

采用分时段模糊技术处理实现的短期负荷预报

段俊东,陈昆薇

(武汉大学电气工程学院,湖北 武汉 430072)

摘要: 采用模糊理论对日负荷曲线预报中的天气因素进行了模糊处理,根据季节、气候的不同对天气因素做不同的模糊处理和不同数学模型,建立了专家处理系统,提高了短期负荷预测的精度。通过对河南省某市级电力系统日负荷曲线的模拟预测,虽然仅对天气做了模糊处理,但预测结果令人满意。

关键词: 日负荷曲线; 模糊理论; 短期负荷预报

中图分类号: TM715 **文献标识码:** A **文章编号:** 1003-4897(2002)11-0013-03

1 引言

电力系统负荷预测是电力系统调度、发电、计划、规划等管理部门的重要工作之一。电力系统规划和运行调度都应以未来电力负荷的预测为依据。电能目前不能大量储存,电力生产和消费同时进行。负荷预测偏低会引起电力供应紧张,供电可靠性下降,制约经济发展;负荷预测偏高将导致发输变设备不能充分利用,造成大量资金积压,影响系统的经济性指标。因此,提高负荷预测技术水平,有利于计划用电管理,有利于合理安排电网运行方式和机组检修计划,有利于节约能源和降低发电成本,有利于制订合理的电源建设规划,有利于提高电力系统的经济效益和社会效益。

日负荷曲线主要用于研究电力系统的日运行方式,如经济运行、调峰措施、安全分析、调压和无功补偿等。电力日负荷曲线预报通常预报下一个24 h甚至更长的每小时负荷,属于电力系统短期预报。由于人们生活、工作、休息的规律性,在一天或一周内,电力系统的负荷变化具有周期性;由于季节性气候的影响,电力系统日负荷预报也带有季节性变化;由于人们生活水平的提高,第三产业的发展,电力系统日负荷也带有某种线形增长的趋势;由于随机因素的影响如天气变化、气候对农业的影响,新兴开发区的投产等等,又造成电力系统短期负荷带有比较大的突变分量;这一切都给电力系统日负荷预报的准确性带来了很大的影响。

目前,电力系统短期负荷预测的方法很多,如时间序列预测技术^[1]、人工神经网络技术、模糊技术^[3,4]等,预测精度不断提高。但适用于日负荷曲线观测的方法不多,单单用一种方法或两种方法来做法日负荷曲线预测,是不现实的,也是不可取的。目前的研究成果表明,各种方法对单一预测任务(如日最大负荷、日最小负荷或日平均负荷等)的预测准确度是令人满意的,但还未见成功地应用到市级电力系统日负荷曲线预测中。文章主要采用将日负荷曲线分段处理,分别采用不同的模糊修正系数分段修正原始数据和预测数据,并以河南省某市级电力系统为实例,表明预测方法及结果是正确的。

2 日负荷曲线的处理

电力系统日负荷曲线是某个电力系统的所有用电负荷的日变化曲线。电力系统的规模不同、地区不同,电力系统日负荷曲线不一样;同一地区,不同的季节,电力系统日负荷曲线差异也很大;同时,随着年负荷的增长,同一地区,同一季节不同的日负荷曲线也不相同;而且受天气等敏感因素的影响,即使同一地区,同一年,同一季节,不同的天,日负荷曲线也不相同。

2.1 日负荷曲线的分段

根据日负荷曲线的特点,采用以下分段方法:

a. 凌晨时段(0 ~ t_1) 凌晨时段一般是全天负荷最低的时段,按照电力系统的规模、地区、季节的

helpful to improve the reliability that to set disconnect switches on the both end of the main feeder. However, it isn't worth to do so for the economic reason, a criterion about the disconnect switch should be mounted or not, which combining the investment with the reliability benefit, is presented in this paper by analyzing the impact of the reliability of the switch. In the end, using the criterion to reconfigure the 1st and the 2nd feeders of the RBTS5.

Key words: distribute system; main feeder; disconnect switch; reliability

不同和变化规律采用相应的时段区间。b. 中午时段(8~ t_2) 中午时段一般是全天负荷第一次出现高峰的时段,与工作日、天气、温度具有比较强的相关性,且具有明显的随小时增加和减少的特性。高峰出现时刻与工作日、天气有很强的相关性,持续时间与天气、温度具有比较强的相关性。

c. 午后时段($t_2+1 \sim t_3$) 午后时段一般是全天负荷的腰荷,与电力系统的规模、地区、季节的不同和工作日、天气、温度具有比较强的相关性。

d. 晚上时段($t_3 \sim 24$) 晚上时段一般是全天负荷第二次出现高峰的时段,与工作日、天气、温度具有比较强的相关性,且具有明显的随小时增加和减少的特性,高峰出现时刻与工作日、天气有很强的相关性,持续时间与天气、温度具有比较强的相关性。

对于凌晨时段(0~ t_1)和午后时段($t_2+1 \sim t_3$),采用平均负荷值进行预测,然后根据前一天或前一周此时段的变化曲线,进而得到该时段的负荷预测曲线。对于凌晨时段(0~ t_1)平均负荷定义如下

$$LD_{a1} = \sum_{t=0}^{t_1} LD(t) / (t_1 + 1) \quad (1)$$

式中, $LD(t)$ 为 t 时刻负荷值, LD_{a1} 为凌晨时段(0~ t_1)的平均负荷值。

变化曲线用负荷相对值表示

$${}_1(t) = \frac{LD(t)}{LD_{a1}} \quad (t=0, 1, \dots, t_1, \dots, 7) \quad (2)$$

对于中午时段(8~ t_2),将采用早上8:00时刻负荷,中午最大负荷(一般取11:00时刻)进行预测,取前一天或前一周与此时段天气变化相同的变化曲线作为预测曲线变化趋势,进而得到该时段的负荷预测曲线。该变化曲线用负荷相对值表示

$${}_2(t) = \frac{LD(t)}{LD(t_{k1})} \quad (t=9, \dots, t_{k1}, \dots, t_2) \quad (3)$$

式中, $LD(t_{k1})$ 为中午最大负荷值, t_{k1} 为中午最大负荷出现的时刻。

对于晚上时段($t_3 \sim 24$)和中午时段(8~ t_2)处理方法相同。

综合上述,主要进行凌晨时段(0~ t_1)和午后时段($t_2+1 \sim t_3$)平均负荷值的预测,早上8:00时刻负荷,中午最大负荷,晚上最大负荷的预测,然后按照相应的变化曲线得到其它各时刻的预测值。

2.2 对随机负荷变化的修正

由于季节、工作日、天气、温度等的影响,使得电

力系统的负荷存在一定的随机负荷,随机负荷的大小在一天不同的时段受季节、工作日、天气、温度等的影响变化也是不一样的,根据河南省某市级电力系统日负荷曲线的总体分析,假设不同的修正系数用于修正各个时段的负荷值,将随机负荷的变化以一定的模糊系数考虑进去。用公式表示如下

$$LD_z(t) = (t) LD(t) \quad (t=0, 1, \dots, 24) \quad (4)$$

式中, $LD_z(t)$ 为修正过的负荷值,(t)为根据季节、工作日、天气、温度等的影响变化引入的模糊修正系数。对原始数据采用上述方法将随机负荷的影响除去转化为非随机负荷的变化。

3 负荷预测的方法

采用模糊技术将原始数据中的随机负荷的影响除去后,就可采用动平均法预测未来一天的凌晨时段(0~ t_1)和午后时段($t_2+1 \sim t_3$)平均负荷值的预测值,早上8:00时刻负荷,中午最大负荷,晚上最大负荷的预测值,然后,根据季节、工作日、天气、温度等的影响以模糊系数的形式将随机负荷的影响考虑进去,采用与预测日天气变化相同的前一天或前一周的变化曲线,进而得到其它时刻的预测值。由于采用动平均可实现自适应。

4 对伪数据的处理

经过上述的方法进行模糊修正后,仍然存在有伪数据。通过对河南省某市级电力系统日负荷曲线的总体分析发现,由于系统规模小,互补性差,特别是在凌晨2~6点,负荷变化没有规律,有时呈锯齿波变化,有时呈近似开口向上的抛物线变化,有时呈碗形曲线变化,使得预测的误差比较大。同时由于本地区存在拉电、限电现象,以及负荷记录统计只按小时统计,因此,在高峰负荷存在比较大的人为误差。比如:晚上最大负荷出现时刻并不是刚好在统计时刻,这就造成人为统计误差。使得预测结果误差比较大。为了克服这些误差,作者参考文献[1,4]做如下处理:

a. $t=0, 1$ 时刻的负荷值按照上一日午夜的变化规律递减得到, $t=3, 6$ 的负荷预测值以凌晨(0~ t_1)的平均负荷预测值 LD_{a1} 和预测值 $LD(t)$ ($t=3, 6$)平均值作为 $t=3, 6$ 的负荷预测值。 $t=4, 5$ 的负荷预测值以凌晨(0~ t_1)的平均负荷预测值 LD_{a1} 的0.95倍和预测值 $LD(t)$ ($t=4, 5$)平均值作为 $t=4, 5$ 的负荷预测值,

b. $t = 8$ 时刻的负荷值按照下式修正

$$LD_1(8) = \frac{LD(8)}{LD_{a1}} \quad (5)$$

$$LD_z(8) = \frac{LD_1(8)LD_{a1} + LD(8)}{2} \quad (6)$$

式中, $LD(8)$ 为前一天或前一周此时的负荷值, LD_{a1} 为前一天或前一周凌晨时段的负荷平均值。

c. 中午最大负荷的负荷预测值 $LD(t_{k1})$ 的修正

$$LD_z(t_{k1}) = \frac{LD(t_{k1}) + LD_z(8) \frac{LD(t_{k1})}{LD(8)}}{2} \quad (7)$$

式中, $LD(8)$ 为前一天或前一周8点的负荷值, $LD(t_{k1})$ 为前一天或前一周中午时段的最大负荷值。

d. 晚上最大负荷的负荷预测值 $LD(t_{k2})$ 的修正

$$LD_z(t_{k2}) = \frac{LD(t_{k2}) + LD_{a2} \frac{LD(t_{k2})}{LD_{a2}}}{2} \quad (8)$$

式中, LD_{a2} 为前一天或前一周午后的平均负荷值,

表1 7月31日修正后的预测结果

Tab. 1 Forecasty result after correction on July 31

时刻	预测值	实际值	相对误差
0:00	316.00	315.00	0.006
1:00	316.00	310.00	0.019
2:00	299.05	300.00	0.000
3:00	304.74	290.00	0.025
4:00	280.00	275.30	0.017
5:00	289.68	280.00	0.034
6:00	295.46	300.00	0.015
7:00	299.19	308.00	0.029
8:00	323.05	312.00	0.035
9:00	383.70	370.00	0.037
10:00	393.62	410.00	0.040
11:00	422.62	412.00	0.026
12:00	398.65	394.00	0.012
13:00	408.61	410.00	0.003
14:00	396.82	413.00	0.039
15:00	400.86	385.00	0.041
16:00	419.94	420.00	0.000
17:00	419.94	428.00	0.019
18:00	406.89	425.00	0.043
19:00	404.85	421.00	0.038
20:00	442.48	440.00	0.005
21:00	469.69	482.90	0.027
22:00	458.66	440.00	0.042
23:00	444.10	425.00	0.045
0:00	400.44	400.00	0.001
1:00	375.43	358.00	0.049
2:00	355.39	355.00	0.001

LD_{a2} 为午后的平均负荷的预测值, $LD(t_{k2})$ 前一天或前一周晚上时段的最大负荷值。 $t = 22, 23$ 负荷预测值的修正按照 $t = 22, 23$ 的负荷值是晚上最大负荷预测值 $LD_z(t_{k2})$ 的96%、90%, 再和预测值 $LD(t)$ ($t = 22, 23$) 平均作为 $t = 22, 23$ 的负荷预测值修正值。

e. 由于系统容量小, 凌晨时段($0 \sim t_1$)的负荷预测值误差比较大, 为此采用跟随的方法, 将前一小时的负荷变化趋势移动到下一个小时的负荷预测, 与预测值平均作为下一个小时的预测值。

5 算例

表1是河南省某市级电力系统2000年7月31日的预测结果, 原始数据选取7月30日以前连续三周的负荷数据, 其精度最大小于5%。

6 结论

本文提出的基于模糊处理技术实现的短期日负荷预报系统是一种实用简单的计算方法, 它利用模糊技术结合地区负荷的变化特点, 合理地对日负荷曲线分段, 对每一段分别根据天气的变化采用不同的修正系数来消除随机因素的影响, 采用动平均法实现对未来非随机负荷的预测, 并根据预测日的天气变化做相应的模糊修正。根据实例, 预测结果令人满意。但由于市级电力系统容量小, 互补性差, 天气变化如雨天、阴天的变化程度不一样, 造成修正的系数不准确; 同时系统容量小, 拉电、限电对系统的影响较大。因此, 对于市级电力系统的日负荷预报需进一步做一小时的跟踪校正, 才能做得比较准确。

参考文献:

- [1] 刘晨晖. 电力系统负荷预报理论与方法[M]. 哈尔滨: 哈尔滨工业大学出版社, 1987.
- [2] 侯志俭, 吴际舜, 等. 电力系统短期负荷预报的几种改进手段[J]. 电力系统自动化, 1996, 20(7): 27~31.
- [3] Kim K H, Yöan H S, Kang Y C. Short-Term Load Forecasting for Special Days in Anomalous Load Conditions Using Neural Networks and Fuzzy Inference Method[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2000, 15(1): 559~564.
- [4] Papadakis S E, Theocharis J B, Kiartzis S J, et al. A Novel Approach to Short-Term Load Forecasting Using Fuzzy Neural Networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1998, 13(2): 480~492.

收稿日期: 2002-03-18

(下转第37页)

列变压器差动保护在闭锁方式上有了新的突破,在同样条件下可以大大加快差动保护的動作速度,同时也提高了差动保护的可靠性。以图 4 为例,在空投 A 相绕组 3.94%匝间短路故障变压器的動作速度小于 40ms。从图形分析可以看到,采用常规谐波闭锁方式的差动保护在这种涌流条件下不可能有这么快的動作速度。

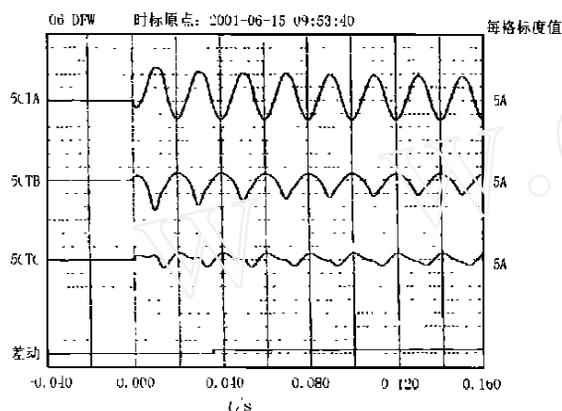


图 4 空投 A 相绕组 3.94%匝间短路故障变压器

Fig. 4 3.94% turn-to-turn short-circuit fault of transformer when switching into phase A without load

7 结束语

SBH-100 系列变压器保护装置,是许继日立公司在引进国外技术基础上,结合国内外保护装置的优点开发出来的,拥有完全的知识产权。目前通过了国家电力公司和国家机械局联合组织的部级鉴定,受到了与会专家的高度称赞,在许多方面代表了国内保护装置的最高水平。现场的实际运行结果也充分证明了该装置的优异性能。它的推出,将使国内主变保护装置达到一个新的高度。

参考文献:

- [1] 王维俭. 电气主设备继电保护原理与应用(第二版)[M]. 中国电力出版社,2002.
- [2] 易永辉,赵志华,等. 一种新的继电保护软硬件平台[J]. 继电器,2002,30(6):26~28.

修稿日期: 2002-09-11

作者简介:

张振华(1967-),男,硕士研究生,工程师,长期从事继电保护产品的研究开发;

张根柱(1965-),男,本科,工程师,从事继电保护产品的研究开发。

Features of series SBH100 digital transformer protection unit

ZHANG Zhen-hua¹, ZHANG Gen-zhu¹, WEI Li², SHI Yi¹, LI Zhen-xing¹, DONG Bao-wei¹

(1. XJ Hitachi Company Ltd., Xuchang 461000, China; 2. Guyuan Power Supply Bureau, Guyuan 756000, China)

Abstract: As developed from ID protection unit of Hitachi company, series SBH-100 digital transformer protection units are different from domestic products in many aspects. This paper analyzes the differences in detail so as to provide some experiences for design and development of main transformer protection.

Key words: transformer protection; reliability; modularization

(上接第 15 页)

作者简介:

段俊东(1969-),男,硕士研究生,目前的研究领域为电

力系统运行与控制;

陈昆薇,女,教授,目前的研究领域为电力系统运行与控制。

Short-term load forecasting for special times using fuzzy inference method

DUAN Jun-dong, CHEN Kun-wei

(Wuhan University, Wuhan 430072, China)

Abstract: This paper adopts fuzzy theory to alter the fuzzy coefficient to vary with the weather changes in the daily load forecasting. It deals with the fuzzy coefficient and builds a different model to vary with the weather and season changes. An expert system is established. The results of short-term load forecasting are improved accurately. The system has been exercised to the daily load forecasting in a city power system of Henan province. It does merely deal with the fuzzy coefficient to vary with the weather changes and does not with the temperature and humidity, but the results are satisfied.

Key words: the daily load curve; fuzzy theory; short-term load forecasting