第 49 卷 第 6 期：2546-2557 高电压技术 Vol.49, No.6: 2546-2557
2023 年 6 月 30 日 High Voltage Engineering June 30, 2023
DOI: 10.13336/j.1003-6520.hve.20222044

基于多目标合作博弈的储能平滑风功率运行控制策略

田博文，张志禹
（西安理工大学电气工程学院，西安 710048）

摘　要：为了平滑风电功率波动，针对现有的控制策略未考虑储能运行过程中多个目标之间的竞争冒险关系，基于合作博弈论提出了用于平滑风功率的多目标储能运行控制策略。模型预测控制(model predictive control，MPC)中预测区间 *M* 的大小与储能运行策略有着密切联系。该研究以 MPC 中预测区间 *M* 为决策变量，探究其变化对风电平抑效果和储能控制策略的影响，并以此制定储能运行策略。首先建立了风−储联合发电系统模型，分析了储能运行过程中因 *M* 的改变导致目标函数间产生的合作博弈关系，其次改进了多目标哈里斯鹰算法(improved multi objective Harris hoptimizer，I-MOHHO)获取了沿所有目标均匀分布的 Pareto 最优前沿。最后在 Pareto 最优解集中选择一个 *M* 作为 Pareto 最优解嵌入到 MPC 中进一步滚动优化储能运行控制策略。结合储能运行成本的变化与传统控制策略对比分析，结果表明：1）*M* 的改变对储能运行策略影响显著；2）考虑了合作博弈后的储能运行各项指标均得到了优化；3）基于多目标合作博弈的储能日运行成本降低了 55.91%。
关键词：风电波动；储能运行策略；平滑风功率；多目标合作博弈；改进 MOHHO 算法；MPC 预测区间

Control Strategy of Energy Storage Smooth Wind Power Operation Based on Multi-objective Cooperative Game

TIAN Bowen, ZHANG Zhiyu
(School of Electrical Engineering, Xi'an University of Technology, Xi'an 710048, China)

Abstract: In order to smooth wind power fluctuations, a multi-objective energy storage operation control strategy for smoothing wind power is proposed based on the cooperative game theory, for existing control strategies do not consider the competitive risk relationship between multiple objectives in the energy storage operation process. The size of prediction interval *M* in model predictive control (MPC) is closely related to the operation strategy of energy storage. The prediction interval *M* in MPC is taken as the decision variable to explore the impacts of its change on the wind power mitigation effect and the energy storage control strategy, and to formulate the energy storage operation strategy. Firstly, a wind-storage co-generation system model is established, and the cooperative game relationship between the objective functions due to the change of *M* during the operation of energy storage is analyzed. Secondly, the improved multi-objective Harris hawks optimizer (I-MOHHO) is used to obtain the Pareto optimal frontier with uniform distribution along all objectives. Finally, an *M* is selected in the Pareto optimal solution set as the Pareto optimal solution, and the optimal solution is embedded into the MPC to further optimize the control strategy of energy storage operation. Combined the change of energy storage operation cost with the traditional control strategy, the results show that, (a) the change of *M* has a significant impact on the energy storage operation strategy; (b) after the cooperative game is taken into account, all indexes of energy storage operation have been optimized; (c) the daily operation cost of energy storage based on multi-objective cooperative game can be reduced by 55.91%.
Key words: wind power fluctuations; energy storage operation strategy; smooth wind power; multi-objective cooperative game; improved MOHHO; MPC prediction interval

0　引言

近年来，风电渗透率不断增加[1-2]，高比例风电并网给电力系统的稳定运行带来了一定威胁。储能作为高比例新能源并网电力系统的关键技术支撑，将其加装在风电并网处可以平滑风电波动，有利于高比例风电安全并网[3]。然而，储能较高的价格使得对其制定运行策略显得尤为困难[4-5]，这也是阻碍储能发展的一项重大因素[6-7]。因此，在储能平抑风功率波动场景下研究通过控制储能的能量管理系统(energy management system，EMS)以实现效益最大

基金资助项目：国家自然科学基金联合基金(U21A20485)。
Project supported by Joint Fund of National Natural Science Foundation of China (U21A20485).

化具有重要意义[8-11]。

从风功率平抑形式上分类，可以分为离线平抑和在线平抑。文献[12]通过巴特沃斯滤波(Butterworth filter)获取平抑风电波动所需的能量并引入维纳随机过程提出了一种定时间常数的平滑风功率储能容量配置方法。但由于风电出力的随机性，定时间常数降低了模型的普适性。为了提高平抑模型的适用范围，文献[13]采用自适应变时间常数的滤波方法根据风电实际出力同步调整滤波时间常数以获取当前时刻最优的平抑效果。文献[14-16]通过小波包分解将风电功率分频，分别使用超级电容和蓄电池对高低频分量进行平抑，但小波包的分解层数较难确定和小波基选取较困难导致分频精度有待提高，进一步影响了储能运行策略的制定。文献[17]基于 EMS 动态控制策略提出了一种风电场侧储能容量优化配置方案，使电池的荷电状态(state of charge，SOC)维持在健康区间，但并未考虑限制SOC波动对风功率平滑效果的负面影响。文献[18]从储能的控制方法入手，对混合储能容量配置问题提出“分层优化”思想，以经济性为目标满足电网对储能容量的需求，获得了较好的混合储能运行策略。文献[19]和文献[20]分别通过模糊控制和双滑动窗口优化电池 SOC，提高了储能电池 SOC 应对风电功率波动随机性的能力。文献[21]基于风功率预测技术，利用储能装置完成对预测功率误差的补偿，实现了风电功率波动的日前平抑。这种日前制定的储能运行策略依赖于风功率预测精度，且对当日风电出力不确定性的应变能力较差。文献[22-23]在平抑风电波动的多场景下对储能进行了定容研究，满足了不同时间尺度下风电并网波动率的要求。针对平抑风电波动这一目标，近年来 MPC 算法克服了传统方法依赖风电历史数据的特性，能够较好地实时跟踪风电出力。文献[24-26]通过 MPC 算法对风电出力进行了实时平抑。文献[24]基于 MPC-HHT 完成了平抑风电需求的多类型储能间的功率配置，较好地提升了储能系统的经济性。文献[25]以混合储能日运行成本最低为目标，基于 MPC 构建了平抑层与定容层相互耦合的混合储能平抑风电波动策略，但该架构未考虑储能出力与 SOC 约束之间存在的相互制约影响。文献[26]提出了一种考虑储能出力能力水平的 MPC 方法，在满足平抑要求的前提下兼顾了电网侧对储能充放电的需求，但该方法增加了储能出力，牺牲了部分循环寿命。

尽管已经有众多研究人员使用 MPC 算法对风电波动进行平抑以获取储能 EMS 的控制策略，但现阶段仍存在如下问题：(1)在使用 MPC 算法时预测区间 M 的大小通常直接给定，缺少理论依据。(2)在平滑风功率时没有平衡平抑效果与储能控制策略间的利弊。就目前的研究现状来看，尚未有学者研究 MPC 中预测区间 M 的大小对储能控制策略和风电平抑效果的影响。

本文在前人的研究基础上，基于合作博弈提出了一种用于平滑风功率波动的多目标储能运行控制策略。首先建立了风−储发电模型，以预测区间 M 为决策变量，分析了储能运行过程中因 M 的改变致使目标函数间产生的合作博弈关系。其次，为了改善求解多目标问题时非支配解分布不均匀的问题，引入精英非支配排序和网格索引机制改进了多目标哈里斯鹰(multi objective Harris hawks optimizer, MOHHO)算法找到了沿所有目标均匀分布的 Pareto 最优解。最后以某风电场的数据进行实验，以验证本文所提策略的有效性。

1 风−储联合发电系统模型

高波动率的风电直接并网会对电网的频率和电压质量造成巨大的影响，从而给电网的安全稳定运行带来隐患[27]。在风电并网处加装储能装置，通过合理控制储能装置的 EMS 可以很好地平抑风电出力的波动。风−储联合发电系统的结构如图 1 所示。

从图 1 可以看出，风电原始有功出力配合储能电池的功率补充(或吸收)，使得并入电网的风电功率波动减小。用于平滑风电并网功率波动的储能 EMS 是风−储联合发电系统的重要环节[28]。EMS 通过对采集到的实时风电出力序列和储能电池当前时刻的 SOC，结合风电并网要求对储能装置发出下一时刻的出力指令。

图 1 中实线代表功率流，虚线代表信号流。由风−储联合发电系统结构图中各个功率流向和能量平衡关系可以得出风−储联合发电系统的数学模型表达式为：

$$P_{\text{Grid}}(k+1)=P_{\text{W}}(k)+P_{\text{ESS}}(k) \tag{1}$$

$$S_{\text{SOC}}(k+1)=S_{\text{SOC}}(k)+\frac{P_{\text{ESS}}(k)T}{E_{\text{ESS}}} \tag{2}$$

式中：$P_{\text{Grid}}(k+1)$ 表示 $k+1$ 时刻风电的并网功率；$P_{\text{W}}(k)$ 表示 k 时刻风电原始有功出力；$P_{\text{ESS}}(k)$ 表示

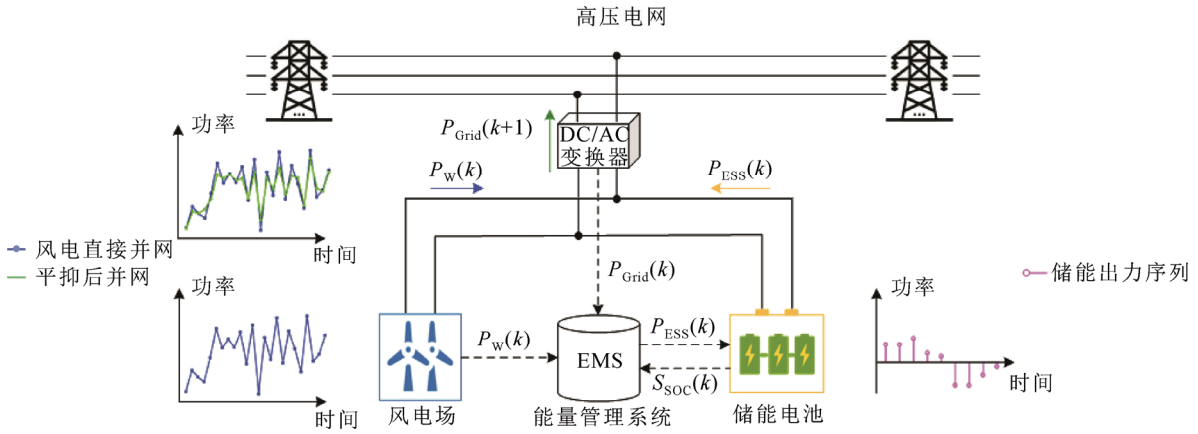


图 1 风–储联合发电系统结构图

Fig.1 Structure of wind-battery power system

k 时刻储能装置的充放电功率，$P_{ESS}(k)>0$ 表示储能处于放电状态；反之储能则处于充电状态。$S_{SOC}(k+1)$ 表示 $k+1$ 时刻储能的荷电状态；T 表示储能装置的控制周期；E_{ESS} 表示储能的额定容量。

在不影响后续分析多目标合作博弈关系的前提下为简化储能系统模型，这里做如下假设：

1）假设储能电池的充放电效率为 1。

2）假设储能电池不出现自放电现象。

3）假设 SOC 表征储能整体荷电状态。

2 预测区间与多目标函数

2.1 MPC 中预测区间 M 的权衡

模型预测控制(MPC)是一种综合考虑系统动态性能、控制目标及约束条件的在线优化控制方法，因其独有的优势，MPC 成为近些年用于平滑风电功率波动的一个重要方法。现有研究表明，不同预测区间的大小会使风电功率的平抑程度有所不同[29]。当前确定预测区间大小的方法较为主观，是根据不同风电功率波动情况和需求方的预期平抑效果综合确定 MPC 的预测区间。如果预测区间 M 选择过大，则跟踪风电出力的步长过大，为了达到预期平抑效果，EMS 需使储能出力增多，对风电波动的平滑效果会更好，但有可能造成过度平抑，从而影响储能的使用寿命和经济性；同理如果 M 选择过小，跟踪风电出力的步长过小，则 EMS 会使储能出力减少，以解决由储能出力过多所带来的使用寿命及经济性问题，但难以保证对风电功率波动的有效平抑。可见，预测区间 M 的不同直接影响了风功率的平抑程度和储能的运行策略。综合考虑目前研究一般采用的预测区间大小后，本文在使用 MPC 算法控制储能进行平滑风功率时，探究预测区间 M 的变化对平抑效果和储能运行策略的影响。

2.2 相关目标的定义

为了进一步研究预测区间 M 的大小对风电平抑效果及储能控制策略的影响，定义功率波动绝对值均值 $\Delta P_{Grid\text{-}mean}$、储能充放电总能量 E_b、储能出力能力评价系数 C_{ESS}、储能进入死区时间 T_D 这 4 个优化目标，探究不同 M 下满足风电并网要求的储能最优运行策略。这 4 个目标均与预测区间 M 的大小有关，4 个目标定义如下所述。

1）J_1 功率波动绝对值均值

$$\Delta P_{Grid\text{-}mean}=\frac{1}{N-1}\sum_{k=0}^{N-1}\Delta P_{Grid}(k) \tag{3}$$

其中

$$\Delta P_{Grid}(k)=\left|P_{Grid}(k+1)-P_{Grid}(k)\right| \tag{4}$$

式中：N 表示一个调度日内采样点的个数；$\Delta P_{Grid}(k)$ 表示 k 时刻风电并网功率波动的绝对值；$P_{Grid}(k)$ 表示 k 时刻风电并网功率；$\Delta P_{Grid\text{-}mean}$ 表示风电并网功率波动绝对值均值，该值反应了整个调度日内储能平抑风功率波动的综合平均水平。

2）J_2 储能充放电总能量

$$E_b=\left(\sum_{k=0}^{N-1}\left|P_{ESS}(k)\right|\right)\cdot T \tag{5}$$

式中：E_b 表示储能装置在整个控制周期内吞吐能量的总值；T 是储能装置的控制周期；$P_{ESS}(k)$ 是 k 时刻储能装置的充放电功率。E_b 越小表明储能装置在控制周期内的出力越少，从而其使用寿命越长；同时 E_b 越小，储能的运行成本越低。

3）J_3 储能出力能力评价系数

$$C_{ESS}=\sqrt{\frac{1}{T-1}\sum_{k=0}^{T-1}\left(S_{SOC}(k)-S_{SOC}^{M}\right)^2} \tag{6}$$

式中：$S_{\mathrm{SOC}}^{\mathrm{M}}=0.5$ 为储能装置具备最大充放电能力时的 SOC 状态，在该状态下，下一时刻的储能装置无论是充电还是放电都有最大的出力裕度；T 是储能装置的控制周期；C_{ESS} 表示储能装置出力能力评价系数。从式(6)可以看出，C_{ESS} 越小，储能实际的 SOC 越接近 50%，表明储能装置在下一时刻吞吐电量的能力越大，向上、向下平抑风功率波动的能力均越强，从而有利于平滑未来时刻的风电功率波动。

4）J_4 储能进入死区时间

$$T_{\mathrm{D}}=\sum_{k=0}^{N-1}(f(x_1)\cup f(x_2))T \tag{7}$$

其中：

$$f(x)=\begin{cases}0, & x<1\\ 1, & x\geq 1\end{cases} \tag{8}$$

$$x_1=\frac{S_{\mathrm{SOC}}^{\mathrm{L}}}{S_{\mathrm{SOC}}(k)},\quad x_2=\frac{S_{\mathrm{SOC}}(k)}{S_{\mathrm{SOC}}^{\mathrm{U}}} \tag{9}$$

式中：T_{D} 表示控制周期内储能装置由于 SOC 越限而无法吞吐能量的时间，即“死区时间”；T 是储能装置的控制周期，一旦储能装置进入死区，就表明储能装置在一定程度上不再具备对风功率波动的平抑能力；$S_{\mathrm{SOC}}^{\mathrm{L}}(k)$ 和 $S_{\mathrm{SOC}}^{\mathrm{U}}(k)$ 分别表示储能装置荷电状态的下限和上限。

本文将 M 作为决策变量，探究因 M 变化而导致的上述 4 个目标的变化趋势以及目标间产生的合作博弈关系，以获取在每一个预测区间 M 下的储能最优控制策略，以此证明 M 的大小对风电平抑效果和储能控制策略有显著影响。

3 多目标合作博弈关系的分析

合作博弈不同于传统的博弈模型，参与者之间不再是完全的对抗竞争关系，而是一种以总体利益最优、合作共赢为目标的博弈模型[30]。本文考虑因 M 的变化而引起多目标间的合作博弈关系后，在不同 M 下对多目标作出最优决策，以获得平滑风功率的储能优化控制策略。当 M 变化时，多个目标间的合作博弈示意图如图 2 所示。

为了更好地验证并说明 M 改变对系统性能的影响，参考了当前研究通常采用的 MPC 预测区间大小后，对第 2 章中各目标随 M 变化的趋势进行分析，结果如图 3—图 6 所示。

图 3 展示了当预测区间 M 发生改变时 J_1 与 J_2 的变化趋势。其中横坐标表示不同的 M 值，纵坐标分别代表了不同 M 值下 J_1、J_2 的数值。从图 3 中可

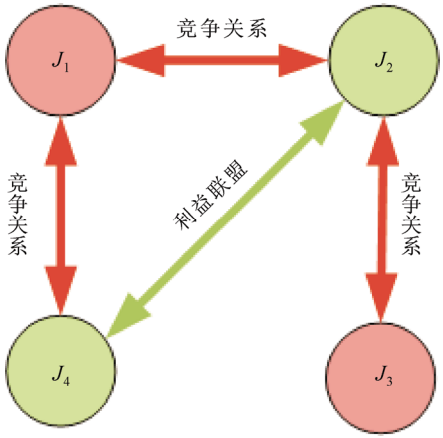


图 2 多目标间的合作博弈关系图

Fig.2 Cooperative game diagram between multiple objectives

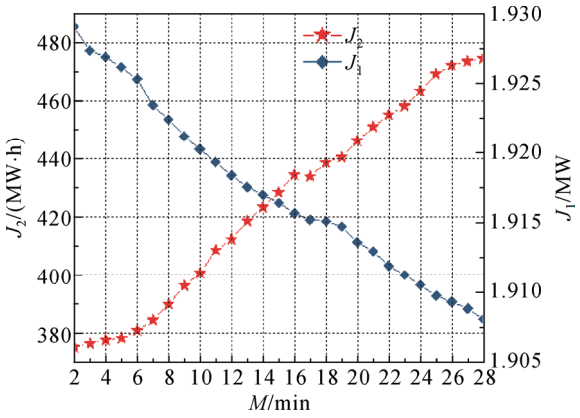


图 3 M 变化对 J_1 与 J_2 的影响趋势

Fig.3 Influence trend of M change on J_1 and J_2

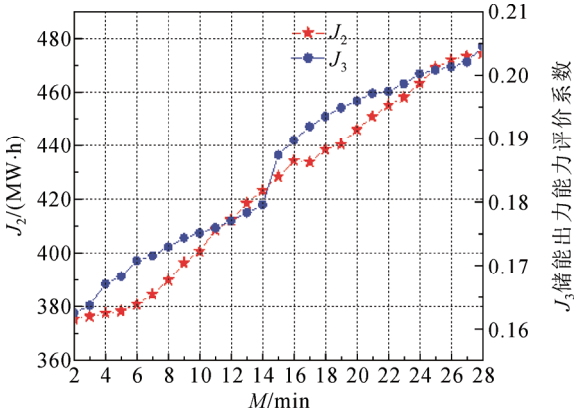


图 4 M 变化对 J_2 与 J_3 的影响趋势

Fig.4 Influence trend of M change on J_2 and J_3

以看出，当 M 增大时，J_1 减小，说明获得的平抑效果较好，但 J_2 随之增大，说明需要储能装置进行深度的充电和放电，这就使得储能吞吐的能量会大幅增加，有可能使得储能对风功率平抑易出现“过补偿”现象，进而会影响储能装置的使用寿命；当 M

减小时，J_2 减小，说明储能出力较少，储能装置得到保护，但 J_1 却增大了，平抑效果变差，此时储能对风功率平抑易出现“欠补偿”现象，风电并网的功率波动得不到有效平抑，会直接影响风电并网的安全。通过上述理论分析可知，随着 M 的变化并网功率波动与储能充放电总能量之间此消彼长，呈现出博弈关系。

图 4 展示了当预测区间 M 发生改变时 J_2 与 J_3 的变化趋势。其中横坐标表示不同的 M 值，纵坐标分别代表了不同 M 值下 J_2、J_3 的数值。从图 4 中可以看出，随着 M 的增大，J_2、J_3 均增大；这是由于当储能充放电能量 J_2 增加，虽保证了当前时刻的平抑效果，但由于出力增多致使储能 SOC 变化幅度较大，失去了对未来时刻风电平抑的能力，故 J_3 随之增大。需要注意的是，虽然图 4 中显示 J_2 与 J_3 同增同减，但通过式(6)可以看出，J_3 越大表明储能 SOC 曲线偏离 50%的程度越大，储能出力能力就越小。因此随着 M 的改变，储能出力与储能出力能力之间仍呈现的是博弈关系。

图 5 展示了当预测区间 M 发生改变时 J_1 与 J_4 的变化趋势。其中横坐标表示不同的 M 值，纵坐标分别代表了不同 M 值下 J_1、J_4 的数值。从图 5 中可以看出，当 M 增大时，J_1 与 J_4 呈现出完全相反的变化态势。随着 J_1 逐渐减小，平抑效果越来越好，储能出力也越来越多，过多的出力增大了储能 SOC 曲线越界的概率，因此 M 增大时，J_4 随着 J_1 的减小而增大；M 减小时，J_4 随着 J_1 的增大而减小，二者随着 M 的改变表征出博弈关系。

图 6 展示了当预测区间 M 发生改变时 J_2 与 J_4 的变化趋势。其中横坐标表示不同的 M 值，纵坐标分别代表了不同 M 值下 J_2、J_4 的数值。储能充放电总能量反映在时间序列上是储能在每一时刻的出力总和。在控制周期内储能出力越少，充放电总能量就会越小。从图 6 中可以看出 M 的增大对 J_2 与 J_4 的影响成正比关系，这是因为当 M 增大时，由前文分析知平抑效果变好，储能出力增多，储能 SOC 曲线变化范围变大，因此增大了储能进入死区的概率，继而增加了储能进入死区的时间。通过图 6 不难看出，M 越大，储能出力越多，进入死区的时间越长；M 越小，储能出力越少，进入死区的时间越短。可见 M 的改变使 J_2 与 J_4 呈现出了合作关系。

通过上述分析可知，M 的不同确实会影响风–储发电系统的性能，当 M 发生改变时给多个目标函数也会随之变化。如何考虑 M 的改变对系统性能带来的影响，以及如何权衡目标间的合作博弈关系，会直接影响风电并网和储能运行的策略。因此本文在考虑由 M 变化导致多目标间的合作博弈关系后，求取不同 M 下的储能最优控制策略。

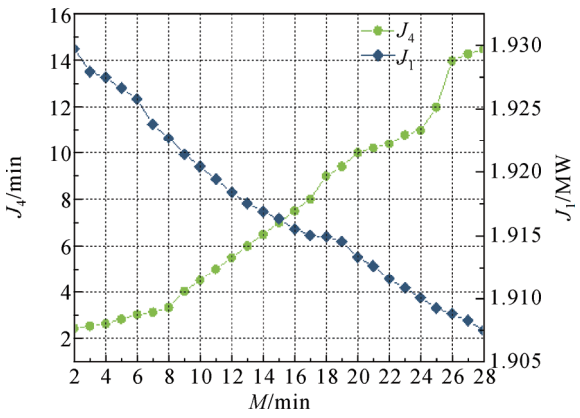


图 5 M 变化对 J_1 与 J_4 的影响趋势

Fig.5 Influence trend of M change on J_1 and J_4

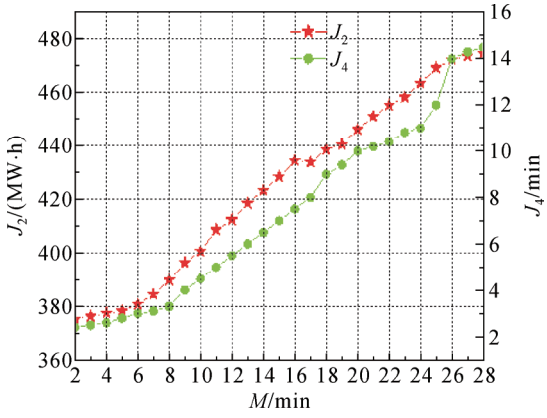


图 6 M 变化对 J_2 与 J_4 的影响趋势

Fig.6 Influence trend of M change on J_2 and J_4

4 改进的 MOHHO 算法与储能的运行策略

4.1 MOHHO 算法的改进

预测区间 M 大小的选取是一个多因素、非线性的问题，需要在多约束下兼顾储能对风电的平抑效果和储能的使用寿命以及经济成本。本文将 M 作为决策变量，利用改进的 MOHHO 算法探究 M 的变化对平抑效果与储能运行策略的影响。

哈里斯鹰优化算法(Harris hawks optimizer, HHO)是一种模拟哈里斯鹰捕猎行为的无梯度优化算法，具有全局搜索能力强、需要调整的参数少等优点。HHO 主要包括种群初始化、搜索阶段和围捕

阶段。而多目标哈里斯鹰优化算法(MOHHO)是基于HHO 提出的一种适用于求解多目标问题的智能优化算法。MOHHO 在 HHO 算法中加入档案库用来保存和检索 Pareto 最优解，已被证实有很好的全局搜索能力[31]。然而，不同多目标问题的 Pareto 前沿的形状也会有所不同。如果算法只关注于提高非支配解的精度，那么可行解的分布覆盖率就会降低；相反，单纯地考虑可行解的覆盖率会影响解空间的精准性。因此常规的多目标算法很难找到每一种形状下均匀分布的 Pareto 最优前沿。本文通过引入精英非支配解排序及网格索引机制对 MOHHO 进行改进，保证可行解精度的同时改善其分布，以覆盖整个 Pareto 最优前沿。通过 I-MOHHO 确定最优 M 解集，同时将 MPC 算法嵌入 I-MOHHO 中，以获取更精确的储能运行控制策略。

4.1.1 精英非支配解排序与拥挤度

将精英非支配排序以及拥挤度理念引入 MOHHO 中，根据个体的级别对其进行分类，得到不同层次的 Pareto 解，每一个层次上的解都属于同一等级。对于同一 Pareto 曲线上的解引入拥挤度的概念进行第一次选择。第 i 个个体的拥挤度就是与其相邻 2 个个体的目标函数值相减。拥挤度是种群中给定点周围的个体密度，用包含个体本身但不包含其他个体的最小矩形表示，如图 7(a)表示。拥挤度越小对应的解就越重要，拥挤度越大表明此解与其他解的相似度越低，保留拥挤度相对大的解就等于保留了解的多样性。通过引入精英非支配解排序和拥挤度概念，促使 MOHHO 在寻优时可以兼顾种群多样性和解空间的合理分布。经过第一次选择后的个体被存入网格中，以待第 2 次选择。

4.1.2 网格索引机制

在第 2 次选择中，改进后的 MOHHO 会使用网格机制来保持种群的统一性。首先，整个搜索空间被均匀地划分为数个网格，每个网格都有网格索引编号，通过第 1 次选择后的每个解会分配到一个网格索引编号，用来检索最优解所在的网格。通常在存档中根据拥挤度选取一个领导者，尽量选择不太密集位置的个体以保证种群的统一性，如图 7(b)所示。领导者的选取原则如下：

1）根据网格的划分，假设第 i 个网格里的个体数是 N_i 。

2）根据 $P_i = A/N_i$ 计算每个网格被检索到的概率，其中 A 是常数。

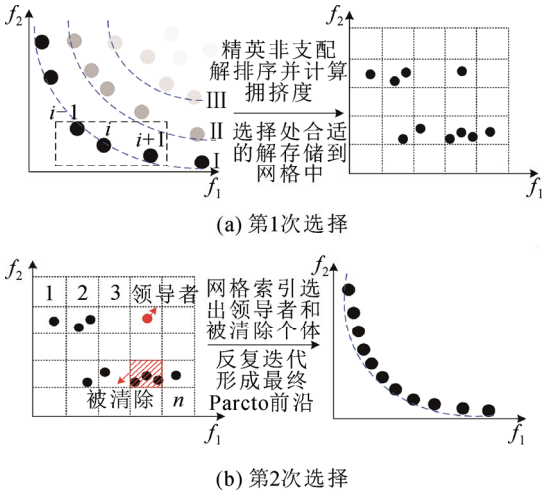


图 7 I-MOHHO 选择示意图

Fig.7 Schematic diagram of I-MOHHO selection

可以看出，越拥挤的网格中的个体被选中的几率越小，尽量选择分散个体来保证个体的统一性。

与此同时，为了保证网格的存储空间能够存储后续迭代可能产生的更优个体，该机制还可以从存储库中清除一些个体。清除原则如下：

1）根据网格的划分，假设第 i 个网格里的个体数是 N_i 。

2）根据式 $P_i = A/N_i$ 计算每个网格被检索到的概率，其中 A 是常数。

可以看出，个体越拥挤的网格被清除的几率越大，从而避免了高密度的冗余个体影响整个 Pareto 前沿的分布。

在 I-MOHHO 中，采用精英非支配解排序和拥挤度的概念以及网格索引机制来更新最优解集。I-MOHHO 会根据拥挤度按照降序选择更好的个体，反复迭代以生成后代。通过非支配解和拥挤度概念获取的一组解被存入档案库中，再通过网格索引机制对档案库中的解进行二次选择，以获取更好的解集。通过两层选择机制获得最终的最优解集，作为最终输出的 Pareto 最优解。通过 I-MOHHO 既可以保证最优解的精度，又能尽可能地覆盖全部的 Pareto 前沿，使最优解分布更加合理。

4.2 MPC 算法优化储能运行策略

本文在考虑影响储能运行策略的多目标合作博弈关系后，为进一步优化储能控制策略，定义如下 MPC 滚动优化代价函数

$$J = \sum_{i=0}^{M_0-1} P_{\mathrm{ESS}}^2(k+i) + \sum_{i=1}^{M_0} (S_{\mathrm{SOC}}(k+i) - S_{\mathrm{SOC}}^{\mathrm{M}})^2 \quad (10)$$

式中：$P_{\mathrm{ESS}}(k+i)$表示$k+i$时刻的储能出力；$S_{\mathrm{SOC}}(k+i)$表示$k+i$时刻储能的荷电状态；$S_{\mathrm{SOC}}^{\mathrm{M}}=0.5$；$M_0$为最优解集中选取的一个预测区间长度。

约束条件有：

$$\left|P_{\mathrm{Grid}}(k+i+1)-P_{\mathrm{Grid}}(k+i)\right|\le\delta, i=0,1,\cdots,M_0-1 \quad (11)$$

$$S_{\mathrm{SOC}}^{\mathrm{L}}\le S_{\mathrm{SOC}}(k+i)\le S_{\mathrm{SOC}}^{\mathrm{U}}, i=1,2,\cdots,M_0 \quad (12)$$

$$-P_{\mathrm{ESS,max}}\le P_{\mathrm{ESS}}(k+i)\le P_{\mathrm{ESS,max}}, i=0,1,\cdots,M_0-1 \quad (13)$$

式中$P_{\mathrm{ESS,max}}$表示储能最大充放电功率。

除上述基本约束之外，式(1)、式(2)也是式(10)的约束条件。

5 算例分析

本文以某100 MW级风电场一天的连续风电功率数据为实验数据，采样时间间隔为1 min，共1440个采样点，算例流程如图8所示。本文分析多目标间合作博弈关系的权衡对储能运行策略的影响，针对极端性风电波动如何平抑，本文不做重点研究。

5.1 多目标的Pareto沿面

为了验证I-MOHHO的可行性以及本文所提多目标之间存在的合作博弈关系和储能运行策略的有效性，初始化$M\in[2,28]$，分别采用MOHHO和I-MOHHO对多目标问题进行求解，得到多目标之间的Pareto曲线如图9所示。

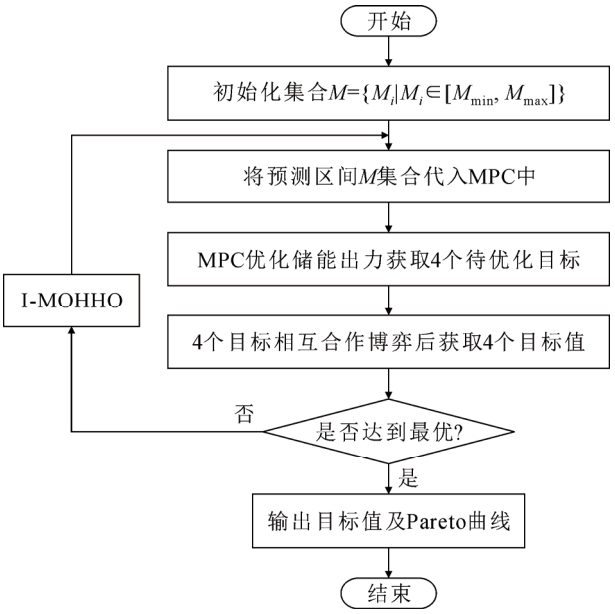


图8 算例流程图

Fig.8 Example flow chart

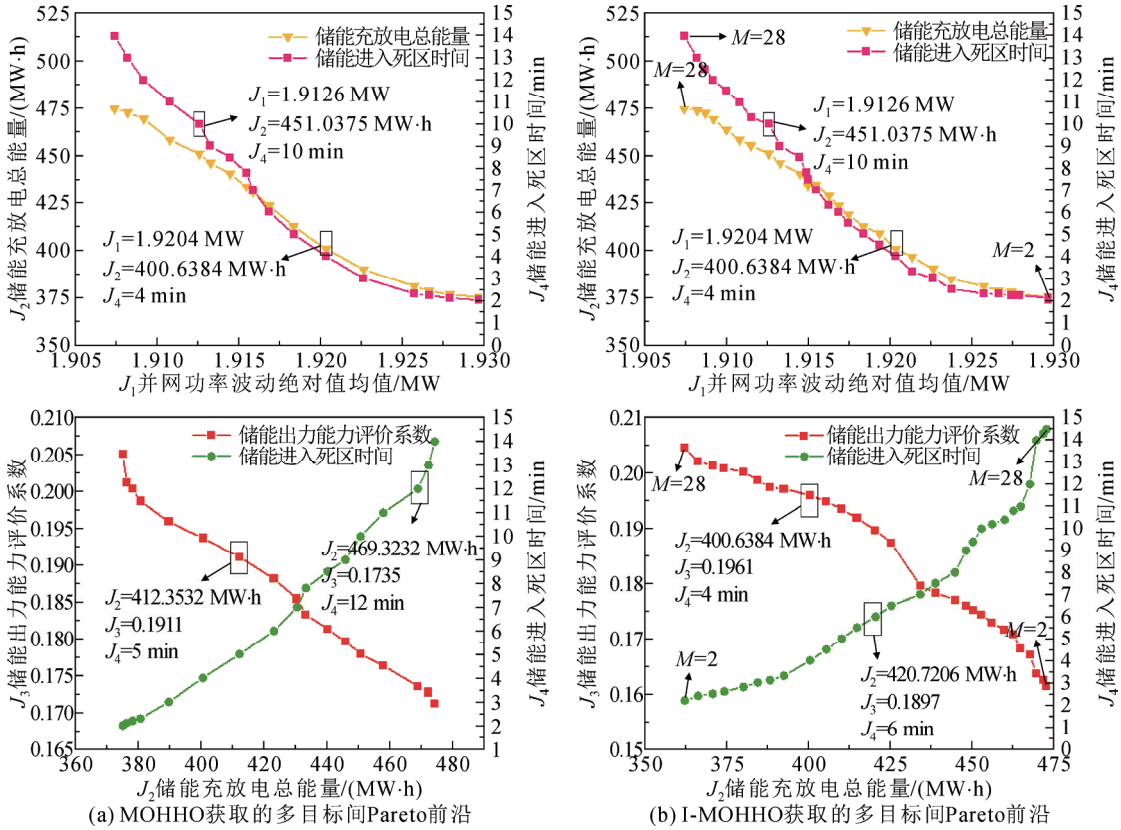


图9 改进算法前后多目标间的Pareto沿面

Fig.9 Pareto edge between multiple targets before and after the improved algorithm

比较图 9 中 MOHHO 与 I-MOHHO 得到的最优解集以及 Pareto 前沿可以明显看出，改进后的 MOHHO 算法求解的最优解分布更加平均、合理。在提高覆盖率的同时，也使得 2 条 Pareto 曲线的交点值更加精确，提升了最优解的精度，有利于后续对储能运行经济性的分析，验证了算法改进后对问题求解的可行性。

进一步从图 9 所示改进后算法所得的 Pareto 前沿分析由 M 变化而引起的多目标间的合作博弈关系。从图 9 中可以看出，当 M 逐渐增大时，J_2 与 J_4 形成利益联盟，呈现出了合作关系；J_1 与 J_2 之间呈现明显的博弈关系。

以 J_1 和 J_2 的 Pareto 沿面为例，若仅以风电并网功率波动最小为目标，则会增加储能装置的充放电总能量，从而影响储能装置的使用寿命，增大储能的运行成本；若只追求储能充放电总能量最少，则会造成风电并网功率波动得不到有效平抑。权衡两者得到的最优解是风电并网功率波动绝对值均值在 1.915 MW 附近，对应的储能出力大约为 430 MW·h；或者从 J_2 与 J_3 的 Pareto 沿面可以看出，权衡储能出力和储能出力能力评价系数双目标的最优解位于储能出力大小 430 MW·h 附近，对应的储能出力能力评价系数大约是 0.18。通过实验证明了本文第 3 章理论分析的正确性。

5.2 测试结果

为了保证实验的准确性，从 Pareto 最优解集中选取两两曲线交点附近对应的预测区间 M_0=15 作为 Pareto 最优解，将其嵌入 MPC 中进一步优化满足约束的储能运行控制策略。相关参数请见附录表 A1。其中，基于 I-MOHHO 且考虑合作博弈的储能运行方法后文均以“本文方法”进行表述。不同控制方法下风电并网功率波动情况和对应的储能运行各项指标如图 10 和图 11 所示。

图 10 展示了不同控制方法下风电并网功率在 1 min 内的波动情况。从图 10 可以看出，在未对风电进行平抑前，1 min 内风电功率波动多数已经超过 10 MW，不符合我国国标规定的一百兆瓦风电场 1 min 并网功率波动要求(≤10 MW)；在传统控制方法下风电并网功率波动得到了一定程度的抑制，但仍存在局部时刻并网功率波动大于 10 MW 的情况；在本文控制方法下，风电并网功率波动均被限制在了 10 MW 之内，符合我国国标规定的风电并网要求，验证了本文所提方法在平抑风功率波动时的有效性。

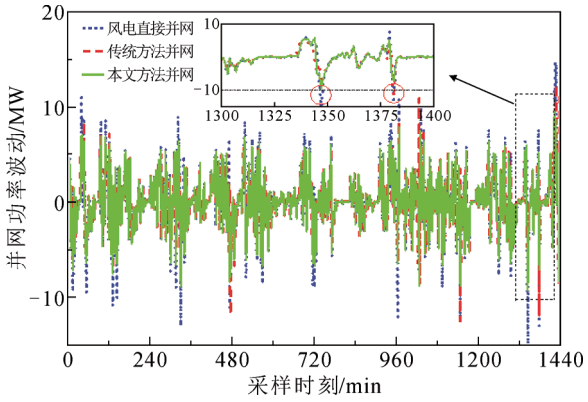


图 10 不同控制方法下风电并网功率波动对比

Fig.10 Comparison of power fluctuation of wind power grid connection under different control methods

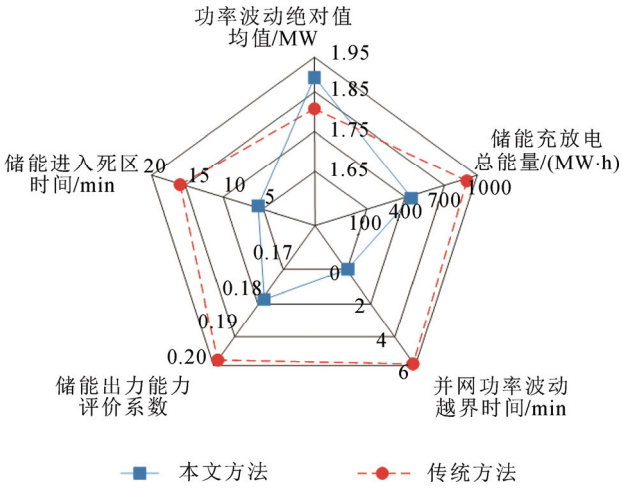


图 11 M_0=15 时 2 种控制方法下不同指标的雷达图

Fig.11 Radar charts of different indicators under two control methods while M_0=15

图 11 为传统控制方法与本文控制方法下目标函数的雷达图。由于考虑了目标间的合作博弈关系，使得在权衡多目标时不能仅考虑单方利益，而是要以全局利益最大化为目的。正因如此，权衡全局利益后作出的最优决策牺牲了小部分并网功率波动绝对值均值。由于目标间合作博弈关系的存在，因此当一方利益受损时其余各方利益会有所提升，反映在图中即为储能出力的大幅减少及其余目标达到了最优。结合图 10 看出，牺牲的小部分并网功率波动绝对值均值并没有影响风电整体并网的安全性，这是因为，式(3)定义的并网功率波动绝对值均值反映的是整个调度日内风电并网功率波动的平均水平，而非每一时刻的波动程度。这一点也可以从图 10 中看出，在本文方法下虽然并网功率波动绝对值均值略有增大，但整个调度日内的风电并网功率波动

均被限制在了我国国标规定的百兆瓦级风电场1 min并网功率波动要求范围(≤10 MW)之内；而传统方法下的并网功率波动绝对值均值虽较本文方法略小，但仍有部分时刻的风电并网功率波动值超过了10 MW，不符合我国国标规定，增大了风电波动性对电网侧造成的不良影响。与传统方法横向对比，本文平滑风功率的储能运行控制策略更具有优越性。

表1给出了在不同控制方法下影响储能运行状态的个目标具体数值。从表1可以看出，改进后的算法因可行解覆盖率大、分布更合理，故相比于未改进时获取了更加精确的解，在保证风电按照我国国标要求安全入网的前提下，又进一步降低了储能出力，更好地保护了储能设备。

为了进一步说明所提方法对降低储能运行成本的有效性，定义储能装置日运行成本函数为

$$C_{\mathrm{r}}=\frac{r(1+r)^{y_{\mathrm{b}}}}{(1+r)^{y_{\mathrm{b}}}-1}C_{\mathrm{rb}}E_{\mathrm{b}} \tag{14}$$

式中：r表示年利率；y_{b}表示储能的等效总循环寿命；E_{b}表示储能充放电总能量；C_{rb}表示储能电池的单位运行成本。相关参数请见附录表A2。

通过式(14)和附录表A2的相关参数计算得出：在传统的储能控制方法下储能日运行成本为25.63万元；在本文提出的储能控制方法下用MOHHO进行求解得到其日运行成本为11.4万元，而用I-MOHHO进行求解得到储能日运行成本为11.3万元，达到了更高的精度，相较传统控制方法储能运行成本降低了55.91%。以上结果证实了本文方法在降低储能日运行成本方面的可行性。

图12和图13分别给出了不同控制方法下储能平抑风电波动的出力序列和SOC变化趋势。

从图12与图13储能出力和SOC变化曲线可以看出，传统未考虑多目标间合作博弈关系的方法储能出力相对较多，且存在SOC曲线波动较大的现象，不利于储能装置对未来风电功率的平滑且储能极易进入死区。本文基于合作博弈提出的储能运行策略在保证平抑要求的同时，大大减少了储能出力，并尽量使储能SOC曲线向着最大出力能力的方向靠近。如在0~480 min、720~1000 min区间，传统风电平抑方法下的储能SOC曲线接近上限(或下限)，储能装置极易进入死区；而本文方法在上述几个时间区间内，通过储能运行控制策略将储能装置SOC曲线逐步向0.5的方向调整，增加了储能装置

表1 不同方法的对比

Table 1 Comparison of different methods

控制方法	$\Delta P_{\text{Grid-mean}}$ /MW	E_{b} /(MW·h)	C_{ESS}	T_{D} /min
无储能	1.9478			
传统方法	1.8267	983.6048	0.1994	16
考虑合作博弈的MOHHO方法	1.9142	437.5432	0.1848	7
本文方法	1.9155	434.4451	0.1785	7

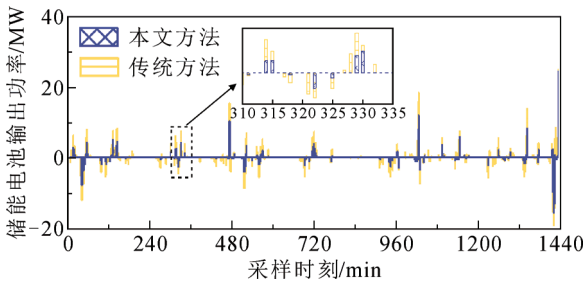


图12 储能出力序列图

Fig.12 Diagram of energy storage output sequence

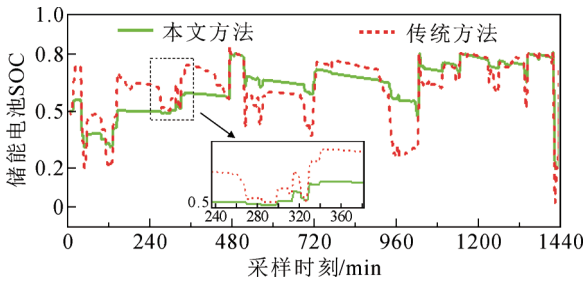


图13 储能SOC变化过程图

Fig.13 SOC change process chart of energy storage to stabilize wind power fluctuation

平抑未来风电波动的能力，也避免了储能进入死区对其使用寿命产生的影响，证实了本文所提控制方法的可行性。

为了进一步说明本文方法的优越性，图14展示了不同方法下风电功率并网曲线。从图14中可以看出，本文方法考虑了多目标合作博弈关系，其风功率并网曲线明显更平滑于传统方法下的风功率并网曲线，即本文方法更好地实现了对风电原始功率的“削峰填谷”，保证了风电并网的安全性。

6 结论

1）模型预测控制中预测区间M的大小对风电平抑效果及储能运行策略有显著影响，改变预测区间M的大小可以使控制储能运行的多个目标间产生合作博弈关系，以上结果为不同平抑需求下预测

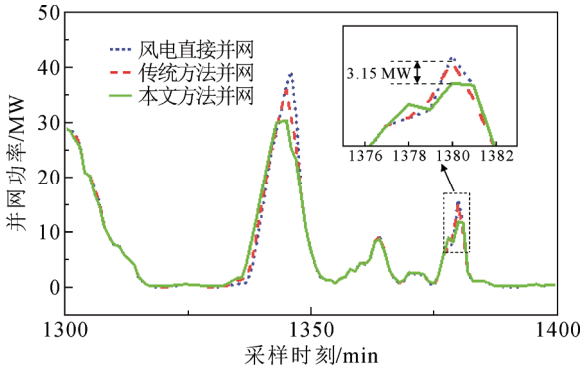


图 14 不同方法下的风电功率并网图

Fig.14 Wind power grid connection diagram under different methods

区间的选取提供了理论依据。

2）通过改进的 MOHHO 算法获取了沿所有目标均匀分布的 Pareto 最优前沿，提升了解的精度。

3）对百兆瓦级风电场实测数据验证结果表明，在考虑多目标合作博弈关系下的风电并网波动能够满足我国国标规定，同时相较于传统方法储能出力减少了 55.9%，储能出力能力评价系数降低了 10.5%，死区时间降低了 56.3%。在保证风电安全入网的前提下，优化了储能运行策略，降低了其运行成本。

本文未针对瞬时极端性风电功率波动的情况进行讨论，在该情况下如何通过决策储能运行策略以保证平抑的有效性，各目标间又应作何权衡，还需后续进一步研究。

附录见本刊网络版(http://hve.epri.sgcc.com.cn)。

参考文献 References

[1] 蒋建东，孙书凯，董 存，等. 风电中长期电量预测研究现状[J]. 高电压技术，2022，48(2)：409-419.
JIANG Jiandong, SUN Shukai, DONG Cun, et al. Research status of mid-long term wind power generation forecasting[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(2): 409-419.

[2] ZHANG X S, YUAN Y, HUA L, et al. On generation schedule tracking of wind farms with battery energy storage systems[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 8(1): 341-353.

[3] 徐国栋，程浩忠，马紫峰，等. 用于平滑风电出力的储能系统运行与配置综述[J]. 电网技术，2017，41(11)：3470-3479.
XU Guodong, CHENG Haozhong, MA Zifeng, et al. An overview of operation and configuration of energy storage systems for smoothing wind power outputs[J]. Power System Technology, 2017, 41(11): 3470-3479.

[4] 袁铁江，曹继雷. 计及风电−负荷不确定性的风氢低碳能源系统容量优化配置[J]. 高电压技术，2022，48(6)：2037-2044.
YUAN Tiejiang, CAO Jilei. Capacity optimization allocation of wind hydrogen low-carbon energy system considering wind power-load uncertainty[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(6): 2037-2044.

[5] 李忠文，吴 龙，程志平，等. 光储系统参与微电网频率调节的模糊自适应滑模控制[J]. 高电压技术，2022，48(6)：2065-2076.
LI Zhongwen, WU Long, CHENG Zhiping, et al. Fuzzy adaptive sliding mode control of photovoltaic and storage systems for providing frequency regulation of microgrid[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(6): 2065-2076.

[6] 刘 畅，黄 杨，杨昕然，等. 计及储能及负荷转供协同调度的城市电网弹性运行策略[J]. 电力系统保护与控制，2021，49(6)：56-66.
LIU Chang, HUANG Yang, YANG Xinran, et al. Flexible operation strategy of an urban transmission network considering energy storage systems and load transfer characteristics[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(6): 56-66.

[7] 崔 杨，刘柏岩，赵钰婷，等. 计及车辆转移机制的含 BSS 微网联合系统优化调度策略[J]. 高电压技术，2022，48(1)：366-373.
CUI Yang, LIU Baiyan, ZHAO Yuting, et al. Optimal scheduling strategy for joint system with microgrid containing BSS considering vehicle transfer mechanism[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(1): 366-373.

[8] 梁 宏，李鸿鑫，张华赢，等. 基于深度强化学习的微网储能系统控制策略研究[J]. 电网技术，2021，45(10)：3869-3876.
LIANG Hong, LI Hongxin, ZHANG Huaying, et al. Control strategy of microgrid energy storage system based on deep reinforcement learning[J]. Power System Technology, 2021, 45(10): 3869-3876.

[9] 李建林，谭宇良，王 含，等. 配网及光储微网储能系统配置优化策略[J]. 高电压技术，2022，48(5)：1893-1902.
LI Jianlin, TAN Yuliang, WANG Han, et al. Research on configuration optimization of energy storage system in distribution network and optical storage microgrid[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(5): 1893-1902.

[10] CAO M J, XU Q S, QIN X Y, et al. Battery energy storage sizing based on a model predictive control strategy with operational constraints to smooth the wind power[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2020, 115: 105471.

[11] KADRI A, MARZOUGUI H, AOUITI A, et a1. Energy management and control strategy for a DFIG wind turbine/fuel cell hybrid system with super capacitor storage system[J]. Energy, 2020, 192: 116518.

[12] 李学斌，赵 号. 基于维纳随机过程的风电场储能配置方法[J]. 电网技术，2022，46(9)：3437-3446.
LI Xuebin, ZHAO Hao. Wind farm energy storage configuration based on wiener stochastic process[J]. Power System Technology, 2022, 46(9): 3437-3446.

[13] LIAO K, XU Y, YIN M H, et al. A virtual filter approach for wind energy conversion systems for mitigating power system frequency fluctuations[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(3): 1268-1277.

[14] 卢 芸，徐 骏. 基于小波包分解的风电混合储能容量配置方法[J]. 电力系统保护与控制，2016，44(11)：149-154.
LU Yun, XU Jun. Wind power hybrid energy storage capacity configuration based on wavelet packet decomposition[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(11): 149-154.

[15] 齐先军，郑夕炜，王晓蓉，等. 基于时频分析的改进小波包风电功率波动平抑方法[J]. 太阳能学报，2022，43(7)：302-309.
QI Xianjun, ZHENG Xiwei, WANG Xiaorong, et al. Improved wavelet packet method of smoothing wind power fluctuations based on time-frequency analysis[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2022, 43(7): 302-309.

[16] 贾伟青，任永峰，薛 宇，等. 基于小波包−模糊控制的混合储能平抑大型风电场功率波动[J]. 太阳能学报，2021，42(9)：357-363.

JIA Weiqing, REN Yongfeng, XUE Yu, et al. Wavelet packet-fuzzy control of hybrid energy storage for power fluctuation smoothing of large wind farm[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2021, 42(9): 357-363.

[17] YI T, YE H D, LI Q X, et al. Energy storage capacity optimization of wind-energy storage hybrid power plant based on dynamic control strategy[J]. Journal of Energy Storage, 2022, 55: 105372.

[18] 苏 浩，张建成，王 宁，等. 基于分层优化的大容量混合储能系统能量管理策略[J]. 高电压技术，2018，44(4)：1177-1186.
SU Hao, ZHANG Jiancheng, WANG Ning, et al. Energy management strategy of large-scale hybrid energy storage system based on layered optimization[J]. High Voltage Engineering, 2018, 44(4): 1177-1186.

[19] 林 莉，金 鑫，朱丽云，等. 考虑充放电能量不均衡的双电池系统状态评估与控制策略[J]. 电力系统自动化，2018，42(10)：128-134.
LIN Li, JIN Xin, ZHU Liyun, et al. State evaluation and control strategy of dual-battery system considering unbalance of charging and discharging energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(10): 128-134.

[20] 王桂松，肖碧涛，赖晓路，等. 计及风功率波动和电池荷电状态的储能系统平滑控制策略[J]. 太阳能学报，2021，42(11)：280-286.
WANG Guisong, XIAO Bitao, LAI Xiaolu, et al. Smoothing control strategy of energy storage system considering wind power fluctuations and battery SOC[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2021, 42(11): 280-286.

[21] 闫来清，曹丽源，薛太林，等. 风电场黑启动储能容量优化配置：一种考虑储能运行策略的方法[J]. 电力系统保护与控制，2022，50(16)：131-139.
YAN Laiqing, CAO Liyuan, XUE Tailin, et al. Optimal configuration of wind farm black start energy storage capacity: a method considering energy storage operation strategy[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(16): 131-139.

[22] 孙玉树，唐西胜，孙晓哲，等. 风电波动平抑的储能容量配置方法研究[J]. 中国电机工程学报，2017，37(增刊 1)：88-97.
SUN Yushu, TANG Xisheng, SUN Xiaozhe, et al. Research on energy storage capacity allocation method for smoothing wind power fluctuations[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(Supplement 1): 88-97.

[23] 焦东东，陈 洁，付菊霞，等. 平抑风电功率波动的储能容量配置[J]. 电网与清洁能源，2020，36(3)：66-73.
JIAO Dongdong, CHEN Jie, FU Juxia, et al. Configuration of energy storage capacity for suppressing fluctuation of wind power[J]. Power System and Clean Energy, 2020, 36(3): 66-73.

[24] 孙玉树，唐西胜，孙晓哲，等. 基于 MPC-HHT 的多类型储能协调控制策略研究[J]. 中国电机工程学报，2018，38(9)：2580-2588.
SUN Yushu, TANG Xisheng, SUN Xiaozhe, et al. Research on multi-type energy storage coordination control strategy based on MPC-HHT[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(9): 2580-2588.

[25] 马 兰，谢丽蓉，叶 林，等. 基于混合储能双层规划模型的风电波动平抑策略[J]. 电网技术，2022，46(3)：1016-1029.
MA Lan, XIE Lirong, YE Lin, et al. Wind power fluctuation suppression strategy based on hybrid energy storage Bi-level programming Model[J]. Power System Technology, 2022, 46(3): 1016-1029.

[26] 刘颖明，王晓东，彭朝阳. 计及储能出力水平的平滑风电功率模型预测控制策略[J]. 电网技术，2020，44(5)：1723-1731.
LIU Yingming, WANG Xiaodong, PENG Chaoyang. Model predictive control strategy for smoothing wind power with energy storage output level[J]. Power System Technology, 2020, 44(5): 1723-1731.

[27] NIKOOBAKHT A, AGHAEI J, SHAFIE-KHAH M, et al. Allocation of fast-acting energy storage systems in transmission grids with high renewable generation[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(3): 1728-1738.

[28] 李蕊睿，李 奇，蒲雨辰，等. 计及功率交互约束的含电-氢混合储能的多微电网系统容量优化配置[J]. 电力系统保护与控制，2022，50(14)：53-64.
LI Ruirui, LI Qi, PU Yuchen, et al. Optimal configuration of an electric-hydrogen hybrid energy storage multi-microgrid system considering power interaction constraints[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(14): 53-64.

[29] DE SIQUEIRA L M S, PENG W. Control strategy to smooth wind power output using battery energy storage system: a review[J]. Journal of Energy Storage, 2021, 35: 102252.

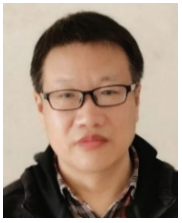
[30] 范添圆，王海云，王维庆，等. 计及主/被动需求响应下基于合作博弈的微网−配电网协调优化调度[J]. 电网技术，2022，46(2)：453-462.
FAN Tianyuan, WANG Haiyun, WANG Weiqing, et al. Coordinated optimization scheduling of microgrid and distribution network based on cooperative game considering active/passive demand response[J]. Power System Technology, 2022, 46(2): 453-462.

[31] OMAR A I, ALI Z M, AL-GABALAWY M, et al. Multi-objective environmental economic dispatch of an electricity system considering integrated natural gas units and variable renewable energy sources[J]. Mathematics, 2020, 8(7): 1100.



田博文
1997—，男，硕士生
研究方向为新型电力系统中储能优化配置与控制等
E-mail: 932725835@qq.com

TIAN Bowen



张志禹(通信作者)
1966—，男，博士，教授
研究方向为电网信息处理与深度学习等
E-mail: zhangzhiyu@xaut.edu.cn

ZHANG Zhiyu
Ph.D., Professor
Corresponding author

收稿日期 2022-12-14 修回日期 2023-02-28 编辑 何秋萍

附录 A

表 A1　仿真实验相关参数

Table A1　Relevant parameters of simulation experiment

参数	数值
风电装机容量/MW	100
采样周期 T_s/min	1
储能装置额定功率 P_{ESS} / MW	100
储能装置容量 E_{ESS} / (MW · h)	100
储能装置控制周期 T / min	1
储能装置荷电状态上限 S_{SOC}^{U}	0.8
储能装置荷电状态下限 S_{SOC}^{L}	0.2
储能装置初始状态 $S_{SOC}(0)$	0.5
允许并网功率波动 δ / MW	10
模型预测控制预测区间长度 M_0 / min	15

表 A2　储能装置相关参数

Table A2　Relevant parameters of energy storage

参数	数值
C_{rb} /(万元·(MW·h)$^{-1}$)	0.025
y_b	30.53
r / %	18