

# 面向新型电力系统的电力电子变流器 虚拟同步控制方法评述

刘钊汛<sup>1</sup>, 秦亮<sup>1</sup>, 杨诗琦<sup>1</sup>, 周恽源<sup>1</sup>, 王庆<sup>2</sup>, 郑景文<sup>3</sup>, 刘开培<sup>1</sup>

(1. 武汉大学电气与自动化学院, 湖北省 武汉市 430072;

2. 国家电网有限公司, 北京市 西城区 100031;

3. 国网湖北省电力有限公司电力科学研究院, 湖北省 武汉市 430077)

## Review on Virtual Synchronous Generator Control Technology of Power Electronic Converter in Power System Based on New Energy

LIU Zhaoxun<sup>1</sup>, QIN Liang<sup>1</sup>, YANG Shiqi<sup>1</sup>, ZHOU Yiyuan<sup>1</sup>, WANG Qing<sup>2</sup>, ZHENG Jingwen<sup>3</sup>, LIU Kaipei<sup>1</sup>

(1. School of Electrical Engineering and Automation, Wuhan University, Wuhan 430072, Hubei Province, China;

2. State Grid Corporation of China, Xicheng District, Beijing 100031, China;

3. State Grid Hubei Electric Power Research Institute, Wuhan 430077, Hubei Province, China)

**ABSTRACT:** The realization of the double-carbon goals requires the construction of a new power system with new energy as the main body and the integration of source, network, charge and storage. The reduction of the synchronous generators inevitably leads to the gradual reduction of inertia and damping of the power system, which further causes the problem of power stability. Virtual synchronous generator control technology (VSG) is an effective means to improve the active support capability of new energy to the power grid. In this paper, the requirements of the existing domestic new energy grid-connected standards for the VSGs to support the power grid are sorted out, the research trends and the existing achievements of the VSG are comprehensively combed, and the realization process and optimization of voltage-support and power-support-typed VSG are summarized. The equivalent relationship between the other power grid support control strategies and the VSG is established, which is unified in the VSG framework from the point of view of parameter design. Finally, the application of VSG in the new energy active power grid support is prospected.

**KEY WORDS:** virtual synchronous generator control technology (VSG); control structure; parameter adaptive control strategy; active support; stability

**摘要:** 双碳目标的实现需要构建以新能源为主体、源网荷储融合的新型电力系统, 同步发电机的减少必然导致电力系统惯量和阻尼逐渐降低, 进而带来电力系统稳定性问题, 虚拟

同步控制是提高新能源对电网主动支撑能力的有效手段。整理了国内现有新能源并网标准中对虚拟同步机支撑电网的要求, 全面梳理了虚拟同步控制技术的研究动态和已有成果, 归纳了电压支撑和功率支撑 2 类虚拟同步控制实现过程及其优化。并建立了其他电网支撑控制策略与虚拟同步控制技术的等效关系, 从参数设计的角度将其统一在虚拟同步控制框架中。最后, 对虚拟同步控制技术在新能源主动电网支撑中的应用做出了展望。

**关键词:** 虚拟同步控制技术; 控制结构; 参数自适应; 主动支撑; 稳定性

**DOI:** 10.13335/j.1000-3673.pst.2022.0083

## 0 引言

“碳达峰、碳中和”战略目标的提出加快了构建新型电力系统的进程, 预计到 2060 年我国风光能源装机和发电量突破 70.1 亿 kW 和 11.9 亿万 kW·h, 占比分别超过 85%和 69.2%<sup>[1]</sup>。然而, 大规模新能源的接入使基于同步机制的电力系统调频和调压体系受到冲击。与同步发电机相比, 通过电力电子变流器并网的新能源基本不具备惯性, 一般运行在最大功率跟踪模式(maximum power point tracking, MPPT)且不对外输出无功功率, 不主动参与系统的频率和电压调节。此外, 新能源的随机性和波动性使得高比例新能源电力系统因等效惯量和阻尼缺失所引起的稳定性问题越来越突出<sup>[2-5]</sup>。例如, 2016 年 9 月 28 日澳大利亚中南部大停电<sup>[6-8]</sup>和 2019 年 8 月 9 日英国大规模停电<sup>[9-11]</sup>的事故分析均将起因归结于高占比新能源机组接入后电力系统惯量支撑

基金项目: 国家自然科学基金项目(51977160)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China (NSFC) (51977160).

能力不足。

为解决高比例新能源电力系统“低惯量”、“弱阻尼”问题,比利时鲁汶大学 K.VISSCHER 教授团队<sup>[12]</sup>、德国克劳斯塔工业大学 Beck 教授团队<sup>[13]</sup>及英国谢菲尔德大学钟庆昌教授团队<sup>[14]</sup>首先提出了虚拟同步发电机(virtual synchronous generator, VSG)的概念,利用储能或者有功备用等模拟同步发电机的惯量、阻尼和下垂特性实现对惯性、频率及电压的短时支撑,主动参与电网运行和管理,有效提高电网的等效惯量和阻尼,以应对电网的运行暂态和动态稳定问题。目前已有文献主要关注不同类别的虚拟同步控制技术的控制机理,对于虚拟同步控制技术在不同的变流器控制目标下的统一实现过程缺乏描述,也缺少对近年来受到重点关注的变流器一次调频控制、附加频率控制、虚拟惯量控制等电网支撑技术的整体宏观认识,未揭示其与虚拟同步控制技术之间的内在关联。

本文从虚拟同步控制技术的基本原理出发,归纳总结了电压支撑类和功率支撑类虚拟同步控制技术的具体实现过程;将已有电网支撑控制技术统一归结于虚拟同步控制技术的参数设计;结合新型电力系统的发展趋势,对虚拟同步控制技术做出了分析和展望,为提升新能源的电网主动控制能力提供理论指导。

## 1 虚拟同步控制技术功能要求及特性比较

根据虚拟同步控制技术的功能要求,研究同步发电机实现相应功能的结构特征,利用变流器的控制系统对应模拟同步发电机的物理特性,建立虚拟同步控制技术的数学模型,并将虚拟同步控制技术与同步发电机的物理特性和相关参数进行比较。

### 1.1 虚拟同步控制技术基本性能要求

为了维持高比例新能源接入后电力系统的等效惯量阻尼,国家标准 GB/T38983.1—2020《虚拟同步机第1部分:总则》<sup>[15]</sup>和国家电网有限公司企业标准 Q/GDW11824—2018《虚拟同步发电机技术导则》<sup>[16]</sup>规定面向新型电力系统的变流器虚拟同步控制技术必须具备调频、调压、惯量和阻尼控制等方面的能力,对电网起到主动支撑的作用,其基本功能及性能要求具体如表1所示。

### 1.2 同步发电机的二阶机电模型

同步发电机具有多阶次的数学模型,但二阶机电模型已经足以描述其有功和无功功率调节的动态过程,实现基本调压调频功能。而三阶、五阶等高阶次的模型实现过程较为复杂、实用性不高<sup>[17]</sup>,

表1 我国电网导则对新能源虚拟同步控制技术的要求<sup>[18]</sup>  
Table 1 Requirements of China's grid guidelines for new energy VSG<sup>[18]</sup>

| 基本功能 | 性能要求  |
|------|---|
| 频率调节 | 调频死区绝对值在 0.033~0.1Hz 范围内<br>一次调频启动时间风电不大于 500ms,<br>光伏和储能不大于 100ms<br>响应时间风电不大于 5s,光伏和储能不大于 500ms<br>调节时间风电不大于 10s,光伏和储能不大于 1s<br>最大有功功率调节量不小于额定功率的 10% |
| 电压调节 | 无功功率控制误差应不大于±2%P <sub>N</sub><br>响应时间应不大于 50ms<br>最大无功功率调节量不小于额定功率的 30%   |
| 惯量响应 | 惯性时间常数宜在 3~12s 范围内<br>惯量响应时间应不大于 500ms<br>有功功率控制精度不大于±2%P <sub>N</sub><br>虚拟惯量功率调节上下限与<br>一次调频功率调节上下限保持一致   |
| 阻尼控制 | 与惯性时间常数配合整定,使得虚拟惯量和<br>一次调频有功超调满足电网并网要求   |

因此目前的虚拟同步发电机控制技术一般参照同步机二阶模型<sup>[19]</sup>。

传统同步发电机通过转子运动方程表征其机械特性,实现惯量响应和阻尼控制功能:

$$\begin{cases} J \frac{d\omega}{dt} = T_m - T_e - T_d \\ T_m = \frac{P_m}{\omega}, T_e = \frac{P_e}{\omega}, T_d = D(\omega - \omega_N) \end{cases} \quad (1)$$

式中:  $\omega$ 、 $\omega_N$  为同步发电机的机械角速度和额定角速度, rad/s;  $T_m$ 、 $T_e$ 、 $T_d$  分别为同步发电机的机械转矩、电磁转矩和阻尼转矩, N·m;  $P_m$ 、 $P_e$  为同步发电机的机械功率和电磁功率, W;  $J$  为转动惯量,决定了系统在负荷变化时同步机调节输出功率的动态快速性, kg·m<sup>2</sup>;  $D$  为阻尼系数,使同步机具备阻尼系统功率振荡的能力, N·m·s/rad。

为实现一次调频功能,同步发电机通过调速器调节输入的机械功率,响应电网的频率偏差,从而实现系统有功功率的平衡。同步机的调速器遵循:

$$P_{m\_ref} = P_N + K_\omega(\omega_N - \omega) \quad (2)$$

式中:  $P_{m\_ref}$ 、 $P_N$  为同步发电机的输出有功参考值和额定有功功率;  $K_\omega$  为同步机调速器有功-频率下垂系数。

同步发电机的电磁部分以定子电气方程为原型,考虑定子电路的电压和电流关系,满足:

$$L \frac{di_{abc}}{dt} = e_{abc} - u_{abc} - Ri_{abc} \quad (3)$$

$$e_{abc} = M_f i_f \dot{\theta} \begin{bmatrix} \sin \theta \\ \sin(\theta - \frac{2}{3}\pi) \\ \sin(\theta - \frac{4}{3}\pi) \end{bmatrix} - M_f \frac{di_f}{dt} \begin{bmatrix} \cos \theta \\ \cos(\theta - \frac{2}{3}\pi) \\ \cos(\theta - \frac{4}{3}\pi) \end{bmatrix} \quad (4)$$

式中:  $e_{abc}$  为三相电机内电势;  $u_{abc}$  为三相机端电压;  $i_{abc}$  为定子三相电流;  $L$  为同步电感;  $R$  为定子绕组电阻;  $M_f$  为互感系数;  $i_f$  为励磁电流;  $\theta$  为 a 相定子绕组与转子轴线的夹角。

一般而言, 式(3)足以描述定子电路的电压和电流关系, 但若重点研究同步发电机的电磁暂态特性, 则需要考虑如式(4)所示的同步发电机定子与转子间电气和磁链的耦合关系。

为实现电压调节功能, 同步发电机通过励磁系统维持机端电压。为简化控制, 虚拟同步控制一般模拟自动电压调节器(automatic voltage regulator, AVR)的机端电压控制器, 忽略励磁电流等控制量, 针对励磁系统的控制量即电压和无功功率之间的关系设计虚拟励磁器。当机端电压输出异常时实际的同步发电机通过调节励磁电流来改变内电势, 进而控制同步发电机的机端电压和对外输出的无功功率。同步发电机复杂的励磁系统最终实现的功能实际上表现为机端电压和输出无功的下垂关系, 因此其励磁系统可简化为

$$Q_{\text{ref}} = Q_N + K_U(U_N - U) \tag{5}$$

式中:  $Q_{\text{ref}}$ 、 $Q_N$  为同步发电机的输出无功参考值和额定无功功率;  $K_U$  为同步机励磁器无功-电压下垂系数。

1.3 虚拟同步控制技术与同步发电机机电模型的联系与区别

虚拟同步控制技术在变流器的控制策略中根据式(1)–(5)引入同步发电机的转子运动方程、调速器方程和励磁器方程, 实现同步机机械特性和励磁特性的模拟, 使得变流器具备惯量和下垂特性, 检测电网频率和电压变化, 从外特性上模拟同步机有功调频和无功调压的过程, 主动支撑系统的频率和电压波动。虚拟同步控制技术与传统同步机之间的等效关系如图 1 所示。新能源及储能装置为虚拟同步控制技术提供原始能量, 变流器及滤波装置将原始能量转换为电能供给电网, 其中变流器的控制系统对转子运动方程和定子电气方程的模拟使得其输出功率的振荡过程与同步发电机具有一致性。

将虚拟同步控制技术的相关物理特性与同步发电机进行对比, 如表 2 所示。从能量和惯量来源上看, 同步发电机的能量来源于传统化石能源, 惯量来源于转子储存的动能, 而虚拟同步控制技术的能量则来源于风光等可再生能源, 惯量来自于有功备用或储能设备<sup>[20]</sup>。

虚拟同步控制技术虽然从控制角度模拟了同步发电机的物理特性, 但仍保留了其在电力电子特

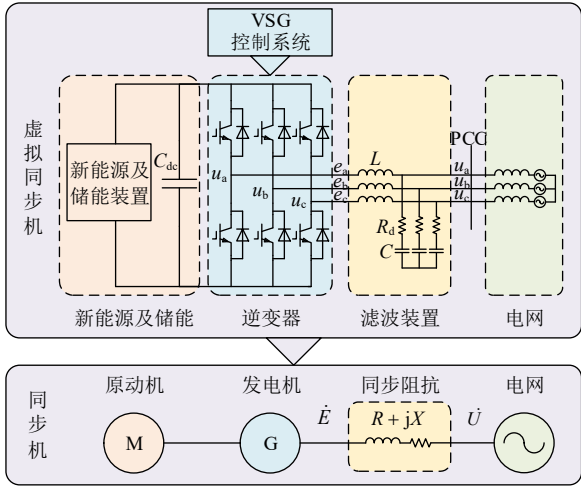


图 1 虚拟同步控制技术与传统同步机的等效关系  
Fig. 1 Equivalence between VSG and synchronous machine

表 2 同步发电机与虚拟同步控制技术的物理特性比较  
Table 2 Comparison of physical characteristics between synchronous machine and VSG

| 物理特性   | 同步发电机         | 虚拟同步控制技术     |
|--------|---------------|--------------|
| 能量来源   | 传统能源(化石能源、水能) | 可再生能源(光伏、风能) |
| 能量转换元件 | 发电机           | 电力电子变流器      |
| 调节器    | 调速器、励磁器       | 虚拟调速器、虚拟励磁器  |
| 惯性元件   | 转子            | 虚拟转子         |
| 惯量来源   | 转子动能          | 有功备用或储能系统    |

性上的优点, 其控制结构更加多变, 响应速度更快, 而且参数设计方面不受物理结构的约束。因此, 本文主要根据变流器虚拟同步控制算法, 分别从控制结构和参数设计 2 个角度对虚拟同步控制实现过程和电力电子特性进行总结, 前者反映了虚拟同步控制算法的基本原理和适用范围, 后者则决定了其控制效果和优化空间。

2 虚拟同步控制技术的控制结构

虚拟同步控制技术与常规变流器控制策略的本质区别在于前者通过控制算法模拟同步发电机的运行机制, 但仍是在后者控制环节的基础上完成的。虚拟同步控制技术对式(1)(2)(5)的具体实现过程可理解为在常规双环控制策略基础上对变流器增加电压或者功率的前级控制。按变流器的控制目标将虚拟同步控制技术归结为电压支撑类和功率支撑类 2 种<sup>[21-23]</sup>。

2.1 电压支撑类虚拟同步控制技术

电压支撑类控制的主要目标是保证变流器输出电压和频率不受输出功率的影响, 实现对电网电压和频率的支撑。采用电压支撑类控制策略的变流器工作在离网模式下, 通过给定电压幅值和频率对外输出功率。因此, 基于电压支撑类控制结构的虚拟同步控制技术相当于在此基础上附加虚拟同步



控制器,通过模拟真实同步发电机的外特性得到电压支撑类控制的参考电压幅值和频率,具体控制框图如图2所示。图中, $\omega$ 、 $\omega_N$ 为变流器输入虚拟转子角速度参考值和额定角速度, $P_e$ 、 $P_N$ 为变流器输出有功功率的实际值和额定值, $K_\omega$ 为虚拟调速器有

功-频率下垂系数, $J$ 为虚拟转动惯量, $D$ 为虚拟阻尼系数, $U_{ref}$ 、 $U_N$ 为变流器并网点电压的参考值和额定值, $Q_e$ 、 $Q_N$ 为变流器输出无功功率的实际值和额定值, $K_Q$ 为虚拟励磁器电压-无功下垂系数,数值上为式(5)中 $K_U$ 的倒数。

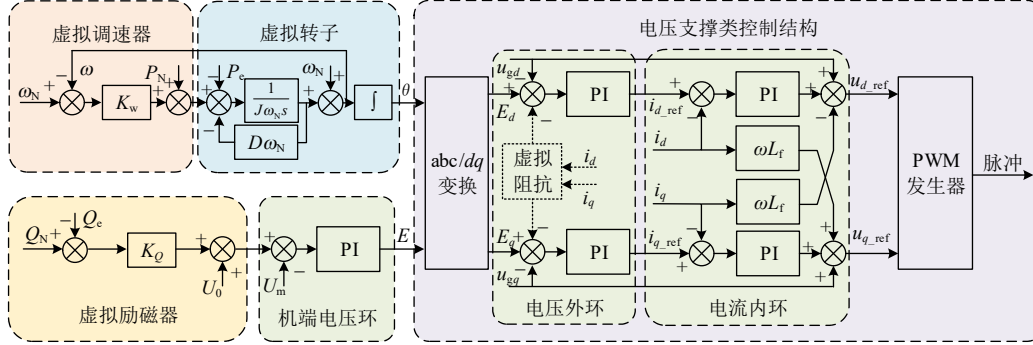


图2 电压支撑类虚拟同步控制结构

Fig. 2 Control structure of voltage-support type VSG

### 2.1.1 虚拟同步控制的实现过程

采用电压支撑类控制策略的常规变流器需要虚拟同步控制器给出电压支撑类控制的出口电压幅值和频率参考值,而该参考值由虚拟同步控制器模拟真实同步发电机的转子运动方程、调速器和励磁器方程得到。假设电压支撑类控制的变流器输出的出口电压幅值和频率严格跟随参考值,且认为在直流电源和变流器容量足够的情况下变流器输出的有功和无功功率与负载侧吸收值平衡。

当系统出现有功功率不平衡时,同步发电机根据频率偏差调节原动机机械功率输入来调整转子转速,因此令 $P_{m\_ref}=P_m$ ,联立式(1)和(2)可求解变流器输出频率的参考值。

变流器输出角速度通常在额定值 $\omega_N$ 附近波动,在计算式(1)中 $T_m$ 和 $T_e$ 时,为求解方便可认为 $\omega \approx \omega_N$ ,因此可得式(6)所示的微分方程:

$$\frac{d\omega}{dt} + \frac{1}{J} \frac{K_\omega + D\omega_N}{\omega_N} \omega - \frac{1}{J} \left( \frac{P_N - P_e}{\omega_N} + K_\omega + D\omega_N \right) = 0 \quad (6)$$

当系统出现无功功率不平衡时,虚拟励磁器模拟同步发电机的电压-无功下垂关系调节变流器的并网点电压,从而调节变流器输出无功直到平衡:

$$U_{ref} = U_N + K_Q(Q_N - Q_e) \quad (7)$$

### 2.1.2 电压支撑类虚拟同步控制的优化

虚拟同步控制器得到变流器出口电压幅值和频率参考值后可直接作为脉冲宽度调制(pulse width modulation, PWM)发生器的调制波信号得到控制脉冲,但控制效果不佳,稳定性较低。针对此问题,一般在虚拟同步控制器和电压支撑类控制结构中增加励磁电动势环、电压外环、电流内环3个

比例积分(proportional-integral, PI)控制环节来提高变流器控制系统的抗干扰能力<sup>[24-27]</sup>。

为提高控制器的抗干扰能力,常在无功-电压下垂控制环节后增加励磁电动势环,通过对电压参考值进行反馈控制,保证变流器出口电压幅值能够维持在参考值附近而不发生大的波动。对虚拟同步控制器输出的电压指令做 Park 变换后增加常规电压电流双闭环控制,改善系统主导模态的阻尼,有助于抑制系统中的高频谐振和次同步振荡<sup>[24]</sup>。此外,在常规双环控制中一般通过加入前馈解耦项消除 dq 轴分量间的耦合关系,提高 PI 控制器的动态性能和稳定性。

传统同步发电机一般工作在高压线路,线路阻抗几乎是纯感性,因此呈现出有功调频和无功调压的外特性。但在面向新型电力系统的虚拟同步变流器常常工作中低压等级,该环境下线路阻抗的阻感性特点使得系统有功和频率、无功和电压不再满足严格的线性关系,变流器功率输出存在耦合,加大了控制难度。因此在虚拟同步控制中常常引入虚拟阻抗的概念,通过引入电流反馈环节,以输出电流在虚拟阻抗上的压降矫正电压参考值,使控制系统等效输出阻抗为感性<sup>[28]</sup>。此外,虚拟阻抗在变流器并联场景下还能缩小各变流单元之间的线路阻抗差异,起到抑制环流的作用<sup>[29]</sup>。

传统虚拟阻抗技术通常引入较大的虚拟电感使线路阻抗呈纯感性,但过大的线路阻抗会降低系统电能质量。因此文献[30]提出了分段式虚拟阻抗策略,根据无功功率比值与线路阻抗比值之间的关系分段设计虚拟阻抗,文献[31]根据变流器的内在

特性和功率调度指令自适应调整虚拟阻抗, 达到提高功率分配精度与限流的效果, 提高系统稳定性。

传统同步机受物理结构和调节速度的限制, 在系统频率扰动时只能实现一次调频功能, 而电力电子变流器的控制结构更加多变, 能够在一次调频控制的基础上进行附加控制实现多种功能, 这是虚拟同步控制技术区别于传统同步发电机控制的一大特征。为充分利用虚拟同步控制在控制结构方面的电力电子特性, 文献[32]在虚拟同步发电机的转子运动方程中用比例积分 PI 控制模块代替传统的阻尼环节, 减小系统一次调频和二次调频过渡阶段的频率偏差, 有效提高新型电力系统的频率稳定性。文献[33]在此基础上提出了虚拟同步发电机的频率自恢复控制策略, 使虚拟同步发电机直流侧的储能单元参加一二次调频, 实现了系统多种调频装置的协调控制。文献[34]在虚拟同步控制频率积分反馈环节增加自动开关延时器, 在保证系统

频率无差控制的同时, 实现一二次调频的协调控制, 充分发挥虚拟同步控制的惯性对系统频率的支撑作用。

## 2.2 功率支撑类虚拟同步控制技术

采用功率支撑类控制策略的变流器一般工作在并网模式下, 主要目标是根据系统调度要求或者最大功率点输出给定参考值的有功和无功功率。因此, 功率支撑类虚拟同步控制技术相当于在功率支撑类控制结构前根据系统频率和电压偏差进行功率附加控制, 主动参与系统调频、调压。具体控制框图如图3所示。图中,  $P_{\text{ref}}$ 、 $P_N$  为变流器输出有功功率的参考值和额定值,  $\omega$ 、 $\omega_N$  为虚拟转子角速度和额定角速度,  $K_\omega$  为虚拟调速器有功-频率下垂系数,  $J$  为虚拟转动惯量,  $D$  为虚拟阻尼系数,  $Q_{\text{ref}}$ 、 $Q_N$  为变流器输出无功功率的参考值和额定值,  $U$ 、 $U_N$  为变流器出口电压的实际值和额定值,  $K_U$  为虚拟励磁器电压-无功下垂系数。

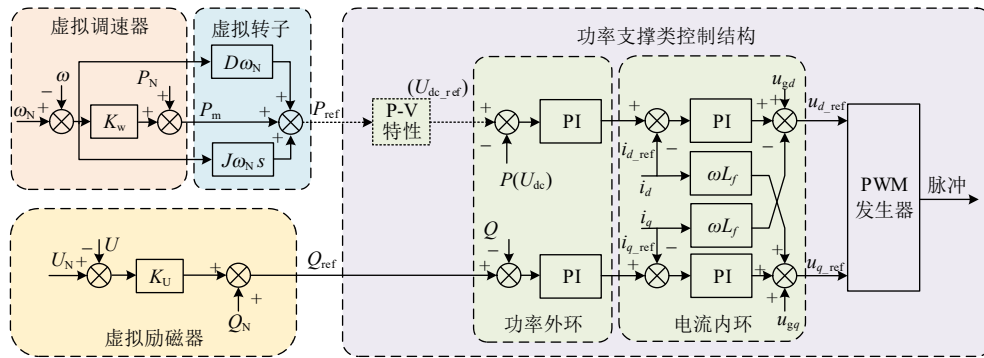


图3 功率支撑类虚拟同步控制结构

Fig.3 Control structure of power-support type VSG

### 2.2.1 虚拟同步控制的实现过程

与电压支撑类变流器不同, 功率支撑类变流器输出功率跟随功率参考值。当系统出现功率不平衡时, 虚拟同步控制器通过模拟同步发电机的转子运动方程、调速器和励磁器方程, 将虚拟调节功率附加在原有的功率指令上, 及时调整变流器的功率参考值, 功率支撑类常规变流器通过跟随功率参考值调节变流器输出的功率主动参与系统的调频调压。

假设功率支撑类变流器输出功率严格跟随参考值, 即  $P_{\text{ref}}=P_e$ 。功率支撑类虚拟同步控制以输出功率为目标量将式(1)变形为对频率偏差的比例微分控制, 附加在式(2)上得到式(8)<sup>[12]</sup>:

$$P_{\text{ref}} = P_N + (K_\omega + D\omega_N)(\omega_N - \omega) - \omega_N J \frac{d\omega}{dt} \quad (8)$$

当变流器出口电压偏移正常值时, 虚拟励磁器模拟同步发电机的无功-电压下垂关系调节变流器输出的无功功率:

$$Q_{\text{ref}} = Q_N + K_U(U_N - U) \quad (9)$$

### 2.2.2 功率支撑类虚拟同步控制的优化

与电压支撑类虚拟同步控制类似, 功率支撑类虚拟同步控制方法也存在控制效果不佳、稳定性较低的缺点。因此可在功率支撑类控制中增加功率外环、电流内环的常规双环控制, 具体实现过程与2.1.2节中的内容类似, 不再赘述。

值得关注的是, 电压支撑类虚拟同步控制由于结构的限制, 不直接对变流器的输出功率和直流母线电压进行控制, 当电源或者负载扰动过大时容易引起直流电压发生大幅波动, 影响变流器的正常工作, 进而导致系统失稳。因此在随机性和波动性较大的新能源发电系统中, 电压支撑类虚拟同步控制一般通过配置储能设备或 DC/DC 变换器来保持直流侧电压稳定, 难以适用于新能源大规模并网的场景。针对此问题, 功率支撑类虚拟同步控制一般在功率外环前增加电压控制环节<sup>[35-37]</sup>, 根据新能源的

输出功率-电压特性(P-V特性)通过MPPT控制或减出力运行控制建立有功功率指令到直流电压指令的映射关系,将有功功率外环改进为直流电压外环,实现对直流母线电压的控制,一般应用于单级式新能源并网系统。

由于PI控制只能实现对直流信号的无静差跟踪和控制,以上PI双闭环控制环需要建立在Park变换和前馈解耦的基础上。为更好模拟同步发电机运行特性,文献[38-39]不经过Park变换,直接采用比例谐振(proportional resonant, PR)控制器实现对交流信号的跟踪。但实际应用中情况复杂,PR控制器对信号频率过度敏感,容易引起波动。因此为提高控制系统的鲁棒性,文献[40]采用准PR控制器,在保留PR控制器高增益优点的同时增大带宽。此外,为进一步提高抗扰动能力,模型预测控制<sup>[41-44]</sup>、滑模控制<sup>[45-46]</sup>等各类控制手段越来越多地被应用到虚拟同步控制技术中。然而以上方法均是针对常规双环控制的改进和优化,而并未改变虚拟同步控制技术的基本原理和实现过程,因此本文不再赘述。

### 2.3 虚拟同步控制的离/并网切换技术

虚拟同步控制技术使原本适用于单一工作模式的电压支撑类和功率支撑类变流器具备工作在离、并网2种模式的能力,但这也带来了变流器的离/并网切换问题。当虚拟同步控制下的变流器由离网运行状态切换到并网运行时,若变流器输出的频率、相位或电压幅值与电网不一致,强行并网会造成较大的冲击电流,引发一系列事故。

#### 2.3.1 切换要求

电压支撑类虚拟同步控制技术下的变流器在并网情况下可等效为一个电压源,而在离网情况下一般也是以电压源的形式与负载相连。当变流器并网切换到离网模式时,虚拟同步控制技术的电压幅值和相角保持切换前的状态继续离网供电,不会造成明显的冲击,因此从并网模式切换到离网模式并不需要做额外的控制<sup>[47]</sup>。

当变流器处于离网运行时,若负载偏移额定值,由于电压和频率的调节作用,运行电压幅值和频率会与电网的真实值之间出现一定的偏差,导致并网失败。与传统同步机的并网要求一致,虚拟同步控制技术的离/并网切换需要满足<sup>[48]</sup>:

- 1) 变流器并网电压与电网电压的偏差不得超过额定电压的10%。
- 2) 变流器输出电压频率与电网频率的偏差不得超过1%。
- 3) 变流器输出电压相位与电网相位的偏差不

超过10°。

- 4) 变流器输出电压相序与电网相同。

#### 2.3.2 离/并网无缝切换技术

由于功率支撑类虚拟同步控制技术原本就带有锁相环节并具备并网能力,因此离/并网无缝切换技术的主要控制对象为电压支撑类虚拟同步控制技术。目前的同步并网控制方案一般有2种:利用锁相环<sup>[49-51]</sup>和不带锁相环的同步并网控制<sup>[52-53]</sup>,2种并网控制方案的比较如表3所示。

表3 不同虚拟同步控制技术并网控制方案比较  
Table 3 Comparison of different grid-connected control schemes for VSG

| 控制方式         | 优点                | 缺点                |
|--------------|-------------------|-------------------|
| 基于锁相环的同步并网控制 | 控制灵活,可实现无静差并网     | 锁相环参数设计困难,带来稳定性问题 |
| 不带锁相环的自同步并网  | 控制结构简单,无需增加其他控制回路 | 无法带载并网            |

#### 1) 基于锁相环的同步并网控制<sup>[49-51]</sup>。

根据虚拟同步控制技术并网要求,在并网前需要对虚拟同步发电机端电压进行频率、幅值和相位的控制。虚拟同步发电机相关参数可从变流器控制系统中得到,而电网相关参数则需要依靠锁相环技术测量得到。频率、相位和幅值同步控制器分别在虚拟同步控制器中添加积分环节,实现输出电压对电网电压的无静差跟踪,具体控制框图如图4所示。图中, $\omega_g$ 为电网电压角频率, $U_g$ 为电网电压幅值, $\theta_g$ 为电网电压相位。

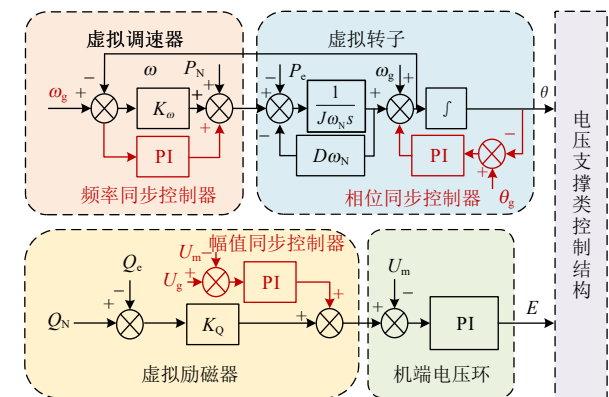


图4 基于锁相环的虚拟同步并网控制结构

Fig. 4 Control structure of grid-connected control schemes for VSG based on PLL

当并网运行时,将式(6)(7)中的额定角速度和额定电压幅值切换为电网电压角速度和幅值,在虚拟同步控制系统中加入PI调节器,待满足并网要求后即可完成并网切换。

#### 2) 自同步并网控制技术<sup>[52-53]</sup>。

锁相环存在非线性、影响控制系统的稳定性等问题,给变流器的并网运行带来困难,因此提出了



不带锁相环的虚拟同步发电机自同步并网控制技术。将虚拟同步控制下的并网变流器等效为一个电压源,经过线路阻抗与电网相连,则变流器注入电网的有功和无功功率为

$$\begin{cases} P = \frac{U_g E}{2X_g} \sin(\theta - \theta_g) \\ Q = \frac{U_g}{2X_g} [E \cos(\theta - \theta_g) - U_g] \end{cases} \quad (10)$$

式中:  $E$ 、 $U_g$  分别为变流器和电网电压的幅值;  $\theta$ 、 $\theta_g$  分别为变流器和电网电压的相位;  $X_g$  为线路阻抗。

由式(10)可知,当满足并网条件即  $E=U_g$ 、 $\theta=\theta_g$  时,变流器输出有功和无功功率为 0。因此,可反推得到:若设置虚拟同步控制技术中输出有功和无功额定值为 0,并将额定角速度和电压幅值切换为电网电压角速度和幅值,即可满足并网要求。

因此自同步并网控制技术实质上是通过改变控制策略,将虚拟同步控制技术等效为一个锁相环,无需增加控制回路,但需要控制变流器输出有功和无功功率为零,无法实现带载并网。

综上所述,虚拟同步控制技术可分为电压支撑和功率支撑 2 类,其控制特性的比较如表 4 所示。

| 表 4 不同控制结构的虚拟同步控制技术比较<br>Table 4 Comparison of VSG with different control structures |                             |                           |
|--|-----------------------------|---------------------------|
| 控制项目   | 电压支撑类 VSG                   | 功率支撑类 VSG                 |
| 虚拟转速   | 计算得到,增加新的状态变量               | 测量得到不增加新的状态变量             |
| 弱网稳定性  | 强                           | 弱                         |
| 调节速度   | 快                           | 较快                        |
| 故障电流   | 大                           | 小                         |
| 关键技术   | 双闭环控制<br>虚拟阻抗控制<br>离/并网切换控制 | 双闭环控制<br>虚拟阻抗控制<br>直流电压控制 |
| 应用场景   | 适用于稳定电压源的弱电网或离网场景           | 适用于功率控制灵活、强电网场景           |

电力电子变流器基本控制结构的不同导致 2 种控制方式在虚拟同步实现过程上有所差异:电压支撑类虚拟同步控制以电压幅值和频率为输入指令,虚拟转速由计算得到,引入积分环节,给系统增加了新的状态变量;而功率支撑类虚拟同步控制以有功和无功为输入指令,虚拟转速及变化率都由测量得到,并未引入新的状态变量。2 类虚拟同步控制在控制结构上的差异进一步导致了模拟同步发电机控制的虚拟同步控制在输出特性和应用场景方面的差异。功率支撑类虚拟同步控制依赖于锁相环,而锁相环在弱电网中的不稳定性 and 实际

工程中的测量延时导致这类虚拟同步控制的弱网稳定性<sup>[54]</sup>和调频响应速度<sup>[55]</sup>都低于电压支撑类虚拟同步控制。但电压支撑类的虚拟同步控制无法直接得到电网频率,内电势响应速度慢,电网故障时无法快速响应机端电压的变化,因此这类虚拟同步控制的故障电流大于功率支撑类虚拟同步控制<sup>[56]</sup>。根据以上分析,电压支撑类虚拟同步控制对电网的支撑作用较大,适用于稳定电压源的弱电网或离网场景;功率支撑类虚拟同步控制功率控制灵活,适用于调度灵活的强电网场景。

3 虚拟同步控制技术的参数设计

不同于传统同步发电机,虚拟同步控制技术具有重要控制参数(虚拟转动惯量  $J$ 、虚拟阻尼系数  $D$ 、有功-频率下垂系数  $K_\omega$  和无功-电压下垂系数  $K_U$ )灵活可调的特点。电压支撑类虚拟同步控制技术由于引入新的振荡模态,与功率支撑类虚拟同步控制技术略有不同,但从整体上看具有相似性,因此可采用相同的参数设计方法。本节从控制参数对控制性能的影响出发,研究虚拟同步控制与其他电网主动支撑策略的区别,根据不同的控制目标通过参数配置将其他策略规整到虚拟同步控制框架中,并充分利用虚拟同步控制技术参数灵活可调的电力电子特性,通过参数自适应策略提高控制性能。

3.1 虚拟同步控制参数对性能的影响

为分析虚拟同步控制技术的稳定性,首先需要建立虚拟同步机的小信号模型。借鉴同步发电机得小信号模型分析方法,结合式(6)(7),假设虚拟同步机输出电阻为 0,同时忽略有功无功耦合,将时域方程中各变量分为稳态量和扰动量,并进行线性化和拉普拉斯变换后,得到虚拟同步控制在频域内的小信号模型,如图 5、6 所示<sup>[57-60]</sup>。图中,  $E$ 、 $U$  分别为变流器出口处和电网电压幅值,  $X$  为电网线路阻抗。

根据图 5 有功环路的控制框图,可求得有功功

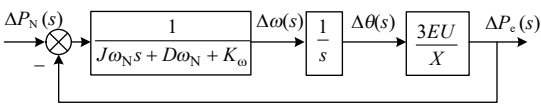


图 5 虚拟同步控制技术有功环路控制框图  
Fig. 5 Active power loop control block diagram of VSG

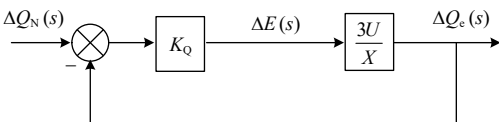


图 6 虚拟同步控制技术无功环路控制框图  
Fig. 6 Reactive power loop control block diagram of VSG

率的传递函数:

$$G_p(s) = \frac{P_c(s)}{P_N(s)} = \frac{\frac{3EU}{JX\omega_N}}{s^2 + (\frac{D}{J} + \frac{K_\omega}{J\omega_N})s + \frac{3EU}{JX\omega_N}} \quad (11)$$

式(11)为一个典型的 II 阶系统, 可得到系统对应的自然振荡角频率  $\omega_n$  和阻尼系数  $\zeta$ :

$$\begin{cases} \omega_n = \sqrt{\frac{3EU}{JX\omega_N}} \\ \zeta = (D\omega_N + K_\omega) \sqrt{\frac{X}{12JEU\omega_N}} \end{cases} \quad (12)$$

为保证系统输出有功的动态和稳态特性, 阻尼比一般取欠阻尼状态。此时有功环路对应的调节时间  $t_s$  和超调量  $\sigma$  为

$$\begin{cases} t_s = \frac{4}{\zeta\omega_n} = \frac{4}{0.5(\frac{D}{J} + \frac{K_\omega}{J\omega_N})} \\ \sigma = e^{-\frac{\pi\zeta}{\sqrt{1-\zeta^2}}} \times 100\% \end{cases} \quad (13)$$

由式(12)可知虚拟同步控制的有功动态响应与虚拟转动惯量  $J$ 、虚拟阻尼系数  $D$ 、有功-频率下垂系数  $K_\omega$  有关: 虚拟转动惯量越大, 超调量和调节时间越大; 虚拟阻尼系数和有功-频率下垂系数越大, 超调量和调节时间越小。

根据图 6 无功环路的控制框图, 可求得无功功率的传递函数为

$$G_Q(s) = \frac{Q_c(s)}{Q_N(s)} = \frac{3K_Q U}{X + 3K_Q U} \quad (14)$$

式(14)为一个 0 阶系统, 不会对系统振荡产生影响, 因此目前较少研究虚拟同步控制技术无功功率的动态响应过程。

### 3.2 不同参数配置下的虚拟同步控制技术

由式(17)可知, 虚拟同步控制的虚拟阻尼系数  $D$  和有功-频率下垂系数  $K_\omega$  虽然具备不同的物理意义, 但都是功率偏差与频率偏差的比值, 在控制环中处于相同位置, 因此有些研究将 2 项合并, 认为虚拟阻尼系数等效增大了有功-频率下垂系数<sup>[61-62]</sup>。然而在多变流器并联系统中, 各变流器在功率波动时根据下垂系数进行功率分配, 虚拟阻尼系数使得各变流器的功率分配不再与下垂系数成比例, 降低了功率分配的精度。

对比各电网支撑策略的基本原理, 可知虚拟同步控制和下垂控制的无功控制部分相同, 有功控制部分可以理解为惯量控制、阻尼控制和下垂控制共同作用的结果。虚拟同步控制是对同步发电机二阶模型的模拟, 实现了惯性特性、阻尼特性、线性化

的一次调频和调压特性, 惯量控制可视为仅模拟惯性特性, 而下垂控制可视为仅模拟线性化的一次调频和调压特性<sup>[63-64]</sup>。因此定性分析来看, 传统同步发电机、虚拟同步控制、惯量控制和下垂控制的关系如图 7 所示。

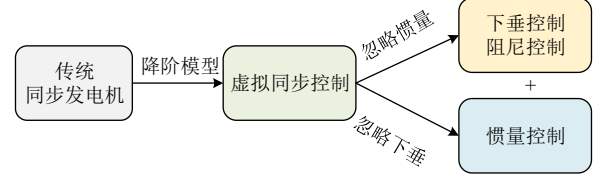


图 7 同步机、虚拟同步控制和其他控制策略的关系  
Fig. 7 Relationship between synchronous machines, VSG and other control strategies

此外, 在下垂控制中通常加入低通滤波器过滤瞬时功率的高阶项而获得基波功率值<sup>[65-66]</sup>。加入低通滤波器后, 考虑其传递特性, 下垂控制可表示为

$$\omega = \omega_N + K_P(P_N - \frac{1}{T_f s + 1} P_c) \quad (15)$$

式中:  $T_f$  为低通滤波器的时间常数;  $K_P$  为频率-有功下垂系数。

因为常数项的微分量为零, 可将式(15)变为

$$\frac{T_f}{K_P} \frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{K_P} (\omega_N - \omega) + P_N - P_c \quad (16)$$

式(16)与式(6)类似, 可认为下垂控制能通过滤波器设计实现与虚拟同步控制的等效。从频率特性角度来看, 低通滤波器造成输入幅值和相角的改变, 最终导致下垂控制输出的角速度指令的延迟, 其延迟作用与同步机的惯性作用等效, 若下垂控制中不存在相位延迟环节则不具有惯性特性。

根据以上分析, 虚拟同步控制技术可通过配置不同的参数实现惯量、阻尼、下垂等控制效果。因此可从参数设计的角度将惯量控制、下垂控制等其他电网支撑控制策略统一在虚拟同步控制框架内, 其参数等效关系如图 8 所示。

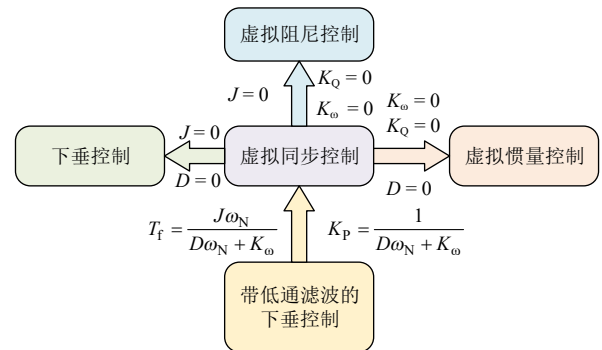


图 8 参数配置下虚拟同步控制与其他控制策略的等效关系  
Fig. 8 Equivalence of VSG with other strategies by different parameter configurations



3.3 参数灵活调整的自适应控制策略

电力电子变流器的控制具备灵活、快速的优点,可根据运行状态进行自适应调整控制策略,这是虚拟同步控制技术区别于传统同步发电机控制的一大特征。为充分利用虚拟同步控制技术在参数设计方面的电力电子特性,目前广大学者提出了虚拟同步控制参数自适应的控制策略来提高运行性能。从控制对象来看,自适应控制策略通常针对虚拟转动惯量  $J$ <sup>[67-84]</sup>和虚拟阻尼系数  $D$ <sup>[85-91]</sup>进行设计,部分文献对下垂系数  $K_\omega$ 和  $K_U$ <sup>[92-94]</sup>、虚拟阻抗  $Z_v$ <sup>[29-30,95]</sup>进行控制;从控制方法来看,自适应控制策略可分为基于深度学习算法<sup>[82-84]</sup>、粒子群算法<sup>[96-97]</sup>等的自适应参数优化控制、基于模糊逻辑的自适应控制和基于特定函数的自适应控制方法。本节主要综述了虚拟转动惯量和阻尼系数的自适应策略。

3.3.1 虚拟转动惯量的自适应调节

根据 3.1 节中虚拟惯量  $J$  对系统的动态响应特性影响的分析可知,高惯量保证系统频率动态响应过程较为平缓,但会产生较大超调量;低惯量具有很快的响应速度,但动态响应过于激烈。结合高低惯量的优点,在频率动态调节过程中,系统应采用高惯量,减小频率偏差,而在频率恢复过程中采用低惯量,加快动态过程,实现频率调节在较小偏差时能够快速到达稳态。因此,通常利用如表 5 所示的设计原则<sup>[98-99]</sup>对虚拟转动惯量进行调节。

表 5 不同运行状态下虚拟同步控制参数选取原则  
Table 5 Principles for selecting VSG parameters under different operating conditions

| 运行状态 | 频率偏差<br>$\Delta\omega$ | 频率变化率<br>ROCOF | 虚拟转动惯量<br>$J$ | 虚拟阻尼系数<br>$D$ |
|------|------------------------|----------------|---------------|---------------|
| 1    | >0                     | >0             | 增大            | 适当增大          |
| 2    | >0                     | <0             | 减小            | 适当增大          |
| 3    | <0                     | <0             | 增大            | 适当增大          |
| 4    | <0                     | >0             | 减小            | 适当增大          |

根据以上思想,文献[67-79]提出了各类基于特定函数曲线的虚拟惯量控制策略。最早提出的基于棒-棒控制的虚拟惯量自适应控制策略<sup>[67-71]</sup>,根据并/离网场景、频率偏差、频率变化率(rate of change of frequency, ROCOF)、故障情况等分阶段切换虚拟惯量,虽然能实现参数的自适应,但虚拟惯量反复阶跃切换不利于系统的稳定。考虑到频率偏差在系统允许范围内时,虚拟惯量的持续变化反而会给系统带来扰动,因此为自适应虚拟惯量设置一个阈值,当频率偏差大于阈值时自适应参数作用,但依然没有解决虚拟惯量阶跃变化带来的稳定问题,单一的虚拟惯量也使得调整效果不够理想。在此基础

上,文献[72-77]提出了带限幅的基于指数类函数和自然对数类函数的自适应策略,虚拟惯量在一定范围内与频率偏差、频率变化率或二者乘积成指数关系或对数关系,但函数关系的选取原则和自适应区域的区分原则没有进行详细说明。此外,文献[78-79]分别提出了基于反正切函数<sup>[78]</sup>、双曲正切函数<sup>[79]</sup>的自适应策略,利用函数自身具有渐进上下界的数学特性,防止虚拟惯量过大对变流器双环控制造成破坏,对系统造成影响。

以上控制策略虽然能在线对虚拟惯量进行调节,但需要建立精确的数学模型,参数设计较为复杂。针对此问题,文献[80-82]提出根据角速度变化率和变化量利用模糊规则在线修改惯量调节系数,从而抑制频率和功率的振荡,大幅提高控制策略的通用性和鲁棒性,但模糊化和反模糊化的过程缺乏系统的方法,模糊控制的规则有时也难以确定。

近年来,文献[82-84]提出基于数据挖掘和强化学习的虚拟惯量自适应控制方法。文献[83]以频率偏差小、频率和有功输出波动小、动态过程频率变化率小为强化学习任务,基于去中心化深度策略梯度算法设计数据驱动控制器,具有不依赖具体模型、收敛速度快等特点。文献[84]以机电振荡下的最优阻尼比和控制量误差最小为优化目标,利用 Q 学习算法根据频率偏差对虚拟转动惯量进行调整,实现了对低频振荡的阻尼。

3.3.2 虚拟阻尼系数的自适应调节

根据 3.1 节中虚拟阻尼  $D$  对系统的动态响应特性影响的分析可知,在表 5 所示的第 1、3 阶段需要增大虚拟阻尼避免转速超调,第 2、4 阶段形成阻尼振荡需要增大虚拟阻尼促进角速度的变化过程快速恢复稳定。因此,通常利用如表 5 所示的设计原则对虚拟阻尼系数进行调节。

与虚拟惯量的自适应调节类似,文献[85-86]基于阶跃函数、指数型函数、三角函数等特定函数曲线实现对虚拟阻尼  $D$  的自适应控制,但未考虑虚拟阻尼对多变流器并联时稳态输出有功功率分配的影响。在以上文献的基础上,文献[87]提出基于稳态频率差值补偿的阻尼控制方法,实现动态时虚拟阻尼自适应、稳态时系统等效阻尼为零,解除阻尼对稳态有功下垂特性的影响,在保证不影响稳态有功功率分配的前提下有效抑制系统振荡。

针对基于特定函数曲线的虚拟阻尼系数自适应控制方法参数设计复杂的问题,文献[88-90]基于模糊规则自适应调节虚拟阻尼系数,为进一步加快变流器功率响应速度,增加系统阻尼,在原有一阶

惯性环节基础上增加一个超前环节，形成超前滞后惯性环节，加快角频率的变化，减小功率超调。

不同于以上文献对虚拟阻尼系数的直接控制，文献[91]引入输出速度反馈调节系统阻尼，将输出的微分信号采用负反馈的形式反馈到输入端并与误差信号相比较，从而改变系统的等效阻尼，实现系统等效阻尼的自适应。

综上所述，虚拟同步控制技术各类参数自适应控制算法的特点如表 6 所示。基于特定函数曲线的自适应算法控制简单灵活，但只针对精确模型，不具备通用性，且函数选取主观性强、参数设计复杂；基于模糊逻辑的自适应算法通用性强、鲁棒性高，但模糊规则难以确定；基于强化学习的自适应算法将稳定性与性能导向相结合，具备通用性强、效果良好的优点，但奖励函数设置困难、计算量大。

表 6 各类虚拟同步控制参数自适应算法比较  
Table 6 Comparison of various VSG parameter adaptive algorithms

| 自适应算法          | 优点            | 缺点                                     |
|----------------|---------------|--|
| 基于特定函数曲线的自适应算法 | 控制灵活<br>效果良好  | 参数设计复杂、通用性差、<br>函数选取主观性较强、<br>缺乏统一评价指标 |
| 基于模糊逻辑的自适应算法   | 通用性强<br>鲁棒性高  | 模糊规则<br>难以确定                           |
| 基于强化学习的自适应算法   | 通用性强<br>收敛速度快 | 计算量大、<br>奖励函数设计困难                      |

## 4 研究展望

为进一步推进双碳目标的实现，提高新型电力系统对新能源的消纳能力，保证系统安全稳定运行，可在高比例虚拟同步化新能源电力系统的稳定性分析、性能评估、主动控制方面进一步展开研究。

1) 高比例虚拟同步化新能源与大电网的复杂耦合关系研究。

随着新能源利用率不断提高，“双高”特征给新型电力系统带来了低惯量、低阻尼等稳定性问题，高比例虚拟同步化新能源一方面提高了系统等效惯量和阻尼，但一方面也改变了传统电力系统的动态响应特性，使其失稳机理变得更加复杂，诱发频率和电压稳定性问题。现有的虚拟同步控制稳定性分析主要从设备层关注单个虚拟同步控制的运行稳定性，较少从大电网角度考虑稳定性问题。高比例的虚拟同步化新能源通过电力电子设备接入电网，多级控制相互作用，涉及更宽时间尺度动态，在高度非线性化的控制结构中存在交互影响，导致系统在宽频域范围内响应扰动，机电暂态和电磁暂态耦合交互，引发谐振和振荡。同时，新能源出力

的随机性和间歇性也会带来干扰，影响电力系统的暂态稳定性，需要从频率特性出发，研究高比例虚拟同步化新能源与大电网之间的复杂耦合关系，分析振荡机理和特征，提出相应的抑制策略。

在电网发生短路故障时，虚拟同步控制技术受电力电子器件过流特性的限制，难以支持较大的短路电流，进而造成更严重的事故；在电网电压发生波动时，电力电子设备电压承受能力不足，易导致脱网，引发连锁故障；此外，在接入大量三相不平衡负载的情况下，虚拟同步控制会产生不平衡电压，损坏线路中的电力电子器件。因此，有必要研究针对电网多运行工况下的虚拟同步控制技术，提高虚拟同步化新能源正常工况的稳定性和异常工况的承受能力。

2) 虚拟同步控制技术综合性能评估与优化。

目前对虚拟同步控制的认识主要停留在对传统同步发电机外特性的模拟，对虚拟同步控制技术本身的理解不够充分，其综合性能规范量化指标尚不清晰，对于 3.3 节中的参数自适应策略只能在适用性、快速性等方面进行定性分析，难以对其控制效果定量评估和对比。此外，对于高比例可再生能源的电力系统最低惯量需求的评估也尚不成熟，缺乏统一的惯量需求评估方法。因此需要建立统一且简单易用的虚拟同步控制技术综合性能评估和惯量需求评估框架，从不同时间尺度和空间尺度上提出相应的指标和标准，从而对现有虚拟同步控制技术系列标准提出必要的改进建议。

在此基础上，对现有虚拟同步控制技术在拓扑结构和参数设计方面进行进一步的优化，全面提高变流器的控制灵活性和系统稳定性。当前的参数设计方法均从单个电力电子设备出发，未形成通用的整定计算流程，约束条件和优化目标也各有不同，带有严重的主观因素，亟需从系统全局稳定性和动态性能的角度出发，开展电力电子设备虚拟同步控制参数设计的深化研究工作。结合现有虚拟同步控制技术系列标准，将对虚拟同步控制技术的综合性能规范量化指标作为目标函数或约束条件引入参数设计优化模型的研究，在满足安全稳定约束的条件下从控制效果量化的角度找到虚拟同步控制参数的最优值或最优域。

3) 多运行场景下的虚拟同步控制运行方式切换技术研究。

根据上文对虚拟同步控制技术与其他控制技术的区别和联系的分析，虚拟同步控制技术可以视为是其他控制技术的总和。在高比例新能源的电力



系统中如果各变流器均通过虚拟同步控制技术并网,则可根据不同的运行场景要求,配置不同的参数,等效为其他几种控制方法分别实现惯量、阻尼、下垂、最大功率跟踪等控制效果。

具体而言,不同运行场景下对虚拟同步控制技术的要求各不相同,例如并网场景下要求新能源提供稳定功率、孤岛场景下要求新能源提供稳定电压和频率、主配网中有功无功与频率电压的下垂关系等。此外,随着新型电力系统中新能源比例不断增加,新能源出力的波动性和不确定性以及并网电力电子设备的跟随控制特性容易导致电网呈现出弱电网甚至极弱电网特性,从而导致单一虚拟同步控制技术难以适用于各类运行场景。因此亟需结合不同新能源类型、不同新能源渗透率、新能源接入位置、接入位置的天气因素、电网强度等特点,研究各运行场景下适用的虚拟同步控制运行方式、各运行方式之间的切换边界刻画策略和平滑切换策略。

4) 高比例场景下含虚拟同步化新能源电力系统的协调控制策略。

对于高比例场景下含虚拟同步化新能源电力系统的调频和调压问题,总体上应该挖掘新能源机组的调频调压能力,充分考虑新型电力系统多调节资源、多运行模式、多工作环境、多时间尺度的复杂特性,将新能源的调节能力和其他调节资源有效结合,共同应对扰动下的频率和电压调节问题。

具体而言,除虚拟同步化新能源和传统同步机组以外,新型电力系统还具备储能设备、可调节负荷等调频资源和无功补偿装置、新一代调相机设备等调压资源,需要考虑虚拟同步化新能源的运行状态和多种调节资源的调节特性,提出虚拟同步化新能源内部及与其他调节资源之间的协调控制策略。此外,高比例新能源电力系统中新能源渗透率及运行模式并不固定,异常天气等也会导致新能源出力短时间内大幅变化,需要考虑电力系统的实际工作环境和新能源实际出力特性,从惯性响应、一次调频、二次调频等多时间尺度角度,研究高比例场景下含虚拟同步化新能源电力系统的协调控制策略,提高系统稳定性和抗扰性。

传统同步机的惯性响应和一次调频响应均为不受控响应,由SG的机械特性决定。而虚拟同步控制技术控制灵活的电力电子特性,使得新能源虚拟同步控制技术的惯量响应能力和调频响应能力成为具有价值差异的可交易商品。因而可将惯量服务和调频服务市场化,借助市场手段合理量化惯性服务和调频服务的成本与价值,实现采用虚拟同步

控制的电力电子变流器之间的惯量分配和调频协调控制。

## 5 结语

虚拟同步控制技术是解决经由电力电子变流器并网的新能源发电渗透率逐渐提高下系统惯性与阻尼减小问题的有效手段,有利于提高系统稳定性,具有广阔的应用前景。本文以高比例新能源电力系统研究对象,对虚拟同步控制技术的研究进展进行了梳理,从控制结构角度归纳虚拟同步控制具体实现过程,从参数设计角度将多种电网支撑控制策略统一在虚拟同步控制框架下,并提出了进一步的研究方向,为今后高比例场景下含虚拟同步化新能源电力系统的研究提供参考。

## 参考文献

- [1] 周孝信,赵强,张玉琼.“双碳”目标下我国能源电力系统发展前景和关键技术[J].中国电力企业管理,2021(31): 14-17.  
ZHOU Xiaoxin, ZHAO Qiang, ZHANG Yuqiong. Development prospects and key technologies of energy and power system under double carbon goals in China[J]. China Power Enterprise Management, 2021(31): 14-17(in Chinese).
- [2] SINGH D, SEETHALEKSHMI K. A review on various virtual inertia techniques for distributed generation[C]//2020 International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ICEE3). Gorakhpur: IEEE, 2020: 631-638.
- [3] QUAN Xiangjun, YU Ruiyang, ZHAO Xin, et al. Photovoltaic synchronous generator: architecture and control strategy for a grid-forming PV energy system[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2020, 8(2): 936-948.
- [4] 王博,杨德友,蔡国伟.高比例新能源接入下电力系统惯量相关问题研究综述[J].电网技术,2020,44(8): 2998-3006.  
WANG Bo, YANG Deyou, CAI Guowei. Review of research on power system inertia related issues in the context of high penetration of renewable power generation[J]. Power System Technology, 2020, 44(8): 2998-3006(in Chinese).
- [5] 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,2017,37(2): 349-359.  
LV Zhipeng, SHENG Wanxing, LIU Haitao, et al. Application and challenge of virtual synchronous machine technology in power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(2): 349-359(in Chinese).
- [6] Australian Energy Market Commission. Review of the system black event in south Australia on 28 September 2016[EB/OL]. [2022-01-12]. [https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/documents/aemc\\_-\\_sa\\_black\\_system\\_review\\_-\\_final\\_report.pdf](https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/documents/aemc_-_sa_black_system_review_-_final_report.pdf).
- [7] YAN Ruifeng, MASOOD N A, SAHA T K, et al. The anatomy of the 2016 south Australia blackout: a catastrophic event in a high renewable network[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(5): 5374-5388.
- [8] 曾辉,孙峰,李铁,等.澳大利亚“9·28”大停电事故分析及对中国启示[J].电力系统自动化,2017,41(13): 1-6.  
ZENG Hui, SUN Feng, LI Tie, et al. Analysis of “9·28” blackout in south Australia and its enlightenment to China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(13): 1-6(in Chinese).
- [9] National Grid ESO. Technical report on the events of 9 august 2019



- [EB/OL]. (2019-09-06)[2022-01-12]. <https://www.nationalgrideso.com/document/152346/download>.
- [10] 沈政委, 孙华东, 汤涌, 等. 传统交流电网与高比例新能源电网连锁故障差异性分析[J]. 电网技术, 2021, 45(12): 4641-4649. SHEN Zhengwei, SUN Huadong, TANG Yong, et al. Analysis of cascading failure differences between traditional AC power grid and high-proportion new energy power grid[J]. Power System Technology, 2021, 45(12): 4641-4649(in Chinese).
- [11] 孙华东, 许涛, 郭强, 等. 英国“8·9”大停电事故分析及对中国电网的启示[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(21): 6183-6191. SUN Huadong, XU Tao, GUO Qiang, et al. Analysis on blackout in great Britain power grid on August 9th, 2019 and its enlightenment to power grid in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(21): 6183-6191(in Chinese).
- [12] VISSCHER K, DE HAAN S W H. Virtual synchronous machines (VSG'S) for frequency stabilisation in future grids with a significant share of decentralized generation[C]//CIRED Seminar 2008: SmartGrids for Distribution. Frankfurt: IET, 2008: 1-4.
- [13] BECK H P, HESSE R. Virtual synchronous machine[C]//2007 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilization. Barcelona: IEEE, 2007: 1-6.
- [14] ZHONG Qingchang, WEISS G. Synchroconverters: inverters that mimic synchronous generators[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2011, 58(4): 1259-1267.
- [15] 国家市场监督管理总局, 中国国家标准化管理委员会. 虚拟同步机 第1部分: 总则: GB/T 38983.1—2020[S]. 北京: 中国标准出版社, 2021.
- [16] 国家电网公司. 虚拟同步发电机技术导则: Q/GDW 11824—2018[S]. 北京: 国家电网公司, 2019.
- [17] 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(in Chinese).
- [18] 赵婷, 吕志鹏, 刘国宇, 等. 虚拟同步机技术系列标准解读[J]. 供用电, 2019, 36(4): 13-17, 36. ZHAO Ting, LÜ Zhipeng, LIU Guoyu, et al. Interpretation of virtual synchronous machine technology series standards[J]. Distribution & Utilization, 2019, 36(4): 13-17, 36(in Chinese).
- [19] KUNDUR P. Power system stability and control[M]. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [20] 杨赞. 基于虚拟同步发电机的微网逆变器并离网运行及无缝切换技术研究[D]. 南京: 东南大学, 2019.
- [21] 杜威, 姜齐荣, 陈蛟瑞. 微电网电源的虚拟惯性频率控制策略[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(23): 26-31, 36. DU Wei, JIANG Qirong, CHEN Jiaorui. Frequency control strategy of distributed generations based on virtual inertia in a microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(23): 26-31, 36(in Chinese).
- [22] 柴建云, 赵杨阳, 孙旭东, 等. 虚拟同步发电机技术在风力发电系统中的应用与展望[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(9): 17-25, 68. CHAI Jianyun, ZHAO Yangyang, SUN Xudong, et al. Application and prospect of virtual synchronous generator in wind power generation system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(9): 17-25, 68(in Chinese).
- [23] ZHANG Haobo, XIANG Wang, LIN Weixing, et al. Grid forming converters in renewable energy sources dominated power grid: control strategy, stability, application, and challenges[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2021, 9(6): 1239-1256.
- [24] 刘辉, 孙大卫, 宋鹏, 等. 电压环对光伏虚拟同步机系统稳定性的影响[J]. 太阳能学报, 2021, 42(3): 311-318. LIU Hui, SUN Dawei, SONG Peng, et al. Influence of voltage loop on stability of photovoltaic virtual synchronous generators[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2021, 42(3): 311-318(in Chinese).
- [25] 胡聪, 徐敏, 薛晓茹, 等. 基于改进多环虚拟同步发电机微电网控制技术[J]. 电子器件, 2021, 44(5): 1170-1175. HU Cong, XU Min, XUE Xiaoru, et al. Improved multiple-loop voltage control based virtual synchronous generator technique for microgrid[J]. Chinese Journal of Electron Devices, 2021, 44(5): 1170-1175(in Chinese).
- [26] 丁佳微. 基于虚拟同步发电机技术的分布式电源自适应惯量控制策略研究[D]. 西安: 西安理工大学, 2020.
- [27] PENG Yang, YIN Taiyuan, LI Mingxuan, et al. A sequence impedance modeling of VSG with consideration of inner loops control[C]//2019 4th IEEE Workshop on the Electronic Grid (eGRID). Xiamen: IEEE, 2019: 1-5.
- [28] 程军照, 李蔚森, 吴在军, 等. 微电网下垂控制中虚拟电抗的功率解耦机理分析[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(7): 27-32. CHENG Junzhao, LI Shusen, WU Zaijun, et al. Analysis of power decoupling mechanism for droop control with virtual inductance in a microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(7): 27-32(in Chinese).
- [29] 李旭枫, 陆立民, 成乐祥, 等. 基于自适应虚拟阻抗改进无功环路的虚拟同步功率解耦控制策略[J]. 电网技术, 2019, 43(10): 3752-3760. LI Xufeng, LU Limin, CHENG Lexiang, et al. Power decoupling control strategy in virtual synchronous generator with improved reactive power loop based on adaptive virtual impedance[J]. Power System Technology, 2019, 43(10): 3752-3760(in Chinese).
- [30] 张巧杰, 余巧, 王久和, 等. 基于分段式虚拟阻抗的改进下垂控制[J]. 电力系统及其自动化学报, 2021, 33(9): 87-93. ZHANG Qiaojie, YU Qiao, WANG Jiuhe, et al. Improved droop control based on piecewise virtual impedance[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2021, 33(9): 87-93(in Chinese).
- [31] 代维, 秦文萍, 任春光, 等. 含同步机微网中基于解耦下垂的自适应虚拟阻抗控制[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(14): 4486-4495. DAI Wei, QIN Wenping, REN Chunguang, et al. Adaptive virtual impedance control based on decoupling droop in microgrid with synchronous generators[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(14): 4486-4495(in Chinese).
- [32] 阳建, 刘勇, 盘宏斌, 等. 基于虚拟同步机的微网逆变器无频差控制[J]. 电网技术, 2016, 40(7): 2001-2008. YANG Jian, LIU Yong, PAN Hongbin, et al. Method of frequent deviation-free control of microgrid inverter based on virtual synchronous generator control[J]. Power System Technology, 2016, 40(7): 2001-2008(in Chinese).
- [33] 张宇华, 赵晓轲, 方艺翔. 独立微网中虚拟同步发电机的频率自恢复控制策略[J]. 电网技术, 2019, 43(6): 2125-2131. ZHANG Yuhua, ZHAO Xiaoke, FANG Yixiang, et al. Research on frequency self-recovery control for virtual synchronous generator in island microgrid[J]. Power System Technology, 2019, 43(6): 2125-2131(in Chinese).
- [34] 孙亮, 杨晓飞, 孙立国, 等. 基于改进虚拟同步发电机的多逆变器频率无差控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(11): 18-27. SUN Liang, YANG Xiaofei, SUN Liguang, et al. Frequent deviation-free control for microgrid multi-inverters based on improving a virtual synchronous generator[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(11): 18-27(in Chinese).
- [35] 曹建博, 王林, 黄辉, 等. 直流微电网多端口变换器虚拟惯性控

- 制策略[J]. 电网技术, 2021, 45(7): 2604-2615.
- CAO Jianbo, WANG Lin, HUANG Hui, et al. Virtual inertia control strategy of multi-port converter used in DC micro-grid[J]. Power System Technology, 2021, 45(7): 2604-2615(in Chinese).
- [36] 周扬. 光伏减载参与电网频率响应策略研究[D]. 吉林: 东北电力大学, 2021.
- [37] 姚为正, 杨美娟, 张海龙, 等. VSC-HVDC 受端换流器参与电网调频的 VSG 控制及其改进算法[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(2): 525-533.
- YAO Weizheng, YANG Meijuan, ZHANG Hailong, et al. VSG control and its modified algorithm for VSC-HVDC Inverter participating grid's frequency regulation[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(2): 525-533(in Chinese).
- [38] 孟建辉, 王毅, 石新春, 等. 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 Xinchun, et al. Control strategy and parameter analysis of distributed inverters based on VSG[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(12): 1-10(in Chinese).
- [39] SHI Kai, SONG Wentao, XU Peifeng, et al. Low-voltage ride-through control strategy for a virtual synchronous generator based on smooth switching[J]. IEEE Access, 2018, 6: 2703-2711.
- [40] 徐国栋, 赵庆生, 梁定康, 等. 基于准 PR 的 LC 型并网逆变器双回路控制研究[J]. 电力电子技术, 2021, 55(8): 79-81, 92.
- XU Guodong, ZHAO Qingsheng, LIANG Dingkan, et al. Research on dual-loop control of LC grid-connected inverter based on quasi-PR [J]. Power Electronics, 2021, 55(8): 79-81, 92(in Chinese).
- [41] ZHENG Changming, DRAGIĆEVIĆ T, BLAABJERG F. Model predictive control-based virtual inertia emulator for an islanded alternating current microgrid[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2021, 68(8): 7167-7177.
- [42] 李帅虎, 向丽珍, 向振宇, 等. 用于改善 VSG 频率响应的模型预测控制方法[J]. 高电压技术, 2021, 47(8): 2856-2864.
- LI Shuaihu, XIANG Lizhen, XIANG Zhenyu, et al. MPC control method for improving VSG frequency response[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(8): 2856-2864(in Chinese).
- [43] BABAYOMI O, LI Zhen, ZHANG Zhenbin. Distributed secondary frequency and voltage control of parallel-connected VSCs in microgrids: a predictive VSG-based solution[J]. CPSS Transactions on Power Electronics and Applications, 2020, 5(4): 342-351.
- [44] XIE Zhiwen, TANG Niang, QIU Junqing, et al. Novel virtual synchronous generator based on low-complexity model predictive control[C]//2021 5th International Conference on Green Energy and Applications (ICGEA). Singapore: IEEE, 2021: 58-62.
- [45] AFSHAR Z, BAZARGANI N T, BATHAEE S M T. Virtual synchronous generator for frequency response improving and power damping in microgrids using adaptive sliding mode control[C]//2018 International Conference and Exposition on Electrical And Power Engineering (EPE). Iasi: IEEE, 2018: 199-204.
- [46] 李鹏. 微网虚拟同步发电机下的自适应滑模控制策略研究[D]. 成都: 西南交通大学, 2017.
- [47] 苏虎, 曹伟, 孙静, 等. 基于改进下垂控制的微网协调控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(11): 92-98.
- SU Hu, CAO Wei, SUN Jing, et al. Micro-grid coordinated control strategy based on improved droop control[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(11): 92-98(in Chinese).
- [48] 孙云岭. 微网运行控制策略及并网标准研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2013.
- [49] LI Yunwei, VILATHGAMUWA D M, LOH P C. Design, analysis, and real-time testing of a controller for multi-bus microgrid system [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2004, 19(5): 1195-1204.
- [50] 王子越. 基于虚拟同步发电机的光伏并网逆变器控制研究[D]. 银川: 宁夏大学, 2020.
- [51] 唐西胜, 邓卫, 齐智平. 基于储能的微网并网/离网无缝切换技术[J]. 电工技术学报, 2011, 26(S1): 279-284.
- TANG Xisheng, DENG Wei, QI Zhiping. Research on grid-connected/islanded seamless transition of microgrid based on energy storage[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2011, 26(S1): 279-284(in Chinese).
- [52] ZHONG Qingchang, HORNIK T. Control of power inverters in renewable energy and smart grid integration[M]. Hoboken: John Wiley & Sons, 2013.
- [53] 曾正, 赵荣祥, 汤胜清, 等. 可再生能源分散接入用先进并网逆变器研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(24): 1-12.
- ZENG Zheng, ZHAO Rongxiang, TANG Shengqing, et al. An overview on advanced grid-connected inverters used for decentralized renewable energy resources[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(24): 1-12(in Chinese).
- [54] 邵昊舒, 蔡旭, 周党生, 等. 风电机组虚拟同步及惯量控制方法分析与测试评估[J]. 高电压技术, 2020, 46(5): 1538-1547.
- SHAO Haoshu, CAI Xu, ZHOU Dangsheng, et al. Analysis and test evaluation of VSG and virtual inertia control method for wind turbine [J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(5): 1538-1547(in Chinese).
- [55] LI Zhi, GONG Yu, SONG Peng, et al. Photovoltaic virtual synchronous generator engineering application effects analysis and optimization[C]//2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED). Tianjin: IEEE, 2018: 1604-1610.
- [56] 葛俊, 刘辉, 江浩, 等. 虚拟同步发电机并网运行适应性分析及探讨[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(9): 26-35.
- GE Jun, LIU Hui, JIANG Hao, et al. Analysis and investigation on grid-connected operation adaptability of virtual synchronous generators [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(9): 26-35(in Chinese).
- [57] 涂春鸣, 谢伟杰, 肖凡, 等. 多虚拟同步发电机并联系统控制参数对稳定性的影响分析[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(15): 77-86.
- TU Chunming, XIE Weijie, XIAO Fan, et al. Influence analysis of control parameters of parallel system with multiple virtual synchronous generators on stability[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(15): 77-86(in Chinese).
- [58] 伍文华, 陈燕东, 周乐明, 等. 虚拟同步发电机接入弱电网的序阻抗建模与稳定性分析[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(6): 1560-1571.
- WU Wenhua, CHEN Yandong, ZHOU Leming, et al. Sequence impedance modeling and stability analysis for virtual synchronous generator connected to the weak grid [J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(6): 1560-1571(in Chinese).
- [59] 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(in Chinese).
- [60] HU Changbin, CHEN Kaiyu, LUO Shanna, et al. Small signal modeling and stability analysis of virtual synchronous generators [C]//2017 20th International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS). Sydney: IEEE, 2017: 1-5.
- [61] LIU Jia, MIURA Y, ISE T. Comparison of dynamic characteristics between virtual synchronous generator and droop control in inverter-based distributed generators[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2016, 31(5): 3600-3611.
- [62] JIA Yaoqin, XIAO Junjie, JIA Biao, et al. Adaptive time constant

- control strategy for micro-grid based on improved droop control [C]//2020 IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia (I&CPS Asia). Weihai: IEEE, 2020: 1210-1215.
- [63] MENG Xin, LIU Jinjun, LIU Zeng. A generalized droop control for grid-supporting inverter based on comparison between traditional droop control and virtual synchronous generator control[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2019, 34(6): 5416-5438.
- [64] 李斌. 基于虚拟同步发电机控制的微电网逆变器关键技术研究[D]. 重庆: 重庆大学, 2018.
- [65] POGAKU N, PRODANOVIC M, GREEN T C. Modeling, analysis and testing of autonomous operation of an inverter-based microgrid [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2007, 22(2): 613-625.
- [66] ZHANG Weichao, YAN Xiangyu. Equivalence analysis of virtual synchronous machines and frequency-droops for inertia emulation in power systems with converter-interfaced renewables [J]. Journal of Electrical Engineering & Technology, 2020, 15(3): 1167-1175.
- [67] 葛平娟, 涂春鸣, 肖凡, 等. 面向暂态稳定性能提升的 VSG 参数灵活控制策略[J/OL]. 中国电机工程学报. (2021-07-28)[2022-01-12]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.TM.20210728.0919.003.html>.  
GE Pingjuan, TU Chunming, XIAO Fan, et al. Transient stability enhancement of a VSG based on flexible switching of control parameters [J/OL]. Proceedings of the CSEE. (2021-07-28)[2022-01-12]. [http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.TM.20210728.0919.003.html\(in Chinese\)](http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.TM.20210728.0919.003.html(in%20Chinese)).
- [68] 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.
- [69] POURESMAEIL M, SANGRODY R, TAHERI S, et al. An adaptive parameter-based control technique of virtual synchronous generator for smooth transient between islanded and grid-connected mode of operation[J]. IEEE Access, 2021, 9: 137322-137337.
- [70] LI Jin, WEN Buying, WANG Huaiyuan. Adaptive virtual inertia control strategy of VSG for micro-grid based on improved bang-bang control strategy[J]. IEEE Access, 2019, 7: 39509-39514.
- [71] FAN Wei, YAN Xiangwu, HUA Tianqi. Adaptive parameter control strategy of VSG for improving system transient stability[C]//2017 IEEE 3rd International Future Energy Electronics Conference and ECCE Asia (IFEEC 2017 - ECCE Asia). Kaohsiung, China: IEEE, 2017: 2053-2058.
- [72] 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, 39(19): 82-89.  
CHENG Chong, YANG Huan, ZENG Zheng, et al. Rotor inertia adaptive control method of VSG[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(19): 82-89(in Chinese).
- [73] 孟建辉. 分布式电源的虚拟同步发电机控制技术研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2015.
- [74] 温春雪, 陈丹, 胡长斌, 等. 微网逆变器的 VSG 转动惯量和阻尼系数自适应控制[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(17): 120-126, 183.  
WEN Chunxue, CHEN Dan, HU Changbin, et al. Self-adaptive control of rotational inertia and damping coefficient of VSG for converters in microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(17): 120-126, 183(in Chinese).
- [75] LI Meiyi, HUANG Wentao, TAI Nengliang, et al. A dual-adaptivity inertia control strategy for virtual synchronous generator[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(1): 594-604.
- [76] ZHENG Zhifei, LIU Shengyong, WANG Qi, et al. Virtual synchronous generator control strategy with adaptive damping coefficient for interlinking converter of the AC/DC hybrid microgrid [C]//2020 5th International Conference on Power and Renewable Energy (ICPRE). Shanghai: IEEE, 2020: 648-652.
- [77] LI Dongdong, ZHU Qianwei, LIN Shunfu, et al. A self-adaptive inertia and damping combination control of VSG to support frequency stability[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2017, 32(1): 397-398.
- [78] LI Xin, CHEN Guozhu. Improved adaptive inertia control of VSG for low frequency oscillation suppression[C]//2018 IEEE International Power Electronics and Application Conference and Exposition (PEAC). Shenzhen: IEEE, 2018: 1-5.
- [79] 王毅, 黑阳, 付媛, 等. 基于变下垂系数的直流配电网自适应虚拟惯性控制[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(8): 116-124.  
WANG Yi, HEI Yang, FU Yuan, et al. Adaptive virtual inertia control of DC distribution network based on variable droop coefficient[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(8): 116-124(in Chinese).
- [80] YANG Fan, SHAO Xinyi, SHAO Yinlong, et al. Fuzzy adaptive strategy based on finite-time observer for virtual synchronous generator in frequency regulation of microgrid[C]//2021 3rd International Conference on Smart Power & Internet Energy Systems (SPIES). Shanghai: IEEE, 2021: 235-240.
- [81] 张永超, 王维庆, 王海云, 等. VSC-HVDC 逆变侧的 VSG 转动惯量和阻尼系数模糊自适应控制[J]. 太阳能学报, 2021, 42(11): 463-469.  
ZHANG Yongchao, WANG Weiqing, WANG Haiyun, et al. Fuzzy adaptive control of VSG moment of inertia and damping coefficient on VSC-HVDC inverter side[J]. Acta Energetica Sinica, 2021, 42(11): 463-469(in Chinese).
- [82] LI Yushuai, GAO Wei, HUANG Shuo, et al. Data-driven optimal control strategy for virtual synchronous generator via deep reinforcement learning approach[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2021, 9(4): 919-929.
- [83] LIU Peng, BI Yuxuan, LIU Chong. Data-based intelligent frequency control of VSG via adaptive virtual inertia emulation[J]. IEEE Systems Journal, 2021, doi: 10.1109/JSYST.2021.3131866.
- [84] ZHANG Kun, ZHANG Changhua, XU Zihao, et al. A virtual synchronous generator control strategy with q-learning to damp low frequency oscillation[C]//2020 Asia Energy and Electrical Engineering Symposium (AEEES). Chengdu: IEEE, 2020: 111-115.
- [85] HOU Xiaochao, SUN Yao, ZHANG Xin, et al. Improvement of frequency regulation in VSG-based AC microgrid via adaptive virtual inertia[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2020, 35(2): 1589-1602.
- [86] ZHANG Chenyu, YANG Yun, MIAO Huiyu, et al. An improved adaptive inertia and damping control strategy for virtual synchronous generator[C]//2018 13th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA). Wuhan: IEEE, 2018: 322-328.
- [87] 许崇福, 李苑茹, 徐宁一, 等. 应用于储能变流器的虚拟同步发电机阻尼特性分析与改进[J]. 电网技术, 2020, 44(5): 1656-1663.  
XU Chongfu, LI Wanru, XU Ningyi, et al. Analysis and improvement of damping characteristics of virtual synchronous generator control applied to energy storage converter[J]. Power System Technology, 2020, 44(5): 1656-1663(in Chinese).
- [88] LI Tai, CUI Hailin, PAN Rongrui, et al. VSG virtual inertial control strategy based on lead-lag link and fuzzy logic control[C]//2019 Chinese Automation Congress (CAC). Hangzhou: IEEE, 2019: 5684-5689.
- [89] 徐海珍, 张兴, 刘芳, 等. 基于超前滞后环节虚拟惯性的 VSG 控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(7): 1918-1926.



- XU Haizhen, ZHANG Xing, LIU Fang, et al. Virtual synchronous generator control strategy based on lead-lag link virtual inertia[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(7): 1918-1926(in Chinese).
- [90] SHAO Yiyang, ZHU Chengzhi, DONG Shufeng, et al. Adaptive damping coefficient control of virtual synchronous generator of microgrid inverter[C]//2019 29th Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC). Nadi: IEEE, 2019: 1-6.
- [91] 任海鹏, 陈琦, 张亮亮, 等. 虚拟同步发电机参数自适应调节[J]. 控制理论与应用, 2020, 37(12): 2571-2580.
- REN Haipeng, CHEN Qi, ZHANG Liangliang, et al. Parameter adaptive strategy for virtual synchronous generator control[J]. Control Theory & Applications, 2020, 37(12): 2571-2580(in Chinese).
- [92] XI Jiangbei, GENG Hua, HE Xiuqiang. Adaptive VSG control scheme for large scale wind farms to improve frequency response characteristics[C]//2019 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting. Baltimore: IEEE, 2019: 1-7.
- [93] WANG Ren, CHEN Laijun, ZHENG Tianwen, et al. VSG-based adaptive droop control for frequency and active power regulation in the MTDC system[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2017, 3(3): 260-268.
- [94] 李谦. 光伏发电参与电网频率调节的研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2021.
- [95] LIANG Xiaodong, ANDALIB-BIN-KARIM C, LI Weixing, et al. Adaptive virtual impedance-based reactive power sharing in virtual synchronous generator controlled microgrids[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2021, 57(1): 46-60.
- [96] 颜湘武, 张伟超, 崔森, 等. 基于虚拟同步机的电压源逆变器频率响应时域特性和自适应参数设计[J]. 电工技术学报, 2021, 36(S1): 241-254.
- YAN Xiangwu, ZHANG Weichao, CUI Sen, et al. Frequency response characteristics and adaptive parameter tuning of voltage-sourced converters under VSG control[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(S1): 241-254(in Chinese).
- [97] 王淋, 巨云涛, 吴文传, 等. 面向频率稳定提升的虚拟同步化微电网惯量阻尼参数优化设计[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(13): 4479-4489.
- WANG Lin, JU Yuntao, WU Wenchuan, et al. Optimal design of inertia and damping parameters of virtual synchronous microgrid for improving frequency stability[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(13): 4479-4489(in Chinese).
- [98] 邵一阳. 基于虚拟同步发电机的储能逆变器控制研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2021.
- [99] 殷桂梁, 董浩, 代亚超, 等. 光伏微网中虚拟同步发电机参数自适应控制策略[J]. 电网技术, 2020, 44(1): 192-199.
- YIN Guiliang, DONG Hao, DAI Yachao, et al. Adaptive control strategy of VSG parameters in photovoltaic microgrid[J]. Power System Technology, 2020, 44(1): 192-199(in Chinese).



刘钊汛

在线出版日期: 2022-04-12。

收稿日期: 2022-01-24。

作者简介:

刘钊汛(1998), 男, 硕士研究生, 研究方向为新型电力系统的稳定与控制, E-mail: LiuZhaoxun@whu.edu.cn;

秦亮(1980), 男, 通信作者, 副教授, 博士生导师, 主要从事电力电子化电力系统的分析与控制、柔性直流系统、可再生能源发电等方面的研究工作, E-mail: qinliang@whu.edu.cn。

(责任编辑 马晓华)

# Review on Virtual Synchronous Generator Control Technology of Power Electronic Converter in Power System Based on New Energy

LIU Zhaoxun<sup>1</sup>, QIN Liang<sup>1</sup>, YANG Shiqi<sup>1</sup>, ZHOU Yiyuan<sup>1</sup>, WANG Qing<sup>2</sup>, ZHENG Jingwen<sup>3</sup>, LIU Kaipei<sup>1</sup>

(1. School of Electrical Engineering and Automation, Wuhan University, Wuhan 430072, Hubei Province, China;

2. State Grid Corporation of China, Xicheng District, Beijing 100031, China;

3. State Grid Hubei Electric Power Research Institute, Wuhan 430077, Hubei Province, China)

**KEY WORDS:** virtual synchronous generator control technology (VSG); control structure; parameter adaptive control strategy; active support; stability

The realization of the double-carbon goal requires the construction of a new power system with new energy as the main body and the integration of sources, networks, charging and storing. The reduction of synchronous generators inevitably leads to the gradual reduction of inertia and damping in the power system, which may cause the power instability. Virtual synchronous generator control technology (VSG) is an effective means to improve the active support capability of new energy to the power grids.

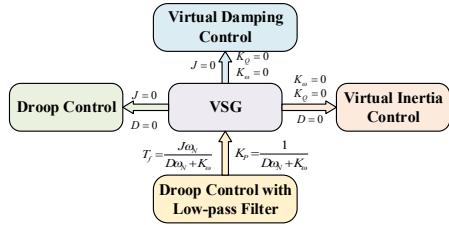
In this paper, the specific realization process and optimization of the VSG are summarized. Generally, the VSG can be understood as adding a voltage or power pre-stage control to a conventional double closed loop control strategy. So according to the control objectives of the converter, the VSG can be divided into two types: the voltage-supported and the power-supported. And the characteristics of the two types of VSG are compared comprehensively from the perspective of the virtual rotor angular speed, the stability in the weak grid, the response speed, the fault current, the key technology and the application scenario, as is shown in Tab. 1.

**Table 1 Comparison of VSG with different control structures**

| Control method              | Voltage-supported type VSG  | Power-supported type VSG   |
|-----------------------------|---|--|
| Virtual rotor angular speed | From calculating;<br>A new status variable  | From measurement;<br>Not a new status variable                       |
| Stability in weak grid      | High  | Low  |
| Response speed              | Faster  | Fast   |
| Fault current               | High  | Low  |
| Key technology              | Double closed loop control; Double closed loop control;<br>Virtual impedance control; Virtual impedance control;<br>Grid-connected/islanded DC bus voltage control<br>switching control |  |
| Application scenario        | Suitable for weak grid with<br>stable voltage sources or<br>islanded scenarios  | Suitable for strong grid<br>scenarios with flexible<br>power control |

Then, the differences between the VSG and the other grid active support strategies are investigated in terms of the influence of their control parameters, and the equivalent relationship between the other strategies

and the VSG is established, which is unified in the VSG framework from the perspective parameter design, as is shown in Fig.1.



**Fig.1 Equivalence of VSG with other strategies by different parameter configurations**

Moreover, in order to make full use of the flexibility of the VSG in terms of the parameters adjustment, the control performance is improved by means of a parameter adaptive strategy. The existing strategies are divided into three types in terms of the control principle, whose characteristics are shown in Tab.2.

**Table 2 Comparison of various VSG parameter adaptive algorithms**

| Adaptive algorithm                                   | Advantages                                       | Disadvantages  |
|--|--|--|
| Adaptive algorithm based on specific function curves | Flexible controlled;<br>Excellent control effect | Complex parameter design;<br>Lowly versatile;<br>Highly subjectivity of selection;<br>Lack of uniform evaluation |
| Adaptive algorithm based on fuzzy logic              | Highly versatile;<br>Highly robustness           | High difficulty in selecting fuzzy rules   |
| Adaptive algorithm based on reinforcement learning   | Highly versatile;<br>Fast convergence speed      | High volume of calculations;<br>High difficulty in design of reward function                                     |

Finally, the further directions for the development of VSG are proposed. It's necessary to carry out researches on the complex coupling relationship between the VSG and the grids, on the comprehensive VSG performance evaluation and optimization, on the VSG operation mode switching technology under multiple scenarios and on the coordinated control strategies for the power system with high proportion of VSG, which provides reference for future development of the new energy power system in the.