引用格式:孙欣,向柯颖,谢敬东.考虑动态能价机制的综合能源系统优化调度[J].电力科学与技术学报,2025,40(4):205-216.
Citation: SUN Xin, XIANG Keying, XIE Jingdong. Optimal scheduling of integrated energy systems considering dynamic energy pricing mechanisms[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2025,40(4):205-216.

考虑动态能价机制的综合能源系统优化调度

孙 欣[1],向柯颖[1],谢敬东[2]
(1.上海电力大学电气工程学院,上海 200090;2.上海电力大学能源电力科创中心,上海 200082)

摘 要:为更好地促进供应与需求双侧互动并激发需求侧响应潜力,考虑需求侧用户复杂响应特性,提出一种基于动态能源价格机制的双层优化模型。先考虑供需双侧多主体之间的交互行为,引入用户不满意度折算系数;再建立考虑用户不满意度因素的动态能源价格机制,为系统双层优化模型提供上层动态能源售价;然后,基于影响动态能源价格的不满意度因素,优化模型下层中的用户不满意成本,旨在实现综合能源系统的动态优化调节;最后,利用仿真结果验证所提出的优化模型在充分发挥需求侧调节潜力。该优化模型可促进可再生能源消纳、提高经济性与用户需求满意度方面的有效性。

关 键 词:综合能源系统;用户满意度;动态能源价格;需求响应;双层优化
DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2025.04.019 **中图分类号**:TM732 **文章编号**:1673-9140(2025)04-0205-12

Optimal scheduling of integrated energy system considering dynamic energy pricing mechanism

SUN Xin[1], XIANG Keying[1], XIE Jingdong[2]
(1. Electrical Engineering Power College, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China;
2. The Energy and Power Innovation Center, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200082, China)

Abstract: To better promote the interaction between supply and demand sides, stimulate the potential for demand side response, and fully consider the complex response characteristics of demand side users, a dual-layer optimization model based on a dynamic energy pricing mechanism is proposed. Firstly, the interaction behavior between multiple entities on both sides of supply and demand is considered, and a user dissatisfaction conversion coefficient is introduced. A dynamic energy pricing mechanism that takes into account the factors of user dissatisfaction is established to provide upper-layer dynamic energy prices for a comprehensive dual-layer optimization model. Then, based on the dissatisfaction factors affecting dynamic energy prices, the user dissatisfaction cost is optimized in the lower-layer model to achieve dynamic optimization and regulation of the integrated energy system. Simulation results verify that the proposed optimization model can fully tap into the potential of demand side regulation, and it is effective in promoting the consumption of renewable energy, improving economic efficiency, and meeting user demand satisfaction.

Key words: integrated energy system; user satisfaction; dynamic energy price; demand response; dual-layer optimization

在“双碳”目标的引领下,新型电力系统正推动可再生能源并网进程,逐步加快能源转型步伐[1-3]。综合能源系统(integrated energy system,IES)借助发电、转换、存储等设施,将电、热、气等多种异质能源进行耦合,以应对用户侧日益多元化的能源需求,提升能源利用效率。当前,随着能源需求种类的不断多元化,用能设备的种类也呈现出多样化的趋势。在综合能源系统中,综合需求响应(integrated

收稿日期:2024-04-28;**修回日期**:2024-05-29
基金项目:国家自然科学基金(U2066214)
通信作者:孙 欣(1980—),女,博士、副教授,主要从事综合能源系统优化运行等方面的研究;E-mail:sunxin@shiep.edu.cn

demand response, IDR)作为一种重要的可控策略[4-10],能有效减缓负荷波动,促进可再生能源的吸纳,其对实现系统供需两侧资源的协调优化与经济运行具有举足轻重的作用[11-13]。

基于不同的IDR实现机制,国内外学者对激励型[14-16]与价格型[17-20]IDR均进行了广泛研究。文献[14]探讨了激励型IDR在气-电IES日前优化调度中的应用,通过融入气-电联合需求响应策略,增强了该IES的可控性和灵活性。文献[15]针对园区级电-热IES,设计了一种融合综合需求响应与博弈论的两阶段优化调度策略,旨在实现日内的最优调度效果。文献[16]则面向可再生能源的高效利用,利用智能建筑的灵活需求特性,结合能源替代与负荷转移策略,提出了一种IES实时优化调度方法。文献[17]考虑了价格型需求响应机制,构建了基于价格弹性系数的电、热负荷需求响应模型,以激励用户积极参与需求侧响应。文献[18-20]建立了基于价格弹性的气-电需求响应模型,并深入分析了气-电需求响应对能源市场交易清算、边际电价以及天然气价格的影响。文献[21]针对用户对于冷、热、电等多种能源的需求,并提出了一种基于主从博弈框架的运行策略,促进社区综合能源系统的分布式协同优化,提升供能侧的经济效益。

需求响应可以有效引导用户用能行为。文献[22]针对负荷的分散性及受影响因素,建立了考虑用户心理的居民用户需求响应潜力模型,激发用户需求潜力并扩大用户需求响应量。文献[23]建立了新能源侧、电网侧和用户侧多目标出清模型。文献[24]提出了一种考虑多收益模式的用户侧盈利方式,建立了利用储能系统低储高发的用电模式,帮助用户削减用能成本。文献[25]在削减总需求机会成本的前提下,构建了基于响应不确定性的可中断负荷优化调度模型。文献[26]对用户参与意愿进行了评估,并建立了融合随机、模糊混合不确定性的价格型IDR模型,优化了IES的调度。

目前,大多数研究在引导用户参与综合需求响应时,仅将用能经济性作为唯一的目标,忽略了用户满意度对用户参与响应积极性的直接影响。因此,亟待研究一种将用户满意度与经济性目标统一优化的方法。

同时,随着电力市场改革的不断深入,供能侧与用户侧之间的互动日益频繁,这两者之间的关系逐渐由相互独立转变为交互竞争[27-29]。在这种关系结构下,不仅综合能源运营商的售价会对用户的用能需求产生影响,用户的用能需求也会反过来影响运营商能源售价的制定。文献[30-33]采用主从博弈的方式,对运营商与用户之间的能源交易过程进行了建模。值得一提的是,双层规划模型[34-35]也是一种被广泛用于协调多利益主体间问题的方法。然而,鲜有研究对供应侧的能源定价机制建立相应的模型,这可能会对用户侧的用能满意度产生不利影响。

本文在现有研究的基础上,进一步考虑了用户用能满意度的影响,协调综合能源运营商与用户之间的利益关系,提出了一种动态能价机制。首先,深入分析IES的运行架构及其交互机制,明确供需双方互动的响应流程;其次,引入用户不满意度折算系数,并据此建立了考虑不满意度特性的综合能源运营商(integrated energy service provider, IESP)动态能源售价模型;再次,针对IESP模型中的运行成本以及用户模型中的不满意度成本,构建IESP与用户互动的双层优化模型;最后,通过算例对模型进行了验证。该模型不仅有助于提升多能协同优化运行的效率和能源利用率,还能有效促进可再生能源的消纳。该调度机制实现了IESP面向用户售出能源价格的动态调整,从而确保了系统的可持续发展,并最大化了用户的满意度。

1 供需双侧多主体互动机制

1.1 综合能源系统架构

利用IES中的能源转换设备,使异质能源之间实现耦合互补,这有利于保障系统经济、有效地运行。本文主要研究供需双侧互动的综合能源系统,该系统由能源供给侧、耦合转换侧和用户需求侧3个部分组成,其结构如图1所示。

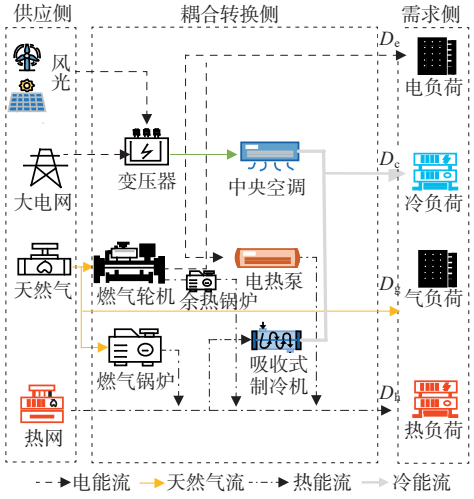


图1 IES基本结构和能量流

Figure 1 Basic structure and energy flow of IES

1.2　IESP-用户运行交互机制

本文提出一个双层优化模型,该模型上层是综合能源运营商,下层是终端用户,且该上下层之间存在先后顺序。上下层之间通过相互迭代,实现各层主体利益的互利共赢。其中,上层综合能源系统以经济性最优为目标,其运行策略是向下层用户发布动态售能价格、各设备运行状态及其出力情况;而下层用户则以用户购能与不满意度成本作为舒适性指标,其运行策略是根据上层综合能源系统发布的能源价格与多能源耦合需求响应,合理优化用能需求,在保证获利的同时,最大化用户的用能满意度。其具体交互机制如图 2 所示。在图 2 中,能量流经电热泵(electric heat,EH)。

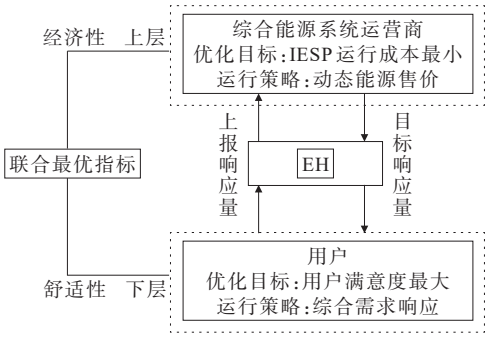


图 2　IESP-用户交互式双层模型

Figure 2　Interactive dual-layer model of IESP and users

从图 2 中可以看出,该模型上层结构为综合能源运营商根据能源分布、初始负荷功率拟定不同能源目标响应量。该层以系统运行成本最小为目标,制定动态能源价格,满足不同用户的能源需求,用户可根据实时能源价格来调整其能源消费形式。该模型下层结构为用户根据上层动态能源价格调整用能方式。其根据用户负荷需求和用能满意度的影响,制定动态能源价格,并将参与 IDR 的响应量反馈综合能源运营商。

1.3　动态能源价格机制

在供需双侧互动的 IES 中,除初始价格和能源供需关系对能源定价的影响外,需求侧用户的不满意度也是影响能源定价的关键因素之一。当某时段上层用户定价较高时,下层用户为了降低自身用能成本,会增大负荷、中断功率,这将导致下层用户的不满意度上升。因此,下层用户不满意度较高说明上层定价较高。反之,当上层能源定价较低时,用户可通过上层购买更多能源来满足其用能需求。因此,下层用户不满意度较低说明上层定价较低。

综上所述,本文考虑用户不满意度,引入不满意度折算系数,描述 N 个用户需求响应负荷与初始负荷的比值的平均值,即

$$\lambda_{\mathrm{US}}^{z,t}=\frac{\sum_{i=1}^{N}\frac{L_{z,t}^{i,\mathrm{IDR}}}{L_{z,0}^{i,\mathrm{IDR}}}}{N},z\in\{\mathrm{e,h,g,c}\}\tag{1}$$

式中,$\lambda_{\mathrm{US}}^{z,t}$ 为 t 时刻用户对能源 z 的不满意度折算系数;z 为能源类型;$L_{z,0}^{i,\mathrm{IDR}}$ 为用户 i 的能源 z 初始负荷功率;$L_{z,t}^{i,\mathrm{IDR}}$ 为 t 时刻用户 i 的 z 能源负荷功率;e、h、g、c 分别为电、热、气、冷能源;N 为用户总数。

此外,终端用户获得能源的方式主要有 4 种:分布式能源供能;直接流入用户的外部供能;经过能源耦合设备转换后的能源;用户无法判别的能源来源供能。基于用户不满意度折算系数,建立各个方式的具体价格模型,并依据不同来源的能源出力情况,确定 IESP 向用户售出的能源动态价格模型。这 4 种方式的价格模型分别如下:

1) 分布式能源价格模型。

风电与光伏机组出力在系统运行过程中均可能产生弃风与弃电现象。为促进电能消纳,考虑利用这部分能源,将其作为用户侧提供电能、热能、冷能的来源。因此,考虑电、热、冷不满意度折算系数,建立分布式发电(dencentralized generation,DG)价格模型,即

$$\begin{cases}\omega_{\mathrm{DG}}^{t}=\phi_{\mathrm{st}}\left(\dfrac{P_{\mathrm{DG}}^{t}}{P_{\mathrm{DG}}^{\max}}+\lambda_{\mathrm{US}}^{\mathrm{e},t}+\lambda_{\mathrm{US}}^{\mathrm{h},t}+\lambda_{\mathrm{US}}^{\mathrm{c},t}\right)\\ \omega_{\mathrm{DG}}^{\min}\leqslant\omega_{\mathrm{DG}}^{t}\leqslant\omega_{z}^{t},z\in\{\mathrm{e,h,g,c}\}\end{cases}\tag{2}$$

式中,ϕ_{st} 为电网低谷电价;P_{DG}^{t} 为 t 时刻弃风光量,$P_{\mathrm{DG}}^{\max}$ 为 t 时刻的弃风量上限值;ω_{z}^{t} 为 t 时刻的 z 能源的分时能价;ω_{DG}^{t} 为分布式发电 t 时刻能源价格;$\lambda_{\mathrm{US}}^{\mathrm{e},t}$ 为 t 时刻用户的电能不满意度折算系数;$\lambda_{\mathrm{US}}^{\mathrm{h},t}$ 为 t 时刻用户的热能不满意度折算系数;$\lambda_{\mathrm{US}}^{\mathrm{c},t}$ 为 t 时刻用户的冷能不满意度折算系数;$\omega_{\mathrm{DG}}^{\min}$ 为分布式发电能源价格下限。

2) 耦合设备价格模型。

燃气轮机(gas turbine,GT)产出的电能一部分直接供给给用户电负荷需求,另一部分则作为能量来源 EH。考虑电、热负荷的不满意度折算系数,建立 GT 价格模型,即

$$\begin{cases}\omega_{\mathrm{GT}}^{t}=\phi_{\mathrm{GT}}\left(\dfrac{\omega_{\mathrm{g}}^{t}}{\alpha_{\mathrm{g}}\eta_{\mathrm{GT}}}+\dfrac{P_{\mathrm{GT}}^{t}}{P_{\mathrm{GT}}^{\max}}+\lambda_{\mathrm{US}}^{\mathrm{e},t}+\lambda_{\mathrm{US}}^{\mathrm{h},t}\right)\\ \dfrac{\omega_{\mathrm{g}}^{t}}{\alpha_{\mathrm{g}}\eta_{\mathrm{GT}}}\leqslant\omega_{\mathrm{GT}}^{t}\leqslant\omega_{\mathrm{GT}}^{\max}\end{cases}\tag{3}$$

式中，ω_{GT}^{t}为t时刻GT的售电价格；ω_{GT}^{max}为GT的售电价格上限；ω_{g}^{t}为t时刻的GT分时气价；P_{GT}^{t}为t时刻GT的输出功率；P_{GT}^{max}为GT的输出功率上限；ϕ_{GT}为GT的价格调节系数；α_{g}为天然气单位热值；η_{GT}为GT出力效率。

EH既消耗电能，也与用户侧热能有关。因此，考虑电、热负荷不满意度折算系数，建立EH价格模型，即

$$\begin{cases}\omega_{EH}^{t}=\phi_{EH}\left[\min\left(\omega_{e}^{t},\dfrac{\omega_{g}^{t}}{\alpha_{g}\eta_{GT}},\dfrac{\omega_{g}^{t}}{\alpha_{g}\eta_{CHP}^{e}}\right)+\dfrac{P_{EH}^{t}}{P_{EH}^{max}}+\lambda_{EH}^{e,t}+\lambda_{EH}^{h,t}\right]\\ \min\left(\omega_{e}^{t},\dfrac{\omega_{g}^{t}}{\alpha_{g}\eta_{GT}},\dfrac{\omega_{g}^{t}}{\alpha_{g}^{e}\eta_{CHP}^{e}}\right)\leqslant\omega_{EH}^{t}\leqslant\omega_{EH}^{max}\end{cases}\tag{4}$$

式中，ω_{EH}^{t}为t时刻EH的售电价格；ω_{EH}^{max}为EH的售电价格上限；ω_{e}^{t}为t时刻EH的分时电价；P_{EH}^{t}为t时刻EH的输出功率，P_{EH}^{max}为EH的输出功率上限；ϕ_{EH}为EH的价格调节系数；η_{CHP}^{e}为热电联产机组的产电效率；$\lambda_{EH}^{e,t}$与$\lambda_{EH}^{h,t}$分别为t时刻EH的产电与产热效率。

经热电联产机组(combined heat and power，CHP)产生的能源一部分满足用户电负荷需求，另一部分则满足用户热负荷需求。因此，考虑电负荷、热负荷不满意度折算系数影响，建立CHP价格模型，即

$$\begin{cases}\omega_{CHP}^{e,t}=\phi_{CHP}^{e}\left(\dfrac{\omega_{g}^{t}}{\alpha_{g}\eta_{CHP}^{e}}+\dfrac{P_{CHP}^{e,t}}{P_{CHP}^{e,max}}+\lambda_{US}^{e,t}+\lambda_{US}^{h,t}\right)\\ \dfrac{\omega_{g}^{t}}{\alpha_{g}\eta_{CHP}^{e}}\leqslant\omega_{CHP}^{e,t}\leqslant\omega_{CHP}^{e,max}\\ \omega_{CHP}^{h,t}=\phi_{CHP}^{h}\left(\dfrac{\omega_{g}^{t}}{\alpha_{g}\eta_{CHP}^{h}}+\dfrac{P_{CHP}^{h,t}}{P_{CHP}^{h,max}}+\lambda_{US}^{e,t}+\lambda_{US}^{h,t}\right)\\ \dfrac{\omega_{g}^{t}}{\alpha_{g}\eta_{CHP}^{h}}\leqslant\omega_{CHP}^{h,t}\leqslant\omega_{CHP}^{h,max}\end{cases}\tag{5}$$

式中，$\omega_{CHP}^{e,t}$、$\omega_{CHP}^{h,t}$分别为t时刻CHP的售电、售热价格；$\omega_{CHP}^{e,max}$、$\omega_{CHP}^{h,max}$分别为CHP的售电、售热价格上限；$P_{CHP}^{e,t}$、$P_{CHP}^{h,t}$分别为t时刻CHP的输出电、热功率，$P_{CHP}^{e,max}$、$P_{CHP}^{h,max}$分别为CHP的输出电、热功率上限；ϕ_{CHP}^{e}、ϕ_{CHP}^{h}分别为CHP的电、热价格调节系数；η_{CHP}^{h}为CHP的输出热功率。

中央空调(electrical conditional，EC)将电能转换成可供给用户冷负荷需求，消耗电能又提供冷能。因此，考虑电负荷、冷负荷不满意度折算系数，建立EC价格模型，即

$$\begin{cases}\omega_{EC}^{t}=\phi_{EC}\left[\min\left(\omega_{e}^{t},\dfrac{\omega_{g}^{t}}{\alpha_{g}\eta_{GT}},\dfrac{\omega_{g}^{t}}{\alpha_{g}\eta_{CHP}^{e}}\right)+\dfrac{P_{EC}^{t}}{P_{EC}^{max}}+\lambda_{US}^{e,t}+\lambda_{US}^{c,t}\right]\\ \min\left(\omega_{e}^{t},\dfrac{\omega_{g}^{t}}{\alpha_{g}\eta_{GT}},\dfrac{\omega_{g}^{t}}{\alpha_{g}\eta_{CHP}^{e}}\right)\leqslant\omega_{EC}^{t}\leqslant\omega_{EC}^{max}\end{cases}\tag{6}$$

式中，ω_{EC}^{t}为t时刻EC的售电价格；ω_{EC}^{max}为EC的售电价格上限；P_{EC}^{t}为t时刻EC的输出功率；P_{EC}^{max}为EC的输出功率上限；ϕ_{EC}为EC的价格调节系数。

吸收式制冷机(absorted conditional，AC)吸收热能，并将其用来满足用户冷负荷需求。因此，考虑热负荷、冷负荷不满意度折算系数，建立AC价格模型，即

$$\begin{cases}\omega_{AC}^{t}=\phi_{AC}\left(\omega_{h}^{t}+\dfrac{P_{AC}^{t}}{P_{AC}^{max}}+\lambda_{US}^{e,t}+\lambda_{US}^{c,t}\right)\\ \omega_{h}^{t}\leqslant\omega_{AC}^{t}\leqslant\omega_{AC}^{max}\end{cases}\tag{7}$$

式中，ω_{AC}^{t}为t时刻AC的售电价格，ω_{AC}^{max}为AC的售电价格上限；ω_{h}^{t}为t时刻的AC分时热价；P_{AC}^{t}为t时刻AC的输出功率，P_{AC}^{max}为AC的输出功率上限；ϕ_{AC}为AC的价格调节系数。

3) 外部能源价格模型。

考虑综合能源系统运营商(international energy service producer，IESP)向电网购入电能，并将其中一部分将直接向用户提供电能，另外一部分电能则经过EH、AC转换，满足用户热、冷负荷的需求。因此，建立考虑电、热、冷负荷不满意度的电能价格模型，即

$$\omega_{tr}^{e,t}=\gamma_{buy}^{e}\left[\omega_{e}^{t}+\frac{\left(E_{buy}^{e,t}+P_{EC}^{t}/\eta_{EC}+P_{EH}^{t}/\eta_{EH}\right)}{E_{buy}^{emax}}+\sum_{z\in\{e,h,c\}}\lambda_{US}^{z,t}\right]\tag{8}$$

式中，$\omega_{tr}^{e,t}$为电能价格；γ_{buy}^{e}为购电价格调整系数；$E_{buy}^{e,t}$为t时刻向电网购入电能价格；η_{EC}、η_{EH}分别为EC与EH的出力效率；$E_{buy}^{e,max}$为向电网购入电能的最大功率。

IESP向热网购入热能，这些热能一部分直接供给用户，满足其热负荷需要；一部分则为AC提供能量。因此，该热价模型应考虑受用户热、冷负荷不满意度指标影响，即

$$\omega_{tr}^{h,t}=\gamma_{buy}^{h}\left[\omega_{h}^{t}+\frac{\left(E_{buy}^{h,t}+P_{AC}^{t}/\eta_{AC}\right)}{E_{buy}^{h,max}}+\sum_{z\in\{h,c\}}\lambda_{US}^{z,t}\right]\tag{9}$$

式中，$\omega_{tr}^{h,t}$为t时刻的热能价格；γ_{buy}^{h}为购热价格调整

系数;$E_{\text{buy}}^{\text{h},t}$为$t$时刻向热网购入热能价格;$\eta_{\text{AC}}$为AC出力效率;$E_{\text{buy}}^{\text{h,max}}$为向热网购入热能的最大功率。

IESP向气网购入气能,这些气能一部分直接提供用户气负荷需求;一部分则经过CHP及GT设备转换供给用户,满足其电、热负荷需求。因此,建立考虑用户电、热、气负荷不满意度因素的气价模型,即

$$\omega_{\text{tr}}^{\text{g},t}=\gamma_{\text{buy}}^{\text{g}}\left[\omega_{\text{g}}^{t}+\frac{\left(E_{\text{buy}}^{\text{g},t}+P_{\text{CHP}}^{\text{e},t}/\eta_{\text{CHP}}^{\text{e},t}+P_{\text{CHP}}^{\text{h},t}/\eta_{\text{CHP}}^{\text{h},t}\right)}{E_{\text{buy}}^{\text{g,max}}}+\sum_{z\in\{\text{e,h,c,g}\}}\lambda_{\text{US}}^{z,t}\right] \tag{10}$$

式中,$\omega_{\text{tr}}^{\text{g},t}$为$t$时刻的气能价格;$\gamma_{\text{buy}}^{\text{g}}$为购气价调整系数;$E_{\text{buy}}^{\text{g},t}$为$t$时刻的向气网购入气能的价格;$\eta_{\text{CHP}}^{\text{e},t}$、$\eta_{\text{CHP}}^{\text{h},t}$分别为$t$时刻的CHP机组的产电效率与产热效率;$E_{\text{buy}}^{\text{g,max}}$为下级向上级网络购入气能的最大功率。

同时,应考虑购入外部能源价格上、下限,即

$$\omega_{z}^{t}\leqslant\omega_{\text{tr}}^{z,t}\leqslant\omega_{\text{tr}}^{z,\text{max}},z\in\left\{\text{e,h,g,c}\right\} \tag{10}$$

式中,$\omega_{\text{tr}}^{z,\text{max}}$为$z$能源的价格上限。

4) IESP能源动态售价模型。

用户无法判断具体的能量来源。因此,IESP依据不同来源的能源出力比例,确定向用户售出能源价格,即

$$\omega_{\text{sell}}^{\text{e},t}=\frac{P_{\text{DG}}^{t}}{P_{\text{GT}}^{t}+P_{\text{CHP}}^{\text{e},t}+E_{\text{buy}}^{\text{e},t}+P_{\text{DG}}^{t}}\omega_{\text{DG}}^{t}+\frac{P_{\text{GT}}^{t}}{P_{\text{GT}}^{t}+P_{\text{CHP}}^{\text{e},t}+E_{\text{buy}}^{\text{e},t}+P_{\text{DG}}^{t}}\omega_{\text{GT}}^{t}+\frac{P_{\text{CHP}}^{\text{e},t}}{P_{\text{GT}}^{t}+P_{\text{CHP}}^{\text{e},t}+E_{\text{buy}}^{\text{e},t}+P_{\text{DG}}^{t}}\omega_{\text{CHP}}^{\text{e},t}+\frac{E_{\text{buy}}^{\text{e},t}}{P_{\text{GT}}^{t}+P_{\text{CHP}}^{\text{e},t}+E_{\text{buy}}^{\text{e},t}+P_{\text{DG}}^{t}}\omega_{\text{tr}}^{\text{e},t} \tag{11}$$

$$\omega_{\text{sell}}^{\text{h},t}=\frac{P_{\text{DG}}^{t}}{P_{\text{DG}}^{t}+P_{\text{EH}}^{t}+P_{\text{CHP}}^{\text{h},t}+E_{\text{buy}}^{\text{h},t}}\omega_{\text{DG}}^{t}+\frac{P_{\text{EH}}^{t}}{P_{\text{DG}}^{t}+P_{\text{EH}}^{t}+P_{\text{CHP}}^{\text{h},t}+E_{\text{buy}}^{\text{h},t}}\omega_{\text{EH}}^{t}+\frac{P_{\text{CHP}}^{\text{h},t}}{P_{\text{DG}}^{t}+P_{\text{EH}}^{t}+P_{\text{CHP}}^{\text{h},t}+E_{\text{buy}}^{\text{h},t}}\omega_{\text{CHP}}^{\text{h},t}+\frac{E_{\text{buy}}^{\text{h},t}}{P_{\text{DG}}^{t}+P_{\text{EH}}^{t}+P_{\text{CHP}}^{\text{h},t}+E_{\text{buy}}^{\text{h},t}}\omega_{\text{tr}}^{\text{h},t} \tag{12}$$

$$\omega_{\text{sell}}^{\text{c},t}=\frac{P_{\text{DG}}^{t}}{P_{\text{EC}}^{t}+P_{\text{AC}}^{t}+P_{\text{DG}}^{t}}\omega_{\text{DG}}^{t}+\frac{P_{\text{EC}}^{t}}{P_{\text{EC}}^{t}+P_{\text{AC}}^{t}+P_{\text{DG}}^{t}}\omega_{\text{EC}}^{t}+\frac{P_{\text{AC}}^{t}}{P_{\text{EC}}^{t}+P_{\text{AC}}^{t}+P_{\text{DG}}^{t}}\omega_{\text{AC}}^{t} \tag{13}$$

$$\omega_{\text{sell}}^{\text{g},t}=\omega_{\text{tr}}^{\text{g},t} \tag{14}$$

式(11)~(14)中,$\omega_{\text{sell}}^{\text{e},t}$、$\omega_{\text{sell}}^{\text{h},t}$、$\omega_{\text{sell}}^{\text{c},t}$、$\omega_{\text{sell}}^{\text{g},t}$分别为$t$时刻IESP向用户售出电、热、冷、气能价格。

2　IESP-用户互动的双层优化模型

从图2中还可看出,每一个参与IDR的主体均有各自的利益诉求。本文重点分析多能互补系统供需双侧主体利益,通过建立上层IESP优化模型与下层用户优化模型,提出符合各方利益目标的优化策略。

2.1　上层IESP优化模型

2.1.1　目标函数

上层综合能源系统的主要目标是实现总运行利润I_{IESP}的最小化,并确定最佳能源定价。该目标函数由向能源网购能成本C_{buy}、运维成本C_{op}、需求响应成本C_{IDR}与售能收益S_{SELL}组成,即

$$\max I_{\text{IESP}}=S_{\text{sell}}-(C_{\text{buy}}+C_{\text{op}}+C_{\text{IDR}}) \tag{15}$$

$$C_{\text{buy}}=\sum_{t=1}^{24}(E_{\text{buy}}^{\text{e},t}\omega_{\text{e}}^{t}+E_{\text{buy}}^{\text{g},t}\omega_{\text{g}}^{t}+E_{\text{buy}}^{\text{h},t}\omega_{\text{h}}^{t}) \tag{16}$$

$$C_{\text{op}}=\sum_{t=1}^{24}\sum_{i=1}^{7}\kappa_{i}P_{i,t} \tag{17}$$

$$C_{\text{IDR}}=\sum_{t=1}^{T}\sum_{z\in\{\text{e,h,g,c}\}}\tau_{\text{IDR},t}\Delta L_{z,\text{IDR},t} \tag{18}$$

$$S_{\text{sell}}=\omega_{\text{sell}}^{\text{e},t}\left(E_{\text{buy}}^{\text{e},t}+P_{\text{CHP}}^{\text{e},t}+P_{\text{GT}}^{t}+P_{\text{DG}}^{t}\right)+\omega_{\text{sell}}^{\text{h},t}\left(E_{\text{buy}}^{\text{h},t}+P_{\text{CHP}}^{\text{h},t}+P_{\text{EH}}^{t}+P_{\text{DG}}^{t}\right)+\omega_{\text{sell}}^{\text{c},t}\left(P_{\text{AC}}^{t}+P_{\text{EC}}^{t}+P_{\text{DG}}^{t}\right)+\omega_{\text{sell}}^{\text{g},t}E_{\text{buy}}^{\text{g},t} \tag{19}$$

式(15)~(19)中,优化调度周期为24 h;κ_{i}为设备i的运维系数;$P_{i,t}$为t时刻的设备i的出力;$\tau_{\text{IDR},t}$为t时刻的运营商对负荷参与需求响应的单位功率补偿价格;$\Delta L_{z,\text{IDR},t}$为$t$时刻的$z$能源的参加需求响应后的负荷改变量。

2.1.2　约束条件

1) 能量平衡约束。

结合图1,能量耦合环节能量平衡约束为

$$\begin{cases}P_{\text{e},t}^{\text{in}}=D_{\text{e},t}+P_{\text{EH}}^{t}/\eta_{\text{EH}}+P_{\text{EC}}^{t}/\eta_{\text{EC}}\\P_{\text{e},t}^{\text{in}}+P_{\text{EH}}^{t}+P_{\text{GB}}^{t}=P_{\text{AC}}^{t}/\eta_{\text{AC}}+D_{\text{h},t}\\P_{\text{g},t}^{\text{in}}=D_{\text{g},t}+P_{\text{CHP}}^{t}/\eta_{\text{CHP}}^{t}\\D_{\text{c},t}=P_{\text{EC}}^{t}+P_{\text{AC}}^{t}\end{cases} \tag{20}$$

式中,$P_{\text{e},t}^{\text{in}}$、$P_{\text{g},t}^{\text{in}}$分别为$t$时刻IES从源侧获得的电能、天然气功率;$D_{\text{e},t}$、$D_{\text{g},t}$、$D_{\text{h},t}$、$D_{\text{c},t}$分别为$t$时刻IES供给给终端侧电负荷、气负荷、热负荷、冷负荷需求;η_{CHP}、η_{EH}、η_{AC}、η_{EC}分别为CHP机组电热转换效率、电热泵制热效率、吸收式制冷机制冷效率、电空调

制冷效率；P_{CHP}^{t}为CHP机组t时刻的输出功率。

2）设备运行参数约束。

考虑运行过程中各能量转换设备的容量限制，各设备运行上、下限约束分别为

$$\begin{cases} P_i^{\min} \leqslant P_i^t \leqslant P_i^{\max}, & i \in \{\mathrm{GT, EH, AC, EC}\} \\ E_{\mathrm{buy}}^{z,\min} \leqslant E_{\mathrm{buy}}^{z,t} \leqslant E_{\mathrm{buy}}^{z,\max}, & z \in \{\mathrm{e, h, g, c}\} \end{cases} \tag{21}$$

式中，$P_i^{\max}$、$P_i^{\min}$分别为耦合设备i出力上、下限值；$E_{\mathrm{buy}}^{z,\max}$、$E_{\mathrm{buy}}^{z,\min}$分别为$z$系统购入功率上、下限值。

3）可再生能源出力约束。

$$\begin{cases} 0 \leqslant P_{\mathrm{W},t} \leqslant P_{\mathrm{W},t}^{\mathrm{fore}} \\ 0 \leqslant P_{\mathrm{V},t} \leqslant P_{\mathrm{V},t}^{\mathrm{fore}} \end{cases} \tag{22}$$

式中，$P_{\mathrm{W},t}$、$P_{\mathrm{V},t}$分别为t时刻的风电与光伏出力功率；$P_{\mathrm{W},t}^{\mathrm{fore}}$、$P_{\mathrm{V},t}^{\mathrm{fore}}$分别为$t$时刻的风电和光伏出力预测值。

2.2 下层用户优化模型

下层用户在IDR中的运行成本由用户从上层IESP处购能成本、用户产生的不满意度成本构成。其中，下层用户购能成本为上层IESP的售能收益。

2.2.1 目标函数

下层规划的目标是使下层用户总成本最小，即

$$\min C_{\mathrm{US}} = C_{\mathrm{buy}} + C_{\mathrm{conf}} - C_{\mathrm{IDR}} \tag{23}$$

$$\text{s.t. } C_{\mathrm{buy}} = S_{\mathrm{sell}} \tag{24}$$

式(23)、(24)中，C_{US}为下层用户总成本；C_{buy}为用户购能成本；C_{conf}为用户产生的不满意度成本。

可将用户的不满意度折算为不满意成本，计入总成本中。故不满意成本函数反映了用户在IDR过程中对能源需求的不满意程度，该函数具体形式为

$$C_{\mathrm{US}} = \sum_{z\in\{\mathrm{e,h,g,c}\}} \sum_{i=1}^{N} \left[\lambda_{\mathrm{US}}^{z,t} \left(L_{z,t}^{i,\mathrm{IDR}} \right)^2 + \gamma_{i,z} L_{z,t}^{i,\mathrm{IDR}} \right] \tag{25}$$

式中，$\gamma_{i,z}$为用户i的负荷响应成本。

在实施IDR后，用户通过调整自身用能方式，横向转移或削减负荷。因此，用能舒适性会发生偏移。引入用户满意度指标来表示需求响应负荷与基线负荷之间的差异在基线负荷中的比例，其具体表达式为

$$\begin{cases} \zeta_{\mathrm{con}} = 1 - \dfrac{1}{4} \displaystyle\sum_{z\in\{\mathrm{e,h,g,c}\}} \left(\sum_{t=1}^{T} L_{z,t}^{i,\mathrm{IDR}} \Big/ \sum_{t=1}^{T} L_{z,0}^{i,\mathrm{IDR}} \right) \\ \zeta_{\mathrm{con,min}} \leqslant \zeta_{\mathrm{con}} \leqslant 1 \end{cases} \tag{26}$$

式中，ζ_{con}、$\zeta_{\mathrm{con,min}}$分别为用户i综合用能满意度及其最小值。

2.2.2 约束条件

下层用户约束包括负荷需求响应约束与负荷不满意度约束。其中，负荷需求响应约束为

$$\begin{cases} L_{z,t}^{i} = L_{z,0}^{i} + L_{z,t}^{i,\mathrm{IDR}} \\ \displaystyle\sum_{t=1}^{T} L_{z,t}^{i,\mathrm{IDR}} = 0 \end{cases} \tag{27}$$

式中，$L_{z,t}^{i}$为t时刻的参与需求响应后的用户i的负荷功率；$L_{z,0}^{i}$为用户i的初始负荷功率。

此外，电、热、气、冷负荷应在合理范围内进行响应。若这些负荷出现过度响应，则会造成用户用能满意度过低；若这些负荷响应量过少，则用户参与IESP优化运行的能力会受到限制。因此，本文提出电、热、气、冷负荷满意度约束，确保负荷在合理范围内响应，即

$$\frac{L_{z,\min}^{i,\mathrm{IDR}}}{L_{z,0}^{i,\mathrm{IDR}}} \times 100\% \leqslant \zeta_{t,\mathrm{con}}^{z,i} \leqslant \frac{L_{z,\max}^{i,\mathrm{IDR}}}{L_{z,0}^{i,\mathrm{IDR}}} \times 100\%, \quad z \in \{\mathrm{e,h,g,c}\} \tag{28}$$

式中，$\zeta_{t,\mathrm{con}}^{z,i}$为$t$时刻用户$i$对$z$负荷的不满意度；$L_{z,\max}^{i,\mathrm{IDR}}$、$L_{z,\min}^{i,\mathrm{IDR}}$分别为用户$i$参与需求响应后的负荷功率上、下限。

2.3 求解流程

综上所述，结合本文所提的考虑用户不满意度的能源动态定价机制，建立用户-IESP交互的双层优化模型。模型的上、下层均采用Cplex求解器进行迭代求解，最后输出联合优化成本，具体模型流程图如图3所示。图3体现了上层和下层优化模型

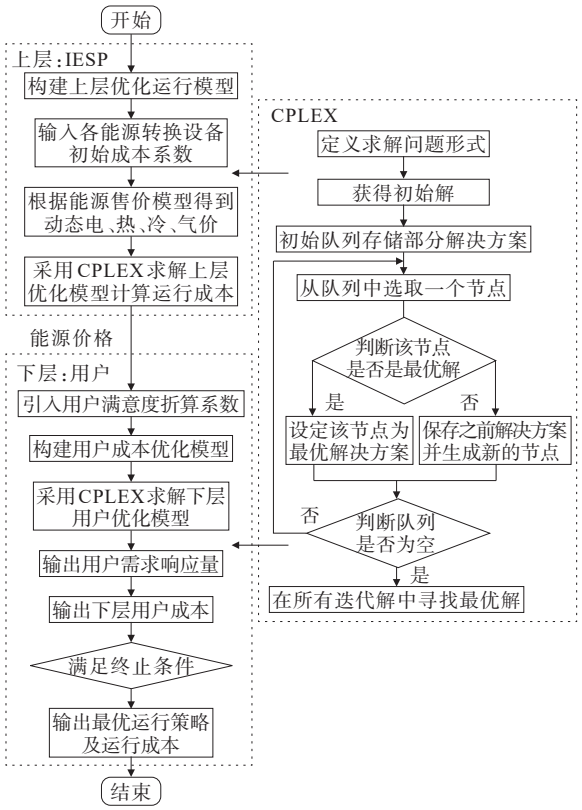


图3 求解模型流程

Figure 3 Solving model flowchart

之间的关联与协作,以此方式实现系统整体性能和用户满意度的综合提升。

3　算例分析

3.1　综合能源数据

本文以冬季典型日为例,选择某园区 IES 作为研究对象,基于文献[36-37]中的系统能源供需数据、机组设备参数与负荷数据,进行算例仿真并加以改进。其中,各能源负荷需求曲线和综合能源系统风电机组(wind turbine,WT)、光伏机组(photovoltaic,PV)24 h 预测功率曲线分别如图 4、5 所示。具体的分时能源价格如图 6 所示。能源供给侧设备参数、耦合侧用能设备参数见表 1、2;各设备爬坡功率约束与单位功率运行成本参数见表 3。

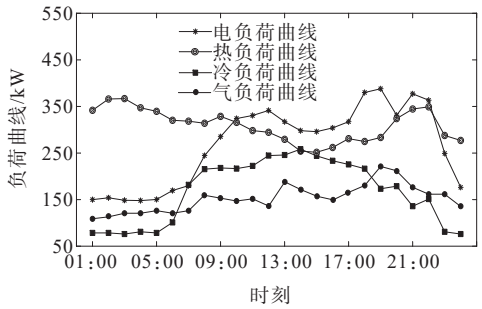


图 4　各能源负荷需求曲线

Figure 4　Curves of electric, heat, cool, and gas load demand

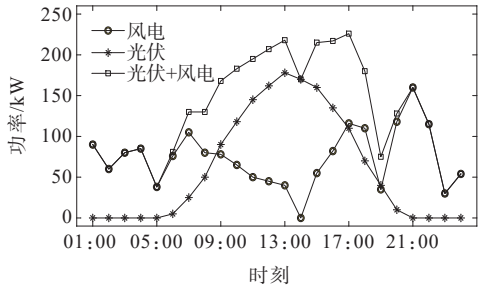


图 5　风电和光伏 24 h 出力预测曲线

Figure 5　24-hour forecast output curve of wind power and photovoltaics

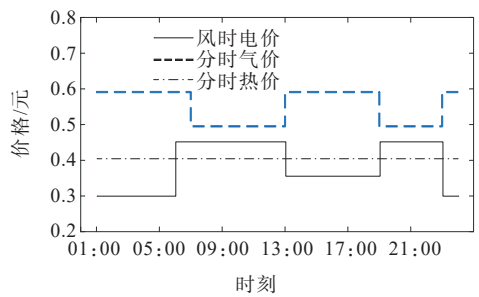


图 6　分时能源定价

Figure 6　Time-sharing energy price

表 1　能源供给侧设备参数

Table 1　Parameters of devices in energy supply side

类型	参数符号	数值
T	η_{T}	0.95
CHP 机组	η_{CHP}^{e}	0.30
	η_{CHP}^{h}	0.80
GB	η_{GB}	0.90
外部购热	η_{h}	1.00
外部购气	η_{g}	1.00

表 2　能源耦合侧设备参数

Table 2　Parameters of devices in energy coupling side

类型	参数符号	数值
EH	产热效率 η_{EH}	3.0
EC	产冷效率 η_{EC}	4.0
AC	产冷效率 η_{AC}	1.2

表 3　各设备爬坡功率及单位功率运行成本参数

Table 3　Parameters of devices in climbing power and unit power operating cost

设备名称	爬坡率范围/kW	成本/(元·kW^{-1}·h^{-1})
PV	[0,50]	0.29
WT	[0,40]	0.32
CHP	[0,30]	0.4
EH	[0,20]	0.3
EC	[0,20]	0.25
AC	[0,20]	0.16

3.2　仿真结果及分析

为验证本文所提考虑交互能源价格机制及用户满意度的双层优化模型的优势,选取以下 3 种场景下的优化结果进行对比分析。

场景 1　不考虑动态能源定价机制,固定能价下考虑用户满意度进行优化运行;

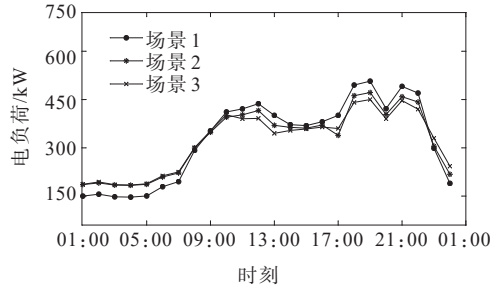
场景 2　考虑动态能源定价机制,不考虑下层用户满意度进行优化运行;

场景 3　考虑动态能源定价机制以及下层用户满意度,联合优化上层系统运行成本及下层用户不满意度成本。

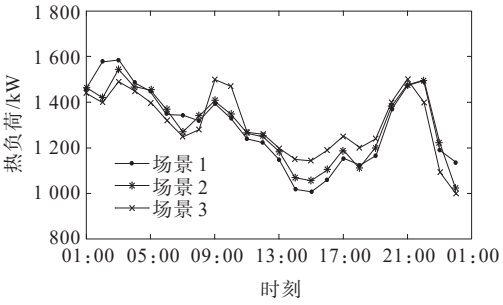
1) 优化结果分析。

优化后各场景负荷曲线如图 7 所示,最优动态能源价格如图 8 所示。

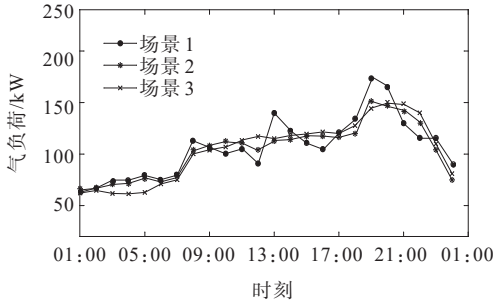
从图 7 中可以看出,场景 3 中的负荷曲线削峰填谷效果最为明显,系统可在不影响用户舒适度的情况下参与需求响应,其可调节性也更强,



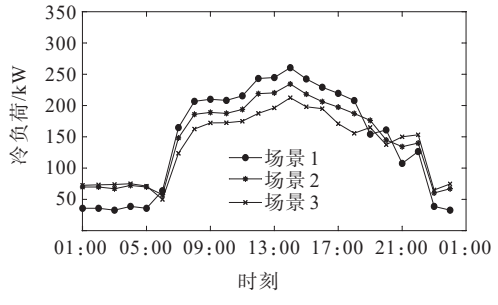
(a)电负荷



(b)热负荷



(c)气负荷



(d)冷负荷

图 7 各场景负荷曲线

Figure 7 Curves of load in different scenes

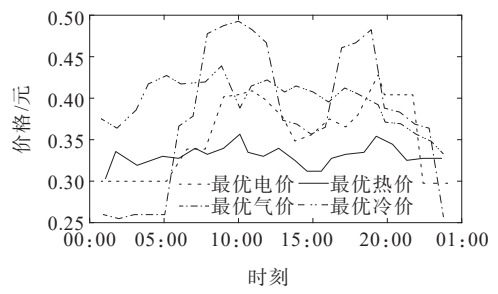


图 8 最优动态能源售价曲线

Figure 8 Dynamic energy price curves

这非常有利于降低运行成本,增加用能选择的多样化,促进能源耦合互补,可进一步提高系统的灵活性。

最优动态交互能源价格的解出现在场景 3 中的第 2 次迭代的时候。从图 8 中可以看出,在 17:00—19:00 时间段,电价与热价变化趋势相反,由于耦合设备电热泵的存在,当电价处于最高点时,电热泵出力降低,系统减少热负荷需求响应成本,降低热价,以此维持用户用能需求满意度。由于热电联合机组的存在,气价与电价变化趋势大致相同,电价升高时,气价也随之升高,以此抑制 CHP 机组的出力,降低运行成本;冷负荷仅由 AC 和 EC 机组提供。因此,冷价仅与耦合设备出力价格相关。

场景 1、2、3 的优化结果对比见表 4。由表 4 可知,系统运行成本由高到低的排列为:场景 1≥场景 2≥场景 3。场景 1 未考虑交互能源价格机制,系统完全按照固定能价进行需求响应。因此,用户需求偏移较大,产生较高的不满意度成本及需求响应成本。场景 2 未考虑用能满意度约束,此时的用户需求偏差大。因此,产生较大的不满意度成本。场景 3 计及交互能源价格机制及用户满意度约束,使得用户在不产生较大需求偏差的条件下进行调节,促进了多能源互补耦合的同时提升系统灵活性。且场景 3 的运行总成本比场景 1、2 的分别降低了 15.2%、6.0%,系统经济性得以提升。

2) 运行策略优越性分析。

为进一步分析所提动态定价机制的优越性,将其与传统分时价格机制进行对比,设置以下 2 种场景。

场景 4 传统分时价格机制,指 IESP 根据峰平谷时段将能源进行定价。

场景 5 动态能源定价机制,指本文所提考虑用户不满意度特性的定价机制。

表 4 场景 1、2、3 的优化结果对比

Table 4 Results comparison of different scenes after optimization

元

场景	优化结果				
	不满意度成本	系统购能成本	设备运维成本	需求响应成本	运行总成本
1	334.15	2 213.45	519.00	151.50	3 218.10
2	750.00	1 136.75	793.00	224.60	2 904.35
3	315.00	1 710.87	679.00	124.60	2 729.47

不同定价机制经济性对比见表5。由表5可知,所提动态能源定价机制降低了上层系统运行成本及下层用户满意度成本,上层系统运行成本降低幅度为13.8%,下层用户满意度成本降低幅度为23.2%。场景5在场景4的基础上明显提升了综合满意度指标,提升1.75个百分点。由此表明,所提综合动态能源定价机制通过动态调整,制定合理能源价格,减少上层系统运行成本的同时,提高下层用户需求满意度,在协调上下层利益关系以及提升用户满意度指标方面具有明显优势。

将弃风、弃光率作为指标,进一步分析所提综合动态能源定价机制对综合能源系统协调运行的影响,具体结果如图9所示。

表5　不同定价机制经济性对比

Table 5　Economic comparison of different pricing mechanisms

场景	运行成本			
	上层优化/元	下层优化/元	联合运行成本/元	满意度/%
4	2 685.69	850.00	3 238.69	92.70
5	2 315.47	653.00	729.47	94.45

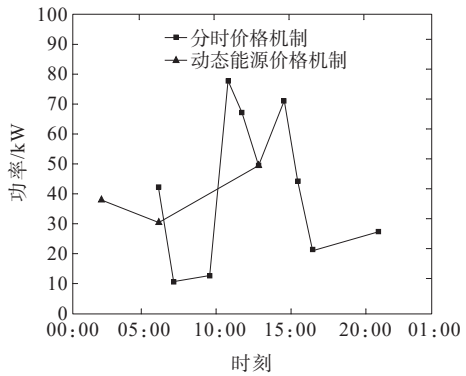


图9　不同定价机制下弃风、弃光功率

Figure 9　Abandoned wind and solar power under different pricing mechanisms

从图9中可以看出,不同的定价机制对弃风、弃光率的影响不同,考虑分时能源价格机制时弃风、弃光功率为400.7 kW,考虑动态能源定价机制的弃风、弃光功率为115.7 kW。由此可见,相较于分时定价机制,本文所提动态能源价格机制弃风光量较少,该机制可以有效促进风、光消纳,提高可再生能源消纳率。

3.2.3　用户满意度分析

IES运行总成本和负荷曲线标准差和用户综合满意度ζ_{con}^{min}的关系如图10所示。

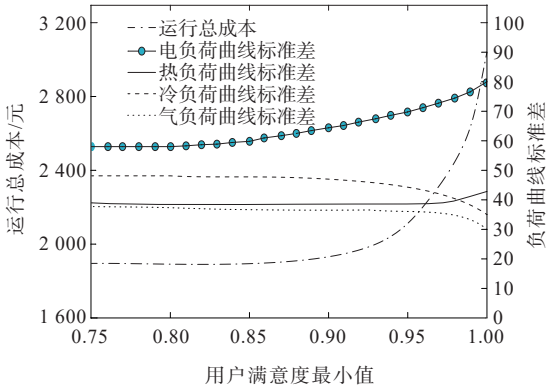


图10　IES运行总成本和负荷曲线标准差和用户综合满意度指标的关系

Figure 10　Relationship among IES operating cost, load curve standard deviation, and comprehensive user satisfaction indexes

从图10中可以看出,考虑下层用户满意度约束后,系统运行总成本及负荷曲线标准差与用能满意度的减少趋势基本一致。这说明在$\zeta_{con}^{min}\in[0.9,1.0]$,在提高系统运行经济性的同时,需求侧已经具备相当的灵活性,对用户正常需求的影响程度较小。但当用能满意度低至某一定值后,用户对需求响应的参与积极性受限,可知需求侧调节空间已充分利用,此时的负荷曲线标准差和系统运行成本变化非常小。从图10中还可以看出,此最低阈值在用户满意度为0.9附近。因此,本文将0.9设定为最佳满意度阈值,在优化调度过程中结合成本因素,实现供需双方的最大化利益的同时,最小程度影响用户正常用能需求。

4　结语

本文针对需求侧用户满意度特性,提出一种基于动态能源价格机制的综合能源系统双层优化模型。得到以下结论:

1) 所提综合能源运营商动态能源价格机制能有效降低运行成本和弃风、弃光功率,提高能源利用率;

2) 所提出的优化模型充分考虑需求侧用户满意度,实现了系统经济运行与用户用能满意度的协调优化。

本文对耦合设备的考虑尚不够全面,后续在此基础上进一步关注电转氢设备,研究更为复杂的电-热-冷-氢综合能源系统优化方案,促进低碳运行、清洁能源消纳。

参考文献：

[1] 任大伟,肖晋宇,侯金鸣,等.双碳目标下我国新型电力系统的构建与演变研究[J].电网技术,2022,46(10): 3831-3839.
REN Dawei, XIAO Jinyu, HOU Jinming, et al. Construction and evolution of China's new power system under dual carbon goal[J]. Power System Technology, 2022,46(10): 3831-3839.

[2] 艾芊,郝然.多能互补、集成优化能源系统关键技术及挑战[J].电力系统自动化,2018,42(4): 2-10+46.
AI Qian,HAO Ran.Key technologies and challenges for multi-energy complementarity and optimization of integrated energy system[J]. Automation of Electric Power Systems,2018,42(4): 2-10+46.

[3] 刘洪波,刘珅诚,盖雪扬,等.高比例新能源接入的主动配电网规划综述[J].发电技术,2024,45(1): 151-161.
LIU Hongbo, LIU Shencheng, GAI Xueyang, et al. Overview of active distribution network planning with high proportion of new energy access[J]. Power Generation Technology,2024,45(1): 151-161.

[4] 施泉生,丁建勇,刘坤,等.含电、气、热3种储能的微网综合能源系统经济优化运行[J].电力自动化设备,2019,39(8): 269-276+293.
SHI Quansheng, DING Jianyong, LIU Kun, et al. Economic optimal operation of microgrid integrated energy system with electricity, gas and heat storage[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39(8): 269-276+293.

[5] 徐斌,王傲,王小明,等.储充换一体站协同多综合能源楼宇的低碳经济调度[J].电力系统保护与控制,2024,52(20): 119-130.
XU Bin, WANG Ao, WANG Xiaoming, et al. SCSIS collaborative multi-IEB scheduling for a low carbon economy[J].Power System Protection and Control,2024,52(20): 119-130.

[6] WANG J X,ZHONG H W,MA Z M,et al.Review and prospect of integrated demand response in the multi-energy system[J].Applied Energy,2017,202: 772-782.

[7] 王勉,王敬华,董克前.电力物联网背景下综合能源微网调度运行策略研究[J].高压电器,2024,60(6): 172-180.
WANG Mian, WANG Jinghua, DONG Keqian. Research on dispatching operation strategy of integrated energy microgrid in the context of power Internet of Things[J]. High Voltage Apparatus,2024,60(6): 172-180.

[8] 郭健,曹军威,杨洋,等.面向用户需求的区域能源互联网价值形态研究框架及应用分析[J].电网技术,2020,44(2): 493-504.
GUO Jian,CAO Junwei,YANG Yang,et al.User demand oriented research framework of value morphology for REI and its application analysis[J]. Power System Technology,2020,44(2): 493-504.

[9] 陈芯羽,郭红霞,左冠林,等.考虑综合需求响应的多区域综合能源系统协同优化调度模型[J].电测与仪表,2024,61(9): 1-11.
CHEN Xinyu, GUO Hongxia, ZUO Guanlin, et al. Collaborative optimal scheduling model of multi-region integrated energy system considering integrated demand response[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2024,61(9): 1-11.

[10] LU Q, GUO Q S, ZENG W. Optimal dispatch of community integrated energy system based on Stackelberg game and integrated demand response under carbon trading mechanism[J]. Applied Thermal Engineering,2023,219: 119508.

[11] 江岳春,曾诚玉,郇嘉嘉,等.计及人体舒适度和柔性负荷的综合能源协同优化调度[J].电力自动化设备,2019,39(8): 254-260.
JIANG Yuechun, ZENG Chengyu, HUAN Jiajia, et al. Integrated energy collaborative optimal dispatch considering human comfort and flexible load[J].Electric Power Automation Equipment,2019,39(8): 254-260.

[12] 张伊宁.考虑需求响应的能源互联网优化运行研究[D].杭州: 浙江大学,2019.
ZHANG Yining. Research on optimal operation for energy internet considering demand response[D]. Hangzhou: Zhejiang University,2019.

[13] 杨佳霖,赵鹏翔,窦真兰,等.计及经济性与可靠性的综合能源系统优化调度[J].供用电,2024,41(1): 90-99.
YANG Jialin, ZHAO Pengxiang, DOU Zhenlan, et al. Optimal scheduling of integrated energy systems considering economy and reliability[J]. Distribution & Utilization,2024,41(1): 90-99.

[14] 刘天琪,张琪,何川.考虑气电联合需求响应的气电综合能源配网系统协调优化运行[J].中国电机工程学报,2021,41(5): 1664-1677.
LIU Tianqi,ZHANG Qi,HE Chuan.Coordinated optimal operation of electricity and natural gas distribution system considering integrated electricity-gas demand response[J].Proceedings of the CSEE,2021,41(5): 1664-1677.

[15] 徐业琰,廖清芬,刘涤尘,等.基于综合需求响应和博弈的区域综合能源系统多主体日内联合优化调度[J].电网技术,2019,43(7): 2506-2518.
XU Yeyan,LIAO Qingfen,LIU Dichen,et al.Multi-player intraday optimal dispatch of integrated energy system based on integrated demand response and games[J]. Power System Technology,2019,43(7): 2506-2518.

[16] SHAO C Z, DING Y, SIANO P, et al. A framework for incorporating demand response of smart buildings into

the integrated heat and electricity energy system[J].IEEE Transactions on Industrial Electronics,2019,66(2): 1465-1475.

[17] 王佳颖,史俊祎,文福拴,等.计及需求响应的光热电站热电联供型微网的优化运行[J].电力系统自动化,2019,43(1): 176-185.
WANG Jiaying, SHI Junyi, WEN Fushuan, et al. Optimal operation of CHP microgrid with concentrating solar power plants considering demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(1): 176-185.

[18] HE C,ZHANG X P,LIU T Q,et al.Distributionally robust scheduling of integrated gas-electricity systems with demand response[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2019,34(5): 3791-3803.

[19] 高月芬,员成博,孔凡鹏,等.需求响应激励下耦合电转气、碳捕集设备的综合能源系统优化[J].中国电力,2024,57(4): 32-41.
GAO Yuefen, YUN Chengbo, KONG Fanpeng, et al. Optimization of integrated energy system coupled with power-to-gas and carbon capture and storage equipment under demand response incentive[J].Electric Power,2024,57(4): 32-41.

[20] 徐航,董树锋,何仲潇,等.基于多能互补的电/热综合需求响应[J].电网技术,2019,43(2): 480-489.
XU Hang, DONG Shufeng, HE Zhongxiao, et al. Electro-thermal comprehensive demand response based on multi-energy complementarity[J]. Power System Technology, 2019,43(2): 480-489.

[21] 王海洋,李珂,张承慧,等.基于主从博弈的社区综合能源系统分布式协同优化运行策略[J].中国电机工程学报,2020,40(17): 5435-5445.
WANG Haiyang, LI Ke, ZHANG Chenghui, et al. Distributed coordinative optimal operation of community integrated energy system based on Stackelberg game[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(17): 5435-5445.

[22] 谢郑溶钊,林顺富,沈运帷,等.考虑用户心理的居民社区负荷聚合商优化调度[J].上海电力大学学报,2024,40(2): 161-168.
XIE Zhengrongzhao, LIN Shunfu, SHEN Yunwei, et al. Optimal scheduling of residential community load aggregator considering user psychology[J]. Journal of Shanghai University of Electric Power, 2024, 40(2): 161-168.

[23] 马静,沈玉明,荣秀婷,等.考虑储能用户与新能源双边交易调峰服务的电力系统联合运营模式[J].电力自动化设备,2023,43(1): 113-120.
MA Jing, SHEN Yuming, RONG Xiuting, et al. Joint operation mode of power system considering bilateral peak regulation service transaction between energy storage users and new energy[J]. Electric Power Automation Equipment,2023,43(1): 113-120.

[24] 尚博阳.用户侧储能优化配置与运行方法研究[D].北京:北京交通大学,2021.
SHANG Boyang. Study on optimal configuration and operation method of user side energy storage[D].Beijing: Beijing Jiaotong University,2021.

[25] 牛文娟,李扬,王磊.基于风险评估和机会约束的不确定性可中断负荷优化调度[J].电力自动化设备,2016,36(4): 62-67+84.
NIU Wenjuan, LI Yang, WANG Lei. Optimal dispatch of uncertain interruptible loads based on risk assessment and chance constraint[J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(4): 62-67+84.

[26] 杨志豪,刘沆,文明,等.考虑综合需求响应混合不确定性的综合能源系统优化调度策略[J].电力建设,2022,43(9): 66-76.
YANG Zhihao, LIU Hang, WEN Ming, et al. Optimal scheduling strategy for integrated energy system considering mixed uncertainties of integrated demand response[J]. Electric Power Construction, 2022, 43(9): 66-76.

[27] 何鑫雨,董萍,刘明波,等.基于双层演化博弈模型的多区域点对点能源共享机制[J].电网技术,2023,47(1): 163-174.
HE Xinyu, DONG Ping, LIU Mingbo, et al. Multi-region P2P energy sharing mechanism based on two-stage evolutionary game model[J]. Power System Technology, 2023,47(1): 163-174.

[28] KANG L G, WANG J Z, YUAN X X, et al. Research on energy management of integrated energy system coupled with organic Rankine cycle and power to gas[J]. Energy Conversion and Management,2023,287: 117117.

[29] 温钱惠,魏震波,张勇林,等.考虑保险机制与用户需求响应的售电公司优化运营[J].电力建设,2023,44(1): 47-54.
WEN Qianhui, WEI Zhenbo, ZHANG Yonglin, et al. Optimized operation of electricity sales companies considering the insurance mechanism and user demand response[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(1): 47-54.

[30] LIU N, HE L, YU X H, et al. Multiparty energy management for grid-connected microgrids with heat- and electricity-coupled demand response[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics,2017,14(5): 1887-1897.

[31] 黄松涛,董金星,赵雪楠,等.考虑多主体碳交易成本分摊的综合能源系统低碳经济调度[J].电力工程技术,2025,44(3): 120-130.

HUANG Songtao, DONG Jinxing, ZHAO Xuenan, et al. Low-carbon economic dispatch of an integrated energy system considering carbon trading cost-sharing among multiple principals[J]. Electric Power Engineering Technology,2025,44(3): 120-130.

[32] 帅轩越,马志程,王秀丽,等.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): 679-690.
SHUAI Xuanyue, MA Zhicheng, WANG Xiuli, et al. Optimal operation of shared energy storage and integrated energy microgrid based on leader-follower game theory[J]. Power System Technology, 2023, 47(2): 679-690.

[33] 王涛,钟浩,李世春,等.基于主从博弈的多微电网储能容量优化配置[J].智慧电力,2023,51(1): 9-15+68.
WANG Tao, ZHONG Hao, LI Shichun, et al. Optimal allocation of energy storage capacity in multi-microgrid based on master-slave game[J].Smart Power,2023,51(1): 9-15+68.

[34] 王瑞,程杉,刘烨,等.基于综合需求响应和奖惩阶梯碳交易的能源枢纽主从博弈优化调度[J].电力系统保护与控制,2022,50(8): 75-85.
WANG Rui, CHENG Shan, LIU Ye, et al. Master-slave game optimal scheduling of energy hub based on integrated demand response and a reward and punishment ladder carbon trading mechanism[J]. Power System Protection and Control,2022,50(8): 75-85.

[35] 田海东,何山.基于主从博弈的配电网与多微网双层优化研究[J].电网与清洁能源,2023,39(9): 55-66.
TIAN Haidong, HE Shan. Double-layer optimization of distribution networks and multi-microgrids based on master-slave game[J]. Power System and Clean Energy, 2023,39(9): 55-66.

[36] 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.

[37] 魏震波,马新如,郭毅,等.碳交易机制下考虑需求响应的综合能源系统优化运行[J].电力建设,2022,43(1): 1-9.
WEI Zhenbo, MA Xinru, GUO Yi, et al. Optimized operation of integrated energy system considering demand response under carbon trading mechanism[J]. Electric Power Construction,2022,43(1): 1-9.