



碳交易-用能权-电力市场联动下火电机组参与交易策略研究

乌日根和希格, 杨婵, 余滔, 赵会茹*

华北电力大学 经济与管理学院, 北京 102206

摘要: 随着用能权市场和碳交易市场的不断完善与发展, 火电机组交易面临多种环境配额约束。在工程生态理念的指导下, 本文构建了新的碳交易-用能权-电力市场下火电机组交易框架, 并提出了解决多市场约束下火电机组交易决策难题的策略。在分解和还原碳交易-用能权-电力市场自身与交互下的运作及交易机制基础上, 设计了涵盖初始配额分配、市场交易流程和约束传导机制下的火电机组交易框架。把火电机组的能耗与碳排放变量转化为交易成本变量, 以此确定火电机组的交易策略集。构建了以综合交易成本最小化为目标函数, 以供需平衡、用能权和碳排放权为约束条件的电力市场出清模型。将碳交易成本、用能权交易成本纳入火电机组电力交易决策中能够显著降低碳排放, 有助于推动火电产业转型升级, 优化电力工程生态。此外, 敏感性分析讨论了碳价、用能权价格以及互认比例变动对火电机组利润的影响, 可为相关政策制定和市场管理提供参考。

关键词: 用能权市场; 碳交易市场; 工程生态; 多市场联动; 交易策略; “双碳”

中图分类号: TM721; F426; F224

文献标识码: A

文章编号: 1674-4969(2025)01-0126-14

引言

火电机组的碳排放量占全国能源领域碳排放量的40%以上^[1], 当前能源领域绿色低碳转型的核心环节

是火电机组的清洁化^[2]。用能权交易市场和碳排放权交易市场是电力系统低碳转型的关键环境政策工具之一, 其通过强制约束火电机组的能源消费量和碳排放量^[3], 倒逼火电机组进行低碳技术改造, 进而实现提

收稿日期: 2024-08-14; **修回日期:** 2024-10-14

基金项目: 国家自然科学基金委员会-企业创新发展联合基金项目 (U22B20110)

作者简介: 乌日根和希格 (1993—), 男, 博士研究生, 研究方向为能源经济管理。E-mail:837535106@qq.com

杨婵 (1994—), 女, 博士研究生, 研究方向为能源经济管理与企业能源消费-投资行为分析。E-mail:120212106011@ncepu.edu.cn

余滔 (1995—), 男, 博士研究生, 研究方向为能源经济管理。E-mail:120212106030@ncepu.edu.cn

*赵会茹 (1963—), 女, 博士, 教授, 研究方向为能源经济管理。E-mail:huiruzhao@163.com (通讯作者)

引用格式: 乌日根和希格, 杨婵, 余滔, 等. 碳交易-用能权-电力市场联动下火电机组参与交易策略研究[J]. 工程研究——跨学科视野中的工程, 2025, 17(1): 126-139. DOI: 10.3724/j.issn.1674-4969.20240105. CSTR: 32282.14.JES.20240105

Wu R G H X G, Yang C, Yu T, et al. Research on the Participation Trading Strategy of Thermal Power Units under the Linkage of Carbon Trading, Energy Use Rights, and Electricity Market[J]. Journal of Engineering Studies, 2025, 17(1): 126-139. DOI: 10.3724/j.issn.1674-4969.20240105. CSTR: 32282.14.JES.20240105

升能源利用效率和减少发电碳排放, 同时也有助于降低对工程生态系统的负面影响。在两类市场的作用下, 火力发电商需要在碳交易市场或用能权交易市场中买卖对应的配额, 其电能交易成本由单一的发电成本扩展到发电成本、碳配额交易成本和用能权交易成本之和。因此, 用能权-碳排放交易两个政策性市场从交易成本构成、成本核算方式和竞价优势等方面转变了传统电力市场的交易成本结构^[4], 致使以利润最大化、成本最小化为核心竞价目标的火电机组竞价机制也需要重新被论证。因此, 亟须重新梳理碳交易-用能权-电力市场的交互运行机制与交易框架, 对电力市场交易中多种政策背景共存的情形进行充分讨论, 这对于优化工程生态系统的资源配置同样具有重要意义。

发电商通过在碳交易市场中买卖火电机组的碳排放权, 将发电给环境带来的负外部成本转化成了发电商内部生产成本^[5]。针对碳交易引致的发电成本变化, 学者们主要从两方面展开研究: ①从碳排放及其成本核算入手, 提出了火电机组成本的计算框架。例如, 熊子文等^[6]构建了燃煤电厂碳排放全生命周期核算模型, 论证了火电机组的发电、供电碳排放强度与符合率呈现负相关。魏亿钢等^[7]通过构建的碳成本传导评估模型, 论记了不同碳市场机制对发电企业碳成本的影响程度。②考虑到火电机组利润空间缩小, 提出了电-碳耦合市场下发发电商的最优竞价策略。例如, 彭春华等^[8]构建了电-碳耦合市场下的发电商均衡竞价模型。陈赞等^[9]进一步提出了发电商激励性竞价策略。史守圆等^[10]考虑现金流和碳清缴周期, 建立了电-碳市场全年视角下发发电商随机决策模型。此外, 电-碳市场的融合降低了传统火电机组的市场竞争力, 市场决策朝着经济、绿色等多属性方向发展^[11]。檀勤良等^[12]构建了期望出力-装机两阶段鲁棒模型, 解决了发电企业多类型低碳技术投资决策优化问题。不难看出, 当前研究已对电-碳耦合市场下发发电商的竞价与决策问题展开了充分讨论, 但尚未将用能权市场引入其中, 导致当前的竞价策略研究脱离了多种环境政策约束的现实。

用能权交易市场是通过规制火电机组能源消费总量, 引导发电商优化能源结构的核心政策工具^[13]。该市场机制对于推动发电行业绿色技术创新、产业结

构升级, 进而提升碳排放效率和降低碳排放的效果已被充分论证^[14-16], 有利于电力工程生态的可持续发展。由于发电商的火电机组出力受限于化石能源的消费量, 火电机组成为用能权市场的主要规制主体。针对这一点, 薛贵元等^[17]基于主从博弈模型 (Stackelberg game) 和古诺模型 (Cournot duopoly model) 提出了考虑用能权配额的火电企业竞价策略优化模型。相关研究均聚焦于用能权交易制度对低碳转型^[18]、碳减排^[19]、地区产业结构升级^[20]的影响等方面, 尚未理清同时考虑碳交易-用能权市场下的碳配额和用能权配额对火电机组竞价策略的影响机制。随着我国环境规制的不断完善, 火电企业将受到多种环境权益市场约束, 电力市场与多种环境权益市场的耦合也将更加深入。目前, 针对火电企业参与多市场耦合交易的研究主要集中在电力市场与碳交易市场和绿证市场等方面, 例如陈荃等^[21]基于分段线性报价方法建立了电力市场、碳交易市场和绿证市场耦合的双层多主体优化决策模型; 赵会茹等^[22]构建了发电商协同参与电力市场、碳排放权交易市场以及核证自愿减排市场的竞价策略优化模型。事实上, 碳交易市场和用能权交易市场都是促进能源电力系统低碳转型的重要政策性措施^[23], 且二者并不冲突。然而, 火电企业参与用能权-碳排放交易-电力市场交易策略的缺少导致现有研究不能准确仿真出多种政策并行下的火电机组的真实竞价行为。

本文从交易流程、成本构成和政策约束等角度, 对用能权、碳排放权和电力市场的交互运行与交易机制进行分解还原, 构建了火电机组多市场联动交易框架, 以期厘清多市场机制对机组交易策略的影响机理。在明确机组在成本约束变动下的策略集后, 构建以资源优化配置为目标的出清模型, 并以综合交易成本最小化为核心目标函数, 将供需平衡、机组出力、机组爬坡、用能权和碳排放权等关键因素设为约束条件。通过仿真4个典型火力发电商参与市场的4种场景, 验证了该方法在解决多市场协同下机组资源优化配置问题中的有效性、合理性和科学性。

1 多市场联动下火电机组交易框架

电力用能权是指在国家或地方进行年度能源消费

总量和强度控制的基础上, 用能单位通过各级政府机构的行政许可或市场交易取得的, 以能源消费量为标的的复合型财产利益^[24]。碳排放权是指在特定年度内企业经政府主管部门的确认可以向大气排放二氧化碳等温室气体总量额度的权利^[25]。电力市场主要是组织发电商和用户之间电能产品的交易, 一般是指竞争性电能量市场。根据其交易的时间颗粒度可以分为中长期交易市场和现货交易市场^[26]。在中国目前的电力市场交易模式中, 中长期合约交易占据重要地位, 发挥市场“压舱石”作用, 为市场主体提供稳定的电力供应和预期收益。在电能量市场中, 多个发电商和用户通过电力交易中心提交报价、报量后完成出清和结算^[27]。本文以用能权交易市场、碳交易市场、中长期电力市场为研究对象, 分析多市场联动交易下火力发电商的交易策略。

用能权交易市场交易的标的物为用能配额, 而碳排放权交易市场的标的物为碳排放配额。两类交易制度在政策上具有一致性, 都服务于国家用能总量控制目标与“双碳”目标, 形成相互协同的制度体系^[28]。而电力市场交易的标的物为电能, 电能的生产会消耗能源并产生二氧化碳, 因此电能的生产受到用能权市场和碳交易市场的约束。用能权与碳排放权交易市场都可以分为一级市场和二级市场。在一级市场中用能权与碳排放权交易市场都实施配额免费分配制度, 二级市场中都由各市场主体进行有偿买卖^[29]。不同的是二者的组织和管理部门不同。用能权交易一级市场是省级发展改革及其节能管理部门, 在区域用能总量控制的目标下, 一级市场将具体的用能权指标分配给各用能单位, 二级市场中用能权指标富余或不足的企业可在用能权交易市场中买卖用能权指标^[30]。碳排放权交易一级市场中, 省级生态环境主管部门依据生态环境部的碳排放总量限额与分配方案确定碳排放配额指标, 二级市场中纳入强制碳市场的特定行业范围内企业可以进行碳配额交易^[31]。

电力交易中心是电力市场的管理者, 它根据发电商和用户双方的报价和数量进行市场出清, 并开展结算。用能权市场、碳交易市场与电力市场联动交易后, 用能权市场和碳交易市场对电力市场的约束对象主要是火力发电商。对于用能权交易市场来说, 节能

主管部门结合地区和企业历史能耗数据将初始用能权分配给各火力发电商^[32]。若火力发电商实际使用的用能权配额超过其分配所得的初始免费配额, 其需要在用能权交易二级市场中购买额外的用能权配额; 反之, 火力发电商可以在二级市场出售剩余的用能权配额获利。同样地, 火力发电商在碳交易市场的交易逻辑与用能权交易市场的交易逻辑基本一致。在这种模式下, 用能权约束和碳排放权约束会转化为用能成本和碳排放成本, 并传导至火力发电商, 增加火力发电商的交易成本。因此, 火力发电商在电力市场竞价投标前会根据初始免费配额评估调整其报价策略。火力发电商参与用能权交易市场、碳排放权交易市场与电力市场的联动交易框架如图1所示。

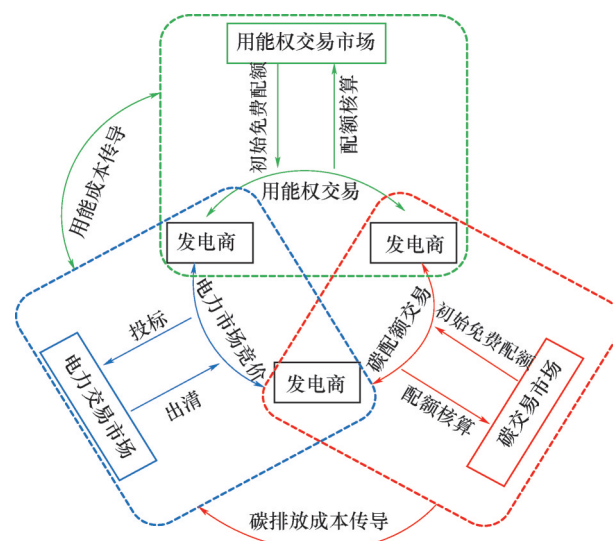


图1 火力发电商参与用能权交易市场、碳排放权交易市场与电力市场的联动交易框架图

Figure 1 Framework diagram for the linkage trading of energy use rights trading market, carbon emission trading market, and electricity market in which thermal power generation companies participate

由于用能权交易市场、碳排放权交易市场与电力市场的管理主体不一致, 三个市场联动交易时需要分别开展和组织交易。火力发电商参与多市场联动交易时主要以电力市场交易为主线, 并在电力市场出清的基础上完成用能权和碳排放权的交易。交易的基本流程如下:

(1) 用能权交易市场和碳排放权交易市场的管理者分配初始配额, 电力交易中心发布电力需求曲线;

(2) 火力发电商根据发布的电力需求曲线, 结合历史市场交易的数据, 申报自身的交易电量曲线和价格曲线;

(3) 电力交易市场根据社会福利最大化的原则开展电力市场出清和结算, 如3.2节出清模型;

(4) 火力发电商根据实际能耗和碳排放数据以及配额情况, 决定是否购买用能配额或碳配额, 并完成配额的交易和结算。

2 多市场联动下火电机组交易模型与策略

2.1 火电机组交易模型

2.1.1 碳排放权市场 碳排放权交易是市场调节二氧化碳排放的重要机制。根据一个地区的碳排放总量, 运用基线法或其他分配方式, 按照一定的分配比例将碳排放配额分配给各发电企业, 发电企业根据自身的生产和碳排放实际情况, 决定是否在碳交易市场中对碳配额进行交易。免费分配为目前我国碳排放配额分配的主要方式。当免费碳配额富余或不足时, 企业可以在二级碳交易市场出售或购买碳配额^[33]。

$$E_{0i}^{\text{CO}_2} = B_c P_{t,i} F_f \quad (1)$$

式中, $E_{0i}^{\text{CO}_2}$ 为企业 i 免费获取的初始碳排放额, t ; B_c 为发电企业每单位产量的碳配额基准值, t ; $P_{t,i}$ 为火电机组的出力, MW ; F_f 为机组负荷系数修正系数。

发电企业的碳排放总量为:

$$E_i^{\text{CO}_2} = \alpha_c P_{t,i} \quad (2)$$

式中, α_c 为发电机组 i 的碳排放因子, $t/(\text{MW}\cdot\text{h})$ 。

$$R_i^{\text{CO}_2} = p_i^{\text{CO}_2} (E_i^{\text{CO}_2} - E_{0i}^{\text{CO}_2}) \quad (3)$$

式中, $R_i^{\text{CO}_2}$ 为碳交易的收入或成本, 元; $p_i^{\text{CO}_2}$ 为碳交易的成交价格, $t/(\text{MW}\cdot\text{h})$ 。 $E_i^{\text{CO}_2} - E_{0i}^{\text{CO}_2} > 0$ 表明发电商需要购买碳配额; $E_i^{\text{CO}_2} - E_{0i}^{\text{CO}_2} < 0$ 表明发电商可以出售碳配额; $E_i^{\text{CO}_2} - E_{0i}^{\text{CO}_2} = 0$ 表明发电商不需要参与碳交易市场交易。

2.1.2 用能权市场 企业初始用能权配额是根据该企业历史用能和能耗情况, 结合经济和社会因素, 由当

地发改委或能源管理部门核定的^[34]。对于火电企业来说, 其发电活动所消耗的能源应满足用能配额的要求。当用能配额不足时需要在用能权市场购买不足的部分, 反之, 则可以出售多余的用能权配额以赚取利润。火电机组用能权交易的收入或成本可以由式(4)、式(5)表示。

$$R_i^u = p_g (q_{0i} - q_i) \quad (4)$$

$$q_i = \alpha_u P_{t,i} \quad (5)$$

式中, R_i^u 为用能权交易的收入或成本, 元; p_g 为用能权交易的成交价格, $t/(\text{MW}\cdot\text{h})$; q_{0i} 为发电企业 i 的初始用能份额, t 标准煤; q_i 为发电企业 i 的用能, t 标准煤; α_u 为发电机组 i 的能耗因子, $t/(\text{MW}\cdot\text{h})$ 。 $q_{0i} - q_i > 0$ 表明发电商 i 为卖方; $q_{0i} - q_i < 0$ 表明发电商 i 为买方; $q_{0i} - q_i = 0$ 表明发电商不参加用能权二级市场交易。

用能权市场与碳排放权市场是促进能源系统低碳发展的重要政策性手段, 两者在目的、作用和运作机制上存在一定的相似之处。推动用能权市场与碳排放权市场协同工作的重要方式之一是实现履约配额的互认或抵消^[35]。本文将用能权与碳排放权配额的互认因素考虑到了出清模型中。根据相关文献的数据, 本文将用能权配额和碳排放权配额的换算关系定为 1:2.46, 即 1 个用能权配额相当于 2.46 个碳排放权配额。

用能权市场和碳排放权交易市场是分别控制能源消耗总量和消耗排放量的政策工具。用能权市场通过限制能源消费总量, 从源头上控制能源的使用, 直接影响到碳排放的基础——能源消耗。碳交易市场则聚焦于碳排放总量的控制, 对企业的碳排放进行约束和管理。两者相互配合, 形成一个完整的环境政策体系, 共同服务于国家的节能减排和“双碳”目标。火电企业在参与用能权和碳交易市场时, 通过合理的策略安排, 可实现成本的协同降低。多市场的协同作用可以促使火电企业从整体上优化能源使用和碳排放管理, 实现成本的综合降低。

用能权价格和碳交易价格相互关联, 一个市场的价格变化会影响另一个市场。当用能权价格上涨时, 企业会更加注重节能降耗, 从而可能减少碳排放, 在碳交易市场上的碳配额需求也会相应减少, 可能导致

碳交易价格下降。反之, 碳交易价格上涨会促使企业加大节能力度, 增加对用能权的需求, 可能推动用能权价格上涨。

2.1.3 电力市场 火电机组的发电成本受其负载率的影响, 其发电成本可以由二次函数式 (6) 表示^[36]。

$$g_i(P_{t,i}) = a_i P_{t,i}^2 + b_i P_{t,i} \quad (6)$$

式中, g_i 为火电机组的发电成本函数; a_i 、 b_i 为发电企业 i 在发电时的成本系数。本文中, 火电机组按照其发电的边际成本进行报价。

2.2 火电机组交易策略分析

火电机组作为碳交易市场、用能权市场和电力市场的独立交易主体, 会理性地根据自身的成本和收入情况综合决定在不同市场中的交易策略, 使其达到自身利润的最大化, 具体如图2所示。

在用能权市场中, 火电机组可以根据在多个市场中的综合利润情况, 按照完全出售用能权配额、使用部分用能权配额发电、使用全部用能权配额发电, 以及购买更多的用能权配额发电等4个方面制定其交易策略。基于此, 火电机组可以同时制定其在电力市场中的交易策略。在碳交易市场中, 火电机组根据碳配额的使用情况和成本最优原则制定交易策略。随着火电机组发电量的增加, 其受到用能权和碳排放权的约束越强, 即需要更多的用能配额和碳排放配额来满足火电机组生产的需求。

在用能权市场、碳交易市场、电力市场等多市场联动下, 火电机组的交易成本来源于多个市场, 具体包括发电成本、用能权交易成本、碳配额交易成本。

根据具体的交易规模和策略, 火电机组的成本构成主要包括两种形式:

(1) 当火电机组用能量不超过用能权配额量, 以及碳排放不超过碳配额量时, 火电机组的交易成本只包括机组的发电成本, 可以由式 (7) 表示:

$$C_i = g_i(P_{t,i}) \quad (7)$$

式中, C_i 为火电机组的交易成本。

(2) 当火电机组用能量超过用能权配额量, 或碳排放超过碳配额量时, 火电机组的交易成本包括机组的发电成本、购买用能权配额的成本以及购买碳配额的成本。因此, 火电机组的交易成本 C_i 可以表示为:

$$C_i = g_i(P_{t,i}) + R_i^u + R_i^{\text{CO}_2} \quad (8)$$

式中, R_i^u 为购买用能权配额的成本。

3 多市场联动下电力市场出清模型构建

3.1 目标函数

在电能量市场中, 通常以发电成本最小为目标函数组织出清。多市场联动下, 火电机组的用能权交易成本和碳交易成本也转化为机组发电成本的一部分。因此, 多市场联动下的出清目标应是包含火电机组的融合发电成本、用能权交易成本、碳交易成本的综合交易成本, 计算见式 (9)。

$$\min F = \sum_{i=1}^m C_i \quad (9)$$

式中, F 为电力市场出清的目标函数; m 为发电机组的数量; C_i 为火电机组的交易成本。

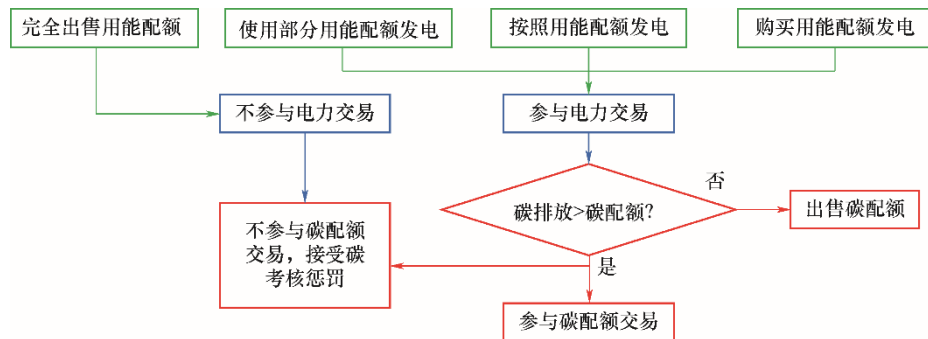


图2 多市场联动下火电机组交易策略

Figure 2 Trading strategy of thermal power units under multi market linkage

3.2 约束条件

(1) 供需平衡约束。

$$\sum_{i=1}^m P_{t,i} = \sum_{k=1}^K L_{t,k} \quad (10)$$

式中, $L_{t,k}$ 为负荷点 k 的用户负荷。

(2) 机组出力约束。

$$P_{t,i}^{\min} \leq P_{t,i} \leq P_{t,i}^{\max} \quad (11)$$

式中, $P_{t,i}^{\min}$ 为机组 i 的出力下限; $P_{t,i}^{\max}$ 为机组 i 的出力上限。

(3) 机组爬坡约束。

$$|P_{t,i} - P_{t-1,i}| \leq \Delta P_{t,i}^{\max} \quad (12)$$

式中, $\Delta P_{t,i}^{\max}$ 为机组 i 的最大爬坡速率。

(4) 用能权约束。

$$q_{0i} + q_i^b > q_i \quad (13)$$

式中, q_i^b 为火力发电商购买的用能权配额。

(5) 碳排放权约束,

$$E_{0i}^{\text{CO}_2} + E_i^b \geq E_i^{\text{CO}_2} \quad (14)$$

式中, E_i^b 为火力发电商购买的碳排放权配额。

4 算例

4.1 参数设置

本文以电力市场、用能权交易市场、碳交易市场联动交易为基础, 分析火电机组多市场联动下的交易策略。本算例中包含4家火力发电商参与市场运营, 每家发电商有且只有1台发电机组 (分别命名为: G1~G4), 各发电机组的性能参数如表1所示。用能权价格为200元/t标准煤, 碳排放权价格为130元/t。设置用能权配额和碳排放权配额的互认比例为1:2.46, 最大互认比例为20%。

表1 各发电机组的性能参数

Table 1 Performance parameters of each generator set

机组	$a_i/(\text{元}/\text{MW}^2)$	$b_i/(\text{元}/\text{MW})$	$P_{t,i}^{\min}/(\text{MW})$	$P_{t,i}^{\max}/(\text{MW})$	$\alpha_e/(\text{t}/(\text{MW} \cdot \text{h}))$	$\alpha_w/(\text{t}/(\text{MW} \cdot \text{h}))$
火电机组1 (G1)	0.062	220	30	200	0.96	0.43
火电机组2 (G2)	0.074	200	50	300	0.92	0.4
火电机组3 (G3)	0.081	230	30	200	0.89	0.36
火电机组4 (G4)	0.081	245	30	200	0.85	0.34

4.2 场景设置

为了研究电力市场、用能权交易市场以及碳交易市场联动对发电商交易策略的影响, 本文设置以下四种场景:

场景一: 发电商仅参与电力市场。该场景下, 发电商在制定交易策略时只需要考虑自身的发电成本, 发电成本较低的发电机组在市场中具有较大的竞争优势。

场景二: 发电商参与电力市场和碳交易市场。通过引入碳交易市场, 将发电商的环境成本转化成发电成本, 碳排放低的发电机组具有更强的市场竞争力。

场景三: 发电商参与电力市场和用能权市场。通过引入用能权交易市场, 将发电商的能耗成本转化成发电成本, 能耗低的发电机组具有更强的市场竞争力。

场景四: 发电商参与电力市场、碳交易市场和用能权市场。同时引入用能权市场和碳交易市场, 发电机组的市场决策将同时考虑发电成本、用能权成本和碳交易成本。

此外, 本文建立的出清模型属于混合整数线性规划问题。因此, 本文使用MATLAB和CPLEX求解器对模型进行求解。

4.3 仿真结果

不同场景下机组参与的交易市场不同, 导致其参与交易的成本结构不同, 进而导致最终的出清电量呈现出不同的结果, 具体见图3。

图3所示为不同场景下各发电机组的出清电量。场景一中, 各发电机组只参与电力市场, 因此其制定交易策略时只依据自身的发电成本。在这种场景下, 发电成本低的机组具有较强的市场竞争力。G1、G2

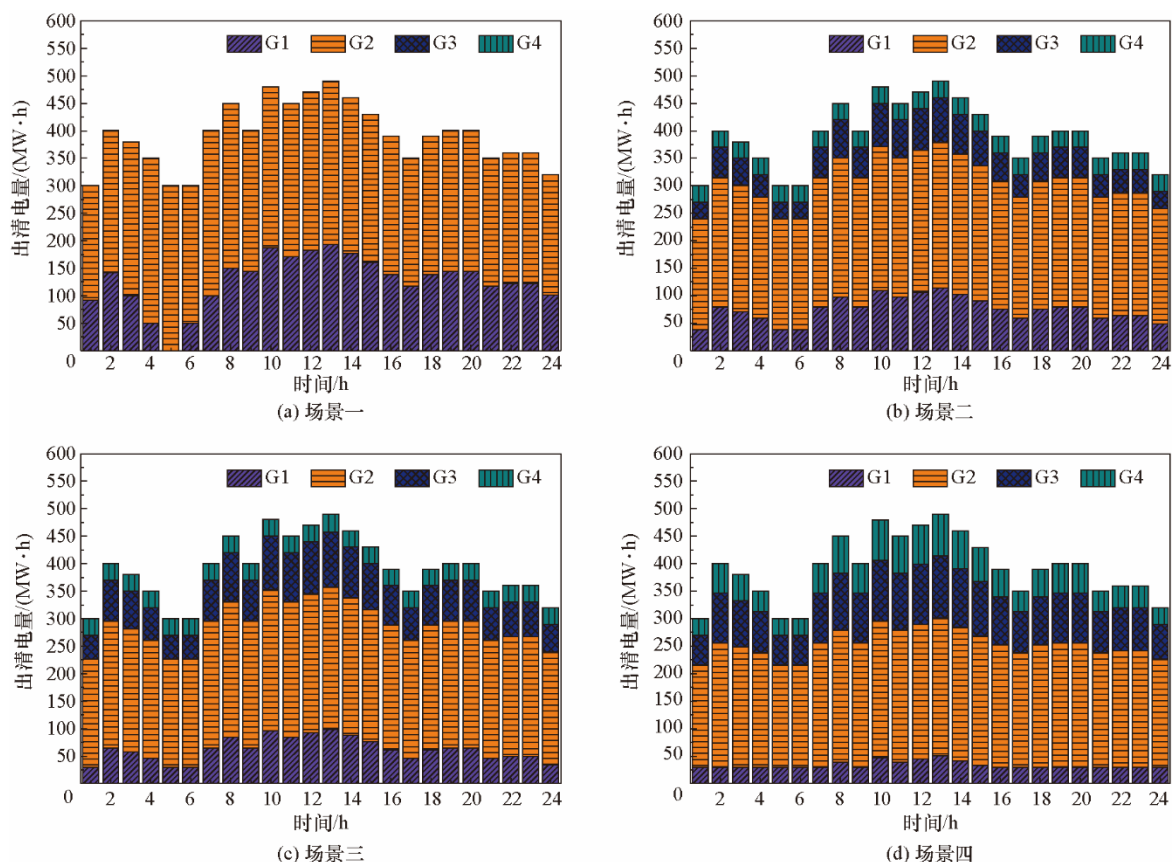


图3 不同场景下各发电机组的出清电量

Figure 3 The clearing power of each generator set in different scenarios

的出清电量较大, 分别为 3044.12 和 6335.88 MW·h。G3、G4 因其发电成本较高没有参与出清。场景二中, 各发电机组同时参与电力市场和碳交易市场, 其制定交易策略时要同时考虑自身的发电成本和碳交易成本。该场景下, G2 的出清电量较大, 为 5595.05 MW·h。G1、G3 的出清电量次之, 分别为 1800.54 和 1264.40 MW·h。G4 的出清电量为 720 MW·h。场景三中, 各发电机组制定交易策略时要同时考虑自身的发电成本和用能权交易成本。该场景下, G2 的出清电量较大, 为 5449.76 MW·h。G1、G3 和 G4 的出清电量分别为 1488.14、1719.54 和 722.56 MW·h。场景四中, 各发电机组制定交易策略时要同时考虑自身的发电成本、用能权交易成本和碳交易成本。该场景下, G2 的出清电量较大, 为 5292.54 MW·h。G1、G3 和 G4 的出清电量分别为 803.73、2070.72 和 1213 MW·h。发电机组 G2 在多种模式下都能保持较好的

出清电量。此外, 由四种场景的出清结果可知, 用能权交易市场或碳交易市场的引入能够显著增加能效高、低排放机组的出清电量, 从而降低整个系统的碳排放和能耗。

图4所示为不同场景下的分时段出清电价。总体

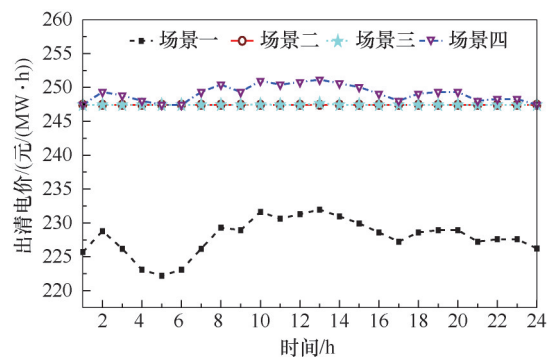


图4 不同场景下的分时段出清电价

Figure 4 Time based clearing electricity prices in different scenarios

上看, 场景一的出清电价最低, 平均出清电价为 227.96 元/(MW·h)。场景二和场景三时段出清电价差值十分微小, 平均出清电价分别为 247.43 和 247.44 元/(MW·h)。场景四的出清电价最高, 平均出清电价为 249.09 元/(MW·h)。与场景一相比, 场景二、场景三和场景四的电力市场平均出清电价分别增加了 8.54%、8.54% 和 9.27%。这是由其交易成本决定的, 发电机组参与不同的交易市场导致其参与交易的成本结构不同, 且参与交易的市场越多, 其交易成本越高。由场景二和场景三的出清电价可知, 碳交易市场和用能权市场的引入给电价带来的影响程度基本是一样的。根据场景四与场景二、场景三的出清电价的曲线分布可以看出, 碳交易市场和用能权市场同时引入带来的效果并不是单个市场引入效果的叠加。此外, 场景一和场景四中, 各时刻出清电价的变动趋势与负荷曲线的变动趋势一致。但场景一的变动幅度较大, 场景四的变动幅度较小。场景二和场景三的出清电价曲线变动较小, 在 247.43 元/(MW·h) 上下轻微浮动。

图 5 所示为不同场景下每个时段的二氧化碳排放量。总体上看, 四种场景二氧化碳排放量的变动趋势与负荷变动趋势一致。各场景的碳排放量受每个场景参与的市场直接影响不同。由图 5 可知, 场景一的碳排放量最多 (为 8751.36 t), 这是由于场景一发电机组只参与电力市场, 交易成本中不涉及碳排放成本。场景二与场景三的碳排放量相差不大, 分别为 8613.29、8586.96 t。在碳排放成本和用能权成本的双重约束下, 场景四的碳排放量最少, 为 8514.72 t。与场景一、场景二和场景三相比, 场景四的碳排放量分别降低了 2.70%、1.14% 和 0.84%。

图 6 所示为不同场景下每个时段的能源使用量。总体上看, 不同场景下的能源使用量与碳排放量情况类似, 且四个场景能源使用量的变动趋势与负荷变动趋势基本一致。由图 6 可知, 场景一的能源使用量最多, 为 3843.32 t 标准煤。这表明场景一在只参与电力市场的前提下较多地使用了能耗高的机组来发电。其次, 场景二和场景三的能源使用量分别为 3712.24、3684.51 t 标准煤。场景四的能源使用量最少, 为 3620.50 t 标准煤, 与场景一、场景二、场景三相比分别降低了 5.8%、2.47%、1.74%。

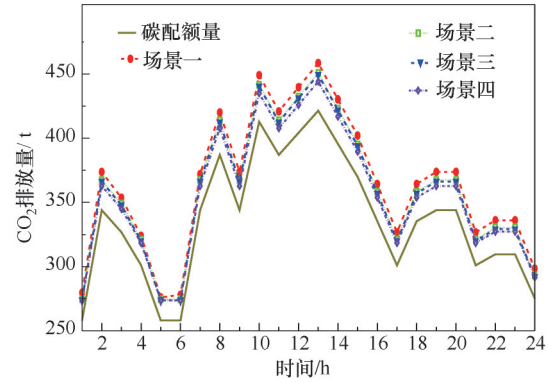


图 5 不同场景下的分时段二氧化碳排放量

Figure 5 CO₂ emissions in different time periods under different scenarios

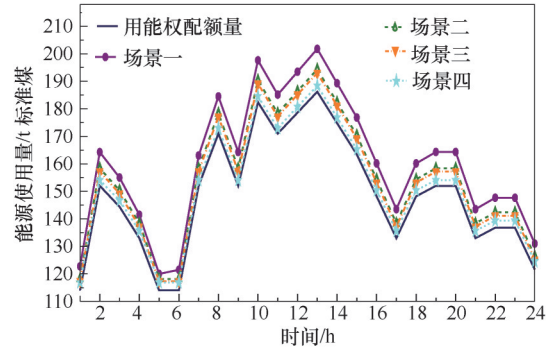


图 6 不同场景下的分时段能源使用量

Figure 6 Energy consumption in different time periods under different scenarios

图 7 所示为不同场景下分时段交易成本情况。整体上来看, 场景一~场景四下发电机组的总交易成本分别约为 223.38 万元、219.68 万元、219.23 万元、218.66 万元。发电机组的发电成本占了交易成本的较大比重, 场景一~场景四中的发电成本分别约为 208.90 万元、209.62 万元、210.07 万元、211.80 万元, 占交易成本的比重分别为 93.52%、95.42%、95.82%、96.86%。场景一~场景四中的碳交易成本分别为 88993.41 元、71043.66 元、67620.79 元、59687.94 元, 用能权交易成本分别为 55784.71 元、29568.04 元、24021.76 元、8976.47 元。此外, 各场景总交易成本的变动趋势与负荷的变动趋势基本一致。

表 2 所示为不同场景下发电机组的经济效益情况。总体上看, 场景一~场景四发电成本逐渐上升,

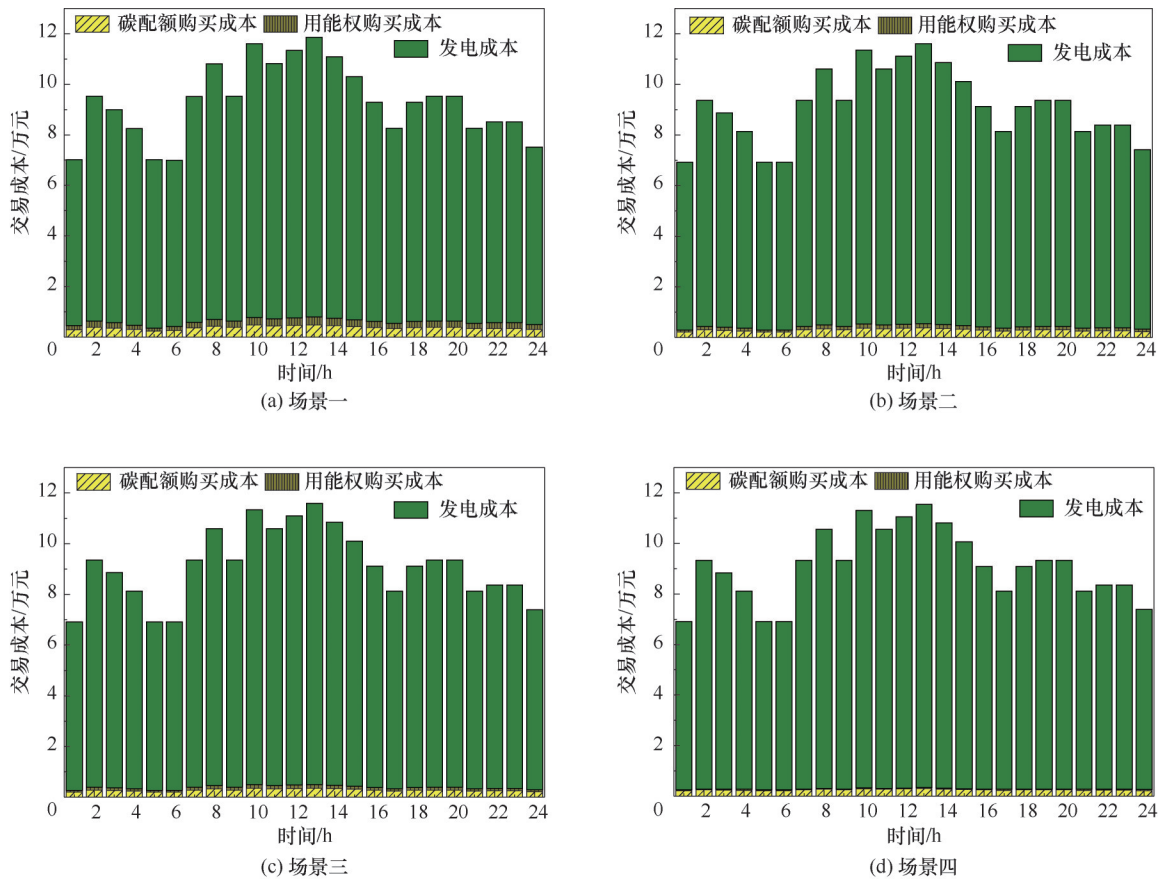


图7 不同场景下的交易成本
Figure 7 Transaction costs in different scenarios

表明随着市场环境变化，尤其是引入碳交易和用能权市场后，发电成本有所增加。同时，场景一利润率为负，后逐渐提升至场景四的6.93%，表明随着多市场参与和策略优化，发电商盈利能力逐步增强。场景四的较高利润率显示出在碳交易和用能权市场协同作用下，发电商能够更好地平衡成本与收入，实现经济效益的提升，说明多市场联动机制在一定程度上有利于促进发电商提高运营效率和经济效益，推动火电产业

向更可持续的方向发展。但同时也需要关注发电成本上升等问题，进一步探索优化策略以持续提升经济效益。

4.4 敏感性分析

为了进一步分析外部市场变动对火电机组利润的影响，本节研究了碳价、用能权价格和互认比例的变动对火电机组利润的影响。在场景四的基础上，设置

表2 不同场景下发电机组的经济效益情况
Table 2 Economic benefit analysis of generator sets in different scenarios

场景	发电成本/元	碳交易成本/元	用能权交易成本/元	收入/元	利润率
场景一	2089015.47	88993.41	55784.71	2141343.69	-4.14%
场景二	2096168.53	71043.66	29568.04	2320893.40	5.65%
场景三	2100668.80	67620.79	24021.76	2320995.06	5.87%
场景四	2117965.92	59687.94	8976.47	2338068.53	6.93%

碳价、用能权价格和互认比例分别变动 $\pm 50\%$ 。碳价、用能权价格和互认比例的敏感性分析结果如图8所示。

由图8可知, 总体上看, 碳价和用能权价格上涨会导致火电机组的利润下降, 互认比例变动不会使火电机组利润发生较大变化。碳价在 $[-50\%, 25\%]$ 范围内变动时, 火电机组总利润呈现出平稳的下降趋势; 在 $[25\%, 30\%]$ 范围内变动时火电机组总利润呈现出急剧下降趋势, 这是碳价上涨导致火电机组出清电量急剧下降所致; 在 $[30\%, 50\%]$ 变动范围内火电机组总利润呈现出缓慢下降的趋势。用能权价格在 $[-50\%, 15\%]$ 范围内变动时, 火电机组总利润呈现出缓慢上升的趋势, 但变动范围很小; 在 $[15\%, 20\%]$ 范围内变动时, 火电机组总利润呈现出快速下降的趋势; 在 $[20\%, 50\%]$ 范围内变动时, 火电机组总利润呈现出缓慢下降的趋势。

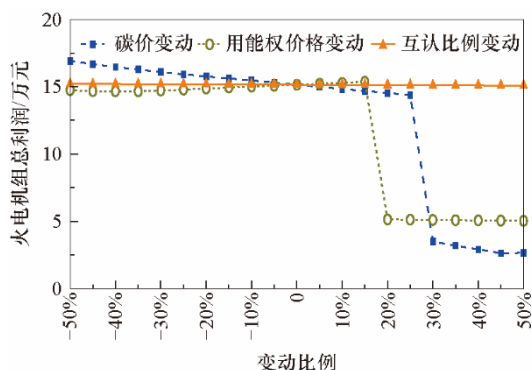


图8 碳价、用能权价格和互认比例的敏感性分析

Figure 8 Sensitivity analysis of carbon price, energy use rights price, and mutual recognition ratio

5 结论

本文通过厘清碳交易-用能权-电力市场交互运作和交易机制, 明确多种环境配额约束下火电机组的交易策略集, 构建了多市场联动下的火电机组交易框架和策略, 这对电力工程生态的优化具有重要意义。该框架刻画了三个市场在协同运作、成本核算和资源配置的协同机制, 并首次将用能权和碳排放权引入电力市场出清优化计算中, 从而在4个典型火力发电商多场景交易仿真中得出供政策方参考的有益结论。仿真

结果如下:

(1) 引入用能权或碳交易市场能够显著增加能效高、低排放机组的出清电量, 增加其售电收益。如场景四中, G3、G4 出清电量比场景一分别增加了 2070.72 和 1213 MW·h, 表明这两个市场与电力市场的联动交易并非简单的市场叠加, 而是可发挥两个环境权益市场的政策导向作用, 为能源结构改革提供市场机制支持, 推动电力工程生态朝着绿色低碳方向发展。政府或市场管理者可根据不同机组的能效和排放特点, 制定更具针对性的配额分配机制, 激励企业提率降碳; 加强环境权益市场与电力市场的深度融合, 促进市场之间的协同发展, 形成高效能源资源配置体系, 从而引导能源行业绿色低碳和可持续发展。同时, 发电企业须制定灵活交易策略, 密切关注用能权和碳交易市场的价格动态, 合理规划配额买卖, 结合电力市场出清情况优化报价以实现经济效益最大化。

(2) 单独引入任一类市场, 对电力市场出清电价涨幅影响效果基本一致。与场景一相比, 场景二、场景三、场景四的电力市场平均出清电价分别增加了 8.54%、8.54% 和 9.27%。这说明两类市场同时引入对电力市场出清电价的影响并非引入单个市场效果的叠加; 环境成本在电力市场的传导存在堵塞, 需完善其与发电、售电成本间的传导机制, 优化价格形成机制。政府应重视两类市场的协同效应, 制定政策时综合考虑, 避免政策不协调导致的市场波动和传导不畅。针对环境成本传导堵塞问题, 应加强宏观调控, 设立监管机构监测, 通过政策引导企业分摊环境成本。同时, 完善电力市场交易规则和价格形成机制, 引入灵活定价方式。发电企业应注重成本控制, 通过优化流程、提高能源利用效率等降低能耗和碳排放, 减少配额购买需求。还可以通过签订长期合同、参与衍生品交易等应对电价波动风险, 合理安排配额储备和交易。

(3) 用能权-碳交易市场通过增加发电成本, 来实现对发电成本和环境效益综合最优机组优先出清, 显著降低市场碳排放。通过仿真发现在引入用能权-碳交易市场下, 发电商的碳排放量和能源使用量均处于最低水平, 达到倒逼高耗能、高污染的发电机组加速绿色低碳转型的效果, 有利于电力工程生态环境的

改善。未来在多种政策约束下,发电商的主动转型需要政府推动能源利用效率提升和碳减排技术进步。同时,应制定相关产业政策,引导社会资本投向清洁能源和节能环保领域,优化能源产业结构升级,降低能源消费环境成本。

受限于时间与篇幅,本文为火电机组在多市场联动环境下的交易决策构建了一个初步框架。然而,本

研究是基于当前各市场既有的交易机制展开的,未涉及用能权市场、碳交易市场与电力市场在联动过程中可能出现的交易机制变化,亦未深入探讨这些市场融合后的交易模式与运作细节。未来研究将聚焦于这些关键问题,以期进一步深化对多市场联动机制的理解与优化,为电力工程生态的持续优化提供更有力的支撑。

参考文献

- [1] 王永利,李颐雯,王欢,等.基于改进BP神经网络的河北省碳排放预测[J].生态经济,2024,40(6):30-37.
Wang Y L, Li Y W, Wang H, et al. Carbon emission prediction of Hebei Province based on improved BP neural network[J]. Ecological Economy, 2024, 40(6): 30-37.
- [2] 史玉波,周孝信,薛禹胜,等.科学构建新型电力系统,推动能源电力产业链升级[J].科技导报,2021,39(16):53-55.
Shi Y B, Zhou X X, Xue Y S, et al. Scientifically build a new power system and promote the upgrading of energy and power industry chain[J]. Science & Technology Review, 2021, 39(16): 53-55.
- [3] 马裕泽,李涛.融合碳交易的电力现货市场日前出清机制研究[J].科技管理研究,2024,44(12):193-201.
Ma Y Z, Li T. Research on day-ahead clearing methods for electricity spot markets integrating carbon trading[J]. Science and Technology Management Research, 2024, 44(12): 193-201.
- [4] 李涛,马裕泽,宋志成,等.考虑电-热储能协同的综合能源系统规划优化研究[J].运筹与管理,2024,33(2):9-16.
Li T, Ma Y Z, Song Z C, et al. Study on integrated energy system planning optimization considering electric-thermal energy storage synergy[J]. Operations Research and Management Science, 2024, 33(2): 9-16.
- [5] Dong F, Li Z C, Huang Z H, et al. Extreme weather, policy uncertainty, and risk spillovers between energy, financial, and carbon markets[J]. Energy Economics, 2024, 137: 107761.
- [6] 熊子文,王浩,李文瑞,等.燃煤电厂运行全过程的碳排放全生命周期评价与预测[J/OL].洁净煤技术,1-10[2024-07-11].<https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.3676.td.20240708.1838.002.html>.
Xiong Z W, Wang H, Li W R, et al. Life cycle assessment and prediction of carbon emissions based on machine learning in whole operation process of coal-fired power plants[J/OL]. Clean Coal Technology, 1-10[2024-07-11]. <https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.3676.td.20240708.1838.002.html>.
- [7] 魏亿钢,朱荣琦,谭浣昶.中国碳市场下发电企业碳成本传导率及动态特征[J].中国人口·资源与环境,2024,34(3):50-59.
Wei Y G, Zhu R Q, Tan L Y. Carbon cost pass-through rate and dynamic characteristics of power generation enterprises in China's national carbon market[J]. China Population, Resources and Environment, 2024, 34(3): 50-59.
- [8] 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):4229-4239.
Peng C H, Yi T X, Sun H J, 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): 4229-4239.
- [9] 陈赟,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 Y, Zhou M, Zhao W K, et al. Incentive bidding strategies for power generator in the electricity-carbon joint market[J]. Power System Technology, 2024, 48(9): 3564-3573.
- [10] 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 S Y, Yu T, Huang J, 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.
- [11] Fu X S. Impacts of the pilot policy for carbon emissions trading on pollution reduction in China[J]. Journal of Cleaner Production, 2024, 468: 142878.
- [12] 檀勤良,贺嘉明,吕函谕,等.考虑成本不确定性的发电企业低碳技术采纳决策优化研究[J/OL].中国电力,1-12[2024-06-20].<https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.3265.tm.20240619.1446.002.html>.

- Tan Q L, He J M, Lyu H Y, et al. Research on the optimization of low-carbon technology adoption for generation enterprises considering cost uncertainty[J/OL]. *Electric Power*, 1-12[2024-06-20]. <https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.3265.tm.20240619.1446.002.html>.
- [13] Zhou C B, Li Y K, Wu C Y. Can the energy-consuming right transaction system improve energy efficiency of enterprises? New insights from China[J]. *Energy Efficiency*, 2024, 17(5): 51.
- [14] 边志强, 张倩华. 用能权交易制度对城市低碳转型发展的影响研究: 基于碳排放效率的视角[J]. *城市问题*, 2024(4): 73-84, 94.
Bian Z Q, Zhang Q H. Research on the impact of energy-consuming right trading system on urban low-carbon transformation and development: Based on the perspective of carbon emission efficiency[J]. *Urban Problems*, 2024(4): 73-84, 94.
- [15] 胡剑波, 周宗康, 张宽元. 用能权交易制度对城市碳排放绩效改善的影响研究[J]. *工业技术经济*, 2024, 43(4): 46-56.
Hu J B, Zhou Z K, Zhang K Y. Research on the impact of energy-consuming right trading system on the improvement of urban carbon performance[J]. *Journal of Industrial Technology and Economy*, 2024, 43(4): 46-56.
- [16] 宋德勇, 陈梅, 朱文博. 用能权交易制度是否实现了环境和经济的双赢?[J]. *中国人口·资源与环境*, 2022, 32(11): 134-145.
Song D Y, Chen M, Zhu W B. Has the energy-consuming right trading system achieved win-win development for China's environment and economy?[J]. *China Population, Resources and Environment*, 2022, 32(11): 134-145.
- [17] 薛贵元, 吴垠, 诸晓骏, 等. 计及用能权配额约束的发电商竞价策略双层优化方法[J]. *中国电力*, 2023, 56(5): 51-61.
Xue G Y, Wu Y, Zhu X J, et al. Bi-level optimization method for bidding strategy of power suppliers considering energy-consuming right [J]. *Electric Power*, 2023, 56(5): 51-61.
- [18] 黄和平, 谢云飞. 市场型环境规制促进了工业低碳转型吗? 来自用能权交易的证据[J]. *产业经济研究*, 2023(1): 58-72.
Huang H P, Xie Y F. Do market-based environmental regulations promote a low-carbon industrial transition? Evidence from trading energy rights[J]. *Industrial Economics Research*, 2023(1): 58-72.
- [19] 李珊珊, 赵超越. 用能权交易制度对企业低碳技术创新的驱动效应[J]. *中国人口·资源与环境*, 2023, 33(10): 124-134.
Li S S, Zhao C Y. Driving effects of energy-consuming right transaction system on corporate low-carbon technological innovation[J]. *China Population, Resources and Environment*, 2023, 33(10): 124-134.
- [20] 张颖, 周丽. 用能权交易政策对地区产业结构优化升级的影响[J]. *中国人口·资源与环境*, 2024, 34(1): 71-83.
Zhang Y, Zhou L. Impact of energy-consuming right trading policy on the optimization and upgrading of regional industrial structure[J]. *China Population, Resources and Environment*, 2024, 34(1): 71-83.
- [21] 陈荃, 张丹宏, 郑淇源, 等. 电-碳-绿证市场耦合下发电商报价与出清双层优化[J]. *南方电网技术*, 2024, 18(1): 121-133.
Chen Q, Zhang D H, Zheng Q Y, et al. Bi-level optimization strategy for biddings and clearing of power suppliers under the coupling of electricity, carbon, and green certificate market[J]. *Southern Power System Technology*, 2024, 18(1): 121-133.
- [22] 赵会茹, 赵一航, 武昭原, 等. 电力市场、碳排放权交易市场以及核证自愿减排市场耦合下发电商竞价策略[J]. *电力建设*, 2024, 45(10): 123-135.
Zhao H R, Zhao Y H, Wu Z Y, et al. Bidding strategy of power generators under the linkage of electricity market, carbon emission trading market, and certified emission reduction market[J]. *Electric Power Construction*, 2024, 45(10): 123-135.
- [23] 潘晓滨, 刘韦廷. 我国用能权与碳排放权交易制度衔接问题研究[J]. *华北电力大学学报(社会科学版)*, 2024(2): 31-39.
Pan X B, Liu W T. Research on the connection between energy consuming right trading and emission trading scheme in China[J]. *Journal of North China Electric Power University (Social Sciences)*, 2024(2): 31-39.
- [24] 孙晶琪, 张卓拉, 周振茜, 等. 用能权市场和碳市场协同下火电企业配额履约策略[J]. *中国环境科学*, 2024, 44(4): 1840-1850.
Sun J Q, Zhang Z L, Zhou Z X, et al. Quota compliance strategies of thermal power enterprises under the coordination of energy-consuming right trading and carbon emission trading market[J]. *China Environmental Science*, 2024, 44(4): 1840-1850.
- [25] Xi Y A M, Li Y Z, Chen Y H, et al. Energy demand and carbon emission analyses of a solar-driven domestic regional environment mobile robot as household auxiliary heating and cooling method[J]. *Applied Energy*, 2024, 371: 123743.
- [26] Szabo L, Moner-Girona M, Jäger-Waldau A, et al. Impacts of large-scale deployment of vertical bifacial photovoltaics on European electricity market dynamics[J]. *Nature Communications*, 2024, 15(1): 6681.
- [27] Do H X, Nepal R, Pham S D, et al. Electricity market crisis in Europe and cross border price effects: A quantile return connectedness analysis[J]. *Energy Economics*, 2024, 135: 107633.
- [28] Guo B N, Hu P J, Zhang H, et al. The improvement of energy-consuming right trading policy on the efficiency of urban green development [J]. *Frontiers in Environmental Science*, 2023, 11: 1123608.
- [29] 王芝炜, 孙慧, 张贤峰, 等. 用能权交易制度能否实现减污降碳的双重环境福利?[J]. *产业经济研究*, 2023(4): 15-26, 39.
Wang Z W, Sun H, Zhang X F, et al. Can the energy quota trading system achieve the double environmental benefits of reducing pollution and carbon emissions?[J]. *Industrial Economics Research*, 2023(4): 15-26, 39.
- [30] Wang H, Liu C K, Shi P H, et al. The social effects of energy regulation: energy-consuming rights trading system and corporate labor

- demand[J]. *Journal of Environmental Management*, 2024, 366: 121842.
- [31] Kılıç S. Urban emissions and land use efficiency scenarios for avoiding increments of global warming[J]. *Energy*, 2024, 307: 132174.
- [32] Cui H Y, Cao Y Q. Energy rights trading policy, spatial spillovers, and energy utilization performance: Evidence from Chinese cities[J]. *Energy Policy*, 2024, 192: 114234.
- [33] 周德群, 周显扬, 丁浩. 多市场协同下的可再生能源电力竞价策略研究[J]. *中国管理科学*, 2023, 31(1): 248-255.
- Zhou D Q, Zhou X Y, Ding H. Research on renewable electricity bidding strategy under multi-market coordination[J]. *Chinese Journal of Management Science*, 2023, 31(1): 248-255.
- [34] 张金良, 王玉珠. 多市场情形下燃煤发电企业交易策略分析[J]. *电力建设*, 2023, 44(2): 155-162.
- Zhang J L, Wang Y Z. Transaction strategy analysis of coal-fired power generation enterprises in multi-market[J]. *Electric Power Construction*, 2023, 44(2): 155-162.
- [35] 叶沛筠, 蔡乌赶, 周瑜辉. 技术异质性视角下我国区域用能权与碳排放权初始分配研究[J]. *软科学*, 2023, 37(11): 114-121.
- Ye P Y, Cai W G, Zhou Y H. The initial allocation of regional energy-consuming rights and carbon emission rights in China from the technological heterogeneity perspective[J]. *Soft Science*, 2023, 37(11): 114-121.
- [36] Ma Y Z, Han X, Zhang T, et al. Research on station-network planning of electricity-thermal-cooling regional integrated energy system considering multiple-load clusters and network costs[J]. *Energy*, 2024, 297: 131281.

Research on the Participation Trading Strategy of Thermal Power Units under the Linkage of Carbon Trading, Energy Use Rights, and Electricity Market

Wu Rigenhexige, Yang Chan, Yu Tao, Zhao Huiru*

School of Economics and Management, North China Electric Power University, Beijing 102206, China

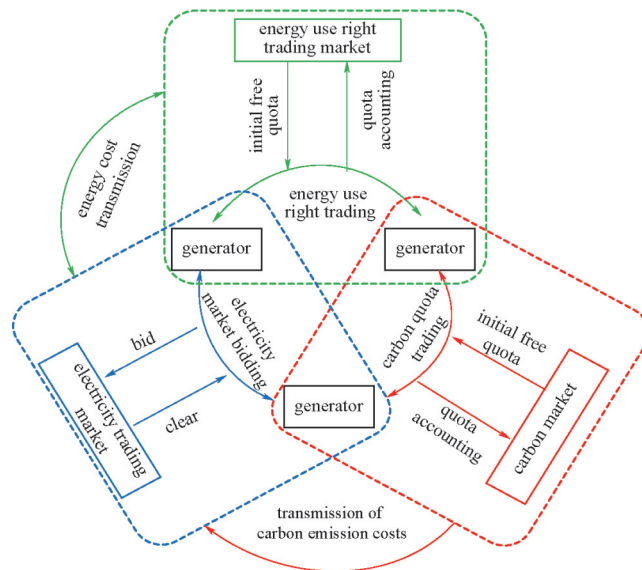
Highlights

Constructed a new framework for trading thermal power units in the carbon trading energy rights electricity market.

By converting the energy consumption and carbon emissions variables of thermal power units into transaction cost variables, the trading strategy set for thermal power units was determined.

Considering energy usage rights and carbon trading costs in power trading decisions for thermal power units can significantly reduce carbon emissions and help promote the transformation and upgrading of the thermal power industry.

Graphical Abstract



Abstract: In the context of the global active response to climate change and the promotion of energy transformation, the energy consumption quota market and the carbon trading market are undergoing a continuous process of improvement and development.

Under this development trend, the trading of thermal power units is facing various complex environmental quota constraints, which has significantly changed the traditional trading pattern. To effectively address the challenges of optimizing bidding strategies and making trading decisions in the trading of thermal power units under the situation of multi-market linkage, this paper proposes a trading framework and strategies for thermal power units in the carbon trading-energy consumption quota-electricity market. Firstly, the operation of the carbon trading-energy consumption quota-electricity market itself and their interactive trading mechanisms are decomposed and analyzed in detail. The internal logic and interrelationships of each market are thoroughly explored, and for the first time, a trading framework for thermal power units in the multi-market environment is designed, covering initial quota allocation, market trading processes, and constraint transmission mechanisms. Secondly, the essential characteristics of energy consumption and carbon emission variables under the trading framework are intensively studied and transformed into trading cost variables of thermal power units. Based on this, the possible trading strategy sets for thermal power units under multiple cost constraints are determined. Thirdly, an electricity market clearing model with the minimization of comprehensive trading cost as the objective function is constructed. This model fully takes into account the basic element of the market economy, namely supply-demand balance, as well as key factors related to unit operation characteristics such as unit output and unit ramping. Meanwhile, the energy consumption quota and carbon emission rights are incorporated into the constraint conditions to solve the problem of resource optimization allocation under multi-market linkage. Finally, through simulating four scenarios where four typical thermal power generators participate in the market, the research results show that: In terms of the cleared electricity quantity of each generating unit in different scenarios, compared with the scenario where only the electricity market is participated in, after the power generators participate in multiple markets, scenario four stands out, with its cleared electricity quantity reaching as high as 5292.54 MW · h, among which the cleared electricity quantities of G1, G3, and G4 are 803.73, 2070.72, and 1213 MW · h respectively; In terms of the time-segmented clearing electricity price, compared with scenario one, the average clearing electricity prices in the electricity market of scenario two, scenario three, and scenario four increase by 8.54%, 8.54%, and 9.27% respectively; In terms of the time-segmented carbon dioxide emissions and energy consumption, compared with scenario one, two, and three, the carbon emissions in scenario four decrease by 2.70%, 1.14%, and 0.84% respectively, and the energy consumption decreases by 5.8%, 2.47%, and 1.74% respectively. These data indicate that the more markets the generators participate in, the higher the trading cost will be. However, it also reveals that although the introduction of the energy consumption quota market and the carbon trading market increases the power generation cost to a certain extent, it can significantly reduce carbon emissions. This positive effect is conducive to promoting the transformation and upgrading of the thermal power industry towards a green and low-carbon direction. In addition, in the sensitivity analysis, the impacts of changes in carbon price, energy consumption quota price, and mutual recognition ratio on the profits of thermal power units are further explored. It is found that the profit margin in scenario one is negative and then gradually increases to 6.93% in scenario four. The series of simulation results and sensitivity analysis results corroborate each other, providing comprehensive and detailed reference bases for relevant policy makers and market managers, which is helpful for formulating more scientific and reasonable policies and management measures to promote the sustainable development of the energy market.

Keywords: energy use right market; carbon trading market; engineering ecology; multi market linkage; trading strategy; Dual Carbon