

DOI: 10.7667/PSPC151689

基于功率或电量预测的智能配电网统计线损同期化方法

冷华¹, 陈鸿琳², 李欣然², 唐海国¹, 朱吉然¹

(1. 国网湖南省电力公司电力科学研究院, 湖南 长沙 410007; 2. 湖南大学电气与信息工程学院, 湖南 长沙 410082)

摘要: 智能配电网中电量采集数据缺失、遗漏导致按月线损统计不是严格意义上的自然月。为解决线损统计不同期问题, 提出基于功率或电量预测的方法来改善配网线损统计。通过挖掘售电量数据, 提出了一种基于年度售电量的灰色预测结果。再根据季度、月度层级占比得到月售电量的预测方法, 与实际值的平均相对误差仅为 1.94%, 证明此方法简单有效适合电力各部门的广泛应用。将月售电量预测结果应用于线损统计, 结合供电比例系数法, 改善表计供、售电量不对应的问题, 使得同期化, 对按月实时分析网损有实际意义。

关键词: 电量预测; 灰色模型; 大数据; 层级比例; 同期线损

A method for synchronous line loss statistics of distribution network based on load or electricity consumption forecasting

LENG Hua¹, CHEN Honglin², LI Xinran², TANG Haiguo¹, ZHU Jiran¹

(1. Electrical Research Institute of State Grid Hunan Electric Power Company, Changsha 410007, China;

2. College of Electrical and Information Engineering, Hunan University, Changsha 410082, China)

Abstract: Asynchronous line loss statistics of smart distribution network due to automatic meter failure and data missing are confusing. To solve this problem, a new method for synchronous line loss statistics based on power load or electricity consumption forecasting is put forward. Through data mining, this paper presents a monthly electricity forecasting method based on the result of annual electricity by grey model and quarterly and monthly hierarchic proportion. The average relative forecasting error is only 1.94% which indicates that this method is simple and effective and can be widely applied in electric department. And the forecasting results coupled with daily power supply ratio are applied in synchronous line loss statistic, which improves the inconsistency of power supply and electricity consumption and makes them synchronous. It has actual meaning for monthly line loss analysis.

Key words: electricity consumption forecasting; grey model; big data; hierarchic proportion; synchronous line loss

0 引言

线损中的统计线损是指供电量与售电量的电度表读数之差, 线损率为线损除以供电量得到的比率。线损不仅可以反映电网架构的合理性、设备的老化程度, 还能反映企业的经营管理水平, 分析偷用电情况。以前我国电力部门的自动化水平有限, 一部分营销数据还有赖于人工抄表完成, 区域较大时会存在提前抄表以及分期抄表的现实, 这种抄表方式^[1]导致了供电量、售电量统计的时间尺度不同期的问题。但是目前随着配网自动化水平的提高, 这种线损不同期问题已不复存在, 问题有了新的定

义, 新的线损不同期问题由自动抄表系统中表故障、数据缺失导致, 且供、售电表计故障随机, 使得月末统计的电量不一定是自然月的电量。本文提出结合功率预测或电量预测, 基于“多减少补”的思想, 来同期化统计线损。

功率预测即负荷预测, 电量数据可由功率积分或离散累加得到, 运用在同期统计线损中, 指短期负荷预测。而根据实际算例情况, 湖南省配网低压用户侧目前没有记录日负荷功率, 且有的电表计数据采集缺失情况严重, 多的一个月达到 27 天, 故本文主要论述月电量预测在同期线损中的应用。售电量预测是电力规划的基础, 售电量直接关系到电力公司的收益, 也是很多考核指标的组成部分。随着电力市场的开放, 电量预测对企业计划发电、提

高经济效益等都有重要意义。

售电量预测通常分为年度、季度和月度电量预测, 传统的预测方法有回归法、动平均法、指数平滑法、自回归动平均法等^[2], 随着研究的深入, 灰色模型预测法被广泛应用于长期电力预测中, 也有学者将人工神经网络、智能优化算法运用其中。在对月售电量预测模型的优化中, 文献[3]建立了基于偏最小二重回归的预测模型, 但是要求输入国民生产总值、社会固定资产投资、人口预测等数据, 模型比较繁杂; 文献[4]采用了季节指数和灰色模型对月电量数据进行了拟合; 文献[5]从季度电量组合预测出发, 通过加和求得年度电量, 通过比例分配求得月度电量, 但组合预测中包含的单一预测算法达到了 5 种和 8 种, 建模复杂; 文献[6]分析了历年各月电量占当年所在季度电量的比例, 得出该比例基本维持平稳的结论, 并采用温斯特法先对季度电量进行预测; 而文献[7]通过比较移动平均模型、Winters 和灰色马尔科夫模型预测地区电网售电量得出了灰色马尔科夫模型精度更高的结论。

灰色预测方法要求的样本数据少, 通过自身数据挖掘便可提取模型, 对呈指数增加规律的数据有极佳的适应性, 而年售电量正是呈递增趋势。因此, 本文提出的月售电量预测方法基于年售电量的灰色预测结果, 运用大数据思想, 再通过季度比例和月度比例分别得到季度售电量和月度售电量, 取得了良好的预测精度。进一步地, 将预测结果应用于同期线损统计中, 为电力部门分析运营情况、加强管理水平提供依据。

1 灰色预测模型 GM(1,1)

灰色系统^[8]理论在很多方面得到了实践应用, 目前应用最广泛的是 GM(1,1)模型, 本文用来预测年度售电量, 其建模过程如下^[9]。

1) 对原始数据序列 $x^{(0)}=[x^{(0)}(1), x^{(0)}(2), \dots, x^{(0)}(n)]$ 进行一次累加, 生成 $x^{(1)}=[x^{(1)}(1), x^{(1)}(2), \dots, x^{(1)}(n)]$, 此处指电量, 时间尺度为年, 其中

$$\begin{cases} x^{(1)}(k) = x^{(0)}(1), & k = 1 \\ x^{(1)}(k) = \sum_{i=1}^k x^{(0)}(i), & k = 2, 3, \dots, n \end{cases} \quad (1)$$

累加使得任意非负数列转化为非减的或递增的数列, 具有近似指数规律。

2) 建立白化微分方程

$$\frac{dx^{(1)}}{dt} + \hat{a}x^{(1)} = \hat{u} \quad (2)$$

式中: \hat{a}, \hat{u} 为参数, 记为 $\hat{A}=[\hat{a}, \hat{u}]^T$ 。参数 \hat{a}, \hat{u} 通过计算数据矩阵 B 和数据向量 Y_n 求得。

$$B = \begin{bmatrix} -\frac{1}{2}[x^{(1)}(1) + x^{(1)}(2)] & 1 \\ -\frac{1}{2}[x^{(1)}(2) + x^{(1)}(3)] & 1 \\ \vdots & \vdots \\ -\frac{1}{2}[x^{(1)}(n-1) + x^{(1)}(n)] & 1 \end{bmatrix}_{(n-1) \times 2} \quad (3)$$

$$Y_n = \begin{bmatrix} x^{(0)}(2) \\ x^{(0)}(3) \\ \vdots \\ x^{(0)}(n) \end{bmatrix}_{(n-1) \times 1} \quad (4)$$

$$\hat{A} = (B^T B)^{-1} B^T Y_n = \begin{pmatrix} \hat{a} \\ \hat{u} \end{pmatrix} \quad (5)$$

3) 将求得的参数 \hat{a}, \hat{u} 代入微分方程, 求解方程有

$$x^{(1)}(t+1) = [x^{(1)}(1) - \frac{\hat{u}}{\hat{a}}]e^{-\hat{a}t} + \frac{\hat{u}}{\hat{a}}, \quad t = 0, 1, 2, \dots \quad (6)$$

4) 将方程的解累减还原得到预测模型

$$\begin{cases} \hat{x}^{(0)}(k+1) = x^{(0)}(1), & k = 0 \\ \hat{x}^{(0)}(k+1) = \hat{x}^{(1)}(k+1) - \hat{x}^{(1)}(k) = \\ \quad (1 - e^{-\hat{a}}) \left(x^{(0)}(1) - \frac{\hat{u}}{\hat{a}} \right) e^{-\hat{a}k}, & k = 1, 2, \dots \end{cases} \quad (7)$$

受到政治、经济事件的影响, 年售电量的增长会有波动, 可能电量序列不是严格的递增的趋势, 因此, 对灰色预测模型有所改进, 如对时间序列的残差修正^[10], 运用马尔科夫的残差修正^[11-13], 以及使用灰色 Verhulst 模型^[14]等。由于本文研究侧重点的不同, 在此选用常规的 GM(1,1)模型, 但仍可用改进的灰色预测模型结合层级比例分析来预测月电量。

2 月电量预测

2.1 层级比例

所谓层级比例是指“年-季-月”三个层级中, 四个季度电量分别占年总电量的比例“季占年比”, 一个季度中每月电量占季度电量的比例“月占季比”, 以及每月电量占年总电量的比例“月占年比”。

通过统计分析可知, 各年的月占年比波动较大, 而季度电量变化规律稳定, 有较强的周期性, 即每年的季度电量曲线都有相似的变化规律, 如图 1 所示。原始数据为南京市某供电公司 2000-2004 年的各月售电量^[3], 见表 1。

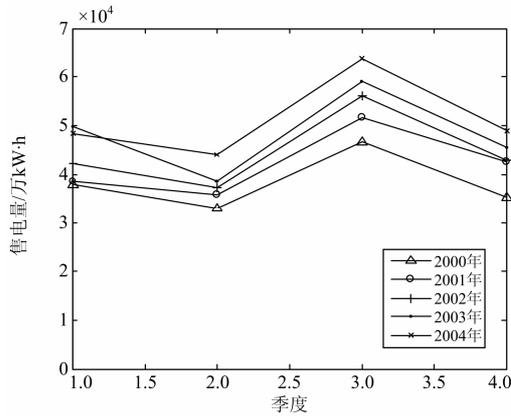


图 1 2000-2004 年季度电量

Fig. 1 Quarterly electricity consumption of 2000-2004

进一步分析原始数据可得,季占年比相对固定,月占季比也呈现出较强的稳定性,表 2 列出了各年的月占年比和季占年比。各月(每一行)的月占年比的相对标准偏差最大值为 0.1016, 各季(每一行)的

季占年比的相对标准偏差最大值为 0.0437, 这说明月占年比数据波动较大,离散程度高,不稳定,而季占年比有平稳的比例值。

相对标准偏差(RSD, relative standard deviation)是指标准偏差与测量结果算术平均值的比值,反映了数据的离散波动程度,用公式表示如下

$$RSD = \frac{SD}{ave} \times 100\% \quad (8)$$

式中: SD 为序列的标准方差,即方差的平方根; ave 为数列的平均数。

通过计算各层级比例的相对标准偏差,有其平均值“月占年比>月占季比>季占年比”,说明季占年比的平稳性最强可靠性最高,月占季比次之,月占年比最差。故本文根据得到的年电量预测数据,通过层级分析,先由季占年比计算季度电量,再由月占季比计算得到月度电量,而不是由年电量预测结果直接由月占年比得出月电量数据。

表 1 2000-2004 年的各月售电量

Table 1 Monthly electricity consumption of 2000-2004

月份	售电量(万 kW·h)									
	2000 年	季度值	2001 年	季度值	2002 年	季度值	2003 年	季度值	2004 年	季度值
1	13 444		12 389		15 460		19 077		16 172	
2	12 873	38 015	13 839	38 553	13 987	42 310	15 869	49 887	16 618	48 316
3	11 698		12 325		12 863		14 941		15 526	
4	10 918		12 015		12 540		14 217		15 368	
5	10 481	33 059	10 754	35 935	11 056	37 314	12 266	38 621	13 848	44 169
6	11 660		13 166		13 718		12 138		14 953	
7	13 450		16 150		17 269		174 52		18 848	
8	18 868	46 838	19 894	51 723	21 543	56 169	22 662	59 101	25 024	63 769
9	14 520		15 679		17 357		18 987		19 897	
10	13 189		14 538		14 314		15 642		17 309	
11	9 807	35 326	10 065	42 640	11 039	42 818	12 048	45 559	12 560	49 099
12	12 330		18 037		17 465		17 869		19 230	

表 2 2000-2004 年层级比例

Table 2 Hierarchic proportion of 2000-2004

月	月占年比					季占年比				
	2000 年	2001 年	2002 年	2003 年	2004 年	2000 年	2001 年	2002 年	2003 年	2004 年
1	0.087 7	0.073 4	0.086 6	0.098 8	0.078 8					
2	0.084 0	0.082 0	0.078 3	0.082 2	0.080 9	0.248 1	0.228 3	0.236 9	0.258 3	0.235 3
3	0.076 3	0.073 0	0.072 0	0.077 3	0.075 6					
4	0.071 2	0.071 2	0.070 2	0.073 6	0.074 8					
5	0.068 4	0.063 7	0.061 9	0.063 5	0.067 4	0.215 7	0.212 8	0.208 9	0.199 9	0.215 1
6	0.076 1	0.078 0	0.076 8	0.062 8	0.072 8					
7	0.087 8	0.095 6	0.096 7	0.090 3	0.091 8					
8	0.123 1	0.117 8	0.120 6	0.117 3	0.121 9	0.305 7	0.306 3	0.314 5	0.306 0	0.310 5
9	0.094 8	0.092 9	0.097 2	0.098 3	0.096 9					
10	0.086 1	0.086 1	0.080 1	0.081 0	0.084 3					
11	0.064 0	0.059 6	0.061 8	0.062 4	0.061 2	0.230 5	0.252 5	0.239 7	0.235 9	0.239 1
12	0.080 5	0.106 8	0.097 8	0.092 5	0.093 6					

2.2 预测步骤

综上所述, 月电量预测的具体步骤如下。

1) 基于年售电量数据序列, 运用灰色模型预测年售电量。

2) 基于大数据进行数据挖掘, 分析近来历史各年的售电量季占年比、月占季比, 分别得到平均值作为待预测年月的层级比例。

3) 基于层级比例和年售电量预测值, 由年电量和平均季占年比得到季度电量预测值, 由季度电量和月占季比得到月电量预测值, 分析相对误差 a

$$a = \frac{y' - y}{y} \times 100\% \quad (9)$$

式中: y' 为月电量预测值; y 为月电量实际值。

3 月电量预测的同期线损应用

电量数据系统中每天一抄, 电量的月统计是在每月末, 用当前表计数据减去上月末保存的数据。实际情况中会出现表计故障导致数据缺失的问题, 如图 2 所示, 而一般工程实际情况中, 对数据缺失的自动补抄方式为向前查询, 记录前一次有效数据作为当前数据, 故基本情况可分为以下三类。

1) 当月末几天的数据缺失时, 系统采用最近一次保存的读数作为月末读数, 从而抄表天数少于当

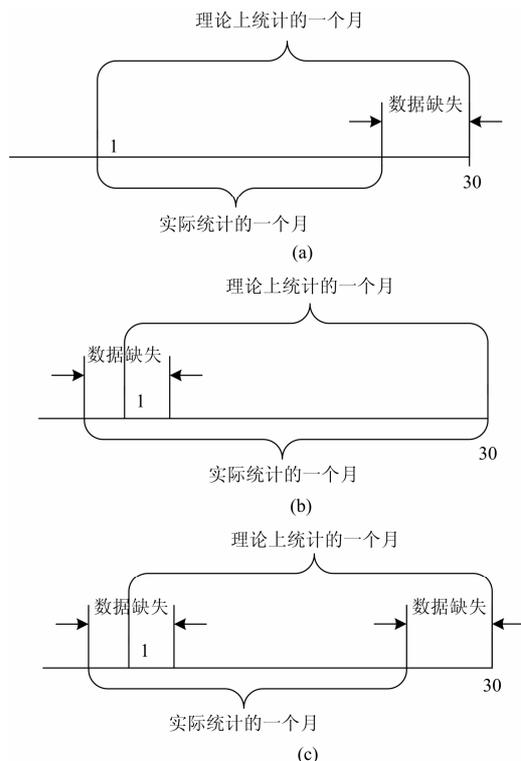


图 2 线损统计的不同期

Fig. 2 Asynchronous line loss

月天数, 抄表电量比实际电量少。

2) 当月初有数据缺失时, 系统采用上个月中最接近本月 1 号保存的数据, 从而抄表天数多于当月天数, 抄表电量比实际电量多。

3) 当月初月末同时有数据缺失时, 需结合实际情况综合考虑。

这些情况在供电量、售电量抄表中均有可能发生, 且具体是何种故障是随机的, 从而出现线损统计不同期的问题。

现有解决供售电量不同期的方法主要是集中抄表日法^[15]和供电比例系数法^[16]。集中抄表日法是一种按不同抄表日期和该日期下抄得的售电量占该区域内总抄得售电量的比例等价归算得到集中抄表日的一种方法, 在现有配电自动化水平下已不具意义。供电比例系数法是利用供电量与售电量的强相关性, 用每天的供电比例系数替代日售电比例系数, 从而可以分析出售电抄表期内每一天的售电量, 但此方法由于数据需求问题只能结合已有数据分析历史月的线损情况, 且是原供售电不同期问题下的方法。

本文提出供电比例系数结合月电量预测的方法, 做到当前配电系统中对同期线损的按月实时统计。且由图 2(c)可知, 当月初月末数据均缺失时, 需要同时预测两个月的电量数据, 本文提供的预测方法正好能便捷的得到各月的预测结果, 非常适用于线损分析。统计线损同期化流程图见图 3, 其方法如下:

1) 分析供电量、售电量数据是否为标准的月初 1 号至月末的时间尺度, 查询有无数据缺失。

2) 当线损统计不同期时, 进行电量预测(在此不讨论功率预测, 功率预测也可用电量预测代替, 但功率预测对于缺失数据天数少的情况有更佳的适用性), 得到月电量预测结果, 这时可能需要使用两个月的预测结果。

3) 由于供、售电量具有强相关性, 用日供电量比例(每日供电量/当月供电量)代替日售电量比例, 结合具体不同期情况对月售电量进行多减少补, 减去由于自动补录月初数据(实际为上月末)而多统计的售电量, 补全由于月末数据缺失少统计的售电量。

4) 进行同期线损、线损率分析。

具体地, 以 23 号至月末售电抄表数据缺失为例, 示意图如图 4, 对应流程图如图 5。

1) 计算当月自然月(1-30 日)的日供电量比例 g_{ni} (每日供电量/抄表期内总供电量), g 表示供电, n 表示自然月, i 表示日期。

2) 由于供、售电量具有强相关性, 用日供电量比例替代日售电量比例 g_{si} , s 表示售电。

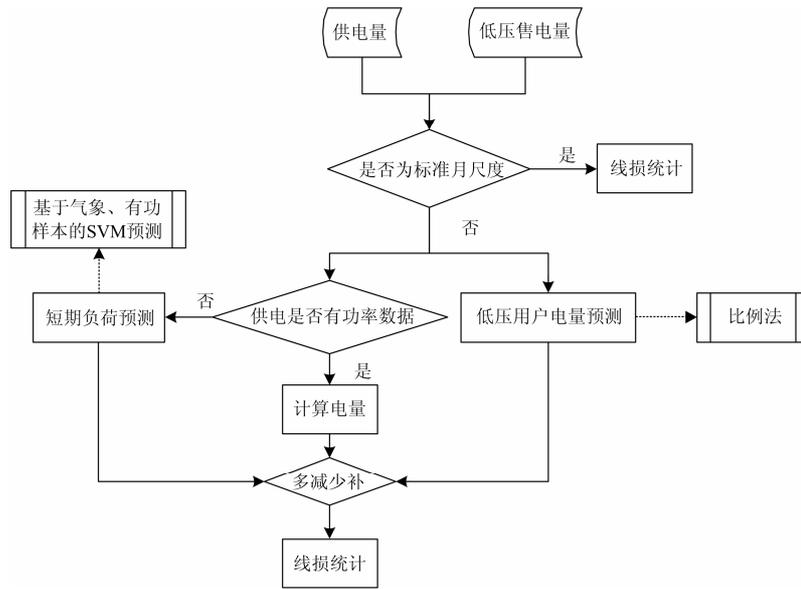


图3 同期线损统计步骤流程图

Fig. 3 Flow chart of synchronous line loss

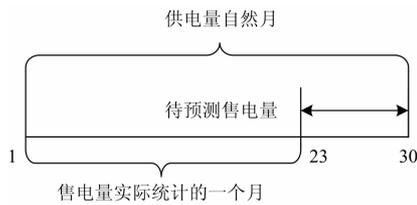


图4 同期统计具体举例

Fig. 4 An example of synchronous line loss statistics

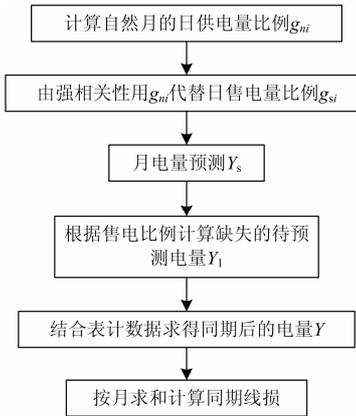


图5 线损统计详细流程图

Fig. 5 Detailed flow chart of synchronous line loss

3) 采用前文所述方法预测该月售电量 Y_s , 继而根据售电比例计算缺失的 23-30 日的预测售电量 Y_1 。

$$Y_1 = \sum_{i=23}^{30} g_{si} \cdot Y_s \quad (10)$$

4) 结合已有的实际售电数据, 求得同期后的售

电量 Y 。

$$Y = Y_0 + Y_1 \quad (11)$$

式中, Y_0 为表计售电量, 实际对应 1-22 日。

5) 按自然月求和, 计算归算到当月(自然月)的同期线损, 即月供电量与月售电量之差。

4 算例分析

4.1 月电量预测

为了比较本文所提层级比例预测方法的有效性, 利用前文提到的南京市某供电公司 2000 至 2003 年的各月售电量, 来预测 2004 年的月售电量, 并验证其精确度。统计分析可知, 2000-2003 年的售电量平均季占年比以及平均月占季比情况如表 3 所列。

表 3 2000-2003 年平均层级比例

Table 3 Average hierarchic proportion of 2000-2003

季度	平均季占年比	月份	平均月占季比
一	0.24	1	0.35 [*]
		2	0.34 [*]
		3	0.31
		4	0.34
二	0.21	5	0.31
		6	0.35
		7	0.30
		8	0.39
三	0.31	9	0.31
		10	0.35
		11	0.26
		12	0.39
四	0.24	1	0.35 [*]
		2	0.34 [*]
		3	0.31
		4	0.34

1、2 月份售电量受春节影响, 历史数据表明该地区 1、2 月中, 春节月的占季比小于非春节月, 查阅日历可知 2004 年的春节月是 1 月, 故预测时要进行调整, 1 月的占季比为 0.34, 2 月的占季比为 0.35。

1) 利用灰色模型进行年售电量预测, 结果如表 4 所示, 可见灰色模型对年售电量的预测十分精确。

表 4 灰色模型下的年售电量预测

Table 4 Annual electricity consumption forecasting based on grey model

售电量/(万 kW·h)	2000 年	2001 年	2002 年	2003 年	2004 年
实际值	153 238	168 851	178 611	193 168	205 353
预测值	153 238	168 076	179 856	192 463	205 952
相对误差	0	-0.46%	0.70%	-0.36%	0.29%

2) 根据层级比例计算季度售电量、月度售电量, 2004 年各月的月售电量预测结果示于表 5。

表 5 2004 年月售电量预测结果

Table 5 Monthly electricity consumption forecasting

月	实际值/ (万 kW·h)	本文方法 预测值	相对 误差	其他方法 预测值	相对 误差
1	16 172	16 805.683 2	3.92%	17 725.80	9.61%
2	16 618	17 299.968 0	4.10%	16 591.49	-0.16%
3	15 526	15 322.828 8	-1.31%	15 162.81	-2.34%
4	15 368	14 704.972 8	-4.31%	14 628.03	-4.82%
5	13 848	13 407.475 2	-3.18%	12 869.66	-7.06%
6	14 953	15 137.472 0	1.23%	14 765.53	-1.25%
7	18 848	19 153.536 0	1.62%	19 074.89	1.20%
8	25 024	24 899.596 8	-0.50%	23 965.95	-4.23%
9	19 897	19 791.987 2	-0.53%	19 411.96	-2.44%
10	17 309	17 299.968 0	-0.05%	16 618.16	-3.99%
11	12 560	12 851.404 8	2.32%	12 338.84	-1.76%
12	19 230	19 277.107 2	0.24%	19 942.89	3.71%
平均相对误差绝对值			1.94%		3.66%

由表中结果可知, 通过“年-季-月”的层级比例预测得到的预测值与实际值的平均相对误差为 1.94%, 有较高的预测精度。同样原始数据下, 有学者通过提高曲线平滑度和设置季节补偿系数^[17]进行月售电量预测, 其平均相对误差绝对值为 3.66%, 对比可见, 本文所提方法大大提高了预测的精确度, 且方法简单, 适用于工程实际操作。供电量的预测同理可得。

4.2 线损同期化

利用月电量预测结果, 按照前文所述方法步骤“多减少补”进行同期线损分析, 实例中统计常德市某线路 2015 年 8 月份的线损, 列出表计数据缺失情况如表 6。供电量为出口变压器的电量数据, 售

电量为台区变压器的电量数据。

表 6 合口变 302 合镇 II 线表计缺失情况

Table 6 Data lost statistics

客户名称	抄表起始 日期	抄表结束 日期	偏差天数
群丰村 2	20150827	20150831	27
湖南新合丰木业有限公司	20150807	20150831	7

由表 6 可见, 该线路“群丰村 2”售电数据缺失极为严重, 一个月达到 27 天之多, 若不进行线损的同期化, 是不能合理评价网络的线损水平的。通过分析历史数据得到该线路平均三季度用电量占年比例为 0.32, 8 月份占季比为 0.4, 进一步得到如下表 7 所示电量修正结果。其中客户 1 代表“群丰村 2”, 客户 2 代表“湖南新合丰木业有限公司”。

表 7 售电量同期结果

Table 7 Synchronous electricity sales

客户	表计 电量/ kW·h	8 月预测售 电量/kW·h	缺失售 电比例	偏差电 量/kW·h	同期后 售电 量/kW·h
客户 1	3 310	3 2576	0.92	29 970	33 280
客户 2	8 218	11 275.608	0.25	2 818.902	11 037

经过计算补全缺失数据得到修正后的同期售电量, 再进行线损统计。该线路的统计线损率由 7.68% 同期为 5.75%, 下降了 1.93%, 同期修正后更为准确、公正地评价了线损水平。

5 结语

由于线损是考察电力公司管理水平和网架结构的一个重要指标^[18], 而供、售电量数据统计不同期会导致统计线损跟实际线损偏离较大, 甚至出现负值, 不利于部门的考核, 有些公司为了完成指标可能还会人为篡改数据, 不利于整体的经营管理及服务水平的提高。同期化后的统计线损率一般最大不超过 10%, 且负值情况少, 对超过范围线路要及时查明情况, 做出改进。本文提出了一种基于年度售电量的灰色模型预测结果, 根据层级比例求得月度售电量, 特别适合实时线损分析, 实例证明此方法运用简单, 结果精确。并结合此预测结果, 提供了一种按月统计同期线损的方法, 做到及时监测, 给管理方提供可靠依据, 有较大的工程使用价值。

参考文献

- [1] 高卫东, 宋斌. 月度实际线损率定量计算方法[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(2): 86-90.
GAO Weidong, SONG Bin. A quantitative calculation method for actual monthly line loss rate[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(2): 86-90.

- [2] 唐巍, 高春成. 并行自适应混沌优化方法在中长期电量预测中的应用[J]. 电网技术, 2005, 29(11): 30-35.
TANG Wei, GAO Chuncheng. Application of parallel adaptive chaotic optimization in middle and long term electricity consumption forecasting[J]. Power System Technology, 2005, 29(11): 30-35.
- [3] 吴杰, 宋国堂, 卢志刚, 等. 基于偏最小二乘回归与比重法的月售电量预测[J]. 电力系统及其自动化学报, 2008, 20(3): 66-69.
WU Jie, SONG Guotang, LU Zhigang, et al. Forecasting for monthly electricity consumption using partial least-square regressive and proportion model[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2008, 20(3): 66-69.
- [4] 刘秋华. 基于季节指数和灰色预测的月电量预测模型[J]. 南京工程学院学报(自然科学版), 2006, 4(1): 1-6.
LIU Qiuhua. A forecasting model of monthly electricity power demand based on season exponent and grey forecast[J]. Journal of Nanjing Institute of Technology (Natural Science Edition), 2006, 4(1): 1-6.
- [5] 罗毅初, 冯天瑞, 李达凯, 等. 基于加和比例分配算法的中长期电量预测改进方法[J]. 电力需求侧管理, 2014, 16(4): 11-15.
LUO Yichu, FENG Tianrui, LI Dakai, et al. Improved medium and long-term electricity forecasting method based on summation-apportionment algorithm[J]. Power DSM, 2014, 16(4): 11-15.
- [6] 潘小辉, 刘丽萍, 李扬. 提高月度售电量预测精度的一种新方法[J]. 电力需求侧管理, 2013, 15(3): 11-15.
PAN Xiaohui, LIU Liping, LI Yang. A new method to promote the forecasting accuracy of monthly electricity consumption[J]. Power DSM, 2013, 15(3): 11-15.
- [7] 汪滔, 张伟, 吕萌萌, 等. 基于时间序列的地区电网售电量预测方法研究[J]. 电气技术, 2010(11): 9-12.
WANG Tao, ZHANG Wei, LÜ Mengmeng, et al. Study on electricity sales forecasting method of regional power grid based on time series[J]. Electric Technology, 2010(11): 9-12.
- [8] 邓聚龙. 灰色系统[M]. 北京: 国防工业出版社, 1985.
- [9] 孙仲民, 何正友, 戴铭. 基于灰色预测的电力电缆老化过程预警仿真研究[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(13): 55-60.
SUN Zhongmin, HE Zhengyou, DAI Ming. Simulation study on pre-alarm of power cable aging process based on grey prediction[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(13): 55-60.
- [10] BOX G P, JENKINS G M. Time series analysis: forecasting and control[M]. Holden-day Inc., 1976.
- [11] 王翠茹, 孙辰军, 杨静, 等. 改进残差灰色预测模型在负荷预测中的应用[J]. 电力系统及其自动化学报, 2006, 18(1): 86-89.
WANG Cuiru, SUN Chenjun, YANG Jing, et al. Application of modified residual error gray prediction model in power load forecasting[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2006, 18(1): 86-89.
- [12] 赵飞, 眭欢然, 戴岩, 等. 基于随机模糊理论和改进马尔科夫法的变压器寿命评估[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(15): 39-44.
ZHAO Fei, SUI Huanran, DAI Yan, et al. Power transformers life assessment based on random fuzzy theory and improved Markov method[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(15): 39-44.
- [13] 黄银华, 彭建春, 李常春, 等. 马尔科夫理论在中长期负荷预测中的应用[J]. 电力系统及其自动化学报, 2011, 23(5): 131-136.
HUANG Yinhua, PENG Jianchun, LI Changchun, et al. Application of Markov theory in mid-long term load forecasting[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2011, 23(5): 131-136.
- [14] KAYACAN E, ULUTAS B, KAYNAK O. Grey system theory-based models in time series prediction[J]. Expert Systems with Applications, 2010(37): 1784-1789.
- [15] 何健, 沈百强, 池峰. 线损管理中供电电量不对应分析的研究[J]. 浙江电力, 2005(3): 13-16.
HE Jian, SHEN Baiqiang, CHI Feng. The research for the unmatched between supply and distribution in line loss management[J]. Zhejiang Electric Power, 2005(3): 13-16.
- [16] 宋宏彪. 配电网线损分析与研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2002.
SONG Hongbiao. Analysis and study on the line losses of distribution network[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2002.
- [17] 朱国华, 吕华珍, 王林. 一种改进的月电量灰色预测模型[J]. 湖北电力, 2007, 31(2): 4-6, 21.
ZHU Guohua, LÜ Huazhen, WANG Lin. Improved grey prediction model for monthly electric power demand[J]. Hubei Electric Power, 2007, 31(2): 4-6, 21.
- [18] 陈芳, 张利, 韩学山, 等. 配电网线损概率评估及应用[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(13): 39-44.
CHEN Fang, ZHANG Li, HAN Xueshan, et al. Line loss evaluation and application in distribution network[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(13): 39-44.

收稿日期: 2015-09-21; 修回日期: 2015-11-03

作者简介:

冷华(1982-), 男, 硕士, 高级工程师, 研究方向为智能配电网相关技术、继电保护; E-mail: lh1435@163.com

陈鸿琳(1992-), 女, 硕士研究生, 研究方向为电力系统分析与控制、电力系统优化、负荷预测; E-mail: lin_xiuxian@yeah.net

李欣然(1957-), 男, 教授, 研究方向为电力系统负荷建模、储能系统建模、优化与控制。

(编辑 张爱琴)