



南方电网技术
Southern Power System Technology
ISSN 1674-0629, CN 44-1643/TK

《南方电网技术》网络首发论文

题目：基于电力潮流追踪与绿色电力交易的企业用电侧碳排放因子核算
作者：别佩，林少华，王宁，王浩浩
收稿日期：2022-02-10
网络首发日期：2023-02-17
引用格式：别佩，林少华，王宁，王浩浩. 基于电力潮流追踪与绿色电力交易的企业用电侧碳排放因子核算[J/OL]. 南方电网技术.
<https://kns.cnki.net/kcms/detail//44.1643.TK.20230217.1118.002.html>



网络首发：在编辑部工作流程中，稿件从录用到出版要经历录用定稿、排版定稿、整期汇编定稿等阶段。录用定稿指内容已经确定，且通过同行评议、主编终审同意刊用的稿件。排版定稿指录用定稿按照期刊特定版式（包括网络呈现版式）排版后的稿件，可暂不确定出版年、卷、期和页码。整期汇编定稿指出版年、卷、期、页码均已确定的印刷或数字出版的整期汇编稿件。录用定稿网络首发稿件内容必须符合《出版管理条例》和《期刊出版管理规定》的有关规定；学术研究成果具有创新性、科学性和先进性，符合编辑部对刊文的录用要求，不存在学术不端行为及其他侵权行为；稿件内容应基本符合国家有关书刊编辑、出版的技术标准，正确使用和统一规范语言文字、符号、数字、外文字母、法定计量单位及地图标注等。为确保录用定稿网络首发的严肃性，录用定稿一经发布，不得修改论文题目、作者、机构名称和学术内容，只可基于编辑规范进行少量文字的修改。

出版确认：纸质期刊编辑部通过与《中国学术期刊（光盘版）》电子杂志社有限公司签约，在《中国学术期刊（网络版）》出版传播平台上创办与纸质期刊内容一致的网络版，以单篇或整期出版形式，在印刷出版之前刊发论文的录用定稿、排版定稿、整期汇编定稿。因为《中国学术期刊（网络版）》是国家新闻出版广电总局批准的网络连续型出版物（ISSN 2096-4188，CN 11-6037/Z），所以签约期刊的网络版上网络首发论文视为正式出版。

基于电力潮流追踪与绿色电力交易的企业用电侧碳排放因子核算

别佩，林少华，王宁，王浩浩

(广东电力交易中心，广州 510623)

摘要：用电侧碳排放因子的准确合理计算，对精准评估各地区、各行业、各企业的用电碳排放量具有重要意义。构建了一种结合电力潮流追踪与绿色电力交易的企业用电碳排放因子计算模型与方法，基于发、用电企业的电力生产和消费数据、电力潮流分布数据以及绿色电力交易数据，挖掘用电侧碳排放量与企业所在位置、用电时段和绿色电力交易情况等因素之间的关系，实现用电侧碳排放因子的实时更新。最后通过 IEEE 30 节点和实际省级电网的算例分析证明了所提方法的有效性。

关键词：用电碳排放因子；潮流追踪；绿色电力交易

Calculation of Carbon Emission Factors on the Corporate Electricity Consumption Side Based on Power Flow Tracing and Green Power Trading

BIE Pei, LIN Shaohua, WANG Ning, WANG Haohao

(Guangdong Power Exchange Center, Guangzhou 510623, China)

Abstract: The accurate and reasonable calculation of the carbon emission factors on the electricity-consumption side is of great significance for the accurate assessment of the carbon emissions caused by electricity consumption of various regions, industries and enterprises. In this paper, a calculation model and method of corporate electricity carbon emission factor is constructed by combining power flow tracing and green power trading. Based on the power production and consumption data, power flow distribution data and green power trading data of power generation and consumption enterprises, the relationship among the carbon emissions on the electricity consumption side and the enterprise location, power consumption period and green power trading is researched to achieve real-time update of carbon emission factors on the electricity consumption side. Finally, cases calculations on both an IEEE 30 bus and an actual provincial power grid verifies the effectiveness of the proposed method.

Key words: electricity-carbon emission factor; power flow tracing; green power trading

0 引言

随着国家“3060”双碳目标的提出，国家先后发布了《2030年前碳达峰行动方案》《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》^[1-2]，指出要加强电力交易、用能权交易和碳排放权交易的统筹衔接。文献[3-7]分别从不同角度探讨了电力市场与碳市场之间的协同作用和相互影

响。为了更进一步促进电碳耦合，发挥电力市场与碳市场协同降碳减排的作用，还需深入剖析两者的内在关系，从市场设计和碳排放核算体系构建的角度出发，引导全社会主动消费绿色电力，全面降低电力碳排放。

2021年9月，国家碳排放统计核算工作组成立，负责组织协调全国及各地区、各行业碳排放统计核算等工作，显示了我国对碳排放数据核算及数据质量的高度重视。碳排放的计量方式主要是“活动数据×排放因子×GWP（全球变暖潜能值）”，在活动数据和GWP外生的情况下，排放因子的精确性

基金项目：中国南方电网有限责任公司科技项目（GDKJXM20212041）。

Foundation item: Supported by the Science and Technology Project of China Southern Power Grid Co., Ltd. (GDKJXM20212041).

对碳排放计量结果起到关键性作用。省级电力碳排放核算的相关研究开展得比较早,如文献[8]提出了考虑二次能源省际调配下的碳排放计算方法;文献[9]基于生产者和消费者共担原则对中国省级电力消费排放因子进行了核算;文献[10]对各省份火电生产和消费“双向”视角的碳排放进行了核算,并研究了其耗能特征等。

然而随着全国碳市场的建立,碳排放的核算更多聚焦到控排企业上。用电侧碳排放因子是连接企业电能消费与碳排放量的关键桥梁,其计算方式是否合理、是否与电力系统的实际运行情况相吻合,对于能否精准评估各地区、各行业、各企业的碳排放量,促进用电企业主动消纳绿色电力(简称绿电)具有重要意义。所谓用电侧碳排放因子,即为计算每消费一度电产生的碳排放,目前主要是通过区域或省域电网辖内所有电厂的总碳排放与总发电量相除得到。现有的用电侧碳排放因子计算方法主要存在以下问题:1)数据更新不够及时;2)无法反映不同时段、不同地区的用电碳排放情况,也无法区分不同行业、不同企业的用电特征;3)只具有统计核算作用,无法有效激励企业更多地消纳新能源电力,也难以促进绿电市场、碳市场等多个市场的协调发展。

鉴于上述种种弊端,部分学者已经在用电侧碳排放核算方面进行了有益探索,其中文献[11-12]基于潮流追踪的碳排放流理论的提出给用电侧碳排放核算提供了新的视角。文献[13]首次提出碳排放流的概念用于负荷碳排放计算,取得了很好的效果。文献[14-15]分别探讨了电力系统中碳排放流的计算模型与方法,并通过算例分析进行了验证。文献[16]研究了碳排放流在系统中的分布机理。文献[17]以碳排放流理论为基础提出了新型电力系统“碳视角”的研究框架。这种基于潮流追踪的碳排放流计算模型可以充分利用实时的发用电数据和潮流数据对用电侧碳排放因子进行更新,可以反映不同时段、不同地区的用电碳排放情况。文献[18-20]在此基础上进一步在多能源系统、复功率等方面拓展和深化了该理论的应用。然而,以上方法中用电侧碳排放高低仅由电网的拓扑结构以及负荷所在节点位置所决定,未能体现用电主体的行为特性对节能降碳的影响。文献[21-23]则基于碳排放流理论,以低碳需求响应的方式来引导用户通过调节自身用电行为达到

降低碳排放的目的。但这类方法与现行的绿电交易未能实现有效融合,且可能造成重复激励。文献[24]则提出一种以交易为分配主体的混合电力市场下的负荷碳排放计算方法,将负荷所消费的电力分解为由联营交易和双边交易两部分,再分别计算两部分碳排放量再叠加后形成负荷的最终碳排放量,然而该方法对交易的考虑较为简单,并未计及交易与实际电力生产与消费间的影响,无法有效激励企业更多地消纳新能源电力,也难以促进绿电市场、碳市场等多个市场的协调发展。

随着2021年9月全国绿色电力交易试点启动,附带清洁属性的绿色电力将成为用电企业的选择。基于此,本文构建了一种结合电力潮流追踪与绿色电力交易的企业用电碳排放因子计算模型与方法,能更加合理核算用电侧碳排放量,将绿电市场与碳市场有效衔接,使用户购买绿色电力所付出的减排成本真实地反映在其用电碳排放核算中,从而引导全社会主动消费绿电,并激发供需双方潜力加快绿色能源发展。本文的主要创新点和贡献如下。

1)提出了一种结合电力潮流追踪与绿色电力交易的企业用电碳排放因子计算模型与方法,在新能源比例不断提高的背景下,能有效适应用电碳排放因子时空特性愈发显著的趋势。

2)所提出的用电碳排放因子能根据发、用电企业的电力生产和消费数据、电力潮流分布数据以及绿色电力交易数据实时更新,挖掘用电侧碳排放量与企业所在位置、用电时段和绿电交易情况等因素之间的关系,克服了目前碳市场中碳排放因子数据更新不及时缺点,为更精准地计量企业用电侧碳排放提供理论依据。

3)所提出的用电碳排放因子核算方法能够促进绿电市场与碳市场的有效衔接,促进企业积极参与绿电交易、并调整自身负荷特性以适应可再生出力特性,从而激励可再生能源的投资与建设,促进可再生能源消纳,助力能源清洁低碳化转型。

1 基于电力潮流追踪的企业用电侧碳排放因子模型

潮流追踪是输电费用分摊的常用方法,其核心思想是比例分享原则,即出线支路的功率由各进线支路按功率比例提供,进线支路的功率也由各出线支路按功率比例分配^[25]。该方法可用来追踪电力碳

排放,即通过潮流追踪得出各企业所消耗电力的来源,再根据各时段发电用电数据和各支路功率分布,计算出各节点消耗单位电量对应的碳排放量,也即该时段处于该节点位置企业的用电碳排放因子。

潮流追踪法基本原理为:发电机优先供应本地负荷,剩余功率供应非本地负荷。电网中的每个节点均可视为潮流的混合器,各输出支路的潮流由各输入支路的潮流混合组成。在潮流计算的基础上,将有损网络等效成无损网络,然后按比例共享原则进行追踪。图 1 反映了单节点下的潮流追踪原理:节点 i 有两条进线 1 和 2,进线功率分别为 P_1 、 P_2 ;有两条出线 3 和 4,出线功率分别为 P_3 、 P_4 。根据比例共享原则,输出支路的功率由各输入支路按功率比例提供,输入支路的功率也由各输出支路按功率比例分配。即出线功率 P_3 由进线 1 提供的功率为 $\frac{P_1}{P_1+P_2}P_3$,由进线 2 提供的功率为 $\frac{P_2}{P_1+P_2}P_3$ 。出线功率 P_4 可同理进行分配。

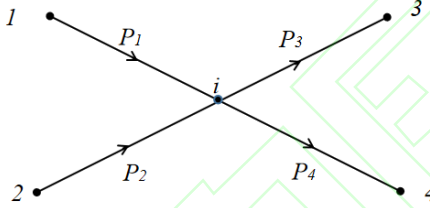


图 1 潮流追踪原理

Fig. 1 Principle of power flow tracing

图 1 的情况可以推广到 n 个节点的系统。则任一节点的总注入功率可表示为:

$$P = \sum_{j \in \alpha_i^u} |P_{ij}| + P_{Gi} \quad (1)$$

式中: P_i 为任一节点 i 的总注入功率; P_{Gi} 为节点 i 的发电机注入有功功率; α_i^u 为节点 i 的进线集合; P_{ij} 为支路 $i-j$ 上从节点 j 流入节点 i 的功率。

在无损网络中,有 $|P_{ij}| = |P_{ji}|$, 设 $C_{ij} = |P_{ji}| / P_j$, 代入式 (1) 得:

$$P_i - \sum_{j \in \alpha_i^u} C_{ij} P_j = P_{Gi} \quad (2)$$

写成矩阵形式为:

$$\mathbf{A}_u \mathbf{P} = \mathbf{P}_G \quad (3)$$

式中: \mathbf{P}_G 为发电机功率列向量; \mathbf{P} 为 n 个节点总注入功率列向量; \mathbf{A}_u 为 $n \times n$ 阶回溯矩阵,其元素为:

$$[\mathbf{A}_u]_{ij} = \begin{cases} 1 & j = i \\ -C_{ij} = -(|P_{ji}|/P_j) & j \in \alpha_i^u \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad (4)$$

如果 \mathbf{A}_u^{-1} 存在,则式 (4) 可变形为:

$$\mathbf{P} = \mathbf{A}_u^{-1} \mathbf{P}_G \quad (5)$$

对负荷节点,存在:

$$\mathbf{P}_L = \text{diag}(\mathbf{B}) \mathbf{P} \quad (6)$$

式中 \mathbf{B} 为负荷系数行向量,其中的元素为:

$$[\mathbf{B}_i] = \begin{cases} \frac{P_{Li}}{P_i}, \text{且 } i \in \alpha_L \\ 0, \text{其他} \end{cases} \quad (7)$$

式中 α_L 为负荷节点集合, P_{Li} 为 i 节点的负荷。从而负荷 L_i 的用电功率可表示成各发电机组出力的线性组合:

$$\mathbf{P}_L = \mathbf{B} \mathbf{A}_u^{-1} \mathbf{P}_G \quad (8)$$

通过式 (8) 即可追踪到系统中每一个负荷的发电来源。

负荷的用电碳排放量 E_L 可写成如下形式:

$$\mathbf{E}_L = \mathbf{B} \mathbf{A}_u^{-1} \text{diag}(\mathbf{C}_G) \mathbf{P}_G \quad (9)$$

式中 \mathbf{C}_G 为发电机的度电碳排放因子向量,其元素为发电机 G_i 的度电碳排放因子 C_{Gi} 。由式 (8) 和 (9) 可以得到负荷的用电碳排放因子: $C_{Li} = E_{Li} / P_{Li}$ 。

2 修正模型——引入绿电交易

2.1 用电碳排放核算与绿电交易互认原则

如上文所述,潮流追踪法可有效反映不同时间、不同节点的电力碳排放情况,且计算过程较为清晰,通用性好。但此方法中企业仅能通过改变用电行为(如用电节点和用电时段)来控制自身的电力碳排放量,难以与电力市场(包括绿电市场)形成有效衔接,无法通过市场化交易的手段降低自身用电碳排放。理论上用电企业在参与绿电交易后已经为这部分绿电的清洁属性支付了费用,不应在其用电碳排放核算中重复计入此部分电量。然而现有的绿电交易和碳排放核算体系并未统筹考虑两者的关系,导致绿电交易的作用发挥受限。

为有效提升用电企业参与绿电交易的积极性,亟须建立绿电交易清洁属性与用电碳排放核算的互认机制。同时,还应统筹设计绿电交易在碳排放核算中的具体认证方法,以促进源荷互动,有效解决可再生能源消纳的难题。

目前开展绿电交易的地区多以双边协商交易为主,在开展现货交易的地区还需约定合约曲线。基于此,可在碳排放核算中约定如下原则:1)用电企业可以通过购买绿电来减少自身用电碳排放,但前提是发电侧的可再生出力曲线与用户侧的负荷曲线相匹配才能进行扣减。以避免企业单纯依靠绿电交易抵扣用电碳排放,然而受系统传输能力或是可再生能源自身特性无法实际消纳。2)可再生能源发电企业的绿色属性只能在用电侧碳排放核算中统计一次,即参与绿电交易的电量不能在基于潮流追踪的用电侧碳排放因子模型中重复计入。

2.2 基于电力潮流追踪与绿色电力交易的企业用电侧碳排放因子核算方法

对于参与了绿电交易的企业,可在对其用电来源进行追踪时,假定其所在节点接入虚拟的新能源电源,其出力即为该时段的绿电合约值,并在其交易对手发电厂所在节点接入虚拟负荷,负荷值也为绿电合约值。然后对节点的功率进行修正后,重新计算潮流分布和回溯矩阵。

考虑如图2的简单3节点系统。系统中有3个节点,3条支路,节点2上连接1个火电机组G2和负荷L1,节点3为纯负荷节点,连接负荷L2,节点1连接一个可再生能源发电机组G1。

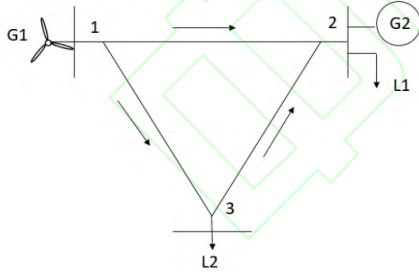


图2 3节点系统示意图

Fig. 2 Diagram of 3-bus system

假设某一时段各机组出力和负荷如下: $P_{G1}=10$ MW、 $P_{G2}=5$ MW、 $P_{L1}=10$ MW、 $P_{L2}=5$ MW,各线路的潮流分布为: $P_{12}=5$ MW、 $P_{13}=5$ MW、 $P_{32}=0$ MW,该系统的回溯矩阵为:

$$A_u = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ -1/2 & 1 & 0 \\ -1/2 & 0 & 1 \end{bmatrix}, B = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (10)$$

从而可以得到:

$$\begin{bmatrix} P_{L1} \\ P_{L2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1/2 & 1 \\ 1/2 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{G1} \\ P_{G2} \end{bmatrix} \quad (11)$$

由于G1为可再生能源机组,其碳排放系数为0,假设G2为燃煤机组,其碳排放系数为800 g/kWh,则 $C_{L1}=400$ g/kWh, $C_{L2}=0$ 。

现在假设负荷L1与G1进行了绿电交易(见图3),且在该时段绿电合约分解值为 $P_C=5$ MW,则对应的潮流追踪将作如下修正:负荷L1的等效负荷变为 $L1'$, $P'_{L1}=P_{L1}-P_C=5$ MW,可再生能源机组G1的等效出力变为 $P'_{G1}=P_{G1}-P_C=5$ MW(“'”代表进行了绿电交易),重新计算各线路的潮流分布为: $P_{12}=2$ MW、 $P_{13}=3$ MW、 $P_{23}=2$ MW,从而有:

$$\begin{bmatrix} P'_{L1} \\ P_{L2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2/7 & 5/7 \\ 5/7 & 2/7 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P'_{G1} \\ P_{G2} \end{bmatrix} \quad (12)$$

L1、L2的碳排放因子变为 $C_{L1}=286$ g/kWh, $C_{L2}=229$ g/kWh。

可见,因为负荷L1参与了绿电交易,故模型修正后计算的碳排放量相比不参与交易有所减少。更进一步,当其该时段的绿电交易量达到 $P_C=10$ MW时,可认为其负荷全部由绿电提供,其碳排放因子降为0。

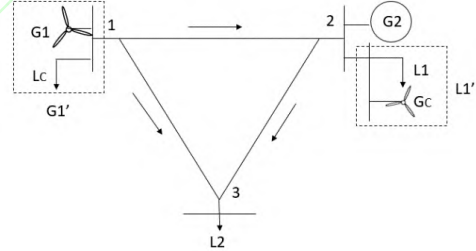


图3 引入绿电交易的3节点系统示意图

Fig. 3 Diagram of 3-bus system introducing green power trade

但是由于负荷、可再生能源出力的不稳定性,一般很难在签订合同时使得负荷与可再生能源实际出力与合约分解曲线完全吻合。当 $P_C > P_L$ 、 $P_C > P_{G1}$ 时, P'_{L1} 为负,变为电源; P'_{G1} 为负,变为负荷。此时仍需计算 P'_{G1} 变为负荷后的虚拟碳排放量。假设 $P_C=15$ MW,即负荷L1变为等效电源, $P'_{G,L1}=P_C-P_{L1}=5$ MW,可再生能源机组G1变为等效负荷, $P'_{L,G1}=P_C-P_{G1}=5$ MW。从而有:

$$\begin{bmatrix} P'_{L,G1} \\ P_{L2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1/2 & 1/2 \\ 1/2 & 1/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P'_{G,L1} \\ P_{G2} \end{bmatrix} \quad (13)$$

此时需要计算L1自身碳排放及其交易对手方电源变为等效负荷的虚拟碳排放量。负荷L1变为等效电源后的等效碳排放量为 $E'_{L1}=0$,可再生能源

机组 G1 变为等效负荷后的等效碳排放量 $E'_{L,G1}=2000\text{ g}$ ，从而负荷 L1 的等效碳排放因子为 $C_{L1}=(E'_{L1}+E'_{L,G1})/P_{L1}=200\text{ g/kWh}$ ， $C_{L2}=400\text{ g/kWh}$ 。因此即便是购买的合同分解量高于实际负荷，但由于发电侧在此时并未发出足够的绿电，L1 该时段的碳排放因子并不为 0。

可见，只有可再生能源实际出力与负荷完全匹配，使得绿电合约分解曲线也与发用电实际曲线一致时，才能最大程度地发挥购买绿电的减排效果。当可再生能源实际出力与负荷不匹配时，用电企业就无法做到绿电全覆盖，会削弱绿电交易的减排核算效果。这意味着，负荷侧应尽可能调整自身负荷曲线或加装负荷侧储能，以便与可再生能源出力曲线相适应，从而提高绿电交易的收益；可再生能源发电侧也应积极加装储能，使其出力能尽可能满足负荷特性需求，从而增加在绿电市场中的竞争力。上述机制能有效促进源荷互动，进而促进可再生能源的消纳。

2.3 不同碳核算体系下对降碳减排影响分析

为了在不同用电碳核算体系下对降碳减排影响进行分析，现设定 3 种碳排放核算体系：1) 按照现行的采用较为粗略的区域或省级碳排放因子对企业用电碳排放进行核算，2) 按照基于潮流追踪的方式对企业用电碳排放进行核算，3) 按照本文所提出的基于潮流追踪与考虑绿电交易的方式对企业用电碳排放进行核算。

在第 1 种体系下，该区域内的所有企业都共用同样的碳排放因子，且在相当一段时间内均为固定值，此时企业唯一能做的减少用电碳排放的方式即为减少用电量。该方法对促进清洁能源消纳能发挥的作用有限。

在第 2 种体系下，用电碳排放因子不再是相对固定的值，而是会随着发电结构、用电行为实时变化，不同节点和用电时间不同的企业的用电碳排放因子将存在差异，可以引导企业在可再生能源出力水平较高的时段用电，或是向可再生能源较为集中的节点转移，可有效提升系统消纳可再生能源的水平。但无法激励企业参与绿电交易，也难以促进可再生能源的持续投资建设和发展。

在第 3 种体系下，当系统传输容量充裕时，企业参与绿电交易并调整自身负荷特性以适应发电侧

出力特性时，可有效降低自身用电碳排放量，同时可再生能源发电侧也将得到额外的收入。当越来越多的企业参与绿电交易时，将极大地促进可再生能源的投资与建设，从而提升全系统的可再生能源装机水平。此外，当可再生能源装机水平不断提升，以至出现送出受阻而产生弃风弃光时，受限于可再生能源的实际上网电量，企业仅依靠参与绿电交易而降低自身碳排放的效果将受到影响，从而同样会促使企业向可再生能源富裕区域聚集，或是引导投资商在负荷集中的区域建设可再生能源发电厂，进一步促进源荷互动与源荷分布的均衡。

3 算例分析

为验证本文所提碳排放因子核算体系的有效性与合理性，将以 IEEE 30 节点系统和我国某省级电网系统为例开展算例分析。

3.1 基本模型核算结果

IEEE 30 节点系统结构如图 4 所示，相关参数见表 1—2。

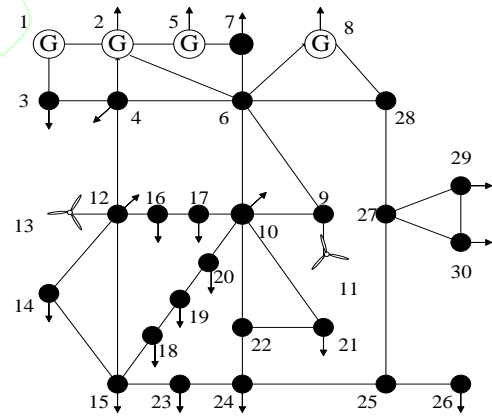


图 4 IEEE 30 节点系统

Fig. 4 IEEE 30-bus system

表 1 IEEE 30 节点系统发电机参数

Tab. 1 Generators parameters of IEEE 30-bus system

节点编号	有功出力/MW	碳排放因子/g/kWh
1	103.4	800
2	40	400
5	50	800
8	30	400
11	40	0
13	20	0

假设此时为上午 08:00 时的负荷水平。系统中

表 2 IEEE 30 节点系统节点参数

Tab. 2 Bus parameters of IEEE 30-bus system

节点编号	有功负荷/MW	节点编号	有功负荷/MW
1	0	16	3.5
2	21.7	17	9.0
3	2.4	18	3.2
4	7.6	19	9.5
5	94.2	20	2.2
6	0	21	17.5
7	22.8	22	0
8	30.0	23	3.2
9	0	24	8.7
10	5.8	25	0
11	0	26	3.5
12	11.2	27	0
13	0	28	0
14	6.2	29	2.4
15	8.2	30	10.6

1、5 节点为燃煤机组（碳排放因子为 800 g/kWh），2、8 节点为燃气机组（碳排放因子为 400 g/kWh），11、13 节点为风电机组（碳排放因子为 0）。在不考虑绿电交易的情况下，各节点用电侧碳排放因子的核算结果如图 5 所示。

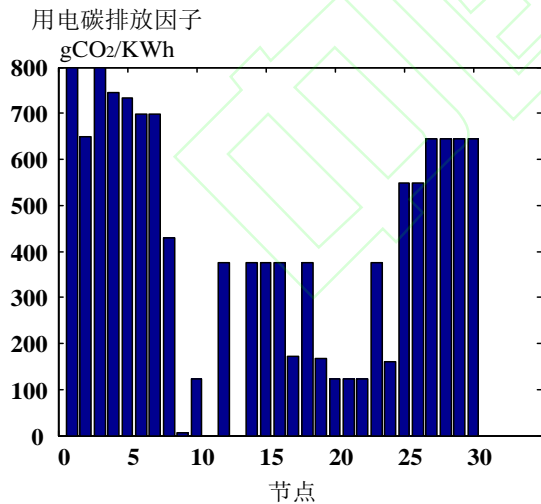


图 5 各节点用电碳排放因子直方图

Fig. 5 Histogram of electricity-carbon emission factor of each bus

将 IEEE 30 节点系统抽象成 8×8 格地图，还可绘制图 6 所示的用电碳排放因子分布图。方格中的数字代表节点编号，颜色代表不同用电碳排放因子水平。可见，不同节点的用电碳排放因子差别很大：9、11、13 节点因靠近风电接入节点，其用电碳排

放因子接近 0（深蓝色）；1、3、4 等节点靠近燃煤机组接入节点，其用电碳排放因子也接近 800 g/kWh（深红色）。

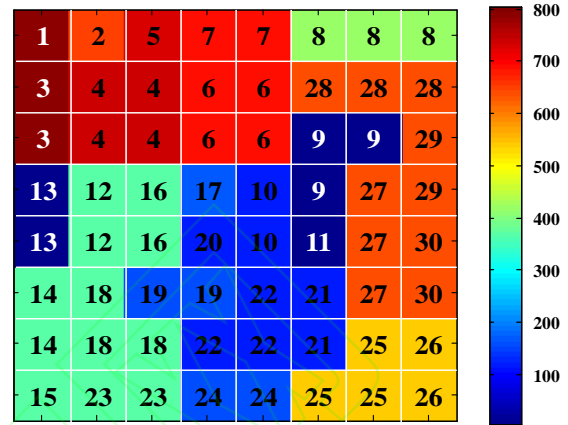


图 6 各节点用电碳排放因子分布图

Fig. 6 Electricity-carbon emission factor map

此外，考虑到不同时间负荷水平、可再生能源出力不同，将对某一天三个不同时段的用电碳排放情况进行分析，选取 00:00、08:00、12:00 三个时段，分别代表负荷水平低、中、高三种水平。假设该天上午 08:00 负荷水平约为 280 MW，风机出力共 60 MW；中午 12:00 负荷水平为 350 MW，风机出力共 30 MW；午夜 00:00 负荷水平为 210 MW，风机出力 90 MW。分别计算这 3 个时段的用电碳排放因子，如图 7—8 所示。

可见，不同时段各节点的用电侧碳排放因子差别也较大。由于本系统中可再生能源为风电，其反调峰特性使得其夜间出力一般大于白天，而夜间的负荷水平低于白天，因此总体上 12:00 负荷高峰期传统火电机组出力占比高，碳排放因子也高于其他时段。此外，00:00 时系统的总负荷为 210 MW，而风电出力达到 90 MW，渗透率达到 43%，且负荷水平较高的节点（如节点 2、5、8）等都位于火电机组附近，大部分远离火电机组的节点负荷水平较低，依据潮流追踪理论，这些节点的用电来源都来自风电，因此 00:00 时刻大部分节点的碳排放因子接近于 0。

3.2 修正模型核算结果

假设节点 2 的负荷与节点 13 的风电开展了绿电交易，且需要将交易合约划分到该日 00:00、08:00、12:00 这 3 个时段。3 个不同时段下负荷 2 的负荷水平与风电 13 的出力如表 3 所示。

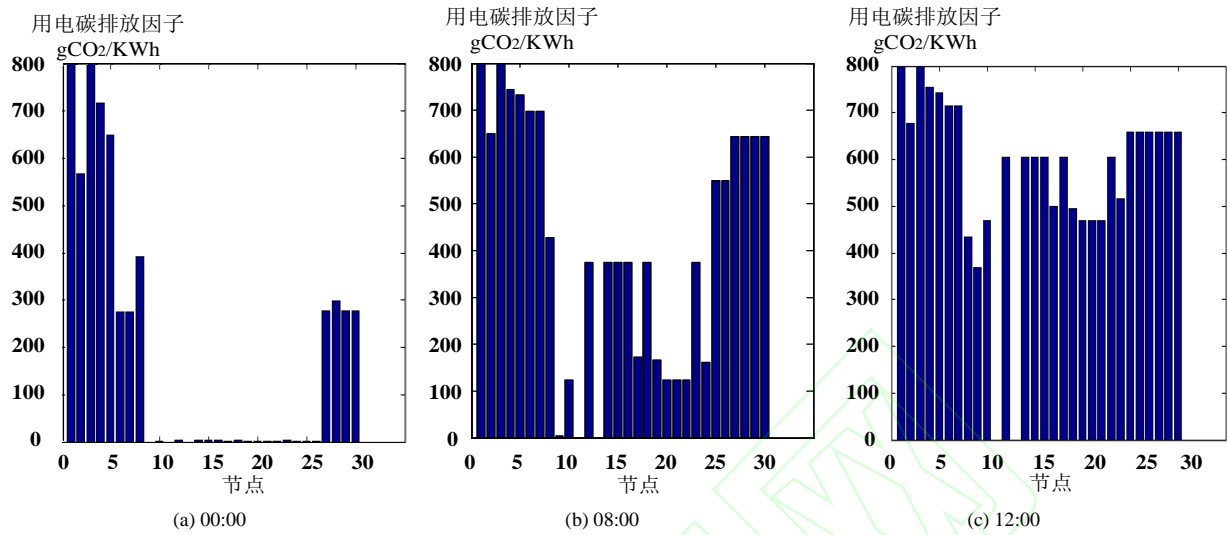


图 7 不同时段各节点用电碳排放因子直方图

Fig. 7 Histogram of electricity-carbon emission factor of each bus at different hours

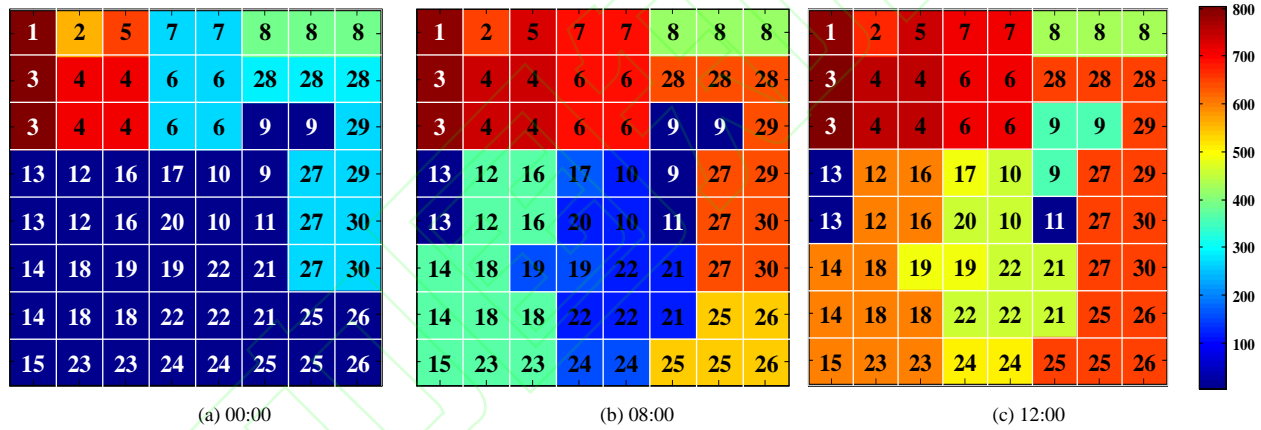


图 8 不同时段各节点用电碳排放因子分布图

Fig. 8 Electricity-carbon emission factor map at different hours

表 3 不同时段系统负荷、可再生能源出力水平

Tab. 3 System load and renewable generation at different hours

负荷	MW		
	00: 00 时刻	08: 00 时刻	12: 00 时刻
负荷 2	16.3	21.7	27.1
风电 13	30	20	10

考虑到电力市场中的常用曲线分解方式包括：平曲线、与负荷特性一致的曲线分解方式、与发电机组出力特性一致的曲线分解方式。本算例中合约曲线分解考虑以下 3 种方式：1) 全天平曲线，2) 按照负荷的特性划分，3) 按照可再生能源出力特性划分。3 种曲线的分解方式下各时段的合约值如表 4 所示。

表 4 交易合约曲线分解情况

Tab. 4 Trading curve decomposition

方式	MW		
	00: 00 时刻	08: 00 时刻	12: 00 时刻
方式一	20	20	20
方式二	30	20	10
方式三	16	20	24

采用方式一分解合约时，00: 00 时负荷 2 的等效负荷为-3.7 MW，实际为电源，08: 00 的等效负荷为 1.7 MW，12: 00 的等效负荷为 7.1 MW。00: 00 时风电 13 的等效出力为 10 MW，8: 00 时等效出力为 0，12: 00 时等效出力为-10 MW，实际为负荷，其产生的虚拟碳排放也应纳入负荷 2 的碳排放。

采用方式二分解合约时，00: 00 时负荷 2 的等

等效负荷为-13.7 MW, 实际为电源, 08: 00 的等效负荷为 1.7 MW, 12: 00 的等效负荷为 17.1 MW。风电 13 在各时段的等效出力均为 0。

采用方式三分解合约时, 00: 00 时负荷 2 的等效负荷为 0.3 MW, 08: 00 的等效负荷为 1.7 MW, 12: 00 为 3.1 MW。00: 00 时风电 13 的等效出力为 14 MW, 08: 00 时等效出力为 0, 12: 00 时等效出力为-14 MW, 实际为负荷, 其产生的虚拟碳排放也应纳入负荷 2 的碳排放。

3 种合约曲线分解方式下负荷 2 用电碳排放因子计算结果如表 5 所示。

表 5 不同情况负荷 2 用电碳排放因子

Tab. 5 Electricity-carbon emission factor of Load 2 with different

		trading curves			g/kWh
方法		00:00	08: 00	12: 00	平均
基于潮流追踪的方法		568	650	676	640
基于潮流追踪和绿电交易的方法	方式一	0	50	452	205
	方式二	0	50	429	195
	方式三	10	50	463	212

单纯的基于潮流追踪的方法^[13-15]所计算出来的用电碳排放因子没有考虑绿电交易的影响, 电力用户只能被动接受, 无法体现用户参与绿电交易所带来的环境权益。而本文所提的碳排放因子计算方法不仅可以给出不同时段、不同新能源渗透率下各个节点的用电碳排放因子, 还能有效反映绿电交易行为对自身用电碳排放的影响。可以看到, 在考虑绿电交易后, 不论采用何种曲线分解方式, 负荷 2 的用电碳排放因子相比不考虑交易均有所下降。但当负荷特性与可再生能源出力特性不匹配时, 无法发挥可再生能源的最大效用。若该用户调整自身用电特性, 或是加装用户侧储能, 使得其负荷特性变成与可再生能源一致, 同时约定相适应的分解曲线, 则当其全电量参与可再生能源交易后, 其用电侧碳排放因子可趋于 0。

例如在用户调整自身负荷特性或加装储能后, 在其总用电量保持不变的前提下, 将其负荷曲线调整为更符合可再生能源出力特性, 同时对交易合约曲线分解也做相应调整(如表 4 所示)。

在此场景下, 00: 00 时负荷 2 的等效负荷为 5.1 MW, 08: 00 的等效负荷为 0 MW, 12: 00 的等效负荷为 0 MW。风电 13 在各时段的等效出力均为 0

MW。此时负荷 2 的用电碳排放因子将大大降低, 只有 00: 00 时为 87 g/kWh, 其余时刻均为 0, 3 个时段的平均碳排放因子仅 47 g/kWh, 最大限度地发挥了绿电交易在碳排放核算中的作用。

表 6 调整后负荷 2 的用电碳排放情况

Tab. 6 Electricity-carbon emission factor of Load 2 with load adjustment

参数	00: 00	08: 00	12: 00
负荷 2/MW	35.1	20	10
合约分解情况/MW	30	20	10
用电碳排放因子/ (g kWh ⁻¹)	87	0	0

3.3 实际系统测试结果

在未来碳市场建设逐步成熟、纳入碳排放市场的行业和企业越来越多, 且碳排放配额逐步收紧、碳价上涨的情况下, 将使得用电碳排放成本升高, 当高于企业购买绿电成本时, 将会促使更多企业参与绿电交易, 并调整自身负荷特性以适应可再生能源出力特性。这将能极大促进全系统消纳可再生能源。同时, 当可再生能源送出通道容量受限并出现弃风弃光时, 在该碳排放核算体系下, 也将促进用户向可再生能源较多的节点转移, 或是吸引投资商在负荷中心兴建可再生能源发电厂, 从而促进源荷分布的均匀, 减少弃风弃光的发生。

以我国某省级电网为例, 在某典型运行方式下, 该省共有 149 个节点, 250 条支路。在 54 个发电机节点中, 有 18 个节点 (36-42、47-48、72-74、79、82、106、114、130、143) 接入可再生能源机组, 其余发电机节点均接入传统燃煤机组 (碳排放因子为 800 g/kWh)。当前该系统总负荷为 13 859 MW, 可再生能源发电占比约为 21%。由于输电容量的限制, 还有约 7% 的弃风弃光, 主要集中在 36-42 节点上。此时该系统各节点的碳排放因子如图 9 所示。

可见碳排放因子水平较低的节点与可再生能源接入节点高度重合, 尤其是发生弃风弃光的节点的碳排放因子均为 0。若采用原有全网统一的碳排放因子, 则不论负荷处于何节点, 其碳排放因子均为 632 g/kWh。此时用电企业没有动力通过转移用电节点或是改变负荷特性来主动消纳更多可再生能源。若采用本文所提出的碳排放核算体系, 当碳排放配额收紧、碳价高涨时, 用电企业会优先购买绿电来降低用电碳排放。但当因为输电容量限制, 系统消纳绿电受限时, 用电企业购买绿电的效果也会受到

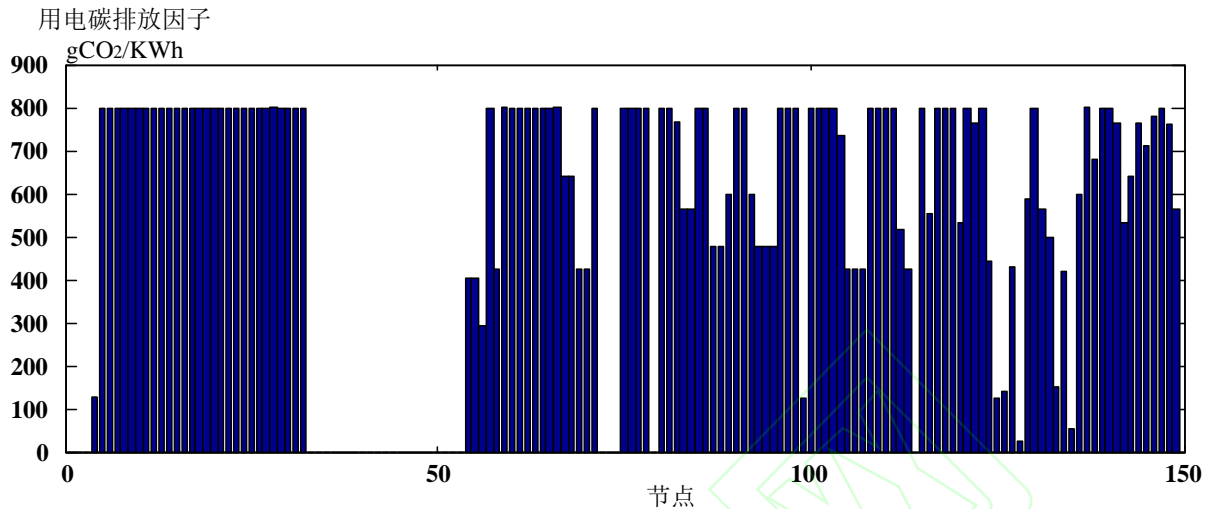


图9 某省级电网用电碳排放因子直方图

Fig. 9 Histogram of electricity-carbon emission factor of a province-grid

影响。此时企业会更倾向转移到碳排放因子为0的节点用电，从而大大降低自身用电碳排放成本，也有利于减少弃风弃光，增大系统消纳可再生能源的能力。若有7%的负荷转移至36-42节点用电，则该时刻的弃风弃光率将会趋于0。

4 结论

本文构建了一种结合电力潮流追踪与绿色电力交易的企业用电碳排放因子计算模型与方法，基于发、用电企业的电力生产和消费、电力潮流分布以及绿色电力交易等实时数据，实现了用电碳排放因子的实时更新，从而充分挖掘用电侧碳排放量与企业所在位置、用电时段和绿电交易情况等因素之间的关系，为更精准地计量企业用电侧碳排放提供理论依据，并通过算例分析验证了本文所提方法的有效性。本文的主要结论如下。

1) 所提出的企业用电碳排放因子能根据发、用电企业的电力生产和消费数据、电力潮流分布数据以及绿色电力交易数据实时更新，克服了目前碳市场中碳排放因子数据更新不及时的特点，能有效适应用电碳排放因子时空特性愈发显著的趋势。

2) 所提出的用电碳排放因子考虑了绿电交易的影响。通过在交易双方所在节点接入虚拟电源与虚拟负荷，对节点功率进行修正后，再重新进行潮流追踪，从而体现绿电交易中环境属性的价值，能更精准地计量企业用电侧碳排放。

3) 所提出的基于潮流追踪与考虑绿电交易的用

电碳排放核算体系能够促进绿电市场与碳市场的有效衔接。在该核算体系下，企业参与绿电交易并调整自身负荷特性以适应发电侧出力特性的积极性将显著提升，将有效促进可再生能源的投资与建设，也能促使企业向可再生能源富裕区域聚集，或是引导投资商在负荷集中的区域建设可再生能源发电厂，进一步促进源荷均衡，助力新型电力系统建设和双碳目标的达成。

参考文献

- [1] 中共中央, 国务院. 中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见[EB/OL].(2021-09-22). http://www.gov.cn/zhengce/2021-10/24/content_5644613.htm.
- [2] 国务院. 2030年前碳达峰行动方案[EB/OL].(2021-09-22). http://www.gov.cn/zhengce/content/2021-10/26/content_5644984.htm.
- [3] 张森林. 基于“双碳”目标的电力市场与碳市场协同发展研究[J]. 中国电力企业管理, 2021(10):50-54.
- [4] 冯永晟, 周亚敏. “双碳”目标下的碳市场与电力市场建设[J]. 财经智库, 2021, 6(04):102-123+143-144.
- [5] 陈杰. 碳市场对电力现货市场影响的模拟研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2020.
- [6] CHEN Jie, Simulation Research on the Impact of Carbon Market on the Spot Electricity Market[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2020.
- [7] 王瑞东, 吴杰康, 蔡志宏, 等. 多协同市场下含电动汽车虚拟电厂的优化调度[J]. 南方电网技术, 2021, 15(12):45-55.
- [8] WANG Ruidong, WU Jiekang, CAI Zhihong, et al. Optimal Dispatching of Virtual Power Plant Containing Electric Vehicles in Multi-Cooperative Market[J]. South Power System Technology, 2021, 15(12):45-55.
- [9] 罗莎莎, 余欣梅, 刘云. 碳市场与电能量市场均衡交易分析[J]. 南方

- 电网技术,2014,8(1):104-108.
- LUO Shasha, YU Xinmei, LIU Yun. Analysis on the Equilibrium Trading Between Carbon Market and Electric Power Market[J]. South Power System Technology, 2014,8(1):104-108.
- [8] 周曙东, 赵明正, 王传星等. 基于二次能源省际调配的中国分省CO₂排放量计算[J]. 中国人口·资源与环境, 2012, 22(6): 69-75.
- ZHOU Shudong, ZHAO Mingzheng, WANG Chuanxing, et al. Calculation of Carbon Dioxide Emissions Considering Secondary Energy Deployment Among Provinces in China[J]. China Population Resources and Environment, 2012, 22(6): 69-75.
- [9] 付坤, 齐绍洲. 中国省级电力碳排放责任核算方法及应用[J]. 中国人口·资源与环境, 2014, 24(4): 27-34.
- FU Kun, QI Shaozhou. Accounting Method and Its Application of Provincial Electricity CO₂ Emissions Responsibility[J]. China Population Resources and Environment, 2014, 24(4): 27-34.
- [10] 何永贵, 李晓双. 火电碳排放核算方法优选与实证分析——基于能源的“双向”视角[J]. 生态经济, 2021, 37(10): 13-20.
- HE Yonggui, LI Xiaoshuang. Optimization and Empirical Analysis of Carbon Emission Accounting Methods for Thermal Power Plants: "Two-Way" Perspective Based on Energy[J]. Ecological Economy, 2021, 37(10): 13-20.
- [11] Bialek J. Tracing the flow of electricity[J]. IET Proceedings of Generation, Transmission and Distribution, 1996, 143(4): 313-320.
- [12] Kirschen D, Allan R, Strbac G. Contributions of individual generators to loads and flows[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1997, 12(1): 52-60.
- [13] 周天睿, 康重庆, 徐乾耀, 等. 电力系统碳排放流分析理论初探[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(7): 38-43.
- ZHOU Tianrui, KANG Chongqing, XU Qian Yao, et al. Preliminary Theoretical Investigation on Power System Carbon Emission Flow[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(7): 38-43.
- [14] 周天睿, 康重庆, 徐乾耀, 等. 电力系统碳排放流的计算方法初探[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(11): 44-49.
- ZHOU Tianrui, KANG Chongqing, XU Qian Yao, et al. Preliminary Investigation on a Method for Carbon Emission Flow Calculation of Power System[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(11): 44-49.
- [15] KANG Chongqing, ZHOU Tianrui, CHEN Qixin, et al. Carbon Emission Flow From Generation to Demand: A Network-Based Model[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(5):2386-2394.
- [16] 周天睿, 康重庆, 徐乾耀, 等. 碳排放流在电力网络中分布的特性与机理分析[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(15): 39-44.
- ZHOU Tianrui, KANG Chongqing, XU Qian Yao, et al. Analysis on Distribution Characteristics and Mechanisms of Carbon Emission Flow in Electric Power Network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(15): 39-44.
- [17] 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(03): 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(03): 821-833.
- [18] CHEN Yaohua, ZHANG Ning, WANG Yi, et al. Modeling Carbon Emission Flow in Multiple Energy Systems Modeling Carbon Emission Flow in Multiple Energy Systems[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(4): 3562-3574.
- [19] 龚昱, 蒋传文, 李明炜, 等. 基于复功率潮流追踪的电力用户侧碳排放计量[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(17): 113-117.
- GONG Yu, JANG Chuanwen, LI Mingwei, et al. Carbon Emission Calculation on Power Consumer Side Based on Complex Power Flow Tracing[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(17): 113-117.
- [20] 汪超群, 陈懿, 文福拴, 等. 电力系统碳排放流理论改进与完善[J]. 电网技术, 2022, 46(05): 1683-1693.
- WANG Chaoqun, CHEN Yi, WEN Fushuan, et al. Improvement and Perfection of Carbon Emission Flow Theory in Power Systems[J]. Power System Technology, 2022, 46(05): 1683-1693.
- [21] 李姚旺, 张宇, 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(08): 2830-2842.
- LI Yaowang, ZHANG Ning, DU Ershun, et al. Mechanism Study and Benefit Analysis on Power System Low Carbon Demand Response Based on Carbon Emission Flow[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(08): 2830-2842.
- [22] 刘哲远, 邢海军, 程浩忠, 等. 考虑碳排放流及需求响应的综合能源系统双层优化调度[J/OL]. 高电压技术: 1-11[2022-09-21]. DOI:10.13336/j.1003-6520.hve.20211780.
- LIU Zheyuan, XING Haijun, CHENG Haozhong, et al. Bi-Level optimal scheduling of integrated energy system considering carbon emission flow and demand response[J/OL]. High Voltage Engineering: 1-11[2022-09-21]. DOI:10.13336/j.1003-6520.hve.20211780.
- [23] 陈厚合, 茅文玲, 张儒峰, 于温方. 基于碳排放流理论的电力系统源-荷协调低碳优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(10): 1-11.
- CHEN Houhe, MAO Wenling, ZHANG Rufeng, et al. Low-carbon optimal scheduling of a power system source-load considering coordination based on carbon emission flow theory[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(10): 1-11.
- [24] 陈达, 鲜文军, 吴涛, 余秀月, 郭瑞鹏. 混合电力市场下碳排放流的分配[J]. 电网技术, 2016, 40(06): 1683-1688.
- CHEN Da, XIAN Wenjun, WU Tao, et al. Allocation of Carbon Emission Flow in Hybrid Electricity Market[J]. Power System Technology, 2016, 40(06): 1683-1688.
- [25] 岳建坤. 基于潮流追踪的输电费用分摊方法研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2013.
- YUE Jiankun. Research on Allocation Method of Transmission Costs Based on Power Flow Tracing[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2013.

收稿日期: 2022-02-10

作者简介:

别佩(1990), 女, 工程师、经济师, 博士, 研究方向为电力市场、电碳经济, biepei_gdpec@126.com;

林少华(1971), 男, 高级工程师, 硕士, 研究方向为电力市场、电力调度运行与控制;

王宁(1984), 男, 高级工程师, 硕士, 研究方向为电力市场、电力调度运行与控制。