

频率扰动下虚拟同步电机控制型分布式电源自适应惯性控制策略

李美依¹, 黄文焘¹, 邵能灵¹, 陆昱², 唐跃中², 朱钦²

(1. 上海交通大学 电气工程系, 上海 200240; 2. 上海市电力公司市南供电公司, 上海 201100)

Control Strategy for Inverter Interfaced Distributed Generator based on Virtual Synchronous Generator using Adaptive Inertia under Frequency Disturbances

Meiyi Li¹, Wentao Huang¹, Nengling Tai¹, Yuezhong Tang², Qin Zhu²

(1. Department of Electrical Engineering, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240, China;

2. Southern Shanghai Municipal Electric Power Company, Shanghai 201100, China)

ABSTRACT: The inverter interfaced distributed generator (IIDG) is the main form of distributed generators. Its control is accurate and responsive, but it lacks inertia. The dynamic performance is unsatisfying since it can not actively participate in the regulation under frequency disturbances of the distribution network. In order to solve this problem, this paper proposes an adaptive inertia control strategy based on the virtual synchronous generator (VSG). The mechanism of dynamic stability of the IIDG under external frequency disturbances is discussed. Based on the threefold control strategy of VSG, the transfer function taking the frequency fluctuation of the common AC bus as the input and the virtual angular frequency as output is established. The influence of the virtual inertia on the output characteristics is analyzed when there is a sudden frequency change as well as frequency oscillation. The adaptive inertia strategy is then proposed. The strategy regulates the frequency according to the frequency deviation. Parameters can be selected to adjust the sensitive and sluggish area of the control. The upper-lower limit of virtual inertia is determined according to the stored energy. Based on PSCAD/EMTDC, a simulation model of photovoltaic and energy storage system is established to verify the proposed adaptive inertia control strategy. Compared with the fixed inertia, the proposed control strategy takes into account the stability and dynamic response characteristics, and the performance is better under different types of frequency disturbances.

基金项目:上海市科技扬帆人才计划[Shanghai Sailing Program] (17YF1410200), 国家自然科学基金[National Natural Science Foundation of China] (51807117), 国网上海市电力公司科技项目(520933170006).

KEY WORDS: Adaptive inertia; Virtual synchronous generator, VSG; Inverter interfaced distributed generators, IIDG; Stability mechanism; frequency disturbances

摘要: 逆变型分布式电源是分布式电源并网的主要形式, 其控制精确且响应迅速, 但因缺少惯性, 面对外界频率扰动时动态调节能力不足。随着分布式电源渗透率逐渐提高, 系统扰动时这种不足对配电网稳定运行的影响越来越严重。为解决这一问题, 本文以虚拟同步发电机控制原理为基础, 提出一种自适应惯性频率控制策略, 在受到频率扰动后, 根据频率波动范围自适应调节虚拟惯量, 提高逆变型分布式电源在上级系统频率扰动时的动态调节特性以及运行稳定性。基于虚拟同步电机三层控制策略, 建立以并网公共母线角频率波动为输入、微电源角频率偏差为输出的传递函数模型, 研究外界频率干扰时虚拟惯量对微电源输出频率特性与稳定性的影响机理; 根据机理分析结果以及储能配置约束, 提出自适应惯量上下限以及控制灵敏因子的选取方法。基于PSCAD/EMTDC建立虚拟同步电机控制型光储系统仿真模型, 验证配电网不同类型频率扰动下自适应惯性控制型微电源的稳定性与响应能力。与固定惯量对比, 所提控制策略兼顾超调量小和响应迅速的特点, 控制效果良好。

关键词: 自适应惯性; 虚拟同步电机控制; 逆变型分布式电源; 稳定性机理; 频率扰动

DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2014.01.论文序号(小五号 Times New Roman 字体加黑)

0 引言

分布式电源(Distributed generator, DG)是可再生能源在配电网中的重要应用, 具有运行灵活、绿色环保等优点^[1]。由于DG的发电单元特性, 其

并网通常采用逆变型接口,随着可再生能源发电的不断发展,逆变型 DG(Inverter interfaced DG, IIDG)已成为新能源发电并网的主要形式。电力电子装置响应速度快、输出阻抗小,转动惯量低,使得依托于逆变装置的 DG 稳定性不足,并对配电网的静态稳定性产生难以忽视的影响^[2]。

IIDG 的控制方式主要分为三种,恒功率控制(PQ 控制)、恒压恒频控制(V/f 控制)以及下垂控制。其中, PQ 控制依赖于跟踪外界频率和电压,无法自主建立起稳定支撑; V/f 控制一般作为主从控制中主电源的控制策略,主要应用于独立的 DG 系统;两者均只适用于单一运行模式,在 IIDG 并网与离网切换中灵活性不足。下垂控制通过模拟发电机的频率与电压调节静态特性,可以实现 IIDG 在并网与离网的无缝切换,做到即插即用^[3]。然而,这三种控制模式均无法提供转动惯量与阻尼,缺乏稳定控制的基础。考虑传统同步发电机的运行特性,欧洲 VSYNC^[4]工程首先提出了虚拟同步发电机(Virtual synchronous generator, VSG)的概念,通过模拟同步发电机惯性特性,在 IIDG 控制策略中加入虚拟惯量控制环节,提高 IIDG 参与配电网稳定调节能力。VSG 的提出使得 IIDG 变为友好型并网电源,为配电网中高渗透 DG 的友好接入提供了一种新的控制方式。

目前,在 VSG 控制模型^[5]、参数设计^[6]以及稳定性分析^[7]等方面已有大量研究与成果。文献[8]对 VSG 调压、调频单元进行设计,采用虚拟电势进行无功调节,以虚拟机械转矩实现频率自动调节,可以使 IIDG 在并网与离网运行模式间无缝切换。文献[9]实现了 VSG 功率控制和调频调压双重功能,并在控制模型上加入预同步单元,在故障恢复后 IIDG 可主动合闸并网。针对 DG 渗透率高的弱网环境,文献[10]采用电压源型的 VSG 方案,以准 PR 控制器调节机端电压,使系统具有更好的动态特性。VSG 算法通过虚拟惯量与阻尼控制器减小了频率波动,通过无功无差调节抑制了电压偏差,改善了分布式系统的稳定性,优化了 IIDG 动态响应。

随着 VSG 技术的广泛应用, IIDG 在不同运行状态下均采用同一惯量常数的负面影响日益凸显。若 VSG 采用低惯量,暂态响应速度快,但频率波动较大,不利于系统稳定运行^[15];若 VSG 采用高惯量,在应对外界扰动时,响应迟缓且恢复时间较长^[14],系统稳定裕度也相应降低^[10]。VSG 中的惯量常数为虚拟控制量,可根据运行实际需求,调整参数以灵活改变。文献[11]基于李雅普诺夫稳定性

理论证明了虚拟惯量自适应控制可提高系统稳定性。文献[13]综合考虑了 VSG 虚拟惯量和阻尼系数对系统的影响,建立了以暂态响应时间最短为目标的自适应控制策略。文献[14]结合同步发电机的功角曲线,提出了一种根据频率偏差以及频率变化率自适应调节虚拟惯量控制算法。但这些策略主要关注 IIDG 自身有功功率阶跃对电网造成的冲击,并未考虑频率波动以及外界系统对 IIDG 扰动的影响。

除了受到自身发电单元输出波动的影响,实际运行时, IIDG 接入的配电网扰动更为频繁,随着分布式电源渗透率的不断提高,此类稳定性问题更加凸显^[2]。例如,并网运行时 IIDG 会受上级电网扰动的影响,与电网间产生交互影响;在进行并网与离网模式切换时, IIDG 难免也会遭受扰动。这就要求控制系统可以平抑外界频率扰动对 IIDG 的影响,使 IIDG 成为适应能力强的电网友好型电源,满足分布式新能源广泛接入要求。另外,上述文献在建模与分析时,未考虑 IIDG 并网处公共母线频率波动对系统的影响,虽简化了分析过程,但分析结果不够准确。

本文以 VSG 三层控制策略为对象,为分析外界系统扰动对 IIDG 的影响,建立以公共母线角频率波动为输入, IIDG 角频率偏移为输出的传递函数。研究不同虚拟惯量常数下系统频率输出的响应曲线,并分为 IIDG 并网转离网运行频率突变以及并网时上级电源振荡两种情况讨论。根据分析结果,本文提出了一种自适应惯性频率调节控制策略,解决了固定惯量常数带来的输出平稳性与动态响应速度难以兼顾的问题。最后基于 PSCAD/EMTDC 搭建了光伏-储能联合发电系统,对比分析了自适应惯性控制策略与固定惯量时在上级电网频率波动、并网转离网运行切换以及离网运行负荷减小过程中系统频率响应情况。仿真结果说明,与调节范围内多个固定惯量对比,自适应惯性控制策略具有更为良好的运行性能。

1 逆变型分布式电源 VSG 控制方法

1.1 VSG 控制结构

图 1 为基于 VSG 的 IIDG 三层控制拓扑结构,考虑到直流侧有稳压电容,直流侧以理想电压源 U_{dc} 代替,研究 IIDG 自身控制策略。如图 1 所示, PWM 信号在驱动电路的驱动下控制逆变桥中开关管的通断,其桥臂输出电压模拟了同步发电机的内电势。 L_f 和 C 分别是滤波器电感、电容,经过 LC 滤波后,逆变器输出电压模拟了同步发电机的端电

压。由于基于 VSG 的 IIDG 容量较于配电网容量小得多,以逆变器输出侧为公共耦合点,配电网等效

为无穷大母线。通过公共耦合点的开断, IIDG 可以实现并网与离网两种运行模式的切换。

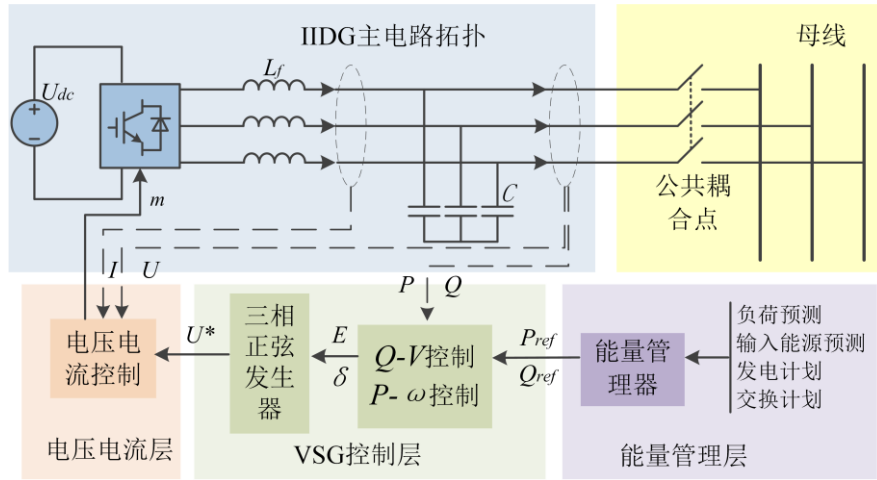


图1 基于 VSG 的 IIDG 三层控制拓扑结构

Fig. 1 IIDG three layer control topology structure based on VSG

IIDG 的 VSG 控制包括三层控制单元,分别为能量管理层、VSG 控制层以及电压电流控制层。三层控制结构各层有独立明确的任务,通过层间划分可以使控制更加高效。能量管理层主要根据负荷预测、输入能源预测、发电计划、交换计划^[16]等信息给出有功功率、无功功率参考值 P_{ref} 和 Q_{ref} ,对 IIDG 系统进行功率调节。VSG 控制算法层主要实现对同步发电机的模拟,通过有功-频率、无功-电压、三相发生器等模块对电压、频率、有功功率、无功功率进行调节,最终给出 IIDG 输出三相电压参考值 U^* 。电压电流控制层主要跟踪上层 VSG 控制器,并实时采样 IIDG 电压电流输出情况,通过反馈改善控制性能,给出三相调制比系数 m 。

VSG 控制算法的核心在于模拟同步发电机,而同步发电机等效数学模型较多,各自的控制精度和算法实现难易度不同。本文以 F Gao 提出的虚拟惯性频率控制方案^[17]为基础作以研究和改进,该控制方案下 IIDG 无论是并网还是离网状态,均能建立起电压以及频率支撑;同时 IIDG 外特性表现为受控电压源,在高渗透 DG 下仍能保持较强的稳定性^[12]。

1.2 有功-频率 (P- ω) 控制

有功-频率控制完成 VSG 控制层中调频的功能,通过接受上层能量管理层给出的 P_{ref} ,算法实现三相电压相位 δ 的计算。

设虚拟惯量常数为 H ,则 IIDG 频率控制部分方程如式 (1) 所示,有功-频率控制如图 2 所示。

$$2H \frac{d\omega}{dt} = P_{ref} - P - k(\omega - \omega_{grid}) + \frac{1}{D}(\omega_{ref} - \omega_{grid}) \quad (1)$$

式中: P 是 VSG 控制下逆变器端口输出的有功

功率测量值, k 为阻尼系数, ω 是 IIDG 输出角频率测量值, ω_{grid} 是公共母线处角频率测量值, D 是有功下垂系数。

当 IIDG 稳定工作在并网模式时,公共母线处角频率 ω_{grid} 与频率参考值 ω_{ref} 相等,控制方程 (1) 中 $(\omega_{ref} - \omega_{grid})/D$ 为零。频率控制主要依靠阻尼项 $k(\omega - \omega_{grid})$,即 IIDG 输出角频率 ω 在无差调节的作用下跟踪公共母线角频率 ω_{grid} ,实现 IIDG 输出频率与外电网频率保持同步。而在离网稳定运行时, IIDG 输出角频率 ω 与公共母线处角频率 ω_{grid} 相等,阻尼项 $k(\omega - \omega_{grid})$ 为零,频率控制依靠有功-频率下垂控制模拟电力系统一次调频功能,即控制方程 (1) 中 $(\omega_{ref} - \omega_{grid})/D$ 。一次调频功能可以为孤岛 IIDG 系统提供频率支撑,使 IIDG 在缺少外电网频率参考的情况下仍能稳定工作。

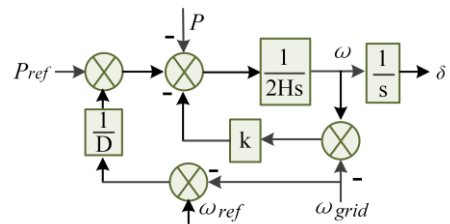


图2 有功-频率控制

Fig. 2 P- ω control block diagram

1.3 无功-电压 (Q-V) 控制

无功-电压控制完成 VSG 控制层中调压的功能,通过接受上层能量管理层给出的 Q_{ref} ,算法实现三相电压幅值 E 的计算。

电压控制的目标依赖于 IIDG 的工作状态:离网运行时, IIDG 需要为本地负荷输送无功功率;并网时,其控制目标还包括按照控制中心要求向

电网输送一定的无功。因此离网运行时电压控制指令为 E_1 ，主要反映电压无功下垂特性，此时的电压指令仅与本地负荷相关。并网时，电压指令需增加 E_2 以反映无功功率误差调节，保证 IIDG 输出无功功率为控制中心要求的参考值。

$$E_1 = E_{set} - D_Q Q \quad (2)$$

$$E_2 = \frac{k_Q (Q_{ref} - Q)}{s} \quad (3)$$

式中： Q 是 VSG 控制下 IIDG 端口输出的无功功率测量值， D_Q 是无功下垂因子， E_{set} 是 VSG 算法下 IIDG 机端电压参考值， k_Q 是积分控制器参数。

结合电压指令 E_1 和 E_2 得到无功-电压模块控制如图 3 所示，其中 K_S 为并网切换开关。并网时需闭合 K_S ，此时的电压控制方程包括式 (2) 和式 (3)；离网时则应断开 K_S ，则此时的电压控制方程仅为式 (2)。

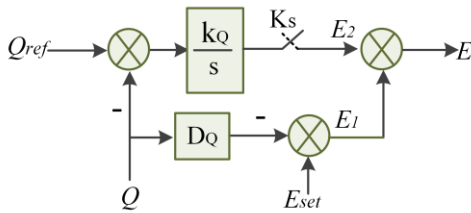


图 3 无功-电压模块控制

Fig. 3 Q-V control block diagram

根据 P- ω 控制得到的三相电压相位 δ 以及 Q-V 控制得到的三相电压幅值 E ，通过三相发生器的计算可以得到 IIDG 输出三相电压参考值，并进一步实现对逆变器的控制。

2 基于 VSG 的 IIDG 频率稳定机理

2.1 稳定分析建模

频率稳定是同步发电机稳定运行的核心，而对 VSG 控制的 IIDG，是有功-频率控制环节模拟了同步发电机调频过程。以下通过分析有功-频率控制方程，建立基于 VSG 的 IIDG 频率稳定模型。

根据式(1)，可以得到 VSG 在额定值附近线性化的扰动模型。此时 VSG 控制结构可以认为是由两个输入量和一个输出量组成的系统，如图 4。图

中 $\lambda = \frac{\partial P}{\partial \delta} \big|_{\delta=\delta_s, E=E_s}$ ， δ_s 和 E_s 是功率为 P_{ref} 和 Q_{ref} 时 IIDG 的输出电压参量。

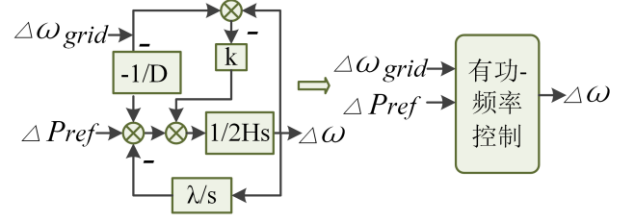


图 4 有功-频率控制环节等效输入、输出

Fig. 4 Equivalent input and output of P- ω control

目前稳定性分析多针对 $\Delta \omega_{grid}$ 为零，即认为公共母线频率恒为工频保持不变^{[10][14]}。此时可以建立 VSG 有功功率输出、输入之间的传递函数，用于分析 IIDG 自身有功功率阶跃时系统的响应。然而实际运行时，IIDG 除自身功率调整外，还会受外界频率扰动影响：IIDG 并网运行时，配电网频率可能会出现波动或振荡；同时 IIDG 在并网与离网之间切换的过程中，电网频率也会有瞬时突变现象，这些频率波动将经过输电线传送至 IIDG 系统。此时，对系统进行小信号稳定性分析时，公共母线频率波动 $\Delta \omega_{grid}$ 不为零，已有的分析方法不再适用。因此，本文分析认为公共母线频率波动 $\Delta \omega_{grid}$ 不为零，考虑 IIDG 受外界因素频率扰动时系统的响应。

基于上述考虑得出系统频率稳定模型如式 (4) 所示。

$$\begin{bmatrix} \dot{\delta} \\ \dot{\omega} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -\frac{\lambda}{2H} & -\frac{k}{2H} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \omega \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ k - \frac{1}{D} \end{bmatrix} \Delta \omega_{grid} \quad (4)$$

式中 δ 和 ω 是 IIDG 输出电压相位以及角频率，根据式 (4) 建立以公共母线角频率波动为输入，IIDG 角频率波动为输出的系统传递函数：

$$G(s) = \frac{\Delta \omega}{\Delta \omega_{grid}} = \frac{(k - \frac{1}{D})s}{2Hs^2 + ks + \lambda} \quad (5)$$

由式 (5) 可以看出，系统零点为 $s = 0$ ，极点为 $s_{1,2} = \frac{-k \pm \sqrt{k^2 - 8H\lambda}}{4H}$ ，增益为 $(\frac{k}{2H} - \frac{1}{2HD})$ 。

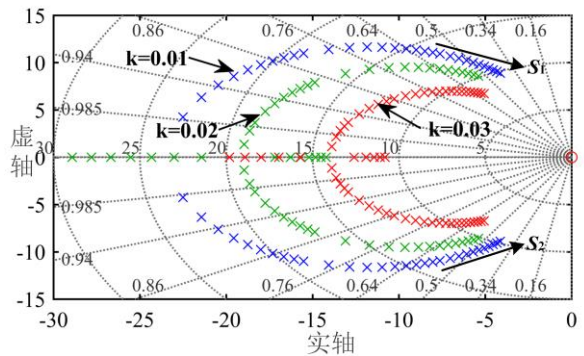


图 5 系统根轨迹图

Fig. 5 Root locus diagram of system

图5为不同阻尼系数下,虚拟惯量常数 H 不断增大时系统根轨迹图。由图可见,虚拟惯量常数 H 过高会造成系统的特征根绝对值减小,特征根逐渐向虚轴偏移,系统稳定裕度降低。

2.2 外界扰动下 IIDG 频率响应与稳定机理

根据式(5)针对频率振荡和频率突变两种情况分析系统受外界扰动的响应特性。研究分析时,固定阻尼系数、下垂系数等其他参数,仅以虚拟惯量常数为分析变量。

2.2.1 配电网频率突变

运行工况切换后的短暂时间内,公共母线频率会发生小范围突变,认为

$$\Delta\omega_{grid} = \alpha(u(t) - u(t - \tau_0)) \quad (6)$$

式中: α 表示突变幅度, $u(t)$ 为单位阶跃函数, τ_0 为突变时段。

不同虚拟惯性常数下,公共母线角频率突变 $\Delta\omega_{grid}$ 一定时,IIDG输出频率偏移 $\Delta\omega$ 的响应曲线如图6所示,其中 H_1 至 H_5 逐渐增大。

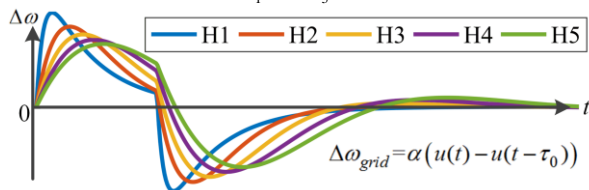


图6 频率突变时 IIDG 输出频率偏移 $\Delta\omega$ 的响应曲线

Fig. 6 Response curve of IIDG output frequency offset under frequency mutation

如图6所示,在配电网频率发生阶跃变化时,IIDG输出频率偏移呈现振荡与衰减的指数曲线,其中 H_1 至 H_5 逐渐增大。可以看出频率超调量随 H 值减小而增加,在虚拟惯量采用最大的 H_5 时,IIDG输出偏移波动最小;而高虚拟惯量常数虽然可以有效平抑外界频率波动对系统的影响,但系统响应较慢,恢复稳定时间较长。当系统突变扰动消除,IIDG逐渐恢复至正常运行状态,这时低惯量的优势显现出来, H 越小系统响应越快,大大缩短暂态波动时间。

因此,在 IIDG 遭受频率突变扰动时,瞬时频率偏移较大,此时应采用大虚拟惯量,可以有效抑制输出超调;而在扰动消除系统恢复时,应更专注于系统响应速度,以较小的虚拟惯量运行,使频率能够快速恢复至额定状态。

2.2.2 配电网频率振荡

当上级配电网出现频率振荡时,其角频率如式(7)所示。

$$\Delta\omega_{grid} = \beta \cos(\omega_d t) e^{-\frac{t}{\tau}} \quad (7)$$

式中: β 表示振荡幅度, ω_d 是振荡周期, τ 是振荡衰减的时间常数。

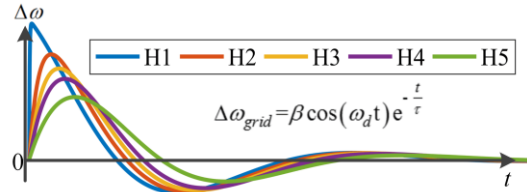


图7 频率振荡衰减 IIDG 输出频率偏移 $\Delta\omega$ 的响应曲线

Fig. 7 Response curve of IIDG output frequency offset under oscillation attenuation

图7为上级配网系统发生角频率振荡衰减情况,在不同虚拟惯性常数下,IIDG输出频率偏移 $\Delta\omega$ 的响应曲线,此场景下系统呈现出欠阻尼式的振荡衰减响应。从图中可以看出随着 H 的减小,系统响应更加快速,上升时间和调整时间减小,能更快地使输出衰减至零,但是当虚拟惯量采用最小的 H_1 ,在发生角频率振荡时偏移量超调较大,IIDG输出波动更为剧烈。

表1 频率波动时 IIDG 输出角频率偏移响应特点

Tab.1 IIDG output angle frequency offset response characteristics under frequency fluctuation

虚拟惯量	响应特性	特点
H_1 至 H_5	超调量	H_5 时最小
逐渐增大	响应速度	H_1 时最快

表1为 IIDG 系统受到外界扰动频率变化时,IIDG输出角频率偏移 $\Delta\omega$ 的响应特点。可以看出,虚拟惯量 H 对 IIDG 系统的影响并不是单一的。一方面,惯量常数增加可以有效平抑扰动,在外界频率出现波动时,抑制这些波动对自身频率输出的影响,有效降低超调量;另一方面,惯量常数降低又使得系统响应速度提高,能更迅速、及时应对外界扰动,缩短系统恢复时间。同时惯量常数适当降低也可以增大系统特征根绝对值,提高系统的稳定裕度。因此,根据实时运行状态进行惯量常数的自适应控制是十分必要的。

3 虚拟惯量自适应控制策略

3.1 自适应控制算法

同步发电机的转动惯量与转子运动所储存的动能相关,体现了同步发电机旋转特性^[18]。正是由于这种惯性,当外界电网发生扰动时,同步发电机的输出不会有较大突变,仍能保持较为稳定。VSG 控制策略虽然是在模拟传统同步发电机惯量特点,但由于惯量常数为虚拟量,可以增大其调节尺度,取到比实际同步发电机更小或更大的值,以获得快速与稳定兼备的控制效果。

结合上述分析,本文提出了自适应惯性控制算法,控制系统中虚拟惯量常数 H 与 IIDG 输出频率 ω 控制方程满足式(8)。

$$H = \frac{H_h k_a^2 (\omega - \omega_{ref})^2 + H_0}{k_a^2 (\omega - \omega_{ref})^2 + 1} \quad (8)$$

式中, k_a 为自适应控制灵敏因子, H_0 为 IIDG 工作于工频时控制算法采用的虚拟惯量常数, H_h 为频率偏移无穷大时对应的虚拟惯量常数。

自适应虚拟惯量 H 与 ω 关系曲线如图 8, 图中深色区域为响应灵敏区, 此区域包含稳定运行点 S, 此点处 IIDG 输出角频率为 ω_{ref} , 控制系统中虚拟惯量常数为 H_0 。稳定运行点 S 附近虚拟惯量常数较小, 系统特征根绝对值较大, 动态稳定裕度较强。同时, 稳定运行点附近小范围内斜率较小, 惯量常数随频率波动变化较小, 可以保证在稳定运行点附近工作时控制参数基本维持不变。整个响应灵敏区内, 虚拟惯量常数均较小, 这使得面对外界干扰时, 控制系统可以迅速响应, 压缩调节时间, 尽快恢复至额定运行状态。

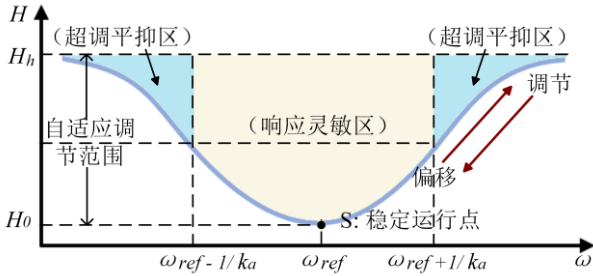


图 8 自适应虚拟惯量常数 H 与 IIDG 输出角频率 ω 关系曲线

Fig. 8 Curve of adaptive virtual inertia constant H and IIDG output frequency

而当 IIDG 系统遭受扰动时, 运行状态偏离稳定运行点, 控制系统将进入超调平抑区。此区域惯量常数均较大, 这使得外界频率波动对 IIDG 自身频率输出影响大大降低, IIDG 输出频率将保持平缓, 不会有较大的波动。

极限情况下, 当频率偏移无穷大时, 虚拟惯量常数将为 H_h , 因此 H_h 是整个自适应虚拟惯量常数调节的上限。而当 IIDG 输出频率无偏差时, 控制算法采用的虚拟惯量常数为 H_0 , 这是自适应虚拟惯量常数调节的下限。虚拟惯量常数 H 在随着 IIDG 输出频率 ω 变化调节过程中, 其值始终大于零, 控制系统运行在渐近线之上。这使得控制系统始终存在正阻尼, 且特征根始终位于虚轴左侧, 确保调节过程中系统稳定性不受到破坏。

3.2 自适应控制关键参数

3.2.1 自适应控制灵敏因子 k_a

由式 (8) 可见, 当频率偏移达到 $1/k_a$ 时, 虚拟惯量常数将为 $(H_0 + H_h)/2$, 即自适应调节区中值。因此, 在图 8 中 $\omega = \omega_{ref} \pm 1/k_a$ 成为两个区域的分界处, k_a 则可以用于调节响应灵敏区和超调

平抑区的相对大小, 该参数表征了自适应控制灵敏程度。

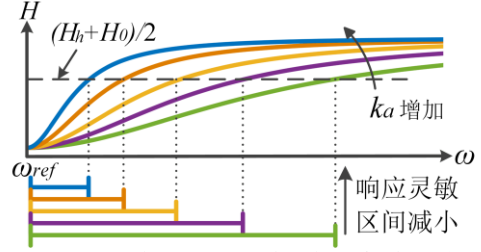


图 9 不同灵敏因子下响应灵敏区间变化趋势

Fig. 9 The trend of sensitive interval of response under different sensitive factors

图 9 给出了采用不同灵敏因子时, 响应灵敏区的变化趋势。可以看到随着 k_a 增加, 响应灵敏区变小, 调节尺度不断降低; 但是随着 k_a 增加, 相同频率偏移处曲线斜率增大, 这意味着控制系统更为灵敏, 较小的状态变化即可引起参数调整。即采用较大的 k_a , 可以加强响应速度, 保证参数重置及时, 避免不必要的拖延; 若采用较小的 k_a , 则可以使控制参数能保持较为恒定的状态, 避免为系统引入新的扰动。

实际运行中为使 IIDG 输出平稳, 灵敏因子 k_a 的取值应该根据电网标准合理选择。本文根据电能质量中频率偏差的要求, 以偏差允许值 $0.1\Delta f_p$ 设为响应灵敏区的边界, 可以得到:

$$k_a = \frac{1}{2\pi \times 0.1\Delta f_p} \quad (9)$$

3.2.2 虚拟惯量上下限 H_h 、 H_0

系统稳定运行点 S 处, IIDG 输出角频率 $\omega = \omega_{ref}$, 由虚拟惯量常数 H 的定义^[19]:

$$2H = \frac{J\omega^2}{S_n} \quad (10)$$

式中: J 是同步发电机的转动惯量, s_n 是同步发电机的额定容量。

同时由于虚拟惯量配置的大小受储能的约束^[20], 考虑稳定运行时, 系统储能应与动能相等, 即^[21]:

$$\frac{J\omega^2}{2} = \begin{cases} \frac{C_s U_s^2}{2} & \text{储能电容} \\ AH_b U_b & \text{蓄电池} \end{cases} \quad (11)$$

式中: c_s 、 U_s 分别是储能电容器电容和额定电压, AH_b 、 U_b 分别是蓄电池的额定容量与额定电压。于是由式 (11) 和 (12) 计算可得 H_0 值, 其中 $s_{n,sys}$ 是系统额定容量。

$$H_0 = \begin{cases} \frac{C_s U_s^2}{2 S_{n,sys}} & \text{储能电容} \\ \frac{A H_b U_b}{S_{n,sys}} & \text{蓄电池} \end{cases} \quad (12)$$

而对于自适应虚拟惯量常数调节的上限 H_h ，考虑到该值是为极端情况下频率偏移无穷大时对应的虚拟惯量常数，实际中并不能达到该取值，可以认为该情况下储能设备以最大功率运行并全部贡献给 IIDG，作为动能参与输出调节。采用与 H_0 类似方法计算，可以得到 H_h 的表达式，这里 $s_{n,IIDG}$ 为 IIDG 额定容量：

$$H_h = \begin{cases} \frac{C_s U_s^2}{2 S_{n,IIDG}} & \text{储能电容} \\ \frac{A H_b U_b}{S_{n,IIDG}} & \text{蓄电池} \end{cases} \quad (13)$$

4 仿真分析

为验证本文提出的基于 VSG 的 IIDG 自适应惯性控制策略的有效性，在 PSCAD/EMTDC 中搭建光伏-储能联合发电系统进行仿真验证。光储系统拓扑结构如图 10 所示，仿真参数如表 2 所示 [10][13]。

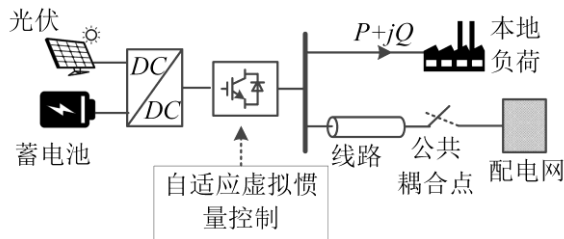


图 10 光储系统拓扑结构

Fig. 10 Topology of photovoltaic energy storage system

表 2 仿真主要参数

Tab. 2 Main parameters of simulation	
参数	数值
直流电压/kV	1
直流电容/ μF	100
滤波电感/mH	1
滤波电容/ μF	400
交流相电压有效值/V	220
功率参考值	300kW+j100kVar
线路电阻	0.2 Ω
线路电感	1mH

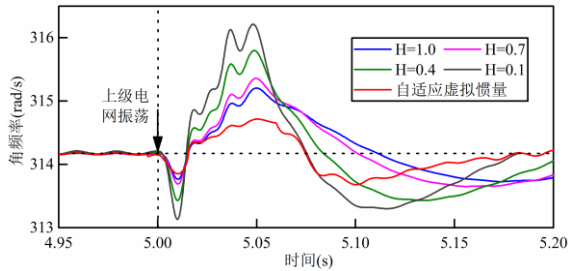
其中光伏发电单元最大功率输出功率为 300 kW；蓄电池额定功率 50kW。

根据标准 [22] 中对频率偏移电力系统正常运行条件下频率偏差为 $\pm 0.5\text{Hz}$ ，选定灵敏因子为 3.2。考虑系统储能与动能相匹配，仿真中采取虚拟惯量上下限 H_h 、 H_0 分别为 1 和 0.1。另外，P- ω 控制中阻尼系数 k 为 0.02，下垂系数 D 为 0.01；Q-V 控制

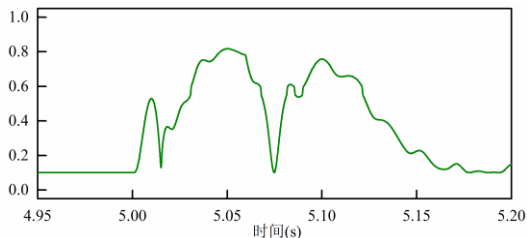
中无功下垂因子 D_Q 为 0.1，积分参数 k_Q 为 4。

4.1 配电网频率振荡

为观察上级配网系统波动时 IIDG 在控制策略下的响应情况，系统并网运行至 5s 时，上级配网系统波动引发公共母线频率振荡，波动持续二个工频周波后消除。图 11(a)给出了固定虚拟惯量常数与自适应惯性控制下，IIDG 输出频率的变化情况，图 11(b) 为对应自适应变化的虚拟惯量值。



(a)IIDG 输出角频率



(b)自适应变化的虚拟惯量值

图 11 上级电网波动仿真结果

Fig. 11 Simulation results when the higher level of grid fluctuates

从图中可以看出，振荡发生后，IIDG 输出频率受到影响发生偏移，在惯性的作用下振荡后最终趋于稳定恢复原运行状态。表 3 为固定虚拟惯量常数与自适应惯性控制下 IIDG 输出响应对比，其中调节时间为响应恢复稳态值的 $\pm 0.1\%$ 之内所需要时间。可以看到，对比采用固定虚拟惯量常数，一方面自适应控制下频率超调较小，系统输出更加平稳；同时，自适应控制下扰动过程进行的极快，整个振荡被压缩，系统得以快速恢复。这种响应特性上的优势不仅体现在与最大最小固定虚拟惯量的对比上，相比于虚拟惯量调节范围中其他数值，自适应控制仍具有极大的优势。

表 3 上级电网波动时 IIDG 输出响应对比

Table 3 Comparison of output when the higher level of grid fluctuates

控制方式	超调量 (%)	调节时间 (s)
固定惯量 H=1.0	0.36	0.199
固定惯量 H=0.7	0.39	0.191
固定惯量 H=0.4	0.54	0.183
固定惯量 H=0.1	0.68	0.172
自适应 H	0.17	0.126

4.2 系统由并网非计划切换公共母线频率突变

为观察 IIDG 系统在公共母线频率突变时稳定运行能力，令系统并网运行至 5s 时，切换至离

网状态运行, 图 12 为仿真结果。

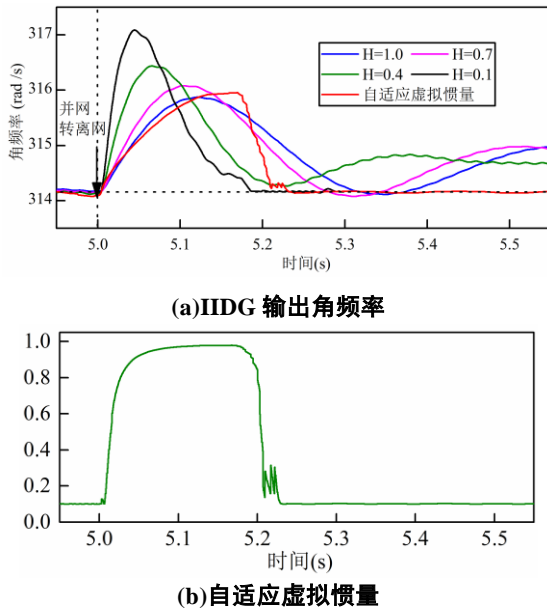


图 12 并网运行转为离网运行仿真结果

Fig. 12 Simulation results when grid connected operation turned into islanding operation

如图 12 所示, IIDG 在 5s 切换至离网运行模式下, 在缺少配电网的频率支撑下, 输出角频率发生偏移, 在控制系统调节下最终恢复稳定运行状态。表 4 为切换后固定虚拟惯量常数与自适应惯性控制下 IIDG 输出响应对比。在 5s 扰动发生后, 自适应虚拟惯量先是较小, 随后经历上升过程, 由于虚拟惯量迅速增大, 所以系统的响应速度愈发缓慢, 因而这个过程中虚拟惯量对系统调节作用逐渐累积, 角频率响应也呈现一定延时。随后虚拟惯量基本稳定, 输出角频率继续以这种状态平滑运行下去。直到 5.17s 左右, 输出角频率偏移开始减小, 虚拟惯量迅速下降, 系统的响应越来越快, 虚拟惯量对系统调节作用也更加迅速地在输出角频率得到体现。在超调响应方面, 可以看到, 与大多固定虚拟惯量常数相比自适应控制下频率超调均较小, 仅仅比 $H=1.0$ 时超调略大, 但也已经相当接近; 同时, 在响应速度方面, 自适应控制下扰动过程进行的极快, 其调节时间与固定虚拟惯量常数中响应最快的 $H=0.1$ 相接近。故从响应速度与超调两个角度整体判断, 自适应控制具有明显的有效性, 控制性能更为优良。

表 4 并网运行转为离网运行 IIDG 输出响应对比
Table 4 Comparison of output when grid connected operation turned into islanding operation

控制方式	超调量 (%)	调节时间 (s)
固定惯量 $H=1.0$	0.56	0.444
固定惯量 $H=0.7$	0.61	0.386
固定惯量 $H=0.4$	0.74	0.271
固定惯量 $H=0.1$	0.97	0.176
自适应 H	0.57	0.193

4.3 系统在离网运行时负荷突然减小

为观察 IIDG 系统在离网运行状态下, 本地负

荷突然减小时稳定运行能力, 令系统离网运行至 5s 时, 本地负荷由 $300\text{kW}+j100\text{kVar}$ 减小为 $200\text{kW}+j100\text{kVar}$, 图 13 为仿真结果。

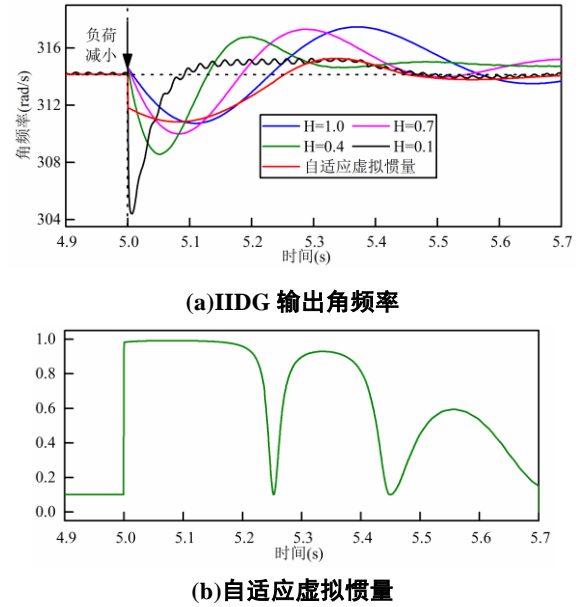


图 13 离网运行负荷减小仿真结果

Fig. 13 Simulation results when local load decreases in islanding operation

如图 13 所示, 本地负荷在 5s 突然减小, 在缺少配电网的频率支撑下, 输出角频率发生偏移, 在控制系统调节下最终恢复稳定运行状态, 对比并网运行时仿真结果可见由于扰动较大, 系统恢复时间较长。表 5 为扰动后固定虚拟惯量常数与自适应惯性控制下 IIDG 输出响应对比。在超调响应方面, 可以看到, 与各个固定虚拟惯量常数相比自适应控制下频率超调均较小; 同时, 在响应速度方面, 自适应控制下扰动过程进行的较快, 其调节时间仅此于固定虚拟惯量常数中响应最快的 $H=0.1$, 且明显快于其他固定虚拟惯量。故从整体响应效果综合判断, 自适应控制优势明显。

表 5 离网运行负荷减小 IIDG 输出响应对比
Table 5 Comparison of output when local load decreases in islanding operation

控制方式	超调量 (%)	调节时间 (s)
固定惯量 $H=1.0$	1.10	0.81
固定惯量 $H=0.7$	1.32	0.63
固定惯量 $H=0.4$	1.80	0.5
固定惯量 $H=0.1$	3.14	0.05
自适应 H	1.01	0.36

5 结语

随着 DG 渗透率的不断提高, IIDG 稳定性对配电网的可靠、稳定与经济运行的影响更为凸显。为了提高 IIDG 在频率扰动时的动态调节特性以及运行稳定性, 本文提出了一种基于 VSG 的 IIDG 自适应惯性控制策略; 该策略根据频率偏差幅度自适应调节虚拟惯量, 解决了固定惯量常数下 IIDG 输出

稳定性与响应速度难以优化平衡的问题。本文建立了以公共母线角频率波动为输入, IIDG 角频率偏移为输出的传递函数, 分析了虚拟惯量常数对系统输出频率响应的影响, 结果表明大惯量常数可以有效平抑扰动, 降低超调量; 小惯量常数则可以提高响应速度, 缩短系统恢复时间。基于 PSCAD/EMTDC 建立了光储联合系统仿真模型, 仿真结果表明自适应惯性控制策略可以同时满足分布式电源有较快的响应速度以及较小的输出波动。因此, 自适应惯性控制策略能有效提高了频率扰动下的动态响应能力, 提高系统运行动态性能, 加强了控制效果。

参考文献

- [1] 王建, 李兴源, 邱晓燕. 含有分布式发电装置的电力系统研究综述[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(24):90-97.
Wang Jian, Li Xingyuan, Qiu Xiaoyan. Review of power systems with distributed generation systems [J]. automation of electric power systems, 2005, 29 (24): 90-97.
- [2] 帅智康, 邹福筱, 涂春鸣, 沈征. 微网暂态稳定性研究[J]. 电力系统自动化, 2015(16):151- 159.
Shuai Zhikang, Zou Fuxiao, Tu Chun Ming, Shen Zheng. Study on transient stability of microgrid [J]. automation of electric power systems, 2015 (16): 151- 159.
- [3] Y. A.-R. I. Mohamed and E. F. El-Saadany. Adaptive decentralized droop controller to preserve power sharing stability of paralleled inverters in distributed generation microgrids[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 23, no. 6, pp. 2806-2816, Nov. 2008
- [4] Tom Loix. Participation of inverter -connected distributed energy resources in grid voltage control. [D]. Leuven: Katholieke Universiteit, 2011.
- [5] Zhong Qingchang, Weiss G. Synchronverters: inverters that mimic synchronous generators[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2011, 58(4): 1259-1267.
- [6] 侍乔明, 王刚, 马伟明, 等. 直驱永磁风电机组虚拟惯量控制的实验方法研究[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(8): 2033-2042.
Shi Qiaoming, Wang Gang, Ma Weiming, et al. An experimental study method of D-PMSG with virtual inertia control[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(8): 2033-2042(in Chinese).
- [7] 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 generator[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(24): 6508-6518(in Chinese).
- [8] 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 (16) :2591-2603.
Lv Zhipeng, shengwan Xing, Zhong Qingchang. Virtual synchronous generator and its applications in the micro grid. Proceedings of the CSEE, 2014 (16): 2591-2603.
- [9] 丁明, 杨向真, 苏建徽. 基于虚拟同步发电机思想的微电网逆变电源控制策略[J]. 电力系统自动化, 2009, 33 (8) :89-93.
Ding Ming, Yang Xiangzhen, Su Hui. Virtual synchronous generator inverter control strategy based on power system [J]. automation, 2009, 33 (8): 89-93.
- [10] 孟建辉, 王毅, 石新春. 基于虚拟同步发电机的分布式逆变电源控制策略及参数分析[J]. 电工技术学报, 2014, 29 (12) :1-10.
Meng Jianhui, Wang Yi, Shi Xin Chun. Control strategy and parameter analysis of distributed inverter based on virtual synchronous generator [J]. Journal of Electrotechnical Society, 2014, 29 (12): 1-10
- [11] Alipoor J, Miura Y, Ise T. Power system stabilization using virtual synchronous generator with alternating moment of inertia[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2015, 3(2): 451-458
- [12] 张兴, 朱德斌, 徐海珍. 分布式发电中的虚拟同步发电机技术[J]. 电源学报, 2012, 10(3):1-6.
Zhang Xing, Zhu Debin, Xu Haizhen. Review of Virtual Synchronous Generator Technology in Distributed Generation[J]. Journal of Power Supply, 2012, 10(3):1-6(in Chinese).
- [13] 陈来军, 王任, 郑天文等. 基于参数自适应调节的虚拟同步发电机暂态响应优化控制[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36 (21) :5724-5731.
Chen Laijun, Wang Ren, Zheng Tianwen et al. Optimal control of transient response of virtual synchronous generator based on parameter adaptive regulation [J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36 (21): 5724-5731.
- [14] 程冲, 杨欢, 曾正等. 虚拟同步发电机的转子惯量自适应控制方法[J]. 电力系统自动化, 2015 (19) :82-89
Cheng Chong, Yang Huan, Zeng Zheng et al. Adaptive control method of rotor inertia for virtual synchronous generator [J]. automation of electric power systems, 2015 (19): 82-89
- [15] 刘尧, 陈建福, 侯小超. 基于自适应虚拟惯性的微电网动态频率稳定控制策略[J]. 电力系统自动化, 2018 (9).
Liu Yao, Chen Jianfu, Hou Xiaochao. Dynamic frequency stability control strategy for microgrids based on adaptive virtual inertial system [J]. automation of electric power systems, 2018 (9).
- [16] 杨向真, 苏建徽, 丁明等. 微电网孤岛运行时的频率控制策略[J]. 电网技术, 2010, 34 (1) :164-168.
Yang Xiangzhen, Su Jianhui, Ding Ming, and so on. The frequency control strategy of the isolated island operation in microgrid [J]. power grid technology, 2010, 34 (1): 164-168.
- [17] F Gao, MR Iravani. A Control Strategy for a Distributed Generation Unit in Grid-Connected and Autonomous Modes of Operation[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2008, 23 (2) :850-859.
- [18] 吕志鹏, 盛万兴, 刘海涛等. 虚拟同步机技术在电力系统中的应用与挑战[J]. 中国电机工程学报, 2017 (2) :349-359.

- Lv Zhipeng, shengwan Xing, Liu Haitao. Virtual synchronous machine technology application in power system [J]. Proceedings of the CSEE, 2017 (2): 349-359.
- [19] Chen Y, Hesse R, Turschner D, et al. Improving the grid power quality using virtual synchronous machines[C]//International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives. Spain, Malaga: IEEE, 2011: 1-6.
- [20] 曾正, 邵伟华, 冉立. 虚拟同步发电机的模型及储能单元优化配置 [J]. 电力系统自动化, 2015 (13): 22-31.
Zeng Zheng, Shao Weihua, ran Li. Modeling and energy storage unit optimization of virtual synchronous generator [J]. power system automation, 2015 (13): 22-31.
- [21] Andrade F, Kampouropoulos K, Romeral L, et al. Study of large-signal stability of an inverter-based generator using a Lyapunov function[C]//Industrial Electronics Society, IECON 2014, Conference of the IEEE. IEEE, 2015: 1840-1846
- [22] GB/T 15945-2008 电能质量-电力系统频率允许偏差 [S].2009 .
- [23] GB/T 15945-2008 power quality - frequency deviation of power system [S].2009
-

(编辑 五号楷体, 居右, 段前空 6pt)