

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.181413

基于虚拟同步发电机控制的分布式发电系统的 阻抗边界分析

陈佳瑜¹, 李征¹, 张骞², 蔡旭², 熊坤²

(1. 东华大学信息科学与技术学院, 上海 201600; 2. 上海交通大学电子与电气工程学院, 上海 200240)

摘要: 为解决采用虚拟同步发电机控制方法的分布式发电系统接入配电网运行的稳定性问题, 提出一种虚拟同步控制变换器的并网运行阻抗边界确定方法, 导出同时满足并网变换器的功率控制性能、稳定极限、系统负载允许变化范围和小信号稳定性的阻抗边界条件。给出了虚拟阻抗的配置方法, 可使系统获得良好的动态控制性能与稳定性。采用 Matlab/Simulink 仿真验证了系统阻抗边界和虚拟阻抗配置方法的有效性, 最后给出了部分实物装置实验案例结果。

关键词: 虚拟阻抗; 功率解耦; 功率传输极限; 系统负荷变化; 小信号稳定

Impedance boundary analysis of distributed generation system based on VSG control

CHEN Jiayu¹, LI Zheng¹, ZHANG Qian², CAI Xu², XIONG Kun²

(1. College of Information Science and Technology, Donghua University, Shanghai 201600, China;

2. School of Electronic Information and Electrical Engineering, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240, China)

Abstract: To solve the issue of operational stability of a distributed generation system controlled by Virtual Synchronous Generator (VSG) method when it is integrated into distributed grid, a method to determine the impedance boundaries of a grid-connected VSG controlled converter is proposed. And the impedance boundary conditions are deduced which can satisfy the power control performance, stability limit, system load allowable range and small signal stability of the grid-connected converter at the same time. A configuration method of virtual impedance is then proposed which makes the system have both good dynamic control performance and stability. The Matlab/Simulink simulation results verify the effectiveness of the system impedance boundary and the virtual impedance configuration method. Some results of experimental cases are also given.

This work is supported by Key Program of National Natural Science Foundation of China (No. 51837007).

Key words: virtual impedance; power decoupling; power transmission limit; system load change; small signal stability

0 引言

随着分布式光伏、风力发电系统并网发电的日益广泛, 其并网稳定性和电能质量越来越受到关注。分布式电源一般通过并网变换器接入配电网, 其接口特性对电力系统的安全稳定运行会产生重要影响。已有学者分析了风电、光伏微电网的运行稳定性^[1], 然而由于以电流源形式接入电网的逆变器, 在传统的电流源控制模式下, 无法参与电力系统的调频调压, 并且在孤岛模式下分布式电源无法直接

为负载供电, 因此有学者提出了电压源型并网控制策略^[2-4]。其中比较常见的是电压源型下垂控制和虚拟同步发电机(Virtual Synchronous Generator, VSG)控制^[5]。下垂控制模拟了同步发电机的有功-频率和无功-电压的下垂特性, 使得分布式电源能够动态响应电网频率和电压的波动。虚拟同步发电机控制是在下垂控制的基础上引入虚拟惯量和虚拟阻尼来实现有功的惯量响应, 使其性能与同步发电机更接近。

对电力系统而言, 只有在系统阻抗呈很小阻性时, 有功、无功功率才有近似的解耦关系。同时, 阻抗的特性也决定了系统在稳态工作点的电压和功角大小, 因此对系统稳定性也会造成影响。同样,

基于 VSG 控制的分布式电源并网稳定性和功率控制性能也均受到系统阻抗的影响^[6]。由于分布式发电系统所处的低压配电网的线路阻抗主要呈阻感性, 为了改善分布式电源的控制性能, 出现了采用虚拟阻抗改造并网阻抗的方法。文献[7]在孤岛条件下设计基于虚拟阻抗的下垂控制策略, 实现并联逆变器在小阻抗、短线路情况下的功率均分。文献[8]在传统下垂控制中, 以自适应虚拟阻抗的策略改善功率分配的精度。文献[9-10]综述了并网逆变器虚拟阻抗对下垂控制优化、谐波抑制、谐振抑制、故障电流限制和励磁涌流抑制五个方面的影响。文献[11]分析了多台并联运行的分布式发电系统按下垂控制并网运行时与 PCC 点之间的阻抗稳定运行边界, 分析中没有考虑系统负载允许变化范围的影响。

虚拟阻抗计算的表达式与控制回路的结构有关。以上文献在对虚拟阻抗的讨论中, 只针对了其在下垂控制中的作用, 而没有关注到在 VSG 控制中的作用。文献[12]针对孤岛情况下逆变器的并联, 以输出阻抗解耦控制策略得到不同频段的阻抗特性, 分离动稳态输出阻抗, 兼顾了动态响应和并联均流问题。文献[13]在分布式电源并联运行时引入阻性虚拟阻抗对环流进行抑制。文献[14]引入感性虚拟阻抗, 使输出阻抗仅由滤波电感值决定, 改善多逆变器并联输出阻抗的影响。总的来说, 大多数文献关注的都是虚拟阻抗控制技术对多并联系统的功率解耦和分配问题, 以及虚拟惯量、虚拟阻尼等控制参数的设计^[15-16], 有关虚拟阻抗对 VSG 并网稳定性的影响方面讨论较少。文献[17]分析了并网 VSG 系统控制参数对其小信号模型极点分布的影响。文献[18]设计功率环的参数, 兼顾系统稳定性、动态性能和对功率脉动的抑制能力。文献[19]通过自适应的虚拟惯量消除了功率响应过程中的低频振荡, 提高了系统的稳定性。文献[20]给出了采用 LCL 滤波方式的下垂控制逆变器, 在节点电压、功率解耦、系统阻尼和无功功率分配约束条件下虚拟阻抗的可行域构造方法, 但未给出总体系统阻抗的可行域范围。而除了文献[21]中提到的这些约束条件外, 功率控制性能、系统负载允许的变化范围、小信号稳定性等因素都会影响系统阻抗的可行极限。本文利用虚拟阻抗四象限均可调的灵活性, 以系统阻抗为变量, 提出兼顾并网 VSG 控制的分布式发电系统的功率控制特性、稳定极限、负载允许变化范围和小信号稳定性四个方面的阻抗边界条件。分析 dq 坐标系下的等效系统输出阻抗, 通过配置合理的虚拟阻抗, 使得系统输出总阻抗在边界范围内, 并能

快速得到合理的阻抗值, 从而获得良好的稳定性和功率控制性能。在 Matlab/Simulink 中建立并网 VSG 控制系统, 验证所提方法的正确性, 最后给出了实验结果。

1 分布式电源的 VSG 控制原理及模型

典型的 VSG 控制的并网逆变器拓扑如图 1 所示, 分为主电路和控制结构两部分。在主电路中, 直流电压源 U_{dc} 经过三相桥式逆变电路后, 进行 LC 滤波, 通过线路阻抗 Z_{line} 接入大电网中。其中 LC 滤波电路由逆变器侧滤波电感 L_f 和滤波电容 C_f 组成。 e_{abc} 、 u_{abc} 、 u_{gabc} 和 u_{mabc} 分别为换流器桥臂中点电压的基频分量、滤波电容电压、电网电压和电压调制信号。 i_{Labc} 和 i_{abc} 分别为滤波电感电流和逆变器的输出电流。

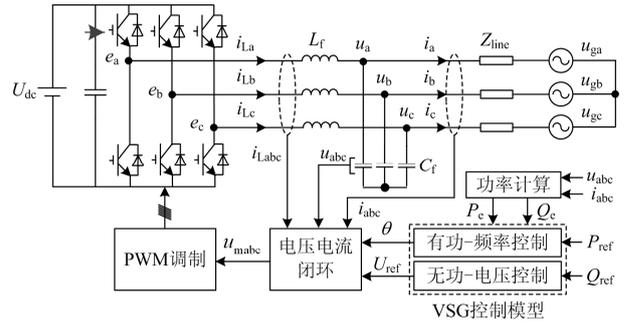


图 1 分布式电源的 VSG 控制结构

Fig. 1 VSG control structure of distributed power

控制部分由功率外环和电压电流内环两部分组成。功率外环为 VSG 控制模型, 模拟了传统同步发电机的机械特性和励磁特性, 并为等效机端电压 u_{abc} 提供了相位参考 θ 和幅值参考 U_{ref} 。

VSG 的有功-频率控制对应了同步发电机在极对数为 1 时的转子运动方程^[21], 如式(1)所示。

$$\begin{cases} \frac{d\delta}{dt} = \frac{d\theta}{dt} - \omega_0 = \omega - \omega_0 \\ J \frac{d\omega}{dt} = T_{ref} - T_e - T_d = T_{ref} - T_e - D(\omega - \omega_0) = \\ \frac{P_{ref}}{\omega_0} - \frac{P_e}{\omega_0} - D(\omega - \omega_0) \end{cases} \quad (1)$$

式中: δ 为 VSG 与电网电压的相位差, 称为功角^[21]; ω_0 为额定角速度, rad/s; ω 为 VSG 的机械角速度, 在极对数为 1 时, 即为其电气角速度, rad/s; J 为 VSG 的虚拟惯量, $\text{kg}\cdot\text{m}^2$; T_{ref} 、 T_e 和 T_d 分别为 VSG 的机械转矩、电磁转矩和阻尼转矩, N·m; D 为阻尼系数, N·m/s/rad; P_{ref} 和 P_e 分别为 VSG 的机械功

率和电磁功率, W 。

由式(1)可以得到 VSG 有功-频率控制的基本方程式^[22]。

$$J \frac{d(\omega - \omega_0)}{dt} = \frac{P_{ref}}{\omega_0} - \frac{P_e}{\omega_0} - D(\omega - \omega_0) \quad (2)$$

令 $\Delta\omega = \omega - \omega_0$, 得到 s 域中的表达式为

$$\Delta\omega = \frac{P_{ref} - P_e}{\omega_0} \cdot \frac{1}{Js + D} \quad (3)$$

在有功-频率控制环节中加入下垂控制, 有

$$P_{ref} - P_0 = \frac{1}{K_p} (\omega_0 - \omega) \quad (4)$$

式中: P_0 为给定的额定有功功率, W ; K_p 为有功功率下垂系数。

由式(1)、式(3)和式(4), 可得 VSG 有功-频率控制框图如图 2 所示。

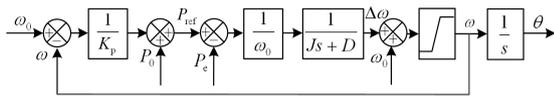


图 2 VSG 有功-频率控制框图

Fig. 2 Active power-frequency block diagram of VSG control

VSG 的无功-电压控制表达式为^[23]

$$U_{ref} = U_0 + K_q (Q_{ref} - Q_e) \quad (5)$$

式中: U_{ref} 为机端电压, 即逆变器输出端电压, V ; U_0 为逆变器输出端电压的额定值, V ; K_q 为无功功率下垂系数; Q_{ref} 和 Q_e 分别为无功功率参考值和实际输出值, var 。

这种传统的控制方式是一种有差的无功功率控制方式, 难以满足 VSG 控制微源并网时的控制目标。为此, 增加积分环节来实现 VSG 对无功功率的无静差控制, 有

$$U_{ref} = U_0 + (K_q + \frac{k_{iq}}{s})(Q_{ref} - Q_e) \quad (6)$$

式中, k_{iq} 为控制器的积分系数。

由式(6)得到的 VSG 无功-电压控制框图见图 3, 其中滤波环节同图 2。

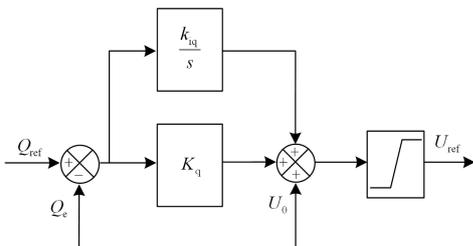


图 3 VSG 无功-电压控制框图

Fig. 3 Reactive power-voltage block diagram of VSG control

从图 2 和图 3 中可以看到, 在 VSG 控制算法中, 对参考的角频率和电压幅值均进行了限幅, 以保证在动态调节过程中, 输出电压的频率偏移不超过 $\pm 1\% \omega_0$, 幅值偏移不超过 $\pm 10\% U_0$ 。

VSG 控制逆变器的底层仍采用传统的电压电流双闭环控制的方法。逆变器在 dq 轴下的数学模型为^[12]

$$\begin{cases} L_f \frac{dI_{Ldq}}{dt} = E_{dq} - U_{dq} - j\omega L_f I_{Ldq} \\ C_f \frac{dU_{dq}}{dt} = I_{Ldq} - I_{dq} - j\omega C_f U_{dq} \end{cases} \quad (7)$$

式中, $j\omega L_f I_{Ldq}$ 和 $j\omega C_f U_{dq}$ 为 dq 轴的耦合项。控制框图如图 4 所示。

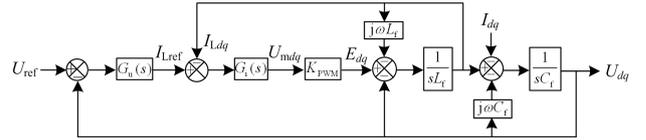


图 4 逆变器电压电流双闭环控制框图

Fig. 4 Voltage and current double closed-loop control diagram of inverter

图 4 中, $G_u(s)$ 和 $G_i(s)$ 分别为电压环和电流环的控制器, $G_u(s) = k_{pv} + k_{iv}/s$, $G_i(s) = k_{pi}$ 。 K_{PWM} 为逆变器的等效增益。 d 轴的电压参考有效值为 VSG 控制模型的无功-电压环路输出, q 轴的电压参考值为 0。由图 4 得到其传递函数为

$$U_{dq}(s) = G(s)U_{ref}(s) - Z_0(s)I_{dq}(s) \quad (8)$$

式中, $G(s)$ 和 $Z_0(s)$ 表达式为

$$\begin{cases} G(s) = \frac{G_u(s)G_i(s)K_{PWM}A}{A^2 + B^2} - \frac{jG_u(s)G_i(s)K_{PWM}B}{A^2 + B^2} \\ Z_0(s) = \frac{(L_f s + G_i(s)K_{PWM})A + \omega L_f B}{A^2 + B^2} - \frac{j(L_f s + G_i(s)K_{PWM})A - \omega L_f B}{A^2 + B^2} = Z_{od}(s) + jZ_{oq}(s) \end{cases} \quad (9)$$

$$\begin{aligned} A &= L_f C_f (s^2 - \omega^2) + C_f G_i(s) K_{PWM} s + G_u(s) G_i(s) K_{PWM} + 1 \\ B &= 2L_f C_f \omega s + C_f G_i(s) K_{PWM} \omega \end{aligned}$$

式中: $G(s)$ 和 $Z_0(s)$ 分别表示电压增益和控制算法的等效输出阻抗, 以复矢量的形式体现了 d 、 q 轴物理量的耦合性。由于上文所提到的被控量在同步坐标系下均为直流量, 所以本文在讨论中只考虑系统对直流量体现的阻抗特性。

2 多约束阻抗边界

2.1 功率解耦控制的阻抗边界

VSG 控制的分布式电源并网的单相等效电路如图 5 所示。图中 $U_{\text{ref}} \angle \delta$ 为分布式电源的参考电压, $U_{\text{g}} \angle 0$ 为电网电压, 两者之间的阻抗 $Z \angle \alpha = R + j\omega L$ 为电压电流双闭环的等效输出阻抗 Z_0 (基频阻抗为 0) 和线路阻抗 Z_{line} 的阻抗和。下面讨论 VSG 功率解耦控制的阻抗边界条件。

由图 5 可得 VSG 的输出电流为

$$I = \frac{U_{\text{ref}} \angle \delta - U_{\text{g}} \angle 0}{Z \angle \alpha} \quad (10)$$

则 VSG 输出的视在功率为

$$S = U_{\text{g}} \bar{I} = U_{\text{g}} \frac{U_{\text{ref}} \angle (-\delta) - U_{\text{g}}}{Z \angle (-\alpha)} = \frac{U_{\text{ref}} U_{\text{g}} \cos(\alpha - \delta) - U_{\text{g}}^2 \cos \alpha}{Z} + j \frac{U_{\text{ref}} U_{\text{g}} \sin(\alpha - \delta) - U_{\text{g}}^2 \sin \alpha}{Z} = P + jQ \quad (11)$$

式中, “-” 表示复数的共轭。

由式(11)可得单相分布式发电系统向电网注入的有功功率 P 和无功功率 Q 为

$$\begin{cases} P = \frac{U_{\text{ref}} U_{\text{g}} \cos(\alpha - \delta) - U_{\text{g}}^2 \cos \alpha}{Z} \\ Q = \frac{U_{\text{ref}} U_{\text{g}} \sin(\alpha - \delta) - U_{\text{g}}^2 \sin \alpha}{Z} \end{cases} \quad (12)$$

式中, $Z = \sqrt{R^2 + (\omega L)^2}$, $\alpha = \arctan \omega L / R$ 。

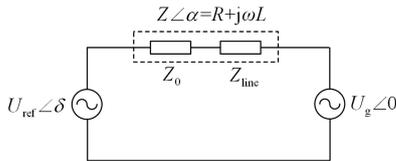


图 5 VSG 并网的单相等效电路

Fig. 5 Grid-connected single-phase equivalent circuit of VSG control

由式(12)可得三相分布式发电系统向电网注入的有功功率 P_e 和无功功率 Q_e 如式(13)所示。为简化分析, 将式(13)标幺化, 取分布式发电系统的额定功率 S_n 为基准功率, 电网额定相电压 U_0 为基准相电压, 认为电网电压处于额定值, 即 $U_{\text{g}} = U_0$ 。

$$\begin{cases} P_e = \frac{3U_{\text{ref}} U_{\text{g}} \cos(\alpha - \delta) - 3U_{\text{g}}^2 \cos \alpha}{Z} \\ Q_e = \frac{3U_{\text{ref}} U_{\text{g}} \sin(\alpha - \delta) - 3U_{\text{g}}^2 \sin \alpha}{Z} \end{cases} \quad (13)$$

令 $\gamma = \arctan(R/\omega L)$, 则阻抗角 $\alpha = \pi/2 - \gamma = \pi/2 - \arctan(R/\omega L)$, 可得标幺化的公式为

$$\begin{cases} P_e^* = \frac{U_{\text{ref}}^* \sin(\gamma + \delta) - \sin \gamma}{Z^*} \\ Q_e^* = \frac{U_{\text{ref}}^* \cos(\gamma + \delta) - \cos \gamma}{Z^*} \end{cases} \quad (14)$$

式中, “*” 表示标幺值。

式(13)的数学关系对应于图 6 中稳态工作点 A 在二维平面中的位置。OA 的长度代表视在功率 S_e^* , 在横轴和纵轴上的投影分别代表有功功率 P_e^* 和无功功率 Q_e^* 。在以 O' 为极点的极坐标系中, $O'A$ 的长度为 U_{ref}^* / Z^* , 其与 Q_e^* 的夹角为 $\gamma + \delta$, 则 A 点的坐标为 $(U_{\text{ref}}^* / Z^*, \gamma + \delta)$ 。在直角坐标系中 A 点的坐标为 $((U_{\text{ref}}^* \cos(\gamma + \delta) - \cos \delta) / Z^*, (U_{\text{ref}}^* \sin(\gamma + \delta) - \sin \gamma) / Z^*)$ 。式(14)功角变化 $\Delta \delta$ 或电压幅值变化 ΔU_{ref}^* 都会引起有功和无功功率的变化。

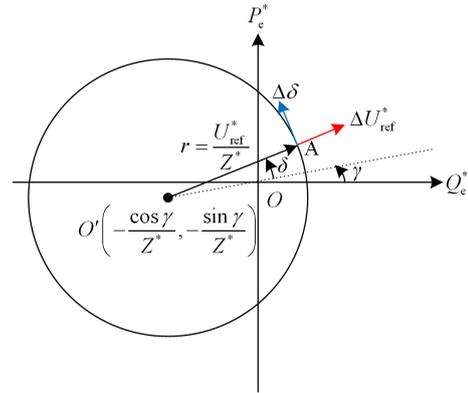


图 6 有功、无功功率与功角、电压的关系

Fig. 6 Relationship between active power, reactive power and power angle, voltage

以解耦系数 $K_{\text{decoupling}}$ 来表征功率的解耦条件。

$$\begin{cases} \left| \frac{\partial P_e^*}{\partial \delta} \right| \geq K_{\text{decoupling}} \left| \frac{\partial Q_e^*}{\partial \delta} \right| \\ \left| \frac{\partial Q_e^*}{\partial U_{\text{ref}}^*} \right| \geq K_{\text{decoupling}} \left| \frac{\partial P_e^*}{\partial U_{\text{ref}}^*} \right| \end{cases} \quad (15)$$

根据式(15)中的 P_e^* 和 Q_e^* 分别对 δ 和 U_{ref}^* 求偏导, 可得

$$|\cos(\gamma + \delta)| \geq K_{\text{decoupling}} |\sin(\gamma + \delta)| \quad (16)$$

经过三角函数变换可得

$$|\gamma + \delta| \leq 90^\circ - \arctan K_{\text{decoupling}} \quad (17)$$

为了使功率解耦控制达到良好的效果, 通过调

节功角改变有功功率，调节参考电压的有效值改变无功功率。较大的解耦系数能够减小功率的耦合程度，取 $K_{\text{decoupling}}=3$ 。

2.2 功率稳定极限的阻抗边界

除了功率解耦性能以外，VSG 控制的功率传输极限和负载变化范围也是需要考虑的。为了保证分布式发电系统的正常运行， U_{ref}^* 与额定值的偏差一般不超过 ΔU_{max}^* ，即参考电势的约束条件为

$$|U_{\text{ref}}^* - 1| \leq \Delta U_{\text{max}}^* \quad (18)$$

式中， $\Delta U_{\text{max}}^* = 0.1 \text{ p.u.}$ 。

功角 δ 的约束条件为

$$|\delta| \leq \delta_{\text{max}} \quad (19)$$

式中， $\delta_{\text{max}} = 10^\circ [24]$ 。

根据以上条件可以确定 VSG 控制的功率传输极限，对应于图 7 中的蓝色曲线。

2.3 系统负载变化范围的阻抗边界

对于微网中的负载，在供需平衡的条件下，分布式发电系统向电网注入视在功率 S_c^* 的变化范围为 $0 \sim 1.5 \text{ p.u.}$ ，最小功率因数为 0.9 (包括超前或滞后)，则对应的功率因数角 φ 的约束条件为

$$|\varphi| \leq \varphi_{\text{max}} \quad (20)$$

式中， $\varphi_{\text{max}} = \arccos 0.9$ 。

根据以上条件可确定负载变化的范围。

由功率传输极限和负载变化范围两个条件可以确定稳态工作点 A 的实际运行边界，对应于图 7 中的红色曲线，蓝色曲线的范围完全覆盖红色曲线的范围。

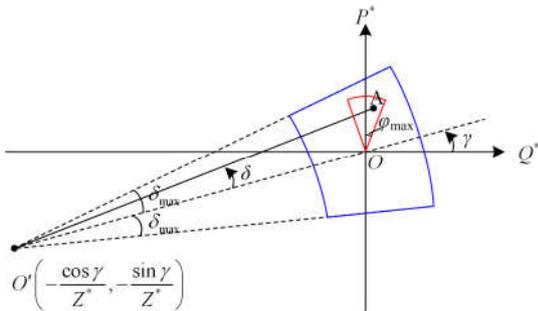


图 7 功率传输极限和负载变化的范围

Fig. 7 Power transmission limit and range of load change

结合式(17)的解耦条件和式(18)、式(19)的参考电势和功角的约束条件，以及式(20)的功率因数角范围，可得到式(21)的阻抗边界条件。

$$\begin{cases} -90^\circ + \arctan K_{\text{decoupling}} \leq \delta + \gamma \leq 90^\circ - \arctan K_{\text{decoupling}} \\ 1 - \Delta U_{\text{max}}^* \leq U_{\text{ref}}^* \leq 1 + \Delta U_{\text{max}}^* \\ -\delta_{\text{max}} \leq \delta \leq \delta_{\text{max}} \\ -\arctan \cos 0.9 \leq \varphi \leq \arctan \cos 0.9 \end{cases} \quad (21)$$

式(21)中的前 3 条公式分别对应功率解耦、电压幅值和功角的边界条件，第 4 条公式为功角因数角约束条件。 δ 和 U_{ref}^* 根据几何关系求得，从图 6 中可解得 A 点对应的参考电势和功角关系。

$$\begin{cases} U_{\text{ref}}^* = Z^* \sqrt{(1/Z^*)^2 + S_c^{*2} + 2S_c^* \sin(\gamma + \varphi) / Z^*} \\ \delta = \arctan \left(\frac{S_c^* \cos \varphi + \frac{\sin \gamma}{Z^*}}{S_c^* \sin \varphi + \frac{\cos \gamma}{Z^*}} \right) - \gamma \end{cases} \quad (22)$$

式中： $\gamma = \arctan(R^*/(\omega L)^*)$ ； $Z^* = \sqrt{(R^*)^2 + ((\omega L)^*)^2}$ 。

由式(21)的阻抗边界条件可得到图 8 所示的阻抗区域，图中的红色区域为满足条件的理想虚拟阻抗区域。电压幅值和功角边界对应于功率传输极限的边界条件。横轴对应等效电阻 R^* ，纵轴对应等效感抗 X^* ，即 $(\omega L)^*$ 。

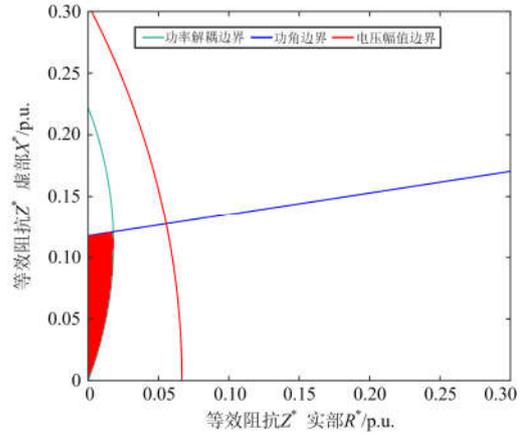


图 8 功率解耦性能与传输极限及系统负载变化范围的阻抗边界

Fig. 8 Impedance boundaries of power decoupling performance vs. transmission limits and system load variation range

从图 8 中可以看出，满足条件的输出阻抗较小，且阻感比 R^*/X^* 较小。

2.4 VSG 小信号稳定的阻抗边界

由前面的分析可知，阻抗 Z^* 的大小会影响 VSG 稳态工作点的参考电势和功角大小。一般通过设计合理的功率环参数来提高稳态工作点小信号稳定性。但有功功率环的参数设计需要考虑原动力以及

电网的匹配问题, 所以系统只有在一定范围内的稳态工作点内具有良好的小信号稳定性, 从而对系统的等效输出阻抗形成了约束, 进而约束了虚拟阻抗的范围条件。

2.4.1 VSG 的小信号模型

同步发电机的惯性一般由惯性时间常数 H 来衡量, 对应了空载情况下同步发电机的转子从静止加速至同步角速度的时间。本文引入惯性时间参数 H 和标幺化的阻尼系数 D_p 。

$$\begin{cases} H = \frac{J\omega_0^2}{S_n} \\ D_p = \frac{D\omega_0^2}{S_n} \end{cases} \quad (23)$$

取额定角频率 ω_0 为基准角频率, 根据式(23)的关系将式(1)进行标幺化, 可得

$$\begin{cases} \frac{d\delta}{dt} = \omega_0(\omega^* - 1) \\ H \frac{d\omega^*}{dt} = P_{ref}^* - P_e^* - D_p(\omega^* - 1) \end{cases} \quad (24)$$

考虑功率指令 $(P_{ref}^*, Q_{ref}^*) = (1, 0)$ p.u. 时系统的小信号稳定性。该小信号模型的前提条件是有功功率和无功功率实现了完全解耦, 即系统等效输出阻抗满足图 8 中的边界条件, 这样才能忽略电压变化对有功环路的影响, 可认为是有功功率环的小信号模型。由式(22)可得稳态工作点的参考电势和功角大小为

$$\begin{cases} U_{ref,s}^* = \sqrt{1 + Z^*(Z^* + 2\sin\gamma)} \\ \delta_s^* = \arctan\left(\frac{Z^* + \sin\gamma}{\cos\gamma}\right) - \gamma \end{cases} \quad (25)$$

同步机的整步功率系数标幺值为 S_E , 满足

$$S_E = \left. \frac{\partial P_e^*}{\partial \delta} \right|_{U_{ref}^* = U_{ref,s}^*, \delta = \delta_s^*} = \frac{U_{ref,s}^* \cos(\gamma + \delta_s^*)}{Z^*} = \frac{\cos\gamma}{Z^*} \quad (26)$$

根据转子运动方程构建前向通道, 根据相角与实际输出功率的关系构建反馈回路, 形成 VSG 小信号模型如图 9 所示。

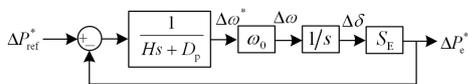


图 9 VSG 控制的系统小信号模型

Fig. 9 Small signal model of VSG control system

借鉴电力系统中同步发电机小信号稳定性的分析方法, 可得到图 9 中 VSG 控制有功功率环小信号模型的控制框图。

由图 9 可推导出有功功率输出和给定之间的闭环传递函数为

$$G(s) = \frac{P_e^*(s)}{P_{ref}^*(s)} = \frac{\omega_0 S_E / H}{s^2 + (D_p / H)s + \omega_0 S_E / H} \quad (27)$$

2.4.2 有功功率环参数的阻抗边界条件

由式(27)可看出, 有功功率环的小信号模型为典型的二阶系统模型, 可得其自然振荡频率 ω_n 和阻尼比 ζ 分别为

$$\begin{cases} \omega_n = \sqrt{\frac{\omega_0 S_E}{H}} \\ \zeta = \frac{D_p}{2\sqrt{\omega_0 S_E H}} \end{cases} \quad (28)$$

有功功率环的参数设计, 由式(28)可知虚拟惯量取值与惯性时间常数 H 有关, 虚拟阻尼取值与标幺化的阻尼系数 D_p 有关。通过选择合理的惯性时间常数 H 和 D_p , 将二阶系统的阻尼比 ζ 限定在 0.6~0.8, 以避免同步发电机的低频振荡。 H 的选取需要考虑 VSG 控制系统的动态响应时间, 限定在 0.4~0.6 s。由于数字滤波器中的一阶惯性环节时间常数通常为 20~60 ms, 远小于 VSG 的时间常数, 因此在讨论中通常忽略。 D_p 的选取应考虑与电网的一次调频特性相匹配, 限定在 40~60。

对于高阶系统, 系统的阻尼特性主要是由非零共轭极点决定。在阻抗模值和阻抗角变化的条件下, 按照最佳二阶系统的取值范围进行极点的配置, 可得动态特性的约束条件为^[25]

$$K_{min} < \left| \frac{\text{Im}(s_{1,2})}{\text{Re}(s_{1,2})} \right| < K_{max} \quad (29)$$

式中: 取 K_{min} 为 1, K_{max} 为 1.5; s_1 、 s_2 为小信号模型的二阶系统极点, 即为二阶系统的特征根。

可得到考虑不同虚拟惯量和阻尼下小信号稳定的阻抗边界条件为

$$\begin{cases} s_{1,2} = -\zeta\omega_n \pm j\omega_n\sqrt{\zeta^2 - 1} \\ 1 < \left| \frac{\text{Im}(s_{1,2})}{\text{Re}(s_{1,2})} \right| < 1.5 \end{cases} \quad (30)$$

式中, 第 2 个公式的极点虚部和实部由式中的第 1 个公式确定。

2.5 离网运行模式下的阻抗边界

离网运行时的系统示意图如图 10 所示。

对比并网分析时的等效电路图 5, 系统的等效总阻抗为等效输出阻抗和线路阻抗之和, 离网运行

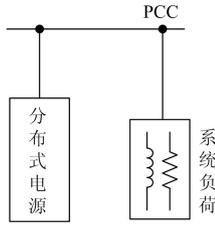


图 10 离网运行示意图

Fig. 10 Off-grid operation diagram

模式下，首先系统总阻抗中缺少了传输线阻抗，在后续理论分析中，可以通过增加虚拟阻抗来补偿总阻抗的变化，仍可以相当的 $Z \angle \alpha$ 进行讨论，因而不影响对整体系统阻抗的讨论。同时，由于离网情况下 VSG 直接响应负载变化，功率环节的实际惯性时间常数变小，阻尼比增大，保持系统稳定所需的阻抗减小，实际裕度较并网时有所增大。因此对于 VSG 阻抗边界的讨论以并网为主。此外，这一变化也不影响对 2.4 节的小信号稳定分析。

3 系统阻抗可行域

结合第 2 节讨论的阻抗边界条件，以及式(30)的小信号稳定边界条件，可得图 11 的阻抗边界范围。两条灰色曲线表示在不同虚拟惯量及阻尼下小信号稳定的阻抗区域。红色区域为考虑 VSG 系统的功率解耦特性、功率传输极限、系统负载变化范围和小信号稳定的阻抗区域范围。

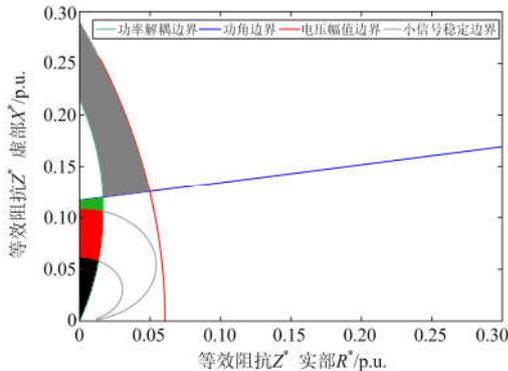


图 11 系统阻抗边界范围

Fig. 11 System impedance boundary range

考虑了小信号稳定的阻抗边界条件后，理想的阻抗区域范围进一步减少。最理想的阻抗情况是只有感性成分，没有阻性成分，即电阻大小为零。从纵轴感抗的角度上看，当等效阻抗大小在 $j0.1$ p.u. 附近且近似呈感性时，VSG 能够在满足功率传输条件和负载变化的前提下实现功率解耦，并且在合理的参数范围内提高系统功率环的静态稳定性。在实际的系统设计过程中，往往只对某些性能要求较高，

因此阻抗边界可以根据实际需求适当放宽。

4 虚拟阻抗配置仿真及实验分析

在分布式发电系统的低压微电网中，线路阻抗往往阻性较大，因而 VSG 控制的储能装置与电网之间的等效阻抗也有较大的阻性，使得有功、无功功率的解耦控制性能变差。采用外接电感的方法虽然可以提高阻抗角，但是增加了系统的器件和损耗，使得成本变大。而且过大的阻抗模值无法满足电压幅值和功角的边界条件。采用在等效输出阻抗的基础上设计虚拟阻抗的方法，增加阻抗的可调性，补偿线路阻抗中的阻性成分，并增加等效输出阻抗的感性成分，使总的等效阻抗呈感性。

虚拟阻抗在四象限均可调，可满足系统阻抗模值和阻抗角的要求，达到理想的系统阻抗。具体方法为：采集逆变器测得输出电流 i_{abc} ，转化为 dq 轴下的输出电流 I_{dq} 。在当前参考电压 U_{ref} 的基础上减去 I_{dq} 在虚拟阻抗 Z_v 上的压降，得到新的参考电压 U'_{ref} ，然后进行闭环控制。虚拟阻抗构造的控制框图如图 12 所示。

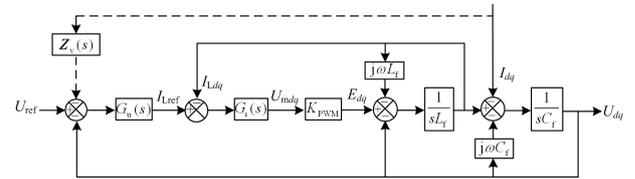


图 12 构造虚拟阻抗的控制框图

Fig. 12 Construction of virtual impedance block diagram

$$U'_{ref}(s) = U_{ref}(s) - Z_v(s)I_{dq}(s) \quad (31)$$

式中，虚拟阻抗 $Z_v(s)$ 的表达式为

$$Z_v(s) = R_v + j\omega L_v \quad (32)$$

式中， R_v 和 L_v 分别为虚拟电阻和虚拟电感。对应的 RL 物理阻抗在同步坐标系下的大小为 $R_v + sL_v + j\omega L_v$ ，可见虚拟阻抗的构造忽略了 sL_v 项，在实现等量直流阻抗的基础上，有效避免了高次谐波产生的阻抗压降。

加入虚拟阻抗后，电压电流双闭环的等效输出阻抗为

$$Z'_0(s) = G(s)Z_v(s) + Z_0(s) \quad (33)$$

由于电压闭环系统对直流量有： $G(s=j_0) = 1$ ， $Z_0(s=j_0) = 0$ ，所以此时对直流量的等效输出阻抗为

$$Z'_0(s=j_0) = R_v + j\omega L_v \quad (34)$$

虚拟阻抗与物理阻抗的不同在于，虚拟阻抗的 R_v 和 L_v 的大小和正负选取灵活，可以实现阻抗的四象限设计^[26]。根据线路阻抗 Z_{line} 的实际情况，设计合理的虚电阻和电感，使得总阻抗满足上述讨论的

边界条件, 提高系统的功率控制性能和稳定性。

4.1 仿真分析

为了验证上述所提的 VSG 控制系统阻抗边界分析的正确性, 在 Matlab/Simulink 环境下搭建仿真模型进行验证。额定功率 S_n 为 50 kW, 额定频率 f 为 50 Hz, 额定相电压 U_0 为 220 V VSG 控制的分布式发电系统, 经过 100 m 低压配电线路接入 PCC 点后并入大电网。线路的电阻和感抗(可视为与电网间的等效阻抗)参数分别为 $0.642 \Omega/\text{km}$ 和 $0.083 \Omega/\text{km}$ 。

(1) 系统阻抗不满足小信号稳定边界条件时的情况。

设计系统阻抗位于图 11 中的绿色区域。线路阻抗 $Z_{\text{line}}=R+jX=0.0642+j0.0083 \Omega$, 设计虚拟阻抗 $Z_v=R_v+j\omega L_v = -0.0642+j0.3397 \Omega$, 则此时系统总阻抗 $Z=Z_{\text{line}}+Z_v=0.348 \Omega$, 即标幺化后的系统阻抗模值为 0.12 p.u. , 对应的有功、无功波形如图 13 所示。在 0 s 时, 有功、无功指令均为 0。在 2 s 时给定有功指令为 50 kW, 无功指令依然为 0, 系统输出是稳定的。在 3.5 s 时增加 10 kW 有功负荷, 25 kvar。投入负荷后, 有功无功开始振荡, 输出不稳定。

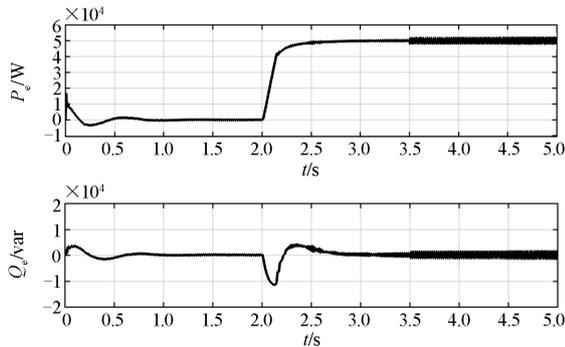


图 13 $Z=j0.12 \text{ p.u.}$ 时的有功无功输出

Fig. 13 Active and reactive power when $Z=j0.12 \text{ p.u.}$

(2) 系统阻抗不满足功率解耦和功角边界条件的情况。

设系统阻抗位于图 11 中的灰色区域。线路阻抗 $Z_{\text{line}}=R+jX=0.0642+j0.0083 \Omega$, 设计虚拟阻抗 $Z_v=R_v+j\omega L_v=-0.0642+j0.7167 \Omega$, 则此时系统总阻抗 $Z=Z_{\text{line}}+Z_v=j0.725 \Omega$, 即标幺化后的系统阻抗模值为 0.25 p.u. , 对应的有功、无功波形如图 14 所示。在 0 s 时, 有功、无功指令均为 0, 在 1 s 时给定有功指令为 50 kW, 无功指令依然为 0。在改变有功功率指令后, 有功功率和无功功率均发生振荡, 无功功率不稳定且其值越来越远离 0 var, 无法回到指令值。进一步投入超过变化范围的负荷功率后, 有功功率和无功功率的振荡加剧, 并且其振荡的趋势相

同。可见不满足功率解耦和功角边界条件时, 系统的功率控制性能变差, 输出不稳定。

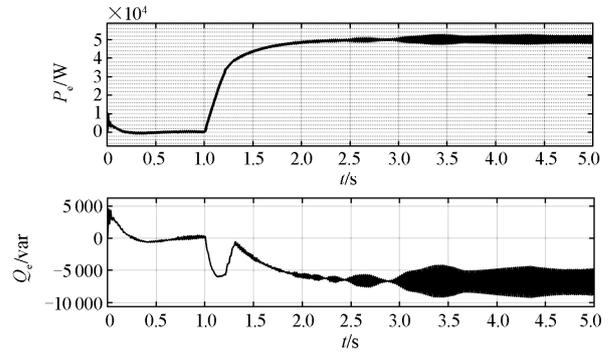


图 14 $Z=j0.25 \text{ p.u.}$ 时的有功、无功输出

Fig. 14 Active and reactive power when $Z=j0.25 \text{ p.u.}$

(3) 使阻抗在边界范围内时的情况。

设系统阻抗位于图 11 中的红色区域。线路阻抗 $Z_{\text{line}}=R+jX=0.0642+j0.0083 \Omega$, 设计虚拟阻抗 $Z_v=R_v+j\omega L_v = -0.0642+j0.2817 \Omega$, 则此时系统总阻抗 $Z=Z_{\text{line}}+Z_v=j0.29 \Omega$, 即标幺化后的系统阻抗模值为 0.1 p.u. , 在图 11 讨论的阻抗边界范围内, 则对应的有功、无功波形如图 15 所示。

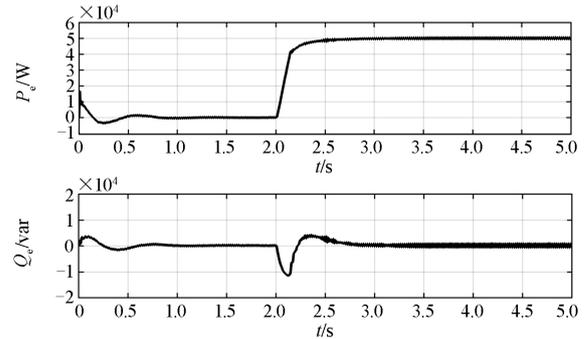


图 15 $Z=j0.1 \text{ p.u.}$ 时的有功、无功输出

Fig. 15 Active and reactive power when $Z=j0.1 \text{ p.u.}$

在 0 s 时, 有功、无功指令均为 0。在 2 s 时给定有功指令为 50 kW, 无功指令依然为 0。在 3.5 s 时增加 10 kW 负荷。在改变有功功率指令及增加负荷后, 有功功率和无功功率的输出均稳定。无功功率输出在经过很小一段波动后又回归到指令值, 解耦性能良好。

4.2 实验分析

在系统阻抗处于边界范围内的仿真结果基础上, 搭建实验平台对上述 VSG 控制的分布式发电系统阻抗边界进行验证。采用 TI 公司 C2000 系列的 TMS320F28335 芯片作为控制器, DSP 芯片输出的 PWM 脉冲信号经过驱动模块控制 IGBT 的开通和闭合。同时建立了基于 LabView 的状态参数观测界

面，以观察 VSG 控制中电压和电流的暂态变化过程，系统实验参数如表 1 所示。

表 1 实验参数

Table 1 Experimental parameters

参数	数值
直流母线电压 U_{dc}/V	96
交流母线相电压 U_g/V	56
额定功率 S_n/VA	500
直流母线电容 $C_{dc}/\mu F$	1 980
滤波电感 L_f/mH	1.65
滤波电容 $C_f/\mu F$	56
网侧电感 L_g/mH	0.4
开关频率 f/kHz	10

三组对比实验分别与三组仿真相对应，其中实验 1、2 和仿真 1、2 为系统阻抗不满足边界条件时的情况，实验 3 和仿真 3 为系统总阻抗处于边界范围内的情况。设计 $Z_{line}=0.0867+j0.0062 \Omega$ ，实验 1 中 $Z_v=-0.0642+j0.3397 \Omega$ ，系统阻抗模值的标幺值为 0.12 p.u.；实验 2 中 $Z_v=-0.0642+j0.7167 \Omega$ ，系统阻抗模值的标幺值为 0.25 p.u.；实验 3 中 $Z_v=-0.0867+j0.0228 \Omega$ ，系统阻抗模值的标幺值为 0.1 p.u.。分别在三种实验条件下，对储能系统施加 50 W 的负荷扰动，其 BC 两相电压与电流波形分别如图 16—图 18 所示，其中蓝色与紫色波形为电压波形，红色与绿色波形为电流波形。

可以看出，实验 1 中，发生扰动后 VSG 可以运行，但电压电流的畸变十分明显，输出并不稳定；

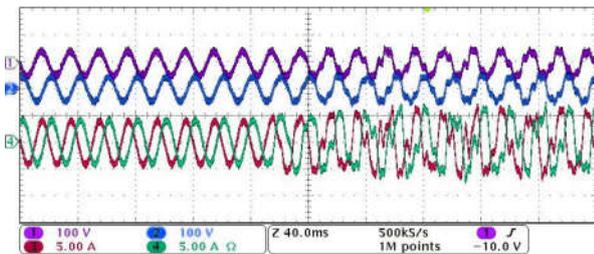


图 16 实验 1 BC 两相电压电流波形

Fig. 16 Voltage and current of B and C phase of EXP.1

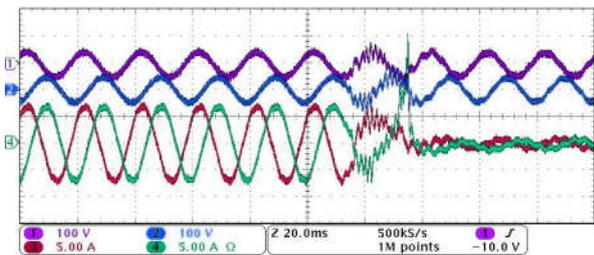


图 17 实验 2 BC 两相电压电流波形

Fig. 17 Voltage and current of B and C phase of EXP.2

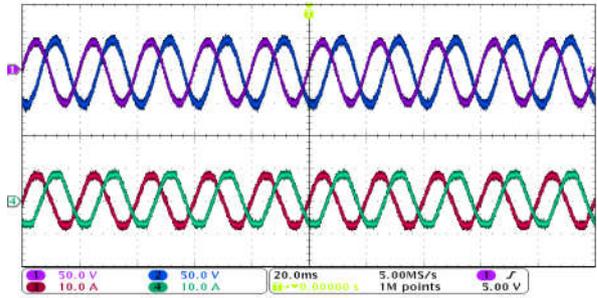


图 18 实验 3 BC 两相电压电流波形

Fig. 18 Voltage and current of B and C phase of EXP.3

实验 2 中，发生扰动后 VSG 失稳，触发保护使得 VSG 与母线断开连接后恢复稳定；实验 3 中，发生扰动后 VSG 仍稳定运行。

从上述仿真及实验分析可以发现，在图 11 的阻抗边界范围内，VSG 控制的分布式发电系统的功率控制性能和稳定性均得到了改善，其中动态响应的振荡过程也与 J 和 D 的参数选取有关。

5 结论

随着可再生能源比例的不断提高，在分布式发电系统中利用虚拟同步发电机控制技术来改善其性能具有十分重要的意义。系统阻抗对整个发电系统的性能都会产生影响，在低压配电网中，呈现感性的系统阻抗才可以实现近似的功率解耦，但往往大多数系统的线路阻抗呈现阻感性，通常需要引入虚拟阻抗来提高系统性能。

本文给出了兼顾功率解耦控制、动态性能和小信号稳定的阻抗边界条件，给出了虚拟阻抗的配置方法，使得总阻抗在稳定边界范围内。通过仿真分析，验证了这种阻抗边界的正确性，并具有良好的功率动态响应与解耦控制性能。

参考文献

- [1] MAGDY G, MOHAMED E A, SHABIB G, et al. Microgrid dynamic security considering high penetration of renewable energy[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2018, 3(3): 236-246. DOI: 10.1186/s41601-018-0093-1.
 - [2] ZHONG Q C, WEISS G. Synchronverters: inverters that mimic synchronous generators[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2011, 58(4): 1259-1267.
 - [3] 吕振宇, 苏晨, 吴在军, 等. 孤岛型微电网分布式二次调节策略及通信拓扑优化[J]. 电工技术学报, 2017, 32(6): 209-219.
- LÜ Zhenyu, SU Chen, WU Zaijun, et al. Distributed secondary control strategy and its communication topology

- optimization for islanded microgrid[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(6): 209-219.
- [4] 钟诚, 魏来, 严干贵, 等. 考虑非计划孤岛的分布式电源无缝切换控制策略[J]. 电工技术学报, 2017, 32(5): 184-192.
ZHONG Cheng, WEI Lai, YAN Gangui, et al. A seamless transfer control strategy of distributed generation with considering unintentional islands[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(5): 184-192.
- [5] SINGH M. PV-based virtual synchronous generator with variable inertia to enhance power system transient stability utilizing the energy storage system[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2017, 2(2): 429-437. DOI: 10.1186/s41601-017-0070-0.
- [6] 熊坤. 微网电池储能系统虚拟同步发电机控制的研究[D]. 上海: 上海交通大学, 2016.
XIONG Kun. Research on the virtual synchronous generator control of battery energy storage system for micro-grid[D]. Shanghai: Shanghai Jiao Tong University, 2016.
- [7] 关雅娟, 郭伟扬, 郭小强. 微电网中三相逆变器孤岛运行控制技术[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(33): 52-60.
GUAN Yajuan, WU Weiyang, GUO Xiaoqiang. Control strategy for three-phase inverters dominated microgrid in autonomous operation[J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(33): 52-60.
- [8] 郭倩, 林燎源, 武宏彦, 等. 考虑自适应虚拟阻抗的微电网分布式功率控制策略[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(19): 23-29.
GUO Qian, LIN Liaoyuan, WU Hongyan, et al. Distributed power control strategy for microgrids considering adaptive virtual impedance[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(19): 23-29.
- [9] 袁敞, 丛诗学, 徐衍会. 应用于微电网的并网逆变器虚拟阻抗控制技术综述[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(9): 144-154.
YUAN Chang, CONG Shixue, XU Yanhui. Overview on grid-connected inverter virtual impedance technology for microgrid[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(9): 144-154.
- [10] 石荣亮, 张兴, 徐海珍, 等. 光储柴独立微电网中的虚拟同步发电机控制策略[J]. 电工技术学报, 2017, 32(23): 127-139.
SHI Rongliang, ZHANG Xing, XU Haizhen, et al. A control strategy for islanded photovoltaic-battery-diesel microgrid based on virtual synchronous generator[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(23): 127-139.
- [11] 刘芳, 张兴, 石荣亮. 大功率微网逆变器输出阻抗解耦控制策略[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(15): 117-125.
LIU Fang, ZHANG Xing, SHI Rongliang. An output impedance decoupled control strategy for high power microgrid inverter[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(15): 117-125.
- [12] WU K D, WU J C, JOU H L, et al. Simplified control method for parallel-connected DC/AC inverters[J]. IEEE Proceedings-Electric Power Application, 2006, 153(6): 787-792.
- [13] 张庆海, 彭楚武, 陈燕东, 等. 一种微电网多逆变器并联运行控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(25): 126-132.
ZHANG Qinghai, PENG Chuwu, CHEN Yandong, et al. A control strategy for parallel operation of multi-inverters in microgrid[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(25): 126-132.
- [14] HE J, LI Y W. Analysis, design, and implementation of virtual impedance for power electronics interfaced distributed generation[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2011, 47(6): 2525-2538.
- [15] 陶亮, 程军照, 王文玺, 等. 虚拟同步发电机参数设计及优化方法[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(12): 128-135.
TAO Liang, CHENG Junzhao, WANG Wenxi, et al. Methods of parameter design and optimization in virtual synchronous generator technology[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(12): 128-135.
- [16] 孔剑虹, 姜学朴, 吴江宁, 等. 梯度因子估计虚拟同步发电机阻尼的配置方法[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(9): 103-109.
KONG Jianhong, JIANG Xuepo, WU Jiangning, et al. Damping configuration of the virtual synchronous generator using gradient factor estimation[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(9): 103-109.
- [17] D'ARCO S, SUUL J A, FOSSO O B. Small-signal modelling and parametric sensitivity of a virtual synchronous machine[C] // 2014 Power Systems Computation Conference (PSCC), August 18-22, 2014, Wroclaw, Poland: 1-9.
- [18] 吴恒, 阮新波, 杨东升, 等. 虚拟同步发电机功率环的建模与参数设计[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(24):

- 6508-6518.
WU Heng, RUAN Xinbo, YANG Dongsheng, et al. Modeling of the power loop and parameter design of virtual synchronous generators[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(24): 6508-6518.
- [19] ALIPOOR J, MIURA Y, ISE T. Power system stabilization using virtual synchronous generator with alternating moment of inertia[J]. IEEE Journals & Magazines, 2014, 3(2): 451-458.
- [20] WU Xiangyu, SHEN Chen, IRAVANI R. Feasible range and optimal value of the virtual impedance for droop-based control of microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(3): 1242-1251.
- [21] 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.
- [22] 黄林彬, 章雷其, 辛焕海, 等. 下垂控制逆变器的虚拟功角稳定机理分析[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(12): 117-123.
HUANG Linbin, ZHANG Qilei, XIN Huanhai, et al. Mechanism analysis of virtual power angle stability in droop-controlled inverters[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(12): 117-123.
- [23] 郑天文, 陈来军, 陈天一, 等. 虚拟同步发电机技术及展望[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(21): 165-175.
ZHENG Tianwen, CHEN Laijun, CHEN Tianyi, et al. Review and prospect of virtual synchronous generator technologies[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(21): 165-175.
- [24] GUERRERO J M, VICUNA L G D, MATAS J, et al. A wireless controller to enhance dynamic performance of parallel inverters in distributed generation systems[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2004, 19(5): 1205-1213.
- [25] 杜燕, 苏建徽, 张榴晨, 等. 一种模式自适应的微网调频控制方法[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(9): 67-75.
DU Yan, SU Jianhui, ZHANG Liuchen, et al. A mode adaptive frequency controller for microgrid[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(9): 67-75.
- [26] 张平, 石健将, 李荣贵, 等. 低压微电网逆变器的“虚拟负阻抗”控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(12): 1844-1852.
ZHANG Ping, SHI Jianjiang, LI Guirong, et al. A control strategy of ‘virtual negative’ impedance for inverters in low-voltage microgrid[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(12): 1844-1852.

收稿日期: 2018-11-12; 修回日期: 2019-03-03

作者简介:

陈佳瑜(1993—), 女, 硕士研究生, 研究方向为新能源发电及并网技术; E-mail: cji_0806@163.com

李征(1961—), 女, 通信作者, 博士, 教授, 研究方向为风力发电系统控制、分布式电能系统控制及接入、储能系统应用; E-mail: lizheng@dhu.edu.cn

张骞(1994—), 男, 硕士研究生, 研究方向为新能源发电及并网技术。E-mail: Edmund@sju.edu.cn

(编辑 许威)