

负荷率与线损的定量关系及其 在分时电价成本效益分析中的应用

朱连波¹, 孙松强², 常磊¹, 魏国华², 卢志刚²

(1. 华北电网秦皇岛电力公司, 河北 秦皇岛 066000;
2. 燕山大学电力电子节能与传动控制河北省重点实验室, 河北 秦皇岛 066004)

摘要: 通过理论分析和公式推导给出了用电负荷率与电网线损率之间的定量关系。线损率随负荷率的提高有不断下降的趋势, 这种趋势的量化为电价设计及成本效益分析提供了依据。以某地区 10 kV 配电网为例, 验证了线损与用电负荷率量化关系的正确性。详细介绍了该研究成果在分时电价成本效益分析中的应用, 给出了计及电网损耗变化的电网企业成本效益分析模型, 为需求侧管理提供了参考。

关键词: 用电负荷率; 线损率; 定量分析; 成本效益分析

Quantitative relationship between load factor and power loss and application in cost-benefit analysis of TOU

ZHU Lian-bo¹, SUN Song-qiang², CHANG Lei¹, WEI Guo-hua², LU Zhi-gang²

(1. Qinhuangdao Electric Power Corporation, North China Grid Company Limited, Qinhuangdao 066000, China; 2. Key Lab of Power Electronics for Energy Conservation and Motor Drive of Hebei Province, Yanshan University, Qinhuangdao 066004, China)

Abstract: The quantitative relationship between load factor and line loss rate are given through theoretical analysis and formula deduction. Line loss rate descends gradually with the drops of load factor, and the quantitative analysis of the tendency provides a theoretical basis for electricity price design and cost-benefit analysis. A 10 kV distribution network is taken as an example to confirm the correctness of quantitative relationship between load factor and line loss rate. The application of the results in time-of-use(TOU) price cost-benefit analysis is presented in detail, and an improved cost-benefit analysis model considering the line loss is proposed which provides a reference for DSM.

Key words: load factor; line loss rate; quantitative analysis; cost-benefit analysis

中图分类号: TM71 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2010)17-0043-04

0 引言

近几年来, 电力市场需求发生了极大的变化, 从原来计划经济下的供不应求到市场经济下的供需总体趋缓, 再到目前新一轮经济启动下又趋紧张, 电力负荷特性已经发生了很大的变化。电网的负荷与最高负荷持续增长、峰谷差进一步加大、电网的负荷率及利用小时呈现出逐步下降的趋势^[1], 给电网安全、经济运行带来了困难。

线损率是电力系统的一项重要技术经济指标, 它是综合衡量电力企业管理水平的主要标志之一, 线损计算中关键的资料是网络中各结点的负荷曲线^[2]。各结点的负荷曲线直接影响元件中的电流变

化及电源出力。所以对负荷及负荷曲线进行较详细的分析是十分必要的。

分时电价是目前需求侧管理的一种有效手段, 文献[3]提出了基于 DSM 的分时电价数学模型, 文献[4]提出了计及风险的最优分时零售电价模型, 文献[5]给出了基于用户价格响应和满意度的峰谷分时电价优化决策模型, 但以上模型均未考虑实施分时电价后负荷率提高对配网线损率的影响。

本文通过数学推理和量化分析对用电负荷率与电网电能损耗间的关系进行分析和研究, 得到了用电负荷率与线损率的定量关系, 在现有研究成果基础上, 探讨了考虑电网电能损耗的分时电价成本效益, 研究结果对电价设计分析具有一定的指导意义。

1 负荷率与电网线损率的关系

根据线损计算原理，电力网的线损是指一定时段内网络各个元件上的功率损耗对时间的积分值的总和。选取典型代表日，其功率损耗为：

$$\Delta A = \Delta p + \frac{\sum_{i=1}^{24} P_i^2 + Q_i^2}{U_{av}^2} \times R \times 10^{-3} \quad (1)$$

其中： Δp 为代表日固定线损电量； R 为电力网元件电阻； P_i 为代表日实测整点的有功功率； Q_i 为代表日实测整点的无功功率； U_{av} 为折算到某一电压等级的线电压。由于视在功率 $S_i = \frac{P_i}{\cos \varphi}$ ，其中 $\cos \varphi$ 为功率因数，假设电网运行中在一定时期功率因数保持不变。所以功率损耗又可以表示为：

$$\Delta A = \Delta p + \frac{\sum_{i=1}^{24} P_i^2}{U_{av}^2 \cos^2 \varphi} \times R \times 10^{-3} \quad (2)$$

设总的用电量为 A ，则：

$$A = \sum_{i=1}^{24} P_i \quad (3)$$

此时，线损率 ρ 为：

$$\rho = \frac{\Delta A}{A} = \frac{\Delta p}{\sum_{i=1}^{24} P_i} + \frac{\sum_{i=1}^{24} P_i^2 \times R \times 10^{-3}}{U_{av}^2 \cos^2 \varphi \times \sum_{i=1}^{24} P_i} \quad (4)$$

电力网中的负荷是随时变化的，表示负荷随时间变化的曲线称为负荷曲线，根据电网最大负荷利用小时数 T 和最大负荷损耗时间 τ 的定义可知，最大负荷损耗时间 τ 与用视在功率表示的负荷曲线有关，而最大负荷利用小时数与有功功率表示的负荷曲线有关，显然有功功率和视在功率间只差一个功率因数的关系，即 $P = S \times \cos \varphi$ 。因此可以得到式 (5)。

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{24} P_i^2 = \tau \times P_{max}^2 \\ \sum_{i=1}^{24} P_i = T \times P_{max} \end{cases} \quad (5)$$

将其代入到式 (4) 中，于是线损率又可以表示为：

$$\rho = \frac{\Delta A}{A} = \frac{\Delta p}{T \times P_{max}} + \frac{\tau P_{max} \times R \times 10^{-3}}{U_{av}^2 \times \cos^2 \varphi \times T} \quad (6)$$

根据负荷率的定义，负荷率 $f = \frac{P_{av}}{P_{max}}$ ，式中 P_{av} 、

P_{max} 分别表示日负荷曲线的平均值、最大值。代表日负荷率也可以表示为 $f = \frac{T}{24}$ ，于是线损率可以用最大负荷损耗时间和负荷率表示，即：

$$\rho = \frac{\Delta p}{A} + \frac{A \times R \times 10^{-3}}{24^2 \times U_{av}^2 \times \cos^2 \varphi} \times \frac{\tau}{f^2} \quad (7)$$

当已知线路供电量时， A 为常数，可以对式 (7) 做进一步简化得到式 (8)，

$$\rho = \Delta \rho + \beta \times \frac{\tau}{24 f^2} \quad (8)$$

式中： $\Delta \rho = \frac{\Delta p}{A}$ ， $\beta = \frac{A \times R \times 10^{-3}}{24 U_{av}^2 \times \cos^2 \varphi}$ 。

根据线损理论计算分析过程中的“最小二乘法”，得到最大损耗小时数与负荷率 f 的关系如式 (9) 所示，代入式 (7) 可得到线损率与负荷率的关系，如式 (10)。

$$\frac{\tau}{24} = 0.2 f + 0.8 f^2 \quad (9)$$

$$\rho = \frac{AR \times 10^{-3}}{120 U_{av}^2 \cos^2(\varphi)} \cdot \frac{1}{f} + \frac{AR \times 10^{-3}}{30 U_{av}^2 \cos^2(\varphi)} + \frac{\Delta p}{A} \quad (10)$$

线损率 ρ 随负荷率变化的量化关系曲线如图 1 所示。

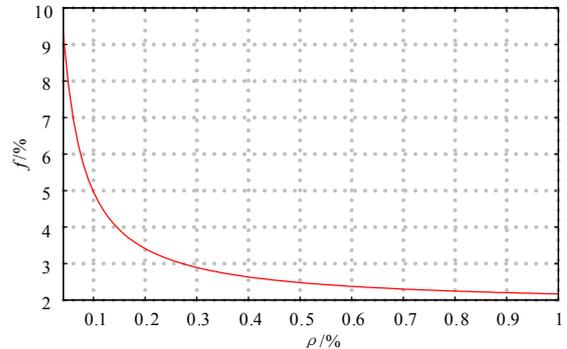


图 1 线损率与负荷率的量化关系曲线

Fig.1 Quantitative relationship between load factor and line loss rate

由式 (10) 可见，当线路供电量及运行参数不变时，电能损耗随负荷率 f 的提高而减小。电网运行中可以通过分时电价调整用电负荷曲线，提高负荷率，减少电能损耗。

2 实例分析

以某地区实际运行的配电线路为例进行分析，电网实际运行电压为 10 kV，功率因数取 0.8。线路结构如图 2 所示，变压器和导线参数如表 1、2 所示，线路运行抄见如表 3 所示，线损实际计算采用华北电

网理论线损计算软件, 计算环境设置为温度33℃, 低压系数8.7%, 运行时间为24 h。

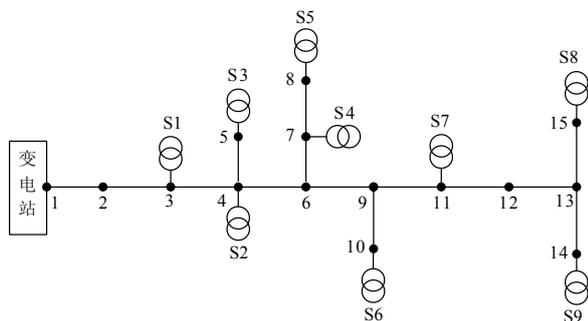


图2 线路结构图

Fig.2 Line structure

表1 线路的变压器参数

Tab.1 Parameters of power transformer

序号	型号	容量/kVA	P_0 /kW	P_{kn} /kW
S_1	S9-315	315	0.7	3.5
S_2	S9-250/10	250	0.59	2.95
S_3	S9-160/10	160	0.42	2.1
S_4	S9-200	200	0.5	2.5
S_5	SJL-560	560	2.1	9
S_6	S9-315	315	0.7	3.5
S_7	S9-160/10	160	0.42	2.1
S_8	S9-1600/10	1600	2.45	14
S_9	S7-250/10	250	0.64	4

表2 线路的导线参数

Tab.2 Parameters of line

序号	型号	长度/m	电阻
L_{12}	ZLQD22-3*240	350	0.045 5
L_{23}	LJ-185	1335	0.226 95
L_{34}	LJ-185	89	0.015 13
L_{45}	LJ-35	22	0.020 24
L_{46}	LJ-185	763	0.129 71
L_{67}	LJ-35	144	0.132 48
L_{78}	LJ-35	25	0.023
L_{69}	LJ-185	145	0.024 65
L_{910}	LJ-35	310	0.285 2
L_{911}	LJ-185	362	0.061 54
L_{1112}	LJ-185	251	0.042 67
L_{1213}	LJ-185	328	0.055 76
L_{1314}	LJ-70	262	0.120 52
L_{1315}	LJ-35	16	0.014 72

表3 负荷1线路24 h负荷电流

Tab.3 24 hour's load current of the load 1

A					
1点	20	9点	150	17点	180
2点	20	10点	150	18点	150
3点	40	11点	120	19点	120
4点	60	12点	80	20点	100
5点	60	13点	80	21点	80
6点	80	14点	120	22点	60
7点	120	15点	180	23点	40
8点	150	16点	180	24点	40

表4 负荷2线路24 h负荷电流

Tab.4 24 hour's load current of the load 2

A					
1点	90	9点	110	17点	110
2点	90	10点	110	18点	110
3点	90	11点	110	19点	100
4点	90	12点	90	20点	100
5点	90	13点	90	21点	100
6点	90	14点	110	22点	90
7点	90	15点	110	23点	90
8点	100	16点	110	24点	90

假定整个配电网中的负荷分配均按各配电变压器的额定容量 S_N 进行分配, 且各负荷点的功率因数及负荷曲线形状相同, 则等值电阻为:

$$R = \sum_{n=1}^n S_{Nn}^2 R_n / S_{N\sum}^2 \quad (11)$$

式中: $S_{N\sum}$ 为整个配电网所有配电变压器的额定容量之和 (kVA); S_{Nn} 为每段配电线路所带的配电变压器额定容量; R_n 为每段配电线路的电阻。利用式 (11) 可以求得该段线路等值电阻 $R=0.72 \Omega$, 在对负荷 1 计算时, 求得不变损耗 $\Delta p=205.44 \text{ kWh}$, 利用以上结果, 设式 (10) 中恒定值为 C , 第一项系数为 D , 相关计算结果如表 5 所示。

表5 参数计算结果

Tab.5 Result of parameters' calculation

R	A	C	D
0.72 Ω	32.978 MWh	0.018 6	0.003 1

现以分时电价的“削峰填谷”措施来调整电网负荷特性, 使其负荷率从 0.55 逐步提高至 0.90, 其中负荷率为 55%和 90%的抄见如表 3 和表 4 所示, 计算相应的线损率及线损率变化情况, 相关计算结果如表 6 所示, 从计算结果可以看出, 负荷率从 0.55 提高到 0.90 可以使线损率降低 0.3 个百分点, 在电价效益分析时应予以考虑。负荷率较小时, 计算值与理论值误差较大, 而负荷率在 0.65 以上时, 误差

率均在 1%以内, 说明用电负荷率与电网线损率之间呈现非线性的定量关系。

表 6 计算结果

Tab.6 Result of calculation

序号	f	ρ (计算)%	ρ (理论)%	误差	误差率/%
1	0.55	2.59	2.42	-0.17	-6.563 71
2	0.60	2.45	2.38	-0.07	-2.857 14
3	0.65	2.36	2.34	-0.02	-0.847 46
4	0.70	2.30	2.30	0	0
5	0.75	2.26	2.27	0.01	0.442 478
6	0.80	2.23	2.25	0.02	0.896 861
7	0.85	2.21	2.22	0.01	0.452 489
8	0.90	2.19	2.20	0.01	0.456 621

3 分时电价成本效益分析

下面就需求侧实行峰谷分时电价策略对降低电网电能损耗进行分析。设一个代表日内的负荷曲线划分为高峰、平值、低谷 3 个时段, 分别用 T_1 、 T_2 、 T_3 表示, 负荷曲线上各点处于高峰时段和低谷时段的可能性可以采用模糊聚类的方法分析^[6]。

电网公司实施峰谷分时电价的成本包括相关设备投资成本、项目管理费用以及售电收入损失 3 个部分, 电网公司的效益则包括可免容量(固定)成本和可免电量(变动)成本^[7], 考虑电网损耗降低带来的经济效益, 电网公司的成本、效益分析模型分别为:

$$C_p = \sum_{i=1}^M C_{pi} = \sum_{i=1}^M K_i (E_i + M_i + R_i) \quad (12)$$

$$B_p = \sum_{i=1}^M B_{pi} = \sum_{i=1}^M K_i (\Delta Q_i A_i + R'_i + F'_i) \quad (13)$$

式中, F'_i 为削峰填谷后负荷率提高而降低的电网损耗费用, 其他参数如文献[7]中所述, 现在讨论 F'_i 的计算方法。

假设代表日当天线损率变化不大, 则有:

$$F'_i = \bar{\rho}_{pi} (Q_{fi} + Q_{pi} + Q_{gi}) \rho_{old} - (\rho'_{fi} Q_{fi} + \rho'_{pi} Q_{pi} + \rho'_{gi} Q_{gi}) \rho_{new} \quad (14)$$

其中, ρ_{old} , ρ_{new} 分别为第 i 年实施峰谷分时电价与峰谷上网电价前后的电网线损率, 可由下式求得:

$$\rho_{old} = \frac{AR \times 10^{-3}}{120U_{av}^2 \cos^2(\varphi)} \cdot \frac{1}{f_{old}} + \frac{AR \times 10^{-3}}{30U_{av}^2 \cos^2(\varphi)} + \frac{\Delta p}{A} \quad (15)$$

$$\rho_{new} = \frac{AR \times 10^{-3}}{120U_{av}^2 \cos^2(\varphi)} \cdot \frac{1}{f_{new}} + \frac{AR \times 10^{-3}}{30U_{av}^2 \cos^2(\varphi)} + \frac{\Delta p}{A} \quad (16)$$

式中, f_{old} , f_{new} 分别为第 i 年实施峰谷分时电价与峰谷上网电价前后的电网负荷率, 设转移负荷在峰时段呈平均分布, 则有:

$$f_{old} = \frac{Q_{fi} + Q_{pi} + Q_{gi}}{24\rho_{max}} \quad (17)$$

$$f_{new} = \frac{Q_{fi} + Q_{pi} + Q_{gi}}{24(\rho_{max} - \Delta Q_i / T_1)} \quad (18)$$

式中, ρ_{max} 为实施峰谷分时电价前的电网代表日最大负荷。这样, 本文完成了对文献[7]中电网公司效益分析模型的修订, 由于该模型考虑了实际中分时电价后电网损耗的变化, 因此本文提出的模型更加合理。

4 结论

本文从理论上得出了用电负荷率与电网线损率的定量关系, 给出了线损率与负荷率的量化关系曲线。研究结果表明用电负荷对线损率的影响很大, 当线路供电量及运行参数不变时, 线损率的大小主要由负荷率决定, 特别是在负荷率较低时, 改善负荷率对降低线损率有很大作用。

通过对分时电价成本效益的研究, 利用计及电网损耗的方法修正了现有的分时电价成本效益分析模型, 研究结果对电价设计分析有一定的指导意义。

参考文献

- [1] 赵希正. 中国电力负荷特性分析与预测[M]. 北京: 中国电力出版社, 2002.
ZHAO Xi-zheng. Power load characteristics analysis and forecast of China[M]. Beijing: China Electric Power Press, 2002.
- [2] 杨秀台. 电力网线损的理论计算和分析[M]. 北京: 水利水电出版社, 1985.
YANG Xiu-tai. Theoretical calculation and analysis of power line loss[M]. Beijing: Water Resources and Electric Power Press, 1985.
- [3] 刘昌, 姚建刚, 姚文峰, 等. 基于DSM的分时电价的确定与分析[J]. 继电器, 2005, 33(15): 57-85.
LIU Chang, YAO Jian-gang, YAO Wen-feng, et al. Research of TOU power price model based on DSM[J]. Relay, 2005, 33(15): 57-85.
- [4] 段登伟, 刘俊勇, 吴集光. 计及风险的配电公司最优分时零售电价模型[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(3): 8-12.
DUAN Deng-wei, LIU Jun-yong, WU Ji-guang. Optimal TOU retail pricing models for distribution utility with risk management[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(3): 8-12.

(下转第 52 页 continued on page 52)

- [7] 宋斌, 于萍, 罗运柏, 等. 基于灰关联熵的充油变压器故障诊断方法[J]. 电力系统自动化, 2005, 29 (18): 76-79.
SONG Bin, YU Ping, LUO Yun-bai, et al. Fault diagnosis for power transformer based on grey relation entropy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29 (18): 76-79.
- [8] 王永强, 律方成, 李和明. 基于贝叶斯网络和有种溶解气体分析的变压器故障诊断方法[J]. 电工技术学报, 2004, 19 (12): 74-77.
WANG Yong-qiang, Lü Fang-cheng, LI He-ming. Fault diagnosis for power transformer based on BN and DGA[J]. Transactions of China Electrotechnicals, 2004, 19 (12): 74-77.
- [9] 李俭, 孙才新, 陈伟根, 等. 灰色聚类和模糊聚类集成诊断变压器内部故障的方法研究[J]. 电机工程学报, 2003, 23 (2): 112-115.
LI Jian, SUN Cai-xin, CHEN Wei-gen, et al. A method of synthesis based on the grey cluster and fuzzy cluster about internal fault diagnosis of transformer[J]. Proceedings of the CSEE, 2003, 23 (2): 112-115.
- [10] Werner Feilhauer, Edmund Handschin. Interpretation of dissolved gas analysis using dempster-shafer's theory of evidence[C]. //9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems. Stockholm (Sweden) : 2006.
- [11] 董明, 孟源源, 徐长响, 等. 基于支持向量机和油中溶解气体分析的大型电力变压器故障诊断模型研究[J]. 电机工程学报, 2003, 23 (7): 88-92.
DONG Ming, MENG Yuan-yuan, XU Chang-xiang, et al. Fault diagnosis model for power transformer based on support vector machine and dissolved gas analysis[J]. Proceedings of the CSEE, 2003, 23 (7): 88-92.
- [12] Tang Wenhui, Shintemirov Almas, Wu Q H. Transformer dissolved gas analysis using least square support vector machine and bootstrap[C]. //Proceeding of the 26th Chinese Control Conference. 2007.
- [13] Lin C F, Wang S D. Fuzzy support vector machines[J]. IEEE Trans Neural Networks, 2002, 13 (2): 464-471.
- [14] 张全明, 刘会金. 最小二乘支持向量机在电能质量扰动分类中的应用[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28 (1): 106-110.
ZHANG Quan-ming, LIU Hui-jin. Application of LS-SVM in classification of power quality disturbance[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28 (1): 106-110.
- [15] 张蕊, 郭瑞君, 李华, 等. 基于变压器故障分类的 DGA 特征提取[J]. 高电压技术, 2005, 31(4): 32-33.
ZHANG Rui, GUO Rui-jun, LI Hua, et al. Feature Selection of DGA data based on transformer fault classification[J]. High Voltage Engineering, 2005, 31(4): 32-33.
- [16] Inoue T, Abe S. Fuzzy support vector machines for pattern classification[C]. // Proceedings of International Joint Conference on Neural Networks. Washington DC: 2001: 1449-1454.

收稿日期: 2009-09-15; 修回日期: 2009-10-20

作者简介:

刘同杰 (1984-), 男, 博士, 研究方向为大电网故障诊断项目; E-mail: liutongjie1984@163.com

刘志刚 (1975-), 男, 教授, 博导, 研究方向为现代信号处理技术及其在电力系统中的应用。

(上接第 46 页 continued from page 46)

- [5] 丁伟, 袁家海, 胡兆光. 基于用户价格响应和满意度的峰谷分时电价决策模型[J]. 电力系统自动化, 2005, 29 (20) : 10-14.
DING Wei, YUAN Jia-hai, HU Zhao-guang. Time-of-use price decision model considering users reaction and satisfaction index[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29 (20) : 10-14.
- [6] 丁宁, 吴军基, 邹云. 基于DSM的峰谷时段划分及分时电价研究[J]. 电力系统自动化, 2001, 25(10): 9-12.
DING Ning, WU Jun-ji, ZOU Yun. Research of peak and valley time period partition approach and time-of-use price on DSM[J]. Automation of Electric Power Systems, 2001, 25 (10) : 9-12.
- [7] 唐捷, 任震, 高志华, 等. 峰谷分时电价的成本效益分析模型及其应用[J]. 电网技术, 2007, 31(6): 61-66.
TANG Jie, REN Zhen, GAO Zhi-hua, et al. Cost-benefit analysis model and its application of peak-valley time-of-use electricity price[J]. Power System Technology, 2007, 31 (6) : 61-66.

收稿日期: 2009-10-13; 修回日期: 2009-12-26

作者简介:

朱连波 (1960-), 男, 本科, 高级经济师, 主要从事电网线损管理工作;

孙松强 (1984-), 男, 硕士生, 主要研究方向为电力系统经济运行与控制; E-mail:sunysu888@163.com

常磊 (1964-), 女, 高级经济师, 主要从事电网经济管理。