

考虑用户理性及市场竞价的电热能源代理商运营优化研究

张浩枝, 廖姝婧

上海理工大学机械工程学院, 上海

收稿日期: 2024年12月8日; 录用日期: 2025年1月1日; 发布日期: 2025年1月13日

摘要

在能源互联网发展和电力市场改革的背景下, 研究电热能源代理商(ETEA)在为智慧园区用户制定能源价格的同时如何优化电能量市场竞争价, 具有重要的理论和实践意义。本文首先采用K-Means聚类算法, 对电能量市场多个时段的报价和报量进行多场景生成, 并通过概率加权法获得典型出清价格, 为ETEA制定平均电价和保守电能量市场交互价格提供科学依据。在此基础上, 考虑用户理性, 通过构建用户价格敏感性模型, 将能源用户分为绝对理性、有限理性和非理性三类。基于此, 本文建立了ETEA与多类型用户之间的主从博弈定价调度模型, 并结合启发式算法与商业求解器Gurobi进行求解。随后, 本文基于K-Means聚类结果, 构建了多场景下ETEA参与电能量市场策略购售电的MPEC竞标模型, 并通过KKT条件与强对偶定理转换为MILP模型, 进一步优化其与电能量市场的交互成本。算例结果表明, 本文提出的考虑用户理性区分的定价调度及电能量市场策略竞标综合优化模型能够显著提升ETEA的收益, 从而推动能源互联网的发展。

关键词

电热能源代理商, 能源定价, 用户理性, 主从博弈, 启发式算法, Gurobi, 市场竞标, KKT

Research on Operation Optimization of Electro-Thermal Energy Agents Considering User Rationality and Market Bidding

Haozhi Zhang, Shujing Liao

School of Mechanical Engineering, University of Shanghai for Science and Technology, Shanghai

Received: Dec. 8th, 2024; accepted: Jan. 1st, 2025; published: Jan. 13th, 2025

Abstract

In the context of energy internet development and electricity market reform, optimizing the electricity and heat energy agent (ETEA) strategies for setting energy prices for smart park users while participating in electricity market bidding holds significant theoretical and practical value. This study employs the K-Means clustering algorithm to generate multiple scenarios of electricity market bids and offers across various time periods, deriving typical clearing prices through probability weighting. These results provide a scientific basis for ETEA to establish average electricity prices and conservative market interaction prices. Building on this, a user price sensitivity model is constructed to classify energy users into three categories: absolutely rational, boundedly rational, and irrational. Subsequently, a leader-follower game-based pricing and scheduling model is developed to describe the interactions between ETEA and these user types, solved using a combination of heuristic algorithms and the commercial solver Gurobi. Further, a multi-scenario MPEC bidding model for ETEA's strategic power trading in electricity markets is formulated based on the K-Means clustering results. The model is converted into a MILP formulation using KKT conditions and the strong duality theorem to optimize ETEA's market interaction costs. Case studies demonstrate that the proposed integrated optimization model, which accounts for user rationality differentiation in pricing and scheduling as well as strategic bidding in electricity markets, significantly enhances ETEA's revenue, thereby advancing the development of the energy internet.

Keywords

Electro-Thermal Energy Agents, Setting Energy Prices, User Rationality, A Leader-Follower Game, Heuristic Algorithms, Gurobi, Market Bidding, KKT

Copyright © 2025 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

随着能源需求的增长和可再生能源的快速发展,多种能源耦合的综合能源系统已成为未来能源系统的重要发展方向[1]。电热能源系统(Electricity-Heat Energy Systems, EHS)作为一种典型的综合能源系统(Integrated Energy System, IES),通过电力与热力的结合,不仅提升了能源利用效率,还促进了节能与减排,成为智慧园区的重要能源框架。目前, EHS 经济运营的研究主要集中在内部经济调度、规划及用户需求响应方面。

在调度方面,文献[2]提出了考虑可再生能源和负荷需求不确定性的安全性与经济性一体化调度模型,验证了其可提升系统运行效率的有效性。文献[3]在 EHS 中引入氢能源,建立电热氢耦合调度模型。这些研究表明,通过协调能流与优化调度策略,可有效提升经济效益并降低环境成本。

需求响应(Demand Response, DR)作为降低能源系统运行成本的关键手段,已从传统电力需求侧扩展至多能源需求侧,形成综合需求响应(Integrated Demand Response, IDR)。文献[4]将 IDR 引入 IES 两阶段优化中,显著提升了经济效益;文献[5]研究表明, IDR 可通过优化负荷曲线降低 15.1% 的运营成本;文献[6]则结合社区综合能源系统,利用 IDR 协调柔性负荷与新能源不确定性,改善系统运行灵活性并提升经济性。总体来看, IDR 增强了供应侧与需求侧的交互灵活性,不仅降低了供应侧成本,也提升了需求侧对能源价格的响应能力。

尽管 IDR 能够有效降低 EHS 的运行成本,但在供需双方存在利益竞争时,传统集中式优化难以全面反映其中的博弈关系。为此,博弈论逐渐被引入能源系统的定价与优化研究中。例如,文献[7]通过非合作博弈对 IES 内不同产消者的关系进行建模;文献[8]则利用合作演化博弈,研究了政府监管下能源企业的数字化转型策略。此外,文献[9]提出了碳交易背景下智慧园区电动汽车代理商与车主的 Stackelberg 定价模型;文献[10]构建了(Distribution System Operators, DSO)与多个(Virtual Power Plant, VPP)之间的定价策略,并验证了其在促进能源互补与碳减排方面的效果。然而,这些研究普遍假设用户为完全理性,忽略了实际中用户可能因环境和心理因素表现出的有限理性特性。同时,随着中国电力市场改革的推进,多主体竞标模式逐渐取代传统单一电网售电模式,EHS 与 DSO 之间的交互将不再是固定价格。因此,在竞价场景下如何结合用户理性优化 EHS 的运营策略,已成为亟待解决的重要问题。

综上所述,本文提出一种以电热能源代理商(Electric Thermal Energy Agency, ETEA)为主体、综合用户理性与市场竞价的优化策略,涵盖价格边界制定、用户理性建模、储能用户定价及多场景竞价优化。

2. 智慧园区能源代理商架构及运营模式

2.1. 智慧园区系统结构

2.1.1. 电热能源代理商

本文提出的智慧园区 ETEA 主要包括风力发电机组、光伏发电机组、燃气轮机(GT)、余热锅炉(WHB)、燃气锅炉(GB)、电储能(ESS)和热储能(TES),具体结构如图 1 所示。其中,光伏、风电及 GT 作为 ETEA 的内部发电机组为智慧园区内用户供电,WHB 和 GB 则为智慧园区内的热负荷提供热能,GT 与 WHB 构成热电联产机组(CHP),提高电热能源利用效率。

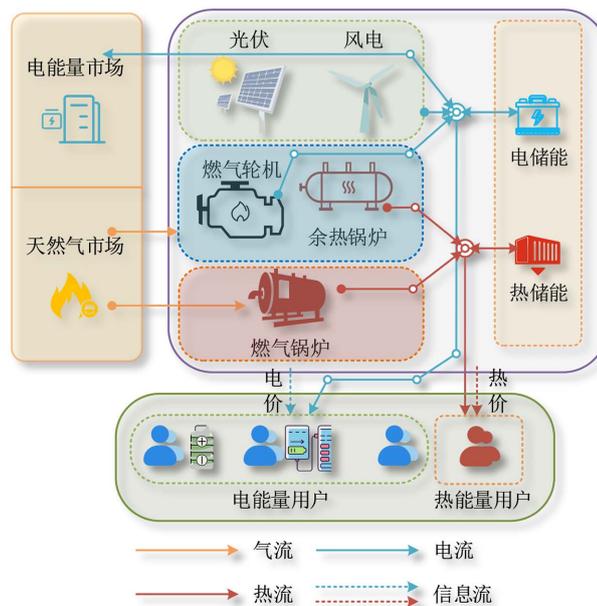


Figure 1. The operational framework of ETEA in smart parks
图 1. 智慧园区 ETEA 运营框架

2.1.2. 智慧园区用户

智慧园区内的能源负荷由电负荷和热负荷组成,分别划分为电能量用户(Electric Energy User, EU)和热能量用户(Thermal Energy User, TU),其中电负荷进一步细分为自配储能用户(User with Self-owned

Storage, UOS)、共享储能用户(User with Shared Storage, USS)和无储能用户(User without Storage, UWS)。UOS 和 USS 通过灵活调整购电需求以节省成本, 但 USS 需支付额外的共享储能费用, 而 UWS 因无储能装置, 主要通过削减高价时段用电需求控制成本。热负荷用户策略与 UWS 类似。基于用户节省成本的理性差异, 本文将用户分为绝对理性(Absolutely Rational, AR)、有限理性(Boundedly Rational, BR)和无理性(Irrational, IR)三类, AR 用户会无条件采取措施优化自身成本、BR 用户在一定条件下才会采取措施优化成本、IR 用户则不采取任何措施优化成本。UOS 和 USS 理性比例较高, 而 UWS 和 TU 中无理性用户占比更高。

2.1.3. 能源市场

电能量市场和天然气市场分别为 ETEA 提供额外的电能和供热所需的天然气。其中, 电能量市场通过排队论的方式, 以实现社会福利最大化为目标进行出清。天然气市场则以固定气价为 ETEA 提供气能。

2.2. ETEA 运营模式

智慧园区 ETEA 通过 K-Means 聚类对电能量市场的 24 小时报量与报价数据进行分析, 获得典型报量报价曲线; 随后计算每组需求和供给的市场成交价格, 市场均衡点如式所示。最后以概率加权均衡点为边界制定能源价格, 并基于该制定价格下的市场调度结果进行 ETEA 与 DSO 交互的二次优化。

$$\begin{cases} \gamma_{E,t}^M = \sum_{\omega=1}^{n_t} (\gamma_{E,t,\omega}^M k_{E,t,\omega}^M) \\ \sum_{\omega=1}^{n_t} k_{E,t,\omega}^M = 1 \end{cases} \quad (1)$$

式中: $\gamma_{E,t}^M$ 为电能量市场 t 时刻的预测加权平均价格; $\gamma_{E,t,\omega}^M$ 为场景 ω 下的电能量市场 t 时刻成交价格; $k_{E,t,\omega}^M$ 为场景 ω 下的电能量市场 t 时刻成交价格对应的概率; n_t 为 t 时刻下的电能量市场出清场景数量。

3. 智慧园区多主体模型

3.1. ETEA 调度模型

3.1.1. 目标函数

ETEA 通过调节内部机组的出力以及市场购电、购气来满足负荷需求, 其成本主要包括市场购电成本、购气成本以及内部清洁能源机组的发电成本。在收益方面, ETEA 通过向智慧园区内部用户销售电能与热能以及向电能量市场出售多余电能来获得利润。ETEA 以周期内收益最大化为目标函数制定运营策略, 具体如下所示:

$$\max R_A = C_U^E + C_U^H + C_{E,S}^M - C_{E,B}^M - C_Q^M - C_W^G - C_P^G \quad (2)$$

式中: R_A 为 ETEA 收益; C_U^E 为电能量用户购能成本; C_U^H 为热能量用户购能成本; $C_{E,S}^M$ 为电能量市场售电收益; $C_{E,B}^M$ 为电能量市场购电成本; C_Q^M 为 ETEA 购气成本; C_W^G 为风电机组维护成本; C_P^G 为光伏机组维护成本。

各类 EU 用户的成本如下所示:

$$\begin{cases} C_U^E = C_{SE,U}^E + C_{CE,U}^E + C_{NE,U}^E \\ C_{SE,U}^E = \sum_{t=1}^T (P_{SE,A,t}^E + P_{SE,L,t}^E) \lambda_{E,t} = \sum_{t=1}^T P_{SE,t}^E \lambda_{E,t} \\ C_{CE,U}^E = \sum_{t=1}^T (P_{CE,A,t}^E + P_{CE,L,t}^E) \lambda_{E,t} = \sum_{t=1}^T P_{CE,t}^E \lambda_{E,t} \\ C_{NE,U}^E = \sum_{t=1}^T (P_{NE,A,t}^E + P_{NE,L,t}^E + P_{NE,N,t}^E) \lambda_{E,t} = \sum_{t=1}^T P_{NE,t}^E \lambda_{E,t} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $C_{SE,U}^E$ 、 $C_{CE,U}^E$ 、 $C_{NE,U}^E$ 分别为 UOS、USS 和 UWS 购电成本; $P_{SE,A,t}^E$ 、 $P_{SE,L,t}^E$ 、 $P_{SE,t}^E$ 分别为 ARUOS、BRUOS 和 UOS t 时刻的购电量; $P_{CE,A,t}^E$ 、 $P_{CE,L,t}^E$ 和 $P_{CE,t}^E$ 分别为 ARUSS、BRUSS 和 USS t 时刻的购电量; $P_{NE,A,t}^E$ 、 $P_{NE,L,t}^E$ 、 $P_{NE,N,t}^E$ 和 $P_{NE,t}^E$ 分别为 ARUWS、BRUWS、IRUWS 和 UWS t 时刻的购电量; $\lambda_{E,t}$ 为 ETEA 制定的 t 时刻电价; T 为 ETEA 的运营周期, 分为 24 个时段。

TU 与 EU 类似, 其购能成本如下所示:

$$C_U^H = \sum_{t=1}^T (P_{A,t}^H + P_{L,t}^H + P_{N,t}^H) \lambda_{H,t} = \sum_{t=1}^T P_t^H \lambda_{H,t} \quad (4)$$

式中: $P_{A,t}^H$ 、 $P_{L,t}^H$ 、 $P_{N,t}^H$ 和 P_t^H 分别为 ARTU、BRTU、IRTU 和 TU t 时刻的购热量; $\lambda_{H,t}$ 为 ETEA 制定的 t 时刻热价。

ETEA 的售电和购电成本如下所示:

$$\begin{cases} C_{E,S}^M = \sum_{t=1}^T (P_{E,Sell,t}^M \gamma_{E,t}^M a_{Min}) \\ C_{E,B}^M = \sum_{t=1}^T (P_{E,Buy,t}^M \gamma_{E,t}^M a_{Max}) \end{cases} \quad (5)$$

式中: $P_{E,Sell,t}^M$ 和 $P_{E,Buy,t}^M$ 为 ETEA t 时刻向市场出售和购买的电能; a_{Min} 和 a_{Max} 为售电价格和购电价格保守系数。

ETEA 内部热电联产机组与锅炉供能需要天然气供应, 其成本如下所示:

$$\begin{cases} C_Q^M = \sum_{t=1}^T Q_{B,t}^M \gamma_Q^M \\ Q_{B,t}^M = Q_t^{CHP} + Q_t^{GB} \end{cases} \quad (6)$$

式中: $Q_{B,t}^M$ 为 ETEA t 时刻购气量; γ_Q^M 为天然气每单位价格; Q_t^{CHP} 、 Q_t^{GB} 分别为 CHP 和 GB 在 t 时刻的耗气量。

ETEA 内部除微型燃气轮机供电, 额外电能由内部风光机组提供, 其成本如下所示:

$$\begin{cases} C_W^G = \sum_{t=1}^T P_{W,t}^G \lambda_W \\ C_P^G = \sum_{t=1}^T P_{P,t}^G \lambda_P \end{cases} \quad (7)$$

式中: $P_{W,t}^G$ 为风电机组 t 时刻出力; λ_W 为风电机组每单位维护成本; $P_{P,t}^G$ 为光电机组 t 时刻出力; λ_P 为光电机组每单位维护成本。

3.1.2. 约束条件

1) ETEA 电热价格约束。

$$\begin{cases} \lambda_{H,t,Min} \leq \lambda_{H,t} \leq \lambda_{H,t,Max} \\ \lambda_{H,t,Min} \leq \lambda_{H,t} \leq \lambda_{H,t,Max} \\ \sum_{t=1}^T \lambda_{E,t} / T = \lambda_{E,av} \\ \sum_{t=1}^T \lambda_{H,t} / T = \lambda_{H,av} \end{cases} \quad (8)$$

式中: $\lambda_{E,t,Max}$ 、 $\lambda_{E,t,Min}$ 分别为电价在 t 时刻的上限与下限; $\lambda_{H,t,Max}$ 、 $\lambda_{H,t,Min}$ 分别为热价在 t 时刻的上限与下限; $\lambda_{E,av}$ 、 $\lambda_{H,av}$ 分别为电价与热价的平均值。

2) ETEA 电能量市场交互约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{E.Sell,t}^M \leq M \mu_{E.Sell,t}^M \\ 0 \leq P_{E.Buy,t}^M \leq M \mu_{E.Buy,t}^M \\ 0 \leq \mu_{E.Sell,t}^M + \mu_{E.Buy,t}^M \leq 1 \end{cases} \quad (9)$$

式中: M 为极大值; $\mu_{E.Sell,t}^M$ 、 $\mu_{E.Buy,t}^M$ 为布尔变量, 表示市场售电与购电标志。

3) ETEA 电储能约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{Ch,t}^E \leq P_{Ch,Max}^E \mu_{Ch,t}^E \\ 0 \leq P_{Dis,t}^E \leq P_{Dis,Max}^E \mu_{Dis,t}^E \\ 0 \leq \mu_{Ch,t}^E + \mu_{Dis,t}^E \leq 1 \\ S_t^E = S_{t-1}^E + P_{Ch,t}^E \delta_{Ch}^E - P_{Dis,t}^E / \delta_{Dis}^E \\ 0 \leq S_t^E \leq S_{t,Max}^E \\ \sum_{t=1}^T (P_{Ch,t}^E \delta_{Ch}^E - P_{Dis,t}^E / \delta_{Dis}^E) = 0 \end{cases} \quad (10)$$

式中: $P_{Ch,t}^E$ 、 $P_{Dis,t}^E$ 分别为电储能 t 时刻的充放电能量; $P_{Ch,Max}^E$ 、 $P_{Dis,Max}^E$ 分别为储能每小时最大充放电能量; $\mu_{Ch,t}^E$ 、 $\mu_{Dis,t}^E$ 为布尔变量, 分别表示电储能充放电标志; S_t^E 、 δ_{Ch}^E 、 δ_{Dis}^E 分别表示电储能 t 时刻的 SOC 与充放电效率。热储能与电储能类似, 不做多余赘述。

4) ETEA 热电联产机组约束。

$$\begin{cases} P_{E,Min}^{CHP} \leq P_{E,t}^{CHP} \leq P_{E,Max}^{CHP} \\ -P_{E,Down}^{CHP} \leq P_{E,t}^{CHP} - P_{E,t-1}^{CHP} \leq P_{E,Up}^{CHP} \\ P_{H,t}^{CHP} = P_{E,t}^{CHP} \kappa \\ Q_t^{CHP} = P_{E,t}^{CHP} / \eta_E^{CHP} / \varepsilon \end{cases} \quad (11)$$

式中: $P_{E,t}^{CHP}$ 、 $P_{H,t}^{CHP}$ 分别为 CHP 在 t 时刻的电出力与热出力; $P_{E,Max}^{CHP}$ 、 $P_{E,Min}^{CHP}$ 分别为 CHP 的最大、最小出力上限; κ 为 CHP 的额定热电比; η_E^{CHP} 为 CHP 的电出力效率; ε 为天然气热值(MW/m³); $P_{E,Up}^{CHP}$ 、 $P_{E,Down}^{CHP}$ 分别表示 CHP 的向上爬坡与向下爬坡上限。

5) ETEA 锅炉约束。

$$\begin{cases} P_{H,Min}^{GB} \leq P_{H,t}^{GB} \leq P_{H,Max}^{GB} \\ -P_{H,Down}^{GB} \leq P_{H,t}^{GB} - P_{H,t-1}^{GB} \leq P_{H,Up}^{GB} \\ Q_t^{GB} = P_{H,t}^{GB} / \eta_H^{GB} \end{cases} \quad (12)$$

式中: $P_{H,t}^{GB}$ 、 $P_{H,Max}^{GB}$ 、 $P_{H,Min}^{GB}$ 分别为 GB 在 t 时刻的热出力与最大、最小热出力; η_H^{GB} 为 GB 热效率; $P_{H,Up}^{GB}$ 和 $P_{H,Down}^{GB}$ 分别为 GB 的向上爬坡与向下爬坡上限。

6) ETEA 能量均衡约束。

$$\begin{cases} P_{E,t}^{CHP} + P_{W,t}^G + P_{P,t}^G + P_{Dis,t}^E + P_{E,Buy,t}^M = P_{U,Buy,t}^E + P_{Ch,t}^E + P_{E,Sell,t}^M \\ P_{U,Buy,t}^E = P_{SE,A,t}^E + P_{SE,L,t}^E + P_{CE,A,t}^E + P_{CE,L,t}^E + P_{NE,A,t}^E + P_{NE,L,t}^E + P_{NE,N,t}^E \end{cases} \quad (13)$$

$$\begin{cases} P_{H,t}^{CHP} + P_{H,t}^{GB} + P_{Dis,t}^H = P_{U,Buy,t}^H + P_{Ch,t}^H \\ P_{U,Buy,t}^H = P_{A,t}^H + P_{L,t}^H + P_{N,t}^H \end{cases} \quad (14)$$

式中: $P_{U.Buy,t}^E$ 、 $P_{U.Buy,t}^H$ 分别为智慧园区电热用户 t 时刻的上报购电与购热量总量; 式(13)和(14)分别为 ETEA 的电能量平衡约束和热能量平衡约束。

3.2. 用户购能模型

3.2.1. 用户理性区分模型

本文将用户理性定义为对价格的敏感性。当价格波动达到一定程度, 或价格峰谷差达到一定值时, 有限理性用户会采取措施制定最优策略。相关参数具体定义如下:

$$\left\{ \begin{array}{l} F_{\lambda_E} = \frac{\sqrt{\left(\sum_{t=1}^T \left(\lambda_{E,t} - \sum_{t=1}^T \lambda_{E,t} / T\right)\right)^2} / T}{\sum_{t=1}^T \lambda_{E,t} / T} \\ F_{\lambda_H} = \frac{\sqrt{\left(\sum_{t=1}^T \left(\lambda_{H,t} - \sum_{t=1}^T \lambda_{H,t} / T\right)\right)^2} / T}{\sum_{t=1}^T \lambda_{H,t} / T} \\ D_{\lambda_E} = \max(\lambda_{E,t}) - \min(\lambda_{E,t}) \\ D_{\lambda_H} = \max(\lambda_{H,t}) - \min(\lambda_{H,t}) \end{array} \right. \quad (15)$$

式中: F_{λ_E} 、 F_{λ_H} 分别为电热价格的波动系数; D_{λ_E} 、 D_{λ_H} 分别为电热价格的峰谷价差。

3.2.2. UOS 模型

为简化建模, 本文将所有 UOS 的储能设备等效为一个统一的储能设备, 且假设各 UOS 个体的储能容量与其负荷在总 UOS 负荷中的占比成正比。等效后, 所有 UOS 共享相同的储能设备, 并采用统一的充放电策略以节省成本, 具体建模如下:

1) 目标函数。

$$\min C_{SE,U}^E = C_{SE,U,A}^E + C_{SE,U,L}^E = \sum_{t=1}^T (P_{SE,A,t}^E \lambda_{E,t} + P_{SE,L,t}^E \lambda_{E,t}) \quad (16)$$

式中: $C_{SE,U,A}^E$ 、 $C_{SE,U,L}^E$ 分别表示 ARUOS 与 BRUOS 的购电成本。

2) 约束条件。

$$P_{SE,A,t}^E + P_{SE,A,Dis,t}^E = L_{SE,A,t}^E + P_{SE,A,Ch,t}^E \quad (17)$$

$$L_{SE,A,t}^E = L_t^E k_{SE} k_{SE,A} \quad (18)$$

$$0 \leq P_{SE,A,Dis,t}^E \leq P_{SE,A,Dis,Max}^E \mu_{SE,A,Dis,t}^E \quad (19)$$

$$P_{SE,A,Dis,Max}^E = P_{SE,Dis,Max}^E k_{SE,A} \quad (20)$$

$$0 \leq P_{SE,A,Ch,t}^E \leq P_{SE,A,Ch,Max}^E \mu_{SE,A,Ch,t}^E \quad (21)$$

$$P_{SE,A,Ch,Max}^E = P_{SE,Ch,Max}^E k_{SE,A} \quad (22)$$

$$0 \leq \mu_{SE,A,Ch,t}^E + \mu_{SE,A,Dis,t}^E \leq 1 \quad (23)$$

$$S_{SE,A,t}^E = S_{SE,A,t-1}^E + P_{SE,A,Ch,t}^E \delta_{SE,Ch}^E - P_{SE,A,Dis,t}^E / \delta_{SE,Dis}^E \quad (24)$$

$$0 \leq S_{SE,A,t}^E \leq S_{SE,A,t,Max}^E \quad (25)$$

$$S_{SE.A,t,Max}^E = S_{SE,t,Max}^E k_{SE.A} \quad (26)$$

$$\sum_{t=1}^T (P_{SE.A,Ch,t}^E \delta_{SE,Ch}^E - P_{SE.A,Dis,t}^E / \delta_{SE,Dis}^E) = 0 \quad (27)$$

$$\sigma_{SE.L}^E = \begin{cases} 1, & \text{if } (F_{\lambda_E} \geq F_{\lambda_E,SE.L} \text{ or } D_{\lambda_E} \geq D_{\lambda_E,SE.L}) \\ 0, & \text{if } (F_{\lambda_E} < F_{\lambda_E,SE.L} \text{ and } D_{\lambda_E} < D_{\lambda_E,SE.L}) \end{cases} \quad (28)$$

由于 ARUOS 与 BRUOS 的决策约束一致, 为节省篇幅, 上式仅描述了 ARUOS 的运行约束。其中, 式(17)为 ARUOS 的电能量平衡约束; 式(19)~(27)为 ARUOS 储能运行约束。\$L_{SE.A,t}^E\$ 为 ARUOS \$t\$ 时刻用电需求; \$L_t^E\$ 为智慧园区原始 \$t\$ 时刻用电总需求; \$k_{SE}\$、\$k_{SE.A}\$ 分别为 UOS 和 ARUOS 负荷占比; \$F_{\lambda_E,SE.L}\$、\$D_{\lambda_E,SE.L}\$ 分别为 BRUOS 价格波动心理预期系数与价差心理预期系数; \$\sigma_{SE.L}^E\$ 为 BRUOS 储能调用意愿参数, 只有在当前价格波动系数或价格峰谷差不小于价格波动心理预期系数与价差心理预期系数时, BRUOS 会积极调用储能; 否则, 储能处于闲置状态。其余储能参数可参考 ETEA 储能模型, 不再赘述。

3.2.3. USS 模型

USS 与 UOS 在策略制定方式上相似, 不同之处在于, USS 在使用共享储能时, 不仅需要额外支付充放电费用, 还需向共享储能运营商上报购电需求。共享储能运营商会根据当前储能运行状态, 为 USS 内的各用户制定购电成本最低的充放电策略。USS 的整体模型如下:

1) 目标函数。

$$\min C_{CE,U_a}^E = \sum_{t=1}^T [(P_{CE.A,t}^E + P_{CE.L,t}^E) \lambda_{E,t} + (P_{CE.A,Ch,t}^E + P_{CE.L,Ch,t}^E) v_{C,t} + (P_{CE.A,Dis,t}^E + P_{CE.L,Dis,t}^E) v_{C,t}] \quad (29)$$

式中: \$C_{CE,U_a}^E\$ 为 USS 所有类型用户的购电成本与储能充放成本之和; \$v_{C,t}\$ 为共享储能充放租赁费用 (CNY/kWh)。\$P_{CE.A,Ch,t}^E\$、\$P_{CE.L,Ch,t}^E\$ 和 \$P_{CE.A,Dis,t}^E\$、\$P_{CE.L,Dis,t}^E\$ 分别为 ARUSS 和 BRUSS \$t\$ 时刻的充放电量。

2) 约束条件。

$$P_{CE,Ch,t}^E = P_{CE.A,Ch,t}^E + P_{CE.L,Ch,t}^E \quad (30)$$

$$P_{CE,Dis,t}^E = P_{CE.A,Dis,t}^E + P_{CE.L,Dis,t}^E \quad (31)$$

$$0 \leq P_{CE,Ch,t}^E \leq P_{CE,Ch,Max}^E \mu_{CE,Ch,t}^E \quad (32)$$

$$0 \leq P_{CE,Dis,t}^E \leq P_{CE,Dis,Max}^E \mu_{CE,Dis,t}^E \quad (33)$$

$$0 \leq \mu_{CE,Ch,t}^E + \mu_{CE,Dis,t}^E \leq 1 \quad (34)$$

$$S_{CE,t}^E = S_{CE,t-1}^E + P_{CE,Ch,t}^E \delta_{CE,Ch}^E - P_{CE,Dis,t}^E / \delta_{CE,Dis}^E \quad (35)$$

$$0 \leq S_{CE,t}^E \leq S_{CE,t,Max}^E \quad (36)$$

$$L_{CE.A,t}^E = L_t^E k_{CE} k_{CE.A} \quad (37)$$

$$L_{CE.L,t}^E = L_t^E k_{CE} k_{CE.L} \quad (38)$$

$$\sigma_{CE.L}^E = \begin{cases} 1, & \text{if } (F_{\lambda_E} \geq F_{\lambda_E,CE.L} \text{ or } D_{\lambda_E} \geq D_{\lambda_E,CE.L}) \\ 0, & \text{if } (F_{\lambda_E} < F_{\lambda_E,CE.L} \text{ and } D_{\lambda_E} < D_{\lambda_E,CE.L}) \end{cases} \quad (39)$$

式(30)~(36)为共享储能运行约束, 上式中省略了 ARUSS 与 BRUSS 的储能充放决策约束, 其具体决

策可参考 UOS 决策约束, AEUSS 与 BEUOS 不必顾虑 SOC 约束, 但共享储能运营商为方便管理, 会要求 AEUSS 与 BEUOS 在一个周期内的储能充放和为 0, 具体模型由读者自行推导; k_{CE} 、 $k_{CE.A}$ 分别为 USS 负荷占比和 ARUSS 负荷占比; $\sigma_{CE.L}^E$ 为 BRUSS 储能调用意愿参数, 作用可参考前文对 BRUOS $\sigma_{SE.L}^E$ 变量的描述。

3.2.4. UWS 模型

UWS 由于没有储能装置, 主要以削减自身负荷需求来达到节省费用的目的。同时, UWS 在削减负荷的过程中也要考虑整体用电感受, 削减电量过多会影响自身用电体验。

1) 目标函数。

$$\min C_{NE.U_C}^E = C_{NE.U}^E - C_{NE.U_E}^E \quad (40)$$

$$C_{NE.U_E}^E = \sum_{t=1}^T \left[\omega_2^E (L_{NE.A,t}^E - \tilde{L}_{NE.A,t}^E)^2 + \omega_1^E (L_{NE.A,t}^E - \tilde{L}_{NE.A,t}^E) + \omega_2^E (L_{NE.L,t}^E - \tilde{L}_{NE.L,t}^E)^2 + \omega_1^E (L_{NE.L,t}^E - \tilde{L}_{NE.L,t}^E) + \omega_2^E L_{NE.N,t}^E{}^2 + \omega_1^E L_{NE.N,t}^E \right] \quad (41)$$

式中: $C_{NE.U_C}^E$ 为 UWS 考虑用电效益的综合成本; $C_{NE.U_E}^E$ 为 UWS 用户用电体验效益; $L_{NE.A,t}^E$ 、 $L_{NE.L,t}^E$ 、 $L_{NE.N,t}^E$ 分别为 ARUWS、BRUWS 和 IRUWS t 时刻的原始用电需求; $\tilde{L}_{NE.A,t}^E$ 、 $\tilde{L}_{NE.L,t}^E$ 分别为 ARUWS、BRUWS t 时刻的用电削减量; ω_2^E 、 ω_1^E 分别为用户用电体验函数二次及一次系数(CNY/MW²) [11]。

2) 约束条件。

$$P_{NE.A,t}^E = L_{NE.A,t}^E - \tilde{L}_{NE.A,t}^E \quad (42)$$

$$L_{NE.A,t}^E = L_t^E k_{NE} k_{NE.A} \quad (43)$$

$$0 \leq \tilde{L}_{NE.A,t}^E \leq \varphi_{NE.A,t}^E L_{NE.A,t}^E \mu_{NE.A.Cur,t}^E \quad (44)$$

$$\sum_{t=1}^T \tilde{L}_{NE.A,t}^E \leq \varphi_{NE.A,T}^E \sum_{t=1}^T L_{NE.A,t}^E \quad (45)$$

$$\sum_t^{t+4} \tilde{L}_{NE.A,t}^E \leq \tilde{\varphi}_{NE.A,T}^E \sum_{t=1}^{t+4} L_{NE.A,t}^E, \quad \forall t, t+5 \in T \quad (46)$$

$$\sum_{t=1}^T \mu_{NE.A.Cur,t}^E \leq \psi_{NE.A}^E \quad (47)$$

$$\sigma_{NE.L}^E = \begin{cases} 1, & \text{if } (F_{\lambda_E} \geq F_{\lambda_E.NE.L} \text{ or } D_{\lambda_E} \geq D_{\lambda_E.NE.L}) \\ 0, & \text{if } (F_{\lambda_E} < F_{\lambda_E.NE.L} \text{ and } D_{\lambda_E} < D_{\lambda_E.NE.L}) \end{cases} \quad (48)$$

$$P_{NE.N,t}^E = L_{NE.N,t}^E \quad (49)$$

$$L_{NE.N,t}^E = L_t^E k_{NE} k_{NE.N} \quad (50)$$

与前文原因一样, 上式同样省略了 BRUWS 约束。式(42)~(43)、和(49)~(50)分别为 ARUWS 和 IRUWS 的购电平衡约束; 式(44)为 ARUWS 的负荷削减约束。式(44)描述了 ARUWS 每小时负荷最大削减量上限; 式(45)描述了 ARUWS 一个周期内的总负荷削减量上限; 考虑到用户连续负荷削减状态, 式(46)描述了 ARUWS 连续 5 个小时的最大负荷削减总量; 式(47)表示 ARUWS 一个周期内最大削减负荷次数。式中: k_{NE} 、 $k_{NE.A}$ 分别为 UWS 和 ARUWS 负荷占比; $\varphi_{NE.A,t}^E$ 为 ARUWS 每小时负荷削减上限比例; $\mu_{NE.A.Cur,t}^E$ 是布尔变量, 为 ARUWS t 时刻负荷削减标志; $\varphi_{NE.A,T}^E$ 为 ARUWS 一个周期内负荷削减上限比例; $\tilde{\varphi}_{NE.A,T}^E$

为 ARUWS 连续 5 个小时总负荷削减上限比例; $\psi_{NE.A}^E$ 为 ARUWS 一个周期内负荷削减次数总数上限; $\sigma_{NE.L}^E$ 为 BRUWS 负荷削减意愿参数; $F_{\lambda_E.NE.L}$ 、 $D_{\lambda_E.NE.L}$ 分别为 BRUWS 价格波动心理预期系数与价差心理预期系数, 解释同样可参考前文对 BRUOS $\sigma_{SE.L}^E$ 变量的描述。

3.2.5. TU 模型

本文所提热用户没有储热设备, 购热策略与 UWS 类似, 都是通过削减自身负荷需求来节省成本。其目标函数如下, 约束条件与 UWS 一致, 在此省略:

$$\min C_{UC}^H = C_U^H - C_{UE}^H \quad (51)$$

$$C_{UE}^H = \sum_{t=1}^T \left[\omega_2^H (L_{A,t}^H - \tilde{L}_{A,t}^H)^2 + \omega_1^H (L_{A,t}^H - \tilde{L}_{A,t}^H) + \omega_2^H (L_{L,t}^H - \tilde{L}_{L,t}^H)^2 + \omega_1^H (L_{L,t}^H - \tilde{L}_{L,t}^H) + \omega_2^H L_{N,t}^H{}^2 + \omega_1^H L_{N,t}^H \right] \quad (52)$$

式中: C_{UE}^H 为热用户考虑用热效益的综合成本; C_U^H 为 USS 购热成本, C_{UE}^H 为热用户用热效益, 变量可参考 UWS, 在此不展开描述。

3.3. ETEA 电能量市场策略购售电模型

在为智慧园区内用户设定价格后, ETEA 利用调度模型确定了每个时刻的电能量市场购电量和售电量。然而, 由于调度模型采用了相对保守的购电和售电价格, 因此, 有必要优化 ETEA 在电能量市场的定价策略, 以进一步优化其与电能量市场的收益。为了提高模型的准确性, 本文基于前文提到的 K-Means 聚类结果, 构建了多场景策略购电与售电双层 MPEC 竞标模型。其中, 上层模型以 ETEA 的多场景下市场加权收益最大化为目标函数, 下层模型以社会福利最大化为目标函数。

3.3.1. 上层模型

1) 目标函数。

$$\max \sum_{t=1}^T \sum_{\omega=1}^{n_t} \left[k_{E.t,\omega}^M \left(\sum_{b_i^S} (P_{t,b_i^S}^S \tilde{\gamma}_{E.t,\omega}^M) - \sum_{b_i^B} (P_{t,b_i^B}^B \tilde{\gamma}_{E.t,\omega}^M) \right) \right] \quad (53)$$

式中: $P_{t,b_i^S}^S$ 为场景 ω 下 t 时刻的 ETEA 第 b 段期望中标售电量; $P_{t,b_i^B}^B$ 为场景 ω 下 t 时刻的 ETEA 第 b 段期望中标购电量; $\tilde{\gamma}_{E.t,\omega}^M$ 为场景 ω 下 ETEA 参与市场后 t 时刻的电能量市场期望成交价格; $b_{i,\omega}^S$ 为 ETEA 在场景 ω 下当前时刻的售电上报价格段数; $b_{i,\omega}^B$ 为 ETEA 在场景 ω 下当前时刻的购电上报价格段数。上标 Sx 代表售电; 上标 S 代表购电; i 代表 ETEA 自身。

2) 约束条件。

$$P_{E.Buy,t}^M \leq \sum_{\omega=1}^n \left(k_{E.t,\omega}^M \sum_{b_i^B} P_{t,b_i^B}^B \right) \quad (54)$$

$$\tilde{P}_{E.Sell,t}^M \leq \sum_{\omega=1}^n \left(k_{E.t,\omega}^M \sum_{b_i^S} P_{t,b_i^S}^S \right) \quad (55)$$

$$\tilde{P}_{E.Sell,t}^M = k_{E.Sell}^M P_{E.Sell,t}^M \quad (56)$$

式(54)~(55)分别表示 ETEA t 时刻的中标购电量不小于 ETEA 调度模型中的预期购电量且中标售电量不小于一个保守售电量。式中: $\tilde{P}_{E.Sell,t}^M$ 为 t 时刻的保守售电量; $k_{E.Sell}^M$ 为售电保守边界系数。

3.3.2. 下层模型

1) 目标函数。

$$\left(P_{t,b_i^S}^S, P_{t,b_i^B}^B \right) \in \arg \min \sum_{b_i^S} \left(P_{t,b_i^S}^S \beta_{t,b_i^S}^S \right) + \sum_{b_j^S} \left(P_{t,b_j^S}^S \beta_{t,b_j^S}^S \right) - \sum_{b_i^B} \left(P_{t,b_i^B}^B \beta_{t,b_i^B}^B \right) - \sum_{b_j^B} \left(P_{t,b_j^B}^B \beta_{t,b_j^B}^B \right) \quad (57)$$

式中: $\beta_{t,b_i^S}^S$ 、 $\beta_{t,b_i^B}^B$ 分别为场景 ω 下 t 时刻的 ETEA 第 b 段上报售电价格和购电价格; $\beta_{t,b_j^S}^S$ 、 $\beta_{t,b_j^B}^B$ 分别为场景 ω 下 t 时刻的其余机组第 b 段上报售电价格和购电价格; $P_{t,b_j^S}^S$ 、 $P_{t,b_j^B}^B$ 分别为场景 ω 下 t 时刻的其余竞标者第 b 段中标售电量与购电量; j 代表其余竞标者。

2) 约束条件。

$$0 \leq P_{t,b_i^S}^S \leq P_{t,b_i^S,Max}^S : \eta_{t,b_i^S}^-, \eta_{t,b_i^S}^+ \quad (58)$$

$$0 \leq P_{t,b_j^S}^S \leq P_{t,b_j^S,Max}^S : \eta_{t,b_j^S}^-, \eta_{t,b_j^S}^+ \quad (59)$$

$$0 \leq P_{t,b_i^B}^B \leq P_{t,b_i^B,Max}^B : \eta_{t,b_i^B}^-, \eta_{t,b_i^B}^+ \quad (60)$$

$$0 \leq P_{t,b_j^B}^B \leq P_{t,b_j^B,Max}^B : \eta_{t,b_j^B}^-, \eta_{t,b_j^B}^+ \quad (61)$$

$$\sum_{b_i^S} P_{t,b_i^S}^S + \sum_{b_j^S} P_{t,b_j^S}^S - \sum_{b_i^B} P_{t,b_i^B}^B - \sum_{b_j^B} P_{t,b_j^B}^B = 0 : \tilde{\gamma}_{E,t,\omega}^M \quad (62)$$

$$P_{t,b_i^S,Max}^S = P_{E,Sell,t}^M \quad (63)$$

$$P_{t,b_i^B,Max}^B = \tilde{P}_{E,Buy,t}^M \quad (64)$$

$$\tilde{P}_{E,Buy,t}^M = k_{E,Buy} P_{E,Buy,t}^M \quad (65)$$

式(58)-(61)为市场竞标者中标上下限约束; 式(62)为电能平衡出清约束。式中: $\tilde{P}_{E,Buy,t}^M$ 为 ETEA 保守购电量中标边界; $k_{E,Buy}$ 为购电保守边界系数; $\eta_{t,b_i^S}^-$ 、 $\eta_{t,b_i^S}^+$ 、 $\eta_{t,b_j^S}^-$ 、 $\eta_{t,b_j^S}^+$ 、 $\eta_{t,b_i^B}^-$ 、 $\eta_{t,b_i^B}^+$ 、 $\eta_{t,b_j^B}^-$ 、 $\eta_{t,b_j^B}^+$ 、 $\tilde{\gamma}_{E,t,\omega}^M$ 为对应约束的对偶变量。市场出清下层模型中 $\beta_{t,b_i^S}^S$ 、 $\beta_{t,b_i^B}^B$ 均被视为常量。因此, 整个模型为连续线性规划。在这种情况下, 可以使用 KKT 条件进行替代, 有关市场出清 KKT 推导可参见文献[12]。

4. 模型求解

文中构建的 ETEA 定价调度模型呈现双层主从博弈结构, 其中上层追求 ETEA 收益的最大化, 而下层则旨在实现各用户主体的能源购买成本最小化。ETEA 模型本身属于 MILP 问题范畴, 而下层用户主体则包含 MILP 及 MIQP 问题类型。鉴于此多样性, 本研究采用商业级求解器 GUROBI 结合差分进化算法来解决这一复杂问题[13]。ETEA 在电能量市场的策略报价模型经过 KKT 转换后为简单的 MILP 问题, 通过 Gurobi 求解器可以轻易求解。

5. 算例分析

5.1. 算例参数

本文选取的电热负荷自某工业园区, 而光伏和风电数据则来自某地点的 24 小时真实光伏和风电出力数据。图 2 分别展示了 ETEA 新能源机组出力及负荷与电能量市场多场景加权成交电价。ETEA 内部设备参数见表 1。能源市场天然气价格 γ_Q^M 取 3 CNY/m³, 热值为 9.88*10⁻³ MWh/m³。局限于当前储能设备

的发展, 本算例用户储能配置及相关理性占比数据采用假设的形式, 具体数据如表 2 所示。E TEA 在电能量市场采取单段报价, 同时 $k_{E.Sell}$ 、 $k_{E.Buy}$ 分别取 0.95 与 1.05。本文差分进化算法种群数 n 为 80、差分放大系数为 0.4、交叉概率为 0.2、迭代最大次数为 3000。

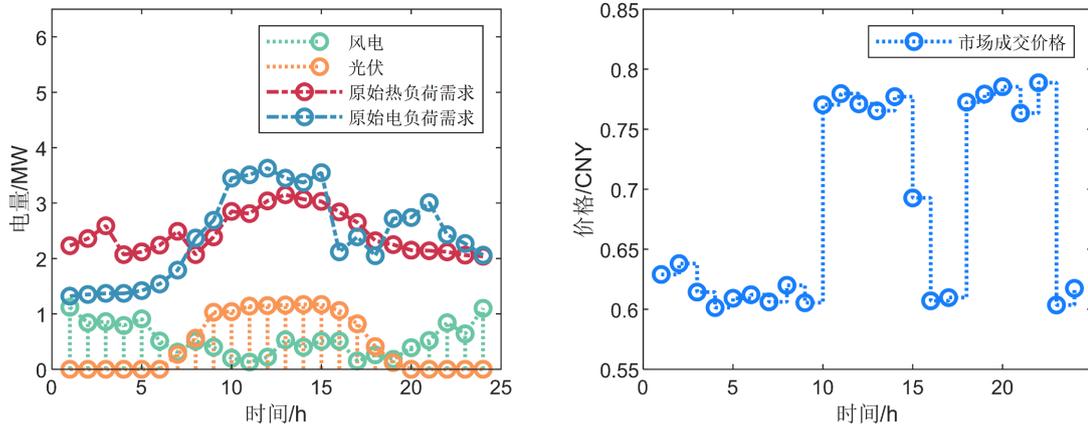


Figure 2. Data related to the smart park
图 2. 智慧园区相关数据

Table 1. Internal equipment parameters of E TEA
表 1. E TEA 内部设备参数

参数	数据	参数	数据	参数	数据	参数	数据	参数	数据
$\lambda_{E.av}$	0.68	$P_{Dis.Max}^E$	2	$P_{E.Up}^{CHP}$	0.5	λ_p	0.27	$P_{H.Down}^{GB}$	0.5
$\lambda_{H.av}$	0.45	$S_{t.Max}^E$	7	$P_{E.Down}^{CHP}$	0.5	a_{Min}	0.6	η_H^{GB}	0.94
$\lambda_{E.t.Max}$	0.95	δ_{Ch}^E	0.95	κ	1.48	a_{Max}	1.2	$P_{E.Max}^{CHP}$	0.3
$\lambda_{E.t.Min}$	0.4	δ_{Dis}^E	0.94	η_E^{CHP}	0.34	$P_{Ch.Max}^E$	2		
$\lambda_{H.t.Max}$	0.6	$P_{Ch.Max}^H$	0.8	$P_{H.Max}^{GB}$	0.9	δ_{Ch}^H	0.97		
$\lambda_{H.t.Min}$	0.3	$P_{Dis.Max}^H$	0.8	$P_{H.Min}^{GB}$	0	δ_{Dis}^H	0.97		
λ_W	0.28	$S_{t.Max}^H$	5	$P_{H.Up}^{GB}$	0.5	$P_{E.Max}^{CHP}$	1.2		

Table 2. User parameters in smart parks
表 2. 智慧园区用户参数

参数	数据	参数	数据	参数	数据	参数	数据	参数	数据
k_{SE}	0.15	k_A	0.57	$D_{\lambda_H.L}$	0.25	$\phi_{A,t}^H$	0.3	$S_{SE,t.Max}^E$	1.2
$k_{SE.A}$	0.64	k_L	0.31	$\nu_{C,t}$	0.1	$\phi_{A,t}^H$	0.21	$\delta_{SE.Ch}^E$	0.95
$k_{SE.L}$	0.36	k_N	0.12	$\phi_{NE.A,t}^E$	0.2	$\tilde{\phi}_{A,t}^H$	0.75	$\delta_{SE.Dis}^E$	0.95
k_{CE}	0.41	$F_{\lambda_E.SE.L}$	0.15	$\phi_{NE.A,t}^E$	0.15	ψ_A^H	16	$P_{CE.Ch.Max}^E$	0.7
$k_{CE.A}$	0.53	$F_{\lambda_E.CE.L}$	0.15	$\tilde{\phi}_{NE.A,t}^E$	0.75	ω_2^E	-807	$P_{CE.Dis.Max}^E$	0.7
$k_{CE.L}$	0.47	$F_{\lambda_E.NE.L}$	0.15	$\psi_{NE.A}^E$	15	ω_1^E	934	$S_{CE,t.Max}^E$	3
k_{NE}	0.44	$F_{\lambda_H.L}$	0.15	$\phi_{NE.L,t}^E$	0.2	ω_2^H	-437	$\delta_{CE.Ch}^E$	0.98
$k_{NE.A}$	0.40	$D_{\lambda_E.SE.L}$	0.25	$\phi_{NE.L,t}^E$	0.15	ω_1^H	779	$\delta_{CE.Dis}^E$	0.98
$k_{NE.L}$	0.36	$D_{\lambda_E.CE.L}$	0.25	$\tilde{\phi}_{NE.L,t}^E$	0.75	$P_{SE.Ch.Max}^E$	0.3		
$k_{NE.N}$	0.24	$D_{\lambda_E.NE.L}$	0.25	ψ_{NLA}^E	15	$P_{SE.Dis.Max}^E$	0.3		

为进一步验证模型有效性, 本文设置 4 种场景, 场景 1 为考虑用户理性 + 电能量市场策略报价的 ETEA 优化; 场景 2 为不考虑用户理性 + 电能量市场策略报价的 ETEA 优化; 场景 3 为考虑用户理性 + 电能量市场非策略报价的 ETEA 优化; 场景 4 为不考虑用户理性 + 电能量市场非策略报价的 ETEA 优化。

5.2. 结果分析

5.2.1. ETEA 博弈定价结果分析

图 3 展示了 ETEA 的电热价格优化结果。优化后的电价在 1:00~8:00 和 23:00~0:00 之间处于最低值, 且紧贴下边界; 在 9:00~15:00 和 19:00~21:00 之间达到高峰; 在 16:00~18:00 之间则出现短暂下降趋势。结合图 4 中的原始电负荷需求可以发现, 优化后的电价走势与负荷曲线走势整体相似。这是因为 ETEA 在整个周期内试图制定较高电价以获取最大收益, 但由于受限于电价平均值约束, 如果在某一时段制定较高电价, 则必然需要在其他时段降低电价。显然, ETEA 在负荷高峰时提高电价, 而在负荷低谷时降低电价, 有望增加售电收益。然而, 在制定低谷电价和高峰电价时, ETEA 需要考虑用户的理性行为。若峰谷电价差过高, 会引起 F_{λ_E} 和 D_{λ_E} 值偏高, 从而引起有限理性用户的注意。由于有限理性用户会采取措施降低自身购电成本, 即减少 ETEA 的售电收益。因此, ETEA 在制定电价时会避免引起有限理性用户的注意。

我们注意到, 最终优化电价曲线的 F_{λ_E} 值为 0.36, D_{λ_E} 值为 0.55。这是因为原电负荷高峰与低谷的差距较大, 即使引起有限理性用户的注意, 但由于其受限于自身储能容量, 无法大规模存储电能, 最终只能小范围转移 ETEA 的电负荷。ETEA 也借此在负荷低谷期制定尽量低的电价, 以在高峰期拉高电价, 从而弥补有限理性用户采取措施带来的经济损失。

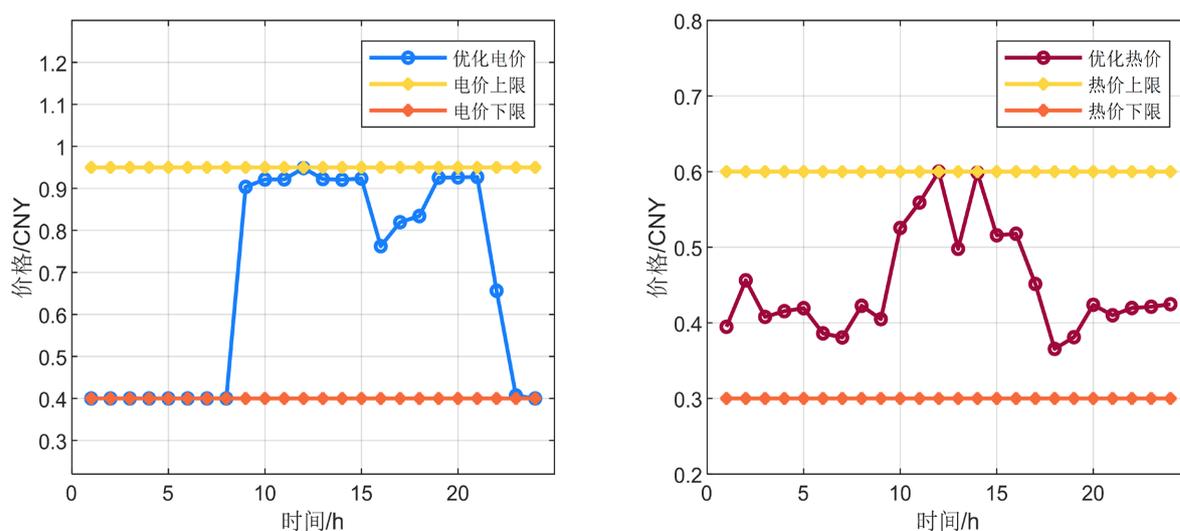


Figure 3. Optimization results of ETEA electrical and thermal price

图 3. ETEA 电热价格优化结果

与电价走势类似, 热价整体与园区热负荷一致, 但因热负荷为削减型, 热价过高会导致负荷削减, 影响 ETEA 收益。同时, 热负荷峰谷差较小, 抬高峰值热价难以弥补削减损失。因此, ETEA 从 BRTU 角度出发, 制定既较高又避免显著负荷削减的热价。

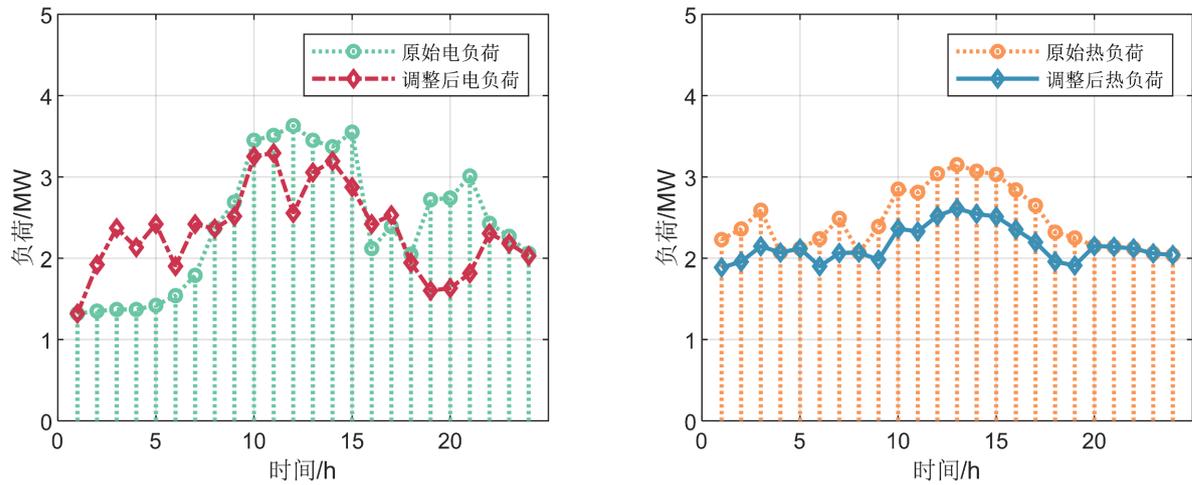


Figure 4. User electrical and thermal load before and after adjustment
图 4. 用户电热负荷调整前后

5.2.2. ETEA 调度结果分析

图 5 分别展示了 ETEA 内部的电热调度结果。由于用户电负荷总量大于 ETEA 内部机组的最大出力，CHP 机组通常处于满载状态。然而，在 1:00 时，由于风电成本较低，ETEA 优先消纳风电。为满足供热需求，CHP 在此时段产出多余电力，ETEA 将多余电力在电能量市场出售。在其他时段，ETEA 在内部机组出力不足时选择在电能量市场购电。结合图 2 可以看出，4:00 和 9:00 时电能量市场的出清价格较低，即购电成本较低，因此 ETEA 选择在此时段大量购电并存入储能系统，以便在内部机组供电能力不足且电能量市场价格较高时释放储能，节省成本。供热方面相对简单，当 CHP 的供热能力不足时，由 GB 机组填补出力。当有多余热能量时，将其存入热储能系统，并在适当的时间节点释放，以节省成本。

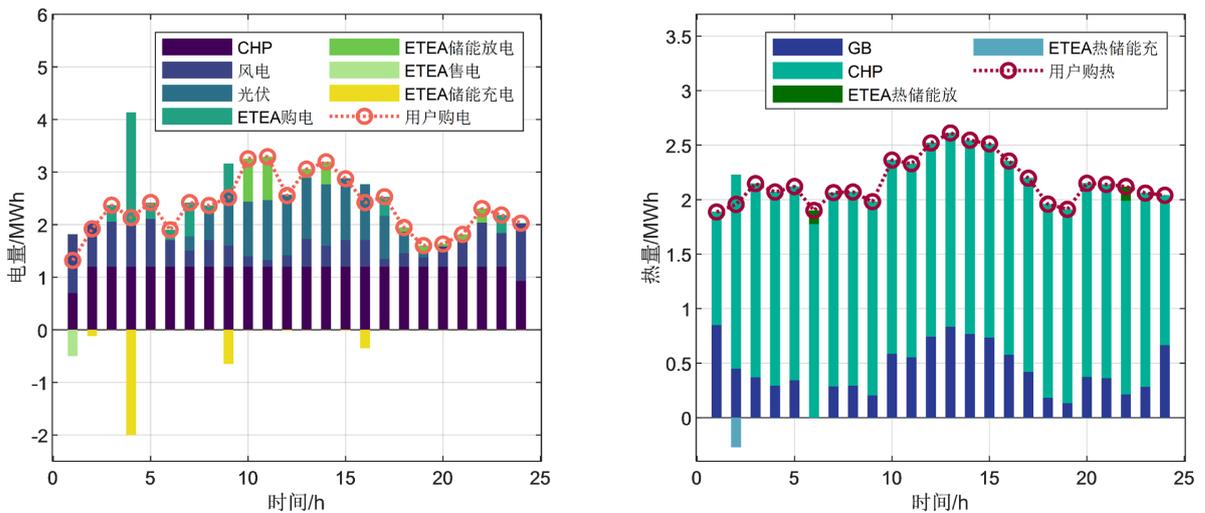


Figure 5. ETEA electricity and thermal energy scheduling results
图 5. ETEA 电热能量调度结果

5.2.3. 不同场景收益对比

前文所提四种场景的收益情况如表 3 所示。表中的保守电能量出清成本指的是 ETEA 定价调度模型

中与电能量市场的保守交互成本；实际出清成本是 ETEA 根据 24 小时购电与售电量，采用策略报价，即在售电时报价最低，购电时报价最高作为市场价格接受者时得到的交互成本。期望总收益主要针对场景 2 和场景 4，因为在这两个场景中，ETEA 未考虑用户理性，制定电热价格时将所有用户视为绝对理性，但实际上用户理性依然存在，因此用户的购电和购热行为与 ETEA 的预期存在差距。

Table 3. Comparison of benefits across different scenarios
表 3. 不同场景收益对比

场景	保守电能量市场出清成本/CNY	实际预估出清成本/CNY	期望总收益/CNY	实际总收益/CNY
1	3385.2	2963.0	25018.7	25018.7
2	2644.2	2264.8	24519.5	24121.7
3	3385.2	2998.8	24982.9	24982.9
4	2644.2	2293.6	24490.7	24083.1

场景 2 和场景 4 表明，不考虑用户理性的定价方式使得期望收益与实际收益存在一定误差，且实际总收益明显低于考虑用户理性的最佳收益。通过比较场景 1 与场景 3、场景 2 与场景 4，可以发现，场景 1 和场景 2 中，ETEA 考虑电能量市场策略报价后与电能量市场的交互成本相较于场景 3 和场景 4 有所降低。这是因为在策略报价中，作为购电方时会企图拉低成交价，作为售电方时则企图抬高成交价。当然，策略报价对市场成交价的影响程度也会受到其他竞标者数据的影响。在本文的算例中，市场供需竞标电价数据较为密集，因此策略报价的提升有限。但当市场供需竞价数据分布间隔较大时，策略报价带来的经济收益将更为明显。

6. 结论

本文提出了 ETEA 在考虑智慧园区电热用户理性和电能量市场竞价出清情况下的综合优化模型。通过算例分析，主要结论如下：

- 1) 在考虑用户理性后，ETEA 在制定电热价格时会综合考虑用户的价格敏感性和用户负荷峰谷差。当用户负荷峰谷差较大时，ETEA 倾向于在低谷时段制定超低价格，以尽可能抬高负荷高峰时段的价格，从而弥补引起有限理性用户注意所带来的经济损失。相反，当用户负荷峰谷差不明显时，ETEA 则更倾向于制定不引起有限理性用户注意的价格，以减少经济损失。
- 2) 相比不考虑用户理性制定电价，本文所提考虑用户理性模型能为 ETEA 带来更为明显的经济效益提升，具有一定的市场价值。
- 3) 在引入电能量市场策略竞价与报价优化模型后，ETEA 能够进一步减少市场交互成本。

参考文献

- [1] Wang, J., Zhong, H., Ma, Z., Xia, Q. and Kang, C. (2017) Review and Prospect of Integrated Demand Response in the Multi-Energy System. *Applied Energy*, **202**, 772-782. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.150>
- [2] Huang, K., Fu, M. and Ding, X. (2023) Security and Economic Integration Scheduling of Electricity-Heat Integrated Energy System. *IEEE Access*, **11**, 112236-112247. <https://doi.org/10.1109/access.2023.3322428>
- [3] Liu, X. (2022) Optimal Scheduling Strategy of Electricity-Heat-Hydrogen Integrated Energy System under Different Operating Modes. *International Journal of Energy Research*, **46**, 12901-12925. <https://doi.org/10.1002/er.8063>
- [4] Pan, C., Jin, T., Li, N., Wang, G., Hou, X. and Gu, Y. (2023) Multi-Objective and Two-Stage Optimization Study of Integrated Energy Systems Considering P2G and Integrated Demand Responses. *Energy*, **270**, Article 126846. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.126846>
- [5] Mansouri, S.A., Ahmarinejad, A., Sheidaei, F., Javadi, M.S., Rezaee Jordehi, A., Esmael Nezhad, A., et al. (2022) A

-
- Multi-Stage Joint Planning and Operation Model for Energy Hubs Considering Integrated Demand Response Programs. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, **140**, Article 108103. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108103>
- [6] Li, Y., Wang, B., Yang, Z., Li, J. and Li, G. (2022) Optimal Scheduling of Integrated Demand Response-Enabled Community-Integrated Energy Systems in Uncertain Environments. *IEEE Transactions on Industry Applications*, **58**, 2640-2651. <https://doi.org/10.1109/tia.2021.3106573>
- [7] Li, R., Yan, X. and Liu, N. (2022) Hybrid Energy Sharing Considering Network Cost for Prosumers in Integrated Energy Systems. *Applied Energy*, **323**, Article 119627. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119627>
- [8] Ning, J. and Xiong, L. (2024) Analysis of the Dynamic Evolution Process of the Digital Transformation of Renewable Energy Enterprises Based on the Cooperative and Evolutionary Game Model. *Energy*, **288**, Article 129758. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.129758>
- [9] Wang, H., Zheng, T., Sun, W. and Khan, M.Q. (2023) Research on the Pricing Strategy of Park Electric Vehicle Agent Considering Carbon Trading. *Applied Energy*, **340**, Article 121017. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121017>
- [10] Cao, J., Yang, D. and Dehghanian, P. (2023) Co-Optimization of Multiple Virtual Power Plants Considering Electricity-Heat-Carbon Trading: A Stackelberg Game Strategy. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, **153**, Article 109294. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2023.109294>
- [11] 帅轩越, 马志程, 王秀丽, 郭慧, 张晗. 基于主从博弈理论的共享储能与综合能源微网优化运行研究[J]. 电网技术, 2023, 47(2): 679-687.
- [12] Ruiz, C. and Conejo, A.J. (2009) Pool Strategy of a Producer with Endogenous Formation of Locational Marginal Prices. *IEEE Transactions on Power Systems*, **24**, 1855-1866. <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2009.2030378>
- [13] Wang, H., Zhao, A., Khan, M.Q. and Sun, W. (2024) Optimal Operation of Energy Hub Considering Reward-Punishment Ladder Carbon Trading and Electrothermal Demand Coupling. *Energy*, **286**, Article 129571. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.129571>