



计及储能状态与设备运行友好性的风光储氢孤岛直流微电网优化调度

闫宏亮, 李诗卓, 高嘉洋, 温曜谦
(西安石油大学工程学院, 陕西 西安 710065)

摘要: 针对风光储氢孤岛直流微电网中源荷波动、电氢储能耦合复杂及燃料电池、电解槽频繁启停等问题, 提出一种计及储能状态与设备运行友好性的优化调度策略。建立含光伏、风机、蓄电池、燃料电池、电解槽和储氢罐的调度模型, 综合考虑功率平衡、设备运行边界、半连续运行、电氢互斥、蓄电池荷电状态 (SOC)、储氢罐荷氢状态 (SOH) 及直流母线电压约束; 在目标函数中引入运行维护成本、储能状态保持项和设备运行友好性项, 以协调运行经济性、储能裕度和设备运行连续性。在模型预测控制 (MPC) 滚动优化框架下, 采用赏金猎人优化算法 (BHO) 结合启发式约束修正策略, 对预测时域内蓄电池、燃料电池和电解槽功率进行寻优, 并与基于粒子群优化算法 (PSO) 的 PSO-MPC 进行对比。算例结果表明, BHO-MPC 的 24 h 累计运行维护成本由 175.90 元降低至 172.63 元, 降幅约为 1.86%; 储氢罐 SOH 波动幅度由 14.29% 降低至 10.71%, 期末 SOH 由 53.77% 提高至 56.23%; 燃料电池/电解槽完整启停周期总数由 12 次减少至 8 次, 连续启停次数由 6 次减少至 3 次, 蓄电池充放电切换次数由 10 次减少至 8 次; 调度功率经底层控制执行后, 直流母线电压始终处于安全运行范围内。结果表明, 所提策略能够在保证系统安全运行的基础上, 兼顾运行经济性、储能状态保持和设备运行友好性。

关键词: 孤岛直流微电网; 电氢耦合; 优化调度; 模型预测控制; 设备运行友好性

doi: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2026.0564

中图分类号: TM 73

文献标志码: A

文章编号: 2095-4239 (XXXX) XX-1-11

Optimal Scheduling of Islanded DC Microgrid with Wind, Photovoltaic, Battery, and Hydrogen Storage Considering Energy Storage States and Equipment Operation Friendliness

Yan Hongliang, Li Shizhuo, Gao Jiayang, Wen Yaoqian
(School of Electronic Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an, 710065, Shaanxi, China)

Abstract: To address source-load power fluctuations, complex electric-hydrogen energy storage coupling, and frequent start-stop operation of fuel cells and electrolyzers in an islanded direct current (DC) microgrid, an optimal scheduling strategy considering energy storage states and equipment-friendly operation is proposed. A comprehensive scheduling model is established for an islanded DC microgrid consisting of photovoltaic arrays, wind turbines, battery units, fuel cells, electrolyzers, and a hydrogen storage tank. The model incorporates system power balance, equipment operating limits, semi-continuous operation

收稿日期: 2026-07-01; 修改稿日期: 2026-07-26。

基金项目: 陕西省教育厅重点实验室资助项目 (15JS084)。

第一作者: 闫宏亮 (1975—), 男, 硕士, 副教授, 研究方向: 电气系统优化控制、新能源微电网与储能系统能量管理, E-mail: 12351249@qq.com;

通信作者: 李诗卓, 硕士, 研究方向: 新能源微电网优化调度与储能能量管理, E-mail: 1208712946@qq.com。

引用本文: 闫宏亮, 李诗卓, 高嘉洋, 等. 计及储能状态与设备运行友好性的风光储氢孤岛直流微电网优化调度[J]. 储能科学与技术, XXXX, XX(XX): 1-11.

Citation: Yan Hongliang, Li Shizhuo, Gao Jiayang, et al. Optimal Scheduling of Islanded DC Microgrid with Wind, Photovoltaic, Battery, and Hydrogen Storage Considering Energy Storage States and Equipment Operation Friendliness[J]. Energy Storage Science and Technology, XXXX, XX(XX): 1-11.

constraints, electric-hydrogen mutual exclusion, battery state of charge (SOC), hydrogen tank state of hydrogen (SOH), and DC bus voltage constraints. An integrated objective function is formulated by introducing operation and maintenance cost, an energy storage state maintenance term, and an equipment-friendly operation term to coordinate operating economy, energy storage regulation margins, and equipment operation continuity. Under the rolling optimization framework of model predictive control (MPC), the bounty hunter optimizer (BHO) is combined with a heuristic constraint correction strategy to optimize the power allocation of the battery, fuel cell, and electrolyzer within the prediction horizon. The proposed BHO-MPC strategy is compared with a particle swarm optimization (PSO)-based MPC strategy. The case study results show that, compared with PSO-MPC, BHO-MPC reduces the 24 h cumulative operation and maintenance cost from 175.90 CNY to 172.63 CNY, representing a reduction of approximately 1.86%. The fluctuation range of the hydrogen storage tank SOH decreased from 14.29% to 10.71%, and the terminal SOH increased from 53.77% to 56.23%. The total number of complete start-stop cycles of the fuel cell and electrolyzer decreased from 12 to 8, the number of continuous start-stop events decreased from 6 to 3, and the number of battery charge-discharge switching events decreased from 10 to 8. After the scheduled power was executed by the lower-level power control, the DC bus voltage remained within the safe operating range.

Keywords: islanded DC microgrid; electric-hydrogen coupling; optimal scheduling; model predictive control; equipment-friendly operation

随着可再生能源发电比例持续提升,风电、光伏等分布式电源在孤岛微电网中的应用日益广泛。相比交流微电网,直流微电网在接入光伏、蓄电池、电解槽、燃料电池及直流负荷等直流型设备时,可减少交直流多级变换环节,具有结构简单、效率较高和控制灵活等优势^[1]。在孤岛运行下,系统无法依赖外部电网支撑,风光出力的随机性和负荷波动会直接影响内部功率平衡和直流母线电压稳定。电氢混合储能中蓄电池能够兼顾短时功率调节并且氢储能可以提供长时能量支撑,为孤岛直流微电网可靠运行提供了保障^[2]。因此,对于风光储氢孤岛直流微电网,如何在安全运行前提下协调运行经济性、储能状态保持和电氢设备友好运行,是优化调度中需要解决的关键问题。

围绕电氢耦合微电网协调控制与能量管理,已有学者开展了相关研究。温素芳等^[3]针对光储氢孤岛直流微电网,提出考虑蓄电池荷电状态和储氢罐荷氢状态融合的分层协调控制策略。倪鸾等^[4]和李建林等^[5]分别从不确定性建模和功率协同控制角度,对电氢耦合储能系统的运行进行了研究。在调度优化方面,荆捷等^[6]针对孤岛风电制氢系统提出多时

间尺度的能量管理策略。雷兆明等^[7]考虑源荷不确定性,建立了风光储耦合制氢系统两阶段能量调度模型。赵佳等^[8]针对直流微电网通过建立经济调度模型,实现了多单元之间的功率优化分配。上述研究为电氢混合储能建模与功率协调提供了参考。现有研究已能较好描述多能源单元间的功率分配关系,但是若调度目标过于侧重单时段经济成本,可能导致燃料电池和电解槽频繁启停、蓄电池充放电状态反复切换或储能被过度消耗的问题。模型预测控制(Model Predictive Control, MPC)能够利用预测信息进行有限时域优化,并通过滚动更新机制修正控制指令,适合处理风光荷波动下的动态调度问题。BASANTES等^[9]将MPC用于孤岛直流微电网能量管理,实现了实时反馈下的功率优化分配。NGUYEN等^[10]采用MPC结合郊狼优化算法实现蓄电池储能系统运行优化。谭金龙等^[11]将改进型深度强化学习与自适应分布式MPC相结合,用于电网侧储能系统协同优化,提高了储能调度的经济性和可再生能源消纳能力。上述研究表明,使用MPC与智能优化算法结合是解决微电网滚动优化调度的一种有效的方法。此外,混合整数线性规划

(Mixed-Integer Linear Programming, MILP) 也是求解此类问题的常用方法之一^[12]。针对本文模型, 若采用 MILP 求解, 通常需要对半连续运行约束、电氢互斥约束及设备状态切换逻辑进行分段线性化或等效转化, 并引入辅助二进制变量, 在 96 步预测时域下变量规模和约束数量将急剧增加^[13], 难以保证 15min 滚动优化周期内的求解效率。相比之下, 元启发式算法对模型线性化程度要求低, 可通过灵活编码和适应度评价直接处理复杂混合变量约束, 更适合本文所构建的 MPC 滚动优化调度框架。

在面对高维、强非凸的调度空间的问题时, 粒子群优化 (Particle Swarm Optimization, PSO) 等传统元启发式算法主要依赖全局最优和个体最优信息引导种群更新^[14], 可能出现种群多样性下降和局部收敛问题。赏金猎人优化算法 (Bounty Hunter Optimizer, BHO) 通过多源引导和种群多样性维持机制, 在全局探索与局部开发之间具有较好的平衡能力, 能够缓解传统算法因单一搜索方向导致的早熟收敛问题^[15]。因此, 将其引入 MPC 滚动优化框架并结合启发式约束修正策略, 有助于提升复杂约束下的功率分配质量。

基于上述分析, 本文提出一种基于 BHO-MPC 的风光储氢孤岛直流微电网优化调度策略。首先, 建立计及功率平衡、设备运行边界、蓄电池荷电状态 (State of Charge, SOC)、储氢罐荷氢状态 (State of Hydrogen, SOH)、半连续运行、电氢互斥及直流母线电压约束的调度模型; 其次, 在目标函数中引入运行维护成本、储能状态保持和设备运行友好性, 并采用 BHO 结合启发式约束修正策略进行滚动优化求解; 最后, 以 PSO-MPC 作为对比方案, 从经济性、储能状态、设备启停及母线电压等方面验证所提策略的有效性。

1 风光储氢微电网结构及运行模型

1.1 系统结构

本文研究的风光储氢孤岛直流微电网结构如图 1 所示, 系统主要由光伏发电单元、风力发电单元、蓄电池储能单元、电解槽、储氢罐、燃料电池、直流负荷及直流母线组成。各单元通过相应的电力电子变换器接入直流母线, 并在能量管理系统协调下实现源、荷、储之间的能量交换。

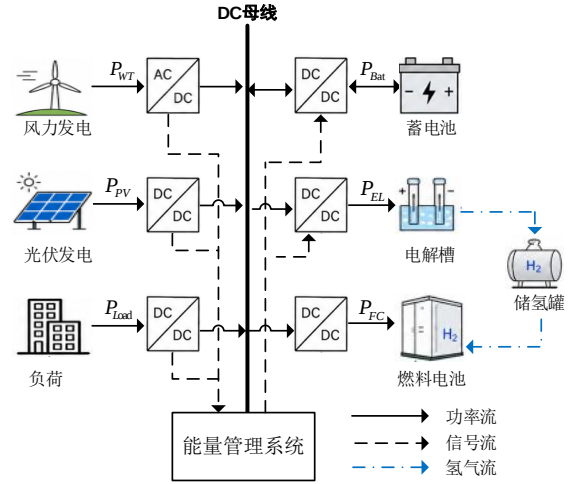


图 1 孤岛直流微电网结构图

Fig. 1 Structure diagram of an islanded DC microgrid

与并网型微电网不同, 孤岛直流微电网无法依赖外部电网进行功率支撑, 系统内部功率平衡、储能状态与直流母线电压稳定具有强耦合关系。光伏和风力发电单元作为可再生能源输入端, 蓄电池承担短时功率平抑, 由电解槽、储氢罐和燃料电池组成的氢储能子系统承担富余电能消纳与长时能量支撑。本文以蓄电池、燃料电池和电解槽功率为调度变量, 以蓄电池 SOC 和储氢罐 SOH 为储能状态变量, 并将各设备启停及充放电状态作为后续运行友好性评价的重要依据。

1.2 可再生能源出力模型

光伏电池输出功率表达式如下:

$$P_{PV}(k) = P_{PV, rated} \frac{G_t}{G_{STC}} [1 + k(T_{ct} - T_{STC})] \quad (1)$$

式中: $P_{PV}(k)$ 为 k 时段光伏的输出功率; $P_{PV, rated}$ 为光伏的额定功率; G_t 为光伏表面的光照强度; G_{STC} 为标准测试光照强度; k 为光伏最大功率温度系数; T_{ct} 为光伏工作温度; T_{STC} 为参考温度。

风力发电机输出功率表达式如下:

$$P_{WT}(k) = \begin{cases} 0 & , V(k) < V_{in}, V(k) \geq V_{out} \\ P_{WT, rated} \frac{V(k)^3 - V_{in}^3}{V_{rated}^3 - V_{in}^3} & , V_{in} \leq V(k) < V_{rated} \\ P_{WT, rated} & , V_{rated} \leq V(k) < V_{out} \end{cases} \quad (2)$$

式中: $P_{WT}(k)$ 为 k 时段风机的输出功率; $V(k)$ 为 k 时刻的风速; V_{in} 为切入风速; V_{out} 为切出风速; V_{rated} 为额定风速; $P_{WT, rated}$ 为风机的额定输出功率。

1.3 蓄电池状态模型

为刻画蓄电池在调度过程中的能量状态变化, 本文采用荷电状态 SOC 描述其剩余电量水平, 蓄电池在系统中承担短时功率波动平抑任务。规定蓄电池功率 $P_{Bat}(k) > 0$ 表示放电, $P_{Bat}(k) < 0$ 表示充电, 则 SOC 的离散更新关系为:

$$SOC(k+1) = SOC(k) - \frac{P_{Bat}(k)\Delta t}{E_{Bat}} \times 100\% \quad (3)$$

式中: $SOC(k)$ 为 k 时段蓄电池的荷电状态; $P_{Bat}(k)$ 为蓄电池的充放电功率; E_{Bat} 为蓄电池额定容量; Δt 为调度步长。本文调度层采用等效能量模型描述蓄电池 SOC 变化^[16], 未进一步区分充/放电效率。

1.4 氢储能状态模型

相较于蓄电池, 氢能系统具有长时大容量存储的优势, 系统由电解槽、储氢罐和燃料电池组成, 其中电解槽用于将富余电能转化为氢能, 燃料电池用于将储存氢能转化为电能, 储氢罐荷氢状态 SOH 用于表征系统氢能储备水平^[17]。

电解槽吸收富余电能产生氢气, 其在第 k 个时间段产生的氢气质量为:

$$m_{H_2,EL}(k) = \frac{P_{EL}(k) \cdot \eta_{EL}}{L_{HV}} \Delta t \quad (4)$$

式中: η_{EL} 为电解槽的能量转换效率; L_{HV} 为氢气的低热值。

燃料电池消耗氢气以弥补功率缺额, 其在第 k 个时间段消耗的氢气质量为:

$$m_{H_2,FC}(k) = \frac{P_{FC}(k)}{L_{HV} \cdot \eta_{FC}} \Delta t \quad (5)$$

式中: η_{FC} 为燃料电池的能量转换效率。

结合电解槽产氢量和燃料电池耗氢量, 储氢罐荷氢状态的更新关系可表示为:

$$SOH(k+1) = SOH(k) + \frac{m_{H_2,EL}(k) - m_{H_2,FC}(k)}{H_{2,max}} \times 100\% \quad (6)$$

式中: $SOH(k)$ 表示第 k 时段储氢罐荷氢状态, $H_{2,max}$ 表示储氢罐最大储氢容量。

1.5 设备运行状态描述

燃料电池和电解槽频繁启停可能增加设备损耗, 蓄电池充放电状态频繁反转也会影响其运行寿命。为支撑后续优化调度中的设备运行友好性评价, 定义以下运行状态变量。

燃料电池运行状态 $u_{FC}(k)$ 和电解槽运行状态 $u_{EL}(k)$ 分别为:

$$u_{FC}(k) \begin{cases} 1, & P_{FC}(k) \geq P_{FC,min} \\ 0, & P_{FC}(k) = 0 \end{cases} \quad (7)$$

$$u_{EL}(k) \begin{cases} 1, & P_{EL}(k) \geq P_{EL,min} \\ 0, & P_{EL}(k) = 0 \end{cases} \quad (8)$$

式中: 1 代表运行状态; 0 代表停机状态。

蓄电池充放电状态变量 $s_{Bat}(k)$ 定义为:

$$s_{Bat}(k) \begin{cases} 1, & P_{Bat}(k) > 0 \\ -1, & P_{Bat}(k) < 0 \\ 0, & P_{Bat}(k) = 0 \end{cases} \quad (9)$$

式中: 1 表示放电; -1 表示充电, 0 表示不参与功率交换。

2 风光储氢微电网优化调度模型

孤岛直流微电网不与外部电网进行功率交互, 内部电-氢-电转换主要用于可再生能源消纳与长短周期能量调节。若调度目标过度偏向单步经济成本, 易导致氢能设备频繁启停、蓄电池充放电反复切换或储能深度透支。因此, 本文建立兼顾运行经济性、储能状态保持和设备运行友好性的综合优化调度模型。

2.1 目标函数

本文构建如下综合目标函数, 在预测时域内对运行维护成本、储能状态偏移及设备状态切换进行联合优化:

$$\min J = C_{OM} + \lambda_{st} J_{st} + \lambda_{sw} J_{sw} \quad (10)$$

式中: J 为综合目标函数; C_{OM} 为预测时域内系统总运行维护成本; J_{st} 为储能状态保持项; J_{sw} 为设备运行友好性项; λ_{st} 和 λ_{sw} 分别为储能状态保持项和设备运行友好性项的权重系数。

1 系统运行维护成本

系统运行维护成本涵盖光伏、风机、蓄电池及氢能设备的单位运行折旧与维护成本:

$$\min C_{OM} = \sum_{t=1}^N [C_{PV} P_{PV}(k) + C_{WT} P_{WT}(k) + C_{Bat} |P_{Bat}(k)| + C_{FC} P_{FC}(k) + C_{EL} P_{EL}(k)] \Delta t \quad (11)$$

式中: N 为预测时域长度; C_{PV} 、 C_{WT} 、 C_{Bat} 、 C_{FC} 、 C_{EL} 分别为光伏、风机、电池、燃料电池与电解槽的单位电量运行维护成本。由于蓄电池在充放电过程中均会产生循环损耗和寿命折损, 因此采用 $|P_{Bat}(t)|$ 表示蓄电池在预测时域内功率吞吐量。

2 储能状态保持项

为避免蓄电池和储氢罐在有限预测时域内被过度调用，引入储能状态保持项，引导储能系统保留一定的双向调节裕度：

$$J_{st} = \sum_{k=1}^N \left[\left(\frac{\text{SOC}(k) - \text{SOC}_{ref}}{\text{SOC}_{max} - \text{SOC}_{min}} \right)^2 + \left(\frac{\text{SOH}(k) - \text{SOH}_{ref}}{\text{SOH}_{max} - \text{SOH}_{min}} \right)^2 \right] \quad (12)$$

式中： SOC_{ref} 和 SOH_{ref} 分别为蓄电池SOC和储氢罐SOH的期望参考值，本文均取50%； SOC_{max} 、 SOC_{min} 和 SOH_{max} 、 SOH_{min} 分别为SOC和SOH的允许上下限。该项通过惩罚储能状态偏离参考值的归一化程度，抑制蓄电池和储氢罐在优化过程中的过度偏移，使储能系统保持一定后续调节能力。

3 设备运行友好性项

燃料电池和电解槽频繁启停会降低设备运行连续性，蓄电池充放电方向频繁切换也会增加循环损耗。根据第1章定义的运行状态变量，引入设备运行友好性项：

$$J_{sw} = \sum_{k=1}^{N-1} \left[|u_{FC}(k+1) - u_{FC}(k)| + |u_{EL}(k+1) - u_{EL}(k)| + |s_{Bat}(k+1) - s_{Bat}(k)| \right] \quad (13)$$

式中： $u_{FC}(k)$ 和 $u_{EL}(k)$ 分别为燃料电池和电解槽运行状态变量； $s_{Bat}(k)$ 为蓄电池充放电状态变量。该项通过惩罚相邻时段状态变量的变化，抑制燃料电池、电解槽频繁启停以及蓄电池充放电反复切换。

2.2 约束条件

。

1. 功率平衡约束：

$$P_{PV}(k) + P_{WT}(k) + P_{FC}(k) + P_{Bat}(k) = P_L(k) + P_{EL}(k) \quad (14)$$

式中： $P_{Load}(k)$ 为负荷需求功率；规定 $P_{Bat}(t) > 0$ 表示放电，因此蓄电池放电时参与供能，充电时等效为吸收系统功率。

2. 可再生能源出力范围：

$$P_{WT,min} \leq P_{WT}(k) \leq P_{WT,max} \quad (15)$$

$$P_{PV,min} \leq P_{PV}(k) \leq P_{PV,max} \quad (16)$$

式中 $P_{WT,min}$ 、 $P_{PV,min}$ 分别为风机与光伏功率的下限； $P_{WT,max}$ 、 $P_{PV,max}$ 分别为风机与光伏功率的上限。

3 设备运行边界约束

$$P_{Bat,min} \leq P_{Bat}(k) \leq P_{Bat,max} \quad (17)$$

$$P_{FC}(k) \in \{0\} \cup [P_{FC,min}, P_{FC,max}] \quad (18)$$

$$P_{EL}(k) \in \{0\} \cup [P_{EL,min}, P_{EL,max}] \quad (19)$$

式中： $P_{Bat,min}$ 和 $P_{Bat,max}$ 代表蓄电池充放电功率边界； $P_{FC,min}$ 和 $P_{FC,max}$ 分别为燃料电池最小稳定运行功率和额定功率上限； $P_{EL,min}$ 和 $P_{EL,max}$ 分别为电解槽最小稳定运行功率和额定功率上限。式(18)和(19)为燃料电池和电解槽的半连续运行约束，表示设备处于停机状态，或运行于不低于最小稳定运行功率的区间内。

4 设备爬坡功率约束

$$|P_{FC}(k) - P_{FC}(k-1)| \leq P_{FC,\Delta max} \quad (20)$$

$$|P_{EL}(k) - P_{EL}(k-1)| \leq P_{EL,\Delta max} \quad (21)$$

式中： $P_{FC,\Delta max}$ 和 $P_{EL,\Delta max}$ 为燃料电池和电解槽功率爬坡最大值。

5 储能状态约束

$$\text{SOH}_{min} \leq \text{SOH}(k) \leq \text{SOH}_{max} \quad (22)$$

$$\text{SOC}_{min} \leq \text{SOC}(k) \leq \text{SOC}_{max} \quad (23)$$

式中： SOC_{max} 和 SOC_{min} 分别为蓄电池SOC允许下限和上限； SOH_{max} 和 SOH_{min} 分别为储氢罐SOH的允许下限和上限。

6 电氢互斥运行约束

$$u_{FC}(k) \cdot u_{EL}(k) \leq 1 \quad (24)$$

该约束用于避免燃料电池发电与电解槽制氢同时进行，减少无效的电—氢—电循环。

7 直流母线电压约束

$$V_{DC,min} \leq V_{DC}(k) \leq V_{DC,max} \quad (25)$$

式中： $V_{DC,min}$ 、 $V_{DC,max}$ 分别为母线电压的下限与上限。

3 基于MPC与BHO算法的优化调度求解策略

孤岛微电网优化调度包含连续功率变量与离散设备启停状态，属于典型的高维混合整数非线性规划问题。本文采用模型预测控制（MPC）结合赏

金猎人优化算法 (BHO), 构建“预测—滚动优化—反馈校正”的闭环求解框架。

3.1 MPC 滚动优化调度框架

MPC 利用风光荷预测信息和储能状态反馈, 动态修正蓄电池、燃料电池和电解槽的功率分配结果。在每个调度时刻, 能量管理系统读取当前蓄电池 SOC、储氢罐 SOH 及未来 N 个时段的风光荷预测数据, 求解预测时域内的最优功率序列; 实际执行时仅下发首个时段的功率指令; 待当前时段结束后, 根据更新后的储能状态和预测数据重新优化^[18]。

设当前调度时刻为 k , 预测时域长度为 N , 控制时域长度 $M = N$, 调度步长为 Δt 。在预测时域内, 系统根据风光荷预测值, 以蓄电池、燃料电池和电解槽功率为优化变量, 求解满足第 2 章目标函数和约束条件的最优控制序列:

$$\begin{aligned} \mathbf{P}^*(k) &= [\mathbf{p}^*(k|k), \mathbf{p}^*(k+1|k), \dots, \mathbf{p}^*(k+N-1|k)] \quad (26) \\ \mathbf{p}(k+j|k) &= [P_{Bat}(k+j|k), P_{FC}(k+j|k), P_{EL}(k+j|k)]^T, j = \\ &0, 1, \dots, N-1 \quad (27) \end{aligned}$$

式中: $\mathbf{P}^*(k)$ 为 k 时刻求解得到的最优功率序列; $\mathbf{p}(k+j|k)$ 为 k 时刻预测的第 j 步功率控制向量。

根据 MPC 滚动优化原则, 仅将最优序列中的首个功率向量下发执行:

$$\mathbf{p}_{ref}(k) = \mathbf{p}^*(k|k) \quad (28)$$

式中: $\mathbf{p}_{ref}(k)$ 为当前调度时刻下发至底层控制系统的功率参考指令。随后预测窗口向前滚动一个调度步长, 系统更新风光荷预测数据、蓄电池 SOC 和储氢罐 SOH, 并重复上述优化过程。

3.2 BHO 功率优化求解

为高效求解 MPC 预测时域内高维非凸优化问题, 本文引入 BHO 算法对功率序列进行寻优, 将多元设备功率联合编码为求解个体, 利用其多源引导搜索机制提升高维约束空间下的寻优效率与解的质量。

1 算法个体编码

在每次滚动优化中, 将预测时域 N 内蓄电池、燃料电池和电解槽的功率调度方案联合编排为一个候选个体。第 i 个个体 $\mathbf{X}_i(k)$ 的编码结构为:

$$\mathbf{X}_i = [P_{Bat,i}(1), \dots, P_{Bat,i}(N), P_{FC,i}(1), \dots, P_{FC,i}(N), P_{EL,i}(1), \dots, P_{EL,i}(N)]^T \quad (29)$$

式中: $\mathbf{X}_i$ 包含 $3N$ 个控制变量, 完整代表一组预测时域内的候选功率调度方案。

2 适应度函数构造

适应度函数用于评价候选功率序列的优劣。本文以第 2 章建立的综合目标函数为基础, 并加入约束违背惩罚项, 构造 BHO 算法的适应度函数:

$$F(\mathbf{X}_i) = J(\mathbf{X}_i) + \lambda_{con} J_{con}(\mathbf{X}_i) \quad (30)$$

式中: $F(\mathbf{X}_i)$ 是第 i 个个体的适应度值; $J(\mathbf{X}_i)$ 为该候选功率序列对应的综合目标函数值, 包括运行维护成本 C_{OM} 、储能状态保持项 J_{st} 和设备运行友好性项 J_{sw} ; $J_{con}(\mathbf{X}_i)$ 为约束违背惩罚项, 用于惩罚违反功率平衡、储能状态越限等安全约束的个体; λ_{con} 为惩罚系数。

在迭代搜索过程中, BHO 算法根据适应度值评价候选个体优劣, 并不断更新种群位置。当达到最大迭代次数或满足收敛条件时, 选取适应度值最小的个体作为当前调度时刻的最优功率序列:

$$\mathbf{X}_{best}(k) = \arg \min_{\mathbf{X}_i} F(\mathbf{X}_i) \quad (31)$$

由最优个体 $\mathbf{X}_{best}(k)$ 对应的首个功率向量即为当前时刻下发的调度参考指令。随后, MPC 预测窗口向前滚动, 系统更新风光荷预测数据和储能状态, 并重新调用 BHO 算法求解下一时刻的优化调度问题。

3.3 约束处理与求解流程

由于 BHO 算法在连续空间内随机生成初始种群并执行位置更新, 生成的候选解可能违反电氢设备的物理运行边界。为提高算法面对高维混合整数非线性规划问题时的收敛效率, 在适应度评价前需对个体加入启发式约束修正策略。

对于蓄电池, 修正主要依据 SOC 边界进行充放电限幅。当蓄电池 SOC 达到下限时, 限制其继续放电; 当 SOC 达到上限时, 限制其继续充电, 以避免蓄电池过充或过放。对于燃料电池与电解槽, 若候选个体中设备功率低于最小稳定运行功率, 则按照就近原则, 将其强制置零或拉升至最小稳定功率。对于电氢互斥约束, 若同一调度时段内燃料电池与电解槽的调度功率均大于零, 则保留对功率平衡贡献较大的设备运行, 另一设备置为停机

状态，以避免无效的电—氢—电循环。最后，对于可能存在的 SOH 越限、直流母线电压越限风险以及修正后仍可能存在的 SOC 越限等约束偏差，在适应度函数中通过惩罚项 $J_{con}(X_i)$ 进行处理。

综合上述模型与算法框架，基于 BHO-MPC 的优化调度求解流程如下：

(1) 读取当前调度时刻的风光荷预测数据，采集蓄电池 SOC、储氢罐 SOH 以及上一调度时段设备运行状态。

(2) 初始化 BHO 种群，每个个体按式(29)编码预测时域内蓄电池、燃料电池和电解槽的功率序列。

(3) 对候选个体依次执行蓄电池功率限幅、半连续死区吸附修正与电氢互斥修正，并检验预测时域内储能状态是否越限。

(4) 按式(30)计算修正后个体的适应度值，利用 BHO 算法更新种群并保留较优个体。若未达到最大迭代次数，则返回步骤 (3)。

(5) 输出全局最优个体 $X_{best}(k)$ ，将其首个功率向量作为当前调度指令下发执行。待当前调度步长结束后，MPC 预测窗口向前滑动一个步长，返回步骤 (1) 进入下一轮闭环优化。

4 算例分析

4.1 参数设置

为验证所提调度策略的有效性，本文以风光储氢孤岛直流微电网为算例进行仿真分析。系统由风力发电机、光伏阵列、蓄电池、燃料电池、电解槽、储氢罐及直流母线组成。调度周期为 24h，MPC 滚动控制步长为 15 min，预测时域 $N = 96$ ，控制时域 $M = N$ 。系统运行参数如表 1 所示，经济参数如表 2 所示。

典型日风光出力及负荷功率预测曲线如图 2 所示。

4.2 结果分析

本文第 2 章构建的综合目标函数由运行维护成本、储能状态保持项和设备运行友好性项共同构成。由于综合目标函数值受权重系数及不同评价项量纲和尺度影响，本节从其物理组成部分出发，分别对运行维护成本、储能状态变化、设备运行状态切换及直流母线电压进行分项验证。

表 1 系统运行参数

Table 1 System operating parameters

设备	参数	数值
风力发电机	最大功率/kW	200
	最小功率/kW	0
光伏阵列	最大功率/kW	200
	最小功率/kW	0
蓄电池	功率范围/kW	-100~100
	容量/kWh	625
	SOC 允许范围	20%~80%
	初始 SOC	50%
燃料电池	稳定运行功率范围/kW	10~100
	发电效率	40%
电解槽	稳定运行功率范围/kW	15~150
	制氢效率	70%
储氢罐	容量/kg	100
	SOH 允许范围	2%~98%
	初始 SOH	50%
直流母线	额定电压/V	750
	允许范围/V	675~825

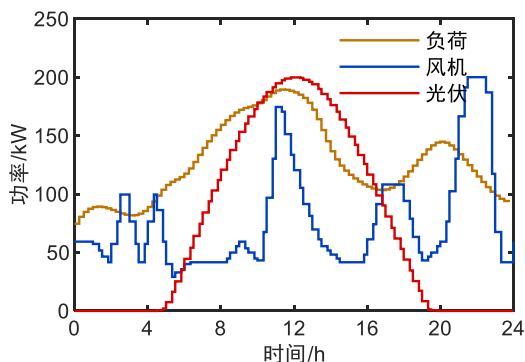
表 2 系统经济及氢能参数

Table 2 System economic and hydrogen energy parameters

类别	参数	数值
运维成本	光伏运维成本/(元/kWh)	0.0113
	风机运维成本/(元/kWh)	0.0296
	蓄电池运维成本/(元/kWh)	0.0596
	燃料电池运维成本/(元/kWh)	0.05
	电解槽运维成本/(元/kWh)	0.1
氢能参数	氢气低位热值/(kWh/kg)	33.33

1 运行经济性分析

图 3 给出了不同调度时刻下预测时域运维成本的变化情况。该指标对应目标函数中的运行维护成本项 C_{OM} ，用于评价不同调度方案的经济性。通过对比曲线可以发现，BHO-MPC 在多数时段对应的预测时域运维成本低于 PSO-MPC，说明其在滚动优化过程中能够获得更优的候选功率序列。进一步统计 24h 实际执行功率对应的累计运行维护成本，PSO-MPC 为 175.90 元，BHO-MPC 为 172.63 元，降低约 1.86%，说明在兼顾储能状态与设备友好性的情况下，BHO-MPC 仍然能够保持较好的经济性。



注：在系统运行参数、经济参数及风光荷预测数据确定后，本文将作为MPC滚动优化的统一输入条件。为了分析求解策略的有效性，后续分别采用 PSO-MPC 与 BHO-MPC 进行 24 h 调度仿真。两种方案均采用相同的 MPC 滚动优化框架、系统参数、约束条件和适应度评价准则，以确保公平性，区别仅在于预测时域内功率序列的优化求解器不同，具体参数如表 3 所示。表 3 算法参数

图 2 典型的风光出力以及负荷预测曲线

Fig. 2 Typical curves of wind/PV power output and load forecasting

Table 3 Algorithm parameters

参数类别	参数名称	参数设置
公共参数	种群规模	40
	最大迭代次数	60
PSO-MPC	惯性权重	0.9~0.4
	学习因子	$C_1 = C_2 = 20$
	分组数量	4
BHO-MPC	初始精英比例	0.3
	探索半径	$0.30\sqrt{D}$

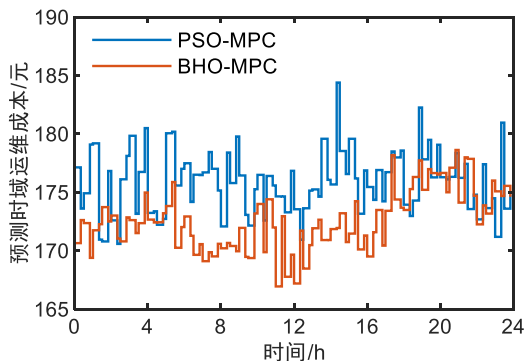


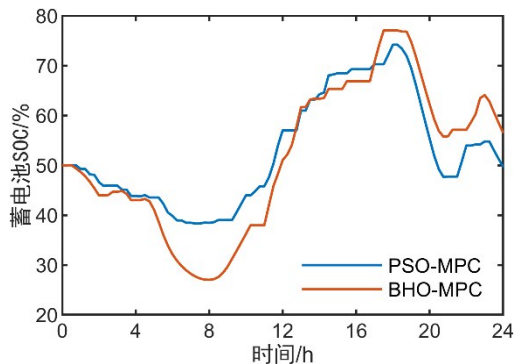
图 3 滚动优化过程中预测时域运维成本对比

Fig. 3 Comparison of O&M costs over the prediction horizon during rolling optimization

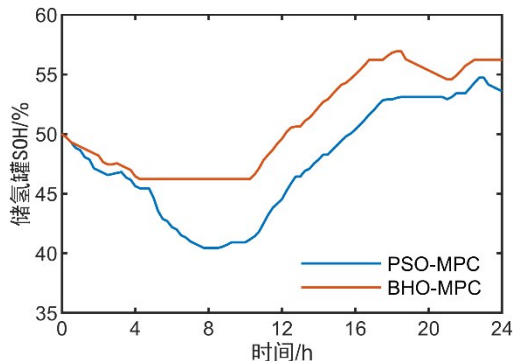
2 储能状态变化分析

为分析不同调度方案在储能状态保持方面的表现，图 4 分别给出了蓄电池 SOC 与储氢罐 SOH 的变化曲线。由图 4(a)可知，两种方法下蓄电池 SOC

均保持在 20%~80% 的允许范围内。BHO-MPC 下 SOC 调节范围为 27.01%~77.05%，期末 SOC 为 58.56%，高于 PSO-MPC 的 51.32%，说明蓄电池在充分参与短时功率平衡后仍保留了一定的调节裕度。



(a) 蓄电池储能状态变化



(b) 储氢罐储能状态变化

图 4 储能状态对比

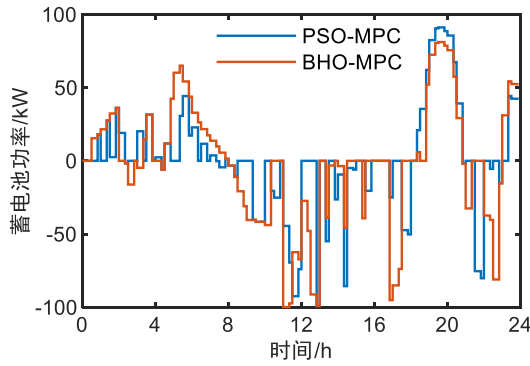
Fig. 4 Comparison of energy storage states

由图 4(b)可知，BHO-MPC 下储氢罐 SOH 波动幅度由 PSO-MPC 的 14.29% 降低至 10.71%，运行均值由 47.61% 提高至 50.86%，期末 SOH 由 53.77% 提高至 56.23%。该结果与储能状态保持项的设计目标一致，表明 BHO-MPC 在降低运行成本的同时，能够减少氢储能的深度消耗，为系统后续运行保留更高的氢能储备裕度。综合 SOC 与 SOH 变化可知，BHO-MPC 并非单纯追求经济最优，而是实现了蓄电池短时功率调节与氢储能长时能量支撑之间进行了更合理的协调。

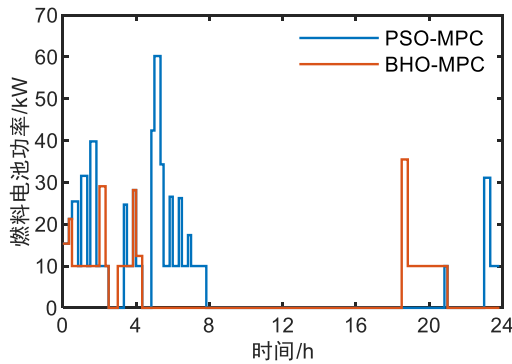
3 设备运行友好性分析

在所提调度策略下，各个设备的 24 h 功率变化曲线如图 5 所示。通过观察图 5(a)中曲线的变化可

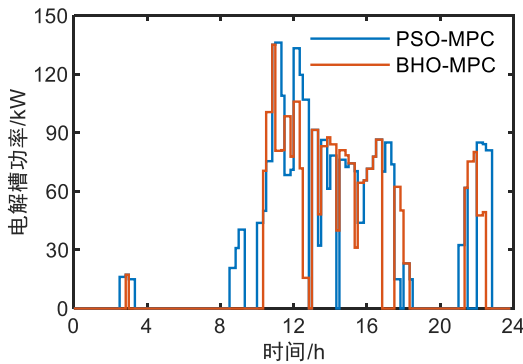
以看出,两种方法均能通过蓄电池参与系统短时功率平衡,但相比之下BHO-MPC下蓄电池功率变化更为平缓,充放电切换次数更少。燃料电池与电解槽分别在风光出力不足和功率富余时参与系统能量调节。观察图5(b)、图5(c)曲线变化可知,PSO-MPC下二者存在较明显的功率跳变和启停切换;相比之下,BHO-MPC下二者出力变化更为平缓,短时启停减少,运行状态更具连续性。



(a) 蓄电池运行功率



(b) 燃料电池运行功率



(c) 电解槽运行功率

图5 设备运行结果

Fig. 5 Equipment operation results

为进一步量化设备运行友好性,表4统计了燃料电池、电解槽启停情况及蓄电池充放电切换次数。统计规则如下:燃料电池或电解槽完成一次“停机—运行—停机”过程记为1个完整启停周期;连续启停用于表征设备在短时间内的频繁状态反转,本文调度步长为15min,若燃料电池或电解槽在不超过2个调度步长,即30min内出现“停机—运行—停机”或“运行—停机—运行”的快速状态变化,则记为1次连续启停;蓄电池功率符号由正变负或由负变正时,记为1次充放电切换。

表4 设备运行状态统计

Table 4 Equipment operating state statistics

指标	PSO-MPC	BHO-MPC	改善幅度
燃料电池完整启停周期数	4	3	25%
电解槽完整启停周期数	8	5	37.5%
燃料电池/电解槽完整启停周期总数	12	8	33.33%
燃料电池/电解槽连续启停次数	6	3	50%
蓄电池充放电切换次数	10	8	20%

由表4可知,BHO-MPC下燃料电池/电解槽完整启停周期总数由12次减少至8次,降低33.33%;连续启停次数由6次减少至3次,降低50%;蓄电池充放电切换次数由10次减少至8次,降低20%。该结果说明,在运行友好性项的引导下BHO-MPC能够更好的减少燃料电池和电解槽的短时启停,并且减少蓄电池充放电状态的反复切换,使因状态切换而造成的设备性能损失显著减少,提高设备使用寿命。

4 直流母线电压分析

图6给出了调度功率经底层功率控制执行后的直流母线电压变化曲线。由图可知,两种方案下直流母线电压均围绕额定值750V波动,且始终处于允许范围675~825V内,未出现电压越限现象。

5 结论

针对风光储氢孤岛直流微电网中源荷波动、电氢储能耦合及设备频繁启停等问题,本文提出了一种基于MPC与BHO算法的优化调度策略。通过24h典型运行场景的仿真验证与对比分析,验证了策略的有效性,主要结论如下:

(1) 在运行经济性方面,BHO算法展现出了

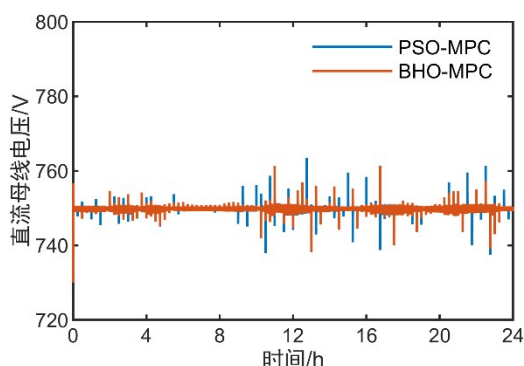


图6 直流母线电压
Fig. 6 DC bus voltage

更强的寻优能力。相比于传统的 PSO-MPC 方案, BHP-MPC 使系统 24h 综合运行成本降低 1.86%, 实现了多能互补调度的经济性最优。

(2) 在储能状态保持方面, 两种方法下蓄电池 SOC 和储氢罐 SOH 均未越限。与 PSO-MPC 相比 BHO-MPC 下蓄电池期末 SOC 提高了 7.24%, 储氢罐期末 SOH 提高了 2.46%, 为孤岛系统后续运行保留了更高的能量裕度。

(3) 在设备运行连续性方面, 该策略将燃料电池与电解槽启停周期数降低 4 次, 连续启停数降低 3 次, 蓄电池充放电切换次数降低 2 次。提高设备运行连续性, 延长设备使用寿命。

参考文献

- [1] ZHANG Y, WEI W. Decentralized coordination control of PV generators, storage battery, hydrogen production unit and fuel cell in islanded DC microgrid[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2020, 45(15): 8243-8256.
- [2] 岳大为, 赵文体, 袁行行, 等. 计及电-氢混合储能的孤岛直流微电网可靠性评估[J]. 电力工程技术, 2023, 42(3): 27-35.
YUE D W, ZHAO W T, YUAN X X, et al. Reliability evaluation of islanded DC microgrid considering electric-hydrogen hybrid energy storage[J]. Electric Power Engineering Technology, 2023, 42(3): 27-35.
- [3] 温素芳, 赵磊, 刘广忱, 等. 考虑 SOC 和 SOH 融合的光储氢孤岛直流微电网协调控制策略研究[J]. 储能科学与技术, 2025, 14(12): 4743-4757.
WEN S F, ZHAO L, LIU G C, et al. Research on a coordinated control strategy of islanded DC microgrids with photovoltaic, battery, and hydrogen storage considering SOC and SOH fusion [J]. Energy Storage Science and Technology, 2025, 14(12): 4743-4757.
- [4] 倪鸾, 王育飞, 薛花, 等. 计及多时间尺度不确定性的电-氢一体化储能站随机-鲁棒混合规划[J]. 储能科学与技术, 2023, 12(3): 846-856.
NI L, WANG Y F, XUE H, et al. Hybrid stochastic-robust planning

of an electricity-hydrogen integrated energy storage station considering multi-timescale uncertainty[J]. Energy Storage Science and Technology, 2023, 12(3): 846-856.

- [5] 李建林, 石泽林, 梁忠豪, 等. 含电氢耦合储能系统的直流微电网功率协同控制方法[J]. 上海交通大学学报, 2024: 1-24.
LI J L, SHI Z L, LIANG Z H, et al. Co-control method of direct current microgrid power with electro-hydrogen coupled energy storage system[J]. Journal of Shanghai Jiao Tong University, 2024: 1-24.
- [6] 荆捷, 董砚, 谭建鑫, 等. 孤岛风电制氢系统多时间尺度能量管理[J]. 太阳能学报, 2025, 46(6): 130-141.
JING J, DONG Y, TAN J X, et al. Multi-time scale energy management strategy for isolated island wind power hydrogen production system[J]. Acta Energiæ Solaris Sinica, 2025, 46(6): 130-141.
- [7] 雷兆明, 李佳豪, 董砚, 等. 考虑源荷不确定性的风光储耦合制氢系统两阶段能量调度[J]. 科学技术与工程, 2023, 23(23): 9949-9957.
LEI Z M, LI J H, DONG Y, et al. Two-stage energy scheduling of wind-photovoltaic-storage coupled hydrogen production system considering source-load uncertainty[J]. Science Technology and Engineering, 2023, 23(23): 9949-9957.
- [8] 赵佳, 孟润泉, 魏斌, 等. 计及电动汽车用户需求的直流微电网经济调度策略[J]. 电力建设, 2021, 42(7): 39-47.
ZHAO J, MENG R Q, WEI B, et al. Economic dispatching strategy for DC microgrid considering the demand of electric vehicle users[J]. Electric Power Construction, 2021, 42(7): 39-47.
- [9] BASANTES J A, PAREDES D E, LLANOS J R, et al. Energy Management System (EMS) Based on Model Predictive Control (MPC) for an Isolated DC Microgrid[J]. Energies, 2023, 16: 2912.
- [10] NGUYEN T T, NGUYEN T T, NGUYEN H P. Optimal operation of battery energy storage system in microgrid to minimize electricity cost based on model predictive control using coyote algorithm[J]. Journal of Energy Storage, 2025, 114: 115904.
- [11] 谭金龙, 陈军, 赵启, 等. 基于改进型双重深度确定性策略梯度与自适应分布式模型预测控制融合的电网侧储能系统协同优化方法[J]. 储能科学与技术, 2025, 14(11): 4289-4299.
TAN J L, CHEN J, ZHAO Q, et al. A grid-side energy storage system optimization method based on improved twin deep deterministic policy gradient and adaptive distributed model predictive control[J]. Energy Storage Science and Technology, 2025, 14(11): 4289-4299.
- [12] 黄思远, 王晨, 梁婷, 等. 液态空气储能耦合综合能源系统热电联储供优化配置研究[J]. 储能科学与技术, 2024, 13(6): 1929-1939.
HUANG S Y, WANG C, LIANG T, et al. Research on optimal configuration for integrated energy system with liquid air energy storage combined heat and power supply[J]. Energy Storage Science and Technology, 2024, 13(6): 1929-1939.
- [13] 刘彦宏, 虞泽宽, 颜心斐, 等. 机组组合模型不可行分析方法综述与展望[J]. 电网技术, 2026, 50(1): 122-134.
LIU Y H, YU Z K, YAN X F, et al. Review and prospects of infeasibility analysis methods on unit commitment models[J]. Power System Technology, 2026, 50(1): 122-134.

- [14] 康赫然, 张天闻, 邢敬舒, 等. 基于粒子群算法的发电机启停调度快速优化方法[J]. 水利水电技术(中英文), 2025, 56(S1): 436-440.
KANG H R, ZHANG T W, XING J S, et al. Generator start-stop scheduling optimization method based on particle swarm algorithm[J]. Water Resources and Hydropower Engineering, 2025, 56(S1): 436-440.
- [15] YU M, YANG H, ZHANG J, et al. Bounty hunter optimizer: A novel metaheuristic with an application to multi-UAV mobile edge computing and path planning[J]. Knowledge-Based Systems, 2026, 341: 115836.
- [16] 孔飞飞, 何建森, 李全, 等. 智能电网中储能蓄电池组建模与仿真[J]. 电源技术, 2017, 41(3): 480-481.
KONG F F, HE J S, LI Q, et al. Energy storage battery modelling and simulation in smart grid[J]. Chinese Journal of Power Sources, 2017, 41(3): 480-481.
- [17] 陈颖, 石永富, 钟鸿鸣, 等. 含高比例风光接入的输电网氢-电混合储能系统配置方法[J]. 电力建设, 2022, 43(11): 85-98.
CHEN Y, SHI Y F, ZHONG H M, et al. Configuration method for hydrogen-electricity hybrid energy storage system in transmission grid with high proportion of PV and wind power connection[J]. Electric Power Construction, 2022, 43(11): 85-98.
- [18] LI Z M, WU L, XU Y, et al. Multi-stage real-time operation of a multi-energy microgrid with electrical and thermal energy storage assets: A data-driven MPC-ADP approach[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2022, 13(1): 213-226.