

计及出行行为调整的综合能源系统 双层博弈优化策略

贾士铎, 康小宁, 田博文, 崔金旭, 萧淑文, 李昕盈

(西安交通大学电气工程学院, 710049, 西安)

摘要: 针对园区综合能源系统中各个主体的利益难以兼顾及新能源汽车出行计划临时变动会对系统运行带来不利影响的问题, 提出了考虑车主出行行为调整的电热氢综合能源系统双层博弈优化运行策略。首先, 建立以能源运营商(IESO)、负荷聚合商(ULA)和新能源汽车负荷聚合商(NEVLA)为主体的 Stackelberg-Shapley 双层博弈框架; 其次, 将双层博弈框架嵌入两阶段模型预测控制滚动调度模型中, 并在第1阶段引入惩罚博弈机制, 抑制车主按照个人意愿无序改变充电计划的行为; 最后, 联合沙丘猫优化算法与 CPLEX 求解器对博弈模型进行求解。仿真结果表明: 所提策略与无惩罚博弈机制的滚动优化运行策略及考虑惩罚博弈机制的单断面优化运行策略对比, 能源运营商的收益分别提高了 4.43%、7.75%, 负荷聚合商的剩余价值分别提高了 6.48%、12.18%, 电动汽车负荷调度成本分别减少了 13.64%、4.43%, 验证了所提策略具有更好的系统运行经济性。

关键词: 出行行为调整; 双层博弈; 电热氢综合能源系统; 滚动优化运行; 新能源汽车

中图分类号: TM73 **文献标志码:** A

DOI: 10.7652/xjtuxb202404005 **文章编号:** 0253-987X(2024)04-0054-10

A Two-Layer Game Optimization Operation Strategy for the Electric-Thermal-Hydrogen Integrated Energy System Considering Vehicle Owner Travel Behavior Adjustments

JIA Shiduo, KANG Xiaoning, TIAN Bowen, CUI Jinxu, XIAO Shuwen, LI Xinying

(School of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China)

Abstract: To address the challenge of balancing the interests of various stakeholders within the regional integrated energy system and mitigate the adverse effects of sudden changes in vehicle owners' travel plans on system operation, a two-layer game optimization operation strategy for the electric-thermal-hydrogen integrated energy system is proposed while considering adjustments in the travel plans of vehicle owners. Initially, a two-layer Stackelberg-Shapley game framework is established, with the integrated energy system operator (IESO), user load aggregator (ULA), and new energy vehicle load aggregator (NEVLA) serving as the main entities. Subsequently, the two-layer game framework is embedded into the two-stage model predictive control rolling scheduling model, and the penalty game mechanism is introduced in the first stage to discourage vehicle owners from arbitrarily changing their charging plans. Ultimately, the equilibrium solution of the game model is jointly solved using the sand cat swarm optimization algorithm and

CPLEX. The simulation results show that compared with the rolling optimization operation strategy without a penalty game mechanism and the single-section optimization operation strategy considering the penalty game mechanism, the proposed strategy has increased the IESO income by 4.43% and 7.75%, increased the residual value of ULA by 6.48% and 12.18%, and reduced the EV load scheduling cost by 13.64% and 4.43% respectively. The verification demonstrates better economic performance of the proposed strategy in system operation.

Keywords: travel behavior adjustment; two-layer game; electric-thermal-hydrogen integrated energy system; rolling optimization operation; new energy vehicle

随着“碳达峰、碳中和”目标的提出,推动清洁能源转型,构建高效、低碳、清洁的新型电力系统刻不容缓^[1-2]。电热氢综合能源系统(ETH-IES)能够实现多种能源的交互响应和互补互济,显著提高能源利用率^[3-5]。此外,氢燃料电池汽车(FCV)和电动汽车(EV)作为灵活性资源参与综合能源系统的调度,有效提高了系统运行经济性和环保性^[6-8]。

目前,计及不确定性因素的同时合理规划 ETH-IES 与新能源汽车的协调运行是面临的重要挑战之一。文献[9]采用蒙特卡洛法模拟电动汽车无序充电,充分考虑源侧风光出力 and 负荷侧价格型需求响应等过程中的不确定性因素进行经济调度。文献[10]在计及风光不确定性的基础上,提出了综合能源系统与 EV 双层优化模型,采用拉丁超立方采样处理风光随机性。文献[11]提出了一种考虑碳交易和电动汽车充电负荷的工业园区综合能源系统调度策略。以上文献在考虑了 EV 负荷和不确定性因素的基础上制定了日前优化调度策略,但未考虑 EV 实时并网数量的随机性。文献[12]构建了兼顾配电系统安全和用户充电等待成本的双层实时优化调度模型。文献[13]实时优化各 EV 充电功率以实现经济性最优。以上文献在实时阶段采用单断面的优化,在实际运行时会引起较大误差^[14]。模型预测控制(MPC)可以很好地解决含多种不确定因素的优化控制问题^[15-16],但在 MPC 滚动优化过程中,还需要抑制车主按照个人意愿无序改变充电计划的行为。

为了考虑综合能源系统中不同主体的利益竞争行为,较多的学者结合博弈论进行优化^[17-19]。文献[20-22]基于主从博弈模型分析售电公司和用户在电力市场中的互动机制。文献[23]提出了一种考虑动态参数的阶梯型碳交易机制和需求响应的园区级综合能源系统主从博弈优化调度方法。文献[24]提出了基于纳什谈判合作博弈理论的多综合能源系统联合规划方法。以上研究均采用单一的博弈方法,实际中系统内的不同主体之间既存在非合作博弈关

系还存在着合作博弈关系,并且考虑车辆出行计划临时改变带来的不利影响,通过迭代优化出行计划调整惩罚单价的研究尚处于空白状态。

为此,本文建立了考虑车主出行行为调整的电热氢综合能源系统双层博弈优化运行策略。首先,在 MPC 第 1 阶段建立一主多从 Stackelberg 博弈模型,引入车辆出行计划调整惩罚机制,考虑各主体利益的同时减小了车辆出行计划临时改变所带来的不利影响;其次,基于 ULA 和 NEVLA 之间存在的合作博弈关系,在 MPC 第 2 阶段建立合作博弈模型并根据 Shapley 值法分配收益,滚动优化过程中实现各个主体利益最大化,并保证调度的安全性和准确性;最后,将所提策略和算法应用到某电热氢综合能源工业园区以验证其有效性。

1 计及出行行为调整惩罚机制的双层博弈调度框架

所提调度框架集综合能源系统运营商、新能源汽车负荷聚合商以及用户负荷聚合商于一体,协同互联能源网络,能够提供相比电网更加灵活的电价策略,对于鼓励用户科学用能具有积极作用。基于双层博弈的滚动优化调度框架如图 1 所示,该框架基于两阶段 MPC 滚动优化,时间窗为 24,1 h,时间步长为 1 h、5 min,结合实时数据,提高调度的准确性。

在第 1 阶段中,考虑基于系统运营商的报价,新能源汽车负荷聚合商与用户负荷聚合商能够通过优化各时段的需求功率获得更高的利益。该阶段包含了定价决策层和定量决策层,两层存在先后次序,彼此互相影响,符合主从博弈的逻辑结构,因此构建以 IESO 为领导者,ULA、NEVLA 为跟随者的主从博弈模型。在此基础上,引入惩罚博弈机制,即上层的系统运营商通过制定车辆出行计划调整惩罚成本,抑制车主按照个人意愿无序改变充电计划的行为,避免新能源汽车负荷聚合商频繁调整 EV 集群充放电计划,减小实时调度功率偏差。

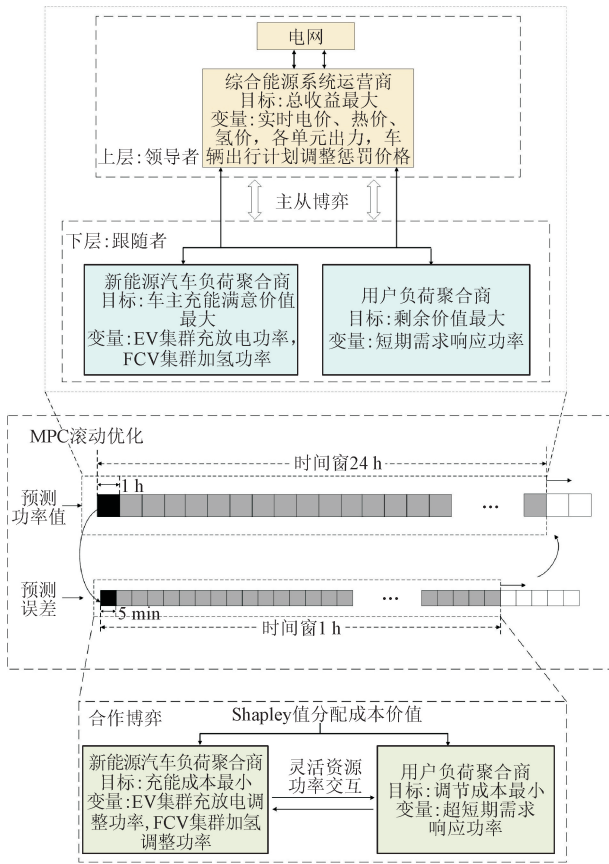


图1 基于双层博弈的滚动优化调度框架

Fig. 1 Rolling optimization scheduling framework based on two-layer game

在第2阶段中,根据最新的负荷功率预测值 and 新能源汽车接入情况,ULA、NEVLA 可以调节自身的灵活性负荷来平抑预测功率误差和车主出行行为调整带来的偏差功率,当其自身灵活性资源不足以消除该偏差功率时,可以与另一个主体进行能量交换,避免向 IESO 支付高昂的申报偏差惩罚费用。因此,两者可以通过相互协调、结盟减小自身的成本,并且通过合理的分配策略能够使联盟形式下的成本显著低于自身单独运作的成本,构建 ULA 和 NEVLA 的合作博弈模型。所提框架将双层博弈模型嵌入到 MPC 滚动优化模型中,以期在实时优化过程中实现各个主体利益最大化,并保证调度的安全性和准确性。

2 电热氢综合能源系统实时调度模型

本文所研究的电热氢综合能源系统的结构、各设备模型及参数可参考文献[25-26]。

2.1 MPC 滚动优化第1阶段

综合能源系统运营商的能源交易包括定价决策、定量决策两个子阶段。这两个阶段按照先后顺

序进行,彼此相互影响,通过迭代最终达到均衡状态。定价决策是上层 IESO 作为领导者,制定出售电价、热价、氢价及车辆出行计划调整惩罚价格,定量决策是下层 ULA、NEVLA 作为跟随者,分别根据价格信号调整灵活性资源,因此下层的最优决策是基于上层决策变量的结果。

2.1.1 综合能源系统运营商模型

运营商在考虑供能侧出力计划和用能侧负荷、新能源车车辆负荷及车主临时改变出行计划情况的基础上制定价格策略,从而实现自身效益最大化,可表示为

$$\max B_{\text{IESO}} = I_{\text{IESO}} - F_{\text{utility}} - F_{\text{om}} - F_{\text{mt}} - F_{\text{e}} \quad (1)$$

$$I_{\text{IESO}} = \sum_{t=1}^T \left[P_{\text{e},s}^t C_{\text{e},s}^t + P_{\text{h},s}^t C_{\text{h},s}^t + P_{\text{th},s}^t C_{\text{th},s}^t + (\zeta_{\text{FCV}}^t + \zeta_{\text{EV}}^t) C_{\text{penalty}}^t \right] \quad (2)$$

$$F_{\text{utility}} = \sum_{t=1}^T [C_{\text{g},b}^t P_{\text{g},\text{buy}}^t + C_{\text{g},s}^t P_{\text{g},\text{sell}}^t] \quad (3)$$

$$F_{\text{om}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{ist}}} \sum_{t=1}^T [|P_{i,t}| K_{\text{om},i} \Delta t] \quad (4)$$

$$F_{\text{mt}} = \sum_{t=1}^T [C_{\text{mt}} f_{\text{mt}} P_{\text{mt},t} + \max\{0, S_t - S_{t-1}\} C_{\text{mts}} + \max\{0, S_{t-1} - S_t\} C_{\text{mtd}}] \quad (5)$$

$$F_{\text{e}} = \sum_{t=1}^T (C^{\text{SO}_2} E_t^{\text{SO}_2} + C^{\text{CO}_2} E_t^{\text{CO}_2} + C^{\text{NO}_x} E_t^{\text{NO}_x}) \quad (6)$$

式中: B_{IESO} 为 IESO 的收益; I_{IESO} 为 IESO 的售能收入; F_{utility} 为与主网交换功率成本; F_{om} 为运行维护成本; F_{mt} 为燃气轮机运行成本; F_{e} 为污染气体治理成本; T 为时间窗周期; $P_{\text{e},s}^t$ 、 $P_{\text{h},s}^t$ 、 $P_{\text{th},s}^t$ 分别为 t 时刻的售电、售氢、售热功率,其中售电、售氢功率分别等于电、氢的用户负荷功率与新能源汽车负荷功率之和; ζ_{FCV}^t 、 ζ_{EV}^t 分别为 t 时刻临时改变计划的 FCV 和 EV 数量; $C_{\text{e},s}^t$ 、 $C_{\text{h},s}^t$ 、 $C_{\text{th},s}^t$ 、 C_{penalty}^t 分别为 t 时刻制定的售电、售热、售氢价格及车辆改变计划惩罚价格; $C_{\text{g},b}^t$ 、 $C_{\text{g},s}^t$ 分别为 t 时刻电网的购买和出售价格; $P_{\text{g},\text{buy}}^t$ 、 $P_{\text{g},\text{sell}}^t$ 分别为 t 时刻向电网购买与出售功率; N_{ist} 为第1阶段参与调节的分布式电源数量; $|P_{i,t}|$ 为 t 时刻第 i 个分布式电源输出功率绝对值; $K_{\text{om},i}$ 为第 i 个分布式电源的运行维护系数; C_{mt} 为燃气轮机燃料成本系数; f_{mt} 为燃气轮机燃料消耗系数; $P_{\text{mt},t}$ 为 t 时刻燃气轮机输出功率; S_t 为燃气轮机 t 时段的启停状态; C_{mts} 、 C_{mtd} 为燃气轮机开关机成本系数; $E_t^{\text{SO}_2}$ 、 $E_t^{\text{CO}_2}$ 、 $E_t^{\text{NO}_x}$ 为 t 时段污染气体排放量; C^{SO_2} 、 C^{CO_2} 、 C^{NO_x} 为单位污染气体治理成本费用。

为防止问题退化,避免用能侧直接与电网交易,需要满足如下约束^[24]

$$\begin{cases} C_{g,b}^t < C_{e,s}^t < C_{g,s}^t \\ C_{h,min}^t < C_{h,s}^t < C_{h,max}^t \\ C_{th,min}^t < C_{th,s}^t < C_{th,max}^t \end{cases} \quad (7)$$

式中: $C_{h,min}^t$ 、 $C_{h,max}^t$ 分别为氢能最低和最高价格限制; $C_{th,min}^t$ 、 $C_{th,max}^t$ 分别为热能最低和最高价格限制。

此外,售电、售热、售氢价格还需满足^[24]

$$\sum_{t=1}^T C_{e,s}^t \leq T \bar{C}_{e,max} \quad (8)$$

$$\sum_{t=1}^T C_{h,s}^t \leq T \bar{C}_{h,max} \quad (9)$$

$$\sum_{t=1}^T C_{th,s}^t \leq T \bar{C}_{th,max} \quad (10)$$

式中: $\bar{C}_{e,max}$ 、 $\bar{C}_{h,max}$ 、 $\bar{C}_{th,max}$ 分别为平均售电、平均售氢和平均售热价格上限。其他约束条件如功率平衡约束、各设备运行约束等具体表达式可参考文献^[26]。

2.1.2 用户负荷聚合商模型

ULA 基于上层制定的价格信息优化自身的可平移和可削减电热氢负荷的功率,以期获得最大的消费者剩余,具体表示为

$$\max F_{ULA} = \sum_{t=1}^T \left[f_u^t - (P_{el}^t C_{e,s}^t + P_{tl}^t C_{th,s}^t + P_{hl}^t C_{h,s}^t) \right] \Delta t \quad (11)$$

式中: F_{ULA} 为 ULA 的消费者剩余价值; f_u^t 为用户的效用函数; P_{el}^t 、 P_{tl}^t 、 P_{hl}^t 分别为 t 时刻的用户电、热、氢负荷功率。用户的效用函数可以表示为^[22]

$$f_u^t = v_e P_{el}^t - \frac{\alpha_e}{2} (P_{el}^t)^2 + v_{th} P_{tl}^t - \frac{\alpha_{th}}{2} (P_{tl}^t)^2 + v_h P_{hl}^t - \frac{\alpha_h}{2} (P_{hl}^t)^2 \quad (12)$$

式中: v_e 、 α_e 分别为电能消费的一次项、二次项偏好系数; v_{th} 、 α_{th} 分别为热能消费的一次项、二次项偏好系数; v_h 、 α_h 分别为氢能消费的一次项、二次项偏好系数。

用户负荷由固定、可平移和可削减负荷功率 3 部分组成,具体表示为

$$P_{\sigma}^t = P_{f\sigma}^t + P_{s\sigma}^t - P_{c\sigma}^t \quad (13)$$

式中: 下标 σ 代表 el、tl、hl; $P_{f\sigma}^t$ 、 $P_{s\sigma}^t$ 、 $P_{c\sigma}^t$ 分别表示 t 时刻固定、可平移及可削减的电、热、氢负荷功率。

式(13)需要满足如下约束条件

$$\begin{cases} 0 \leq P_{s\sigma}^t \leq P_{s\sigma,max}^t \\ \sum_{t=1}^T P_{s\sigma}^t \Delta t = W_{s\sigma} \\ 0 \leq P_{c\sigma}^t \leq P_{c\sigma,max}^t \end{cases} \quad (14)$$

式中: $P_{s\sigma,max}^t$ 为 t 时刻的可平移负荷的上限; $W_{s\sigma}$ 为 T 个时段内可平移负荷的总量; $P_{c\sigma,max}^t$ 为 t 时刻可削减负荷的上限。

2.1.3 新能源汽车负荷聚合商模型

NEVLA 旨在考虑充能成本及 EV 蓄电池退化成本的基础上,最大化车主的充能满意价值,可表示为

$$\max F_{NEVLA} = \sum_{t=1}^T \left[f_{vo}^t - P_{V2G}^t C_{e,s}^t - P_{FCV}^t C_{h,s}^t - C_B^t - (\zeta_{FCV}^t + \zeta_{EV}^t) C_{penalty}^t \right] \quad (15)$$

$$f_{vo}^t = v_{EV} P_{V2G}^t - \frac{\alpha_{EV}}{2} (P_{V2G}^t)^2 +$$

$$v_{FCV} P_{FCV}^t - \frac{\alpha_{FCV}}{2} (P_{FCV}^t)^2 \quad (16)$$

式中: f_{vo}^t 为 t 时刻车主充能效用函数; P_{V2G}^t 、 P_{FCV}^t 分别为 EV、FCV 的充能功率; C_B^t 为 EV 蓄电池的退化成本; v_{EV} 、 α_{EV} 、 v_{FCV} 、 α_{FCV} 为车主充能偏好系数。

根据放电深度的定义和放电深度与可循环次数的关系,可以得到蓄电池的退化成本^[26]

$$C_{Bde}(t, \alpha_{DOD}(\Delta t)) = \frac{C_{re} P_B(t) \Delta t}{2 L_B (\alpha_{DOD}(\Delta t)) E_{BA}(t) \alpha_{DOD}(\Delta t) \eta_{Bc} \eta_{Bd}} \quad (17)$$

$$C_B^t = C_{Bde} \left(t, \frac{E_a(t)}{E_{BA}(t)} \right) - (1 - g(t)) C_{Bde} \left(t, \frac{E_a(t-1)}{E_{BA}(t-1)} \right) \quad (18)$$

式中: C_{Bde} 为单次循环的退化成本; P_B 为蓄电池功率; C_{re} 表示蓄电池的替换成本; L_B 为蓄电池寿命拟合曲线; E_{BA} 为蓄电池实际满容量; η_{Bc} 、 η_{Bd} 分别表示蓄电池的充电和放电效率系数; α_{DOD} 为放电深度; E_a 为累计交换能量; $g(t)$ 为功率流方向标志。

2.1.4 主从博弈模型

根据以上分析,ULA 和 NEVLA 基于 IESO 的价格信息调整自身灵活性资源,而他们的运行方式又会对 IESO 制定价格产生影响,此过程符合主从递阶结构的动态博弈,因此建立了以 IESO 为领导者,ULA 和 NEVLA 为跟随者的一主多从 Stackelberg 博弈模型,可以表示为

$$G = \{N; \rho_{IESO}; \{\delta_{NEVLA}, \delta_{ULA}\}; F_{IESO}; \{F_{NEVLA}, F_{ULA}\}\} \quad (19)$$

上述博弈模型中分别包含参与者、策略和收益,具体表示如下:领导者与跟随者均为参与者,可以表示为 $N = \{IESO, NEVLA, ULA\}$; IESO 的策略为售出的电价、热价和氢价以及车辆改变计划惩罚价格,可以表示为 $K_{IESO} = (C_{e,s}, C_{h,s}, C_{th,s}, C_{penalty})$; NEVLA 的策略为各时刻的 EV 集群充放电功率和

FCV 集群加氢功率,表示为 $\delta_{\text{NEVLA}} = (P_{\text{V2G}}, P_{\text{FCV}})$; ULA 的策略为各时刻可平移和可削减负荷功率,表示为 $\delta_{\text{ULA}} = (P_{\text{sg}}, P_{\text{sc}})$;各参与者的收益为各主体的目标函数,分别通过式(1)、(11)、(15)计算。

2.2 MPC 滚动优化第2阶段

2.2.1 ULA 和 NEVLA 合作博弈模型

在第2阶段中,由于预测功率误差和车主出行行为调整影响,ULA、NEVLA 的实际功率值与第1阶段申报值存在偏差,因此可以通过自身的灵活性资源以及与另一主体进行能量交换来消除该功率偏差。若仍无法消除,则向 IESO 支付申报偏差惩罚费用。因此,该模型的目标函数为

$$\min F_{\text{UN}}^{\text{snd}} = \sum_{t=1}^T \left[\chi_{\text{ULA}}^{\text{snd}} |\Delta P_{\text{ULA},t}^{\text{snd}}| + \chi_{\text{NEVLA}}^{\text{snd}} |\Delta P_{\text{NEVLA},t}^{\text{snd}}| + \varphi_{\text{UNI}}^{\text{snd}} |P_{\text{UNI},t}^{\text{snd}}| \right] \Delta t \quad (20)$$

式中: $F_{\text{UN}}^{\text{snd}}$ 为第2阶段两主体合作联盟下的总成本; $\chi_{\text{ULA}}^{\text{snd}}$ 、 $\chi_{\text{NEVLA}}^{\text{snd}}$ 分别为 ULA 和 NEVLA 第2阶段功率调节成本系数; $\Delta P_{\text{ULA},t}^{\text{snd}}$ 、 $\Delta P_{\text{NEVLA},t}^{\text{snd}}$ 分别为 t 时刻两主体第2阶段调节功率; $\varphi_{\text{UNI}}^{\text{snd}}$ 为合作联盟申报偏差惩罚成本系数; $P_{\text{UNI},t}^{\text{snd}}$ 为合作联盟相对于第1阶段中向 IESO 申报功率的偏差值。

式(20)需满足如下约束条件

$$\Delta P_{\text{ULA},t,\min}^{\text{snd}} \leq \Delta P_{\text{ULA},t}^{\text{snd}} \leq \Delta P_{\text{ULA},t,\max}^{\text{snd}} \quad (21)$$

$$\Delta P_{\text{NEVLA},t,\min}^{\text{snd}} \leq \Delta P_{\text{NEVLA},t}^{\text{snd}} \leq \Delta P_{\text{NEVLA},t,\max}^{\text{snd}} \quad (22)$$

式中: $\Delta P_{\text{ULA},t,\max}^{\text{snd}}$ 、 $\Delta P_{\text{ULA},t,\min}^{\text{snd}}$ 分别为 t 时刻 ULA 可调节功率的上、下限值; $\Delta P_{\text{NEVLA},t,\max}^{\text{snd}}$ 、 $\Delta P_{\text{NEVLA},t,\min}^{\text{snd}}$ 分别为 t 时刻 NEVLA 可调节功率的上、下限值。

2.2.2 综合能源系统运营商模型

IESO 在第1阶段调度结果的基础上,根据最新的可再生能源预测功率及合作联盟申报偏差值 $P_{\text{UNI},t}^{\text{snd}}$,对第1阶段结果进行修正,以满足功率平衡约束。此外,由于超级电容相比于其他设备的响应速度较快、容量较小,因此仅在第2阶段予以考虑。该模型目标函数如下所示

$$\min F_{\text{IESO}}^{\text{snd}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{snd}}} \sum_{t=1}^T (\chi_{\text{grid}}^{\text{snd}} |\Delta P_{\text{grid},t}^{\text{snd}}| + \chi_i^{\text{snd}} |\Delta P_{i,t}^{\text{snd}}| + \varphi_{\text{SC}}^{\text{snd}} |P_{\text{SC},t}^{\text{snd}}|) \quad (23)$$

式中: $F_{\text{IESO}}^{\text{snd}}$ 为第2阶段的综合成本; N_{snd} 为第2阶段参与调节的分布式电源数量; χ_i^{snd} 为第2阶段第 i 个分布式电源的调节成本系数; $\chi_{\text{grid}}^{\text{snd}}$ 为主网联络线功率偏差惩罚系数; $\varphi_{\text{SC}}^{\text{snd}}$ 为超级电容运行维护成本系数; $\Delta P_{\text{grid},t}^{\text{snd}}$ 、 $\Delta P_{i,t}^{\text{snd}}$ 分别为第2阶段主网联络线和第 i 个分

布式电源功率调节值; $P_{\text{SC},t}^{\text{snd}}$ 为 t 时刻超级电容出力。

2.2.3 基于 Shapley 的联盟收益分配

Shapley 值法属于求解合作博弈模型的数学方法,其特点在于根据联盟内各主体的边际贡献进行分摊,对于参与联盟 ULA 和 NEVLA 两个主体,其运行成本计算公式为

$$v_i = \sum_{c(i \in c_i)} \delta(K) [v(c) - v(c/i)], i \in N \quad (24)$$

$$\delta(K) = \frac{(N-K)!(K-1)!}{N!} \quad (25)$$

式中: K 为子集 c 中包含主体的个数; c_i 为合作联盟中包含第 i 个主体的所有子集; δ 为加权因子; $v(c)$ 为子集 c 产生的运行成本; $v(c/i)$ 为子集 c 中除去第 i 个主体后的总运行成本。

3 求解方法

MPC 滚动优化第1阶段中的领导者 IESO 优化模型为大规模非线性规划问题,跟随者 ULA 和 NEVLA 的目标函数为二次函数,并且在竞争型电力市场中信息互不透明。为此,本文采用一种沙丘猫群体优化算法与二次规划(SCSO-QP)联合的分布式求解算法。MPC 滚动优化第2阶段中 ULA 和 NEVLA 的优化模型均为线性规模,采用 CPLEX 求解器进行求解。SCSO 算法由于篇幅限制,具体内容见文献[27]。模型求解可归纳为算法1。

算法1 基于双层博弈的滚动优化调度模型求解方法,步骤如下:

1. 运行 MPC 滚动优化第1阶段,初始化 $t_u=1$
2. for $t_u=1$ to T_u , do
3. 读取电热氢负荷及风电光伏出力短期预测值
4. 采用 SCSO-QP 分布式协同算法求解 MPC 滚动优化第1阶段的主从博弈模型
5. 将决策变量作为 MPC 滚动优化第2阶段 $T_1 \Delta t_1 + \Delta t_u$ 时间窗内的参考值
6. for $t_1=1$ to T_1 , do
7. 读取电热负荷及风电光伏出力超短期预测值
8. 采用 CPLEX 求解 MPC 滚动优化第2阶段的合作博弈模型
9. end for
10. 反馈蓄电池、超级电容以及储热储氢装置的状态变量给 MPC 滚动优化第1阶段
11. end for

4 算例分析

4.1 算例参数

以某典型综合能源工业园区为算例,对本文所提的基于双层博弈和 MPC 的 ETH-IES 协同滚动优化运行策略进行仿真分析。EV 及 FCV 容量参数及随机特性参数参考文献[26]。将 EV 负荷分为 4 类:①全天停泊在充电站的 EV;②日常工作通勤的 EV;③有紧急充电需求的 EV;④有临时驶出需求的 EV。其中,第④类 EV 负荷在当前停车场 EV 总数的占比不超过 10%。采用蒙特卡洛模拟法得到 EV 的接入时刻、离开时刻、初始荷电状态、期望荷电状态等基本信息^[26],对于 FCV 的蒙特卡洛模拟方法与 EV 类似。

临时改变出行行为的汽车数量设置方法如下:原计划于 8:00 出行车辆中 10% 的车辆提前至 6:00 出行,另有 15% 的车辆提前至 7:00 出行。用户对电能、热能及氢能的偏好系数 $v_e, \alpha_e, v_{th}, \alpha_{th}, v_h, \alpha_h$ 分别为 0.000 9、1.5、0.001 1、1.1、0.001、1.2^[22],热价上、下限为 0.9、0.3 元/(kW·h),氢价上、下限为 1.0、0.4 元/(kW·h),最大平均售电、售热、售氢价格为 1.0、0.8、0.9 元/(kW·h)。该算例在 MATLAB2021b 环境下运行,第 1 阶段耗时 279.2 s,第 2 阶段耗时 23.1 s,满足 MPC 在线运行的需求。

4.2 结果分析

4.2.1 MPC 滚动优化调度结果

系统中电能部分的 MPC 滚动优化结果如图 2 所示。由图 2(a)可知:3:00—8:00 期间,电价低谷,可通过主网购电弥补部分功率缺额;11:00—12:00 和 16:00—17:00 期间电价较高,此时蓄电池释放低峰期间储存的电能,微型燃气轮机输出功率以最大程度出售电能;20:00—22:00 期间,负荷高,电价峰值,优先利用蓄电池和燃料电池来满足需求,剩余负荷缺额再通过购电来弥补。在整个调度周期中,蓄电池在用电低谷时储存电能、在用电高峰时卖出电能,燃料电池、电解槽和储氢罐在电低谷时将电能转化为氢能储存、在电高峰时将氢能转化回电能,大大提高了综合能源系统的运行经济性和灵活性。

由图 2(b)可知,由于叠加了预测功率误差,在实时调度中实际值与计划值存在偏差,因此需要调整各单元出力来平抑不平衡功率。可以看出,在调度过程中优先使用储能等调节成本较低的单元,若仍不满足要求,则改变微型燃气轮机出力和主网联络线的功率值。

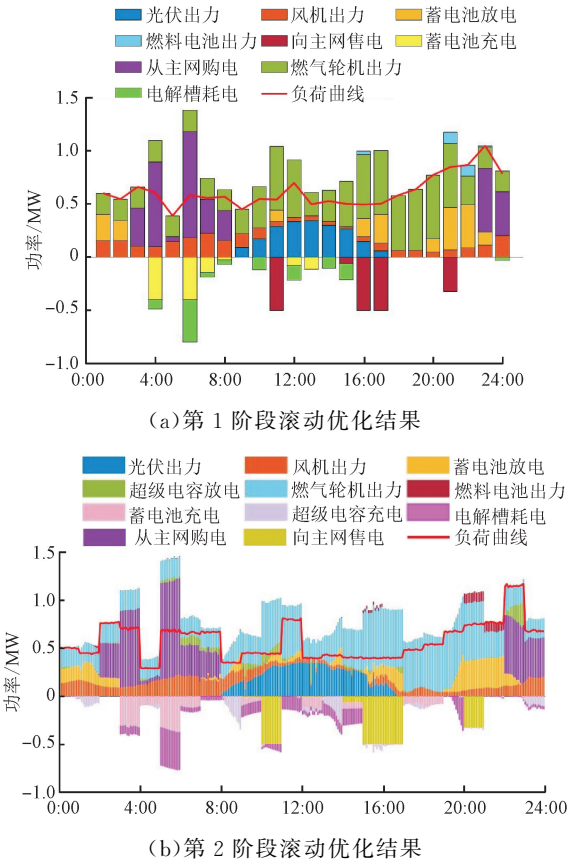
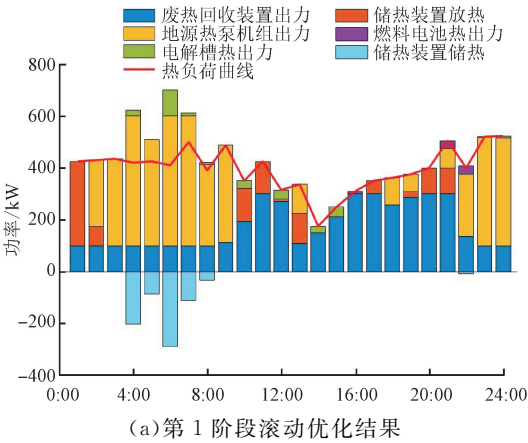


图2 电部分 MPC 滚动优化结果

Fig. 2 Electric results of MPC rolling optimization

系统中热能部分的 MPC 滚动优化结果如图 3 所示。由图 3(a)可知,由于地源热泵属于电热耦合设备,而电解槽和燃料电池均为电热氢耦合设备,因此其出力受电价影响较大。在 4:00—8:00 期间系统多发多储,以期在电价峰阶段减小对电热耦合及电热氢耦合设备的依赖;在 10:00—13:00 和 19:00—21:00 期间,电价处于峰阶段,优先使用储热装置中存储的能量。由图 3(b)可知,第 2 阶段中热网部分的各单元出力与第 1 阶段调度计划值差异较小,所产生的不平衡功率优先由储热装置等调节成本较低的设备平抑。



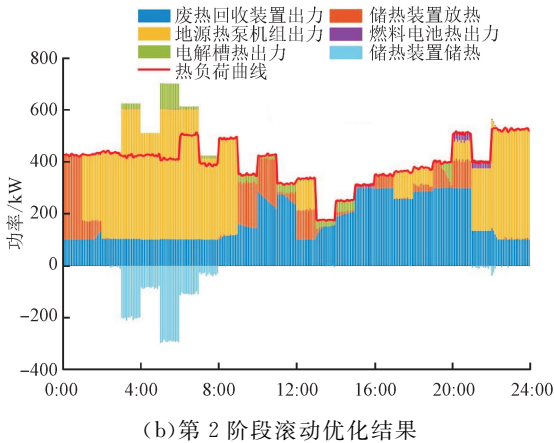


图 3 热部分 MPC 滚动优化结果

Fig. 3 Thermal results of MPC rolling optimization

氢负荷供给情况如图 4 所示,5:00—6:00 期间分时电价低谷,廉价的电能转化为氢能进行储存。在 19:00—20:00 期间由于热负荷较高,储热装置余量不足,考虑经济性及运行约束,增加了电解槽出力,由于电热氢耦合效应,过剩的氢能储存在储氢罐中。

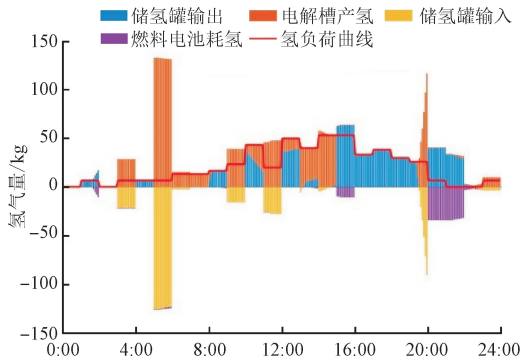


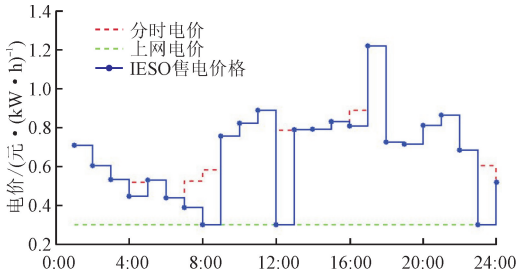
图 4 氢部分 MPC 滚动优化结果

Fig. 4 Hydrogen optimization results of MPC rolling optimization

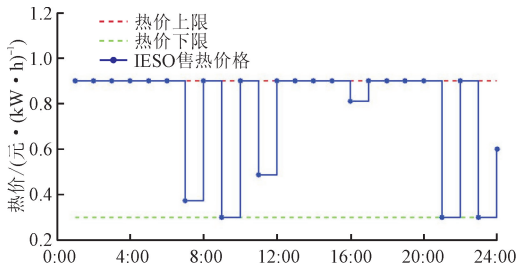
IESO 的定价策略如图 5 所示,图 5(a)中 IESO 在当地电网提供的分时电价和上网电价的包络线内制定售电价格策略,与电网相比为用能侧提供了更优的价格,在 8:00—9:00 和 12:00—13:00 期间 IESO 提供了相比于电网低得多的价格,旨在促进新能源消纳,避免弃风弃光的现象。图 5(b)、5(c)分别表示 IESO 制定的售热售氢价格策略,通过价格引导 ULA、NEVLA 的负荷需求响应,在满足功率平衡约束的同时提高 IESO 的自身收益。

图 6 给出了 IESO 车辆出行计划调整惩罚价格的优化结果。由图 6 可知,在 6:00—8:00 期间,车

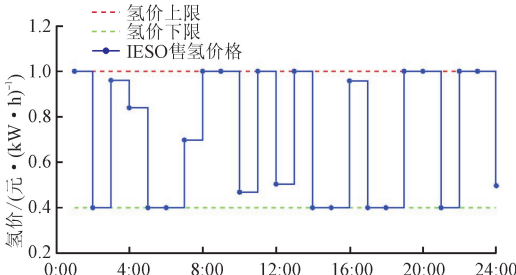
主改变出行计划的意愿较为强烈,有较大的可能提前驶离以适应不同的天气情况及道路拥堵情况,因此 IESO 在此期间制定较高的惩罚价格以抑制车主不遵循初始制定的充电计划行为。



(a) 出售价电优化结果



(b) 出售价热优化结果



(c) 出售价氢优化结果

图 5 IESO 出售能源价格优化结果

Fig. 5 IESO energy selling price optimization results

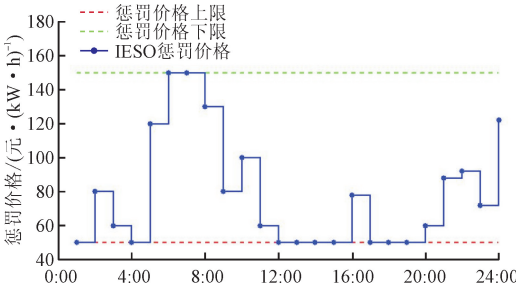
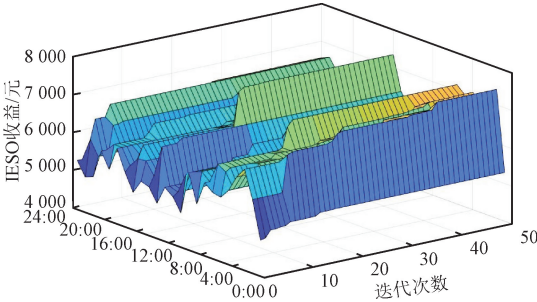


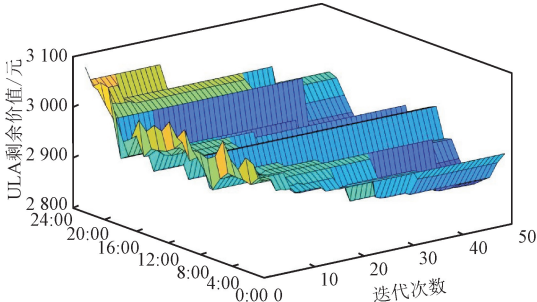
图 6 IESO 车辆出行计划调整惩罚价格优化结果
Fig. 6 IESO vehicle travel plan adjustment penalty price optimization results

本文将双层博弈机制嵌入了 MPC 滚动优化模型,可计算出当前时间窗内的最优策略后滚动时间

窗,然后继续进行优化计算,就可以得到每个时间节点对应时间窗的最优迭代曲线,最终将各个时间窗对应的结果组合成最优迭代收敛平面,如图 7 所示。由图 7(a)可知,随着迭代次数的增加,每个时间窗内的 IESO 收益均有所增加,不同时间节点的时间窗对应的 IESO 收益也有较大差异,在 2:00—7:00 及 15:00 对应的时间窗有着较大的收益值,而 1:00、8:00、11:00 和 21:00 的时间窗对应的 IESO 收益值达到低谷。由图 7(b)可知,随着迭代次数的增加,每个时间窗对应的 ULA 剩余价值逐渐减小,可见领导者和跟随者的收敛趋势不同,体现了博弈过程。当达到 Stackelberg 均衡后,各主体策略不再改变,说明在该策略下,任何参与者都不能通过独立改变策略而获得更多收益。



(a)IESO 收益迭代平面



(b)ULA 剩余价值迭代平面

图 7 MPC 第 1 阶段主从博弈模型迭代收敛平面
Fig. 7 Iterative convergence plane of Stackelberg game model in the first stage of MPC optimization

对比本文所提双层博弈模型与仅在 MPC 第 1 阶段引入主从博弈模型的结果,ULA 调节成本分别为 642.27、698.62 元,NEVLA 充能成本分别为 1 232.65、1 372.01 元,因此双层博弈模型的成本分别降低了 8.07%、10.16%,从而验证了本文所提策略的有效性。

4.2.2 对比分析

对比所考虑的 4 种策略,策略 1 为本文所提策略,同时考虑惩罚博弈机制和 MPC 滚动优化策略;策略 2 仅考虑 MPC 不考虑惩罚博弈机制;策略 3

仅考虑惩罚博弈机制而采用单断面的优化策略;策略 4 不考虑惩罚博弈机制且采用单断面的优化策略。不同策略下的指标对比如表 1 所示,策略 1 下的 IESO 总收益相比于其他策略分别提升了 4.43%、7.75%、14.00%,ULA 剩余价值分别增加了 6.48%、12.18%、13.75%。EV 负荷调度成本相较于策略 2、3 的结果分别减少了 13.64%、4.43%,说明引入 MPC 和惩罚博弈机制对实际情况下的 EV 充放电计划有所改进,并且减小了功率调度偏差,提高了系统运行经济性。

表 1 不同策略下的指标对比

Table 1 Index comparison under different strategies
单位:元

策略	IESO 总收益	ULA 剩余价值	EV 负荷 调度成本	NEVLA 充能 满意价值
1	7 412.79	2 791.17	762.33	2 783.35
2	7 098.67	2 621.38	882.72	2 361.82
3	6 879.55	2 488.04	797.68	2 592.48
4	6 502.47	2 453.81	980.13	1 976.80

为了进一步验证 MPC 策略及惩罚博弈机制对于主网联络线跟踪的作用,将所提策略的主网联络线跟踪偏差惩罚成本与其他策略的结果进行对比,如图 8 所示。由图 8 可知:引入惩罚机制后,原本在 6:00—8:00 期间改变出行计划的车主大部分继续按照原计划实行,从而减小了负荷调度偏差,降低了主网联络线跟踪偏差惩罚成本;而引入 MPC 滚动优化策略后,进一步消除时间窗内的调度偏差,减小了跟踪偏差惩罚成本。

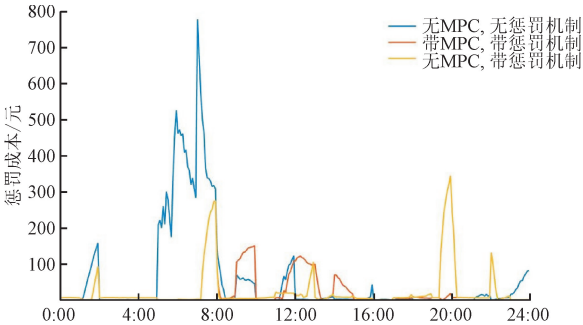


图 8 主网联络线功率跟踪偏差惩罚成本
Fig. 8 Tie-line power tracking deviation penalty cost

5 结 论

本文针对含电动汽车和氢燃料电池汽车的电热氢综合能源系统提出了一种考虑车主出行行为调整的双层博弈优化运行策略,将所提策略与算法应用

到某电热氢综合能源工业园区,得到如下主要结论。

(1)将所构建的 Stackelberg-Shapley 双层博弈模型嵌入 MPC 滚动优化模型中,在提高调度准确性的同时,对系统内各主体利益协调分配产生积极作用。

(2)在 MPC 第 1 阶段的 Stackelberg 博弈模型中引入车辆出行计划调整惩罚机制,抑制车主按照个人意愿无序改变充电计划的行为,减小实时调度功率偏差。

(3)应用 SCSO-QP 的分布式求解算法,在得到各主体均衡解的同时可以保护各参与者隐私。

参考文献:

- [1] 康重庆,杜尔顺,李姚旺,等. 新型电力系统的“碳视角”:科学问题与研究框架 [J]. 电网技术, 2022, 46(3): 821-833.
KANG Zhongqing, DU Ershun, LI Yaowang, et al. Key scientific problems and research framework for carbon perspective research of new power systems [J]. Power System Technology, 2022, 46(3): 821-833.
- [2] 刘迎澍,陈曦,李斌,等. 多微网系统关键技术综述 [J]. 电网技术, 2020, 44(10): 3804-3820.
LIU Yingshu, CHEN Xi, LI Bin, et al. State of art of the key technologies of multiple microgrids system [J]. Power System Technology, 2020, 44(10): 3804-3820.
- [3] 丁涛,牟晨璐,别朝红,等. 能源互联网及其优化运行研究现状综述 [J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(15): 4318-4328.
DING Tao, MU Chenlu, BIE Zhaozhong, et al. Review of energy Internet and its operation [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(15): 4318-4328.
- [4] 杨经纬,张宁,王毅,等. 面向可再生能源消纳的多能源系统:述评与展望 [J]. 电力系统自动化, 2018, 42(4): 11-24.
YANG Jingwei, ZHANG Ning, WANG Yi, et al. Multi-energy system towards renewable energy accommodation: review and prospect [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(4): 11-24.
- [5] 李鹏,吴迪凡,李雨薇,等. 基于谈判博弈的多微网综合能源系统多目标联合优化配置 [J]. 电网技术, 2020, 44(10): 3680-3690.
LI Peng, WU Difan, LI Yuwei, et al. Multi-objective union optimal configuration strategy for multi-microgrid integrated energy system considering bargaining games [J]. Power System Technology, 2020, 44(10): 3680-3690.
- [6] 崔岩,胡泽春,段小宇. 考虑充电需求空间灵活性的电动汽车运行优化研究综述 [J]. 电网技术, 2022, 46(3): 981-994.

- CUI Yan, HU Zechun, DUAN Xiaoyu. Review on the electric vehicles operation optimization considering the spatial flexibility of electric vehicles charging demands [J]. Power System Technology, 2022, 46(3): 981-994.
- [7] 李珂,邵成成,王雅楠,等. 考虑电-气-交通耦合的城市综合能源系统规划 [J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(6): 2263-2272.
LI Ke, SHAO Chengcheng, WANG Yanan, et al. Optimal planning of urban integrated energy systems considering electricity-gas-transportation interactions [J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(6): 2263-2272.
- [8] CHENG Shan, WEI Zhaobin, ZHAO Zikai. Decentralized scheduling optimization for charging-storage station considering multiple spatial-temporal transfer factors of electric vehicles [J]. International Journal of Energy Research, 2021, 45(5): 6800-6815.
- [9] 李玲,曹锦业, TOMIN N, 等. 计及电动汽车接入的区域综合能源系统双层日前协调优化调度 [J]. 电力建设, 2023, 44(5): 23-33.
LI Ling, CAO Jinye, TOMIN N, et al. Bi-level coordinated day-ahead optimal dispatch of regional integrated energy system considering the integrations of electric vehicles [J]. Electric Power Construction, 2023, 44(5): 23-33.
- [10] 张程,匡宇,邹复民,等. 考虑风光不确定性与电动汽车的综合能源系统低碳经济调度 [J]. 电力自动化设备, 2022, 42(10): 236-244.
ZHANG Cheng, KUANG Yu, ZOU Fumin, et al. Low carbon economic dispatch of integrated energy system considering wind and solar uncertainty and electric vehicles [J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(10): 236-244.
- [11] 肖秋瑶,杨骥,宋政湘. 考虑碳交易和电动汽车充电负荷的工业园区综合能源系统调度策略 [J]. 高电压技术, 2023, 49(4): 1392-1401.
XIAO Qiuyao, YANG Kun, SONG Zhengxiang. Scheduling strategy of industrial parks integrated energy system considering carbon trading and electric vehicle charging load [J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(4): 1392-1401.
- [12] 王珂,李媛,杨文涛,等. 计及路-网-车交互作用的电动汽车充电实时优化调度 [J]. 电力建设, 2018, 39(12): 63-72.
WANG Ke, LI Yuan, YANG Wentao, et al. Real-time optimal charging scheduling for electric vehicles considering interactions among traffic network, distribution system and electric vehicles [J]. Electric Power Construction, 2018, 39(12): 63-72.
- [13] 张勇军,周星月,唐渊,等. 双楼宇专变供电充电站负荷的时空双维调控建模 [J]. 电力自动化设备,

- 2023, 43(6): 37-45.
- ZHANG Yongjun, ZHOU Xingyue, TANG Yuan, et al. Time-space two-dimensional regulation modeling of charging station load powered by bi-building special transformers [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2023, 43(6): 37-45.
- [14] 齐志远, 李晓文, 张如意, 等. 基于动态回馈修正的独立微电网协调优化调度 [J]. *高电压技术*, 2022, 48(3): 938-947.
- QI Zhiyuan, LI Xiaowen, ZHANG Ruyi, et al. Coordinated optimal scheduling of stand-alone micro-grid based on dynamic feedback correction [J]. *High Voltage Engineering*, 2022, 48(3): 938-947.
- [15] 肖浩, 裴玮, 孔力. 基于模型预测控制的微电网多时间尺度协调优化调度 [J]. *电力系统自动化*, 2016, 40(18): 7-14.
- XIAO Hao, PEI Wei, KONG Li. Multi-time scale coordinated optimal dispatch of microgrid based on model predictive control [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2016, 40(18): 7-14.
- [16] 张彦, 张涛, 孟繁霖, 等. 基于模型预测控制的能源互联网系统分布式优化调度研究 [J]. *中国电机工程学报*, 2017, 37(23): 6829-6845.
- ZHANG Yan, ZHANG Tao, MENG Fanlin, et al. Model predictive control based distributed optimization and scheduling approach for the energy internet [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2017, 37(23): 6829-6845.
- [17] 帅轩越, 王秀丽, 原晟淇, 等. 电力市场环境下的改进纳什议价方法的多微网能源交易机制设计 [J]. *西安交通大学学报*, 2021, 55(11): 97-105.
- SHUAI Xuanyue, WANG Xiuli, YUAN Shengqi, et al. Design of multi-microgrid energy trading mechanism based on improved Nash bargaining method in electricity market environment [J]. *Journal of Xi'an Jiaotong University*, 2021, 55(11): 97-105.
- [18] 李咸善, 马凯琳, 程杉. 含多区域综合能源系统的主动配电网双层博弈优化调度策略 [J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50(1): 8-22.
- LI Xianshan, MA Kailin, CHENG Shan. Dispatching strategy of an active distribution network with multiple regional integrated energy systems based on two-level game optimization [J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(1): 8-22.
- [19] 帅轩越, 王秀丽, 王志成, 等. 计及风电消纳下的纳什议价理论的多综合能源系统协同运行 [J]. *西安交通大学学报*, 2022, 56(3): 187-196.
- SHUAI Xuanyue, WANG Xiuli, WANG Zhicheng, et al. Cooperative operation for multiple integrated energy systems considering wind power consumption by Nash bargaining convention [J]. *Journal of Xi'an Jiaotong University*, 2022, 56(3): 187-196.
- [20] WEI Wei, LIU Feng, MEI Shengwei. Energy pricing and dispatch for smart grid retailers under demand response and market price uncertainty [J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2015, 6(3): 1364-1374.
- [21] PAUDEL A, CHAUDHARI K, LONG Chao, et al. Peer-to-peer energy trading in a prosumer-based community microgrid: a game-theoretic model [J]. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2019, 66(8): 6087-6097.
- [22] MAHARJAN S, ZHU Quanyan, ZHANG Yan, et al. Dependable demand response management in the smart grid: a stackelberg game approach [J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2013, 4(1): 120-132.
- [23] 刘铠诚, 王关涛, 白星振, 等. 基于主从博弈的园区级综合能源系统动态定价与低碳经济调度 [J/OL]. *高电压技术*: 1-14 [2023-08-23]. <https://doi.org/10.13336/j.1003-6520.hve.20230411>.
- LIU Kaicheng, WANG Guantao, BAI Xingzhen, et al. Dynamic pricing and low-carbon economic dispatch of integrated energy system based on Stackelberg game [J/OL]. *High Voltage Engineering*: 1-14 [2023-08-23]. <https://doi.org/10.13336/j.1003-6520.hve.20230411>.
- [24] 李崎勇, 赵新哲, 郑一飞, 等. 基于纳什谈判考虑能源共享的区域综合能源系统优化配置 [J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(5): 22-32.
- LI Jiyong, ZHAO Xinzhe, ZHENG Yifei, et al. Optimal configuration of a regional integrated energy system considering energy sharing based on Nash negotiation [J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(5): 22-32.
- [25] JIA Shiduo, KANG Xiaoning. Multi-objective optimal scheduling of CHP microgrid considering conditional value-at-risk [J]. *Energies*, 2022, 15(9): 3394.
- [26] 贾士铎, 康小宁, 黑皓杰, 等. 基于 V2G 负荷反馈修正的电热氢综合能源系统多层协调优化调度 [J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(15): 100-110.
- JIA Shiduo, KANG Xiaoning, HEI Haojie, et al. Multi-layer coordinated optimal dispatch of electric-thermal-hydrogen integrated energy system based on V2G load feedback correction [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(15): 100-110.
- [27] SEYYEDABBASI A, KIANI F. Sand cat swarm optimization: a nature-inspired algorithm to solve global optimization problems [J]. *Engineering with Computers*, 2023, 39(4): 2627-2651.

(编辑 赵炜 李慧敏 刘杨)