

基于源侧碳排放模型的电力系统低碳运行模拟方法

王伟胜^{1*}, 刘思扬¹, 张悦¹, 苗博², 周明³, 韩培东¹

(1. 可再生能源并网全国重点实验室, 北京 100192; 2. 中国电力科学研究院有限公司, 北京 100192; 3. 华北电力大学电气与电子工程学院, 北京 102206)

摘要: 随着全球气候变化和环境污染问题的加剧, 构建清洁能源供应体系和推动能源绿色转型已成为国际社会的共识。我国作为能源消费大国, 正在积极稳妥推进“双碳”目标, 而作为碳排放主要来源之一的电力行业, 其低碳转型尤为关键。本文通过建立火电机组运行碳排放强度模型和多类型低碳能源发电、电化学储能的碳排放源清单, 形成了统一的电源侧碳足迹核算模型, 并在此基础上提出了适应“源网荷储”灵活互动的新型电力系统低碳运行模拟方法和区域间碳转移量计算方法, 实现了对电力系统源侧运行碳排放的模拟与计算, 以我国典型送、受端电网为例, 开展了互联电网的碳排放量化评估与分析。研究表明: 通过跨区域整合电力资源, 送、受端双区电网全年总运行碳排放量降低 0.4%, 新能源利用率提升 1.4 个百分点; 以碳排放最小为目标优化电源运行方式后, 送、受端电网全年总运行碳排放量分别降低 7.8%、11.2%, 优于以新能源消纳最大为目标的优化方法。本研究为电力系统的节能减排和低碳运行提供了科学的量化评估手段, 为电力行业的低碳转型提供了可操作的实现手段与技术支持。

关键词: 新型电力系统; 碳排放模型; 低碳运行模拟; 碳转移量计算

中图分类号: TM 712 **文献标识码:** A

Low-Carbon Operation Simulation Method for Power System Based on Source-Side Carbon Emission Model

Wang Weisheng^{1*}, Liu Siyang¹, Zhang Yue¹, Miao Bo², Zhou Ming³, Han Peidong¹

(1. State Key Laboratory of Renewable Energy Grid-Integration, Beijing 100192, China; 2. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China; 3. School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: With the intensification of global climate change and environmental pollution, building a clean energy supply system and promoting green energy transformation have become a consensus of the international community. As a major energy consumer, China is actively and steadily advancing its carbon peaking and carbon neutrality goals. The low-carbon transformation of the power industry, one of the main sources of carbon emissions, is particularly critical. By establishing a carbon emission intensity model for thermal power unit operations and a carbon emission source inventory for multiple types of low-carbon energy generation and electrochemical energy storage, a unified carbon footprint accounting model for the power supply side was formed. On this basis, a

收稿日期: 2025-03-28; 修回日期: 2025-05-09

通讯作者: *王伟胜, 中国电力科学研究院有限公司正高级工程师, 研究方向为新能源发电与并网技术、电力系统稳定性分析与控制技术;
E-mail: wangws@epri.sgcc.com.cn

资助项目: 中国工程院咨询项目“面向2040的我国新能源发展模式战略研究”(2023-ZCQ-05)

本刊网址: ssc.ae.engineering.org.cn

low-carbon operation simulation method for new power systems that is adapted to the flexible interaction of sources, grids, loads, and storage was proposed along with a calculation method for inter-regional carbon transfer, enabling the simulation and calculation of carbon emissions from the source-side operation of power systems. Taking typical power grids in sending and receiving regions in China as examples, quantitative assessment and analysis of carbon emissions in interconnected power grids was carried out. The research results show that through cross-regional integration of power resources, the total annual operating carbon emissions of the power grids in sending and receiving regions decreased by 0.4%, and the utilization rate of renewable energy increased by 1.4%. After optimizing the power supply operation mode with the goal of minimizing carbon emissions, the total annual operating carbon emissions of the power grids in sending and receiving regions decreased by 7.8% and 11.2%, respectively, which is superior to an optimization method with the goal of maximizing renewable energy consumption. This study provides quantitative assessment tools for energy conservation, emission reduction, and low-carbon operation of power systems, and offers operable implementation methods and technical support for the low-carbon transformation of the power industry.

Keywords: new power systems; carbon emission model; low-carbon operation simulation; carbon transfer calculation

一、前言

随着能源安全、生态环境、气候变化等问题日益突出，构建清洁能源供应体系、推动能源绿色转型发展已成为国际社会应对全球气候变化的普遍共识。为积极响应全球碳减排号召，实现能源发展的战略转型，我国积极稳妥推进“双碳”目标^[1]。截至2023年，已有150多个国家承诺实现碳中和，覆盖全球80%的碳排放量。2025年5月，联合国气候大会（COP29）就《巴黎协定》第六条达成关键进展，推动全球碳市场机制规则完善。我国能源燃烧约占全部碳排放的88%，电力碳排放约占全社会碳排放的40%，而电力碳排放的主要来源是电源侧的碳排放^[2,3]。随着全社会电气化进程的持续深化，碳排放已经从传统的终端用能领域转移到电气领域，这使得电力行业，尤其是源侧承担的减排压力愈发凸显，在此背景下，考虑新型电力系统源荷互动等典型特征，实现电力系统低碳运行模拟，科学量化评估电源侧的碳排放量，能够为新型电力系统的建设和电力系统减排提供科学依据与技术支撑。

研究电力系统低碳运行模拟方法，首先需要实现各类电源碳排放的准确量化建模。目前对于火电的碳排放研究重点关注能源消耗过程中的碳排放特性^[4-6]和燃煤机组碳排放测定计量方法^[7-10]，但对火电运行过程中影响碳排放强度的主要因素尚不明确，亟需开展相关研究揭示火电通过优化运行状态减少碳排放的规律，从源头减少电力系统的碳排放。另一方面，水电、风电、太阳能发电等各类低碳发电及电化学储能往往被认为是“零排放”的电力能源形式，而实际上，这类电源与储能在原料挖掘、装备制造、运输建设、工程运维直至设施退役

的全周期链条中，均存在一定程度的碳排放。各类低碳能源发电和储能技术碳足迹核算框架存在系统边界不一致、截断误差较大和功能单位差异性大的问题^[11-21]，无法实现相同系统边界条件下客观准确的碳足迹核算与对比。

在电力系统低碳调度方面，众多研究致力于构建多目标优化调度模型，有些研究综合考虑发电成本与碳排放量，通过引入碳捕集电厂、储能装置、需求响应等资源，协调源荷两侧，充分挖掘系统低碳潜力^[22-24]；部分研究引入模糊机会约束、多时间尺度调度等方法处理新能源的不确定性^[25-28]。碳排放流计算相关研究则侧重于分析其在电力系统中的分布规律，当前研究基于碳排放流理论建立配电网与系统级的碳排放责任分配模型，实现精细化碳排放量化计算，为低碳优化运行提供理论依据^[29,30]。在碳交易机制方面，现有研究重点探讨了碳交易对电力系统运行成本、碳排放的影响，进而实现经济效益与环境效益的均衡^[31-34]。然而现有低碳调度研究多从电源运行角度出发，缺少从电-碳之间协同耦合运行模拟和“源网荷储”协同运行视角开展的研究，也未充分考量我国电网交直流互联、跨区灵活互济的特点。此外，当前碳排放评估方法侧重于对本地电力系统碳排放核算，同时碳排放足迹核算并未通过交易路径传导到消费侧，电网的度电碳强度和跨省区联络线碳转移量难以进行科学量化评估，从而造成了碳配额分配不公平，影响了碳考核结果的准确性。

本文开展了“源网荷储”灵活互动下的新型电力系统低碳运行模拟方法研究。首先针对我国新型电力系统建设和运行特征，统一了火电、风光等低碳电源、电化学储能的全生命周期碳足迹核算边界与计算方法，建立源侧运行碳排放强度模型；其

次, 提出适应“源网荷储”灵活互动的新型电力系统低碳运行模拟方法, 实现对系统运行碳排放的科学量化计算; 再次, 针对跨省区联络线电力交易, 提出基于碳排放流理论的碳转移量计算方法; 最后, 以我国典型送、受端电网为例, 考虑电源规划场景与经济发展等因素, 开展互联电网的碳排放量化评估与分析, 形成“模型建立-模拟优化-区域协同”的完整研究链条, 为系统的节能减排和低碳运行提供科学的量化评估手段。

二、面向全生命周期的电源碳排放强度模型

本节提出面向全生命周期的电源侧碳排放强度模型, 遵循统一框架和截断误差可控的原则, 建立火电机组运行碳排放强度模型和风电、光电、水电、核电、生物质等低碳电源发电系统的全生命周期碳足迹核算模型。

(一) 火电发电与启停碳排放强度计算模型

1. 碳排放核算边界

基于火电厂对各碳排放源的调控可行性及其排放当量特征, 选取燃料燃烧过程、脱硫过程以及外购电过程三个关键环节作为主要核算单元, 划分碳排放核算边界 (见图1), 总碳排放量 E_{CO_2} 为^[35]:

$$E_{CO_2} = E_{CO_2(\text{燃煤})} + E_{CO_2(\text{脱硫})} + E_{CO_2(\text{外购电})} \quad (1)$$

式(1)中, $E_{CO_2(\text{燃煤})}$ 为燃料燃烧过程的碳排放量; $E_{CO_2(\text{脱硫})}$ 为脱硫过程的碳排放量; $E_{CO_2(\text{外购电})}$ 为外购电过程的碳排放量。

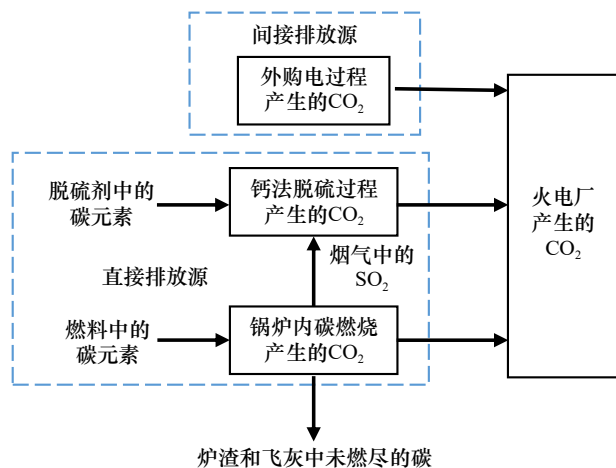


图1 火电厂碳流通示意图

外购电过程仅发生于机组因故停机、厂变故障等小概率时段, 因此主要考虑燃煤过程和脱硫过程。对于燃煤发电机组而言, 其核算边界主要包括燃烧系统、汽水系统、电气系统、控制系统和脱硫脱硝等装置的集合 (厂区内辅助生产系统以及附属生产系统不计入内)。

2. 不同影响因素下碳排放强度的变化规律

(1) 机组容量、机组类型

通常情况下, 同型机组的容量越大, 标准煤耗越低, 燃煤机组发电碳排放强度随其容量增大而降低; 锅炉蒸汽参数越高, 机组发电效率越高, 其碳排放强度降低。根据文献[35]计算: 燃煤机组发电碳排放强度范围主要集中在 0.8~0.95 t/MWh, 供电碳排放强度主要集中在 0.8~1.1 t/MWh。

(2) 燃料类型

燃料低位发热量、收到基碳含量、氢含量、硫含量变化等均会影响燃煤机组的碳排放强度。当燃料低位发热量越高, 收到基碳含量越低时, 其燃煤过程的碳排放强度越小; 收到基碳含量相近时, 氢含量不同会导致低位发热量不同, 碳排放强度变化可达 32 g/(kW·h), 占比 3.4%。燃料收到基硫含量越高, 脱硫过程的碳排放强度越大, 但燃煤机组碳排放强度变化较小, 变化仅为 4 g/(kW·h), 占比 0.4%。

(3) 机组负荷率

机组供电碳排放主要受燃煤过程碳排放的影响, 脱硫过程对其影响较小。机组供电碳排放强度随负荷率增高而降低, 差值可达 60 g/(kW·h), 占比达 6.2%。燃煤过程碳排放强度随负荷率的变化规律与供电碳排放强度一致, 但脱硫过程的碳排放强度随负荷率变化较小。

(4) 机组可控参数

在燃烧侧调控中, 锅炉排烟温度变化对燃煤机组的碳排放强度影响最大, 其变化量可达 4 g/(kW·h) (占比为 0.42%); 其次为烟气含氧量、飞灰含碳量。

在热力侧参数中, 过热蒸汽压力变化对机组碳排放强度的影响最大; 过热蒸汽温度、再热蒸汽压力、再热蒸汽温度等对碳排放强度的影响较小。

(二) 多类型低碳能源发电技术碳足迹核算模型

1. 低碳能源发电技术碳足迹核算边界

依据国际标准 ISO 14040/14044, 对风、光、

水、核、生物质等多类型低碳能源发电技术的碳足迹计算框架与核算边界进行统一，确定其系统边界包括生命周期输入与输出，从原材料和能量投入到最终电厂/站的退役，共分为部件制造、运输、厂/站建造、运行及维护、退役回收等5个阶段（见图2）。

部件制造阶段涵盖从初级原料到材料，再到产品或零部件最终成为部件的全过程。各阶段的辅助性材料、服务性材料、次级原料和能量输入均可展开成包括输入和输出的生命周期单元过程，追溯至其初级原料开采与加工。系统终端输出产品为电力，系统核算排放物为输出至生物圈的碳排放。

2. 低碳能源发电技术碳足迹核算方法

结合不同低碳能源发电系统的典型特征，全面梳理各阶段系统材料、能量投入，进一步在统一核算框架下分别构建生命周期碳足迹核算流程及方法。通过不同部件、材料、能量等的排放因子，分别计算各阶段碳排放，其中，运输阶段需结合运输部件的质量、运输距离及运输方式的排放因子，回收阶段应考虑废弃物处理的环境影响及回收材料的环境效益。

将低碳能源发电技术系统的5个阶段纳入碳排放来源范畴，按下式进行低碳能源发电系统生命周期碳排放综合测算：

$$C_{total} = C_m + C_t + C_c + C_o + C_d \quad (2)$$

式(2)中， C_{total} 为系统全生命周期碳排放总量， C_m 、 C_t 、 C_c 、 C_o 、 C_d 为分别为部件制造、运输、建造、运维、退役回收阶段产生的碳排放量。其中，

各阶段碳足迹核算方法如图3所示。

3. 低碳能源发电技术碳足迹核算结果

对当前先进的大规模海上风电、双面单晶硅光伏发电、生物质耦合燃煤发电以及陆上风电、水力发电、核能发电等低碳能源发电技术进行生命周期碳足迹核算，并比较核算结果（见图4）。

其中，生物质耦合燃煤发电电度电排放最高，其碳排放主要为运维阶段的直接排放，其余5种低碳能源发电技术的碳排放集中在部件制造阶段。核算结果较为准确地反映了低碳发电技术系统的减碳潜力，可为电力系统低碳运行调度提供科学参考。

三、电力系统低碳运行模拟优化方法

新型电力系统的源侧碳排放受多维特性影响，涵盖发电设备类型、发电容量、运行方式、燃料碳基特性、能源效率和能源储备等方面。根据前述建立的不同燃料类型的火电机组和机组启停与发电碳排放强度模型，以及风电/光伏/生物质/水电/核电以及多类型储能的全生命周期碳排放强度模型，将其转化为适合电力系统低碳运行时序生产模拟优化的、考虑碳排放的各类电源运行模型。

(一) 考虑碳排放的电源运行模型

本节根据不同类型电源在运行时的碳排放特性，结合其系统运行特性对各类电源进行考虑碳排放的运行建模，以实现电力系统运行碳排放的模拟与计算。

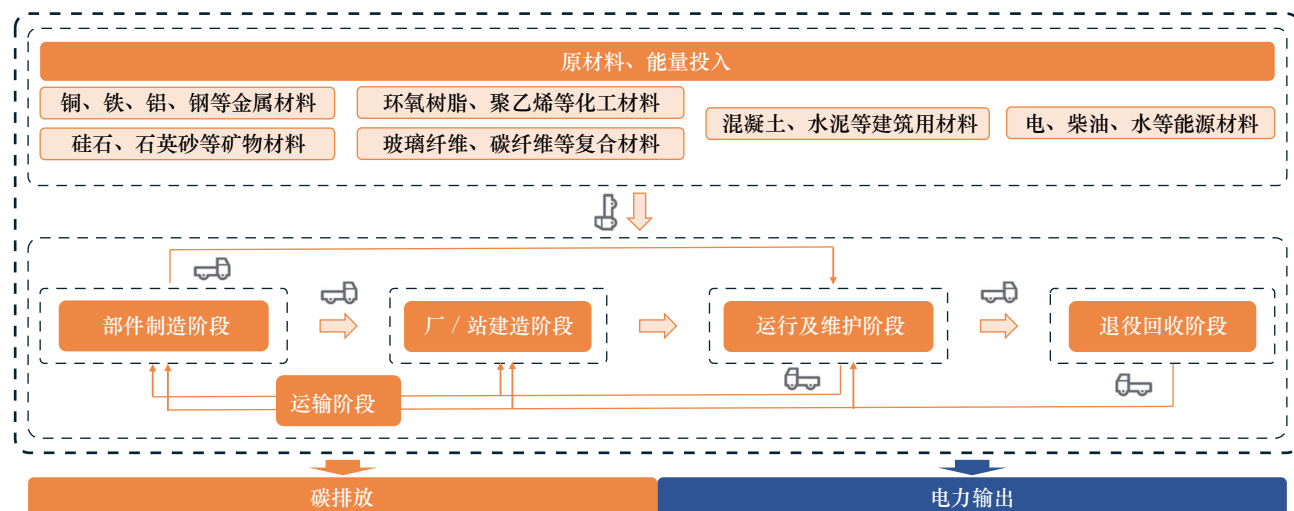


图2 典型低碳能源发电技术碳足迹核算边界

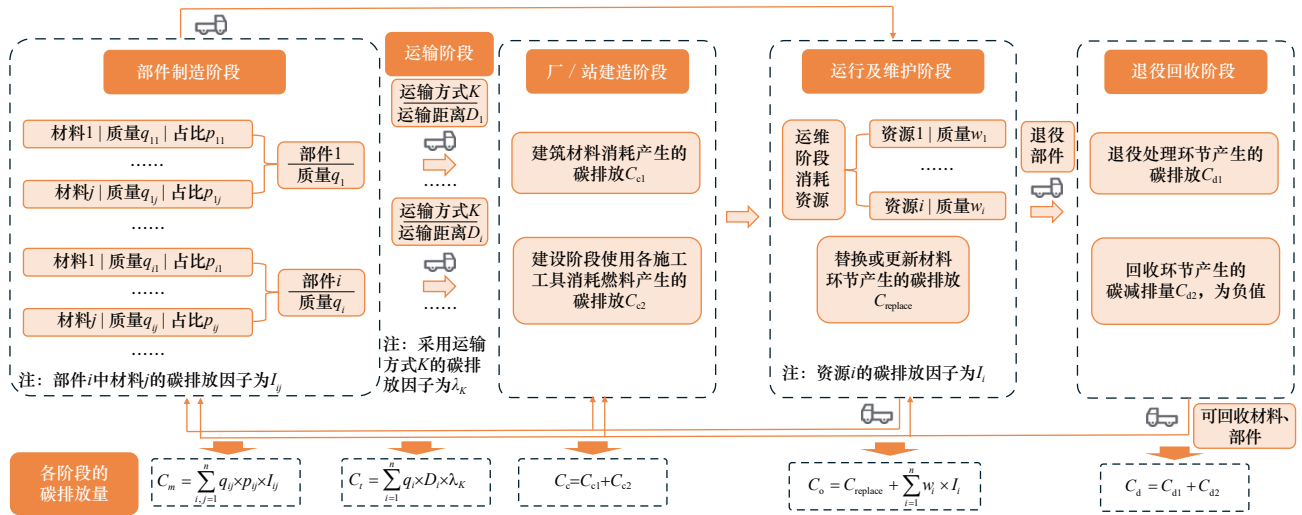
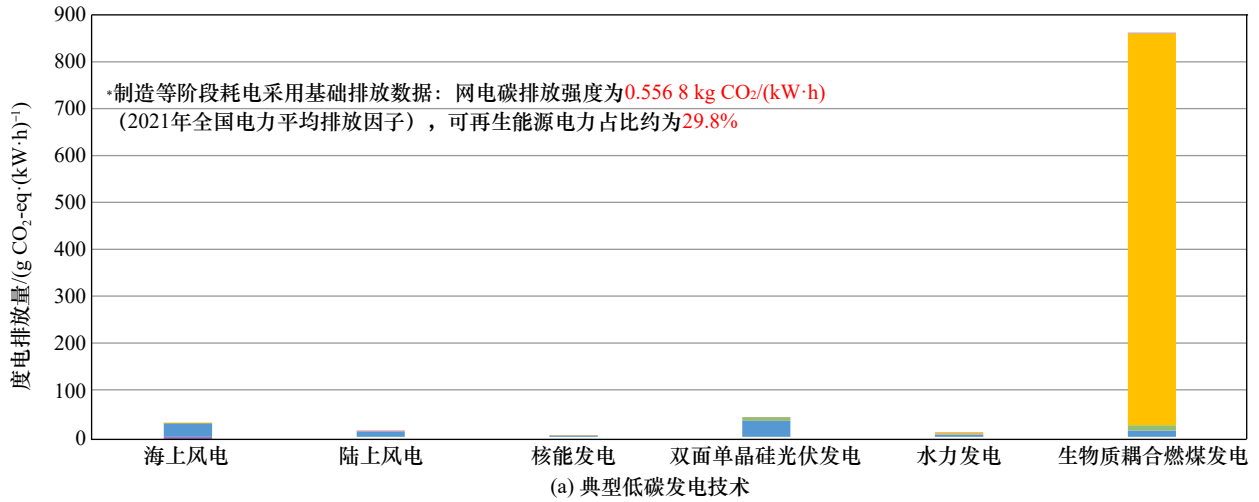
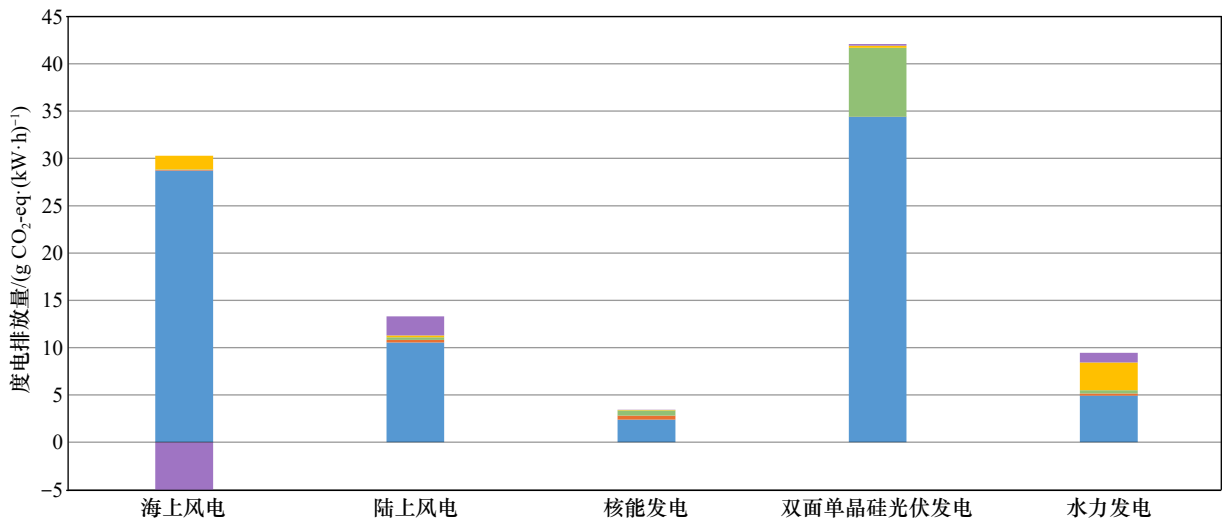


图3 典型低碳能源发电技术全生命周期各阶段碳足迹核算方法



(a) 典型低碳发电技术



(b) 典型低碳发电技术的局部放大

■ 部件制造阶段； ■ 运输阶段； ■ 电厂/站建造阶段； ■ 运行及维护阶段； ■ 退役回收阶段

图4 典型低碳能源发电技术生命周期碳足迹对比

1. 考虑碳排放的火电运行模型

火电碳排放分为两部分，一部分为发电碳排放，与火电机组出力水平有关；另一部分为启停碳排放，这些碳排放与火电机组启停特性有关。

(1) 火电机组发电碳排放

要模拟火电发电碳排放，首先应建立火电煤耗与火电出力关系函数，其次计算煤炭发电消耗量与出力关系，将函数线性化，最终得出火电发电量与碳排放的关系模型。

如图5所示，火电机组度电煤耗函数与火电出力呈非线性负相关，随着火电机组出力增大，火电机组度电煤耗逐渐下降，下降幅度逐渐变缓。考虑机组煤耗与出力的二次函数关系、最小技术出力等参数，通过线性化处理实现机组出力与发电碳排放量的转换，火电机组碳排放函数用碳排放系数乘以煤耗函数得到。

(2) 火电机组启 / 停碳排放

火电机组在启 / 停机过程中，可能会因设备不完全运行而产生额外的碳排放。结合图5中线性化后的煤耗函数，得到启 / 停机过程中的碳排放量计算方式如图6所示。

(3) 火电机组运行约束

火电机组运行过程需考虑发电出力、启 / 停机状态逻辑、启 / 停机台数约束，具体如表1所示。

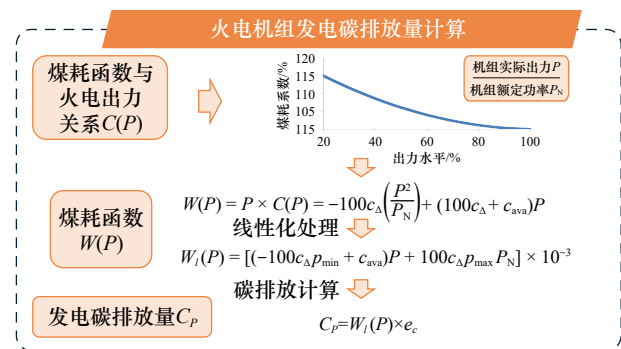


图5 火电机组发电过程碳排放量计算示意图

注: c_{Δ} 为机组煤耗负荷变化率; c_{ava} 为机组的平均煤耗; e_c 为单位质量煤炭的碳排放量; p_{max} 、 p_{min} 分别为机组最大、最小出力系数。

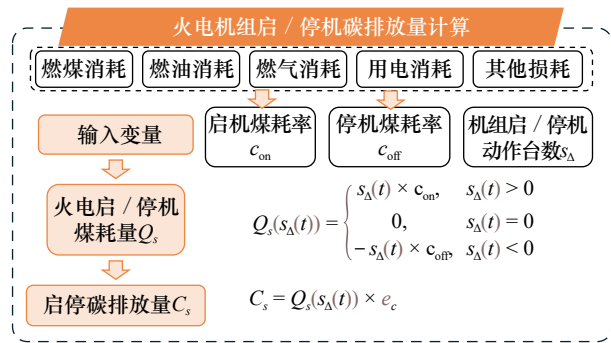


图6 火电机组启 / 停机过程碳排放量计算示意图

注: s_{Δ} 为机组启 / 停机动作台数, 启机为正、停机为负。

2. 考虑碳排放的低碳电源运行模型

风电 / 光伏 / 水电 / 核电 / 生物质这类低碳电源，其运行阶段的碳排放主要由运维碳排放和燃料碳排放（仅针对生物质）组成。

(1) 低碳电源运维碳排放

低碳电源在运维阶段的碳排放与设备定期维护消耗的耗材相关，故将各类电源运维阶段的碳排放量按照装机容量和平均寿命折算成基础运维碳排放系数 e_{bc} (gCO₂-eq/MW/a); 同时，考虑并网发电多的机组存在额外运行维护碳排放，将超出平均利用小时数的单位发电量所需的运维碳排放量按平均年发电量和装机容量折算成运维度电碳排放系数 e_p (gCO₂-eq/MWh/MW)。低碳电源实时运维碳排放计算方法如图7所示。

(2) 生物质发电燃料碳排放

按照燃烧介质不同，生物质发电可分为直接燃烧发电（秸秆、垃圾等）、混合燃烧发电（生物质+煤炭）、生物质气化发电（燃气机）和沼气发电等。

与风电 / 光伏 / 水电 / 核电等电源不同，生物质发电在运行阶段的碳排放主要由运维碳排放和燃料碳排放两部分构成。其中，运维碳排放与前述低碳电源计算方式相同，燃料碳排放与燃烧介质相关。将不同燃烧介质 m 的碳排放量按发电量折算成

表1 火电机组运行约束

考虑因素	约束条件	备注
机组出力	$p_{min} P_N S(t) \leq P(t) \leq p_{max} P_N S(t)$	$s(t)$ 为t时刻已开机台数; S_{max} 为单次最大启停台数; $Z(t)$ 、 $Y(t)$ 为调度停 / 启机指令
启 / 停机状态	$-Z(t)S_{max} \leq S(t) - S(t-1) \leq Y(t)S_{max}$	
启 / 停机台数	$p_{min} P_N S(t) \leq P(t) \leq p_{max} P_N S(t)$	

燃料度电碳排放系数 $e_{m,f}$ (gCO₂-eq/MWh), 并根据燃料混合比例 α_m 计算燃料碳排放量 C_f , 计算方法如下:

$$C_f(t) = P(t) \times \sum \alpha_m \cdot e_{m,f} \quad (3)$$

(3) 低碳电源运行约束

考虑各类低碳电源的发电功率调节范围、季节运行方式等约束, 具体如表 2 所示, 建立考虑碳排放的风电 / 光伏 / 水电 / 核电 / 生物质发电运行模型。

(二) 考虑碳排放的电化学储能运行模型

电化学储能运行碳排放主要由充、放电过程损耗电力带来的间接碳排放和运行维护固定碳排放组成。因此, 在计算电化学储能的运行碳排放时需要考虑储能充放电功率特性、转化效率、充放电频次等因素。同时, 根据电化学储能在维护过程中的碳

排放清单 (含润滑油、零部件更换等), 将其固定碳排放按装机容量和平均寿命折算为基础维护碳排放系数 e_{mt} (gCO₂-eq/MW/a), 据此计算维护碳排放量。详细计算方法如图 8 所示。

考虑电化学储能容量范围、充 / 放电状态及出力范围、充 / 放电效率等约束, 建立电化学储能运行模型, 具体如表 3 所示。

(三) 适应时序生产模拟的特高压直流运行模型

受调度模式、设备调节性能、电量交易等因素的影响, 跨区特高压直流线路运行优化需要考虑调节频次、调节能力、日输电量等约束条件, 本节提取跨区直流的关键运行特性和限制因素, 采用变量替代和约束缩减等方式, 建立适用于时序生产模拟计算的直流运行优化模型, 详细计算方法见表 4。

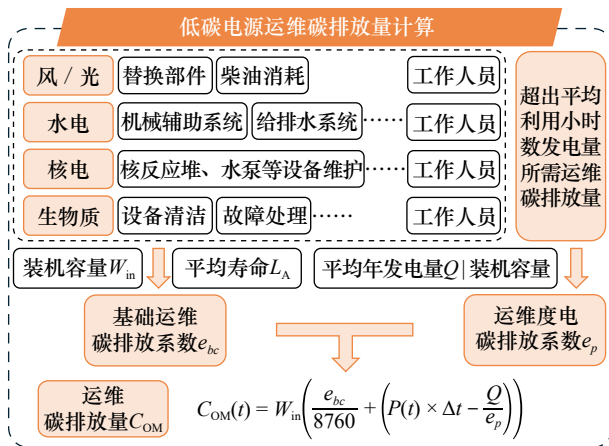


图 7 低碳电源运维过程碳排放量计算示意图

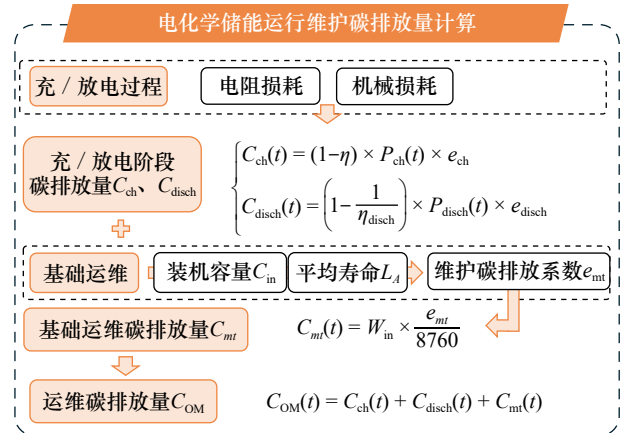


图 8 低碳电源运维过程碳排放量计算示意图

注: η_{ch} 、 η_{disch} 为储能的充电和放电效率; P_{ch} 、 P_{disch} 为储能的充电和放电功率; e_{ch} 、 e_{disch} 为储能在充电和放电状态的电力碳排放因子。

表 2 低碳电源运行约束

电源类型	考虑因素	约束条件
风电 / 光伏	出力范围	$0 \leq P(t) \leq W_{in} P^f(t)$
	出力范围	$S(t)P_{min} \leq P(t) \leq S(t)P_{max}$
水力发电	受库容水位与流量影响的发电量	$E_{h,min} \leq \sum_{t \in m} P(t) \leq E_{h,max}$
	定功率运行	$P(t) = P_{fix}(t)$
核电	定调节速率运行	$P_{min}(t) \leq P(t) \leq P_{max}(t)$
		$ \Delta P(t) \leq A_{N,max}$
生物质能	功率调节范围	$P_{min}(t) \leq P(t) \leq P_{max}(t)$
	发电量	$E_{Bio,min} \leq \sum_{t \in m} P(t) \leq E_{Bio,max}$

注: $P^f(t)$ 为机组功率的理论归一化序列; $E_{m,max}$ 和 $E_{m,min}$ 为水电机组在 m 时段内的发电量上、下限; $E_{Bio,max}$ 和 $E_{Bio,min}$ 为生物质能机组在 m 时段内的发电量上、下限。

表 3 电化学储能电站运行约束

考虑因素	约束条件
充 / 放电功率	$u_{ch}(t)P_{ch,min}(t) \leq P_{ch}(t) \leq u_{ch}(t)P_{ch,max}(t)$ $u_{disch}(t)P_{disch,min}(t) \leq P_{disch}(t) \leq u_{disch}(t)P_{disch,max}(t)$
充 / 放电平衡	$E^{es}(t) = E^{es}(t-1) + u_{ch}(t)\eta_{ch}P_{ch}(t) - \frac{u_{disch}(t)}{\eta_{disch}}P_{disch}(t)$ $E^{es}(0) = E_{initial}$
电池容量	$E_N \times SOC_{min} \leq E^{es}(t) \leq E_N \times SOC_{max}$
充 / 放电状态	$0 \leq u_{ch}(t) + u_{disch}(t) \leq 1$

注: u_{ch} 和 u_{disch} 为电化学储能充、放电状态变量, 均为 0~1 变量; $P_{ch,max}$ 和 $P_{ch,min}$ 为电化学储能最大、最小充电功率; $P_{disch,max}$ 和 $P_{disch,min}$ 为电化学储能最大、最小放电功率; E^{es} 为电化学储能实时电量; $E_{initial}$ 为电化学储能初始电量; E_N 为电化学储能电池额定容量; SOC_{max} 和 SOC_{min} 为电化学储能充、放电截止容量占比。

表4 特高压直流线路运行约束

考虑因素	约束条件
输电功率区间	$L_{DC}^{\min}(t) \leq L_{DC}(t) \leq L_{DC}^{\max}(t)$
功率调节速率	$\begin{cases} L_{DC}(t) - L_{DC}(t-1) \leq u_{DC}(t) \cdot \delta \\ L_{DC}(t-1) - L_{DC}(t) \leq v_{DC}(t) \cdot \delta \end{cases}$
功率调节方向	$\begin{cases} u_{DC}(t) + v_{DC}(t) \leq 1 \\ u_{DC}(t) + v_{DC}(t+1) \leq 1 \\ u_{DC}(t+1) + v_{DC}(t) \leq 1 \end{cases}$
日调节次数	$\sum_t^T (u_{DC}(t) + v_{DC}(t)) \leq F_{\max}$
调节最短持续时间	$\sum_{t=\tau}^{\tau+N_T-1} (1 - u_{DC}(t) - v_{DC}(t)) \geq N_T - 1, \tau = 1, 2, \dots, T - N_T + 1$
日输电量	$Q_{DC}^{\min} \leq \sum_t^T L_{DC}(t) \leq Q_{DC}^{\max}$
阶梯化输电方式	$\begin{cases} L_{DC}(t) = L_{DC}^i \cdot I(t) \\ \left\lfloor \frac{L_{DC}^{\min}}{L_{DC}^i} \right\rfloor \leq I(t) \leq \left\lceil \frac{L_{DC}^{\max}}{L_{DC}^i} \right\rceil \end{cases}$

注： L_{DC} 为直流联络线实时输电功率； L_{DC}^{\max} 和 L_{DC}^{\min} 为直流联络线输电功率上、下限； u_{DC} 和 v_{DC} 为直流输电功率向上、下调节状态，为0-1变量； δ 为直流在单位优化时段内调节速率上限； F_{\max} 为日调节次数上限； N_T 为直流联络线功率保持不变的最短持续时间； Q_{DC}^{\max} 和 Q_{DC}^{\min} 为直流联络线每日输电量的上、下限； L_{DC}^i 表示直流联络线单位档位的功率值； $I(t)$ 表示直流联络线功率在 t 时段所处的档位； $\lfloor \cdot \rfloor$ 和 $\lceil \cdot \rceil$ 分别表示向下和向上取整符号。

(四) 电力系统低碳运行模拟优化模型

时序生产模拟是可再生能源规划 / 运行分析及优化的有效方法之一，通过研究系统开机方式和运行方式的选择，采用时间序列仿真的方式充分考虑电网实际运行中的各种边界条件的影响以及风、光等可再生能源出力的间歇性和波动性，通过对一段时间内每个时间断面电力系统状态的模拟计算，能够精细化模拟“源网荷储”灵活互动的电力系统低碳运行情况。

本小节将建立综合考虑各类电源运行碳排放、特高压直流运行特性和多种可调节负荷的电力系统时序生产低碳运行模拟优化模型。如图9所示，模型的构建以系统运行碳排放最小为优化目标，主要包括火电机组运行碳排放和其他各类电源运行碳排放。全局性约束包括负荷平衡约束、全网备用约束和区域备用约束，其他的主要约束条件包括前述各类电源、储能、联络线运行约束。

四、考虑跨省区电力交易的碳转移量计算方法

我国的资源与负荷逆向分布特性决定了大规模、远距离输电架构成为电力供应的主要方式。送

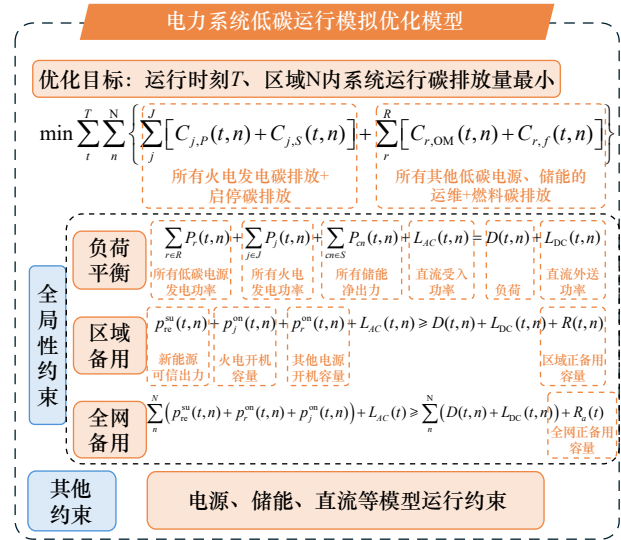


图9 电力系统低碳运行模拟优化模型

端能源基地付出的巨大的环境代价是为了满足负荷中心经济发展的能源需求，将电力碳排放和减排成本单方面赋予能源基地，会导致责权关系错配。

本节针对跨省区联络线电力交易，提出了基于碳排放流理论的碳转移量计算方法。如图10所示，该方法以碳排放流理论（各负荷的碳流进行追踪相当于对各负荷的电量来源进行追踪）为基础，通过追溯受电区域的电力来源进行跨区碳转移量的计算，建立送、受端的碳转移关系，实现跨区碳足迹的精准溯源与责任分担，能够促进新能源跨区消纳与区域经济的协调发展。

在已知潮流分布的基础上，适用于跨省区电力交易的碳转移量计算方法如图11所示，其基本假设为电量经过节点按照比例共享的原则分配于各支路，具体可分为以下3个步骤。

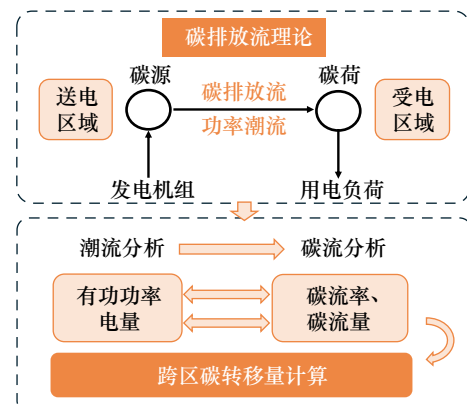


图10 基于碳排放流理论的碳转移示意图

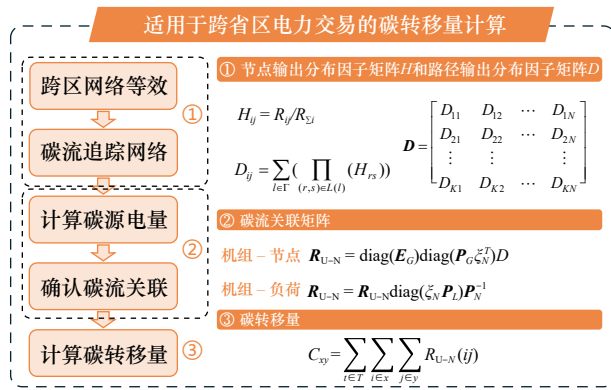


图11 适用于跨省区电力交易的碳转移量计算

注： R_{ij} 为节点*i*经支路(*i, j*)流入相邻节点*j*的碳流率； $R_{\Sigma i}$ 为节点*i*的总流入碳流率； ξ_N 为*N*维单位列向量； E_G 为发电机组碳排放强度向量； P_G 为发电机组有功出力向量； P_L 为负荷分布矩阵； P_N 为节点有功通量矩阵； C_{xy} 为考察时段*T*内省份*x*和*y*之间的碳转移量。

(1) 构建碳流追踪网络。将各区域简化为单纯的碳源和碳荷节点，移除直供支路，形成碳流追踪网络。假设从节点*i*到节点*j*的潮流路径的集合为 Γ ，其中路径*l*中支路的集合为*L(l)*，确定路径输出分布因子，即在某条路径下从起始节点流出的碳排放流对流入目标节点碳排放流的占比 D_{ij} 。对节点数为*N*、其中*K*个节点存在发电机组注入的系统，建立从每个存在发电机组的节点*i*至系统其他节点*j*的路径输出分布因子矩阵*D*。

(2) 构建碳流关联矩阵。确定碳荷电量输入中各碳源电量输出的分量，包括碳荷所承担的网络损耗。形成机组-节点碳流关联矩阵，可反映系统中所有节点碳流率中各发电机组的碳流注入的占比情况。形成机组-负荷碳流关联矩阵，可反映系统中所有负荷节点对应碳流率中各发电机组的碳流注入占比情况。

(3) 碳转移量计算。基于碳流关系，计算省份*x*和省份*y*之间的碳转移量。

五、案例分析

本研究采用我国东、西部两省作为典型送、受

端互联电网，开展电力系统的碳排放量化评估研究，分析不同运行方式对电力系统碳排放量的影响。

案例中送、受端电网由一条直流通道连接，联络线额定容量为4 GW，并基于两省级电网2023年各类电源和负荷数据开展计算，具体如表5所示，其中受端电网受分布式新能源规模化发展的影响，新能源消纳压力大。

(一) 送、受端互联电网计算分析

1. 单省碳排放优化运行模拟

首先设置直流送电功率为固定曲线（不可优化），采用以碳排放最小为目标的生产模拟计算后，送、受端电网全年火电运行碳排放量分别为 1.15×10^8 t、 2.03×10^8 t，合计约为 3.18×10^8 t，火电平均度电碳排放量分别为714.7 g和692.4 g；低碳电源（包括风电、光伏、水电、核电、电化学储能）的全年运行碳排放量分别为 1.08×10^6 t、 1.26×10^6 t；送、受端电网综合度电碳排放强度分别为532.6 g/(kW·h)和532.2 g/(kW·h)。计算结果如表6所示。

2. 送、受端联合优化碳排放运行模拟

为模拟送、受端电网通过直流联络线进行的碳排放交换，建立送、受端双区电网模型开展碳排放计算。考虑送、受端省间电力交易电量为双方协定的合同电量，故在联网优化时保持直流联络线年度送电量不变，直流联络线功率按照上文提出的省间直流联络线运行模型进行优化。

送、受端经直流连接的双区电网经考虑碳排放的生产模拟计算后，全年运行碳排放量合计约为 3.19×10^8 t，较单区域模拟案例的两省合计碳排放减少 1.36×10^6 t，约下降了0.4%；火电平均度电碳排放量为700.2 g，较单区域减少0.1 g/(kW·h)，综合度电碳排放量强度为530 g/(kW·h)，较单区域减少了2.3 g/(kW·h)；新能源发电量增加了1.85 TWh，新能源利用率提升了1.4个百分点。计算结果与对比如表7所示。

分区来看，联网优化后，送、受端电网各自的

表5 典型送、受端电网2023年电源装机与负荷情况

电网	电源装机/GW						负荷/TWh	直流送电量/TWh
	火电	水电	风电	光伏	核电	电化学储能		
送端电网	33.13	0.43	14.64	21.37	0	0	138.7	19.317
受端电网	117.98	4.07	25.91	56.93	2.65	2.88	769.9	

表6 典型送、受端电网单区域碳排放模拟结果

	送端电网	受端电网	双区电网
新能源发电电量/TWh	55.48	67.1	122.58
风电发电电量/TWh	28.4	50.98	79.38
光伏发电电量/TWh	27.08	16.13	43.21
新能源利用率/%	96	93.9	94.9
风电利用率/%	97.4	95.4	96.1
光伏利用率/%	94.7	89.4	92.7
火电发电量总加/TWh	161.27	293.28	454.55
水电发电量/TWh	1.7	3.8	5.5
核电机组发电量/TWh	0	19.8	19.8
火电碳排放量/ $\times 10^4$ t	11 525.6	20 307.5	31 833.1
低碳电源运维碳排放量/ $\times 10^4$ t	108.2	126.5	234.7
总碳排放量/ $\times 10^4$ t	11 633.8	20 433.9	32 067.7
火电度电碳排放量/ $(\text{g}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$	714.7	692.4	700.3
全网综合度电碳排放量/ $(\text{g}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$	532.6	532.2	532.3

表7 典型送、受端电网碳排放联合优化结果

	单区模拟			联合优化			差值		
	送端	受端	双区	送端	受端	双区	送端	受端	双区
新能源发电电量/TWh	55.5	67.1	122.6	56.1	68.3	124.4	0.62	1.23	1.85
风电发电电量/TWh	28.4	51	79.4	28.5	51.7	80.3	—	—	—
光伏发电电量/TWh	27.1	16.1	43.2	27.6	16.6	44.2	—	—	—
新能源利用率/%	96	93.9	94.9	97.1	95.6	96.3	1.1	1.7	1.4
风电利用率/%	97.4	95.4	96.1	97.8	96.8	97.2	—	—	—
光伏利用率/%	94.7	89.4	92.7	96.4	92.1	94.7	—	—	—
火电发电量总加/TWh	161.3	293.3	454.6	160.7	292	452.7	-0.61	-1.23	-1.84
水电发电量/TWh	1.7	3.8	5.5	1.7	3.8	5.5	—	—	—
核电机组发电量/TWh	0	19.8	19.8	0	19.8	19.8	—	—	—
火电碳排放量/ $\times 10^4$ t	11 526	20 307	31 833	11 490	20 207	31 697	-36	-100	-136
低碳电源运维碳排放量/ $\times 10^4$ t	108	126	235	108	126	235	—	—	—
总碳排放量/ $\times 10^4$ t	11 634	20 434	32 068	11 598	20 333	31 931	-36	-100	-136
火电度电碳排放量/ $(\text{g}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$	714.7	692.4	700.3	715.2	691.9	700.2	0.5	-0.5	-0.1
综合度电碳排放量/ $(\text{g}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$	532.6	532.2	532.3	530.9	529.5	530	-1.7	-2.6	-2.3
联络线送出电量/TWh	19.32	—	—	21.49	2.27	—	—	—	—

碳排放均较直流联络线不优化的单区域计算案例有所减少，分别减少了0.3%和0.5%，新能源利用率分别提升了1.1个百分点和1.7个百分点。

分析原因，主要是通过调整送、受端电源发电计划，基于联络线电量交换实现了互补优化，使两省区域间度电碳排放更低的机组相互配合并承担更多发电

任务，从而降低了两省火电的碳排放，实现了在更大范围内优化配置各类资源的效果（见表8）。

（二）低碳优化目标效果分析

为了对比本研究提出的低碳运行模拟方法与传统生产模拟计算的区别，分别采用以碳排放最小、

以新能源消纳最大为目标的两种优化方法开展计算。

如图 12 所示, 对比以新能源消纳最大为优化目标的碳排放计算结果, 以碳排放最小为优化目标后, 送、受端电网全年总运行碳排放分别降低了

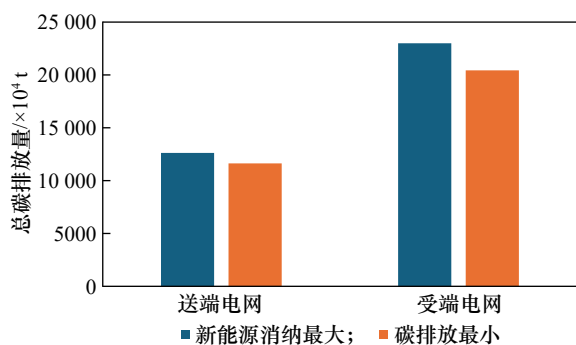


图 12 优化前后的送、受端碳排放量对比

7.8%、11.2%。不同优化目标的对比结果细节如表 9 所示, 火电运行碳排放分别降低了 7.9%、11.2%, 火电度电碳排放分别降低了 8.0%、11.4%, 但新能源发电量和利用率有所下降, 发电量分别减少了 0.3%、0.8%, 利用率分别降低了 0.26 个百分点、0.74 个百分点。

两种目标下火电运行结果如表 10 和表 11 所示。以碳排放最小为目标的案例中, 安排发电煤耗更小 (即度电碳排放更低) 的火电机组承担更多发电量, 并且优化了火电机组的运行组合方式和启停方式, 实现了更少的碳排放。

(三) 送、受端电网碳转移量分析

采用送、受端电网碳排放联合优化案例计算送、

表 8 典型送、受端电网碳排放联合优化中火电碳排放结果

火电类型		送端电网			受端电网		
容量/MW	类型	装机/MW	火电碳排放量/×10 ⁴ t		装机/MW	火电碳排放量/×10 ⁴ t	
			单独模拟	联合优化		单独模拟	联合优化
1000	凝气	8000	4256	4266	20 000	9671	9687
660	凝气	10 560	4732	4761	41 580	10 463	10 354
600	抽气	2400	948	934	—	—	—
350	凝气	3150	926	899	—	—	—
330	凝气	7920	592	574	39 600	100	94
330	抽气	—	—	—	9900	29	32
200	背压	—	—	—	4000	33	25
200	凝气	1200	29	27	—	—	—
150	凝气	600	23	14	—	—	—
120	凝气	240	20	16	—	—	—
100	背压	—	—	—	2900	12	15
合计		34 070	11 526	11 490	117 980	20 308	20 207

表 9 不同优化目标案例的碳排放计算结果对比

目标函数计算结果	送端电网		受端电网	
	新能源消纳最大	碳排放最小	新能源消纳最大	碳排放最小
新能源发电电量/TWh	55.63	55.48	67.63	67.1
新能源利用率/%	96.3	96	94.6	93.9
火电发电量总加/TWh	161.1	161.3	292.7	293.3
低碳电源运维碳排放量/×10 ⁴ t	108.2	108.2	126.4	126.5
火电碳排放量/×10 ⁴ t	12 515	11 526	22 873	20 307
总碳排放量/×10 ⁴ t	12 623	11 634	22 999	20 434
火电度电碳排放量/ (g·(kW·h) ⁻¹)	776.7	714.7	781.3	692.4
综合度电碳排放量/ (g·(kW·h) ⁻¹)	577.8	532.6	599	532.2

表 10 不同优化目标案例的送端火电碳排放计算结果对比

火电类型			送端电网					
单机容量 /MW	机组 类型	该类型火电 装机/MW	优化目标：碳排放最小			优化目标：新能源消纳最大		
			发电碳排放 / $\times 10^4$ t	启停碳排放 / $\times 10^4$ t	运行碳排放 / $\times 10^4$ t	发电碳排放 / $\times 10^4$ t	启停碳排放 / $\times 10^4$ t	运行碳排放 / $\times 10^4$ t
1000	凝气	8000	4252	3.6	4256	3912	11.1	3923
660	凝气	10 560	4725	6.2	4732	4771	11.5	4782
600	抽气	2400	942	6.0	948	59	4.3	64
350	凝气	3150	903	22.6	926	776	12.1	788
330	凝气	7920	575	17.4	592	2163	25.6	2189
330	抽气	—	—	—	—	—	—	—
200	背压	—	—	—	—	—	—	—
200	凝气	1200	27	1.7	29	633	4.8	638
150	凝气	600	21	1.6	23	63	1.7	64
120	凝气	240	17	2.4	20	66	1.8	68
100	背压	—	—	—	—	—	—	—
合计		34 070	11 462	61.5	11 526	12 443	72.9	12 516

表 11 不同优化目标案例的受端火电碳排放计算结果对比

火电类型			受端电网					
单机容量 /MW	机组 类型	该类型火电 装机/MW	优化目标：碳排放最小			优化目标：新能源消纳最大		
			发电碳排放 / $\times 10^4$ t	启停碳排放 / $\times 10^4$ t	运行碳排放 / $\times 10^4$ t	发电碳排放 / $\times 10^4$ t	启停碳排放 / $\times 10^4$ t	运行碳排放 / $\times 10^4$ t
1000	凝气	20 000	9660	11.6	9671	8975	5.7	8981
660	凝气	41 580	10 290	173.5	10 463	4191	77.2	4268
600	抽气	—	—	—	—	—	—	—
350	凝气	—	—	—	—	—	—	—
330	凝气	39 600	86	14.6	100	3594	59.3	3653
330	抽气	9900	28	0.8	29	4155	17.7	4172
200	背压	4000	31	1.4	33	1345	17.8	1363
200	凝气	—	—	—	—	—	—	—
150	凝气	—	—	—	—	—	—	—
120	凝气	—	—	—	—	—	—	—
100	背压	2900	11	0.6	12	415	20.5	435
合计		117 980	20 106	202.5	20 308	22 675	198.2	22 872

受端碳排放转移量。首先采用送端电网的实际发电碳排放强度计算输送电量的碳排放量。由第五节计算结果可知，送端电网总碳排放量为 1.1598×10^8 t，总发电量为218.459 TWh（见表12）。故送端电网的实际碳排放强度为 5.309×10^5 t/TWh，受端电网向送端转移了 $1.025 54 \times 10^7$ t碳排放量，这部分碳转移量是送端电网通过跨省直流输电通道向受端电网输

送较多电量、间接分担受端电网负荷的结果。

此外，考虑到省间电力交易签订合同的时候会约定合同电量中新能源的电量占比，根据第五节的模拟方法，计算联络线电量中的新能源电量占比分别为30%、40%、50%、60%场景下的送、受端碳排放转移量，如表13所示。

计算表明，随着联络线电量中新能源电量占比

表 12 送、受端电网碳排放转移量计算结果

项目	火电	水电	风电	光伏	合计
发电量/TWh	160.66	1.7	28.531	27.568	218.459
新能源			25.6%		
发电量占比			19.317		
直流联络线			19.317		
输出电量/TWh			5.309×10 ⁵		
碳排放强度/ (t·(TW·h) ⁻¹)			5.309×10 ⁵		
碳转移量/t		-1.025 54×10 ⁷			

表 13 联络线电量中新能源电量占比不同时送、受端的碳转移量

联络线电量中 新能源电量占比	送端输出火 电电量/TW·h	送端输出新能 源电量/TW·h	受端转移碳 排放量/×10 ⁴ t
25.6%	14.372	4.945	1025.54
30%	13.522	5.795	977.88
40%	11.59	7.727	843.35
50%	9.659	9.659	708.82
60%	7.727	11.59	574.29

的不断提高，送端电网向受端电网输送电量中火电的出力比例不断减小，故受端电网向送端电网转移的碳排放量也不断减小。本结果可以为各省碳排放目标测算和未来省间碳交易提供科学的计算依据。

六、结论

本文针对我国新型电力系统的建设需求，构建了火电、各类低碳电源、电化学储能的全生命周期碳足迹核算边界，建立了源侧全生命周期碳排放强度模型，在此基础上建立了考虑“源网荷储”灵活互动的新型电力系统低碳运行模拟优化方法和考虑省间电力交易的碳转移量计算方法，开展了我国东、西部地区典型送、受端互联电网的碳排放量化评估。评估结果表明：提出的电力系统低碳运行模拟方法，可以准确科学量化评估电源侧的碳排放量，通过跨区域整合电力资源，送、受端双区电网全年总运行碳排放量降低 0.4%，新能源利用率提升 1.4 个百分点；相较新能源消纳最大，以碳排放最小为目标优化电源运行方式后，送、受端电网全年总运行碳排放量分别降低 7.8%、11.2%。

本研究把握“全生命周期建模-时序生产模拟-

跨区碳流追踪”的完整技术链条，将构建的源侧碳排放强度模型与电力系统低碳运行模拟优化方法嵌入电力系统生产模拟平台，辅助制定低碳调度策略，优化火电启/停与新能源消纳协同。提出的跨省区电力交易下的碳转移量计算方法，为省间碳排放配额分配提供了科学依据。相关研究结果可为电力行业实现“双碳”目标提供理论依据和实践参考。

本研究主要围绕电力系统的低碳运行模拟完成了前瞻性研究，后续可基于新能源与储能技术、市场机制的持续创新，从以下角度开展深化研究，以为能源转型提供坚实技术支撑：纳入氢能、碳捕集等新兴技术的碳排放核算，完善多能协同的低碳运行模拟框架；融合碳税、绿证等市场机制，开展“双碳”目标下的电力系统低碳路径优化研究。

利益冲突声明

本文作者在此声明彼此之间不存在任何利益冲突或财务冲突。

Received date: March 28, 2025; **Revised date:** May 9, 2025

Corresponding author: Wang Weisheng is a professor-level senior engineer from the China Electric Power Research Institute. His major research fields include renewable energy generation and integration, power system stability analysis and control. E-mail: wangws@epri.sgcc.com.cn

Funding project: Chinese Academy of Engineering project “Strategic Research on China’s renewable Energy Development Models Towards 2040” (2023-ZCQ-05)

参考文献

- [1] 田慧芳. 国际碳中和的进展、趋势及启示 [J]. 中国发展观察, 2020 (23): 72-74.
Tian H F. Progress, trend and enlightenment of international carbon neutralization [J]. China Development Observation, 2020 (23): 72-74.
- [2] Energy Institute. 72nd edition statistical review of world energy [EB/OL]. 2023[2025-02-28]. <https://www.energyinst.org/statistical-review>.
- [3] 张晓娣. 正确认识把握我国碳达峰碳中和的系统谋划和总体部署——新发展阶段党中央双碳相关精神及思路的阐释 [J]. 上海经济研究, 2022, 34(2): 14-33.
Zhang X D. Understanding and grasping the systematic planning and overall deployment of China’s carbon peak and neutralization goals: The interpretation of the Party Central Committee’s statement and thoughts on the “double carbon goals” in the new development stage [J]. Shanghai Journal of Economics, 2022, 34(2): 14-33.
- [4] 张展鹏, 班明飞, 郭丹阳, 等. 适用于环境-经济调度研究的燃煤机组二氧化碳排放特性模型 [J]. 上海交通大学学报, 2021, 55(12): 1663-1672.
Zhang Z P, Ban M F, Guo D Y, et al. A model for carbon dioxide

- emission characteristics of coal-fired units for environment-economic dispatch research [J]. *Journal of Shanghai Jiao Tong University*, 2021, 55(12): 1663–1672.
- [5] 陈翔, 章润臣. 简析发电设施碳排放量核算方法 [J]. *能源研究与管理*, 2021 (3): 1–4.
Chen X, Zhang R C. Analysis on accounting methodology of carbon emission of power generation facilities [J]. *Energy Research and Management*, 2021 (3): 1–4.
- [6] 刘高军. 碳达峰碳中和背景下火力发电厂碳排放分析与建议 [J]. *洁净煤技术*, 2023, 29(6): 189–195.
Liu G J. Analysis and suggestion of carbon emission in thermal power plants under the background of carbon peak and carbon neutrality [J]. *Clean Coal Technology*, 2023, 29(6): 189–195.
- [7] 苏攀, 于鹏峰, 刘林波, 等. 耗差法与正平衡修正法耦合分析的燃煤机组煤耗评估 [J]. *湖南电力*, 2021, 41(4): 8–12.
Su P, Yu P F, Liu L B, et al. Coal consumption evaluation of coal-fired units based on coupling analysis of consumption difference method and positive balance revised method [J]. *Hunan Electric Power*, 2021, 41(4): 8–12.
- [8] 王林平. 超净排放改造对燃煤机组发电煤耗影响的研究和测算 [J]. *上海节能*, 2020 (10): 1121–1127.
Wang L P. Study and computation on power generation coal consumption influence of ultra clean emission renovation for coal-fired unit [J]. *Shanghai Energy Conservation*, 2020 (10): 1121–1127.
- [9] 颜正, 赵川, 陈小兵. 基于燃烧空气及烟气量的燃煤机组标准煤耗率计量方法 [J]. *热力发电*, 2020, 49(2): 83–87.
Yan Z, Zhao C, Chen X B. Method for measuring standard coal consumption rate of coal-fired units based on combustion air and flue gas quantity [J]. *Thermal Power Generation*, 2020, 49(2): 83–87.
- [10] 徐福英, 江浩, 李杨, 等. 超临界600 MW等级机组起停能耗估算 [J]. *热力发电*, 2013, 42(7): 12–17.
Xu F Y, Jiang H, Li Y, et al. Energy consumption evaluation for start-stop process of a supercritical 600 MW unit [J]. *Thermal Power Generation*, 2013, 42(7): 12–17.
- [11] Fajardy M, Mac Dowell N. Can BECCS deliver sustainable and resource efficient negative emissions? [J]. *Energy & Environmental Science*, 2017, 10(6): 1389–1426.
- [12] Xie J B, Fu J X, Liu S Y, et al. Assessments of carbon footprint and energy analysis of three wind farms [J]. *Journal of Cleaner Production*, 2020, 254: 120159.
- [13] Desideri U, Proietti S, Zepparelli F, et al. Life Cycle Assessment of a ground-mounted 1778 kWp photovoltaic plant and comparison with traditional energy production systems [J]. *Applied Energy*, 2012, 97: 930–943.
- [14] Pang M Y, Zhang L X, Wang C B, et al. Environmental life cycle assessment of a small hydropower plant in China [J]. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 2015, 20(6): 796–806.
- [15] Siddiqui O, Dincer I. Comparative assessment of the environmental impacts of nuclear, wind and hydro-electric power plants in Ontario: A life cycle assessment [J]. *Journal of Cleaner Production*, 2017, 164: 848–860.
- [16] McManus M C. Environmental consequences of the use of batteries in low carbon systems: The impact of battery production [J]. *Applied Energy*, 2012, 93: 288–295.
- [17] Arbazadeh M, Johnson J X, De Kleine R, et al. Vanadium redox flow batteries to reach greenhouse gas emissions targets in an off-grid configuration [J]. *Applied Energy*, 2015, 146: 397–408.
- [18] 谭艳秋. 电力系统应用中电池储能系统的生命周期温室气体影响分析 [D]. 南京: 南京大学(硕士学位论文), 2017.
Tan Y Q. Life cycle greenhouse gas impacts of battery energy storage systems in power system applications [D]. Nanjing: Nanjing University(Master's thesis), 2017.
- [19] 王萌. 压缩空气储能系统建模与全生命周期3E分析与比较研究 [D]. 北京: 华北电力大学(硕士学位论文), 2013.
Wang M. Compressed air energy storage system modeling and research on life cycle 3E analysis and comparison [D]. Beijing: North China Electric Power University(Master's thesis), 2013.
- [20] Pomponi F, Lenzen M. Hybrid life cycle assessment (LCA) will likely yield more accurate results than process-based LCA [J]. *Journal of Cleaner Production*, 2018, 176: 210–215.
- [21] Hondo H. Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case [J]. *Energy*, 2005, 30(11–12): 2042–2056.
- [22] Ji Z, Kang C Q, Chen Q X, et al. Low-carbon power system dispatch incorporating carbon capture power plants [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2013, 28(4): 4615–4623.
- [23] 黄煜, 徐青山, 蒋贤强, 等. 含新能源接入的区域电网低碳电力调度方法 [J]. *电力系统自动化*, 2018, 42(12): 19–26.
Huang Y, Xu Q S, Jiang X Q, et al. A low-carbon regional power dispatch method with integration of renewable energy sources [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2018, 42(12): 19–26.
- [24] 崔杨, 邓贵波, 赵钰婷, 等. 考虑源荷低碳特性互补的含风电电力系统经济调度 [J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(14): 4799–4815.
Cui Y, Deng G B, Zhao Y T, et al. Economic dispatch of power system with wind power considering the complementarity of low-carbon characteristics of source side and load side [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(14): 4799–4815.
- [25] 崔明勇, 靳贺, 何良策, 等. 基于风电消纳评估的电力系统鲁棒低碳经济调度 [J]. *太阳能学报*, 2020, 41(8): 270–280.
Cui M Y, Jin H, He L C, et al. Robust low-carbon economic dispatch of power system based on wind power accommodation evaluation [J]. *Acta Energetica Sinica*, 2020, 41(8): 270–280.
- [26] 崔杨, 周慧娟, 仲悟之, 等. 考虑源荷两侧不确定性的含风电电力系统低碳调度 [J]. *电力自动化设备*, 2020, 40(11): 85–93.
Cui Y, Zhou H J, Zhong W Z, et al. Low-carbon scheduling of power system with wind power considering uncertainty of both source and load sides [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2020, 40(11): 85–93.
- [27] 崔杨, 曾鹏, 王铮, 等. 考虑碳捕集电厂能量转移特性的弃风消纳多时间尺度调度策略 [J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(3): 946–961.
Cui Y, Zeng P, Wang Z, et al. Multiple time scales scheduling strategy of wind power accommodation considering energy transfer characteristics of carbon capture power plant [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(3): 946–961.
- [28] 崔杨, 邓贵波, 曾鹏, 等. 计及碳捕集电厂低碳特性的含风电电力系统源-荷多时间尺度调度方法 [J]. *中国电机工程学报*, 2022, 42(16): 5869–5886, 6163.
Cui Y, Deng G B, Zeng P, et al. Multi-time scale source-load dispatch method of power system with wind power considering

- low-carbon characteristics of carbon capture power plant [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(16): 5869–5886, 6163.
- [29] 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 T R, Kang C Q. 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.
- [30] 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 H H, Mao W L, Zhang R F, 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.
- [31] 张立辉, 戴谷禹, 聂青云, 等. 碳交易机制下计及用电行为的虚拟电厂经济调度模型 [J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(24): 154–163.
- Zhang L H, Dai G Y, Nie Q Y, et al. Economic dispatch model of virtual power plant considering electricity consumption under a carbon trading mechanism [J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(24): 154–163.
- [32] 檀勤良, 丁毅宏. 考虑碳交易的火电节能调度优化模型及应对模式 [J]. 电力自动化设备, 2018, 38(7): 175–181, 188.
- Tan Q L, Ding Y H. Optimal energy-saving dispatching model for thermal power considering carbon trading and its coping mode [J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(7): 175–181, 188.
- [33] 李旭东, 艾欣, 胡俊杰, 等. 计及碳交易机制的核-火-虚拟电厂三阶段联合调峰策略研究 [J]. 电网技术, 2019, 43(7): 2460–2470.
- Li X D, Ai X, Hu J J, et al. Three-stage combined peak regulation strategy for nuclear-thermal-virtual power plant considering carbon trading mechanism [J]. Power System Technology, 2019, 43(7): 2460–2470.
- [34] 崔杨, 邓贵波, 王铮, 等. 计及碳交易的光热电站与风电系统低碳经济调度策略 [J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9): 232–239.
- Cui Y, Deng G B, Wang Z, et al. Low-carbon economic scheduling strategy for power system with concentrated solar power plant and wind power considering carbon trading [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 232–239.
- [35] 宋铜铜. 燃煤电厂碳排放强度核算及影响因素研究 [D]. 北京: 华北电力大学(硕士学位论文), 2021.
- Song T T. Study on accounting and influencing factors of carbon emission intensity of coal-fired power plants [D]. Beijing: North China Electric Power University(Master's thesis), 2021.