

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.230735

## 电力系统碳排放核算综述与展望

刘天蔚<sup>1</sup>, 边晓燕<sup>1</sup>, 吴珊<sup>1</sup>, 梁思琪<sup>1</sup>, 徐琴<sup>2</sup>, 魏晓川<sup>2</sup>

(1. 上海电力大学电气工程学院, 上海 200090; 2. 国网上海市电力公司国网上海电科院, 上海 200437)

**摘要:** 碳核算能量化分析碳排放数据, 对实现“双碳”目标至关重要。从直接、间接两个角度出发, 聚焦电力系统碳排放核算问题。直接碳排放主要源于源侧火电机组和电网侧 SF<sub>6</sub> 气体泄露。首先对火电机组碳排放核算方法及研究概况进行综述, 围绕特性、精度、适用范畴等, 对排放因子法、物料平衡法、实测法进行分析对比, 并简要说明了由 SF<sub>6</sub> 气体泄露造成的等价碳排放核算方法。其次, 基于发电负荷等于厂用电负荷、网损及综合用电负荷三者之和这一关系, 提出间接碳排放的定义, 厘清直接、间接碳排放关系, 并比较平均碳排放因子法与基于碳排放流理论核算间接碳排放方法的优劣。最后, 分析新型电力系统中直接、间接碳排放的影响因素, 并展望未来考虑市场因素下的碳排放核算方法。

**关键词:** 碳核算; 直接碳排放; 间接碳排放; 新型电力系统

### Overview and prospect of carbon emission accounting in electric power systems

LIU Tianwei<sup>1</sup>, BIAN Xiaoyan<sup>1</sup>, WU Shan<sup>1</sup>, LIANG Siqi<sup>1</sup>, XU Qin<sup>2</sup>, WEI Xiaochuan<sup>2</sup>

(1. School of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China; 2. State Grid Shanghai Electric Power Research Institute, State Grid Shanghai Municipal Electric Power Company, Shanghai 200437, China)

**Abstract:** Carbon accounting and quantitative analysis of carbon emissions are crucial for achieving the dual carbon targets. This paper focuses on the carbon accounting issue in the power system and starts from the perspectives of direct and indirect carbon emissions. Direct carbon emissions mainly come from thermal power units on the source side and SF<sub>6</sub> gas leakage on the grid side. This paper first reviews the carbon emission accounting methods and research overview of thermal power units, analyzes and compares the emission factor, material balance, and measurement methods around characteristics, accuracy, and applicability, and briefly explains the equivalent carbon emission accounting methods caused by SF<sub>6</sub> gas leakage. Secondly, it proposes a definition of indirect carbon emissions based on the relationship that power generation load is equal to the sum of auxiliary power load, network loss, and comprehensive power load. It clarifies the relationship between direct and indirect carbon emissions, and compares the advantages and disadvantages of using the average carbon emission factor method and carbon emission flow to calculate indirect carbon emissions. Finally, it analyzes the influencing factors of direct and indirect carbon emissions in the new power system. It also looks at the prospects for carbon emission accounting methods considering future market factors.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51977127).

**Key words:** carbon accounting; direct carbon emissions; indirect carbon emissions; new power systems

## 0 引言

碳核算是实现“双碳”目标、促进经济绿色转型的基本前提, 也是我国积极参与国际气候变化谈

判的重要支撑。文献[1-2]认为碳核算是计算一段时间内企业或政府在生产或各种社会活动中向大气直接或间接排放 CO<sub>2</sub> 及其他温室气体的总量。电力行业碳排放占能源行业碳排放的 42%左右, 是碳减排的主战场。对电力碳排放进行正确核算、合理量化的前提是厘清电力系统中直接、间接碳排放。

当前电力系统直接碳排放主要产生于源侧火电

**基金项目:** 国家自然科学基金委项目资助(51977127); 上海市青年科技英才扬帆计划项目资助(21YF1414700)

机组<sup>[3-5]</sup>, 也包括少部分电网侧设备更换或检修过程中 SF<sub>6</sub> 气体泄漏造成的等价碳排放。因此, 直接碳排放核算主要从源侧火电机组及电网侧 SF<sub>6</sub> 气体泄漏两个角度出发。针对火电机组产生的碳排放, 主要有宏观估算、平均计算和实时量测 3 种方式。宏观估算根据火电机组不同化石燃料的消耗量及各自对应的碳排放因子换算得到全年、全省或某个大区域内总的碳排放量<sup>[6-8]</sup>。平均计算根据物料平衡法<sup>[9]</sup>, 依据质量守恒定律, 计算特定时间内系统或设备产生的总碳排放量。实时量测<sup>[10-13]</sup>是通过监测仪器或连续计量设备监测 CO<sub>2</sub> 的浓度、流速和流量, 并基于这些数据核算碳排放量。通过实时量测得到的核算结果最为精确, 但成本较高, 尚未在我国得到大面积推广。针对电网侧 SF<sub>6</sub> 气体泄漏, 文献[14]提出应分别核算 SF<sub>6</sub> 设备更换或检修过程中的排放量。

电能作为二次能源, 在传输、使用过程中不产生碳排放。然而, 为满足源荷实时平衡, 负荷侧成为直接碳排放的主要责任方<sup>[15]</sup>, 不同用电行为将导致源侧不同的碳排放量。同时, 输配电过程中的损耗导致源侧需要额外电能生产, 也造成直接碳排放。因此, 电力系统不仅需要核算系统中的直接碳排放量, 还需要厘清负荷及网损所产生的间接碳排放量。文献[16-20]已经提到间接碳排放的概念, 文献[21]提出电力系统中的间接碳排放量是由负荷、网损碳排放量组成。当前, 我国对于间接碳排放主要采用平均碳排放因子<sup>[22]</sup>进行核算。该核算方法简单易操作, 但难以反映碳排放的时空差异性。文献[23-25]提出时变电网碳排放因子, 在现有电网平均碳排放因子的时间尺度上进行了推广, 但仍未体现电力系统间接碳排放的空间差异性。文献[26-28]提出碳排放流理论, 根据系统潮流数据和源侧燃料消耗数据计算碳排放流分布, 实现间接碳排放实时核算, 并精确量化不同节点碳排放因子的差异, 使得间接碳排放核算在时间、空间尺度都得到扩充, 弥补了平均碳排放因子法的缺陷。

本文首先归纳了现有 3 种直接碳排放核算方法在实质、范畴、精度方面的区别。鉴于目前文献缺乏对间接碳排放的定义, 本文基于发电负荷等于厂用电负荷、网损及综合用电负荷三者之和, 对系统直接碳排放做出类似的划分, 给出间接碳排放的定义及物理意义, 并在此基础上比较平均碳排放因子法与基于碳排放流理论核算间接碳排放的优劣。其次, 讨论新型电力系统中直接、间接碳排放的影响因素, 例如可再生能源、储能设备、新型电源等。最后进行总结与展望。

## 1 电力系统直接碳排放核算

电力系统直接碳排放主要产生于源侧火电机组, 电网侧由于设备更换或检修造成 SF<sub>6</sub> 气体泄漏, 形成了等价的碳排放。电能是二次能源, 其使用过程中不会产生碳排放。因此, 本文将从源侧火电机组与电网侧 SF<sub>6</sub> 气体泄露两个角度对直接碳排放核算展开论述。

### 1.1 火电机组直接碳排放核算方法

国际碳排放核算体系主要分为自上而下的宏观部分和自下而上的微观部分。其中, 宏观部分基于联合国政府间气候变化专门委员会(intergovernmental panel on climate change, IPCC)发布的《2006 国家温室气体清单指南》<sup>[29]</sup>(以下简称《2006 指南》)及 2019 修订版<sup>[30]</sup>, 将不同的碳排放源进行分类, 利用排放因子法<sup>[31-32]</sup>核算碳排放。微观部分由物料平衡法<sup>[33-34]</sup>(计算)和实测法<sup>[35-37]</sup>(量测)构成。

#### 1.1.1 基于排放因子法的火电机组碳排放核算

排放因子法基于 IPCC 提供的碳排放核算基本方程——以活动数据(active data, AD)和排放因子(emission factor, EF)的乘积作为碳排放量的估算值。AD 指人类活动发生程度的信息, EF 指量化人类活动产生碳排放的系数, 即

$$\text{碳排放量} = \text{AD} \times \text{EF} \quad (1)$$

排放因子法核算火电机组碳排放时, AD 为机组消耗化石燃料的质量, EF 为对应消耗化石燃料的碳排放因子, 在一个计算周期(通常为年)内核算火电机组的直接碳排放量, 即

$$C_n = \sum_{i=1}^m M_i \sigma_i \quad (2)$$

式中:  $n$  为机组的编号, 假设机组  $n$  在一个计算周期内共消耗  $m$  种不同化石燃料;  $C_n$  为机组  $n$  在一个计算周期内的碳排放量;  $M_i$  为机组在一个计算周期内消耗化石燃料  $i$  的质量;  $\sigma_i$  为化石燃料  $i$  的碳排放因子。

《2006 指南》及 2019 修订版中给出 3 种  $\sigma_i$  取法: 第一种取法(T1)采用 IPCC 燃料默认排放因子, 可在缺乏可靠国家统计数据下使用; 第二种取法(T2)以特定国家燃料排放因子代替 IPCC 默认值, 该方法考虑到排放因子的国家差异, 我国已经基于实际情况设置了国家参数<sup>[38]</sup>; 第三种取法(T3)采用工厂级数据测量拟合得到动态碳排放因子, 详细计及燃料产地、批次和品质差异。3 种取法精度递增, 操作成本同时递增, 因此推荐以 T2 为主、T3 为辅, 在有条件的行业和部门采用 T3。

排放因子法在国内外碳排放核算上均有广泛应用。以欧盟和我国为例,目前欧盟碳排放核算的核心执行文件是《监测及报告条例》(monitoring and reporting regulation, MRR)及《认证及审核条例》(accreditation and verification regulation, AVR),最近一次针对这2份文件的修订时间为2022年3月<sup>[39-40]</sup>。文件规定,基于排放因子法核算碳排放量时,若某种燃料排放量小于5000 t,可选取较低精度的EF(T1、T2),否则必须选择更高精度的EF(T2、T3)。

当前我国火电碳排放核算所执行的最新官方文件为《企业温室气体排放核算方法与报告指南发电设施(2022 修订版)》(以下简称《2022 指南》)<sup>[36]</sup>。

《2022 指南》中,对式(2)中的 $\sigma_i$ 给出详细诠释,即

$$\sigma_i = CC_i \times OF_i \times \frac{44}{12} \quad (3)$$

式中: $CC_i$ 为第*i*种化石燃料的单位热值含碳量(tC/TJ); $OF_i$ 为第*i*种化石燃料的碳氧化率,《2022 指南》规定燃煤、燃气电厂碳氧化率取值为99%;

$\frac{44}{12}$ 是将碳元素转换为CO<sub>2</sub>时使用的转换系数(即CO<sub>2</sub>与碳元素的相对分子质量之比)。文献[41]基于两电厂运行数据,研究 $\sigma_i$ 中 $CC_i$ 和 $OF_i$ 对碳排放量的定量影响,发现二者对碳排放量最终影响分别为2%~10%和0.06%。相比欧盟MMR从整体上对燃料排放量分类、分精度计算,国内现行《2022 指南》更加倾向于数据获取(例如碳排放因子)单一环节精细化。此外,在碳排放核算边界上亦有差异。我国《2022 指南》删除了脱硫环节的碳排放,只核算化石燃料燃烧产生的碳排放,而欧盟碳核算边界既包括燃料燃烧产生的碳排放,也包括烟气脱硫过程中的碳排放。文献[42]以广东省某电厂600 MW和1000 MW机组为例,分析其燃烧产生碳排放与脱硫过程碳排放,结果表明燃烧产生碳排放占机组总排放量比例超过99.5%,脱硫过程碳排放仅占0.5%不到,这为我国《2022 指南》中删除脱硫环节碳排放提供了理论依据与数据支撑。

排放因子的选择和测算直接影响碳排放核算值,是误差产生的主要原因,进而影响核算的准确性。文献[43]以韩国8个燃煤电厂为研究对象,运用检测的燃煤热值、烟囱烟气浓度计算对应的动态碳排放因子,按照实测得到的动态碳排放因子计算的碳排放量与使用IPCC中默认碳排放因子计算数据相比,无烟煤燃烧产生的CO<sub>2</sub>排放量增加10.8%,烟煤减少5.5%,亚烟煤增加1.9%。文献[44]通过对单位热值含碳量、碳氧化率的修正估计,得出修正后燃烧的煤、天然气的新碳排放因子与IPCC默认

值的差异分别为-40%、+13%。文献[45]利用U23分红外气体分析仪及TH880F烟尘分析仪对某火电厂CO<sub>2</sub>排放量进行在线监测,通过统计学方法处理数据,并将其与IPCC计算下的碳排放量进行对比,发现偏差达7.5%。

综上可知,排放因子法作为宏观碳排放估算方法,可对国家、省份、城市的整体碳排放情况进行宏观把控,适用于电力低碳发展的基础研究与宏观分析。但由于机组负荷差异、锅炉燃烧效率不同、排放因子不接近实际等因素,估算结果会产生较大误差。

### 1.1.2 基于物料平衡法的火电机组碳排放核算

物料平衡法的理论基础是质量守恒定律。物料平衡是指特定时间段内,投入到系统或设备中的物料质量应与从该系统或设备最终输出的物料质量基本相等。基于碳质量平衡,碳排放量等于碳输入量减去CO<sub>2</sub>以外的碳输出量。应用物料平衡法核算火电机组碳排放,如式(4)所示。

$$\sum \text{CO}_2 = (\sum C_{\text{输入}} - \sum C_{\text{废料}}) \times \frac{44}{12} \quad (4)$$

式中: $\sum C_{\text{输入}}$ 指燃烧过程消耗煤中的含碳量;

$\sum C_{\text{废料}}$ 指燃烧后灰和渣中的含碳量。

在适用范畴上,物料平衡法既能宏观分析某地的碳排放量,也能分析某一特定机组在一段时间内的碳排放量,从而区分各类机组之间的差异。

相较于排放因子法,物料平衡法不仅具有更广的适用范畴,且从估算上升到计算。文献[46]基于物料平衡法与锅炉燃烧反映原理<sup>[47]</sup>,建立单机碳排放计算模型后,发现与IPCC默认排放因子法相比,其计算结果存在27%~35%的相对误差。造成这一误差的原因是默认排放因子法未考虑煤中的氢含量对碳排放的影响。因此物料平衡法较排放因子法精确度有所提高。然而,由于不同种类煤的掺烧现象,燃烧过程中消耗的含碳量不易求得。同时,燃烧后灰、渣的数据仅能通过运输车的运输次数及载重量粗略统计,实际中难以准确获得。

此外,物料平衡法核算的是一段时期内的平均碳排放,而电力系统的研究对象时间尺度广泛,从几毫秒到数十年不等。物料平衡法只能计算在某段时间内某地区或某一设备的碳排放总量,难以详细描述该时段内各项低碳指标的微观变化过程,从而限制了对电力系统低碳特征的深入研究。

### 1.1.3 基于实测法的火电机组碳排放核算

实测法的本质是通过监测仪器或连续计量设备监测气体的浓度、流速和流量,并基于这些数据核算气体排放量。通常使用烟气排放连续监测系统

(continuous emission monitoring system, CEMS)<sup>[48]</sup>对火电机组开展实时连续性的监测。由于火电机组的脱硫过程会产生碳排放, 因此应该在脱硫后设置碳排放监测点。国内 2022 年 3 月实施的《火电厂烟气二氧化碳排放连续监测技术规范》<sup>[49]</sup>中给出 CO<sub>2</sub> 小时排放计算公式为

$$G_H = C_D \times Q_{sn} \times 10^{-6} \quad (5)$$

式中:  $G_H$  为烟气 CO<sub>2</sub> 排放质量流率(t/h);  $C_D$  为 CO<sub>2</sub> 干基质量浓度(g/m<sup>3</sup>);  $Q_{sn}$  为干烟气体积流量(m<sup>3</sup>/h)。  $C_D$ 、 $Q_{sn}$  可由 CEMS 连续监测得到。进一步, 通过对  $G_H$  积分即可得到日、月、年数据。

实测法的数据均从量测点设备直接传输获得, 数据实时存档, 人为造假较难, 避免了依靠人工报表开展的碳核算过程中出现的数据造假<sup>[50]</sup>。同时, 实测法不涉及燃料采样、处理, 保障量测点设备的运维即可控制误差。

短期看, 实测法的投资成本高于前两种核算方法。然而, 经过“十二五”、“十三五”两轮环保改造, 我国已基本实现火电 CEMS 全部覆盖, 要实现火电机组的碳排放进行实时在线监测, 只需在原有烟囱排放口的测量仪表基础上增加一块 CO<sub>2</sub> 测量仪表即可。根据国内外调研可知, 安装上述测量仪表的成本大约在 20~40 万元不等<sup>[51]</sup>, 远远小于发电成本, 值得推广。

目前, 江苏省已对省内 8 家火电企业开展碳排放精准测量试点<sup>[52]</sup>。在 11 台火电机组上安装了量测装置, 单台机组每天采集数据超过 1000 万条, 完成了约 50 万次计算比对。在精确度方面, 文献[53]以额定负荷为 1000 MW 的某燃煤机组为例, 分别利用排放因子法和实测法核算其 2019 年全年 CO<sub>2</sub> 排放量, 结果如表 1 所示。

表 1 实测法与排放因子法核算某机组全年 CO<sub>2</sub> 排放量对比

Table 1 Comparison of actual measurement method and emission factor method for calculating the annual emissions of a certain unit

实测法/t	排放因子法/t	两种方法 偏差量/t	两种方法 偏差率/%
430.1×10 <sup>4</sup>	406.1×10 <sup>4</sup>	24.0×10 <sup>4</sup>	5.91

由表 1 可知, 两种方法核算结果偏差率为 5.91%, 即实测法的精准度平均提高了约 6%, 为电力行业碳排放总量核算由排放因子法向实测法过渡提供了数据支撑。

#### 1.1.4 电机组直接碳排放核算方法对比

表 2 归纳了 3 种方法的特性、精确度及适用范围。排放因子法精度最低, 提高精度的关键在于基

于工厂级数据量测计算动态碳排放因子。为实现准确度与成本的折衷, 可对高排放量燃料赋以动态碳排放因子, 对低排放量燃料赋以 IPCC 默认值或国家数据。物料平衡法精确度较排放因子法为高, 但由于实际中难以获得式(4)中  $\sum C_{\text{输入}}$ 、 $\sum C_{\text{废料}}$  的准确数据, 我国火电行业已逐渐不采用该方法。实测法理论上精度最高, 其实际精度取决于量测数据是否准确可靠。不同的烟气流量检测设备精度及烟气抽取位置会导致 CEMS 产生 30% 测量误差<sup>[54]</sup>。同时, 烟道或烟囱中流场分布不均使得测量的烟气流量和流速存在较大误差<sup>[42]</sup>。针对烟气流速误差较大的问题<sup>[55-57]</sup>, 欧盟通过 MRR<sup>[39-40]</sup>中的方法进行验证, 美国根据其环保署<sup>[58]</sup>的要求进行验证。我国 CEMS 刚起步, 没有完整的核查体系, 更缺乏验证量测数值精度的标准, 因此尚需向欧盟和美国学习经验, 建立完整的碳核算数据库, 完善相关衡量标准及政策, 保证量测数据可靠性, 提高碳排放核算精度, 为碳减排政策的制定提供全面、科学、可靠的数据支撑。

表 2 3 种方法归纳比较

Table 2 Comparison of three methods

方法名称	实质	精确度	适用范围
排放因子法	估算	低	宏观
物料平衡法	计算	中	中观
实测法	测量	高	微观

## 1.2 电网侧 SF<sub>6</sub> 气体排放核算方法

尽管电力系统直接碳排放主要集中在源侧火电机组, 但电网侧由于设备更换或检修, 也存在 SF<sub>6</sub> 气体泄漏形成的等价碳排放。尽管电网侧 SF<sub>6</sub> 排放量相比源侧 CO<sub>2</sub> 排放量可忽略不计, 但 SF<sub>6</sub> 的全球增温潜势为 23 900, 即 1 kg SF<sub>6</sub> 产生的温室效应与 23 900 kg CO<sub>2</sub> 相当。因此 SF<sub>6</sub> 排放不宜完全忽视。当设备更换时, SF<sub>6</sub> 排放量为铭牌标注的 SF<sub>6</sub> 总量减去更换后设备中的 SF<sub>6</sub> 残余量。当设备检修时, SF<sub>6</sub> 排放量为铭牌标注的 SF<sub>6</sub> 总量减去检修后设备中的 SF<sub>6</sub> 残留量。两种情况下的 SF<sub>6</sub> 残留量既可由企业自行检测, 也可委托有资质的机构检测<sup>[59]</sup>。在核算电网侧 SF<sub>6</sub> 排放量时, SF<sub>6</sub> 排放量宜转化为 CO<sub>2</sub> 当量, 从而与源侧直接碳排放统一。

然而, 电气设备中的 SF<sub>6</sub> 排放属于无组织的逸散排放, 不管是企业自行检测还是委托机构检测, 都有不小的误差。未来, 如何提高 SF<sub>6</sub> 残留量检测精度对电网侧 SF<sub>6</sub> 气体的核算至关重要<sup>[60-61]</sup>。

## 2 电力系统间接碳排放核算

直接碳排放核算方法在于将引起碳排放的机组或设备视为点碳排放源，缺乏对电力系统物理特性的考虑，从而无法明晰碳排在电力系统中的时空转移机理。同时，核算方法也与系统潮流分析脱节，亦无法将系统碳排放与潮流控制和运行状态建立深层次的联系，不利于电网低碳技术的发展。

在电力行业中，源侧通常被认为是碳排放源头。但实际上，需求导致生产，负荷侧对源侧碳排放的驱动作用不可忽视。此外，电网侧由于输配电过程损耗导致源侧需要额外电能生产也造成直接碳排放。

因此，为核算电网侧、负荷侧对源侧碳排放的影响，不少文献<sup>[16-21]</sup>已提到间接碳排放的概念，但目前仍缺乏对它的准确界定。本文将试图对电力系统间接碳排放做出更严谨的诠释，并比较现有间接碳排放核算方法(平均碳排放因子、碳排放流)之间的优劣。

### 2.1 电力系统间接碳排放定义诠释

间接碳排放本质上是源侧直接碳排放量的转移，间接碳排放核算的目的是分摊碳减排责任。文献<sup>[16]</sup>认为源荷双方相互依存，且都具有节能减排潜力，因此各自承担一半系统碳责任。然而，根据发电负荷等于厂用电负荷、网损及综合用电负荷三者之和<sup>[62]</sup>可知，源荷双方并非对等，而是整体与部分。本文基于此对源侧直接碳排放量作出如下分解，并给出间接碳排放的定义。

定义  $C(\Omega)$  为电力系统全部直接碳排放量，将  $C(\Omega)$  划分为彼此无交集的三部分  $C(\Omega_1)$ 、 $C(\Omega_2)$  及  $C(\Omega_3)$ ，如式(6)所示。

$$C(\Omega_1) + C(\Omega_2) + C(\Omega_3) = C(\Omega) \quad (6)$$

式中： $C(\Omega_1)$  为厂用电间接碳排放量； $C(\Omega_2)$  为网损间接碳排放量； $C(\Omega_3)$  为负荷间接碳排放量。式(6)代表任意空间范围、任意时间段内，厂用电、网损、负荷的间接碳排放之和与源侧直接碳排放相等。

厂用电本质属于负荷的一种，负荷的间接碳排放物理意义是系统为维持负荷正常供电而在源侧产生的碳排放。网损的间接碳排放物理意义是由于网损的存在造成系统额外发电从而在源侧产生的碳排放。

$C(\Omega_1)$ 、 $C(\Omega_2)$ 、 $C(\Omega_3)$  为厂用电、网损、负荷各自对应间接碳排放量的总和，可对上述间接碳排放进行更细的划分。例如，假设系统中共有  $n$  个负荷参与间接碳排放核算，定义  $C(\Omega_{3i})(i=1,2,\dots,n)$  为第  $i$  个负荷引起的间接碳排放量，可得式(7)。

$$C(\Omega_{31}) + C(\Omega_{32}) + \dots + C(\Omega_{3n}) = C(\Omega_3) \quad (7)$$

间接碳排放核算要研究的问题就是如何将直接碳排放量  $C(\Omega)$  映射到具体的负荷或网损。上述定义中  $C(\Omega)$ 、 $C(\Omega_i)$  等数值并未强调其量纲，可以代表单位时间内的碳排放率，也可代表一段时间内的碳排放量。

值得注意的是， $C(\Omega)$  仅代表源侧火电机组的碳排放量，不包括本文 1.2 节中电网侧  $SF_6$  排放的碳当量。负荷的用电行为及网损的存在影响源侧直接碳排放量，但不影响电网侧  $SF_6$  排放量。因此在核算负荷、网损间接碳排放时，并未涉及  $SF_6$  排放量。同时，文献<sup>[63-66]</sup>依据电力生产资料测算，电力系统中  $SF_6$  等绝缘气体泄漏引起的排放仅占发电燃烧排放的 1%左右。因此，本文在核算负荷与网损间接碳排放时，未将  $SF_6$  排放量考虑在内。

### 2.2 基于平均碳排放因子的电力系统间接碳排放核算

本文 2.1 节已将电力系统全部直接碳排放划分为厂用电、网损、负荷间接碳排放三部分。核算厂用电间接碳排放时，可通过实测法对厂用电负荷的功耗及所在电厂的碳排放强度进行实时监测，二者乘积即为厂用电间接碳排放量。

我国当前主要采取平均碳排放因子<sup>[67]</sup>核算负荷、网损间接碳排放。该方法与排放因子法类似，负荷、网损间接碳排放等于各自平均碳排放因子与耗电量的乘积。具体地，对负荷来说，单位用电碳排放因子是基于省级或大区域电网级全年燃料统计值和发电量计算得到，用电碳排放因子与耗电量的乘积即为负荷间接碳排放量。对网损来说，所在区域电网年平均排放因子与网损电量的乘积为网损间接碳排放量。其中，电网平均排放因子应根据电网所在地址及目前东北、华北、华东、华中、西北、南方电网划分，选用国家主管部门公布的相应区域电网排放因子。网损电量等于电网企业年供电量与年售电量的差<sup>[59]</sup>。

基于平均碳排放因子的核算方法简单易操作，但以年为时间尺度和以省为最小空间尺度难以充分反映碳排放的时空差异性。就空间尺度而言，电力碳排放因子的最小空间尺度是省，在这样的覆盖区域下，同省份内不同的市、区、县之间非化石能源发电的发展差异及出力的时变特性无法被充分考虑，将逐渐产生不公平性。

就时间尺度而言，负荷侧用电平均碳排放因子的更新周期为一年。然而，伴随新型电力系统建设进程的不断推进，新能源电量占比不断提升，负荷在

不同时段和单位用电含碳量将存在显著差异, 采用全年固定的平均碳排放因子显然无法反映该差异。

全国电网平均碳排放因子自 2015 年发布以来一直沿用至 2021 年末。区域电网平均排放因子仅公开了 2010—2012 年度数据; 省级电网平均排放因子仅公开 2010、2012 和 2016 三年的数据。随着我国电源向清洁低碳转型, 区域电网年平均排放因子呈下降趋势。若仍沿用旧的排放因子, 会导致网损间接碳排放量核算值显著偏大, 无法反映电网企业节能减排成效, 也不利于后续减排措施的制定及评估。

面对平均碳排放因子带来的诸多问题, 加拿大电网公司<sup>[21]</sup>根据电网调度数据实时计算碳排放因子。在新能源机组出力较大时, 实时计算得出的碳排放因子数值较低, 可引导有减排需求的负荷改变用电行为为消纳可再生能源。然而, 实时计算碳排放因子较为复杂, 且依赖电网调度数据, 应用主体具有排他性, 目前仍处于探索阶段。文献[24]提出随时间变化的电网碳排放因子测算方法, 并分析其日内和季节性变化趋势。文献[25]提出了一种计算电网碳足迹的新方法, 同样得到时变的电网碳排放因子。上述方法在现有电网平均碳排放因子的基础上进行了探索和拓展, 但仍无法体现电力系统间接碳排放的时空差异性。

### 2.3 基于碳排放流理论的电力系统间接碳排放核算

针对平均碳排放因子核算间接碳排放的上述问题, 为实现电力系统间接碳排放的精确核算, 文献[26-28]提出碳排放流理论, 近年来经过改进与完善<sup>[20,68-70]</sup>, 已形成较为完备的理论体系, 正逐渐从理论走向实践。

#### 2.3.1 碳排放流概念及计算方法

碳排放流是一种虚拟的网络流, 曾被应用于生态学及商贸物流中<sup>[71-72]</sup>。电力系统碳排放流(以下简称碳流)被定义为依附于潮流存在的虚拟网络流。将发电厂的碳排放与从电厂注入电网的潮流相结合。假定碳排放并非直接从电厂排入大气, 而是以网络流的形式随潮流流入电网, 直至负荷侧<sup>[73]</sup>。碳流理论的提出就是为了核算并量化电力传输和消费过程中的间接碳排放, 从而体现间接碳排放的时空差异性。

目前常用的电力系统碳流计算方法是在求解全网潮流分布的基础上, 形成支路潮流分布矩阵  $\mathbf{P}_B$ 、机组注入分布矩阵  $\mathbf{P}_G$  及节点有功通量矩阵  $\mathbf{P}_N$  及网损分布矩阵  $\mathbf{P}_{BL}$  等一系列矩阵, 根据所得矩阵直接运算, 一次性得到全网碳流的分布, 包括节点碳势

向量  $\mathbf{E}_N$ 、支路碳流率分布矩阵  $\mathbf{R}_B$ 、负荷碳流率向量  $\mathbf{R}_L$  及网损碳流分布矩阵  $\mathbf{R}_{BL}$ <sup>[27-28]</sup>, 本文中将其称为“碳流矩阵算法”(在下文中简称为“矩阵算法”)。具体步骤如图 1 所示。

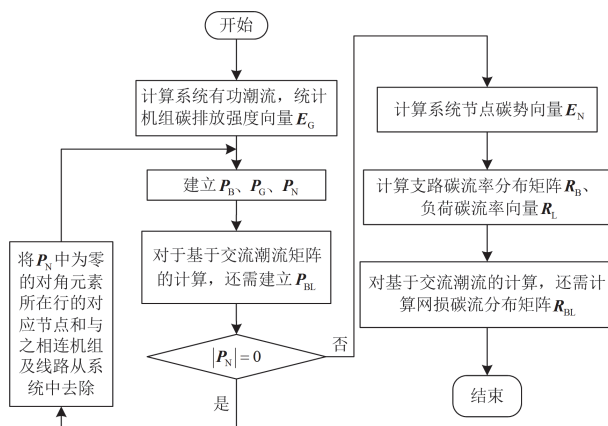


图 1 电力系统碳排放流矩阵算法计算流程

Fig. 1 Calculation process of matrix algorithm for carbon emission flow in power systems

矩阵算法基于比例共享原则<sup>[74]</sup>计算碳流, 比例共享原则属于主观设定, 与系统实际潮流不符。其公正性可以这样理解: 它以相同的方式对待流入功率和流出功率, 所有市场参与者获得平等待遇<sup>[75]</sup>。在电力联营市场中, 负荷由网络中所有电源共同供电, 市场参与者均为平等待遇, 比例共享原则成立。但混合电力市场中, 采用双边交易的负荷由确定的电源供电, 此时比例共享原则不再成立。

针对比例共享原则分配的潮流与实际潮流不符, 文献[69]从基本电路理论出发, 根据源荷间的功率传递关系<sup>[76]</sup>计算负荷碳流率。文献[20]同样基于基本电路理论, 通过定义 4 种节点导纳矩阵, 得到系统内各机组与各负荷及网损间的复功率分配关系, 从而核算系统全环节碳排放量。在比例共享原则下, 所有流出节点的支路碳流密度均相等, 这仅适用于负荷功率因数相近的情况<sup>[74]</sup>, 然而实际中负荷功率因数并不一定相同, 而文献[20,69]基于电网功率分布计算碳流, 符合基本电路理论, 相较比例共享原则更符合物理规律。

针对混合电力市场中比例共享原则不再成立, 文献[68]提出了一种以交易为分配主体的碳流计算模型, 主要思想是将双边交易与联营交易分开处理。无损网络满足线性叠加的特点, 因此双边交易可直接从原网络中移除, 余下部分即为只存在联营交易的网络, 可通过比例共享原则求解。对于有损网络, 由于网损的存在, 使得双边交易与联营交易不能直接解耦, 主要思想就是将网损单独处理, 以一定规

则分配给不同交易，去除网损后可视为无损网络处理。以交易为分配主体的碳流计算模型能兼顾电量合约的影响，使碳流理论具有更广的应用范畴。

### 2.3.2 基于碳流计算的间接碳排放核算

碳流计算中负荷碳流率和网损碳流率可用于核算系统间接碳排放。负荷碳流率可用于核算负荷用电行为引起的间接碳排放量，网损碳流率可用于核算系统中每条线路网损引起的间接碳排放量，从而体现出负荷用电、支路电能差异对间接碳排放的影响，使得间接碳排放放在空间尺度上得到更为准确的核算；另外，碳流计算中的负荷碳流率和网损碳流率也是单位时间内负荷或网损引起的间接碳排放，当系统潮流数据和燃料消耗数据以“分钟级”更新时，碳流计算即可实现“分钟级”的实时碳核算，使得碳核算研究在时间尺度上得到了拓展。

2021年以来，清华大学联合国网江苏省电力有限公司研发了基于碳流理论的电力系统全景碳分析平台，基于内嵌的碳流算法，支撑电网实时潮流分析、碳流追踪，实现了江苏电网全环节碳排放的实时在线计算与分析，为电力系统间接碳排放核算提供了更加丰富的时空维度，使得核算更加实时、精准<sup>[77-78]</sup>。

综上，基于碳流理论的电力系统间接碳排放核算方法在时间和空间层面均得到了扩充，有效解决了平均碳排放因子法的局限性。

## 3 新型电力系统直接间接碳排放影响因素分析

### 3.1 可再生能源对直接间接碳排放的影响

引入可再生能源的根本目的是降低系统直接碳排放。由于可再生能源大多为清洁能源，因此在统计机组碳排放强度向量时，可再生能源碳排放强度赋值为0，这反映了其物理碳排放值，但无法体现可再生能源对碳减排的贡献。针对可再生能源机组降碳贡献的量化问题，文献[70]将可再生能源机组作为负的负荷，计算其注入碳流率为负值，表示每小时发出的清洁电力减少了火电机组一定数值的CO<sub>2</sub>排放，从而量化其降碳效果。

伴随新型电力系统中高比例可再生能源并网，可再生能源消纳的问题不能忽视<sup>[79]</sup>。一般来说，促进可再生能源消纳有助于降低源侧直接碳排放及负荷侧间接碳排放，有时也会影响潮流从而影响碳流，进而影响不同类型间接碳排放的比例。源荷双方促进可再生能源消纳的措施各有不同，不同措施将对系统直接间接碳排放带来不同的影响。

对源侧来说，提高机组调峰能力是促进可再生

能源消纳的重要手段。但文献[80]指出，鉴于燃煤机组固有的技术限制，在提供可再生能源消纳所需的深度调峰服务时碳排放强度将显著增加。若可再生能源并网不能与燃煤机组的合理调度运行相协调，那么“增加可再生能源消纳导致碳排放增加”的悖论可能存在。现有文献尚未考虑可再生能源备用、调频等辅助服务所蕴含的碳排放转移，未来应建模其等效碳排放模型，从而量化提供辅助服务对应的碳排放责任<sup>[18]</sup>。

对负荷侧来说，购买绿电不仅促进可再生能源消纳<sup>[81-82]</sup>，也降低负荷侧的间接碳排放量。然而，目前的碳核算体系中缺乏对绿电成分的有效辨析。为此，文献[82]将电力潮流拆分为交易流下的潮流和自然分布状态下的潮流，交易流下的碳排放来源单一，完全来自于签订合同电源，因此在交易流中的负荷间接碳排放量和网损间接碳排放量实时等于提供该合约电量电源的直接碳排放量。自然分布状态下的碳排放来源较为复杂，来自于所有未参与电量合约的电源，该部分间接碳排放量可基于碳排放流理论进行核算。同样，自然分布潮流下总网损间接碳排放量和总负荷间接碳排放量实时等于系统中未参与交易电源的总直接碳排放量。

考虑交易流的影响后，未在电力市场中购置绿电的负荷对应的间接碳排放量高于无交易流场景下的间接碳排放量。对于开展绿电交易的负荷，尽管其自然分布状态下的节点碳排放因子有所增加，但其总负荷间接碳排放量低于开展绿电交易前。通过对比绿电交易前后负荷间接碳排放量差异，能量化绿电交易行为带来的低碳效益，负荷侧用户也可基于此决定是否要增加或减少绿电合约。

### 3.2 储能及电力系统新兴能源对直接间接碳排放的影响

新型电力系统中储能元件应用广泛，其运行目标多以削峰填谷、提高负荷率为主。鉴于储能元件具有充放电不同状态，需要分别讨论其不同状态对系统直接、间接碳排放的影响。储能元件充电时，将其视为负荷，在系统中引起间接碳排放，依据碳流理论，可通过其所在节点实时碳势及充电功率计算其碳流率，从而核算其间接碳排放；储能元件放电时，将其视作分布式机组，结束充电变为放电时的放电碳势 $e_s(T)$ 如式(8)<sup>[83]</sup>所示。

$$e_s(T) = \frac{F_0 + \int_{T_0}^T R(t)dt}{(Q_0 + \int_{T_0}^T P(t)dt) \cdot \eta} \quad (8)$$

式中： $Q_0$ 和 $F_0$ 分别表示储能元件上一次由放电状

态变为充电状态时的剩余电量和碳流量; 积分上下限  $T_0$  到  $T$  表示储能设备从  $T_0$  时刻充电至  $T$  时刻;

$\int_{T_0}^T P(t)dt$ 、 $\int_{T_0}^T R(t)dt$  分别表示储能元件在充电过程中累积的电量和碳流量;  $\eta$  表示储能元件充放电转换效率。

式(8)是求解储能元件放电碳势的一般公式。具体地, 例如电化学储能或抽水储能在放电时不产生碳排放, 相当于零碳机组。通过式(8)计算其放电碳势时, 即  $F_0$  与  $\int_{T_0}^T R(t)dt$  均为 0, 放电碳势  $e_s(T)$  亦为 0, 与实际符合。但压缩空气储能在放电时高压空气从储气室释放, 进入燃烧室利用燃料燃烧加热升温后驱动涡轮机发电, 这引起了直接碳排放量的变化, 压缩空气储能也不再作为零碳机组。同样, 在计算放电碳势  $e_s(T)$  时结果也不再为 0。因此, 在讨论储能元件对系统直接间接碳排放的影响时, 需同时考虑储能元件的状态与类别。

类似的分析方式, 也可分析电力系统新兴能源, 例如氢能。氢能发电时可视为零碳机组。电制氢用电时, 产生间接碳排放。综上, 可以通过图 2 建立储能及新兴电源与直接、间接碳排放的对应关系。

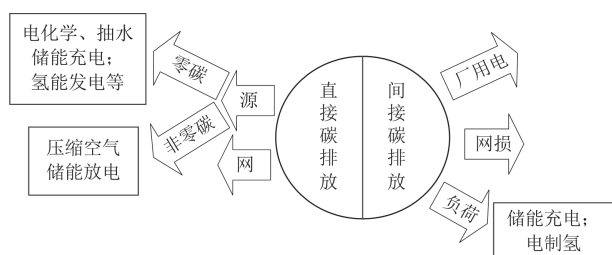


图 2 储能及新兴电源与直接、间接碳排放的对应关系

Fig. 2 Correspondence between energy storage, emerging power sources, and direct/indirect carbon emissions

#### 4 总结与展望

本文聚焦电力系统碳排放核算问题。在直接碳排放核算上, 首先明晰核算对象——源侧火电机组碳排放以及电网侧  $SF_6$  气体泄漏造成的等价碳排放。在核算火电机组产生的碳排放时, 排放因子法作为宏观估算方法, 可以对国家、省份、城市的整体碳排放情况进行宏观把控, 但误差较大, 可对不同排放量的燃料赋以不同精度的因子, 实现精度与成本的折衷。物料平衡法在适用范畴上较排放因子法广泛, 既能宏观分析某地的碳排放量, 也能分析某一特定机组在一段时间内的碳排放量, 精确度也有所提高, 但实际中难以获得准确数据, 且物料平衡法只能计算某段时间内某地区或某一设备的碳排放总量, 难以详细描述该时段内各项低碳指标的微

观变化过程。实测法是通过 CEMS 对火电机组开展实时连续性监测, 精确度高, 适合自下而上对直接碳排放进行微观分析。如何降低量测数据不确定度是实测法提高精度的关键。核算电网侧  $SF_6$  气体泄漏造成的等价碳排放时, 应分别核算  $SF_6$  设备更换或检修下的排放量, 并将  $SF_6$  排放量转化为  $CO_2$  当量。

核算间接碳排放时, 本文首先基于发电负荷等于厂用电负荷、网损及综合用电负荷三者之和, 将电力系统全体直接碳排放划分为无交集的三部分, 分别对应厂用电、网损、负荷间接碳排放。并在此基础上比较平均碳排放因子法与基于碳流理论核算间接碳排放的优劣。基于平均碳排放因子的核算方法简单易操作, 但难以反映碳排放的时空差异性。基于碳流理论的核算方法能实现间接碳排放实时核算, 并精确量化平均碳排放因子最小空间尺度区域内不同节点碳排放因子的差异, 弥补了平均碳排放因子法的缺陷。

最后, 本文讨论新型电力系统中直接、间接碳排放的影响因素, 对于可再生能源, 借助改进碳流理论量化其减排贡献; 建立等效碳排放模型来量化源侧调峰等辅助服务对直接、间接碳排放的影响; 借助改进碳流理论, 量化负荷侧直购绿电的低碳效益, 实现计及交易信息的负荷间接碳排放核算。对于储能设备, 应当分类讨论其状态、类别对直接、间接碳排放的影响。对于氢能等新型能源, 同样需要分类讨论电制氢与氢能发电等不同情况。

未来, 直接碳排放核算物理监测技术的提高与间接碳排放核算方法论的深入将是研究的重点。直接碳排放核算方面, 需要进一步创新碳排放连续监测技术, 开展碳排放浓度监测、烟气流速监测、流速校准等技术研究, 降低监测设备安装运维成本, 建立健全相应的技术规范与监管体系。间接碳排放核算方面, 尽管电力交易不影响系统直接碳排放总量, 但由于每一份双边电量合约都暗藏碳排放的转移, 因此间接碳排放须考虑市场因素的影响。针对更多具体的电力交易, 诸如中长期电力交易下定义的合同以及我国推行的现货交易等, 其交易结果对间接碳排放的影响将带来新的核算方式, 这种核算方式势必与本文 2.3 节中基于比例共享原则或源荷间的功率传递关系的核算方式不同。交易既然存在就要认定, 在物理分解计算前要预先做出金融上的约定, 基于此提出考虑市场交易因素影响下的碳排放核算方法。希望本文能够为电力系统碳排放核算提供新思路, 为考虑电力交易因素下的碳排放核算提供研究思路。



## 参考文献

- [1] 苑鹤飞. 论火力发电企业碳排放成本核算中存在的问题及对策[J]. 商业文化, 2022(3): 106-108.  
YUAN Hefei. On the problems and countermeasures in carbon emission costing of thermal power generation enterprises[J]. Business Culture, 2022(3): 106-108.
- [2] 梁作宾, 高山, 王庆, 等. 低碳背景下基于自适应鲁棒优化的含源配电系统规划方法[J]. 电网与清洁能源, 2021, 37(12): 70-80.  
LIANG Zuobin, GAO Shan, WANG Qing, et al. A planning method for the source-containing distribution system based on adaptive robust optimization under low-carbon background[J]. Power System and Clean Energy, 2021, 37(12): 70-80.
- [3] 臧紫坤, 杨晓辉, 李昭辉, 等. 考虑储热改造与最优弃能的风光火储低碳经济调度[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(12): 33-43.  
ZANG Zikun, YANG Xiaohui, LI Zhaohui, et al. Low-carbon economic scheduling of solar thermal storage considering heat storage transformation and optimal energy abandonment[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(12): 33-43.
- [4] 寇洋, 武家辉, 张华, 等. 考虑碳捕集与 CVaR 的电力系统低碳经济调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(11): 131-140.  
KOU Yang, WU Jiahui, ZHANG Hua, et al. Low carbon economic dispatch for a power system considering carbon capture and CVaR[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(11): 131-140.
- [5] 张虹, 孟庆尧, 王明晨, 等. 考虑火电机组参与绿证购买交易的含氢综合能源系统经济低碳调度策略[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(3): 26-35.  
ZHANG Hong, MENG Qingyao, WANG Mingchen, et al. Economic and low-carbon dispatch strategy of a hydrogen-containing integrated energy system considering thermal power units participating in green certificate purchase trading[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(3): 26-35.
- [6] 师华定, 齐永青, 梁海超, 等. 电力行业温室气体排放核算方法体系研究[J]. 气候变化研究进展, 2010, 6(1): 40-46.  
SHI Huading, QI Yongqing, LIANG Haichao, et al. The research of greenhouse gas accounting system for power industry[J]. Advances in Climate Change Research, 2010, 6(1): 40-46.
- [7] 刘明达, 蒙吉军, 刘碧寒. 国内外碳排放核算方法研究进展[J]. 热带地理, 2014, 34(2): 248-258.  
LIU Mingda, MENG Jijun, LIU Bihan. Progress in the studies of carbon emission estimation[J]. Tropical Geography, 2014, 34(2): 248-258.
- [8] 齐敏芳, 李晓恩, 刘潇, 等. 基于大数据的燃煤机组供电煤耗特性分析[J]. 热力发电, 2019, 48(9): 51-57.  
QI Minfang, LI Xiaoen, LIU Xiao, et al. Characteristics analysis of power supply coal consumption for coal-fired power units based on big data[J]. Thermal Power Generation, 2019, 48(9): 51-57.
- [9] 刘学之, 孙鑫, 朱乾坤, 等. 中国二氧化碳排放量相关计量方法研究综述[J]. 生态经济, 2017, 33(11): 21-27.  
LIU Xuezhi, SUN Xin, ZHU Qiankun, et al. Review on the measurement methods of carbon dioxide emissions in China[J]. Ecological Economy, 2017, 33(11): 21-27.
- [10] 张承武, 宣添星, 刘志坦, 等. 燃气机组 NO<sub>x</sub> 监测系统现状及其改进措施[J]. 中国电力, 2019, 52(1): 156-160.  
ZHANG Chengwu, XUAN Tianxing, LIU Zhitan, et al. Current situation and improvement measures of NO<sub>x</sub> monitoring system for gas turbine unit[J]. Electric Power, 2019, 52(1): 156-160.
- [11] 陈公达, 邹祥波, 卢锐, 等. 中外火电企业碳排放统计方法与质量控制现状分析[J]. 热力发电, 2022, 51(10): 54-60.  
CHEN Gongda, ZOU Xiangbo, LU Rui, et al. Domestic and international statistical methods and quality control status for carbon emission from fossil-fired power plants[J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(10): 54-60.
- [12] 李峥辉, 卢伟业, 庞晓坤, 等. 火电企业 CO<sub>2</sub> 排放在线监测系统的研发应用[J]. 洁净煤技术, 2020, 26(4): 182-189.  
LI Zhenghui, LU Weiye, PANG Xiaokun, et al. Research and application of on-line monitoring system for CO<sub>2</sub> emissions from thermal power enterprises[J]. Clean Coal Technology, 2020, 26(4): 182-189.
- [13] SUN S, ZHOU C, WANG M, et al. The extension of continuous carbon emission monitoring system in China's thermal power plants under the carbon market[J]. IOP Conference Series Earth and Environmental Science, 2020, 467.
- [14] 温室气体排放核算与报告要求第 2 部分: 电网企业: GB/T 32151.2—2015[S].
- [15] 负韞韵, 董海鹰, 马志程, 等. 考虑需求响应与光热电站参与的多源系统优化经济调度[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(14): 140-149.  
YUN Yunyun, DONG Haiying, MA Zhicheng, et al. Optimization economic dispatch of a multi-source system considering the participation of demand response and concentrating solar power plant[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(14): 140-149.
- [16] 周全, 冯冬涵, 徐长宝, 等. 负荷侧碳排放责任直接分摊方法的比较研究[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(17): 153-159.

- ZHOU Quan, FENG Donghan, XU Changbao, et al. Methods for allocation carbon obligation in demand side: a comparative study[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2015, 39(17): 153-159.
- [17] 陈厚合, 茅文玲, 张儒峰, 等. 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.
- [18] 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.
- [19] 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.
- [20] 毕瀚文, 范晓舟, 肖海, 等. 支撑电力系统全环节碳流追踪的节点导纳矩阵算法研究[J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(20): 7881-7891.  
BI Hanwen, FAN Xiaozhou, XIAO Hai, et al. A node admittance matrix algorithm to support the carbon emission tracing model of whole power system[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(20): 7881-7891.
- [21] 张宁, 李姚旺, 黄俊辉, 等. 电力系统全环节碳计量方法与碳表系统[J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(9): 2-12.  
ZHANG Ning, LI Yaowang, HUANG Junhui, et al. Carbon measurement method and carbon meter system for whole chain of power system[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(9): 2-12.
- [22] 全国碳排放管理标准化技术委员会. 温室气体排放核算与报告要求第 1 部分: 发电企业: GB/T 32151.1—2015[S].
- [23] 徐沈智, 金艳鸣. 2022 国内外电力平均排放因子及计算方法对比分析[EB/OL]. [2022-11-25]. <https://news.bjx.com.cn/html/20221125/1271913.shtml>.
- [24] KHAN I, JACK M W, STEPHENSON J. Analysis of greenhouse gas emissions in electricity systems using time-varying carbon intensity[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2018, 184: 1091-1101.
- [25] COSKUN C. A time-varying carbon intensity approach for demand-side management strategies with respect to CO<sub>2</sub> emission reduction in the electricity grid[J]. *International Journal of Global Warming*, 2019, 19(1-2): 13-23.
- [26] 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 System*, 2012, 36(7): 38-43.
- [27] KANG Chongqing, ZHOU Tianrui, CHEN Qixin, et al. Carbon emission flow in networks[J]. *Scientific Reports*, 2012, 2.
- [28] 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.
- [29] IPCC. 2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories[M]. Geneva: Intergovernmental Panel on Climate Change, 2006.
- [30] IPCC. 2019 refinement to the 2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventory[R]. 2019.
- [31] 陈亮, 孙亮, 郭慧婷, 等. 发电企业温室气体排放核算与报告要求国家标准解读[J]. *中国能源*, 2016, 38(4): 36-39.
- [32] 宋杰鲲, 牛丹平, 曹子建, 等. 中国省域碳排放测算及配额分配[J]. *技术经济*, 2016, 35(11): 79-87.  
SONG Jiekun, NIU Danping, CAO Zijian, et al. Calculation and quota allocation of provincial carbon emission in China[J]. *Technology Economics*, 2016, 35(11): 79-87.
- [33] 王伟. 物料衡算法测算煤炭燃烧污染物排放量[J]. *山西建筑*, 2013, 36: 230-231.  
WANG Wei. Using material balance calculation method to calculate the coal combustion pollutants emissions[J]. *Shanxi Architecture*, 2013, 36: 230-231.
- [34] 车卫红. 我国工业碳源和能源碳源碳排放量估算研究[D]. 北京: 北京林业大学, 2010.
- [35] SCHIVLEY G, AZEVEDO I, SAMARAS C. Assessing the evolution of power sector carbon intensity in the United States[J]. *Environmental Research Letters*, 2018, 13(6): 1-1.
- [36] 张彬, 靳阿妮, 吉朝阳, 等. 火力发电厂二氧化碳在线监测方案对比研究[J]. *能源与节能*, 2022(12): 164-167.  
ZHANG Bin, JIN Ani, JI Zhaoyang, et al. Comparison of carbon dioxide on-line monitoring schemes in thermal power plants[J]. *Energy and Energy Conservation*, 2022(12): 164-167.
- [37] 王霖晗, 朱林, 张晶杰, 等. 欧盟火电厂二氧化碳排放

- 在线监测系统质量保证体系对中国的启示[J]. 中国电力, 2020, 53(3): 154-158, 176.
- WANG Muhan, ZHU Lin, ZHANG Jingjie, et al. Practice of quality assurance system of carbon dioxide emission on-line monitoring system in the European Union[J]. Electric Power, 2020, 53(3): 154-158, 176.
- [38] 国家发改委. 企业温室气体排放核算方法与报告指南发电设施(2022 修订版)[R]. 2022.
- [39] European Commission. Commission implementing regulation (EU) 2018/2066[EB/OL]. [2022-05-02]. [http://data.europa.eu/eli/reg\\_impl/2018/2066/2021-01-01](http://data.europa.eu/eli/reg_impl/2018/2066/2021-01-01).
- [40] European Commission. Commission implementing regulation (EU) 2018/2067[EB/OL]. [2022-05-02]. [http://data.europa.eu/eli/reg\\_impl/2018/2067/2021-01-01](http://data.europa.eu/eli/reg_impl/2018/2067/2021-01-01).
- [41] 王小龙, 王强, 王小峰, 等. 燃煤电厂关键排放因子对碳排放量影响研究[J]. 山东化工, 2019, 48(23): 239-243.
- WANG Xiaolong, WANG Qiang, WANG Xiaofeng, et al. A study on the influence of key emission factors of coal-fired power plant on carbon emission[J]. Shandong Chemical Industry, 2019, 48(23): 239-243.
- [42] 谭超. 燃煤电厂碳排放监测方法研究[D]. 广州: 华南理工大学, 2018.
- [43] JEON E C, MYEONG S, SA J W, et al. Greenhouse gas emission factor development for coal-fired power plants in Korea[J]. Applied Energy, 2010, 87(1): 205-210.
- [44] LIU Z, GUAN D, WEI W, et al. Reduced carbon emission estimates from fossil fuel combustion and cement production in China[J]. Nature, 2015, 524: 335-338.
- [45] 吴晓蔚, 朱法华, 杨金田, 等. 火力发电行业温室气体排放因子测算[J]. 环境科学研究, 2010, 23(2): 170-176.
- WU Xiaowei, ZHU Fahua, YANG Jintian, et al. Measurements of emission factors of greenhouse gas(CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>O) from thermal power plants in China[J]. Research of Environmental Sciences, 2010, 23(2): 170-176.
- [46] 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.
- [47] 丁立新. 电厂锅炉原理[M]. 北京: 中国电力出版社, 2006.
- [48] German EPA. Application of continuous emissions measurement systems (CEMS) for the determination of CO<sub>2</sub> emissions[R]. 2019.
- [49] 火电厂烟气二氧化碳排放连续监测技术规范: DL/T 2376—2021[S]. 北京: 中国电力出版社, 2022.
- Technical specifications for continuous monitoring of flue gas carbon dioxide emissions from thermal power plants: DL/T 2376—2021[S]. Beijing: China Electric Power Press, 2022.
- [50] 陈国强, 殷音. 碳排放数据造假, 各方主体都承担什么法律责任?[J]. 环境经济, 2022(5): 58-63.
- CHEN Guoqiang, YIN Yin. What legal liability does all parties bear for carbon emission data fraud?[J]. Environmental Economics, 2022(5): 58-63.
- [51] 霖哈. 火电厂碳排放监测体系与核算方法的研究[D]. 南京: 南京信息工程大学, 2020.
- [52] 李睿哲. 国内首个碳排放精准计量系统落户江苏[EB/OL]. [2021-06-11]. <https://news.bjx.com.cn/html/20210528/1155140.shtml>.
- [53] 王明, 周志兴, 封明敏, 等. 火电机组实测法 CO<sub>2</sub> 排放监测模型及准确性验证[J]. 煤化工, 2022, 50(2): 18-21, 33.
- WANG Ming, ZHOU Zhixing, FENG Mingmin, et al. Online CO<sub>2</sub> emission monitoring system for coal-fired power plant based on direct measurement and its accuracy verification[J]. Coal Chemical Industry, 2022, 50(2): 18-21, 33.
- [54] RUSSELL S B, CHARLES E D. Evaluating measurement biases in CEMS[EB/OL]. [2022-08-30]. <http://rmb-consulting.com/san/advqaqc.htm>.
- [55] EVANS S, DEERY S, BIONDA J. How reliable are GHG combustion calculations and emission factors[C] // CEM 2009 Conference, June 3-5, 2009, Milan, Italy.
- [56] LEE S, CHOI Y, WOO J, et al. Emissions with their uncertainties using different methods: a case study for an energy supply utility[J]. Journal of the Air & Waste Management Association, 2014, 64(10): 1164-1173.
- [57] QUICK J. Carbon dioxide emission tallies for 210 U. S. coal-fired power plants: a comparison of two accounting methods[J]. Journal of the Air & Waste Management Association, 2014, 64(1): 73-77.
- [58] US EPA. Mandatory reporting of greenhouse gases final rule[R]. 2009.
- [59] 陈亮, 孙亮, 郭慧婷, 等. 电网企业温室气体排放核算与报告要求国家标准解读[J]. 中国能源, 2016, 38(5): 38-39.
- [60] 李树德, 魏晓浩, 李依风. 电网企业 SF<sub>6</sub> 气体排放核算的关键问题研究[J]. 能源与环境, 2016(5): 20-22.
- [61] 席云华, 黎立丰, 董楠. 电网企业碳排放核算存在问题及建议[J]. 中国电业, 2021(4): 88-89.
- [62] 何仰赞, 温增银. 普通高等院校电子信息与电气工程专业教材—电力系统分析(下)[M]. 4 版. 武汉: 华中科技大学出版社, 2016.
- [63] 康重庆, 陈启鑫, 等. 低碳电力系统理论与应用[M]. 北京: 科学出版社, 2019.
- [64] ZHOU S, TENG F, TONG Q. Mitigating sulfur hexa fluoride (SF<sub>6</sub>) emission from electrical equipment in China[J]. Sustainability, 2018, 10(7): 2402.

- [65] 生态环境部. 中华人民共和国气候变化第二次两年更新报告[EB/OL]. [2022-08-19]. <https://www.mee.gov.cn/ywgz/ydqhbh/wsqtkz/201907/P020190701765971866571.pdf>.
- [66] CHEN L, GRIFFITHS H, HADDAD A, et al. Breakdown of CF3I gas and its mixtures under lightning impulse in coaxial-GIL geometry[J]. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 2016, 23(4): 1959-1967.
- [67] 全国碳排放管理标准化技术委员会. 温室气体排放核算与报告要求第 1 部分: 发电企业: GB/T 32151.1—2015[S]. 2015.
- [68] 陈达, 鲜文军, 吴涛, 等. 混合电力市场下碳排放流的分配[J]. *电网技术*, 2016, 40(6): 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(6): 1683-1688.
- [69] 李岩松, 刘启智, 张朕搏, 等. 基于电网功率分布的碳排放流计算方法[J]. *电网技术*, 2017, 41(3): 840-844.  
LI Yansong, LIU Qizhi, ZHANG Zhenbo, et al. Algorithm of carbon emission flow based on power distribution[J]. *Power System Technology*, 2017, 41(3): 840-844.
- [70] 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(5): 1683-1693.  
WANG Chaoqun, CHEN Yi, WEN Fushuan, et al. Improvement and perfection of carbon emission flow theory in power system[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(5): 1683-1693.
- [71] LIU Xia, KLEMEŠ J J, VARBANOV P S, et al. Virtual carbon and water flows embodied in international trade: a review on consumption-based analysis[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2017, 146: 20-28.
- [72] LIANG Sai, FENG Yu, XU Ming. Structure of the global virtual carbon network: revealing important sectors and communities for emission reduction[J]. *Journal of Industrial Ecology*, 2015, 19(2): 307-320.
- [73] 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.
- [74] 刘福斌, 李扬, 陈珩. 电力市场中按比例分配原则的证明及其推广[J]. *电网技术*, 2001, 25(5): 25-29.  
LIU Fubin, LI Yang, CHEN Heng. Proof and extension of proportional sharing principle in electricity market[J]. *Power System Technology*, 2001, 25(5): 25-29.
- [75] 张伯明, 陈寿孙, 严正. 高等电力网络分析[M]. 2 版. 北京: 清华大学出版社, 2008.
- [76] 颜丽, 鲍海. 基于电流分布的电网功率分布因子的计算[J]. *中国电机工程学报*, 2011, 31(1): 80-85.  
YAN Li, BAO Hai. Algorithm of power distribution factor based on current distribution[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2011, 31(1): 80-85.
- [77] 践行碳达峰碳中和, 推进源网荷碳计量——全国首个电力系统“源网荷”实体碳表系统及能源碳计量平台在江苏常州正式上线[EB/OL]. [2022-08-12]. <https://www.eea.tsinghua.edu.cn/info/1038/3122.htm>.
- [78] 清华大学与国网江苏省电力有限公司联合发布全国首个电力系统全景碳排放流分析平台与“eCarbon+”智慧碳服务品牌[EB/OL]. [2022-08-12]. <https://www.eea.tsinghua.edu.cn/info/1038/5085.htm>.
- [79] CHEN Siyuan, LIU Pei, LI Zheng. Low carbon transition pathway of power sector with high penetration of renewable energy[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2020, 130.
- [80] YIN G, WANG B, DUAN M, et al. Integrating more renewable electricity into the power system may increase carbon emissions[J]. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 2022, 49.
- [81] 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): 2830-2842.  
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(8): 2830-2842.
- [82] 李姚旺, 刘昱良, 杨晓斌, 等. 计及电量交易信息的用电碳计量方法[J/OL]. *中国电机工程学报*: 1-12[2023-06-11]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.222323>.  
LI Yaowang, LIU Yuliang, YANG Xiaobin, et al. Electricity carbon metering method considering electricity transaction information[J/OL]. *Proceedings of the CSEE*: 1-12[2023-06-11]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.222323>.
- [83] 周天睿, 康重庆. 基于碳排放流的配电系统低碳优化运行方法研究[J]. *全球能源互联网*, 2019, 2(3): 241-247.  
ZHOU Tianrui, KANG Chongqing. Research on low-carbon oriented optimal operation of distribution networks based on carbon emission flow theory[J]. *Journal of Global Energy Interconnection*, 2019, 2(3): 241-247.

收稿日期: 2023-06-15; 修回日期: 2023-07-05

作者简介:

刘天蔚(2000—), 男, 硕士研究生, 研究方向为低碳电力技术; E-mail: 2309491536@qq.com

边晓燕(1976—), 女, 博士, 教授, 研究方向为新能源并网与消纳、电力电子化电力系统稳定与控制等; E-mail: kuliz@163.com

吴珊(1998—), 女, 硕士研究生, 研究方向为电力系统灵活性、电力市场。E-mail: wushan1998@163.com

(编辑 魏小丽)