

DOI:10.19651/j.cnki.emt.2519591

光储 VSG 参数自适应与模型预测协同的调频策略^{*}

李辰升¹ 何宇^{1,2} 张靖^{1,2} 严儒井^{1,2} 陈昆¹

(1. 贵州大学电气工程学院 贵阳 550025; 2. 贵州省新型电力系统运行控制全省重点实验室 贵阳 550000)

摘要: 随着电力系统呈现高比例可再生能源与高比例电力电子设备的特征日益显著,为提升新能源并网系统的频率调节性能,以光储系统为例,本文提出一种径向基函数自适应方法与模型预测控制结合的虚拟同步发电机调频控制策略。在系统转动惯量和阻尼系数的动态调节的基础上,构建频率三步预测模型,引入系统角频率偏差和有功功率作为外部输入,通过模型预测控制器滚动优化虚拟同步发电机补偿功率,对参考功率进行动态修正。系统直流侧由光伏与储能联合供能,保证虚拟同步发电机有功输出稳定和直流母线稳压。仿真结果表明,该策略可有效抑制光储并网系统的有功功率振荡,减小了频率偏差和变化率,适用于高比例新能源并网系统的调频控制需求。

关键词: 光储微网;虚拟同步发电机;RBF神经网络;虚拟惯量;模型预测控制;系统频率特性

中图分类号: TM712;TN713 **文献标识码:** A **国家标准学科分类代码:** 510.8020

Frequency regulation strategy based on parameter-adaptive and model predictive coordinated control for PV-storage virtual synchronous generators

Li Chensheng¹ He Yu^{1,2} Zhang Jing^{1,2} Yan Rujing^{1,2} Chen Kun¹

(1. College of Electrical Engineering, Guizhou University, Guiyang 550025, China;

2. Guizhou Provincial Key Laboratory of New-Type Power Systems Operation and Control, Guiyang 550000, China)

Abstract: With the increasing penetration of renewable energy and power electronic devices in power systems, this paper proposes a virtual synchronous generator frequency regulation strategy that combines a radial basis function adaptive method with model predictive control, using a photovoltaic-energy storage system as an example. Based on the dynamic adjustment of system rotational inertia and damping coefficient, a three-step frequency prediction model is established, introducing the system angular frequency deviation and active power as external inputs. Through rolling optimization by the model predictive controller, the compensation power of the virtual synchronous generator is optimized to dynamically correct the reference power. On the DC side, the photovoltaic and energy storage units jointly supply power, ensuring stable active power output of the virtual synchronous generator and maintaining DC bus voltage regulation. Simulation results demonstrate that the proposed strategy effectively suppresses active power oscillations in the photovoltaic-energy storage grid-connected system, reduces frequency deviation and its rate of change, and meets the frequency regulation requirements of high-penetration renewable energy systems.

Keywords: PV-storage microgrid; virtual synchronous generator; RBF neural network; virtual inertia; model predictive control; system frequency characteristics

0 引言

随着新能源的大规模接入,光伏发电在我国电力系统中的比重迅速增长。截止2025年4月底,全国光伏发电装机容量已达到约6.7亿千瓦,同比增长52.4%。光伏渗透率的提升为构建绿色低碳能源体系提供了有力支撑,但其

输出功率的波动性与随机性对电力系统有功和无功平衡造成扰动,进而对电网的频率和电压稳定性构成挑战^[1-3]。目前大多数新能源发电系统通过逆变器并网,然而逆变器本身缺乏传统同步发电机所具有的惯性与阻尼特性,难以对系统扰动做出缓冲,极易引发功率振荡等问题,威胁电网运行的安全性^[4]。

收稿日期:2025-08-13

* 基金项目:黔科合成果(LH[2025]重点014)、国家自然科学基金(52406227)、黔科合成果(LH[2024]重大028)、黔科合支撑(DXGA[2025]一般007)项目资助

目前,光伏并网系统因出力不稳定,通常需配置储能装置以提升并网性能^[5-9]。为赋予逆变器类似同步发电机的机电特性,将包含转动惯量与阻尼系数的转子运动方程引入控制系统。基于此原理提出的虚拟同步发电机(virtual synchronous generator, VSG)技术,通过将控制算法应用于逆变器,不仅能实现频率的调节,还能为系统提供关键的惯性支撑^[10]。但 VSG 整体控制性能在动态扰动下仍面临频率响应迟缓,输出功率波动等挑战^[11]。因此如何提高其动态调节能力已成为当前研究的重点方向之一。已有研究针对 VSG 功率环的稳定性问题及其参数设计方法展开了分析^[12-13]。Zhong 等^[14]提出 VSG 控制策略,消除了对锁相环的依赖。为提升 VSG 的动态性能,近年来提出了多种基于参数自适应调节的控制策略,主要包括线性自适应转动惯量与阻尼系数、智能算法以及神经网络和强化学习等控制手段。邵一阳等^[15]提出了 VSG 的转动惯量自适应调整,在扰动初期提高虚拟惯量系数 J 来降低频率变化率;在频率恢复时降低 J ,使得频率恢复速度增加,但未考虑阻尼系数对系统的影响。此外还有学者提出采用改进型 bang-bang 控制,设计了自适应控制策略,该策略可在特定范围内有效提升系统稳定性,但 bang-bang 控制仅适用于对动态性能要求极低的场景^[16]。模糊控制大多依赖自身的经验,精度仍存在提升空间^[17]。刘维莎等^[18]提出非线性映射能力实时动态优化参数,提升系统动态响应性能。但网络结构复杂,工程实现难度较高,Zhang 等^[19]提出基于强化学习的自适应算法对系统频率进行调整,但计算量过大,奖励函数设计困难。尤波等^[20]提出将径向基函数(radial basis function, RBF)应用于机械臂,验证了控制算法在瞬态响应和稳定性误差上的良好表现。杨旭红等^[21]使用 RBF 对 VSG 的惯量进行自适应调节,实现了频率偏差与响应速度之间的动态平衡。总体而言,现有 VSG 自适应控制方法结构复杂或依赖经验规则,难以兼顾调节效果与工程可实现性;更为关键的是,大多数策略侧重参数调整,未能补偿扰动初期的有功缺额,难以快速抑制频率偏移。

虽然上述自适应控制方法在提升 VSG 系统参数调节能力方面取得一定进展,但在面对较大扰动情形时难以有效抑制扰动初期频率变化率过大的问题。自适应机制大多通过间接调节虚拟惯量或阻尼等控制参数实现频率稳定,响应过程滞后,缺乏对有功功率缺额的直接补偿能力,难以调整功率不平衡状态,当自适应模块出现故障或调节失效时,整体稳定性面临较大挑战。基于上述不足,本文进一步引入模型预测控制(model predictive control, MPC)策略,通过构建预测模型与滚动优化目标函数,实时生成最优有功补偿值,实现扰动初期的快速功率补偿与频率控制,有效提升系统的鲁棒性。目前已有研究表明模型预测控制可以有效改善 VSG 动态性能与频率控制效果,已有文章提出了一种基于模型预测控制的 VSG 电流控制策略。该控制方案主要通过生成预测与目标电流,建立性能评估函数,并据

此选取最优开关矢量以实现逆变器控制^[22-23]。倪泽龙等^[24]提出 VSG 控制系统中应用模型预测控制 MPC 显著提升储能单元对系统功率缺额及频率动态的响应速度。Long 等^[25]提出利用模糊控制器对 VSG 系统参数进行自适应调整,并将调整后的参数实时反馈至预测模型,从而显著增强了 VSG 的频率调节能力。

综上所述,本文提出一种 RBF 神经网络与模型预测控制的协同控制策略,旨在解决扰动下频率调节滞后和有功缺额补偿不足的问题。首先,使用 RBF 神经网络,将频率偏差与变化率作为输入,实现虚拟惯量的在线自适应调节;在固定阻尼比的基础上,根据输出惯量值同步更新阻尼系数,从而实现虚拟惯量与阻尼参数的联合调整,增强系统应对扰动时的动态调节能力。其次,针对自适应调节方法存在响应滞后、无法从源头快速补偿有功缺额的问题,进一步将惯量和阻尼参数输入到 MPC 控制器中,建立预测模型与滚动优化目标函数,实时生成最优有功补偿功率,对参考功率进行动态修正,有效抑制扰动初期频率变化率过大现象。通过将 RBF 的自适应调节能力与 MPC 的预测优化能力相结合,本文实现了系统频率调节与功率补偿的协同控制机制,兼顾了调节灵活性、响应速度与系统鲁棒性。最后,通过仿真实验验证所提控制策略的有效性。

1 光储 VSG 控制与数学建模

1.1 光储 VSG 系统

本文构建的光储虚拟同步发电系统如图 1 所示,由光伏单元、储能模块及电网侧逆变器组成。其中光伏侧前端配置 Boost 型 DC-DC 变换器以实现最大功率点跟踪(maximum power point tracking, MPPT)。储能系统通过双向 Buck-Boost 变换器接入直流母线,能够灵活进行充放电控制,同时通过调节功率维持母线电压稳定。系统后端引入电压源型逆变器,并结合 VSG 控制策略,以实现电网电压与频率的动态调节及并网运行。考虑到光伏发电功率存在波动性,为此,系统充分利用储能单元在直流侧提供能量支撑,实现前级发电功率波动与后级输出功率之间的动态平衡,VSG 控制可根据系统频率偏差及功率指令调节有功输出,从而提升系统的动态响应能力与运行稳定性。图 1 中: R_f 和 L_f 分别为滤波电阻和滤波电感; C 为滤波电容; L_g 和 R_g 分别为线路电感和线路电阻; i_f 为逆变器输出电流; i_{out} 和 v_{out} 为虚拟同步发电机的输出电流和输出电压。

1.2 传统 VSG 数学模型

VSG 控制的整体运行方式模拟传统同步发电机的机械运动方程和一次调频特性,基于该原理,逆变器的输出功率与角频率之间的关系,如式(1)所示。

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

式中: J 为 VSG 的转动惯量系数; ω 和 ω_0 分别为 VSG 虚拟转子对应的实际角速度和额定角速度; D 为虚拟阻尼系

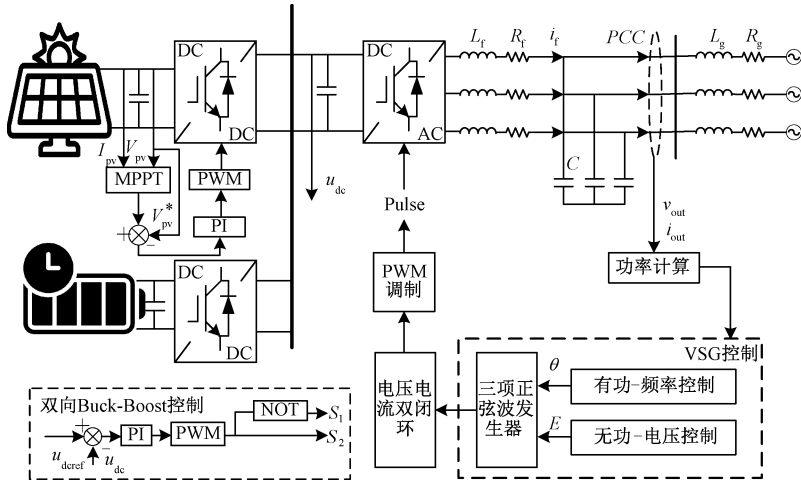


图 1 光储 VSG 控制系统

Fig. 1 Photovoltaic storage VSG control system

数; P_m 和 P_e 分别为逆变器的机械功率、实际输出功率。

VSG 控制结构中引入了有功-频率下垂调节环节,其对应关系为:

$$P_m = P_{ref} - K_p(\omega - \omega_0) \quad (2)$$

无功-电压调节由 VSG 中的励磁调节器完成,其对应的无功-电压下垂特性可由式(3)描述:

$$K \frac{d(E)}{dt} = Q_{ref} - Q_e - D_q(U - U_0) \quad (3)$$

为便于分析,设电压电流内环与 PWM 环节的响应足够快,相对于频率控制可视为迅速完成,则:

$$\omega = \omega_g = 2\pi f_g \quad (4)$$

传统 VSG 控制框图如图 2 所示, P_{ref} 与 Q_{ref} 分别为有功和无功功率参考值; ω_g 为角频率测量值; Q_e 为无功功率测量值; K_p, D_q 分别为有功-频率下垂系数和无功-电压下垂系数; E, U, U_0 分别为逆变器单相输出电压、电网有效相电压和参考电压。

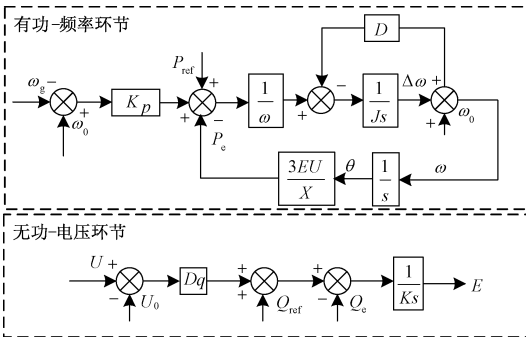


图 2 传统 VSG 控制框图

Fig. 2 Traditional VSG control block diagram

根据图 2 所示的模型,可得到 VSG 有功环节的传递函数为:

$$G(s) = \frac{P_e(s)}{P_{ref}(s)} = \frac{K_e}{J\omega_0 s^2 + (D\omega_0 + K_p)s + K_e} \quad (5)$$

式中: $K_e = 3EU/X$, 定义为同步电压系数。

通过式(5)可以得到自然振荡角频率 ω_n 和阻尼比 ξ 这 2 个参数的表达式为:

$$\begin{cases} \xi = \frac{D}{2} \sqrt{\frac{1}{J\omega_0 K_e}} + \frac{K_p}{2} \sqrt{\frac{1}{J\omega_0 K_e}} \\ \omega_n = \sqrt{\frac{K_e}{J\omega_0}} \end{cases} \quad (6)$$

在阻尼比 $\xi \in (0, 1)$ 时,随着 ξ 的增大,有功功率的超调量与动态调整时间均呈下降趋势,从而降低储能装置在动态调节阶段所承受的功率波动冲击,可以提升系统的动态协调能力与组件寿命。故设计的系统通常是一个阻尼比范围为 $(0, 1)$ 的欠阻尼系统。

传统 VSG 控制中,惯量与阻尼参数通常设为固定值,难以在负载扰动等动态工况下实现对频率波动的有效抑制,影响系统响应速度与稳定性。通过引入参数在线自适应机制,可根据系统状态动态调节虚拟惯量与阻尼系数,显著提升频率调节性能与系统的鲁棒性。

1.3 J 和 D 的取值范围

根据式(1)VSG 转子运动方程可以得出:

$$\begin{cases} \frac{d\omega}{dt} = \frac{P_{ref} - P_e - (D\omega_0 + K_p)\Delta\omega}{J\omega_0} \\ \Delta\omega = \frac{P_{ref} - P_e - J\omega_0 d\omega/dt}{D\omega_0 + K_p} \end{cases} \quad (7)$$

根据式(7)可知,当有功缺额 $P_{ref} - P_e$ 、阻尼系数 D 、有功下垂系数 K_p 和频率偏差量 $\Delta\omega$ 不变时,VSG 虚拟转动惯量 J 和角频率变化率 $d\omega/dt$ 成反比,当转动惯量较小时,转子角频率变化率增大,系统稳定性降低。而惯量过大则使角速度变化缓慢,影响动态响应性能。文献[20]提出的惯量调节规律如表 1 所示:当角频率偏离额定值较大时,可适当增大惯量以抑制频率偏差;而当角频率趋近额定值时,减小惯量有助于加快频率恢复速度。

表 1 不同情况下转动惯量的选取规则

Table 1 The selection rules of moment of inertia under different circumstances

$\Delta\omega$	$d\omega/dt$	J
>0	>0	增大
>0	<0	减小
<0	>0	增大
<0	<0	减小

同理,阻尼系数 D 对角频率的调节作用表现为:当 D 偏小时,系统存在较大超调的风险。虽然可以通过增加阻尼来提升收敛速度,但阻尼参数设置过大又可能造成响应迟缓。因此,当有功缺额 $P_{ref} - P_e$ 、转动惯量 J 、角频率变化率 $d\omega/dt$ 和有功下垂系数 K_p 保持不变时, D 越大, $\Delta\omega$ 越小。

初始惯量与阻尼系数的设定需在系统动态性能与稳定性之间取得平衡,重点考虑有功控制环节的的稳定裕度。由于二阶系统的幅值裕度始终大于零,根据自动控制理论,为实现较快的动态响应与良好的系统稳定性,需对闭环极点的分布进行合理约束。综合上述因素,可建立如下

一组参数设计关系:

$$\begin{cases} h > 0 \\ \gamma = \arctan(2\xi\sqrt{1/\sqrt{4\xi^4+1}-2\xi^2}) \\ \text{Re}(s) = -\omega_0\xi \leq -10 \end{cases} \quad (8)$$

其中,当 $\gamma > 60^\circ$ 时,可以得到 $\xi > 0.612$,系统的闭环极点为 $\text{Re}(s) \approx -D/2J \leq -10$,有功功率开环传递函数为:

$$\begin{cases} G_{p0} = \frac{3UE}{X\omega_0} \cdot \frac{1}{s(Js + D + K_p)} \\ |G_{p0}(j2\pi f_{cp})| = 1 \end{cases} \quad (9)$$

利用设定的截止频率 f_{cp} 可限定阻尼系数 D 的取值范围,由式(9)可以得到:

$$J = \frac{D + K_p}{2\pi f_{cp}} \cdot \sqrt{\left(\frac{3UE}{2\pi f_{cp}\omega_0 XD}\right)^2 - 1} \quad (10)$$

由于式(10)中根号内的式子恒大于零,故有:

$$f_{cp} \leq \frac{3UE}{2\pi\omega_0 XD} \quad (11)$$

由式(11)可知,有功功率的截止频率存在上限约束。通常将该上限设定为工频两倍的 10% 以内。因此,取最大截止频率为 10 Hz,可得阻尼的最小值为 $D \geq 3UE/2\pi\omega_0 X f_{cp\max} \approx 11.5$ 。

根据 EN50438 标准,分布式电源接入电网时,其可允许的频率波动范围为 49~51 Hz,且有功输出应在额定功率的 40%~100% 变化,逆变器容量设定为 50 kW,可以得到:

$$D = \frac{\Delta P}{\omega_0 \Delta\omega_{\max}} \quad (12)$$

其中, $\Delta\omega_{\max} = 2\pi$ 。通过计算得出 J 的取值范围为 $[0.05, 0.5]$, D 的取值范围为 $[11.5, 25.3]$ 。

2 RBF 参数自适应控制策略

2.1 基于 RBF 的虚拟惯量自适应调节

转动惯量与阻尼系数是影响系统动态响应的关键物理参数,分析其控制规律有助于深入理解系统动态特性。引入 RBF 神经网络实现参数自适应调节,可以有效模拟复杂非线性系统,从而提升模型精度。

图 3 为本文 RBF 神经网络结构图,3 层结构分为输入层、输出层和隐含层, i, j 和 l 分别表示输入层节点、隐含层节点和输出层节点,分别为 2、5、1。输入层的两个输入为 VSG 的角频率和角频率变化率,输出层为对应 VSG 转动惯量 J 。

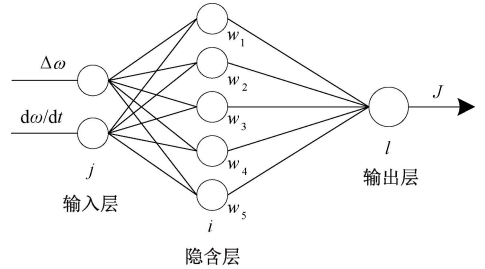


图 3 RBF 神经网络结构

Fig. 3 RBF neural network structure

输入层输出、隐含层输入、隐含层输出分别为:

$$O_j^{(1)} = x(j), \quad j = 1, 2 \quad (13)$$

$$\text{net}_i^{(2)} = \vec{x}, \quad \vec{x} = (x(1), x(2)) \quad (14)$$

$$O_i^{(2)}(k) = g(\text{net}_i^{(2)}(k)), \quad i = 1, 2, \dots, 5 \quad (15)$$

式中: $x(1) = \omega - \omega_0 = \Delta\omega$, $x(2) = d\omega/dt$, 为了区分不同的层,输入层、隐含层、输出层分别用上标(1)、(2)和(3)表示。

高斯基函数、输出层输入和神经网络输出分别为:

$$g(x) = \exp\left(-\frac{\|\vec{x} - \vec{c}_i\|^2}{2\mathbf{b}_i^2}\right) \quad (16)$$

$$\text{net}_i^{(3)}(k) = \sum_{i=1}^5 w_i^{(3)} O_i^{(2)}(k) \quad (17)$$

$$J = O_l^{(3)}(k) = f(\text{net}_i^{(3)}), \quad l = 1 \quad (18)$$

初始化网络参数,上式中, $w_i^{(3)}$ 表示隐含层到输出层的权重系数,权重系数设置为 $[0, 1]$ 区间内的 5 个随机数, $\vec{c}_i = [0, 0, 0, 0, 0]$ 是第 i 个隐藏层神经元的中心向量。高斯函数的宽度向量是 $\vec{b} = [1, 1, 1, 1, 1]^T$ 。输出层的激活函数为:

$$f(x) = \frac{ue^x}{e^x + e^{-x}} \quad (19)$$

其中, u 是惯性系数的最大值。该神经网络的评价函数取为:

$$E(k) = \frac{1}{2}(\omega_0(k) - \omega(k))^2 \quad (20)$$

权值用梯度下降法来调节,同时为了提高收敛速度,在公式中加入惯性项,即:

$$\Delta w_{li}^3(k) = -\eta \frac{\partial E(k)}{\partial w_{li}^{(3)}} + \rho \Delta w_{li}^{(3)}(k-1) \quad (21)$$

式中: η 为学习速率, ρ 为惯性系数。

2.2 基于惯量驱动阻尼自适应联动控制

现有的惯量自适应调节方法忽略了阻尼系数在稳定有功功率输出以及抑制频率波动中的关键作用。合理配置阻尼比是保障系统动态响应性能的关键。本节内容整体控制流程如图 4 所示。

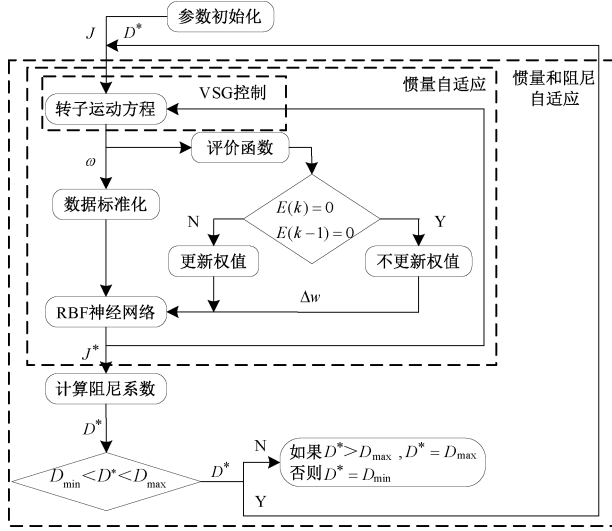


图 4 基于 RBF 神经网络的 VSG 虚拟惯量和阻尼自适应控制策略流程图

Fig. 4 Flowchart of VSG virtual inertia and damping adaptive control strategy based on RBF neural network

首先在虚拟惯量 J 允许范围内选取一组初始值,并结合转子运动方程计算初始角频率 ω ; 通过性能评价函数 $E(k)$ 判断是否需更新神经网络权值。然后,利用 RBF 神经网络对虚拟惯量 J 进行自适应调节,使用高斯核函数构建隐层输出,并通过加权后送入非线性 sigmoid 激活函数,使 J 始终在其取值范围内。再根据式(6),在阻尼比固定不变的条件下,使其随惯量自适应调节,并确定是否满足约束条件,从而确定下一时刻的惯量与阻尼值;将所得虚拟惯量和阻尼系数反馈至 VSG 转子运动方程,形成闭环控制机制,持续优化系统动态性能。

3 基于 MPC-VSG 的控制策略

为实现虚拟同步机在不同扰动阶段下的快速频率恢复与动态稳定性优化,本文在控制结构上采用双时间尺度协调机制。在系统发生扰动的初期,频率偏差变化速率较大,此阶段以 MPC 控制为主导,以 0.01 s 为采样周期,通

过滚动优化计算最优功率补偿量,实现对频率偏差的快速抑制和功率平衡,同时 RBF 权值更新周期设为 0.05 s。当系统逐步进入过渡与稳态阶段后,频率变化趋缓,此时 RBF 网络开始根据频率偏差及其变化率自适应调整虚拟惯量与阻尼系数,从而进一步改善系统的动态特性与稳定性。图 5 展示了所提出的神经网络自适应参数调节与模型预测联合控制的 VSG 系统流程。

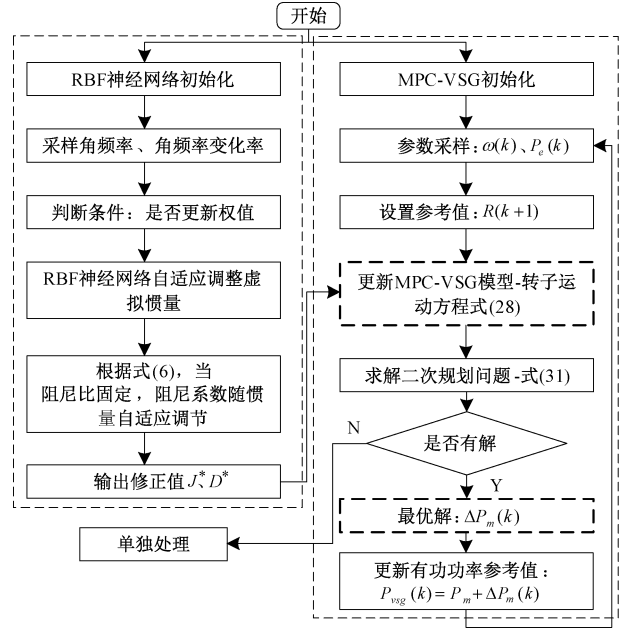


图 5 RBF 自适应参数调节-MPC-VSG 方法

Fig. 5 RBF adaptive parameter adjustment-MSC-VSG method

3.1 自适应参数调节与 MPC 结合的预测模型建立

首先,需要构建自适应参数调节与 MPC 结合的 VSG 控制方法的数学模型,然后将第 2 章中基于 RBF 自适应方法得到的转动惯量 J^* 和阻尼系数 D^* 引入转子运动方程,结合 VSG 的频率动态特性,可推导出系统的状态方程为:

$$\begin{cases} \frac{d\omega(t)}{dt} = -\frac{D^*}{J^*}(\omega(t) - \omega_0) + \frac{P_m(t)}{J^* \omega_0} - \frac{P_c(t)}{J^* \omega_0} \\ y(t) = \omega(t) \end{cases} \quad (22)$$

其中, $y(t)$ 为 t 时刻 VSG 预测系统的输出变量, $P_m(t)$ 为 VSG 的输入功率, $P_c(t)$ 为虚拟同步机输出功率。由于研究对象为一阶模型,故可采用前向欧拉法对其进行离散处理,即:

$$\frac{dx}{dt} \approx \frac{x(k+1) - x(k)}{T_s} \quad (23)$$

式中: T_s 为采样时间,对式(23)离散化得到:

$$\Delta\omega(k+1) = A\Delta\omega(k) + B_m\Delta P_m(k) + B_c\Delta P_c(k) \quad (24)$$

其中, $A = 1 - (D^* T_s / J^*)$; $B_m = T_s / J^* \omega_0$; $B_c = -T_s / J^* \omega_0$ 。

为便于直接获取角频率变化量的值,本文将 MPC 输出方程设为 $y(k+1) = \Delta\omega(k+1)$, 在保证计算效率的前提下提升预测精度,本文采取 3 步预测,预测方程为:

$$\mathbf{Y}(k+1|k) = \mathbf{S}_\Lambda \Delta\omega(k) + \mathbf{S}_m \Delta P_m(k) + \mathbf{S}_e \Delta P_e(k) \quad (25)$$

式中: $\mathbf{Y}(k+1|k)$ 为第 k 时刻的 3 步 MPC 控制输出; \mathbf{S}_Λ 、 \mathbf{S}_m 、 \mathbf{S}_e 为系数矩阵,其表达式分别为:

$$\begin{cases} \mathbf{S}_\Lambda = \begin{bmatrix} A & A^2 & A^3 \\ B_m & 0 & 0 \\ AB_m & B_m & 0 \\ A^2 B_m & AB_m & B_m \end{bmatrix} \\ \mathbf{S}_m = \begin{bmatrix} B_m & 0 & 0 \\ AB_m & B_m & 0 \\ A^2 B_m & AB_m & B_m \end{bmatrix} \\ \mathbf{S}_e = [B_e \quad (1+A)B_e \quad (1+A+A^2)B_e] \end{cases} \quad (26)$$

3.2 目标函数的构建

当系统频率逐步偏离额定值时,为抑制频率变化速度,选取频率增量与控制量变化量作为优化目标,并通过构建其加权和目标函数,实现整体性能指标的最小化。

$$J_p = \sum_1^3 [(\alpha \Delta\omega(k+i|k))^2 + (\beta \Delta P_m(k+i|k))^2] \quad (27)$$

其中, α 与 β 分别为 VSG 输出频率变化量与输入功率变化量的权重系数; $\Delta\omega(k+i|k)$ 与 $\Delta P_m(k+i|k)$ 分别表示在 k 时刻角频率偏差以及有功功率偏差。将式(27)转换为矩阵形式为:

$$J_p = \|\mathbf{F}_y(\mathbf{Y}(k+1|k) - \mathbf{R}(k+1))\|^2 + \|\mathbf{F}_{P_m} \Delta P_m(k)\|^2 \quad (28)$$

式中: $\mathbf{F}_y = \text{diag}(\alpha, \alpha, \alpha)$; $\mathbf{F}_{P_m} = \text{diag}(\beta, \beta, \beta)$; $\mathbf{R}(k+1) = [0 \ 0 \ 0]^T$, 将 $\mathbf{E}_p(k+1|k)$ 设定为中间变量,为期望频率轨迹与系统自然响应的偏差。

$$\mathbf{E}_p(k+1|k) = \mathbf{R}(k+1) - \mathbf{S}_\Lambda \Delta\omega(k) - \mathbf{S}_e \Delta P_e(k) \quad (29)$$

通过将式(29)代入式(28),可将上述 MPC 控制问题转化为 $\mathbf{z}^T \mathbf{H} \mathbf{z} + \mathbf{G}^T \mathbf{z}$ 标准二次规划问题的形式,其中 $\mathbf{z} = \Delta P_m(k)$ 作为其自变量。

$$\begin{cases} \mathbf{H} = \mathbf{S}_m^T (\mathbf{F}_y)^T \mathbf{F}_y \mathbf{S}_m + (\mathbf{F}_{P_m})^T \mathbf{F}_{P_m} \\ \mathbf{G}(k+1|k) = -2\mathbf{S}_m^T (\mathbf{F}_y)^T \mathbf{F}_y \mathbf{E}_p(k+1|k) \end{cases} \quad (30)$$

频率波动需被限制在允许范围内,所构建的 MPC 优化问题应包含约束条件,描述如下:

$$\begin{cases} \min J_p \\ \Delta P_m(k) \\ s. t. \quad \begin{cases} \mathbf{Y}_{\min}(k+1) \leq \mathbf{Y}(k+1|k) \leq \mathbf{Y}_{\max}(k+1) \\ \Delta P_{m,\min}(k) \leq \Delta P_m(k) \leq \Delta P_{m,\max}(k) \end{cases} \end{cases} \quad (31)$$

其中, $\mathbf{Y}_{\min}(k+1)$ 与 $\mathbf{Y}_{\max}(k+1)$ 为系统的频率约束。式(31)通过二次规划求解得到最优控制矩阵 $\Delta P_m(k)$, 因此 VSG 的参考输入功率为:

$$P_{vsg}(k) = P_m + \Delta P_m(k) \quad (32)$$

RBF 与 MPC 协同控制策略如图 6 所示,虚拟惯量与阻尼系数的自适应调节具备良好的在线调整能力,能够依据频率状态动态修正 VSG 参数,从而提升系统对多种运行工况的性能。然而,该方法主要依赖反馈机制,响应存在一定滞后,难以有效应对快速扰动。相比之下,模型预测控制具备前瞻性特征,可基于当前系统状态预测未来变化趋势,并提前进行有功功率补偿,从而增强频率调节的主动性与精度。二者结合形成互补控制结构;自适应控制提升系统动态性能,MPC 在扰动初期提供快速补偿,从而显著增强频率控制的鲁棒性与响应性能。

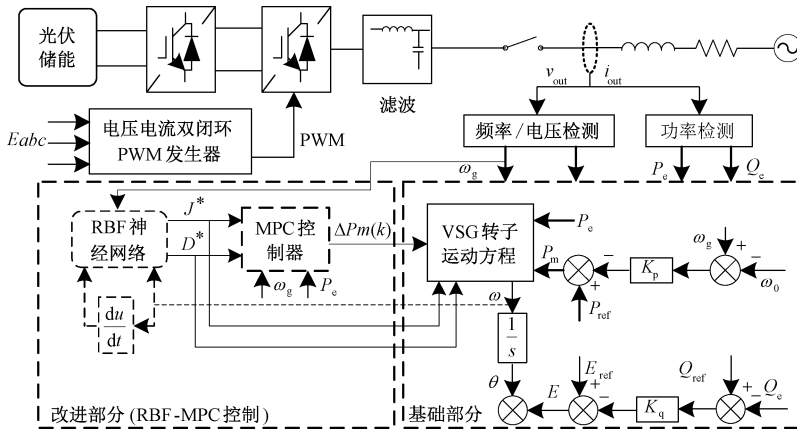


图 6 RBF-MPC 协同控制

Fig. 6 RBF-MPC cooperative control

为防止 RBF 与 MPC 在短时段内产生控制目标冲突,本文采用优先级协调、约束协调和反馈协调策略。在扰动初期优先执行 MPC 补偿控制,保证频率快速恢复,惯量与

阻尼参数在下一更新周期再行调整;RBF 输出的惯量与阻尼设有限幅范围,避免参数过度调整影响 MPC 的优化稳定性;优化结果与频率误差反馈信号共同作为 RBF 网络下

一周期的输入,实现两层控制的动态一致性。

4 仿真结果与分析

为验证所提出控制策略的有效性与优越性,本文在 MATLAB/Simulink 平台上搭建了光伏储能型 VSG 仿真模型,其关键参数如表 2 所示。

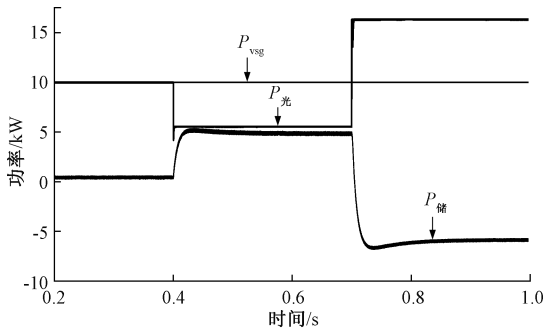
表 2 系统主要仿真参数

Table 2 Main simulation parameters of the system

参数	数值
直流母线电压 U_{dc}/V	800
电网电压 U_n/V	311
额定角频率 $\omega_0/(\text{rad}\cdot\text{s}^{-1})$	100π
滤波电感 R_f/Ω	0.1
滤波电阻 L_f/mH	3.2
滤波电容 $C_f/\mu F$	2
线路电阻 R_g/Ω	0.3
线路电感 L_g/mH	3
储能额定容量 Q/kWh	40
储能额定电流 I_b/A	20
频率下垂系数 K_p	0.05
转动惯量 $J/(\text{kg}\cdot\text{m}^2)$	0.3
阻尼系数 $D/(\text{Nm}\cdot\text{s}\cdot\text{rad}^{-1})$	14
阻尼比 ξ	0.85

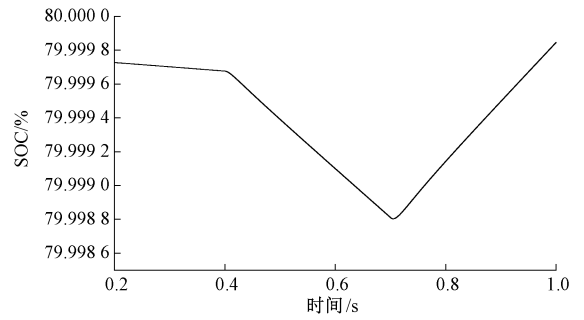
4.1 光伏出力波动场景下控制策略的功能验证

在光储 VSG 并网工况下,仿真初始设定如下:有功设定值为 10 kW,环境温度为 25℃。起始光照强度为 1 000 W/m²,0.4 s 时降至 600 W/m²,0.7 s 时升至 1 500 W/m²。仿真结果显示,在 0.2~0.4 s 区间,光伏输出近似等于有功功率需求,储能单元未参与充放电;当 0.4~0.7 s 期间,光照减弱导致光伏出力不足,无法满足设定有功参考值,此时储能系统进入放电状态,与光伏协同向电网供电,导致 SOC 持续下降。在 0.7~1.0 s 时,光伏出力大于有功参考功率指令,储能电池开始充电,储存能量作为备用,SOC 不断上升。此过程中网侧电流稳定,总谐波畸变率为 0.98%,满足并网电流谐波畸变率小于 2% 的要求。仿真效果如图 7 所示。

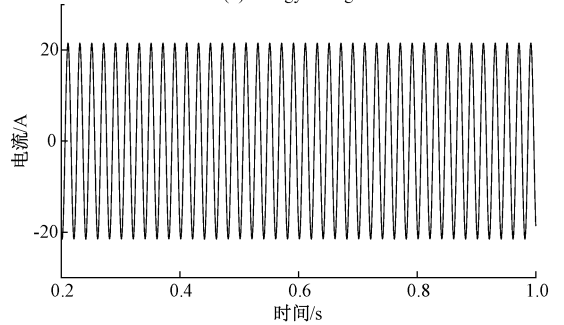


(a) 光伏、储能与逆变器输出功率

(a) Photovoltaic power, energy storage and inverter output power



(b) 储能 SOC
(b) Energy storage SOC



(c) 网侧三相电流
(c) Line-side three-phase current

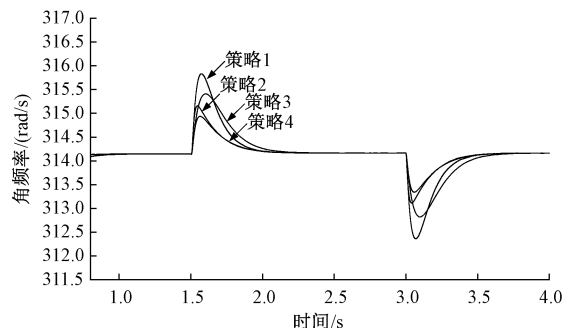
图 7 仿真功能验证结果

Fig. 7 Simulation functional verification results

4.2 孤岛时控制效果验证

为验证所提方法在孤岛系统负荷增减时对频率调节的能力,将系统初始有功功率参考值设置为 35 kW,在 1.5 s 时系统减少 5 kW 负荷,同时有功功率参考值阶跃至 30 kW,3 s 时系统增加 5 kW 负荷,有功功率阶跃至 35 kW,为验证本方案的有效性,对比分析了其与其他 3 种控制策略在控制性能上的差异。控制策略 1 为传统 VSG 固定惯量和阻尼参数;控制策略 2 为 MPC 与 VSG 结合的控制方法^[22];控制策略 3 为 RBF 神经网络自适应调整惯量和阻尼系数^[19];策略 4 为本文所提出的控制方案。孤岛时频率响应曲线对比和补偿功率对比如图 8 所示。

当 1.5 s 负载切除时,传统固定参数 VSG 依靠下垂特性实现频率调节,但系统频率迅速上升了约 2.65 rad/s;策略 2 频率变化率有所缓和,最大增量约为 1.25 rad/s;策略 3



(a) VSG 频率响应曲线

(a) VSG frequency response curve

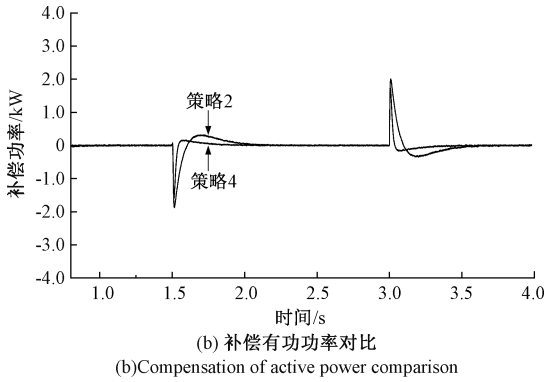


图 8 孤岛运行的仿真结果

Fig. 8 Simulation results of island operation

极大减小了角频率变化量,增幅缩小至 0.99 rad/s;而本文所提出的控制策略频率波形更加平稳,最大偏移降至 0.77 rad/s,较传统 VSG 变化幅度减少约 71%。

由图 8(b)所示,策略 2 和策略 4 进行了有功功率补偿,最大补偿功率分别为 1.98 kW 和 1.65 kW,补偿功率曲线与频率曲线变化趋势相反。由于策略 1 和策略 3 没有 MPC 模块,因此功率补偿为 0 kW。

4.3 并网时控制效果验证

下面将依次仿真两种工况:有功功率扰动和电网频率扰动。首先进行有功功率扰动场景的仿真。光储 VSG 并网运行时,系统初始有功功率参考值为 10 kW,0.4 s 时有功突增 20 kW 并持续到 1 s。VSG 输出角频率曲线和有功功率的仿真结果如图 9 所示。

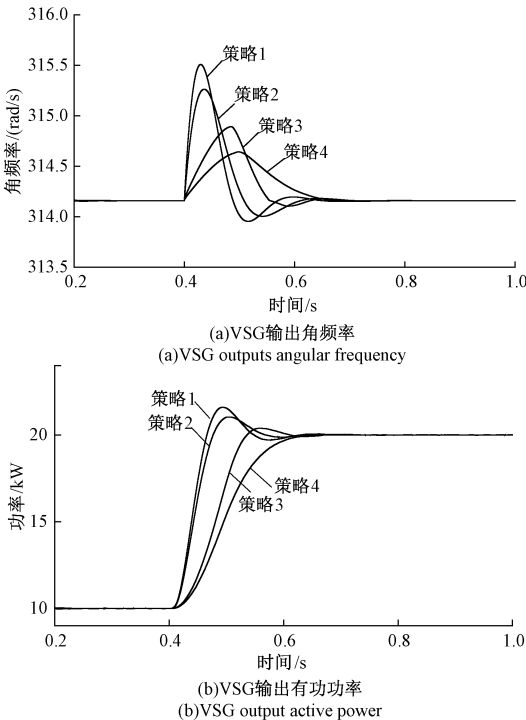


图 9 并网运行的仿真结果

Fig. 9 Simulation results of grid connected operation

图 9(a)对比了相同工况下不同控制策略对系统角频率的影响。当系统出现功率不平衡,从而引起频率波动。为更清晰直观显示控制效果,不同控制方式下的控制性能指标如表 3 所示。

表 3 有功扰动下不同控制方法的性能比较

Table 3 Comparison of the performance of different control methods under active power disturbance

工况	控制策略	最大角频率偏差/ (rad·s ⁻¹)	超调量/ %	恢复 时间/s
有功 功率 扰动	策略 1	1.35	0.43	0.35
	策略 2	1.10	0.35	0.32
	策略 3	0.73	0.23	0.27
	策略 4	0.51	0.16	0.25

由图 9(b)可以看出,有功功率最大偏差分别为:1.59、1.03、0.39 和 0.015 kW,超调量分别为 7.95%、5.15%、1.95%和 0.072%,上述控制策略的对比可以表明,策略 2 可以略微降低功率超调,策略 3 可以有效降低功率变化率,但都存在功率小幅波动的问题。策略 4 在有功功率指令发生突变时,可提供更强的惯量支撑,有效抑制电网频率跌落,并避免频率震荡。针对策略 2 和策略 3 的局限性,策略 4 的功率波形相较于前 3 种策略更为平滑,并在几乎相同的时间达到稳态。

接下来验证电网频率发生扰动时的工况,有功功率和无功功率保持恒定,在 0.4 s 开始至 0.9 s 结束经历 0.5 s 的频率波动,电网频率从额定工频上升到 50.1 Hz。仿真实验的频率响应结果如图 10 所示。

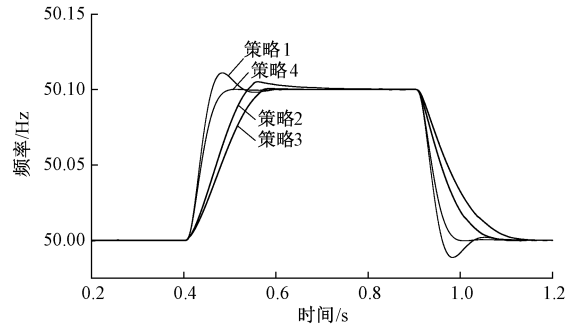


图 10 电网频率扰动下的仿真结果

Fig. 10 Simulation results during power grid frequency disturbance

从图 10 中可以看出,系统频率最大偏差值分别为 50.111、50.106、50.102 和 50.101 Hz,恢复时间分别为 0.208、0.372、0.258 和 0.104 s。采用常规固定参数 VSG 策略时,超调量较大,且频率波动明显,策略 2 和 3 虽能有效减少超调量,但响应时间稍长,反应不够灵敏。综合考虑,策略 4 在频率超调和暂态稳定时间方面优于其他 3 种控制方法。

本文所采用的模型预测控制算法选取 3 步预测结构,

以在控制精度与计算实时性之间取得平衡。文献[23]采用了与本文相似的 MPC 求解框架,并通过 RT-LAB 半实物仿真平台验证了该算法可在工业级嵌入式硬件上实现实时运行,半实物仿真结果与仿真分析高度一致。由于本文模型中采用了更短的预测步长和较低的优化维度,计算负担进一步减轻。因此,该 MPC 与参数自适应结合的调频策略具备良好的工程可实现性,可在典型嵌入式硬件平台上实时部署运行。

5 结 论

为解决光储系统中存在的功率超调和频率震荡问题,本文提出一种自适应参数与 MPC 结合的综合控制策略,得到结论如下:

将 RBF 应用到 VSG 中,以自适应调整转动惯量,同时,在固定阻尼比的基础上,随着转动惯量的改变以自适应调整阻尼系数,并输入到 MPC 控制器实时对 VSG 额定输入功率进行修正,增强系统运行时的稳定性。

系统孤岛运行时,本文所提策略大幅减少了角频率最大偏差,最大角频率偏差相较于其他 3 种策略分别减少了 1.88、0.48 和 0.22 rad/s。

系统并网运行时,当有功功率发生扰动,本文所提策略功率和频率无明显超调与震荡。在暂态恢复时间差距不大的情况下,相较于其他 3 种方法,频率和功率响应曲线更为平滑;面对电网的频率波动,本文所提策略能有效跟踪电网频率,暂态恢复时间仅为 0.104 s,比其他 3 种方法产生的频率偏差更小,并且恢复时间也更短。

参考文献

- [1] 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 Q P, HAO ZH H, ZHANG Y, 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.
- [2] 王雪一,郝文清,李振焱,等. 计及光伏并网的电力系统频率特性和网络方程电压可解性分析[J]. 电力自动化设备, 2023,43(10):167-175.
WANG X Y, HAO W Q, LI ZH Y, et al. Analysis of frequency characteristic and voltage solvability of network equation considering photovoltaic grid-connected power system [J]. Electric Power Automation Equipment, 2023,43(10):167-175.
- [3] 李勇,常樊睿,彭衍建,等. 分散式新能源并网稳定性问题分析与控制方法[J]. 高电压技术, 2025, 51(4):1543-1559.
LI Y, CHANG F R, PENG Y J, et al. Analysis and control methods of stability problems for decentralized renewable generations integrated into grid[J]. High Voltage Engineering, 2025,51(4):1543-1559.
- [4] 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):349-359.
LYU ZH P, SHENG W X, LIU H T, et al. Application and challenge of virtual synchronous machine technology in power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2017,37(2):349-359.
- [5] 方保民,李红志,孔祥鹏,等. 含高比例光伏出力的长期分布式储能配置研究[J]. 电力系统保护与控制, 2021,49(2):121-129.
FANG B M, LI H ZH, KONG X P, et al. Research on long-term distributed energy storage configuration with a high proportion of photovoltaic output [J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(2): 121-129.
- [6] 梅书凡,檀勤良,代美. 考虑风光出力季节性波动的储能容量配置[J]. 电力工程技术, 2022,41(4): 51-57.
MEI SH F, TAN Q L, DAI M. Energy storage capacity configuration considering seasonal fluctuation of wind and photovoltaic output[J]. Electric Power Engineering Technology, 2022,41(4):51-57.
- [7] 杨欣,李志伟,王江,等. 基于虚拟同步控制的光伏并网逆变器对配电网电能质量的提升方法[J]. 电气工程学报, 2024,19(4):296-307.
YANG X, LI ZH W, WANG J, et al. Improvement of power quality of distribution network by photovoltaic grid connected converter based on virtual synchronous control [J]. Journal of Electrical Engineering, 2024,19(4):296-307.
- [8] 张克勇,王冠瑞,耿新,等. 含高比例光一储单元的主动配电网并网功率分布式协同控制策略[J]. 电力科学与技术学报, 2022,37(2):147-155.
ZHANG K Y, WANG G R, GENG X, et al. Distributed cooperative control strategy for grid-connected power in ADN with high proportion of PV-ESS units[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2022,37(2):147-155.
- [9] 周建军,陈君,全秋苹,等. 考虑分布式电源接入的配电网灵活储能系统优化配置策略[J]. 武汉大学学报(工学版), 2024,57(10):1495-1504.
ZHOU J J, CHEN J, QUAN Q P, et al. Optimal allocation strategy of flexible energy storage system in distribution network considering distributed power access[J]. Engineering Journal of Wuhan University, 2024,57(10):1495-1504.
- [10] 钟庆昌. 虚拟同步机与自主电力系统[J]. 中国电机工程学报, 2017,37(2):336-349.

- ZHONG Q CH. Virtual synchronous machines and autonomous power systems [J]. Proceedings of the CSEE, 2017,37(2):336-349.
- [11] 刘鹏辉, 郑克影, 朱军, 等. 考虑负荷动态变化的孤岛微电网二次频率控制[J]. 电子测量与仪器学报, 2024,38(6):213-224.
- LIU P H, ZHENG K Y, ZHU J, et al. Secondary frequency control of isolated microgrid with consideration of dynamic varying loads[J]. Journal of Electronic Measurement and Instrumentation, 2024, 38(6):213-224.
- [12] WU H, RUAN X B, YANG D SH, et al. Small signal modeling and parameters design for virtual synchronous generators [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2016,63(7):4292-4303.
- [13] 卢宇昊, 潘庭龙, 许德智, 等. 虚拟同步发电机参数设计及优化研究 [J]. 控制工程, 2024, 31(5): 858-864.
- LU Y H, PAN T L, XU D ZH, et al. Research on parameter design and optimization of virtual synchronous generator [J]. Control Engineering of China, 2024,31(5):858-864.
- [14] ZHONG Q CH, NGUYEN P L, MA ZH Y, et al. Self-synchronized synchronverters; Inverters without a dedicated syn-chronization unit[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2014,29(2):617-630.
- [15] 邵一阳, 刘铠诚, 董树锋. 并网模式下虚拟同步发电机的虚拟惯量控制策略[J]. 现代电力, 2022,39(2): 160-168.
- SHAO Y Y, LIU K CH, DONG SH F. Virtual inertia control mode of virtual synchronous generator under grid connected strategy [J]. Modern Electric Power, 2022,39(2):160-168.
- [16] 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(1):57.
- [17] 马宇鑫, 赵巧娥. 基于模糊控制的虚拟同步发电机参数自适应控制策略[J]. 自动化与仪表, 2022,37(8): 24-29.
- MA Y X, ZHAO Q E. Adaptive control strategy of virtual synchronous generator parameters based on fuzzy control [J]. Automation and Instrumentation, 2022,37(8):24-29.
- [18] 刘维莎, 石荣亮, 周其锋, 等. 基于 BP 神经网络的储能 VSG 参数自适应优化策略[J]. 电子测量技术, 2024,47(23):42-49.
- LIU W SH, SHI R L, ZHOU Q F, et al. Parameter adaptive optimization strategy of energy storage VSG based on BP neural network [J]. Electronic Measurement Technology, 2024,47(23):42-49.
- [19] ZHANG D M, ZHANG J, HE Y, et al. Adaptive control of VSG inertia damping based on MADDPG[J]. Energies, 2024,17(24):6421.
- [20] 尤波, 刘嘉琦, 程晨晨, 等. 基于 sEMG 的人机交互随动控制研究 [J]. 仪器仪表学报, 2025, 46(3): 123-142.
- YOU B, LIU J Q, CHENG CH CH, et al. Human-computer interaction follow-up control based on sEMG[J]. Chinese Journal of Scientific Instrument, 2025,46(3): 123-142.
- [21] 杨旭红, 姚凤军, 郝鹏飞, 等. 基于改进型 RBF 神经网络的 VSG 转动惯量自适应控制 [J]. 电测与仪表, 2021,58(2):112-117.
- YANG X H, YAO F J, HAO P F, et al. Adaptive inertia control for VSG based on improved RBF neural network [J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2021,58(2):112-117.
- [22] YANG X H, LI H, JIA W, et al. Adaptive virtual synchronous generator based on model predictive control with improved frequency stability [J]. Energies, 2022,15(22):8385.
- [23] 周立, 刘金澍, 周越鹏, 等. 基于虚拟同步发电机的模型预测电流控制 [J]. 电工电能新技术, 2023, 42(4):19-28.
- ZHOU L, LIU J SH, ZHOU Y P, et al. Model predictive current control based on virtual synchronous generator [J]. Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy, 2023,42(4):19-28.
- [24] 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 Z L, LIN Y J, WANG ZH T, 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.
- [25] LONG B, LIAO Y, CHONG K T, et al. Enhancement of frequency regulation in AC microgrid: A fuzzy-MPC controlled virtual synchronous generator [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021,12(4):3138-3149.

作者简介

李辰升, 硕士研究生, 主要研究方向为新能源并网发电控制。

E-mail: 1037970576@qq.com

何宇(通信作者), 硕士, 副教授, 主要研究方向为电力系统运行与保护。

E-mail: yhe7@gzu.edu.cn