

一种规划态配网理论线损估算方法

叶云¹, 王主丁^{1,2,3}, 张宗益^{1,2}, 赵俊光³, 翟亮⁴

(1. 重庆大学输配电装备及系统安全与新技术国家重点实验室, 重庆 400044;
2. 重庆大学电力能源技术经济研究院, 重庆 400044; 3. 重庆星能电气有限公司, 重庆 400039;
4. 玉溪供电局, 云南 玉溪 653100)

摘要: 针对高压、中压和低压配电网规划各自的特点, 提出了相应的理论线损率估算方法。特别是对于结构复杂的中、低压配电网, 引入了损失系数法和允许损失率修正因子法, 最大限度地克服了规划态系统数据匮乏、负荷分布信息模糊等制约因素, 为配电网规划工作提供了一种估算配网理论线损率的方法。算例表明了该方法的高效性和工程实用性。

关键词: 配电网规划; 电压损失系数; 允许损耗率修正因子法; 线损率

An estimation method of energy loss for distribution network planning

YE Yun¹, WANG Zhu-ding^{1,2,3}, ZHANG Zong-yi^{1,2}, ZHAO Jun-guang³, ZHAI Liang⁴

(1. State Key Laboratory of Power Transmission Equipment & System Security and New Technology, Chongqing University, Chongqing 400044, China; 2. Electric Energy Technology and Economy Institute, Chongqing University, Chongqing 400044, China; 3. Chongqing Electrical Energy Star Co. Ltd., Chongqing 400039, China;
4. Yuxi Electric Power Supply Bureau, Yuxi 653100, China)

Abstract: Considering the features of high, middle and low voltage distribution network planning, the methods for estimating the energy loss rate are presented. Especially, regarding the complicated middle and low voltage distribution networks, a loss coefficient method and a factor correction method of allowable loss rate are proposed to overcome the problems of data deficiency of feeders and fuzzy load distribution information. A numerical example shows the method of energy loss estimation for distribution network planning is effective and practical.

Key words: distribution network planning; voltage drop coefficient; allowable loss rate correction; energy loss rate

中图分类号: TM744 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2010)17-0082-05

0 引言

配电网线损是电力部门一项综合性经济、技术指标。准确合理的配电网线损理论计算是电力部门分析线损构成、制定降损措施的有力工具, 对促进供电企业降低能耗, 内部挖潜, 提高经济效益, 优化电网规划设计方案, 加强运行管理具有重要的意义^[1-2]。

目前, 传统的计算线损的方法有台区损失率法、电压损失率法、等值电阻法等。这些方法虽然在工程中得到了一定的应用, 但都需要比较多的系统数据, 故主要是用来计算现状配网线损^[3-4]。规划、设

计阶段线损的计算主要用于电网规划方案比较, 对优化电网有着重要的意义^[5]。然而, 国内很少有关于规划、设计阶段线损计算方法的研究。如何克服规划阶段馈线数据匮乏, 负荷分布信息模糊, 线路上配变分布不明等制约因素, 成为计算规划态线损率的关键。

本文在实际配网规划实践的基础上, 根据高压配网、中压配网和低压配网各自的特点, 分别提出了计算线损的简洁实用方法。特别是针对10 kV及以下配网结构比较复杂、分支线路多、规模大、相关电网参数难于获取等特点, 引入了损失系数法并提出了允许损耗率修正因子法, 克服了诸多制约因素, 为估算规划年配网线损率提供了一种实用性很强的方法。

基金项目: 科技部科技型企业技术创新基金资助项目
(06c26225110507)

1 高压配网线损率估算

高压配网由于结构相对简单,数据容易收集,高压配网线损计算只需要根据其网架规划及分区负荷预测,对高压配网进行潮流计算得到其最大负荷总耗 $\Delta P_{h,\max}$,再用最大负荷损耗时间得到年线损电量及其线损率:

$$\Delta P_{h,y}\% = \frac{\Delta P_{h,\max} \times \tau_{\max}}{35/110 \text{ kV公用网年供电量}} \times 100\% \quad (1)$$

式中, τ_{\max} 为最大负荷损耗小时数。

2 中压配网线损率估算

中压配电网网架结构相对复杂,如果逐个对馈线进行线损计算分析,工作量相当大。考虑到中压馈线不同典型接线方式(如城市、郊区、农村,以及各不同变电站出线),馈线结构(主干线型号和长度)相似,可以按不同接线方式分区计算线损,然后再逐个累加得到整个中压配电网的线损。

2.1 典型接线方式配网损耗估算

假设典型接线方式主干线负荷均匀分布,配变装接容量合理(取规划年配变经济负载率为60%~70%或稍低),型号大致相同,则可估算得到单条馈线的平均配变总容量和台数。然后,根据文献[6]介绍的损失系数法,即馈线功率损耗和电压损耗分别用线路末端集中负荷供电时的功率损耗乘以某一系数 G_p 和 G_u 来估算。 G_p 和 G_u 的取值参见文献[6]的损失系数表。该方法可根据每条馈线首端的负荷、主干线参数及线路上负荷的分布形式直接估算出该馈线的功率损耗和电压损耗,不必逐点进行计算。以功率损耗为例,每条馈线损耗可表示为:

$$\Delta P_L = G_p \times \Delta P_{L0} \quad (2)$$

式中, ΔP_{L0} 为末端集中负荷时的功率损耗。

假设该线路上配变经过改造更换,配变型号大部分相同。配变安装台数为 N ,总容量为 S_T ,线路上总负荷为 S_L 。现将线路上配变作近似处理:假设配变型号相同,安装台数为 N ,单台容量为 S_T/N 。则根据线路配变的总体型号和配变近似容量可查到单台配变的空载损耗为 ΔP_{T0} ,负载损耗为 ΔP_{T1} ,则馈线上配变总损耗可估算为:

$$\Delta P_T = [\Delta P_{T0} + \Delta P_{T1} \times (\frac{S_L}{S_T})^2] \times N \quad (3)$$

由此计算出单条馈线年有功总损耗为:

$$\Delta W_i^0 = [\Delta P_L / K + N \times \Delta P_{T1} \times (\frac{S_L}{S_T})^2] \tau_{\max} + \quad (4)$$

$$N \times \Delta P_{T0} \times T_y$$

式中: K 为考虑分支线损耗引入的修正系数(一般取值为0.8); T_y 为配变一年的投运小时数(如8760)。

由此得到该馈线的有功损耗 ΔW_i^0 ,乘以该典型接线方式馈线条数 n 可得有功总损耗为:

$$\Delta W_i^\Sigma = n \times \Delta W_i^0 \quad (5)$$

2.2 估算整个中压配网线损率

设按典型接线方式的分区个数为 M ,则中压配网年线损率可表示为

$$\Delta P_{m,y}\% = \frac{\sum_{i=1}^M \Delta W_i^\Sigma}{10 \text{ kV公用线年供电量}} \times 100\% \quad (6)$$

3 低压网综合线损率估算

低压配电网结点多,分支线和元件多,各支线导线型号、功率因数和运行数据也不相同。由于这些数据难于获得,要精确计算现状低压配电网的电能损耗都比较困难,更何况规划期的线损计算^[7]。考虑到规划导则对低压线路一般都有年平均线损率和电压损耗率两个约束条件,本文首先从满足最大允许线损率和最大允许电压损耗率出发,找出满足两个条件且在给定线路负载率情况下的主干线极限长度,再运用实际规划结果中关键数据(如负载率和主干线长度)对要求的最大允许线损率进行修正(即允许损耗率修正因子法),得到低压规划线路的线损估计值。

3.1 主干线极限长度的推导

低压电网的最大线损率可表示为(推导略):

$$\Delta p_{\max}\% = \frac{\frac{S^2}{U_N^2} r L G_p \tau_{\max}}{S \cos \alpha T_{\max}} = \frac{S}{U_N^2} r L G_p \tau_{\max} \cos \alpha T_{\max} \quad (7)$$

其中: S 表示线路的视在功率; r 为单位长度线路的电阻; L 为线路长度; T_{\max} 为最大负荷利用小时数; U_N 为线路额定电压; $\cos \alpha$ 为线路功率因数。

由公式(7)可推导出在最大线损率为 $\Delta p_{\max}\%$ 时,最大允许主干线供电长度为:

$$L_{p\max} = \frac{\Delta p_{\max}\% \cos \alpha T_{\max} U_N^2}{S r G_p \tau_{\max}} \quad (8)$$

假设主干线总阻抗为 $R+jX$,末端视在功率为 $S=P+jQ$,则主干线上电压总损耗为:

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U_N} = \frac{SrL \cos \alpha}{U_N} \left(1 + \frac{x}{r} \tan \alpha\right) \quad (9)$$

由此可知，线路电压总损耗率为：

$$\Delta U\% = \frac{\frac{SrL \cos \alpha}{U_N} \left(1 + \frac{x}{r} \tan \alpha\right) G_u}{U_N} \times 100\% = \frac{SrL \cos \alpha \left(1 + \frac{x}{r} \tan \alpha\right) G_u}{U_N^2} \times 100\% \quad (10)$$

式中， G_u 为电压损失系数。

由公式 (10) 可推算出满足最大允许电压损耗 $\Delta U_{\max}\%$ 的低压干线极限长度为：

$$L_{U_{\max}} = \frac{U_N^2 \times \Delta U_{\max}\%}{Sr \cos \alpha \left(1 + \frac{x}{r} \tan \alpha\right) G_u} \quad (11)$$

由此可以得到符合两个约束条件的极限线路长度为：

$$L_{\max} = \min\{L_{P_{\max}}, L_{U_{\max}}\} \quad (12)$$

3.2 允许损耗修正因子法

《中国南方电网公司 110 kV 及以下配电网规划指导原则》（以下简称《指导原则》）^[8]中对低压网年平均线损率和电压损耗率等指标作了明确规定，指出：

1) D 类、E 类和 F 类区域 380/220 V 电网年平均线损率分别不能大于 2.5%、5%和 9%。

2) 低压线路（包括接户线）电压损耗率不能大于 4%~6%。

为达到《指导原则》中对线损率、供电可靠性、负荷转供能力和电压指标的要求，规划年低压线路负载率及供电半径需保持在合理范围之内。设线路上负荷均匀分布，且馈线负载率为 50%，由文献[6]中的损失系数表可得此时功率损失系数 G_p 取 0.333，电压损失系数 G_u 为 0.50。计算得到各种线型为分别满足相应线损和电压指标要求所对应的最大允许供电长度，如表 1 所示。由该表可见，满足最大允许电压损耗率 5%的供电长度一般都小于满足最大允许线损率（2.5%、5%或 9%）的供电长度。于是，仅考虑满足最大允许线损率 2%或 2.5%的供电长度可能会存在电压损耗偏大的问题，应使用满足最大允许电压损耗率的供电长度进行校验。

表 1 负载率 50%的低压线路满足相关线损及电压指标的最大供电长度

Tab.1 Largest length of 50% loading low-voltage feeders of different line losses and voltage quality

线型	最大输送容量/kVA	R/ (Ω/km)	X/ (Ω/km)	最大允许主干线供电长度/m			
				最大允许年平均线损率		最大允许电压损耗率	
				2.50%	5%	9%	5%
LGJ-150	292.6	0.21	0.265	595.4	1 190.9	2 143.35	381.6
LGJ-120	250	0.27	0.272	542	1 084	1 951.2	360
LGJ-95	219	0.33	0.278	506.2	1 012.2	1 822.5	351.6
LGJ-70	181	0.45	0.289	449.2	898.7	1 616.85	360.6
LGJ-50	144	0.65	0.299	390.8	736.3	1 447.65	336.36
LGJ-35	112	0.85	0.31	384.3	768.8	1 383.3	343.68
LGJ-25	89	1.38	0.324	297.8	595.3	1 072.35	281.4
LGJ-16	69	2.04	0.339	259.9	519.9	935.55	253.08

注：该表忽略了电压偏移对损耗的影响，使得表中按“最大允许年平均线损率”计算的部分供电长度偏大。在实际规划中，可再考虑导则对低压线路供电半径的要求（如农村为 500 m）。

根据表 1，再考虑到规划结果中线路的负载率，规划年各型号低压线路供电长度应控制在目标线损率所对应的经修正后的合理值范围内。设规划年目标线损率为 $\Delta P_d\%$ （即表 1 中最大允许年平均线损率），某典型接线方式低压线路 50%负载率情况下最大允许供电长度为 $L_{i_{\max}}$ ，规划后经过负荷预测得到线路的平均负载率为 $P_i\%$ ，主干线平均供电长度

L_i ，该典型接线方式低压线路上用电量大致比例为 $A_i\%$ ，则低压网平均线损率 $\Delta P_{L,y}\%$ 可表示为：

$$\Delta P_{L,y}\% = \Delta P_d\% \times \sum_{i=1}^n \left[\left(\frac{L_i}{L_{i_{\max}}} \right) \times \left(\frac{P_i\%}{50\%} \right) \times A_i\% \right] \quad (13)$$

式中， n 为规划年低压线路典型接线方式总数。

例如,若遵照表1对低压网进行规划,各种型号主干线供电长度控制在对应于最大允许年线损率2.5%的长度左右,同时考虑到线路转供能力裕度问题,负载率控制在40%左右。则低压年线损率为2%。

4 全网综合线损率估算

全网年综合线损率可表示为

$$\Delta P_{\Sigma,y\%} = \frac{\Delta W_{h,\Sigma} + \Delta W_{m,\Sigma} + \Delta W_{L,\Sigma}}{35/110 \text{ kV公用网年供电量}} \times 100\% \quad (14)$$

式中, $\Delta W_{h,\Sigma}$, $\Delta W_{m,\Sigma}$ 和 $\Delta W_{L,\Sigma}$ 分别为高压配网线损电量、中压配网线损电量和低压配网线损电量。

全网综合线损率与各电压等级线损率的关系可表示为:

$$\Delta P_{\Sigma,y\%} = \Delta P_{h,y\%} + \Delta P_{m,y\%} \times \frac{10 \text{ kV公用线年供电量}}{35/110 \text{ kV公用网年供电量}} + \Delta P_{L,y\%} \times \frac{\text{低压公用线年供电量}}{35/110 \text{ kV公用网年供电量}} \quad (15)$$

若假定10 kV公用线年供电量与低压公用线年供电量近似相等,则式(13)可改写为:

$$\Delta P_{\Sigma,y\%} = \Delta P_{h,y\%} + (\Delta P_{m,y\%} + \Delta P_{L,y\%}) \times \frac{10 \text{ kV公用线年供电量}}{35/110 \text{ kV公用网年供电量}} \quad (16)$$

5 算例

在各规划年,通过分区负荷预测可得到各110 kV变电站的最大负荷。同时,通过对各110 kV变电站进行10 kV线路新增及改造规划,可知各变电站10 kV出线数及路径。本文算例以农村和城市各为一种典型的接线方式进行线损估算。

5.1 高压线损率计算实例

规划水平年云南某地区供电量为12.817亿kWh。经高压网潮流计算后,得到:110 kV电压等级电网总有功损耗为7.753 MW。最大负荷损耗小时数取2400 h,则高压电网年线损率为:

$$\Delta P_{h,y\%} = \frac{\Delta P_{h,\max} \times \tau_{\max}}{35/110 \text{ kV公用网年供电量}} \times 100\% = \frac{7.753 \times 2400}{1281700} \times 100\% = 1.5\%$$

5.2 中压线损率计算实例

首先将中压馈线划分为城市和农村两种典型接线方式,由负荷预测及网架规划可得规划水平年两种典型接线的相关数据,如表2所示。

按照中压配电网线损估算方法,分别算出城市和农村主干线以及线路上所带的变压器的损耗,累

加可得整个中压的配电网损耗。假设城市电网中压主干线以LGJ-240为主,变压器以S11(200 kVA)为主;农村电网中压主干线以LGJ-95为主,变压器以S11(80 kVA)为主。查变压器参数表可得S11(200 kVA)变压器的空载损耗为0.33 kW,负载损耗为2.6 kW;S11(80 kVA)变压器的空载损耗为0.17 kW,负载损耗为1.25 kW。若最大负荷损耗小时数取2000 h,根据式(4)和式(5)可以分别得到每种典型接线方式的损耗,累加可得整个中压损耗为14149 MWh。

表2 城市和农村典型接线数据

项目名称	城市电网	农村电网
10 kV 负荷/MW	46.50	80.97
中压线路总条数	23	87
平均供电半径/km	3.1	9.94
平均每条线配变数	23	25

由负荷预测,最大负荷利用小时数 T_{\max} 取3000 h,规划水平年中压网公用网最大负荷为127 MW,根据式(6)可得云南某区规划水平年中压配电网的年线损率为:

$$\Delta P_{m,y\%} = \frac{14149}{127 \times 3000} \times 100\% = 3.7\%$$

5.3 低压网理论线损率估算

在本次规划中对低压网进行规划各种型号主干线供电长度控制在对应于最大允许年平均线损率2.5%的长度左右,同时考虑到线路转供能力裕度问题,负载率控制在40%左右。本地区主干线用了两种线型,假设各种线路用电量占的比例相同,都为50%,对照表1中的数据取相应参数。则低压配电网的年线损率为:

$$\Delta P_{L,y\%} = \Delta P_d\% \times \sum_{i=1}^2 \left[\left(\frac{L_i}{L_{i,\max}} \right) \times \left(\frac{P_i\%}{50\%} \right) \times 50\% \right] = 2.0\%$$

假设规划水平年中压网公用网负荷全部为低压侧负荷,最大负荷利用小时数 T_{\max} 取3000 h,最大负荷损耗小时数 τ_{\max} 取1600 h,则低压电网最大功率损耗为:

$$\Delta P = \frac{127 \times 0.02 \times 3000}{1600} = 4.76 \text{ (MW)}$$

5.4 全网理论线损率估算

根据高压、中压和低压三部分计算结果,并由式(14)可得云南某区规划水平年配电网的年综合线损率为:

$$\Delta P_{\Sigma,y\%} = \frac{\Delta W_{h\Sigma} + \Delta W_{m\Sigma} + \Delta W_{L\Sigma}}{35/110\text{kV公用网年供电量}} \times 100\% = \frac{(7.753 \times 2\,400 + 7.075 \times 2\,000 + 4.76 \times 1\,600)}{1\,281\,700} \times 100\% = 3.15\%$$

由上述计算可知，到规划水平年，网损率的总指标将达到 3.15%，其中高压配网理论线损率为 1.5%，中压配网理论线损率为 3.7%，低压配电网理论线损率为 2%，各项指标水平满足南方电网公司的相关要求。

6 结论及讨论

目前，国内外对规划、设计阶段理论线损计算的研究很少。本文提出的配网规划综合理论线损率估算方法，特别是对于中低压规划线路理论线损的估算方法，克服了现有大多数理论线损计算方法缺乏规划态配网数据的问题。算例表明了本文方法的简洁和实用。

针对本文方法的误差问题，作者有如下的考虑：

- 1) 对于高压配网线损的估算，本文运用最大负荷损耗小时数法，该方法尽管有一定的误差（详见文献[9]），但其精度一般可满足规划对精度的要求；
- 2) 对于规划态的中低压配网线损估算，由于网架和负荷分布的不确定性，本文采用了分布参数负荷模型，网架一般也仅考虑主干线，在此假设条件下，估算出来的线损是准确的（详见文献[6]的证明）；
- 3) 由于交流潮流计算一般采用集中负荷模型，本文方法难于直接与交流潮流比较，但实际应用表明：在相近计算条件下与交流潮流比较，误差一般可控制在 5% 以内，符合规划对决策精度的要求。

参考文献

[1] 李秀卿, 汪海, 许传伟, 等. 基于免疫遗传算法优化的神经网络配电网网损计算[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37 (11) : 37-39.
LI Xiu-qing, WANG Hai, XU Chuan-wei, et al. Calculation of line losses in distribution systems using artificial neural network aided by immune genetic algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2009, 37 (11) : 37-39.

[2] 谷万明, 赵玉林, 等. 配电网理论线损计算方法[J]. 农村电气化, 2007, 242 (7) : 51-52.
GU Wan-ming, ZHAO Yu-lin, et al. Calculation method of distribution network's theoretical line loss[J]. Rural Electrification, 2007, 242 (7) : 51-52.

[3] 许绍良, 宋治, 苗竹梅. 电力网电能损耗计算导则[M].

北京: 中国电力出版社, 2000.

[4] 杨秀台. 电力网线损的理论计算和分析[M]. 北京: 水利电力出版社, 1985.

[5] 侯民, 许童羽, 王倩. 农村配电网理论线损计算分析系统的设计与应用[J]. 农业科技与应用, 176 (2) : 47-49.
HOU Min, XU Tong-yu, WANG Qian. Design and application of theoretical line loss calculation and analysis system on rural distribution[J]. Power Net Agricultural Science & Technology and Equipment, 176 (2) : 47-49.

[6] 赵俊光, 王主丁, 乐欢. 中压配电网规划中馈线电气计算的估算方法[J]. 电力系统自动化, 2008, 32 (16) : 98-101.
ZHAO Jun-guang, WANG Zhu-ding, YUE Huan. Estimation method for electrical calculation of feeders in middle voltage distribution network planning[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32 (16) : 98-101.

[7] 霍佳丽, 王主丁, 赵俊光. 配电网计算中等效容量法的局限及改进[J]. 重庆大学学报, 2008, 31 (11) : 1317-1322.
HUO Jia-li, WANG Zhu-ding, ZHAO Jun-guang. Limitation and improvement of the equivalent capacity method for calculating the energy loss of distribution networks[J]. Journal of Chongqing University, 2008, 31 (11) : 1317-1322.

[8] 中国南方电网公司220千伏以下城市电网优化工作组. 中国南方电网公司110 kV及以下配电网规划指导原则[S]. 2009.

[9] 霍佳丽, 王主丁, 聂崇峡. 常用电能损耗近似计算方法的误差分析[J]. 电网技术, 2009, 33 (18) : 50-56.
HUO Jia-li, WANG Zhu-ding, NIE Chong-xia. Error analysis of widely used electric energy loss calculation methods[J]. Power System Technology, 2009, 33 (18) : 50-56.

收稿日期: 2009-09-22; 修回日期: 2009-10-28

作者简介:

叶云 (1984-), 男, 硕士研究生, 研究方向为配电网规划与评估; E-mail: yeyunchengmin@126.com

王主丁 (1964-), 男, 教授, 硕士生导师, 主要从事配电网规划优化与控制等工作。