

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.230692

计及 LCA 碳排放的源荷双侧合作博弈调度研究

朱永胜¹, 张世博¹, 徐其迎¹, 库永恒², 赵强松¹, 史志鹏¹

(1. 中原工学院电子信息学院, 河南 郑州 450007; 2. 国网河南省电力公司驻马店供电公司, 河南 驻马店 463000)

摘要: 为实现新型电力系统的低碳经济目标, 提出一种计及生命周期评价(life cycle assessment, LCA)的源荷双侧合作博弈优化调度模型。首先, 考虑灵活可调度的柔性负荷, 构建含热电联产机组、燃气锅炉、电转气等设备的源荷双侧合作运行框架。然后, 运用 LCA 方法分析源荷双侧中不同能源链的温室气体排放, 并结合碳交易机制, 建立碳交易成本计算模型。最后, 基于合作博弈策略, 建立以源荷合作联盟总成本最小为目标的源荷双侧协同运行优化模型, 并利用改进的 Shapley 值法对成员合作收益进行分配。算例分析表明, 所提模型有利于降低系统运行的总成本、减少系统碳排放量、提升可再生能源消纳量, 有效促进系统低碳经济的发展。

关键词: 生命周期评价; 柔性负荷; 合作博弈; 低碳经济; 改进 Shapley 值

Source load bilateral cooperative game scheduling considering LCA carbon emissions

ZHU Yongsheng¹, ZHANG Shibo¹, XU Qiyang¹, KU Yongheng², ZHAO Qiangsong¹, SHI Zhipeng¹

(1. College of Electronic and Information Engineering, Zhongyuan University of Technology, Zhengzhou 450007, China;

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

Abstract: To achieve the low carbon economy of the new power system, an optimal dispatching model of a source-load cooperative game with life cycle assessment (LCA) is proposed. First, considering flexible and dispatchable flexible load, this paper builds a cooperative operation framework of source-load dual side with CHP units, gas boilers, electricity to gas and other equipment. Then, the greenhouse gas emissions of different energy chains in the source-load dual-side are analyzed using the life-cycle evaluation method, and a carbon trading cost calculation model is established by combining with a carbon trading mechanism. Finally, based on cooperative game strategy, a source-load bilateral cooperative operation optimization model with the objective of minimizing the total cost of the source-load cooperative alliance is established. The improved Shapley value method is used to allocate the cooperative benefits to members. The analysis of the algorithm shows that the proposed model is conducive to reducing the total cost of system operation, reducing system carbon emissions, increasing the amount of renewable energy consumption, and effectively promoting the development of a low-carbon system economy.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 61873292).

Key words: life cycle assessment; flexible load; cooperative game; low-carbon economy; improved Shapley value

0 引言

随着国家大力推动新型电力系统的建设, 发展可再生能源的重要性日益凸显^[1-2]。但由于新能源机组装机规模不断增大、负荷种类日趋多元化、传统电力系统中仅仅依靠发电侧维持供需平衡的能力有限, 且成本较高^[3]。所以, 如何通过源荷双侧协同调度来实现电力系统的低碳经济运行已成为现在研

究的重点之一。

目前, 针对源荷双侧协同的经济调度已经有了相关的研究, 文献[4]为平衡能源服务商和用户的双方利益, 构建了基于主从博弈的综合能源系统优化调度框架; 文献[5]针对多种用电特性不同类型负荷, 以运行成本和用户满意度为目标, 构建考虑分布式可再生能源出力不确定性和计及用户满意度的日前优化模型; 文献[6]针对风电消纳问题, 利用灵活可转移负荷消纳过剩的可再生能源, 提出考虑风电消纳的综合能源系统源荷协调运行优化方法; 文

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(61873292)

献[7]针对多种用户, 通过设置多时段变动电力套餐, 提出计及用户响应不确定性的多时间尺度可变电价套餐和用电策略, 提升电力系统运行的稳定性和经济性; 文献[8]为应对多类型负荷系统的快速发展, 提出了电、气、热同步交易的三层多能日前市场结构和运行机制, 提高源荷系统的稳定性和经济性。以上研究验证了柔性负荷的合理调度对于源荷双侧合作的经济性起了积极作用, 但仅仅考虑系统的经济效益, 没有考虑日益严重的碳排放问题。

碳交易机制能够提升系统经济性, 减少碳排放, 是源荷双侧协同运行达到低碳经济的重要手段。文献[9]结合碳交易机制, 考虑综合需求响应, 深度挖掘综合能源系统在经济和低碳方面的调度优势, 提出一种综合能源系统低碳经济调度模型; 文献[10]基于阶梯型碳交易、需求响应、绿证机制, 同时考虑供需主从博弈策略, 提出基于阶梯型需求响应激励机制的供需主从博弈电源规划方法, 提升系统的经济效益及风电消纳能力; 文献[11]考虑环境污染成本, 提出基于机会约束规划的不确定环境下综合需求响应系统调度模型, 降低系统的运行成本, 提高系统运行稳定性; 文献[12]针对源荷不确定问题, 引入伪 F-统计指标, 建立以系统运行成本和碳交易成本之和最小为目标的优化模型, 有效促进系统低碳经济效用; 文献[13]结合碳交易机制, 提出了一种考虑多种能源价格激励的工业园区低碳经济双层最优调度模型, 有利于实现多能源系统的经济性和低碳性。但以上研究只考虑系统设备运行时的碳排放成本, 没有考虑生命周期评价(life cycle assessment, LCA)下系统中设备的碳排放成本。

针对上述研究, 为实现源荷双侧协同运行的低碳经济目标, 首先, 建立源荷双侧合作运行框架; 其次, 采用 LCA 方法分析整个生命周期温室气体排放并求解碳排放系数, 建立碳交易成本模型; 再次, 将碳交易成本考虑进源荷双侧协同运行优化模型中, 并利用改进的 Shapley 值法对成员合作收益进行分配。最后, 通过算例分析验证本文所提模型的可行性和有效性。

1 源荷双侧合作运行框架

本文构建的源荷双侧合作运行框架如图 1 所示。其中“源”侧为能源调度商(energy dispatch provider, EDP), 主要由火电机组、风电、热电联产机组(combined heat and power, CHP)、电转气(power-to-gas, P2G)设备、燃气锅炉(gas boiler, GB)等构成; “荷”侧为负荷聚合商(load aggregator, LA), 主要由分布式光伏、固定电负荷、可转移电负荷、固定热

负荷以及储能装置等构成。

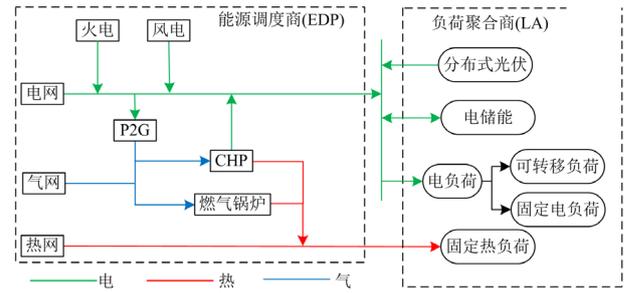


图 1 源荷双侧合作运行框架

Fig. 1 Framework for bilateral cooperative operation of source and load

2 计及 LCA 碳排放的碳交易成本模型

2.1 基于 LCA 的碳排放系数计量方法

LCA 是一种可以全面记录从能源生产、运输到使用的不同阶段中碳排放轨迹的方法。为了全面分析源网荷储的温室气体排放, 本文提出计及 LCA 能源链的碳排放计量方法, 把 LCA 能源链分成分类、特征化、量化 3 个实施步骤, 准确分析系统各设备生产、运输、使用的碳排放量^[14], 具体计量公式如下。

1) 燃煤机组

煤电机组 LCA 能源链的温室气体排放主要来自煤炭的生产、运输和使用过程^[15-17], 可表示为

$$\begin{cases} E_{pm} = I_{pm} \eta_p Q_{cp} (1 + \alpha + \beta) \\ E_{ym} = \sum_{a=1}^{A_a} \sum_{b=1}^{B_b} I_{a,b} Q_{a,b,c} k_{a,b} M_a D_a \\ E_{um} = I_m Q_c^m \end{cases} \quad (1)$$

$$E_m = E_{pm} + E_{ym} + E_{um} \quad (2)$$

式中: E_{pm} 为煤炭生产过程的碳排放系数; I_{pm} 为煤炭生产的单位能耗; η_p 为煤炭转换率; Q_{cp} 为煤炭生产的碳排放系数; α 为原煤生产过程中自然造成的单位功率损失率; β 为原煤洗选过程造成的单位功率损失率; E_{ym} 为煤炭运输过程的碳排放系数; A_a 为煤炭运输方式, 主要包括铁路、公路、水路; B_b 为各种燃料类型, 主要包括汽油、柴油和电能; $I_{a,b}$ 为第 a 类运输模式使用第 b 类燃料的单位能耗; $Q_{a,b,c}$ 为使用第 b 类燃料的第 a 类运输模式下产生的第 c 类温室气体的碳排放系数; $k_{a,b}$ 为使用第 b 类燃料的第 a 类运输模式的运输里程与总运输距离的比率; M_a 为使用第 a 类运输模式下运煤总量; D_a 为使用第 a 类运输模式下平均运输距离; E_{um} 为煤炭

发电过程的碳排放系数； I_m 为发电过程的单位煤耗； Q_c^m 为燃煤机组发电单位标准煤当量的第 c 类温室气体的碳排放系数； E_m 为燃煤机组 LCA 总排放系数。

2) 燃气机组

燃气机组 LCA 能源链的温室气体排放主要来自天然气的开采、运输和使用过程^[18-20]，可表示为

$$\begin{cases} E_{y_g} = \lambda_g e_{y,G} + (1 - \lambda_g) e_{y,L} \\ E_{pg} = \sum_{j=1}^N \omega_j I_j^{pg} + \omega I_{pg} \\ E_{ug} = \varepsilon_1 + \varepsilon_1 \zeta_{ch} + \varepsilon_2 \\ E_g = E_{pg} + E_{y_g} + E_{ug} \end{cases} \quad (3)$$

式中： E_{y_g} 为天然气运输过程的碳排放系数； λ_g 为管道运输中天然气与总运输天然气的比值； $e_{y,G}$ 为天然气在管道运输中的碳排放系数； $e_{y,L}$ 为天然气在液化运输中的碳排放系数； E_{pg} 为天然气开采过程的碳排放系数； ω_j 为第 j 种温室气体与碳排放的折算系数； I_j^{pg} 为第 j 种温室气体的排放系数； ω 为天然气开采过程中的逃逸率； I_{pg} 为天然气碳排放系数； E_{ug} 为天然气使用过程中的碳排放系数； ε_1 为 CHP 单位发电量的碳排放强度； ζ_{ch} 为热能和电能的折算系数； ε_2 为 GB 单位热量的碳排放强度； E_g 为燃气机组 LCA 总排放系数。

3) 新能源机组(风、光)

新能源机组 LCA 能源链的温室气体排放主要包括风、光设备的生产、运输过程^[21-25]，其中风、光设备运行过程中产生的耗能也会有少量温室气体排放，一般忽略不计，可表示为

$$\begin{cases} E_{pr} = \zeta \cdot \frac{(1 + \theta_i^p) \varphi_i^p}{\psi_i^p} \\ E_{yr} = \zeta \varphi_i^y \psi_i^y \\ E_r = E_{pr} + E_{yr} \end{cases} \quad (5)$$

式中： E_{pr} 、 E_{yr} 分别为生产、运输过程中的碳排放系数； ζ 为单位标准电能和能耗的折算系数； θ_i^p 为风、光机组建造所需第 i 类材料的损耗系数； φ_i^p 为建造所需第 i 类材料的碳排放系数； ψ_i^p 为建造所用第 i 类材料的内含能源强度量； φ_i^y 为运输过程中第 i 类材料的碳排放系数； ψ_i^y 为生产过程中材料运输耗能系数； E_r 为风、光机组 LCA 总排放系数。

综上所述，可得到计及 LCA 下系统实际运行

时各设备的碳排放量，同时由于储能设备全生命周期间接使用过程存在较大的碳排放^[26-28]，以及考虑 P2G 设备的低碳特性，将储能设备和 P2G 设备考虑进碳排放中，如式(7)所示。

$$\begin{cases} E_{CO_2} = E_H + E_G + E_J + E_C - E_{P2G} \\ E_H = \sum_{t=1}^T E_m P_m^t \\ E_G = \sum_{t=1}^T E_g (\eta_{e,CHP} P_{CHP}^t + \eta_{h,CHP} H_{CHP}^t + \eta_{h,GB} H_{GB}^t) \\ E_{P2G} = \sum_{t=1}^T E_{P2G} P_{P2G}^t \\ E_J = E_r P_J^t \\ E_C = E_c P_E^t \end{cases} \quad (7)$$

式中： E_{CO_2} 为碳排放总和； E_H 、 E_G 、 E_J 、 E_C 、 E_{P2G} 分别为燃煤机组、燃气机组、可再生能源机组、储能装置、电转气设备的碳排放量； E_{P2G} 、 E_c 分别为电转气设备、储能装置的单位碳排放系数； $\eta_{e,CHP}$ 、 $\eta_{h,CHP}$ 为 CHP 的气-电、气-热转换系数； $\eta_{h,GB}$ 为 GB 的气-热转换系数； P_m^t 、 P_{CHP}^t 和 H_{CHP}^t 、 H_{GB}^t 、 P_{P2G}^t 、 P_J^t 、 P_E^t 为 t 时段燃煤机组、CHP、GB、P2G 设备、可再生能源机组、储能装置的功率。

2.2 碳交易机制

碳交易机制是允许将碳排放权作为商品在市场中进行交易的一种机制。目前来说，国内主要实施无偿碳排放分配方式，即由政府部门对每一个碳排放源分配对应的无偿碳排放额度，假如某碳排放源的碳排放量在碳配额内，则多余碳配额可以在碳交易市场出售获益；假如某碳排放源的碳排放量多于碳排放额度，则需从碳交易市场购买超出碳排放额部分。

综上所述，计及 LCA 碳排放的碳交易成本计算模型可表述为

$$C_F = \gamma_C (E_{CO_2} - E_{all}) \quad (8)$$

式中： C_F 为综合碳交易成本； γ_C 为单位碳交易价格； E_{all} 为碳排放配额总和。

3 基于合作博弈的源荷协同运行优化模型

3.1 目标函数

为体现计及 LCA 碳排放的源荷双侧合作联盟的低碳经济性，以源荷合作联盟总成本最小为博弈策略的目标。主要包括 EDP 运行成本 F_{EDP} 和 LA 购能成本 F_{LA} ，可表示为

$$\min \sum_{t=1}^T (F_{\text{EDP}} + F_{\text{LA}}) \quad (9)$$

$$\begin{cases} F_{\text{EDP}} = \sum_{t=1}^T C_{\text{H}} + C_{\text{Gas}} + C_{\text{P2G}} + C_{\text{F-EDP}} + C_{\text{Q-WT}} \\ F_{\text{LA}} = \sum_{t=1}^T C_{\text{F-LA}} + C_{\text{B-D}} + C_{\text{B-R}} + C_{\text{U}} + C_{\text{Q-PV}} \end{cases} \quad (10)$$

式中: T 为一天内调度时间, 取 $T = 24 \text{ h}$; C_{H} 为火电运行成本; C_{Gas} 为购买天然气成本; C_{P2G} 为 P2G 设备运行维护成本; $C_{\text{F-EDP}}$ 为 EDP 碳排放成本; $C_{\text{Q-WT}}$ 为弃风成本; $C_{\text{Q-PV}}$ 为弃光成本; $C_{\text{B-D}}$ 为 LA 购电成本; $C_{\text{F-LA}}$ 为 LA 碳排放成本; $C_{\text{B-R}}$ 为 LA 购热成本; C_{U} 为用户不舒适度成本。具体公式如下。

1) 火电运行成本

$$C_{\text{H}} = \sum_{t=1}^T (a_{\text{h}} (P_{\text{H}}^t)^2 + b_{\text{h}} P_{\text{H}}^t + c_{\text{h}}) \quad (11)$$

式中: P_{H}^t 为 t 时段火电机组输出功率; a_{h} 、 b_{h} 、 c_{h} 为火电机组运行成本系数。

2) 购买天然气成本

$$C_{\text{Gas}} = \sum_{t=1}^T \lambda_{\text{Gas}} (P_{\text{G}}^t - G_{\text{P2G}}^t) \quad (12)$$

式中: λ_{Gas} 为购买单位天然气价格; P_{G}^t 为 t 时段燃气机组(包括 CHP、GB)消耗的天然气功率; G_{P2G}^t 为 t 时段 P2G 设备生成的天然气功率。

3) P2G 运行维护成本

$$C_{\text{P2G}} = \sum_{t=1}^T \lambda_{\text{P2G}} P_{\text{P2G}}^t \quad (13)$$

式中: λ_{P2G} 为 P2G 单位功率运行成本系数; P_{P2G}^t 为 t 时段 P2G 设备消耗的电功率。

4) 弃风、弃光惩罚成本

$$\begin{cases} C_{\text{Q-WT}} = \sum_{t=1}^T \zeta_1 (P_{\text{WT,pre}}^t - P_{\text{WT}}^t) \\ C_{\text{Q-PV}} = \sum_{t=1}^T \zeta_2 (P_{\text{PV,pre}}^t - P_{\text{PV}}^t) \end{cases} \quad (14)$$

式中: ζ_1 、 ζ_2 分别为弃风、弃光单位惩罚系数; $P_{\text{WT,pre}}^t$ 、 $P_{\text{PV,pre}}^t$ 分别为 t 时段风、光预测功率值; P_{WT}^t 、 P_{PV}^t 分别为 t 时段风、光实际功率值。

5) LA 购电成本

$$C_{\text{B-D}} = \sum_{t=1}^T \lambda_{\text{B-D}}^t (P_{\text{D}}^t + P_{\text{tr}}^t + P_{\text{PV}}^t + P_{\text{E,t}}^{\text{chr}} + P_{\text{E,t}}^{\text{dis}}) \quad (15)$$

式中: $\lambda_{\text{B-D}}^t$ 为 t 时段单位购电价; P_{D}^t 为 t 时段固定电负荷; P_{tr}^t 为 t 时段内转移电负荷; $P_{\text{E,t}}^{\text{chr}}$ 为 t 时段储

电设备充电量; $P_{\text{E,t}}^{\text{dis}}$ 为 t 时段储电设备放电量。

6) LA 购热成本

$$C_{\text{B-R}} = \sum_{t=1}^T \lambda_{\text{B-R}}^t H_{\text{D}}^t \quad (16)$$

式中: $\lambda_{\text{B-R}}^t$ 为 t 时段单位购热价; H_{D}^t 为 t 时段固定热负荷。

7) 用户不舒适度成本

EDP 向 LA 发布调节指令, 调度用户柔性负荷改变实际负荷量, 进而对用户造成一定程度不舒适度。根据文献[29]的方法, 通过成本函数将其量化表示为

$$C_{\text{U}} = \sum_{t=1}^T \frac{\gamma_{\text{k}}}{2P_{\text{D}}^t} (P_{\text{D}}^t + P_{\text{tr}}^t)^2 - \gamma_{\text{k}} (P_{\text{D}}^t + P_{\text{tr}}^t) + \frac{\gamma_{\text{k}}}{2} P_{\text{D}}^t \quad (17)$$

式中, γ_{k} 为电负荷偏离惩罚成本系数。

3.2 约束条件

1) 电、热功率平衡约束

$$P_{\text{WT}}^t + P_{\text{PV}}^t + P_{\text{CHP}}^t + P_{\text{H}}^t + P_{\text{E,t}}^{\text{dis}} = P_{\text{E,t}}^{\text{chr}} + P_{\text{D}}^t + P_{\text{tr}}^t + P_{\text{P2G}}^t \quad (18)$$

$$H_{\text{CHP}}^t + H_{\text{GB}}^t = H_{\text{D}}^t \quad (19)$$

式中: P_{CHP}^t 、 H_{CHP}^t 分别为 t 时段 CHP 的输出电、热功率; H_{GB}^t 为 t 时段 GB 的输出热功率。

2) 火电机组约束

$$\begin{cases} P_{\text{H},t}^{\text{min}} \leq P_{\text{H}}^t \leq P_{\text{H},t}^{\text{max}} \\ P_{\text{H},t}^{\text{down}} \leq P_{\text{H},t}^t - P_{\text{H},t}^{t-1} \leq P_{\text{H},t}^{\text{up}} \end{cases} \quad (20)$$

式中: $P_{\text{H},t}^{\text{max}}$ 、 $P_{\text{H},t}^{\text{min}}$ 分别为 t 时段火电出力上、下限;

$P_{\text{H},t}^{\text{up}}$ 、 $P_{\text{H},t}^{\text{down}}$ 分别为 t 时段火电厂的上、下坡率。

3) CHP 机组约束

$$\begin{cases} P_{\text{CHP}}^t = \eta_{\text{CHP}}^{\text{c}} P_{\text{CHP,g}}^t \\ H_{\text{CHP}}^t = \eta_{\text{CHP}}^{\text{h}} P_{\text{CHP,g}}^t \\ 0 \leq P_{\text{CHP,g}}^t \leq P_{\text{CHP,g}}^{\text{max}} \\ P_{\text{CHP,g}}^{\text{down}} \leq P_{\text{CHP,g}}^t - P_{\text{CHP,g}}^{t-1} \leq P_{\text{CHP,g}}^{\text{up}} \\ \chi_{\text{CHP}}^{\text{min}} \leq H_{\text{CHP}}^t / P_{\text{CHP}}^t \leq \chi_{\text{CHP}}^{\text{max}} \end{cases} \quad (21)$$

式中: $\eta_{\text{CHP}}^{\text{c}}$ 、 $\eta_{\text{CHP}}^{\text{h}}$ 分别为电、热效率系数; $P_{\text{CHP,g}}^t$ 为 t 时段 CHP 消耗的天然气功率; $P_{\text{CHP,g}}^{\text{max}}$ 为 CHP 消耗的天然气功率上限; $P_{\text{CHP,g}}^{\text{up}}$ 、 $P_{\text{CHP,g}}^{\text{down}}$ 分别为 CHP 的上、下坡率; $\chi_{\text{CHP}}^{\text{max}}$ 、 $\chi_{\text{CHP}}^{\text{min}}$ 分别为热电比上、下限。

4) P2G 机组约束

$$\begin{cases} G_{\text{P2G}}^t = \eta_{\text{P2G}} P_{\text{P2G}}^t \\ 0 \leq P_{\text{P2G}}^t \leq P_{\text{P2G}}^{\text{max}} \end{cases} \quad (22)$$

式中: G_{P2G}^t 为 t 时段 P2G 设备生成的天然气功率;

η_{P2G} 为 P2G 设备的转换效率； P_{P2G}^{\max} 为 P2G 设备最大功耗。

5) 燃气锅炉约束

$$\begin{cases} H_{GB}^t = \eta_{GB}^h P_{GB}^t \\ 0 \leq H_{GB}^t \leq H_{GB}^{\max} \end{cases} \quad (23)$$

式中： η_{GB}^h 为 GB 的产热效率； P_{GB}^t 为 t 时段 GB 消耗的天然气功率； H_{GB}^{\max} 为 GB 的输出功率上限。

6) 储能设备约束

储能设备可缓解可再生能源出力，提高系统运行稳定性，可表示为

$$\begin{cases} S_{L,t} = S_{L,t-1}(1 - \sigma_L) + \eta_{E,t}^{chr} P_{E,t}^{chr} - \frac{P_{E,t}^{dis}}{\eta_{E,t}^{dis}} \\ S_{L,t}^{\min} \leq S_{L,t} \leq S_{L,t}^{\max} \\ S_{L,0} = S_{L,T} \\ 0 \leq U_{E,t}^{chr} + U_{E,t}^{dis} \leq 1 \\ U_{E,t}^{chr} P_{E,t}^{\min} \leq P_{E,t}^{chr} \leq U_{E,t}^{chr} P_{E,t}^{\max} \\ U_{E,t}^{dis} P_{E,t}^{\min} \leq P_{E,t}^{dis} \leq U_{E,t}^{dis} P_{E,t}^{\max} \end{cases} \quad (24)$$

式中： $S_{L,t}$ 、 $S_{L,0}$ 、 $S_{L,T}$ 分别为充、放周期内 t 时段、初始时刻及最终时刻荷电状态； σ_L 为电储能自身损耗率； $\eta_{E,t}^{chr}$ 、 $\eta_{E,t}^{dis}$ 分别为 t 时段充、放电效率； $S_{L,t}^{\max}$ 、 $S_{L,t}^{\min}$ 分别为剩余荷电量上、下限； $U_{E,t}^{chr}$ 、 $U_{E,t}^{dis}$ 分别为 t 时段充、放电状态标志位，为 0-1 变量； $P_{E,t}^{\max}$ 、 $P_{E,t}^{\min}$ 分别为充放电功率的最大、最小值。

7) 风电、光伏约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_{WT}^t \leq P_{WT,pre}^t \\ 0 \leq P_{PV}^t \leq P_{PV,pre}^t \end{cases} \quad (25)$$

8) 可转移柔性负荷约束

在调度时间内，用户任意时刻可转移负荷总量和保持不变，电能使用时间可改变^[30]。

$$\begin{cases} -\lambda_D P_{D,t}^{\max} \leq P_{tr}^t \leq \lambda_D P_{D,t}^{\max} \\ \sum_{t=1}^T P_{tr}^t = 0 \end{cases} \quad (26)$$

式中： λ_D 为可转移负荷比例； $P_{D,t}^{\max}$ 为 t 时段固定电负荷最大值。

3.3 合作博弈收益分配策略

在一定的规则约束下，各参与者依靠所掌握的信息，通过合作来实现联盟利益最大化的过程称为合作博弈。在合作博弈模型中，存在两个基本条件，参与者通过合作形成联盟，联盟总收益大于每个参与者独立行动时的收益总和，即为整体理性；对于

联盟内部来说，每个参与者都可以获得不少于独立经营时的利益，即为个体理性。本文构建的合作联盟成员有 EDP 和 LA，以合作联盟总成本最小为目标，源荷双侧协同配合，优化机组出力。EDP 和 LA 任意一方独立运行的优化效果是有限的，通过源荷双侧合作运行可实现整体理性和个体理性。

为保证合作联盟的长期稳定性，应当采取合理的分配方案。Shapley 值法强调合作联盟内各成员对联盟的参与度，即某成员获得的收益等于该成员为所参与联盟创造收益的平均值，可解决多个成员在合作过程中由于利益分配产生的问题。对于 n 个成员组成的联盟 N ，根据 Shapley 值理论，收益分配如式(27)所示。

$$\begin{cases} X_i(v) = \sum_{L \in N} W(L)[v(L) - v(L \setminus i)] \\ W(L) = \frac{(|L|-1)!(N-|L|)!}{N!} \end{cases} \quad (27)$$

式中： $X_i(v)$ 为成员 i 利益分配方案； $v(L)$ 为联盟 L 的收益； $v(L \setminus i)$ 为成员 i 不参与下合作联盟收益； $W(L)$ 为加权因子，成员 i 参与合作联盟分配系数； $(N-|L|)!$ 为其他成员的排列； $[v(L) - v(L \setminus i)]$ 为成员 i 参与不同联盟为自身参与联盟创造的边际贡献。

但是传统 Shapley 值模型容易出现平均分配现象，基于以上情况在原有收益分配模型中引入修正因子^[31-33]，则收益分配如式(28)所示。

$$X_i(v) = \sum_{L \in N} \frac{(|L|-1)!(N-|L|)!}{N!} [v(L) - v(L \setminus i)] + \left(\frac{\lambda_i}{\sum_{i \in N} \lambda_i} - \frac{1}{|N|} \right) v(N) \quad (28)$$

式中： λ_i 为修正因子； $\frac{\lambda_i}{\sum_{i \in N} \lambda_i} - \frac{1}{|N|}$ 为合作参与者 i 的

综合评价价值和联盟平均值的差值。修正因子 λ_i 表示为

$$\lambda_i = (\alpha_1, \alpha_2)(\chi_1, \chi_2) \quad (29)$$

式中： α_1 、 α_2 为加权系数，且 $\alpha_1 + \alpha_2 = 1$ ； χ_1 为参与者 i 的碳排放量占联盟碳排放量的比例； χ_2 为参与者 i 成本贡献占联盟总成本的比例。

4 算例分析

本文谈及 LCA 的源荷双侧合作博弈优化调度模型及负荷等数据参考了文献[34-35]，设备具体参数如表 1—表 3 所示。针对本文所提模型，通过求解器 CPLEX 进行求解。

表 1 设备基本参数

Table 1 Basic equipment parameters

参数	数值或范围
火电机组功率 P_{H}/MW	[100,400]
CHP 电功率 P_{CHP}/MW	[0,300]
燃气锅炉功率 H_{GB}/MW	[0,150]
P2G 功率 P_{P2G}/MW	[0,60]
储能容量 S_{L}/MW	[10,60]
储能初始容量 $S_{\text{L}0}/\text{MW}$	30
CHP 电效率系数 $\eta_{\text{CHP}}^{\text{e}}$	0.35
CHP 热效率系数 $\eta_{\text{CHP}}^{\text{h}}$	0.4
燃气锅炉热效率系数 $\eta_{\text{GB}}^{\text{h}}$	0.7
P2G 转换效率 η_{P2G}	0.6
储能充、放电效率 $\eta_{\text{E}}^{\text{ch}}, \eta_{\text{E}}^{\text{dis}}$	0.95, 0.95
火电机组运行成本系数 $a_{\text{h}}, b_{\text{h}}, c_{\text{h}}$	0.014, 200, 75
天然气价格 $\lambda_{\text{gas}}/(\text{元}/\text{km}^3)$	2500
P2G 运行成本 $\lambda_{\text{P2G}}/(\text{元}/\text{MW})$	138
弃风惩罚系数 $\zeta_1/(\text{元}/\text{MW})$	500
弃光惩罚系数 $\zeta_2/(\text{元}/\text{MW})$	500
购热价 $\lambda_{\text{B-R}}/(\text{元}/\text{MW})$	300
电负荷惩罚系数 $\gamma_{\text{L}}/(\text{元}/\text{MW})$	200
碳交易价格 $\gamma_{\text{C}}/(\text{元}/\text{t})$	120
可转移负荷比例 λ_{D}	0.1

表 2 碳排放及配额系数

Table 2 Carbon emissions and quota coefficients

g/MWh		
能源类型	排放系数	配额系数
煤电	1.3030	0.798
天然气	0.5647	0.424
风能	0.0430	0.078
光伏	0.0860	0.078
储能	0.091 33	0

表 3 碳排放计量参数来源

Table 3 Measuring parameters of carbon emission sources

能源类型	参考文献	能源类型	参考文献
煤电	[15]	天然气	[18]
	[16]		[19]
	[17]		[20]
	[21]		[21]
光伏	[23]	风能	[22]
	[24]		[23]
	[25]		[26]

4.1 联盟结果对比

计及生命周期碳排放, 研究 P2G 设备与源荷合作对电力系统运行碳排放以及经济效益的影响, 设

置以下 4 种模式。

模式 1: 非合作情况下, 柔性负荷不参与调度, 也不引入 P2G 设备。此时, EDP 以自身运行成本最小为目标, 优化供给侧机组出力; LA 优先考虑用户舒适度, 以自身购能成本最小为目标进行优化。

模式 2: 非合作情况下, 柔性负荷不参与调度, 但引入 P2G 设备。此时 EDP 以自身运行成本最小为目标, 优化供给侧机组出力; LA 优先考虑用户舒适度, 以自身购能成本最小为目标进行优化。

模式 3: 合作情况下, EDP 和 LA 形成合作联盟 {EDP, LA} (EL), 调节比例为 10% 的灵活可转移柔性负荷, 但不引入 P2G 设备。此时, 以 EL 合作总成本最小为目标, 源荷双侧协调能源分配, 优化机组出力。

模式 4: 合作情况下, EDP 和 LA 形成合作联盟 {EDP, LA} (EL), 调节比例为 10% 的灵活可转移柔性负荷, 同时引入 P2G 设备。此时, 以 EL 合作总成本最小为目标, 源荷双侧协调能源分配, 优化机组出力。

不同模式下碳排放量和弃风光率如表 4 所示, 源荷双侧各单元成本如表 5 所示。

表 4 碳排放量和弃风光率对比

Table 4 Comparison of carbon emissions and solar energy consumption rate

模式	碳排放量/t	弃风光率/%
模式 1	7392	24.5
模式 2	7550	14.3
模式 3	6742	10.5
模式 4	7191	3.0

由表 4、表 5 可以看出: 模式 2 相较于模式 1, 引入 P2G 设备后, 虽然碳排放成本增加 1.9 万元, 碳排放量增加了 158 t, 但总成本减少 54.1 万元, 而且风、光上网功率大大提升, 弃风光成本降低 28.4 万元, 弃风光率下降约 10.2%。

模式 3 相较于模式 1, 考虑源荷合作, 都没有引入 P2G 设备。模式 3 情况下, 通过调度柔性负荷, 优化机组出力, 虽然用户满意度成本增加 2.7 万元, 但总成本减少 102.6 万元。其中碳排放成本降低 7.8 万元, 碳排放量减少 650 t, 下降幅度约 8.79%; 弃风、光成本下降 39.1 万元, 弃风光率下降约 14%。

模式 4 相较于模式 2, 都引入 P2G 设备, 但模式 4 考虑源荷合作。在模式 4 情况下, 通过调度柔性负荷以及 P2G 设备的配合, 优化机组出力, 虽然用户满意度成本增加 2.7 万元, 但总成本减少 100.1

表 5 源荷双侧各单元成本对比

Table 5 Cost comparison of each unit on both sides of source and load

模式	C_H	C_{Gas}	C_{P2G}	C_F	C_Q	C_{B-D}	C_{B-R}	C_U	总成本
模式 1	116.8	444.5	0	88.7	68.3	758.6	223.5	0	1700.4
模式 2	123.8	394.5	12.8	90.6	39.9	761.2	223.5	0	1646.3
模式 3	102.1	431.3	0	80.9	29.2	728.1	223.5	2.7	1597.8
模式 4	121.8	353.6	19.2	86.3	8.3	730.8	223.5	2.7	1546.2

万元。其中碳排放成本降低 4.3 万元，碳排放量减少 359 t，下降幅度约 4.75%；弃风、光成本下降 31.6 万元，弃风、光率下降约 11.3%。

模式 4 相较于模式 3，同考虑源荷合作，但引入 P2G 设备，虽然碳排放成本增加 5.4 万元，碳排放量增加了 449 t，但总成本减少 51.6 万元，而且风、光上网功率大大提升，弃风光成本降低 20.9 万元，弃风光率下降约 7.5%。

通过以上综合分析得出，在 LCA 内，模式 4 有利于减少系统运行总成本，降低碳排放量，提升可再生能源的消纳能力，有助于实现系统的低碳经济性。但通过分析发现，引入 P2G 设备后，模式 2、模式 4 的碳排放成本略高于模式 1、模式 3。原因分析如下：模式 2、模式 4 引入 P2G 设备后，风、光的上网功率大大提升，但由于计及 LCA，受可再生能源机组的碳排放及配额系数的影响，造成模式 2、模式 4 的碳交易成本略高于模式 1、模式 3。

4.2 联盟合理性分析

为了验证 EL 联盟合理性，根据式(27)及表 5 数据求解不同模式下 EDP 和 LA 在合作联盟中所获收益，如表 6 所示。

表 6 合作收益分配

Table 6 Cooperation income distribution

模式	EDP	LA	总成本
模式 1	706.18	994.22	1700.4
模式 3	654.88	942.92	1597.8
模式 2	654.40	991.90	1646.3
模式 4	604.35	941.85	1546.2

由表 6 可以看出，合作相较于非合作，模式 3 比模式 1 总成本降低 102.6 万元；模式 4 比模式 2 总成本降低 100.1 万元。但是 EL 合作后模式 3 收益 102.6 万元、模式 4 收益 100.1 万元都被平均分配给了 EDP 和 LA，这与合作博弈中按贡献分配的概念相冲突，因此本文使用改进的 Shapley 值法对合作收益重新分配，如表 7 所示。

表 7 改进 Shapley 值法收益分配

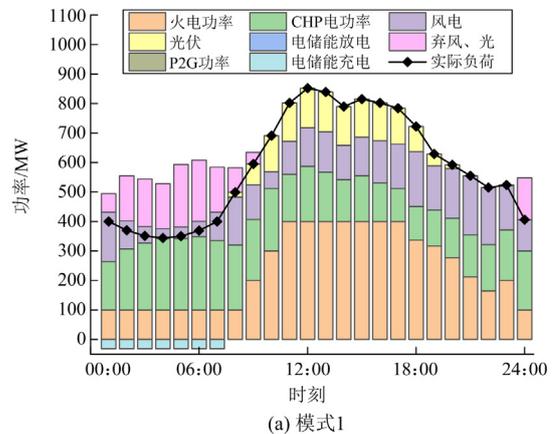
Table 7 Improved Shapley value method for income distribution

模式	EDP	LA	总成本
模式 1	706.18	994.22	1700.4
模式 3	665.78	932.02	1597.8
模式 2	654.40	991.90	1646.3
模式 4	619.15	927.05	1546.2

由表 7 可以看出，EDP 和 LA 合作联盟成立后，模式 3 比模式 1 系统运行总成本减少幅度约 6.03%；模式 4 比模式 2 系统运行总成本减少幅度约 6.08%，符合整体理性条件。合作联盟内部成员的运行成本也均有减少，模式 3 相较于模式 1，EDP 的运行成本减少幅度约为 5.72%；LA 的购能成本减少幅度约为 6.26%；模式 4 相较于模式 2，EDP 的运行成本减少幅度约为 5.39%；LA 的购能成本减少幅度约为 6.54%，符合个体理性条件。另外，在改进的 Shapley 值法中，考虑了参与者的碳排放量占联盟碳排放量的比例及成本贡献占联盟总成本的比例。EDP 和 LA 相比之下，LA 受上述两个影响更大，对联盟贡献程度更高，理应分配更多的利益。所以采用改进 Shapley 值法更公平合理，有利于维持联盟的稳定性。

4.3 联盟调度结果分析

不同模式下非合作电能调度结果如图 2 所示，合作电能调度结果图如图 3 所示。



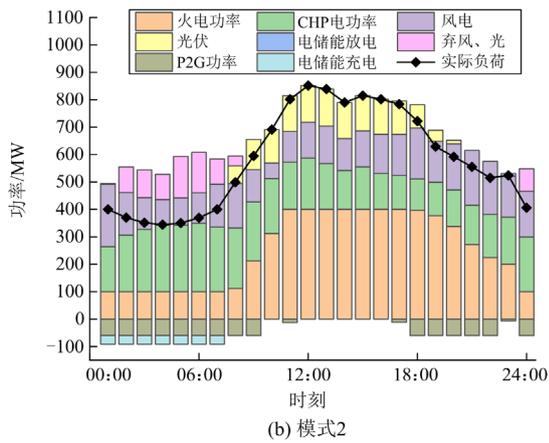
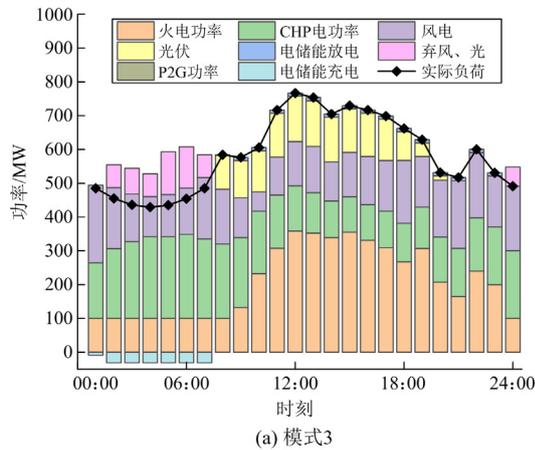
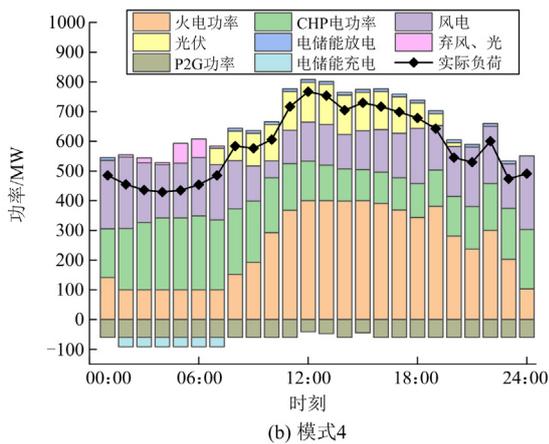


图 2 非合作电能调度图

Fig. 2 Non-cooperative electric energy dispatch diagram



(a) 模式3



(b) 模式4

图 3 合作电能调度图

Fig. 3 Cooperation electric energy dispatch diagram

由图 2、图 3 可以看出：非合作情况下，在 00:00—08:00 以及 22:00—24:00 时段中，由于负荷小且风电出力大，同时 CHP 机组受限于热负荷约束、火电机组受限于调峰约束，导致系统整体调

节能力有限，难以消纳过剩的可再生能源，此时系统将产生大量弃风、弃光现象。此外，模式 2 相较于模式 1，通过引入 P2G 设备，增大风、光上网功率，消纳过剩的可再生能源，降低弃风、弃光成本。但由于 P2G 设备受运行功率和运行成本的限制，系统还是存在大量弃风、弃光现象。

合作情况下，通过调节灵活可转移的柔性负荷，优化系统各机组出力，将 09:00—21:00 时段内高负荷转移至 00:00—08:00 以及 22:00—24:00 时段低负荷中，进而调整各机组达到最优出力，有利于降低系统运行总成本和碳排放量。另外，模式 4 相较于模式 3，通过引入 P2G 设备，进一步提升可再生能源利用率，降低弃风、弃光成本。但由于风电、光伏存在反调峰特性，系统将产生少量弃风、弃光现象。

综上，基于 LCA，源荷双侧通过合作组成联盟 {EDP, LA}{EL}，在保证系统稳定运行下，能够降低系统运行总成本，减少系统运行碳排放量，同时 P2G 设备的引入，可进一步增大风、光上网功率，实现系统运行的低碳经济性。

4.4 不同比例柔性负荷调度结果分析

由 4.1 节可知，合作情况下调度可转移柔性负荷有利于提高系统低碳经济性。计及生命周期碳排放，进一步分析模式 4 下 0%~30% 不同比例柔性负荷对系统运行优化调度的影响，如表 8 所示。

由表 8 可以看出，随着柔性负荷可调比例的上升，EDD、LA、系统运行总成本、碳排放量以及弃风、光率都逐渐降低。当可转移柔性负荷比例超过 20% 后，系统将消纳全部可再生能源，不存在弃风、弃光现象。此后，除用户不舒适度成本逐渐上升，系统其他各单元成本降低幅度微小，碳排放量也趋于稳定。

原因如下，随着柔性负荷可调比例的逐渐上升，以及在系统分时电价的作用下，白天的实际负荷量逐渐降低，夜间的负荷量逐渐增加。随着一天内实际负荷量的变化，系统优化各机组出力，合理地调度资源。白天减少火电机组的出力，夜晚提升可再生能源的消纳能力，减少弃风量。当调节比例超过 20% 后，系统各机组出力逐渐趋于稳定，只有 LA 的购能成本随着柔性负荷调节比例的变化而变化，因此系统运行的总成本降低幅度很小，碳排放量也逐渐趋于稳定。

综上所述，虽然调节不同比例的可转移柔性负荷可以优化系统参数，但随着调节比例不断增大，优化效果慢慢趋于平缓，且造成用户不舒适度补偿成本不断上升，影响用户用电满意度。

表 8 不同比例柔性负荷下模式 4 结果对比分析

Table 8 Comparative analysis of mode 4 results under different proportions of flexible load

柔性负荷比例/%	用户不舒适度成本/万元	EDP 成本/万元	LA 成本/万元	EL 总成本/万元	碳排放量/t	风、光消纳/MW
0	0	654.4	991.9	1646.3	7550	4774
5	0.72	611.9	968.4	1580.3	7225	5110
10	2.70	587.1	959.1	1546.2	7191	5405
15	5.80	573.7	951.8	1525.5	7001	5529
20	10.10	569.8	944.9	1514.7	7000	5572
25	15.30	568.6	940.0	1508.6	7000	5572
30	21.50	568.5	936.4	1504.9	7000	5572

5 结论

本文计及 LCA 碳排放，构建源荷双侧合作博弈优化调度模型。将 EDP 和 LA 进行协同运行，以合作联盟总成本最小为目标，并利用改进的 Shapley 值法对联盟收益进行分配，通过算例分析得出如下结论：

1) 建立计及 LCA 碳排放的源荷双侧合作博弈优化模型，综合考虑设备生产、输送、运行碳排放，使模型更加贴近实际。通过源荷双侧合作运行，既降低合作联盟总成本，又减少系统碳排放量，同时引入 P2G 设备，进一步提升可再生能源消纳能力，实现 EDP 和 LA 的双赢，达到系统运行的低碳经济性目标。

2) 通过算例分析对比，设置不同比例柔性负荷可优化源荷合作运行的低碳经济性，提升可再生能源的消纳能力。但随着柔性负荷比例不断增大，系统总成本降低幅度变小，碳排放量也趋于稳定，系统优化效果慢慢趋于平缓，且用户补偿成本增加，用户用电舒适度降低。

参考文献

- [1] 周任军, 孙洪, 唐夏菲, 等. 双碳量约束下风电-碳捕集虚拟电厂低碳经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(6): 1675-1683, 1904.
ZHOU Renjun, SUN Hong, TANG Xiafei, et al. Low-carbon economic dispatch based on virtual power plant made up of carbon capture unit and wind power under double carbon constraint[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(6): 1675-1683, 1904.
- [2] 文劲宇, 周博, 魏利岫. 中国未来电力系统储电网初探[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(7): 1-10.
WEN Jinyu, ZHOU Bo, WEI Lishen. Preliminary study on an energy storage grid for future power system in China[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(7): 1-10
- [3] 陈志杰, 李凤婷, 赵新利, 等. 考虑源荷特性的双层互动优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(1): 135-141.
CHEN Zhijie, LI Fengting, ZHAO Xinli, et al. A bi-level interactive optimization scheduling considering source-load characteristics[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(1): 135-141.
- [4] LI Yang, WANG Chunling, LI Guoqing, et al. Optimal scheduling of integrated demand response-enabled integrated energy systems with uncertain renewable generations: a Stackelberg game approach[J]. Energy Conversion and Management, 2021, 235.
- [5] 陈寒, 唐忠, 鲁家阳, 等. 基于 CVaR 量化不确定性的微电网优化调度研究[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(5): 105-115.
CHEN Han, TANG Zhong, LU Jiayang, et al. Research on optimal dispatch of a microgrid based on CVaR quantitative uncertainty[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(5): 105-115.
- [6] 任德江, 吴杰康, 毛骁, 等. 考虑风电消纳的综合能源系统源荷协调运行优化方法[J]. 智慧电力, 2019, 47(9): 37-44.
REN Dejiang, WU Jiekang, MAO Xiao, et al. Optimal method for source-load coordinated operation of integrated energy system considering wind power absorption[J]. Smart Power, 2019, 47(9): 37-44.
- [7] 傅质馨, 李紫嫣, 朱俊澎, 等. 面向多用户的多时间尺度电力套餐与家庭能量优化策略[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(11): 21-31.
FU Zhixin, LI Ziyang, ZHU Junpeng, et al. Multi-user multi-timescale power packages and home energy optimization strategies[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(11): 21-31.
- [8] LIU Peiyun, DING Tao, ZOU Zhixiang, et al. Integrated demand response for a load serving entity in multi-energy market considering network constraints[J]. Applied Energy, 2019, 250: 512-529.
- [9] 贡保记, 张恩硕, 张国, 等. 考虑综合需求响应与“双

- 碳”机制的综合能源系统优化运行[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(22): 11-19.
- YUN Baoji, ZHANG Enshuo, ZHANG Guo, et al. Optimal operation of an integrated energy system considering integrated demand response and a “dual carbon” mechanism[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(22): 11-19.
- [10] 刘文霞, 姚齐, 王月汉, 等. 基于阶梯型需求响应机制的供需主从博弈电源规划模型[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(20): 54-63.
- LIU Wenxia, YAO Qi, WANG Yuehan, et al. Generation planning model of Stackelberg game between supply and demand based on stepped demand response mechanism[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(20): 54-63.
- [11] LI Yang, WANG Bin, YANG Zhen, et al. Optimal scheduling of integrated demand response-enabled community-integrated energy systems in uncertain environments[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2021, 58(2): 2640-2651.
- [12] 张靠社, 冯培基, 张刚, 等. 考虑源荷不确定性的 CCHP 型微网多目标优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(17): 18-27.
- ZHANG Kaoshe, FENG Peiji, ZHANG Gang, et al. Multi-objective optimization scheduling of CCHP-type microgrids considering source-load uncertainty[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(17): 18-27.
- [13] GU Haifei, LI Yang, YU Jie, et al. Bi-level optimal low-carbon economic dispatch for an industrial park with consideration of multi-energy price incentives[J]. Applied Energy, 2020, 262.
- [14] 王泽森, 石岩, 唐艳梅, 等. 考虑 LCA 能源链与碳交易机制的综合能源系统低碳经济运行及能效分析[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(6): 1614-1626.
- WANG Zesen, SHI Yan, TANG Yanmei, et al. Low carbon economy operation and energy efficiency analysis of integrated energy systems considering LCA energy chain and carbon trading mechanism[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(6): 1614-1626.
- [15] 夏德建, 任玉珑, 史乐峰. 中国煤电能源链的生命周期碳排放系数计量[J]. 统计研究, 2010, 27(8): 82-89.
- XIA Dejian, REN Yulong, SHI Lefeng. Measurement of life-cycle carbon equivalent emissions of coal-energy chain[J]. Statistical Research, 2010, 27(8): 82-89.
- [16] 姜子英, 潘自强, 邢江, 等. 中国核电能源链的生命周期温室气体排放研究[J]. 中国环境科学, 2015, 35(11): 3502-3510.
- JIANG Ziying, PAN Ziqiang, XING Jiang, et al. Greenhouse gas emissions from nuclear power chain life cycle in China[J]. China Environmental Science, 2015, 35(11): 3502-3510.
- [17] LI Xin, OU Xunmin, ZHANG Xu, et al. Life-cycle fossil energy consumption and greenhouse gas emission intensity of dominant secondary energy pathways of China in 2010[J]. Energy, 2013, 50: 15-23.
- [18] 付子航. 煤制天然气碳排放全生命周期分析及横向比较[J]. 天然气工业, 2010, 30(9): 100-104, 130.
- FU Zihang. Life cycle assessment of carbon emission from synthetic natural gas (SNG) and its horizontal comparison analysis[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(9): 100-104, 130.
- [19] 樊金璐, 吴立新, 任世华. 碳减排约束下的燃煤发电与天然气发电成本比较研究[J]. 中国煤炭, 2016, 42(12): 14-17.
- FAN Jinlu, WU Lixin, REN Shihua. Comparative study of cost in coal-fired power and natural gas power under carbon emission constraints[J]. China Coal, 2016, 42(12): 14-17.
- [20] 董志强, 马晓茜, 张凌, 等. 天然气利用对环境影响的生命周期分析[J]. 天然气工业, 2003(6): 126-130.
- DONG Zhiqiang, MA Xiaolian, ZHANG Ling, et al. Life cycle assessment for influence of using natural gas on environment[J]. Natural Gas Industry, 2003(6): 126-130.
- [21] 贾亚雷, 王继选, 韩中合, 等. 基于 LCA 的风力发电、光伏发电及燃煤发电的环境负荷分析[J]. 动力工程学报, 2016, 36(12): 1000-1009.
- JIA Yalei, WANG Jixuan, HAN Zhonghe, et al. Analysis on environmental load of wind, PV and coal-fired power generation based on life cycle assessment[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2016, 36(12): 1000-1009.
- [22] 杨东, 刘晶茹, 杨建新, 等. 基于生命周期评价的风力发电机碳足迹分析[J]. 环境科学学报, 2015, 35(3): 927-934.
- YANG Dong, LIU Jingru, YANG Jianxin, et al. Carbon footprint of wind turbine by life cycle assessment[J]. Acta Scientiae Circumstantiae, 2015, 35(3): 927-934.
- [23] 郭敏晓. 风力、光伏及生物质发电的生命周期 CO₂ 排放核算[D]. 北京: 清华大学, 2012.
- GUO Minxiao. The life cycle accounting of CO₂ emissions for wind, PV and biomass power generation in China[D]. Beijing: Tsinghua University, 2012.
- [24] 翁琳, 陈剑波. 光伏系统基于全生命周期碳排放量计算的环境与经济效益分析[J]. 上海理工大学学报, 2017, 39(3): 282-288.
- WENG Lin, CHEN Jianbo. Environmental and economic analysis on the carbon dioxide emissions calculation in

- the life cycle of a photovoltaic system[J]. Journal of University of Shanghai for Science and Technology, 2017, 39(3): 282-288.
- [25] 刘臣辉, 詹晓燕, 范海燕, 等. 多晶硅-光伏系统碳排放环节分析[J]. 太阳能学报, 2012, 33(7): 1158-1163.
LIU Chenhui, ZHAN Xiaoyan, FAN Haiyan, et al. Analysis of carbon emission links on polycrystalline-silicon PV system[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2012, 33(7): 1158-1163.
- [26] 谭艳秋. 电力系统应用中电池储能系统的生命周期温室气体影响分析[D]. 南京: 南京大学, 2017.
TAN Yanqiu. Life cycle greenhouse gas impacts of battery energy storage systems in power system applications[D]. Nanjing: Nanjing University, 2017.
- [27] 方仍存, 杨洁, 周奎, 等. 计及全生命周期碳成本的园区综合能源系统优化规划方法[J]. 中国电力, 2022, 55(12): 135-146.
FANG Rengcun, YANG Jie, ZHOU Kui, et al. An optimal planning method for park IES considering life cycle carbon cost[J]. Electric Power, 2022, 55(12): 135-146.
- [28] 张沈习, 王丹阳, 程浩忠, 等. 双碳目标下低碳综合能源系统规划关键技术及挑战[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(8): 189-207.
ZHANG Shenxi, WANG Danyang, CHENG Haozhong, et al. Key technologies and challenges of low-carbon integrated energy system planning for carbon emission peak and carbon neutrality[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(8): 189-207.
- [29] 徐业琰, 廖清芬, 刘涤尘, 等. 基于综合需求响应和博弈的区域综合能源系统多主体日内联合优化调度[J]. 电网技术, 2019, 43(7): 2506-2518.
XU Yeyan, LIAO Qingfen, LIU Dichen, et al. Multi-player intraday optimal dispatch of integrated energy system based on integrated demand response and games[J]. Power System Technology, 2019, 43(7): 2506-2518.
- [30] 于娜, 李伟蒙, 黄大为, 等. 计及可转移负荷的含风电场日前调度模型[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(17): 61-67.
YU Na, LI Weimeng, HUANG Dawei, et al. Day-ahead scheduling model in wind power integrated system incorporating shiftable load[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(17): 61-67.
- [31] 刘文霞, 王丽娜, 张帅, 等. 基于合作博弈论的日前自备电厂与风电发电权交易模型[J]. 电网技术, 2022, 46(7): 2647-2658.
LIU Wenxia, WANG Lina, ZHANG Shuai, et al. Cooperation game theory-based model for trading of power generation rights between former captive power plants and wind power[J]. Power System Technology, 2022, 46(7): 2647-2658.
- [32] 潘华, 高旭, 姚正, 等. 计及储能效益的综合能源系统利益分配机制研究[J]. 智慧电力, 2022, 50(5): 25-32.
PAN Hua, GAO Xu, YAO Zheng, et al. Benefit allocation of integrated energy system considering energy storage benefit[J]. Smart Power, 2022, 50(5): 25-32.
- [33] 蒋从伟, 欧庆和, 吴仲超, 等. 基于联盟博弈的多微网共享储能联合配置与优化[J]. 中国电力, 2022, 55(12): 11-21.
JIANG Congwei, OU Qinghe, WU Zhongchao, et al. Joint configuration and optimization of multi-microgrid shared energy storage based on coalition game[J]. Electric Power, 2022, 55(12): 11-21.
- [34] 冯俊宗, 何光层, 代航, 等. “双碳”目标下基于合作博弈的“源-荷”低碳经济调度[J]. 电测与仪表, 2022, 59(4): 120-127.
FENG Junzong, HE Guangceng, DAI Hang, et al. The “source load” low-carbon economic dispatch based on cooperative game under the “dual carbon” goal[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2022, 59(4): 120-127.
- [35] 孙惠娟, 刘昀, 彭春华, 等. 计及电转气协同的含碳捕集与垃圾焚烧虚拟电厂优化调度[J]. 电网技术, 2021, 45(9): 3534-3545.
SUN Huijuan, LIU Yun, PENG Chunhua, et al. Optimization scheduling of virtual power plant with carbon capture and waste incineration considering power-to-gas coordination[J]. Power System Technology, 2021, 45(9): 3534-3545.

收稿日期: 2023-06-07; 修回日期: 2023-09-25

作者简介:

朱永胜(1980—), 男, 通信作者, 博士, 教授, 硕士生导师, 研究方向为新能源系统优化运行与调度; E-mail: zhuysdy@163.com

张世博(1997—), 男, 硕士研究生, 研究方向为新能源系统博弈优化调度。E-mail: zhangshibo628@163.com

(编辑 周金梅)