# 输电线路电阻参数误差对无功状态估计结果的影响分析

王茂海[1]，齐 霞[2]

(1.国家电网华北电力调控分中心，北京 100053；2.国网冀北电力有限公司经济技术研究院，北京 100005)

**摘要：**电力系统状态估计是调度自动化各项高级应用功能的基础，电网参数作为一种静态基础数据，其准确程度对状态估计结果有着持续的影响。针对调度运行单位在状态估计日常运行维护中经常出现的无功电压状态估计结果偏差的问题，详细分析了线路电阻参数对无功状态估计结果的影响。在其他参数不变的情况下，改变输电线路电阻的大小会改变线路两端的无功潮流分布，电阻值变化对线路两端无功潮流大小的影响数值相同，符号相反。给出了电网无功量测数据与状态估计结果相矛盾时的解决方向，并结合生产实际中的算例验证了分析结果的准确性。

**关键词：**电网参数；状态估计；无功功率

## Analysis of transmission line resistance parameter's impacts on reactive power estimation results

WANG Maohai[1], QI Xia[2]

(1. North China Branch of State Grid Power Dispatch & Control Center, Beijing 100053, China;
2. State Grid JIBEI Electric Economic Research Institute, Beijing 100005, China)

**Abstract:** Power system state estimation is the basis of advanced power application functions. As static fundamental data, network parameters have a lasting impact on the credibility of state estimation results. Presently, experiences from daily state estimation maintenance show that, the accuracy of reactive power and voltage estimation results is usually worse than the accuracy of active power estimation results. Based on detailed analysis of transmission line resistance parameter's impacts on reactive power estimation results, this paper points out that, if only resistance parameter is changed, transmission line's reactive power injection of both sides should be changed with same amount in opposite direction. Furthermore, this paper proposes a solution when reactive power measurements contradict to the state estimation results. Examples in actual power system are given to demonstrate the accuracy of the analysis conclusion proposed by this paper.

**Key words:** power system parameters; state estimation; reactive power

中图分类号： TM71 文章编号： 1674-3415(2015)23-0143-05

## 0 引言

电力系统状态估计是调度自动化各项高级应用功能的基础，其主要功能就是根据电网模型参数、接线连接关系和一组有冗余的遥测量测值和遥信量测值，求解描述电网稳态运行情况的状态量——母线电压幅值和相角的估计值，并求解出量测的估计值，检测和辨识量测中的不良数据，向调度员潮流、静态安全分析、可用输电能力计算、短路电流计算、灵敏度计算、在线安全稳定分析与预警、自动电压控制、调度员培训模拟、调度计划类等应用发送完整准确的实时断面数据。目前应用最广泛的状态估计方法是以残差最小化为目标函数的加权最小二乘(WLS)估计。为提高状态估计结果的合理性，国内外学者对状态估计算法进行了大量的研究[1-6]。

状态估计不仅能够为各项高级应用功能提供更加可信的基础数据，同时，状态估计结果与实际量测值的差异也反映了调度自动化基础数据质量的优劣程度。为持续推动基础数据质量提升，国家电网公司于 2013 年开始将状态估计遥测合格率纳入同业对标考核，有力地促进了电网运行基础数据质量提升。对于状态估计的相关标准中定义的遥测估计合格率等指标，文献[7]给出了不同意见。

影响状态估计结果的主要因素包括电网参数的准确性和量测数据的准确性两个方面。在实际生产过程中，由于电网参数管理有着相对严格的管理流

程，因此，状态估计程序中，往往将电网参数视为准确数值，在此前提下利用状态估计结果评价量测数据的质量，督导考核量测基础数据的维护工作。

但是，在实际生产运行中，电网参数信息也往往存在一定误差。作为一种静态基础数据，电网参数信息的准确程度对状态估计结果有着持续的影响。为提高电网参数的准确性，有关学者对电网错误参数的辨识方法也开展了大量研究[8-13]。

本文针对调度运行单位在状态估计日常运行维护中经常出现的无功电压状态估计结果偏差、无功电压遥测数据的合格率偏低的问题，详细分析了线路电阻参数对无功状态估计结果的影响，给出了电网无功量测数据与状态估计结果相矛盾时的解决方向，并结合生产实际算例进行了验证。

## 1 影响状态估计结果的主要因素

状态估计示意图如图 1 所示。

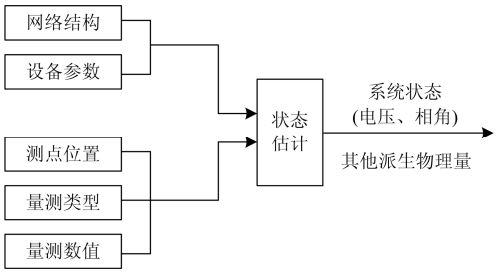


**图 1 状态估计示意图**

Fig. 1 Schematic diagram of state estimation

目前，状态估计最主要的作用就是促进量测数据质量提升，为后续高级应用功能提供可信的基础数据。

在实际生产运行中，通常认为网络结构、电网参数、测点位置、量测类型等信息准确无误，在此基础上，对不良量测数据进行辨识，并利用量测的冗余性给出状态估计结果。将某个 SCADA 量测值与其状态估计结果做比较，二者之间的差值在规定范围内，则这一量测值合格。目前，根据国家电网公司企业标准(Q/GDW680.44-2011)，状态估计结果的考核标准如下：

(1) 500 kV 电压等级的有功无功的量程取 1 082 VA；

(2) 电压量程取各电压等级标称电压的 1.2 倍；

(3) 有功引用误差不超过 2%；

(4) 无功引用误差不超过 3%；

(5) 电压引用误差不超过 0.5%。

但是，电网参数信息也往往存在一定误差。在实际工作中，由于缺少实测参数而直接采用设计参数，以及线路改建、运行工况变化、运行环境变化等原因，都容易导致运行人员电网参数掌握不准确，从而使得状态估计结果的可信性降低，对量测数据质量的评判产生误导。

## 2 输电线路电阻参数对线路两端无功分布的影响分析

目前，电力系统各项应用分析中输电线路普遍采用 π 形等值电路。输电线路 π 形等值电路如图 2 所示。

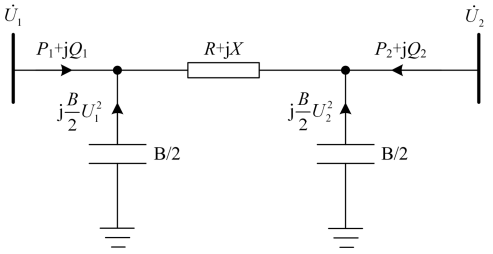


**图 2 输电线路 π 形等值电路**

Fig. 2 π equivalent circuit of transmission line

设线路两端的电压幅值分别为 $U_1$ 和 $U_2$，电压相角差为 $\theta$，则线路两端的电压相量可分别写为

$$\dot{U}_1 = U_1 e^{j\theta}$$

$$\dot{U}_2 = U_2$$

图 2 所示的π形等值电路中，线路两侧的视在功率分别为

$$\begin{aligned} P_1 + jQ_1 = {} & \dot{U}_1\left(\frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2}{R + jX}\right)^* - j\frac{B}{2}U_1^2 = \\ & \frac{U_1^2 - U_1U_2(\cos\theta + j\sin\theta)}{R - jX} - j\frac{B}{2}U_1^2 = \\ & \frac{RU_1(U_1 - U_2\cos\theta) + XU_1U_2\sin\theta}{R^2 + X^2} + \\ & j\frac{XU_1(U_1 - U_2\cos\theta) - RU_1U_2\sin\theta}{R^2 + X^2} - j\frac{B}{2}U_1^2 \end{aligned} \tag{1}$$

$$\begin{aligned} P_2 + jQ_2 = {} & -\dot{U}_2\left(\frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2}{R + jX}\right)^* - j\frac{B}{2}U_2^2 = \\ & -\frac{U_1U_2(\cos\theta - j\sin\theta) - U_2^2}{R - jX} - j\frac{B}{2}U_2^2 = \\ & -\frac{RU_2(U_1\cos\theta - U_2) + XU_1U_2\sin\theta}{R^2 + X^2} - \\ & j\frac{XU_2(U_1\cos\theta - U_2) - RU_1U_2\sin\theta}{R^2 + X^2} - j\frac{B}{2}U_2^2 \end{aligned} \tag{2}$$

由以上两式可以看出，线路两端电压、相位不变，线路的电抗 $X$ 不变，电阻 $R$ 变化量为$\Delta R$ 时，线路首末端的注入无功变化量 $\Delta Q_1$ 和 $\Delta Q_2$ 分别为

$$\Delta Q_1 = \frac{-\Delta R \cdot U_1 U_2 \sin\theta}{R^2 + X^2} \tag{3}$$

$$\Delta Q_2 = \frac{\Delta R \cdot U_1 U_2 \sin\theta}{R^2 + X^2} \tag{4}$$

由式(3)和式(4)可以看出，串联电阻的变化会导致线路两端的无功同时变化，在图 2 的参考方向下(以流出母线为正)，线路两端的无功变化量相等，方向相反。

串联电阻的变化也会导致有功潮流发生变化，有功对电阻变化的敏感度主要与 $\cos\theta$ 有关，而无功对电阻变化的敏感度主要与 $\sin\theta$ 有关。在轻载短线路中，线路两端电压相位差 $\theta$ 比较小，当线路两端电压相等时，无功对电阻的敏感度要远大于有功的敏感度。

## 3　线路两端无功量测与状态估计结果出现偏差时的可能原因分析

如果某线路两侧的无功功率量测结果与状态估计结果有显著偏差，且两端的偏差大小基本相等，符号相反，则可能有以下两种原因。

(1) 线路两侧的无功量测确实有误差。但由于线路两侧的厂站在数据采集方面完全独立，两个厂站的量测数据同时出现偏差且两侧偏差满足大小相等和符号相反的条件，这种情况概率比较小。

(2) 电网模型中线路电阻参数有误差。根据式(3)和式(4)，电阻参数的误差 $\Delta R$ 大小为

$$\Delta R = -\Delta Q_1 \frac{R^2 + X^2}{U_1 U_2 \sin\theta} = \Delta Q_2 \frac{R^2 + X^2}{U_1 U_2 \sin\theta} \tag{5}$$

对于高压输电网，$R/X$ 大约为 0.1，式(5)可写为

$$\Delta R = -\Delta Q_1 \frac{X}{P_1}\left(\frac{R^2}{X^2} + 1\right) \approx -\Delta Q_1 \frac{X}{P_1} \approx \Delta Q_2 \frac{X}{P_2} \tag{6}$$

式(5)和式(6)中：$\Delta Q$ 为线路无功量测与状态估计结果之差；$P$ 为有功状态估计结果。

## 4　实际算例

算例背景：某电厂通过 500 kV 同塔双回线路送出。双回线路中Ⅰ线两侧无功功率状态估计结果长期不合格，调整线路电阻后状态估计在目前遇到的各种工况下均合格。

### 4.1 量测数据准确性分析

随机抽取某一时刻，对比该时刻 I 线电厂侧的 SCADA 数据、PMU 数据和状态估计数据，对比结果如表 1 所示。

**表 1　不同数据源的 I 线无功功率数据对比**

Table 1 Comparison of reactive power data of Fengyun line collected by different sources

| 量测类型 | 数值/Mvar |
|---|---|
| SCADA | −16 |
| PMU | −16.25 |
| 状态估计 | −34 |

由表 1 可以看出，SCADA 数据与 PMU 数据两者基本相符。由于 SCADA 与 PMU 的数据采集计算是相互独立的，因此可以认为两者同时出现错误的概率很小。同时，经检修公司和电科院专业测试人员现场测试证明，数据量测值准确。

线路另一侧(变电站侧)数据具有同样的分析结果。

下面从物理的角度进一步分析量测数据的准确性。由于 SCADA 数据与 WAMS 数据基本一致，为确保能够采用同步数据进行分析，避免 SCADA 数据由于传输不同时带来的附加误差干扰分析结论，以下分析均采用 WAMS 系统采集的 PMU 数据以及状态估计数据。图 3 给出了电厂侧 PMU 采集的双回线无功功率数据，图 4 给出了电厂侧 PMU 采集的双回线无功功率数据。

通过图 3 和图 4，可以根据量测数据计算出，I 线消耗的无功功率为(−16.251−43.097=−59.348 Mvar)，II 线消耗的无功功率为(−34.736−24.024=−58.77 Mvar)，两条线路消耗的无功基本相等，且符合物理常识(500 kV 线路每公里线路充电功率约 1 Mvar 左右，双回线长度约为 65 多公里，由于线路轻载，串联电抗上消耗的无功功率相对较小)。这进一步验证了量测数据的准确性。

### 4.2 输电线路电阻误差分析

图 5 为某日 I 线负荷曲线。分别选取一天中负荷高峰时(中午12:00) 和负荷低谷时(凌晨 2:00)的数据进行分析。

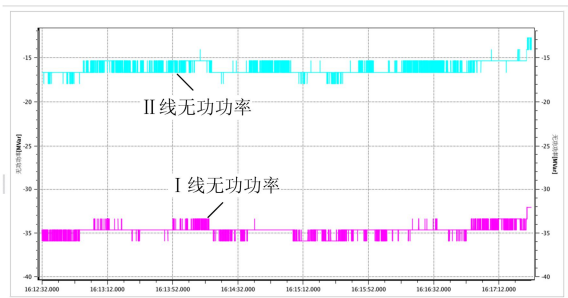


**图 3　电厂侧 PMU 采集的无功功率数据**

Fig. 3 Reactive power collected by WAMS at power plant side

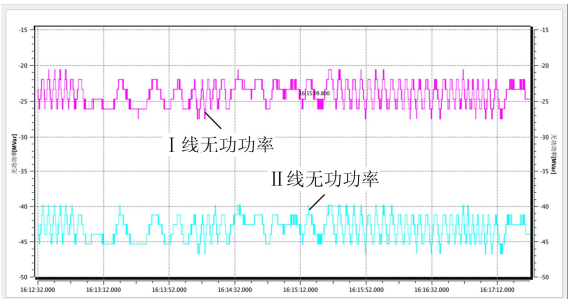


图 4 变电站侧 PMU 采集的无功功率数据

Fig. 4 Reactive power collected by PMU at substation side

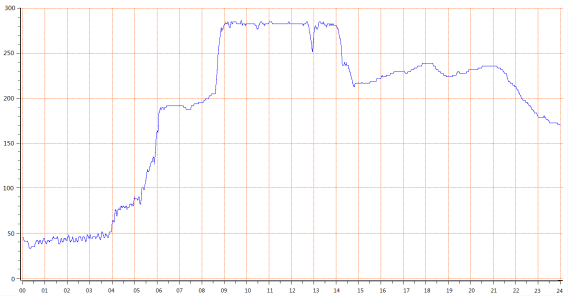

图 5 7 月 2 日 I 线负荷曲线

Fig. 5 Active power curve of line I (unit: MW)

图 6 为 12:00~12:05 时段电厂侧 I 线无功量测数据与状态估计结果的差值，约为 22.324 Mvar。图 7 为同时段运城站 I 线无功量测值与状态估计结果的差值，约为−22.892 Mvar。两者大小基本相等，符号相反。图 8 为同时段 I 线两侧的电压相位差，约为 1.176°。

根据式(5)可以计算得到线路的电阻误差大概应为

$$\Delta R = 1.09\ \Omega$$

低谷时段(2:00)电厂侧 I 线无功量测与状态估计结果的差值为 4.256 Mvar。同时段变电站侧 I 线

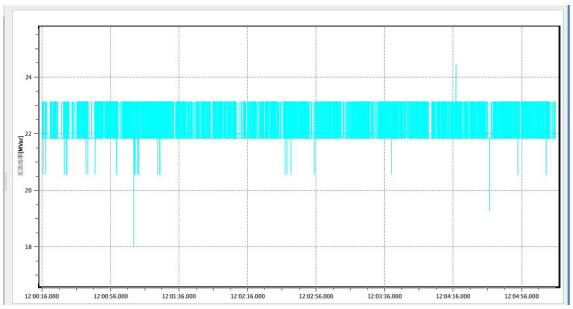

图 6 7 月 2 日 12:00 电厂侧 I 线无功量测值与状态估计结果的差值

Fig. 6 Difference between reactive power measurements and SE results of line I at power plant side

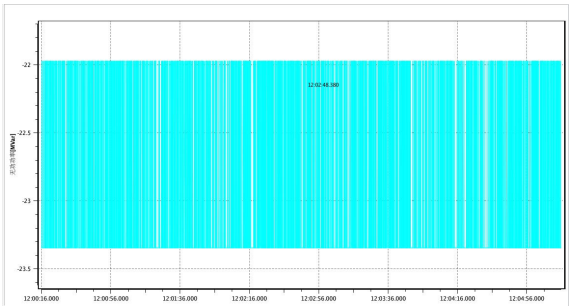

图 7 7 月 2 日 12:00 变电站侧 I 线无功量测值与状态估计结果的差值

Fig. 7 Difference between reactive power measurements and SE results of line I at substation side

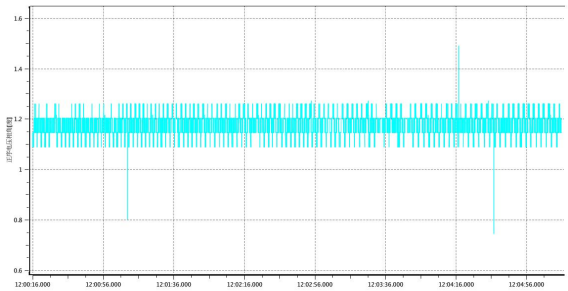

图 8 7 月 2 日 12:00 I 线两侧电压相位差

Fig. 8 Phase angle difference between power plant side and substation side of line I

无功量测值与状态估计结果误差为−4.03 Mvar。两侧误差大小基本相等，符号相反。风运 I 线两侧电压相位差为 0.3°。

根据式(5)可以计算得到线路的电阻误差大概为

$$\Delta R = 0.84\ \Omega$$

由于轻载时线路两端的相角差很小，电压相角量测结果的随机误差对线路两端相角差的计算影响要比重载时大，因此，可以认为，负载相对较重时的电阻误差计算结果更接近真实情况。

将线路电阻调整 1 Ω 后，截止到目前，在现有考核体系下，状态估计结果在各种工况下均合格。

## 5　结论

本文通过理论证明，指出在现有理论体系下，线路模型采用 π 形等值时线路电阻参数对线路两端的无功分布有显著影响：

(1) 输电线路其他参数不变的情况下，输电线路电阻变化会改变线路两端的无功潮流分布。

(2) 线路两端的无功潮流之和主要取决于线路电纳的充电功率和电抗消耗的功率，与电阻参数基本无关。

本文所做工作为电网无功量测数据与状态估计

结果相矛盾时提供了一个问题的解决方向。

必须指出，影响状态估计结果准确性的因素众多，包括元件的等值模型、参数、量测数据等等。生产实际运行中，多次发现同塔双回线路的量测数据经多次校验均为合格，不同量测系统间也可互相验证，但依据量测数据确定的双回线路电阻却有较大差别，这需要对状态估计的原理、采用的元件模型结构、电网元件参数实测方法等进一步研究。

## 参考文献


[1] 常乃超, 王彬, 何光宇, 等. 以测点正常率最大为目标的状态估计改进算法[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(11): 62-67.
CHANG Naichao, WANG Bin, HE Guangyu, et al. An improved algorithm for state estimation based on maximum normal measurement rate[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(11): 62-67.

[2] 薛安成. 基于最大测点正常率的线路参数增广状态估计方法[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(10): 61-65.
XUE Ancheng. An augmented state estimation method for transmission line parameters based on maximum normal measurement rate[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(10): 61-65.

[3] 张海波, 易文飞. 基于异步迭代模式的电力系统分布式状态估计方法[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(9): 125-131.
ZHANG Haibo, YI Wenfei. Distributed state estimation method for power systems based on asynchronous iteration mode[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(9): 125-131.

[4] 李虹, 李卫国, 熊浩清. WAMS 中计及量测函数非线性项的电力系统自适应动态状态估计[J]. 电工技术学报, 2010, 25(5): 155-161.
LI Hong, LI Weiguo, XIONG Haoqing. Adaptive dynamic state estimation including nonlinearities of measurement function in WAMS[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2010, 25(5): 155-161.

[5] 郭烨, 吴文传, 张伯明, 等. 极坐标下含零注入约束的电力系统状态估计的修正牛顿法与快速解耦估计[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(22): 113-117.
GUO Ye, WU Wenchuan, ZHANG Boming, et al. Power system state estimation solution with zero injection constraints using modified Newton method and fast decoupled method in polar coordinate[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(22): 113-117.

[6] 王韶, 江卓翰. 基于奇异值分解和等效电流量测变换的电力系统状态估计[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(12): 111-115.
WANG Shao, JIANG Zhuohan. Power system state estimation based on singular value decomposition and equivalent current measurement transformation[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(12): 111-115.

[7] 顾锦汶. 对有关标准中关于状态估计的一些不同意见[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(1): 134-135.
GU Jinwen. Disagreements discussion on state estimation in related standards[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(1): 134-135.

[8] 郭烨, 吴文传, 张伯明, 等. 拉格朗日乘子法电力系统网络参数错误辨识的应用[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(10): 43-49.
GUO Ye, WU Wenchuan, ZHANG Boming, et al. Application of the power system network parameter error identification based on Lagrange multiplier method[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(10): 43-49.

[9] 黄玉龙, 陈迅, 刘明波, 等. 动态负荷模型参数辨识的微分进化算法[J]. 电工技术学报, 2013, 28(11): 270-277.
HUANG Yulong, CHEN Xun, LIU Mingbo, et al. Differential evolution algorithm for dynamic load model parameter identification[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(11): 270-277.

[10] 孙昊, 王茂海, 齐霞. 基于 PMU 实测数据的同步发电机参数在线辨识方法[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(3): 31-36.
SUN Hao, WANG Maohai, QI Xia. Synchronous generator parameters identification based on PMU data[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(3): 31-36.

[11] 王茂海, 鲍捷, 齐霞, 等. 基于 PMU 实测数据的输电线路参数在线估计方法[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(1): 25-27.
WANG Maohai, BAO Jie, QI Xia, et al. Online estimation of transmission line parameters based on PMU measurements[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(1): 25-27.

[12] 谢志远, 王岩, 郭以贺, 等. 传输线电气参数测试方法研究与应用[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(8): 151-155.
XIE Zhiyuan, WANG Yan, GUO Yihe, et al. Research and application of testing method for electrical parameters of transmission lines[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(8): 151-155.

[13] 牛胜锁, 梁志瑞, 张建华, 等. 基于多时段同步测量信息的 T 接线路参数在线测量[J]. 电工技术学报, 2012, 27(5): 238-244.
NIU Shengsuo, LIANG Zhirui, ZHANG Jianhua, et al. Online measurement of T-connection transmission line parameters based on multi-interval synchronized measurement information[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2012, 27(5): 238-244.


**收稿日期：2015-02-05**

**作者简介：**

王茂海(1976-)，男，博士，高级工程师，研究方向为广域同步动态监测技术、基于广域同步动态监测信息的应用分析技术、调度自动化高级应用功能等。E-mail: wmhmw@tom.com

(编辑　周金梅)