

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.201074

基于社会清洁福利最大化的电热联合双边竞价 市场出清优化策略研究

杨奇¹, 王丹¹, 何伟², 熊华强², 黄德裕¹, 雷杨¹

(1. 智能电网教育部重点实验室(天津大学), 天津 300072;
2. 国网江西省电力有限公司电力科学研究院, 江西 南昌 330096)

摘要: 清洁能源利用和可再生能源消纳是区域电-热综合能源系统研究的重点。基于电-热联合双边竞价市场及其供需侧资源报价策略, 提出计及能源碳排放和风机弃风的系统运行环境价值成本概念。同时考虑系统供需侧分布式能源站和多能用户利益, 构建以社会清洁福利最大化为目标的市场出清策略模型, 确定联合市场交易最优策略。通过算例仿真结果表明, 所提市场出清策略模型可以有效促进清洁能源利用和可再生能源消纳, 显著降低系统供能过程中造成的环境污染。

关键词: 区域电-热综合能源系统; 电-热联合双边竞价市场; 环境价值成本; 社会清洁福利最大化; 出清策略

Research on clearing optimization of electricity-heat coordinated double auction market based on social clean welfare maximization

YANG Qi¹, WANG Dan¹, HE Wei², XIONG Huaqiang², HUANG Deyu¹, LEI Yang¹

(1. Key Laboratory of Smart Grid of Ministry of Education (Tianjin University), Tianjin 300072, China;
2. State Grid Jiangxi Electric Power Research Institute, Nanchang 330096, China)

Abstract: Clean energy utilization and renewable energy consumption are the focus of regional electricity and heat integrated energy system research. Based on the electricity-heat coordinated double auction market and its supply and demand sides resource quotation strategy, this paper proposes a concept of environmental value cost of system operation that takes into account energy carbon emissions and wind curtailment of wind turbines. At the same time it considers the interests of the distributed energy station and multi-energy users on the system supply and demand sides, and constructs a market clearing strategy model with the goal of social clean welfare maximization, so as to determine the optimal strategy of coordinated market transactions. The simulation results show that the proposed market clearing strategy model can effectively promote clean energy utilization and renewable energy consumption, and significantly reduce the environmental pollution caused by the system energy supply process.

This work is supported by the 2020 Science and Technology Project of the Headquarters of State Grid Corporation of China (Integrated Solution Design and Demonstration Project Construction of Rural Typical Scene Electrification Project) (No. 5400-202025208A-0-0-00).

Key words: regional electricity and heat integrated energy system; electricity-heat coordinated double auction market; environmental value cost; social clean welfare maximization; clearing strategy

0 引言

随着全球经济的快速发展, 能源紧缺和环境污染

问题日趋严重, 已经成为制约我国社会发展、新型城镇化建设、乡镇振兴战略推进和实施的主要因素^[1-5]。可再生能源^[6-8]的开发利用是解决这一问题的关键, 然而随着可再生能源渗透率的增加, 缺乏消纳能力以及相关配套设施不完善等因素成为制约可再生能源技术发展的瓶颈。区域电-热综合能源系统(Regional Electricity and Heat Integrated Energy

基金项目: 国家电网有限公司 2020 年总部科技项目“乡村典型场景电气化项目一体化解决方案设计及示范工程建设”(5400-202025208A-0-0-00)

System, REH-IES)利用能源转换设备将电力系统、热力系统、天然气系统以及可再生能源系统多种能源网络互联耦合,通过横向多能源互补和纵向各环节协调优化,满足用户电和热多种能源需求,促进可再生能源消纳和提高系统综合能效^[9-10]。

目前国内外已有许多对促进可再生能源消纳的 REH-IES 优化运行的研究。文献[11]以调度周期内运行费用最小为目标函数建立系统最优运行模型,通过在热电联产(Combined Heat and Power, CHP)型微电网中引入热泵装置,实现过剩风电消纳。文献[12]通过对配置储热装置前、后 CHP 机组运行结果分析,验证了在系统内配置储热装置对提高风电消纳的有效性。文献[13]通过对电-热综合能源系统中储热装置、电锅炉和 CHP 机组各能源设备的协调控制实现系统的最优运行,达到促进风电消纳的目的。上述研究主要集中在将 CHP 单元与储热装置、热泵或者电锅炉设备耦合来解耦热电联产机组“以热定电”约束,通过提高 CHP 能源系统灵活性达到促进风电消纳的目标,未考虑需求侧柔性负荷参与对系统可再生能源消纳的影响。文献[14]建立了热负荷参与调节的日前-实时双阶段优化调度方法,通过实时阶段对可控供热负荷的调节进一步提高热电机组调节能力。文献[15]考虑用户可响应负荷,构建系统运行成本最小、CO₂ 排放量最小以及可再生能源消纳效益最大的多目标优化模型,实现促进可再生能源消纳的 REH-IES 低碳经济运行。文献[10]构建考虑多类型需求响应负荷的 CHP 系统运行策略,以运行费用最小和能源消耗量最小为目标对模型进行求解,实现对可再生能源的消纳和系统综合效益最优。文献[16]提出建立电-气-热多能源市场,然后建立多能源市场综合需求响应模型,以负荷聚合商利润最大研究最优联合交易策略。文献[17]建立基于多类型柔性负荷综合需求响应的电-热能源交易市场,以综合能源公司利润最大化为目标对综合能源系统供需侧资源进行联合优化。虽然上述协同优化策略中也考虑了需求侧柔性负荷,有的文献还提出了多能源交易市场下多类型柔性负荷综合需求响应,但大多是基于物理层面的系统能源平衡分析所需,需求侧多元负荷还是市场价格的被动接受者,未能充分调动需求侧资源参与市场积极性。文献[18]在 REH-IES 模型基础上,构建了电-热联合双边竞价市场架构,提出市场主体参与市场策略,并建立电热联合市场出清模型,实现了供需双侧资源协调优化。现有基于双边竞价市场的 REH-IES 优化运行研究仅考虑系统单个市场主体或市场整体的经济效益,忽略了系统碳排放和风机弃风带来的附加环境

价值成本。

因此,本文基于电-热联合双边竞价市场及其供需侧资源参与市场的报价策略,提出计及能源碳排放和风机弃风的系统运行环境价值成本概念,综合考虑系统经济效益和环境效益,构建以社会清洁福利最大化为目标的电-热联合双边竞价市场出清策略模型,确定联合市场交易最优策略。然后,通过不同场景下市场出清结果的算例对比分析,验证了本文所提市场出清策略模型在促进清洁能源利用和可再生能源消纳的有效性。

1 电-热联合双边竞价市场架构与报价模型

1.1 电-热联合双边竞价市场架构

传统相互独立、分开经营的能源市场模式难以适用于新兴的综合能源系统^[19]。因此需要一个面向多元市场主体的综合能源市场,使得综合能源系统各市场主体有序合理地参与综合能源市场,从而实现系统最优的能量分配。基于分布式能源站和多能用户的电-热联合双边竞价市场架构^[18]如图 1 所示。

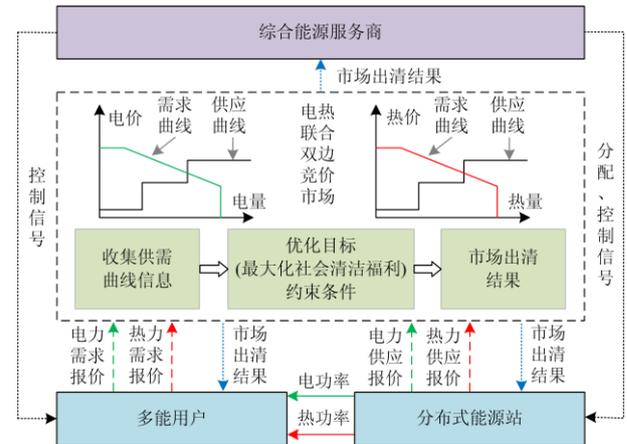


图 1 电-热联合双边竞价市场架构

Fig. 1 Electricity-heat coordinated double auction market structure

1.2 市场参与主体及运行机制

电-热联合双边竞价市场包含综合能源服务商、分布式能源站和多能用户。其中,分布式能源站和多能用户是市场的交易主体。

1) 分布式能源站

分布式能源站(Distributed Energy Station, DES)是 REH-IES 能源耦合单元和生产端,连通外部多种能源网络和区域内多能用户,负责其内部风力发电机、电力变压器、CHP 机组、燃气锅炉和热交换器等设备的协调管理和出力分配。除风力发电机产生的电能外,分布式能源站主要通过向外部电力市场、天然气市场和热力市场购买能源,来满足区域内多

能用户的电能和热能需求。

在电-热联合双边竞价市场中,分布式能源站按照制定的报价策略参与市场,通过向多元用户用能负荷出售电能和热能获取收益。分布式能源站设备参与市场的报价策略模型见1.3节。

2) 多能用户

多能用户冬季的主要能源需求是电能和热能,用户侧负荷根据是否可以调控分为常规电/热负荷和可调控电/热负荷。其中可调控电/热负荷可以根据人们的需求改变其运行时间和运行状态,因此可以参与需求侧管理。本文所研究的家庭多能用户中,电热水器和空间供暖负荷作为用户侧的可控电负荷和可控热负荷。

电热水器可控电负荷和空间供暖可控热负荷使得家庭用户可以根据市场价格和自身需求改变用电行为,使其逐渐成为一种新兴的市场主体。家庭用户的多能负荷能够通过竞价主动参与综合能源市场。家庭多能用户负荷参与市场的报价策略模型见1.4节。

3) 综合能源服务商

综合能源服务商作为REH-IES运营商,是电-热联合双边竞价市场的交易中心,承担了分布式能源站和多能用户中间桥梁的作用。综合能源服务商主要负责接收来自分布式能源站设备和多能用户负荷的报价信息,经过汇总整理后形成能源供需曲线;然后按照电-热联合双边竞价市场设定的优化目标函数和约束条件进行仿真,得到REH-IES最优出清策略;根据市场出清结果,综合能源服务商安排分布式能源站的能源购买及设备出力,调整家庭用户多能负荷运行状态和出力;同时向下层分布式能源站和多能用户下达控制指令。

为促进市场高效运行,便于市场主体有序参与市场,本文构建电-热联合双边竞价市场运行机制,主要包括:报价阶段、市场出清阶段和响应阶段。

1) 报价阶段

在市场报价阶段,REH-IES内家庭用户根据其电/热设备运行状态,按照构建的电/热负荷报价策略模型进行报价,并将其用能策略计划和报价信息上传至综合能源服务商;分布式能源站各设备也按照其相应的报价策略模型进行报价,并将其报价信息(包括设备相应的产电边际成本和产电容量,产热边际成本和产热容量)上传至综合能源服务商。

2) 市场出清阶段

综合能源服务商接收来自分布式能源站设备和家庭用户多能负荷的报价信息;对信息进行汇总整理后,按照市场优化目标和约束条件进行仿真出清,

出清结果包括:出清电量、电力出清价格、出清热量及热力出清价格;然后,综合能源服务商根据市场出清结果安排分布式能源站的能源购买及设备出力,调整家庭用户多能负荷运行状态和出力;同时,向下层分布式能源站和多能用户下达控制指令。

3) 响应阶段

分布式能源站根据上层综合能源服务商命令进行能源购买和其内部设备出力分配,为家庭用户电能和热能需求提供能源供应。多能用户根据控制命令调整电/热负荷运行状态和出力,对于电负荷,其报价价格高于出清电价的电力负荷保持运行,否则关闭,直到下一个市场周期;对于热负荷,则按照出清热价对应各用户热报价曲线的热需求量运行。

1.3 分布式能源站各设备报价策略模型

本文使用的分布式能源站^[18]内能源生产和耦合设备主要有:风机、CHP、燃气锅炉、热交换器和电力变压器。

在电-热联合双边竞价市场中,本文分布式能源站报价采用简单的报价机制,即不考虑分布式能源站内各设备的技术限制,仅考虑分布式能源站内各设备边际发电成本的影响^[20]。即分布式能源站采用设备的产能边际成本作为市场报价,其不同设备的产电和产热的市场报价^[18]如式(1)所示,价格单位均为元/kWh。

$$\begin{cases} p_{\text{mar},t}^{\text{WT}} = 0.1 \\ p_{\text{mar},t}^{\text{EN}} = C_{\text{price_tou},t}^{\text{EN}} / \sigma^{\text{T}} \\ p_{\text{mar},t}^{\text{CHP_E}} = C_{\text{price_tou},t}^{\text{GAS}} / (\sigma_e^{\text{CHP}} + \sigma_h^{\text{CHP}}) \\ p_{\text{mar},t}^{\text{CHP_H}} = C_{\text{price_tou},t}^{\text{GAS}} / (\sigma_e^{\text{CHP}} + \sigma_h^{\text{CHP}}) \\ p_{\text{mar},t}^{\text{GB}} = C_{\text{price_tou},t}^{\text{GAS}} / \sigma^{\text{GB}} \\ p_{\text{mar},t}^{\text{HN}} = C_{\text{price_tou},t}^{\text{HN}} / \sigma^{\text{HE}} \end{cases} \quad (1)$$

式中: $p_{\text{mar},t}^{\text{WT}}$ 、 $p_{\text{mar},t}^{\text{EN}}$ 、 $p_{\text{mar},t}^{\text{CHP_E}}$ 分别为分布式能源站风机发电、从上级电网购电和 CHP 产电的边际成本; $p_{\text{mar},t}^{\text{CHP_H}}$ 、 $p_{\text{mar},t}^{\text{GB}}$ 、 $p_{\text{mar},t}^{\text{HN}}$ 分别为分布式能源站 CHP 产热、燃气锅炉产热和上级热网购热的边际成本; $C_{\text{price_tou},t}^{\text{EN}}$ 、 $C_{\text{price_tou},t}^{\text{GAS}}$ 、 $C_{\text{price_tou},t}^{\text{HN}}$ 分别为上级电网分时电价、天然气网分时气价和上级热网分时热价; σ^{T} 、 σ^{HE} 分别为电能经电力变压器的转换效率和热能经热交换器的转换效率; σ^{GB} 为天然气经过燃气锅炉转化为热能的转换效率; σ_e^{CHP} 、 σ_h^{CHP} 分别为 CHP 机组的产电和产热效率; t 为仿真时段。

1.4 用户电、热负荷报价策略模型

1.4.1 电负荷报价策略模型

用户电热水器可控电负荷采用灵活的报价方

式, 常规电负荷则采用固定的价格进行报价, 具体如下。

采用广泛的等效热参数(ETP)模型对电热水器进行建模^[21-22], 此处不再详细介绍。用户可控电负荷电热水器的竞标电价与近三个小时内的市场平均电价及其标准差、电热水器温度状态和开关状态有关。单个热水器的报价价格^[18,22]可由下式确定。

$$B_{EWH,t}^i = \left[\bar{p}_{ele} + \sqrt{2} \text{erf}^{-1}(1 - 2\theta_t^i) \hat{p}_{ele} \right] (1 + S_t^i \theta_t^i / 2) \quad (2)$$

$$\theta_t^i = \frac{T_{in,t}^i - T_{-t}^i}{T_{+t}^i - T_{-t}^i} \quad (3)$$

式中: $B_{EWH,t}^i$ 为第 i 个用户电热水器的报价价格; \bar{p}_{ele} 和 \hat{p}_{ele} 分别为近三个小时的市场电价平均值和标准差; θ_t^i 为电热水器温度状态; $T_{in,t}^i$ 、 T_{+t}^i 、 T_{-t}^i 分别为第 i 个用户电热水器内的水温和水温上下限; S_t^i 为第 i 个用户电热水器开关状态, 1 表示开启, -1 表示关闭。公式(2)前半部分是根据电热水器内水温确定的报价, 后半部分是根据电热水器的起始开关状态确定的报价修正参数。

因此, 某一时段所有用户可控电负荷电热水器的电力报价价格可用集合 $B_{EWH,t}$ 来表示, 其竞标电量为其运行额定功率, 用户总数量为 N 。

$$B_{EWH,t} = \{ B_{EWH,t}^1, B_{EWH,t}^2, \dots, B_{EWH,t}^i, \dots, B_{EWH,t}^N \} \quad (4)$$

对于某一时段 N 个用户的常规电负荷, 其报价价格等于此时段所有用户电热水器电力报价价格的最大值。常规电负荷报价与电热水器可控电负荷报价组成用户电负荷的报价集合 $B_{ele,t}$ 。

1.4.2 热负荷报价策略模型

用户建筑可以视为一个等温的封闭空间, 用户室内温度的变化受室内热交换情况的影响。本文考虑楼宇与外墙、窗户、地板和门的热交换以及来自于太阳的热辐射, 忽略与建筑内的人、照明电源以及其他室内物体的热交换, 因此用户建筑室内热平衡方程^[23-24]可通过式(5)、式(6)来表示。

$$\rho C_a V \frac{dT_{room}}{dt} = Q_{in,t} + Q_{solar,t} - Q_{trans,t} \quad (5)$$

$$\begin{cases} Q_{trans,t} = K_{env_total} (T_{room,t} - T_{out,t}) \\ \text{s.t. } T_{min,t} \leq T_{room,t} \leq T_{max,t} \\ T_{min,t} = T_{set,t} - \delta / 2 \\ T_{max,t} = T_{set,t} + \delta / 2 \end{cases} \quad (6)$$

式中: ρ 、 C_a 、 V 分别为室内空气密度、空气比热容和空气体积; $Q_{in,t}$ 为空间供暖负荷输入的热功率; $Q_{trans,t}$ 为用户建筑外立面(墙体、窗户、地板和门等)

与外界的热交换损耗功率; $Q_{solar,t}$ 为用户建筑内来自太阳辐射的热功率; K_{env_total} 为建筑外立面总参数; $T_{set,t}$ 、 $T_{room,t}$ 、 $T_{out,t}$ 分别为用户建筑室内温度设定值、室内实际温度和周围环境温度; $T_{max,t}$ 、 $T_{min,t}$ 为用户可接受室内温度上下限; δ 为用户可接受室内温度上下限差值。

单个空间供暖热负荷的报价价格与其热功率出力关系^[18]为

$$B_{SHE,t}^i = \bar{p}_{heat} - \frac{\lambda_t^i \hat{p}_{heat}}{Q_{max,t}^i - Q_{set,t}^i} (Q_{in,t}^i - Q_{set,t}^i) \quad (7)$$

式中: $B_{SHE,t}^i$ 为第 i 个用户空间供暖热负荷的报价价格; \bar{p}_{heat} 和 \hat{p}_{heat} 分别为近三个小时的市场热价平均值和标准差; λ_t^i 为第 i 个用户预定义热舒适度; $Q_{max,t}^i$ 、 $Q_{set,t}^i$ 分别为用户可接受室内温度上限和用户室内温度设定值对应的空间供暖热负荷出力。

用户空间供暖热负荷的报价与热负荷出力成反比。热负荷出力范围为 $[Q_{min}, Q_{max}]$, 热负荷最小出力对应热用户基本供暖需求, 热负荷最大出力对应热用户设定温度范围上限对应的热出力。

1.4.3 电负荷和热负荷需求曲线形成

综合能源服务商收集所有用户电负荷报价并按降序排序, 然后按照价格高低, 累加其价格所对应的需求电量, 形成用户电负荷需求曲线。

对于热负荷, 综合能源服务商收集所有用户空间供暖热负荷的竞价曲线后, 累加得到用户热负荷需求曲线。

2 电-热联合双边竞价市场出清模型

2.1 基于社会清洁福利最大化的目标函数构建

2.1.1 系统运行环境价值成本

在能源生产碳排放惩罚成本^[25]的基础上, 提出弃风惩罚成本来反映风电的环境价值成本, 累加形成系统运行环境价值成本。

本文系统运行环境价值成本 W_{env_cost} 包括外购天然气 CO_2 排放成本 $E_{CO_2,t}^{GAS}$, 外购电力 CO_2 排放成本 $E_{CO_2,t}^{EN}$ 、外购热力 CO_2 排放成本 $E_{CO_2,t}^{HN}$ 和风电弃风惩罚成本 E_t^{WT} , 具体如下:

$$W_{env_cost} = E_{CO_2,t}^{GAS} + E_{CO_2,t}^{EN} + E_{CO_2,t}^{HN} + E_t^{WT} \quad (8)$$

$$E_{CO_2,t}^{GAS} = A_{CO_2,t}^{GAS} P_{in,t}^{GAS} \lambda_{CO_2} \quad (9)$$

$$E_{CO_2,t}^{EN} = A_{CO_2,t}^{EN} P_{in,t}^{EN} \lambda_{CO_2} \quad (10)$$

$$E_{CO_2,t}^{HN} = A_{CO_2,t}^{HN} P_{in,t}^{HN} \lambda_{CO_2} \quad (11)$$

$$E_t^{WT} = (P_{rated,t}^{WT} - P_{in,t}^{WT}) \lambda_{AW} \quad (12)$$

式中: $A_{\text{CO}_2}^{\text{GAS}}$ 、 $A_{\text{CO}_2}^{\text{EN}}$ 、 $A_{\text{CO}_2}^{\text{HN}}$ 分别为天然气、传统发电厂、传统热电厂的单位产能 CO_2 排放强度; $P_{\text{in},t}^{\text{GAS}}$ 、 $P_{\text{in},t}^{\text{EN}}$ 、 $P_{\text{in},t}^{\text{HN}}$ 、 $P_{\text{in},t}^{\text{WT}}$ 分别为天然气、上级电网、上级热网和风电的输入功率; $P_{\text{rated},t}^{\text{WT}}$ 为风机满状态发电功率; λ_{CO_2} 、 λ_{AW} 分别为单位 CO_2 环境价值和弃风惩罚价格。

2.1.2 分布式能源站生产者净收益

分布式能源站生产者净收益 W_{des} , 又称生产者剩余, 由分布式能源站的售电和售热净收益组成, 具体为

$$W_{\text{des}} = P_{\text{ele_clear},t} Z_{\text{ele},t} - \sum_{k \in (\text{WT, EN, CHP_E})} (D_t^k p_{\text{mar},t}^k P_t^k) + P_{\text{heat_clear},t} Z_{\text{heat},t} - \sum_{l \in (\text{GB, HN, CHP_H})} (D_t^l p_{\text{mar},t}^l P_t^l) \quad (13)$$

式中: $p_{\text{ele_clear},t}$ 、 $p_{\text{heat_clear},t}$ 分别为市场出清电价和出清热价; $Z_{\text{ele},t}$ 、 $Z_{\text{heat},t}$ 分别为分布式能源站的出清电和热功率, 即系统实际运行电和热负荷功率; D 为不同类型能源输入的 二元选择变量, $D=1$ 表示选择该种能源出力, $D=0$ 表示不选择; k 和 l 为分布式能源站的设备种类; $p_{\text{mar},t}^k$ 、 $p_{\text{mar},t}^l$ 为分布式能源站对应设备的产能报价, 即设备产能边际成本; P_t^k 和 P_t^l 为分布式能源站对应设备的出力功率。

2.1.3 用户消费者净收益

用户消费者净收益 W_{user} , 又称消费者剩余, 由用户电力社会剩余和热力社会剩余组成, 具体为

$$W_{\text{user}} = (Z_{\text{ele},t} + P_{\text{ele_min},t}) \times (B_{\text{ele_max},t} - p_{\text{ele_clear},t}) / 2 + (Z_{\text{heat},t} + P_{\text{heat_min},t}) \times (B_{\text{heat_max},t} - p_{\text{heat_clear},t}) / 2 \quad (14)$$

式中: $P_{\text{ele_min},t}$ 、 $P_{\text{heat_min},t}$ 分别为系统电和热负荷功率下限; $B_{\text{ele_max},t}$ 、 $B_{\text{heat_max},t}$ 分别为此时段系统电和热负荷的最高报价价格。

2.1.4 基于社会清洁福利最大化的目标函数

传统目标函数仅考虑系统内单个市场主体或市场整体的经济效益, 如综合能源服务商效益最大、系统社会剩余最大等。本文综合考虑了分布式能源站生产者净收益、用户消费者净收益和系统运行环境价值成本, 提出社会清洁福利的概念, 其定义为分布式能源站生产者净收益 W_{des} 和用户消费者净收益 W_{user} 总和与系统运行环境价值成本 $W_{\text{env_cost}}$ 之差, 反映了 REH-IES 市场出清策略的低碳经济性。

本文以最大化社会清洁福利为目标函数, 通过优化决策层面的引导, 促进综合能源系统清洁能源利用和可再生能源消纳。目标函数表示为

$$\max W = \max(W_{\text{des}} + W_{\text{user}} - W_{\text{env_cost}}) \quad (15)$$

2.2 约束条件

1) 系统功率平衡约束

系统功率平衡约束即分布式能源站能量平衡, 其能源输入、输出耦合矩阵为

$$\begin{bmatrix} Z_{\text{ele}} \\ Z_{\text{heat}} \end{bmatrix} = M \begin{bmatrix} P_{\text{in}}^{\text{EN}} \\ P_{\text{in}}^{\text{GAS}} \\ P_{\text{in}}^{\text{HN}} \\ P_{\text{in}}^{\text{WT}} \end{bmatrix} \quad (16)$$

$$M = \begin{bmatrix} \sigma^{\text{T}} & \mu \sigma_{\text{c}}^{\text{CHP}} & 0 & 1 \\ 0 & \mu \sigma_{\text{h}}^{\text{CHP}} + (1-\mu) \sigma^{\text{GB}} & \sigma^{\text{HE}} & 0 \end{bmatrix} \quad (17)$$

式中: M 为能源耦合矩阵, 与分布式能源站内部拓扑和设备能源转换率有关; μ 表示输入到 CHP 机组的天然气功率百分比。

2) 能量输入约束

能源输入约束包括: 风机出力约束, 天然气、上级电网和上级热网输入约束。

$$0 \leq P_{\text{in}}^{\text{WT}} \leq P_{\text{tated}}^{\text{WT}} \quad (18)$$

$$P_{\text{min}}^{\text{GAS}} \leq P_{\text{in}}^{\text{GAS}} \leq P_{\text{max}}^{\text{GAS}} \quad (19)$$

$$P_{\text{min}}^{\text{EN}} \leq P_{\text{in}}^{\text{EN}} \leq P_{\text{max}}^{\text{EN}} \quad (20)$$

$$P_{\text{min}}^{\text{HN}} \leq P_{\text{in}}^{\text{HN}} \leq P_{\text{max}}^{\text{HN}} \quad (21)$$

3) CHP 和燃气锅炉运行约束

$$P_{\text{min}}^{\text{CHP}} \leq P^{\text{CHP}} \leq P_{\text{max}}^{\text{CHP}} \quad (22)$$

$$P_{\text{min}}^{\text{GB}} \leq P^{\text{GB}} \leq P_{\text{max}}^{\text{GB}} \quad (23)$$

4) 电负荷和热负荷的上下限约束

$$P_{\text{ele_min}} \leq Z_{\text{ele}} \leq P_{\text{ele_max}} \quad (24)$$

$$P_{\text{heat_min}} \leq Z_{\text{heat}} \leq P_{\text{heat_max}} \quad (25)$$

2.3 模型求解

通过 1.3 节可以得到分布式能源站各设备产能市场报价; 通过 1.4 节可以得到家庭用户电负荷和热负荷竞价信息, 并形成需求曲线。以 2.1 节提出的社会清洁福利最大化为目标函数建立市场出清模型。

由于分布式能源站电力和热力供应曲线是相互耦合的阶梯曲线, 因此需对供应曲线与需求曲线的交点(市场出清点)分情况进行分段讨论, 首先根据是否使用 CHP 出力, 确定 REH-IES 市场的能源出清价格, 如式(26)所示^[18]。

$$(p_{\text{ele_clear},t}, D_t^{\text{CHP}}) = \begin{cases} S_1 \text{ or } S_2 & p_{\text{mar},t}^{\text{EN}} < p_{\text{mar},t}^{\text{CHP_E}} \ \& \ p_{\text{mar},t}^{\text{HN}} < p_{\text{mar},t}^{\text{CHP_H}} \\ S_1 \text{ or } S_3 & p_{\text{mar},t}^{\text{EN}} < p_{\text{mar},t}^{\text{CHP_E}} \ \& \ p_{\text{mar},t}^{\text{HN}} \geq p_{\text{mar},t}^{\text{CHP_H}} \\ S_1 \text{ or } S_4 & p_{\text{mar},t}^{\text{EN}} \geq p_{\text{mar},t}^{\text{CHP_E}} \ \& \ p_{\text{mar},t}^{\text{HN}} < p_{\text{mar},t}^{\text{CHP_H}} \\ S_5 & p_{\text{mar},t}^{\text{EN}} \geq p_{\text{mar},t}^{\text{CHP_E}} \ \& \ p_{\text{mar},t}^{\text{HN}} \geq p_{\text{mar},t}^{\text{CHP_H}} \end{cases} \quad (26)$$

式中, S_1 、 S_2 、 S_3 、 S_4 、 S_5 见式(27)。

$$\begin{cases} S_1 = (p_{mar,t}^{EN}, p_{mar,t}^{HN}, 0) \\ S_2 = (p_{mar,t}^{CHP_E}, p_{mar,t}^{CHP_H}, 1) \\ S_3 = (p_{mar,t}^{CHP_E}, [p_{mar,t}^{CHP_H}, p_{mar,t}^{HN}], 1) \\ S_4 = ([p_{mar,t}^{CHP_E}, p_{mar,t}^{EN}], p_{mar,t}^{CHP_H}, 1) \\ S_5 = ([p_{mar,t}^{CHP_E}, p_{mar,t}^{EN}], [p_{mar,t}^{CHP_H}, p_{mar,t}^{HN}], 1) \end{cases} \quad (27)$$

在每种情况下, 采用内点法求解不同阶梯段交点的分布式能源站供能方案, 最后比较各个方案, 选取目标函数最大情况对应的市场能源出清价格和分布式能源站出力分配为市场出清最优解。

3 算例分析

3.1 算例介绍

本文通过基于分布式能源站-多能用户的 REH-IES 对模型进行仿真验证, 如图 2 所示。其仿真参数设置为: 电-热联合双边竞价市场有 140 个多能用户, 出清间隔为 15 min; 分布式能源站各设备参数如表 1 所示^[18,26]; 假设用户电热水器设备的典型热力学参数按照正态随机函数分布, 其仿真参数如表 2 所示^[21,27]; 用户建筑相关参数^[14]、热舒适度及室内温度设定相关参数如表 3 所示。上级电网电能、上级热网热能和天然气的分时价格如图 3 所示; 风机出力 and 室外温度曲线如图 4 所示。

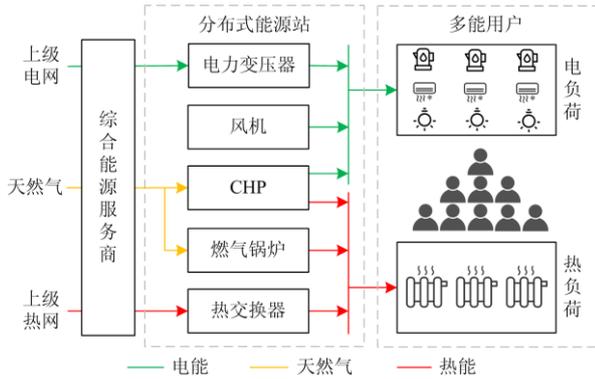


图 2 基于分布式能源站-多能用户的 REH-IES

Fig. 2 REH-IES based on DES and multi-energy users

表 1 分布式能源站关键设备参数

Table 1 Key equipment parameters of distributed energy station

参数	数值	单位	参数	数值	单位
σ^T	100	%	σ_c^{CHP}	0.2	kg/kW h
σ_c^{CHP}	30	%	σ_h^{CHP}	0.8	kg/kW h
σ_h^{CHP}	40	%	σ^{GB}	0.8	kg/kW h
σ^{GB}	85	%	σ^{HE}	0.3	元/kg
σ^{HE}	100	%	$K_{env,total}$	1	元/kW h

表 2 用户电热水器典型参数

Table 2 Users' electric water heater typical parameters

参数	期望值	标准差
等效加热功率 Q	400 kW	
热阻 R	0.7623 °C/kW	0.2
热容 C	431.7012 kW/°C	
水箱容量 V	50gallon	0

表 3 用户热舒适度、室内温度设定和建筑相关参数

Table 3 Users' thermal comfort, indoor temperature setting and building related parameters

参数	取值
$K_{env,total}$	0.193 kW/°C
ρ	1.2 kg/m ³
C_a	1 000 J/(kg·°C)
λ	[0,4,1]均匀分布随机数
T_{set}	[20,22]均匀分布随机数
δ	[8,10]均匀分布随机数

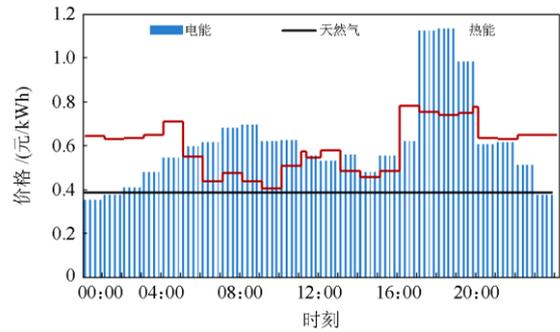


图 3 上级能源网的电能、热能和天然气分时价格

Fig. 3 Time-of-use prices of electricity, heat and natural gas from the superior energy grid

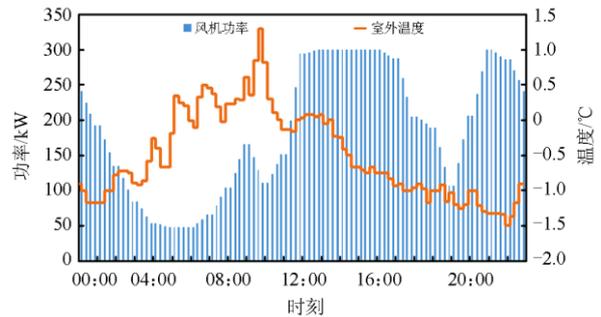


图 4 室外温度和风机功率示意图

Fig. 4 Diagram of outdoor temperature and wind power

3.2 电-热联合双边竞价市场出清过程

基于所提市场架构, 在 14:00—14:15 和 19:45—20:00 时段以社会清洁福利最大化为目标

的电-热联合双边竞价市场出清过程示意图如图 5 和图 6 所示。

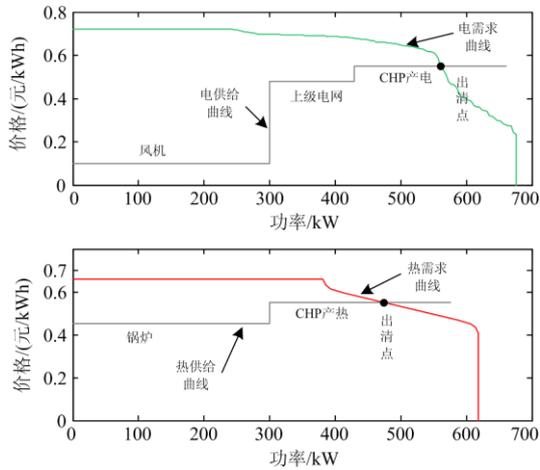


图 5 14:00—14:15 时段市场出清过程

Fig. 5 14:00—14:15 market clearing process

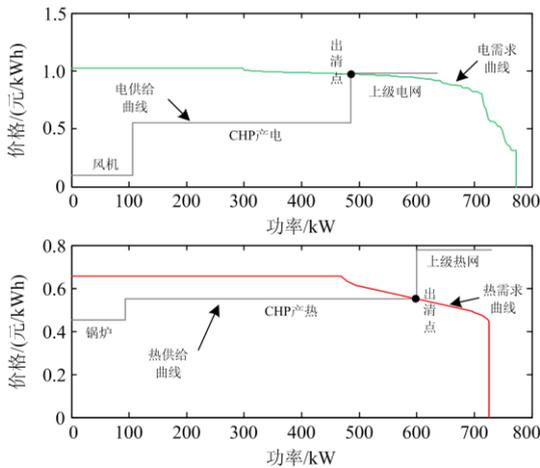


图 6 19:45—20:00 时段市场出清过程

Fig. 6 19:45—20:00 market clearing process

由图 5、图 6 可知，在电-热双边竞价市场任一出清时段，区域用户形成的电能和热能需求曲线恒定不变；在系统约束条件下，市场通过联合优化报价已知的分布式能源站各设备出力大小和市场能源出清价格，得到使目标函数值最大对应的最优出清策略。

由图 3 可以看出，上级电网电价和上级热网热价在 14:00—14:15 时段均处于较低水平。根据公式(26)可得，此时段电-热联合市场最优出清策略在 S_1 和 S_2 (即是否使用 CHP)对应的能源出清价格下优化得到。在传统社会福利最大化目标函数下，市场最优出清策略为 S_1 情况下优化得到的 DES 各设备出力和对应的能源出清价格；然而在本文所提的社

会清洁福利最大化目标函数的仿真结果中，在 14:00—14:15 时段市场最优出清策略对应 S_2 情况下优化得到的结果，如图 5 所示。这是因为本文所提社会清洁福利最大化目标函数中考虑了系统运行环境价值，由于 CHP 机组单位产电、产热的环境成本小于上级电网和上级热网，按照本文所提目标函数出清时， S_2 情况下优化结果对应的目标函数值大于 S_1 ，因此 S_2 情况下对应的 DES 各设备出力和能源出清价格为该时段市场出清最优解。

由图 4 可以看出，19:45—20:00 时段相对于 14:00—14:15 时段室外温度更低，因此用户的电能和热能总需求相对较高，如图 6 所示。同时由图 3 可知，在 19:45—20:00 时段上级电网电价和上级热网热价均处于一天中的高峰期，此时段市场在 S_5 (即采用 CHP)情况下对能源出清价格和系统供需侧出力进行优化。由图 6 可以看出，较高的上级电网价格使得市场出清结果中用户电能需求显著减少；然而由于此时段风机出力处于低谷，且 CHP 和燃气锅炉的产热边际成本相差很小，因此为使得目标函数值最大，电-热联合市场在较高的出清电价下利用 CHP 机组大量产电，导致出现相应增大的 CHP 产热量挤占燃气锅炉出力的现象，此时市场出清热价处于较低水平。

综上所述，在电-热联合双边竞价市场出清过程中，电力市场和热力市场出清相互耦合，目标函数会对电-热联合双边竞价市场市场出清结果产生影响，如出清电价、出清热价、各设备出力等。

3.3 多场景下仿真结果分析

为研究基于社会清洁福利最大化的市场出清策略对系统清洁能源消纳和降低环境污染的有效性。本文设置 3 种仿真场景：场景 1 以社会福利最大化为目标函数，不考虑系统运行环境价值成本；场景 2 以社会清洁福利最大化为目标函数，其中系统运行环境价值成本只考虑能源碳排放成本；场景 3 以本文所提的社会清洁福利最大化为目标函数，其系统运行环境价值成本包括碳排放成本和风机弃风惩罚成本。然后对不同场景下的仿真结果进行分析。

3.3.1 不同目标函数对分布式能源站出力分配和市场出清价格的影响

REH-IES 在不同场景下运行一天的分布式能源站出力分配方案和市场能源出清价格如图 7—图 9 所示。

当 CHP 产电的成本大于上级电网的电能价格，若 CHP 产热的成本也大于上级热网的热能价格时，如 14:00—15:00 时段，此时风机出力成本、锅炉出力成本在电热市场中均最低，考虑风机出力、锅

炉的出力约束, 在场景 1 下分布式能源站选择风机出力和上级电网购电满足用户电能需求, 同时选择燃气锅炉出力和上级热网购热满足用户热能需求, 此时系统的社会福利最大, 其出清结果如图 7 所示。然而场景 2 和 3 中, 考虑到系统运行环境价值成本价值, 为社会清洁福利最大化, 此时依然选择了 CHP 产能来满足用户需求, 其出清结果如图 8 和图 9 所示。若 CHP 产热的成本小于上级热网的热能价格, 如图 00:00—05:00、12:00—13:00、22:00—24:00 时段, 此时对比不使用 CHP 和使用 CHP 时不同出清

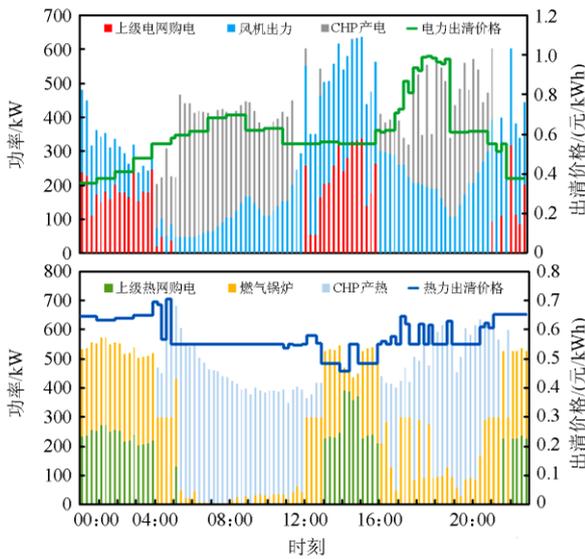


图 7 场景 1 运行一天的市场出清结果

Fig. 7 Scenario 1 market clearing result of running a day

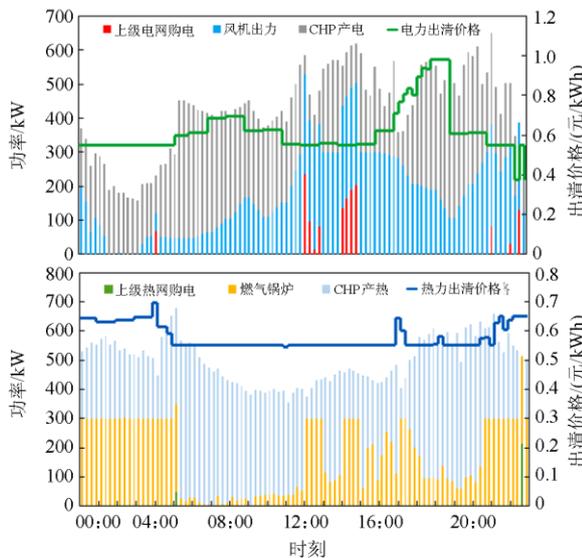


图 8 场景 2 运行一天的市场出清结果

Fig. 8 Scenario 2 market clearing result of running a day

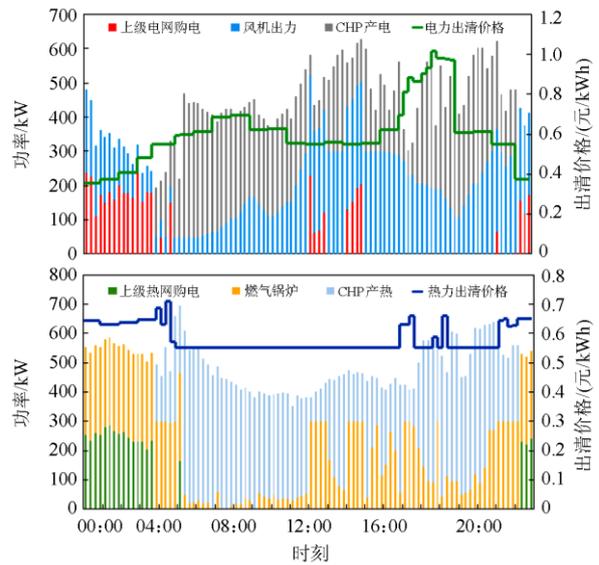


图 9 场景 3 运行一天的市场出清结果

Fig. 9 Scenario 3 market clearing result of running a day

结果对应的目标函数值, 选择其中较大目标函数值对应的出清结果进行出清; 在 00:00—03:45 时段, 场景 1 和场景 3 不使用 CHP 出清结果对应的目标函数值最大, 场景 2 使用 CHP 出清结果对应的目标函数最大; 在 03:45—04:00 时段, 场景 1 不使用 CHP 出清结果对应的目标函数值最大, 场景 2 和 3 均使用 CHP 出清, 此情况各场景目标函数均最大; 在 03:45—05:00 时段, 场景 1、2、3 均使用 CHP 出清, 此情况各场景目标函数均最大。

反之, 当 CHP 产电的成本小于上级电网的电能价格, 若 CHP 产热的成本也小于上级热网的热能价格时, 如 16:00—22:00 时段, 能源站选择风机出力和 CHP 产电满足用户电能需求, 同时选择燃气锅炉出力和 CHP 产热满足用户热能需求, 此种出清方式对应的不同场景的目标函数均最大; 当 CHP 产电的边际成本小于上级电网的电能价格, CHP 产热的边际成本大于上级热网的热能价格时, 如 05:00—12:00 和 13:00—14:00 时段, 其出清原理分析也如上述。

通过图 7—图 9 所示出清结果对比分析可得: 场景 2、场景 3 的市场出清电/热价普遍高于场景 1 的市场出清电/热价。造成这种结果的主要原因是: 场景 2 和场景 3 目标函数中考虑了系统运行环境价值成本, 在部分 CHP 产能价格较高的时段, 由于 CHP 环境成本较低, 使得原来在场景 1 中使用上级电网和上级热网供能的情况, 在场景 2 和场景 3 中改用 CHP 来满足用户的电能和热能需求, 此情况下其对应的目标函数值最大, 如 00:00—04:00、13:00—

14:00、15:00—16:00 和 23:00—24:00 时间段。

不同场景下 REH-IES 仿真运行一天,系统各类型能源总输入和能源市场平均出清价格如表 4 所示。由表 4 可知:场景 2 系统的天然气输入量最大,上级电网输入量和上级热网数量最小,这是其过多的使用 CHP 造成的,同时这也导致系统对风机发电的消纳降低。然而,场景 3 本文所提的目标函数中同时考虑碳排放成本和风机弃风惩罚成本,相对于场景 1 和场景 2,本文所提的目标函数在既不影响风机消纳的情况下,较多的使用环境成本较低的 CHP 满足用户的电热需求;并且其对于一天中市场平均出清电价和出清热价影响也较小。

表 4 不同场景下运行一天的能源输入和市场平均出清价格

Table 4 Different scenarios run one day's energy input and market average clearing price

类型	场景 1	场景 2	场景 3
上级电网输入量/kWh	1 853.5	356.2	1 139.2
风机输入量/kWh	4 467.3	4 045.8	4 447.3
天然气输入量/kWh	19 477.8	24 310.5	21 186.7
上级热网输入量/kWh	1 932.2	66.0	1 143.1
市场平均出清电价	0.591 6	0.620 8	0.597 1
市场平均出清热价	0.573 2	0.577 2	0.580 3

3.3.2 不同目标函数对系统效益的影响分析

由表 4 所示数据可以计算得到 REH-IES 不同场景下运行一天对应的系统社会剩余、碳排放成本、弃风成本和社会清洁福利值,如表 5 所示。

表 5 系统社会剩余、运行环境价值成本和清洁福利对比

Table 5 Comparison of system social surplus, operating environment value cost and cleaning welfare

类型	场景 1	场景 2	场景 3	
系统社会 剩余/元	分布式能源站净收益	3 369.7	3 399.3	3 403.4
	用户净收益	2 672.9	2 432.9	2 564.0
	总和	6 042.6	5 832.2	5 967.4
系统运行环 境价值 成本/元	碳排放成本	2 077.2	1 560.0	1 819.0
	弃风成本	3.7	425.1	23.7
	总和	2 080.9	1 985.1	1 842.7
本文所提目标: 社会清洁福利/元	3 961.7	3 847.1	4 124.7	

由 3.3.1 节分析可知,相对于场景 1、场景 2 和 3 的市场平均出清电/热价较高。其出清价格又会影响市场中分布式能源站和用户净收益,由表 5 中不同场景下分布式能源站和用户净收益可知:相对于场景 1、场景 2 和 3 的分布式能源站净收益均增大;同时,场景 2 和 3 中用户净收益均减小;对比数据可知,场景 3 相对于场景 2 在增加分布式能源站净收益较大的同时,对于用户消费者效益的侵害也较

小。此外,通过两者之和系统社会剩余值可以看出,场景 2 和场景 3 在目标函数中考虑系统运行环境价值成本,会导致系统社会剩余减小;但场景 3 相对于场景 2 对系统社会剩余影响较小。

系统运行环境价值成本由碳排放成本和弃风成本构成,由表 5 可知:相对于场景 1、场景 2 和场景 3 的碳排放成本大大减小,场景 2 的碳排放成本相对场景 1 降低了 24.9%,场景 3 的碳排放成本相对场景 1 降低了 12.8%。然而,场景 2 的弃风成本远远大于场景 1 和场景 3 的弃风成本,这是由于场景 1 系统为使其社会效益最大,会优先使用产能成本较低的风电,场景 3 系统目标函数中则考虑了系统弃风惩罚,而场景 2 系统目标函数只考虑碳排放成本,没有考虑系统弃风惩罚,这就使得场景 2 市场出清时以追求目标函数值最大化的名义降低风电利用率,造成了风能的浪费。不同场景下系统风电消纳比率、碳排放量和环境价值成本如图 10 所示。综合来看,场景 3 本文所提目标函数的系统仿真结果其运行环境价值成本最小,即对降低碳排放和最大化消纳风电的综合效果最好。

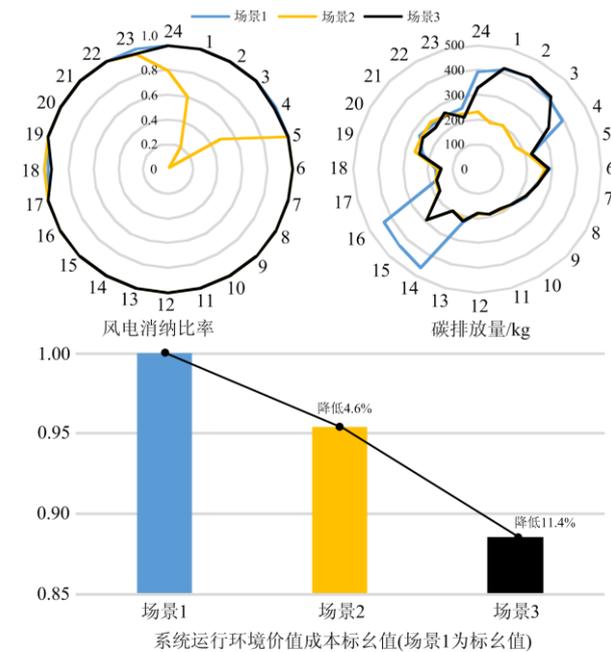


图 10 各场景风电消纳比率、碳排放量和环境价值成本
Fig. 10 Wind power consumption ratio, carbon emissions and environmental value cost in each scenario

通过对不同目标函数系统效益的分析可以发现:场景 1、场景 2 和场景 3 中,场景 3 对降低系统运行环境价值成本的效果最好,场景 3 在促进系统利用天然气清洁能源,降低系统碳排放成本的同

时,还保证了系统对可再生能源风电的高消纳;此外,由表5数据可知,场景3对应的社会清洁福利值最大。

综上所述,场景3本文所提基于社会清洁福利最大化的市场出清策略在保证系统社会剩余基本不变的情况下,可以有效促进系统对清洁能源和可再生能源的消纳,减小系统供能过程中的环境价值成本。

4 结论

本文针对区域电-热综合能源系统,基于电-热联合双边竞价能源市场和分布式能源站、多能用户的报价策略,提出计及能源碳排放和风机弃风的系统运行环境价值成本概念,综合考虑系统经济效益和环境效益,构建以社会清洁福利最大化为目标的市场出清策略模型,确定联合市场交易最优策略。通过对不同场景出清结果的对比分析,验证了本文提出的市场出清策略模型在保障供需侧效益的前提下,可以促进清洁能源利用和可再生能源消纳。

本文所提基于社会清洁福利最大化的REH-IES出清策略,比较适用于区域范围规模较小的能源系统。对于大型社区、商业、工业综合体区域,或者地理位置较为分散的能源系统,随着系统规模的扩大,市场出清模型计算复杂性将显著增加,后续将研究适用于大规模区域的互联综合能源系统联合出清策略。

参考文献

- [1] 杨海柱,李梦龙,江昭阳,等.考虑需求侧电热气负荷响应的区域综合能源系统优化运行[J].电力系统保护与控制,2020,48(10):30-37.
YANG Haizhu, LI Menglong, JIANG Zhaoyang, et al. Optimal operation of regional integrated energy system considering demand side electricity heat and natural-gas loads response[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(10): 30-37.
- [2] 陈明灼.中国新型城镇化建设中居民能源消费问题的分析及对策[J].经济论坛,2019(12):73-79.
CHEN Mingzhuo. Analysis and suggestions of residential energy consumption in the new type of urbanization in China[J]. Economic Tribune, 2019(12): 73-79.
- [3] 郑国太,李昊,赵宝国,等.基于供需能量平衡的用户侧综合能源系统电/热储能设备综合优化配置[J].电力系统保护与控制,2018,46(16):8-18.
ZHENG Guotai, LI Hao, ZHAO Baoguo, et al. Comprehensive optimization of electrical/thermal energy storage equipments for integrated energy system near user side based on energy supply and demand balance[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(16):8-18
- [4] HUANG Z, FANG B, DENG J. Multi-objective optimization strategy for distribution network considering V2G-enabled electric vehicles in building integrated energy system[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2020, 5(1): 48-55. DOI: 10.1186/ s41601-020-0154-0.
- [5] 张涛,郭玥彤,李逸鸿,等.计及电气热综合需求响应的区域综合能源系统优化调度[J].电力系统保护与控制,2021,49(1):52-61.
ZHANG Tao, GUO Yuetong, LI Yihong, et al. Optimization scheduling of regional integrated energy systems based on electric-thermal-gas integrated demand response[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(1): 52-61.
- [6] 李兵,牛洪海,余帆.全可再生能源热电气储耦合储能系统优化调控模型研究[J].电网与清洁能源,2020,36(7):103-108.
LI Bing, NIU Honghai, YU Fan. Research on the optimal regulation and control model of the thermal-electric-gas-storage coupling energy system of all renewable energy sources[J]. Power System and Clean Energy, 2020, 36(7): 103-108.
- [7] 姜曼,杨司玥,刘定宜,等.中国各省可再生能源电力消纳量对碳排放的影响[J].电网与清洁能源,2020,36(7):87-95.
JIANG Man, YANG Siyue, LIU Dingyi, et al. Impacts of renewable electricity consumption on carbon dioxide emission in china's provinces[J]. Power System and Clean Energy, 2020, 36(7): 87-95.
- [8] 刘德旭,刘艳,潘永旗,等.基于可再生能源发电优先消纳的电力电量平衡模型研究[J].电网与清洁能源,2020,36(1):64-71.
LIU Dexu, LIU Yan, PAN Yongqi, et al. Research on power balance model based on priority consumption of renewable energy power generation[J]. Power System and Clean Energy, 2020, 36(1): 64-71.
- [9] 周钰童,华亮亮,黄伟,等.计及电热交易的区域综合能源多目标优化配置[J].现代电力,2019,36(4):24-30.
ZHOU Yutong, HUA Liangliang, HUANG Wei, et al. Multi-objective optimal allocation of regional integrated energy considering electric-heat transaction[J]. Modern Electric Power, 2019, 36(4): 24-30.
- [10] 高山,邹子卿,刘宇.考虑多类型需求响应负荷的热电联供系统协调优化运行[J].电力建设,2019,40(10):9-17.
GAO Shan, ZOU Ziqing, LIU Yu. Coordination and optimization of combined heat and power system considering multi-type demand-response load[J]. Electric Power Construction, 2019, 40(10): 9-17.
- [11] 郭宇航,胡博,万凌云,等.含热泵的热电联产型微电网短期最优经济运行[J].电力系统自动化,2015,

- 39(14): 16-22.
 GUO Yuhang, HU Bo, WAN Lingyun, et al. Optimal economic short-term scheduling of CHP microgrid incorporating heat pump[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(14): 16-22.
- [12] 吕泉, 陈天佑, 王海霞, 等. 配置储热后热机组调峰能力分析[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(11): 34-41.
 LÜ Quan, CHEN Tianyou, WANG Haixia, et al. Analysis on peak-load regulation ability of cogeneration unit with heat accumulator[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(11): 34-41.
- [13] CHEN X, KANG C, O'MALLEY M, et al. Increasing the flexibility of combined heat and power for wind power integration in China: modeling and implications[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(4): 1848-1857.
- [14] 王仰之, 周任军, 李娟, 等. 热负荷参与调节的风-电-热电厂双阶段优化调度[J]. 电力系统及其自动化学报, 2019, 31(5): 13-20.
 WANG Yangzhi, ZHOU Renjun, LI Juan, et al. Two-stage optimal dispatching for wind power-electric boiler-thermal power plant with the regulation of thermal load[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2019, 31(5): 13-20.
- [15] 汪涛, 崔怀宇, 武赓, 等. 计及用户可响应负荷的区域多能源系统运行优化模型[J]. 电力建设, 2018, 39(9): 30-38.
 WANG Tao, CUI Huaiyu, WU Geng, et al. Multi-objective optimization model of regional hybrid energy system compatible with responsive load[J]. Electric Power Construction, 2018, 39(9): 30-38.
- [16] 刘珮云, 丁涛, 贺元康, 等. 基于综合需求响应的负荷聚合商最优市场交易策略[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(8): 224-231.
 LIU Peiyun, DING Tao, HE Yuankang, et al. Optimal trading strategy for load aggregator based on integrated demand response[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 224-231.
- [17] LIU P, DING T, HE Y, et al. Integrated demand response in multi-energy market based on flexible loads classification[C] // 2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies — Asia (ISGT Asia), May 21-24, 2019, Chengdu, China.
- [18] WAND D, HU Q, JIA H, et al. Integrated demand response in district electricity-heating network considering double auction retail energy market based on demand-side energy stations[J]. Applied Energy, 2019, 248: 656-678.
- [19] LIU P, DING T, ZOU Z, et al. Integrated demand response for a load serving entity in multi-energy market considering network constraints[J]. Applied Energy, 2019, 250: 512-529.
- [20] 褚景春. 基于需求侧参与的竞争性电力市场理论及应用研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2011.
 CHU Jingchun. Theory and application of demand side participation in the competitive electricity market[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2011.
- [21] 郝文斌, 李银奇, 张毓格, 等. 基于需求侧响应的家庭电热水器优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(2): 95-100.
 HAO Wenbin, LI Yinqi, ZHANG Yuge, et al. Household electric water heater load scheduling based on demand response[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(2): 95-100.
- [22] BEHBOODI S, CHASSIN D P, DJILALI N, et al. Transactive control of fast-acting demand response based on thermostatic loads in real-time retail electricity markets[J]. Applied Energy, 2017, 210: 1310-1320.
- [23] JIN X, MU Y, JIA H, et al. Dynamic economic dispatch of a hybrid energy microgrid considering building based virtual energy storage system[J]. Applied Energy, 2017, 194: 386-398.
- [24] ROSA M D, BIANCO V, SCARPA F, et al. Heating and cooling building energy demand evaluation; a simplified model and a modified degree days approach[J]. Applied Energy, 2014, 128: 217-229.
- [25] 白宏坤, 尹硕, 李虎军, 等. 计及碳交易成本的多能源站综合能源系统规划[J]. 电力科学与技术学报, 2019, 34(1): 11-19.
 BAI Hongkun, YIN Shuo, LI Hujun, et al. Optimal planning of multi-energy stations considering carbon-trading cost[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2019, 34(1): 11-19.
- [26] GEIDL M, ANDERSSON G. Optimal power flow of multiple energy carriers[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(1): 145-155.
- [27] 孙建伟, 唐升卫, 刘菲, 等. 面向需求响应控制的家用电热水器建模和控制策略评估[J]. 电力系统及其自动化学报, 2016, 28(4): 51-55.
 SUN Jianwei, TANG Shengwei, LIU Fei, et al. Modeling method and control strategy evaluation of electric water heater for demand response program[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2016, 28(4): 51-55.

收稿日期: 2020-09-02; 修回日期: 2021-01-21

作者简介:

杨奇(1995—), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为能源市场分析、综合需求响应; E-mail: yangqitju@163.com

王丹(1981—), 男, 通信作者, 博士, 副教授, 主要研究方向为综合能源系统分析、智能配电系统分析和需求侧响应等。E-mail: wangdantjuee@tju.edu.cn

(编辑 姜新丽)