



调峰燃气发电机组碳排放核算方法的适用性验证及优化路径探讨

杨仕轩[✉], 于扬, 李阳, 吴早亮, 依力牙尔江·阿里木江, 葛苏鞍

中国石油新疆油田分公司实验检测研究院, 克拉玛依 834000

摘 要 双碳背景下, 大规模清洁能源接入使电力生产方式从以化石能源为基础的集中式电力系统向以可再生电力为主的集中与分布结合的新型电力系统转变, 电力系统呈现高比例可再生能源和高比例电力电子设备的“双高”特性, 火电机组灵活调峰需求快速上升, 非稳态运行周期急剧增长, 烟道流场均匀性降低, 固定源碳排放监测难度加剧, 实测法适用性降低。选取新疆维吾尔自治区某燃气-蒸汽联合循环机组 (gas turbine combined-cycle, GTCC) 2023 年机组生产运行参数、锅炉烟气参数, 基于实测法、排放因子法、物料平衡法、流量折算法系统对比分析了调峰燃气机组碳排放影响因素, 旨在明确调峰模式下不同碳排放核算方法适用性。研究结果表明, 选取调峰机组实测天然气低位发热量较缺省值偏差范围在 10.60%~11.40%, 单位热值含碳量较缺省值偏差范围在 4.63%~6.72%, 单位燃气碳排放量峰谷差接近 6 倍, 碳排放强度峰谷差接近 1.2 倍, 并随机组负荷升高, 碳排放敏感性增强。在对比不同核算方法, 使用实测法时, 碳排放量偏差最大可达 43.18%。考虑到实测法精度的影响因素, 提出了实测布点的改进方法, 结果显示, 布点采样合理化对于碳排放核算的准确性具有较大提升。最后, 基于碳排放规律分析结论, 结合机组运行负荷和燃料特性参数以最小二乘法建立了频繁调峰机组碳排放经验公式, 经验公式的预测较物料平衡法结果相比偏差小于 2%。分析结果表明, 就燃气机组而言, 碳排放总量与机组运行负荷显示出较强关联性, 在核算时应考虑引入负荷修正系数对核算结果进行弹性补偿, 提升碳排放数据质量。本研究为双碳背景下新型电力系统开发管理提供探索性研究。

关键词 灵活调峰; 燃气机组; 碳排放规律; 核算方法; 最小二乘法

2020 年 9 月, “双碳”目标的提出加速了中国能源转型进程, 并围绕降碳减排目标, 建立“1+N”政策体系推动控排企业实现产业结构和能源消费绿色低碳化。2020 年我国碳排放总量为 10.38×10^9 t, 其中电力碳排放为 3.67×10^9 t, 占比超过总量的 $1/3$ ^[1-2], 因此, 准确的碳排放核算统计数据是有效开展各项碳减排工作的关键。

2021 年我国燃煤发电装机量占 47% 左右, 发电量占 60%, 进入 21 世纪, 大规模清洁电力的并入使电源结构由可控连续出力的煤电机组占主导, 向强不确定性、弱可控性出力的新能源发电机组占主导转变, 燃煤发电机组调节能力有限, 调峰压力激增, 稳态运行周期缩短。而燃气发电作为化石能源发电的另一主要形式, 其单位热值含碳量仅为煤炭的一半左右, 因此相对于燃煤发电, 燃气发电更为清洁低碳。对比发达国家天然气产业发展路径来看, 天然气市场进入成熟期后消费增长动力主要来自于发电, 要实现 2030 年天然气占一次能源消费比重 15% 的目标^[3], 以天然气发电代替燃煤发电, 逐步控制煤炭消费量, 是配合以大规模、高比例可再生能源为主的新型电力系统的关键角色^[4], 截至 2022 年底, 我国全口径发电装机容量为 25.6×10^8 kW, 其中气电为 1.1×10^8 kW, 占比约 4.5%。2022 年, 我国天然气表观消费量为 $3\ 663 \times 10^8$ m³^[5], 发电用气占比约 18%, 因此调峰燃气机组发展潜力巨大, 与之相匹配的碳排放核算方法有待研究。

近年来, 新疆维吾尔自治区在哈密市、石河子市、喀什地区、阿克苏地区等地建设风光电站, 大力推动新能源上网。据统计, 2022 年新疆电网新能源装机容量为 $4\ 065.5 \times 10^4$ kW, 占新疆电网总装机容量的 36.09%^[6]。规模化光伏和风电出力的不确定性与负荷波动叠加, 使得电力系统安全运行风险增大。为提高新能源消纳能力, 在电力储能设施尚不健全的条件下, 发电侧需要配合承担深度调峰补偿以保证电网平稳运行, 燃气发电机组凭借其清洁、环保、灵活等优势, 成为构建新疆地区新型电力系统的重要路径^[7]。目前对

收稿日期: 2023-12-21 录用日期: 2024-04-12

第一作者: 杨仕轩 (1995—), 男, 硕士, 工程师, 研究方向为节能与低碳技术, yyysssxxx0419@petrochina.com.cn ✉通信作者

于双碳背景下的调峰燃气发电机组的碳排放规律特性认识存在不足。在此,本研究综合考虑燃料特性、机组运行水平因素,系统分析调峰燃气发电机组碳排放规律特性,规范碳排放核算方法,建立调峰机组高关联度碳排放经验公式,直观反映新型电力系统下调峰发电机组的碳排放变化规律,为新能源并网、构建新型电力系统提供数据支撑。

1 碳排放核算方法

1.1 实测法

当前碳排放核算方法主要包括实测法和计算法,实测法是基于排放源实测基础数据,通过安装搭载了 CO₂ 模块的连续监测系统 (continuous emission monitoring system, CEMS) 取样分析直接获取碳排放量,具有及时性、准确性高的优点,同时减少了因人为因素带来的误差影响。然而,受技术设备匹配度、测点布置代表性、测试设备精度等因素干扰会导致实测结果偏离真实值,根据美国自然资源保护委员会 (natural resources defense council, NRDC) 的报道^[8] 显示,烟道中发生紊流现象时,排放浓度可能高估 10%~30%;如果流量计没有定期清洁,通常会有 8%~12% 的偏差。国外其他的研究^[9-10] 也表明,烟气流量测量设备的准确性和抽取烟气的代表性问题会导致 CEMS 的测量结果产生 3%~30% 的偏差。目前我国只有极少数电厂装有在线 CO₂ 监测装置,但极少对该系统的进行相关研究,如数据可靠性等。

CEMS 的应用两要素包括:温室气体浓度测量和体积流量测量。

本研究测试仪器为德图 Testo 350 烟气分析仪,检测前采用标准气对烟气分析仪进行准确度验证,示值误差不超过±5%。烟气 CO₂ 浓度采样点选取 CEMS 监测断面下游预留参比方法采样孔。测试时,将烟气采样探针伸入采样孔开展时长 60 min 的测试,以采样次数求取平均值,通过《非分散红外吸收法》(HJ/T 870—2017) 计算 CO₂ 浓度,公式如式 (1) 所示。

$$\rho = 1.96 \times \omega \quad (1)$$

式中: ρ 为标准状态下干烟气中 CO₂ 质量浓度, kg/m³; ω 为仪器测量烟气中 CO₂ 的体积浓度, %。

干烟气流量计算主要涉及湿度、温度和压力测试,其中烟气湿度测试依据《固定源废气监测技术规范》(HJ/T 397—2007)、《固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法》(GB/T 16157—1996) 测试,设计方法包括干湿球法、冷凝法、重量法和阻容法。

干湿球法是通过测量采集湿球、干球表面温度和通过湿球表面的压力及排气静压等参数,同时由湿球表面温度导出该温度下的饱和水蒸气压力,结合输入的大气压,计算烟气含湿量。冷凝法是由烟道中抽取一定体积的烟气使之通过冷凝器,根据冷凝出来的水量,加上从冷凝器排出饱和气体含有的水蒸汽量,计算烟气中的水分含量。重量法是由烟道中抽取一定体积的烟气,使之通过装有吸湿剂的吸湿管,烟气中的水分被吸湿剂吸收,吸湿管的增重即为已知体积烟气中含有的水分量。电阻电容法是利用湿敏元件的电阻值、电容值随烟道湿度的变化而按一定规律变化的特性进行湿度测量。

根据公式 (2) 计算干烟气流量。

$$Q_{\text{dry}} = Q_{\text{wet}} \times \left(1 - \frac{x_{\text{wet}}}{100}\right) \times \frac{273}{273 + T_s} \times \frac{B_a + P_s}{101325} \quad (2)$$

式中: Q_{dry} 为标准状态下干烟气体积流量, m³·h⁻¹; Q_{wet} 为标准状态下湿烟气体积流量, m³·h⁻¹; x_{wet} 为烟气湿度, %; T_s 为烟气温度, °C; B_a 为大气压力, Pa; P_s 为排气静压, Pa。

本研究选取电厂采用电阻电容法对烟气湿度采样测试,经过系统计算,干烟气流量可以通过 CEMS 分析仪直接读取。另外说明,本研究将采用过量空气系数^[11] 逆推计算烟道干烟气流量,并与前者直接读取数据进行对比分析,进行交叉验证,其中过量空气系数公式如式 (3) 所示。

$$\alpha_{\text{ds}} = \frac{21}{21 - 79 \frac{O'_2 - (0.5CO' + 0.5H'_2 + 2CH'_4)}{N'_2 - \frac{N_2(RO'_2 + CO' + CH'_4)}{CO_2 + CO + \sum mC_m H_n + H_2S}}} \quad (3)$$

式中: α_{ds} 为过量空气系数; O'_2 为排烟处 O₂, %; CO' 为排烟处 CO, %; H'_2 为排烟处 H₂, %; N_2 为排烟处

N_2 , % CH_4 为排烟处 CH_4 , %; RO_2 为排烟处 RO_2 , %; C_mH_n 为收到基烷烃, %; H_2S 为收到基硫化氢, % N_2 为收到基氮气, %。

过量空气系数反推计算排烟处干烟气流量公式^[12]如式 (4) 所示。

$$V_{d,fg} = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + (\alpha_{ds} - 1)V^0 \quad (4)$$

式中: $V_{d,fg}$ 为排烟处干烟气体积, $m^3 \cdot m^{-3}$; V_{RO_2} 为 RO_2 容积, $m^3 \cdot m^{-3}$; $V_{N_2}^0$ 为理论氮气体积, $m^3 \cdot m^{-3}$; V^0 为理论空气量, $m^3 \cdot m^{-3}$ 。

1.2 排放因子法

算法包括排放因子法和物料平衡法, 当前电力行业基本形成了以排放因子法为主的温室气体核算方法, 其核心思想是针对排放源构建活动数据与排放因子, 并以活动数据和排放因子的乘积作为该排放项目的碳排放量估算值^[13]。该方法流程简单, 减少了计算所需数据, 在实测条件并不普及的情况下具有较好的可行性。然而, 该方法设计基于宏观层面核算, 受能源品质差异、装机容量、运行负荷等因素影响, 排放因子容易出现较大偏差, 造成核算结果远离真实值。具体计算公式如式 (5) 所示。

$$E_{CO_2} = \sum_i (AD_i \times EF_i) \quad (5)$$

式中: E_{CO_2} 燃烧为化石燃料燃烧的二氧化碳排放量, tCO_2 ; AD_i 为第 i 种化石燃料活动水平, GJ ; EF_i 为第 i 种燃料的排放因子, $tCO_2 \cdot GJ^{-1}$; i 为化石燃料的种类。

1.3 物料平衡法

质量平衡法的原理主要依据质量守恒定律。利用化学反应过程前后原子种类、数量、质量仅发生转移, 无增殖或减少的特点, 通过输入物质量来间接测算输出物质量。质量平衡法可以较为精确的计算并得到具体设备、设施和工艺流程的直接碳排放, 但纳入考虑范围的排放中间过程较多, 对数据的质量要求较高且容易出现系统性误差^[14]。具体计算公式如式 (6) 所示。

$$E_{CO_2} = B \times C_{ar} \times OF_M \times \frac{44}{12} \quad (6)$$

式中: E_{CO_2} 为燃气过程碳排放量, tCO_2 ; B 为燃气消耗正向统计量, $Nm^3 \cdot h^{-1}$; C_{ar} 为燃气含碳量, $tC \cdot 10^{-4} Nm^{-3}$; OF_M 为碳氧化率; $\frac{44}{12}$ 为 CO_2 与 C 元素的分子式质量比。

2 实例分析

2023 年 1 月起, 为解决本地电网绿电消纳问题, 新疆维吾尔自治区某电厂以 4 号机组协调配合新能源发电实现源网互补。在此, 本研究以新疆地区某电厂 2023 年全年统计运行数据为基础, 对 76 MW (4 号机组) 进行算例分析。4 号燃气-蒸汽联合循环发电机组由美国通用电气 (GE) 生产的 PG6111FA 型燃气轮机发电机组搭配低氮燃烧系统、卧式双压自然循环 NG-MS6111FA-R 型余热锅炉、50WX18Z-047LLT 型蒸汽轮机以及中压蒸汽轮机发电机组组成, 配备烟气在线监测系统, 余热锅炉烟道高 40 m, 采样点位于余热锅炉上方 32 m 处, 可对烟道中的颗粒物、 SO_2 和 NO_x 进行监测, 不具备 CO_2 排放监测条件, 本研究 CO_2 数据获取依据《固定污染源烟气 (SO_2 、 NO_x 、颗粒物) 排放连续监测技术规范》(HJ/T 75) 中的参比方法进行。

2.1 选取计算工况

为全面反映机组碳排放水平, 本研究从厂级监控信息系统 (supervisory information system of power plant, SIS) 数据库中选取机组全年运行数据进行纵向比较, 选取 4 号机组 2023 年负荷率分布情况见图 1(a), 其代表日负荷随时间分布图如图 1(b) 所示。

由图 1(a)、(b) 可知, 光伏所具有的随机波动性造成机组负荷曲线呈抛物线形状, 形成以 80%~89% 负荷率为主导, 40%~49% 负荷率位列其次的分布格局。将负荷率划为低、中低、中等和高 4 个等级, 结合 SIS 数据的完整程度, 筛选出 43% 负荷、56% 负荷、71% 负荷以及 83% 典型运行负荷下的运行数据用于机组碳排放水平分析。

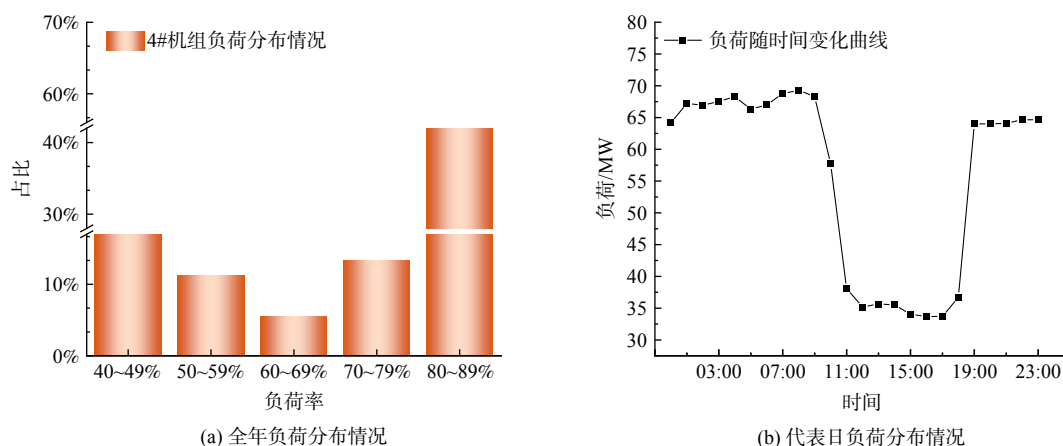


图 1 燃气-蒸汽联合循环机组负荷率分布规律

Fig. 1 Load distribution patterns of gas-steam combined cycle units

2.2 燃料组分特性对 CO₂ 排放的影响

采集电厂的发电运行日报表、每日生产信息通报、月度天然气质检报告等统计数据分析并反映选取燃气-蒸汽联合循环机组燃气品质变化趋势,典型运行负荷对应的燃气组分数据如表 1 所示,可以看出天然气组分基本不变,表明 4 号机组进气组分较为稳定。

实测天然气低位发热量如表 2 所示,收集不同工况下的燃气组分低位发热量在 $344.91\sim 348.05\text{ GJ}\cdot 10^{-4}\text{ Nm}^{-3}$ 之间,数值与缺省值相比偏差区间为 10.60%~11.40%。对于选取电厂所使用的天然气,其轻组分含量较高,而天然气低位发热量对长链烷烃表现出更高敏感性,直链烷烃相较于其同分异构体对低位发热量又无明显增幅,致使其低位发热量较缺省值有较大区别,表明缺省值缺乏适应性。

根据 IPCC《2006 年国家温室气体清单指南 2019 年修订版》中规定,天然气单位热值含碳量按 $0.015\ 32\text{ tC}\cdot\text{GJ}^{-1}$ 取值。对比选取燃气-蒸汽联合循环机组单位热值含碳量实测值与缺省值,结果如表 3 所示。天然气单位热值含碳量实测值与缺省值偏差在 4.63%~6.72%,偏差较小。单位热值含碳量较低位发热量变化趋势一致,但偏差幅度减少,考虑到燃料组分差异影响,其误差可能的原因是天然气轻组分的高占比所导致。

为量化燃料特性对碳排放量的影响,本研究在不同运行负荷下选取单位活动水平,探究不同碳排放折算方法差异影响。结果对比数据如下表 4 所示。

由表 4 可知,物料平衡法和排放因子法(实测数据)计算得到的碳排放量几乎一致。由于排放因子法在折算过程将天然气具有的发热量全部看作由碳元素贡献,从而忽略天然气组分中硫、氢等元素贡献,因此较物料平衡法表现出微小偏差。物料平衡法和排放因子法(缺省数据)计算得到的碳排放量偏差范围在 4.34%~6.00%,通过对比发现,其误差原因可以归因于排放因子的选取以及活动水平的共同作用,可以推算

表 1 典型负荷下的天然气组分数据

Table 1 Natural gas composition data at typical loads

燃气组分	工况1-43% 负荷	工况2-56% 负荷	工况3-71% 负荷	工况4-83% 负荷
C ₁ /%	92.65	91.11	91.16	91.09
C ₂ /%	2.24	3.45	3.42	3.24
C ₃ /%	0.80	1.27	1.33	1.22
iC ₄ /%	0.22	0.32	0.34	0.34
nC ₄ /%	0.25	0.34	0.36	0.36
iC ₅ /%	0.10	0.10	0.12	0.13
nC ₅ /%	0.08	0.08	0.09	0.10
C ₆ /%	0.15	0.05	0.06	0.09
N ₂ /%	2.73	2.47	2.39	2.46
CO ₂ /%	0.78	0.78	0.74	0.92

表 2 典型负荷下天然气的低位发热量

Table 2 Net heating value (NHV) of natural gas at typical loads

名称	工况1-43% 负荷	工况2-56% 负荷	工况3-71% 负荷	工况4-83% 负荷
实测值/ (GJ·10 ⁻⁴ Nm ⁻³)	344.91	346.53	348.05	346.56
缺省值/ (GJ·10 ⁻⁴ Nm ⁻³)	389.31			
偏差/%	11.40	10.99	10.60	10.98

所选机组天然气组分排放因子约为 0.058 78~0.059 95 tCO₂·GJ⁻¹，远高于 IPCC 指南所提供的缺省排放因子 0.055 61 tCO₂·GJ⁻¹，偏差区间为 5.7%~7.8%，单位活动水平实测值较缺省值相比偏差区间为 11.85%~12.87%。

上述采集数据分析结果表明燃料组分参数对机组碳排放量具有显著影响，在此基础上，本研究进一步选取干气和湿气对二者碳排放量进行差异性分析，考虑不同天然气气质核算方法的适用性，计算结果如下表 5 所示。

由表 5 可以发现，干气、湿气采用不同核算方法所得碳排放量结果存在明显偏差，以物料平衡法核算湿气碳排放量高于干气碳排放量 10.53%，而以排放因子法分别进行碳排放核算，差距达到 7.18%。同样地，天然气重组分含量越高，采用排放因子法（实测值）计算结果较排放因子法（缺省值）计算结果越接近；将干气、湿气分别在相同核算方法下核算结果进行对比分析，湿气采用物料平衡法和排放因子法（实测）所得碳排放量偏差为 3.03%，可以看出天然气重组分含量增多时，采用不同碳排放折算方法误差增加。

2.3 机组运行负荷对 CO₂ 排放的影响

鉴于所选 4 号机组可存在频繁的运行参数调整，本节就机组运行负荷对碳排放量的影响进行分析。对选取燃气-蒸汽联合循环机组而言，天然气唯一消耗路径为燃气轮机燃烧室燃烧过程，燃烧充分性受燃气轮机燃烧工况影响，而天然气消耗量受余热锅炉热效率影响。因此，首先考虑不同运行负荷下的天然气中碳的完全氧化程度，即碳氧化率（OF_M），并根据实测数据对 OF_M 进行修正分析。本研究采用 testo 350 烟气分析仪在参比方法采样孔通过圆形截面网格法对 4 组运行负荷下的运行机组进行取样分析，得出燃气的实际碳氧化率，具体参数见下表 6。

由表 6 可知，4 组运行负荷下的碳氧化率差异可以忽略不计，说明燃气机组碳氧化率受负荷的影响程度较低，可以视为定值。对比《企业温室气体排放核算方法与报告指南（发电设施）》，4 号机组在不同负荷下均显示高于其推荐缺省值，单从碳氧化率方面考虑时，使用缺省值核算碳排放量会导致最终碳排放结果偏低。上述分析结果表明，在实测条件不允许的情况下，燃气机组碳氧化率取 100% 较为合适。对机组中的余热锅炉参照《工业锅炉热工性能试验规程》（GB/T10180）进行热效率测试，受现场测试条件限制，本研究测试采用反平衡法进行，测试计算结果如下表 7 所示。

表 3 典型负荷下天然气单位热值含碳量
Table 3 Carbon content per unit heating value of natural gas at typical loads

名称	工况1-43% 负荷	工况2-56% 负荷	工况3-71% 负荷	工况4-83% 负荷
实测值/(tC·GJ ⁻¹)	0.016 03	0.016 33	0.016 35	0.016 34
缺省值/(tC·GJ ⁻¹)	0.015 32			
偏差/%	4.63	6.53	6.72	6.66

表 4 不同碳折算方法中碳排放量对比
Table 4 Comparison of carbon emissions using different carbon conversion methods

名称	参数选取	工况1-43% 负荷	工况2-56% 负荷	工况3-71% 负荷	工况4-83% 负荷
排放因子法/ (tCO ₂ ·h ⁻¹)	实测值	34.98	41.01	45.73	48.57
	缺省值	37.36	42.80	47.45	50.65
物料平衡法/ (tCO ₂ ·h ⁻¹)	计算值	34.99	41.02	45.72	48.58
偏差（实测）/%	—	0.03	0.02	0.02	0.02
偏差（缺省）/%	—	6.77	4.34	3.78	4.26

表 5 干气、湿气理化分析
Table 5 Dry and wet gas physicochemical analysis

名称	缺省值	干气	湿气
C ₁ /%	—	90.65	86.61
C ₂ /%	—	3.24	4.58
C ₃ /%	—	1.8	2.29
iC ₄ /%	—	0.22	0.69
nC ₄ /%	—	0.25	0.79
iC ₅ /%	—	0.1	0.33
nC ₅ /%	—	0.08	0.27
C ₆ /%	—	0.15	0.27
N ₂ /%	—	2.73	1.10
CO ₂ /%	—	0.78	2.99
单位热值含碳量/(tC·GJ ⁻¹)	0.015 32	0.016 12	0.016 64
低位发热量/(GJ·10 ⁻⁴ Nm ⁻³)	389.31	352.87	367.17
物料平衡法/(tCO ₂ ·h ⁻¹)	—	2.09	2.31
排放因子法（实测值）/(tCO ₂ ·h ⁻¹)	2.19	2.09	2.24

表 6 不同运行负荷下的碳氧化率
Table 6 Carbon oxidation rates at different operational loads

名称	符号	工况1-43% 负荷	工况2-56% 负荷	工况3-71% 负荷	工况4-83% 负荷
碳氧化率/%	OF _M	99.99	99.99	99.99	99.99

表 7 余热锅炉热效率
Table 7 Waste heat boiler thermal efficiency

机组参数	工况1-43%负荷		工况1-56%负荷		工况1-71%负荷		工况1-83%负荷	
编号	4#		4#		4#		4#	
型号	NG-MS6111FA-R		NG-MS6111FA-R		NG-MS6111FA-R		NG-MS6111FA-R	
蒸汽等级	中压	低压	中压	低压	中压	低压	中压	低压
给水流量/(kg·h ⁻¹)	84 360	10 740	84 420	8 230	97 230	14 110	98 360	17 460
给水温度/℃	116	113	116	113	116	113	116	113
给水压力/MPa	5.86	1.35	5.86	1.36	5.69	1.32	5.66	1.31
输出蒸汽量/(kg·h ⁻¹)	84 360	10 740	84 420	8 230	97 230	14 110	98 360	17 460
蒸汽压力/MPa	3.45	0.27	3.47	0.27	3.99	0.15	4.24	0.37
蒸汽温度/℃	535	253	535	253	522	251	523	261
锅炉出力/kW	78 704		77 010		90 969		94 294	
空燃比	27.33		26.80		26.70		26.26	
排烟处RO ₂ /%	3.61		3.53		3.56		3.47	
排烟处O ₂ /%	14.09		13.97		13.94		13.84	
排烟处CO/%	0		0		0		0	
排烟温度/℃	74		85.09		88.2		96.96	
排烟热损失/%	10.7		12.4		13.9		15.1	
散热损失/%	0.8		0.8		0.8		0.8	
热损失之和/%	11.5		13.2		14.7		15.9	
反平衡效率/%	88.5		86.8		85.3		84.1	
反推燃气消耗量	11 004.8		14 127.7		16 071		17 651.5	

对于本研究所选取的 4 号机组，燃烧过程仅发生在前端燃机部位，余热锅炉不再额外进气再热。为保障燃料燃烧效果，非稳态过渡工况空燃比呈现由高到低的变化趋势，在低负荷运行阶段，通过维持较高的空燃比有利于提高燃料燃烧效率，减少气体不完全燃烧热损失，随着负荷升高，机组燃烧效率提升，降低空燃比则减少了余热锅炉热损失。

测试 4 组工况下的余热锅炉反平衡效率如上表所示，对于双压余热锅炉，提高余热锅炉的出口蒸汽参数可以有效提高机组的效率，但蒸汽压力提高后，将使余热锅炉排烟温度升高，余热利用率下降。可以看出，随着机组运行负荷升高，进料量加大，换热效率降低，排烟温度上升，排烟热损失增大，余热锅炉热效率呈现下降趋势，其中 43% 运行负荷下余热锅炉热效率为 88.5%，56% 运行负荷下余热锅炉热效率为 86.8%，71% 运行负荷下余热锅炉热效率为 85.3%，83% 运行负荷下余热锅炉热效率为 84.1%，降幅减缓。使天然气消耗量上升趋势减缓。

结合燃气消耗量正向统计数据、运行参数变化，实测 4 组运行负荷变化下的碳排放数据，不同运行负荷下实测得到的碳排放量对应如表 8。

在选取机组燃气组分变化不大的情况下，燃料消耗量在负荷由低到高的变化过程中增速逐渐放缓，同时碳排放量呈现出相同的增长态势，碳排放量随负荷率变化的规律见图 2。由图 2 可以看出，机组燃料消耗量和排放量随着机组负荷率的升高增长幅度逐渐减缓。通过计算，机组在低负荷至中负荷运行阶段（43%~56%）单位燃气 CO₂ 生成量由

表 8 典型负荷下的碳排放变化趋势
Table 8 Trends in carbon emissions at typical loads

名称	工况1-43%负荷	工况2-56%负荷	工况3-71%负荷	工况4-83%负荷
碳排放量/(tCO ₂)	19.88	25.49	29.74	32.26
燃气消耗量/(Nm ³ ·h ⁻¹)	12 561	14 673	16 298	17 434

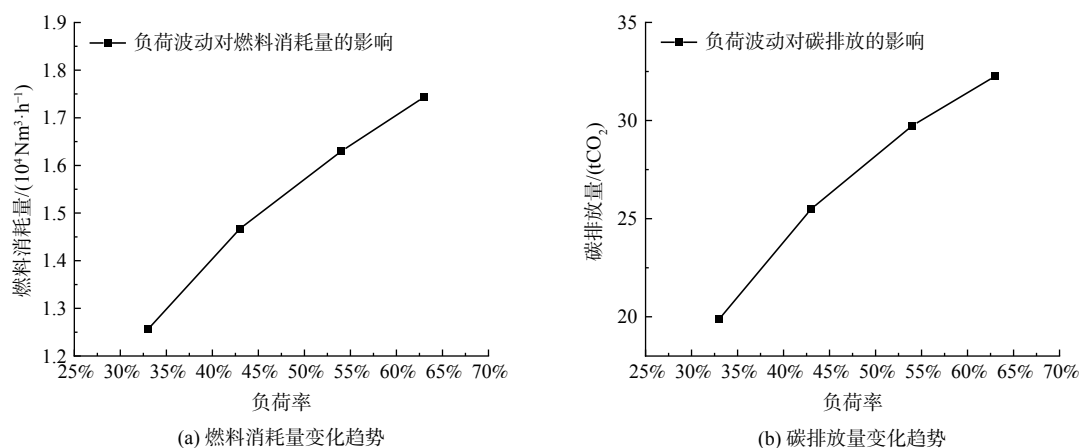


图 2 机组运行负荷与燃料消耗量和碳排放的影响

Fig. 2 Impact of unit operational load on fuel consumption and carbon emission

$1\ 582.7 \text{ g} \cdot \text{Nm}^{-3}$ 上涨为 $1\ 737.2 \text{ g} \cdot \text{Nm}^{-3}$, 负荷率每上升 1%, 单位燃气 CO_2 生成量上涨 $11.88 \text{ g} \cdot \text{Nm}^{-3}$; 在中负荷运行阶段 (56%~71%) 单位燃气 CO_2 生成量由 $1\ 737.2 \text{ g} \cdot \text{Nm}^{-3}$ 上涨为 $1\ 824.8 \text{ g} \cdot \text{Nm}^{-3}$, 负荷每上升 1%, 单位燃气 CO_2 生成量上涨 $5.84 \text{ g} \cdot \text{Nm}^{-3}$, 在高负荷运行阶段 (71%~83%) 时, 单位燃气 CO_2 生成量由 $1\ 824.8 \text{ g} \cdot \text{Nm}^{-3}$ 上涨为 $1\ 850.4 \text{ g} \cdot \text{Nm}^{-3}$, 负荷率每上升 1%, 单位燃气 CO_2 生成量上涨 $2.13 \text{ g} \cdot \text{Nm}^{-3}$ 。不难发现波谷期具有更为明显的碳排放趋势, 其碳排放量几乎是波峰期单位燃气的 6 倍, 表明碳排放量对机组运行负荷的变化较为敏感, 通过调节负荷使之在“高效区”运行可以有效降低碳排放量。长期高负荷运行更有利于碳减排。

在分析机组运行负荷以及燃气品质等对发电机组碳排放量影响后, 本研究给出了各运行负荷下的经济性指标和碳排放评价指标, 具体指标见表 9。需要注意的是, 燃气-蒸汽联合循环机组三大主要设备之间的耦合性较强, 尤其是燃气轮机的运行工况对循环机组负荷影响较大, 表 9 中各项经济性和碳排放水平评价指标在计算时相互联系, 处于计算上游的指标发生变化会直接影响到下游其他指标的数值。

表 9 典型运行负荷下评价指标

Table 9 Evaluation indicators at typical operating loads

名称	符号	工况1-43%负荷	工况2-56%负荷	工况3-71%负荷	工况4-83%负荷
发电效率/%	η_{cp}	34.44	44.67	55.85	65.44
厂用电率/%	ξ_{cp}	4.96	4.82	4.78	4.73
发电单耗/ $(\text{Nm}^3 \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1})$	$b_{cp,s}$	0.381	0.341	0.302	0.277
供电单耗/ $(\text{Nm}^3 \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1})$	$b_{cp,n}$	0.401	0.359	0.317	0.290
发电碳排放强度/ $(\text{g} \cdot \text{kWh}^{-1})$	$M_{\text{CO}_2}^g$	603.01	592.39	551.09	512.56
供电碳排放强度/ $(\text{g} \cdot \text{kWh}^{-1})$	M_{CO_2}	634.66	623.65	578.46	536.62

根据表 9 中数据, 给出了不同工况下发电效率、厂用电率、机组发电碳排放强度、供电碳排放强度变化规律图, 如图 3、图 4 所示。

由图 3 可知, 发电效率与机组运行负荷成正相关, 并在低负荷段表现出较高的敏感性, 其中工况 2 较工况 1 发电效率提高 29.7%, 工况 4 较工况 3 发电效率提高 17.2%, 工况 1 的发电效率约仅为工况 4 的 47.4%。值得一提的是, 发电单耗对燃机侧和汽轮机侧的运行参数敏感性更高, 而碳排放受锅炉侧运行参数影响更为显著。因此, 在燃气机组仅依赖燃机作为调峰单元的情况下, 尽管发电碳排放强度随机组运行负荷的提高敏感性更强, 但较前两者仍表现出“不同步”的特征, 其中工况 4 发电碳排放强度较工况 1 下降约 15%。厂用电率与运行负荷呈负相关, 最大相差 4.6%, 因此核算过程不能忽略厂用电所产生的碳排放量。

由图 4 中供电碳排放强度曲线可知, 机组的供电碳排放强度在整体上与负荷呈负相关, 供电碳排放强度

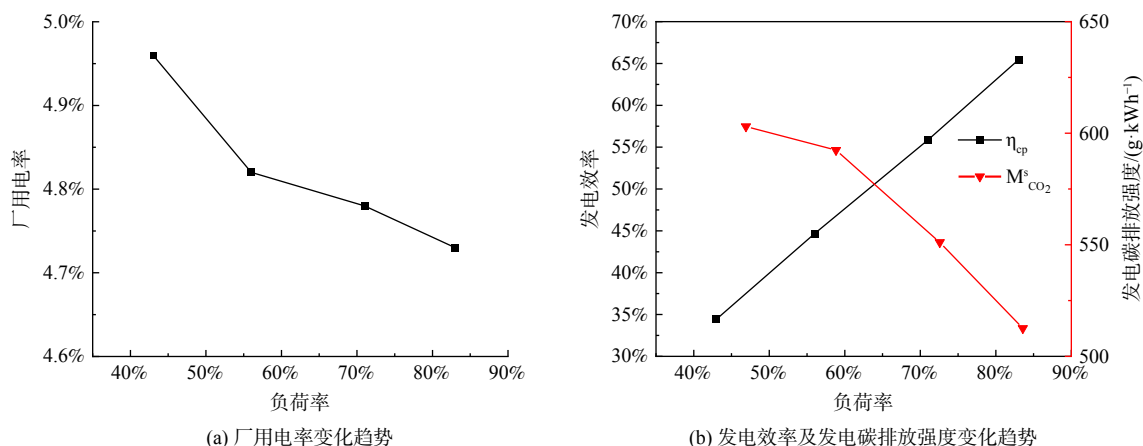


图3 机组运行负荷与厂用电率和发电效率及发电碳排放强度的关系

Fig. 3 Relationship between unit operational load and auxiliary power rate, power generation efficiency, and carbon emission intensity of power generation

峰谷之间最大相差 $97.4 \text{ g} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}$, 说明同一机组在不同运行负荷下的碳排放水平差异很大。在低负荷运行阶段 (43%~56%), 在负荷率平均每上升 1% 的条件下, 供电碳排放强度下降速率为 $0.71 \text{ g} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}$; 中负荷运行阶段 (56%~71%), 供电碳排放强度下降速率为 $2.95 \text{ g} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}$; 高负荷运行阶段 (71%~83%), 在负荷率平均每上升 1% 的条件下, 供电碳排放强度下降速率为 $3.66 \text{ g} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}$ 。

常用碳排放核算方法见表 10。物料平衡法的不确定性主要受燃料组分、碳转化效率影响, 在本研究中, 天然气组分碳转化率可以视为定值, 因此本研究以物料平衡法作为基准值。物料平衡法、排放因子法、实测法核算对比数据结果如表 10 所示。

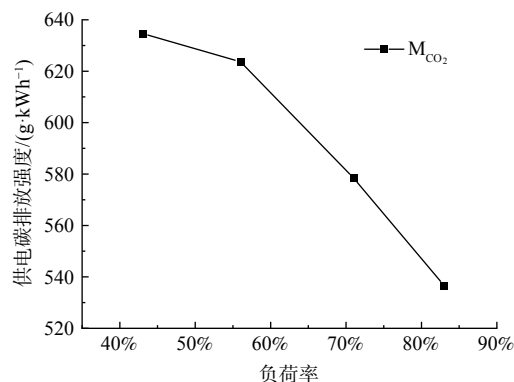


图4 典型工况下供电碳排放强度图

Fig. 4 Power supply carbon emission intensity graph under typical conditions

表 10 不同核算方法的碳排放数据

Table 10 Carbon emission data using different accounting methods

名称	参数选取	工况1-43%负荷	工况2-56%负荷	工况3-71%负荷	工况4-83%负荷
物料平衡法	实测值/(tCO ₂ ·h ⁻¹)	34.99	41.02	45.72	48.58
	计算值/(tCO ₂ ·h ⁻¹)	23.01	28.38	33.45	36.10
流量折算法	偏差/%	34.24	30.81	26.84	25.69
	实测值/(tCO ₂ ·h ⁻¹)	19.88	25.49	29.74	32.26
实测法	偏差/%	43.18	37.86	34.95	33.59
	实测值/(tCO ₂ ·h ⁻¹)	34.98	41.01	45.73	48.57
排放因子法 (燃料量)	偏差(物料平衡法)/%	0.03	0.02	0.02	0.02
	缺省值/(tCO ₂ ·h ⁻¹)	37.36	42.8	47.45	50.65
	偏差(物料平衡法)/%	6.77	4.34	3.78	4.26
排放因子法 (发电量)	缺省值/(tCO ₂ ·h ⁻¹)	24.42	31.82	39.95	46.60
	偏差/%	30.21	22.43	12.62	4.08

可以看出,采用实测法核算对应的碳排放量最小,在 4 组运行负荷下分别为 19.88、25.49、29.74、32.26 t,与物料平衡法核算结果最大偏差可达 43.18%;以过量空气系数折算碳排放量,与物料平衡法核算结果最小偏差为 25.69%;采用实测数据的排放因子法计算更贴近物料平衡法核算数据,与物料平衡法核算结果偏差最小为 0.02%;以新疆维吾尔自治区电网排放因子核算碳排放量,其偏差在 4.08%~30.21%。针对上表计算结果进行分析,首先对比两种实测法与物料平衡法核算结果,分析偏差原因,如下图 5 所示。

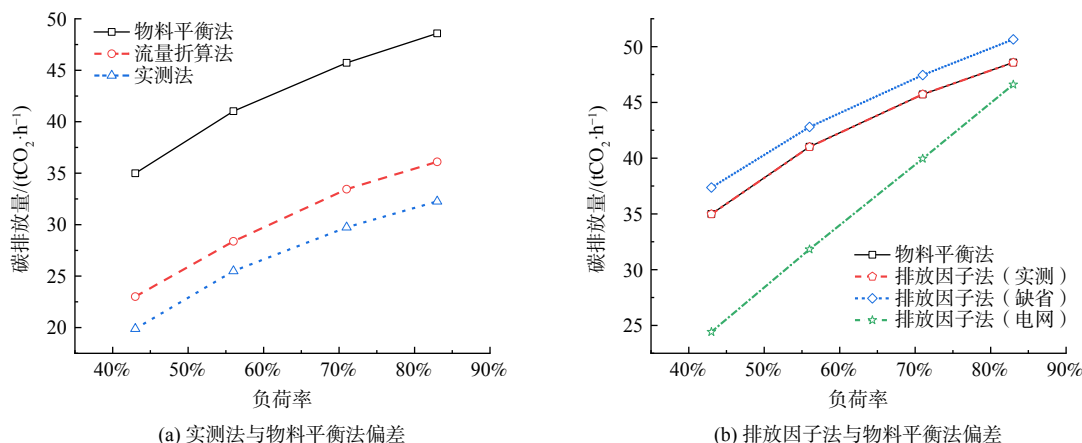


图 5 不同核算方法的碳排放数据对比图

Fig. 5 Comparative graph of carbon emission data using different accounting methods

1) 2 种实测法较物料平衡法表现出显著的数据偏差: 流量折算法与物料平衡法偏差 25.69%~34.24%, 实测法与物料平衡法偏差 33.59%~43.18%, 二者之间偏差区间为 10.18%~13.60%。其中流量折算法偏差主要受 CO_2 浓度测试、测点布置合理性影响。实测法偏差主要受烟气流量、温度、压力、湿度及 CO_2 浓度等测试参数的准确度影响。受上述测试参数影响以及非稳态运行机组存在较大的波动性,以烟气流量为基础计算碳排放量与机组真实排放水平偏离程度较大。

2) 采用不同排放因子折算碳排放量,其中,以新疆维吾尔自治区电网排放因子核算碳排放量时,偏差在 4.08%~30.21%,这种偏差归因于燃煤机组的发电效率低于燃气机组,且没有考虑机组运行工况变化以及燃料品质差异的影响所造成。采用燃料缺省值核算碳排放量,偏差在 3.78%~6.77%,这可以归因于没有考虑燃料组分差异。对于干气而言,采用实测值核算碳排放量,其偏差几乎可以忽略不计,这可以归因于折算路径的不同所产生轻微影响。

通过以上分析可知,新疆维吾尔自治区煤电比重较大,以电网排放因子核算碳排放量在此处不具备较高的参考价值,因此以代表日为例,取样时间间隔设置为 1 h,仅对上述其余 4 个碳排放核算方法的 24 h 数据进行处理,数据分布范围及其平均值和标准偏差如下图 6 所示。

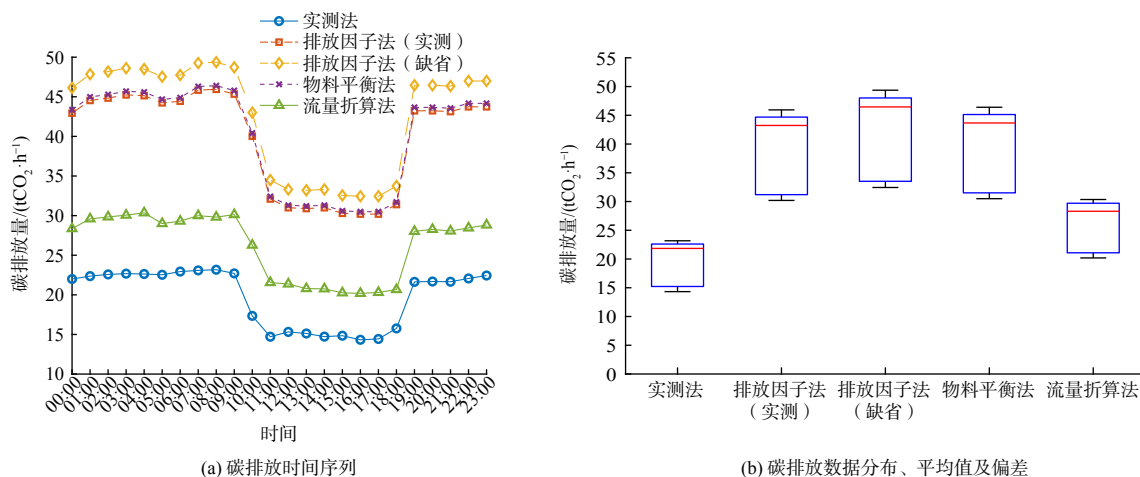


图 6 代表日 24 h 碳排放分布规律及偏差

Fig. 6 Distribution and deviation of 24 h carbon emissions on a representative day

由图 6(a) 可知, 代表日全天碳排放量在波峰偏差达到最大, 在波谷偏差达到最小。碳排放折线在波峰时碳排放强度起伏较小, 从波峰至波谷期间斜率逐渐增大, 碳排放强度变化加剧, 达到波谷时碳排放强度变化趋于稳定, 证明碳排放强度对工况波动敏感性较高。图 6(b) 箱线图部分代表了 50% 的数值, 因此箱体的宽度可在一定程度上反应 50% 数值的波动情况。箱体越窄或越扁, 说明数据波动性越小, 数据越稳定; 箱体越宽, 说明数据波动性越大, 数据越不稳定。可以看出, 实测法和流量折算法核算结果较其他两种核算方法波动性更大, 排放因子法与物料平衡法核算结果的中位数接近, 表明二者碳排放核算结果的平均水平更接近。

2.4 燃气机组碳排放测试方法优化分析

经过调查, 所选 4 号机组在线监测设备探头安装在在烟囱前的尾部烟道段。流量测量是碳排放量准确性高低的关键, 而烟气流量主要受湿度、压差等环境因素影响, 考虑到探头长时间受烟气腐蚀, 测试结果可信度较低, 因此, 为确定合适的烟道采样点布点位置, 在 4 号机组测量了尾部烟道截面的流场、湿度场, 以了解机组尾部烟道的流场、湿度场分布特点, 为烟气流量测量的测点布置提供依据。

参照电厂环保测点设置, 确定以尾部烟道外的环保比对法兰孔所在截面为取样截面。基于圆形截面网格法设置取样点进行化验分析。圆形烟道截面为 12.56 m, 烟道壁面开设有 4 个法兰孔, 从法兰孔伸入靠背管和取样管开展测量工作。烟道截面的湿度测点和流速测点布置见图 7。试验时长是 180 min, 在此时间段内, 负荷稳定区间最大值为 66 MW, 最小值为 37 MW。首先对低负荷运行阶段烟道环境进行测试分析。

参照国家标准, 在负荷为 37 MW 的运行工况下, 沿 X 轴取 0.268、1、3、3.732 m, 在 Y 轴上取 0.268、1、3、3.732 m, 交叉组合获得 4×4 个测点。由表 11 可知, 截面流速平均值为 10.18 m·s⁻¹, 标准差为 0.23, 实测流速最大值较最小值相差 8.41%, 与在线监测平均流速相差 9.8%。烟气在烟道基本处于湍流流动, 从烟道管壁向烟道中部延伸过程湍流程度逐渐提高, 在烟道中部达到最大。

选取机组在线监测设备采用阻容法测试烟气湿度, 阻容法测试原理是通过测量介电常数的变化来间接测量湿度。由于烟道中包含 SO₂、NO_x, 长时间侵蚀监测探头, 造成探头误差增加, 因此本次实测过程湿度测试仪同样采用阻容法测试烟气湿度, 以对比在线监测设备测试数据准确性。由表 12 可知, 截面烟气湿度平均值为 9.61%, 标准差为 0.18, 实测湿度最大相差 5.06%, 烟道中部与内壁湿度差异较大, 在线监测设备单点取样无法准确反映烟道内部整体环境。截面烟气湿度对比在线监测数据相差 6.9%, 证明实测法在低负荷运行下适用性较差, 对实测法准确性影响较大。

随后对高负荷运行机组排放烟气参数进行研究, 在 75 MW 稳定期开展测试。根据上述分析, 采集高运行负荷下的排烟湿度和烟气流速分布。烟气流速分布如表 13 所示, 截面流速平均值为

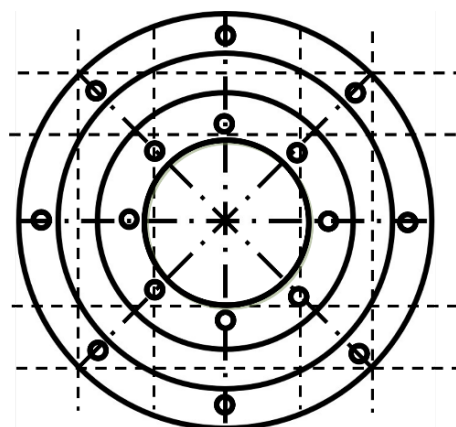


图 7 烟道截面浓度及压差测点布置示意图

Fig. 7 Schematic diagram of pressure differential measurement points in the flue cross-section

表 11 截面流速测量数据

Table 11 Initial cross-sectional flow velocity measurement data

X/m	Y/m			
	0.268	1	3	3.732
0.268	10.0	10.1	10.0	10.0
1	10.1	10.5	10.4	10.3
3	10.0	10.3	10.7	9.8
3.732	10.0	10.3	10.2	10.2

表 12 截面湿度测量数据

Table 12 Initial cross-sectional humidity measurement data

X/m	Y/m			
	0.268	1	3	3.732
0.268	9.87	9.65	9.76	9.88
1	9.74	9.26	9.40	9.55
3	9.69	9.47	9.38	9.46
3.732	9.77	9.56	9.64	9.76

$18.25 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ ，标准差为 0.55，烟道流速最大相差为 10.9%，对比在线监测数据相差 13.8%。随负荷增大烟道流速均匀性有轻微降低。

测量的烟气湿度分布如表 14 所示。截面烟气湿度平均值为 9.07%，标准差为 0.006，烟道湿度最大相差 0.22%，对比监测数据相差 10.88%。可以发现，随烟温升高，烟道截面湿度偏差基本可以忽略。

综上所述，将实测结果与物料平衡法核算结果对比，分析测试方法优化效果。对比数据见表 15。由上表 15 可知，从低至高，不同运行负荷实测数据相较物料平衡法偏差分别为 28.36% 和 15.34%，随运行负荷增加，实测法较物料平衡法基准值误差减少。在高负荷运行下，流场非均匀性略微提升，湿度场截面湿度偏差降低，就在线监测设备单点监测数据准确性而言，高负荷下容易引起更大数据差异，使在线监测数据的回归难度增大。

2.5 燃气机组碳排放简化计算分析

对于燃煤机组而言，不同机组容量和燃烧方式下的实际碳氧化率波动范围与缺省值差异较大^[15-18]，因此，在核算过程通常用碳氧化率具象化运行负荷对机组碳排放产生的影响。对于燃气机组而言，根据烷烃燃烧公式，其燃烧仅产生一氧化碳、二氧化碳和水，基于上述章节分析结论，本负荷率的变化对碳氧化率影响几乎为零，燃气电厂实际运行过程碳排放规律主要受燃料组分参数及机组运行负荷影响，因此，本节将机组运行负荷纳入碳排放核算公式，结合碳排放特性与机组运行负荷及燃料组分参数，采用最小二乘法建立碳排放经验公式。选取电厂 4 号机组 4、7、10 月机组日运行统计数据作为训练集评估模型的泛化能力，以 5、8、9 月运行日报统计数据作为测试集，将测试集上的误差作为最终模型在实际场景中泛化误差的评估标准，试验研究能涵盖该机组实际运行状况。选取运行统计数据对应天然气组分分析数据见下表 16。

同一机组的不同工况试验碳排放变化趋势总体成抛物线形状，在有较多样本的条件下，采用多组运行数据拟合结果能在一定程度上反应该燃气机组的多变量相关性。调峰燃气机组碳排放核算模型拟合公式见式 (7)。

$$E_{\text{CO}_2} = 73.19 + 2.61L - 0.015B + 0.00849L^2 - 0.00313L \cdot C_{\text{ar}} + 0.000135C_{\text{ar}}^2 \quad (7)$$

式中： E_{CO_2} 为燃气过程碳排放量， tCO_2 ； L 为发电机组运行负荷，MW； C_{ar} 为天然气含碳量； B 为燃气消耗正向统计量， $\text{kg}\cdot\text{h}^{-1}$ 。

表 13 截面流速测量数据

Table 13 Follow-up cross-sectional flow velocity measurement data

X/m	Y/m			
	0.268	1	3	3.732
0.268	17.1	17.5	18.3	18.4
1	17.8	18.7	18.8	18.3
3	17.7	19.2	18.9	18.1
3.732	18.5	17.9	18.3	18.5

表 14 截面湿度测量数据

Table 14 Follow-up cross-sectional humidity measurement data

X/m	Y/m			
	0.268	1	3	3.732
0.268	9.08	9.07	9.07	9.07
1	9.07	9.07	9.06	9.08
3	9.07	9.07	9.06	9.07
3.732	9.07	9.07	9.07	9.07

表 15 实测法（调整）与物料平衡法的差异性对比

Table 15 Comparative differences between the actual measurement method (adjusted) and the material balance method

名称	参数选取	工况 1-49% 负荷	工况 2-86% 负荷
物料平衡法	计算值/ $(\text{tCO}_2\cdot\text{h}^{-1})$	31.21	49.27
实测法 (调整)	实测值/ $(\text{tCO}_2\cdot\text{h}^{-1})$	22.36	41.71
	偏差/%	28.36	15.34

表 16 季度天然气组分分析数据

Table 16 Quarterly natural gas composition analysis data

名称	4月	7月	10月
$C_1/\%$	88.12	89.27	91.16
$C_2/\%$	4.83	3.89	3.42
$C_3/\%$	2.20	1.70	1.33
$iC_4/\%$	0.65	0.53	0.34
$nC_4/\%$	0.74	0.56	0.36
$iC_5/\%$	0.29	0.24	0.12
$nC_5/\%$	0.23	0.18	0.09
$C_6/\%$	0.17	0.13	0.06
$N_2/\%$	2.61	2.73	2.39
$CO_2/\%$	0.17	0.77	0.74
低位发热量/ $(\text{MJ}\cdot\text{Nm}^{-3})$	36.74	35.61	34.80
天然气含碳量/ $(\text{tC}\cdot 10^{-4}\text{Nm}^{-3})$	608.36	585.70	568.93

调峰燃气机组碳核算模型拟合预测结果如图8所示,预测精度较物料平衡法计算结果相比均在 $\pm 2\%$ 以内,拟合度较高,证明经验公式的可靠性。对于燃气发电机组而言,碳排放量与机组运行负荷及燃料组分参数相关性较强,可以认为碳排放量受二者影响较大,表明上述章节分析具有合理性。

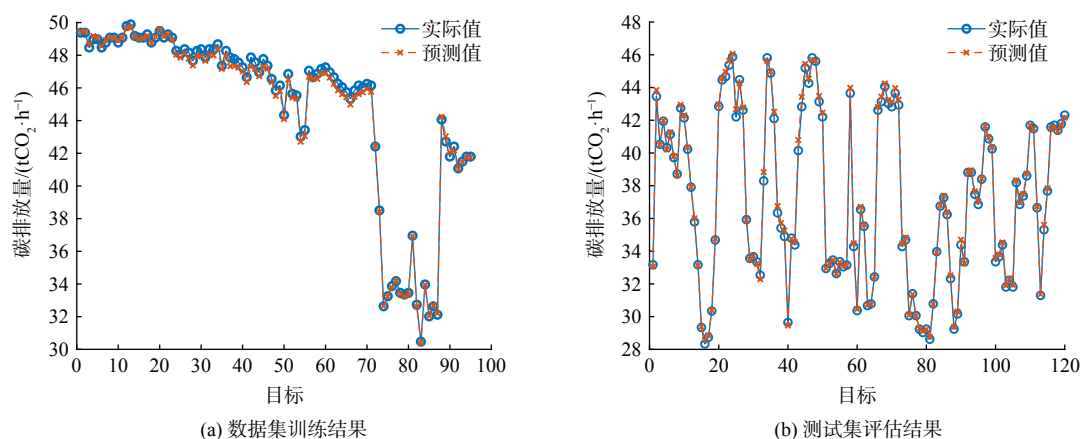


图8 最小二乘法拟合分析结果

Fig. 8 Least squares method fitting analysis results

3 结论

1) 频繁调峰燃气机组烟道出口烟气紊态流动加剧,流场分布均匀性降低,烟气流速波动增强,实测法结果可信度降低。不同核算结果对比之下推荐使用物料平衡法,并按燃料实际消耗量及实测组分数据进行碳排放量核算。

2) 当使用实测法时,应严格按照相关标准要求合理选择测试仪器仪表、布置测点测量参数,并加入流速修正因子。

3) 对于本研究涉及的燃气机组,排放因子法与物料平衡法计算结果偏差主要体现在折算路径不同,当使用排放因子法时,应对排放因子按燃料实测数据进行修正,并排除氢元素干扰;当使用电网排放因子时,应考虑将实际运行工况变化及燃料品质差异纳入核算范畴。

4) 对于燃气机组而言,碳氧化率与机组运行负荷相关性较低,碳排放量受机组运行负荷影响显著,应在发电机组调峰阶段引入储能系统增加电力系统稳态运行周期,减少网架调峰压力,维持机组低碳运行管理。

参考文献

- [1] 武雅君. “双碳”目标下我国清洁能源发电现状及发展趋势[J]. 电气技术与经济, 2023(1): 121-124.
- [2] 唐葆君, 李茹. 可再生能源成本下降对电力行业碳达峰与碳中和的影响[J]. 企业经济, 2021, 40(8): 53-63.
- [3] 李剑, 余源琦, 高阳, 等. 中国天然气产业发展形势与前景[J]. 天然气工业, 2020, 40(4): 133-143.
- [4] 单彤文. 天然气发电在中国能源转型期的定位与发展路径建议[J]. 中国海上油气, 2021, 33(2): 205-214.
- [5] 唐红君, 李洋, 李欣瑶, 等. 天然气在新型电力系统中的重要作用与发展对策[J]. 石油科技论坛, 2023, 42(5): 7-12.
- [6] 陈蔷薇. 新疆电网新能源装机容量突破 4000 万千瓦[N]. 新疆日报(汉), 2023-01-04(001).
- [7] 苏承国. 大规模清洁能源接入下电网调峰问题研究[D]. 大连: 大连理工大学, 2020.
- [8] AIONLRDC. Hidden environmental liabilities of power plant ownership [EB/OL]. (2010-02-01) [2013-03-30].
- [9] ICF C. Emission inventory reconciliation utility sector [EB/OL]. (2010-08-11) [2013-03-30].
- [10] RUSSELL S B, CHARLES E D. Evaluating measurement biases in CEMS [EB/OL]. (2013-03-30) [2013-08-05].
- [11] GB/T 10180-2017《工业锅炉热工性能试验规程》.
- [12] 贺兰. 火电厂碳排放监测体系与核算方法分析[J]. 皮革制作与环保科技, 2022, 3(17): 54-56.
- [13] 郑玉蓉, 孙文彬, 杜守航, 等. 煤炭企业碳排放核算方法研究综述[J]. 煤炭学报: 1-13. (3-10-31.)
- [14] WU H D, HAN W, WANG D D, et al. A carbon oxidation factor regression model of coal-fired power plants in China[J]. Journal of Cleaner Production, 2017, 142: 4403-4411.
- [15] 李鑫, 李振荣, 赵亮富. 中国燃料天然气二氧化碳排放因子的初步计算[J]. 现代化工, 2016, 36(6): 11-14.
- [16] 段志洁, 张丽欣, 李文波. 燃煤电力企业温室气体排放量计算方法对比分析[J]. 中国电力, 2014, 47(2): 120-125.
- [17] 盖志杰, 王鹏辉. 燃煤电厂碳排放典型计算及分析[J]. 中国电力, 2017, 50(5): 178-184.
- [18] 刘睿, 翟相彬. 中国燃煤电厂碳排放量计算及分析[J]. 生态环境, 2014, 23(7): 1164-1169.

(责任编辑: 陶雪)

Verification of carbon emission accounting methods for peak shaving gas power generation units and exploration of optimization paths

YANG Shixuan*, YU Yang, LI Yang, WU Zaoliang, ALIMUJIANG Yiliyaerjiang, GE Suan

Xinjiang Oilfield Company Experimental Testing Research Institute of China National Petroleum Corporation, Kelamayi 834000, China

*Corresponding author, E-mail: yyysxxx0419@petrochina.com.cn

Abstract In the context of dual carbon neutrality, the large-scale integration of clean energy sources has led to a transformation in the mode of electricity production. It has shifted from a centralized power system relying on fossil fuels to a new type of power system that combines centralized and distributed renewable energy sources. This transformation is characterized by a high proportion of renewable energy and a high proportion of power electronic devices, resulting in what can be termed the “dual high” characteristics of the power system. As a consequence, there is a rapid increase in the flexibility requirements for thermal power units for peak load regulation, leading to a sharp rise in non-steady-state operating periods. This, in turn, reduces the uniformity of flue gas flow fields, exacerbates the difficulty of monitoring carbon emissions from fixed sources, and reduces the applicability of measurement methods. In this study, the operating parameters of a gas-steam combined cycle unit (GTCC) in Xinjiang (2023), as well as boiler flue gas parameters, were selected for analysis. Through a systematic comparative analysis using direct measurement methods, emission factor methods, material balance methods, and flow conversion methods, the factors influencing carbon emissions from peak-shaving gas turbine units were investigated, aiming at clarifying the applicability of different carbon emission accounting methods under peak load conditions. The research results indicated that the deviation range of the measured lower heating value of natural gas for peak-shaving units was between 10.60% and 11.40%, while the deviation range of the carbon content per unit calorific value was between 4.63% and 6.72%. The peak-to-valley difference in carbon emissions per unit of gas was close to 6 times, and the peak-to-valley difference in carbon emission intensity was close to 1.2 times. Furthermore, with an increase in random load, the downward trend in carbon emissions intensifies. When comparing different accounting methods, the use of direct measurement method can lead to a maximum deviation in carbon emissions of up to 43.18%. Considering the factors that influence the precision of direct measurement methods, an enhanced strategy for the placement of measurement points had been introduced. The findings indicated that optimizing the distribution of sampling points substantially improved the accuracy of carbon emission calculations. Finally, based on the analysis of carbon emission patterns and in conjunction with unit operating loads and fuel characteristic parameters, an empirical formula for carbon emissions from frequently peak-shaving units was established using the least squares method. The predicted results of the empirical formula show a deviation of less than 2% compared to those obtained from the material balance method. The analysis indicated a strong correlation between the total carbon emissions and unit operating loads for gas units. Therefore, when accounting for carbon emissions, it was necessary to introduce load correction coefficients to compensate elastically for the accounting results and improve the quality of carbon emission data. This study provides exploratory research for the development and management of new power systems under the dual carbon neutrality background.

Keywords flexibility requirements for peak load regulation; gas turbine units; carbon emission patterns; accounting methods; least-squares method