

短期负荷预测中考虑夏季气温累积效应的方法

黎灿兵¹, 杨 朋¹, 刘 玮², 李大勇³, 王 瑜¹

(1. 郑州大学电气工程学院, 河南省郑州市 450001; 2. 湖南大学电气与信息工程学院, 湖南省长沙市 410082;
3. 安阳供电公司, 河南省安阳市 455000)

摘要: 由于气象因素对负荷的影响较大,在短期负荷预测中需合理考虑气象因素的影响。气温累积效应是夏季气象因素影响负荷的重要现象,是指待预测日之前若干日的气温对待预测日的负荷具有比较明显的影响,持续高温情况下影响尤其明显。对大量气象数据的分析表明,在不同条件下,累积效应的强度不同,对负荷的影响程度也不同。据此,提出了用离散的累积系数和温度修正公式来反映累积效应强度的方法,考虑了各种影响累积效应强度的因素,如待预测日的气温、高温持续天数等。实例表明,所提出的方法比较准确地反映了累积效应对负荷的影响。

关键词: 短期负荷预测; 气象因素; 累积效应; 相关系数

中图分类号: TM715

0 引言

短期负荷预测是电网调度的重要环节,对机组组合、经济调度、最优潮流等都有重要影响^[1-2]。负荷预测精度提高,有利于提高电力设备利用率、降低电网运行风险。短期负荷预测的研究已经有很长历史,国内外许多学者在预测理论和预测方法上做了大量研究工作,取得了卓有成效的进展。由于影响负荷变化因素增多,非线性极强,因此,新理论和新技术的出现一直在推动着负荷预测的不断发展^[3-5]。

随着经济的发展和人民生活水平的提高,空调负荷的比重逐步增加,因此,在夏季,气象因素对负荷的影响日渐明显。已有的文献从不同角度研究了气象因素对负荷的影响,但是气温的累积效应对负荷的影响还未引起足够的重视。文献^[6-7]对气象因素影响负荷的机理进行了分析,在相关预测方法上已经注意到了气温累积效应对负荷变化具有明显的影响。

为了进一步提高负荷预测准确率,本文分析了累积效应对负荷的影响规律,提出累积效应在不同的情况下强度不同,考虑累积效应对温度修正后,温度与负荷的相关性得到大幅度提高。

1 累积效应影响负荷的典型现象

累积效应影响负荷变化的表现形式有多种,典型形式表现为:如果某地长时间处于高温状态,这个地区的负荷将会处于较高水平。在这种情况下,即

使温度有所下降,负荷减少的程度也不明显,甚至可能不降反升;相反,当凉爽天气持续一定时间后,即使温度突然上升到较高的水平,负荷上升也不明显。本文称这种负荷滞后于温度变化的现象为气温累积效应,即前若干日的高温累积作用于待预测日。人体感官对温度变化有一个适应的过程,是产生累积效应的根本原因^[8-10]。

累积效应在大中城市中越来越明显,成为影响负荷变化的重要因素,在部分情况下甚至是主导因素。一般而言,空调负荷所占的比例越高,气温累积效应就越明显^[11-12],表现为持续高温情况下的累积效应和持续低温情况下的累积效应。

2 累积效应的考虑方式

2.1 影响累积效应强度的因素

在不同条件下累积效应强度不同。累积效应的强度受到多种因素影响,主要包括:高温期间温度的高低、高温持续时间、待预测日的温度等^[13-15]。用温度修正值来反映累积效应,既可以反映累积效应对负荷的影响,又能够充分利用现有的负荷预测方法。因此,对待预测日温度进行修正时必须把上述影响因素考虑在内。

气温累积效应的影响常见规律如下:

1) 待预测日最高温度大于 38℃ 或者日最高温度不大于 28℃ 时,累积效应的作用不明显,根本原因是:气温很高时,无论前若干日气温如何,空调负荷基本都开启;气温较低时,无论前若干日气温如何,空调负荷基本都关闭。

2)待预测日最高温度处于 28℃~38℃时,累积效应对负荷变化的影响比较明显,在 33℃~34℃时,最为明显。在这种情况下,反映累积效应的强度基本由待预测日以及 3 d 以内的最高温度决定。

高温持续天数对累积效应的强度也有一定的影响,但持续 3 d 及以上时,累积效应的强度对高温持续天数不再敏感。因此,本文考虑 3 d 以内的气温,对待预测日的最高气温进行修正。

2.2 考虑累积效应的温度修正公式

基于以上分析,本文建议按下式考虑累积效应对待预测日气温进行的修正:

T' = (1 - k)T_0 + kT_1 - \sum_{i=0}^p k^{i+1}(T_i - T_{i+1}) \quad (1)

式中:T'为考虑累积效应后的待预测日最高气温修正值;T_0为待预测日最高气温;T_i为待预测日 i 天前气温的真实值;k为累积效应系数;p=min(n,3),n为日最高温度连续高于 28℃的天数。

2.3 累积效应系数

通过分析可以发现,T_0对累积系数 k 的影响最大,根据 2.1 节所述,当 T_0 \le 28℃时,k=0。当 T_0 > 38℃时,k=0。当日最高温度为 28℃~38℃时,k值根据 T_0 的大小进行调整,k越大,表明累积效应越明显。

为了便于表明修正后的温度能够提高预测精度,引入相关系数 R 作为参考:

R = \frac{n \sum_{i=1}^n L_i T_i - \sum_{i=1}^n L_i \sum_{i=1}^n T_i}{\sqrt{n \sum_{i=1}^n L_i^2 - (\sum_{i=1}^n L_i)^2} \sqrt{n \sum_{i=1}^n T_i^2 - (\sum_{i=1}^n T_i)^2}} \quad (2)

式中:L_i为待测日 i 天前的实际负荷。

R取值区间为[0,1],R越大,说明 2 个变量之间的相关程度越大。

分别计算待预测日最高气温原始值与最高负荷之间的相关性、待预测日最高气温修正值与最高负荷之间的相关性,两者对比可以表明温度修正效果。

3 累积效应系数的求解

由于累积效应强度取决于待预测日最高温度 T_0,因此,k值应该根据待预测日最高温度确定。基于对历史数据的分析,k的求解方案如下:

- 1)根据待预测日最高温度,对 k 进行离散化处理。离散化的结果如表 1 所示。
- 2)在求解 k_i(1 \le i \le 8)时,首先通过曲线拟合的

方法建立负荷和温度的函数 f(T,L),然后将式(1)变形后代入该函数成为 f(k_i,L),最后使用最小二乘法求解累积系数 k_i,求解公式为:

\min y = f(T,L) = f(k_i,L) \quad (3)

式中:L为负荷值;y为用最小二乘法得出的残差函数;T为实际温度。

表 1 累积系数 k 的离散化
Table 1 Discretization of accumulative coefficient

T_0/(℃)	k	T_0/(℃)	k
(37,38]	k_1	(33,34]	k_5
(36,37]	k_2	(31,33]	k_6
(35,36]	k_3	(30,31]	k_7
(34,35]	k_4	(28,30]	k_8

在计算结果中,可能出现部分参数缺失的问题,例如某几天最高气温不在 34℃~35℃时,就无法计算出 k_4 的值。在这种情况下,可以通过采取扩大数据范围、选取相似日的方法解决。

4 算例分析

通过对华中某市的温度和负荷数据分析,计算得出 k_i 的结果如表 2 所示。

表 2 气温累积系数 k_i 取值
Table 2 Value table of k_i

T_0/(℃)	k_i	累积效应强度
>38	0	不存在
(37,38]	0.10	影响很小
(36,37]	0.30	
(35,36]	0.45	
(34,35]	0.65	影响最大
(33,34]	0.50	
(31,33]	0.35	
(30,31]	0.20	
(28,30]	0.10	影响很小
\le 28	0	不存在

根据温度修正公式,对 2006 年 6 月和 7 月的部分温度数据进行了计算,结果如表 3 和表 4 所示。

表 3 2006 年 6 月某市温度及负荷数据
Table 3 Load and results of modified daily highest temperature in June, 2006

日期	最大负荷/MW	日最高温度/(℃)	修正温度/(℃)
2006-06-15	3 060	31.1	30.60
2006-06-16	3 110	32.7	31.48
2006-06-17	3 160	33.8	32.36
2006-06-18	3 529	36.8	34.94
2006-06-19	3 970	36.4	36.34
2006-06-20	4 240	37.4	37.19
2006-06-21	4 300	36.5	37.17
2006-06-22	3 860	35.3	36.45
2006-06-23	3 210	31.1	33.99

表 4 2006 年 7 月某市温度及负荷数据
Table 4 Load and results of modified daily highest temperature in July, 2006

日期	最大负荷/MW	日最高温度/(℃)	修正温度/(℃)
2006-07-18	3 760	35.3	33.85
2006-07-19	4 010	35.2	35.29
2006-07-20	4 290	36.0	35.31
2006-07-21	4 440	37.0	36.79
2006-07-22	3 990	33.8	36.15
2006-07-23	3 200	29.8	30.62
2006-07-24	3 160	31.3	30.83
2006-07-25	2 910	29.1	29.29
2006-07-26	3 070	30.9	30.84
2006-07-27	2 890	28.9	29.04
2006-07-28	3 150	34.5	32.07
2006-07-29	3 440	35.7	34.67
2006-07-30	3 730	35.6	35.68
2006-07-31	3 970	36.0	35.74

实际温度与负荷的相关系数为 R , 修正温度与负荷的相关系数为 R' , 修正前后相关系数结果如表 5 所示。

表 5 相关系数对比结果
Table 5 Comparison results of correlation coefficient

日期	R	R'
2006-06-15—2006-06-23	0.848 761	0.943 280
2006-07-18—2006-07-31	0.840 266	0.935 479

从上述实例可以得出, 在考虑到气温累积效应以后, 负荷与最高温度之间的相关程度得到较大的提高。因此, 用温度修正值代替实际温度进行预测, 有利于提高预测准确率。

5 结语

夏季气象因素对负荷影响较大, 在大部分地区, 气温是各种气象因素中对负荷影响的主导因素。气温对负荷的影响具有累积效应。本文研究了夏季高温季节累积效应影响负荷变化的规律, 发现在不同的条件下, 累积效应的强度不同, 主要是待预测日气温和连续高温天数; 提出采用温度修正的方法, 对待预测日的气温考虑累积效应进行修正处理。算例分析中通过对华中某市实际负荷数据进行分析表明, 经修正处理后, 气温与负荷之间的相关系数得到显著提高, 证明了本文所提出的方法能够比较准确地反映累积效应对负荷的影响。

在冬季也可能存在一定的累积效应, 也可能“温湿指数”的累积效应比气温这个单一因素的累积效应更明显, 这些问题还有待进一步研究。

本研究受清华大学大型发电设备安全控

制与仿真国家重点实验室开放基金资助, 特此感谢!

参考文献

[1] 康重庆, 夏清, 刘梅. 电力系统负荷预测. 北京: 中国电力出版社, 2007.

[2] 牛东晓, 曹树华, 赵磊, 等. 电力负荷预测技术及其应用. 北京: 中国电力出版社, 1998.

[3] 高峰, 康重庆, 程旭, 等. 短期负荷预测相关因素的自适应训练. 电力系统自动化, 2002, 26(18): 6-10.
GAO Feng, KANG Chongqing, CHENG Xu, et al. Adaptive training approaches considering impact factors in short-term load forecasting. Automation of Electric Power Systems, 2002, 26(18): 6-10.

[4] 陈丰华, 姜铁兵, 刘运红, 等. 电力系统短期负荷综合预测模型研究. 水电能源科学, 2002, 20(1): 71-74.
CHEN Fenghua, JIANG Tiebing, LIU Yunhong, et al. Study on integrated short term load forecasting model in power system. Hydroelectric Energy, 2002, 20(1): 71-74.

[5] LAMEDICA R, PRUDENZI A, CACIOTTA M, et al. The influence of meteorological parameters on Italian electric hourly load// Proceedings of 8th Mediterranean Electrotechnical Conference (MELECON'96): Vol 3, May 13-16, 1996, Bari, Italy. Piscataway, NJ, USA: IEEE, 1996: 1453-1456.

[6] 赵希正. 电力负荷特性分析与预测. 北京: 中国电力出版社, 2001.

[7] 康重庆, 程旭, 夏清. 一种规范化的处理相关因素的短期负荷预测新策略. 电力系统自动化, 1999, 23(18): 32-35.
KANG Chongqing, CHENG Xu, XIA Qing. A new unified approach to short-term load forecasting considering correlated factors. Automation of Electric Power Systems, 1999, 23(18): 32-35.

[8] 秦海超, 王玮, 周晖, 等. 人体舒适度指数在短期负荷预测中的应用. 电力系统及其自动化学报, 2006, 18(2): 63-66.
QIN Haichao, WANG Wei, ZHOU Hui, et al. Short term electric load forecast using human body amenity indicator. Proceedings of the CSU-EPSA, 2006, 18(2): 63-66.

[9] 张宏刚, 蒋传文, 王承民, 等. 基于气象因素粗糙集理论的负荷预测方法. 电力系统及其自动化学报, 2004, 16(4): 59-63.
ZHANG Honggang, JIANG Chuanwen, WANG Chengmin, et al. Load forecasting based on rough set of weather factors. Proceedings of the CSU-EPSA, 2004, 16(4): 59-63.

[10] 王鹏, 邵能灵, 王波, 等. 针对气象因素的短期负荷预测修正方法. 电力系统自动化, 2008, 32(13): 93-96.
WANG Peng, TAI Nengling, WANG Bo, et al. A short-term load forecasting correction method considering climatic factors. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(13): 93-96.

[11] 王民量, 张伯明, 夏清. 电力系统短期负荷预测的共轭梯度 ANN 方法. 电力系统自动化, 1999, 23(1): 34-36.
WANG Minliang, ZHANG Boming, XIA Qing. Short term load forecasting using a multilayer neural network with conjugate gradient learning algorithm. Automation of Electric Power Systems, 1999, 23(1): 34-36.

- [12] 贺蓉,曾刚,姚建刚,等. 天气敏感型神经网络在地区电网短期负荷预测中的应用. 电力系统自动化, 2001, 25(17): 32-35.
HE Rong, ZENG Gang, YAO Jiangang, et al. Application of weather sensitivity neural network model in short-term load forecasting on area. Automation of Electric Power Systems, 2001, 25(17): 32-35.
- [13] MORI H, KANAOKA D. Application of preconditioned RBFN to temperature forecasting for short-term load forecasting// Proceedings of IEEE Region 10 Conference (TENCON'06), November 14-17, 2006, Hong Kong, China. Piscataway, NJ, USA: IEEE, 2006: 4p.
- [14] CHOW T W S, LEUNG C T. Neural network based short-term load forecasting using weather compensation. IEEE Trans

on Power Systems, 1996, 11(4): 1736-1742.

- [15] CHEN S T, YU D C, MOGHADDAMJO A R. Weather sensitive short-term load forecasting using nonfully connected artificial neural network. IEEE Trans on Power Systems, 1992, 7(3): 1098-1105.

黎灿兵(1979—),男,通信作者,博士,副教授,主要研究方向:电力系统规划与运行、节能技术、新能源。E-mail: licanbing@gmail.com

杨 朋(1983—),男,硕士研究生,主要研究方向:电网运行、电力负荷预测。E-mail: yangpeng1010@163.com

刘 玮(1989—),女,主要研究方向:电气工程。

An Analysis of Accumulative Effect of Temperature in Short-term Load Forecasting

LI Canbing¹, YANG Peng¹, LIU Wei², LI Dayong³, WANG Yu¹

(1. Zhengzhou University, Zhengzhou 450001, China;

2. Hunan University, Changsha 410082, China;

3. Anyang Electrical Power Company, Anyang 455000, China)

Abstract: Because of the significant impact of meteorological factors on the load, the accuracy of load forecasting should be enhanced by taking these factors into rational consideration. The accumulative effect is an important phenomenon of summertime meteorological factors influencing the load. It refers to the fact that the temperatures of the few days before the day to be forecast have fairly obvious influence on the load of the to-be-forecast day, the effect being especially appreciable in sustained summer heat. An analysis of large amounts of meteorological data shows that, under different conditions, the intensities of the accumulative effect are different, as are their influence on the load. For this reason, a new method is proposed to have the intensity of accumulated effect reflected by the discrete accumulated coefficient and temperature modifying formula. Various influencing factors have been considered, such as the temperature of the to-be-forecast days, the number of sustaining high-temperature days, etc. It is proved by a case study that the method proposed can fairly accurately reflect the influence of the temperature accumulative effect on the load.

Key words: short-term load forecasting; meteorological factors; temperature accumulative effect; correlation coefficient