

# 改善含风电场虚拟惯量互联电力系统稳定性的 自适应鲁棒滑模控制策略

杨涛<sup>1</sup>, 廖勇<sup>1</sup>, 汤梦阳<sup>2</sup>

(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. 西南石油大学 智能电网与智能控制南充市重点实验室, 四川 南充 637001)

**摘要:**在以风电为代表的可再生能源大规模接入传统电力系统的背景下,非同步机电源与同步机电源之间的耦合作用以及风电出力的不确定性,使互联电力系统稳定性控制面临复杂的运行场景。针对该问题,基于功率平衡原理建立考虑双馈风电机组虚拟惯量影响的同步发电机组等效转子运动模型,将系统参数协调性及故障因素统一表达为等效惯量参数摄动及有界的不确定扰动;运用滑模变结构方法,结合等效惯量和等效阻尼的可变性及可控性,提出一种自适应鲁棒滑模控制策略以改善互联电力系统的动态稳定性。理论分析和仿真结果表明,与传统的虚拟惯量控制方法相比,所提控制策略能够更好地抑制频率振荡,降低频率变化率以及相对功角振荡幅度。

**关键词:**虚拟惯量;互联电力系统;同步稳定性;自适应鲁棒;滑模控制

**中图分类号:**TM 712;TM 614

**文献标志码:**A

**DOI:**10.16081/j.epae.202009030

## 0 引言

随着以风电等可再生能源为代表的非同步机电源渗透率的不断增加,电力系统中同步机电源的主导地位将被打破,系统运行特性将会发生根本变化<sup>[1]</sup>,风电并网对电力系统安全稳定运行的影响也会日益突出。双馈风电机组(DFIG)由于采用变频器作为并网接口,其转子转速与电网频率隔离,无法在电网频率变化时为电网提供有效的响应<sup>[2]</sup>。虚拟惯量控制能够引入类似于同步发电机的电压和频率调差特性,使DFIG如同传统同步发电机参与系统频率控制,进而有效缓解大规模新能源并网对电网稳定性的冲击<sup>[3]</sup>。但与此同时,文献[4]指出加入惯量控制的DFIG会参与互联同步发电机组的振荡模式,从而影响系统小干扰稳定性;文献[5]运用模态分析法进一步分析了虚拟惯量控制回路对系统机电特性的影响。上述研究表明,非同步机电源的虚拟惯量控制会在互联的同步机电源中产生耦合作用,从而改变电力系统原有的同步稳定性。

由于电力系统中存在大量未知参数以及不确定扰动,采用固定参数的虚拟惯量控制方法鲁棒性较差<sup>[6]</sup>。针对该问题,文献[7]提出一种变参数虚拟惯量控制策略,根据DFIG在不同有功出力及转子转速下的有效储能状况动态调节虚拟惯量控制参数,在保证机组安全运行的前提下实现了对系统频率的有效支撑。文献[8]针对负荷扰动带来的大幅频率偏移,设计一种基于频率变化量自适应调整旋转惯量的虚拟同步发电机控制策略,能够缩短系统暂态过程,改善电能质量。上述控制策略实际上是基于固

定规则设计的不同控制参数组或者不同运行模式的切换,而对于复杂的互联电力系统运行场景,一旦出现固定规则之外的情况,这些控制策略就会出现适应性问题,难以取得理想的调频效果<sup>[9]</sup>。

针对上述问题,考虑在虚拟惯量控制中引入滑模控制策略,滑模控制是一种不连续控制方法,其滑动模态的设计与系统参数摄动以及外部扰动无关,能够有效提高稳定控制器在强非线性互联电力系统中的鲁棒性<sup>[10]</sup>。文献[11]将滑模变结构理论应用于包含静止无功补偿器SVC(Static Var Compensator)的电力系统模型中,改善了由SVC模型参数的不确定性以及信号测量时延所带来的稳定性问题,提高了系统暂态稳定性。在虚拟惯量控制方面,文献[12]在DFIG虚拟惯量控制模型中引入负荷干扰,利用状态观测器观测到的干扰值与频率偏差设计滑模控制器,能够在负荷扰动工况下提供更好的频率支持以及防止频率的二次跌落,但该方案没有考虑虚拟惯量参数摄动的影响。文献[13]基于含气门开度和励磁系统的四阶同步发电机虚拟惯量控制模型,提出自适应Terminal滑模控制方法,能克服系统滤波参数不确定性的影响,提高系统鲁棒性,但高阶模型会增加控制器设计复杂度,同时虚拟气门开度模型应用于新能源发电系统存在一定局限性。

本文首先根据功率平衡原理推导互联电力系统虚拟惯量参数耦合的同步发电机组等效转子运动方程,指出其中等效惯量会受到故障扰动和协调性因素的影响;然后将这些影响考虑为有界的随机扰动和不确定性参数,使电力系统稳定性控制问题转化为二阶非线性系统的镇定问题,并引入滑模控制方法,设计自适应鲁棒控制律;最后通过一个2区4机

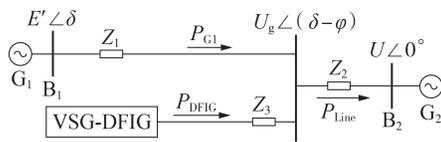
弱互联电力系统在不同风电渗透率工况下的运行对所提控制策略的有效性进行验证。

## 1 互联电力系统虚拟惯量控制耦合机理分析

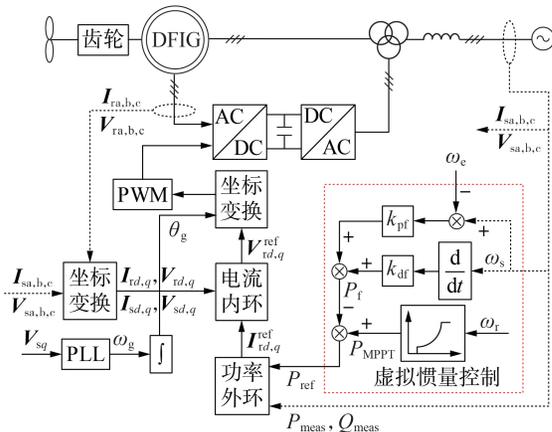
### 1.1 含虚拟惯量电力系统建模

一般可以依据惯性中心<sup>[14]</sup>将大规模互联电力系统划分为几个控制区域,每个区域内部的发电机组具有相似的动态特性,因此,将加入虚拟惯量控制的互联电力系统设计为如图1(a)所示的两区域等值模型,并基于该模型进行分析。图中, $G_1$ 、 $G_2$ 表示常规同步发电机组;VSG-DFIG(Virtual Synchronous Generator based Doubly-Fed Induction Generator)表示采用虚拟惯量控制的DFIG;选取 $G_2$ 为平衡节点, $E'$ 和 $\delta$ 分别为 $G_1$ 的内电势幅值和相角; $U$ 为平衡节点电压幅值; $U_g$ 为 $G_1$ 与DFIG公共并网点电压幅值; $\varphi$ 为 $E'$ 与 $U_g$ 之间的相角差; $Z_1$ — $Z_3$ 为线路阻抗; $P_{Line}$ 为线路输送的有功功率; $P_{G1}$ 、 $P_{DFIG}$ 分别为 $G_1$ 和DFIG输出的有功功率。

VSG-DFIG并网系统如图1(b)所示,虚线框中是虚拟惯量控制模块,本文所采用的虚拟惯量控制策略是在DFIG主控制器给逆变器的功率指令中加入基于频率波动的附加给定,具体实现是通过在2条并联回路中加入参数为 $k_{df}$ 和 $k_{pf}$ 的增益控制模块,得到有功功率暂态增量与静态增量之和 $P_f$ ,再与DFIG功率跟踪控制器输出 $P_{MPPT}$ 共同产生电磁功率参考值 $P_{ref}$ ,最终实现DFIG虚拟惯量的控制。图中, $\omega_e$ 为电网额定角频率; $\omega_s$ 为系统同步角频率; $\theta_g$ 为锁相环测量的电网电压相角; $\omega_g$ 为锁相环测量角频率;



(a) 含虚拟惯量的两区域等值电力系统



(b) 加入虚拟惯量控制的DFIG并网系统

图1 含双馈风电场虚拟惯量的互联电力系统模型

Fig.1 Interconnected power system model with virtual inertia of DFIG wind farm

$V_{sa,b,c}$ 、 $I_{sa,b,c}$ 和 $V_{ra,b,c}$ 、 $I_{ra,b,c}$ 分别为DFIG定子侧和转子侧三相电压、电流; $V_{sd,q}$ 、 $I_{sd,q}$ 和 $V_{rd,q}$ 、 $I_{rd,q}$ 分别为经过坐标变换的DFIG定子侧和转子侧电压、电流的 $dq$ 轴分量; $V_{rd,q}^{ref}$ 、 $I_{rd,q}^{ref}$ 分别为DFIG转子侧 $dq$ 轴电压、电流参考值; $P_{meas}$ 、 $Q_{meas}$ 分别为DFIG输出有功、无功功率测量值。

为了方便分析,进行如下假设。

假设1:通过高压输电线路互联的大型电力系统,由于线路电抗远大于电阻( $X \gg R$ ),因此在分析时假设 $R \approx 0$ ,则阻抗 $Z \approx jX$ 。

假设2:各区域同步发电机组均采用内电势恒定的经典二阶模型,即 $E'$ 与 $U$ 以及并网点电压 $U_g$ 恒定,同时保持恒定的机械转矩。

假设3:假设发电机组输出电压相角与并网点相角差足够小,即满足 $\sin \varphi \approx \varphi$ 以及 $\sin(\delta - \varphi) \approx \delta - \varphi$ 。

假设4:锁相环在DFIG机电时间尺度下能够迅速跟踪电网频率,即DFIG锁相环测量的 $\omega_g$ 可以表征为系统同步频率 $\omega_s$ 。

### 1.2 虚拟惯量耦合的等效同步转子运动方程

首先,建立同步发电机组 $G_1$ 二阶转子运动方程:

$$\begin{cases} J_1 \dot{\omega}_s = P_{M1} - P_{G1} - D_1(\omega_s - \omega_e) \\ \dot{\delta} = \omega_s \end{cases} \quad (1)$$

其中, $J_1$ 、 $D_1$ 分别为 $G_1$ 的转子转动惯量和阻尼系数; $P_{M1}$ 为 $G_1$ 的机械功率。

对式(1)中第一个公式求导,整理得到:

$$\dot{P}_{G1} = -J_1 \ddot{\omega}_s - D_1 \dot{\omega}_s \quad (2)$$

同时, $P_{G1}$ 又可以表示为:

$$P_{G1} = \frac{E' U_g}{Z_1} \sin \varphi \approx \frac{E' U_g}{Z_1} \varphi \quad (3)$$

对式(3)求导,并与式(2)联立得到:

$$\dot{P}_{G1} \approx \frac{E' U_g}{Z_1} \dot{\varphi} = k_1 \dot{\varphi} = -J_1 \ddot{\omega}_s - D_1 \dot{\omega}_s \quad (4)$$

其中, $k_1 = E' U_g / Z_1$ 。

同理,加入虚拟惯量控制DFIG的虚拟转子同步运动方程及联络线功率方程如式(5)、(6)所示。

$$\dot{P}_{DFIG} = -k_{df} \ddot{\omega}_s - k_{pf} \dot{\omega}_s \quad (5)$$

$$\dot{P}_{Line} \approx \frac{U_g U}{Z_2} (\dot{\delta} - \dot{\varphi}) = k_2 (\dot{\delta} - \dot{\varphi}) = k_2 \dot{\delta} - k_2 \dot{\varphi} \quad (6)$$

其中, $k_2 = U_g U / Z_2$ 。

根据功率平衡方程可得:

$$\dot{P}_{Line} = \dot{P}_{G1} + \dot{P}_{DFIG} \quad (7)$$

将式(4)~(6)代入式(7)可以得到:

$$k_2 \dot{\delta} + k_{df} \ddot{\omega}_s + k_{pf} \dot{\omega}_s = (k_1 + k_2) \dot{\varphi} \quad (8)$$

将式(8)等号两边同时乘以 $k_1 / (k_1 + k_2)$ ,并代入式(2)可得到同步发电机组在考虑DFIG虚拟惯量控制影响下的等效转子运动方程:

$$k \dot{\delta} + J_{equ} \ddot{\omega}_s + D_{equ} \dot{\omega}_s = 0 \quad (9)$$

其中,  $k = k_1 k_2 / (k_1 + k_2)$ ;  $J_{\text{equ}} = J_1 + k_{\text{df}} k_1 / (k_1 + k_2)$ ;  $D_{\text{equ}} = D_1 + k_{\text{pf}} k_1 / (k_1 + k_2)$ 。

对比式(9)与式(4)可见,同步发电机等效转子惯量和阻尼系数不仅与原同步发电机组固有惯量和阻尼有关,还与虚拟惯量控制参数以及链路功率潮流有关,而  $k_{\text{df}}$  与  $k_{\text{pf}}$  之间也存在协调性的问题<sup>[15]</sup>,这些因素耦合在一起使多能源互联电力系统稳定性控制变得更加复杂。因此,将等效惯量系数  $J_{\text{equ}}$  看作有界的不确定参数,将系统功率振荡看作有界的随机项  $w$ ,取状态变量集  $X = \{x_1, x_2\}$ ,令  $x_1 = \delta$ 、 $x_2 = \dot{\omega}$ ,上述虚拟惯量耦合的同步发电机等效转子运动方程可以描述为如下二阶不确定非线性系统的镇定问题:

$$\begin{cases} \dot{x}_1 = x_2 \\ \dot{x}_2 = \frac{1}{J_{\text{equ}}} (-kx_1 - D_{\text{equ}}x_2 + w) \end{cases} \quad (10)$$

其中,  $0 < J_{\text{min}} \leq J_{\text{equ}} \leq J_{\text{max}}$ ;  $|w| \leq W$ ,  $W$  为常数。

## 2 自适应鲁棒滑模控制策略设计

### 2.1 滑模控制函数的设计

基于式(10),引入变结构滑模控制并设计自适应鲁棒控制律使控制对象适应参数摄动以及扰动带来的影响。

首先定义滑模切换函数为:

$$s = Ce + \dot{e} \quad (11)$$

其中,  $C$  为滑模面参数;  $e = x_1 - \omega_e$ , 因此有  $\dot{e} = \dot{x}_1 - \dot{\omega}_e = x_2$ 。控制目标为考虑等效惯量的不确定性,控制同步发电机组的频率偏差以及频率变化率 RoCoF (Rate of Change of Frequency) 为 0,使系统最终运行到达新的平衡点上。

将式(10)中等效阻尼系数  $D_{\text{equ}}$  设为控制项  $u$ ,并令  $\theta = J_{\text{equ}}$  表征不确定的等效惯量,式(10)可写为:

$$\theta \dot{x}_2 = -kx_1 - ux_2 + w \quad \theta \in H = \{\theta: 0 < J_{\text{min}} \leq \theta \leq J_{\text{max}}\} \quad (12)$$

对式(11)求导并乘以  $\theta$  可得:

$$\theta \dot{s} = \theta(\dot{x}_2 + C\dot{e}) = \theta(\dot{x}_2 + Cx_2) \quad (13)$$

设计滑模控制律为  $u = u_s + u_i + u_a$ ,  $u_s$  为反馈控制项,  $u_i$  为鲁棒控制项,  $u_a$  为自适应控制项,见式(14)。

$$\begin{cases} u_s = \frac{1}{x_2} (-kx_1 + k_s s) \\ u_i = \frac{1}{x_2} \eta \operatorname{sgn}(s) \\ u_a = \hat{\theta} C \end{cases} \quad (14)$$

其中,  $k_s > 0$ ;  $\eta > W$ ;  $\operatorname{sgn}(\cdot)$  为符号函数;  $\hat{\theta}$  为  $\theta$  估计值。

### 2.2 自适应律的设计

首先定义 Lyapunov 函数为:

$$V = \frac{1}{2} \theta s^2 + \frac{1}{2\gamma} \tilde{\theta}^2 \quad (15)$$

其中,  $\tilde{\theta} = \hat{\theta} - \theta$ ;  $\gamma > 0$ 。

设计自适应律为:

$$\dot{\hat{\theta}} = \gamma s C x_2 \quad (16)$$

对式(15)所示 Lyapunov 函数求导,可得:

$$\begin{aligned} \dot{V} &= \theta s \dot{s} + \frac{1}{\gamma} \tilde{\theta} \dot{\tilde{\theta}} = s(\theta C x_2 + \theta \dot{x}_2) + \frac{1}{\gamma} \tilde{\theta} \dot{\tilde{\theta}} \\ &= s(\theta C x_2 - kx_1 - ux_2 + w) + \frac{1}{\gamma} \tilde{\theta} \dot{\tilde{\theta}} \end{aligned} \quad (17)$$

将式(14)所示的滑模控制律  $u$  以及式(16)所示的自适应律代入式(17)可得:

$$\begin{aligned} \dot{V} &= s(\tilde{\theta} C x_2 - k_s s - \eta \operatorname{sgn}(s) + w) + \frac{1}{\gamma} \tilde{\theta} \dot{\tilde{\theta}} \\ &= -k_s s^2 - \eta |s| + ws + \tilde{\theta} \left( \frac{1}{\gamma} \dot{\tilde{\theta}} - s C x_2 \right) \\ &= -k_s s^2 - \eta |s| + ws \leq -k_s s^2 \leq 0 \end{aligned} \quad (18)$$

由式(18)可知,包含不确定等效惯量系数的同步发电机组转子运动系统能够在本文所提滑模控制律(式(14))以及自适应律(式(16))的作用下渐近稳定,系统频率可以跟踪期望额定同步角频率。

由于等效惯量估计值  $\hat{\theta}$  过大会造成控制输入信号  $u$  过大,也会造成 DFIG 过度参与调频影响风机本身的运行安全,因此还需要通过控制  $\hat{\theta}$  的变化率将其限制在  $[J_{\text{min}}, J_{\text{max}}]$  之间,采用如式(19)和式(20)所示的映射算法进行修正。

$$\dot{\hat{\theta}} = P_{\text{roj}\hat{\theta}}(\gamma s C x_2) \quad (19)$$

$$P_{\text{roj}\hat{\theta}}(\gamma s C x_2) = \begin{cases} 0 & \hat{\theta} > J_{\text{max}}, \gamma s C x_2 > 0 \\ 0 & \hat{\theta} < J_{\text{min}}, \gamma s C x_2 < 0 \\ \gamma s C x_2 & \text{其他} \end{cases} \quad (20)$$

即当等效惯量的计算值超过最大惯量且继续增大或者小于最小惯量且继续减小时,保持  $\hat{\theta}$  值不变。

最终,得到本文所提的自适应鲁棒滑模控制 AR-SMC (Adaptive Robust-Sliding Mode Control) 策略结构框图如图 2 所示。

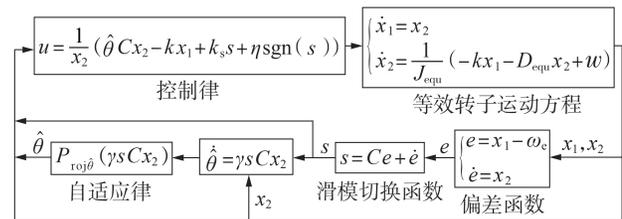


图2 AR-SMC 策略结构框图

Fig.2 Structure block diagram of AR-SMC strategy

## 3 仿真实验

### 3.1 仿真条件

为验证本文所提 AR-SMC 控制策略对多能源互联电力系统动态稳定性的改善作用,利用电磁仿真软件 MATLAB / Simulink 搭建加入风电场虚拟惯量控

制的2区4机输电系统,见图3。该系统包括1条双回弱联络线连接的2个相似的区域系统<sup>[16]</sup>,区域1包含1座DFIG风电场和1台同步发电机组,区域2包含2台同步发电机组。为简化分析,采用单机模型作为风电场的集总模型来代替整个风电场<sup>[17]</sup>,同步发电机组配置励磁和调速器,未配置电力系统稳定器(PSS)。系统详细参数见附录A中表A1—A3。图3中的AR-SMC控制模块获取到同步发电机组 $G_2$ 的同步角频率 $\omega_s$ 以及RoCoF,按照式(14)和式(16)设计的控制律和自适应律来计算控制项等效阻尼 $D_{\text{equ}}$ 以及自适应等效惯量 $J_{\text{equ}}$ ,再通过更新DFIG风电场的VSG控制模块参数值最终实现自适应滑模控制。

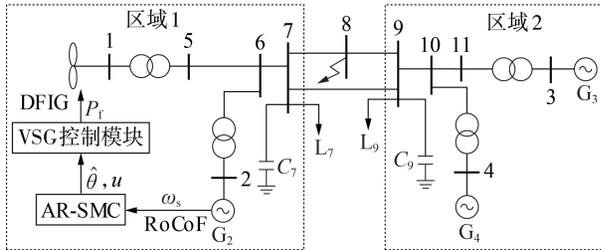


图3 含双馈风电场虚拟惯量的2区4机电力系统  
Fig.3 Two-area four-generator power system with virtual inertia of DFIG wind farm

为了验证AR-SMC控制策略的有效性,本文设置2种不同风电渗透率下的运行方式:运行方式1中风电渗透率为25%;运行方式2中风电渗透率为10%。2种运行方式的初始节点潮流如附录A中表A4和表A5所示。故障设置为 $t=5$  s时在联络线的节点8处施加单回三相短路故障,故障持续0.2 s后切除。对固定等效惯量参数( $J_{\text{equ}}=18$  s)控制与本文所提AR-SMC控制策略分别在2种运行方式的相同故障条件下的时域仿真结果进行对比分析。

为便于计算,基于戴维南等效原理<sup>[18]</sup>将图3的仿真算例与图1(a)的两区域系统进行等值,具体过程见附录B。基于相似理论<sup>[19]</sup>,将转动惯量 $J$ 与惯性时间常数 $T_i$ 进行等值,单位统一为s。根据式(9)得到 $J_{\text{equ}}=18$  s并作为 $\hat{\theta}$ 初值,考虑DFIG转速保护,将 $J_{\text{equ}}$ 的范围限制为 $[16.75, 19.25]$  s<sup>[9]</sup>。滑模控制相关参数设为: $k_s=15$ ,  $\gamma=500$ ,  $W=0.5$ ,  $\eta=W+0.01=0.51$ ;运行方式1中 $C=0.192$ ,运行方式2中 $C=0.165$ 。

### 3.2 仿真结果分析

运行方式1下2种控制方案的仿真结果如图4—6所示。由图可见,在故障发生后,同步发电机组频率以及区域间的相对功角均发生振荡,在振荡发生初期(5~5.5 s),2种控制方案下的同步发电机组频率、RoCoF以及相对功角振荡曲线几乎一致。

随着AR-SMC控制策略进入有效响应,开始主动调节系统等效惯量以适应故障扰动带来的频率变化,图7(a)展示了等效惯量的这种自适应变化,此时

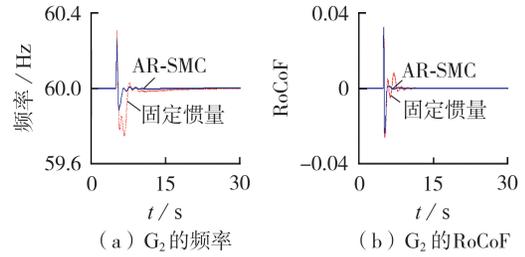


图4 运行方式1下 $G_2$ 频率及RoCoF响应曲线

Fig.4 Frequency and RoCoF response curves of  $G_2$  under Operation Mode 1

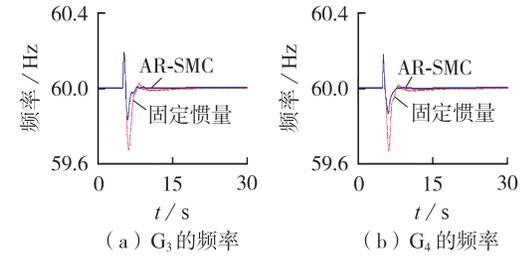


图5 运行方式1下 $G_3$ 和 $G_4$ 频率响应曲线

Fig.5 Frequency response curves of  $G_3$  and  $G_4$  under Operation Mode 1

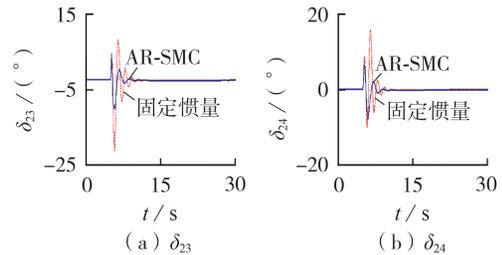


图6 运行方式1下 $G_2$ - $G_3$ 与 $G_2$ - $G_4$ 相对功角响应曲线  
Fig.6 Relative power angle response curves of  $G_2$ - $G_3$  and  $G_2$ - $G_4$  under Operation Mode 1

AR-SMC控制策略下的频率偏差、RoCoF响应曲线以及相对功角振幅开始优于固定惯量控制, $G_2$ 频率最大偏离深度从0.2478 Hz减小到0.1124 Hz, $G_3$ 与 $G_4$ 的频率最大偏离深度也分别从0.3287、0.3307 Hz降低到0.1705 Hz以及0.1340 Hz。RoCoF在故障发生3 s后就进入零点附近( $0\pm 0.0002$ ), $G_2$ - $G_3$ 相对功角 $\delta_{23}$ 最大振荡幅度从固定惯量控制方案的 $29.2648^\circ$ 缩小到 $13.0147^\circ$ , $G_2$ - $G_4$ 的相对功角 $\delta_{24}$ 振幅由 $26.0478^\circ$ 缩小到 $14.3266^\circ$ 。图7(b)显示了故障发生后滑模系统状态变量的相平面图,这表明自适应鲁棒控制律驱使系统向滑模面运动,系统频率偏差以及RoCoF快速趋近于0,系统开始进入稳定状态。

继续考察运行方式2的故障仿真情况,结果如图8所示。与运行方式1的结果类似,在AR-SMC滑模控制器开始有效响应后, $G_2$ 频率最大偏离深度从固定惯量控制方案的0.3579 Hz减小到0.2408 Hz, $G_2$ - $G_3$ 相对功角最大振荡幅度也从 $24.5436^\circ$ 收窄到 $19.8571^\circ$ ,RoCoF在9.4 s进入零点附近( $0\pm 0.0002$ ),

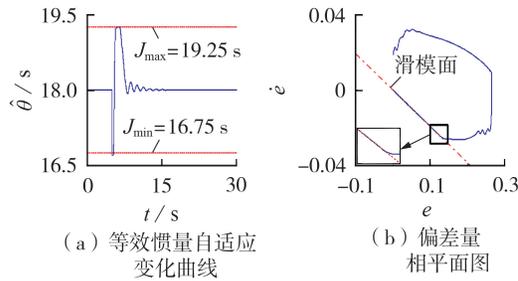


图7 运行方式1下滑模控制等效惯量自适应变化曲线及偏差量相平面图

Fig.7 Adaptive change curve of equivalent inertia and deviation phase plane diagram of sliding mode control under Operation Mode 1

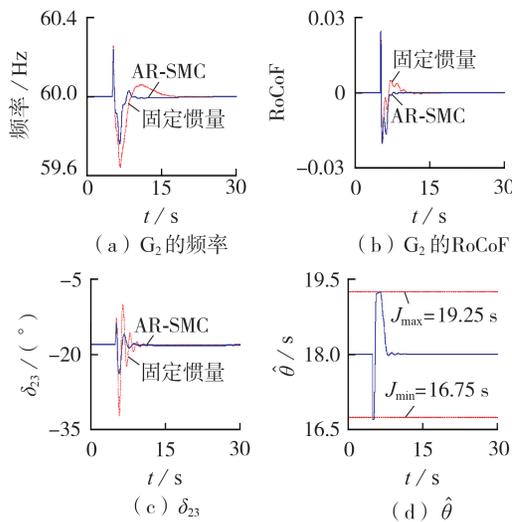


图8 运行方式2下故障响应曲线

Fig.8 Fault response curves under Operation Mode 2

系统趋于稳定运行。

分析2种运行方式下的故障响应结果可知,本文所提的AR-SMC控制策略能够有效抑制系统频率振荡,减小RoCoF以及相对功角振幅,在性能上优于采用固定惯量控制的方案。

## 4 结论

通过本文的理论分析以及仿真实验验证,主要得出以下结论。

(1)以风电等可再生能源为代表的非同步电源大规模高比例接入传统同步电源电力系统,虚拟惯量控制方式会将虚拟惯量注入与之互联的其他同步发电机组转子运动中形成耦合作用。系统等效惯量和阻尼不仅与原固有惯量和阻尼有关,还与虚拟惯量控制参数以及功率潮流有关,这些因素耦合在一起使互联电力系统稳定性控制变得更加复杂,影响电力系统的动态特性。

(2)相较于采用固定惯量控制方案,AR-SMC策略在抑制故障引起的系统频率振荡、减小RoCoF以及相对功角振荡幅度方面效果更显著,能够更有效

地改善电力系统的动态稳定性。

本文为探索含虚拟惯量控制的互联电力系统稳定性控制方法提供了一种思路,但采用的滑模控制仍然存在图7(b)中小框部分所示的抖振过程。后续将进一步在滑模控制参数选择中引入优化算法来减小抖振对控制器性能的影响。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

## 参考文献:

- [1] 徐政. 高比例非同步机电源电网面临的三大技术挑战[J]. 南方电网技术, 2020, 14(2): 1-9.  
XU Zheng. Three technical challenges faced by power grids with high proportion of non-synchronous machine sources[J]. Southern Power System Technology, 2020, 14(2): 1-9.
- [2] 郑重, 杨振勇, 李卫华. 风电与火电机组的一次调频技术分析比较[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(12): 92-101.  
ZHENG Zhong, YANG Zhenyong, LI Weihua. Analysis and comparison of primary frequency control technology for wind power and thermal power unit[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(12): 92-101.
- [3] 吕志鹏, 盛万兴, 钟庆昌, 等. 虚拟同步发电机及其在微电网中的应用[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(16): 2591-2603.  
LÜ Zhipeng, SHENG Wanxing, ZHONG Qingchang, et al. Virtual synchronous generator and its applications in micro-grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(16): 2591-2603.
- [4] 陈润泽, 吴文传, 孙宏斌, 等. 双馈风电机组惯量控制对系统小干扰稳定的影响[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(23): 6-12.  
CHEN Runze, WU Wenchuan, SUN Hongbin, et al. Impact of inertia control of DFIG wind turbines on system small-signal stability[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(23): 6-12.
- [5] 徐筱倩, 黄林彬, 汪震, 等. 双馈风电机组虚拟惯量控制对电力系统机电振荡的影响分析[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(12): 11-19, 43.  
XU Xiaolian, HUANG Linbin, WANG Zhen, et al. Analysis on impact of virtual inertia control of DFIG-based wind turbine on electromechanical oscillation of power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(12): 11-19, 43.
- [6] LEE J, JANG G, MULJADI E, et al. Stable short-term frequency support using adaptive gains for a DFIG-based wind power plant[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2016, 31(3): 1068-1079.
- [7] 田新首, 王伟胜, 迟永宁, 等. 基于双馈风电机组有效储能的变参数虚拟惯量控制[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(5): 20-26, 33.  
TIAN Xinshou, WANG Weisheng, CHI Yongning, et al. Variable parameter virtual inertia control based on effective energy storage of DFIG-based wind turbines[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(5): 20-26, 33.
- [8] 程启明, 余德清, 程尹曼, 等. 基于自适应旋转惯量的虚拟同步发电机控制策略[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(12): 79-85.  
CHENG Qiming, YU Deqing, CHENG Yinman, et al. Control strategy of virtual synchronous generator based on adaptive rotational inertia[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(12): 79-85.
- [9] ZHANG Z S, SUN Y Z, LIN J, et al. Coordinated frequency regulation by doubly fed induction generator-based wind power plants[J]. IET Renewable Power Generation, 2012, 6(1): 38-47.

- [10] 邹德虎, 王宝华. 多机电力系统自适应鲁棒Terminal滑模励磁控制[J]. 电力自动化设备, 2010, 30(12): 79-82.  
ZOU Dehu, WANG Baohua. Adaptive and robust excitation control with Terminal sliding mode for multi-machine power system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2010, 30(12): 79-82.
- [11] 王曦, 王渝红, 李兴源, 等. 考虑模型不确定性和时延的静止无功补偿器自适应滑膜控制器设计[J]. 物理学报, 2014, 63(23): 428-435.  
WANG Xi, WANG Yuhong, LI Xingyuan, et al. Design of the static var compensator adaptive sliding mode controller considering model uncertainty and time-delay[J]. Acta Physica Sinica, 2014, 63(23): 428-435.
- [12] FU Y, ZHANG H Y, MI Y, et al. Control strategy of DFIG in hybrid micro-grid using sliding mode frequency controller and observer[J]. IET Generation Transmission & Distribution, 2018, 12(11): 2662-2669.
- [13] 严彬彬, 王宝华. 基于自适应Terminal滑模控制方法的VSG控制[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(10): 140-146.  
YAN Binbin, WANG Baohua. VSG control based on adaptive Terminal sliding-mode control method[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(10): 140-146.
- [14] ANDERSON P M, FOUAD A A. Power system control and stability[M]. Ames, USA: The Iowa State University Press, 1977: 152-158.
- [15] 杨赞, 梅飞, 张宸宇, 等. 虚拟同步发电机转动惯量和阻尼系数协同自适应控制策略[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(3): 125-131.  
YANG Yun, MEI Fei, ZHANG Chenyu, et al. Coordinated adaptive control strategy of rotational inertia and damping coefficient for virtual synchronous generator[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(3): 125-131.
- [16] KUNDUR P. Power System Stability and Control[M]. New York, USA: McGraw-Hill, 1994: 813-815.
- [17] 和萍, 文福拴, 薛禹胜, 等. 风电场并网对互联系统小干扰稳定及低频振荡特性的影响[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(22): 1-10.  
HE Ping, WEN Fushuan, XUE Yusheng, et al. Impacts of wind power integration on small signal stability and low frequency oscillation characteristics of interconnected power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(22): 1-10.
- [18] 汤涌, 顾卓远. 区域电网远端故障引发互联系统稳定破坏现象探究[J]. 电网技术, 2014, 38(1): 154-159.  
TANG Yong, GU Zhuoyuan. A study on effect of fault occurred in remote end of regional power grid on transient stability of interconnected power system[J]. Power System Technology, 2014, 38(1): 154-159.
- [19] 牟道槐, 华智明, 成涛. 用相似观点看“标么值”与“机械惯性时间常数 $T_J$ ”[J]. 电力系统及其自动化学报, 1998, 10(1): 22-27.  
MU Daohuai, HUA Zhiming, CHENG Tao. Exploring the per unit and the mechanical inertial time constant by similarity theory[J]. Proceeding of the CSU-EPSA, 1998, 10(1): 22-27.

#### 作者简介:



杨涛

杨涛(1983—),男,四川南充人,博士研究生,主要研究方向为风力发电机的运行与控制(E-mail: ttatt2002@sina.com);

廖勇(1964—),男,重庆人,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为电机运行与控制(E-mail: yongliaocqu@vip.sina.com);

汤梦阳(1990—),男,四川广安人,硕士,研究方向为电机控制与汽车电子(E-mail: 413322826@qq.com)。

(编辑 王锦秀)

## Adaptive robust-sliding mode control strategy for improving stability of interconnected power system with virtual inertia of wind farm

YANG Tao<sup>1</sup>, LIAO Yong<sup>1</sup>, TANG Mengyang<sup>2</sup>

(1. State Key Laboratory of Power Transmission Equipment & System Security and New Technology, Chongqing University, Chongqing 400044, China;

2. Intelligent Electric Power Grid & Intelligent Control Key Laboratory of Nanchong, Southwest Petroleum University, Nanchong 637001, China)

**Abstract:** Under the background of large-scale integration of renewable energy represented by wind power into the traditional power system, the coupling effect of non-synchronous generator source and synchronous generator source and the uncertainty of wind power output make the stability control of interconnected power system face complex operation scenarios. Aiming at this problem, an equivalent rotor motion model of synchronous generator considering the effect of virtual inertia of wind turbine is built based on the principle of power balance, and the system parameter coordination and fault factors are expressed as equivalent inertia parameter perturbation and bounded uncertain disturbance. Using sliding mode variable structure method, combined with the variability and controllability of equivalent inertia and equivalent damping, an AR-SMC (Adaptive Robust-Sliding Mode Control) strategy is proposed to improve the dynamic stability of interconnected power system. The theoretical analysis and simulative results show that, compared with the traditional virtual inertia control method, the proposed control strategy can better suppress frequency oscillation and reduce the rate of change of frequency and relative power angle oscillation amplitude.

**Key words:** virtual inertia; interconnected power system; synchronization stability; adaptive robustness; sliding mode control

# 附录 A:

表 A1 双馈风电机组参数  
Table A1 Parameters of DFIG

参数	参数值	参数	参数值
单台风机容量基准 $S_n$	$1.5 \times 10^6$ W	直流电容 $C_{dc}$	0.01 F
相电压基准 $V_n$	575 V	转子侧有功控制环参数 $K_{p1}, K_{i1}$	1, 5
基准频率 $f_n$	60 Hz	转子侧电流控制环参数 $K_{p2}, K_{i2}$	0.3, 8
定子电阻 $R_s$ /漏抗 $L_{ls}$	0.0076 / 0.171	网侧电压控制环参数 $K_{p3}, K_{i3}$	1.25, 3
归算到定子侧的转子电阻 $R_r'$ /漏抗 $L_{lr}'$	0.005/0.156	网侧电流控制环参数 $K_{p4}, K_{i4}$	1, 100
激磁电抗 $L_m$	2.9	虚拟惯性模块控制参数初值 $k_{df}, k_{pf}$	8.56, 20
直流电容电压 $V_{dc}$	1 200 V	发电机与风轮机综合惯性常数 $H$	5.04s

注:  $R_s, L_{ls}, R_r', L_{lr}', L_m$  为标么值。

表 A2 2 区 4 机系统支路数据  
Table A2 Branch data of 2-area 4-generator power system

起始节点	终止节点	电阻	电抗	对地导纳/2
5	6	0.002 5	0.025	0.043 75
6	7	0.001	0.01	0.017 5
7	8	0.011	0.11	0.192 5
8	9	0.011	0.11	0.192 5
11	10	0.002 5	0.025	0.043 75
9	10	0.001	0.01	0.017 5
7	9	0.022	0.22	0.192 5
1	-5	0	0.15	1.0
2	-6	0	0.15	1.0
3	-11	0	0.15	1.0
4	-10	0	0.15	1.0

注: 支路参数均为标么值, 其中变压器支路以在 900 MV·A、20 kV/230 kV 为基准, 传输线支路以 100MV·A、230kV 为基准。节点负荷及并联电容器补偿的无功功率为:  $P_{L7}=860$  MW,  $Q_{L7}=100$  Mvar,  $Q_{C7}=387$  Mvar,  $P_{L9}=800$  MW,  $Q_{L9}=100$  Mvar,  $Q_{C9}=347$  Mvar。

表 A3 2 区 4 机系统同步发电机数据  
Table A3 Generator data of 2-area 4-generator power system

发电机组	$S_n$	$V_n$	$X_d$	$X_q$	$X_d'$	$X_q'$	$X_d''$	$X_q''$	$X_i$	$T'_{d0}$	$T'_{q0}$	$T''_{d0}$	$T''_{q0}$	$R_s$	$H$
$G_2$	900MVA	20kV	1.8	1.7	0.3	0.55	0.25	0.25	0.2	8.0s	0.4s	0.03s	0.05s	0.0025	6.5
$G_3, G_4$	900MVA	20kV	1.8	1.7	0.3	0.55	0.25	0.25	0.2	8.0s	0.4s	0.03s	0.05s	0.0025	6.175

注: 表中参数均为在额定容量 900MV·A、额定电压 20 kV 下的发电机标么值参数。

表 A4 2 区 4 机系统在运行方式 1 下的节点潮流数据  
Table A4 Load flow data of 2-area 4-generator power system under operation mode 1

节点	电压模值	电压相角/(°)	$P_G$ /MW	$Q_G$ /Mvar	$P_L$ /MW	$Q_L$ /Mvar
1	1.000 0	3.58	400	-37.12	0	0
2	1.000 0	0	426.83	-130.25	0	0
3	1.000 0	-2.07	400	-37.61	0	0
4	1.000 0	-7.75	400	-103.15	0	0
5	1.008 7	29.81	0	0	0	0
6	1.019 5	24.17	0	0	0	0
7	1.039 1	18.53	0	309.89	860	100
8	1.048 8	16.25	0	0	0	0
9	1.037 9	14.09	0	266.08	800	100
10	1.019 7	18.51	0	0	0	0
11	1.008 8	24.16	0	0	0	0

注：电压模值为标幺值。

表 A5 2 区 4 机系统在运行方式 2 下的节点潮流数据  
Table A5 Load flow data of 2-area 4-generator power system under operation mode 2

节点	电压模值	电压相角/(°)	$P_G$ /MW	$Q_G$ /Mvar	$P_L$ /MW	$Q_L$ /Mvar
1	1.000 0	-2.79	160	-61.17	0	0
2	1.000 0	0	487.78	-101.64	0	0
3	1.000 0	10.41	480	-19.38	0	0
4	1.000 0	3.58	480	-76.24	0	0
5	1.010 8	25.72	0	0	0	0
6	1.023 9	23.44	0	0	0	0
7	1.044 2	18.69	0	312.95	860	100
8	1.049 0	21.15	0	0	0	0
9	1.033 7	23.76	0	263.93	800	100
10	1.016 1	29.08	0	0	0	0
11	1.006 7	35.87	0	0	0	0

注：电压模值为标幺值。

## 附录 B:

图 3 所示的 2 区 4 机模型可转化为如图 B1 所示模型。

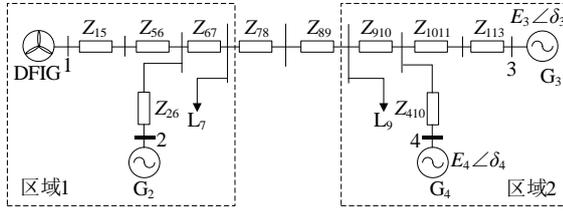


图 B1 2 区 4 机等值模型

Fig.B1 2-area 4-generator equivalent model

根据戴维南等效电路原理<sup>[18]</sup>进行等值计算，先令：

$$\begin{cases} Z_{310} = Z_{1011} + Z_{113} \\ Z_B = (Z_{910} + Z_{310} \parallel Z_{410}) \parallel Z_{L9} \\ Z_{79} = Z_{78} + Z_{89} \\ Z_A = Z_{67} \parallel Z_{L7} \\ Z_{16} = Z_{15} + Z_{56} \end{cases} \quad (\text{B1})$$

将区域 2 的 2 台同步发电机组  $G_3$ 、 $G_4$  等值为 1 台发电机组，其等值发电机组的内电势  $E_{\text{Thev-B}}$  和相角  $\delta_{\text{Thev-B}}$  计算公式为：

$$\begin{aligned} \dot{E}_{\text{Thev-B}} &= E_{\text{Thev-B}} \angle \delta_{\text{Thev-B}} = \\ &E_3 \angle \delta_3 \cdot K_3 \angle \theta_3 + E_4 \angle \delta_4 \cdot K_4 \angle \theta_4 = \\ &E_3 K_3 \angle (\delta_3 + \theta_3) + E_4 K_4 \angle (\delta_4 + \theta_4) \end{aligned} \quad (\text{B2})$$

$$K_3 = \frac{(Z_{910} + Z_{L9})Z_{410}}{Z_{310} + (Z_{910} + Z_{L9})Z_{410}}$$

$$K_4 = \frac{(Z_{910} + Z_{L9})Z_{310}}{Z_{410} + (Z_{910} + Z_{L9})Z_{310}}$$

$$\theta_3 = \theta_4 = \frac{Z_{910}}{Z_{910} + Z_{L9}}$$

则图 B1 转化为图 B2 所示的戴维南等值模型。

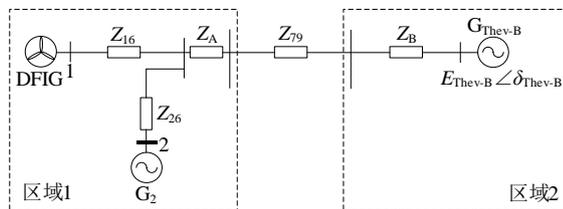


图 B2 2 区 4 机系统的戴维南等值模型

Fig.B2 Thevenin equivalent model of 2-area 4-generator system

对应图 1(a)中的两区模型：

$$\begin{cases} Z_1 = Z_{26} \\ Z_2 = Z_A + Z_{79} + Z_B \\ Z_3 = Z_{16} \end{cases} \quad (\text{B3})$$