

基于双重激励策略的综合能源系统主从博弈优化调度

倪鉴, 沈运帷

引用本文:

倪鉴, 沈运帷. 基于双重激励策略的综合能源系统主从博弈优化调度[J]. 上海电力大学学报, 2025, 41(6): 531-541.

NI Jian, SHEN Yunwei. Stackelberg Game-Based Optimal Dispatch for Integrated Energy System Based on Dual Incentive Strategy[J]. *Journal of Shanghai University of Electric Power*, 2025, 41(6): 531-541.

相似文章推荐 (请使用火狐或IE浏览器查看文章)

Similar articles recommended (Please use Firefox or IE to view the article)

考虑需求侧协同响应的社区综合能源系统低碳经济调度

Low-carbon Economic Dispatch of Community Integrated Energy System Based on Demand Side Cooperative Response

上海电力大学学报. 2020, 36(5): 421-430 <https://doi.org/10.3969/j.issn.2096-8299.2020.05.002>

基于多用户共享的家庭能源管理系统

Multiuser Based on Share Cost-effective and Comfort-aware Electricity Scheduling for Household Energy Management System

上海电力大学学报. 2019, 35(2): 115-120 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1006-4729.2019.02.004>

一种新型交互式网络电视监测系统的设计

A New Design of Internet Protocol Television Monitoring System

上海电力大学学报. 2019, 35(1): 96-99 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1006-4729.2019.01.018>

含多种可再生能源和冷储能装置的冷电联供系统经济优化调度模型研究

Economic Optimization Scheduling of Cogeneration System with Multiple Renewable Energy Sources and Cooling Energy Storage Devices

上海电力大学学报. 2019, 35(5): 486-492 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1006-4729.2019.05.014>

含冰蓄冷空调的CCHP微电网优化调度

Optimal Scheduling of CCHP Micro-grid with Ice Storage Air-conditioning

上海电力大学学报. 2021, 37(1): 37-43 <https://doi.org/10.3969/j.issn.2096-8299.2021.01.008>

DOI: 10.3969/j.issn.2096-8299.2025.06.003

基于双重激励策略的综合能源系统 主从博弈优化调度

倪 鉴, 沈运帷

(上海电力大学 电气工程学院, 上海 200090)

摘要: 为了确保资源的有效配置和经济回报, 综合能源系统(IES)运营商通过合理的定价机制和激励策略来影响用户行为以实现市场效率、用户满意度和 IES 运营商经济效益的优化。为此, 提出了一种基于双重激励策略的 IES 主从博弈优化调度模型。首先, 针对实际响应中存在的诸多不确定性, 提出了基于价格和贡献度的双重激励策略。该策略一方面根据用户参与综合需求响应(IDR)的电负荷, 给予阶梯式补贴, 另一方面根据参与 IDR 的电负荷在可调节电负荷中的占比, 量化用户的贡献度并给予额外补贴, 使得 IES 运营商在不确定的市场环境中提供更可靠的激励。其次, 基于主从博弈理论, 建立了以 IES 运营商为领导者, 使其综合利润最大化为目标和以用户为跟随者, 使其综合效用最大化为目标的主从博弈优化调度模型, 提高了 IDR 的经济性和可靠性。最后, 利用差分进化算法求解了基于博弈均衡的调度策略和激励方案。算例分析结果验证了所提策略能够实现 IES 经济性和灵活性的双赢。

关键词: 综合能源系统; 主从博弈; 双重激励策略; 用户响应不确定性

中图分类号: TM734; TK01+9

文献标志码: A

文章编号: 2096-8299(2025)06-0531-11

Stackelberg Game-Based Optimal Dispatch for Integrated Energy System Based on Dual Incentive Strategy

NI Jian, SHEN Yunwei

(School of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China)

Abstract: In order to ensure the effective allocation of resources and economic returns, the operators of integrated energy systems (IES) influence user behavior through reasonable pricing mechanisms and incentive strategies to optimize the market efficiency, the user satisfaction and the economic benefits of IES operators. A stackelberg game-based optimization scheduling model of IES based on a dual incentive strategy is proposed. First, in view of the many uncertainties in the actual response, a dual incentive strategy based on price and contribution is proposed. On the one hand, this strategy gives a step-by-step subsidy according to the amount of electricity load of users participating in integrated demand response (IDR). On the other hand, according to the proportion of electricity load participating in IDR in the total adjustable electricity load, the contribution of users is quantified and additional subsidies are given, so that IES operators can provide more reliable incentives in an uncertain market environment. Secondly, based on the

收稿日期: 2024-12-11

通信作者简介: 倪鉴 (1999—), 女, 在读硕士。主要研究方向为综合能源系统的优化调度。E-mail: 1511469459@qq.com。

stackelberg game theory, a leader-follower game optimization scheduling model is established with IES operators as leaders and maximizing their comprehensive profits and users as followers and maximizing their comprehensive utility, which improves the economy and reliability of IDR. Finally, the scheduling strategy and incentive scheme based on the game equilibrium are solved by differential evolution algorithm. The results of case study verify that the proposed strategy can achieve a win-win situation of IES economy and flexibility.

Key words: integrated energy system; stackelberg game; dual incentive strategy; user response uncertainty

随着环境污染问题加剧和化石能源日益枯竭,如何建立持续、清洁、高效的综合能源系统(Integrated Energy System, IES)已逐渐成为各国关注的热点问题^[1-2]。与传统单一的能源供给形式相比,IES能够实现电、气、热等多种类型能源的协同互补,在提升供能可靠性、灵活性以及能源利用效率方面均具有明显优势。综合需求响应(Integrated Demand Response, IDR)作为 IES 的重要调控策略,近年来逐渐受到关注。

IDR 的核心是利用市场机制引导用户改变传统用能习惯,主要包括价格型 IDR 和激励型 IDR 两种方式。价格型 IDR 是指零售商或公用事业公司设定随时变化的电价,以诱导用户将其用电量从高峰时段转移到非高峰时段的机制^[3]。激励型 IDR 是指零售商或公用事业公司根据签署的协议,鼓励用户参与电力系统减载项目的机制^[4]。但在实际响应过程中,受到能源消费策略、电价类型偏好、用电舒适度和消费习惯等因素的影响, IDR 存在诸多不确定性,因此部分学者对此进行了研究。文献[5]考虑终端用户消费心理的差异性,建立了可转移电负荷和可替代负荷响应不确定性模型。文献[6]提出了一种考虑用户响应不确定性的园区 IES 日前低碳经济调度模型,运营机构通过调整电价来引导用户调整用能需求。文献[7]基于用户决策的不确定性,建立了激励型 IDR 参与自主决策的智能家庭日前优化调度模型。现有的研究成果中,针对 IDR 不确定性问题,大多单独考虑价格型 IDR 和激励型 IDR,较少同时考虑双重激励。

随着市场化改革的持续推进,IES 运营商与用户之间存在多种利益交互关系。只将用户利益作为约束条件,或直接将 IES 与用户间的利益关系进行绑定,都难以准确描述供需之间的互动关系,无法实现供需方的利益共赢^[8],因此在 IES 的

优化调度中引入了博弈论的思想。文献[9-10]基于主从博弈模型,分析了电力市场中售电企业与用户的互动机制。文献[11]构建了基于需求响应策略和联盟博弈的双层优化模型,进一步提高了系统运行的经济性和灵活性。文献[12]结合博弈理论,建立了含有运营商收益和成本、用户效益以及用户负荷的 IES 主从博弈模型。目前,大多数研究都是通过博弈来优化机组出力和售能价格,实现多方利益最大化。随着 IDR 机制持续引导用户科学改变用能习惯,如何利用博弈论等工具制订合理的能源价格和激励机制,以充分发挥 IDR 的优势仍是目前研究的重点。

基于此,本文提出了一种基于双重激励策略的 IES 主从博弈优化调度模型。首先,针对实际响应中存在的诸多不确定性,提出基于价格和贡献度的双重激励策略,一方面根据用户参与 IDR 的电负荷,给予阶梯式补贴,另一方面根据参与 IDR 的电负荷在可调节电负荷中的占比,量化用户的贡献度并给予额外补贴。其次,基于主从博弈理论,建立以 IES 运营商为领导者,使其综合利润最大化为目标和以用户为跟随者,使其综合效用最大化为目标的主从博弈优化调度模型。再次,将双重激励策略引入博弈中,动态调整价格激励和贡献度激励的权重,以适应不同场景和用户群体的需求,实现个性化的激励策略,提高 IDR 的经济性和可靠性。最后,利用差分进化算法求解基于博弈均衡的调度策略和激励方案,通过算例分析验证本文所提策略能够实现 IES 经济性和灵活性的双赢。

1 考虑不确定性的 IDR 双重激励机制

1.1 IDR 不确定性的处理方法

常见的 IDR 不确定性的处理方法有模糊法、

场景法、鲁棒优化法、区间法等。其中,区间法所需数据较少,不需要精确的概率分布模型,只需通过求解上、下边界就可以优化目标函数区间结果^[13]。因此,本文采用区间法来处理IDR的不确定性。

设激励价格为 x ,用户的需求响应系数为 μ ,基于用户心理学的需求响应系数曲线如图1所示^[14]。其中: μ_{\max} 和 μ_{\min} 分别表示需求响应系数的上下限; μ_0 为初始需求响应系数, μ_1 为最大需求响应系数; x_0 为初始响应价格, x_1 为饱和和激励价格;阴影部分和直线 $\mu=\mu_1$ 表示有效响应区间。

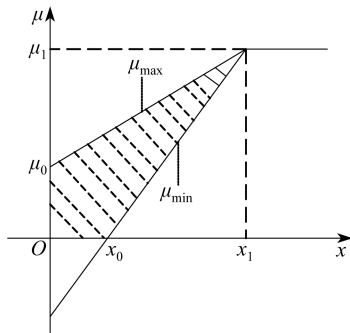


图1 需求响应系数曲线

μ_{\max} 和 μ_{\min} 的表达式分别为

$$\mu_{\max} = \begin{cases} \frac{\mu_1 - \mu_0}{x_1} x + \mu_0, & 0 \leq x < x_1 \\ \mu_1, & x \geq x_1 \end{cases} \quad (1)$$

$$\mu_{\min} = \begin{cases} \frac{\mu_1}{x_1 - x_0} x + \frac{\mu_1 x_0}{x_1 - x_0}, & 0 \leq x < x_1 \\ \mu_1, & x \geq x_1 \end{cases} \quad (2)$$

采用均匀分布来描述不同激励价格下用户响应的不确定性行为^[13-15]。用户响应的波动 $W(x)$ 计算公式为

$$W(x) = \frac{\mu_{\max} - \mu}{\mu_{\max}} \quad (3)$$

1.2 分段式价格激励补贴

分段式价格激励补贴是对在谷段和峰段参与IDR的电负荷分别给予不同补贴的激励机制。规定可中断电负荷只在峰段参与IDR,可平移电负荷只在峰段平移负荷,且减少的电负荷只有平移到谷段才算有效响应。用户处于平段时电负荷调整量较少,所以不考虑任何激励补贴。

1.3 考虑贡献度的激励补贴

在确定的激励价格下,用户侧可自主调节电

负荷的范围是一定的,因此进一步考虑用户的贡献度,分别在峰、谷时段设置多个激励区间。当用户参与IDR的电负荷在可调节电负荷中达到一定占比后,开始享受激励补贴,且补贴金额随着占比的增大逐步升高。这种激励方式不仅可以在一定程度上激励用户参与IDR,还能够根据实际贡献度公平地分配补贴,进一步提升用户参与的动力。考虑贡献度的激励补贴机制可表示为

$$y(t) = \begin{cases} 0, & W > w_1 \\ y_1, & w_2 < W \leq w_1 \\ y_2, & 0 < W \leq w_2 \\ y_3, & W = 0 \end{cases} \quad (4)$$

式中: $y(t)$ ——激励补贴价格;

W ——用户参与IDR的电负荷在可调节电负荷中的占比;

w_1, w_2 ——0~1之间某个数值;

y_1, y_2, y_3 ——不同占比下的激励补贴价格。

1.4 基于价格和贡献度的双重激励策略

电力需求响应往往依赖于电负荷预测,在实际响应中会受到能源消费策略、电价类型偏好、用电舒适度等因素的影响发生波动。为了减少IDR不确定性的波动,本文提出基于价格和贡献度的双重激励策略。该策略通过引入分段式价格激励补贴,灵活地调节电负荷;同时,引入考虑贡献度的激励补贴,弥补用户在预测电负荷与实际电负荷之间的差异,以平衡系统的电负荷波动和补偿用户的潜在损失或过度贡献。两种激励相互补充,调动用户的响应积极性以维持用户参与IDR的动力。双重激励策略可表示为

$$C_{DR} = aP_{dr} + b\rho_{dr} \quad (5)$$

$$P_{dr} = x_t(P_{d11} + P_{d12}) \quad (6)$$

$$\rho_{dr} = y_t(P_{d11} + P_{d12}) \quad (7)$$

式中: C_{DR} ——IDR激励补贴;

a, b ——权重系数,且 $a+b=1$;

P_{dr} ——分段式价格激励补贴;

ρ_{dr} ——考虑贡献度的激励补贴;

x_t, y_t —— t 时段分段式价格激励补贴和考虑贡献度的激励补贴的电价;

P_{d11}, P_{d12} ——可平移和可中断电负荷。

为提高激励策略的灵活性和有效性,通过博弈得到权重系数 a, b ,以动态调整激励策略的权重,适应不同场景和用户群体的需求。

2 IES主从博弈优化调度模型

2.1 IES运营商的优化目标和约束条件

IES运营商的优化目标为综合利润最大化,目标函数可表示为

$$\max f_{\text{sys}} = \sum_{t=1}^T (C_{\text{sell}} - C_{\text{grid}} - C_{\text{fuel}} - C_{\text{storage}} - C_{\text{DR}}) \quad (8)$$

$$\begin{cases} C_{\text{sell}} = P_{\text{DL}} R_{\text{DL}} + Q_{\text{HL}} R_{\text{HL}} \\ C_{\text{grid}} = \max(P_{\text{GRID}}, 0) R_{\text{grid},s} - \min(P_{\text{GRID}}, 0) R_{\text{grid},b} \\ C_{\text{fuel}} = a_{\text{mt}} P_{\text{MT}}^2 + b_{\text{mt}} P_{\text{MT}} + c_{\text{mt}} + a_{\text{gb}} Q_{\text{GB}}^2 + \\ \quad b_{\text{gb}} Q_{\text{GB}} + c_{\text{gb}} \\ C_{\text{storage}} = a_{\text{bt}} (P_{\text{BT},c} + P_{\text{BT},d}) + a_{\text{hs}} (Q_{\text{HS},c} + Q_{\text{HS},d}) \end{cases} \quad (9)$$

式中: f_{sys} ——IES运营商综合利润;

T ——总时段数;

C_{sell} ——IES运营商售能收入;

C_{grid} ——IES运营商与电网的交互成本;

C_{fuel} ——机组燃料成本;

C_{storage} ——储能设备运行成本;

$P_{\text{DL}}, Q_{\text{HL}}$ ——电负荷和热负荷;

$R_{\text{DL}}, R_{\text{HL}}$ ——IES运营商对用户售电和售热价格;

P_{GRID} ——IES运营商与电网的交互功率,从电网购电为正,向电网售电为负;

$R_{\text{grid},s}$ ——电网对IES运营商售电价格;

$R_{\text{grid},b}$ ——IES运营商对电网售电价格;

$a_{\text{mt}}, b_{\text{mt}}, c_{\text{mt}}, a_{\text{gb}}, b_{\text{gb}}, c_{\text{gb}}$ ——燃气轮机和燃气锅炉设备成本系数,取正值;

P_{MT} ——燃气轮机输出的电功率;

Q_{GB} ——燃气锅炉输出的热功率;

$a_{\text{bt}}, a_{\text{hs}}$ ——蓄电池和蓄热设备成本系数,取正值;

$P_{\text{BT},c}, P_{\text{BT},d}$ ——蓄电池充电和放电功率;

$Q_{\text{HS},c}, Q_{\text{HS},d}$ ——蓄热设备吸热和放热功率。

IES运营商的约束条件有8个,具体如下。

(1) 热电联产机组约束条件为

$$\begin{cases} P_{\text{MT}} = \omega_{\text{MT}} Q_{\text{REC}} \\ P_{\text{MT}} + Q_{\text{REC}} = C_{\text{OP,MT}} G_{\text{MT}} L \\ P_{\text{MT},\min} \leq P_{\text{MT}} \leq P_{\text{MT},\max} \\ -P_{\text{MT},D} \leq P_{\text{MT},t+1} - P_{\text{MT},t} \leq P_{\text{MT},U} \end{cases} \quad (10)$$

式中: ω_{MT} ——热电联产装置发电功率与供热功率的比值;

Q_{REC} ——余热锅炉输出热功率;

$C_{\text{OP,MT}}$ ——燃气轮机转换效率;

G_{MT} ——燃气轮机天然气进气量;

L ——天然气单位热值;

$P_{\text{MT},\min}, P_{\text{MT},\max}$ ——燃气轮机输出功率下限和上限;

$P_{\text{MT},D}, P_{\text{MT},U}$ ——燃气轮机爬坡约束输出功率下限和上限;

$P_{\text{MT},t+1}, P_{\text{MT},t}$ —— $t+1$ 和 t 时段燃气轮机输出功率。

(2) 燃气锅炉约束条件为

$$\begin{cases} Q_{\text{GB}} = C_{\text{OP,GB}} G_{\text{GB}} L \\ Q_{\text{GB},\min} \leq Q_{\text{GB}} \leq Q_{\text{GB},\max} \\ -Q_{\text{GB},D} \leq Q_{\text{GB},t+1} - Q_{\text{GB},t} \leq Q_{\text{GB},U} \end{cases} \quad (11)$$

式中: $C_{\text{OP,GB}}$ ——燃气锅炉输出热功率效率;

G_{GB} ——燃气锅炉进气量;

$Q_{\text{GB},\min}, Q_{\text{GB},\max}$ ——燃气锅炉输出热功率下限和上限;

$Q_{\text{GB},D}, Q_{\text{GB},U}$ ——燃气锅炉爬坡约束输出热功率下限和上限;

$Q_{\text{GB},t+1}, Q_{\text{GB},t}$ —— $t+1$ 和 t 时段燃气锅炉输出热功率。

(3) 蓄电池约束条件为

$$S_{\text{OCBT},t} = S_{\text{OCBT},t-1} + \left[\eta_{\text{bt},c} P_{\text{BT},c} - \frac{P_{\text{BT},d}}{\eta_{\text{bt},d}} \right] \Delta t \quad (12)$$

$$\begin{cases} X_{\text{bt},c} P_{\text{BT},c,\min} \leq P_{\text{BT},c} \leq X_{\text{bt},c} P_{\text{BT},c,\max} \\ X_{\text{bt},d} P_{\text{BT},d,\min} \leq P_{\text{BT},d} \leq X_{\text{bt},d} P_{\text{BT},d,\max} \\ S_{\text{OCBT},\min} \leq S_{\text{OCBT},t} \leq S_{\text{OCBT},\max} \\ 0 \leq X_{\text{bt},c} + X_{\text{bt},d} \leq 1 \\ \sum_{t=1}^T (X_{\text{bt},c} + X_{\text{bt},d}) \leq N \end{cases} \quad (13)$$

式中: $S_{\text{OCBT},t}, S_{\text{OCBT},t-1}$ —— t 和 $t-1$ 时段蓄电池荷电状态;

$\eta_{\text{bt},c}, \eta_{\text{bt},d}$ ——蓄电池充电和放电效率;

Δt ——时间间隔,取1h;

$X_{\text{bt},c}$ ——0-1变量,取1时表示充电状态,取0时表示放电状态;

$X_{\text{bt},d}$ ——0-1变量,取1时表示放电状态,取0时表示充电状态;

$P_{\text{BT},c,\min}, P_{\text{BT},c,\max}$ ——蓄电池充电功率下限和上限;

$P_{\text{BT},d,\min}, P_{\text{BT},d,\max}$ ——蓄电池放电功率下限和上限;

$S_{OCBT_min}, S_{OCBT_max}$ ——蓄电池荷电状态下限和上限;

N ——蓄电池最大充放电循环次数。

(4) 蓄热设备约束条件为

$$W_{HS,t} = W_{HS,t-1}(1-\eta_{hs}) + \left(\eta_{hs,c} Q_{HS,C,t} - \frac{Q_{HS,D,t}}{\eta_{hs,d}} \right) \Delta t \quad (14)$$

$$\begin{cases} X_{hs,c} Q_{HS,C,min} \leq Q_{HS,C} \leq X_{hs,c} Q_{HS,C,max} \\ X_{hs,d} Q_{HS,D,min} \leq Q_{HS,D} \leq X_{hs,d} Q_{HS,D,max} \\ W_{HS,min} \leq W_{HS,t} \leq W_{HS,max} \\ 0 \leq X_{hs,c} + X_{hs,d} \leq 1 \end{cases} \quad (15)$$

式中: $W_{HS,t}, W_{HS,t-1}$ —— t 和 $t-1$ 时段蓄热设备蓄热量;

η_{hs} ——蓄热设备自放热率;

$\eta_{hs,c}, \eta_{hs,d}$ ——蓄热设备吸热和放热效率;

$Q_{HS,C,t}, Q_{HS,D,t}$ ——蓄热设备吸热和放热功率;

$X_{hs,c}$ ——0-1变量,取1时表示蓄热设备的吸热状态,取0时表示蓄热设备的放热状态;

$X_{hs,d}$ ——0-1变量,取1时表示蓄热设备的放热状态,取0时表示蓄热设备的吸热状态;

$Q_{HS,C,min}, Q_{HS,C,max}$ ——蓄热设备吸热功率下限和上限;

$Q_{HS,D,min}, Q_{HS,D,max}$ ——蓄热设备放热功率下限和上限;

$W_{HS,min}, W_{HS,max}$ ——蓄热设备蓄热量下限和上限。

(5) 对能源零售价格约束条件为

$$\begin{cases} R_{grid,b} \leq R_{DL} \leq R_{grid,s} \\ R_{HL,min} \leq R_{HL} \leq R_{HL,max} \\ \sum_{t=1}^T R_{DL} \leq TR_{dl_ave} \\ \sum_{t=1}^T R_{HL} \leq TR_{hl_ave} \end{cases} \quad (16)$$

式中: $R_{HL,min}, R_{HL,max}$ ——IES对用户售热价格下限和上限;

R_{dl_ave}, R_{hl_ave} ——IES平均售电价格和平均售热价格。

(6) 与电网交互的功率约束条件为

$$\begin{cases} 0 \leq \max(P_{GRID}, 0) \leq P_{gb,max} \\ P_{gs,min} \leq \min(P_{GRID}, 0) \leq 0 \end{cases} \quad (17)$$

式中: $P_{gb,max}, P_{gs,min}$ ——从电网购电的功率上限和向电网售电的功率下限。

为了避免管道堵塞,IES运营商与电网之间的传输功率需要满足上下限约束。

(7) 功率平衡约束条件为

$$\begin{cases} P_{WT} + P_{PV} + P_{MT} + P_{BT,D} + P_{GRID} = P_{DL} + P_{BT,C} \\ Q_{REC} + Q_{GB} + Q_{HS,D} = Q_{HL} + Q_{HS,C} \end{cases} \quad (18)$$

式中: P_{WT}, P_{PV} ——风机、光伏输出功率。

(8) 需求响应约束条件为

$$\begin{cases} \mu_{min} \leq \mu \leq \mu_{max} \\ \mu_{min}(P_{dl1} + P_{dl2}) \leq \mu(P_{dl1} + P_{dl2}) \leq \mu_{max}(P_{dl1} + P_{dl2}) \end{cases} \quad (19)$$

2.2 IES用户的优化目标和约束条件

在微观经济学中,效用函数通常用来衡量消费者从消费既定的商品组合中获得满足的程度,它量化了消费特定商品时所获得的满意度^[16-17]。常见的效用函数有对数型和二次型两种。其中,二次效用函数数学形式相对简单,方便优化和计算分析,同时可以较好地模拟用户满意度随着用电量变化而发生变化的趋势。因此,本文采用二次效用函数来量化用户参与IDR的满意度,以更好地预测市场动态,优化激励机制。

用户的优化目标为综合效用最大,目标函数可表示为

$$\begin{aligned} \max f_{user} &= \sum_{t=1}^T (C_s - C_{buy} + C_{DR}) \\ \begin{cases} C_s = \alpha_c P_{DL} - \frac{\beta_c}{2} P_{DL}^2 + \alpha_h Q_{HL} - \frac{\beta_h}{2} Q_{HL}^2 \\ C_{buy} = P_{DL} R_{DL} + Q_{HL} R_{HL} \end{cases} \end{aligned} \quad (20)$$

式中: f_{user}, C_s ——用户的综合效用和功率效用;

C_{buy} ——购能成本;

$\alpha_c, \beta_c, \alpha_h, \beta_h$ ——消费电能和热能偏好系数,取正值。

电负荷和热负荷模型为

$$\begin{cases} P_{DL} = P_{B,DL} + P_{S,DL} \\ Q_{HL} = Q_{B,HL} + Q_{S,HL} \end{cases} \quad (21)$$

式中: $P_{B,DL}, Q_{B,HL}$ ——刚性电、热负荷;

$P_{S,DL}, Q_{S,HL}$ ——柔性电、热负荷。

本文柔性电负荷考虑了可平移电负荷和可中断电负荷,柔性热负荷仅考虑了可平移热负荷。

可平移负荷约束条件为

$$\sum_{t=1}^T P_{dl1} = \sum_{t=1}^T Q_{hl1} = 0 \quad (22)$$

式中: Q_{hl} ——可平移热负荷。

可平移负荷在参与IDR前后的负荷总量保持不变。

可中断电负荷约束条件为

$$0 \leq P_{dl2} \leq P_{dl2, \max} \quad (23)$$

式中: $P_{dl2, \max}$ ——可中断电负荷上限。

2.3 模型博弈互动分析

2.3.1 IES主从博弈交互机制

本文中, IES可看作一个具有双向能量流的枢纽。IES运营商在考虑用户参与IDR不确定性的基础上, 以综合利润最大为目标来优化各设备的输出功率, 制订灵活的能源价格和激励策略。用户根据运营商发布的售能价格和激励策略, 调整自身的用能方式, 使得自身综合效用最大化。调整后的用能需求同时也会影响IES运营商的利润。这种由一方先采取行动, 另一方再行动的博弈策略通常被称为主从博弈。

2.3.2 IES主从博弈互动分析

IES运营商作为领导者, 通过发布灵活的售能价格和激励策略来影响用户, 同时通过优化售能价格、各设备的输出功率, 以及与电网交互的功率和激励策略来实现收益最大化。

用户作为跟随者, 根据运营商发布的售能价格和激励策略, 调整1日内的用能策略, 使得自身综合效用最大化。

在交易过程中, IES运营商作为领导者, 影响着用户的用能策略。同时, 用户的动态变化也会导致运营商的售能价格和激励策略重新优化调整, 以形成新战略, 最终得到斯塔克尔伯格(Stackelberg)均衡。该主从博弈模型包含了博弈方、策略和效用, 可表示为

$$G = \{A, S_{ier}, S_{user}, f_{ier}, f_{user}\} \quad (24)$$

式中: A ——博弈方;

S_{ier} ——IES运营商的策略;

S_{user} ——用户的策略;

f_{ier} ——IES运营商的综合效用。

博弈方包括IES运营商 i_{er} 和用户 u_{ser} , 可表示为

$$A = \{i_{er}, u_{ser}\} \quad (25)$$

IES运营商的策略参数包括售能价格、各设备的输出功率、与电网的交互功率和激励补贴, 可表示为

$$S_{ier} = \{R_{DL}, R_{HL}, P_{MT}, Q_{GB}, Q_{REC}, P_{BT_C}, P_{BT_D}, Q_{HS_C}, Q_{HS_D}, P_{GRID}, C_{DR}\} \quad (26)$$

用户的策略参数为1日24h内的柔性电、热负荷量, 可表示为

$$S_{user} = \{P_{S_DL}, Q_{S_DL}\} \quad (27)$$

用户根据IES运营商的初始策略做出最优决策, IES运营商又根据用户的决策进行二次优化, 达到Stackelberg均衡。此时任何一方都不能通过单方面策略调整来获得更高的收益。即均衡解 $(S_{ier\text{-best}}, S_{user\text{-best}})$ 满足以下条件:

$$\begin{cases} f_{ier}(S_{ier\text{-best}}, S_{user\text{-best}}) \geq f_{ier}(S_{ier}, S_{user\text{-best}}) \\ f_{user}(S_{ier\text{-best}}, S_{user\text{-best}}) \geq f_{user}(S_{ier\text{-best}}, S_{user}) \end{cases} \quad (28)$$

2.3.3 博弈求解方法

差分进化(Differential Evolution, DE)算法结构相对比较简单, 且其参数较少, 主要包括种群数量、交叉因子和缩放因子。同时, DE算法性能优越、自适应性强、并行性好, 能有效探索搜索空间, 提供强大的全局搜索能力, 自适应地调整搜索策略, 适应不同的问题特性, 尤其适合处理参数多且复杂的优化问题。IES受到多个参数变量的影响, 而DE算法仅需使用少量参数即可快速收敛得到较优解, 因此本文采用DE算法对IES主从博弈模型进行求解。

主从博弈求解流程如图2所示。

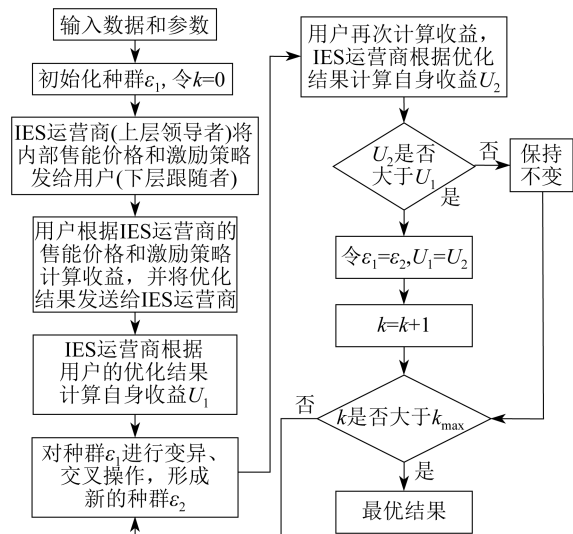


图2 主从博弈求解流程

本文的IES主从博弈模型主要在给定的市场规则和参与者行为模式下, 通过优化IES的策略参数来实现利益最大化, 需要寻找这些变量的最佳组合以达到策略上的平衡。首先, 随机生成初

代种群;然后,对种群进行变异和交叉操作,形成新的种群;接着,比较新个体与当前个体的适应度,选择适应度更高的个体进入下一代;最后,通过不断迭代以逐渐逼近较优解。该算法通过变异和交叉操作增加了种群的多样性,选择合适的交叉因子和缩放因子以加强其探索能力,进而避免陷入局部最优的情况。本文种群数量取 150,交叉因子和缩放因子分别取 0.9 和 0.5。

3 算例分析

3.1 基本概况

本文以某园区 IES 为研究对象。该园区的 IES 框架主要包括供能设备、能源转换设备、储能装置和负荷,具体如图 3 所示。

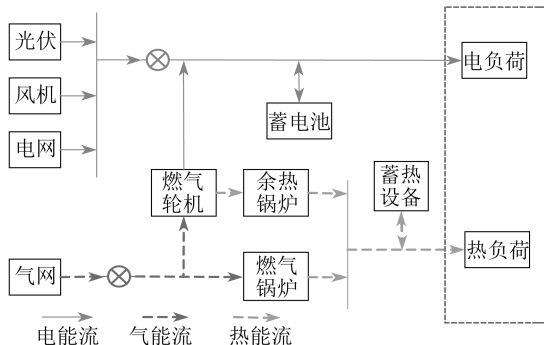


图3 某园区的 IES 框架

IES 运营商根据能源供需关系低充高放:在负荷高峰期,从电网购电或通过电热联产系统把从气网购买的天然气转为电能和热能以满足供能需求;在负荷谷段和平段发电能力过剩时,将多余电量储存在电池中或卖给电网,同时将多余的热能储存在蓄热设备中,降低自身用电成本以实现峰谷套利。园区与电网的经济参数如表 1 所示^[18],园区内设备运行参数如表 2 所示。冬季典型日风机、光伏输出电功率曲线和电、热负荷曲线如图 4 所示,能源零售价格曲线如图 5 所示。

激励补贴价格采用以下两种价格方案:方案 1,用户参与 IDR 的补贴电价在峰段和谷段价格一致,均为 0.20 元/kWh;方案 2,用户参与 IDR 的补贴电价在峰段和谷段分别为 0.25 元/kWh 和 0.10 元/kWh。

参照文献[9],IES 不同时段对应的需求响应系数范围如表 3 所示。

表 1 园区与电网的经济参数

参数	数值	参数	数值
峰段 $R_{\text{grid},s}$ / (元 / kWh)	1.20	α_e	1.500 0
平段 $R_{\text{grid},s}$ / (元 / kWh)	0.80	β_e	0.000 9
谷段 $R_{\text{grid},s}$ / (元 / kWh)	0.40	α_h	1.100 0
$R_{\text{grid},h}$ / (元 / kWh)	0.35	β_h	0.001 1
$R_{\text{HL},\min}$ / (元 / kWh)	0.15	$R_{\text{dl},\text{ave}}$ / (元 / kWh)	0.70
$R_{\text{HL},\max}$ / (元 / kWh)	0.50	$R_{\text{hl},\text{ave}}$ / (元 / kWh)	0.45

表 2 园区内设备运行参数

参数	数值	参数	数值
燃气锅炉容量 / kWh	800	a_{mt}	0.001 3
燃气锅炉爬升极限 / kWh	500	b_{mt}	0.160 0
输电线路容量 / kWh	300	c_{mt}	0.001 0
燃气轮机容量 / kWh	900	a_{gb}	0.000 5
燃气轮机爬升极限 / kWh	220	b_{gb}	0.110 0
$C_{\text{OP,GB}}$	0.83	c_{gb}	0.002 0
$C_{\text{OP,MT}}$	0.35	ω_{MT}	0.800 0

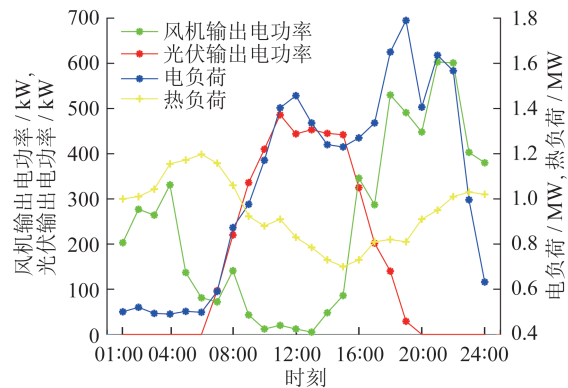


图4 冬季典型日风机、光伏输出电功率和电、热负荷曲线

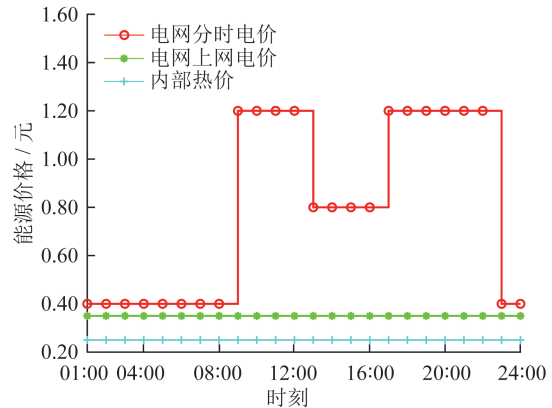


图5 能源零售价格曲线

为了验证本文提出的基于价格和贡献度的双重激励策略的经济性和有效性,设置了 7 种情况进行分析,具体如表 4 所示。方案 1 和方案 2 均为单一价格激励策略。

表3 IES需求响应系数范围

时段	$[\mu_{\min}, \mu_{\max}]$	
	方案1	方案2
00:00—08:00	[0.20, 0.30]	[0, 0.20]
08:00—09:00		
09:00—12:00	[0.20, 0.30]	[0.30, 0.35]
12:00—17:00		
17:00—22:00	[0.20, 0.30]	[0.30, 0.35]
22:00—24:00	[0.20, 0.30]	[0, 0.20]

表4 7种情况的说明

情况	售能价格	运营商利润	用户利润	激励策略
1	知道	考虑	不考虑	方案1
2	知道	不考虑	考虑	方案1
3	待优化	考虑	考虑	方案1
4	知道	考虑	不考虑	方案2
5	知道	不考虑	考虑	方案2
6	待优化	考虑	考虑	方案2
7	待优化	考虑	考虑	本文

3.2 7种情况下的实验结果及分析

7种情况下各主体的综合效用如表5所示。

表5 7种情况下各主体的综合效用 单位:元

情况	IES运营商综合利润	用户综合效用	IDR激励补贴
1	14 364	7 880	19
2	8 724	11 265	395
3	11 114	12 194	439
4	14 998	7 890	28
5	8 089	11 336	482
6	11 308	12 464	546
7	11 524	12 864	620

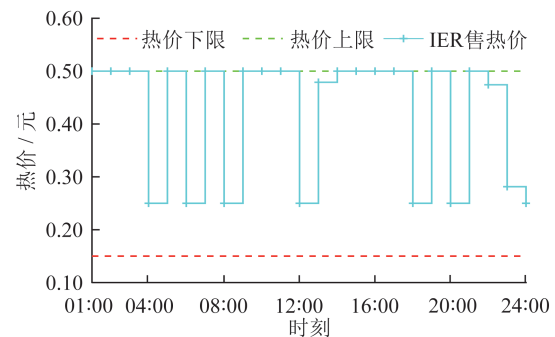
由表5可知,情况1~3均采用了方案1的激励策略,IES运营商综合利润与用户综合效用的差值分别为6 484、2 541和1 080元。这是由于情况1和情况2都只考虑了一方的利益,所以IES运营商综合利润与用户综合效用的差值比较大,而情况3引入Stackelberg博弈,更好地平衡双方的利益,减少了两者的差值。

情况4~6均采用了方案2的激励策略。虽然其IDR激励补贴较方案1有所增加,但是IES运营商综合利润和用户综合效用较方案1都有所提

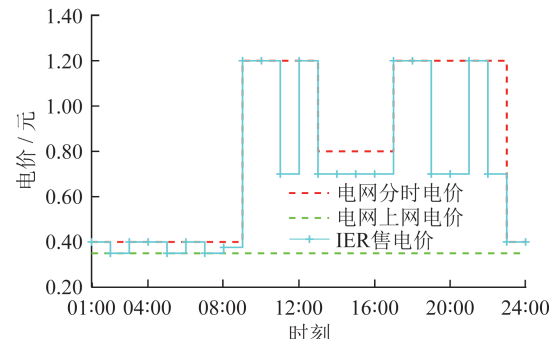
高。可见,方案2能更好地增加IES运营商和用户的综合效用。

情况7采用了本文提出的基于价格和贡献度的双重激励策略,通过Stackelberg博弈得到的激励策略为: $C_{DR} = 0.5 205P_{dr} + 0.4 795\rho_{dr}$ 。在此激励策略下,IES运营商综合利润和用户综合效用较情况6都有所增加。可见,本文提出的双重激励策略更好地兼顾了系统的经济性,保障了多方的利益。

情况7下,IES运营商售热、售电价格如图6所示。



(a) 售热价格



(b) 售电价格

图6 情况7下IES运营商售电、售热价格

由图6可知:在负荷低谷时,电价和热价都相对较低,甚至在02:00—03:00、05:00—06:00和07:00—08:00这3个时段的电网分时电价和上网电价一样低;在负荷高峰期,电网分时电价和热价都分别接近其价格上限。可见,运营商通过合理调整电价和热价,在提高综合效益的同时,可引导用户积极参与IDR。

3.3 优化调度结果分析

3.3.1 不同激励策略下用户参与IDR的对比分析

情况3、6、7下用户参与IDR前后电、热负荷曲线分别如图7、图8、图9所示。

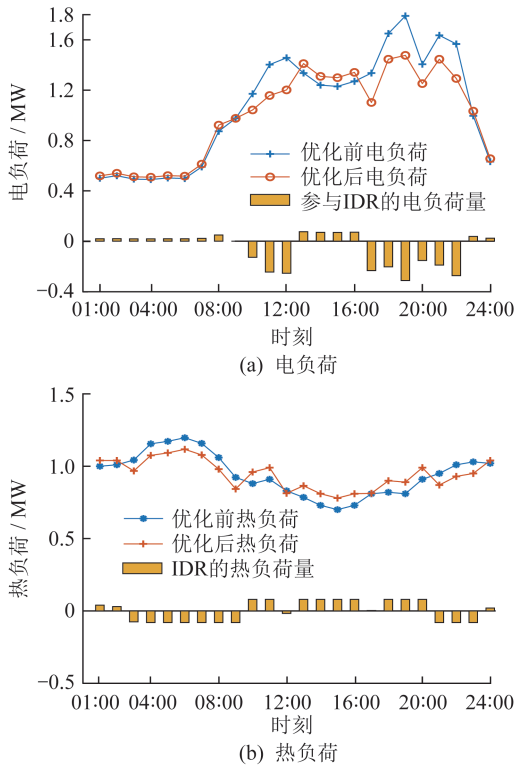


图7 情况3下用户参与IDR前后电、热负荷曲线

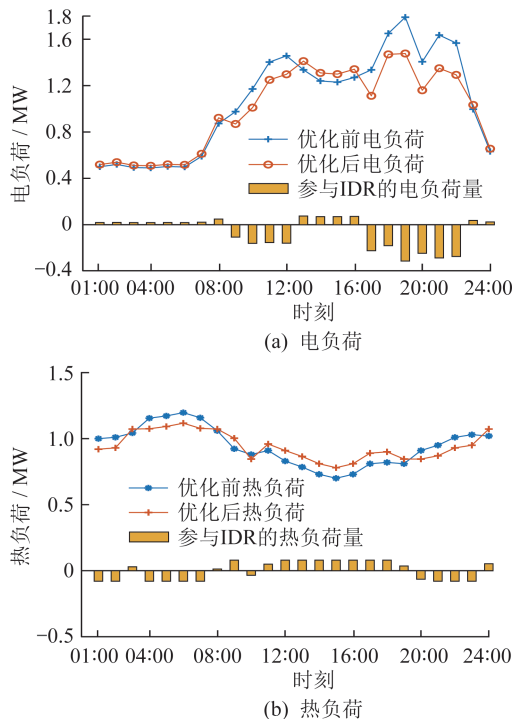


图8 情况6下用户参与IDR前后电、热负荷曲线

由图7可知,在方案1的激励策略下,电负荷和热负荷参与IDR的响应量相对有限,尤其是热负荷,有几个时间段参与IDR的热负荷量接近于零。

由图8可知:在方案2的激励策略下,参与IDR的电负荷和热负荷较方案1有所增加,以电负荷为例,在07:00—08:00、13:00—16:00、20:00—21:00期间,与方案1相比,方案2的用户增加了其参与IDR的电负荷量,主要是将更多的可平移电负荷从峰段平移到了谷段和平段,以缓解用电高峰的压力;随着谷段电负荷的增加,同一时间段的热负荷需求减少,平移到了电负荷高峰以缓解电负荷需求。可见,方案2对用户的引导作用更为明显。

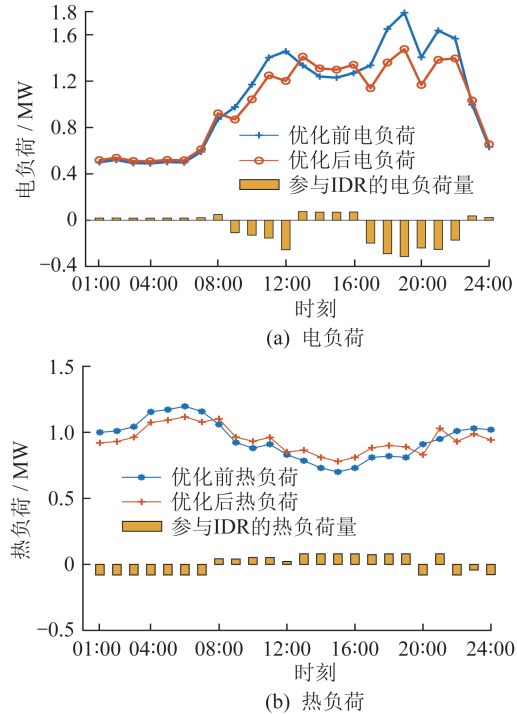


图9 情况7下用户参与IDR前后电、热负荷曲线

由图9可知,在双重激励策略下,用户再次提高了响应行为,尤其是在高峰时段,电负荷的削减总量大于情况6下的削减量,这主要是因为可中断电负荷更加积极地参与了IDR,使得整体电负荷调节效果有所提高。通过计算情况3、6、7下峰段和谷段电负荷的总变化量,来量化3种激励策略的效果。由计算结果可知,加入贡献度奖励的双重激励策略效果最佳,进一步提高了用户调整其用电行为的动力,激发用户响应意愿。

3.3.2 不同激励策略下电、热功率平衡对比分析

情况6和情况7下电、热功率平衡分别如图10和图11所示。

由图10可知,在单一价格激励策略下,电负荷谷段主要依靠风机输出功率,不足部分由燃

气轮机输出功率补充,此时热负荷需求较大,燃气轮机产生的多余电量通过蓄电池储存或卖给电网。在电负荷高峰期,风机和光伏输出电功率已

不能满足用户的用电需求,运营商通过从电网购电以实现电功率平衡,此时热负荷需求逐渐减少,多余的热量存入蓄热设备。

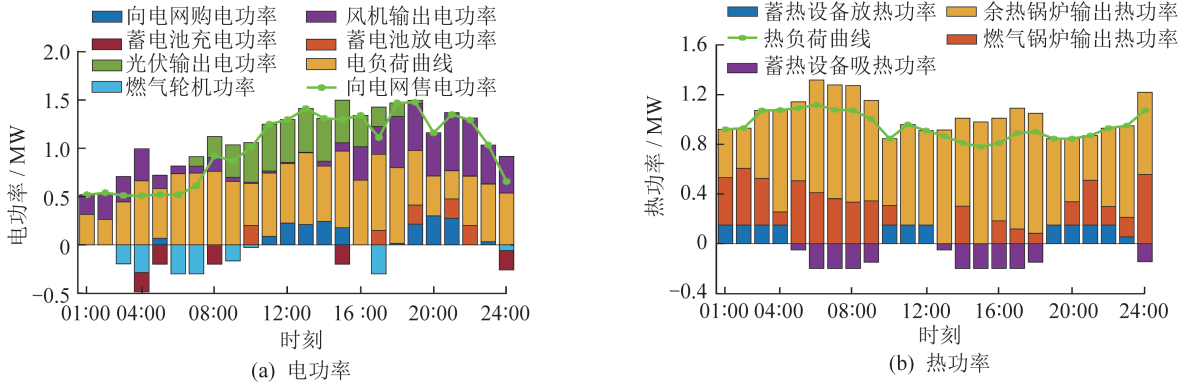


图10 情况6下电、热功率平衡

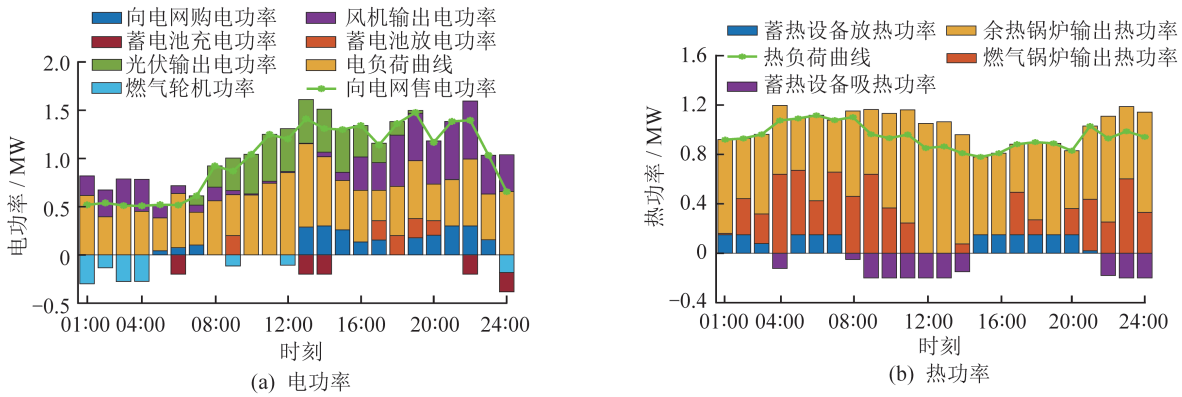


图11 情况7下电、热功率平衡

对比图10(a)和图11(a)可知:在单一价格激励下蓄电池的充放电策略较为简单,而在双重激励策略下蓄电池的充放电更有规律,更好地适应了电负荷的波动;在双重激励策略下,风能、光伏等清洁能源利用率也有所提高,尤其在11点、12点电负荷高峰期,用户通过积极参与IDR减少用电需求,因此运营商不需要向电网购电也可以满足用户需求,这降低了对电网的依赖。同时,电负荷曲线更加平滑,可见该策略的电负荷管理措施更加地高效,使得可中断电负荷和可平移电负荷的调整更为合理,系统运行更加高效。

对比图10(b)和图11(b)可知:在双重激励策略下蓄热设备的调节功能被进一步挖掘,通过更精细的价格信号,调节蓄热设备的充放电,以更好地吻合热负荷曲线,减少热负荷波动;同时,随着余热锅炉输出电功率占比增加,提高了余热锅炉的利用率,更多的废热被回收利用,降低了对燃气

锅炉的依赖,提高了系统的能源利用效率,使得热功率分配更加经济高效。

4 结语

本文针对园区IES的博弈调度问题,提出了一种基于价格和贡献度双重激励策略的主从博弈优化调度模型,求解出基于博弈均衡的调度策略和激励方案,实现了园区IES的经济优化调度。研究表明:本文提出的基于价格和贡献度的双重激励补贴策略,有效解决了用户在实际响应中存在的诸多不确定性问题,提高了IDR的精度并进一步挖掘了IDR的优化潜力;基于Stackelberg博弈理论的多能互补主从博弈优化调度模型,将双重激励策略引入到博弈中,提高了激励策略在制订过程中的有效性,实现了IES运营商和用户的共赢;另外,本文提出的双重激励策略优化了日前竞价市场下的IDR激励机制,与能源定价机制相

辅相成,提升了系统运行效率和用户的积极性,具有重要的实际应用价值。

本文的研究在用户一定参与响应的前提下开展,后续将结合用户心理学进一步分析用户响应的不确定性,并考虑与电能市场的交互,使售能价格更加灵活。

参考文献:

- [1] 别朝红,王旭,胡源. 能源互联网规划研究综述及展望[J]. 中国电机工程学报,2017,37(22):6445-6462.
- [2] 赵永凯,王靖韬,赵维,等. 计及多目标的园区级综合能源系统协同优化模型研究[J]. 电力信息与通信技术,2021,19(11):123-130.
- [3] YU M M, HONG S H. Supply-demand balancing for power management in smart grid: a Stackelberg game approach [J]. Applied Energy, 2016, 164: 702-710.
- [4] ZHENG S L, SUN Y, LI B, et al. Incentive-based integrated demand response for multiple energy carriers considering behavioral coupling effect of consumers [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(4): 3231-3245.
- [5] 闫梦阳,李华强,王俊翔,等. 计及综合需求响应不确定性的园区综合能源系统优化运行模型[J]. 电力系统保护与控制,2022,50(2):163-175.
- [6] 晋旭东,孙磊,丁明,等. 考虑用户响应不确定性的园区综合能源系统分布鲁棒低碳调度[J]. 电力系统自动化,2023,47(16):10-21.
- [7] 郑若楠,李志浩,唐雅洁,等. 考虑居民用户参与度不确定性的激励型需求响应模型与评估[J]. 电力系统自动化,2022,46(8):154-162.
- [8] 王勇,吕华灿,姚文亮,等. 基于消费者耦合行为的综合需求响应建模与主从博弈运行策略研究[J]. 电网技术,2024,48(7):2873-2883.
- [9] WEI W, LIU F, MEI S W. 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.
- [10] PAUDEL A, CHAUDHARI K, LONG C, 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.
- [11] 丛昊,王旭,蒋传文,等. 基于联盟博弈的综合能源系统优化运行方法[J]. 电力系统自动化,2018,42(14):14-22.
- [12] WEI F, JING Z X, WU P Z, et al. A Stackelberg game approach for multiple energies trading in integrated energy systems[J]. Applied Energy, 2017, 200: 315-329.
- [13] 李东东,王啸林,沈运帷,等. 考虑多重不确定性的含需求响应及电碳交易的虚拟电厂优化调度策略[J]. 电力自动化设备,2023,43(5):210-217.
- [14] WANG L, HOU C Q, YE B, et al. Optimal operation analysis of integrated community energy system considering the uncertainty of demand response [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(4): 3681-3691.
- [15] 崔晓昱. 计及用户不确定性的需求响应激励优化策略研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2021.
- [16] 李鹏,吴迪凡,李雨薇,等. 基于综合需求响应和主从博弈的多微网综合能源系统优化调度策略[J]. 中国电机工程学报,2021,41(4):1307-1321.
- [17] 董军,方琳怡,姚文璐,等. 基于主从博弈的综合能源系统多能定价及调度优化[J]. 浙江电力,2024,43(9):19-28.
- [18] LIN S F, LIN M C, SHEN Y W, et al. An optimal scheduling strategy for integrated energy systems using demand response [J]. Frontiers in Energy Research, 2022, 10: 920441.

(责任编辑 桂金星)

(上接第520页)

- [12] 李鹏,吴迪凡,李雨薇,等. 基于综合需求响应和主从博弈的多微网综合能源系统优化调度策略[J]. 中国电机工程学报,2021,41(4):1307-1321.
- [13] 王菲菲,张沈习,宋毅,等. 考虑多主体混合博弈的配电网源网荷储协同规划[J/OL]. 南方电网技术,2025: 1-16 [2025-02-15]. <https://http-kns.cnki.net. shiep. vpn358.com/kcms/detail/44.1643.TK.20250217.1128.008.html>.
- [14] 孙毅,胡亚杰,郑顺林,等. 考虑用户响应特性的综合需求响应优化激励策略[J]. 中国电机工程学报,2022,42(4):1402-1413.

(责任编辑 谢 冉)