

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.231285

基于光储虚拟同步机的模型预测双环协同优化控制策略

屈克庆¹, 郭东豪¹, 潘超¹, 曾志伟¹, 赵晋斌²

(1. 上海电力大学电气工程学院, 上海 200090; 2. 上海电力大学海上风电研究院, 上海 200090)

摘要: 随着新能源和电力电子设备的渗透率不断提高, 引起新型电力系统惯量不足和稳定性下降等问题。以光储一体机并网系统为例, 提出一种基于虚拟同步机(virtual synchronous generator, VSG)的模型预测双环协同优化控制(model prediction double-loop co-optimisation, MPDC)策略。在功率外环方面, 根据同步发电机转子频率特性, 采用模型预测控制对不同阶段的 VSG 参考功率进行修正。在内环方面, 选取有限集三矢量模型预测电流控制(finite control set-three vector-model predictive current control, FCS-TV-MPCC)实现准确跟踪外环输出参考电压。仿真与实验结果表明, 所提控制策略能提高频率跟踪精度, 且与传统控制方法相比, 在负载发生突变情况下可减小系统频率超调, 同时降低频率变化率, 从而改善有功调频特性。

关键词: 光储一体机; 虚拟同步机; 模型预测控制; 有限集三矢量

Model predictive dual-loop cooperative optimal control strategy based on an optical storage virtual synchronous generator

QU Keqing¹, GUO Donghao¹, PAN Chao¹, ZENG Zhiwei¹, ZHAO Jinbin²

(1. College of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China;

2. Offshore Wind Power Research Institute, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China)

Abstract: The increasing penetration of new energy sources and power electronic equipment has caused problems such as insufficient inertia and decreased stability of new power systems. In this paper, a model prediction double-loop co-optimisation (MPDC) control strategy based on a virtual synchronous generator (VSG) is proposed as an example for the grid-connected photovoltaic storage integrated machine. In the power outer loop, model predictive control is used to correct the VSG reference power at different stages according to the synchronous generator rotor frequency characteristics. For the inner loop, a finite set three vector model predictive current control (FCS-TV-MPCC) is selected to achieve accurate tracking of the outer loop output reference voltage. Simulation and experiment show that the proposed control strategy can improve the frequency tracking accuracy, and compared with the traditional control method, it can reduce the system frequency overshoot in the case of sudden change of load. At the same time, it reduces the frequency change rate, so as to improve the active frequency modulation characteristics.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 52177184).

Key words: photovoltaic storage integrated machine; virtual synchronous generator; model predictive control; a finite set three-vector

0 引言

截至 2023 年 4 月底, 我国光伏发电装机容量高达 4.4 亿 kW, 同比增长 36.6%, 光伏发电并网容量占比逐渐升高, 其波动性和随机性会影响电力系统有功和无功平衡, 电网电压和频率的调节负担由此加重^[1-3]。分布式能源的接口设备是不具备惯量的电力电子变流器, 大规模的光伏接入会造成电力系统等

效转动惯量下降, 从而导致应对频率稳定的能力下降, 此问题成为研究电力系统稳定性的关键点^[4-5]。

对此, 虚拟同步机控制的概念应运而生, 即电力电子变流器模拟同步发电机的惯性与阻尼、有功调频和无功调压特性, 从而为电网提供支撑^[6-8]。虚拟同步机(virtual synchronous generator, VSG)控制包括外环和内环, 外环通过调节虚拟机械转矩改变有功功率输出来实现功率平衡, 内环实现对电网电流和频率进行跟踪^[9]。基于此, 文献[10-11]对 VSG 功率环稳定性和参数设计进行分析。文献[12-14]提

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(52177184)

出转动惯量与阻尼相结合的自适应控制策略,旨在发生负载扰动时,实时调节两参数兼顾调节速度和频率稳定性。文献[15]结合模糊理论考虑储能容量和荷电状态约束,设计出转动惯量和阻尼系数自适应 VSG 控制策略,使惯量变化的灵活度更高,阻尼变化的尖峰得到了削减。然而自适应参数调节不能在 VSG 控制上补偿有功缺额,当自适应环节出现问题时,给系统增加了故障隐患,增大了故障风险。近些年,随着数字控制处理器的飞速发展,模型预测控制(model predictive control, MPC)也在更多的工业应用领域中出现, MPC 响应速度快,可以提高闭环性能,并且具有很好的鲁棒性^[16-18]。文献[19-20]提出一种用于储能的新型模型预测控制的虚拟同步机,所提方法在孤岛微电网运行时有效改善暂态期间的惯性支撑。

然而,上述文献中虚拟同步机控制策略的改进对象都为 VSG 功率控制环,内环仍使用电压电流串级控制,其动态响应能力有限,且 PI 控制器之间也会互相产生干扰^[21-23]。文献[24]提出基于电流重构的故障容错模型预测控制策略应用于内环,通过直流电流和单电压矢量的预测电流重构三相电流,从虚拟矢量和单电压矢量中选择最优矢量实现容错运行。文献[25]提出了带有 MPC 的下垂控制方案,仅依赖一步预测实现了逆变器的快速鲁棒运行。文献[26]针对内环提出了在孤岛运行下的有限集模型预测控制(finite control set model predictive control, FCS-MPC)方案,增强了内环带宽和稳定性,获得更强的限流能力。文献[27]验证 VSG 并网运行下内环采用模型预测电流跟踪控制的可行性,采用两步预测进一步提高控制性能。然而上述方法在每个控制周期内采用单矢量控制会产生较多的控制变量纹波,严重影响电压控制精度,造成电流总谐波畸变率(total harmonic distortion, THD)较高。

针对上述不足,本文提出一种基于直流侧的光储发电系统虚拟同步机的模型预测双环协同优化控制方案。此方法结合 MPC 和 VSG 的优点,在暂态过程中有效提供惯量支撑,增强了调频能力,具有参数少、结构紧凑的特点。本文介绍了光储一体机并网系统调频调压原理,利用模型预测控制优化功率外环,在内环中提出一种优化矢量选择的三矢量 MPC,有助于实现精确的频率跟踪。最后通过仿真和硬件在环实验对所提控制策略的有效性进行验证。

1 光储一体机调频调压控制原理

1.1 光储一体机

本文采用的传统光储 VSG 并网发电系统结构

如图 1 所示,储能单元并联于光伏发电单元的直流母线上。光伏发电的前级 DC-DC 采用 BOOST 实现升压和最大功率追踪的功能,储能电池通过 BUCK-BOOST 实现充放电并维持直流母线电压的稳定,后级为 DC-AC 并网逆变器,将直流电转化为交流电,最后经过 LC 滤波电路将电能馈入电网和负载。图 1 中: L_f 和 R_f 分别为滤波电感和滤波电阻; C 为滤波电容; R_g 和 L_g 分别为线路电阻和电感; i_f 为逆变器输出电流; i_o 为虚拟同步机输出电流; u_c 为虚拟同步机输出电压。

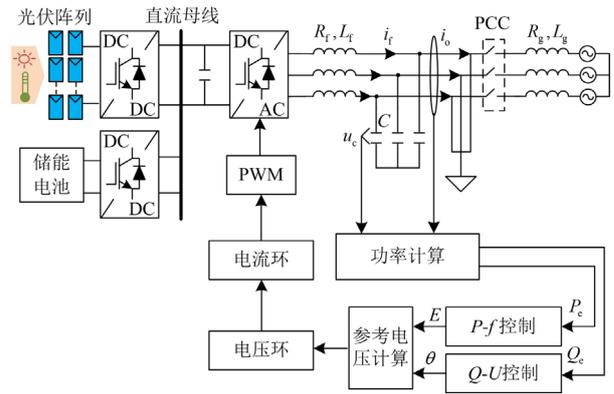


图 1 传统光储 VSG 并网发电系统

Fig. 1 Conventional photovoltaic and storage VSG grid-connected power generation system

1.2 传统调频调压数学模型

图 1 中 VSG 由有功-频率控制环节和无功-电压控制环节这两部分组成, VSG 有功功率回路模拟极对数为 1 的同步发电机转子运动方程如式(1)所示。

$$\begin{cases} J \frac{d\omega}{dt} = T_m - T_e - D_p(\omega - \omega_0) \\ \frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_0 \end{cases} \quad (1)$$

式中: J 为虚拟同步发电机的转动惯量; T_m 为虚拟同步发电机机械转矩; T_e 为虚拟同步发电机电磁转矩; D_p 为阻尼系数; ω 为虚拟同步发电机的机械角速度; ω_0 为额定角频率; δ 为虚拟同步发电机的功角。

通过电压参考值与实际电压的差值对无功功率指令值进行调整,加入调压器后,虚拟同步发电机无功功率方程可表示为

$$\begin{cases} k_q \frac{d(\sqrt{2}E_m)}{dt} = [Q_{ref} + D_q(U_n - U_c) - Q_c] \\ E = \sqrt{2}E_m = \omega M_f i_f \end{cases} \quad (2)$$

式中: k_q 为励磁调节器的积分系数; Q_{ref} 为参考无功功率; Q_c 为输出无功功率; D_q 为无功电压下垂

系数; U_n 为额定电压幅值; U_c 为逆变器 LC 滤波器出口处的相电压幅值; E 为虚拟同步机的内电势幅值; E_m 为虚拟同步机的内电势最大值; M_f 为定子绕组和转子绕组之间互感的最大值。

2 MPDC 控制策略设计

由图 1 可知, 传统 VSG 调频特性依赖于转动惯量等参数调节, 且电压电流双闭环中需要 PI 参数整定, PI 控制器之间存在相互耦合, 其调频能力很难提高。本文提出模型预测双环协同优化控制策略 (model prediction double-loop co-optimisation, MPDC) 以改善频率暂态特性和控制精度, MPDC 方案控制框图如图 2 所示, 包括基于 MPC 的功率外环和电流内环, 具体如下所述。

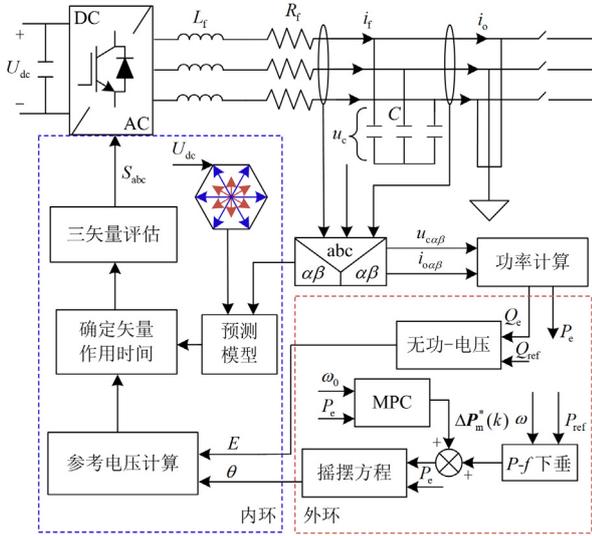


图 2 所提出的 MPDC 方案控制框图

Fig. 2 Block diagram of proposed MPDC scheme

2.1 模型预测功率外环优化

当系统的输入功率突然增大, 同步发电机的转子角频率发生振荡衰减, 振荡曲线如图 3 所示。将一个典型频率振荡特性曲线分为 A、B、C、D 4 个阶段, 依次对应 $t_1 \sim t_2$ 、 $t_2 \sim t_3$ 、 $t_3 \sim t_4$ 、 $t_4 \sim t_5$ 。

在 A 阶段, 同步发电机转子角频率远离参考角频率, 在 t_1 时刻频率变化率较大, 较大的频率变化率会产生较大的频率偏移量, 则需要降低频率变化率来减小频率偏移量的超调量。在 B 阶段, 频率变化率小于 0, 其绝对值逐渐增大, 转子角频率仍大于额定频率, 此时目标为进一步减小频率偏移量并加快频率恢复到额定频率的过程, C 和 D 阶段的分析情况与 A、B 阶段类似, 不再赘述。

在传统 VSG 功率外环引入模型预测控制^[18], 通过采样系统频率和输出功率, 根据求解得到的最

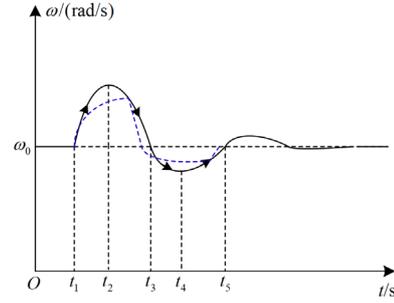


图 3 同步发电机转子角频率振荡曲线

Fig. 3 Synchronous generator rotor angular frequency oscillation curve

优解 $\Delta P_m^*(k)$ 对机械功率 P_m 进行修正。由于 VSG 频率波动较小, 则 $\omega \approx \omega_0$, 令角频率偏移量 $\omega_d = \omega - \omega_0$ 。根据式(1)建立 MPC-VSG 的状态空间模型, 如式(3)所示。

$$\begin{cases} \frac{d\omega_d(t)}{dt} = -\frac{D_p}{J}\omega_d(t) + \frac{1}{J\omega_0}P_m(t) - \frac{1}{J\omega_0}P_c(t) \\ y(t) = \omega_d(t) \end{cases} \quad (3)$$

式中, $P_c(t)$ 为虚拟同步机输出功率。因为研究对象为一阶模型, 故可采用前向欧拉法对系统进行离散化, 即

$$\frac{dx}{dt} \approx \frac{x(k+1) - x(k)}{T_s} \quad (4)$$

式中, T_s 为采样时间。对式(3)进行离散化得到

$$\Delta\omega_d(k+1) = A\Delta\omega_d(k) + B_m\Delta P_m(k) + B_c\Delta P_c(k) \quad (5)$$

式中: $A = 1 - (D_p T_s / J\omega_0)$; $B_m = T_s / J\omega_0$; $B_c = -T_s / J\omega_0$ 。

2.1.1 频率偏移

当电网频率逐渐远离额定频率时, 即 $\omega_d(k) \cdot \Delta\omega_d(k) > 0$, 以频率增量 $\Delta\omega_d(k+1)$ 为输出, 一般要求控制时域长度小于预测时域长度, 为了提高预测精度, 在计算量不过高的前提下, 本文采取 3 步预测, $Y_p^d(k+1|k)$ 为 3 步预测下的频率增量预测值, 得到预测方程式(6)。

$$Y_p^d(k+1|k) = S_A \Delta\omega(k) + S_m \Delta P_m(k) + S_c \Delta P_c(k) \quad (6)$$

式中

$$\begin{cases} S_A = [A \quad A^2 \quad A^3]^T \\ S_m = \begin{bmatrix} B_m & 0 & 0 \\ AB_m & B_m & 0 \\ A^2 B_m & AB_m & B_m \end{bmatrix} \\ S_c = [B_c \quad AB_c \quad A^2 B_c]^T \end{cases} \quad (7)$$

当电网频率逐渐偏离额定频率时,为降低频率偏移速度,将频率增量和控制量增量作为性能指标,即

$$J_d = \left\| \Gamma_y^d (Y_p^d(k+1|k) - R(k+1)) \right\|^2 + \left\| \Gamma_{P_m}^d \Delta P_m(k) \right\|^2 \quad (8)$$

式中: $\Gamma_y^d = \text{diag}(\alpha_d, \alpha_d, \alpha_d)$; $\Gamma_{P_m}^d = \text{diag}(\beta_d, \beta_d, \beta_d)$; $R(k+1)$ 为零向量; α_d 和 β_d 分别为频率偏离正常值时频率增量和功率增量的权重系数。并定一个中间变量 $E_p^d(k+1|k)$ 为

$$E_p^d(k+1|k) = R(k+1) - S_A \Delta \omega_d(k) - S_e \Delta P_e(k) \quad (9)$$

此 MPC 优化问题是一个二次规划问题,将式(9)代入式(8),可化简为形如 $\frac{1}{2} z^T H z + G^T z$ 的形式。

$$J = \frac{1}{2} \Delta P_m(k)^T H \Delta P_m(k) + G(k+1|k)^T \Delta P_m(k) \quad (10)$$

式中

$$\begin{cases} H = 2S_m^T (\Gamma_y^d)^T \Gamma_y^d S_m + 2(\Gamma_{P_m}^d)^T \Gamma_{P_m}^d \\ G(k+1|k) = -2S_m^T (\Gamma_y^d)^T \Gamma_y^d E_p^d(k+1|k) \end{cases} \quad (11)$$

当式(10)的解在约束边界内,模型退化为无约束模型,此时最优解 $\Delta P_m^*(k)$ 为

$$\Delta P_m^*(k) = K_{\text{mpc}} E_p^d(k+1|k) \quad (12)$$

式中

$$K_{\text{mpc}} = (S_m^T (\Gamma_y^d)^T \Gamma_y^d S_m + (\Gamma_{P_m}^d)^T \Gamma_{P_m}^d)^{-1} S_m^T (\Gamma_y^d)^T \Gamma_y^d \quad (13)$$

2.1.2 频率恢复

当频率接近参考角频率,即 $\omega_d(k) \cdot \Delta \omega_d(k) < 0$, 选取频率偏移量 $\omega_d(k+1)$ 为输出, $Y_p^b(k+1|k)$ 为 3 步预测下的频率偏移量预测值,得到

$$Y_p^b(k+1|k) = S_A \Delta \omega_d(k) + S_m \Delta P_m(k) + S_e \Delta P_e(k) + I y(k) \quad (14)$$

式中

$$\begin{cases} S_A = \begin{bmatrix} A & \sum_{i=1}^2 A^i & \sum_{i=1}^3 A^i \end{bmatrix}^T, I = [1 \quad 1 \quad 1]^T \\ S_e = \begin{bmatrix} B_e & \sum_{i=1}^2 A^{i-1} B_e & \sum_{i=1}^3 A^{i-1} B_e \end{bmatrix}^T \\ S_m = \begin{bmatrix} B_m & 0 & 0 \\ \sum_{i=1}^2 A^{i-1} B_m & B_m & 0 \\ \sum_{i=1}^3 A^{i-1} B_m & \sum_{i=1}^2 A^{i-1} B_m & B_m \end{bmatrix} \end{cases} \quad (15)$$

当电网频率逐渐恢复时,为加快频率恢复速度,

将频率偏移量和控制量增量作为性能指标,即

$$J = \left\| \Gamma_y^b (Y_p^b(k+i|k) - R(k+1)) \right\|^2 + \left\| \Gamma_{P_m}^b \Delta P_m(k) \right\|^2 \quad (16)$$

式中: $\Gamma_y^b = \text{diag}(\alpha_b, \alpha_b, \alpha_b)$; $\Gamma_{P_m}^b = \text{diag}(\beta_b, \beta_b, \beta_b)$; α_b 和 β_b 分别为频率恢复参考值时频率偏移量和功率增量的权重系数。令

$$E_p^b(k+1|k) = R(k+1) - S_A \Delta \omega_d(k) - S_e \Delta P_e(k) - I y(k) \quad (17)$$

同理可知,当式(16)的解在约束边界内,模型退化为无约束模型,此时最优解 $\Delta P_m^*(k)$ 为

$$\Delta P_m^*(k) = K_{\text{mpc}} E_p^b(k+1|k) \quad (18)$$

式中

$$K_{\text{mpc}} = (S_m^T (\Gamma_y^b)^T \Gamma_y^b S_m + (\Gamma_{P_m}^b)^T \Gamma_{P_m}^b)^{-1} S_m^T (\Gamma_y^b)^T \Gamma_y^b \quad (19)$$

当解在约束边界上时, MPC 将根据约束条件输出最大功率。

2.2 FCS-TV-MPCC 内环

由 VSG 功率外环可得到逆变器输出参考电压 e_{abc} , 从而可以计算得到参考电流 i_f^{ref} 为

$$i_f^{\text{ref}} = \frac{e_{abc} - u_c}{R_f + j\omega L_f} \quad (20)$$

根据基尔霍夫定律,两电平电压源型逆变器在 $\alpha\beta$ 静止坐标系下的数学模型为

$$L_f \frac{di_{f\alpha\beta}}{dt} = u_{\alpha\beta} - R_f i_{f\alpha\beta} - u_{c\alpha\beta} \quad (21)$$

式中, $u_{\alpha\beta} = u_\alpha + j u_\beta$ 、 $i_{f\alpha\beta} = i_{f\alpha} + j i_{f\beta}$ 、 $u_{c\alpha\beta} = u_{c\alpha} + j u_{c\beta}$ 分别为 $\alpha\beta$ 坐标系下逆变器输出电压、电流和电容电压。假设采样周期为 T , 将式(21)离散化为

$$i_{f\alpha\beta}(k+1) = \left(1 - \frac{R_f T}{L_f} \right) i_{f\alpha\beta}(k) + \frac{T}{L_f} [u_{\alpha\beta}(k) - u_{c\alpha\beta}(k)] \quad (22)$$

基于无差拍控制原理计算得到 VSG 输出参考电压 $u_{\alpha\beta}^{\text{ref}}$, 即

$$u_{\alpha\beta}^{\text{ref}} = \frac{L_f}{T} [i_{f\alpha\beta}^{\text{ref}} - i_{f\alpha\beta}(k+1)] + R_f i_{f\alpha\beta}(k+1) + u_{c\alpha\beta}(k+1) \quad (23)$$

式中, $u_{\alpha\beta}^{\text{ref}} = u_\alpha^{\text{ref}} + j u_\beta^{\text{ref}}$, 其中 u_α^{ref} 和 u_β^{ref} 分别为 VSG 输出参考电压在 α 轴和 β 轴上的分量。为了降低计算量,定义一个基于参考电压的代价函数来选择最优电压矢量,如式(24)所示。

$$G = |u_\alpha^{\text{ref}}(k+1) - u_\alpha(k+1)| + |u_\beta^{\text{ref}}(k+1) - u_\beta(k+1)| \quad (24)$$

如图 4 所示,为提高预测精度,在每个控制周

期选取 3 个电压矢量, 设定 6 种电压矢量组合分别为 $\mathbf{u}_{11}(\mathbf{u}_0, \mathbf{u}_1, \mathbf{u}_2)$ 、 $\mathbf{u}_{12}(\mathbf{u}_0, \mathbf{u}_2, \mathbf{u}_3)$ 、 $\mathbf{u}_{13}(\mathbf{u}_0, \mathbf{u}_3, \mathbf{u}_4)$ 、 $\mathbf{u}_{14}(\mathbf{u}_0, \mathbf{u}_4, \mathbf{u}_5)$ 、 $\mathbf{u}_{15}(\mathbf{u}_0, \mathbf{u}_5, \mathbf{u}_6)$ 、 $\mathbf{u}_{16}(\mathbf{u}_0, \mathbf{u}_6, \mathbf{u}_1)$ 。8 个基本电压矢量 $\mathbf{u}_0 \sim \mathbf{u}_7$ 与 6 个电压矢量组合之间的关系如式(25)所示^[28]。

$$\mathbf{u}_{1i} = \frac{t_{i,u1}}{T} \mathbf{u}_1 + \frac{t_{i,u2}}{T} \mathbf{u}_2 + \frac{t_{i,u3}}{T} \mathbf{u}_3 \quad (25)$$

式中, $t_{i,u1}$ 、 $t_{i,u2}$ 和 $t_{i,u3}$ 分别是 \mathbf{u}_1 、 \mathbf{u}_2 和 \mathbf{u}_3 的持续时间, 并且满足 $t_{i,u1} + t_{i,u2} + t_{i,u3} = T$ 。为确定备选电压的向量组合, 需确定参考电压的位置。

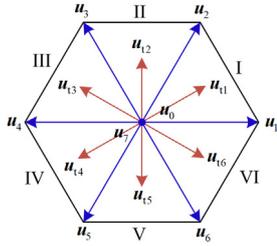


图 4 三矢量调制 MPC 策略的电压矢量组合

Fig. 4 Voltage vector combination for a three-vector modulation MPC strategy

可根据电压矢量与 α 轴夹角 θ 的大小判断其参考电压矢量所在扇区的位置。

$$\theta = \arctan \frac{u_{\beta}^{\text{ref}}}{u_{\alpha}^{\text{ref}}} \quad (26)$$

再由调制模型预测原理计算得到每个电压矢量的作用时间, 例如对于电压矢量组合 \mathbf{u}_{11} , 计算得到式(27)。最后给出三矢量调制下模型电流跟踪控制的执行步骤, 如图 5 所示。

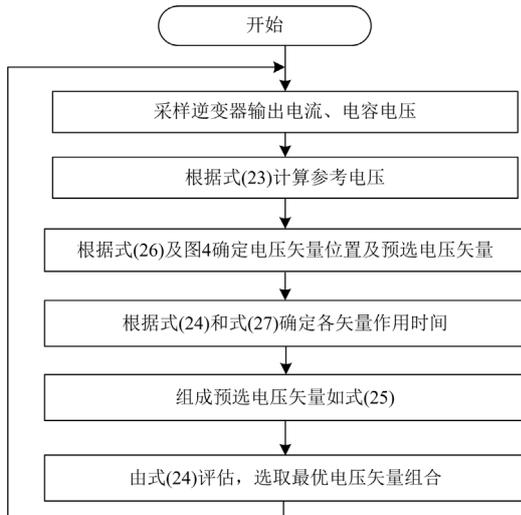


图 5 FCS-TV-MPCC 控制策略流程图

Fig. 5 Flow chart of the FCS-TV-MPCC control strategy

$$\begin{cases} t_{1,u0} = \frac{G_{u1}G_{u2}}{G_{u0}G_{u1} + G_{u1}G_{u2} + G_{u0}G_{u2}}T \\ t_{1,u1} = \frac{G_{u0}G_{u2}}{G_{u0}G_{u1} + G_{u1}G_{u2} + G_{u0}G_{u2}}T \\ t_{1,u2} = \frac{G_{u0}G_{u1}}{G_{u0}G_{u1} + G_{u1}G_{u2} + G_{u0}G_{u2}}T \end{cases} \quad (27)$$

式中, G_{u0} 、 G_{u1} 和 G_{u2} 分别为 \mathbf{u}_0 、 \mathbf{u}_1 和 \mathbf{u}_2 的价值函数值。

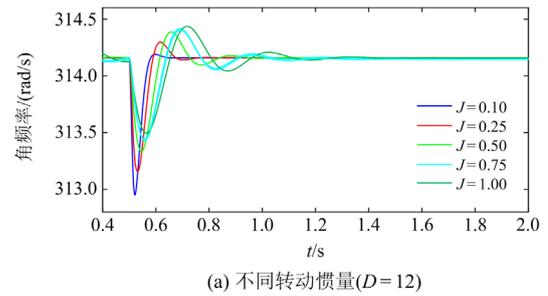
3 仿真及实验验证

3.1 仿真验证

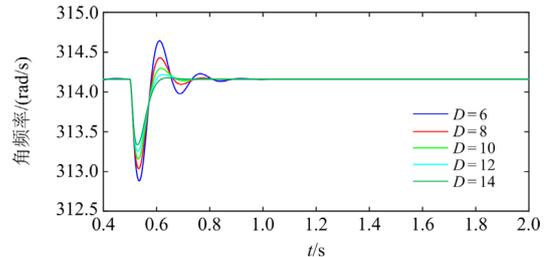
本文搭建 Matlab/Simulink 模型验证所提出控制策略的合理性及优越性, 在验证所提控制策略之前, 需要选取合适的惯量和阻尼系数。图 6 为不同参数的一次调频暂态曲线。根据对频率波动的抑制效果, 选取一组合适的转动惯量与阻尼系数。再根据 2.1 节的稳定性约束验证参数的正确性, 最后得到仿真和实验的参数如表 1 所示。

3.1.1 光伏波动下所提控制策略功能验证

当光储一体机在并网状态下, 有功功率指令为 10 kW, 无功功率指令为 0 kvar, 令初始温度为 25 °C, 初始光照强度为 1000 W/m², 在 0.3 s 时光照强度上升为 1300 W/m², 在 0.6 s 时光照强度降为 800 W/m², 仿真结果如图 7 所示。在 0.2~0.3 s, 光伏发出功率近似等于有功功率指令, 储能既不放电也不充电。在 0.3~0.6 s, 此时有功参考功率小于光伏出



(a) 不同转动惯量($D=12$)



(b) 不同阻尼系数($J=0.25$)

图 6 不同参数下的频率响应

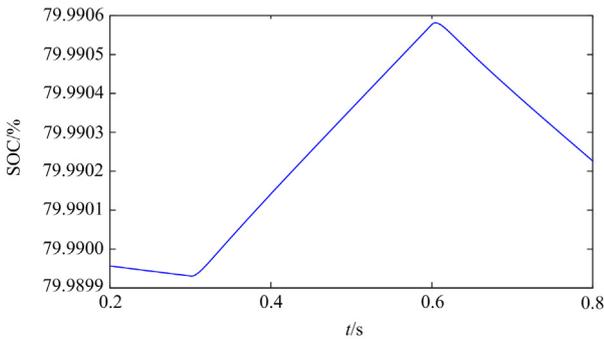
Fig. 6 Frequency response with different parameters

表 1 仿真和实验参数

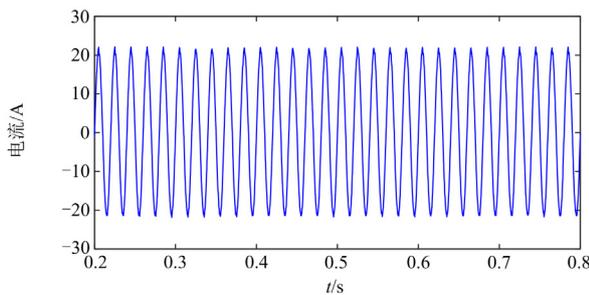
Table 1 Simulation and experimental parameters

参数	数值
直流母线电压 V_{dc}/V	750
电网电压 U_n/V	311
额定角频率 $\omega_0/(\text{rad/s})$	314
滤波器电阻 R_f/Ω	0.1
滤波电感 L_f/mH	3.2
线路电阻 R_g/Ω	0.2
线路电感 L_g/mH	4
储能额定容量 Q_n/kWh	40
储能额定电流 I_n/A	20
转动惯量 $J/(\text{kg}\cdot\text{m}^2)$	0.25
阻尼系数 $D_p/(\text{Nm}\cdot\text{s}/\text{rad})$	14
采样时间 T_s/s	1×10^{-4}
开关频率/kHz	10
调差系数 k_p	200
励磁调节积分系数 k_i	10
无功电压下垂系数 D_q	1000

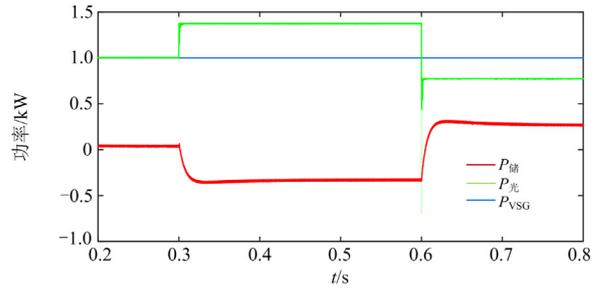
力, 储能电池快速充电, 储存能量作为备用, SOC 不断增大。在 0.6~0.8 s, 光伏出力小于有功参考功率指令, 此时储能电池放电, 光伏和储能共同向电网输送电能, SOC 不断下降, 整个过程中网侧电流保持稳定, 总谐波畸变率 $D_{TH} = 1.09\% < 5\%$, 满足要求。



(a) SOC



(b) 网侧电流



(c) 逆变器与储能、光伏输出功率

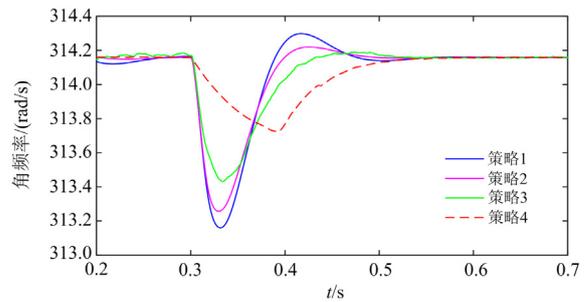
图 7 仿真功能验证结果

Fig. 7 Simulation functional verification results

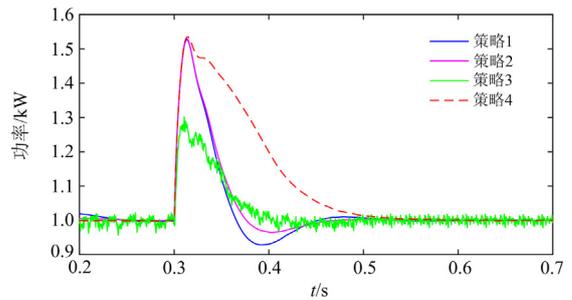
3.1.2 控制效果验证

光储一体机接入电网, 系统初始带负荷 10 kW, 0.3 s 时负荷突增 5 kW, 比较 4 种不同控制策略下的控制效果, 验证光储 MPDC 的优越性。控制策略 1 为传统 VSG; 控制策略 2 为外环采用模型预测控制进行优化^[19], 内环使用电压电流串级控制; 控制策略 3 为内环采用模型预测电流跟踪控制, 外环无优化^[27]; 策略 4 为本文所提出的控制方案。仿真结果如图 8 所示。

当负荷突然接入时, 系统出现功率不平衡, 从而引起频率波动。如图 8(a)所示, 相较于策略 1, 策略 2、3 和 4 都可以减小角频率偏移量, 策略 2 的角频率偏移最大值约 0.9 rad/s, 策略 3 和策略 4 分别约为 0.7 rad/s、0.4 rad/s。策略 3 虽然能有效减小角频率超调量, 但其频率跟踪的精确性较低, 且频率恢复阶段有小幅波动。策略 4 不仅能减小频率



(a) VSG输出角频率



(b) VSG输出功率

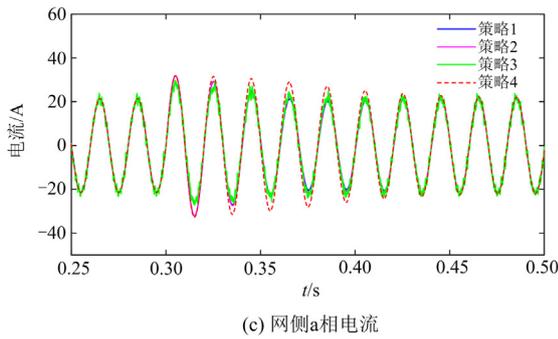


图 8 并网运行负荷扰动的仿真结果

Fig. 8 Simulation results of load disturbance under grid-connected operation

偏移量, 还能大幅降低频率偏移阶段的频率变化率并且有效抑制频率恢复阶段的波动。此外, 由图 8(b)和图 8(c)可以看出, 策略 2 能减小功率波动, 策略 3 则能有效减小功率超调, 但存在电流谐波较大和输出功率小幅波动的问题。策略 4 在发生扰动时, 能释放出更多的惯量, 从而阻止电网频率的进一步跌落, 且无功率振荡, 有效解决了策略 2 和 3 的不足, 相较于前 3 个控制策略, 策略 4 的功率和频率波形更加平顺。值得一提的是, 策略 4 与前 3 个控制策略相比, 能够在同样的时间内达到稳态。

3.2 实验验证

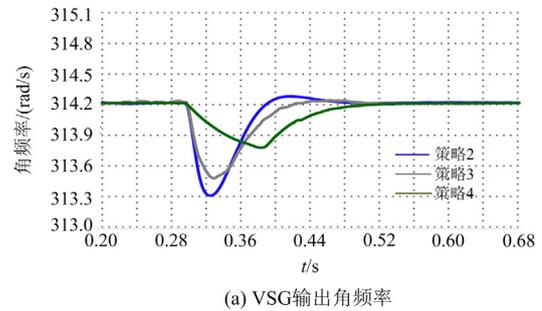
本文通过实验室已有设备搭建控制器级的硬件在环实验平台来验证所提出的控制策略的有效性及其优越性。所搭建的实验平台如图 9 所示, 包括 RT-LABOP5700 仿真机和型号为 TMS32F28335 的 DSP 控制器, 将 MPDC 控制策略从 Simulink 环境编写到 RT-LAB 中。本文所提出的方法在 DSP 上实现, RT-LAB 产生的电压、电流信号反馈给 DSP, 计算后将开关信号送给 RT-LAB 构成闭环, 参数与工况均与 3.1.2 节相同。策略 2、3 和 4 都是对策略 1 的优化, 由仿真可知, 相较于策略 1, 后 3 种策略都达到了更好的控制效果, 故实验中仅选用后 3 种策略进行对照。



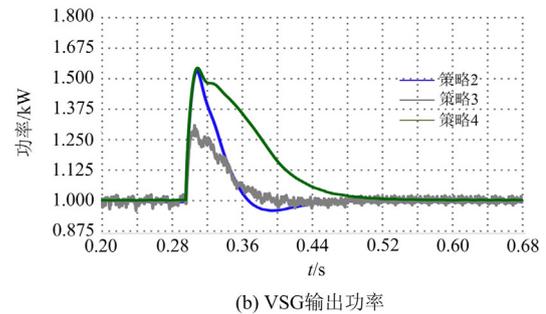
图 9 实验装置

Fig. 9 Experimental setup

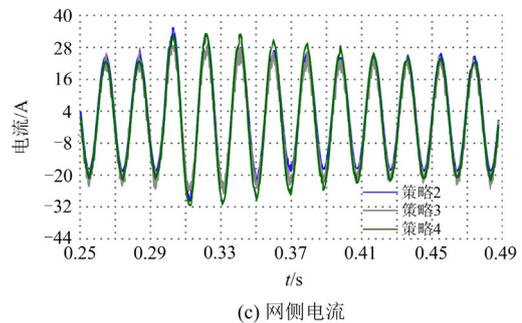
实验结果与仿真结果十分相似, 但存在一定误差和延时。在 0.3 s 负荷突增后, 如图 10(a)所示, 策略 4 相较于策略 2 和 3 能够迅速提供较大惯量, 降低频率变化率, 减缓频率跌落。在频率恢复阶段, 策略 4 更为平滑且无振荡, 策略 2 波动较大, 而策略 3 则略有一些超调。策略 2、3 和策略 4 的角频率最大偏移量分别约为 0.9 rad/s、0.7 rad/s、0.4 rad/s。同时由图 10(b)可以发现, 策略 3 的输出功率存在小幅波动和较大“毛刺”。由图 10(c)可以看出, 受到扰动瞬间, 策略 4 的电流幅值小于策略 2 且大于策略 3, 但策略 4 的输出电流的谐波含量明显低于策略 3。综合考虑负荷扰动后网侧电流和系统频率, 策略 4 比策略 2 和 3 更优。综上所述, 所提出的控制策略各方面表现更佳。



(a) VSG输出角频率



(b) VSG输出功率



(c) 网侧电流

图 10 实验结果

Fig. 10 Results of the experiment

4 结论

本文基于 VSG 光储一体机并网系统, 提出了

一种模型预测双环协同优化的控制策略, 得到结论如下:

1) 建立 VSG 功率外环的离散数学模型预测未来时刻的状态量, 根据同步发电机转子角频率特性, 在 VSG 调频不同阶段设定不同优化目标, 采用模型预测最优解求得补偿功率并对 VSG 参考功率进行修正, 以此增强动态调频特性。

2) 将逆变器输入端的参考电压送入内环, 内环则在建立 $\alpha\beta$ 预测模型的基础上, 在每个控制周期选取 3 个电压矢量, 最后经评估选取一个最优矢量组合作用于并网逆变器。

3) 本文依据所提控制策略设计 VSG 转动惯量和阻尼系数等参数。经仿真和实验验证, 所提出的控制策略能有效跟踪电网频率, 降低功率不平衡时的系统频率变化率和频率偏移量, 在暂态期间有效提供惯量支撑且降低并网电流谐波含量。

参考文献

- [1] 苏伟. 可再生能源发电装机容量占比 48.7%[N]. 中国电力报, 2023-05-24(001).
- [2] 马启鹏, 郝正航, 张裕, 等. 含高渗透率分布式光伏配电网的网络分区与电压协调控制[J]. 电网与清洁能源, 2023, 39(3): 93-102, 108.
MA Qipeng, HAO Zhenghang, ZHANG Yu, et al. Network partition and voltage coordination control of distributed PV power distribution network with high permeability[J]. Power System and Clean Energy, 2023, 39(3): 93-102, 108.
- [3] 刘运鑫, 姚良忠, 廖思阳, 等. 光伏渗透率对电力系统静态电压稳定性影响研究[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(15): 5484-5497.
LIU Yunxin, YAO Liangzhong, LIAO Siyang, et al. Study on the impact of photovoltaic penetration on power system static voltage stability[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(15): 5484-5497.
- [4] 罗剑波, 陈永华, 刘强. 大规模间歇性新能源并网控制技术综述[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(22): 140-146.
LUO Jianbo, CHEN Yonghua, LIU Qiang. Overview of large-scale intermittent new energy grid-connected control technology[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(22): 140-146.
- [5] 王新宝, 葛景, 韩连山, 等. 构网型储能支撑新型电力系统建设的思考与实践[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(5): 172-179.
WANG Xinbao, GE Jing, HAN Lianshan, et al. Theory and practice of grid-forming BESS supporting the construction of a new type of power system[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(5): 172-179.
- [6] LIU J, MIURA Y, ISE T. Comparison of dynamic characteristics between virtual synchronous generator and droop control in inverter-based distributed generators[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2016, 31(5): 3600-3611.
- [7] ZHONG Q C, WEISS G. Synchronverters: inverters that mimic synchronous generators[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2011, 58(4): 1259-1267.
- [8] 吕志鹏, 盛万兴, 刘海涛, 等. 虚拟同步机技术在电力系统中的应用与挑战[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(2): 349-360.
LÜ Zhipeng, SHENG Wanxing, LIU Haitao, et al. Application and challenge of virtual synchronous machine technology in power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(2): 349-360.
- [9] 康思伟, 董文凯, 郭诗然, 等. 基于虚拟同步机控制的新能源发电并网系统小干扰稳定临界短路比[J]. 电力建设, 2022, 43(3): 131-140.
KANG Siwei, DONG Wenkai, GUO Shiran, et al. Critical short-circuit ratio of small-signal stability for a grid-connected renewable power generation system based on virtual synchronous generator control[J]. Electric Power Construction, 2022, 43(3): 131-140.
- [10] 陶亮, 程军照, 王文玺, 等. 虚拟同步发电机参数设计及优化方法[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(12): 128-135.
TAO Liang, CHENG Junzhao, WANG Wenxi, et al. Methods of parameter design and optimization in virtual synchronous generator technology[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(12): 128-135.
- [11] WU H, RUAN X, YANG D, et al. Small-signal modeling and parameters design for virtual synchronous generators[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2016, 63(7): 4292-4303.
- [12] 王亚军, 杨立波, 马斌, 等. 虚拟同步机惯量及阻尼系数协调优化方法[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(19): 88-98.
WANG Yajun, YANG Libo, MA Bin, et al. Coordination and optimization strategy of virtual inertia and damping coefficient of a virtual synchronous generator[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(19): 88-98.
- [13] 金铭鑫, 王彤, 黄世楼, 等. 含储能型虚拟同步发电机的直驱风机并网系统自适应协调阻尼控制策略[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(10): 170-177, 191.
JIN Mingxin, WANG Tong, HUANG Shilou, et al. Adaptive coordinated damping control strategy for grid-connected direct-driven wind turbine system with energy storage-based virtual synchronous generators[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(10): 170-177, 191.
- [14] LI D, ZHU Q, LIN S, et al. A self-adaptive inertia and damping combination control of VSG to support frequency stability[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2017, 32(1): 397-398.

- [15] 杨帆, 邵银龙, 李东东, 等. 一种计及储能容量 SOC 约束的模糊自适应 VSG 控制策略[J]. 电网技术, 2021, 45(5): 1869-1877.
YANG Fan, SHAO Yinlong, LI Dongdong, et al. Fuzzy adaptive VSG control strategy considering energy storage capacity and SOC constraint[J]. Power System Technology, 2021, 45(5): 1869-1877.
- [16] 乐健, 廖小兵, 章琰天, 等. 电力系统分布式模型预测控制方法综述与展望[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(23): 179-191.
LE Jian, LIAO Xiaobing, ZHANG Yantian, et al. Review and prospect on distributed model predictive control method for power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(23): 179-191.
- [17] 张海波, 段洁琼, 奚耀冕, 等. 计及储能 SOC 恢复的孤岛直流外送 AGC 模型预测控制[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(10): 199-204.
ZHANG Haibo, DUAN Jieqiong, XI Yaomian, et al. AGC model predictive control of islanded HVDC sending end considering SOC recovery of energy storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(10): 199-204.
- [18] 高聪哲, 黄文焘, 余墨多, 等. 基于智能软开关的主动配电网电压模型预测控制优化方法[J]. 电工技术学报, 2022, 37(13): 3263-3274.
GAO Congzhe, HUANG Wentao, YU Moduo, et al. A model predictive control method to optimize voltages for active distribution networks with soft open point[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(13): 3263-3274.
- [19] LONG B, LIAO Y, CHONG K T, et al. MPC-controlled virtual synchronous generator to enhance frequency and voltage dynamic performance in islanded microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(2): 953-964.
- [20] 倪泽龙, 林钰钧, 王治涛, 等. 基于模型预测的虚拟同步机控制储能调频研究[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(14): 85-93.
NI Zelong, LIN Yujun, WANG Zhitao, et al. Research on frequency regulation of VSG controlled energy storages based on model predictive control[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(14): 85-93.
- [21] 柳志飞, 杜贵平, 杜发达. 有限集模型预测控制在电力电子系统中的研究现状和发展趋势[J]. 电工技术学报, 2017, 32(22): 58-69.
LIU Zhifei, DU Guiping, DU Fada. Research status and development trend of finite control set model predictive control in power electronics[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(22): 58-69.
- [22] 金楠, 胡石阳, 崔光照, 等. 光伏并网逆变器有限状态模型预测电流控制[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(增刊 1): 190-196.
JIN Nan, HU Shiyang, CUI Guangzhao, et al. Finite state model predictive current control of grid-connected inverters for PV systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(S1): 190-196.
- [23] VAZQUEZ S, RODRIGUEZ J, RIVERA M, et al. Model predictive control for power converters and drives: advances and trends[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2017, 64(2): 935-947.
- [24] 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 faults[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 51(7): 117-125.
- [25] DRAGIĆEVIĆ T. Model predictive control of power converters for robust and fast operation of AC microgrids[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2018, 33(7): 6304-6317.
- [26] ZHENG C, DRAGICEVIC T, BLAABJERG F. Model predictive control-based virtual inertia emulator for an islanded alternating current microgrid[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2021, 68(8): 7167-7177.
- [27] 杨旭红, 李辉, 金宏艳, 等. 基于模型预测控制的虚拟同步发电机控制策略[J]. 太阳能学报, 2022, 43(11): 508-514.
YANG Xuhong, LI Hui, JIN Hongyan, et al. Virtual synchronous generator control strategy based on model predictive control[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2022, 43(11): 508-514.
- [28] 郭磊磊, 李国昊, 金楠, 等. 两电平电压源逆变器双矢量调制模型预测控制: 理论分析、实验验证和推广[J]. 电工技术学报, 2021, 36(1): 39-49.
GUO Leilei, LI Guohao, JIN Nan, et al. Two-vector-based modulated model predictive control method for 2-level voltage source inverters: theoretical analysis, experimental verification and extension[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(1): 39-49.

收稿日期: 2023-10-05; 修回日期: 2024-01-26

作者简介:

屈克庆(1970—), 男, 博士, 副教授, 研究方向为电力电子在新能源发电和电力系统中的应用; E-mail: kqqu@shiep.edu.cn

郭东豪(1998—), 男, 硕士研究生, 研究方向为光伏并网运行及控制技术; E-mail: gdh17621063740@163.com

赵晋斌(1972—), 男, 通信作者, 博士, 教授, 研究方向为电力电子电路、现代电力电子技术在电力系统中的应用。E-mail: zhaojinbin@shiep.edu.cn

(编辑 魏小丽)