

基于系统辨识的电力系统惯量在线评估改进方法

徐波, 章林炜, 俞向栋, 边晓燕, 李东东

(上海电力大学电气工程学院, 上海 200090)

摘要: 虽然基于系统辨识的惯量在线评估方法可以在线评估电力系统惯量, 但是目前无法确定最佳的模型阶次, 导致误差较大。为提升惯量在线评估的准确性, 首先对电力系统正常运行条件下的实测数据进行信号预处理, 防止噪声信息造成的过拟合现象, 以提高抗噪声扰动能力。其次将发电机的有功功率变化量作为输入, 频率波动作为输出, 利用 AIC 准则确定系统辨识模型阶次, 使用系统辨识方法建立合适的动态模型。然后利用辨识模型的阶跃响应计算系统惯量, 避免惯量在线评估过程中对模型降阶引起的误差。最后, 在 Matlab/Simulink 软件中搭建仿真系统, 验证了所提方法的有效性和准确性。

关键词: 电力系统惯量; 在线评估; 系统辨识; 模型阶次; 阶跃响应

An improved method of power system inertia online estimation based on system identification

XU Bo, ZHANG Linwei, YU Xiangdong, BIAN Xiaoyan, LI Dongdong

(School of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China)

Abstract: Although the online inertia estimation method based on system identification can estimate the inertia of the power system, it is unable to determine the best model order, leading to large errors. In order to improve the accuracy of online estimation of inertia, this paper first preprocesses the measured data under the normal operating conditions of a power system to prevent over-fitting caused by noise information and to improve the ability to resist noise disturbance. Secondly, the generator's active power change is taken as input, and frequency fluctuation is taken as output. The AIC criterion is used to determine the order of the system identification model, and the system identification method is used to establish a suitable dynamic model. Then the step response of the identification model is used to calculate the inertia of the system to avoid errors caused by the reduction of the model in the inertia online evaluation process. Finally, a simulation system is built in Matlab/Simulink to verify the effectiveness and accuracy of the proposed method.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51977128) and the Project of Shanghai Science and Technology Commission (No. 17020500800).

Key words: power system inertia; online estimation; system identification; order of the identification model; step response

0 引言

传统意义上, 电力系统中绝大多数惯量是由同步发电机的旋转器件所提供的。但是大量设备通过电力电子器件接入电网, 使系统惯量在特点及形式上发生新的变化^[1]。例如, 双馈风力发电机采用最大功率追踪运行方式, 其转子转速与电网频率解耦, 输出功率无法响应电网频率变化, 表现出的惯量为

零。随着风电渗透率的不断提高, 导致系统惯量降低, 电网频率稳定性受到极大的威胁^[2]。

针对大规模风电并网造成的惯量减少问题, 有学者提出在风机上加入虚拟惯量控制, 使风机在电网频率发生变化时改变自身输出功率, 对外表现出有效惯量^[3-6]。

风力发电具有随机性和间歇性, 因此风电提供的虚拟惯量也是变化的^[7]。在线量化风电场对电网的支撑作用, 对电力系统惯量水平进行在线评估, 有助于了解电力系统潜在的不稳定风险和发生意外事故后保持稳定运行的能力^[8]。

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51977128); 上海市科学技术委员会项目资助(17020500800)

针对惯量评估的研究,国内外学者提出了许多基于大扰动事件的惯量离线估计方法,此类方法是在大扰动发生后测量有功功率和频率变化,通过摇摆方程计算得到惯性时间常数^[9-16]。基于大扰动事件的惯量评估方法需要电网中较大扰动的激励,并且需要确定事件发生的精准时刻。而且,该方法无法剔除一次调频对评估结果的影响。

为避免离线惯量评估方法对大扰动事故的依赖,文献[17]利用电力电子设备主动向系统中注入信号,通过闭环识别方法来评估电力系统母线处的等效惯量。文献[18]使用电网中频率与系统惯性时间常数的历史数据建立描述频率变化量与惯性时间常数变化量之间相关性的统计模型,通过相量测量单元在线监测电网的频率变化,由统计模型推导出系统当前的惯量。文献[19]对相量测量单元测量的频率和有功功率信号使用系统辨识方法,识别发电机惯性响应模型来辨识电力系统各区域有效惯量。

基于系统辨识的惯量评估方法受模型阶次影响,不同阶次辨识模型间惯量评估结果偏差很大。而目前惯量在线评估在进行系统辨识时无法确定最佳模型阶次,导致基于系统辨识的惯量在线评估方法存在较大的误差。文献[19]的处理方式是根据经验选择某一阶次范围,对该范围内每一阶次辨识模型求取惯性时间常数,最后求其平均值。为了提高惯量在线评估的准确性,本文首先使用赤池信息准则(Akaike Information Criterion, AIC)确定最合适的辨识模型阶次,避免了不同阶次对惯量在线评估结果的影响。再利用辨识模型阶跃响应模拟发电机受到扰动后的动态调频过程,使用模型的响应数据进行惯量在线评估,避免了因模型拟合度降低而造成的误差。最后搭建仿真系统,对电力系统的惯量进行在线评估,验证所提方法的有效性和准确性。

1 理论背景

1.1 电力系统惯量响应

惯性是电力系统的固有属性,表现为系统受到扰动后,对系统频率波动的阻碍作用,是系统安全稳定运行的基础保障^[20]。惯量是衡量系统惯性大小的参数,它会影响系统在受到扰动时的频率变化率(Rate of Change of Frequency, ROCOF)和瞬态频率率^[21]。

电网的频率变化往往是由系统输入、输出功率不平衡引起的。当电力系统受到扰动后,在不平衡功率的作用下,系统内的各同步发电机的惯量响应

过程可通过摇摆方程描述为^[22-24]

$$2H \frac{df}{dt} = P_m - P_e - D\Delta f \quad (1)$$

式中: H 为同步机转子惯性时间常数; P_m 为转子的机械功率, P_e 为转子的电磁功率,均为标么值; D 为机械阻尼系数。 H 定义为额定转速下同步机转子旋转动能与同步机额定容量的比值,即

$$H = \frac{\frac{1}{2} J \omega_N^2}{S_N} \quad (2)$$

惯量响应过程的物理意义为发电机有功输出产生突变,发电机转子由于电磁功率和机械功率之间的不平衡而加速或减速,对外表现出频率波动。

由于扰动初期频率偏差很小: $\Delta f \approx 0$, 忽略 $D\Delta f$, 可得

$$2H \frac{df}{dt} = \Delta P \quad (3)$$

由式(3)可知,惯性时间常数 H 决定了系统受到扰动后的 ROCOF, H 越大, ROCOF 越小,系统频率下降得越慢,为一次调频争取更多时间。

对于同步发电机,当受到扰动时,其转子动能发生变化,释放或吸收的能量对外表现为输出电磁功率的增减^[25]。对于风电机组,虚拟惯量控制方法通过控制其内部的电磁元件改变风电机组输出电磁转矩、转子转速,从而改变对电网提供的动态有功功率支撑,实现风电机组惯量响应。系统频率波动后,变速风电机组在虚拟惯性控制下,可等效成惯量为 H_w 的同步发电机(H_w 为风电机组虚拟惯性时间常数),并可通过改变调频参数改变 H_w 的大小。

由于单台风电机组的容量小,对电网的功率支撑作用不明显,需要从风电场层面评价其惯量响应能力,因此本文将风电场等值为一台机组,采用风电场虚拟惯性时间常数 H_w 来衡量风电场表现出的惯量响应作用效果。下文提到的风电场的惯性时间常数即为虚拟惯性时间常数。

对于系统有效惯性时间常数,其数学表达式为

$$H_{\text{sys}} = \frac{\sum_{i=1}^k H_{w,i} S_{w,i} + \sum_{j=1}^n H_{c,j} S_{c,j}}{S_{\text{sys}}} \quad (4)$$

式中: $H_{w,i}$ 为第 i 个风电场虚拟惯性时间常数; $S_{w,i}$ 为第 i 个风电场的总容量; $H_{c,j}$ 为第 j 台同步发电机惯性时间常数; $S_{c,j}$ 为第 j 台同步发电机额定容量; S_{sys} 为系统总容量; k 、 n 分别为系统中风电场个数与同步发电机台数。

1.2 基于系统辨识的电力系统惯量在线评估方法

由上文分析可知，由于电网中扰动时刻存在，惯量响应物理过程总在发生，那么在发电机有功频率动态响应过程中总蕴含惯量特征。基于系统辨识的电力系统惯量在线评估方法首先将发电机有功功率变化量 ΔP 作为输入，频率变化量 Δf 作为输出，通过系统辨识方法，建立高阶形式的从发电机有功功率到频率的动态模型。

系统辨识模型的通用形式为

$$A(q)y(t) = \frac{B(q)}{F(q)}u(t - n_k) + \frac{C(q)}{D(q)}e(t) \quad (5)$$

式中： $A(q) = 1 + a_1q^{-1} + \dots + a_{n_a}q^{-n_a}$ ； $B(q) = 1 + b_1q^{-1} + \dots + b_{n_b}q^{-n_b}$ ； $C(q) = 1 + c_1q^{-1} + \dots + c_{n_c}q^{-n_c}$ ； $D(q) = 1 + d_1q^{-1} + \dots + d_{n_d}q^{-n_d}$ ； $F(q) = 1 + f_1q^{-1} + \dots + f_{n_f}q^{-n_f}$ ； n_a 、 n_b 、 n_c 、 n_d 、 n_f 分别为 $A(q)$ 、 $B(q)$ 、

$C(q)$ 、 $D(q)$ 、 $F(q)$ 的阶次； u 表示输入； y 表示输出； e 表示误差； n_k 为输入-输出延迟，通常取 0 或 1； q 为后移算子。

将系统中发电设备的惯量响应近似为线性过程，其传递函数可以表达为

$$\Delta f = \frac{1}{Hs + D} \Delta P \quad (6)$$

其单位脉冲响应为

$$\delta_i(t) = \frac{1}{2H} \cdot e^{-\frac{D}{2H}t} \quad (7)$$

由式(6)、式(7)可知，将高阶辨识模型降阶为一阶传递函数形式，再由式(7)可计算惯性时间常数。

基于系统辨识的电力系统惯量在线评估方法过程如图 1 所示。

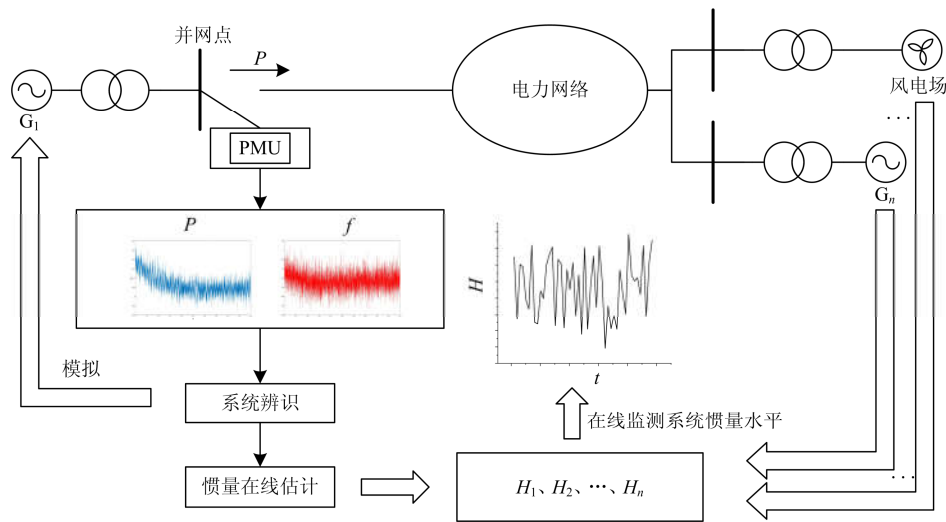


图 1 基于系统辨识的电力系统惯量在线评估过程

Fig. 1 Online estimation process of power system inertia based on system identification

其实施步骤如下所述。

1) 数据采集。在电力系统正常运行条件下，采集各发电机并网点的有功功率与频率波动数据。

2) 系统辨识。将发电机的输出功率变化 ΔP 作为输入，相应时刻的发电机出口侧频率偏差 Δf 作为输出，使用系统辨识方法建立表示输入和输出动态关系的模型。

3) 计算惯性时间常数。将系统辨识得到的高阶辨识模型降阶为如式(5)所示的一阶传递函数形式，由其单位脉冲响应零时刻值得到惯性时间常数，再由式(4)计算得到整个系统的惯量水平。

文献[17]中基于系统辨识的惯量在线评估方法受模型阶次影响，不同阶次辨识模型间惯量评估结

果偏差很大。首先目前的惯量在线评估方法在进行系统辨识时无法确定模型阶次，其次计算惯性时间常数过程中需要降阶，会降低辨识模型拟合度，导致基于系统辨识的惯量在线评估方法存在较大的误差。

2 惯量在线评估改进方法

本文从确定辨识模型阶次与惯性时间常数计算两方面着手，提高惯量在线评估的准确性。

2.1 模型定阶

对于惯量评估，系统辨识模型阶次选择的合理性尤为重要，过低的阶次使得模型的表达不够准确，过高的阶次会导致过拟合现象的发生。由于测量有

功率与频率偏差时无法确定电压控制、一次调频等其他响应参与调频过程, 很难在物理意义上为发电机调频模型确定合适的阶次^[26]。文献[19]的处理方式是经验选择某一阶次范围, 对该范围内每一阶次辨识模型求取惯性时间常数, 最后求其平均值。由于不同阶次间的评估结果偏差很大, 导致该方法准确度不够高。

为了避免系统辨识阶次对惯量在线评估造成的偏差, 本文使用 AIC 对实测数据确定一个合适的系统辨识模型阶次, 该模型注重对测量数据的外特性表达。

AIC 作为最通用的一种模型选择准则, 是极大似然原理的另一种应用^[27]。根据极大似然原理, 要找到一个逼近实际过程的模型, 使得该模型的输出概率分布尽可能逼近实际过程输出的概率分布。AIC 性能指标表示如式(8)^[26]。

$$AIC(n) = N \ln \rho_n + 2n \quad (8)$$

式中: N 为辨识模型中参数数量; ρ_n 为 n 阶模型的预测误差的方差。AIC 的含义可理解为: AIC 模型估计的概率密度函数与实际的概率密度函数之间的 Kullback-Leibler 距离的估计值。AIC 性能指标兼顾了模型复杂性和灵活性以适应数据, 最合适的模型对应的 AIC 值最小。

在电力系统正常运行条件下, 测得的电网数据存在大量噪声, 当辨识模型拟合度很高时, 可能出现过拟合现象, 引起惯量在线评估的误差。为避免大量的辨识数据可能引起模型过拟合问题, 需要将实测信号进行去趋势和低通滤波降噪处理。

2.2 基于阶跃响应的惯性时间常数计算

文献[19]中基于脉冲响应方法的本质在于从系统辨识得到的调频模型中提取如式(6)所示的摇摆方程形式的惯量响应模型。需要将系统辨识模型转化为一阶传递函数形式, 而降阶过程会降低辨识模型的拟合度, 引入误差, 造成惯量估计结果偏差。并且辨识模型阶次越高, 因模型降阶引起的误差越大。

为了避免降阶过程降低 AIC 定阶辨识模型的拟合度, 本文依靠辨识模型模拟发电机的调频过程, 通过模型的响应来反映发电机惯量响应信息。首先将辨识得到的离散时间辨识模型转换为连续时间模型, 再给辨识模型一个阶跃输入, 模拟发电机受到负荷阶跃变化后的频率偏差, 再通过辨识模型的阶跃响应输出(Δf)计算 ROCOF, 最后使用摇摆方程计算惯性时间常数。

该方法的本质在于利用系统辨识得到的数字模型模拟发电机的整个调频响应过程, 从模型阶跃响

应中提取发电机惯量响应阶段的数据进行惯量评估, 该过程能够确保辨识模型对实测数据的拟合度, 不会在惯量在线评估过程中引入误差。

模型阶跃响应的输出变化率, 即 ROCOF 的计算也是影响本文方法准确性的关键因素。通常在扰动后的 0.5~2 s 时间段内, 发电机转子由于机械功率与电磁功率的不平衡进行加速或减速^[23], 主要进行惯量响应, 而一次调频尚未进行。因此本文使用辨识模型阶跃响应后 0.5~2 s 内的输出值进行惯量评估, 既减小了零时刻的数据偏差, 同时又避免了一次调频对惯量评估的影响。

2.3 惯量在线评估改进方法流程

图 2 所示为本文提出的通过 AIC 确定辨识模型阶次的系统辨识惯量在线评估改进方法流程图。改进方法首先对采集到的 ΔP 与 Δf 数据进行去势与滤波降噪处理, 再通过 AIC 确定系统辨识模型阶次进行系统辨识。将辨识得到的模型转化为连续时间形式, 给辨识模型一个阶跃输入, 将阶跃响应后 0.5~2 s 内输出值(Δf)的变化率的平均值代入摇摆方程计算惯性时间常数。本文方法具有良好的抗噪声干扰能力, 避免了辨识模型阶次对惯量在线评估结果的影响, 在惯量在线评估过程中避免降阶过程降低模型拟合度带来的误差, 准确度更高。

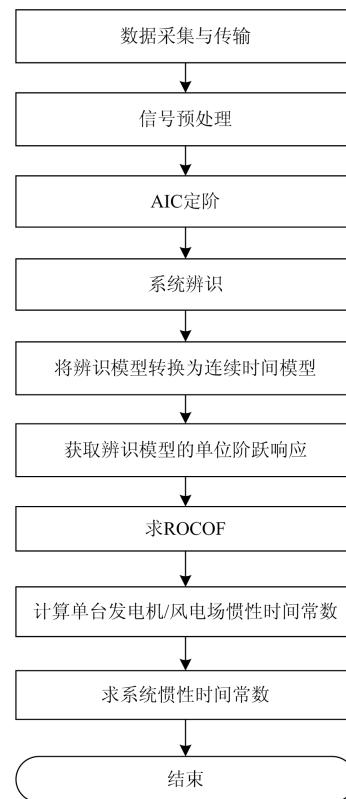


图 2 惯量在线评估流程图

Fig. 2 Online inertia estimation flowchart

3 仿真验证

3.1 仿真系统

为验证本文所提的电力系统惯量在线评估改进

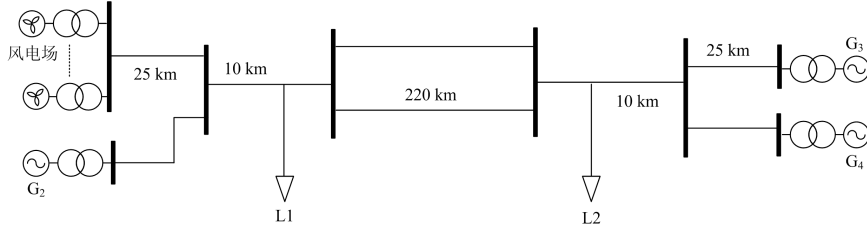


图3 四机两区仿真系统

Fig. 3 Four-machine two-zone simulation system

表1 发电机参数

Table 1 Parameters of generators

发电机	H/s	额定功率/MW	惯量/(s·MW)
风电场	10	526.667	5 266.67
G_2	3	400	1 200
G_3	5	400	2 000
G_4	8	400	3 200
总计		1 726.667	11 666.67
系统等效惯性时间常数/s			6.757

在系统正常运行时，测量各台发电机与风电场并网处频率波动 Δf 与有功功率波动 ΔP 。为保证数据能够充分反映发电设备的“有功-频率动态过程”，取任意60 s的测量数据。风电场出口处 Δf 与 ΔP 如图4、图5所示，可以看出频率偏移在 ± 0.1 Hz范围内，有功功率变化在 ± 0.06 (标么值)范围内。

3.2 方法准确性对比

文献[19]采用ARMAX系统辨识模型进行惯量在线评估。ARMAX是基于自回归移动平均模型的系统辨识技术，而ARMAX模型是本文方法的特例，如果式(5)中 $D(q) = F(q) = 0$ ，即得ARMAX模型：

$$A(q)y(t) = B(q)u(t - n_k) + C(q)e(t) \quad (9)$$

为与文献[19]进行比较，本文也采用ARMAX模型。但是本文使用AIC准则确定辨识模型阶次，

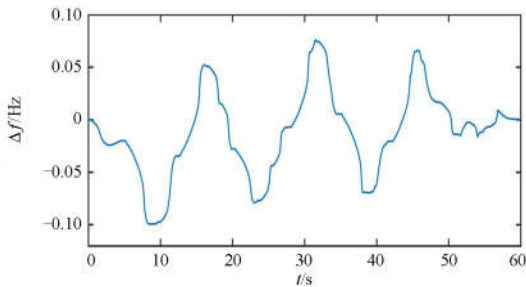


图4 风电场出口处频率偏移

Fig. 4 Frequency deviation of wind farm

方法，在文献[22]中典型四机两区仿真系统的基础上，采用Matlab/Simulink搭建含有风电场的两区系统，其中风电出力占系统总出力的30%，如图3所示。每台风机都采用虚拟惯量控制，仿真参数如表1所示。

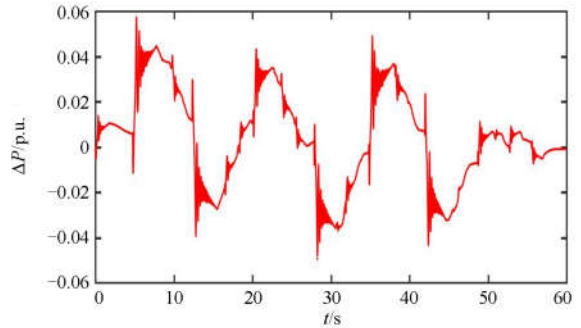


图5 风电场出口处惯量响应有功功率变化

Fig. 5 Active power change of inertia response of wind farm

减少模型阶次带来的影响。同时采用基于阶跃响应的惯性时间常数计算方法，避免惯量评估过程中降阶导致模型拟合度降低造成的误差。

表2为传统的基于系统辨识的惯量在线评估方法对风电场惯量在线评估的结果。可以看出，传统方法辨识模型阶次对估计准确性影响很大，在11阶最大误差高达-54.26%。并且高阶模型误差普遍

表2 传统方法风电场在线惯量评估结果

Table 2 Online wind farm inertia estimation results of the traditional method

模型阶次	惯性时间常数评估值/s	误差
2	7.103	-28.97%
3	8.947	-10.53%
4	8.419	-15.81%
5	8.483	-15.17%
6	9.648	-3.52%
7	6.778	-32.22%
8	6.790	-32.10%
9	4.611	-53.89%
10	7.117	-28.83%
11	4.574	-54.26%
平均值	7.247	-27.53%

较大, 这是由于传统方法获取惯性时间常数的过程需要降阶, 造成模型拟合度的降低, 从而带来惯量评估的误差。

表 3 为文献[19]中传统的基于系统辨识的惯量在线评估方法的结果。可以看出, 使用传统方法得到的系统惯性时间常数为 5.251 s, 误差为-22.29%。

表 3 传统的基于系统辨识的系统惯量在线评估结果

Table 3 Traditional online system inertia estimation results

based on system identification			
发电机	惯性时间常数		误差
	理论值/s	评估值/s	
风电场	10	7.247	-27.53%
G2	3	2.610	-13.00%
G3	5	3.806	-23.88%
G4	8	6.711	-16.11%
系统	6.757	5.251	-22.29%

图 3 所示仿真系统的等效惯性时间常数为 6.757 s。本文所提方法对系统惯量在线评估结果为 7.017 s, 误差为 3.85%, 如表 4 所示。对比表 3 与

表 4 本文方法惯量在线评估结果

Table 4 Online inertia estimation results of the proposed method

发电机	n_a	n_b	n_c	惯性时间常数理论值/s	惯性时间常数估计值/s	误差
风电场	6	8	4	10	10.388	3.88%
G ₂	9	11	7	3	3.032	1.07%
G ₃	10	11	3	5	5.122	2.44%
G ₄	5	10	4	8	8.460	5.75%
系统	—	—	—	6.757	7.017	3.85%

表 5 含噪声信号本文方法惯量在线估计结果

Table 5 Online inertia estimation result of the proposed method considering noise

发电机	n_a	n_b	n_c	惯性时间常数理论值/s	惯性时间常数评估值/s	误差
风电场	5	2	6	10	9.924	-0.76%
G ₂	8	2	3	3	2.927	-2.43%
G ₃	5	9	4	5	5.022	0.44%
G ₄	11	3	9	8	7.893	-1.34%
系统	—	—	—	6.757	6.697	-0.89%

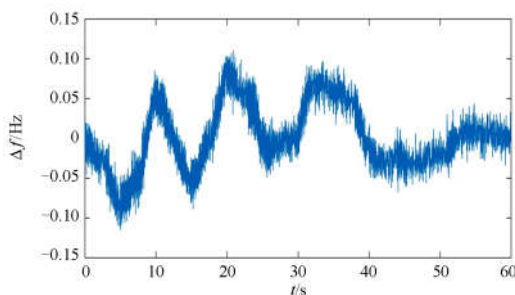


图 6 含噪声干扰时风电场频率偏移信号

Fig. 6 Frequency deviation of wind farm considering noise

表 4 惯量在线评估结果, 可以看出本文所提方法避免了文献[19]方法受辨识模型阶次的影响, 同时基于阶跃响应的惯性时间常数计算方法无需降低辨识模型阶次, 大大提高了惯量在线评估的准确性。

3.3 本文方法抗噪声干扰能力验证

为验证本文方法抗噪声干扰能力, 在上节中各发电机的 60 s 频率与有功功率数据中加入白噪声, 其中风电场频率波动与有功功率波动分别如图 6、图 7 所示。为防止过拟合, 首先对所有数据减去其平均值进行去趋势处理。由于实际电网中发电机惯性时间常数通常在 2~10 s, 本文仿真过程中选取 0.5 Hz 的截止频率进行滤波降噪处理, 减弱高频分量对惯量在线评估的影响。惯量在线评估结果如表 5 所示, 系统惯性时间常数评估值为 6.697 s, 误差仅为-0.89%。从含噪声数据的惯量在线评估结果可以看出, 本文方法可以有效防止电力系统实测数据中的噪声信息造成系统辨识过拟合现象的发生, 具有较强的抗噪声干扰能力。

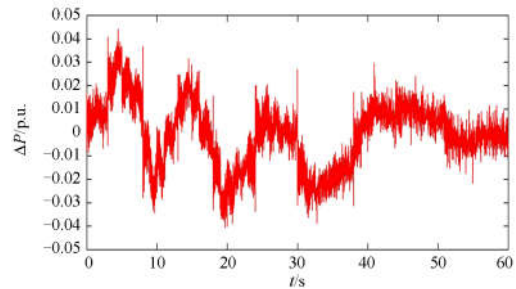


图 7 含噪声干扰时风电场有功功率变化信号

Fig. 7 Active power change of wind farm considering noise

4 结论

为了避免系统辨识模型阶次对惯量在线评估的影响,本文使用 AIC 确定系统辨识模型阶次,并通过辨识模型阶跃响应进行惯量在线评估。得到以下结论:

1) 本文方法可以确定系统辨识模型阶次,减小模型阶次对惯量在线估计的影响。

2) 本文方法在惯性时间常数计算过程中无需降低模型阶次,从而避免因辨识模型拟合度降低带来的误差。

3) 本文方法可以有效防止电力系统实测数据中的噪声信息造成的过拟合现象,具有较强的抗噪声干扰能力。

参考文献

- [1] 沈诞煜, 赵晋斌, 李吉祥, 等. 分布式电源并网惯性功率补偿研究[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(16): 50-57.
SHEN Danyu, ZHAO Jinbin, LI Jixiang, et al. Analysis and application of inertia power compensating of grid-connected distributed generation[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(16): 50-57.
- [2] 张旭, 陈云龙, 岳帅, 等. 风电参与电力系统调频技术研究的回顾与展望[J]. 电网技术, 2018, 42(6): 1793-1803.
ZHANG Xu, CHEN Yunlong, YUE Shuai, et al. Retrospect and prospect of research on frequency regulation technology of power system by wind power[J]. Power System Technology, 2018, 42(6): 1793-1803.
- [3] 王磊, 张琛, 李征, 等. 双馈风电机组的虚拟同步控制及弱网运行特性分析[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(13): 85-90.
WANG Lei, ZHANG Chen, LI Zheng, et al. Virtual synchronous generator control for DFIG wind turbines and its operation characteristics in weak grid[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(13): 85-90.
- [4] 王瑞明, 徐浩, 秦世耀, 等. 风电场一次调频分层协调控制研究与应用[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(14): 50-58.
WANG Ruiming, XU Hao, QIN Shiyao, et al. Research and application on primary frequency regulation of wind farms based on hierarchical coordinated control[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(14): 50-58.
- [5] MAGDY G, SHABIB G, ELBASET A A, et al. Optimized coordinated control of LFC and SMES to enhance frequency stability of a real multi-source power system considering high renewable energy penetration[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2018, 3(3): 407-421. DOI: 10.1186/s41601-018-0112-2.
- [6] 周建萍, 胡成奕, 茅大钧, 等. 基于模糊控制的自适应虚拟同步发电机控制策略[J]. 广东电力, 2020, 33(1): 53-60.
ZHOU Jianping, HU Chengyi, MAO Dajun, et al. Adaptive virtual synchronous generator control strategy based on fuzzy control[J]. Guangdong Electric Power, 2020, 33(1): 53-60.
- [7] 曾繁宏, 张俊勃. 电力系统惯性的时空特性及分析方法[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(1): 50-58, 373.
ZENG Fanhong, ZHANG Junbo. The temporal and spatial characteristics of power system inertia and its analysis method[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(1): 50-58, 373.
- [8] 钱峰, 陈艺, 刘俊磊, 等. 大规模风电接入的电力系统协调控制策略[J]. 广东电力, 2019, 32(11): 12-18.
QIAN Feng, CHEN Yi, LIU Junlei, et al. Coordinated control strategy for power systems with large-scale wind power integration[J]. Guangdong Electric Power, 2019, 32(11): 12-18.
- [9] 王素娥, 吴永斌, 熊连松, 等. 基于功频下垂控制的光伏并网发电系统惯量阻尼机理研究[J]. 智慧电力, 2020, 48(12): 20-25, 39.
WANG Su'e, WU Yongbin, XIONG Liansong, et al. Research on inertia and damping mechanism of grid-tied photovoltaic power generation system based on power frequency droop control[J]. Smart Power, 2020, 48(12): 20-25, 39.
- [10] WALL P, TERZIJA V. Simultaneous estimation of the time of disturbance and inertia in power systems[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2014, 29(4): 2018-2031.
- [11] SCHIFFER J, ARISTIDOU P, ORTEGA R. Online estimation of power system inertia using dynamic regressor extension and mixing[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(6): 4993-5001.
- [12] LUGNANI L, DOTTA D, LACKNER C, et al. ARMAX-based method for inertial constant estimation of generation units using synchrophasors[J]. Electric Power Systems Research, 2020, 180.
- [13] WALL P, TERZIJA V. Simultaneous estimation of the time of disturbance and inertia in power systems[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2014, 29(4): 2018-2031.
- [14] SUN M, FENG Y, WALL P, et al. On-line power system inertia calculation using wide area measurements[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2019, 109: 325-331.
- [15] ASHTON P, SAUNDERS C, TAYLOR G, et al. Inertia

- estimation of the GB power system using synchrophasor measurements[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(2): 701-709.
- [16] 张艳军, 闫玉恒, 李斌, 等. 基于主动支撑型 VSCs 的新能源电网惯量调控与特性分析[J]. 智慧电力, 2020, 48(4): 55-61, 76.
ZHANG Yanjun, YAN Yuheng, LI Bin, et al. Inertia control and characteristics analysis of renewable power grid based on active support VSCs[J]. Smart Power, 2020, 48(4): 55-61, 76.
- [17] ZHANG J, XU H. Online identification of power system equivalent inertia constant[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2017, 64(10): 8098-8107.
- [18] CAO X, STEPHEN B, ABDULHADI I, et al. Switching Markov Gaussian models for dynamic power system inertia estimation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(5): 3394-3403.
- [19] KAUR T, KILTER J, WILSON D H, et al. Estimation of power system inertia from ambient wide area measurements[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(6): 7249-7257.
- [20] 温玉琦. 一种基于数据驱动与物理模型融合的含风电系统频率响应分析方法[J]. 广东电力, 2019, 32(9): 167-176.
WEN Yuqi. A frequency response analysis method for wind power system based on data driven-physical model fusion[J]. Guangdong Electric Power, 2019, 32(9): 167-176.
- [21] BELTRAN O, PEÑA R, SEGUNDO J, et al. Inertia estimation of wind power plants based on the swing equation and phasor measurement units[J]. Applied Sciences, 2018, 8(12): 1-16.
- [22] KUNDUR, P. Power system stability and control[M]. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [23] 黄林彬, 辛焕海, 黄伟, 等. 含虚拟惯量的电力系统频率响应特性定量分析方法[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(8): 31-38.
HUANG Linbin, XIN Huanhai, HUANG Wei, et al. Quantified analysis method of frequency response characteristics for power system with virtual inertia[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(8): 31-38.
- [24] 陈雪梅, 陆超, 韩英铎. 电力系统频率问题浅析与频率特性研究综述[J]. 电力工程技术, 2020, 39(1): 1-9.
CHEN Xuemei, LU Chao, HAN Yingduo. Review of power system frequency problems and frequency dynamic characteristics[J]. Electric Power Engineering Technology, 2020, 39(1): 1-9.
- [25] 谢卫才, 王世豪, 何力, 等. 一种基于虚拟同步发电机的多逆变器微电网频率无差调节策略[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(18): 169-175.
XIE Weicai, WANG Shihao, HE Li, et al. A frequency deviation-free regulation strategy of microgrid based on the VSG of multi-inverter[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(18): 169-175.
- [26] TUTTELBERG K, KILTER J, UHLEN K. Comparison of system identification methods applied to analysis of inter-area modes[C] // International Power Systems Transients, July 17-21, 2017, Boston, USA: 1-5.
- [27] 张艳. 基于信息准则的模型选择方法的研究及应用[D]. 淄博: 山东理工大学, 2017.
ZHANG Yan. Research and application of model selection method based on information criteria[D]. Zibo: Shandong University of Technology, 2017.

收稿日期: 2020-11-05; 修回日期: 2020-12-22

作者简介:

徐波(1981—), 男, 博士, 讲师, 研究方向为新能源并网与控制。E-mail: xubo@shiep.edu.cn

(编辑 魏小丽)