

基于边际碳排放因子的碳-绿证互认机制及市场效益分析

万一心¹, 孙晓聪¹, 包铭磊¹, 丁一¹, 王曦冉²

(1. 浙江大学电气工程学院, 浙江省 杭州市 310027;

2. 国网浙江省电力有限公司经济技术研究院, 浙江省 杭州市 310008)

Carbon-green Certificate Mutual Conversion Mechanism and Market Benefit Analysis Based on Marginal Carbon Intensity

WAN Yixin¹, SUN Xiaocong¹, BAO Minglei¹, DING Yi¹, WANG Xiran²

(1. College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, Zhejiang Province, China;

2. Economic Research Institute, State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Hangzhou 310008, Zhejiang Province, China)

ABSTRACT: The effective coordination of the electricity market, the carbon market, the green certificate market, and other environmental rights systems is an effective means to promote the low-carbon development of China's power system and achieve the "dual carbon" goal. However, there are many types of environmentally friendly products in China. For example, the tradable green certificate (TGC) and China Certified Emission Reduction (CCER), one of the products in carbon markets, are both calculated and issued for renewable energy, which may have duplication of incentives, and it is difficult to guarantee the uniqueness of the environmental value of electricity. Thus, there is an urgent need to explore a mutual conversion mechanism between these products. The existing mutual conversion mechanism is mainly based on a fixed coefficient, which cannot reflect the differences in emission reduction results caused by new energy units at different times, so it is difficult to encourage low-carbon resources to optimize their output, which is not conducive to the reduction of carbon emissions across the system. Therefore, this paper proposes a carbon-green certificate mutual conversion mechanism based on Marginal Carbon Intensity (MCI). The MCI of new energy units with time-varying characteristics are used as the recognition coefficient to characterize the carbon emission reduction benefits in different periods and provide incentives and guidance for wind storage, solar storage and other resources. First, this paper establishes a calculation model for the MCI of new energy units, and designs a carbon-green

certificate mutual conversion mechanism. Secondly, with the optimization goal of maximizing social welfare, a joint clearing model of the electricity-carbon-green certificate market considering the mutual conversion of carbon-green certificates was constructed, and the market efficiency evaluation indicators were constructed from three aspects: carbon emissions, new energy consumption and social welfare. Finally, a benefit analysis example is carried out to prove the effectiveness of the proposed carbon-green certificate mutual conversion mechanism.

KEY WORDS: marginal carbon intensity; carbon-green certificate mutual conversion; benefit analysis; electricity market; carbon market; green certificate market

摘要: 电力市场与碳市场、绿证市场等环境权益制度的有效协同, 是推进我国电力系统低碳发展、践行“双碳”目标的有效手段。然而, 我国环境权益产品种类较多, 如绿证(tradable green certificate, TGC)以及碳市场的交易品种之一中国国家核证自愿减排量(China Certified Emission Reduction, CCER)均是针对可再生能源进行核算与发放的, 可能存在重复激励问题, 难以保障电力环境价值的唯一性, 亟需探索碳-绿证市场产品的互认机制。现有的互认机制主要基于固定系数认定, 无法体现不同时刻新能源机组引起的减排成效差异, 难以激励低碳资源在优化自身的出力, 不利于全系统碳排放的降低。为此, 该文提出了基于边际碳排放因子(marginal carbon intensity, MCI)的碳-绿证互认机制, 将具有时变特征的新能源机组边际碳排放因子作为认定系数, 表征不同时段的碳减排效益, 为风储、光储等资源提供激励引导。首先, 建立了新能源机组的边际碳排放因子计算模型, 并基于此设计了碳-绿证互认机制。其次, 以社会福利最大为优化目标, 构建了考虑碳-绿证互认的电-碳-绿证市场联合出清模型, 并从碳排放、新能源消纳及社会福利三方面构建了市场效益评价指标。

基金项目: 国家自然科学基金专项项目(42341208); 国网浙江省电力有限公司科技项目(5211JY24000B)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China (42341208); Science and Technology Project of State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd. (5211JY24000B).

最后,结合算例开展了出清结果的效益分析,证明了所提碳-绿证互认机制的有效性。

关键词: 边际碳排放因子; 碳-绿证互认; 效益分析; 电力市场; 碳市场; 绿证市场

DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2025.0158

0 引言

电力行业是碳排放的重点来源之一,因而电力系统的低碳转型是我国践行双碳目标的关键^[1-2]。作为优化资源配置的重要手段,市场化机制可有效激励低碳资源的发展,对电力系统碳减排可起到促进作用^[3]。近年来,我国先后启动了绿证市场、全国碳排放权交易市场(碳市场)等一系列环境权益制度,以推进电力系统清洁化转型^[3]。

碳市场一般以碳配额(carbon emission allowance, CEA)为标的物开展交易^[4]。具体来说,政府通过免费分配或拍卖的方式在一级市场向主体分配初始 CEA;各主体可在二级市场中交易 CEA,并在履约期结束时刻清缴与自身碳排放量相当的 CEA^[5]。另外,中国国家核证自愿减排量项目于 2023 年正式重启,部分可再生能源机组等温室气体资源减排项目可按规定获得 CCER,并用于抵扣碳市场的配额清缴^[6]。此外,绿证市场通过绿证形成对电力环境属性的认证,并与可再生能源责任消纳配额制配合,要求主体通过交易获得绿证,从而承担一定比例的可再生能源消纳责任^[7]。

在实际交易中,CCER 与绿证皆针对可再生能源电量进行核算与发放,存在重复核算的问题,故需要建立有效的碳-绿证市场交易产品的互认机制^[3]。具体而言,可再生能源机组电量既可以在绿证市场中核算得到绿证并出售获益,也可通过温室气体资源减排项目获得 CCER,在碳市场中交易获利,存在重复收益的可能性,影响电力环境价值的唯一性认定^[8]。在此背景下,国家能源局等相关部门出台了一系列文件,提出需进一步加强碳市场与绿证市场衔接,并避免绿证与 CCER 的重复收益问题^[9-11]。此外,目前关于环境权益产品互认的有关研究表明,绿证与 CCER 在功能等方面确实存在重合,如何保障二者的合理转换并实现绿证市场和碳市场的有效耦合,是当前的研究重点之一^[12-15]。因此,亟需探索建立合理有效的碳-绿证互认方式,使得单位可再生能源发电量仅可在绿证与 CCER 中取其一获得电力市场外的额外收益,从而保证市场的公平性,实现碳市场与绿证市场的良性互动^[3]。

现阶段,针对环境权益产品的互认机制已开展

大量研究。文献[8]总结了各类环境权益制度的定义与实践,并提出了各类产品间的衔接体系与所需技术;文献[14]和文献[15]皆基于区域电网基准线排放因子,形成了固定的认兑系数,并分别开展了电-碳协同决策机制和低碳经济调度的研究;文献[16]建立了发电联盟参与电-碳-绿证市场的双层竞价模型,并通过固定的碳排放因子,实现绿证与 CCER 的互认;文献[17]建立了基于机组物理特征或市场价格的绿证、碳配额及 CCER 换算机制;文献[18]构建了考虑可再生能源发电比例等因素的绿证与 CCER 固定互认系数;文献[19]针对各类绿电与绿证交易,分别提出了各主体的碳排放核算方法,实现对绿证和绿电碳排放抵扣量的有效反映。上述研究多采用固定系数来量化可再生能源电力的间接碳减排效益,并由此开展环境权益产品的互认,且该固定系数主要通过市场价格^[17]、电力系统资源的物理特征^[17-19]来计算,或基于相关部门公布的测算数据得到^[8,14-16]。然而,受电力系统中负荷变化、机组容量限制等因素,可再生能源机组发电带来的碳减排效果和环境价值是随时间变化的。基于固定系数的认兑机制难以有效反映机组碳减排效益的时变特征,不利于激励引导低碳电源在高减排效益时段提高出力,制约了系统整体减排效率的提升。

绿证与 CCER 互认的关键是合理反映电力系统中可再生能源电量变化引起的间接减排效果,保障电力环境价值唯一性的认定。因此,为有效刻画可再生能源的减排效益,本文创新性地引入边际碳排放因子,反映可再生能源机组出力在不同时刻引起系统碳排放总量变化的梯度,实现对不同时段电力环境价值的体现^[20]。相较于现有的固定互认系数,本文所提方法可更直观体现低碳电源在不同时刻的减排效益,时间颗粒度更细,能更加精准地引导机组决策。基于时变的互认系数,在系统整体碳排放较高的时段内,新能源机组持有的绿证可转换为更多 CCER,从而有机会在碳市场中获得更多收益,故有动力提高出力。此外,若通过储能设备与新能源机组配合,则储能设备可将新能源电量由低减排效益时段向高减排效益时段转移,用于获得绿证或 CCER,可助力低减排效益时段新能源机组出力的提升,最终实现电力系统碳排放总量的整体下降。

因此,本文首先分析了基于固定系数的碳-绿证互认机制的不足,建立边际碳排放因子的计算模型,提出基于边际碳因子的碳-绿证互认机制,量化不同时刻机组出力的碳减排效果。紧接着,建立了电-碳-绿证市场联合出清模型,同时从碳排放、新

能源消纳及社会福利三方面构建了市场效益评价指标,以评估量化所提机制的效益。最后,结合 IEEE 39 节点算例开展分析,证明了本文所提碳-绿证互认方法在促进新能源消纳、降低电力系统碳排放水平、提高社会福利等方面的有效性。

1 基于边际碳排放因子的碳-绿证互认机制

碳-绿证互认机制指环境权益产品 CCER 与绿证间的转换。新能源机组可通过发电获得绿证并在绿证市场中出售,交易后的剩余绿证可通过互认机制转换为 CCER 参与碳市场交易,从而保障单位新能源电量仅在绿证与 CCER 中取其一获得环境权益制度下的收益,避免对其环境价值的重复激励。本节首先介绍了基于固定系数的碳-绿证互认机制,并分析其不足之处,进而提出了新能源机组边际碳排放因子计算模型,并在此基础上,构建了基于边际碳排放因子的碳-绿证互认机制。

1.1 基于固定系数的碳-绿证互认机制及问题分析

目前我国尚未形成统一的碳-绿证环境权益产品互认体系,相关研究一般以固定系数的形式进行交易产品的转换^[8]:

$$Q_{j,t}^{\text{con}} = \tau^{\text{fix}} G_{j,t}^{\text{con}}, \forall j \in \Omega^{\text{new}}, \forall t \in T \quad (1)$$

式中: $Q_{j,t}^{\text{con}}$ 为新能源机组 j 在 t 时段由绿证转换得到的 CCER 量; τ^{fix} 为绿证与 CCER 产品的固定转换系数; $G_{j,t}^{\text{con}}$ 为新能源机组 j 在 t 时段转换为 CCER 的绿证量; Ω^{new} 为新能源机组集合; T 为时段集合。

目前,相关研究大多通过国家生态环境部应对气候变化司发布的区域电网基准线排放因子体现单位绿色电力的减排贡献^[21],并得到 τ^{fix} ^[8,14-16]。然而,固定系数的互认机制存在诸多不足。首先, τ^{fix} 的计算时效性相对较低。一般来说,区域电网基准线排放因子需基于上一年的碳排放相关数据开展核算,在时间上存在滞后^[19],且仅能体现某区域机组一年内的整体减排效果。固定的兑换系数不利于体现机组减排效果的实时区别,并形成差异化激励,难以鼓励机组在高减排效益时段提升出力 and 促进系统整体碳排放水平的降低。此外, τ^{fix} 不适用于环境权益制度起步阶段。只有在可再生能源电力的发用侧减排效益等价时,基于区域电网基准线排放因子的互认因子才完全适用,但此条件仅在可再生能源电力交易达到一定规模时成立,与我国环境权益制度的探索阶段不符^[8]。

此外,自 2024 年 10 月 1 日起,可再生能源发

电项目仅可在绿证与 CCER 中选其一进行申请,直接避免其获得重复收益^[11]。此类措施相对便于实施,可在目前各市场处于起步阶段的背景下开展。然而,由于绿证市场用以解决可再生能源消纳问题,而碳市场则以碳排放量为约束,故二者应通过可再生能源电力引起的间接减排效果实现衔接。因此,未来仍有必要通过 CCER 与绿证的互认转换,建立绿证市场与碳市场的耦合关系,实现电-碳-绿证市场的良性互动。

因此,需分析新能源机组在不同时段的间接减排效果,考虑基于边际碳排放因子,建立碳-绿证互认机制,提升系统减排效果。

1.2 边际碳排放因子计算模型

边际碳排放因子表示电力系统资源增加单位功率引起的电力系统碳排放总量变化^[20]。针对新能源机组,在数学上可表示为

$$\lambda_{j,t}^{\text{new}} = \frac{\partial E_{\text{CO}_2}}{\partial (P_{j,t}^{\text{new}} \Delta t)} = \sum_{i \in \Omega^{\text{th}}} \frac{\partial E_{\text{CO}_2}}{\partial (P_{i,t}^{\text{th}} \Delta t)} \frac{\partial P_{i,t}^{\text{th}}}{\partial P_{j,t}^{\text{new}}} = \sum_{i \in \Omega^{\text{th}}} \rho_i^{\text{th}} \varphi_{i,j,t}, \forall j \in \Omega^{\text{new}}, \forall t \in T \quad (2)$$

式中: $\lambda_{j,t}^{\text{new}}$ 为新能源机组 j 在 t 时段的边际碳排放因子; E_{CO_2} 为电力系统碳排放总量; $P_{j,t}^{\text{new}}$ 为新能源机组 j 在 t 时段的出力; Δt 为时间间隔; $P_{i,t}^{\text{th}}$ 为火电机组 i 在 t 时段的出力; ρ_i^{th} 为火电机组 i 的碳排放强度; $\varphi_{i,j,t}$ 为 t 时段新能源机组 j 增加单位出力引起的火电机组 i 出力变化量; Ω^{th} 为火电机组集合。

由式(2)可得,新能源机组出力的变化将引起火电机组调度结果的改变,进而影响系统碳排放量,即 $\lambda_{j,t}^{\text{new}}$ 与 $\varphi_{i,j,t}$ 及 ρ_i^{th} 有关。在实际电力系统调度中, ρ_i^{th} 可直接通过测算统计数据得到,而 $\varphi_{i,j,t}$ 则可通过经济调度模型求解^[20]。

假设电力系统中存在火电机组与新能源机组,且每台新能源机组于同节点配备一台储能设备,以总成本最小为目标函数建立经济调度模型,如式(3)所示:

$$\min C = \sum_{t \in T} \left(\sum_{i \in \Omega^{\text{th}}} C_{i,t}^{\text{th}} + \sum_{j \in \Omega^{\text{new-ess}}} C_{j,t}^{\text{new}} + \sum_{j \in \Omega^{\text{new-ess}}} C_{j,t}^{\text{ess}} \right) = \sum_{t \in T} \left(\sum_{i \in \Omega^{\text{th}}} a_i^{\text{th}} P_{i,t}^{\text{th}} + \sum_{j \in \Omega^{\text{new-ess}}} a_j^{\text{new}} P_{j,t}^{\text{new}} + \sum_{j \in \Omega^{\text{new-ess}}} a_j^{\text{ess}} P_{j,t}^{\text{ess}} \right) \quad (3)$$

式中: C 为总发电成本; $C_{i,t}^{\text{th}}$ 为火电机组 i 在 t 时段的发电成本; $C_{j,t}^{\text{new}}$ 为新能源配储能 j 中新能源机组在 t 时段的发电成本; $C_{j,t}^{\text{ess}}$ 为新能源配储能 j 中储能设备在 t 时段的充放电成本; a_i^{th} 为火电机组 i 的单位发电成本; a_j^{new} 为新能源配储能 j 中新能源机组的单位发电成本; a_j^{ess} 为新能源配储能 j 中储能设备的单位容量维护成本^[22]; $P_{j,t}^{\text{ess}}$ 为新能源配储能 j 中储能设备在 t 时段的充电或放电功率, 且充电功率为正值, 放电功率为负值; $\Omega^{\text{new-ess}}$ 为新能源配储能集合。

模型约束条件包括功率平衡约束、机组出力约束和储能设备约束, 如式(4)—(10)所示。

1) 功率平衡约束。

$$\sum_{i \in \Omega^{\text{th}}} P_{i,t}^{\text{th}} + \sum_{j \in \Omega^{\text{new-ess}}} P_{j,t}^{\text{new}} - \sum_{j \in \Omega^{\text{new-ess}}} P_{j,t}^{\text{ess}} = \sum_{m \in \Omega^{\text{d}}} P_{m,t}^{\text{d}}, \forall t \in T \quad (4)$$

式中: $P_{m,t}^{\text{d}}$ 为电力用户 m 在 t 时段的负荷; Ω^{d} 为电力用户集合。

2) 火电机组出力约束。

$$P_{i,\min}^{\text{th}} \leq P_{i,t}^{\text{th}} \leq P_{i,\max}^{\text{th}}, \forall i \in \Omega^{\text{th}}, \forall t \in T \quad (5)$$

式中: $P_{i,\min}^{\text{th}}$ 、 $P_{i,\max}^{\text{th}}$ 分别为火电机组 i 的出力下限和上限。

3) 新能源机组出力约束。

$$0 \leq P_{j,t}^{\text{new}} \leq P_{j,t}^{\text{new-pre}}, \forall j \in \Omega^{\text{new-ess}}, \forall t \in T \quad (6)$$

式中: $P_{j,t}^{\text{new-pre}}$ 为新能源配储能 j 中的新能源机组在 t 时段的预测出力。

4) 储能设备运行约束。

储能设备运行约束包括充放电功率约束和荷电状态(state of charge, SOC)约束^[23]。

$$-P_{j,\max}^{\text{dis}} \leq P_{j,t}^{\text{ess}} \leq P_{j,\max}^{\text{ch}}, \forall j \in \Omega^{\text{new-ess}}, \forall t \in T \quad (7)$$

式中: $P_{j,\max}^{\text{dis}}$ 为新能源配储能 j 中储能设备的放电功率上限; $P_{j,\max}^{\text{ch}}$ 为新能源配储能 j 中储能设备的充电功率上限。

$$S_{j,t}^{\text{ess}} = S_{j,t-1}^{\text{ess}} + P_{j,t}^{\text{ess}} \eta_j^{\text{ess}} \Delta t, \forall j \in \Omega^{\text{new-ess}}, \forall t \in T \quad (8)$$

$$S_{j,\min}^{\text{ess}} \leq S_{j,t}^{\text{ess}} \leq S_{j,\max}^{\text{ess}}, \forall j \in \Omega^{\text{new-ess}}, \forall t \in T \quad (9)$$

$$S_{j,t_0}^{\text{ess}} = S_{j,t_r}^{\text{ess}}, \forall j \in \Omega^{\text{new-ess}} \quad (10)$$

式中: $S_{j,t}^{\text{ess}}$ 为新能源配储能 j 中储能设备在 t 时段的 SOC; η_j^{ess} 为新能源配储能 j 中储能设备的充放电效率; $S_{j,\min}^{\text{ess}}$ 、 $S_{j,\max}^{\text{ess}}$ 分别为新能源配储能 j 中储能设备的最小、最大 SOC; S_{j,t_0}^{ess} 为新能源配储能 j 中

储能设备的初始 SOC; S_{j,t_r}^{ess} 为新能源配储能 j 中储能设备的最终 SOC。

由于经济调度模型属于线性优化问题, 故若其存在唯一最优解, 则模型最优解将使得式(4)—(10)中的部分约束条件取等^[20,24], 可表示为

$$\sum_{i \in \Omega^{\text{th}}} \hat{m}_{i,t}^{\text{th}} \hat{P}_{i,t}^{\text{th}} + \sum_{j \in \Omega^{\text{new-ess}}} \hat{m}_{j,t}^{\text{new}} \hat{P}_{j,t}^{\text{new}} - \sum_{j \in \Omega^{\text{new-ess}}} \hat{m}_{j,t}^{\text{ess}} \hat{P}_{j,t}^{\text{ess}} = \hat{n}, \forall t \in \hat{T} \quad (11)$$

式中: $\hat{P}_{i,t}^{\text{th}}$ 、 $\hat{P}_{j,t}^{\text{new}}$ 和 $\hat{P}_{j,t}^{\text{ess}}$ 分别为火电机组 i 、新能源配储能 j 中新能源机组和储能设备在 t 时段的出力最优解; $\hat{m}_{i,t}^{\text{th}}$ 、 $\hat{m}_{j,t}^{\text{new}}$ 和 $\hat{m}_{j,t}^{\text{ess}}$ 分别为最优解下取等约束条件各决策变量 $P_{i,t}^{\text{th}}$ 、 $P_{j,t}^{\text{new}}$ 和 $P_{j,t}^{\text{ess}}$ 对应的系数; \hat{n} 为最优解下取等约束条件的常数项; $\hat{\Omega}^{\text{th}}$ 、 $\hat{\Omega}^{\text{new-ess}}$ 和 \hat{T} 分别为最优解下取等约束条件对应的火电机组、新能源配储能与时间段集合。最优解下式(4)—(10)中取等约束条件的具体表达式见附录 A。

在其他条件不变情况下, 某一新能源机组出力的微小增量不会改变原取等约束, 仅引起部分机组及储能设备功率的变化^[25]。对于系统中任一新能源机组 j_{new} , 将式(11)中各变量分别对该机组在时段 t 的出力 $P_{j_{\text{new}},t}^{\text{new}}$ 求导得到式(12), 具体表达式见附录 A。

$$\sum_{i \in \Omega^{\text{th}}} \hat{m}_{i,t}^{\text{th}} \frac{\partial \hat{P}_{i,t}^{\text{th}}}{\partial P_{j_{\text{new}},t}^{\text{new}}} + \sum_{j \in \Omega^{\text{new-ess}}} \hat{m}_{j,t}^{\text{new}} \frac{\partial \hat{P}_{j,t}^{\text{new}}}{\partial P_{j_{\text{new}},t}^{\text{new}}} - \sum_{k \in \Omega^{\text{new-ess}}} \hat{m}_{j,t}^{\text{ess}} \frac{\partial \hat{P}_{j,t}^{\text{ess}}}{\partial P_{j_{\text{new}},t}^{\text{new}}} = 0, \forall t \in \hat{T} \quad (12)$$

各取等约束条件的求导结果可组成 $(n_g - 1)$ 维线性方程组, 其中 n_g 为火电机组、新能源机组和储能设备的总数。对方程组求解, 可得到 t 时段各机组出力变量对 $P_{j_{\text{new}},t}^{\text{new}}$ 的求导结果, 进而得到 $\lambda_{j,t}^{\text{new}}$ 。同时, 在系统无阻塞情况下, 同一时段不同新能源机组的 $\lambda_{j,t}^{\text{new}}$ 相同^[20]。

1.3 基于边际碳排放因子的碳-绿证互认机制

实现碳-绿证有效互认的关键是明确新能源电力的使用与其引起的碳减排成效之间的联系^[8]。由于 $\lambda_{j,t}^{\text{new}}$ 体现了不同时刻电力系统中新能源机组出力改变引起的碳排放量梯度变化情况, 反映了新能源机组的时变减排贡献, 故可据此建立碳-绿证互认系数, 形成绿证与 CCER 的唯一映射关系。新能源机组获得政府核发的绿证并参与绿证交易, 同时可按需将剩余绿证折算为 CCER 在碳市场中出售。

在电力系统线路结构和机组容量限制等因素

影响下, 某一新能源机组出力增加后可能反而引起碳排放的增加, 此时 $\lambda_{j,t}^{\text{new}}$ 为正值, 无法降低系统碳排放量。同时, 若碳-绿证互认因子过大, 则可能导致新能源机组为提高收益而大量将绿证折算为 CCER, 影响绿证与碳交易开展。故定义碳-绿证互认系数 $\tau_{j,t}^{\text{new}}$ 为

$$\tau_{j,t}^{\text{new}} = \begin{cases} 0, & \lambda_{j,t}^{\text{new}} > 0 \\ -\lambda_{j,t}^{\text{new}}, & -1 \leq \lambda_{j,t}^{\text{new}} \leq 0 \\ 1, & \lambda_{j,t}^{\text{new}} < -1 \end{cases} \quad (13)$$

CCER 与绿证的互认关系如下:

$$Q_{j,t}^{\text{con}} = \tau_{j,t}^{\text{new}} G_{j,t}^{\text{con}}, \forall j \in \Omega^{\text{new}}, \forall t \in T \quad (14)$$

在所提碳-绿证互认机制下, 某一时段对系统减排贡献更大的新能源机组若拥有充足量绿证, 则可转换得到更多 CCER 并在碳市场中获得收益, 有利于新能源消纳量的提升。同时, 在储能设备的配合下, 低减排效益时段的新能源电量也可转移至高减排效益时段, 并用于获得绿证或 CCER, 故新能源机组在低减排效益时段的出力也可结合储能的充

电作用得到提高。因此, 本文所提互认机制将改变不同主体在多元市场中的出清与收益情况, 从而有利于推动新能源的消纳与系统减排降碳, 助力电力市场、碳市场与绿证市场的交互与协同。同时, 由于边际碳排放因子可基于电力系统经济调度模型得到, 在实际中计算较为便利, 具备一定的现实可行性。

2 基于电-碳-绿证市场联合出清的互认机制效益分析

2.1 电-碳-绿证市场基本框架

为量化所提碳-绿证互认机制在促进新能源消纳、降低电力系统碳排放等方面的作用, 以电力市场、碳市场与绿证市场总社会福利最大为优化目标, 综合考虑各市场实际情况、供需情况、主体报价等因素, 以电力行业为市场主体, 建立电-碳-绿证市场的集中式联合出清模型, 并基于边际价格进行定价^[26], 其基本框架如图 1 所示。另外, 对各市场进行假设如下:

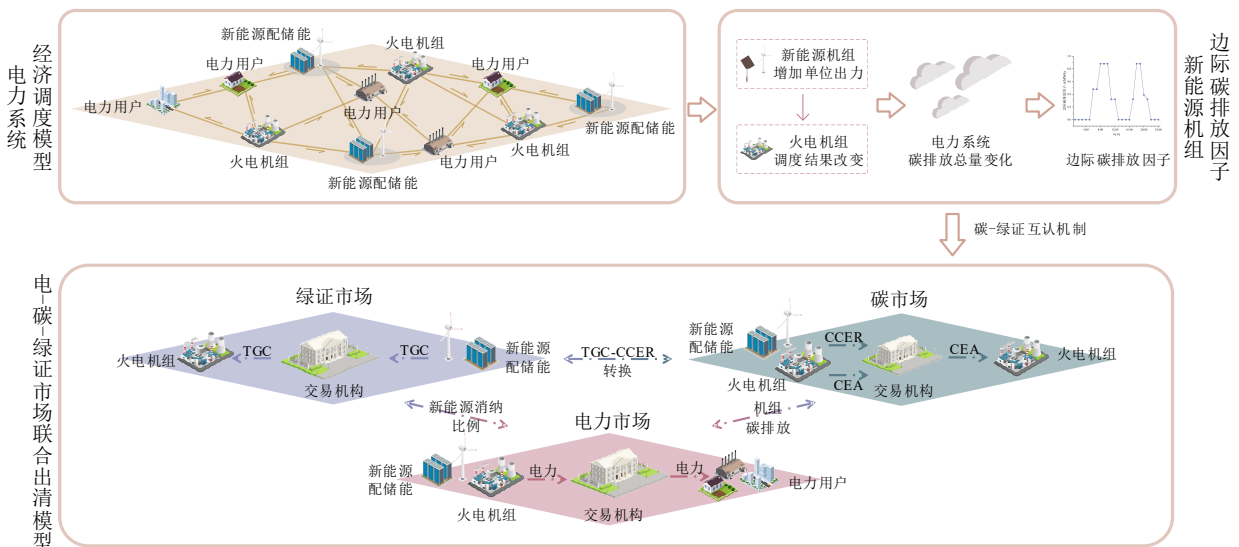


图 1 考虑碳-绿证互认的电-碳-绿证市场框架

Fig. 1 Electricity-carbon-green certificate market framework considering carbon-green certificate mutual conversion

1) 电力市场。按日前电能量市场模式开展, 以安全约束经济调度每小时组织出清, 火电、新能源配储能申报成本参与市场, 用户侧作为价格接受者, 仅申报各时段负荷^[27]。交易机构开展集中竞价出清, 并根据节点边际电价结算。

2) 碳市场。假设已将长期碳市场清缴目标与初始碳配额分解至每日并开展出清^[28], 则火电机组每日进行配额清缴, 即持有碳配额量不少于当日碳排放量。火电机组持有一定量初始 CEA, 并在二级市场基于基准线交易持有配额, 碳排放强度高于基准线的机组需买入配额, 碳排放强度低于基准线的

机组则可卖出配额^[29]。新能源配储能可以在碳市场中卖出持有的 CCER, 且 CCER 与 CEA 在市场中地位等同^[30]。交易机构开展集中竞价出清, 并根据边际价格结算。

3) 绿证市场。假设绿证与新能源电量(绿电)不进行捆绑, 以“证电分离”形式开展交易^[28]。火电机组每日需持有其当日发电量对应一定比例的绿证^[28-29]。每单位新能源电量对应一张绿证, 由新能源配储能申报量价售出, 且可将富余绿证转为 CCER 参与碳市场, 火电机组申报量价买入绿证。交易机构开展集中竞价出清, 并根据边际价格结算。

2.2 市场联合出清模型

以总出清时段内电力市场、碳市场和绿证市场总社会福利最大为优化目标，建立电-碳-绿证市场联合出清模型：

$$\max S = S^e + S^c + S^g \quad (15)$$

式中： S 为总社会福利； S^e 为电力市场社会福利； S^c 为碳市场社会福利； S^g 为绿证市场社会福利。

由于电力市场用户侧不参与价格申报，发电侧各主体申报成本参与市场，故电力市场社会福利 S^e 如式(16)所示：

$$S^e = - \sum_{t \in T} \left(\sum_{i \in \Omega^{th}} a_{i,t}^{th} P_{i,t}^{th} + \sum_{j \in \Omega^{new-ess}} a_j^{new} P_{j,t}^{new} + \sum_{j \in \Omega^{new-ess}} a_{j,t}^{ess} P_{j,t}^{ess} \right) \quad (16)$$

碳市场社会福利 S^c 如式(17)所示：

$$S^c = \sum_{t \in T} \left(\sum_{i \in \Omega^{th-b}} a_{i,t}^{c-th-b} Q_{i,t}^{th-b} - \sum_{i \in \Omega^{th-s}} a_{i,t}^{c-th-s} Q_{i,t}^{th-s} - \sum_{j \in \Omega^{new-ess}} a_{j,t}^{c-new} Q_{j,t}^{new} \right) \quad (17)$$

式中： $a_{i,t}^{c-th-b}$ 、 $a_{i,t}^{c-th-s}$ 和 $a_{j,t}^{c-new}$ 分别为火电机组买方 i 、火电机组卖方 i 和新能源配储能 j 在 t 时段的碳市场报价； $Q_{i,t}^{th-b}$ 、 $Q_{i,t}^{th-s}$ 和 $Q_{j,t}^{new}$ 分别为火电机组碳市场买方 i 、火电机组碳市场卖方 i 和新能源配储能 j 在 t 时段的碳市场出清量； Ω^{th-b} 为火电机组碳市场买方集合； Ω^{th-s} 为火电机组碳市场卖方集合。

绿证市场社会福利 S^g 如式(18)所示：

$$S^g = \sum_{t \in T} \left(\sum_{i \in \Omega^{th}} a_{i,t}^{g-th} G_{i,t}^{th} - \sum_{j \in \Omega^{new-ess}} a_{j,t}^{g-new} G_{j,t}^{new} \right) \quad (18)$$

式中： $a_{i,t}^{g-th}$ 和 $a_{j,t}^{g-new}$ 分别为火电机组 i 和新能源配储能 j 在 t 时段的绿证市场报价； $G_{i,t}^{th}$ 和 $G_{j,t}^{new}$ 分别为火电机组 i 和新能源配储能 j 在 t 时段的绿证市场出清量。

市场出清约束条件包括电力市场约束、碳市场约束、绿证市场约束、电-碳市场耦合约束、电-绿证耦合约束和碳-绿证耦合约束，具体表达式见附录B。

2.3 市场效益评价指标

为量化所提碳-绿证互认机制效果，建立市场效益评价指标，包括碳排放指标、新能源消纳指标和社会福利指标。

1) 碳排放指标。

碳排放指标用于衡量电力系统整体碳排放强度，其值越小，表示电力系统减排效果越好^[31]。

$$\rho_{\text{emission}} = \frac{\sum_{t \in T} \sum_{i \in \Omega^{th}} \rho_i^{th} P_{i,t}^{th}}{\sum_{t \in T} \sum_{m \in \Omega^d} P_{m,t}^d} \quad (19)$$

式中： ρ_{emission} 为碳排放指标。

2) 新能源消纳指标。

新能源消纳指标用于表示系统新能源电量消纳情况，其值越大，表示电力系统新能源消纳量越高^[32]。

$$\rho_{\text{new}} = \frac{\sum_{t \in T} \sum_{j \in \Omega^{new-ess}} P_{j,t}^{new}}{\sum_{t \in T} \sum_{j \in \Omega^{new-ess}} P_{j,t}^{new-pre}} \quad (20)$$

式中： ρ_{new} 为新能源消纳指标。

3) 社会福利指标。

社会福利指标即电-碳-绿证市场联合出清的总社会福利，其值越大，则市场出清结果的社会福利越高^[32]。

$$\rho_{\text{welfare}} = S \quad (21)$$

式中： ρ_{welfare} 为社会福利指标。

3 算例分析

3.1 参数设置

假设市场每日按小时开展出清，利用 IEEE 39 节点电力系统开展仿真分析^[33]。系统中共有 2 台风电机组(W1—W2)、2 台光伏(PV1—PV2)以及 6 台火电机组(G1—G6)，每台新能源机组配备一台储能设备(E1—E4)。储能设备单位容量维护成本为 200 元/(MW·h)^[34]，新能源机组的发电成本皆假设为 0^[35]，其每小时预测出力比例曲线及日负荷曲线如图 2 所示。各主体在电力市场中按成本进行报价，在碳市场中报价在 20~200 元/t，绿证市场中报价在 50~180 元/张^[17]。模型通过 MATLAB 的 Yalmip 工具箱调用 Gurobi 求解器进行求解^[36]。

3.2 出清效益分析

设置以下场景：1) 场景 1。所提碳-绿证互认系数 $\tau_{j,t}^{new}$ 下的电-碳-绿证市场联合出清。2) 场景 2。

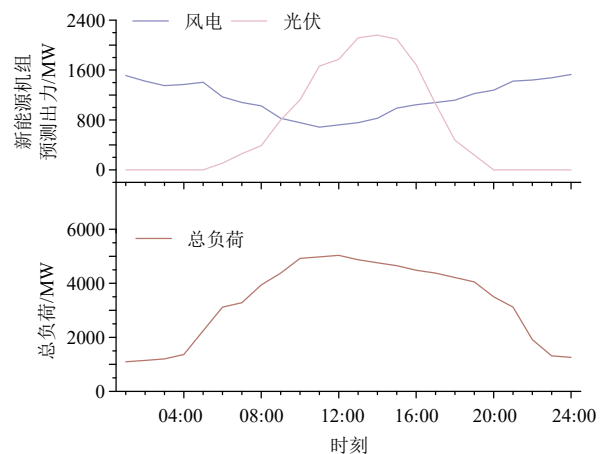


图 2 新能源预测出力及日负荷曲线
Fig. 2 New energy forecast output and daily load curve

固定碳-绿证互认系数 τ^{fix} 下的电-碳-绿证市场联合出清，且 τ^{fix} 取值为 $\tau_{j,t}^{\text{new}}$ 的平均值。

新能源机组的 $\tau_{j,t}^{\text{new}}$ 和 τ^{fix} 如图 3 所示。在负荷低谷(01:00—05:00、22:00—24:00)及新能源大发时段(13:00—16:00)，新能源机组为边际机组，其出力足以支撑负荷需求，故 $\tau_{j,t}^{\text{new}}$ 为 0；在其他时段，新能源机组出力的变化对火电机组产生替代效果， $\tau_{j,t}^{\text{new}}$ 根据边际火电机组的碳排放强度而发生突变。

不同场景下的电力市场出清结果如图 4—6 所示，与场景 2 相比，场景 1 实现了新能源电力消纳量的提高，且新能源电量通过储能设备向高减排效益时段转移。场景 1 中 $\tau_{j,t}^{\text{new}}$ 为 0 时段内，新能源机组无法将多余绿证转换为 CCER，故通过储能设备充电实现电量的储存；在 $\tau_{j,t}^{\text{new}}$ 较高时段，新能源电量的提高将更有利于系统碳排放量的降低，且新能源机组可将绿证大量转换为 CCER，并在碳市场中出售。此时，储能设备放电，提高新能源配储能可

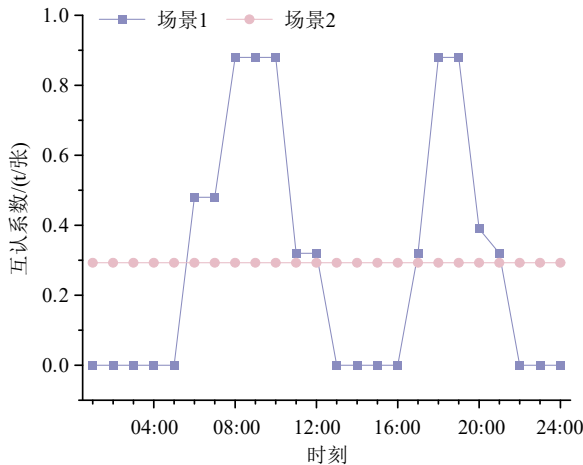


图 3 碳-绿证互认系数

Fig. 3 Carbon-green certificate mutual conversion coefficient

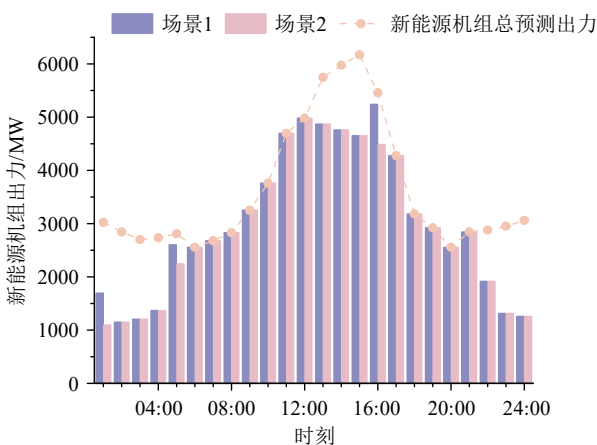


图 4 电力市场中新能源机组出清结果

Fig. 4 Clearing results of new energy units in the electricity market

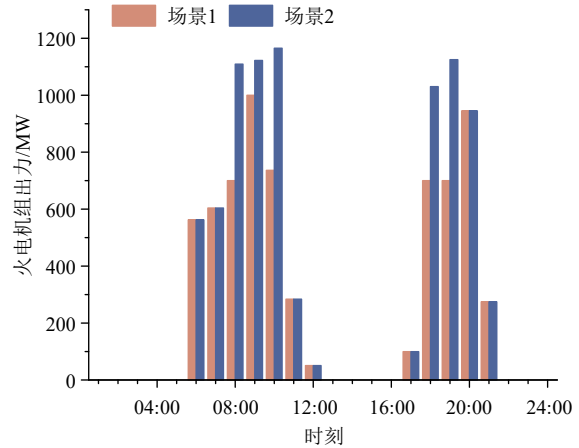


图 5 电力市场中火电机组出清结果

Fig. 5 Clearing results of thermal units in the electricity market

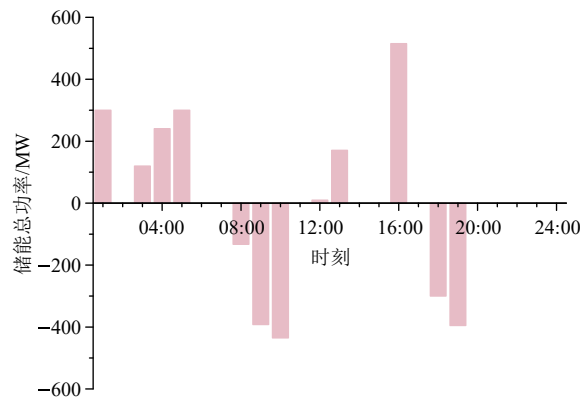


图 6 电力市场中储能设备出清结果

Fig. 6 Clearing results of energy storage systems in the electricity market

用于转换的富余绿证量，同时火电机组出力实现降低，促进电力系统减排。另一方面，由于新能源配储能的发电成本低于火电机组，故电力市场社会福利得以提升。此外，在场景 2 全时段单位绿证可转换得到的 CCER 量相同情况下，储能设备无法通过转移新能源电量，提升新能源配储能的碳市场收益并覆盖其维护成本，故场景 2 储能设备不工作。

不同场景下的碳市场出清结果如图 7、8 所示，且图 7 中正值代表火电机组在该时段买入 CEA，负值代表火电机组在该时段卖出 CEA。可见，场景 1 中碳市场交易集中在高减排效益时段进行。此外，在储能设备对新能源电量的时移作用下，场景 1 中 $\tau_{j,t}^{\text{new}}$ 较高时段新能源配储能可出售的 CCER 量较多，交易量可大幅集中且有所提高，有利于新能源配储能碳市场收益的提升，故其有意愿以较低报价参与碳市场，更有利于社会福利提升。场景 2 的碳-绿证互认系数相同，故在各时段主体报价不变的情况下，碳配额的交易时段对社会福利影响较小，故各时段碳市场交易量并未出现大幅差异。

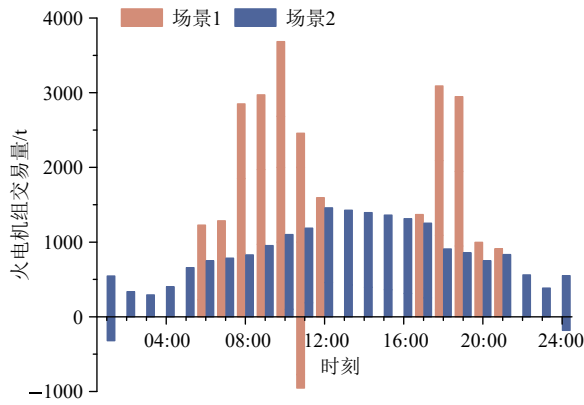


图7 碳市场中火电机组出清结果

Fig. 7 Clearing results of thermal units in the carbon market

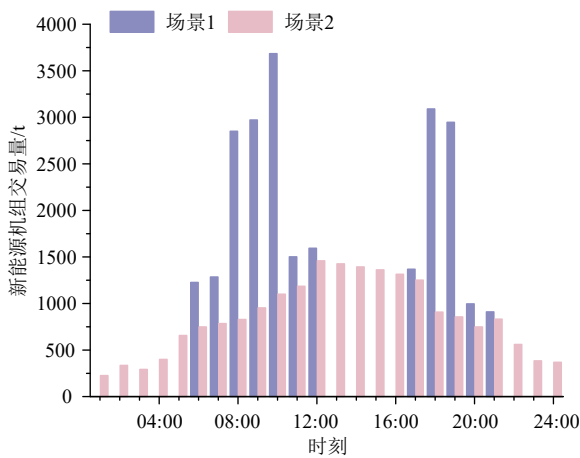


图8 碳市场中新能源配储能出清结果

Fig. 8 Clearing results of new energy units with energy storage systems in the carbon market

根据 2.3 小节对市场效益评价指标的定义, 各场景下市场效益评价指标计算结果如表 1 所示。与场景 2 相比, 场景 1 的 ρ_{emission} 更小, ρ_{new} 和 ρ_{welfare} 更大。可见, 本文所提碳-绿证互认机制与固定系数的互认机制相比, 可有效降低系统碳排放、提升新能源消纳率, 并提高出清社会福利。

表 1 市场效益评价指标计算结果

场景	$\rho_{\text{emission}} / (t/(MW \cdot h))$	ρ_{new}	$\rho_{\text{welfare}} / \text{元}$
场景 1 (本文所提方法)	0.0329	0.8351	2384144.95
场景 2 (固定系数)	0.0447	0.8153	1864342.89

4 结论

在电力系统清洁转型要求下, 各类环境权益制度快速发展, 为了防止绿证和 CCER 由于功能相似, 引发对可再生能源电量的重复激励, 亟需基于根据新能源机组不同时间段的间接减排效益, 设计碳-绿证产品的互认机制, 进而保障电力环境价值的唯一性, 并提高电力系统整体减排效果。因此, 本文设

计了新能源机组边际碳排放因子的计算模型, 并建立了新能源机组的碳-绿证互认机制。基于该机制, 本文构建了电-碳-绿证市场联合出清模型, 并从碳排放、新能源消纳及社会福利三方面构建了市场效益评价指标。最后, 结合 IEEE 39 节点算例计算结果, 得到以下结论:

1) 本文建立的新能源机组边际碳排放因子可实时反映其出力变化引起系统碳排放总量变化的梯度, 形成新能源电量与其碳减排成效的唯一映射关系, 由此构建的碳-绿证互认机制可有效体现电力不同时段的环境价值, 并保障其唯一性。

2) 与固定系数的碳-绿证互认机制相比, 在本文所提互认机制下, 新能源机组可通过储能设备将电量转移至高减排效益时段, 用于获得绿证并转换为更多 CCER 出售, 有利于提升其在电-碳-绿证多元市场中的综合收益, 从而激励新能源机组出力的提升, 故在降低系统碳排放量、提高新能源消纳率以及提升市场出清社会福利方面皆起到明显效果, 利于电力系统清洁低碳化发展。

附录见本刊网络版 (<http://www.dwjs.com.cn/CN/1000-3673/current.shtml>)。

参考文献

- [1] ZHANG Da, HUANG Xiaodan, ZHONG Junting, et al. A representative CO2 emissions pathway for China toward carbon neutrality under the Paris Agreement's 2°C target[J]. *Advances in Climate Change Research*, 2023, 14(6): 941-951.
- [2] International Energy Agency. An energy sector roadmap to carbon neutrality in China[R]. France: International Energy Agency, 2021.
- [3] 尚楠, 陈政, 卢治霖, 等. 电力市场、碳市场及绿证市场互动机理及协调机制[J]. *电网技术*, 2023, 47(1): 142-154. SHANG Nan, CHEN Zheng, LU Zhilin, et al. Interaction principle and cohesive mechanism between electricity market, carbon market and green power certificate market[J]. *Power System Technology*, 2023, 47(1): 142-154(in Chinese).
- [4] International Carbon Action Partnership. Emissions trading worldwide: status 2023[R]. Berlin: International Carbon Action Partnership, 2023.
- [5] 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).
- [6] 中华人民共和国中央人民政府. 温室气体自愿减排交易管理办法(试行)[EB/OL]. (2023-10-19)[2024-08-06]. https://www.gov.cn/gongbao/2023/issue_10866/202312/content_6918861.html.
- [7] CIARRETA A, ESPINOSA M P, PIZARRO-IRIZAR C. Optimal regulation of renewable energy: a comparison of Feed-in Tariffs and Tradable Green Certificates in the Spanish electricity system[J]. *Energy Economics*, 2017, 67: 387-399.
- [8] 尚楠, 陈政, 冷媛. 电碳市场背景下典型环境权益产品衔接互认机制及关键技术[J]. *中国电机工程学报*, 2024, 44(7): 2558-2577.

- SHANG Nan, CHEN Zheng, LENG Yuan. Mutual recognition mechanism and key technologies of typical environmental interest products in power and carbon markets[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(7): 2558-2577(in Chinese).
- [9] 国家能源局. 对十四届全国人大一次会议第 3118 号建议的答复[EB/OL]. (2023-09-08)[2025-01-18]. https://zfxgk.nea.gov.cn/2023-09/08/c_1310752050.htm.
- [10] 中华人民共和国中央人民政府. 关于加强绿色电力证书与节能降碳政策衔接大力促进非化石能源消费的通知[EB/OL]. (2024-01-27)[2025-01-18]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202402/content_6929877.htm.
- [11] 国家能源局. 关于做好可再生能源绿色电力证书与自愿减排市场衔接工作的通知[EB/OL]. (2024-09-11)[2025-01-18]. https://www.nea.gov.cn/2024-09/11/c_1310786081.htm.
- [12] 洪芦诚, 王梓菡, 林今, 等. 电-碳-绿证市场背景下电氢协同典型形态及参与模式研究综述[J/OL]. 电工技术学报, 2024: 1-18[2025-01-18]. <https://doi.org/10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.241914>.
- HONG Lucheng, WANG Ziqiu, LIN Jin, et al. A review of typical forms and participation models of electricity-hydrogen synergy in the context of electricity-carbon-green certificate markets[J/OL]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024: 1-18[2025-01-18]. [https://doi.org/10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.241914\(in Chinese\)](https://doi.org/10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.241914(in%20Chinese)).
- [13] 黄国日, 尚楠, 梁梓杨, 等. 绿色电力消费与碳交易市场的链接机制研究[J]. 电网技术, 2024, 48(2): 668-678.
- HUANG Guori, SHANG Nan, LIANG Ziyang, et al. Research on the linkage mechanism between green power consumption and the carbon market[J]. Power System Technology, 2024, 48(2): 668-678(in Chinese).
- [14] 谢敏, 黄莹, 卢燕旋, 等. 基于绿电减排量互认的建筑虚拟电厂电-碳双层协同决策机制[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(18): 25-37.
- XIE Min, HUANG Ying, LU Yanxuan, et al. Electricity-carbon double-layer collaborative decision-making mechanism for building virtual power plant based on mutual recognition of green electricity emission reduction[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(18): 25-37(in Chinese).
- [15] 王守相, 郑婉婷, 赵倩宇, 等. 基于碳-绿证互认和电热柔性负荷的含氢多能系统源荷低碳经济调度方法[J/OL]. 高电压技术, 2024: 1-12[2024-10-29]. <https://doi.org/10.13336/j.1003-6520.hve.20232057>.
- WANG Shouxiang, ZHENG Wanting, ZHAO Qianyu, et al. Source-load low-carbon economic dispatch method for hydrogen multi-energy system based on mutual recognition of carbon-green certificates and electric and thermal flexible loads[J/OL]. High Voltage Engineering, 2024: 1-12[2024-10-29]. [https://doi.org/10.13336/j.1003-6520.hve.20232057\(in Chinese\)](https://doi.org/10.13336/j.1003-6520.hve.20232057(in%20Chinese)).
- [16] WAN Yixin, SUO Xun, BAO Minglei, et al. Benefit analysis of GenCo participating in the electricity-carbon-green certificate market under the TGC-CCER mutual conversion mechanism[C]//2024 China International Conference on Electricity Distribution (CICED). Hangzhou: IEEE, 2024: 409-415.
- [17] ZHANG Xinyue, GUO Xiaopeng, ZHANG Xingping. Mutual conversion mechanisms for environmental interest products to jointly enhance synergistic effect between power, CET and TGC markets in China[J]. Energy Economics, 2024, 131: 107311.
- [18] HOU Hui, GE Xiangdi, YAN Yulin, et al. An integrated energy system "green-carbon" offset mechanism and optimization method with Stackelberg game[J]. Energy, 2024, 294: 130617.
- [19] 李姚旺, 张世旭, 杨晨, 等. 考虑绿电与绿证交易的实时用电碳排放核算方法[J/OL]. 中国电机工程学报, 2024: 1-12[2024-10-30]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.tm.20240828.1525.008.html>.
- LI Yaowang, ZHANG Shixu, YANG Chen, et al. Real-time carbon emission accounting method considering green electricity and green certificate transactions[J/OL]. Proceedings of the CSEE, 2024: 1-12[2024-10-30]. [http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.tm.20240828.1525.008.html\(in Chinese\)](http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.tm.20240828.1525.008.html(in%20Chinese)).
- [20] 马铭辰, 李姚旺, 杜尔顺, 等. 多时段边际碳排放因子及其不确定性分析[J/OL]. 电力系统自动化, 2024: 1-15[2024-10-23]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/32.1180.TP.20240208.1543.006.html>.
- MA Mingchen, LI Yaowang, DU Ershun, et al. Marginal carbon emission factors in multiple time periods and analysis of their uncertainties[J/OL]. Automation of Electric Power Systems, 2024: 1-15[2024-10-23]. [http://kns.cnki.net/kcms/detail/32.1180.TP.20240208.1543.006.html\(in Chinese\)](http://kns.cnki.net/kcms/detail/32.1180.TP.20240208.1543.006.html(in%20Chinese)).
- [21] 国家应对气候变化战略研究和国际合作中心. 2023 年减排项目中国区域电网基准线排放因子[EB/OL]. (2024-07-09)[2024-10-29]. https://www.ncsc.org.cn/SY/zywj/202407/t20240709_1081217.shtml.
- [22] 张良, 栾翰章, 杜华琛, 等. 考虑碳捕集与压缩液态二氧化碳储能的虚拟电厂低碳经济调度[J/OL]. 电网技术, 2024: 1-10[2024-10-24]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2024.1404>.
- ZHANG Liang, LUAN Hanzhang, DU Huachen, et al. Low-carbon economic dispatch of a virtual power plant with carbon capture and compressed liquid carbon dioxide storage[J/OL]. Power System Technology, 2024: 1-10[2024-10-24]. [https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2024.1404\(in Chinese\)](https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2024.1404(in%20Chinese)).
- [23] 赵凤江. 光储联合电站参与电力市场的竞价策略研究[D]. 太原: 山西大学, 2023.
- [24] 闻振卫. 最优解唯一的线性规划问题[J]. 苏州大学学报(自然科学版), 2004, 20(2): 12-16.
- WEN Zhenwei. Linear programming with unique optimal solution[J]. Journal of Suzhou University (Natural Science Edition), 2004, 20(2): 12-16(in Chinese).
- [25] RUIZ PA, RUDKEVICH A. Analysis of marginal carbon intensities in constrained power networks[C]//2010 43rd Hawaii International Conference on System Sciences. Honolulu: IEEE, 2010: 1-9.
- [26] 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.
- [27] 魏利岫, 冯宇昂, 方家琨, 等. 现货市场环境新能源并网接入对市场出清的影响[J]. 上海交通大学学报, 2021, 55(12): 1631-1639.
- WEI Lishen, FENG Yuang, FANG Jiakun, et al. Impact of renewable energy integration on market-clearing results in spot market environment[J]. Journal of Shanghai Jiao Tong University, 2021, 55(12): 1631-1639(in Chinese).
- [28] 陈巍, 江岳文. 耦合碳-绿证-消纳量市场的日前电量市场交易交互式优化[J]. 电网技术, 2024, 48(5): 1967-1979.
- CHEN Wei, JIANG Yuewen. Interactive optimization of day-ahead market trading considering coupling of carbon-green certificate-renewable electricity consumption market[J]. Power System Technology, 2024, 48(5): 1967-1979(in Chinese).
- [29] 詹博淳, 冯昌森, 尚楠, 等. 发电联盟参与电-碳-绿证市场的协同优化策略[J]. 电力系统及其自动化学报, 2023, 35(11): 84-94.
- ZHAN Bochun, FENG Changsen, SHANG Nan, et al. Collaborative optimization strategy for generation alliance participating in electricity-carbon-green certificate markets[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2023, 35(11): 84-94(in Chinese).
- [30] 叶晨, 牟玉亭, 王蓓蓓, 等. 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[J]. 电网技术, 2023, 47(2): 613-623.
- YE Chen, MOU Yuting, WANG Beibei, et al. Mechanism of

- locational marginal prices and clearing model of electricity and carbon market considering dynamic carbon trading curve[J]. Power System Technology, 2023, 47(2): 613-623(in Chinese).
- [31] 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).
- [32] 齐世雄, 王秀丽, 张炜, 等. 基于博弈论和改进 PageRank 的电力市场出清方式评价方法[J]. 电力建设, 2019, 40(5): 107-117.
QI Shixiong, WANG Xiuli, ZHANG Wei, et al. Evaluation method for electricity market clearing model based on game theory and improved PageRank[J]. Electric Power Construction, 2019, 40(5): 107-117(in Chinese).
- [33] ZIMMERMAN R D, MURILLO-SÁNCHEZ C E, THOMAS R J. MATPOWER: steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(1): 12-19.
- [34] 杨易达, 高红均, 刘挺坚, 等. 考虑 CCER 收益共享激励火电机组深度调峰的电力系统低碳调度[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(9): 121-128.
YANG Yida, GAO Hongjun, LIU Tingjian, et al. Low carbon dispatch of power system considering CCER revenue sharing incentive for deep peak-shaving of thermal power units[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(9): 121-128(in Chinese).
- [35] 孟繁林, 钟海旺, 夏清. 基于非凸报价的高比例新能源现货市场机制[J]. 电网技术, 2023, 47(1): 120-128.
MENG Fanlin, ZHONG Haiwang, XIA Qing. Non-convex bidding-based spot market mechanism of high penetration renewable energy[J]. Power System Technology, 2023, 47(1): 120-128(in Chinese).
- [36] LOFBERG J. YALMIP: A toolbox for modeling and optimization in MATLAB[C]//2004 IEEE International Conference on Robotics and Automation (IEEE Cat. No. 04CH37508). Taipei, China: IEEE, 2004: 284-289.



万一心

在线出版日期: 2025-03-28。

收稿日期: 2025-02-06。

作者简介:

万一心(2000), 女, 硕士研究生, 研究方向为电力市场, E-mail: yixinwan@zju.edu.cn;

孙晓聪(1998), 男, 博士研究生, 研究方向为电力市场、低碳电力技术和综合能源系统, E-mail: sunxiacong@zju.edu.cn;

包铭磊(1994), 男, 博士, 新百人计划研究员, 通信作者, 研究方向为综合能源系统、可靠性和电力市场, E-mail: baominglei@zju.edu.cn。

(责任编辑 徐梅)

附录 A

式(11)对应最优解下式(4)–(10)中取等约束条件的具体表达式为

$$\begin{cases}
 \sum_{i \in \Omega^{\text{th}}} \hat{P}_{i,t}^{\text{th}} + \sum_{j \in \Omega^{\text{new}}} \hat{P}_{j,t}^{\text{new}} - \sum_{k \in \Omega^{\text{ess}}} \hat{P}_{k,t}^{\text{ess}} \\
 = \sum_{m \in \Omega^{\text{d}}} P_{m,t}^{\text{d}}, \forall t \in T \\
 \hat{P}_{i,t}^{\text{th}} = P_{i,\max}^{\text{th}}, \forall \{i,t\} \in \{\Omega_{\max}^{\text{th}}, T_{\max}^{\text{th}}\} \\
 \hat{P}_{i,t}^{\text{th}} = P_{i,\min}^{\text{th}}, \forall \{i,t\} \in \{\Omega_{\min}^{\text{th}}, T_{\min}^{\text{th}}\} \\
 \hat{P}_{j,t}^{\text{new}} = P_{j,t}^{\text{new-pre}}, \forall \{j,t\} \in \{\Omega_{\max}^{\text{new}}, T_{\max}^{\text{new}}\} \\
 \hat{P}_{j,t}^{\text{new}} = 0, \forall \{j,t\} \in \{\Omega_{\min}^{\text{new}}, T_{\min}^{\text{new}}\} \\
 \hat{P}_{j,t}^{\text{ess}} = P_{j,\max}^{\text{ch}}, \forall \{j,t\} \in \{\Omega_{\max}^{\text{ch}}, T_{\max}^{\text{ch}}\} \\
 \hat{P}_{j,t}^{\text{ess}} = -P_{j,\max}^{\text{dis}}, \forall \{j,t\} \in \{\Omega_{\max}^{\text{dis}}, T_{\max}^{\text{dis}}\} \\
 S_{j,t_0}^{\text{ess}} + \hat{P}_{j,1}^{\text{ess}} \eta_j^{\text{ess}} \Delta t + \hat{P}_{j,2}^{\text{ess}} \eta_j^{\text{ess}} \Delta t + \dots \\
 + \hat{P}_{j,t}^{\text{ess}} \eta_j^{\text{ess}} \Delta t = S_{j,\max}^{\text{ess}}, \forall \{j,t\} \in \{\Omega_{\max}^{\text{SOC}}, T_{\max}^{\text{SOC}}\} \\
 S_{j,t_0}^{\text{ess}} + \hat{P}_{j,1}^{\text{ess}} \eta_j^{\text{ess}} \Delta t + \hat{P}_{j,2}^{\text{ess}} \eta_j^{\text{ess}} \Delta t + \dots \\
 + \hat{P}_{j,t}^{\text{ess}} \eta_j^{\text{ess}} \Delta t = S_{j,\min}^{\text{ess}}, \forall \{j,t\} \in \{\Omega_{\min}^{\text{SOC}}, T_{\min}^{\text{SOC}}\} \\
 S_{j,t_0}^{\text{ess}} + \hat{P}_{j,1}^{\text{ess}} \eta_j^{\text{ess}} \Delta t + \hat{P}_{j,2}^{\text{ess}} \eta_j^{\text{ess}} \Delta t + \dots \\
 + S_{j,t_r}^{\text{ess}} \eta_j^{\text{ess}} \Delta t = S_{j,t_0}^{\text{ess}}, \forall j \in \Omega^{\text{new-ess}}
 \end{cases} \quad (\text{A1})$$

式中： $\Omega_{\max}^{\text{th}}$ 和 T_{\max}^{th} 分别为最优解下火电机组出力达到上限时对应的火电机组与时间段集合； $\Omega_{\min}^{\text{th}}$ 和 T_{\min}^{th} 分别为最优解下火电机组出力达到下限时对应的火电机组与时间段集合； $\Omega_{\max}^{\text{new}}$ 和 T_{\max}^{new} 分别为最优解下新能源机组出力达到上限时对应的新能源配储能与时间段集合； $\Omega_{\min}^{\text{new}}$ 和 T_{\min}^{new} 分别为最优解下新能源机组出力达到下限时对应的新能源配储能与时间段集合； $\Omega_{\max}^{\text{ch}}$ 和 T_{\max}^{ch} 分别为最优解下储能设备达到充电功率上限时对应的新能源配储能与时间段集合； $\Omega_{\max}^{\text{dis}}$ 和 T_{\max}^{dis} 分别为最优解下储能设备达到放电功率上限时对应的新能源配储能与时间段集合； $\Omega_{\max}^{\text{SOC}}$ 和 T_{\max}^{SOC} 分别为最优解下储能设备达到 SOC 上限时对应的新能源配储能与时间段集合； $\Omega_{\min}^{\text{SOC}}$ 和 T_{\min}^{SOC} 分别为最优解下储能设备达到 SOC 下限时对应的新能源配储能与时间段集合。

式(12)对应最优解下式(4)–(10)中取等约束条件关于 $P_{j,\text{new},t}^{\text{new}}$ 求导的具体表达式为

$$\begin{cases}
 \sum_{i \in \Omega^{\text{th}}} \frac{\partial \hat{P}_{i,t}^{\text{th}}}{\partial \hat{P}_{j,\text{new},t}^{\text{new}}} + \sum_{\substack{j \in \Omega^{\text{new-ess}} \\ j \neq j_{\text{new}}}} \frac{\partial \hat{P}_{j,t}^{\text{new}}}{\partial \hat{P}_{j,\text{new},t}^{\text{new}}} - \sum_{j \in \Omega^{\text{new-ess}}} \frac{\partial \hat{P}_{j,t}^{\text{new}}}{\partial \hat{P}_{j,\text{new},t}^{\text{new}}} = \\
 -1, \forall t \in T \\
 \frac{\partial \hat{P}_{i,t}^{\text{th}}}{\partial \hat{P}_{j,\text{new},t}^{\text{new}}} = 0, \forall \{i,t\} \in \{\Omega_{\max}^{\text{th}}, T_{\max}^{\text{th}}\} \\
 \frac{\partial \hat{P}_{i,t}^{\text{th}}}{\partial \hat{P}_{j,\text{new},t}^{\text{new}}} = 0, \forall \{i,t\} \in \{\Omega_{\min}^{\text{th}}, T_{\min}^{\text{th}}\} \\
 \frac{\partial \hat{P}_{j,t}^{\text{new}}}{\partial \hat{P}_{j,\text{new},t}^{\text{new}}} = 0, \forall \{j,t\} \in \{\Omega_{\max}^{\text{new}}, T_{\max}^{\text{new}}\}, j \neq j_{\text{new}} \\
 \frac{\partial \hat{P}_{j,t}^{\text{new}}}{\partial \hat{P}_{j,\text{new},t}^{\text{new}}} = 0, \forall \{j,t\} \in \{\Omega_{\min}^{\text{new}}, T_{\min}^{\text{new}}\}, j \neq j_{\text{new}} \\
 \frac{\partial \hat{P}_{j,t}^{\text{ess}}}{\partial \hat{P}_{j,\text{new},t}^{\text{new}}} = 0, \forall \{j,t\} \in \{\Omega_{\max}^{\text{ch}}, T_{\max}^{\text{ch}}\} \\
 \frac{\partial \hat{P}_{j,t}^{\text{ess}}}{\partial \hat{P}_{j,\text{new},t}^{\text{new}}} = 0, \forall \{j,t\} \in \{\Omega_{\max}^{\text{dis}}, T_{\max}^{\text{dis}}\} \\
 \frac{\partial \hat{P}_{j,1}^{\text{ess}}}{\partial \hat{P}_{j,\text{new},t}^{\text{new}}} + \frac{\partial \hat{P}_{j,2}^{\text{ess}}}{\partial \hat{P}_{j,\text{new},t}^{\text{new}}} + \dots + \frac{\partial \hat{P}_{j,t}^{\text{ess}}}{\partial \hat{P}_{j,\text{new},t}^{\text{new}}} = 0, \\
 \forall \{j,t\} \in \{\Omega_{\max}^{\text{SOC}}, T_{\max}^{\text{SOC}}\} \\
 \frac{\partial \hat{P}_{j,1}^{\text{ess}}}{\partial \hat{P}_{j,\text{new},t}^{\text{new}}} + \frac{\partial \hat{P}_{j,2}^{\text{ess}}}{\partial \hat{P}_{j,\text{new},t}^{\text{new}}} + \dots + \frac{\partial \hat{P}_{j,t}^{\text{ess}}}{\partial \hat{P}_{j,\text{new},t}^{\text{new}}} = 0, \\
 \forall \{j,t\} \in \{\Omega_{\min}^{\text{SOC}}, T_{\min}^{\text{SOC}}\} \\
 \frac{\partial \hat{P}_{j,1}^{\text{ess}}}{\partial \hat{P}_{j,\text{new},t}^{\text{new}}} + \frac{\partial \hat{P}_{j,2}^{\text{ess}}}{\partial \hat{P}_{j,\text{new},t}^{\text{new}}} + \dots + \frac{\partial S_{j,t_r}^{\text{ess}}}{\partial \hat{P}_{j,\text{new},t}^{\text{new}}} = 0, \forall j \in \Omega^{\text{new-ess}}
 \end{cases} \quad (\text{A2})$$

附录 B

电-碳-绿证市场联合出清模型的约束条件如下所示。

1) 电力市场约束。

电力市场约束如式(4)–(10)所示。

2) 碳市场约束。

①CEA/CCER 交易量平衡约束。

$$\sum_{i \in \Omega^{\text{th-b}}} Q_{i,t}^{\text{th-b}} = \sum_{i \in \Omega^{\text{th-s}}} Q_{i,t}^{\text{th-s}} + \sum_{j \in \Omega^{\text{new-ess}}} Q_{j,t}^{\text{new}}, \forall t \in T \quad (\text{B1})$$

②碳市场交易量约束。

$$0 \leq Q_{i,t}^{\text{th-b}} \leq Q_{i,\max}^{\text{th-b}}, \forall i \in \Omega^{\text{th-b}}, \forall t \in T \quad (\text{B2})$$

$$0 \leq Q_{i,t}^{\text{th-s}} \leq Q_{i,\max}^{\text{th-s}}, \forall i \in \Omega^{\text{th-s}}, \forall t \in T \quad (\text{B3})$$

$$0 \leq Q_{j,t}^{\text{new}} \leq Q_{j,t}^{\text{con}}, \forall j \in \Omega^{\text{new-ess}}, \forall t \in T \quad (\text{B4})$$

式中： $Q_{i,\max}^{\text{th-b}}$ 和 $Q_{i,\max}^{\text{th-s}}$ 分别为火电机组碳市场买方 i 和火电机组碳市场卖方 i 的单个 CEA 交易量上限。

3) 绿证市场约束。

①绿证交易量平衡约束。

$$\sum_{i \in \Omega^{\text{th}}} G_{i,t}^{\text{th}} = \sum_{j \in \Omega^{\text{new-ess}}} G_{j,t}^{\text{new}}, \forall t \in T \quad (\text{B5})$$

②绿证市场交易量约束。

$$0 \leq G_{i,t}^{\text{th}} \leq G_{i,\max}^{\text{th}}, \forall i \in \Omega^{\text{th}}, \forall t \in T \quad (\text{B6})$$

$$0 \leq G_{j,t}^{\text{new}} \leq G_{j,t}^{\text{ini}} - G_{j,t}^{\text{con}}, \forall j \in \Omega^{\text{new-ess}}, \forall t \in T \quad (\text{B7})$$

式中： $G_{i,\max}^{\text{th}}$ 为火电机组 i 的单个绿证交易量上限； $G_{j,t}^{\text{ini}}$ 为新能源配储能 j 在 t 时段获得的绿证量。

4) 电-碳市场耦合约束。

①火电机组持有碳配额约束。

每次出清后火电机组持有 CEA 量不得小于 0。

$$Q_{i,t}^{\text{th}} = \begin{cases} Q_i^{\text{ini}} + \sum_{t \in T_i} Q_{i,t}^{\text{th-b}}, \forall i \in \Omega^{\text{th-b}}, \forall t \in T \\ Q_i^{\text{ini}} - \sum_{t \in T_i} Q_{i,t}^{\text{th-s}}, \forall i \in \Omega^{\text{th-s}}, \forall t \in T \end{cases} \quad (\text{B8})$$

$$Q_{i,t}^{\text{th}} \geq 0, \forall i \in \Omega^{\text{th}}, \forall t \in T \quad (\text{B9})$$

式中： $Q_{i,t}^{\text{th}}$ 为火电机组 i 在 t 时段出清后持有 CEA 量； Q_i^{ini} 为火电机组 i 初始碳配额； T_i 为出清起始至 t 时段所有出清时段的集合。

②碳市场考核约束。

每个考核周期结束时，火电机组持有 CEA 量不得少于其周期内碳排放量。

$$Q_{i,t_r}^{\text{th}} \geq \sum_{t \in T} \rho_i^{\text{th}} P_{i,t}^{\text{th}} \Delta t, \forall i \in \Omega^{\text{th}} \quad (\text{B10})$$

式中： Q_{i,t_r}^{th} 为火电机组 i 最终持有碳配额量。

5) 电-绿证市场耦合约束。

①绿证核发约束。

新能源配储能每发电 1MWh 可获得一张绿证。

$$G_{j,t}^{\text{ini}} = (P_{j,t}^{\text{new}} - P_{j,t}^{\text{ess}}) \Delta t, \forall j \in \Omega^{\text{new-ess}}, \forall t \in T \quad (\text{B11})$$

②绿证考核约束。

每个考核周期结束时，火电机组持有绿证量需达到目标比例^{错误!未找到引用源。}。

$$\sum_{t \in T} G_{i,t}^{\text{th}} \geq \varepsilon_i \sum_{t \in T} P_{i,t}^{\text{th}} \Delta t, \forall i \in \Omega^{\text{th}} \quad (\text{B12})$$

式中： ε_i 为火电机组 i 的绿证比例系数。

6) 碳-绿证市场耦合约束。

碳-绿证市场通过 CCER 和绿证的互认耦合。若基于本文所提边际碳排放因子开展 CCER 与绿证的互认，则互认约束如式(14)所示，其中 $\tau_{j,t}^{\text{new}}$ 可根据第 1 章所提基于边际碳排放因子的碳-绿证互认机制计算得到；若基于固定边际碳排放因子开展互认，则互认约束如式(1)所示。