力负荷的变化特征。两种方法建立的预测模型较好地模拟了武汉夏季最大电力负荷逐渐增加的趋势;同时对日最大电力负荷的波动变化也有准确的刻画,武汉夏季最大电力负荷一般出现在温度最高的 7 月 20 日至 8 月 10 日前后。从预测误差结果看(表 2),BP 神经网络预测误差在 5%以内占比为 71.9%,逐步回归占比为 61.8%,BP 神经网络预测准确率高于逐步回归;预测误差在 2%以内的占比结果也有类似的结论。可见,根据逐步回归和 BP 神经网络方法建立的预测模型,对 2016—2017 年武汉夏季最大用电负荷具有较好的模拟能力。但从平均相对误差、最大相对误差、相关系数和均方根误差看,BP 神经网络建立的预测模型要好于逐步回归。

图 7 给出了 2018 年武汉夏季最大电力负荷的

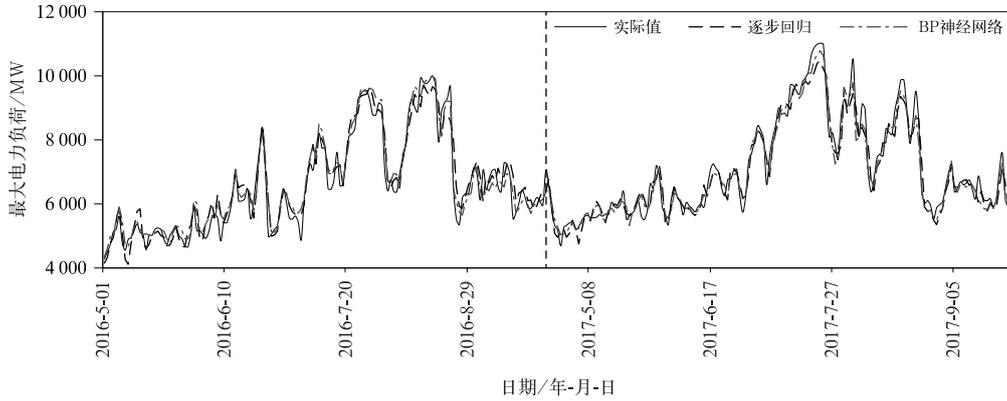


图 6 2016—2017 年夏季武汉最大电力负荷回算结果

Fig. 6 Back calculation of summer maximum power load in Wuhan from 2016 to 2017

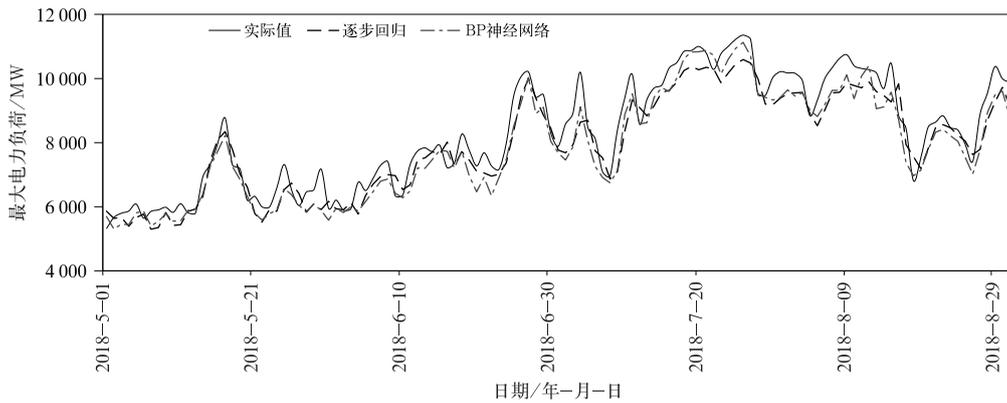


图 7 同图 6, 但为 2018 年

Fig. 7 Same as Fig. 6, but in 2018

表 2 武汉夏季最大电力负荷预测模型参数统计

Table 2 Parameter statistics for forecast model of the summer maximum power load in Wuhan

结果	算法	相对误差 小于 2%/%	相对误差 小于 5%/%	平均相对 误差/%	最大相对 误差/%	相关系数	均方根 误差/MW
2016—2017 年 回算值	逐步回归 BP 神经网络	26.8 35.3	61.8 71.9	4.8 3.9	24.3 20.1	0.96 0.98	42.1 25.9
2018 年 预测值	逐步回归 BP 神经网络	15.0 16.9	43.0 41.2	5.9 6.2	17.5 17.9	0.96 0.97	58.9 58.7

预测结果。可以看出,逐步回归和 BP 神经网络方法构建的预测模型可较好地模拟 2018 年武汉夏季最大电力负荷的变化特征。相对误差在 5% 以内的占比分别为 43.0% 和 41.2%, 相对误差在 2% 以内的占比为 15.0% 和 16.9%。由于 2018 年夏季武汉遭受多轮极端高温天气,对电网最大电力负荷的变化产生显著的影响。这也是造成对 2018 年夏季最大电力负荷预测准确率较 2016 年和 2017 年相对低的原因。2018 年 7 月 15 日至 8 月 15 日,最高温度大于 35℃ 的天数达到 24 d,其中 7 月 15 日至 8 月 3 日最高温度连续突破 35℃,极端最高温度达 38.6℃。受持续长时段高温的影响,武汉最大电力

负荷一直处于高位运行,从 7 月 16 日开始最大电力负荷突破 10000 MW,7 月 26 日达到极大值 11350 MW,一直持续到 7 月 27 日最大电力负荷连续在 10000 MW 以上运行。7 月 30 日至 8 月 2 日、8 月 7—15 日两个时段也连续突破 10000 MW。两种预测方法对 7 月 15 日至 8 月 15 日这段高温过程造成的最大电力负荷高位运行的模拟结果较好,平均预测准确率分别在 94.0% 和 95.4%。可见,逐步回归和 BP 神经网络可以较好地预测 2018 年武汉夏季最大电力负荷的变化,尤其是对持续高温造成高位运行的最大电力负荷的模拟。

4 敏感性分析

为分析气象因子对电力负荷预测的敏感性,以 2018 年夏季为主要研究时段,将逐步回归和 BP 神经网络预测效果进行对比分析,敏感性计算方法如前所述,结果如图 8 所示。可以看出,在逐步回归和 BP 神经网络方法建立的预测模型中,气象因子对最大电力负荷的敏感性(MS)在 10% 以内占比较大;

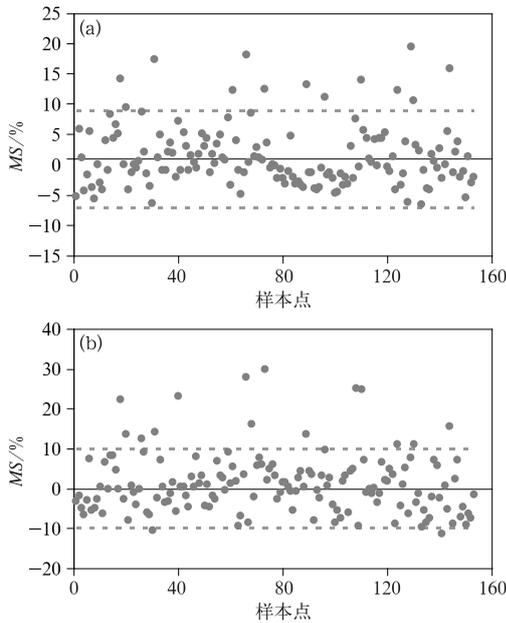


图 8 气象因子对 2018 年夏季最大负荷预测的敏感性
(a)逐步回归,(b)BP 神经网络

Fig. 8 Sensitivity of meteorological factors to summer maximum power load in 2018

(a) stepwise regression, (b) BP neural network

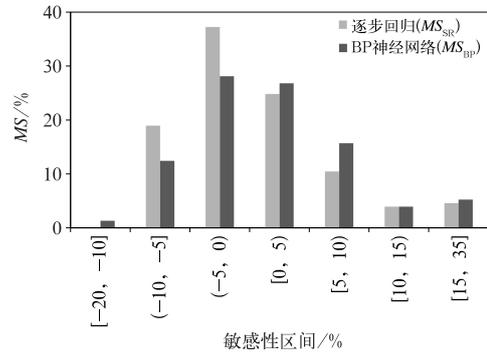


图 9 气象因子敏感性在不同敏感性区间的分布

Fig. 9 Distribution of meteorological factors sensitivity in different intervals

但 MS 在 10% 以上的均对最大电力负荷预测为正的贡献。图 9 给出了 MS 在不同区间的分布情况, MS_{SR} 为正的 10% 以内的占比为 35.3%, 负的 10% 以内的占比为 56.2%, 表明在逐步回归方法建立的预测模型中, MS 在 10% 内气象因子正的贡献要小于负的贡献。 MS_{BP} 为正的 10% 以内的占比为 42.5%, 负的 10% 以内的占比为 40.5%, 表明在 BP 神经网络方法建立的预测模型中, MS 在 10% 内气象因子正的贡献要高于负的贡献。

但是,值得注意的是, MS 高于 10% 的情况又是如何? 而这往往是影响电力负荷预测的关键时段。从图 8 和图 9 可以看出, MS 在 10% 以上的占比, MS_{SR} 为 8.5%, MS_{BP} 为 9.2%; 表明敏感性在 10% 以上时, 气象因子对电力负荷预测均为正的贡献。

为进一步说明气象因子对电力负荷预测的影响, 选取了敏感性最大的前 6 个样本, 分别给出了最大电力负荷实况、预测及对应的气象要素(表 3)。从

表 3 2018 年武汉夏季最大电力负荷实况、预测及气象要素

Table 3 Wuhan summer maximum power load fact, forecast load and meteorological elements in 2018

日期/ 月-日	实际负荷 /MW	预测(逐步回归)/MW		预测(BP 神经网络)/MW		平均气 温/°C	最高气 温/°C	最低气 温/°C	相对湿 度/%	降水 量/mm	日照时 数/h
		模型 1	模型 2	模型 1	模型 2						
9-6	7688	7937	9338	6909	8970	24.7	28.8	21.4	81.5	13.5	0
9-5	9368					28.1	34.0	23.5	76.0	0	3.7
7-5	8486	8697	10163	8066	10664	26.2	31.6	24.6	94.0	74	0
7-4	10196					30.4	35.0	26.8	82.8	0	6.5
5-31	5948	6165	7146	5581	6561	20.2	22.7	18.1	92.5	24.7	0
5-30	7169					21.7	25.3	19.2	88.8	8.0	0
9-21	6893	7294	8319	6416	8293	22.2	26.5	19.5	79.3	1.0	3.4
9-20	8346					26.0	30.9	23.3	80.5	0	0.5
5-18	7307	7776	8747	7253	8689	26.5	29.0	22.4	81.5	33.3	1.0
5-17	8775					30.6	35.4	28.3	66.5	0	8.5
8-18	6814	7565	8416	6965	8294	26.3	28.8	23.2	82.0	6.7	0
8-17	8443					25.7	30.4	23.9	86.5	5.8	2.0

注:加粗字、正常字分别代表当日、前 1 d 的实际负荷和相关气象要素。

Note: Bold and normal fonts represent the power load and meteorological elements of current and previous days, respectively.

统计结果可以看出,9月6日受降水影响,温度出现明显下降,最大负荷较前1d下降了1680MW,降幅为17.9%。在考虑了联合预测因子的模型1中,逐步回归和BP神经网络方法的预测准确率分别为96.8%、89.9%。但在仅考虑了气象负荷因子的模型2中,逐步回归方法的预测准确率仅为78.5%,而BP神经网络方法的预测准确率为83.3%,预测准确率远低于模型1;其他样本中存在类似的特征。可见,气象因子在电力负荷预测作为重要的因子,不容忽视。

表4 2018年武汉夏季最大电力负荷预测模型的参数统计

Table 4 Parameter statistics for forecast model 2 and model 3 of Wuhan summer maximum power load in 2018

方案	算法	相对误差 小于2%/%	相对误差 小于5%/%	平均相对 误差/%	最大相对 误差/%	相关系数	均方根 误差/MW
模型2	逐步回归	24.2	50.9	6.3	23.5	0.92	65.5
	BP神经网络	18.9	45.8	7.1	25.7	0.90	71.9
模型3	逐步回归	2.6	6.5	13.3	23.5	0.96	122.8
	BP神经网络	9.8	18.3	12.8	27.6	0.92	142.8

5 结论与讨论

利用2016—2018年武汉夏季最大电力负荷数据及同期气象资料,基于逐步回归和BP神经网络算法,开展了武汉夏季最大电力负荷的预测研究,同时进行了气象因子对电力负荷预测的敏感性分析,主要结论如下:

(1)去除了长期变化趋势后,武汉夏季气象负荷与平均气温、最高气温、最低气温及舒适度指数的相关性明显增强,相关系数提高了20%~40%;在进行夏季日最大电力负荷预测研究中,用分离后的气象负荷代替原始最大电力负荷。

(2)气象负荷与温度呈显著的正相关关系,与平均温度、最高温度、最低温度的相关系数分别为0.78、0.76、0.64;日照时数与气象负荷也存在稳定的正相关关系。当日最大气象负荷与前1d最大气象负荷的相关性最大;前2~7d滑动平均的最大气象负荷与当日最大气象负荷的相关性逐渐减小。平均温度与舒适度指数前1d的滑动平均与当日最大气象负荷的相关性最高,而与其他时段气象因子的平均相关性逐渐减弱。

(3)从2016—2017年回算结果看,逐步回归和BP神经网络预测的最大电力负荷可以较好地拟合出实际值的变化特征。两者方法建立的预测模型较好地模拟了武汉夏季最大电力负荷逐渐增加的趋势;同时对日最大电力负荷的波动变化也有准确的刻画。从2018年预测结果看,两种方法可较好地模

为进一步探讨联合气象因子对负荷预测的影响,引入人体舒适度作为预测因子(模型3)得出的2018年夏季最大电力负荷,结果如表4所示。模型2中,逐步回归和BP神经网络预测相对误差在5%以内的占比分别为50.9%和45.8%,在2%以内的占比分别为24.2%、18.9%;但模型3中,逐步回归和BP神经网络预测的最大负荷相对误差分别小于5%和2%的占比远小于模型2,其他参数也存在类似的特征,表明,单独以历史气象负荷为预报因子比以舒适度为预报因子对电力负荷预测影响更为显著。

拟2018年武汉夏季最大电力负荷,但预测准确率要低于2016—2017年回算结果。

(4)气象因子对最大电力负荷 MS_{SR} 为10%以内的占比为35.3%,负10%以内的占比为56.2%; MS_{BP} 为正的10%以内的占比为42.5%,负的10%以内的占比为40.5%。 MS 在10%以上的占比, MS_{SR} 为8.5%, MS_{BP} 为9.2%;表明敏感性在10%以上时,气象因子对提高电力负荷预测精度为正的贡献。

本文在研究中,采用去除夏季最大电力负荷的线性趋势的方法,来分离出气象负荷,但这很难完整地剔除城市基础电力负荷,这是本文的不足之处,也是以后研究的重点。尽管对2018年7月15日至8月15日这一持续高温过程中最大电力负荷的预测结果较好。但由于电力负荷变化规律的复杂性,叠加夏季复杂的天气过程,对最大电力负荷转折时间及持续时段的把握,依然是未来电力负荷预测的难点,这一过程必然离不开气象因子的贡献。未来需进一步深入挖掘气象因子对电力负荷预测的敏感性,借助深度学习、大数据分析、人工智能等先进方法,提高模型的预测精度,切实为电网调度安全运行提供气象保障。

参考文献

- 陈正洪,洪斌,2000.华中电网四省日用电量与气温关系的评估[J].地理学报,55(S1):34-38. Chen Z H, Hong B, 2000. Relationship between daily energy consumption and temperature in Central China[J]. Acta Geogr Sin, 55(S1):34-38(in Chinese).

- 丁红,董文永,吴德敏,2014. 基于 LM 算法的双隐含层 BP 神经网络的水位预测[J]. 统计与决策, (15): 16-19. Ding H, Dong W Y, Wu D M, 2014. Water level prediction based on double implicit layer BP neural network based on LM algorithm[J]. Stat Dec, (15): 16-19 (in Chinese).
- 冯明,毛飞,王学良,等,2012. 人居环境气候舒适度评价: GB/T 27963—2011[S]. 北京: 中国标准出版社. Feng M, Mao F, Wang X L, et al, 2012. Climatic suitability evaluating on human settlement: GB/T 27963—2011[S]. Beijing: China Standard Press (in Chinese).
- 傅新妹,谈建国,2015. 基于滤波技术的上海日最大电力负荷气象预报模型[J]. 气象科技, 43(6): 1209-1212. Fu X S, Tan J G, 2015. Meteorological forecast model of daily maximum electrical load in Shanghai based on filter technique[J]. Meteor Sci Technol, 43(6): 1209-1212 (in Chinese).
- 高亚静,孙永健,杨文海,等,2017. 基于新型人体舒适度的气象敏感负荷短期预测研究[J]. 中国电机工程学报, 37(7): 1946-1955. Gao Y J, Sun Y J, Yang W H, et al, 2017. Weather-sensitive load's short-term forecasting research based on new human body amenity indicator[J]. Proc CSEE, 37(7): 1946-1955 (in Chinese).
- 胡江林,陈正洪,洪斌,等,2002a. 华中电网日负荷与气象因子的关系[J]. 气象, 28(3): 14-18, 37. Hu J L, Chen Z H, Hong B, et al, 2002a. A relationship between daily electric loads and meteorological elements in Central China[J]. Meteor Mon, 28(3): 14-18, 37 (in Chinese).
- 胡江林,陈正洪,洪斌,等,2002b. 基于气象因子的华中电网负荷预测方法研究[J]. 应用气象学报, 13(5): 600-608. Hu J L, Chen Z H, Hong B, et al, 2002b. Forecast technique of electric network loads in Central China based on meteorological elements[J]. J Appl Meteor Sci, 13(5): 600-608 (in Chinese).
- 康重庆,夏清,刘梅,2007. 电力系统负荷预测: 第2版[M]. 北京: 中国电力出版社. Kang C Q, Xia Q, Liu M, 2007. Power System Load Forecasting [M]. 2nd ed. Beijing: China Electric Power Press (in Chinese).
- 康重庆,夏清,张伯明,2004. 电力系统负荷预测研究综述与发展方向的探讨[J]. 电力系统自动化, 28(17): 1-11. Kang C Q, Xia Q, Zhang B M, 2004. Review of power system load forecasting and its development[J]. Auto Electric Power Syst, 28(17): 1-11 (in Chinese).
- 李琛,郭文利,吴进,等,2019. 基于 BP 神经网络的北京夏季日最大电力负荷预测方法[J]. 气候与环境研究, 24(1): 135-142. Li C, Guo W L, Wu J, et al, 2019. A method for prediction of daily maximum electric loads in the summer in Beijing based on the BP neural network[J]. Climatic Environ Res, 24(1): 135-142 (in Chinese).
- 李湘华,宋尖,刘阳升,等,2012. 典型气象因素对省网夏季日最大负荷的影响[J]. 电力科学与技术学报, 27(2): 70-75. Li X H, Song J, Liu Y S, et al, 2012. Research on effects of summer representative meteorological factors on daily peak load of provincial power grid[J]. J Electric Power Sci Technol, 27(2): 70-75 (in Chinese).
- 廖峰,徐聪颖,姚建刚,等,2012. 常德地区负荷特性及其影响因素分析[J]. 电网技术, 36(7): 117-125. Liao F, Xu C Y, Yao J G, et al, 2012. Load characteristics of Changde region and analysis on its influencing factors[J]. Power System Technol, 36(7): 117-125 (in Chinese).
- 王雁平,乐春峡,2007. 电力系统负荷建模的数据预处理技术[J]. 电网技术, 31(S2): 292-294. Wang Y P, Yue C X, 2007. A data pretreatment technique about power system load modeling[J]. Power Syst Technol, 31(S2): 292-294 (in Chinese).
- 杨静,陈冬梅,周庆亮,等,2010. T213 预报产品在电力负荷预测中的应用[J]. 气象, 36(3): 123-127. Yang J, Chen D M, Zhou Q L, et al, 2010. The forecast products of T213 used in power load forecast[J]. Meteor Mon, 36(3): 123-127 (in Chinese).
- 叶殿秀,张培群,赵珊珊,等,2013. 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, 18(6): 804-810. Ye D X, Zhang P Q, Zhao S S, et al, 2013. Research on meteorological forecast technique of daily maximum electric loads during summer in Beijing[J]. Climatic Environ Res, 18(6): 804-810 (in Chinese).
- 尹焰寅,范进进,陈幼姣,等,2017. 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, 43(5): 620-627. Yin Z Y, Fan J J, Chen Y J, et al, 2017. Impact of sensible temperature on summer weather-sensitive power load rate in Huangshi City[J]. Meteor Mon, 43(5): 620-627 (in Chinese).
- 张海东,孙渤照,郑艳,等,2009. 温度变化对南京城市电力负荷的影响[J]. 大气科学学报, 32(4): 536-542. Zhang H D, Sun Z B, Zheng Y, et al, 2009. Impact of temperature change on urban electric power load in Nanjing[J]. Trans Atmos Sci, 32(4): 536-542 (in Chinese).
- 张自银,马京津,雷杨娜,2011. 北京市夏季电力负荷逐日变率与气象因子关系[J]. 应用气象学报, 22(6): 760-765. Zhang Z Y, Ma J J, Lei Y N, 2011. Beijing electric power load and its relation with meteorological factors in summer[J]. J Appl Meteor Sci, 22(6): 760-765 (in Chinese).
- 赵娜,石玉恒,李乃杰,等,2017. 温湿变化对北京城区气象敏感电力负荷的影响分析[J]. 中国电力, 50(2): 175-180. Zhao N, Shi Y H, Li N J, et al, 2017. The relationship of temperature humidity index and meteorology sensitive power load in Beijing[J]. Electric Power, 50(2): 175-180 (in Chinese).
- 郑贤,唐伍斌,贝宇,等,2008. 桂林电网日负荷与气象因素的关系及其预测[J]. 气象, 34(10): 96-101. Zheng X, Tang W B, Bei Y, et al, 2008. A relationship between daily load and meteorological factors for Guilin power network and forecasting[J]. Meteor Mon, 34(10): 96-101 (in Chinese).
- Kacprzyk J, Pedrycz W, 2015. Springer Handbook of Computational Intelligence[M]. Berlin: Springer, 455-471.
- Le Comte D M, Warren H E, 1981. Modeling the impact of summer temperatures on national electricity consumption[J]. J Appl Meteor, 20(12): 1415-1419.
- Quayle R G, Diaz H F, 1980. Heating degree day data applied to residential heating energy consumption[J]. J Appl Meteor, 19(3): 241-246.