

# 考虑扩展碳排放流和综合需求响应的热电联合系统 低碳经济调度

曾 宇, 乐生铜, 陈灿鸿

(福州大学 电气工程与自动化学院, 福州 350108)

**摘要:**针对综合能源系统的低碳经济运行问题,提出了考虑扩展碳排放流和综合需求响应的热电联合系统优化方法。首先,建立了含有碳捕集和储热装置的扩展碳排放流模型,结合碳排放流理论和Shapley值法分析负荷侧的碳排放责任,并计算其动态碳排放因子。其次,构建基于负荷侧热惯性的电热综合需求响应模型。在此基础上,提出考虑碳交易机制的热电联合系统双层调度模型。上层为电力系统模型,下层为能量枢纽模型,以系统总成本最小为目标函数进行低碳经济调度,采用交替方向乘子法进行求解。最后,采用IEEE14节点电力系统进行算例分析,仿真结果验证了所提模型的有效性。

**关键词:**热电联合系统;碳排放流;综合需求响应;能量枢纽;优化调度

## Low carbon economic dispatch of combined heat and power system considering augmented carbon emission flow and integrated demand response

ZENG Yu, LE Shengtong, CHEN Canhong

(School of Electrical Engineering and Automation, Fuzhou University, Fuzhou 350108, China)

**Abstract:** Aiming at the low carbon economy operation problem of integrated energy system, an optimization method of combined heat and power system considering augmented carbon emission flow and integrated demand response is proposed. Firstly, an augmented carbon emission flow model with carbon capture and heat storage devices is established. The carbon emission responsibility of load side is analyzed by combining carbon emission flow theory and Shapley value method, and its dynamic carbon emission factors are calculated. Secondly, a comprehensive demand response model based on load side thermal inertia is constructed. On this basis, a two-layer scheduling model of CHP system considering carbon trading mechanism is proposed. The upper layer is the power system model, and the lower layer is the energy hub model. The low-carbon economic scheduling is carried out with the minimum total system cost as the objective function, and the alternating direction multiplier method is used to solve the problem. Finally, the IEEE14-node power system is used for example analysis, and the simulation results verify the effectiveness of the proposed model.

**Key words:** combined heat and power system; carbon emission flow; integrated demand response; energy hub; optimal scheduling

## 0 引言

在“碳达峰、碳中和”战略背景下,电力行业作为碳排放重点领域,其系统低碳化运行已成为我国推进能源绿色低碳转型的关键核心问题<sup>[1]</sup>。

风光等可再生能源功率具有高度不确定性,其大规模并网将引发严重的弃风、弃光问题。综合能源系统(integrated energy system, IES)通过协调调度多种能源,在“源-网-荷-储”多环节提升系统设备出力的灵活性,同时提高系统运行的经济性<sup>[2]</sup>。文献[3]基于能量枢纽模型建立了IES的能量流模型,为热电联合系统的经济调度研究提供了理论支持。

由于只有发电产热设备会直接产生碳排放,因此关于IES低碳优化的研究通常都集中于电源侧。然而,碳排放本质上由负荷侧需求产生,故负荷侧需承担相应的碳排放责任。文献[4]提出碳排放流(carbon emission flow, CEF)理论,根据电力网络潮流建立虚拟的碳排放流模型,能够将碳排放归算至负荷侧,被广泛应用于电力系统碳计量中。文献[5]比较研究了负荷侧碳排放责任的分摊方法,有Shapley值法、广义核仁法、节点碳迹强度法等,其中Shapley值法的解存在且唯一,能够准确地追踪负荷位置,反映出各个负荷成员的碳排放责任。文献[6]提出了电转气和碳捕集协同运行模式及考虑电储能装置的扩展碳排放流(augmented carbon emission flow, ACEF)低碳调度模型,提高了IES的运行经济性。文献[7]运用CEF理论,针对碳捕集电厂

进行了配置-运行协同优化,同时考虑低碳需求响应,实现源-荷互动双侧协同降碳。

需求侧的灵活调节能力也是发掘 IES 低碳潜力的主要关注点之一。需求响应技术具有良好的经济性和节能减排的特点,可提高系统的经济效益。文献[8]对用户需求响应符合作预处理,引入了互动满意度约束建立了风电功率与负荷响应量的联合概率分布模型,能实时反映用户的参与情况。文献[9]通过考虑负荷侧建筑物的热惯性,利用热传导模型,将热负荷建模为柔性负荷并构建热激励型需求响应,有利于提升系统运行灵活性。

现有研究通常以“电-热-气”的多能综合能源系统为主体,且未综合考虑 CEF 和综合需求响应(integrated demand response, IDR)对系统低碳性和经济性的影响。本文针对热电联合系统提出了考虑 ACEF 和 IDR 的低碳经济调度模型。首先,针对含有碳捕集设备和储热装置的能量枢纽建立 ACEF 模型;随后,将 Shapley 值法引入到碳交易机制中,通过分析负荷侧碳排放责任,分配碳排放配额;此外,根据负荷侧的动态碳排放因子和建筑物热传递模型来构建电热综合需求响应模型;在此基础上,建立热电联合系统的双层低碳经济调度模型。上层模型以电力系统发电成本最小为目标,下层模型以能量枢纽总成本最小为目标。考虑到隐私问题,采用自适应罚参数的交替方向乘子法<sup>[10]</sup>(alternating direction method of multipliers, ADMM)对上述双层模型进行求解。最后,采用 IEEE-14 节点电力系统进行仿真算例分析,验证了所提模型和方法的有效性。

## 1 考虑扩展碳排放流的热电联合系统

### 1.1 热电联合系统框架

本文构建的热电联合系统双层模型如图 1 所示。上层模型为电力系统(electric power system, EPS),下层模型为不同类型的热电园区,并用能量枢纽(energy hub, EH)模型进行建模,其中 EH1 的结构如图 2 所示。

每个 EH 的输入端为电网和天然气源;输出端为电负荷和热负荷;内部设备有风电机组(wind turbine, WT)、光伏机组(photovoltaic, PV)、燃气锅炉(gas boiler, GB)、电锅炉(electric boiler, EB)、热电联产机组(combined heat and power, CHP)、碳捕集设备(carbon capture and storage, CCS)、电转气设备(power-to-gas, P2G)、蓄热罐(storage tank, ST),每个园区分

别存在电负荷(electrical load, EL)和热负荷(heat load, HL)。

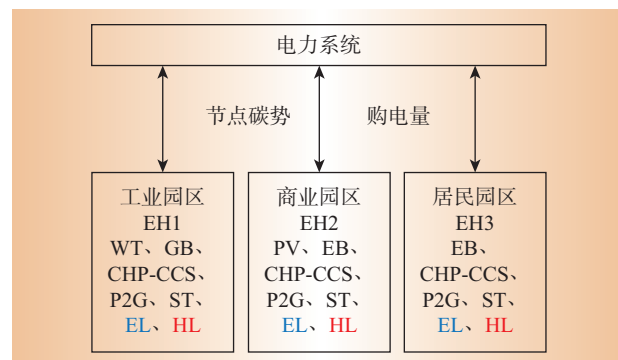


图1 热电联合系统框架

Fig. 1 Framework of combined heat and power system

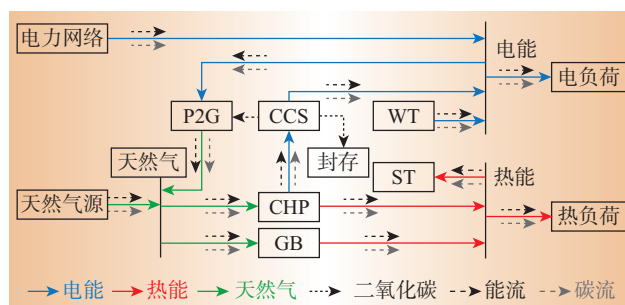


图2 能量枢纽结构

Fig. 2 Energy hub structure

利用碳排放流模型归算负荷侧的碳流密度(carbon intensity, CI)。上层模型根据电力系统潮流,计算出节点碳流密度(node carbon intensity, NCI),并将各 EH 接入的负荷节点的 NCI 传递给下层模型;各 EH 通过分布式调度,将需求的购电量传递给上层模型,实现热电联合系统的协调运行。

负荷节点的 NCI 即各 EH 的输入端口碳流密度(port carbon intensity, PCI)。为了得到负荷侧的碳流密度,即 EH 的输出端口碳流密度,还需通过 EH 的碳排放流模型来进行归算。

### 1.2 含碳捕集和储热装置的能量枢纽碳排放流模型

#### 1.2.1 能量转换设备的碳排放流模型

热电联产机组是一个单输入-多输出设备,其碳排放流模型为

$$\rho_{G,t}^{CHP} V_{G,t}^{CHP} = \rho_{E,t}^{CHP} V_{E,t}^{CHP} + \rho_{H,t}^{CHP} V_{H,t}^{CHP} \quad (1)$$

式中:  $V_{G,t}^{CHP}$ 、 $V_{E,t}^{CHP}$  和  $V_{H,t}^{CHP}$  分别为 CHP 在  $t$  时段消耗的气功率、输出的电功率和热功率, MW;  $\rho_{G,t}^{CHP}$  为输入端的 PCI;  $\rho_{E,t}^{CHP}$  和  $\rho_{H,t}^{CHP}$  分别为发电和制热端口的 PCI, tCO<sub>2</sub>/MWh。

CHP 的输入、输出端能流功率的关系为

$$V_{E,t}^{CHP} = \eta_E^{CHP} V_{G,t}^{CHP} \quad (2)$$

$$V_{H,t}^{\text{CHP}} = \eta_H^{\text{CHP}} V_{G,t}^{\text{CHP}} \quad (3)$$

式中:  $\eta_E^{\text{CHP}}$  和  $\eta_H^{\text{CHP}}$  分别为CHP的发电效率和产热效率。

根据效率原则,假定CHP两个输出端的碳流密度与其效率成反比,即

$$\eta_E^{\text{CHP}} \rho_{E,t}^{\text{CHP}} = \eta_H^{\text{CHP}} \rho_{H,t}^{\text{CHP}} \quad (4)$$

由式(1)一式(4),可以计算得出

$$\begin{cases} \rho_{E,t}^{\text{CHP}} = \frac{\rho_{G,t}^{\text{CHP}}}{2\eta_E^{\text{CHP}}} \\ \rho_{H,t}^{\text{CHP}} = \frac{\rho_{G,t}^{\text{CHP}}}{2\eta_H^{\text{CHP}}} \end{cases} \quad (5)$$

在考虑碳捕集后,CHP-CCS联合运行的碳流模型将做出调整,CHP的一部分电功率将提供给CCS设备,CCS的能耗<sup>[11]</sup>为

$$P_t^{\text{CCS}} = P^{\text{CCS}} + \alpha m_{t,\text{CO}_2}^{\text{CCS}} \quad (6)$$

式中:  $m_{t,\text{CO}_2}^{\text{CCS}}$  为一个调度时段的捕碳量,  $t$ ;  $\alpha$  为单位捕碳量耗费的电能, MWh/t;  $P^{\text{CCS}}$  为CCS设备启动固定耗能, MWh。

CHP的碳排放流模型变为

$$\rho_{G,t}^{\text{CHP}} V_{G,t}^{\text{CHP}} - m_{t,\text{CO}_2}^{\text{CCS}} = \rho_{E,t}^{\text{CHP}} V_{E,t}^{\text{CHP}} + \rho_{H,t}^{\text{CHP}} V_{H,t}^{\text{CHP}} \quad (7)$$

因此,式(5)将变为

$$\begin{cases} \rho_{E,t}^{\text{CHP}} = \frac{\rho_{G,t}^{\text{CHP}} - m_{t,\text{CO}_2}^{\text{CCS}}/V_{G,t}^{\text{CHP}}}{2\eta_E^{\text{CHP}}} \\ \rho_{H,t}^{\text{CHP}} = \frac{\rho_{G,t}^{\text{CHP}} - m_{t,\text{CO}_2}^{\text{CCS}}/V_{G,t}^{\text{CHP}}}{2\eta_H^{\text{CHP}}} \end{cases} \quad (8)$$

若将CHP和CCS视作一个整体,则其输入端口和输出端口的PCI应满足

$$\begin{cases} \rho_{E,t}^{\text{CHP-CCS}} = \frac{\rho_{G,t}^{\text{CHP-CCS}} V_{G,t}^{\text{CHP}} - m_{t,\text{CO}_2}^{\text{CCS}}}{2\eta_E^{\text{CHP}} (V_{G,t}^{\text{CHP}} - P_t^{\text{CCS}})} \\ \rho_{H,t}^{\text{CHP-CCS}} = \frac{\rho_{G,t}^{\text{CHP-CCS}} - m_{t,\text{CO}_2}^{\text{CCS}}/V_{G,t}^{\text{CHP}}}{2\eta_H^{\text{CHP}}} \end{cases} \quad (9)$$

### 1.2.2 蓄热罐的碳排放流模型

蓄热罐在储热过程会吸收来自EH的碳排放量,计算如下

$$m_{t,\text{CO}_2}^c = \rho_t^{\text{ST},i} \Delta H_{t,c}^{\text{ST}} \quad (10)$$

式中:  $\rho_t^{\text{ST},i}$  为  $t$  时段蓄热罐连接节点的碳流密度,  $\text{tCO}_2/\text{MWh}$ ;  $\Delta H_{t,c}^{\text{ST}}$  为  $t$  时段蓄热罐增加的储热量, MWh。

放热过程中存在放热损耗,其碳排放量为

$$m_{t,\text{CO}_2}^d = \rho_{t-1}^{\text{ST}} \Delta H_{t,d}^{\text{ST}}/\varepsilon \quad (11)$$

式中:  $\rho_{t-1}^{\text{ST}}$  为  $t-1$  时段蓄热罐内部的碳流密度,  $\text{tCO}_2/\text{MWh}$ ;  $\Delta H_{t,d}^{\text{ST}}$  为  $t$  时段蓄热罐放出的储热量, MWh。

蓄热罐整体的碳排放流模型为

$$\rho_t^{\text{ST}} H_t^{\text{ST}} = \rho_{t-1}^{\text{ST}} H_{t-1}^{\text{ST}} + \Delta H_{t,c}^{\text{ST}} - \Delta H_{t,d}^{\text{ST}} \quad (12)$$

式中:  $H_t^{\text{ST}}$  为  $t$  时段蓄热罐当前的储热量, MWh。

可以看出,蓄热罐的碳流模型将碳排放量进行了时段上的平移,但碳排放量在整个调度周期上保持不变。至此,本章建立了考虑碳捕集和储热装置的能量枢纽扩展碳排放流模型。

## 2 碳交易模型和综合需求响应模型

### 2.1 基于Shapley值法的阶梯型碳交易模型

传统的碳排放配额根据源侧发电量来进行分配,引入碳排放流理论后,由于不同负荷的碳排放因子不同,应当将这些配额以较为合理的方式分配给各EH。Shapley值法是一种用于解决多人合作博弈中的利益分配问题的方法,Shapley值体现了联盟成员对联盟目标的贡献程度。

在此案例中,各EH参与合作博弈,得到的Shapley值即为各自的碳排放责任分摊量,用如下方式进行计算

$$\tau_i = \sum_{S \in S_i} w(|S|) [v(S) - v(S \setminus i)] \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (13)$$

$$w(|S|) = \frac{(n - |S|)! (|S| - 1)!}{n!} \quad (14)$$

式中:  $\tau_i$  为联盟中成员  $i$  的碳排放责任分摊量,  $t$ ;  $S$  为子联盟;  $|S|$  为子联盟  $S$  中的成员个数;  $v(S) - v(S \setminus i)$  为成员  $i$  对子联盟  $S$  承担的责任量,  $t$ ;  $w(|S|)$  为  $|S|$  个成员形成的子联盟的权重。

子联盟成员承担的碳排放责任应在该成员边际作用的范围之内,其碳责任分摊的最大最小值为<sup>[12]</sup>

$$\tau_{i,\max} = \max(v(S) - v(S \setminus i)) \quad (15)$$

$$\tau_{i,\min} = \min(v(S) - v(S \setminus i)) \quad (16)$$

由此确定区间并设定4档碳交易单价,表示如下

$$\lambda = \begin{cases} \lambda_1 & 0 \leq m_{i,t}^{\text{CO}_2} < \tau_{i,\min} \\ \lambda_2 & \tau_{i,\min} \leq m_{i,t}^{\text{CO}_2} < \tau_i \\ \lambda_3 & \tau_i \leq m_{i,t}^{\text{CO}_2} < \tau_{i,\max} \\ \lambda_4 & m_{i,t}^{\text{CO}_2} \geq \tau_{i,\max} \end{cases} \quad (17)$$

式中:  $m_{i,t}^{\text{CO}_2}$  为成员  $i$  在  $t$  时段的碳排放量,  $t$ 。

根据区间得出以下阶梯型碳交易模型

$$F_{i,t,\text{CO}_2}^{\text{tra}} = \begin{cases} \lambda_1 m_{i,t}^{\text{CO}_2} & 0 \leq m_{i,t}^{\text{CO}_2} < \tau_{i,\min} \\ (\lambda_1 - \lambda_2) \tau_{i,\min} + \lambda_2 m_{i,t}^{\text{CO}_2} & \tau_{i,\min} \leq m_{i,t}^{\text{CO}_2} < \tau_i \\ (\lambda_1 - \lambda_2) \tau_{i,\min} + (\lambda_2 - \lambda_3) \tau_i + \lambda_3 m_{i,t}^{\text{CO}_2} & \tau_i \leq m_{i,t}^{\text{CO}_2} < \tau_{i,\max} \\ (\lambda_1 - \lambda_2) \tau_{i,\min} + (\lambda_2 - \lambda_3) \tau_i + (\lambda_3 - \lambda_4) \tau_{i,\max} + \lambda_4 m_{i,t}^{\text{CO}_2} & m_{i,t}^{\text{CO}_2} \geq \tau_{i,\max} \end{cases} \quad (18)$$

式中:  $F_{i,t,\text{CO}_2}^{\text{tra}}$  为成员  $i$  在  $t$  时段的碳交易成本, 元。

## 2.2 基于动态碳排放因子的电能需求响应

得到负荷侧碳流密度后,即可得到用户用电的24 h动态碳排放因子,因此可以通过激励手段,削减和转移用户的部分用能,降低系统总体的碳排放量。

可削减负荷和可转移负荷特性建模如下

$$\begin{cases} P_t^{\text{cut}} \leq 0 \\ x_t P_{\min}^{\text{cut}} \leq |P_t^{\text{cut}}| \leq x_t P_{\max}^{\text{cut}} \\ x_{\min} \leq \sum_{t=1}^T x_t \leq x_{\max} \\ F_{\text{IDR,cut}}^{\text{E}} = \sum_{t=1}^T \sigma_{\text{cut}} |P_t^{\text{cut}}| \Delta t \end{cases} \quad (19)$$

$$\begin{cases} y_t P_{\min}^{\text{tran}} \leq |P_t^{\text{tran}}| \leq y_t P_{\max}^{\text{tran}} \\ y_{\min} \leq \frac{1}{2} \sum_{t=1}^T y_t \leq y_{\max} \\ \sum_{t=1}^T P_t^{\text{tran}} = 0 \\ F_{\text{IDR,tran}}^{\text{E}} = \frac{1}{2} \sum_{t=1}^T \sigma_{\text{tran}} |P_t^{\text{tran}}| \Delta t \end{cases} \quad (20)$$

式中:  $P_t^{\text{cut}}$  和  $P_t^{\text{tran}}$  为  $t$  时段可削减负荷和可转移负荷, MW;  $x_t$  和  $y_t$  为0-1变量;  $x_{\min}$  和  $x_{\max}$  分别为可削减时段数的上、下限;  $y_{\min}$  和  $y_{\max}$  分别为可转移时段数的上、下限;  $\sigma_{\text{cut}}$  和  $\sigma_{\text{tran}}$  分别为削减和转移负荷的激励补偿价格;  $F_{\text{IDR,cut}}^{\text{E}}$  和  $F_{\text{IDR,tran}}^{\text{E}}$  分别为调度周期内可削减负荷和可转移负荷的补偿成本。

## 2.3 基于负荷侧热惯性的热能需求响应

当前研究一般将热负荷视为刚性负荷,而忽略了建筑物存在热惯性。通过将热负荷转化为柔性负荷,能够提升系统运行灵活性。

考虑到热用户的用热舒适度问题,引入热舒适度平均预测指标(predicted mean vote, PMV)衡量用户的舒适度,PMV值计算如下<sup>[13]</sup>

$$\lambda_{\text{PMV}} = 2.43 - \frac{3.76(T_{\text{sk}} - T^{\text{in}})}{M(I_{\text{cl}} + 0.1)} \quad (21)$$

式中:  $T_{\text{sk}}$  为人体感觉舒适时的皮肤平均温度, °C, 取值34;  $M$  为人体能量代谢率 W/m<sup>2</sup>, 取值60;  $I_{\text{cl}}$  为服装热阻(m<sup>2</sup>·°C)/W, 取值0.11。

根据ISO7730标准规定,PMV指标在±0.5之间波动,人体不会感觉到不适,依此计算得出供热区域室内温度波动的上下限,室内温度将满足

$$T_{\min} \leq T_t^{\text{in}} \leq T_{\max} \quad (22)$$

建筑物室外空气渗透热损失为

$$H_t \Delta t = \mu' S (T^{\text{in}} - T^{\text{out}}) \quad (23)$$

式中:  $H_t$  为  $t$  时段损耗的热功率, MW;  $\mu'$  为单位供热面积单位温差下室内热量损失, MWh/m<sup>2</sup>;  $S$  为供热总面积, m<sup>2</sup>;  $T^{\text{out}}$  为室外温度, °C。

由式(23)可以计算出满足PMV指标的室温所

需的热功率上、下限,从而得到热负荷波动范围约束如下

$$H_{t,\min} \leq H_t \leq H_{t,\max} \quad (24)$$

因此,可调整热负荷的模型如下

$$\begin{cases} z_t H_{t,\min}^{\text{adj}} \leq |H_t^{\text{adj}}| \leq z_t H_{t,\max}^{\text{adj}} \\ z_{\min} \leq \sum_{t=1}^T z_t \leq z_{\max} \\ F_{\text{IDR,adj}}^{\text{H}} = \sum_{t=1}^T \sigma_{\text{adj}} |H_t^{\text{adj}}| \Delta t \end{cases} \quad (25)$$

式中:  $H_t^{\text{adj}}$  为  $t$  时段可调整负荷, MW;  $z_t$  为0-1变量;  $z_{\min}$  和  $z_{\max}$  分别为可调整时段数上、下限;  $\sigma_{\text{adj}}$  为调整负荷的激励补偿价格;  $F_{\text{IDR,adj}}^{\text{H}}$  为一个调度周期可调整负荷的补偿成本。

## 3 热电联合系统双层优化调度模型

### 3.1 上层优化调度模型

#### 3.1.1 目标函数

上层模型以电力系统购电成本最小为目标,目标函数为

$$\min F_1 = \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K (a_k (P_{k,t}^{\text{TU}})^2 + b_k P_{k,t}^{\text{TU}} + c_k) \quad (26)$$

式中:  $P_{k,t}^{\text{TU}}$  为火电机组  $k$  在  $t$  时段的功率, MW;  $a_k$ 、 $b_k$  和  $c_k$  分别为机组  $k$  的发电成本系数。

#### 3.1.2 电网约束

电网约束见附录A。

### 3.2 下层优化调度模型

#### 3.2.1 目标函数

下层模型以各EH总成本之和最小为目标,目标函数为

$$\min F_2 = F_{\text{EH,E}} + F_{\text{EH,G}} + F_{\text{CO}_2}^{\text{tra}} + F_{\text{IDR}} + F_{\text{cur}} \quad (27)$$

式中:  $F_{\text{EH,E}}$  为EH向上层系统总的购电成本;  $F_{\text{EH,G}}$  为EH向外部气源总的购气成本;  $F_{\text{CO}_2}^{\text{tra}}$  为碳交易总成本;  $F_{\text{IDR}}$  为综合需求响应激励成本;  $F_{\text{cur}}$  为弃风弃光成本, 元。

(1) 购电成本

$$F_{\text{EH,E}} = \sum_{t=1}^T \sum_{s=1}^S p_e P_{s,t}^{\text{buy}} \Delta t \quad (28)$$

式中:  $p_e$  为购电单价, 元/MWh;  $P_{s,t}^{\text{buy}}$  为  $t$  时段第  $s$  个EH的购电功率, MW。

(2) 购气成本

$$F_{\text{EH,G}} = \sum_{t=1}^T \sum_{s=1}^S p_g P_{s,t}^{\text{buy}} \Delta t \quad (29)$$

式中:  $p_g$  为购气单价, 元;  $P_{s,t}^{\text{buy}}$  为  $t$  时段第  $s$  个EH的燃气机组消耗的天然气功率, MW。

## (3) 碳交易成本

$$F_{\text{CO}_2}^{\text{tra}} = \sum_{t=1}^T \sum_{s=1}^S F_{s,t,\text{CO}_2}^{\text{tra}} \quad (30)$$

式中:  $F_{s,t,\text{CO}_2}^{\text{tra}}$  为  $t$  时段第  $s$  个 EH 的碳交易成本。

## (4) 需求响应成本

$$F_{\text{IDR}} = F_{\text{IDR,cut}}^{\text{E}} + F_{\text{IDR,tran}}^{\text{E}} + F_{\text{IDR,adj}}^{\text{H}} \quad (31)$$

## (5) 弃风弃光成本

$$F_{\text{cur}} = \sum_{t \in T} \left( \sum_{m \in S^{\text{WT}}} C^{\text{WT}} P_{m,t,\text{cur}}^{\text{WT}} + \sum_{n \in S^{\text{PV}}} C^{\text{PV}} P_{n,t,\text{cur}}^{\text{PV}} \right) \quad (32)$$

式中:  $C^{\text{WT}}$  和  $C^{\text{PV}}$  分别为弃风和弃光的惩罚单价, 元。

## 3.2.2 能量枢纽约束

能量枢纽约束见附录 B。

## 3.2.3 碳交易约束

如式(13)一式(18)所示。

## 3.2.4 需求响应约束

如式(19)一式(25)所示。

## 3.2.5 上下层系统耦合约束

$$P_{s,t}^{\text{sell}} = P_{s,t}^{\text{buy}} \quad \forall s, t \quad (33)$$

## 3.3 分布式优化算法

## 3.3.1 优化调度框架

下层能量枢纽模型为了满足电热负荷, 需要向上层电网模型传递购电量, 由于考虑了低碳策略, 购电量会随着上层模型传递的节点碳流密度改变发生变化, 因此产生迭代过程。考虑到电网和各 EH 的隐私问题, 采用 ADMM 算法进行分布式优化求解。

首先将耦合约束松弛, 作为惩罚项添加到上下层模型的目标函数中, 得到上下层模型的调度子问题为

$$\begin{cases} \min \left\{ F_1 + \sum_{t=1}^T \sum_{s=1}^S \lambda_{s,t}^{\text{sell}} (P_{s,t}^{\text{sell}} - \bar{P}_{s,t}) + 0.5\rho (P_{s,t}^{\text{sell}} - \bar{P}_{s,t})^2 \right\} \\ \min \left\{ F_2 + \sum_{t=1}^T \sum_{s=1}^S \lambda_{s,t}^{\text{buy}} (P_{s,t}^{\text{buy}} - \bar{P}_{s,t}) + 0.5\rho (P_{s,t}^{\text{buy}} - \bar{P}_{s,t})^2 \right\} \end{cases} \quad (34)$$

定义辅助变量为耦合变量的平均值, 由下式进行计算

$$\bar{P}_{s,t} = \frac{1}{2} (P_{s,t}^{\text{sell}} + P_{s,t}^{\text{buy}}) \quad (35)$$

## 3.3.2 求解步骤

(1) 初始化拉格朗日乘子及辅助变量, 设置罚参数, 设迭代次数  $k=0$ 。

(2) 上下层模型根据设置参数求解子问题, 传递耦合变量, 并根据式(35)计算辅助变量。

(3) 根据式(36)计算原始残差、对偶残差, 并检验是否满足式(37), 若满足, 则迭代终止, 得到耦合变量值, 若不满足, 迭代次数  $k=k+1$ , 进入步骤4。

(4) 根据式(38)更新罚参数, 根据式(39)更新

拉格朗日乘子, 返回步骤2。

$$\begin{cases} r_{s,t}^{\text{sell},k+1} = \max \left\{ \left\| P_{s,t}^{\text{sell},k+1} - \bar{P}_{s,t}^{k+1} \right\|_2^2 \right\} \\ r_{s,t}^{\text{buy},k+1} = \max \left\{ \left\| P_{s,t}^{\text{buy},k+1} - \bar{P}_{s,t}^{k+1} \right\|_2^2 \right\} \\ s^{k+1} = \max \left\{ \left\| \rho^k (\bar{P}_{s,t}^{k+1} - \bar{P}_{s,t}^k) \right\|_2^2 \right\} \end{cases} \quad (36)$$

$$r_{s,t}^{\text{sell},k+1} \leq \varepsilon^{\text{pri}}, r_{s,t}^{\text{buy},k+1} \leq \varepsilon^{\text{pri}}, s^{k+1} \leq \varepsilon^{\text{dual}} \quad (37)$$

式中:  $\varepsilon^{\text{pri}}$  和  $\varepsilon^{\text{dual}}$  分别为对原始残差和对偶残差的容忍度。

$$\begin{cases} \rho^{k+1} = 1.2 \times \rho^k & r_{s,t}^{\text{sell},k+1} \geq s^{k+1} \\ \rho^{k+1} = 0.8 \times \rho^k & r_{s,t}^{\text{sell},k+1} < s^{k+1} \end{cases} \quad (38)$$

$$\begin{cases} \lambda_{s,t}^{\text{sell},k+1} = \lambda_{s,t}^{\text{sell},k} + \rho (P_{s,t}^{\text{sell},k+1} - \bar{P}_{s,t}^{k+1}) \\ \lambda_{s,t}^{\text{buy},k+1} = \lambda_{s,t}^{\text{buy},k} + \rho (P_{s,t}^{\text{buy},k+1} - \bar{P}_{s,t}^{k+1}) \end{cases} \quad (39)$$

## 3.4 双层模型求解过程

模型求解流程见附录 C 图 1。求解步骤如下:

(1) 输入系统线路和设备参数对模型进行初始化;

(2) 设置耦合变量初始参数, 对全部子联盟分别进行调度, 利用 Shapley 值法进行计算, 得到各个 EH 各时段的碳交易区间;

(3) 进行上层电力系统模型的调度, 根据机组组合的发电情况, 计算负荷节点碳流密度, 传输到下层模型;

(4) 进行下层能量枢纽模型的调度, 得到购电功率, 更新耦合变量;

(5) 根据式(36)一式(37)计算残差并判断其是否满足收敛条件, 如不满足, 返回步骤(3);

(6) 输出调度结果进行分析。

## 4 算例分析

## 4.1 算例系统数据

为了验证本文所提模型的有效性, 本节采用一个修改的 IEEE-14 节点电力系统和 3 个能量枢纽耦合而成的热电联合系统进行算例分析。

电力系统接入了 3 台火电机组, EH 分别配置了 1 台热电联产机组、1 台碳捕集设备、1 台电转气设备、1 台热泵、1 台蓄热罐。EH1 为工业园区, 配置了 1 个风电场、1 台燃气锅炉; EH2 为商业园区, 配置了 1 个光伏电站、1 台电锅炉; EH3 为居民园区, 配置了 1 台电锅炉。

系统拓扑结构见附录 C 图 2, 其中负荷包含在 EH 中, 分别接在节点 14、节点 12 和节点 5。风光预测功率见附录 C 图 3, 设备参数见附录 C 表 1。4 档碳交易单价设置为 30、60、90、120 元/t, 调度时间间隔设

为1 h。在MATLAB中调用Gurobi11.0求解器对上述模型进行求解,ADMM残差收敛值设置为0.1 MW,收敛过程见附录C图4。

#### 4.2 不同调度场景对比分析

设置如下3种场景进行分析。

场景1:考虑碳交易机制和综合需求响应的IES低碳经济调度;

场景2:考虑碳交易机制,不考虑综合需求响应;

场景3:不考虑碳交易机制,也不考虑综合需求响应。

比较各个场景下系统的碳排放量和运行成本,验证本文所提模型的有效性。

##### 4.2.1 不同场景调度结果分析

3种场景的仿真调度结果如表1所示。从表1的场景2和场景3可以看出,在考虑碳交易成本后,系统总成本增加了1.54%,同时碳排放量下降了7.66%,弃风弃光成本有所降低;系统的购电成本下降,而购气成本增加,这是由于气电相对煤电更加清洁,从而减少了对火电机组的依赖程度。

从表1中场景1和场景2可以看出,在考虑综合需求响应后,系统的碳排放量进一步下降,风光实现完全消纳。由于存在可削减电负荷,热负荷变为柔性负荷,购能成本也有一定下降。

从表1中场景1和场景3可以看出,本文模型通过考虑碳交易机制和综合需求响应,碳排放量下降了12.58%,系统购能成本也有所降低,总体实现了系统的低碳经济运行。但由于增加了碳交易成本和需求响应激励成本,系统总成本增加了6.26%。

##### 4.2.2 碳排放配额分配和碳交易区间的计算

利用Shapley值法对各能量枢纽的碳排放配额进行计算,以{EH1,EH2,EH3}为联盟,则存在6个子联盟,设定联盟序号1—7分别为{EH1}、{EH2}、{EH3}、{EH1,EH2}、{EH1,EH3}、{EH2,EH3}、{EH1,EH2,EH3}。以15:00—16:00为例,各子联盟独立运行时,系统总碳排放量见表2。

表2 15:00—16:00时段各联盟碳排放量

Table 2 Carbon emissions of each alliance at 15:00—16:00 t

| 序号 | 1    | 2    | 3    | 4     | 5     | 6     | 7     |
|----|------|------|------|-------|-------|-------|-------|
| 碳排 | 86.3 | 80.6 | 62.9 | 175.3 | 150.3 | 145.9 | 219.5 |

代入式(13)—式(14)进行计算,得到EH1、EH2、EH3在15:00—16:00的碳排放责任量分别为83.7 t、78.6 t和57.3 t。再依据式(15)—式(17),得到15:00—16:00时段EH1的碳交易区间为 $[0, 73.62]$ 、 $[73.62, 83.65]$ 、 $[83.65, 94.69]$ 、 $[94.69, \infty)$ ,对应4档碳交易价格。由此计算得到的24 h各个EH的碳配额区间如附录C图5所示。

##### 4.2.3 碳排放流模型运行情况

图3为一个调度周期内各个EH的电负荷碳流密度分布情况。可以看到,EH1在早晚碳流密度很低,而中午较高,这是由于EH1接入的风电场早晚的出力较高;而EH2的午间碳流密度很低,这是由于EH2接入的光伏电站午间出力较高;EH3未接入可再生能源发电设备,故碳流密度总体较高。由此可以看出,碳排放流模型能够实现碳追踪,准确的反映系统的低碳特性。

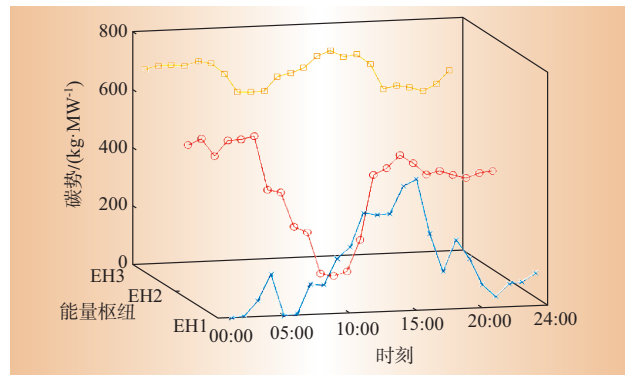


图3 EH电负荷碳流密度

Fig. 3 EH electric load carbon intensity

图4展示了EH1在15:00—16:00的碳排放流动情况,可以看出,碳捕集设备显著提升了CHP机组的低碳性能,热负荷的碳排放较低,而电负荷的碳排放主要来源于从电网购买的电能,因此在考虑碳交易成本后,各EH从电网的购能有所下降。

表1 3种场景的下层系统调度结果对比

Table 1 Comparison of lower-level system scheduling results in three scenarios

| 场景 | 碳排放量/t  | 碳交易成本/元 | 购电成本/元    | 购气成本/元    | 弃风弃光成本/元 | 需求响应激励成本/元 | 总成本/元     |
|----|---------|---------|-----------|-----------|----------|------------|-----------|
| 1  | 2 461.4 | 78 845  | 1 279 500 | 1 124 424 | 0        | 194 700    | 2 677 469 |
| 2  | 2 599.8 | 86 002  | 1 352 121 | 1 114 470 | 5 936    | 0          | 2 558 529 |
| 3  | 2 815.5 | 0       | 1 531 193 | 962 101   | 26 480   | 0          | 2 519 774 |

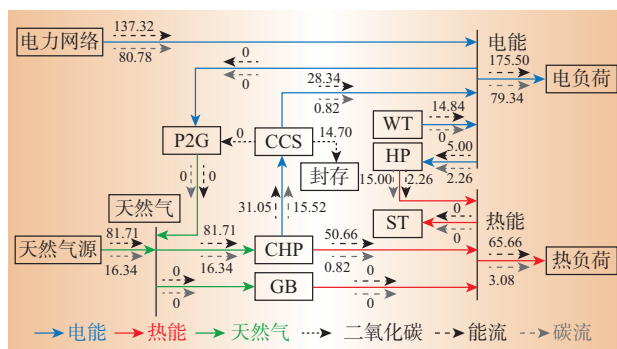


图4 EH1在15:00时刻的碳排放流

Fig. 4 ACEF of EH1 at 15:00

#### 4.2.4 综合需求响应情况分析

EH1在需求响应前后的电负荷情况如图5所示,由图3可知EH1在00:00—06:00时段碳流密度较低,在11:00—16:00时段碳流密度较高,因此碳流密度较高的时段有部分负荷被削减,同时有部分负荷被转移到碳流密度较低的时段。

EH2在需求响应前后的热负荷情况如图6所示,热负荷在考虑需求响应后转为柔性负荷,但为了保障用户舒适度,调整范围有限。整体而言,本文考虑的综合需求响应根据一个调度周期内负荷侧碳流密度分布情况来确定削减、转移以及调整的时段,使得系统的碳排放量有所下降,且起到一定削峰填谷的效果。

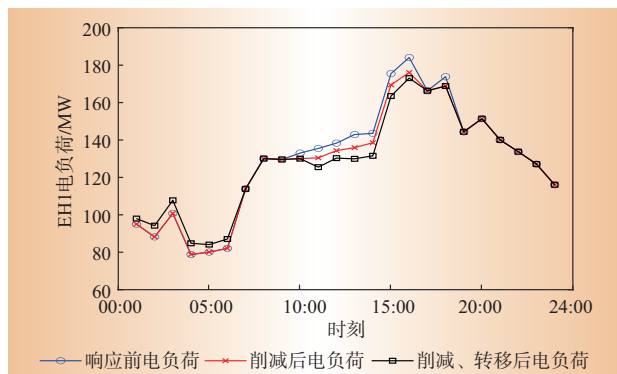


图5 EH1需求响应前后的电负荷

Fig. 5 Electrical load of EH1 before and after demand response

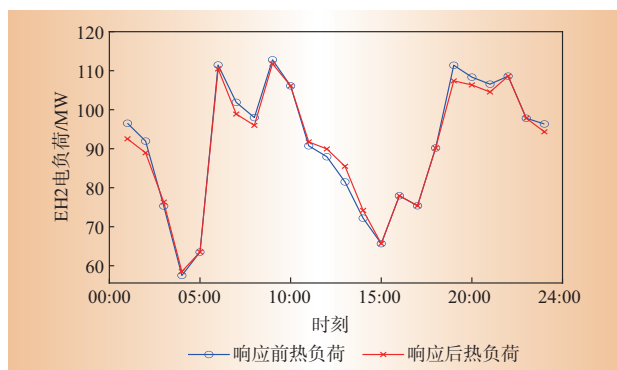


图6 EH2需求响应前后的热负荷

Fig. 6 Heat load of EH2 before and after demand response

#### 4.2.5 灵敏度分析

在场景2的基础上,调整碳交易价格进行灵敏度分析,各EH的碳交易成本和碳排放量如图7所示。可以看出,随着碳交易价格的增加,系统碳交易成本基本呈线性增长,而系统碳排放量下降趋势逐渐减缓,这是由于系统的降碳潜力有限。通过比较,可以得出当前的碳交易价格较为合理,可以兼顾系统经济性和低碳性。

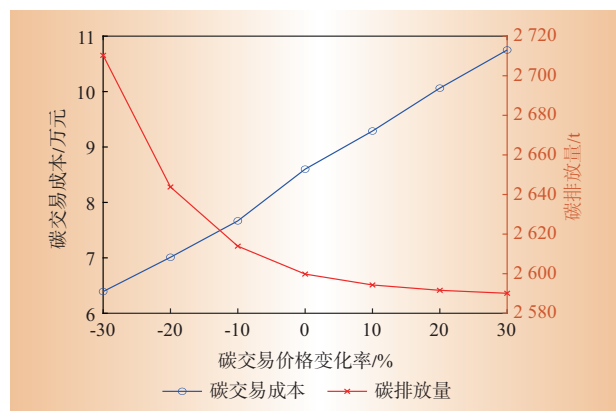


图7 碳交易价格灵敏度分析

Fig. 7 Sensitivity analysis of carbon trading price

## 5 结束语

本文利用碳排放流模型构建了考虑综合需求响应的热电联合系统低碳经济优化模型,通过对仿真算例进行分析,主要有以下结论:

(1) 碳排放流模型能够追踪系统的碳轨迹,通过将源侧的碳排放归算至负荷侧,直观的反映出负荷对应的碳排放量,采用Shapley值法的碳交易机制能合理的衡量负荷侧的碳排放责任,进行碳排放配额的分配。

(2) 将碳捕集设备和热电联产机组耦合运行,能够显著降低机组的碳排放量,结合碳交易机制,有效降低了系统对火力发电的依赖程度,有利于推动能源结构转型。

(3) 考虑了碳交易机制和综合需求响应后,能有效降低热电联合系统的碳排放量。通过调节碳交易价格,能够在系统低碳性和经济性上进行合理权衡。

附录见本刊网络版(<http://dsm.ijournals.cn>)。

#### 参考文献:

- [1] 肖先勇,郑子萱.“双碳”目标下新能源为主体的新型电力系统:贡献、关键技术与挑战[J]. 工程科学与技术,2022,54(1):47-59.

- XIAO Xianrong, ZHENG Zixuan. New power systems dominated by renewable energy towards the goal of emission peak & carbon neutrality: contribution, key techniques, and challenges[J]. *Advanced Engineering Sciences*, 2022, 54(1):47-59.
- [2] 刘泽洪,孟婧,张瑾轩,等.电-氢-碳耦合促进新能源基地开发模式研究[J]. *全球能源互联网*, 2024, 7(5): 473-491.
- LIU Zehong, MENG Jing, ZHANG Jinxuan, et al. Research on the development model of new energy bases based on the electricity-hydrogen-carbon synergy[J]. *Journal of Global Energy Interconnection*, 2024, 7(5): 473-491(in Chinese).
- [3] 顾伟,陆帅,王珺,等.多区域综合能源系统热网建模及系统运行优化[J]. *中国电机工程学报*, 2017, 37(5):1305-1316.
- GU Wei, LU Shuai, WANG Jun, et al. Modeling of the heating network for multi-district integrated energy system and its operation optimization[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2017, 37(5):1305-1316.
- [4] 周天睿,康重庆,徐乾耀,等.电力系统碳排放流的计算方法初探[J]. *电力系统自动化*, 2012, 36(11):44-49.
- ZHOU Tianrui, KANG Chongqing, XU Qian Yao, et al. Preliminary investigation on a method for carbon emission flow calculation of power system[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2012, 36(11):44-49.
- [5] 周全,冯冬涵,徐长宝,等.负荷侧碳排放责任直接分摊方法的比较研究[J]. *电力系统自动化*, 2015, 39(17):153-159.
- ZHOU Quan, FENG Donghan, XU Changbao, et al. Methods for allocating carbon obligation demand side: a comparative study[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2015, 39(17):153-159.
- [6] 李家桐,谢宁,王承民,等.基于CHP机组碳排放分析的综合能源系统低碳调度优化方法[J]. *智慧电力*, 2024, 52(6):31-37, 83.
- LI Jiatong, XIE Ning, WANG Chengmin, et al. Low-carbon dispatch optimization method for integrated energy system based on carbon emission analysis of CHP units[J]. *Smart Power*, 2024, 52(6):31-37, 83.
- [7] 乐生铜,张亚超,朱蜀,等.考虑低碳需求响应的碳捕集燃煤电厂配置-运行协同优化[J]. *电力自动化设备*, 2024, 44(7):278-286.
- LE Shengtong, ZHANG Yachao, ZHU Shu, et al. Collaborative optimization of configuration-operation for coal-fired power plants with carbon capture considering low-carbon demand response[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2024, 44(7):278-286.
- [8] 原睿萌,范绚然,姬广龙,等.考虑响应量与风电出力相关性的需求响应优化调度研究[J]. *电力需求侧管理*, 2018, 20(6):6-11.
- YUAN Ruimeng, FAN Xuanran, JI Guanglong, et al. Study on the optimal dispatching of hybrid type demand response load considering the correlation between response quantity and wind power output[J]. *Power Demand Side Management*, 2018, 20(6):6-11.
- [9] PAN Z G, GUO Q L, SUN H B. Feasible region method based integrated heat and electricity dispatch considering building thermal inertia[J]. *Applied Energy*, 2017, 192:395-407.
- [10] 王琦,李宁,顾欣,等.考虑碳减排的综合能源服务商合作运行优化策略[J]. *电力系统自动化*, 2022, 46(7):131-140.
- WANG Qi, LI Ning, GU Xin, et al. Optimization strategy for cooperative operation of integrated energy service providers considering carbon emission reduction[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(7):131-140.
- [11] ZHANG X P, ZHANG Y Z. Environment-friendly and economical scheduling optimization for integrated energy system considering power-to-gas technology and carbon capture power plant[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2020, 276.
- [12] 陈厚合,茅文玲,张儒峰,等.基于碳排放流理论的电力系统源-荷协调低碳优化调度[J]. *电力系统保护与控制*, 2021, 49(10):1-11.
- CHEN Houhe, MAO Wenling, ZHANG Rufeng, et al. Low-carbon optimal scheduling of a power system source-load considering coordination based on carbon emission flow theory[J]. *Power System Protection and Control*, 2021, 49(10):1-11.
- [13] 孙毅,张辰,李泽坤,等.计及多区域用户差异化PMV的柔性负荷多功率级调控策略[J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(22):7574-7586.
- SUN Yi, ZHANG Chen, LI Zekun, et al. Flexible load multi-power level control strategy taking into account the differentiated PMV of multi-region users[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(22):7574-7586.

#### 作者简介:

曾宇(1998),男,江西抚州人,硕士,研究方向为综合能源系统优化运行。

(责任编辑 水 鹤)

## 附录 A

### (1) 电功率平衡约束

$$\sum_{k=1}^K P_{k,t}^{TU} = \sum_{s=1}^S P_{s,t}^{\text{sell}} \quad (1)$$

式中： $P_{s,t}^{\text{sell}}$  为  $t$  时段上层系统对第  $s$  个 EH 的售电功率, MW。

### (2) 系统线路潮流约束

$$\left| \sum_{b \in S_{\text{BUS}}} k_{lb} \left( \sum_{k=1}^K P_{k,t}^{TU} - \sum_{s=1}^S P_{s,t}^{\text{sell}} \right) \right| \leq P_{\text{max}}^l \quad (2)$$

式中： $k_{lb}$  为线路  $l$  对节点  $b$  的灵敏度因子； $P_{\text{max}}^l$  为线路  $l$  的最大传输功率, MW。

### (3) 火电机组功率上下限约束

$$P_{k,\min}^{\text{TU}} \leq P_{k,t}^{\text{TU}} \leq P_{k,\max}^{\text{TU}} \quad (3)$$

式中： $P_{\text{max}}^{\text{TU}}$ 、 $P_{\text{min}}^{\text{TU}}$  为每个时段火电机组的功率上下限, MW。

### (4) 火电机组爬坡约束

$$-\Delta P_{k,\max}^{\text{TU}} \leq P_{k,t}^{\text{TU}} - P_{k,t-1}^{\text{TU}} \leq \Delta P_{k,\max}^{\text{TU}} \quad (4)$$

式中： $\Delta P_{k,\max}^{\text{TU}}$  为每个时段火电机组的功率调整限值, MW。

## 附录 B

本文能量枢纽的模型为

$$L = P - CI + SW \quad (5)$$

式中： $L$ 、 $P$ 、 $C$ 、 $I$ 、 $S$  和  $W$  分别为输出矩阵、耦合矩阵、设备矩阵、储能转换矩阵和储能充放矩阵。

以 EH1 为例, 输出矩阵和输入矩阵为

$$\begin{cases} L = [L_E & 0 & L_H]^T \\ P = [P_E & P_G & 0]^T \end{cases} \quad (6)$$

式中： $L_E$  和  $L_H$  分别为电负荷和热负荷, MW； $P_E$  和  $P_G$  分别为购电功率和购气功率, MW。

耦合矩阵和设备矩阵为

$$\begin{cases} C = \begin{bmatrix} 1 & 1 & -\eta_{\text{CHP,E}} & 1 & -1 & 0 \\ -\eta_{\text{P2G}} & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & -\eta_{\text{CHP,H}} & -\eta_{\text{HP}} & 0 & -\eta_{\text{GB}} \end{bmatrix} \\ I = [S_{\text{P2G}} & S_{\text{CCS}} & S_{\text{CHP}} & S_{\text{HP}} & S_{\text{WT}} & S_{\text{GB}}]^T \end{cases} \quad (7)$$

式中： $\eta_{\text{P2G}}$ 、 $\eta_{\text{CHP,E}}$ 、 $\eta_{\text{CHP,H}}$ 、 $\eta_{\text{HP}}$  和  $\eta_{\text{GB}}$  为 P2G 设备效率、CHP 发电效率、CHP 产热效率、热泵热效率以及燃气锅炉热效率； $S_{\text{P2G}}$ 、 $S_{\text{CCS}}$ 、 $S_{\text{CHP}}$ 、 $S_{\text{HP}}$ 、 $S_{\text{WT}}$  和  $S_{\text{GB}}$  为 P2G 设备输入电功率、CCS 设备输入电功率、CHP 输入天然气功率、热泵输入电功率、风电上网功率和燃气锅炉输入天然气功率。

储能转换和充放矩阵为

$$\begin{cases} S = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \\ W = \begin{bmatrix} 0 & 0 & \eta_{\text{ST}} \Delta H_{\text{ST,c}} - \frac{\Delta H_{\text{ST,d}}}{\eta_{\text{ST}}} \end{bmatrix}^T \end{cases} \quad (8)$$

式中： $\eta_{\text{ST}}$  为蓄热罐的储放热效率； $\Delta H_{\text{ST,c}}$  和  $\Delta H_{\text{ST,d}}$  分别为一个时段的储热量和放热量, MWh。

各设备的功率上、下限约束为

$$S_{i,\min} \leq S_{i,t} \leq S_{i,\max} \quad (9)$$

式中： $S_i$  为  $t$  时段设备  $i$  的功率； $S_{i,\max}$  和  $S_{i,\min}$  分别为设备  $i$  的功率上、下限。

弃风弃光约束为

$$0 \leq P_{m,t,\text{cur}}^{\text{WT}} \leq P_{m,t}^{\text{WT}} \quad (10)$$

$$0 \leq P_{n,t,\text{cur}}^{\text{PV}} \leq P_{n,t}^{\text{PV}} \quad (11)$$

式中： $P_{m,t}^{\text{WT}}$  和  $P_{n,t}^{\text{PV}}$  分别为风电机组  $m$  和光伏机组  $n$  在  $t$  时段的发电功率, MW。

## 附录 C

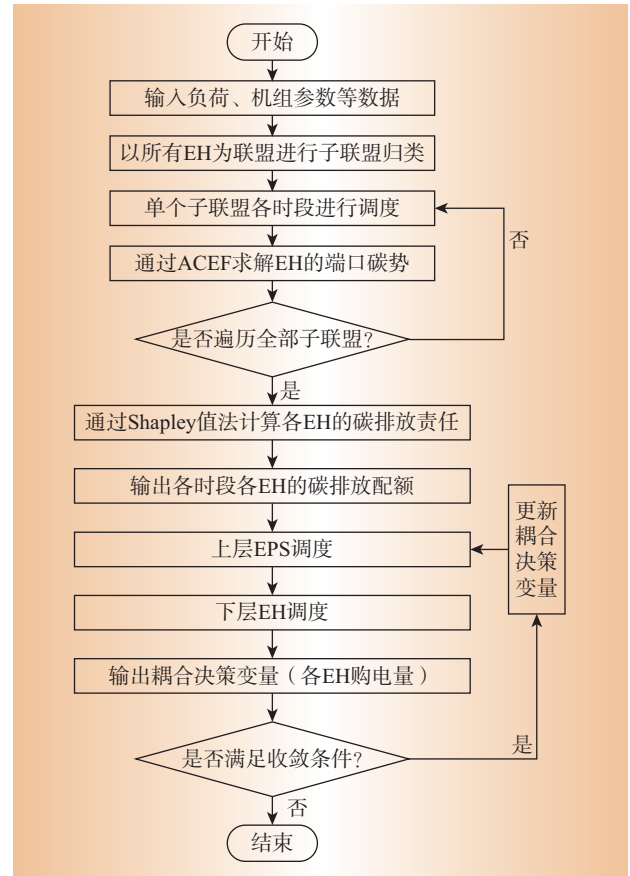


图1 模型求解流程

Fig. 1 Model solving flow

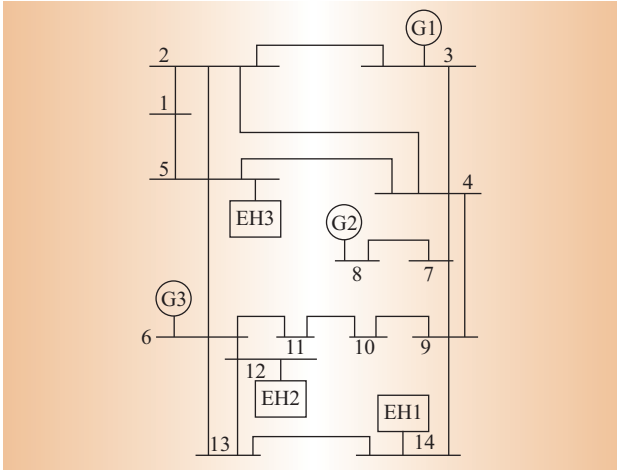


图2 热电联合系统网络结构  
Fig. 2 Combined heat and power system network structure

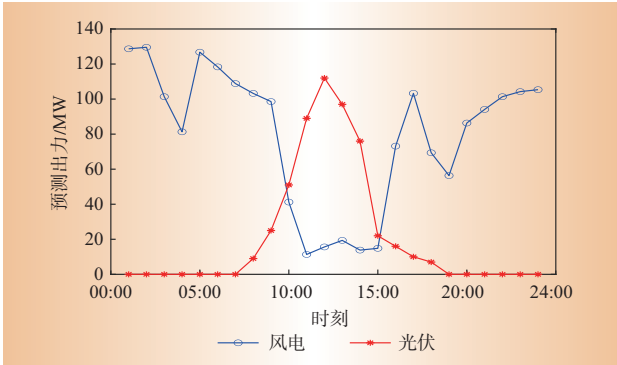


图3 可再生能源预测功率  
Fig. 3 Output forecast of renewable power generations

表1 算例参数

Table 1 Parameters in case study

| 参数                                               | 值    | 参数                                                      | 值     | 参数                  | 值    |
|--------------------------------------------------|------|---------------------------------------------------------|-------|---------------------|------|
| $\alpha /(\text{MWh} \cdot \text{t}^{-1})$       | 0.15 | $\sigma_{\text{cut}} /(\text{元} \cdot \text{MW}^{-1})$  | 1 000 | $\eta_{\text{GB}}$  | 0.86 |
| $\varepsilon$                                    | 0.95 | $\sigma_{\text{tran}} /(\text{元} \cdot \text{MW}^{-1})$ | 500   | $\eta_{\text{EB}}$  | 0.95 |
| $C^{\text{WT}} /(\text{元} \cdot \text{MW}^{-1})$ | 500  | $\sigma_{\text{adj}} /(\text{元} \cdot \text{MW}^{-1})$  | 200   | $\eta^{\text{ST}}$  | 0.95 |
| $C^{\text{PV}} /(\text{元} \cdot \text{MW}^{-1})$ | 500  | $\eta_{\text{CHP,E}}$                                   | 0.38  | $\eta_{\text{P2G}}$ | 0.60 |
| $p_g /(\text{元} \cdot \text{MW}^{-1})$           | 185  | $\eta_{\text{CHP,H}}$                                   | 0.62  | $\eta_{\text{HP}}$  | 3.00 |

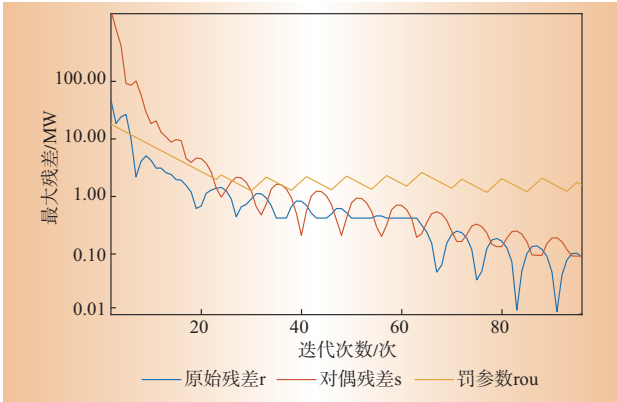


图4 残差收敛过程  
Fig. 4 Convergence process of residuals

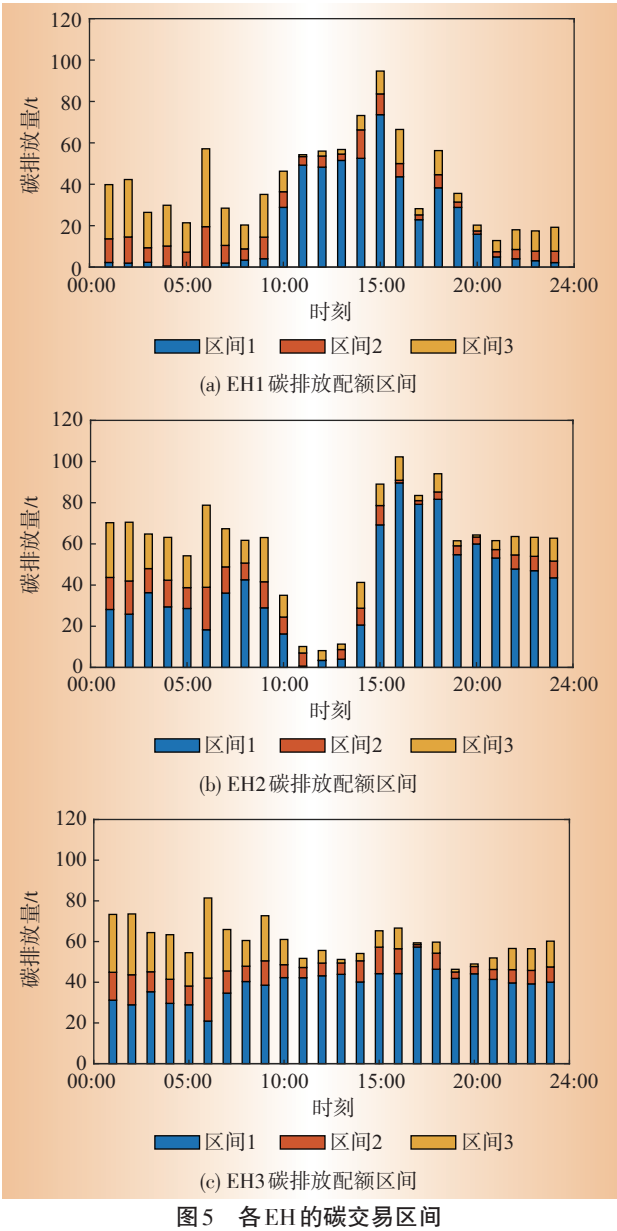


图5 各EH的碳交易区间  
Fig. 5 Carbon trading intervals for each EH