

计及用户行为的电-气-热综合能源系统日前经济调度

张涛¹, 章佳莹¹, 王凌云², 徐家旭³, 张东方⁴, 王成¹

(1. 三峡大学电气与新能源学院, 湖北省宜昌市 443002; 2. 新能源微电网湖北省协同创新中心(三峡大学), 湖北省宜昌市 443002; 3. 国网浙江杭州市余杭区供电有限公司, 浙江省杭州市 310000; 4. 国网湖北省电力有限公司随州供电公司, 湖北省随州市 421300)

摘要: 针对电转气(P2G)设备接入的综合能源系统电、热负荷比例受到用户行为影响的问题, 构建了计及用户行为的电-气-热综合能源系统两阶段日前经济调度模型。该模型以各时段实际预测负荷与目标负荷偏差之和最小和日负荷整体波动性最小为第一阶段优化目标, 应用 CPLEX 求解器确定负荷响应下的电热负荷曲线; 基于第一阶段确定的负荷, 以系统综合采购费用最低为第二阶段优化目标, 利用人群搜索者优化算法对该非线性优化问题进行求解。仿真算例设置了 4 个场景, 对 P2G、储能设备接入容量大小与系统经济性间的关系进行了定量和定性分析, 验证了所提模型在风电消纳、系统经济运行方面的有效性。

关键词: 综合能源系统; 日前经济调度; 综合采购费用; 风电消纳; 用户行为

0 引言

随着互联网技术的发展, 基于大数据分析的电-气-热综合能源系统 (electricity-gas-heat integrated energy system, EGH-IES) 应运而生^[1-2], 成为清洁能源高效消纳的有效解决方案。用户作为其中重要的参与者, 可基于不同时段能源价格的差异主动调整用能量, 提高清洁能源的消纳水平, 平缓系统负荷波动^[3], 这对含大量不确定性可再生能源接入的综合能源系统的经济稳定运行有重要意义。

柔性负荷作为用户与系统互动响应的主要形式, 已广泛参与能源系统经济优化。如文献^[4-5]基于终端柔性负荷的电价进行需求响应, 构建了以风电高效消纳、低碳排放在目标的能源集线器 (energy hub, EH) 日前经济调度模型。但其在负荷终端仅计及分时电价效力, 未考虑不同负荷相互作用对系统经济高效运行的影响^[6-7]。而研究表明, 冷热电联供 (combined cooling, heating and power, CCHP) 系统供需侧电热负荷匹配度对系统运行效率有决定作用。对此, 文献^[8-9]提出在传统主动电价响应基础上引入 CCHP 最优热电比负荷响应模型, 并将可平移热负荷纳入系统, 然而其在电负荷平移方面依然遵循“峰出谷入”的调整模式^[10], 忽视用户负荷的主

动电价响应导致的谷时段负荷累加问题。因此, 亟需在传统能源系统负荷预测中引入用户负荷的主/被动控制响应, 以维持系统的平稳、经济运行。

此外, 在 EGH-IES 的经济调度方面, 国内外学者针对含大量清洁能源接入的多能源系统风电消纳困难、调度复杂问题也开展了深入研究。如文献^[11]根据不同区域能源系统特征, 综述了各种环境下独立、耦合设备的典型建模方法及系统能量管理策略。文献^[12-15]则在不同时间尺度下, 分别构建了使系统综合发电成本较低、风电消纳率较高的能源集线器日前经济调度模型^[12-14]与混合日前、日内多时间尺度的滚动调度模型^[15]。然而在实际运行中, 由于气、热能传输存在一定时间延迟, 较难实现系统气、热能短时供需功率平衡。为此, 文献^[16-18]提出建立气、热能瞬态传输模型以反映能量的动态功率。文献^[19]提出通过延长气、热平衡时间尺度来降低传输延时对其短时供能效率的影响, 这大大避免了多能源系统机组的复杂建模。

综上所述, 在 EGH-IES 中计及用户电价响应、CCHP 系统电热负荷匹配度、气-热能传输延时共同作用的日前经济调度可有效提高 EGH-IES 的综合运行效率, 降低系统运行成本。因此, 本文在负荷侧引入考虑用户主动电价响应及被动维持系统平稳运行的主/被动广义需求响应, 构建了计及用户行为的 EGH-IES 两阶段日前经济优化模型, 以提高清洁能源的消纳率并降低系统的综合采购费用。

收稿日期: 2018-07-16; 修回日期: 2018-12-27。

上网日期: 2019-04-03。

国家自然科学基金项目资助(51407104)。

1 含电转气(P2G)的 EGH-IES 模型

EGH-IES 是利用 P2G 技术,实现电、气、热相互转换、高效利用的多能循环耦合系统。其在传统仅含 CCHP 系统的多能源系统基础上,引入可将电能以 60%~70%效率转换为气能的 P2G 设备^[20],通过将电解水得到的 H₂ 与 CO₂ 通过 Sabatier 反应合成的 CH₄ 注入天然气网络,实现系统电-气能的双向循环交互。

图 1 为含 P2G 的 EGH-IES 结构图,包含能源供给、能源转换、负荷需求 3 个模块。系统运行时,外网中的电、气能经变压器、压缩机进入系统,通过转换侧中的 P2G 设备、电锅炉、CCHP 系统和燃气锅炉在满足用户能量需求的前提下进行能量交互实现综合能源系统运行经济性最优。但考虑到合适的 CCHP 系统热电供需配比可提高能源利用效率^[21]、部分用户负荷可基于峰谷电价策略参与调度,将负荷需求中的电、热负荷分成基本负荷与可调负荷两部分。

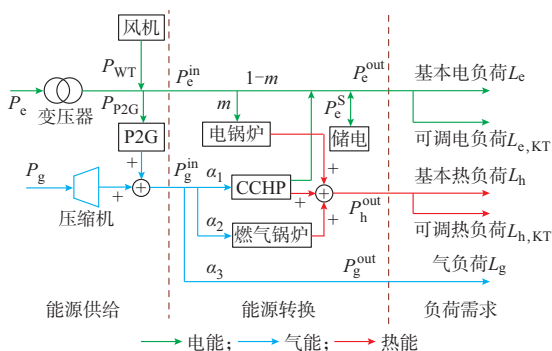


图 1 EGH-IES 结构
Fig. 1 Structure of EGH-IES

由图 1 所示的 EGH-IES 模型结构图中的能量耦合关系,可简化系统能量的耦合表达式为:

$$\mathbf{L} = \mathbf{S}\mathbf{P} \quad (1)$$

式中: \mathbf{L} 、 \mathbf{S} 、 \mathbf{P} 分别为 EGH-IES 的负荷侧需求矩阵、能量转换矩阵和能量供给矩阵。

能量供给矩阵依据供给侧接入机组种类以对应类型能源相加求和的方式得到其表达式为:

$$\begin{bmatrix} P_e^{\text{in}} \\ P_g^{\text{in}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_e + P_{\text{WT}} \\ P_g \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -P_{\text{P2G}} \\ \eta_{\text{P2G}} P_{\text{P2G}} \end{bmatrix} \quad (2)$$

式中: P_e^{in} 和 P_g^{in} 分别为供给侧供应的电、气功率; P_e 、 P_g 、 P_{WT} 、 P_{P2G} 分别为外网注入系统的电功率、气功率、风电功率和经 P2G 设备转换的功率; η_{P2G} 为 P2G 设备转换效率。

能量转换侧矩阵则依据实际参与的机组类别,将储能设备以负荷或微源的形式计入,基于机组转

换参数构建了各能源耦合的表达式:

$$\begin{bmatrix} P_e^{\text{out}} \\ P_h^{\text{out}} \\ P_g^{\text{out}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1-m & \alpha_1 \eta_{\text{MT}} \\ m \eta_{\text{EB}} & \alpha_2 \eta_{\text{GB}} + \alpha_1 \eta_{\text{MT}}^{\text{h}} \\ 0 & \alpha_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_e^{\text{in}} \\ P_g^{\text{in}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} P_e^{\text{S}} \\ P_h^{\text{S}} \\ P_g^{\text{S}} \end{bmatrix} \quad (3)$$

式中: P_e^{out} 、 P_h^{out} 、 P_g^{out} 分别为输入负荷侧的电、热、气功率; m 为输入电能供给电锅炉的比例; α_1 、 α_2 、 α_3 分别为天然气分配给 CCHP 系统、燃气锅炉和气负荷的比例,且 $\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 = 1$; P_e^{S} 、 P_h^{S} 、 P_g^{S} 分别为蓄电池、储热设备、储气罐与电力、热力、天然气系统间的交互功率,当能量由储能设备流向系统时,交互功率取正,反之,取负; η_{EB} 和 η_{GB} 分别为电锅炉、燃气锅炉转换效率; η_{MT} 和 $\eta_{\text{MT}}^{\text{h}}$ 分别为 CCHP 系统的电、热转换效率。

而对于负荷需求侧矩阵,由于模型考虑 CCHP 系统热电比对系统耦合效率的影响,因而将基本负荷模型拓展为计及可调负荷的需求响应模型,其表达式为:

$$\begin{bmatrix} L_e \\ L_h \\ L_g \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{e,\text{base}} \\ L_{h,\text{base}} \\ L_g \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_{e,\text{KT}} \\ L_{h,\text{KT}} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4)$$

式中: L_e 、 L_h 、 L_g 分别为用户的电、热、气负荷需求; $L_{e,\text{base}}$ 和 $L_{h,\text{base}}$ 分别为用户的基本电、热负荷; $L_{e,\text{KT}}$ 和 $L_{h,\text{KT}}$ 分别为可参与负荷调度的电、热负荷。

综上,可得综合能源模型通用数学表达式为:

$$\mathbf{L} = \mathbf{S}(\mathbf{P}^{\text{in}} + \mathbf{P}_{\text{P2G}}) + \mathbf{P}^{\text{S}} \quad (5)$$

式中: \mathbf{P}^{in} 、 \mathbf{P}_{P2G} 、 \mathbf{P}^{S} 分别为综合能源系统的能量供给、转换、存储部分的矩阵,可依据供给侧、转换侧的接入设备类型而进行拓展,而 \mathbf{S} 矩阵可依据接入机组类型的不同调整转换系数,从而降低相似系统模型重复构建的工作量。

2 计及用户行为的 EGH-IES 两阶段优化

计及用户负荷平移的 EGH-IES 是一个由中央控制器集中控制,含电、气、热多种能源耦合的优化控制系统,其针对能源系统风电消纳率低、购能成本高等问题,分别将用户、系统视作电力市场主动响应者与理性参与者,从各自用能成本经济性出发进行两阶段优化,利用中央集中控制器对柔性负荷、微源的集中调控实现系统的安全经济运行。

2.1 基于用户主/被动广义需求响应的负荷平移

CCHP 系统是能将天然气高效梯级利用的综合供能系统,其工作效率与供需侧电热负荷匹配度密切相关,适当的负荷平移可使 CCHP 系统工作在最

优状态下。但传统平移模型大多仅考虑峰、谷电价时段用户负荷峰高谷低分布的情况,简单利用电量-电价关系将峰时段负荷平移至谷时段,忽视了用户用电行为随机性的影响。因此,本文在 EGH-IES 优化的第一阶段中,将负荷波动性要求加入目标函数,构建了计及用户主/被动广义需求响应的电负荷平移模型,并以此为依据对系统热负荷进行调整。

2.1.1 目标函数

对于电负荷平移,其主要包含了基于分时电价调节用电习惯的主动平移与基于系统负荷波动性调节的被动平移,为此,本文考虑分时电价对电负荷影响的反向特性,以各时段实际预测负荷对目标负荷偏差之和最小与日负荷整体波动性最小为目标构建了用户电负荷平移的多目标优化模型,即

$$\begin{cases} f_1 = \min \sum_{t=1}^T (L_{e,\text{shifted},t} - L_{e,\text{load},t})^2 \\ f_2 = \min \sum_{t=1}^T (L_{e,\text{shifted},t} - L_{\text{avg}})^2 \\ L_{e,\text{load},t} = \sum_{t=1}^T L_{e,t} \frac{\frac{1}{C_t}}{\sum_{t=1}^T \frac{1}{C_t}} \\ L_{\text{avg}} = \sum_{t=1}^T \frac{L_{e,t}}{T} \\ L_{e,t} = L_{e,\text{base},t} + L_{e,\text{KT},t} \end{cases} \quad (6)$$

式中: T 为总调度时段数; $L_{e,\text{shifted},t}$ 为平移后的用户电负荷; $L_{e,\text{load},t}$ 为 t 时段计及分时电价影响的电负荷目标值; C_t 为 t 时段的购电价格; L_{avg} 为总调度周期内的平均负荷值; $L_{e,t}$ 为 t 时段内的总电负荷值。

而对于热负荷,其平移的主要目的是使负荷的电热比更符合 CCHP 系统最优热电比要求,使 CCHP 系统运行在最优工作状态下。因此,本文取距离目标热负荷值差距之和最小为目标函数,构建用户热负荷平移模型,有

$$\begin{cases} f_3 = \min \sum_{t=1}^T (L_{h,\text{shifted},t} - L_{h,\text{load},t})^2 \\ L_{h,\text{load},t} = K \sum_{t=1}^T L_{h,t} \end{cases} \quad (7)$$

式中: $L_{h,\text{shifted},t}$ 为平移后的用户热负荷; $L_{h,\text{load},t}$ 为 t 时段基于 CCHP 系统最优热电比而设定的热负荷目标值; $L_{h,t}$ 为 t 时段内的总热负荷值; K 为 CCHP 系统基于各组件供能效率、性能系数决定的最优热电比,在此供热、供电量比值下的联供系统综合运行效率最高。

2.1.2 约束条件

柔性负荷虽可依据需求侧负荷的经济性、波动性要求参与调度,但用户用能总量应在一个调度周期内维持不变,各时段可平移负荷应取为正值^[22]:

$$\begin{cases} L_{e,\text{shifted},t} = L_{e,t} + \sum_{j=1}^{M_1} X_{j,t} L_{e,\text{KT},t,j} \\ L_{h,\text{shifted},t} = L_{h,t} + \sum_{j=1}^{M_2} X_{j,t} L_{h,\text{KT},t,j} \\ \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{M_1} X_{j,t} L_{e,\text{KT},t,j} = 0 \\ \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{M_2} X_{j,t} L_{h,\text{KT},t,j} = 0 \\ L_{e,\text{KT},t,j} \geq 0 \\ L_{h,\text{KT},t,j} \geq 0 \end{cases} \quad (8)$$

式中: M_1 和 M_2 分别为可平移电、热负荷种类数; $X_{j,t}$ 为可平移负荷的状态值,可取 $-1, 0, 1$ 这 3 个值,分别代表负荷的移出、不移、移入状态; $L_{e,\text{KT},t,j}$ 和 $L_{h,\text{KT},t,j}$ 分别为 t 时段第 j 类可参与平移的电、热负荷量。

2.2 计及用户行为的 EGH-IES 优化调度

2.2.1 目标函数

EGH-IES 的第二阶段优化从系统经济性出发,考虑系统多能源耦合交互的能源转换效率,构建了基于用户主/被动负荷平移数据,以向外系统购买的电、气能采购费用之和最低为优化目标的经济优化模型,即

$$\min F = \sum_{t=1}^T (R_{e,t} + R_{g,t}) \quad (9)$$

$$R_{e,t} = f_{e,t} P_{e,t} \quad (10)$$

$$R_{g,t} = f_{g,t} P_{g,t} \quad (11)$$

式中: $R_{e,t}$ 和 $R_{g,t}$ 分别为 t 时段 EGH-IES 从外系统购买的电、气能的费用; $f_{e,t}$ 和 $f_{g,t}$ 分别为 t 时段购买电、气能的价格; $P_{e,t}$ 和 $P_{g,t}$ 分别为 t 时段购买的电、气能量。

2.2.2 约束条件

1) 能源平衡约束

系统负荷需求侧含有电、热、气 3 种负荷,为满足用户能量需求,设定每一时段的能源的供需能量相等,为此可列写出各时段能量平衡表达式:

$$L_{e,\text{shifted},t} = (1 - m_t)(P_{e,t} + P_{\text{WT},t} - P_{\text{P2G},t}) + \alpha_{1,t} \eta_{\text{MT}} (P_{e,t} + P_{\text{P2G},t} \eta_{\text{P2G}}) + P_{e,t}^{\text{S}} \quad (12)$$

$$L_{h,\text{shifted},t} = m_t \eta_{\text{EB}} (P_{e,t} + P_{\text{WT},t} - P_{\text{P2G},t}) + (\alpha_{2,t} \eta_{\text{GB}} + \alpha_{1,t} \eta_{\text{MT}}^{\text{h}}) (P_{e,t} + P_{\text{P2G},t} \eta_{\text{P2G}}) \quad (13)$$

$$L_{g,t} = (1 - \alpha_{1,t} - \alpha_{2,t})(P_{e,t} + P_{\text{P2G},t} \eta_{\text{P2G}}) \quad (14)$$

2) 储能设备约束

在本文所提的 EGH-IES 模型中,仅电能传输线路包含储能设备,使系统可在高电价时段应用低电价时段储存的廉价能量,提高系统运行的经济性。通过储能设备各时段电量的充放电策略,可列写蓄电池充放电后的荷电状态的表达式为:

$$E_{s,t-1} = E_{s,t} + \frac{Q_c^S \Delta t}{\beta_k} \quad (15)$$

$$Q_c^S = m_{s,t}^{\text{ch}} P_t^{\text{ch}} \eta_{\text{SB}}^+ + \frac{n_{s,t}^{\text{dis}} P_t^{\text{dis}}}{\eta_{\text{SB}}^-} \quad (16)$$

式中: $E_{s,t}$ 为蓄电池在 t 时段的荷电状态; Q_c^S 为蓄电池由内部流向外部的电能功率; Δt 为单位时段长度; β_k 为蓄电池的额定储能容量; P_t^{ch} 和 P_t^{dis} 分别为蓄电池对外的充放电交互功率; η_{SB}^+ 和 η_{SB}^- 分别为蓄电池的充放电效率; $m_{s,t}^{\text{ch}}$ 和 $n_{s,t}^{\text{dis}}$ 分别为储能设备充放电状态系数,由于储能设备只工作在充、放电或保持状态下,故 $m_{s,t}^{\text{ch}}$ 和 $n_{s,t}^{\text{dis}}$ 只取 0 或 1。

蓄电池作为一种储能元件,过度的充放电会使蓄电池的储能容量发生损耗,为延长储能设备使用寿命,通常须对其储能容量上下限进行约束:

$$\underline{E} \leq E_t \leq \bar{E} \quad (17)$$

式中: \underline{E} 和 \bar{E} 分别为电储能设备的上下限荷电状态约束容量。

此外,为模拟储能设备的实际充电模式,还需添加储能设备在单位时间内的爬坡约束:

$$-m_{s,t}^{\text{ch}} E_s^{\text{ch}} \leq (E_{s,t-1} - E_{s,t}) \beta_k \leq n_{s,t}^{\text{dis}} E_s^{\text{dis}} \quad (18)$$

$$-n_{s,t}^{\text{dis}} E_s^{\text{dis}} \leq (E_{s,t} - E_{s,t-1}) \beta_k \leq m_{s,t}^{\text{ch}} E_s^{\text{ch}} \quad (19)$$

$$m_{s,t}^{\text{ch}} + n_{s,t}^{\text{dis}} \leq 1 \quad (20)$$

式中: E_s^{ch} 和 E_s^{dis} 分别为储能设备单位间隔内的充放电上限。

为了让含储电设备的 EGH-IES 系统可以多次重复稳定运行,要求蓄电池在调度周期末的荷电状态等于初始荷电状态,即

$$E_0 = E_T \quad (21)$$

式中: E_0 和 E_T 分别为储电设备调度首末时段荷电状态。

3) 机组约束

EGH-IES 是由多个机组共同工作的综合系统,其内部机组出力受机组自身出力参数上下限约束:

$$\begin{cases} P_{\text{P2G},\min} \leq P_{\text{P2G},t} \leq P_{\text{P2G},\max} \\ 0 \leq P_{\text{WT},t} \leq P_{\text{WT},t,\max} \\ 0 \leq P_{\text{e},t} \leq P_{\text{e},\max} \\ 0 \leq P_{\text{g},t} \leq P_{\text{g},\max} \end{cases} \quad (22)$$

式中: $P_{\text{P2G},\max}$ 和 $P_{\text{P2G},\min}$ 分别为 P2G 设备的出力上下限; $P_{\text{WT},t,\max}$, $P_{\text{e},\max}$, $P_{\text{g},\max}$ 分别为 t 时段风机、电

网、气网的最大供能上限,由于此模型仅考虑电气能单向流动,故电、气能网络最小供能下限取 0。

3 模型求解

在本文提出的 EGH-IES 模型中,第一阶段用户负荷主/被动平移模型是一个多目标混合整数线性规划问题(MILP),通过 MATLAB/CPLEX 求解妥协前沿并获取最优解的方法进行优化;第二阶段考虑能源系统强耦合性引起的非线性约束,采用高效稳定的人群搜索者优化算法(seeker optimization algorithm, SOA)算法对其进行非线性优化。

3.1 基于 CPLEX 求解器的多目标优化求解

现阶段,CPLEX 求解器被认为是求解混合线性规划问题的有效工具,但一般认为其无法求解多目标模型。然而,多目标优化核心实际是寻找多竞争目标解决方案的妥协。因而,本文在传统多目标模型求解中引入可调节的多目标函数妥协系数来获得一组非劣性妥协解,以达到两目标妥协的目的。具体操作方法是:首先,在传统定权重单次优化的基础上引入由 0 起始、以 0.05 间距递增的多组权重因子,通过在一次计算中同时求解多组权重系数下的优化结果来获得非劣性妥协解前沿。然后,基于信息熵权重理论依据粒子分布信息量大小关系选择最优调度方案^[23],其具体求解步骤如下。

首先,基于三角形隶属函数对两个目标的函数值进行模糊归一化处理:

$$z_{ij} = \frac{\max y_j - y_{ij}}{\max y_j - \min y_j} \quad (23)$$

$$b_{ij} = \frac{z_{ij}}{\sum_{j=1}^m z_{ij}} \quad (24)$$

式中: y_{ij} 为第 i 个粒子第 j 个目标值; z_{ij} 为第 i 个粒子第 j 个目标值模糊化处理后的指标值; $\max y_j$ 和 $\min y_j$ 分别为第 j 个目标函数的最大、最小值; b_{ij} 为第 i 个粒子第 j 个目标值的占比。

然后,将归一化后的指标值依据熵值理论求其信息熵值 H_j 及熵权 W_j :

$$H_j = -k \sum_{i=1}^c b_{ij} \ln b_{ij} \quad (25)$$

$$W_j = \frac{1 - H_j}{\sum_{j=1}^g (1 - H_j)} \quad (26)$$

式中: c 为非劣性妥协解前沿粒子数; g 为目标函数的个数; $k = 1/\ln c$ 。

最后,依据综合评价函数求得非劣性妥协解前沿评价价值最高的解:

$$\max v_{\text{value},i} = \max \sum_{j=1}^k W_j b_{ij} \quad (27)$$

3.2 基本 SOA

SOA 是模仿人类搜索过程的一种群智能体算法^[24],其一般将搜索者分成 3 个子群体,每个搜索者作为独立个体,依据自身与他人行为习惯在搜索方向、步长两方面调整自身搜索行为。在本文中,搜索者位置以调度周期内各时段采购所得电、气能分配比例 m, α_1, α_2 与各机组出力 P_{WT}, P_{P2G}, P_e^S 组成的待求量二维矩阵参与优化,每个搜索者粒子可表示为 $P_{i,j,v} (i=1,2,\dots,S_N; j=1,2,\dots,D; v=1,2,\dots,T)$,第 i 个搜索者第 i_{ter} 次迭代的表达式为:

$$x_i(i_{\text{ter}}+1) = x_i(i_{\text{ter}}) + e_i(i_{\text{ter}})d_i(i_{\text{ter}}) \quad (28)$$

式中: $x_i(i_{\text{ter}})$ 代表第 i 个粒子在第 i_{ter} 次迭代更新后的结果; $e_i(i_{\text{ter}})$ 为搜索者的综合搜寻步长; $d_i(i_{\text{ter}})$ 为搜索者综合搜寻方向,其依据搜索者自身学习、与他人交流、主动学习的行为更新自我行为 $d_{\text{ego},i}$ 、利他行为 $d_{\text{alt},i}$ 和主动行为 $d_{\text{pro},i}$ 这 3 个方向,基于一定比例规则折衷获得 3 种学习行为方向下的搜索者方向更新计划。

3 种搜索行为方向及搜索者综合搜寻方向 d_i 的表达式为:

$$d_{\text{ego},i}(i_{\text{ter}}) = p_{\text{best},i} - x_i(i_{\text{ter}}) \quad (29)$$

$$d_{\text{alt},i}(i_{\text{ter}}) = l_{\text{best}} - x_i(i_{\text{ter}}) \quad (30)$$

$$d_{\text{pro},i}(i_{\text{ter}}) = x_i(i_{\text{ter}1}) - x_i(i_{\text{ter}2}) \quad (31)$$

$$d_i(i_{\text{ter}}) = \text{sgn}(\omega d_{\text{pro},i}(i_{\text{ter}}) + \gamma_1 d_{\text{ego},i}(i_{\text{ter}}) + \gamma_2 d_{\text{alt},i}(i_{\text{ter}})) \quad (32)$$

式中: $p_{\text{best},i}$ 代表第 i 种调度方案粒子的个体历史最优方案; l_{best} 代表所有调度方案中的全局最优方案; $x_i(i_{\text{ter}1})$ 和 $x_i(i_{\text{ter}2})$ 分别代表第 i 个粒子在第 i_{ter} 次、第 $i_{\text{ter}}-1$ 次、第 $i_{\text{ter}}-2$ 次这 3 次迭代中的最优方案与最差方案; sgn 为符号函数,可返回参数的正负; ω 为粒子主动搜索方向更新的惯性权重; γ_1 和 γ_2 为取值在 0~1 之间的随机数。

为使 SOA 优化系统适应多种优化问题,需要对搜索者步长进行调整。首先,对粒子进行模糊化处理,然后基于高斯隶属函数随机获得主动行为指令,最后依据式(33)一式(37)更新搜索步长。其中,式(33)为粒子的云模型模糊化处理;式(34)为各搜索方案在钟形隶属度函数下的隶属度值。

$$u_i = u_{\text{max}} - \frac{N - I_i}{N - 1}(u_{\text{max}} - u_{\text{min}}) \quad (33)$$

$$u(x) = e^{-\frac{x^2}{2\sigma^2}} \quad (34)$$

$$\delta = \omega |x_{\text{best}} - x_{\text{avg}}| \quad (35)$$

$$u_{i,j,v} = \text{rand}(u_i, 1) \quad (36)$$

$$e_{i,j,v} = \delta_{j,v} \sqrt{-\ln u_{i,j,v}} \quad (37)$$

式中: N 为每个子种群的个体数目; I_i 为基于目标函数值降序排列后第 i 个粒子的序号; u_{max} 和 u_{min} 分别为粒子最大、最小隶属值; ω 为随迭代次数递减的变系数; x_{best} 和 x_{avg} 分别为子种群中的最优搜索位置和平均目标值对应的搜索位置; $\text{rand}(u_i, 1)$ 为可生成 $[u_i, 1]$ 间任意值的随机函数; $u_{i,j,v}$ 为第 i 个粒子第 j 个变量 v 时段模糊化后的隶属值; $e_{i,j,v}$ 为第 i 个粒子第 j 个变量 v 时段的调节步长。

综上,可画出 EGH-IES 模型求解流程图如图 2 所示。其中, i_{ter} 为粒子的更新迭代次数。

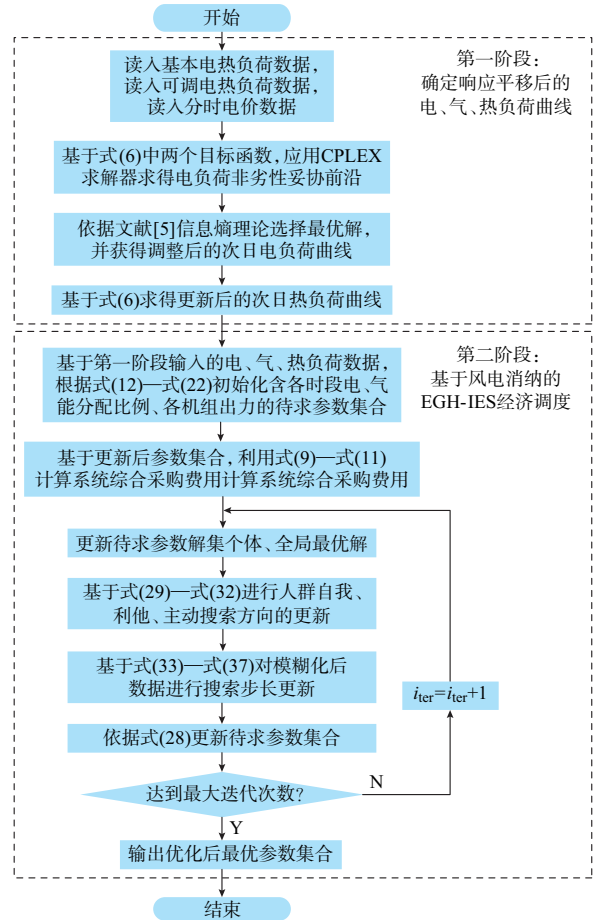


图 2 EGH-IES 模型求解流程图
Fig. 2 Flow chart for solving of EGH-IES model

4 算例分析

4.1 算例模型参数设置

为验证本文所提计及用户行为的 EGH-IES 模型在系统购能经济性、风电消纳方面的有效性,本文利用文献[14]所提供的系统能源供需数据、用户侧电-气-热负荷数据、系统向外购能价格和风电功率参与验证,对应的负荷、价格、清洁能源出力曲线见

附录 A 图 A1—图 A3,模型中部分参与调控的负荷设备及机组参数具体可见附录 A 表 A1—表 A3, CCHP 联供系统最优热电比 K 则取文献[21]中的 1.29。而在 SOA 的参数设置方面,算法最大迭代次数取 1 000, $S_N=20$, $D=8$, $T=24$ 。

为研究 P2G 设备、储能设备、用户负荷主/被动响应与系统对外购能费用、风电消纳间的特征关系,本文设置了如下 4 种对比场景。

场景 1:无 P2G,有储能设备,考虑负荷平移。

场景 2:有 P2G,无储能设备,考虑负荷平移。

场景 3:有 P2G,有储能设备,考虑负荷平移。

场景 4:有 P2G,有储能设备,不考虑负荷平移。

4.2 仿真结果分析

本文基于 EGH-IES 模型第一阶段用户主动电价响应、负荷整体波动性控制的考虑,将单位时段内每一种柔性设备可平移负荷当做一个整体进行响应平移,并利用 CPLEX 求解器的多目标优化方法得到如附录 A 图 A4 所示的非劣性妥协解前沿。

然后,应用信息熵权重理论基于式(23)一式(27)获得综合评价值最优的解,将其代入式(8)可得到系统负荷响应后的用户电、热负荷曲线如图 3 所示。

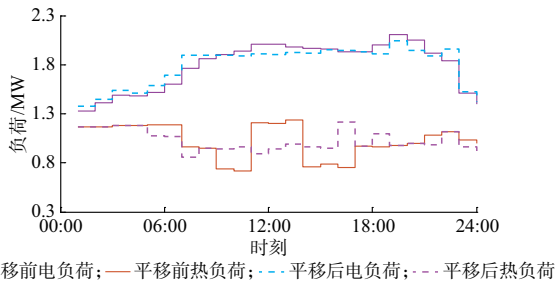


图 3 系统响应前后用户的电、热负荷曲线
Fig. 3 User electric and thermal load curves before and after system response

由图 3 可见,负荷平移后的用户电负荷峰谷差相对于平移前下降了 13.85%,平均波动率下降了 8.01%;热负荷的峰谷差下降了 31.15%,距离目标曲线的差值之和下降了 1.85%,验证了系统主/被动负荷平移在响应分时电价行为的同时降低负荷整体波动量的有效性。另外,对比图 3 及附录 A 图 A1 和图 A2 可知,计及用户电主/被动负荷平移并非全部简单将高电价负荷平移至低电价时段,而是考虑用户电负荷随机性,将系统中部分高电价时段负荷平移至低电价时段,使系统电负荷响应后的曲线波动性最小,如时段 22。

而在第二阶段优化中,首先将第一阶段确定的各时段负荷值代入式(12)一式(14)的负荷约束条件

中,采用 SOA 初始化调度周期内电、气能分配比例与机组出力等待优化变量,并依据式(9)计算各搜索者的适应度,然后根据 SOA 搜索策略基于式(28)一式(37)更新搜索者位置及全局最优解直到最大迭代次数,最后输出最优的电、气能综合采购费用值,场景 1,2,3,4 优化所得的综合采购费用及风电消纳率分别为:7 593.9 美元、74.78%;6 808.6 美元、82.38%;6 529.2 美元、95.57%;6 941.4 美元、95.30%。

由此可见,场景 1 和 2 的系统综合采购费用相比场景 3 分别增加了 1 064.7 美元和 279.4 美元,风电消纳水平分别降低了 20.79%和 13.79%,这是由于 P2G 和储能设备将廉价电能转化、存储至高电价时段,减少了系统的综合采购成本;场景 3 的综合采购费用相对于场景 4 降低了 6.3%,验证了负荷响应对降低系统采购费用的有效性。另外,场景 2 的系统购能成本、风电消纳率分别比场景 1 低了 79.7%和 36.6%,这是由于 P2G 设备处于综合能源系统始端,直接将消纳的风能转化为气能,减少了中间能量的转换步骤,从而降低了风电的冗余量。

图 4 为场景 1 至 3 优化后的 24 h 风电消纳率,结合前文各场景风电综合消纳率可见,场景 3 相较于场景 1 和 2,对风电具有更稳定的消纳能力,其清洁能源综合消纳水平也更高。另外,由附录 A 图 A3 的风电功率曲线可知,风电在 01:00—03:00, 22:00—24:00 时为出力高峰时段,由图 4 可见,场景 3 的风电消纳率最高,场景 1 最低,这是因为场景 1 中用户热、气负荷只可由外购气补给,而场景 3 可通过系统消纳的风电、低价外购电联合供应,从能源采购成本方面提高了系统的经济性。

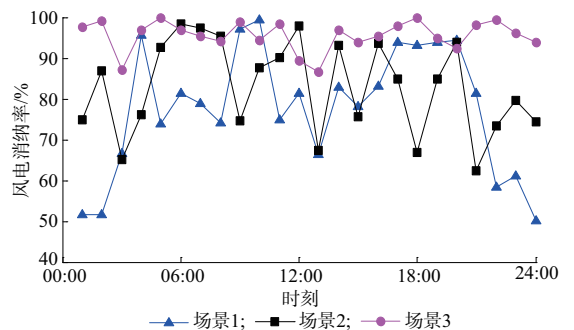


图 4 不同场景下的风电消纳率
Fig. 4 Wind power accommodation ratio in different scenarios

4.3 算法对比

为说明 SOA 在求解 EGH-IES 模型的优越性,将本文所提算法与广泛应用于非线性优化的粒子群优化(PSO)算法进行对比,两者迭代收敛曲线见附

录 A 图 A5。

由附录 A 图 A5 可见,与 PSO 算法相比,SOA 在最优解搜索过程中具有更快收敛速度和精度,第 329 代时收敛到全局最优解 6 529.2 美元,而 PSO 算法在第 774 代时才收敛到最优解 6 618.9 美元。因此,本文提出的 SOA 更适用于 EGH-IES 两阶段日前经济调度问题。

4.4 P2G 最大输出功率敏感性分析

为更准确分析 P2G 设备在综合能源系统中运行的作用,本文设置了最大输出功率分别为 2,3,4,5 MW 的 P2G 设备参与系统优化,优化结果如表 1 所示。

表 1 不同规格的 P2G 下系统的优化结果
Table 1 Optimization results of system under different specifications of P2G

模型	P2G 功率 上限/MW	P2G 总输出 功率/MW	总采购费 用/美元	风电渗透 率/%
1	2	22.39	6 725.8	93.42
2	3	23.57	6 529.6	95.57
3	4	24.33	6 346.4	96.95
4	5	25.12	6 221.2	96.89

由表 1 分析可见,随着 P2G 输出功率上限增大,系统综合采购成本逐渐降低,P2G 总供能量、风电渗透率呈上升趋势。这是因为在 P2G 输出功率上限较小时,负荷谷时段较高的风电出力极易使储能设备达到饱和状态,而 P2G 设备又无法将短时过剩的电能转换为气能而产生较多弃风,但随着 P2G 转换能力的提高,风电消纳的能力也得到了提高。

为定量分析 P2G 功率上限对系统综合采购费用的影响,本文定义了总采购费用随 P2G 功率上限的相对变化率来分析 P2G 最大输出功率敏感性。该值为总采购费用变化量的绝对值与参考值的比值。由表 1 可见,随着 P2G 功率上限的增加,总采购费用的变化率逐渐降低,由模型 2 的 2.9% 下降为模型 3 的 2.8%,再下降为模型 4 的 1.97%。这是由于在模型 2 中,廉价的可再生能源通过 P2G 接入系统已达到饱和状态,P2G 功率上限提高对综合采购费用已无经济吸引力,同时,P2G 功率上限的提高还增加了系统运行成本。因而,在未来 EGH-IES 模型优化前应先基于 P2G 设备成本涨幅与系统采购费用降幅关系对 P2G 设备容量进行优化配置,然后再对系统进行优化调度。

5 结语

本文针对传统能源系统中清洁能源消纳率低、电热负荷比例易受用户行为影响而发生改变的问题,利用 P2G 设备最大化消纳可再生能源,建立了

计及用户行为的 EGH-IES 两阶段日前经济优化模型,并设置了仅含 P2G、仅含储能设备、不考虑负荷响应的 3 个场景与所提计及用户负荷主/被动响应的 EGH-IES 模型场景进行对比分析,可得出以下结论:

1) 考虑用户分时电价、CCHP 系统最优热电比影响的主/被动负荷广义需求侧响应可有效降低系统负荷峰谷差、提高机组利用效率,并保持系统的经济运行。

2) P2G 和储能设备在 EGH-IES 的风电消纳、购能成本经济性方面表现出较强的推动作用,且 P2G 设备相较于储能设备具有更优的促进效果。

3) 系统中 P2G 设备容量的增大可促进系统风电消纳、降低采购成本,但当其达到一定容量上限后,扩容对降低系统采购费用的影响将逐渐降低。在未来考虑 P2G 配置运行成本的经济调度模型中,需考虑对 P2G 容量的优化配置。

在未来综合能源系统发展中,随着现代人工智能技术的发展、微源运行成本降低,结合数据信息实现多源多网型系统高效耦合,降低综合能源系统的综合运行、采购成本将成为下一步的重点研究方向。

本文研究得到三峡大学学位论文培优基金项目(2018SSPY073)的资助,谨此致谢!

附录见本刊网络版(<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>)。

参考文献

- [1] 董帅,王成福,徐士杰,等. 计及网络动态特性的电气-热综合能源系统日前优化调度[J]. 电力系统自动化,2018,42(13): 12-19. DOI:10.7500/AEPS20180115006. DONG Shuai, WANG Chengfu, XU Shijie, et al. Day-ahead optimal scheduling of electricity-gas-heat integrated energy system considering dynamic characteristics of networks[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(13): 12-19. DOI: 10.7500/AEPS20180115006.
- [2] LIU Weijia, WEN Fushuan, XUE Yusheng. Power-to-gas technology in energy systems: current status and prospects of potential operation strategies[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2017, 5(3): 439-450.
- [3] 张伊宁,何宇斌,晏鸣宇,等. 计及需求响应与动态气潮流的电气综合能源系统优化调度[J]. 电力系统自动化,2018,42(20): 1-8. DOI:10.7500/AEPS20180128005. ZHANG Yining, HE Yubin, YIN Mingyu, et al. Optimal dispatch of integrated electricity-natural gas system considering demand response and dynamic natural gas flow[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(20): 1-8. DOI: 10.7500/AEPS20180128005.
- [4] MA Rui, LI Kai, LI Xuan, et al. An economic and low-carbon day-ahead Pareto-optimal scheduling for wind farm integrated power systems with demand response[J]. Journal of Modern

- Power Systems and Clean Energy, 2015, 3(3): 393-401.
- [5] SHAO Changzhen, DING Yi, SONG Yaonghua, et al. Demand response from multiple-energy customers in integrated energy system[C]// IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, June 6-9, 2017, Milan, Italy: 6p.
- [6] ALIPOUR M, ZARE K, ABAPOUR M. MINLP probabilistic scheduling model for demand response programs integrated energy hubs[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2018, 14(1): 79-88.
- [7] SHEIKHI A, RAYATI M, BAHRAMI S, et al. Integrated demand side management game in smart energy hubs[J]. IEEE transactions on smart grid, 2015, 6(2): 675-683.
- [8] 施锦月,许健,曾博,等.基于热电比可调模式的区域综合能源系统双层优化运行[J].电网技术,2016,40(10):2959-2966. SHI Jinyue, XU Jian, ZENG Bo, et al. A bi-level optimal operation for energy hub based on regulating heat-to-electric ratio mode[J]. Power System Technology, 2016, 40(10): 2959-2966.
- [9] 姜子卿,郝然,艾芊.基于冷热电多能互补的工业园区互动机制研究[J].电力自动化设备,2017,37(6):260-267. JIANG Ziqing, HAO Ran, AI Qian. Interaction mechanism of industrial park based on multi-energy complementation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 260-267.
- [10] YAN Aimei, WANG Jinsong, WU Liang, et al. The study of enterprise working time optimization simulation system considering the peak-valley power price[C]// International Conference on Computer Science and Service System, August 11-13, 2012, Nanjing, China: 1623-1626.
- [11] 曾鸣,刘英新,周鹏程,等.综合能源系统建模及效益评价体系综述与展望[J].电网技术,2018,42(6):1697-1708. ZENG Ming, LIU Yingxin, ZHOU Pengcheng, et al. Review and prospects of integrated energy system modeling and benefit evaluation[J]. Power System Technology, 2018, 42(6): 1697-1708.
- [12] 董帅,王成福,梁军,等.计及电转气运行成本的综合能源系统多目标日前优化调度[J].电力系统自动化,2018,42(11):8-15. DOI:10.7500/AEPS20170721003. DONG Shuai, WANG Chengfu, LIANG Jun, et al. Multi-objective optimal day-ahead dispatch of integrated energy system considering power-to-gas operation cost [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(11): 8-15. DOI: 10.7500/AEPS20170721003.
- [13] NI Linna, LIU Weijia, WEN Fushuan, et al. Optimal operation of electricity, natural gas and heat systems considering integrated demand responses and diversified storage devices[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2018, 6(3): 423-437.
- [14] 陈沼宇,王丹,贾宏杰,等.考虑 P2G 多源储能型微网日前最优经济调度策略研究[J].中国电机工程学报,2017,37(11): 3067-3077. CHEN Zhaoyu, WANG Dan, JIA Hongjie, et al. Research on optimal day-ahead economic dispatching strategy for microgrid considering P2G and multi-source energy storage system[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(11): 3067-3077.
- [15] 邓佳乐,胡林献,邵世圻,等.电热联合系统多时间尺度滚动调度策略[J].电网技术,2016,40(12):3796-3803. DENG Jiale, HU Linxian, SHAO Shiqi, et al. Multi-time scale rolling scheduling method for combined heat and power system[J]. Power System Technology, 2016, 40(12): 3796-3803.
- [16] YANG Jingwei, ZHANG Ning, KANG Chongqing, et al. Effect of natural gas flow dynamics in robust generation scheduling under wind uncertainty[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(2): 2087-2097.
- [17] 艾小猛,方家琨,徐沈智,等.一种考虑天然气系统动态过程的气电联合系统优化运行模型[J].电网技术,2018,42(2):410-417. AI Xiaomeng, FANG Jiakun, XU Shenzhi, et al. An optimal energy flow model in integrated gas-electric systems considering dynamics of natural gas system[J]. Power System Technology, 2018, 42(2): 410-417.
- [18] LIU Cong, SHAHIDEHPOUR M, WANG Jianhui. Coordinated scheduling of electricity and natural gas infrastructures with a transient model for natural gas flow[J]. Chaos, 2011, 21(2): 025102.
- [19] 朱承治,陆帅,周金辉,等.基于电热分时间尺度平衡的综合能源系统日前经济调度[J].电力自动化设备,2018,38(6):138-143. ZHU Chengzhi, LU Shuai, ZHOU Jinhui, et al. Day-ahead economic dispatch of integrated energy system based on electricity and heat balance in different time scales[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(6): 138-143.
- [20] CHEN Zexing, ZHANG Yongjun, JI Tianyao, et al. Coordinated optimal dispatch and market equilibrium of integrated electric power and natural gas networks with P2G embedded[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2018, 6(3): 495-508.
- [21] 胡荣,张必璐,李振坤,等.计及可平移负荷的分布式冷热电联供系统优化运行[J].电网技术,2018,42(3):715-721. HU Rong, ZHANG Milu, LI Zhenkun, et al. Optimal operation for CCHP system considering shiftable loads[J]. Power System Technology, 2018, 42(3): 715-721.
- [22] 张晓辉,江静,李茂林,等.考虑柔性负荷响应的含风电场电力系统多目标经济调度[J].电力系统自动化,2017,41(11):61-67. DOI:10.7500/AEPS20160916001. ZHANG Xiaohui, JIANG Jing, LI Maolin, et al. Multi-objective economic dispatch of power system with wind farms considering flexible load response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(11): 61-67. DOI: 10.7500/AEPS 20160916001.
- [23] 张涛,章佳莹,王凌云,等.计及用户电价响应的微网和配电网联合调度运行模型[J].电力自动化设备,2018,38(5):177-183. ZHANG Tao, ZHANG Jiaying, WANG Lingyun, et al. Joint dispatch operation model of microgrid and distribution network considering user response to electricity price [J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(5): 177-183.
- [24] TUBA M, BACANIN N. Improved seeker optimization algorithm hybridized with firefly algorithm for constrained optimization problems[J]. Neurocomputing, 2014, 143(4): 197-207.

张涛(1981—),男,通信作者,博士,教授,主要研究方向:电力系统优化运行、高电压绝缘及测试技术。E-mail: unifzhang@hotmail.com

章佳莹(1994—),女,硕士研究生,主要研究方向:电力

系统优化运行。E-mail: zhangjy1020@foxmail.com

王凌云(1981—),男,博士,副教授,主要研究方向:新能源发电运行优化与控制。E-mail: wly@ctgu.edu.cn

(编辑 蔡静雯)

Day-ahead Economical Dispatch of Electricity-Gas-Heat Integrated Energy System Considering User Behaviors

ZHANG Tao¹, ZHANG Jiaying¹, WANG Lingyun², XU Jiaxu³, ZHANG Dongfang⁴, WANG Cheng¹

(1. College of Electrical Engineering and New Energy, China Three Gorges University, Yichang 443002, China;

2. Hubei Provincial Collaborative Innovation Center for New Energy Microgrid

(China Three Gorges University), Yichang 443002, China;

3. Hangzhou Yuhang District Power Supply Company of State Grid Zhejiang Electric Power Co. Ltd.,
Hangzhou 310000, China;

4. Suizhou Power Supply Company of State Grid Hubei Electric Power Co. Ltd., Suizhou 421300, China)

Abstract: The ratio of electric and thermal load in the integrated energy system with access of power-to-gas (P2G) equipment is affected by user behaviors. So this paper develops a two-stage day-ahead economical dispatch model of the electricity-gas-heat integrated energy system considering user behaviors. In this model, the minimum deviation between actual forecasting load and target load and the minimum volatility of daily load are taken as the optimization goals of the first stage. Then the electric and thermal load curve under load response is obtained in CPLEX solver. Based on the load obtained in the first stage, the lowest integrated purchasing cost is taken as the optimization goal of the second stage. The seeker optimization algorithm (SOA) is used to solve this nonlinear optimization problem. The quantitative and qualitative analysis of the relationship between the capacity of P2G and energy storage device and the system economy is carried out in four scenarios. The effectiveness of the proposed model is verified in terms of wind power accommodation and system economic operation.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51407104).

Key words: integrated energy system (IES); day-ahead economic dispatch; integrated purchasing cost; wind power accommodation; user behavior