

基于参数协同自适应的光储构网型逆变器功频稳定控制策略

姜三涛¹,黎劲松²,龚立娇^{3,4*},张新^{3,4},钟媛²,杜晓晨^{3,4}

(1 石河子大学机械电气工程学院,新疆 石河子 832003;2 新疆天富能源股份有限公司,新疆 石河子 832000;
3 石河子大学能源与材料学院,新疆 石河子 832003;4 石河子大学兵团能源发展研究院,新疆 石河子 832003)

摘要:针对虚拟同步发电机控制的光储构网型逆变器在复杂多变扰动下暂态和稳态调节能力不足的问题,提出一种考虑精细区间划分的虚拟惯量与虚拟阻尼协同自适应的功频稳定控制策略。首先,设计基于非线性函数的虚拟惯量自适应调节机制,通过将角速度变化率及其变化量映射至虚拟惯量系数的调节过程,并划分精细化的调节区间,从而优化系统在功频动态调节过程中的稳定性;其次,考虑系统在频率扰动下的稳定性,在阻尼控制环节引入一阶超前滞后环节,实现暂态阻尼和稳态阻尼的动态自适应切换,从而降低网侧频率扰动下的系统稳态输出功率误差;最后,通过验证试验的结果及分析表明,所提出的参数协同自适应控制策略在有功功率扰动下与传统控制策略、传统自适应控制策略、RBF神经网络自适应控制策略功率响应的最大超调量分别为3.2%、6%、5.3%、3.5%,本文提出的控制策略在电网频率扰动、电网电压扰动以及弱电网下具有良好的适应性。

关键词:虚拟惯量;虚拟阻尼;协同自适应控制;虚拟同步发电机;功频稳定

中图分类号:TM464

文献标志码:A

Control strategy for power-frequency stability of grid-forming inverter in photovoltaic and energy storage systems based on parameter cooperative adaptive

JIANG Santao¹,LI Jingsong²,GONG Lijiao^{3,4*},ZHANG Xin^{3,4},ZHONG Yuan²,DU Xiaochen^{3,4}

(1 College of Mechanical and Electrical Engineering, Shihezi University, Shihezi, Xinjiang 832003, China; 2 Xinjiang Tianfu Energy Co., Ltd., Shihezi, Xinjiang 832000, China; 3 School of Energy and Materials, Shihezi University, Shihezi, Xinjiang 832003, China; 4 Institute of Bingtuan Energy Development Research, Shihezi University, Shihezi, Xinjiang 832003, China)

Abstract: Aiming at the insufficient transient and steady-state regulation capability of grid-forming photovoltaic-storage inverters based on virtual synchronous generator control under complex and variable disturbances, this paper proposed a coordinated adaptive power-frequency stability control strategy for virtual inertia and virtual damping with fine interval division. Firstly, a nonlinear function-based virtual inertia adaptive regulation mechanism was designed, which maps the angular velocity change rate and its variation to the adjustment of the virtual inertia coefficient and divides fine regulation intervals to optimize the system stability during dynamic power-frequency regulation. Secondly, considering system stability under frequency disturbances, a first-order lead-lag link was introduced into the damping control loop to realize dynamic adaptive switching between transient damping and steady-state damping, thereby reducing the steady-state output power error under grid-side frequency disturbances. Finally, verification results show that under active power disturbance, the maximum power response overshoot of the proposed coordinated adaptive parameter control strategy, the traditional control strategy, the traditional adaptive control strategy, and the RBF neural network adaptive control strategy are 3.2%, 6%, 5.3%, and 3.5%, respectively, the proposed control strategy has favorable adaptability under grid frequency disturbances, grid voltage disturbances, and weak grid conditions.

Key words: virtual inertia; virtual damping; coordinated adaptive control; virtual synchronous generator; power-frequency stability

收稿日期:2025-10-21

基金项目:新疆生产建设兵团科技计划项目(2024AA004)

作者简介:姜三涛(1999—),男,博士研究生,专业研究方向为新能源并网稳定控制技术,e-mail:20222009042@stu.shzu.edu.com。

*通信作者:龚立娇(1978—),女,教授,博士生导师,专业研究方向为可再生能源利用技术和能量收集技术,e-mail:glj_mac@shzu.edu.cn。

在“双碳”战略目标的驱动下,光伏、风电等可再生能源的并网容量持续增长,新型电力系统的规模不断扩大,并且电力电子变流器作为连接可再生能源与电力系统的核心接口设备,正推动传统电网向电力电子化电网演进^[1-2]。然而,以电力电子变流器为主导的新型电力系统呈现出低惯量和弱阻尼的特点,使其无法像传统同步发电机主导的电网一样提供必需的惯量、阻尼及电压和频率调节的能力^[3]。为了维持电力系统的稳定运行,能够提供电压和频率支撑的构网型(Grid Forming, GFM)变流器控制技术被广泛采用,已成为新型电力系统稳定运行的重要支撑^[4]。

虚拟同步发电机(Virtual Synchronous Generator, VSG)技术是构网型控制技术的典型代表^[5]。近年来,为改善基于VSG控制的并网逆变器在抗扰性与动态响应方面的不足,众多学者针对VSG功频自适应稳定技术展开了一系列研究,例如:冯云龙等^[6]设计了一种虚拟惯量与阻尼系数模糊自适应规则,该策略显著优化了系统的动态性能和抗干扰能力;Li等^[7]提出运用Bang-Bang算法对VSG的虚拟惯量进行自适应调节,然而该方法固有的离散性易导致惯量值发生突变,对系统的稳定运行构成潜在的威胁;李志军等^[8]设计了一种指数型虚拟惯量控制方案,将阻尼的取值与惯量联系起来,有效地提升了系统频率的动态性能;朱作滨等^[9]根据角频率变化率及角频率偏差提出了转动惯量自适应策略,但未给出转动惯量的变化范围以及关键参数的选取原则;Elwakil等^[10]提出了应用于光储微网系统的VSG自适应方法,有效提升了微电网系统在小扰动下的功频稳定性;任碧莹等^[11]提出了确定并联VSG关键参数稳定运行范围的方法,但该方法导致虚拟惯量与阻尼系数在部分区间内呈现不连续的分布特性;杨旭红等^[12]提出了RBF的VSG自适应控制策略,改善了VSG的动态性能;陈杰等^[13]设计了包含 J 、 D 、 K_i 三参数协同自适应变化函数,该方法有效增强了系统在小扰动工况下的稳定性;Wang等^[14]提出了一种虚拟惯量和阻尼系数自适应方法,有效抑制了功频振荡。

在提升VSG暂态稳定性方面,任海鹏等^[15]基于暂态功角特性提出的自适应控制策略虽能有效抑制功率超调、提升响应速度,但阻尼系数的选取较为复杂;Wang等^[16-17]分析了电流参考值限制控制对VSG暂态同步机制的影响,并指出根据输出电压 q 轴分量调整有功功率参考值可以降低暂态不稳定性的风险;

李彦哲等^[18-19]根据VSG系统的角速度和角速度变化率关系,调整惯量值和阻尼值,提升了暂态过程的稳定性;Sun等^[20]提出了一种两级同步控制策略,通过模式切换和额外的反馈控制来改善暂态稳定性。

综上所述,现有自适应策略在虚拟惯量调节上多采用Bang-Bang等离散或分段方法,其固有缺陷导致参数存在突变风险,且调节区间的设计较为粗糙,而且在阻尼控制上难以兼顾暂态过程的输出功率振荡抑制与稳态时的功率精度。为了提升基于VSG控制的构网型逆变器的功率动态性能,兼顾其小干扰稳定性和暂态稳定性,本文提出一种参数协同自适应控制策略,其核心在于:虚拟惯量控制采用基于非线性函数的连续调节机制,通过对角速度变化量及变化率的精细区间划分来实现平滑自适应调节,并在虚拟阻尼控制中通过引入一阶超前-滞后环节,以实现基于系统动态频响的暂稳态阻尼自适应切换,而非简单的双阈值切换,从而精准解决对阻尼系数的矛盾需求。本文研究的主要工作如下:首先,引入基于非线性函数的虚拟惯量自适应调节机制,通过分区间精细调节虚拟惯量系数,以优化惯量调节过程;其次,在虚拟阻尼控制环节中增设一阶超前-滞后环节,实现暂态阻尼和稳态阻尼的动态自适应切换,以降低网侧频率波动时有功功率稳态误差;最后,通过多种复杂工况对比验证,验证该策略在提升光储构网型逆变器功频稳定控制性能的有效性。

1 基于虚拟同步发电机的光储并网系统结构

1.1 系统结构与工作方式

基于VSG的光储并网系统的整体拓扑结构如图1所示,该系统的拓扑结构部分包含光伏发电系统、锂电池储能及超级电容储能3个子系统构成。在本文的混合储能架构中,功能分工如下:锂电池单元主要负责系统功率的平衡与调节,而超级电容单元则负责直流母线电压的维持,其恒电压控制策略采用基于PI调节器的闭环方案,即以直流母线电压的额定值为给定基准,将基准值与实际检测值的偏差输入至PI控制器进而产生互补的控制信号,实现直流母线电压的稳定控制。经过直流母线电压的恒定控制,可将直流母线视为电压源,故构网型变流器可以运行于VSG模式,之后将直流电经过构网型变流器逆变,由LCL滤波器滤波后,通过输电线路连接至交流电网。图1中LCL型滤波器的滤波电感为 L_1 、 L_2 ,滤波电容为 C_f , R_1 为滤波电感 L_1 的寄生电阻, R_d 为

阻尼电阻,输电线路的电阻和电抗分别为 R_g 和 L_g 。

该系统的控制策略部分主要包括有功频率、无功电压、机端电压参考值计算、电压外环控制、电流内环控制以及空间矢量脉宽调制算法 6 个环节,其中:有功频率环节与无功电压环节分别用于模拟同步发电机的转子动力学方程与无功下垂特性,前者输出电角度,后者输出经机端电压参考值部分计算

后作为电压外环的 d 轴与 q 轴的参考值; K_p 、 J_p 和 D_p 分别表示一次调频系数、虚拟惯量系数和虚拟阻尼系数; D_q 为无功电压下垂系数;电压电流双闭环采用 PI 控制,电压外环的输出经解耦后作为电流内环的参考值;电压电流双闭环控制的输出值与有功频率环输出的电角度结合,经过空间矢量脉宽调制算法生成驱动信号进而控制逆变器各开关器件的通断。

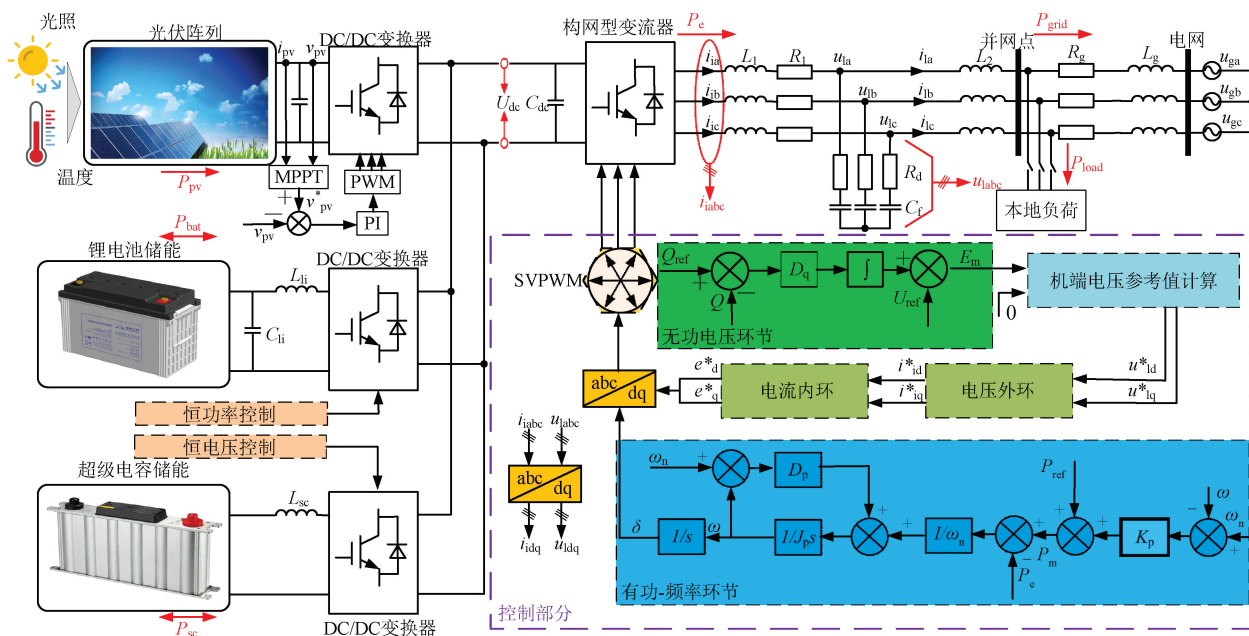


图 1 基于 VSG 的光储并网系统的整体拓扑结构

Figure 1 Overall topology of the grid-connected photovoltaic and energy storage system based on VSG

1.2 虚拟同步发电机的数学模型

结合图 1 控制部分的拓扑结构,VSG 的有功频率控制反映了其模拟的转子惯性和阻尼特征,在本文研究中选用杨赞等^[22]研究得出的等效 VSG 转子运动方程。

2 改进型参数协同自适应控制策略

2.1 虚拟惯量系数和虚拟阻尼系数对系统输出特性影响分析

建立从 VSG 到电网的等效电路图(图 2),对其分析后可以得出 VSG 并网系统在需求功率波动条件下系统输出有功功率的动态响应特性。

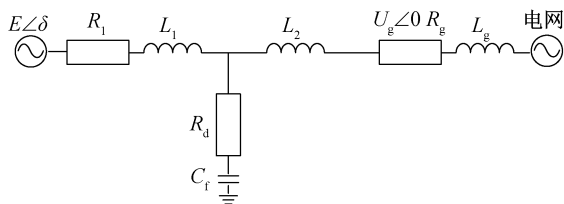


图 2 VSG 并网系统等效电路

Figure 2 Equivalent circuit diagram of the VSG grid-connected system

根据图 2 并参考文献[9]可以推导出 VSG 输出功率如下:

$$\begin{cases} P_e = [EU_g \cos(\theta - \delta) - U_g^2 \cos \theta] / Z, \\ Q_e = [EU_g \sin(\theta - \delta) - U_g^2 \sin \theta] Z; \end{cases} \quad (1)$$

式(1)中: Z 表示 VSG 输出的等效阻抗, θ 为 VSG 等效输出阻抗的幅角,其可以用下式表示:

$$\begin{cases} Z = \sqrt{R_g^2 + (\omega L_g)^2}, \\ \theta = \arctan(\omega L_g / R_g), \\ X_g = \omega L_g; \end{cases} \quad (2)$$

式(2)中: R_g 、 X_g 分别为并列输电线路的等效电阻值和等效电抗值。

在本研究中,考虑到 VSG 有功频率控制环节的动态方程与真实同步发电机摇摆方程在数学形式和物理意义上应保持一致,同时考虑电网实际情况,如在沙戈荒新能源大基地等弱电网区域,高压输电网络导线因截面大、距离长而呈现感抗主导的特性,由此认为逆变器与电网之间的阻抗呈现感性。基于此,本文在经典控制理论框架下,进一步采用任碧莹等^[11]建立的 VSG 输出功率模型,并结合杨赞等^[22]

研究得出的等效 VSG 转子运动方程,可以得到 VSG 输入输出功率的二阶有功闭环传递函数为:

$$G_p(s) = \frac{P_e(s)}{P_{ref}(s)} = 1 / \left[\frac{J_p \omega_n X_g}{EU_g} s^2 + \frac{(D_p \omega_n + K_p) X_g}{EU_g} s + 1 \right], \quad (3)$$

再由式(3)可以得到系统的振荡频率和阻尼比如下:

$$\begin{cases} \omega_r = \sqrt{EU_g / (J_p \omega_n X_g)}; \\ \xi = \frac{1}{2} \left(D_p \sqrt{\frac{\omega_n X_g}{J_p EU_g}} + K_p \sqrt{\frac{X_g}{J_p \omega_n EU_g}} \right). \end{cases} \quad (4)$$

系统的动态过程与其阻尼比紧密相关,对于本文研究的并网系统,由式(4)可知:在输出电压及线路参数确定后,系统的阻尼比主要取决于虚拟惯量系数 J_p 与虚拟阻尼系数 D_p 。根据式(4)可以获得系统阻尼比随虚拟惯量系数和虚拟阻尼系数的变化关系(图 3),这可以揭示 J_p 和 D_p 在系统动态过程中作用的机制。

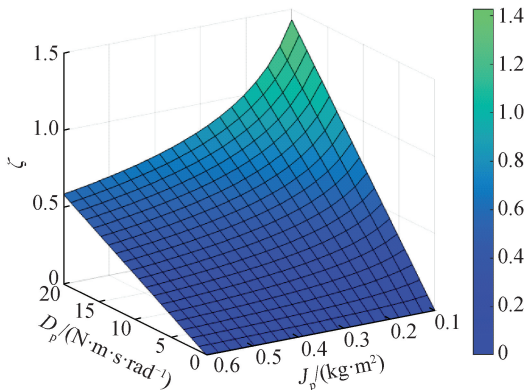
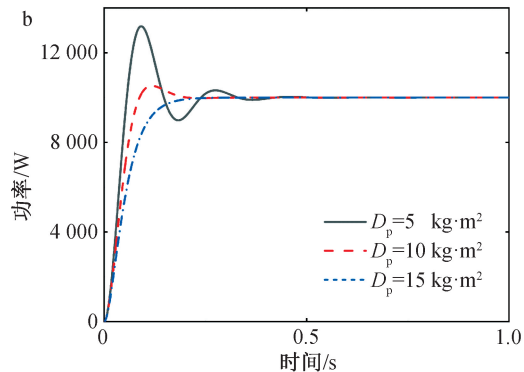
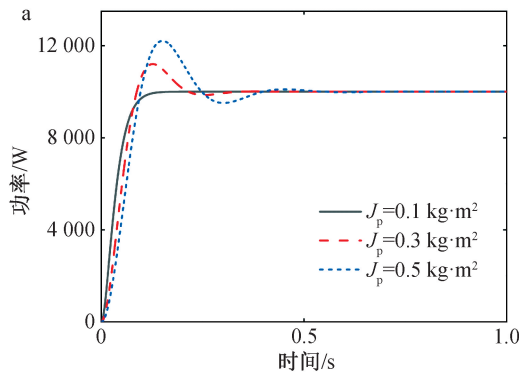


图 3 不同 J_p 与 D_p 对应的阻尼比

Figure 3 Damping ratios for different J_p and D_p values

根据经典控制理论可知:当阻尼比 > 1 时,系统的输出功率响应特性趋向于稳态;当阻尼比介于 $0 \sim$



a、b 分别为 $D_p = 10 \text{ N} \cdot \text{m} \cdot \text{s} \cdot \text{rad}^{-1}$ 、 $J_p = 0.2 \text{ kg} \cdot \text{m}^2$ 不同 J_p 与 D_p 输出有功功率动态响应。

图 4 不同 J_p 与 D_p 时输出有功功率动态响应

Figure 4 Dynamic response of output active power under different J_p and D_p values

1 时,系统的输出功率响应为衰减振荡过程。为使系统振荡调节时间短、超调量适中,需在阻尼比在 $0.4 \sim 0.8$ 之间选取合适虚拟惯量系数 J_p 和虚拟阻尼系数 D_p ,以保证系统输出过程稳定。

结合式(3)、(4)分析的结果,选取不同 J_p 和 D_p 绘制系统有功功率动态响应曲线,结果如图 4 所示。由图 4 可知:随着虚拟惯量系数 J_p 的增加,有功功率响应的超调量和调节时间增加;随着虚拟阻尼系数 D_p 的减小,有功功率响应的超调量和调节时间增加。因此,为确保 VSG 输出有功功率超调量低,调节时间短,需要选择合理的虚拟惯量系数 J_p 和虚拟阻尼系数 D_p ,从而达到稳定控制输出功率的效果。

为系统分析虚拟惯量系数 J_p 、虚拟阻尼系数 D_p 对 VSG 频率输出动态的影响,结合杨赞等^[22]研究得出的等效 VSG 转子运动方程,可以得到转动惯量与阻尼系数变化对角频率影响的关系为:

$$\begin{cases} \frac{d\omega}{dt} = [T_{ref} - T_e - D_p(\omega - \omega_n)] / J_p; \\ \Delta\omega = [T_{ref} - T_e - J_p \frac{d\omega}{dt}] / J_p. \end{cases} \quad (5)$$

由式(5)、图 4 可知:系统的频率增量与功率增量、虚拟惯量系数、虚拟阻尼系数紧密相关。在虚拟惯量系数、虚拟阻尼系数固定时,只要存在功率增量 ΔP ,且无论 ΔP 是正值还是负值,就存在频率增量 Δf ,当且仅当 $\Delta P = 0$ 时, $\Delta f = 0$;而在功率增量固定时,频率增量 Δf 与虚拟惯量系数、虚拟阻尼系数变化紧密相关。

综上所述:可以根据转子角速度变化率和角速度增量来适度调整虚拟惯量系数、虚拟阻尼系数和约束角速度增量、角速度变化率,并且由频率和角速度的关系可知,约束角速度增量和角速度变化率可以达到约束频率变化的目的。

2.2 改进型 VSG 虚拟惯量自适应控制

传统的 VSG 虚拟惯量自适应控制方法,其设计基于转子角速度偏差及其变化率,旨在系统受到有功功率扰动时实现动态响应的平滑控制。为了改善在有功功率波动时虚拟惯量系数自适应控制的效果,避免其值变化过大或过快,本文提出一种改进的控制策略,该策略通过引入一个经优化的非线性函数并对惯量调节区间精细化划分来构造自适应控制策略,旨在优化虚拟惯量系数调节的动态过程并提升控制系统性能,并在杨赉等提出的虚拟惯量自适应控制表达式^[22]基础上,得出以下改进后的控制表达式:

$$J_p = \begin{cases} J_0, & |\mathrm{d}\omega/\mathrm{d}t| \leq T_j; \\ J_0 - K_{j1} \frac{\omega}{s + \omega \sqrt{1 + \alpha \cdot |\mathrm{d}\omega/\mathrm{d}t|}}, & \Delta\omega(\mathrm{d}\omega/\mathrm{d}t) \leq 0 \cap |\mathrm{d}\omega/\mathrm{d}t| \geq T_j; \\ J_0 + K_{j2} \frac{\omega}{s + \omega \sqrt{1 + \alpha \cdot |\mathrm{d}\omega/\mathrm{d}t|}} + K_{j3} |\Delta\omega|, & \Delta\omega(\mathrm{d}\omega/\mathrm{d}t) > 0 \cap |\mathrm{d}\omega/\mathrm{d}t| > T_j. \end{cases} \quad (6)$$

式(6)中: s 为拉普拉斯算子, J_0 为虚拟惯量系数稳态值, K_{j1} 、 K_{j2} 、 K_{j3} 为虚拟惯量自适应调节系数, T_j 为角频率变化率的阈值。

本文研究中角频率变化率的阈值参考文献^[22]取值为 2.5。

2.3 改进型 VSG 虚拟阻尼自适应控制

由 2.1 节分析并结合任海鹏等^[15]建立的有功功率控制环的小信号模型可知,在并网点发生频率扰动时,采用 VSG 控制的构网型逆变器将会产生有功功率稳态误差,发生频率扰动时的闭环传递函数为:

$$G_\omega(s) = \frac{-(J_p \omega_n s + D_p \omega_n + K_p) \frac{EU_g}{Z}}{J_p \omega_n s^2 + (D_p \omega_n + K_p) s + \frac{EU_g}{Z}}; \quad (7)$$

由式(7)可得 VSG 输出有功功率的稳态误差为:

$$\Delta P_e = \lim_{s \rightarrow 0} G_\omega(s) \Delta \omega_g = -(D_p \omega_n + K_p) \Delta \omega_g. \quad (8)$$

由式(8)可知,当并网点发生频率扰动时,有功功率稳态误差的值与虚拟阻尼系数相关,且宜采用较小虚拟阻尼系数。因此,为避免稳态阻尼过大产生的不利影响,可引入暂态阻尼环节,但暂态阻尼虽能改善阻尼效果,却在稳态运行时因阻尼过小而降低小干扰的稳定性。为解决以上问题,参照程静等^[21]提出的用于 VSG 功频响应能力改善的分段线性

自适应虚拟阻尼控制函数,本文在阻尼控制回路中引入一阶超前-滞后环节 $G_D(s)$,并设计了暂稳态阻尼自适应切换环节,使暂态阻尼特性仅在暂态波动期间有效,且不干扰系统的稳态运行特性,其表达式如下:

$$\begin{cases} G_D(s) = T_c s / (T_c s + 1); \\ D_p = \begin{cases} D_0, & |\Delta\omega| \leq G_1; \\ D_0 + K_d |\Delta\omega|, & G_1 < |\Delta\omega| < G_2; \\ D_0 \cdot G_D(s), & |\Delta\omega| \geq G_2. \end{cases} \end{cases} \quad (9)$$

式(9)中: T_c 为时间常数, G_1 、 G_2 为虚拟阻尼系数调节阈值, D_0 为稳态虚拟阻尼系数, D_1 为暂态虚拟阻尼系数。

为实现该环节对同步发电机阻尼衰减特性的模拟,并依据其幅频特性,设定在频率小于 0.1 Hz 时, $G_D(s)$ 的增益应小于 -5 dB,故 T_c 取值为 0.62 s。该参数的选取考虑在系统处于稳态或经历缓慢调节时,暂态阻尼环节未起作用,从而避免阻尼过弱对 VSG 的稳定性产生影响;在系统发生振荡时,对关键振荡模态产生有效的暂态阻尼作用。改进后的阻尼控制的具体调节步骤如下:

当 $|\Delta\omega| \leq G_1$ 时,控制系统工作在稳态阻尼模式,以确保系统的正常运行;

当 $G_1 < |\Delta\omega| < G_2$ 时,控制系统在稳态阻尼模式的基础之上,自适应增大阻尼系数进而确保频率偏移的抑制;

当 $|\Delta\omega| \geq G_2$ 时,控制系统自适应切换至暂态阻尼模式,进而减小有功功率输出的稳态误差,以确保增强系统的整体控制精度。

2.4 关键参数整定

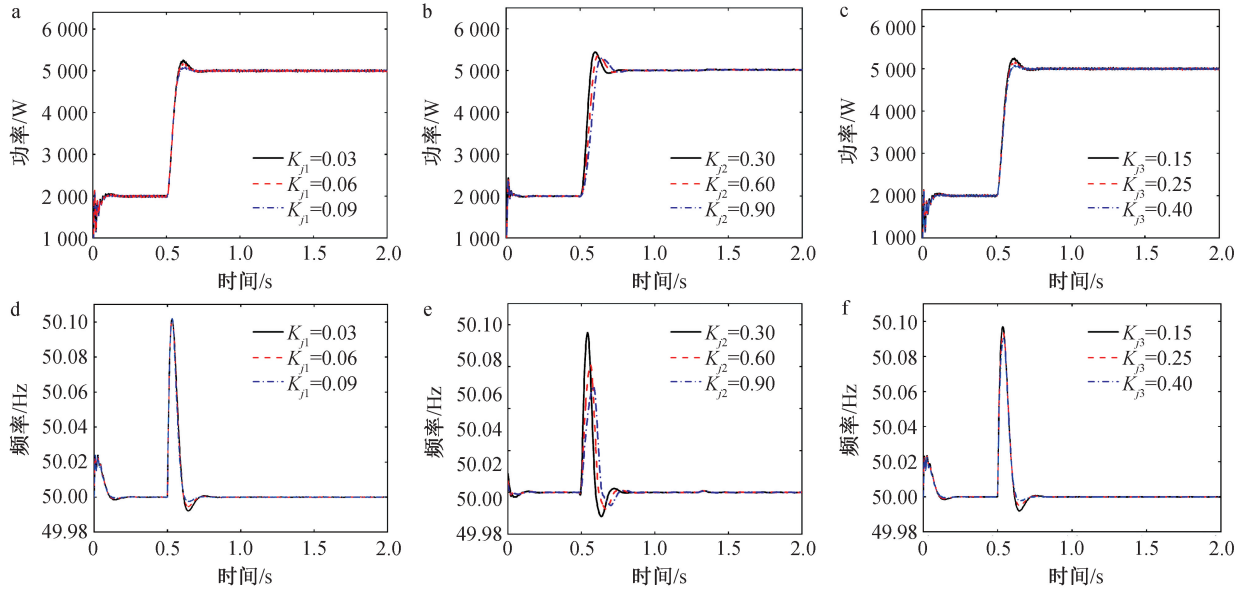
根据 2.1 节分析,结合李彦哲等^[18]研究得出的最大虚拟转动惯量确定方法,即虚拟惯量的大小与虚拟同步发电机输出功率的最大值相关,同时遵照我国 GB/T 15945《电能质量 电力系统偏差》中规定,并参考程静等^[21]提出的虚拟惯量系数的范围,本文将虚拟惯量系数取值为 $0.2 \text{ kg} \cdot \text{m}^2$ 。对于阻尼系数整定,根据图 3 的结果,即虚拟阻尼系数越大时系统的稳定性增强,并结合响应时间与超调量,将稳态虚拟阻尼系数取值为 $8 \text{ N} \cdot \text{m} \cdot \text{s} \cdot \text{rad}^{-1}$ 。

虚拟惯量自适应调节系数对系统功频的稳定性有较大的影响,所以需对调节系数 K_{ji} 进行设计。本文按照 ITAE 准则^[23],将最小化有功功率偏差和频率偏差加权平方和的积分设置为目标约束,并参考文献^[24],采用粒子群算法处理可行域限制下的极

小值求解问题,得到的控制参数的优化结果为: $K_{j_1} = 0.09, K_{j_2} = 0.9, K_{j_3} = 0.4$ 。

下面通过有功功率指令的变化对系统进行有功功率扰动的分析,以验证控制参数优化效果,在此过程中,除 K_{j_i} 发生变化,其它参数均保持不变。设置系统的初始有功功率为2 kW,在0.5 s时有功功率指令值增加至5 kW,系统的有功功率和频率随虚拟惯量自适应调节系数的波动结果如图5所示。由图5可见: K_{j_1} 的取值主要用于频率恢复时提高功率波动的阻尼度,其取值存在下限区间,优化后的 K_{j_1}

选取0.09,既确保了虚拟惯量系数不至于调节得过小,也增加了系统的功频稳定能力。 K_{j_2} 下有功功率和频率的波动相较于 K_{j_1} 和 K_{j_3} 更大,因此相较于 K_{j_1} 和 K_{j_3} 对系统的敏感度更高,对系统的动态响应性能影响较大,因此为使系统功频波动后迅速回归稳定值,本文取 K_{j_2} 值为0.9。 K_{j_3} 的选取需要综合考虑虚拟惯量系数不越限以及系统的功频稳定能力,选取 K_{j_3} 为0.4,优化后的值位于虚拟惯量限值以内。经过上述对比及分析可知:以上的参数设置在合理值范围内。



a、b、c 分别为 K_{j_1} 、 K_{j_2} 、 K_{j_3} 变化时有功功率波动情况,d、e、f 分别为 K_{j_1} 、 K_{j_2} 、 K_{j_3} 变化时频率波动情况。

图5 不同调节系数下的有功功率和频率波动情况

Figure 5 Active power and frequency fluctuation under different regulation coefficients

根据2.3节提出的改进型VSG虚拟阻尼自适应控制策略,将式(9)中的暂态阻尼项代入式(3),可得出具有暂态阻尼特性的有功闭环传递函数为:

$$\Phi_B(s) = \Delta P_e(s) / \Delta P_{ref}(s) = S_E(T_c s + 1) / (a \cdot s^3 + b \cdot s^2 + c \cdot s + S_E), \quad (10)$$

$$\text{式(10)中: } a = \omega_n J_p T_c, b = K_p T_c + \omega_n (J_p + T_c D_p), c = K_p + S_E T_c. \quad (11)$$

根据经典控制理论中控制系统频域指标的关联关系,并参考文献[25],推导出VSG有功频率控制环节的相位裕度 γ 和截止频率 f_{cp} 的表达式分别为:

$$\gamma = \arctan[2\zeta / (\sqrt{\sqrt{1 + 4\zeta^4} - 2\zeta^2})], \quad (12)$$

$$f_{cp} = (\omega_s \sqrt{\sqrt{1 + 4\zeta^4} - 2\zeta^2}) / 2\pi.$$

依据控制系统稳定性的设计原则,相位裕度取值区间为 $30^\circ \sim 70^\circ$,本文据此选取 $\gamma = 45^\circ$,同时将系统截止频率取为额定频率的0.2倍,然后根据式(10)~(12)分析的结果,将暂态虚拟阻尼系

数取值为 $14 \text{ N} \cdot \text{m} \cdot \text{s} \cdot \text{rad}^{-1}$ 。

3 稳定性分析

由于系统受到扰动时将会引发VSG输出功率和角频率的振荡,该振荡的过程与参数协同自适应环节紧密耦合,在确定参数协同自适应控制策略后必须对其进行稳定性分析,从而确保自适应策略实施后系统能够处于稳定状态,且有效抑制系统输出的有功功率和频率振荡。下面通过小扰动稳定性分析和暂态稳定性分析两个角度验证本文提出的参数协同自适应控制策略的稳定性。

3.1 小扰动稳定性分析

为分析上述调节过程的小扰动下的稳定性,本文采用李雅普诺夫第一法进行稳定性分析。首先,由于在VSG的控制过程中电压电流内环的动态响应远快于有功频率外环,所以在以下分析过程中,忽略电压电流双闭环控制对功率外环控制的影响;然

后根据等效 VSG 转子运动方程^[22]计算系统在平衡点处的雅可比矩阵,将系统线性化处理后可得 VSG 有功控制的状态空间方程为:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\delta} \\ \Delta \dot{\omega} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -\frac{S_E}{J_p \omega_n} & -\frac{D_p \omega_n + K_p}{J_p \omega_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \omega \end{bmatrix} = A \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \omega \end{bmatrix}, \quad (13)$$

式(13)中 $S_E = EU_g/Z$;
再求得系统的特征值为:

$$\begin{aligned} |\rho I - A| &= 0, & (14) \\ p_1 &= -\frac{D_p \omega_n + K_p}{2J_p \omega_n} + \sqrt{\left(\frac{D_p \omega_n + K_p}{2J_p \omega_n}\right)^2 - \frac{S_E}{J_p \omega_n}}, \\ p_2 &= -\frac{D_p \omega_n + K_p}{2J_p \omega_n} - \sqrt{\left(\frac{D_p \omega_n + K_p}{2J_p \omega_n}\right)^2 - \frac{S_E}{J_p \omega_n}}. \end{aligned} \quad (15)$$

根据式(15)求得的特征根,基于根轨迹法分析 J_p 和 D_p 协同自适应变化时对系统稳定性的影响,结果如图 6 所示。

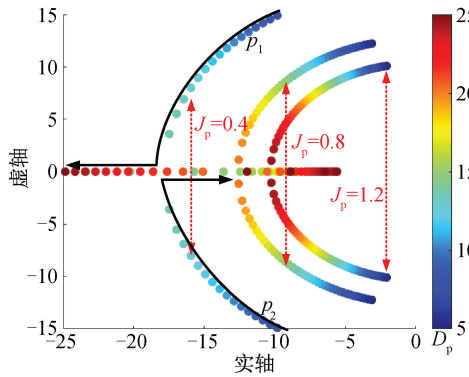
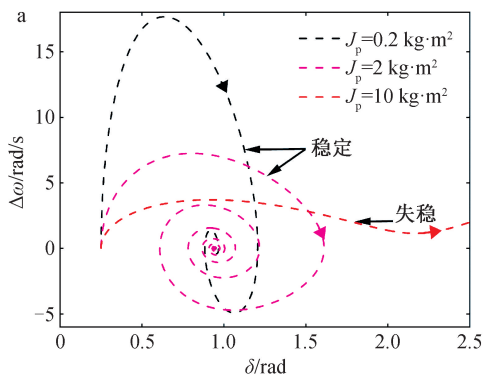


图 6 小扰动下虚拟惯量与虚拟阻尼协同自适应下的特征根轨迹

Figure 6 Eigenvalue trajectories under coordinated adaptive virtual inertia and damping

结合图 6 中的特征根轨迹,根据李雅普诺夫第



一法中“系统稳定的充要条件是所有特征值均位于复平面左半部”,因此,小扰动下的稳定性分析结果表明:在本文所提的惯量阻尼协同自适应控制策略下,随着参数的自适应调整,系统全部特征根均始终位于复平面的左半部,从而保证了系统在稳态工作点附近处于稳定状态。

3.2 暂态稳定性分析

参照任碧莹等^[11]建立的 VS 输出功率模型绘制在不同故障深度时虚拟同步发电机的功角曲线,如图 7 所示。根据电压跌落的程度,可以将故障分为有平衡点和无平衡点故障 2 种类型。系统在受到大扰动时的暂态稳定条件是减速面积 S_{II} 必须大于加速面积 S_I 。为使结果具有一般性,本文研究中不考虑电压跌落程度过深不因 VSG 参数变化而导致失稳的情况。

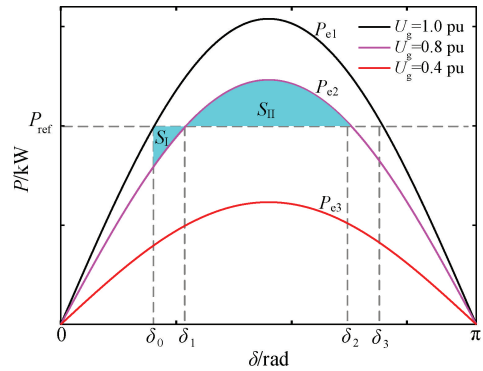


图 7 虚拟同步发电机功角曲线

Figure 7 Virtual synchronous generator power angle curve diagram

本文以电压跌落 0.2 pu 为例,通过定性分析和定量计算 2 个维度,获取暂态下系统关键参数取值的稳定区间。先进行定性分析。根据 VSG 输出功率模型^[11]和等效 VSG 转子运动方程^[22],可得出在功角变化的情况下虚拟惯量系数和虚拟阻尼系数对功角和角频率变化影响的相平面图(图 8)。从图 8

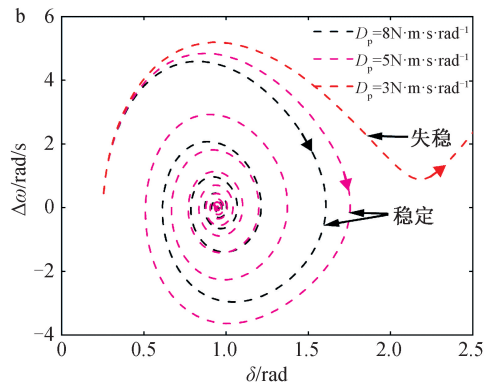


图 8 J_p 与 D_p 变化时 VSG 的相平面图

Figure 8 The phase plane diagram of VSG when J_p and D_p change

可见:当虚拟阻尼系数保持不变时,虚拟惯量系数影响角频率增量,其值越大,角频率增量逐渐减小,此处的分析与小扰动分析相互对应,然而,随着虚拟惯量系数的增大,易使功角过大进而使其越过故障后的不平衡点,进而引发系统失稳;当虚拟惯量系数保持不变时,虚拟阻尼系数的增大既有利于功角稳定利于频率稳定。以上结果表明,虽然虚拟惯量系数的增加有利于频率调节,但是其取值过大时存在失稳的隐患,所以有必要对参数的取值进行进一步分析。

再进行进一步的定量计算及分析。根据图7的功角曲线和VCG受到一大扰动时需满足的暂态稳定条件,并参考陈杰等研究提出的VSG暂态稳定性分析方法^[13],可以得出系统暂态稳定需满足下式要求:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_1} [P_{\text{ref}} - (EU_g/X_g)\sin\delta]d\delta < \int_{\delta_1}^{\delta_2} [(EU_g/X_g)\sin\delta - P_{\text{ref}}]d\delta, \quad (16)$$

对式(16)进行变换,可以获得虚拟惯量系数与虚拟阻尼系数关于加、减速面积的不等式,如下式所示:

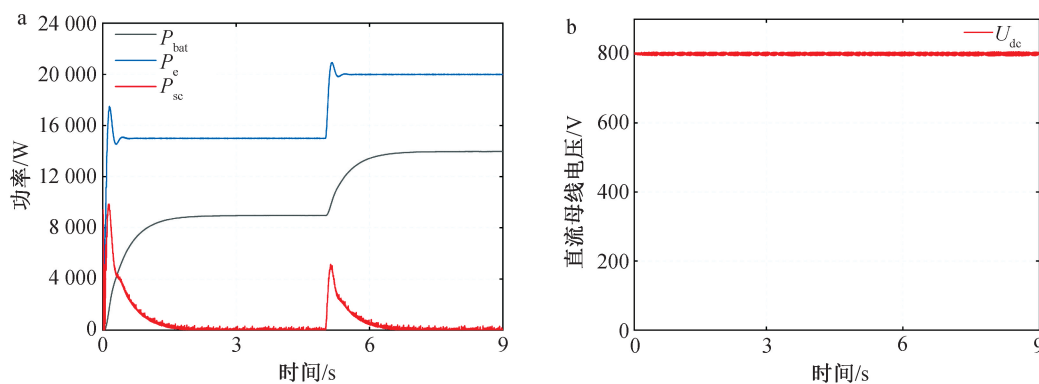
$$\int_{\delta_0}^{\delta_1} [J_p\omega_0\dot{\delta} - D_p\omega_0\dot{\delta}]d\delta < \int_{\delta_1}^{\delta_2} [D_p\omega_0\dot{\delta} - J_p\omega_0\dot{\delta}]d\delta, \quad (17)$$

进一步结合式(17)和定性分析结果可知,虚拟阻尼系数的取值过小时,系统受到大扰动时易发散失稳。

通过上述理论分析、定量计算和大量的仿真,本文虚拟阻尼系数的取值为 $5 \sim 25 \text{ N}\cdot\text{m}\cdot\text{s}\cdot\text{rad}^{-1}$,可以确保系统面对大扰动时兼顾稳定运行能力以及调节的速度。

4 有效性验证及分析

为验证本文提出的参数协同自适应控制策略的



a, b 分别为有功功率和直流母线电压的波动情况

图9 直流侧各部分波动情况

Figure 9 The fluctuation of each part of the DC side

有效性,本文分别搭建了容量为30 kW的传统VSG控制、参数协同自适应控制、改进型小暂态阻尼控制、改进型大暂态阻尼控制的4种光储系统并网模型,其中传统的VSG控制选取的虚拟阻尼系数 $8 \text{ N}\cdot\text{m}\cdot\text{s}\cdot\text{rad}^{-1}$,改进型阻尼控制选取大暂态阻尼系数 $D_{\text{t_big}} = 14 \text{ N}\cdot\text{m}\cdot\text{s}\cdot\text{rad}^{-1}$ 和小暂态阻尼系数 $D_{\text{t_small}} = 10 \text{ N}\cdot\text{m}\cdot\text{s}\cdot\text{rad}^{-1}$,其它参数见表1。分别对比有功功率扰动、电网频率扰动、网侧电压扰动3种情况下采用传统VSG控制、小暂态阻尼控制、大暂态阻尼控制和本文所提控制策略对系统的暂稳态特性进行验证及分析。

表1 仿真模型参数

Table 1 Simulation model parameters			
参数	数值	参数	数值
U_{dc}/V	800	L_2/mH	0.8
$D_0/(\text{N}\cdot\text{m}\cdot\text{s}\cdot\text{rad}^{-1})$	8	U_g/V	220
L_1/mH	3	K_{j1}	0.09
R_d/Ω	2	K_{j2}	0.9
$C_t/\mu\text{F}$	15.5	K_{j3}	0.4
$D_{\text{t_small}}/(\text{N}\cdot\text{m}\cdot\text{s}\cdot\text{rad}^{-1})$	10	$D_{\text{t_big}}/(\text{N}\cdot\text{m}\cdot\text{s}\cdot\text{rad}^{-1})$	14

4.1 直流母线电压稳定控制性能验证

采用VSG控制的光储并网系统的变流器的逆变侧直流母线电压稳定是整个系统稳定运行的前提,因此,为确保在系统发生扰动时,光伏和储能系统能够协调配合,并实现直流母线电压的稳定,本文首先验证调度指令突增下所提混合储能系统控制方法在稳定直流母线电压和提供瞬时功率支撑的有效性。设置光伏发电系统的输出功率为6 kW,系统初始负荷功率调度指令为15 kW,5 s时调度指令升至20 kW,结果如图9所示,可以看出:超级电容和锂电池储能系统可以及时补充系统功率缺额,且在此过程中直流母线电压保持稳定。

4.2 不同策略下功频动态响应对比分析

本文选取传统控制策略、传统自适应控制策略^[12]、RBF 神经网络自适应控制^[22]以及本文提出的改进型自适应控制策略对比有功功率指令扰动时的响应结果,对比结果(图 10)显示:传统控制策略、

传统自适应控制策略、RBF 神经网络自适应控制策略以及本文提出的改进型自适应控制策略的功率响应最大超调量分别为 6%、5.3%、3.5%、3.2%。由上述结果可知,本文所提改进型自适应控制在有功功率扰动时有较好的功频动态响应能力。

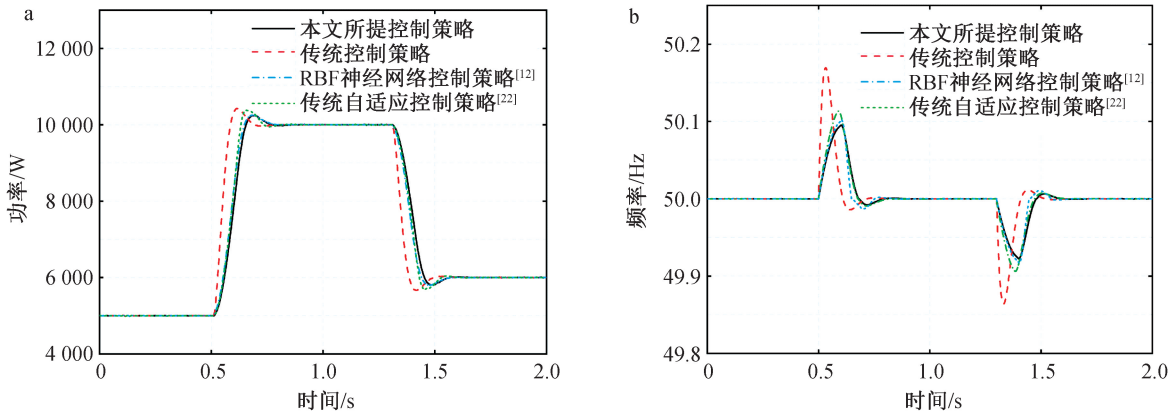


图 10 不同控制策略输出有功功率 (a) 和频率 (b) 对比结果

Figure 10 The output active power and frequency comparison diagram of different control strategies

4.3 有功功率指令动态响应性能验证

设置基于 VSG 控制的光储系统的并网逆变器初始功率指令为 5 kW,在 $t=0.5\text{ s}$ 时功率指令从 5 kW 增大至 10 kW,在 $t=1.3\text{ s}$ 时,功率指令从 10 kW 降至 6 kW。图 11 是采用本文所提控制策略、传统控制策略、小暂态阻尼控制策略、大暂态阻尼控制策略的有功功率和频率的动态变化情况。对图 11 分析后可知:当虚拟同步发电机的有功功率突增时,采用本文

所提控制策略、传统控制策略、小暂态阻尼控制策略、大暂态阻尼控制策略的有功功率最大超调量分别为 3.2%、6%、20.6%、14.6%,采用本文所提控制策略的有功功率超调量最小,小暂态阻尼控制策略的有功功率超调量最大。本文所提控制策略有功功率超调量小于其他 VSG 控制策略,可以有效提升系统的小干扰稳定性。因此,可以得出当系统发生有功功率扰动时,优化的 VSG 自适应控制策略可以有效抑制功频振荡。

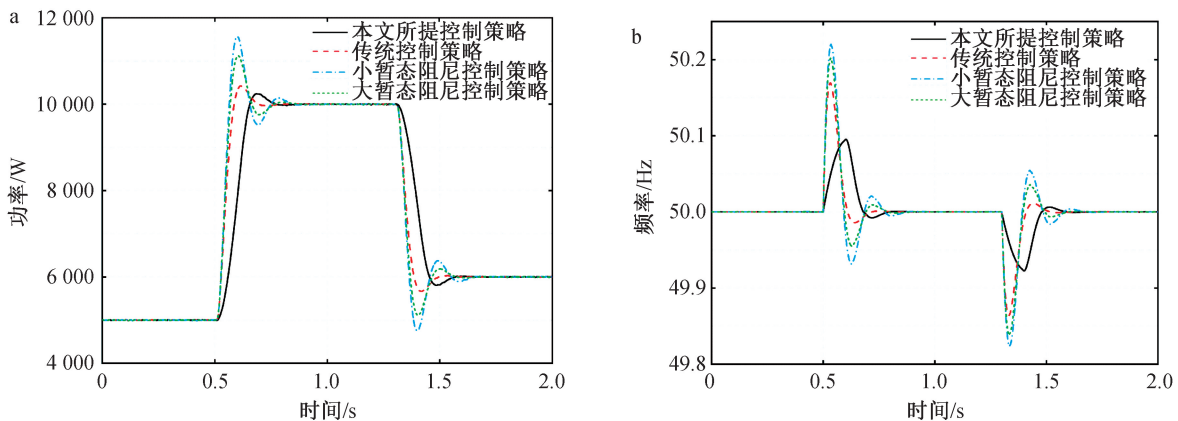


图 11 有功扰动下不同控制策略输出有功功率 (a) 和频率 (b) 的变化情况

Figure 11 Active power and frequency outputs under different control strategies with active power disturbances

4.4 电网频率扰动主动支撑性能验证

设置基于 VSG 控制的光储系统的并网逆变器在 $t=0.8\text{ s}$ 时,电网频率突增 0.05 Hz,由于加入暂态阻尼控制的 VSG 实现了阻尼系数和一次调频系数的解耦运行,所以采用本文所提自适应策略的 VSG 在大小暂态阻尼下的稳态误差相同。采用本文

所提控制策略、传统自适应控制策略、传统控制策略下的有功功率和频率的动态变化情况如图 12 所示。

由图 12 可见:传统自适应控制策略的有功功率偏差为 0.19 pu,传统控制策略输出有功功率偏差为 0.13 pu,本文所提控制策略输出有功功率偏差为 0.056 pu。传统自适应控制策略,在网侧频率跌落

时会增大虚拟阻尼系数的数值,进而导致输出功率偏差大于传统控制策略。

综上结果及分析可知:本文所提控制策略在电网频率扰动时具有良好的支撑能力。

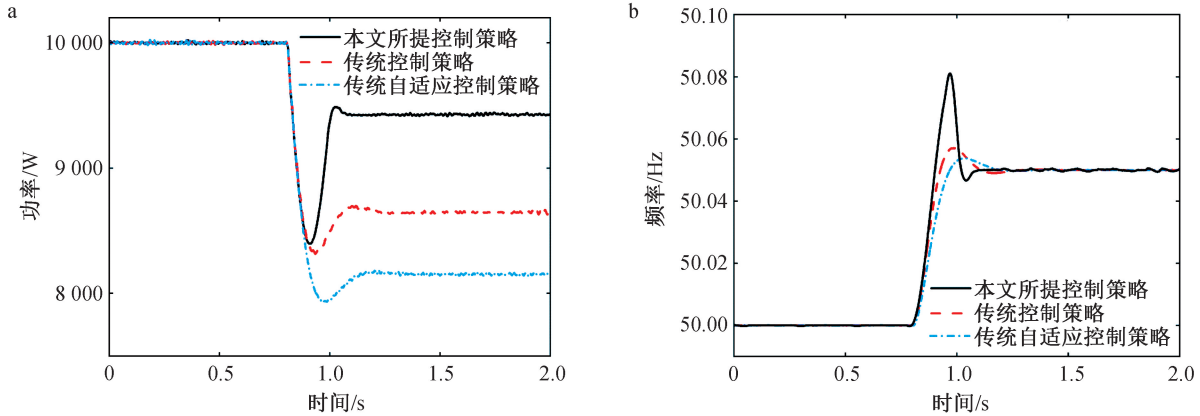


图 12 电网频率扰动下不同控制策略输出有功功率(a)和频率(b)的变化情况

Figure 12 Active power and frequency outputs under different control strategies with grid frequency disturbances

4.5 网侧电压扰动抗扰性能验证

为验证本文所提控制策略在网侧电压扰动下的动态特性和稳定性,对基于 VSG 控制的光储系统的并网逆变器在 $t=0.8\text{ s}$ 时在输电线路并网点处施加 0.2 pu 的电压跌落,并在持续 0.2 s 后恢复,图 13 为网侧电压跌落及恢复后 4 种控制策略的功频动态

响应情况。

由图 13 可以看出:在网侧电压跌落 0.2 pu 的工况下,本文所提控制策略输出的频率最大超调量为 0.11 Hz ,频率最大超调量较传统控制策略、小暂态阻尼控制策略、大暂态阻尼控制策略分别降低 0.07 、 0.11 、 0.09 Hz 。

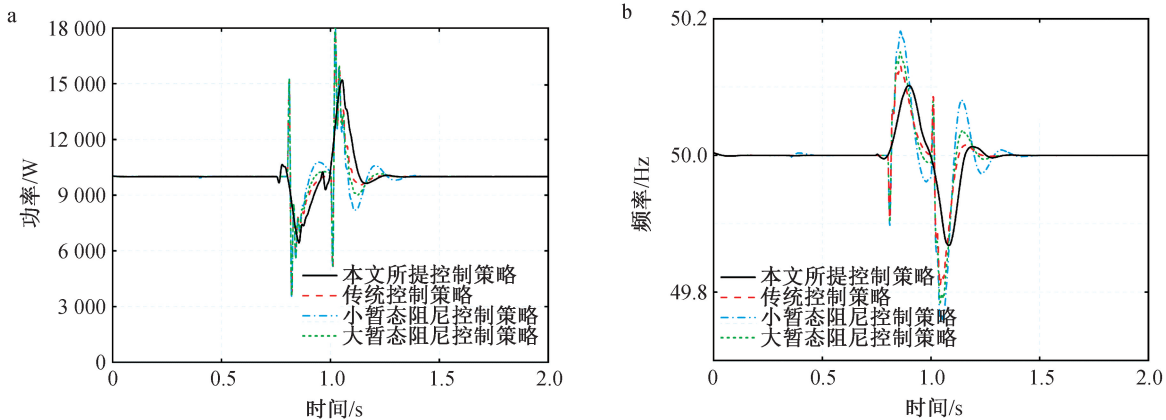


图 13 网侧电压扰动下不同控制策略输出有功功率(a)和频率(b)的变化情况

Figure 13 Active power and frequency outputs under different control strategies with grid-side voltage disturbances

4.6 不同电网强度响应性能验证

考虑到新能源发电多采用集中式大规模开发,且在新能源集聚区域网架结构薄弱,缺少常规电源支撑,使得电网呈现出弱电网特征,所以需对不同电网强度下本文所提控制策略的适应能力进行验证。根据电力系统中电网强度多采用短路比定义可知,当线路阻抗变小时,短路比越大,电网强度越强,而当线路阻抗变大时,短路比越小,电网强度越弱。据此本文设置短路比为 1.2 的极弱电网、短路比为 2.5 的弱电网和短路比为 5 的强电网 3 种场景,验证有功调度指令下系统在传统控制策略和本文

所提控制策略下的的功频响应情况,2 种控制策略的功频动态控制效果如图 14 所示。

由图 14 可以看出:VSG 输出有功功率的波动幅值随着短路比的增大而增大,而频率的振荡幅值随着短路比的增大而减小。这表明:不同电网强度下,VSG 控制策略均可以主动提供惯量阻尼支撑,本文所提自适应控制策略与传统控制策略相比支撑能力更优。同时功频的动态过程与电网强度紧密相关,电网强度越弱,对 VSG 输出的功率产生的阻尼效果就越强,输出功率的波动幅值就越小;频率的响应情况则与之相反。

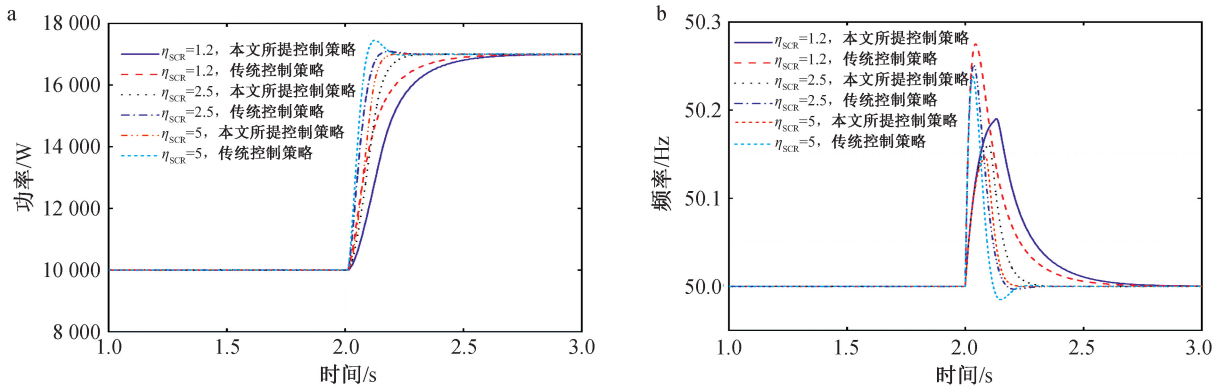


图 14 不同电网强度下不同策略输出有功功率 (a) 和频率 (b) 的变化情况

Figure 14 Active power and frequency outputs under different control strategies with different grid strengths

5 结论

本文在传统虚拟同步发电机控制的基础上,分析了虚拟惯性系数与虚拟阻尼系数对系统功频输出特性的影响,提出了兼顾小干扰稳定与暂态调节能力的虚拟惯量与虚拟阻尼协同自适应控制策略,并对系统开展稳定性验证及分析,得出的结论如下:

(1) 推导出系统有功闭环传递函数,据此得出网侧频率扰动下有功功率偏差来源于一次调频系数和阻尼系数共同耦合作用。

(2) 为了改善系统在并网时的动态性能,提出了虚拟惯量与虚拟阻尼协同自适应的功频稳定方法,在功率扰动下,该方法与其他方法相比,其有功功率最大,超调量最小仅为 3.2%,动态性能最优。

(3) 在网侧频率扰动时,本文所提的参数协同自适应控制策略可实现暂态阻尼与稳态阻尼的自适应切换,有功功率稳态误差仅为 0.056 pu,该控制策略网侧频率扰动下具有良好的支撑能力。

参考文献 (References)

- [1] LIU J, YAO W, WEN J Y, et al. Impact of power grid strength and PLL parameters on stability of grid-connected DFIG wind farm[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2019, 11(1): 545-557.
- [2] SUBOTIC I, GROB D, COLOMBINO M, et al. A Lyapunov framework for nested dynamical systems on multiple time scales with application to converter-based power systems[J]. IEEE Transactions on Automatic Control, 2020, 66(12): 5909-5924.
- [3] LIU K Y, QIAN T, ZHANG W, et al. Review on small-signal stability of multiple virtual synchronous generators[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2025, 215: 115543.
- [4] WANG G Y, FU L J, HU Q, et al. Transient synchro-

nization stability of grid-forming converter during grid fault considering transient switched operation mode[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2023, 14(3): 1504-1515.

- [5] LIANG S, JIN S, SHI L. Research on control strategy of grid-connected brushless doubly-fed wind power system based on virtual synchronous generator control[J]. CES Transactions on Electrical Machines and Systems, 2022, 6(4): 404-412.
- [6] 冯云龙, 希望·阿不都瓦依提. 基于虚拟同步发电机参数优化的模糊自适应控制策略[J]. 科学技术与工程, 2025, 25(14): 5877-5885.
- FENG Y L, ABUDUWAYITI X W. Fuzzy adaptive control strategy based on parameter optimization of virtual synchronous generator[J]. Science Technology and Engineering, 2025, 25(14): 5877-5885.
- [7] LI J, WEN B Y, WANG H Y. Adaptive virtual inertia control strategy of VSG for micro-grid based on improved bang-bang control strategy[J]. IEEE Access, 2019, 7: 39509-39514.
- [8] 李志军, 杨梦伟, 张家安, 等. VSG 惯量及阻尼的协同自适应控制研究[J]. 电力系统及其自动化学报, 2023, 35(1): 36-43.
- LI Z J, YANG M W, ZHANG J A, et al. Research on synergistical adaptive control of inertia and damping of VSG[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2023, 35(1): 36-43.
- [9] 朱作滨, 张常友, 曾小斌. 基于自适应旋转惯量 VSG 控制策略光储微网系统[J]. 电力系统及其自动化学报, 2021, 33(3): 67-72.
- ZHU Z B, ZHANG C Y, ZENG X B. Photovoltaic energy storage microgrid system based on adaptive rotating inertia VSG control strategy[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2021, 33(3): 67-72.
- [10] ELWAKIL M M, EL ZOGHABY H M, SHARAF S M, et al. Adaptive virtual synchronous generator control u-

- sing optimized bang-bang for islanded microgrid stability improvement [J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2023, 8(4): 1-21.
- [11] 任碧莹,邱姣姣,刘欢,等. 基于虚拟同步发电机双机并联系统的参数自调节优化控制策略[J]. *电工技术学报*, 2019, 34(1): 128-138.
REN B Y, QIU J J, LIU H, et al. Optimization control strategy of self-adjusting parameter based on dual-parallel virtual synchronous generators[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2019, 34(1): 128-138.
- [12] 杨旭红,王懿博,钱峰伟,等. 一种参数自适应的同步发电机模型预测控制研究[J/OL]. *控制工程*, 1-9 [2026-03-18]. <https://doi.org/10.14107/j.cnki.kzgc.20240160>.
YANG X H, WANG Y B, QIAN F W, et al. Model predictive control strategy combined with parameter adaptation for virtual synchronous generator[J/OL]. *Control Engineering of China*, 1-9 [2026-03-18]. <https://doi.org/10.14107/j.cnki.kzgc.20240160>.
- [13] 陈杰,程静,王维庆,等. 应用多参数协同自适应方法的虚拟同步发电机控制策略[J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(23): 74-85.
CHEN J, CHENG J, WANG W Q, et al. Control strategy for a virtual synchronous generator using a multi-parameter cooperative adaptive method[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(23): 74-85.
- [14] WANG F, ZHANG L J, FENG X Y, et al. An adaptive control strategy for virtual synchronous generator[J]. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2018, 54(5): 5124-5133.
- [15] 任海鹏,陈琦,张亮亮,等. 虚拟同步发电机参数自适应调节[J]. *控制理论与应用*, 2020, 37(12): 2571-2580.
REN H P, CHEN Q, ZHANG L L, et al. Parameter adaptive strategy for virtual synchronous generator control[J]. *Control Theory & Applications*, 2020, 37(12): 2571-2580.
- [16] WANG J L, ZHANG X, ZHU Q H, et al. Transient stability enhancement control strategy for droop-controlled voltage source converter[J]. *Energy Reports*, 2022, 8: 35-44.
- [17] WANG G, FU L, HU Q, et al. Transient synchronization stability of grid-forming converter during grid fault considering transient switched operation mode[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2023, 14(3): 1504-1515.
- [18] 李彦哲,郭旭,董海鹰,等. 独立微网中自适应转动惯量的VSG控制策略[J]. *电力系统及其自动化学报*, 2020, 32(12): 144-150.
LI Y Z, GUO X, DONG H Y, et al. VSG control strategy for adaptive rotational inertia in island micro-grid[J]. *Proceedings of the CSU-EPSA*, 2020, 32(12): 144-150.
- [19] SHI K, CHEN C, SUN Y X, et al. Rotor inertia adaptive control and inertia matching strategy based on parallel virtual synchronous generators system[J]. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2020, 14(10): 1854-1861.
- [20] SUN K, YAO W, WEN J Y, et al. A two-stage simultaneous control scheme for the transient angle stability of VSG considering current limitation and voltage support[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2021, 37(3): 2137-2150.
- [21] 程静,胡健雄,王维庆,等. 基于虚拟同步机的风-光-储并网系统自适应功频控制策略[J]. *现代电力*, 2024, 41(5): 878-885.
CHENG J, HU J X, WANG W Q, et al. Adaptive power frequency control strategy for wind-photovoltaics-storage grid connected system based on virtual synchronizer generator[J]. *Modern Electric Power*, 2024, 41(5): 878-885.
- [22] 杨赞,梅飞,张宸宇,等. 虚拟同步发电机转动惯量和阻尼系数协同自适应控制策略[J]. *电力自动化设备*, 2019, 39(3): 125-131.
YANG Y, MEI F, ZHANG C Y, et al. Coordinated adaptive control strategy of rotational inertia and damping coefficient for virtual synchronous generator[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2019, 39(3): 125-131.
- [23] 段玉,朱子民,王小云,等. 基于改进粒子群算法的自适应构网型变流器控制策略[J]. *广东电力*, 2024, 37(2): 10-17.
DUAN Y, ZHU Z M, WANG X Y, et al. Adaptive grid-type converter control strategy based on improved particle swarm algorithm[J]. *Guangdong Electric Power*, 2024, 37(2): 10-17.
- [24] 易建波,张国洲,张鹏,等. 超低频振荡阻尼控制中的水轮机调速系统参数双层优化策略[J]. *电工技术学报*, 2022, 37(5): 1219-1228.
YI J B, ZHANG G Z, ZHANG P, et al. Two-Layer optimization strategy of hydraulic turbine governing system parameters in ultra-low frequency oscillation damping control[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2022, 37(5): 1219-1228.
- [25] 胡寿松,姜斌,张绍杰. 自动控制原理. 8版[M]. 北京:科学出版社, 2023: 229-241.

(责任编辑:张忠)