

# 考虑源荷随机扰动的电动汽车与 风电联合调频控制策略

姜晓锋<sup>1,2</sup>, 文 曹<sup>3</sup>, 黄 杨<sup>4</sup>, 周 波<sup>1,2</sup>, 王永灿<sup>1,2</sup>, 岑怡繁<sup>5</sup>

(1. 国网四川省电力公司电力科学研究院, 四川 成都 610041; 2. 电力物联网四川省重点实验室, 四川 成都 610041; 3. 国网四川省电力公司直流中心, 四川 成都 610041; 4. 国网四川省电力公司, 四川 成都 610041; 5. 西南交通大学电气工程学院, 四川 成都 610031)

**摘要:**大规模电动汽车与新能源参与电网调频的同时,自身也会影响电网频率稳定性,针对该问题,基于模型预测控制,提出了一种考虑源荷随机扰动的电动汽车与风电联合调频控制策略。首先,根据电动汽车接入状态及风速,刻画电动汽车集群、风电机组的输出功率边界与扰动变化;其次,建立多区域电力系统负荷频率控制模型,综合考虑电动汽车集群与风电机组接入所伴随的随机扰动,基于模型预测控制对系统频率偏差进行有效调节;最后,以三区域互联电力系统为例进行仿真实验。结果表明,所提控制策略能显著抑制源荷随机扰动带来的频率偏差,提高系统的动态控制性能。

**关键词:**电动汽车; 风电机组; 辅助调频; 模型预测控制; 源荷随机扰动

**中图分类号:** TM 721 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2024)06-0019-09

**DOI:** 10.16527/j.issn.1003-6954.20240603

## Joint Frequency Modulation Control Strategy for Electric Vehicles and Wind Power Considering Stochastic Perturbation in Source-Load Interactions

JIANG Xiaofeng<sup>1,2</sup>, WEN Cao<sup>3</sup>, HUANG Yang<sup>4</sup>, ZHOU Bo<sup>1,2</sup>, WANG Yongcan<sup>1,2</sup>, CEN Yifan<sup>5</sup>

(1. State Grid Sichuan Electric Power Research Institute, Chengdu 610041, Sichuan, China; 2. Power Internet of Things Key Laboratory of Sichuan Province, Chengdu 610041, Sichuan, China; 3. State Grid Sichuan Electric Power UHV DC Center, Chengdu 610041, Sichuan, China; 4. State Grid Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610041, Sichuan, China; 5. School of Electrical Engineering, Southwest Jiaotong University, Chengdu 610031, Sichuan, China)

**Abstract:** Large-scale electric vehicles and new energy participating in grid frequency modulation can impact the stability of grid frequency. For this problem, based on model predictive control, a joint frequency modulation control strategy for electric vehicles and wind power is proposed considering stochastic perturbation in source-load interaction. Firstly, according to the access state and wind speed of electric vehicle, the output power boundary of electric vehicle clusters and wind turbines is portrayed with the change of perturbation. Secondly, a load frequency control (LFC) model is established for multi-area power system, and the stochastic perturbation accompanied by the access of electric vehicle clusters and wind turbines is taken into account comprehensively to effectively regulate the frequency deviation of the system based on model predictive control. Finally, a simulation experiment is carried out taking a three-region interconnected power system for example. The results show that the proposed control strategy can significantly suppress the frequency deviation caused by the stochastic perturbation in source-load interactions, and can improve the dynamic control performance of the system.

**Key words:** electric vehicles; wind turbine; auxiliary frequency modulation; model predictive control; stochastic perturbation in source-load interactions

## 0 引言

在“双碳”背景下,可再生能源与电动汽车(electric vehicle, EV)的发展是能源低碳化转型的重要保障。但源、荷伴随的随机扰动影响了电力系统的频率稳定<sup>[1]</sup>。因此,合理利用并网的源、荷资源,使其参与电网调频来提高系统频率的稳定性是主要的研究目标<sup>[2]</sup>。

在众多可再生能源中,风能因其高度的灵活性与较强的可预测性而在调频方面显得尤为重要。对于风电机组参与电网调频,现有研究主要为风电辅助调频、风储联合辅助调频的控制策略<sup>[3-6]</sup>,以及风电参与调频时各机组、各区域之间的功率分配问题<sup>[7-10]</sup>。风电机组参与电力系统调频,可以改善电力系统频率的稳定性,但风速具有明显的随机性和间歇性使得风电出力不确定,同时转子动能有限,在转速恢复的状态下容易造成频率的二次跌落。风储联合调频的控制策略有效解决了大规模风电并网带来的频率不稳定问题,充分发挥风电机组的调频能力。但是能源设备的建设和运行成本较高,且具有有限的储能容量和寿命,在频繁的充放电过程中,其效率和寿命可能会受到影响,利用范围不广。

电动汽车作为移动性储能,灵活性高,成本比储能更低,可以一定程度上等效储能系统解决大规模风电并网带来的频率不稳定问题,同时减少火电机组的启停成本,响应国家“低碳环保”的号召。但电动汽车容量对于火电机组较小,同时电动汽车空间分布较广,不同电动汽车的各类属性差异较大,使得EV出力随机且分散,因此,电动汽车需在大型充电站聚合的形式参与电网调频。在EV参与电网辅助调频策略的研究中,比例积分微分(proportional integral derivative, PID)<sup>[11-13]</sup>、模糊算法(fuzzy algorithm)<sup>[14-16]</sup>、模型预测控制(model predictive control, MPC)<sup>[17-20]</sup>等经典控制方法常应用于电力系统调频的传统结构<sup>[21-24]</sup>,能够发挥EV快速响应的特点,十分适合系统调频中的快速性要求,对抑制频率偏差有显著作用。在电动汽车参与联合调频策略中,电动汽车常与风电、光伏、储能3种可再生能源进行联合调频,并考虑调频指令的分配<sup>[25-27]</sup>,可促进可再生能源的消纳,通过源荷互动提高电网的频率稳定性。

上述研究工作表明电动汽车与风电机组参与电网调频具有可行性,但是大规模电动汽车并网随机性与风力发电不确定性将对电网频率的安全稳定带来冲击,因此考虑EV与风电机组接入伴随的随机扰动具有重要意义。此外,从系统调频功率分配上有效整合两者调频能力,发挥各自优势,使得EV与风电机组的联合调频可以达到更好的控制效果。下面基于模型预测控制,提出了一种考虑源荷随机扰动的EV与风电联合调频控制策略,工作主要分为以下3个部分:

1) 根据充电站中各EV的实时荷电状态(state of charge, SOC),计算单车的实时可控容量以及充电站的动态可控容量,从而明确EV参与调频的输出功率边界;同时,刻画EV接入、退出时刻所引起的功率变化,以表征车辆集群带来的扰动。

2) 基于风速变化计算由风生成的功率,明确风电机组参与调频的输出功率边界以及带来的功率扰动变化。

3) 建立多区域互联电力系统频率控制模型,基于模型预测控制,考虑风电机组、火电机组爬坡率以及风电机组、火电机组与EV的输出功率边界,实现多区域互联电力系统的负荷频率控制(load frequency control, LFC)。

## 1 EV与风电联合调频控制框架

针对源、荷的随机扰动问题,建立了EV和风电联合调频的控制框架如图1所示。在该框架中将火电机组、风电机组与EV按容量SOC所占比例分配相应的调频功率。其中,风电场的可控容量由风速与额定功率限制,充电站的可控容量由入站车辆的

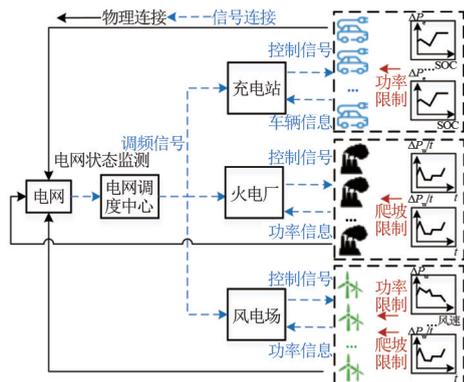


图1 EV和风电联合调频的控制框架

电池状态限制。当电网出现扰动时,电网调度中心下达指令,充电站、风电场接收到调频信号,根据实时可控容量进行响应。通过控制风机备用功率与车辆充放电功率达到抑制电网频率波动的目的。

## 2 EV 与风电机组的边界与扰动

EV 和风电机组能够作为灵活调控资源参与电网的频率调控过程,但其输出功率会受到自然、人为等因素的影响,具有不确定性。下面分别刻画电动汽车与风电机组的输出功率边界和功率扰动,将两部分扰动组合成一个总扰动,为系统状态方程建立与模型预测控制提供基础。

### 2.1 EV 的输出功率边界与扰动

EV 的输出功率边界与接入车辆的 SOC 运行区域有关,同时车辆的接入、退出会引起功率变化,依次计算电动汽车输出功率边界以及所产生的功率变化,为模型预测中充电站的可控容量提供约束量与扰动量。

#### 2.1.1 EV 的输出功率边界

充电站内 EV 荷电状态的变化过程受到电网状态、用户需求等多方面的约束,为表征 EV 从接入电网到离开电网的 SOC 变化范围,EV 入网后的 SOC 运行区域如图 2 所示<sup>[28]</sup>。

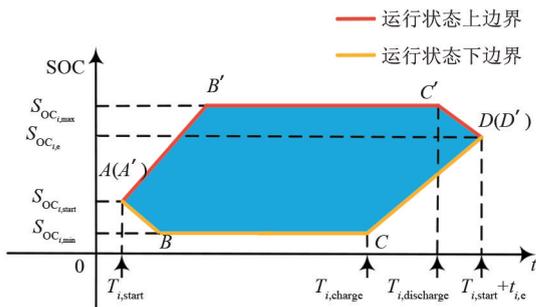


图 2 EV 入网后 SOC 的运行区域

图中: $T_{i,start}$ 为第*i*辆 EV 入网时刻; $S_{OCi,start}$ 为第*i*辆 EV 起始荷电状态;运行状态上边界  $A'-B'-C'$  表示 EV 入网后立即以  $P_{max}$  充电至最大值  $S_{OCi,max}$ ,在  $T_{i,discharge}$  时刻以  $-P_{max}$  强制放电;运行状态下边界  $A-B-C$  表示 EV 入网后立即以  $P_{max}$  放电至最小值  $S_{OCi,min}$ ,在  $T_{i,charge}$  时刻以  $P_{max}$  强制充电; $t_{i,e}$  为该车入网时长, $T_{i,start}+t_{i,e}$  时刻 EV 离网,达到期望荷电状态  $S_{OCi,e}$ 。

根据 SOC 阈值将 EV 分为双向 V2G (Vehicle-

to-Grid) 状态和单向 V2G 状态,并将处于两个状态的车辆集群分别定义为  $E_{VS1}$  和  $E_{VS2}$ 。对应单辆 EV 的可控容量分别为

$$\begin{cases} \Delta P_{1,i} = \alpha_{1,i} \cdot P_{max,i} & (i \in E_{VS1}) \\ \Delta P_{2,i} = \alpha_{2,i} \cdot \min\{P_{b,i}, P_{max,i} - P_{b,i}\} & (i \in E_{VS2}) \end{cases} \quad (1)$$

式中: $P_{max,i}$ 为第*i*辆车充电时充电桩充放电的功率限制; $P_{b,i}$ 为第*i*辆 EV 的充电基准功率,即不参与调频时的充电功率; $\alpha_{1,i}$ 、 $\alpha_{2,i}$ 分别为两个车辆集群中第*i*辆车的参与调频情况; $\Delta P_{1,i}$ 、 $\Delta P_{2,i}$ 分别为两个集群中第*i*辆 EV 的调频容量。

由式(1)可以得出 EV 在单向 V2G 状态下充电功率可在  $[P_{b,i} - \Delta P_{2,i}, P_{b,i} + \Delta P_{2,i}]$  区间内调节<sup>[29]</sup>,保证充电功率始终为正,在 V2G 状态下充放电功率可在  $[-\Delta P_{1,i}, \Delta P_{1,i}]$  区间内调节,单车可控容量如图 3 所示。

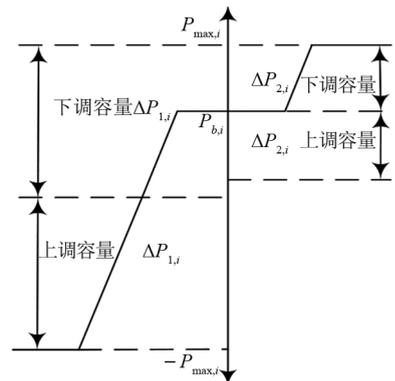


图 3 单车可控容量

根据 SOC 阈值的划分得到集群  $E_{VS1}$  和  $E_{VS2}$  的数量,由式(2)计算出各集群的总可控容量为

$$\begin{cases} S_1 = \sum_{i \in E_{VS1}} \Delta P_{1,i} & i \in E_{VS1} \\ S_2 = \sum_{i \in E_{VS2}} \Delta P_{2,i} & i \in E_{VS2} \end{cases} \quad (2)$$

式中, $S_1$  和  $S_2$  分别为  $E_{VS1}$  和  $E_{VS2}$  的总可控容量。

将充电站内 EV 的 SOC 实时状态与入站时间相结合,得到充电站的动态可控容量,以  $E_{VS,i}$  ( $E_{VS,i} \in E_{VS1}$ ) 和  $E_{VS,j}$  ( $E_{VS,j} \in E_{VS2}$ ) 为例,充电站的可控容量如图 4 所示。

图中, $S_{i,max}$ 、 $S_{i,min}$  和  $S_{j,max}$ 、 $S_{j,min}$  分别为  $E_{VS,i}$  和  $E_{VS,j}$  为充电站所提供的容量裕度,得到由橙色与蓝色线表示的充电站总输出功率上下边界。其他车辆进入充电站后容量同理叠加,得到第*k*时刻充电站的输出功率边界为



为邻域间的联络线功率偏差; $A_{CE\varepsilon}$ 为系统区域控制偏差。

图5中多区域互联电力系统的动力学可以用微分方程表示为

$$\begin{cases} \Delta \dot{f}_\varepsilon = \frac{1}{H_\varepsilon} \Delta P_{m\varepsilon} + \frac{1}{H_\varepsilon} \Delta P_{w\varepsilon} - \frac{1}{H_\varepsilon} \Delta P_{d\varepsilon} - \frac{D}{H_\varepsilon} \Delta f_\varepsilon - \frac{1}{H_\varepsilon} \Delta P_{tie,\varepsilon} \\ \Delta \dot{P}_{m\varepsilon} = \frac{1}{T_{le}} \Delta P_{g\varepsilon} - \frac{1}{T_{le}} \Delta P_{m\varepsilon} \\ \Delta \dot{P}_{g\varepsilon} = \frac{K_1}{T_{g\varepsilon}} u_\varepsilon - \frac{1}{R_\varepsilon T_{g\varepsilon}} \Delta f_\varepsilon - \frac{1}{T_{g\varepsilon}} \Delta P_{g\varepsilon} \\ \Delta \dot{P}_{w\varepsilon} = \frac{K_2}{T_{w\varepsilon}} u_\varepsilon - \frac{1}{T_{w\varepsilon}} \Delta P_{w\varepsilon} \\ \Delta \dot{P}_{e\varepsilon} = \frac{K_3}{T_{e\varepsilon}} u_\varepsilon - \frac{1}{T_{e\varepsilon}} \Delta P_{e\varepsilon} \\ \Delta \dot{P}_{tie,\varepsilon} = 2\pi \sum_{\varphi=1, \varphi \neq \varepsilon}^N T_{\varepsilon\varphi} (\Delta f_\varepsilon - \Delta f_\varphi) \\ A_{CE\varepsilon} = \beta \Delta f_\varepsilon + \Delta P_{tie,\varepsilon} \\ \Delta P_{d\varepsilon} = \Delta P_{ek-\varepsilon} + \Delta P_{wk-\varepsilon} \end{cases} \quad (9)$$

式中, $K_1, K_2, K_3$ 分别为控制信号 $u_\varepsilon$ 作用于火电机组、风电机组和EV的比例因子,由火电场、风电场和充电站的可控容量比例决定。

参考文献[30]中的建模方法,所提多区域互联电力系统状态空间模型可表示为

$$\begin{cases} \dot{x}_\varepsilon(t) = \mathbf{A}_\varepsilon x_\varepsilon(t) + \mathbf{B}_\varepsilon u_\varepsilon(t) + \mathbf{F}_\varepsilon \Delta P_{d\varepsilon}(t) \\ y_\varepsilon(t) = \mathbf{C}_\varepsilon x_\varepsilon(t) \end{cases} \quad (10)$$

式中: $x_\varepsilon(t) = [\Delta f_\varepsilon \ \Delta P_{m\varepsilon} \ \Delta P_{g\varepsilon} \ \Delta P_{w\varepsilon} \ \Delta P_{e\varepsilon} \ \Delta P_{tie,\varepsilon}]^T$ , $\dot{x}_\varepsilon(t)$ 为LFC系统状态变量; $y_\varepsilon(t)$ 为系统输出变量, $y_\varepsilon(t) = A_{CE\varepsilon}; \mathbf{A}_\varepsilon, \mathbf{B}_\varepsilon, \mathbf{F}_\varepsilon, \mathbf{C}_\varepsilon$ 分别为区域 $\varepsilon$ 对应的状态矩阵、制矩阵、扰动矩阵和输出矩阵,即:

$$\mathbf{A}_\varepsilon = \begin{bmatrix} -\frac{D}{H_\varepsilon} & \frac{1}{H_\varepsilon} & 0 & \frac{1}{H_\varepsilon} & \frac{1}{H_\varepsilon} & -\frac{1}{H_\varepsilon} \\ 0 & -\frac{1}{T_{le}} & \frac{1}{T_{le}} & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{1}{R_\varepsilon T_{g\varepsilon}} & 0 & -\frac{1}{T_{g\varepsilon}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_{w\varepsilon}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_{e\varepsilon}} & 0 \\ 2\pi \sum_{\varphi=1, \varphi \neq \varepsilon}^N T_{\varepsilon\varphi} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{B}_\varepsilon = \begin{bmatrix} 0 & 0 & \frac{K_1}{T_{g\varepsilon}} & \frac{K_2}{T_{w\varepsilon}} & \frac{K_3}{T_{e\varepsilon}} & 0 \end{bmatrix}^T$$

$$\mathbf{C}_\varepsilon = [\beta \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1]$$

$$\mathbf{F}_\varepsilon = \begin{bmatrix} -\frac{1}{H_\varepsilon} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}^T$$

式中, $H_\varepsilon, D$ 分别为发电机惯量系数和电机阻尼系数。

### 3.2 基于MPC的LFC系统求解流程

1) 预测模型应为离散状态空间模型,因此,将式(10)表示的状态空间模型进行离散化处理,即可得到:

$$\begin{cases} \hat{x}_\varepsilon(k+1) = \mathbf{A}_\varepsilon x_\varepsilon(k) + \mathbf{B}_\varepsilon u_\varepsilon(k) + \mathbf{F}_\varepsilon \Delta P_{d\varepsilon}(k) \\ y_\varepsilon(k) = \mathbf{C}_\varepsilon x_\varepsilon(k) \end{cases} \quad (11)$$

为了引入积分以减小或者消除系统静态误差,将式(11)改写为增量形式:

$$\begin{cases} \Delta x(k+1) = \mathbf{A} \Delta x(k) + \mathbf{B} \Delta u(k) + \mathbf{F} \Delta d(k) \\ y(k) = \mathbf{C} \Delta x(k) + y(k-1) \end{cases} \quad (12)$$

式中: $\mathbf{A}, \mathbf{B}, \mathbf{C}, \mathbf{F}$ 分别为区域 $\varepsilon$ 对应的状态矩阵、制矩阵、扰动矩阵和输出矩阵; $\Delta d$ 为EV和风电机组的扰动变化; $y(k)$ 为系统输出变量。

其中,各增量的表达式为

$$\begin{cases} \Delta x(k) = x(k) - x(k-1) \\ \Delta u(k) = u(k) - u(k-1) \\ \Delta d(k) = d(k) - d(k-1) \end{cases} \quad (13)$$

2) 根据MPC的基本原理,测量出每一个时刻系统状态量的值,将LFC系统的初始条件设定为最新的测量值,并根据式(12)预测系统的未来动态。假设两个条件:

(1) 在控制时域之外,控制量不变,即 $\Delta u_\tau(k+\tau|k) = 0, \tau = M, M+1, \dots, P-1$ 。其中: $\tau$ 为时间序列; $P$ 为预测时域, $M$ 为控制时域,且 $M \leq P$ 。

(2) 可测干扰在 $k$ 时刻之后保持不变,即 $\Delta d(k+\tau|k) = 0, \tau = 1, 2, \dots, P-1$ 。

在这里假设(1)是因为控制时域有可能小于预测时域,而预测系统未来动态,需要在整个预测时域的控制输入;假设(2)是因为在当前时刻还不知道未来时刻干扰的取值。

3) 在当前时刻 $k$ ,计算得到系统状态增量 $\Delta x(k) = x(k) - x(k-1)$ ,将其作为预测系统未来动态的起点,根据式(12)模型可预测 $k+1$ 至 $k+P$ 时刻的系统状

态增量为:

$$\begin{cases} \Delta x(k+1|k) = A\Delta x(k) + B\Delta u(k) + F\Delta d(k) \\ \Delta x(k+2|k) = A\Delta x(k+1|k) + B\Delta u(k+1) + F\Delta d(k+1) \\ \vdots \\ \Delta x(k+M|k) = A\Delta x(k+M-1|k) + B\Delta u(k+M-1) \\ + F\Delta d(k+M-1) \\ \vdots \\ \Delta x(k+P|k) = A\Delta x(k+P-1|k) + B\Delta u(k+P-1) \\ + F\Delta d(k+P-1) \end{cases} \quad (14)$$

进而,预测时域  $k+1$  至  $k+P$  时刻的系统被控输出为

$$\begin{cases} y(k+1|k) = C\Delta x(k+1|k) + y(k) \\ y(k+2|k) = C\Delta x(k+2|k) + y(k+1|k) \\ \vdots \\ y(k+M|k) = C\Delta x(k+M|k) + y(k+M-1|k) \\ \vdots \\ y(k+P|k) = C\Delta x(k+P|k) + y(k+P-1|k) \end{cases} \quad (15)$$

则对系统未来  $P$  步预测的输出可以表示为

$$Y_p(k+1|k) = \Phi\Delta x(k) + \Gamma y(k) + E\Delta d(k) + H\Delta U(k) \quad (16)$$

其中,  $\Phi, \Gamma, E, H$  参数求取如下:

$$\Phi = \begin{bmatrix} CA \\ \sum_{\tau=1}^2 CA^\tau \\ \vdots \\ \sum_{\tau=1}^P CA^\tau \end{bmatrix}_{P \times 1}, \quad \Gamma = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix}_{P \times 1}, \quad E = \begin{bmatrix} CF \\ \sum_{\tau=1}^2 CA^{\tau-1}F \\ \vdots \\ \sum_{\tau=1}^P CA^{\tau-1}F \end{bmatrix}_{P \times 1} \quad (17)$$

$$H = \begin{bmatrix} CB & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ \sum_{\tau=1}^2 CA^{\tau-1}B & CB & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \sum_{\tau=1}^M CA^{\tau-1}B & \sum_{\tau=1}^{M-1} CA^{\tau-1}B & \cdots & \cdots & CB \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \sum_{\tau=1}^P CA^{\tau-1}B & \sum_{\tau=1}^{P-1} CA^{\tau-1}B & \cdots & \cdots & \sum_{\tau=1}^{P-1} CA^{\tau-1}B \end{bmatrix}_{P \times M} \quad (18)$$

4) 在步骤 3 中预测轨迹的基础上,利用优化算法计算出使系统预测输出量与期望值的误差最小的

控制量的值,该值为对应预测的结果,即系统下一时刻的控制量。为了保证区域  $\varepsilon$  的频率偏差趋于 0,优化目标函数的选择以及约束条件的设置具体如下:

$$\min_{\Delta U(k)} J[x(k), \Delta U(k), m, p] = \sum_{\tau=1}^P \|y_{\varepsilon}(k+\tau|k)\|_{Q_{\varepsilon}}^2 + \sum_{\tau=1}^m \|u_{\varepsilon}(k+\tau-1|k)\|_{R_{\varepsilon}}^2 \quad (19)$$

式中,  $Q_{\varepsilon}$  和  $R_{\varepsilon}$  分别为区域  $\varepsilon$  输出变量和控制变量的对角加权矩阵。

并针对系统有功功率平衡、机组的爬坡率约束以及 3 种调频资源的输出功率对目标函数进行约束。

考虑系统有功平衡约束:

$$\Delta P_{m\varepsilon} + \Delta P_{w\varepsilon} + \Delta P_{e\varepsilon} - \Delta P_{d\varepsilon} - \Delta P_{tie,\varepsilon} = 0 \quad (20)$$

考虑火电机组与风电机组的爬坡率约束:

$$\begin{cases} \Delta P_{m\varepsilon-\min} \leq \Delta P_{m\varepsilon} \leq \Delta P_{m\varepsilon-\max} \\ \Delta P_{w\varepsilon-\min} \leq \Delta P_{w\varepsilon} \leq \Delta P_{w\varepsilon-\max} \end{cases} \quad (21)$$

考虑风电机组和火电机组的输出功率约束:

$$\begin{cases} P_{m\varepsilon-\min} \leq P_{m\varepsilon} \leq P_{m\varepsilon-\max} \\ P_{w\varepsilon}^k \leq P_{w\varepsilon} \leq P_{w\varepsilon}^k \end{cases} \quad (22)$$

考虑充电站的输出功率约束:

$$P_{\text{emin}}^k \leq \Delta P_{\text{ce}} \leq P_{\text{emax}}^k \quad (23)$$

式中:  $\Delta P_{m\varepsilon-\min}, \Delta P_{w\varepsilon-\min}$  分别为火电机组和风电机组爬坡速率允许下限;  $\Delta P_{m\varepsilon-\max}, \Delta P_{w\varepsilon-\max}$  分别为火电机组和风电机组爬坡速率允许上限;  $P_{m\varepsilon-\min}, P_{w\varepsilon-\min}^k$  分别为火电机组和风电机组有功出力下限;  $P_{m\varepsilon-\max}, P_{w\varepsilon-\max}^k$  分别为火电机组和风电机组有功出力上限;  $P_{\text{emax}}^k, P_{\text{emin}}^k$  为第 2 章节所描述的充电站的有功出力上、下限。

## 4 仿真分析

### 4.1 仿真系统设置

以三区域电力系统 LFC 模型为例,每个区域含 10 个充电站,各站可接入电动汽车容量为 500 辆,所有充电桩的额定功率均为 100 kW,最大充电功率为 120 kW,且同一个区域内所有充电桩的充电桩占用率相同,区域 1、2、3 的充电桩占用率分别为 50%、25%、75%。三区域的火电机组装机容量一致,各区域火电机组的总装机容量为 500 MW,爬坡率为 0.3 pu/min。区域 1 无风电机组接入,区域 2、3 风电机组装机容量一致,均有风电机组 10 台,额定功率为 10 MW,设定切入风速为 3 m/s,切出风速为 25 m/s,额定风速为 12 m/s,总装机容量为

100 MW,爬坡率为0.1 pu/min。仿真步长为1 s,预测时域 $P$ 为10 s,控制时域 $M$ 为2 s。3个区域的仿真参数设置如表1所示。

表1 仿真参数设置

参数	区域1	区域2	区域3
$T_{le}$	0.30	0.35	0.40
$H_E$	10.0	12.5	9.0
$T_{gf}$	0.100	0.175	0.200
$R_E$	0.05	0.05	0.05
$D_E$	1.00	1.45	1.80
参数	区域1	区域2	区域3
$\beta_E$	21.0	21.3	20.8
$T_{ee}$	0.02	0.02	0.02
$T_{we}$	—	1.5	1.5

## 4.2 源荷扰动下 MPC 的控制效果分析

为了验证 MPC 算法的优越性,将 PI 控制下与 MPC 控制下电网频率偏差的抑制情况进行对比验证,对比结果如图6所示,各区域的扰动情况如图7所示。

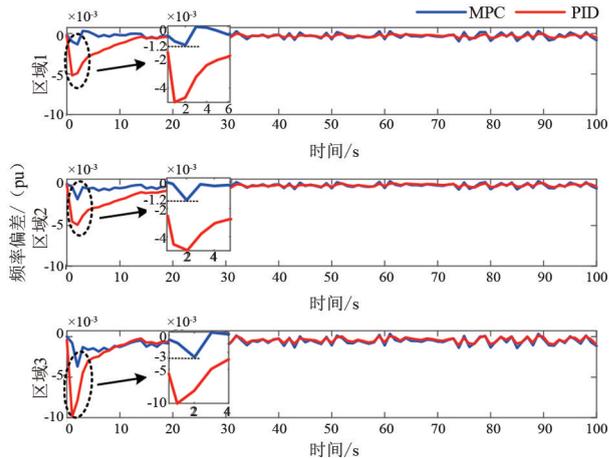


图6 各区域的频率偏差

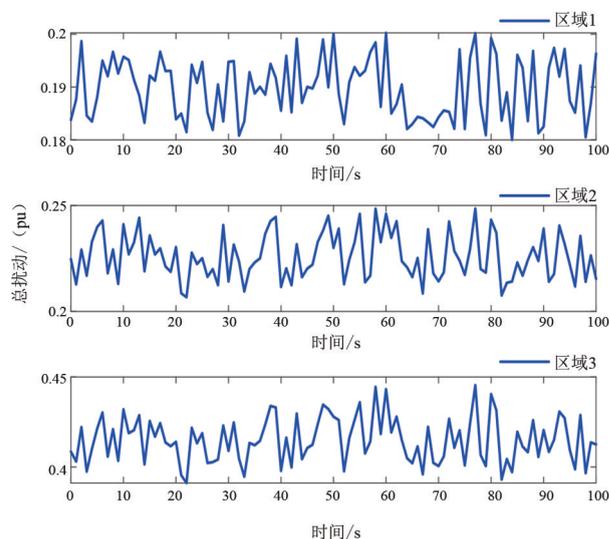


图7 各区域的扰动情况

由图6可知,MPC控制效果优于传统PI算法

的控制效果,比PID算法更快地抑制频率波动,其中区域1的控制效果最好,这是由于区域1的扰动最小(见图7)。区域1只有电动汽车的伴随扰动以及联络线的扰动,区域2、3中有电动汽车、风电机组的伴随扰动以及联络线的扰动,其中充电桩占用率分别为25%、75%,联络线的扰动相对电动汽车、风电机组的伴随扰动较小,因此区域3相对于区域2的扰动量增加主要因为EV的增加,可以看出EV的伴随扰动随充电桩占用率的增加而增加,使得调频效果变差。

## 4.3 源荷扰动下电动汽车-风电联合调频

为了验证电动汽车-风电联合调频的优越性,以区域2为例,固定风电机组的接入量为100%,充电站的充电桩占用率为50%,对应其电动汽车、风电机组接入所带来的扰动总量如图8所示,默认初始时刻系统状态量为0,最大功率扰动量达到系统功率的34%以上。基于MPC控制器,设定以下4种策略,对比验证4种策略下电网频率偏差的抑制效果。

- 1)策略1:EV、风电机组均不参与调频。
- 2)策略2:只有EV参与调频。
- 3)策略3:只有风电机组参与调频。
- 4)策略4:EV、风电机组均参与调频。

其中,策略4为所提策略,对比结果如图8所示,各机组、车辆集群的出力情况如图9所示。

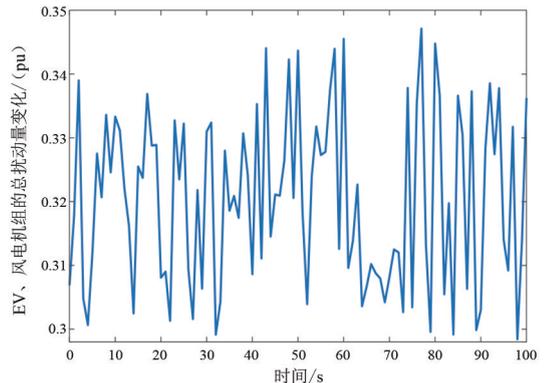


图8 EV、风电机组自身扰动

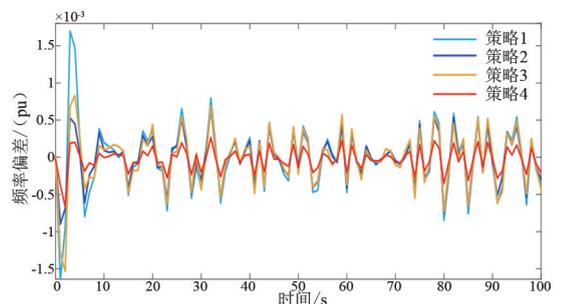


图9 频率偏差

由图 8、图 9 可知,从整体的控制效果来看,策略 4>策略 2>策略 3>策略 1。从图 8 可以看出,初始时刻的扰动量为 0.308,在随后 3 s 内先增加至 0.339,后又下降到 0.300。面对此类幅值较大的突发扰动,策略 1、策略 3 下的频率偏差也较大,这是由于受爬坡率的限制,风电机组与火电机组调节速度较慢,但风电机组爬坡率高于火电机组,一定程度上缓解了调节压力,所以策略 3 的控制效果略优于策略 1。而 EV 响应时间短,能够很好地弥补机组爬坡率问题,因此策略 2 与策略 4 均有更好的控制效果,其中策略 4 的 EV 与风电联合调频的控制效果最好。4 种策略下的频率偏差均稳定在 2‰以内,可见所设计 MPC 控制器在面对幅值较大的扰动时仍能很好地抑制频率波动。

由图 10(a)中可知,从整体的火电机组出力情况来看,策略 1>策略 3>策略 2>策略 4。风电机组和 EV 任意一方的参与均使得火电机组出力减少, EV 与风电机组联合参与调频时,火电机组出力变化最小。

如图 10(c)所示,风电机组出力在独自参与和联合参与情况下出力已经达到上限,由于火电机组在策略 4 中占比小于策略 2,因此图 10(b)中 EV、风电机组联合参与调频时 EV 的出力相对于 EV 独自参与有所增加。从图 9 中仿真结果显示策略 3 没有较好的抑制效果,而策略 4 对扰动带来的影响有很好的抑制效果。

综上所述,风电机组与 EV 联合调频可以弥补风电机组调频能力的限制,同时能减小传统备用机组容量,具有更好的控制效果。

## 5 结 论

EV 与风电的大规模发展是新型电力系统建设的必然趋势。然而, EV 与风电机组在参与电网调频的同时,自身也会带来随机扰动。对此,提出了一种基于 MPC 的多区域电力系统负荷频率控制策略。通过仿真验证,得到如下结论:

1) 与传统 PID 控制相比, MPC 控制器不仅可以根据被控对象的历史信息和未来输入预测系统的未来输出,还可以将频率控制过程转化为求解优化问题,从而很好地适应电网系统中的随机场景。

2) EV 与风电联合参与电网辅助调频能够更好地降低火电机组的调频出力,从而减少传统备用机组容量。

3) EV 与风电联合参与电网辅助调频可有效提高含有风电机组、EV 集群的电力系统的频率稳定性, EV 集群的参与可灵活弥补风电机组调频出力受限的问题。

### 参考文献

- [1] 李晖,刘栋,姚丹阳.面向碳达峰碳中和目标的我国电力系统发展研判[J].中国电机工程学报,2021,41(18):6245-6258.
- [2] 信向誉,王涛,顾雪平,等.规模风电接入下考虑多区域频率动态安全的机组组合与风险调度[J].中国电机工程学报,2023,43(15):5824-5839.

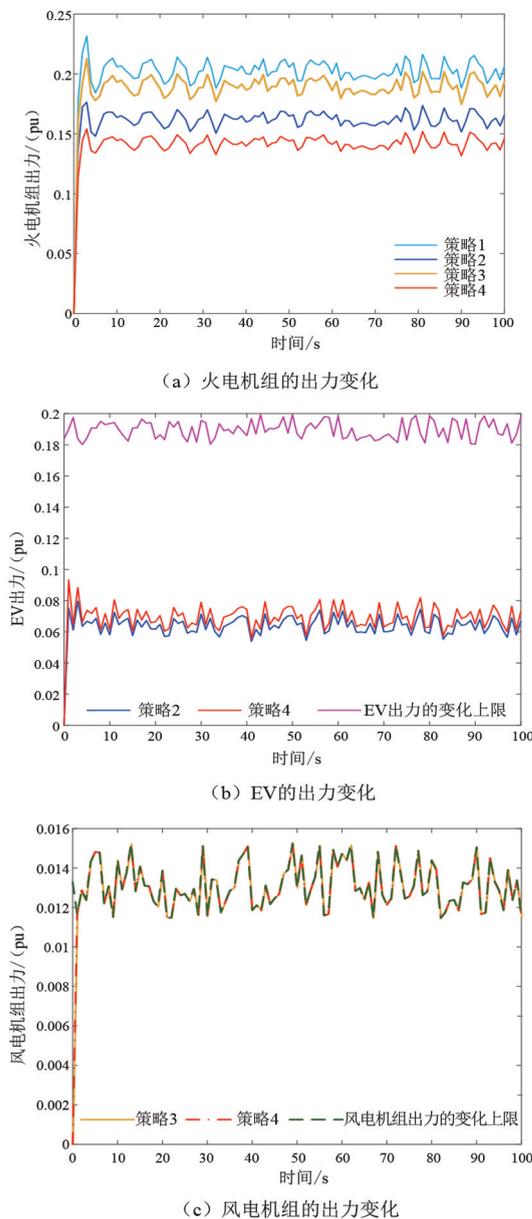


图 10 各机组、EVS 的出力变化

- [3] 张小莲,覃世球,陈冲,等.考虑储能充放电均衡度的风储联合调频控制策略[J].电网技术,2024,48(5):1938-1946.
- [4] 赵晶晶,李敏,何欣芹,等.基于限转矩控制的风储联合调频控制策略[J].电工技术学报,2019,34(23):4982-4990.
- [5] 魏林君,叶华,迟永宁.基于状态重构的构网型风机与储能系统联合频率支撑控制策略[J].高电压技术,2023,49(12):5095-5104.
- [6] 陆修焱,杨培宏,亢岚,等.风储联合辅助电力系统一次调频策略[J].电工技术,2023(20):57-59.
- [7] 路朋,叶林,裴铭,等.风电集群有功功率模型预测协调控制策略[J].中国电机工程学报,2021,41(17):5887-5900.
- [8] 廖小兵,刘开培,乐健,等.基于双层模型预测结构的跨区域 AGC 机组协同控制策略[J].中国电机工程学报,2019,39(16):4674-4685.
- [9] 何延一,孙领,王晨光,等.避免频率二次跌落的风电场一次调频功率分配方法[J].电力系统保护与控制,2022,50(11):12-20.
- [10] 张磊,杨宸,叶婧,等.计及风电场异步协同的调频指令最优动态分配方法研究[J].电力系统及其自动化学报,2021,33(12):18-26.
- [11] 单华,和婧,范立新,等.面向抽水蓄能电站区域负荷频率的分数阶 PID 控制研究[J].电网技术,2020,44(4):1410-1418.
- [12] 吴二博,梁军,黄征,等.基于滑模 PI 控制的电动汽车集群出力与调频联合优化[J].电力自动化设备,2024,44(2):87-93.
- [13] JAN M U, XIN A, ABDELBADY M A, et al. Adaptive and fuzzy PI controllers design for frequency regulation of isolated microgrid integrated with electric vehicles[J]. IEEE Access, 2020, 8: 87621-87632.
- [14] 项雷军,陈昊,郭新华,等.基于模糊分数阶 PID 的含电动汽车的多能源微电网二次频率控制[J].电力自动化设备,2021,41(11):74-80.
- [15] KUMARI N, ARYAN P, RAJA G. L, et al. Dual degree branched type-2 fuzzy controller optimized with a hybrid algorithm for frequency regulation in a triple-area power system integrated with renewable sources[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2023, 8(3): 1-29.
- [16] 李志军,王硕,张家安,等.基于变论域模糊逻辑的互联电力系统负荷频率控制[J].电力系统保护与控制,2021,49(16):151-160.
- [17] KHOKHAR B, PARMAR S K P. A novel adaptive intelligent MPC scheme for frequency stabilization of a microgrid considering SOC control of EVs [J]. Applied Energy, 2022, 309: 118423.
- [18] 付阳,宋运忠.考虑可控负荷的多区域电力系统分布式模型预测负荷频率控制[J].电力系统保护与控制,2023,51(17):101-109.
- [19] 余洋,张瑞丰,陆文韬,等.基于稳定经济模型预测控制的集群电动汽车辅助电网调频控制策略[J].电工技术学报,2022,37(23):6025-6040.
- [20] 范培潇,杨军,温裕鑫,等.基于可进化模型预测控制的含电动汽车多微电网智能发电控制策略[J].电工技术学报,2024,39(3):699-713.
- [21] CAI Sinan C, MATSUHASHI Ryuji. Optimal dispatching control of EV aggregators for load frequency control with high efficiency of EV utilization [J]. Applied Energy, 2022, 319: 119233.
- [22] KAUR Sachpreet, KAUR Tarlochan, KHANNA Rintu. Design of the ANFIS based optimized frequency control module for an electric vehicle charging station [J]. Applied Energy, 2022, 326: 119943.
- [23] 曹永吉,张恒旭,张怡,等.基于事件驱动的机组快速频率响应控制方法[J].电力系统自动化,2021,45(19):148-154.
- [24] 赵熙临,龚楚峰,付波,等.一种动态分层的互联电网 AGC 控制策略[J].电网技术,2022,46(01):204-212.
- [25] 李晨.计及风电的电动汽车集群参与系统频率调整控制策略[D].重庆:重庆大学,2018.
- [26] 李嫣.微电网内电动汽车及风光机组协同二次调频策略[D].重庆:重庆大学,2020.
- [27] 娄为,翟海保,许凌,等.风电-储能-电动汽车联合调频控制策略研究[J].可再生能源,2021,39(12):1648-1654.
- [28] FAN P X, KE S, YANG J, et al. A load frequency coordinated control strategy for multi-microgrids with V2G based on improved MA-DDPG [J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2023, 146: 108765.
- [29] 苏粟,李家浩,李泽宁,等.考虑用户需求的电动汽车虚拟同步机辅助调频控制策略[J].电力自动化设备,2021,41(11):40-47.
- [30] 叶林,陈超宇,张慈杭,等.基于分布式模型预测控制的风电场参与 AGC 控制方法[J].电网技术,2019,43(9):3261-3270.

#### 作者简介:

姜晓锋(1989),男,博士,高级工程师,研究方向为新型电力系统稳定控制及主动支撑、交通能源融合关键技术等。

(收稿日期:2024-06-07)