

基于主从博弈和混合需求响应的能量枢纽 多时间尺度优化调度策略

王瑞¹,程杉¹,徐建宇²,左先旺¹

(1. 三峡大学 智慧能源技术湖北省工程研究中心,湖北 宜昌 443002;
2. 国网河南省电力公司 驻马店供电公司,河南 驻马店 463000)

摘要:针对综合能源系统中多市场主体利益诉求不同以及源、荷不确定性造成的系统波动问题,提出了基于主从博弈和混合需求响应的能量枢纽(EH)多时间尺度优化调度策略。为有效评估多能负荷柔性特性,将建筑热传递模型与生活热水储存模型集成到EH模型中,建立了完善的综合需求响应模型。针对EH内利益诉求多元化的问题,基于Stackelberg博弈理论,构建了EH日前主从博弈优化调度模型。考虑到日前源、荷预测误差对EH优化运行的影响,提出了考虑激励型综合需求响应的EH日内短时间尺度优化策略,形成了日前与日内的闭环反馈优化。仿真结果表明考虑多种综合需求响应策略和主从博弈的EH多时间尺度优化调度策略,不仅可以降低系统运行成本,维护供需双方利益诉求,而且可以提升系统平抑源、荷波动的能力,实现EH经济、稳定运行。

关键词:综合能源系统;能量枢纽;多时间尺度;混合需求响应;Stackelberg博弈;不确定性

中图分类号:TM 73;TK 01

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202204055

0 引言

安全高效、低碳清洁是当今能源发展的主流方向,统筹多能耦合、协同调度的综合能源系统(integrated energy system, IES)已成为目前和未来高效利用能源的重要形式^[1-2]。然而,在高比例可再生能源接入IES的情况下,IES的源、荷双侧均存在很强的不确定性,而IES内部复杂的能量耦合关系以及用户参与市场调节的主动性等问题,都为IES的优化运行带来了诸多困难与挑战^[3]。

能量枢纽(energy hub, EH)是多能源间耦合的枢纽,在IES的研究中扮演着重要角色^[4]。文献[5]建立了含风力发电的EH运行优化模型,采用场景分析法描述风电的不确定性。文献[6]通过分析IES中的能源耦合关系,构建了包含可再生能源、电转气设备和冷热电联供(combined cooling, heating and power, CCHP)机制的联合经济调度模型。文献[7]引入N-1安全准则,建立了含天然气系统、电力系统的EH优化配置方法。此外,由于EH需求的多样化,应用综合需求响应(integrated demand response, IDR)既能实现多能互补又能降低系统的供能压力。为此,文献[8]将传统电力需求响应的建模方法延伸至热、冷负荷,同时考虑热、冷负荷可调度性,实现EH中多元负荷的联合调度。文献[9]利用供需双侧

热、电耦合互补关系,根据电负荷的弹性响应和供热方式的多样性,建立了热、电负荷IDR模型并提出相应的响应补偿机制。上述研究为EH的优化调度提供了重要的理论基础,但未考虑EH内市场主体的灵活互动。EH可由运营商进行整合和管理,而博弈论可以很好地处理不同主体间的利益冲突。文献[10-11]建立了考虑需求响应的微网运营商与用户的多能博弈互动模型。而文献[12]提出了基于Stackelberg博弈的IES优化运行方法,建立了IES运营商和含有热电耦合负荷用户的主从博弈模型。文献[13]则针对园区EH建立了供需双侧博弈互动的交易决策模型,提出了考虑多主体交互机制的IES优化运行方法。然而,文献[10-13]均是在以可再生能源和负荷精准预测为前提的情况下展开研究的,忽略了源、荷之间的不确定性。

近年来,基于模型预测控制(model predictive control, MPC)的调度模型获得了广泛关注。文献[14]基于含反馈校正机制的MPC修正预测误差,但缺少日前调度计划的指导,导致结果不一定具有全局最优性。文献[15]在此基础上补充了日前调度模型,以保障系统优化的准确度。文献[16]同时考虑电、热、冷能调度时长的差异性,在日内调度阶段采取双层滚动优化分别对电能与冷、热能进行调度,使结果更符合实际。但文献[14-16]均未设置实时反馈环节,对调度结果的偏差无法进行实时校正,鉴于此问题,文献[17]建立了包括日前-日内-实时三时间尺度优化调度模型,但忽略了需求侧资源对系统的影响。

收稿日期:2021-09-07;修回日期:2021-11-20

在线出版日期:2022-04-19

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51607105)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51607105)

通过上述分析,总结目前的研究存在以下不足:

- ①未充分考虑 IES 中多市场主体博弈互动时的源、荷不确定性对调度结果的影响,使得结果偏离实际;
- ②未充分考虑用户因参与 IDR 而导致室温波动、舒适性降低等问题,无法准确评估多能负荷转移与削减对用户舒适度的影响;
- ③对于多能需求侧资源参与源、荷波动平抑的研究不够充分,未考虑不同 IDR 资源响应时间差异性的问题。

针对上述问题,本文提出了基于主从博弈和混合 IDR 策略的 EH 多时间尺度优化调度策略。首先,建立了 EH 耦合模型,并针对多元负荷柔性特性和可调度价值,构建了考虑温度舒适度的价格型 IDR 模型;然后,基于 Stackelberg 博弈理论,建立了 EH 日前主从博弈优化调度模型;最后,考虑到源、荷不确定性以及不同形式的 IDR 资源响应时间差异性,在日前调度结果的基础上,以综合运行成本最低为目标,建立了考虑激励型 IDR 的日内短时间尺度优化模型。仿真结果表明本文所提策略不仅能提升 EH 运营商(energy hub operator, EHO)收益,降低用户用能成本,还能提升系统平抑源、荷功率波动的能力,实现 EH 经济、稳定运行。

1 EH 结构与用户需求建模

1.1 EH 结构

EH 是一种描述 IES 中不同形式能源之间供应、转化、存储、传输等耦合关系的广义抽象模型。本文构建的 EH 结构如图 1 所示。本文主要考虑较常见的清洁能源设备,即风电机组(wind turbine, WT)和光伏(photovoltaic, PV)。多能耦合设备主要包括燃气轮机(gas turbine, GT)、热交换器(heat exchanger, HE)、电制冷机(air conditioner, AC)、燃气锅炉(gas boiler, GB)和吸收式制冷机(absorption refrigerator, AR)。储能设备为蓄电池(battery, BT)。

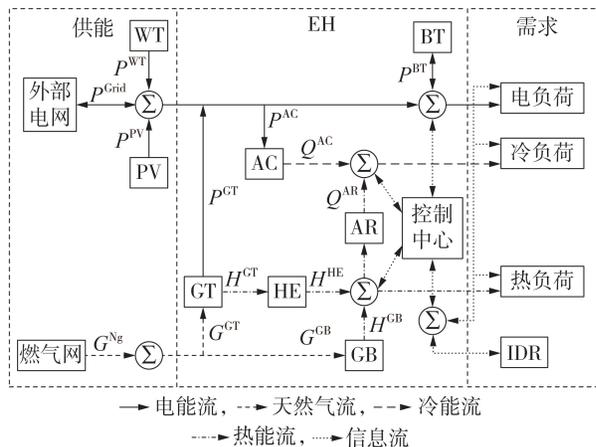


图 1 EH 结构图

Fig.1 Structure diagram of EH

EH 实质上是一种利用耦合矩阵描述 IES 输入-

输出关系的数学模型。根据图 1 可知, EH 主要包括 3 个部分, 分别是能源的供应、转换和需求。能源供应侧: 由 WT、PV、BT 和外部电网组成的电力供给系统以及提供天然气的燃气系统组成, 即 EH 模型的输入量。能源转换侧: 可完成多种能源类型的相互转换, 包括 GT、HE、AC、GB、AR 等设备, 通过各设备的转换效率和调度系数实现 EH 中多能源的转换和分配, 是 EH 模型的枢纽中心。能源需求侧: 由包含电、热、冷 3 种负荷需求的用户组成, 即 EH 模型的输出量。根据对 EH 基本结构的分析, 图 1 所描述的 EH 模型为:

$$[L_t^E \ L_t^{Cl} \ L_t^{Ws}]^T = \begin{bmatrix} 1 & 1 & \mu_t^{E,G} & \mu_t^{E,BT} \eta^{BT} & \mu_t^{E,GT} \eta^{GT} \\ 0 & 0 & \mu_t^{AC,G} \eta^{AC,G} & \mu_t^{AC,BT} \eta^{BT} & \mu_t^{Cl,GT} \eta^{GT} / \lambda^{GT} + \mu_t^{Cl,GB} \eta^{GB} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \mu_t^{Ws,GT} \eta^{GT} / \lambda^{GT} + \mu_t^{Ws,GB} \eta^{GB} \end{bmatrix} \times [P_t^{PV} \ P_t^{WT} \ P_t^{Grid} \ P_t^{BT} \ P_t^{Ng}]^T \quad (1)$$

式中: 下标 t 表示 t 时段; P_t^{PV} 、 P_t^{WT} 和 P_t^{BT} 分别为 PV、WT、BT 输出电功率; P_t^{Grid} 、 P_t^{Ng} 分别为电网交互功率和天然气发电功率; L_t^E 、 L_t^{Cl} 和 L_t^{Ws} 分别为电、冷、热负荷; $\mu_t^{E,G}$ 、 $\mu_t^{AC,G}$ 分别为电网输入 IES 的电流入电负荷、AC 的调度系数; $\mu_t^{E,BT}$ 、 $\mu_t^{AC,BT}$ 分别为 BT 输入的电流入电负荷、AC 的调度系数; $\mu_t^{E,GT}$ 、 $\mu_t^{Cl,GT}$ 、 $\mu_t^{Ws,GT}$ 和 $\mu_t^{Cl,GB}$ 、 $\mu_t^{Ws,GB}$ 分别为燃气网输入的天然气流入 GT 的电、冷、热负荷调度系数和流入 GB 的冷、热负荷调度系统的调度系数; η^{BT} 、 η^{GT} 和 η^{GB} 分别为 BT、GT 和 GB 的输出效率; λ^{GT} 为 GT 的输出热电功率比。

供能侧流向 EH 的调度系数应满足如下关系以约束能流平衡:

$$\begin{cases} \mu_t^{E,G} + \mu_t^{AC,G} = 1 \\ \mu_t^{E,BT} + \mu_t^{AC,BT} = 1 \\ \mu_t^{E,GT} + \mu_t^{Cl,GT} + \mu_t^{Cl,GB} + \mu_t^{Ws,GT} + \mu_t^{Ws,GB} = 1 \end{cases} \quad (2)$$

1.2 用户负荷需求建模

1) 柔性冷负荷需求建模。

以夏季制冷为例描述用户的柔性冷负荷需求。假设 EH 制冷设备在使用时间内连续运行, 根据能量守恒定理, t 时段内室内热量变化量 ΔL^{Cl} 等于制冷量 L^{Cl} 与建筑吸热量 L^B 之差, 由此可得 EH 热平衡方程为:

$$\Delta L^{Cl} = \rho^{Air} C^{Air} V^B \frac{\partial T^{In}}{\partial t} = L^{Cl} - L^B \quad (3)$$

式中: ρ^{Air} 为空气密度; V^B 为建筑体积; T^{In} 为室内温度, $\partial T^{In} / \partial t$ 为室内温度变化率; C^{Air} 为空气比热容。

建筑热传递过程如附录 A 图 A1 所示。影响建筑吸热的主要因素有: 建筑外墙、外窗传递的热量 L^{Wall} 、 L^{Win} , 建筑因吸收室内照明、人体散热等热量产生的室内热源 L^{In} 以及太阳辐射所产生的热量 L^S , 因此 L^B 可表示为^[18]:

$$L^B = L^{Wall} + L^{Win} + L^{In} + L^S \quad (4)$$

$$\begin{cases} L^{\text{Wall}} = \sum_{j \in J} k_j^{\text{Wall}} f_j^{\text{Wall}} (T^{\text{Out}} - T^{\text{In}}) \\ L^{\text{Win}} = \sum_{j \in J} k_j^{\text{Win}} f_j^{\text{Win}} (T^{\text{Out}} - T^{\text{In}}) \\ L^{\text{S}} = \sum_{j \in J} k_j^{\text{Win}} \text{ISC} \end{cases}$$

式中: j 表示建筑朝向; J 为建筑朝向的集合; T^{Out} 为室外温度; f_j^{Wall} 、 f_j^{Win} 分别为建筑外墙、外窗面积; I 为太阳辐射功率; k_j^{Wall} 和 k_j^{Win} 分别为建筑外墙和外窗与室外的传热系数; S 、 C 分别为外窗遮阳系数、得热因子。本文假设建筑所有传递的热量均匀分布在东南西北四面墙上。

联合式(3)和式(4),并通过差分化处理^[17],可以得到离散化的EH热平衡方程为:

$$\rho^{\text{Air}} C^{\text{Air}} V^{\text{B}} (T_{t+1}^{\text{Out}} - T_t^{\text{Out}}) = L_t^{\text{Cl}} - \sum_{j \in J} k_j^{\text{Wall}} f_j^{\text{Wall}} (T_t^{\text{Out}} - T_t^{\text{In}}) - \sum_{j \in J} k_j^{\text{Win}} f_j^{\text{Win}} (T_t^{\text{Out}} - T_t^{\text{In}}) - \sum_{j \in J} k_j^{\text{Win}} \text{SCI}_t \quad (5)$$

由式(5)可得室内温度与制冷功率之间的关系。此外,为保障用户舒适度,室温应满足上下限约束和波动约束,即:

$$\begin{cases} T_{\min}^{\text{In}} \leq T_t^{\text{In}} \leq T_{\max}^{\text{In}} \\ \gamma_t^{\text{In}-} = \frac{T_{\min}^{\text{In}} - T_t^{\text{In}}}{|T_{\text{opt}}^{\text{In}} - T_t^{\text{In}}|}, \quad \gamma_t^{\text{In}+} = \frac{T_t^{\text{In}} - T_{\max}^{\text{In}}}{|T_{\text{opt}}^{\text{In}} - T_t^{\text{In}}|} \\ (1 + \gamma_t^{\text{In}-}) T_{\text{opt}}^{\text{In}} \leq T_t^{\text{In}} \leq (1 + \gamma_t^{\text{In}+}) T_{\text{opt}}^{\text{In}} \end{cases} \quad (6)$$

式中: T_{\max}^{In} 、 T_{\min}^{In} 分别为用户可接受的室内温度上、下限; $T_{\text{opt}}^{\text{In}}$ 为设定的最适宜室温; $\gamma_t^{\text{In}+}$ 、 $\gamma_t^{\text{In}-}$ 分别为室温波动相对值的上、下限。

2) 柔性热负荷需求建模。

与制冷负荷类似,用户可根据不同的能源价格在适宜的水温范围内调节热负荷需求。通过热水储存模型描述供水温度与热负荷之间的关系为^[19]:

$$T_{t+1}^{\text{Ws}} = \frac{H_t^{\text{Ws}}}{V^{\text{Ws}} C^{\text{Ws}}} + \frac{V_t^{\text{C, Ws}}}{V^{\text{Ws}}} T_t^{\text{C, Ws}} + \frac{V_t^{\text{Ws}} - V_t^{\text{C, Ws}}}{V^{\text{Ws}}} T_t^{\text{Ws}} \quad (7)$$

式中: C^{Ws} 为水的比热容; T_t^{Ws} 和 $T_t^{\text{C, Ws}}$ 分别为储水温度和进入储水罐代替消耗热水的冷水温度; V^{Ws} 和 $V_t^{\text{C, Ws}}$ 分别为储水总量和进入储水罐代替消耗热水的冷水总量; H_t^{Ws} 为供应热水所需的能量。

水温的上下限约束和波动约束如下:

$$\begin{cases} T_{\min}^{\text{Ws}} \leq T_t^{\text{Ws}} \leq T_{\max}^{\text{Ws}} \\ \gamma_t^{\text{Ws}-} = \frac{T_{\min}^{\text{Ws}} - T_t^{\text{Ws}}}{|T_{\text{opt}}^{\text{Ws}} - T_t^{\text{Ws}}|}, \quad \gamma_t^{\text{Ws}+} = \frac{T_t^{\text{Ws}} - T_{\max}^{\text{Ws}}}{|T_{\text{opt}}^{\text{Ws}} - T_t^{\text{Ws}}|} \\ (1 + \gamma_t^{\text{Ws}-}) T_{\text{opt}}^{\text{Ws}} \leq T_t^{\text{Ws}} \leq (1 + \gamma_t^{\text{Ws}+}) T_{\text{opt}}^{\text{Ws}} \end{cases} \quad (8)$$

式中: T_{\max}^{Ws} 、 T_{\min}^{Ws} 分别为用户可接受的生活热水温度上、下限; $T_{\text{opt}}^{\text{Ws}}$ 为设定的最适宜水温; $\gamma_t^{\text{Ws}+}$ 、 $\gamma_t^{\text{Ws}-}$ 分别为水温波动相对值的上、下限。

1.3 IDR资源分类

对于可调度的需求侧资源,不同的能源形式对价格变化和外界激励的响应速度不同。通过在不同时间尺度下对不同类型的IDR资源协调优化,可提升源、荷互动能力,减少因预测误差而引起的源、荷波动。

本文IDR资源包含可转移负荷与可削减负荷,其中可转移负荷在日前调度阶段确定;而可削减负荷根据响应时间的不同,分为日前可削减负荷与日内可削减负荷2种,其具体分类如表1所示。

表1 多时间尺度IDR资源分类

负荷类型	响应类型	响应时间	
		日前(1 h)	日内(15 min)
电负荷	可转移负荷	基于价格型 IDR确定电 负荷转移量	
	可削减负荷		基于激励型IDR 确定电负荷削减量
冷、热负荷	可转移、 削减负荷	基于价格型 IDR确定冷、 热负荷转移 和削减量	基于激励型IDR确 定冷、热负荷削减量

日前调度(1 h)阶段:基于Stackelberg博弈确定日前可转移电、热、冷负荷量。为提升综合效益,用户可在温度舒适度范围内削减部分冷、热负荷。日内调度(15 min)阶段:基于日前调度结果,日内阶段考虑源、荷不确定性,提出了激励型IDR策略。用户根据激励策略进一步削减部分冷、热负荷,充分挖掘自身负荷的可调度潜力,并与日内设备出力计划修正相结合,确定最终实际调度计划。

2 EH多时间尺度优化模型

2.1 多时间尺度调度策略

图2为含IDR的EH多时间尺度调度框架,其求解流程如图3所示。

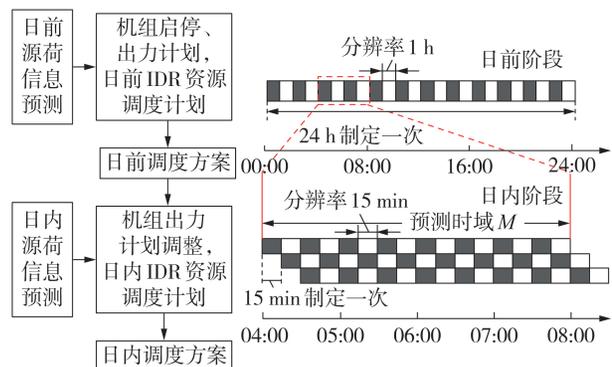


图2 计及IDR的EH多时间尺度调度框架

Fig.2 Multi-time scale scheduling framework of EH considering IDR

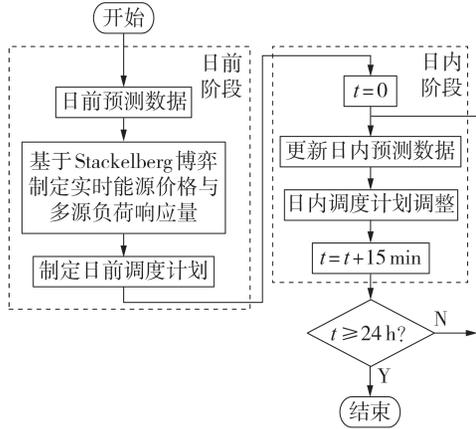


图 3 计及 IDR 的 EH 多时间尺度调度求解流程

Fig.3 Multi-time scale scheduling solution process of EH considering IDR

日前和日内优化分别以 1 h 和 15 min 为时间尺度。通过滚动优化降低源、荷波动对 EH 运行计划的影响。

1) 日前优化阶段: 基于 Stackelberg 博弈的交易互动优化调度。基于 Stackelberg 博弈理论, EHO 以自身净利润最大为目标制定出售的能源价格以及各设备出力计划, 并将能源价格发送给用户。用户基于 EHO 发布的能源价格, 根据购能成本和不舒适度成本之和最小为目标调整自身用能策略, 并将优化的用能策略发送给 EHO。通过重复上述步骤, 直到双方均达到博弈均衡, 日前调度的主从博弈框架如附录 A 图 A2 所示。

2) 日内调整阶段: 考虑激励型 IDR 的日内优化调度策略。根据日前计划, 以 15 min 为时间尺度。以日内第 k 个时间段更新接下来控制时域 M 内源、荷预测信息。同时考虑激励型 IDR, 以 EH 日内设备调整成本最低为目标, 确定控制时域 M 内机组出力计划值以及可削减负荷量, 但只执行 t 时段(当前时段)计划。在第 $k+1$ 时段开始, 使用新的源、荷预测信息重复此日内优化步骤, 滚动更新。

2.2 考虑主从博弈互动的 EH 日前调度

2.2.1 EHO 模型

EHO 根据用户用能策略调节 EH 内能量耦合设备出力与内部能源价格, 以最大化 EHO 净利润 $F_{\text{EHO}}^{\text{AD}}$ 为目标, 即:

$$\begin{aligned} \max F_{\text{EHO}}^{\text{AD}} &= C_{\text{Sale}}^{\text{AD}} - C_{\text{Buy}}^{\text{AD}} - C_{\text{m}}^{\text{AD}} \quad (9) \\ \left\{ \begin{aligned} C_{\text{Sale}}^{\text{AD}} &= \sum_i \sum_{t=1}^{24} L_{i,t}^{\text{AD}} c_t^i \Delta t + \sum_{t=1}^{24} P_{\text{sGrid},t}^{\text{AD}} c_t^{\text{sGrid}} \Delta t \\ C_{\text{Buy}}^{\text{AD}} &= \sum_{t=1}^{24} \left[P_{\text{bGrid},t}^{\text{AD}} c_t^{\text{bGrid}} + (G_{\text{GT},t}^{\text{AD}} + G_{\text{GB},t}^{\text{AD}}) c^{\text{Ng}} \right] \Delta t \quad (10) \\ C_{\text{m}}^{\text{AD}} &= \sum_{k=1}^K J_k P_{k,t} \Delta t + \rho (L_t^{\text{E}} - P_t^{\text{WT}} - P_t^{\text{PV}}) \Delta t \end{aligned} \right. \end{aligned}$$

式中: $i \in \{E, \text{Cl}, \text{Ws}\}$; Δt 为时间间隔; $C_{\text{Sale}}^{\text{AD}}$ 为 EHO 向用

户售电、冷、热能所得收益; $C_{\text{Buy}}^{\text{AD}}$ 为 EHO 向电网和电网购能所支付的费用; C_{m}^{AD} 为设备运行维护成本和污染排放成本^[13]; c_t^i 为 EHO 向用户出售第 i 种能源的价格; $L_{i,t}^{\text{AD}}$ 为用户执行 IDR 后的第 i 类实际负荷; c_t^{bGrid} 、 c_t^{sGrid} 分别为 EHO 向外部电网购、售电价格, $P_{\text{bGrid},t}^{\text{AD}}$ 、 $P_{\text{sGrid},t}^{\text{AD}}$ 分别为相应的购、售电功率; c^{Ng} 为天然气价格; J_k 为第 k 类设备运行维护成本系数; ρ 为单位电量的惩罚费用系数; $G_{\text{GT},t}^{\text{AD}}$ 、 $G_{\text{GB},t}^{\text{AD}}$ 分别为 GT、GB 所消耗的天然气的量; $P_{k,t}$ 为第 k 类设备的输出功率。

EHO 在优化调度中不仅需考虑 EH 内多种能源供需平衡, 还需要考虑内部能源价格约束, 即:

$$c_{t,\min}^i \leq c_t^i \leq c_{t,\max}^i \quad (11)$$

式中: $c_{t,\max}^i$ 、 $c_{t,\min}^i$ 分别为 EHO 向用户出售第 i 种能源的价格上、下限值。

2.2.2 用户模型

用户的目标函数为购能成本和不舒适度成本之和。假设 EH 内用户均同意参与负荷调整, 且能接受一定程度的满意度变化, 其目标函数为:

$$\min F_{\text{User}}^{\text{AD}} = C_{\text{User}}^{\text{AD}} + U_{\text{User}}^{\text{AD}} \quad (12)$$

$$C_{\text{User}}^{\text{AD}} = \sum_i \sum_{t=1}^{24} L_{t,i}^{\text{AD}} c_t^i \quad (13)$$

$$\left\{ \begin{aligned} U_{\text{User}}^{\text{AD}} &= \sum_i \sum_{t=1}^{24} v_i c_t^i (\Delta L_{t,i}^{\text{AD}})^2 \\ \Delta L_{t,i}^{\text{AD}} &= L_{t,i}^{\text{AD},0} - L_{t,i}^{\text{AD}} \end{aligned} \right. \quad (14)$$

式中: $F_{\text{User}}^{\text{AD}}$ 为用户的用能成本; $C_{\text{User}}^{\text{AD}}$ 为用户的购能成本; $U_{\text{User}}^{\text{AD}}$ 为用户不舒适成本; v_i 为用户转移或削减第 i 种负荷的不适系数, 反映用户对能源的需求偏好; $L_{t,i}^{\text{AD},0}$ 为用户最舒适的负荷需求; $\Delta L_{t,i}^{\text{AD}}$ 为用户执行 IDR 前后的负荷变化量。

对于可转移负荷, 除保障转移前后负荷总量保持不变外, 还需要满足以下约束:

$$\left\{ \begin{aligned} 0 \leq |L_{t,i}^{\text{AD},0} - L_{t,i}^{\text{AD}}| \leq L_{t,i}^{\text{AD},\max} \\ \sum_{t=1}^{24} L_{t,i}^{\text{AD},0} = \sum_{t=1}^{24} L_{t,i}^{\text{AD}} \end{aligned} \right. \quad (15)$$

式中: $L_{t,i}^{\text{AD},\max}$ 为可转移负荷中可转移量的上限值。

冷、热负荷在日前 IDR 中也存在可削减负荷, 用户在舒适室温、生活热水温度范围内根据能源价格调节负荷需求量, 其温度调整约束需满足式(6)和式(8)。

2.2.3 模型求解

本文采用差分进化算法联合 CPLEX 工具箱对所提的主从博弈模型进行求解。由于 EHO 的决策是一类大规模的非线性规划问题, 采用差分进化算法可以降低求解复杂度, 提高寻优能力。鉴于用户的优化目标是二次函数, 可以通过调用 CPLEX 工具箱进行求解, 保证了算法的求解速度和精度。本文将基于 CPLEX 的求解方法嵌入到差分进化算法的

迭代过程中,即用户只需接收EHO的价格信号,并将最优策略反馈给EHO,有效避免了信息的泄露,保护了双方的隐私安全。博弈求解流程图如附录A图A3所示。

2.3 考虑激励型IDR的EH日内调度

2.3.1 日内激励型IDR策略

本文中激励型IDR策略是指EHO与用户签订合同,并根据合同确定相应的可削减负荷容量、响应时间、补偿价格等。对采取激励型IDR的用户,EHO针对削减的不同负荷类型采取不同形式的补贴机制。

1) 激励型电负荷调度策略。

电负荷削减对用户造成的影响与时间关系密切,在一天中,电负荷的需求量较为固定。用电高峰时段通常是用户生产、生活活动的高峰时段,此时削减电负荷会对用户的正常生活产生较大影响。为此,对于电负荷采用基于日前实时电价的补偿机制。用户的电负荷削减补偿费用 C_t^{ECut} 为:

$$C_t^{\text{ECut}} = \alpha^E c_t^E L_t^{\text{ECut}} \quad (16)$$

式中: α^E 为电负荷补贴系数; c_t^E 为实时电价; L_t^{ECut} 为用户削减的电负荷量。

2) 激励型冷、热负荷调度策略。

本文中冷、热负荷是指建筑制冷负荷与生活热水负荷,对此类负荷的削减主要影响用户的舒适性。由于用户对室温、热水温度的舒适度要求具有一定模糊性:若温度波动越小,对用户的舒适度影响越小,相反对用户的舒适度影响就越大,即冷、热负荷的削减量对用户影响不呈线性相关。因此EHO对用户冷、热负荷的削减采取阶梯温度补偿的方式进行激励型补贴。用户的冷、热负荷削减补偿费用 C_t^{xCut} 为:

$$C_t^{\text{xCut}} = \alpha^x c_t^x L_t^{\text{xCut}} \quad (17)$$

式中: $x \in \{C1, Ws\}$; L_t^{xCut} 为各用户负荷的削减量; α^x 为各用户负荷的温度补贴系数,根据实际温度偏离程度的不同,补贴系数也有所不同,如式(18)所示。

$$\alpha^x = \begin{cases} \alpha_1^x & 0 < |T_t^x - T_{\text{set}}^x| \leq \varepsilon^x \\ \alpha_2^x & |T_t^x - T_{\text{set}}^x| > \varepsilon^x \end{cases} \quad (18)$$

式中: T_t^x 为当前实际温度; T_{set}^x 为设定温度; ε^x 为温度划分边界,当实际温度偏离小于等于 ε^x 时以系数 α_1^x 进行补贴,当实际温度偏离大于 ε^x 时以系数 α_2^x 进行补贴。由于温度偏离越大用户舒适度越低,补贴力度也越大,故 $\alpha_1^x < \alpha_2^x$ 。

3) 激励型IDR补贴成本。

EHO为用户削减负荷所补偿的总成本 C^{Cut} 为:

$$C^{\text{Cut}} = \sum_{t=1}^{96} C_t^{\text{ECut}} + \sum_x \sum_{t=1}^{96} C_t^{\text{xCut}} \quad (19)$$

对于激励型负荷,为满足用户基本用能需求, t

时段负荷调整量应在一定范围内,同时一天内总负荷削减量也应当满足如下限制:

$$\frac{|L_t^{\text{iCut}}|}{L_{t,i}^{\text{AD},0}} \leq \theta_t, \quad \left| \frac{\sum_{t=1}^{96} L_t^{\text{iCut}}}{\sum_{t=1}^{96} L_{t,i}^{\text{AD},0}} \right| \leq \theta_s \quad (20)$$

式中: θ_t 和 θ_s 分别为负荷削减率上限和电负荷总变化率上限。

对于冷、热负荷,为满足用户温度舒适度,与日前调度阶段相同,其温度调整约束还需满足式(6)、(8)。

2.3.2 日内调度模型

1) 目标函数。

由于日前调度计划与源、荷博弈互动有关,因此日内调度计划应遵循日前的设备出力计划,并将日内计划调整量作为罚函数。以日内电网交互成本 $C_{\text{Grid}}^{\text{ID}}$ 、购气成本 $C_{\text{Ng}}^{\text{ID}}$ 、出力调整惩罚成本 C_{p}^{ID} 、激励型IDR补贴成本 $C_{\text{Cut}}^{\text{ID}}$ 之和最低为目标函数,即:

$$\min F^{\text{ID}} = C_{\text{Grid}}^{\text{ID}} + C_{\text{Ng}}^{\text{ID}} + C_{\text{p}}^{\text{ID}} + C_{\text{Cut}}^{\text{ID}} \quad (21)$$

$$\begin{cases} C_{\text{Grid}}^{\text{ID}} = \sum_{t=1}^{96} \left[c_t^{\text{bGrid}} \left(P_{\text{bGrid},t}^{\text{AD}} + \Delta P_{\text{bGrid},t}^{\text{ID}} \right) - c_t^{\text{sGrid}} \left(P_{\text{sGrid},t}^{\text{AD}} + \Delta P_{\text{sGrid},t}^{\text{ID}} \right) \right] \Delta t \\ C_{\text{Ng}}^{\text{ID}} = \sum_{t=1}^{96} \left[\left(C_{\text{GT},t}^{\text{AD}} + \Delta G_{\text{GT},t}^{\text{ID}} \right) c^{\text{Ng}} + \left(G_{\text{GB},t}^{\text{AD}} + \Delta G_{\text{GB},t}^{\text{ID}} \right) c^{\text{Ng}} \right] \Delta t \\ C_{\text{p}}^{\text{ID}} = \sum_{t=1}^{96} \left[\left(\Delta P_{\text{GT},t}^{\text{ID}} \right)^2 \xi^{\text{GT}} + \left(\Delta P_{\text{GB},t}^{\text{ID}} \right)^2 \xi^{\text{GB}} + \left(\Delta P_{\text{cBT},t}^{\text{ID}} \right)^2 \xi^{\text{cBT}} + \left(\Delta P_{\text{dBT},t}^{\text{ID}} \right)^2 \xi^{\text{dBT}} + \left(\Delta P_{\text{AC},t}^{\text{ID}} \right)^2 \xi^{\text{AC}} \right] \Delta t \end{cases} \quad (22)$$

式中: F^{ID} 为EH的综合成本; $\Delta P_{\text{bGrid},t}^{\text{ID}}$ 、 $\Delta P_{\text{sGrid},t}^{\text{ID}}$ 分别为日内EHO向电网购、售电功率调整量; $\Delta G_{\text{GT},t}^{\text{ID}}$ 、 $\Delta P_{\text{GT},t}^{\text{ID}}$ 和 $\Delta G_{\text{GB},t}^{\text{ID}}$ 、 $\Delta P_{\text{GB},t}^{\text{ID}}$ 分别为GT和GB天然气、功率调整量; $\Delta P_{\text{AC},t}^{\text{ID}}$ 为AC功率调整量; $\Delta P_{\text{cBT},t}^{\text{ID}}$ 、 $\Delta P_{\text{dBT},t}^{\text{ID}}$ 分别为BT充、放电功率调整量; ξ^{GT} 、 ξ^{GB} 和 ξ^{AC} 分别为GT、GB和AC的设备调整惩罚系数; ξ^{cBT} 、 ξ^{dBT} 分别为BT充、放电调整惩罚系数。

2) 约束条件。

日内调度阶段除了需要与日前调度一样满足功率平衡约束和设备约束外,还需遵循日前调度阶段的设备运行状态约束,即:

$$\begin{cases} I_{\text{GT},t}^{\text{AD}} = I_{\text{GT},t}^{\text{ID}} \\ I_{\text{cBT},t}^{\text{AD}} = I_{\text{cBT},t}^{\text{ID}} \\ I_{\text{dBT},t}^{\text{AD}} = I_{\text{dBT},t}^{\text{ID}} \end{cases} \quad (23)$$

式中: $I_{\text{GT},t}^{\text{AD}}$ 为日前GT的运行状态; $I_{\text{cBT},t}^{\text{AD}}$ 和 $I_{\text{dBT},t}^{\text{AD}}$ 分别为日前BT的充电和放电状态; $I_{\text{GT},t}^{\text{ID}}$ 为日内GT的运行状

态; $I_{\text{eBT},t}^{\text{D}}$ 和 $I_{\text{dBT},t}^{\text{D}}$ 分别为日内BT的充电和放电状态。

3 算例分析

3.1 基本参数

本文选取某CCHP微网进行案例分析,其结构如图1所示。日前用户电、热负荷需求与可再生能源预测出力曲线如附录A图A4所示;建筑相关热工参数、环境因素^[19]如附录A表A1所示;EH内设备与相关约束参数如附录A表A2所示;EHO向电网的购、售电价格如附录A表A3所示。天然气价格为3.24元/m³;EHO向用户售冷、售热价格调整范围^[12]均为[0.15,0.4]元/(kW·h);建筑物内热源、室外温度与太阳辐射曲线如附录A图A5所示;用户最佳室温设定为22.5℃,最佳水温设定为70℃,用户对电、冷、热能的不适系数^[20] v_{E} 、 v_{Cl} 和 v_{Ws} 分别为0.008、0.016和0.016。

本文所研究的4栋商业建筑功能与开放时间如下:建筑A是住宅楼,制冷时间为00:00—09:00和18:00—23:00;建筑B是写字楼,制冷时间为08:00—20:00;建筑C是公寓,制冷时间为全天;建筑D是商场,制冷时间为10:00—22:00。假设不引入柔性冷负荷,建筑在其各自的开放时间内温度保持恒定22.5℃,非开放时间无要求,将其作为原始冷负荷。日内滚动优化的控制时域 M 取4h^[15];假设日内可再生能源出力与负荷需求的预测均服从正态分布,其误差范围如附录A表A4所示。日内室温、水温设定温度遵循日前制冷、制热方案; θ_t 与 θ_s 均取5%;温度偏离分界 ε^{Cl} 、 ε^{Ws} 分别为0.5、4℃;负荷补贴系数^[21] α^{E} 、 α_1^{Cl} 、 α_1^{Ws} 、 α_2^{Cl} 和 α_2^{Ws} 分别为0.04、0.03、0.03、0.05和0.05;日内设备调整惩罚系数^[22] ξ^{GT} 、 ξ^{GB} 、 ξ^{eBT} 、 ξ^{dBT} 、 ξ^{AC} 均为1.5元/(kW·h)。

3.2 日前调度分析

附录B图B1为执行IDR策略后EH内部能源价格与相应的负荷优化结果。由图B1(a)可知,EHO制定的内部电价始终在电网分时电价之间,为用户提供更优价格,故当08:00—12:00、16:00—22:00时段电价较高时,用户倾向将该时段的负荷转移到电价较低的00:00—07:00、23:00—24:00时段。同理,冷、热负荷的优化结果分析与此类似,不再赘述,如图B1(b)所示。

附录B图B2给出了日前各设备出力情况。在00:00—07:00时段,电价与负荷均较低,GT不启动,通过WT和向外部电网购电满足电负荷需求,通过AC制冷满足冷负荷需求,同时BT充电;在08:00—12:00时段,系统电负荷基本由GT发电承担,而BT作为补充,并向电网售电以提高经济效益,此时GT发电余热首先满足热负荷需求,剩余热量通过AR制冷并以AC制冷作为补充,GB在06:00—07:00时

段少量出力以满足热水负荷需求。在13:00—18:00第1个电价平时段,GT发电量较高,目的是为了利用发电余热,通过AR满足冷负荷需求,同时BT充电以应对接下来的负荷高峰。19:00—22:00是第2个峰电价时段,EH工作情况与08:00—12:00相似,但此时由于WT出力偏低,且无PV发电,因此GT出力较大,而由于此时也是冷、热负荷高峰,因此也需要AC出力补充冷负荷需求。23:00—24:00时段负荷逐步下降,而WT出力较高,故GT发电量也逐步降低,由于此时冷、热负荷较低,所以GT发电余热可以满足其需求。

由图B2(d)可以看出,在整个调度周期内,EHO向电网购电量与向气网购气量呈负相关,这体现了IES的多能互补特性,通过能量替代的方式降低了对某种特定能源形式的依赖,提升了系统的灵活性。

3.3 不同调度方案对比分析

为了说明基于IDR和主从博弈的EH多时间尺度优化调度在经济性方面的优势,设置了如下3种方案与本文策略进行对比分析:方案1,考虑价格型IDR策略的日前调度;方案2,不考虑价格型IDR策略的日前调度;方案3,基于方案1的日前调度结果,在日内调度中采用滚动优化,未考虑激励型IDR策略。

4种运行方案下优化结果对比如表2所示。相比方案2,方案1中用户购能成本下降了4.83%。原因是方案1考虑了价格型IDR策略,用户能够根据自身利益在舒适度范围内灵活地调整用能策略,即将高峰时段的负荷进行转移或者削减,从而降低自身购能成本,EHO也能缓解高峰负荷时段的供能压力。但由于方案2中用户实际负荷未出现转移,EHO不用根据用户负荷调整自身能源价格,其售能价格与大电网接近,因此方案2中EHO的收益会出现略微上升。在日内阶段,相比方案3,本文策略考虑了激励型IDR模型,用户通过调整用能策略削减了一部分用能负荷,进一步降低了EHO的运行成本和用户购能成本。因此相比方案3,本文方案中用户购能成本下降了0.97%,且EHO净利润提升了1.68%,故所提的激励型IDR策略能够实现EHO与用户的双赢。

表2 不同方案的经济成本对比
Table 2 Economic cost comparison among different schemes

方案	EHO净利润/元	EHO运行成本/元	用户购能成本/元	不舒适度成本/元	IDR补贴成本/元
1	5115.62	5609.75	10725.37	81.92	0
2	5175.32	6094.67	11269.99	0	0
3	5092.02	5698.54	10790.56	81.92	0
本文方案	5177.34	5460.87	10685.86	102.92	47.65

为了更有效地验证所提的多时间尺度调度策略在平抑功率波动方面的有效性,引入DA-P方案^[16]与方案3和本文策略进行对比,其对比结果如表3所示。DA-P方案是指基于方案1的日前调度结果,主要通过电网和气网来平抑预测误差所带来的功率波动。因此,在DA-P方案下,通过调整购气和购电功率来平抑功率波动,会使联络线上产生大量的功率波动,并且在平抑过程中产生了大量的购电、购气成本,从而导致系统运行成本增加。而本文策略通过采用滚动优化模型,合理调整各设备的出力,有效平抑了预测误差所带来的功率波动;此外,还利用IDR资源削减部分用能负荷,降低各设备出力调整量,使系统减少对外部电网的依赖,进一步平抑了交互功率波动率。由表3可知,本文方案中的交互功率波动率相比DA-P方案和方案3分别下降了11.49%和3.68%,并且系统运行成本分别降低了6.9%和4.17%。通过上述分析,验证了本文方案在提升系统经济性和稳定性方面的有效性。

表3 不同方案的交互功率波动率对比

Table 3 Comparison of interaction power fluctuation rates among different schemes

方案	运行成本/元	交互功率波动率/%
DA-P方案	5865.85	21.35
方案3	5698.54	13.54
本文方案	5460.87	9.86

3.4 日内调度分析

附录B图B3为本文日前、日内建筑室内温度调度结果对比。由图可知,对于在工作时间内的建筑,00:00—08:00时段日内实际温度对比日前几乎无变化,日内室温波动主要集中在09:00—17:00时段,这一时段日内室温部分上升将提高EH经济性;18:00—22:00时段公寓楼与商场日前计划室温较高,可供调度的IDR资源较小,因此室温变化较小,只有日前计划温度较低的住宅楼在日内该时段室温有所上升。

生活热水温度变化不仅影响EH运行经济性,并且若GT发电余热直接供给热水负荷时,相比通过AR供给建筑制冷负荷时的经济效益更高,因此日内热水温度与GT功率波动也相关。日前、日内制热结果对比如图4所示。由图可知:09:00—16:00时段电负荷较高,而此时热水需求量较小,因此降低水温可以减少EH运行成本;而16:00—22:00时段热水需求量较高,此时室温波动较剧烈,该时段水温较日前计划有所升高,这主要是为了有效利用GT发电余热,缓解GT出力波动。

图5给出了日前、日内部分电能设备优化出力结果对比。由于日前与日内阶段的时间尺度和源、

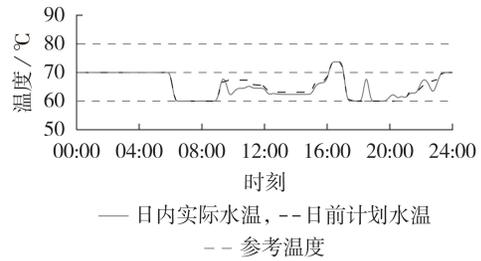


图4 日前、日内制热结果对比

Fig.4 Comparison of heating results between day-ahead and intra-day

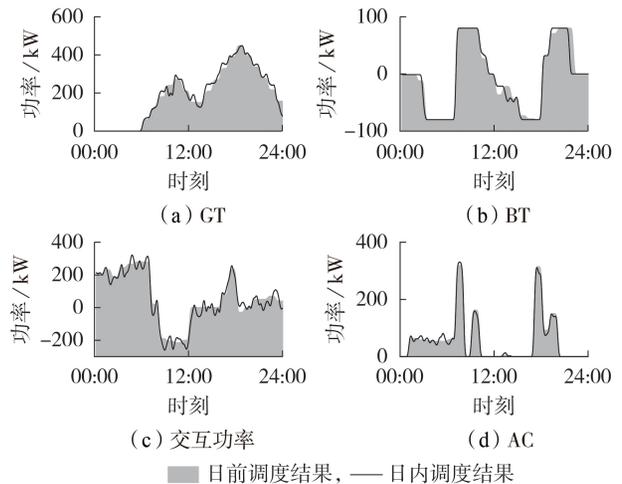


图5 日前、日内设备出力对比

Fig.5 Comparison of equipment output between day-ahead and intra-day

荷信息预测值差异较大,采取滚动优化方式的日内调度通过逐级细化,使EH内多种设备参与到波动平抑中,因此EH内各设备出力情况都得到一定修正,使结果更准确。此外,在日内调度阶段,由于设备出力调整成本较高,因此本文充分利用激励型IDR策略以及与电网的功率交互降低日内综合运行成本。对于BT,由于频繁的充放电状态改变对电池寿命的影响较大,因此日内调度阶段BT的充放电状态与日前保持基本一致,可延长BT使用寿命。

图6给出了日前负荷需求和日内考虑激励型IDR后负荷需求的结果对比。由于日内设备出力调整的惩罚成本较高,因此日内IDR资源主要用于平抑源、荷波动对系统的影响。由图可知:在08:00—17:00和20:00—22:00时段由于室温波动和负荷需求均较大,此时电负荷削减量也相应较高;同理,冷、热负荷在16:00—22:00时段也可通过削减部分负荷以降低功率波动对系统稳定性的影响,提升系统的经济性;此外,在其余时段,由于存在一定的功率波动,故3种负荷均存在较小的变化,但由于IDR资源整体有限,相应的削减量较少。

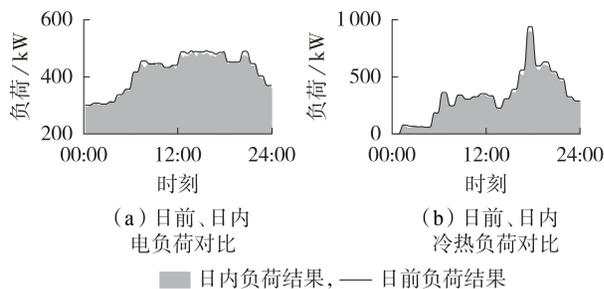


图 6 日前、日内负荷结果对比

Fig.6 Comparison of load results between day-ahead and intra-day

4 结论

本文基于 Stackelberg 博弈理论,建立了 EHO 与用户的主从博弈交互模型,提出了考虑混合 IDR 的 EH 多时间尺度优化调度策略。通过算例分析,得到如下结论。

1) 本文所提日前博弈互动模型能同时考虑供需双方的主动性,在提升 EHO 收益的同时,降低用户用能成本;且所建立的精细化 IDR 模型综合考虑了多种热量扰动因素,准确地分析了室内温度、热水温度的变化情况,提升了用户参与 IDR 的积极性。

2) 基于日前调度结果,考虑了双方博弈互动时源、荷不确定性对优化调度的影响。在日内调度阶段采用基于 MPC 的滚动优化模型,提升了系统平抑源、荷功率波动的能力和决策准确性。

3) 考虑了不同 IDR 资源在时间尺度上的响应特性差异性。由于日内设备出力调整会影响系统运行的全局经济性,因此在日内阶段充分利用激励型 IDR 策略不仅能进一步挖掘用户参与 IDR 的潜力,还能有效降低设备日内调整量,进一步缓解日内源、荷不确定性对 EH 稳定运行的影响。

在后续的研究中,笔者会进一步考虑碳捕集设备和含氢储能的多能联供联储设备对 EH 经济运行的影响。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

[1] GUELPA E, BISCHI A, VERDA V, et al. Towards future infrastructures for sustainable multi-energy systems: a review [J]. Energy, 2019, 184: 2-21.

[2] 王奖, 邓丰强, 张勇军, 等. 园区能源互联网的规划与运行研究综述[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(2): 24-32, 55.

WANG Jiang, DENG Fengqiang, ZHANG Yongjun, et al. Review on planning and operation research of park energy internet [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(2): 24-32, 55.

[3] LI Peng, WANG Zixuan, YANG Weihong, et al. Hierarchically partitioned coordinated operation of distributed integrated energy system based on a master-slave game [J]. Energy, 2021, 214: 119006.

[4] 杨秀, 杨云蔚, 张美霞, 等. 电网动态潮流下多能源网与能量枢纽的联合调度[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(5): 16-25.

YANG Xiu, YANG Yunwei, ZHANG Meixia, et al. Coordinated dispatch of multi-energy network and energy hubs considering dynamic natural gas flow [J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(5): 16-25.

[5] DOLATABADI A, MOHAMMADI-IVATLOO B, ABAPOUR M, et al. Optimal stochastic design of wind integrated energy hub [J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2017, 13(5): 2379-2388.

[6] 刘涤尘, 马恒瑞, 王波, 等. 含冷热电联供及储能的区域综合能源系统运行优化[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(4): 113-120, 141.

LIU Dichen, MA Hengrui, WANG Bo, et al. Operation optimization of regional integrated energy system with CCHP and energy storage system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(4): 113-120, 141.

[7] 林紫菡, 刘祚宇, 文福拴, 等. 计及 N-1 安全准则的能量枢纽优化配置[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(8): 137-143.

LIN Zihan, LIU Zuoyu, WEN Fushuan, et al. Optimal placement of energy hubs considering N-1 security criterion [J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 137-143.

[8] 崔鹏程, 史俊伟, 文福拴, 等. 计及综合需求侧响应的能量枢纽优化配置[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(6): 101-109.

CUI Pengcheng, SHI Junyi, WEN Fushuan, et al. Optimal energy hub configuration considering integrated demand response [J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 101-109.

[9] 程杉, 魏昭彬, 黄天力, 等. 基于多能互补的热电联供型微网优化运行[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(11): 160-168.

CHENG Shan, WEI Zhaobin, HUANG Tianli, et al. Multi-energy complementation based optimal operation of a microgrid with combined heat and power [J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(11): 160-168.

[10] LIU N, HE L, YU X, et al. Multiparty energy management for grid-connected microgrids with heat- and electricity-coupled demand response [J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2018, 14(5): 1887-1897.

[11] 林凯骏, 吴俊勇, 刘迪, 等. 基于双层 Stackelberg 博弈的微能源网能量管理优化[J]. 电网技术, 2019, 43(3): 973-983.

LIN Kaijun, WU Junyong, LIU Di, et al. Energy management optimization of micro energy grid based on hierarchical Stackelberg game theory [J]. Power System Technology, 2019, 43(3): 973-983.

[12] 周长城, 马溪原, 郭晓斌, 等. 基于主从博弈的工业园区综合能源系统互动优化运行方法[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(7): 74-80.

ZHOU Changcheng, MA Xiyuan, GUO Xiaobin, et al. Leader follower game based optimized operation method for interaction of integrated energy system in industrial park [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(7): 74-80.

[13] 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.

[14] LUO Z, WU Z, LI Z, et al. A two-stage optimization and control for CCHP microgrid energy management [J]. Applied Thermal Engineering, 2017, 125: 513-522.

[15] 程杉, 黄天力, 魏荣宗. 含冰蓄冷空调的冷热电联供型微网多时间尺度优化调度[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(5): 30-38.

- CHENG Shan, HUANG Tianli, WEI Rongzong. Multi-time-scale optimal scheduling of CCHP microgrid with ice-storage air-conditioning[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(5):30-38.
- [16] CHENG S, WANG R, XU J Y, et al. Multi-time scale coordinated optimization of an energy hub in the integrated energy system with multi-type energy storage systems[J]. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 2021, 47(22):101327.
- [17] BUONOMANO A, PALOMBO A. Building energy performance analysis by an in-house developed dynamic simulation code: an investigation for different case studies[J]. Applied Energy, 2014, 113:788-807.
- [18] 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.
- [19] TASDIGHI M, GHASEMI H, RAHIMI-KIAN A. Residential microgrid scheduling based on smart meters data and temperature dependent thermal load modeling[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2014, 5(1):349-357.
- [20] 顾洁, 白凯峰, 时亚军. 基于多主体主从博弈优化交互机制的区域综合能源系统优化运行[J]. 电网技术, 2019, 43(9):3119-3134.
- GU Jie, BAI Kaifeng, SHI Yajun. Optimized operation of regional integrated energy system based on multi-agent master-slave game optimization interaction mechanism[J]. Power System Technology, 2019, 43(9):3119-3134.
- [21] 葛少云, 刘静仪, 刘洪, 等. 需求响应机制下含建筑虚拟储能的能源站经济调度[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(4):35-43.
- GE Shaoyun, LIU Jingyi, LIU Hong, et al. Economic dispatch of energy station with building virtual energy storage in demand response mechanism[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(4):35-43.
- [22] KONG X, XIAO J, WANG C, et al. Bi-level multi-time scale scheduling method based on bidding for multi-operator virtual power plant[J]. Applied Energy, 2019, 249:178-189.

作者简介:



王 瑞

王 瑞(1996—),男,硕士研究生,主要研究方向为综合能源系统能量优化管理(E-mail:1094888438@qq.com);

程 杉(1981—),男,教授,博士,通信作者,研究方向为电力系统调度与控制、智能电网、综合能源系统(E-mail:hpuqcquzyu@ctgu.edu.cn)。

(编辑 李玮)

Multi-time scale optimal scheduling strategy of energy hub based on master-slave game and hybrid demand response

WANG Rui¹, CHEN Shan¹, XU Jianyu², ZUO Xianwang¹

(1. Hubei Provincial Engineering Research Center of Intelligent Energy Technology, China Three Gorges University, Yichang 443002, China;

2. Zhumadian Power Supply Company, State Grid Henan Electric Power Company, Zhumadian 463000, China)

Abstract: Aiming at the problems of the different interest demands of multiple market players and the system fluctuation caused by the uncertainty of sources and loads in integrated energy system, a multi-time scale optimal scheduling strategy of energy hub (EH) based on master-slave game and hybrid demand response is proposed. In order to effectively evaluate the flexible characteristic of multi-energy load, the building heat transfer model and domestic hot water storage model are integrated into the EH model, and the perfect integrated demand response model is established. Aiming at problem of diversified interest demands in EH, the day-ahead master-slave game optimal scheduling model of EH is established based on Stackelberg game theory. Considering the influence of day-ahead source and load prediction errors on EH optimal operation, the intra-day short-time scale optimization strategy considering incentive integrated demand response is proposed, and the day-ahead and intra-day closed-loop feedback optimization is formed. Simulative results show that the multi-time scale optimal scheduling strategy of EH considering multiple integrated demand response strategies and master-slave game can not only reduce the system operation cost and maintain the interest demands of both suppliers and users, but also improve the ability of the system to stabilize the fluctuation of source and load, so as to realize the economic and stable operation of EH.

Key words: integrated energy system; energy hub; multi-time scale; hybrid demand response; Stackelberg game; uncertainty

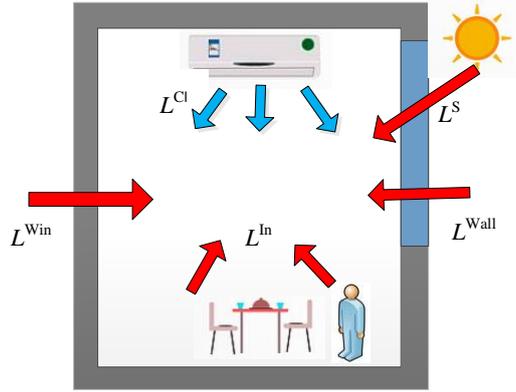


图 A1 建筑热传递示意图

Fig.A1 Schematic diagram of building heat transfer

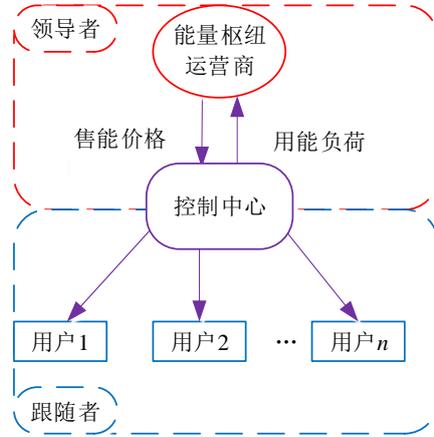


图 A2 主从博弈框架

Fig.A2 Master-slave game framework

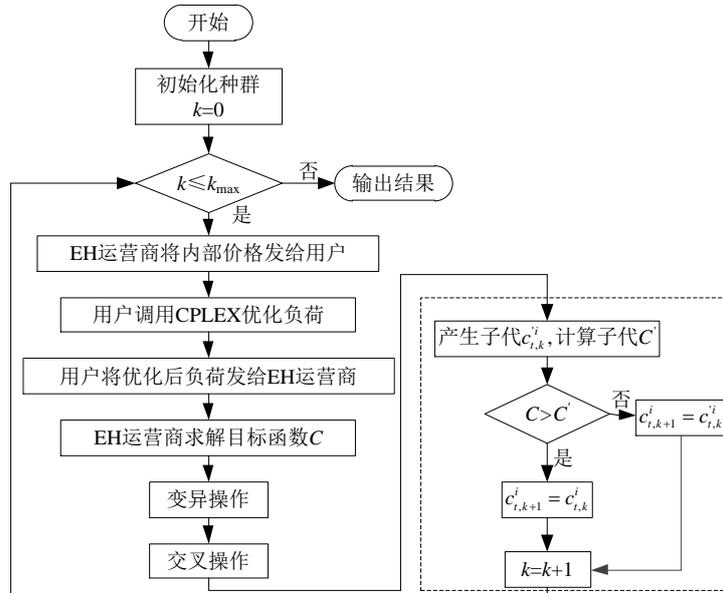


图 A3 主从博弈求解流程图

Fig.A3 Solution flowchart of master-slave game

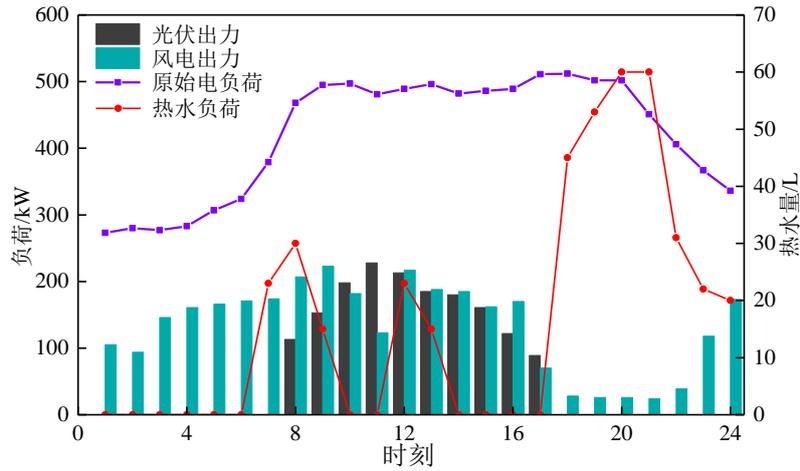


图 A4 负荷与可再生能源日前预测图

Fig.A4 Forecasting diagram for load and renewable energy

表 A1 建筑参数

Table A1 Parameters of buildings

参数	建筑 A	建筑 B	建筑 C	建筑 D
$k^{Wall}/[kW (m^2 K)^{-1}]$	1.092	0.908	1.146	0.820
k^{Wall}/m^2	1000	2400	1500	2700
$k^{Win}/[kW (m^2 K)^{-1}]$	2.8	2.75	2.8	2.5
k^{Win}/m^2	450	750	600	650
长/m	30	40	30	50
宽/m	20	20	20	30
高/m	9	30	20	20

表 A2 能量枢纽参数

Table A2 Parameters of the EH

参数	数值	参数	数值
$P_{min}^{GT}/P_{max}^{GT}$	50/500 kW	$P_{down}^{GT}/P_{up}^{GT}$	-60/60 kW
η^{GB}	0.9	H_{max}^{GB}	500 kW
$P_{max}^{BT}/P_{min}^{BT}$	80 kW	$P_{min}^{BT}/P_{max}^{BT}$	0
η^{cBT}/η^{dBT}	0.95	λ^{GT}/η^{GT}	0.35/0.85
$P_{max}^{AC}/P_{max}^{AR}$	500 kW	$P_{max}^{Grid}/P_{max}^{Grid}$	400 kW
ρ^{Air}	1.2 kg/m ³	C^{Air}	1 kJ/(kg·°C)
$T_{min}^{in}/T_{max}^{in}$	21/24 °C	C^{Ws}	4.2 kJ/(kg·°C)
V^{Ws}	100 L	$T_{min}^{Ws}/T_{max}^{Ws}$	60/80 °C

表 A3 购售电价

Table A3 Prices for purchase and sale of electricity

时段	购电价/[元 (kW h) ⁻¹]	售电价/[元 (kW h) ⁻¹]
00:00-07:00	0.4	0.3
08:00-12:00	1.25	1
13:00-18:00	0.8	0.55
19:00-22:00	1.25	1
23:00-24:00	0.8	0.55

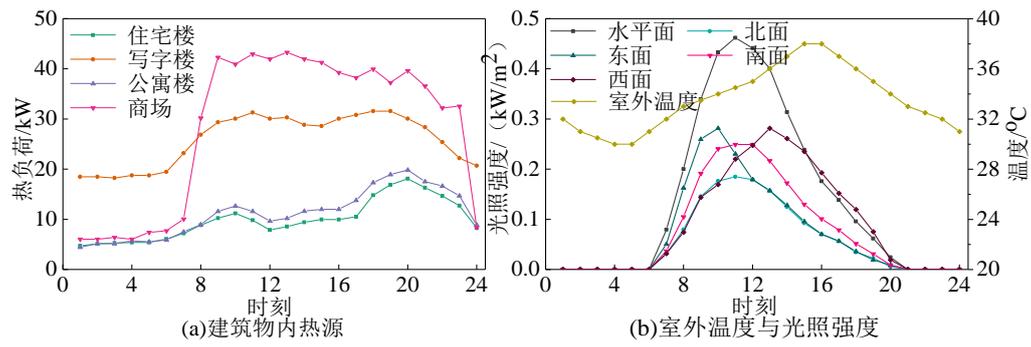


图 A5 建筑物热源与光照强度日前预测数据

Fig.A5 Forecasting data of buildings heat source and light intensity

表 A4 源、荷日内预测不确定性水平

Table A4 Forecasting uncertainty level of output and load

w	光伏	风电	电负荷
日内	20%	25%	10%

附录 B

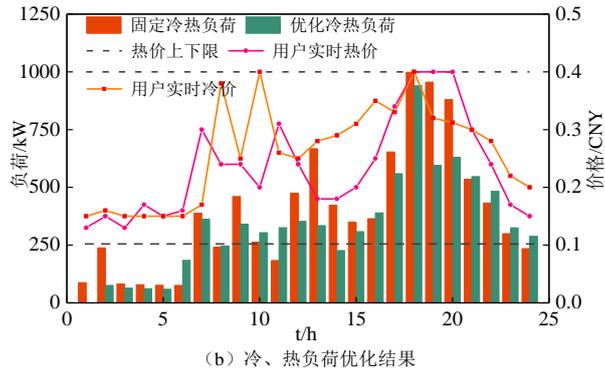
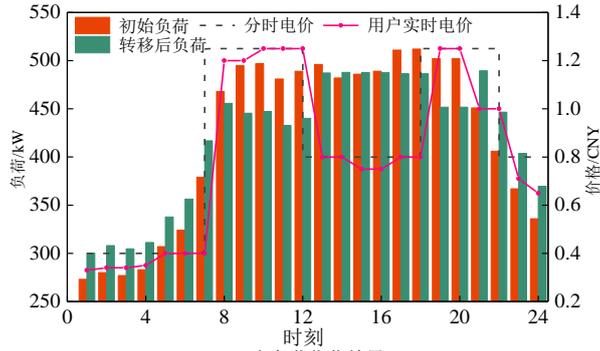


图 B1 用户日前负荷优化结果

Fig.B1 Day-ahead load optimization results on user

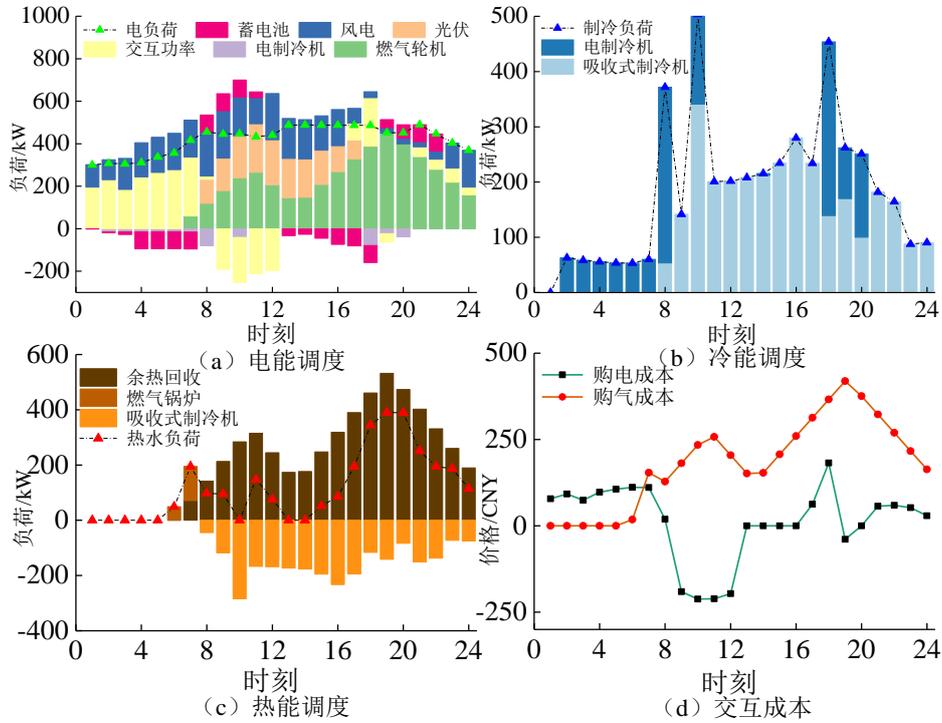


图 B2 设备日前出力

Fig.B2 Day-ahead scheduling results

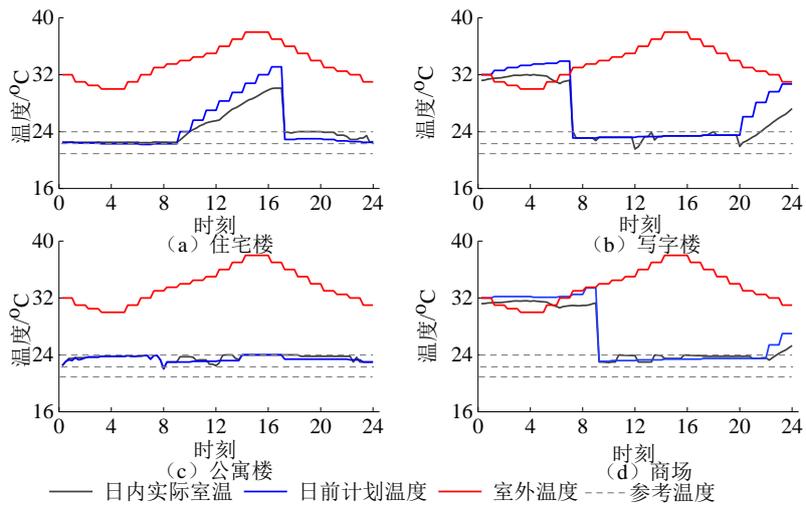


图 B3 日前-日内制冷结果对比

Fig.B3 Day-ahead and intra-day cooling results comparison