

采用自适应功率与电压指令的 构网型变流器故障穿越策略

卜鸣, 郑涛, 杨畅, 陈治铃

(西安交通大学电气工程学院, 710049, 西安)

摘要: 为了解决构网型变流器在电网电压跌落情况下出现的过电流以及暂态失稳问题,提出了一种基于功率与电压指令自适应调整的故障穿越控制策略。首先,建立了以虚拟同步发电机控制为基础的构网型变流器模型,在此基础上分析电网电压跌落时构网型变流器的暂态失稳机理以及过电流产生原因。然后,提出了一种基于功率、电压指令自适应调整的控制策略,通过动态调整有功功率参考值和电压参考值来提高功角稳定性,同时限制故障期间电流稳态分量。此外,引入动态虚拟阻抗限制故障开始和清除期间的暂态冲击电流。最后,通过仿真对所提故障穿越控制策略的有效性进行验证。结果表明:所提控制策略不受电压跌落程度和故障持续时间的影响,能够将故障期间电流幅值限制在1.5倍额定值以下,将故障电流稳态分量幅值限制在额定值的1.2倍,同时保持系统稳定。

关键词: 构网型变流器; 电流幅值限制; 功角稳定性; 虚拟阻抗; 故障穿越控制

中图分类号: TM464 **文献标志码:** A

DOI: 10.7652/xjtuxb202503014 **文章编号:** 0253-987X(2025)03-0147-13

Adaptive Power and Voltage Command Based Grid-Connected Inverter Fault Ride-Through Control Strategy

BU Ming, ZHENG Tao, YANG Chang, CHEN Zhiling

(School of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China)

Abstract: To address the issues of overcurrent and transient instability in grid-forming converters during grid voltage drops, a fault ride-through control strategy based on adaptive adjustment of power and voltage commands is proposed. Firstly, a grid-connected inverter model based on virtual synchronous generator control is established. On this basis, the transient instability mechanism of grid-connected inverters during grid voltage drops and the causes of overcurrent are analyzed. Subsequently, a control strategy based on adaptive adjustment of power and voltage commands is proposed. By dynamically adjusting the active power reference value and voltage reference value, the power angle stability is enhanced, while limiting the steady-state component of current during faults. Additionally, dynamic virtual impedance is introduced to limit transient surge currents during fault inception and clearance. Finally, the effectiveness of the proposed fault ride-through control strategy is verified through simulations. The results demonstrate that this control strategy can limit the fault current magnitude to below 1.5 times the rated value and the steady-state component of fault current to 1.2 times the rated value, while maintaining

收稿日期: 2024-05-21。 作者简介: 卜鸣(2000—),女,硕士生;郑涛(通信作者),男,副教授,博士生导师。

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(U23B20112);陕西省自然科学基金资助项目(2024JC-YBMS-420)。

网络出版时间: 2024-12-31

网络出版地址: <https://link.cnki.net/urlid/61.1069.T.20241231.1028.011>

system stability regardless of the extent of voltage drop and duration of the fault.

Keywords: grid-forming converter; current-limiting; power angle stability; power and voltage order; virtual impedance; fault ride-through control

随着新能源发电规模快速增长,以变流器作为主要能量转换接口的发电方式给电力系统安全稳定运行带来了新的问题与挑战^[1]。传统电力系统的同步发电机具有较大的转动惯量和阻尼特性,使系统具备一定的抗干扰能力^[2],而在实际应用中,多采用跟网型控制的电力电子变流器^[3],其大规模接入电网导致系统惯性大幅降低,容易引起系统稳定性问题^[4-6]。

为解决上述高比例新能源接入引起的系统惯性减弱问题,构网型(GFM)变流器^[7-9]采用与跟网型变流器不同的控制方式,通过控制自身的输出功率或电压构建并网点电压向量,而非直接采样电网电压实现同步。虚拟同步发电机(VSG)控制作为一种典型的构网型控制结构,模拟同步发电机的惯性和阻尼特性,为电力系统提供电压和频率支撑^[10-13]。然而,在电网发生故障、电压跌落时,构网型变流器由于具有可控电压源特性,需要注入较大的故障电流来维持瞬时电势恒定,这会导致系统电流迅速变化,从而引起故障期间的过电流问题^[8]。与能够承受高达7倍额定电流的传统同步发电机相比^[14],应用了大量电力电子器件的新能源并网系统受限于半导体器件的过流能力,较大的故障电流可能导致变流器大规模脱网,从而威胁系统安全稳定运行^[9]。

针对电网电压跌落情况下构网型变流器过电流问题,国内外学者对故障电流限制策略展开研究,现有的故障限流控制方法可分为以下3种^[15-16]。①控制模式切换:当故障期间检测到变流器输出电流超过最大允许电流时,将变流器由构网型控制切换至跟网型控制,以获得良好的故障电流控制性能^[17-18],但该方法导致系统在故障期间不能保持构网型结构而失去了构网型控制为系统提供电压和频率支撑的优势。此外,由于该方法需要一个备用锁相环在故障期间保持变流器和电网之间同步,因此在弱电网条件下容易引起锁相环的同步稳定性问题^[19]。②电流参考值限制:故障期间直接限制电流内环的参考值以实现电流幅值精确控制,同时保持构网型控制结构。然而,电流参考值限制会导致电网故障时电流饱和,功角曲线幅值降低的同时相位发生偏移,导致系统不失稳情况下的最大故障清除角减小,能够承受的最大故障持续时间减小,可能引起系统暂态失稳^[20-21]。③虚拟阻抗:通过虚拟阻抗

模拟增加构网型变流器的输出阻抗来限制输出电流^[22-25],相较于电流参考值限制,虚拟阻抗法功角曲线相位偏移较小,在达到电流限幅目的的同时,保证系统不失稳情况下允许的故障持续时间较长。该方法的缺点是虚拟阻抗取值计算复杂。为了满足不同电压跌落程度下的限流要求,虚拟阻抗的取值高度依赖于对电网参数的快速测量^[16]。文献[26]指出,电压参考值限制精确计算了保证稳态故障电流不越限的电压参考值,但是该方法只能限制稳态分量,没有考虑暂态电流。实际上,上述故障电流控制方法之间并非相互排斥,而是可以在不同的故障阶段结合不同方法以实现更好的限流效果^[14]。

上述控制策略主要从电流幅值抑制的角度出发,没有考虑以下两个关键问题:对系统功角稳定性的影响和对系统暂态响应性能的影响。针对电流饱和引起的功角稳定性问题,文献[27]和[28]分别在电流参考值限制和虚拟阻抗的基础上,结合功率参考值动态调整,前者通过电流参考值限制输出电流,后者通过改变功率参考值来限制稳态分量并结合虚拟阻抗控制实现暂态冲击电流快速抑制。但是功率参考值动态调整方法基于故障穿越期间对无功电流的要求来设计调整功率参考值,会导致故障期间的电流低幅值,从而使得构网型结构为系统提供电压支撑的能力减弱。文献[29]和[30]基于变流器输出有功功率对系统暂态稳定性的影响分析,引入功率负反馈控制用于提升系统暂态稳定极限。考虑到功角动态变化对系统暂态响应性能的影响,文献[31]在功率控制环中增加功角反馈环节以限制功角变化,但未对暂态过程的冲击电流进行限制,且不适用电压严重跌落的情况。因此,设计构网型变流器故障穿越控制策略时,应综合考虑电流限幅、功角稳定以及暂态响应性能。

本文主要针对构网型变流器在电网电压跌落时存在的故障过电流以及功角稳定性问题,提出一种基于功率与电压指令自适应调整的故障穿越控制策略。首先,基于故障过电流特征分析以及暂态响应机理分析,设计调整电压的动态参考值实现故障期间电流稳态分量的幅值限制,同时自适应调整有功功率参考值,消除故障期间功率不平衡,提高功角稳定性。然后,引入动态虚拟阻抗限制故障开始和清

除期间的暂态冲击电流。最后,对所提控制策略的有效性进行仿真验证。

1 构网型变流器模型

构网型控制本质上是使变流器具有电压源的输出特性,为电网提供电压和频率支撑。下垂控制和虚拟同步发电机控制分别模拟发电机的调速特性以及摇摆方程特性,是最常见的构网型控制结构。本节基于虚拟同步发电机控制,模拟同步发电机的外特性,建立构网型变流器模型。

1.1 系统拓扑结构

构网型变流器并网系统主电路拓扑结构及其控制框图如图 1 所示,变流器经 LC 滤波电路滤除高频谐波,在公共点耦合点(PCC)并入交流电网。图中: U_{dc} 为变流器直流侧电压; L_f 、 C_f 分别为滤波电感和滤波电容; u_{PCC} 和 i_a 、 i_b 、 i_c 分别为并网点电压和电流; u_{ga} 、 u_{gb} 、 u_{gc} 为电网电压; i_{La} 、 i_{Lb} 、 i_{Lc} 为变流器输出三相电流; R_g 、 L_g 分别为线路电阻和电感; θ_{ref} 和 V_{ref} 分别为相位和电压参考值; P_e 和 Q_e 分别为变流器向电网输送的有功和无功功率。

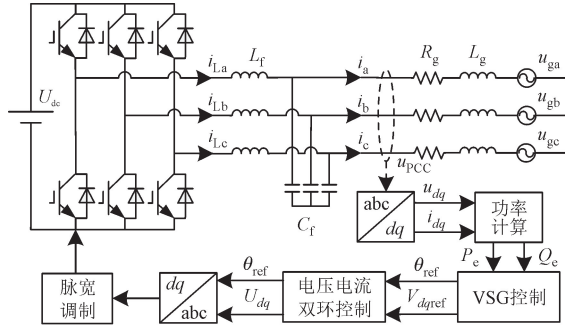


图 1 系统主电路拓扑结构及其控制框图

Fig. 1 Topology and control scheme of GFM converter

1.2 构网型变流器控制策略

VSG 控制原理如图 2 所示,有功-频率和无功-电压控制环分别模拟同步发电机转子运动方程以及励磁电压调节过程^[32]。

建立功率外环控制回路的数学方程如下

$$J \frac{d\omega}{dt} = \frac{P_m}{\omega_0} - \frac{P_e}{\omega_0} - D(\omega - \omega_0) \quad (1)$$

$$P_m = P_{ref} + D_p(f_0 - f) \quad (2)$$

$$V_{ref} = V_0 + D_q(Q_{ref} - Q_e) \quad (3)$$

式中: J 为转动惯量; t 为时间; P_m 为变流器的输入机械功率; D 为阻尼系数; P_{ref} 和 Q_{ref} 分别为有功和无功功率参考值; D_p 和 D_q 分别为有功-频率下垂系数和无功-电压下垂系数; ω_0 和 ω 分别为角频率参

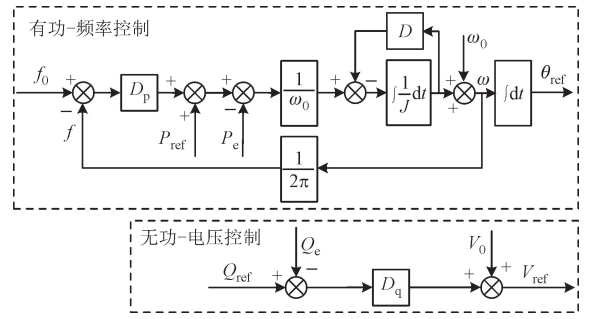


图 2 VSG 控制原理框图

Fig. 2 Control block diagram of VSG

考值和输出角频率; V_0 表示额定电压; f_0 和 f 分别为额定频率和系统实际频率。

GFM 变流器输出的有功功率 P_e 和无功功率 Q_e 根据瞬时功率理论计算得到,公式为

$$P_e = \frac{3}{2}(u_d i_d + u_q i_q) \quad (4)$$

$$Q_e = \frac{3}{2}(u_q i_d - u_d i_q) \quad (5)$$

式中: u_d 、 u_q 分别为 d 、 q 轴电压; i_d 、 i_q 分别为 d 、 q 轴电流。

构网型变流器通过电压电流双环控制,调节变流器输出内电势,从而控制 PCC 电压跟踪 VSG 控制的输出相位 θ_{ref} 和幅值 V_{ref} 。定义功率功角 δ 为 PCC 电压 u_{PCC} 与电网电压 u_g 的相位差,则

$$\frac{d\delta}{dt} = \frac{d(\theta_{ref} - \theta_g)}{dt} = \omega - \omega_g = \Delta\omega \quad (6)$$

式中: θ_g 为电网电压相位; ω_g 为电网角频率。

综上所述,VSG 控制模拟传统同步发电机,引入转动惯量和阻尼系数,通过检测变流器实际输出的有功和无功功率与给定功率参考值之间的偏差来实现系统频率和电压稳调。

2 电网故障下构网型变流器暂态响应特性分析

为进一步分析故障期间构网型变流器过电流以及暂态失稳问题产生原理,本节以 VSG 控制为基础,具体分析了其故障期间的暂态响应特性。

2.1 暂态响应机理分析

基于上述 VSG 控制的构网型变流器,其输出电压幅值和相位可控,可视为可控电压源。因此,并网系统的 GFM 变流器和交流电网均可等效为理想电压源,其电压分别用 E 和 V_g 表示,推导构网型变流器输出的有功功率和无功功率如下

$$P = \frac{3E^2 \cos \theta}{|Z_g|} - \frac{3V_g E \cos(\delta + \theta)}{|Z_g|} \quad (7)$$

$$Q = \frac{3E^2 \sin \theta}{|Z_g|} - \frac{3V_g E \sin(\delta + \theta)}{|Z_g|} \quad (8)$$

式中: Z_g 为线路阻抗, $Z_g = R_g + jX_g$; θ 为 Z_g 的阻抗角。

受电网型控制结构的影响, 当电网电压下降时, 变流器端电压与电网电压之间会出现较大差, 结合式(3)和(8)可得, 变流器输出的无功功率增加, 端电压下降, 从而引起变流器输出有功功率下降, 导致实际输出功率和参考值之间出现偏差, 这将增加变流器的输出角速度, 从而使功角增大, 引起功角稳定性问题。

根据式(7)绘制 $P-\delta$ 曲线如图 3 所示, 其中曲线 N 、 M 、 S 分别表示正常运行、电压轻度跌落以及电压严重跌落 3 种情况下的功角曲线; 图 3(a) 和 (c) 分别表示 I 型电压轻度跌落和 II 型电压严重跌落两种扰动情况。二者的区别在于系统遭受扰动后, 功角曲线 $P-\delta$ 与有功功率参考值 P_{ref} 是否存在交点, 即系统在故障期间是否存在新的平衡点。在不采用任何控制策略的情况下, 当系统遭到 I 型扰动时, 受有功功率偏差的影响, 先后经过加速和减速过程, 只有当变流器能达到的最大功角 δ_m 小于故障极限切除角 (δ_{max}) 时, 系统才能保持稳定。当变流器遭到更严重的 II 型扰动时, $P-\delta$ 曲线与 P_{ref} 不存在交点, 系统始终处于加速阶段, 如果不及及时清除故障, VSG 将失去与电网的同步。

基于上述分析, 导致系统暂态失稳的根本原因

是有功功率不平衡驱动功角 δ 变化直至超过 δ_{max} 。根据等面积原则, 保持系统暂态稳定的必要条件是加速面积不超过最大可能减速面积^[33], 即

$$\int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_{ref} - P) d\delta \leq \int_{\delta_1}^{\delta_{max}} (P - P_{ref}) d\delta \quad (9)$$

式中: δ_0 、 δ_1 分别表示系统稳定运行时、故障期间系统稳定平衡点对应的功角。由上式可得, 提高系统功角稳定性的直观思路是减小加速面积, 增加减速面积。显然, 在电网故障时, 通过改变有功功率参考值 P_{ref} 从而改变系统运行点, 才能够实现上述目标^[31]。

在故障期间, 根据电网电压跌落程度动态改变有功功率参考值, 改进系统现有功角动态变化过程, 绘制 I 型和 II 型扰动下的改进功角曲线, 如图 3(b) 和 (d) 所示, 图中 P_{refl} 为有功功率参考值。在电压跌落的瞬间, 系统运行点由稳定平衡点 a 变为对应故障功角曲线上功角保持一致的运行点 b 。若将故障期间有功功率参考值设置为点 b 处的实际输出功率, 以 b 为故障期间系统的稳定平衡点, 则系统直接由原稳定平衡点切换至新的平衡点, 理想情况下系统加速面积无限接近于 0, 缩短了故障暂态过程中的加速和减速时间。此外, 由于有功功率参考值的自适应变化, 即使电网故障导致实际输出功率发生突变, 仍然能够保证 $P = P_{ref}$, 从而消除了有功功率不平衡, 保证 P_{ref} 在任意时刻和 $P-\delta$ 曲线存在交点, 即故障期间存在新的稳定平衡点, 提高了系统的功角稳定性^[23]。

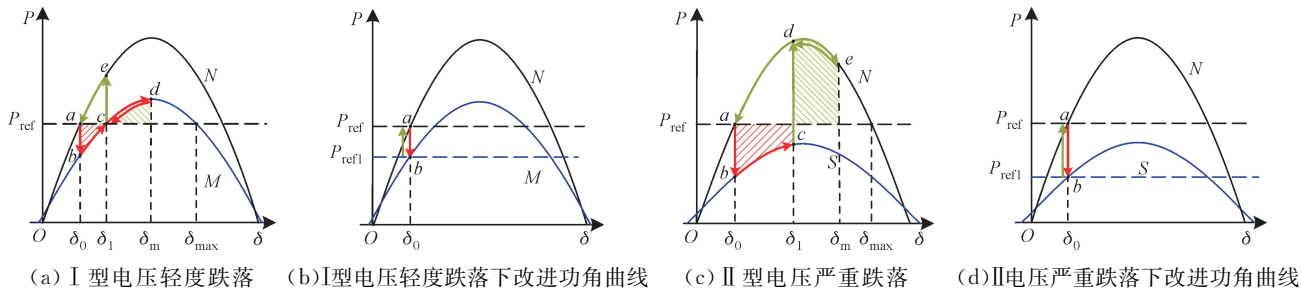


图 3 VSG 功角曲线 $P-\delta$

Fig. 3 Power angle curves $P-\delta$ of VSG

2.2 过电流特征分析

根据基尔霍夫电压定律(KVL), 并网系统等效电路方程如下

$$R_g i + L_g \frac{di}{dt} = E\delta - V_g \quad (10)$$

进一步求解可得故障期间电流表达式为

$$i(t) = \frac{E_f \delta_f - V_{gf}}{R_g + j\omega L_g} + \left(\frac{E\delta - V_g}{R_g + j\omega L_g} - \frac{E_f \delta_f - V_{gf}}{R_g + j\omega L_g} \right) \exp(-R_g t / L_g) \quad (11)$$

式中: 下标 f 表示故障; V_{gf} 为电网电压。

由式(11)可得故障期间 VSG 的输出电流分为稳态分量和暂态衰减分量两部分, 进一步推导得 VSG 故障电流的稳态分量幅值为

$$I_f = \frac{\sqrt{E_f^2 + V_{gf}^2 - 2E_f V_{gf} \cos \delta_f}}{|Z_g|} \quad (12)$$

由式(12)可知, 当电网电压发生骤降时, 以 V_g 从正常运行时的额定电压降至 0.1 倍额定值为例, 系统过电流的影响因素如图 4 所示, I_n 为系统额定

电流, E_n 为并网点电压额定值。从图中可以看出, 电流幅值 I 会随着公共点电压 E 和功角 δ 的减小而减小。然而, 根据 2.1 节分析可得, 受有功功率不平衡影响, 故障发生后功角 δ 会增大, 同时, 由于构网型控制本身具有良好的电压支撑能力, E 的下降程度远小于 V_g 。因此, 故障期间过电流主要由近似恒定的内电势以及不断增大的功角引起^[16]。

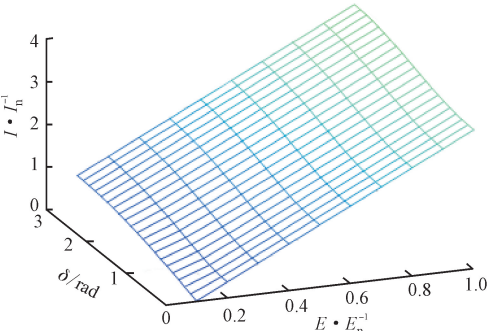


图 4 过电流的影响因素

Fig. 4 Influencing factors of overcurrent

由于电力电子器件的过流能力有限, 有必要考虑如何抑制功角 δ 增大, 同时选取满足要求的 V_{ref} 来实现故障期间的过电流抑制。

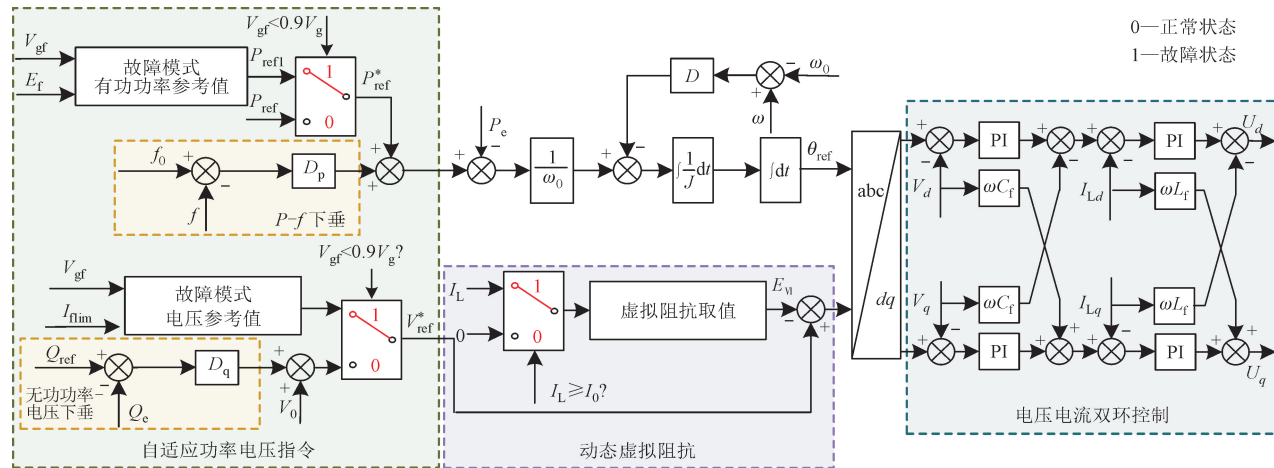


图 5 基于自适应功率电压指令的故障穿越控制策略总体控制框图

Fig. 5 Overall control scheme of adaptive power and voltage order control

3.2 自适应有功功率指令

根据 2.1 节分析可知, 电网电压降低导致 VSG 输出有功功率偏离参考值。因此, 控制的基本思想是根据电网电压 V_g 和并网点电压 E , 动态调整有功功率参考值, 消除有功功率不平衡维持故障期间功角恒定来缩短暂态响应过程, 提高功角稳定性。

动态变化的有功功率参考值 P_{ref1} 的计算如下。

3 构网型变流器故障穿越控制策略

本节提出了一种基于自适应功率电压指令的故障穿越控制策略, 包括暂态有功功率控制和暂态电压控制, 同时引入动态虚拟阻抗控制, 使变流器能够稳定运行, 灵活控制故障期间的电流。

3.1 故障穿越控制策略

故障穿越控制策略整体控制框图如图 5 所示, 图中 U_d 、 U_q 分别为电流内环生成的交流侧电压 d 、 q 轴调制信号; V_d 、 V_q 分别为并网点电压的 d 、 q 轴分量; I_{Ld} 、 I_{Lq} 分别为变流器输出电流的 d 、 q 轴分量。其中自适应功率电压指令和动态虚拟阻抗控制分别用于限制故障期间电流稳态分量和暂态过程的冲击电流。依据 GB/T 19964—2024, 为保障短路故障期间变流器仍能为电网提供支撑作用, 当电网电压跌落至 0.9 倍额定值以下时, 自适应功率电压指令控制启动, 根据电流幅值限制要求改变有功功率参考值以及电压参考值, 限制故障期间电流稳态分量。当检测到 VSG 输出电流 I_L 大于给定阈值 I_0 时, 动态虚拟阻抗动作。虚拟阻抗仅用于限制故障发生和清除暂态过程中出现的冲击电流, 在故障电流达到稳定阶段, 虚拟阻抗自动关断。二者协同配合, 灵活限制故障期间 VSG 电流。

将正常运行情况下 $P = P_{ref}$ 代入式(7), 由于 P_{ref} 作为功率参考值是已知参数, 可解得稳态运行点 a 的功角 δ_0 如下

$$\delta_0 = \arccos\left(\frac{E \cos \theta}{V_g} - \frac{|Z_g| P_{ref}}{3 V_g E}\right) - \theta \quad (13)$$

根据电压跌落程度对原功角方程进行修正, 得

$$P = \frac{3 E_f^2 \cos \theta}{|Z_g|} - \frac{3 V_{gf} E_f \cos(\delta + \theta)}{|Z_g|} \quad (14)$$

将式(13)代入式(14)解得

$$P_{\text{refl}} = 3 \left(\frac{E_f^2 V_g - V_{gf} E_f E}{V_g |Z_g|} \right) \cos \theta + \frac{V_{gf} E_f}{V_g E} P_{\text{ref}} \quad (15)$$

综上所述,有功功率参考值按如下规律调整

$$P_{\text{ref}}^* =$$

$$\begin{cases} P_{\text{ref}}, & V_{gf} \geq 0.9V_g \\ 3 \left(\frac{E_f^2 V_g - V_{gf} E_f E}{V_g |Z_g|} \right) \cos \theta + \frac{V_{gf} E_f}{V_g E} P_{\text{ref}}, & V_{gf} < 0.9V_g \end{cases} \quad (16)$$

3.3 自适应电压指令

通过有功功率指令的自适应调整抑制了功角 δ 的增大,使暂态过电流减小,但在电网电压严重跌落时,故障电流仍然可能超过电力电子装置的过流极限。本文采用暂态电压控制来解决这一问题。

由 2.2 节分析可得,故障电流稳态分量幅值 I 受电网电压 V_g 、并网点电压 E 和功角 δ 的影响。在电网电压下降程度已知以及功角恒定的情况下, I 随着 E 的减小而减小。根据电网电压 V_g 以及电流幅值限制要求动态调整电压参考值,控制原理如图 5 所示。由于功率控制环带宽远小于电压电流内环带宽,认为 VSG 具有理想电压跟踪性能,即 $E = V_{\text{ref}}^{[34]}$, 因此可以通过控制电压参考值来控制并网点电压,从而限制故障电流。

由式(12)进一步推导可得,故障电流稳态分量幅值 I_f 和电压 E_f 的关系如下

$$E_f = V_{gf} \cos \delta_f + \frac{\sqrt{4V_{gf}^2 \cos^2 \delta_f - 4(V_{gf}^2 - I_f^2 |Z_g|^2)}}{2} \quad (17)$$

由式(12)解得 δ_0 , 令 $\delta_f = \delta_0$ 并代入式(17)得

$$E_f = \frac{m + \sqrt{m^2 - 4(V_{gf}^2 - I_f^2 |Z_g|^2)}}{2} \quad (18)$$

式中: $m = V_{gf}(E^2 + V_g^2 - I^2 |Z_g|^2)/EV_g$ 。

将 $E = V_{\text{ref}}$ 以及故障期间电流稳态分量幅值限制值 I_{lim} 代入式(18)得电压参考值为

$$V_{\text{ref}}^* = \frac{a + \sqrt{a^2 - 4(V_{gf}^2 - I_{\text{lim}}^2 |Z_g|^2)}}{2} \quad (19)$$

综上,电压参考值动态调整依据为

$$V_{\text{ref}}^* =$$

$$\begin{cases} V_{\text{ref}}, & V_{gf} \geq 0.9V_g \\ \frac{a + \sqrt{a^2 - 4(V_{gf}^2 - I_{\text{lim}}^2 |Z_g|^2)}}{2}, & V_{gf} < 0.9V_g \end{cases} \quad (20)$$

3.4 动态虚拟阻抗

由于外环带宽较低,导致电压控制难以在故障发生的瞬间快速抑制暂态冲击电流。上述基于有功

功率和电压参考值调整的限流策略只考虑了故障电流的稳态分量,而对抑制故障发生和清除暂态过程的冲击电流效果不理想。

分析式(11)可得,暂态过程的冲击电流是由衰减的直流分量引起的。基于此,本文提出一种动态虚拟阻抗的方法进行暂态过电流限制,具体原理如图 6 所示。区别于传统虚拟阻抗方法采用恒定阻抗值,动态虚拟阻抗方法将阻抗值设置为与过电流成正比的自适应变化量,具体表达式如下

$$R_{\text{vl}} = \begin{cases} k(I_L - I_0), & I_L \geq I_0 \\ 0, & I_L < I_0 \end{cases} \quad (21)$$

$$X_{\text{vl}} = \sigma_{\text{X/R}} R_{\text{vl}} \quad (22)$$

$$I_L = \sqrt{i_{Ld}^2 + i_{Lq}^2} \quad (23)$$

式中: k 为虚拟阻抗的比例系数; $\sigma_{\text{X/R}}$ 为虚拟电抗和虚拟电阻的比; I_0 为电流阈值。通过调整比例系数 k 可以将故障期间电流限制在指定值。

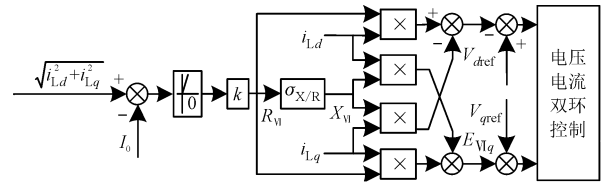


图 6 动态虚拟阻抗控制框图

Fig. 6 Control scheme of dynamic virtual impedance

k 的取值是在发生三相短路故障时确定的,此时 PCC 电压降为 0,虚拟阻抗电压降等于电压幅值指令值 V_{ref}^* , 由此可得

$$V_{\text{ref}}^* = I_L \sqrt{R_{\text{vl}}^2 + X_{\text{vl}}^2} = I_L k (I_L - I_0) \sqrt{1 + \sigma_{\text{X/R}}^2} \quad (24)$$

当动态虚拟阻抗动作将故障期间电流幅值限定在指定值 $I_{\text{lim vl}}$ 时,将 $I_L = I_{\text{lim vl}}$ 代入式(24)得

$$k = \frac{V_{\text{ref}}^*}{I_{\text{lim vl}} (I_{\text{lim vl}} - I_0) \sqrt{1 + \sigma_{\text{X/R}}^2}} \quad (25)$$

为了说明动态虚拟阻抗在故障开始和结束两个暂态期间的的作用效果,以 GFM 变流器并网系统为例,给出了电网电压在 0.5 s 由 V_g 跌落至 0.3 V_g 情况时,采用不同控制策略下的暂态过电流幅值,如图 7 所示。

由式(21)~(23)可知,动态虚拟阻抗的激活与否取决于 GFM 变流器输出电流 I_L 的大小。当 $I_L > I_0$ 时, R_{vl} 和 X_{vl} 与电流差 $I_L - I_0$ 成正比,跟随电流变化自适应变化,否则 $Z_{\text{vl}} = 0$ 。将 I_0 设置为 1.3 倍额定值,即 1.3 I_{Ln} ,略大于故障期间电流稳态分量幅值限制值 I_{lim} ,保证在正常运行情况和故障期间电流暂态分量衰减为 0 以后,虚拟阻抗不会被激活,即虚拟阻抗只用于实现暂态电流快速抑制。

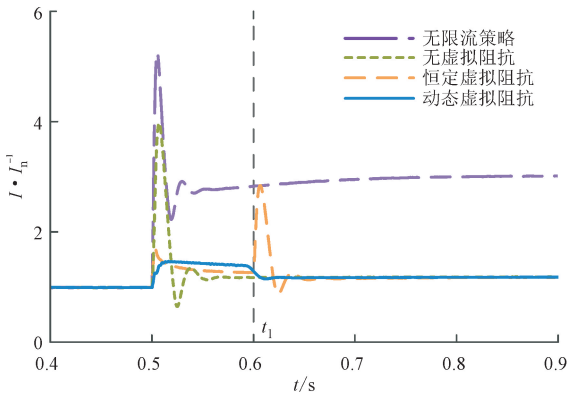


图 7 不同控制策略下的暂态过电流

Fig. 7 Transient current under different control strategies

值得注意的是,若系统仅采用虚拟阻抗控制,尤其是恒定虚拟阻抗控制时,在故障清除后的一小段时间内虚拟阻抗仍需存在,用于抑制暂态冲击电流。这将导致系统总阻抗增加,故障清除后对应功角曲线的幅值降低,从而导致故障极限切除角以及故障极限切除时间减小,对系统的暂态稳定性能造成不利影响^[14,35]。而在本文所提控制策略中,自适应功率电压指令控制与动态虚拟阻抗协调配合,提高了系统的暂态稳定性能。

为说明动态虚拟阻抗的有效性,图 8 给出了故障发生后暂态过程虚拟阻抗的波形以及 GFM 变流器输出电流幅值,用虚拟阻抗 Z_{V} 与额定阻抗 Z_{n} 之比表示虚拟阻抗的变化。可以观察到,当 $I_{\text{L}} > I_0$ 时,激活虚拟阻抗来限制暂态过电流;随着 I_{L} 的减小, R_{V} 和 X_{V} 逐渐减小,直到 $I_{\text{L}} = I_0$ 时, R_{V} 和 X_{V} 继续减小至 0,虚拟阻抗关断。此后,通过调整电压参考值使 I_{L} 进一步降低到 I_0 以下,达到其故障期间稳态值 I_{flim} ,并且由于 $I_{\text{flim}} < I_0$,虚拟阻抗将不再被激活,因此避免了虚拟阻抗在开通和关断之间的振荡。

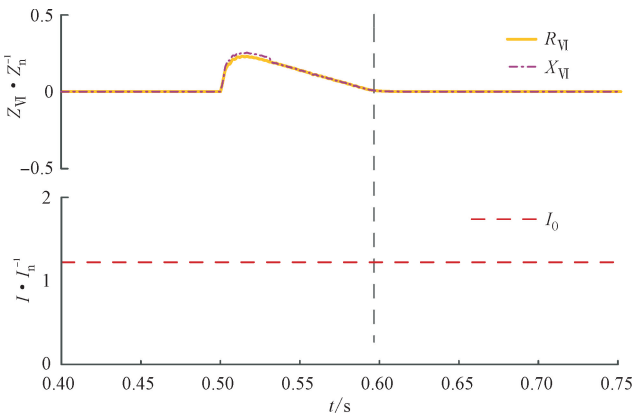


图 8 动态虚拟阻抗波形与 VSG 输出电流

Fig. 8 Simulation waveforms of dynamic virtual impedance and the output current magnitude

综上,本文所提控制策略根据式(16)和式(20)自适应调整功率以及电压指令,根据电网电压跌落程度决定是否进行指令切换,判断简单。此外,根据式(21)和式(22)动态调整虚拟阻抗,将功率电压控制与虚拟阻抗相结合的方法,仅改变功率外环的有功功率参考值以及电压参考值,控制实现简单。二者具有不同的启动条件以及控制目标,相互独立进行控制。与现有控制方法相比,此方法兼具电流控制效果以及功角稳定性,可有效改善 GFM 变流器故障穿越能力。

然而,该方法主要针对影响最为严重的三相短路故障,即电网发生对称故障情况。当不对称故障发生时,正序、负序、零序分量的存在,对控制策略的设计提出了更高的要求。为保证故障期间系统稳定运行,需要对负序电流进行精确控制^[28]。因此,如何在发生不对称故障时精确控制负序电流,同时保持 GFM 变流器的电压源特性,还需要进一步的研究。

4 仿真验证

为了验证所提故障穿越控制策略的有效性,通过 Matlab/Simulink 仿真平台建立 GFM 变流器系统仿真模型如图 9 所示,具体控制策略如图 5 所示,控制器参数如表 1 所示。

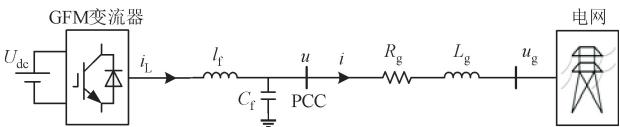


图 9 构网型变流器并网系统仿真模型

Fig. 9 Simulation model of GFM converter system

表 1 仿真参数

Table 1 Simulation parameters

参数	数值	参数	数值
电网电压 V_g/V	220	有功功率 P_{ref}/kW	12
电网频率 f/Hz	50	无功功率 $Q_{\text{ref}}/(\text{kV} \cdot \text{A})$	0
开关频率 f_s/Hz	10 000	直流电压 U_{dc}/V	800
滤波电感 L_f/mH	3	转动惯量 J	0.2
滤波电容 $C_f/\mu\text{F}$	50	阻尼系数 D	5
线路电阻 R_g/Ω	0.4	有功下垂系数 D_p	5
线路电感 L_g/mH	4	无功下垂系数 D_q	5
电压参考值 V_0/V	220	电流限幅 $I_{\text{flim}} \cdot I_{\text{Ln}}^{-1}$	1.2

4.1 故障穿越控制策略验证

为了模拟电网发生故障,在 $t=0.5\text{ s}$ 时刻瞬间改变电网电压幅值,并通过改变电压幅值跌落的程度分别模拟电压轻度跌落和电压严重跌落两种故障

工况,验证电网电压跌落对构网型变流器输出电气量的影响。考虑到实际应用中线路配置的保护装置的动作时限,以及故障持续时间对系统功角稳定性的影响^[14],在本节仿真中将故障持续时间设置为1.5 s,并在该工况下对本文所提故障穿越控制策略进行仿真验证。

4.1.1 电压轻度跌落

采用本文所提控制策略,故障发生前 VSG 运行在稳定状态, $t=0.5$ s 时,故障发生,电网电压幅值

瞬间降为额定值的 0.6 倍,故障持续 1.5 s 后恢复正常。图 10 为该扰动情况下系统的功角、频率、电压以及电流波形,图中 δ_n 为正常运行状态下的功角额定值。可以看出,在故障持续期间,电流变化分为暂态和稳态两个分量,其中电流暂态分量幅值受动态虚拟阻抗限制,稳态分量幅值受自适应功率电压指令限制。与不采用任何限流措施相比,所提控制策略在有效限制故障电流的同时,能使故障期间功角保持恒定,且故障发生和恢复过程频率响应显著改善。

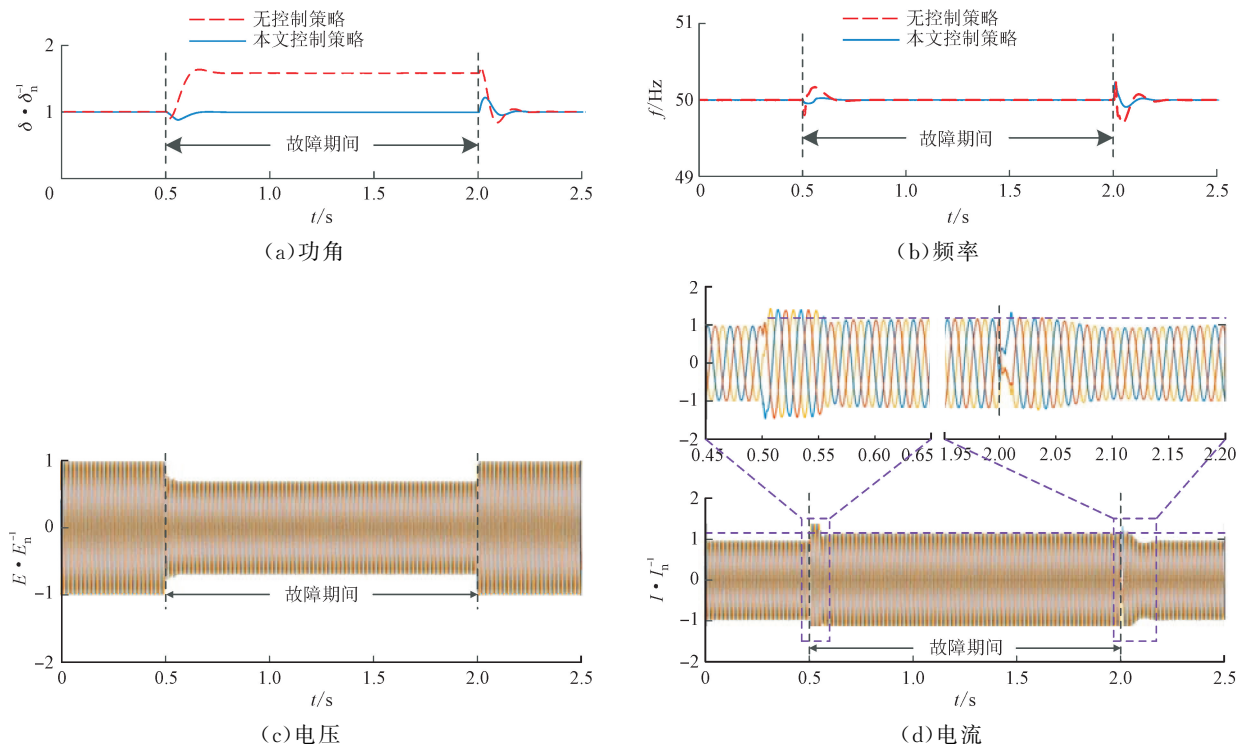
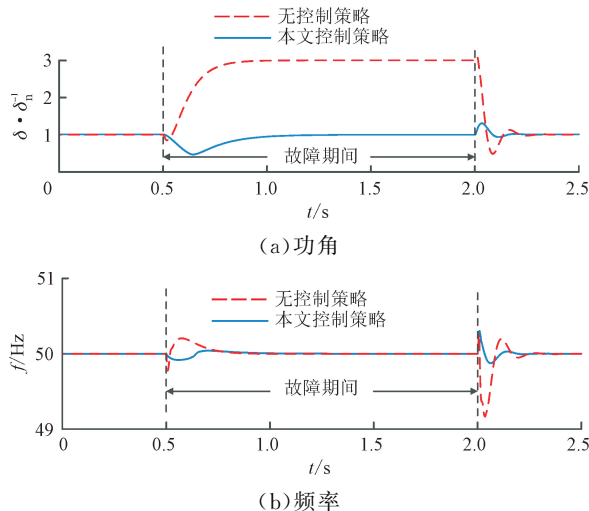


图 10 电网电压由 V_g 变为 $0.6V_g$ 时构网型变流器系统暂态响应波形

Fig. 10 Simulation results of GFM converter when V_{gf} drops from V_g to $0.6V_g$

图 11 给出电网电压进一步跌落至 $0.3V_g$ 时,构网型变流器暂态响应波形图。分别根据式(15)和式(19)计算该故障情况下满足电流幅值要求所对应的有功功率参考值和电压参考值。仿真结果表明:该控制策略能够将电流幅值限制在给定值 $1.2I_n$ 。引入动态虚拟阻抗来限制故障发生和恢复两个过程的暂态电流,虚拟阻抗取值根据式(21)、(22)计算得到,取 $\sigma_{X/R} = 1.1$ 、 $k = 1.3$ 。在故障发生的前 0.1 s 内,虚拟阻抗动作,限制电流暂态分量,此时故障期间系统电流幅值最大值被限制到 $1.45I_n$ 。当电流下降至 $1.3I_{Ln}$ 以下时,虚拟阻抗自动关断且不会引起电流冲击,后续故障持续期间由自适应功率电压指令实现电流限幅,虚拟阻抗保持关断,不会在开通

和关断之间振荡引起不必要瞬态响应,整个过程不会造成电力电子器件过压、过流损坏。



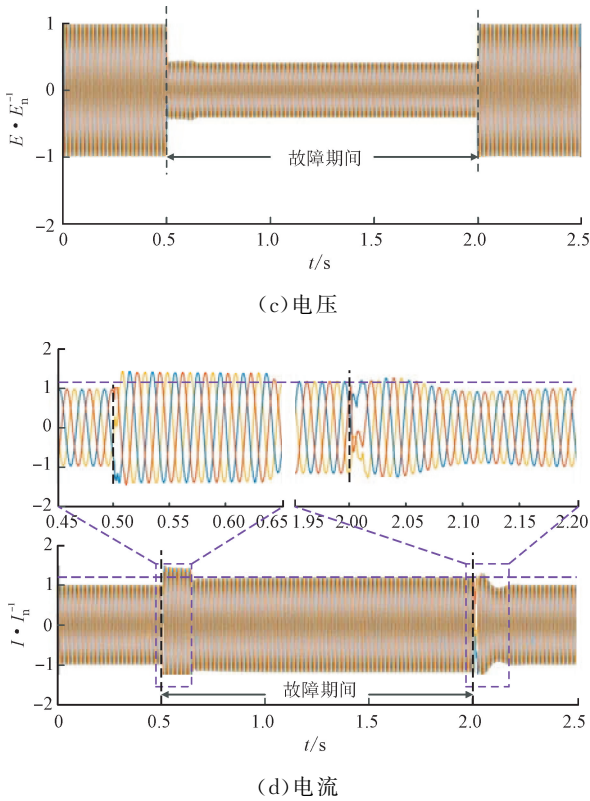


图 11 电网电压由 V_g 变为 $0.3V_g$ 时构网型变流器系统暂态响应波形

Fig. 11 Simulation results of GFM converter when V_{gf} drops from V_g to $0.3V_g$

4.1.2 电压严重跌落

为了验证所提故障穿越控制策略在电网电压严重跌落情况下的性能,将 P_{ref} 调整为 26 kW,使得不采取任何控制策略时,故障期间功角曲线与 P_{ref} 不存在交点。故障在 $t = 0.5$ s 时发生,电网电压由 V_g 跌落至 $0.3V_g$,持续 1.5 s 后切除,电网电压恢复至额定值。

该扰动情况下系统功角、频率、电压以及电流波形如图 12 所示。从仿真结果可以看出,当不采取任何控制策略时,故障期间 P_{ref} 始终大于 P ,系统一直处于加速阶段,功角不断增大,与额定运行情况下的功角产生较大偏差。由于此时功角仍在 δ_{max} 范围以内,因此故障清除后系统虽然能够恢复稳定,但功角和频率都存在较大波动。当采用所提控制策略时,系统的功角和频率在故障期间保持额定值不变,故障清除后,系统保持稳定运行。在此期间,功率电压指令自适应调整,与动态虚拟阻抗控制协调配合限制电流幅值,故障期间最大暂态冲击电流幅值为 1.46 倍额定值,稳态电流幅值为 $1.2I_n$ 。

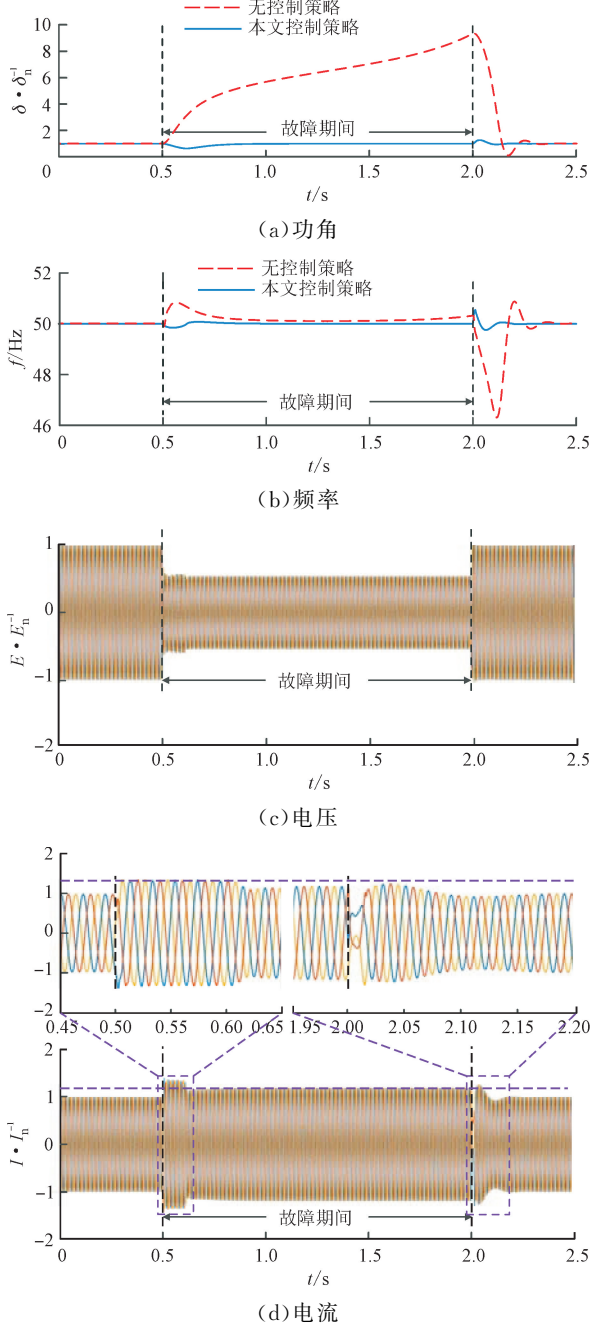


图 12 电压严重跌落时构网型变流器系统暂态响应波形

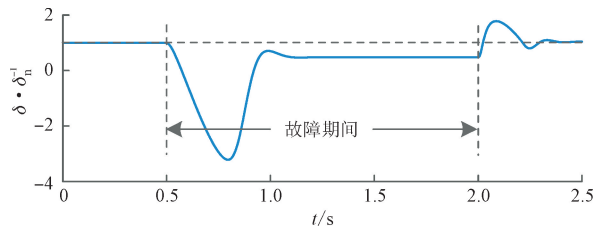
Fig. 12 Simulation results of GFM converter during serious voltage sags

4.2 对比分析

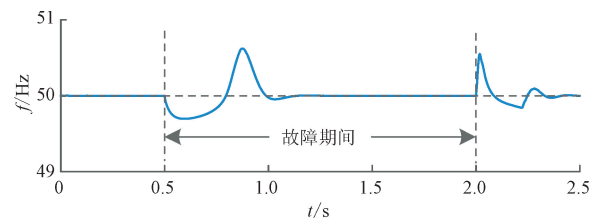
相比于不考虑故障期间功角动态变化的限流控制策略,自适应功率电压指令控制在电压支撑能力和暂态响应性能等方面具有更大优势。本文在如图 9 所示的构网型变流器系统基础上实现了文献[27]的限流控制策略,并分别针对电压轻度跌落和严重跌落两种故障情况与所提控制策略进行对比。

在电压轻度跌落情况下,采用文献[27]所提控

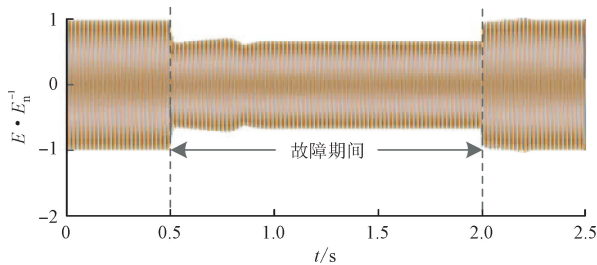
制策略的仿真结果如图 13 所示。故障发生前, VSG 运行在稳定状态, $P_{\text{ref}} = 26 \text{ kW}$, 0.5 s 时故障发生, 持续 1.5 s 后切除, 故障期间电网电压幅值降低为 $0.6V_{\text{g}}$ 。电流参考值控制配合功率参考值调整, 实现故障期间电流幅值限制。从变流器出口电流 I_{L} 波形图中可以看出, 当故障持续时间达到 1.5 s 时, 仅在故障发生的前 0.4 s 通过电流参考值限制将 I_{L} 限制在 1.2 倍额定值, 后续基于无功电流注入要求设计的无功功率参考值使得电流幅值降低到额定值以下, 与本文所提控制策略相比, 公共点电压幅值降低, 构网型结构为系统提供电压支撑的能力减弱。此外, 该方法没有考虑故障期间功角的动态变化, 在故障清除后的系统恢复过程, 由于较大的功角偏差以及所采用的电流参考值控制引起的电流饱和, 导致暂态响应时间长。而本文所提控制策略(如图 11 所示)不受故障持续时间影响, 始终具有良好的限流性能。



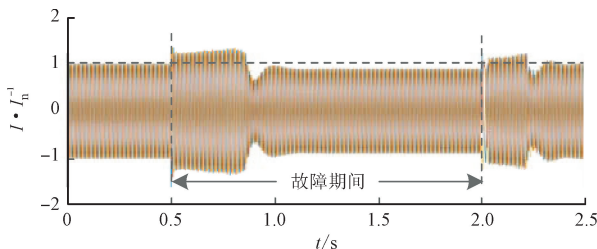
(a) 功角



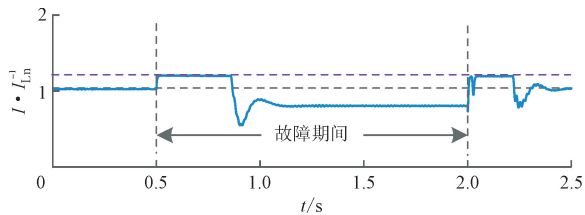
(b) 频率



(c) 电压



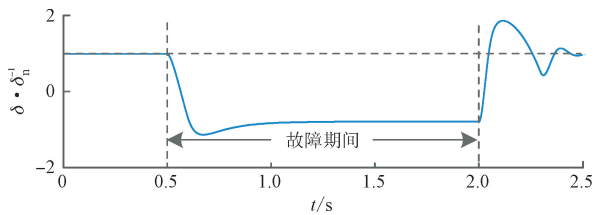
(d) 电流



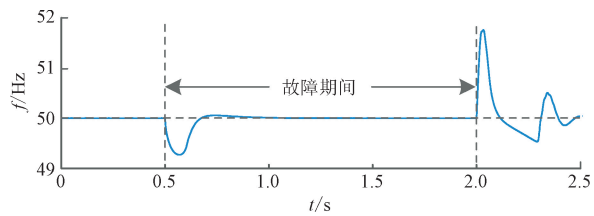
(e) 变流器输出电流幅值

图 13 电压轻度跌落时文献[27]控制策略下仿真波形图
Fig. 13 Simulation results of GFM converter during mild voltage sags with control strategy in literature [27]

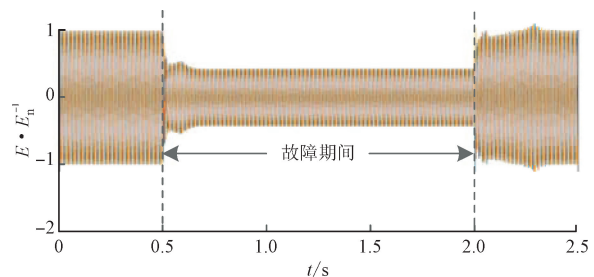
当电网电压进一步下降时, 功角偏差将继续增大, 导致系统暂态响应性能进一步恶化, 仿真结果如图 14 所示, 具体仿真工况设置与 4.1.2 小节保持一致。随着电压跌落程度加深, 从电流波形图中可以看出, I_{L} 仅在故障发生的前 0.1 s 保持 1.2 倍额定值, 后续基于无功电流注入要求设计的无功功率参考值使得电流幅值进一步降低, 构网型结构为系统提供电压支撑的能力进一步减弱。此外, 与本文所提控制策略相比(如图 12 所示), 故障清除后系统恢复过程的暂态响应时间进一步增加, 在故障切除后 0.5 s , 系统频率、电流等仍然存在较大波动, 暂态响应性能进一步恶化。而本文所提控制策略不受电压跌落程度以及故障持续时间影响, 始终具有良好的限流性能。



(a) 功角



(b) 频率



(c) 电压

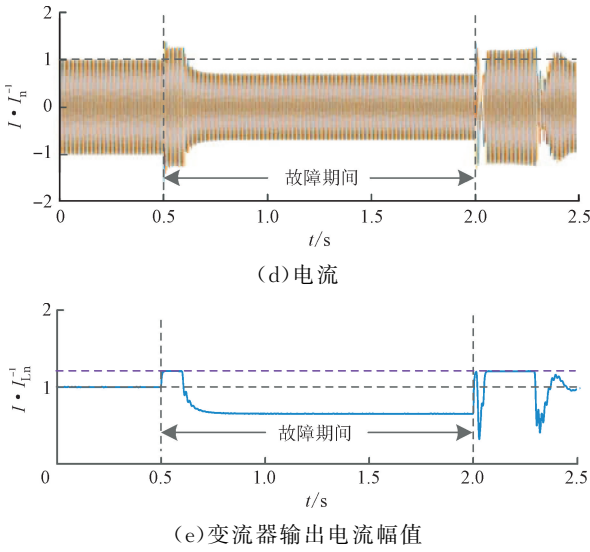


图 14 电压严重跌落时文献[27]控制策略下仿真波形图

Fig. 14 Simulation results of GFM converter during serious voltage sags with control strategy in literature [27]

5 结 论

本文在基于虚拟同步发电机控制的构网型变流器并网系统的基础上,针对由电网电压跌落导致的系统过电流以及暂态失稳问题,提出了一种基于功率与电压指令自适应调整的故障穿越控制策略,所得结论如下。

(1)电网电压跌落引起变流器输出有功功率下降,导致实际输出功率和参考值之间存在偏差,驱动功角变化,从而引起功角稳定性问题;系统功角不断增大的同时,构网型变流器的输出电压跌落程度小于电网电压,引起系统过电流问题。

(2)根据电网电压跌落程度修正功角曲线,整定自适应有功功率参考值,能够有效提高系统功角稳定性,提升系统的动态恢复性能,并在一定程度上降低故障电流。

(3)故障期间系统过电流分为稳态分量和暂态分量两个部分。针对稳态分量,根据电网电压跌落程度以及电流幅值限制要求自适应调整电压参考值;针对暂态分量,引入动态虚拟阻抗实现暂态电流的快速抑制。

参考文献:

[1] 刘永奇,陈龙翔,韩小琪. 能源转型下我国新能源替代的关键问题分析 [J]. 中国电机工程学报, 2022, 42 (2): 515-523.

LIU Yongqi, CHEN Longxiang, HAN Xiaoqi. The

key problem analysis on the alternative new energy under the energy transition [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(2): 515-523.

[2] WANG Xiongfei, BLAABJERG F. Harmonic stability in power electronic-based power systems: concept, modeling, and analysis [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(3): 2858-2870.

[3] 徐政. 电力系统广义同步稳定性的物理机理与研究途径 [J]. 电力自动化设备, 2020, 40(9): 3-9.

XU Zheng. Physical mechanism and research approach of generalized synchronous stability for power systems [J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(9): 3-9.

[4] 胡家兵,袁小明,程时杰. 电力电子并网装备多尺度切换控制与电力电子化电力系统多尺度暂态问题 [J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(18): 5457-5467.

HU Jiabing, YUAN Xiaoming, CHENG Shijie. Multi-time scale transients in power-electronized power systems considering multi-time scale switching control schemes of power electronics apparatus [J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(18): 5457-5467.

[5] 康重庆,姚良忠. 高比例可再生能源电力系统的关键科学问题与理论研究框架 [J]. 电力系统自动化, 2017, 41(9): 1-11.

KANG Chongqing, YAO Liangzhong. Key scientific issues and theoretical research framework for power systems with high proportion of renewable energy [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(9): 1-11.

[6] 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.

[7] 迟永宁,江炳蔚,胡家兵,等. 构网型变流器:物理本质与特征 [J]. 高电压技术, 2024, 50(2): 592-606.

CHI Yongning, JIANG Bingwei, HU Jiabing, et al. Grid-forming converters: physical mechanism and characteristics [J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(2): 592-606.

[8] 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): 3586-3594.

XU Jieyi, LIU Wei, LIU Shu, et al. Current state and development trends of power system converter grid-forming control technology [J]. Power System Tech-

- nology, 2022, 46(9): 3586-3594.
- [9] 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): 2339-2358.
- 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): 2339-2358.
- [10] 吕志鹏, 盛万兴, 钟庆昌, 等. 虚拟同步发电机及其在微电网中的应用 [J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(16): 2591-2603.
- LÜ Zhipeng, SHENG Wanxing, ZHONG Qingchang, et al. Virtual synchronous generator and its applications in micro-grid [J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(16): 2591-2603.
- [11] 王亚军, 杨立波, 马斌, 等. 虚拟同步机惯量及阻尼系数协调优化方法 [J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(19): 88-98.
- WANG Yajun, YANG Libo, MA Bin, et al. Coordination and optimization strategy of virtual inertia and damping coefficient of a virtual synchronous generator [J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(19): 88-98.
- [12] 杨赞, 梅飞, 张宸宇, 等. 虚拟同步发电机转动惯量和阻尼系数协同自适应控制策略 [J]. 电力自动化设备, 2019, 39(3): 125-131.
- YANG Yun, MEI Fei, ZHANG Chenyu, et al. Coordinated adaptive control strategy of rotational inertia and damping coefficient for virtual synchronous generator [J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(3): 125-131.
- [13] ZHONG Qingchang, WEISS G. Synchronverters: inverters that mimic synchronous generators [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2011, 58(4): 1259-1267.
- [14] QORIA T, GRUSON F, COLAS F, et al. Current limiting algorithms and transient stability analysis of grid-forming VSCs [J]. Electric Power Systems Research, 2020, 189: 106726.
- [15] PAQUETTE A D, DIVAN D M. Virtual impedance current limiting for inverters in microgrids with synchronous generators [J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2015, 51(2): 1630-1638.
- [16] WANG Jilei, ZHANG Xing. Active power and voltage cooperative control for improving fault ride-through capability of grid-forming converters [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2024, 71(10): 12301-12311.
- [17] 陈天一, 陈来军, 郑天文, 等. 基于模式平滑切换的虚拟同步发电机低电压穿越控制方法 [J]. 电网技术, 2016, 40(7): 2134-2140.
- CHEN Tianyi, CHEN Laijun, ZHENG Tianwen, et al. LVRT control method of virtual synchronous generator based on mode smooth switching [J]. Power System Technology, 2016, 40(7): 2134-2140.
- [18] 李华, 高怀正, 郝悦, 等. 基于虚拟同步发电机低电压穿越的无缝切换控制策略 [J]. 太阳能学报, 2021, 42(3): 114-120.
- LI Hua, GAO Huaizheng, HAO Yue, et al. Seamless switching control strategy for low voltage ride-through based on virtual synchronous generator [J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2021, 42(3): 114-120.
- [19] ZHU Donghai, ZHOU Shiyang, ZOU Xudong, et al. Improved design of PLL controller for LCL-type grid-connected converter in weak grid [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2020, 35(5): 4715-4727.
- [20] HUANG Linbin, XIN Huanhai, WANG Zhen, et al. Transient stability analysis and control design of droop-controlled voltage source converters considering current limitation [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(1): 578-591.
- [21] 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.
- [22] 吕思卓, 郑超, 姜静雅. 基于功率指令切换的双级式构网型光伏故障穿越控制策略 [J]. 电网技术, 2024, 48(3): 1281-1290.
- LÜ Sizhuo, ZHENG Chao, JIANG Jingya. Fault ride-through control strategy for double-stage grid-forming photovoltaic based on power order switching [J]. Power System Technology, 2024, 48(3): 1281-1290.
- [23] 王盼宝, 王鹏, 李坤光, 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.
- [24] ALEGRIA E, BROWN T, MINEAR E, et al. CERTS microgrid demonstration with large-scale energy storage and renewable generation [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2014, 5(2): 937-943.
- [25] CHEN Shimiao, SUN Yao, HAN Hua, et al. A modified VSG control scheme with virtual resistance to enhance both small-signal stability and transient synchro-

- nization stability [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2023, 38(5): 6005-6014.
- [26] 彭放, 高厚磊, 郭一飞, 等. 构网逆变电源故障穿越控制策略及其对保护影响的研究综述 [J]. 电网技术, 2024, 48(9): 3673-3685.
- PENG Fang, GAO Houlei, GUO Yifei, et al. A review of fault ride-through control strategies of grid-forming inverter-based resources and the influence on protection [J]. Power System Technology, 2024, 48(9): 3673-3685.
- [27] 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.
- [28] 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.
- [29] 梁帅, 姚良忠, 徐箭, 等. 基于电力电子变换器虚拟同步构网控制的电力系统暂态稳定极限提升方法[J/OL]. 中国电机工程学报(2024-04-26)[2024-05-01]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.TM.20240426.1128.009.html>.
- LIANG Shuai, YAO Liangzhong, XU Jian, et al. Power system transient stability limit enhancement method based on virtual synchronous grid-forming control of power electronic converters[J/OL]. Proceedings of the CSEE(2024-04-26)[2024-05-01]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.TM.20240426.1128.009.html>.
- [30] 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]. 电网技术, 2024, 48(11): 4658-4668.
- XU Chenhang, ZOU Zhixiang, CHEN Wu, et al. Grid-forming based energy storage system adaptive control for transient stability enhancement [J]. Power System Technology, 2024, 48(11): 4658-4668.
- [31] 甘青山, 宋美艳, 兰洲. 基于附加功率的虚拟同步发电机功角稳定优化控制策略 [J]. 能源工程, 2019(3): 47-52.
- GAN Qingshan, SONG Meiyang, LAN Zhou. Power angle stability optimization control method of virtual synchronous generator based on additional power [J]. Energy Engineering, 2019(3): 47-52.
- [32] 李练兵, 何桂欣, 贾学岩, 等. 基于改进功率控制环的VSG优化控制方法 [J]. 控制工程, 2023, 30(3): 385-392.
- LI Lianbing, HE Guixin, JIA Xueyan, et al. VSG optimal control method based on improved power control loop [J]. Control Engineering of China, 2023, 30(3): 385-392.
- [33] 杜毅, 郑超, 孙华东. 构网型VSC暂态稳定机理及改进限幅策略 [J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(10): 3753-3765.
- DU Yi, ZHENG Chao, SUN Huadong. Transient stability mechanism analysis of the grid forming voltage source converter and the improved limiting method [J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(10): 3753-3765.
- [34] 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.
- [35] SUN Yubiao, GUAN Zhiqiang, HOOMAN K. Cavitation in diesel fuel injector nozzles and its influence on atomization and spray [J]. Chemical Engineering & Technology, 2019, 42(1): 6-29.

(编辑 亢列梅)