

DOI:10.3969/j.issn.2097-0706.2026.01.003

能源岛多能互补自适应变步长 SMPC 分层 优化调度研究

Research on hierarchical optimization scheduling of multi-energy complementary
adaptive variable step-size SMPC for energy island

李阔¹, 唐洋¹, 刘博涛², 黄浩城^{3a,3b}, 邵贤杰^{3a,3b}, 尹高俊^{3a,3b}, 魏赏赏^{3a,3b*}
LI Kuo¹, TANG Yang¹, LIU Botao², HUANG Haocheng^{3a,3b}, SHAO Xianjie^{3a,3b},
YIN Gaojun^{3a,3b}, WEI Shangshang^{3a,3b*}

(1. 中电建新能源集团股份有限公司, 北京 100101; 2. 润电能源科学技术有限公司, 郑州 450018;
3. 河海大学 a. 新能源学院; b. 国家风力发电技术创新中心, 江苏 常州 213200)

(1. Power China Renewable Energy Company Limited, Beijing 100101, China; 2. Rundian Energy Science and Technology
Company Limited, Zhengzhou 450018, China; 3. a. School of Renewable Energy; b. National Wind Power
Technology Innovation Center, Hohai University, Changzhou 213200, China)

摘要: 基于多目标分层优化求解方法, 兼顾系统平衡与调度经济性, 构建海上能源岛多能互补系统分层协同优化模型。为应对风电与光伏出力的波动性与随机性对系统调度的影响, 采用随机模型预测控制(SMPC)方法对海上能源岛系统调度进行优化求解。提出一种自适应变步长 SMPC 的调度方法, 该方法在 SMPC 滚动优化环节, 通过偏差参考系数追踪实时的调度偏差程度并据此动态调整滚动优化步长, 解决了传统 SMPC 调度方法在滚动优化环节存在的调度精度缺失与易陷入局部优化的问题, 兼顾了调度的精确性与全局性。仿真结果表明, 该方法可有效提升调度精度, 缩短计算时间。

关键词: 分层优化; 海上能源岛; 多能互补系统; 自适应变步长; 随机模型预测控制

中图分类号: TK 89 文献标志码: A 文章编号: 2097-0706(2026)01-0023-11

Abstract: Based on a multi-objective hierarchical optimization method, a hierarchical collaborative optimization model for the multi-energy complementary system in an offshore energy island was constructed, considering both system balance and economic efficiency of scheduling. To address the impact of the volatility and randomness of wind and solar energy on the scheduling of the offshore energy island system, the stochastic model predictive control (SMPC) method was adopted to optimize the scheduling of the offshore energy island. A scheduling method of adaptive variable step-size SMPC was proposed. In the rolling optimization link of SMPC, the real-time scheduling deviation degree was tracked through a deviation reference coefficient using the proposed method, and the rolling optimization step-size was adjusted accordingly. This addressed the problems of scheduling accuracy loss and local optimization in the rolling optimization phase of the traditional SMPC scheduling method, thereby balancing scheduling accuracy and globality. The simulation results show that this method can effectively improve the scheduling accuracy and shorten calculation time.

Keywords: hierarchical optimization; offshore energy island; multi-energy complementary system; adaptive variable step-size; stochastic model predictive control

基金项目: 国家自然科学基金项目(52406233); 中国博士后科学基金面上项目(2024M750738); 江苏省碳达峰碳中和科技创新专项资金项目(BT024004); 常州市科技计划项目(525011412)

National Natural Science Foundation of China Project (52406233); China Postdoctoral Science Foundation General Funding Program (2024M750738); Technological Innovation Special Fund Project for Carbon Peaking and Carbon Neutrality in Jiangsu Province (BT024004); Changzhou Science and Technology Plan Project (525011412)

0 引言

鉴于可再生能源的环保效益和实现“双碳”目标的现实需求, 建设以海上能源岛为主体的新型综合电力系统对于海洋能源开发、推动电力系统转型至关重要^[1]。由于海上风能与太阳能发电高度依赖气象与海洋环境等条件, 其发电功率具有显著的随

机性和波动性,在一定程度上制约了海上能源岛综合能源的规模化发展^[2-3]。运用新型储能系统能够有效平抑海上风、光出力的波动,从而在短期内稳定其功率输出。同时,结合火电所提供的稳定支撑并依据海上风、光历史数据和功率预测数据,可对能源岛多能互补系统进行协同优化与调度,实现中长期尺度的系统平衡。

随机模型预测控制(Stochastic Model Predictive Control, SMPC)方法的核心框架通常包含模型预测、场景削减、滚动优化和反馈校正 4 个环节^[4-9]。该方法通过建立由状态方程与输出方程构成的随机过程模型来预测系统未来的状态与输出数据并在此基础上进行优化控制,以实现系统的优化调度^[10]。SMPC 方法已在能源领域得到应用,例如增强综合调频的鲁棒性^[11]、实现风电场集群的分层调度^[12],以及风电微网频率控制^[13]等。然而,由于 SMPC 方法的滚动优化环节是一个局部优化过程,其周期步长的设置对预测精度与计算效率有显著影响。已有研究针对 SMPC 方法进行了改进,例如魏赏赏等^[14]考虑到预测模型精度随预测步长增大而降低,提出一种变权重方法以区分优化周期内不同时间点的预测可靠性。冯哲飞等^[15]在 SMPC 方法的基础上提出了一种改进方法,通过比较净负荷变化来调整权重,建立了梯级风光互补系统的混合整数线性调度模型。然而,变权重方法虽能一定程度上缓解预测步长末端的可靠性衰减问题,但其权重比通常固定,不能同时针对调度准确性和全局性需求进行动态调整。因此,仍需对 SMPC 方法的滚动优化环节进行改进,以减小预测偏差并提升运行效率。

本文基于分层优化调度模型,提出自适应步长 SMPC 调度方法,将其应用于海上能源岛多能互补系统的动态调度,以探索其对提升调度过程的全局性和准确性是否有效。

1 能源岛多能互补系统建模

1.1 系统结构

海上能源岛多能互补系统如图 1 所示。电负荷主要由海上风电场、海上光伏电站、传统火电厂和储能电站供应。当系统发电不足时,可向主电网购电;当发电有盈余时,则可将多余电力出售给主电网。系统内各供能设备之间存在高度耦合关系,需对系统内部设备出力模型及系统供需关系进行分析(图中: P_{buy} 为系统向主电网购电功率; P_{sell} 为系统向主电网售电功率)。

1.2 设备调度模型

为实现能源岛多能互补系统的协同优化调度,

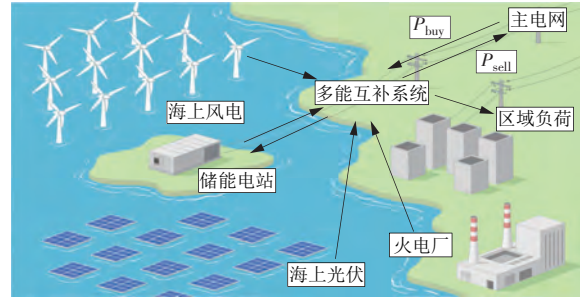


图 1 海上能源岛多能互补系统示意

Fig. 1 Schematic multi-energy complementary system of an offshore energy island

需构建精确的数学模型以描述其各单元的动态特性及耦合关系。本节将基于系统运行机理,分别建立海上能源岛中风力发电、光伏发电、火电机组及储能装置的数学模型,进而构建集成多源约束与多目标函数的优化框架。针对海上能源岛系统中可再生能源的随机性与波动性问题,模型将引入概率约束以表征风光出力的不确定性;火电机组的建模考虑了功率调节深度、调峰成本及煤耗特性;储能系统则通过充/放电功率、荷电状态(State of Charge, SOC)等变量来表征其运行特性与削峰填谷能力。最终,在上述模型基础上,通过功率平衡方程、运行约束及经济-环境目标函数,构建时空耦合的优化调度模型,为后续求解多能协同策略提供理论支撑。该模型设计兼顾物理可行性与经济最优性,旨在实现系统运行成本最小化、可再生能源消纳最大化及碳减排等多重目标。

(1)海上风电场。风电场出力模型与风速关系为

$$P_w(t) = \sum_{i=1}^n \frac{\rho}{2} \pi R^2 v_w^3 C_p, \quad (1)$$

式中: $P_w(t)$ 为 t 时刻风电场出力; n 为风电场风机数量; ρ 为空气密度; R 为风机叶轮半径; v_w 为当前时刻的实际风速, m/s; C_p 为风机风能利用系数。

风电场的运行约束包含功率爬坡约束、启停约束、出力约束及弃风约束等,具体为

$$\begin{cases} P_w(t) - P_w(t-1) \leq \Delta P_{w, \max}^{\text{up}} T_{\text{step}} \\ |P_w(t) - P_w(t-1)| \leq \Delta P_{w, \max}^{\text{dn}} T_{\text{step}} \\ u_w(t) P_w^{\min} \leq P_w(t) \leq u_w(t) P_w^{\max} \quad u_w(t) \in \{0, 1\}, \\ \gamma_{w, \text{curt}}(t) = \frac{P_{w, F}(t) - P_w(t)}{P_{w, F}(t)} \leq \gamma_w^{\max} \end{cases} \quad (2)$$

式中: $\Delta P_{w, \max}^{\text{up}}, \Delta P_{w, \max}^{\text{dn}}$ 分别为风电场最大爬坡和滑坡速率; T_{step} 为调度时间步长; $u_w(t)$ 为 t 时刻风电场启停状态变量, 0 表示停机, 1 表示运行; P_w^{\max}, P_w^{\min} 分别为风电场最大与最小出力; $P_{w, F}(t)$ 为 t 时刻风电场理论上可发电的最大功率; $\gamma_{w, \text{curt}}(t)$ 为 t 时刻风电场

弃风率; γ_w^{\max} 为系统允许的最大弃风率。

(2)海上光伏电场。光伏电场光伏板输出功率与太阳辐照度、光伏板面积、光伏板发电效率的关系式为

$$P_{PV}(t) = A_{PV} \eta_{PV} E(t), \quad (3)$$

式中: $P_{PV}(t)$ 为 t 时刻光伏电站输出的电功率; A_{PV} 为光伏板的面积; η_{PV} 为光伏发电效率; $E(t)$ 为 t 时刻太阳辐照度。

光伏电场的运行约束包含功率爬坡约束、启停约束、出力约束及弃光约束等,具体为

$$\begin{cases} P_{PV}(t) - P_{PV}(t-1) \leq \Delta P_{PV, \max}^{\text{up}} T_{\text{step}} \\ |P_{PV}(t) - P_{PV}(t-1)| \leq \Delta P_{PV, \max}^{\text{dn}} T_{\text{step}} \\ u_{PV}(t) P_{PV}^{\min} \leq P_{PV}(t) \leq u_{PV}(t) P_{PV}^{\max} \quad u_{PV}(t) \in \{0, 1\}, \\ \gamma_{PV, \text{curt}}(t) = \frac{P_{PV, F}(t) - P_{PV}(t)}{P_{PV, F}(t)} \leq \gamma_{PV}^{\max} \end{cases} \quad (4)$$

式中: $\Delta P_{PV, \max}^{\text{up}}, \Delta P_{PV, \max}^{\text{dn}}$ 分别为光伏电场最大爬坡与滑坡速率; $u_{PV}(t)$ 为 t 时刻光伏电场启停状态变量,0表示停机,1表示运行; $P_{PV}^{\max}, P_{PV}^{\min}$ 分别为光伏电场最大与最小出力; $P_{PV, F}(t)$ 为 t 时刻光伏电场理论上可发电的最大功率; $\gamma_{PV, \text{curt}}(t)$ 为 t 时刻光伏电场弃光率; γ_{PV}^{\max} 为系统允许的最大弃光率。

(3)陆上火电机组。火电机组功率与发电效率、燃料质量流量及燃料低位热值的关系为

$$P_{TP}(t) = \eta_{TP} q_{m, TP}(t) Q_{LHV}, \quad (5)$$

式中: $P_{TP}(t)$ 为 t 时刻火电机组输出的发电功率; η_{TP} 为发电效率; $q_{m, TP}(t)$ 为 t 时刻燃料的质量流量; Q_{LHV} 为燃料的低位热值。

火电机组的约束条件包含出力约束、最小启停时间约束、爬坡约束等^[16],具体为

$$\begin{cases} u_{TP, i}(t) P_{TP, i}^{\min} \leq P_{TP, i}(t) \leq u_{TP, i}(t) P_{TP, i}^{\max} \\ (u_{TP, i}(t-1) - u_{TP, i}(t)) (T_{TP, i, \text{on}}(t) - T_{TP, i, \text{on}}^{\min}) \geq 0 \\ (u_{TP, i}(t) - u_{TP, i}(t-1)) (T_{TP, i, \text{off}}(t) - T_{TP, i, \text{off}}^{\min}) \geq 0, \\ P_{TP}(t) - P_{TP}(t-1) \leq \Delta P_{TP, \max}^{\text{up}} T_{\text{step}} \\ |P_{TP}(t) - P_{TP}(t-1)| \leq \Delta P_{TP, \max}^{\text{dn}} T_{\text{step}} \end{cases} \quad (6)$$

式中: $u_{TP, i}(t)$ 为 t 时刻火电机组 i 的运行状态,0表示停机,1表示运行; $P_{TP, i}^{\max}, P_{TP, i}^{\min}$ 分别为火电机组 i 的最大与最小发电功率; $P_{TP, i}(t)$ 为 t 时刻火电机组 i 的发电功率; $T_{TP, i, \text{on}}(t), T_{TP, i, \text{off}}(t)$ 分别为 t 时刻火电机组 i 的启动与停机时间; $T_{TP, i, \text{on}}^{\min}, T_{TP, i, \text{off}}^{\min}$ 分别为火电机组 i 的最小启动与停机时间; $\Delta P_{TP, \max}^{\text{up}}, \Delta P_{TP, \max}^{\text{dn}}$ 分别为火电机组的最大爬坡与滑坡速率。

(4)岛屿储能电站。本章中储能电站为稳态模型,储电量与充、放电功率的关系为

$$S_{OC}(t) = S_{OC}(t-1) + P_C(t) \eta_C \Delta t - \frac{P_D(t)}{\eta_D} \Delta t, \quad (7)$$

式中: $S_{OC}(t)$ 为 t 时刻电池的SOC; $P_C(t)$ 为 t 时刻电池的充电功率; $P_D(t)$ 为 t 时刻电池的放电功率; η_C, η_D 分别为电池的充、放电效率; Δt 为时间间隔。

储能电站的运行约束包括SOC约束、充、放电约束、功率约束等,具体为

$$\begin{cases} S_{OC, \min} \leq S_{OC}(t) \leq S_{OC, \max} \\ S_{OC}(0) = S_{OC}(24) \\ \delta_C(t) + \delta_D(t) \leq 1 \quad \delta_C(t), \delta_D(t) \in \{0, 1\}, \\ P_{C, \min} \delta_C(t) \leq P_C(t) \leq P_{C, \max} \delta_C(t) \\ P_{D, \min} \delta_D(t) \leq P_D(t) \leq P_{D, \max} \delta_D(t) \end{cases} \quad (8)$$

式中: $S_{OC, \max}, S_{OC, \min}$ 分别为电池SOC允许的最大和最小值,分别取0.9和0.1; $\delta_C(t), \delta_D(t)$ 为 t 时刻电池充电和放电状态的0,1变量, $\delta_C(t)=1$ 表示充电状态, $\delta_D(t)=1$ 表示放电状态,当两者都为0时,储能系统处于休眠状态; $P_{C, \min}, P_{C, \max}$ 分别为电池最小和最大充电功率; $P_{D, \min}, P_{D, \max}$ 分别为电池最小和最大放电功率。

(5)系统调度模型。电功率平衡是指系统中的电源始终满足电力需求,要维持系统内功率长期动态平衡,即要求从电网中售电、购电的电能,海上风电场、海上光伏电场和火电厂发出的电能,储能电站充、放电的电能及区域内用电负荷消耗的电能之间需要达到电功率平衡。本系统内的电功率平衡约束条件为

$$P_{\text{buy}}(t) + P_w(t) + P_{PV}(t) + P_{TP}(t) + P_D(t) = P_{\text{load}}(t) + P_{\text{sell}}(t) + P_C(t), \quad (9)$$

式中: $P_{\text{buy}}(t)$ 为 t 时刻系统从外界电网购买的电能功率; $P_{\text{load}}(t)$ 为 t 时刻系统内负荷消耗的电能功率; $P_{\text{sell}}(t)$ 为 t 时刻系统向外界电网出售的电能功率。

1.3 分层优化求解模型

在能源岛多能互补系统的优化调度中,应有效利用储能系统的调节能力并与陆上火电机组协同完成削峰填谷任务^[17-19]。在满足经济性与系统平衡等约束条件的前提下,需制定合理的调度策略以优化调度指令,从而降低系统运行成本,减少能源岛基地的弃风、弃光现象,提升新能源消纳水平。通过灵活调度储能资源,可有效平抑风光功率波动,增强系统运行的稳定性,最终实现经济效益与环境效益的协同优化^[20]。基于以上分析,本文提出的能源岛多能互补系统的分层优化调度框架如图2所示。

能源岛多能互补系统的分层优化调度框架如下:上层模型以电网稳定性为焦点,通过利用储能的灵活调节特性,最小化净负荷方差,以缓解风光

波动对电网的冲击,从而提升供电可靠性;中层模型侧重于系统经济性,在满足系统功率平衡的前提下,优化调峰成本,旨在同时降低火电机组的调峰成本与因弃风、弃光产生的新能源弃电成本;下层模型则基于中层模型输出的火电机组总出力曲线,在满足各机组运行约束的条件下,以火电机组运行波动最小化为目标,求解各机组的最优出力分配。该分层优化结构还具备实现多时间尺度协同优化的潜力:上层模型可在小时或天级别上规划储能的充、放电策略,以应对风光的长期波动趋势;中下层模型则可在分钟或小时级别上调整火电机组出力,从而快速响应负荷与风、光出力的实时变化。此外,此分层结构将复杂的高维非线性问题分解为若干子问题,避免了直接求解大规模混合整数规划模型所带来的沉重计算负担;同时,上层的输出结果可作为中下层的搜索空间约束,有效减少了冗余计算^[21]。

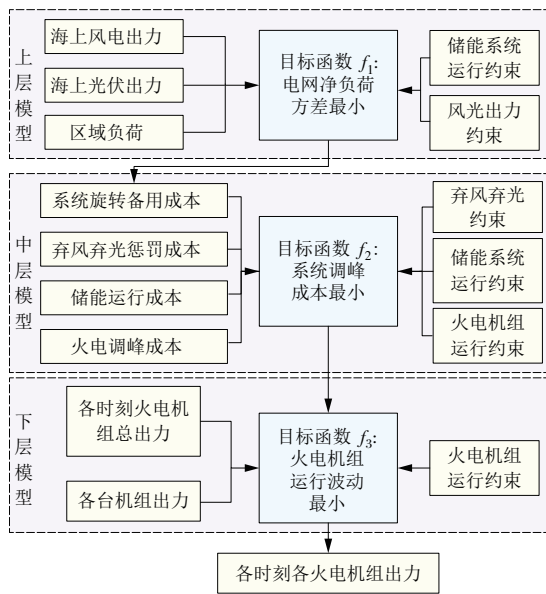


图 2 分层优化调度模型结构

Fig. 2 Hierarchical optimization scheduling model architecture

1.3.1 上层优化模型

(1)上层模型目标函数。上层模型以净负荷方差最小为优化目标,故上层模型目标函数 f_1 为

$$f_1 = \min \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T [L_{\text{net}}(t) - \bar{L}_{\text{net}}]^2, \quad (10)$$

式中: $L_{\text{net}}(t)$ 为 t 时刻系统净负荷; \bar{L}_{net} 为 t 时刻系统净负荷均值; T 为优化时段。

(2)上层模型约束条件。上层模型的约束主要包括:1)风光出力、火电出力约束;2)弃风、弃光限制约束;3)储能系统运行约束。

1.3.2 中层优化模型

(1)中层模型目标函数。中层模型主要考虑能

源岛多能互补系统调度的经济性,其核心目标在于实现经济、高效的削峰填谷调度。该模型的具体优化目标包括最小化火电机组调度成本、储能系统运行成本及新能源消纳不足所产生的惩罚成本。中层模型目标函数 f_2 为

$$f_2 = \min (C_{\text{th}} + C_{\text{sto}} + C_{\text{cur}}), \quad (11)$$

式中: C_{th} 为火电机组调度成本; C_{sto} 为储能运行成本; C_{cur} 为新能源消纳惩罚成本。

(2)中层模型约束条件。在中层模型中,核心约束条件主要涉及火电机组、储能系统及风电和光伏发电的运行约束。具体而言,火电机组的出力需在考虑正、负备用容量的基础上,严格控制在最小出力与最大出力之间。同时,其负荷调整速率应满足机组的爬坡能力约束,以确保运行的平稳性。此外,海上风电的上网电量不得超过其预测的最大出力,海上光伏的上网电量也应低于其预测的最大出力。上述约束共同确保了海上能源岛发电资源的合理利用和系统的安全稳定运行。

1.3.3 下层优化模型

(1)下层模型目标函数。火电机组功率频繁波动不利于火电机组的安全稳定运行,应尽可能使各火电机组出力波动最小。下层模型目标函数 f_3 为

$$f_3 = \min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N [P_{\text{TP},i}(t) - \bar{P}_{\text{TP},i}]^2 \Delta t, \quad (12)$$

式中: $P_{\text{TP},i}(t)$, $\bar{P}_{\text{TP},i}$ 分别为火电机组 i 在 t 时刻的出力值和平均出力值; N 为火电机组数。

(2)下层模型约束条件。下层模型的约束主要为火电出力约束。

2 自适应变步长 SMPC

本文提出一种基于 SMPC 的调度方法如图 3 所示。预测模型首先接收能源岛系统的最新测量数据,并基于此进行状态预测;通过采用基于概率距离和概率转移的场景削减技术,对预测场景集进行精简,以剔除大量重复与极端场景,从而提升计算效率;自适应滚动优化模块随后运用自适应变步长与变权重策略对预测结果进行优化。其中,变步长机制可根据系统调度偏差特性动态调整优化步长,而变权重方法则依据实际调度与预测结果之间的误差实时更新权重系数,以增强控制精度。优化结果最终转化为能源岛多能互补系统的调度指令,并在下一采样时刻反馈至系统中进行闭环校正。该反馈机制有效保障了调度指令的实时性与准确性,从而实现对海上能源岛系统的高效调度。通过上述迭代优化过程,所提方法显著提升了 SMPC 在调度预测性能与系统鲁棒性方面的表现。

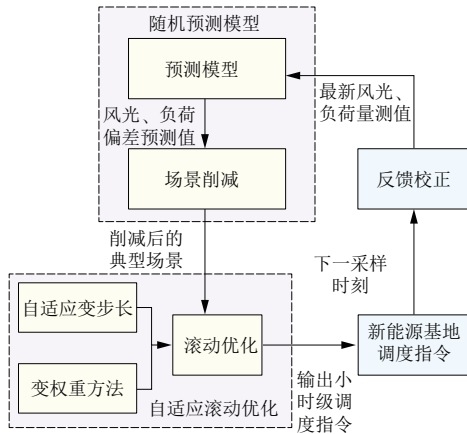


图 3 SMPC 调度方法结构示意图

Fig. 3 Structure SMPC scheduling method

2.1 风光预测模型

风速、光照等自然条件的波动性与不确定性,导致风能、太阳能等可再生能源的供应稳定性受到显著影响。SMPC 方法通过预测模型对系统内变量进行偏差预测,风光储系统中的预测模型主要是对日内风速和光照的预测,即对风电和光伏的输出功率进行误差修正。本文中认为风电和光伏出力及负荷的预测误差满足正态分布,故对风速和光照增加 $N(0, 10)$ 、负荷增加 $N(0, 5)$ 的正态分布误差。

2.2 风光场景削减

为处理能源岛多能互补系统中供需双侧的不确定性,本文采用场景削减技术,将风电、光伏和负荷在不同时刻的取值所构成的数组定义为 1 个场景。随后,根据各参数在不同时刻的预测误差概率密度分布,利用蒙特卡罗模拟生成 N_i 个初始场景集,具体步骤参见文献[22-24]。然而,初始场景集中通常包含大量低概率及高度相似的场景,若考虑所有场景会显著增加运算成本。为平衡计算精度与效率,需将初始场景集削减为若干具有代表性的典型场景。这些典型场景及其发生概率最终用于表征系统参数的不确定性^[25]。

2.3 滚动优化

与基于日前数据求解整个预测时域并输出完整调度序列的模型预测控制(Model Predictive Control, MPC)方法不同,SMPC 方法采用了滚动优化策略:在每一优化周期内,SMPC 方法仅执行控制序列中首个时刻的调度指令作为实际输出,随后将优化窗口沿时间轴平移至下一采样时刻,并启动新一轮优化。该滚动优化过程如图 4 所示(N_p 为滚动优化周期步长)。

然而,目前 SMPC 方法的滚动优化仍然存在不足:滚动优化周期内步长和置信度恒定。这两个参数的恒定会导致预测速度偏慢,且精度无法提高。若能解决这 2 个问题,将会显著提升 SMPC 方法优化

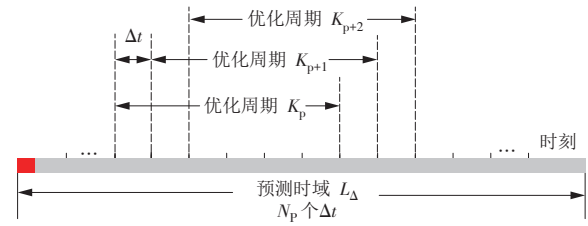


图 4 滚动优化过程示意

Fig. 4 Schematic rolling optimization process

调度的灵活性。下文将分别介绍变预测周期步长的滚动优化方法与变权重的滚动优化方法。

2.3.1 自适应变步长

滚动优化的预测步长直接影响调度预测的精度与计算效率。若步长较长,则预测结果的不确定性增大,且计算负担加重;若步长较短,虽可缩短计算时间,但难以覆盖未来时段的运行状态,导致全局优化效果不佳。为此,本文在 SMPC 方法框架的滚动优化环节中引入自适应控制步长技术,该方法可根据调度误差动态调整预测步长,从而提升优化过程的灵活性。具体而言,通过对比相邻滚动周期内电网与储能电站的调度误差,可计算出用于步长调整的偏差参考系数^[26],具体公式为

$$\begin{cases} P(t) = [P_{\text{bat}}^s(t) + P_C^s(t)] - [P_{\text{load}}(t) - P_{\text{PV}}(t) - P_W(t)] \\ F = \frac{1}{N_T} \sum_{k=1}^{N_T} |P_{\text{act}}(t+k) - P_{\text{pre}}(t+k)| \lambda^k \end{cases}, \quad (13)$$

式中: $P(t)$ 为 t 时刻系统净功率不平衡值; $P_C^s(t)$ 和 $P_{\text{bat}}^s(t)$ 分别为优化周期内求解所得电网与储能电站的调度优化功率; N_T 为时域长度; λ 为衰减系数; $P_{\text{act}}(t+k)$ 为 $t+k$ 时刻,实际调用的灵活调节资源总功率; $P_{\text{pre}}(t+k)$ 为 $t+k$ 时刻,预测的可调用的灵活调节资源总功率; F 为偏差参考系数,用于实现滚动优化步长的自适应调整。当调度预测误差变小时,即 F 较小时,增加 N_p ,实现全局性优化;当调度预测误差变大时,即 F 较大时,应减小 N_p ,以实现精确性调度,减小预测误差。

2.3.2 变权重方法

本文在 SMPC 方法的基础上,结合了变权重系数的思想。传统 SMPC 方法随着优化周期步长的增加,滚动优化周期末端的偏差会对预测结果产生影响,使预测准确度逐步下降。通过降低优化周期末端的置信度,提高周期前端的置信度,以实现当前时刻的精准调度控制。本文引入变权重方法来区分不同滚动优化周期内各时刻数据的置信度,即离初始时刻越远,权重系数越小,其具体公式为

$$R = d_{\text{iaq}} \left(e^{-(i-1)^2/\sigma} \right) \quad i = 1, \dots, N_p, \quad (14)$$

式中： R 为置信度矩阵； $d_{diag}()$ 为对角矩阵； σ 为衰减参数，取 79.66^[27]。

2.3.3 滚动优化函数

根据分层优化模型，构建滚动优化目标函数。能源岛多能互补系统供给侧包含风电、光伏、储能电站、火电机组及电网，其运行策略为风电与光伏全额消纳，火电机组、电网及储能电站联合调度以维持系统内电量平衡。因此，优化目标设定为系统在滚动优化周期内风电、光伏、火电发电成本及向电网购电成本的总和最小，据此所构建的滚动优化目标函数如下

$$\varphi = \min \sum_{s=1}^{N_s} \sum_{t=1}^{N_p} p_s R_t (\varepsilon_1 f_1 + \varepsilon_2 f_2 + \varepsilon_3 f_3) \Delta t, \quad (15)$$

式中： φ 为滚动优化目标函数； N_s 为选取的典型场景个数，取 10； p_s 为典型场景 s 出现的概率； R_t 为变权重系数； $\varepsilon_1, \varepsilon_2, \varepsilon_3$ 为权重系数。

能源岛多能互补系统的经济性和稳定性优化调度属于一个多变量、多输出的混合整数线性规划问题 (Mixed-Integer Linear Programming, MILP)^[28-29]。本文的求解流程如下：首先在 Matlab 环境中进行建模，包括定义决策变量、设定约束条件、配置模型参数并构建目标函数；随后调用 Gurobi 这一 MILP 求解器对模型进行求解。为保证调度策略的合理性与稳定性，在每一滚动优化周期内，仅执行优化控制序列中的首条指令。随后，至下一个采样时刻，进行下一个周期的优化求解。

3 自适应变步长 SMPC

3.1 优化调度流程

图 5 展示了能源岛多能互补系统优化调度流程，具体过程如下 (图中： $y_0(k+i)$ 为校正后的输出预测值； $y'(k+ilk)$ 为基于当前时刻 k 的系统状态和模型，对下一时刻 $k+i$ 的系统输出所做的原始预测值 (未经校正)，其中“ ilk ”表示该预测完全依赖于时刻 k 及之前的信息； Δy_e 为预测偏差； i 为预测步数的索引变量)。

(1)首先输入当前时刻的实时数据，包括负荷需求、风电场实际出力、光伏电站实际出力及储能系统电池的 SOC。这些数据作为优化模型的初始条件，为后续预测和场景生成提供基准。

(2)对供需参数进行偏差预测。基于历史数据和实时信息，对未来的负荷需求、风电及光伏出力进行不确定性预测。具体包括：负荷偏差预测和风光出力偏差预测。

(3)大量场景生成。通过蒙特卡罗模拟生成 N_i 个初始场景，覆盖风、光出力、负荷需求等参数的多

种可能分布；对每个不确定性参数 (如风速、辐照度) 的概率分布进行随机采样，生成大量未来情景。每个场景包含 N_p 个预测时段的参数值。

(4)基于概率距离削减方法的场景削减。为降低计算复杂度，采用基于概率距离和概率转移的场景削减方法对初始场景进行削减。将 N_i 个场景聚类为 N_s 个典型场景，计算各典型场景概率 p_s ，用于后续优化权重分配。

(5)对典型场景滚动优化。调用 Yalmip 建模工具与 Gurobi 求解器，将优化问题转化为 MILP 模型，快速求解多场景下的最优调度策略。

(6)指令执行与循环迭代。若当前时刻接近调度周期末尾 ($t > 24 - N_p$)，执行步骤 (9)；若不满足以上条件，执行步骤 (7)。

(7)仅命令能源岛多能互补系统执行首项指令 (t 时段动作)，并更新系统状态至 $t+1$ 时刻。

(8)反馈校正。在 $t+1$ 时刻，采集实际测量值 (负荷数据、风光出力数据)，与预测值进行比对，修正后续预测输出，返回步骤 (2)。

(9)能源岛多能互补系统直接执行所有优化指令，结束优化调度过程。

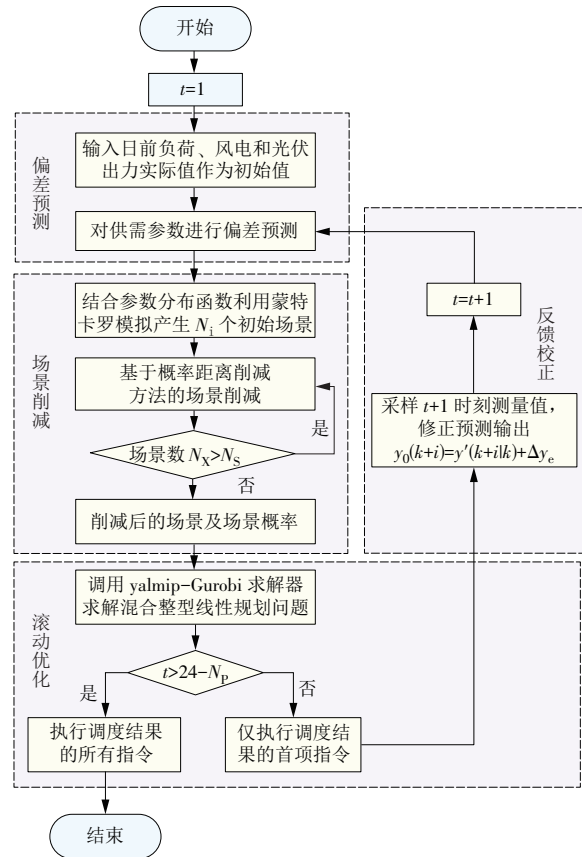


图 5 能源岛多能互补系统优化调度流程

Fig. 5 Optimization scheduling process of multi-energy complementary system of an energy island

3.2 海上能源岛系统概况

能源岛多能互补系统的结构如图 1 所示。本文所研究的系统配置包括 3 台额定容量为 350 MW 的火电机组,为保障小时级调度过程中的安全裕度,模型中暂不考虑火电机组的启停状态。此外,系统集成海上风电与海上光伏,其额定装机容量分别为 800 MW 和 500 MW,并配备一座规模为 80 MW/200 MW·h 的储能电站。当区域内用电负荷超过本地电源总出力时,系统可通过外部电网进行购电,最大输电功率为 200 MW。

4 调度结果与分析

4.1 不同步长调度结果分析

为评估 N_p 对计算时间与调度精确度的影响,并确定自适应变步长的初始步长,本文采用 `cputime` 函数测量计算量并以平均绝对百分比误差(MAPE)评估调度精度,结果如图 6 所示。计算量随 N_p 增加呈先增后减趋势; N_p 较小时单周期计算负担较轻,但随着 N_p 增加,预测周期总数减少,整体运算时间反而缩短。调度误差随 N_p 增加则呈先降后升趋势; N_p 过小时缺乏全局视角,易导致局部优化; N_p 过大时受末端周期预测不确定性影响增大,预测偏差上升。

综上所述,在 $N_p=8$ 时,SMPC 方法在调度预测精度与计算效率之间取得较好平衡,因此,在后续对比分析中 N_p 统一取为 8。

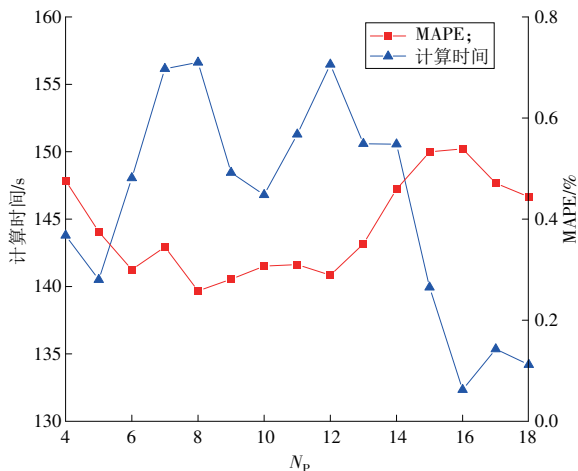


图 6 滚动优化周期步长 N_p 对调度结果的影响

Fig. 6 Impact of rolling optimization cycle step-size (N_p) on scheduling results

4.2 不同方法调度结果分析

为评估不同调度方法的性能,本文选取四季典型日作为算例,对比 MPC, SMPC 及自适应变步长 SMPC, 3 种方法的调度效果。图 7 展示了 3 种方法在夏季典型日(7月 15 日)的调度结果对比。

如前文所述,本文所提出的分层优化结构以最

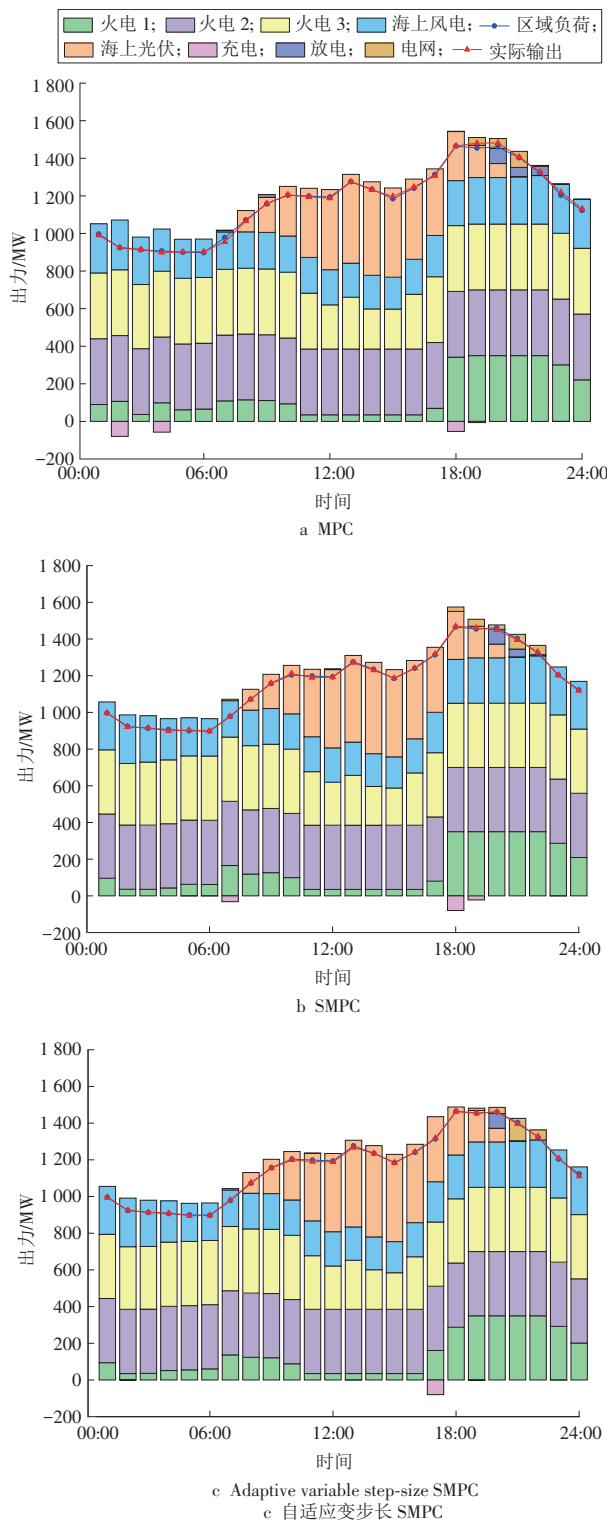


图 7 不同策略下的调度结果

Fig. 7 Scheduling results under different strategies

小化净负荷方差、综合运行成本与火电机组出力波动为核心目标,从而实现能源岛多能互补系统的协同优化。为全面衡量各调度方法的综合性能,本文从系统调度的准确性、火电机组出力的平稳性及经济性 3 个维度建立量化指标并据此对不同方法的优劣进行对比分析。

(1)调度精确性评价。针对本文的能源岛多能

互补系统优化调度模型,SMPC方法相较于MPC方法,MAPE由0.745%降低至0.268%。进一步地,在SMPC方法中引入自适应变步长策略后,四季典型日的MAPE进一步由0.268%下降至0.247%,调度精确性提升约7.84%,具体结果见表1。

表 1 不同方法下调度评价指标对比

Table 1 Comparison of scheduling evaluation metrics across different methods %

典型日	MPC	SMPC	自适应变步长 SMPC
4月15日(春)	0.92	0.28	0.25
7月15日(夏)	0.55	0.31	0.29
10月15日(秋)	0.89	0.24	0.21
1月15日(冬)	0.62	0.24	0.24

通过对比四季典型日下3种不同方法的调度效果可知,将风、光出力的随机性分析与模型预测控制相结合可显著提升调度性能。引入日内风、光出力的偏差预测并采用场景削减技术选取典型场景,能够更精确地刻画其出力变化规律与随机特性。同时,反馈校正环节可确保预测值较好地跟踪实际值,从而显著提升调度方法的精确性。

(2)火电机组波动性评价。对不同调度方法的调度结果进行对比,以波动互补率 I_f 对3台火电机组的波动情况进行量化评估,具体表达式为

$$I_f = 1 - \frac{\sigma_{\Delta c}}{\sum_{i=1}^3 \sigma_{\Delta TP, i}}, \quad (16)$$

式中: $\sigma_{\Delta TP, i}$ 为火电机组*i*的一阶差分标准差; $\sigma_{\Delta c}$ 为火电机组联合出力的一阶差分标准差。

I_f 越大表明3座火电机组对波动的综合平抑效果越好。由图8可知,3种调度方法均可实现火电机组的出力波动平抑。MPC方法的平均 I_f 为20.47%,SMPC方法的平均 I_f 为20.81%,本文提出的自适应变步长SMPC方法的平均 I_f 为22.21%,相较于以上2种方法,分别提升8.50%和6.73%。

(3)能源岛多能互补系统经济性评价。如图9所示,通过对比3种调度方法的经济性可知,由于经济性在目标函数中所占权重较大,故综合供电成本差异相对较小。在4个典型日算例中,夏、秋季场景下自适应变步长SMPC方法的综合供电成本最低,而春、冬季场景下MPC方法成本最低。值得注意的是,SMPC方法在夏、秋季的表现优于MPC,但综合供电成本仍高于本文提出的自适应变步长SMPC方法。进一步计算表明,本文提出的自适应SMPC方法相较于MPC方法,平均综合供电成本下降201.55万元,降幅为0.33%;相较于SMPC方法下降566.55万元,降幅为0.93%。尽管成本差异幅度不大,但本文所提自适应变步长SMPC方法通过考虑风、光出力的随机性,能够有效预测其

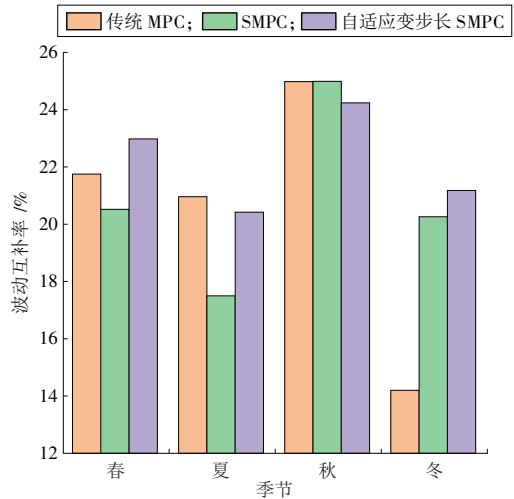


图 8 不同方法下波动互补率

Fig. 8 Fluctuation complementarity rate under different methods

波动影响,从而减小系统总出力预测值与实际值之间的均方根误差。相比之下,MPC方法虽结构优良,但由于缺乏对出力偏差的预测机制,导致预测值与实际值之间存在一定偏差。总体而言,本文优化算法与对比算法之间存在继承与发展关系,因此调度成本差异较小属于合理现象。

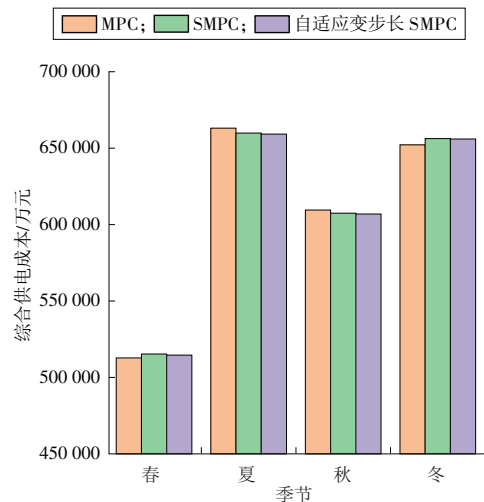


图 9 不同方法下综合供电成本

Fig. 9 Integrated power supply costs under different methods

4.3 自适应变步长调度结果分析

图10展示了采用自适应变步长SMPC方法时,滚动优化周期步长 N_p 的动态调整过程。初始时刻的 N_p 设为8,在后续优化过程中, N_p 随偏差参考系数 F 的变化而自适应调节。根据四季典型日的统计结果,整个调度过程的总运行时间为236.39s,平均优化步长为6.84s; N_p 能够有效响应 F 的变化:例如,在第6周期 F 值较高时,紧随的第7周期中 N_p 相应降低,以提升调度准确性;而在后续若干周期中随着 F 值下降, N_p 随之增加,以增强优化的全局性;在第13—16周期期间, F 值再次上升, N_p 相应调低,

进一步强化局部精度。由此可见,本文所提出的自适应变步长 SMPC 方法能够根据预测偏差动态调整优化步长,从而在调度准确性与全局优化之间实现有效平衡。

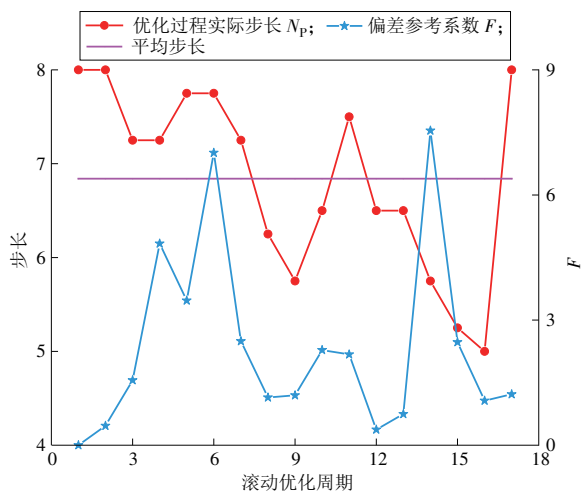


图 10 调度过程 N_p 变化情况

Fig. 10 Variation of step size N_p during scheduling process

为比较不同方法下的计算量,调用 cputime 函数对不同方法的计算量进行量化对比,结果见表 2。

表 2 不同方法下调度用时情况

Table 2 Scheduling time consumption across different methods

调度方法	4月15日(春)	7月15日(夏)	10月15日(秋)	1月15日(冬)	平均用时
MPC	156.42	142.92	127.26	156.16	145.69
SMPC	248.67	255.09	251.19	255.84	252.69
自适应变步长 SMPC	227.23	237.17	242.08	239.11	236.39

由表 2 可知, MPC 方法基于日前预测数据开展调度,将预测值作为确定性输入,其优化步长为 24,且仅执行一次优化过程,由于未考虑风、光资源的波动性与不确定性对调度过程的影响,该方法计算量较小,仅为 145.69 s; SMPC 与自适应变步长 SMPC 的初始步长均设为 8,通过对比二者的调度时长,可评估自适应变步长策略对计算效率的提升效果。结果表明自适应变步长 SMPC 方法相较于 SMPC 方法,平均计算时间减少 16.30 s,降幅达 6.45%,显著节约了计算资源。

5 结论

本文针对能源岛多能互补系统,提出一种基于分层优化框架的自适应变步长 SMPC 调度方法。通过构建考虑多源约束与多目标函数的协同优化模型,设计分层求解策略,以最小化电网净负荷方差与综合调峰成本为目标,在满足设备与系统运行约束的前提下,有效平衡调度准确性与经济性。

在调度方法层面,本文所提出的自适应变步长 SMPC 通过引入变权重系数与自适应步长机制,解决了传统 SMPC 中因滚动周期内置信度均匀分布而导致的末端偏差影响初始调度指令的问题。该方法能够基于历史数据生成调度计划并通过反馈机制实时修正控制指令。基于四季典型日的仿真对比表明:与 MPC 相比,自适应变步长 SMPC 方法在调度性能上有显著提升;与 SMPC 相比,自适应变步长 SMPC 方法计算时间缩短了 6.45%,调度精度提高 7.84%,波动互补率提升 6.73%,经济性提升 0.93%。综上可知,自适应变步长 SMPC 方法在调度精确性、全局优化能力、系统鲁棒性、经济性及运算效率方面具有综合优势。

参考文献:

[1]谭显东,刘俊,徐志成,等.“双碳”目标下“十四五”电力供需形势[J].中国电力,2021,54(5):1-6.
TAN Xiandong, LIU Jun, XU Zhicheng, et al. Power supply and demand balance during the 14th Five-Year Plan period under the goal of carbon emission peak and carbon neutrality[J]. Electric Power, 2021, 54(5): 1-6.

[2]GOSENS J, HEDENUS F, SANDÉN B A. Faster market growth of wind and PV in late adopters due to global experience build-up[J]. Energy, 2017, 131: 267-278.

[3]张勋祥,吴杰康,孙焯桦,等.平抑海上风电波动的混合储能系统容量优化配置[J].综合智慧能源,2024,46(6):54-65.
ZHANG Xunxiang, WU Jiekang, SUN Yehua, et al. Capacity allocation optimization of hybrid energy storage systems considering fluctuation control on offshore wind power [J]. Integrated Intelligent Energy, 2024, 46 (6) : 54-65.

[4]PRANDINI M, GARATTI S, LYGEROS J. A randomized approach to stochastic model predictive control [C]// Proceedings of 2012 IEEE 51st IEEE Conference on Decision and Control (CDC). IEEE, 2012: 7315-7320.

[5]GONZÁLEZ E, SANCHIS J, GARCÍA-NIETO S, et al. A comparative study of stochastic model predictive controllers [J]. Electronics, 2020, 9(12): 2078.

[6]MESBAH A. Stochastic model predictive control with active uncertainty learning: A Survey on dual control[J]. Annual Reviews in Control, 2018, 45: 107-117.

[7]HEIRUNG T A N, PAULSON J A, O'LEARY J, et al. Stochastic model predictive control: How does it work?[J]. Computers & Chemical Engineering, 2018, 114: 158-170.

[8]MESBAH A. Stochastic model predictive control: An overview and perspectives for future research[J]. IEEE Control Systems Magazine, 2016, 36(6): 30-44.

[9]张怡,房方.基于随机模型预测控制的智能楼宇能量管

- 理方法[J]. 综合智慧能源, 2022, 44(10): 83-90.
- ZHANG Yi, FANG Fang. Smart building energy management strategy based on stochastic model predictive control [J]. *Integrated Intelligent Energy*, 2022, 44(10): 83-90.
- [10] MACIEJOWSKI J M, YANG X K. Fault tolerant control using Gaussian processes and model predictive control [C]//*Proceedings of 2013 Conference on Control and Fault-Tolerant Systems (SysTol)*. IEEE, 2013: 1-12.
- [11] 贾文杰. 基于鲁棒模型预测控制的风火储联合系统调频优化策略研究[D]. 杭州: 杭州电子科技大学, 2024.
- JIA Wenjie. Study on frequency regulation optimization strategy of integrated wind-thermal-storage system based on robust model predictive control [D]. Hangzhou: Hangzhou Dianzi University, 2024.
- [12] 蒋李晋. 基于模型预测控制的风电集群有功分层协调控制策略研究[D]. 吉林: 东北电力大学, 2023.
- JIANG Lijin. Research on active power hierarchical coordinated control strategy of wind power cluster based on model predictive control [D]. Jilin: Northeast Electric Power University, 2023.
- [13] 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.
- [14] WEI S S, LI Y G, GAO X H, et al. Multi-stage sensitivity analysis of distributed energy systems: A variance-based sobol method [J]. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2020, 8(5): 895-905.
- [15] 冯哲飞, 霍志红, 魏赏赏, 等. 基于自适应SMPC的梯级水-风-光互补系统多目标优化调度[J]. 可再生能源, 2023, 41(3): 352-360.
- FENG Zhefei, HUO Zhihong, WEI Shangshang, et al. Multi-objective optimal scheduling for hydro-wind-photovoltaic system based on adaptive stochastic model predictive control [J]. *Renewable Energy Resources*, 2023, 41(3): 352-360.
- [16] 方朝雄, 吴晓升, 江岳文. 考虑暂态稳定性的网储多目标双层优化[J]. 电力建设, 2020, 41(7): 58-66.
- FANG Chaoxiong, WU Xiaosheng, JIANG Yuewen. Research on multi-objective bi-level optimization of network-storage considering transient stability [J]. *Electric Power Construction*, 2020, 41(7): 58-66.
- [17] WANG C H, MA Y, XIE J J, et al. Multi-objective energy dispatch with deep reinforcement learning for wind-solar-thermal-storage hybrid systems [J]. *Journal of Energy Storage*, 2025, 105: 114635.
- [18] LI Z H, YU T, CHEN Y X, et al. Multi-objective optimization dispatching strategy for wind-thermal-storage generation system incorporating temporal and spatial distribution control of air pollutant dispersion [J]. *IEEE Access*, 2020, 8: 44263-44275.
- [19] 程先龙, 马云, 韩军峰, 等. 基于改进非洲秃鹫优化算法的含风电场电力系统经济调度研究[J]. 综合智慧能源, 2025, 47(6): 37-46.
- CHENG Xianlong, MA Yun, HAN Junfeng, et al. Research on economic scheduling of power systems with wind farms based on improved African vulture optimization algorithm [J]. *Integrated Intelligent Energy*, 2025, 47(6): 37-46.
- [20] 李雄威, 王昕, 徐家豪, 等. 考虑火电深度调峰的风光火储系统分层优化调度模型[J]. 油气与新能源, 2023, 35(6): 74-81.
- LI Xiongwei, WANG Xin, XU Jiahao, et al. A hierarchical optimal scheduling model of wind-photovoltaic-thermal-energy storage system considering deep peak shaving of thermal power [J]. *Petroleum and New Energy*, 2023, 35(6): 74-81.
- [21] 叶泽, 李湘旗, 姜飞, 等. 考虑最优弃能率的风光火储联合系统分层优化经济调度[J]. 电网技术, 2021, 45(6): 2270-2280.
- YE Ze, LI Xiangqi, JIANG Fei, et al. Hierarchical optimization economic dispatching of combined wind-PV-thermal-energy storage system considering the optimal energy abandonment rate [J]. *Power System Technology*, 2021, 45(6): 2270-2280.
- [22] 张彦, 张涛, 刘亚杰, 等. 基于随机模型预测控制的能源局域网优化调度研究[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(13): 3451-3462, 3364.
- ZHANG Yan, ZHANG Tao, LIU Yajie, et al. Stochastic model predictive control for energy management optimization of an energy local network [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2016, 36(13): 3451-3462, 3364.
- [23] 董雷, 刘梦夏, 陈乃仕, 等. 基于随机模型预测控制的分布式能源协调优化控制[J]. 电网技术, 2018, 42(10): 3219-3227.
- DONG Lei, LIU Mengxia, CHEN Naishi, et al. Coordinated optimal control of distributed energy based on stochastic model predictive control [J]. *Power System Technology*, 2018, 42(10): 3219-3227.
- [24] 刘梦夏. 基于随机模型预测控制的配电网多源协调优化研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2018.
- LIU Mengxia. Research on multi-source coordination optimization of distribution network based on stochastic model predictive control [D]. Beijing: North China Electric Power University, 2018.
- [25] 王永杰, 吴文传, 张伯明. 考虑负荷量测和光伏不确定性的主动配电网鲁棒电压控制[J]. 电力系统自动化, 2015,

- 39(9): 138–144.
- WANG Yongjie, WU Wenchuan, ZHANG Boming. Robust voltage control model for active distribution network considering load and photovoltaic uncertainties [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39 (9) : 138–144.
- [26]HUANG H C, XU C, WEI S S, et al. Optimized scheduling of wind-solar energy storage system using adaptive variable step size SMPC [C]//Proceedings of Fifth International Conference on Green Energy, Environment, and Sustainable Development (GEESD 2024). SPIE, 2024: 70.
- [27]魏赏赏, 李益国, 张俊礼, 等. 冷热电综合能源系统变权重 SMPC 调度策略研究[J]. 工程热物理学报, 2021, 42(7): 1685–1691.
- WEI Shangshang, LI Yiguo, ZHANG Junli, et al. A variable-weight stochastic model predictive control operation strategy for integrated energy system [J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2021, 42(7): 1685–1691.
- [28]江美慧, 许镇江, 牛统科, 等. 考虑综合需求响应的矿区综合能源系统日内多时间尺度滚动优化调度[J]. 综合智慧能源, 2025, 47(3): 73–83.
- JIANG Meihui, XU Zhenjiang, NIU Tongke, et al. Intra-day multi-time scale rolling optimization scheduling of mine integrated energy system considering integrated demand response [J]. Integrated Intelligent Energy, 2025, 47(3): 73–83.
- [29]聂雪颖, 程懋松, 左献迪, 等. 考虑风光消纳的风光核储混合系统容量优化[J]. 综合智慧能源, 2025, 47(1): 51–61.
- NIE Xueying, CHENG Maosong, ZUO Xiandi, et al. DAI Zhimin. Capacity optimization of wind-solar-nuclear-energy storage hybrid system considering wind and solar energy consumption [J]. Integrated Intelligent Energy, 2025, 47(1): 51–61.

(本文责编:周志恒)

收稿日期:2025-07-22;修回日期:2025-08-05
上网日期:2025-11-25;附录网址:www.iienergy.cn

作者简介:

李阔(1996),男,工程师,硕士,从事海上风电与海洋能方面的研究,likuo0607@163.com;

唐洋(1988),男,高级工程师,从事风光储、综合能源等新能源开发方面的研究,ty676854@163.com;

刘博涛(1989),男,工程师,博士,从事风光火储技术方面的研究,looepr2011@163.com;

黄浩城(2000),男,博士生,从事可再生能源多能互补等方面的研究,huanghchhu0708@163.com;

邵贤杰(2000),男,硕士生,从事海上能源岛协同运行控制方面的研究,supoqiaji@163.com;

尹高俊(2001),男,硕士生,从事海上风电仿真平台开发方面的研究,yin1003895936@163.com;

魏赏赏*(1990),男,副教授,博士,从事风光新能源、储能及多能互补系统等方面的研究,weishsh@hhu.edu.cn.

*为通信作者。