

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.231365

基于有功微分补偿与虚拟惯量自适应的光储 VSG 控制策略

郭磊磊¹, 贾凯阳¹, 朱虹², 孙健², 金楠¹, 李琰琰¹, 徐海珍³

(1. 郑州轻工业大学电气信息工程学院, 河南 郑州 450002; 2. 中国能源建设集团安徽省电力设计院有限公司, 安徽 合肥 230601; 3. 合肥大学, 安徽 合肥 230601)

摘要: 针对传统光储虚拟同步发电机(virtual synchronous generator, VSG)存在并网有功稳态偏差与系统动态振荡难以兼顾的问题, 提出一种基于有功微分补偿(active power differential compensation, APDC)与虚拟惯量自适应的光储 VSG 控制策略。首先, 建立了基于 APDC 算法的光储 VSG 并网有功闭环小信号模型, 并通过极点分布图与伯德图的分析, 讨论了 APDC 算法对系统暂态振荡与有功稳态偏差的抑制效果, 给出了相关系数的整定方法。然后, 为改善频率响应并避免有功超调量的增加, 设计了一种基于 APDC 算法的改进型虚拟惯量自适应策略, 同时给出其参数的取值范围。最后, 实验结果表明, 所提策略能消除 VSG 并网有功的动态振荡与稳态偏差, 具有更小的频率偏差与频率变化率。

关键词: 光储 VSG; 稳态偏差; 小信号模型; 有功功率振荡; 虚拟惯量

Control strategy for a PV energy storage VSG based on active power differential compensation and virtual inertia adaptive strategy

GUO Leilei¹, JIA Kaiyang¹, ZHU Hong², SUN Jian², JIN Nan¹, LI Yanyan¹, XU Haizhen³

(1. College of Electrical and Information Engineering, Zhengzhou University of Light Industry, Zhengzhou 450002, China;
2. China Energy Engineering Group Anhui Electric Power Design Institute Co., Ltd., Hefei 230601, China;
3. Hefei University, Hefei 230601, China)

Abstract: There is a problem in that it is difficult to balance the steady-state deviation of grid-connected active power with the dynamic oscillation of the system in a traditional PV storage virtual synchronous generator (VSG). Thus a PV storage VSG control strategy based on active power differential compensation (APDC) and virtual inertia adaptive strategy is proposed. First, a closed-loop small signal model of a PV energy storage VSG based on the APDC algorithm is established, and the suppression effect of the algorithm on transient oscillation and steady-state deviation of active power is determined by analyzing a pole map and Bode diagram, and the tuning method of correlation coefficient is given. Then, to improve the frequency response performance and avoid the increase of active power overshoot, an improved virtual inertia adaptive strategy based on the APDC algorithm is designed, and the range of its parameters is given. Finally, experimental results show that the proposed strategy can eliminate the dynamic oscillation and steady-state deviation of the VSG grid-connected active power, with smaller frequency deviation and change rate.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. U2004166).

Key words: PV energy storage VSG; steady-state deviation; small signal model; active power oscillation; virtual inertia

0 引言

随着环境问题和能源危机的日益严重, 分布式发电因具有环保的优点被广泛应用^[1-2]。可再生能源发电通常需要通过逆变器连接到电网。然而, 逆变

器缺乏与同步发电机(synchronous generator, SG)类似的惯性和阻尼特性, 导致平衡和抑制功率波动的能力有限^[3-4]。当系统受到外部干扰时, 逆变器的抗干扰能力较弱, 严重时可能导致系统频率不稳定。为解决这一问题, 有学者提出了虚拟同步发电机(virtual synchronous generator, VSG)及其控制技术^[5]。VSG 使并网逆变器具有与同步发电机类似的惯性和阻尼特性, 从而可以抑制频率和有功功率的波动,

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(U2004166); 河南省科技攻关计划项目资助(212102210021, 232102241026)

便于电力系统大规模集成^[6]。

虚拟惯量的引入使 VSG 成为典型的二阶系统, 系统存在振荡与超调问题, 因此需要增加适当的阻尼系数。从 VSG 概念的提出到模型的不断优化, 都依赖锁相环生成所需的阻尼功率, 这与 VSG 是完全独立可控的自同步电压源、不依赖电网电压信息的目标相矛盾, 且锁相环的动态响应会影响系统的稳定性^[7]。近些年也有很多关于如何提高锁相环性能的研究^[8-9], 但都没有达到较好的控制效果。文献[10]提出一种无锁相环固定阻尼系数的 VSG 方案, 避免了弱电网情况下锁相环对系统产生的不利影响。文献[11]指出在传统 VSG 策略中较大的虚拟惯量会增强 VSG 的频率支撑能力, 但会加剧系统的动态振荡。相反, 较大的阻尼系数可以有效消除有功功率的振荡, 减小频率的偏差。然而, 这种方法只能运行于额定角频率下, 当电网角频率波动时, 较大的阻尼系数将导致有功的稳态偏差增大; 较小的阻尼系数使传统 VSG 二阶系统的等效阻尼比较小, 无法有效抑制系统的动态振荡与超调。因此, 传统 VSG 策略下的有功稳态偏差与抑制系统动态振荡的目标存在矛盾。

目前, 针对这一问题, 国内外学者已经进行了初步研究, 并提出了多种改进的控制策略, 包括基于惯量阻尼自适应、基于暂态阻尼、基于模糊控制、基于人工智能的策略等。文献[12]提出了虚拟惯量交替变化的 Bang-Bang 控制策略, 该方法设置基于角频率与其变化率的触发条件, 使虚拟惯量交替选择最大值或最小值, 但并未给出虚拟惯量最大值与最小值的选取方法。文献[13]进一步改进了 Bang-Bang 策略, 通过分析 VSG 的小信号模型确定了虚拟惯量的取值范围。该方法与 Bang-Bang 策略类似, 虚拟惯量呈断续变化, 可能导致系统不稳定。文献[14]提出了一种基于惯性自适应的虚拟同步发电机控制方法, 虚拟惯量能随输出功率与参考功率的偏差连续地变化, 可以获得较好的有功、频率响应特性。然而, 这些方法都是基于传统阻尼控制结构的, 因此仍然无法解决上述矛盾。暂态阻尼策略的本质是改进有功功率控制环节, 从而增大暂态过程中的等效阻尼比。文献[15]提出一种基于微分算子补偿的暂态阻尼策略, 但微分运算的引入导致系统存在很大的高频干扰信号, 影响电能质量与电力设备运行的稳定性。文献[16]在微分算子补偿的基础上引入带通滤波器, 消除了高频信号的干扰, 但系统的阶次较高, 控制复杂, 补偿系数不易整定, 不利于系统的稳定运行。文献[17]利用微分算子与一阶低通滤波器构造暂态阻尼策略, 该方法虽然能有效抑

制输出频率的振荡, 但当电网频率扰动时, 有功存在较大的暂态超调, 且与补偿系数的大小成正比。文献[18]借鉴文献[17]的理念, 构造了基于暂态电磁功率补偿策略: 暂态前馈补偿(feedforward compensation, FFC)策略和暂态反馈补偿(feedback compensation, FBC)策略, 消除了电网频率扰动时的有功超调。然而, FFC 策略在有功指令扰动时存在非常大的频率过冲, 易导致电网故障或设备损坏; FBC 策略能有效抑制输出频率的过冲, 但频率的变化率与偏差量仍然很大。此外, 模糊控制^[19]、人工智能^[20]也常被应用在 VSG 控制策略中, 以提高频率的稳定性、抑制功率振荡。然而, 模糊控制的设计通常依赖设计者的经验, 且随着系统复杂度的增加, 将导致模糊控制系统的设计和调试变得困难。基于人工智能的方法对大量高质量的训练样本依赖较强, 需要长时间的学习, 算法比较复杂, 目前常用的数字控制器难以实现。

为此, 本文提出一种基于有功微分补偿(active power differential compensation, APDC)与虚拟惯量自适应的光储 VSG 控制策略。首先, 分别建立 APDC 算法与传统光储 VSG 的并网有功闭环小信号模型, 利用极点分布图与伯德图定性分析了 APDC 算法引入的参数对系统稳定性的影响, 并给出了相关参数整定的方法。然后, 讨论了传统惯量自适应策略可能导致有功超调量增加的根本原因, 并在 APDC 算法的基础上, 设计了一种改进的虚拟惯量自适应策略, 并给出了虚拟惯量自适应变化的取值范围。最后, 通过对比实验研究验证了所提控制策略的可行性与优越性。

1 传统光储 VSG 的控制原理及稳定性分析

1.1 传统光储 VSG 控制的基本原理

传统光储 VSG 并网系统, 主要由主电路拓扑和控制结构两部分组成, 如图 1 所示。主电路拓扑包括光储电池与 NPC 三电平并网逆变器两部分。 L 与 R 分别为滤波电感与电感寄生电阻; i_{abc} 与 e_{abc} 分别为输出电流与电网电压。控制结构包括有功频率控制、无功电压控制与模型预测控制三部分。

传统光储 VSG 的转子运动方程可表示为

$$P_n - P_e - D\omega_0(\omega - \omega_0) = J\omega_0 \frac{d\omega}{dt} \quad (1)$$

式中: P_n 为机械功率; P_e 为输出有功功率; D 为阻尼系数; ω_0 为额定角频率; ω 为输出角频率; J 为虚拟惯量。同时, 有功下垂控制方程与无功电压控制方程分别如式(2)和式(3)所示。

$$P_n = P_{ref} - K_\omega(\omega - \omega_0) \quad (2)$$

$$E = E_0 + K_q(Q_{\text{ref}} - Q_c) \quad (3)$$

式中: P_{ref} 为有功指令值; K_ω 为有功下垂系数; E 为输出电压幅值; E_0 为参考电压幅值; K_q 为无功下垂系数; Q_{ref} 为无功指令值; Q_c 为输出无功功率。

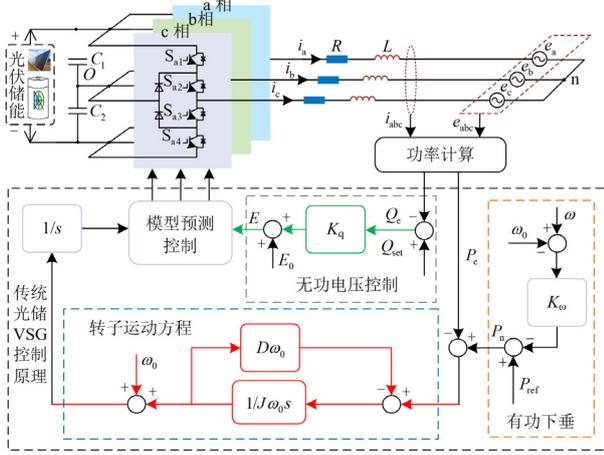


图 1 传统三电平光储 VSG 的电路拓扑及控制框图

Fig. 1 Topology and control block diagram of the traditional three-level PV energy storage VSG

关于 NPC 三电平模型预测控制策略, 在现有文献中已得到广泛研究。本文采用文献[21]提出的 NPC 三电平有限控制集模型预测控制策略。由于本文主要研究的是光储 VSG 有功频率下垂控制的暂态响应问题, 因此本文不再深入讨论模型预测控制及中点电压平衡问题。

1.2 传统光储 VSG 并网有功响应特性分析

根据分布式发电及线路功率传输原理, 忽略分布式发电单元与电网之间等效电阻的影响, 则分布式发电单元向电网输送的有功功率 P_c 为

$$P_c \approx \frac{U_g E}{X} \delta = K \delta = K \frac{\omega - \omega_g}{s} \delta \quad (4)$$

式中: U_g 为电网电压幅值; X 为线路等效电抗; δ 为 VSG 输出电压与电网电压的相位差; $K = U_g E/X$; ω_g 为电网频率; s 为微分算子。

结合式(1)、式(2)、式(4)可得传统光储 VSG 有功闭环控制结构, 如图 2 所示。由图 2 可求得有功闭环控制在 P_{ref} 与 ω_g 发生扰动时的闭环传递函数

$G_{P, \text{VSG}}$ 、 $G_{\omega, \text{VSG}}$, 其表达式为

$$\begin{cases} G_{P, \text{VSG}} = \left. \frac{\Delta P_c}{\Delta P_{\text{ref}}} \right|_{\Delta \omega_g = 0} = \frac{K}{J\omega_0 s^2 + (D\omega_0 + K_\omega)s + K} \\ G_{\omega, \text{VSG}} = \left. \frac{\Delta P_c}{\Delta \omega_g} \right|_{\Delta P_{\text{ref}} = 0} = \frac{-K(J\omega_0 s + D\omega_0 + K_\omega)}{J\omega_0 s^2 + (D\omega_0 + K_\omega)s + K} \end{cases} \quad (5)$$

式中: ΔP_{ref} 为有功稳态偏差, $\Delta P_c = P_c - P_{\text{ref}}$; $\Delta \omega_g$ 为电网频率的变化量, $\Delta \omega_g = \omega_g - \omega_0$ 。

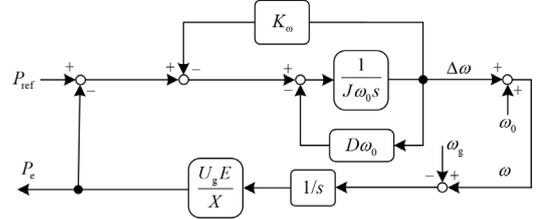


图 2 传统光储 VSG 的有功闭环控制框图

Fig. 2 Active power closed-loop control block diagram of VSG-based traditional PV energy storage

根据式(5), 可获得该二阶系统所对应的自然振荡角频率 ω_n 和阻尼比 ζ 的表达式为

$$\begin{cases} \omega_n = \sqrt{\frac{K}{J\omega_0}} \\ \zeta = \frac{(D\omega_0 + K_\omega)}{2\sqrt{KJ\omega_0}} \end{cases} \quad (6)$$

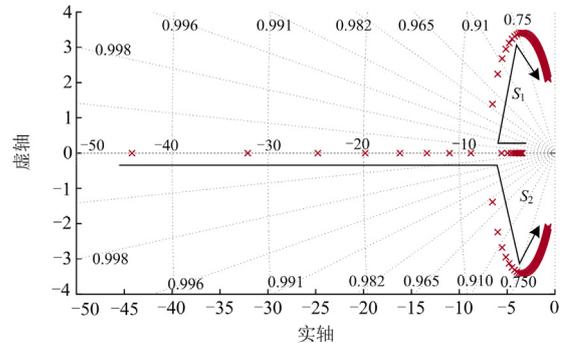
对式(6)分析可知, 当 D 保持恒定, 增大 J 会减小自然振荡角频率 ω_n , 能更快速地调整 VSG 的输出以支撑系统频率; 同时 J 的增大会使阻尼比 ζ 减小, 引起系统的动态振荡。相反, 若 J 保持恒定, 增大 D 会使阻尼比 ζ 增大, 有助于提高系统的稳定性, 抑制系统的暂态振荡。

传统光储 VSG 的主要参数如表 1 所示。将表 1 中的参数代入式(5)可得到如图 3 所示的 J 和 D 变化时传统 VSG 闭环控制系统的极点变化规律。

表 1 传统光储 VSG 主要参数

Table 1 Key parameters of traditional PV energy storage VSG

参数	数值	参数	数值
U_{dc}/V	800	$J/(\text{kg} \cdot \text{m}^2)$	0.5
E_0/V	310	D	0
$K_\omega/(\text{W} \cdot \text{s} \cdot \text{rad}^{-1})$	2000	L/H	0.02
$\omega_0/(\text{rad/s})$	100π	R/Ω	0.1



(a) 虚拟惯量 J 变化

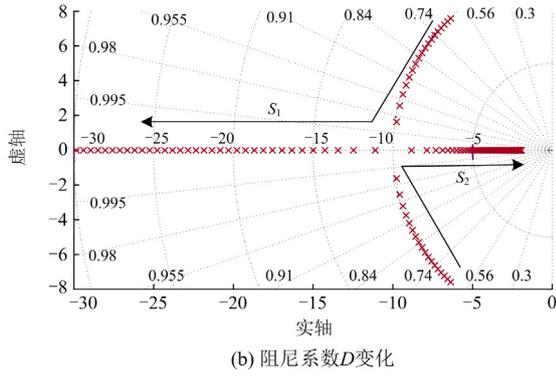


图 3 J 与 D 变化时的传统光储 VSG 的动态响应特性
Fig. 3 Dynamic response characteristics of traditional PV energy storage VSG when J and D change

在图 3(a)中, 设定 D 为 8, J 以步长 0.1 从 0.05 增大至 10。随着 J 的增大, 主导极点 S_1 先略微远离虚轴, 然后同极点 S_2 向虚轴方向靠近。根据控制理论, 极点越靠近虚轴, 系统振荡越明显, 超调越大, 稳定性越差。在图 3(b)中, 设定 J 为 0.5, D 以步长 0.2 从 0 增大至 20。随着 D 的增大, 极点 S_1 与 S_2 向远离虚轴的方向移动, 逐渐靠近负实轴, 阻尼比 ζ 随之增大。当 S_1 与 S_2 变成两个负实极点时, 系统进入过阻尼状态, 系统的动态振荡得到抑制, 稳定性得到提升, 这与式(6)的数学分析一致。

传统光储 VSG 在接入电网时, 会根据其自同步特性调整输出频率, 以保持与电网频率同步。然而, 当 VSG 根据下垂特性参与电网调频时, 将导致输出有功产生稳态偏差。基于式(5)可以推导出有功稳态偏差 ΔP_e 为

$$\Delta P_e = \lim_{s \rightarrow 0} G_{\omega, \text{VSG}} \Delta \omega_g = -(D\omega_0 + K_\omega) \Delta \omega_g \quad (7)$$

由式(7)可知, 当 ω_g 发生变化时, 稳态偏差 ΔP_e 的数值与阻尼系数 D 及有功下垂系数 K_ω 成正比。

综上分析可知, 若虚拟惯量 J 取值太小, 会降低 VSG 的频率支撑能力, 使频率的暂态偏差增大; 若虚拟惯量 J 取值太大, 系统振荡会非常明显。同时, 若阻尼系数 D 取值太小, 将无法有效抑制系统的动态振荡; 反之, 若 D 取值太大, 将增大电网频率变化时有功的稳态偏差。因此, 单纯调节 D 和 J 的大小不能充分平衡系统的暂态和稳态特性。

2 基于 APDC 算法与虚拟惯量自适应的光储 VSG 控制策略

2.1 APDC-VSG 的控制原理

为了有效抑制传统光储 VSG 有功和频率的振

荡, 减小功率和频率的超调, 同时避免增大有功稳态偏差, 本文提出一种基于 APDC 算法的光储 VSG 策略, 其控制原理如图 4 所示。为了抑制微分运算产生的高频谐波信号引入了一阶低通滤波器, 降低对光储 VSG 并网运行时有功和频率的干扰。其中, K_p 为微分补偿系数, τ 为低通滤波器时间常数。 $1/(\tau s + 1)$ 与 $1/(J\omega_0 s)$ 、 K_ω 构成的二阶低通滤波器将改善文献[18]提出的基于暂态电磁功率补偿的 VSG 控制策略所存在的频率过冲现象。为了方便分析, 首先假设 J 为固定值 $0.5 \text{ kg} \cdot \text{m}^2$, 将基于有功微分补偿的 VSG 称为 APDC-VSG。

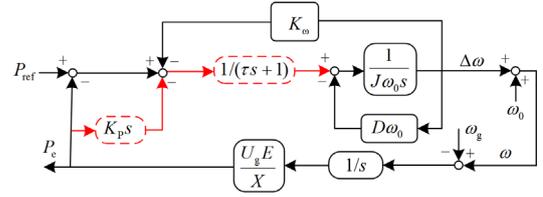


图 4 基于 APDC 算法的光储 VSG 有功闭环控制框图
Fig. 4 Active power closed-loop control block diagram of PV energy storage VSG based on APDC algorithm

由图 4 可得, APDC-VSG 的转子运动方程为

$$\frac{P_{\text{ref}} - P_e - K_\omega (\omega - \omega_0) - K_p P_e s - D\omega_0 (\omega - \omega_0)}{\tau s + 1} = J\omega_0 \frac{d\omega}{dt} \quad (8)$$

由式(8)可见, 加入 APDC 算法后的 $K_p P_e s / (\tau s + 1)$ 的稳态值为 0, 并不会影响稳态情况。同时, 引入一阶低通滤波器也能改善频率过冲情况。

由图 4 可求得 APDC-VSG 有功控制系统的开环传递函数与闭环传递函数, 其表达式为

$$\begin{cases} G_{O, \text{APDC-VSG}} = \frac{\Delta P_e}{\Delta P_{\text{ref}}} \Big|_{\Delta \omega_g = 0} = \frac{K}{s(as^2 + bs + c)} \\ G_{P, \text{APDC-VSG}} = \frac{\Delta P_e}{\Delta P_{\text{ref}}} \Big|_{\Delta \omega_g = 0} = \frac{K}{as^3 + bs^2 + ds + K} \\ G_{\omega, \text{APDC-VSG}} = \frac{\Delta P_e}{\Delta \omega_g} \Big|_{\Delta P_{\text{ref}} = 0} = K \frac{-(J\omega_0 s + D\omega_0)(\tau s + 1) - K_\omega}{as^3 + bs^2 + ds + K} \end{cases} \quad (9)$$

式中: $G_{O, \text{APDC-VSG}}$ 为 APDC-VSG 有功系统开环传递函数; $G_{P, \text{APDC-VSG}}$ 为 APDC-VSG 在有功指令扰动下的有功闭环小信号传递函数; $G_{\omega, \text{APDC-VSG}}$ 为 APDC-VSG 在电网频率扰动下的有功闭环小信号传递函数, 系数 $a = \tau J\omega_0$ 、 $b = J\omega_0 + \tau D\omega_0$ 、 $c = D\omega_0 + K_\omega$ 、 $d = D\omega_0 + K_\omega + K K_p$ 。

根据式(9)可得, APDC-VSG 控制算法在 $D = 0$

时其并网输出有功稳态偏差 ΔP_e 如式(10)所示。

$$\Delta P_e = \lim_{s \rightarrow 0} G_{\omega, \text{APDC-VSG}} \Delta \omega_g = -K_{\omega} \Delta \omega_g \quad (10)$$

对比式(10)与式(7)可发现, APDC-VSG 通过设置 $D=0$ 解除了 D 与 K_{ω} 的相互耦合关系, 其有功稳态偏差值为 $-K_{\omega} \Delta \omega_g$, 即有效消除了参数 D 以线性叠加的方式影响有功功率的稳态偏差。

根据表 1 可知, 式(9)中 K 的取值一般较大。通过比较式(9)与式(5)可得, KK_p 中 K_p 值很小就能改变有功闭环控制的极点位置, 进而影响系统的动态振荡。因此, 通过适当调节 APDC-VSG 中 K_p 与 τ 的值, 可合理地改变极点的位置, 从而有效提升系统的暂态响应性能。

文献[18]所提方法中滞后时间常数 τ 与补偿系数 K_p 之间存在耦合, 而滞后时间常数 τ 一般很小, 所以补偿系数 K_p 取值较大, 这将放大高频信号的干扰。相对而言, 由式(9)可见, 本文所提方法有功功率闭环传递函数中不存在 τ 与 K_p 的耦合项(即两者的乘积项), 因此, 本文所提方法可以选择较小的 K_p 以削弱高频噪声的影响。

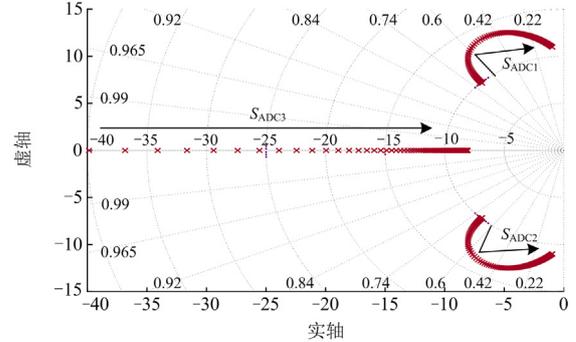
2.2 APDC-VSG 的动态响应特性分析

图 5 为 APDC-VSG 在补偿系数 K_p 与时间常数 τ 变化时有功闭环系统的根轨迹图。在图 5(a)中, 设置 K_p 为 0.01, 阻尼系数 D 为 0, 以步长为 0.01 使 τ 从 0 增大至 0.1。在图 5(b)中, 设置 τ 为 0.005, 阻尼系数 D 为 0, 以步长 0.01 使 K_p 从 0 增大至 1。

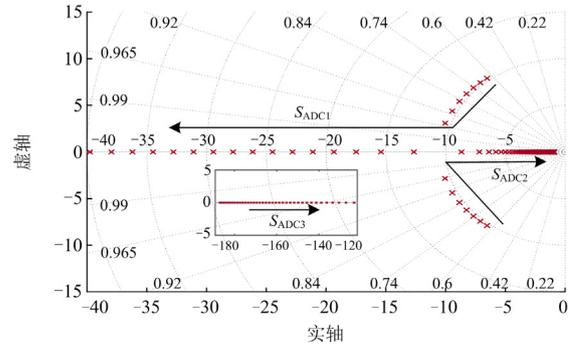
图 5(a)中的 S_{ADC1} 与 S_{ADC2} 为 APDC-VSG 的一对共轭极点, S_{ADC3} 为负实极点。随着 τ 的增大, S_{ADC3} 朝虚轴方向靠近, 而共轭极点对先略微远离虚轴, 再逐渐靠近虚轴。因为 S_{ADC3} 的数值始终小于共轭极点, 所以 S_{ADC1} 与 S_{ADC2} 始终是主导极点, 系统的稳定性还是由共轭极点对决定。这表明, 增大 τ 无法有效增大阻尼、提升系统稳定性, 因此, APDC-VSG 中的 τ 建议取较小值, 这样 S_{ADC1} 与 S_{ADC2} 更能决定系统运行的稳定性, 而较大的 τ 值会带来较长的延时, 导致系统失稳。

图 5(b)中的 S_{ADC1} 与 S_{ADC2} 为一对共轭极点, 同时也是主导极点。随着 K_p 的增大, 两个主导极点按照图中方向移动, 最终变成两个负实极点, 系统从欠阻尼状态变为过阻尼状态, 提高了系统抑制暂态振荡的能力, 增强了系统的稳定性, 同时证明了 APDC 算法的有效性。此外, 与传统 VSG 相比, APDC-VSG 多了一个负实极点, 该极点随着 K_p 的增大向虚轴靠近, 但距离虚轴较远, 对系统稳定性

的影响较小。综上分析, 补偿系数 K_p 在较小的条件下, 暂态阻尼效果即可得到明显增强, 而文献[18]的补偿系数选取太小对稳定性的提升不足, 太大则会延长系统响应时间, 放大高频信号的干扰, 这与 2.1 节中的理论分析一致。



(a) 时间常数 τ 变化



(b) 补偿系数 K_p 变化

图 5 APDC-VSG 有功闭环系统的根轨迹图

Fig. 5 Root locus diagram of APDC-VSG active power closed-loop system

2.3 APDC 算法的相关参数设计

根据式(9)可知, APDC-VSG 中的有功开环传递函数 $G_{O, \text{APDC-VSG}}$ 仅与时间常数 τ 有关, 因此可以利用有功开环系统的伯德图整定时间常数 τ , 如图 6 所示。观察幅频特性曲线可知, 随着 τ 的增大, 高频段的幅值逐渐降低, 这意味着系统对高频信号的放大程度降低, 抗干扰能力得到增强。同时, 观察相频特性曲线可知, 随着 τ 的增大, 相位曲线出现陡峭的变化, 相位曲线下落越快, 系统的相角裕度越小, 对高频噪声的抑制程度越强。然而, 当 τ 取较大值 0.13 时, 相角裕度为 0° ; 若 τ 继续增大, 当相角裕度为负时, 系统是不稳定的。根据上述对图 5 所示的根轨迹图和图 6 所示的伯德图分析, 时间常数 τ 应取较小值, 避免引起系统不稳定。因此, 实际时间常数 τ 可选择为开关周期的 100 倍左右, 在本文中 $\tau = 0.005$ 。

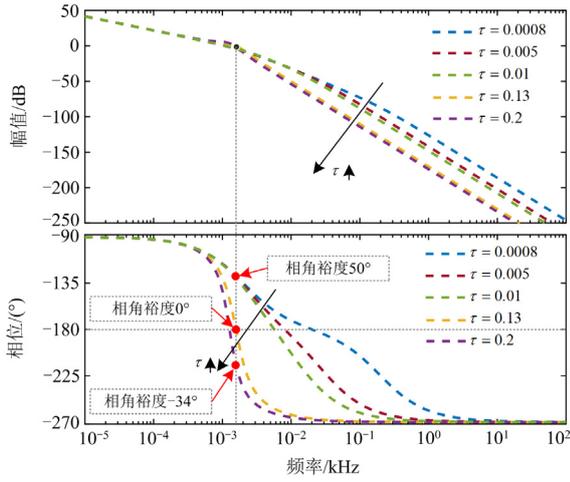


图6 APDC-VSG在 τ 变化时的有功开环系统伯德图

Fig. 6 Bode diagram of APDC-VSG active power open-loop system when τ changes

此外, 加入 APDC-VSG 算法后, 系统阶数增加, K_p 的取值对系统的主导极点位置影响很大, τ 的取值只影响系数 a 的大小 ($D=0$ 时), 故系统的稳定性主要是通过合理调节 K_p 的大小来决定的。基于上述分析, 当 τ 取较小值时, 将式(9)中对系统稳定性影响很小的关于 τ 的高阶参数项去除, 使其等效为二阶闭环系统模型, 以实现 K_p 参数的设计。通过降阶处理后, 得到等效二阶闭环模型如式(11)所示。

$$\begin{cases} G_{PE,APDC-VSG} = \frac{K}{J\omega_0 s^2 + (D\omega_0 + K_\omega + KK_p)s + K} \\ G_{\omega E,APDC-VSG} = \frac{-K(J\omega_0 s + D\omega_0 + K_\omega)}{J\omega_0 s^2 + (D\omega_0 + K_\omega + KK_p)s + K} \end{cases} \quad (11)$$

由式(11)可知, 降阶处理后的等效模型仅有一个未知参数 K_p , 参数的选取更为简单。因此, 可借鉴二阶系统参数整定的方法合理设计 K_p 。在对应降阶等效模型中, 自然振荡角频率 ω_{n1} 和阻尼比 ζ_1 表示为

$$\begin{cases} \omega_{n1} = \sqrt{\frac{K}{J\omega_0}} \\ \zeta_1 = \frac{(D\omega_0 + K_\omega + KK_p)}{2\sqrt{KJ\omega_0}} \end{cases} \quad (12)$$

比较式(12)与式(6)可知, APDC 算法的引入使 $\omega_{n1} = \omega_n$, 且 KK_p 与 $D\omega_0 + K_\omega$ 共同决定了阻尼比 ζ_1 的取值。因此, 通过合理设计 K_p 的大小, 即可在 $D=0$ 的条件下消除有功的动态振荡。

为了满足实际工程上的要求, 需要对系统的功率超调量、调节时间和稳定误差等因素进行综合考虑, 因此, APDC 算法中的 K_p 应在相角裕度 γ 、幅值裕度 h 、阻尼比 ζ_1 满足式(13)的条件下进行设计。

$$\begin{cases} \gamma = \arctan \frac{2\zeta_1}{\sqrt{\sqrt{4\zeta_1^4 + 1} - 2\zeta_1^2}} > 60^\circ \\ h = +\infty > 6 \\ 0.8 \leq \zeta_1 \leq 1 \end{cases} \quad (13)$$

最后, 结合式(12)与式(13)即可实现 APDC 算法中 K_p 参数的设计, 从而使有功闭环系统运行时能达到良好的稳定性。

2.4 基于 APDC 算法的虚拟惯量自适应策略

在第 1.2 节已经指出, 虚拟惯量 J 的取值需要合理的设计, 以增强 VSG 的频率支撑能力。虚拟惯量 J 对频率的影响可由式(14)与式(15)分析得出。

$$\frac{P_{ref} - P_e - (D\omega_0 + K_\omega)(\omega - \omega_0)}{J\omega_0} = \frac{d\omega}{dt} \quad (14)$$

$$\frac{P_{ref} - P_e - J\omega_0 \frac{d\omega}{dt}}{(D\omega_0 + K_\omega)} = (\omega - \omega_0) \quad (15)$$

根据式(14)与式(15)可知, 若 $P_{ref} - P_e - (D\omega_0 + K_\omega)(\omega - \omega_0)$ 恒定, J 的取值越大, $|d\omega/dt|$ 则越小; 若 $P_{ref} - P_e$ 恒定, J 的取值越大, $|\omega - \omega_0|$ 则越小。传统的自适应惯量策略通常建立 J 与 $d\omega/dt$ 、 $\Delta\omega$ 的关系式, 以调整 J 的大小, 抑制功率发生扰动时频率的动态振荡和偏差^[12-14]。然而, 此类策略在电网频率发生扰动时可能导致系统不稳定, 现有研究鲜有涉及。下面具体分析。

由式(14)可得 P_e 与 P_{ref} 的功率偏差 ΔP , 其表达式为

$$\Delta P = P_e - P_{ref} = (D\omega_0 + K_\omega)(\omega_0 - \omega) - J\omega_0 \frac{d\omega}{dt} \quad (16)$$

由式(16)可以得到电网频率变化时有功功率的变化曲线, 如图 7 所示。在区间①中, 当电网频率下降 ($d\omega/dt < 0$ 、 $(\omega - \omega_0) < 0$) 时, 导致 $dP_e/dt > 0$ 。由式(16)可知, 若传统自适应策略中的 J 随着 $d\omega/dt$ 的变化而增大, 将导致 ΔP 增大, 功率超调量也随之增大, 进而延长有功功率的动态调节时间。在区间②中, 当电网频率上升 ($d\omega/dt > 0$ 、 $(\omega - \omega_0) > 0$) 时, 导致 $dP_e/dt < 0$ 。与区间①类似, J 的增大也会导致 ΔP 与功率超调量增大、动态调节时间延长。

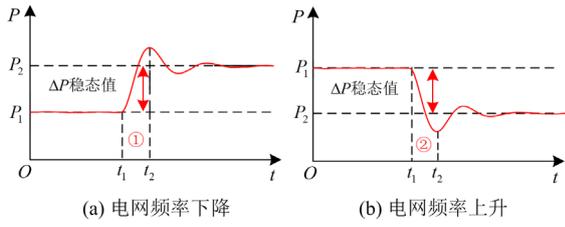


图 7 VSG 有功振荡曲线

Fig. 7 VSG active power oscillation curve

根据以上分析, 可以得出结论: 在电网频率发生扰动时, 传统自适应调整策略存在一定的局限性, 并对系统的动态响应性能产生不利影响, 导致系统不稳定。为此, 本文基于同步发电机(synchronous generator, SG)的稳定调节原理, 在 APDC 算法的基础上加入虚拟惯量自适应策略。

同步发电机的功率角和角频率振荡曲线如图 8 所示。当参考功率从 P_1 增加到 P_2 时, 系统从 A 点振荡后达到稳定点 B。VSG 与同步发电机的振荡过程类似。为便于分析, 将振荡过程分为 4 个区间(①—④), $f(t) = d\omega/dt$ 。在区间①中, 角频率 ω 急剧增大, 此时 $\Delta\omega = (\omega - \omega_0) > 0$, $f(t)$ 先突增再缓慢减小。因此, 通过增大 J 可以减小 $f(t)$, 进而减小角频率偏差 $\Delta\omega$ 。在区间②中, ω 处于减速阶段, 但 $\Delta\omega$ 仍大于 0。因此, 可以通过减小 J 来增大 $f(t)$, 使角频率迅速恢复到稳定值。在区间③、④中, J 的选择原则与区间①、②相似。

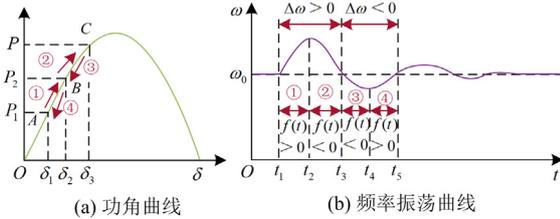


图 8 同步发电机功角与频率振荡曲线

Fig. 8 Power angle and frequency oscillation curve of synchronous generator

结合 2.2 节与 2.3 节的分析可知, 通过合理设计 APDC-VSG 中的补偿参数, 可以有效抑制有功振荡, 实现几乎无超调, 并使有功达到稳定值前的 dP_c/dt 始终大于 0(电网频率下降)或小于 0(电网频率上升)的状态。为进一步改善有功指令扰动时的频率响应, 减小频率的暂态偏差与变化率, 同时避免电网频率扰动时虚拟惯量变化对有功超调量的影响, 本文设计了改进的虚拟惯量自适应策略的选取原则, 如表 2 所示。

表 2 改进自适应策略 J 的选取原则Table 2 Selection principle of J of improved adaptive adjustment strategy

区间	dP_c/dt	$d\omega/dt$	$(d\omega/dt)(dP_c/dt)$	J 的变化情况
①	>0	>0	>0	增大
②	>0	<0	<0	减小
③	<0	<0	>0	增大
④	<0	>0	<0	减小

由式(14)与式(15)可知, 虽然 J 的变化会影响 $d\omega/dt$ 与 $\omega - \omega_0$ 的大小, 但两者之间具有一定的耦合性, 因此不能简单地建立 J 与 $d\omega/dt$ 、 $\omega - \omega_0$ 的关系式。考虑实际情况, 将 $d\omega/dt$ 进行欧拉离散, 得到关于 $\omega(t) - \omega(t-1)$ 的表达式为

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega(t) - \omega(t-1)}{T} \quad (17)$$

式中: T 表示控制周期; $\omega(t)$ 和 $\omega(t-1)$ 分别表示在 t 时刻和 $t-1$ 时刻的角频率。

此外, 当电网频率发生扰动时, 系统的稳态角频率偏差 $\omega - \omega_0$ 将持续存在。为保证系统的稳定性, 本文利用 $\omega(t) - \omega(t-1)$ 表示角频率的偏差。基于此, 虚拟惯量 J 只与 $\omega(t) - \omega(t-1)$ 有关, 从而简化了自适应策略的设计。最后, 根据表 2 的选取原则以及虚拟惯量 J 和 $\omega(t) - \omega(t-1)$ 之间的相关性, 设计自适应调整策略如式(18)所示。

$$J = \begin{cases} J_0 + 10^{K_j |\omega(t) - \omega(t-1)|} - 1, & (d\omega/dt)(dP_c/dt) > 0 \\ J_0, & \text{其他} \end{cases} \quad (18)$$

式中: J_0 为 VSG 稳定运行时的虚拟惯量值; K_j 为虚拟惯量的调节系数。

在实际设计中, 调节系数 K_j 可根据虚拟惯量和系统频率变化率进行选取。本文要求系统频率变化率 $|(df/dt)|_{\max} \leq 0.5 \text{ Hz/s}^{[22]}$ 。由式(17)与式(18)可得

$$0 \leq K_j \leq \frac{\ln(J_{\max} - J_0 + 1)}{2\pi T |(df/dt)|_{\max}} \quad (19)$$

根据 1.2 节的分析可知, 虚拟惯量的取值不能过大, 否则会降低系统的稳定性。同时, 结合参考文献[23]可得虚拟惯量 J 应该满足式(20)。

$$J \leq \frac{P_{\max}}{200\pi^2 (df/dt)_{\max}} \quad (20)$$

式中, P_{\max} 为逆变器的功率上限。

最后, 结合式(19)与式(20)即可实现自适应策略中 K_j 参数的设计。

为了分析 APDC-VSG 转子运动方程中虚拟惯量变化对输出功率及频率的影响, 结合式(8)得到角

频率的偏差及变化率的表达式为

$$\begin{cases} \frac{P_{ref} - P_c - K_\omega(\omega - \omega_0) - K_p P_c s - D\omega_0(\omega - \omega_0)}{J\omega_0(\tau s + 1)} = \frac{d\omega}{dt} \\ \frac{P_{ref} - P_c - K_p P_c s - J\omega_0(\tau s + 1) \frac{d\omega}{dt}}{(D\omega_0 + K_\omega)} = (\omega - \omega_0) \end{cases} \quad (21)$$

根据式(21)可知, $K_p P_c s$ 与 $1/(\tau s + 1)$ 的引入抑制了暂态时 $|d\omega/dt|$ 与 $|\omega - \omega_0|$ 的变化; 同时 J 自适应地增大, 又进一步减小了 $|d\omega/dt|$ 与 $|\omega - \omega_0|$ 。

将式(21)中的 $K_p P_c s$ 项等价代换为 $K_p (dP_c/dt)$ 可得到关于有功功率变化率的表达式, 如式(22)所示。

$$\frac{dP_c}{dt} = \frac{P_{ref} - P_c - J\omega_0(\tau s + 1) \frac{d\omega}{dt} - (D\omega_0 + K_\omega)(\omega - \omega_0)}{K_p} \quad (22)$$

对式(22)分析可知, 当有功指令发生变化时, VSG 输出功率也随之改变 ($|dP_c/dt| > 0$ 、 $|d\omega/dt| > 0$)。此时虚拟惯量 J 会自适应增大 ($J > J_0$), $|dP_c/dt|$ 比 $J = J_0$ 时更小, 即虚拟惯量 J 与 APDC 算法补偿系数 K_p 共同减小 $|dP_c/dt|$, 从而抑制有功功率的振荡。

综上分析, 当 K_p 与 τ 的取值不变时, 将 APDC 算法与改进的自适应策略相结合, 可实现自适应控制, 进一步优化频率响应, 并保证 APDC 算法的暂态阻尼特性。

3 实验验证

为验证所提基于 APDC 算法与虚拟惯量自适应的光储 VSG 控制策略的有效性, 搭建了基于 PE-Expert4 控制器和 Typhoon602+ 的实验平台, 如图 9 所示, 在由 DSP 和 FPGA 控制芯片组成的 PE-Expert4 控制器上执行控制算法。

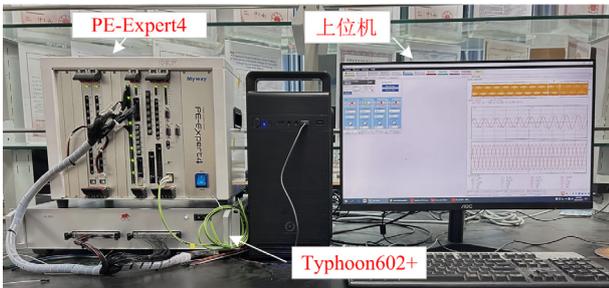


图 9 光储 VSG 并网系统实验平台

Fig. 9 Experimental platform of PV energy storage VSG grid-connected system

在实验中, 设置容量为 $25 \text{ kV}\cdot\text{A}$ 光储 VSG 的 $P_{ref} = 5 \text{ kW}$ 、 $\tau = 0.005$, 其余参数与表 1 一致。设置工况 1(有功指令变化): 2 s 时因光照变化或储能电池调节, 有功指令 P_{ref} 从 5 kW 增大到 10 kW , 电网频率保持在 50 Hz 。设置工况 2(电网频率变化): 光储 VSG 输出 5 kW 有功功率并稳定运行, 6 s 时电网出现故障, 电网频率下降 0.1 Hz 。

图 10 与图 11 给出了 FFC 算法、FBC 算法、APDC 算法、所提策略及传统光储 VSG 5 种方法在两种工况下的实验结果对比图。在图 10 中, 当有功指令发生变化, 传统光储 VSG 在 $D = 0$ 时的有功功率与频率均呈现振荡现象, 其有功超调量与频率的最大偏差分别为 21.6% 、 0.17 Hz 。当 D 增大到 8 时, 有功功率与频率的振荡得到抑制, 相应的有功超调量与频率偏差分别降至 3.2% 和 0.13 Hz 。FFC 算法的引入能有效抑制有功频率振荡(有功超调量为 7.7%), 但频率出现过冲现象(频率的最大偏差为 0.23 Hz), 可能会导致电网故障或设备损坏。FBC 算法的引入避免了输出频率的过冲, 且成功抑制了有功功率与频率的振荡(FBC 算法的有功超调量与频率的最大偏差分别为 0% 、 0.11 Hz)。值得注意的是, 在 FBC 算法下, 频率的变化率较大, 未能充分抑制频率偏差。相比于 FBC 算法, 所提 APDC 控制算法在消除了有功动态振荡与超调的基础上, 又具有更小的

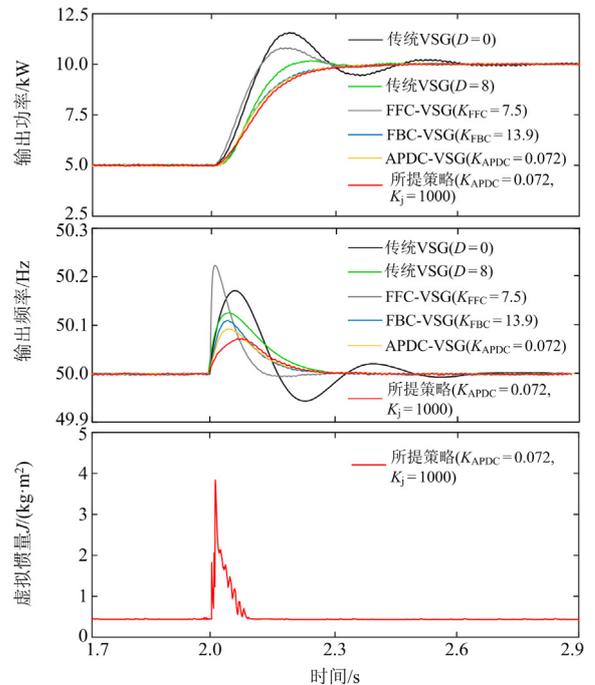


图 10 有功指令变化时的实验结果对比

Fig. 10 Comparison of experimental results when active power instruction changes

频率偏差, 并改善了频率动态响应性能。在 APDC 控制算法的基础上加入虚拟惯量自适应策略后, 暂态时的虚拟惯量 J 会自适应调整大小, 进一步减小了频率的偏差和变化率(频率最大偏差为 0.07 Hz), 这与 2.4 节的理论分析一致。

在图 11 中, 当电网频率下降且传统光储 VSG 的 $D=0$ 时, 输出有功与频率均发生振荡并最终稳定, 其有功超调量与频率的最大振荡幅值分别为 19.7%、0.04 Hz。当阻尼系数 D 增大至 8 时, 有功功率与频率的振荡得到有效抑制, 超调量减小, 但有功稳态值从 6.2 kW 增大到 7.8 kW, 存在约 1.6 kW 的有功偏差, 这与 1.2 节的理论分析一致。FFC 算法的引入抑制了有功功率与频率的振荡, 消除了有功的稳态偏差, 但输出频率还存在较小振荡(有功超调量为 8.9%, 频率的最大振荡幅值为 0.01 Hz)。所提 APDC 算法与 FBC 算法均能消除电网频率变化引起的功率和频率振荡, 使有功稳态偏差保持在 6.2 kW。在 APDC 算法的基础上加入了虚拟惯量自适应策略后, 虚拟惯量 J 不会因电网频率的变化而自适应变化, 以较小的波动保持在 $0.5 \text{ kg}\cdot\text{m}^2$, 避免了传统自适应策略对系统响应性能带来的负面影响, 这与式 (18) 的数学分析一致, 体现了所提策略的灵活性。

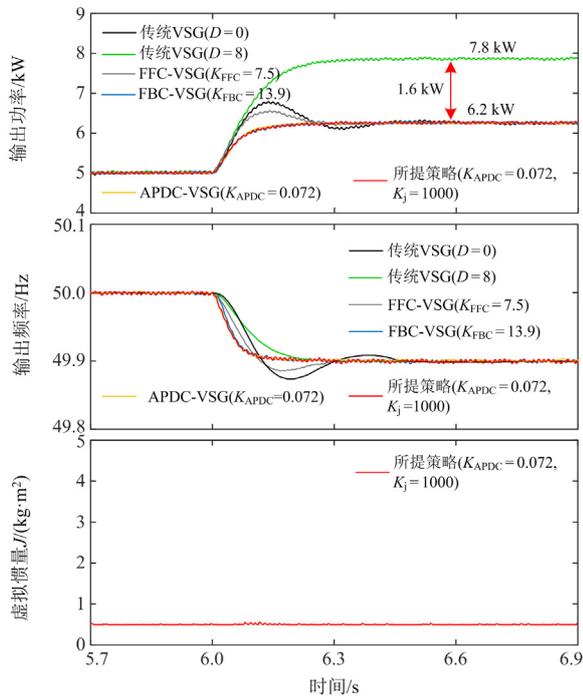
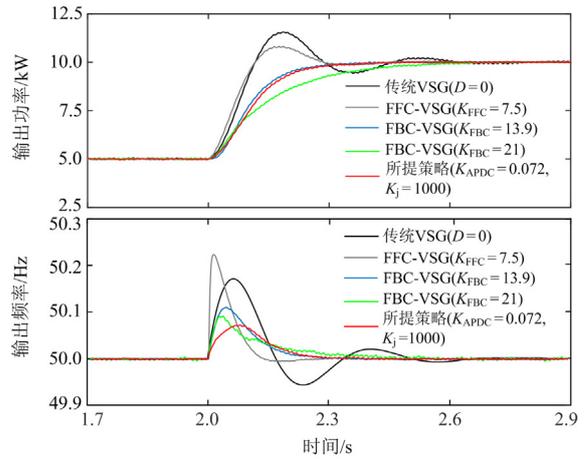


图 11 电网频率变化时的实验结果对比

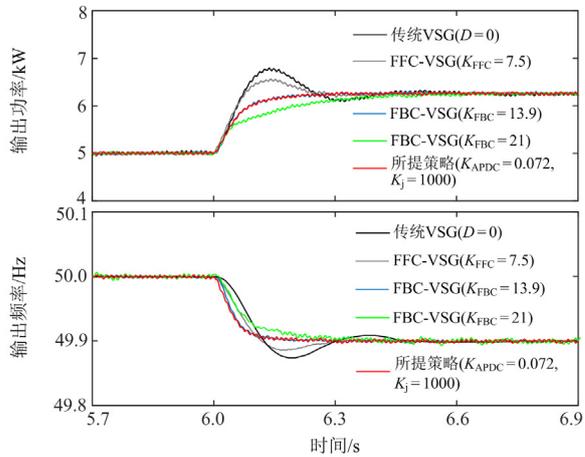
Fig. 11 Comparison of experimental results when power grid frequency changes

图 12 给出了 FBC 算法在取不同值时(补偿系数 $K_{\text{FBC}} = 13.9$ 与补偿系数 $K_{\text{FBC}} = 21$)的实验结果对

比图。当 FBC 算法中的 K_{FBC} 增大至 21 时, 频率的偏差能进一步减小(频率最大偏差为 0.09 Hz), 但频率的变化率(图 12 中频率变化曲线的斜率)仍较大, 频率响应性能变差, 同时导致光储 VSG 有功并网系统存在很大延迟。这说明 FBC 算法对有功指令变化和电网频率变化所引起的暂态振荡与超调的抑制作用有限, 且无法保证系统的动态响应速度。而所提策略能灵活地增大阻尼, 自适应调整虚拟惯量大小, 消除了有功功率的振荡与稳态偏差, 具有很小的频率变化率, 且对频率偏差的抑制效果显著。



(a) 有功指令变化



(b) 电网频率变化

图 12 FBC 策略下 K_{FBC} 取不同值时的实验结果对比
Fig. 12 Comparison of experimental results when K_{FBC} takes different values in FBC strategy

特别注意的是, 由于 5 种方法都是通过 DSP 中的数字控制器实现的, 故有功功率与频率波形都存在毛刺, 但波动范围仅为 $\pm 40 \text{ W}$ 、 $\pm 0.002 \text{ Hz}$, 均在可接受范围内。

综上, 表 3 列出了基于 5 种方法的光储 VSG

在电网频率与有功指令突变的两种工况下的性能指标对比。根据表 3 及上述分析可知,传统光储 VSG 不能兼顾系统的暂态和稳态性能。本文所提策略保留了 FFC、FBC 两种方法的优点,能够有效消除有功指令与电网频率变化带来的动态振荡与稳态偏差,并且没有 FFC 与 FBC 存在的频率过冲或频率变化过快的情况,具有更小的频率变化率、频率偏差及更快的响应速度。因此,本文所提基于 APDC 算法与虚拟惯量自适应调整的光储 VSG 控制策略具有更好的动态响应性能。

表 3 基于 5 种方法的光储 VSG 的性能指标对比

Table 3 Performance comparison of PV energy storage

VSG based on five methods				
控制策略	有功功率 超调/%	有功功率 稳态偏差/kW	频率最大 偏差/Hz	系统稳定 时间/s
传统光储 VSG($D=0$)	21.6	0	0.17	0.62
传统光储 VSG($D=8$)	3.2	1.6	0.13	0.41
FFC 策略	7.7	0	0.23	0.37
FBC 策略 ($K_{FBC}=13.9$)	0	0	0.11	0.31
FBC 策略 ($K_{FBC}=21$)	0	0	0.09	0.58
APDC 策略 ($K_{APDC}=0.072$)	0	0	0.09	0.31
所提策略	0	0	0.07	0.31

4 总结

本文针对传统光储 VSG 无法平衡有功指令与电网频率变化引起的暂态振荡与稳态偏差问题,提出一种基于 APDC 算法与虚拟惯量协同自适应调整的模型预测控制策略,建立 APDC 算法的有功开闭环传递函数和虚拟惯量自适应公式,并给出相应参数的设计原则。最后,通过对比实验研究,得出以下结论。

1) 传统光储 VSG(固定阻尼)的阻尼系数与下垂系数之间存在耦合,导致电网频率发生变化时存在较大的有功稳态偏差。

2) FFC 算法与 FBC 算法都能有效抑制有功功率的振荡和超调,且不会增大有功稳态偏差,但两者在暂态时的频率变化率过大,对频率偏差的抑制不足。特别是 FFC 算法在有功指令变化时输出频率出现过冲,超出了电网频率允许的范围。

3) 与其他算法相比,所提策略既消除了动态有功振荡与稳态偏差,又进一步减小了频率的偏差与变化率,并改善了系统的频率响应特性,增强了系

统的抗干扰能力,具有更好的控制性能。

参考文献

- [1] 黄龔, 郝迎鹏, 汪慧娴, 等. 基于二阶统一模型的分布式发电并网同步控制研究[J]. 中国电力, 2023, 56(12): 41-50.
HUANG Yan, HAO Yingpeng, WANG Huixian, et al. Research on synchronization control of distributed generation based on second-order unified model[J]. Electric Power, 2023, 56(12): 41-50.
- [2] 吴磊, 韩冬, 毛贵江, 等. 适应分布式发电市场化交易的过网费计算方法[J]. 上海交通大学学报, 2023, 57(7): 887-898.
WU Lei, HAN Dong, MAO Guijiang, et al. Calculation method of network usage charge for market-oriented trading in distributed generation market[J]. Journal of Shanghai Jiaotong University, 2023, 57(7): 887-898.
- [3] GUO L, XU Z, JIN N, et al. A weighted voltage model predictive control method for a virtual synchronous generator with enhanced parameter robustness[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2021, 6(4): 482-492.
- [4] 张茜, 毛义鹏, 余乐, 等. 适用于无直流侧电压传感器单相级联 H 桥型光伏逆变器的直接功率模型预测控制方法[J]. 中国电力, 2022, 55(2): 172-180.
ZHANG Xi, MAO Yipeng, YU Le, et al. Direct power model predictive control method for DC-side sensorless single-phase cascaded H-bridges photovoltaic inverters[J]. Electric Power, 2022, 55(2): 172-180.
- [5] 李立, 王佳明, 张青蕾, 等. 兼顾系统频率稳定性和小干扰稳定性的构网型储能参数优化方法[J]. 电力建设, 2023, 44(12): 125-135.
LI Li, WANG Jiaming, ZHANG Qinglei, et al. Parameter optimization method of grid-forming energy storage considering system frequency stability and small signal stability[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(12): 125-135.
- [6] FANG J Y, LI H C, TANG Y, et al. Distributed power system virtual inertia implemented by grid-connected power converters[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2022, 37(8): 9790-9806.
- [7] GUO X, ZHANG S, YAN Z, et al. A novel phase-locked loop structure to enhance converter stability in weak grids[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2023, 38(11): 13855-13865.
- [8] 李宇骏, 华凤林, 陆艺源, 等. 基于李雅普诺夫函数的带锁相环的 VSC 大扰动稳定性判据[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(2): 46-54.
LI Yujun, HUA Fenglin, LU Yiyuan, et al. Large disturbance stability criterion for a VSC with phase-locked loop based

- on a Lyapunov function[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(2): 46-54.
- [9] 崔幼石, 严干贵, 刘耀茵, 等. 一种基于双馈风机锁相环动态响应的风-火协调调频策略[J]. *智慧电力*, 2023, 51(1): 38-45, 77.
CUI Youshi, YAN Gangui, LIU Zhaorui, et al. Wind-thermal power coordinated frequency regulation strategy based on dynamic response of phase-locked loop for double-fed wind turbine[J]. *Smart Power*, 2023, 51(1): 38-45, 77.
- [10] YU Y, GUAN Y, KANG W, et al. Fractional-order virtual synchronous generator[J]. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2023, 38(6): 6874-6879.
- [11] LI M, YU Y, HU W, et al. Phase feedforward damping control method for virtual synchronous generators[J]. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2022, 37(8): 9790-9806.
- [12] ALIPOOR J, MIURA Y, ISE T. Power system stabilization using virtual synchronous generator with alternating moment of inertia[J]. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 2015, 3(2): 451-458.
- [13] LI J, WEN B, WANG H. Adaptive virtual inertia control strategy of VSG for micro-grid based on improved bang-bang control strategy[J]. *IEEE Access*, 2019, 7: 39509-39514.
- [14] 于晶荣, 孙文, 于佳琪, 等. 基于惯性自适应的并网逆变器虚拟同步发电机控制[J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50(4): 137-144.
YU Jingrong, SUN Wen, YU Jiaqi, et al. Virtual synchronous generator control of a grid-connected inverter based on adaptive inertia[J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(4): 137-144.
- [15] 徐海珍, 张兴, 刘芳, 等. 基于微分补偿环节虚拟惯性的虚拟同步发电机控制策略[J]. *电力系统自动化*, 2017, 41(3): 96-102.
XU Haizhen, ZHANG Xing, LIU Fang, et al. Control strategy of virtual synchronous generator based on differential compensation virtual inertia[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2017, 41(3): 96-102.
- [16] 李明焯, 王跃, 徐宁一, 等. 基于带通阻尼功率反馈的虚拟同步发电机控制策略[J]. *电工技术学报*, 2018, 33(10): 2176-2185.
LI Mingxuan, WANG Yue, XU Ningyi, et al. Virtual synchronous generator control strategy based on bandpass damping power feedback[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2018, 33(10): 2176-2185.
- [17] 李新, 刘国梁, 杨苒晨, 等. 具有暂态阻尼特性的虚拟同步发电机控制策略及无缝切换方法[J]. *电网技术*, 2018, 42(7): 2081-2088.
LI Xin, LIU Guoliang, YANG Ranchen, et al. VSG control strategy with transient damping term and seamless switching control method[J]. *Power System Technology*, 2018, 42(7): 2081-2088.
- [18] 兰征, 龙阳, 曾进辉, 等. 考虑超调的虚拟同步发电机暂态功率振荡抑制策略[J]. *电力系统自动化*, 2022, 46(11): 131-141.
LAN Zheng, LONG Yang, ZENG Jinhui, et al. Transient power oscillation suppression strategy of virtual synchronous generator considering overshoot[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(11): 131-141.
- [19] KARIMI A, KHAYAT Y, NADERI M, et al. Inertia response improvement in AC microgrids: a fuzzy-based virtual synchronous generator control[J]. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2020, 35(4): 4321-4331.
- [20] WANG Y, WAI R. Adaptive fuzzy-neural-network power decoupling strategy for virtual synchronous generator in micro-grid[J]. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2022, 37(4): 3878-3891.
- [21] 金楠, 侯智文, 代东任, 等. 虚拟同步机电流传感器故障容错模型预测控制[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(7): 117-125.
JIN Nan, HOU Zhiwen, DAI Dongren, et al. Fault-tolerant model predictive control for a virtual synchronous generator with current sensor fault[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(7): 117-125.
- [22] 李东东, 刘强, 徐波, 等. 考虑频率稳定约束的新能源电力系统临界惯量计算方法[J]. *电力系统保护与控制*, 2021, 49(22): 24-33.
LI Dongdong, LIU Qiang, XU Bo, et al. New energy power system critical inertia estimation method considering frequency stability constraints[J]. *Power System Protection and Control*, 2021, 49(22): 24-33.
- [23] 杨赟, 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 Yun, MEI Fei, ZHANG Chenyu, 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.

收稿日期: 2023-10-23; 修回日期: 2024-01-29

作者简介:

郭磊磊(1987—), 男, 博士, 副教授, 研究方向为新能源功率变换器及交流电机控制技术; E-mail: 2006guoleilei@163.com

贾凯阳(1999—), 男, 硕士研究生, 研究方向为新能源并网发电技术; E-mail: jiakaiyang1999@163.com

孙健(1982—), 男, 通信作者, 高级工程师, 研究方向为能源电力规划研究。E-mail: 26962770@qq.com

(编辑 张颖)