

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.240544

基于构网储能型 SVG 的自适应限流策略

王凤, 许建中

(新能源电力系统国家重点实验室(华北电力大学), 北京 102206)

摘要: 构网型静止无功发生器(static var generators, SVG)具备电压源特性, 可增强弱网系统的稳定性和电压主动支撑能力。配置部分储能的 SVG 还可以实现惯量支撑。针对储能型 SVG(energy-storage static-var-generator, ESVG)在构网型控制下易发生过流的问题, 基于 ESVG 的拓扑结构分析了级联 H 桥与储能系统间的联合控制机理。在构网型 ESVG 的限流机制和现有限流策略的基础上, 提出了一种适用于电网对称故障的自适应虚拟导纳限流策略。该策略不仅能够维持 ESVG 的电压源特性, 还显著降低了瞬态过电流和过电压。此外, 还增添了暂态虚拟阻抗的清零环节, 以保证限流策略的可靠性。通过电流闭环控制器分析了虚拟阻抗比对稳定性的影响。最后, 通过仿真结果验证了理论分析的正确性及所提限流策略的有效性。

关键词: 构网型控制; ESVG; 自适应限流; 电压源模式; 虚拟导纳

Adaptive current limiting strategy based on grid-forming and energy-storage SVG

WANG Feng, XU Jianzhong

(State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources
(North China Electric Power University), Beijing 102206, China)

Abstract: Grid-forming static var generators (SVGs) possess voltage-source characteristics that can enhance the stability and proactive voltage support capabilities of weak grids. The SVG with partial energy storage can provide inertia support. To address the problem that an energy-storage static var generator (ESVG) is prone to overcurrent when employing grid-forming control, this paper analyzes the joint control mechanism between the cascaded H-bridge and the energy storage system, based on the ESVG topology. Building on the current limiting mechanism and existing limiting strategies of the grid-forming ESVG, an adaptive virtual admittance current limiting strategy suitable for symmetrical faults is proposed. The strategy not only maintains the voltage-source characteristics of the ESVG but also significantly reduces transient overcurrent and overvoltage. Additionally, the strategy incorporates the clearing of transient virtual impedance to ensure its reliability. The effect of the virtual impedance ratio on stability is analyzed by a current closed-loop controller. Finally, the correctness of the theoretical analysis and the effectiveness of the proposed current limiting strategy are verified by simulation.

This work is supported by the General Program of National Natural Science Foundation of China (No. 52277094).

Key words: grid-forming control; ESVG; adaptive current limiting; voltage-source mode; virtual admittance

0 引言

随着“双碳”目标的提出以及低碳能源战略的实施, 以风电和光伏为代表的新能源发电快速增加^[1-2]。与传统发电方式不同的是, 新能源发电需经电力电子装备并网。电力电子装备占比的不断增加,

导致电网的强度逐渐减弱, 这促使以同步发电机为核心的传统电网结构发生重大转变。同时, 系统在维持电压和频率稳定方面将面临着严峻挑战^[3-4]。

由于新能源场站存在较大的随机性和波动性, 场站内部及并网点电压容易受新能源出力波动影响。为改善新能源并网系统的电能质量, 通常需在汇集处安装无功补偿设备^[5]。目前可用的无功补偿设备中, 静止无功发生器凭借结构简单、响应快速、成本低等优势, 在无功补偿设备市场中占据着主导地位^[6-7]。

基金项目: 国家自然科学基金面上项目资助(52277094); 国家电网公司科技项目资助(5500-202158475A-0-5-ZN)

由于新能源机组取代了旋转惯量大的同步发电机, 降低了电网的整体惯量。为提升新能源电网的支撑能力, 除了电压支撑外, 新能源场站还需具备一定的惯量响应和辅助电网频率调节的能力^[8]。通过在静止无功发生器(static var generators, SVG)中配置一定容量的储能, 可同时提升新能源场站的频率和电压支撑能力^[9]。现有的储能型 SVG 大多采用跟网型(grid-following, GFL)控制, 利用锁相环(phase locked loop, PLL)跟随电压相位实现与电网之间的同步, 通过控制输出电流实现有功和无功功率的调节, 对外呈现电流源特性。然而, 伴随着跟网型电力电子设备的增加, 在电网强度较低时, 系统易出现由 PLL 引发的小干扰失稳、次同步振荡等问题^[10-12]。为解决这些问题, 学术界提出了构网型(grid-forming, GFM)控制的概念^[13]。构网型控制通过模拟同步发电机/调相机的外特性, 自行生成电压幅值和相位, 对外呈现电压源特性。相关研究表明: 构网型控制更适用于弱电网, 其在弱网下的稳定性更强^[14]。尽管采用构网型控制的变流器能够提升弱网系统的稳定性, 但当电网侧发生严重故障时, 构网型变流器因瞬态响应下内电势保持不变, 将会产生很大的短路电流, 对设备造成危害^[15]。由于电力电子设备的过流能力有限, 因此需要设计合理的限流策略以保护设备并协助系统实现故障穿越。

目前, 学术界主要以两电平电压源型换流器(voltage source converter, VSC)作为构网型变流器限流方面的研究对象。针对构网型 VSC 在电网对称故障下的过流问题, 现有的限流方法主要分为以下 3 种^[16]: 电流限幅法^[17-20]、电压限幅法^[21-22]和虚拟阻抗^[23-24]/虚拟导纳法^[25]。文献[17-18]提出了一种通过限制 d 轴和 q 轴电流的参考值来限制变流器输出电流幅值的方法。文献[19-20]提出了一种优先考虑参考电流相位的限流策略, 根据故障深度给定电流矢量与 d 轴的角度, 不仅可以减小电流的参考值, 而且还有助于提高系统的暂态稳定性。文献[21-22]通过限制 VSC 内电势的幅值从而达到限流目的。尽管电流限幅法可以直接控制电流的大小或相位, 但对外呈现电流源, 存在较大瞬态过电流以及因电压外环饱和和带来的恢复缓慢等问题。电压限幅法可能导致电流波形失真, 产生较大的瞬态过电流, 从而限制其实际应用。而虚拟阻抗/导纳法可以通过调节虚拟阻抗/导纳的大小, 维持 VSC 的电压源特性, 增强了故障恢复能力。文献[23]提出了一种自适应的虚拟阻抗法, 根据最严重工况条件确定了自适应系数大小。但自适应系数的计算过程仅考虑了电压矢

量的幅值, 忽略了电压矢量的相位变化。文献[24]分析了虚拟阻抗参数对变流器暂态稳定性的影响, 当虚拟电感通过微分控制器作用时, 会放大高频噪声。而虚拟导纳作为虚拟阻抗的倒数, 在控制系统中表现为一阶低通滤波器, 能够有效避免高频噪声的干扰。然而, 这种方法存在一定的响应延迟, 可能会导致在故障瞬间产生较大的过电流。文献[25]基于 abc 三相静止坐标系提出了一种自适应虚拟导纳限流法, 其中暂态虚拟阻抗算法同时考虑了电压矢量的幅值和相位, 然而电流内环依赖于卡尔曼滤波器, 其性能受系统模型准确性的影响较大。另外缺少暂态虚拟阻抗作用的清零环节, 无法保证在下次故障发生时限流策略的有效性。

上述限流策略均是针对 VSC 提出的, 对于采用构网型控制的储能型 SVG, 同样也面临着过流风险, 其过流机理与 VSC 类似。而学术界对于构网型 SVG 限流的研究较少。文献[9]采用了电流幅值限制法, 但故障恢复期间容易出现较大的暂态过电流。文献[26]采用了固定虚拟导纳的限流方法, 无法保证所有工况下限流策略的有效性。文献[27]通过自适应虚拟阻抗限流, 但自适应系数的取值不明确, 无法保证其在不同故障深度下的有效性。

针对构网储能型 SVG 在电网对称故障下的过流问题, 本文基于构网储能型 SVG 的过流机理和已有限流策略的不足, 提出了一种自适应虚拟导纳限流策略。考虑电压矢量大小和相位的变化对虚拟导纳进行定量计算, 并将虚拟导纳产生的电压增量叠加至电压环, 维持装置电压源特性的同时有效抑制了瞬态过电流。故障解除后虚拟阻抗的清零环节保证了限流策略的可靠性。另外借助电流闭环控制的波特图分析了虚拟阻抗比对稳定性的影响。最后在 PSCAD/EMTDC 平台上搭建仿真模型, 验证了本文所提限流策略的有效性。

1 构网储能型 SVG 的拓扑结构和控制策略

以储能型 SVG(energy-storage static-var-generator, ESVG)接入直驱风电场为例, 并网系统的主电路拓扑如图 1 所示。系统主要由直驱风电场群、受端电网 E 和 ESVG 组成。单个风电场发出的功率经过机侧换流器(machine-side converter, MSC)与网侧换流器(grid-side convertor, GSC)变流后经过升压变压器 T_1 汇集至交流母线处, 然后输送至电网。ESVG 经过滤波电抗器 L_c 并联于汇集母线, 以便于跟踪和调节并网点(point of common coupling, PCC)的电压 U_{pcc} 。 L_g 和 L_{s1} 分别为线路的电感。

u_{dc} , ESVG 与电网交互的有功功率主要包括子模块电容和储能单元充放电功率, 以及开关器件的功率损耗。根据能量守恒, 可得到

$$P = \frac{3 U_s U_c \sin \delta}{2 X_L} = \frac{d}{dt} \left(\frac{3N}{2} C u_{dc}^2(t) \right) + 3N u_{dc} i_{dc} + P_{\text{loss}} \quad (4)$$

式中: C 为子模块电容值; i_{dc} 为储能单元流向级联 H 桥的直流电流; P_{loss} 为开关器件的总损耗。式(2)—

式(4)共同构成了 ESVG 在 abc 三相坐标系下的数学模型。

储能型 SVG 中级联 H 桥型换流器采用了构网型控制策略, 其控制系统主要由同步控制、电压控制和内环电流解耦控制组成。隔离型 DC/DC 变换器采用单移相控制, 主要用以维持子模块电容电压稳定。ESVG 整体控制框图如图 3 所示, 整个控制均采用标幺化形式。

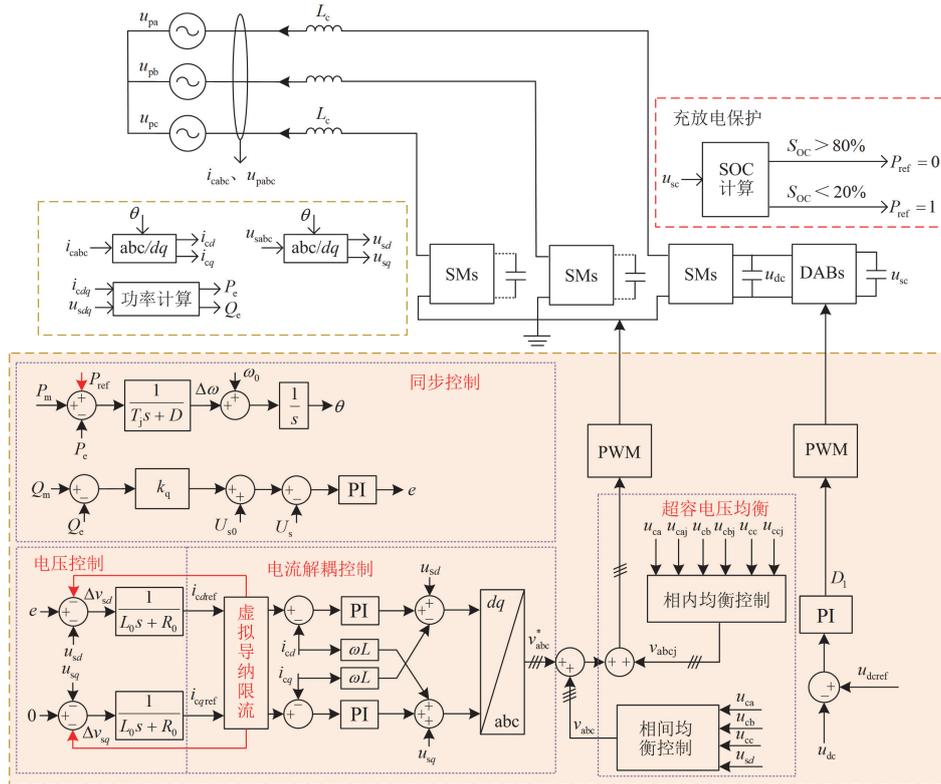


图 3 ESVG 控制策略

Fig. 3 Control strategy of ESVG

由于构网型控制没有采用传统的锁相环, 为实现与电网频率和相位的同步, ESVG 需模拟同步调相机的外特性。同步调相机没有原动机, 机械转矩为 0。除了补偿无功外, 同步调相机转子中存在一定的动能。在电网频率出现波动时, 同步调相机可通过释放转子储存的动能, 从而为电网提供惯量支撑。而 ESVG 中的储能系统也同样具备支撑频率的功能。为更好地与同步调相机对应, ESVG 自同步控制可模拟同步调相机机械运动的二阶模型, 其标幺化形式为

$$\begin{cases} \frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_0 \\ T_j \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e - D(\omega - \omega_0) \end{cases} \quad (5)$$

式中: ω 和 ω_0 分别为实际角频率和额定角频率的标幺值; T_j 为模拟转子的惯性时间常数; D 为虚拟的阻尼系数; P_m 和 P_e 在同步调相机中分别对应输入的机械功率与输出的电磁功率, 而对于 ESVG 而言, P_m 和 P_e 分别表示有功功率指令值和交流侧输出的有功功率。

如图 3 所示, ESVG 的功率控制环主要用来生成 ESVG 内电势的幅值和相位。有功控制环中虚拟惯性和阻尼可由一阶惯性环节实现。 P_m 通常情况下为 0。交流侧输出有功功率 P_e 的标幺值表示为

$$P_e = u_{sd} i_{cd} + u_{sq} i_{cq} \quad (6)$$

式中: u_{sd} 和 u_{sq} 分别表示 ESVG 并网点 d 、 q 轴电

压分量； i_{sd} 和 i_{sq} 分别表示 ESVG 输出的 d 、 q 轴电流分量。ESVG 内电势的幅值采用了无功-电压的下垂控制，内电势幅值的指令值 U_m 为

$$U_m = U_{s0} + k_q(Q_m - Q_c) \quad (7)$$

式中： U_{s0} 为 PCC 额定相电压的幅值； k_q 为无功-电压下垂系数； Q_m 为无功功率指令值； Q_c 为交流侧输出无功功率的标么值，可表示为

$$Q_c = u_{sq}i_{cd} - u_{sd}i_{cq} \quad (8)$$

ESVG 的电压控制采用了虚拟导纳直接生成内环电流的参考值，在经过电流内环解耦控制后产生三相调制电压，之后经过 PWM 调制后生成开关器件的触发脉冲。 R_0 和 L_0 分别为稳态虚拟电阻和虚拟电感。尽管固定的虚拟导纳具备一定的限流能力，但在不同故障深度下，并不能保证将电流限制在最大允许范围内。

超级电容经隔离型 DC/DC 变换器与级联 H 桥的子模块相连接。隔离型 DC/DC 变换器用以控制子模块电容电压。子模块直流侧电压经 PI 控制器后产生占空比 D_1 ，再经 PWM 调制后生成开关器件的触发信号。为平衡储能模块，加入了超容电压的相间和相内均衡控制^[28]。在建立超容电压相间和相内不均衡信号与级联 H 桥输出电压间数学关系的基础上，通过优化调制信号实现电压均衡。此外，为了延长超容的使用寿命，还增加了对其充放电过程的保护功能。通过监测超容的荷电状态来控制电网的充电过程，从而确保超容在安全的充放电范围内工作。

1.3 储能容量配置

ESVG 将 SVG 与储能系统集成一体，储能系统通过给予子模块电容快速充电，增强直流电压稳定性的同时还提升了 SVG 的暂态电压支撑能力。此外，通过配置储能系统，装置还获得了惯量支撑功能，进一步提高了 ESVG 并网系统的频率稳定性。

从暂态电压支撑角度来看，对于传统 SVG，当电网电压发生跌落时，SVG 直流侧电容中存储的能量转换为无功功率输送至电网，导致子模块电容电压先下降。随后，在直流电压控制的作用下，SVG 会从电网吸收一定的有功给予子模块电容充电。当子模块电容电压从 u_0 下降至 u_{\min} 时，单个子模块电容输出的能量 W_1 为

$$W_1 = \frac{1}{2}C(u_0^2 - u_{\min}^2) \quad (9)$$

式中： u_0 为子模块额定电压； u_{\min} 为子模块最低允许电压。根据 SVG 运行规范， u_{\min} 最低为 0.4 p.u.。整个装置输出的能量 W_2 为

$$W_2 = \frac{3N}{2}W_1 \quad (10)$$

此外，在故障期间，装置内部还会产生有功损耗 P_{loss} ，这部分能量计算公式为

$$W_{\text{loss}} = P_{\text{loss}}T \quad (11)$$

式中： P_{loss} 一般为装置容量的 0.5%~1.5%； T 表示故障持续时间。对于瞬时性故障，通常持续时间在百毫秒以内，因此 T 的最大值取为 1 s。装置在暂态下消耗的总能量 W_3 可表示为

$$W_3 = W_2 + W_{\text{loss}} \quad (12)$$

从惯量支撑角度来看，电力系统频率安全运行范围为 48~51 Hz^[29]，对应的转速变化范围通常为 0.96~1 p.u.。在这一过程中，同容量的同步调相机转子释放的最大动能 ΔE_k 为

$$\Delta E_k = \frac{1}{2}J(1 - 0.96^2)\omega_0^2 = 0.0392J\omega_0^2 \quad (13)$$

式中， J 为同容量同步调相机的转动惯量。进一步，可得到

$$\Delta E_k = 0.0392J\omega_0^2 = 0.0392T_j S_n \quad (14)$$

式中： T_j 为同容量同步调相机的惯性时间常数； S_n 为同步调相机的额定容量。在相同容量条件下，考虑 ESVG 的损耗，它所需提供的能量 $\Delta E'_k$ 需满足：

$$\Delta E'_k \geq \Delta E_k + E_{\text{loss}} = \Delta E_k + P_{\text{loss}}\Delta t = \Delta E_{k1} \quad (15)$$

式中： Δt 为惯量支撑时间，一般不超过 10 s^[29]； E_{loss} 表示 ESVG 内部损耗产生的能量。为实现 ESVG 的暂态电压支撑和惯量支撑，超容容量 W 需满足：

$$W \geq \max\{W_3, \Delta E_{k1}\} \quad (16)$$

2 构网储能型 SVG 的自适应限流策略

2.1 构网 ESVG 的限流机理

ESVG 在构网型控制下产生虚拟内电势，内电势与端口输出电压之间存在实际阻抗或虚拟阻抗。从并网点上看，ESVG 的等效模型如图 4 所示。

ESVG 输出的电流 \dot{i} 表示为

$$\dot{i} = \frac{\dot{e} - \dot{U}_s}{R + jX_c} = \frac{e\angle\theta_c - U_s\angle\theta_s}{R + jX_c} \quad (17)$$

式中： e 和 U_s 分别为 ESVG 内电势和 PCC 相电压的幅值； θ_c 和 θ_s 分别为对应的相角。进一步，电流的大小 $|\dot{i}|$ 可表示为

$$|\dot{i}| = \frac{|e\angle\theta_c - U_s\angle\theta_s|}{|Z|} \quad (18)$$

在 dq 坐标系下，ESVG 输出相电流的幅值 I_m 可表示为

$$I_m = |i| = \sqrt{(i_{cd})^2 + (i_{cq})^2} \quad (19)$$

由于电力电子器件的耐流能力有限, 一般为 1.2~2 p.u.^[30]。为保护器件, 通常需采取限流措施将相电流的幅值限制在最大耐流能力以内。一般采取的限流措施主要有两种: 一种是直接增大器件的过流能力, 这将带来较大的生产成本; 另一种是采取限流策略, 并联合变流器自身控制, 实现故障穿越。在考虑经济性, 不增加成本的前提下, 一般选择后者。

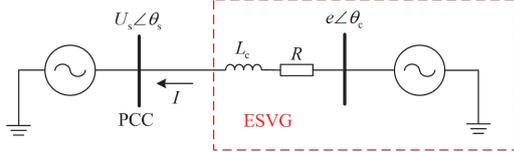


图 4 并网 ESVG 的等效模型

Fig. 4 Equivalent model of grid-connected ESVG

2.2 自适应虚拟导纳限流策略

本文所提出的自适应虚拟导纳限流策略如图 5 所示, 主要包括电压检测、电流检测、计算 Z_v 、 Z_v 清零 4 个环节。稳态下, ESVG 的矢量图如图 6(a) 所示。由于 PCC 电压稳定在额定值附近, ESVG 输出的电流较小, 且与电网交互的有功和无功功率较小。ESVG 虚拟内电势与 PCC 间存在的虚拟阻抗大小为 Z_0 , ESVG 的输出电流大小可表示为

$$|i| = \left| \frac{e \angle \theta_c - U_s \angle \theta_s}{R_0 + jX_0} \right| = \frac{|e \angle \theta_c - U_s \angle \theta_s|}{|Z_0|} \quad (20)$$

当电网发生电压扰动或短路故障时, PCC 点电压发生突变。根据并网点三相电压幅值进行故障检测, 当三相电压幅值的最小值低于某一阈值时, 表征故障信号的 S_1 为 1。同时需要检测输出电流幅值。当电流 I_m 不超过 I_M 时, 表征限流策略的触发信号 S_2 为 0, 当电流 I_m 大于 I_M 时, S_2 为 1, 如式(21)所示。

$$S_2 = \begin{cases} 0, & I_m \leq I_M \\ 1, & I_m > I_M \end{cases} \quad (21)$$

因电流 I_m 需要限制在最大允许值 I_M 以内, 根据式(18), 可得到所需的虚拟阻抗大小。暂态下 ESVG 的矢量图如图 6(b) 所示。所需虚拟阻抗的大小可进一步表示为

$$\begin{cases} Z_v = (e - U_{\text{samp}}) / I_m + Z_{\text{error}} \\ R_v = Z_v / \sqrt{\sigma^2 + 1} \\ L_v = (R_v \sigma) / \omega_0 \end{cases} \quad (22)$$

式中: U_{samp} 为相电压幅值中的最小值; Z_v 为触发限流后的虚拟阻抗; R_v 为暂态虚拟电阻; L_v 为暂

态虚拟电感; σ 为虚拟电抗与虚拟电阻的比值; Z_{error} 为修正阻抗, 用以补偿两电压之间因相位差引起的阻抗差异。这一修正阻抗可通过对电流偏差经过 PI 控制器后, 取其绝对值来计算得到; 因电压控制环乘以虚拟导纳后生成内环电流参考值, 虚拟导纳是以一阶低通滤波器的形式实现。为避免一阶低通滤波器延时的影响, 本文保持低通滤波器参数不变, 虚拟电阻和虚拟电感 L_{v1} 的增量 R_{v1} 可表示为

$$\begin{cases} R_{v1} = \max\{0, R_v - R_0\} \\ L_{v1} = \max\{0, L_v - L_0\} \end{cases} \quad (23)$$

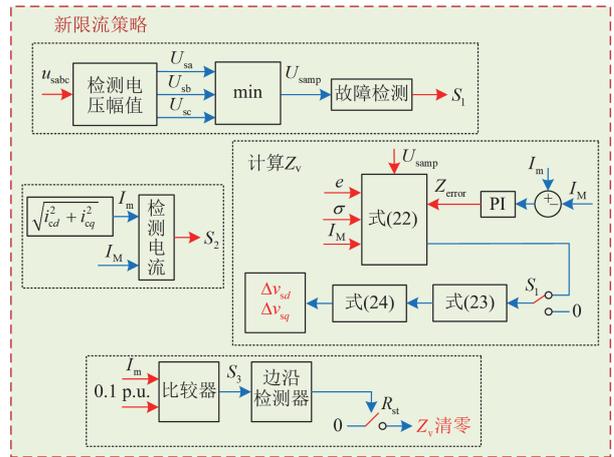


图 5 新限流策略

Fig. 5 New current limiting strategy

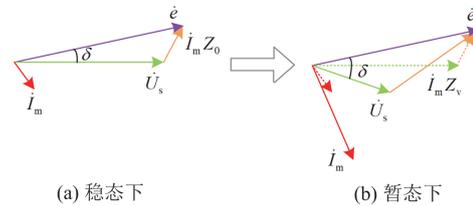


图 6 暂稳态下 ESVG 矢量图

Fig. 6 Vector diagrams of ESVG under transient and steady states

虚拟阻抗的增量在 d 轴和 q 轴上所产生的电压降 Δv_{sd} 和 Δv_{sq} 可表示为

$$\begin{cases} \Delta v_{sd} = i_{cd} R_{v1} - i_{cq} X_{v1} \\ \Delta v_{sq} = i_{cq} R_{v1} + i_{cd} X_{v1} \end{cases} \quad (24)$$

式中, $X_{v1} = \omega_0 (L_v - L_0)$ 。通过将式(24)叠加到电压控制环中, 可直接减小 Z_0 上产生的电压降, 降低电流参考值的同时能够抑制瞬态过电流。

当故障切除后, 检测到电流 I_m 小于 I_M 时, S_2 为 0, 此时用以计算 Z_v 的控制环不再作用, Z_v 保持不变。因虚拟电阻和虚拟电感的增量不为 0, 其电压

降仍作用于电压环，加快了电流的恢复速度。当电网电压恢复后， S_1 为 0。由于暂态虚拟阻抗 Z_v 的生成存在 PI 环节，因此需在电流恢复后将其清零，虚拟阻抗的清零过程如图 7 所示。当检测到电流 I_m 小于 0.1 p.u. 时，可认为电流已恢复至正常水平。此时 S_3 由 0 变为 1，边沿检测器判断为正阶跃，其输出信号 R_{st} 为 1。将 R_{st} 传输至 Z_v 清零信号， Z_v 清零，将为下一次故障过流做好准备。

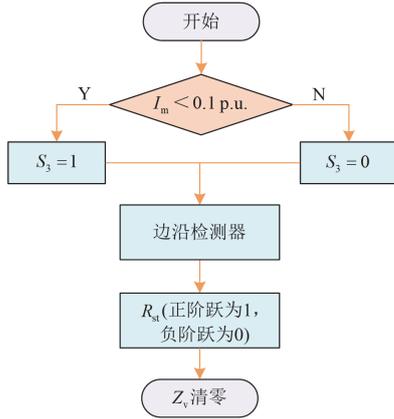


图 7 虚拟阻抗清零流程图

Fig. 7 Flowchart of the virtual impedance clearing process

2.3 虚拟阻抗比对稳定性的影响分析

虚拟电抗与虚拟电阻的比值 σ 作为虚拟阻抗的关键参数，其取值对系统的稳定性具有重要影响。考虑到电流内环的响应速度较快，约为功率外环的 10 倍。下面将从电流内环控制带宽的角度进行分析。电流闭环控制框图如图 8 所示。

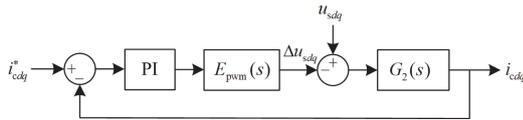


图 8 电流闭环控制框图

Fig. 8 Block diagram of the current closed-loop control

电流内环控制的开环传递函数 $T_1(s)$ 可表示为

$$T_1(s) = G_1(s)G_2(s) \quad (25)$$

式中： $G_1(s) = (K_p + K_i/s)E_{pwm}(s)$ ； $G_2(s) = 1/(L_v s + R_v)$ 。其中： K_p 和 K_i 分别为 PI 控制器的参数； $E_{pwm}(s)$ 为 PWM 调制的延迟模型^[31]，可表示为

$$E_{pwm}(s) = \frac{u_{sdq}(s)}{u_{sdq}^*(s)} = \frac{\Delta u_{sdq}(s)}{\Delta u_{sdq}^*(s)} = \frac{T_d^2 s^2 - 6T_d s + 12}{T_d^2 s^2 + 6T_d s + 12} \quad (26)$$

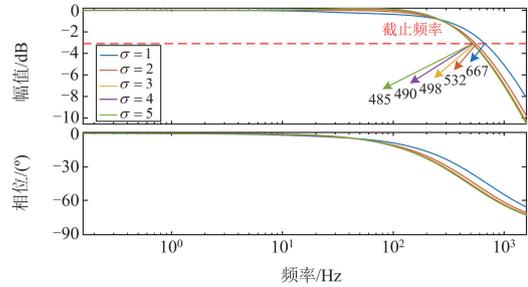
式中： $u_{sdq}(s)$ 为变换器经 PWM 调制后的输出电压； $u_{sdq}^*(s)$ 为输出电压的参考值； $\Delta u_{sdq}(s)$ 和 $\Delta u_{sdq}^*(s)$ 分

别为相应的电压变化量； T_d 为延迟时间， $T_d = 3/(2f_{sw})$ ， f_{sw} 为开关频率。为简化分析，忽略 PWM 调制的延时。根据式(25)，可得到电流内环控制的闭环传递函数 $T_2(s)$ ，表示为

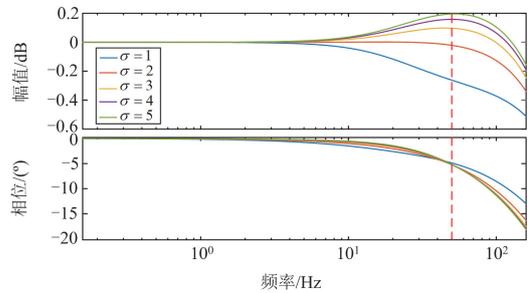
$$T_2(s) = \frac{G_1(s)G_2(s)}{1 + G_1(s)G_2(s)} = \frac{K_p s + K_i}{L_v s^2 + (R_v + K_p)s + K_i} \quad (27)$$

当 K_p 、 K_i 一定 ($K_p = 3, K_i = 500$)，初始虚拟阻抗取值为 0.311 p.u. 时^[32-33]，分析虚拟阻抗比取值对稳定性的影响。

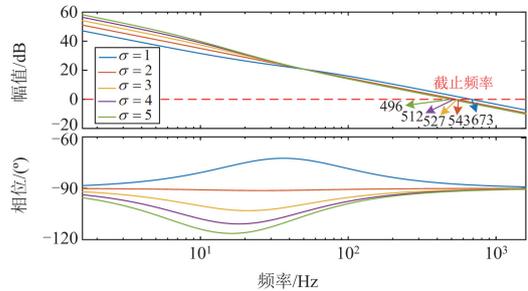
根据式(25)和式(27)，不同虚拟阻抗比下电流环传递函数的波特图如图 9 所示。由图 9(a) 可以看到，阻抗比越小截止频率越大，电流响应速度越快，但较大的截止频率不易滤除电网高次谐波的影响。另外，电流响应速度还受阻尼比的影响。根据式(27)，



(a) 不同虚拟阻抗比下电流闭环传递函数的波特图



(b) 不同虚拟阻抗比下电流闭环传递函数在工频附近的波特图



(c) 不同虚拟阻抗比下电流开环传递函数的波特图

图 9 电流闭环与开环传递函数的波特图

Fig. 9 Bode diagrams of current closed-loop and open-loop transfer functions

电流内环控制的阻尼比 $\xi = (R_v + K_p) / (2\sqrt{L_v K_i})$, 阻尼比越大, 上升时间越大。即对应的虚拟阻抗比越大, 系统上升时间越长, 但由于增大电阻增加了系统阻尼, 电流调整时间越短。根据图 9(b)工频附近的波特图可以发现, 阻抗比越大增益越大, 电流环对工频附近电流信号的跟踪能力越强, 相位偏差差别较小。图 9(c)为电流环开环传递函数的波特图, 可以看到阻抗比越大截止频率越小, 相应的相位裕度也越小, 系统的稳定性和鲁棒性也随之减小, 会存在振荡失稳的风险。综上所述, 虚拟阻抗比作为限流策略中的关键参数, 有必要结合仿真对其进行优化。

3 仿真分析与验证

为了验证本文所提的自适应限流策略在新能源并网系统下的有效性, 首先基于 PSCAD/EMTDC 仿真平台搭建了如图 1 所示含 ESVG 的直驱风电并网系统。接着通过仿真分析无功阶跃下不同虚拟阻抗比对稳定性的影响, 优选出虚拟阻抗比的取值。之后将所提策略与已有电流限幅策略进行对比, 验证所提策略的有效性和优越性。本文中 I_M 设定为 1.2 p.u.。基于闽粤工程中 SVG 参数^[34], 本文中 ESVG 的容量设定为 120 MVA。由于 SVG 的容量一般为直驱风电场容量的 20%~30%^[35], 确定风电场容量为 400 MW。根据储能配置原则, 由式(14)和式(16)计算可得, 超容的容量为 9.73 kWh, 故超容容量可取为 10 kWh。ESVG 及其风机并网系统的主要参数如表 1 所示。

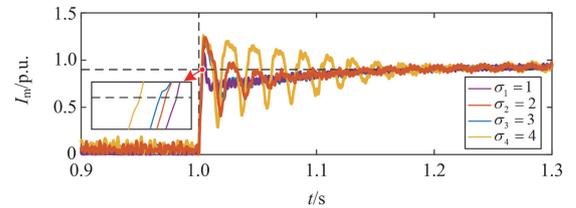
表 1 主要参数

Table 1 Main Parameters

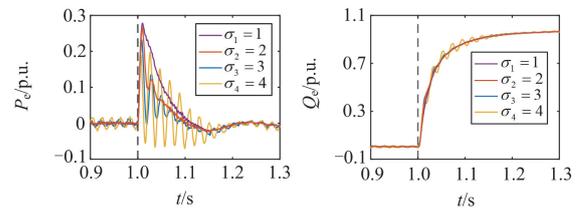
ESVG 主要参数		
符号	参数	数值
S_n	额定容量/MVA	120
U_n	额定电压/kV	35
u_0	功率模块额定电压/kV	2.1
N	H 桥数目	15
C	功率模块电容/mF	10
L_c	滤波电抗/mH	4
Z_{v0}	稳态虚拟阻抗/p.u.	0.311
L_T	滤波电感/mH	0.2
n	DC/DC 变换器变比	1
W	储能容量/kWh	10
C_{sc}	超容容值/F	10
风电并网系统主要参数		
符号	参数	数值
S_N	额定容量/MW	400
U_N	额定电压/kV	35
E	等值电网电压/kV	220
SCR	等值电网短路比	2.5

3.1 虚拟阻抗比对稳定性影响的验证与取值

为验证不同虚拟阻抗比对 ESVG 稳定性的影响。在 1 s 时无功功率由 0 阶跃到 1 p.u. 的工况下, 虚拟阻抗比 σ 分别取 1、2、3 和 4。不同虚拟阻抗比下的仿真结果如图 10 所示。由图 10(a)可知, σ_1 — σ_4 的电流上升时间分别为 2.31 ms、2.98 ms、2.96 ms、2.92 ms。其中 σ_4 的电流上升速度最快, 但调整时间较长, 存在较长时间的振荡。由图 10(b)和图 10(c)可知, 随着阻抗比的增大, 功率在暂态和稳态下的振荡幅度较大, 存在失稳风险。仿真结果有效验证了 2.3 节阻抗比对稳定性影响的分析。因为 σ_3 和 σ_4 均存在较长时间的振荡, 与 σ_1 相比, σ_2 的上升时间较快, 考虑到虚拟电阻会产生与实际电路相同的有功损耗, 为减小功率耦合, 本文中虚拟阻抗比取值为 2。



(a) 不同虚拟阻抗比下 ESVG 输出电流幅值



(b) 不同虚拟阻抗比下 ESVG 输出有功与无功功率

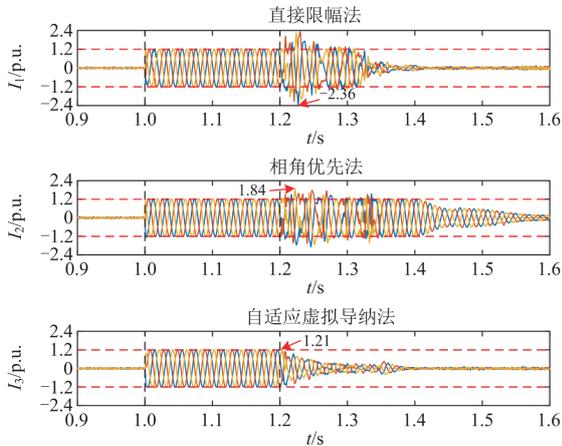
图 10 不同虚拟阻抗比下发生无功阶跃时 ESVG 的输出波形
Fig. 10 Output waveforms of ESVG when a reactive power step occurs under different virtual impedance ratios

3.2 新限流策略与电流限幅法对比

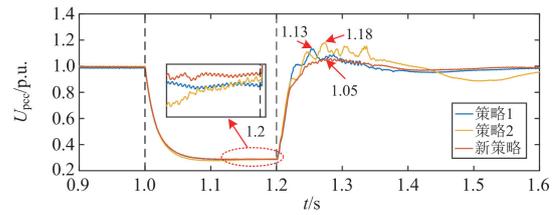
直驱风电并网系统中, 保证系统参数相同的情况下, 将本文所提新策略和其他两种电流限幅策略进行对比。在 1 s 时电网发生三相短路接地故障, 接地电感为 0.03 H, 故障持续时间为 0.2 s。3 种限流策略下的仿真结果如图 11 所示。策略 1 为直接限幅法, 策略 2 为相位优先法, 新策略为本文所提的自适应虚拟导纳法。表 2 为 3 种限流策略下过电流和过电压水平的对比结果。为更好地表征过电流和过电压水平, 定义过电流/过电压系数分别为电流或电压的峰值与所规定的最大耐流/耐压水平的比值, 即 $k_I = I_{mag} / I_M$, $k_U = U_{mag} / U_M$ ($k_I > 1$, $k_U > 1$)。这里, I_M 为 1.2 p.u., U_M 为 1.1 p.u.

图 11(a)为 3 种限流策略下 SVG 的输出电流波形。可以看到 3 种限流策略的响应速度无较大差别,均在 10 ms 以内,故障期间都能将电流限制在 1.2 p.u. 以内。但故障恢复期间,直接限幅法会出现 2.36 p.u. 的瞬态过电流,相角优先法的瞬态过电流达到 1.84 p.u., 而新策略由于自适应虚拟导纳的作用过电流较小,过电流系数仅为 1.008。策略 1 和新策略在故障切除后的 0.2 s 内均能将电流恢复至正常水平,其中新策略下电流的衰减速度更快。策略 2 过电流的持续时间较长,且恢复速度最慢,在故障切除 0.2 s 后电流才开始衰减。

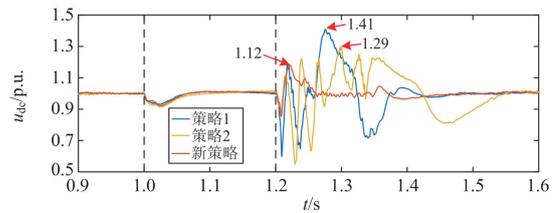
3 种限流策略下 PCC 相电压的有效值如图 11(b)所示,可以看到由于新策略能够维持 SVG 的电压源特性,其电压支撑能力明显高于其他两种。故障恢复期间,策略 2 下 PCC 存在 1.18 p.u. 的过电压,高于其他两种,而新策略下不存在过电压。图 11(c)展示了 3 种限流策略下 SVG 子模块电容电压的平均值,可以发现新策略改善了 SVG 在故障恢复期间的暂态特性,过电压系数较低且恢复速度较快。图 11(d)为 3 种限流策略下 SVG 输出的无功和有功功率。故障期间策略 1 和新策略下 SVG 输出的无功功率无较大差别,且响应速度较快。而策略 2 下 SVG 输出的无功功率呈一直增大的趋势。主要原因是相角优先法中,参考电流矢量 q 轴电流为 0,但 SVG 需要发出无功,因此呈不断增大的趋势。另外,由于其他两种限流策略在故障期间表现为电流源,电压外环不起作用,故障切除后因外环 PI 积分作用导致恢复较缓慢,且无功功率和有功功率变化量较大。图 11(e)为新策略下虚拟阻抗的波形,可以看到在故障切除后,故障电流还未恢复,虚拟阻抗继续作用于电压环和电流环,加快了电流恢复过程。当电流恢复至稳态水平时,虚拟阻抗清零。



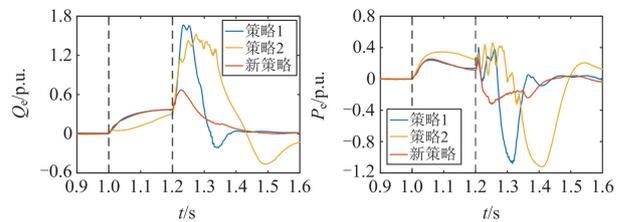
(a) 3种限流策略下SVG的输出电流



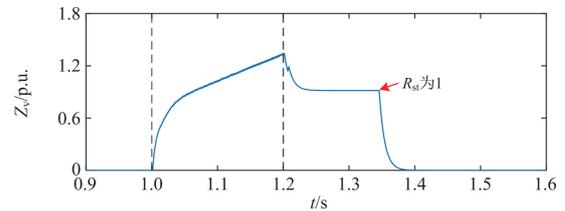
(b) 3种限流策略下PCC相电压有效值



(c) 3种限流策略下ESVG子模块电容电压的平均值



(d) 3种限流策略下输出无功和有功功率



(e) 新策略下SVG的虚拟阻抗

图 11 电网三相短路故障时 3 种限流策略下仿真波形

Fig. 11 Simulation waveforms for three current limiting strategies during a three-phase short circuit fault in the grid

表 2 过电流和过电压水平对比

Table 2 Comparison of the overcurrent and overvoltage

限流策略	瞬态过电流系数	U_{pcc} 过电压系数	u_{dc} 过电压系数
策略 1	1.967	1.027	1.282
策略 2	1.533	1.282	1.173
新策略	1.008	—	1.018

为下次故障过流做好准备,较好地验证了虚拟阻抗清零策略的有效性。

4 结论

针对构网储能型 SVG 在故障下容易出现过流的问题,本文基于级联 H 桥型储能 SVG 的拓扑结构和主动电压支撑功能,在构网型控制方式下提出

了一种适用于电网对称故障的自适应虚拟导纳限流策略。该策略中暂态虚拟阻抗的计算考虑了电压矢量大小和相位的变化, 并将虚拟阻抗增量的电压降作为电压前馈, 使装置维持电压源特性的同时抑制了瞬态过电流。而且虚拟导纳的清零操作进一步保证了限流策略的可靠性。接着分析了虚拟阻抗比对稳定性的影响。最后通过仿真优选了虚拟阻抗比, 并验证了所提限流策略的有效性。具体结论如下:

1) 稳态下, 虚拟阻抗取值通常为 $0.15\sim 0.6 \text{ p.u.}$, 当其大小一定且保持不变时, 阻抗比越小电流上升时间越长, 调节时间越短。随着阻抗比的增大, 对工频附近电流信号的跟踪能力越强, 但相位裕度减小且功率振荡越大, 系统的稳定性和鲁棒性越低。

2) 与电流限幅法中常用的两种限流策略相比, ESVG 在新限流策略下能够较好地维持其电压源特性, 过电流和过电压水平较低, 故障恢复速率较快。

3) 所提策略将虚拟阻抗增量产生的电压降作为电压前馈, 进一步降低了瞬态过电流的大小。暂态虚拟阻抗在电流恢复后清零, 保证了限流策略的可靠性。

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] 闫根弟, 赵晋斌, 张广勇, 等. 基于 RMPPT/PID 双模控制的光伏发电 MPPT 研究[J]. 电测与仪表, 2022, 59(3): 169-173.
YAN Gendi, ZHAO Jinbin, ZHANG Guangyong, et al. Research of photovoltaic generation MPPT based on RMPPT/PID dual-mode control[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2022, 59(3): 169-173.
- [3] 韩璐, 尹纯亚, 戴晨, 等. 高比例新能源送端系统暂态电压运行风险分析[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(1): 23-34.
HAN Lu, YIN Chunya, DAI Chen, et al. Transient voltage operational risk of a high-proportion new energy sending system[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(1): 23-34.
- [4] 周于清, 姚伟, 宗启航, 等. 基于运行短路比的新能源场站中跟/构网可切换单元的最优配置方法[J]. 电网技术, 2024, 48(3): 1091-1104.
ZHOU Yuqing, YAO Wei, ZONG Qihang, et al. Optimal configuration of grid-following/ grid-forming switchable units in new energy station based on operating short-circuit ratio[J]. Power System Technology, 2024, 48(3): 1091-1104.
- [5] QI J, ZHAO W, BIAN X. Comparative study of SVC and STATCOM reactive power compensation for prosumer microgrids with DFIG-based wind farm integration[J]. IEEE Access, 2020, 8: 209878-209885.
- [6] 毛俞杰, 孙海顺, 韩应生, 等. 采用 STATCOM 抑制多机系统次同步振荡的理论及仿真[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(6): 23-32.
MAO Yujie, SUN Haishun, HAN Yingsheng, et al. Theory and simulation of STATCOM for damping subsynchronous oscillation of a multi-machine system[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(6): 23-32.
- [7] 李志, 韩颖, 李岩松, 等. 换相失败下直流送端 SVC 无功反调机理分析及控制策略研究[J]. 电测与仪表, 2022, 59(9): 153-159.
LI Zhi, HAN Ying, LI Yansong, et al. Mechanism analysis and control strategy research of SVC reactive power inversion of DC transmission system due to commutation failure[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2022, 59(9): 153-159.
- [8] ZHU J, QI C, LI S, et al. Synthetic inertia control strategy for doubly fed induction generator wind turbine generators using lithium-ion supercapacitors[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2018, 33(2): 773-783.
- [9] 张家玮, 张琛, 史先强, 等. 储能型静止无功发生装置及其自同步电压源控制[J]. 高电压技术, 2023, 49(1): 61-71.
ZHANG Jiawei, ZHANG Chen, SHI Xianqiang, et al. Energy-storage-type static var generator and its autonomous-synchronization voltage source control[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(1): 61-71.
- [10] WANG X, TAUL M G, WU H, et al. Grid-synchronization stability of converter-based resources-an overview[J]. IEEE Open Journal of Industry Applications, 2020, 1: 115-134.
- [11] 陈继开, 祝世启, 王瑞全, 等. 集群风场系统链式 SVG 高频谐振分析与抑制[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(1): 52-62.
CHEN Jikai, ZHU Shiqi, WANG Ruiquan, et al. Analysis and suppression of chained SVG high-frequency resonance in a cluster wind farm system[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(1): 52-62.
- [12] LASSETER R H, CHEN Z, PATTABIRAMAN D. Grid-forming inverters: a critical asset for the power grid[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2020, 8(2): 925-935.
- [13] ROCABERT 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.
- [14] 吴家杰, 陈新, 张东辉, 等. 构网型储能变换器在新能源接入场景下并网稳定性分析及提升策略[J/OL]. 中国电机工程学报: 1-14[2023-11-15]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.231337>.
WU Jiajie, CHEN Xin, ZHANG Donghui, et al. Grid-connected stability analysis and improvement strategy for grid-forming energy storage system in new energy access scene[J]. Proceedings of the CSEE: 1-14[2023-11-15]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.231337>.

- [15] DENG H, QI Y, FANG J, et al. A robust low-voltage-ride-through strategy for grid-forming converters based on reactive power synchronization[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2023, 38(1): 346-357.
- [16] FAN B, LIU T, ZHAO F, et al. A review of current-limiting control of grid-forming inverters under symmetrical disturbances[J]. IEEE Open Journal of Power Electronics, 2022, 3: 955-969.
- [17] MAHAMDADI B, ESKANDARI M, FLETCHER J E, et al. Sequence-based control strategy with current limiting for the fault ride-through of inverter-interfaced distributed generators[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(1): 165-174.
- [18] SADEGHKHANI I, HAMEDANI G M E, GUERRERO J M, et al. A current limiting strategy to improve fault ride-through of inverter interfaced autonomous microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(5): 2138-2148.
- [19] 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.
- [20] PAL A, PAL D, PANIGRAHI B K. A current saturation strategy for enhancing the low voltage ride-through capability of grid-forming inverters[J]. IEEE Transactions on Circuits and Systems II: Express Briefs, 2023, 70(3): 1009-1013.
- [21] MARWALI M N, KEYHANI A. Control of distributed generation systems-part I: voltages and currents control[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2004, 19(6): 1541-1550.
- [22] ERDOCIA J, URTASUN A, MARROYO L. Dual voltage-current control to provide grid-forming inverters with current limiting capability[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2022, 10(4): 3950-3962.
- [23] 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.
- [24] QORIA T, WU H, WANG X, et al. Variable virtual impedance-based overcurrent protection for grid-forming inverters: small-signal, large-signal analysis and improvement[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2023, 14(5): 3324-3336.
- [25] ROSSO R, ENGELKEN S, LISERRE M. On the implementation of an FRT strategy for grid-forming converters under symmetrical and asymmetrical grid faults[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2021, 57(5): 4385-4397.
- [26] LI C, BURGOS R, CVETKOVIC I, et al. Analysis and design of virtual synchronous machine based STATCOM controller[C]// 2014 IEEE 15th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL), June 22-25, 2014, Santander, Spain: 1-6.
- [27] YANG Z, ZHAO G, YU H. Current limiting control method with adaptive virtual impedance for grid-forming STATCOM[J]. Energy Reports, 2023, 9(2): 453-460.
- [28] MAHARJAN L, INOUE S, AKAGI H, et al. State-of-charge (SOC)-balancing control of a battery energy storage system based on a cascade PWM converter[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2009, 24(6): 1628-1636.
- [29] 刘巨, 姚伟, 文劲宇, 等. 一种基于储能技术的风电场虚拟惯量补偿策略[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(7): 1596-1605.
- LIU Ju, YAO Wei, WEN Jinyu, et al. A wind farm virtual inertia compensation strategy based on energy storage system[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(7): 1596-1605.
- [30] HOOSHYAR A, IRAVANI R. Microgrid protection[J]. Proceedings of the IEEE, 2017, 105(7): 1332-1353.
- [31] LEON J D V, TARRASO A, CANDELA J I, et al. Grid-forming controller based on virtual admittance for power converters working in weak grids[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2023, 4(3): 791-801.
- [32] TAUL M G, WANG X, 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.
- [33] RODRIGUEZ P, CANDELA I, CITRO C, et al. Control of grid-connected power converters based on a virtual admittance control loop[C]// 2013 15th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE), September 2-6, 2013, Lille, France: 1-10.
- [34] 陈明泉. 闽粤联网工程静止无功发生器-有源滤波器故障退出事件分析及改进措施[J]. 电气技术, 2023, 24(2): 82-88.
- CHEN Mingquan. Analysis and improvement measures of static var generator-active power filter fault exit event in Fujian-Guangdong interconnection project[J]. Electrical Engineering, 2023, 24(2): 82-88.
- [35] 郭成, 贯坤, 郭育华. SVG对直驱式机组风电场无功补偿的研究[J]. 电力电容器与无功补偿, 2017, 38(3): 67-70, 77.
- GUO Cheng, GUAN Kun, GUO Yuhua. Study on reactive power compensation of SVG to wind farm with direct-drive units[J]. Power Capacitor & Reactive Power Compensation, 2017, 38(3): 67-70, 77.

收稿日期: 2024-05-06; 修回日期: 2024-07-28

作者简介:

王 凤(1999—), 女, 博士研究生, 研究方向为构网型 SVG, 构网型限流控制; E-mail: wangfeng202104@126.com

许建中(1987—), 男, 通信作者, 教授, 研究方向为新能源并网, 构网型控制, 储能换流器建模。E-mail: xujianzhong@ncepu.edu.cn

(编辑 许 威)