

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.230932

虚拟同步机并网运行下电网谐波抑制和故障穿越策略

周柯, 金庆忍, 莫枝阅, 卢柏桦

(广西电网有限责任公司电力科学研究院, 广西 南宁 530023)

摘要: 针对电网发生对称故障瞬间传统阻抗重塑型谐波电流抑制方法严重加剧虚拟同步发电机(virtual synchronous generator, VSG)故障电流的问题, 介绍了传统阻抗重塑型谐波电流抑制方法的原理。基于电网不对称故障下 VSG 谐波阻抗模型, 揭示了传统阻抗重塑型谐波抑制方法加剧 VSG 故障电流的机理。在此基础上, 提出一种 VSG 谐波电流与故障电流协同抑制方法。通过引入虚拟电感重塑电网故障点至 VSG 的等效阻抗, 实现了 VSG 并网运行下电网谐波和故障电流的协同抑制, 有利于改善电网电能质量并提高 VSG 的故障穿越能力。最后, 通过仿真验证所提控制策略的正确性和有效性。

关键词: 虚拟同步发电机; 谐波电流; 故障电流; 虚拟阻抗; 故障穿越; 电能质量

Grid harmonic suppression and fault ride-through strategies for a virtual synchronous generator in grid-connected operation

ZHOU Ke, JIN Qingren, MO Zhiyue, LU Baihua

(Electric Power Research Institute, Guangxi Power Grid Corporation, Nanning 530023, China)

Abstract: The problem of traditional impedance-based harmonic current suppression methods exacerbating virtual synchronous generator (VSG) fault current is highlighted when the power grid experiences a symmetrical fault transient. The principle of the traditional impedance reshaping-based harmonic current suppression method is introduced. Based on the VSG harmonic impedance model, the mechanism by which this traditional method exacerbates VSG fault current during asymmetric faults in the power grid is revealed. Based on this, a method is proposed for the coordinated suppression of VSG harmonic current and fault current. The method introduces a virtual inductance to reshape the equivalent impedance from the grid fault point to the VSG to achieve coordinated suppression in VSG grid-connected operation. This approach improves power quality and enhances the fault ride-through capability of VSG. Finally, the correctness and effectiveness of the proposed control strategy are verified through simulations.

This work is supported by the Science and Technology Project of China Southern Power Grid (No. GXKJXM20200420).

Key words: virtual synchronous generator; harmonic current; fault current; virtual impedance; fault ride-through; power quality

0 引言

近年来, 由于清洁能源的兴起, 基于光伏和风力的分布式发电系统通过电力电子设备大量接入电网^[1]。然而, 大量的电力电子设备的接入会导致电网整体的阻尼和惯性减小, 并且还会给电网带来谐波, 影响电网电能质量, 甚至会对系统的安全稳定运行造成较严重的威胁^[2-4]。

基金项目: 南方电网公司科技项目资助(GXKJXM20200420); 广西重点研发计划项目资助(桂科 AB22035003)

虚拟同步发电机(virtual synchronous generator, VSG)技术通过引入虚拟惯量和阻尼来模拟同步机的特性, 对提升分布式发电(distributed generation, DG)系统的友好性具有重要意义^[5-6]。目前国内外对于 VSG 的研究多集中于并网逆变器的动、静态特性的改善以及稳定性的研究上, 对电能质量问题的研究工作较少^[7-9]。然而, 由于基于电力电子的分布式发电系统向电网的逐渐渗透, 造成的谐波污染以及故障问题愈发严重, 如何提高分布式发电系统故障穿越能力以及减小其带来的谐波污染, 成为亟需解决的问题^[10-11]。

对于谐波电流的抑制, 目前主要集中于传统电流型并网逆变器的研究上^[12], 常采用具有同幅值和反相位的电流控制型谐波补偿方案用以抵消该谐波电流^[13-14]。由于VSG属于电压控制型变换器, 无法对其实行电流控制型谐波补偿方案^[15-17], 为此, 虚拟阻抗方法被引入到电压控制型DG系统中以形成谐波电流环路, 如负虚拟阻抗与DG输出阻抗串联或者并联^[18-20], 以增大或减小输出阻抗。在此基础上, 有学者提出了一种公共连接点(point of common coupling, PCC)电压负前馈的电压控制型谐波抑制方法以减小逆变器输出阻抗, 从而大部分非线性负载电流能被VSG吸收^[21-23]。然而, 上述谐波电流抑制方法均在电网未发生故障时进行分析, 并没有研究重塑谐波阻抗是否会影响电网短路故障下的系统低压穿越能力, 尤其是对没有电压闭环控制的VSG, 电压控制型谐波抑制方法对于电网故障电流的影响还需进一步研究。

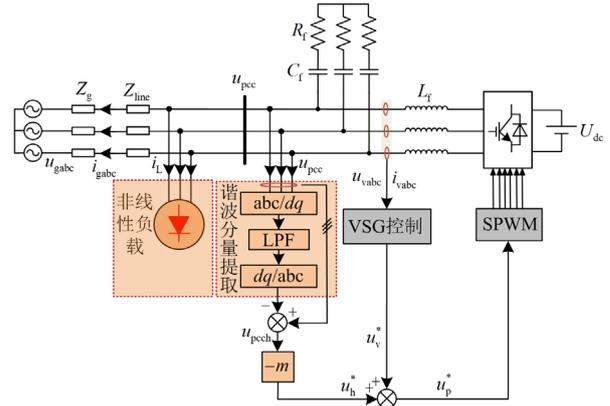
在电网发生对称故障瞬间, 阻抗重塑型谐波电流抑制方法通过重塑阻抗减小PCC到VSG的输出阻抗, 使更多的电网谐波被VSG吸收, 从而使电网电流质量得到改善, 但是由于PCC到VSG的输出阻抗减小, 在电网故障时会严重加剧故障电流。电网正常情况下并网谐波电流抑制与电网故障情况下暂态故障电流限制不同, 两者对VSG输出阻抗的要求是相互矛盾的。为此, 本文提出一种无需模式切换的VSG谐波电流与故障电流协同抑制方法。那么, 故障电流限制不会受到谐波电流抑制方法的影响。最后, 通过仿真验证了所提协同抑制方法的有效性。

1 传统阻抗重塑型VSG谐波电流抑制策略

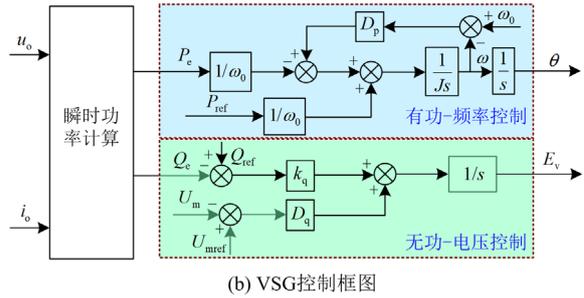
图1(a)为传统阻抗重塑型谐波电流抑制拓扑图。主电路采用三相全桥逆变电路, 输出通过滤波电感和电容滤波后接入电网, 电网公共连接点接有非线性负载。 u_{vabc} 、 i_{vabc} 分别为VSG输出三相电压和输出三相电流, u_{pcc} 为电网公共连接点电压, u_{pcc} 为电网公共连接点谐波电压, u_{gabc} 和 i_{gabc} 分别为电网三相电压和三相电流。 Z_g 为电网等效阻抗; Z_{line} 为VSG和PCC之间传输线路等效的线路阻抗; L_f 、 C_f 和 R_f 分别为滤波电感、滤波电容和滤波等效电阻; i_L 是非线性负载电流; $-m$ 表示VSG谐波反馈系数。谐波分量提取基于瞬时有功无功检测理论, 在dq坐标系下通过低通滤波器得到基波分量, 再变换到abc三相坐标系中和PCC信号作差, 重合得到谐波分量, u_h^*

为谐波电压参考值, u_v^* 为单VSG控制的输出参考值, u_p^* 为传统阻抗重塑控制输出电压参考值。

图1(b)为VSG的控制框图。VSG控制包括有功-频率控制和无功-电压控制, 有功-频率控制模拟转子运动方程如式(1)所示, 无功-电压控制模拟励磁调节方程如式(2)所示, 从而使VSG具有类似于同步电机的惯性和阻尼。



(a) 阻抗重塑型谐波电流抑制拓扑



(b) VSG控制框图

图1 传统阻抗重塑型谐波电流抑制方案图

Fig. 1 Schematic diagram of traditional impedance remodeling harmonic current suppression

$$Js\omega_0 = \frac{P_{ref}}{\omega_0} - \frac{P_e}{\omega_0} + D_p(\omega_0 - \omega) \quad (1)$$

$$E_v = \int ((Q_{ref} - Q_e)k_q + (U_{mref} - U_m)D_q) dt \quad (2)$$

式中: E_v 为VSG输出单相电压幅值; J 为惯性系数; D_p 为阻尼系数; ω 为VSG输出角频率; ω_0 为电网额定角频率; P_{ref} 和 P_e 分别为有功给定功率和电磁功率; k_q 和 D_q 分别为无功惯性系数和无功阻尼系数; Q_{ref} 和 Q_e 分别为无功给定功率和实际无功功率; U_{mref} 和 U_m 分别为VSG给定输出电压和实际输出电压。

传统阻抗重塑型谐波电流抑制策略, 通过采样PCC的谐波进行前馈, 重塑PCC到VSG的输出阻

抗,减小谐波电流流入电网,从而改善电网的谐波电流。图2为传统阻抗重塑型VSG谐波等效模型。

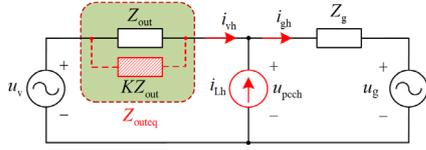


图2 传统阻抗重塑型VSG谐波等效模型

Fig. 2 Harmonic equivalent model of traditional impedance remodeling VSG

图2中: u_g 表示网侧单相电压; u_v 表示VSG输出单相电压; Z_{out} 为VSG的等效输出阻抗; Z_{outeq} 为电网公共连接点至VSG的重塑输出阻抗; K 表示重塑阻抗系数; i_{Lh} 为非线性负载引入的负载谐波电流; i_{gh} 表示网侧谐波电流; i_{vh} 表示流入VSG的谐波电流; 下标 h 表示电压电流量的谐波成分。在谐波域,非线性负载近似为谐波电流源,不考虑VSG产生的谐波电流,则根据戴维南定理,网侧谐波电流 i_{gh} 表示为

$$i_{gh} = \frac{Z_{outeq} \cdot i_{Lh}}{Z_g + Z_{outeq}} \quad (3)$$

根据式(3), i_{Lh} 恒定时,电网侧谐波电流 i_{gh} 与VSG输出阻抗成正比,所以PCC到VSG的输出阻抗越小,则非线性负载对网侧电流质量影响越小。阻抗重塑型VSG常采用PCC电压负前馈的谐波抑制方法以减小VSG输出阻抗,这样非线性负载谐波电流大多能被VSG吸收,VSG重塑输出阻抗与等效输出阻抗的关系表示为

$$Z_{outeq} = \frac{K}{K+1} Z_{out} \quad (4)$$

2 阻抗重塑型VSG谐波抑制策略恶化故障电流机理分析

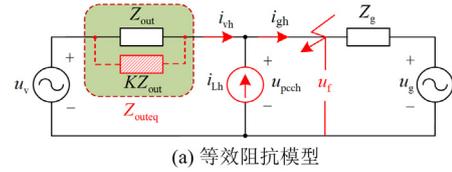
图3(a)为传统阻抗重塑型谐波抑制方法的电网故障下VSG等效阻抗模型。其中: u_f 表示电网故障点电压,其他参数与图2相同。

图3(b)为电压跌落时电压相量图。其中: U_f 表示故障点电压相量幅值; U_v 表示VSG输出电压相量幅值; ΔU 表示故障点电压与VSG输出电压的相量差幅值; ω_N 表示电网额定角频率。

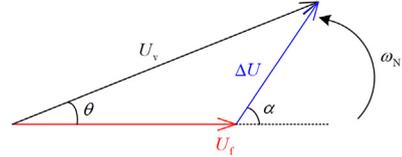
根据图3(b)所示的电压相量图,可求得VSG到电网故障点的电压相量差,如式(5)所示。

$$\Delta u = \sqrt{2}U_f \sin(\omega_N t) - \sqrt{2}U_v \sin(\omega_N t + \theta) \quad (5)$$

式中, Δu 为VSG到电网故障点的电压相量差。



(a) 等效阻抗模型



(b) 电压相量图

图3 电网故障下等效阻抗图与电压相量图

Fig. 3 Equivalent impedance diagram and voltage vector diagram under grid fault

根据图3(b)所示的电压相量图,由正余弦定理可求得 ΔU 和 α ,如式(6)所示。

$$\begin{cases} \Delta U = \sqrt{U_f^2 + U_v^2 - 2U_f U_v \cos \theta} \\ \alpha = -\arcsin \frac{U_v \sin \theta}{\Delta U} \end{cases} \quad (6)$$

式中: ΔU 为 Δu 的幅值; α 为 Δu 与 U_f 的夹角。故障发生时,根据基尔霍夫电压定律可得如式(7)关系式。

$$R' \cdot i_f + L' \cdot \frac{di_f}{dt} = \Delta u \quad (7)$$

式中, R' 和 L' 分别代表等效输出阻抗的电阻和电感。综合式(5)一式(7),可得到故障电流 i_f 为

$$i_f = i_s + i_t \quad (8)$$

式中: i_s 为稳态故障电流; i_t 为暂态故障电流。 i_s 、 i_t 可分别表示为

$$i_s = \frac{\sqrt{2}(1+K)\Delta U}{KZ_{outeq}} \sin(\omega_N t + \alpha - \beta) \quad (9)$$

$$i_t = \left[\frac{-\sqrt{2}(1+K)\Delta U}{KZ_{outeq}} \right] \sin(\alpha - \beta) e^{-t/\tau} \quad (10)$$

式中: β 为 Z_{out} 的阻抗角; τ 表示暂态分量衰减的时间常数, $\tau = L'/R'$ 。

根据式(9)和式(10)可知, i_s 和 i_t 与阻抗重塑系数成反比,阻抗重塑系数 K 越小,暂态故障电流和稳态故障电流越大,这表明电压控制型谐波抑制方法会加剧电网对称故障瞬间的暂态和稳态故障电流。

综上可知,减小输出阻抗 Z_{out} 可抑制谐波电流 i_{gh} ,但故障电流 i_f 会增加;增大输出阻抗可以抑制故障电流 i_f ,但谐波电流 i_{gh} 畸变会更严重。因此,传统的阻抗重塑型谐波抑制策略无法抑制电网故障

由图 6 可得

$$u_{\text{th}} = \frac{Z_g}{Z_g + Z_f} u_{\text{pcc}} \quad (16)$$

式中, Z_f 为在远离 VSG 一侧的公共连接点附近串入的虚拟阻抗值。

在正常运行条件下 $Z_f = sL_s$, L_s 为本文所引入的虚拟电感, 令 $g = Z_g / (Z_g + sL_s)$, 则 PCC 至 VSG 的谐波等效阻抗 Z_{outeq1} 可以表示为

$$Z_{\text{outeq1}} = -\frac{u_{\text{pcc}}}{i_{\text{vh}}} \quad (17)$$

综合式(14)一式(16), 可得

$$Z_{\text{outeq1}} = Z_{\text{out}} // \frac{Z_{\text{out}}}{mG_h(s) - gnG_f(s)} \quad (18)$$

由式(17)可以看出, 谐波等效阻抗 Z_{outeq1} 与并联阻抗 $Z_{\text{out}} / (mG_h - gnG_f)$ 成正比, 通过合理控制反馈系数 $(-m, n)$ 可以减小 PCC 至 VSG 的谐波阻抗, 使大部分非线性负载谐波电流可以被 VSG 模块吸收, 从而减小网侧谐波电流。

3.2 电网故障电流抑制分析

电网对称短路故障下, 从阻抗角度阐述所提控制方法抑制故障电流的原理及有效性。由于 VSG 控制基于电路的稳态方程建立, 未计及电压电流的暂态分量, 改变的仅是电路的基频阻抗特性, 而不影响电路的高频阻抗特性, 在分析故障暂态过程时可不考虑传统 VSG 控制的影响, 只考虑故障条件下的中高频阻抗特性, 分析如下:

故障条件下, 不考虑非线性负载谐波电压对故障电流的影响, VSG 输出的故障电流 i_{vf} 可表示为

$$i_{\text{vf}} \approx \frac{u_{\text{h}} - u_{\text{th}}}{Z_{\text{out}} + sL_s} \quad (19)$$

式中, u_{h} 表示瞬态故障电压。在稳定运行的控制系统中, 可认为 VSG 输出电压等于其参考值。因此, 将式(11)代入式(19)可得

$$i_{\text{vf}} = \frac{-mG_h(s) \cdot u_{\text{pcc}} + (nG_f(s) - 1) \cdot u_{\text{th}}}{Z_{\text{out}} + sL_s} \quad (20)$$

根据基尔霍夫电流法则可得

$$\frac{u_{\text{th}} - u_{\text{pcc}}}{sL_s} = \frac{u_{\text{pcc}} - u_{\text{h}}}{Z_{\text{out}}} \quad (21)$$

将式(11)代入式(21), 并联立式(20)可得

$$u_{\text{pcc}} = \frac{Z_{\text{out}} + sL_s nG_f(s)}{Z_{\text{out}} + sL_s (1 + mG_h(s))} u_{\text{th}} \quad (22)$$

VSG 到电网故障点的高频等效阻抗 Z_{outeq2} 可表

示为

$$Z_{\text{outeq2}} = -\frac{u_{\text{th}}}{i_{\text{vf}}} \quad (23)$$

令 $f = \frac{Z_{\text{out}} + sL_s nG_f(s)}{Z_{\text{out}} + sL_s (1 + mG_h(s))}$, 根据式(20)、式(22)以及式(23), 可得

$$Z_{\text{outeq2}} = \frac{sL_s + Z_{\text{out}}}{mfG_h(s) - nG_f(s) + 1} \quad (24)$$

根据式(24)可以看出, VSG 到电网故障点的高频等效阻抗可以由参数 m 和 n 放大, 令式(24)的分母为 0, 解得

$$m = \frac{nG_f(s) - 1}{G_h(s)} \quad (25)$$

当满足式(25)时, Z_{outeq2} 可以趋于无穷大, 所以可以通过合理设置 m 、 n 的值以及 $G_h(s)$ 、 $G_f(s)$ 的频率特性, 使输出阻抗在中高频段具有较大的输出阻抗, 从而很好地抑制暂态故障电流。从以上理论可知, m 越大, 流入到电网的谐波电流就越小, 而 n 越大, 电网故障时 VSG 输出的故障电流将会越小; 然而, m 、 n 的取值是相互影响的, 过大的取值将会导致系统不稳定, 本文中参数 m 、 n 的取值通过仿真得到, 在确保控制系统稳定的前提下, 达到最优的谐波电流和故障电流抑制效果。

综合 3.1 节和 3.2 节可知, 本文所提的电网谐波和 VSG 故障电流协同抑制方法, 通过合理配置 PCC 和电网故障点的反馈系数 m 、 n , 可以使 VSG 到电网的等效阻抗减小, 使负载谐波更多的流向 VSG, 从而可以减小电网侧谐波。同时, 合理配置 PCC 和电网故障点的反馈系数 m 、 n , 还可以使 VSG 到电网故障点的高频等效阻抗增加, 从而有利于抑制电网故障状态下的暂态电流。

4 仿真实验

为验证所提方法的有效性, 基于仿真平台搭建了 VSG 的并网模型。仿真参数如表 1 所示。

本仿真持续 0.8 s, 其中非线性负载从 0.2 s 开始投入, 产生谐波注入电网和 VSG 中。电网短路故障发生于 0.4 s, 结束于 0.6 s, 仿真结果如下所述。

图 7 为 3 种不同控制策略下电网电流的仿真结果。其中, 图 7(a)采用无谐波抑制方法, 采用 VSG 有功-无功下垂控制; 图 7(b)采用传统阻抗重塑型谐波抑制方法 ($m=2, n=0$); 图 7(c)采用本文所提的谐波和故障电流协同抑制方法 ($m=2, n=1.9$)。对比图 7(a)一图 7(c), 无谐波抑制控制策略时网侧电流严重畸变, THD 达 4.53%, 传统阻抗重塑型谐波抑制方

法以及本文所提谐波抑制方法网侧电流质量明显改善, THD 分别降低到 1.75%和 2.73%。

表 1 仿真参数

Table 1 Simulation parameters

参数	数值	参数	数值
u_g/V	220	P_{ref}/kW	10
f_g/Hz	50	$Q_{ref}/kvar$	0
f_s/Hz	10 000	D_q	321
L_g/mH	1.2	D_p	6
L_s/mH	0.6	K	7.1
L_{v1}/mH	1.5	$J/(kg \cdot m^2)$	0.062
Z_{limc}/Ω	0.2	$\omega_N/(\text{rad/s})$	314.16
$C_f/\mu F$	10	x	2
R_f/Ω	0.2	y	2.2

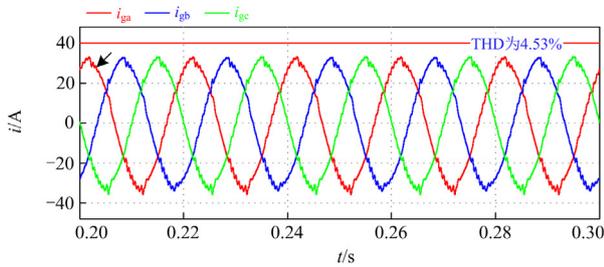
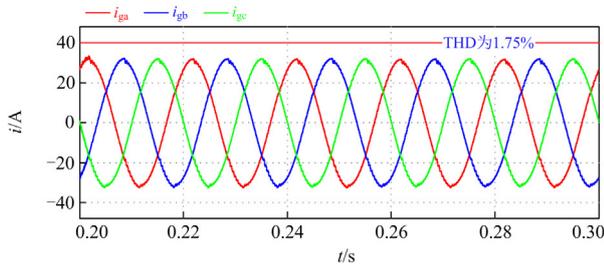
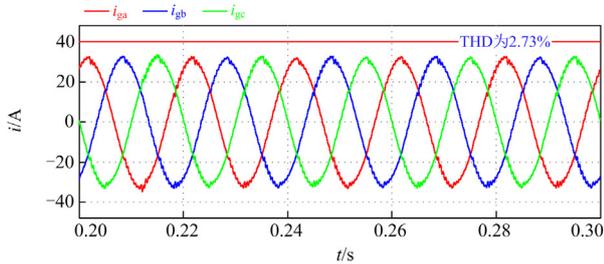
(a) 无谐波抑制策略($m=0, n=0$)(b) 传统阻抗重塑型抑制策略($m=2, n=0$)(c) 本文所提抑制策略($m=2, n=1.9$)

图 7 不同控制策略下电网电流谐波对比结果

Fig. 7 Comparison results of power grid current harmonics under different control strategies

图 8 为 3 种不同控制策略下 VSG 输出电流的仿真结果。其中, 图 8(a)采用无谐波抑制方法, 采用

VSG 有功-无功下垂控制; 图 8(b)采用传统阻抗重塑型谐波抑制方法($m=2, n=0$); 图 8(c)采用本文所提的谐波和故障电流协同抑制方法($m=2, n=1.9$)。

对比图 8(a)一图 8(c), 采用传统阻抗重塑型谐波抑制方法和本文所提谐波抑制策略的 VSG 输出谐波电流有所增加。这是因为传统阻抗重塑型谐波抑制策略和本文所提谐波抑制策略会重塑电网公共点到 VSG 的输出阻抗, 电网公共点到 VSG 的输出阻抗减小, 使更多的谐波被 VSG 吸收, 流入电网的谐波电流减小, 从而达到抑制电网谐波电流的目的。

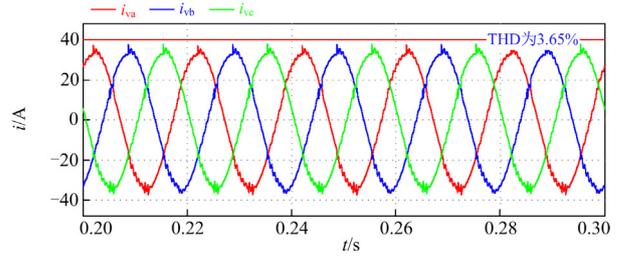
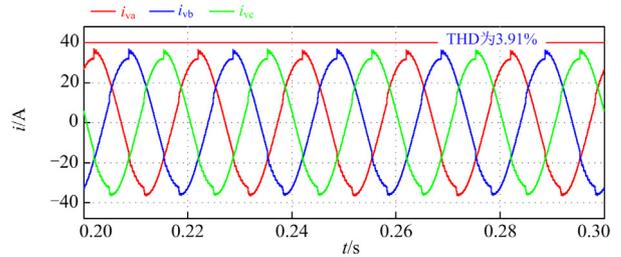
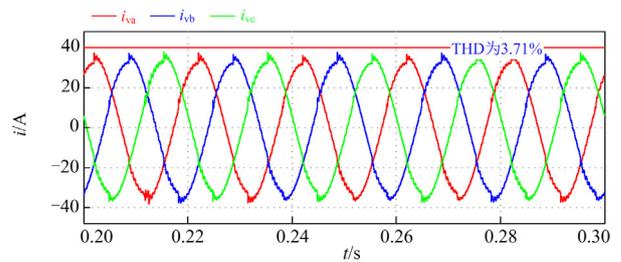
(a) 无谐波抑制策略($m=0, n=0$)(b) 传统阻抗重塑型抑制策略($m=2, n=0$)(c) 本文所提抑制策略($m=2, n=1.9$)

图 8 不同控制策略下 VSG 输出电流谐波对比结果

Fig. 8 Harmonic comparison results of VSG output current under different control strategies

图 9 为电网发生接地短路故障时 VSG 输出电流仿真结果。图 9(a)为无谐波抑制的 VSG 输出电流, 图 9(b)为传统阻抗重塑型谐波抑制的 VSG 输出电流, 图 9(c)采用本文所提的谐波和故障电流协同抑制方法。对比发现, 传统阻抗重塑型谐波抑制方法由于重塑了谐波所在频段的阻抗, 所以导致 PCC 到 VSG 的中高频输出阻抗减小, 会使暂态过程表现出

非常低的阻抗，所以在接地故障发生与结束时，输出故障电流急剧增加，分别达到 385.6 A 和 288.2 A。而采用本文所提的抑制策略时，由于电感支路的存在，重塑了电网故障点到 VSG 的阻抗，使电网故障点到 VSG 的输出阻抗有所增加，在接地故障发生与结束时，输出故障电流只有 41.2 A 和 32.3 A，有效地抑制了暂态过程的故障电流。

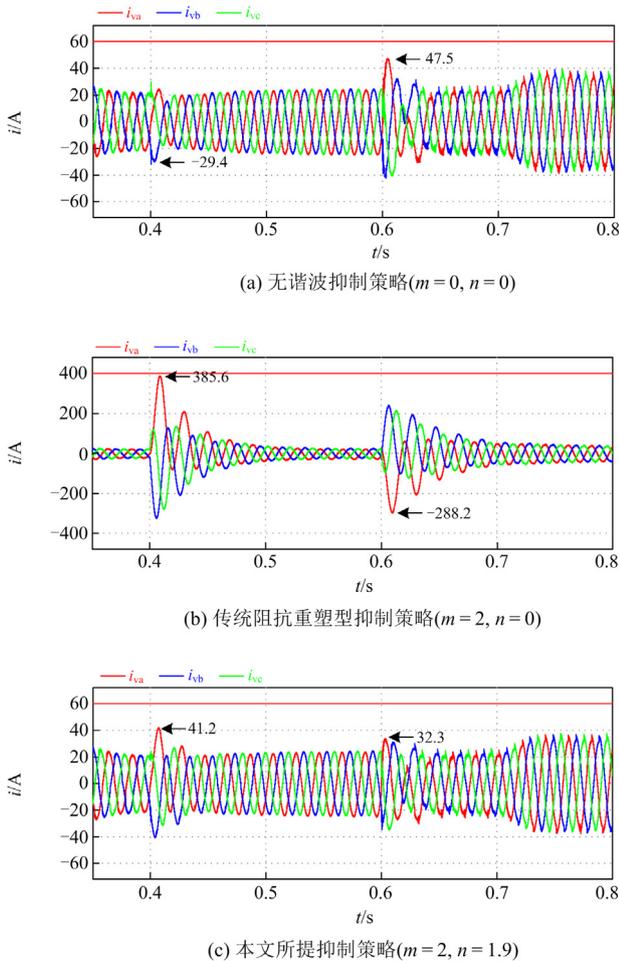


图 9 电网接地短路时 VSG 输出电流对比结果

Fig. 9 Results of VSG output current comparison in the case of power grid grounding short circuit

5 结论

本文揭示了电网对称故障瞬间电压控制型谐波抑制方法对系统低压穿越能力的不利影响，并提出一种 VSG 谐波电流与故障电流协同抑制方法。通过在电网故障点至 PCC 之间放置一个小的电感 L_s ，来引入一个附加的电压反馈变量 u_f ，且未增加系统的功率损耗。谐波分量反馈环节通过 PCC 电压与附加电压的前馈控制，不仅能减小 PCC 至 VSG 的谐波阻抗以吸收非线性负载引入的谐波电流，而且能

增加电网故障点至 VSG 的中高频阻抗以限制暂态故障电流，从而可以同时实现电网谐波改善以及 VSG 的故障电流抑制，提升了分布式发电系统的故障穿越能力，对于提升电网电能质量以及电网安全稳定运行具有很好的效果。

参考文献

[1] 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.

[2] 胡文强, 吴在军, 窦晓波, 等. 负荷虚拟同步机及其低电压故障穿越控制[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(9): 100-107.
 HU Wenqiang, WU Zaijun, DOU Xiaobo, et al. Load virtual synchronous machine and its low voltage ride-through control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(9): 100-107.

[3] BLAAJERG F, TEODORESCU R, LISERRE M, et al. Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2006, 53(5): 1398-1409.

[4] WANG F, DUARTE J, HENDRIX M, et al. Modelling and analysis of grid harmonic distortion impact of aggregated DG inverters[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2011, 26(3): 786-797.

[5] ZHONG Q, NGUYEN P, MA Z, et al. Self-synchronized synchronverters: inverters without a dedicated synchronization unit[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2014, 29(1): 617-630.

[6] 林晓明, 唐建林, 张帆, 等. 基于虚拟同步策略的电动汽车 V2G 技术在多能互补系统中的研究及应用[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(13): 143-150.
 LIN Xiaoming, TANG Jianlin, ZHANG Fan, et al. Research and application of electric vehicle V2G technology based on a virtual synchronization strategy in a multi-energy complementary system[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(13): 143-150.

[7] HARNEFORS L. Modeling of three-phase dynamic systems using complex transfer functions and transfer matrices[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2007, 54(4): 2239-2248.

[8] WU H, RUAN X, YANG D, et al. Small-signal modeling and parameters design for virtual synchronous generators[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2016, 63(7): 4292-4303.

- [9] 于晶荣, 孙文, 于佳琪, 等. 基于惯性自适应的并网逆变器虚拟同步发电机控制[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(4): 137-144.
YU Jingrong, SUN Wen, YU Jiaqi, et al. Virtual synchronous generator control of a grid-connected inverter based on adaptive inertia[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(4): 137-144.
- [10] SUUL J A, D'ARCO S, RODRIGUEZ P. Extended stability range of weak grids with voltage source converters through impedance-conditioned grid synchronization[C] // 11th IET International Conference on AC and DC Power Transmission, February 10-12, 2015, Birmingham, UK: 1-9.
- [11] HASABELRASUL H, YAN Xiangwu, GADALLA A S. Power and energy balancing for cascaded H-bridge battery storage system based on virtual synchronous generators[C] // 2018 13th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA), May 31-June 2, 2018, Wuhan, China: 1153-1158.
- [12] 张鸿博, 蔡晓峰. 直流电压含二次纹波条件下并网逆变器输出谐波抑制[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(15): 119-128.
ZHANG Hongbo, CAI Xiaofeng. Output harmonic suppression of a grid-connected inverter with secondary ripple in DC voltage[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(15): 119-128.
- [13] ZHOU H, LI Y, ZARGARI N, et al. Selective harmonic compensation (SHC) PWM for grid-interfacing high-power converters[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2014, 29(3): 1118-1127.
- [14] ZHANG Y, LI Y, ZARGARI N, et al. Improved selective harmonics elimination scheme with online harmonic compensation for high-power PWM converters[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2014, 30(7): 3508-3517.
- [15] 程冲. 多功能并网逆变器若干关键技术的研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2018.
CHENG Chong. Research on key techniques of multi-functional grid-connected inverters[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2018.
- [16] WU W, CHEN Y, ZHOU L, et al. Sequence impedance modeling and stability comparative analysis of voltage-controlled VSGs and current-controlled VSGs[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2019, 66(8): 6460-6472.
- [17] PAQUETTE A, DIVAN D. Virtual impedance current limiting for inverters in microgrids with synchronous generators[J]. IEEE Transactions on Industrial Application, 2014, 51(2): 1630-1638.
- [18] WANG X, BLAABJERG F, CHEN Z. Synthesis of variable harmonic impedance in inverter-interfaced distributed generation unit for harmonic damping throughout a distribution network[J]. IEEE Transactions on Industrial Application, 2012, 48(4): 1407-1417.
- [19] SREEKUMAR P, KHADKIKAR V. A new virtual harmonic impedance scheme for harmonic power sharing in an islanded microgrid[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2016, 31(3): 936-945.
- [20] ZHANG X, ZHONG Q, MING W. Stabilization of a cascaded DC converter system via adding a virtual adaptive parallel impedance to the input of the load converter[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2016, 31(3): 1826-1832.
- [21] HE J, LI Y, MUNIR M. A flexible harmonic control approach through voltage-controlled DG-grid interfacing converters[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2012, 59(1): 444-455.
- [22] 张卫国, 孙广明, 陈良亮, 等. 基于谐波电流前馈的虚拟同步机控制方法[J]. 电力电子技术, 2021, 55(4): 39-42.
ZHANG Weiguo, SUN Guangming, CHEN Liangliang, et al. A method for virtual synchronous machine based on feedforward of harmonic current[J]. Power Electronics Technology, 2021, 55(4): 39-42.
- [23] ZHAO X, MENG L, XIE C, et al. A unified voltage harmonic control strategy for coordinated compensation with VCM and CCM converters[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2018, 33(8): 7132-7147.

收稿日期: 2023-07-21; 修回日期: 2023-08-15

作者简介:

周 柯(1979—), 男, 博士研究生, 教授级高级工程师, 研究方向为智能配电网与电能质量; E-mail: 980708369@qq.com

金庆忍(1988—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 高级工程师, 研究方向为电能质量。E-mail: 372925975@qq.com

(编辑 魏小丽)