

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.250646

考虑荷电状态的权重自适应 MPC-VSG 频率控制策略

陶玉昆, 朱用梁, 和萍, 杨飞飞, 刘欣妍, 邵晶晶

(郑州轻工业大学电气信息工程学院, 河南 郑州 450002)

摘要: 电池储能系统(battery energy storage system, BESS)采用虚拟同步发电机(virtual synchronous generator, VSG)控制是提升孤岛微电网频率稳定性的有效手段。利用模型预测控制(model predictive control, MPC)对传统 VSG 进行改进能够有效增强其对电网频率波动的抑制能力, 但传统 MPC-VSG 未考虑荷电状态实时变化对 BESS 调频能力的影响。针对上述问题, 提出一种动态权重自适应 MPC-VSG 频率控制策略。首先, 根据 VSG 状态空间方程建立了 VSG 的预测模型。为兼顾 BESS 运行安全与系统频率的双向支撑能力, 引入荷电状态(state of charge, SOC)和系统频率偏移对 MPC 代价函数的权重系数进行自适应调整。其次, 自适应规则依据 BESS 实际充放电能力对 SOC 进行区间划分, 并利用 S 型函数在相邻区间之间构建光滑过渡带, 以提升控制的连续性与稳定性。最后, 仿真结果表明, 所提方法在改善孤岛微电网频率动态特性的同时还有效解决了电池过充或过放问题。

关键词: 电池储能系统; 虚拟同步发电机; 自适应模型预测控制; 微电网; 荷电状态

A weight-adaptive MPC-VSG frequency control strategy considering state of charge

TAO Yukun, ZHU Yongliang, HE Ping, YANG Feifei, LIU Xinyan, SHAO Jingjing

(School of Electrical and Information Engineering, Zhengzhou University of Light Industry, Zhengzhou 450002, China)

Abstract: A battery energy storage system (BESS) employing virtual synchronous generator (VSG) control is an effective means to enhance frequency stability in islanded microgrids. Improving traditional VSG control with model predictive control (MPC) can significantly strengthen its ability to suppress grid frequency fluctuations. However, conventional MPC-VSG schemes do not consider the impact of real-time state-of-charge (SOC) variations on the frequency regulation capability of the BESS. To address this issue, this paper proposes a dynamic weight-adaptive MPC-VSG frequency control strategy. First, a prediction model of the VSG is established according to its state-space equations. To balance BESS operational safety with bidirectional support for system frequency, the SOC and system frequency deviation are introduced to adaptively adjust the weight coefficients of the MPC cost function. Second, the adaptive rules partition the SOC into intervals based on the actual charging and discharging capabilities of the BESS, and S-shaped functions are employed to construct smooth transition bands between adjacent intervals, thereby enhancing control continuity and stability. Finally, simulation results show that the proposed method not only improves the dynamic frequency characteristics of isolated microgrids but also effectively mitigates battery overcharging or over-discharging issues.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 52377125).

Key words: battery energy storage system (BESS); virtual synchronous generator (VSG); adaptive-model predictive control (A-MPC); microgrid; state of charge (SOC)

0 引言

微电网(microgrid, MG)作为实现分布式电源高效整合的重要形式, 其运行模式可划分为孤岛模式

与并网模式两类^[1-2]。随着分布式发电装机占比的持续提升, 脱离大电网支撑的孤岛交流 MG 呈现低惯量、调频资源匮乏等特征, 进而面临严峻的频率稳定挑战^[3-4]。配置具有频率响应能力的电池储能系统(battery energy storage system, BESS)是改善孤岛交流 MG 频率稳定性的有效途径^[5]。

基于虚拟同步发电机(virtual synchronous generator,

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(52377125); 河南省科技攻关项目资助(232102241015, 242102240043)

VSG)控制的BESS通过模拟传统同步发电机的惯性与阻尼特性,可有效补偿电力系统的惯性缺失,显著提升系统运行稳定性,目前已受到学术界的广泛关注^[6-7]。文献[8]提出了一种基于VSG技术的风储系统协调调频控制策略。其在降低储能配置成本的同时,为电力系统提供了惯量支撑。鉴于荷电状态(state of charge, SOC)对调频的影响,文献[9]提出了光储VSG控制策略,根据储能SOC对光伏出力与储能出力进行协调控制。然而,传统VSG控制的频率响应能力取决于惯性系数与阻尼系数的设计,因缺乏实时调控与补偿机制,其调频能力受限。模型预测控制(model predictive control, MPC)因其优异的动态特性与鲁棒性,在分布式发电控制及储能控制领域已获得广泛应用^[10]。文献[11-12]提出了MPC-VSG控制策略,通过对传统VSG功率输入值的实时调节,提高了系统频率与电压动态稳定性。此外,文献[13]通过建立VSG的预测模型,基于频率变化量与输入功率设计了代价函数,对传统VSG的有功功率输入值进行实时调整,从而改善系统的频率变化率。

实际应用中, SOC 过高或者过低将对电池寿命产生不利影响,甚至会发生热失控问题,从而降低BESS调频能力。文献[14]采用固定虚拟下垂系数对BESS出力进行调节,将SOC维持在最优区间。为了兼顾BESS的循环寿命以及BESS参与电网调频的优势。文献[15]设计了基于SOC的自适应下垂系数与虚拟惯性系数,有效延长了BESS的循环寿命。文献[16]基于SOC区域划分提出了一种改进型灵活虚拟惯量VSG控制策略(improved flexible virtual inertial-VSG, IFVI-VSG),当BESS处于极限运行区域时根据SOC状态调节虚拟惯量大小,从而避免BESS出现过充、过放现象,以延长其使用寿命^[17]。但该策略仅通过自适应惯量来提升频率动态响应特性,未考虑到VSG在多目标情景下的最优出力。

MPC是解决含多重约束优化问题的有效方法,可在设定的预测时域范围实现多目标优化^[18]。为了实现MPC-VSG多目标在线控制,文献[19]提出了一种最优功率补偿和惯量阻尼自适应VSG控制策略。该策略基于频率偏差,利用指数函数设计了权重函数,自适应调整MPC的权重系数,实现系统频率恢复的同时优化了VSG出力成本。文献[20]基于频率变化率和频率偏差,结合反正切函数构造了变权重的MPC成本函数,提出了变权重自适应MPC-VSG,缓解了频率恢复与VSG调节成本之间的矛盾。上述自适应MPC-VSG(adaptive MPC-VSG, A-MPC-VSG)策略在改善调频性能时未能考虑储能

出力对BESS使用寿命的影响。鉴于储能系统可能因SOC约束导致丧失调频能力,文献[21]提出了一种考虑储能SOC恢复的动态参与因子自适应模型预测控制策略。该策略基于区域控制误差和SOC分区设定的离散固定权重因子设计了MPC代价函数,实现了不同调频阶段频率调节与SOC恢复的动态平衡。但是,利用SOC分区设定的离散固定权重因子可能导致在相邻分区过渡过程中出现频繁切换,影响系统稳定性。

基于此,本文提出了一种考虑荷电状态的权重自适应模型预测虚拟同步发电机控制策略。首先,基于VSG状态方程的离散化构建MPC-VSG预测模型。其次,综合考虑频率变化率与功率增量因素,结合系统频率偏差和SOC,设计了SOC-频差耦合的MPC自适应权重代价函数。然后,依据BESS实际充放电能力对SOC进行区间划分,在自适应权重系数中引入S型函数对过渡区域进行构建,以避免MPC自适应权重系数频繁切换。最后,基于PSCAD/EMTDC对所提方法进行仿真验证。仿真结果表明,该方法不仅能改善系统频率动态特性,还可有效避免BESS因过充过放引发的安全性问题。

1 微电网与传统VSG控制

本文以包含柴油发电机、永磁直驱风力发电机、光伏、BESS、电动机与负荷的孤岛交流微电网为研究对象,系统拓扑结构如图1所示。其中,永磁直驱风力发电机通过定叶尖比控制实现最大功率输出,逆变器采用定电压控制策略^[22]。光伏发电机组使用最大功率跟踪控制方式^[23]。

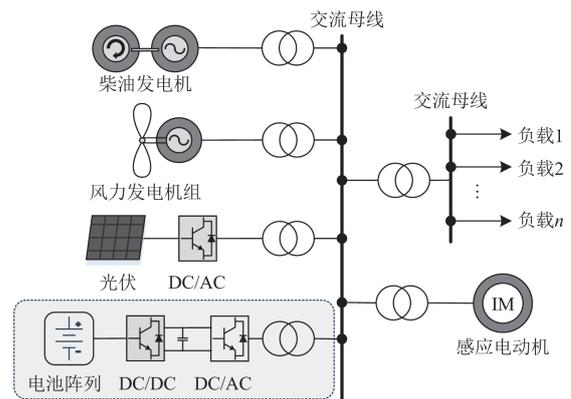


图1 孤岛微电网结构示意图

Fig. 1 Schematic diagram of isolated island microgrid

图2为传统VSG控制框图。图中： P_c 、 Q_c 分别为VSG输出的有功功率和无功功率； P_{ref} 、 Q_{ref} 分别为有功功率和无功功率参考值； f_g 、 f_N 分别为

系统频率测量值和系统额定频率; D 为虚拟阻尼系数; J_v 为虚拟惯量系数; K_r 为频率下垂控制系数; V_{ref} 、 V_g 、 V_{rms} 分别为系统电压参考值、测量值以及相电压幅值参考值; ω_v 、 ω_N 分别为 VSG 频率与额定频率; $\Delta\omega$ 为频率偏移, $\Delta\omega = \omega_v - \omega_N$; K_q 、 K_v 分别为无功功率积分补偿系数与电压下垂控制系数; E_v 、 θ 分别为励磁电压幅值与相位参考值。

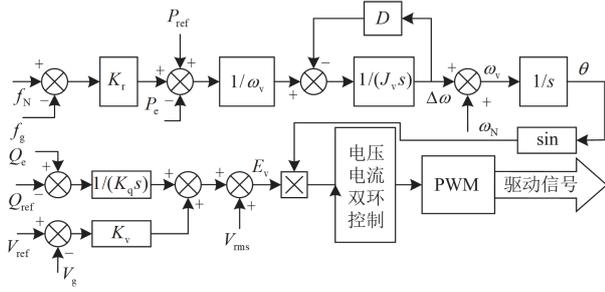


图 2 传统 VSG 控制原理图

Fig. 2 Schematic diagram of traditional VSG control

由图 2 可得传统 VSG 的转子运动方程为

$$J_v \frac{d\omega_v}{dt} = \frac{1}{\omega_v} (P_r + P_{ref} - P_e) - D(\omega_v - \omega_N) \quad (1)$$

式中: P_r 为下垂控制环节补偿的功率值, $P_r = K_r(f_N - f_g)$ 。

由式(1)分析可知, 传统 VSG 控制在改善频率动态方面存在固有局限: 1) 抑制初始频率变化率的能力高度依赖于虚拟惯量系数的设计; 2) 下垂与阻尼等比例控制在扰动初期因频率偏差小, 其效果微弱, 难以及时改善频率变化率; 3) 初期的控制滞后与不足, 使得系统的最大频率偏移难以被有效抑制。MPC 应用系统模型对系统将来的状态进行预测, 通过在线解决最优化问题获得最优控制序列。将 MPC 与 VSG 相结合, 能够显著提升系统频率的动态特性。本文的主要工作是通过改进有功控制环改善频率动态响应。无功功率控制环、虚拟阻抗环以及电压和电流控制环节的设计说明可参考文献[7]。

2 A-MPC-VSG 控制设计

电池储能系统在不同荷电状态下呈现出差异化的频率调节能力, 且电池过充或过放将对 BESS 运行安全性及使用寿命产生显著影响^[24]。鉴于此, 本文综合考虑系统频率动态特性优化需求与电池储能系统运行安全约束, 提出一种 A-MPC-VSG 控制策略, 其原理图见图 3。所提策略将储能系统荷电状态 S 作为自变量引入 MPC 控制框架, 以实现 MPC 权重系数的实时调节, 进而动态优化 BESS 出力。

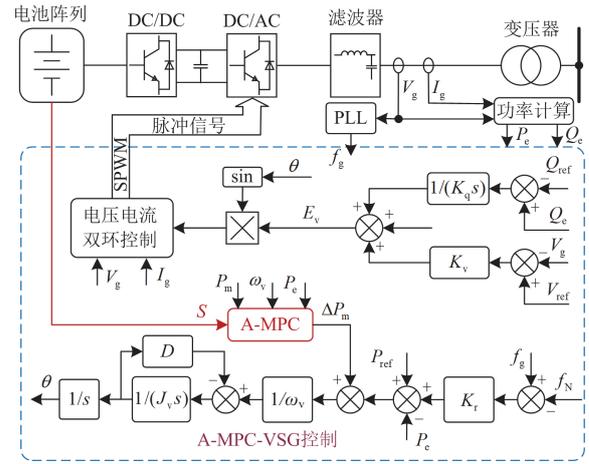


图 3 A-MPC-VSG 控制原理图

Fig. 3 Schematic diagram of A-MPC-VSG control

2.1 MPC-VSG 数学模型

令机械功率 $P_m = P_{ref} + P_r$, 则可得式(1)的离散化方程为

$$\Delta\omega(k+1) = A\Delta\omega(k) + B_m\Delta P_m(k) + B_e\Delta P_e(k) \quad (2)$$

$$A = e^{-\frac{D}{J_v}T_s}, \quad B_m = -B_e = \frac{1}{J_v\omega_N} \int_0^{T_s} e^{-\frac{D}{J_v}\tau} d\tau \quad (3)$$

式中: T_s 为采样时间; “ Δ 物理量(k)” 为该物理量第 k 步的增量, 即

$$\begin{cases} \Delta\omega(k) = \omega(k) - \omega(k-1) \\ \Delta P_m(k) = P_m(k) - P_m(k-1) \\ \Delta P_e(k) = P_e(k) - P_e(k-1) \end{cases} \quad (4)$$

设计离散化输出方程为

$$y(k+1) = \Delta\omega(k+1) \quad (5)$$

式中: $y(k+1)$ 为第 $k+1$ 步的输出量。

综合考虑计算负担和控制器性能, 本文设计了 3 步预测的 MPC 控制器, 矩阵形式的预测方程为

$$Y(k+i|k) = M_A\Delta\omega(k) + C_m\Delta P_m(k) + \Gamma_e\Delta P_e(k) \quad (6)$$

式中: $Y(k+i|k)$ 为第 $k+i$ 步的输出矩阵。

$$M_A = \begin{bmatrix} A \\ A^2 \\ A^3 \end{bmatrix}; \quad C_m = \begin{bmatrix} B_m & 0 & 0 \\ AB_m & B_m & 0 \\ A^2B_m & AB_m & B_m \end{bmatrix}; \quad \Gamma_e = \begin{bmatrix} B_e \\ AB_e \\ A^2B_e \end{bmatrix} \quad (7)$$

2.2 代价函数设计

由式(2)可知, 如果代价函数只考虑频率增量(采样步长足够小时近似等于频率变化率), 为了抑制扰动后系统频率变化率, MPC 会引起电池储能系统出力的大幅波动。然而, 电池储能系统在不同 SOC 阶段的充放电特性差异较大, 实时 SOC 可能无法满足 MPC 的瞬时出力需求。因此, 本文结合频率增量 $\Delta\omega(k)$ 、功率控制增量 $\Delta P_m(k)$ 、自适应权重系数

α (具体设计见 2.3 节) 进行代价函数 J 的设计, 如式 (8) 所示。

$$J = \sum_{i=1}^3 [(\alpha y(k+i|k))^2 + (\beta \Delta P_m(k+i|k))^2] \quad (8)$$

式中: β 为代价函数的权重系数。

约束条件为

$$\begin{cases} y(k+i|k) = A\Delta\omega(k+i-1|k) + \\ \quad B_m \Delta P_m(k+i-1|k) + B_c \Delta P_c(k+i-1|k) \\ y_{\min} \leq y(k) \leq y_{\max} \\ \Delta P_{m_min} \leq \Delta P_m(k) \leq \Delta P_{m_max} \end{cases} \quad (9)$$

式中: y_{\max} 、 y_{\min} 分别为输出方程的上、下限;

ΔP_{m_max} 、 ΔP_{m_min} 分别为控制增量的上、下限。

将代价函数整理为矩阵形式, 如式 (10) 所示。

$$J = \|\mathbf{Q}_y (\mathbf{Y}(k+i|k) - \mathbf{R}(k+1))\|^2 + \|\mathbf{P}_{P_m} \Delta \mathbf{P}_m(k)\|^2 \quad (10)$$

式中: \mathbf{Q}_y 、 \mathbf{P}_{P_m} 分别为频率增量与功率控制增量的权重系数矩阵; \mathbf{R} 为 $k+1$ 步的输出参考矩阵。

$$\begin{cases} \mathbf{Q}_y = \text{diag}\{\alpha, \alpha, \alpha\}, \mathbf{P}_{P_m} = \text{diag}\{\beta, \beta, \beta\} \\ \mathbf{R}(k+1) = [0 \ 0 \ 0]^T \end{cases} \quad (11)$$

式 (10) 中的变量矩阵为

$$\Delta \mathbf{P}_m(k) = \begin{bmatrix} \Delta P_m(k) \\ \Delta P_m(k+1) \\ \Delta P_m(k+2) \end{bmatrix}; \mathbf{Y}(k+i|k) = \begin{bmatrix} y(k+1|k) \\ y(k+2|k) \\ y(k+3|k) \end{bmatrix} \quad (12)$$

将预测模型式 (6) 代入代价函数式 (10), 并定义:

$$\mathbf{E}_p(k+1|k) = \mathbf{R}(k+1) - \mathbf{M}_A \Delta\omega(k) - \mathbf{F}_c \Delta P_c(k) \quad (13)$$

则

$$\begin{aligned} J = & \|\mathbf{Q}_y (\mathbf{Y}(k+i|k) - \mathbf{R}(k+1))\|^2 + \|\mathbf{P}_{P_m} \Delta \mathbf{P}_m(k)\|^2 = \\ & \Delta \mathbf{P}_m(k)^T \mathbf{C}_m^T \mathbf{Q}_y^T \mathbf{Q}_y \mathbf{C}_m \Delta \mathbf{P}_m(k) + \\ & \Delta \mathbf{P}_m(k)^T \mathbf{P}_{P_m}^T \mathbf{P}_{P_m} \Delta \mathbf{P}_m(k) - \\ & 2\mathbf{E}_p(k+1|k)^T \mathbf{Q}_y^T \mathbf{Q}_y \mathbf{C}_m \Delta \mathbf{P}_m(k) + \\ & \mathbf{E}_p(k+1|k)^T \mathbf{Q}_y^T \mathbf{Q}_y \mathbf{E}_p(k+1|k) \end{aligned} \quad (14)$$

由于 $\mathbf{E}_p(k+1|k)^T \mathbf{Q}_y^T \mathbf{Q}_y \mathbf{E}_p(k+1|k)$ 与优化目标 $\Delta \mathbf{P}_m(k)$ 无关, 所以本文构造式 (15) 所示的二次型函数。

$$J = \Delta \mathbf{P}_m(k)^T \mathbf{H} \Delta \mathbf{P}_m(k) - \mathbf{G} \Delta \mathbf{P}_m(k) \quad (15)$$

$$\begin{cases} \mathbf{H} = \mathbf{C}_m^T \mathbf{Q}_y^T \mathbf{Q}_y \mathbf{C}_m + \mathbf{P}_{P_m}^T \mathbf{P}_{P_m} \\ \mathbf{G} = 2\mathbf{C}_m^T \mathbf{Q}_y^T \mathbf{Q}_y \mathbf{E}_p(k+1|k) \end{cases} \quad (16)$$

式中: \mathbf{H} 、 \mathbf{G} 为系数矩阵。

综上, 代价函数式 (8) 可以写成

$$\begin{cases} \min_{\Delta \mathbf{P}_m(k)} J = \Delta \mathbf{P}_m(k)^T \mathbf{H} \Delta \mathbf{P}_m(k) - \mathbf{G} \Delta \mathbf{P}_m(k) \\ \mathbf{Y}_{\min}(k+1) \leq \mathbf{Y}(k+1|k) \leq \mathbf{Y}_{\max}(k+1) \\ \Delta \mathbf{P}_{m_min}(k+1) \leq \Delta \mathbf{P}_m(k+1|k) \leq \Delta \mathbf{P}_{m_max}(k+1) \end{cases} \quad (17)$$

式中: $\mathbf{Y}_{\min}(k+1)$ 、 $\mathbf{Y}(k+1|k)$ 、 $\mathbf{Y}_{\max}(k+1)$ 、 $\Delta \mathbf{P}_{m_min}(k+1)$ 、 $\Delta \mathbf{P}_m(k+1|k)$ 、 $\Delta \mathbf{P}_{m_max}(k+1)$ 分别为 y_{\min} 、 $y(k+1|k)$ 、 y_{\max} 、 ΔP_{m_min} 、 $\Delta P_m(k)$ 、 ΔP_{m_max} 组成的 3 维列向量。

由式 (10) 与式 (17) 可知, 代价函数与其约束函数都为凸函数, 则 A-MPC 的优化问题即为凸函数二次型优化问题, 代价函数式 (17) 可以化简为具有不等式约束的二次型函数。通过优化预测模型中状态矩阵式 (7), 可以得到二次规划全局最优解。若状态矩阵式 (7) 奇异, 可以在优化目标中加入松弛因子, 以确保二次规划得到一个次优解^[25]。

2.3 自适应权重系数设计

BESS 参与调频时, 其 SOC 会随充放电行为动态变化。结合 BESS 的充放电特性, 将 SOC 划分为 5 个区域, 分区阈值 S_{\min} 、 S_{low} 、 S_{high} 和 S_{\max} 分别为储能 SOC 的最小值、较低值、较高值和最大值。各分区及对应控制规则如下。

I 区和 V 区: $0\% \leq S < S_{\min}$ 与 $S_{\max} \leq S \leq 100\%$ 定义为低调频区。当 $0\% \leq S < S_{\min}$ 且系统频率偏差 $\Delta f > 0$ Hz 时, A-MPC 充电功率将最大化, 该功率取值不仅促使 SOC 向正常调频区快速恢复, 同时也使 BESS 在当前工况下的调频能力得到显著提升。 $S_{\max} \leq S \leq 100\%$ 阶段的响应方案类似, $\Delta f < 0$ Hz 时, A-MPC 调频能力最大化。

II 区和 IV 区: $S_{\min} \leq S < S_{\text{low}}$ 与 $S_{\text{high}} \leq S < S_{\max}$ 定义为中低调频区域。当 $S_{\min} \leq S < S_{\text{low}}$ 且 $\Delta f > 0$ Hz 时, 由于系统有功功率过剩, 相对于正常调频区, A-MPC 将促使储能系统更快地吸收有功功率。该策略不仅有利于恢复储能系统的 SOC, 而且提升了其调频能力。当 $\Delta f < 0$ Hz 时, 鉴于储能系统 SOC 偏低, 为避免 SOC 跌落至低调频区, A-MPC 控制器输出功率减少, 以维持储能系统 SOC。 $S_{\text{high}} \leq S < S_{\max}$ 且 $\Delta f < 0$ Hz 时, A-MPC 促使储能更快释放有功, 兼顾调频与 SOC 恢复; $\Delta f > 0$ Hz 时, 因 SOC 偏高, 为避免进入低调频区, A-MPC 会减少吸收功率。

III 区: $S_{\text{low}} \leq S < S_{\text{high}}$ 为正常调频区, 此时正常响应调频需求。

在 MPC 算法中, 权重系数直观反映了各性能指标在控制过程中的优先级。本文通过调节 α 与 β 的比例, 权衡优化系统频率动态特性与约束储能出力, 进而明确控制策略的调控重点。基于此, 本文对 α 进行自适应设计, 实时调整大小; 同时, 将 β 设置为固定值。图 4 与图 5 分别为 $\Delta f < 0$ Hz 和

$\Delta f > 0$ Hz 时, 不同 α 对应的系统动态响应特性。图中, K_μ 为自适应权重调整系数。由图 4 与图 5 可见, 当权重系数 β 保持恒定时, 若减小 α (即等同于增大权重系数 β), MPC 控制系统侧重优化 BESS 有功功率输出成本, 但其代价是系统频率偏差会相应增大; 反之, 若增大权重系数 α , 控制系统会优先聚焦于抑制频率偏差, 使系统频率波动幅度显著减小, 但可能导致 BESS 的 SOC 偏离最优运行区间, 进而引发 SOC 偏低或偏高的安全风险。

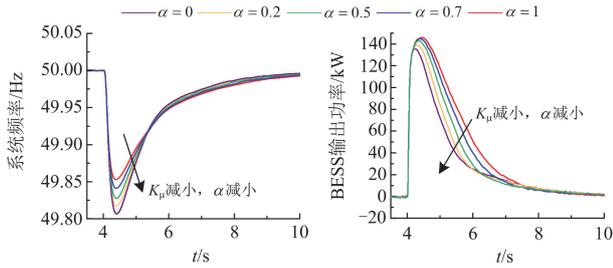


图 4 当 $\Delta f < 0$ Hz 时, 不同权重系数 α 下的系统响应
Fig. 4 System response under different weight coefficient α when $\Delta f < 0$ Hz

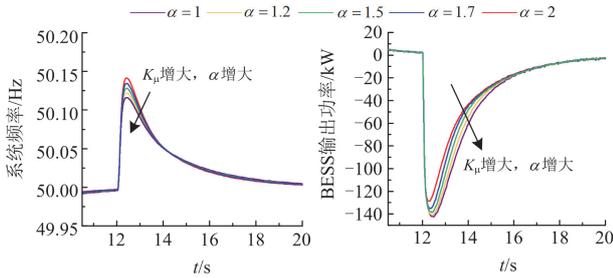


图 5 当 $\Delta f > 0$ Hz 时, 不同权重系数 α 下的系统响应
Fig. 5 System response under different weight coefficient α when $\Delta f > 0$ Hz

为解决调频需求与 BESS 安全运行之间的矛盾, 同时避免 MPC 自适应权重系数频繁切换引发的系统振荡, 本文引入 S 型函数, 基于 BESS 的 SOC 与电网功率扰动方向, 对权重系数 α 实施自适应动态调整。自适应权重系数 α 的表达式如式(18)所示。由式(18)可知, α 包含两种模式: 1) 权重调整系数 $K_\mu = K_{\mu 1}$: 电网出现有功功率盈余 ($\Delta f \geq 0$ Hz) 时, 低 SOC 工况下优先吸收过剩功率以快速恢复 SOC, 高 SOC 工况下减少功率吸收量, 规避过充风险。2) $K_\mu = K_{\mu 2}$: 电网有功功率缺额 ($\Delta f < 0$ Hz) 时, 若 BESS 处于高 SOC 工况, 提升其输出功率以强化频率支撑; 若 SOC 处于较低水平, 则适度降低输出功率, 避免过放。此举可有效抑制 BESS 过充过放问题, 显著提升其运行安全性并延长使用寿命。

$$\alpha = \begin{cases} K_{\mu 1} \cdot K_\Gamma, (\Delta f \geq 0) \\ K_{\mu 2} \cdot K_\Gamma, (\Delta f < 0) \end{cases} \quad (18)$$

$$K_{\mu 1} = \begin{cases} K_{\mu, \max}, (0\% \leq S < S_{\min}) \\ \frac{1}{1 + 100e^{-\frac{n_1(S_{\text{low}} - S)}{0.15}}} + 1, (S_{\min} \leq S < S_{\text{low}}) \\ K_{\mu, \text{noi}}, (S_{\text{low}} \leq S < S_{\text{high}}) \\ \frac{1}{1 + 100e^{-\frac{n_1(S - S_{\text{high}})}{0.15}}} + 1, (S_{\text{high}} \leq S < S_{\max}) \\ K_{\mu, \max}, (S_{\max} \leq S \leq 100\%) \end{cases} \quad (19)$$

$$K_{\mu 2} = \begin{cases} 0, (0\% \leq S < S_{\min}) \\ \frac{1}{1 + 100e^{-\frac{n_1(S - S_{\text{low}})}{0.15}}}, (S_{\min} \leq S < S_{\text{low}}) \\ K_{\mu, \text{noi}}, (S_{\text{low}} \leq S < S_{\text{high}}) \\ \frac{1}{1 + 100e^{-\frac{n_1(S_{\text{high}} - S)}{0.15}}}, (S_{\text{high}} \leq S < S_{\max}) \\ 0, (S_{\max} \leq S \leq 100\%) \end{cases} \quad (20)$$

式中: K_Γ 为权重系数初值; $K_{\mu, \max}$ 、 $K_{\mu, \text{noi}}$ 分别为权重调节系数的最大值和正常值; n_1 为频率调节系数。本文构建了如下频率调节系数设计规则: $n_1 = 11 + 15\Delta\omega$ 。当频率偏差较大时, 设置较大的 n_1 值以提升 α 的权重, 从而加速频率恢复; 当频差较小时, 则减小 n_1 值以降低 α , 相应抑制 BESS 的输出功率变化, 规避过充与过放风险, 确保运行安全。

由图 6 与表 1 可知, 当 SOC 处于 II 区且 $\Delta f > 0$ Hz 时, 相较于正常调频区, K_μ 处于较大取值区间, 随着频率偏差 Δf 增大, 频率调节系数 n_1 同步增大, 使得 K_μ 处于最大值 $K_{\mu, \max}$ 的区间占比增加, 且自适应权重系数 α 变化更迅速, 进而促使 BESS 更快速地吸收系统过剩的有功功率, 在恢复 SOC 的同时强化调频能力。当 $\Delta f < 0$ 时, K_μ 则处于较小区间, 频率偏差越大, 即调频需求越大, 频率调节系数 n_1 增大, K_μ 工作在正常范围的概率增加, 从而兼顾 SOC 水平和频率调节效果。可见, S 型函数的引入不仅实现了低调频区和正常调频区的光滑过渡, 同时能够根据电网调频需求的紧迫程度, 在划定的安全范围内充分挖掘储能系统的充放电能力, 动态调整充放电区域范围。同理, SOC 在 IV 区时, 以类似的方式对权重系数进行调节, 以确保维持 SOC 或恢复 SOC 的同时最大限度地提升调频能力。

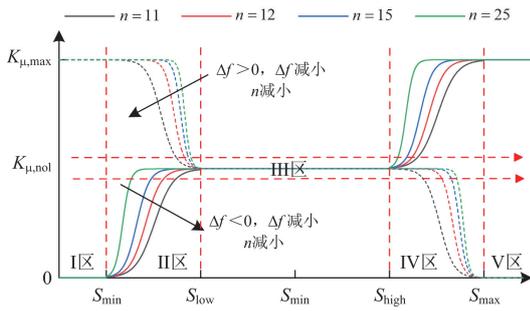


图 6 权重调整系数 K_μ 变化曲线

Fig. 6 Curves of weight adjustment coefficient K_μ

表 1 权重调整系数 K_μ 分区

Table 1 Weight adjustment coefficient K_μ partition

分区	I 区	II 区	III 区	IV 区	V 区
$\Delta f > 0$	最大	较大	正常	较小	0
$\Delta f < 0$	0	较小	正常	较大	最大

A-MPC-VSG 的控制流程图如图 7 所示, 根据 BESS 的 SOC 与电网功率扰动方向对 α 进行自适应调整, 通过计算最优有功功率增量 $\Delta P_m(k)$, 不断修正 VSG 的参考功率, 以实现最优频率动态响应。

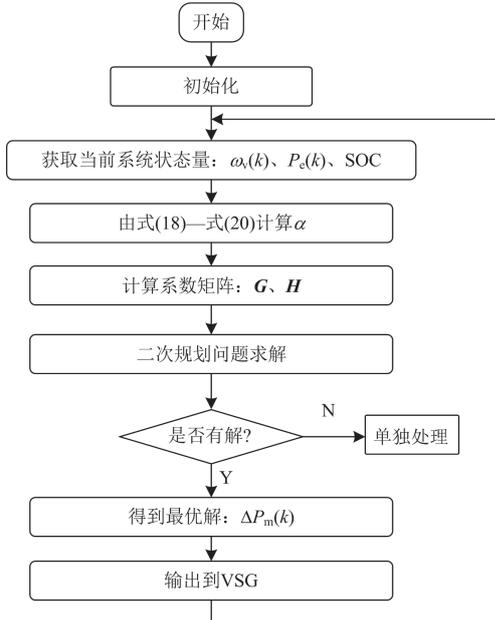


图 7 A-MPC-VSG 控制流程图

Fig. 7 Flow chart of A-MPC-VSG control

MPC 控制器的优化求解需要重点考虑系统采样时间、模型计算复杂度及求解耗时, 以保障控制系统在时间维度上满足实时性约束。采用自适应权重 MPC 控制时, 其计算复杂度为 $O(p(n_x + n_u)^3)$, 其中: p 为预测时域; n_x 为系统状态维度; n_u 为控

制输入维度。本文采用三步预测, 则 $p = 3$, n_x 和 n_u 均为 1, 因此模型计算复杂度较低。本文仿真电脑配置为: Intel(R) Core(TM) i7-12500H 处理器(主频 2.50 GHz), 16.0 GB 内存; 求解算法采用 MATLAB 中的 quadprog 函数进行二次规划求解。自适应权重 MPC 控制 quadprog 单步优化平均求解时间约为 0.059 s, 而系统采样周期设定为 0.1 s, 单步求解耗时小于采样周期, 满足实时控制需求。

2.4 A-MPC 控制器稳定性分析

由式(17)可知, 代价函数的解一般分为两种情况: 1) 代价函数的解位于约束边界内; 2) 代价函数的解位于约束边界。首先, 若代价函数的解位于约束边界内, 则按照无约束预测控制模型讨论其稳定性: 假设求得二次规划最优解序列为 $\Delta P_m^*(k)$, 令最优序列的第一个元素作用于系统:

$$\Delta P_m = [1 \ 0 \ 0] \Delta P_m^*(k) = [1 \ 0 \ 0] (C_m^T Q_y^T Q_y C_m + P_{p_m}^T P_{p_m})^{-1} \cdot C_m^T Q_y^T Q_y E_p(k+1|k) \quad (21)$$

定义预测增益为

$$K_{mpc} = [1 \ 0 \ 0] \Delta P_m^*(k) = [1 \ 0 \ 0] (C_m^T Q_y^T Q_y C_m + P_{p_m}^T P_{p_m})^{-1} \cdot C_m^T Q_y^T Q_y \quad (22)$$

化简式(21)可得

$$\Delta P_m = K_{mpc} E_p(k+1|k) = K_{mpc} R(k+1) - K_{mpc} M_A \Delta \omega(k) - K_{mpc} I \Delta \omega(k-1) - K_{mpc} \Gamma_e \Delta P_e(k) \quad (23)$$

式中: I 为单位矩阵。

将式(23)代入到闭环系统式(2)中可得

$$\Delta \omega(k+1) = (A - B_m K_{mpc} M_{A(3 \times 1)}) \Delta \omega(k) + B_m K_{mpc} R(k+1) + (B_e - B_m K_{mpc} \Gamma_e) \Delta P_e(k) \quad (24)$$

式中: 下标 “(3×1)” 表示该矩阵第一列的列向量。

$$|A - B_m K_{mpc} M_{A(3 \times 1)}| < 1 \quad (25)$$

如果式(25)成立, 则表示所有特征值位于单位圆内, 闭环系统式(24)是渐进稳定的, 本文基于式(25)进行 A-MPC 控制器参数设计。

根据式(10)与式(17), 以每个周期代价函数的最优值作为李雅普诺夫函数, 可得

$$V^0(k+1) = \min_{\Delta P_m(k)} \sum_{i=1}^{N_p} J(\Delta y(k+i+1), \Delta P_m(k+i)) = \min_{\Delta P_m(k)} \sum_{i=1}^{N_p} \left(J(\Delta y(k+i), \Delta P_m(k+i-1)) - J(\Delta y(k+i), \Delta P_m(k)) + J(\Delta y(k+i+N_p), \Delta P_m(k+N_p)) \right) =$$

$$\begin{aligned}
& -J(\Delta y(k+i), \Delta P_m(k)) + \\
\min_{\Delta P_m(k)} & \sum_{i=1}^{N_p} \left\{ J(\Delta y(k+i), \Delta P_m(k+i-1)) + \right. \\
& \left. J(\Delta y(k+i+N_p), \Delta P_m(k+N_p)) \right\} \leq \\
& -J(\Delta y(k+1), \Delta P_m^0(k)) + V^0(k) + \\
\min_{\Delta P_m(k)} & \left\{ \sum_{i=1}^{N_p} J(\Delta y(k+i+N_p), \Delta P_m(k+N_p)) \right\}
\end{aligned} \quad (26)$$

式中: $V^0(k)$ 为以代价函数第 k 步最优值构建的李雅普诺夫函数; $\Delta P_m^0(k)$ 为代价函数第 k 步有功功率增量的最优值; N_p 为预测域。

根据式(17)的代价函数约束, 满足式(26)中 $J > 0$

且 $\min_{\Delta P_m(k)} \left\{ \sum_{i=1}^{N_p} J(\Delta y(k+i+N_p), \Delta P_m(k+N_p)) \right\} = 0$, 则

$V^0(k+1) \leq V^0(k)$, 即李雅普诺夫函数呈非递增特性, 据此可证明系统满足李雅普诺夫稳定性。

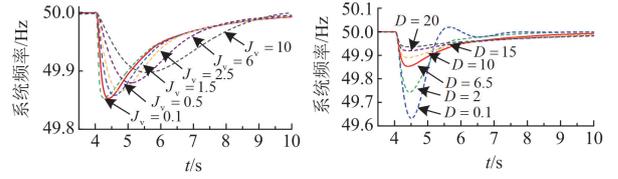
此外, 若代价函数的解位于约束边界, A-MPC 控制器将按照其最大值输出功率, 系统频率稳定性则由其余设备决定。

3 仿真实验

3.1 仿真参数设置

本文在 PSCAD/EMTDC 中搭建了如图 1 所示的孤岛式微电网仿真模型。通过该平台与 MATLAB 的交互接口, 调用所提控制策略的 m 文件, 并借助 MATLAB 中的 quadprog 函数对代价函数进行优化求解。最终, 将求解得到的最优控制量实时反馈至 PSCAD/EMTDC, 完成跨平台的在线联合仿真。为验证所提策略的有效性 with 优越性, 本文在阶跃与随机负荷扰动下, 对传统 MPC-VSG 控制策略^[11]、IFVI-VSG 控制策略^[16]以及本文所提 A-MPC-VSG 控制策略进行对比研究。

不同虚拟惯量系数 J_v 与阻尼系数 D 对系统频率响应暂态特性的影响如图 8 所示。由图 8(a)可知, 阻尼系数 D 保持恒定, 当 J_v 增大时, 最大频率偏差有所减小, 但惯量的过度增加将导致系统恢复至稳定状态的时间延长; 图 8(b)表明, 当 J_v 不变时, 随着阻尼系数 D 的增加, 系统频率稳定性显著提升, 系统频率波动变小。本文 VSG 的惯性与阻尼系数均参考文献[11]进行设置。表 2 给出了 VSG 与柴油同步发电机(diesel generator, DG)等微电网系统具体仿真参数。仿真系统在初始时刻包含 DG、储能、固定负荷($P=140$ kW)以及感应电动机负荷($P=10$ kW); 随后, 在 $t=1$ s 时接入光伏发电机组, 在 $t=2$ s 时接入风力发电机组。



(a) 不同的惯量系数 J_v ($D=2$) (b) 不同的阻尼系数 D ($J_v=1.5$)

图 8 惯量系数和阻尼系数对系统频率的影响

Fig. 8 Effects of the inertia and damping coefficients on system frequency

表 2 微电网参数

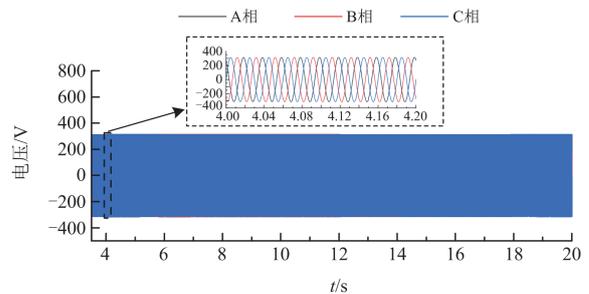
Table 2 Microgrid parameters

参数	数值
DG 额定功率 S_{DG}/kVA	300
VSG 额定功率 P_{VSG}/kW	150
光伏额定功率 P_{pv}/kW	45
风机额定功率 P_w/kW	30
额定线电压 V_N/V	380
额定频率 f_{VSG}/Hz	50
惯性系数 $J_v, J_{DG}/(\text{kg} \cdot \text{m}^2)$	0.5, 0.8
阻尼系数 D, D_{DG}	6.5, 0
频率下垂控制系数 K_f	1×10^{-4}
电压下垂控制系数 K_v	2×10^{-4}
无功功率积分补偿系数 K_q	2
载波开关频率 f_t/kHz	5

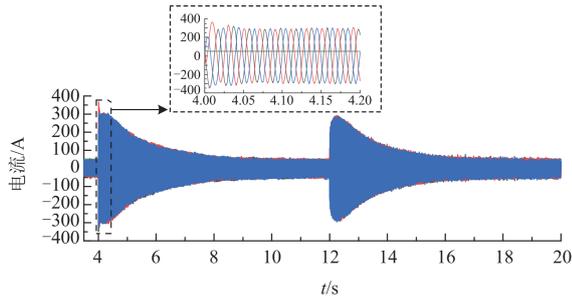
3.2 BESS 工作在正常调频区域

为了验证 BESS 在正常调频区($S_{low} \leq S < S_{high}$)的频率调节能力, $t=4$ s 时, 在孤岛微电网的仿真模型中施加 150 kW 的阶跃负荷扰动, 并于 $t=12$ s 时切除。设置 $S_{low}=30\%$ 和 $S_{high}=70\%$, BESS 的初始 SOC 设置为 70%。

在本文所考虑的孤岛微电网中, DG 为电压支撑设备, 母线电压可持续保持稳定。由图 9 可知, 在负荷正、负阶跃扰动下电压变化均小于 $\pm 1.5\%$, 该电压变化幅度对 P_g 的影响可忽略不计。因此, 为突出研究焦点并简化模型, 本文聚焦于 VSG 的有功控制环节设计, 无功控制环节沿用传统方法。



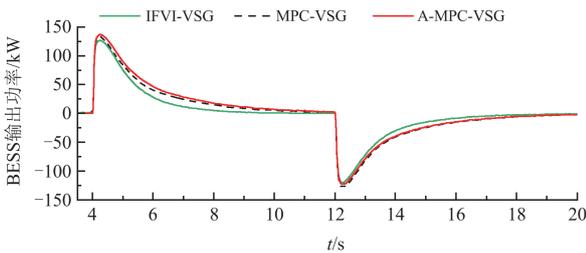
(a) BESS 输出电压



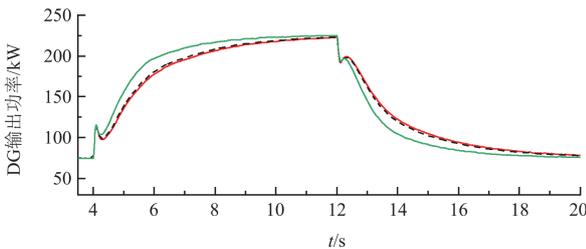
(b) BESS输出电流

图 9 阶跃负载扰动下 BESS 在正常调频区的电压电流输出
Fig. 9 Voltage and current output of BESS in the normal frequency modulation zone under step load disturbance

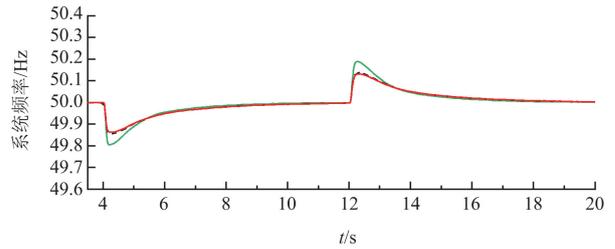
图 10(a)与图 10(b)分别为 BESS 输出功率曲线与柴油同步发电机输出功率曲线。风力发电机与光伏发电机组都采用最大功率跟踪控制方式($P_w = 30 \text{ kW}$, $P_{pv} = 45 \text{ kW}$), 不参与系统频率调节。在阶跃负荷扰动下, BESS 迅速响应, 及时补偿系统有功功率缺额, 有效抑制了频率波动。DG 因其惯性系数较大, 响应相对较慢; 但通过调整输出功率, 系统进入稳态后, 功率缺额主要由 DG 承担。由图 10(c)可知, 当 BESS 工作于正常调频区时, IFVI-VSG、MPC-VSG、A-MPC-VSG 策略的系统最大频率偏移分别是: 0.2 Hz、0.15 Hz 和 0.14 Hz。相较于前两者, 所提策略的频率超调量分别降低了约 30% 和 7%。频率变化率(rate of change of frequency, ROCOF)是衡量微电网系统惯性特性的关键指标。如图 10(d)所示, IFVI-VSG、MPC-VSG、A-MPC-VSG 方法的最大 ROCOF 分别是 0.6 Hz/s、0.5 Hz/s 和 0.39 Hz/s。上述结果表明, 本文所提策略有效增加了系统等效惯量。



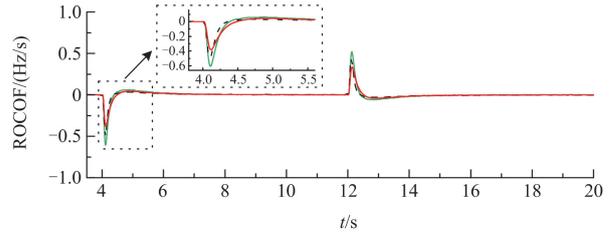
(a) BESS输出功率曲线



(b) 柴油同步发电机输出功率曲线



(c) 系统频率变化曲线



(d) 系统频率变化率

图 10 阶跃负载扰动下 BESS 在正常调频区的仿真结果
Fig. 10 Simulation results of BESS in the normal frequency modulation region under step load disturbance

3.3 BESS 工作在非正常调频区域

为了验证 BESS 工作在非正常调频区域的调频能力以及防止过充和过放的有效性, 分别设置了 BESS 的初始 SOC 为 13%(II 区)、83%(IV 区)、3%(I 区)、93%(V 区)。

3.3.1 BESS 工作中低调频区

图 11 为 BESS 在中低调频区的仿真结果。3 种策略对 BESS 出力的调节规则分别是: IFVI-VSG 策略在 SOC 偏低且系统出现功率缺额时, 通过减小惯量系数限制 BESS 出力; 当系统功率过剩时, 增大惯量系数以加速 BESS 的 SOC 恢复。MPC-VSG 策略未考虑 SOC 状态对出力的影响。A-MPC-VSG 策略在系统功率缺额时实施有限补偿; 功率过剩时通过增大 VSG 功率参考值, 提升 BESS 的 SOC 恢复速度。

$S = 13\%$ 工况下, MPC-VSG 策略在系统出现功率缺额和功率过剩时发出和吸收的功率基本持平。对比 A-MPC-VSG 与 IFVI-VSG 策略可知, 系统功率过剩时 A-MPC-VSG 控制下的 BESS 吸收功率更大, 进而实现 SOC 的快速恢复。由图 11(b)和图 11(c)可知, 阶跃负荷切除后, IFVI-VSG、MPC-VSG 与 A-MPC-VSG 策略对应的 SOC 分别为 11.8%、11.6%与 12.8%。与其他两种策略相比, A-MPC-VSG 不仅加速了 BESS 的 SOC 恢复, 降低了 SOC 跌入低调频区的速率, 还显著改善了系统频率动态特性。

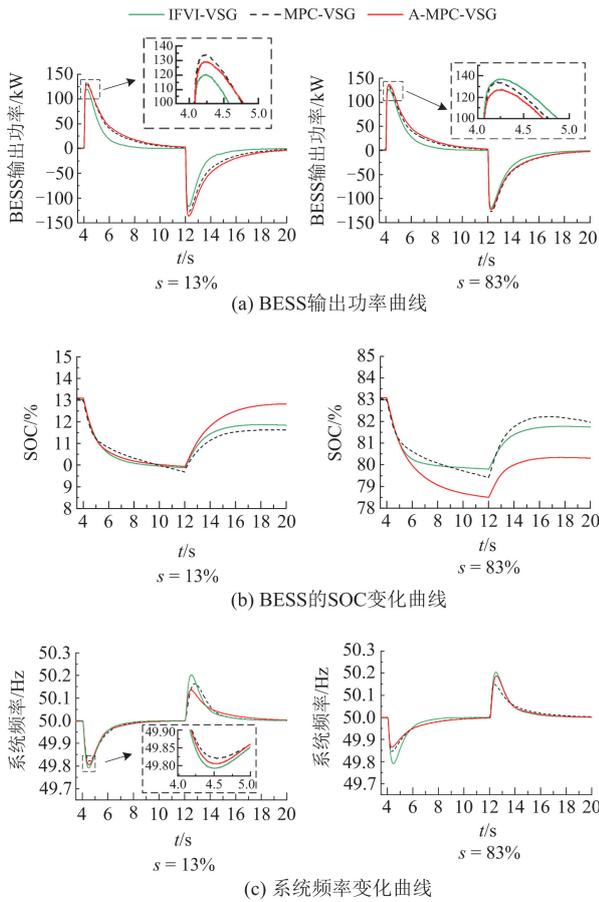


图 11 阶跃负载扰动下 BESS 工作中在低中调频区的仿真结果

Fig. 11 Simulation results of BESS operating in the medium-low frequency modulation zones under step load disturbance

$S = 83\%$ 时, BESS 出力机制与 $S = 13\%$ 时具有反向特性。系统频率下降时, IFVI-VSG 与 A-MPC-VSG 策略均增大 BESS 出力以减小频率偏差。相较于 IFVI-VSG 与 MPC-VSG 策略, 本文提出的 A-MPC-VSG 策略可有效延缓 BESS 进入低中调频区的速度, 减小深度充电风险, 提升 BESS 运行安全性并延长其使用寿命, 凸显了该策略在高 SOC 工况下的调控优势。

3.3.2 BESS 工作在低中调频区

图 12 展示了 BESS 在低中调频区的仿真结果。当系统出现功率缺额时 ($S = 3\%$), MPC-VSG 策略下 BESS 的输出功率显著高于本文所提策略, IFVI-VSG 功率与所提策略相近但整个支撑过程释放能量高于所提策略, 上述情况加剧了两种对比策略的过放风险。而在功率过剩工况下, 两种对比策略的 BESS 吸收功率低于 A-MPC-VSG 策略。IFVI-VSG、MPC-VSG 与 A-MPC-VSG 在负荷波动后的 SOC 分别为 1.6%、1.5%、3.5%。其中 IFVI-VSG 与 MPC-VSG 策略的 SOC 值在频率调节期间跌破 0%, 出现严重

过放现象。相较之下, A-MPC-VSG 策略有效保障了电池安全运行。

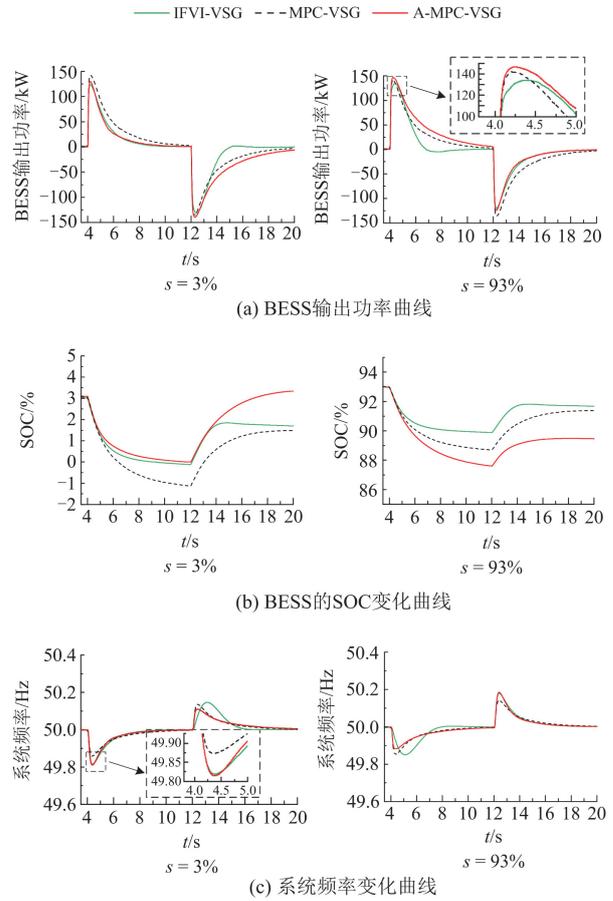


图 12 阶跃负载扰动下 BESS 工作在低中调频区的仿真结果

Fig. 12 Simulation results of BESS operating in the low-frequency modulation zone under step load disturbance

当 BESS 处于高荷电状态 ($S = 93\%$) 且系统频率下降时, IFVI-VSG 与 A-MPC-VSG 策略的出力机制与 $S = 3\%$ 工况具有反向特性。A-MPC-VSG 通过增大 BESS 出力参与频率调节, 可使其快速恢复至正常调频区, 同时显著降低频率超调量。MPC-VSG 策略在频率升降阶段均注重 BESS 频率调节能力, 但未考虑 SOC 约束; IFVI-VSG 仅通过调节 VSG 惯量参数调整出力, 调控效果有限。因此, 二者调频前后 BESS 的 SOC 始终处于低中调频区域, 若后续系统出现频率上升, 将面临更高的过充风险。相比之下, A-MPC-VSG 策略可有效规避深度充放电风险, 显著提升 BESS 运行安全性并延长使用寿命。

3.4 负载随机阶跃波动的仿真结果

为了进一步验证所提策略的有效性和优越性, 在系统中加入如图 13 所示的随机波动负载^[26]。在随机负载波动场景下, 对 MPC-VSG、IFVI-VSG、

A-MPC-VSG 进行对比研究。仿真开始时, 140 kW 固定负荷、10 kW 感应电动机负荷、柴油发电机以及储能接入微电网, $t = 1\text{ s}$ 时光伏发电机组接入, $t = 2\text{ s}$ 时风力发电机组接入, 经过短暂调节系统达到稳定。

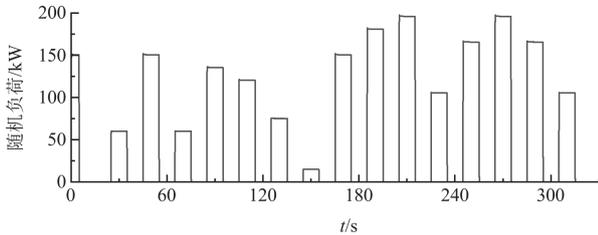
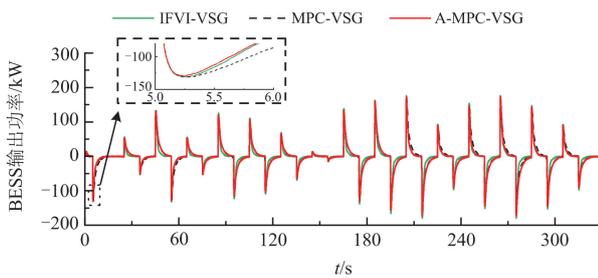


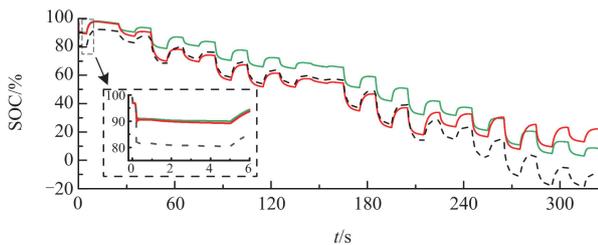
图 13 连续随机阶跃负载扰动

Fig. 13 Continuous random step load disturbance

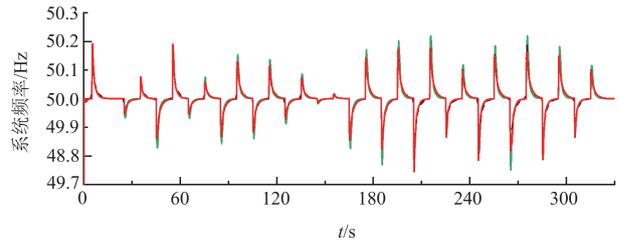
图 14 为负载随机变化且 BESS 初始 SOC 为 90% 时的仿真结果。在 $t = 0 \sim 30\text{ s}$ 时段, BESS 工作于低调频区 ($S_{\max} \leq S \leq 100\%$)。图 14 表明, 系统频率上升时, 在 A-MPC-VSG 策略下 BESS 的吸收功率低于 IFVI-VSG 与 MPC-VSG 策略。这是由于 A-MPC-VSG 为规避 BESS 过充风险, 通过弱化频率调控强度来保障设备安全性。而当系统频率下降时, A-MPC-VSG 策略的功率输出高于其他两种策略。在 $t = 260\text{ s}$ 时, BESS 进入低调频区 ($0\% \leq S < S_{\min}$)。图 14(b) 表明, A-MPC-VSG 策略能有效避免 BESS 出现过放现象, 最终 SOC 水平也显著高于 IFVI-VSG 策略。综上, 该策略通过动态调节实现了过充过放防护, 有效保障了 BESS 的运行安全性与使用寿命。在 $t = 60 \sim 260\text{ s}$ 时, BESS 工作在正常调频区 ($S_{\text{low}} \leq S < S_{\text{high}}$), 从图 14(a) 与图 14(c) 中可



(a) BESS 输出功率曲线



(b) BESS 的 SOC 变化曲线



(c) 系统频率变化曲线

图 14 连续随机负载阶跃扰动下 $S = 90\%$ 的仿真结果

Fig. 14 Simulation results for $S = 90\%$ under continuous random step load disturbance

以看出, A-MPC-VSG 策略的输出功率大于 IFVI-VSG 策略, 且 A-MPC-VSG 策略的频率波动小于 IFVI-VSG 的策略频率波动。这表明 A-MPC-VSG 策略在保证储能系统安全的情况下显著改善了系统频率动态响应特性, 提升了微电网运行稳定性。

4 结论

本文针对孤岛微电网 BESS 的 A-MPC-VSG 调频控制策略展开研究, 得出了如下结论。

1) 将 MPC 引入 VSG 控制显著提升了传统 VSG 控制下的系统频率响应动态性能。将 VSG 离散化输出方程设定为频率偏差量, 该设计较传统 MPC-VSG 控制策略展现出更优的频率调节能力, 可有效降低系统最大 ROCOF 与最大频率偏移量。

2) 与 MPC-VSG 和 IFVI-VSG 策略相比, 基于储能系统 SOC、系统频率偏移和 S 型函数设计的自适应权重系数在充分挖掘电池储能系统调频潜力的同时, 可有效避免 BESS 发生过充过放现象, 显著提升储能系统运行安全性, 延长了使用寿命。

3) 本文所提控制策略在 BESS 的 SOC 正常与非正常区域均能兼顾系统频率动态响应改善以及 BESS 荷电状态管理的能力, 彰显了所提策略在提升调频效果以及减缓电池老化过程上的双重优势。需要强调的是, 本研究主要聚焦于单个电池储能系统的优化控制问题, 后续研究将进一步探究多 BESS 与分布式电源的协同调频策略。

参考文献

[1] SHETA A N, ABDULSALAM G M, SEDHOM B E, et al. Comparative framework for AC-microgrid protection schemes: challenges, solutions, real applications, and future trends[J]. Protection and Control of Modern Power Systems 2023, 8(2): 1-40.

[2] 付红军, 孙冉, 王建波, 等. “双碳”背景下受端电网火电机增加调相功能关键技术[J]. 电力系统保护与控制

- 制, 2024, 52(14): 132-143.
- FU Hongjun, SUN Ran, WANG Jianbo, et al. Key technologies of adding a condenser function in thermal power units in the receiving end power grid given a background of carbon peak and neutrality[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(14): 132-143.
- [3] ELWAKIL M M, ZOGHABY H M E, SHARAF S M, et al. Adaptive virtual synchronous generator control using optimized bang-bang for Islanded microgrid stability improvement[J]. *Protection and Control of Modern Power Systems* 2023, 8(4): 1-21.
- [4] 李雪萍, 王自力, 陈燕东, 等. 基于虚拟惯量模糊自适应的新能源逆变器频率主动支撑策略[J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(20): 25-37.
- LI Xueping, WANG Zili, CHEN Yandong, et al. Active frequency support strategy for new energy inverters based on virtual inertia fuzzy adaptive control[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(20): 25-37.
- [5] 钱伟, 孙晓彤, 费树岷. 可再生能源高渗透下时滞孤岛微电网的负荷频率控制[J]. *电网技术*, 2024, 48(2): 630-640.
- QIAN Wei, SUN Xiaotong, FEI Shumin. Load frequency control of islanded microgrids with time-delay under high penetration of RESs[J]. *Power System Technology*, 2024, 48(2): 630-640.
- [6] 叶林, 王凯丰, 赖业宁, 等. 低惯量下电力系统频率特性分析及电池储能调频控制策略综述[J]. *电网技术*, 2023, 47(2): 446-464.
- YE Lin, WANG Kaifeng, LAI Yening, et al. Review of frequency characteristics analysis and battery energy storage frequency regulation control strategies in power system under low inertia level[J]. *Power System Technology*, 2023, 47(2): 446-464.
- [7] 和萍, 李钊, 李从善, 等. 基于虚拟同步机技术的储能机电暂态特性建模[J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50(7): 11-22.
- HE Ping, LI Zhao, LI Congshan, et al. Electromechanical transient modeling of energy storage based on virtual synchronous machine technology[J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(7): 11-22.
- [8] 张冠锋, 杨俊友, 王海鑫, 等. 基于虚拟同步机技术的风储系统协调调频控制策略[J]. *电工技术学报*, 2022, 37(增刊 1): 83-92.
- ZHANG Guanfeng, YANG Junyou, WANG Haixin, et al. Coordinated frequency modulation control strategy of wind farm-storage system based on virtual synchronous generator technology[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2022, 37(S1): 83-92.
- [9] 高建瑞, 李国杰, 汪可友, 等. 考虑储能充放电功率限制的并网光储虚拟同步机控制[J]. *电力系统自动化*, 2020, 44(4): 134-141.
- GAO Jianrui, LI Guojie, WANG Keyou, et al. Control of grid-connected PV-battery virtual synchronous machine considering battery charging/discharging power limit[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2020, 44(4): 134-141.
- [10] 马文忠, 孙伟, 王玉生, 等. 基于 MMC 的分布式储能系统及其快速 SOC 均衡控制策略[J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(16): 1-11.
- MA Wenzhong, SUN Wei, WANG Yusheng, et al. Distributed energy storage system based on MMC and rapid SOC balancing control strategy[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(16): 1-11.
- [11] 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.
- [12] 孙佳航, 王小华, 黄景光, 等. 基于 MPC-VSG 的孤岛微电网频率和电压动态稳定控制策略[J]. *中国电力*, 2023, 56(6): 51-60, 81.
- SUN Jiahang, WANG Xiaohua, HUANG Jingguang, et al. MPC-VSG based control strategy for dynamic stability of frequency and voltage in islanded microgrid[J]. *Electric Power*, 2023, 56(6): 51-60, 81.
- [13] 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.
- [14] ZHANG Y, ZHAO C, TANG W, et al. Profit-maximizing planning and control of battery energy storage systems for primary frequency control[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2018, 9(2): 712-723.
- [15] 刘英培, 田仕杰, 梁海平, 等. 考虑 SOC 的电池储能系统一次调频策略研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50(13): 107-118.
- LIU Yingpei, TIAN Shijie, LIANG Haiping, et al. Control strategy of a battery energy storage system considering SOC in primary frequency regulation of power grid[J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(13): 107-118.
- [16] 孟建辉, 彭嘉琳, 王毅, 等. 考虑储能荷电状态及频率恢复特性的改进型灵活虚拟惯性控制[J]. *电力自动化设备*, 2020, 40(6): 100-107.

MENG Jianhui, PENG Jialin, WANG Yi, et al. Improved flexible virtual inertial control considering SOC of energy storage and characteristics of frequency recovery[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2020, 40(6): 100-107.

[17] 马文忠, 王立博, 王玉生, 等. 考虑 SOC 的混合储能功率分配与自适应虚拟惯性控制[J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(5): 83-93.

MA Wenzhong, WANG Libo, WANG Yusheng, et al. Hybrid energy storage power distribution and adaptive virtual inertia control considering SOC[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(5): 83-93.

[18] 林莉, 林雨露, 谭惠丹, 等. 计及 SOC 自恢复的混合储能平抑风电功率波动控制[J]. *电工技术学报*, 2024, 39(3): 658-671.

LIN Li, LIN Yulu, TAN Huidan, et al. Hybrid energy storage control with SOC self-recovery to smooth out wind power fluctuations[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2024, 39(3): 658-671.

[19] 凌果, 何山, 樊小朝, 等. 基于最优功率补偿和惯量阻尼自适应的虚拟同步机综合控制策略[J/OL]. *太阳能学报*: 1-12[2025-08-22]. <https://doi.org/10.19912/j.0254-0096.tynxb.2024-1930>

LING Guo, HE Shan, FAN Xiaozhao, et al. Integrated control strategy of virtual synchronous machine based on optimal power compensation and inertia damping adaptation[J/OL]. *Acta Energetica Solaris Sinica*: 1-12[2025-08-22]. <https://doi.org/10.19912/j.0254-0096.tynxb.2024-1930>

[20] 郭潇镁, 李永刚, 周一辰. 基于变权重自适应模型预测控制的虚拟同步发电机调频策略[J]. *电工技术学报*, 2025, 40(21): 6956-6969.

GUO Xiaomei, LI Yonggang, ZHOU Yichen. Virtual synchronous generator frequency regulation control strategy based on variable weight adaptive model predictive control[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2025, 40(21): 6956-6969.

[21] 朱振山, 翁凯亮, 欧阳海涛. 基于动态参与因子和自适应模型预测控制的电池储能二次调频控制策略[J/OL]. *电工技术学报*: 1-16[2025-08-22]. <https://doi.org/10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.241924>

ZHU Zhenshan, WENG Kailiang, OUYANG Haitao. Secondary frequency modulation control strategy for battery energy storage based on dynamic participation factor and adaptive model predictive control[J/OL]. *Transactions of China Electrotechnical Society*: 1-16[2025-08-22]. <https://doi.org/10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.241924>

[22] KESAVAN P K, SUBRAMANIAM U, ALMAKHLES D J, et al. Modelling and coordinated control of grid connected photovoltaic, wind turbine driven PMSG, and energy storage device for a hybrid DC/AC microgrid[J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2024, 9(1): 154-67.

[23] 姚致清, 张茜, 刘喜梅. 基于 PSCAD/EMTDC 的三相光伏并网发电系统仿真研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2010, 38(17): 76-81.

YAO Zhiqing, ZHANG Qian, LIU Ximei. Research on simulation of a three-phase grid-connected photovoltaic generation system based on PSCAD/EMTDC[J]. *Power System Protection and Control*, 2010, 38(17): 76-81.

[24] 李斌, 李博睿, 李超, 等. 考虑过充/过放的电化学储能电站建模及故障特性分析[J]. *电力系统自动化*, 2024, 48(14): 119-128.

LI Bin, LI Borui, LI Chao, et al. Modeling and fault characteristic analysis of electrochemical energy storage station considering overcharging/overdischarging[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2024, 48(14): 119-128.

[25] XUE P, YAN Y, WANG H, et al. A real-time dynamic adjustment cooperative adaptive cruise control method based on fuzzy-robust MPC[J]. *IEEE Transactions on Intelligent Vehicles*, 2025, 10: 1974-88.

[26] 董天翔, 翟保豫, 李星, 等. 风储联合系统参与频率响应的优化控制策略[J]. *电网技术*, 2022, 46(10): 3980-3989.

DONG Tianxiang, ZHAI Baoyu, LI Xing, et al. Optimal control strategy for combined wind-storage system to participate in frequency response[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(10): 3980-3989.

收稿日期: 2025-06-15; 修回日期: 2026-01-07

作者简介:

陶玉昆(1984—), 男, 博士, 研究方向为电力系统分析与控制、新能源并网控制; E-mail: taoyk@zzuli.edu.cn

朱用梁(1996—), 男, 博士研究生, 研究方向为电力系统稳定分析与控制; E-mail: 27778004@qq.com

和萍(1980—), 女, 通信作者, 博士, 教授, 研究方向为电力系统稳定分析与控制、新能源并网。E-mail: heping@zzuli.edu.cn

(编辑 周金梅)