

含跟网型 VSC 的交流系统暂态稳定解析模型及协调控制

薛翼程,张哲任,徐 政

(浙江大学 电气工程学院,浙江 杭州 310027)

摘要:电压源换流器(VSC)型高压直流输电系统接入,可能引起交流系统暂态稳定特性发生变化。因此,针对含跟网型 VSC 的交流系统开展暂态稳定解析分析。建立了故障前、故障期间和故障后系统的暂态稳定解析模型,并提出了一种基于离散积分的系统故障临界清除时间解析计算方法。基于解析模型,分析了故障期间 VSC 注入电流相位和幅值、故障位置对交流系统暂态稳定的影响。提出了一种增强交流系统暂态稳定性的协调控制策略,其利用广域测量系统获取临界同步机群的转子角频率,实现 VSC 的有功、无功电流动态调制。基于 PSCAD/EMTDC 搭建的多机系统电磁暂态仿真模型,验证了理论分析的正确性、所提控制策略的有效性和鲁棒性。

关键词:跟网型电压源换流器;同步机电源;暂态功角稳定性;临界切除时间;协调控制

中图分类号:TM712;TM46

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202303019

0 引言

在推动能源转型、构建新型电力系统的关键阶段,传统同步机电源逐步被非同步机电源取代^[1]。非同步机电源通常以电力电子作为接口设备并入电网,其同步机制与传统同步机电源不同,导致电力系统的动态特性产生变化^[2-4]。电压源换流器型高压直流输电(voltage source converter based high voltage direct current transmission, VSC-HVDC)系统在大规模新能源并入交流电网中具有独特优势^[5]。在广义同步稳定性研究中,包括 VSC 和同步机在内的各种类型电源之间彼此保持同步,是系统稳定运行的必要条件^[1]。

对于 VSC-HVDC 换流站,最常用的控制方式是跟网型(grid-following, GFL)控制,即以锁相环(phase locked loop, PLL)为同步单元的电流矢量控制(current vector control, CVC)^[3]。目前,跟网型电压源换流器(grid-following voltage source converter, GFL-VSC)的并网暂态稳定性问题仍是研究热点。文献[6]指出,采用 CVC 的 VSC 在弱电网下暂态稳定性恶化,原因是 PLL 在电网电压跌落程度较高时会失去稳定平衡点(stable equilibrium point, SEP)。因此,文献[7]提出了故障期间退出 PLL 积分环节的控制策略,以保证 SEP 的存在。文献[8]提出故障期间根据 VSC 等值并网阻抗的阻抗角设定 d 、 q 轴注入电流分量,以提升 VSC 的暂态稳定性。文献[9]则在 q 轴定交流电压控制器中引入负反馈镇定支路,以提升 VSC 在弱电网下的阻尼。文献[10]研究了采用 CVC 的 VSC 和虚拟同步机并联供电系统暂态稳定性,得出故障期间采用 CVC 的 VSC 注入电流能够影

响虚拟同步机暂态稳定性的结论。文献[11]比较了 VSC 与同步机暂态稳定的本质区别,并总结了二者在分析方法上的内在联系。然而,上述研究仅考虑了 VSC 自身或 VSC 之间的暂态稳定性,未涉及 VSC 与交流系统中其余同步机之间的交互特性。

在构建新型电力系统的过程中,由 GFL-VSC 与同步机交互作用引起的暂态稳定问题日益凸显。在考虑 GFL-VSC 与同步机交互特性的暂态稳定研究中,文献[12]基于仿真手段研究了 VSC 替换同步发电机对系统暂态稳定性的影响趋势,但其缺乏理论分析。文献[13]、[14]基于 2 机简化模型,分别研究了双馈风机和 VSC 接入对同步机之间暂态稳定的影响。文献[15]提出非同步机电源比例增高时,系统暂态失稳形式易由功角失稳转化为电压失稳。但上述研究均只将非同步机电源视为功率源,未考虑控制器特性。文献[16]指出,GFL-VSC 并网系统中存在 2 种失稳形态,即由 PLL 失锁引起的 VSC 自身失稳以及同步机之间的暂态失稳,并分析了相应的影响因素,但未涉及稳定性提升控制策略。文献[17]针对 VSC-HVDC 受端系统故障穿越策略各个环节进行优化整定,以提升系统的暂态稳定性,但其并未研究 VSC 对同步机之间的暂态稳定影响机理。目前,已有相关研究提出关于 GFL-VSC 的并网同步稳定性解析分析方法和相应的稳定性提升控制策略,但仍存在局限性:①GFL-VSC 的并网暂态稳定问题主要关注 PLL 在弱交流系统下能否成功锁相^[11],其无法反映 VSC 对交流系统中同步机之间暂态稳定的影响;②提升 VSC 并网暂态稳定的控制策略对于系统中同步机之间暂态稳定的影响仍然未知,并且在多机系统中的应用研究不足。目前研究对含 GFL-VSC 的交流系统暂态稳定解析分析模型仍然缺乏,导致难以精确评估 VSC 接入后交流系统暂态稳定的演化

收稿日期:2022-09-27;修回日期:2022-12-15

在线出版日期:2023-03-23

趋势,也制约了控制策略的设计。

本文提出了一种含GFL-VSC的交流互联系统暂态稳定解析评估方法。首先,基于小系统建立了暂态过程各阶段系统的暂态稳定分析模型,并据此提出了临界切除时间(critical clearing time,CCT)的解析计算方法。随后,以CCT作为评估指标,分析了故障期间VSC的注入电流对所并入交流系统暂态稳定性的影响。最后,将结论推广至多机系统,并设计了一种提升系统暂态稳定性的协调控制策略。

1 模型描述

本文中VSC以模块化多电平换流器(modular multilevel converter,MMC)为代表进行分析。图1展示了一个含VSC的双同步机系统。其中,同步机通过线路1与VSC的公共连接点(point of common coupling,PCC)相连,并且二者通过线路2汇入交流电网。图中: X_1 、 X_2 分别为线路1、2的输电线路电抗; X_{TG} 、 X_{TS} 分别为同步机的升压变压器和VSC的联接变压器漏抗; E'_q 为同步机 q 轴暂态电势; X'_d 为同步机的暂态电抗; U_g 和 I_g 分别为同步机的机端电压和注入电流; U_s 和 I_s 分别为VSC的PCC处的电压和注入电流; U_0 为交流电网电压。

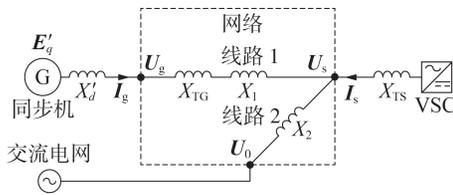


图1 小系统模型

Fig.1 Small system model

采用CVC的VSC控制框图如附录A图A1所示。VSC的内环控制器框图如附录A图A2所示。当交流侧发生短路故障时,VSC检测到电压跌落至阈值 U_{th} 以下,VSC由正常工作模式(逻辑0)切换至电流饱和模式(逻辑1)。此时 d 、 q 轴电流设定值 I_d^* 、 I_q^* 分别满足:

$$\begin{cases} |I_d^*| = I_{set} \\ |I_q^*| = \sqrt{I_{max}^2 - I_{set}^2} \end{cases} \quad (1)$$

式中: I_{set} 为 d 轴电流幅值设定值; I_{max} 为VSC的电流限幅值。VSC在自身 dq 参考坐标系下的注入电流相位 φ_I 为:

$$\varphi_I = \arctan \frac{I_q^*}{I_d^*} \quad (2)$$

因此,故障期间由于 I_d^* 、 I_q^* 均为设定值,VSC相当于 I_{max} 恒定、 φ_I 受控的电流源。本文研究中的前提和假设如下:①理论分析以VSC采用单端模型为例展开,VSC采用定有功/无功控制(基于所建立的暂

态稳定模型,发现该模型也适用于采用定直流电压 U_{dc} 控制的VSC,该结论将在后文中通过仿真进行验证);②由于暂态功角稳定分析关注机电暂态时间尺度(对应频率变化范围为 $[0.1, 3]$ Hz)下的控制器特性,因此不考虑内环电流动态^[3],即认为VSC输出电流能跟踪指令值;③同步机采用经典模型,即暂态过程中 E'_q 保持恒定,并且不考虑同步机的阻尼;④由于高压输电线路电阻远小于电抗,故忽略线路电阻分量的影响。

2 暂态稳定解析模型

2.1 故障前、故障期间、故障后系统暂态稳定模型

首先,针对图1所示的小系统模型,考虑暂态过程的不同阶段,分别建立暂态稳定模型。所选取的小系统模型参数如附录A表A1所示。系统的微分方程组为同步机的转子运动方程,如式(3)所示。

$$\begin{cases} \frac{d\delta_g}{dt} = \omega_0(\omega_g - 1) \\ T_J \frac{d\omega_g}{dt} = P_m - P_e, \quad P_e = \text{Re}[E'_q I_g^*] \end{cases} \quad (3)$$

式中: ω_g 和 δ_g 分别为同步机的转子转速和功角; P_m 和 P_e 分别为同步机的机械功率和电磁功率; T_J 为同步机的惯性常数; ω_0 为额定角频率; I_g^* 为 I_g 的共轭。故障期间,同步机的电磁功率和机械功率的不平衡将导致转子加速,当同步机的功角越过不稳定平衡点(unstable equilibrium point,UEP)时,系统会发生暂态失稳。故障前系统的等值电路图如图2(a)所示,其电路的支路电流方程为:

$$\begin{cases} I_g = (E'_q - U_s) Y_{1p} \\ I_g + I_{spre} = (U_s - U_0) Y_{2p} \end{cases} \quad (4)$$

式中: Y_{1p} 、 Y_{2p} 为节点之间的互导纳; I_{spre} 为VSC的稳态注入电流。在忽略线路电阻后,各导纳角均为 $-\pi/2$ 。根据式(4),能够求得VSC的PCC处电压表达式为:

$$U_s = \frac{1}{Y_{1p} + Y_{2p}} (I_{spre} + Y_{1p} E'_q + Y_{2p} U_0) \quad (5)$$

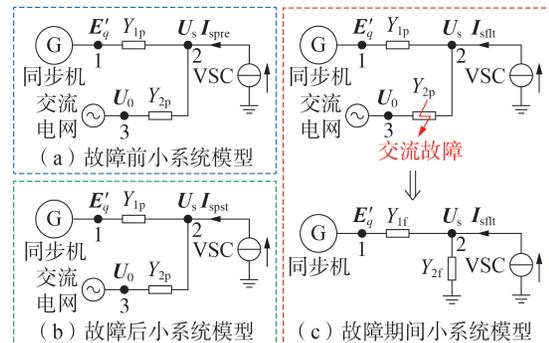


图2 系统不同阶段等值电路图

Fig.2 Equivalent circuit diagrams of system during different periods

VSC的 dq 坐标系与系统同步旋转 xy 坐标系的变换关系为:

$$\mathbf{V}_{xy} = e^{j\theta_s} \mathbf{V}_{VSC} \quad (6)$$

式中: \mathbf{V}_{xy} 和 \mathbf{V}_{VSC} 分别为在系统同步旋转 xy 坐标系和VSC的 dq 坐标系下表示的空间矢量; θ_s 为PCC电压相位。根据式(5)、(6),可以求得VSC坐标系下VSC d 、 q 轴电压 u_{sd} 、 u_{sq} 的表达式分别为:

$$u_{sd} = -K_1 I_{spre} \sin \varphi_I + K_2 E'_q \cos(\delta_g - \theta_s) + K_3 U_0 \cos \theta_s \quad (7)$$

$$u_{sq} = K_1 I_{spre} \cos \varphi_I + K_2 E'_q \sin(\delta_g - \theta_s) - K_3 U_0 \sin \theta_s \quad (8)$$

式中: I_{spre} 为VSC稳态注入电流相量的幅值; E'_q 为同步机 q 轴暂态电势相量的幅值; U_0 为交流电网电压相量的幅值;系数 $K_1 - K_3$ 的表达式见附录A式(A1)。由于PLL的带宽通常为几十Hz^[16],因此在机电暂态时间尺度下,PLL能够用代数方程模拟。采用CVC的VSC采用 d 轴电压定向控制,当式(8)中 $u_{sq}=0$ 有解时,表明PLL能够锁相成功,即VSC能够与系统保持同步。此时,VSC的PCC电压幅值 U_s 和注入电流 I_s 在 xy 坐标系下的相位 φ_s 满足:

$$\begin{cases} U_s = u_{sd} \\ \varphi_s = \theta_s + \varphi_I \end{cases} \quad (9)$$

稳态下同步机的注入功率 P_{pre} 表达式为:

$$P_{pre} = -K_1 E'_q I_{spre} \cos(\delta_g - \varphi_s) + K_2 Y_{2p} E'_q U_0 \sin \delta_g \quad (10)$$

式(10)等号右侧表达式 $-K_1 E'_q I_{spre} \cos(\delta_g - \varphi_s)$ 与VSC的特性相关, $K_2 Y_{2p} E'_q U_0 \sin \delta_g$ 为不考虑VSC接入时同步机与交流电网之间的传输功率。从式(10)中看出,随着VSC的接入,系统由单机-无穷大2机系统变为含2个电压源与1个电流源的3机系统,并且在解析计算中,需要考虑PCC电压相位的变化。因此,首先分析同步机在第一转子摇摆周期($0 < \delta_g < \pi$)内PCC电压的动态特性。式(8)中令 $u_{sq}=0$ 可得:

$$\theta_s = \arcsin \frac{K_6}{\sqrt{K_4^2 + K_5^2}} + \arctan \frac{K_5}{K_4} \quad (11)$$

式中:系数 $K_4 - K_6$ 的表达式见附录A式(A2)。当VSC输出电流为1.0 p.u.和 I_{max} 为1.2 p.u.时,PCC电压幅值和相位随 δ_g 的变化如附录A图A3所示。据图A3(a),在 $0 < \delta_g < \pi$ 时,PCC的电压幅值受 δ_g 影响较大,随着 δ_g 的增大, U_s 降低,在 δ_g 较大时, U_s 会低于阈值 U_{th} 。这说明,当故障时间接近CCT时,故障清除后在 δ_g 增大的过程中,PCC电压不会立刻恢复至 U_{th} 以上,此时VSC仍处于电流饱和模式。在VSC的 dq 坐标系下,故障后VSC的注入电流 I_{spst} 为:

$$I_{spst} = I_{max} (\cos \varphi_I + j \sin \varphi_I) \quad (12)$$

故障后系统等值电路如图2(b)所示,其拓扑结构与故障前系统相同。故障后同步机输出功率 P_{pst} 的表达式为:

$$P_{pst} = -K_1 E'_q I_{max} \cos(\delta_g - \varphi_s) + K_2 Y_{2p} E'_q U_0 \sin \delta_g \quad (13)$$

据图A3(b),PCC电压相位 θ_s 在 δ_g 的变化过程中先增大后减小,并且在 $0 < \delta_g < \pi$ 时,式(11)始终有解,

表明VSC与系统之间不会发生暂态失稳。值得注意的是,当VSC的PCC与系统之间的线路等值阻抗增大时,相当于VSC并入电网的强度减弱,此时 $u_{sq}=0$ 可能无解。研究此问题则需采用考虑PLL微分方程的模型分析VSC的并网暂态同步稳定性^[6-8]。

故障期间系统的等值电路图如图2(c)所示,图中 Y_{1f} 、 Y_{2f} 为故障期间节点之间的互导纳。考虑最严重的三相金属性接地短路故障发生在线路2,设故障位置与PCC之间的距离占线路2长度的比值为 p 。此时,VSC处于电流饱和模式,故障期间注入电流 $I_{sft}=I_{spst}$ 。故障期间 U_s 、 θ_s 以及同步机的注入功率 P_{flt} 分别为:

$$U_s = -K_7 I_{max} \sin \varphi_I + K_8 E'_q \cos(\delta_g - \theta_s) \quad (14)$$

$$\theta_s = \delta_g - \arcsin \left(-\frac{K_7 I_{max}}{K_8 E'_q} \cos \varphi_I \right) \quad (15)$$

$$P_{flt} = -K_8 E'_q I_{max} \cos(\delta_g - \varphi_s) \quad (16)$$

式中:系数 K_7 、 K_8 的表达式见附录A式(A3)。VSC的控制方式不影响稳态潮流分布,并且故障期间,VSC由于电压跌落而切换至电流饱和模式,其外环控制器失去作用。因此,暂态过程各个阶段的 P_e 均不受VSC控制方式的影响,说明所建立的暂态稳定解析模型对定有功/无功或定直流电压控制的VSC均适用。

2.2 暂态稳定解析评估流程

对于小系统模型,能够通过所建立的暂态稳定模型求得CCT的解析解,从而定量评估系统的暂态稳定性。其步骤总结如下。

1)步骤1,根据特定故障,按2.1节方法建立故障前、故障期间和故障后系统的暂态稳定模型。

2)步骤2,分别通过故障前、故障后系统求解系统SEP和UEP处的同步机功角 δ_{sep} 和 δ_{uep} ,其满足:

$$P_{pre}(\delta_{sep}) = P_{pst}(\delta_{uep}) = P_m \quad (17)$$

3)步骤3,利用功角($P-\delta$)曲线求解同步机的临界切除角(critical clearing angle,CCA),如附录A图A4所示,故障清除时同步机的功角为 δ_c 。根据等面积法则,在 δ_g 到达 δ_{uep} 之前,加速区域面积需小于减速区域面积,则临界情况下CCA满足:

$$\int_{\delta_{sep}}^{\delta_{CCA}} (P_m - P_{flt}) d\delta_g - \int_{\delta_{CCA}}^{\delta_{uep}} (P_{pst} - P_m) d\delta_g = 0 \quad (18)$$

式中: δ_{CCA} 为CCA对应的功角。根据式(13)、(16),同步机的电磁功率表达式中均含有PCC电压相位 θ_s 。对于故障期间系统, θ_s 与 δ_g 呈线性关系;然而对于故障后系统, θ_s 是 δ_g 的非线性函数,因此难以获得 P_{pst} 的原函数解析表达式。据此,针对故障后系统,采用离散积分方式获得 P_{pst} 在区间 $[\delta_{CCA}, \delta_{uep}]$ 的积分数值解,其具体流程见附录A式(A4)、(A5)。

4)步骤4,对于故障期间系统,令 $P_e = P_{flt}$ 并用欧拉法求解式(3)的二级微分方程,则CCT对应的时间 t_c 满足:

$$\delta_g(t_c) \leq \delta_{CCA} \leq \delta_g(t_c + \Delta t) \quad (19)$$

式中： Δt 为数值积分步长，本文选为50 ms。暂态稳定分析的整体流程框图如附录A图A5所示。

3 暂态稳定影响因素分析

3.1 VSC注入电流相位影响

基于所提出的解析评估方法，以CCT为指标，研究采用CVC的VSC接入对系统暂态稳定性的影响机理。CCT越大，表明系统暂态稳定性越强。首先研究 φ_l 对暂态稳定的影响。设 $p=0.5$ ， $I_{\max}=1.2$ p.u.，且 φ_l 由0增长至 2π ，观测故障期间同步机电磁功率 P_e 、无功功率 Q_g 、VSC的无功功率 Q_s 、PCC电压幅值 U_c 波形分别如附录A图A6(a)~(d)所示，CCT的变化结果如图A6(e)所示。图A6(a)表明，当 φ_l 由0增长至 2π 时， P_e 先增大后减小，且最大值出现在 π 附近。这是由于此时VSC的 d 轴电流指令值为负，并且其幅值接近 I_{\max} 。这说明，故障期间减小VSC的有功功率输出会导致同步机的电磁功率 P_e 增大。这有利于系统的暂态稳定性，原因是故障期间增大 P_e 有助于减小加速区域面积，此时同步机功角的最大值 δ_{\max} 距离 δ_{sep} 更远，减小了暂态失稳的风险。从物理角度解释，系统发生交流故障后，输电线路的最大功率传输能力降低。此时，当VSC吸收有功功率时，会等效提升同步机的有功功率输出，增强系统的暂态稳定性。图A6(b)、(c)分别展示了故障期间同步机和VSC向电网注入的无功功率变化趋势。结果显示，故障期间， Q_g 和 Q_s 变化趋势相反， Q_g (Q_s)的极小(大)值出现在 $3\pi/2$ 附近，这是由于此时VSC的 q 轴电流指令值为 $-I_{\max}$ 。图A6(d)中PCC电压幅值变化趋势与 Q_s 的变化趋势相同，因此增大VSC故障期间的注入无功功率有利于提升系统的电压水平，这同样有利于系统的暂态稳定性；而增大同步机注入的无功功率则作用相反。图A6(e)的CCT理论计算结果表明，其变化趋势与 P_e 的变化趋势几乎一致，表明二者关联性较强。因此，对于VSC型电源，其最常用的故障穿越策略是尽可能向系统注入无功电流^[2,7]。综合图A6，相比无功功率，系统的暂态稳定性与故障期间同步机的有功功率输出关系更密切。

3.2 VSC注入电流幅值影响

保持 $p=0.5$ ， I_{\max} 分别设置为1.1、1.2、1.3 p.u.， φ_l 由0增长至 2π ，CCT的解析计算结果如附录A图A7所示。图A7显示，故障期间VSC注入电流幅值对系统暂态稳定性的影响与其注入电流相位密切相关。当 φ_l 变化使得CCT较大(π 附近)时，增大 I_{\max} 有利于系统的暂态稳定性；反之，当CCT较小(φ_l 在0附近)时，增大 I_{\max} 反而会恶化系统的暂态稳定性。这一现象与VSC为同步机带来的附加功率项 ΔP 的符号相关，即如式(13)中等号右侧表达式 $-K_1 E'_q I_{\max} \cos(\delta_g - \varphi_s)$ 所示。当 $\Delta P > 0$ 时，增大VSC的注入电流能够提升

系统的暂态稳定性。因此，图A7说明，调整VSC的注入电流相位使得系统位于暂态稳定性较强的区域，增大VSC的注入电流幅值则能进一步提升系统的稳定性。

3.3 故障位置影响

为了研究故障位置对系统暂态稳定的影响，保持 $I_{\max}=1.2$ p.u.， p 分别设置为0.25、0.5、0.75， φ_l 由0增长至 2π ，CCT的解析计算结果如附录A图A8所示。图A8表明，当故障位置与VSC的PCC距离减小时，随着 φ_l 的变化，CCT的变化范围减小。这表明CCT对 φ_l 的灵敏度降低，VSC对系统暂态稳定性的影响减小。这一现象的主要原因是当故障位置距离VSC越近时，故障期间VSC的并网点残余电压 $|U_{\text{res}}|$ 越小，限制了VSC的功率输出能力，因此VSC对交流系统中同步机之间暂态稳定性的调节能力降低。然而，图A8中的3条曲线随 φ_l 的变化趋势一致，这说明故障位置会影响系统暂态稳定性对VSC注入电流的灵敏度，但不会改变VSC注入电流对系统暂态稳定性的影响机理。

4 协调控制策略设计

根据暂态稳定影响因素研究，故障期间能够通过控制VSC的注入电流相位 φ_l ，提升系统暂态稳定性。因此，本文提出一种利用广域测量系统(wide area measurement system, WAMS)获取相应信息，实现同步机-VSC之间协调控制的系统暂态稳定性提升策略。具体实现步骤如下。

1) 步骤1，确定系统中的临界机群(critical generator, CG)和主导VSC。对于某一故障，系统的暂态失稳总表现为CG和剩余机群之间的功角摆开^[18]。在故障发生时，进入电流饱和模式的VSC为主导VSC。因此，在故障期间，CG内各同步机的转速信号被传送到WAMS的控制中心，用于下一步计算。由于WAMS具备在线紧急控制计划与预决策功能，因此可以通过WAMS获取的动态数据进行暂态功角稳定性判别，从而实现CG的在线辨识^[19]。

2) 步骤2，计算CG的功角与各主导VSC的PCC电压相位之间的差值。运用系统惯量中心(center of inertia, COI)的频率衡量CG内各同步机转速的综合特性。设CG内有 T 台同步机，其等效功角 $\delta_{g, \text{COI}}$ 和转速 $\omega_{g, \text{COI}}$ 分别为：

$$\left\{ \begin{array}{l} \delta_{g, \text{COI}} = \frac{\sum_{l=1}^T T_{1,l} \delta_{g,l}}{\sum_{l=1}^T T_{1,l}} \\ \omega_{g, \text{COI}} = \frac{\sum_{l=1}^T T_{1,l} \omega_{g,l}}{\sum_{l=1}^T T_{1,l}} \end{array} \right. \quad (20)$$

式中: $T_{J,l}$ 为第 l 台同步机的惯性常数; $\delta_{g,l}$ 、 $\omega_{g,l}$ 分别为第 l 台同步机的功角、转速。稳态情况下 $\delta_{g,COI}$ 能够根据各同步机的功角计算得到,并存储在控制中心内。对于第 i 台主导 VSC,其 PCC 电压相位与 CG 功角的差值 $\theta_{gs,i}$ 满足:

$$\begin{cases} \theta_{gs,i} = \delta_{g,COI} - \theta_{s,i} = \theta_{gs0,i} + \Delta\theta_{gs,i} \\ \frac{d\Delta\theta_{gs,i}}{dt} = \omega_0(\omega_{g,COI} - \omega_{s,i}) \end{cases} \quad (21)$$

式中: $\theta_{gs0,i}$ 为 $\theta_{gs,i}$ 的稳态值,由系统的初始潮流决定; $\Delta\theta_{gs,i}$ 为 $\theta_{gs,i}$ 变化量,稳态下 $\Delta\theta_{gs,i} = 0$ 。因此,由控制中心完成计算后, $\theta_{gs0,i}$ 和 $\omega_{g,COI}$ 被传输到各主导 VSC 中,用于控制注入电流相位。

3) 步骤 3, 计算各主导 VSC 的注入电流相位。第 i 台主导 VSC 为同步机带来的附加功率项 ΔP_i 取极大值需满足的条件为:

$$\begin{cases} \varphi_{Iset,i} = \delta_{g,COI} - \theta_{s,i} - \pi = \theta_{gs,i} - \pi \\ \theta_{gs,i} = \theta_{gs0,i} + \omega_0 \int (\omega_{g,COI} - \omega_{s,i}) dt \end{cases} \quad (22)$$

式中: $\varphi_{Iset,i}$ 为第 i 台 VSC 的注入电流相位设定值。因此,能够根据 $\varphi_{Iset,i}$ 计算其故障期间的电流参考值 $I_{sfl,i}$ 为:

$$I_{sfl,i} = I_{max} (\cos \varphi_{Iset,i} + j \sin \varphi_{Iset,i}) \quad (23)$$

以 CG 中含 3 台同步机、主导 VSC 数量为 3 的系统为例,所提协调控制的整体框图如附录 A 图 A9 所示。

5 仿真分析

5.1 小系统仿真验证

为了验证所提出暂态稳定解析评估方法的有效性和理论分析结果的准确性,在 PSCAD / EMTDC 平台上搭建图 1 所示的小系统模型,其中同步机采用完整的 6 阶模型,并配备励磁系统、原动机调速器和电力系统稳定器,系统参数如附录 A 表 A1 所示。

为了分析系统在故障暂态过程中的动态特性,设 $p=0.5$, $I_{max}=1.2$ p.u., $\varphi_f=270^\circ$, 故障发生在 $t=9$ s 时并持续 300 ms, 暂态过程中 VSC 的 d 、 q 轴注入电流分量, PCC 的 d 、 q 轴电压, VSC 的模式切换信号, 同步机功角曲线如附录 A 图 A10 所示。从图中可以看出, 交流故障期间以及故障清除后, VSC 的 d 、 q 轴电流均能够成功跟踪指令值, 并且工作在预期的工作点 $(0, -I_{max})$ 处。故障清除后, 由于 δ_g 已经拉开并且会持续增大, PCC 电压的恢复过程具有明显的两阶段特性, 因此 δ_g 在第一摇摆周期内增大过程中, VSC 将工作在电流饱和模式, 其注入电流与故障期间保持相同。此外, 在故障发生或清除的瞬间, u_{sq} 会经历暂态过程, 但相比 δ_g 的变化, u_{sq} 的响应速度快并且能控制为 0, 因此 VSC 自身不会发生暂态失稳。图 A10 的

仿真结果说明了本文第 2 章建立的暂态稳定模型能够反映系统的动态特性。

为了验证第 2 章所提暂态稳定解析评估方法的有效性, 保持 p 和 I_{max} 均不变, 改变 φ_f , 系统的 CCT 时域仿真和解析计算结果对比如图 3(a) 所示。图 3(a) 表明, 采用本文所提暂态稳定解析评估方法所得到的系统 CCT 解析结果整体小于时域仿真结果, 说明结果偏保守。从理论上分析, 出现该现象的原因在于解析分析中忽略了系统中同步机阻尼的影响。然而, 解析分析结果与仿真结果的误差在合理范围内, 并且二者趋势相同, 从而验证了所建立暂态稳定模型的合理性。为了验证故障电流幅值和故障位置的影响, 保持 $p=0.5$ 改变 I_{max} 以及保持 $I_{max}=1.2$ p.u. 改变 p , 系统的 CCT 随 φ_f 变化的时域仿真结果分别如图 3(b)、(c) 所示。对比图 A7、A8 的解析计算结果可以看出, CCT 的仿真结果与解析计算结果趋势一致, 从而说明本文所提出的暂态稳定解析评估方法的有效性和暂态稳定机理的正确性。

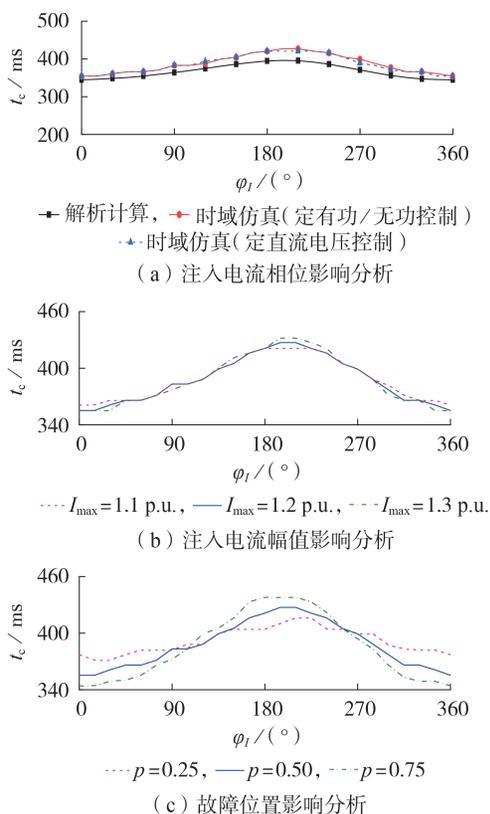


图3 CCT仿真结果

Fig.3 Simulative results of CCT

为了研究不同的 VSC-HVDC 控制策略对交流系统暂态稳定性的影响, 搭建包含送端系统、直流线路的双端 VSC-HVDC 并网系统模型, 系统拓扑结构及主要参数如附录 A 图 A11 所示。对比 2 种 VSC-HVDC 控制策略: ①整流站采用定直流电压控制, 逆变站采用定有功/无功控制; ②整流站采用定有

功/无功控制,逆变站采用定直流电压控制。改变 φ_l ,当逆变站采用定有功/无功控制和定直流电压控制时,系统的CCT仿真结果均展示在图3(a)中。 δ_g 的仿真结果表明,当逆变站采用2种控制策略时,系统的暂态稳定性均受 φ_l 影响较明显,且变化趋势相同。CCT的仿真结果进一步说明逆变站采用上述2种控制策略对系统暂态稳定性影响较小。因此,上述仿真结果共同表明,本文所建立的暂态稳定模型及结论对采用典型控制策略的VSC均适用。

为了验证所提协调控制策略的有效性,将2种典型的、能够提升VSC并网暂态稳定性的电流控制策略的效果进行对比分析,分别为:①故障期间设置 φ_l 与并网等值阻抗角 φ_z 相匹配^[8],以 $\varphi_z=80^\circ$ (电抗与电阻之比为5.7)为例,即 $\varphi_l=280^\circ$;②故障期间VSC向电网注入无功电流,即 $\varphi_l=270^\circ$ ^[7]。设三相金属性接地短路故障发生在 $t=9$ s,故障持续时间为400 ms。采用上述2种策略和所提协调控制策略时,同步机功角 δ_g ,PCC电压 U_g 及VSC的 d 、 q 轴电流仿真结果如附录A图A12所示。图A12表明,当采用阻抗角匹配或无功电流优先策略时,故障清除后 δ_g 会越过UEP,系统发生功角失稳。然而,当采用所提协调控制策略时,故障清除后 δ_g 能回到SEP,系统经过一段暂态过程后最终恢复稳定运行。因此,图A12的仿真结果验证了所提协调控制策略能够有效地提升VSC所并入交流系统的暂态稳定性。

在实际工程中,WAMS传输信号存在固有的时延特性^[20],可能产生不利影响。因此研究考虑时延对所提控制策略的影响。在图A9所示控制框图中增加60 ms的时延环节^[20],用来模拟同步机的角频率 ω_g 信号向VSC传递过程中的延迟。考虑时延环节和无时延环节下,VSC接收到的 ω_g 信号以及注入电流相位设定值的仿真结果,如附录A图A13所示。图A13(a)表明,在考虑时延环节后,VSC接收到的 ω_g 信号产生了相应的滞后,会使得采用本文所提协调控制策略整定所得的 φ_l 也产生相应的相位滞后,如图A13(b)所示。在含时延与无时延情况下,采用本文所提策略后系统的CCT均为438 ms,而阻抗角匹配和无功电流优先策略的CCT分别为388 ms和399 ms。因此,时延的相位滞后效果对CCT影响较小,不会对系统暂态稳定性产生明显影响。

相比三相短路故障,非对称故障是更常见的故障类型。为了研究系统在非对称故障下的响应特性,设 $p=0.5$,在 $t=9$ s时故障发生并且300 ms后清除,故障类型分别选取单相接地短路故障和两相接地短路故障。改变故障期间注入电流相位 φ_l , δ_g 的仿真结果分别如附录A图A14(a)、(b)所示。图A14(a)、(b)表明,相比两相接地短路故障,单相接地短

路故障期间 δ_g 摆开程度较小,这是由于系统电压跌落程度较轻。然而, φ_l 依然会影响 δ_g 在第一摇摆周期内的最大值。仿真结果表明,当 φ_l 接近0时, δ_g 故障期间易摆开,系统暂态稳定性较弱;而当 φ_l 接近 π 时,系统暂态稳定性较强,与第3章的分析结果一致,证明本文得出的暂态稳定机理同样适用于非对称短路故障的情况。为了研究所提协调控制策略在非对称故障下的效果,在上述2种故障情况下,VSC采用所提策略与阻抗角匹配策略、无功电流优先策略时, δ_g 的仿真结果分别如附录A图A14(c)、(d)所示。仿真结果表明,在采用本文所提协调控制策略时, δ_g 在第一周期内摆开程度最小,系统暂态稳定性最强。因此,仿真结果说明本文所提协调控制策略对非对称短路故障依然适用。

5.2 多机系统算例分析

为了进一步验证所提协调控制策略在多机系统中的适用性,在PSCAD/EMTDC平台上搭建如附录B图B1所示两区4机11节点交流互联系统,系统参数见附录B表B1。系统改造说明见附录B。

设 $t=10$ s时,三相金属性接地短路故障发生在线路7-8,与节点7距离25%处的位置,故障持续时间为250 ms(工况1)。故障期间,VSC的PCC电压跌落至0.24 p.u.,因此为主导VSC。由于暂态失稳发生在两区的同步机之间,CG包含同步机 G_1 和 G_2 。暂态过程中,VSC的 d 、 q 轴注入电流,PLL输出角频率及 dq 坐标系下的注入电流相位分别如附录C图C1、C2所示。根据图C1,故障期间VSC的 d 、 q 轴注入电流不会保持恒定,这是由于其相位 φ_l 根据CG的功角和PCC电压相位差值进行动态调整。图C2显示,在故障后VSC与系统重新同步的过程中,PLL的输出相位 θ_g 会跳变,由于采取协调控制策略, φ_l 也会相应产生跳变,这说明所提策略能够对PLL检测到的频率突变做出响应,并及时调整VSC的注入电流。

研究不同故障穿越策略对系统暂态稳定性的影响。选取对比的3种故障穿越策略包括:策略1,故障期间VSC仅向电网注入有功电流,即 $\varphi_l=0^\circ$;策略2,VSC注入电流相位 φ_l 与并网等值阻抗角匹配的策略;策略3,无功电流优先策略。当VSC采用上述策略1—3及本文所提控制策略时,暂态过程中同步机 G_1 、 G_2 和平衡机 G_3 之间的功角差 δ_{g1} 、 δ_{g2} 如图4所示。可以看出,在系统能保持功角稳定的情况下,CG中同步机的第一摇摆周期内最大功角偏差排序为策略1>策略2>策略3>本文策略,并且策略2、3差异很小。因此,相比其余3种策略,VSC采用本文所提策略后,故障期间同步机转子摆开程度较小,并且故障后能够更快抑制功率振荡,有利于系统在受扰后快速恢复稳定运行状态,暂态稳定性更强。

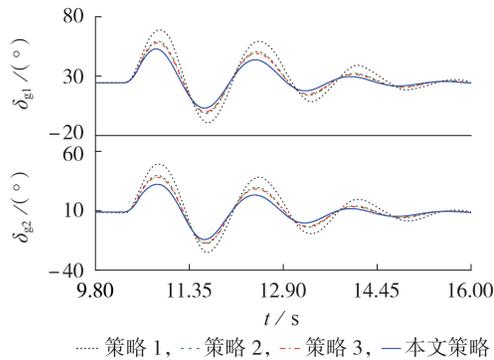


图4 不同控制策略下同步机功角仿真结果

Fig.4 Simulative results of rotor angle of synchronous generator with different strategies

当采取策略1—3及本文所提控制策略时,暂态过程中同步机 G_1 、 G_2 的输出功率 P_{g1} 、 P_{g2} 及VSC的输出功率 P_s 如附录C图C3所示,VSC的PCC电压幅值 U_s 如附录C图C4所示。图C3(a)、(b)表明,故障期间 G_1 、 G_2 的电磁功率排序为本文策略>策略3>策略2>策略1,而根据图C3(c),故障期间VSC的输出有功功率排序为策略1>策略2>策略3>本文策略,而同步机电磁功率排序正好相反。因此说明,暂态过程中减小VSC的输出功率能够提升同步机的电磁功率传输能力,有利于交流系统中同步机的暂态功角稳定性,与理论分析一致。图C4显示,故障期间VSC的PCC交流电压幅值排序为策略3>策略2>本文策略>策略1。这是由于策略3在故障期间尽可能向系统注入无功电流以提供电压支撑,有利于系统电压水平的提高,并且策略2与策略3相差很小。仿真结果共同说明,相比电磁功率,故障期间系统电压水平不是导致同步机功角失稳的最主要因素,因为即便故障期间电压较低,本文所提策略效果依然优于策略2、3。并且故障清除后,采取本文所提控制策略能够加速电压恢复并抑制电压振荡。因此,采用本文所提协调控制策略在增强系统暂态功角稳定方面优势明显。

为了验证所提协调控制策略的鲁棒性,以CCT为指标,通过仿真分析3种工况下不同控制策略的性能,其详细说明见附录D。3种工况下CCT结果如表1所示。由表可知:在工况1—3下,所提协调控制策略相比其余3种策略系统的CCT均较长,说明考虑一般及严峻工况下所提协调控制策略均有效;并且增大VSC的容量 S_{VSC} 能够进一步提升系统的CCT,说明所提协调控制策略能够使得VSC运行在有利于系统暂态稳定的区域,在未来新能源占比增加、换流站容量不断增加的新型电力系统中具有潜在的工程价值。进一步研究考虑时延情况下所提控制策略的鲁棒性。考虑60 ms时延的系统CCT结果如表1所示。由表可知:对于上述3种工况,时延对

CCT的影响总体较小;相比采用控制策略1—3,考虑时延后所提控制策略CCT仍然较长,这说明本文所提策略鲁棒性良好。

表1 不同工况下CCT仿真结果

Table 1 Simulative results of CCT under different cases

工况	$S_{VSC} / (MV \cdot A)$	t_c / ms				
		策略1	策略2	策略3	所提策略	
					无时延	60 ms时延
1	300	439	557	579	680	677
	350	420	557	579	704	702
	400	403	559	584	726	724
	500	315	493	521	598	592
2	550	301	493	523	617	609
	600	296	493	526	636	628
	300	412	482	491	507	509
3	350	403	480	488	515	518
	400	395	477	486	524	526

6 结论

本文研究了含GFL-VSC的交流系统暂态功角稳定性解析模型及系统的暂态稳定影响因素,并为VSC设计了一种协调控制策略,以提升系统的暂态稳定性。结论总结如下。

1)GFL-VSC并网点电压的动态特性是暂态稳定解析建模及分析的瓶颈。本文提出一种基于离散积分的CCA计算方法,能够处理PLL引入的并网点电压和同步机功角之间的非线性关系,较为准确地求得系统CCT的解析解,用以定量评估系统的暂态稳定性。

2)VSC的注入电流能够显著影响系统的暂态稳定性。故障期间,减小VSC的有功电流、增大其无功电流均有利于其暂态稳定性的提升。相比之下,有功电流是主导因素。而提升VSC的注入电流幅值对系统暂态稳定的影响是不定的,其与VSC的注入电流相位密切相关。

3)故障位置能够影响系统的暂态稳定性。当故障位置接近VSC的并网点时,VSC的注入电流对交流系统的暂态稳定影响减小。然而,故障位置不会影响VSC对系统暂态稳定的影响机理。

4)本文提出的协调控制策略主要根据故障期间临界同步机群功角和主导VSC的并网点电压相位动态调整VSC的注入电流,以提升故障期间同步机输出的电磁功率,增强系统的暂态稳定性。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 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]. Elec-

- tric Power Automation Equipment, 2020, 40(9): 3-9.
- [2] 黄林彬, 辛焕海, 鞠平, 等. 电力电子并网装备的同步稳定性分析与统一同步控制结构[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(9): 10-25.
HUANG Linbin, XIN Huanhai, JU Ping, et al. Synchronization stability analysis and unified synchronization control structure of grid-connected power electronic devices[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(9): 10-25.
- [3] 薛翼程, 王国腾, 张哲任, 等. MMC-HVDC接入对同步发电机阻尼转矩的影响机理分析[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(9): 99-108.
XUE Yicheng, WANG Guoteng, ZHANG Zheren, et al. Mechanism analysis of influence of MMC-HVDC integration on damping torque of synchronous generators[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(9): 99-108.
- [4] 陆秋瑜, 郑建平, 杨银国, 等. 含构网型MMC的受端电网暂态稳定解析分析方法[J/OL]. 电力自动化设备. (2022-10-26) [2022-12-15]. <http://doi.org/10.16081/j.epae.202210013>.
- [5] 严铭, 蔡晖, 谢珍建, 等. 适用于多端柔性直流输电系统的分布式直流电压控制策略[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(3): 134-140.
YAN Ming, CAI Hui, XIE Zhenjian, et al. Distributed DC voltage control strategy for VSC-MTDC systems[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(3): 134-140.
- [6] HU Qi, FU Lijun, MA Fan, et al. Large signal synchronizing instability of PLL-based VSC connected to weak AC grid[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(4): 3220-3229.
- [7] WU Heng, WANG Xiongfei. Design-oriented transient stability analysis of PLL-synchronized voltage-source converters[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2019, 35(4): 3573-3589.
- [8] MA Shaokang, GENG Hua, LIU Lu, et al. Grid-synchronization stability improvement of large scale wind farm during severe grid fault[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(1): 216-226.
- [9] 罗晨曦, 徐政, 陆韶琦. 连接弱同步支撑系统的电压源换流器优化矢量控制策略[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(23): 14-19.
LUO Chenxi, XU Zheng, LU Shaoqi. Optimized vector control strategy of voltage source converter linked to weakly-synchronized support systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(23): 14-19.
- [10] 沈超, 帅智康, 程慧婕. 虚拟同步机并联电流控制型变换器系统暂态同步稳定性分析[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(10): 115-123.
SHEN Chao, SHUAI Zhikang, CHENG Huijie. Transient synchronization stability analysis of system with paralleled virtual synchronous generators and current-controlled converters[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(10): 115-123.
- [11] 张宇, 蔡旭, 张琛, 等. 并网变换器的暂态同步稳定性研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(5): 1687-1702.
ZHANG Yu, CAI Xu, ZHANG Chen, et al. Transient synchronization stability analysis of voltage source converters: a review[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(5): 1687-1702.
- [12] 李晓栋, 徐政, 张哲任. 含非同步机电源交流电网暂态稳定性的电磁暂态仿真研究[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(9): 57-68.
LI Xiaodong, XU Zheng, ZHANG Zheren. Electromagnetic transient simulation study on transient stability of AC power grid with non-synchronous machine sources[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(9): 57-68.
- [13] 汤蕾, 沈沉, 张雪敏. 大规模风电集中接入对电力系统暂态功角稳定性的影响(一): 理论基础[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(15): 3832-3842.
TANG Lei, SHEN Chen, ZHANG Xuemin. Impact of large-scale wind power centralized integration on transient angle stability of power systems-part I: theoretical foundation[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(15): 3832-3842.
- [14] 喻哲扬, 张君黎, 徐政. 非同步机电源渗透率对同步机之间功角稳定性影响的简化模型分析[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(9): 88-97.
YU Zheyang, ZHANG Junli, XU Zheng. Simplified model analysis of influence of penetration rate of non-synchronous generator source on angle stability of synchronous generators[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(9): 88-97.
- [15] 毛安家, 马静, 蒯圣宇, 等. 高比例新能源替代常规电源后系统暂态稳定与电压稳定的演化机理[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(9): 2745-2756.
MAO Anjia, MA Jing, KUAI Shengyu, et al. Evolution mechanism of transient and voltage stability for power system with high renewable penetration level[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(9): 2745-2756.
- [16] HE Xiuqiang, GENG Hua. Transient stability of power systems integrated with inverter-based generation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(1): 553-556.
- [17] 于钊, 李兆伟, 张怡, 等. 提高系统暂态稳定性的柔性直流受端电网故障穿越策略整定[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(22): 78-84.
YU Zhao, LI Zhaowei, ZHANG Yi, et al. Fault ride-through strategy setting of flexible HVDC receiving-end power grid for transient stability improvement[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(22): 78-84.
- [18] XUE Yusheng, CUTSEM T, RIBBENS-PAVELLA M. A simple direct method for fast transient stability assessment of large power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1988, 3(2): 400-412.
- [19] 黄丹, 陈树勇, 张一驰. 基于广域测量系统响应时间序列的电力系统暂态稳定在线判别[J]. 电网技术, 2019, 43(3): 1016-1025.
HUANG Dan, CHEN Shuyong, ZHANG Yichi. Online assessment for transient stability based on response time series of wide-area measurement system[J]. Power System Technology, 2019, 43(3): 1016-1025.
- [20] GONZALEZ-TORRES J, DAMM G, COSTAN V, et al. A novel distributed supplementary control of multi-terminal VSC-HVDC grids for rotor angle stability enhancement of AC/DC systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(1): 623-634.

作者简介:

薛翼程(1995—), 男, 博士研究生, 主要研究方向为新能源并网系统建模、稳定性分析及控制(E-mail: xyc995@zju.edu.cn);

张哲任(1988—), 男, 特聘副研究员, 博士, 通信作者, 主要研究方向为直流输电与柔性交流输电、风力发电技术与风电场并网技术(E-mail: zhangzheren@zju.edu.cn);

徐政(1962—), 男, 教授, 博士研究生导师, 主要研究方向为大规模交直流电力系统分析、直流输电与柔性交流输电、电力谐波与电能质量、风力发电技术与风电场并网技术(E-mail: xuzheng007@zju.edu.cn)。

(编辑 王欣竹)

(下转第111页 continued on page 111)

尼协调控制方法[J]. 电力自动化设备,2020,40(11):92-100.
 YANG Tao,LIAO Yong. Coordinated control method of virtual inertia and virtual damping for interconnected power system with doubly-fed wind farm[J]. Electric Power Automation Equipment,2020,40(11):92-100.

作者简介:

刘华志(1995—),男,博士,研究方向为新能源并网稳定

性分析及控制(E-mail:lhzncepu2018@outlook.com);

覃露(1995—),女,硕士,研究方向为电力系统频率稳定分析、风力发电控制技术;

张祥宇(1984—),男,副教授,博士,研究方向为风力发电控制技术、电力电子技术在电力系统中的应用;

李永刚(1967—),男,教授,博士研究生导师,主要研究方向为新能源电力系统与电气设备运行及监控。

(编辑 陆丹)

Inertia-damping coordinated control strategy of VSG hybrid energy storage based on virtual shaft coupling

LIU Huazhi¹, QIN Lu², ZHANG Xiangyu³, LI Yonggang³

(1. State Grid Tianjin Electric Power Research Institute, Tianjin 300220, China;

2. Chengxi Power Supply Branch of State Grid Tianjin Electric Power Company, Tianjin 300110, China;

3. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Baoding 071003, China)

Abstract: Coupling the virtual synchronous hybrid energy storage devices (HESDs) with a synchronous generator (SG) through a virtual shaft can realize the efficient transfer of transient energy and improve the transient stability of the renewable energy power generation system. The conversion relationship between static energy of HESDs and kinetic energy of SG is established. The virtual inertia of HESDs is analyzed to obtain the synchronous operation capability. In order to transfer more transient energy from the SG, a new virtual shaft is introduced into the HESDs, and the influence of the coupling between the HESDs and the virtual shaft on the system transient stability is analyzed. Based on the Hamiltonian energy function, the necessary conditions for the efficient transfer of transient energy in the HESDs are deduced, and then the virtual shaft control strategy of HESDs is proposed to coordinate the virtual inertia and power oscillation suppression functions. The simulative results show that the proposed control strategy can obviously improve the transient stability of the system frequency and power angle.

Key words: virtual synchronous generator; hybrid energy storage device; virtual inertia; transient energy; virtual shaft control; coordinated control

(上接第70页 continued from page 70)

Transient stability analytical model and coordination control of AC system with GFL-VSC

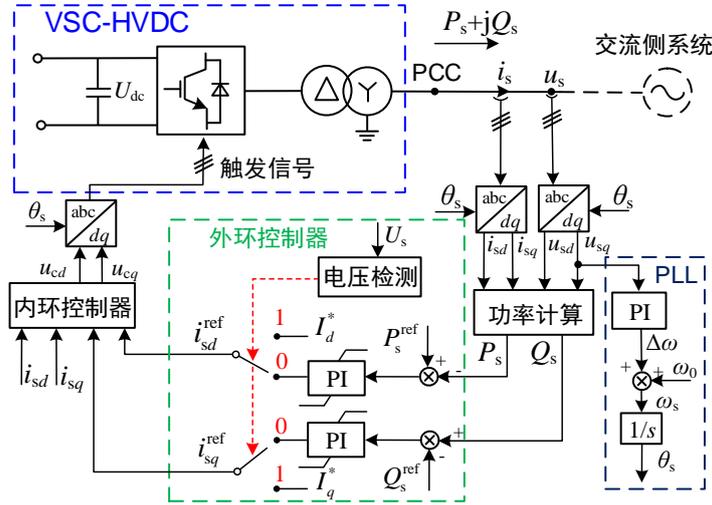
XUE Yicheng, ZHANG Zheren, XU Zheng

(College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, China)

Abstract: The integration of voltage source converter-based high voltage direct current (VSC-HVDC) can change the transient stability characteristics of AC system. Therefore, an analytical analysis of the AC system with grid-following voltage source converter (GFL-VSC) is presented. The transient stability analytical models of the pre-fault, fault-on and post-fault systems are built. An analytical calculative method based on discrete integration for calculating the critical clearing time of the system fault is proposed. Based on the analytical model, the influence of the phase and magnitude of the VSC injection current and fault location on the transient stability of AC system is studied. A coordination control strategy is proposed for transient stability enhancement of AC system. It acquires the rotor angular frequency of critical synchronous generators through wide area measurement system to achieve active and reactive current dynamic adjustment of VSC. The electromagnetic transient simulation model of a multi-machine system built based on PSCAD/EMTDC verifies the correctness of theoretical analysis and the robustness and effectiveness of the proposed control strategy.

Key words: grid-following voltage source converter; synchronous generator source; transient rotor angle stability; critical clearing time; coordination control

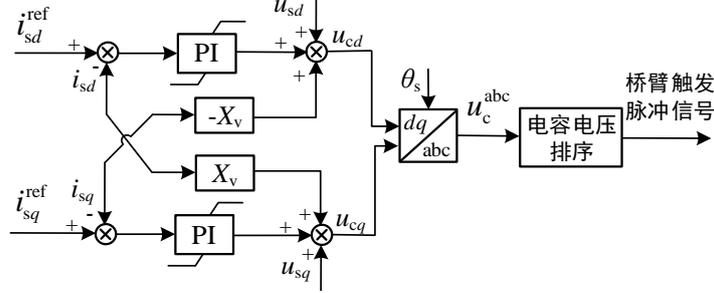
附录 A



图中： u_s 和 i_s 分别为 VSC 的 PCC 交流母线电压和注入电流瞬时值； U_s 为 u_s 的幅值； P_s 、 Q_s 分别为 VSC 的注入有功、无功功率； ω_s 、 θ_s 分别为 VSC 坐标变换的角频率和 PCC 电压相位； ω_0 为额定角频率（有名值）； u_c 为调制波参考值；PI 表示比例-积分控制器。

图 A1 采用 CVC 的 VSC 控制框图

Fig.A1 Block diagram of CVC-VSC control



图中： X_v 为 VSC 的等效内电抗； u_c 为调制波参考值。若非特别说明，文中含 abc 或 dq 下标的变量分别表示相应物理量在 abc 或 dq 坐标系下的分量，含 “*” 上标的变量表示相应物理量的参考值，各量均为标么值。

图 A2 VSC 内环控制器框图

Fig.A2 Block diagram of VSC inner loop controller

表 A1 小系统参数

Table A1 Parameters of small system

参数	数值	参数	数值
系统额定频率/Hz	60	VSC 联接变压器漏抗 X_{TS}	0.1
额定电压/kV	345	线路 1 电抗 X_1	0.1
同步机额定电压/kV	22	线路 2 电抗 X_2	0.1
VSC 阀侧额定电压/kV	210	同步机暂态电抗 X'_d	0.282
VSC-HVDC 直流电压/kV	400	同步机惯性时间常数 T_J/s	7.2
子模块数量 (MMC)	200	VSC 外环 PI 控制器参数 K_{p0}/K_{i0}	2/50
系统基准容量/(MV·A)	1 000	VSC 内环 PI 控制器参数 K_{pi}/K_{ii}	20/1.1
VSC 额定容量/(MV·A)	200	PLL 控制器参数 K_{pPLL}/K_{iPLL}	120/7 100
同步机额定容量/(MV·A)	400	电流饱和模式触发电压阈值 U_{th}	0.75

系数 $K_1—K_3$ 、 $K_4—K_6$ 的表达式如式 (A1)、(A2) 所示。

$$\begin{cases} K_1 = \frac{1}{Y_{1p} + Y_{2p}} \\ K_2 = \frac{Y_{1p}}{Y_{1p} + Y_{2p}} \\ K_3 = \frac{Y_{2p}}{Y_{1p} + Y_{2p}} \end{cases} \quad (A1)$$

$$\begin{cases} K_4 = K_3 U_0 + K_2 E'_q \cos \delta_g \\ K_5 = K_2 E'_q \sin \delta_g \\ K_6 = K_1 I_{spre} \cos \varphi_1 \end{cases} \quad (A2)$$

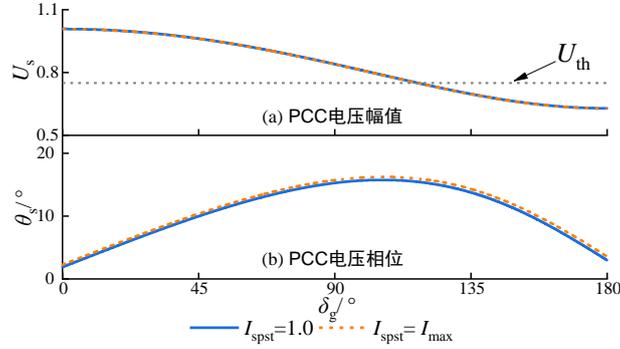


图 A3 PCC 电压与同步机功角关系

Fig.A3 Relationship between PCC voltage and rotor angle

系数 K_7 、 K_8 的表达式如式 (A3) 所示。

$$\begin{cases} K_7 = \frac{1}{Y_{1f} + Y_{2f}} \\ K_8 = \frac{Y_{1f}}{Y_{1f} + Y_{2f}} \\ Y_{1f} = Y_{1p} \\ Y_{2f} = \frac{1}{pX_2} \end{cases} \quad (A3)$$

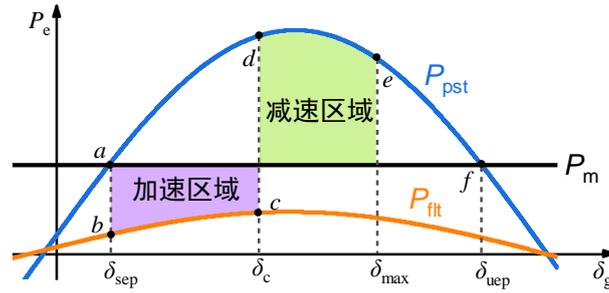


图 A4 P - δ 曲线求解 CCA

Fig.A4 Solving CCA with P - δ curve

采用离散积分方式获得 P_{pst} 在区间 $[\delta_{CCA}, \delta_{uep}]$ 的积分数值解的具体步骤如下。

1) 设置 δ_{CCA} 的初值 δ_{CCA0} (通常取 0.6π), 并将 $[\delta_{CCA0}, \delta_{uep}]$ 以 $\Delta\delta_0$ 为间隔分为 M 个区间。

2) 对于第 i 个区间, 分别通过区间中点的功角值 $\delta_{g, avg}(i)$, 按式 (11)、(13) 分别计算 θ_s 和 P_{pst} 在该区间的平均值 $\theta_{s, avg}(i)$ 和 $P_{pst, avg}(i)$, 并获得 P_{pst} 在区间 $[\delta_{CCA}, \delta_{uep}]$ 的积分数值解 S_{pst} 的初值 S_{pst0} :

$$S_{pst0} \approx \int_{\delta_{CCA}}^{\delta_{uep}} P_{pst} d\delta_g = \sum_1^M \Delta\delta_0 P_{pst,avg}(i) \quad (A4)$$

设置误差 σ 为:

$$\sigma = \int_{\delta_{sep}}^{\delta_{uep}} P_m d\delta_g - \int_{\delta_{sep}}^{\delta_{CCA}} P_{flt} d\delta_g - S_{pst0} \quad (A5)$$

3) 判断 σ 与目标误差 σ_{tg} 的大小, 当 $\sigma > \sigma_{tg}$ 时, 需要增加小步长更新 δ_{CCA0} 并重新执行步骤 1)、2), 直到 $\sigma < \sigma_{tg}$, 此时得到 δ_{CCA} 的最终解。系统暂态稳定分析的整体流程框图如图 A5 所示。

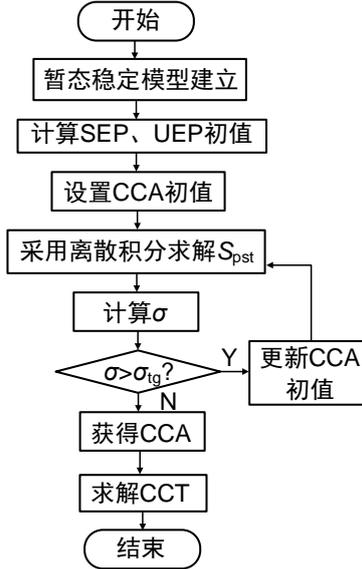


图 A5 暂态稳定解析分析流程图

Fig.A5 Flowchart of analytical transient stability analysis

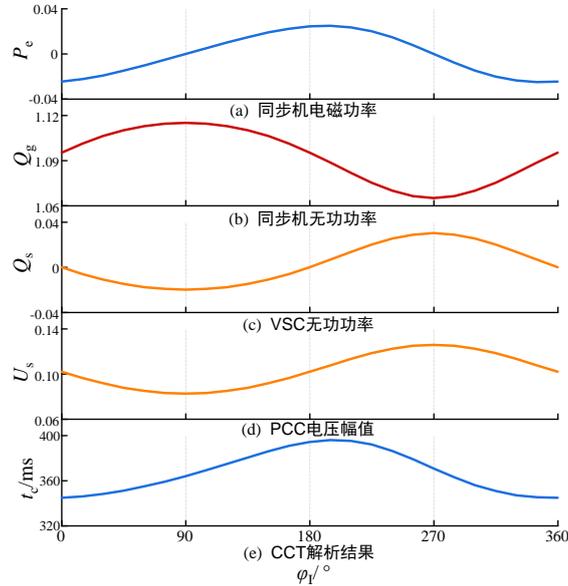


图 A6 故障期间 VSC 注入电流相位的影响

Fig.A6 Impact of VSC's current phase during faults

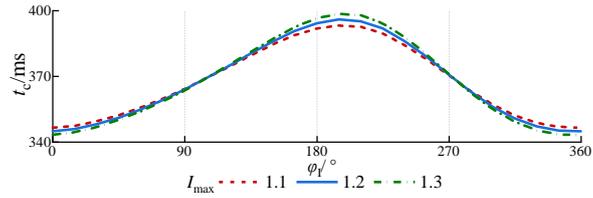


图 A7 故障期间 VSC 注入电流幅值的影响

Fig.A7 Impact of VSC's current amplitude during faults

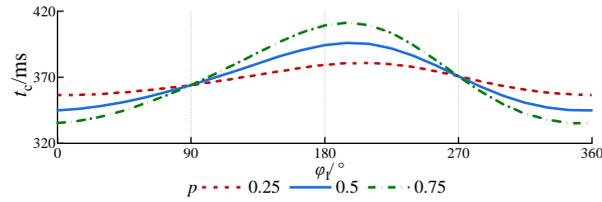


图 A8 故障位置的影响

Fig.A8 Impact of fault location.

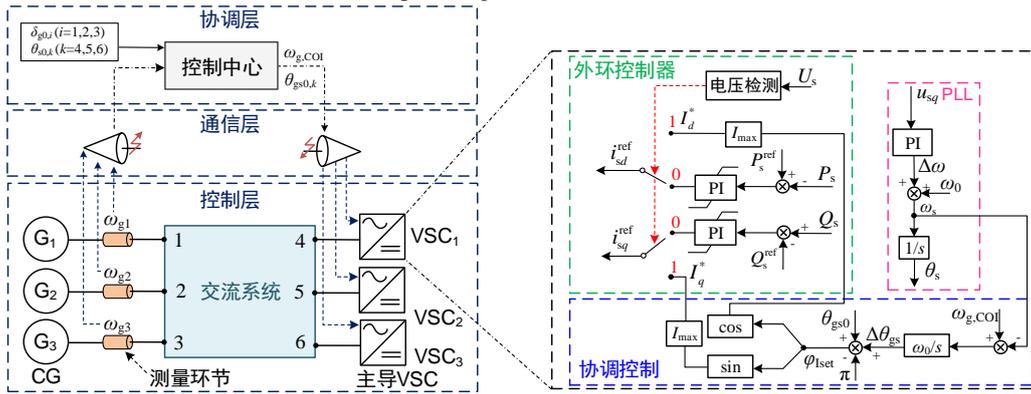


图 A9 协调控制策略框图

Fig. A9 Block diagram of coordination control scheme.

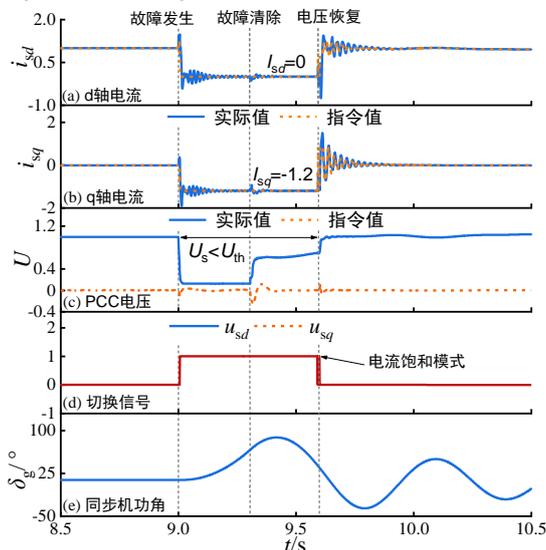


图 A10 暂态过程中 VSC 的模式切换分析

Fig.A10 Mode switch analysis of VSC during transient process

考虑双端换流站的单极 VSC-HVDC 的小系统模型如图 A11 所示，其中送端系统短路比为 3，直流线路长度 $L_{dc}=100$ km，线路总阻抗为 $(0.93+j26.3)\ \Omega$ 。

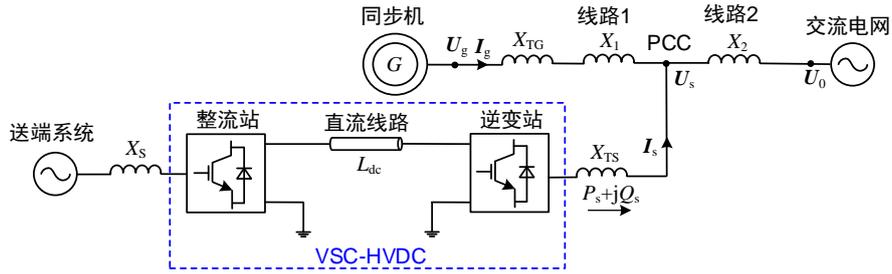


图 A11 考虑双端 VSC-HVDC 的小系统模型

Fig. A11 Small system model with two-terminal VSC-HVDC

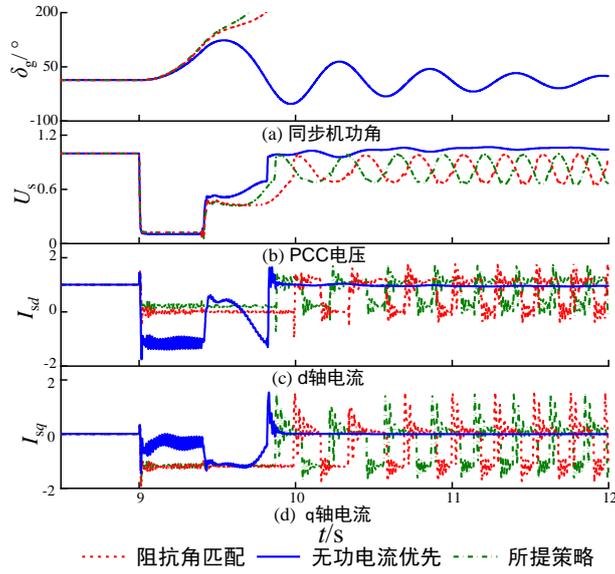


图 A12 所提协调控制策略效果分析

Fig. A12 Analysis of proposed coordination control

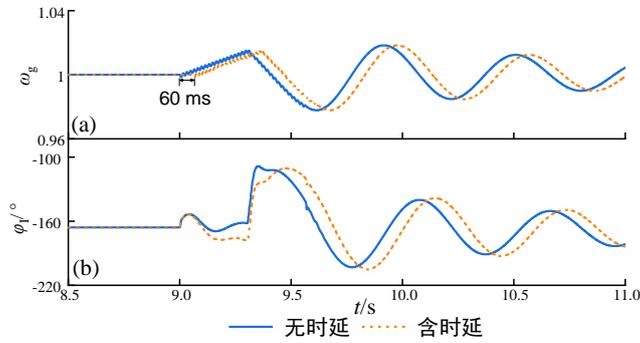


图 A13 时延对所提控制策略的影响

Fig. A13 Time delay effect on proposed control strategy

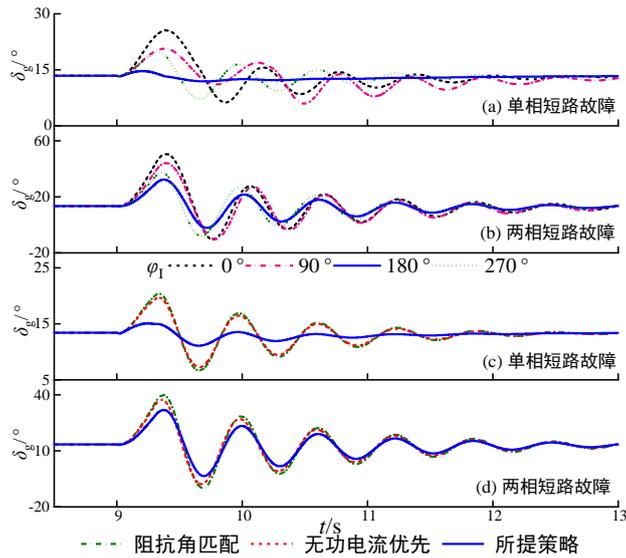


图 A14 非对称故障下暂态稳定特性分析

Fig. A14 Transient stability analysis under asymmetric faults

附录 B

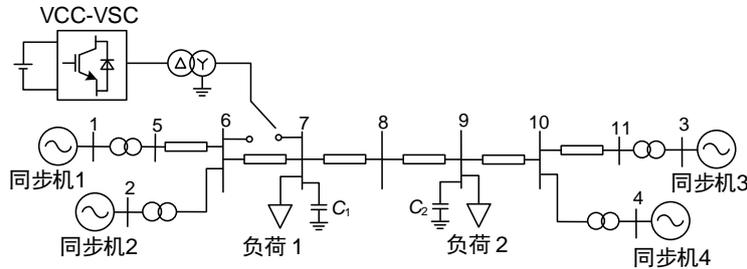


图 B1 两区 4 机 11 节点系统拓扑图

Fig.B1 Topology of 2-area power system with 4 synchronous generators and 11 nodes.

图 B1 所示系统改造如下: GFL-VSC 在节点 7 并网, 与此同时节点 9 处负荷增加 300 MW, 以模拟 VSC 向相邻分区负荷供电。VSC 的额定容量为 400 MV A, 稳态输出功率为(300+j0) MV A。系统中的平衡机为同步机 G₃, VSC 的主回路及控制参数见附录 A 表 A1。

表 B1 两区 4 机 11 节点系统参数

Table B1 Parameters of 2-area system with 4 SGs and 11 nodes.

参数	数值	参数	数值
系统额定频率/Hz	60	同步机升压变压器变比/kV	20/230
额定电压/kV	230	同步机 G ₁ 、G ₂ 、G ₄ 有功功率/MW	700
同步机额定电压/kV	20	同步机 G ₃ 有功功率/MW	719
同步机额定容量/(MV A)	900	负荷 1/(MV A)	967+j100
系统基准容量/(MV A)	100	负荷 2/(MV A)	1767+j100
线路单位长度(km)阻抗(r/x)	0.000 1/0.001	无功补偿容量(C ₁ /C ₂)/Mvar	200/350
线路单位长度(km)电纳(b)	0.001 75	同步机 EMT 仿真模型	GENROU
线路长度 L ₅₋₆ 、L ₁₀₋₁₁ /km	25	励磁系统 EMT 仿真模型	SEXS
线路长度 L ₆₋₇ 、L ₉₋₁₀ /km	10	原动机调速器 EMT 仿真模型	TGOV1
线路长度 L ₇₋₈ 、L ₈₋₉ /km	110	电力系统稳定器 EMT 仿真模型	IEE2ST
同步机升压变压器漏抗	0.016 7	负荷 EMT 仿真模型	恒阻抗

附录 C

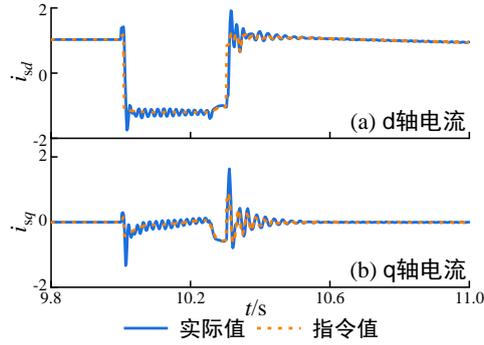


图 C1 暂态过程中 VSC 注入电流仿真结果

Fig. C1 Simulative results of VSC currents during transient process

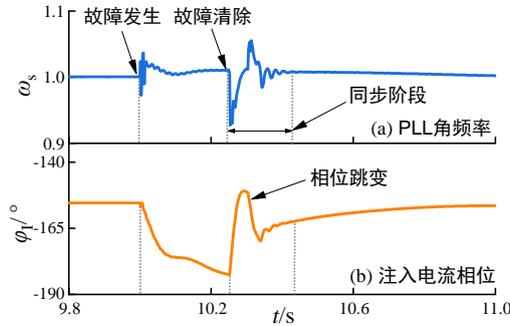


图 C2 PLL 角频率及 VSC 注入电流相位仿真结果

Fig. C2 Simulative results of PLL angular frequency and phase of VSC current

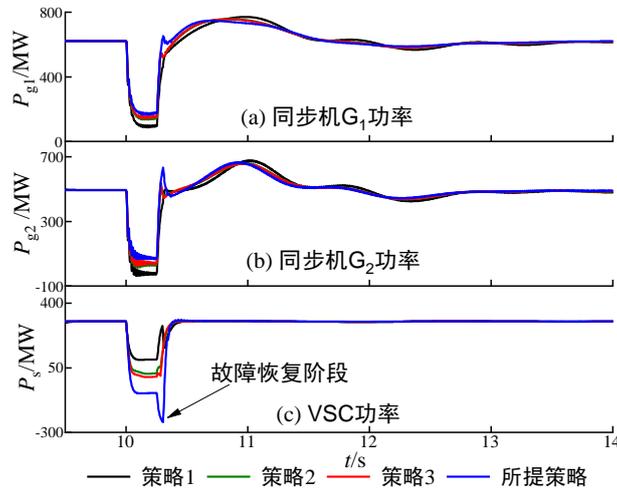


图 C3 不同控制策略下同步机和 VSC 有功功率仿真结果

Fig. C3 Simulative results of active power with different control strategies

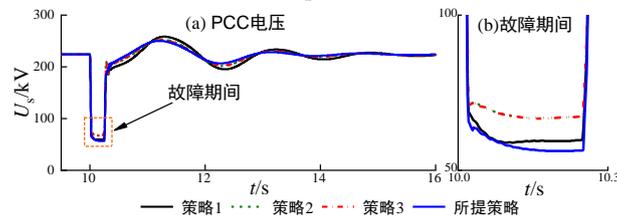


图 C4 不同控制策略下 VSC 的 PCC 电压仿真结果

Fig. C4 Simulative results of PCC voltage with different control strategies

附录 D

选取的工况 2、3 说明如下：考虑 VSC 向同区负荷供电情况，即负荷 2 保持不变，负荷 1 功率增加 500 MW，设置相同故障发生在与工况 1 相同的位置（工况 2），以分析负荷位置改变的影响。保持负荷与工况

1 相同，设置相同故障发生在节点 7 处（工况 3），以分析故障位置改变的影响。上述工况下，工况 2、3 中 VSC 对系统的暂态稳定影响程度小于工况 1，原因包括：①VSC 给同区负荷供电时，在联络线上传输的功率较小，降低了对同步机之间暂态稳定的影响程度；②故障位置距离 VSC 减小，根据 3.3 节的分析，VSC 对系统暂态稳定影响降低。