

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2025.03.011

考虑多主体碳交易成本分摊的综合能源系统低碳经济调度

黄松涛¹, 董金星¹, 赵雪楠¹, 韩佳昆², 杨奎亮², 刘俊杰³

(1. 国网内蒙古东部电力有限公司, 内蒙古 呼和浩特 010010; 2. 国网内蒙古东部电力有限公司兴安供电公司, 内蒙古 乌兰浩特 137400; 3. 天津理工大学电气工程与自动化学院, 天津 300384)

摘要:为解决双碳目标背景下综合能源系统中碳交易成本分摊难题及各方减排积极性不足的问题,文中提出一种基于多主体碳交易成本分摊机制的低碳经济调度策略。首先,综合考虑源荷两侧的灵活调整及响应机制,设计多主体碳交易成本分摊模型。然后,构建以能源销售商为领导者、能源供应商和负荷聚合商为跟随者的主从博弈低碳经济调度模型,领导者制定动态分时碳价,引导跟随者优化设备出力策略和能源消费策略。最后,通过仿真实验,对多个场景进行对比分析。结果表明,与单一主体承担碳交易成本的3种机制的平均值相比,采用多主体碳交易成本分摊机制后系统整体总收益提高3.71%,总成本降低11.97%,碳交易成本减少21.06%,碳排放总量下降19%。这一模型能有效实现多主体间的碳交易成本分摊,促进各主体在碳减排方面的合作,实现经济和环境效益双赢。

关键词:综合能源系统;多主体;主从博弈;碳交易成本分摊;动态分时碳价;低碳经济调度

中图分类号:TM715

文献标志码:A

文章编号:2096-3203(2025)03-0120-11

0 引言

随着全球气候变暖问题日益严峻,降低碳排放已成为各国政府和社会各界的共同目标。综合能源系统(integrated energy system, IES)通过多种能源的耦合优化,不仅能提高能源利用效率,还能有效减少碳排放^[1-2],因此备受关注。

然而,IES是一个由源、网、荷、储等多元主体构成的复杂系统。目前,大多数研究仅局限于将碳排放成本归于单一主体承担,忽视了系统各主体间的相互影响。文献[3]的研究表明,结合碳交易系统和减排成本分担合同的双重机制能有效促进供应链中的减排技术投资,并提升整体供应链的盈利能力。因此,如何公正地分摊IES中不同主体的碳交易成本仍是一个亟待解决的难题,这关系到各主体的经济利益和减排积极性。

尽管IES相关研究主要集中在能源优化方面,但对碳交易成本分摊的研究相对不足^[4]。缺乏明确的分摊机制导致各方在减排方面动力不足,阻碍了碳交易市场的发展和减排目标的实现。现有研究主要通过碳配额制度、多目标优化策略和碳交易市场分析等方法探索降低碳排放的途径^[5-6]。例如,文献[7]提出一种电-碳联合市场下的发电商竞价模型,但将碳排放责任全部归于发电商。文献[8]构建电-氢IES的多目标优化模型,虽然考虑了运营成本、碳排放量和能源使用,但未涉及碳配额交易对

系统经济的影响。综合分析文献[9-12],可以发现这些研究主要集中于发电侧的碳排放问题,忽视了发电和用电两端的协同作用。由于这两端通常由不同主体控制,仅限于发电侧的碳减排措施无法充分挖掘IES的整体碳减排潜力,凸显了多主体间协同减排研究的重要性。

目前,碳交易市场的主要参与者为火力发电等高排放行业^[13]。然而,实现真正的碳减排不仅需要限制高排放行业的排放,还应追溯至终端能源消费者的需求。因此,有学者提出碳排放流理论,实现终端用户碳排放的计量^[14-18]。文献[19]提出考虑碳排放分摊的多综合能源服务商能源交易策略,利用Shapley理论构建碳排放成本计算模型,但集中于负荷端参与碳市场。文献[20-22]研究在固定碳税政策下引入碳排放流来分摊碳排放成本的方法。

虽然上述研究在不同程度上分析了碳排放成本的分摊,但未明确提出适用于IES的实际成本分摊方案。此外,目前实际碳交易市场主要采用非付费配额和有偿拍卖系统,而阶梯式碳价机制尚未在实际中广泛实施。因此,如何在现有市场机制下合理确定和分配IES整体的碳排放成本,仍是亟待解决的问题。

综上,通过市场机制激励碳减排被证明是有效的,但推动IES中多主体碳交易成本的公平分摊同样至关重要。这不仅能提高整体能源效率,还能进一步促进碳减排。针对IES中碳交易成本分摊的难题和各方减排积极性的差异,文中提出一种基于主从博弈的电-热IES多主体碳交易成本分摊方

收稿日期:2024-07-07;修回日期:2024-10-10

基金项目:国家自然科学基金资助项目(62203331)

法。此方法涉及运营者、生产者和消费者, 为其构建碳交易成本分摊模型, 使各方能够据此计算并优化自身的碳交易成本。此外, 为了保证各方隐私并提高求解效率, 文中采用双层架构的主从博弈模型和差分进化算法进行问题求解。

1 IES 架构

1.1 系统介绍

IES 融合了多种能源形式, 如电力、热能和天然气, 涉及的能源转化与储存技术包括光伏发电 (photovoltaic, PV)、风力发电 (wind turbine, WT)、燃气轮机 (gas turbine, GT)、燃气锅炉 (gas boiler, GB) 和余热锅炉 (waste heat boiler, WHB) 等, 以及电能存储 (electrical energy storage, EES) 和热能存储 (heat energy storage, HES), IES 系统结构如图 1 所示。特别地, GT 在发电过程中产生的余热可以通过 WHB 被回收利用, 不仅提高了热能利用效率, 还能实现能源的综合利用。

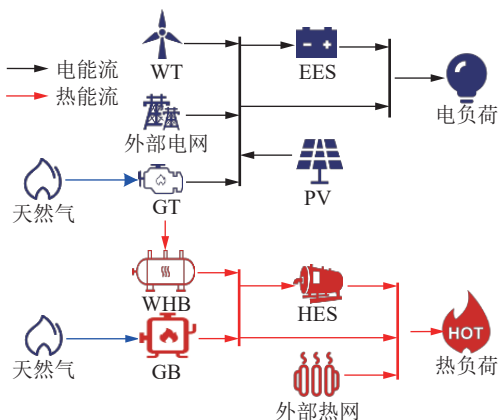


图 1 IES 结构
Fig.1 Structure of IES

1.2 多主体碳交易模型

1.2.1 多主体碳交易成本分摊机制

多主体碳交易成本分摊机制旨在通过合理分摊 IES 整体的碳交易成本, 实现碳减排目标。图 2 为 IES 主从博弈架构, 展示了能源销售商 (energy marketer, EM)、能源供应商 (energy supplier, ES) 和负荷聚合商 (load aggregator, LA) 之间的关系, 及其在碳交易市场中的相互作用。

模型采用多主体协同机制和碳价动态调整策略。考虑 EM、ES 和 LA 作为主要参与者, 避免了将成本集中在单一主体上, 根据各方的角色和能力进行合理分配。同时, 分时电价和动态碳价激励机制使系统能够根据实时市场状况灵活调整分摊比例, 提高了模型的适应性和公平性。

EM 负责协调 IES 的整体运营, 包括能源输送

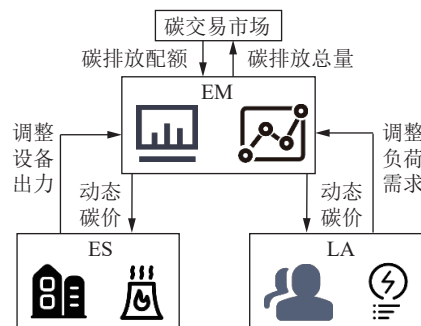


图 2 IES 主从博弈架构

Fig.2 Architecture of IES master-slave game

及碳排放的监控和管理。ES 负责能源生产, 包括电能或热能生产, 并在不同时段通过可控出力 (如燃气设备、向外部购电和购热) 承担相应的碳交易成本。LA 负责统筹管理能源消费者的用能需求, 并按不同时段的能源消费量分摊相应的碳交易成本。

ES 的碳交易成本主要来自向电网购电、向热网购热和向天然气网购气间接产生的 CO_2 。由于碳排放的根源实际上是消费者对能源的需求, 因此, LA 也需要承担一部分碳交易成本。为了保证碳交易成本分摊的公平性, EM 根据外界碳交易市场的碳交易情况, 制定动态分时碳价, 并将价格信息传递给 ES 和 LA, 目标是使系统与外界碳交易市场互动产生的碳交易成本或收益与 ES 和 LA 分摊的碳交易成本之差最小, 产生的差额由 EM 承担。

EM 在制定碳交易成本分摊方案时, 以使系统与外界碳交易市场互动产生的碳交易成本或收益与 ES 和 LA 分摊的碳交易成本之差最小为目标, 实现各主体碳交易成本的优化分配。

1.2.2 碳交易模型

IES 整体碳排放主要来自向电网购电、向热网购热以及向天然气网购气所间接产生的碳排放。碳交易模型^[23]可表示为:

$$M_{\text{IES}} = \sum_{t=1}^T (P_{t,\text{grid,e}}^{\text{grid,e}} \delta_{\text{grid,e}} + P_{t,\text{grid,h}}^{\text{grid,h}} \delta_{\text{grid,h}} + P_{t,\text{grid,g}}^{\text{grid,g}} \delta_{\text{grid,g}}) \quad (1)$$

$$N_{\text{IES}} = \sum_{t=1}^T (P_{t,\text{grid,e}}^{\text{grid,e}} \sigma_{\text{grid,e}} + P_{t,\text{grid,h}}^{\text{grid,h}} \sigma_{\text{grid,h}} + P_{t,\text{grid,g}}^{\text{grid,g}} \sigma_{\text{grid,g}}) \quad (2)$$

$$T_{\text{IES}} = M_{\text{IES}} - N_{\text{IES}} \quad (3)$$

式中: M_{IES} 为 IES 碳排放总量; N_{IES} 为 IES 碳排放配额; T_{IES} 为碳交易量; T 为总周期, 文中指 24 h; $P_{t,\text{grid,e}}^{\text{grid,e}}$ 、 $P_{t,\text{grid,h}}^{\text{grid,h}}$ 、 $P_{t,\text{grid,g}}^{\text{grid,g}}$ 分别为 t 时刻向电网购电量、向热网购热量以及向天然气网购气量; $\delta_{\text{grid,e}}$ 、 $\delta_{\text{grid,h}}$ 、 $\delta_{\text{grid,g}}$ 分别为向电网购电、向热网购热以及向天然气网购气造成的碳排放系数; $\sigma_{\text{grid,e}}$ 、 $\sigma_{\text{grid,h}}$ 、 $\sigma_{\text{grid,g}}$ 分别为向电网购电、向热网购热以及向天然气网购气造成的碳排放配额。

基于上述碳排放量及配额模型,文中基于碳配额交易机制,采用式(4)所示阶梯碳交易模型来计算 EM 的碳交易成本。

$$C_{CO_2} = \begin{cases} \varepsilon T_{IES} & 0 \leq T_{IES} < \omega \\ \varepsilon T_{IES} + \varepsilon(T_{IES} - \omega)v & \omega \leq T_{IES} < 2\omega \\ \varepsilon T_{IES} + \varepsilon(T_{IES} - \omega)v + \varepsilon(T_{IES} - 2\omega)v & 2\omega \leq T_{IES} \leq 3\omega \end{cases} \quad (4)$$

式中: C_{CO_2} 为 EM 的碳交易成本; ε 为碳交易基本价; ω 为碳排放区间步长; v 为价格增幅。

2 IES 建模

2.1 EM 模型

EM 优化目标为 EM 总收益最大。

$$\max F_{EM} = \sum_{t=1}^T (I_t^{\text{trade}} + C_t^{\text{ES},CO_2} + C_t^{\text{LA},CO_2} - C_t^{\text{CO}_2}) \quad (5)$$

式中: F_{EM} 为 EM 的目标函数; I_t^{trade} 为 t 时刻 EM 进行能源交易所获得的收益; C_t^{ES,CO_2} 为 t 时刻 EM 向 ES 收取的碳交易成本; C_t^{LA,CO_2} 为 t 时刻 EM 向 LA 收取的碳交易成本; $C_t^{\text{CO}_2}$ 为 t 时刻 EM 向碳交易市场缴纳的碳排放成本。

$$I_t^{\text{trade}} = I_t^{\text{EM},\text{sell}} - C_t^{\text{ES},\text{sell}} \quad (6)$$

$$I_t^{\text{EM},\text{sell}} = P_t^{\text{load}} c_t^{\text{es}} + H_t^{\text{load}} c_t^{\text{hs}} \quad (7)$$

$$C_t^{\text{ES},\text{sell}} = P_t^{\text{ES}} c_t^{\text{eb}} + H_t^{\text{ES}} c_t^{\text{hb}} \quad (8)$$

$$C_t^{\text{ES},CO_2} = (P_t^{\text{gt}} + P_t^{\text{grid}}) \lambda_t^e + (H_t^{\text{gb}} + H_t^{\text{grid}}) \lambda_t^h \quad (9)$$

$$C_t^{\text{LA},CO_2} = P_t^{\text{load}} \zeta_t^e + H_t^{\text{load}} \zeta_t^h \quad (10)$$

式中: $I_t^{\text{EM},\text{sell}}$ 为 t 时刻 EM 向 LA 售能的收益; $C_t^{\text{ES},\text{sell}}$ 为 t 时刻 EM 向 ES 购能的成本; c_t^{es} 、 c_t^{hs} 分别为 t 时刻 EM 向 LA 销售电能和热能的价格; c_t^{eb} 、 c_t^{hb} 分别为 t 时刻 EM 向 ES 购买电能和热能的价格; P_t^{load} 、 H_t^{load} 分别为 t 时刻 LA 参与综合需求响应(integrated demand response, IDR)后的电负荷和热负荷; P_t^{ES} 、 H_t^{ES} 分别为 t 时刻 ES 向 EM 出售的电能和热能; P_t^{gt} 、 H_t^{gb} 分别为 t 时刻 ES 中 GT 和 GB 出力; P_t^{grid} 、 H_t^{grid} 分别为 t 时刻 ES 向电网购买的电能和向热网购买的热能; λ_t^e 、 λ_t^h 分别为 t 时刻 ES 侧电能和热能的动态分时碳价; ζ_t^e 、 ζ_t^h 分别为 t 时刻 LA 侧电能和热能的动态分时碳价。

$$P_t^{\text{wt}} + P_t^{\text{pv}} + P_t^{\text{gt}} + P_t^{\text{grid}} + P_t^{\text{dis}} - P_t^{\text{chr}} = P_t^{\text{ES}} \quad (11)$$

$$H_t^{\text{gb}} + \eta_{\text{whb}} H_t^{\text{gt}} + H_t^{\text{grid}} + H_t^{\text{dis}} - H_t^{\text{chr}} = H_t^{\text{ES}} \quad (12)$$

式中: P_t^{wt} 为 t 时刻 WT 输出功率; P_t^{pv} 为 t 时刻 PV 输出功率; P_t^{dis} 、 P_t^{chr} 分别为 t 时刻 EES 放电和充电功率; H_t^{dis} 、 H_t^{chr} 分别为 t 时刻 HES 放热和充热功率; η_{whb} 为 WHB 工作效率; H_t^{gt} 为 GT 产生的热量。

为防止领导者 EM 在碳交易成本分摊过程中

定价过高, IES 碳交易总成本不能超过 ES 和 LA 分摊的碳交易成本之和。

$$\sum_{t=1}^T C_t^{\text{CO}_2} \leq \sum_{t=1}^T (C_t^{\text{ES},CO_2} + C_t^{\text{LA},CO_2}) \quad (13)$$

2.2 ES 模型

ES 优化目标为 ES 总收益最大。

$$\max F_{ES} = \sum_{t=1}^T (C_t^{\text{ES},\text{sell}} - C_t^{\text{grid}} - C_t^{\text{ope}} - C_t^{\text{ES},CO_2}) \quad (14)$$

式中: F_{ES} 为 ES 的目标函数; C_t^{grid} 为 t 时刻 ES 向外部电网购电和热网购热产生的购能成本; C_t^{ope} 为 t 时刻 ES 运行产生的成本^[24]。

$$C_t^{\text{grid}} = P_t^{\text{grid}} c_t^e + H_t^{\text{grid}} c_t^h \quad (15)$$

式中: c_t^e 、 c_t^h 分别为 t 时刻电网电价和热网热价。

$$C_t^{\text{ope}} = a_1 (P_t^{\text{gt}})^2 + b_1 P_t^{\text{gt}} + c_1 + a_2 (H_t^{\text{gb}})^2 + b_2 H_t^{\text{gb}} + c_2 \quad (16)$$

式中: a_1 、 b_1 、 c_1 为 GT 出力产生的运行成本系数; a_2 、 b_2 、 c_2 为 GB 出力产生的运行成本系数。

2.3 LA 模型

LA 的优化目标为消费者剩余最大。

$$\max F_{LA} = \sum_{t=1}^T (G_{LA} - I_t^{\text{EM},\text{sell}} - C_t^{\text{LA},CO_2}) \quad (17)$$

式中: F_{LA} 为 LA 的目标函数; G_{LA} 为效用函数^[25]。

$$G_{LA} = w_e P_t^{\text{load}} - \frac{v_e}{2} (P_t^{\text{load}})^2 + w_h H_t^{\text{load}} - \frac{v_h}{2} (H_t^{\text{load}})^2 \quad (18)$$

式中: w_e 、 v_e 为用电满意度系数; w_h 、 v_h 为用热满意度系数。

用户电负荷包含刚性电负荷和柔性电负荷,可以表示为:

$$P_t^{\text{load}} = P_t^{\text{gd}} + P_t^{\text{zy}} \quad (19)$$

式中: P_t^{gd} 为 t 时刻的刚性电负荷,对可靠性要求较高,且用电时间确定,以保证正常的生产、生活; P_t^{zy} 为 t 时刻的柔性电负荷,用户可以根据分时电价和动态分时碳价自主调整用电功率和时间。柔性电负荷需要满足以下约束:

$$0 \leq P_t^{\text{zy}} \leq P_t^{\text{zy},\text{max}} \quad (20)$$

$$\sum_{t=1}^T P_t^{\text{zy}} \Delta t = Q_{e,zy} \quad (21)$$

式中: $P_t^{\text{zy},\text{max}}$ 为 t 时刻柔性电负荷的上限; $Q_{e,zy}$ 为总周期内柔性电负荷的总量。

此外,文中的热负荷也包含两部分,即刚性热负荷和柔性热负荷,如下所示:

$$H_t^{\text{load}} = H_t^{\text{gd}} - H_t^{\text{zy}} \quad (22)$$

式中: H_t^{gd} 为 t 时刻的刚性热负荷,指用户对供热的

最低要求; H_t^{zy} 为 t 时刻的柔性热负荷, 可根据用户舒适度和供能充裕度进行一定比例的削减。柔性热负荷满足以下约束:

$$0 \leq H_t^{zy} \leq H_t^{zy, \max} \quad (23)$$

$$\sum_{t=1}^T H_t^{zy} \Delta t = Q_{h,zy} \quad (24)$$

式中: $H_t^{zy, \max}$ 为 t 时刻柔性热负荷的上限; $Q_{h,zy}$ 为总周期内柔性热负荷的总量。

3 主从博弈框架

3.1 基本概念

文中参照电网的分时电价设定 IES 的分时电价, 该电价相比电网分时电价更加优惠, 每个时段的电价固定且透明。在此基础上, 文中建立动态分时碳价模型, 用于分摊 IES 整体碳交易成本, 目的是使系统整体碳交易成本与供需双方分摊的成本之和相等。EM 根据交易市场行情制定动态分时碳价, 并传达给 ES 和 LA, ES 和 LA 根据动态分时碳价调整和优化各自的策略, 其策略反向影响 EM 的价格策略。在这一过程中, 各方的决策和互动遵循一个有序的层次结构, 形成了动态的博弈关系。文中将 EM 视为领导者, ES 和 LA 视为跟随者, 构成一个一主多从的 Stackelberg 博弈模型, 以模拟这种复杂的互动关系, 即:

$$\Phi = \{L, S, F\} \quad (25)$$

$$L = \{L_{EM}, L_{ES}, L_{LA}\} \quad (26)$$

$$S = \{S_{EM}, S_{ES}, S_{LA}\} \quad (27)$$

$$F = \{F_{EM}, F_{ES}, F_{LA}\} \quad (28)$$

式中: L 、 S 、 F 为博弈模型三要素^[26], 即参与者、策略和收益。

(1) 参与者: 能源销售商 L_{EM} 、能源生产商 L_{ES} 、负荷聚合商 L_{LA} 。

(2) 策略: EM 的策略 S_{EM} 为能源购售价格; ES 的策略 S_{ES} 为 GT 和 GB 机组出力; LA 的策略 S_{LA} 为柔性负荷的调整。策略集可以表示为:

$$S_{EM} = \{c_t^{es}, c_t^{hs}, c_t^{eb}, c_t^{hb}\} \quad (29)$$

$$S_{ES} = \{P_t^{gt}, H_t^{gb}\} \quad (30)$$

$$S_{LA} = \{P_t^{zy}, H_t^{zy}\} \quad (31)$$

(3) 收益: 各参与主体的目标函数。

3.2 Stackelberg 博弈均衡

领导者确定策略后, 跟随者会依据此策略做出最佳反应。一旦领导者认可这一反应, 博弈达到均衡状态^[27-28], 设 $(S_{EM}^*, S_{ES}^*, S_{LA}^*)$ 为文中 Stackelberg 均衡解, 需要满足如下条件:

$$F_{EM}(S_{EM}^*, S_{ES}^*, S_{LA}^*) \geq F_{EM}(S_{EM}, S_{ES}^*, S_{LA}^*) \quad (32)$$

$$F_{ES}(S_{EM}^*, S_{ES}^*, S_{LA}^*) \geq F_{ES}(S_{EM}^*, S_{ES}, S_{LA}^*) \quad (33)$$

$$F_{LA}(S_{EM}^*, S_{ES}^*, S_{LA}^*) \geq F_{LA}(S_{EM}^*, S_{ES}^*, S_{LA}) \quad (34)$$

在 Stackelberg 均衡中, 参与者无论单独采取何种行动, 都无法实现更高的个体利益^[29]。

3.3 求解方法

针对能源市场竞争中的数据保密需求^[30-31], 结合差分进化与二次规划方法, 处理包含上层能源优化问题的广义非线性规划问题。其中, 差分进化算法用于解决领导者的决策问题, 而二次规划则用于处理供能侧和用能侧跟随者的优化问题。领导者和跟随者的优化问题各自分开解决, 可以减少对敏感信息的暴露。通过以上分布式优化手段, 各参与者无须共享自己的详细数据或策略信息。信息传递过程中的价格信号和功率信号仅用于优化和协调, 不涉及具体的设备参数或用能偏好等敏感数据。

首先, 输入各设备运行参数和初始数据, 初始化领导者的碳价种群, 并设定迭代次数。领导者将初始碳价策略传递给下层跟随者, 跟随者利用 YALMIP 工具和 CPLEX 求解器计算自身收益, 反馈优化策略给领导者, 领导者根据反馈计算目标收益。接着, 领导者对初始种群进行交叉、变异, 生成新种群, 并再次进行下层收益计算、反馈及收益目标更新。若新目标收益优于前一轮, 则更新参数并增加迭代次数, 直至达到最大迭代次数。此方法在迭代过程中通过差分进化算法和二次规划结合, 实现了碳价策略的优化, 确保信息安全, 避免敏感信息泄露。求解流程见图 3, 其中 $K_{\max}$ 为最大迭代次数。

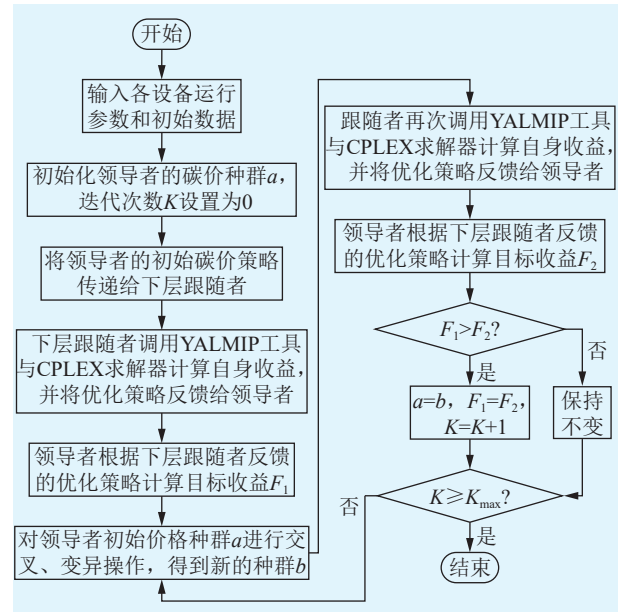


图 3 求解算法流程

Fig.3 Flow chart of the solution algorithm

4 仿真及结果分析

4.1 基本数据

以中国北方某 IES 为算例,对文中提出的多主体碳交易成本分摊策略进行算例仿真分析。调度周期为 24 h,调度时段步长为 1 h。用户对消费电能和热能的满意度系数^[26] $w_e = 0.000\ 9$ 、 $v_e = 1.5$ 、 $w_h = 0.001\ 1$ 、 $v_h = 1.1$ 。GT 和 GB 的运行成本系数^[29] $a_1 = 0.001\ 3$ 、 $b_1 = 0.16$ 、 $c_1 = 0$ 、 $a_2 = 0.000\ 5$ 、 $b_2 = 0.11$ 、 $c_2 = 0$ 。通过随机优化处理生成典型场景,生成后的风电、光伏出力以及电与热的负荷预测曲线如图 4 所示。

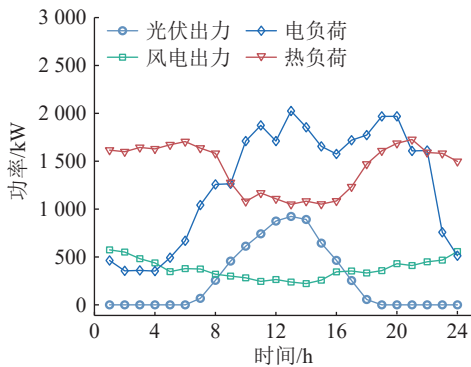


图 4 基础数据曲线
Fig.4 Curves of basic data

分时购售电价、热价和天然气价格见表 1—表 3, IES 内部各耦合设备及储能设备的详细参数、阶梯碳交易相关参数见表 4—表 6。

表 1 分时购售电价
Table 1 Time-of-day purchase and sale price of electricity

时段	EM购电价/ [元·(kW·h) ⁻¹]	EM售电价/ [元·(kW·h) ⁻¹]
00:00—08:00、 22:00—24:00	0.352	0.362
08:00—11:00、 14:00—18:00	0.512	0.626
11:00—14:00、 18:00—22:00	0.616	0.737

表 2 分时购售热价
Table 2 Time-of-day purchase and sale price of heat

时段	EM购热价/ [元·(kW·h) ⁻¹]	EM售热价/ [元·(kW·h) ⁻¹]
00:00—06:00、 19:00—24:00	0.600	0.720
06:00—19:00	0.522	0.642

4.2 不同场景优化结果对比

为了验证文中所提机制和模型的有效性,在多主体博弈模型的基础上对以下 4 个场景进行分析。

表 3 分时购气价
Table 3 Time-of-day purchase price of gas

时段	EM购气价/ [元·(kW·h) ⁻¹]
00:00—06:00、22:00—24:00	0.400
06:00—09:00、14:00—18:00	0.520
09:00—14:00、18:00—22:00	0.630

表 4 耦合设备参数
Table 4 Coupling equipment parameters

设备类型	额定功率/kW	转换效率	最大爬坡功率/kW
GT	600	0.35	160
GB	800	0.85	120
WHB	1 000	0.82	200

表 5 储能设备参数
Table 5 Energy storage equipment parameters

设备类型	额定容量/(kW·h)	充放电效率	容量上限/(kW·h)	容量下限/(kW·h)	最大充放电功率/kW
EES	500	0.95	475	50	300
HES	500	0.95	475	50	300

表 6 碳交易参数
Table 6 Carbon trading parameters

参数	数值
$\delta_{grid,e}/(kW\cdot h)$	1.080
$\delta_{grid,h}/(kW\cdot h)$	0.390
$\delta_{grid,g}/(kW\cdot h)$	0.200
$\sigma_{grid,e}/(kW\cdot h)$	0.728
$\sigma_{grid,h}/(kW\cdot h)$	0.367
$\sigma_{grid,g}/(kW\cdot h)$	0.360
$\varepsilon/(元\cdot kg^{-1})$	0.250
ω/kg	2 000
ν	0.250

场景 1:采用阶梯式碳交易机制和动态分时电价激励的 IDR 模型,碳交易成本完全由 EM 承担。

场景 2:采用阶梯式碳交易机制和动态分时电价激励的 IDR 模型,碳交易成本完全由 ES 承担。

场景 3:采用阶梯式碳交易机制和动态分时电价激励的 IDR 模型,碳交易成本完全由 LA 承担。

场景 4:采用多主体碳交易成本分摊机制以及分时电价和动态碳价激励的 IDR 模型(文中模型)。

上述各场景下,EM 成本结果如表 7 所示,ES 成本结果如表 8 所示,LA 成本结果如表 9 所示,系统总成本结果如表 10 所示。

表 7 各场景下 EM 成本结果对比

Table 7 Comparison of EM cost results for each scenario

单位: 元

场景	EM目标 收益	售能 收益	购能 成本	碳交易 收益	碳交易 成本
1	4 323.26	27 433.45	18 892.82	0	4 217.37
2	8 279.86	26 761.09	18 481.23	0	0
3	8 368.66	26 633.93	18 265.27	0	0
4	7 328.73	25 937.29	17 614.94	2 494.15	3 487.77

表 8 各场景下 ES 成本结果对比

Table 8 Comparison of ES cost results for each scenario

单位: 元

场景	ES目标收益	售能收益	购能成本	碳交易成本
1	7 079.62	18 892.82	11 813.20	0
2	3 139.97	18 481.23	11 011.47	4 329.74
3	7 188.39	18 265.27	11 076.88	0
4	6 026.19	17 614.94	10 259.78	1 328.97

表 9 各场景下 LA 成本结果对比

Table 9 Comparison of LA cost results for each scenario

单位: 元

场景	LA目标收益	效用收益	购能成本	碳交易成本
1	9 059.67	36 493.12	27 433.45	0
2	9 218.68	35 979.77	26 761.09	0
3	4 837.28	35 877.48	26 633.93	4 406.27
4	7 905.82	35 008.29	25 937.29	1 165.18

表 10 各场景下 IES 总成本结果对比

Table 10 Comparison of total cost results for each scenario

场景	IES总目标 收益/元	IES总成 本/元	IES碳交易 成本/元	IES总碳 排放/t
1	20 462.55	16 030.57	4 217.37	3.27
2	20 638.51	15 341.21	4 329.74	3.35
3	20 394.33	15 483.15	4 406.27	3.42
4	21 260.74	13 747.55	3 487.77	2.71

在场景 1 中, EM 独自承担碳交易成本, 导致其整体经济效益受到影响, 目标收入仅为 4 323.26 元。ES 和 LA 没有碳交易成本的负担, 总体表现较为稳定。然而, IES 的总成本较高, 达到 16 030.57 元, 总碳排放量为 3.27 t, 表明这种成本分配方式未能有效优化系统的经济效益和减碳效果。

在场景 2 中, 碳交易成本由 ES 完全承担, ES 的目标收入大幅减少至 3 139.97 元。虽然 EM 和 LA 的目标收入分别提升至 8 279.86 元和 9 218.68 元, 但整体系统的经济效益未见显著改善。IES 的总成本稍微降低, 为 15 341.21 元, 但总碳排放量为 3.35 t,

相比场景 1 有所增加。此成本分配方式无法显著优化整体效益和环境绩效, 且对 ES 造成了相当大的经济压力。

在场景 3 中, LA 承担所有的碳交易成本, 导致其目标收入下降至 4 837.28 元, 同时购能成本和碳交易成本显著增加。EM 和 ES 在此场景下的表现相对稳定, 目标收入分别为 8 368.66 元和 7 188.39 元。尽管 IES 的总目标收入和总成本得到了改善, 但总碳排放量依然较高。此成本分配方式未能显著优化系统效益, 并增加了 LA 的经济压力。

场景 4 引入多主体碳交易成本分摊机制和动态碳价激励, 结果显示该机制在所有方面表现优异。系统整体碳交易成本中, ES 承担了 38.1%, LA 承担了 33.4%, EM 承担了 28.5%, 碳交易成本较为合理地分摊在各主体之间。EM、ES 和 LA 的目标收入分别提升至 7 328.73 元、6 026.19 元和 7 905.82 元。IES 的总成本显著降低, 总目标收入明显提升, 同时总碳排放量减少至 2.71 t。与单一主体承担碳交易成本的平均值相比, 采用文中模型后系统整体总收益提高 3.71%, 总成本降低 11.97%, 碳交易成本降低 21.06%, 碳排放总量下降 19%。多主体碳交易成本分摊机制不仅有效分担了碳交易成本, 提升了整体经济效益, 还显著降低了碳排放量, 在优化经济和环境效益方面具有优越性。

可见, 文中模型在经济和环境效益方面表现出色。与其他场景相比, 文中模型实现了最高的总目标收入和最低的总成本, 同时显著降低了碳排放量。这种平衡确保了各主体的经济利益不受严重损害, 同时也为减排提供了强有力的激励。通过公平的成本分配原则, 避免了单一主体承担过高成本的情况, 从而增强了各方参与碳交易和减排的积极性。

4.3 优化结果分析

通过多次仿真实验, 对结果进行比较和分析, 以确保求解结果的最优性。仿真实验结果如表 11 所示。其中第 6 次仿真结果在收敛时间和全局最优值方面均优于其他结果。第 6 次仿真实验的收敛时间为 198 s, 相对于其他仿真实验收敛时间处于较低水平, 显示出更快的收敛速度。第 6 次仿真实验中, 总收益为 21 260.4 元, 居于所有仿真实验总收益的较高位置, 这表明在第 6 次仿真中, 找到了一个相对更加优质的解。

图 5 为 EM、ES 和 LA 的目标函数值随迭代次数的变化趋势。初始阶段, 各主体的收益和成本快速调整, 曲线明显涨落后趋于稳定, 表明模型逐渐

表 11 仿真实验结果对比

Table 11 Comparison of simulation experiment results

仿真验证	收敛时间/s	EM收益/元	ES收益/元	LA收益/元	总收益/元
1	211	7 418.1	5 937.2	7 797.6	21 153.0
2	207	7 391.8	6 011.3	7 824.8	21 228.1
3	209	7 293.6	6 057.3	7 889.6	21 240.6
4	223	7 322.8	6 009.2	7 892.3	21 224.4
5	197	7 286.4	6 054.2	7 911.3	21 252.0
6	198	7 328.7	6 026.1	7 905.8	21 260.4
7	217	7 422.7	5 895.6	7 821.4	21 139.9
8	201	7 267.3	5 973.1	8 003.7	21 244.2
9	205	7 311.8	6 033.1	7 894.7	21 239.7
10	209	7 343.5	5 893.9	8 009.1	21 246.6

收敛。EM 的目标函数值在快速增长后稳定在中间水平,表明其优化策略达到了最佳状态;ES 初始目标函数值较高,经策略调整逐步优化在较低的目标函数值水平迅速稳定,显示其在调整设备出力策略时快速达成最优;LA 在调整用能策略后最终也达到稳定状态。结果显示,各主体在动态分时碳价引导下,最终实现了系统整体收益最大化和碳排放成本最小化,各利益主体的目标函数值趋于稳定,验证了低碳经济调度策略的有效性和可行性。

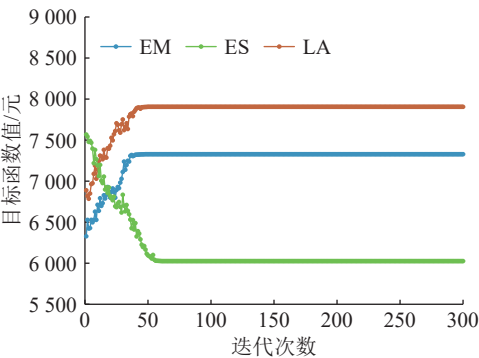


图 5 主从博弈均衡收敛结果

Fig.5 Master-slave game equilibrium convergence results

图 6 为 IES 中 GT 功率、购电功率及动态分时碳价在 24 h 内的变化。可见,GT 和购电功率呈现出波动趋势,两者在 WT 和 PV 发电不足时为用电功率进行补充。同时,分时碳价随时间波动,由于 ES 生产电能时产生的 CO₂ 主要来自 GT 和向电网购电,因此,在 GT 出力和向电网购电较多时段碳价上升。碳价高时,ES 通过减少购电或优化 GT 出力策略以降低碳交易成本。EM 通过动态调整分时碳价,引导 ES 优化其运行策略,实现系统整体收益提升、总成本降低和碳排放减少的目标,证明了该策略 IES 优化运行中的有效性。

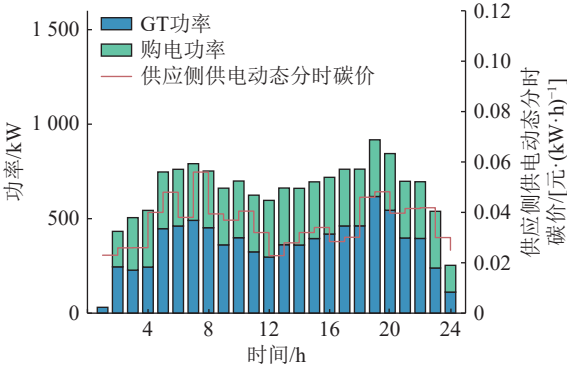


图 6 动态分时碳价下 ES 供电碳源设备出力

Fig.6 ES electricity supply carbon source equipment output under dynamic time-sharing carbon price

图 7 为 IES 中 GB 功率、购热功率及动态分时碳价在 24 h 内的变化。可见,GB 和购热功率主要在 WHB 供热不足时进行补充。同时,分时碳价随时间波动,由于 ES 生产热能时产生的 CO₂ 主要来自 GB 和向热网购热,因此,在 GB 出力和向热网购热较多时段碳价上升。碳价高时,ES 通过减少购热或优化 GB 出力策略以降低碳交易成本。EM 通过实时动态调整分时碳价,引导 ES 在碳价较高时优化各自的运行策略和用能策略,以减少购热或优化 GB 的功率输出,从而实现减少碳交易成本,提高系统整体收益的目标。

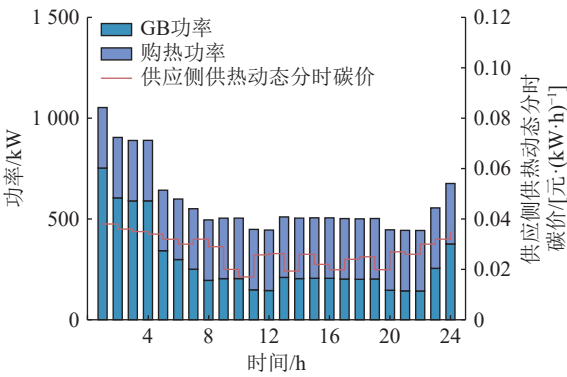


图 7 动态分时碳价下 ES 供热碳源设备出力

Fig.7 ES heating carbon source equipment output under dynamic time-of-use carbon pricing

图 8 为优化前、后 IES 的电负荷变化以及用户侧动态分时碳价的变化情况。优化前电负荷在高峰时段(例如 10 时—15 时)达到约 2 000 kW,显示出明显的负荷高峰。通过实施基于多主体碳交易成本分摊机制的低碳经济调度策略,优化后的电负荷曲线在各时段显著降低,特别是在高峰时段降至约 1 500 kW,使得全天的负荷更加平缓。动态分时碳价在高负荷时段上升,促使用户在这期间减少用电量,从而降低高峰负荷需求并减少碳排放。仿真结果表明,该模型不仅有效提升了系统的整体收

益,还减少了总成本和碳排放,为解决碳交易成本分摊难题提供了一种有效的解决方案。

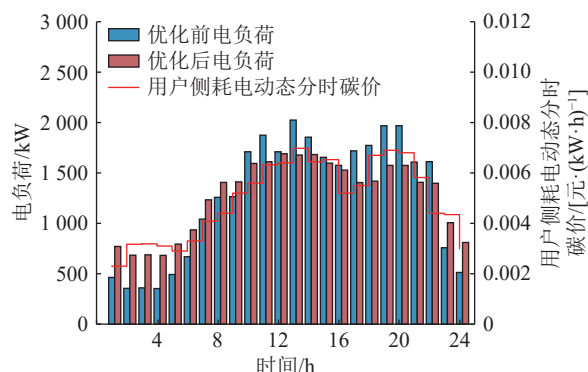


图8 动态分时碳价下需求响应前后电负荷

Fig.8 Electric load before and after demand response under dynamic time-of-day carbon pricing

图9为优化前、后 IES 的热负荷变化以及用户侧热负荷的动态分时碳价变化情况。优化前的热负荷在全天内波动较大,尤其在高峰时段(如5时和20时)达到1700 kW,显示出显著的高峰负荷。通过实施基于多主体碳交易成本分摊机制的低碳经济调度策略,优化后热负荷在多数时段显著降低,尤其在高峰时段降至1500 kW以下,使得全天的负荷更加均衡和平缓。动态分时碳价在高负荷时段提高,促使用户在这些期间减少热能使用,从而削减高峰负荷并减少碳排放。仿真结果表明,该模型不仅提高了系统的整体收益,还有效降低了总成本和碳排放,为碳交易成本分摊提供了一种有效的解决方案。

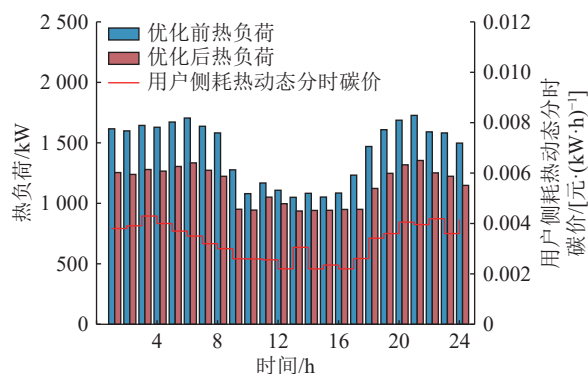


图9 动态分时碳价下需求响应前后热负荷

Fig.9 Heat load before and after demand response under dynamic time-of-day carbon pricing

图10为24 h内 IES 的电力供需平衡情况,其中PV、WT、GT、EES(充电和放电)及购电功率等不同来源协同工作,以应对电负荷需求的波动。白天PV发电显著增加,WT发电全天稳定输出,且夜间高于白天,而GT在电负荷较高时发挥关键作用。EES通过在电力富余时充电和需求高峰时放

电,有效调节了供需平衡。购电功率则在高峰期补充了系统内部发电的不足。仿真结果表明,通过多种电力供应方式的协调调度和EES管理,系统成功实现了全天电力供需平衡,提高了整体收益,显著降低了运行成本和碳排放。这验证了所提出的基于多主体碳交易成本分摊机制的低碳经济调度策略的有效性,为IES的碳交易成本分摊提供了可靠解决方案。

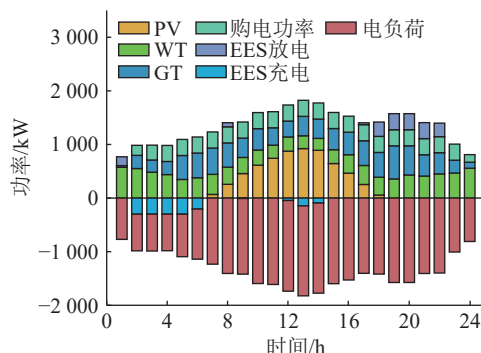


图10 电能优化调度结果

Fig.10 Results of electrical energy optimization dispatching

图11为24 h内 IES 的热力供需平衡情况,其中GB、WHB、HES(充热和放热)以及购热功率等不同来源协同工作。热负荷在一天中的分布较为均匀。GB和WHB作为主要的热能供应,而HES通过在低需求时段充热、在高需求时段放热,实现有效的热能调节,购热功率则对系统热能供应起到辅助作用。仿真结果表明,通过多种热能供应方式的协调和HES的充放热管理,系统实现了全天的热力供需平衡,提高了热能利用效率,减缓了高峰压力,显著降低了整体碳排放和运行成本。这验证了所提出的多主体碳交易成本分摊机制在低碳经济调度中的有效性,为解决碳交易成本分摊难题提供了有效的解决方案。

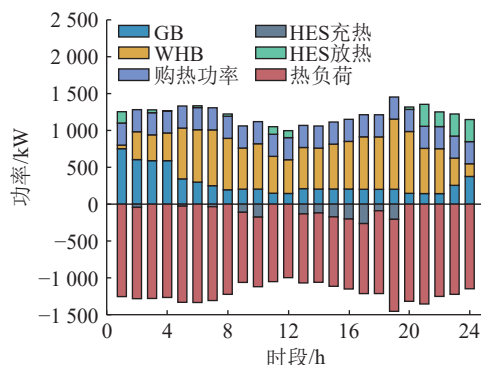


图11 热能优化调度结果

Fig.11 Results of thermal energy optimization dispatching

5 结论

在双碳目标背景下,针对源-网-荷系统间碳排放成本难分及节能减排动力不足的挑战,文中提出一种考虑多主体碳交易成本分摊的 IES 运行优化方法。结论如下:

(1) 文中碳交易成本分摊策略促进了源网荷储共同参与碳交易市场,极大激发了协同减碳的动力,仿真结果表明,该模型能有效实现多主体间的碳交易成本分摊,与单一主体承担碳交易成本的 3 种机制的平均值相比,模型采用多主体碳交易成本分摊机制后系统整体总收益提高 3.71%,系统整体总成本降低 11.97%,系统碳交易成本降低 21.06%,系统碳排放总量下降 19%。

(2) 通过科学的分摊机制,确保各主体在碳交易中的成本分配公平,促进每个主体积极参与碳减排。系统中各主体基于碳交易市场的操作,能够有效降低整体碳排放成本,优化资源利用。综合能源销售商可以根据市场和运营状况,动态调整碳交易成本分摊方案,提高系统的适应性和稳定性。

(3) 多主体碳交易成本分摊机制模型通过协调和优化 IES 内各主体的碳排放成本,实现碳减排目标的高效、合理分配。不仅提高系统整体能源利用效率,降低碳排放成本,还借助公平的成本分摊和激励机制,提升各主体参与碳减排的积极性,促进 IES 的可持续发展。未来研究将继续探讨包括源荷在内的不确定性因素。

致谢

本文得到国网内蒙古东部电力有限公司科技项目(526640230001)资助,谨此致谢!

参考文献:

- [1] 贺文,陈珍萍,胡伏原,等.基于一致性的综合能源系统低碳经济调度[J].电力系统保护与控制,2023,51(19):42-53.
HE Wen, CHEN Zhenping, HU Fuyuan, et al. Consensus-based low-carbon economic dispatching of integrated energy systems[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(19): 42-53.
- [2] 郑丁园,崔双喜,樊小朝,等.计及风电不确定性的综合能源系统多目标分布鲁棒优化调度[J].智慧电力,2024,52(8):1-8,18.
ZHENG Dingyuan, CUI Shuangxi, FAN Xiaochao, et al. Multi-objective distributionally robust optimization scheduling for integrated energy system considering wind power uncertainty[J]. Smart Power, 2024, 52(8): 1-8,18.
- [3] HOU Q, GUAN Y, YU S. Stochastic differential game model analysis of emission-reduction technology under cost-sharing

contracts in the carbon trading market[J]. IEEE Access, 2020, 8: 167328-167340.

- [4] 黄雨涵,丁涛,李雨婷,等.碳中和背景下能源低碳化技术综述及对新型电力系统发展的启示[J].中国电机工程学报,2021,41(S1):28-51.
HUANG Yuhan, DING Tao, LI Yuting, et al. Summary of energy low-carbon technology under the background of carbon neutrality and its enlightenment to the development of new power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(S1): 28-51.
- [5] 冯昌森,谢方锐,文福拴,等.基于智能合约的绿证和碳联合交易市场的设计与实现[J].电力系统自动化,2021,45(23):1-11.
FENG Changsen, XIE Fangrui, WEN Fushuan, et al. Design and implementation of joint trading market for green power certificate and carbon based on smart contract[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(23): 1-11.
- [6] 李飏,夏西强,李秋月.碳配额下碳交易对碳减排技术提升影响及协调机制研究[J/OL].中国管理科学,2024:1-16.(2024-02-08)[2024-03-15]. <https://link.cnki.net/doi/10.16381/j.cnki.issn1003-207x.2023.0576>.
- LI Biao, XIA Xiqiang, LI Qiuyue. Study on the impact of carbon trading on the technological improvement of carbon emission reduction under carbon quota and its coordination mechanism[J/OL]. Chinese Journal of Management Science, 2024: 1-16. (2024-02-08)[2024-03-15]. <https://link.cnki.net/doi/10.16381/j.cnki.issn1003-207x.2023.0576>.
- [7] 陈赞,周敏,赵文恺,等.电-碳联合市场下发电商激励性竞价策略[J].电网技术,2024,48(9):3564-3573.
CHEN Yun, ZHOU Min, ZHAO Wenkai, et al. Incentive bidding strategies for power generator in the electricity-carbon joint market[J]. Power System Technology, 2024, 48(9): 3564-3573.
- [8] WEI X, SUN Y X, ZHOU B, et al. Carbon emission flow oriented multitasking multi-objective optimization of electricity-hydrogen integrated energy system[J]. IET Renewable Power Generation, 2022, 16(7): 1474-1489.
- [9] 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.
- [10] 李璐,张泽端,毕贵红,等.“双碳”目标下基于系统动力学的发电行业碳减排政策研究[J].电力系统保护与控制,2024,52(12):69-81.
LI Lu, ZHANG Zeduan, BI Guihong, et al. Carbon emission reduction policy in the power generation sector based on system dynamics with "dual carbon" targets[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(12): 69-81.
- [11] 亢朋朋,王啸天,陈铨艺,等.考虑碳交易的综合能源系统在

- 不同配置情景下的运行分析[J]. 智慧电力, 2023, 51(4): 16-22,45.
- KANG Pengpeng, WANG Xiaotian, CHEN Quanyi, et al. Operation analysis of integrated energy system considering carbon trading under different configuration scenarios[J]. Smart Power, 2023, 51(4): 16-22,45.
- [12] 张笑演, 熊厚博, 王楚通, 等. 基于最优出力区间和碳交易的园区综合能源系统灵活经济调度[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(16): 72-83.
- ZHANG Xiaoyan, XIONG Houbo, WANG Chutong, et al. Flexible economic dispatching of park-level integrated energy system based on optimal power output interval and carbon trading[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(16): 72-83.
- [13] 黄辰光. 从碳市场看燃煤机组生产方式的转变方向[J]. 能源与节能, 2024(2): 93-97, 179.
- HUANG Chenguang. Changing direction of production mode of coal-fired units from perspective of carbon market[J]. Energy and Energy Conservation, 2024(2): 93-97,179.
- [14] 邵帅, 崔兴华. 能源供给侧与消费侧碳排放的责任核算与驱动因素: 基于“收入者责任”视角的考察[J]. 上海交通大学学报(哲学社会科学版), 2024, 32(1): 81-100.
- SHAO Shuai, CUI Xinghua. Responsibility accounting and driving factors for carbon emissions on energy-supply and energy-consumption sides: an examination from the perspective of "income responsibility" [J]. Journal of Shanghai Jiao Tong University (Philosophy and Social Sciences), 2024, 32(1): 81-100.
- [15] 刘子华, 曹瑞峰, 赵志扬, 等. 基于碳排放流的综合能源系统碳排放监测方法[J]. 浙江电力, 2023, 42(10): 65-72.
- LIU Zihua, CAO Ruifeng, ZHAO Zhiyang, et al. A carbon emission monitoring method for integrated energy systems based on carbon emission flow[J]. Zhejiang Electric Power, 2023, 42(10): 65-72.
- [16] 李姚旺, 张宁, 杜尔顺, 等. 基于碳排放流的电力系统低碳需求响应机制研究及效益分析[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(8): 2830-2842.
- LI Yaowang, ZHANG Ning, DU Ershun, et al. Mechanism study and benefit analysis on power system low carbon demand response based on carbon emission flow[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8): 2830-2842.
- [17] 耿光飞, 党宣, 张启春. 基于统一功率流的综合能源系统碳流计算方法[J]. 电力建设, 2024, 45(12): 140-148.
- GENG Guangfei, DANG Xuan, ZHANG Qichun. Carbon flow calculation method of integrated energy system based on unified power flow[J]. Electric Power Construction, 2024, 45(12): 140-148.
- [18] 詹博淳, 冯昌森, 王晓晖, 等. 基于碳排放流模型的分布式产消者点对点电-碳交易机制[J]. 上海交通大学学报, 2024, 58(12): 1846-1856.
- ZHAN Bochun, FENG Changsen, WANG Xiaohui, et al. A P2P electricity-carbon trading mechanism for distributed prosumers based on carbon emission flow model[J]. Journal of Shanghai Jiao Tong University, 2024, 58(12): 1846-1856.
- [19] 顾洁, 游铭豪, 邬凯浪. 考虑碳排放分摊的综合能源服务商交易策略[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(5): 11-18.
- GU Jie, YOU Minghao, WU Kailang. Trading strategy for integrated energy service provider considering carbon emission sharing[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(5): 11-18.
- [20] 梁宁, 方茜, 徐慧慧, 等. 基于节点碳势需求响应的电力系统双层优化调度[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(9): 44-53.
- LIANG Ning, FANG Qian, XU Huihui, et al. Bi-level optimal dispatching of power system based on demand response considering nodal carbon intensity[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(9): 44-53.
- [21] 边晓燕, 吴珊, 赵健, 等. 考虑源荷碳责任分摊的新型电力系统多级灵活性资源规划[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(2): 155-164.
- BIAN Xiaoyan, WU Shan, ZHAO Jian, et al. Multi-level flexible resource planning of new power system considering source-load carbon responsibility allocation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(2): 155-164.
- [22] 陈家兴, 王春玲, 刘春明. 基于改进碳排放流理论的电力系统动态低碳调度方法[J]. 中国电力, 2023, 56(3): 162-172.
- CHEN Jiaxing, WANG Chunling, LIU Chunming. Dynamic low-carbon dispatching method of power system based on improved carbon emission flow theory[J]. Electric Power, 2023, 56(3): 162-172.
- [23] 余洋, 吴千, 霍宇航, 等. 计及自适应阶梯碳势-碳价与供需双响应基于主从博弈的综合能源系统低碳经济调度[J]. 电网技术, 2024, 48(7): 2702-2714.
- YU Yang, WU Qian, HUO Yuhang, et al. Low-carbon economic dispatch for integrated energy system based on Stackelberg game considering adaptive stepped carbon potential-carbon price and dual response of supply and demand[J]. Power System Technology, 2024, 48(7): 2702-2714.
- [24] LI Y, WANG C L, LI G Q, 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: 113996.
- [25] LI K, YE N, LI S Z, et al. Distributed collaborative operation strategies in multi-agent integrated energy system considering integrated demand response based on game theory[J]. Energy, 2023, 273: 127137.
- [26] SHI S B, GAO Q, JI Y H, et al. Operation strategy for community integrated energy system considering source-load characteristics based on Stackelberg game[J]. Applied Thermal Engineering, 2024, 254: 123739.
- [27] 王海洋, 李珂, 张承慧, 等. 基于主从博弈的社区综合能源系统分布式协同优化运行策略[J]. 中国电机工程学报, 2020,

- 40(17): 5435-5445.
- WANG Haiyang, LI Ke, ZHANG Chenghui, et al. Distributed coordinative optimal operation of community integrated energy system based on Stackelberg game[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(17): 5435-5445.
- [28] 董军, 方琳怡, 姚文璐, 等. 基于主从博弈的综合能源系统多能定价及调度优化[J]. 浙江电力, 2024, 43(9): 19-28.
- DONG Jun, FANG Linyi, YAO Wenlu, et al. Stackelberg game-based multi-energy pricing and dispatch optimization for integrated energy systems[J]. Zhejiang Electric Power, 2024, 43(9): 19-28.
- [29] 李鹏, 吴迪凡, 李雨薇, 等. 基于综合需求响应和主从博弈的多微网综合能源系统优化调度策略[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(4): 1307-1321, 1538.
- LI Peng, WU Difan, LI Yuwei, et al. Optimal dispatch of multi-microgrids integrated energy system based on integrated demand response and Stackelberg game[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(4): 1307-1321, 1538.
- [30] 王瑞, 程杉, 汪业乔, 等. 基于多主体主从博弈的区域综合能源系统低碳经济优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(5): 12-21.
- WANG Rui, CHENG Shan, WANG Yeqiao, et al. Low-carbon and economic optimization of a regional integrated energy system based on a master-slave game with multiple stakeholders[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(5): 12-21.
- [31] 聂永辉, 李宗楷. 基于纳什谈判和主从博弈的多园区综合能源系统优化调度[J]. 智慧电力, 2024, 52(5): 37-43, 104.
- NIE Yonghui, LI Zongkai. Optimal scheduling of multi-park integrated energy system based on Nash negotiation and master-slave game[J]. Smart Power, 2024, 52(5): 37-43, 104.

作者简介:



黄松涛

黄松涛(1981), 男, 硕士, 高级工程师, 从事电力系统调度运行管理工作(E-mail: joyshang@foxmail.com);

董金星(1972), 女, 学士, 高级工程师, 从事调度运行管理工作;

赵雪楠(1988), 女, 硕士, 高级工程师, 从事调度计划管理工作。

Low-carbon economic dispatch of an integrated energy system considering carbon trading cost-sharing among multiple principals

HUANG Songtao¹, DONG Jinxing¹, ZHAO Xuenan¹, HAN Jiakun², YANG Kuiliang², LIU Junjie³

(1. State Grid Inner Mongolia East Power Co., Ltd., Hohhot 010010, China; 2. Xing'an Power Supply Company of State Grid Inner Mongolia East Power Co., Ltd., Ulanhot 137400, China; 3. School of Electrical Engineering and Automation, Tianjin University of Technology, Tianjin 300384, China)

Abstract: In response to the difficulties in carbon trading cost-sharing and the insufficient motivation for emission reduction in the integrated energy system under the dual-carbon targets, a low-carbon economic scheduling strategy based on a multi-principal carbon trading cost-sharing mechanism is proposed. Firstly, a multi-principal carbon trading cost-sharing model is designed, considering the flexible adjustment and response mechanisms on both the source and load sides. Secondly, a master-slave game low-carbon economic dispatch model is constructed, with the energy seller as the leader and the energy supplier and load aggregator as followers. The leader formulates dynamic time-sharing carbon prices to guide the energy supplier in optimizing equipment output strategies and the load aggregator in adjusting energy consumption strategies. Finally, several scenarios are compared and analyzed through simulation experiments. Results demonstrate that, compared with the average of three mechanisms where a single subject bears the carbon trading cost, the proposed multi-principal carbon trading cost sharing mechanism increases the system's overall total benefit by 3.71%, reduces total costs by 11.97%, cuts carbon trading costs by 21.06%, and decreases total carbon emissions by 19%. This model effectively realizes the sharing of carbon trading costs among multiple subjects, promotes cooperation in emission reduction among all parties, and achieves a win-win situation in economic and environmental benefits.

Keywords: integrated energy system; multiple principals; master-slave game; carbon trading cost-sharing; dynamic time-of-day carbon price; low-carbon economic dispatch

(编辑 方晶)