

# 基于远方终端测量装置的配电网线损计算

顾秀芳<sup>1</sup>, 刘青<sup>2</sup>, 关长余<sup>3</sup>, 康海珍<sup>1</sup>

(1. 内蒙古工业大学电力学院, 内蒙古 呼和浩特 010080; 2 华北电力大学, 河北 保定 071003;  
3 呼和浩特供电局, 内蒙古 呼和浩特 010050)

**摘要:** 当前为提高配电网自动化水平, 普遍在部分线路及公用配电变压器负荷侧配置有远方终端测量装置 (FTU、TIU)。这为准确计算线损提供了充实、可靠的数据来源。该文以此为出发点, 将 FTU、TIU 采集到的三相实时数据分解为三序分量。然后对每一序网做状态估计得到整个网络的运行状态。由于状态估计不需要完全测量量, 因而可大大地降低投资费用, 同时使计算结果更可信。最后通过实例分析说明了此理论的可行性。

**关键词:** 配电网; 线损; 状态估计; FTU; TIU

**中图分类号:** TM72; TM744

**文献标识码:** A

**文章编号:** 1003-4897(2005)11-0018-04

## 0 引言

配电网的线损率是供电部门的一项重要的考核指标, 它直接关系到供电企业的经济效益, 因而提高线损计算的精度有着重要意义。当前线损计算的方法主要有: 均方根电流法、等值电阻法、分散系数法等。这些方法均根据一定的假设条件进行了简化计算。随着配电网自动化的展开和深入, 为得到实时运行参数, 配电网可借助于以下几种方式采集实时数据:

1) 公用配变上已配置配电变压器远方终端 TIU, 可以采集配变低压侧三相电流、电压、有功功率、无功功率、功率因数等电气量;

2) 专用变压器的用户房内安装电能量采集终端, 用户计量装置通过 RS-485 接口与其通讯, 能够采集专用变压器的电气量;

3) 安装于户外柱上开关处的馈线远方终端 FTU, 可以采集线路的三相电压、电流、有功功率、无功功率等电气量。

如果满足上述 1)、2) 条件, 则能够采集到配电网中各负荷处实时电气量。这样可以运用文献 [1] 中所述方法, 将不对称电压、电流分量分解为三序分量, 分别对正、负序网进行潮流计算。文献 [1] 中已证明, 配电系统的三相有功功率损耗等于其三序单相有功功率损耗总和的 3 倍。

但是, 实施配电网自动化的过程中, 由于配电网面向纷繁复杂的用户, 实现全面的自动化抄表技术,

即实现上述 2) 的条件还有一定的困难。本文在充分考虑 FTU、TIU 合理配置的前提下, 合理运用 FTU、TIU 采集到的数据, 以状态估计作为理论计算的基础, 对配电网线损计算做了初步的探讨。

## 1 状态估计

电力系统的信息是通过远动装置传送到调度中心的, 由于种种原因往往不可能得到完整的、足够的电力系统计算分析所需要的实时数据。为解决上述问题, 除了不断改善测量与传输系统外, 还可采用数学处理的方法来提高测量数据的可靠性与完整性。因此, 电力系统状态估计就是为适应这一需要而提出来的。最小二乘估计是一种在电力系统状态估计中应用最广泛的方法之一。

若测量量  $z$  与状态变量  $x$  之间的关系为  $h(x)$ 。最小二乘估计以测量量  $z$  和测量估计值  $\hat{z}$  之差的平方和最小为目标准则。其任务就是求使

$$[J(x)] = \left\{ [Z] - [h(\hat{X})] \right\}^T [R_v]^{-1} \left\{ [Z] - [h(\hat{X})] \right\} \quad (1)$$

达到最小值时的矩阵向量  $[\hat{X}]$ 。其中  $[R_v]$  是  $m$  维数随机向量  $[V]$  的方差阵。  $J(x)$  是一个标量。根据矩阵微分规则, 得

$$[H(x)]^T [R_v]^{-1} \left\{ Z - h(\hat{X}) \right\} = 0 \quad (2)$$

式中:  $[H]$  一般称为雅可比矩阵, 其行数等于测量量  $z$  的维数  $m$ , 列数等于状态变量  $x$  的维数  $n$ , 其表示如下:

$$[H] = \left[ \frac{dh}{dx} \right] = \begin{bmatrix} \frac{\partial h_1}{\partial x_1} & \frac{\partial h_1}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial h_1}{\partial x_i} & \cdots & \frac{\partial h_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial h_2}{\partial x_1} & \frac{\partial h_2}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial h_2}{\partial x_i} & \cdots & \frac{\partial h_2}{\partial x_n} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ \frac{\partial h_m}{\partial x_1} & \frac{\partial h_m}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial h_m}{\partial x_i} & \cdots & \frac{\partial h_m}{\partial x_n} \end{bmatrix}$$

将多元函数  $h(x)$  在  $(x_i)$  点展开,并取线性项,化简整理得

$$\hat{X}^{(l)} = [H^T (\hat{X}^{(l)}) R_v^{-1} H (\hat{X}^{(l)})]^{-1} H^T (\hat{X}^{(l)}) \cdot R_v^{-1} [Z - h(\hat{X}^{(l)})] \quad (3)$$

$$\hat{X}^{(l+1)} = \hat{X}^{(l)} + \hat{X}^{(l)} \quad (4)$$

$l$ 为迭代次数。

电力系统中一般选取母线电压  $v$  及相角 作为状态变量。当网络节点数为  $N$ ,那么  $[H]$  阵中状态变量  $n = 2N - 1$ 。

### 2 FTU、TTU 电气量的分解

由于线损理论计算的基础是正、负、零三序分量,所以首先对 FTU、TTU 测量到的电气量进行数学处理。

TTU 一般安装于配电变压器负荷侧,可测量的电气量有:负荷有功、无功、电压及电流幅值等。运用文献 [1] 中介绍的方法可以得到三相电压、电流向量,并依次求出三序分量(配电网中只有正、负序)。根据变压器正、负序变换原理,将电压、电流变换至高压侧 10 kV。

FTU 一般装于线路上开关处,一般可以测量到的电气量有:线路有功、无功,电流幅值等。这些参数均为三相参数。由于配电网中无零序分量,因此零序电流为零,同样运用文献 [3] 中的方法,也可得到线路上的三相电流、电压向量。以此来得到正、负序分量。

对于 FTU、TTU 测量的功率直接进行分解。

### 3 配电网的表征与可观察性

FTU、TTU 作为远方终端装置,分别安装于户外柱上开关处和公用配电变压器负荷侧,可整点自动采集三相电压、电流、有功功率、无功功率、功率因数等电气量。这些电气量通过通信系统上传至调度中心即可做为线损计算的基础。这些实时运行数据对应状态估计中独立的  $m$  维量测量  $Z_m$ 。根据文献 [3] 可知,判别系统是否可观察的条件是:

a  $m \geq n$ , 即  $(H^T R^{-1} H)^{-1}$  存在;

b 各测量量与相关联的状态变量之间有联系并可覆盖全网,亦即使得所有节点状态变量可以通过测量量联系起来。这个条件由雅可比矩阵  $H$  的结构来判定,即  $H$  阵能包括所有的节点元素。

实际中,在满足 a 的情况下,按 b 中条件来布置测点位置。增加测点,必然提高估计的准确性,但过多的测点会使仪表与通道的投资增加太大,一般富余度  $(m/n)$  的平均值为 1.7~2.8 之间。

由于配电网为闭环设计、开环运行,所以选择图 1 典型配电网来进行分析。假设支路 2-3 之间有一开关,因而配置有 FTU。其它配电变压器可依具体情况配置 TTU。为研究可观察性,设计两种方案,如图 2 所示。

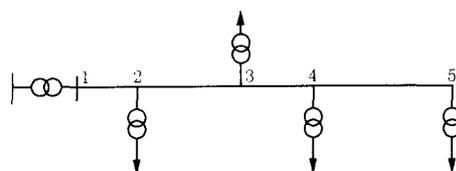
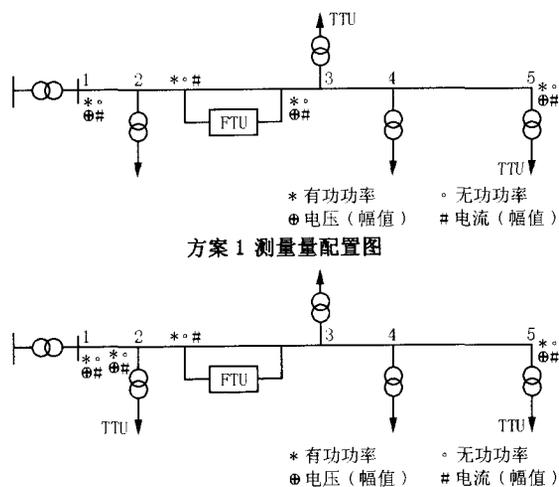


图 1 某配电网接线图

Fig 1 Distribution network connection



方案 2 测量量配置图

图 2 FTU、TTU 配置图

Fig 2 Configuration diagram of FTU and TTU

在节点 3、5 公用配电变压器低压侧配置 TTU,可测量到的运行数据有:  $P_3$ 、 $Q_3$ 、 $V_3$ 、 $I_3$  及  $P_5$ 、 $Q_5$ 、 $V_5$ 、 $I_5$ ;

线路 2-3 之间配置有 FTU,可以测量到的数据有:  $P_{23}$ 、 $Q_{23}$ 、 $I_{23}$ ;

变电站配置有 RTU,可测量到的数据有  $V_1$ 、 $P_{12}$ 、 $Q_{12}$ 、 $I_{20}$ 。

在配电变压器 2、5 处配置 TTU,其它同方案 1。上述测量数据均为三相参数。

方案 1、2 的测量量有 15 个。选取变电站节点 1 的电压相量  $V_1$  作为参考,所以状态变量有 9 个。冗余度为 1.7。从图 2 及测量量的分布可得到状态估计中雅可比矩阵 H 的结构示意图,如图 3 所示。

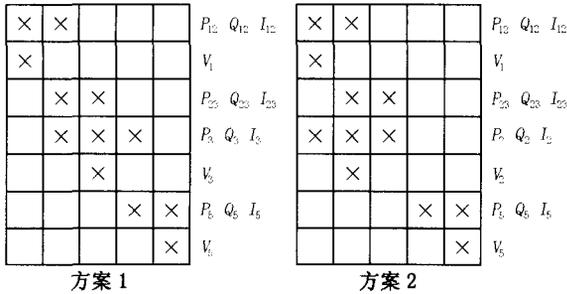


图 3 方案 1、2 矩阵 H 的结构示意图

Fig 3 Matrix H structure of scheme one and two

图 3 中,每一列代表节点的一组状态变量。从 H 阵中可以看出方案 2 中节点 4 的状态量不能通过测量量联系起来,所以 TTU 的配置是不合理的。

#### 4 实例分析

本算例所用配电系统接线如图 1 所示,网络参

表 3 FTU、TTU 三相测量数据

Tab 3 Measured data of three-phase from FTU and TTU

	有功功率 /kW			无功功率 /kVar			电压 /kV			电流 /A			功率因数		
	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c
节点 3	56.7	29.6	27.1	10.0	39.5	49.9	0.574	0.455	0.210	210	220	200	0.92	0.99	0.84
节点 5	39.6	38.9	9.1	22.3	22.5	45.0	0.573	0.456	0.200	122	125	123	0.90	0.98	0.80
支路 1-2	251.7	170	81.5	64.7	175	23.9	13.9	15.2	12.1	39.7	40.0	39.2	0.99	0.68	0.51
支路 2-3	153.1	104.4	48.4	39.9	103.2	14.3				25.0	24.2	23.4	0.78	0.9	0.59

表 4 三相数据分解的正、负序分量

Tab 4 Positive and negative sequence components resolved from three-phase data

	有功功率 /kW		无功功率 /kVar		电压 /kV		电流 /A	
	正序	负序	正序	负序	正序	负序	正序	负序
节点 3	2.683	54.04	4.2668	6.040	7.9991	6.352	6.30e-4	0.08564
节点 5	0.391	38.778	0.4449	21.966	7.9990	6.342	7.39e-6	0.072
支路 1-2	6.091	245.619	6.878	57.857	8.000	6.373	1.15	39.6
支路 2-3	5.428	147.738	3.807	36.183			0.83	23.9

表 5 状态估计迭代结果

Tab 5 Iterative results of state estimation

迭代次数	1	2	3	4	5	6
$P_{12}$	-32.0798	-8.3676	-1.0991	0.3069	1.177e-4	1.852e-6
$Q_{12}$	-39.8043	-10.3827	-1.3636	0.3806	1.456e-4	2.298e-6
$(I_{12}^2)$	-21.6069	-4.5552	-7.340e-2	-3.593e-3	5.341e-8	1.104e-9
$V_1$	-3.0000	1.7478	1.5018	-2.219e-3	-1.288e-4	-1.098e-4
$P_{23}$	5.428e-3	0.1773	0.3671	-1.065e-1	-1.839e-4	1.738e-5

数如表 1、表 2 所示。依据以上分析,节点 3、5 配电变压器负荷侧配置有 TTU,可以采集到的数据有  $P_3$ 、 $Q_3$ 、 $I_3$ 、 $V_3$ 、 $P_5$ 、 $Q_5$ 、 $I_5$  及  $V_5$ ; 变电站出口可采集到的数据有  $P_{12}$ 、 $Q_{12}$ 、 $I_{12}$  及  $V_1$ ; FTU 可采集到的数据有  $P_{23}$ 、 $Q_{23}$  及  $I_{23}$ 。其采集到三相数据如表 3 所示。表 3 中,支路 1-2 中电压数据为首端 1 节点的电压。

三相数据分解为正、负序分量,其结果见表 4。

表 1 变压器参数

Tab 1 Parameters of transformer

编号	2	3	4	5
型号	S9-125/10	S9-160/10	S9-315/10	S9-200/10

表 2 线路参数

Tab 1 Parameters of line

编号	1-2	2-3	3-4	4-5
型号	LJ-120	LJ-95	LJ-120	LJ-70
长度	0.5	1.5	1	0.9

以正序网络为例,选取节点 1,即变电站出口节点电压向量相角为参考,状态变量共为 9 个,分别为各节点电压的幅值和相角。状态估计中,均采用电流的平方作为估计量。状态估计迭代结果如表 5 所示。迭代精度为  $10^{-6}$ 。

续表 5

迭代次数	1	2	3	4	5	6
$Q_{23}$	3.806e-3	0.187 0	0.398 2	-1.237e-1	-2.149e-4	2.018e-5
$(\hat{h}_{23}^2)$	6.868e-7	-1.88e-3	-6.903e-3	-4.475e-4	-5.793e-8	5.413e-9
$P_3$	2.683e-3	2.759e-2	7.419 9e-2	-3.716e-2	1.915e-5	9.627e-6
$Q_3$	4.266e-3	4.983e-2	8.386e-2	-8.591e-3	-3.847e-7	1.195e-5
$(\hat{h}_3^2)$	3.969e-7	-7.981e-5	-2.707e-4	-2.699e-5	1.594e-9	2.44e-9
$V_3$	-2.000 9	2.175	1.499 9	-9.436e-4	-1.819e-4	-1.855e-4
$P_5$	3.909e-4	-5.073e-2	-0.105 1	2.719e-2	5.559e-5	-1.444e-5
$Q_5$	4.440e-4	-4.028e-2	-8.368e-2	2.163e-2	-4.434e-5	-1.149e-5
$(\hat{h}_5^2)$	5.476e-9	-1.247e-4	-4.243e-4	-1.829e-5	-1.374e-9	-3.413e-10
$V_5$	-2.001 0	2.146 8	1.446 4	1.121e-2	3.022e-4	2.855e-4
$V_1$	6.252 0	6.498 2	8.002 2	8.000 1	8.000 1	8.000 1
$V_2$	5.793 0	6.439 9	8.015 1	7.999 8	7.999 8	7.999 8
$2$	-8.324e-7	-2.551e-6	-9.894e-7	-1.429e-6	-1.431e-6	-1.431e-6
$V_3$	5.823 9	6.499 1	8.000 0	7.999 2	7.999 2	7.999 2
$3$	-7.444e-5	-2.342e-4	8.698e-5	-1.532e-5	-1.552e-5	-1.552e-5
$V_4$	5.846 3	6.541 9	7.989 0	7.998 6	7.998 7	7.998 6
$4$	5.023e-5	1.741e-4	-1.161e-4	-2.369e-5	-2.393e-5	-2.394e-5
$V_5$	5.852 1	6.552 5	7.986 8	7.998 7	7.998 7	7.998 7
$1$	4.969e-5	1.725e-4	-1.169e-4	-2.453e-5	-2.478e-5	-2.478e-5

上述状态估计迭代计算结果以 1 节点电压相角为零为假设条件。实际正序分解中,其相角  $\theta_1 = 0.5$ ,所以  $\theta_2 \sim \theta_4$  均应加 0.5。为验证本方法的有效性,本文先计算各配电变压器数据齐全情况下各节点状态变量。其二者计算结果对比如表 6 所示。

表 6 计算结果对照表

Tab 6 Comparison of calculation results

	$V_1$	$\theta_1$	$V_2$	$\theta_2$	$V_3$	$\theta_3$	$V_4$	$\theta_4$	$V_5$	$\theta_5$
状态估计	8.000 1	0.500 0	7.999 9	0.499 99	7.999 2	0.499 99	7.998 7	0.499 98	7.998 6	0.499 98
数据齐全	8.000 0	0.500 0	7.999 7	0.499 99	7.999 2	0.499 98	7.999 0	0.499 96	7.990 6	0.499 97

从表 6 可看出,状态估计所得最大绝对误差为 0.008,能满足精度要求。

负序网状态估计的方法与正序网相同。通过计算得到,正序网有功功率损失为 0.000 552 9 kW,负序网有功功率损失为 0.578 57 kW,整个配电网功率损失为  $3 \times (0.000 552 9 + 0.578 57) = 1.738$  kW。

## 5 结论

在自动抄表系统没有完全实施还不能采集到某些专用配电变压器的运行参数的条件下,本文提出充分利用现有 FTU、TTU 所采集到的电气量,采用状态估计的方法计算配电网各序网节点状态变量,从而得到整个网络线损。这种方法不但节省投资,而且还可使线损计算更可靠、精确。

## 参考文献:

- [1] 张粒子,孟繁玲,等.基于综合测试数据的配电网线损计算[J].中国电力,1998,31(9):31-33.  
ZHANG Li-zi, MENG Fan-ling, et al. Line Loss Calculation Based on Synthetic Measuring Data[J]. Electric

Power, 1998, 31(9): 31-33.

- [2] 诸骏伟.电力系统分析(上册)[M].北京:水利电力出版社,1995.  
ZHU Jun-wei. Power System Analysis, Part One [M]. Beijing: Hydraulic and Electric Power Press, 1995.
- [3] 单渊达,李征,马海立.电力系统的测点布置与可观察性[J].电力系统自动化,1989,13(5):35-40.  
SHAN Yuan-da, LI Zheng, MA Hai-li. Power System Measuring Arrangement and Observability[J]. Automation of Electric Power Systems, 1989, 13(5): 35-40.
- [4] 陈伯胜.10 kV 线路实时线损统计与分析管理系统[J].农村电气化,2003,(2):26.  
CHEN Bo-sheng. The Management System of 10 kV Real-time Line Loss Statistics and Analysis[J]. Automation of Rural Electric Power, 2003, (2): 26.

收稿日期: 2004-08-19; 修回日期: 2005-02-25

作者简介:

顾秀芳(1974-),女,硕士研究生,研究方向为配电网自动化自动监控及软件开发。E-mail: gxfhelb@sina.com

(下转第 25 页 continued on page 25)

- Transmission from West China to East China via South China Electric Power Grid[J]. Power System Technology, 2004, 28(2): 1-5.
- [4] 赵林度. 大型机电故障诊断技术 [M]. 北京: 中国石化出版社, 2001.  
ZHAO Lin-du Large-scale Machine Electrical Fault Diagnosis Technology[M]. Beijing: Chinese Petrol Chemistry Press, 2001.
- [5] 金小明, 李兴源, 刘红超, 等. 南方电网多馈入直流与交流系统的稳定与控制研究 [Z]. 成都: 西南电力设计院, 四川大学, 2002.  
J N Xiao-ming, LI Xing-yuan, LU Hong-chao, et al Stability and Control of Multi-feed DC/AC System South Power Grid[Z]. Chengdu: Southwest Power Design Institute and Sichuan University, 2002.

收稿日期: 2004-09-15; 修回日期: 2004-11-23

作者简介:

刘群英 (1977 - ), 女, 硕士研究生, 主要研究方向为高压直流, 协调控制; E-mail: lqy1205@sohu.com

刘天琪 (1962 - ), 女, 教授, 主要研究方向为高压直流输电, 电力系统安全与稳定, 配电自动化。

### MAS coordination strategy between generator controllers and DC controllers HVDC system

LU Qun-ying<sup>1</sup>, LU Tian-qi<sup>1</sup>, LU Xiao-jiang<sup>1</sup>, LU Qi-fang<sup>2</sup>

(1. College of Electrical Information, Sichuan University, Chengdu 610065, China; 2 Chengdu Branch, China Science Institute, Chengdu 610065, China)

**Abstract:** According to the low-frequency power oscillation in AC link lines caused by the not-coordinated DC controllers and generator controllers in AC/DC grid, an approach of the parameter-constrained nonlinear optimized algorithm combined MAS is proposed. In this method, both DC controllers and generator controllers are respectively deputized by different Agents. The parameter-constrained nonlinear optimized algorithm is embedded in every Agent to finish the local parameter optimization analysis, and then provide them to the coordination Agent. By the coherent coordination, the optimal regulation of control parameters between DC controllers and generator controllers will be finished and the damp against the low frequency oscillation in AC link lines is realized under integral coordination. By taking the Gui-Guang and Tian-Guang DC system of south grid as examples, the feasibility of the approach is identified.

**Key words:** power system; DC control; Parameter-constrained nonlinear optimum; MAS; voltage oscillation; coordinated control

(上接第 21 页 continued from page 21)

### Line loss calculation of 10 kV distribution network based on remote terminal measurement apparatus

GU Xiu-fang<sup>1</sup>, LU Qing<sup>2</sup>, GUAN Chang-yu<sup>3</sup>, KANG Hai-zhen<sup>1</sup>

(1. School of Electrical Engineering, Inner Mongolia Industrial University, Hohhot 010080, China; 2 North China Electric Power University, Baoding 071003, China; 3 Hohhot Power Supply Bureau, Hohhot 010050, China)

**Abstract:** Remote terminal measurement units, FTU and TTU, are commonly designed in some of lines and at load terminal of public distribution transformer to promote the level of distribution automation, which provide full and reliable data for line loss calculating precisely. This paper points out that three-phase real-time data that acquired by FTU and TTU can be resolved into three sequences of data and then state estimation can be made on each sequence of network to get the operation conditions of the whole network. Investment may be reduced greatly because that state estimation needn't full measurements. At the same time, it can make the calculation result of line loss more credible. Finally, a practical example rectifies the method is feasible.

**Key words:** distribution network; line loss; state estimation; FTU; TTU