

# 考虑碳配额动态分解的 燃煤发电商参与电碳耦合市场策略行为研究

崔杨, 徐扬\*, 朱晗, 程丁然, 王硕, 赵钰婷

(现代电力系统仿真控制与绿色电能新技术教育部重点实验室(东北电力大学), 吉林省 吉林市 132012)

## Research on the Strategic Behavior of Coal-fired Generators Participating in the Electricity-carbon Coupling Market Considering CEA Dynamic Decomposition

CUI Yang, XU Yang\*, ZHU Han, CHENG Dingran, WANG Shuo, ZHAO Yuting

(Key Laboratory of Modern Power System Simulation and Control & Renewable Energy Technology, Ministry of Education

(Northeast Electric Power University), Jilin 132012, Jilin Province, China)

**ABSTRACT:** To solve the problem of coordinated decision-making in the electricity and carbon markets caused by the interdependence between “electricity” and “CO<sub>2</sub>” of coal-fired generators, this paper proposes a two-stage dynamic decision-making method for coal-fired generators to participate in the electricity-carbon coupling market, considering the dynamic decomposition of carbon emission allowance (CEA). First, to solve the problems of different trading rules and asynchronous trading cycles in the two markets, this paper proposes a rolling decision-making framework based on risk sharing to realize the multi-time scale coupling decision-making. Secondly, a two-stage rolling decision-making model for coal-fired generators is constructed. In stage 1, the initial CEA allocation on a long-time scale is realized based on the CEA dynamic decomposition model, and in stage 2, a multi-market bi-level bidding strategy model on a short time scale is formulated, in which the maximum profit model of coal-fired generators is constructed in the upper level and the electricity and carbon market clearing model is constructed in the lower level. Then, the bi-level model is transformed into a single-level mathematical program with equilibrium constraints (MPEC) problem using the Karush-Kuhn-Tucker (KKT) optimal condition, and transformed into a mixed-integer linear programming model based on strong duality theory and Big-M method. Finally, case results show that the operating income of coal-fired generators can be improved by optimizing the CEA decomposition strategy.

**KEY WORDS:** carbon emission allowance dynamic decomposition; coal-fired generator; bidding strategic behavior; electricity-carbon coupling market

**摘要:** 为应对燃煤发电商的“发电”与“碳排”依存关系所带来的电碳市场协同决策问题, 该文提出一种考虑碳配额动态分解的燃煤发电商参与电碳耦合市场两阶段动态决策方法。首先, 为解决电碳市场交易规则不同、交易周期异步等问题, 提出基于风险分摊的滚动决策框架, 以实现两市场多时间尺度耦合; 其次, 构建燃煤发电商两阶段滚动决策模型, 第1阶段基于碳配额动态分解模型实现长时间尺度的初始碳配额分配, 第2阶段制定短时间尺度多市场双层投标策略模型, 在上层模型中构建燃煤发电商的利润最大化模型, 在下层模型中构建电力和碳市场出清模型; 然后, 利用 Karush-Kuhn-Tucker(KKT)最优条件将双层模型转化为单层具有均衡约束的数学规划(mathematical program with equilibrium constraints, MPEC)问题, 并基于强对偶理论和 Big-M 方法将其转化为混合整数线性规划模型以便于求解; 最后, 通过多个算例对比验证所提碳配额分解策略能够提高燃煤发电商的运行收益。

**关键词:** 碳配额动态分解; 燃煤发电商; 投标策略行为; 电碳耦合市场

## 0 引言

为助力经济社会绿色低碳转型、落实主体减排责任, 我国于2021年7月正式启动碳排放权交易市场(简称碳市场)<sup>[1-2]</sup>。由于基础数据良好、碳排放量集中等特点, 发电行业被首批纳入碳市场交易体系。目前, 我国碳市场第2个履约周期圆满收官, 以全国碳市场为主体的中国碳定价机制基本形成<sup>[3]</sup>。同时, 山西、广东等省份电力现货市场已由长周期连续结算试运行转为正式运行, 全国统一的电力市场规则体系基本建立<sup>[4-5]</sup>。碳市场与电力市场运行机制原本彼此独立, 但发电主体的“发电”和“碳排”

基金项目: 吉林省教育厅科学研究项目(JJKH20250867BS)。

Science and Technology Research Project of Jilin Provincial Department of Education (JJKH20250867BS).

依存关系使得两市场间彼此耦合<sup>[6-7]</sup>。因此,受利益驱动的发主体亟需实现两市场的协同决策。

目前,针对能源发电商参与电碳耦合市场决策的研究主要包含两类。一类是基于自上而下的政策耦合,其从电力系统层面出发,以政策规范等为边界,要求发电商在日前、实时市场上报机组包含碳交易的总燃料相关成本,例如美国 PJM 市场<sup>[8]</sup>。其中,文献[9]构建发电商的动态排放强度模型并基于此研究其调度决策;文献[10]考虑碳排放成本,提出风光储电站参与电力现货市场的投标策略。文献[11]基于多智能体深度强化学习方法研究发电商参与电碳耦合市场的竞价行为;文献[12]提出考虑碳交易的日前电力市场两阶段优化出清模型。上述文献基于固定碳价量化碳交易成本,但其市场机制的简化无法有效模拟目前碳市场的现货交易特性。

另一类研究是基于自下而上的效益耦合,其以发电商自身总收益最大化为目标,以生产过程的电碳耦合物理特性为约束,统筹安排其在两类市场中的决策,使得电碳交易在市场运行结果上体现出耦合特征。在针对短期决策研究中,文献[13-14]基于预测市场出清价格构建发电商的最大化收益模型以实现多市场决策;文献[15]提出基于拍卖的碳市场出清模型并以报量报价方式研究了发电商在电碳耦合市场的投标策略。文献[16-18]分别研究燃煤发电商、新能源发电商及配电网参与电碳耦合市场的市场均衡问题;文献[19]提出考虑现货电能量交易的发用电主体碳配额交易策略。上述针对单一时间尺度电碳耦合市场决策的研究,忽略了碳市场的配额清缴特点且未考虑电碳市场的多时间尺度耦合。

在针对多时间尺度决策研究中,文献[20]研究发电商参与碳市场与中长期电力市场的联合交易策略;文献[21]基于预测价格提出了考虑多市场价格与碳核查不确定性的发电企业长期滚动交易决策方法;文献[22]基于混合交互式仿真方法研究发电商在碳市场中的交易行为;文献[23]研究发电商参与中长期、日前电力市场和碳市场的动态均衡;文献[24]从全年视角研究了考虑发电商现金流约束的电碳现货市场决策问题;文献[25]提出混合型发电集团参与电-碳市场的多时间尺度协同决策方法。上述文献分别从数据预测、多时间尺度分层、人类专家决策等方面研究了发电商在电碳耦合市场的多时间尺度协同决策问题,丰富了发电商参与电碳市场的交易方法。

然而,针对燃煤发电商在电碳耦合市场协同决策的研究仍存在以下问题:1)由于碳交易市场的履约特点,势必产生发电商对初始碳配额的利用问题,目前针对发电商初始碳配额在履约期内的利用与分解问题尚存在研究空白;2)在发电商参与电碳耦合市场多时间尺度协同决策问题中,现有研究多将发电商视为价格接受者,鲜有文献研究发电商以报量报价方式参与电、碳市场投标;3)基于固定的碳排放强度模型无法准确衡量发电商的电碳耦合特性,其难以有效支撑多市场决策制定。

基于此,本文从碳配额违约风险分摊的角度,提出考虑碳配额动态分解的燃煤发电商参与电碳耦合市场投标决策方法。首先,提出基于风险分摊的滚动决策框架;然后,构建燃煤发电商的两阶段滚动决策模型并制定求解方法;最后,通过算例仿真验证所提滚动决策方法的有效性。

## 1 基于风险分摊的滚动决策框架

### 1.1 市场运行机制

目前,我国电力现货市场主要由日前和实时市场组成,其中主要的能量交易在日前市场完成。在电力现货市场交易规则中,各市场成员需要提交自己的功率-价格曲线,电力市场系统独立运营商在接收到各市场成员的申报信息后以最小化系统运行成本(或最大化社会福利)进行优化出清<sup>[10]</sup>,得到电力现货市场的节点边际电价以及各市场成员的中标量,最后基于我国现行的电力现货市场结算机制对各市场成员的中标量进行结算。

碳市场以碳排放权为主要交易产品,依据配额流转阶段划分为一级碳市场和二级碳市场。一级碳市场由政府通过免费分配或拍卖方式向控排企业首次分配初始碳配额。二级碳市场则由环境交易所组织运营,控排企业及投资机构根据自身的碳排放情况进行碳配额交易以保证履约顺利完成,交易结果当天完成结算<sup>[23]</sup>。目前,我国二级碳市场包含场外交易和场内交易两种方式<sup>[26]</sup>,其中场外交易是指通过协议转让实现企业间年度配额调剂。而场内交易又分为单向竞价和挂牌交易,前者旨在实现大宗配额高效有序流通,同时确保价格发现与市场稳定;后者则以“集合竞价+连续竞价+集合竞价”为典型代表<sup>[27]</sup>,实现碳配额的灵活交易。连续竞价中买卖订单按照股票交易的形式进行连续匹配,其适合流动性高、需要实时反映供需变化的交易场景;

而集合竞价是对所提交的买卖订单以社会效益最大为目标进行集中出清,其适用于流动性较低、需要一次性形成均衡价格的场景(如开盘、收盘)。通过对伦敦证券交易所的实证分析发现,以收盘集合竞价为基础的二级碳现货市场信息效率更高<sup>[28]</sup>。

因此,虽然发电企业的运行交易涉及到不同时间框架下的多个市场,但本文在短期的电碳耦合交易中只研究日前电力市场和以收盘竞价为基础的二级碳市场。基于上述电、碳市场运行规则,构建燃煤发电商参与电碳耦合市场交易的滚动决策框架。

## 1.2 滚动决策框架

随着全国碳市场的正式启动,电力行业被首批

纳入碳交易体系,燃煤发电商的“发电”与“碳排”依存关系带来了电、碳市场协同决策的需求。然而,由于碳市场的履约特点,电、碳市场交易规则不同、交易周期异步等问题为市场主体制定竞价策略带来困难。本文考虑到燃煤发电商在履约期结束时“超额的碳排放”或“剩余的碳配额”是由整个履约期内不合理的电碳交易累积而成(需要指出对于发电商因自身决策将部分碳配额转结到下一履约期待价而沽的情况暂不考虑)。因此,从碳配额违约风险分摊的角度,构建单个燃煤发电商在多时间尺度和多市场下的滚动决策框架,如图1所示。

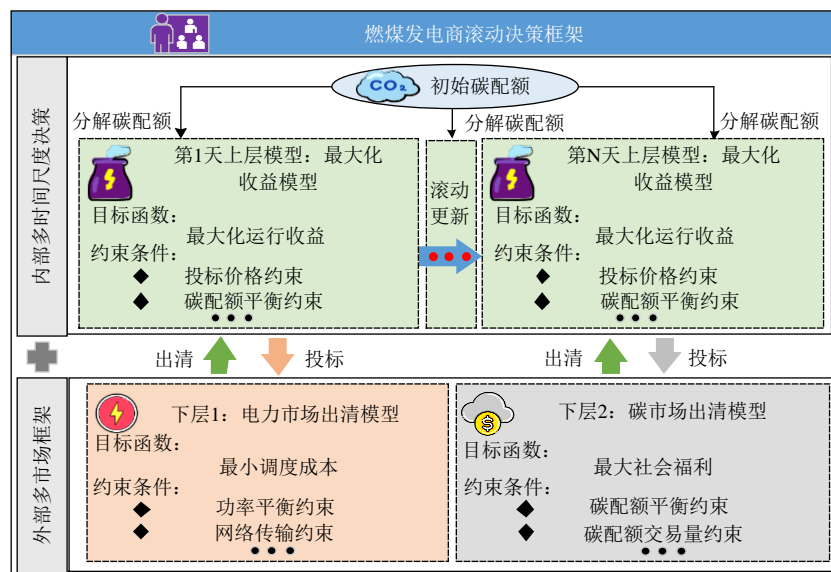


图1 滚动决策框架

Fig. 1 Rolling decision framework

滚动决策流程具体如下：首先,在履约初期,燃煤发电商基于免费分配或者拍卖方法从一级碳市场中获得初始碳配额;其次,为了有效指导燃煤发电商在短期内的电能与碳配额交易,将初始碳配额分解到每个运行日以实现碳配额违约的风险分摊;然后,燃煤发电商基于分解后的碳配额,考虑自身的电碳特性制定日前电力市场和二级碳市场的竞价策略。在电力市场中,燃煤发电商通过提交分段价格-功率曲线参与电力市场独立系统运营商的能源交易。独立系统运营商在接收到各市场成员的申报信息后进行优化出清,并公布市场出清电价和中标电量。在二级碳市场中,考虑分解后的碳配额和机组自身电碳特性,燃煤发电商通过向碳市场交易所提交分段的碳配额价格-数量曲线,碳市场交易所在接收各市场成员的碳配额申报信息后进行出清,并公布市场出清碳价和碳配额中标数量。

综上,燃煤发电商完成一个运行日的电能和碳配额交易,随着时间的推移,进行下一个运行日的电碳耦合市场交易直到碳市场的履约期结束。基于上述滚动框架,实现燃煤发电商的多时间尺度、多市场耦合交易决策。

## 2 两阶段滚动决策模型

### 2.1 模型假设

在建立两阶段滚动决策模型前,需对相关假设进行说明:

1) 电力市场:假设存在统一电力市场,电力系统采用无损的直流潮流模型。备用和能量产品分别在不同的市场中交易,所有的电能需求是非弹性的;

2) 碳市场:假设碳市场参与者仅限于电力行业(即所有发电商),暂不考虑钢铁、水泥等其他部

门的碳排放影响；

3) 市场参与者：本文将每台燃煤发电机组视为独立的策略型市场参与者，其他发电商为非策略型市场参与者。其他发电商的竞价信息和电力系统参数已知；

4) 碳配额：初始碳配额基于容量因子计算，在本文中已知；

5) 结算规则：市场参与者基于电力和碳市场的边际出清价格进行结算，该出清价格是由交易中心通过优化市场清算模型获得。

基于上述假设，构建考虑碳配额动态分解的燃煤发电商两阶段滚动决策模型：第1阶段碳配额动态分解模型和第2阶段多市场策略行为模型，具体模型如下。

## 2.2 第1阶段：碳配额动态分解模型

初始碳配额的分解有利于燃煤发电商在短期内制定准确的投标策略，避免因不合理的“发电”和“碳排”造成的利润损失。目前，基于平均分配的碳配额分解方法简单高效，其模型如式(1)所示。

$$X_{v,d}^{\text{free}} = \frac{1}{D} \cdot X_v^{\text{total}} \quad (1)$$

式中： $X_{v,d}^{\text{free}}$ 为机组 $v$ 在运行日 $d$ 的分解碳配额； $D$ 为所有运行日集合； $X_v^{\text{total}}$ 为机组 $v$ 的初始碳配额。

然而，基于碳配额平均分解的燃煤发电商无法准确捕捉因新能源发电导致的电、碳市场价格波动信号。随着低成本新能源发电接入电网，在低净需求运行日<sup>[29]</sup>，来自高成本化石燃料发电商的出清功率减少导致低的出清电价，同时多余的碳配额被供应在碳市场中降低了出清碳价；而在高净需求运行日，来自化石燃料发电商的出清功率增加导致高的出清电价，同时较少的碳配额被供应在碳市场中推高了碳价。考虑到不同的发电份额导致机组的碳配额供需差异将影响电、碳市场出清价格，因此本文提出一种基于净需求份额的碳配额分解方法，其模型如式(2)所示。通过优化碳配额的分解策略，将部分碳配额从低碳价运行日转移至高碳价运行日来提高燃煤发电商的运行收益。

$$X_{v,d}^{\text{free}} = \frac{P_d^{\text{L}*} - P_d^{\text{RE}*}}{P_{\text{total}}^{\text{L}} - P_{\text{total}}^{\text{RE}}} \cdot X_v^{\text{total}} \quad (2)$$

式中： $P_{\text{total}}^{\text{L}}$ 为履约期内预测的总负荷需求； $P_{\text{total}}^{\text{RE}}$ 为履约期内预测的总新能源发电量； $P_d^{\text{L}*}$ 为运行日 $d$ 的负荷预测值； $P_d^{\text{RE}*}$ 为运行日 $d$ 的新能源预测值。

由于碳市场履约期的时间尺度较长，在式(2)中，总负荷需求和总新能源发电量的预测数据与实际值将存在偏差，基于净需求份额的碳配额分解方法将导致初始碳配额被提前消耗或剩余碳配额未被利用，这种“过消耗”或“欠消耗”都将导致燃煤发电商的利润损失。因此，考虑预测误差随时间尺度逐时逼近的特点<sup>[30]</sup>，提出碳配额动态更新方法进一步优化碳配额的分解策略，其模型如式(3)所示。通过动态更新总负荷需求和总新能源发电量的预测数据，保证初始碳配额的合理利用，避免初始碳配额的过耗或过剩。

$$X_{v,d}^{\text{free}} = \frac{(P_d^{\text{L}*} - P_d^{\text{RE}*}) \cdot (X_v^{\text{total}} - \sum_{d \in D_h} X_{v,d}^{\text{free}})}{(P_{\text{total}}^{\text{L}*} - \sum_{d \in D_h} P_d^{\text{L}}) - (P_{\text{total}}^{\text{RE}*} - \sum_{d \in D_h} P_d^{\text{RE}})} \quad (3)$$

式中： $D_h$ 为历史运行日集合； $P_d^{\text{L}}$ 为历史运行日 $d$ 的负荷需求； $P_d^{\text{RE}}$ 为历史运行日 $d$ 的新能源发电量； $P_{\text{total}}^{\text{L}*}$ 为所有运行日的总负荷预测值； $P_{\text{total}}^{\text{RE}*}$ 为所有运行日的总新能源发电预测值。

## 2.3 第2阶段：多市场策略行为模型

1) 上层模型：燃煤发电商最大化利润模型。

在上层模型中，考虑燃煤发电商的动态电碳特性<sup>[31]</sup>，以最大化其在电碳耦合市场的利润为目标构建优化模型，目标函数如(4)所示。

$$\max R_{g,d}^{\text{E}} + R_{g,d}^{\text{C}} \quad (4)$$

约束条件：

$$R_{g,d}^{\text{E}} = \sum_t \sum_k (\lambda_{(i,v \in \Omega_i^{\text{G}}),d,t}^{\text{E}} - \lambda_{v,d,k}^{\text{G}}) P_{v,d,k,t}^{\text{G}} \Delta t \quad (5)$$

$$R_{g,d}^{\text{C}} = \sum_m \lambda_d^{\text{C}} X_{v,d,m}^{\text{CS}} + \xi_d^{\text{FS}} (X_{v,d}^{\text{SV}} - \sum_m X_{v,d,m}^{\text{CS}}) - \sum_n \lambda_d^{\text{C}} X_{v,d,n}^{\text{CB}} - \zeta_d^{\text{FB}} (X_{v,d}^{\text{DV}} - \sum_n X_{v,d,n}^{\text{CB}}) \quad (6)$$

$$\omega_{\min}^{\text{G}} \leq \omega_{v,d,k}^{\text{G}} \leq \omega_{\max}^{\text{G}}, \quad \forall k \quad (7)$$

$$\omega_{\min}^{\text{CS}} \leq \omega_{v,d,m}^{\text{CS}} \leq \omega_{\max}^{\text{CS}}, \quad \forall m \quad (8)$$

$$\omega_{\min}^{\text{CB}} \leq \omega_{v,d,n}^{\text{CB}} \leq \omega_{\max}^{\text{CB}}, \quad \forall n \quad (9)$$

$$\omega_{v,d,k-1}^{\text{G}} \leq \omega_{v,d,k}^{\text{G}}, \quad \forall k \geq 2 \quad (10)$$

$$\omega_{v,d,m-1}^{\text{CS}} \leq \omega_{v,d,m}^{\text{CS}}, \quad \forall m \geq 2 \quad (11)$$

$$\omega_{v,d,n-1}^{\text{CB}} \geq \omega_{v,d,n}^{\text{CB}}, \quad \forall n \geq 2 \quad (12)$$

$$X_{v,d}^{\text{net}} = X_{v,d}^{\text{free}} - \sum_k e_{v,k}^{\text{real}} P_{v,d,k,t}^{\text{G}} \quad (13)$$

$$X_{v,d}^{\text{net}} = X_{v,d}^{\text{SV}} - X_{v,d}^{\text{DV}} \quad (14)$$

$$0 \leq X_{v,d}^{\text{SV}} \perp X_{v,d}^{\text{DV}} \geq 0 \quad (15)$$

$$S_{v,k} = \int_0^{P_{v,d,k}^{\text{G}}} e_v^{\text{real}}(p) dp = \int_0^{P_{v,d,k}^{\text{G}}} a_i \sum_k P_{v,d,k}^{\text{G}} - b_i dp \quad (16)$$

$$e_{v,k}^{\text{real}} = \begin{cases} S_{v,k} / P_{v,k}^G, & k=1 \\ (S_{v,k} - S_{v,k-1}) / (P_{v,k}^G - P_{v,k-1}^G), & k \geq 2 \end{cases} \quad (17)$$

式中： $R_{g,d}^E$ 和 $R_{g,d}^C$ 分别为燃煤发电商在电碳市场的运行收益； $\lambda_{(i,v \in \Omega_i^G),d,t}^E$ 为机组 $v$ 在运行日 $d$ 时刻 $t$ 的出清电价； $\lambda_{v,d,k}^G$ 为机组 $v$ 在功率段 $k$ 的发电成本； $P_{v,d,k,t}^G$ 为机组 $v$ 在运行日 $d$ 时刻 $t$ 的中标电量； $\Delta t$ 为时间间隔； $\lambda_d^C$ 为运行日 $d$ 的出清碳价； $X_{v,d,m}^{\text{CS}}$ 和 $X_{v,d,n}^{\text{CB}}$ 分别为机组 $v$ 在运行日 $d$ 在配额段 $m/n$ 的销售/购买碳配额数量； $X_{v,d}^{\text{SV}}$ 和 $X_{v,d}^{\text{DV}}$ 分别为机组 $v$ 在运行日 $d$ 的最大销售/购买碳配额数量； $\zeta_d^{\text{FB}}$ 和 $\zeta_d^{\text{FS}}$ 分别为碳配额不足或剩余的惩罚价格； $\omega_{\min}^G$ 和 $\omega_{\max}^G$ 分别为电能投标价格的上下限； $\omega_{\min}^{\text{CS}}$ 和 $\omega_{\max}^{\text{CS}}$ 分别为销售碳配额的投标价格上下限； $\omega_{\min}^{\text{CB}}$ 和 $\omega_{\max}^{\text{CB}}$ 分别为购买碳配额的投标价格上下限； $\omega_{v,d,k}^G$ 、 $\omega_{v,d,m}^{\text{CS}}$ 和 $\omega_{v,d,n}^{\text{CB}}$ 分别为电能、销售碳配额和购买碳配额的投标价格； $X_{v,d}^{\text{net}}$ 为机组 $v$ 在运行日 $d$ 的净碳配额； $e_{v,k}^{\text{real}}$ 为机组 $v$ 在功率块 $k$ 的碳排放强度； $e_v^{\text{real}}$ 为机组 $v$ 的动态碳排放强度模型； $a_i$ 和 $b_i$ 分别为动态碳排放强度模型的拟合系数； $S_{v,k}$ 为机组 $v$ 在功率块 $k$ 的碳排放量。

其中：式(7)—(12)表示市场投标价格约束式；式(14)—(15)表示碳配额购买和销售互斥约束；式(16)—(17)表示机组 $v$ 的分段碳排放强度模型。

### 2) 下层模型 1: 电力市场出清模型。

在下层模型 1 中，以最小发电成本为目标构建日前电力市场出清模型，其目标函数如(18)所示。

$$\min \sum_t \sum_{v,k} \omega_{v,d,k}^G P_{v,d,k,t}^G \Delta t \quad (18)$$

$$\sum_{v \in \Omega_i^G} \sum_{k \in K} P_{v,d,k,t}^G - \sum_{j \in \Omega_i^N} B_{ij} (\delta_{i,d,t}^{\text{PS}} - \delta_{j,d,t}^{\text{PS}}) = P_{i,d,t}^L, \forall i, t \quad (19)$$

$$\underbrace{P_{v,t}^{\text{Gmin}}}_{\mu_{v,d,t}^{\text{Gmin}}, \tilde{\mu}_{v,d,t}^{\text{Gmax}}} \leq \sum_{k \in K} P_{v,d,k,t}^G \leq \tilde{P}_{v,t}^{\text{Gmax}}, \forall v, t \quad (20)$$

$$\underbrace{P_{v,k,t}^{\text{Kmin}}}_{\mu_{v,d,k,t}^{\text{Kmin}}, \tilde{\mu}_{v,d,k,t}^{\text{Kmax}}} \leq P_{v,d,k,t}^G \leq \tilde{P}_{v,k,t}^{\text{Kmax}}, \forall v, k, t \quad (21)$$

$$-R_v^{\text{D}} \leq \sum_{k \in K} P_{v,d,k,t+1}^G - \sum_{k \in K} P_{v,d,k,t}^G \leq R_v^{\text{U}}, \forall v, t < T \quad (22)$$

$$-P_{ij}^{\text{Lmax}} \leq B_{ij} (\delta_{i,d,t}^{\text{PS}} - \delta_{j,d,t}^{\text{PS}}) \leq P_{ij}^{\text{Lmax}}, \forall ij, t \quad (23)$$

$$-\pi \leq \delta_{i,d,t}^{\text{PS}} \leq \pi, \forall i, t \quad (24)$$

$$\underbrace{\delta_{i,d,t}^{\text{PS}}}_{\mu_{i,d,t}^{\delta 1}} = 0, \forall t \quad (25)$$

式中： $B_{ij}$ 为支路 $ij$ 的导纳； $\delta_{i,d,t}^{\text{PS}}$ 为网络节点 $i$ 的相角； $P_{i,d,t}^L$ 为节点 $i$ 的负荷； $P_{v,t}^{\text{Gmin}}$ 和 $\tilde{P}_{v,t}^{\text{Gmax}}$ 分别为机组 $v$ 的发电功率上下限； $P_{v,k,t}^{\text{Kmin}}$ 和 $\tilde{P}_{v,k,t}^{\text{Kmax}}$ 分别为机组 $v$ 在功率段 $k$ 的功率上下限； $R_v^{\text{D}}$ 和 $R_v^{\text{U}}$ 分别为机组 $v$ 的爬坡功率上下限； $P_{ij}^{\text{Lmax}}$ 为支路 $ij$ 的最大传输功率； $\lambda_{i,d,t}^E$ 、 $\mu_{v,d,t}^{\text{Gmin}}$ 、 $\tilde{\mu}_{v,d,t}^{\text{Gmax}}$ 、 $\mu_{v,d,k,t}^{\text{Kmin}}$ 、 $\tilde{\mu}_{v,d,k,t}^{\text{Kmax}}$ 、 $\mu_{v,d,t}^{\text{RD}}$ 、 $\tilde{\mu}_{v,d,t}^{\text{RU}}$ 、 $\mu_{ij,d,t}^{\text{Lmin}}$ 、 $\tilde{\mu}_{ij,d,t}^{\text{Lmax}}$ 、 $\mu_{i,d,t}^{\delta \text{min}}$ 、 $\tilde{\mu}_{i,d,t}^{\delta \text{max}}$ 和 $\mu_{i,d,t}^{\delta 1}$ 分别为上述约束条件的对偶变量。

其中：式(19)为功率平衡约束；式(20)—(21)为机组 $v$ 的发电功率约束；式(22)为爬坡约束；式(23)为线路传输限制约束；式(24)—(25)为相角约束。

### 3) 下层模型 2: 碳市场出清模型。

本文假设在二级碳市场中碳市场交易所采用基于收盘竞价的场内交易方式<sup>[15]</sup>，以社会福利最大化为目标构建碳市场出清模型，其目标函数如式(26)所示。

$$\max \sum_{v,n} \omega_{v,d,n}^{\text{CB}} X_{v,d,n}^{\text{CB}} - \sum_{v,m} \omega_{v,d,m}^{\text{CS}} X_{v,d,m}^{\text{CS}} \quad (26)$$

$$\sum_{v,n} X_{v,d,n}^{\text{CB}} = \sum_{v,m} X_{v,d,m}^{\text{CS}}, \forall d \quad (27)$$

$$\underbrace{X_{v,n}^{\text{Bmin}}}_{g_{v,d,n}^{\text{Bmin}}, \tilde{g}_{v,d,n}^{\text{Bmax}}} \leq X_{v,d,n}^{\text{CB}} \leq X_{v,n}^{\text{Bmax}}, \forall v, n \quad (28)$$

$$\underbrace{X_{v,m}^{\text{Smin}}}_{g_{v,d,m}^{\text{Smin}}, \tilde{g}_{v,d,m}^{\text{Smax}}} \leq X_{v,d,m}^{\text{CS}} \leq X_{v,m}^{\text{Smax}}, \forall v, m \quad (29)$$

$$\sum_n X_{v,d,n}^{\text{CB}} \leq X_{v,d}^{\text{DV}}, \forall v \quad (30)$$

$$\sum_m X_{v,d,m}^{\text{CS}} \leq X_{v,d}^{\text{SV}}, \forall v \quad (31)$$

式中： $X_{v,n}^{\text{Bmin}}$ 和 $X_{v,n}^{\text{Bmax}}$ 分别为购买碳配额投标块上下限； $X_{v,m}^{\text{Smin}}$ 和 $X_{v,m}^{\text{Smax}}$ 分别为销售碳配额投标块上下限； $\lambda_d^C$ 、 $g_{v,d,n}^{\text{Bmin}}$ 、 $\tilde{g}_{v,d,n}^{\text{Bmax}}$ 、 $g_{v,d,m}^{\text{Smin}}$ 、 $\tilde{g}_{v,d,m}^{\text{Smax}}$ 、 $g_{v,d}^{\text{BT}}$ 和 $g_{v,d}^{\text{ST}}$ 分别为上述约束条件的对偶变量。

其中：式(27)为碳配额买卖平衡约束；式(28)—(31)表示碳配额交易量约束。

## 3 模型求解方法

本文所提出的第2阶段多市场策略行为模型是一个非凸且具有分层结构的数学问题。为解决上述问题，首先，使用 KKT 最优条件将下层的电力和

碳市场出清模型替换, 将双层模型转换为单层的 MPEC 问题<sup>[32-33]</sup>; 然后, 利用强对偶理论和 Big-M 方法, 将非凸的 MPEC 模型转换为等效的混合整数线性规划模型 (mixed-integer linear programming model, MILP) 以实现高效求解。

### 3.1 MPEC 模型转换

下层电力和碳市场出清模型的 KKT 最优性条件如下, 其中式(38)–(53)为互补松弛条件。

$$\begin{aligned} \varpi_{v,d,k}^G - \lambda_{(i,v \in \Omega_i^G),d,t}^E + \tilde{\mu}_{v,d,t}^{Gmax} - \mu_{v,d,t}^{Gmin} + \tilde{v}_{v,d,k,t}^{Kmax} - \\ \nu_{v,d,k,t}^{Kmin} + \mu_{v,d,t}^{RD} - \tilde{\mu}_{v,d,t}^{RU} = 0, \quad \forall v, k, t = 1 \end{aligned} \quad (32)$$

$$\begin{aligned} \varpi_{v,d,k}^G - \lambda_{(i,v \in \Omega_i^G),d,t}^E + \tilde{\mu}_{v,d,t}^{Gmax} - \mu_{v,d,t}^{Gmin} + \tilde{v}_{v,d,k,t}^{Kmax} - \nu_{v,d,k,t}^{Kmin} + \\ \mu_{v,d,t}^{RD} - \tilde{\mu}_{v,d,t}^{RU} + \tilde{\mu}_{v,d,t-1}^{RU} - \mu_{v,d,t-1}^{RD} = 0, \quad \forall v, k, 1 < t < T \end{aligned} \quad (33)$$

$$\begin{aligned} \varpi_{v,d,k}^G - \lambda_{(i,v \in \Omega_i^G),d,t}^E + \tilde{\mu}_{v,d,t}^{Gmax} - \mu_{v,d,t}^{Gmin} + \tilde{v}_{v,d,k,t}^{Kmax} - \\ \nu_{v,d,k,t}^{Kmin} + \tilde{\mu}_{v,d,t-1}^{RU} - \mu_{v,d,t-1}^{RD} = 0, \quad \forall v, k, t = T \end{aligned} \quad (34)$$

$$\begin{aligned} \sum_{j \in \Omega_i^N} B_{ij} (\lambda_{i,d,t}^E - \lambda_{j,d,t}^E) + \tilde{\mu}_{i,d,t}^{\delta max} - \mu_{i,d,t}^{\delta min} + \\ \mu_{d,t}^{\delta 1} + \sum_{j \in \Omega_i^N} B_{ij} (\tilde{\mu}_{ij,d,t}^{Lmax} - \mu_{ij,d,t}^{Lmin}) = 0, \quad \forall i, t \end{aligned} \quad (35)$$

$$\varpi_{v,d,m}^{CS} - \lambda_d^{CM} + \tilde{g}_{v,d,m}^{Smax} - g_{v,d,m}^{Smin} + g_{v,d}^{ST} = 0, \quad \forall v, m \quad (36)$$

$$-\varpi_{v,d,n}^{CB} + \lambda_d^{CM} + \tilde{g}_{v,d,n}^{Bmax} - g_{v,d,n}^{Bmin} + g_{v,d}^{BT} = 0, \quad \forall v, n \quad (37)$$

$$0 \leq (\sum_k P_{v,d,k,t}^G - P_{v,t}^{Gmin}) \perp \mu_{v,t}^{Gmin} \geq 0, \quad \forall v, t \quad (38)$$

$$0 \leq (\tilde{P}_{v,t}^{Gmax} - \sum_k P_{v,d,k,t}^G) \perp \tilde{\mu}_{v,t}^{Gmax} \geq 0, \quad \forall v, t \quad (39)$$

$$0 \leq (P_{v,d,k,t}^G - P_{v,k,t}^{Kmin}) \perp \nu_{v,d,k,t}^{Kmin} \leq 0, \quad \forall v, k, t \quad (40)$$

$$0 \leq (\tilde{P}_{v,k,t}^{Kmax} - P_{v,d,k,t}^G) \perp \tilde{\nu}_{v,k,t}^{Kmax} \geq 0 \quad \forall v, k, t \quad (41)$$

$$0 \leq (\sum_k P_{v,d,k,t+1}^G - \sum_k P_{v,d,k,t}^G + R_v^D) \perp \mu_{v,d,t}^{RD} \geq 0, \\ \forall v, t < T \quad (42)$$

$$0 \leq (R_v^U - \sum_k P_{v,d,k,t+1}^G + \sum_k P_{v,d,k,t}^G) \perp \tilde{\mu}_{v,t}^{RU} \geq 0, \\ \forall v, t < T \quad (43)$$

$$0 \leq (B_{ij} (\delta_{i,d,t}^{PS} - \delta_{j,d,t}^{PS}) + P_{ij}^{Lmax}) \perp \mu_{ij,d,t}^{Lmin} \geq 0, \\ \forall i, t, j \in \Omega_n^N \quad (44)$$

$$0 \leq (P_{ij}^{Lmax} - B_{ij} (\delta_{i,d,t}^{PS} - \delta_{j,d,t}^{PS})) \perp \tilde{\mu}_{ij,d,t}^{Lmax} \geq 0, \\ \forall i, t, j \in \Omega_n^N \quad (45)$$

$$0 \leq (\delta_{i,d,t}^{PS} + \pi) \perp \mu_{i,d,t}^{\delta min} \geq 0, \quad \forall i, t \quad (46)$$

$$0 \leq (\pi - \delta_{i,d,t}^{PS}) \perp \tilde{\mu}_{i,d,t}^{\delta max} \geq 0, \quad \forall i, t \quad (47)$$

$$0 \leq (X_{v,d,n}^{CB} - X_{v,d,n}^{Bmin}) \perp g_{v,d,n}^{Bmin} \geq 0, \quad \forall v, n \quad (48)$$

$$0 \leq (X_{v,d,n}^{Bmax} - X_{v,d,n}^{CB}) \perp \tilde{g}_{v,d,n}^{Bmax} \geq 0, \quad \forall v, n \quad (49)$$

$$0 \leq (X_{v,d,m}^{CS} - X_{v,d,m}^{Smin}) \perp g_{v,d,m}^{Smin} \geq 0, \quad \forall v, m \quad (50)$$

$$0 \leq (X_{v,d,m}^{Smax} - X_{v,d,m}^{CS}) \perp \tilde{g}_{v,d,m}^{Smax} \geq 0, \quad \forall v, m \quad (51)$$

$$0 \leq (X_{v,d}^{DV} - \sum_n X_{v,d,n}^{CB}) \perp g_{v,d}^{BT} \geq 0, \quad \forall v \quad (52)$$

$$0 \leq (X_{v,d}^{SV} - \sum_m X_{v,d,m}^{CS}) \perp g_{v,d}^{ST} \geq 0, \quad \forall v \quad (53)$$

### 3.2 MILP 模型转换

#### 1) 互补松弛约束线性化。

采用 Big-M 方法对互补松弛约束进行线性化, 其过程如式(54)所示。

$$0 \leq f(x) \perp g(y) \geq 0 \Rightarrow \begin{cases} 0 \leq f(x) \leq M_1 \cdot u \\ 0 \leq g(y) \leq M_2 \cdot (1-u) \end{cases} \quad (54)$$

式中:  $M_1$  和  $M_2$  是足够大的数;  $u$  为引入的辅助二进制变量。因此, 互补松弛条件可以被重新表述, 详见附式(A1)–(A32)。

#### 2) 目标函数中双变量相乘线性化。

由于双线性项  $\lambda_{i,d,t}^E P_{v,d,k,t}^G$ 、 $\lambda_d^C X_{v,d,m}^{CS}$  和  $\lambda_d^C X_{v,d,n}^{CB}$  的存在, 上层最大化利润模型的目标函数是非线性的。基于强对偶理论, 原问题的目标函数等于对偶问题的目标函数<sup>[34]</sup>。因此, 式(18)和(26)的目标函数等价于附式(A33)和(A34)。

$$\begin{aligned} R_{g,d}^E + R_{g,d}^C = & [- \sum_{v \in \Omega_g, k, t} \varpi_{v,d,k}^G P_{v,d,k,t}^G + \sum_{i,t} \lambda_{i,d,t}^E P_{i,d,t}^L - \\ & \sum_{i,t} \pi (\mu_{i,d,t}^{\delta min} + \tilde{\mu}_{i,d,t}^{\delta max}) - \sum_{i,j \in \Omega_n^N, t} P_{ij}^{Lmax} (\mu_{ij,d,t}^{Lmin} + \\ & \tilde{\mu}_{ij,d,t}^{Lmax}) + \sum_{v \in \Omega_g, k, t} (\nu_{v,d,k,t}^{Kmin} P_{v,k,t}^{Kmin} - \tilde{\nu}_{v,d,k,t}^{Kmax} \tilde{P}_{v,k,t}^{Kmax}) + \\ & \sum_{v \in \Omega_g, t} (\mu_{v,d,t}^{Gmin} P_{v,t}^{Gmin} - \tilde{\mu}_{v,d,t}^{Gmax} \tilde{P}_{v,t}^{Gmax}) - \\ & \sum_{v \in \Omega_g, t=1}^{T-1} (\mu_{v,d,t}^{RD} R_v^D + \tilde{\mu}_{v,d,t}^{RU} R_v^U)] \Delta t + \\ & [ \sum_{v \in \Omega_g, n} \varpi_{v,d,n}^{CB} X_{v,d,n}^{CB} - \sum_{v \in \Omega_g, m} \varpi_{v,d,m}^{CS} X_{v,d,m}^{CS} + \\ & \sum_{v \in \Omega_g, n} (g_{v,d,n}^{Bmin} X_{v,n}^{Bmin} - \tilde{g}_{v,d,n}^{Bmax} X_{v,n}^{Bmax}) - \\ & \sum_{v \in \Omega_g} (g_{v,d}^{BT} X_{v,d}^{DV} + g_{v,d}^{ST} X_{v,d}^{SV}) + \sum_{v \notin \Omega_g} \xi_d^{FS} (X_{v,d}^{SV} - \\ & \sum_m X_{v,d,m}^{CS}) - \sum_{v \notin \Omega_g} \sum_{v \in \Omega_g} \xi_d^{FB} (X_{v,d}^{DV} - \sum_n X_{v,d,n}^{CB}) + \\ & \sum_{v \in \Omega_g, m} (g_{v,d,m}^{Smin} X_{v,m}^{Smin} - \tilde{g}_{v,d,m}^{Smax} X_{v,m}^{Smax}) ] \end{aligned} \quad (55)$$

基于附式(A33)、(A34)和 KKT 最优条件, 上层模型目标函数能够最终转化为式(55)。基于此, 多市场双层策略行为模型被转化为 MILP 问题。本文使用 Python 进行编程在 Spyder 平台调用 GUROBI

优化求解器进行求解。

## 4 算例分析

采用 IEEE-30 和 IEEE-118 节点电力系统来验证所提碳配额动态分解方法的优越性。

### 4.1 基本数据

本文采用的 IEEE-30 节点电力系统共有 7 个发电商, 其中包括 3 个燃煤发电商(1 260 MW)、3 个燃气发电商(920 MW)和 1 个风电场(500 MW)。IEEE-30 节点电力系统结构如附图 B1 所示, 其中各发电商基础参数和系统物理参数如附表 B1 和 B2 所示。传统能源发电商的技术和碳排放参数如表 1<sup>[9]</sup>所示。为确保市场稳定, 电力市场的投标价格限制在 28~85 美元/(MW h)<sup>[35]</sup>, 碳市场投标价格上限为 30 美元/t<sup>[36]</sup>。传统发电商和新能源发电商的发电成本分别在 28~85 美元/(MW h)和 3~10 美元/(MW h)<sup>[37]</sup>中随机选择。此外, 为了简化模型, 市场投标段数设置为 5, 调度周期设置为 6。

表 1 技术和碳排放参数

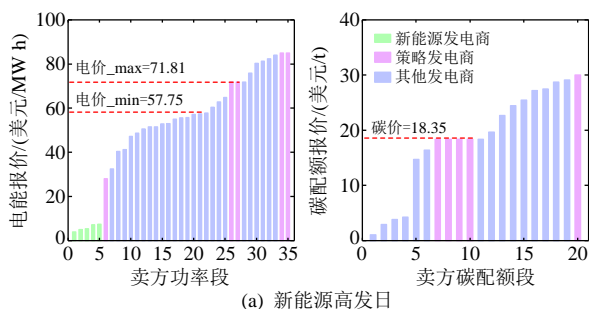
Table 1 Technical and carbon emission parameters

容量/MW	机组类型	$a_i/(t/MW h^2)$	$b_i/(t/(MW h))$
1000	燃煤	$0.157 \times 10^{-3}$	1.044
600	燃煤	$0.254 \times 10^{-3}$	0.982
440	燃气	$0.233 \times 10^{-3}$	0.430
330	燃煤	$0.311 \times 10^{-3}$	1.086
240	燃气	$0.802 \times 10^{-3}$	0.682
124	燃气	$1.967 \times 10^{-3}$	0.638

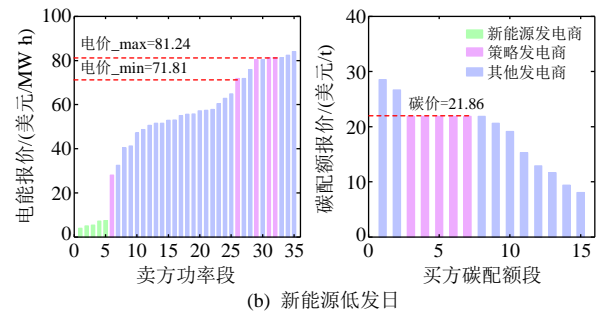
### 4.2 典型日投标策略分析

在不考虑碳配额分解方法的影响下, 对燃煤发电商在短期内电碳耦合市场投标策略进行分析。不同运行日电、碳市场累积投标曲线如图 2 所示。

从图 2 可以看出, 策略发电商使用自身的市场力去竞争边际机组, 其在电力和碳市场的报价曲线均包含边际出清价格。在新能源高发日, 电力市场出清价格较低(出清电价在 57.75~71.81 美元/(MW h)), 策略发电商减少电能交易量并作为碳配额销售者将多余的碳配额在碳市场中出售。在新能源



(a) 新能源高发日



(b) 新能源低发日

图 2 累积投标曲线

Fig. 2 Accumulated supply curves

源低发日, 电力市场出清价格较高(出清电价在 71.81~81.24 美元/(MW h)), 策略发电商增加电能交易量并作为碳配额购买者从碳市场中购买不足的碳配额。

### 4.3 分解方法影响分析

为验证本文所提碳配额动态分解方法的有效性, 设置 3 个案例进行对比分析。

案例 1: 作为基础案例, 将初始碳配额平均分解到每个运行日。在此基础上, 策略发电商参与电碳耦合市场交易;

案例 2: 采用基于净需求份额的碳配额分解方法对初始碳配额进行分解, 但不考虑总负荷需求和新能源发电预测偏差所引起的分解误差;

案例 3: 采用本文提出的碳配额动态分解方法, 考虑总负荷需求和新能源发电预测偏差, 不断更新初始碳配额的分解, 避免在履约期结束时出现碳配额过剩或不足的情况。

#### 4.3.1 短期数据精细化分析

为验证本文所提的燃煤发电商参与电碳耦合市场两阶段动态决策方法在履约期内的灵活性, 并更加准确地分析不同分解策略对燃煤发电商在电、碳市场交易的差异性。从 1 年数据中随机选取 1 周数据进行对比分析。不同时间尺度下的负荷和新能源的基础数据如附图 B2 所示。由式(2)可知, 碳配额的分解误差来自总负荷需求预测偏差和总新能源发电量预测偏差两个方面。因此考虑长期负荷和新能源发电量的平均预测偏差<sup>[38-39]</sup>, 设置以下 4 种场景: 场景 1: 总负荷需求实际值增加 5%; 场景 2: 总负荷需求实际值减少 5%; 场景 3: 总新能源发电量实际值增加 15%; 场景 4: 总新能源发电量实际值减少 15%。

不同场景下各运行日的净需求及不同案例下的碳配额分解如图 3 所示。从图 3 可以看出, 在案例 2 和 3 中分解后的碳配额与净负荷需求呈正相

关，但从第 3 天往后，2 个案例下的分解碳配额出现明显差异。这是由于式(2)的碳配额静态分解策略，将总负荷和新能源发电量设置为固定值，而在实际中由于预测误差的存在，导致在运行日前期碳配额分配过多(场景 1 和 4)或过少(场景 2 和 3)，造成运行日末期可利用的碳配额受限，这种“过消耗”或“欠消耗”都将导致燃煤发电商在制定短期决策时利益空间受限，进而影响整个履约期内的运行收益。

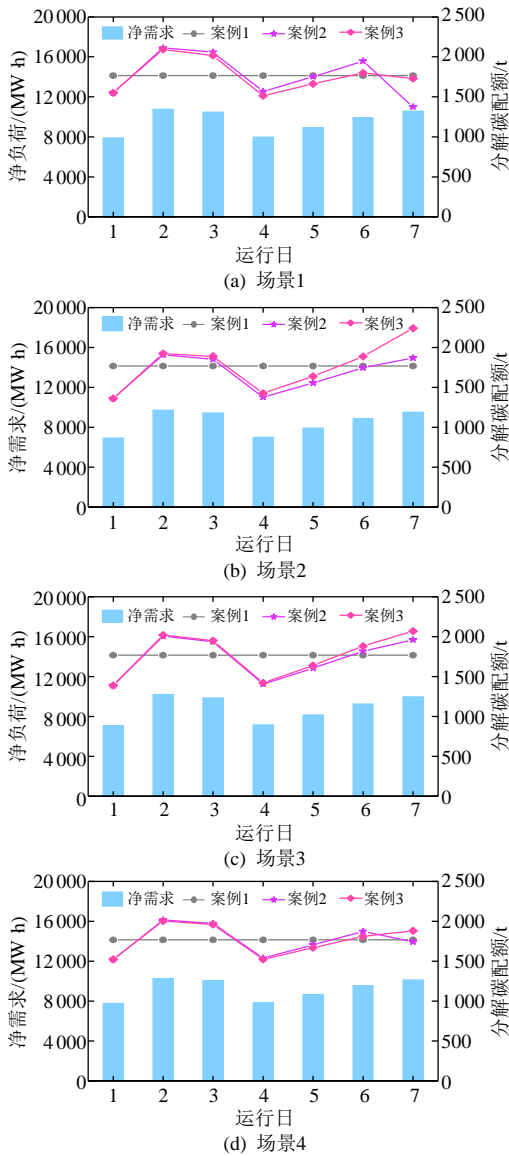


图 3 一周数据下的净需求和分解碳配额  
**Fig. 3 Net demand and decomposing carbon emission allowance of one-week data**

基于分解的碳配额，燃煤发电商制定短期的电碳耦合市场决策，4 个场景下的电能和碳配额交易如图 4 所示。与案例 1 相比，在案例 3 中通过优化碳配额的分解策略，碳配额的增加使得策略发电商在电价较高的第 2、3 天提高了电能交易量。在大

多数运行日，策略发电商在案例 3 中的碳配额交易量均低于案例 1，这表明通过优化碳配额的分解能够提高燃煤发电商对自身初始碳配额的利用率。而案例 2、3 之间的决策差异主要发生在第 6、7 天，这是由于预测数据偏差的存在，使得分解误差累积到运行日末期而造成的，甚至从场景 3 的第 7 天能够看出，策略发电商从案例 1 的碳配额购买者转变为案例 3 的碳配额销售者。

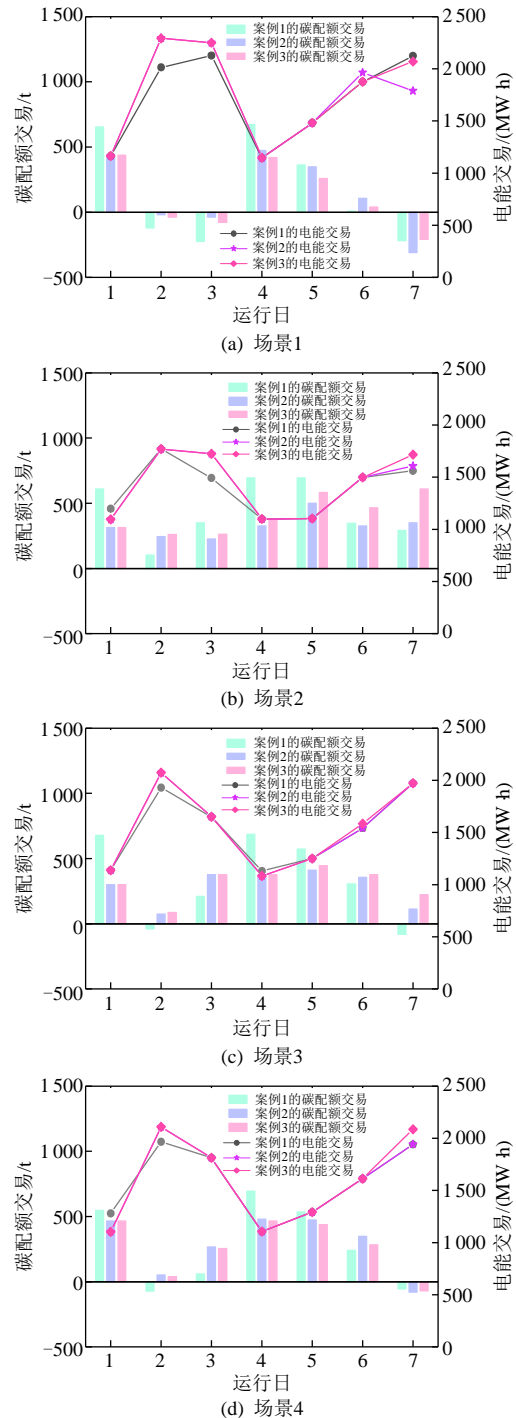


图 4 一周数据下的电能和碳配额交易  
**Fig. 4 Electricity and carbon emission allowance trading of one-week data**

4个场景下的总利润、电量及碳配额交易如图5所示。从图5可以看出,相比于案例1碳配额平均分配方法,在案例2中基于净需求的碳配额分配方法使得策略发电商的收益在4个场景下分别提高了1447.6、-10258.2、-785.4和2691.6美元,由于分解误差的存在使得案例2在场景2和3的收益低于案例1。但通过动态更新策略去进一步改进模型性能、优化分解策略,相比于案例1,案例3中策略发电商的收益在4个场景下分别提高3939.2、2124.7、3197.6和3146.1美元,表明本文提出的碳配额动态分解策略在短期运行数据下的有效性。

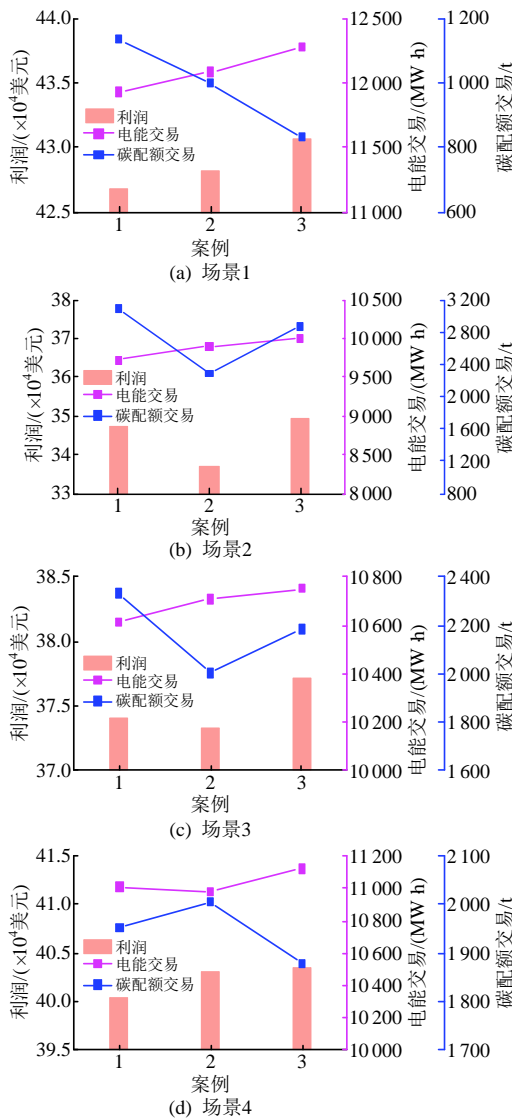


图5 一周数据下的总利润、电能和碳配额交易  
Fig. 5 Total profit, electricity and carbon emission allowance trading of one-week data

4.3.2 长期数据有效性验证

为进一步验证所提动态决策方法在整个履约

期内的性能,采用一年的数据进行仿真分析。为提高计算效率,基于K-means算法将每月数据聚类为10个典型日。4个场景下不同分解方法的碳配额和净负荷需求如图6所示。分解的碳配额总体变化趋势与短期数据相同,尤其在场景1和4中,由于预测误差的长期积累,在案例2中策略发电商的初始碳配额在运行日前期被提前耗尽,导致其在运行日末期无碳配额可用。而在场景2和3中,基于式(2)的分解策略导致策略发电商的初始碳配额“欠消耗”而未得到充分利用。相比于案例2,在案例3中通过碳配额分解的动态更新策略可以有效避免上述问题,从而提高燃煤发电商对初始碳配额的利用率。

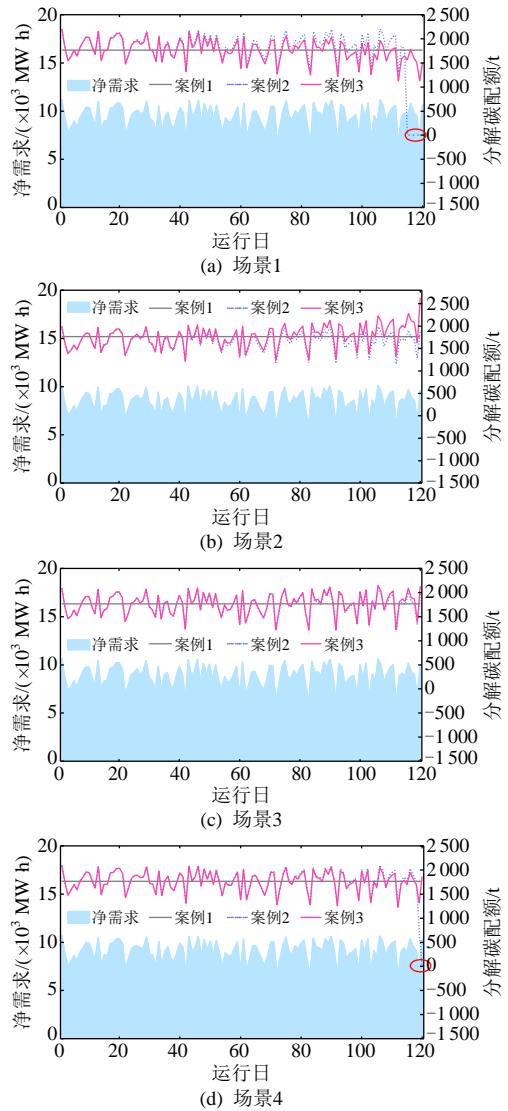


图6 一年数据下的净需求和分解碳配额  
Fig. 6 Net demand and free carbon emission allowance of one-year data

3个案例下的总利润、电能和碳配额交易如

图 7 所示。

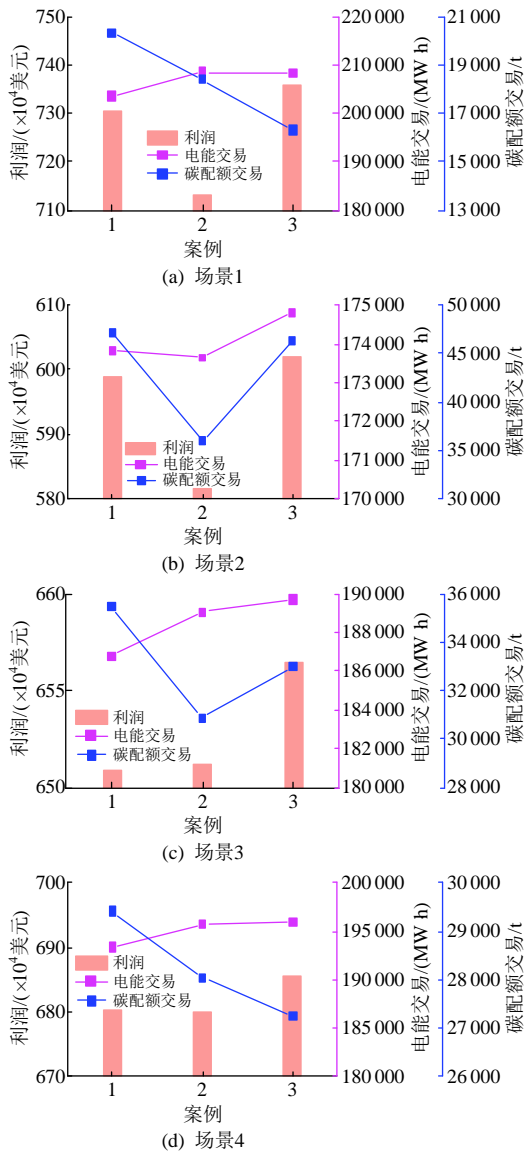


图 7 一年数据下的总利润、电能和碳配额交易  
**Fig. 7 Profit, and electricity and carbon emission allowance trading of one-year data**

相比于案例 1，策略发电商在案例 3 中 4 个场景下的收益分别提高了 53 044、31 945、55 362 和 52 967 美元，表明本文所提碳配额分解方法能够提高策略发电商的运行收益。从案例 1 和 3 的电能与碳配额交易可以看出，二者之间呈现反比例关系，表明策略发电商需在电力市场和碳市场间进行战略决策。然而，在案例 2 中，策略发电商在场景 2 和 3 中的碳配额交易量最小，这是因为在场景 2 中总负荷需求预测高于实际值和在场景 3 中总新能源发电量预测低于实际值，分解误差的长期积累导致初始碳配额“过剩”，部分碳配额没有得到合理利用进而造成燃煤发电商利润的损失。

#### 4.4 灵敏度分析

燃煤发电商的运行收益受到市场投标限制、新能源发电比例等多方面因素影响，因此下文将研究碳价上限、初始碳配额和新能源比例等因素对系统运行收益的影响。

##### 4.4.1 碳价影响分析

以场景 1 为例，本文设置碳价上限在 10~60 美元/t 之间变化，步长为 10。不同案例下的运行收益和电能交易情况如图 8 所示。

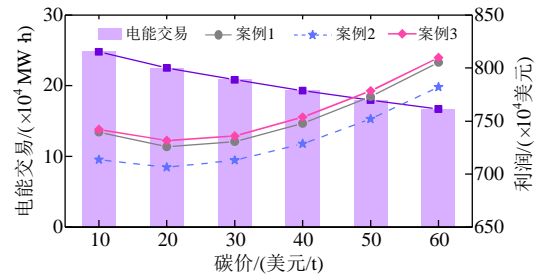


图 8 不同碳价下的利润与电能交易  
**Fig. 8 Profit and electricity trading in different carbon price**

从图 8 可以看出，策略发电商的电能交易随着碳价的提高而呈现下降趋势，但运行收益变化趋势则有所不同，在碳价为 20 美元/t 时出现拐点，呈现先下降后上升的趋势，这是因为策略发电商的运行收益是一个多变量非线性函数，其与发电成本、电力市场出清价格、和碳市场出清价格多种因素有关。此外，策略发电商在案例 3 中的收益高于案例 1 和 2，表明提出的分解策略在不同碳价限制下的优越性。

##### 4.4.2 初始碳配额影响分析

设置初始碳配额在 80%~120% 变化，步长为 10。不同案例下的运行收益和碳价如图 9 所示，其中绿色线条和阴影部分分别表示碳价均值和标准差。随着初始碳配额的降低，虽然因碳配额的供需紧张导致碳价上升，但策略发电商因可出售的碳配

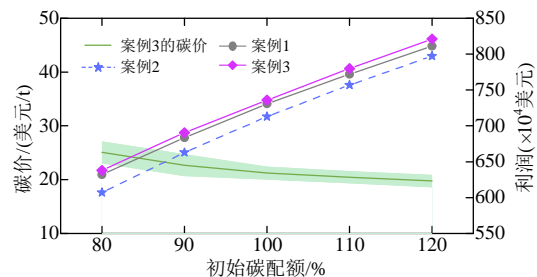


图 9 不同初始碳配额的利润和碳价  
**Fig. 9 Profit and carbon price in different initial carbon emission allowance**

额减少导致其利润下降。此外，在不同的初始碳配额下，策略发电商在案例3中的收益均高于其他两个案例，表明碳配额动态分解策略的有效性。

### 4.4.3 新能源比例影响分析

设置新能源比例在 100%~150%变化，步长为 10。不同案例下的运行收益和出清电价如图 10 所示，其中红色线条和阴影部分分别表示电价均值和标准差。

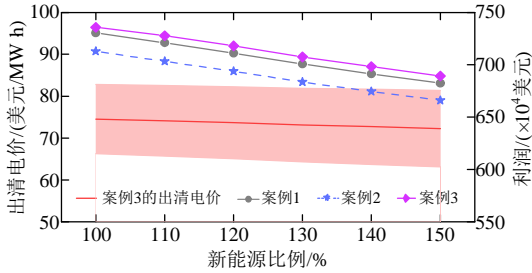


图 10 不同新能源比例下的利润和出清电价

Fig. 10 Profits and clearing electricity prices under different proportions of renewable energy

随着新能源发电比例的提高，低成本新能源发电占据更多的发电份额，导致电力市场出清电价随之下降，这压缩了策略发电商的利润空间，其运行收益呈现下降趋势。在不同新能源发电比例下，策略发电商在案例 3 中的利润均高于案例 1 和 2，表明本文所提碳配额动态分解方法能够适应新能源发电逐渐增长的需求。

### 4.5 更大算例系统测试

为了进一步验证本文所提碳配额动态分解策略的优越性，采用 IEEE-118 节点电力系统进行仿真分析。该算例系统中共有 26 个发电商，包括 14 个燃煤发电商(1 260 MW)、6 个燃气发电商(920 MW)、3 个风电场(1 200 MW×3)和 3 个光伏电站(650 MW×3)。

策略发电商的总利润、电量和碳配额交易如图 11 所示。在 4 个场景下，案例 1 的电能交易量低于案例 3，而碳配额交易量高于案例 3。此外，从图中能够看出，策略发电商在案例 3 中的利润高于案例 1 和 2，这进一步表明在更大测试系统下，本文提碳配额动态更新策略能够优化初始碳配额

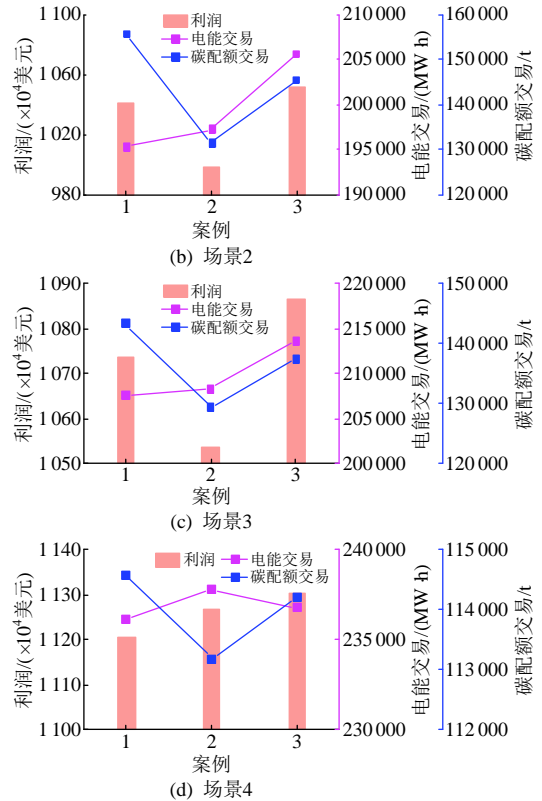
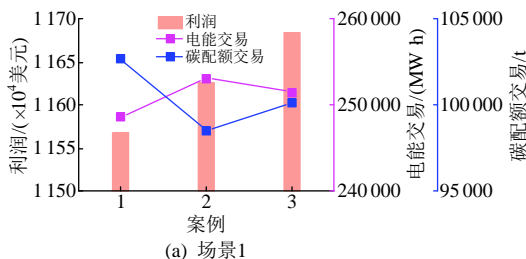


图 11 更大测试系统下总利润、电能和碳配额交易

Fig. 11 Profit, and electricity and carbon emission allowance trading in the large test system

的分解进而提高策略发电商的运行收益。

### 4.6 求解效率验证

为了验证本文模型求解方法的有效性，设置以下两个案例进行对比分析。

案例 4: 使用式(4)作为模型目标函数，不使用对偶定理对目标函数进行线性化处理。

案例 5: 本文所提的模型求解方法。

4.3 和 4.5 节 2 个算例系统的模型求解时间和目标函数如表 2 所示。从求解时间能够看出，使用强对偶理论对目标函数线性化能极大地提高模型的求解效率。两个案例下燃煤发电商的利润相同，这表明本文模型求解方法的正确性。

表 2 模型求解效率

Table 2 Model solving efficiency

系统规模	案例	求解时间/s	利润/美元
IEEE-30 节点	4	11.08	37965
电力系统	5	1.02	37965
IEEE-118 节点	4	22.30	87527
电力系统	5	1.81	87527

## 5 结论

为解决燃煤发电商多时间尺度、多市场决策问题，本文提出一种基于碳配额动态分解的燃煤发电

商参与电碳耦合市场两阶段动态决策方法。通过案例分析得到以下结论:

1) 相比于碳配额平均分配, 本文所提出的动态碳配额分解方法能够有效避免履约期结束时碳配额的过剩或不足问题, 提高策略发电商的碳配额利用率和运行收益。当碳价上限为 30 美元/t 时, 使用一年数据对比, 策略发电商在 4 个场景下的运行收益相比于平均分配方法分别提高了 5.3、3.2、5.5 和 5.3 万美元。

2) 燃煤发电商在电力市场和碳市场中的收益呈现互斥性, 其运行收益受新能源比例、初始碳配额以及碳价投标限制多因素影响。

3) 随着碳配额的减少, 燃煤发电商的收益呈现下降趋势。因此, 作为决策者应及时制定低碳技术(燃煤掺氢燃烧或碳捕集技术)梯度改造方案, 以提高其在未来碳市场紧缩下的竞争优势。

在未来的研究中, 将进一步考虑引入碳捕集设备后燃煤发电商的低碳特性, 进而研究其在电碳耦合市场中的投标策略。此外, 研究考虑碳捕集机组参与的电碳耦合市场多主体博弈均衡问题, 为市场设计和监管提供参考。

## 参考文献

- [1] 中华人民共和国中央人民政府. 全球最大规模碳市场“开张”助力双碳目标推进绿色发展[EB/OL]. [https://www.gov.cn/xinwen/2021-07/22/content\\_5626497.htm](https://www.gov.cn/xinwen/2021-07/22/content_5626497.htm).
- [2] 张逸, 向梦如, 郑宗华. 碳市场背景下考虑差异化电能质量服务的工业用户决策模型[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(19): 7443-7455.  
ZHANG Yi, XIANG Mengru, ZHENG Zonghua. Industrial user decision model considering differentiated power quality services in the context of carbon market[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(19): 7443-7455(in Chinese).
- [3] 中华人民共和国生态环境部. 生态环境部发布《全国碳市场发展报告(2024)》[EB/OL]. (2024-07-22). [https://www.mee.gov.cn/ywdt/xwfb/202407/t20240722\\_1082192.shtml](https://www.mee.gov.cn/ywdt/xwfb/202407/t20240722_1082192.shtml).
- [4] 国家能源局. 《蓝皮书》: 到 2029 年全面建成全国统一电力市场[EB/OL]. (2024-12-02). [https://www.nea.gov.cn/2024-12/02/c\\_1310787405.htm](https://www.nea.gov.cn/2024-12/02/c_1310787405.htm).
- [5] 张梦晗, 杨知方, 李文沅, 等. 电力现货市场中的场外调整成因分析及量化评估[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(11): 4227-4244.  
ZHANG Menghan, YANG Zhifang, LI Wenyuan, et al. Out-of-market correction in electricity spot market: causes analysis and quantitative assessment [J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(11): 4227-4244(in Chinese).
- [6] 杨勇平, 陈衡, 郝俊红, 等. “双碳”目标下我国燃煤发电转型升级发展路径[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(17): 6900-6909.  
YANG Yongping, CHEN Heng, HAO Junhong, et al. Development pathways for the transformation and upgrading of China's coal-fired power generation under the goals of carbon peak and carbon neutrality [J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(17): 6900-6909(in Chinese).
- [7] 易俊, 赵明欣, 秦晓辉, 等. 电碳协同理论技术探索与实践[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(19): 7427-7442.  
YI Jun, ZHAO Mingxin, QIN Xiaohui, et al. Review of exploration and practice of electric-carbon coordination theory and technology[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(19): 7427-7442(in Chinese).
- [8] PJM. PJM manual 15: cost development guidelines (revision : 44)[EB/OL]. <https://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m15.ashx>.
- [9] JIANG Kai, YAN Xiaohe, LIU Nian, et al. Energy trade-offs in coupled ICM and electricity market under dynamic carbon emission intensity[J]. Energy, 2022, 260: 125077.
- [10] 王凯, 延肖何, 蒋凯, 等. 考虑碳交易的风光储场站参与电力现货市场报价策略与调控方法[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(18): 7091-7102.  
WANG Kai, YAN Xiaohe, JIANG Kai, et al. Bidding strategy and regulation method for the unified wind/photovoltaic/energy storage power stations in electricity spot market considering carbon trading [J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(18): 7091-7102(in Chinese).
- [11] 彭春华, 易泰洵, 孙惠娟, 等. 基于多智能体深度确定性策略梯度的电碳耦合市场发电商均衡竞价策略[J]. 电网技术, 2023, 47(10): 4229-4236.  
PENG Chunhua, YI Taixun, SUN Huijuan, et al. Power generator balanced bidding based on multi-agent deep deterministic strategy gradient in electricity-carbon coupling market[J]. Power System Technology, 2023, 47(10): 4229-4236(in Chinese).
- [12] 卢治霖, 刘明波, 尚楠, 等. 考虑碳排放权交易市场影响的日前电力市场两阶段出清模型[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(10): 159-170.  
LU Zhilin, LIU Mingbo, SHANG Nan, et al. Two-stage clearing model for day-ahead electricity market considering impact of carbon emissions trading market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(10): 159-170(in Chinese).

- [13] CHEN Qixin, KANG Chongqing, XIA Qing, et al. Optimal flexible operation of a CO<sub>2</sub> capture power plant in a combined energy and carbon emission market [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(3): 1602-1609.
- [14] LI Xuran, YU Chiwai, XU Zhao, et al. A multimarket decision-making framework for GENCO considering emission trading scheme[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(4): 4099-4108.
- [15] JIANG Kai, LIU Nian, YAN Xiaohe, et al. Modeling strategic behaviors for GenCo with joint consideration on electricity and carbon markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2023, 38(5): 4724-4738.
- [16] WANG Peng, GUO Zixuan, ZHANG Shengyu, et al. Strategic behaviors of renewable energy generation companies participating in the electricity and carbon coupled markets based on non-cooperative game theory [J]. Energy, 2024, 312: 133522.
- [17] 孙晓聪, 丁一, 包铭磊, 等. 考虑发电商多时间耦合决策的碳-电市场均衡分析[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(21): 1-11.  
SUN Xiaocong, DING Yi, BAO Minglei, et al. Carbon-electricity market equilibrium analysis considering multi-time coupling decision of power producers[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(21): 1-11(in Chinese).
- [18] 马佳彤, 张儒峰, 付麟博, 等. 输配电网多主体参与的碳-电耦合市场双层交易决策方法[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(17): 12-26.  
MA Jiatong, ZHANG Rufeng, FU Linbo, et al. A bi-level trading decision-making method for the carbon-electricity coupling market with multi-agent participation in transmission and distribution networks[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(17): 12-26(in Chinese).
- [19] 尚楠, 冷媛, 陈政, 等. 考虑现货电能量交易的发用电主体碳排放权交易决策模型[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(21): 36-46.  
SHANG Nan, LENG Yuan, CHEN Zheng, et al. Decision-making model of carbon emission trading for power generators and consumers considering electricity spot trading[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(21): 36-46(in Chinese).
- [20] 邓盛盛, 陈皓勇, 肖东亮, 等. 发电商参与碳市场与电力中长期市场联合决策模型[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(22): 1-10.  
DENG Shengsheng, CHEN Haoyong, XIAO Dongliang, et al. A joint decision making model for power generators to participate in the carbon market and the medium-and long-term power markets[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(22): 1-10(in Chinese).
- [21] 欧阳诗琪, 蒋凯, 薛禹胜, 等. 考虑多市场价格与碳核查不确定性的发电企业交易策略[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(21): 71-81.  
OUYANG Shiqi, JIANG Kai, XUE Yusheng, et al. Trading strategy for power generation companies considering multi-market price and carbon verification uncertainties[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(21): 71-81(in Chinese).
- [22] HUANG Jie, XUE Yusheng, JIANG Chao, et al. An experimental study on emission trading behaviors of generation companies[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(2): 1076-1083.
- [23] 卫子杰, 荆朝霞, 季天瑶. 基于多时间尺度耦合建模的电力市场与碳市场联动均衡机制研究[J]. 电网技术, 2025, 49(4): 1447-1458.  
WEI Zijie, JING Zhaoxia, JI Tianyao. Research on the linkage equilibrium mechanism between power market and carbon market based on multi-timescale coupling modeling[J]. Power System Technology, 2025, 49(4): 1447-1458(in Chinese).
- [24] 史守圆, 余涛, 黄杰, 等. 考虑现金流和碳清缴周期的发电商电碳现货市场决策优化[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(19): 40-50.  
SHI Shouyuan, YU Tao, HUANG Jie, et al. Decision optimization of generation companies in electricity and carbon spot markets considering cash flow and carbon compliance period[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(19): 40-50(in Chinese).
- [25] 黄莹, 薛禹胜, 谢敏, 等. 价格接受模式下发电集团电-碳协同交易决策优化方法[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(21): 25-35.  
HUANG Ying, XUE Yusheng, XIE Min, et al. Decision optimization method for electricity-carbon collaborative trading under price-taking mode for power generation companies[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(21): 25-35(in Chinese).
- [26] 中华人民共和国生态环境部. 碳排放权交易管理暂行办法[EB/OL]. (2024-01-25). [https://www.mee.gov.cn/zcwj/gwywj/202402/t20240205\\_1065850.shtml](https://www.mee.gov.cn/zcwj/gwywj/202402/t20240205_1065850.shtml).
- [27] Buy/Sell. Korea Exchange[EB/OL]. <http://global.krx.co.kr/contents/GLB/06/0606/0606030101/GLB0606030101.jsp#0f86e223afe34c23526e9f69ac7c5e99=3>.
- [28] IBIKUNLE G. Opening and closing price efficiency: do financial markets need the call auction?[J]. Journal of International Financial Markets, Institutions and Money, 2015, 34: 208-227.
- [29] 黄文涛, 罗杰, 葛磊蛟, 等. 考虑灵活碳捕集电厂与抽水蓄能联合的广义经济调度策略[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(4): 1430-1445.  
HUANG Wentao, LUO Jie, GE Leijiao, et al. Consider

- a generalized economic dispatch strategy combining flexible carbon capture power plants and pumped storage [J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(4): 1430-1445(in Chinese).
- [30] 钟海旺, 张宁, 杜尔顺, 等. 新型电力系统中的规划运营与电力市场: 研究进展与科研实践[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(18): 7084-7103.
- ZHONG Haiwang, ZHANG Ning, DU Ershun, et al. Planning, operation and market of new power system: research progress and practice[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(18): 7084-7103(in Chinese).
- [31] 吴杏平, 康重庆, 袁启恒. 我国碳排放影响因素及电力碳排放核算方法研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(S1): 1-18.
- WU Xingping, KANG Chongqing, YUAN Qiheng. A review of the impact factors of carbon emissions and the accounting methods for electricity carbon emissions in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(S1): 1-18 (in Chinese).
- [32] 张浩鹏, 李泽宁, 薛屹洵, 等. 基于共享储能服务的智能楼宇双层优化配置[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(3): 899-910.
- ZHANG Haopeng, LI Zening, XUE Yixun, et al. Bi-level optimal configuration of intelligent buildings based on shared energy storage services[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(3): 899-910(in Chinese).
- [33] 延肖何, 熊子豪, 刘念, 等. 现货市场模式下大规模风光储场站生产模拟过程的储能配置方法[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(21): 8445-8458.
- YAN Xiaohu, XIONG Zihao, LIU Nian, et al. Energy storage configuration method in the production simulation process of large-scale wind-solar-storage power stations under electricity spot market[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(21): 8445-8458(in Chinese).
- [34] 侯慧, 甘铭, 吴细秀, 等. 考虑移动氢能存储的港口多能微网两阶段分布鲁棒优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(8): 3078-3092.
- HOU Hui, GAN Ming, WU Xixiu, et al. Two-stage distributionally robust optimal scheduling for port multi-energy microgrid considering mobile hydrogen energy storage[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(8): 3078-3092(in Chinese).
- [35] JIANG Kai, WANG Peng, WANG Jianxiao, et al. Reserve cost allocation mechanism in renewable portfolio standard-constrained spot market[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2022, 13(1): 56-66.
- [36] 碳市场. 欧洲碳市场价格行情[EB/OL]. <https://carbonmarket.cn/ets/eu/>.
- [37] GUO Hongye, CHEN Qixin, XIA Qing, et al. Modeling strategic behaviors of renewable energy with joint consideration on energy and tradable green certificate markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(3): 1898-1910.
- [38] 彭虹桥, 顾洁, 宋柄兵, 等. 基于多维变量筛选-非参数组合回归的长期负荷概率预测模型[J]. 电网技术, 2018, 42(6): 1768-1775.
- PENG Hongqiao, GU Jie, SONG Bingbing, et al. Long term probabilistic load forecasting based on multivariate selection and nonparametric combination regression model[J]. Power System Technology, 2018, 42(6): 1768-1775(in Chinese).
- [39] HAN Shuang, QIAO Yanhui, YAN Jie, et al. Mid-to-long term wind and photovoltaic power generation prediction based on copula function and long short term memory network[J]. Applied Energy, 2019, 239: 181-191.

## 附录

<http://ntps.epri.sgcc.com.cn/djgxcb/CN/10.13334/j.0258-8013.pcsee.250222>



崔杨

在线出版日期: 2025-09-08。

收稿日期: 2025-01-29。

作者简介:

崔杨(1980), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 主要研究方向为电力系统运行分析、新能源联网发电关键技术等, cuiyang0432@163.com;

\*通信作者: 徐扬(1998), 男, 博士, 研究方向为电碳耦合市场、综合能源系统低碳调度, xy961223@126.com。

(责任编辑 马晓华, 邱丽萍)