

考虑阻尼影响的虚拟同步发电机暂态同步稳定性量化分析

张静怡^{1,2}, 田震^{1,2}, 李锡林^{1,2}, 黄萌^{1,2}, 曹侃³, 查晓明^{1,2}

(1. 综合能源电力装备及系统安全湖北省重点实验室, 湖北省武汉市 430072;

2. 武汉大学电气与自动化学院, 湖北省武汉市 430072;

3. 国网湖北省电力有限公司电力科学研究院, 湖北省武汉市 430070)

摘要: 随着新能源发电机组的大规模并网, 电力系统面临严峻的暂态同步失稳风险。基于虚拟同步发电机(VSG)控制的构网型变流器通过模拟同步发电机组的动力学特性以实现与电网的同步, 具有较好的频率和电压支撑能力。然而, 既有的基于等面积法则和能量函数的暂态稳定判据无法完全考虑虚拟惯量和阻尼对VSG暂态同步稳定性的影响, 无法精确量化稳定边界。为此, 文中提出一种基于迭代等面积法则的VSG暂态同步稳定性分析方法。基于能量守恒原理, 通过设计迭代算法得到临界稳定条件下的变流器频率-功角分布函数, 精确量化了VSG惯量和阻尼项做功对暂态过程中加减速面积的影响。通过比较不同控制器参数和电网参数下的暂态稳定域大小, 量化了参数对暂态稳定边界的影响。最后, 利用MATLAB/Simulink仿真和RT-LAB硬件在环实验验证了所提稳定性分析方法的有效性和优越性。相比于完全忽略或仅保守估计阻尼做功影响的既有等面积法则和Lyapunov法, 所提出的迭代等面积法则保守性较低。相比于时域数值法, 迭代等面积法则的计算效率也大幅提升, 可实现对暂态稳定边界的精确快速计算。

关键词: 构网型变流器; 虚拟同步发电机; 暂态同步稳定性; 阻尼做功; 迭代等面积法则

0 引言

随着“双碳”目标的提出, 为进一步响应节能减排的号召, 以并网变流器为接口的光伏、风电等新能源设备大规模接入电网^[1-2], 导致电力系统从以同步发电机为主导的传统电力系统逐渐转型为以电力电子设备为主导的新型电力系统^[3-6]。虚拟同步发电机(virtual synchronous generator, VSG)作为并网变流器构网型控制的一种重要手段^[7-8], 通过模拟同步发电机的摇摆方程使并网变流器具备同步发电机的外特性, 可为电网提供暂态支撑, 摆脱了跟网型变流器阻尼低、惯量低、频率支撑能力弱的缺点^[9-12]。但在电网发生故障时, VSG仍面临着较大的暂态失稳风险^[13-14]。为防止大规模脱网事故发生, 要求变流器在电网故障发生后仍能保持稳定运行^[15]。当系统受到的扰动较大时, 工作点偏离初始工作点, 基于线性化模型和线性系统理论的小扰动稳定性分析方法不再适用于判断大扰动下非线性同步控制环节的稳定性^[16-17]。

近年来, 针对VSG在大扰动故障期间的暂态同步稳定问题, 学术界已经展开了深入研究。等面积法则可以直观地给出二阶系统的稳定域, 其本质是能量守恒定律, 具有极强的物理意义^[5-6, 18-20]。文献[21]研究了VSG的暂态同步稳定性, 但完全忽略了阻尼的影响, 导致所得到的稳定判据无法探究惯量对稳定性的影响。文献[22]利用等面积法则比较了不同VSG控制下的暂态同步稳定性。文献[23]指出交流电压/电流内环的快动态对暂态同步稳定性的影响可以忽略不计, 将VSG输出电压以可变参数的形式纳入稳定性分析, 提出了一种考虑无功环影响的Lyapunov方法。但因其需对数学模型进行时域数值积分, 计算量较高, 且无法完全考虑阻尼做功影响, 保守性受Lyapunov函数中待选参数限制。文献[24]同样建立了考虑无功环的VSG模型, 并利用Takagi-Sugeno(T-S)方法推导其稳定域。但该方法的保守性较高, 导致推导出的稳定域精度欠佳。文献[25]考虑了代数无功环控制下VSG的暂态同步稳定性问题, 通过优化功率同步控制环节, 提高了系统稳定性, 但是并未考虑系统阻尼的影响。文献[26]提出了一种阻尼面积近似方法, 直观地表明VSG阻尼系数与稳定域之间的定量关系, 降低了临界故障切除时间的计算误差。但该方法存在不等

收稿日期: 2023-12-25; 修回日期: 2024-04-07。

上网日期: 2024-06-19。

国家电网有限公司科技项目(4000-202399378A-2-2-ZB)。

式放缩过程,故仍有一定的保守性,无法实现对阻尼做功的精确量化。文献[27]建立了VSG考虑电压动态特性的暂态模型,并提出了一种直接求解临界切除角的迭代计算方法,但其本质上仍是一种时域数值计算,且并未给出功角-频率稳定边界。文献[28]基于Hamilton能量函数方法分析了下垂控制变流器和锁相环控制变流器并联系统的暂态同步稳定性,但完全忽略了阻尼的影响,导致存在较大的保守性。文献[29]针对该并联系统提出了一种改进Lyapunov方法,通过设置待定系数在一定程度上改进了系统的保守性,但仍未充分考虑阻尼的影响。

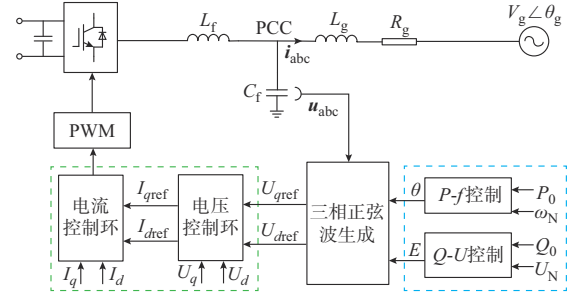
综上所述,目前还没有文献实现对VSG阻尼做功的精确量化,缺乏对VSG暂态同步稳定域的近似零保守性估计。针对上述问题,本文基于等面积法则,推导了VSG临界稳定情况下输出频率与功角间的隐函数方程,并通过迭代算法求解该隐式方程,精确估计了考虑阻尼影响的VSG稳定域。同时,本文还量化分析了VSG关键控制参数与电网参数对暂态稳定域的影响规律。最后,通过MATLAB/Simulink仿真与硬件在环实验,验证了推导出的VSG暂态稳定边界与故障临界切除角计算结果的准确性和极低的保守性。

1 VSG非线性暂态特性建模

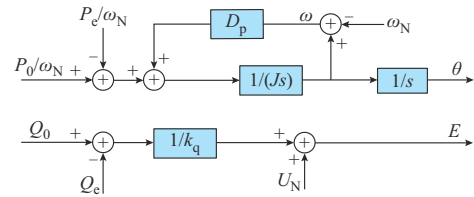
典型的基于VSG控制的并网变流器系统主电路如图1(a)所示^[30-31]。图中: i_{abc} 和 u_{abc} 分别为变流器在公共耦合点(point of common coupling, PCC)的三相输出电流和电压,其中,电压幅值定义为 U ; V_g 和 θ_g 分别为电网电压幅值和相位; L_f 和 C_f 分别为滤波器的电感和电容; L_g 和 R_g 分别为线路电感和电阻;PWM表示脉宽调制。

图1(a)中蓝色虚线框内为VSG功率同步控制环节,包含有功环和无功环,其控制策略如图1(b)所示。图中: P_0 为有功功率参考值; Q_0 为无功功率参考值; ω_N 为额定频率; U_N 为VSG无功环的电压标称值; P_e 为VSG输出有功功率值; Q_e 为VSG输出无功功率值; D_p 为系统阻尼系数; J 为虚拟转动惯量; k_q 为无功环比例系数; E 为VSG无功环输出电压幅值; θ 为VSG有功环输出相位;定义VSG输出电压相位与电网电压相位的差值为系统的虚拟功角 $\delta = \theta - \theta_g$; ω 为虚拟功角 δ 关于时间 t 的导数; s 为积分算子。

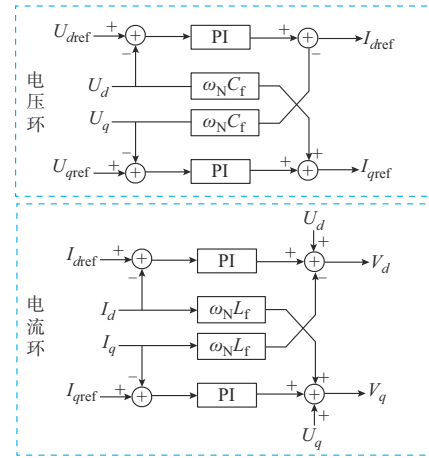
图1(a)中绿色虚线框内为VSG的电压/电流控制环节,其控制策略如图1(c)所示。因为电压/电流内环控制带宽远高于功率外环,所以本文认为电压/电流控制是瞬时完成的,忽略电压/电流环对暂



(a) VSG并网系统主电路



(b) VSG有功环和无功环结构图



(c) VSG电压/电流环结构图

图1 VSG主电路拓扑与控制结构

Fig. 1 Main circuit topology and control structure of VSG

态同步稳定性的影响,只考虑功率外环的影响。因此,可认为变流器输出电压 $U=E$,且其相位与有功环输出的参考相位 θ 一致。图1(c)中: U_{dref} 、 U_{qref} 分别为电压环 d 、 q 轴参考电压值; U_d 、 U_q 分别为PCC处实际电压值的 d 、 q 轴分量; I_{dref} 、 I_{qref} 分别为电流环 d 、 q 轴参考电流值; I_d 、 I_q 分别为线路实际电流值的 d 、 q 轴分量; V_d 、 V_q 分别为电流环输出值 d 、 q 轴分量;PI表示比例-积分控制器。

考虑线路电阻影响的有功功率 P_e 、无功功率 Q_e 表达式如式(1)和式(2)所示:

$$P_e = 1.5 \frac{R_g E^2}{R_g^2 + \omega_N^2 L_g^2} - 1.5 \frac{R_g E V_g \cos \delta}{R_g^2 + \omega_N^2 L_g^2} + 1.5 \frac{\omega_N L_g E V_g \sin \delta}{R_g^2 + \omega_N^2 L_g^2} \quad (1)$$

$$Q_e = 1.5 \frac{\omega_N L_g E^2}{R_g^2 + \omega_N^2 L_g^2} - 1.5 \frac{\omega_N L_g E V_g \cos \delta}{R_g^2 + \omega_N^2 L_g^2} - 1.5 \frac{R_g E V_g \sin \delta}{R_g^2 + \omega_N^2 L_g^2} \quad (2)$$

由图1(b)的无功环控制结构可知,无功功率-电压下垂特性如式(3)所示:

$$Q_0 - Q_e = -k_q(U_N - E) \quad (3)$$

结合式(2)和式(3)可得式(4):

$$Q_0 - \frac{1.5\omega_N L_g E^2}{R_g^2 + \omega_N^2 L_g^2} + \frac{1.5V_g E \cos(\delta - \varphi)}{\sqrt{R_g^2 + \omega_N^2 L_g^2}} = k_q(E - U_N) \quad (4)$$

式中: $\varphi = \arctan(R_g/(\omega_N L_g))$ 。

整理式(4)可得:

$$aE^2 + b(\delta)E - Q_0 - k_q U_N = 0 \quad (5)$$

$$a = \frac{1.5\omega_N L_g}{R_g^2 + \omega_N^2 L_g^2} \quad (6)$$

$$b(\delta) = k_q - \frac{1.5V_g}{\sqrt{R_g^2 + \omega_N^2 L_g^2}} \cos(\delta - \varphi) \quad (7)$$

由一元二次方程求根公式可得 E 关于 δ 的表达式为:

$$E(\delta) = \frac{-b(\delta) + \sqrt{b^2(\delta) + 4a(Q_0 + k_q U_N)}}{2a} \quad (8)$$

根据图1(b)所示的有功环的控制结构可得:

$$\begin{cases} \frac{d\delta}{dt} = \omega \\ J \frac{d\omega}{dt} = \frac{P_0}{\omega_N} - \frac{P_e}{\omega_N} - D_p \omega \end{cases} \quad (9)$$

联立式(1)、式(8)和式(9)可得VSG同步控制尺度的非线性动态方程:

$$\begin{cases} \frac{d\delta}{dt} = \omega \\ J \frac{d\omega}{dt} = k_1 - k_2 E^2(\delta) - k_3 E(\delta) \sin(\delta - \varphi) - D_p \omega \end{cases} \quad (10)$$

式中: k_1 、 k_2 、 k_3 为相应系数,具体表达式如式(11)所示。

$$\begin{cases} k_1 = \frac{P_0}{\omega_N} \\ k_2 = \frac{1.5R_g}{\omega_N(R_g^2 + \omega_N^2 L_g^2)} \\ k_3 = \frac{1.5V_g}{\omega_N \sqrt{R_g^2 + \omega_N^2 L_g^2}} \end{cases} \quad (11)$$

对比式(10)与同步发电机的摇摆方程,发现二

者存在着结构上的相似性,项 k_1 和 $k_2 E^2(\delta) + k_3 E(\delta) \sin(\delta - \varphi)$ 可分别视为等效机械功率 P_M 和等效电磁功率 P_E 。附录A图A1给出了大扰动下电磁物理仿真模型与式(10)的时域响应比较,可见二者在大扰动后的功角响应轨迹误差极小,验证了式(10)的准确性。

2 考虑阻尼的VSG暂态同步稳定性分析

2.1 传统等面积法则的局限性

传统等面积法则完全忽略了阻尼做功对稳定域的影响,在不考虑阻尼项 $D_p \omega$ 的前提下,VSG系统的总势能 E_p 和动能 E_k 可表示为:

$$\begin{cases} E_p = E_{p,0} + \int [k_1 - k_2 E^2(\delta) - k_3 E(\delta) \sin(\delta - \varphi)] d\delta \\ E_k = \frac{J\omega^2}{2} \end{cases} \quad (12)$$

式中: $E_{p,0}$ 为系统稳定平衡点 δ_c 处的势能。

连续扰动条件下(即故障后不切除)传统等面积法则的原理如图2(a)所示。图中: δ_{\max} 为系统不稳定平衡点,也是功角稳定区间的上边界; δ_{\min} 为忽略阻尼所得的功角稳定区间的下边界。根据完全忽略阻尼影响的传统等面积法则,稳定边界的计算公式如下:

$$\begin{cases} k_1 = k_2 E^2(\delta_{\max}) + k_3 E(\delta_{\max}) \sin(\delta_{\max} - \varphi) \\ \frac{d}{d\delta} [k_2 E^2(\delta) + k_3 E(\delta) \sin(\delta - \varphi)]|_{\delta=\delta_{\max}} < 0 \\ \int_{\delta_{\min}}^{\delta_{\max}} [k_1 - k_2 E^2(\delta) - k_3 E(\delta) \sin(\delta - \varphi)] d\delta = 0 \end{cases} \quad (13)$$

传统等面积法则完全忽略了系统阻尼做功,造成稳定边界估计存在较大的误差。图2(b)给出了考虑阻尼影响的VSG等面积法则示意图。图中: δ_t 为蓝色曲线与绿色曲线相交时的功角值; δ_{\min} 为利用本文所提方法得到的考虑阻尼影响的功角稳定区间下边界。传统等面积法则不考虑阻尼做功的影响,认为系统加速面积为 $S_1 + S_2$ 区域,最大减速面积为 S_3 区域,忽略了阻尼做功($S_2 + S_4$)对加速和减速区域的影响。阻尼做功会导致加速面积减少和减速面积增多,考虑阻尼影响的等面积法则对应的加速区域应该为 S_1 ,减速面积为 $S_3 + S_4$ 。

此外,传统等面积法则忽略阻尼的同时还无法量化惯量对暂态同步稳定性的影响。惯量不同会导致频率大小不同,并通过阻尼项影响系统稳定性。式(13)的判据因为忽略了阻尼项,未能体现惯量的影响。

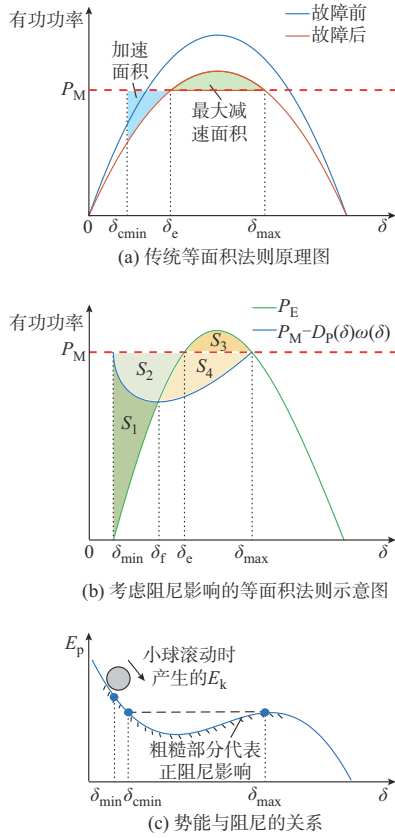


图2 2种等面积法则的比较
Fig. 2 Comparison of two equal area criteria

2.2 考虑阻尼影响的频率-功角隐函数方程构建

考虑到传统等面积法则存在缺陷,本文将VSG的等面积法则描述修改为:对于一个稳定的VSG系统,考虑阻尼影响的加速面积 S_+ 应小于考虑阻尼影响的最大减速面积 $S_{-,max}$:

$$S_+ \leq S_{-,max} \quad (14)$$

S_+ 和 $S_{-,max}$ 可以表示为:

$$\begin{cases} S_+ = S_1 = \int_{\delta_{min}}^{\delta_i} [k_1 - k_2 E^2(\delta) - k_3 E(\delta) \sin(\delta - \varphi) - D_p \omega(\delta)] d\delta \\ S_{-,max} = S_3 + S_4 = \int_{\delta_i}^{\delta_{max}} [k_2 E^2(\delta) + k_3 E(\delta) \sin(\delta - \varphi) + D_p \omega(\delta) - k_1] d\delta \end{cases} \quad (15)$$

式中: $\omega(\delta)$ 为关于 δ 的临界稳定频率分布函数。

结合式(14)和式(15),可以推导出考虑阻尼影响的VSG临界稳定条件:

$$\int_{\delta_{min}}^{\delta_{max}} [k_2 E^2(\delta) + k_3 E(\delta) \sin(\delta - \varphi) + D_p \omega(\delta) - k_1] d\delta = 0 \quad (16)$$

图2(c)利用小球运动中随 δ 变化的动能、势能关系模拟了VSG并网系统暂态过程中的动能 E_k 、势

能 E_p 变化。传统等面积法则认为不稳定平衡点 δ_{max} 的等势能点 δ_{cmin} 为功角稳定区间的下边界,即认为小球如果从 δ_{cmin} 点向右出发,可以到达 δ_{max} 点。但是考虑到阻尼对能量的消耗,小球自 δ_{cmin} 向 δ_{max} 点运动时,动能必然先在一个势能低于 δ_{max} 处势能的点耗尽,所以小球需要从 δ_{cmin} 点的左侧某点出发,才有机会到达 δ_{max} 点。因此,考虑阻尼影响的 δ_{min} 处的势能应大于 δ_{cmin} 处的势能,即考虑阻尼影响的下边界 δ_{min} 应在 δ_{cmin} 的左侧。考虑阻尼影响的等面积法则增大了稳定域的范围,大幅改善了分析结果的保守性。下一节给出临界稳定频率分布函数 $\omega(\delta)$ 的求解过程。

2.3 迭代等面积法则的稳定边界计算

2.3.1 稳定域上边界的求解

一方面,如果希望系统扰动后功角 δ 回到平衡点 δ_c ,那么当系统频率 $\omega=0$ 时,系统功角加速度应非正数。而从图2(b)中可以看出,当 δ 超过 δ_{max} 后有 $d\omega/dt = P_M - P_E - D_p \omega = P_M - P_E > 0$,故 δ 稳定域的上边界一定小于等于 δ_{max} 。另一方面,如果系统频率在 δ_c 和 δ_{max} 之间的任意一点减速到0,由于此时的 $d\omega/dt = P_M - P_E - D_p \omega = P_M - P_E < 0$,系统将进入反向加速过程,从而一直保持在稳定的状态,故功角稳定域的上边界大于等于 δ_{max} 。综上所述,考虑阻尼影响时VSG功角 δ 的上边界仍等于式(13)所求的 δ_{max} 。

2.3.2 稳定域下边界的求解

由式(10)可知,系统频率 $\omega(\delta)$ 是由阻尼转矩 $D_p \omega(\delta)$ 、等效电磁功率 P_E 和等效机械功率 P_M 共同决定的,而阻尼本身又受系统频率 $\omega(\delta)$ 的影响。本文提出的迭代等面积法则的核心思想是借助这个耦合关系求解频率分布函数,得出阻尼 $D_p \omega(\delta)$ 做功。

对于VSG系统,势能 E_p 、动能 E_k 如式(12)所示,而系统阻尼做功 W_D 的定义如下:

$$W_D = - \int D_p \omega(\delta) d\delta \quad (17)$$

根据能量守恒定律,势能 E_p 、动能 E_k 和阻尼做功 W_D 之和应为恒定常数 E_0 ,有:

$$E_p + E_k - W_D = E_0 \quad (18)$$

联立式(12)、式(17)和式(18), $\omega(\delta)$ 的表达式可以利用积分变下限形式表示为:

$$\omega(x) = \left\{ \frac{2}{J} \int_x^{\delta_{max}} [k_2 E^2(\delta) + k_3 E(\delta) \sin(\delta - \varphi) + D_p \omega(\delta) - k_1] d\delta \right\}^{\frac{1}{2}} \quad x \in [\delta_{min}, \delta_{max}] \quad (19)$$

式中: x 为该积分变下限隐函数的自变量, δ 为其积

分变量。

式(19)中功角稳定域的下界 δ_{\min} 应该满足:

$$\omega(\delta_{\min}) = \left\{ \frac{2}{J} \int_{\delta_{\min}}^{\delta_{\max}} [k_2 E^2(\delta) + k_3 E(\delta) \sin(\delta - \varphi) + D_p \omega(\delta) - k_1] d\delta \right\}^{\frac{1}{2}} = 0 \quad (20)$$

需指出的是,式(20)与式(16)数学上是等价的,这是因为等面积法则本质上就是能量守恒定律。式(19)是 ω 关于 δ 的积分变下限隐函数,无法直接求解。因此,本文提出一种迭代计算方法,最终逼近满足式(19)的临界稳定频率分布函数 $\omega(\delta)$ 。忽略阻尼项, $\omega(\delta)$ 的迭代初值 $\omega_0(\delta)$ 可以利用积分变下限形式表示为:

$$\omega_0(x) = \left\{ \frac{2}{J} \int_x^{\delta_{\max}} [k_2 E^2(\delta) + k_3 E(\delta) \sin(\delta - \varphi) - k_1] d\delta \right\}^{\frac{1}{2}} \quad (21)$$

迭代过程中,利用第 $i-1$ 次迭代得到的阻尼转矩 $D_p \omega_{i-1}(\delta)$ 计算第 i 次考虑阻尼影响的加速/减速区域所对应的频率分布函数 $\omega_i(\delta)$,其积分变下限形式表示为:

$$\omega_i(x) = \left\{ \frac{2}{J} \int_x^{\delta_{\max}} [k_2 E^2(\delta) + k_3 E(\delta) \sin(\delta - \varphi) + D_p \omega_{i-1}(\delta) - k_1] d\delta \right\}^{\frac{1}{2}} \quad (22)$$

当 $\omega_i(\delta)$ 收敛到一个固定值时,停止迭代计算,此时由式(20)即可得到功角的稳定下边界 δ_{\min} 。至此,成功求解出功角的稳定边界为 $[\delta_{\min}, \delta_{\max}]$ 。本文所提出的迭代等面积法则的流程图详见附录 A 图 A2。

上述迭代过程只得到了从 δ_{\min} 到 δ_{\max} 的首次右摆过程的 δ - ω 临界稳定边界,如图 3 中蓝色阴影区域中的 $\omega > 0$ 部分。为了得到完整的稳定区域,可以采用类似的迭代过程来估计向左回摆的 δ - ω 相位轨迹,如图 3 中蓝色阴影区域的 $\omega < 0$ 部分所示,限于文章篇幅,不再赘述。需要指出的是,本文主要分析系统右摆扰动失稳风险,左摆失稳因为稳定裕度较大,通常不发生。

附录 A 图 A3 所示的反馈机制保证了迭代等面积法则的收敛性。在第 i 次迭代过程中,若本次迭代计算出的 $\omega_i(\delta)$ 偏大, $\omega_i(\delta) D_p$ 也将变大,导致加速面积减少。在第 $i+1$ 次迭代过程中, $\omega_{i+1}(\delta)$ 将减小,最后 $\omega(\delta)$ 趋于收敛。

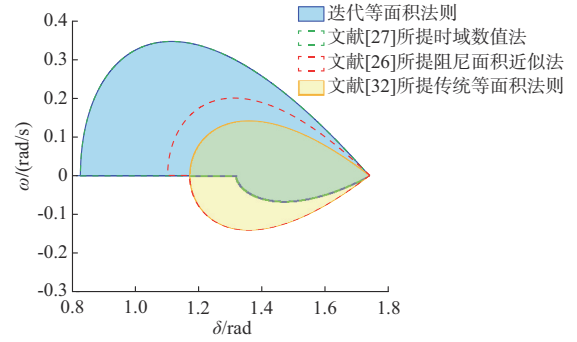


图 3 不同方法下的稳定域比较
Fig. 3 Stability region comparison between different methods

3 控制器与电网参数对暂态稳定域的影响

功角-频率稳定域可以直观地反映系统的暂态同步稳定性,故本章利用所提的迭代等面积法则分析控制器参数与电网参数对稳定域的影响。

3.1 控制器参数对稳定域的影响

当 P_0 增大时,系统的加速面积也随之增大,最大减速面积减小,最终导致暂态稳定域也随之减小。因此,暂态稳定域会随着有功功率参考值 P_0 的增大而减小,如图 4(a) 所示。

为了更清晰地演示无功功率参考值 Q_0 对系统稳定域的影响,此处采用 $k_q = 250$ 。不同 Q_0 条件下的稳定域如图 4(b) 所示。根据式(8),较大的 Q_0 会使 VSG 产生更大的 $E(\delta)$,从而有利于系统的稳定。

VSG 在不同虚拟转动惯量 J 下的暂态稳定域的变化趋势如图 4(c) 所示。随着惯量 J 的增加,系统频率 ω 减小,导致阻尼 $D_p \omega$ 消耗的能量减小,不利于系统稳定。但功角最大值 δ_{\max} 与阻尼无关,故稳定域上边界没有变化。

不同阻尼系数 D_p 条件下,VSG 暂态稳定域变化趋势如图 4(d) 所示。当 $\omega > 0$ 时,因为正阻尼有利于系统消耗暂态能量,系统的减速面积随 D_p 增大而增大,所以 VSG 的暂态稳定边界也随之增大。但当 $\omega < 0$ 时, D_p 的增加反而使暂态稳定域减小。这是因为当系统向右摆动时,较大的阻尼会提升系统的抗扰能力,导致稳定区域增大。但当系统向左摆动时,较大的阻尼使频率减小更快,系统更早到达稳定边界 ($\omega = 0$),故系统稳定边界也随之减小。需指出的是,本文所画稳定域均针对右摆失稳情况,图 4(d) 所示的结果并不代表较大的阻尼 D_p 会导致 $\omega < 0$ 部分的稳定性恶化,只表示在右摆扰动下系统状态可达区域变小。

不同无功环比例系数 k_q 下的系统暂态稳定域如图 4(e) 所示。结果表明,增大 k_q 有利于系统的稳定。

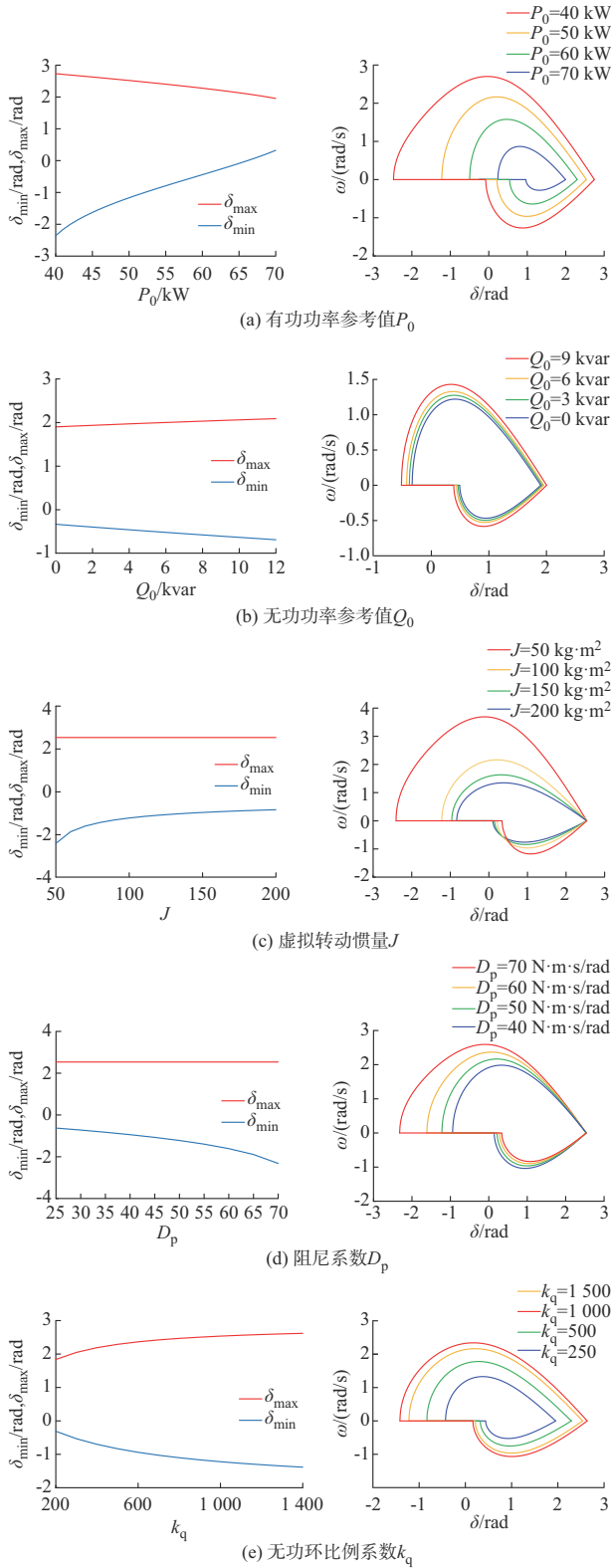


图4 VSG参数对稳定域的影响
Fig. 4 Effects of VSG parameters on stability region

这是因为从式(8)可知,与 Q_0 相同, k_q 的增大会使系统VSG的输出电压 $E(\delta)$ 增加,故系统暂态稳定域也随之增大。

3.2 电网参数对稳定域的影响

如图5(a)所示,电网电压幅值 V_g 的增加会使系统稳定域增大。这是因为随着 V_g 的变大,VSG输出有功功率也随之增大,导致VSG直流侧与交流侧的功率不平衡风险降低,系统的暂态同步稳定性变优。

不同电网电感 L_g 、电网电阻 R_g 条件下的稳定域分别如图5(b)和(c)所示。根据式(11)可知, L_g 越大, k_2 和 k_3 越小,导致系统加速面积变大,减速面积变小,从而恶化系统暂态同步稳定性。 R_g 的增加导致VSG输出有功功率增加,与 V_g 相同, R_g 增大有利于系统的稳定。

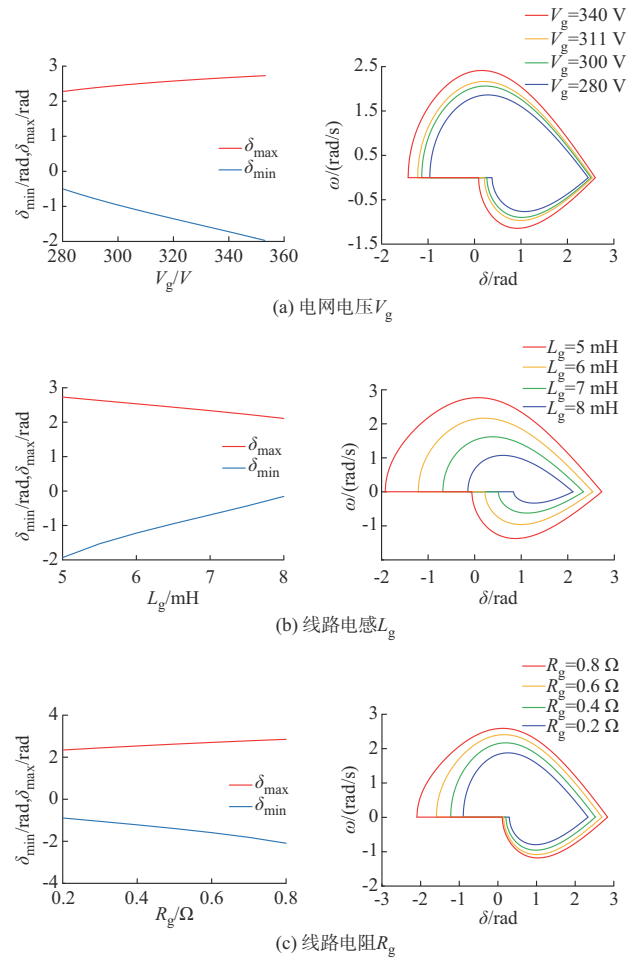


图5 电网参数对稳定域的影响
Fig. 5 Effects of grid parameters on stability region

4 迭代等面积法则与其他方法的比较

相比于既有方法,本文提出的迭代等面积法则具有相对更高的精度与相对更快的计算速度,且物理意义直观。详细的比较如下。

4.1 精度比较

精度高低主要体现在是否能精确估计有功环阻

尼做功,以及是否考虑无功环对同步稳定性的影响。表1总结了不同方法之间的精度比较。

表1 不同稳定性分析方法的精度比较
Table 1 Accuracy comparison of different stability analysis methods

方法	有功环阻尼	无功环影响
迭代等面积法则	考虑	考虑
时域数值法 ^[27]	考虑	考虑
传统 Lyapunov 方法 ^[21]	不考虑	不考虑
传统等面积法则 ^[32]	不考虑	不考虑
阻尼面积近似法 ^[26]	部分考虑	不考虑
改进 Lyapunov 方法 ^[23]	部分考虑	考虑

4.1.1 有功环阻尼的考量比较

本文提出的迭代等面积法则充分考虑了有功环阻尼的影响。相比之下,传统等面积法则^[32]和传统 Lyapunov 方法^[21]忽略了阻尼影响。文献[23]提出的改进 Lyapunov 方法也只能部分考虑有功环的阻尼。文献[23]的保守性是由一个 $[0, 1]$ 内任意选择的系数造成的,这个随机参数影响保守性的机制尚不清楚。文献[26]提出了一种阻尼面积近似的方法,但该方法也只能保守近似估计阻尼的影响。

4.1.2 无功环影响的考量比较

本文提出的方法充分考虑了无功环动态通过输出电压变化影响系统暂态同步稳定性的过程。相比之下,文献[21, 26, 32]并未考虑无功环对系统稳定性的影响。忽略无功环等效于 k_q 取无穷大,这会導致过于乐观的稳定性误判,工程实践上无法接受。

图3给出了不同方法得到的稳定域对比。可见本文所提方法与时域数值法^[27]所得的系统稳定边界几乎完全一致。当 $\omega > 0$ 时,其他方法所得稳定边界均小于所提方法,证实了所提方法的优越性。需要指出的是,在 $\omega < 0$ 部分所提方法的稳定区域最小。这是因为本文所提方法是系统右摆扰动过程中稳定的暂态过程能达到的最远状态的估计。其他方法多估计出的区域虽然也是稳定的,但实际扰动中系统状态无法达到。

4.2 计算效率的比较

虽然文献[21, 26, 32]的方法计算量较小,但因为完全忽略了无功环影响或仅部分考虑了有功环的阻尼做功影响,所以精度和实际的应用价值都很低。因此,在此仅考虑迭代等面积法则、相对精确的改进 Lyapunov 方法^[23]、时域数值法^[27]这3种方法的比较。如果将式(8)所示的 $E(\delta)$ 函数直接代入文献[23]的 Lyapunov 函数,会导致其 Lyapunov 函数的正定性和 Lyapunov 函数导数的半负定性难以证明。

对此,文献[23]的处理方式是借助时域离散计算方法对系统状态方程实时在线求解。因此,文献[23]的计算效率与时域数值法^[27]是一致的,仅需比较时域数值法与所提迭代等面积法则的计算效率即可。以下将从3个方面对两者进行比较。

4.2.1 迭代次数

时域数值法的迭代次数 N_{TNI} 约为 10^5 : $N_{TNI} = T_{TNI}/d_{TNI}$,其中, T_{TNI} 为时域计算时长(约为10 s), d_{TNI} 为离散积分的步长(通常为 $(1 \sim 100) \times 10^{-6}$ s)。本文提出的迭代等面积法则根据能量守恒定律直接推导出了 δ 与 ω 间的关系,跳过式(10)在时域上复杂的非线性计算。迭代过程示意图如附录A图A4所示,仅用少量的迭代次数(约5至8次)就可获得准确的稳定边界估计,次数远小于 N_{TNI} 。这意味着所提方法可以更有效地执行程序^[6](对函数的调用和中断更少)。

4.2.2 矩阵计算

迭代等面积法则可以采用矩阵计算方法,故可以利用并行算法来提高计算效率。但是因为时域数值法的每个时间点 t_i 都需要前一段时间点的结果,所以它不能用矩阵来计算^[6]。此外,本文所提方法还可利用流水线算法同时进行多次迭代,计算速度得到进一步提升。

4.2.3 非线性项的处理

因为非线性项在本文所提方法的每次迭代中的值都相同,所以只需要在迭代开始前计算一次即可。然而,对于时域数值法而言,每次迭代过程中都需要对非线性项进行计算,这将导致时域数值法的平均计算速度大大降低(需不断中断程序并访问三角函数表)。

表2比较了上述方法的运行时间(以有功功率参考值突增10 kW为例),迭代等面积法则的计算时间仅占时域数值方法的39.68%。

表2 运行时间比较
Table 2 Comparison of execution time

方法	迭代步长	运行时间/ms
迭代等面积法则	5×10^{-5} rad	8.25
时域数值法 ^[27]	5×10^{-5} s	20.79
改进 Lyapunov 方法 ^[23]	5×10^{-5} s	20.79
Simulink 仿真	5×10^{-5} s	754.63

5 仿真实验

为了验证该方法的有效性,本文在不同条件下利用 MATLAB/Simulink 仿真软件对 VSG 系统进行了仿真验证,系统参数列于表3中。本文通过控

制有功功率参考值 P_0 的变化,模拟来自源侧系统的扰动,从而验证所提迭代等面积法则的精准性。此外,还推导了有功功率参考值 P_0 突增与电网电压幅值 V_g 暂降扰动时系统对应的临界切除角 δ_{cca} ,并在仿真实验中进行了验证。

表3 仿真参数
Table 3 Simulation parameters

参数	数值
电网电压 V_g	311 V
线路电阻 R_g	0.4 Ω
线路电感 L_g	6 mH
虚拟惯量 J	100 $\text{kg}\cdot\text{m}^2$
阻尼系数 D_p	50 $\text{N}\cdot\text{m}\cdot\text{s}/\text{rad}$
无功环比例系数 k_q	1 000
有功功率参考值 P_0	75 kW
无功功率参考值 Q_0	3 kW

5.1 不考虑故障切除的仿真验证

根据表3中给定的参数,稳定工作点计算为 $\delta_e=1.3584$ rad。基于迭代等面积法则推导出VSG稳定性边界为: $\delta_{\min}=0.8262$ rad和 $\delta_{\max}=1.7401$ rad。相应的临界有功功率参考值扰动应为 $\Delta P_{\text{cri}}=17.548$ kW。如图6(a)所示,当较小的有功功率参考值扰动 ΔP_1 小于 ΔP_{cri} ,参考功率从65 kW扰动到75 kW时,系统状态的运动轨迹始终在稳定域内,平衡点从A移动到了B,系统保持稳定。如图6(b)所示,当系统受到有功功率参考值扰动 $\Delta P_2=\Delta P_{\text{cri}}=17.548$ kW,参考功率从57.452 kW扰动到75 kW时,系统状态运动轨迹始终在稳定区域内,平衡点从 A_1 移动到了B,系统保持稳定。如图6(c)所示,当系统遇到一个大于 ΔP_{cri} 的有功功率参考值扰动 $\Delta P_3=18$ kW,参考功率从57 kW扰动到75 kW时,在其振荡过程中,系统状态运动轨迹超过了稳定边界,系统失稳。

5.2 考虑故障切除的仿真验证

类似式(19),系统故障切除前动态过程中的临界稳定频率分布函数 ω_f 与 δ 的关系可以由式(23)所示的隐函数表示。

$$\omega_f(x) = \left\{ \frac{2}{J} \int_{\delta_c}^x [k_1 - k_2 E^2(\delta) - k_3 E(\delta) \sin(\delta - \varphi) - D_p \omega_f(\delta)] d\delta \right\}^{\frac{1}{2}} \quad (23)$$

式中:各系数按故障中系统的参数计算。

上述隐函数方程可以用类似式(22)的迭代方法求解,如式(24)所示:

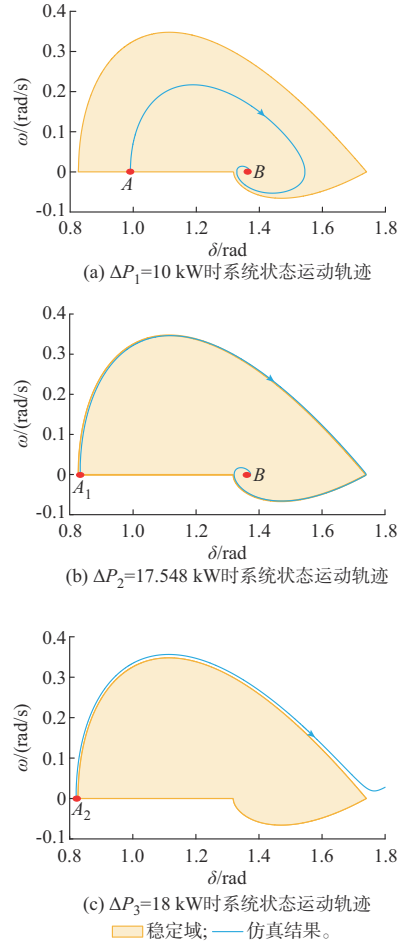


图6 不考虑故障切除的系统状态运动轨迹
Fig. 6 Trajectory of system state without consideration of fault clearing

$$\omega_{f,i}(x) = \left\{ \frac{2}{J} \int_{\delta_c}^x [k_1 - k_2 E^2(\delta) - k_3 E(\delta) \sin(\delta - \varphi) - D_p \omega_{f,i-1}(\delta)] d\delta \right\}^{\frac{1}{2}} \quad (24)$$

根据式(24)可以求解出系统在故障切除前的扰动过程中的状态运动轨迹 $\omega_f(\delta)$,如图7(a)、(b)中紫色虚线所示。该轨迹与系统的稳定边界的交点即为系统的临界切除角 δ_{cca} 。设系统故障切除时的功角 δ 为 δ_c ,当 $\delta_c > \delta_{cca}$ 时,系统会失稳,当 $\delta_c < \delta_{cca}$ 时,系统则能维持稳定。

图7(a)给出了考虑故障切除下有功功率参考值突增扰动时的仿真结果,其中,有功功率参考值的突变量为 $\Delta P_4=25$ kW,故障清除后,有功功率参考值 P_0 将跳转回初始值。利用式(24)得到系统的临界切除角为 $\delta_{cca1}=1.405$ rad。如图中蓝色曲线所示,当故障持续时间为 $t_1=0.35$ s时($\delta_c < \delta_{cca1}$),系统在故障清除后可以恢复稳定状态;如图中红色曲线所示,当故障持续时间为 $t_2=0.36$ s时($\delta_c > \delta_{cca1}$),系统在故

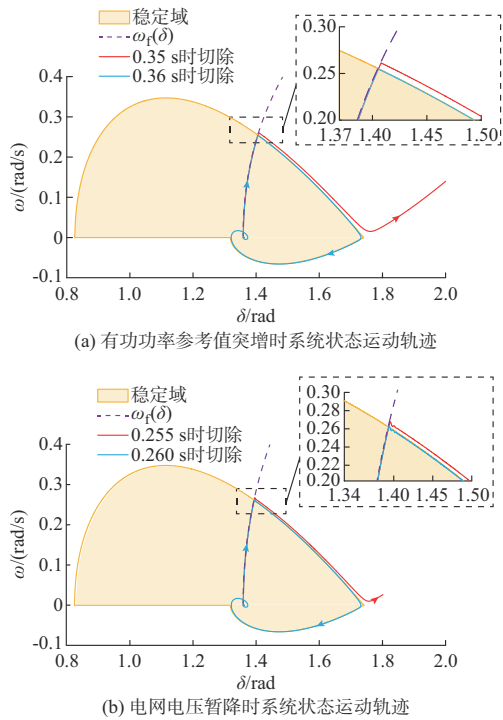


图7 考虑故障切除的系统状态运动轨迹
Fig. 7 Trajectory of system state considering fault excision

障切除后失稳。

图7(b)给出了考虑故障切除下电网电压暂降扰动时的仿真结果。图中:电网电压暂降的突变值为 $\Delta V_g = -161$ V,故障清除后,电网电压 V_g 将跳转回原始值。利用式(24)求得此时系统临界切除角为 $\delta_{cca2} = 1.393$ rad。如图中蓝色曲线所示,当故障持续时间为 $t_3 = 0.255$ s时($\delta_c < \delta_{cca2}$),系统在故障恢复后可以恢复稳定状态;如图中红色曲线所示,当故障持续时间为 $t_4 = 0.260$ s时($\delta_c > \delta_{cca2}$),系统在故障恢复后失稳。

从上述仿真验证可知,利用迭代等面积法则计算出的系统临界扰动值和临界切除角具有极高的准确度,验证了本文所提方法在分析VSG暂态同步稳定性时的精确性。

6 实验验证

为进一步验证所提迭代等面积法则的准确性,进行了基于RT-LAB系统的硬件在环实验。测试系统包括数字信号处理(DSP)控制板、计算机主机、示波器和RT-LAB(OP5600)实时模拟器,设备结构如附录A图A5所示。其中,VSG并网系统的主电路(变流器、滤波器、电网)建立在RT-LAB上,控制部分(有功环、无功环、电压/电流双内环)由DSP控制板完成,实验系统参数与表3相同。DSP输入

RT-LAB所输出的电压/电流模拟信号,根据控制程序产生相应的PWM数字信号输入RT-LAB,以此实现变流器的控制。

6.1 不考虑故障切除的实验验证

分别给系统施加临界有功功率参考值扰动 $\Delta P_{cri} = 17.548$ kW、在稳定域外的大扰动 $\Delta P_3 = 18$ kW和在稳定域内的小扰动 $\Delta P_1 = 10$ kW,硬件在环实验结果如图8(a)至(c)所示。从图中可以发现,当系统受到一个小扰动($\Delta P_1 = 10$ kW)后,经过一段暂态过程最终回到了稳定状态;当 $\Delta P_2 = 17.548$ kW时,虽然暂态时间较长,但系统一直处于稳定域内,所以可重归稳定而非失稳;而当 $\Delta P_3 = 18$ kW时,所受扰动超过了稳定边界,系统最终失去稳定。由此证明了本文方法的有效性。

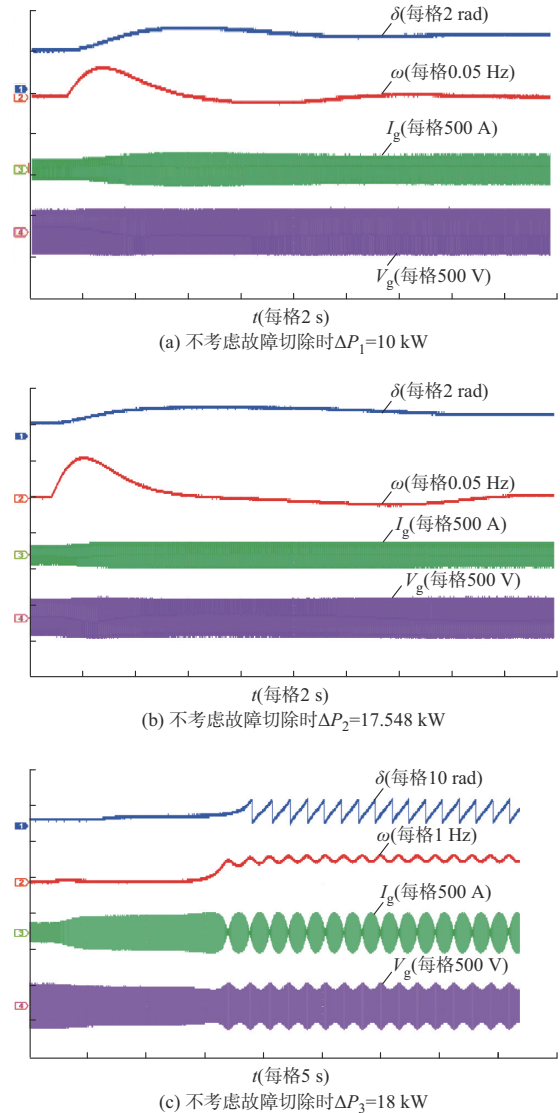


图8 不考虑故障切除时的实验结果
Fig. 8 Experimental results without consideration of fault clearing

6.2 考虑故障切除的实验验证

针对系统有功功率参考值突增的故障场景,分别在 $t_5=0.35$ s和 $t_6=0.36$ s进行故障切除,硬件在环实验结果如附录A图A6所示。当故障切除时系统功角小于临界切除角 $\delta_{cca1}=1.405$ rad时,系统始终处于稳定边界内,在经历短暂暂态后可以回到平衡点并保持稳定。而当故障切除时的系统功角大于临界切除角 δ_{cca1} 时,系统越过稳定边界,系统最终失稳。实验结果与理论分析的一致性证明了所提暂态同步稳定性分析方法的有效性。

针对系统电网电压暂降的故障场景,分别在 $t_7=0.255$ s和 $t_8=0.260$ s进行故障切除,硬件在环实验结果如附录A图A7所示。与有功功率参考值突增故障切除的情况相同,当故障切除时系统功角小于临界切除角 $\delta_{cca2}=1.393$ rad时,系统始终处于稳定边界内,系统在受扰后可以回到平衡点并保持稳定。而当故障切除时系统功角大于临界切除角 δ_{cca2} 时,系统将在暂态过程中越过稳定边界并最终失稳。实验结果与理论分析的一致性证明了所提暂态同步稳定性分析方法的有效性。

7 结语

本文针对现有暂态同步稳定性分析方法无法完全考虑阻尼影响导致保守性较高的不足,提出了一种基于迭代等面积法则的VSG暂态同步稳定性分析方法,具有精度高,计算效率高,物理意义明确等优点。基于所提方法,本文量化了控制参数和电网参数对VSG暂态同步稳定域的影响规律。与现有分析方法相比,本文所提方法极大改善了暂态同步稳定边界和临界切除角计算结果的保守性。同时,因为完全考虑了阻尼影响,惯量对稳定性的影响也得到了精确量化。惯量 J 、有功功率参考值 P_0 与线路电感 L_g 的增大会使暂态稳定域减小。阻尼系数 D_p 、电网电压 V_g 、无功环比例系数 k_q 、无功功率参考值 Q_0 、线路电阻 R_g 的增大则有利于系统的暂态同步稳定性。

如何将所提的迭代等面积法则拓展应用到考虑内环快动态(通过结合冲量定律来计算由于非理想内环产生的额外做功)影响的暂态同步稳定性分析以及多VSG并联系统暂态同步稳定性分析(对交互项进行不等式放缩,考虑其对系统的最坏影响)是未来值得深入探究的方向。

附录见本刊网络版(<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>),扫英文摘要后二维码可以阅读网络全文。

参考文献

- [1] 卓振宇,张宁,谢小荣,等.高比例可再生能源电力系统关键技术及发展挑战[J].电力系统自动化,2021,45(9):171-191.
ZHUO Zhenyu, ZHANG Ning, XIE Xiaorong, et al. Key technologies and developing challenges of power system with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(9): 171-191.
- [2] 赵恩盛,韩杨,周思宇,等.微电网惯量与阻尼模拟技术综述及展望[J].中国电机工程学报,2022,42(4):1413-1428.
ZHAO Ensheng, HAN Yang, ZHOU Siyu, et al. Review and prospect of inertia and damping simulation technologies of microgrids[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(4): 1413-1428.
- [3] 谢小荣,贺静波,毛航银,等.“双高”电力系统稳定性的新问题及分类探讨[J].中国电机工程学报,2021,41(2):461-475.
XIE Xiaorong, HE Jingbo, MAO Hangyin, et al. New issues and classification of power system stability with high shares of renewables and power electronics[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(2): 461-475.
- [4] 胡家兵,袁小明,程时杰.电力电子并网装备多尺度切换控制与电力电子化电力系统多尺度暂态问题[J].中国电机工程学报,2019,39(18):5457-5467.
HU Jiabing, YUAN Xiaoming, CHENG Shijie. Multi-time scale transients in power-electronized power systems considering multi-time scale switching control schemes of power electronics apparatus[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(18): 5457-5467.
- [5] LI X L, TIAN Z, ZHA X M, et al. Nonlinear modeling and stability analysis of grid-tied paralleled-converters systems based on the proposed dual-iterative equal area criterion [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2023, 38(6): 7746-7759.
- [6] LI X L, TIAN Z, ZHA X M, et al. An iterative equal area criterion for transient stability analysis of grid-tied converter systems with varying damping[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2024, 39(1): 1771-1784.
- [7] 吕志鹏,盛万兴,钟庆昌,等.虚拟同步发电机及其在微电网中的应用[J].中国电机工程学报,2014,34(16):2591-2603.
LÜ Zhipeng, SHENG Wanxing, ZHONG Qingchang, et al. Virtual synchronous generator and its applications in micro-grid [J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(16): 2591-2603.
- [8] 曹炜,钦焕乘,陆建忠,等.新型电力系统下虚拟同步机的定位和应用前景展望[J].电力系统自动化,2023,47(4):190-207.
CAO Wei, QIN Huancheng, LU Jianzhong, et al. Orientation and application prospect of virtual synchronous generator in new power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(4): 190-207.
- [9] 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.
- [10] 秦晓辉,苏丽宁,迟永宁,等.大电网中虚拟同步发电机惯量支撑与一次调频功能定位辨析[J].*电力系统自动化*,2018,42(9):36-43.
QIN Xiaohui, SU Lining, CHI Yongning, et al. Functional orientation discrimination of inertia support and primary frequency regulation of virtual synchronous generator in large power grid [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2018, 42(9): 36-43.
- [11] 李锡林,唐英杰,田震,等.基于改进等面积法则的并网逆变器同步稳定性分析[J].*电力系统自动化*,2022,46(18):208-215.
LI Xilin, TANG Yingjie, TIAN Zhen, et al. Synchronization stability analysis of grid-connected inverter based on improved equal area criterion [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(18): 208-215.
- [12] 李锡林,查晓明,田震,等.考虑多控制环耦合的并网逆变器非线性建模及仿真分析[J].*电源学报*,2023,21(1):81-89.
LI Xilin, ZHA Xiaoming, TIAN Zhen, et al. Nonlinear modeling and simulation analysis of grid-connected inverter considering multi-loop coupling [J]. *Journal of Power Supply*, 2023, 21(1): 81-89.
- [13] 张赞宁,谢永辉,张磊,等.自适应调节有功功率偏差的虚拟同步发电机暂态控制策略[J/OL].*电机与控制学报*[2024-02-28].<http://kns.cnki.net/kcms/detail/23.1408.TM.20230823.1802.002.html>.
ZHANG Yunning, XIE Yonghui, ZHANG Lei, et al. Transient control strategy of virtual synchronous generator with adaptive regulation of active power deviation [J/OL]. *Electric Machines and Control*[2024-02-28]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/23.1408.TM.20230823.1802.002.html>.
- [14] 王继磊,张兴,朱乔华,等.虚拟同步发电机暂态稳定性分析与控制策略[J].*电机与控制学报*,2022,26(12):28-37.
WANG Jilei, ZHANG Xing, ZHU Qiaohua, et al. Transient stability analysis and control strategy of virtual synchronous generator [J]. *Electric Machines and Control*, 2022, 26(12): 28-37.
- [15] GE P J, TU C M, XIAO F, et al. Design-oriented analysis and transient stability enhancement control for a virtual synchronous generator [J]. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2023, 70(3): 2675-2684.
- [16] 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.
- [17] 朱蜀,刘开培,秦亮.虚拟同步发电机的暂态稳定性分析[J].*电力系统自动化*,2018,42(9):51-58.
ZHU Shu, LIU Kaipei, QIN Liang. Transient stability analysis of virtual synchronous generator [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2018, 42(9): 51-58.
- [18] XIONG L S, ZHUO F, WANG F, et al. Static synchronous generator model: a new perspective to investigate dynamic characteristics and stability issues of grid-tied PWM inverter [J]. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2016, 31(9): 6264-6280.
- [19] HE X Q, GENG H, XI J B, et al. Resynchronization analysis and improvement of grid-connected VSCs during grid faults [J]. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 2021, 9(1): 438-450.
- [20] LI X L, ZHANG J Y, TIAN Z, et al. Transient stability analysis of converter-based islanded microgrids based on iterative equal area criterion considering reactive power loop dynamics and varying damping [J/OL]. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* [2023-12-20]. <https://ieeexplore.ieee.org/document/10355074>.
- [21] FU X K, SUN J J, HUANG M, et al. Large-signal stability of grid-forming and grid-following controls in voltage source converter: a comparative study [J]. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2021, 36(7): 7832-7840.
- [22] ZHAO F, SHUAI Z K, SHEN C, et al. Comparison of transient angle stability between different virtual synchronous generators [C]// 2019 IEEE 3rd Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI²), November 8-10, 2019, Changsha, China.
- [23] SHUAI Z K, SHEN C, LIU X, et al. Transient angle stability of virtual synchronous generators using Lyapunov's direct method [J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2019, 10(4): 4648-4661.
- [24] TANG Y J, HU Y F, TIAN Z, et al. Transient stability analysis for grid-tied virtual synchronous generator based on T-S fuzzy modeling and LMI approach [C]// 2021 IEEE 5th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), October 22-24, 2021, Taiyuan, China.
- [25] GE P J, XIAO F, TU C M, et al. Comprehensive transient stability enhancement control of a VSG considering power angle stability and fault current limitation [J]. *CSEE Journal of Power and Energy Systems* [2023-12-20]. <https://ieeexplore.ieee.org/document/9770512>.
- [26] LEI J T, XIANG X, LIU B X, et al. Quantitative and intuitive VSG transient analysis with the concept of damping area approximation [J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2023, 14(3): 2477-2480.
- [27] 魏凤廷,张海涛,王秀丽,等.计及电压动态特性的虚拟同步机暂态稳定性分析[J/OL].*电网技术*[2023-12-04].<https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2023.0987>.
WEI Fengting, ZHANG Haitao, WANG Xiuli, et al. Transient stability analysis of virtual synchronous generator considering voltage dynamic characteristics [J/OL]. *Power System Technology* [2023-12-04]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2023.0987>.
- [28] TIAN Z, LI X L, ZHA X M, et al. Transient synchronization stability of an islanded AC microgrid considering interactions between grid-forming and grid-following converters [J]. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 2023, 11(4): 4463-4476.
- [29] 李锡林,查晓明,田震,等.频率突变影响下基于Lyapunov法的孤岛微电网暂态稳定性分析[J].*电工技术学报*,2023,38(增刊1):18-31.

- LI Xilin, ZHA Xiaoming, TIAN Zhen, et al. Lyapunov based transient stability analysis of islanded microgrid under the influence of frequency abrupt change[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(S1): 18-31.
- [30] 姜卫同, 胡鹏飞, 尹瑞, 等. 基于虚拟同步机的变流器暂态稳定分析及混合同步控制策略[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(22): 124-133.
- JIANG Weitong, HU Pengfei, YIN Rui, et al. Transient stability analysis and hybrid synchronization control strategy of converter based on virtual synchronous generator [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45 (22) : 124-133.
- [31] ZHANG Y, ZHANG C, YANG R X, et al. Current-constrained power-angle characterization method for transient stability analysis of grid-forming voltage source converters [J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2023, 38 (2) : 1338-1349.
- [32] HU Q, FU L J, MA F, 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.
- 张静怡(2000—), 女, 硕士研究生, 主要研究方向: 电力电子化电力系统的稳定分析及控制。E-mail: zhjydyx@whu.edu.cn
- 田震(1991—), 男, 副教授, 硕士生导师, 主要研究方向: 电力电子化电力系统稳定分析与控制。E-mail: ztian.ee@whu.edu.cn
- 李锡林(1999—), 男, 通信作者, 博士研究生, 主要研究方向: 电力电子化电力系统的稳定性。E-mail: snplee@whu.edu.cn
- (编辑 蔡静雯)

Quantitative Analysis of Transient Synchronous Stability of Virtual Synchronous Generator Considering Damping Effect

ZHANG Jingyi^{1,2}, TIAN Zhen^{1,2}, LI Xilin^{1,2}, HUANG Meng^{1,2}, CAO Kan³, ZHA Xiaoming^{1,2}

(1. Hubei Key Laboratory of Power Equipment & System Security for Integrated Energy, Wuhan 430072, China;

2. School of Electrical Engineering and Automation, Wuhan University, Wuhan 430072, China;

3. Electric Power Research Institute of State Grid Hubei Electric Power Co., Ltd., Wuhan 430070, China)

Abstract: With the large-scale integration of renewable energy generators, the power system faces a severe risk of transient synchronous instability. The grid-forming converter controlled by the virtual synchronous generator (VSG) simulates the dynamic characteristics of the synchronous generator to achieve synchronization with the power grid, which has good frequency and voltage support ability. However, the existing transient stability criteria based on the equal area criterion and the energy function cannot fully capture the effects of virtual inertia and damping on the transient synchronous stability of VSG, which are unable to accurately quantify the stability boundary. Therefore, this paper proposes a transient synchronous stability analysis method of VSG based on the iterative equal area criterion. Based on the principle of conservation of energy, an iterative algorithm is designed to obtain the frequency-power angle distribution function of the converter under critical stability conditions. Thus, the effects of VSG inertia and the work done by the damping term on the acceleration and deceleration areas of the transient process are accurately quantified. By comparing the sizes of transient stability regions with different controller and grid parameters, the influence of parameters on the transient stability boundary is quantified. Finally, the MATLAB/Simulink simulation and the RT-LAB hardware-in-the-loop experiments are used to verify the effectiveness and superiority of the proposed stability analysis method. Compared with the conventional equal area criterion and the Lyapunov method which completely ignore or only conservatively consider the influence of damping work, the conservatism of the proposed iterative equal area criterion is extremely low. Compared with the time domain numerical method, the computational efficiency of the proposed iterative equal area criterion is also significantly improved. Therefore, the proposed method can realize the accurate and fast calculation of the transient stability boundary.

This work is supported by State Grid Corporation of China (No. 4000-202399378A-2-2-ZB).

Key words: grid-forming converter; virtual synchronous generator (VSG); transient synchronization stability; damping work; iterative equal area criterion



附录 A

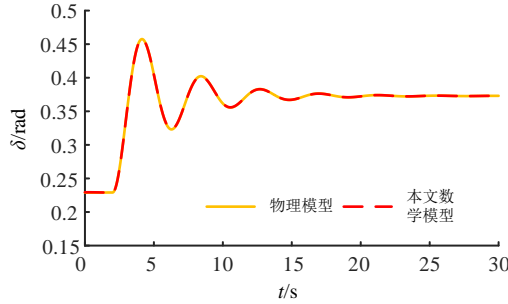


图 A1 数学模型与物理模型比较
Fig. A1 Comparison of mathematical model and physical model

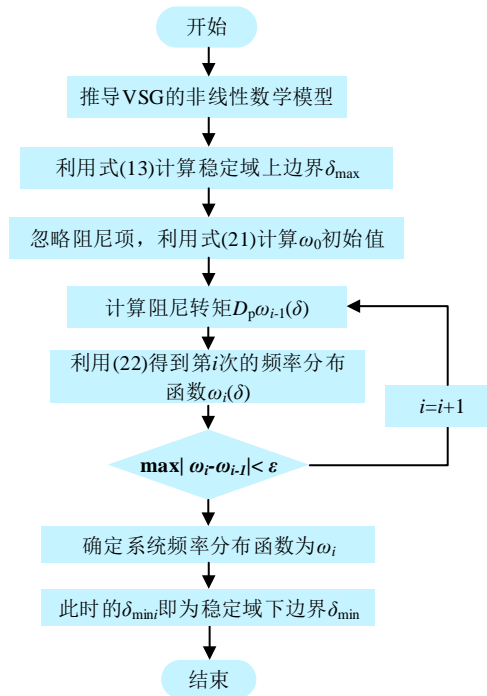


图 A2 迭代等面积法则流程图
Fig. A2 Flowchart of the iterative equal area criterion

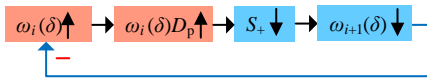


图 A3 正阻尼的负反馈作用
Fig. A3 Negative feedback effect of positive damping

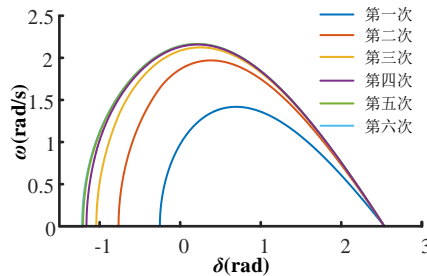


图 A4 迭代过程示意图
Fig. A4 Schematic diagram of the iteration process

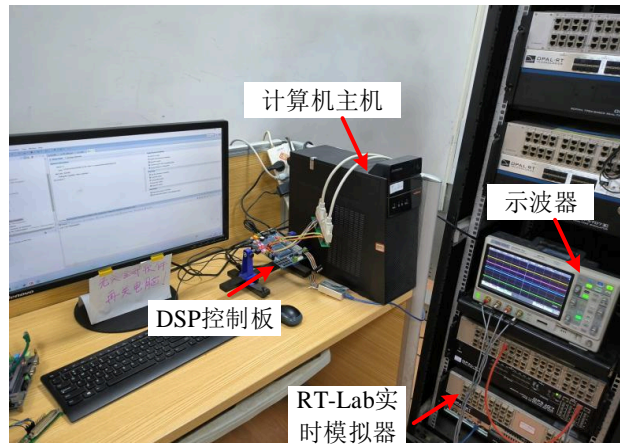
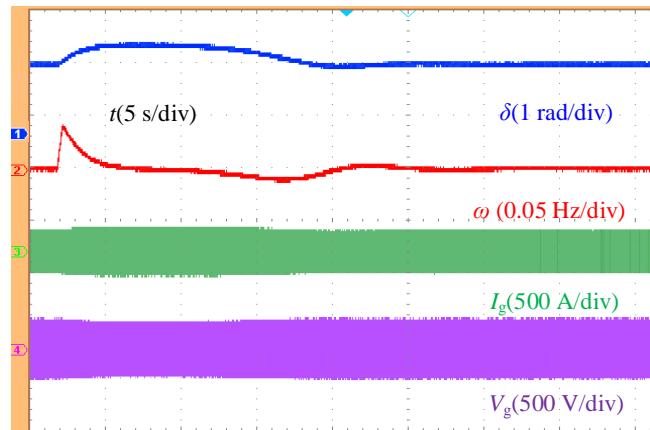
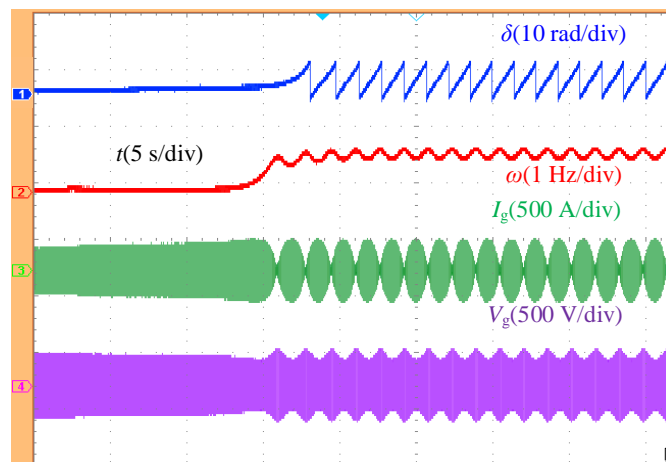


图 A5 基于 RT-Lab 的硬件在环实验平台
Fig. A5 Hardware-in-the-loop experiment platform based on RT-Lab

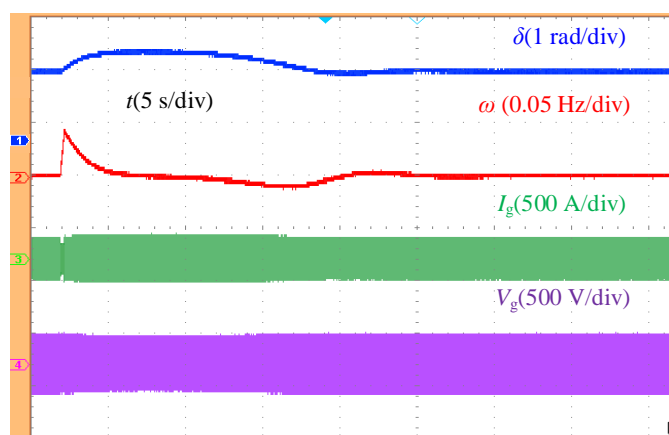


(a) 故障持续时间为 0.35 s

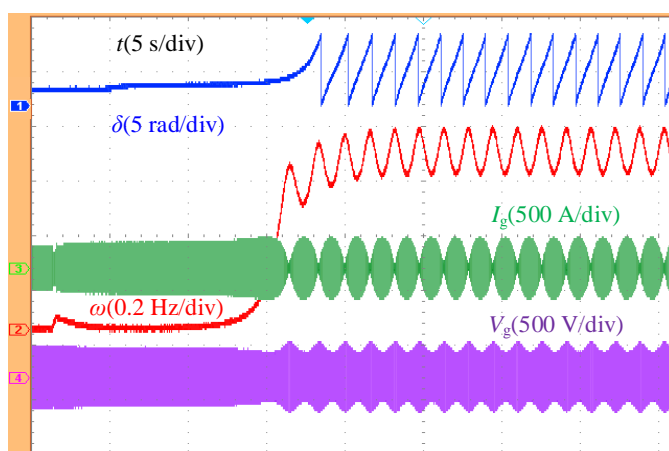


(b) 故障持续时间为 0.36 s

图 A6 考虑故障切除下有功率参考值突增时的实验结果
Fig. A6 Experimental results under a sudden increase in the reference value of active power considering fault clearing



(a) 故障持续时间为 0.255 s



(b) 故障持续时间为 0.26 s

图 A7 考虑故障切除下电压暂降时的实验结果
 Fig. A7 Experimental results under the grid voltage sag considering fault clearing