

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2024.05.005

计及电-气-热需求响应的区域综合能源系统运行优化

曾珠梅, 孙建梅

(上海电力大学经济与管理学院, 上海 201306)

摘要:针对区域综合能源系统(regional integrated energy system, RIES)源荷主体互动少、碳排放强度高、风光消纳能力低以及整体运行效益差等问题,文中提出计及电-气-热价格需求响应的 RIES 经济低碳运行优化方法。利用电能、天然气、热能共有的商品属性以及多元柔性负荷的可调度价值,建立电-气-热价格需求响应模型,有效增强了价格信号对负荷参与需求响应的激励效应;为充分挖掘系统的低碳潜力,引入阶梯型碳交易,完善实际碳排放模型;以系统运行成本最小为优化目标,研究不同运行方式对系统经济性和低碳性的影响。案例分析结果表明,所构建的运行优化模型采用价格需求响应和阶梯型碳交易协同优化方式,在实现负荷削峰填谷的同时可以兼顾系统运行的经济低碳性与风光消纳能力。

关键词:区域综合能源系统(RIES);价格需求响应;碳排放;阶梯型碳交易;风光消纳;运行优化

中图分类号: TM732

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2024)05-0048-10

0 引言

在全球可持续发展的背景下,新能源及可再生能源替代化石能源、低碳能源替代高碳能源,低碳能源技术的利用成为当前能源发展的主流方向^[1-3]。区域综合能源系统(regional integrated energy system, RIES)能经济、高效、低碳地实现能源转换和互补,满足用户用能多样化的需求,但需求侧负荷波动过大会给系统安全稳定运行带来隐患^[4-8]。同时,如何在系统运行时约束碳排放量成为新的挑战^[9-11]。因此,研究 RIES 低碳运行优化以及负荷削峰填谷问题具有重要的意义。

当前用户侧与系统间的低互动程度导致系统运行不灵活,价格需求响应可以加强二者的互动,提高 RIES 运行经济性,减轻供能压力。文献[12]对价格弹性矩阵进行精细化描述,分析电力价格变化对电力需求的影响,为价格需求响应研究奠定理论基础。文献[13]建立基于市场弹性的电力价格型需求响应模型,并研究其对系统优化运行的影响。文献[14]引入电价型需求响应策略调整用户用电方式,分析其对系统运行经济性和低碳性的影响。文献[15]针对可消减部分的电负荷建立价格需求响应模型,分析其削峰填谷的能力以及给系统带来的效益。在需求响应方面,上述文献均考虑了 RIES 中电力侧的价格需求响应,但忽略了天然气、热能侧价格需求响应也会影响系统运行的灵活性、可靠性。

能源行业已成为碳排放的重要主体,因此需要对其采取节能减排措施。为降低系统碳排放,引入碳交易来兼顾 RIES 的经济性与低碳环保性^[16]。文献[17]考虑碳交易机制,降低了系统的碳排放量和总运行成本,但用固定碳价的方式进行碳交易具有一定的局限性。文献[18]分析传统碳交易机制与阶梯式碳交易机制的区别,在电-气-热综合能源系统模型中引入碳交易机制,并分析不同碳交易机制对系统低碳性和经济性的影响。文献[19]考虑燃气轮机、燃气锅炉、外网购电的碳排放,并建立阶梯型碳交易成本计算模型,有效约束系统碳排放量,但忽略了气负荷碳排放。文献[20]在阶梯式碳交易机制中考虑气负荷碳排放并直接给出计算系数。文献[21]在降碳机制中考虑并简单计算荷侧气负荷的碳排放量,分析了源荷协同降碳的作用。上述文献在碳交易机制中,虽然针对碳排放源考虑了气负荷,但对气负荷碳排放的计算过于简单,需要进一步完善。

针对上述问题,在多能互补的 RIES 中,文中提出了一种考虑电-气-热价格需求响应的 RIES 经济低碳运行优化方法。考虑到天然气、热能具有与电力同样的商品属性以及多元柔性负荷的可调度价值,将应用于电能的价格需求响应模型延伸到天然气和热能中,构建电-气-热价格需求响应模型;为了保障 RIES 低碳运行,引入阶梯型碳交易机制,并且在碳排放源中考虑气负荷,完善实际碳排放模型;以系统运行成本最小为优化目标,设置并对比分析不同场景对系统经济低碳运行的影响。

1 RIES 结构

RIES 结构如图 1 所示。能源供应包括外部电

收稿日期:2024-03-15;修回日期:2024-05-25

基金项目:国家社会科学基金资助项目(20BJL036)

网供电、气网供气;能源转换包括风机(wind turbine, WT)、光伏(photovoltaic, PV)、燃气轮机(gas turbine, GT)、燃气锅炉(gas boiler, GB)、电转气(power to gas, P2G);能源存储包括储电装置(electrical energy storage, EES)、储气装置(gas energy storage, GES);能源需求有电、气、热负荷。

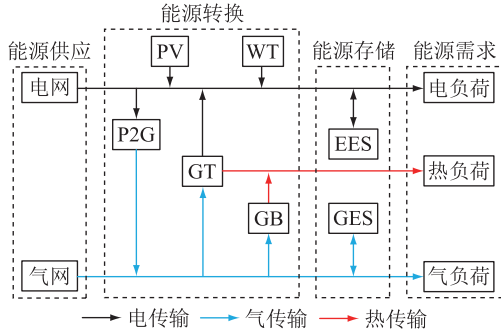


图1 RIES结构

Fig.1 RIES structure

2 电-气-热价格需求响应模型

RIES不仅可以满足用户侧电、气、热多元负荷需求,而且可以通过能源转换设备实现能源的替代和互补^[22]。天然气和热能具有与电能一样的市场商品属性,可以通过能源市场对负荷进行调度管理;电、气、热负荷均具有柔性特征和可调度价值,属于需求侧重要的调度资源,因此天然气、热能同电能一样能参与价格需求响应。

价格需求响应以价格信号为手段鼓励用户调整用能计划安排,实现负荷的削峰填谷^[23]。文中基于需求价格弹性理论建立需求响应模型,由于价格需求响应能使负荷达到较好的削峰填谷效果,故文中分析了电-气-热价格需求响应对RIES运行优化结果的影响。

需求价格弹性指能源负荷需求量对其能源价格变动的敏感度,可利用需求价格弹性系数表示,即各时间段内负荷变化率与能源价格变化率的比值^[24]。电量电价弹性矩阵由自弹性系数 $E_p(t, t)$ 和交叉弹性系数 $E_p(t, t^*)$ 组成,自弹性系数为 t 时刻电负荷对 t 时刻电价变化的敏感度,交叉弹性系数为 t 时刻电负荷对其他 t^* 时刻电价变化的敏感度。自弹性系数和交叉弹性系数分别为:

$$E_p(t, t) = \frac{R_{e0,t} \Delta P_{e,t}}{P_{e0,t} \Delta R_{e,t}} = \frac{R_{e0,t} (P_{e,t} - P_{e0,t})}{P_{e0,t} (R_{e,t} - R_{e0,t})} \quad (1)$$

$$E_p(t, t^*) = \frac{R_{e0,t^*} \Delta P_{e,t}}{P_{e0,t} \Delta R_{e,t^*}} = \frac{R_{e0,t^*} (P_{e,t} - P_{e0,t})}{P_{e0,t} (R_{e,t^*} - R_{e0,t^*})} \quad (2)$$

式中: $R_{e0,t}$ 、 $R_{e,t}$ 分别为 t 时刻价格需求响应实施前、后的电价; $\Delta P_{e,t}$ 为 t 时刻价格需求响应实施前后电负荷的需求量差; $P_{e0,t}$ 、 $P_{e,t}$ 分别为 t 时刻价格需求响应实施前、后电负荷的需求量; $\Delta R_{e,t}$ 、 $\Delta R_{e,t^*}$ 分别为 t 时刻及其他时刻价格需求响应实施前后的价格差; R_{e0,t^*} 、 R_{e,t^*} 分别为其他时刻价格需求响应实施前、后的电价。

根据电量电价弹性矩阵,价格需求响应实施后电负荷需求量^[25]可表示为:

$$P_{e,t} = P_{e0,t} + P_{e0,t} \left(E_p(t, t) \frac{R_{e,t} - R_{e0,t}}{R_{e0,t}} + \sum_{t=1, t \neq t^*}^T E_p(t, t^*) \frac{R_{e,t^*} - R_{e0,t^*}}{R_{e0,t^*}} \right) \quad (3)$$

式中: T 为一天总时刻数,取值为24。

价格需求响应实施前、后的电价分别为分时电价和实时电价。实时电价^[26]可表示为:

$$\begin{cases} W_e = \sum_{t=1}^T P_{e0,t} \\ P_{e,av} = W_e / T \\ \gamma_{e,t} = P_{e,t} / P_{e,av} \\ R_{e,t} = \gamma_{e,t} R_{e0,t} \\ R_{emin,t} \leq R_{e,t} \leq R_{emax,t} \end{cases} \quad (4)$$

式中: W_e 为RIES典型日总用电负荷; $P_{e,av}$ 为RIES典型日平均用电负荷; $\gamma_{e,t}$ 为引入的实时电价浮动因子; $R_{emin,t}$ 、 $R_{emax,t}$ 分别为实时电价的下限、上限。

电能、天然气、热能均属于生活中不可或缺的能源,其具有相似的商品属性,可以参与能源市场交易,所以实时气价、热价可由实时电价类比得出^[27]。文中进一步考虑价格需求响应在天然气和热能中的作用(忽略热负荷的模糊属性),可采用与电负荷相似的方法得出气负荷需求响应和热负荷需求响应模型,表达式为:

$$\begin{cases} L_{g,t} = L_{g0,t} + L_{g0,t} \left(E_g(t, t) \frac{R_{g,t} - R_{g0,t}}{R_{g0,t}} + \sum_{t=1, t \neq t^*}^T E_g(t, t^*) \frac{R_{g,t^*} - R_{g0,t^*}}{R_{g0,t^*}} \right) \\ H_{h,t} = H_{h0,t} + H_{h0,t} \left(E_h(t, t) \frac{R_{h,t} - R_{h0,t}}{R_{h0,t}} + \sum_{t=1, t \neq t^*}^T E_h(t, t^*) \frac{R_{h,t^*} - R_{h0,t^*}}{R_{h0,t^*}} \right) \end{cases} \quad (5)$$

式中: $L_{g0,t}$ 、 $L_{g,t}$ 分别为 t 时刻价格需求响应实施前、后的气负荷需求量; $E_g(t, t)$ 、 $E_g(t, t^*)$ 分别为天然气的自弹性系数和交叉弹性系数; $R_{g0,t}$ 、 $R_{g,t}$ 分别为 t

时刻价格需求响应实施前、后的气价; R_{g0,t^*} 、 R_{g,t^*} 分别为其他时刻价格需求响应实施前、后的气价; $H_{h0,t}$ 、 $H_{h,t}$ 分别为 t 时刻价格需求响应实施前、后的热负荷需求量; $E_h(t,t)$ 、 $E_h(t,t^*)$ 分别为热能的自弹性系数和交叉弹性系数; $R_{h0,t}$ 、 $R_{h,t}$ 分别为 t 时刻价格需求响应实施前、后的热价; R_{h0,t^*} 、 R_{h,t^*} 分别为其他时刻价格需求响应实施前、后的热价。

实时气价、实时热价可分别表示为:

$$\begin{cases} W_g = \sum_{t=1}^T L_{g0,t} \\ L_{g,av} = W_g/T \\ \gamma_{g,t} = L_{g0,t}/L_{g,av} \\ R_{g,t} = \gamma_{g,t} R_{g0,t} \\ R_{gmin,t} \leq R_{g,t} \leq R_{gmax,t} \end{cases} \quad (6)$$

$$\begin{cases} W_h = \sum_{t=1}^T H_{h0,t} \\ H_{h,av} = W_h/T \\ \gamma_{h,t} = H_{h0,t}/H_{h,av} \\ R_{h,t} = \gamma_{h,t} R_{h0,t} \\ R_{hmin,t} \leq R_{h,t} \leq R_{hmax,t} \end{cases} \quad (7)$$

式中: W_g 、 W_h 分别为 RIES 典型日总用气负荷、热负荷; $L_{g,av}$ 、 $H_{h,av}$ 分别为 RIES 典型日平均用气负荷、用热负荷; $\gamma_{g,t}$ 、 $\gamma_{h,t}$ 分别为引入的实时气价、实时热价浮动因子; $R_{gmin,t}$ 、 $R_{gmax,t}$ 分别为实时气价的下限、上限; $R_{hmin,t}$ 、 $R_{hmax,t}$ 分别为实时热价的下限、上限。

3 碳交易模型

碳交易的实质是把 CO_2 的排放权当作商品来进行交易^[28]。碳排放主体同时也是碳市场里的交易主体。政府监管部门给 RIES 发放一定的免费碳排放配额,在该配额量限制下,如果碳配额没有用完,就可以出售多余的碳配额;如果碳配额不够用,就要在碳市场上买入碳配额^[29]。

3.1 RIES 碳排放权初始分配额

初始排放权如何分配关系到碳排放权交易市场的正常运转,常见的初始碳排放权分配方式主要有 2 种:无偿分配和有偿分配^[30]。根据我国当前的实际情况,RIES 碳排放配额采用基于基准线法的无偿分配。RIES 中的碳排放源包括电网购电、GT、GB、气负荷。初始碳排放权分配额模型^[31]为:

$$E_R = \sum_{t=1}^T [\zeta_e P_{em,t} + \zeta_g L_{load,t} + \zeta_h (\zeta_{eh} P_{GT,t} + H_{GT,t} + H_{GB,t})] \quad (8)$$

式中: E_R 为 RIES 的无偿碳排放权分配额; ζ_e 为电网购电的单位电量的碳排放权分配额; ζ_g 为气负荷燃

烧的碳排放权分配额; ζ_h 为 GB 产生的单位热量的碳排放权分配额; ζ_{eh} 为发电量折算成供热量的折算系数,取 2.53^[17]; $P_{em,t}$ 为 t 时刻电网购电功率; $L_{load,t}$ 为 t 时刻用户使用的天然气量; $P_{GT,t}$ 、 $H_{GT,t}$ 分别为 t 时刻 GT 输出的电功率和产生的热量; $H_{GB,t}$ 为 t 时刻 GB 产生的热量。

3.2 阶梯型碳交易成本

RIES 实际碳排放为外网购电、GT、GB、气负荷的碳排放之和减去 P2G 设备吸收的 CO_2 ,通过阶梯碳价进行交易,加大对系统碳排放的约束力度,使系统运行更具经济低碳性。

P2G 设备打破了电和气不能转换的局面,实现了电网与气网的互联互通,其在 P2G 过程中消耗了 CO_2 ,为系统碳减排作出贡献。P2G 运作过程见图 2。

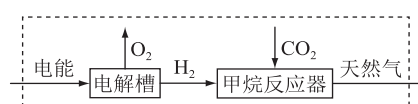


图 2 P2G 运作过程

Fig.2 P2G operational process

P2G 设备能够把电能转化为天然气,其模型可简化为:

$$\begin{cases} L_{P2G,t} = P_{P2G,t} \eta_{P2G} \\ P_{P2G,min} \leq P_{P2G,t} \leq P_{P2G,max} \end{cases} \quad (9)$$

式中: $L_{P2G,t}$ 为 t 时刻 P2G 设备产生的天然气量; $P_{P2G,t}$ 为 t 时刻 P2G 设备消耗的电功率; η_{P2G} 为 P2G 效率; $P_{P2G,min}$ 、 $P_{P2G,max}$ 分别为 P2G 设备出力的下限、上限。

P2G 吸收 CO_2 的模型为:

$$E_{P2G} = \sum_{t=1}^T P_{P2G,t} \chi_P \quad (10)$$

式中: E_{P2G} 为 P2G 设备吸收的 CO_2 ; χ_P 为碳捕获系数。

气负荷燃烧会产生 CO_2 ,须将其纳入实际碳排放模型中,因此气负荷碳排放模型为:

$$E_{load} = \sum_{t=1}^T \lambda_1 \lambda_2 \lambda_3 \frac{M_{CO_2}}{M_C} L_{load,t} \quad (11)$$

式中: E_{load} 为气负荷碳排放量; λ_1 为天然气的燃烧热值; λ_2 为天然气的燃烧率; λ_3 为单位热值的含碳量; M_{CO_2} 为 CO_2 的摩尔质量; M_C 为碳的摩尔质量。

RIES 实际碳排放模型为:

$$E_r = E_z + E_{load} - E_{P2G} \quad (12)$$

式中: E_r 为 RIES 实际碳排放量; E_z 为电网购电、GT、GB 的碳排放之和。

为了鼓励系统碳减排的积极性,文中建立阶梯型碳交易模型。模型规定了若干个排放区间,当系

统实际碳排放量小于无偿分配的碳配额时,可以售出多余的碳配额,此时碳交易成本为负,可称之为碳交易收入;当系统实际碳排放量大于无偿分配的碳配额时,则需要购买碳配额,此时碳交易成本为正。阶梯型碳交易模型为:

$$C_C = \begin{cases} -C_0(1+2\theta)(E_R - E_r - L) & E_r - E_R \leq -L \\ -C_0(1+2\theta)L - C_0(1+\theta)(E_R - E_r) & -L < E_r - E_R \leq 0 \\ C_0(E_r - E_R) & 0 < E_r - E_R \leq L \\ C_0L + C_0(1+\delta)(E_r - E_R - L) & L < E_r - E_R \leq 2L \\ C_0(2+\delta)L + C_0(1+2\delta)(E_r - E_R - 2L) & 2L < E_r - E_R \leq 3L \\ C_0(3+3\delta)L + C_0(1+3\delta)(E_r - E_R - 3L) & 3L < E_r - E_R \end{cases} \quad (13)$$

式中: C_C 为RIES碳交易成本; C_0 为市场碳排放权交易基价; θ 、 δ 分别为不同阶梯型碳排放区间的奖、惩系数; L 为碳排放量区间长度。

4 计及电-气-热价格需求响应的RIES经济低碳运行优化模型

4.1 目标函数

RIES运行优化目标是通过电-气-热价格需求响应调整电、气、热负荷需求量,在满足阶梯型碳交易机制、能源转换设备、储能设备及系统与电网、气网功率交互等的约束条件下,优化各设备的出力、系统购电功率与购气量,达到系统运维成本、购能成本、碳排放成本以及弃风弃光成本之和最低。总成本目标函数为:

$$\min C = C_{\text{BUY}} + C_{\text{OP}} + C_C + C_{\text{WP}} \quad (14)$$

式中: C 为系统总运行成本; C_{BUY} 为购能成本; C_{OP} 为运维成本; C_{WP} 为弃风弃光成本。

系统向外网购能成本 C_{BUY} 为:

$$C_{\text{BUY}} = \sum_{t=1}^T (C_m P_{\text{em},t} + C_g L_{\text{gm},t}) \quad (15)$$

式中: C_m 为购电价; C_g 为购气价; $L_{\text{gm},t}$ 为 t 时刻的购气量。

系统运维成本 C_{OP} 为:

$$C_{\text{OP}} = \sum_{i=1}^T \sum_{i \in \Omega} K_i P_{i,t} \quad (16)$$

式中: K_i 为系统设备 i 的单位运行维护费用; $\Omega = \{\text{PV}, \text{WT}, \text{GT}, \text{GB}, \text{P2G}, \text{EES}, \text{GES}\}$,为系统设备集

合; $P_{i,t}$ 为 t 时刻设备 i 的出力。

弃风弃光成本 C_{WP} 为:

$$C_{\text{WP}} = \sum_{t=1}^T C_{\text{pun}} (\Delta P_{\text{WT},t} + \Delta P_{\text{PV},t}) \quad (17)$$

式中: C_{pun} 为惩罚系数; $\Delta P_{\text{WT},t}$ 、 $\Delta P_{\text{PV},t}$ 分别为 t 时刻的弃风、弃光功率。

4.2 约束条件

(1) 电功率平衡约束。

$$P_{\text{em},t} + P_{\text{GT},t} + P_{\text{Edis},t} + P_{\text{PV},t} + P_{\text{WT},t} = P_{\text{P2G},t} + P_{\text{Ein},t} + P_{\text{load},t} \quad (18)$$

式中: $P_{\text{Edis},t}$ 为 t 时刻EES的放电功率; $P_{\text{Ein},t}$ 为 t 时刻EES的充电功率; $P_{\text{load},t}$ 为 t 时刻需求的电负荷。

(2) 气功率平衡约束。

$$L_{\text{gm},t} + L_{\text{P2G},t} + L_{\text{Gdis},t} = L_{\text{GT},t} + L_{\text{GB},t} + L_{\text{Gin},t} + L_{\text{load},t} \quad (19)$$

式中: $L_{\text{Gdis},t}$ 为 t 时刻GES的放气量; $L_{\text{GT},t}$ 为 t 时刻GT的耗气量; $L_{\text{GB},t}$ 为 t 时刻GB的耗气量; $L_{\text{Gin},t}$ 为 t 时刻GES的充气量。

(3) 热功率平衡约束。

$$H_{\text{GT},t} + H_{\text{GB},t} = H_{\text{load},t} \quad (20)$$

式中: $H_{\text{load},t}$ 为 t 时刻需求的热负荷。

(4) 电网交互功率约束。

$$P_{\text{em},\min} \leq P_{\text{em},t} \leq P_{\text{em},\max} \quad (21)$$

式中: $P_{\text{em},\min}$ 、 $P_{\text{em},\max}$ 分别为从电网购买电功率的下限、上限。

(5) 气网购气功率约束。

$$L_{\text{gm},\min} \leq L_{\text{gm},t} \leq L_{\text{gm},\max} \quad (22)$$

式中: $L_{\text{gm},\min}$ 、 $L_{\text{gm},\max}$ 分别为从气网购入天然气的下限、上限。

(6) 其余系统设备约束。

WT、PV的约束参考文献[32],GT、GB、EES、GES的约束参考文献[33-34]。

5 算例分析

5.1 基础数据

文中算例选取我国北方某一RIES进行分析,系统主要设备包括WT、PV、GT、GB、P2G、EES、GES。为了保证系统运行更稳定,EES选用蓄电池,GES选用高压储气罐。气负荷燃烧的碳排放权分配额 ζ_g 为0.18 kg/(kW·h);天然气的燃烧热值 λ_1 为36 MJ/m³,天然气的燃烧率 λ_2 为0.99,单位热值的含碳量 λ_3 为15.3 t/TJ^[35],碳捕获系数 χ_p 为0.106^[36], θ 、 δ 分别为20%、25%^[16],碳价 C_0 为0.3元/kg。RIES运行参数如表1所示,各储能系统相关参数如表2所示。分时电价^[23]、分时气价^[37]

以及分时热价^[38]分别如表3、表4、表5所示。电、气、热负荷以及风光出力预测曲线如图3所示。

表1 RIES运行参数

Table 1 RIES operating parameters

设备类型	最小出力/kW	最大出力/kW	效率	单位运维成本/元
GT	150	650	0.30	0.025
GB	100	500	0.95	0.026
P2G	0	500	0.60	0.006
PV	0	600		0.020
WT	0	500		0.024
电网	0	600		
气网	0	600		

表2 储能系统参数

Table 2 Energy storage system parameters

参数	EES	GES
损失率	0.001	0.001
充放效率	0.98	0.95
最小充放功率/kW	0	0
最大充放功率/kW	350	300
容量/kW	500	400
SOC 上限/%	95	95
SOC 下限/%	10	10
单位运维成本/元	0.018	0.018

表3 分时电价

Table 3 Time-of-use electricity price

类别	时段	电价/[元·(kW·h) ⁻¹]
峰时段	10:00—15:00	1.10
	18:00—21:00	
平时段	07:00—10:00	0.85
	15:00—18:00	
	21:00—23:00	
谷时段	23:00—07:00	0.55

表4 分时气价

Table 4 Time-of-use gas price

类别	时段	气价/(元·m ⁻³)
峰时段	08:00—13:00	2.25
	17:00—19:00	
平时段	06:00—08:00	1.75
	13:00—17:00	
	19:00—23:00	
谷时段	23:00—06:00	1.10

表5 分时热价

Table 5 Time-of-use thermal price

类别	时段	热价/[元·(kW·h) ⁻¹]
峰时段	00:00—11:00	0.52
	19:00—23:00	
平时段	11:00—12:00	0.33
	15:00—19:00	
	23:00—24:00	
谷时段	12:00—15:00	0.15

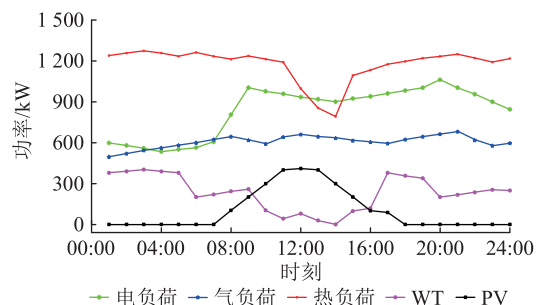


图3 电、气、热负荷以及风光出力预测曲线

Fig.3 Electrical, gas, thermal loads and WT and PV output forecast curves

求响应的 RIES 经济低碳运行优化模型的有效性, 设置以下 5 种场景进行对比分析。

场景 1: 不考虑电-气-热价格需求响应且不考虑碳交易成本。

场景 2: 考虑电-气-热价格需求响应但不考虑碳交易成本。

场景 3: 考虑电-气-热价格需求响应且考虑传统碳交易成本, 即以固定碳价进行碳交易。

场景 4: 考虑电-气-热价格需求响应且考虑阶梯型碳交易成本, 即文中所提出的优化模型。

场景 5: 考虑电-气-热价格需求响应且考虑阶梯型碳交易成本, 但阶梯型碳交易成本中不考虑气负荷碳排放。

不同场景下的 RIES 运行成本如表 6 所示。

表6 不同运行场景下的 RIES 运行成本

Table 6 Operating costs of RIES under different operating scenarios

场景	总运行成本/元	购能成本/元	运维成本/元	碳交易成本/元	弃风弃光成本/元	碳排放量/kg
1	31 833.14	30 237.49	869.76		725.93	63 198.44
2	31 078.36	29 768.67	838.05		471.64	62 541.99
3	30 342.72	30 399.77	845.02	-1 265.43	363.36	61 313.53
4	29 153.06	30 314.68	863.07	-2 024.69	0	60 722.51
5	30 041.64	30 050.68	840.65	-1 029.19	179.50	62 352.41

表 6 中, 碳交易成本价格为负表示 RIES 由于碳排放低于碳配额而出售碳配额获得碳交易收入。

5.2 结果分析

5.2.1 场景对比分析

为了对比验证文中所提的计及电-气-热价格需

由表6可知,与场景1相比,场景2的总运行成本降低了2.37%,购能成本降低了1.55%,且系统碳排放量下降了1.04%。这是由于实施电-气-热价格需求响应后,电、气、热负荷需求量在峰时段均减少,谷时段均增加,系统在电价、气价低谷时期增加购入量,机组设备供能压力减少。

对比场景2、3、4分析文中所采用的阶梯型碳交易的有效性。场景2未考虑碳交易机制,系统供能只须满足负荷需求即可;场景3考虑传统碳交易机制,引导系统碳减排,对比场景2,其系统碳排放量减少了1.96%,总运行成本下降了2.37%,但场景3是用固定碳价进行碳交易,对系统碳排放的约束有一定局限;场景4考虑阶梯型碳交易机制,对系统的碳排放有了进一步的约束,相较于场景3,碳排放量减少了0.96%,且由于碳交易机制中阶梯碳价的作用,场景4的碳交易收入增加了759.26元。

对比场景4、5分析考虑气负荷的碳排放对系统运行优化产生的影响。由于未将气负荷的碳排放纳入阶梯型碳交易机制,场景5的碳排放量相较于场景4增加了2.68%,总运行成本增加了3.05%。由此可见,将气负荷的碳排放考虑在内,能进一步优化机组设备出力,实现系统运行经济性和环保性的双赢。

为了验证文中所提模型的有效性,选用场景1与场景4进行比较。场景4相比场景1,系统设备出力得到最佳优化,电-气-热价格需求响应的实施调整了系统对用户的供能量,阶梯型碳交易机制不仅约束了系统碳排放量,还为其带来了经济效益。所以,二者协同优化能在保证系统运行经济性的同时降低碳排放,系统总运行成本下降了8.42%,碳排放量减少了3.92%。

5.2.2 供需平衡分析

考虑电-气-热价格需求响应的RIES低碳运行优化后,各系统设备出力情况如图4—图6所示,系统内部通过电能、气能、热能相互转换耦合满足用户用能需求,达到供需平衡的状态。电能供需平衡中风光新能源发电优先全部被消纳,PV、WT和GT为主要的电能提供者,其电力不足时从电网购电,电力充足时优先满足用户用电,再提供给P2G。系统在电价谷时段和平时段进行储电,峰时段放电,一定程度上能减轻系统供能的压力,提高系统经济性,如图4中01:00—03:00与13:00—15:00所示。由图5和图6中天然气和热能供需平衡可知,GT、GB通过燃烧P2G产生的天然气、气网购买的天然气与GES释放的天然气提供热能。用户使用的天

然气主要从气网购买。在气价低谷段和平时段,GES储气;在高峰时段,GES放气供给用户或者燃气设备,如图6中01:00—03:00与13:00—15:00所示。

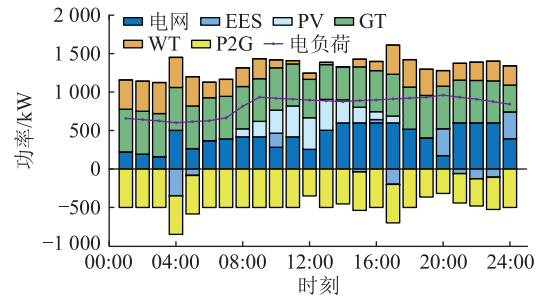


图4 电能供需平衡

Fig.4 Electricity supply and demand balance

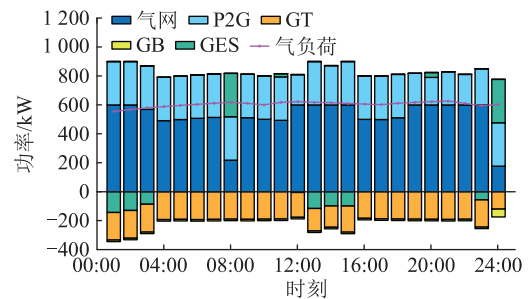


图5 天然气供需平衡

Fig.5 Natural gas supply and demand balance

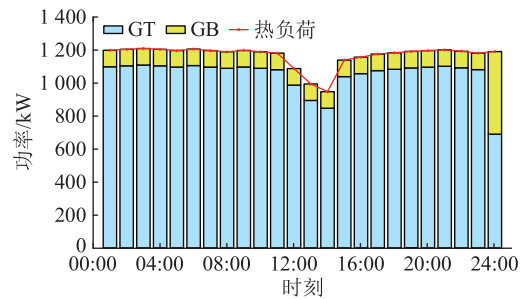


图6 热能供需平衡

Fig.6 Thermal energy supply and demand balance

5.2.3 需求响应分析

进一步分析电-气-热价格需求响应对电、气、热负荷的影响。图7—图9分别为价格需求响应前后的电、气、热负荷曲线。相比价格需求响应前,价格需求响应后的电、气、热负荷分布总体趋于平缓,其中电负荷峰谷差下降了12.28%,气负荷的峰谷差下降了15.6%,热负荷的峰谷差下降了16.1%。对电、气、热负荷优化采用价格需求响应,因为价格响应能直接影响用户用能行为,电、气、热负荷需求量在峰时段有所下降,谷时段增加。负荷的削峰填谷不仅有价格需求响应的参与,还有EES和GES的参与,EES和GES在系统运行中可提供能源,也可消

耗能源。综上所述,价格需求响应能一定平抑稳定电、气、热负荷的波动,使系统的运行低碳经济。

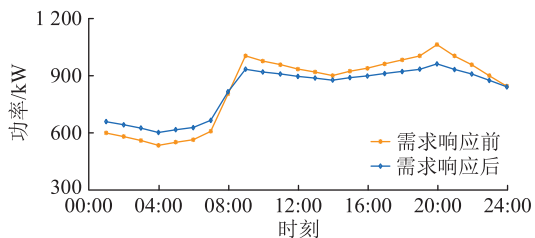


图7 需求响应前后电负荷曲线

Fig.7 Electrical load curves before and after demand response

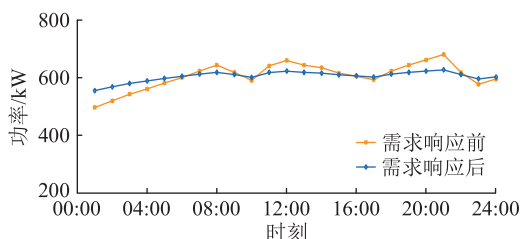


图8 需求响应前后气负荷曲线

Fig.8 Gas load curves before and after demand response

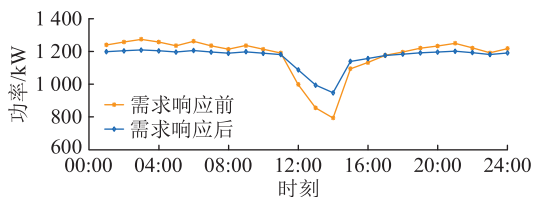


图9 需求响应前后热负荷曲线

Fig.9 Thermal load curves before and after demand response

5.2.4 新能源消纳分析

表7和图10共同描述了不同场景下的新能源消纳情况。

表7 RIES 新能源消纳情况
Table 7 RIES new energy consumption %

场景	总的新能源利用率	弃风率	弃光率
1	87.993	3.167	8.840
2	92.199	1.909	5.892
3	93.990	1.454	4.556
4	100	0	0
5	97.031	0.345	2.624

由表7可以看出,由于模型优化策略的增加,弃风率和弃光率不断减小,总的新能源利用率不断提高。与场景1相比,场景4中总的新能源利用率增加了12.007%。结合图10和图4可知,由于供电设备出力以及供电出力约束,新能源消纳空间被挤

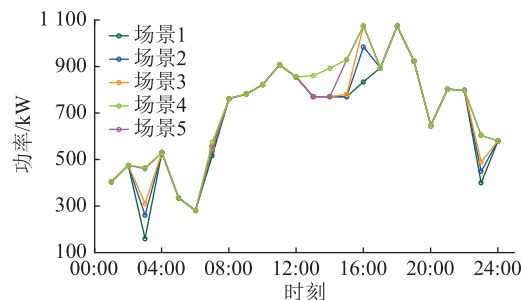


图10 各场景下 RIES 对新能源的消纳情况

Fig.10 The consumption of new energy by RIES in various scenarios

压,导致场景1、2、3、5在部分时刻出现新能源消纳能力不足的问题。场景4中,电-气-热价格需求响应以及阶梯型碳交易的协同作用优化了需求负荷的削峰填谷效果以及供能设备的出力状态,从而使得新能源充分消纳,验证了文中所提优化模型的有效性。

6 结论

文中建立了电-气-热价格需求响应模型和阶梯型碳交易模型,以 RIES 的运维成本、购能成本与碳排放成本以及弃风弃光成本之和最小化为目标,通过设置5个场景进行对比分析,得到如下结论:

(1) 引入阶梯型碳交易机制比采用传统碳交易机制更能约束系统碳排放,其中,系统碳排放量减少了0.96%,碳交易收入增加了759.26元;碳排放源中考虑气负荷,提升了系统的经济低碳性。

(2) 由电负荷的价格型需求响应类比得出气、热负荷的价格需求响应,实施电-气-热价格需求响应可以将电、气、热价格高峰时段的负荷转移部分至其低谷时期,从而在一定程度上平抑负荷波动,且考虑电-气-热价格需求响应比未考虑价格需求响应的运行经济性更优。

(3) 电-气-热价格需求响应与阶梯型碳交易参与系统运行优化能使系统达到运行的最优状态,相比于未考虑二者协同优化的运行情况,总运行成本与碳排放量分别下降了8.42%、3.92%。

(4) 文中采用价格需求响应和阶梯型碳交易协同优化方式,提升了系统风光消纳能力,总的新能源利用率提高了12.007%。

参考文献:

[1] MALLAPATY S. How China could be carbon neutral by mid-century[J]. Nature, 2020, 586(7830): 482-483.
[2] 杨欢红,谢明洋,黄文焘,等. 含废物处理的城市综合能源系统低碳经济运行策略[J]. 电网技术, 2021, 45(9): 3545-3552.

- YANG Huanhong, XIE Mingyang, HUANG Wentao, et al. Low-carbon economic operation of urban integrated energy system including waste treatment[J]. *Power System Technology*, 2021, 45(9): 3545-3552.
- [3] 张雷, 刘琦, 赵晓丽, 等. 电力需求增长和负荷灵活性提升视角下的风光资源密集地区可再生能源消纳研究[J]. *全球能源互联网*, 2024, 7(4): 454-462.
- ZHANG Lei, LIU Qi, ZHAO Xiaoli, et al. Research on renewable energy penetration in wind and solar resource-intensive areas from the perspective of power demand growth and load flexibility enhancement[J]. *Journal of Global Energy Interconnection*, 2024, 7(4): 454-462.
- [4] 曾贤强, 张警卫, 王晓兰. 计及多重不确定性及光热电站参与的区域综合能源系统配置与运行联合优化[J]. *高电压技术*, 2023, 49(1): 353-363.
- ZENG Xianqiang, ZHANG Jingwei, WANG Xiaolan. Optimal configuration of regional integrated energy system after taking into account multiple uncertainties and the participation of concentrating solar power stations[J]. *High Voltage Engineering*, 2023, 49(1): 353-363.
- [5] 章禹, 郭创新, 尹建兵, 等. 区域综合能源系统电-气多元储能的优化配置研究[J]. *浙江电力*, 2023, 42(6): 60-69.
- ZHANG Yu, GUO Chuangxin, YIN Jianbing, et al. Research on the optimal configuration of an electricity-gas multi-energy storage system of the regional integrated energy system[J]. *Zhejiang Electric Power*, 2023, 42(6): 60-69.
- [6] 周任军, 吴燕榕, 潘轩, 等. 考虑电热需求响应的区域综合能源系统储能容量优化配置[J]. *电力科学与技术学报*, 2023, 38(1): 11-17.
- ZHOU Renjun, WU Yanrong, PAN Xuan, et al. Optimal placement of energy storage in a regional integrated energy system considering electric and thermal demand responses[J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2023, 38(1): 11-17.
- [7] 何晓洋, 刘森, 李健, 等. 基于需求侧响应的区域综合能源系统的低碳经济调度[J]. *高电压技术*, 2023, 49(3): 1140-1149.
- HE Xiaoyang, LIU Miao, LI Jian, et al. Low-carbon economic dispatch of regional integrated energy system based on demand side response[J]. *High Voltage Engineering*, 2023, 49(3): 1140-1149.
- [8] YANG H Z, LI M L, JIANG Z Y, et al. Multi-time scale optimal scheduling of regional integrated energy systems considering integrated demand response[J]. *IEEE Access*, 2020, 8: 5080-5090.
- [9] 袁桂丽, 刘培德, 唐福斌, 等. 计及绿色电力证书与碳交易制度的“源-荷”协调优化调度[J]. *太阳能学报*, 2022, 43(6): 190-195.
- YUAN Guili, LIU Peide, TANG Fubin, et al. Source-load coordination optimal scheduling considering green power certificate and carbon trading mechanisms[J]. *Acta Energetica Sinica*, 2022, 43(6): 190-195.
- [10] 林卓然, 王守相, 王绍敏, 等. 考虑阶梯型碳交易机制的区域电-热综合能源系统分布协同调度方法[J]. *电网技术*, 2023, 47(1): 217-229.
- LIN Zhuoran, WANG Shouxiang, WANG Shaomin, et al. Distributed coordinated dispatching of district electric-thermal integrated energy system considering ladder-type carbon trading mechanism[J]. *Power System Technology*, 2023, 47(1): 217-229.
- [11] 赵振宇, 李妍薪. 基于阶梯碳交易的碳捕集电厂-电转气虚拟电厂低碳经济调度[J]. *发电技术*, 2023, 44(6): 769-780.
- ZHAO Zhenyu, LI Xinxin. Low-carbon economic dispatch based on ladder carbon trading virtual power plant considering carbon capture power plant and power-to-gas[J]. *Power Generation Technology*, 2023, 44(6): 769-780.
- [12] 范帅, 危怡涵, 何光宇, 等. 面向新型电力系统的需求响应机制探讨[J]. *电力系统自动化*, 2022, 46(7): 1-12.
- FAN Shuai, WEI Yihan, HE Guangyu, et al. Discussion on demand response mechanism for new power systems[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(7): 1-12.
- [13] 王俐英, 曾鸣, 赵嘉欣, 等. 计及电力需求响应的多能源协同系统优化运行研究[J]. *电力工程技术*, 2021, 40(1): 1-9.
- WANG Liying, ZENG Ming, ZHAO Jiabin, et al. Optimal operation of multi-energy collaborative system considering electricity demand response[J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2021, 40(1): 1-9.
- [14] 姜爱华, 钱朝飞, 黄银燕, 等. 计及含氢储能与电价型需求响应的能量枢纽日前经济调度[J]. *供用电*, 2022, 39(3): 82-91.
- JIANG Aihua, QIAN Chaofei, HUANG Yinyan, et al. The day-ahead economic dispatch of the energy hub for wind power accommodation considering hydrogen storage and price-based demand response[J]. *Distribution & Utilization*, 2022, 39(3): 82-91.
- [15] 粟世玮, 吉雅鑫, 邹宇, 等. 考虑负荷精细化的虚拟电厂优化调度[J]. *计算机仿真*, 2022, 39(2): 56-61.
- SU Shiwei, JI Yaxin, ZOU Yu, et al. The optimized scheduling of virtual power plant is considered[J]. *Computer Simulation*, 2022, 39(2): 56-61.
- [16] 张晓辉, 刘小琰, 钟嘉庆. 考虑奖惩阶梯型碳交易和电-热转移负荷不确定性的综合能源系统规划[J]. *中国电机工程学报*, 2020, 40(19): 6132-6141.
- ZHANG Xiaohui, LIU Xiaoyan, ZHONG Jiaqing. Integrated energy system planning considering a reward and punishment ladder-type carbon trading and electric-thermal transfer load uncertainty[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2020, 40(19): 6132-6141.
- [17] 魏震波, 马新如, 郭毅, 等. 碳交易机制下考虑需求响应的综合能源系统优化运行[J]. *电力建设*, 2022, 43(1): 1-9.
- WEI Zhenbo, MA Xinru, GUO Yi, et al. Optimized operation of integrated energy system considering demand response under carbon trading mechanism[J]. *Electric Power Construction*, 2022, 43(1): 1-9.
- [18] 崔杨, 曾鹏, 仲悟之, 等. 考虑阶梯式碳交易的电-气-热综合

- 能源系统低碳经济调度[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(3):10-17.
- CUI Yang, ZENG Peng, ZHONG Wuzhi, et al. Low-carbon economic dispatch of electricity-gas-heat integrated energy system based on ladder-type carbon trading[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(3):10-17.
- [19] 邱彬, 宋绍鑫, 王凯, 等. 计及需求响应和阶梯型碳交易机制的区域综合能源系统优化运行[J]. 电力系统及其自动化学报, 2022, 34(5):87-95, 101.
- QIU Bin, SONG Shaoxin, WANG Kai, et al. Optimal operation of regional integrated energy system considering demand response and ladder-type carbon trading mechanism[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2022, 34(5):87-95, 101.
- [20] 原希尧, 王关涛, 朱若源, 等. 碳-绿色证书交易机制下考虑回收P2G余热和需求响应的PIES优化调度[J]. 电力建设, 2023, 44(3):25-35.
- YUAN Xiyao, WANG Guantao, ZHU Ruoyuan, et al. Optimal scheduling of park integrated energy system with P2G waste heat recovery and demand response under carbon-green certificate trading mechanism[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(3):25-35.
- [21] 孙惠娟, 吴鹏, 彭春华, 等. 基于源荷协同降碳的综合能源系统分布鲁棒经济调度[J]. 电网技术, 2023, 47(4):1589-1603.
- SUN Huijuan, WU Peng, PENG Chunhua, et al. Distributionally robust economic scheduling for integrated energy systems based on source-load cooperative carbon reduction[J]. Power System Technology, 2023, 47(4):1589-1603.
- [22] 潘华, 梁作放, 肖雨涵, 等. 多场景下区域综合能源系统的优化运行[J]. 太阳能学报, 2021, 42(1):484-492.
- PAN Hua, LIANG Zuofang, XIAO Yuhan, et al. Optimal operation of regional integrated energy system under multiple scenes[J]. Acta Energetica Sinica, 2021, 42(1):484-492.
- [23] 尹硕, 张鹏, 杨萌, 等. 计及需求侧响应的综合能源系统多时间尺度优化调度[J]. 电力系统及其自动化学报, 2020, 32(11):35-42.
- YIN Shuo, ZHANG Peng, YANG Meng, et al. Multi-time scale optimal scheduling of integrated energy system considering demand-side response[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2020, 32(11):35-42.
- [24] YUD M, XU X Y, DONG M Y, et al. RETRACTED: modeling and prioritizing dynamic demand response programs in the electricity markets[J]. Sustainable Cities and Society, 2020, 53:101921.
- [25] 刘芸, 韩松, 黄秋立. 基于实时电价响应行为的源荷协调日前调度模型[J]. 系统仿真学报, 2021, 33(5):1196-1204.
- LIU Yun, HAN Song, HUANG Qiuli. Day-ahead dispatching model of source-load coordination based on response behavior to real-time pricing[J]. Journal of System Simulation, 2021, 33(5):1196-1204.
- [26] 程维杰, 刘金生, 朱凯文, 等. 计及需求响应的网源荷智能互动风险控制策略[J]. 南京理工大学学报, 2022, 46(6):763-770.
- CHENG Weijie, LIU Jinsheng, ZHU Kaiwen, et al. Risk control strategy of grid-source-load intelligent interaction considering demand response[J]. Journal of Nanjing University of Science and Technology, 2022, 46(6):763-770.
- [27] 孙波, 吴旭东, 谢敬东, 等. 基于信息间隙决策理论的综合负荷聚合商储能优化配置模型[J]. 现代电力, 2021, 38(2):193-207.
- SUN Bo, WU Xudong, XIE Jingdong, et al. Optimal configuration of energy storage for integrated load aggregator based on information gap decision theory[J]. Modern Electric Power, 2021, 38(2):193-207.
- [28] 谈竹奎, 曾鸣. 基于负荷调节能力模型的实时需求响应理论[J]. 南方电网技术, 2022, 16(1):58-66.
- TAN Zhukui, ZENG Ming. Real-time demand response theory based on load regulation capability model[J]. Southern Power System Technology, 2022, 16(1):58-66.
- [29] 张晓辉, 梁军雪, 赵翠妹, 等. 基于碳交易的含燃气机组的低碳电源规划[J]. 太阳能学报, 2020, 41(7):92-98.
- ZHANG Xiaohui, LIANG Junxue, ZHAO Cuimei, et al. Research on low-carbon power planning with gas turbine units based on carbon transactions[J]. Acta Energetica Sinica, 2020, 41(7):92-98.
- [30] 李嘉祺, 陈艳波, 陈来军, 等. 工业园区综合能源系统低碳经济优化运行模型[J]. 高电压技术, 2022, 48(8):3190-3200.
- LI Jiaqi, CHEN Yanbo, CHEN Laijun, et al. Low-carbon economy optimization model of integrated energy system in industrial parks[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(8):3190-3200.
- [31] 王瑞, 程杉, 刘焯, 等. 基于综合需求响应和奖惩阶梯碳交易的能源枢纽主从博弈优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(8):75-85.
- WANG Rui, CHENG Shan, LIU Ye, et al. Master-slave game optimal scheduling of energy hub based on integrated demand response and a reward and punishment ladder carbon trading mechanism[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(8):75-85.
- [32] 陈志, 胡志坚, 翁菖宏, 等. 基于阶梯碳交易机制的园区综合能源系统多阶段规划[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9):148-155.
- CHEN Zhi, HU Zhijian, WENG Changhong, et al. Multi-stage planning of park-level integrated energy system based on ladder-type carbon trading mechanism[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9):148-155.
- [33] 方绍凤, 周任军, 许福鹿, 等. 考虑电热多种负荷综合需求响应的园区微网综合能源系统优化运行[J]. 电力系统及其自动化学报, 2020, 32(1):50-57.
- FANG Shaofeng, ZHOU Renjun, XU Fulu, et al. Optimal operation of integrated energy system for park micro-grid considering comprehensive demand response of power and thermal loads[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2020, 32(1):50-57.

- [34] 汪飞,龚丹丹,郭慧,等. 计及动态氢价和不确定性的区域综合能源系统规划-运行两阶段优化[J]. 电力系统保护与控制,2022,50(13):53-62.
WANG Fei,GONG Dandan,GUO Hui,et al. Two-stage optimization of regional integrated energy system planning-operation with dynamic hydrogen pricing and uncertainties [J]. Power System Protection and Control,2022,50(13):53-62.
- [35] 赵国涛,丁泉,付军华,等. 基于多市场联动的区域能源系统低碳路径研究[J]. 电力建设,2021,42(3):19-26.
ZHAO Guotao,DING Quan,FU Junhua,et al. Research on the low-carbon implementation path of regional energy system relying on the linkage mechanism of multi-markets [J]. Electric Power Construction,2021,42(3):19-26.
- [36] 黄文轩,刘道兵,李世春,等. 双碳目标下含 P2G 与需求响应的综合能源系统双层优化[J]. 电测与仪表,2022,59(11):8-17.
HUANG Wenxuan,LIU Daobing,LI Shichun,et al. Two-level optimization of integrated energy system with P2G and demand response under dual carbon objective [J]. Electrical Measurement & Instrumentation,2022,59(11):8-17.
- [37] 张涛,郭玥彤,李逸鸿,等. 计及电气热综合需求响应的区域综合能源系统优化调度[J]. 电力系统保护与控制,

2021,49(1):52-61.

ZHANG Tao, GUO Yuetong, LI Yihong, et al. Optimization scheduling of regional integrated energy systems based on electric-thermal-gas integrated demand response [J]. Power System Protection and Control,2021,49(1):52-61.

- [38] 李鹏,杨莘博,李慧璇,等. 计及多能源多需求响应手段的园区综合能源系统优化调度模型[J]. 电力建设,2020,41(5):45-57.

LI Peng, YANG Shenbo, LI Huixuan, et al. Optimization scheduling model of park integrated energy system considering multiple energies and multiple demand responses [J]. Electric Power Construction,2020,41(5):45-57.

作者简介:



曾珠梅

曾珠梅(1998),女,硕士在读,研究方向为电力系统运行优化(E-mail:1662743721@qq.com);

孙建梅(1974),女,博士,教授,研究方向为电力系统运行优化、能源互联网。

Operation optimization of regional integrated energy system with electricity-gas-thermal demand response

ZENG Zhumei, SUN Jianmei

(College of Economics and Management, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 201306, China)

Abstract: In view of the problems of less interaction between source-load entities, high carbon emission intensity, low wind-solar power consumption capacity, and poor overall operating efficiency of the regional integrated energy system (RIES), an optimization method is proposed for the economic low-carbon operation of the RIES taking into account the demand response of electricity-gas-thermal prices. Based on the common commodity attributes of electricity, natural gas, and thermal energy and the dispatchable value of multiple flexible loads, a price-demand response model of electric-gas-thermal is established, which effectively enhances the incentive effect of price signals on load participation in demand response. To fully tap into the low-carbon potential of the system, stepped carbon trading is introduced to improve the actual carbon emission model. With the minimum system operation cost as the optimization goal, the influence of different operation modes on the economy and low carbon of the system is studied. The case study results show that the operation optimization model of price demand response and stepped carbon trading can achieve economic low-carbon system operation and wind-solar power consumption capacity while achieving peak-shaving and valley-filling.

Keywords: regional integrated energy system (RIES); price demand response; carbon emission; stepped carbon trading; wind-solar power consumption; operational optimization

(编辑 陆海霞)