

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

刘传斌¹, 矫文书¹, 吴秋伟², 陈健¹, 周前³

(1. 山东大学 电气工程学院, 济南 250061; 2. 清华大学 清华伯克利深圳学院; 清华深圳国际研究生院, 广东 深圳 518055; 3. 国网江苏省电力有限公司电力科学研究院, 南京 211100)

摘要: 随着风力发电在电网中渗透率不断增加, 需要风储联合电场参与电网调频服务, 维持电网的频率稳定. 针对中高风速下的风储联合电场, 通过分析风力发电机的机械特性和储能系统的运行特性, 确定了减载运行方式下风力发电机桨距角的控制方式, 提出一种基于模型预测控制的风储联合电场参与电网二次调频的控制策略. 建立风电场桨距角控制的预测模型和电化学储能系统的预测模型, 优化风力发电机和储能系统的有功功率输出, 在调频基础上更好地减少了风能损失. 根据上级系统的有功功率指令值和风力发电机实际输出功率之间的差值对桨距角控制进行进一步修正, 使得风力发电机在二次调频期间能够更好地追踪到上级系统的功率指令值, 迅速响应频率变化值, 减小动态频率偏差, 完成二次调频任务. 仿真结果表明, 该控制策略综合考虑了风力发电机可控的二次调频能力和电化学储能系统响应快速、跟踪精确的特性, 使风储联合电场能够主动响应系统频率的变化, 更好地跟踪上级系统下发的有功功率指令值, 参与电网二次调频.

关键词: 风储联合电场; 模型预测控制; 桨距角控制; 电化学储能系统; 二次调频; 有功功率追踪

中图分类号: TM614

文献标志码: A

Strategy of Wind-Storage Combined System Participating in Power System Secondary Frequency Regulation Based on Model Predictive Control

LIU Chuanbin¹, JIAO Wenshu¹, WU Qiuwei², CHEN Jian¹, ZHOU Qian³

(1. School of Electrical Engineering, Shandong University, Jinan 250061, China;

2. Tsinghua Berkeley Shenzhen Institute; Tsinghua Shenzhen International Graduate School,

Tsinghua University, Shenzhen 518055, Guangdong, China; 3. Research Institute,

State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Nanjing 211100, China)

Abstract: With the increasing penetration of wind power in power grids, it is necessary for wind storage joint farms to participate in power grid frequency modulation to maintain frequency stability of the power grid. By analyzing the mechanical characteristics of the wind turbine and the operation characteristics of the energy storage system, this paper determines the adjustability of the wind turbine power output in the

收稿日期: 2022-06-13 修回日期: 2022-07-06 录用日期: 2022-07-13

基金项目: 国家自然科学基金(51877124)资助项目

作者简介: 刘传斌(1997-), 硕士生, 从事风场控制研究.

通信作者: 吴秋伟, 教授, 博士生导师; E-mail: qiuwu@sz. tsinghua. edu. cn.

pitch angle load shedding operation mode, and proposes a control strategy for the wind farm with an energy storage system to participate in the secondary frequency regulation of the power grid based on model predictive control (MPC). It establishes a prediction model for pitch angle control of the wind farm and an electrochemical energy storage system, optimizing the active power output of the wind turbine and the energy storage system, and better reducing the wind energy loss based on frequency regulation. The pitch angle control is further corrected based on the difference between the active power command value of the superior system and the actual power output of the wind turbine, so that the wind turbine can better track the power command value of the superior system during secondary frequency regulation, quickly respond to the frequency changes, reduce the dynamic frequency deviation, avoid load rejection due to too low frequency drop, and complete the task of secondary frequency regulation. The simulation results show that under the control strategy proposed in this paper, the controllable secondary frequency regulation ability of the wind turbine and the characteristics of fast response and accurate tracking of the energy storage system are comprehensively considered, the active power command issued by the superior system is better tracked, and the task of the wind farm including the energy storage system participating in the secondary frequency regulation is realized.

Keywords: wind-storage combined system; model predictive control (MPC); pitch angle control; second frequency regulation; electrochemical energy storage system; active power tracking

随着电力电子技术的发展,风力发电(简称风电)技术取得了迅速进步,风力发电机结构已从最初的定桨距结构发展为变桨距结构.变桨距结构捕获风能效率较高,在高风速下风能利用率更高,变桨距调节逐渐成为兆瓦级以上风力发电机参与二次调频的研究重点.储能系统由于快速响应、精准跟踪的特性,配合风电机组参与电网调频,能够有效提高电网二次调频的效果.

双馈异步风力发电机(Doubly Fed Induction Generator, DFIG)通常运行在最大功率点跟踪(Maximum Power Point Tracking, MPPT)控制状态,风力发电机转子转速与电网频率完全解耦,不具备类似于同步发电机的惯性响应和长时间调频能力.因而,高渗透率风电接入电力系统时会引起电网调频能力不足等问题^[1].针对这些问题,国内外的电网并网导则中均明确指出并网风力发电机须提供调频服务^[2].因此在电网进行二次调频时,风力发电机需运行在减载模式,以便及时响应系统频率变化,维持频率稳定.目前,风力发电机参与调频的基础控制方式包括虚拟惯性控制、转子转速控制和桨距角控制3种^[3].高渗透率风电的电力系统面临严峻的调频负担,而且风场可以提供的调频容量有限,因此亟需新的调控手段.例如,风电场辅以储能系统,借助储能系统的快速响应能力,可以减少风场的减载备用功率,快速响应电网二次调频的要求^[4].

近年来,研究者对风力发电机参与电网频率调

节进行大量研究并取得了可观成果.文献[5]中利用风力发电机中电力电子器件对功率的快速控制能力为频率的偏移提供了短时有功支撑.文献[6-7]中利用变流器快速的功率调节能力,通过释放风力发电机转子的动能,增强系统惯性.但是最大功率跟踪会影响虚拟惯性控制,转子动能提供频率支撑能力有限,因此转子控制策略只能提供短时的有功功率支撑并容易产生频率的二次跌落问题.为了提升风力发电机持续提供有功功率的能力并解决频率二次跌落问题,研究者提出了桨距角控制方案和风储联合调频控制方案.文献[8]中提出了一种根据上级系统命令控制桨距角的调频控制策略,使风力发电机具备在复杂工况下连续运行的能力;文献[9]中提出将储能系统加入风电场中进行频率控制,解决频率的二次跌落问题.文献[10]中在考虑储能单元荷电状态(State of Charge, SOC)基础上提出风储控制策略,此方案结合风力发电机桨距角的功率调节能力与储能系统的快速响应能力,提高了风电并网稳定性,为本文选取桨距角控制方法提供了借鉴.现有储能系统参与电网二次调频的控制策略包括:基于SOC实施功率分配,在满足储能系统总体功率调节需求的同时,确保各储能单元SOC满足预期目标^[11];基于SOC采用部分储能单元以最优SOC运行,其他储能单元最大出力运行的方式实施功率分配^[12].文献[13]中基于SOC对电化学储能系统的各单元进行控制,与风力发电机协调进行一次调频.

这些策略都是分别考虑风力发电机和储能系统参与电网一次调频,没有对风场和储能系统统一进行二次调频,而且上述控制策略处理约束条件的能力较差,不具有最优性.模型预测控制(Model Predictive Control, MPC)是一种最优控制技术,可以很好地解决多约束条件下的优化问题.

综上所述,现有研究多关注风电场的一次调频,关于二次调频的研究很少.因此,合理解决风电场的频率控制问题,在兼顾稳定性的前提下使得风力发电机具备充足的二次调频能力,并且实现风电场和电化学储能系统协调参与电网二次调频,是需要进一步深入研究的内容.

通过分析风力发电机的机械特性和电化学储能系统的运行特性,利用风力发电机在桨距角减载运行方式下输出功率的可调性,本文建立基于风力发电机和储能系统参与电网二次调频的预测模型,提出一种基于 MPC 的风储联合电场参与电网二次调频策略.该控制策略在保证风电场支撑电网频率调整的基础上,更好地分配了风电场内各风力发电机的有功出力,避免风力发电机的桨距角过度变化,减少了风能损失.此外,该控制策略充分发挥了电化学储能系统的辅助调频能力,进一步减少了风能损失,保障了对电网频率的支撑.

1 双馈风力发电机参与电网二次调频控制方式

通常,风力发电机运行于最大功率跟踪模式,当电网频率发生跌落时,无法提供额外的有功功率支撑来参与电网二次调频.因此,风力发电机须采用减载措施以获取足够的有功备用^[14].

桨距角控制的调节能力较强,调节范围也较大,可以实现全风速下的功率控制,而且变桨距控制系统可以提高风力发电机的风能利用率,可以减小阵风、载荷波动对风力发电机造成的影响,并与二次调频的时间尺度吻合.风电场运行在最大功率跟踪模式下,提供二次调频的功率裕量极少,因此为了实现风力发电机获得足够有功备用的目标,依据风力发电机所处的风速,采取设置初始桨距角的方法,使风力发电机运行于减载模式下.

双馈风力发电机通过调整桨距角和转速,可在较大风速范围内实现 20%~100% 额定容量的有功调节,调节范围如图 1 所示,其中 v 为风速,WTG 表示风力发电机.

桨距角控制是在保持叶尖速比始终在最优值时通过调节风力发电机叶片桨距角,控制风力发电机

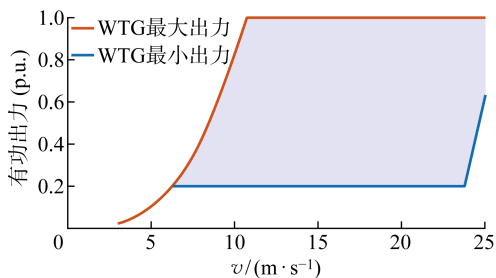


图 1 有功功率调节范围

Fig. 1 Range of active power regulation

捕获得到的机械能,从而实现风力发电机有功功率控制.图 2 为桨距角控制下风力发电机的运行点变化过程,其中 P_m 为机械功率, ω_r 和 ω_{\max} 为转子转速及其最大值, $\theta_1 \sim \theta_4$ 为风力发电机桨距角.当风力发电机工作于最大功率跟踪模式时,风力发电机工作于运行点 A,对应桨距角为 0° ,捕获的机械功率为 P_{\max} .当风力发电机的有功控制指令下降至 P_{cmd1} 、 P_{cmd2} 和 P_{cmd3} 时,风力发电机应上升桨距角使得其捕获的机械功率下降,对应的运行点为 B、C、D.当风力发电机有功控制指令在 P_{\max} 与 P_{cmd3} 之间时,风力发电机应工作于曲线 ABCD 上,且所有调节过程均为可逆.

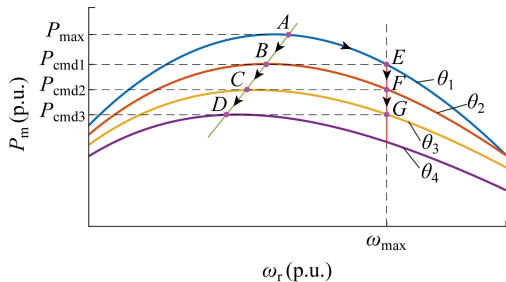


图 2 恒定风速下风力发电机机械功率曲线

Fig. 2 Mechanical power curve of DFIG at constant wind speed

由上可知,可通过调整桨距角来改变风能利用系数,这种控制方式能够稳定地改变风力发电机输出功率,从而为二次调频提供有功支撑.本文建立基于桨距角控制的风电场的预测模型和储能系统的预测模型,在控制过程中, MPC 控制器收集来自各个风力发电机和储能系统的测量值,预测其动态变化,并调节风力发电机和储能系统的有功功率输出,以实现控制目标.根据上级系统的有功功率指令值和风力发电机实际输出功率之间的差值对桨距角控制进行修正,使得风力发电机在二次调频期间能够更好地调整桨距角来改变风力发电机出力,以此达到上级系统的功率指令值.

2 风储联合电场的预测模型

2.1 风力发电机的模型

根据空气动力学模型,风力发电机捕获的机械功率为

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

$$\lambda = \omega_r R / v \quad (2)$$

式中: ρ 为空气密度; θ 为桨距角; R 为风轮机半径; λ 为叶尖速比; C_p 为风能利用系数,可表示为^[15]

$$\left. \begin{aligned} C_p(\lambda, \theta) &= 0.22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\theta - 5 \right) e^{\frac{-12.5}{\lambda_i}} \\ \frac{1}{\lambda_i} &= \frac{1}{\lambda + 0.08\theta} - \frac{0.035}{\theta^3 + 1} \end{aligned} \right\} \quad (3)$$

考虑桨距角控制时,在风速变化的同时,风力发电机转速也随之变化,叶尖速比在小范围内变化,因此可以将叶尖速比设为定值. 对式(3)进行简化,得到 C_p 关于 θ 的数学表达式:

$$C_p = 0.22 (1450\theta^{-1} - 4.06\theta^{-3} - 0.4\theta - 5) e^{-12.5(12.5\theta^{-1} - 0.035\theta^{-3})} \quad (4)$$

将式(4)代入式(1),可得:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 [0.22(1450\theta^{-1} - 4.06\theta^{-3} - 0.4\theta - 5) e^{-12.5(12.5\theta^{-1} - 0.035\theta^{-3})}] \quad (5)$$

当风电场处于中高风速下采取桨距角控制时,调频的时间尺度较短,为了简化模型,设定风速一直保持在某个较高的值不变. 当风速一定时,可以得到风力发电机捕获的机械能和桨距角近似的线性关系为^[16]

$$P_m = k_0 \theta + b \quad (6)$$

式中: k_0 为线性关系的系数; b 为常数.

在一个桨距角控制周期内,桨距角可表示为

$$\theta = \theta_0 + \Delta\theta \quad (7)$$

式中: θ_0 为初始桨距角; $\Delta\theta$ 为桨距角变化量.

进而式(6)可以表示为

$$\Delta P_m = k_0 \Delta\theta \quad (8)$$

式中: ΔP_m 为风力发电机机械功率变化量.

风力发电机桨距角控制的响应较缓慢,其传递函数可等效为一阶传递函数,即

$$G_\theta(s) = 1/(1 + T_\theta s) \quad (9)$$

式中: T_θ 为桨距角控制响应时间常数; s 为自变量.

进而可以得到 $\Delta\theta$ 和桨距角变化量参考值 $\Delta\theta_{ref}$ 之间的关系:

$$\Delta\theta = \Delta\theta_{ref} G_\theta(s) \quad (10)$$

风力发电机内部损耗等问题导致风力发电机捕获的风能不能全部转化为电磁功率,两者之间的转

化关系可以用一阶传递函数表示:

$$\Delta P_e = \Delta P_m \frac{1}{1 + T_s} \quad (11)$$

式中: ΔP_e 为电磁功率变化量; T_s 为时间常数.

在桨距角控制期间,风力发电机的快速跟踪能力使得风力发电机的有功输出的变化可以快速追踪上级发出的有功功率指令值 ΔP_{ref}^{WT} , 并且在一个桨距角控制周期 T_c 期间,有功功率的变化率可以假设为恒定不变,即

$$\frac{dP_e}{dt} = -\frac{\Delta P_{ref}^{WT}}{T_c} \quad (12)$$

风场内的每台风力发电机 i 的预测模型可以表述为

$$\Delta \dot{\mathbf{x}}_i = \mathbf{A}_i \Delta \mathbf{x}_i + \mathbf{B}_i \Delta \mathbf{u}_i \quad (13)$$

$$\Delta \mathbf{y}_i = \mathbf{C}_i \Delta \mathbf{x}_i$$

$$\left. \begin{aligned} \Delta \mathbf{x}_i &= [\Delta\theta_i \quad \Delta P_{m,i} \quad \Delta P_{e,i}]^T \\ \Delta \mathbf{u}_i &= [\Delta\theta_{ref,i} \quad \Delta P_{ref,i}^{WT}]^T \\ \Delta \mathbf{y}_i &= [\Delta\theta_i \quad \Delta P_{m,i} \quad \Delta P_{e,i}]^T \end{aligned} \right\} \quad (14)$$

$$\left. \begin{aligned} \mathbf{A}_i &= \begin{bmatrix} -\frac{1}{T_\theta} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{T_\theta} \\ 0 & \frac{1}{T} & \frac{1}{T} \end{bmatrix} \\ \mathbf{B}_i &= \begin{bmatrix} \frac{1}{T_\theta} & 0 \\ \frac{k_0}{T_\theta} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{T_c} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{C}_i = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \end{aligned} \right\} \quad (15)$$

式中: \mathbf{A}_i 、 \mathbf{B}_i 、 \mathbf{C}_i 为参数矩阵; $\Delta \mathbf{x}_i$ 为状态变量矩阵; $\Delta \mathbf{y}_i$ 为输出变量矩阵,包括桨距角、风力发电机机械功率、电磁功率的变化量; $\Delta \mathbf{u}_i$ 为控制变量矩阵,包括桨距角和电磁功率变化量参考值.

2.2 储能系统的模型

为研究储能系统分配的调频功率与储能单元 SOC 的关系,建立储能系统的预测模型. 在充放电过程中储能单元的 SOC 一直变化,可由下式表示:

$$S_{OC} = C_{ESS} / C_{ESS}^{\max} \quad (16)$$

式中: C_{ESS} 为充电量; C_{ESS}^{\max} 为最大充电量. 在一次控制周期内,充电量可由下式表示:

$$\left. \begin{aligned} C_{ESS} &= C_{ESS}^0 + \Delta C_{ESS} \\ \Delta C_{ESS} &= -P_{ESS}^0 \Delta t - \eta_{loss} C_{ESS}^0 \end{aligned} \right\} \quad (17)$$

$$S_{OC} = \frac{C_{ESS}^0 + \Delta C_{ESS}}{C_{ESS}^{\max}} = S_{OC}^0 + \Delta S_{OC} \quad (18)$$

$$\Delta S_{OC} = \frac{-P_{ESS}^0 \Delta t}{C_{ESS}^{\max}} - \frac{\eta_{loss} C_{ESS}^0}{C_{ESS}^{\max}} = \frac{-P_{ESS}^0 \Delta t}{C_{ESS}^{\max}} - \eta_{loss} S_{OC}^0 \quad (19)$$

式中: C_{ESS}^0 为储能系统的初始电量; ΔC_{ESS} 为充放电量的变化量; P_{ESS}^0 为储能系统的初始放电功率; η_{loss} 为储能系统的功率自损耗系数; Δt 为储能系统充放电时间; S_{OC}^0 为 SOC 的初始值; ΔS_{OC} 为电池 SOC 的变化量。

$$\Delta P_{ESS} = \frac{1}{1 + T_{fd}s} \Delta P_{ref}^{\text{ESS}} \quad (20)$$

$$\Delta P_{int} = \frac{\Delta P_{ref}^{\text{ESS}} - \Delta P_{ESS}}{s} \quad (21)$$

式中: $\Delta P_{ref}^{\text{ESS}}$ 为储能系统的充放电功率的参考值变化量; ΔP_{ESS} 为储能系统的充放电功率变化量; T_{fd} 为储能系统的惯性时间常数^[17-18]; 引入变量 ΔP_{int} 作为 $\Delta P_{ref}^{\text{ESS}}$ 和 ΔP_{ESS} 变量误差的积分值。

$$\left. \begin{aligned} \Delta \dot{\mathbf{x}}_E &= \mathbf{A}_E \Delta \mathbf{x}_E + \mathbf{B}_E \Delta \mathbf{u}_E + \mathbf{E}_E \\ \Delta \mathbf{y}_E &= \mathbf{C}_E \Delta \mathbf{x}_E \end{aligned} \right\} \quad (22)$$

$$\left. \begin{aligned} \Delta \mathbf{x}_E &= [\Delta S_{OC} \quad \Delta P_{ESS} \quad \Delta P_{int}]^T \\ \Delta \mathbf{u}_E &= \Delta P_{ref}^{\text{ESS}}, \quad \Delta \mathbf{y}_E = [\Delta S_{OC} \quad \Delta P_{ESS}]^T \end{aligned} \right\} \quad (23)$$

$$\left. \begin{aligned} \mathbf{A}_E &= \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{T_{fd}} & 0 \\ 0 & -1 & 0 \end{bmatrix}, \quad \mathbf{B}_E = \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{1}{T_{fd}} \\ 1 \end{bmatrix} \\ \mathbf{C}_E &= \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \end{bmatrix}, \quad \mathbf{E}_E = \begin{bmatrix} -\frac{P_{ESS}^0}{C_{ESS}^{\max}} & 0 & 0 \end{bmatrix}^T \end{aligned} \right\} \quad (24)$$

式中: \mathbf{A}_E 、 \mathbf{B}_E 、 \mathbf{C}_E 和 \mathbf{E}_E 为储能系统的参数矩阵; $\Delta \mathbf{x}_E$ 为储能系统的状态变量矩阵; $\Delta \mathbf{y}_E$ 为储能系统的输出变量矩阵, 包括电池 SOC、储能系统输出功率的变化量; $\Delta \mathbf{u}_E$ 为储能系统的控制变量矩阵, 包括储能系统的输出功率变化量参考值。

2.3 风储联合电场的模型

基于风力发电机和储能系统的模型, 风储联合电场的连续状态空间模型可以表述为

$$\left. \begin{aligned} \Delta \dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{A} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{B} \Delta \mathbf{u} + \mathbf{E} \\ \Delta \mathbf{y} &= \mathbf{C} \Delta \mathbf{x} \end{aligned} \right\} \quad (25)$$

$$\left. \begin{aligned} \Delta \mathbf{x} &= [\Delta x_1 \quad \Delta x_2 \quad \cdots \quad \Delta x_{NC} \quad \Delta x_E]^T \\ \Delta \mathbf{u} &= [\Delta u_1 \quad \Delta u_2 \quad \cdots \quad \Delta u_{NC} \quad \Delta u_E]^T \\ \Delta \mathbf{y} &= [\Delta y_1 \quad \Delta y_2 \quad \cdots \quad \Delta y_{NC} \quad \Delta y_E]^T \end{aligned} \right\} \quad (26)$$

式中: \mathbf{A} 、 \mathbf{B} 、 \mathbf{C} 和 \mathbf{E} 为风储联合电场的模型的参数矩阵; 下标 NC 和 E 分别表示风电机组的数目和储能系统。

基于连续状态空间模型, 转化为采样时刻为 ΔT_P 的离散时域状态空间模型:

$$\left. \begin{aligned} \Delta \mathbf{x}(k+1) &= \mathbf{G} \Delta \mathbf{x}(k) + \mathbf{H} \Delta \mathbf{u}(k) + \mathbf{E} \\ \Delta \mathbf{y}(k+1) &= \mathbf{C} \Delta \mathbf{x}(k+1) \end{aligned} \right\} \quad (27)$$

$$\mathbf{G} = e^{\mathbf{A} \Delta T_P}, \quad \mathbf{H} = \int_0^{\Delta T_P} e^{\mathbf{A} \tau} \mathbf{B} d\tau \quad (28)$$

式中: \mathbf{G} 和 \mathbf{H} 为离散时域状态空间模型的参数矩阵; $\Delta \mathbf{u}(k)$ 为 k 时刻的控制变量。

3 基于 MPC 的调频优化控制策略

风电场在响应二次调频指令之前, 需要保持减载运行模式, 留有足够的有功备用, 故风电场中各风力发电机根据所处位置的风速以不同初始桨距角运行。在二次调频过程中, 如果风电场控制器向风力发电机调度相同的有功功率指令值, 会出现桨距角变化过大情况, 造成更多风能资源损失。因此需要优化各风力发电机的有功分配, 设计合适的控制策略。在此基础上, 为了进一步减少风能损失, 减小桨距角变化量, 引入储能系统减少风力发电机的减载备用功率, 提出一种基于 MPC 的优化分配控制策略。

3.1 MPC 控制原理

MPC 是一种应用广泛的控制方法^[19-22], 在每一个采样时刻, 根据获得的当前测量信息, 在线求解一个有限时间开环优化问题, 并将得到的控制序列第一个元素作用于被控对象。在下一个采样时刻, 重复上述过程, 用新的测量值作为此时预测系统未来动态的初始条件, 刷新优化问题并重新求解, MPC 的原理如图 3 所示, t_0 为初始时间。为了准确预测风电场的动态变化, 需要设置合适的控制周期 T_c 和预测周期 T_p 。控制周期要小于预测周期, 而且大于采样时间间隔 ΔT_P , 预测周期由风电控制系统的动态性能决定。

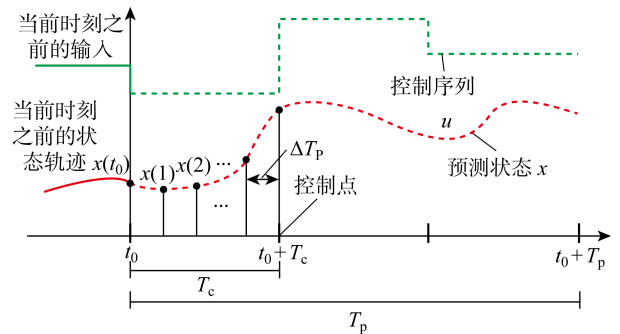


图 3 模型预测控制的原理

Fig. 3 Principle of MPC

3.2 MPC 优化策略

建立基于 MPC 的桨距角控制策略的优化问题, 包括约束条件和目标函数。第 1 个控制目标为最

小化风力发电机之间桨距角的差距以保证风电场中每一台风力发电机的稳定运行. 在只采用第一个控制目标的情况下, 即风力发电机之间的桨距角差异最小化, 这意味着所有风力发电机的桨距角都收敛到同一值. 第 2 个目标函数为减小风力发电机自身的桨距角变化量, 目的是最大限度地减少风能损失^[8]. 第 3 个目标函数为使储能系统留有足够的充放电功率裕量, 结合储能电池 SOC, 基于 SOC 初始值、实际充放电时间和 SOC 期望值等, 可以维持储能电池在较好的 SOC 内, 有效改善调频效果, 且在一定程度上降低了储能电池辅助调频的容量配置需求, 对储能电池规模化应用到电网调频中具有一定意义^[23-24].

风电场的两个目标函数分别为

$$f_{\text{Obj}_1} = \sum_{i=1}^{N_w} \sum_{k=1}^{N_p} \|\theta_i(k) - \theta_{\text{av}}(k)\|^2 \quad (29)$$

$$f_{\text{Obj}_2} = \sum_{i=1}^{N_w} \sum_{k=1}^{N_p} \|\Delta\theta_i(k)\|^2 \quad (30)$$

电化学储能系统的目标函数为

$$f_{\text{Obj}_3} = \sum_{i=1}^{N_E} \sum_{k=1}^{N_p} \|S_{\text{OC}}^i(k) - S_{\text{OC}}^{i,\text{mid}}(k)\|^2 \quad (31)$$

总的目标函数是风场和储能系统的目标函数按照权重系数划分后相加:

$$\theta_{\text{av}} = \sum_{i=1}^{N_w} \theta_i / N_w \quad (32)$$

$$\begin{aligned} \min & \sum_{i=1}^{N_w} \sum_{k=1}^{N_p} \|\theta_i(k) - \theta_{\text{av}}(k)\|_{Q_1}^2 + \\ & \sum_{i=1}^{N_w} \sum_{k=1}^{N_p} \|\Delta\theta_i(k)\|_{Q_2}^2 + \\ & \sum_{i=1}^{N_E} \sum_{k=1}^{N_p} \|S_{\text{OC}}^i(k) - S_{\text{OC}}^{i,\text{mid}}(k)\|_{Q_3}^2 \end{aligned} \quad (33)$$

式中: θ_{av} 为风电场内风力发电机的桨距角的平均值; N_p 为预测时域; N_w 为风力发电机的数量; $S_{\text{OC}}^{i,\text{mid}}$ 为 SOC 的期望值, 设为 0.5; Q_1 、 Q_2 和 Q_3 分别为 3 个目标函数的权重系数. 在本文所用控制策略中, 当上级指令在储能系统调节范围内时, 储能系统优先动作, 此时目标函数的权值设置为 $Q_3 > Q_1 > Q_2$; 当上级指令在储能系统调节范围外时, 目标函数的权值设置为 $Q_1 > Q_3 > Q_2$. 对于参与二次调频的风力发电机, 风力发电机和储能系统的输出功率不能超过自身的额定容量, 即:

$$0 \leq P_{e,i}^0 + \Delta P_{\text{ref},i} \leq P_{\text{wt},i}^{\text{rated}} \quad (34)$$

$$P_{\text{ESS}}^{\min} \leq P_{\text{ESS}} \leq P_{\text{ESS}}^{\max} \quad (35)$$

$$S_{\text{OC}}^{\min} \leq S_{\text{OC}} \leq S_{\text{OC}}^{\max} \quad (36)$$

式中: $P_{e,i}^0$ 、 $\Delta P_{\text{ref},i}$ 和 $P_{\text{wt},i}^{\text{rated}}$ 分别为第 i 台风力发电机的初始功率、有功功率参考值和额定容量; P_{ESS} 为储能系统的充放电功率; P_{ESS}^{\min} 和 P_{ESS}^{\max} 分别为储能系统最小、最大充放电功率; S_{OC}^{\min} 和 S_{OC}^{\max} 分别为 SOC 的下限和上限. 电池工作在较高和较低 SOC 时, 其寿命将受到较大影响, 因此限制电池 SOC 在一定范围内. 对于风储联合电场, 风电场内各风力发电机的有功功率指令值 $\Delta P_{\text{ref},i}^{\text{WT}}$ 与储能系统功率参考值 $\Delta P_{\text{ref}}^{\text{ESS}}$ 之和应追踪到上级系统给定的有功功率参考值 ΔP_{ref} , 以达到频率调整的目的, 表示为

$$\sum_{i=1}^{N_w} \Delta P_{\text{ref},i}^{\text{WT}} + \Delta P_{\text{ref}}^{\text{ESS}} = \Delta P_{\text{ref}} \quad (37)$$

3.3 桨距角结构的改进

为准确达到上级系统的功率指令值, 采用桨距角修正方案, 通过引入桨距角补偿值, 使风力发电机能响应频率变化达到上级系统下达的指令值. 采用如图 4 的控制结构, 简化了利用桨距角进行调频的控制方案.

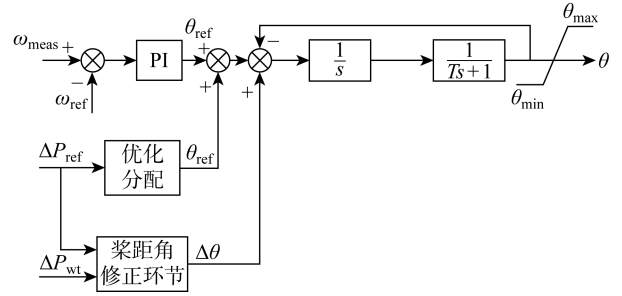


图 4 桨距角控制结构

Fig. 4 Structure of pitch angle control

传统桨距角的控制指令是转子的额定转速 ω_{ref} 和实际转速 ω_{meas} , 为了严格追踪上级下达的有功功率指令值, 桨距角控制方案在传统桨距角控制的基础上添加了桨距角响应功率指令环节和桨距角修正环节, 其中桨距角修正环节的控制指令是风力发电机的有功功率参考值 ΔP_{ref} 和实际输出的有功功率值 ΔP_{wt} . 控制过程为: 首先根据当前风速下的 ΔP_{ref} 值确定机组完成调频任务所需桨距角变化量参考值 $\Delta\theta_{\text{ref}}$; 由于模型的简化会产生误差, 所以引入桨距角修正环节, 然后根据当前风速下风力发电机的 ΔP_{ref} 和 ΔP_{wt} 的差值, 确定桨距角修正量 $\Delta\theta$, 从而调节风力发电机的桨距角值 θ .

当需要风电场参与调频时, 上级系统根据频率恢复至额定值所需的功率缺额给风电场下达有功功率指令值, 使风电场在不影响到电网稳定的前提下对电网提供有功支撑, 完成二次调频的任务.

4 案例分析

图 5 为典型风储联合电场的结构图,风电场经由 33 kV/110 kV 变压器,再由 20 km、110 kV 的架空线连接到外部 110 kV 的交流电网中. 风电场由 10 台风力发电机、两条馈线组成,每条馈线上连接 5 台额定容量为 5 MW 的风力发电机,并且每台风力发电机之间的距离为 2 km. 风场中每台风力发电机的风速为 13 m/s,初始桨距角为 5°,电化学储能系统的储能容量为 5 MW,二次调频功率参考值为 35 MW.

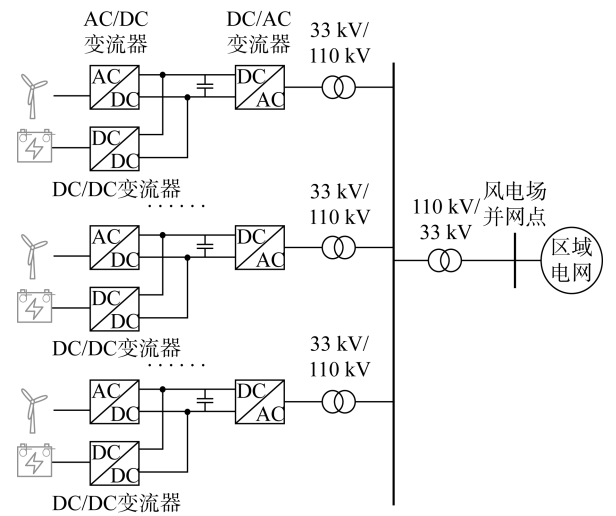


图 5 风储联合电场结构

Fig. 5 Structure of wind farm with energy storage system

通过 Simulink 工具对图 5 所示结构的风储联合电场进行仿真模拟,验证基于 MPC 优化分配策略的控制效果. MPC 的控制周期 T_c 即仿真步长设为 0.5 s,预测周期 T_p 即仿真窗口设为 5 s,预测时域的长度为 10 个控制周期,二次调频指令设为 35 MW,仿真总时间为 180 s. 利用 MATLAB 中自带的优化求解器对预测模型进行求解,所得结果中的控制变量包含了一段时间的控制序列 ($\Delta u(k), \Delta u(k+1), \dots, \Delta u(k+N_c)$). 结果中取第一个参数 $\Delta u(k)$,即 $\Delta \theta_{ref}(k)$ 、 $\Delta P_{ref}^{WT}(k)$ 和 $\Delta P_{ref}^{ESS}(k)$ 分别为 k 时刻风力发电机桨距角、风力发电机功率和储能系统的输出功率的变化量参考值,从而更新系统状态,进入下一个时刻再次进行优化求解,实现滚动优化. 为了更好地体现方案的控制效果,引入风场参与电网二次调频最常用的平均分配策略与未采用 MPC 的一步优化分配策略进行比较,同时为了体现电化学储能系统对电网二次调频效果的提升,将其与不含电化学储能系统的风电场进行比较. 其中,一步优

化分配策略针对目标函数进行一次优化进行功率指令值分配,表征了控制周期为 1 的系统状态.

图 6 为在平均分配策略下,风电场内每台风力发电机分配到上级系统发出的有功功率追踪指令值均为 0.7(p.u.). 图 7 为平均分配策略下各风力发电机的桨距角参考值,由于上级系统发给每台风力发电机的有功功率指令值是相同的,所以风力发电机的桨距角均将收敛至同一值.

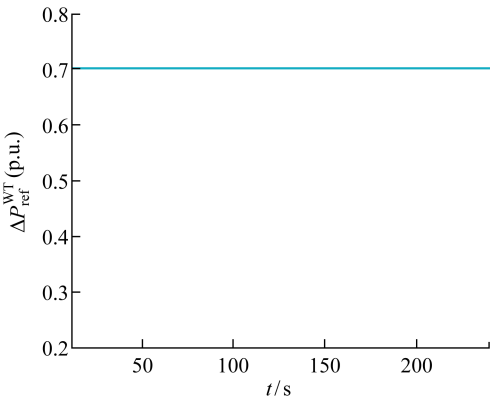


图 6 平均分配策略的各台风力发电机的功率指令值
Fig. 6 Power command value of each DFIG of average allocation strategy

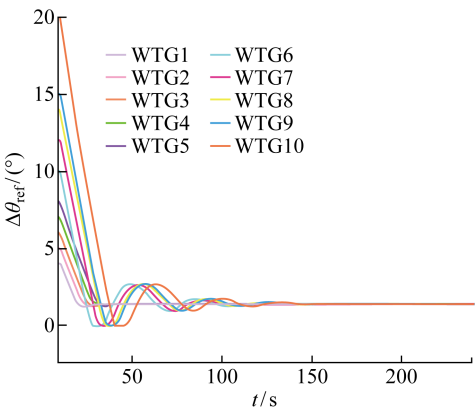


图 7 平均分配策略下的桨距角参考值
Fig. 7 Reference value of pitch angle of average allocation strategy

图 8 为风电场在接受到上级系统下达的有功功率追踪指令值后,根据不采用 MPC 的一步优化分配策略得到各风力发电机所分配的有功功率指令值,此时功率指令值根据优化策略中目标函数 1 和目标函数 2 得到. 图 9 为各风力发电机在一步优化策略下的桨距角参考值.

图 10 和图 11 分别为基于 MPC 优化策略当不考虑储能系统时风电场各风力发电机的有功功率参考值和桨距角参考值.

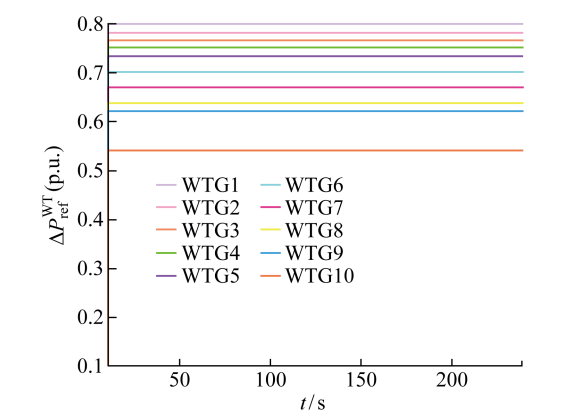


图 8 优化分配策略下的风力发电机有功功率指令值
Fig. 8 Active power command value of wind turbine of optimal allocation strategy

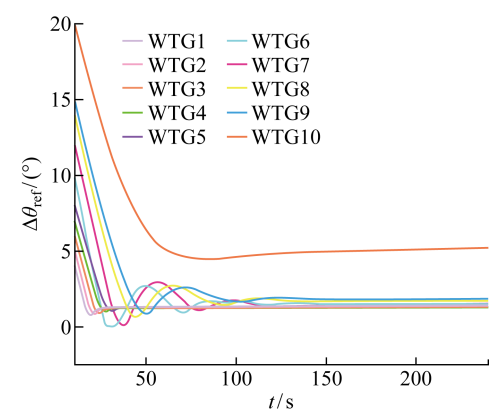


图 9 优化分配策略下的桨距角参考值
Fig. 9 Reference value of pitch angle of optimal allocation strategy

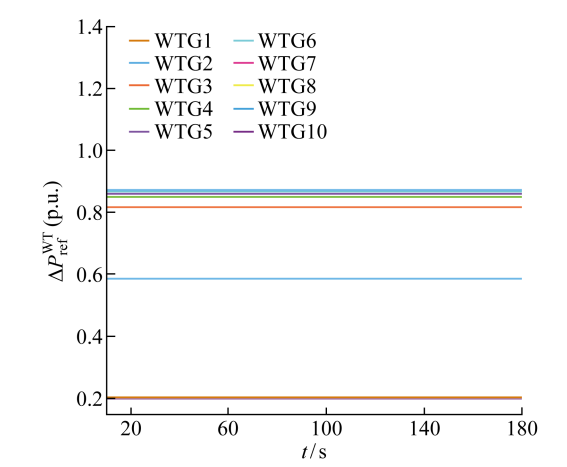


图 10 基于 MPC 不含储能的风电场优化策略的有功功率参考值
Fig. 10 Reference value of active power wind farm without ESS optimization strategy based on MPC

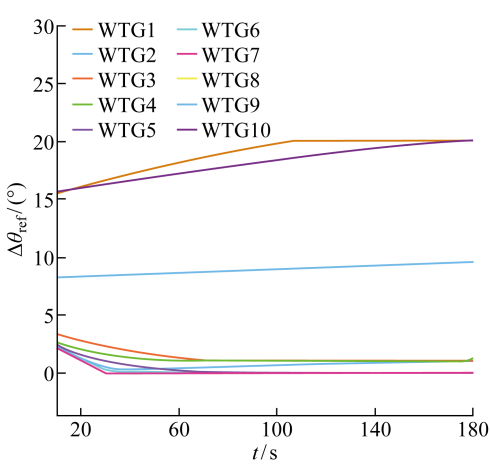


图 11 基于 MPC 不含储能的风电场优化策略的桨距角参考值
Fig. 11 Reference value of pitch angle of wind farm optimization strategy without ESS based on MPC

因为电网下发的功率指令值超过储能系统的容量,所以需要风电场和储能系统联合参与电网的二次调频,此时 3 个目标函数的权值设置为: $Q_1 > Q_3 > Q_2$. 图 12 和图 13 分别为在基于 MPC 含储能风电场优化策略下有功功率参考值和风力发电机的桨距角参考值,图 14 为基于 MPC 优化策略的储能系统有功功率值. 由图 14 可知,储能系统留有足够的充放电功率裕度,由于储能系统的变流器响应时间常数比风力发电机变桨结构响应时间常数更小,所以储能系统的响应速度比风力发电机更快.

根据图 15 可知,基于 MPC 含储能优化策略的桨距角变化量不仅少于平均分配策略和一步优化策略下的桨距角变化量,同时还少于基于 MPC 不含储能风电场优化分配策略下的桨距角变化量. 在基于 MPC 含储能风场的优化分配策略下,储能系统

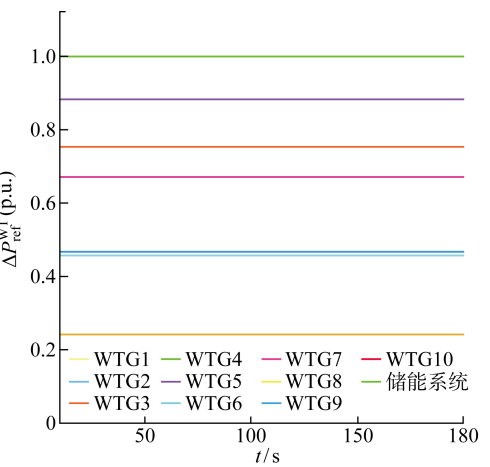


图 12 基于 MPC 含储能的风电场优化策略的有功功率参考值
Fig. 12 Reference value of active power wind farm with ESS optimization strategy based on MPC

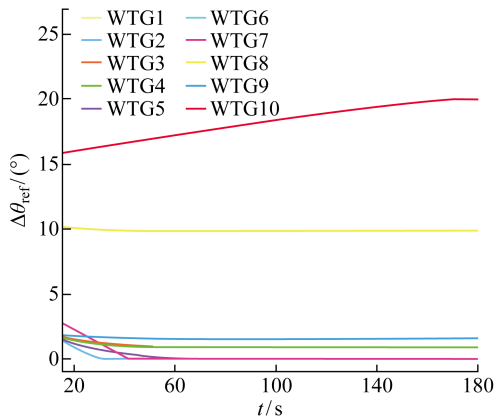


图 13 基于 MPC 含储能的风电场优化策略的桨距角参考值
Fig. 13 Reference value of pitch angle of wind farm without ESS optimization strategy based on MPC

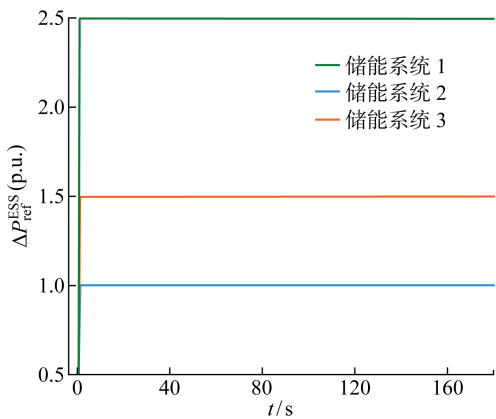


图 14 基于 MPC 优化策略的储能系统有功功率
Fig. 14 Active power of energy storage system of optimization strategy based on MPC

快速响应、精确跟踪的能力减少了桨距角的变化量,节省了调节时间,加快了控制速度,进而减缓了桨距角机械机构的损耗.而在图 16 中的仿真结果可以看出,风力发电机采用平均分配、一步优化分配、基于 MPC 不含储能风电场的优化分配和基于 MPC 含

储能风电场的优化分配策略追踪到功率参考值用时分别为 120 s 左右、100 s 左右、80 s 和 50 s,基于 MPC 含储能风电场的优化分配控制策略达到指令值速度更快的同时功率追踪过程比其他 3 种策略的功率追踪过程更加稳定.

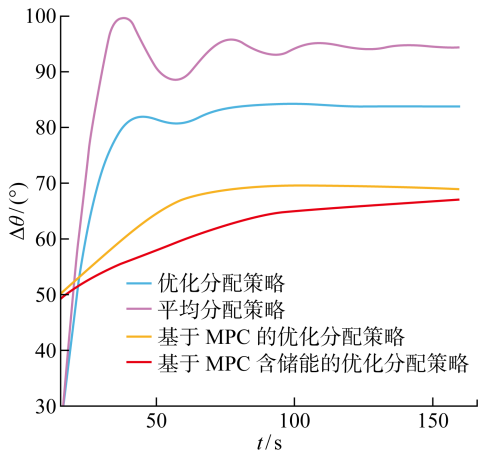


图 15 四种的桨距角变化量
Fig. 15 Variation of pitch angle of four strategies

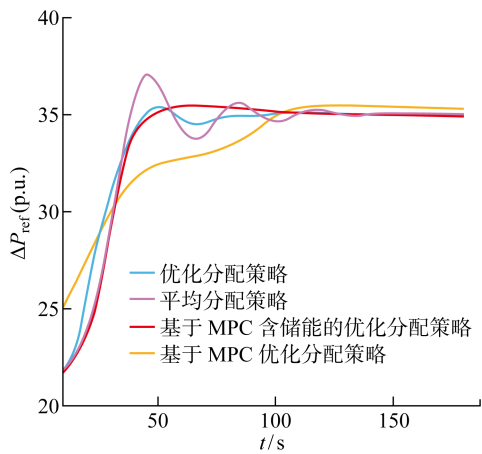


图 16 四种策略有功功率追踪结果
Fig. 16 Tracking results of active power of four strategies

5 结语

提出一种基于 MPC 的风储联合电场参与二次调频控制策略,利用风力发电机可控的二次调频能力和储能系统快速响应、精确跟踪的特性,优化风电场内储能系统以及各风力发电机的有功分配.仿真结果表明,与传统有功功率参考值平均分配策略和一步优化分配策略相比,本文基于 MPC 含储能的桨距角优化策略可以更好地追踪上级系统下达的有功功率指令值,避免风力发电机的桨距角过度变化,实现最小化风能损失的目标,更好实现风储联合电

场完成二次调频的任务.

参考文献:

[1] 岳涵,郑宽,于洋,等. 大规模双馈风电接入对东北电网稳定性的影响[J]. 电工电能新技术, 2013, 32(4): 1-6.
YUE Han, ZHENG Kuan, YU Yang, et al. Impact of large-scale DFIG based wind power on stability of Northeast Power Grid[J]. **Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy**, 2013, 32(4): 1-6.
[2] DÍAZ-GONZÁLEZ F, HAU M, SUMPER A, et al. Participation of wind power plants in system frequen-

- cy control; Review of grid code requirements and control methods[J]. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2014, 34: 551-564.
- [3] 白雁翔. 双馈风电机组的运行控制及其参与电网调频的控制策略研究[D]. 成都: 西南交通大学, 2018. BAI Yanxiang. Research on operation control of doubly-fed wind turbine and control strategy of participating in power grid frequency modulation [D]. Chengdu: Southwest Jiaotong University, 2018.
- [4] 李建林, 马会萌, 惠东. 储能技术融合分布式可再生能源的现状与发展趋势[J]. **电工技术学报**, 2016, 31(14): 1-10. LI Jianlin, MA Huimeng, HUI Dong. Present development condition and trends of energy storage technology in the integration of distributed renewable energy[J]. **Transactions of China Electrotechnical Society**, 2016, 31(14): 1-10.
- [5] 薛迎成, 邵能灵, 刘立群, 等. 双馈风力发电机参与系统频率调节新方法[J]. **高电压技术**, 2009, 35(11): 2839-2845. XUE Yingcheng, TAI Nengling, LIU Liqun, *et al.* New method of system frequency regulation with doubly fed induction generator(DFIG)[J]. **High Voltage Engineering**, 2009, 35(11): 2839-2845.
- [6] MORREN J, DE HAAN S W H, KLING W L, *et al.* Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control[J]. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2006, 21(1): 433-434.
- [7] 田新首, 王伟胜, 迟永宁, 等. 基于双馈风电机组有效储能的变参数虚拟惯量控制[J]. **电力系统自动化**, 2015, 39(5): 20-26. TIAN Xinshou, WANG Weisheng, CHI Yongning, *et al.* Variable parameter virtual inertia control based on effective energy storage of DFIG-based wind turbines [J]. **Automation of Electric Power Systems**, 2015, 39(5): 20-26.
- [8] 丁磊, 尹善耀, 王同晓, 等. 结合超速备用和模拟惯性的双馈风机频率控制策略[J]. **电网技术**, 2015, 39(9): 2385-2391. DING Lei, YIN Shanyao, WANG Tongxiao, *et al.* Integrated frequency control strategy of DFIGs based on virtual inertia and over-speed control[J]. **Power System Technology**, 2015, 39(9): 2385-2391.
- [9] BAO W Y, WU Q W, DING L, *et al.* A hierarchical inertial control scheme for multiple wind farms with BESSs based on ADMM[J]. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, 2021, 12(2): 751-760.
- [10] GHOSH S, KAMALASADAN S, SENROY N, *et al.* Doubly fed induction generator (DFIG)-based wind farm control framework for primary frequency and inertial response application[J]. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2015, 31(3): 1861-1871.
- [11] 高明杰, 惠东, 高宗和, 等. 国家风光储输示范工程介绍及其典型运行模式分析[J]. **电力系统自动化**, 2013, 37(1): 59-64. GAO Mingjie, HUI Dong, GAO Zonghe, *et al.* Presentation of national wind/photovoltaic/energy storage and transmission demonstration project and analysis of typical operation modes[J]. **Automation of Electric Power Systems**, 2013, 37(1): 59-64.
- [12] 李建林, 王上行, 袁晓冬, 等. 江苏电网侧电池储能电站建设运行的启示[J]. **电力系统自动化**, 2018, 42(21): 1-9. LI Jianlin, WANG Shangxing, YUAN Xiaodong, *et al.* Enlightenment from construction and operation of battery energy storage station on grid side in Jiangsu power grid[J]. **Automation of Electric Power Systems**, 2018, 42(21): 1-9.
- [13] 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.
- [14] 游广增, 杭志, 陈凯, 等. 基于改进粒子群算法的风机频率控制研究[J]. **电力工程技术**, 2020, 39(3): 43-50. YOU Guangzeng, HANG Zhi, CHEN Kai, *et al.* Wind turbine generator frequency control based on improved particle swarm optimization [J]. **Electric Power Engineering Technology**, 2020, 39(3): 43-50.
- [15] 刘柳, 王德林, 杨仁杰, 等. 基于桨距角控制的双馈风机参与电网二次调频控制策略研究[J]. **电工电能新技术**, 2020, 39(5): 10-16. LIU Liu, WANG Delin, YANG Renjie, *et al.* Research on control strategy of DFIG participating in secondary frequency regulation based on pitch control [J]. **Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy**, 2020, 39(5): 10-16.
- [16] 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): 3980-3988. 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): 3980-3988.

[17] 孙诚斌,李兆伟,李碧君,等. 电化学储能参与电网低频第三道防线的控制策略[J]. **电力工程技术**, 2021, 40(3): 27-34.
SUN Chengbin, LI Zhaowei, LI Bijun, *et al.* A control strategy for the low frequency third defense line of power grid containing the electrochemical energy storage[J]. **Electric Power Engineering Technology**, 2021, 40(3): 27-34.

[18] 裴振坤,王学梅,康龙云. 考虑用户充电计划的电动汽车辅助调频控制策略[J]. **电力工程技术**, 2023, 42(1): 88-97.
PEI Zhenkun, WANG Xuemei, KANG Longyun. Auxiliary frequency regulation control strategy for electric vehicles considering users' charging plans[J]. **Electric Power Engineering Technology**, 2023, 42(1): 88-97.

[19] 杨罡. 电力系统模型预测控制技术研究[D]. 北京: 北京交通大学, 2013.
YANG Gang. Research on model predictive control technology of power system [D]. Beijing: Beijing Jiaotong University, 2013.

[20] 张怡,刘向杰. 互联电力系统鲁棒分布式模型预测负荷频率控制[J]. **控制理论与应用**, 2016, 33(5): 621-630.
ZHANG Yi, LIU Xiangjie. Robust distributed model predictive control for load frequency control of uncertain power systems[J]. **Control Theory & Applications**, 2016, 33(5): 621-630.

[21] AL-GHERWI W, BUDMAN H, ELKAMEL A. A robust distributed model predictive control algorithm [J]. **Journal of Process Control**, 2011, 21(8): 1127-1137.

[22] 沈坤,张少云,刘录光. 双馈风力发电系统模型预测控制算法研究[J]. **电力电子技术**, 2019, 53(9): 86-89.
SHEN Kun, ZHANG Shaoyun, LIU Luguang. Research on MPC algorithm for doubly-fed wind power generation system[J]. **Power Electronics**, 2019, 53(9): 86-89.

[23] 严干贵,刘莹,段双明,等. 电池储能单元群参与电力系统二次调频的功率分配策略[J]. **电力系统自动化**, 2020, 44(14): 26-34.
YAN Gangui, LIU Ying, DUAN Shuangming, *et al.* Power distribution strategy for battery energy storage unit group participating in secondary frequency regulation of power system[J]. **Automation of Electric Power Systems**, 2020, 44(14): 26-34.

[24] 任洛卿,白泽洋,于昌海,等. 风光储联合发电系统有功控制策略研究及工程应用[J]. **电力系统自动化**, 2014, 38(7): 105-111.
REN Luoqing, BAI Zeyang, YU Changhai, *et al.* Research on active power control strategy for wind/photovoltaic/energy storage hybrid power system and its engineering application[J]. **Automation of Electric Power Systems**, 2014, 38(7): 105-111.

(本文编辑:孙伟)