Vol.40 No.11 Nov. 2020

含双馈风电场的互联电力系统虚拟惯量与 虚拟阻尼协调控制方法

杨涛,廖勇

(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)

摘要:风电场的大规模接入会同时降低互联电力系统的相对惯性和阻尼,虚拟同步发电机(VSG)技术能够有 效支撑电网频率,目前对VSG技术虚拟阻尼方面的研究成果较少。为了更有效地利用VSG虚拟阻尼,进一 步提升高风电渗透率电力系统的稳定性,推导了VSG控制器参数与虚拟惯量、虚拟阻尼之间的数学关系,针 对VSG虚拟惯量与虚拟阻尼调节存在的矛盾,提出一种结合系统主导振荡模式在线辨识和粒子群优化算法 的VSG控制器参数协调控制策略。最后通过含双馈风电场的两区域互联电力系统仿真模型验证了所提控制 策略的有效性,仿真结果表明所提控制策略可实现系统频率稳定性和功率稳定性的综合优化。

中图分类号:TM 712;TM 614

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202007032

0 引言

随着风电在电力系统中渗透率的不断提高,风 电并网对电力系统安全稳定运行的影响得到越来越 多的关注。双馈风电机组的转速与系统频率解耦, 通常在最大功率点运行以追求风能利用的最大化, 无法在系统频率下降时为电网提供必要的支持^[1]。 针对这种缺陷,有学者提出了一种虚拟同步发电机 (VSG)的控制方法,引入类似于同步发电机的电压 和频率调差特性,使双馈风电机组能够像传统同步 发电机一样参与系统频率控制,进而有效缓解大规 模新能源并网对电网稳定性的冲击^[2]。

关键词:虚拟惯量;虚拟阻尼;电力系统稳定性;虚拟同步发电机;系统辨识

国内外学者已经开展了双馈风电机组 VSG 控 制技术的相关研究,目前大多集中于频率稳定性的 优化控制方面,例如文献[3]基于微电网存在的频率 问题提出采用虚拟惯量控制策略来提高系统整体的 抗干扰能力。但很少涉及VSG所存在的功率振荡 问题,也几乎没有考虑虚拟阻尼参数的影响,而虚拟 阻尼参数对于双馈风电机组参与抑制电网功率振荡 具有重要的意义[2]。在互联电力系统中,大规模的 双馈风电机组接入不仅会降低系统惯性,同时也会 削弱系统的阻尼,因此当设计VSG控制器参数时, 应当综合考虑虑拟惯量和虚拟阻尼参数的作用和影 响。文献[4]指出当双馈风电机组具备一定的惯性 特征时,其动力学特性和系统动力学特性的耦合度 被加强,进而有可能影响系统的小干扰稳定性,若不 考虑这些因素且盲目设计VSG控制器的参数,会给 系统安全运行带来负面影响。文献[5]设计了基于 Terminal 滑模控制的 VSG 控制方法, 能够在外界扰 动及参数不确定的情况下,抑制系统振荡并提高电

收稿日期:2020-01-13;修回日期:2020-06-01

力系统稳定性,但是该研究依然建立在对虚拟惯量的控制方面。文献[6]提出了一种基于自适应惯量 阻尼综合控制的算法,利用VSG的虚拟阻尼对频率 稳定性的作用,将其和自适应惯量控制结合,提升了 系统的频率稳定性,但并没有量化该算法对电力系 统功率振荡的改善情况。

对于采用VSG逆变器并网稳定性的分析,现有 研究一般采用小信号方法。文献[7]通过推导VSG 并网换流器的直流微电网小信号模型来分析虚拟惯 性系数对系统稳定性的影响,但是由于互联电力系 统的高阶性、非线性以及其时变特性,建立精确的小 信号模型以及求解高阶特征方程十分困难。

本文推导了双馈风电机组VSG控制结构中虚 拟惯量与虚拟阻尼参数之间的数学关系,提出应当 对VSG控制参数进行协调控制,借鉴了电力系统阻 尼控制器参数整定的思想,采用Prony算法结合振荡 能量级来识别系统主导低频振荡模式并通过粒子群 优化(PSO)算法计算协调参数值,最后基于两区域 互联电力系统仿真模型验证所提控制策略的有 效性。

1 参数协调控制问题的提出

1.1 VSG的虚拟惯量与虚拟阻尼

假设双馈发电机组的极对数 $p_w=1$,则可利用的旋转动能 E_{kw} 为:

$$E_{\rm kw} = \int \left(P_{\rm m} - P_{\rm e}\right) dt = \int \left(J_{\rm w}\omega_{\rm r}\frac{d\omega_{\rm r}}{dt} + D_{\rm w}\Delta\omega_{\rm r}\right) dt = \int \frac{J_{\rm w}\omega_{\rm r}d\omega_{\rm r}}{dt} \frac{\omega_{\rm s}d\omega_{\rm s}}{\omega_{\rm s}d\omega_{\rm s}} dt + \int D_{\rm w}\Delta\omega_{\rm r}\frac{\Delta\omega_{\rm s}}{\Delta\omega_{\rm s}} dt = \int J_{\rm vir}\omega_{\rm s}d\omega_{\rm s} + \int D_{\rm vir}\Delta\omega_{\rm s} dt \qquad (1)$$

其中, P_{m} 、 P_{e} 分别为双馈风电机组机械功率、电磁功 率; J_{w} 、 D_{w} 分别为双馈风电机组固有转动惯量、固有 阻尼系数; ω_{r} 为双馈风电机组转子角频率; ω_{s} 为系统 同步频率; $\Delta\omega_{r} = \omega_{r} - \omega_{r0}$ 为转子角频率的变化量, ω_{r0} 为双馈风电机组转子的初始角频率; $\Delta\omega_{s} = \omega_{s} - \omega_{e}$ 为 系统同步频率变化量, ω_{e} 为系统额定同步频率; J_{vir} 为 双馈风电机组的虚拟惯量, $\Pi_{Jvir} = J_{w}\omega_{r}d\omega_{r}/(\omega_{s}d\omega_{s})$; D_{vir} 为双馈风电机组的虚拟阻尼, $\Pi_{Dvir} = D_{w}\Delta\omega_{r}/\Delta\omega_{s}$ 。

设转速调节系数 $\lambda = \Delta \omega_r / \Delta \omega_s$,则:

$$J_{\rm vir} = J_{\rm w} \frac{\omega_{\rm r} d\omega_{\rm r}}{\omega_{\rm s} d\omega_{\rm s}} \approx \frac{\Delta\omega_{\rm r}}{\Delta\omega_{\rm s}} \frac{\omega_{\rm r0}}{\omega_{\rm e}} J_{\rm w} = \lambda \frac{\omega_{\rm r0}}{\omega_{\rm e}} J_{\rm w} \qquad (2)$$

$$D_{\rm vir} = D_{\rm w} \frac{\Delta \omega_{\rm r}}{\Delta \omega_{\rm s}} = \lambda D_{\rm w} \tag{3}$$

由式(2)、式(3)可以看出,双馈风电机组的虚拟 惯量 J_{vir} 和虚拟阻尼系数 D_{vir} 与转速调节系数 λ 密切 相关,由于 $\Delta\omega_i \gg \Delta\omega_s$,双馈风电机组通过灵活配置转 速调节系数,不仅能够虚拟出远大于原双馈风电机 组固有惯量的虚拟惯量,同时也能极大地增强系统 原有的阻尼。在电网运行过程中,这2个变量对于 系统频率和功率动态过程的改善具有同样重要的 意义。

1.2 双馈风电机组VSG控制模型

由式(2)、式(3)整理得到加入VSG控制的双馈 风电机组的二阶模型,即:

$$\begin{cases} \frac{\mathrm{d}\delta}{\mathrm{d}t} = \omega_{\mathrm{e}} \Delta \omega_{\mathrm{s}} \\ J_{\mathrm{vir}} \omega_{\mathrm{s}} \frac{\mathrm{d}\omega_{\mathrm{s}}}{\mathrm{d}t} + D_{\mathrm{vir}} \Delta \omega_{\mathrm{s}} = P_{\mathrm{m}} - P_{\mathrm{e}} \end{cases}$$
(4)

其中,δ为VSG的功角。

为了实现本文所提的协调控制策略,本文采用 的VSG控制器包含2条并联回路^[8],在频率微分控 制回路以及下垂控制回路中分别加入参数为 k_{dt} 和 k_{pd} 的增益模块,最终分别得到有功功率暂态增量与静 态增量之和 P_f ,再与双馈风电机组功率跟踪控制器 共同产生电磁功率参考值,输入双馈风电机组机侧 变流器最终实现有功功率的控制。由此建立的VSG 控制发电系统以及并网等值电路分别如图1(a)、(b) 所示。图中, $P_{e,ref}$ 为双馈风电机组的电磁功率参考 值; P_A 为系统加速功率;H和D分别为系统总惯性时 间常数和阻尼系数;U为VSG逆变器输出电压幅值; E为电网电压幅值;Z=R+jX为双馈风电机组逆变器 等效输出阻抗,一般认为Z为感性阻抗,即 $X \gg R$,其 电阻可以忽略。

根据图1(a)建立式(5):

$$P_{\rm f} = P_{\rm m} - P_{\rm e} = k_{\rm df} \frac{\mathrm{d}\omega_{\rm s}}{\mathrm{d}t} + k_{\rm pf} \Delta\omega_{\rm s} \tag{5}$$

由于系统同步角速度 $\omega_s \approx \omega_e$,令 $k_{df}^* = k_{df}/\omega_e$,对 比式(4)与式(5)可得:



图1 加入VSG协调控制的发电系统结构图



$$\begin{cases} J_{\rm vir} = \frac{k_{\rm df}}{\omega_{\rm s}} \approx \frac{k_{\rm df}}{\omega_{\rm e}} = k_{\rm df}^{*} \\ D_{\rm vir} = k_{\rm pf} \end{cases}$$
(6)

由于 ω_e 为常量,由式(6)可见,通过调节 k_{df} 和 k_{pf} 可以实现对双馈风电机组的虚拟惯量 J_{vir} 和虚拟阻尼 D_{vir} 的独立控制。由图1(b)建立VSG输出视在功率表达式:

$$S = P_e + jQ_e = \frac{UE}{X}\sin\delta + j\frac{UE\cos\delta - E^2}{X}$$
(7)

由于虚拟功角 δ 通常比较小,sin $\delta \approx \delta$,令 $\sigma = UE/X$,则式(7)中的有功功率可改写为:

$$P_{e} = \frac{UE}{X} \sin \delta \approx \sigma \delta \tag{8}$$

则根据式(4)和式(8),可以得到式(9):

$$\begin{cases} \Delta \omega_{s} = \frac{1}{\sigma \omega_{e}} \frac{\mathrm{d}P_{e}}{\mathrm{d}t} \\ \frac{\mathrm{d}\omega_{s}}{\mathrm{d}t} = \frac{1}{\sigma \omega_{e}} \frac{\mathrm{d}^{2}P_{e}}{\mathrm{d}t^{2}} \end{cases}$$
(9)

令K=σω_e,把式(9)代入式(5)可得:

$$P_{\rm m} = P_{\rm e} + k_{\rm pf} \frac{{\rm d}P_{\rm e}}{{\rm d}t} \frac{1}{K} + k_{\rm df} \frac{{\rm d}^2 P_{\rm e}}{{\rm d}t^2} \frac{1}{K}$$
(10)

对式(10)进行Laplace变换可得:

$$\frac{P_{e}(s)}{P_{m}(s)} = \frac{K/k_{df}}{s^{2} + k_{pf}s/k_{df} + K/k_{df}}$$
(11)

将式(11)与典型的二阶系统闭环传递函数G(s)= $\omega_n^2/(s^2+2\xi\omega_ns+\omega_n^2)进行比较,可建立 VSG 控制参数$ $<math>k_{pt}$ 和 k_{dt} 与典型二阶系统自然振荡频率 ω_n 以及阻尼比 ξ 之间的关系式,即:

$$\begin{cases} \omega_{n} = \sqrt{K/k_{df}} \\ \xi = 0.5 k_{pf} \sqrt{1/(Kk_{df})} \end{cases}$$
(12)

由式(12)可知,k_a决定了输出功率动态响应中

的自然振荡频率,而阻尼比则由 k_{μ} 与 k_{dt} 共同决定: 当 k_{dt} 恒定时,随着 k_{μ} 的增大,系统由欠阻尼向过阻 尼转化,系统超调量减少,稳定裕度增加;当 k_{μ} 恒定 时,如果增大 k_{dt} ,二阶系统的共轭复根的分离点接近 虚轴,系统响应速度变慢,系统的动态性能变差,稳 定性变差,即增大 k_{dt} 在提高系统惯性的同时也会削 弱系统的阻尼。因此在对VSG 控制器参数进行整 定过程中,应当考虑2个参数之间的协调控制。

2 VSG 控制器参数的协调优化

2.1 互联电力系统主导振荡频率辨识

对于复杂的互联电网,即便是在小干扰下,也会 呈现出较强的非线性特征,这种大电网及较强的非 线性特征会使系统出现2个或多个特征值复合的超 低频振荡模式,从而影响基于小信号设计方法控制 器的准确性和有效性,因此,在对VSG控制器参数 进行优化之前,首先应当解决如何准确快速地从包 含多个频率成分的振荡信号中识别出起决定作用的 振荡模式,即系统主导低频振荡模式,这是VSG控 制参数协调设计的基础。

为了建立系统响应时域数据与低频振荡模式之间的联系以及实现对主导低频振荡模式的准确识别,本文引入了基于振荡模式能量级^[9]排序的Prony 方法来识别互联电力系统主导低频振荡模式。

Prony方法可以有效获取系统振荡模式的特征, 无需建立详细的系统模型,只需根据包含系统动态 特性和变化特征的时域数据,例如联络线功率振荡 曲线、不同区域发电机功角差曲线等来获取系统的 关键模式,其数学模型为一组具有任意幅值、相位、 频率和衰减因子的指数函数^[10],将其离散化可得:

$$\hat{y}(n) = \sum_{i=1}^{p} c_{i} \mu_{i}^{n} = \sum_{i=1}^{p} A_{i} e^{j\theta_{i}} e^{(\alpha_{i} + j2\pi f_{i})\Delta t}$$

$$n = 0, 1, \dots, N-1$$
(13)

其中, $\hat{y}(n)$ 为实际采样点y(n)的近似值;p为模型阶次;N为采样数据个数, $N \ge 2p$; $c_i п \mu_i$ 均为复数; A_i 为振幅; θ_i 为相位; α_i 为衰减因子; f_i 为振荡频率; Δt 为采样间隔。

为了使拟合数据和原始数据更接近,定义 $\varepsilon(n)$ 为y(n)和 $\hat{y}(n)$ 误差的近似值。Prony方法根据平方 误差最小原则,采用最小二乘估计使得 $\sum_{n=p}^{N-1} |\varepsilon(n)|^2$ 最小来求解式(13)以得到系统振荡波形采样数据的 振幅 A_i 、相位 θ_i 、衰减因子 α_i 和振荡频率 f_i ,即:

$$\begin{vmatrix} A_{i} = |c_{i}| \\ \theta_{i} = \arctan\left(\operatorname{Im}\left(c_{i}\right) / \operatorname{Re}\left(c_{i}\right)\right) \\ \alpha_{i} = \ln\left|\mu_{i}\right| / \Delta t \\ f_{i} = \arctan\left(\operatorname{Im}\left(\mu_{i}\right) / \operatorname{Re}\left(\mu_{i}\right)\right) \end{vmatrix}$$
(14)

在 Prony 辨识结果的基础上, 加入对振荡模式能量级的计算, 即:

$$E_{i} = \sum_{n=1}^{N} \left(\operatorname{Im} \left(c_{i} \boldsymbol{\mu}_{i}^{n} \right) \right)^{2} = A_{i}^{2} \sum_{n=1}^{N} \left| \exp \left(\alpha_{i} + j 2 \pi f_{i} n \Delta t \right) \right|^{2}$$

$$i = 1, 2, \cdots, p \quad (15)$$

振荡模式能量级综合考虑了各低频振荡模式的 频率、振幅以及衰减因子对于系统动态特性和稳定 性的影响,*E*_i的数值越大,表明该模式在功率振荡曲 线占比越高,即数值最大的*E*_i对应的低频振荡模式 即为系统的主导低频振荡模式。

2.2 参数协调优化目标函数

增大虚拟惯量和虚拟阻尼能分别提高系统惯性 和稳定性,但是两者又存在相互影响,为保证系统的 整体性能,综合考虑系统的惯性和稳定性以及多种 运行工况,选取典型运行工况下系统频率偏差最大 值 Δf_{max} 最小和主导振荡模式期望阻尼比偏差值 $\Delta \xi_{max}$ 最小为目标函数,则VSG虚拟惯量和虚拟阻尼 参数协调设计的目标函数可以描述为:

$$\begin{cases} \min J = \sum_{i=1}^{n} \left(a_{d} \Delta \xi_{i, \max} + a_{j} \Delta f_{i, \max} \right) \\ \text{s.t.} \quad k_{df, \min} \leq k_{df} \leq k_{df, \max} \\ k_{pf, \min} \leq k_{pf} \leq k_{pf, \max} \end{cases}$$
(16)

其中, a_a 为阻尼控制权重因子; a_j 为惯量控制权重因 子,可用于调节各控制目标配比以及消除各控制目标 量纲不同造成的控制偏差; $\Delta f_{i,max} = f_{i,max} - f_s$ 为第i种运 行方式下系统频率偏差的最大值, $f_{i,max}$ 为该运行方 式下系统频率最大偏离点的值, f_s 为系统额定频率; $\Delta \xi_{i,max} = \xi_i - \xi_{i,ref}$ 为第i种运行方式下其望阻尼的最大 偏差值, ξ_i 为该运行方式下主导振荡频率所对应的阻 尼比, $\xi_{i,ref}$ 为期望阻尼比; $k_{d,max}$ 分别为 k_{df} 的最小 值、最大值; $k_{pf,mix}$ 、 $k_{pf,max}$ 分别为 k_{pf} 的最小值、最大值。

2.3 VSG参数取值范围计算

VSG控制器参数取值不合理将会导致风电机组 过度参与调频而达到转速保护退出响应^[11]。因此, *k_d*与*k_{pf}*的取值范围应当基于系统频率及风电机组运 行安全性进行严格约束。现将*k_d*、*k_{pf}*取值范围计算 简述如下,详细过程见附录A。

2.3.1 k_{pf}取值范围的计算

加入 VSG 控制的风电机组具备与等值同步发电机组相近的惯性响应和调频特性,引入同步发电机单位调节功率系数 $K_{\rm c}=\Delta P_{\rm c}/\Delta \omega_{\rm s}, \Delta P_{\rm c}$ 为同步发电机组功率变化量。对比式(5), $\Delta P_{\rm c}$ 相当于 $P_{\rm f}$ 中的静态增量 $k_{\rm pf}\Delta \omega_{\rm s}$,因此 $k_{\rm pf}$ 的取值范围可以参考 $K_{\rm c}$,设定为(20,50)^[12]。

2.3.2 k_{df}取值范围的计算

利用风电机组与同步发电机组等值前后转子动 能守恒,将风电机组转子转速转换到同步转速下,同 时计及系统频率和风力发电机组转子运行安全性, 计算公式如下[13]:

$$k_{\rm df} = 2 H \frac{\omega_{\rm e}^2}{\omega_{\rm m}^2} \frac{\omega_{\rm r}^2 - \omega_{\rm r0}^2}{\omega_{\rm c}^2 - \omega_{\rm r0}^2}$$
(17)

其中, ω_m 为风电机组转子角频率基准值; ω_{s0} 与 ω_{r0} 分别为系统同步频率以及风电机组转子角频率的初值。设 $H=5 \text{ s}, \omega_m=1.2\omega_{e0}$ 考虑 ω_s 振荡幅度不应超过±5%^[14],而风电机组暂态期间参与调频, ω_r 将从正常运行范围的0.7~1.2 p.u.向0.6~1.3 p.u.偏离。因此风电机组要在参与调频期间内安全运行,通过式(17)计算可得 $k_{df.maxl}=1.85H$ 及 $k_{df.max2}=3.39H$,取二者中的较小值1.85H,同时取 $k_{df.min}=H$,则 k_{df} 的取值范围为(5,9.25)。

2.4 VSG参数协调控制策略优化流程

本文采用PSO算法,以式(16)为优化目标求取 VSG控制器虚拟惯量和虚拟阻尼的最佳参数组合。 PSO算法是Kennedy和Eberhart博士提出的并行搜 索算法,其数学概念简单、目标函数容易实现,并能 以较大概率收敛到全局最优。基于Prony和PSO算 法优化VSG参数流程见图2。





based on Prony and PSO algorithm

综上可见,本文所提的VSG协调控制方法完全 可以基于实测数据完成,不依赖多机互联电力系统 的详细模型,非常适用于实际工程,同时采用PSO算 法对多种运行方式下惯量控制以及阻尼控制性能进 行了均衡,增强了控制器的鲁棒性。

3 算例仿真

3.1 电力系统的仿真模型

为验证采用所提协调优化 VSG 控制器对于 增强电力系统惯性和阻尼的效果,利用 MATLAB / Simulink 仿真软件搭建了加入双馈风电场的两区域 输电系统^[15],如图3所示。该系统包括1条弱联络线 连接的2个相似区域系统,为了简化分析,假设由 160台参数和运行状态均相同的1.5 MW 双馈风电机 组并联组成的风电场单点接入系统,风电场总的输 出功率由所有双馈风电机组的输出功率相加得到, 并采用单机模型作为风电场的集总模型来代替整 个风电场^[16]。则整个系统总有功负荷为1600 MW, 风电渗透率为10%。定义联络线功率正方向为区 域1向区域2送电,则根据本文所设定的功率潮流, 稳态时联络线上的传输功率为-140 MW,系统额定 频率 f,为60 Hz。

为了比较本文所提控制策略在对互联电力系统的频率稳定和阻尼振荡的改善作用,对区域1的双 馈风电场设置了3种控制方案:①无附加阻尼和惯 量控制;②按照最优二阶系统来设计VSG虚拟惯量 参数^[2],将风机固有转动惯量 J_x 设置为0.2 kg·m²,固 有阻尼系数 D_x 设置为15.25 以模拟加入虚拟惯量 控制环节后的等效惯量与阻尼系数;③采用本文所 提的虚拟阻尼惯量协调控制方法来获取VSG控制 器参数 k_{pf} 和 k_{df} ,在电力系统中要求的最小阻尼比应 大于0.05^[17],因此本文仿真实验设置期望阻尼比为 $\xi_{ref}=0.1$,由于本文更多考察协调控制对于系统阻尼 的改进作用,因此设置权重因子 $a_d=0.7$, $a_i=0.3$ 。

将风速设定为12 m/s,选取2种典型扰动下的 工况作为运行方式集进行控制器参数协调配置。 运行方式1:设扰动为有功负荷扰动,假设负载L₇ 在*t*=5s时突增160 MW。运行方式2:设*t*=5s时节 点8的1条交流输电联络线发生三相短路故障,并在





0.2 s 后切除。在这2种运行方式下系统功率和频率 出现大幅度的波动,这些扰动下的系统响应将作为 系统辨识的数据基础。另外,为了更好地验证VSG 惯量控制和阻尼控制的效果,同步发电机组 $G_2 - G_4$ 均未配置电力系统静态稳定器。在进行运行方式集 的配置后,选取两区域联络线传输功率*P*进行主导 频率阻尼比辨识,并将得到的阻尼比 ξ 与同步发电 机组 G_2 并网公共节点6处的频率 f_6 作为目标函数因 子,按照2.4节所提出的协调控制参数设计流程,最 终得到控制器参数 k_{ef} 和 k_{ef} 分别为34.15和8.06。

3.2 2种运行方式下系统响应分析

设60 Hz为本文的系统基准频率和控制目标。 在运行方式1下,联络线有功功率及并网节点6频 率,在3种不同控制方案下的响应如图4所示。协调 控制方案 Prony 辨识结果和系统响应结果分别见表 1和表2。表中, fman 为主导振荡频率。





表1 运行方式1下协调控制方案的Prony辨识结果 Table 1 Prony identification results of coordinated control scheme under Operation Mode 1

i	f_i / Hz	${m \xi}_i$	E_i
1	21.8453	0.0185	1.1750×10 ⁻⁶
2	7.0061	0.0332	2.0469×10 ⁻⁵
3	1.2195	0.1277	1.2369
4	0.6276	0.0813	2.927 3×10 ⁶

表2 运行方式1下3种控制方案系统响应结果

Table 2 Response results of three control schemes under Operation Mode 1

控制方案	$f_{\rm main}/{\rm Hz}$	ξ_i	f_i/Hz	$\Delta f_i / \text{Hz}$
1	0.6058	0.0549	59.5803	0.4197
2	0.6197	0.0705	59.6261	0.3739
3	0.6276	0.0813	59.6535	0.3465

图4上图中的小框图展示了在协调控制方案 下,对联络线功率P在7~9s的运行数据采用4阶 Prony辨识的拟合效果,主导振荡频率分析结果如表 1 所示,通过振荡能量计算可知其主导振荡频率 f_{main} 为 0.627 6 Hz,为区间低频振荡模式,此外还存在 1 个频率为 1.2195 Hz 的局部低频振荡模式,均与模型 本身的小信号分析结果吻合^[15]。同时,算法拟合信 噪比 SNR(Signal Noise Ratio)达到了 136 dB,说明 了本文所选取基于振荡模式能量级的辨识方法的有 效性和准确性。

由图4以及表2可以看出,在运行方式1中,无 虚拟惯量及虚拟阻尼控制下,系统频率出现了大幅 度的波动,同时由于系统阻尼不足引发了联络线功 率的持续振荡:在采用控制方案②设计等效虚拟惯 量环节后,系统阻尼因为惯性增加而增强,从而频率 波动和联络线功率振荡都得到了一定程度的改善, 主导振荡频率阻尼比从0.0549增加到0.0705,最大 频率偏差从0.4197 Hz减少到0.3739 Hz,但是由于 控制方案②是按照最优二阶系统方式进行设计,以 系统惯量的改善为主要目标且不会随着互联电网结 构及运行状态变化而调整,因此对于高阶互联电力 系统的频率及阻尼振荡改善具有一定的局限性。而 采用本文所提的虚拟惯量阻尼协调控制后,能够根 据系统当前运行状态整定控制器参数,在控制方案 ②的基础上更加显著地提升了系统的抗扰动能力, 主导振荡频率的阻尼比提升到0.0813,逼近期望阻 尼比,同时最大频率偏差也下降到0.3465 Hz,系统 的频率振荡和功率振荡也得到了更快的平息。

在运行方式1下,系统其他机组响应结果如图5 和图6所示。图中, P_x 为双馈风电场输出的有功功 率; P_{C2} 、 P_{C3} 和 P_{C4} 分别为 G_2 、 G_3 和 G_4 输出的有功功 率; f_{C3} 、 f_{C4} 分别为 G_3 、 G_4 频率响应; $\Delta\delta_{C2-C3}$ 、 $\Delta\delta_{C2-C4}$ 分 别为 G_2 与 G_3 、 G_2 与 G_4 的功角差。由双馈风电场的有 功出力情况可见,在无惯量及阻尼控制方案下,风电 场完全不参与系统的调频和阻尼,而在协调控制策 略方式下,风电场能够对故障工况进行响应,调整有 功输出,参与系统调频及功率振荡阻尼。

继续考察三相短路故障扰动下3种控制方案的 响应结果,为了方便对比,同样以两区域联络线传输



图5 运行方式1下各机组有功功率响应曲线





图6 运行方式1下G₃、G₄频率响应曲线及区域功角差

Fig.6 Frequency response curve of G_3 and G_4 and regional power angle difference under Operation Mode 1

功率P以及图3中并网公共节点6处的频率f₆作为 观察对象,如附录B中图B1所示。系统响应结果 见表3。

表3 运行方式2下3种控制方案系统响应结果

 Table 3 Response results of three control schemes under Operation Mode 2

控制方案	$f_{\rm main}/{\rm Hz}$	ξ_i	f_i/Hz	Δf_i / Hz
1	0.6440	0.0772	59.7654	0.2346
2	0.6528	0.0935	59.7942	0.2058
3	0.6669	0.1058	59.8173	0.1827

由图 B1 以及表 3 可以看出,在三相短路扰动下,同样出现了联络线功率振荡以及接入点频率波动,采用虚拟阻尼惯量协调控制后,主导振荡频率的阻尼比提升到0.1058,最大频率偏差进一步下降到0.1827 Hz。运行方式2下系统其他机组扰动响应结果见附录 B 中图 B2 和图 B3。

通过上述仿真结果可知,本文所提虚拟惯量阻 尼协调控制策略不仅进一步提高了风电机组的惯性 支撑能力,同时也有效改善了系统功率稳定性。

4 结论

本文在计及双馈风电场接入的互联电力系统仿 真模型中,附加了虚拟惯量和虚拟阻尼控制环节,并 运用了 Prony系统辨识方法以及 PSO 算法对控制器 参数进行优化协调,通过仿真验证,得到以下结论:

(1) 虚拟惯量和虚拟阻尼环节的加入有利于改善系统动态性能,缓解同步机的调频压力以及起到电力系统稳定器的作用;

(2)考虑互联多机电力系统的高阶非线性特性, 采用 Prony 算法结合振荡模式能量级实现系统主导 振荡频率的快速辨识,同时运用 PSO 算法将传统单 一的频率或功率控制目标变为频率和功率的综合控 制,使系统在扰动下具有更优越的动态性能;

(3)通过对互联电力系统虚拟惯量和虚拟阻尼 的协调控制,使系统的频率和功率具有了良好的稳 定性、动态特性和鲁棒性,提高了供电质量,增强了 供电系统的可靠性。

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

参考文献:

- [1] 唐西胜, 苗福丰, 齐智平, 等.风力发电的调频技术研究综述
 [J].中国电机工程学报, 2014, 34(25): 4304-4314.
 TANG Xisheng, MIAO Fufeng, QI Zhiping, et al. Survey on frequency control of wind power[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(25): 4304-4314.
- [2] 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.
- [3] 付媛,黄馨仪,徐岩,等. 直流配电网中旋转电机的可控惯性控制策略[J]. 电力自动化设备,2018,38(10):32-38.
 FU Yuan,HUANG Xinyi,XU Yan, et al. Controllable inertial control strategy of rotating motor in DC distribution network
 [J]. Electric Power Automation Equipment,2018,38(10):32-38.
- [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] 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.
- [6] 李东东,朱钱唯,程云志,等. 基于自适应惯量阻尼综合控制算 法的虚拟同步发电机控制策略[J]. 电力自动化设备,2017,37 (11):72-77.

LI Dongdong, ZHU Qianwei, CHENG Yunzhi, et al. Control strategy of virtual synchronous generator based on self-adaptive rotor inertia and damping combination control algorithm[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(11):72-77.

- [7]朱晓荣,韩丹慧.基于虚拟惯性控制的直流微电网稳定性分析 及其改进方法[J].电力自动化设备,2019,39(12):121-127.
 ZHU Xiaorong,HAN Danhui. Stability analysis of DC microgrid based on virtual inertia control and its improved method[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39(12):121-127.
- [8]曹军,王虹富,邱家驹.变速恒频双馈风电机组频率控制策略
 [J].电力系统自动化,2009,33(13):78-82.
 CAO Jun,WANG Hongfu,QIU Jiaju. Frequency control strategy of variable-speed constant-frequency doubly-fed induction generator wind turbines[J]. Automation of Electric Power Systems,2009,33(13):78-82.
- [9] 邓集祥,涂进,陈武晖.大干扰下主导低频振荡模式的鉴别
 [J]. 电网技术,2007,31(7):36-41.
 DENG Jixiang,TU Jin,CHEN Wuhui. Identification of critical low frequency oscillation mode in large disturbances[J]. Power System Technology,2007,31(7):36-41.
- [10] 张贤达.现代信号处理[M].北京:清华大学出版社,2002: 179-193.
- [11] 陈宇航, 王刚, 侍乔明, 等. 一种新型风电场虚拟惯量协同控制 策略[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(5):27-33.
 CHEN Yuhang, WANG Gang, SHI Qiaoming, et al. A new coordinated virtual inertia control strategy for wind farms[J]. Au-

tomation of Electric Power Systems, 2015, 39(5):27-33.

- [12] 陈珩. 电力系统稳态分析[M]. 北京:中国电力出版社,2007: 226-227.
- [13] 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.
- [14] LUO C L, FAR H G, BANAKAR H, et al. Estimation of wind penetration as limited by frequency deviation [J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2007, 22(3):783-791.
- [15] KUNDUR P. Power system stability and control[M]. New York:Electric Power Research Institute, 1994:35-68.
- [16] 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.

[17] 郭成,李群湛,王德林. 基于 Prony 和改进 PSO 算法的多机 PSS 参数优化[J]. 电力自动化设备,2009,29(3):16-21.
GUO Cheng,LI Qunzhan, WANG Delin. Parameter optimization of multi-machine PSS using Prony and improved PSO algorithms[J]. Electric Power Automation Equipment,2009,29(3): 16-21.

作者简介:



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,主要研究方向为电机运行与 控制(E-mail:yongliaocqu@vip.sina.com)。 (编辑 王欣竹)

Coordinated control method of virtual inertia and virtual damping for interconnected power system with doubly-fed wind farm

YANG Tao, LIAO Yong

(State Key Laboratory of Power Transmission Equipment & System Security and New Technology,

Chongqing University, Chongqing 400044, China)

Abstract: The relative inertia and damping of interconnected power system will be reduced at the same time due to the large-scale access of wind farms. VSG(Virtual Synchronous Generator) technology can effectively support the grid frequency, but there are few research results on virtual damping of VSG technology at present. In order to make more effective use of VSG virtual damping and further improve the stability of power system with high wind power permeability, the mathematical relationship between VSG controller parameters, virtual inertia and virtual damping is derived. In view of the contradiction between VSG virtual inertia and virtual damping regulation, a coordinated control strategy of VSG controller parameters combining online identification of dominant oscillation mode and particle swarm optimization algorithm is proposed. Finally, the effectiveness of the proposed control strategy is verified by a two-area interconnected power system simulation model including doubly-fed wind farm. The simulative results show that the proposed control strategy can achieve comprehensive optimization of system frequency stability and power stability.

Key words: virtual inertia; virtual damping; power system stability; virtual synchronous generator; system identification (1) k_{pf}取值范围计算。

风力发电机组在引入 VSG 控制后,具备与等值同步发电机组相近的惯性响应特性和调频特性,对 外表现为1 台等值同步发电机。引入传统同步电机单位调节功率 K_G:

$$K_{\rm G} = \Delta P_{\rm G} / \Delta \omega_{\rm s} \tag{A1}$$

其中, $\Delta P_{\rm G}$ 为同步发电机组功率变化量; $\Delta \omega_s$ 为电网频率变化量。 $K_{\rm G}$ 表示随频率升降发电机组发出功率减少或增加的多寡,代表了有功功率的静态频率特性。

由式(A1)可得:

$$P_{\rm G} = K_{\rm G} \Delta \omega_{\rm s} \tag{A2}$$

与式(5)中 *P*_f静态增量分量 *k*_{pf}Δω_s对比可以看出, *k*_{pf}的取值范围可以参考同步发电机组的单位调节 功率 *K*_c,汽轮和水轮同步发电机组的单位调节功率的范围分别为 20~33.3 以及 25~50^[14],因此在本文 中选取的 *k*_{of}范围为 20~50。

(2) k_{df}取值范围计算。

从能量平衡的角度,利用风电机组与同步发电机组等值前后转子动能守恒,将风电机组转子转速 转换到同步转速下,同时计及系统频率和风力发电机组转子运行安全性,可得^[15]:

$$k_{\rm df} = 2H \frac{\omega_{\rm e}^2}{\omega_{\rm m}^2} \frac{\omega_{\rm r}^2 - \omega_{\rm r0}^2}{\omega_{\rm s}^2 - \omega_{\rm s0}^2}$$
(A3)

其中, H 为风力发电机组的等效惯性时间常数; ω_e 为系统同步频率基准值; ω_m 为风力发电机组转子角 频率基准值, 设 ω_m =1.2 ω_e ; ω_s 和 ω_{s0} 为系统同步频率现值和初值; ω_r 和 ω_{r0} 为风力发电机组转子角频 率现值和初值。

在频率振荡期间,系统同步频率 ω_s 动态幅度不应超过±5%^[16]。考虑在最坏的情况下, ω_s 突然从 60 Hz(1 p.u.)下降到 57 Hz(0.95 p.u.)或上升到 63 Hz(1.05p.u.)。因此, $\omega_s^2 - \omega_{so}^2$ 的下限计算为 0.95²-1=-0.097 5,上限计算为 1.05²-1=0.102 5。

风力发电机组正常运行的转子角频率 ω_r 在 0.7~1.2 p.u.范围内。在暂态期间,风力发电机组的动态转子角频率允许在 0.6~1.3 p.u.之间变化,考虑风力发电机组在极端运行状态下参与频率响应和惯性控制,转子角频率从 0.7~0.6 p.u.或者从 1.2~1.3 p.u.偏移,则 $\omega_r^2 - \omega_r^2$ 的取值范围下限计算为 0.6²-0.7²=-0.13 而上限为 1.3²-1.2²=0.25,则由式(A3)计算可得:

$$k_{\rm df\,max1} = 1.389 \times H \times \frac{-0.13}{-0.0975} = 1.85H$$
 (A4)

$$k_{\rm df\,max\,2} = 1.389 \times H \times \frac{0.25}{0.1025} = 3.39H$$
 (A5)

$$k_{\rm df.max} = \min(k_{\rm df\,max1}, k_{\rm df\,max2}) = 1.85H \tag{A6}$$

设等效惯性时间常数 *H*的值为 5 s,并作为 k_{df} 最低值,则本文中 k_{df} 的取值范围为(5, 9.25)。综上 所述,论文中最后采用的 k_{pf} 、 k_{df} 取值范围分别为 20 $\leqslant k_{pf} \leqslant$ 50、5 $\leqslant k_{df} \leqslant$ 9.25。







Fig.B1 Active power response of tie-line and frequency response of DFIG grid-connected point under Operation Mode 2



Fig.B2 Active power response curve of generators under Operation Mode 2





Fig.B3 Frequency response curve of G₃ and G₄ and regional power angle difference under Operation Mode 2