

付桂琴, 尤凤春, 曹欣, 等. 积温效应在电力日峰谷负荷中的应用及检验. 应用气象学报, 2015, 26(4): 492-499.
doi:10.11898/1001-7313.20150411

积温效应在电力日峰谷负荷中的应用及检验

付桂琴¹⁾²⁾* 尤凤春³⁾ 曹欣⁴⁾ 贾俊妹¹⁾

¹⁾(河北省气象服务中心, 石家庄 050021)

²⁾(河北省气象与生态环境重点实验室, 石家庄 050021)

³⁾(北京市气象台, 北京 100089) ⁴⁾(河北省电力公司, 石家庄 050021)

摘 要

从电力气象服务需求出发, 利用 2001—2010 年 5—9 月河北省南电网逐日电力日峰负荷、日谷负荷与对应时间的气象资料, 探讨晴热天气和闷热天气对电力日峰负荷、日谷负荷的影响特征。分析发现持续 3 d 以上的闷热天气相对晴热天气使电力日峰负荷、日谷负荷增长更显著; 日最高气温 32℃ 是引起河北省南电网日峰负荷增长的初始气温敏感点, 35℃ 为强气温敏感点, 38℃ 为极强气温敏感点, 日最低气温 25℃ 为引起日谷负荷增加的敏感气温临界点; 建立了引入积温热累积效应的日峰负荷、日谷负荷多元回归气象预测模型, 经 2011—2013 年应用检验, 日峰负荷、日谷负荷预测平均相对误差分别为 4.8% 和 3.5%, 提高了预测准确率, 对电力调度具有参考价值。

关键词: 日峰负荷; 日谷负荷; 积温效应

引 言

随着经济的快速发展, 电力需求呈逐年快速增长趋势, 尤其是夏季电网承受着高负荷压力。用电需求的快速增长, 不仅与经济发展、工农业用电的快速增长有关, 还与气象条件等因素紧密相关。

有关电力负荷受气象条件影响的问题, 国内外学者已进行广泛研究, 并建立了基于气象因子的电力负荷预测模型^[1-4]。张小玲等^[5]研究了北京地区用电量与气象因子间的关系。郑贤等^[6]分析广西桂林电网日负荷与气象因素的关系, 并建立了统计预测模型。陈正洪等^[7]通过华中电网用电量与气温间的关系研究表明: 日用电量与日平均气温在夏半年(5—9 月)85% 的月份呈显著正相关。付桂琴等^[8]以 2009 年罕见高温过程为例, 分析了高温天气对河北南电网的影响关系。研究表明: 在所有气象因子中, 气温对电力负荷的影响最为突出。20 世纪 80 年代美国学者研究表明: 夏季高温日用于降温的电

量占全部电量的 17%^[9]。国内学者段海来等^[10]通过广东广州城市电力消费对气候变化的响应分析表明: 5—10 月广州平均气温每升高 1℃, 居民生活用电量将增加 1.25%。张海东等^[11]分析气温变化对江苏南京城市电力负荷的影响表明, 南京夏季(7—9 月)的气温变化对电力负荷的影响较全年更为明显。李雪铭等^[12]以辽宁大连为例研究表明, 夏季气温变化直接影响居民用电量。张自银等^[13]总结出北京日最高气温高于 26℃ 时, 日最大电力负荷的 1℃ 效应量为 39.7×10^4 kW。贺芳芳等^[14]研究了上海地区夏季气温变化对电力负荷的影响关系, 得出日最高气温不低于 33℃ 是日最大电力负荷增加的敏感气温起始值。

多年来, 国内外学者尽管在气温与电力负荷的影响关系方面研究较多, 但多数是研究气象条件对日峰负荷(日最大电力负荷)的影响, 而对日谷负荷(日最小电力负荷)方面的研究不多见。准确预报日峰负荷, 对电力公司及时调整电力调度、确保国民经济的快速发展、居民用电安全固然重要。但电不能

2014-10-20 收到, 2015-02-09 收到再改稿。

资助项目: 中国气象局关键技术项目(CMAGJ2013M04)

* email: fgq84@tom.com

储存,过多发电会造成大量能源浪费及环境污染。因此,研究气象条件对日谷负荷影响及进行预测,对节约能源、减少环境污染有重要意义。另外,据统计,不仅高温天气条件下用电量会急剧上升,高温过后仍然有一个电力负荷的上升过程,这是高温对电力负荷影响的热累积效应。由此,本文在原有研究成果的基础上,重点分析2001—2010年5—9月电力日峰负荷、日谷负荷与气象条件关系,并考虑持续晴热天气和闷热天气所产生的积温热累积效应,建立河北省南电网日峰负荷、日谷负荷的气象预测模型,为电力部门合理调度提供参考。

1 资料

河北省南电网所辖区域为河北省中南部,包括保定、石家庄、沧州、衡水、邢台和邯郸6个地市,这些地区气候条件相似,但用电量差异显著。据电力调度部门统计,省会城市石家庄用电量最多,占南电网总用电量的30%左右,衡水用电量最少,仅占7%左右,其余地市所占比例为12%~19%。

为合理计算南电网区域气象条件对电力负荷的影响,选取上述6个地市的日平均气温、日最高气温、日最低气温、日平均相对湿度、日降水量等^[15]气象要素,分别乘当地用电量所占比例,取各要素之和代表南电网区域的气象条件。

2001—2010年5—9月河北省南电网电力日峰负荷、日谷负荷数据由河北省电力公司提供,日峰负

荷样本量为1200,由于2010年7月18日—9月30日日谷负荷缺资料,日谷负荷样本量为1145。相应时间的气象资料由河北省气候中心提供。

2 高低温与电力峰谷负荷变化特征及影响

2.1 高低温与峰谷负荷变化特征

图1是2001—2010年5—9月南电网区域逐日最高气温、最低气温与电力日峰负荷、日谷负荷年平均时间序列。由图1可以看出,无论是日最高气温还是日最低气温,其年平均值只是逐年波动,10年来相对平稳,没有明显的变化趋势;而电力日峰负荷、日谷负荷的年平均值具有明显的逐年线性增长趋势;受社会经济发展等因素的影响,电力负荷呈逐年显著增长的变化趋势。气象条件只是引起负荷的波动变化。为客观分析气象条件对电力负荷的影响,采用

$$E = (E_t + E_q) + A, \quad (1)$$

描述电力负荷值^[16]。式(1)中, E_t 为基础电力负荷,从全年电力负荷中剔除受气象条件等影响的负荷,基础电力负荷随国民经济增长呈递增趋势; E_q 为受气象条件影响的季节性波动负荷; A 为不确定因素引起的负荷变化,由于 A 影响较小,在此忽略不记。其中,基础负荷为

$$E_t = a + b \times t. \quad (2)$$

式(2)中, a 为常数项, b 为线性倾向值, t 为时间序列。

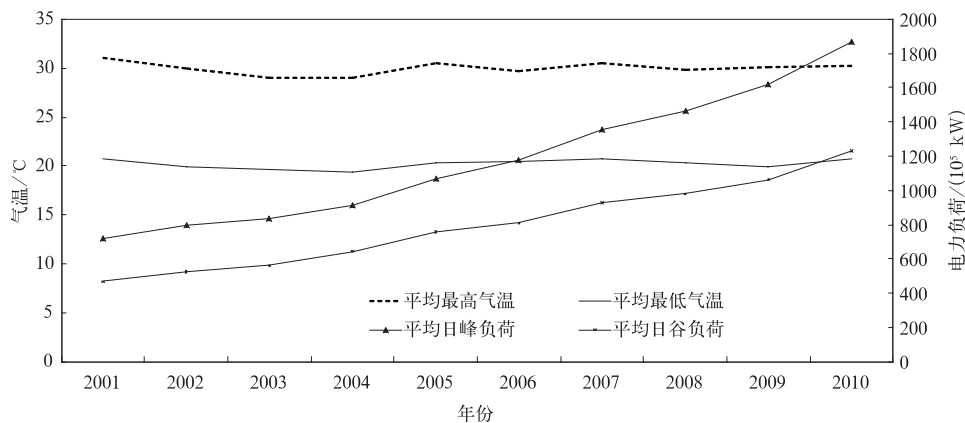


图1 2001—2010年5—9月日最高气温、日最低气温及日峰负荷、日谷负荷年平均变化曲线

Fig. 1 The annual average curve of daily maximum temperature, daily minimum temperature and daily peak load, daily valley load of power from May to September during 2001—2010

图2为去除基础电力负荷后,由气象条件引起的日峰负荷、日谷负荷月变化与日最高气温、日最低气温月平均变化曲线。由图2可以看出,10年来,5—9月平均日最高气温,还是日最低气温,其月变化基本以7月为中心轴,左右对称的二次函数形式。5—6月气温呈上升趋势,7月气温达到相对高点,

8—9月又以相同的速度逐月下降,形成与5—6月的对称分布。与此同时,电力日峰负荷、日谷负荷的月平均变化与日最高气温、日最低气温月变化趋势相似,也呈二次函数形式。即气温升高,用电负荷增加;气温下降,用电负荷减少。这种变化趋势很好地体现出夏季空调降温负荷特征。

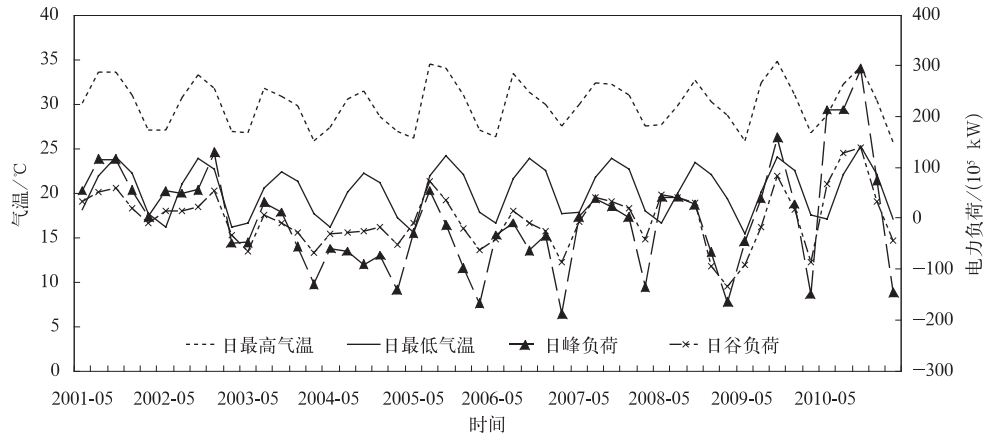


图2 2001—2010年5—9月日最高气温、日最低气温及日峰负荷、日谷负荷月平均曲线

Fig. 2 The monthly average curve of daily maximum temperature, daily minimum temperature and daily peak load, daily valley load of power from May to September during 2001—2010

2.2 晴热天气和闷热天气对峰谷负荷影响

高温天气会造成电力负荷大幅度增加^[17-18]。事实证明湿度小、气温高的晴热天气和湿度大、气温较高的闷热天气均会使空调负荷明显增加。因此,本文分别对晴热天气和闷热天气情况下的峰谷负荷变化进行分析。

闷热天气是指人体感到潮热和气闷的高温、高湿天气,通常用闷热指数表示。闷热指数^[19-20]

$$I = (1.8T + 32) - 0.55 \times (1 - f) \times (1.8T - 26), \quad (3)$$

式(3)中, T 为日平均气温(单位:°C), f 为日平均相对湿度(单位:%),当 $I \geq 80$ 时,大多数人体感到闷热,定义为闷热天气。持续3d及以上 $I \geq 80$ 即为1次闷热天气过程。

晴热天气:日最高气温大于等于35°C,且 $I < 80$ 。持续3d及以上满足上述条件即为1次晴热天气过程。

经统计,2001—2010年河北省南电网区域共出现35°C以上高温天气137d,晴热天气过程11次,

闷热天气过程10次。各年晴热天气过程出现时间及过程日峰负荷、日谷负荷变化情况见表1。各年闷热天气过程出现时间及过程日峰负荷、日谷负荷变化情况见表2。

由表1和表2可知,晴热天气过程主要出现在6月,而闷热天气主要出现在7月、8月。晴热天气过程日最高气温平均为38.0°C,日最低气温平均为22.0°C,温差大,对应的峰谷负荷差也大,平均为 45.3×10^5 kW。闷热天气过程日最高气温平均为36.2°C,日最低气温平均为25.2°C,温差小,对应的峰谷负荷差也小,平均为 32.7×10^5 kW。闷热天气引起的日峰负荷、日谷负荷增量均比晴热天气大,尤其是日谷负荷增量比晴热天气更明显。这主要是夜间气温高,天气闷热,空调负荷开启量大,且开启时间长所致。闷热天气过程,即使日最高气温低于35°C,也会造成负荷的明显增长。如2009年7月20—22日闷热天气过程最高气温仅33.9°C,期间日峰负荷增长达 184.6×10^5 kW,日谷负荷增长为 142.2×10^5 kW。

表1 2001—2010年5—9月晴热天气过程与日峰负荷、日谷负荷变化
Table 1 Variations of daily peak load and daily valley load of power in sunny hot weather from May to September during 2001—2010

时段	日峰负荷增量/(10 ⁵ kW)	日谷负荷增量/(10 ⁵ kW)	过程最高气温/℃	过程最低气温/℃
2001-07-11—13	102.8	29.9	37.1	23.5
2002-05-30—06-01	62.2	19.4	37.0	20.1
2002-06-03—07	62.0	14.1	38.1	22.0
2003-06-17—20	75.0	24.8	36.8	19.6
2004-06-09—11	53.1	41.4	37.5	19.7
2005-06-11—17	42.1	59.9	37.3	21.8
2005-06-19—21	107.1	85.7	40.3	24.1
2005-07-04—09	110.7	7.3	37.6	24.1
2007-06-06—10	91.9	31.0	37.8	22.0
2009-06-23—07-04	123.6	58.3	40.4	21.9
2010-06-27—29	67.5	27.5	38.1	23.1
平均	81.6	36.3	38.0	22.0

表2 2001—2010年5—9月闷热天气过程与日峰负荷、日谷负荷变化
Table 2 Variations of daily peak load and daily valley load of power in muggy weather from May to September during 2001—2010

时段	日峰负荷增量/(10 ⁵ kW)	日谷负荷增量/(10 ⁵ kW)	过程最高气温/℃	过程最低气温/℃
2002-07-10—15	80.2	61.2	41.6	25.7
2002-07-30—08-04	81.1	38.6	36.2	24.8
2005-07-19—21	65.3	53.9	35.9	25.4
2005-08-11—15	120.7	66.5	35.1	25.8
2006-07-12—14	44.9	44.1	34.1	24.4
2006-08-08—13	26.5	39.4	34.8	25.0
2008-08-07—09	35.7	6.7	33.8	24.8
2009-07-20—22	184.6	142.2	33.9	26.0
2010-07-03—05	179.1	101.1	39.5	25.0
2010-07-22—31	123.6		37.3	25.4
平均	94.2	61.5	36.2	25.2

以上分析表明,无论是晴热天气过程,还是闷热天气过程均会造成电力负荷的显著增长。其中,闷热天气过程相对晴热天气过程日峰负荷、日谷负荷增长更明显,即使气温未达到35℃,由于湿度大,前期高温热累积滞后效应也会造成负荷的明显增长。

3 积温热累积效应计算方法

3.1 积温临界值的确定

积温热累积效应是指在持续高温过程中,电力负荷会随着持续时间的增加而增长,即在同等气温条件下,电力负荷也会出现较大程度的增加。为了确定夏季积温热累积的气温临界点,引入电力负荷气象变化量

$$e_q = \frac{E_q}{E_t} \times 100\%, \quad (4)$$

表示夏季日峰负荷、日谷负荷随气象因子的变化程度^[14]。式(4)中, E_q 为气象负荷, E_t 为基础电力负

荷项。由于日峰负荷对日最高气温变化敏感,日谷负荷对日最低气温变化比较敏感,因此,分别用日最高气温、日最低气温变化跟踪日峰负荷、日谷负荷变化。表3为2001—2010年5—9月日最高气温 $T_{\max} \geq 27^\circ\text{C}$ 时,日峰负荷气象变化量平均值(K)及日最高气温升高1℃时 K 增加值(M)。由表3可以看出,虽然日峰负荷气象变化量随日最高气温的升高而增加,但在日最高气温低于30℃时, K 为负值,说明此时基本上没有空调负荷的影响。当日最高气温大于30℃时,空调负荷开始显现,且随着气温升高,空调负荷快速增加。当日最高气温为30~31℃,32~33℃时, M 较大,分别为9.8%和14.9%。但日最高气温为30~31℃时, K 仅为0.5%,说明此时空调负荷所占比例很小。当日最高气温为32~33℃时, K 迅速增大至18.2%,说明此时空调负荷所占比已经很大,由气温升高1℃引起气象日峰负荷的增长达到14.9%,需引起重视。当日最高气温为35~36℃,达高温天气时, K 达到27.6%,此时 M 也

较大,空调负荷再次明显增加,电力部门需高度重视。当日最高气温为38~39℃时, K 达到43.9%,此时 M 为9.4%,说明气温再升高1℃空调负荷将占气象负荷的50%以上,此时,可能由于制冷设备长时间大量运转出现一些开关跳闸、被烧等电力事故,电力部门需警惕重视。气温在39℃以上时, M 增量有限,说明制冷设备基本全部开启,达到饱和运转。因此,将32℃定义为引起日峰负荷增加的初始气温敏感值,35℃为强气温敏感值,39℃为极强气温敏感值。

表3 日最高气温升高1℃对应的日峰负荷气象变化量(K)及增加值(M)

Table 3 Increment of meteorological variations of daily peak power with 1℃ increment of daily maximum temperature

$T_{\max}/\text{℃}$	$K/\%$	$M/\%$
[27,28)	-18.8	
[28,29)	-10.4	8.4
[29,30)	-9.3	1.1
[30,31)	0.5	9.8
[31,32)	3.3	2.8
[32,33)	18.2	14.9
[33,34)	19.6	1.4
[34,35)	21.6	2.0
[35,36)	27.6	6.0
[36,37)	30.9	3.3
[37,38)	34.5	3.6
[38,39)	43.9	9.4
[39,45*)	48.2	4.3

注:* 历史记录中南电网区域夏季极端最高气温为44.4℃。

表4为2001—2010年5—9月日最低气温 $T_{\min} \geq 20\text{℃}$ 时,日谷负荷气象变化量的平均值(K)及日最低气温升高1℃时 K 增加值(M)。当日最低气

表4 日最低气温升高1℃对应的日谷负荷气象变化量及增加值

Table 4 Increment of meteorological variations of daily valley load of power with 1℃ increment of daily minimum temperature

$T_{\min}/\text{℃}$	$K/\%$	$M/\%$
[20,21)	-7.0	
[21,22)	-4.3	2.7
[22,23)	5.0	9.3
[23,24)	0.1	-4.9
[24,25)	2.7	2.6
[25,26)	17.3	14.6
[26,27)	20.9	3.6
[27,30*)	20.5	-0.4

注:* 历史记录中南电网区域夏季日最低气温最大值为30.0℃。

温低于22℃时,夜间没有空调负荷的影响,当日最低气温为22~23℃时,空调负荷开始显现,当日最低气温为25~26℃时, M 最大,对应 K 为17.3%,此时,由最低气温升高导致的日谷负荷增量显著,需引起电力部门重视,因此,将25℃定义为引起日谷负荷增加变化的敏感气温临界值。

3.2 积温热累积效应计算方法

众所周知,积温热累积效应对电力负荷的影响,不仅与超过临界值的日数有关,还与超过临界值的大小有关。因此,定义积温热累积效应

$$B = n(T_m - T_0) \quad (5)$$

式(5)中, n 为超过最高气温临界值或最低气温临界值的累计日数, T_m 为当日最高气温或最低气温, T_0 为对应的最高气温临界值或最低气温临界值。 n 为超过某一临界值日起,从1开始逐日加1,当气温未达到临界值时, n 为0,依次循环。

4 建立引入积温热累积效应的多元回归预测模型

4.1 电力日峰谷负荷预测模型

对所选的气象要素包括日平均气温(T)、日最高气温(T_{\max})、日最低气温(T_{\min})、高温积温效应(B_{\max})、低温积温效应(B_{\min})、日平均相对湿度(f)、日降水量(R),与对应的电力日峰气象负荷(F_{\max})、日谷气象负荷(F_{\min})进行相关分析。各气象要素与电力日峰气象负荷、日谷气象负荷相关性计算结果见表5。

表5 2001—2010年5—9月逐日电力气象负荷与气象要素的相关系数

Table 5 The correlation between power load and meteorological elements from May to September during 2001—2010

气象要素	F_{\max}	F_{\min}
T	0.551	0.561
T_{\max}	0.542	0.535
T_{\min}	0.426	0.431
B_{\max}	0.430	
B_{\min}		0.353
f	-0.361	-0.338
R	-0.228	-0.183

由表5可以看出,夏季日峰负荷、日谷负荷与日最高气温、日最低气温、日平均气温、积温热累积效应均为显著正相关,相关系数多为0.426~0.561;

电力日峰负荷、日谷负荷与日平均相对湿度、日降水量均呈负相关,相关系数为 $-0.361\sim-0.183$,均达到0.005显著性水平,选取上述各气象要素与日峰负荷、日谷负荷分别建立多元回归预测模型。

5—9月电力日峰气象负荷预测模型为

$$F_{\max} = 28.7T - 9.2T_{\max} + 5.9T_{\min} + 3.6B_{\max} - 2.8f - 0.81R - 389.9, \quad (6)$$

复相关系数为0.794,达到0.005显著性水平。

5—9月电力日谷负荷气象预测模型为

$$F_{\min} = -15.1T + 8.1T_{\max} + 21.5T_{\min} + 13.2B_{\max} - 1.4f - 2.3R - 205.6, \quad (7)$$

复相关系数为0.769,达到0.005显著性水平。

4.2 预测模型检验

依据日峰气象负荷、日谷气象负荷预测模型,对2011—2013年5—9月电力负荷进行预测应用检验,气象负荷与电力负荷趋势项相加即得逐年日峰负荷、日谷实际负荷预测值。2011—2013年5—9月日峰负荷、日谷负荷预测值与对应电力日峰负荷、日谷负荷实况见图3。由图3可以看出,电力日峰负荷和日谷负荷预测均能较好地反映电力峰、谷负荷的实际变化,该模型对电力日峰负荷、日谷负荷具

有较好的预测能力。日峰负荷的实际波动比日谷负荷大,也反映出白天日峰负荷不仅受气象因素影响,还受工业生产用电、农业灌溉用电、人类活动等不确定用电因素影响,对电力负荷的影响比夜间更复杂。如2012年6月14—24日电力日峰负荷的显著增长波动,正是河北省收获小麦后种玉米的农业灌溉用电高峰期,2012年6月16—19日又出现晴热天气过程,因此,受阶段性农业灌溉用电和空调用电的共同影响,出现了电力负荷的显著增长。夜间用电一般都比较稳定,因此,日谷负荷的波动较小,峰值误差也相对较小。

在此基础上,计算2011—2013年5—9月逐日峰负荷、日谷负荷预测的相对误差绝对值,对其预测效果进行数据分析检验^[21-22]。该检验方法也是河北省南电网电力负荷预测日常业务检验方法,日峰负荷预测相对误差绝对值平均为4.8%,日谷负荷预测相对误差绝对值平均为3.5%,均达到电力部门内部业务考核目标的预测误差要求。可见,引入积温效应的电力日峰负荷、日谷负荷预测更接近电力负荷实际情况,且能满足日常业务需求。

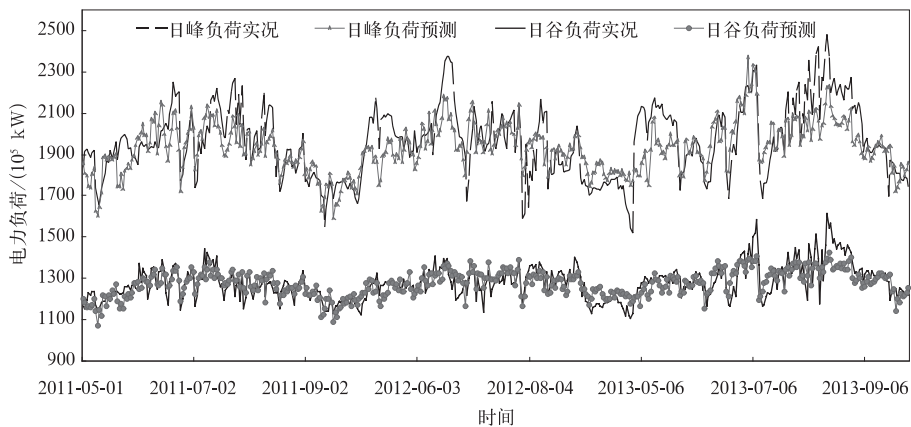


图3 2011—2013年5—9月日峰负荷、日谷负荷预测值与实况对比

Fig. 3 The contrast curve between forecast and real value of daily peak load and daily valley load from May to September during 2011—2013

4.3 业务化应用

在实际业务应用中,模型中的日最高气温、日最低气温采用站点气象要素预报,积温效应由已发生的实况和未来的气温预报进行确定;站点相对湿度、降水量采用T639模式预报订正到站点的定量预报。依据日峰负荷、日谷负荷预测模型,进行电力日

峰负荷、日谷负荷预测。该预测模型已嵌入河北省南电网预报服务系统中,每日下午对电力部门发布未来24h电力日峰负荷、日谷负荷预测服务,可实时为电力调度部门提供气象预测数据。以日峰负荷为例,2014年5—7月电力日峰负荷24h预测准确率达93.7%。为电力部门合理调度提供参考依据。

5 小 结

分析河北省南电网 2001—2010 年 5—9 月电力日峰负荷、日谷负荷及其与气象条件关系,得出以下初步结论:

1) 河北省南电网夏半年日峰负荷、日谷负荷随月份呈二次函数周期变化和逐年明显增长的趋势变化。电力日峰负荷、日谷负荷与气温以及气温的积温效应变化呈正相关,相关系数为 0.426~0.561;与平均相对湿度、日降水量呈负相关,相关系数为 -0.361~-0.183,均达到 0.005 显著性水平。

2) 持续 3 d 以上的晴热和闷热天气过程对电力负荷增长有明显影响。10 年共出现 10 次晴热天气过程,11 次闷热天气过程。闷热天气过程对日峰负荷、日谷负荷影响较晴热天气过程更显著。

3) 由日峰负荷、日谷负荷气象变化量可知,日最高气温大于等于 32℃时,对日峰负荷增长有显著影响;日最低气温大于等于 25℃时,对日谷负荷增长有显著影响。因此,将 32℃和 25℃分别作为日峰负荷和日谷负荷积温效应敏感气温临界值。

4) 引入积温热累积效应,通过多元回归方法,建立日峰负荷、日谷负荷气象预测模型。经过对 2011—2013 年 5—9 月预测应用检验表明:日峰负荷、日谷负荷均具有较好的预测能力,对河北省南电网电力调度具有参考价值。

参 考 文 献

- [1] 胡江林,陈正洪,洪斌,等.基于气象因子的华中电网负荷预测方法研究.应用气象学报,2002,13(5):600-608.
- [2] 罗慧,巢清尘,李奇,等.气象要素在电力负荷预测中的应用.气象,2005,31(6):15-18.
- [3] 付桂琴,李运宗.气象条件对电力负荷的影响分析.气象科技,2008,36(6):795-800.
- [4] 吴向阳,张海东.北京市气温对电力负荷影响的计量经济分析.应用气象学报,2008,19(5):531-538.
- [5] 张小玲,王迎春.北京夏季用电量与气象条件的关系及预报.气象,2002,28(2):17-21.
- [6] 郑贤,唐伍斌,贝宇,等.桂林电网日负荷与气象因素的关系及其预测.气象,2008,34(10):96-101.
- [7] 陈正洪,洪斌.华中电网四省日用电量与气温关系的评估.地理学报,2000,55(增刊 I):34-38.
- [8] 付桂琴,时青格,刘建文.夏季高温对电力负荷的影响.电网技术,2010,34(增刊 II):506-509.
- [9] Douglas M L C, Hency E W. Modeling the impact of summer temperatures on nationalelectrlicity consumption. *J Appl Meteorol*, 1981, 20(12):1415-1419.
- [10] 段海来,千怀遂.广州城市电力消费对气候变化的响应.应用气象学报,2009,20(1):80-87.
- [11] 张海东,孙照渤,郑艳,等.温度变化对南京城市电力负荷的影响.大气科学学报,2009,32(4):536-542.
- [12] 李雪铭,葛庆龙,周连义,等.近二十年全球气温变化的居民用电量响应——以大连市为例.干旱区资源与环境,2003,17(5):54-58.
- [13] 张自银,马京津,雷杨娜.北京市夏季电力负荷逐日变率与气象因子关系.应用气象学报,2011,22(6):760-765.
- [14] 贺芳芳,史军.上海地区夏季气温变化对用电负荷的影响.长江流域资源与环境,2011,20(12):1462-1467.
- [15] 阎访,陈静,车少静.石家庄夏季用电量对天气的响应及其预测模型.甘肃气象,2009,27(3):282-287.
- [16] 罗森波,纪忠萍,马隴华,等.2002—2004 年广东电力负荷的变化及预测.热带气象学报,2007,23(2):153-161.
- [17] 贺芳芳,徐家良,周伟东,等.上海地区高温期气象条件对用电影响的评估.高原气象,2008,27(增刊 I):210-217.
- [18] 钟利华,周绍毅,邓英姿,等.广西近年高温干旱气象灾害及对电力供求的影响.灾害学,2012,22(3):81-84.
- [19] 陈辉,黄卓,田华,等.高温中暑气象等级评定方法.应用气象学报,2009,20(4):451-457.
- [20] 黄卓,陈辉,田华.高温热浪指标研究.气象,2011,37(3):345-351.
- [21] 郭建平,田志会,张娟娟.东北地区玉米热量指数的预测模型研究.应用气象学报,2003,14(5):626-633.
- [22] 刘红亚,曹亮.上海市电力负荷与气象因子关系及精细化预报.应用气象学报,2013,24(4):455-463.

Application and Verification of Accumulated Temperature Effects on Daily Peak Load and Daily Valley Load of Power

Fu Guiqin¹⁾²⁾ You Fengchun³⁾ Cao Xin⁴⁾ Jia Junmei¹⁾

¹⁾ (Hebei Provincial Meteorology Service Center, Shijiazhuang 050021)

²⁾ (Key Laboratory for Meteorology and Ecological Environment of Hebei Province, Shijiazhuang 050021)

³⁾ (Beijing Meteorological Observatory, Beijing 100089)

⁴⁾ (State Grid Hebei Electric Power Company, Shijiazhuang 050021)

Abstract

In order to meet needs for electric power of meteorological service, an analysis is made on the correlation between meteorological elements and electrical loads of electric network in Hebei Province. The meteorological data and electrical load data from May to September during 2001—2010 are used, and they are divided into sunny hot weather and muggy weather. Compared to the sunny hot weather, it shows that the daily peak load and daily valley load are increased significantly in muggy weather lasting three days or more. When daily maximum temperature reaches 32°C, daily peak load of power increase rapidly in Hebei Province, and 32, 35°C and 38°C of daily maximum temperature are three sensitive points for daily peak load of power to air temperature variation. During periods with daily maximum temperature more than or equal to 35°C, the daily peak load of power varies greatly according to the air temperature. When daily maximum temperature exceeds 38°C, considering 1°C rising of daily maximum temperature, the daily peak load of power would increase 9.4%, and the air-conditioning cooling load of power would reach 50% of the daily peak load. When daily minimum temperature reaches 25°C, daily valley load of power increases rapidly, and 25°C of daily minimum temperature is the sensitive point of daily valley load of power to air temperature variation. Introducing accumulated temperature effect as forecast factor, a meteorological electricity prediction model is established by using the multiple regression method, which can predict the peak and valley of meteorological electricity loads. The model is validated using historic data from 2011 to 2013, the average relative error of daily peak load is 4.8%, and that of the daily valley load is 3.5%, showing good prediction accuracy. The proposed model has reference significance for electric power dispatching.

Key words: daily peak load of power; daily valley load of power; accumulated temperature effect