

虚拟同步发电机暂态稳定协同控制

王 扬,张 靖,何 宇,陈 澎,李博文

(贵州大学 电气工程学院,贵州 贵阳 550025)

摘要:虚拟同步发电机(VSG)技术能够为可再生能源的接入提供惯性和阻尼,实现可再生能源的友好入网,改善系统稳定性,但受容量限制,VSG暂态稳定性面临着严峻的挑战。为此,分析VSG无功参考值对其暂态稳定性的影响,在此基础上,基于协同控制理论提出以虚拟功角和频率为宏变量的VSG暂态稳定协同控制策略。不同情况下的算例验证了所提VSG暂态稳定协同控制策略的正确性和有效性。

关键词:虚拟同步发电机;暂态稳定性;虚拟功角;频率;宏变量;协同控制

中图分类号:TM 761

文献标识码:A

DOI:10.16081/j.issn.1006-6047.2018.12.027

0 引言

为了解决环境问题和能源危机,近年来采用风、光等可再生能源为主的分布式发电DG(Distributed Generation)技术受到了国内外学者的广泛关注^[1-2]。由分布式电源参与组成的微电网也得到迅速发展^[3-4]。大多数分布式电源需要通过逆变器接入电网,但逆变器是一类无法为系统提供惯性和阻尼的静态电力电子设备,大量逆变器接入电网将削弱系统抑制振荡的能力,对电力系统产生不可忽视的影响^[5-6]。对逆变器引入虚拟同步发电机VSG(Virtual Synchronous Generator)技术,通过模拟传统同步发电机的惯性以及阻尼特性,可达到抑制振荡的目的^[7],改善分布式电源的动态响应能力。

随着可再生能源的渗透率越来越高,由随机性带来的电力系统稳定问题日益突出,而VSG通常受容量限制,导致其承受频率和功率波动的能力不及同步发电机^[7]。电源出力突变、电力系统故障以及大负荷功率突变等扰动使得VSG的暂态稳定性面临着严峻的考验。目前,VSG的研究主要集中在稳态运行方面,对于其暂态稳定性的研究较少。文献[8]采用李雅普诺夫函数法分析了VSG系统的暂态稳定性,并提出Bang-Bang控制改变虚拟转动惯量参数以提高其暂态稳定性。文献[9]提出了一种基于控制器状态跟随的运行模式切换控制策略。文献[10]采用状态反馈精确线性化控制,通过控制逆变器的输出电压提高VSG的暂态稳定性。文献[11]以快速响应为目标函数,调节VSG虚拟转动惯量和阻尼系数,缩短了暂态过渡过程,抑制了频率和功率

的波动。若VSG系统无法保持输出功率和频率稳定,将导致运用VSG技术的电源脱网,影响供电可靠性,甚至威胁电网稳定性,因此为VSG系统设计有效的控制策略显得尤为重要。但是在微电网中,各种新能源发电的间歇性和不确定性引起的扰动会使得系统偏离预设的稳定平衡点运行,导致线性控制器的控制性能下降甚至恶化系统的稳定性。

近年来非线性控制理论已经在传统电力系统中取得了颇多成果,在运行环境复杂多变的微电网中,非线性控制能够起到重要作用。协同控制是一种非线性降阶控制策略,由协同学与现代数学结合发展而来^[12-13],近年来较多地出现在电力系统的控制研究中,如用于高压直流输电系统、发电机非线性励磁系统控制,以及设计非线性电力系统稳定器、静止无功补偿器(SVC)非线性控制器等。协同控制能使被控对象收敛于设计的控制流形且设计简单,在提高系统动态性能方面有着良好的效果,是提高系统稳定性的有效手段。

本文采用协同控制改善VSG的暂态稳定性,首先介绍协同控制理论与VSG数学模型;然后在详细分析VSG暂态稳定机理的基础上,将VSG的无功功率参考值作为控制变量,设计包含虚拟功角以及频率的宏变量,求取控制律,使状态变量收敛至控制流形;最后通过仿真验证了所提控制策略的正确性和有效性。

1 协同控制理论

协同控制由俄罗斯的学者A. Kolesnikov提出,是一种状态空间下的非线性控制策略,具有使被控系统降阶、设置参数少、对模型精度不敏感等优点^[17]。协同控制的核心内容是设计一个由系统状态变量组成的控制流形,控制系统将沿着所设计的控制流形收敛到平衡状态。控制流形中包含着系统希望达到的性能指标,同时也反映了组成控制流形的各状态变量的关系。

受控非线性系统为:

收稿日期:2017-10-19;修回日期:2018-08-30

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51867005);贵州省科学技术基金资助项目([2016]1036);贵州省科技创新人才团队项目([2018]5615)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51867005), Guizhou Provincial Science and Technology Foundation([2016]1036) and Guizhou Provincial Science and Technology Innovation Talent Team Project([2018]5615)

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, t) \quad (1)$$

其中, $\mathbf{x}$ 为系统状态变量; $\mathbf{u}$ 为控制变量; t 为时间。为了取得控制变量 $\mathbf{u}$ 的控制律, 首先需要构造合适的宏变量 ψ , 宏变量应当是包含状态变量的函数, 通常可选取为状态变量的线性组合, 控制的目的是使得系统能在有限时间内收敛到控制流形 $\psi(\mathbf{x}, t) = 0$ 上。

选取合适的宏变量后, 为保证系统能在协同控制的作用下收敛到控制流形, 定义宏变量收敛的动态过程如下:

$$T \dot{\psi} + \psi = 0 \quad T > 0 \quad (2)$$

其中, T 为设计参数, 表示状态变量经动态过程收敛到控制流形的时间, T 的取值应远小于系统固有时间常数, 理论上 T 取值越小, 系统动态响应速度越快, 但其取值通常受到系统稳定性要求的制约。

宏变量是系统中状态变量的函数, 对宏变量求导可得:

$$\dot{\psi} = \frac{d\psi}{dx} \dot{\mathbf{x}} \quad (3)$$

将式(1)、(3)代入式(2)得:

$$T \frac{d\psi}{dx} \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, t) + \psi = 0 \quad (4)$$

由上式可以得到控制变量 $\mathbf{u}$ 的控制率, 从而保证系统趋近并收敛于控制流形 $\psi(\mathbf{x}, t) = 0$ 上, 并沿着控制流形运动。

2 VSG 数学模型

当输出电抗远大于输出电阻时, VSG 向电网输出的有功功率和无功功率分别由式(5)以及式(6)表示^[14]:

$$P_e = \frac{EU}{X_L} \sin \delta \quad (5)$$

$$Q_e = \frac{EU}{X_L} \cos \delta - \frac{U^2}{X_L} \quad (6)$$

其中, E 为 VSG 的虚拟电势; U 为电网侧电压幅值; X_L 为 VSG 与电网之间的等效电抗; δ 为 VSG 的虚拟功角。

VSG 控制分为有功频率控制和无功电压控制 2 个部分。有功频率控制的关键是模拟传统同步发电机的摇摆方程, 而无功电压环节则给定其输出电压。VSG 的转子运动方程可表示为^[15]:

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_0 \quad (7)$$

$$J \frac{d\omega}{dt} = \frac{P_m - P_e}{\omega} - D(\omega - \omega_0) \quad (8)$$

其中, ω 为 VSG 的虚拟角速度; ω_0 为电网的额定角

速度; J 为虚拟转动惯量; P_m 为 VSG 的虚拟机械功率; D 为 VSG 的阻尼系数。

VSG 的虚拟机械功率 P_m 和虚拟电势 E 分别由式(9)和式(10)表示^[9]。

$$P_m = P_{ref} + \frac{1}{m}(\omega_0 - \omega) \quad (9)$$

$$E = E_0 + n(Q_{ref} - Q_e) \quad (10)$$

其中, P_{ref} 和 Q_{ref} 分别为 VSG 给定的有功参考值和无功参考值; m 为有功调节系数; E_0 为 VSG 的空载电势; n 为无功调节系数。

3 VSG 协同控制设计

3.1 VSG 无功参考值对暂态过程的影响

与传统大电网中同步发电机不同, 采用 VSG 控制策略的分布式电源通过给定的参考值向电网提供有功功率和无功功率, 其调节更加灵活。VSG 无功功率参考值决定了 VSG 的输出电压, 从而对其暂态稳定性产生影响。具体过程如图 1 所示。

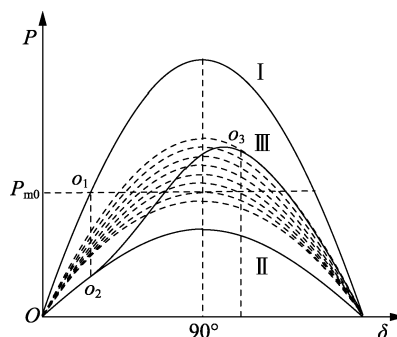


图 1 VSG 无功参考值对暂态稳定的影响

Fig.1 Effect of reactive power reference of VSG on transient stability

图 1 中的功角曲线 I 表示初始运行状态功角曲线, 稳态时系统运行在点 o_1 , 当发生故障时, 运行状态对应的功角曲线由 I 变化到 II, 运行点由 o_1 变化到 o_2 。由式(5)看出, VSG 的有功输出最大值主要取决于虚拟电势 E , 结合式(6)和式(10)可知, E 与 Q_{ref} 之间呈正相关, 所以当 Q_{ref} 增大时, VSG 的输出功率最大值增大, 功角曲线上移, 随着 Q_{ref} 持续变化, 便可得到一组功角特性曲线族。随着 VSG 的运行点沿功角特性曲线族由 Q_{ref} 较小时过渡到 Q_{ref} 较大时, 可以得到曲线 III。由图 1 可见, 当功角 $\delta > 90^\circ$ 时, 曲线 III 仍保持上升的趋势, 这是因为在 $\delta > 90^\circ$ 附近, Q_{ref} 上升带来的 E 增大要超过 $\sin \delta$ 的减小。总而言之, 当对 VSG 的 Q_{ref} 采用有效的控制策略后, 会使得系统的加速面积减小, 减速面积增加, 由此提高 VSG 的暂态稳定性。

因此从理论上分析, 将 Q_{ref} 作为控制变量用以设计控制策略对提高 VSG 的暂态稳定性是有效的。

3.2 协同控制设计

采用协同控制理论设计控制方案时, 需要设计

合理的宏变量,为了使 VSG 在暂态过程中保持稳定,将 VSG 虚拟功角和角速度的线性组合作为宏变量:

$$\psi = (\delta - \delta_{\text{ref}}) + K(\omega - \omega_{\text{ref}}) \quad (11)$$

其中, δ_{ref} 和 ω_{ref} 分别为虚拟功角和角速度的参考值,本文取为稳态值; K 为设计参数,用于描述虚拟功角偏差和角速度偏差的取值关系。为了使控制系统状态变量沿某一路径收敛至控制流形 $\psi(\mathbf{x}, t) = 0$ 上,将式(11)代入式(2)所示的收敛方程得:

$$T(\dot{\delta} + K\dot{\omega}) + (\delta - \delta_{\text{ref}}) + K(\omega - \omega_{\text{ref}}) = 0 \quad (12)$$

将式(7)和式(8)代入式(12)得到:

$$T \left[\omega - \omega_0 + K \left(\frac{P_m - P_e}{J\omega} \right) - \frac{D}{J} (\omega - \omega_0) \right] + (\delta - \delta_{\text{ref}}) + K(\omega - \omega_{\text{ref}}) = 0 \quad (13)$$

再将式(13)结合式(5)、(6)、(9)、(10)联立解出控制律 Q_{ref} 如下:

$$Q_{\text{ref}} = - \left\{ \left[\frac{(\delta - \delta_{\text{ref}}) + K(\omega - \omega_{\text{ref}})}{TK} + \frac{\omega - \omega_0}{K} + \frac{D}{J} (\omega - \omega_0) \right] J\omega - P_{\text{ref}} - \frac{1}{m} \right\} \frac{X_L + nU \cos \delta}{U \sin \delta} + \frac{E_0 + \frac{nU^2}{X_L}}{n} \quad (14)$$

上式中虚拟功角 δ 为难以直接测量的状态量,但可以由下式计算^[10]:

$$\delta = \int (\omega - \omega_0) dt \quad (15)$$

实际中虚拟功角可通过测量角速度 ω 并进行积分得到。因此由式(14)可以看出协同控制律只需测量角速度 ω 即可得出。控制律中的 K 和 T 是可以调节的参数, T 决定了动态过程的收敛时间, T 的取值越小则动态过程收敛越快,但存在超调较大的问题。 K 决定了控制流形的具体形式, K 的取值越大则频率振荡的超调越大,虚拟功角的振荡超调越大,系统趋于稳定的时间越长,反之亦然。因此 K 一般按照参与构成宏变量的状态变量的相对大小取合适的值, T 一般在保证系统稳定并小于系统固有时间常数的情况下取较小的值。

4 仿真分析

为验证本文所提 VSG 协同控制策略的有效性,本文在 MATLAB 环境下对如图 2 所示的系统进行仿真研究。

图 2 所示系统的主要参数见表 1。系统额定电压为 380 V, VSG 容量为 150 kV·A,正常运行时有出力为 100 kW。

本文对 2 种故障情况进行仿真研究,并与传统

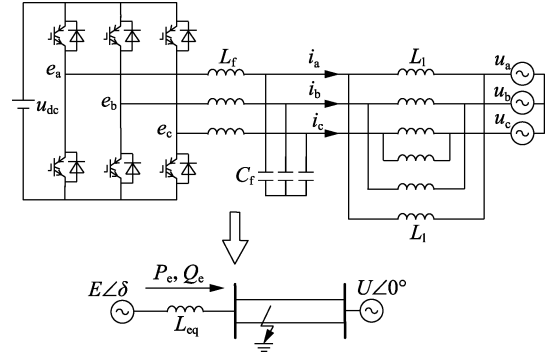


图 2 VSG 算例系统

Fig.2 Example system of VSG

表 1 算例系统参数取值

Table 1 Parameter setting of example system

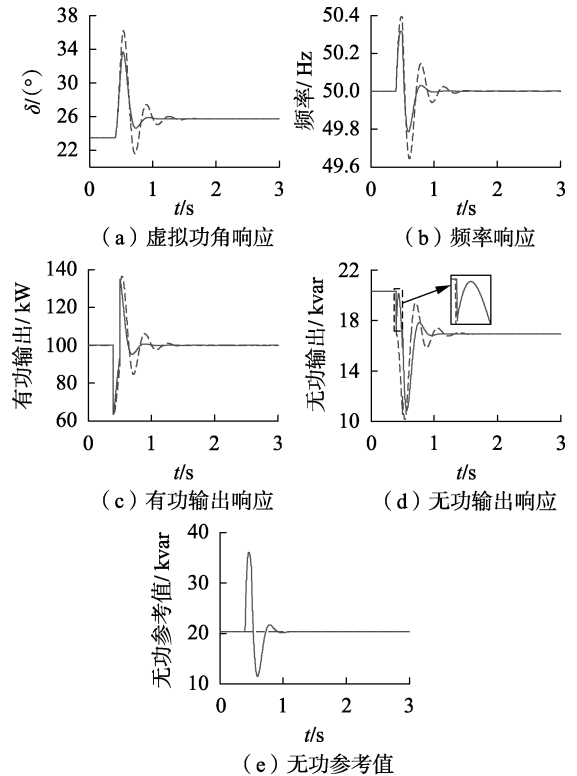
参数	取值	参数	取值
L_f	2 mH	m	3.3×10^4 Hz/kW
L_l	0.2 mH	n	5×10^{-5} V/kvar
C_f	50 μ F	K	995
J	1 kg/m ²	T	0.05 s
D	10 N·m·s/rad		

控制策略^[15]的仿真结果进行对比。故障设置如下:

a. 情形 1, 0.4 s 时发生三相短路故障, 故障发生在图 2 所示的线路首端, 0.5 s 时切除故障线路;

b. 情形 2, 0.4 s 时一条线路开关跳开。

2 种故障情况下的频率响应曲线、虚拟功角响应曲线、有功功率输出响应曲线分别如图 3 和图 4 所示。



— 协同控制策略, --- 传统控制策略

图 3 三相短路故障响应曲线

Fig.3 Response curves of three-phase short circuit fault

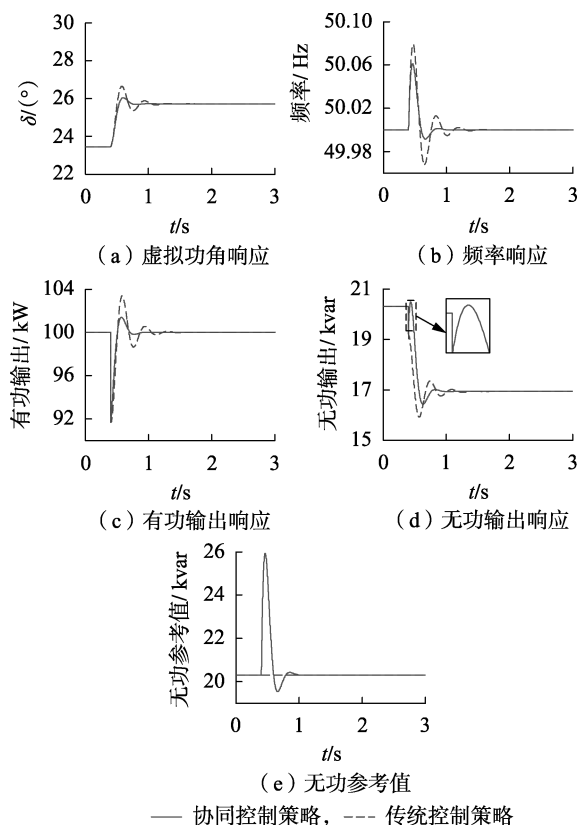


图4 线路开断响应曲线

Fig.4 Response curves of line switch trip

由图3(a)可知,当发生三相短路故障时,协同控制策略相较于传统控制策略而言功角的振荡更小,暂态过程更短。图3(b)表明采用协同控制策略后可将频率波动峰值由50.39 Hz减小到50.32 Hz,并且快速恢复平稳。VSG有功功率输出响应曲线对比如图3(c)所示,故障发生时有功输出迅速减小,在故障清除之前,由式(10)可知虚拟电势会增大,使有功功率输出增加,采用协同控制策略使得虚拟电势上升较快,有功输出恢复快于传统控制策略。由于虚拟电势增大,当故障切除时,会使得有功功率输出突然增加,采用协同控制策略能够保证有功功率输出迅速归于稳态值。由图3(d)、(e)可知,故障发生后,协同控制能快速调整无功参考值,在一定时间内强制提高无功输出,减缓暂态无功输出跌落并快速稳定。

由图4(a)可以看出,线路开关跳开时传统控制策略虚拟功角振荡需较长的动态过程才能趋于稳定,动态过程超过1 s。采用协同控制策略后,不仅使虚拟功角振荡幅值减小,而且能够大幅缩短动态过程,使得系统提前进入稳态。图4(b)的仿真结果表明协同控制策略改善了VSG频率稳定性能,不仅使频率振荡的幅值减小,而且使频率迅速恢复到稳态值,有利于虚拟功角稳定。由图4(c)所示有功功率输出响应曲线可以看出,开关跳开时VSG有功功率输出迅速减小,采用协同控制策略的响应曲线上

升较快,减小了功率波动的峰值,并且快速恢复到稳态输出。

从仿真结果可以看出,协同控制策略通过无功参考值的合理调整能够使虚拟功角、频率和有功输出快速进入稳态,缩短了暂态过程,VSG的暂态稳定性得到明显提高。

5 结论

本文将协同控制理论应用于提高VSG的暂态稳定性,设计了计及虚拟功角和频率的宏变量,通过控制VSG的无功参考值,抑制暂态振荡,缩短暂态过程。利用不同故障情况下的仿真验证了理论的正确性,同时得到以下结论:通过控制VSG的无功参考值改善VSG的暂态稳定性是可行的;协同控制理论能够应用于VSG中,基于协同控制理论的VSG控制策略易于实现,能有效提高VSG的暂态响应性能。考虑VSG虚拟励磁调节器的暂态稳定控制和多VSG参与的暂态稳定协同控制将是下一步研究的主要内容。

参考文献:

- [1] 夏榆杭,刘俊勇. 基于分布式发电的虚拟发电厂研究综述[J]. 电力自动化设备,2016,36(4):100-106.
XIA Yuhang, LIU Junyong. Review of virtual power plant based on distributed generation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(4): 100-106.
- [2] 张靖,李博文,余珮嘉,等. 基于状态空间的双馈风力发电机模型预测控制研究[J]. 电网技术,2017,41(9):2904-2909.
ZHANG Jing, LI Bowen, YU Peijia, et al. Model prediction control based on state space for doubly-fed induction generator[J]. Power System Technology, 2017, 41(9): 2904-2909.
- [3] 李鹏,窦鹏冲,李雨薇,等. 微电网技术在主动配电网中的应用[J]. 电力自动化设备,2015,35(4):8-16.
LI Peng, DOU Pengchong, LI Yuwei, et al. Application of microgrid technology in active distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(4): 8-16.
- [4] 杨新法,苏剑,吕志鹏,等. 微电网技术综述[J]. 中国电机工程学报,2014,34(1):57-70.
YANG Xinfu, SU Jian, LÜ Zhipeng, et al. A review on microgrid technology containing distributed generation system[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(1): 57-70.
- [5] PAQUETTE A D, DIVAN D M, et al. Virtual impedance current limiting for inverters in microgrids with synchronous generators[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2014, 51(2): 1630-1638.
- [6] 陈炜,艾欣,吴涛,等. 光伏并网发电系统对电网的影响研究综述[J]. 电力自动化设备,2013,33(2):26-32.
CHEN Wei, AI Xin, WU Tao, et al. Influence of grid-connected photovoltaic system on power network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(2): 26-32.
- [7] 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.
- [8] 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): 541-458.
- [9] 石荣亮, 张兴, 徐海珍, 等. 基于虚拟同步发电机的微网运行模式无缝切换控制策略 [J]. 电力系统自动化, 2016, 40(10): 16-23.
- SHI Rongliang, ZHANG Xing, XU Haizhen, et al. Seamless switching control strategy for microgrid operation modes based on virtual synchronous generator [J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(10): 16-23.
- [10] WANG R, ZHENG T W, CHEN L J, et al. State feedback exact linearization control of virtual synchronous generator to improve transient performance [C] // 2016 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON). Wollongong, Australia: IEEE, 2016: 1-6.
- [11] 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 adaptive parameter adjustment [J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(21): 5724-5731.
- [12] KOLESNIKOV A, VESELOV G, KOLESNIKOV A. Modern applied control theory: synergetic approach in control theory (in Russian) [M]. Moscow, Russia: TSURE Press, 2000.
- [23] SANTI E, MONTI A, LI D, et al. Synergetic control for power electronics applications: a comparison with the sliding mode approach [J]. Journal of Circuits, Systems, and Computers, 2004, 13(4): 737-760.
- [14] GUERRERO J M, GARCIA DE VICUNA L, MATAS J, et al. Output impedance design of parallel-connected UPS inverters with wireless load-sharing control [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2005, 52(4): 1126-1135.
- [15] 魏亚龙, 张辉, 孙凯, 等. 基于虚拟功率的虚拟同步发电机预同步方法 [J]. 电力系统自动化, 2016, 40(12): 124-129.
- WEI Yalong, ZHANG Hui, SUN Kai, et al. Pre-synchronization method of virtual synchronous generator using virtual power [J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(12): 124-129.

作者简介:



王 扬

王 扬 (1993—), 男, 贵州大方人, 硕士研究生, 主要研究方向为电力系统运行与控制 (E-mail: yangwstu@163.com);

张 靖 (1979—), 男, 贵州普定人, 教授, 博士, 主要研究方向为电力系统分析、稳定和控制等 (E-mail: zhangjing@gzu.edu.cn);

何 宇 (1978—), 女, 贵州毕节人, 副教授, 硕士, 通信作者, 主要研究方向为电力系统规划、电力系统稳定与运行等 (E-mail: heyu@gzu.edu.cn)。

Transient stability synergetic control of virtual synchronous generator

WANG Yang, ZHANG Jing, HE Yu, CHEN Peng, LI Bowen

(College of Electrical Engineering, Guizhou University, Guiyang 550025, China)

Abstract: The VSG (Virtual Synchronous Generator) technology can provide inertia and damping for the access of renewable energy to realize its friendly integration and improve the system stability. However, the transient stability of VSG is facing severe challenges due to capacity constraints. Therefore, the impact of reactive power reference value of VSG on its transient stability is analyzed. On this basis, a transient stability synergetic control strategy for VSG is proposed based on synergetic control theory, which takes the virtual power angle and frequency as its macro variables. The correctness and validity of the proposed strategy is verified by cases under different situations.

Key words: virtual synchronous generator; transient stability; virtual power angle; frequency; macro variable; synergetic control