

引用格式:赵熙临,叶霄宇,李金星.考虑风机状态差异性的风储协同调频方法[J].电力科学与技术学报,2026,41(1):151-162.

Citation: ZHAO Xilin, YE Xiaoyu, LI Jinxing. Frequency regulation method of wind-storage coordination considering differences in wind turbine state[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2026, 41(1): 151-162.

考虑风机状态差异性的风储协同调频方法

赵熙临¹, 叶霄宇¹, 李金星²

(1. 湖北工业大学电气与电子工程学院, 湖北 武汉 430068; 2. 国网湖北省电力有限公司荆门供电公司, 湖北 荆门 448000)

摘要:为解决大规模风电并网条件下电力系统频率稳定问题,提出一种考虑风机状态差异性的风储联合调频控制方法。首先,构建了含风电的电力系统模型,以模型预测控制(model predictive control, MPC)为主控制器来优化风机的输出;然后,在此基础上考虑风机状态差异性,针对MPC统一控制所有风机导致在线计算复杂度过高的问题,引入风机状态一致性控制(state consistency control, SCC)方法以降低预测模型的阶数;最后,根据风电场实际输出功率和MPC以主导风机为基准预测的总输出功率存在偏差的问题,加入储能进行补偿,形成风储协同的控制模式。仿真结果表明,所提策略不仅能够削弱风电内部差异性的影响,而且降低了系统在线计算复杂度,保证了电力系统频率的稳定性。

关键词:不确定性;MPC;计算复杂度;一致性控制;风储协同

DOI: 10.19781/j.issn.1673-9140.2026.01.015 中图分类号: TM761 文章编号: 1673-9140(2026)01-0151-12

Frequency regulation method of wind-storage coordination considering differences in wind turbine state

ZHAO Xilin¹, YE Xiaoyu¹, LI Jinxing²

(1. School of Electrical and Electronic Engineering, Hubei University of Technology, Wuhan 430068, China;

2. Jingmen Power Supply Company, State Grid Hubei Electric Power Co., Ltd., Jingmen 448000, China)

Abstract: To address the issue of frequency stability in power systems under large-scale wind power grid integration, a frequency regulation control method of wind-storage coordination considering the differences in wind turbine states is proposed. Initially, a power system model incorporating wind power is constructed, with model predictive control (MPC) as the primary controller to optimize the output of the wind turbines. Then, on this basis, considering the differences in wind turbine state, the state consistency control (SCC) method is introduced to address the problem of online computational complexity arising from uniform control of all wind turbines via MPC, thereby reducing the order of the prediction model. Finally, in response to the deviation between the actual output power of the wind farm and the total predicted output power based on the dominant wind turbine in MPC, energy storage is added for compensation, forming a control mode for wind-storage coordination. The simulation results indicate that the proposed strategy not only mitigates the impact of internal differences within wind power but also reduces the online computational complexity of the system, ensuring the frequency stability of the power system.

Key words: uncertainty; MPC; computational complexity; consistency control; wind-storage coordination

“双碳”目标的推进推动以风电为主的新能源发电技术快速发展^[1-3]。然而,风电输出受风速等不确定因素的影响,在风电渗透率较高时,风电输出

可能对电力系统频率稳定产生负面影响。此时,风电参与的自动发电控制(automatic generation control, AGC)技术是应对该问题的有效方法^[4-6]。

收稿日期:2025-01-06;修回日期:2025-09-06

基金项目:湖北省自然科学基金联合基金(2023AFD186)

通信作者:赵熙临(1969—),男,博士,教授,主要从事电力系统优化与控制方面的研究;E-mail: zhaoxl@mail.hbut.edu.cn

目前, AGC 的控制方法以比例积分微分 (proportional integral derivative, PID)、模型预测控制 (model predictive control, MPC) 等为主^[7-8]。由于电网规模扩大及新能源并网引起控制复杂度提升, PID 等传统控制方法已难以应对电力系统频率响应的动态特征。MPC 具有基于优化的控制核心, 在处理复杂约束和不确定性方面表现良好, 因而受到越来越多的关注^[9-10]。文献[11]通过引入补偿环节, 并将其与传统的 MPC 控制器构成串联结构, 消除了风电渗透率变化时对系统参数的影响, 从而提升了频率控制效果。文献[12]提出了一种基于双层模型预测结构的跨区域 AGC 机组协同控制策略, 通过在上层采用经济型模型预测控制和下层采用分布式模型预测控制, 实现了多区域间的调频资源共享。文献[13]利用风电场超短期功率预测信息, 提出了一种基于分布式模型预测控制的 AGC 控制策略, 在保证电网频率稳定的同时降低常规电源的调频压力。文献[14]针对集中式 AGC 架构计算量大、信息交互不灵活等问题, 提出了一种基于 DMPC 算法的互联多源电力系统的协同 AGC 控制策略, 显著提升了 AGC 整体控制性能。然而, 在大规模风电并网情况下, 系统惯性降低和备用容量不足, 使传统 MPC 的控制方法面临新的挑战^[15-17]。

因此, 在风电大规模并网时, MPC 控制方法需能够适应风电的不确定性及电力系统惯性降低所带来的挑战。中国颁布的国家标准 GB/T 19963—2011《风电场接入电力系统技术规定》指出并网风电场应具备参与电力系统调频的能力^[18]。对此, 文献[19]通过建立风电场多时间尺度运行模型, 并利用模型预测控制制定了各时间尺度的运行方案, 从而有效提升了风电场不同时间尺度的有功调节能力。文献[20]提出了一种基于模型预测控制的风电场参与电网调频的控制策略, 通过建立风电场桨距角控制的预测模型, 在调频基础上进一步降低了风能损失。文献[21]针对含大规模风电场的协同分布式模型预测负荷频率控制方法, 通过建立含风电场互联电力系统负荷频率控制模型, 最大限度地抑制风电输出波动, 实现频率稳定。但现有多数研究简化为单机模型, 忽略了风电场内部风机单体状态的差异性, 不仅降低了控制精度, 甚至可能导致部分风机由于失速而脱网。另外, 风机辅助电网调频受到风速波动的限制, 其有功调节容量受限。利用储能的快速性和可控性辅助风电场参与调频的

研究^[22]。

在储能辅助风电场参与频率调节的研究中, 通常依据电网频率偏差及其变化率对储能输出进行综合控制, 并结合储能荷电状态自适应调整惯性与下垂系数。但鉴于储能循环寿命的约束, 当前研究多聚焦于风储协同控制策略的设计。文献[23]提出一种兼顾系统频率安全稳定约束的风储联合频率响应控制策略, 通过扩展频率稳定域, 显著提升了风储联合系统的频率稳定性。文献[24]提出一种考虑调频死区的柔性风储联合频率控制策略, 通过设定调频死区, 确定风储系统调频动作时机, 抑制电网频率波动。然而, 风储输出控制受到多重约束, 在风储协同的研究中, 仍需深入探讨如何充分利用风储各自的运行特征以提升调频效果。

本文以 MPC 为基础, 提出一种风储协同控制方法。该方法通过储能对风电场进行针对性辅助支撑, 以缓解风电不确定性对系统频率的影响。同时, 引入状态一致性因子, 一方面反映风机单体状态差异性对电网调频效果的影响, 另一方面在有效降低 MPC 计算复杂度的同时, 提升系统频率支撑能力。

1 系统模型构建

电网系统结构如图 1 所示。以风储的电力系统为例, 研究风储协同参与电网调频的方法, 要求风储具有有功调整的能力。

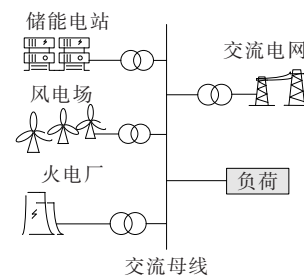


图 1 电网系统结构

Figure 1 Grid system structure

1.1 双馈风机模型

风机电组的输出功率来自其叶片从风能中获取的机械功率^[25], 满足:

$$P_m = 0.5\rho\pi R^2 C_p(\lambda, \beta) v^3 \quad (1)$$

$$v = v_0 + \Delta v \quad (2)$$

式中, P_m 为风机的机械功率; ρ 为空气密度; R 为风轮半径; v_0 为初始风速; Δv 为风速的变化量; $C_p(\lambda, \beta)$ 为风能利用系数, 当桨距角 $\beta=0$ 且 λ 达到最佳叶

尖速比时,风机存在达到最大风能利用率 $C_{p,max}$

结合式(1)可得风机的机械转矩为

$$T_m = \frac{1}{2\omega_r} \rho \pi R^2 C_p(\lambda, \beta) v^3 \quad (3)$$

风机的机械转速为

$$\dot{\omega}_r = \frac{T_m - K_\theta - B_\theta \omega_r}{J_r} + \frac{B_\theta \omega_g}{J_r N_g} \quad (4)$$

式中, J_r 为低转速转动惯量; K_θ 为惯性系数; B_θ 为阻尼系数; N_g 为齿轮箱变比; ω_g 为转子转速。

风机的转子转速为

$$\dot{\omega}_g = \frac{K_\theta \theta + B_\theta \omega_r}{N_g J_g} - \frac{B_\theta \omega_g}{N_g^2 J_g} + \frac{T_g}{J_g} \quad (5)$$

式中, J_g 为高转速转动惯量; T_g 为高速轴转矩。

1.2 储能模型

储能有功输出的调整可通过其充放电控制实现,基于下垂控制原理的电池储能电站输出功率为

$$\Delta P_b = -K_E \Delta f \quad (6)$$

式中, ΔP_b 为储能输出的功率; K_E 为下垂系数; Δf 为频率偏差。在充放电过程中,储能荷电状态(state of charge, SOC)会相应地发生变化,若忽略充放电效率的影响,其具体数学表达式为

$$S = S_{initial} - \frac{\Delta P_b \cdot T}{E_{bess}} \quad (7)$$

式中, T 为储能单元 SOC 的采样时间; $S_{initial}$ 为储能单元初始 SOC 值; E_{bess} 为储能单元的容量。为了避免发生安全事故,储能单元不能进行长时间的过充过放。因此,将下垂系数与 SOC 关联,使下垂系数能够随 SOC 自适应变化。下垂系数随电池 SOC 变化的函数为

$$\gamma_c = \begin{cases} 1, & S \leq 0.7 \\ \frac{1}{1 + 100e^{\frac{1-n(0.9-S)}{0.2}}}, & 0.7 < S < 0.9 \\ 0, & S \geq 0.9 \end{cases} \quad (8)$$

$$\gamma_d = \begin{cases} 0, & S \leq 0.1 \\ \frac{1}{1 + 100e^{\frac{1-n(S-0.1)}{0.2}}}, & 0.1 < S < 0.3 \\ 1, & S \geq 0.3 \end{cases} \quad (9)$$

$$K_E = \begin{cases} K_0 \gamma_c, & \Delta f > 0 \\ K_0 \gamma_d, & \Delta f < 0 \end{cases} \quad (10)$$

式中, n 为自适应系数; S 为储能单元的 SOC; γ_c 、 γ_d 分别为充电系数和放电系数; K_0 为初始下垂系数。

1.3 含风储的 AGC 系统模型

当风储协同辅助电网调频时,区域电网 AGC 系统模型如图 2 所示。

图 2 中火电机组主要由调速器和汽轮机组成^[26],对应的传递函数为

$$\Delta X_{g,i} = \frac{1}{T_{g,i}s + 1} \cdot \Delta P_{c,i} \quad (11)$$

$$\Delta P_{r,i} = \frac{1}{T_{r,i}s + 1} \cdot \Delta X_{g,i} \quad (12)$$

$$\Delta P_{g,i} = \frac{K_{r,i} T_{r,i} s + 1}{T_{r,i} s + 1} \cdot \Delta P_{r,i} \quad (13)$$

式中, $\Delta P_{c,i}$ 为控制器输出控制信号量; $\Delta X_{g,i}$ 为调速器位置偏差; $\Delta P_{r,i}$ 为再热式发电机组热功率变化量; $\Delta P_{g,i}$ 为火电机组输出功率变化量; $T_{g,i}$ 、 $T_{r,i}$ 、 $T_{r,i}$ 分别为调速器、汽轮机控制阀、再热器的时间常数; $K_{r,i}$ 为再热系数。

系统模型中相关参数如表 1 所示。

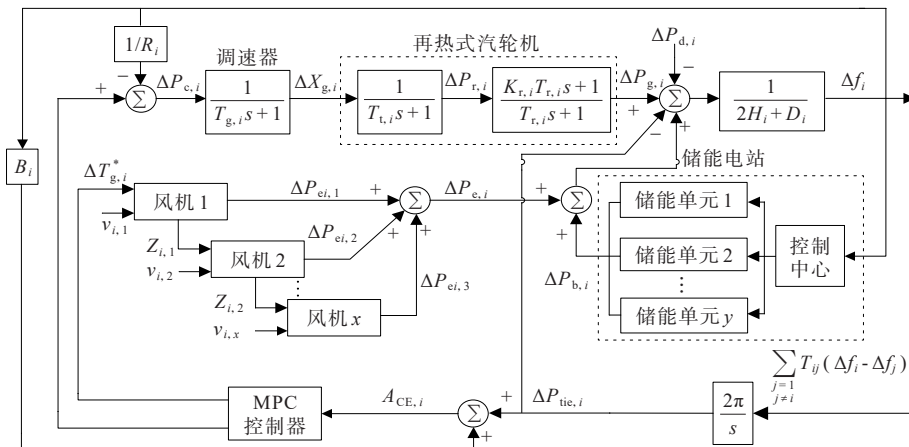


图 2 含风储的 AGC 系统单区域模型

Figure 2 Single-region model of AGC system incorporating wind and storage

表 1 系统参数

Table 1 System parameters

| 变量 | 定义 | 单位 |
|--------------------|------------|-------------------|
| B_i | 频率偏差因子 | p.u./Hz |
| $A_{CE,i}$ | 区域控制偏差 | p.u. |
| R_i | 机组调差系数 | p.u./Hz |
| $\Delta P_{e,i}$ | 风机组输出功率增量 | p.u. |
| $\Delta P_{b,i}$ | 储能电池输出功率增量 | p.u. |
| $\Delta P_{d,i}$ | 负荷扰动偏差 | p.u. |
| $\Delta P_{tie,i}$ | 联络线功率变化量 | p.u. |
| Δf_i | 频率偏差 | Hz |
| H_i | 系统惯性时间常数 | kg·m ² |
| D_i | 负荷阻尼系数 | s |
| v_i | 测量风速 | m/s |

2 含风电的电网调频模型描述

2.1 风机输出控制方法

当 MPC 控制风机参与调频时,由于风力发电机转子转速与电网频率解耦,可通过调节转矩或转速来改变风机的输出功率^[11]。该过程可描述为

$$\dot{T}_g^* = \frac{1}{\tau_g} (T_g^* - T_g) \quad (14)$$

式中, τ_g 为变转矩时间常数; T_g^* 为风机转矩参考量。

根据电磁感应原理,若忽略电能损耗,风机输出电磁功率为

$$P_e = T_g \omega_g \quad (15)$$

假设风机在参与调频前,工作于最大功率点追踪模式(maximum power point tracking, MPPT),且当前风速和桨距角已确定,机械转矩 T_m 为机械角速度的非线性函数,将其在稳定点线性化,可得:

$$\frac{\partial T_m}{\partial \omega_r} = \frac{3}{2\omega_{r0}^2} \rho \pi R^2 C_p(\lambda) \quad (16)$$

联立式(14)~(16)可得线性化后风机数学模型为

$$\begin{cases} \Delta \dot{\omega}_r = \frac{1}{J_r} \frac{\partial T_r}{\partial \omega_r} - \frac{(B_\theta + K_\theta) \Delta \omega_r}{J_r} + \frac{(B_\theta + K_\theta) \Delta \omega_g}{J_r N_g} \\ \Delta \dot{\omega}_g = \frac{(B_\theta + K_\theta) \Delta \omega_r}{J_g N_g} - \frac{(B_\theta + K_\theta) \Delta \omega_g}{J_g N_g^2} - \frac{\Delta T_g}{J_g} \\ \Delta \dot{T}_g = \frac{1}{\tau_g} (\Delta T_g^* - \Delta T_g) \\ \Delta P_e = T_{g0} \Delta \omega_g + \omega_{g0} \Delta T_g \end{cases} \quad (17)$$

风机的输出功率为

$$P_{wind} = P_{set} + \Delta P_e \quad (18)$$

式中, P_{set} 为风机在 MPPT 模式下输出的功率; ΔP_e

为风机调频过程中的功率增量。

由式(17)、(18)可得,MPC只需要根据实时数据和滚动优化结果来动态调整风机的转矩,就可以实现对风机输出功率的精确控制。

2.2 模型结构

结合上述区域 AGC 结构和风机模型的数学表达式,以各个区域的负荷变化作为扰动,构造区域 i 系统状态空间方程,即

$$\begin{cases} \dot{x}_i(t) = A_i x_i(t) + B_i u_i(t) + D_i w_i(t) \\ y_i(t) = C_i x_i(t) \end{cases} \quad (19)$$

式中,第 i 个区域的状态变量为 $x_i(t) = [\Delta f_i \ \Delta P_{tie,i} \ \Delta P_{g,i} \ \Delta X_{g,i} \ \Delta P_{r,i} \ \Delta \omega_{r,i} \ \Delta \omega_{g,i} \ \Delta T_{g,i}]^T$;控制变量为 $u_i(t) = [\Delta P_{c,i} \ \Delta T_{g,i}^*]^T$;扰动变量为 $w_i(t) = [\Delta P_{d,i}]^T$;输出变量为 $y_i(t) = [A_{CE,i} \ \Delta P_{e,i}]^T$; A_i 为状态变量系数矩阵; B_i 为控制变量系数矩阵; C_i 为输出变量系数矩阵; D_i 为扰动变量系数矩阵。各系数矩阵分别为

$$A_i = \begin{bmatrix} -\frac{D_i}{2H_i} & -\frac{D_i}{2H_i} & \frac{D_i}{2H_i} & 0 & 0 & 0 & \frac{T_{g0,i}}{2H_i} & \frac{\omega_{g0,i}}{2H_i} \\ 2\pi \sum T_{ij} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{T_{t,i}} & 0 & \frac{1}{T_{t,i}} & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{1}{T_{g,i} R_i} & 0 & 0 & -\frac{1}{T_{g,i}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{K_{r,i}}{T_{g,i} R_i} & 0 & 0 & -\frac{K_{r,i}}{T_{g,i}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial T_{m,i}}{\partial \omega_{r,i}} - B_{\theta,i} & \frac{B_{\theta,i}}{J_{r,i} N_{g,i}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{B_{\theta,i}}{J_{g,i} N_{g,i}} & -\frac{B_{\theta,i}}{J_{g,i} N_{g,i}^2} & -\frac{1}{J_{g,i}} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -\frac{1}{N_{g,i}} & 0 \end{bmatrix}$$

$$B_i = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ \frac{1}{T_{g,i}} & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{\tau_{g,i}} \end{bmatrix}, C_i = \begin{bmatrix} B_i & 0 \\ 1 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & T_{g0,i} \\ 0 & \omega_{g0,i} \end{bmatrix}^T, D_i = \begin{bmatrix} -\frac{1}{2H_i} & -\frac{1}{2H_i} \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}$$

考虑区域控制偏差 A_{CE} 不仅是电力系统频率波动的重要表现,也是 MPC 控制器的输入控制变量。

此外,在风机输出控制中,减小转矩变化量不仅有助于降低风机的机械疲劳,还能降低维护成本。因此,在控制过程中,以 A_{CE} 最小以及风机转矩变化量最小为目标,设计 MPC 优化目标函数为

$$J_i(k) = \sum_{N=1}^{N_p} \left[\left\| y_i(k+N|k) \right\|_{Q_i}^2 + \left\| u_i(k+N|k) \right\|_{R_i}^2 \right] \quad (20)$$

式中, N_p 为预测时域; k 为当前时刻; Q_i, R_i 分别为输出变量和控制变量的权重系数矩阵, $Q_i > R_i$ 。权重设置上,可依据系统区域控制偏差以及风机转矩变化量进行设计。

为保证系统运行的稳定性,需要考虑相应的约束条件。

1) 火电机组输出变化量约束。

区域 i 中,火电机组的输出功率存在上、下限,出力变化约束为

$$\Delta P_{gi, \min} \leq \Delta P_{gi} \leq \Delta P_{gi, \max} \quad (21)$$

式中, $\Delta P_{gi, \min}, \Delta P_{gi, \max}$ 分别为火电机组调节量的最小和最大值。

2) 风机转矩变化量约束。

在风机提供频率支撑的过程中,需要确保其转矩变化量保持在允许范围内:

$$\Delta T_{gi, \min} \leq \Delta T_{gi} \leq \Delta T_{gi, \max} \quad (22)$$

式中, $\Delta T_{gi, \min}, \Delta T_{gi, \max}$ 分别为区域 i 内风机转矩变化量的上、下限值。

3) 储能电站的荷电状态约束。

为避免储能电站进行过充过放,需要确保其 SOC 在充放电过程中维持在上、下限以内,即

$$S_{\min} \leq S \leq S_{\max} \quad (23)$$

式中, S_{\min} 为荷电状态最小值; S_{\max} 为荷电状态最大值。

2.3 问题分析

在理想情况下,具备在线优化功能的 MPC 可以有效应对风电接入时的不确定性。但在风电场中,由于每个风机所处的地理位置不同以及尾流效应的影响,风机单体所承受的风速不同,从而使得风电场内部风机状态出现差异^[24]。当考虑风机单体差异性时, MPC 控制对象会大幅增加,以状态变量为例, MPC 多控制一台风机,其状态变量则需要增加 $\Delta \omega_{r,i}, \Delta \omega_{g,i}, \Delta T_{g,i}$ 这 3 个元素,若 MPC 控制 n 台状态不同的风机,此时系统状态变量阶数将由 $m \cdot m$ 变成 $(m+3n) \cdot (m+3n)$, MPC 控制的系统状态变量将变为 $x_i(t) = [\Delta f_i \quad \Delta P_{tie,i} \quad \Delta P_{g,i} \quad \Delta X_{g,i} \quad \Delta P_{r,i} \quad \Delta \omega_{r,i} \quad \Delta \omega_{g,i} \quad \Delta T_{g,i} \quad \Delta \omega_{r,i} \quad \Delta \omega_{g,i} \quad \Delta T_{g,i} \quad \dots \quad \Delta \omega_{r,n} \quad \Delta \omega_{g,n} \quad \Delta T_{g,n}]^T$ 。由式(19)可知,系

数矩阵 A 的阶数也会相应增加为 $(m+3n) \cdot (m+3n)$,其他预测模型变量阶数与系数矩阵变化同理。根据 MPC 滚动优化流程^[10],有

$$\begin{aligned} x(k+1|k) &= A_k x(k) + B_k u(k) + D_k \omega(k) \\ x(k+2|k) &= A_k^2 x(k) + A_k B_k u(k) + A_k D_k \omega(k) + \\ &\quad B_k u(k+1|k) + D_k \omega(k+1|k) \\ &\quad \vdots \\ x(k+N_p|k) &= A_k^{N_p} x(k) + \sum_{i=1}^{N_p} A_k^{N_p-i} B_k u(k+ \\ &\quad i-1) + \sum_{i=1}^{N_p} A_k^{N_p-i} D_k \omega(k+i-1) \end{aligned} \quad (24)$$

由式(24)可知, MPC 在每个控制周期内都进行 N_p 轮滚动优化。设经过一轮滚动预测优化后产生了一个包含 N_p 个值的预测序列 $u_{(k)}^*$ 。在其后的运算过程中,取 $u_{(k)}^*$ 的第一个数值 $u_{(1|k)}$ 输入被控系统,而其余的优化值只参与优化过程的计算而不被使用。在下一轮滚动预测中,重新进行优化计算以生成新的控制序列 $u_{(k+1)}^*$ 。这样,每个控制周期都进行 N_p 次滚动优化,且被控系统每个状态变量的更新均要进行 $(m+3n) \cdot (m+3n)$ 阶的矩阵迭代计算,相应的中间计算量需进行多次方乘积后进行加和,这使得 MPC 的每轮计算中都存在着较大的计算量,该计算复杂度与系统阶数密切相关。

当利用 MPC 进行含风电电力系统频率控制时,随着被控风机数量的增加,预测模型阶数也随之增加,这会显著增加 MPC 的在线计算负担,影响控制指令下发的及时性,从而对系统频率稳定性造成不利影响。若能够减少被控风机的数量,则 MPC 预测模型阶数会降低,从而大大降低系统的在线计算复杂度。然而,单纯通过减少风机数量来降低在线计算复杂度可能会削弱风电场的调频能力,引发更严重的频率波动问题。因此,需要对风电场内风机的参与方式进行进一步的研究。

3 风储协同的频率控制方法设计

为了解决上述所提的风机差异性导致复杂度过高的问题,需要对风机单体状态差异性进行处理。

3.1 风机的一致性协调控制策略

为了降低 MPC 的在线计算复杂度,需要对 MPC 的预测模型进行降阶处理,这通常意味着减少 MPC 计算模型中参与控制的风机数量。若以地理位置为依据,选取主导风机在 MPC 模型中展现,而

其他风机跟随主导风机的控制模式,则通过主导风机的选择,可以有效简化控制系统阶数,确保在降低计算负担的同时,仍然能够保持所有风机单体的参与度。在参与调频前,所有风机都处于MPPT模式下,当电力系统频率受扰后,主导风机通过接收MPC控制器的控制信号 $\Delta T_{gi,ref}$ 来改变输出功率大小,非主导风机通过主导风机的一致性控制,来改变其输出功率参与调频,其控制框架如图3所示。

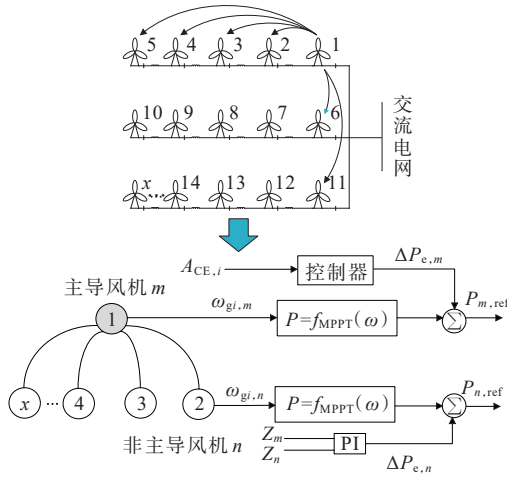


图3 状态一致性控制框架

Figure 3 SCC framework

为了解决风电场内风机运行状态不同的问题,设计了可以衡量风机状态一致性的指标,其能够通过风机之间的状态传递,使非主导风机与主导风机状态保持一致,状态一致性因子为

$$Z_i = \frac{\omega_{gi}^2 - \omega_{g,\min}^2}{\omega_{gi,0}^2 - \omega_{g,\min}^2} \quad (25)$$

式中, Z_i 为区域*i*内风机组的调频状态因子,表征风机组当前状态较初始状态的偏移程度; ω_{gi} 为当前风机测量转速。

区域*i*中主导风机*m*的输出参考功率为

$$P_{m,ref,i} = K_{opt} \omega_{gi,m}^3 + \Delta P_{ei,m} \quad (26)$$

式中, $\Delta P_{ei,m}$ 为区域*i*中主导风机额外增发的功率。

区域*i*中非主导风机*n*的输出参考功率为

$$P_{n,ref,i} = K_{opt} \omega_{gi,n}^3 + \Delta P_{ei,n} \quad (27)$$

$$\Delta P_{ei,n} = K_p \sum_{m=1}^N a_{mn} (Z_m - Z_n) + K_I \int \sum_{m=1}^N a_{mn} (Z_m - Z_n) \quad (28)$$

式中, $\Delta P_{ei,n}$ 为区域*i*非主导风机额外增发的功率; K_p 、 K_I 分别为本风机与主导风机之间状态因子跟随的比例积分系数; a_{mn} 为从主导风机*m*到风机*n*信息交换的通信权重, $a_{mn} = 1$ 表示主导风机*m*与风机*n*之间存在直接通信,否则 $a_{mn} = 0$ 。

根据风机一致性控制原则可知,非主导风机的输出功率实际上是由主导风机转速变化以及当前转速来决定的。虽然通过采用SCC规则,能够实现风机之间的连续控制,但是由于MPC未直接控制非主导风机。从MPC的视角而言,非主导风机输出与主导风机输出处于一致,但风机单体的差异性会导致非主导风机的输出与主导风机的输出存在差异,从而导致风电场实际输出功率与MPC以主导风机为基准预测的总输出功率之间存在差额 ΔP 。若不进行处理, ΔP 将在MPC的滚动优化过程中逐渐累积,最终影响频率稳定性。

3.2 储能电站控制策略

储能控制的便利性与配置的灵活性使其辅助可实现对上述功率差额的补偿^[27]。风电场的实际输出功率为

$$P_{actual,i} = P_{m,i} + P_{n,i} \quad (29)$$

式中, $P_{m,i}$ 、 $P_{n,i}$ 分别为区域*i*中主导风机*m*和非主导风机*n*实际输出功率。

MPC以主导风机为基准预测的风电场总输出功率为

$$P_{ref,i} = N \cdot P_{m,ref,i} \quad (30)$$

式中, $P_{m,ref,i}$ 为区域*i*中主导风机*m*参考输出功率; N 为风电场内风机的数量。

为了确保风电场实际输出功率与以MPC主导风机为基准预测的风电场总输出功率之间的一致性,需要对两者间的差额进行实时检测,若功率差额超出设定的阈值,储能需要根据功率差额的大小来进行自适应补充;若功率差额在阈值以内,储能则无需动作。储能的输出功率为

$$\Delta P_{b,i} = \begin{cases} -(\eta K_0 \gamma_c + \mu K_v) \Delta f_i, & \Delta P_i > \Delta P_{thr,i} \\ 0, & -\Delta P_{thr} < \Delta P_i < \Delta P_{thr,i} \\ -(\eta K_0 \gamma_d + \mu K_v) \Delta f_i, & \Delta P_i < -\Delta P_{thr,i} \end{cases} \quad (31)$$

$$\Delta P_i = P_{actual,i} - P_{ref,i} \quad (32)$$

$$K_v = K_{v0} \left(1 + \frac{\Delta P_i}{P_{ref,i}} \right) \quad (33)$$

式中, ΔP_{thr} 为设定风电场实际输出与MPC以主导风机为基准预测总输出差异的阈值; η 、 μ 分别为储能SOC以及实际输出功率与MPC以主导风机为基准预测的输出功率差额所占下垂系数比例; K_v 为储能随实际输出功率与MPC以主导风机为基准预测输出功率差额变化的下垂系数。

控制过程中,首先对各个参数进行初始化,接着根据地理位置确定风电场中的主导风机和非主导风机,当出现调频需求时,主导风机通过接收 MPC 控制器的控制信号来计算有功输出并提供频率支撑,非主导风机则根据状态因子 Z_i 来跟随主导风机组参与调频。MPC 根据主导风机的输出来计算以主导风机为基准预测的风电场输出,若风电场实际输出功率与 MPC 以主导风机为基准预测输出功率的差额超过阈值,储能电站则通过计算下垂系数进行自适应出力补偿,否则不动作。具体控制流程如图 4 所示。

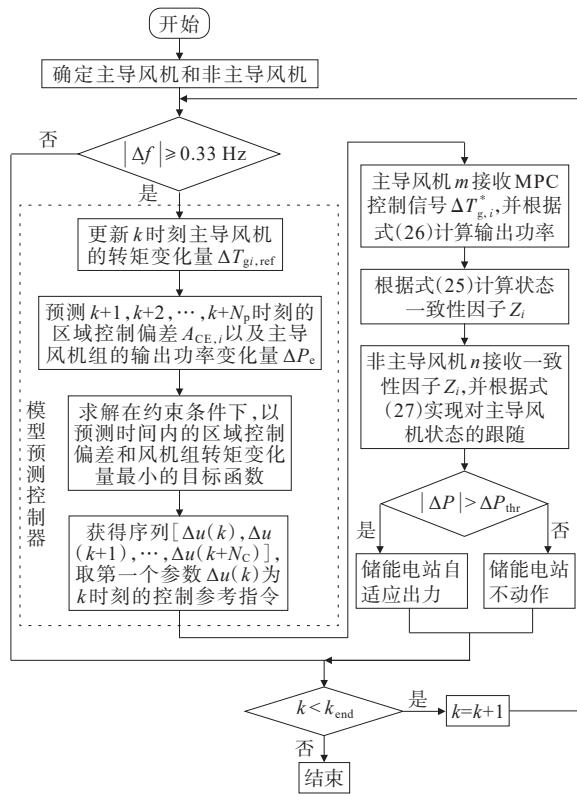


图 4 控制流程

Figure 4 Control process

4 算例分析

4.1 仿真参数配置

为验证所提风储协同控制方法的有效性,基于 MATLAB/Simulink 平台构建如图 5 所示的两区域互联电网,两区域中各等效有 3 台状态不同的风机以及一个储能电站,选取 WT11 和 WT21 为主导风机,其余为非主导风机,区域 1 的火电机组总容量为 1 000 MW,风机总容量为 450 MW;区域 2 的火电机组和风机的总容量分别为 900 MW 和 400 MW。根据储能容量配置的原则^[28],配置 100 MW 的储能电

池来补偿风电场实际输出功率与 MPC 以主导风机为基准预测的风电场总输出功率的差额,其初始 SOC 为 0.5,两区域 AGC 参数取值如表 2 所示,其中各参数符号下标“1、2”分别代表区域 1、区域 2。

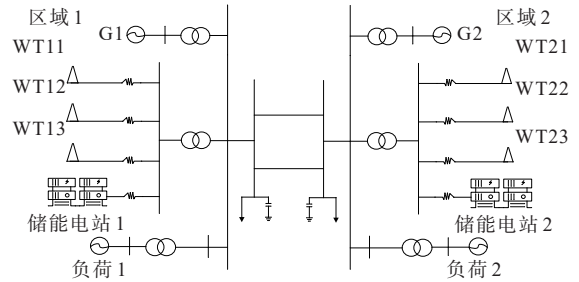


图 5 含风储的两区域互联电网

Figure 5 Interconnected power grid incorporating wind and storage of two regions

表 2 两区域互联电网参数取值

Table 2 Parameter values for interconnected power grid of two regions

| 系统惯性时间常数 | 负荷阻尼系数 | 汽轮机时间常数 | 调速器时间常数 |
|----------|----------|----------|----------|
| H_1 | H_2 | T_{t1} | T_{t2} |
| 11.5 | 11.8 | 0.1 | 0.09 |
| T_{r1} | T_{r2} | K_{r1} | K_{r2} |
| 10 | 9.5 | 0.25 | 0.275 |
| 再热器时间常数 | 再热系数 | 频率偏差因子 | 机组调差系数 |
| T_{g1} | T_{g2} | B_1 | B_2 |
| 0.25 | 0.3 | 25 | 20 |
| R_1 | R_2 | | |
| 0.05 | 0.05 | | |

仿真设置了两种运行场景对如下 3 种控制策略进行对比分析:

策略 1 各区域使用 MPC 作为主控制器对区域内所有风机进行调频控制;

策略 2 选择 WT11 和 WT21 分别作为两区域的主导风机,各区域使用 MPC 作为主控制器,分别控制火电机组和主导风机,非主导风机采用所提状态一致性因子来获得各自调频输出信号;

策略 3 在策略 2 的基础上,采用储能对由风电差异性导致的风电场实际输出与 MPC 以主导风机为基准预测输出的差额进行补偿,实现风储协同参与调频。

4.2 不同运行场景仿真分析

针对风速的随机性问题,风速波动仅作为外部可测扰动输入,而非新增状态变量,不会对预测模型阶数产生影响,从而影响本文所提方法的有效性。因此,仿真设定风速为恒定值。假设区域 1 中风机 WT11、WT12、WT13 所处的风速环境分别为 9.6、7.2、5.3 m/s,区域 2 中风机 WT21、WT22、

WT23 所处的风速环境分别为 9、7.5、6 m/s。系统的采样周期均为 $T_s=0.1$ s, MPC 的预测步长 N_p 和控制步长 N_c 均为 10。

4.2.1 阶跃扰动场景分析

在 $t=10$ s 时,对区域 1 施加 0.2 p.u. 的负荷扰动。各区域电网频率偏差 Δf 和区域控制偏差 A_{CE} 响应曲线仿真结果如图 6、7 所示,区域 1 风机转矩变化曲线如图 8 所示。当对区域 1 施加 0.03 p.u. 负荷扰动时,各区域电网频率偏差 Δf 和区域控制偏差 A_{CE} 响应曲线仿真结果如图 9、10 所示。

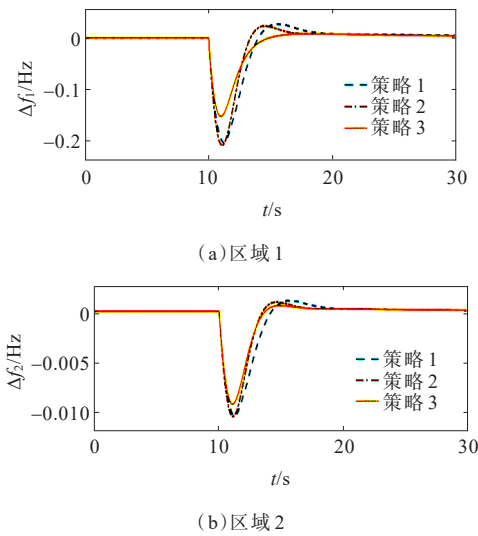


图 6 大阶跃扰动时区域频率偏差
Figure 6 Frequency deviation curves of two regions with large step disturbance

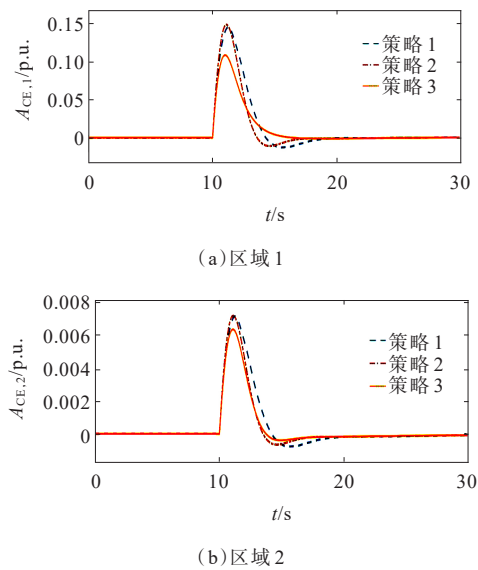


图 7 大阶跃扰动时两区域 A_{CE} 响应曲线
Figure 7 A_{CE} response curves of two regions under large step disturbance

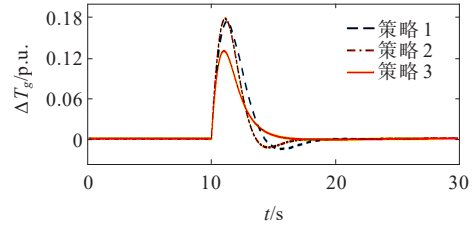


图 8 区域 1 风机转矩变化曲线
Figure 8 Fan torque variation curves in region 1

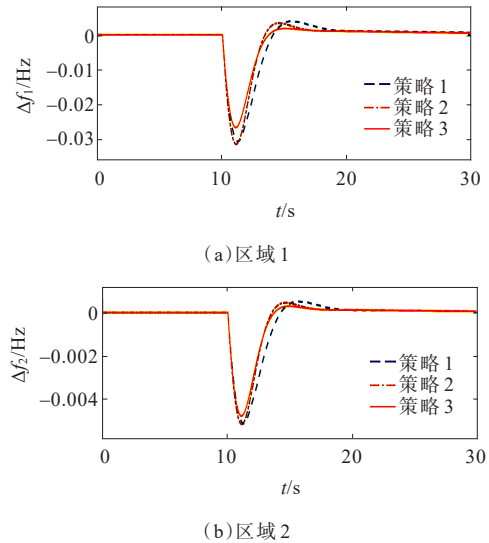


图 9 小阶跃扰动时区域频率偏差
Figure 9 Frequency deviation curves of two regions with small step disturbance

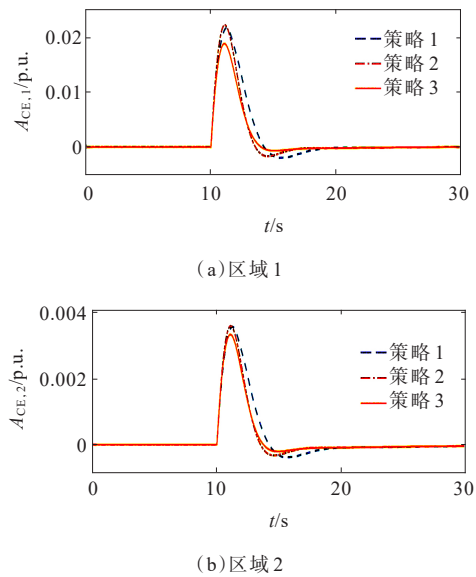


图 10 小阶跃扰动时区域 A_{CE} 响应曲线
Figure 10 A_{CE} response curves of two regions under small step disturbance

由图 6、7 可知,当系统面临较大负荷扰动时,频率偏差以及区域控制偏差 A_{CE} 均会出现偏移。以图 6 中区域 1 为例,策略 1 由于存在风机单体差异性,其

控制下的最大频率偏差为 0.19 Hz,频率超调量为 0.04 Hz;策略 2 控制效果相较于策略 1 更差,因为 MPC 仅控制主导风机,非主导风机的输出具有不可控性,其最大频率偏差为 0.21 Hz,频率超调量为 0.06 Hz;策略 3 相比于其他两种控制策略而言,由于引入储能进行针对性补偿,控制效果最佳,其最大频率偏差为 0.15 Hz,频率超调量为 0.02 Hz。当系统面临较小的扰动时(如图 9、10 所示),各控制方式下的区域电网频率偏差和区域控制偏差 A_{CE} 的响应曲线与大扰动情况下的类似。

在计算复杂度方面,大扰动下 3 种策略的 MPC 计算时间统计结果如表 3 所示。可见,在一个控制周期内,策略 2 和策略 3 的计算时间明显短于策略 1,这表明在相同时间范围内,系统的在线计算量明显降低。由此可见,在节约系统资源方面,所提出的 SCC 策略相较于 MPC 统一控制策略更具优势。需要指出的是,仿真中每个区域均等效为 3 台状态不同的风机;若状态不同的风机数量更多,则计算复杂度的影响更为显著。

同时,仿真中以大扰动为例截取了区域 1 中风机转矩变化量,如图 8 所示。其中,风机转矩变化量 ΔT_g 即为 AGC 下发指令,其指令下发时间严格受限于 MPC 计算时间。由图 8 可知,策略 1 相比于策略 2 和策略 3,其转矩变化时间更长。3 种策略的仿真时间对比如表 3 所示。

表 3 3 种策略计算时间比较

Table 3 Comparison of computation time of three strategies

| 控制策略 | MPC 计算时间/s | | 迭代次数 | |
|------|------------|-------|------|------|
| | 区域 1 | 区域 2 | 区域 1 | 区域 2 |
| 1 | 0.110 | 0.068 | 10 | 10 |
| 2 | 0.072 | 0.047 | 10 | 10 |
| 3 | 0.065 | 0.040 | 10 | 10 |

4.2.2 随机扰动场景分析

将随机变化的负荷扰动作用于区域电网,且不同区域的随机扰动如图 11 所示,频率偏差 Δf 和区域控制偏差 A_{CE} 仿真结果如图 12、13 所示。

根据图 11~13 可知,与其他两种策略相比,采用风机状态一致性控制结合储能装置进行针对性补偿,能够显著降低系统的最大频率偏差和超调量。仅采用风机状态一致性控制的效果不如 MPC 统一控制,主要是由于风机的调频能力存在差异,导致其控制性能弱于对所有风机实施 MPC 控制的

方式。此外,具体的性能指标变化趋势与阶跃扰动响应相符。

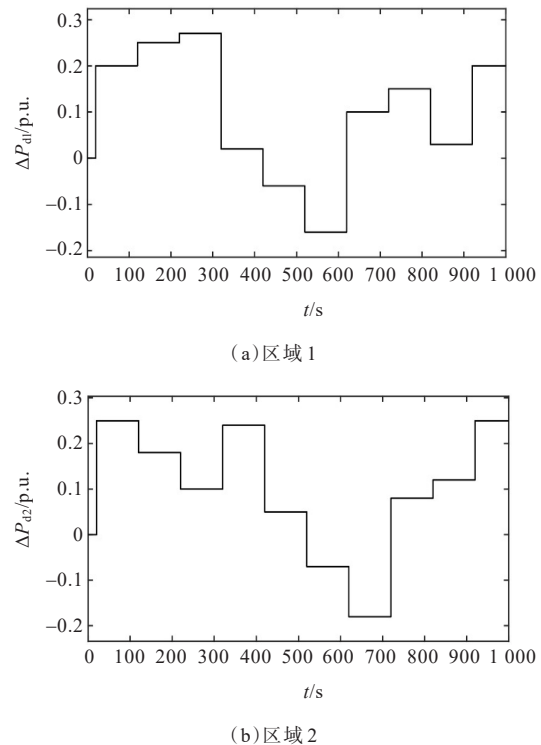


图 11 两区域随机负荷扰动曲线

Figure 11 Random load disturbance curve of two regions

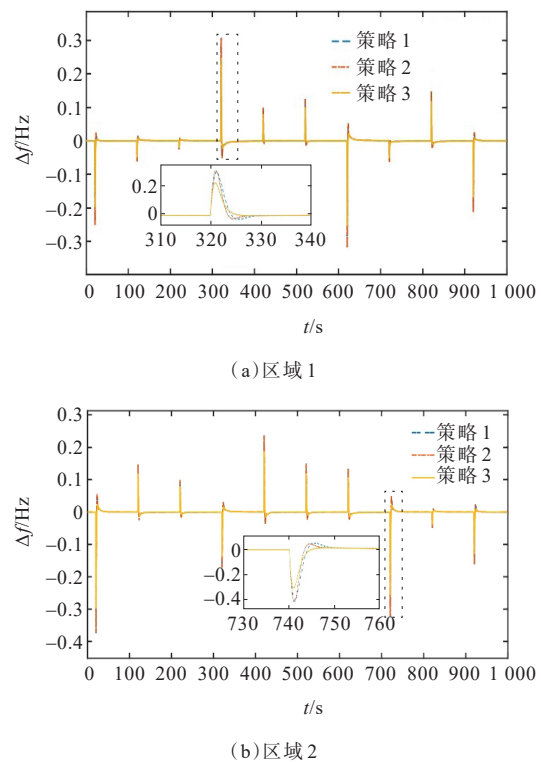


图 12 随机扰动时两区域频率偏差曲线

Figure 12 Frequency deviation curves of two regions with random disturbance

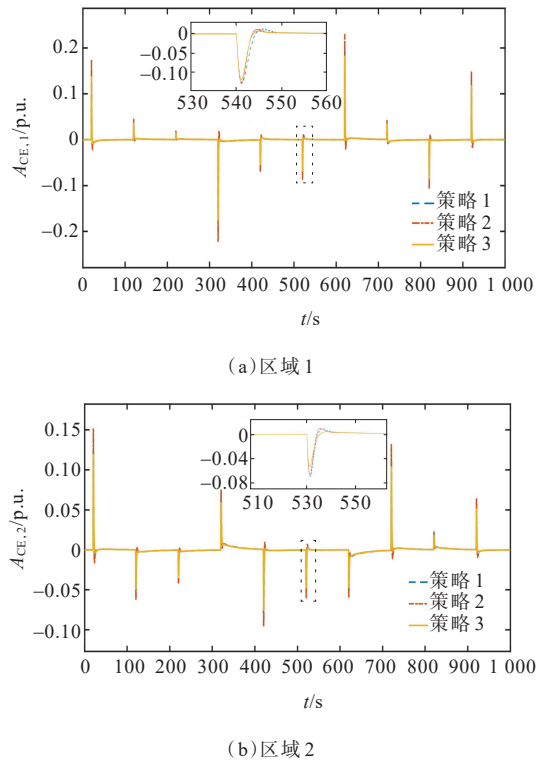


图 13 随机扰动时两区域 A_{CE} 响应曲线

Figure 13 A_{CE} response curves of two regions with random disturbance

5 结语

为解决大规模风电并网下电力系统频率稳定问题,提出一种考虑风电场内部差异性的风储联合调频控制方法。通过理论分析与仿真验证,得到如下结论。

1) 针对风电输出的不确定性,将风电纳入 MPC 控制模型中,利用 MPC 的优化内核对风机输出进行控制,以提升高比例风电并网条件下的电力系统频率控制能力。

2) 考虑风机单体运行状态的差异性,采取风机状态一致性控制相比于 MPC 统一控制可以有效降低 MPC 模型维度,从而显著减少 MPC 在线计算复杂度。

3) 由于采取风机状态一致性控制会导致风机实际输出与 MPC 以主导风机为基准预测的总输出功率存在偏差,使用储能进行针对性补偿形成风储协同的频率控制模式,能够有效处理风机单体状态差异性,提高系统频率控制效果。

参考文献:

[1] 汪梦军, 郭剑波, 马士聪, 等. 新能源电力系统暂态频

率稳定分析与调频控制方法综述[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(5): 1672-1693.

WANG Mengjun, GUO Jianbo, MA Shicong, et al. Review of transient frequency stability analysis and frequency regulation control methods for renewable power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(5): 1672-1693.

[2] 青辰, 魏震波, 刘洋, 等. 基于双时间尺度模型预测控制的灵活性资源动态调度[J]. 高压电器, 2025, 61(5): 31-40+52.

QING Chen, WEI Zhenbo, LIU Yang, et al. Dynamic scheduling of flexible resources based on dual-time scale model predictive control[J]. High Voltage Apparatus, 2025, 61(5): 31-40+52.

[3] 张小莲, 孙啊传, 郝思鹏, 等. 风电场参与电网调频的多机协同控制策略[J]. 发电技术, 2024, 45(3): 448-457. ZHANG Xiaolian, SUN Achuan, HAO Sipeng, et al. Multi-machine cooperative control strategy of wind farm participating in power grid frequency modulation[J]. Power Generation Technology, 2024, 45(3): 448-457.

[4] 汝冬, 蒯红. 改善惯性响应与一次调频的风电全直流系统协调控制策略[J]. 电力工程技术, 2024, 43(3): 52-62.

RU Dong, LIN Hong. Coordinated control strategy for improving inertial response and primary frequency modulation in wind power full DC system[J]. Electric Power Engineering Technology, 2024, 43(3): 52-62.

[5] 蒋明华, 李丁, 孔德祯, 等. 面向高比例新能源送端系统频率稳定的多源协同控制及参数优化方法[J]. 电力建设, 2025, 46(5): 36-46.

JIANG Minghua, LI Ding, KONG Dezhen, et al. Multi-source coordinated control and parameter optimization methods for frequency stability in high-proportion new energy sending-end systems[J]. Electric Power Construction, 2025, 46(5): 36-46.

[6] 张磊光, 陈海涛, 吴赋章, 等. 基于可学习模型预测控制的含风电多微网频率控制方法[J]. 智慧电力, 2024, 52(10): 49-55+87.

ZHANG Leiguang, CHEN Haitao, WU Fuzhang, et al. Load frequency control method for multi microgrid with wind power based on learnable model predictive control [J]. Smart Power, 2024, 52(10): 49-55+87.

[7] 陈胜, 张洪略, 夏天, 等. 考虑 TCPS 考核约束的 AGC 机组动态优化模型[J]. 中国电力, 2024, 57(8): 145-151. CHEN Sheng, ZHANG Honglue, XIA Tian, et al. Dynamic optimization model of AGC units considering TCPS assessment constraints[J]. Electric Power, 2024, 57(8): 145-151.

[8] 张建辉, 滕婕, 李秀慧, 等. 考虑功率运行点的风电场混合储能 MPC 控制策略[J]. 电网与清洁能源, 2025, 41(2): 130-137+146.

- ZHANG Jianhui, TENG Jie, LI Xiuhui, et al. An MPC control strategy of wind farm hybrid energy storage considering power operation point[J]. *Power System and Clean Energy*, 2025, 41(2): 130-137+146.
- [9] 赵晨阳, 艾芊, 李晓露, 等. 基于分布鲁棒模型的冷热电联供虚拟电厂日前-日内协同优化调度策略[J]. *供用电*, 2025, 42(10): 3-15.
- ZHAO Chenyang, AI Qian, LI Xiaolu, et al. Day-ahead-intraday cooperative optimal scheduling strategy for cold-heat-electricity cogeneration VPP based on distributed robust model[J]. *Distribution & Utilization*, 2025, 42(10): 3-15.
- [10] 叶林, 路朋, 赵永宁, 等. 含风电电力系统有功功率模型预测控制方法综述[J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(18): 6181-6197.
- YE Lin, LU Peng, ZHAO Yongning, et al. Review of model predictive control for power system with large-scale wind power grid-connected[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(18): 6181-6197.
- [11] 赵熙临, 李金星. 动态触发模型预测控制在含风电电力系统自动发电控制中的应用[J]. *现代电力*, 2025, 42(2): 220-229.
- ZHAO Xilin, LI Jinxing. Application of dynamic trigger MPC in AGC containing wind power[J]. *Modern Electric Power*, 2025, 42(2): 220-229.
- [12] 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.
- LIAO Xiaobing, LIU Kaipei, LE Jian, et al. Coordinated control strategy for AGC units across areas based on bi-level model predictive control[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2019, 39(16): 4674-4685.
- [13] 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.
- YE Lin, CHEN Chaoyu, ZHANG Cihang, et al. Wind farm participating in AGC based on distributed model predictive control[J]. *Power System Technology*, 2019, 43(9): 3261-3270.
- [14] PENG B, MA X, MA X X, et al. Coordinated AGC control strategy for an interconnected multi-source power system based on distributed model predictive control algorithm[J]. *Frontiers in Energy Research*, 2023, 10: 1019464.
- [15] 周涛, 黄菊, 韩汝帅, 等. 综合惯性控制下风力机惯性支撑能力分析及其等效惯量评估[J]. *上海交通大学学报*, 2024, 58(12): 1915-1924.
- ZHOU Tao, HUANG Ju, HAN Rushuai, et al. Inertial support capacity analysis and equivalent inertia estimation of wind turbines in integrated inertial control [J]. *Journal of Shanghai Jiao Tong University*, 2024, 58(12): 1915-1924.
- [16] 彭海涛, 何山, 程静, 等. 考虑虚拟惯性时间常数和频率二次跌落的风电频率综合控制策略[J]. *太阳能学报*, 2023, 44(8): 509-517.
- PENG Haitao, HE Shan, CHENG Jing, et al. Wind power integrated frequency control strategy considering virtual inertia time constants and frequency secondary drop[J]. *Acta Energetica Solaris Sinica*, 2023, 44(8): 509-517.
- [17] 沈阳武, 宋兴荣, 罗紫韧, 等. 基于模型预测控制的分布式储能型风力发电场惯性控制策略[J]. *上海交通大学学报*, 2022, 56(10): 1285-1293.
- SHEN Yangwu, SONG Xingrong, LUO Ziren, et al. Inertial control strategy for wind farm with distributed energy storage system based on model predictive control [J]. *Journal of Shanghai Jiao Tong University*, 2022, 56(10): 1285-1293.
- [18] 国家市场监督管理总局, 国家标准化管理委员会. 风电场接入电力系统技术规定 第 1 部分: 陆上风电: GB/T 19963.1—2021[S]. 北京: 中国标准出版社, 2021: 8.
- State Administration for Market Regulation, Standardization Administration of the People's Republic of China. Technical specification for connecting wind farm to power system: Part 1: On shore wind power: GB/T 19963.1—2021[S]. Beijing: Standards Press of China, 2021: 8.
- [19] 孙秦峰, 李凤婷, 王森, 等. 提升风电场有功调节能力的风储系统多时间尺度运行策略[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(9): 21-31.
- SUN Qin Feng, LI Fengting, WANG Sen, et al. Multi-timescale operation strategy of a wind storage system to enhance the active regulation capacity of wind farms[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(9): 21-31.
- [20] 刘传斌, 矫文书, 吴秋伟, 等. 基于模型预测控制的风储联合电场参与电网二次调频策略[J]. *上海交通大学学报*, 2024, 58(1): 91-101.
- LIU Chuanbin, JIAO Wenshu, WU Qiuwei, et al. Strategy of wind-storage combined system participating in power system secondary frequency regulation based on model predictive control[J]. *Journal of Shanghai Jiao Tong University*, 2024, 58(1): 91-101.
- [21] 屈滨, 杨鹏, 张怡. 含风电场的协同分布式模型预测负荷频率控制[J]. *控制工程*, 2020, 27(7): 1238-1246.
- QU Bin, YANG Peng, ZHANG Yi. Coordinated distributed MPC for load frequency control of power system with wind farms[J]. *Control Engineering of China*, 2020, 27(7): 1238-1246.
- [22] 颜湘武, 崔森, 宋子君, 等. 基于超级电容储能控制的双馈风电机组惯量与一次调频策略[J]. *电力系统自动化*, 2020, 44(14): 111-120.

- YAN Xiangwu, CUI Sen, SONG Zijun, et al. Inertia and primary frequency regulation strategy of doubly-fed wind turbine based on super-capacitor energy storage control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(14): 111-120.
- [23] 刘军, 朱世祥, 柳盼攀, 等. 考虑系统频率安全稳定约束的风储联合频率响应控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(1): 73-84.
- LIU Jun, ZHU Shixiang, LIU Panpan, et al. Coordinated control strategy for wind turbine and energy storage equipment considering system frequency safety and stability constraints[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(1): 73-84.
- [24] 杨德健, 王鑫, 严干贵, 等. 计及调频死区的柔性风储联合频率控制策略[J]. 电工技术学报, 2023, 38(17): 4646-4656.
- YANG Dejian, WANG Xin, YAN Gangui, et al. Flexible frequency regulation scheme of DFIG embed battery energy storage system considering deadbands[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(17): 4646-4656.
- [25] 胡正阳, 高丙团, 张磊, 等. 风电机组双向支撑能力分析 with 自适应惯量控制策略[J]. 电工技术学报, 2023, 38(19): 5224-5240.
- HU Zhengyang, GAO Bingtuan, ZHANG Lei, et al. Bidirectional support capability analysis and adaptive inertial control strategy of wind turbine[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(19): 5224-5240.
- [26] 王育飞, 张文韬, 杨铭诚, 等. 考虑虚拟控制参数调节的风储联合调频优化模型预测控制[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(16): 37-48.
- WANG Yufei, ZHANG Wentao, YANG Mingcheng, et al. Combined wind-storage system frequency regulation optimization model predictive control considering virtual control parameter adjustment[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(16): 37-48.
- [27] XIONG L Y, YANG S B, HUANG S H, et al. Optimal allocation of energy storage system in DFIG wind farms for frequency support considering wake effect[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(3): 2097-2112.
- [28] 王骞, 易传卓, 张学广, 等. 兼顾捕碳强度与可再生能源消纳的储能容量配置优化方法[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(21): 8295-8308.
- WANG Qian, YI Chuanzhuo, ZHANG Xueguang, et al. Optimization of energy storage capacity sizing considering carbon capture intensity and renewable energy consumption[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(21): 8295-8308.