

宋暉任, 钱 啸, 王函韵, 等. 基于多源数据的中国省域电力碳排放动态追踪与成因[J]. 地球科学与环境学报, 2025, 47(6): 1099-1113.

SONG Xuan-ren, QIAN Xiao, WANG Han-yun, et al. Dynamic Tracking and Attribution of Provincial Power Sector Carbon Emissions in China Based on Multi-source Data[J]. Journal of Earth Sciences and Environment, 2025, 47(6): 1099-1113.

DOI: 10.19814/j.jese.2025.05035

## 基于多源数据的中国省域电力碳排放 动态追踪与成因

宋暉任<sup>1</sup>, 钱 啸<sup>2</sup>, 王函韵<sup>3</sup>, 黄继华<sup>3</sup>, 窦新宇<sup>1</sup>, 柯丕煜<sup>1</sup>, 刘 竹<sup>1\*</sup>

(1. 清华大学 地球系统科学系, 北京 100084; 2. 国网浙江省电力有限公司, 浙江 杭州 310016;  
3. 国网浙江省电力有限公司湖州供电公司, 浙江 杭州 317101)

**摘 要:**在全球气候变化与能源转型的共同驱动下, 电力行业碳排放已成为应对气候变暖的关键问题之一。现有研究虽然在全球及部分国家层面开展了多角度的探索, 但针对中国省级尺度, 尤其是近实时碳排放核算与驱动因素分析仍相对不足。构建了覆盖中国 31 个省(自治区、直辖市)的电力生产近实时数据体系, 并对 2019~2024 年日尺度碳排放时间序列进行了系统分析; 采用 Kaya 恒等式、对数平均迪氏指数(LMDI)分解模型、归一化季节指数构建及时间序列分析等方法, 深入探讨了宏观社会经济因素、气候因素和重大突发公共卫生事件对各省级行政单位电力碳排放的影响。结果表明: 2019~2024 年全国日均电力碳排放量整体呈上升趋势。虽然 2020 年初受重大突发公共卫生事件的影响出现短暂下降, 但随后迅速反弹并持续增长; 各省级行政单位电力碳排放量在时间上呈现波动性, 在空间分布上表现出显著差异; 经济规模增长是多数地区电力碳排放量增加的主要驱动因素, 而能源强度与碳强度的持续改善在一定程度上减缓了电力碳排放量的增长, 部分地区甚至出现下降; 从时间特征来看, 电力碳排放量存在明显的季节性波动, 受夏季空调制冷与冬季采暖需求共同作用, 大多数省级行政单位在夏季和冬季均出现电力碳排放高峰; 此外, 法定节假日和重大突发公共卫生事件等对日尺度电力碳排放量曲线也产生了显著扰动。本研究建立的电力碳排放量估算体系与分析方法, 有助于更全面地识别和理解电力碳排放量的动态变化特征, 并为区域差异化碳减排政策的制定提供科学支撑。

**关键词:** 电力行业; 碳排放; 省级尺度; 时空特征; Kaya 恒等式; 对数平均迪氏指数分解模型; 驱动因素

中图分类号: X322; F426.61 文献标志码: A 文章编号: 1672-6561(2025)06-1099-15

### Dynamic Tracking and Attribution of Provincial Power Sector Carbon Emissions in China Based on Multi-source Data

SONG Xuan-ren<sup>1</sup>, QIAN Xiao<sup>2</sup>, WANG Han-yun<sup>3</sup>, HUANG Ji-hua<sup>3</sup>, DOU Xin-yu<sup>1</sup>,  
KE Pi-yu<sup>1</sup>, LIU Zhu<sup>1\*</sup>

(1. Department of Earth System Science, Tsinghua University, Beijing 100084, China; 2. State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Hangzhou 310016, Zhejiang, China; 3. Huzhou Power Supply Company, State

收稿日期: 2025-05-29; 修回日期: 2025-07-18

投稿网址: <http://jese.chd.edu.cn/>

基金项目: 国家电网有限公司总部管理科技项目(1400-202219426A-2-0-ZN); 国家自然科学基金(71874097, 72140002, 41921005)

\* 通信作者: 刘 竹(1985-), 男, 云南昆明人, 教授, 博士研究生导师, 理学博士, E-mail: zhuliu@tsinghua.edu.cn.

Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Hangzhou 317101, Zhejiang, China)

**Abstract:** Driven by global climate change and energy transition, carbon emissions from the power sector have become a key issue in addressing global warming. Although existing studies have explored this topic from multiple perspectives at the global and national levels, the research focusing on the provincial scale in China, especially on near-real-time carbon emission accounting and driving factor analysis, remains relatively limited. A near-real-time data system for power generation in 31 provinces of China was constructed, and daily carbon emission time series from 2019 to 2024 was analyzed; by applying the Kaya identity, the logarithmic mean Divisia index (LMDI) decomposition model, the normalized seasonal index, and the time series analysis, the impacts of macroeconomic factors, climatic conditions, and major public health emergencies on provincial power sector carbon emissions were investigated. The results show that national daily average power sector carbon emissions exhibit an overall upward trend from 2019 to 2024; although emissions decline briefly in early 2020 due to major public health emergencies, they quickly rebound and continue to increase; provincial power sector carbon emissions show substantial fluctuations and clear spatial heterogeneity; economic growth is the main driving factor of increased power sector emissions in most regions, while improvements in energy intensity and carbon intensity help mitigate power sector carbon emission growth and even contribute to reductions in some provinces; from a temporal perspective, power sector carbon emissions display pronounced seasonal variations, with most provinces experiencing carbon emission peaks in both summer and winter due to cooling and heating demands; in addition, statutory holidays and major public health emergencies significantly disturb the daily power sector carbon emission curves. The proposed emission estimation framework and analytical approach enhance the understanding of dynamic carbon emission patterns in the power sector and provide scientific support for developing region-specific mitigation policies.

**Key words:** power industry; carbon emission; provincial scale; spatiotemporal characteristic; Kaya identity; LMDI decomposition model; driving factor

## 0 引言

全球气候变化正在引发一系列严峻的生态环境问题,如海平面上升、极地冰川加速消融以及极端气候事件频发<sup>[1-4]</sup>,对人类社会的可持续发展构成重大挑战。作为世界上最大的发展中国家,中国经济规模的快速增长带来了能源消费总量的持续增加,其中电力碳排放量约占全国碳排放总量的 57%。2020 年,中国政府提出力争于 2030 年实现碳达峰、努力争取 2060 年前实现碳中和的“双碳”目标。推动能源结构调整和终端部门电气化,尤其是加快电力系统脱碳<sup>[5]</sup>,成为实现“双碳”目标的关键路径之一。与此同时,重大突发公共卫生事件对社会经济活动产生了深远影响,2020 年全球碳排放量一度出现短暂下降<sup>[6-13]</sup>。但随着经济复苏,碳排放量迅速反弹,部分地区因传统化石能源投资反弹而削弱了近年非化石能源发展的成效<sup>[8,14-17]</sup>。在此背景下,

亟需建立更加高效、精细的碳排放监测与评估体系,动态追踪能源系统碳排放变化,提升政策响应的科学性与时效性。

现有碳排放核算方法主要依赖年度或季度能源统计数据,虽然符合联合国政府间气候变化专门委员会(Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC)核算指南,但在时效性与空间分辨率上存在明显不足<sup>[18-19]</sup>。美国能源信息署(Energy Information Administration, EIA)、法国跨行业大气污染研究所(Centre Interprofessionnel Technique d'Etude de la Pollution Atmosphérique, CITEPA)等机构已实现较为规范的月度或季度碳排放统计<sup>[20-23]</sup>,但在省级尺度或更高时空分辨率仍缺乏广泛应用的方法,尤其在统计体系尚不完善的发展中国家,问题更为突出。部分研究尝试利用国内生产总值(Gross Domestic Product, GDP)、工业生产指数等宏观代理指标构建高频碳排放估算模型,但数据质量和滞

后性限制了其推广应用<sup>[24]</sup>。

近年来,学界逐步突破传统年尺度碳排放核算的限制,提出了一系列基于代理变量和分解因子的方法。例如, Gregg 等首次提出月度分解因子方法<sup>[25]</sup>,用于估算区域月度碳排放变化<sup>[21-22]</sup>; Oda 等进一步开发了全球高分辨率网格化月度碳排放产品“Open-source Data Inventory for Anthropogenic CO<sub>2</sub> (ODIAC)”<sup>[26]</sup>。此外,重大突发公共卫生事件期间, Forster 等利用人口流动等日尺度代理数据,实现了全球与国家层面的日尺度碳排放估算,为碳排放估算提供了新思路<sup>[6-7]</sup>; 乐旭等基于遥感反演结果和日耗煤数据,分别建立了电力系统日尺度碳排放估算框架<sup>[27-29]</sup>。Carbon Monitor 项目进一步发展了近实时碳排放核算系统<sup>[30-33]</sup>,但相关研究大多仍停留在国家尺度,缺乏对中国省级层面连续日尺度碳排放估算及其驱动机制的系统量化。另一方面, Kaya 恒等式与对数平均迪氏指数(Logarithmic Mean Divisia Index, LMDI)分解模型<sup>[5,30]</sup>已被广泛用于能源系统碳排放驱动因素分析,可将碳排放变化归因于人口规模、经济规模、能源强度与碳强度等因素。然而,大多数研究仍基于年度数据开展分析,难以揭示季节性波动、节假日与突发公共卫生事件等短期扰动的影响,省际差异及其驱动结构也缺乏系统比较。

基于此,本文构建了中国31个省(自治区、直辖市)2019~2024年连续6年的日尺度电力碳排放数据库,具备较高时间分辨率和全面空间覆盖;在方法上,结合国家统计局发布的月度火力发电量与行业统计的日尺度煤炭消费数据进行降尺度处理,并引入 Prophet 时间序列模型构建省级碳排放归一化季节指数,定量分析电力碳排放的季节特征与突发公共卫生事件扰动;在此基础上,利用 Kaya 恒等式与 LMDI 分解模型系统剖析各省级行政单位电力碳排放变化的驱动因素,量化人口规模、经济规模、能源强度和碳强度的贡献差异,以期为中国省级层面的近实时碳排放动态追踪、异质性识别与精细化碳排放政策制定提供数据支撑与理论参考。

## 1 数据来源与分析方法

### 1.1 数据来源

本研究旨在构建中国省级行政单位电力生产日尺度碳排放数据体系,并分析其时空特征及驱动因素,所需主要数据包括近实时更新的电力生产活动数据和其他辅助数据。近实时更新的电力生产活动

数据包括:①省级行政单位月度火力发电量,来源于国家统计局发布的省级行政单位月度火力发电量数据(<https://data.stats.gov.cn/>),逐月更新(约滞后30 d);该数据包含当月值和累计值;需要注意的是,为平滑春节假期的影响,国家统计局通常不单独发布1月份数据,2月份仅公布1月和2月累计值;本文通过累计值推算得到各月实际火力发电量。②省级行政单位日尺度动力煤消费数据,来源于中国煤炭市场网(<https://www.cctd.com.cn/>),涵盖自2019年1月1日起的日尺度省级行政单位动力煤消费量,逐日更新,约滞后1 d。其他辅助数据包括:①化石能源电力碳排放因子,来源于生态环境部公布的2021年和2022年全国化石能源电力碳排放因子;对于缺少数据的年份,2021年之前的年份假定与2021年相同,2022年之后的年份假定与2022年相同。②社会经济与人口数据,省级行政单位年度人口规模和地区生产总值数据来源于国家统计局“分省年度数据”(<https://data.stats.gov.cn/easyquery.htm?cn=E0103>),用于 Kaya 恒等式和 LMDI 分解模型分析。③节假日信息,收集了2019~2024年中国官方公布的法定节假日和春运日期,用于分析公共事件对电力碳排放的短期扰动。需要特别说明的是,本研究中的“电力碳排放”仅指化石燃料发电产生的直接碳排放,核算范围限于火力发电环节(含燃煤、燃气、燃油)。水力发电、核能发电、风力发电和光伏发电等过程不产生直接碳排放,故未纳入核算。

国家统计局发布的省级行政单位月度火力发电量数据具有权威性和可比性,但未细分燃料结构与技术路线。日尺度煤耗数据来自中国煤炭市场网,在公开行业数据中覆盖度最全、更新频率最高,主要反映省级行政单位大型煤电机组的运行水平。需要指出的是,估算中可能存在一定偏差,主要来源于:①火力发电结构(燃煤与燃气)在日尺度难以追踪;②日尺度煤耗数据的覆盖度与代表性存在区域差异;③碳排放因子受设备效率、燃料热值等影响存在地区差异,本文统一采用生态环境部公布的数据,未考虑年度间的细微变化。尽管存在上述局限,该方法在当前数据可得性约束下,仍是获得中国省级行政单位日尺度电力碳排放动态变化的可行路径,具有较高的时效性和一致性。

### 1.2 分析方法

#### 1.2.1 省级行政单位近实时电力碳排放估算

由于当前缺乏直接的省级行政单位日尺度电力

碳排放官方数据,当前研究多采用月度能源统计数据 and 日尺度代理指标以实现碳排放的近实时核算<sup>[30]</sup>。例如,乐旭等在假设单位火力发电量 2017~2020 年碳排放因子保持不变的前提下,使用国家统计局公布的月度火力发电量数据,估算了 2019 年和 2020 年中国电力部门月度碳排放数据<sup>[27]</sup>;刘竹等在国家统计局年度火力发电量数据的基础上,使用日尺度煤炭消费量数据估算了 2019 年和 2020 年中国日尺度电力碳排放变化<sup>[28-29]</sup>。本研究结合前人研究方法的优点,基于官方统计数据(月度火力发电量)核算省级行政单位月度电力碳排放量,进一步结合具有高时间分辨率的行业数据(动力煤消费数据),将省级行政单位电力碳排放降尺度到日尺度,这是在现有数据条件下估算日尺度碳排放量的一种可行途径。

具体而言,本研究利用国家统计局发布的省级行政单位月度火力发电量数据和生态环境部发布的省级行政单位电网 CO<sub>2</sub> 排放因子,计算省级行政单位每月电力碳排放量。其计算公式为

$$E_{p,m} = P_{p,m} \times F_{p,y} \quad (1)$$

式中: $E_{p,m}$ 为省级行政单位  $p$  在月份  $m$  的电力碳排放量; $P_{p,m}$ 为省级行政单位  $p$  在月份  $m$  的火力发电量; $F_{p,y}$ 为省级行政单位  $p$  在年份  $y$  的电力碳排放因子。

考虑到月度数据无法捕捉日间的排放波动,本研究引入省级行政单位日尺度动力煤消费数据作为分配权重,将月度碳排放总量分解到该月的每一天,以提高电力碳排放结果的分辨率。本研究假设在一个月內,火力发电相关的日尺度碳排放量与日尺度动力煤消费量成正比,则可将省级行政单位月度碳排放总量降尺度至日尺度。其计算公式为

$$E_{p,d} = \frac{C_{p,d}}{\sum_{d \in m} C_{p,d}} \times E_{p,m} \quad (2)$$

式中: $E_{p,d}$ 为省级行政单位  $p$  在第  $d$  天的电力碳排放量; $C_{p,d}$ 为省级行政单位  $p$  在第  $d$  天的动力煤消费量; $\sum_{d \in m} C_{p,d}$ 为省级行政单位  $p$  在月份  $m$  的动力煤消费总量。

此外,本研究在估算中采用了省级行政单位统一碳排放因子(由生态环境部发布),未对不同省级行政单位可能存在的火力发电机组结构差异、燃料质量变化进行差异化处理,亦未细化考虑热电联产、抽蓄调峰等特殊发电行为对碳排放量曲线的扰动。这些因素将在一定程度上引入估算误差。未来可通

过引入电网调度平台数据(如国家电网调度中心监控与数据采集系统(Supervisory Control and Data Acquisition, SCADA))或基于遥感反演的碳排放观测结果,进一步优化日尺度碳排放估算的精度。

### 1.2.2 日尺度电力碳排放量曲线季节特征分析

本研究采用 Prophet 时间序列分解模型<sup>[34]</sup>构建各省级行政单位碳排放的归一化季节指数,进而分析各省级行政单位电力碳排放的季节变化特征。首先,以各省级行政单位的日尺度碳排放数据为基础,并考虑春节假期和其他法定节假日的特殊影响。本研究显式标注了 2019~2024 年官方公布的假期日期范围并扩展为多日事件窗口,完整覆盖假期前后潜在影响周期,在初始化模型时,注入春节假期和中国其他法定节假日(如国庆节、清明节)效应。模型的数学表达式为

$$E(t) = g(t) + s(t) + h(t) + \epsilon(t) \quad (3)$$

式中: $E(t)$ 为时间  $t$  上的日尺度碳排放量; $g(t)$ 表示长期趋势分项; $s(t)$ 表示年度季节性分项; $h(t)$ 为节假日效应分项; $\epsilon(t)$ 为随机误差项。

本研究将  $s(t)$  分项进行归一化,得到各省级行政单位的归一化季节指数。其计算公式为

$$s_{\text{norm}}(t) = \frac{s(t) - \min(s)}{\max(s) - \min(s)} \quad (4)$$

式中: $s_{\text{norm}}(t)$ 为归一化后的季节指数,范围为 $[0, 1]$ ; $\min(s)$ 和  $\max(s)$ 分别为季节分量的最小值和最大值。

### 1.2.3 基于 Kaya 恒等式和 LMDI 分解模型的碳排放驱动因素分析

为分析电力碳排放量变化的驱动因素,本研究采用 Kaya 恒等式和 LMDI 分解模型。Kaya 恒等式将电力行业的碳排放量分解为多个社会经济和技术因素的乘积。在本研究中,结合数据可得性,将其调整应用于电力部门,具体计算公式为

$$E_{\text{CO}_2} = P \times P_{\text{GDP}} \times I_{\text{GDP}} \times I_{\text{CO}_2} \quad (5)$$

式中: $E_{\text{CO}_2}$ 为碳排放量; $P$ 表示人口规模; $P_{\text{GDP}}$ 表示人均 GDP; $I_{\text{GDP}}$ 表示能源强度(单位 GDP 能耗); $I_{\text{CO}_2}$ 表示碳强度(单位能源的碳排放量)。

本研究基于 Kaya 恒等式,结合 LMDI 分解模型,将电力碳排放量的变化分解为人口规模、经济规模、能源强度与碳强度 4 个因素来评价对碳排放量的影响。其计算公式为

$$\begin{aligned} \Delta E_{\text{CO}_2} &= E_{\text{CO}_2, y+1} - E_{\text{CO}_2, y} \\ &= \Delta P + \Delta P_{\text{GDP}} + \Delta I_{\text{GDP}} + \Delta I_{\text{CO}_2} \end{aligned} \quad (6)$$

式中: $\Delta E_{\text{CO}_2}$ 为电力碳排放量的变化量; $E_{\text{CO}_2, y}$ 为年

份  $y$  的电力碳排放量;  $\Delta P$ 、 $\Delta P_{\text{GDP}}$ 、 $\Delta I_{\text{GDP}}$ 、 $\Delta I_{\text{CO}_2}$  分别为人口规模、人均 GDP、能源强度、碳强度的变化量。

对于每个驱动因素,通过 LMDI 分解模型可以得到各自的贡献值。具体来说,LMDI 分解模型将每个因素对碳排放量变化的贡献表示为该因素在基准年和目标年之间的变化率以及其他因素对该变化的影响,将碳排放量的变化量分解为各个因素的贡献。每个因素的贡献计算公式为

$$C_X = \frac{E_{\text{CO}_2,r,y+1} - E_{\text{CO}_2,r,y}}{\ln E_{\text{CO}_2,r,y+1} - \ln E_{\text{CO}_2,r,y}} \times \ln \frac{X_{r,y+1}}{X_{r,y}} \quad (7)$$

式中: $C_X$  为驱动因素  $X$  对碳排放量变化的贡献值; $E_{\text{CO}_2,r,y}$  为省级行政单位  $r$  在年份  $y$  的碳排放量; $X_{r,y}$  为省级行政单位  $r$  在年份  $y$  的驱动因素值(如人口规模、人均 GDP、能源强度或碳强度)。

本研究采用 2019 年各省级行政单位的日均电力碳排放量作为基准,分析了 2023 年各省级行政单位的日均碳排放量变化情况。在分析过程中,本研究使用各省级行政单位的电力消费数据及其对应的经济规模、人口规模和能源结构数据,对比了 2023 年与 2019 年的差异,得出各驱动因素对碳排放量变化的具体贡献。与 2019 年相比,2023 年各省级行政单位日均碳排放量变化的驱动因素贡献可表示为

$$C_X = \frac{E_{\text{CO}_2,r,2023} - E_{\text{CO}_2,r,2019}}{\ln E_{\text{CO}_2,r,2023} - \ln E_{\text{CO}_2,r,2019}} \times \ln \frac{X_{r,2023}}{X_{r,2019}} \quad (8)$$

为提升不同省级行政单位碳强度变化的横向可比性,本文采用日均电力碳排放量作为 LMDI 分解模型的对象,而非年度电力碳排放量。这样处理可消除各省级行政单位发电规模、用电结构等绝对量上的差异干扰,能更准确地反映碳排放效率的演化趋势。实证对比显示,日均碳排放量与年累计碳排放量在变化趋势上高度一致,二者在驱动因素分解上的贡献方向也基本保持一致。因此,基于日均碳排放量的分解结果具有合理性与代表性。

## 2 结果分析

### 2.1 日尺度电力碳排放量变化特征

#### 2.1.1 全国变化趋势

图 1 展示了 2019 年 1 月 1 日至 2024 年 12 月 31 日全国及各省级行政单位电力碳排放量的动态变化特征。总体来看,全国日均电力碳排放量呈持续增长态势,由 2019 年的  $1.192 \times 10^4 \text{ t} \cdot \text{d}^{-1}$  上升至

2024 年的  $1.443 \times 10^4 \text{ t} \cdot \text{d}^{-1}$ 。2020 年初受重大突发公共卫生事件影响,生产活动受限,全国电力碳排放量一度下降(2020 年 3 月降至  $1.071 \times 10^4 \text{ t} \cdot \text{d}^{-1}$ ,环比下降 6.9%),但随着防控措施逐步解除和经济活动恢复,碳排放量迅速反弹,全年较 2019 年仍增长 1.9%。这一变化反映出经济复苏阶段能源消费增加对碳排放量的显著驱动作用。2021 年、2022 年、2023 年和 2024 年,全国电力碳排放量的同比增速分别为 9.6%、0.2%、6.5% 和 1.5%,呈现明显波动特征。

为揭示区域差异,图 2 给出了 2024 年各省级行政单位日均电力碳排放量的空间分布及相较于 2019 年的变化情况。从图 2 可以看出,山东、江苏、河南和广东等东部和中部经济大省电力碳排放量较高,而青海、海南等省份相对较低。相较 2019 年,河北、山西、河南等北方省份电力碳排放量增幅明显,而黑龙江、吉林等东北省份则出现下降,体现出不同地区在产业结构、电力消费规模和能源结构上的差异。

此外,日尺度电力碳排放量曲线清晰反映了节假日、重大突发公共卫生事件等对社会经济活动强度的扰动及对电力碳排放量的显著影响(图 1)。自春运开始,全国及各省级行政单位电力碳排放量普遍呈现显著下降趋势,并在春节假期降至最低,随后出现反弹,并在春运结束后逐步恢复正常水平。这种现象主要归因于春节假期工业生产暂停、企业停工停产、居民出行减少等导致的电力需求下降(表 1)。春节假期电力碳排放量的谷值多出现在农历正月初三至初五,相较于春运初期的电力碳排放量水平,降幅一般为 25%~44%。其中,2020 年由于重大突发公共卫生事件叠加春节假期,电力碳排放量谷值时间有所延迟。重大突发公共卫生事件期间实施的全国性及区域性防控措施导致工业生产活动停滞、居民出行大幅减少,进而显著降低了电力生产及其碳排放量。从 2020 年 1 月 23 日开始,各省级行政单位相继实施了不同程度的防控措施,加上春节假期等因素的叠加,全国电力碳排放量下降尤为显著。此外,2020 年春节假期普遍延长至 2 月 10 日,使得当年春运假期的电力碳排放量谷值出现延后的特征。随着复工复产和重大突发公共卫生事件防控措施逐步解除,全国电力碳排放量缓慢回升,体现出明显的逐步恢复趋势(表 1)。

#### 2.1.2 省级行政单位变化趋势及差异

图 3 和表 2 展示了 31 个省(自治区、直辖市)

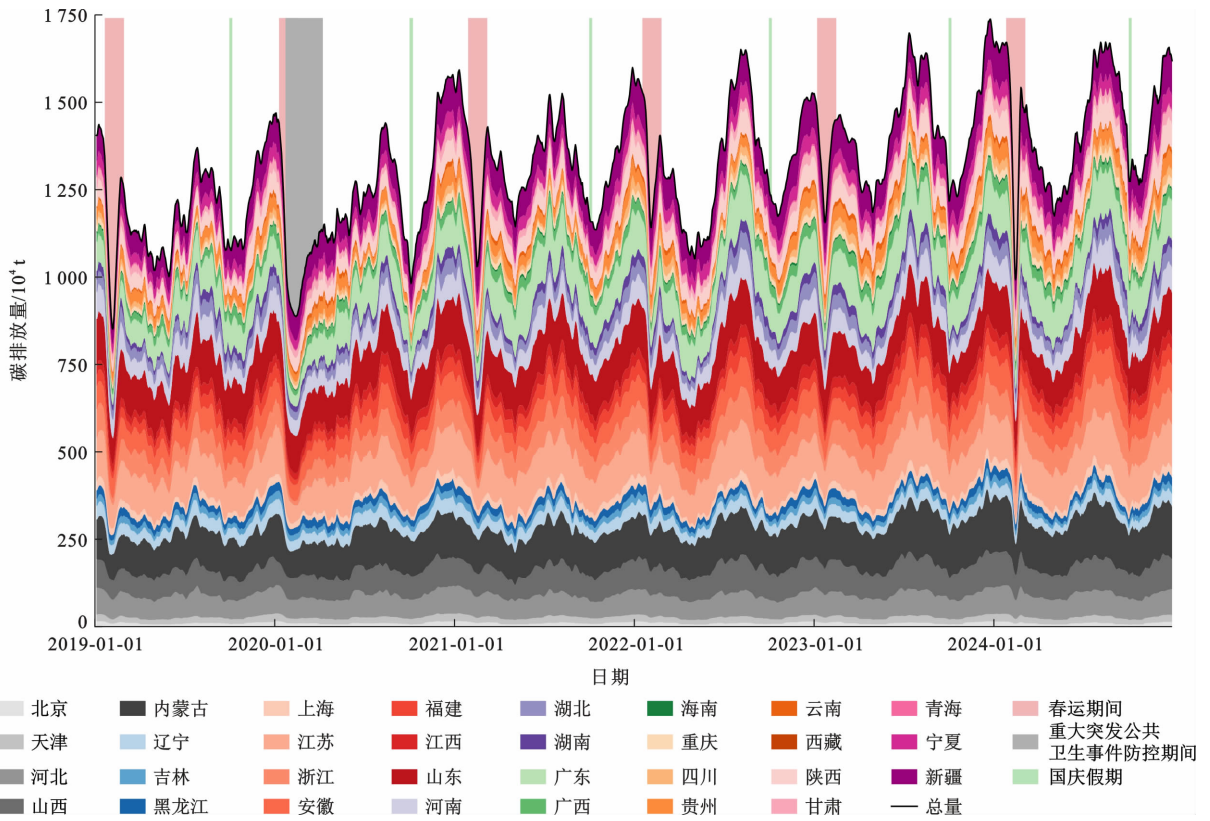
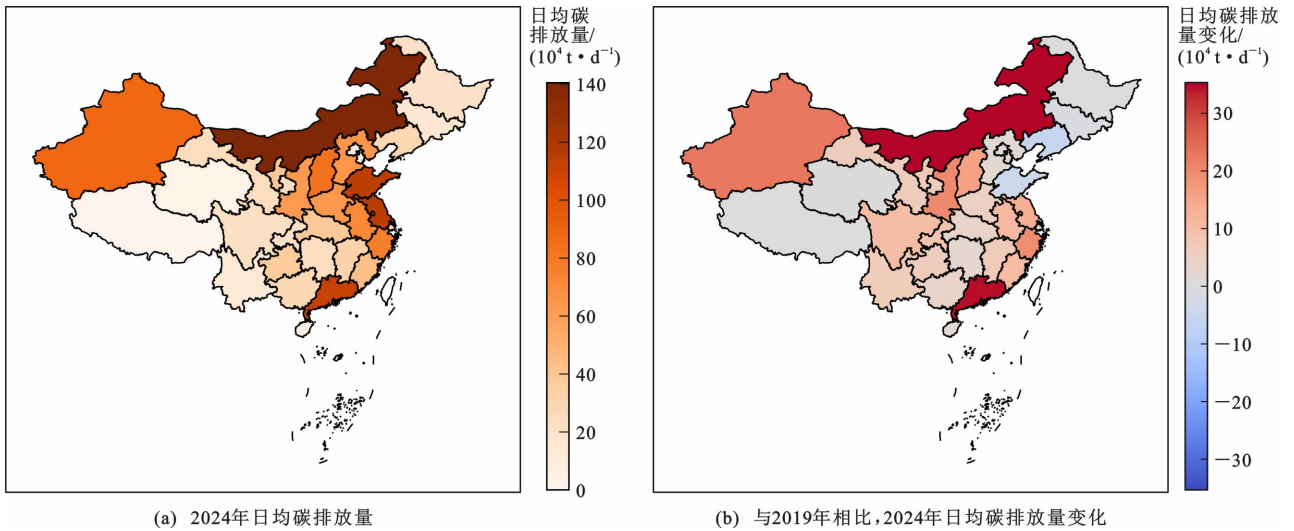


图1 2019年1月1日至2024年12月31日各省级行政单位电力碳排放量逐日变化

Fig. 1 Daily Variations in Provincial Power Sector Carbon Emissions from January 1th, 2019 to December 31th, 2024



(a) 2024年日均碳排放量

(b) 与2019年相比, 2024年日均碳排放量变化

台湾数据缺失

图2 2024年各省级行政单位电力碳排放量空间分布及变化特征

Fig. 2 Spatial Distribution and Variation Characteristics of Provincial Power Sector Carbon Emissions in 2024

2019~2024年日尺度电力碳排放量变化。2024年, 日均电力碳排放量超过  $100 \times 10^4 \text{ t} \cdot \text{d}^{-1}$  的省级行政单位有4个, 即内蒙古(日均电力碳排放量为  $142 \times 10^4 \text{ t} \cdot \text{d}^{-1}$ )、江苏( $117 \times 10^4 \text{ t} \cdot \text{d}^{-1}$ )、山东( $116 \times 10^4 \text{ t} \cdot \text{d}^{-1}$ )和广东( $113 \times 10^4 \text{ t} \cdot \text{d}^{-1}$ ), 合计贡献全国电力碳排放量的33%。日均电力碳排放

量介于  $(50 \sim 100) \times 10^4 \text{ t} \cdot \text{d}^{-1}$  的省级行政单位有7个, 包括新疆(日均电力碳排放量为  $89 \times 10^4 \text{ t} \cdot \text{d}^{-1}$ )、山西( $85 \times 10^4 \text{ t} \cdot \text{d}^{-1}$ )、浙江( $78 \times 10^4 \text{ t} \cdot \text{d}^{-1}$ )、安徽( $73 \times 10^4 \text{ t} \cdot \text{d}^{-1}$ )、河北( $67 \times 10^4 \text{ t} \cdot \text{d}^{-1}$ )、河南( $64 \times 10^4 \text{ t} \cdot \text{d}^{-1}$ )和陕西( $64 \times 10^4 \text{ t} \cdot \text{d}^{-1}$ ), 合计贡献全国电力碳排放量的36%。其余20

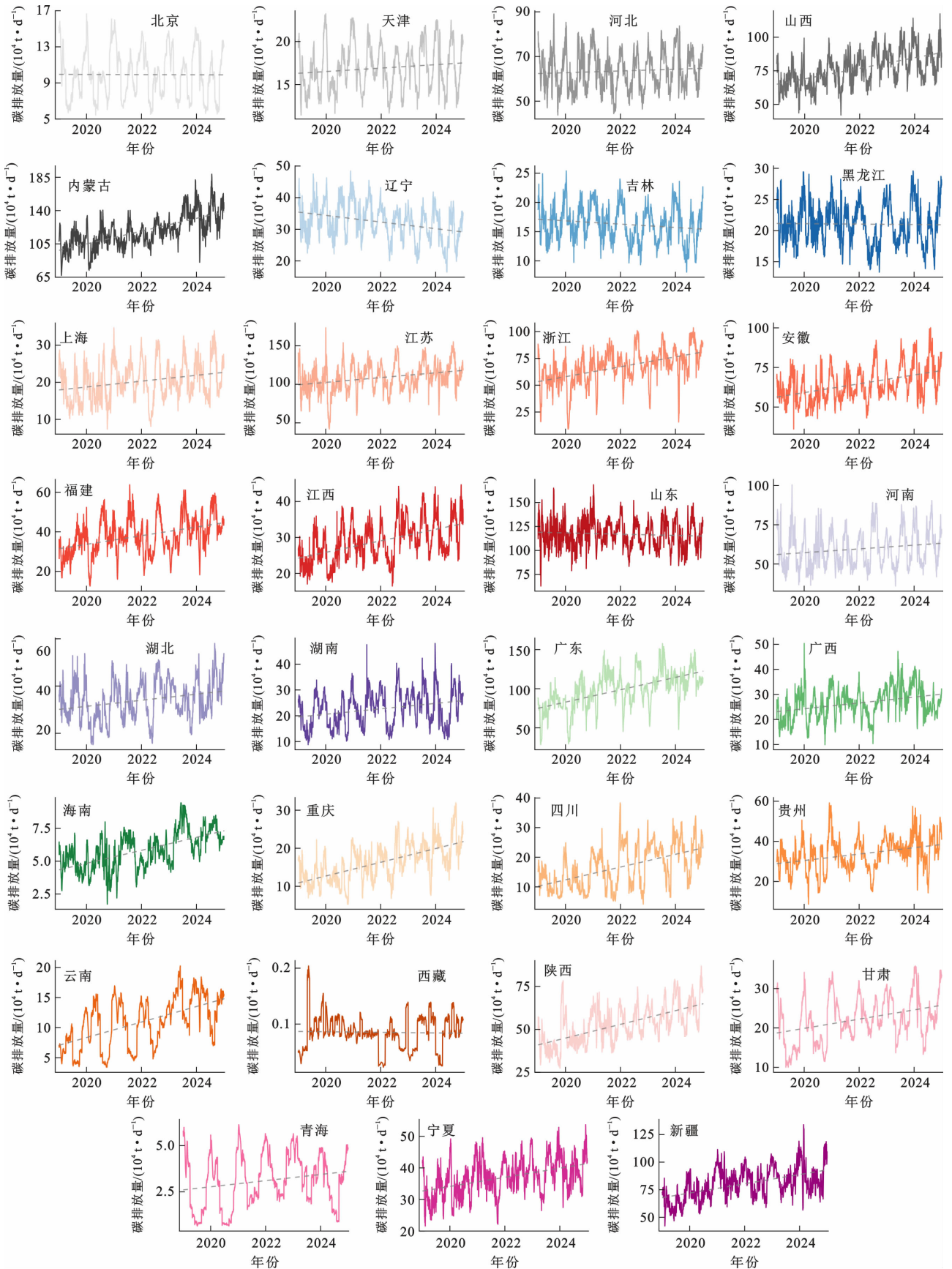


图 3 2020~2024 年 31 个省(自治区、直辖市)电力碳排放量日尺度变化

Fig. 3 Daily Trajectories Variations of Power Sector Carbon Emissions for 31 Provinces from 2020 to 2024

表1 全国春运期间电力碳排放量变化

Table 1 Variations of National Power Sector Carbon Emissions During the Spring Festival Travel Season

年份	开始时间	谷值时间	电力碳排放量降幅	结束时间	碳排放量反弹速率/(t·d <sup>-1</sup> )
2019年	1月21日	2月7日(农历正月初三)	39%	3月1日	1 863
2020年	1月10日	2月11日(农历正月十八)		2月18日	16
			40%	4月8日*	728
2021年	1月28日	2月16日(农历正月初五)	29%	3月8日	1 979
2022年	1月17日	2月5日(农历正月初五)	27%	2月25日	1 243
2023年	1月7日	1月24日(农历正月初三)	25%	2月15日	1 529
2024年	1月26日	2月13日(农历正月初四)	44%	3月5日	2 662

注：\* 为重大突发公共卫生事件防控措施结束时间。

表2 2020~2024年31个省(自治区、直辖市)电力碳排放量变化趋势线斜率

Table 2 Trend Line Slope of Variation of Power Sector Carbon Emissions for 31 Provinces from 2020 to 2024

省级行政单位	趋势线斜率	省级行政单位	趋势线斜率	省级行政单位	趋势线斜率	省级行政单位	趋势线斜率
北京	$-2.6 \times 10^{-5}$	上海	$2.2 \times 10^{-3}$	湖北	$3.5 \times 10^{-3}$	云南	$3.5 \times 10^{-3}$
天津	$5.5 \times 10^{-4}$	江苏	$8.5 \times 10^{-3}$	湖南	$2.9 \times 10^{-3}$	西藏	$-1.5 \times 10^{-6}$
河北	$1.1 \times 10^{-3}$	浙江	$1.3 \times 10^{-2}$	广东	$2.2 \times 10^{-2}$	陕西	$1.1 \times 10^{-2}$
山西	$1.1 \times 10^{-2}$	安徽	$7.6 \times 10^{-3}$	广西	$3.2 \times 10^{-3}$	甘肃	$3.2 \times 10^{-3}$
内蒙古	$2.1 \times 10^{-2}$	福建	$6.0 \times 10^{-3}$	海南	$1.4 \times 10^{-3}$	青海	$4.6 \times 10^{-4}$
辽宁	$-2.9 \times 10^{-3}$	江西	$4.4 \times 10^{-3}$	重庆	$4.9 \times 10^{-3}$	宁夏	$3.9 \times 10^{-3}$
吉林	$-7.8 \times 10^{-4}$	山东	$-1.8 \times 10^{-3}$	四川	$5.9 \times 10^{-3}$	新疆	$1.1 \times 10^{-2}$
黑龙江	$-9.3 \times 10^{-5}$	河南	$3.3 \times 10^{-3}$	贵州	$4.4 \times 10^{-3}$		

个省级行政单位日均电力碳排放量为 $(0.1 \sim 44.0) \times 10^4 \text{ t} \cdot \text{d}^{-1}$ , 合计贡献全国电力碳排放量的31%。趋势分析显示: 仅6个省级行政单位的电力碳排放量呈下降态势(趋势线斜率低于0), 其中辽宁、山东和吉林下降最为明显(表2), 平均日减电力碳排放量分别为29、18和7 t; 其余25个省级行政单位的电力碳排放量呈增长趋势, 广东、内蒙古和浙江增速最快, 平均日增电力碳排放量均超过100 t。

然而, 各省级行政单位日尺度电力碳排放量曲线呈现非线性增长或下降, 反映了电力生产的复杂波动。例如, 受重大突发公共卫生事件的冲击, 2020年湖北省电力碳排放量环比下降17.0%, 但在2021年快速反弹, 环比增长21.0%, 随后增速放缓, 到2023年电力碳排放量环比下降6.1%, 在2024年再次反弹, 环比增长11.3%。广东、四川、浙江2021年电力碳排放量也出现了较大幅度的反弹, 随后增速放缓并出现波动。然而, 辽宁和内蒙古电力碳排放量未在2021年出现反弹, 反而相较于2020年增速略有下降; 但2022年之后, 内蒙古电力碳排放量增速增长, 2022年增长7%, 2023年增长14%, 到2024年增速放缓至4%; 而辽宁电力碳排放量持续下降, 2022年、2023年和2024年分别下降7.2%、2.7%和6.6%。

### 2.1.3 省级行政单位季节变化规律

图4展示了31个省级行政单位日尺度电力碳排放量变化经归一化处理后的季节性指数。整体来看, 中国各区域电力生产相关的碳排放量表现出显著的季节性波动特征, 具体体现在春季、夏季、秋季、冬季峰值的分布规律及变化趋势上。大多数省级行政单位的电力碳排放量呈现出夏季和冬季双峰的季节特征。冬季严寒气候条件导致北方地区采暖需求与南方地区空调制热负荷显著增加, 从而引发全国范围内的电力碳排放量高峰; 而夏季的电力消费高峰主要源于空调制冷需求的大幅增长。具体而言, 各省级行政单位电力碳排放量的季节波动曲线存在明显差异。华北、华中及华东地区各省级行政单位夏季与冬季的电力碳排放量峰值较为接近, 主要由于上述地区工业生产相对稳定, 能源需求季节性差异不明显, 且居民用电波动程度较低, 导致冬、夏两季电力碳排放量水平相差较小。相比之下, 东北、西北和西南地区各省级行政单位则表现为冬季电力碳排放量峰值明显高于夏季, 可能与这些地区冬季供暖需求较高有关; 华南地区主要呈现出夏季电力碳排放量峰值略高于冬季的特征, 这是由于夏季高温导致空调制冷需求的增加。此外, 西南地区及华南个别地区(广西)受夏季季风影响, 水力发电能力在

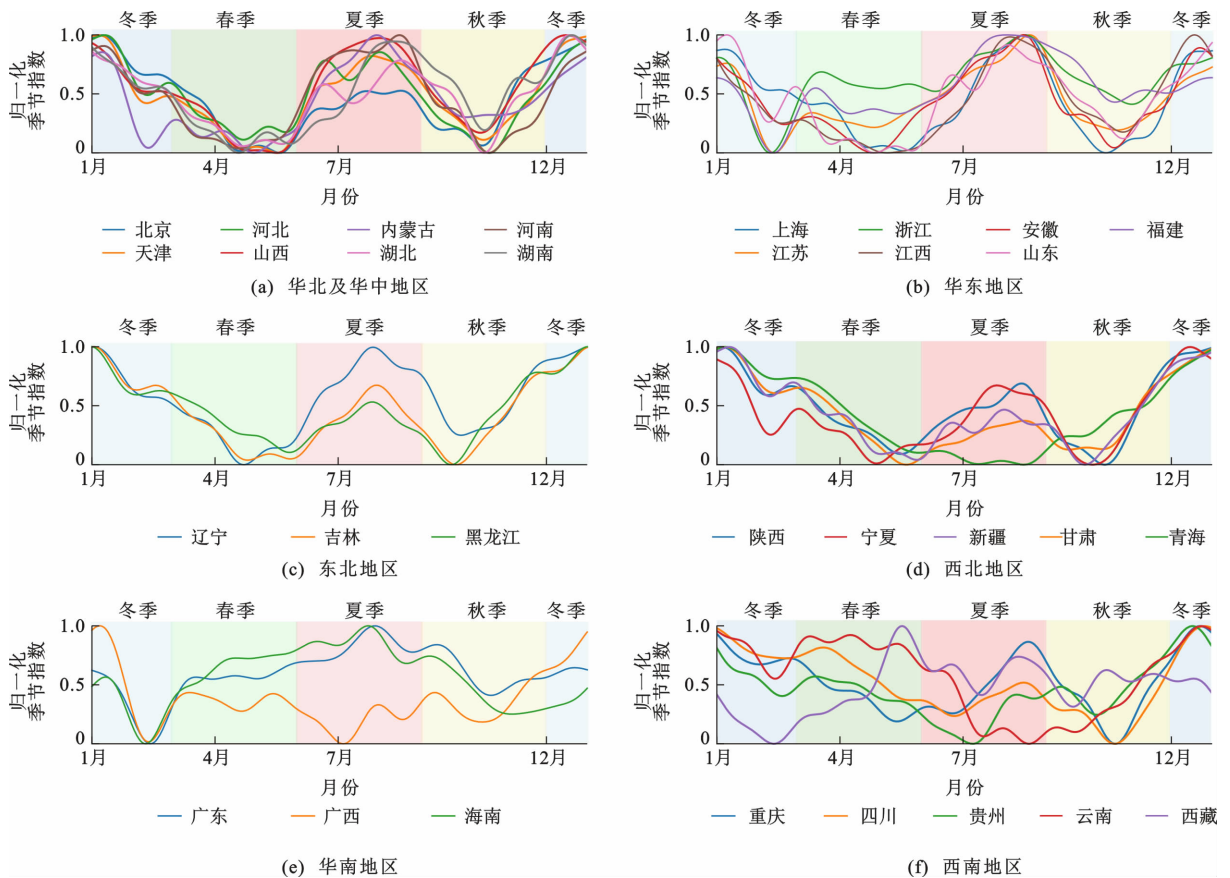


图4 31个省(自治区、直辖市)电力碳排放量归一化季节性指数变化

Fig. 4 Variations of Normalized Seasonal Indices of Power Sector Carbon Emissions for 31 Provinces

夏季更为充裕,减少了对火力发电的依赖,从而降低了电力碳排放量。

为进一步验证夏季和冬季双峰季节特征的驱动机制,图5展示了全国六大区域电力碳排放量对气温的响应。从图5可以看出,电力碳排放量随气温的变化呈现U型拟合曲线,即在中等气温( $10\text{ }^{\circ}\text{C}\sim 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ )条件下电力碳排放量较低,而在低温或高温条件下电力碳排放量显著升高。这一模式进一步支持了夏季和冬季双峰季节特征受气温驱动的解释。具体而言,华北及华中、东北、西北和西南地区的拟合曲线普遍呈现出在低温条件下电力碳排放量显著增加的趋势,反映出冬季采暖需求对电力系统负荷的强烈拉动作用。以东北和西北为代表的地区,碳排放量拟合曲线对应的气温最低点通常位于 $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ 左右,低温区段拟合曲线陡升,符合冬季集中供暖的区域特征。相较之下,华南和华东部分地区则表现出高温对应电力碳排放量升高更为显著的特征,反映出夏季空调制冷负荷的主导作用,特别是广东、广西、海南等的电力碳排放量拟合曲线在高温区段迅速上升,说明空调制冷是驱动夏季电力碳排放量峰值的主要因素。此外,西南地区的电力碳排放量拟

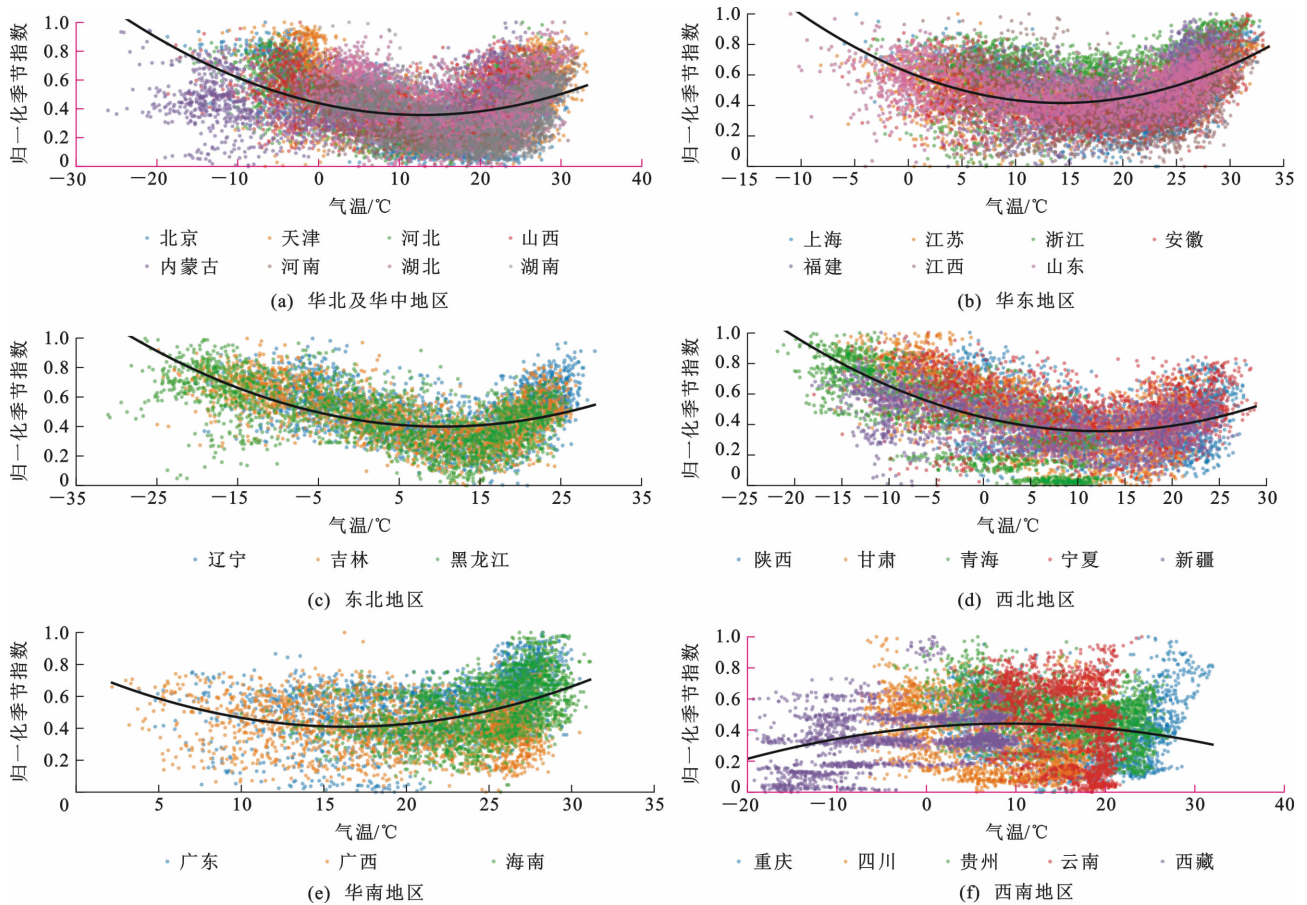
合曲线在高温区段上升幅度相对温和,可能受到水力发电出力的调节作用影响。由于夏季水资源丰富,水力发电在满足高温负荷中发挥一定“去碳”缓冲作用,从而降低了火力发电碳排放量的响应强度。

总体来看,图5从气温的维度验证了图4中观察到的夏季和冬季双峰季节特征,其形成机制可归因于夏季和冬季的极端气温通过冷暖负荷显著推高电力消费,进而导致电力碳排放量峰值。不同区域由于用电结构、能源结构和供暖/制冷制度差异,导致碳排放量拟合曲线的形态存在显著差异。

## 2.2 电力碳排放量驱动因素分解

### 2.2.1 驱动因素贡献分析

基于Kaya恒等式,本研究将各省级行政单位的电力碳排放量变化分解为人口规模变化、人均GDP变化、能源强度变化以及碳强度变化4个维度,进一步结合LMDI分解模型分析了各省级行政单位电力碳排放量变化的4个主要驱动因素的贡献。一般而言,人口规模和经济规模的增长会造成用电需求的增长,导致电力碳排放量的增长。产业升级和能源结构调整,特别是大力发展非化石能源,导致能源强度和碳强度的降低,从而抵消了人口规



图中曲线为拟合曲线

图5 31个省(自治区、直辖市)电力碳排放量与气温的关系

Fig. 5 Relationships Between Power Sector Carbon Emissions and Temperature of 31 Provinces

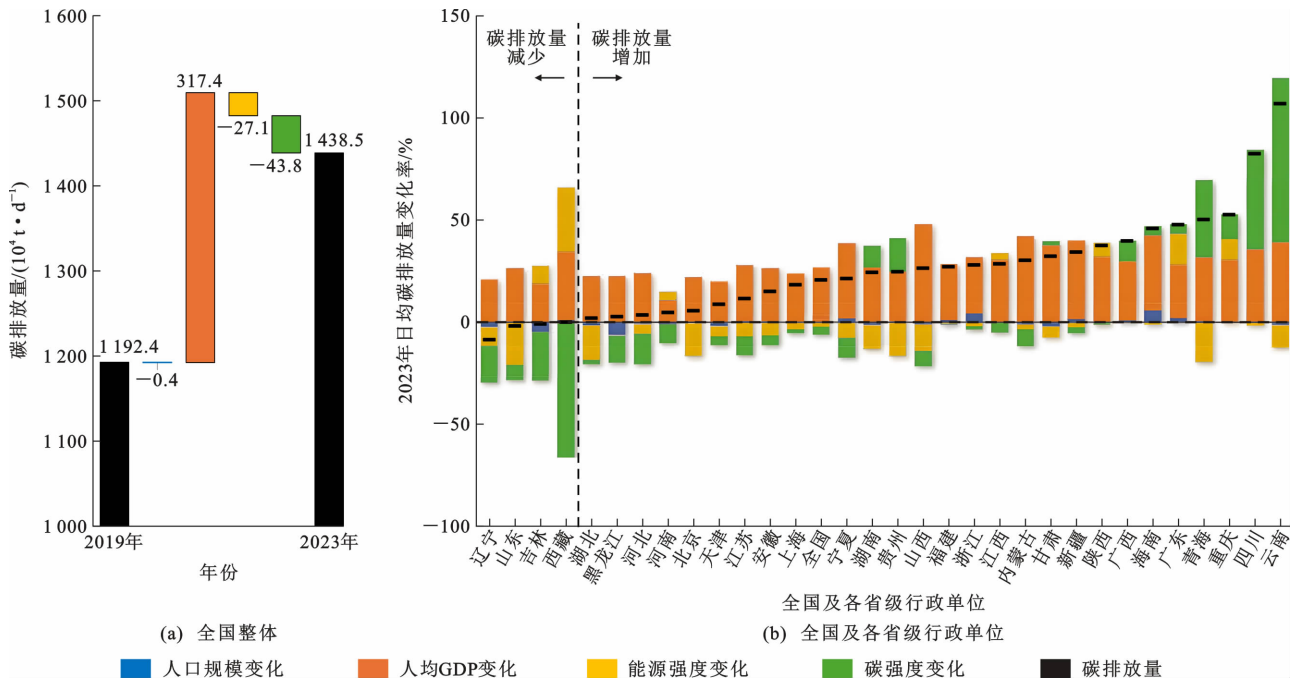
模和经济规模的增长对电力碳排放量增长的贡献,甚至最终导致电力碳排放量的下降。

图6对2019~2023年31个省(自治区、直辖市)日均电力碳排放量变化及其主要驱动因素进行了系统分解,展示了2019~2023年各省级行政单位电力碳排放量变化的整体情况和空间差异。从全国来看,经济规模增长是推动碳排放量上升的主导因素,其贡献占比高达129%[图6(a)],反映出经济规模增长带来的能源需求扩张效应。而能源强度和碳强度的降低部分抵消了经济规模增长带来的电力碳排放压力,合计贡献率为-28.8%。值得注意的是,人口规模小幅缩减虽然抑制了碳排放量的增长,但其作用相对微弱。这一结果凸显了我国在“双碳”目标下能源效率提升与非化石能源发展的成效,但同时也表明经济规模与碳排放量尚未完全脱钩。

从省级行政单位来看,不同省级行政单位电力碳排放量变化的特征及其驱动因素的贡献程度表现出显著差异[图6(b)]。经济规模增长是推动各省级行政单位电力碳排放量上升的主要驱动因素,对

所有省级行政单位电力碳排放量的增长均呈现正向的贡献,拉动电力碳排放量增长10.7%~47.8%(平均值为28.7%),反映了经济规模增长对能源需求的拉动作用。其中,山西(电力碳排放量平均增长47.8%)、内蒙古(41.9%)和云南(39.0%)等的人均GDP增长对电力碳排放量增长的拉动作用最强。

人口规模变化对电力碳排放量的影响整体较为有限,贡献率为-6.2%~5.7%,平均值为-0.1%,呈现出整体影响微弱、个别地区差异明显的特征。虽然人口规模变化对电力碳排放量的贡献相比其他驱动因素较小,但在不同地区表现出显著的空间差异。其中,黑龙江、吉林和辽宁的人口规模减少对电力碳排放量的抑制作用最强,造成2023年电力碳排放量分别减少6.2%、4.5%和2.1%,反映了东北三省的经济结构调整滞后、工业衰退、年轻劳动力外流以及老龄化加剧等问题导致的能源需求减少。相比之下,海南、浙江和广东等人口流入较多的省份,人口规模增长对电力碳排放量增长的拉动作用最强,导致了5.7%、4.4%和2.1%的电力碳排放量增长,



正值表示对碳排放量增加的推动作用，负值表示对碳排放量减少的抑制作用；黑色实线表示碳排放量的净变化值，各省省级行政单位根据电力碳排放量变化幅度从左到右排序

图 6 2023 年全国和各省省级行政单位日均电力碳排放量变化(相较于 2019 年)的驱动因素分解

Fig. 6 Driving Factor Decomposition of Daily Average Power Sector Carbon Emissions at National and Provincial Levels in 2023 (Relative to 2019)

反映了人口规模增长带动了能源需求和经济活动的扩展,从而推动了碳排放量的上升。

能源强度和碳强度的改善是各省省级行政单位抑制碳排放量增长或推动碳排放量下降的关键驱动因素。能源强度的改善在大多数省级行政单位(24 个)表现为抑制电力碳排放量,造成电力碳排放量平均下降 3.3%(介于下降 20.7%至增长 31.7%之间)。其中,山东和青海的能源强度改善,导致其电力碳排放量分别减少 20.7%和 19.2%。但是西藏、广东和重庆由于工业在经济结构中的比重呈现增长态势,能源强度增加,导致电力碳排放量分别增长了 31.7%、15.1%和 10.0%。22 个省级行政单位 2019~2023 年的碳强度得到改善。其中,西藏的碳强度改善导致了 66.0%的电力碳排放量降低,说明虽然西藏工业发展导致的能源强度增加拉动了电力碳排放量的增长,但是电力生产的能源结构改善特别是新能源的发展,抵消了能源强度增加的拉动作用。值得注意的是,西南地区各省市(云南、四川、贵州和重庆)的碳强度增长明显,分别对电力碳排放量增长的拉动作用达 80.1%、48.2%、16.2%和 12.1%,这可能是由于 2022~2024 年的极端高温干旱导致水力发电出力骤降、电力需求刚性增长与新能源波动性加剧了供需失衡,叠加省际电网互济能

力不足,迫使火力发电作为应急保障电源扩容以填补缺口。

### 2.2.2 驱动因素动态变化特征

为进一步剖析不同地区电力碳排放量变化的驱动机制,本研究选取广东和辽宁作为代表省份进行逐年驱动因素分解。广东是我国经济总量最大的南方沿海发达省份,2023 年地区生产总值达到 135 673.2 亿元,较 2003 年增长近 8.5 倍,人口规模也从 2003 年的 8 963 万人上升至 2023 年的 12 706 万人,经济和人口规模的同步增长带动了电力消费的快速上升,代表了典型的高负荷经济体碳排放演化路径。相比之下,辽宁作为传统老工业基地,近年来经济增速明显放缓,2023 年地区生产总值为 30 209.4 亿元,仅比 2003 年增长约 4.1 倍,人口规模则从 4 210 万人略降至 4 182 万人,电力需求趋于稳定甚至略有下降,电力碳排放量也呈现出逐步下降趋势,具有一定的产业结构调整 and 转型代表性。广东和辽宁在电力碳排放量、变化趋势、产业结构及单位能耗水平等方面差异显著,具有较强的对比价值。

图 7 展示了广东和辽宁 2019~2023 年电力碳排放量驱动因素的逐年分解结果,可用于进一步分析不同省份电力碳排放量变化的差异。广东是我国

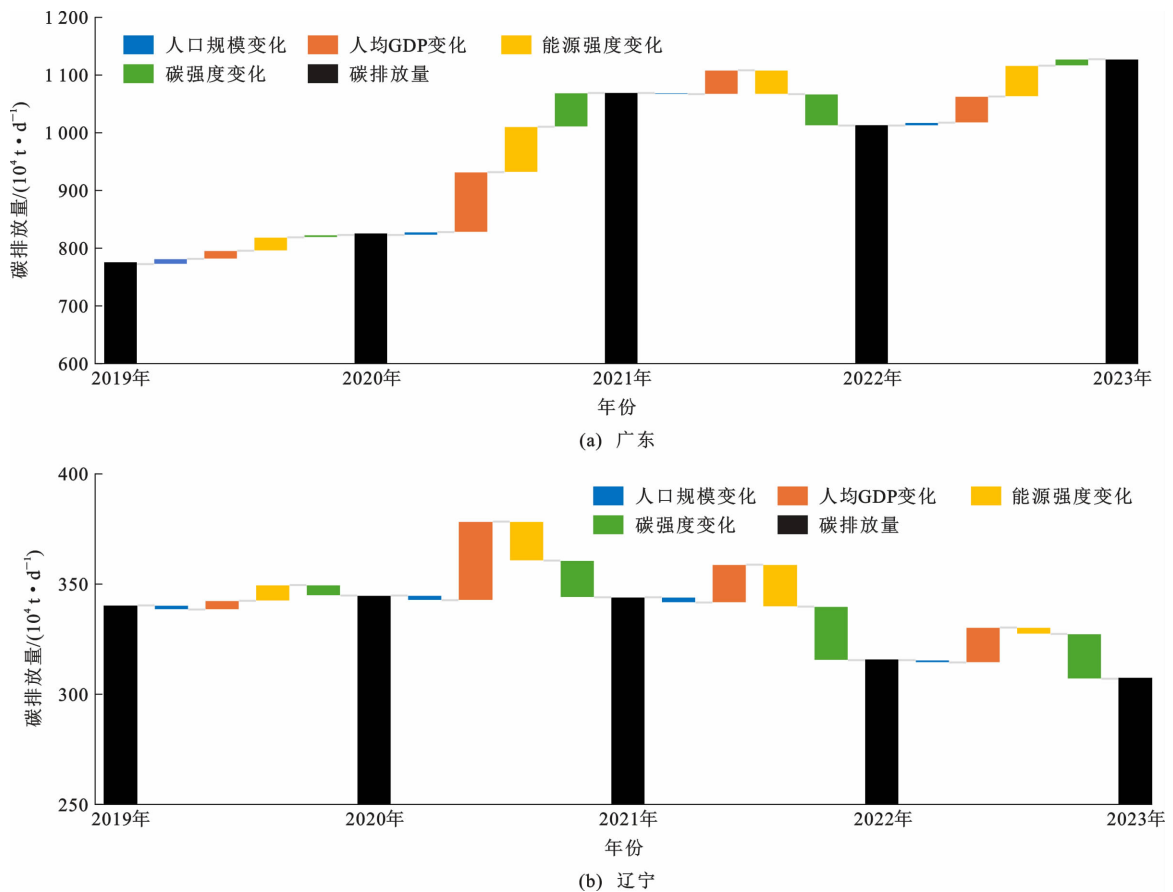


图7 2019~2023年广东和辽宁电力碳排放量驱动因素分解

Fig. 7 Driving Factor Decompositions of Power Sector Carbon Emissions in Guangdong and Liaoning from 2019 to 2023

的经济和能源大省,近5年支撑经济规模增长的火力发电量占总发电量的71%~76%。整体上,广东电力碳排放量2019~2023年呈上升趋势,但在2022年略有下降[图7(a)]。从驱动因素分解结果来看,2020年和2021年,4种驱动因素对广东电力碳排放量增长都呈正向的促进作用。2020年,虽然上半年受到重大突发公共卫生事件的影响,但随着经济复苏,电力消费需求呈现明显增长态势,广东人口规模、经济规模、能源强度和碳强度的增长分别增加了 $8.6 \times 10^4$ 、 $14.5 \times 10^4$ 、 $23.4 \times 10^4$ 和 $4.3 \times 10^4$   $t \cdot d^{-1}$ 的电力碳排放量。特别是2021年,广东经济恢复态势强劲,带动第二产业用电量增长了12.1%,这导致经济规模和能源强度的增长分别增加了 $103.9 \times 10^4$ 和 $79.2 \times 10^4$   $t \cdot d^{-1}$ 的电力碳排放量。火力发电量占比从2020年的71%增长至2021年的76%,导致碳强度在2021年增长迅猛,贡献了 $57.8 \times 10^4$   $t \cdot d^{-1}$ 的电力碳排放增量。2022年国际能源价格上涨,广东非化石能源发电量占比提高,进一步挤压了火力发电的市场空间,能源强度和碳强度均有所下降,分别降低了 $41.5 \times 10^4$ 和 $53.5 \times 10^4$

$t \cdot d^{-1}$ 的电力碳排放量,并抵消了经济规模增长带来的 $41.5 \times 10^4$   $t \cdot d^{-1}$ 电力碳排放增量,导致电力碳排放量在2022年出现下降。但随着国际能源价格稳定及2023年西南地区干旱天气导致水力发电出力减少,2023年火力发电再次反弹(环比增长11.3%),经济规模、能源强度和碳强度的增长分别贡献了 $45.5 \times 10^4$ 、 $53.2 \times 10^4$ 和 $11.7 \times 10^4$   $t \cdot d^{-1}$ 的电力碳排放量增长。

与广东电力碳排放量整体呈上升趋势有所不同,辽宁作为我国重要的老工业基地,其电力碳排放量在2020年经历小幅上涨后,2021~2023年呈现持续下降的态势。从驱动因素分解结果来看,2020年辽宁电力碳排放量较2019年增加了 $4.7 \times 10^4$   $t \cdot d^{-1}$ 。在4个驱动因素中,人均GDP的增长和能源强度的上升是推动碳排放量增长的主要因素,分别增加了 $3.9 \times 10^4$ 和 $7.2 \times 10^4$   $t \cdot d^{-1}$ 的电力碳排放量;而同期人口规模的缩减和碳强度的下降则对电力碳排放量的增长起到了抑制作用,导致电力碳排放量分别降低了 $1.8 \times 10^4$ 和 $4.6 \times 10^4$   $t \cdot d^{-1}$ 。2021年以来,辽宁经济规模保持增长,对2021年、2022

年、2023年的电力碳排放量分别贡献了 $35.7 \times 10^4$ 、 $17.2 \times 10^4$ 和 $15.7 \times 10^4 \text{ t} \cdot \text{d}^{-1}$ 的增长。然而,一方面,辽宁人口规模持续减少,导致电力消费需求减少;另一方面,辽宁近年来大力发展高技术制造业和战略性新兴产业,推动产业结构优化升级,导致电力消费需求减少。2023年,辽宁全年规模以上工业增加值增长 $5.0\%$ ,其中高技术制造业增加值增长 $8.8\%$ ,装备制造业增加值增长 $9.1\%$ ,占规模以上工业增加值比重达 $28.8\%$ <sup>[35]</sup>。相较之下,2022年规模以上工业增加值下降 $1.5\%$ ,但高技术制造业增加值仍增长 $16.6\%$ <sup>[36]</sup>。辽宁作为老工业基地,其产业结构的调整对于降低整体能源消耗和碳排放量至关重要。能源强度的大幅下降(2021年、2022年、2023年电力碳排放量分别降低 $17.8 \times 10^4$ 、 $18.9 \times 10^4$ 和 $2.7 \times 10^4 \text{ t} \cdot \text{d}^{-1}$ )、碳强度的显著降低(分别降低 $16.6 \times 10^4$ 、 $24.3 \times 10^4$ 和 $20.4 \times 10^4 \text{ t} \cdot \text{d}^{-1}$ )以及人口规模持续减少(分别降低 $2.1 \times 10^4$ 、 $2.5 \times 10^4$ 和 $1.1 \times 10^4 \text{ t} \cdot \text{d}^{-1}$ )产生的碳减排效应更为显著,共同抵消了经济规模增长带来的电力碳排放量增长,并促成了电力碳排放量的持续下降。

### 3 结论与讨论

#### 3.1 结论

本文构建了中国31个省(自治区、直辖市)电力生产的近实时碳排放量数据体系,并对2019~2024年日尺度电力碳排放量的时空特征与驱动因素进行了深入分析。

(1)研究期内,中国日均电力碳排放量整体呈增长态势。2020年初受重大突发公共卫生事件防控措施影响,电力碳排放量曾短暂下降,但随后迅速反弹并持续增长,反映出经济活动与能源需求的紧密联系。各省级行政单位的电力碳排放量在空间上存在显著差异、在时间上呈复杂波动。经济发达省份与能源生产基地(如内蒙古、江苏、山东、广东等)的电力碳排放量水平较高;部分省级行政单位(如广东、内蒙古)的电力碳排放量增长较快,而少数省份(如辽宁)的电力碳排放量呈下降趋势。

(2)各省级行政单位电力碳排放量变化体现出显著季节性特征,夏季制冷需求与冬季采暖需求共同导致多数省级行政单位出现“双峰”分布。节假日和重大突发公共卫生事件等对短期电力碳排放量变化产生了明显扰动。

(3)区域差异化碳减排策略对各省级行政单位电力部门碳减排目标的实现至关重要。经济规模增

长是推动碳排放量增加的首要驱动因素;能源强度与碳强度的改善是抑制碳排放量增长或促使其下降的关键因素,体现了能效提升与能源结构优化的积极作用。以广东为例,在经济持续增长、能源需求扩张压力较大的背景下,应着重提升能源系统韧性与低碳化水平,确保在经济高速发展与极端气候事件(如干旱导致水力发电骤减)等多重压力下有效控制碳排放量的反弹,避免对火力发电的过度依赖;以辽宁为例,其通过发展高技术制造业、优化产业结构实现能源强度和碳强度的显著下降,为传统工业基地转型提供了借鉴。此外,针对能源需求波动较大的西南地区,应强化电网互济能力建设,提升新能源稳定供给水平,避免极端天气条件下的电力供应短缺。通过精细化、差异化的政策设计,可更有效推动电力行业碳减排,助力实现“双碳”目标。

#### 3.2 讨论

本文在前人研究基础上,结合官方发布的省级行政单位月度火力发电量与行业统计的日尺度动力煤消费数据,将中国31个省(自治区、直辖市)的电力碳排放量提升至近实时、日尺度核算水平,研究结果与既有研究成果具有良好可比性。例如,乐旭等估算2019年1月、2月与2020年1月、2月全国电力碳排放量分别为 $6.98 \times 10^8$ 和 $6.53 \times 10^8 \text{ t}$ <sup>[27]</sup>,本文对应估算为 $7.09 \times 10^8$ 和 $6.57 \times 10^8 \text{ t}$ ;刘竹等估算2020年1月至4月全国电力碳排放量同比下降 $9110 \times 10^4 \text{ t}$ <sup>[28]</sup>,本文估算为同比下降 $6700 \times 10^4 \text{ t}$ 。鉴于刘竹等是直接对年度火力发电量进行日尺度分解<sup>[28]</sup>,而本文以月度火力发电量为基准进行分解,因而能够更好地捕捉月度电力碳排放量变化。

受数据可得性的限制,本研究仍存在以下局限:一是未能充分考虑电网实时优化调度、短时极端负荷波动以及新能源出力不确定性对火力发电的动态替代效应,可能导致省级行政单位日尺度碳排放量估算存在一定误差;二是主要聚焦生产侧核算,未充分考虑省际电力大规模交换导致的消费侧碳排放量在地理空间上的转移,可能低估电力净输入省级行政单位(多为东部沿海地区)的实际消费侧碳排放量;三是仅量化了4类宏观驱动因素对碳排放量变化的贡献,尚未细化产业结构调整、技术进步等因素的具体作用路径。

针对上述问题,未来研究可从以下3个方面拓展:①融合电网运行与调度数据刻画火力发电与新能源的短期替代关系;②在生产-消费双核算框架下评估跨省电力流动的碳排放量转移;③将产业结构

细分与技术进步指标引入分解模型,进一步提高驱动因素识别的精细度与政策指向性,为各省级行政单位电力部门转型与碳减排评估提供更高分辨率的数据支撑。

#### 参考文献:

#### References:

- [1] MCGLADE C, EKINS P. The Geographical Distribution of Fossil Fuels Unused When Limiting Global Warming to 2 °C[J]. *Nature*, 2015, 517: 187-190.
- [2] LI R R, WANG Q, LIU Y, et al. Per-capita Carbon Emissions in 147 Countries; The Effect of Economic, Energy, Social, and Trade Structural Changes [J]. *Sustainable Production and Consumption*, 2021, 27: 1149-1164.
- [3] HAMLINGTON B D, et al. The Rate of Global Sea Level Rise Doubled During the Past Three Decades [J]. *Communications Earth & Environment*, 2024, 5 (1): 601.
- [4] ZEMP M, JAKOB L, DUSSAILLANT I, et al. Community Estimate of Global Glacier Mass Changes from 2000 to 2023[J]. *Nature*, 2025, 639: 382-388.
- [5] 吴杏平, 康重庆, 袁启恒. 我国碳排放影响因素及电力碳排放核算方法研究综述[J]. *中国电机工程学报*, 2024, 44(增1): 1-18.  
WU Xing-ping, KANG Chong-qing, YUAN Qi-heng. A Review of the Impact Factors of Carbon Emissions and the Accounting Methods for Electricity Carbon Emissions in China [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2024, 44(S1): 1-18.
- [6] FORSTER P M, FORSTER H I, EVANS M J, et al. Current and Future Global Climate Impacts Resulting from COVID-19[J]. *Nature Climate Change*, 2020, 10 (10): 913-919.
- [7] LE QUÉRÉ C, JACKSON R B, JONES M W, et al. Temporary Reduction in Daily Global CO<sub>2</sub> Emissions During the COVID-19 Forced Confinement[J]. *Nature Climate Change*, 2020, 10(7): 647-653.
- [8] LE QUÉRÉ C, PETERS G P, FRIEDLINGSTEIN P, et al. Fossil CO<sub>2</sub> Emissions in the Post-COVID-19 Era [J]. *Nature Climate Change*, 2021, 11(3): 197-199.
- [9] CHEVALLIER F, ZHENG B, BROQUET G, et al. Local Anomalies in the Column-averaged Dry Air Mole Fractions of Carbon Dioxide Across the Globe During the First Months of the Coronavirus Recession [J]. *Geophysical Research Letters*, 2020, 47 (22): e2020GL090244.
- [10] FRIEDLINGSTEIN P, O'SULLIVAN M, JONES M W, et al. Global Carbon Budget 2020 [J]. *Earth System Science Data*, 2020, 12(4): 3269-3340.
- [11] WEIR B, CRISP D, O'DELL C W, et al. Regional Impacts of COVID-19 on Carbon Dioxide Detected Worldwide from Space [J]. *Science Advances*, 2021, 7 (45): eabf9415.
- [12] ZHENG B, CHEVALLIER F, CIAIS P, et al. Observing Carbon Dioxide Emissions over China's Cities and Industrial Areas With the Orbiting Carbon Observatory-2 [J]. *Atmospheric Chemistry & Physics*, 2020, 20(14): 8501-8510.
- [13] FYFE J C, KHARIN V V, SWART N, et al. Quantifying the Influence of Short-term Emission Reductions on Climate [J]. *Science Advances*, 2021, 7(10): eabf7133.
- [14] BERTRAM C, LUDERER G, CREUTZIG F, et al. COVID-19-induced Low Power Demand and Market Forces Starkly Reduce CO<sub>2</sub> Emissions [J]. *Nature Climate Change*, 2021, 11(3): 193-196.
- [15] DUFLOT R, BAUMEISTER S, BURGAS D, et al. Building Up an Ecologically Sustainable and Socially Desirable Post-COVID-19 Future [J]. *Sustainability Science*, 2021, 16(4): 1397-1403.
- [16] FRIEDLINGSTEIN P, O'SULLIVAN M, JONES M W, et al. Global Carbon Budget 2024 [J]. *Earth System Science Data Discussions*, 2025, 17(3): 965-1039.
- [17] FRIEDLINGSTEIN P, O'SULLIVAN M, JONES M W, et al. Global Carbon Budget 2023 [J]. *Earth System Science Data*, 2023, 15(12): 5301-5369.
- [18] 刘竹. 全球碳排放的实时定量方法 [J]. *科学通报*, 2023, 68(7): 830-840.  
LIU Zhu. Near-real-time Methodology for Assessing Global Carbon Emissions [J]. *China Science Bulletin*, 2023, 68(7): 830-840.
- [19] 刘竹, 关大博, 魏伟. 中国二氧化碳排放数据核算 [J]. *中国科学: 地球科学*, 2018, 48(7): 878-887.  
LIU Zhu, GUAN Da-bo, WEI Wei. Carbon Emission Accounting in China [J]. *Science China: Earth Sciences*, 2018, 48(7): 878-887.
- [20] US Energy Information Administration. Monthly Energy Review [R]. Washington DC: US Energy Information Administration, 2021.
- [21] BLASING T J, BRONIAK C T, MARLAND G. The Annual Cycle of Fossil-fuel Carbon Dioxide Emissions in the United States [J]. *Tellus B: Chemical and Physical Meteorology*, 2005, 57(2): 107-115.
- [22] BLASING T J, BRONIAK C T, MARLAND G. State-by-state Carbon Dioxide Emissions from Fossil Fuel

- Use in the United States 1960—2000[J]. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, 2005, 10(4): 659-674.
- [23] ANDREONI V. Estimating the European CO<sub>2</sub> Emissions Change Due to COVID-19 Restrictions[J]. *Science of the Total Environment*, 2021, 769: 145115.
- [24] HAN P F, CAI Q X, ODA T, et al. Assessing the Recent Impact of COVID-19 on Carbon Emissions from China Using Domestic Economic Data[J]. *Science of the Total Environment*, 2021, 750: 141688.
- [25] GREGG J S, ANDRES R J. A Method for Estimating the Temporal and Spatial Patterns of Carbon Dioxide Emissions from National Fossil-fuel Consumption[J]. *Tellus B: Chemical and Physical Meteorology*, 2008, 60(1): 1-10.
- [26] ODA T, MAKSYUTOV S, ANDRES R J. The Open-source Data Inventory for Anthropogenic CO<sub>2</sub>, Version 2016 (ODIAC2016): A Global Monthly Fossil Fuel CO<sub>2</sub> Gridded Emissions Data Product for Tracer Transport Simulations and Surface Flux Inversions[J]. *Earth System Science Data*, 2018, 10(1): 87-107.
- [27] 乐旭, 雷亚栋, 周浩, 等. 新冠肺炎疫情期间中国人为碳排放和大气污染物的变化[J]. *大气科学学报*, 2020, 43(2): 265-274.  
YUE Xu, LEI Ya-dong, ZHOU Hao, et al. Changes of Anthropogenic Carbon Emissions and Air Pollutants During the COVID-19 Epidemic in China[J]. *Transactions of Atmospheric Sciences*, 2020, 43(2): 265-274.
- [28] 刘竹, 崔夺, 邓铸, 等. 新型冠状病毒肺炎疫情对中国2020年碳排放的影响[J]. *科学通报*, 2021, 66(15): 1912-1922.  
LIU Zhu, CUI Duo, DENG Zhu, et al. Impact on China's CO<sub>2</sub> Emissions from COVID-19 Pandemic [J]. *Chinese Science Bulletin*, 2021, 66(15): 1912-1922.
- [29] ZHENG B, GENG G N, CIAIS P, et al. Satellite-based Estimates of Decline and Rebound in China's CO<sub>2</sub> Emissions During COVID-19 Pandemic [J]. *Science Advances*, 2020, 6(49): eabd4998.
- [30] LIU Z, SUN T C, YU Y, et al. Near-real-time Carbon Emission Accounting Technology Toward Carbon Neutrality[J]. *Engineering*, 2022, 14: 44-51.
- [31] LIU Z, CIAIS P, DENG Z, et al. Near-real-time Monitoring of Global CO<sub>2</sub> Emissions Reveals the Effects of the COVID-19 Pandemic [J]. *Nature Communications*, 2020, 11: 5172.
- [32] LIU Z, DENG Z, DAVIS S J, et al. Global Carbon Emissions in 2023[J]. *Nature Reviews Earth & Environment*, 2024, 5(4): 253-254.
- [33] DENG Z, ZHU B Q, DAVIS S J, et al. Global Carbon Emissions and Decarbonization in 2024 [J]. *Nature Reviews Earth & Environment*, 2025, 6(4): 231-233.
- [34] TAYLOR S J, LETHAM B. Forecasting at Scale[J]. *The American Statistician*, 2018, 72(1): 37-45.
- [35] 辽宁省统计局. 辽宁省2023年国民经济和社会发展统计公报[R]. 沈阳: 辽宁省统计局, 2024.  
Liaoning Provincial Bureau of Statistics. *Statistical Bulletin of National Economic and Social Development of Liaoning Province in 2023*[R]. Shenyang: Liaoning Provincial Bureau of Statistics, 2024.
- [36] 辽宁省统计局. 二〇二二年辽宁省国民经济和社会发展统计公报[R]. 沈阳: 辽宁省统计局, 2023.  
Liaoning Provincial Bureau of Statistics. *Statistical Bulletin of National Economic and Social Development of Liaoning Province in 2022*[R]. Shenyang: Liaoning Provincial Bureau of Statistics, 2023.