

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2026.02.002

基于碳势-广义电热双响应的综合能源系统低碳经济调度

杨晓辉¹, 胡泽成¹, 邓叶恒¹, 杨泽宇¹, 曾卓为¹, 冷正阳²

(1. 南昌大学信息工程学院, 江西南昌 330031; 2. 国网江西省电力有限公司, 江西南昌 330038)

摘要: 由于综合能源系统调度过程中气网和热网的动态特性难以表征、用户难以直观获取碳排放信息并参与降碳等问题, 综合能源系统发展受到阻碍。文中提出基于碳势-广义电热双响应的综合能源低碳经济调度方法。一方面, 在源侧引入余热回收装置进行电热负荷调节, 并与电热综合需求响应协同构建广义电热需求响应。另一方面, 根据碳排放流理论, 推导出动态特性的气、热系统碳排放流计算方法, 并根据碳势信号构建碳势需求响应。最后, 构建上层以系统总成本最优为目标、下层以系统碳排放总成本最低为目标的低碳经济调度模型。经过算例验证, 与传统运行方式相比, 结合碳势-广义电热双响应的调度方法使得系统运行成本降低 2.42%, 碳排放量减少 7.32%, 实现了系统的低碳经济运行。

关键词: 综合能源系统; 管网动态特性; 低碳经济调度; 余热回收; 碳排放流; 碳势-广义电热双响应

中图分类号: TM73

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2026)02-0011-10

0 引言

为减少用能碳排放量, 我国正在大力发展基于可再生能源的新型电力体系, 以推动“碳达峰、碳中和”的战略目标达成^[1]。作为实现“双碳”目标的有力手段, 综合能源系统(integrated energy system, IES)正受到越来越多的重视^[2-4]。

IES能够依靠设备耦合与调度策略来减少运行成本并降低碳排放量^[5-7]。文献[8]建立基于阶梯型碳交易机制的含电转气(power to gas, P2G)和碳捕集系统(carbon capture system, CCS)的耦合模型, 减少了弃风弃光现象。文献[9]提出一种基于奖惩阶梯型碳价机制的低碳优化调度策略, 有效降低了源荷不确定性。文献[10]将氢能源设备引入 IES 中, 不仅增加了风光新能源的利用率, 还降低了系统日运行成本。上述文献仅研究通过碳交易机制与设备耦合提高 IES 经济性和低碳性, 未考虑荷侧的减排潜力。

电力市场下的需求响应(demand response, DR)可以在时间上转移和削减负荷, 主要包括价格型 DR 和激励型 DR^[11-14]。文献[15]在需求侧引入两阶段 DR, 并利用机会约束规划模型应对电热负荷转移的不确定性。以往 DR 都是对电力负荷进行调度, 对多元负荷的研究较少^[16]。文献[17]考虑基于用户满意度的电热综合 DR, 提高了 IES 的经济性。文献[18]在传统热电联产(combined heat and power, CHP)机组中引入有机朗肯循环(organic

Rankine cycle, ORC)设备, 并结合传统电热 DR, 提出广义电热 DR。文献[19]将碳排放流与 IES 相结合, 提出碳势-能源价格双响应机制, 有效降低了系统碳排放, 但对于源侧设备的耦合作用考虑较少。

上述研究均可以提升 IES 的低碳性和经济性, 但大多数都是从电视角出发, 并未从碳视角深入, 忽略了节点碳势(node carbon intensity, NCI)这一影响碳排放的关键因素^[20]。文献[21]对天然气网络的动态过程进行分析, 准确地描述天然气网络的动态过程。文献[22]揭示多能源网络能量流的共性, 为 IES 的碳流计算奠定基础。文献[23]提出一种基于网络功率分解的实时碳排放流计算方法, 有效解决了新能源降碳无法量化的问题。文献[24]将碳排放流模型应用于低碳调度中, 建立碳交易机制下计及电-气-热多元 DR 的 IES 低碳调度模型。但上述文献未考虑 IES 的网络特性, 具有一定的局限性。文献[25]进一步拓展碳排放流的使用场景, 在 IES 中使用碳排放流对系统进行规划和配置。文献[26]针对气网、热网的动态特性进行建模分析, 证明了在 IES 中计及网络动态特性的必要性和可行性, 但未将其与碳排放流模型进行结合。

综上, 文中提出一种基于碳势-广义电热双响应的 IES 低碳经济调度方法。首先, 在 IES 源侧引入 ORC 余热回收, 结合电热综合 DR, 共同构建广义电热 DR。其次, 根据碳排放流理论, 推导出考虑动态特性的气、热系统碳排放流计算方法, 并根据求得的碳势信号构建碳势 DR。最后, 将两种 DR 结合并构建上层以系统总成本最优为目标, 下层以碳排放总成本最低为目标的 IES 低碳经济调度模型, 解

收稿日期: 2025-06-13; 修回日期: 2025-09-23

基金项目: 江西省自然科学基金资助项目(20232BAB212021)

决 CCS 电厂捕碳率低、CHP 机组出力固定等问题,更精准地刻画气网、热网的碳排放流,合理地调整用户用能行为,提高了 IES 的经济性和低碳性。

1 考虑碳排放流理论的 IES 模型

文中 IES 的能量流及碳排放流向如图 1 所示。系统中的设备包括风电厂、CCS 电厂、传统火电厂、气源、P2G、CHP、ORC、燃气锅炉 (gas boiler, GB) 和余热锅炉 (waste heat boiler, WHB)。

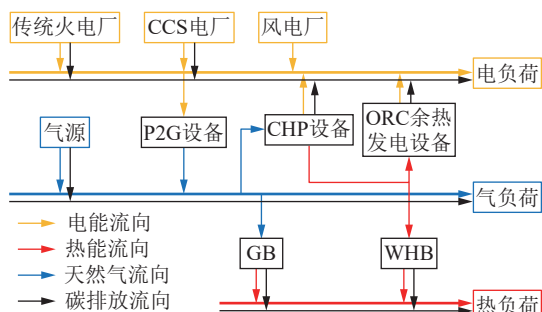


图 1 IES 能量流及碳排放流向

Fig.1 Energy flow and carbon emission direction of IES

1.1 电网碳排放流模型

电网碳排放流理论主要基于文献[23], NCI 是碳排放流理论中最重要的参数,其表征在电网节点消耗单位电能排放的 CO₂。电网中节点 *i* 的 NCI 为:

$$e_i^E = \frac{\sum_{n \in \Omega_i^{B^+}} P_n \rho_n + P_{Gi} e_{Gi}}{\sum_{n \in \Omega_i^{B^+}} P_n + P_{Gi}} \quad (1)$$

式中: e_i^E 为电网节点 *i* 的 NCI; $\Omega_i^{B^+}$ 为流入节点 *i* 的所有支路的集合; P_n 为支路 *n* 流入节点 *i* 的功率; ρ_n 为支路 *n* 的支路碳势; e_{Gi} 为节点 *i* 的发电机碳排放强度; P_{Gi} 为节点 *i* 的发电机发出功率。

1.2 气网碳排放流模型

天然气在气网中的流速与电流相比较慢,因此无法像电网那样忽略传导的时间因素。天然气具有可压缩性,因此天然气管道具有储气的能力,即管存特性。当管道中气压发生改变时,管道出入口的气压不一致,导致管道中的天然气流量发生改变。而在稳态条件下,认为管道出入口的气压不发生改变,即天然气流量恒定,这显然不合理。在动态运行条件下,由于天然气网的管存特性,管道两端的天然气流量不再保持均衡,增加了模型求解的难度。为此,将管存量视为虚拟气源注入节点的气流量,可以将原本动态的气网转变为静态的进行求解。每个气网节点的 NCI 由连接到该节点的气源、管存气源和管道的气流注入量决定,表示为:

$$e_g^G = \frac{\sum_{p \in \Omega_g^{Pipe^+}} \rho_p^G q_p + \sum_{w \in \Omega_g^G} e_w^G q_w + \sum_{s \in \Omega_g^D} e_s^D q_s}{\sum_{p \in \Omega_g^{Pipe^+}} q_p + \sum_{w \in \Omega_g^G} q_w + \sum_{s \in \Omega_g^D} q_s} \quad (2)$$

式中: e_g^G 为气网节点 *g* 的 NCI; $\Omega_g^{Pipe^+}$ 、 Ω_g^G 、 Ω_g^D 分别为与节点 *g* 相连的管道、气源、管存气源集合; e_w^G 、 e_s^D 分别为气源 *w*、管存气源 *s* 的碳排放强度; ρ_p^G 为管道 *p* 的支路碳势; q_p 、 q_w 、 q_s 分别为管道 *p*、气源 *w* 和管存气源 *s* 流入节点 *g* 的气流量。

1.3 热网碳排放流模型

热网与气网类似,由于热媒介传递热能速度慢,具有延时特性,管道与外界会产生热交换,在传输过程中产生热损失。在稳态情况下,认为热网管道首尾端的温度相同,不发生热延时和热损失。在动态特性下,由于上述特性的存在,管道出口温度与管道入口温度不再相等。因此将热网管道模拟成虚拟储热罐,热网管道中的热能流入、流出可以当作虚拟储热罐的储热和放热过程,热损失也可以模拟为储热罐的损失,从而将动态热网简化为静态热网进行处理。每个热网节点的 NCI 可以表示为:

$$e_h^H = \frac{\sum_{a \in \Omega_h^{Pipe^+}} \rho_a^H f_a + \sum_{b \in \Omega_h^G} e_b^H f_b}{\sum_{a \in \Omega_h^{Pipe^+}} f_a + \sum_{b \in \Omega_h^G} f_b} \quad (3)$$

式中: e_h^H 为热网节点 *h* 的 NCI; $\Omega_h^{Pipe^+}$ 、 Ω_h^G 分别为与节点 *h* 相连的虚拟储热罐集合和热源集合; ρ_a^H 为给节点 *h* 放热的虚拟储热罐 *a* 的碳排放强度; e_b^H 为热源 *b* 的碳排放强度; f_a 、 f_b 分别为虚拟储热罐 *a* 和热源 *b* 的热功率。

2 碳势-广义电热双响应模型

2.1 价格型电负荷 DR

文中采用分时电价的方法对电负荷进行调度。其中,10:00—14:00、17:00—19:00 为峰时段,01:00—09:00 为谷时段,15:00—16:00、20:00—24:00 为平时段。在分时电价机制下,基于价格的 DR 常使用电价弹性矩阵。其中,电量电价弹性系数 ε 表示为:

$$\varepsilon = \frac{\Delta p}{\Delta q} \times \frac{q}{p} \quad (4)$$

式中: p 、 q 分别为 DR 前的电量与电价; Δp 、 Δq 分别为电量与电价的改变量。根据弹性系数 ε_{oo} 可以构成电价弹性矩阵 E ,其正对角线为自弹性系数,副对角线为互弹性系数,其余元素为 0, $o \in \{f, g, p\}$ 表示峰、谷、平时段。文中设自弹性系数为 -0.2,互弹

性系数为 0.03。

$$E = \begin{bmatrix} \varepsilon_{ff} & \varepsilon_{fp} & \varepsilon_{fg} \\ \varepsilon_{pf} & \varepsilon_{pp} & \varepsilon_{pg} \\ \varepsilon_{gf} & \varepsilon_{gp} & \varepsilon_{gg} \end{bmatrix} \quad (5)$$

$$\begin{bmatrix} P_{e,f}^1 \\ P_{e,p}^1 \\ P_{e,g}^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{e,f}^0 \\ P_{e,p}^0 \\ P_{e,g}^0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} P_{e,f}^0 & 0 & 0 \\ 0 & P_{e,p}^0 & 0 \\ 0 & 0 & P_{e,g}^0 \end{bmatrix} E \begin{bmatrix} \Delta q_f/q_f^0 \\ \Delta q_p/q_p^0 \\ \Delta q_g/q_g^0 \end{bmatrix} \quad (6)$$

式中: $P_{e,o}^0$ 为 DR 前 o 时段的用电量; $P_{e,o}^1$ 为 DR 后 o 时段的用电量; Δq_o 为 o 时段电价改变量; q_o^0 为 DR 前 o 时段的电价。

2.2 考虑热舒适度的热负荷 DR

建筑物温度变化和注入热功率的关系可表示为:

$$P_h(t) = \frac{N}{R_z} \left(\frac{T_{sn}(t+1)}{1 - e^{-1/R_z C_{air}}} - T_{sn}(t) - T_{sy}(t) \right) \quad (7)$$

式中: $P_h(t)$ 为 t 时段内提供给用户建筑的热功率; N 为用户数量; R_z 为建筑物热阻; C_{air} 为空气比热容; $T_{sn}(t)$ 、 $T_{sy}(t)$ 分别为 t 时段内室内和室外温度。

人体对温度不敏感, 因此温度在一定范围内变化时仍能保持舒适。供热舒适度的评估可以用热感觉平均标度预测值(predicted mean vote, PMV)表示, 具体为:

$$R = (0.303e^{-0.05M} + 0.028)\{M - W - 3.05[5.733 - 0.007(M - W) - P_a] - 0.42(M - W - 58.2) - 0.0173M(5.867 - P_a) - 0.0014M(34 - t_a) - 3.96 \times 10^{-8} f_{cl}[(t_{cl} + 273) - (t_r + 273)] - f_{cl} h_c(t_{cl} - t_a)\} \quad (8)$$

式中: R 为 PMV 指数; M 为人体新陈代谢效率; W 为人体运动做功; f_{cl} 为人体覆盖衣服面积与皮肤裸露面积之比; P_a 为湿度的压力; h_c 为人体交换热; t_r 、 t_a 、 t_{cl} 分别为空气温度、太阳辐射温度以及衣服表面温度。PMV 指数有 7 个数值, 当 PMV 指数为 0 时, 表示室内温度处于一种最佳状态。 T_u 、 T_l 分别为不敏感温度上、下限, 在这个温度范围内人体无法察觉温度的变化, 对应的 PMV 为 +1 与 -1, 故室内温度变化范围为:

$$T_l \leq T_{sn}(t) \leq T_u \quad (9)$$

2.3 源侧设备灵活响应建模

ORC 设备可以吸收 CHP 机组产生的废热, 所以引入 ORC 设备可以扩大 CHP 出力范围, 达到解耦 CHP“以热定电”约束的目的, 这与 DR 的作用类似。构建 CHP 和 ORC 余热发电模型如下:

$$\begin{cases} P_{CHP}^{\min} \leq P_{CHP}(t) \leq P_{CHP}^{\max} \\ \Delta P_{CHP}^{\min} \leq P_{CHP}(t+1) - P_{CHP}(t) \leq \Delta P_{CHP}^{\max} \\ P_{CHP}^e(t) = \eta_{CHP}^e P_{CHP}(t) \\ P_{CHP}^h(t) = \eta_{CHP}^h P_{CHP}(t) \\ P_{CHP}^h(t) = P_{ORC}^h(t) + P_{WHB}(t) \\ P_{ORC}(t) = \eta_{ORC} P_{ORC}^h(t) \end{cases} \quad (10)$$

式中: $P_{CHP}(t)$ 、 $P_{ORC}(t)$ 分别为 t 时段内 CHP 与 ORC 发出的总功率; P_{CHP}^{\max} 、 P_{CHP}^{\min} 分别为 CHP 功率的上、下限; ΔP_{CHP}^{\max} 、 ΔP_{CHP}^{\min} 分别为 CHP 爬坡功率的上、下限; $P_{CHP}^e(t)$ 、 $P_{CHP}^h(t)$ 分别为 t 时段内 CHP 输出的电、热功率; η_{CHP}^e 、 η_{CHP}^h 分别为 CHP 产电、产热效率; $P_{ORC}^h(t)$ 为 t 时段内 ORC 余热回收的热功率; $P_{WHB}(t)$ 为 t 时段内 WHB 产热功率; η_{ORC} 为 t 时段内余热回收的发电效率。

2.4 碳势-广义电热双响应机制

上述 3 种响应方式构成广义电热 DR。从碳视角出发, 通过碳排放流依附于动态能量流, 建立动态碳排放流模型。文中设计一种碳势-广义电热双响应机制, 利用双层模型引导用户低碳用能, 如图 2 所示, 上层以 IES 运行经济性最优为目标, 下层以碳排放总成本最低为目标。同时, 对负荷曲线不断迭代修正, 使 IES 运行兼具经济性和低碳性, 具体如下。

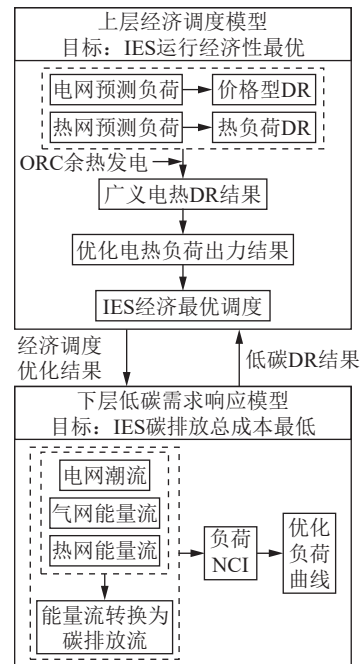


图 2 碳势-广义电热双响应机制

Fig.2 Carbon intensity-generalized electrothermal dual response mechanism

(1) 基于能量流的经济调度。对预测的负荷曲线先进行广义电热 DR, 得出优化后的负荷曲线, 对 IES 进行动态的多能流计算, 并在上层为 IES 制定

经济最优的调度计划。

(2) 获取用户动态 NCI。根据经济调度计划及多能流计算结果,并依据动态能量流建立碳排放流模型,得出用户所在 NCI。

(3) 用户日内用能行为优化。鉴于减少碳排放能带来实际的经济与环境效益,用户首先会获取碳势信息。基于这些碳势数据的分析,合理地调整其能源使用行为,以有效降低碳排放量。在碳势 DR 后可以得到新的负荷曲线,并将这一曲线数据返回至上层模型,以便进一步优化调度。

3 IES 双层低碳经济调度模型

3.1 目标函数

上层经济调度模型的目标为系统总运行成本最低,如式(11)所示。

$$\min F_1 = f_e + f_g + f_{yf} \quad (11)$$

式中: F_1 为调度周期内 IES 运行总成本; f_e 为电厂煤耗成本; f_g 为天然气机组耗气成本; f_{yf} 为运输、储存 CO_2 成本。

$$f_e = \sum_{t=1}^T \sum_{u=1}^{n_h} (a_u P_{Gu}^2(t) + b_u P_{Gu}(t) + c_u) \quad (12)$$

$$f_g = \sum_{t=1}^T \xi_Q (Q_{GB}(t) + Q_{CHP}(t) - Q_{P2G}(t)) \quad (13)$$

$$f_{yf} = \sum_{t=1}^T \xi_{yf} \left(M_{tbj}(t) - \tau_{CO_2} \sum_{v=1}^{nP2G} P_{v,P2G}(t) \right) \quad (14)$$

式中: a_u 、 b_u 、 c_u 为第 u 个燃煤机组的煤耗特性参数; T 为总时间; n_h 、 n_{P2G} 分别为燃煤机组和 P2G 设备的数量; $P_{Gu}(t)$ 为 t 时段内第 u 个燃煤机组总出力; ξ_Q 为单位天然气的售价; $Q_{GB}(t)$ 、 $Q_{CHP}(t)$ 分别为 t 时段内供给 GB 与 CHP 的天然气的量; $Q_{P2G}(t)$ 为 t 时段内 P2G 设备产出的天然气的量; $M_{tbj}(t)$ 为 t 时段内 CCS 设备捕集 CO_2 的总质量; ξ_{yf} 为运输和储存单位 CO_2 的价格; $P_{v,P2G}(t)$ 为 t 时段内第 v 个 P2G 设备产生单位天然气需要消耗的电功率; τ_{CO_2} 为 P2G 设备产生单位天然气需要消耗的 CO_2 量。

下层模型的目标为碳排放总成本最低,如式(15)所示。

$$\min F_2 = C_{CO_2} (M_E + M_H + M_G) \quad (15)$$

式中: F_2 为碳排放总成本; M_E 、 M_H 、 M_G 分别为电网、热网、气网的碳排放量; C_{CO_2} 为碳交易成本。

3.2 约束条件

(1) 平衡约束。

$$P_{load}^E(t) = P_G(t) + P_W(t) + P_{CHP}^E(t) + P_{GB}(t) - P_{P2G}(t) \quad (16)$$

$$P_{load}^H(t) = P_{GB}(t) + P_{WHB}(t) - P_{loss}(t) \quad (17)$$

$$Q_{load}^G(t) = Q_{GB}(t) + Q_{CHP}(t) - Q_{P2G}(t) + Q_P(t) \quad (18)$$

式中: $P_G(t)$ 为 t 时段内燃煤机组发出功率; $P_{load}^E(t)$ 、 $P_{load}^H(t)$ 、 $Q_{load}^G(t)$ 分别为 t 时段内的电负荷、热负荷和气负荷; $P_{GB}(t)$ 、 $P_{P2G}(t)$ 分别为 t 时段内 GB 和 P2G 消耗的电功率; $P_W(t)$ 为 t 时段内风电发出功率; $P_{loss}(t)$ 为 t 时段内热网损耗; $Q_P(t)$ 为 t 时段内气源产气量。

(2) 设备约束。

$$\begin{cases} P_{min}^G \leq P_G(t) \leq P_{max}^G \\ P_{min}^W \leq P_W(t) \leq P_{max}^W \\ R_{min}^G \leq P_G(t) - P_G(t-1) \leq R_{max}^G \end{cases} \quad (19)$$

式中: P_{max}^G 、 P_{min}^G 分别为燃煤机组的出力上、下限; P_{max}^W 、 P_{min}^W 分别为风电机组出力上、下限; R_{max}^G 、 R_{min}^G 分别为燃煤机组出力爬坡上、下限。其中, CCS 电厂还要满足 CCS 设备出力上下限约束。

(3) 碳势 DR 约束。碳势 DR 为满足负荷的基本用能,转移低碳负荷需要满足以下约束:

$$\begin{cases} \Delta L_e^y(t) = \Delta L_{e,in}^y(t) - \Delta L_{e,out}^y(t) \\ \sum_{t=1}^T \Delta L_e^y(t) = 0 \\ 0 \leq \Delta L_{e,in}^y(t) \leq u_{e,in}^y(t) \tau L_e^y(t) \\ 0 \leq \Delta L_{e,out}^y(t) \leq u_{e,out}^y(t) \tau L_e^y(t) \\ u_{e,in}^y(t) + u_{e,out}^y(t) \leq 1 \end{cases} \quad (20)$$

式中: $\Delta L_e^y(t)$ 为 t 时段内负荷变化量, e 为能源类型; $\Delta L_{e,in}^y(t)$ 、 $\Delta L_{e,out}^y(t)$ 分别为 t 时段内可参与碳势 DR 的负荷转入、转出量; $L_e^y(t)$ 为 t 时段内负荷量; $u_{e,in}^y(t)$ 、 $u_{e,out}^y(t)$ 分别为 t 时段内负荷转入、转出状态的 0-1 变量; τ 为可参与碳势 DR 的负荷率。

(4) 电网约束。电网约束采用直流潮流约束,包括线路传输容量和电压相角约束:

$$\begin{cases} P_{ij}(t) = \frac{\theta_i(t) - \theta_j(t)}{x_{ij}} \\ -P_{max} \leq P_{ij}(t) \leq P_{max} \\ -\theta_{max} \leq \theta_i(t) \leq \theta_{max} \\ \theta_{ref}(t) = 0 \end{cases} \quad (21)$$

式中: $P_{ij}(t)$ 为 t 时段线路 ij 上传输的功率; $\theta_i(t)$ 、 $\theta_j(t)$ 分别为 t 时刻节点 i 和节点 j 的电压相角; x_{ij} 为线路 ij 的电阻; θ_{max} 、 P_{max} 分别为节点电压相角最大值和线路传输功率最大值; $\theta_{ref}(t)$ 为平衡节点的电压相角。

(5) 热网约束。热网约束包括节点温度变化约束与热损耗约束^[27],具体如下:

$$T_{out} = (T_{in} - T_a) e^{-\frac{\lambda L}{Cm}} + T_a \quad (22)$$

式中: T_{out} 为管道出口水温; T_{in} 为管道入口水温; T_a 为环境温度; λ 为管道的热传导系数, λ 越大,散热越快; L 为管道的长度; C 为热媒介比热容; m 为管

道热媒介的质量流量。

(6) 气网约束。气网约束包括气网节点进出气量平衡约束、管道管存量约束、天然气管道容量约束、Weymouth 动态方程约束、气网节点气压约束及气源产气约束^[28], 具体如下:

$$\begin{cases} F(t) = \text{sgn}(p_s(t), p_w(t)) \times S \sqrt{|p_s(t)^2 - p_w(t)^2|} \\ \text{sgn}(p_s(t), p_w(t)) = \begin{cases} 1 & p_s(t) \geq p_w(t) \\ -1 & p_s(t) < p_w(t) \end{cases} \end{cases} \quad (23)$$

$$\begin{cases} Q(t) = \frac{\pi L D^2}{4 r T_g Z \rho_0} (p(t) - p_0) \\ p(t) = (p_s(t) + p_w(t)) / 2 \\ F_{\min} \leq F(t) \leq F_{\max} \\ p_{\min} \leq p(t) \leq p_{\max} \\ Q_{\min} \leq Q(t) \leq Q_{\max} \end{cases} \quad (24)$$

式中: $F(t)$ 为 t 时段内管道流量; $p_s(t)$ 、 $p_w(t)$ 分别为 t 时段内管道首、尾端节点的气压; $Q(t)$ 为 t 时段内气源输出的天然气量; D 为管道直径; r 为气体常数; T_g 为天然气的温度; Z 为天然气压缩因子; ρ_0 为标准条件下天然气密度; $p(t)$ 为 t 时段内管道中的平均气压; p_0 为标准情况下管道的稳态气压; F_{\max} 、 F_{\min} 分别为管道流量的上、下限; p_{\max} 、 p_{\min} 分别为节点气压的上、下限; Q_{\max} 、 Q_{\min} 分别为气源输出天然气量的上、下限。

4 案例分析

文中系统结构如图 3 所示, 系统各机组具体参数见文献[18]。风电出力及负荷预测如图 4 所示。文中售电的固定电价为 108 元/(MW·h), 用户不敏感温度变化区间为 24~28 °C, 气网管道每条管道中初始气压为标准情况下的稳态压强, 气源的出力上限为 12 000 m³, 热网管道每条管道中初始温度为标准情况下的稳态温度。

为验证所提双响应调度模型的可行性, 设立以下 4 个场景进行比较验证。

场景 1: 不考虑 DR。

场景 2: 仅考虑碳势 DR。

场景 3: 仅考虑广义电热 DR。

场景 4: 考虑碳势-广义电热双响应。

4.1 运行结果及碳势-广义电热双响应机制分析

表 1 为通过运行求解得到的最优分时电价, 表 2 为 4 个场景下 IES 的运行成本。

场景 1 不考虑 DR, 按照原有的负荷曲线进行调度, 总碳排放为 7 325.3 t, 总成本为 320.89 万元。场景 2 与场景 3 只进行单独的 DR 后进行调度, 而场景 4 利用双层模型迭代求解, 如图 5 所示, 最终

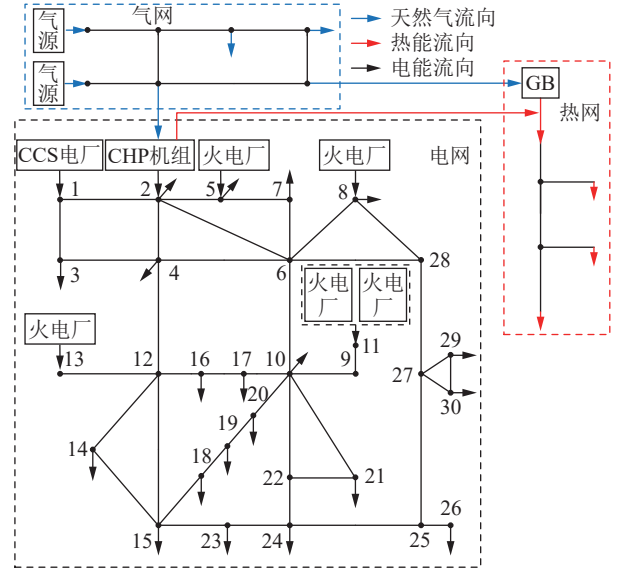


图 3 系统结构

Fig.3 System structure

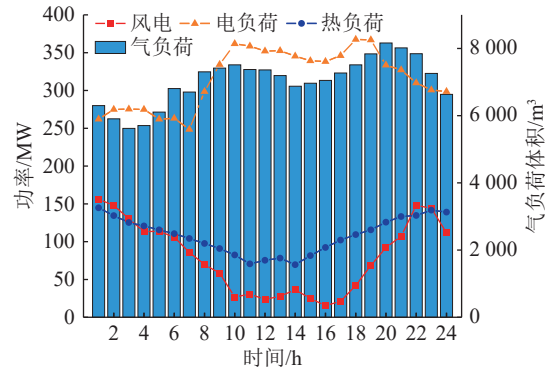


图 4 风电及电、气、热负荷预测

Fig.4 Wind power and electrical, gas and heat load forecasting

表 1 分时电价结果

Table 1 Time-of-use pricing results

时段划分	电价/[元·(MW·h) ⁻¹]
峰	162
谷	93.5
平	54

表 2 运行结果

Table 2 Computational results

场景	碳排放量/t	系统运行成本/万元	用户购能成本/万元	碳排放成本/万元	总成本/万元
1	7 325.3	156.47	113.14	51.28	320.89
2	6 778.2	155.67	113.14	47.45	316.26
3	7 004.4	158.15	108.38	49.03	315.56
4	6 789.3	156.50	109.10	47.53	313.13

达到收敛, 所得结果兼具低碳性和经济性。通过 DR 得到各场景优化预测负荷, 如图 6 所示。各场景的 CCS 电厂捕集率如图 7 所示。

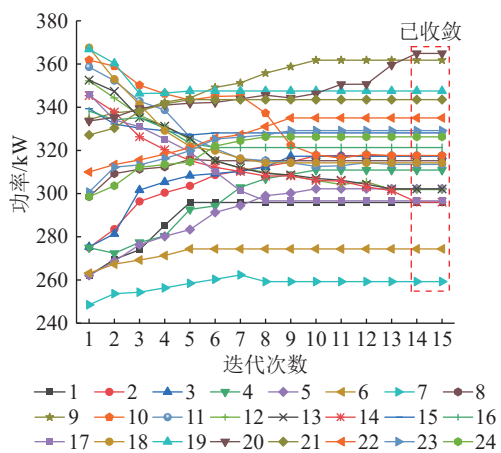


图5 场景4迭代收敛

Fig.5 Iterative convergence of case 4

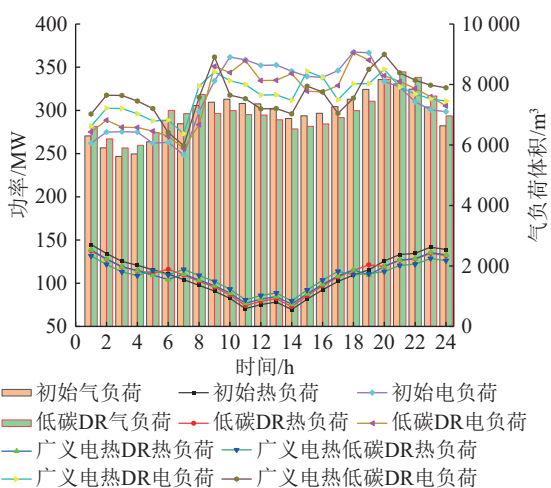


图6 各场景电、气、热负荷对比

Fig.6 Comparison of electrical, gas and heat load in each case

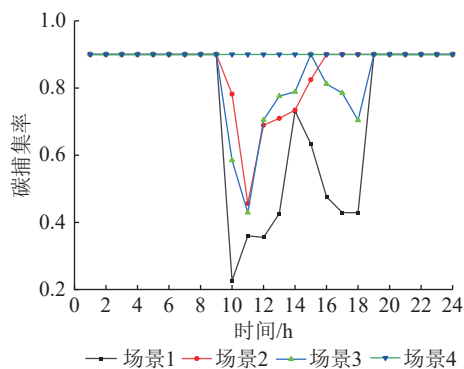


图7 各场景下CCS电厂捕集率

Fig.7 Capture rate of CCS power plant under each case

在考虑碳势 DR 后,系统将高碳势时刻的负荷转移至低碳势时刻,提高了 CCS 电厂的碳捕集率,所以场景 2 的碳排放量为 6 778.2 t,比场景 1 降低了 547.1 t,运行成本下降了 0.80 万元,总成本降低了 4.63 万元。考虑广义电热 DR 后,负荷得到优化,鉴于用电高峰期与碳势高峰期有重叠,场景 3 的总碳排放量较场景 1 下降 320.90 t。由于引入

分时电价等机制,用户愿意自主调度负荷大小,使得购能成本大幅降低,但运行成本却略微增加。这是因为系统中增加了 ORC 设备,虽然可以缓解 CHP 的耦合约束,但是目前转化效率不高,导致运行成本增加。最后,在场景 4 中采取碳势-广义电热双响应的调度方法,使 CCS 电厂的碳捕集率始终处于最高值,但由于 ORC 设备的引入,其碳排放量比场景 2 高 11.1 t,运行成本增加 0.83 万元。尽管因为碳势 DR,场景 4 的购能成本相较于场景 3 增加 0.72 万元,但其在可接受的范围内,且所提方法有效平衡了经济性与低碳性,使得场景 4 总成本降至 313.12 万元,较场景 1 减少 7.76 万元。因此,从系统整体优化的角度出发,文中提出的模型与方法在 IES 调度中的性能优异,既能提升经济性,又能满足低碳性的需求。

场景 3 与场景 4 的网络平均碳势对比见图 8。

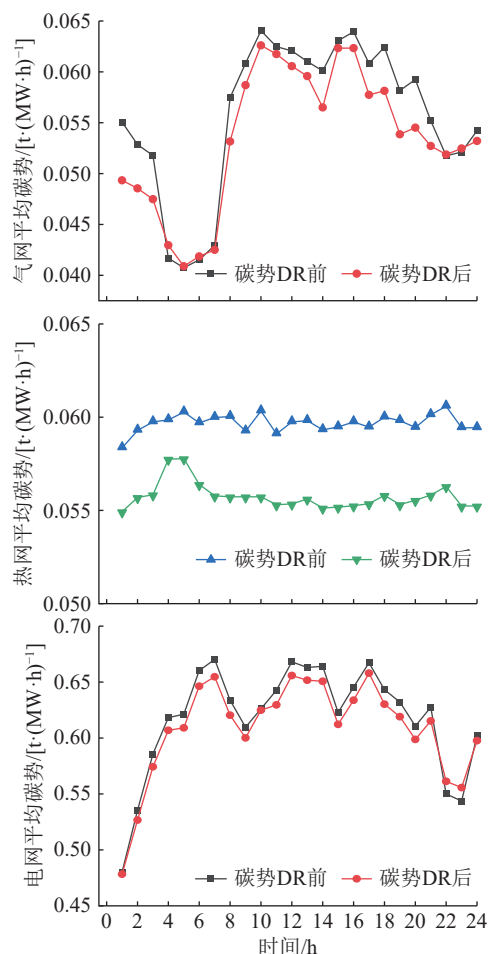


图8 碳势 DR 前后平均碳势对比

Fig.8 Comparison of average carbon potential before and after demand response

加入碳势 DR 后,各网络的碳势均有所下降。在 04:00—07:00,由于气负荷与热负荷的转移,碳势有小幅上升,但该时段为风电高峰期,会消耗

P2G产生的清洁能源。而在负荷高峰期,负荷量的下降使得高碳排放源供能减少,所以高峰期碳势均下降。综上所述,引入碳势DR能够有效降低系统碳排放,平缓NCI曲线。其中,电网平均碳势下降了 $0.0088\text{ t}/(\text{MW}\cdot\text{h})$,热网平均碳势下降了 $0.0039\text{ t}/(\text{MW}\cdot\text{h})$,气网平均碳势下降了 $0.0021\text{ t}/(\text{MW}\cdot\text{h})$ 。

4.2 计及IES动态特性的碳排放流模型有效性分析

经过场景4的优化后,通过各系统的碳势分布及各系统出力情况验证所提计及IES动态特性的碳排放流模型的有效性。

电网的NCI如图9所示。从空间上,电力系统中风电机组由节点11提供清洁能源向整个网络扩散。风电机组的零碳排放特性使得节点11的NCI降至零,其附近节点如节点9的平均碳势约为 $0.268\text{ t}/(\text{MW}\cdot\text{h})$,属于低碳势节点。中碳势节点出现在CCS电厂和CHP机组邻近节点,如节点4,其平均碳势为 $0.502\text{ t}/(\text{MW}\cdot\text{h})$ 。由常规燃煤机组直接提供负荷的节点则为高碳势节点,如节点8,其平均碳势约为 $0.946\text{ t}/(\text{MW}\cdot\text{h})$ 。从时间上,电网高碳势时段与高负荷时段一致。电平衡如图10所示,风电的高峰期出现在01:00—09:00以及19:00—24:00,此时的电负荷处于平谷时段,但是热负荷却处于高峰时段。为减少风电浪费,文中在节点11处装设P2G设备,产生天然气并储存至天然气管道中。在10:00—18:00,电负荷处于高峰时段,而风电却处于低谷,此时P2G设备不产气,风电全部供给负荷,并且通过ORC余热发电设备进行补充供电。

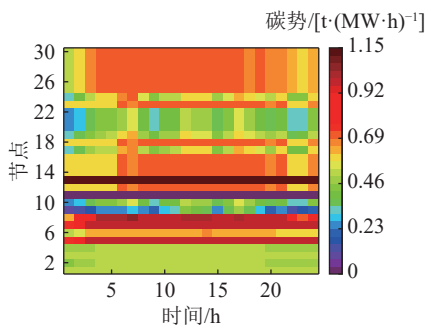


图9 电网NCI分布

Fig.9 NCI distribution of power grid

相比于电网,热网与气网传输能量缓慢,且均具有动态特性。热网与气网的NCI分布如图11所示。从空间上,热网被分为供热网络和回热网络。由于节点1处直接连接热源,所以碳势最高,平均碳势为 $0.06\text{ t}/(\text{MW}\cdot\text{h})$ 。热网碳势与负荷大小呈正相关,如节点5的负荷量最小,所以碳势最低,平均

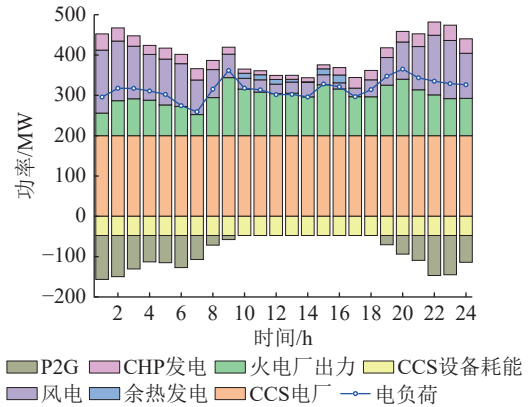


图10 电平衡

Fig.10 Electric balance

碳势为 $0.039\text{ t}/(\text{MW}\cdot\text{h})$ 。在回热网络中,节点7、8属于中间节点,能够汇聚负荷剩余的热能并传回热源继续供热。由于热网具有延时特性,热网节点可以接受上一时段的剩余热能,从而降低碳势。从时间上,15:00—17:00时段为热负荷高峰时段,提前供热可以缓解高峰时段热源出力压力。在10:00—15:00,热负荷处于低谷阶段,此时可以依靠高峰时段的热延时功率进行供热,将CHP机组中部分余热供给ORC设备进行发电。气网与热网类似,但是气网可以作为储气罐储存天然气。从空间上,靠近气源的NCI高,而靠近P2G的NCI较低,且由于管存气体的存在,整体碳势相差不大。从时间上,在01:00—09:00和19:00—24:00,P2G设备产气,使得气网碳势较低;而在10:00—18:00,气网中没有清洁能源,使得碳势增高,尤其是在14:00—16:00,管存气体几乎耗尽,导致此时的碳势最高,平均碳势为 $0.063\text{ t}/(\text{MW}\cdot\text{h})$ 。

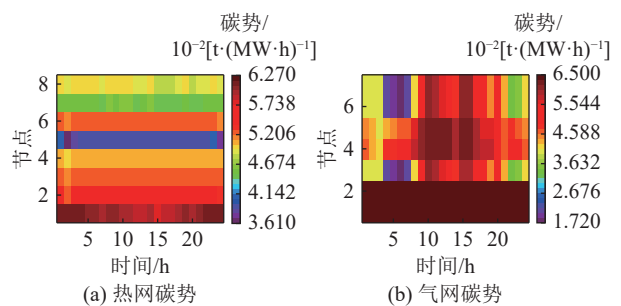


图11 热网与气网NCI分布

Fig.11 NCI distribution of heat network and gas network

若场景4不考虑气网与热网的动态特性,在08:00以及17:00—21:00和23:00—24:00,气网会出现较大的缺额情况,如图12所示。这是因为该时段IES中各种负荷的需求均较大。同时,由于未考虑气网的管存特性,受气源出力约束,GB和CHP机组出现供气短缺,导致电、热、气负荷受到不同

程度的影响。当热网忽略热延时,认为热网管道能够及时传递热能时,在热负荷高峰时段,GB和CHP机组的压力加大,加剧了缺额情况。

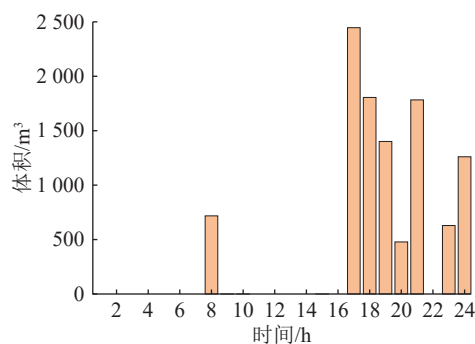


图 12 气网供应缺额

Fig.12 Gas network supply shortage

考虑气网和热网的动态特性后,系统能够通过提前增大气源供气,利用管道存储天然气,以满足高峰时段气负荷、GB和CHP机组的供应,减少缺额情况的发生。同时,考虑热网的热延时特性,在满足用户热舒适度的前提下,提前升高温度,降低GB和CHP机组的供能压力。考虑动态特性前、后的气源总出力如图13所示。

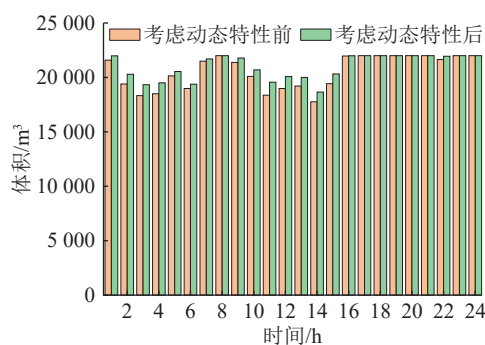


图 13 考虑动态特性前后气源总出力

Fig.13 Total output of air source before and after considering dynamic characteristics

通过对比分析可以发现,考虑动态特性后,IES的可靠性和经济性均有所提升。基于广义的基尔霍夫电流定律,热网节点和天然气网节点均满足碳排放流守恒定律,验证了考虑动态特性的必要性。

5 结论

文中提出基于碳势-广义电热双响应的IES低碳经济调度方法,通过算例验证与分析,可以得到以下结论:

(1) 传统的碳排放流模型只考虑电网和静态的热网和气网,而文中所提方法将热网和气网的动态特性应用于其碳排放流模型中,使该模型能够更精确地刻画IES中气网和热网的碳排放特性,减少

IES供应的缺额,有效提升IES调度模型的可靠性。

(2) 与传统的DR相比,碳势DR使用户对碳势信息更加敏感,可以在高碳势时刻进行合理调整,提升用户端的降碳潜力。

(3) 广义电热DR不仅考虑荷侧用户的调整,还利用设备耦合提升源侧的经济性和低碳性。在与碳势DR结合后,实现了IES低碳经济运行。

文中提出的低碳经济调度策略利用碳势-广义电热双响应,不仅从碳视角挖掘了IES的低碳性,还从设备耦合方面挖掘了IES的灵活性。由于风电等新能源具有不确定性且碳交易机制还有待发展,后续会考虑风电的不确定性以提高IES的稳定性,研究碳交易机制以降低IES的碳排放。

参考文献:

[1] 李晖,刘栋,姚丹阳.面向碳达峰碳中和目标的我国电力系统发展研判[J].中国电机工程学报,2021,41(18):6245-6259.
LI Hui, LIU Dong, YAO Danyang. Analysis and reflection on the development of power system towards the goal of carbon emission peak and carbon neutrality[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(18): 6245-6259.

[2] 袁越,苗安康,吴涵,等.低碳综合能源系统研究框架与关键问题研究综述[J].高电压技术,2024,50(9):4019-4036.
YUAN Yue, MIAO Ankang, WU Han, et al. Review of the research framework and key issues for low-carbon integrated energy system[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(9): 4019-4036.

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

[4] 马恺,袁至,李骥.考虑氢能多元化利用的综合能源系统低碳经济调度[J].发电技术,2025,46(2):263-273.
MA Kai, YUAN Zhi, LI Ji. Low-carbon economic scheduling of integrated energy system considering diversified utilization of hydrogen energy[J]. Power Generation Technology, 2025, 46(2): 263-273.

[5] LIN S F, LIU C T, SHEN Y W, et al. Stochastic planning of integrated energy system via frank-copula function and scenario reduction[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2022, 13(1): 202-212.

[6] 吕佳炜,张沈习,程浩忠,等.考虑互联互动的区域综合能源系统规划研究综述[J].中国电机工程学报,2021,41(12):4001-4021.
LYU Jiawei, ZHANG Shenxi, CHENG Haozhong, et al. Review on district-level integrated energy system planning considering interconnection and interaction[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(12): 4001-4021.

- [7] 李红伟, 吴佳航, 王佳怡, 等. 计及 P2G 及碳捕集的风光氢储综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(16): 26-36.
LI Hongwei, WU Jiahang, WANG Jiayi, et al. Low-carbon economic dispatch of a wind, solar, and hydrogen storage integrated energy system considering P2G and carbon capture[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(16): 26-36.
- [8] 王辉, 周珂锐, 吴作辉, 等. 含电转气和碳捕集耦合的综合能源系统多时间尺度优化调度[J]. 中国电力, 2024, 57(8): 214-226.
WANG Hui, ZHOU Kerui, WU Zuohui, et al. Multi-time scale optimal scheduling of integrated energy system coupling power-to-gas and carbon capture system[J]. Electric Power, 2024, 57(8): 214-226.
- [9] 吴艳娟, 靳鹏飞, 刘长铨, 等. 基于奖惩阶梯型碳价机制的能源枢纽低碳优化策略[J]. 电力工程技术, 2024, 43(3): 88-98.
WU Yanjuan, JIN Pengfei, LIU Changcheng, et al. Low-carbon optimization strategy for energy hub based on reward-punishment ladder carbon price mechanism[J]. Electric Power Engineering Technology, 2024, 43(3): 88-98.
- [10] 李江南, 程韧俐, 周保荣, 等. 含碳捕集及电转氢设备的低碳园区综合能源系统随机优化调度[J]. 中国电力, 2024, 57(5): 149-156.
LI Jiangnan, CHENG Renli, ZHOU Baorong, et al. Stochastic optimal of integrated energy system in low-carbon parks considering carbon capture storage and power to hydrogen[J]. Electric Power, 2024, 57(5): 149-156.
- [11] 王飞, 李美颐, 张旭东, 等. 需求响应资源潜力评估方法、应用及展望[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(21): 173-191.
WANG Fei, LI Meiyi, ZHANG Xudong, et al. Assessment methods for demand response resource potential and their application and prospect[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(21): 173-191.
- [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] 刘珊珊, 李柯睿, 刘柏康, 等. 绿证-碳联合机制下含多类型需求响应和氢能多元利用的综合能源系统优化调度[J]. 电力科学与技术学报, 2024, 39(5): 203-215, 225.
LIU Shanshan, LI Kerui, LIU Baikang, et al. Optimal dispatching of integrated energy systems with diverse demand response and multifaceted hydrogen utilization under green certificate-carbon joint mechanism[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(5): 203-215, 225.
- [14] 王蓬蓬, 宋运忠. 计及最恶劣场景概率和供需灵活性的综合能源系统分布鲁棒低碳优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(13): 78-89.
WANG Pengpeng, SONG Yunzhong. Distributed robust low-carbon optimal scheduling of an integrated energy system considering worst-case scenario probability and flexibility of supply and demand[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(13): 78-89.
- [15] 邓叶恒, 杨莉, 杨晓辉, 等. 基于机会约束规划的热电联供微电网低碳经济调度[J]. 实验室研究与探索, 2023, 42(3): 92-97.
DENG Yeheng, YANG Li, YANG Xiaohui, et al. Low-carbon economic dispatch of combined heat and power microgrids based on opportunity constrained programming[J]. Research and Exploration in Laboratory, 2023, 42(3): 92-97.
- [16] 徐箴, 孙宏斌, 郭庆来. 综合需求响应研究综述及展望[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(24): 7194-7205, 7446.
XU Zheng, SUN Hongbin, GUO Qinglai. Review and prospect of integrated demand response[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(24): 7194-7205, 7446.
- [17] 晋旭东, 孙磊, 丁明, 等. 考虑用户响应不确定性的园区综合能源系统分布鲁棒低碳调度[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(16): 10-21.
JIN Xudong, SUN Lei, DING Ming, et al. Distributionally robust low-carbon dispatch of park-level integrated energy system considering uncertainty of customer response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(16): 10-21.
- [18] 崔杨, 谷春池, 付小标, 等. 考虑广义电热需求响应的含碳捕集电厂综合能源系统低碳经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(23): 8431-8446.
CUI Yang, GU Chunchi, FU Xiaobiao, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy system with carbon capture power plants considering generalized electric heating demand response[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(23): 8431-8446.
- [19] 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.
- [20] 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.
- [21] 尹冠雄, 陈彬彬, 孙宏斌, 等. 综合能源系统分析的统一能路理论(四): 天然气网动态状态估计[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(18): 5827-5837.
YIN Guanxiong, CHEN Binbin, SUN Hongbin, et al. Energy circuit theory of integrated energy system analysis(IV): dynamic state estimation of the natural gas network[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(18): 5827-5837.
- [22] 杨经纬, 张宁, 康重庆. 多能源网络的广义电路分析理论:

- (一)支路模型[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(9): 21-32.
 YANG Jingwei, ZHANG Ning, KANG Chongqing. Analysis theory of generalized electric circuit for multi-energy networks: part one branch model[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(9): 21-32.
- [23] 汪超群, 陈懿, 文福拴, 等. 电力系统碳排放流理论改进与完善[J]. 电网技术, 2022, 46(5): 1683-1693.
 WANG Chaoqun, CHEN Yi, WEN Fushuan, et al. Improvement and perfection of carbon emission flow theory in power systems[J]. Power System Technology, 2022, 46(5): 1683-1693.
- [24] 张笑演, 王櫓裕, 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.
- [25] DONG W, CHEN C F, FANG X L, et al. Enhanced integrated energy system planning through unified model coupling multiple energy and carbon emission flows[J]. Energy, 2024, 307: 132799.
- [26] 徐箭, 胡佳, 廖思阳, 等. 考虑网络动态特性与综合需求响应的综合能源系统协同优化[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(12): 40-48.
 XU Jian, HU Jia, LIAO Siyang, et al. Coordinated optimization of integrated energy system considering dynamic characteristics of network and integrated demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(12): 40-48.
- [27] CHEN Y W, GUO Q L, SUN H B, et al. Integrated heat and electricity dispatch for district heating networks with constant mass flow: a generalized phasor method[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(1): 426-437.
- [28] 许康平, 王程, 毕天姝. 基于气网动态代理模型的电-气综合能源系统最优能流计算[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(9): 3415-3429.
 XU Kangping, WANG Cheng, BI Tianshu. Optimal energy flow calculation of integrated electric-gas systems based on gas network dynamic surrogate model[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(9): 3415-3429.

作者简介:



杨晓辉

杨晓辉(1978), 男, 博士, 教授, 研究方向为综合能源系统调度优化(E-mail: yangxiaohui@ncu.edu.cn);

胡泽成(2000), 男, 硕士, 研究方向为综合能源系统优化调度;

邓叶恒(1999), 男, 硕士, 研究方向为微电网调度优化。

Low-carbon economic dispatch of integrated energy system based on carbon intensity and generalized electrothermal dual response

YANG Xiaohui¹, HU Zecheng¹, DENG Yeheng¹, YANG Zeyu¹, ZENG Zhuowei¹, LENG Zhengyang²

- (1. School of Information Engineering, Nanchang University, Nanchang 330031, China;
2. State Grid Jiangxi Electric Power Co., Ltd., Nanchang 330038, China)

Abstract: Problems such as the difficulty of characterizing the dynamic properties of gas and heat networks in the scheduling process of integrated energy systems, and the difficulty of users to intuitively obtain carbon emission information and participate in carbon reduction hinder the development of integrated energy systems. A low-carbon economic dispatch method for integrated energy based on carbon intensity and generalized electrothermal dual response is proposed in this paper. On the one hand, a waste heat recovery device is introduced at the source side to regulate the electrical and thermal loads, and a generalized electrical and thermal demand response is constructed in collaboration with the integrated electrical and thermal demand response. On the other hand, based on the theory of carbon emission flow, the calculation method of carbon emission flow of gas and heat system with dynamic characteristics is derived, and the carbon potential demand response is constructed based on the carbon potential signal. Finally, a low-carbon economic dispatch model is constructed with the objective of optimizing the total system cost in the upper layer and minimizing the system's total carbon emission cost in the lower layer. After the arithmetic verification, the combination of carbon potential-generalized electric-thermal dual-response scheduling reduces the system operating cost by 2.42% and the carbon emission by 7.32% compared with the traditional operation method. The proposed scheduling method realizes the low-carbon economic operation of the system.

Keywords: integrated energy system; dynamic characteristics of pipeline network; low-carbon economic dispatch; the waste heat recovery; carbon emission flow; carbon intensity and generalized electrothermal dual response

(编辑 陆海霞)