第49卷 第22期 2025年11月25日
DOI：10.7500/AEPS20250407007
电力系统自动化
Automation of Electric Power Systems
Vol. 49 No. 22 Nov. 25，2025

计及网荷热惯性的综合能源系统低碳优化调度

袁志鑫[1]，韩　丽[1]，王晓静[1]，景惠甜[1]，蔡东阳[2]
（1. 中国矿业大学电气工程学院，江苏省徐州市 221116；2. 南方电网科学研究院有限责任公司，广东省广州市 510663）

摘要：针对热网传输延迟引发的用户低碳响应时滞问题，提出一种计及网荷热惯性的综合能源系统低碳优化调度方法。首先，基于流量分段法构建热网热惯性与碳流模型，并设计基于负荷碳势分布的碳价定价机制，以解决热网传导碳信号时的延迟问题；其次，结合热舒适度理论建立建筑热惯性模型，揭示用户热负荷调整与室内温度变化的动态关系，据此构建时滞依赖的热需求价格弹性模型；最后，建立以系统运营商运行成本和用户用能成本最优为目标的双层优化模型，通过售能价格和负荷响应协同迭代求解。仿真结果表明，所提方法可提升用户热负荷曲线与新能源出力峰谷的时空匹配度，实现新能源消纳与用户用能体验的兼顾。

关键词：综合能源系统；传输延迟；热网；热惯性；碳流；碳势；需求价格弹性；优化调度

0　引言

当前中国的能源发展方向已经由能耗双控转向碳排放双控[1]。综合能源系统（integrated energy system，IES）作为高效利用能源的形式，被视为实现碳排放双控的重要路径[2-3]。未来，随着风光等新能源的大力发展，电力系统所需调节能力不断提高，这就要求作为用能主体的用户具备较高的调节能力[4-5]。作为IES的用能终端，用户的用能响应意愿受到价格信号引导[6-7]。因此，研究如何引导用户低碳用能对于实现IES低碳化具有重要意义。

热力系统因热网与建筑物具有的热惯性特性，在能量传输与负荷调节时表现出显著的延迟效应和灵活性[8]。在热网热惯性研究方面，文献[9]提出一种基于热网热惯性的频率响应策略，利用热惯量抑制系统二次频率下降，但其仅关注热网热惯性的能量缓冲作用，未对源荷碳责任传递过程进行分析；文献[10]将热网管道作为备用储能补偿风电预测误差，但未量化热网热延迟对碳排放追溯的影响。在建筑热惯性研究方面，文献[11]利用建筑物蓄热减少弃风量，但未考虑建筑室内温度变化滞后效应的影响；文献[12]利用建筑热惯性存储光伏富余能量提升用户权益，但未剖析光伏出力与室内温度间的耦合关系；文献[13]通过构建建筑热特性的精细化模型实现热电联产机组的热电解耦，但将热负荷响应简化为即时动作，忽略了建筑热惯性对用户热负荷响应的影响。综上可知，热力系统的热惯性在为IES提供灵活性资源的同时，其固有的时滞效应也给用户负荷响应和系统低碳调控带来了挑战。

为挖掘负荷需求响应的低碳调控潜力，构建能够反映IES能源特性的需求响应模型至关重要。文献[14]基于需求价格弹性系数建立了电负荷需求响应模型，但其基于静态弹性系数的建模方法难以反映由建筑物热惯性时滞效应所导致的热负荷动态响应特性。文献[15]建立了基于采暖建筑热负荷的需求响应模型，但未考虑建筑热惯性的时滞特性对热负荷需求响应的影响。此外，需求响应模型还需兼顾IES的电热耦合特性。文献[16]构建了电热负荷需求响应模型，却未考量由电热能量转换过程衍生的电热耦合需求弹性，这会降低需求响应策略的激励效果。

热网传输延迟会影响IES源荷碳流时空分布，而用户的低碳用能行为由基于负荷碳流信息制定的价格信号引导。通过碳排放流理论可以将供能侧的碳排放责任转移到用户端[17-18]，进而得到各类型负荷的碳信息[19-20]，使用户准确识别碳排放源[21-22]。基于碳交易模型可计算得到用户的用能碳成本。文献[23]将用户的用能行为纳入碳交易模型中，进而使其承担碳排放责任。此外，用能成本是影响用户低碳响应积极性的重要因素[24]。文献[25]根据分摊至用户的总碳排放量，基于碳交易模型计算用户

收稿日期：2025-04-07；修回日期：2025-07-16。
上网日期：2025-08-18。
国家自然科学基金资助项目（62076243）；中国南方电网有限责任公司“数字电网”开放基金项目（DPGCSG-2024-KF-01）。

的碳成本，引导用户低碳用能。然而，上述研究在制定碳价过程中忽略了负荷碳信息，难以准确引导用户的低碳用能行为。文献[26]基于热负荷碳势制定碳价，但其定价模型未能耦合热网传输延迟。文献[27]建立了以负荷碳信息为主导的碳价定价机制，但未考虑热网热损耗对源荷碳流传输过程的影响。文献[28]提出基于负荷碳势的能碳综合定价策略，但仍未计及热网传输延迟引发的源荷碳流时移效应。上述研究均未能建立热网热延迟与碳价动态定价的耦合机制，这将导致源荷碳责任的时空失配，削弱价格机制对用户低碳用能的引导作用。

基于现有研究存在的不足，本文提出了计及网荷热惯性的综合能源系统低碳优化调度方法。首先，构建了热网热惯性与碳流模型，并设计了考虑热网传输延迟的碳价定价机制；其次，建立了考虑建筑热惯性时滞效应与电热耦合特性的需求价格弹性模型；最终，通过算例分析验证了本文方法的有效性。

1　IES热惯性模型

IES的热惯性主要在于两方面：热网管道中热媒的传输延迟、温度动态变化特性，以及区域建筑物的储热特性。本文构建了热网与建筑物热惯性模型，以揭示IES的热惯性机理。热力系统结构如图1所示。

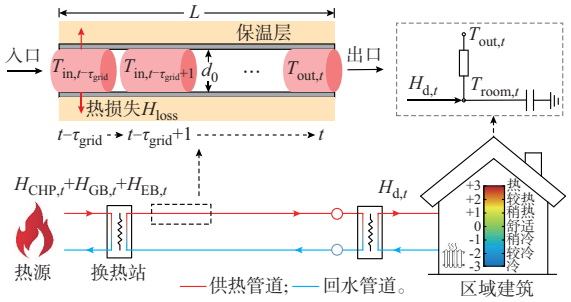

图1　热力系统结构

Fig. 1　Structure of heat system

1.1　计及热网热延迟的碳价制定策略

1.1.1　热网热惯性模型

热能传输依赖于热网供热管道。供热管道表现出多种热特性，主要包括管道热延迟和热损耗。

由于热媒流速限制，热媒在从热源到达用户端之前会经历一定的时间延迟。因此，供热过程具有延迟特性。热媒在热源与热用户之间的延迟时间与供热距离和热媒流速有关，可表示如下：

$$\tau_{\text{grid}}=\frac{L}{v_{\text{grid}}} \tag{1}$$

式中：τ_{grid}为t时段的管道热延迟时间；L为供热距离；v_{grid}为热媒流速。

由于管道热媒传输延时一般不为整数，本文采用流量分段法[29]对热媒传输延时进行建模。首先，对传输延时τ_{grid}向下取整，即$\tau'_{\text{grid}}=\lfloor\tau_{\text{grid}}\rfloor/\Delta t$，$\Delta t$为调度时间间隔。对于$[t,t+1]$时段的管道末端热媒流量，由$[t-1-\tau'_{\text{grid}},t-\tau'_{\text{grid}}]$时段流入热网管道的热媒流量满足，根据流量分段法，这一时段内的热媒流量由$[t-1-\tau'_{\text{grid}},t-\tau_{\text{grid}}]$和$[t-\tau_{\text{grid}},t-\tau'_{\text{grid}}]$两个时段组成，可得：

$$\begin{aligned}m_{\text{out},t}=&(\tau_{\text{grid}}-\tau'_{\text{grid}})m_{\text{in},t-\tau'_{\text{grid}}-1}+\\&(\tau'_{\text{grid}}-\tau_{\text{grid}}+1)m_{\text{in},t-\tau'_{\text{grid}}}\end{aligned} \tag{2}$$

式中：$m_{\text{out},t}$和$m_{\text{in},t}$分别为t时段管道的末端流量和首段流量。

当前，中国的供热方式以集中式供热为主，而集中式供热的热量调节方式以质调节为主。因此，本文采用质调节作为热网热量的调节方式，即随着热负荷的变化，只改变管道中热媒的温度，而由于热媒流速不变，不同时段的流量相同。当考虑热网热损耗时，管道出口处的热媒温度可表示为：

$$\begin{aligned}T_{\text{out},t}=&(\tau_{\text{grid}}-\tau'_{\text{grid}})T_{\text{in},t-\tau'_{\text{grid}}-1}\mathrm{e}^{-a_{\text{k}}L}+\\&(\tau'_{\text{grid}}-\tau_{\text{grid}}+1)T_{\text{in},t-\tau'_{\text{grid}}}\mathrm{e}^{-a_{\text{k}}L}+(1-\mathrm{e}^{-a_{\text{k}}L})T_{\text{am},t}\end{aligned} \tag{3}$$

式中：$T_{\text{out},t}$、$T_{\text{in},t}$分别为t时段管道出口、入口处的热媒温度；a_{k}为管道系数；$T_{\text{am},t}$为t时段环境温度。

热力系统供给的用户热量由热网供水管道出口热媒与回水管道入口热媒的温度差共同决定：

$$\begin{cases}H_{\text{d},t}=cm(T^{\text{S}}_{\text{out},t}-T^{\text{R}}_{\text{in},t})\\m=\dfrac{\rho v_{\text{grid}}\pi d_0^2}{4}\end{cases} \tag{4}$$

式中：$H_{\text{d},t}$为t时段用户热负荷；c为热媒比热容；m为管道流量；$T^{\text{S}}_{\text{out},t}$为$t$时段供水管道出口热媒温度；$T^{\text{R}}_{\text{in},t}$为$t$时段回水管道入口热媒温度；$d_0$为管道内径；$\rho$为热媒密度。由于热媒流量在热网管道中传输时几乎不产生损耗，热网单节管道入口和出口处的流量相等，即$m=m_{\text{out},t}=m_{\text{in},t}$。

1.1.2　热网碳流模型

热网管道中的热媒碳流与其碳流密度和热量相关：

$$\begin{cases}R^x_{\text{in},t}=\rho^x_{\text{in},t}H^x_{\text{in},t}=\rho^x_{\text{in},t}cm^x_{\text{in},t}T^x_{\text{in},t}\\R^x_{\text{out},t}=\rho^x_{\text{out},t}H^x_{\text{out},t}=\rho^x_{\text{out},t}cm^x_{\text{out},t}T^x_{\text{out},t}\end{cases} \tag{5}$$

式中：$x\in\{\text{S},\text{R}\}$，S和R分别表示供水管道和回水管道；$R^x_{\text{in},t}$和$R^x_{\text{out},t}$分别为$t$时段$x$类管道入口和出口处的热媒碳流；$\rho^x_{\text{in},t}$和$\rho^x_{\text{out},t}$分别为$t$时段$x$类管道入口和出口处的热媒碳流密度；$H^x_{\text{in},t}$和$H^x_{\text{out},t}$分别为$t$

时段x类管道入口和出口处的热媒热量;$m^{x}_{\mathrm{in},t}$和$m^{x}_{\mathrm{out},t}$分别为t时段x类管道入口和出口处的热媒流量;$T^{x}_{\mathrm{in},t}$和$T^{x}_{\mathrm{out},t}$分别为t时段x类管道入口和出口处的热媒温度。

热网管道在输送热媒时所产生的热损耗并不会使碳排放也损耗,即热媒碳流不会因热媒产生热损耗而发生变化。因此,在考虑热网管道延迟的情况下,热网管道的碳流关系可表示如下:

$$\begin{cases}\rho^{x}_{\mathrm{out},t}H^{x}_{\mathrm{out},t}=(\tau_{\mathrm{grid}}-\tau'_{\mathrm{grid}})\rho^{x}_{\mathrm{in},t-\tau'_{\mathrm{grid}}-1}H^{x}_{\mathrm{in},t-\tau'_{\mathrm{grid}}-1}+\\ \qquad(\tau'_{\mathrm{grid}}-\tau_{\mathrm{grid}}+1)\rho^{x}_{\mathrm{in},t-\tau'_{\mathrm{grid}}}H^{x}_{\mathrm{in},t-\tau'_{\mathrm{grid}}}\\ \rho^{\mathrm{S}}_{\mathrm{in},t}H^{\mathrm{S}}_{\mathrm{in},t}=\rho^{\mathrm{R}}_{\mathrm{out},t}H^{\mathrm{R}}_{\mathrm{out},t}+\sum_{k\in\Omega_{\mathrm{h}}}\rho_{k,t}H_{k,t}\\ \rho^{\mathrm{S}}_{\mathrm{out},t}=\rho^{\mathrm{R}}_{\mathrm{in},t}\end{cases}\tag{6}$$

式中:Ω_{h}为热力系统中热源设备的集合;$\rho^{\mathrm{S}}_{\mathrm{in},t}$和$H^{\mathrm{S}}_{\mathrm{in},t}$分别为$t$时段供水管道入口处的热媒碳流密度和热媒热量;$\rho^{\mathrm{R}}_{\mathrm{out},t}$和$H^{\mathrm{R}}_{\mathrm{out},t}$分别为$t$时段回水管道出口处的热媒碳流密度和热媒热量;$\rho_{k,t}$和$H_{k,t}$分别为$t$时段第$k$类设备的碳流密度和产热量;$\rho^{\mathrm{S}}_{\mathrm{out},t}$为$t$时段供水管道出口处的热媒碳流密度;$\rho^{\mathrm{R}}_{\mathrm{in},t}$为$t$时段回水管道入口处的热媒碳流密度。

1.1.3　计及热网热延迟的碳价制定策略

用户的用能行为受IES运营商发布的能碳综合售能价格引导,由于电热负荷供能结构不同,需要分别制定电能和热能的能碳综合售能价格。热网热媒传输存在延迟时间τ_{grid},若直接基于热源的实时产热碳排放制定碳价,用户实际承担的碳成本为τ_{grid}时段前的热源产热碳排放。

电负荷碳势与发电设备碳流密度及发电量相关,热负荷碳势等于热网供水管道出口处的热媒碳流密度,可表示如下:

$$\begin{cases}\rho_{\mathrm{e},t}=\dfrac{\sum\limits_{k\in\Omega_{\mathrm{e}}}\rho_{k,t}P_{k,t}}{\sum\limits_{k\in\Omega_{\mathrm{e}}}P_{k,t}}\\ \rho_{\mathrm{h},t}=\rho^{\mathrm{S}}_{\mathrm{out},t}\end{cases}\tag{7}$$

式中:Ω_{e}为发电设备的集合;$\rho_{\mathrm{e},t}$和$\rho_{\mathrm{h},t}$分别为t时段电负荷碳势和热负荷碳势;$P_{k,t}$为t时段第k类设备的发电量。

根据式(6)可以得到热网供水管道出口处的热媒碳流密度如下:

$$\rho^{\mathrm{S}}_{\mathrm{out},t}=\frac{(\tau_{\mathrm{grid}}-\tau'_{\mathrm{grid}})\rho^{\mathrm{R}}_{\mathrm{in},t-\tau'_{\mathrm{grid}}-1}H^{\mathrm{R}}_{\mathrm{in},t-\tau'_{\mathrm{grid}}-1}}{H^{\mathrm{S}}_{\mathrm{out},t}}+\frac{(\tau'_{\mathrm{grid}}-\tau_{\mathrm{grid}}+1)\rho^{\mathrm{R}}_{\mathrm{in},t-\tau'_{\mathrm{grid}}}H^{\mathrm{R}}_{\mathrm{in},t-\tau'_{\mathrm{grid}}}}{H^{\mathrm{S}}_{\mathrm{out},t}}\tag{8}$$

基于负荷碳势分布,以调度周期内负荷碳势均值ρ^{ave}_{y}为基准,结合峰谷差ρ^{vd}_{y}构建碳价区间阈值。基于负荷碳势区间划分得到的碳价可表示如下:

$$k_{y,t}=\begin{cases}(1-\delta)k_{\mathrm{base}} & \rho^{\min}_{y}\leqslant\rho_{y,t}<\rho^{\mathrm{ave}}_{y}-\sigma\rho^{\mathrm{vd}}_{y}\\ k_{\mathrm{base}} & \rho^{\mathrm{ave}}_{y}-\sigma\rho^{\mathrm{vd}}_{y}\leqslant\rho_{y,t}<\rho^{\mathrm{ave}}_{y}+\sigma\rho^{\mathrm{vd}}_{y}\\ (1+\delta)k_{\mathrm{base}} & \rho_{y,t}\geqslant\rho^{\mathrm{ave}}_{y}+\sigma\rho^{\mathrm{vd}}_{y}\end{cases}\tag{9}$$

$$\rho^{\mathrm{ave}}_{y}=\frac{1}{T}\sum_{t=1}^{T}\rho_{y,t}\tag{10}$$

$$\rho^{\mathrm{vd}}_{y}=\max(\rho_{y,t})-\min(\rho_{y,t})\tag{11}$$

式中:$k_{y,t}$为t时段第y类能源的碳价,有$y\in\{\mathrm{e},\mathrm{h}\}$;$k_{\mathrm{base}}$为基础碳价;$\delta$为碳价增长幅度;$\sigma$为碳势区间划分系数;$T$为调度周期;$\rho_{y,t}$为$t$时段第$y$类负荷碳势;$\rho^{\mathrm{ave}}_{y}$和$\rho^{\mathrm{vd}}_{y}$分别为第$y$类负荷碳势的平均值和峰谷差;$\rho^{\min}_{y}$为第$y$类负荷碳势的最小值。

IES运营商的能碳综合售能价格可表示如下:

$$\omega_{y,t}=\lambda_{y,t}+k_{y,t}\rho_{y,t}\tag{12}$$

式中:$\omega_{y,t}$为t时段第y类能源的能碳综合售能价格;$\lambda_{y,t}$为t时段第y类能源的初始价格。

1.2　计及建筑热惯性的需求响应机制

1.2.1　建筑热惯性分析

区域建筑物是一种特殊的储能装置,它可以储存热量,但同时也时刻在散发热量。当用户调整热负荷功率时,建筑物的室内温度也会发生变化。建筑物的平衡过程可以用一阶惯性方程表示:

$$CS\frac{\mathrm{d}T_{\mathrm{room},t}}{\mathrm{d}t}=H_{\mathrm{d},t}-\mu S(T_{\mathrm{room},t}-T_{\mathrm{am},t})\tag{13}$$

式中:C为单位供热面积热容;μ为建筑物传热系数;S为建筑物供热面积;$T_{\mathrm{room},t}$为t时段建筑物室内温度。

为了在调度模型中引入惯性环节,需要对微分方程进行离散化处理。建筑热惯性差分方程可以描述为[11]:

$$\begin{cases}T_{\mathrm{room},t}=k_1T_{\mathrm{room},t-1}+k_2H_{\mathrm{d},t}+k_3T_{\mathrm{am},t}\\ k_1=\mathrm{e}^{-\Delta t/\tau_{\mathrm{load}}}\\ k_2=\dfrac{\Delta t}{CS}\\ k_3=1-k_1\end{cases}\tag{14}$$

式中:τ_{load}为建筑热惯性时间常数,有$\tau_{\mathrm{load}}=C/\mu$;$k_1$、$k_2$和$k_3$为差分方程系数。

1.2.2　用户热舒适度模型

当调节建筑物室内温度时,会产生用户的热舒适度问题。用户感到舒适的温度并不是某一确定值,而是在一个温度舒适范围内。为量化用户舒适度,本文采用平均热感觉指数(predicted mean vote,PMV)来表示[13]:

$$\lambda_{\mathrm{PMV},t}=2.43-\frac{3.76(T_{\mathrm{com}}-T_{\mathrm{room},t})}{M_{\mathrm{com}}(I_{\mathrm{com}}+0.1)} \tag{15}$$

式中：$\lambda_{\mathrm{PMV},t}$为t时段的平均热感觉指数；T_{com}为最舒适状态下的人体温度；M_{com}为人体代谢率；I_{com}为人体服装外表面热阻。

1.2.3 计及建筑热惯性的价格弹性模型

本文采用价格弹性系数表示售能价格与用户负荷需求响应间的关系。电价弹性系数定义如下[14]：

$$\phi_{\mathrm{e},ij}=\frac{\Delta P_{\mathrm{d},i}/P^0_{\mathrm{d},i}}{\Delta\omega_{\mathrm{e},j}/\omega^0_{\mathrm{e},j}} \tag{16}$$

式中：$\phi_{\mathrm{e},ij}$为电价弹性系数，i和j分别表示i时段和j时段，当$i=j$时为自弹性系数，当$i\neq j$时为交叉弹性系数；$\Delta P_{\mathrm{d},i}$和$P^0_{\mathrm{d},i}$分别为i时段售电价变化后的电负荷变化量和原始电负荷；$\Delta\omega_{\mathrm{e},j}$和$\omega^0_{\mathrm{e},j}$分别为$j$时段的售电价变化量和原始售电价。

与电负荷需求即时响应电价变化不同，用户根据售热价格调节热负荷功率后需经过一定时间才能反映在室内温度变化上。因此，需构建时滞依赖的热价动态弹性系数，以量化售热价格对室内温度变化的影响。

用户在j时段因售热价变化而调整的热负荷功率可表示如下：

$$\Delta H_{\mathrm{d},j}=\phi^0_{\mathrm{h},ij}\frac{\Delta\omega_{\mathrm{h},j}}{\omega^0_{\mathrm{h},j}}H^0_{\mathrm{d},j} \tag{17}$$

式中：$\phi^0_{\mathrm{h},ij}$为传统热价静态弹性系数；$\Delta\omega_{\mathrm{h},j}$和$\omega^0_{\mathrm{h},j}$分别为$j$时段售热价变化量和原始售热价；$\Delta H_{\mathrm{d},j}$和$H^0_{\mathrm{d},j}$分别为$j$时段热负荷变化量和原始热负荷。

室内温度变化是热负荷功率调整的加权，权重由建筑热惯性差分方程系数k_1决定。将热负荷调整功率代入建筑热惯性差分方程，求解出后续时刻的室内温度变化如下：

$$\Delta T_{\mathrm{room},i}=\sum_{t=j}^{i}(k_1^{i-t}k_2\Delta H_{\mathrm{d},t}) \qquad i>j \tag{18}$$

式中：$\Delta T_{\mathrm{room},i}$为$i$时段的室内温度变化量。

用户通过设定室内温度响应售热价格信号，实际热负荷功率变化受热舒适度约束，表示如下：

$$\Delta H_{\mathrm{d},i}=\frac{\partial H_{\mathrm{d}}}{\partial T_{\mathrm{room}}}\Delta T_{\mathrm{room},i} \tag{19}$$

其中：

$$\frac{\partial H_{\mathrm{d}}}{\partial T_{\mathrm{room}}}=\frac{1}{k_2}\left(\frac{\partial\lambda_{\mathrm{PMV}}}{\partial T_{\mathrm{room}}}\right)^{-1} \tag{20}$$

联合上式，得到i时段热负荷变化与j时段售热价格变化的关系：

$$\Delta H_{\mathrm{d},i}=\phi^0_{\mathrm{h},ij}\frac{\Delta\omega_{\mathrm{h},j}}{\omega^0_{\mathrm{h},j}}H^0_{\mathrm{d},j}\frac{k_2}{1-k_1}k_1^{i-j} \tag{21}$$

根据弹性系数定义：

$$\phi_{\mathrm{h},ij}=\frac{\Delta H_{\mathrm{d},i}/H^0_{\mathrm{d},i}}{\Delta\omega_{\mathrm{h},j}/\omega^0_{\mathrm{h},j}} \tag{22}$$

得到考虑建筑热惯性的热价弹性系数$\phi_{\mathrm{h},ij}$如下：

$$\phi_{\mathrm{h},ij}=\phi^0_{\mathrm{h},ij}\frac{H^0_{\mathrm{d},j}}{H^0_{\mathrm{d},i}}\frac{k_2}{1-k_1}k_1^{i-j} \tag{23}$$

将上式的常数项合并至$\phi^0_{\mathrm{h},ij}$中，化简后最终得到下式：

$$\phi_{\mathrm{h},ij}=\phi^0_{\mathrm{h},ij}\mathrm{e}^{-(i-j)/\tau_{\mathrm{load}}} \tag{24}$$

式中：指数衰减项体现了热惯性导致的响应滞后效应，时间间隔$i-j$越大，弹性系数衰减越显著。

将弹性系数按响应时间尺度分块，区分电需求响应与热需求响应：

$$\boldsymbol{\phi}_{\mathrm{de}}=\begin{bmatrix}\boldsymbol{\phi}_{\mathrm{e}} & \boldsymbol{\phi}_{\mathrm{eh}}\\ \boldsymbol{\phi}_{\mathrm{he}} & \boldsymbol{\phi}_{\mathrm{h}}\end{bmatrix} \tag{25}$$

式中：$\boldsymbol{\phi}_{\mathrm{de}}$为综合能源系统需求价格弹性系数；$\boldsymbol{\phi}_{\mathrm{e}}$和$\boldsymbol{\phi}_{\mathrm{h}}$分别为电价弹性系数和热价弹性系数；$\boldsymbol{\phi}_{\mathrm{he}}$为热电耦合弹性系数；$\boldsymbol{\phi}_{\mathrm{eh}}$为电热耦合弹性系数。

IES中电能与热能通过电锅炉耦合，电价变化会影响电锅炉功率。当电价上涨时，代表电负荷碳势上升，为避免用电碳排放过高，电锅炉功率将降低，进而使系统产热量和用户热负荷需求减少，反之亦然。根据价格弹性定义，电价对电锅炉功率的弹性系数可表示为：

$$\phi_{\mathrm{ee},ij}=\frac{\Delta P_{\mathrm{EB},i}/P^0_{\mathrm{EB},i}}{\Delta\omega_{\mathrm{e},j}/\omega^0_{\mathrm{e},j}} \tag{26}$$

式中：$\phi_{\mathrm{ee},ij}$为电锅炉功率的电价弹性系数；$\Delta P_{\mathrm{EB},i}$和$P^0_{\mathrm{EB},i}$分别为i时段的电锅炉功率变化量和原始电锅炉功率。

热负荷变化量可表示为：

$$\Delta H_{\mathrm{d}}=\eta_{\mathrm{EB}}\Delta P_{\mathrm{EB}} \tag{27}$$

式中：η_{EB}为电锅炉制热效率。

电热耦合弹性系数定义为电价变化对热负荷的影响：

$$\phi_{\mathrm{eh},ij}=\frac{\Delta H_{\mathrm{d},i}/H^0_{\mathrm{d},i}}{\Delta\omega_{\mathrm{e},j}/\omega^0_{\mathrm{e},j}} \tag{28}$$

联合上述关系，得到下式：

$$\phi_{\mathrm{eh},ij}=\eta_{\mathrm{EB}}\phi_{\mathrm{ee},ij}\frac{P^0_{\mathrm{EB},i}}{H^0_{\mathrm{d},i}} \tag{29}$$

2 IES双层优化模型

2.1 IES双层优化框架

IES双层优化模型由上层和下层组成，上下层之间通过售能价格和负荷需求进行耦合，优化示意图如图2所示。

上层IES运营商与能源市场、碳交易市场进行交易，支付购能成本和碳交易成本，得出发电设备和

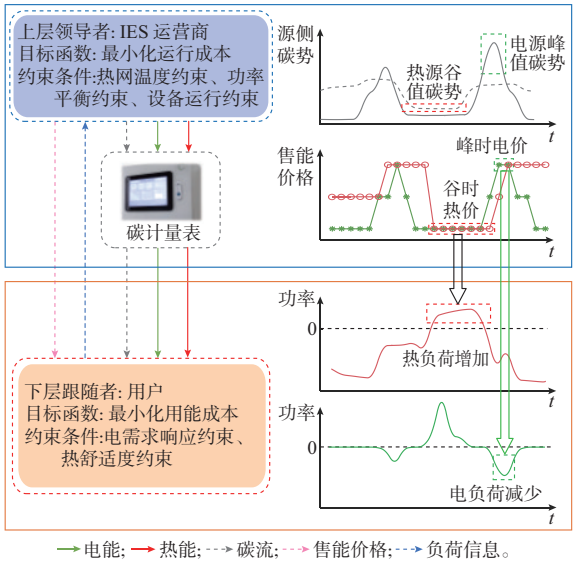

图 2　IES 双层优化模型示意图

Fig. 2　Schematic diagram of IES bi-level optimization model

产热设备的出力计划和碳排放,从而得到各时段的负荷碳势,并进行区间划分得到对应的碳价及售能价格,然后将得到的售能价格传递给用户。

下层用户在接收到上层传递的售能价格后,通过建筑物热惯性调整用能方案,以自身用能成本最低为目标,通过低碳化用能来降低用能成本,并将负荷需求反馈至上层 IES 运营商。上层接收到下层更新的负荷需求后,重新调整设备出力并制定新的售能价格。如此往复直到售能价格不再调整,得到 IES 运营商的最优售能价格和用户的最优用能计划。

2.2　目标函数

2.2.1　上层目标函数

IES 运营商需优化各类设备的出力以降低运行成本,其目标函数为总运行成本最低,可表示如下:

$$\begin{cases} \min F_{\mathrm{IES}}=\sum_{t=1}^{T}\left(F_{\mathrm{IES},t}^{\mathrm{buy}}+F_{\mathrm{IES},t}^{\mathrm{CO_2}}\right) \\ F_{\mathrm{IES},t}^{\mathrm{buy}}=c_{\mathrm{grid}}P_{\mathrm{grid},t}+c_{\mathrm{gas}}Q_{\mathrm{gas},t} \\ F_{\mathrm{IES},t}^{\mathrm{CO_2}}=\lambda_{\mathrm{d}}E_{\mathrm{trade},t} \end{cases} \tag{30}$$

式中:F_{IES} 为 IES 运营商的运行成本;$F_{\mathrm{IES},t}^{\mathrm{buy}}$ 和 $F_{\mathrm{IES},t}^{\mathrm{CO_2}}$ 分别为 t 时段 IES 运营商的购能成本和碳交易成本;c_{grid} 和 c_{gas} 分别为购电价格和购气价格;$P_{\mathrm{grid},t}$ 和 $Q_{\mathrm{gas},t}$ 分别为 t 时段购电功率和购气功率;λ_{d} 为碳交易市场碳价;$E_{\mathrm{trade},t}$ 为 t 时段 IES 运营商参与碳交易市场的碳交易量。

2.2.2　下层目标函数

用户根据 IES 运营商制定的能碳综合售能价格,对电热负荷进行调整,实现能流和碳流耦合下的协同优化。用户的目标函数为总用能成本最低,包括购能成本和负荷响应成本,计算方式如下:

$$\begin{cases} \min F_{\mathrm{YH}}=\sum_{t=1}^{T}\left(F_{\mathrm{YH},t}^{\mathrm{buye}}+F_{\mathrm{YH},t}^{\mathrm{buyh}}+F_{\mathrm{YH},t}^{\mathrm{dre}}+F_{\mathrm{YH},t}^{\mathrm{drh}}\right) \\ F_{\mathrm{YH},t}^{\mathrm{buye}}=\omega_{\mathrm{e},t}P_{\mathrm{d},t} \\ F_{\mathrm{YH},t}^{\mathrm{buyh}}=\omega_{\mathrm{h},t}H_{\mathrm{d},t} \\ F_{\mathrm{YH},t}^{\mathrm{dre}}=k_{\mathrm{e1}}\left(\dfrac{P_{\mathrm{d},t}^{\mathrm{in}}+P_{\mathrm{d},t}^{\mathrm{out}}}{P_{\mathrm{d},t}^{0}}\right)^{2}+k_{\mathrm{e2}}\left(\dfrac{P_{\mathrm{d},t}^{\mathrm{in}}+P_{\mathrm{d},t}^{\mathrm{out}}}{P_{\mathrm{d},t}^{0}}\right) \\ F_{\mathrm{YH},t}^{\mathrm{drh}}=k_{\mathrm{h1}}\lambda_{\mathrm{PMV},t}^{2}+k_{\mathrm{h2}}\left|\lambda_{\mathrm{PMV},t}\right| \end{cases} \tag{31}$$

式中:F_{YH} 为用户的总用能成本;$F_{\mathrm{YH},t}^{\mathrm{buye}}$、$F_{\mathrm{YH},t}^{\mathrm{buyh}}$、$F_{\mathrm{YH},t}^{\mathrm{dre}}$ 和 $F_{\mathrm{YH},t}^{\mathrm{drh}}$ 分别为 t 时段用户的购电成本、购热成本、电响应成本和热响应成本;$\omega_{\mathrm{e},t}$ 和 $\omega_{\mathrm{h},t}$ 分别为 t 时段售电价和售热价;$P_{\mathrm{d},t}^{0}$ 和 $P_{\mathrm{d},t}$ 分别为 t 时段用户在用能响应前和用能响应后的电负荷;$P_{\mathrm{d},t}^{\mathrm{in}}$ 和 $P_{\mathrm{d},t}^{\mathrm{out}}$ 分别为 t 时段移入和移出的电负荷功率;k_{e1} 和 k_{e2} 为电负荷响应成本参数;k_{h1} 和 k_{h2} 为热负荷响应成本参数。

2.3　约束条件

2.3.1　上层约束条件

上层约束条件主要包括热网温度约束、功率平衡约束和设备运行约束。

1)热网温度约束

$$\begin{cases} T_{\min}^{\mathrm{S}}\leqslant T_{\mathrm{in},t}^{\mathrm{S}}\leqslant T_{\max}^{\mathrm{S}} \\ T_{\min}^{\mathrm{S}}\leqslant T_{\mathrm{out},t}^{\mathrm{S}}\leqslant T_{\max}^{\mathrm{S}} \\ T_{\min}^{\mathrm{R}}\leqslant T_{\mathrm{in},t}^{\mathrm{R}}\leqslant T_{\max}^{\mathrm{R}} \\ T_{\min}^{\mathrm{R}}\leqslant T_{\mathrm{out},t}^{\mathrm{R}}\leqslant T_{\max}^{\mathrm{R}} \end{cases} \tag{32}$$

式中:$T_{\max}^{\mathrm{S}}$ 和 $T_{\min}^{\mathrm{S}}$ 分别为热网供水管道热媒温度的上限和下限;$T_{\max}^{\mathrm{R}}$ 和 $T_{\min}^{\mathrm{R}}$ 分别为热网回水管道热媒温度的上限和下限;$T_{\mathrm{in},t}^{\mathrm{S}}$ 和 $T_{\mathrm{out},t}^{\mathrm{S}}$ 分别为 t 时段热网供水管道入口和出口处的热媒温度;$T_{\mathrm{in},t}^{\mathrm{R}}$ 和 $T_{\mathrm{out},t}^{\mathrm{R}}$ 分别为 t 时段回水管道入口和出口处的热媒温度。

2)功率平衡约束

$$\begin{cases} P_{\mathrm{res},t}+P_{\mathrm{CHP},t}+P_{\mathrm{grid},t}=P_{\mathrm{d},t}+P_{\mathrm{EB},t} \\ H_{\mathrm{CHP},t}+H_{\mathrm{GB},t}+H_{\mathrm{EB},t}=cm\left(T_{\mathrm{in},t}^{\mathrm{S}}-T_{\mathrm{out},t}^{\mathrm{R}}\right) \end{cases} \tag{33}$$

式中:$P_{\mathrm{res},t}$ 为 t 时段的光伏发电功率;$P_{\mathrm{CHP},t}$ 和 $H_{\mathrm{CHP},t}$ 分别为 t 时段燃气轮机的电功率和热功率;$P_{\mathrm{EB},t}$ 为 t 时段电锅炉的耗电功率;$H_{\mathrm{GB},t}$ 和 $H_{\mathrm{EB},t}$ 分别为 t 时段燃气锅炉和电锅炉的产热功率。

3)设备运行约束

$$\begin{cases} P_{w}^{\min}\leqslant P_{w,t}\leqslant P_{w}^{\max} \\ H_{\mathrm{EB},t}=P_{\mathrm{EB},t}\eta_{\mathrm{EB}} \\ P_{\mathrm{CHP},t}=Q_{\mathrm{CHP},t}\eta_{\mathrm{CHPe}} \\ H_{\mathrm{CHP},t}=Q_{\mathrm{CHP},t}\eta_{\mathrm{CHPh}} \\ H_{\mathrm{GB},t}=Q_{\mathrm{GB},t}\eta_{\mathrm{GB}} \\ Q_{\mathrm{gas},t}=Q_{\mathrm{CHP},t}+Q_{\mathrm{GB},t} \end{cases} \tag{34}$$

式中：$w\in\{\mathrm{CHP},\mathrm{EB},\mathrm{GB}\}$，分别表示燃气轮机、电锅炉、燃气锅炉；$P_{w,t}$为$t$时段第$w$类设备的运行功率；$P_w^{\min}$和$P_w^{\max}$分别为第$w$类设备的运行功率下限和上限；$Q_{\mathrm{CHP},t}$和$Q_{\mathrm{GB},t}$分别为$t$时段燃气轮机和燃气锅炉消耗的燃气量；$\eta_{\mathrm{EB}}$、$\eta_{\mathrm{GB}}$、$\eta_{\mathrm{CHPe}}$和$\eta_{\mathrm{CHPh}}$分别为电锅炉制热效率、燃气锅炉供热效率、燃气轮机发电效率和制热效率。

2.3.2　下层约束条件

下层约束条件主要包括电需求响应约束和热舒适度约束。

1)电需求响应约束

为不影响用户的正常生活，一天内用户的电负荷总量不变，并且单一时段电负荷的变化量不超过一定范围。用户的电负荷用能响应有如下约束：

$$\begin{cases} P_{\mathrm{d},t}=P_{\mathrm{d},t}^{0}+P_{\mathrm{d},t}^{\mathrm{in}}-P_{\mathrm{d},t}^{\mathrm{out}} \\ P_{\mathrm{d},t}^{\mathrm{in}}\leqslant a_{\mathrm{in}}P_{\mathrm{d},t}^{0} \\ P_{\mathrm{d},t}^{\mathrm{out}}\leqslant a_{\mathrm{out}}P_{\mathrm{d},t}^{0} \\ \sum_{t=1}^{T}P_{\mathrm{d},t}^{\mathrm{in}}=\sum_{t=1}^{T}P_{\mathrm{d},t}^{\mathrm{out}} \end{cases} \tag{35}$$

式中：a_{in}和a_{out}分别为电负荷最大移入比例和移出比例。

2)热舒适度约束

为满足冬季的建筑物采暖需求，并保证用户的热舒适度，对热舒适度有如下约束：

$$\lambda_{\mathrm{PMV}}^{\min}\leqslant\lambda_{\mathrm{PMV},t}\leqslant\lambda_{\mathrm{PMV}}^{\max} \tag{36}$$

式中：$\lambda_{\mathrm{PMV}}^{\max}$和$\lambda_{\mathrm{PMV}}^{\min}$分别为热舒适度的上限和下限。

2.4　求解方法

对于IES双层优化调度模型，本文采用Gurobi求解器进行求解，上层得到的能碳综合售能价格作为下层的输入参数，用于更新用户的负荷需求，并将负荷需求传输至下一次循环迭代求解。当负荷需求满足收敛判断条件时，得到最终的能碳综合售能价格和用户用能方案。本文采用文献[26]的二分法对优化变量进行约束，求解方法如附录A图A1所示。具体求解步骤如下：

步骤1：初始化系统参数，上层IES运营商以运行成本最低为目标，根据用户原始负荷曲线得到各机组最优出力，计算负荷碳势并得到能碳综合售能价格。

步骤2：下层用户基于能碳综合售能价格调整建筑物室内温度，得到新的电热负荷需求，并将其上传至IES运营商。

步骤3：IES运营商基于更新后的用户用能方案，重新求解得到IES运营商的机组出力，并将更新后的能碳综合售能价格传递给用户。

步骤4：当用户负荷在第n次和第$n+1$次的迭代结果绝对值差值小于收敛容差φ时，即满足条件$|P_{\mathrm{d},t}^{(n+1)}-P_{\mathrm{d},t}^{(n)}|\leqslant\varphi$且$|H_{\mathrm{d},t}^{(n+1)}-H_{\mathrm{d},t}^{(n)}|\leqslant\varphi$时，结束求解流程，否则返回步骤2。

3　算例分析

3.1　算例说明

本文以中国华东地区某社区为研究对象，社区建筑物供热面积为22.02 km^2。电网分时电价如附录A表A1所示，IES设备与经济参数如附录A表A2所示，热力系统参数如附录A表A3所示。社区室外温度、电负荷与光伏出力数据如附录A图A2所示。

3.2　计及热延迟的碳价制定影响分析

为分析热网热延迟对用户低碳响应的影响，本文设置了两种场景进行对比分析。其中，场景1为考虑热网热延迟的碳价制定，场景2为不考虑热网热延迟的碳价制定。表1展示了不同场景下的日调度周期内的优化结果。

表1　不同场景下日调度周期内的优化结果

Table 1　Optimization results within daily scheduling cycle in various scenarios

场景	IES运营商购能成本/元	IES运营商碳交易成本/元	IES运营商运行成本/元	用户购能成本/元	用户电响应成本/元	用户热响应成本/元	用户总用能成本/元	新能源弃用率/%	IES碳排放量/kg
场景1	48 603	4 950	53 553	85 922	282	3 589	89 793	1.7	34 509
场景2	52 242	5 279	57 521	88 104	316	3 389	91 809	18.7	36 439

由表1可知，场景1下的IES运营商的购能成本和碳交易成本相比于场景2分别减少了6.97%和6.23%，而用户的热响应成本增加了5.90%。这表明制定碳价时，考虑热网热延迟能够更好地激励用户调节室内温度，使热负荷与新能源出力更加匹配，这使得系统新能源消纳率也有所提高，弃光率下降了17%，碳排放量减少了5.30%。此外，场景1的用户通过调整热负荷消纳了大量的光伏出力，进而减少了电负荷调整幅度，电响应成本减少了10.76%。

图3展示了场景1的调度结果，包括电热功率平衡、源荷碳势变化和售能价格。

由图3(a)可知，11:00—15:00时段的光伏出力在满足电负荷后依然有盈余电能，此时启动电锅炉制热。电锅炉在这一时段的热出力占比较高，并且

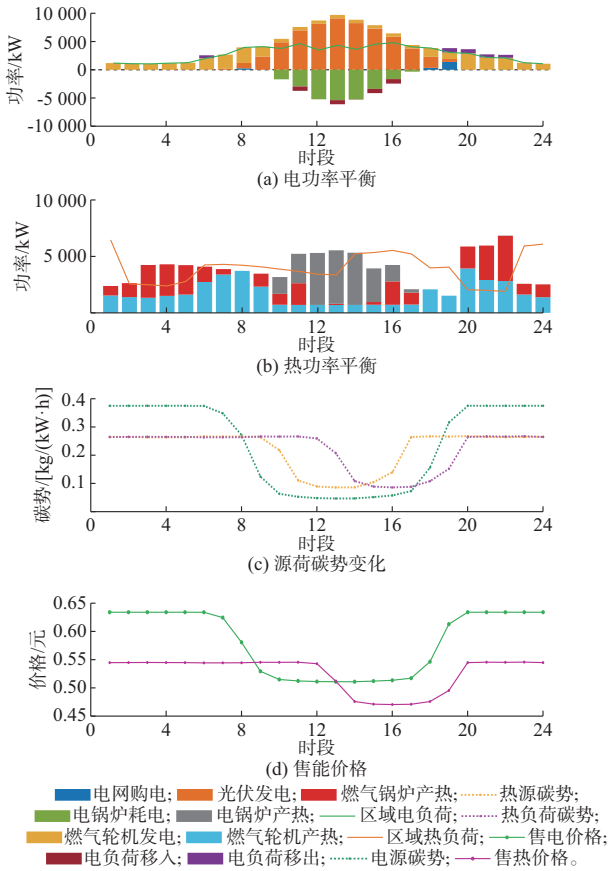

图3　考虑热网热延迟的调度结果

Fig. 3　Scheduling results considering thermal delay of heating network

这一时段的电源碳势较低。因此,电锅炉的产热碳势也较低,使得这一时段的热源碳势也较低。由图3(b)可知,由于热网热延迟的存在,热源产热量与热负荷需求存在明显的时间差。这一时间差也反映在图3(c)的热源碳势和热负荷碳势上。由于售热价格基于热负荷碳势而制定,热源碳势低谷时段与热负荷碳势低谷时段存在时间差,而电源碳势低谷时段与热源碳势低谷时段相同。因此,图3(d)中售电价格低谷时段与售热价格低谷时段存在时间差。

为进一步说明系统热负荷与新能源出力时空匹配机制,附录B图B1对热源碳势、售热价格和热负荷进行了关联性分析。由图B1可知,热源碳势、售热价格和热负荷存在明显的时空相关性。其中,热源碳势和售热价格两者为正相关关系,最大正相关系数为0.95,出现在滞后时间−3 h处。热源碳势和热负荷两者为负相关关系,最大负相关系数为−0.40,也出现在滞后时间−3 h处。这表明热量从热源生产到用户使用存在大约3 h的延迟,符合本文的热网传输延迟模型机理。此外,热负荷与售热价格的最大负相关系数为−0.40,出现在滞后时间0 h处,表明两者之间无时间滞后关系,这与用户能实时响应售热价格并进行热负荷调整相符。

为分析考虑热网热延迟的碳价制定对IES调度结果的影响,图4展示了两种场景下的调度情况。

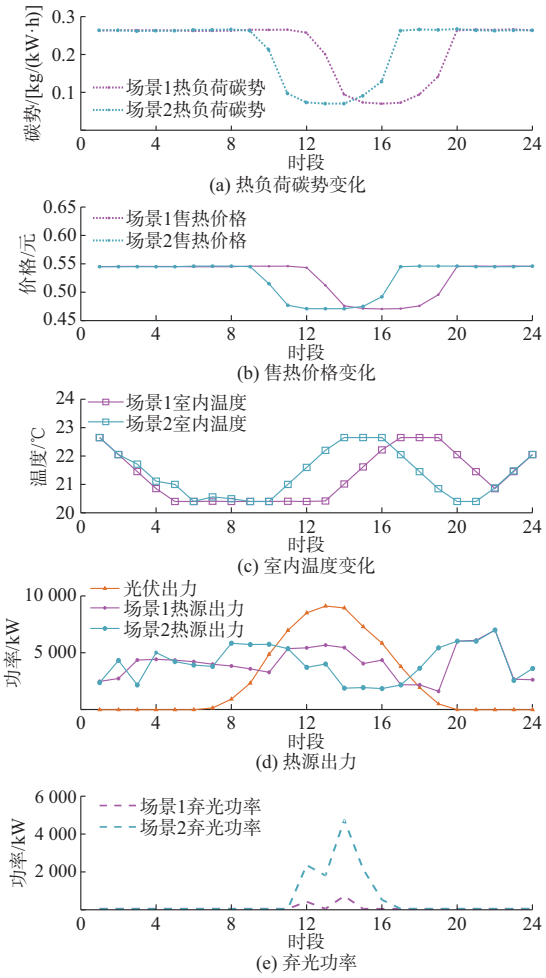

图4　两种场景下的调度结果

Fig. 4　Scheduling results in two scenarios

由图4(a)和(b)可知,在不考虑热网热延迟的场景2中,热负荷碳势与热源碳势的低谷时段相同,而碳价依据负荷碳势进行制定。因此,在碳价低谷的11:00—14:00时段,用户主动增加热负荷需求,提高室内温度。当用户达到最佳热舒适度的室内温度时,不再提高室内温度,这是因为当室内温度较高时,维持室内温度所需要的热负荷也较高,将造成用户在后续高峰热价时的用热成本较高。因此,即使15:00的热价处于低谷,用户也不会继续提高室内温度。

由图4(c)可知,场景1与场景2的用户分别在不同时段对室内温度进行提升,即在不同时段增加热源出力。由图4(d)可知,场景1的热源出力增加时段刚好与光伏预测出力高峰时段相同,而场景2

的热源出力时段则位于光伏预测出力高峰时段之前。因此,场景1的光伏出力被电锅炉大幅消纳。由图4(e)可知,场景1在光伏出力高峰时段的弃光功率大幅下降,表明考虑热网热延迟的碳价制定机制可以更加合理地引导用户热负荷响应。

3.3　用户用热决策分析

用户的室内温度调整与热舒适度及用热成本相关,不同的偏好用热形式都会对IES的优化结果产生影响。因此,需要考虑用户不同的用热决策对调度结果的影响。在热舒适度与经济性适中的场景1基础上,新增两个最舒适与最经济的用户用热场景。其中,最舒适场景下的建筑物室内温度始终为最舒适温度,而最经济场景下的用户不考虑热需求成本。基于式(31),用户总用能成本可表示为:

$$F_{\mathrm{YH}}=F_{\mathrm{YH}}^{\mathrm{buye}}+F_{\mathrm{YH}}^{\mathrm{dre}}+w_1F_{\mathrm{YH}}^{\mathrm{buyh}}+w_2F_{\mathrm{YH}}^{\mathrm{drh}} \quad (37)$$

在式(37)中,场景1下的w_1和w_2均为1;在最舒适场景下,w_1=0,w_2=1;在最经济场景下,w_1=1,w_2=0。

图5展示了3种场景下的热源出力与弃光情况。

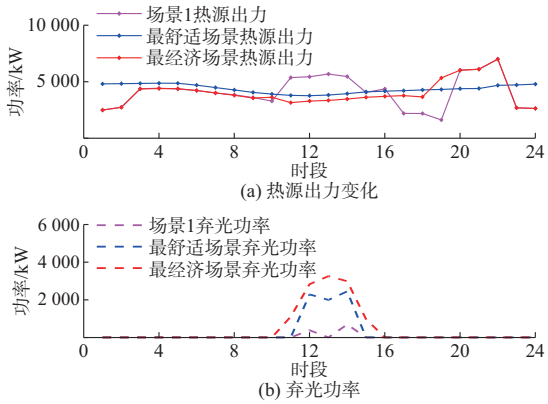

图5　不同用热决策下的热源出力与弃光功率

Fig. 5　Heat source output and photovoltaic power curtailment under various heat using decisions

由图5可知,即使最舒适场景下的用户建筑室内温度始终维持不变,热负荷也会随着室外温度的变化而缓慢变化,这一场景下的用户不具备主动的热负荷调节能力。因此,在光伏出力峰值的11:00—15:00时段,由于用户热负荷较低而造成了大量的弃光功率。最经济场景下的建筑室内温度在光伏出力峰值时段也始终维持在热舒适度下限时的室内温度,这使得用户热负荷也低,该场景下的热源出力相较于最舒适场景更低,弃光功率也更大。而场景1兼顾热舒适度和经济性时的用户用热决策不仅能提高用户的用能体验,还能更好地促进光伏出力消纳。

3.4　热力系统参数影响分析

热力系统中,热媒流速可以根据实际供热要求进行调节,建筑物的单位热损与建筑物的建造材料相关。因此,有必要对不同的热媒流速和建筑物单位热损下的弃光率进行分析,仿真结果如附录B图B2所示。由图可知,随着热媒流速的增加,弃光率下降,这是因为热媒流速与流量成正比,单位时间内管道所能输送给用户的热量也更多,从而促进了热源的出力,提高了光伏消纳能力。而建筑物单位热损的增加会使用户维持室内温度所需的热负荷需求增加。因此,用户即使是在光伏出力高峰时段也会减少室内温度的提升幅度,通过主动降低热舒适度来减少用能成本。

热媒流速是影响热延迟和碳流时空分布的关键因素。附录B图B3展示了不同热媒流速下的热负荷碳势分布。由于热源碳势分布几乎不受热媒流速的影响,图中仅给出了热媒流速为1 m/s时的热源碳势作为参照。可知,热媒流速对热负荷碳势的时空分布具有显著影响,随着热媒流速从1 m/s增加至2 m/s,热延迟降低,热源碳势与热负荷碳势的相位偏移量明显减少。

鉴于不同用户对热舒适度的感知阈值存在差异,需评估不同热舒适度容许区间的系统性能。附录B图B4展示了热舒适度上下限对系统弃光率的影响。由图可知,弃光率随着热舒适度容许区间的扩宽呈下降趋势。在热舒适度上限为1、下限低于−0.9时,弃光率达到最低为0;在热舒适下限和上限都为0时,弃光率最高为10.94%。这表明,系统能够调用用户的热负荷调节能力优化运行,进而降低弃光率,证明了本文模型对于不同热舒适敏感度用户的普适性。

3.5　模型收敛性分析

为验证所提模型及求解方法的收敛性,附录B图B5展示了系统在14:00时,模型逐次迭代求解获得的用户电负荷和热负荷结果。系统的双层优化调度在经过10次迭代后,满足收敛容差φ=0.5的要求,此时算法总求解时间为17.4 min,验证了模型的有效性与收敛性。

本文算法的求解效率与收敛容差φ的设置相关,表2分析了不同收敛容差下的算法性能。

由表2可知,当收敛容差从0.50缩小至0.05时,求解时间增加了3.4 min。尽管求解时间随着求解精度的提高而增长,但依旧在可接受范围内,这表明本文算法能适用于不同精度要求下的场景。

表2　不同收敛容差下的算法性能
Table 2　Algorithm performance under different convergence tolerances

收敛容差φ	迭代次数	求解时间/min
0.50	10	17.4
0.20	11	19.1
0.05	12	20.8

4　结语

针对热网传输延迟引发的用户低碳响应时滞问题,本文提出了一种计及网荷热惯性的IES低碳优化调度方法。通过仿真分析,得出以下结论:

1)考虑热网传输延迟的碳价定价机制能够有效匹配新能源出力与用户热负荷需求,在降低运营商运行成本的同时,减少用户用能成本,促进系统新能源消纳和经济低碳运行。

2)兼顾经济性与舒适度的用户用热方式相比于极端经济或舒适的用热方式更有利于光伏消纳。

3)热力系统参数会影响系统的光伏消纳能力,热媒流速的增加可以提高消纳能力,而建筑热损的增加会使系统消纳能力下降。

由以上结果可知,在光伏出力高峰期,结合智能供热系统合理提高热媒流速是提升系统光伏消纳能力的有效手段。同时,本文模型在多能源耦合场景下也展现出良好的扩展潜力,可通过氢能系统及储能等灵活性资源补偿热网惯性延迟实现多能协同优化。

本文研究为耦合网荷热惯性的IES低碳运行提供了参考,但尚未考虑源荷不确定性对碳流时空分布的影响。为此,后续研究将结合源荷概率预测信息构建鲁棒碳价机制,为不确定性场景下的IES低碳响应提供定价支撑。

附录见本刊网络版,点击http://www.aeps-info.com/aeps/article/abstract/20250407007,或扫描英文摘要后二维码,可阅读全文。

参考文献

[1] 中共中央国务院.关于印发《加快构建碳排放双控制度体系工作方案》的通知[EB/OL].[2024-09-06].https://www.gov.cn/zhengce/content/202408/content_6966079.htm.
The State Council of the People's Republic of China. Notice on issuing the "Work Plan to Accelerate Building a Dual Control System for Carbon Emissions" [EB/OL]. [2024-09-06]. https://www.gov.cn/zhengce/content/202408/content_6966079.htm.

[2] 刘英培,黄寅峰.考虑碳排权供求关系的多区域综合能源系统联合优化运行[J].电工技术学报,2023,38(13):3459-3472.
LIU Yingpei, HUANG Yinfeng. Joint optimal operation of multi-regional integrated energy system considering the supply and demand of carbon emission rights [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(13): 3459-3472.

[3] 贠韫韵,张大海,王小君,等.考虑光热电站及富氧燃烧捕集技术的电热气综合能源系统低碳运行优化[J].电工技术学报,2023,38(24):6709-6726.
YUN Yunyun, ZHANG Dahai, WANG Xiaojun, et al. Low-carbon operational optimization of integrated electricity-heat-gas energy system considering concentrating solar power plant and oxygen-enriched combustion capture technology[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(24): 6709-6726.

[4] 张玉敏,孙鹏凯,孟祥剑,等.基于碳势-能源价格双响应的综合能源系统低碳经济调度[J].电力系统自动化,2024,48(9):21-33.
ZHANG Yumin, SUN Pengkai, MENG Xiangjian, et al. Low-carbon economic dispatching of integrated energy system based on dual response of carbon intensity and energy price [J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(9): 21-33.

[5] 李姚旺,张宁,杜尔顺,等.基于碳排放流的电力系统低碳需求响应机制研究及效益分析[J].中国电机工程学报,2022,42(8):2830-2842.
LI Yaowang, ZHANG Ning, DU Ershun, et al. Mechanism study and benefit analysis on power system low carbon demand response based on carbon emission flow [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8): 2830-2842.

[6] 向恩民,高红均,刘畅,等.基于供需双侧博弈互动的园区多能运营商能源交易优化决策[J].中国电机工程学报,2021,41(8):2744-2757.
XIANG Enmin, GAO Hongjun, LIU Chang, et al. Optimal decision of energy trading for community multi-energy operator based on game interaction with supply and demand sides [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(8): 2744-2757.

[7] 李伊竹林,韩肖清,李廷钧,等.基于动态电-碳需求响应的综合能源系统日前多元低碳交易方法[J].电力系统自动化,2024,48(12):24-35.
LI Yizhulin, HAN Xiaoqing, LI Tingjun, et al. Multifaceted day-ahead low-carbon trading method for integrated energy systems based on dynamic electricity-carbon demand response [J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(12): 24-35.

[8] WANG Q, MIAO C R, TANG Y. Power shortage support strategies considering unified gas-thermal inertia in an integrated energy system[J]. Applied Energy, 2022, 328: 120229.

[9] MIAO C R, WANG Q, TANG Y. A gas-thermal inertia-based frequency response strategy considering the suppression of a second frequency dip in an integrated energy system[J]. Energy, 2023, 263: 125880.

[10] WANG X J, HAN L, WANG C, et al. A time-scale adaptive dispatching strategy considering the matching of time characteristics and dispatching periods of the integrated energy system[J]. Energy, 2023, 267: 126584.

[11] 仪忠凯,李志民.计及热网储热和供热区域热惯性的热电联合调度策略[J].电网技术,2018,42(5):1378-1384.
YI Zhongkai, LI Zhimin. Combined heat and power dispatching strategy considering heat storage characteristics of heating network and thermal inertia in heating area[J]. Power System Technology, 2018, 42(5): 1378-1384.

[12] 韩丽,喻洪波,王冲,等.考虑建筑物热惯性的综合能源系统主

从博弈协调优化策略[J].太阳能学报,2024,45(9):197-209.
HAN Li, YU Hongbo, WANG Chong, et al. Coordinated optimization strategy of Stackelberg game for integrated energy systems considering thermal inertia of buildings [J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2024, 45(9): 197-209.

[13] 武姝凝,李华强,刘洋,等.考虑供热系统精细化建模的区域综合能源系统多目标优化调度[J].电网技术,2023,47(5):1979-1992.
WU Shuning, LI Huaqiang, LIU Yang, et al. Multi-objective optimal scheduling of regional integrated energy system considering refined modeling of heating system [J]. Power System Technology, 2023, 47(5): 1979-1992.

[14] 任恒宇,韩冬,任曦骏,等.基于时变价格弹性矩阵的深谷电价多目标定价策略[J].电网技术,2024,48(3):958-969.
REN Hengyu, HAN Dong, REN Xijun, et al. Multi-objective deep valley electricity pricing model based on time-varying price elasticity matrix[J]. Power System Technology, 2024, 48(3): 958-969.

[15] 罗舒钰,李奇,阳洋,等.计及电-热-氢差异化激励需求响应的园区综合能源系统优化调度[J].电力自动化设备,2023,43(12):214-221.
LUO Shuyu, LI Qi, YANG Yang, et al. Community integrated energy system optimal scheduling considering differentiated power-heat-hydrogen incentive based demand response[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(12): 214-221.

[16] 张靖,李勇,曹一家,等.计及需求侧管理与碳排放的综合能源系统光-储设备优化配置方法[J].电力自动化设备,2024,44(7):189-197.
ZHANG Jing, LI Yong, CAO Yijia, et al. Optimal configuration approach of PV-ESS for integrated energy system considering demand-side management and carbon emission[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(7): 189-197.

[17] 周天睿,康重庆,徐乾耀,等.电力系统碳排放流分析理论初探[J].电力系统自动化,2012,36(7):38-43.
ZHOU Tianrui, KANG Chongqing, XU Qianyao, et al. Preliminary theoretical investigation on power system carbon emission flow [J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(7): 38-43.

[18] 康重庆,杜尔顺,李姚旺,等.新型电力系统的"碳视角":科学问题与研究框架[J].电网技术,2022,46(3):821-833.
KANG Chongqing, DU Ershun, LI Yaowang, et al. Key scientific problems and research framework for carbon perspective research of new power systems[J]. Power System Technology, 2022, 46(3): 821-833.

[19] CHENG Y H, ZHANG N, WANG Y, et al. Modeling carbon emission flow in multiple energy systems [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(4): 3562-3574.

[20] LI J F, HE X T, LI W D, et al. Low-carbon optimal learning scheduling of the power system based on carbon capture system and carbon emission flow theory [J]. Electric Power Systems Research, 2023, 218: 109215.

[21] 叶宇静,邢海军,米阳,等.考虑低碳需求响应及主从博弈的综合能源系统低碳优化调度[J].电力系统自动化,2024,48(9):34-43.
YE Yujing, XING Haijun, MI Yang, et al. Low-carbon optimal dispatching of integrated energy system considering low-carbon demand response and Stackelberg game[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(9): 34-43.

[22] WANG Y Q, QIU J, TAO Y C. Optimal power scheduling using data-driven carbon emission flow modelling for carbon intensity control[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(4): 2894-2905.

[23] 刘哲远,邢海军,程浩忠,等.考虑碳排放流及需求响应的综合能源系统双层优化调度[J].高电压技术,2023,49(1):169-178.
LIU Zheyuan, XING Haijun, CHENG Haozhong, et al. Bi-level optimal scheduling of integrated energy system considering carbon emission flow and demand response[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(1): 169-178.

[24] FAN S L, XU G D, CHEN Z P, et al. Carbon-embedded energy coordination strategy in park-level integrated energy system considering time-varying carbon emission measurement [J]. Journal of Cleaner Production, 2024, 434: 139967.

[25] 梁宁,方茜,徐慧慧,等.基于节点碳势需求响应的电力系统双层优化调度[J].电力系统自动化,2024,48(9):44-53.
LIANG Ning, FANG Qian, XU Huihui, et al. Bi-level optimal dispatching of power system based on demand response considering nodal carbon intensity[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(9): 44-53.

[26] CHENG Y H, ZHANG N, ZHANG B S, et al. Low-carbon operation of multiple energy systems based on energy-carbon integrated prices [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 11(2): 1307-1318.

[27] 张笑演,王橹裕,黄蕾,等.考虑扩展碳排放流和碳交易议价模型的园区综合能源优化调度[J].电力系统自动化,2023,47(9):34-46.
ZHANG Xiaoyan, WANG Luyu, HUANG Lei, et al. Optimal dispatching of park-level integrated energy system considering augmented carbon emission flow and carbon trading bargain model[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(9): 34-46.

[28] WANG Y D, HU J J, LIU N. Energy management in integrated energy system using energy-carbon integrated pricing method[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2023, 14(4): 1992-2005.

[29] 葛晓琳,王云鹏,朱肖和,等.计及差异化能量惯性的电-热-气综合能源系统日前优化调度[J].电网技术,2021,45(12):4630-4642.
GE Xiaolin, WANG Yunpeng, ZHU Xiaohe, et al. Day-ahead optimal scheduling for integrated power, heat and gas energy system considering differentiation energy inertia [J]. Power System Technology, 2021, 45(12): 4630-4642.

袁志鑫(1998—),男,博士研究生,主要研究方向:综合能源系统优化调度。E-mail:2659020678@qq.com

韩　丽(1977—),女,通信作者,博士,教授,博士生导师,主要研究方向:可再生能源发电技术以及电网优化调度等。E-mail:dannyli717@163.com

王晓静(1999—),女,博士研究生,主要研究方向:电网优化调度。E-mail:dinger212@163.com

(编辑　陈燕,章黎)

Low-carbon Optimal Scheduling of Integrated Energy System Considering Thermal Inertia of Grid and Load

YUAN Zhixin[1], *HAN Li*[1], *WANG Xiaojing*[1], *JING Huitian*[1], *CAI Dongyang*[2]

(1. School of Electrical Engineering, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221116, China;
2. Electric Power Research Institute of China Southern Power Grid Company Limited, Guangzhou 510663, China)

Abstract: To address the low-carbon response delay of users caused by the transmission delay of the heating network, a low-carbon optimal scheduling method for the integrated energy system considering thermal inertia of grid and load is proposed. Firstly, the thermal inertia model and carbon flow model of the heating network are constructed based on the flow segmentation method, and the carbon pricing mechanism based on the load carbon potential distribution is designed to solve the delay problem of carbon signal transmission in the heating network. Secondly, a building thermal inertia model is established by combining the thermal comfort theory to reveal the dynamic relationship between the user thermal load adjustment and the room temperature change, and a model of heat demand price elasticity with time lag dependence is constructed accordingly. Finally, a bi-level optimization model with the objective of minimizing the operating cost of system operators and the energy cost of users is established, which is solved through coordinated iteration of the energy pricing and load response. The simulation results show that the proposed method can improve the spatiotemporal alignment between the thermal load curves of users and the peaks and valleys of renewable energy output, achieving a balance between renewable energy accommodation and user energy consumption experience.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 62076243) and China Southern Power Grid Company Limited (No. DPGCSG-2024-KF-01).

Key words: integrated energy system; transmission delay; heating network; thermal inertia; carbon flow; carbon potential; demand price elasticity; optimal scheduling