

考虑动态碳交易曲线的电-碳市场出清模型及节点边际电价构成机理分析

叶晨¹, 牟玉亭¹, 王蓓蓓¹, 周毅波², 杨舟²

(1. 东南大学电气工程学院, 江苏省南京市 210096;

2. 广西电网有限责任公司, 广西壮族自治区南宁市 530013)

Mechanism of Locational Marginal Prices and Clearing Model of Electricity and Carbon Market Considering Dynamic Carbon Trading Curve

YE Chen¹, MOU Yuting¹, WANG Beibei¹, ZHOU Yibo², YANG Zhou²

(1. School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, Jiangsu Province, China;

2. Guangxi Power Grid Co., Ltd., Nanning 530013, Guangxi Zhuang Autonomous Region, China)

ABSTRACT: The problem of climate warming caused by energy shortage and excessive consumption of fossil fuels has become a major challenge to the current social and economic development. As a mandatory market means, the carbon market helps the carbon emission reduction of the whole society. However, the lack of linkages between the electricity market and the carbon market makes it difficult to promote effective synergy between them. This paper proposes a clearing model of the electricity and carbon coupling market considering the dynamic carbon trading supply and demand curve and analyzes the mechanism of the locational marginal prices. First, from the perspective of the carbon market commodities and prices controlled by the power trading center and considering the total emission limits at the developing stages of the carbon market, a dynamic carbon trading curve based on the principle of supply and demand is formulated proactively. Then an electricity market clearing model that considers the carbon costs is established with the participation of multi-energy generators and the mechanism of the locational marginal prices is analyzed to reflect the impact of the carbon constraints on the locational marginal prices. By analyzing the composition of the locational marginal prices and the changes of the carbon price, the case study illustrates the necessity of introducing a dynamic carbon trading supply and demand curve. At the same time, the impacts of the carbon market at different developing stages, with different objective functions and different output

characteristics of renewable energy on the clearing results are analyzed.

KEY WORDS: supply and demand curve; carbon trading; locational marginal price; carbon price; market clearing

摘要: 当前社会经济发展面临着能源短缺和化石燃料过度消耗的重大挑战, 碳市场作为一种强制性市场手段可助力全社会减排行动。但因其与电力市场之间缺乏关联, 故难以促进电碳耦合市场的有效协同。文章提出了一种考虑动态碳交易供需曲线的电碳耦合市场出清模型, 并对节点边际电价构成机理进行了分析。首先, 从电力交易中心把控碳市场流动商品及其价格的角度出发, 考虑碳市场不同阶段对于排放总量限制的松紧程度, 前瞻性地制定了基于供需关系原理的动态碳交易曲线, 并建立了多能源发电商参与的考虑碳成本的电力市场出清模型; 然后, 基于此分析了节点边际电价构成机理, 以定量体现碳配额约束对节点边际电价的影响。算例结果对节点边际电价组成和碳价的变化进行了分析, 说明了引入动态碳交易供需曲线的必要性, 同时分析了碳市场不同发展阶段、不同目标函数以及不同可再生能源出力特性对于出清结果的影响。

关键词: 供需曲线; 碳交易; 节点边际电价; 碳价; 市场出清

DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2022.1385

0 引言

随着全球能源需求的不断增长, 化石燃料过度消耗所导致的全球气候变暖问题已成为当前社会经济发展面临的重大挑战。目前全球已有超过120个国家和地区提出了“碳中和”目标^[1-2], 电力系统清洁化转型也逐渐成为世界关注的重点。

为实现减排目标, 电力行业不断推动多元清洁

基金项目: 广西电网公司科技项目“新型电力系统下需求侧资源智能聚合与灵活互动关键技术研究”(GXKJXM20220081)。

Project Supported by Science & Technology Project of Guangxi Power Grid Co., Ltd. “Research on Key Technologies of Intelligent Aggregation and Flexible Interaction of Demand-side Resources Under the New Power System”(GXKJXM20220081).

能源的开发利用，碳市场被认为是可兼顾电力经济性和低碳环保性的有效手段。文献[3]在引入了限额与交易机制来模拟碳市场的基础上，研究发电商同时参与电力、天然气和碳市场的最优策略。文献[4]建立了碳市场和电力市场交互的系统动力学模型，分析了碳市场对电力市场的耦合效应。文献[5-6]基于区块链技术研究了采用集中撮合方式的碳交易。但上述研究均从现有以中长期为时间尺度的碳市场角度出发，由于碳市场与日前电力市场运作时间尺度的差异，无法实时反映碳市场要素对日前电力市场出清情况的影响。

从我国碳市场发展的经验来看，我国从2011年开始实施碳市场试点，并于2021年7月全国碳排放权市场正式启动上线交易，但中长期碳市场的总量约束导致短期碳价波动风险已初现端倪。即使是目前发展较为成熟的欧盟碳市场，自建立至今也发生过多次碳价剧烈波动的情况^[7]。在2005年，由于发放碳配额大大超出实际需求，导致碳价由30欧元/t跌至10欧元/t；在2008年，通过减少碳配额供应，碳价一度攀升，然而在金融危机爆发后，碳配额需求下降导致碳价大幅下跌。即便是在欧盟经济增长较为平稳时期，这一问题仍然突出。

从上述分析可以看出，由于长期相对确定的碳配额供应与短期不确定的需求之间的矛盾，这种以中长期为时间尺度的碳市场在短期运行方面存在一定的风险：其一，此种运行模式将导致交易中心面对频繁大幅波动的碳价无法更好地调度发电侧资源；其二，政府需要更多地介入对碳价进行管控，使其逐渐演变为政府干预占为主导，而并非市场驱动，这并不符合未来市场发展的趋势；其三，在未来用户侧广泛参与低碳需求响应的情况下也无法给用户侧提供稳定的、准确的价格信号。

因此，目前已有诸多学者将碳市场的时间尺度缩小，以期更好地将碳市场与电力市场融合。文献[8]将碳配额分配的时间尺度从年修改为日，研究了碳市场对电力市场出清结果的影响。文献[9-12]以小时为单位将碳交易机制引入电力系统经济调度，构建了考虑碳排放经济价值的电力系统优化调度模型。

文献[13-18]构建了分碳排量区间计算碳交易成本的阶梯型碳交易模型，验证所提的阶梯式碳交易机制对降低系统碳排放的有效性。文献[19]基于碳排放流理论制定了能源-碳综合价格，以此控制分布式资源对其进行需求响应。文献[20-21]同样基于碳排放流理论研究了主动需求侧管理参与电-碳

市场的作用机理。在阶梯碳交易的方式下，虽然不同的碳排放区间对应的碳价不尽相同，但其本质是通过这种奖惩手段来进一步控制碳排放总量，同样也无法提供时变的碳市场供需价格信号以引导用户调整用电方式从而达到减少供给侧碳排放的效果；而基于碳流理论进行碳定价的方式，其依据比例共享原则进行节点碳强度的计算，而并非将碳定价的问题纳入优化问题中共同出清，这种分摊结果可能会产生“近水楼台先得月”的问题，即位置靠近高排放机组的节点碳强度较高，位置靠近新能源机组的节点碳强度低，这种“以出生论英雄”的做法有失公平。

有部分学者研究了碳成本影响下的节点边际价格，文献[22]研究考虑碳成本的综合能源系统最优调度模型，并分析了其对节点边际价格的影响。文献[23]基于碳配额分配因时而异的假设，构建了双层模型。但其均在出清过程中仍将碳价设置为一个外置的固定参数，且没有给出碳价在节点边际价格组成中明确的分量形式，不能更全面地体现电-碳实时供需关系和双市场价格信号以及嵌入碳交易的节点复合边际电价(carbon emission trading scheme embedded locational compound marginal price, CETS-LCMP)的时空互异性，从而在新能源大发时无法给出系统碳成本低的明确信号以引导用户多用电网电，因此不利于新能源的消纳。

本文从电力交易中心把控碳市场流动商品及其价格角度出发，考虑碳市场不同阶段对于排放总量限制的松紧程度，提出基于供需关系原理的动态碳交易需求曲线，以期在更短的时间尺度内释放价格信号，从而更好地把控碳市场交易产品的供求关系；在此基础上，建立包括燃煤、燃气和风力发电商在内的考虑碳成本的电力市场出清模型并通过将优化模型扩展为拉格朗日函数将其构建为节点边际电价分解模型，以给出CETS-LCMP各组成成分明确的分量形式，从而对CETS-LCMP的电组分和碳组分有更直观地认识；最后构建算例，分析了考虑供需关系的碳交易对出清结果的影响、CETS-LCMP组成以及碳配额/CCER与碳价的供需关系，验证了本文所提方法的可行性和有效性。本文的模型不仅有助于未来发电商主体动态掌控碳市场供需关系从而帮助系统运营商有策略地进行市场调度，也有助于引导未来电力终端用户根据CETS-LCMP更好地进行低碳需求响应，从体现电网作为枢纽平台对于不同碳强度的发电资源的配置调节作用来说也提供了有益的支撑。

1 基于供需关系原理的动态碳交易需求曲线

1.1 碳交易机制及其分配原则

碳交易是 CO₂ 排放权的买卖^[24]，鉴于 CO₂ 在 6 种要求减排的温室气体中占比最大，故以每吨 CO₂ 的量为温室气体排放权交易的计量单位。碳交易市场主要流动商品有强制型碳排放商品——碳排放配额(carbon emission allowance, CEA)和激励型碳抵消商品——国家核证减排量(China Certified Emission Reduction, CCER)两种。其中，碳配额交易遵循“限额与交易”原则，即政府或者监管部门以控制碳排放总量为目标，首先确定碳市场中的碳配额总量上限，然后为各排放源进行碳配额的初始分配，各排放源之间以碳配额为标的进行交易，并根据当日的碳交易价格获得一定的收益或支付一定的成本。对于开发 CCER 项目(可再生能源项目、林业碳汇项目等)的企业，碳市场按照 1:1 的比例给予 CCER 替代碳排放配额，排放企业可以使用 CCER 抵消碳排放配额的清缴。

碳交易机制利用市场手段对 CO₂ 排放总量进行控制，以达到让企业有积极性通过提升自身技术等手段进行减排的目的。对于电力行业，在碳市场发展初期一般采用以无偿为主的方式进行初始碳配额的分配，而在碳市场发展后期，免费比例大大减小^[25]。初始碳配额的发放与系统发电量相关，对于超出或不足的部分可在碳市场上进行交易，仍有不足的部分则需要接受惩罚。

1.2 电力市场与碳市场结构关系

现有碳交易是为各排污行业提供碳配额以使其能够按计划生产，大都是以年为时间尺度运作，涵盖碳配额的发放、监测、以及碳配额的履约流程，无需满足实时的物理交割约束，因此碳市场的定价一般由拍卖或政府核定决定，这样带来的问题是以为年为考核周期的碳排放总量约束无法和每小时、每 15min 等时间尺度的电力市场运行(也伴随碳排放的交割)耦合起来，一旦考核周期末排放超过免费配额可能带来巨额罚款，作为碳配额购买主体的传统能源发电商和高耗能用户无法对其碳成本的风险进行掌控。

基于上述问题，为了引导未来新型电力系统更好的嵌入碳交易，形成电碳市场有效联动，更便于进行 CETS-LCMP 的分析，本文假设发电商允许排放的碳配额总量依据其生产的季节周期性、日周期性等提前做了分配，并因时间段而异^[23,26]，其中发电商在不同时刻需要买入/卖出碳配额/CCER 的示意图如图 1 所示，这也是未来电碳耦合市场发展的必然趋势。

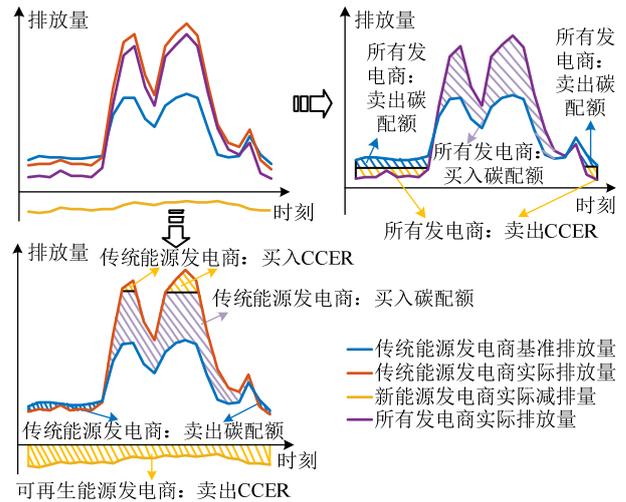


图 1 发电商买入/卖出碳配额/CCER 示意图
Fig. 1 Schematic diagram of power generators buying/selling CEA/CCER

具体地，碳市场中电力行业主体主要包括火力发电商和可再生能源发电商。除电力行业以外，其他高污染行业如钢铁、造纸、化工等领域在进行生产活动时也都会产生碳排放，在未来这些行业也将逐步作为碳市场主体参与碳交易，而在本文中假设这些行业均作为碳配额需求者。

在碳市场中，首先对火力发电商进行免费碳配额的分配，当其碳配额有盈余时可以对其他碳市场主体出售，当碳配额缺额时需要向政府购买，如果碳配额仍然不足则要接受高额惩罚^[27]；而可再生能源发电商在发电时基本不产生碳排放，可将其兑换的 CCER 出售给火力发电商或碳市场中的其他主体^[28]。

在电力市场中，首先由火力发电商和可再生能源发电商进行投标，然后由系统运营商执行考虑碳成本的电力市场出清，并获得调度结果和 CETS-LCMP，具体的市场结构关系如图 2 所示。

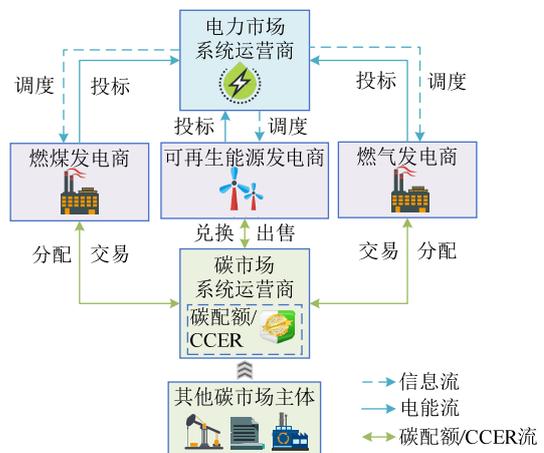


图 2 市场结构关系
Fig. 2 Relationship of the market structure

1.3 动态碳交易供需曲线的制定

基于图 1、2 所展示的发电商需要买入/卖出碳配

额/CCER 的情况以及电碳耦合市场的结构关系, 构建如下碳配额分配模型以及动态碳交易供需曲线:

对于所有传统能源发电商, 其允许排放的碳配额总量取决于该时刻的总需求和区域碳排放许可因子, 如式(1)所示。

$$E_t^a = \varepsilon \sum_j Q_{Dj,t} \quad (1)$$

式中: E_t^a 为时刻 t 所有传统能源发电商允许排放的碳配额总量; ε 为区域碳排放许可因子; $Q_{Dj,t}$ 为时刻 t 负荷 j 的总负荷需求。

所有传统能源发电商获得的免费碳配额为允许排放的碳配额总量的一定比例, 如式(2)所示。

$$E_t^f = \alpha E_t^a \quad (2)$$

式中: E_t^f 为时刻 t 所有传统能源发电商获得的免费碳配额总量; α 为免费碳配额分配比例。

所有传统能源发电商可以购买的有偿碳配额总量如式(3)所示。

$$E_t^{p,\max} = (1 - \alpha) E_t^a \quad (3)$$

式中 $E_t^{p,\max}$ 为时刻 t 所有传统能源发电商可以购买的有偿碳配额总量。

对于可再生能源发电商, 其发电可兑换的CCER量如式(4)所示。

$$E_{i,t}^c = \varphi P_{Wi,t} \quad (4)$$

式中: $E_{i,t}^c$ 为时刻 t 可再生能源发电商 i 发电可兑换的CCER总量; φ 为可再生能源发电商的CCER兑换系数; $P_{Wi,t}$ 为可再生能源发电商 i 在时刻 t 的发电功率。

对于动态碳交易供需曲线, 其是根据碳市场的供需紧张程度对碳市场流动商品进行定价, 并将该部分成本叠加进发电商报价曲线进行电力市场的实时出清。根据基本经济学原理, 碳市场流动商品与其价格之间满足一定的关系, 一般可以将其描述为一个分段线性函数, 如图3所示。

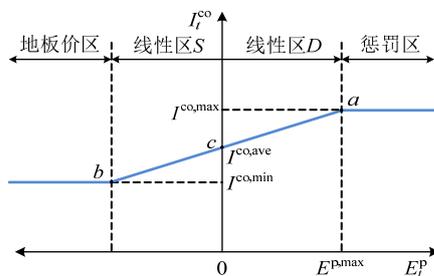


图3 动态碳交易供需曲线

Fig. 3 Dynamic carbon trading supply and demand curve

图3中: E_t^p 为时刻 t 下在碳市场上交易的碳配额/CCER总量; I_t^{co} 为时刻 t 的碳价; $I^{\text{co},\min}$ 、 $I^{\text{co},\max}$ 、 $I^{\text{co},\text{ave}}$ 分别为碳市场的地板价、惩罚价和均价; a 为碳市场惩罚区的拐点; b 为碳市场地板价区的拐点;

c 为碳市场两个线性区的拐点; 在 c 右边是电力行业整体需要向外购买碳配额的线性区 D ; c 左边是电力行业整体可以对外出售碳配额/CCER的线性区 S 。

随着碳配额需求量的增大, 碳价将经历从线性区 D 向惩罚区的变化, 同时碳价将不断增大, 直至碳配额需求量超出可以购买的有偿碳配额总量时, 碳价变为恒定不变的惩罚价格; 随着碳配额/CCER出售量的增大, 碳价将经历从线性区 S 向地板价区的变化, 同时碳价将不断减小, 直至碳配额/CCER出售量超出一定量时, 碳价变为恒定不变的地板价格。本文将线性区曲线建模为一次函数, 具体的数学表达式如式(5)所示。

$$I_t^{\text{co}} = \begin{cases} I^{\text{co},\min}, & E_t^p \leq \frac{(I^{\text{co},\min} - I^{\text{co},\text{ave}}) E_t^{p,\max}}{I^{\text{co},\max} - I^{\text{co},\text{ave}}} \\ \frac{I^{\text{co},\max} - I^{\text{co},\text{ave}}}{E_t^{p,\max}} E_t^p + I^{\text{co},\text{ave}}, & \frac{(I^{\text{co},\min} - I^{\text{co},\text{ave}}) E_t^{p,\max}}{I^{\text{co},\max} - I^{\text{co},\text{ave}}} < E_t^p < E_t^{p,\max} \\ I^{\text{co},\max}, & E_t^p \geq E_t^{p,\max} \end{cases} \quad (5)$$

对于碳市场不同发展阶段, 由于不同时刻碳配额总量以及免费发放比例的差异性, 导致机组的出力不同, 因而碳市场流动商品与其价格之间也将呈现不同的供需紧张关系。

2 考虑供需关系的电碳耦合市场出清模型及节点边际电价构成机理

2.1 多能源发电商生产成本模型

2.1.1 火力发电商

本文研究的火力发电商包括燃煤发电商和燃气发电商, 其供电燃料耗量曲线可以拟合成二次函数:

$$F_{i,t}(P_{Gi,t}) = 0.5a_i(P_{Gi,t})^2 + b_i P_{Gi,t} + c_i, \quad \forall i \in G \quad (6)$$

式中: $F_{i,t}$ 为火力发电商 i 在时刻 t 的燃料耗量; $P_{Gi,t}$ 为火力发电商 i 在时刻 t 的发电功率; a_i 、 b_i 、 c_i 分别为火力发电商 i 燃料耗量的二项次系数、一次项系数和常数项系数; G 为火力发电商集合。

对火力发电商的供电燃料耗量曲线进行微分得到一阶线性的边际燃料耗量, 从而可以得到其边际燃料成本, 如式(7)(8)所示:

$$f_{i,t}(P_{Gi,t}) = \frac{dF_{i,t}(P_{Gi,t})}{dP_{Gi,t}} = a_i P_{Gi,t} + b_i, \quad \forall i \in G \quad (7)$$

$$C_{i,t}^f(P_{Gi,t}) = f_{i,t}(P_{Gi,t}) \pi_p, \quad \forall i \in G \quad (8)$$

式中: $f_{i,t}$ 为火力发电商 i 在时刻 t 的边际燃料耗量; π_p 为单位燃料成本; $C_{i,t}^f$ 为火力发电商 i 在时刻 t 的边际燃料成本。

根据火力发电商的边际燃料成本, 可以得到其

边际发电成本, 如式(9)所示:

$$C_{i,t}^m(P_{Gi,t}) = \frac{C_{i,t}^f(P_{Gi,t})}{\alpha_i}, \quad \forall i \in G \quad (9)$$

式中: α_i 为火力发电商 i 的燃料成本占发电总成本的比例; $C_{i,t}^m$ 为火力发电商 i 在时刻 t 的边际发电成本。

在电力市场竞价模型中, 火力发电商报价为其边际发电成本函数的仿射处理。由于本文不考虑火力发电商的策略性报价, 因此将其假设为按边际发电成本报价。

2.1.2 可再生能源发电商

与火力发电商不同的是, 可再生能源发电商的生产成本主要来自于日常生产运营过程中产生的成本。由于可再生能源发电项目的初始一次性投资金额数目较高, 当分摊到企业生产经营成本费用中时, 将以折旧费在企业生产成本中占据较大的比例。而机组运维成本以较小比例存在于日生产经营成本中, 一般不随机组出力变化而发生波动。

当前对可再生能源发电成本的测量, 大多采用平准化度电成本方法^[29], 由此可以得到可再生能源发电商的度电成本, 如式(10)所示:

$$C_i^r = \frac{H_i f^{\text{CER}} + M_i + O_i}{W_i^{\text{av}}}, \quad \forall i \in R \quad (10)$$

式中: H_i 为可再生能源发电商 i 的总投资; f^{CER} 为资本回收因子; M_i 、 O_i 分别为可再生能源发电商 i 每年的维护费用和运营费用; W_i^{av} 为可再生能源发电商 i 的年均发电量; C_i^r 为可再生能源发电商 i 的边际发电成本; R 为可再生能源发电商集合。

在电力市场竞价模型中, 可再生能源发电商可以以度电成本为基准点上下浮动进行竞价。由于本文不考虑可再生能源发电商的策略性报价, 因此将其假设为按度电成本报价。

2.2 电碳耦合市场出清模型及节点边际电价构成机理

2.2.1 目标函数

基于动态碳交易需求曲线的考虑碳成本的电力市场出清考虑一天之中以 1h 为时间间隔进行, 以发电商生产成本和碳交易成本之和最小为目标函数:

$$\min C_{\text{energy}} + C_{\text{carbon}} \quad (11)$$

$$C_{\text{energy}} = \sum_{t=1}^T (\sum_{i \in G} C_{i,t}^m P_{Gi,t} \Delta t + \sum_{i \in R} C_i^r P_{Wi,t} \Delta t) \quad (12)$$

$$C_{\text{carbon}} = \sum_{t=1}^T I_t^{\text{co}} E_t^{\text{p}} \quad (13)$$

式中: C_{energy} 为能量总成本; C_{carbon} 为碳交易总成本; Δt 为时间间隔; T 为总时段数。

2.2.2 约束条件

1) 节点功率平衡约束。

$$\sum_{j \in J_l} Q_{Dj,t} = \sum_{i \in I_l} P_{Gi,t} + \sum_{i \in I_l} P_{Wi,t} - \sum_k \frac{\theta_{l,t} - \theta_{k,t}}{X_{lk}}, \quad \forall l \in L: \lambda_{l,t} \quad (14)$$

式中: J_l 为与节点 l 相连的负荷节点集合; I_l 为与节点 l 相连的发电商节点集合; k 为与节点 l 相连的任意节点; $\theta_{l,t}$ 、 $\theta_{k,t}$ 分别为节点 l 、 k 在时刻 t 的电压相角; X_{lk} 为支路 lk 的电抗值; L 为节点集合; $\lambda_{l,t}$ 为该等式约束的拉格朗日乘子。

2) 碳配额约束。

$$\sum_{i \in G} P_{Gi,t} e_i - E_t^f - \sum_{i \in R} E_{i,t}^c = E_t^p : \rho_t \quad (15)$$

式中: e_i 为火力发电商 i 的碳排放系数; ρ_t 表示该等式约束的拉格朗日乘子。

3) 火力发电商出力约束。

$$P_{Gi,\min} \leq P_{Gi,t} \leq P_{Gi,\max}, \quad \forall i \in G: \omega_{i,t}^{\min}, \omega_{i,t}^{\max} \quad (16)$$

式中: $P_{Gi,\min}$ 、 $P_{Gi,\max}$ 分别为火力发电商 i 出力的最大值和最小值; $\omega_{i,t}^{\min}$ 、 $\omega_{i,t}^{\max}$ 分别表示对应不等式约束的拉格朗日乘子。

4) 可再生能源发电商出力约束。

$$P_{Wi,\min} \leq P_{Wi,t} \leq P_{Wi,\max}, \quad \forall i \in R: \gamma_{i,t}^{\min}, \gamma_{i,t}^{\max} \quad (17)$$

式中: $P_{Wi,\min}$ 、 $P_{Wi,\max}$ 分别为可再生能源发电商出力的最大值和最小值; $\gamma_{i,t}^{\min}$ 、 $\gamma_{i,t}^{\max}$ 分别表示对应不等式约束的拉格朗日乘子。

5) 支路潮流约束。

$$-L_{lk,\max} \leq \frac{\theta_{l,t} - \theta_{k,t}}{X_{lk}} \leq L_{lk,\max}, \quad \forall lk \in B: \mu_{lk,t}^{\min}, \mu_{lk,t}^{\max} \quad (18)$$

式中: $L_{lk,\max}$ 为线路 lk 的容量上限; B 为支路集合; $\mu_{lk,t}^{\min}$ 、 $\mu_{lk,t}^{\max}$ 分别表示对应不等式约束的拉格朗日乘子。

2.2.3 CETS-LCMP 构成机理

在获得上述市场出清模型的最优解后, 便可以通过构造节点边际电价分解模型获得 CETS-LCMP。基于碳交易需求曲线的考虑碳成本的电力市场出清模型的拉格朗日函数可以表示为

$$\begin{aligned} L = & \sum_t [\sum_{i \in G} C_{i,t}^m P_{Gi,t} \Delta t + \sum_{i \in R} C_i^r P_{Wi,t} \Delta t + I_t^{\text{co}} E_t^{\text{p}} + \\ & \sum_l \lambda_{l,t} (\sum_{j \in J_l} Q_{Dj,t} - \sum_{i \in I_l} P_{Gi,t} - \sum_{i \in I_l} P_{Wi,t} + \sum_k \frac{\theta_{l,t} - \theta_{k,t}}{X_{lk}}) + \\ & \rho_t (\sum_{i \in G} P_{Gi,t} e_i - \alpha \varepsilon \sum_j Q_{Dj,t} - \sum_{i \in R} \varphi P_{Wi,t} - E_t^{\text{p}}) + \\ & \sum_{i \in G} \omega_{i,t}^{\min} (P_{Gi,\min} - P_{Gi,t}) + \sum_{i \in G} \omega_{i,t}^{\max} (P_{Gi,t} - P_{Gi,\max}) + \\ & \sum_{i \in R} \gamma_{i,t}^{\min} (P_{Wi,\min} - P_{Wi,t}) + \sum_{i \in R} \gamma_{i,t}^{\max} (P_{Wi,t} - P_{Wi,\max}) + \\ & \sum_{lk} \mu_{lk,t}^{\min} (-L_{lk,\max} - \frac{\theta_{l,t} - \theta_{k,t}}{X_{lk}}) + \sum_{lk} \mu_{lk,t}^{\max} (\frac{\theta_{l,t} - \theta_{k,t}}{X_{lk}} - L_{lk,\max})] \end{aligned} \quad (19)$$

因此, CETS-LCMP 可以表示为

$$\pi_{l,t} = \frac{\partial L}{\partial Q_{Dl,t}} = \begin{cases} \lambda_{l,t} - \rho_l \alpha \varepsilon, & E_t^p \geq E_t^{p,\max} \text{ 或} \\ E_t^p \leq \frac{(I^{\text{co},\min} - I^{\text{co},\text{ave}})E_t^{p,\max}}{I^{\text{co},\max} - I^{\text{co},\text{ave}}} \\ \lambda_{l,t} - \rho_l \alpha \varepsilon - \frac{(I^{\text{co},\max} - I^{\text{co},\text{ave}})(E_t^p)^2}{(1-\alpha)\varepsilon(\sum_j Q_{Dj,t})^2}, & \\ \text{其他} \end{cases} \quad (20)$$

式中 $\pi_{l,t}$ 为节点 l 在时刻 t 的 CETS-LCMP。

在 CETS-LCMP 构成模型中，将 $\lambda_{l,t}$ 称为边际投标成本分量(marginal bidding cost, MBC)；将 $-\rho_l \alpha \varepsilon$ 称为边际免费碳配额扣减分量(marginal free CEA deduction, MFCD)；将 $-\frac{(I^{\text{co},\max} - I^{\text{co},\text{ave}})(E_t^p)^2}{(1-\alpha)\varepsilon(\sum_j Q_{Dj,t})^2}$

称为边际碳价变动分量(marginal carbon price change, MCPC)。

根据 KKT (Karush-Kuhn-Tucker)条件, ρ_l 为正, 而 α 、 ε 为正常数, 因此看上去 CETS-LCMP 将会小于不考虑碳交易的节点边际电价 (locational marginal price, LMP)。然而, 当火电机组为边际机组时, 根据 KKT 条件, 在考虑了碳交易后, 由于火电机组的投标系数将增加 $\rho_l e_i$, 如公式(21)(22)所示, 所以当火电机组为边际机组时 CETS-LCMP 往往大于一般的 LMP。

$$\frac{\partial L}{\partial P_{Gi,t}} = C_{i,t}^m - \lambda_{l,t} + \rho_l e_i = 0 \quad (21)$$

$$\lambda_{l,t} = C_{i,t}^m + \rho_l e_i \quad (22)$$

式中将 $\rho_l e_i$ 称为火电机组边际碳成本分量。

同理, 当风电机组为边际机组时, 在考虑了碳交易后, 由于风电机组发电可以兑换 CCER, 因此投标系数将降低 $\rho_l \varphi$, 如公式(23)(24)所示, 所以 CETS-LCMP 小于一般的 LMP。

$$\frac{\partial L}{\partial P_{Wi,t}} = C_i^r - \lambda_{l,t} - \rho_l \varphi = 0 \quad (23)$$

$$\lambda_{l,t} = C_i^r - \rho_l \varphi \quad (24)$$

式中将 $-\rho_l \varphi$ 称为风电机组边际碳成本分量。

为了使公式表达更加简洁, 将 $C_{i,t}^m$ 、 C_i^r 统一用符号 MGC (marginal generation cost)表示, $\rho_l e_i$ 、 $-\rho_l \varphi$ 统一用符号 MCC (marginal carbon cost)表示。因此, 当火电机组或风电机组为边际机组时, CETS-LCMP 可以表示为

$$\pi_{l,t} = \frac{\partial L}{\partial Q_{Dl,t}} = \begin{cases} \text{MGC} + \text{MCC} + \text{MFCD}, & E_t^p \geq E_t^{p,\max} \text{ 或} \\ E_t^p \leq \frac{(I^{\text{co},\min} - I^{\text{co},\text{ave}})E_t^{p,\max}}{I^{\text{co},\max} - I^{\text{co},\text{ave}}} \\ \text{MGC} + \text{MCC} + \text{MFCD} + \text{MCPC}, & \text{其他} \end{cases} \quad (25)$$

3 算例分析

为验证本文所提方法的有效性, 采用改进后的 PJM 5 节点系统进行测试分析。测试环境为 RAM 16G, AMD R7-4800H CPU @2.90GHz 笔记本电脑, 编程平台为 MATLAB R2020b, 并采用当前较为广泛应用的商业软件 CPLEX 对模型进行求解。

3.1 参数设置

改进后的 PJM 5 节点系统网络拓扑如图 4 所示, 其中机组 G1、G2、G4、G5 均为燃煤发电机组, G3 为燃气发电机组, 节点 1 除了接入燃煤发电机组 G1, 还接入一台风电机组 W1, 负荷平均分布在节点 3、4、5 上。受到热容量限制, 线路 1-5 以及线路 2-3 存在功率输送上限, 分别为 240 和 300MW。

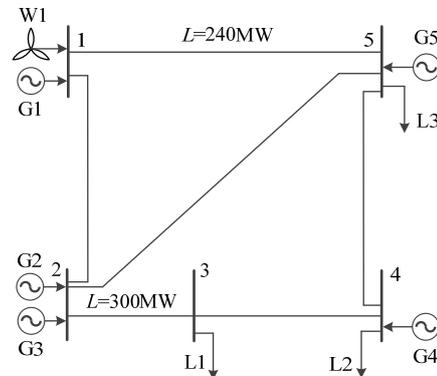


图 4 改进后的 PJM 5 节点系统网络拓扑

Fig. 4 Improved network topology of PJM 5-node system

某一天 24h 的总负荷及风电出力如图 5 所示, 负荷和风电出力曲线 1 实测数据来源于 Pecan Street^[30], 风电出力曲线 2 用于 3.3.3 节的灵敏度分析。

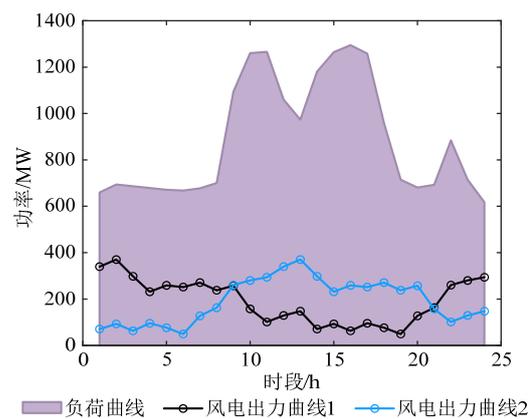


图 5 总负荷及风电出力数据

Fig. 5 Data of total load and wind power output

假设每个发电商拥有一台机组, 机组 G1—G5 的成本数据以及性能数据分别如表 1、2 所示^[31-32]。其中, 燃煤机组燃料成本取 725 元/t, 燃气机组燃料成本取 2.3 元/m³, 机组 W1 的成本采用江苏省某年实际数据计算得出为 375.75 元/(MW·h)。此外, 机组 W1 的 CCER 分配系数为 0.2tCO₂/(MW·h)。

机组	机组类型	$a(t/MW^2)/(m^3/MW^2)$	$b(t/MW)/(m^3/MW)$
G1	煤电	0.0007	0.2449
G2	煤电	0.0010	0.2656
G3	气电	0.2998	107.0115
G4	煤电	0.0008	0.1952
G5	煤电	0.0008	0.2286

机组	$P_{G,min}/MW$	$P_{G,max}/MW$	$e_i(tCO_2/(MW \cdot h))$
G1	120	600	0.525
G2	22	110	0.900
G3	20	100	0.300
G4	104	520	0.875
G5	40	200	0.875

参考《2021 年中国碳价调查报告》的预测^[33]，设定碳价均值为 87 元/t，允许碳价波动范围为 ±40%。

3.2 考虑动态碳交易供需曲线的出清结果及 CETS-LCMP 构成机理分析

图 6 给出了考虑动态碳交易供需曲线的节点边际电价的构成情况。对于 24 个时刻来说，CETS-LCMP 与负荷走势相近，呈现白天高、夜间低的变化趋势，这是由于发电成本占据较大比例，而火电机组按发电成本报价，报价和发电量线性相关，报价趋势和负荷走势相近。

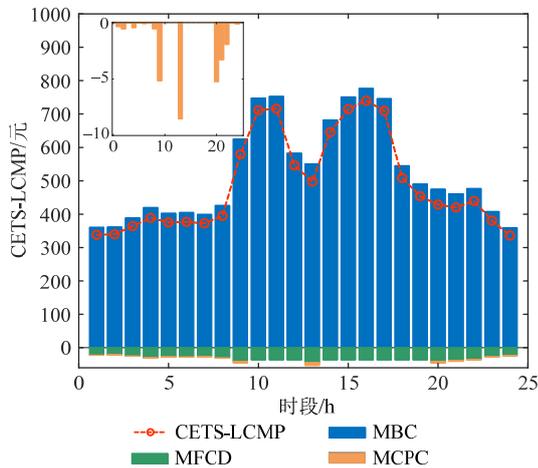


图 6 考虑动态碳交易供需曲线下节点 4 的 CETS-LCMP 构成情况

Fig. 6 Composition of CETS-LCMP of node 4 considering the dynamic carbon trading supply and demand curve

此外，可以看到，在夜间和清晨，边际机组主要是出力较多的可再生能源机组，而可再生能源机组发电不产生碳排放，反而还能兑换 CCER 进行出售获得收益；而在其余时间段，可再生能源机组出力下降，引入碳成本的火力发电机将作为边际机组逐步拉高 MBC。

对于 MFCD 来说，在 10:00—12:00、14:00—19:00 其绝对值恒定为 36.54 元，这是由于此时间段内碳价不变为 121.8 元，因此 ρ_t 保持不变为 121.8；在 01:00—03:00、24:00，由于边际机组是风电机组，因此碳价降低，MFCD 的绝对值将减小，其余时刻的边际机组为火电机组，因此碳价提升，MFCD 的绝对值将增大。

对于 MCPC 来说，其数值较小，并且在 10:00—12:00、14:00—19:00 这些碳价不变的时刻都为 0；在 13:00，MCPC 的绝对值最大，这是由于该时刻的碳价是在除了惩罚价以外最高所导致的。

此外，选取比较具有代表性的时刻 01:00、10:00，对节点 1、4 的 MGC、MCC 作进一步的解释说明，见图 7。

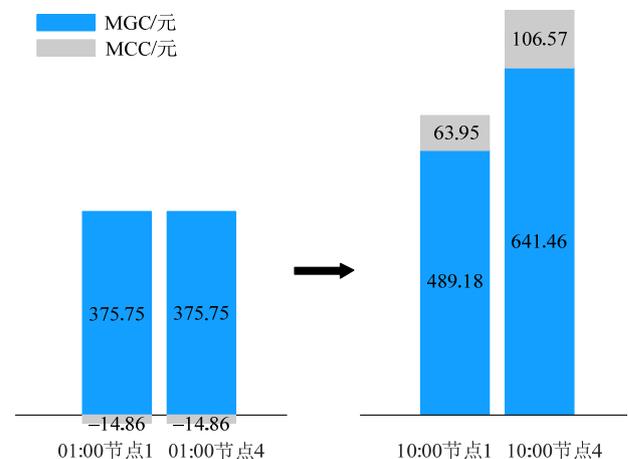


图 7 典型时刻节点 1、4 的 MGC 和 MCC 组成示意图
Fig. 7 Schematic diagram of MGC and MCC composition of nodes 1 and 4 at typical times

在 01:00，由于 W1 为边际机组，并且线路没有出现阻塞，因此节点 1 与节点 4 的 MCC 和 MGC 均相同；并且由于 W1 发电不产生碳排放，反而还能兑换 CCER 获取收益，因此 MCC 为负值。在 10:00 线路 1-5 阻塞，G1、G4 为边际机组，由于 G4 的碳排放系数为 0.875 tCO₂/(MW·h)，大大高于 G1 的碳排放系数 0.525 tCO₂/(MW·h)，因此节点 4 中的 MCC 将大于节点 1 中的 MCC；同时，在发电成本差异不大的情况下，由于 G4 的出力大于 G1，因此节点 4 中的 MGC 将大于节点 1 中的 MGC。

交易碳配额/CCER 与碳价的变化关系如图 8 所示。碳价和交易碳配额/CCER 之间呈现密切的供需关系，在 01:00—03:00、24:00 期间，发电机组整体可以卖出多余的碳配额/CCER，其中 03:00 出售的碳配额/CCER 最少，因此在可出售碳配额/CCER 时间段内碳价最高，为 85.16 元/t；在其余时间内，发电机组整体需要向外购买配额，在

07:00 由于碳配额的需求量最小,因此在需要购买碳配额时间段内碳价最低,为 88.29 元/t,而在 10:00—12:00、14:00—09:00 由于碳配额的需求量均较大,因此在需要购买碳配额时间段内碳价进入惩罚区,为 121.80 元/t。

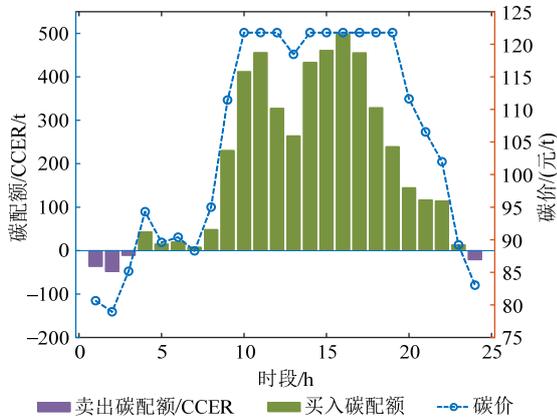


图 8 交易碳配额/CCER 与碳价的变化关系

Fig. 8 Relationship between trading CEA/CCER and carbon price

3.3 灵敏度分析

3.3.1 碳市场不同发展阶段的出清结果

根据国外典型碳市场发展经验,碳市场在不同时期将呈现不同特征^[34],因此设定碳市场建设不同发展阶段的相关参数如表 3 所示。

表 3 碳市场不同发展阶段相关参数

Table 3 Relevant parameters of carbon market at different development stages

发展阶段	碳排放许可因子/ (tCO ₂ /(MW·h))	免费碳配额比例/%
前期	0.70	90
中期	0.65	70
后期	0.60	50

假设对一天 24h 进行市场出清,根据算例数据,计算得到改进的 PJM 5 节点系统的出清方案。考虑碳市场前、中、后期 3 个不同发展阶段,分别得到碳价以及节点 4 的 CETS-LCMP 的变化情况,如图 9 所示。

从图 9 可以看出,在碳市场不同发展阶段下,从前期、中期再到后期,由于空间的紧缩,发电机组整体将从能够对外出售多余免费碳配额/CCER 逐步转向需要向外购买碳配额,并且对于碳配额的需求量逐步增大,因此碳价整体会有提高,碳市场发展前期碳价均值为 69.57 元/t,中期为 92.98 元/t,后期为 105.04 元/t。由此,CETS-LCMP 受碳价影响整体也会随之抬高,这将进一步激励发电企业通过技术改进进行节能减排或更多的使用清洁能源。

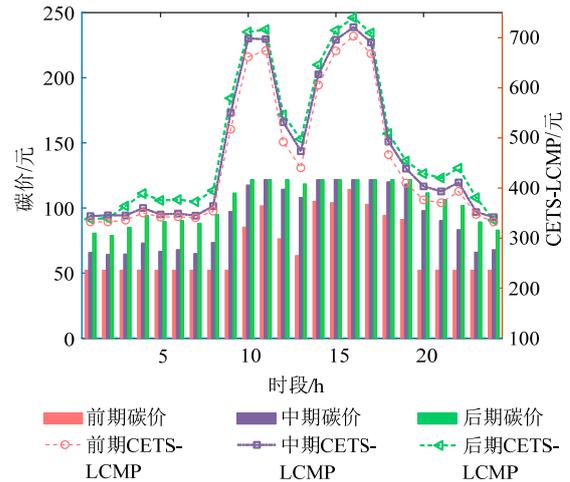


图 9 碳市场不同发展阶段下的碳价和节点 4 的 CETS-LCMP

Fig. 9 Carbon price and CETS-LCMP of node 4 under different development stages of the carbon market

此外,在碳市场不同发展阶段下,碳价在地板价区、线性区 S、线性区 D 和惩罚区 4 个区间出现的次数如表 4 所示。

表 4 碳市场不同发展阶段下碳价在不同区间出现的次数
Table 4 Number of times that carbon price appear in different intervals under different development stages of the carbon market

发展阶段	地板价区	线性区 S	线性区 D	惩罚区
前期	14	3	7	0
中期	0	11	8	5
后期	0	4	11	9

由表 4 可知,从碳市场前期、中期再到后期,碳价将从地板价区逐步转移向线性区,再从线性区转移至惩罚区。这说明发电机组倾向从卖出碳配额/CCER 逐渐转向买入碳配额,甚至接受超额惩罚。这是由于,随着碳市场空间的紧缩,免费发放的碳配额比例逐渐减少。

3.3.2 不同目标函数下的出清结果

为了对比不同目标函数下的出清结果,设置以下 4 个场景,对比分析其能源成本(energy cost, EC)、碳成本(carbon cost, CC)、火电总碳排放量(carbon emissions of thermal power, CETP)以及系统总成本(system cost, SC)的异同。

场景 1: 不考虑碳交易的电力市场出清模型,即目标函数中不含碳成本。

场景 2: 考虑传统碳交易的电力市场出清模型,即目标函数中含碳成本,且碳交易价格取最低值。

场景 3: 考虑传统碳交易的电力市场出清模型,即目标函数中含碳成本,且碳交易价格取最高值。

场景 4: 考虑碳交易供需曲线的电力市场出清模型,即目标函数中含碳成本,且满足碳交易需求

曲线。

表5给出了上述4种场景下的EC、CC、CETP、以及SC。可以看出,场景2、3、4下的CETP均低于场景1,所需CC大幅降低,EC虽略有提升,但SC得到减少。

场景	EC/元	CC/元	CETP/t	SC/元
场景1	7 603 610	613 727	13 459	8 217 338
场景2	7 641 844	247 689	12 041	7 889 533
场景3	7 663 173	543 190	11 788	8 206 364
场景4	7 658 807	541 048	11 830	8 199 855

而在场景2、3、4中,由于场景2将碳价设为最低值,因此其CC和EC均最低,EC比场景4降低3.78%,但由于碳市场放松管制而导致了较大的CETP,比场景4提高1.78%;场景3将碳价设为最高值,虽然能较为严格的控制CETP,比场景3降低0.39%,却大大提高了SC;场景4由于考虑了碳交易供需曲线,充分体现双市场供需关系的规律,使得CETP和SC均位于场景2和场景3之间,在两者之中取得了一定的均衡,促进了电碳耦合市场的有效协同。

3.3.3 不同可再生能源出力特性下的出清结果

由于风电出力具有一定的随机性,因此设置两种典型可再生能源出力特性方案,如图5所示,并对两种方案下的CETS-LCMP进行分析。

方案1:采用风电出力曲线1,风电出力特性保持不变(负荷高峰出力小,负荷低谷出力大)。

方案2:采用风电出力曲线2,风电出力特性倒置,总量保持不变(负荷高峰出力大,负荷低谷出力小)。

图10、11分别给出了方案1、2下节点2、3的CETS-LCMP。

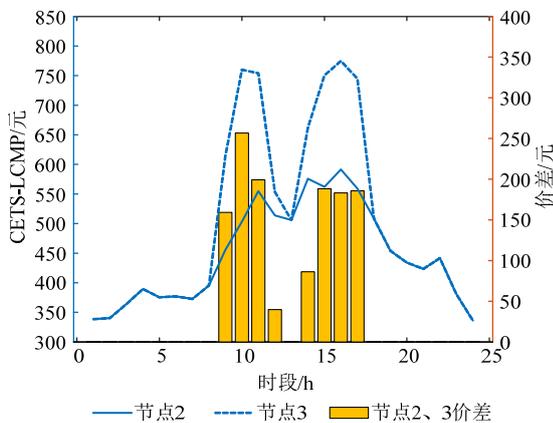


图10 方案1下节点2、3的CETS-LCMP对比图
Fig. 10 Comparison diagram of CETS-LCMP of node 2 and node 3 under scheme 1

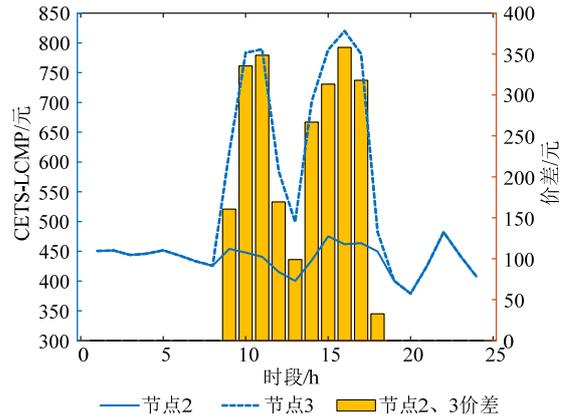


图11 方案2下节点2、3的CETS-LCMP对比图
Fig. 11 Comparison diagram of CETS-LCMP of node 2 and node 3 under scheme 2

在负荷高峰时段,由于方案1下风电出力处于低谷时段,因此经过线路1-2传输的清洁电力流较少,节点2只能由火电机组承担大部分负荷需求;而在方案2下风电出力也处于高峰时段,经过线路1-2传输的清洁电力流较多,因此负荷高峰时段方案1下节点2的CETS-LCMP将高于方案2下节点2的CETS-LCMP。

在负荷低谷时段,方案1下的风电出力处于高峰时段,更多的清洁电力流可以从节点1传输到节点2;而方案2下的风电出力处于低谷时段,较少的清洁电力流可以从节点1传输到节点2,因此负荷低谷时段方案1下节点2的CETS-LCMP将低于方案2下节点2的CETS-LCMP。

此外,由于线路2-3设置了功率传输上限,方案2下的线路阻塞时段比起方案1明显增加,更多的清洁电力流无法从节点2流至节点3,一定程度上也略微抬高了节点3的CETS-LCMP,造成了节点2、3更大的价差。

由此可以看出,电网作为电力枢纽平台,能够控制发电机组对各节点的供应灵敏度,根据不同空间分布下资源的紧缺程度进行调节定价,从而使得CETS-LCMP具有明显的时空互异性,充分体现了电网枢纽平台的配置作用。

4 结论

随着“双碳”目标的提出,全国碳市场正在加紧建设中。而电力市场与碳市场天然耦合、密不可分,需要两者有效协同,但是碳市场的限额与交易机制与电力市场的实时交易机制本质上难以有效融合。为了促使电碳市场共同发展,本文从电力交易中心把控碳市场流动商品以及其价格角度出发,提出了基于供需关系原理的动态碳交易需求曲线,并建立考虑碳交易的电力市场出清模型,在此基础

上对节点边际电价构成机理进行分析, 得到了 CETS-LCMP 的构成组分和实时碳价。通过研究分析, 得到以下结论:

1) CETS-LCMP 的值取决于边际机组和碳市场不同发展阶段政策; 碳市场上碳配额的需求与碳价呈现正向关系, 碳配额/CCER 的供给与碳价呈现反向关系。当碳配额需求量增大时, 碳价升高; 当碳配额需求量减少时, 碳价降低。

2) 在碳市场不同发展阶段, 由于空间逐步紧缩, 碳价将逐步提高, CETS-LCMP 整体随之抬高, 这将进一步激励发电企业通过技术改进进行节能减排或更多的使用清洁能源。

3) 当考虑动态碳交易需求曲线后, 反映了碳市场实时的供需关系, 在碳排放量和系统总成本间能取得一定的均衡, 具有更高的市场效率, 促进了电-碳市场的有效协同。

4) 在考虑了线路阻塞后, CETS-LCMP 具有明显的时空互异性, 充分体现了电网枢纽平台的配置作用, 能够根据不同空间分布下资源的紧缺程度进行调节定价。

本文通过动态碳交易需求曲线制定了实时碳价, 希望能在未来高比例新能源广泛接入的背景下, 能够进一步提升电力系统中碳交易的时空分辨率。下一步工作将考虑分区域(比如我国东、西部地区)在不同碳排放约束下的 CETS-LCMP 的组成以及对基于 CETS-LCMP 的需求响应进行研究。

参考文献

- [1] 康重庆, 杜尔顺, 李姚旺, 等. 新型电力系统的“碳视角”: 科学问题与研究框架[J]. 电网技术, 2022, 46(3): 821-833.
KANG Chongqing, DU Ershun, LI Yaowang, et al. Key scientific problems and research framework for carbon perspective research of new power systems[J]. Power System Technology, 2022, 46(3): 821-833(in Chinese).
- [2] 黄宏旭, 梁睿, 张小彤, 等. 计及碳约束下的煤矿综合能源系统多目标配置双层优化[J]. 电网技术, 2022, 46(5): 1731-1741.
HUANG Hongxu, LIANG Rui, ZHANG Xiaotong, et al. Two-stage multi-objective deployment optimization of coal mine integrated energy system considering carbon emission constraints[J]. Power System Technology, 2022, 46(5): 1731-1741(in Chinese).
- [3] CHEN Sheng, CONEJO A J, WEI Zhinong. Conjectural-variations equilibria in electricity, natural-gas, and carbon-emission markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(5): 4161-4171.
- [4] 冯天天. 绿证交易及碳交易对电力市场的耦合效应分析模型研究[D]. 北京: 华北电力大学(北京), 2016.
- [5] 吉斌, 昌力, 陈振寰, 等. 基于区块链技术的电力碳排放权交易市场机制设计与应用[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(12): 1-10.
JI Bin, CHANG Li, CHEN Zhenhuan, et al. Blockchain technology based design and application of market mechanism for power carbon emission allowance trading[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(12): 1-10(in Chinese).
- [6] 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(in Chinese).
- [7] 黄杰, 薛禹胜, 蒋超, 等. 碳市场风险的分析与控制(一)框架设计[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(12): 11-18.
HUANG Jie, XUE Yusheng, JIANG Chao, et al. Carbon market risk analysis and control Part I framework design[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(12): 11-18(in Chinese).
- [8] 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).
- [9] 娄素华, 胡斌, 吴耀武, 等. 碳交易环境下含大规模光伏电源的电力系统优化调度[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(17): 91-97.
LOU Suhua, HU Bin, WU Yaowu, et al. Optimal dispatch of power system integrated with large scale photovoltaic generation under carbon trading environment[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(17): 91-97(in Chinese).
- [10] 崔杨, 邓贵波, 王铮, 等. 计及碳交易的光热电站与风电系统低碳经济调度策略[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9): 232-239.
CUI Yang, DENG Guibo, WANG Zheng, et al. Low-carbon economic scheduling strategy for power system with concentrated solar power plant and wind power considering carbon trading[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 232-239(in Chinese).
- [11] 魏震波, 马新如, 郭毅, 等. 碳交易机制下考虑需求响应的综合能源系统优化运行[J]. 电力建设, 2022, 43(1): 1-9.
WEI Zhenbo, MA Xinru, GUO Yi, et al. Optimized operation of integrated energy system considering demand response under carbon trading mechanism[J]. Electric Power Construction, 2022, 43(1): 1-9(in Chinese).
- [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(in Chinese).
- [13] 陈锦鹏, 胡志坚, 陈嘉滨, 等. 考虑阶梯式碳交易与供需灵活双响应的综合能源系统优化调度[J]. 高电压技术, 2021, 47(9): 3094-3104.
CHEN Jinpeng, HU Zhijian, CHEN Jiabin, et al. Optimal dispatch of integrated energy system considering ladder-type carbon trading and flexible double response of supply and demand[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(9): 3094-3104(in Chinese).
- [14] 陈锦鹏, 胡志坚, 陈颖光, 等. 考虑阶梯式碳交易机制与电制氢的综合能源系统热电优化[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9): 48-55.
CHEN Jinpeng, HU Zhijian, CHEN Yingguang, et al. Thermoelectric optimization of integrated energy system considering ladder-type carbon trading mechanism and electric hydrogen production[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 48-55(in Chinese).
- [15] 张晓辉, 刘小琰, 钟嘉庆. 考虑奖惩阶梯型碳交易和电-热转移负荷不确定性的综合能源系统规划[J]. 中国电机工程学报, 2020,

- 40(19): 6132-6142.
ZHANG Xiaohui, LIU Xiaoyan, ZHONG Jiaqing. Integrated energy system planning considering a reward and punishment ladder-type carbon trading and electric-thermal transfer load uncertainty[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(19): 6132-6142(in Chinese).
- [16] 秦婷, 刘怀东, 王锦桥, 等. 基于碳交易的电-热-气综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(14): 8-13, 22.
QIN Ting, LIU Huaidong, WANG Jinqiao, et al. Carbon trading based low-carbon economic dispatch for integrated electricity-heat-gas energy system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(14): 8-13, 22(in Chinese).
- [17] 彭春华, 张海洋, 孙惠娟, 等. 碳交易机制下综合能源市场多供能主体均衡竞价策略[J]. 电网技术, 2022, 46(2): 463-471.
PENG Chunhua, ZHANG Haiyang, SUN Huijuan, et al. Balanced bidding strategy for multiple energy suppliers in the integrated energy market under carbon trading mechanism[J]. Power System Technology, 2022, 46(2): 463-471(in Chinese).
- [18] 陈登勇, 刘方, 刘帅. 基于阶梯碳交易的含 P2G-CCS 耦合和燃气掺氢的虚拟电厂优化调度[J]. 电网技术, 2022, 46(6): 2042-2053.
CHEN Dengyong, LIU Fang, LIU Shuai. Optimization of virtual power plant scheduling coupling with P2G-CCS and doped with gas hydrogen based on stepped carbon trading[J]. Power System Technology, 2022, 46(6): 2042-2053(in Chinese).
- [19] CHENG Yaohua, ZHANG Ning, ZHANG Baosen, et al. Low-carbon operation of multiple energy systems based on energy-carbon integrated prices[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(2): 1307-1318.
- [20] WANG Yunqi, QIU Jing, TAO Yuechuan, et al. Carbon-oriented operational planning in coupled electricity and emission trading markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(4): 3145-3157.
- [21] 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): 2830-2841.
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): 2830-2841(in Chinese).
- [22] JIANG Tao, DENG Hongwei, BAI Linqun, et al. Optimal energy flow and nodal energy pricing in carbon emission-embedded integrated energy systems[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2018, 4(2): 179-187.
- [23] ZHANG Rufeng, JIANG Tao, LI Fangxing, et al. Bi-level strategic bidding model for P2G facilities considering a carbon emission trading scheme-embedded LMP and wind power uncertainty[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2021, 128: 106740.
- [24] 郭尊, 李庚银, 周明. 计及碳交易机制的电-气联合系统快速动态鲁棒优化运行[J]. 电网技术, 2020, 44(4): 1220-1228.
GUO Zun, LI Gengyin, ZHOU Ming. Fast and dynamic robust optimization of integrated electricity-gas system operation with carbon trading[J]. Power System Technology, 2020, 44(4): 1220-1228(in Chinese).
- [25] 卢志刚, 郭凯, 闫桂红, 等. 考虑需求响应虚拟机组和碳交易的含风电电力系统优化调度[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(15): 58-65.
LU Zhigang, GUO Kai, YAN Guihong, et al. Optimal dispatch of power system integrated with wind power considering virtual generator units of demand response and carbon trading[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(15): 58-65(in Chinese).
- [26] 段声志, 陈皓勇, 郑晓东, 等. 碳市场背景下发电商竞价策略及电力市场均衡分析[J]. 电测与仪表, 2022, 59(5): 33-41.
DUAN Shengzhi, CHEN Haoyong, ZHENG Xiaodong, et al. Bidding strategy of electricity generation and electricity market equilibrium analysis under the background of carbon market[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2022, 59(5): 33-41(in Chinese).
- [27] 檀勤良, 丁毅宏, 魏咏梅, 等. 碳交易及模糊预算下火电企业碳减排最优策略研究[J]. 电网技术, 2019, 43(10): 3707-3714.
TAN Qinliang, DING Yihong, WEI Yongmei, et al. Research on optimal strategy of carbon emission reduction for thermal power enterprises under carbon trading and fuzzy budget[J]. Power System Technology, 2019, 43(10): 3707-3714(in Chinese).
- [28] 王秀丽, 赵凤江, 刘豹, 等. 计及碳减排收益的光储联合电站参与电力市场投标策略研究[J]. 电网技术, 2022, 46(11): 4208-4218.
WANG Xiuli, ZHAO Fengjiang, LIU Bao, et al. Bidding strategy of photovoltaic storage union power station considering benefits of carbon emission reduction[J]. Power System Technology, 2022, 46(11): 4208-4218(in Chinese).
- [29] 王换换. 新能源发电成本对价格补贴的影响研究[D]. 西安: 西安石油大学, 2019.
- [30] Pecan Street Inc. Pecan street[EB/OL]. [2022-04-01]. <https://www.pecanstreet.org/>.
- [31] 高建强, 宋铜铜, 杨东江. 燃煤发电机组碳排放折算方法研究与应用[J]. 热力发电, 2020, 49(2): 88-92.
GAO Jianqiang, SONG Tongtong, YANG Dongjiang. Research and application of carbon emission conversion method for coal-fired generating units[J]. Thermal Power Generation, 2020, 49(2): 88-92(in Chinese).
- [32] 蔡宇, 李保卫, 胡泽春, 等. 燃煤机组碳排放指标计算及影响因素分析[J]. 电网技术, 2013, 37(5): 1185-1189.
CAI Yu, LI Baowei, HU Zechun, et al. Calculation of carbon emission index of coal-fired generating unit and analysis on influencing factors[J]. Power System Technology, 2013, 37(5): 1185-1189(in Chinese).
- [33] SLATER H, DE BOER D, 钱国强, 等. 2021 年中国碳价调查报告[R]. 北京: ICF, 2021.
- [34] 秦炎. 欧洲碳市场推动电力减排的作用机制分析[J]. 全球能源互联网, 2021, 4(1): 37-45.
QIN Yan. Role of European carbon market in power sector decarbonization[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2021, 4(1): 37-45(in Chinese).



叶晨

在线出版日期: 2022-12-15.

收稿日期: 2022-07-14.

作者简介:

叶晨(1998), 女, 硕士研究生, 研究方向为电力市场、碳市场等, E-mail: yechen_seu@163.com;
牟玉亭(1990), 男, 讲师, 硕士生导师, 研究方向为电力市场建模、优化和仿真等, E-mail: yutingmou@seu.edu.cn;

王蓓蓓(1979), 女, 通信作者, 副教授, 博士生导师, 研究方向为需求侧管理与需求响应、电力市场等, E-mail: wangbeibeibei@seu.edu.cn.

(责任编辑 王金芝)

Mechanism of Locational Marginal Prices and Clearing Model of Electricity and Carbon Market Considering Dynamic Carbon Trading Curve

YE Chen¹, MOU Yuting¹, WANG Beibei¹, ZHOU Yibo², YANG Zhou²

(1. School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, Jiangsu Province, China;

2. Guangxi Power Grid Co., Ltd., Nanning 530013, Guangxi, China)

KEY WORDS: supply and demand curve; carbon trading; locational marginal price; carbon price; market clearing

Climate warming caused by energy shortage and excessive consumption of fossil fuels has become a major challenge to the current social and economic development. As a mandatory market means, the carbon market helps the whole society reduce carbon emissions. However, due to the lack of linkages between electricity market and carbon market, it is difficult to promote effective synergy between them.

This paper proposes a dynamic carbon trading curve based on the principle of supply and demand from the perspective of the power trading center to control the flow of the commodities and prices in the carbon market. The clearing model of the electricity market is constructed by extending the optimization model into a Lagrangian function to construct the decomposition model of locational marginal price to give a clear component form of each component of CETS-LCMP. Finally, an example is constructed to verify the feasibility and effectiveness of the method proposed in this paper.

In this paper, an improved PJM 5-node system is used for testing and analysis. Fig. 1 shows the composition of CETS-LCMP of node 4 considering the dynamic carbon trading curve and Fig. 2 shows the relationship between trading CEA/CCER and carbon price. It can be seen that the value of CETS-LCMP depends on marginal units and policies at different stages of the development of the carbon market. The demand for CEA in the carbon market has a positive relationship with carbon prices and the supply of CEA/CCER has an inverse relationship with carbon prices.

In addition, this paper also conducts a sensitivity analysis and finds that at different development stages of the carbon market, the carbon prices will gradually

increase and the overall CETS-LCMP will increase accordingly, which will further encourage power generation enterprises to save energy and reduce emission through technological improvement or use more clean energy. What's more, after considering the dynamic carbon trading curve, a certain balance can be achieved between carbon emissions and the total cost of the system, which has higher market efficiency and promotes the effective synergy between the electricity market and carbon market.

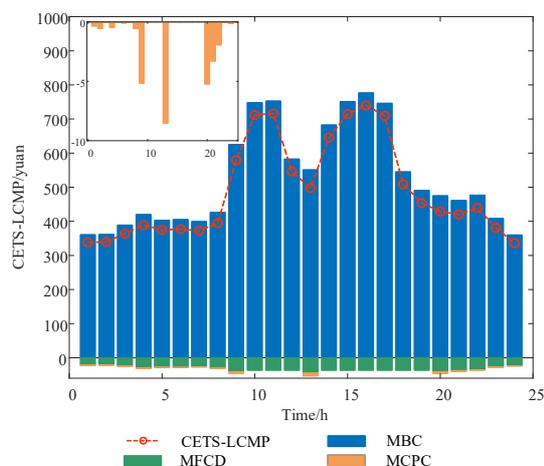


Fig. 1 Composition of CETS-LCMP of node 4 considering the dynamic carbon trading supply and demand curve

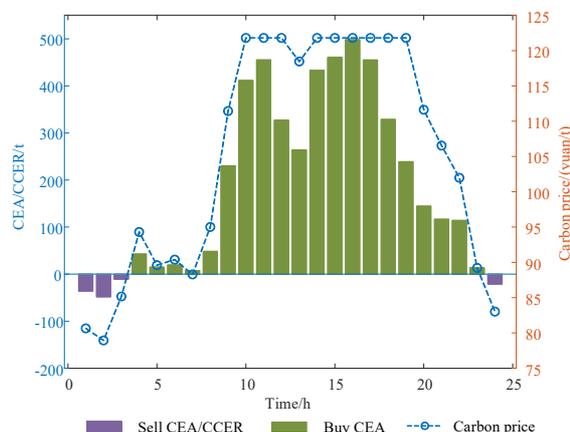


Fig. 2 Relationship between trading CEA/CCER and carbon price