

极弱电网非对称故障下构网型变流器故障穿越能力提升技术

赵冬梅, 裴建楠, 白俊辉, 刘崇茹

(华北电力大学电气与电子工程学院, 北京 102206)

摘要: 为了解决极弱电网非对称故障场景下构网型变流器构网能力如何表征以及如何提升的问题, 首先通过理论推导建立了传统故障穿越策略下虚拟同步发电机(virtual synchronous generator, VSG)型构网变流器的构网特性表征模型, 用以表征电网非对称故障阶段构网变流器的构网同步、电压支撑、过电压抑制特性。在此基础上, 结合成功穿越所具备的约束条件, 进而提出了构网型变流器故障阶段构网可行域的概念, 用以定量衡量构网型变流器在不同策略下能够成功穿越何种程度的电网故障。其次, 提出了一种全故障场景下无穿越死区的增强型 VSG 穿越策略。研究结果表明, 所提策略具有强网场景电流限幅内无功最大支撑、弱网场景电压精准控制、过电压自主抑制、构网自主同步等优势, 在限制短路电流的同时可有效提升构网型变流器在不同电网强度下对电网的支撑作用。

关键词: 极弱电网; 构网技术; VSG; 非对称故障; 故障穿越; 大干扰稳定性

Fault Ride Through Capability Enhancement Technology of GFM Converter During Asymmetric Fault Period in Very Weak Grid

ZHAO Dongmei, PEI Jiannan, BAI Junhui, LIU Chongru

(School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: To solve the problem of how to represent and how to improve the grid-forming ability of GFM converter in very weak grid asymmetric fault scenarios, the characteristic characterization model of VSG under the traditional fault ride-through strategy is firstly deduced and established, which is used to characterize the network synchronization, voltage support and overvoltage suppression characteristics of the inverter during the asymmetric fault stage. Then the concept of grid-forming feasible region of converter during fault stage is proposed, in order to quantitatively measure the severity of grid faults that converter can successfully ride through under different strategies. Secondly, aiming at the problem that the traditional fault traversing strategy may be ineffective in some fault scenarios, this paper proposes an IVC-CAPC type strategy. The simulation results show that, in addition to limiting short circuit current, the strategy can significantly improve the grid voltage support effect and its own synchronization stability when the grid strength changes.

Key words: very weak grid; grid-forming technology; VSG; asymmetric fault; fault ride through; large disturbance model stability

0 引言

新能源集中远距离外送, 使得系统呈现出弱网、甚至极弱电网的特征^[1]。虚拟同步发电机(virtual synchronous generator, VSG)型构网控制技术通过模拟同步发电机的阻尼和惯量特性, 为系统提供电压和频率支撑^[2]。相较于跟网型控制, 其在弱电网下

具有更加优越的稳定性能^[3], 受到了中外学者的广泛关注。电网非对称故障下, VSG 输出电能质量降低、逆变器过流、非故障相过压、输出功率含有 2 倍频波动、工作性能下降等问题日益凸显^[4-6], 严重威胁电网的安全稳定运行及设备安全。因此, 研究极弱电网非对称故障时 VSG 的穿越能力提升技术对于电力系统的安全稳定运行具有重要意义。

针对电网非对称故障时 VSG 故障穿越方面的研究主要集中在以下几个方面:

1) 在大干扰模型构建及分析方面, 文献[7]构

基金资助项目: 国家重点研发计划(2022YFB2402700); 国家电网有限公司科技项目(52272222001J)。

Project supported by National Key R&D Program of China (2022YFB2402700), Science and Technology Project of SGCC (52272222001J).

建了传统跟网型变流器大扰动模型,用以分析变流器在电网对称故障时的稳定性问题。文献[8]在此基础上将故障下跟网型变流器的大扰动模型推广至非对称领域,针对故障时有功参考曲线与网络特性曲线的平衡点存在问题进行了定性分析,并指出极弱电网场景下变流器存在穿越失稳的问题,但未提出具体解决方案。

2) 在正负序控制模式及控制目标方面,目前的研究主要集中在平衡电流策略(balance current control, BCC)、恒有功功率控制(constant active power control, CAPC)[9]策略等方面。文献[10]提出一种基于平滑切换的 VSG 故障穿越策略,其在电网非对称故障期间将 VSG 模式切换成传统跟网型电流控制模式,进而通过对正、负序电流的控制实现 VSG 的 BCC、CAPC 目标。虽然上述模式切换方法具有良好的电流限制性能,但其使得 VSG 丧失了构网特性,无法继续为电网提供惯量、电压支撑。除此之外,由于切换策略需要引入额外的锁相环节,因此会面临弱电网场景下锁相不稳定的问题[11]。为了克服模式切换方法的不足,有些学者尝试在保留正序 VSG 控制环节的前提下,通过对负序电流的合理控制在实现 BCC、CAPC 控制目标的同时,使其仍具备正序 VSG 构网控制特性。文献[12-16]分别在 dq 及 Clark 坐标系中利用瞬时功率理论推导出 BCC、CAPC 策略下负序电流的计算表达式,通过对负序电流的合理赋值来实现 VSG 故障期间的 BCC、CAPC 控制目标。然而,上述研究大多以强电网为背景,在极弱电网下上述策略针对故障程度的适用范围还需进一步深入研究。

3) 在故障相电流限制、非故障相过电压抑制方面,目前主要有 2 种限流措施。一种是利用虚拟阻抗[17]降低电压参考来实现限流效果,该方式在强电网对称故障下具有很好的应用前景。但在极弱电网、非对称故障情况下,不同故障类型及不同电网强度致使正、负序虚拟阻抗的取值难度增大,很难确保电网故障期间 VSG 能够有效抑制过流来保护自身的安全。文献[18]提出了一种负序虚拟电阻自适应变化的故障穿越策略,通过正、负序电阻的协同配合,实现电网非对称故障期间变流器限流的效果,但需根据相关电网信息提前计算正、负序电阻的大小,计算过程相对比较复杂,在现场应用方面具有一定的局限。另外一种是通过故障期间有功、无功的合理分配来实现故障下限流效果的传统穿越

策略。文献[19]针对构网型直驱永磁风机,依据相关的行业标准,提出了一种传统高、低电压穿越策略,但其在极弱电网场景适用性有待进一步研究确认。

鉴于目前研究的不足,本文从精细化建模的角度出发,以理论推导的形式,提出一种用于表征 VSG 在电网非对称故障期间构网特性的大扰动模型——构网特性表征模型。同时,为了定量地度量与量化 VSG 型构网变流器能够成功穿越故障的范围,提出一种用于衡量 VSG 穿越能力的评估指标——构网可行域。针对传统 VSG 穿越策略适用度不足、存在穿越死区的问题,提出一种基于综合电压与恒有功功率控制的增强性策略。

1 构网型变流器拓扑结构及传统非对称穿越策略

1.1 电网非对称故障期间瞬时功率理论

如图 1 所示,电网非对称故障期间 VSG 的控制结构可分为正序 VSG 控制以及负序电流控制 2 个方面。图 1 中, L_1 和 C 分别为 LC 滤波器的电感与电容; L_T 、 L_g 分别为主变、公共耦合点(point of common coupling, PCC)至电网的等值电感; D_q 、 D_u 分别为无功、电压下垂系数; T_j 、 D_p 、 T_e 分别为虚拟惯性时间常数、阻尼系数以及积分环节时间常数。 dq 双旋转坐标系下(正序 VSG 构网同步、负序锁相同步),根据瞬时功率理论, VSG 瞬时有功功率及无功功率表达式[8]如下:

$$\begin{cases} P_{\text{vsg}} = \bar{P}_{\text{vsg}} + P_c \cos(2\omega t) + P_s \sin(2\omega t) \\ Q_{\text{vsg}} = \bar{Q}_{\text{vsg}} + Q_c \cos(2\omega t) + Q_s \sin(2\omega t) \end{cases} \quad (1)$$

$$\begin{cases} \bar{P}_{\text{vsg}} = \overbrace{U_d^+ I_d^+}^{P_{\text{vsg}}^+} + \overbrace{U_d^- I_d^-}^{P_{\text{vsg}}^-}, \bar{Q}_{\text{vsg}} = \overbrace{-U_d^+ I_q^+}^{Q_{\text{vsg}}^+} + \overbrace{-U_d^- I_q^-}^{Q_{\text{vsg}}^-} \\ P_c = U_d^+ I_d^- + U_d^- I_d^+, Q_c = -U_d^+ I_q^- - U_d^- I_q^+ \\ P_s = U_d^+ I_q^- - U_d^- I_q^+, Q_s = U_d^+ I_d^- - U_d^- I_d^+ \end{cases} \quad (2)$$

式中: $\bar{P}_{\text{vsg}}$ 、 $\bar{Q}_{\text{vsg}}$ 分别为 VSG 输出的瞬时有功、无功功率平均值; P_c 、 Q_c 分别为 VSG 有功、无功功率二次余弦波动量幅值; P_s 、 Q_s 分别为 VSG 有功、无功功率二次正弦波动量幅值; P_{vsg}^+ 、 P_{vsg}^- 、 Q_{vsg}^+ 、 Q_{vsg}^- 分别为 VSG 瞬时有功、无功功率平均值的正、负序分量; U_d^+/U_d^- 、 I_d^+/I_d^- 、 I_q^+/I_q^- 分别为 VSG 正/负电压、电流在正序构网/负序锁相 dq 轴上的分量。

1.2 电网非对称故障期间正序 VSG 控制

正序 VSG 控制主要由 2 个主要环节组成,即有功控制和无功控制环节。正序有功控制环节采用

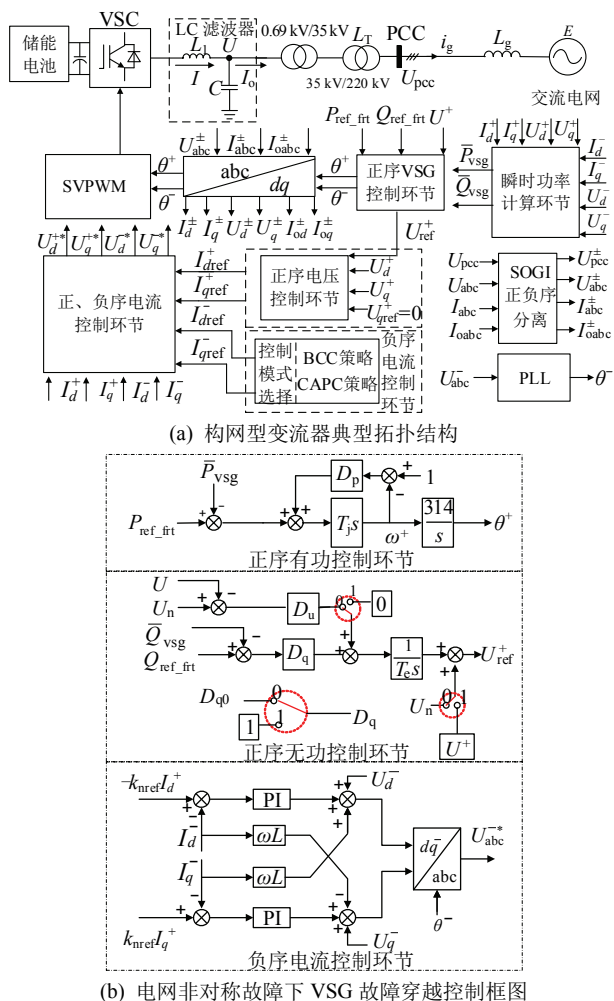


图1 VSG 型构网变流器及其非对称故障穿越策略示意图
Fig.1 Schematic diagram of VSG-type grid-forming converter and its asymmetric fault ride-through strategy

与同步发电机类似地、具有惯量支撑特性的功率同步机制。其输入变量为电网非对称故障期间 VSG 功率参考值 $P_{\text{ref_fit}}$ 以及瞬时有功功率平均值 $\bar{P}_{\text{vsg}}$, 其输出为 VSG 的正序虚拟角频率 ω^+ 以及正序虚拟相角 θ^+ 。在正序无功控制环节中, 由于无功-电压下垂环节以及机端参考电压 U_n 在电网非对称故障期间会造成 VSG 无功无法精准控制的不利影响, 因此故障期间在对无功下垂系数 D_q 置 1、切除电压下垂支路的同时, 将 U_n 切换成故障时 VSG 机端电压正序分量幅值 U^+ , 以此实现电网故障期间 VSG 对无功功率的有效控制。此时, 其输入变量为电网非对称故障期间 VSG 无功功率参考值 $Q_{\text{ref_fit}}$ 以及瞬时无功功率平均值 $\bar{Q}_{\text{vsg}}$, 输出变量为 VSG 正序电压参考值 U_{ref}^+ 。

1.3 电网非对称故障期间负序电流控制

VSG CAPC、BCC 策略下的控制目标为:

$$\begin{cases} P_c = U_d^+ I_d^- + U_d^- I_d^+ = 0 \\ P_s = U_d^+ I_q^- - U_d^- I_q^+ = 0 \end{cases}, \quad \begin{cases} I_d^- = 0 \\ I_q^- = 0 \end{cases} \quad (3)$$

CAPC BCC

经过化简可得:

$$\begin{cases} I_d^- = -k_{\text{nref}} I_d^+ \\ I_q^- = +k_{\text{nref}} I_q^+ \\ k_{\text{nref}} = \begin{cases} \frac{U_d^-}{U_d^+} = k_n, & \text{CAPC 策略} \\ 0, & \text{BCC 策略} \end{cases} \end{cases} \quad (4)$$

式中: k_n 为 VSG 电压不平衡度; k_{nref} 为控制模式选择变量。为确保 VSG 在电网非对称故障期间不会出现电流越限的情况, 计及 VSG 正、负序电流幅值关系 $|I^-| = k_{\text{nref}} |I^+|$, 将变流器电流容量 I_{max} 划分为正、负序电流容量 I_{max}^+ 、 I_{max}^- , 其表达式如下:

$$\begin{cases} I_{\text{max}}^+ = \frac{1}{1 + k_{\text{nref}}} I_{\text{max}} \\ I_{\text{max}}^- = \frac{k_{\text{nref}}}{1 + k_{\text{nref}}} I_{\text{max}} \end{cases} \quad (5)$$

负序电流控制环节用于在电网非对称故障期间, 通过对负序电流进行合理控制以达到 CAPC、BCC 控制的效果, 其输入变量分别为 $-k_{\text{nref}} I_d^+$ 、 $k_{\text{nref}} I_q^+$ 。其具有模式选择功能, 当 $k_{\text{nref}}=0$ 时, VSG 处于 BCC 控制模式; 当 $k_{\text{nref}} \neq 0$ 时, 处于 CAPC 控制模式。

1.4 电网非对称故障期间功率参考曲线

为了避免 VSG 故障期间过流的发生, 参考文献[7-8]及式(2), 电网非对称故障期间 VSG 功率参考值 $P_{\text{ref_fit}}$ 、 $Q_{\text{ref_fit}}$ 一般满足如下故障穿越特性曲线:

$$\begin{cases} P_{\text{ref_fit}} = \begin{cases} \min \left(P_{\text{ref}0}, \sqrt{I_{\text{max}}^2 - k_q^2 I_q^2} \left(\frac{1}{1 + k_{\text{nref}}} U_{\text{td}}^+ - \frac{k_{\text{nref}}}{1 + k_{\text{nref}}} U_{\text{td}}^- \right) \right), & U_{\text{pcc_low}} < U_{\text{pcc}}^+ \leq 0.85 \\ 0, & U_{\text{pcc}}^+ \leq U_{\text{pcc_low}} \end{cases} \\ Q_{\text{ref_fit}} = \begin{cases} \max \left(\left(\frac{i_q}{(0.85 - U_{\text{pcc}}^+) I_{\text{max}}} \right) \left(\frac{k_q^+}{k_q} \frac{1}{1 + k_{\text{nref}}} U_{\text{td}}^+ + \frac{k_q^-}{k_q} \frac{k_{\text{nref}}}{1 + k_{\text{nref}}} U_{\text{td}}^- \right), \right. \\ \left. \sqrt{Q_{\text{max_fit}}^2 - \left(\frac{1 + k_{\text{nref}}^2}{1 - k_{\text{nref}}^2} \right)^2 P_{\text{ref}0}^2} \right), & U_{\text{pcc_low}} < U_{\text{pcc}}^+ \leq 0.85 \\ I_{\text{max}} \frac{1}{1 + k_{\text{nref}}} U_{\text{td}}^+ + I_{\text{max}} \frac{k_{\text{nref}}}{1 + k_{\text{nref}}} U_{\text{td}}^-, & U_{\text{pcc}}^+ \leq U_{\text{pcc_low}} \end{cases} \end{cases} \quad (6)$$

式中: U_{pcc_low} 为故障穿越特性曲线中无功满发临界电压; k_q 为无功增益系数; k_q^+ 、 k_q^- 分别为正、负序无功增益系数; U_{pcc}^+ 、 U_{td}^+ 、 U_{td}^- 分别为故障期间 PCC 点正序和机端正、负电压 d 轴分量。由式(6)可知:

$$U_{pcc_low} = 0.85 - \frac{1}{k_q} \quad (7)$$

值得注意的是, 当 $I_{max}=1.04$ 、 $k_q=1.54$ 、 $k_{nref}=0$ 时, $U_{pcc_low}=0.2$ 、 $k_q I_{max}=1.6$, 式(6)即为 GBT 34120—2017《电化学储能系统储能变流器技术规范》中所规定的电网对称故障阶段功率参考值要求。当 $k_{nref} \neq 0$ 时, 式(6)满足 GBT 19963.1—2021《风电场接入电力系统技术规定 第1部分: 陆上风电》中所规定的电网非对称故障阶段功率参考值要求。

2 电网非对称故障阶段 VSG 构网性能量化表征与评估

为解决电网非对称故障期间 VSG 在功率参考主导机制、固有网络特性交互作用下构网特性如何量化表征与评估的问题, 本小节以理论推导的形式, 提出一种用于表征 VSG 在电网非对称故障期间构网特性的构网特性表征模型, 以及一种可以评估 VSG 所能成功穿越故障范围的评估指标。

2.1 电网非对称故障下 VSG 构网特性表征模型

由于 VSG 箱变一般采用 Y/Δ 联结组别, 电力网络的正、负序阻抗大小近似相等, VSG 机端电气量仅存在正、负序分量。电网非对称期间 VSG 正、负序电压满足网络特性方程, 具有如下关系:

$$\begin{cases} U_t^+ = E_t^+ + jX_\Sigma I_t^+ \\ U_t^- = E_t^- - jX_\Sigma I_t^- \end{cases} \quad (8)$$

式中: U_t^+ 、 U_t^- 分别为电网非对称故障阶段 VSG 机端电压向量正、负序分量; E_t^+ 、 E_t^- 分别为电网电压向量的正、负序分量; I_t^+ 、 I_t^- 分别为 VSG 电流向量的正、负序分量; X_Σ 为电网与 VSG 机端之间的等值电抗。

在 VSG 正序构网同步特性、负序锁相同步特性的作用下, VSG 机端正、负序电压矢量分别被定向在构网同步 d 轴、锁相同步 d 轴上, 因此方程(8)进一步转换为 VSG 正、负序 dq 坐标系下的表达形式:

$$\begin{cases} U_{td}^+ = E_t^+ - X_\Sigma I_q^+ \\ 0 = E_{tq}^+ + X_\Sigma I_d^+ \\ U_{td}^- = E_t^- + X_\Sigma I_q^- \\ 0 = E_{tq}^- - X_\Sigma I_d^- \end{cases} \quad (9)$$

结合式(5), 式(9)可以进一步整理为式(10), 相关变量关系如图 2 所示。

$$\begin{cases} U_{td}^+ = \sqrt{E_t^{+2} - X_\Sigma^2 I_d^{+2}} + X_\Sigma \sqrt{I_{max}^{+2} - I_d^{+2}} \\ U_{td}^- = \sqrt{E_t^{-2} - X_\Sigma^2 I_d^{-2}} - X_\Sigma \sqrt{I_{max}^{-2} - I_d^{-2}} \end{cases} \quad (10)$$

式中: E_t^+ 、 E_t^- 、 E_{tq}^+ 、 E_{tq}^- 分别为故障期间电网电压正、负序分量幅值以及其在正、负序 dq 坐标系下的 d 、 q 轴分量; U_{td}^+ 、 U_{td}^- 分别为 VSG 电压在正、负序 dq 坐标系下的 d 轴分量。

将式(4)、(5)代入至式(10)中, 可以进一步得到故障阶段 VSG 在 BCC、CAPC 模式下网络特性方程, 即:

$$\begin{cases} U_{td}^- = \sqrt{E_t^{-2} - X_\Sigma^2 \left(k_{nref} I_d^+ \right)^2} - X_\Sigma \sqrt{\left(\frac{k_{nref} I_{max}}{1 + k_{nref}} \right)^2 - \left(k_{nref} I_d^+ \right)^2} \\ U_{td}^+ = \sqrt{E_t^{+2} - X_\Sigma^2 I_d^{+2}} + X_\Sigma \sqrt{\left(\frac{I_{max}}{1 + k_{nref}} \right)^2 - I_d^{+2}} \end{cases} \quad (11)$$

BCC 控制模式下, 即当 $k_{nref}=0$ 时, 式(11)中正、负序网络特性方程处于解耦状态, 方程求解简易。而在 CAPC 模式下, 即 $k_{nref} = U_{td}^- / U_{td}^+$, 式(11)可进一步整理为式(12), 其可表征电网非对称故障期间由网络固有特性以及 CAPC 策略所决定的 VSG 机端电压不平衡度的大小。 k_{nref} 数值精确解可由 Matlab 等数值计算软件计算求解, 进而回代式(11)得到机端 U_{td}^+ 、 U_{td}^- 的大小。

$$\left(\frac{E_t^{-2}}{k_{nref}^2} + E_t^{+2} + 2X_\Sigma^2 \left(I_d^+ \right)^2 - 4X_\Sigma^2 \left(\frac{1}{1 + k_{nref}} I_{max} \right)^2 \right)^2 = 4 \left(\frac{E_t^{-2}}{k_{nref}^2} - X_\Sigma^2 I_d^{+2} \right) \left(E_t^{+2} - X_\Sigma^2 I_d^{+2} \right) \quad (12)$$

$k_{nref} = f_n(E_t^+, E_t^-, X_\Sigma, I_d^+, I_{max})$

于是, 将式(4)、(11)代入到式(2)中可得故障期间由网络特性主导的 VSG 瞬时有功功率平均值 P_{net_firt} , 即:

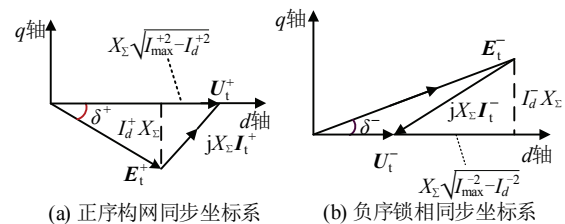


图2 电网非对称故障期间 VSG 正、负序相量图

Fig.2 Positive and negative sequence phasor diagram of VSG correlation variables during asymmetric faults

$$P_{\text{net_fit}} = \left(\sqrt{E_t^{+2} - X_\Sigma^2 I_d^{+2}} + X_\Sigma \sqrt{\left(\frac{1}{1+k_{\text{ref}}} I_{\text{max}} \right)^2 - I_d^{+2}} \right) I_d^+ - k_{\text{ref}} I_d^+ \left(\sqrt{E_t^{+2} - X_\Sigma^2 (k_{\text{ref}} I_d^+)^2} - X_\Sigma \sqrt{\left(\frac{k_{\text{ref}}}{1+k_{\text{ref}}} I_{\text{max}} \right)^2 - (k_{\text{ref}} I_d^+)^2} \right) \quad (13)$$

电网非对称故障期间由固有网络特性所决定的公共耦合点正电压 $U_{\text{pcc_net}}^+$ 的计算式如式(14)所示, 详细推导过程见附录 B。

$$\begin{cases} U_{\text{pcc_net}}^+(I_d^+) = \begin{cases} \frac{U_d^+ I_d^+ (X_\Sigma - X_{\text{pcc}})}{E_t^+ M^+}, & I_d^+ \neq 0 \cap I_d^+ < I_{\text{dmax}}^+ \\ U_t^+ + (X_\Sigma - X_{\text{pcc}}) I_{\text{max}}^+, & I_d^+ = 0 \end{cases} \\ I_{\text{dmax}}^+ = \min \left(\frac{E_t^+}{X_\Sigma}, \frac{1}{1+k_{\text{nmax}}} I_{\text{max}} \right) \end{cases} \quad (14)$$

式中: I_{dmax}^+ 为 VSG 构网同步 d 轴所允许的最大正序电流; k_{nmax} 为机端电压负序不平衡度最大值; X_{pcc} 为机端与 PCC 点之间的等值电抗; M^+ 为 PCC 点处正序功角的正弦值。

因此, VSG 型构网变流器的构网特性表征模型可根据式(6)、(13)、(14)计算得到, 如图 3(a)、(b)、(c)所示, 各字母含义如下文所述。其可用来表征电网非对称故障阶段 VSG 型构网变流器在不同电网强度、穿越策略以及穿越参数下所展现出来的构网特性如何。例如, 电网非对称故障期间 VSG 是否能够实现构网同步、正序电压支撑效果以及非故障相过电压抑制效果程度如何等。

2.2 电网非对称故障场景下 VSG 构网特性分析

2.2.1 故障阶段 VSG 正序同步特性分析

以图 3(a)所示场景 1 为例。若电网非对称故障瞬间 VSG 运行点处于固有网络故障特性曲线 $P_{\text{net_fit1}}$ 上的 A_1 点, 鉴于 A_1 点对应的有功参考值 P_{refA1} 高于有功实际值 $P_{\text{net_fitA1}}$, 则在“正”不平衡功率的驱动下, VSG 运行点向功角增加方向的 A 点移动; 当运行点位于 A_2 点处时, 考虑到 A_2 点处有功参考 P_{refA2} 低于有功实际值 $P_{\text{net_fitA2}}$, 在“负”不平衡功率的驱动下运行点向功角减小方向的 A 点方向移动。最终, 故障期间 VSG 运行点停留在稳定运行点 A 处; 类似地, 在图 3(a)中的场景 2、3、图 3(b)中的场景 6、7、8 以及图 3(c)中的场景 10、11 中, 均存在稳定运行点 B、C、E、F、G、H、I, 故障期间 VSG 具备构网同步特性。在其他场景中,

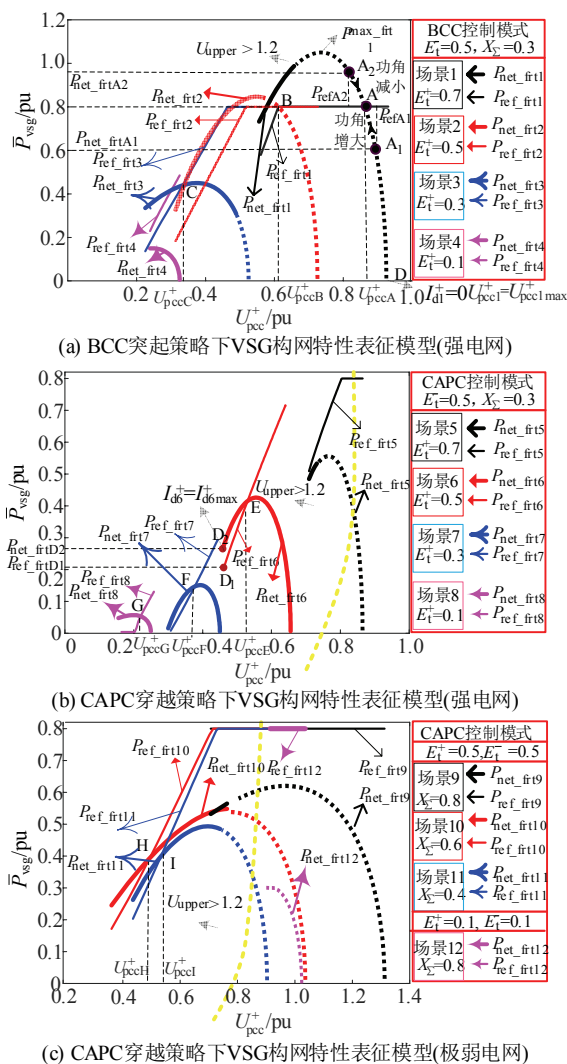


图 3 VSG 构网特性表征模型示意图($I_{\text{max}}=1.5$ 、 $k_q=1.54$ 、 $P_{\text{ref0}}=0.8$)

Fig.3 Characteristic characterization model of VSG under asymmetric faults of grid($I_{\text{max}}=1.5$, $k_q=1.54$, $P_{\text{ref0}}=0.8$)

VSG 面临无法构网同步而导致同步失稳的风险。

短路比指标(short circuit ratio, SCR)是衡量交流侧系统强弱的重要指标。通常认为, $\text{SCR}<2$ 的系统为极弱电网; $2<\text{SCR}<3$ 的系统为弱电网; $\text{SCR}>3$ 的电网为强电网^[20]。其计算表达式为:

$$\delta_{\text{SCR}} = S_{\text{ac}} / P_{\text{N}} = U_{\text{N}}^2 / (P_{\text{N}} X_{\text{N}\Sigma}) \approx 1 / X_{\Sigma} \quad (15)$$

式中: S_{ac} 为机端出口处的短路容量; P_{N} 为 VSG 额定有功功率; $X_{\text{N}\Sigma}$ 、 X_{Σ} 分别为机端与交流系统之间等值电抗的基准值、标么值。

由图 3 可知: (1)强电网($X_{\Sigma} \leq 0.33$)下, 正序电压的降低会导致 BCC 策略下 VSG 构网同步性能逐步恶化, 最终丧失, 如图 3(a)所示; (2)CAPC 策略在强电网下、正序电压降低过程中表现出更好的构

网同步特性,在电网正序电压跌落至 0.1 时仍能保持构网同步性能,如图 3(b)所示;(3)电网强度的弱化会导致 CAPC 策略下 VSG 构网同步特性逐步恶化。极弱电网($X_{\Sigma} \geq 0.5$)、CAPC 策略下 VSG 将会丧失构网同步特性,如图 3(c)中场景 9 所示,并且这种情况会随着电压的进一步跌落变得更为严重,如图 3(c)中场景 12 所示。

2.2.2 故障阶段 VSG 负序锁相同步特性

若故障期间 VSG 正序构网同步成功,则:

$$P_{\text{vsg}}^+ = U_{\text{td}}^+ I_d^+ \leq \frac{E_t^+ U_{\text{td}}^+}{X_{\Sigma}} \sin 90^\circ \Rightarrow I_d^+ \leq \frac{E_t^+}{X_{\Sigma}} \quad (16)$$

因此必有:

$$|I_d^-| = |k_n I_d^+| \leq k_n \frac{E_t^+}{X_{\Sigma}} \leq \frac{E_t^-}{X_{\Sigma}} \quad (17)$$

式中: k_n 为机端出口处电压的负序不平衡度。

进而得出:

$$P_{\text{vsg}}^- = U_{\text{td}}^- I_d^- = \frac{E_t^- U_{\text{td}}^-}{X_{\Sigma}} \sin(\delta^-) \leq \frac{E_t^- U_{\text{td}}^-}{X_{\Sigma}} \sin 90^\circ \Rightarrow \delta^- \leq 90^\circ \quad (18)$$

式中: δ^- 为机端出口处的负序功角。

由式(18)可知,负序锁相同步也必然成功。电网非对称故障阶段,只需保证 VSG 正序构网同步成功便可同时确保正、负序同步特性均不丧失。

2.2.3 故障阶段 VSG 正序电压支撑特性分析

电网非故障期间 VSG 对电网正序电压支撑能力可以通过稳定运行点处的横坐标来表征。以图 3(a)所示的场景 1、2、3 为例,在场景 2、3 中,电网正序电压分别为 U_{pccB}^+ 、 U_{pccC}^+ 。此时,VSG 展现出电流限幅内所能发挥的最大无功支撑特性。而在场景 1 中,电网正序电压为 U_{pccA}^+ ,但由于其超过了穿越阈值,因此 VSG 将面临反复退出/进入穿越的情况,极大降低了 VSG 在故障阶段对电网电压的支撑。

2.2.4 故障阶段非故障相过电压抑制特性分析

电网非对称故障期间需确保 VSG 机端各相电压不越限,以保证 VSG 设备的安全。故障穿越过程中,VSG 机端各相电压幅值 U_{am} 、 U_{bm} 、 U_{cm} 可表示为:

$$\begin{cases} U_{\text{am}} = \sqrt{(U_{\text{td}}^+)^2 + (U_{\text{td}}^-)^2 + 2U_{\text{td}}^+ U_{\text{td}}^- \cos(\varphi)} \\ U_{\text{bm}} = \sqrt{(U_{\text{td}}^+)^2 + (U_{\text{td}}^-)^2 + 2U_{\text{td}}^+ U_{\text{td}}^- \cos\left(\varphi + \frac{2}{3}\pi\right)} \\ U_{\text{cm}} = \sqrt{(U_{\text{td}}^+)^2 + (U_{\text{td}}^-)^2 + 2U_{\text{td}}^+ U_{\text{td}}^- \cos\left(\varphi - \frac{2}{3}\pi\right)} \end{cases} \quad (19)$$

式中: $\varphi = \varphi^+ - \varphi^-$, 其中 φ^+ 和 φ^- 分别为 VSG 机端电

压正、负序分量的初相角。本文使用相电压的上限 U_{upper} 来衡量电网非对称期间传统穿越策略对 VSG 机端过电压抑制效果,其计算式如式(20)所示。当 $U_{\text{upper}} < 1.2$ 时,电网故障阶段 VSG 机端不会有非故障相过电压的情况发生;当 $U_{\text{upper}} \geq 1.2$ 时,VSG 机端有过压的风险。以图 3(a)场景 1、2、3 为例,尽管 VSG 具有构网同步特性,但稳定运行点 A、B 处有机端过压的风险。而稳定运行点 C 不存在机端过压问题。

$$\max(U_{\text{am}}, U_{\text{bm}}, U_{\text{cm}}) \leq U_{\text{upper}} = (1 + k_n) U_{\text{td}}^+ \quad (20)$$

由图 3 可知:(1)在抑制过电压方面,CAPC 策略具有更大的优势,如图 3(a)、(b)所示;(2)电网强度的弱化会导致 CAPC 策略下的过压抑制效果逐步恶化。极弱电网下($X_{\Sigma} \geq 0.5$)采用 CAPC 策略的 VSG 将会丧失过电压抑制特性,如图 3(c)中场景 9 所示。

2.3 成功穿越约束条件及 VSG 故障构网可行域

由图 3 可知,VSG 实现成功穿越的条件为:

1) 如图 3(a)中场景 1 所示,在同步特性方面,故障前 VSG 有功参考 $P_{\text{ref}0}$ 低于固有网络故障特性曲线 $P_{\text{net_ftr}1}$ 的峰值 $P_{\text{max_ftr}1}$,确保了 VSG 在电网非对称故障阶段功率参考曲线 $P_{\text{ref_ftr}1}$ 与 $P_{\text{net_ftr}1}$ 曲线存在稳定运行点。在电压支撑方面,应避免 VSG 反复退出/进入故障穿越的现象发生,以此实现电压支撑特性提升的效果。即固有网络故障特性曲线 $P_{\text{net_ftr}1}$ 上的电压最大值应小于穿越阈值。此外,相电压上限 U_{upper} 最大值需 < 1.2 ,以达到抑制非故障相过电压的效果。在此场景中实现成功穿越的约束条件为:

$$\begin{cases} P_{\text{ref}0} < P_{\text{max_ftr}} \\ U_{\text{pcc_low}} < E_t^+ + (X_{\Sigma} - X_{\text{pcc}}) I_{\text{max}}^+ < 0.85 \\ \max(U_{\text{upper}}) < 1.2 \end{cases} \quad (21)$$

2) 如图 3(b)中场景 6 所示,在同步特性方面,尽管故障前 VSG 有功参考 $P_{\text{ref}0}$ 高于 $P_{\text{net_ftr}6}$ 曲线的峰值,但两者仍存在稳定运行点。此种情况需满足: $P_{\text{ref_ftr}6}$ 曲线上 D_1 点处有功参考值 $P_{\text{ref_ftr}D1}$ 小于 $P_{\text{net_ftr}6}$ 曲线上 D_2 点处对应的有功功率 $P_{\text{net_ftr}D2}$ 。在电压支撑方面, $P_{\text{net_ftr}6}$ 曲线上的电压最大值应 < 0.85 ,相电压上限 U_{upper} 最大值 < 1.2 ,以达到正序电压支撑、非故障相过电压抑制的效果。在此场景中实现成功穿越约束条件为:

$$\begin{cases} P_{\text{ref}0} > P_{\text{max_frit}} \\ P_{\text{ref_frit}} \left(U_{\text{pcc_net}}^+ \left(I_{\text{dmax}}^+ \right) \right) < P_{\text{net_frit}} \left(I_{\text{dmax}}^+ \right) \\ U_{\text{pcc_low}} < E_{\text{t}}^+ + \left(X_{\Sigma} - X_{\text{pcc}} \right) I_{\text{max}}^+ < 0.85 \\ \max \left(U_{\text{upper}} \right) < 1.2 \end{cases} \quad (22)$$

利用上述 2 种约束条件可将全故障场景中满足成功穿越的区域以图形化的方式进行量化表征, 本文称之为电网非对称故障期间 VSG 构网可行域, 如图 4 所示, 其用来评估 VSG 能够实现成功穿越的范围。

图 4 对比了电网非对称故障期间不同场景下 VSG 构网可行域区域的变化趋势, 可知:

1) 变流器限流幅值的提升会导致构网可行域范围变小, 如图 4(a)所示。

2) 故障前有功参考值越小, 可行域越大。无功增益系数越大, 可行域有向上偏移的趋势, 如图 4(b)、(c)所示。

3) 由图 4(d)可知, 相比于 BCC 策略, CAPC 策略的故障穿越可行域范围更广, 从而反映出 CAPC 在 VSG 有功功率同步、负序电压抑制方面具有更大的优势。

4) 强电网下传统穿越策略反映出良好的穿越特性, 但对于弱、极弱电网故障场景, 却面临很大的局限。特别是极弱电网场景, 传统策略无法实现成功穿越, 如图 4(d)所示。

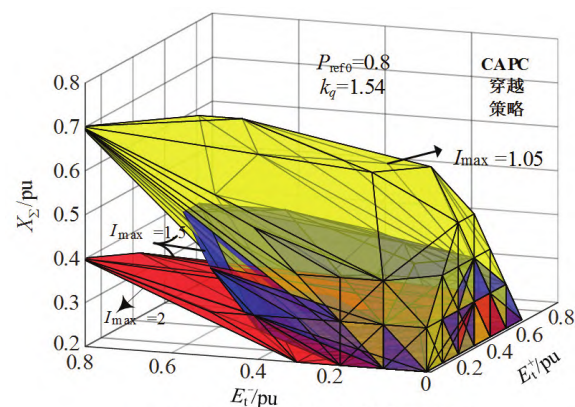
鉴于传统策略的以上不足, 本文提出一种基于综合电压控制与恒有功功率控制(integrated voltage control-constant active power control, IVC-CAPC)且具备全故障无死区穿越特性的增强型策略。

3 IVC-CAPC 型 VSG 故障穿越控制策略

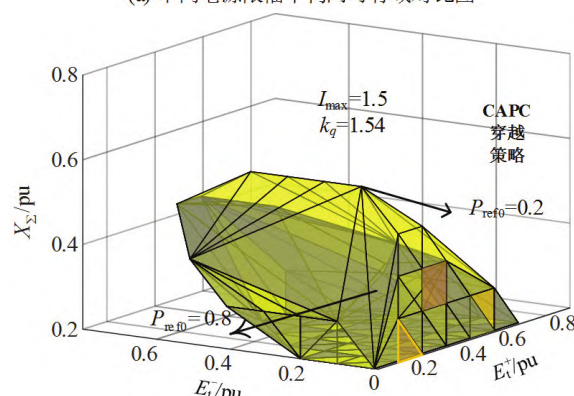
本文所提出的 IVC-CAPC 增强型 VSG 故障穿越策略如图 5 所示。具体执行单元如下文所述。

1) 故障检测单元: 用于故障的判定。当系统检测到三相 PCC 电压幅值的最小值 <0.9 且电压不平衡度 k_n 大于阈值 K_1 时, 判定系统处于故障状态, 触发信号 F(保持), 此时系统处于状态 1。

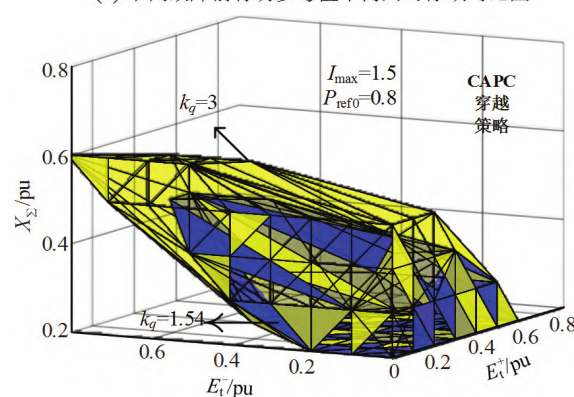
2) 故障期间记忆单元: 用于记录故障瞬间 VSG 有、无功功率正序分量 P_{vsg}^+ 、 Q_{vsg}^+ 以及机端电压不平衡度 k_n 故障瞬间的数值 P_0 、 Q_0 、 k_{n0} 。其中, P_0 用于作为 VSG 故障期间的有功参考, 以实现故障前后 VSG 功角的不变或变化很小的效果。其意义在于可以确保 VSG 在电网非对称阶段实现构网自



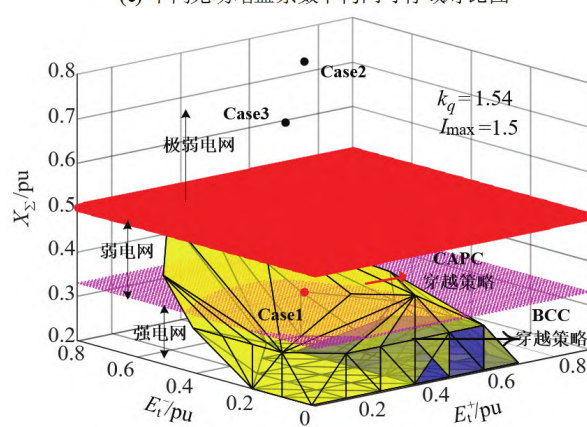
(a) 不同电源限幅下构网可行域对比图



(b) 不同故障前有功参考值下构网可行域对比图



(c) 不同无功增益系数下构网可行域对比图



(d) 不同控制模式下构网可行域对比图

图 4 VSG 故障阶段构网可行域示意图

Fig.4 Diagram of grid-forming feasible region during the VSG fault period

主同步以及故障恢复阶段冲击最小的效果。记忆单元的触发条件为：通过对电网非对称故障下 VSG 正序有功 P_{vsg}^+ 采用快速傅里叶算法，计算并提取谐波的最大值，当其小于记忆阈值 K_2 、 $dP_{\text{vsg}}^+ / dt > 0$ 且 VSG 此时处于故障状态时，记忆单元启动并对相关变量进行记录。此时，系统处于状态 2，同时触发信号 FM(保持)。

3) 故障清除判别单元：用于故障恢复的判别。具体逻辑为：当故障发生时，FC 信号由 1(正常)变

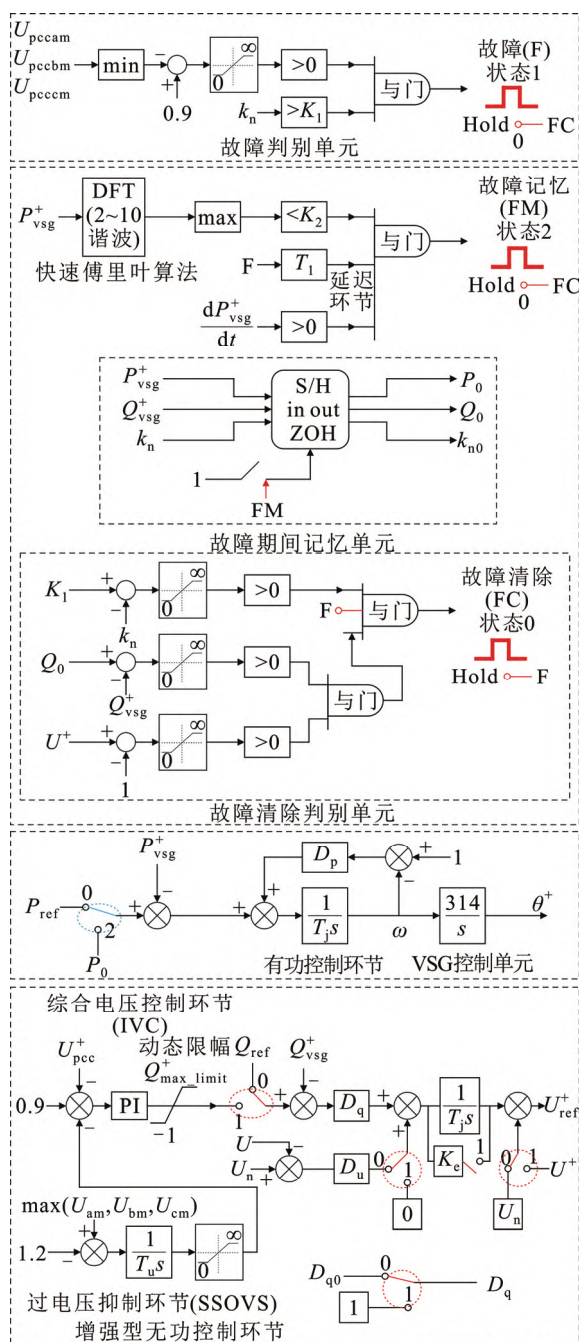


图5 IVC-CAPC 型穿越策略控制示意图

Fig.5 Diagram of IVC-CAPC FRT control strategy

为 0。当 $k_n < K_1$ 、 $Q_{\text{vsg}}^+ < Q_0$ 且 $U_{\text{pcc}}^+ > 1$ 时，系统检测到故障恢复，元件触发信号 FC 的同时，对 F 与 FM 信号进行复归。VSG 故障恢复或正常运行状态定义为状态 0。

4) 在综合电压控制环节(integrated voltage control, IVC)中，非对称故障阶段 PCC 点正序电压控制、动态限幅、过电压抑制环节(steady state over-voltage suppression, SSOVS)三者协调、灵活配合，其作用为无功与电压的协同控制。当强网故障时，控制器表现出最大无功支撑特性；当弱、极弱电网故障时，控制器表现出电压控制特性，从而使得综合电压控制环节表现出最佳电压支撑作用。当出现非故障相过压情况时，过电压抑制环节自动投入运行，通过适当降低 PCC 点正序电压设定值来实现正、负序电压同步减少，从而实现机端过电压抑制的效果，进而保证机组的安全运行。其中动态限幅上限计算表达式为：

$$Q_{\text{max_limit}}^+ = \left(\sqrt{\frac{1}{(1+k_{n0})^2} I_{\text{max}}^2 - I_d^{+2}} \right) U_d^+ \quad (23)$$

式中： k_{n0} 为故障期间记忆单元获取的机端出口处电压负序不平衡度； $Q_{\text{max_limit}}^+$ 为动态限幅上限数值。

5) 暂态电压、电流抑制环节(transient voltage and current suppress, TVIS), 用于限制故障阶段 VSG 的暂态电压、电流，保障机组的安全。本文采用分相抑制的思想，当检测到故障相过流、非故障相过压时，关断对应相的 IGBT，实现硬限幅的效果。其控制逻辑见图 6。负序电流控制环节见图 1(b)。

4 仿真实证

按照图 7 所示的 VSG 型构网变流器仿真系统

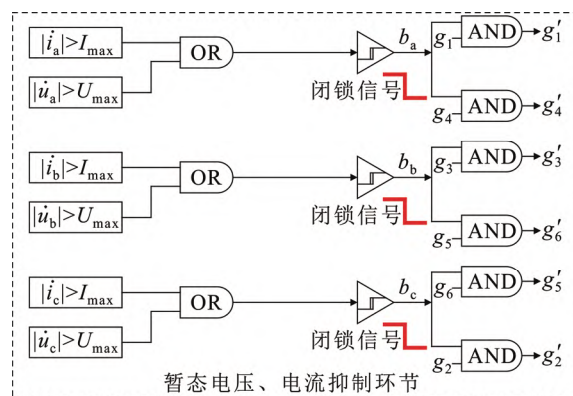


图6 TVIS 控制逻辑

Fig.6 TVIS control logic

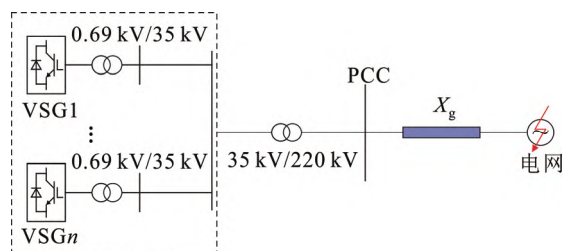


图7 VSG型构网变流器仿真系统

Fig.7 Diagram of VSG-type grid-forming converter simulation system

的拓扑, 在 PSCAD/EMTDC 软件中构建相关的仿真算例, 以此验证所提出的理论及控制策略的正确性、有效性。分别进行了 1.5 倍额定电流限幅模式下 IVC-CAPC、传统 2 种穿越策略在强电网 (SCR=3.3)、极弱电网下 (SCR=1.25) 2 种电网强度下的仿真验证。仿真参数见附录 A 表 A1。强电网 (SCR=3.3) 场景下的仿真结果表明, 本文所提理论的正确性以及传统策略在强电网场景具有一定的优越性, 仿真结果见附录 C。

图 8、9 分别为 SCR=1.25 ($X_{\Sigma}=0.8$) 下传统 CAPC 及 IVC-CAPC 故障穿越策略的对比图。系统故障时, 对于传统 CAPC 穿越策略, 故障场景位于图 4(d) 构网域中 Case2 点处, 故障下 VSG 反复进入故障穿越, 功率持续振荡, 反映出传统 CAPC 策略在极弱电网场景下电压支撑能力不足的局限。而本文所提 IVC-CAPC 策略下, 故障期间 VSG 构网自主同步, 功角仅增加了 10° 左右。故障期间各相暂、稳态电流均无无限, 三相最大暂态电压约为 1.2 pu, 非故障相稳态电压约为 1.1 pu。IVC 中动态限幅失效, IVC 表现出电压控制特性。过压抑制环节 SSOVS 启动, 故障阶段将 PCC 点正序参考电压调节至 0.7 pu, 使得非故障相电压维持在 1.1, 规避了非故障相过电压的问题。在 2.04 s 时系统识别出故障清除, 恢复阶段相对平稳, 未出现过压过流等问题。仿真结果证明了所提策略的优越性。附录 D 为极弱电网、极端故障场景 ($E_t^+ = E_t^- = 0.1$ 、 $X_{\Sigma}=0.8$) 的仿真曲线, 表明本文所提策略在短路比 ≤ 1.3 、正序电压跌落至 0.1 时仍具有有效性。

5 结论

1) VSG 构网特性表征模型以及构网可行域可以准确衡量传统策略下构网型变流器故障阶段的构网同步、电压支撑、过电压抑制特性。

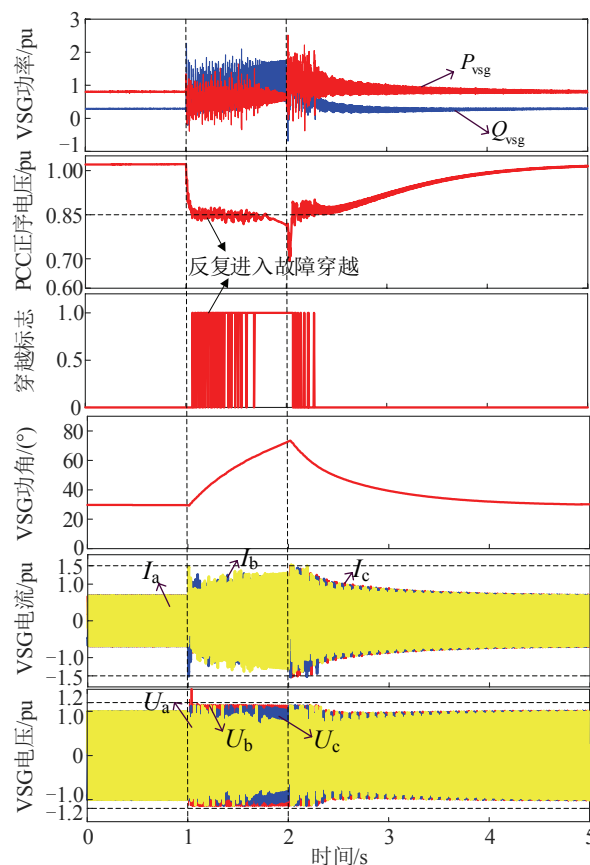


图8 传统 CAPC 穿越策略仿真曲线 (SCR=1.25)

Fig.8 Simulation curves of VSG system under traditional CAPC FRT strategy (SCR=1.25)

2) 强电网下传统穿越策略反映出良好的穿越特性, 但对于弱、极弱电网故障场景, 却面临很大的局限。

3) 所提出的 IVC-CAPC 策略, 可以实现全故障场景下的成功穿越、无死区的效果, 填补了传统穿越策略的穿越死区。在实现限流的同时, 可有效提升对电网的支撑能力。

附录见本刊网络版 (<http://hve.epri.sgcc.com.cn>)。

参考文献 References

- [1] 任 冲, 牛拴保, 柯贤波, 等. 西北送端电网特高压直流安控系统优化研究与实现[J]. 高电压技术, 2020, 46(9): 3229-3237.
REN Chong, NIU Shuanbao, KE Xianbo, et al. Optimization research and realization of UHVDC security control system in Northwest power grid[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(9): 3229-3237.
- [2] 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.

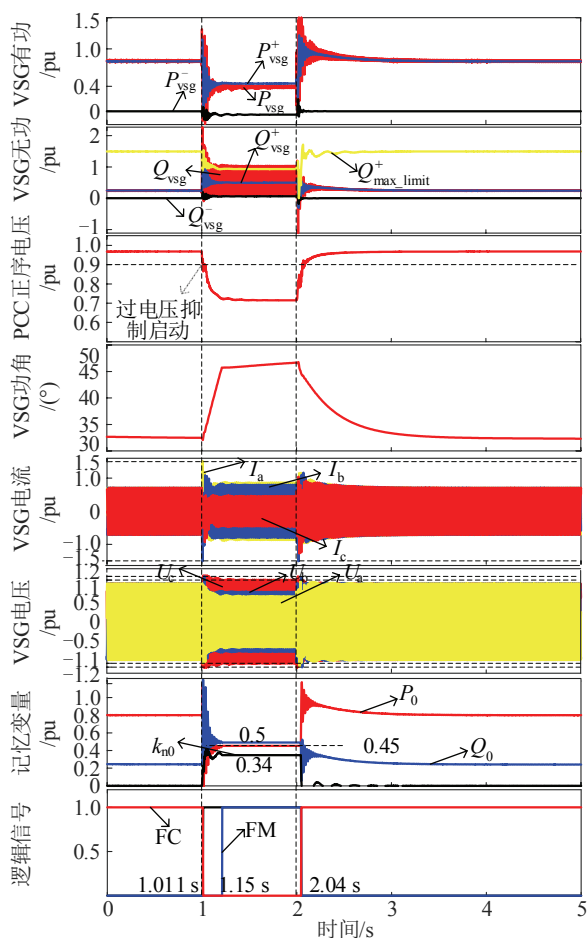


图9 IVC-CAPC 穿越策略仿真曲线(SCR=1.25)

Fig.9 Simulation curves of VSG system under IVC-CAPC FRT strategy (SCR=1.25)

- [3] 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): 590-604.
CHI Yongning, JIANG Bingwei, HU Jiabing, et al. Grid-forming converters: physical mechanism and characteristics[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(2): 590-604.
- [4] 郑涛, 王子鸣, 邹芃莹. 基于相位跳变补偿的虚拟同步发电机低电压穿越控制策略研究[J]. 电网技术, 2023, 47(1): 100-108.
ZHENG Tao, WANG Ziming, ZOU Pengying. Research on low voltage ride-through control strategy of virtual synchronous generator based on phase jump compensation[J]. Power System Technology, 2023, 47(1): 100-108.
- [5] 乐言, 柯松, 杨军, 等. 基于充电站调频能力的虚拟同步发电机控制策略[J]. 电网技术, 2024, 48(6): 2416-2425.
DING Leyan, KE Song, YANG Jun, et al. Control strategy of virtual synchronous generator based on frequency control capability of charging station[J]. Power System Technology, 2024, 48(6): 2416-2425.
- [6] 潘子迅, 杨晓峰, 赵锐, 等. 不平衡电网下虚拟同步机的多模式协调策略[J]. 电工技术学报, 2023, 38(16): 4274-4285.
PAN Zixun, YANG Xiaofeng, ZHAO Rui, et al. Multi-mode coordination control of virtual synchronous generator under unbalanced power

- grid[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(16): 4274-4285.
- [7] YUAN H, XIN H H, HUANG L B, et al. Stability analysis and enhancement of type-4 wind turbines connected to very weak grids under severe voltage sags[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2019, 34(2): 838-848.
- [8] 章泽磊. 不对称电网工况光伏主动电压控制方法研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2022.
ZHANG Zelei. Research on photovoltaic Voltage control method under asymmetric grid conditions[D]. Hangzhou, China: Zhejiang University, 2022.
- [9] JIA J D, YANG G Y, NIELSEN A H. A review on grid-connected converter control for short-circuit power provision under grid unbalanced faults[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2018, 33(2): 649-661.
- [10] SHI K, SONG W T, XU P F, et al. Low-voltage ride-through control strategy for a virtual synchronous generator based on smooth switching[J]. IEEE Access, 2018, 6: 2703-2711.
- [11] 潘尔生, 王智冬, 王栋, 等. 基于锁相环同步控制的双馈风机弱电网接入稳定性分析[J]. 高电压技术, 2020, 46(1): 170-177.
PAN Ersheng, WANG Zhidong, WANG Dong, et al. Stability analysis of phase-locked loop synchronized DFIGs in weak grids[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(1): 170-177.
- [12] 胡海林. 分布式虚拟同步发电机非理想环境适应性分析及优化控制研究[D]. 南昌: 南昌大学, 2018.
HU Hailin. Adaptability analysis and optimization control for distributed virtual synchronous generator under non-ideal condions[D]. Nanchang, China: Nanchang University, 2018.
- [13] ZHENG T W, CHEN L J, GUO Y, et al. Flexible unbalanced control with peak current limitation for virtual synchronous generator under voltage sags[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2018, 6(1): 61-72.
- [14] KAISAR RACHI M R, AWAL M A, HUSAIN I. Power oscillation characterization and component sizing for asymmetrical fault ride through of grid forming converters[C]//2022 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC). Houston, TX, USA: IEEE, 2022: 1090-1095.
- [15] 陈天一, 陈来军, 汪雨辰, 等. 考虑不平衡电网电压的虚拟同步发电机平衡电流控制方法[J]. 电网技术, 2016, 40(3): 904-909.
CHEN Tianyi, CHEN Laijun, WANG Yuchen, et al. Balanced current control of virtual synchronous generator considering unbalanced grid voltage[J]. Power System Technology, 2016, 40(3): 904-909.
- [16] 陈思宇. 不平衡电网下基于虚拟同步发电机的并网逆变器控制策略研究[D]. 西安: 西安理工大学, 2021.
CHEN Siyu. Research on control strategy of grid-connected inverter based on virtual synchronous generator in unbalanced grid[D]. Xi'an, China: Xi'an University of Technology, 2021.
- [17] 刘航, 王跃, 刘永慧, 等. 基于定量设计虚拟阻抗的VSG低电压穿越策略[J]. 高电压技术, 2022, 48(1): 245-256.
LIU Hang, WANG Yue, LIU Yonghui, et al. The LVRT strategy for VSG based on the quantitatively designed virtual impedance[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(1): 245-256.
- [18] LI Z L, CHAN K W, HU J F, et al. An adaptive fault ride-through scheme for grid-forming inverters under asymmetrical grid faults[J].

IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2022, 69(12): 12912-12923.

- [19] 王德胜, 颜湘武, 贾焦心, 等. 永磁直驱风机基于虚拟同步技术的高、低电压连续故障穿越策略[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(6): 2164-2175.

WANG Desheng, YAN Xiangwu, JIA Jiaoxin, et al. High/low voltage continuous fault ride through strategy of PMSGs based on virtual syn-

chronization technology[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(6): 2164-2175.

- [20] 王银顺, 李潇潇, 张鑫. 基于临界短路比的 VSC-HVDC 接入弱交流系统的运行特性[J]. 高电压技术, 2017, 43(4): 1106-1113.

WANG Yinshun, LI Xiaoxiao, ZHANG Xin. Operation characteristics of VSC-HVDC links connected to weak AC systems based on critical SCR[J]. High Voltage Engineering, 2017, 43(4): 1106-1113.



ZHAO Dongmei
Ph.D., Professor

赵冬梅

1965—, 女, 博士, 教授, 博导
主要从事电力系统分析与控制、新能源发电与智能电网等方面的研究工作
E-mail: zhao-dm@ncepu.edu.cn



PEI Jiannan
Ph.D. candidate
Corresponding author

裴建楠(通信作者)

1988—, 男, 博士生
主要研究方向为储能机理建模及构网能力提升技术
E-mail: 513158450@qq.com

收稿日期 2024-11-23 修回日期 2025-04-21 编辑 程子丰