

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.240661

# 基于角频率偏差积分反馈的构网型逆变器暂态稳定提升策略

周步祥<sup>1</sup>, 丁豪<sup>1</sup>, 周毅<sup>1</sup>, 张俨<sup>2</sup>, 邱一苇<sup>1</sup>, 臧天磊<sup>1</sup>

(1. 四川大学电气工程学院, 四川 成都 610065; 2. 贵州电网有限责任公司电力调度控制中心, 贵州 贵阳 550002)

**摘要:** 针对构网型(grid-forming, GFM)逆变器在系统短路故障期间容易因失去平衡点而发生暂态失稳的问题, 提出了基于角频率偏差积分反馈的 GFM 逆变器暂态稳定性提升策略。首先, 建立了含电流限幅环节和角频率偏差积分反馈支路的 GFM 逆变器暂态稳定分析模型, 分析了角频率偏差积分反馈系数对 GFM 逆变器暂态稳定的影响机理。其次, 提出了角频率偏差积分反馈系数的设计方法, 可以确保系统在故障期间具有稳定平衡点的同时, 加速面积不大于减速面积, 实现故障穿越。并且所提方法不需要获取系统功角、线路阻抗、电网电压跌落程度等信息。最后, 基于 Starsim 硬件在环实验平台验证了所提策略的有效性。

**关键词:** 构网型逆变器; 暂态稳定性; 角频率偏差反馈; 故障穿越; 相平面图

## A transient stability enhancement strategy for grid-forming inverters based on integral feedback of angular frequency deviation

ZHOU Buxiang<sup>1</sup>, DING Hao<sup>1</sup>, ZHOU Yi<sup>1</sup>, ZHANG Yan<sup>2</sup>, QIU Yiwei<sup>1</sup>, ZANG Tianlei<sup>1</sup>

(1. College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China; 2. Power Dispatching & Control Center of Guizhou Power Grid Co., Ltd., Guiyang 550002, China)

**Abstract:** To address the transient instability issue of grid-forming (GFM) inverters during short-circuit faults, which can lose their equilibrium point, this paper proposes a transient stability enhancement strategy based on integral feedback of angular frequency deviation. First, a transient stability analysis model of a GFM inverter is established, considering the current limitation and integral feedback branch of angular frequency deviation. The influence mechanism of the integral feedback coefficient of angular frequency deviation on the transient stability of GFM inverters is analyzed. Next, a design method for the integral feedback coefficient is proposed, one which can ensure that the system maintains a stable equilibrium point during faults while achieving fault ride-through by keeping the acceleration area no greater than the deceleration area. Moreover, the proposed method does not require obtaining information such as system power angle, line impedance, and depth of grid voltage sag. Finally, the effectiveness of the proposed strategy is verified through hardware-in-the-loop (HIL) experiments on the Starsim platform.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 52307126).

**Key words:** grid-forming inverters; transient stability; feedback of angular frequency deviation; fault ride-through; phase plane diagram

## 0 引言

随着大规模可再生能源通过并网变换器接入电网进行电能交换, 电力系统正朝着高比例新能源和高比例电力电子设备的方向发展<sup>[1-3]</sup>。未来, 风电、

光伏等新能源将逐步取代化石能源成为电力供应的主要来源, 以逆变器为接口的非同步机电源将逐步取代传统同步机电源, 在电网中起到决定性作用<sup>[4]</sup>。

模拟传统同步发电机特性的构网型(grid-forming, GFM)逆变器本质为可控电压源, 可以主动为系统提供电压和频率支持<sup>[5-7]</sup>。作为电压源, GFM 逆变器的输出阻抗通常较小, GFM 逆变器在电网短路故障期间通常会产生较大的短路电流<sup>[8]</sup>。因此, 在 GFM 逆

**基金项目:** 国家自然科学基金项目资助(52307126); 四川省科技计划项目资助(2024NSFSC0870)

变器中通常采用电流限幅环节来限制电流峰值。然而，电流限幅环节会导致 GFM 逆变器在电网短路故障期间的暂态过程变得更加复杂<sup>[9]</sup>。同时，触发限流后会使得 GFM 逆变器更容易因失去稳定平衡点而发生暂态失稳<sup>[10]</sup>。因此，在触发电流限幅环节期间如何保证 GFM 逆变器的故障穿越是当前研究的热点问题之一<sup>[11]</sup>。

目前，针对 GFM 逆变器并网系统故障后缺少稳定平衡点的问题，研究学者主要是从切换控制策略、虚拟阻抗、调整控制参数和附加控制环路 4 个方面进行研究<sup>[12]</sup>。文献[13]提出在电网故障时将 GFM 控制切换为锁相环控制，故障清除后再由锁相环控制切换回 GFM 控制，以满足系统在故障期间的无功需求，但需要备用锁相环，在实际应用中操作较为复杂，而且在弱网下存在稳定性问题<sup>[14]</sup>。文献[15]通过故障期间调整有功功率参考抑制逆变器稳态输出电流，通过虚拟电阻限制暂态过电流，从而提高了系统故障穿越能力，控制逻辑较为复杂。文献[16]从角频率偏差处引出一条自适应调节有功功率参考值支路，降低有功功率不平衡，在电网严重故障期间确保稳态工作点的存在，但反馈支路的参数设计需要用到线路阻抗信息和正常运行时的功角信息，而线路阻抗是随时间变化的参数。文献[17]和文献[18]通过在有功功率同步环中引入角频率偏差比例积分反馈项，达到降低故障期间有功功率参考并增大阻尼的目的。值得注意的是，积分支路对系统在故障期间的暂态稳定性起决定性作用，因此积分参数的设计十分重要。文献[17]中角频率偏差积分反馈系数的设计依赖于正常运行时的系统功角，在不同运行工况下需要进行迭代计算，过程较为复杂。文献[18]中给出了角频率偏差反馈支路的积分系数的整定范围，当角频率偏差反馈支路的积分系数与放大系数的乘积较小时，并不能保证系统在故障期间存在稳定平衡点。

因此，针对现有研究的不足，本文提出了一种基于角频率偏差积分反馈的 GFM 逆变器暂态稳定提升策略。本文的主要贡献在于：

1) 建立了含电流限幅环节和角频率偏差积分反馈的 GFM 逆变器暂态稳定分析模型，揭示了短路故障条件下频率偏差积分反馈系数对暂态稳定性的影响机理。

2) 给出了角频率偏差积分反馈系数的设计方法，保证系统在故障期间具有稳定平衡点的同时，加速面积不大于减速面积，并且避免了系统功角、

线路阻抗、电网电压跌落程度等信息的获取。

## 1 含限流环节和角频率偏差积分反馈的 GFM 逆变器模型

### 1.1 模型结构

含限流环节和角频率偏差积分反馈的 GFM 逆变器并网结构如图 1 所示。图中： $\theta$  为功率同步环节输出相角； $v_g$  为电网电压； $V_{dc}$  为直流侧电压； $L_g$  为线路电感； $C_f$  和  $L_f$  分别为滤波电容和电感； $\omega$  为系统频率； $P$  为逆变器输出有功功率； $E_{dref}$  和  $E_{qref}$  分别为内电势  $d$  轴和  $q$  轴电压参考值； $P_{ref}$  为有功功率参考值； $v_{pcc}$  和  $i_{pcc}$  分别为公共连接点(point of common coupling, PCC)的电压和电流； $V_d$  和  $V_q$  分别为  $v_{pcc}$  经 Park 变换后的  $d$  轴和  $q$  轴电压； $I_d$  和  $I_q$  分别为  $i_{pcc}$  经 Park 变换后的  $d$  轴和  $q$  轴电流； $I_{dref}^*$  和  $I_{qref}^*$  分别为电压环输出电流  $d$  轴和  $q$  轴参考值； $I_{dref}$  和  $I_{qref}$  分别为电流限幅环节输出电流  $d$  轴和  $q$  轴参考值； $E_{odref}$  和  $E_{oqref}$  分别为电流环输出电压  $d$  轴和  $q$  轴参考值。

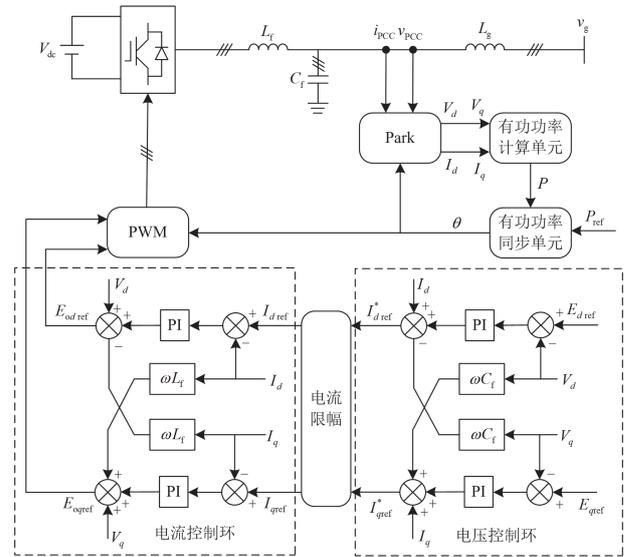


图 1 逆变器并网示意图

Fig. 1 Schematic diagram of inverter connected to power grid

基于角频率偏差积分反馈的功率同步单元控制框图如图 2 所示。图中： $J$  和  $D$  分别为虚拟同步控制回路的惯性系数和阻尼系数； $\Delta\omega$  为角频率偏差； $k$  为角频率偏差积分反馈系数； $\omega_g$  为电网角频率。

功率同步单元由虚拟同步控制(virtual synchronous generator, VSG)环路和角频率偏差积分反馈支路构成，用于使 GFM 逆变器与电网同步。通过设置的电

压参考控制 PCC 电压, 经过电压电流双闭环得到逆变器输出端口电压参考值。采用同步相量测量装置 (phasor measurement unit, PMU) 进行电网角频率的获取。

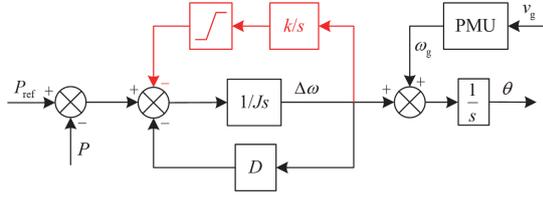


图2 功率同步单元控制框图

Fig. 2 Block diagram of power synchronization unit

## 1.2 电流限幅环节

由于逆变器的过流能力较弱, 因此需要添加电流限幅环节以防止故障期间逆变器因电流过大而遭到损坏。由于  $q$  轴电流优先限幅能够使变流器在系统发生短路故障期间提供较大的无功电流注入, 有利于系统的暂态稳定, 因此本文选择  $q$  轴电流优先的限幅策略<sup>[19]</sup>, 其控制率描述为

$$(I_{dref}, I_{qref}) = \begin{cases} (I_{dref}^*, I_{qref}^*), \sqrt{(I_{dref}^*)^2 + (I_{qref}^*)^2} \leq I_{max} \\ (0, -I_{max}), \sqrt{(I_{dref}^*)^2 + (I_{qref}^*)^2} > I_{max} \end{cases} \quad (1)$$

式中,  $I_{max}$  为电流限幅值。

## 2 基于角频率偏差积分反馈的 GFM 逆变器暂态模型推导及暂态失稳机理

### 2.1 简化假设条件

逆变器系统在电网故障期间的详细机理模型较为复杂, 因此需要对其进行如下简化处理:

- 1) 高压输电线路中线路电抗远大于线路电阻, 因此忽略线路电阻的影响<sup>[20]</sup>。
- 2) 由于有功外环和电压、电流内环的时间尺度差异, 在分析外环控制引发的暂态稳定问题时, 认为内环控制能够快速跟踪外环参考值<sup>[21]</sup>。因此忽略内环动态的影响。
- 3) 由于有功环对于 GFM 逆变器的暂态稳定性起到主导作用, 因此忽略无功环节的影响<sup>[22]</sup>。
- 4) GFM 逆变器的直流侧通常使用大型电容器或储能装置<sup>[23]</sup>。因此将直流侧理想化为恒压源。

### 2.2 暂态模型推导

传统 VSG 控制的功率同步单元如图 3 所示,  $\theta$  可表示为

$$\theta = \frac{1}{s} \left( \frac{1}{Js + D} \cdot (P_{ref} - P) \right) + \omega_g t \quad (2)$$

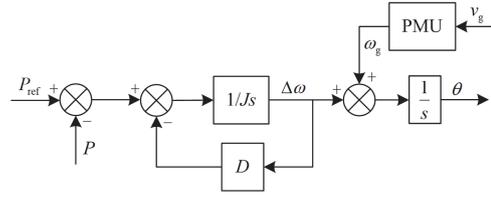


图3 传统 VSG 功率同步单元

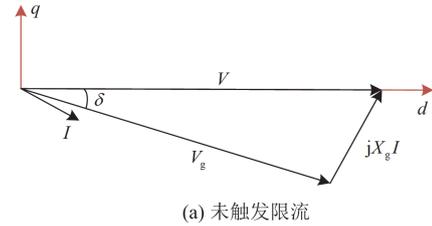
Fig. 3 Power synchronization unit of traditional VSG

定义虚拟功角  $\delta$  为  $d$  轴与  $v_g$  之间的相角差, 如式(3)所示。

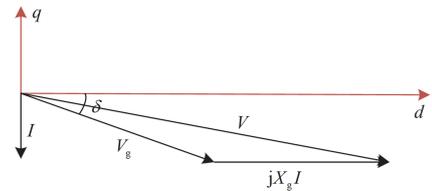
$$\delta = \theta - \theta_g \quad (3)$$

式中,  $\theta_g$  为电网电压  $v_g$  的相角, 其中  $\theta_g = \omega_g t$ 。

系统的相量关系如图 4 所示, 其中:  $V$  和  $V_g$  分别为逆变器输出电压和电网电压幅值;  $X_g$  为线路电抗值, 其中  $X_g = \omega L_g$ ;  $I$  为逆变器输出电流幅值。未触发限流时, GFM 逆变器等效为受控电压源, 此时  $d$  轴与逆变器输出电压重合。触发限流环节后, GFM 逆变器等效为受控电流源,  $d$  轴通过电流矢量进行定向。



(a) 未触发限流



(b) 触发限流

图4 系统相量图

Fig. 4 Phasor diagram of system

根据图 4,  $P$  可表示为

$$P = \begin{cases} P_u = \frac{3VV_g}{2X_g} \sin \delta, \sqrt{(I_{dref}^*)^2 + (I_{qref}^*)^2} \leq I_{max} \\ P_l = \frac{3}{2} V_g I_{max} \sin \delta, \sqrt{(I_{dref}^*)^2 + (I_{qref}^*)^2} > I_{max} \end{cases} \quad (4)$$

式中,  $P_u$  和  $P_l$  分别为触发限流和未触发限流时的输出有功功率。通过式(4)可以看出, 触发限流后, 功角曲线幅值大幅下降, 不利于系统暂态稳定。

将式(3)和式(4)代入到式(2)中并化简整理,得到传统 VSG 控制的暂态模型为

$$J\ddot{\delta} = \begin{cases} \frac{P_{\text{ref}}}{P_{\text{refeq}}} - P_u - D\dot{\delta}, \sqrt{(I_{d\text{ref}}^*)^2 + (I_{q\text{ref}}^*)^2} \leq I_{\text{max}} \\ \frac{P_{\text{ref}}}{P_{\text{refeq}}} - P_1 - D\dot{\delta}, \sqrt{(I_{d\text{ref}}^*)^2 + (I_{q\text{ref}}^*)^2} > I_{\text{max}} \end{cases} \quad (5)$$

式中,  $P_{\text{refeq}}$  为等效有功功率参考。

由图 2 可知,基于角频率偏差积分反馈的 GFM 逆变器的功率同步单元输出相角  $\theta$  可表示为式(6)。

$$\theta = \frac{1}{s} \left( \frac{1}{J_s + D} \cdot (P_{\text{ref}} - P) + \frac{k}{s} (\omega - \omega_g) \right) + \omega_g t \quad (6)$$

将式(3)和式(4)代入到式(6)中并化简整理,得到增加角频率偏差积分反馈支路后的暂态模型如式(7)所示。

$$J\ddot{\delta} = \begin{cases} \frac{P_{\text{ref}} - k\delta - P_u - D\dot{\delta}}{P_{\text{refeq}}}, \sqrt{(I_{d\text{ref}}^*)^2 + (I_{q\text{ref}}^*)^2} \leq I_{\text{max}} \\ \frac{P_{\text{ref}} - k\delta - P_1 - D\dot{\delta}}{P_{\text{refeq}}}, \sqrt{(I_{d\text{ref}}^*)^2 + (I_{q\text{ref}}^*)^2} > I_{\text{max}} \end{cases} \quad (7)$$

比较式(5)和式(7)可以看出,系统稳态运行时  $\delta \in (0, \pi/2)$ , 故障后功角曲线幅值下降,由于角频率偏差积分反馈系数的作用, GFM 逆变器等效有功功率参考降低,更容易与故障后的功角曲线产生交点,有利于增强系统的暂态稳定性。

### 2.3 暂态失稳机理

等面积定则能够较为直观地揭示逆变器在系统发生短路故障时的暂态失稳机理,因此本节将用等面积法则揭示 GFM 逆变器的失稳机理。未触发限流时和触发限流时逆变器输出有功功率如式(4)所示,均为正弦曲线,其失稳机理类似,因此可以统一进行分析。

根据式(5)和式(7)可以将系统的暂态模型表示为通式,如式(8)所示。

$$J\ddot{\delta} = P_{\text{refeq}} - P_a \sin \delta - D_{\text{eq}} \dot{\delta} \quad (8)$$

$$P_a = \begin{cases} \frac{3VV_g}{2X_g}, \sqrt{(I_{d\text{ref}}^*)^2 + (I_{q\text{ref}}^*)^2} \leq I_{\text{max}} \\ \frac{3}{2} V_g I_{\text{max}}, \sqrt{(I_{d\text{ref}}^*)^2 + (I_{q\text{ref}}^*)^2} > I_{\text{max}} \end{cases} \quad (9)$$

式中:  $P_a \sin \delta$  为  $P_u$  ( $P_1$ ) 的通式,其中  $P_a$  为电网电压跌落后的有功功率幅值;  $D_{\text{eq}}$  为等效阻尼系数,本文取  $D_{\text{eq}} = D$ 。

传统 VSG 控制下系统故障前后的功角曲线如图 5 所示。图中:曲线 I 为正常运行工况下的功角

曲线,  $\delta_{\text{sn}}$  和  $\delta_{\text{un}}$  分别为正常运行工况下的稳定运行点和不稳定运行点;曲线 II 和曲线 III 为故障期间的功角曲线,其中曲线 II 在故障期间存在稳定平衡点,  $\delta_{\text{sf}}$  和  $\delta_{\text{uf}}$  分别为曲线 II 的稳定运行点和不稳定运行点,曲线 III 在故障期间不存在平衡点。当并网系统发生短路故障时, GFM 逆变器有功功率表达式的幅值随  $V_g$  的减小而减小。特别地,当触发限流后,有功功率表达式的幅值会大幅减小。假设故障期间系统  $P_{\text{ref}}$  不变,当功角曲线的幅值减小到一定程度时,  $P_{\text{ref}}$  与功角曲线只有一个交点或者没有交点,在此情况下系统的功角因缺少稳定平衡点而持续增加,从而发生暂态失稳。以故障前有功功率参考值  $P_{\text{ref}} > 0$  为例,电网电压发生跌落时,若系统能够在故障期间运行到新的平衡点,则功角的变化情况如下:系统首先运行在 A 处,  $\delta = \delta_{\text{sn}}$ 。故障发生后系统由曲线 I 突变为曲线 II,运行点由 A 变为 B,由于  $P_{\text{ref}} > P$ , 则  $\Delta\omega > 0$ , 系统将加速,之后  $\delta$  沿曲线 II 逐渐增大。当  $\delta$  越过 C 时,由于  $P_{\text{ref}} < P$ , 则  $\Delta\omega < 0$ , 系统将减速,由于惯性,功角  $\delta$  沿曲线 II 继续增大,若  $\delta$  在运行到 D 前能够减速到额定角频率,则  $\delta$  将减小,在 C 附近衰减振荡后稳定运行于  $\delta_{\text{sf}}$ 。如果运行到 D 时,系统还未减速到额定角频率,则  $\delta$  将越过  $\delta_{\text{uf}}$ , 随后持续加速,发生暂态失稳。上述过程的加速面积与减速面积分别对应图 5 中的  $S_1$  和  $S_2$ , 当  $S_1 \leq S_2$  时,故障期间系统能保持暂态稳定;当  $S_1 > S_2$  时,系统将失稳。

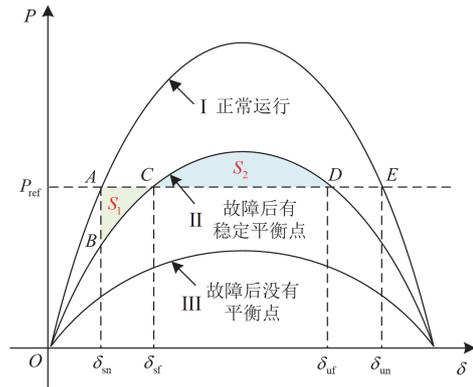


图 5 功角曲线

Fig. 5 Power-angle curve

## 3 基于角频率偏差积分反馈的暂态稳定提升策略

### 3.1 暂态稳定性提升机理

本文提出的暂态稳定提升方法的基本原理为:

保证故障期间 GFM 逆变器功角曲线与有功功率参考存在交点的同时, 确保加速面积不大于减速面积。

以  $P_{\text{ref}} > 0$  为例, 系统正常工况下的不稳定平衡点  $\delta_{\text{un}} \in (\pi/2, \pi)$ 。如果故障期间功角运行在  $\delta_{\text{sf}} \in (\pi/2, \pi)$ , 那么故障清除后, 由于不平衡转矩的作用, 系统存在失稳的风险。如果故障期间功角稳定运行在  $\delta_{\text{sf}} \in (0, \pi/2]$ , 那么故障清除后, 系统能够恢复到原来的平衡点。因此需设置合适的  $k$ , 使得故障期间功角稳定运行在  $\delta_{\text{sf}} \in (0, \pi/2]$ 。根据式(7)和式(8)可知,  $k\delta$  和  $P_a \sin \delta$  在  $\delta \in (0, \pi/2]$  单调递增, 当  $P_{\text{ref}}$  与  $k\delta$  在  $\delta \in (0, \pi/2]$  内存在交点时, 则  $P_{\text{ref}}$  与  $k\delta + P_a \sin \delta$  在  $\delta \in (0, \pi/2]$  内必然存在交点。因此, 当故障期间  $k$  满足式(10)时, 则系统在  $\delta \in (0, \pi/2]$  内必存在稳定平衡点。

$$k \geq \left\lfloor \frac{2P_{\text{ref}}}{\pi} \right\rfloor \quad (10)$$

证明过程如下。

令  $f(\delta) = k\delta + P_a \sin \delta - P_{\text{ref}}$ , 其中  $\delta \in (0, \pi/2]$ 。即需要证明  $f(\delta)$  在  $\delta \in (0, \pi/2]$  内存在零点。

当  $P_{\text{ref}} > 0$  时,  $f(\delta) \geq 2P_{\text{ref}}\delta/\pi + P_a \sin \delta - P_{\text{ref}}$ ,  $f(\pi/2) \geq P_a > 0$ ,  $f(0) = -P_{\text{ref}} < 0$ 。根据零点存在性定理,  $f(\delta)$  在区间  $(0, \pi/2]$  上连续且  $f(0)f(\pi/2) < 0$ , 则  $f(\delta)$  在区间  $(0, \pi/2]$  内必存在零点, 即存在  $\delta_{\text{sf}+} \in (0, \pi/2]$ , 使得  $f(\delta_{\text{sf}+}) = 0$ 。由于  $P = P_a \sin \delta$ , 则  $dP/d\delta|_{(\delta = \delta_{\text{sf}+})} = P_a \cos \delta_{\text{sf}+} > 0$ , 根据电力系统静态稳定的实用判据,  $\delta = \delta_{\text{sf}+}$  为稳定平衡点。

根据对称性可知, 当  $P_{\text{ref}} < 0$  时, 如果故障期间满足式(10), 则系统存在稳定平衡点  $\delta_{\text{sf}-} \in [-\pi/2, 0)$ 。

综上所述, 当故障期间角频率偏差积分反馈系数  $k$  满足式(10)时, 则系统存在稳定平衡点。

以  $P_{\text{ref}} > 0$  为例, 证明故障期间满足式(10)时  $S_1 \leq S_2$ 。为了更直观地观察系统的加速和减速面积, 将式(7)中的  $k\delta$  与  $P_u(P_1)$  合并看作等效有功功率输出  $P_{\text{eq}}$ , 如式(11)所示。系统等效功角曲线如图 6 所示。图中:  $P_1$  为正常运行时的功角曲线;  $P_2 (V_g \neq 0)$  和  $P_3 (V_g = 0)$  为电网电压跌落期间的等效功角曲线。

$$J\ddot{\delta} = P_{\text{ref}} - \underbrace{(k\delta + P_a \sin \delta)}_{P_{\text{eq}}} - D\dot{\delta} \quad (11)$$

由图 6 可知, 系统的加速面积为  $AB_1C_1$  所包围的面积, 减速面积为  $C_1DE$  所包围的面积, 由此可计算出系统的加速和减速面积, 如式(12)所示。

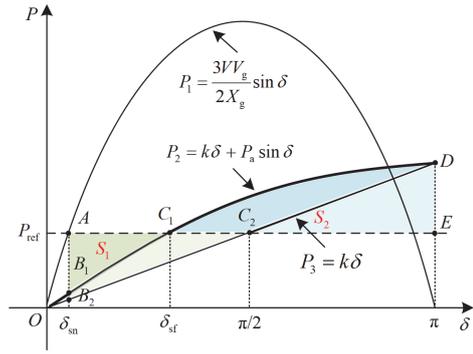


图 6 等效功角曲线

Fig. 6 Equivalent power-angle curve

$$\begin{cases} S_1 = \int_{\delta_{\text{sn}}}^{\delta_{\text{sf}}} [P_{\text{ref}} - (k\delta + P_a \sin \delta)] d\delta \\ S_2 = \int_{\delta_{\text{sf}}}^{\pi} [(k\delta + P_a \sin \delta) - P_{\text{ref}}] d\delta \end{cases} \quad (12)$$

基于式(12), 对系统的加速和减速面积对应区间进行放缩处理, 并将式(10)代入, 从而得到加速面积上限与减速面积下限, 其过程分别如式(13)和式(14)所示。

$$S_1 = \int_{\delta_{\text{sn}}}^{\delta_{\text{sf}}} [P_{\text{ref}} - (k\delta + P_a \sin \delta)] d\delta \leq \int_0^{\pi/2} (P_{\text{ref}} - k\delta) d\delta = \quad (13)$$

$$\int_0^{\pi/2} \left( P_{\text{ref}} - \frac{2P_{\text{ref}}}{\pi} \delta \right) d\delta = \frac{\pi}{4} P_{\text{ref}}$$

$$S_2 = \int_{\delta_{\text{sf}}}^{\pi} [(k\delta + P_a \sin \delta) - P_{\text{ref}}] d\delta \geq \int_{\pi/2}^{\pi} (k\delta - P_{\text{ref}}) d\delta = \quad (14)$$

$$\int_{\pi/2}^{\pi} \left( \frac{2P_{\text{ref}}}{\pi} \delta - P_{\text{ref}} \right) d\delta = \frac{\pi}{4} P_{\text{ref}}$$

根据式(13)和式(14)可得式(15)。

$$S_1 \leq \frac{\pi}{4} P_{\text{ref}} \leq S_2 \quad (15)$$

从式(15)可知, 当  $P_{\text{ref}} > 0$  时, 如果故障期间  $k$  满足式(10), 则系统能够过渡到新的稳定平衡点。特别地, 当电网电压跌落至 0 时, 对应故障最严重的情况, 等效功角曲线仅由频率偏差积分反馈项  $k\delta$  决定。加速面积由  $AB_1C_1$  增大为  $AB_2C_2$ , 减速面积由  $C_1DE$  小为  $C_2DE$ , 此时加速和减速面积相等, 式(15)取等号, 故障期间功角稳定运行于  $\pi/2$ 。根据对称性, 同理可证当  $P_{\text{ref}} < 0$  时, 仍有式(15)成立。

综上所述, 当  $k$  满足式(10)时能够保证故障期间系统在  $[-\pi/2, \pi/2]$  存在稳态运行点。值得注意的

是,随着  $k$  的增大,系统的平衡点将向  $\delta = 0$  移动,故障期间系统的有功功率输出将减小。

因此,在保证系统故障期间暂态稳定性的前提下,应取尽可能小的  $k$ ,从而保证系统故障期间的有功功率,即

$$k = \left\lfloor \frac{2P_{ref}}{\pi} \right\rfloor \quad (16)$$

从式(16)可以看出,故障期间  $k$  的设计仅与正常运行时的  $P_{ref}$  有关,避免了对  $X_g$ 、 $V_g$  等信息的依赖,能够使 GFM 逆变器在缺乏上述信息的情况下实现故障穿越。

### 3.2 故障穿越控制流程

故障穿越控制流程如图 7 所示。

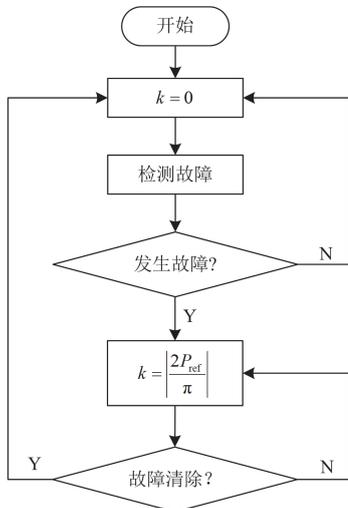


图 7 故障穿越控制流程

Fig. 7 Flow chart of fault ride-through control

首先,根据系统是否发生短路故障进行相应操作。当系统处于正常运行状态时,设置  $k = 0$ ,此时角频率偏差积分反馈支路失效,GFM 逆变器为传统的 VSG 控制。当检测到系统发生短路故障时,将角频率偏差积分反馈支路投入,根据式(16)设定  $k$  的值,待故障清除后将  $k$  重新设置为 0,即恢复为传统的 VSG 控制。

### 3.3 方法性能对比

表 1 总结了本文方法与现有方法的对比。其中,文献[24]、文献[17]和文献[25]分别对角频率偏差采用积分、PI、PID 反馈,文献[26]采用电网电压偏差比例反馈,文献[27]采用并网点  $q$  轴电压 PI 反馈。上述文献均能降低系统的等效有功参考以保证暂态稳定性,但是都存在一定的局限性。其中,文献[17, 24, 26-27]的参数设计依赖于稳态运行功角、故障期间电网电压幅值和电网阻抗信息等额外信息,文献

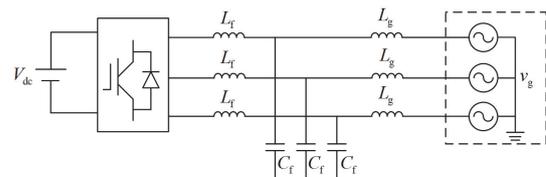
[25]的参数设计虽然不依赖于上述额外信息,但是系统在故障期间需经历多周期振荡后才能到达稳定平衡点,并且故障期间系统动态性能较差。相比之下,本文所提方法在保证系统暂态稳定性的前提下,参数设计过程不依赖于上述额外信息,并且不影响系统原本的动态性能,具有一定的工程实用性。

表 1 暂态稳定方法对比

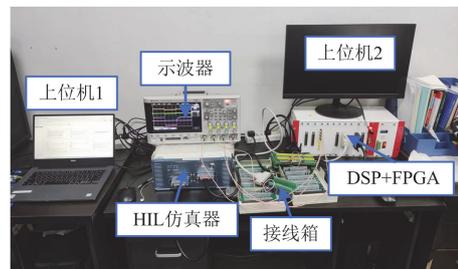
Table 1 Comparison of transient stability methods				
主要方法	参数设计过程 额外信息依赖	附加环路 调节参数	动态 性能	暂态 稳定
角频率偏差 积分反馈 <sup>[24]</sup>	电网电压幅值 稳态运行功角 电网阻抗	1	√	√
角频率偏差 PI 反馈 <sup>[17]</sup>	稳态运行功角	2	×	√
角频率偏差 PID 反馈 <sup>[25]</sup>	无	3	×	√
电网电压偏差 比例反馈 <sup>[26]</sup>	电网电压幅值	1	√	√
$q$ 轴电压 PI 反馈 <sup>[27]</sup>	电网阻抗	2	×	√
本文所提方法	无	1	√	√

## 4 实验验证

为验证本文分析及故障穿越控制策略的正确性,本文搭建如图 8 所示的实验平台。如图 8(a)所示的电路模型在电力电子仿真软件 StarSim 中搭建,并将其运行在实时仿真器 MT6020 中,其硬件电路仿真步长为  $1 \mu s$ 。控制算法在 TMS320C28346 数字信号处理控制器(DSP)中实现,其采样频率为 10 kHz,



(a) 电路模型



(b) 半实物仿真实验平台

图 8 实验平台

Fig. 8 Experimental platform

脉宽调制信号通过可编程门阵列(FPGA)产生, 并通过连接线输入至实时仿真器中, 用以控制逆变桥开关器件。

算例基本参数如表 2 所示。

表 2 算例基本参数

Table 2 Basic parameters of the study case

参数	数值
直流侧电压 $V_{dc}/V$	700
内电势 $d$ 轴参考 $E_{dref}/V$	311
内电势 $q$ 轴参考 $E_{qref}/V$	0
额定电压幅值 $V_n/V$	311
额定有功功率 $P_n/W$	18 660
额定角频率 $\omega_n/(\text{rad/s})$	$100\pi$
额定电流 $I_n/A$	40
惯性系数 $J$	79
阻尼系数 $D$	1571
电压环比例系数 $k_{pv}$	0.1429
电压环积分系数 $k_{iv}$	74.3562
电流环比例系数 $k_{pc}$	27.4889
电流环积分系数 $k_{ic}$	7.854
滤波电感 $L_f/mH$	3.5
滤波电容 $C_f/\mu F$	50
线路电感 $L_g/mH$	10
电流限幅值 $I_{max}/A$	60

本文根据如表 3 所示的 4 个案例对所提策略的有效性进行验证。逆变器在  $t=0\text{ s}$  时接入电网并运行在稳定状态, 在  $t=3\text{ s}$  时电网发生持续时间为 3 s 的三相电压跌落, 在  $t=6\text{ s}$  时故障切除。将表 1 中参数代入式(10), 可以计算出故障期间角频率偏差积分反馈系数  $k=11\ 879$ 。

表 3 仿真案例

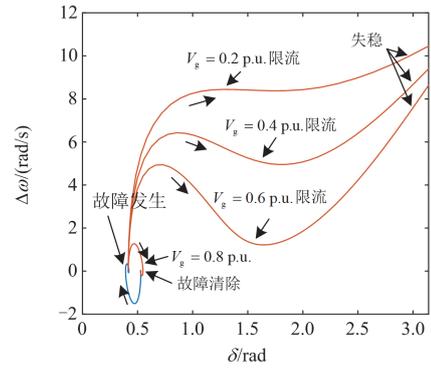
Table 3 Simulation cases

序号	案例
1	不同电网电压跌落程度
2	不同线路阻抗
3	有功功率参考为负
4	设备接入多机系统

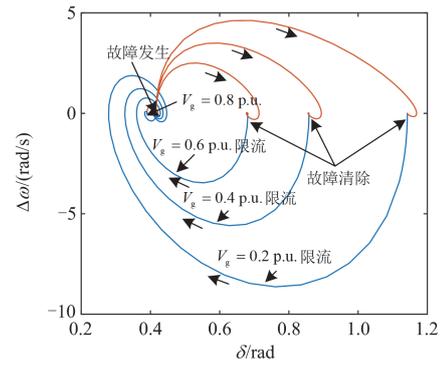
#### 4.1 不同电网电压跌落程度下的有效性验证

在 Matlab 中通过 ode45 函数分别求解式(5)和式(7), 得到系统在电网发生不同电压跌落程度下的相平面图, 如图 9 所示。从图 9 可以看出, 当电网电压跌落至 0.8 p.u. 时电流限幅环节未触发, 传统 VSG 控制与本文所提控制策略都能在故障期间稳定运行在新的平衡点。当电网电压分别跌落至 0.2 p.u.、

0.4 p.u. 和 0.6 p.u. 时, 电流限幅环节触发, 功角曲线的幅值大幅下降, 传统 VSG 控制下系统的平衡点缺失, 由于有功功率参考大于有功功率输出, 系统持续加速, 最终发生暂态失稳。本文所提故障穿越控制策略下, 角频率偏差积分反馈支路使等效有功功率参考下降, 故障期间系统功角运行到新的平衡点处。



(a) 传统VSG控制

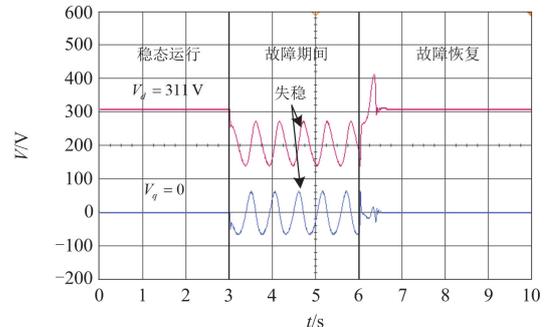


(b) 所提策略

图 9 不同电网电压跌落程度下的相平面图

Fig. 9 Phase portrait of different grid voltage sags

传统 VSG 控制和本文所提控制在电网电压跌落至 0.2 p.u. 时的实验波形分别如图 10 和图 11 所示, 传统 VSG 控制在故障期间发生暂态失稳, 本文所提控制策略下系统保持暂态稳定。与理论分析一致。



(a) 输出电压

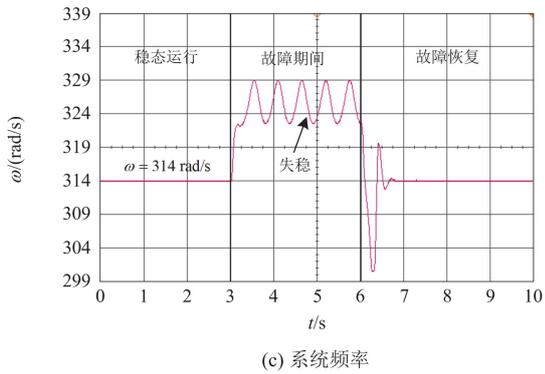
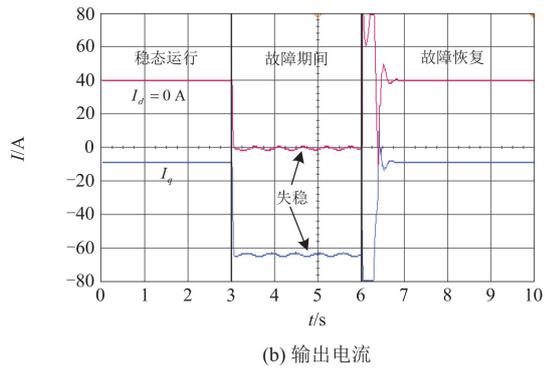


图 10 传统 VSG 控制下的实验波形  
Fig. 10 Experimental waveforms of traditional VSG control

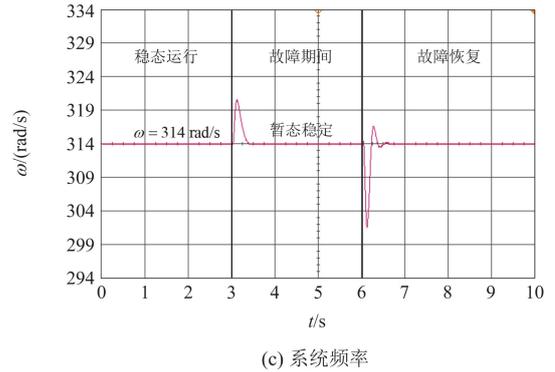
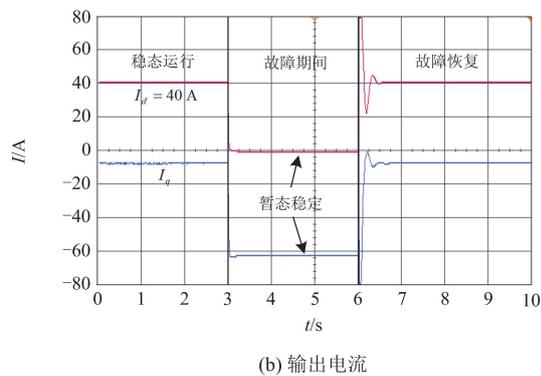
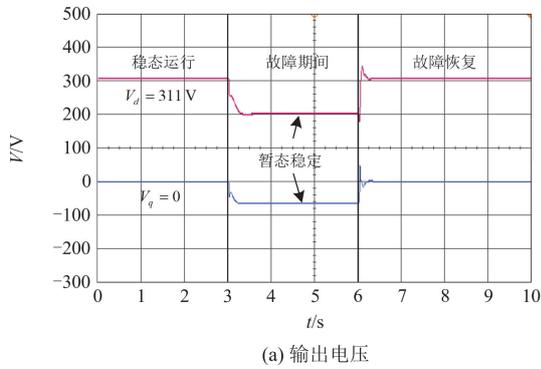
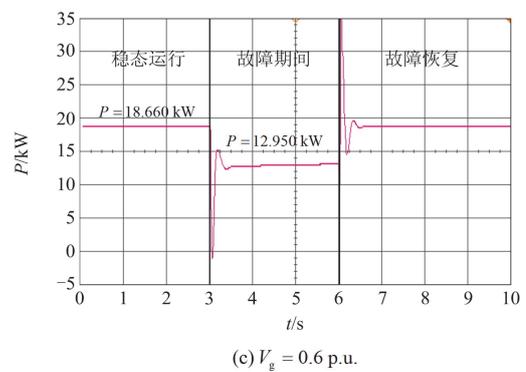
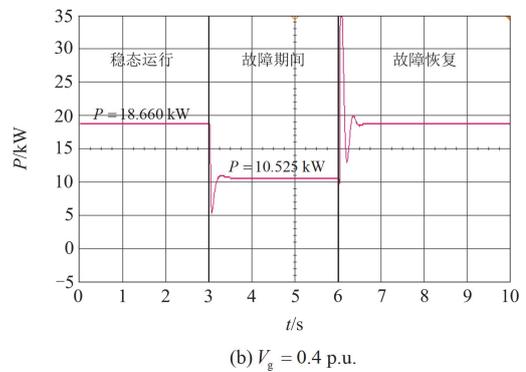
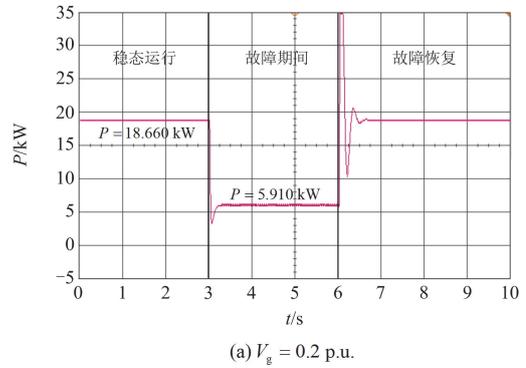


图 11 故障穿越控制下的实验波形

Fig. 11 Experimental waveforms of fault ride-through control

本文所提策略在不同电网电压跌落程度下的有功功率输出波形如图 12 所示。在角频率偏差积分反



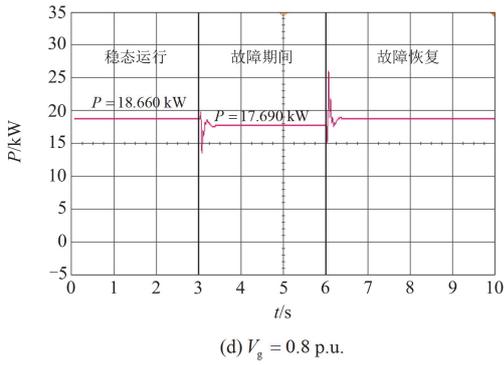


图 12 不同电网电压跌落程度下的有功功率实验波形  
Fig. 12 Experimental waveforms of active power of different grid voltage sags

馈支路的作用下, 故障期间系统的有功功率输出减小, 并且有功功率输出与故障严重程度负相关, 所提策略能够使系统故障期间保持暂态稳定的同时, 一定程度上保证有功功率输出。

#### 4.2 不同线路阻抗下的有效性验证

线路阻抗  $L_g = 5 \text{ mH}$  和  $L_g = 15 \text{ mH}$  时的相平面图如图 13 所示。在不同线路阻抗下, 所提策略能保

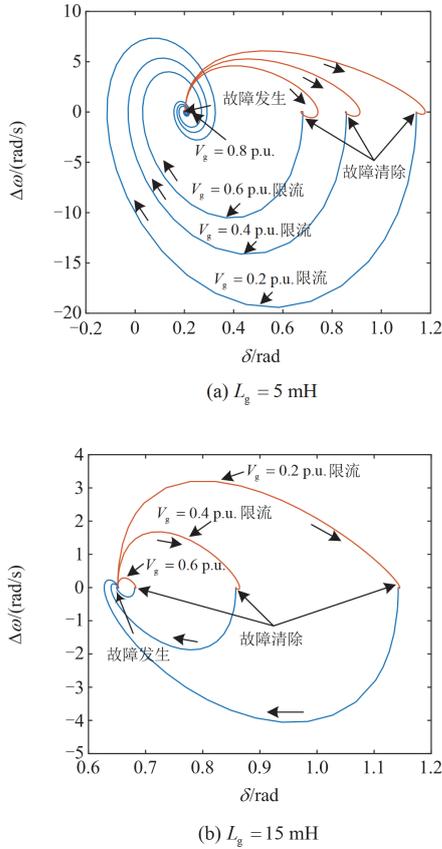


图 13 不同线路阻抗下的相平面图  
Fig. 13 Phase portrait of different line impedances

证系统在故障期间运行到新的稳态运行点, 并且在故障清除后恢复到原来的稳态运行点, 实现故障穿越。  $L_g = 5 \text{ mH}$  和  $L_g = 15 \text{ mH}$  时的实验波形分别如图 14 和图 15 所示。当  $L_g = 5 \text{ mH}$  和  $L_g = 15 \text{ mH}$  时, 系统均能在故障期间保持暂态稳定, 并且在故障恢复后能够回到原来的运行工况。与理论分析一致。

#### 4.3 有功功率参考为负时的有效性验证

当 GFM 逆变器直流侧接入对象为储能时, 故障发生时刻其运行工况可能是充电状态, 即  $P_{ref} < 0$ 。假设正常运行时有  $P_{ref} = -18660 \text{ W}$ , 所提策略在电网电压跌落时的相平面图如图 16 所示, 可以看出, 系统在充电工况发生短路故障时运行到新的稳态平衡点。

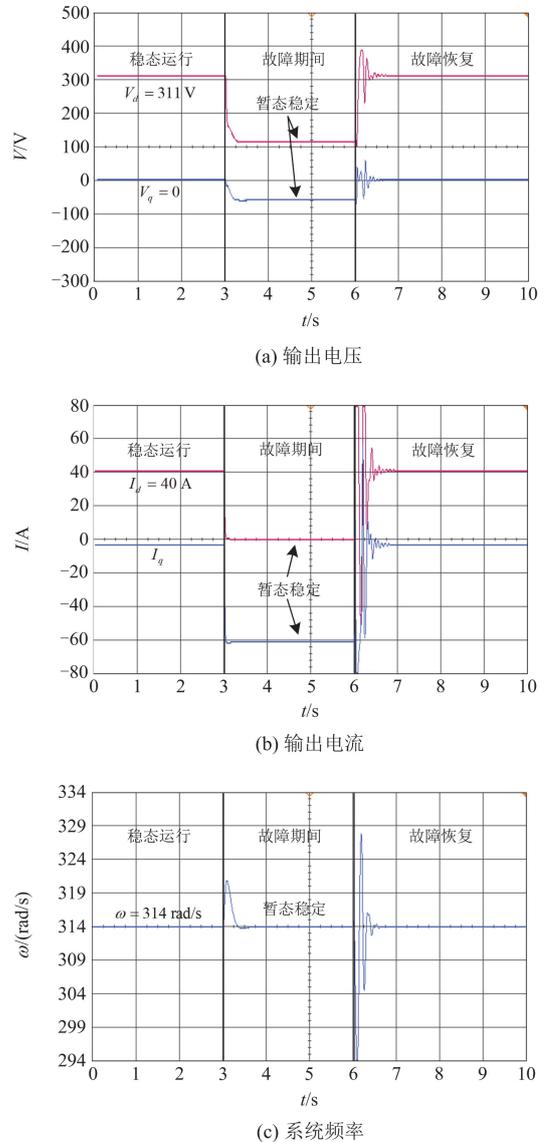


图 14  $L_g = 5 \text{ mH}$  时的实验波形  
Fig. 14 Experimental waveforms when  $L_g = 5 \text{ mH}$

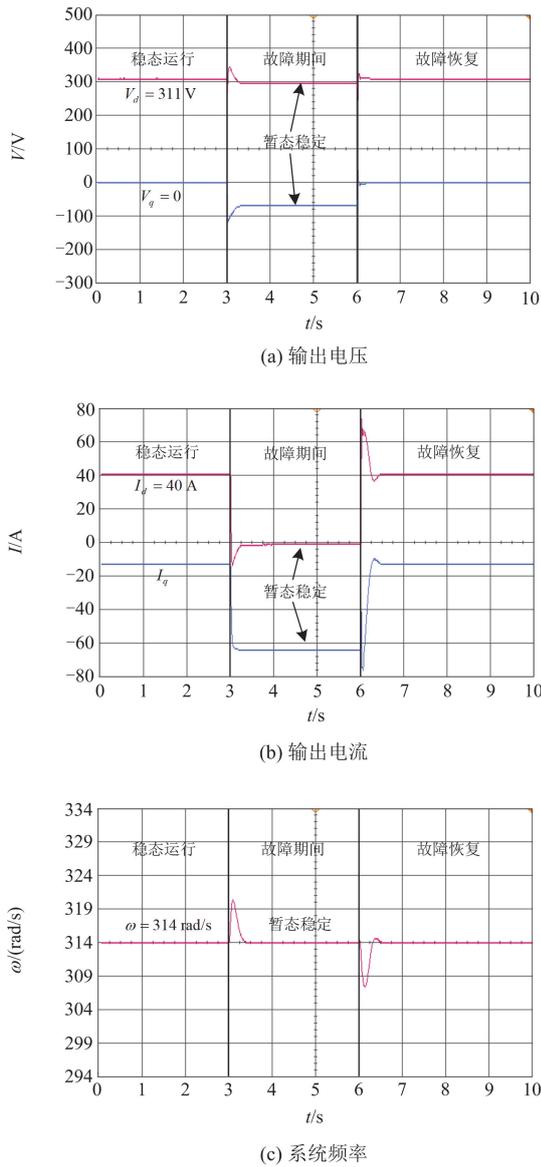


图 15  $L_g = 15$  mH 时的实验波形

Fig. 15 Experimental waveforms when  $L_g = 15$  mH

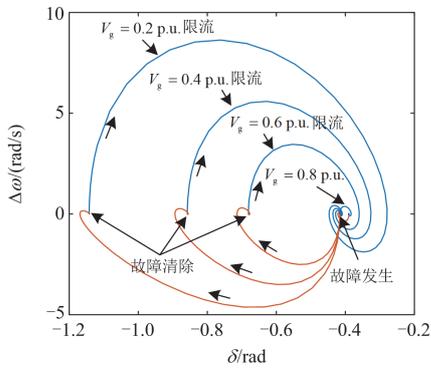


图 16  $P_{ref} < 0$  时的相平面图

Fig. 16 Phase portrait when  $P_{ref} < 0$

$P_{ref} < 0$  时的实验波形如图 17 所示，系统在故障期间能够保持暂态稳定。 $P_{ref} < 0$  时的有功功率波形如图 18 所示，充电功率与故障严重程度负相关，

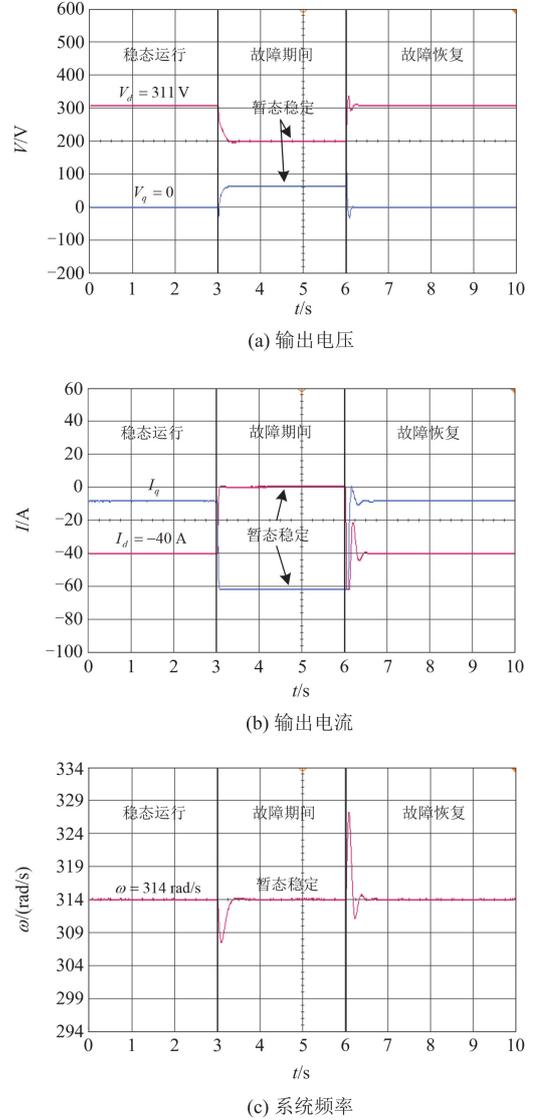
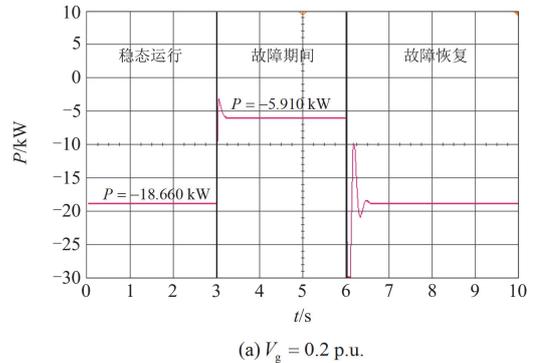


图 17  $P_{ref} < 0$  时的实验波形

Fig. 17 Experimental waveforms when  $P_{ref} < 0$



(a)  $V_g = 0.2$  p.u.

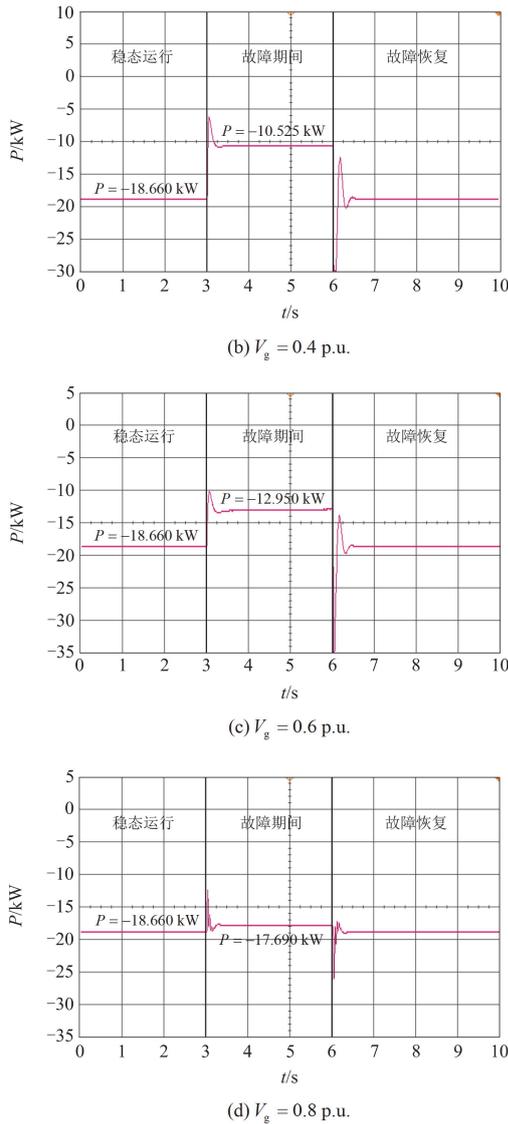


图 18  $P_{ref} < 0$  时的有功功率实验波形

Fig. 18 Experimental waveforms of active power when  $P_{ref} < 0$

与图 12 呈现一定的对称性, 与理论分析一致。

#### 4.4 设备接入多机系统时的有效性验证

图 19 所示的两区域系统是在经典两区四机系统模型的基础上改造得到, GFM 设备接入区域 1。逆变器参数同表 2, 故障期间角频率偏差积分反馈

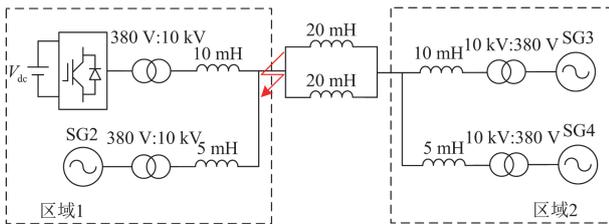


图 19 两区域系统

Fig. 19 Two-area system

系数  $k = 11\ 879$ 。当系统发生三相短路故障时, 实验波形如图 20 所示。由图 20 可知, 所提方法在多机系统中仍能保证 GFM 逆变器设备的暂态稳定性。

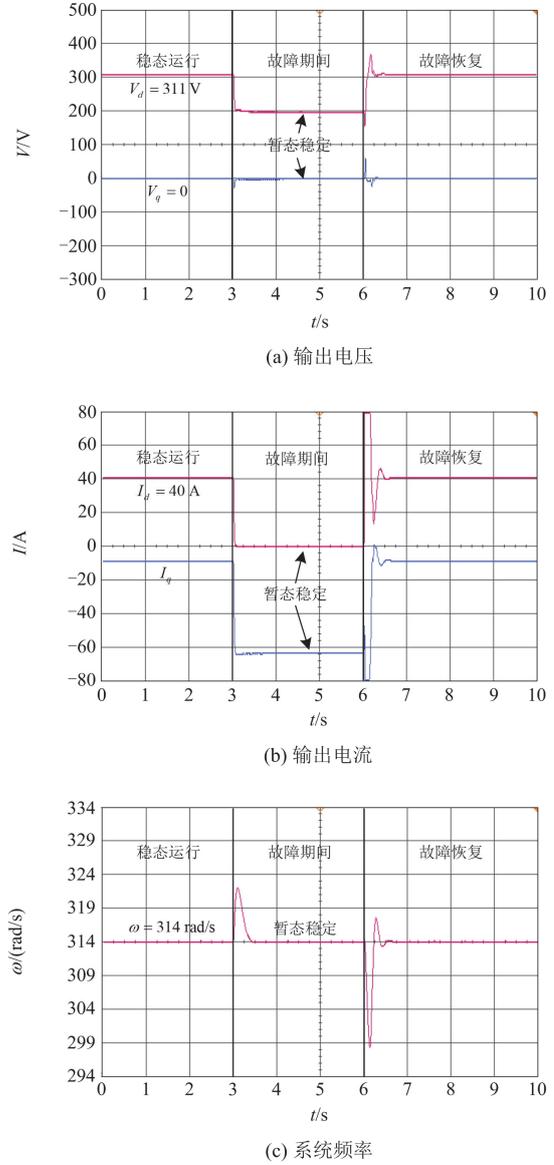


图 20 GFM 设备接入两区域电力系统时的实验波形

Fig. 20 Experimental waveforms of GFM equipment connected to the two-area power system

## 5 结论

本文针对大扰动下 GFM 逆变器并网系统因失去稳定平衡点而发生暂态失稳的问题, 提出了一种基于角频率偏差积分反馈的 GFM 逆变器暂态稳定提升策略。主要结论如下。

- 1) 引入角频率积分反馈支路可以减小系统的等效有功功率参考, 保证系统在短路故障期间存在稳定平衡点的同时, 确保加速面积不大于减速面积,

从而确保系统在故障期间和故障后的稳定。

2) 所提方法不依赖于系统功角、线路阻抗、电网电压跌落程度等信息的获取,通过实验验证可知,在不同电网电压跌落程度、不同线路阻抗、不同有功功率参考等情况下均能保障系统故障穿越。

### 参考文献

- [1] 王新宝, 葛景, 韩连山, 等. 构网型储能支撑新型电力系统建设的思考与实践[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(5): 172-179.  
WANG Xinbao, GE Jing, HAN Lianshan, et al. Theory and practice of grid-forming BESS supporting the construction of a new type of power system[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(5): 172-179.
- [2] 郭峰, 王悦, 陆鑫, 等. 含高比例风电的新型电力系统的经济运行及储能配置[J]. 智慧电力, 2023, 51(11): 76-82.  
GUO Feng, WANG Yue, LU Xin, et al. Economic operation and energy storage configuration of new power system with high penetration of wind power[J]. Smart Power, 2023, 51(11): 76-82.
- [3] 李建林, 丁子洋, 游洪灏, 等. 构网型储能支撑新型电力系统稳定运行研究[J]. 高压电器, 2023, 59(7): 1-11.  
LI Jianlin, DING Ziyang, YOU Honghao, et al. Research on stable operation of new power system supported by grid-forming energy storage system[J]. High Voltage Apparatus, 2023, 59(7): 1-11.
- [4] 葛平娟, 肖凡, 涂春鸣, 等. 考虑故障限流的下垂控制型逆变器暂态控制策略[J]. 电工技术学报, 2022, 37(14): 3676-3687.  
GE Pingjuan, XIAO Fan, TU Chunming, et al. Transient control strategy of droop-controlled inverter considering fault current limitation[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(14): 3676-3687.
- [5] 王泽昆, 程鹏, 贾利民. 单电压环构网型并网逆变器暂态稳定性分析[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(10): 118-127.  
WANG Zekun, CHENG Peng, JIA Limin. Transient stability analysis of single voltage loop grid-forming inverter[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(10): 118-127.
- [6] 李明飞, 吴在军, 全相军, 等. 计及阻尼特性的构网型并网逆变器暂态同步稳定性分析[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(15): 198-207.  
LI Mingfei, WU Zaijun, QUAN Xiangjun, et al. Transient synchronization stability analysis of grid-forming grid-connected inverter considering damping characteristics[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(15): 198-207.
- [7] 刘曼佳, 凌在汛, 熊亮雳, 等. 面向工业园区电压暂降治理的构网型储能逆变器控制策略研究[J]. 供用电, 2023, 40(8): 34-42.  
LIU Manjia, LING Zaixun, XIONG Liangli, et al. Research on the control strategy of grid-forming inverter for voltage sag control in industrial parks[J]. Distribution & Utilization, 2023, 40(8): 34-42.
- [8] 涂春鸣, 杨万里, 肖凡, 等. 考虑故障限流的 VSG 暂态功角稳定控制方法[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(9): 55-62, 94.  
TU Chunming, YANG Wanli, XIAO Fan, et al. Transient power angle stability control method of VSG considering fault current limitation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(9): 55-62, 94.
- [9] 黄林彬, 辛焕海, 鞠平, 等. 电力电子并网装备的同步稳定分析与统一同步控制结构[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(9): 10-25.  
HUANG Linbin, XIN Huanhai, JU Ping, et al. Synchronization stability analysis and unified synchronization control structure of grid-connected power electronic devices[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(9): 10-25.
- [10] ROKROK E, QORIA T, BRUYERE A, et al. Transient stability assessment and enhancement of grid-forming converters embedding current reference saturation as current limiting strategy[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(2): 1519-1531.
- [11] 杨欢红, 焦伟, 黄文焘, 等. 考虑暂态功角稳定和故障限流的并网逆变器下垂暂态控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(23): 59-70.  
YANG Huanhong, JIAO Wei, HUANG Wentao, et al. Droop transient control strategy considering transient power angle stability and fault current limitation of a grid-connected inverter[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(23): 59-70.
- [12] 詹长江, 吴恒, 王雄飞, 等. 构网型变流器稳定性研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(6): 2339-2359.  
ZHAN Changjiang, WU Heng, WANG Xiongfei, et al. An overview of stability studies of grid-forming voltage source converters[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(6): 2339-2359.
- [13] TAUL M G, WANG Xiongfei, DAVARI P, et al. Current limiting control with enhanced dynamics of grid-forming converters during fault conditions[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2020, 8(2): 1062-1073.
- [14] 姜卫同, 胡鹏飞, 尹瑞, 等. 基于虚拟同步机的变流器

- 暂态稳定分析及混合同步控制策略[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(22): 124-133.
- JIANG Weitong, HU Pengfei, YIN Rui, et al. Transient stability analysis and hybrid synchronization control strategy of converter based on virtual synchronous generator[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(22): 124-133.
- [15] LIU Teng, WANG Xiongfei, LIU Fangcheng, et al. A current limiting method for single-loop voltage-magnitude controlled grid-forming converters during symmetrical faults[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2022, 37(4): 4751-4763.
- [16] 王继磊, 张兴, 朱乔华, 等. 虚拟同步发电机暂态稳定性分析与控制策略[J]. 电机与控制学报, 2022, 26(12): 28-37.
- WANG Jilei, ZHANG Xing, ZHU Qiaohua, et al. Transient stability analysis and control strategy of virtual synchronous generator[J]. Electric Machines and Control, 2022, 26(12): 28-37.
- [17] 杨万里, 涂春鸣, 肖凡, 等. 面向频率稳定性提升的VSG暂态稳定性增强方法[J/OL]. 中国电机工程学报: 1-15[2024-05-27]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.232145>.
- YANG Wanli, TU Chunming, XIAO Fan, et al. Transient stability enhancement method of VSG with frequency stability improvement[J/OL]. Proceedings of the CSEE: 1-15[2024-05-27]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.232145>.
- [18] 徐晨航, 邹志翔, 陈武, 等. 面向暂态稳定性提升的构网型储能系统自适应控制方法[J/OL]. 电网技术: 1-11[2024-06-28]. DOI:10.13335/j.1000-3673.pst.2023.1760.
- XU Chenhang, ZOU Zhixiang, CHEN Wu, et al. Grid-forming based energy storage system adaptive control for transient stability enhancement[J/OL]. Power System Technology: 1-11[2024-06-28]. DOI:10.13335/j.1000-3673.pst.2023.1760.
- [19] SAFFAR K G, DRISS S, AJAEI F B. Impacts of current limiting on the transient stability of the virtual synchronous generator[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2023, 38(2): 1509-1521.
- [20] WANG Guangyu, FU Lijun, HU Qi, et al. Transient synchronization stability of grid-forming converter during grid fault considering transient switched operation mode[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2023, 14(3): 1504-1515.
- [21] TAUL M G, WANG Xiongfei, DAVARI P, et al. An overview of assessment methods for synchronization stability of grid-connected converters under severe symmetrical grid faults[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2019, 34(10): 9655-9670.
- [22] LI Mingxuan, SHU Sirui, WANG Yue, et al. Analysis and improvement of large-disturbance stability for grid-connected VSG based on output impedance optimization[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2022, 37(8): 9807-9826.
- [23] PAN Donghua, WANG Xiongfei, LIU Fangcheng, et al. Transient stability of voltage-source converters with grid-forming control: a design-oriented study[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2020, 8(2): 1019-1033.
- [24] 张余余, 赵晋斌, 李芬, 等. 基于功角动态补偿的VSG故障穿越方法研究[J]. 电网技术, 2021, 45(9): 3667-3673.
- ZHANG Yuyu, ZHAO Jinbin, LI Fen, et al. VSG fault crossing method based on dynamic compensation of power angle[J]. Power System Technology, 2021, 45(9): 3667-3673.
- [25] YU Jingrong, LU Xiawei, XIONG Sha, et al. Transient stability enhancement of virtual synchronous generators based on additional frequency control[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2024, 12(1): 1129-1139.
- [26] SHUAI Zhikang, SHEN Chao, LIU Xuan, et al. Transient angle stability of virtual synchronous generators using Lyapunov's direct method[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(4): 4648-4661.
- [27] LI Zhe, XIE Zhen, XU Shang, et al. Improving Transient stability of grid-forming DFIG based on enhanced hybrid synchronization control[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2024, 71(12): 15881-15894.

收稿日期: 2024-05-28; 修回日期: 2024-08-28

作者简介:

周步祥(1965—), 男, 博士, 教授, 研究方向为调度自动化、信息物理系统、电网规划、综合能源技术; E-mail: hiway\_scu@126.com

丁豪(1999—), 男, 硕士研究生, 研究方向为新型电力系统稳定性分析和控制; E-mail: haoding@stu.scu.edu.cn

周毅(1994—), 男, 通信作者, 博士, 助理研究员, 研究方向为新型电力系统稳定性分析和控制。E-mail: zhouyipower@163.com

(编辑 周金梅)