

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.241138

# 基于自适应虚拟阻抗的构网型变流器暂态稳定性提升策略研究

黄炳政, 陈俊儒, 刘牧阳, 钟伟麟

(新疆大学电气工程学院, 新疆 乌鲁木齐 830046)

**摘要:** 在电网故障期间, 构网型变流器(grid-forming converter, GFC)切换至限流模式将引起功率输出不可控, 并可能导致暂态失稳。为了确保 GFC 在故障期间能够同时满足电流限制并保持与系统同步稳定的要求, 同时解决故障清除后出现的暂态过电流问题, 提出了一种提升暂态稳定性的自适应虚拟阻抗控制策略。首先, 基于 GFC 暂态运行的功角曲线分析, 提出了 GFC 的暂态稳定运行条件。其次, 分析暂态过程中虚拟阻抗对故障过电流限制和同步稳定性的影响规律, 提出了一种自适应虚拟电感的闭环控制策略来提高同步稳定性, 并采用自适应虚拟电阻限制故障过电流。最后, 通过单机无穷大系统硬件在环实验测试和 8 总线系统仿真, 验证了所提控制策略在故障期间不仅可以有效限制故障过电流和稳定输出功率, 并在故障恢复瞬间不产生峰值功率和电流。

**关键词:** 构网型变流器; 暂态稳定性; 虚拟阻抗; 电流限制; 同步稳定性

## Grid-forming converter transient stability enhancement strategy based on adaptive virtual impedance

HUANG Bingzheng, CHEN Junru, LIU Muyang, ZHONG Weilin

(School of Electrical Engineering, Xinjiang University, Urumqi 830046, China)

**Abstract:** During grid faults, grid-forming converters (GFC) switch to current limiting operation, which can lead to uncontrollable power output and potential transient instability. To ensure GFC can meet the requirements of current limiting and maintaining synchronization stability with the system during faults, while also addressing transient overcurrent issue following fault clearance, an adaptive virtual impedance control strategy is proposed to improve transient stability. First, based on the analysis of power-angle curve during GFC transient operation, the transient stability conditions for GFC are established. Then, the impact of virtual impedance on fault current limiting and synchronization stability during transients is analyzed. An adaptive virtual inductance closed-loop control strategy is proposed to enhance synchronization stability, while an adaptive virtual resistance is employed to limit fault overcurrent. Finally, hardware-in-the-loop tests on a single-machine infinite-bus system and simulations on an 8-bus system are conducted to validate the effectiveness of the proposed control strategy. Results show that the strategy effectively limits fault overcurrent, maintains stable power output during faults, and avoids peak power and current spikes upon fault recovery.

This work is supported by the Key S&T Special Program of Science and Technology Department of the Xinjiang Uygur Autonomous Region (No. 2022A01004-1).

**Key words:** grid-forming converter; transient stability; virtual impedance; current limiting; synchronization stability

## 0 引言

随着变流器接口型电源 (converter-interfaced generator, CIG) 在电力系统中的渗透率不断提高, 变

流器的控制模式由跟网型电流源模式转变为构网型电压源模式, 构网型变流器(grid-forming converter, GFC)逐渐替代传统同步发电机(synchronous generator, SG)接入电网<sup>[1-3]</sup>。在欧盟委员会 MIGRATE 项目报告中明确指出, 在 100%变流器接口发电的情况下, 电网架构应至少有 30%的发电电源为电压源形式<sup>[4]</sup>。同时在这种情况下, 变流器在故障期间不能脱网运

**基金项目:** 新疆维吾尔自治区科技厅重大科技专项资助 (2022A01004-1)

行, 必须保持并网连接以避免大量发电损失和大规模停电事故发生<sup>[5]</sup>。因此, 故障发生后变流器保持稳定运行对整个系统的稳定性至关重要, 暂态稳定性研究已被用来评估变流器在暂态过程中重新到达平衡点的能力<sup>[6-9]</sup>。近些年许多研究人员针对并网变流器暂态稳定性开展了深入研究, 并着重关注锁相环(phase-locked loop, PLL)的动态性能。然而, GFC 通常不依赖 PLL 以实现同步<sup>[10]</sup>, 其暂态稳定性分析愈发复杂。

故障期间当 GFC 处于电流未饱和状态时, 即其输出电流在限幅范围内, 变流器依赖类似 SG 的功率同步控制以实现与电网同步<sup>[11]</sup>。相比于 SG, GFC 具有更短的次暂态过程, 响应速度更快<sup>[8,12]</sup>, 暂态稳定性能更优, 故障切除后能回到初始稳态平衡点。然而, SG 能够承受一定时间内的过电流, 相比之下 GFC 过流能力较弱, 为了防止变流器过流受损, 通常在控制中设置相应的电流限幅环节以保持稳定运行。在电流限幅期间, 工作点受限运行会对暂态稳定性造成显著的负面影响<sup>[13]</sup>。因此, 考虑 GFC 在电流饱和和期间的运行状态, 文献[14]提出将虚拟功角曲线(virtual power angle, VPA)用于 GFC 的暂态稳定性分析, 类似于 SG 暂态稳定性分析的功角曲线<sup>[15]</sup>。

当故障期间 GFC 输出电流饱和时, GFC 由电压源模式切换到电流源模式下运行<sup>[16]</sup>。然而, 若未能在功角增加到 90°前及时切除故障, GFC 将出现暂态失稳和输出功率振荡现象。部分学者考虑到在故障期间可通过增大阻尼来减缓变流器动态响应, 并为故障切除提供更多时间<sup>[17-18]</sup>, 此外在暂态过程中也可选用 PLL 保持同步<sup>[19-20]</sup>, 但切换回功率同步控制时将面临相位不相等的问题。

为避免变流器在电流源模式下发生功率失控的情况, 近期有研究提出在考虑限流控制的同时, GFC 应具备在电网故障期间保持电压源模式下运行的能力, 其基本思想是使变流器能收敛到暂态期间建立的稳定平衡点。基于这一思想, 目前有两类实现方法: 一类是根据电网状态调整参考功率和电压<sup>[21-22]</sup>, 以确保参考功率直线与 GFC 运行曲线相交。然而, 由于传统电网是动态网络, 电网状态可能并不明确。另一类方法是通过改变运行曲线实现其与参考功率直线相交, 同时运行曲线取决于 GFC 输出电压和电网阻抗。基于此, 文献[23]提出了电压-频率下垂控制方法, 建立电压与相位变化之间的关系, 进而改变运行曲线。文献[24-25]提出在暂态过程中采用虚拟阻抗实现与电网同步。然而这些文献均未考虑电流限制, 若无额外的限流措施, 严重电网故障时可

能存在过电流风险。文献[26-27]提出采用虚拟阻抗来限制过电流, 但没有考虑同步稳定性。因此, 上述情况下依然需要在有限的时间内及时切除故障以避免同步失稳。

根据已有的文献, 在电网故障期间建立一个稳定平衡点并保持 GFC 输出未饱和电流是确保其暂态稳定性的有效方法。然而, 该方法应该仅依赖终端测量, 且需要同时确保与电网同步和电流限制。本文旨在提出满足上述要求的控制方法, 为了阐明该方法的设计和运行, 通过运用虚拟功角曲线的分析手段对 GFC 进行暂态稳定特性分析, 以说明在故障期间稳定平衡点的建立过程, 并突出了在故障发生和故障清除的瞬间建立一个功角小于最大允许功角的平衡点来限制电流的重要性。在此基础上进一步采用自适应虚拟阻抗在暂态过程中建立适宜的平衡点, 进而确保整个故障期间的电流限制。与以往方法不同的是, 该方法在闭环控制中同时采用自适应虚拟电感和虚拟电阻, 且仅使用终端测量数据, 适用于所有电网状态。

本文首先简要地回顾了 GFC 的暂态稳定性, 并分析其暂态失稳原因, 进一步得出 GFC 暂态稳定运行条件; 随后深入研究虚拟阻抗、电流限制和同步稳定性之间的内在关系, 提出了提升暂态稳定性的自适应虚拟阻抗控制策略; 最后, 通过单机无穷大系统硬件在环实验测试结果和 8 总线系统仿真结果验证了所提控制策略的有效性。

## 1 GFC 暂态稳定性

### 1.1 GFC 系统结构

图 1 展示了 GFC 的系统控制结构, 紫色部分为采用电流限幅的传统方法, 红色部分为所提自适应虚拟阻抗控制方法。

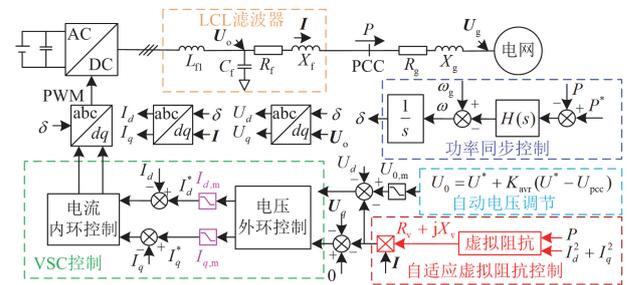


图 1 GFC 的系统控制结构

Fig. 1 GFC system control structure

图 1 中:  $L_n$  和  $C_f$  分别为内部滤波电感和滤波电容;  $R_f$  和  $X_f$  分别为外部滤波电阻和外部滤波电抗;  $R_g$  和  $X_g$  分别为等效电路中的线路电阻和线路

电抗;  $U_o$  和  $U_g$  分别为变流器输出电压矢量和电网电压矢量;  $U_d$  和  $U_q$  分别为输出电压  $U_o$  的  $d$ 、 $q$  轴分量;  $U^*$  为输出电压参考值;  $U_{pcc}$  为 PCC 点处的电压;  $I_d$  和  $I_q$  分别为输出电流  $I$  的  $d$ 、 $q$  轴分量;  $K_{avr}$  为自动电压调节(automatic voltage regulation, AVR)的增益;  $R_v$  和  $X_v$  分别为虚拟电阻和虚拟电抗; PWM 为脉宽调制。

GFC 系统控制结构主要由传统的电压源型变流器(voltage source converter, VSC)控制, 即电压外环控制和电流内环控制, 以及功率同步控制、自动电压调节控制和自适应虚拟阻抗控制组成。功率同步控制实现 GFC 系统与电网同步运行, 并生成参考功角  $\delta$ , 而 AVR 生成输出电压幅值  $U_o$ , 并设置  $U_{o,m}$  为输出电压最大值。假设以变流器输出电压相位  $0 \text{ rad}$  为参考, 则电网相位为  $-\delta$ , 可以得到  $|U_o| = U_o$ ,  $U_g = U_g \angle -\delta$ 。虚拟阻抗  $R_v + jX_v$  模拟了与外部滤波阻抗  $R_f + jX_f$  串联的阻抗, 可改变阻抗比。此外, 由在 GFC 输出电压  $U_o$  处测量得到的输出功率反馈到控制系统中。根据该控制系统结构, 功率同步控制的表达式为

$$\begin{cases} \Delta\omega_{\text{GFC}} = H(s) \cdot (P^* - P) \\ \frac{d\Delta\delta}{dt} = \Delta\omega_{\text{GFC}} \end{cases} \quad (1)$$

式中:  $\Delta\omega_{\text{GFC}}$  为变流器与电网的频率偏差, 即  $\Delta\omega_{\text{GFC}} = \omega - \omega_g$ , 其中  $\omega$  为变流器的角频率,  $\omega_g$  为电网额定角频率。功率同步控制方法主要包括  $P$ - $f$  下垂控制<sup>[8]</sup>, 比例积分(proportional integral, PI)控制器和摇摆方程<sup>[17,28-30]</sup>, 在本文中应用  $P$ - $f$  下垂控制实现同步控制, 即  $H(s) = K_{ps}$ ,  $K_{ps}$  为  $P$ - $f$  下垂系数;  $P^*$  为参考功率, 模拟了类似于 SG 的机械功率;  $P$  为 VSC 的输出功率, 模拟了类似于 SG 的电磁功率;  $\Delta\delta$  为功角变化量。

为了保护 GFC 免受过电流损坏, 当其输出电流大于电流限幅时, 电流限幅环节发挥作用, 该控制环节可通过式(2)实现。

$$\begin{cases} |I_{d,m}^*| = \min(I_m, |I_d^*|) \\ |I_{q,m}^*| = \min(\sqrt{(I_m)^2 - |I_d^*|^2}, |I_q^*|) \end{cases} \quad (2)$$

式中:  $I_m$  为电流限幅值;  $I_d^*$ 、 $I_q^*$  和  $I_{d,m}^*$ 、 $I_{q,m}^*$  分别为电压外环控制输出的  $d$ 、 $q$  轴电流参考值及其最大值。

在所提控制中,  $R + jX$  为等效总阻抗; 等效总电阻  $R = R_v + R_f + R_g$ , 在简化分析时电阻通常可忽

略不计; 等效总电抗  $X = X_v + X_f + X_g$ 。则稳态工作点的  $d$ 、 $q$  轴电流参考值  $I_d^*$  和  $I_q^*$  可根据式(3)计算得到。

$$\begin{cases} I_d^* = \frac{U_g}{X} \sin(\delta) \\ I_q^* = \frac{U_o}{X} - \frac{U_g}{X} \cos(\delta) \end{cases} \quad (3)$$

一般地, 当  $I_d^2 + I_q^2 \geq (I_m)^2$  时, 变流器从电压源模式切换至电流源模式, 此刻相对应的功角可由式(3)代入上述不等式计算得到。

$$\delta_m = \cos^{-1} \left( \frac{U_g + U_o^2 - I_m^2 X^2}{2U_o U_g} \right) \quad (4)$$

式中:  $\delta_m$  为电压源模式下暂态稳定运行的最大允许功角。在达到最大允许功角  $\delta_m$  时, 如果 GFC 仍处于电压源模式下运行, 进一步增大功角将会导致过电流的产生, 因此 GFC 通常会切换至电流源模式下运行。

## 1.2 GFC 暂态稳定特性

虚拟功角曲线(virtual power angle, VPA)可用于分析电力系统受到大干扰下的 GFC 暂态稳定性<sup>[14]</sup>, 其重点关注工作点在基频下的动态变化, 且忽略自动电压调节控制部分的动态特性, 以此针对电网电压跌落对系统稳定性影响进行简化分析。因此该分析基于如下简化假设。

假设 1: 忽略电压外环控制的动态特性, 在正常运行时 GFC 对外等效为理想电压源。

假设 2: 忽略电流内环控制的动态特性, 在电流饱和期间 GFC 对外等效为理想电流源。

假设 3: 忽略 LCL 滤波器的动态特性和电网阻抗谐振, 设置 GFC 避免受到小信号干扰而发生失稳。

假设 4: 忽略了电网电压瞬时动态变化所导致的内电势动态变化, 假设电网电压变化为固定值。

在电流未饱和时, GFC 表现为一个可控电压源。功角与输出功率的关系可由式(5)表示, 同时用图 2 和图 3 中的浅蓝色实线描述。

$$P_1 = \frac{U_o U_g}{X} \sin(\delta) \quad (5)$$

式中:  $P_1$  为忽略电阻后变流器的输出功率。

在额定电网电压下, GFC 沿着图 2 中的青色实线运行并稳定在平衡点  $S'_v$ , 其输出功率由青色实线表示。以电网电压跌落为例, 当故障发生时, 由于功角不能突变, 则工作点突变为图 2 中青色虚线的  $a'$  点。如果参考功率较低, 且 GFC 仍可在电网电压跌落下输出功率, 则变流器将调整功角  $\delta$  的大小

并沿着青色虚线移动到  $b'$  点, 最终稳定在图 2 中的平衡点  $b'$ 。当故障切除后电网电压恢复正常时, 变流器的工作点突变到  $c'$  点。在这种情况下, 由于输出电流没有超过电流限幅, 变流器将返回到稳定平衡点  $S'_v$ 。同理, 如果参考功率较高(如平衡点  $S'_v$ ), 那么在超过最大允许功角  $\delta_m$  之前进行故障切除, 变流器依然可在故障恢复后重新回到初始稳态平衡点。需要强调的是, 上述两个暂态过程的 GFC 都在电压源模式下运行, 图 2 给出了工作点在两种故障情况下所对应的移动轨迹, 分别为  $S'_v \rightarrow a' \rightarrow b' \rightarrow c' \rightarrow S'_v$  和  $S_v \rightarrow a \rightarrow b \rightarrow c \rightarrow S_v$ 。

— 电压源模式故障前/后      — 电压源模式故障期间  
 — 电流源模式故障前/后      — 电流源模式故障期间  
 — 参考功率  
 - - 第一种故障情况暂态过程      - - 第一种故障情况暂态过程的参考功率  
 - - 第二种故障情况暂态过程      - - 第二种故障情况暂态过程的参考功率

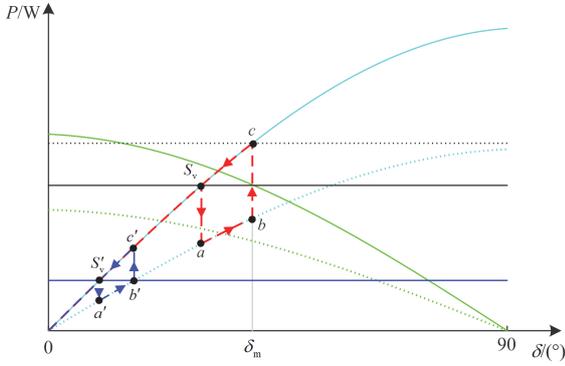


图 2 GFC 的暂态稳定运行  
 Fig. 2 GFC stable transient operation

另一方面, 考虑在输出功率较高的情况下, 若无法在  $\delta_m$  之前切除故障, GFC 通常切换至电流源模式下运行, 此时工作点从图 3 中的  $b$  点切换到  $c$  点。在这种情况下, 无法实现对 GFC 输出电压的有效控制, GFC 输出电压被间接控制, 其值为饱和和电流  $I_m$  传递到电网的结果, 此时 GFC 输出有功功率可由式(6)计算得到。

$$P_{II} = I_m U_g \cos(\delta) \quad (6)$$

式中:  $P_{II}$  为电流限幅后变流器的输出功率。

由式(1)可知, 由于输出功率低于参考功率, GFC 将继续加速运行, 功角不断增大。当 GFC 运行至图 3 中的  $d$  点时立即清除故障, 工作点突变到绿色实线的  $f$  点。如果仍是处于电流源控制模式, 那么 GFC 将持续加速, 向着功角  $\delta$  增大的方向移动到平衡点  $S_i$ 。尽管故障清除后稳定在平衡点  $S_i$ , 但 GFC 仍在电流源电流限幅模式下运行。相反, 如果 GFC 在故障清除瞬间从电流源模式下的  $d$  点切换到电压源模式下的  $e$  点, 则将继续运动返回到初始稳定平衡点  $S_v$ , 如图 3 所示。然而, 由于  $d$  点对应的功角大于  $\delta_m$ , 在工作点从  $e$  点运行到  $S_v$  点的时

间将产生暂态过电流, 这个关键点在以往研究中没有得到充分处理。值得注意的是, 如果故障持续存在未能切除, 即便受限于电流限幅控制, 但由于电网电压跌落系统不存在平衡点, GFC 将沿着图 3 中的绿色虚线运动并发生输出功率振荡。

— 电压源模式故障前/后      - - 电压源模式故障期间  
 — 电流源模式故障前/后      - - 电流源模式故障期间  
 — 参考功率  
 - - 电压源模式下故障切除后恢复过程  
 - - 电流源模式下故障切除后恢复过程

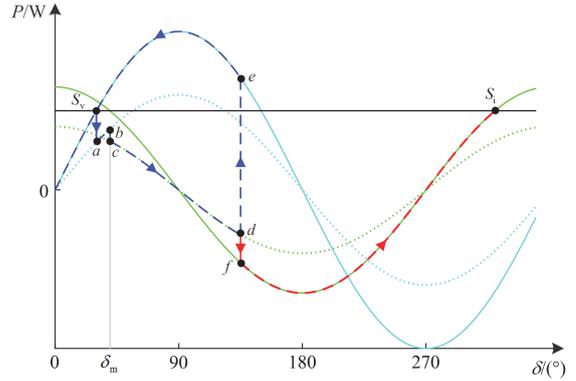


图 3 GFC 的暂态失稳运行  
 Fig. 3 GFC unstable transient operation

### 1.3 GFC 暂态稳定条件

根据上述暂态运行分析, 可以得出故障期间 GFC 稳定运行条件如下所述。

- 1) 保持在电压源模式下运行, 避免出现与模式切换相关的暂态现象。
- 2) 保证系统恢复瞬间所对应的功角小于最大允许功角  $\delta_m$ , 避免过电流的产生。

实现上述暂态稳定条件的方法可以分为以下两类。

- 1) 减缓暂态期间功角的动态变化, 以确保在故障清除前不超过最大允许功角  $\delta_m$ 。
- 2) 在暂态过程中建立平衡点。

第一类方法是不改变 GFC 的控制结构, 而着重关注参数的选取, 例如改变摇摆方程中的阻尼或者虚拟电阻<sup>[17,26]</sup>。第二类方法可分为调整 GFC 的参考功率或者改变运行曲线两种方式<sup>[21,23-25]</sup>。故障期间 GFC 的动态变化取决于其输出功率和参考功率之间的不平衡, 因此只需改变其中一项即可在暂态过程中构建平衡点。可通过分析电网状态来调整 GFC 的参考功率, 以确保参考功率直线与运行曲线相交点对应的功角小于  $\delta_m$ 。与调整参考功率的方法相比, 通过改变运行曲线来提高暂态稳定性的方法更具有可行性, 但迄今提出的方法尚未考虑到建立的平衡点所对应的功角可能大于  $\delta_m$ , 当严重故障发生时将导致故障清除瞬间产生暂态过电流。其原因在于暂态期间虚拟阻抗控制环采用缺少电流反馈的开

环控制, 因此定值虚拟阻抗控制参数所建立的平衡点可能并不满足所有电网工况。本文的主要贡献在于提出了基于自适应虚拟阻抗的闭环控制策略以满足前文提出的两个暂态稳定条件。

## 2 自适应虚拟阻抗控制策略

在电力系统同步控制中, GFC 暂态稳定运行的关键在于满足限流控制的同时实现功率平衡。为实现上述要求, 可在故障期间采用虚拟阻抗限制输出电流, 并通过改变运行曲线的方法在暂态期间建立一个平衡点。本节首先分析暂态过程中虚拟阻抗对故障过电流限制和同步稳定性的影响规律, 进一步提出自适应虚拟阻抗控制策略。

### 2.1 故障过电流限制

假设以变流器输出电压相位为参考, 电网电压相位为  $-\delta$ , 则可得变流器输出电压  $U_o = U_0$  和电网电压  $U_g = U_g \cos(-\delta) + jU_g \sin(-\delta)$ 。在考虑电阻的情况下, 则  $I_d$  和  $I_q$  分别为

$$\begin{cases} I_d = \frac{R}{R^2 + X^2}(U_0 - U_g \cos(\delta)) + \frac{X}{R^2 + X^2}U_g \sin(\delta) \\ I_q = -\frac{X}{R^2 + X^2}(U_0 - U_g \cos(\delta)) + \frac{R}{R^2 + X^2}U_g \sin(\delta) \end{cases} \quad (7)$$

根据式(7), 可得阻抗引起的电压降表达式为

$$\begin{cases} U_{id} = RI_d - XI_q \\ U_{iq} = XI_d + RI_q \end{cases} \quad (8)$$

式中:  $U_{id}$  和  $U_{iq}$  分别为电压矢量差  $U_i$  的  $d$ 、 $q$  轴分量。

假设电网电压和输出电压最初处于稳定状态下, 功角初值为  $\delta_0$ , 则电压矢量差  $U_i = U_g - U_0$ , 如图 4 中的黑线实线所示。

将  $I_d^2 + I_q^2 \leq (I_m)^2$  代入式(8), 则该限制可表示为以  $I_m \sqrt{R^2 + X^2}$  为半径的圆, 其中黑色虚线表示在电流饱和的情况下  $U_i$  的边界, 部分边界如图 4 中所示, 当  $U_i$  超出圆的边界时将会出现过电流现象。

以  $U_o$  的方向为  $x$  轴建立直角坐标系, 构建 GFC 与电网之间的电压关系, 如图 4 所示。在电网电压跌落程度较低时可能不会导致过电流的产生, 如图 4 中红色实线所示。然而, 不平衡功率将驱使 GFC 持续加速, 此时功角不断增大将导致过电流发生, 如图 4 中红色虚线所示, 电流完全饱和的临界相位角为式(4)中计算的  $\delta_m$ 。在电网电压跌落程度较高时, 可能会立即产生暂态过电流, 如图 4 中蓝色实线所示。根据给定的初始功角  $\delta_0$ , GFC 和电网之间

的电压关系是不变的, 阻抗  $R + jX$  上的电压降同样是不变的, 且与阻抗值无关。

由图 4 可以看出, 黑线、红线和蓝线的位置和长度是固定不变的。避免过电流的唯一方法是扩大圆的半径, 直到覆盖整个  $U_i$  相量。由于圆的半径为  $I_m \sqrt{R^2 + X^2}$ , 其中滤波阻抗和电网阻抗在特定状态下是不变的, 因此扩大圆的唯一方法是增加虚拟阻抗  $R_v + jX_v$ 。需要强调的是, 增加虚拟电阻  $R_v$  或者虚拟电抗  $X_v$  对抑制电流具有相同的效果。因此, 文献[25]提出增加虚拟电感的方法以限制故障过电流, 另外文献[26]提出增加虚拟电阻的方法限流。

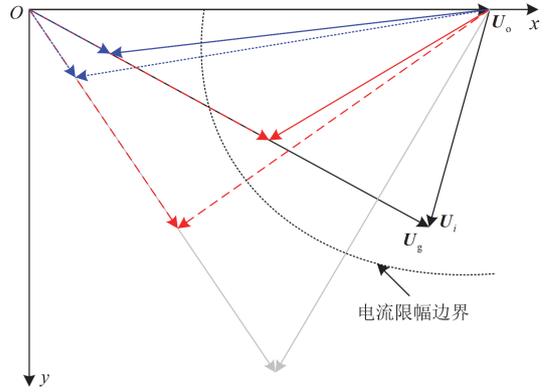


图 4 GFC 与电网之间的电压关系

Fig. 4 Voltage relationship between the GFC and the grid

### 2.2 同步稳定性

除故障过电流限制外, 同步稳定是实现 GFC 暂态稳定运行的另一个条件。根据 2.2 节的分析, 建立一个功角小于最大允许功角  $\delta_m$  的平衡点能够确保同步稳定性。如果设置参考功率恒定, 创建该平衡点的方法是移动运行曲线。由式(5)所示功角与输出功率关系式可以看出, 改变虚拟电感可影响功角曲线峰值。若依据式(9)设置虚拟电感, 则可建立一个合适的稳定平衡点。

$$X \leq \frac{U_o U_g}{P^*} \sin(\delta_m) \quad (9)$$

由式(9)可知, 在故障期间必须减小电感以保持功角小于最大允许功角  $\delta_m$ 。受电流限幅控制的影响, 当功角越过最大允许功角  $\delta_m$  后变流器自动切换至电流源模式下运行, 则工作点将无法到达稳态平衡点。但如果根据式(9)改变电感, 则可将电压源控制模式的运行曲线提升至红色实线, 并在最大允许功角  $\delta_m$  处建立一个平衡点  $S'_v$ 。故障切除后, GFC 能够安全稳定地返回到初始平衡点  $S_v$ 。电网电压跌落工作点向  $S'_v$  点移动的运行轨迹如图 5 所示。

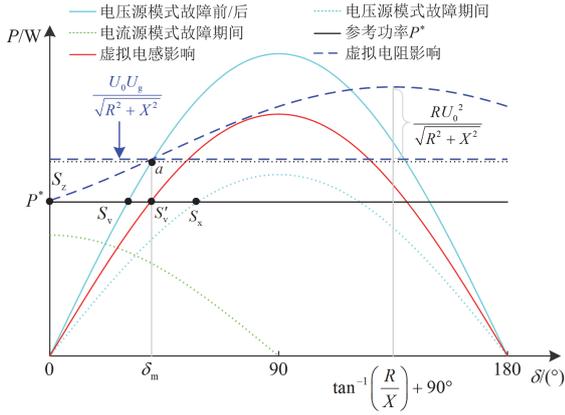


图5 虚拟阻抗对 GFC 运行的影响

Fig. 5 Effect of the virtual impedance on GFC operation

式(5)中假设电阻可以忽略不计, 考虑虚拟电阻后的输出功率表达式为

$$P_{III} = \frac{U_0 U_g (X \sin(\delta) - R \cos(\delta)) + R U_0^2}{R^2 + X^2} = \frac{U_0 U_g \sin(\delta - \tan^{-1}(R/X))}{\sqrt{R^2 + X^2}} + \frac{R U_0^2}{R^2 + X^2} \quad (10)$$

式中:  $P_{III}$  为考虑虚拟电阻后变流器的输出功率。

从式(10)中可以看出, 有功功率由两部分组成。

第一部分为  $\frac{U_0 U_g \sin(\delta - \tan^{-1}(R/X))}{\sqrt{R^2 + X^2}}$ , 表示随功角

变化的正弦波形。与式(5)的纯电感线路的输出功率相比, 考虑虚拟电阻后会降低正弦波形峰值。第二

部分为  $\frac{R U_0^2}{R^2 + X^2}$ , 其与功角无关, 表示虚拟阻抗数

值变化将会引起运行曲线在竖直方向上移动。此外, 在考虑虚拟电阻的情况下, 运行曲线由红色实线切换至深蓝色虚线, 并在  $\delta = 0^\circ$  处建立一个平衡点  $S_2$ , 输出功率峰值对应的功角从  $90^\circ$  移动到  $\tan^{-1}(R/X) + 90^\circ$ , 电阻对功角曲线的影响如图 5 所示。

综上所述, 减小虚拟电感或增加虚拟电阻可使运行曲线抬高, 并在暂态过程中建立一个合适的平衡点, 即采用负虚拟电感和正虚拟电阻有利于 GFC 稳定运行。

### 2.3 基于自适应虚拟阻抗的暂态稳定性提升控制策略

基于上述分析, 暂态期间采用虚拟阻抗可确保电流限制下 GFC 稳定运行。然而, 在传统电网中, 线路阻抗  $R_g + jX_g$  和电网电压  $U_g$  可能不明确。在实际工程应用中, 任何控制系统应仅依赖终端测量。

需要强调的是, 尽管负虚拟电感可提高暂态同步稳定性, 但由式(7)可知, 这将导致电流增大。与

之相比, 增加虚拟电阻既可以改善同步性能, 又有助于抑制电流。因此, 虚拟电感和虚拟电阻可用于构建一个平衡点并分别限制故障过电流。具体而言, 虚拟电抗  $X_v$  与功率平衡相关, 而虚拟电阻  $R_v$  与故障限流相关, 这为本文所提的自适应虚拟阻抗控制策略提供了理论依据。其中, 通过功率和电流的反馈自适应地调节虚拟电感和虚拟电阻, 自适应虚拟阻抗的改变将会引起 GFC 输出功率和电流的反向变化, 从而实现闭环控制。

为了确保变流器与电网同步和实现电流限制的零稳态误差, 在每个功率和电流环路中应用积分控制, 如图 6 所示。其中,  $K_{p,X_v}$  和  $K_{i,R_v}$  分别为自适应虚拟电感增益和虚拟电阻增益。

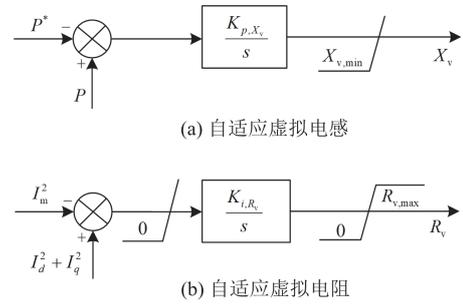


图6 自适应虚拟阻抗控制方法框图

Fig. 6 Block diagram of adaptive virtual impedance control scheme

值得一提的是, 图 6 中自适应虚拟电抗控制方法中的反馈功率是指在虚拟阻抗前所测量得到的虚拟功率, 即在 GFC 输出电压  $U_0$  处测量得到的虚拟功率反馈到控制系统中。原因在于与经过虚拟阻抗后在母线上测量的 GFC 实际输出功率相比, 暂态期间在输出电压  $U_0$  处测量的输出功率更大, 功率差通过一阶积分环节后得到自适应虚拟电感的饱和最小值更小, 以避免变流器产生更大的过电流。

基于前文分析可知, 当  $I_d^2 + I_q^2 > (I_m)^2$  时, 为确保 GFC 能够返回到电压源模式运行, 立即启用额外的虚拟阻抗, 并在电网电压恢复后重置。对应于 2.3 节中所述的 GFC 暂态稳定运行条件, 采用自适应虚拟阻抗可确保条件 1 成立, 即保持在电压源模式下运行。同时为了满足条件 2, 即避免在切换至电压源模式瞬间产生暂态过电流, 当过电流出现时通过设置虚拟电抗最小值  $X_{v,min}$ , 使得工作点高于参考功率直线, 如图 2 所示, 因此随着 GFC 减速, 功角也逐渐减小。

### 3 自适应虚拟阻抗控制策略参数设计

本文所提出的自适应虚拟阻抗控制策略的主要

控制模块包括功率同步控制、自适应虚拟电感控制、自适应虚拟电阻控制以及传统的变流器电压外环和电流内环控制。本节将讨论控制参数的选取, 以确保控制环相互协调并避免系统失稳。

### 3.1 控制参数设计

为了各个控制环能更好地协调以避免耦合下的相互不良影响, 可通过划分各控制环对扰动的响应时间, 根据响应的时间常数来确定控制参数的数值。

电流内环控制的时间常数  $T_i$  通常为  $0.5\sim 5$  ms, 而电压外环控制的时间常数  $T_v \approx 10T_i$ , 即  $T_v$  在  $5\sim 50$  ms 的范围内。根据 LCL 滤波器的参数值, VSC 控制部分的参数可以按照文献[31]中概述的相关方法进行设计。

在虚拟阻抗控制的设计方面, 需针对功率随虚拟电感动态变化和电流随虚拟电阻动态变化的相关数学理论进行讨论。将  $X = X_v + X_g$  和  $R = R_v + R_g$  代入式(10)中, 然后对  $X_v$  求导后可得到给定工作点的功率变化对虚拟电感微小变化的小信号增益, 如式(11)所示。

$$H_{p/X_v} = \frac{dP_m}{dX_v} = \frac{U_0 U_g \sin(\delta_0)(R^2 - X^2)}{(R^2 + X^2)^2} + \frac{2U_0 X R (U_g \cos(\delta_0) - U_0)}{(R^2 + X^2)^2} \quad (11)$$

式中:  $U_0$ 、 $U_g$ 、 $\delta_0$  分别为系统正常运行时的 GFC 输出电压、电网电压和初始功角, 而  $R$ 、 $X$ 、 $R_v$  为自适应虚拟电感控制起作用前初始状态下的阻抗值。可得自适应虚拟电感控制的闭环传递函数为

$$G_{X_v} = \frac{K_{p,X_v} H_{p/X_v}}{K_{p,X_v} H_{p/X_v} + s} \quad (12)$$

类似地, 将  $X = X_v + X_g$ 、 $R = R_v + R_g$  代入式(7)中, 并类比小信号分析, 即对  $R_v$  求导后可得电流变化对虚拟电阻微小变化的小信号增益  $H_{i/R_v}$ , 如式(13)所示。

$$H_{i/R_v} = \frac{d(I_d^2 + I_q^2)}{dR_v} = -\frac{2R(U_0^2 - 2U_0 U_g \cos(\delta_0) + U_g^2)}{(R^2 + X^2)^2} \quad (13)$$

然后可得自适应虚拟电阻控制的闭环传递函数  $G_{R_v}$  为

$$G_{R_v} = \frac{K_{i,R_v} H_{i/R_v}}{K_{i,R_v} H_{i/R_v} + s} \quad (14)$$

需要注意, 功率与虚拟电感之间以及电流与虚拟电阻之间皆为负相关, 因此增益  $H_{i/R_v}$  和  $H_{p/X_v}$  为负数。

由式(12)和式(14)可知, 自适应虚拟电感控制的时间常数  $T_x$  和虚拟电阻控制的时间常数  $T_{R_v}$  分别为

$$\frac{1}{100\pi K_{p,X_v} H_{p/X_v}} \text{ 和 } \frac{1}{K_{i,R_v} H_{i/R_v}}。$$

功率同步控制的时间常数  $T_{ps}$  为  $\frac{1}{K_{ps} H_{p/\delta}}$ , 其中,  $H_{p/\delta}$  为式(10)中功率关于虚拟功角的导数, 该导数已在文献[32]中阐述, 并在这里给出, 如式(15)所示。

$$H_{p/\delta} = \frac{U_0 U_g (X \cos(\delta_0) + R \sin(\delta_0))}{R^2 + X^2} \quad (15)$$

根据文献[33]可知, 变流器能够承受  $0.5\sim 1$  个周期内的过电流。因此, 为保证 GFC 暂态稳定运行, 虚拟电阻控制的时间常数  $T_{R_v}$  应小于  $0.02$  s。此外, 当功角达到最大允许功角  $\delta_m$  时, 采用功率反馈的自适应虚拟电感控制使得虚拟电感达到最小值, 以在暂态过程中提高输出功率, 使输出功率大于参考功率, 从而迫使功角减少。为了达到这个目的, 虚拟电感控制的时间常数  $T_{X_v}$  应小于功率同步控制的时间常数  $T_{ps}$ 。由于引入的自适应虚拟阻抗控制和功率同步控制均用于建立电压参考值的外环控制, 为避免控制环相互作用, 应设置自适应虚拟阻抗控制和功率同步控制具有更大的时间常数。因此, 所提出的 GFC 控制的时间常数之间的关系如式(16)所示。

$$T_i < T_v < T_{R_v} < 0.02 < T_{X_v} < T_{ps} \quad (16)$$

将选取后的时间常数  $T_{X_v}$ 、 $T_{R_v}$  分别回代到自适应虚拟电感控制和自适应虚拟电阻控制时间常数方程中, 可得到自适应虚拟阻抗控制参数  $K_{p,X_v}$  和  $K_{i,R_v}$ 。

### 3.2 自适应控制参数约束条件

此外, 为了确保稳定性, 还应对控制参数进行进一步的限制。根据文献[32]可知, GFC 控制中存在一对共轭极点  $-\frac{R}{L} \pm j\omega_g$ , 为避免系统失稳, 阻抗  $R$  和  $X$  的数值应始终为正。因此, 虚拟电感最小值  $L_{v,\min}$  的取值范围如式(17)所示。

$$L_{v,\min} > -L_g \quad (17)$$

式中:  $L_g$  为线路电感。

为了避免线路发生工频振荡, 虚拟电阻最小值  $R_{v,\min}$  需确保在工频  $\omega_g$  处的 GFC 增益低于  $0$  dB, 以抑制线路谐振尖峰, 虚拟电阻最小值  $R_{v,\min}$  如式(18)所示。

$$R_{v,\min} \in \{G_{\text{GFC}}(s = j\omega_g) < 0\} \quad (18)$$

式中: GFC 的传递函数  $G_{GFC}(s)$  在文献[32]中给出。

另一方面, 虚拟电阻应保持 GFC 的实际输出电压始终为正, 即虚拟电阻上的电压降小于参考电压, 虚拟电阻最大值  $R_{v,max}$  的取值范围如式(19)所示。

$$R_{v,max} < U_0/I_m \quad (19)$$

## 4 实验验证

### 4.1 硬件在环验证

本文设置额定值为 100 V、1050 W 的三相 GFC 连接到一个 50 Hz 电网模拟器, 并通过 OPAL-RT 接口的硬件在环实验验证所提出的自适应虚拟阻抗控制策略对 GFC 暂态稳定性的影响。GFC 和自适应虚拟阻抗配置的相关参数见表 1。GFC 初始输出功率为 800 W, 输出电压额定值为 100 V。设置在  $t = 2$  s 时电网电压从 100 V 跌落至 10 V, 故障持续时间为 1 s, 在  $t = 3$  s 时电网电压恢复。

表 1 GFC 和自适应虚拟阻抗配置的相关参数

Table 1 Relevant parameters of GFC and adaptive virtual impedance settings

参数	数值	参数	数值
开关频率 $f_s/\text{Hz}$	1350	电流内环比例系数 $k_{ip}$	66
采样时间 $T_s/\text{s}$	$1.48 \times 10^{-5}$	电流内环积分系数 $k_{ii}$	326.6
电流限值 $I_m/\text{A}$	7	电压外环比例系数 $k_{vp}$	0.028
额定电压 $U_0/\text{V}$	100	电压外环积分系数 $k_{vi}$	6.31
额定频率 $f/\text{Hz}$	50	电流内环时间常数 $T_i/\text{ms}$	0.5
$P$ - $f$ 下垂系数 $K_{ps}$	0.008	电压外环时间常数 $T_v/\text{ms}$	10
内部滤波电感 $L_n/\text{mH}$	33	虚拟电感时间常数 $T_{L_v}/\text{s}$	0.044
滤波电阻 $R_f/\Omega$	0.12	虚拟电阻时间常数 $T_{R_v}/\text{s}$	0.017
滤波电容 $C_f/\mu\text{F}$	80	功率同步时间常数 $T_{ps}/\text{s}$	0.19
线路电感 $L_g/\text{mH}$	33	虚拟电感最小值 $L_{v,min}/\text{mH}$	-30
虚拟电阻增益 $K_{r,R}$	50	虚拟电阻最大值 $R_{v,max}/\Omega$	17
虚拟电感增益 $K_{p,L}$	0.001	虚拟电阻最小值 $R_{v,min}/\Omega$	2

图 7 绘制了功角曲线的实际观测响应与期望响应的对比轨迹。图 8 展示了输出功率、虚拟输出功率、虚拟电感和虚拟电阻的结果。图 9 展示了示波器测量出的变流器输出电流。由图 8 和图 9 可以看出, 基于自适应虚拟阻抗控制下的 GFC 在暂态过程中保持稳定运行, 故障电流限制在 7 A 以内, 且图中由红色实线表示的 GFC 输出功率恢复稳定, 没有出现暂态峰值。

图 7 中的功角曲线描述了工作点的运行轨迹。最初, GFC 稳定运行在由青色实线表示的功角曲线上的稳定平衡点  $S_v$ 。在 2 s 时发生故障, 电网电压跌落至 10 V, 故障后的运行曲线由青色虚线表示。故障瞬间产生的过电流将触发自适应虚拟阻抗控

制, 如图 9 所示。立即投入  $X_{v,min}$  将会使得运行曲线从青色虚线切换到黄色实线, 且工作点向着图 7 中的  $a$  点移动。因此, 随着 GFC 暂态虚拟功率提升至 1500 W, 将使功角减小, 确保变流器能够逐渐运

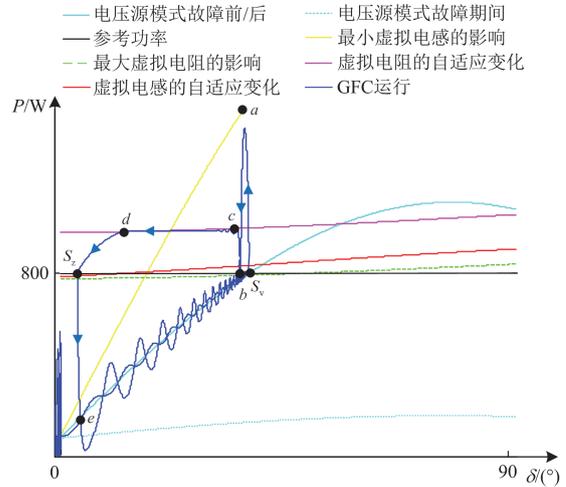


图 7 所提控制策略下的 GFC 运行功角曲线

Fig. 7 GFC operation power-angle curve with proposed control strategy

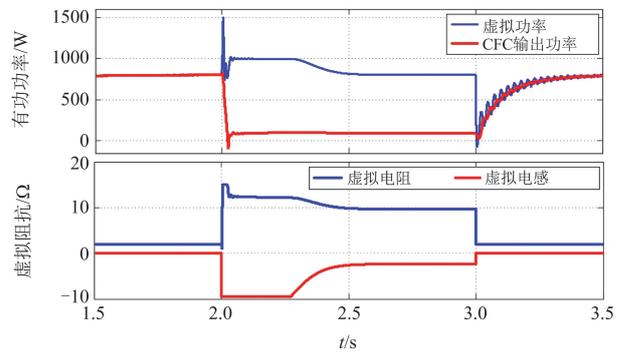


图 8 自适应控制作用下的硬件在环仿真结果

Fig. 8 Hardware-in-the-loop simulation results of the adaptive control

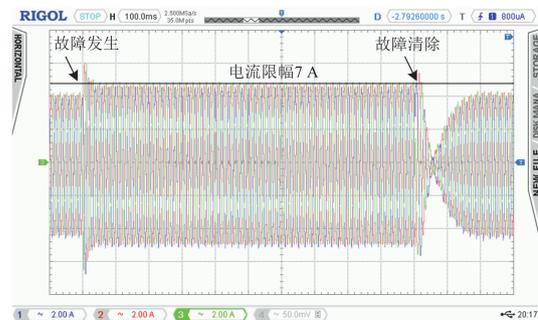


图 9 硬件在环实验电流结果

Fig. 9 Hardware-in-the-loop experiment result of the current

行到功率平衡点。同时, 过大的故障电流触发了自适应虚拟电阻控制, 此时虚拟电阻增加至最大值有助于抑制电流。由于自适应虚拟电阻控制的时间常数在 0.02 s 内, 峰值电流在 1 个周期内被消除, 如图 9 所示。虚拟电阻增大后, GFC 的输出功率减少且运行曲线从黄色实线切换至绿色虚线, 工作点运动到图 7 中的 *b* 点位置。在电流得到有效抑制后, 自适应虚拟电阻开始从最大值减小, 运行曲线切换到粉红色实线。由于粉红色实线高于参考功率直线, 功角开始减小, 工作点将沿着粉红色曲线运动到 *d* 点。自适应虚拟电感对应的饱和最小值也逐渐减小, 运行曲线切换到红色实线, 且工作点稳定在平衡点  $S_z$  处。功角减小的周期(即工作点从 *c* 点运动到 *d* 点)取决于功率同步控制的时间常数, 而虚拟电感变化的周期(即工作点从 *d* 点运动到  $S_z$  点)取决于自适应电感控制的时间常数。在 3 s 时切除故障, 由于此刻的功角较小, 则工作点将重新稳定在平衡点  $S_y$  且无过电流出现, 确保了故障恢复后 GFC 的安全性。需要注意, 在故障前后, 由于额外的虚拟阻抗被限制动作, 虚拟功率和 GFC 输出功率是相同的。故障期间的功率差值仅代表虚拟电阻所消耗的虚拟功率, 而并非系统实际损失的功率。

#### 4.2 系统仿真验证

4.1 节中基于单机无穷大系统硬件在环实验对所提控制策略进行了验证。为了进一步验证所提出的自适应虚拟阻抗控制策略的有效性, 在 Matlab/Simulink 仿真平台中搭建包括 3 个 GFC 的 8 总线系统仿真模型, 系统结构及其参数如图 10 和表 2 所示。3 个 GFC 的 VSC 部分是相同的, 但它们的电流限制部分以及自适应虚拟阻抗控制部分是不同的, 具体见表 2。每个 GFC 的电流基准值都设置为电流限值, 以使输出电流限制在 1 p.u.。在 Matlab/Simulink 中建立恒定负载阻抗模型, 系统节点初始化后得到功角为  $0^\circ$ 。图 10 中, 设置在  $t = 1.5$  s 时发

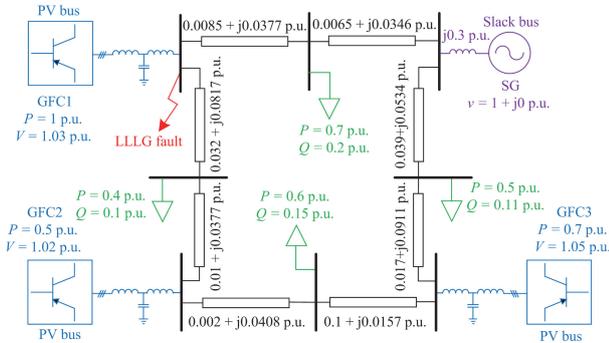


图 10 包含 3 个 GFC 的 8 总线测试系统结构

Fig. 10 Structure of the 8-bus test system with three GFCs

表 2 包含 3 个 GFC 的 8 总线测试系统参数

Table 2 Parameters of 8-bus test system with three GFCs

参数	数值	参数	数值
参考功率 $P^*/\text{MW}$	1	GFC2 $R_{v,\min}/\Omega$	8
额定电压 $U_0/\text{kV}$	10	GFC2 $L_{v,\min}/\text{H}$	-0.04
内部滤波电感 $L_{\eta 1}/\text{H}$	0.15	GFC3 $K_{p,x_v}$	$9 \times 10^{-7}$
滤波电感 $L_f/\text{H}$	0.05	GFC3 $R_{v,\min}/\Omega$	8
滤波电容 $C_f/\mu\text{F}$	10	GFC3 $L_{v,\min}/\text{H}$	-0.04
$P$ - $f$ 下垂系数 $K_{ps}$	$8 \times 10^{-6}$	GFC1 $K_{i,R_c}$	40
电流内环比例系数 $k_{ip}$	$1.5 \times 10^{-3}$	GFC1 $R_{v,\max}/\Omega$	47
电流内环积分系数 $k_{ii}$	$1.04 \times 10^{-4}$	GFC1 $I_m/\text{A}$	140
电压外环比例系数 $k_{vp}$	0.03	GFC2 $K_{i,R}$	80
电压外环积分系数 $k_{vi}$	34.71	GFC2 $R_{v,\max}/\Omega$	118
GFC1 $K_{p,x_v}$	$5 \times 10^{-6}$	GFC2 $I_m/\text{A}$	60
GFC1 $R_{v,\min}/\Omega$	5	GFC3 $K_{i,R_c}$	30
GFC1 $L_{v,\min}/\text{H}$	-0.04	GFC3 $R_{v,\max}/\Omega$	73
GFC2 $K_{p,x_v}$	$10^{-5}$	GFC3 $I_m/\text{A}$	100

生三相短路接地故障, 在  $t = 2.5$  s 时切除故障。系统仿真实验验证分为如下 3 种情况。

- 1) 无电流限幅控制的 GFC, 系统仿真结果如图 11 所示。
- 2) 考虑传统电流限幅控制的 GFC, 即在故障期间切换至电流源控制模式, 电流控制回路的系统仿真结果如图 12 所示。
- 3) 基于自适应虚拟阻抗控制策略下的 GFC, 系统仿真结果如图 13 所示。

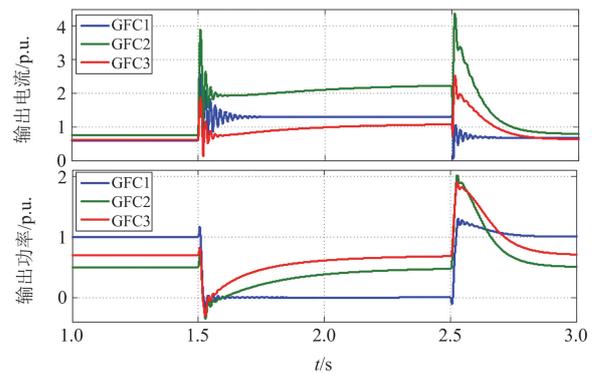


图 11 无电流限幅的 GFC 系统仿真结果

Fig. 11 Simulation result of GFC system without current limitation

由图 11 可以看出, 在无电流限幅控制的情况下, 变流器产生过大的暂态故障电流。由于与 GFC1 相连接的母线发生故障, 因此在故障期间 GFC1 的输出功率为 0, 而其他 2 个变流器在这段时间内输出功率和输出电流不断增加。当在 2.5 s 时切除故障, 由于此刻的功角大于最大允许功角  $\delta_m$ , 存在明显的

阶跃功率变化和峰值电流问题。

由图 12 可以看出,引入电流限幅环节可抑制故障过电流。电网故障发生后,GFC 都切换至电流源控制模式下运行并恒定输出电流。然而,由于功率同步控制中存在不平衡功率,GFC 开始加速,当切除故障后,GFC2 和 GFC3 的输出功率发生明显的振荡。正如 1.2 节中所述,故障清除后变流器不能平滑地切换回电压源模式运行,原因在于输出电流一直保持在 1 p.u.,且在 2.5 s 后 GFC 沿着电流饱和运行曲线不断靠近平衡点  $S_1$  的过程中,出现了输出功率振荡现象,如图 13 所示。

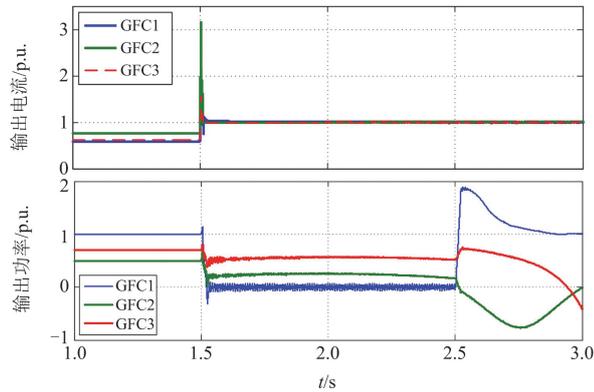


图 12 考虑传统电流限幅的 GFC 系统仿真结果

Fig. 12 Simulation result of GFC system with conventional current limitation

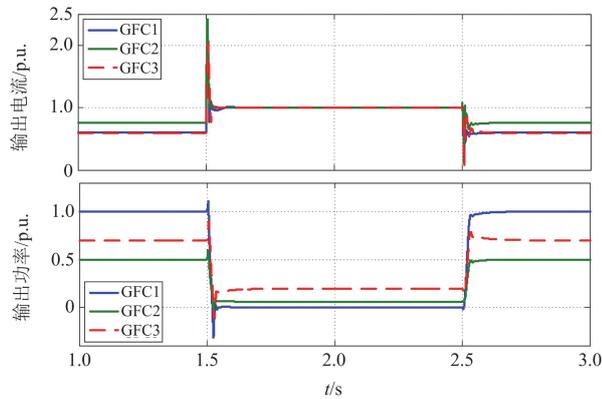


图 13 基于所提自适应虚拟阻抗控制策略下的 GFC 系统仿真结果

Fig. 13 Simulation result of GFC system with proposed adaptive virtual impedance control

由图 13 可以看出,所提的自适应虚拟阻抗控制策略可以有效限制故障过电流,并在故障期间稳定输出功率。原因在于本文所提控制策略通过自适应控制重新设置虚拟阻抗来构建一个不超过最大允许功角的平衡点。故障清除后,GFC 迅速重新稳定

在初始稳态平衡点,且没有出现峰值功率和电流。

## 5 结论

本文首先分析了 GFC 的暂态稳定性,并明确了暂态过程中实现稳定运行的条件。在此基础上,提出基于自适应虚拟阻抗的闭环控制策略。在故障期间通过调节虚拟电感实现功率同步控制中的功率平衡,同时调节虚拟电阻限制过电流。通过理论分析和硬件在环以及仿真实验验证了所提方法的有效性,本文结论如下。

1) 故障期间 GFC 应保持在电压源模式下运行,避免出现与模式切换相关的暂态现象。同时为避免故障过电流发生,应保证系统恢复瞬间所对应的功角小于最大允许功角。

2) 本文提出了提升 GFC 暂态稳定性的自适应虚拟阻抗控制策略,其中虚拟电感与功率平衡相关,而虚拟电阻与故障限流相关,通过功率和电流的反馈分别自适应地调节虚拟电感和虚拟电阻。

3) 根据仿真实验结果,所提出的自适应虚拟阻抗控制策略能够在故障清除后,迅速返回到原始稳态平衡点,并未出现峰值功率和电流。

## 参考文献

- [1] ROBERT J, LUNA A, BLAABJERG F, et al. Control of power converters in AC microgrids[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2012, 27(11): 4734-4749.
- [2] 郭佳俊, 陈俊儒, 刘雨珊, 等. 构网型新能源电网支撑性能测试评估[J]. 智慧电力, 2023, 51(12): 23-29.  
GUO Jiajun, CHEN Junru, LIU Yushan, et al. Support performance test and evaluation of grid-forming renewable energy systems[J]. Smart Power, 2023, 51(12): 23-29.
- [3] 方正, 黄云辉, 严文博, 等. 构网型变流器功率同步控制稳定性机理分析[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(19): 101-108.  
FANG Zheng, HUANG Yunhui, YAN Wenbo, et al. Stability mechanism analysis of power synchronization control for grid-forming converters[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(19): 101-108.
- [4] PREVOST T, DENIS G. Deliverable 3.6: requirement guidelines for operating a grid with 100% power electronic devices[EB/OL]. <https://www.h2020-migrate.eu/downloads.html>.
- [5] KROPSKI B, JOHNSON B, ZHANG Yingchen, et al. Achieving a 100% renewable grid: operating electric power systems with extremely high levels of variable renewable energy[J]. IEEE Power and Energy Magazine, 2017, 15(2): 61-73.

- [6] 赵峰, 帅智康, 彭也伦, 等. 含电流限幅器的逆变器暂态稳定性评估方法[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(6): 2245-2255.  
ZHANG Feng, SHUAI Zhikang, PENG Yelun, et al. Evaluation method for transient stability of inverter containing current limiter[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(6): 2245-2255.
- [7] WU Heng, WANG Xiongfei. Design-oriented transient stability analysis of PLL-synchronized voltage-source converters[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2020, 35(4): 3573-3589.
- [8] WU Heng, WANG Xiongfei. Design-oriented transient stability analysis of grid-connected converters with power synchronization control[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2019, 66(8): 6473-6482.
- [9] 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.
- [10] 许诒翊, 刘威, 刘树, 等. 电力系统变流器构网控制技术的现状与发展趋势[J]. 电网技术, 2022, 46(9): 3586-3595.  
XU Jieyi, LIU Wei, LIU Shu, et al. Current state and development trends of power system converter grid-forming control technology[J]. Power System Technology, 2022, 46(9): 3586-3595.
- [11] 陆秋瑜, 杨银国, 郑建平, 等. 功率同步控制的模块化多电平换流器阻抗建模及谐振稳定性分析[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(8): 160-166.  
LU Qiuyu, YANG Yinguo, ZHENG Jianping, et al. Impedance modeling and resonance stability analysis of modular multilevel converter with power synchronization control[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(8): 160-166.
- [12] 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.
- [13] 杨可昕, 鲍颜红, 任先成, 等. 直接电压控制构网型变流器控制参数暂态稳定影响分析[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(8): 20-30.  
YANG Kexin, BAO Yanhong, REN Xiancheng, et al. Analysis of transient stability effects of control parameters for direct voltage control grid-forming converters[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(8): 20-30.
- [14] 黄林彬, 章雷其, 辛焕海, 等. 下垂控制逆变器的虚拟功角稳定机理分析[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(12): 117-123.  
HUANG Linbin, ZHANG Leiqi, XIN Huanhai, et al. Mechanism analysis of virtual power angle stability in droop-controlled inverters[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(12): 117-123.
- [15] KUNDUR P S, BALU N J, LAUBY M G. Power system dynamics and stability[M]. Third Edition. Boca Raton, Florida, USA: CRC Press, 2017.
- [16] 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.
- [17] ELWAKIL M M, ZOGHABY H M E, SHARAF S M, et al. Adaptive virtual synchronous generator control using optimized bang-bang for islanded microgrid stability improvement[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2023, 8(4): 1-21.
- [18] 张宇, 张琛, 蔡旭, 等. 虚拟同步机电流受限暂态电压支撑机理与改进故障穿越控制研究[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(15): 5996-6010.  
ZHANG Yu, ZHANG Chen, CAI Xu, et al. Current-constrained transient voltage response analysis and an improved fault-ride through control of the virtual synchronous generator[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(15): 5996-6010.
- [19] 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.
- [20] OUREILIDIS K O, DEMOULIAS C S. A fault clearing method in converter-dominated microgrids with conventional protection means[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2016, 31(6): 4628-4640.
- [21] 王盼宝, 王鹏, 李珅光, 等. 电网故障下构网型逆变器动态限流控制策略[J]. 高电压技术, 2022, 48(10): 3829-3837.  
WANG Panbao, WANG Peng, LI Shengguang, et al. Dynamic current-limiting control strategy of grid-forming inverter under grid faults[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(10): 3829-3837.
- [22] CHEN Junru, PRYSTUPCZUK F, O'DONNELL T. Use of voltage limits for current limitations in grid-forming converters[J]. CSEE Journal of Power and Energy

- Systems, 2020, 6(2): 259-269.
- [23] BOTTRELL N, GREEN T C. Comparison of current-limiting strategies during fault ride-through of inverters to prevent latch-up and wind-up[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2014, 29(7): 3786-3797.
- [24] QORIA T, GRUSON F, COLAS F, et al. Critical clearing time determination and enhancement of grid-forming converters embedding virtual impedance as current limitation algorithm[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2020, 8(2): 1050-1061.
- [25] KIM J, GUERRERO J M, RODRIGUEZ P, et al. Mode adaptive droop control with virtual output impedances for an inverter-based flexible AC microgrid[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2011, 26(3): 689-701.
- [26] ZAREI S F, MOKHTARI H, GHASEMI M A, et al. Reinforcing fault ride through capability of grid forming voltage source converters using an enhanced voltage control scheme[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2019, 34(5): 1827-1842.
- [27] 吴海艳, 江琴, 李保宏, 等. 基于虚拟阻抗的多落点混合级联直流系统故障电流抑制方法[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(2): 191-196.  
WU Haiyan, JIANG Qin, LI Baohong, et al. Fault current suppression method of multi-point hybrid cascaded DC system based on virtual impedance[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(2): 191-196.
- [28] ZHANG Lidong, HARNEFORS L, NEE H P. Power-synchronization control of grid-connected voltage-source converters[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2010, 25(2): 809-820.
- [29] 徐耀, 朱玲, 吕振宇, 等. 虚拟同步机孤岛并联系统暂态同步稳定性分析[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(15): 1-11.
- XU Yao, ZHU Ling, LÜ Zhenyu, et al. Transient synchronization stability analysis of a virtual synchronous machine isolated island parallel system[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(15): 1-11.
- [30] 张子星, 赵晋斌, 曾志伟, 等. 基于 RBF 的 VSG 虚拟惯量和动态阻尼补偿自适应控制[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(2): 155-164.  
ZHANG Zixing, ZHAO Jinbin, ZENG Zhiwei, et al. VSG virtual inertia and dynamic damping compensation adaptive control based on RBF[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(2): 155-164.
- [31] YAZDANI A, IRAVANI R. Voltage-sourced converters in power systems: modeling, control, and applications[M]. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, 2010.
- [32] CHEN Junru, O'DONNELL T. Parameter constraints for virtual synchronous generator considering stability[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(3): 2479-2481.
- [33] KATIRAEI F, HOLBACH J, CHANG T, et al. Investigation of solar PV inverters current contributions during faults on distribution and transmission systems interruption capacity[C] // 2012 Western Protective Relay Conference, October 16-18, 2012, Washington, USA: 70-78.

收稿日期: 2024-08-28; 修回日期: 2025-01-22

作者简介:

黄炳政(1996—), 男, 硕士研究生, 研究方向为新能源并网稳定性; E-mail: bz\_huang@163.com

陈俊儒(1991—), 男, 通信作者, 博士, 副教授, 研究方向为电力电子在电力系统中的建模、控制和稳定性分析。

E-mail: junru.chen@xju.edu.cn

(编辑 张颖)