DOI: 10.19666/j.rlfd.202509030

面向低碳转型的不同类型燃煤机组碳排放强度对比研究

陈　彬[1]，胡晓阳[2]，邹艺超[1]，蔡延春[2]，韩　伟[3]，王进仕[2]
（1. 国网福建省电力有限公司经济技术研究院，福建　福州　350005；
2. 西安交通大学能源与动力工程学院，陕西　西安　710049；
3. 西安热工研究院有限公司，陕西　西安　710054）

［摘　　要］【目的】在“双碳”背景下，加快低碳转型成为煤电面临的主要问题之一。为揭示并对比不同类型燃煤机组的碳排放强度，构建了适用于不同类型燃煤机组耦合碳捕集与封存（carbon capture and storage，CCS）系统的碳排放强度计算模型。【方法】对比分析了300 MW、600 MW、1 000 MW、二次再热和 IGCC 等典型燃煤机组在不同负荷率下的碳排放强度，以及各机组耦合 CCS 系统之后的碳排放强度。【结果】结果表明：在较高负荷率下，IGCC 机组具有较低的碳排放强度，100%负荷率下为 703 g/(kW·h)；在降低负荷率时，IGCC 机组的碳排放强度快速上升；在 50%负荷率下，二次再热机组的碳排放强度最低，为 781 g/(kW·h)。CCS 技术具有较强的碳减排能力，是煤电低碳转型的重要手段。在 100%负荷率下，50%的碳捕集率可以使 1 000 MW 机组、二次再热机组和 IGCC 机组的碳排放强度分别降低 334、329、295 g/(kW·h)。【结论】量化不同燃煤机组的碳排放差异，不仅有助于优化煤电低碳转型的发展路径，而且能够为实现“双碳”目标提供坚实的理论支撑与决策依据。

［关　键　词］燃煤机组；碳排放强度；变负荷；CCS；IGCC

［引用本文格式］陈彬，胡晓阳，邹艺超，等. 面向低碳转型的不同类型燃煤机组碳排放强度对比研究[J]. 热力发电，2026，55(5)：109-119.　CHEN Bin，HU Xiaoyang，ZOU Yichao，et al. A comparative study on carbon emission intensity of different types of coal-fired units oriented to low-carbon transformation[J]. Thermal Power Generation，2026，55(5)：109-119.

A comparative study on carbon emission intensity of different types of coal-fired units oriented to low-carbon transformation

CHEN Bin[1], HU Xiaoyang[2], ZOU Yichao[1], CAI Yanchun[2], HAN Wei[3], WANG Jinshi[2]
(1. Economic and Technological Research Institute of State Grid Fujian Electric Power Co., Ltd., Fuzhou 350005, China;
2. School of Energy and Power Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China;
3. Xi'an Thermal Power Research Institute Co., Ltd., Xi'an 710054, China)

Abstract: [Objective] Against the backdrop of global efforts to address climate change and actively promote the strategic goals of "carbon peak and carbon neutrality", the clean and low-carbon transformation of the energy system has become a core issue for national development. Accelerating the low-carbon transformation of the coal-fired power industry and precisely reducing carbon emission intensity are key challenges in achieving climate goals. However, there are significant differences in the carbon emission characteristics of different types of coal-fired units, and their carbon emission levels and the emission reduction effects of coupling carbon capture technology have not been clearly compared. To reveal and compare the carbon emission intensities of different types of coal-fired units, a carbon emission intensity calculation model applicable to different types of coal-fired units coupled

收 稿 日 期：2025-09-12　修 回 日 期：2025-09-29　接 受 日 期：2025-10-16　网络首发日期：2025-12-31
基 金 项 目：国家电网有限公司总部管理科技项目（1400-202421300A-1-1-ZN）；国家重点研发计划项目（2022YFB4100700）
Supported by：Headquarters-managed Science and Technology Project of State Grid Corporation of China (1400-202421300A-1-1-ZN); National Key Research and Development Program (2022YFB4100700)
第一作者简介：陈彬（1982），男，博士，教授级高工，主要研究方向为电源发展规划，cb_fz@163.com。
通信作者简介：王进仕（1982），男，博士，教授，主要研究方向为能源动力系统优化、分布式能源，wangjinshi@mail.xjtu.edu.cn。

with carbon capture and storage (CCS) systems was constructed. [Methods] The carbon emission intensities of typical coal-fired units such as 300 MW, 600 MW, 1 000 MW, double-reheat and IGCC at different load rates, as well as the carbon emission intensities after coupling with CCS systems, were compared and analyzed. [Results] The research results show that at higher load rates, IGCC units have a lower carbon emission intensity, reaching 703 g/(kW·h) at 100% load rate, while the 300 MW unit has the highest carbon emission intensity, reaching 812 g/(kW·h). When the load rate decreases, the carbon emission intensity of the IGCC unit increases rapidly, reaching 948 g/(kW·h) at 50% load rate. The double-reheat unit has the lowest carbon emission intensity at 50% load rate, which is 781 g/(kW·h). CCS technology has a strong carbon emission reduction capacity and is an important means for the low-carbon transformation of coal-fired power. At 100% load rate, a 50% carbon capture rate can reduce the carbon emission intensities of 1 000 MW units, double-reheat units and IGCC units by 334, 329 and 295 g/(kW·h) respectively. Similarly, at a 50% load rate, a 50% carbon capture rate can respectively reduce the carbon emission intensity of 1 000 MW units, double-reheat units and IGCC units by 352, 358 and 379 g/(kW·h). [Conclusion] This study, through the construction of analytical models and systematic comparisons, quantitatively reveals the compound influence mechanism of the technical route of coal-fired units, operating load rate, and CCS coupling strategy on carbon emission intensity. In future power systems with a high proportion of renewable energy, coal-fired units will undertake more peak shaving and frequency regulation tasks. Quantifying the carbon emission differences of coal-fired units not only helps optimize the development path of low-carbon transformation in coal-fired power, but also provides solid theoretical support and a decision-making basis for achieving the “dual carbon” goals.

Key words: coal-fired unit; carbon emission intensity; variable load; CCS; IGCC

据统计，我国燃煤发电产生的二氧化碳排放量占总排放量的 40%以上，是目前最大的碳排放源[1]。为降低电力行业碳排放，近年来我国可再生能源发电产业发展迅速，截至 2024 年底，全国可再生能源装机容量达 18.89 亿千瓦，占全国总装机容量的 56%[2]。然而，由于可再生能源电力存在随机性、波动性和间歇性，极大增加了电网压力，电网的灵活性仍需要通过煤电机组调节满足。因此，煤电仍将作为我国电力供应的调节性支撑性电源[3]。在“双碳”目标下，加快低碳转型已成为当前我国燃煤电厂面临的主要问题之一，而掌握不同类型燃煤机组的碳排放强度则是推动煤电低碳转型的重要前提[4]。

为揭示不同类型燃煤机组的碳排放特性，许多学者进行了大量研究。盖志杰等[5]以内蒙古自治区某电厂为例，介绍了碳排放量的数据源收集和计算过程，认为电厂的二氧化碳排放主要产生于化石燃料的燃烧过程，约占总碳排放量的 99%。李进等[6]计算了 40 台不同容量机组的二氧化碳排放强度，结果发现，200~250 MW、300 MW 和 600~660 MW 机组的平均碳排放强度分别为 894.3、808.3、732.2 g/(kW·h)。索新良等[7]以 300 MW、600 MW、1 000 MW 燃煤机组为例，阐述了燃煤电厂二氧化碳排放量的测算方法，分析了碳减排的可能性。刘高军[8]采用主流碳排放计算方法，对典型 660 MW 燃煤机组、365 MW 燃气机组和 660 MW 燃油机组进行碳排放计算，得到其碳排放强度分别为 0.827 9、0.373 0、0.714 7 t/(MW·h)。Chen 等人[9]对不同煤种的碳排放因子进行了研究，为调峰条件下的碳排放核算提供了有价值的参考。刘科等[10]对 4 台 600 MW 等级和 1 台 1 000 MW 等级燃煤机组的碳排放强度进行监测分析，发现部分机组的碳排放强度对负荷的波动较为敏感。井雷等[11]提出了一种基于激光诱导击穿光谱实时在线煤质检测的技术，检测误差从 5.00%降至 0.50%。张彬等[12]对比了 2 种不同在线监测方案的运行特点，为系统改造提供了研究基础。

碳捕集与封存（carbon capture and storage，CCS）技术通过捕集燃煤电厂运行过程中产生的二氧化碳，可以有效降低机组的碳排放强度，是煤电低碳转型的重要路径之一[13-14]。孙月巧等[15]通过研究指出，短期内持续推进机组灵活调峰、节能提效改造，联合中长期时间段内配合 CCS 技术实施，可以实现燃煤机组二氧化碳近零排放。Li 等人[16]的研究表明，到 2060 年，实施碳捕集改造可以使中国的电厂碳排放减少 5.5~38.5 Gt，具有显著的减排效果。然而，吴其荣等[17]的研究表明，CCS 将导致机组经济性下降，投资成本中碳捕集设备购置费占比高达 83.8%，运行成本中蒸汽和电耗成本占比达到 72.8%。

综上所述，目前国内针对燃煤机组碳排放强度的研究已取得较大进展。然而，已有的研究对象主要集中于传统煤电机组，而针对当前先进的高效清洁燃煤发电技术，如二次再热、整体煤气化联合循环（integrated gasification combined cycle，IGCC）等的研究尚显不足。另一方面，CCS 技术作为煤电低碳转型的重要技术，其对不同类型燃煤机组的碳

排放强度的综合影响也缺乏深入探讨。鉴于不同类型燃煤机组在不同运行工况下的碳排放强度存在显著差异，深入分析其碳排放特性，特别是耦合 CCS 技术后的综合排放特性，量化其排放差异，不仅有助于优化煤电低碳转型的发展路径，更能为未来实现“双碳”目标提供坚实的理论支撑与决策依据。

因此，本文针对不同类型燃煤机组在不同运行工况下的碳排放强度进行了对比研究。首先，通过机理建模的方法，分别对不同类型的燃煤机组进行建模，同时建立了 CCS 系统的仿真模型；其次，定义了碳排放强度的计算方法，获得了不同类型机组在不同负荷率及不同碳捕集率等工况下的碳排放强度；最后，对比分析了不同类型机组在不同运行工况下的碳排放强度差异，并对 CCS 技术的碳减排能力进行了研究，以期对煤电机组低碳转型提供理论依据。

1 研究对象

1.1 不同类型燃煤机组模型

本文选择多种不同类型的常规燃煤机组和先进燃煤机组进行研究。常规机组包括 300 MW 等级亚临界、600 MW 等级超临界和 1 000 MW 等级超超临界，先进机组则包括超超临界二次再热和 IGCC。由于相同类型的机组具有相似特性，因此从每种类型中选取 1 个典型机组作为研究对象，代表具有相同特征的该类型的所有机组。所选机组在汽轮机热耗验收工况（turbine heat acceptance，THA）下的主要热力参数如表 1 所示。此外，所选 IGCC 机组为某 262 MW 机组，燃气轮机功率为 163 MW；余热锅炉为三压（高压作为主蒸汽，中压和汽轮机高压缸排汽作为再热蒸汽，低压作为除氧器加热蒸汽和汽轮机低压缸进汽）、一次再热锅炉，烟气进口温度为 554.7 ℃，烟气出口温度为 137 ℃；蒸汽轮机主汽流量为 182 t/h，主汽温度为 520 ℃，主汽压力为 9.35 MPa，功率为 99 MW。附录中表 A1—表 A5 详细展示了所选不同类型燃煤机组的参数。

本文采用的 CCS 技术主要有燃烧前捕集和燃烧后捕集 2 种，其中燃烧前捕集应用于 IGCC 机组，燃烧后捕集应用于常规燃煤机组与超超临界二次再热机组[18-19]。燃烧前捕集方法选择物理吸收法，该方法利用 CO_2 在低温、高压下在吸收剂中物理溶解度较高而在高温、低压下溶解度低的原理来分离 CO_2[20]。燃烧后捕集方法选择基于乙醇胺（MEA）的 CO_2 吸收法。MEA 溶液因反应速度快、低压下性能高以及溶剂成本低等特点，在工业过程中作为吸收剂具有较强的吸引力[21-22]。该方法使用 MEA 溶液对电厂经过脱硫脱硝及除尘的烟气中的 CO_2 进行化学吸收，再将 MEA 溶液加热热解释放纯净的 CO_2，并对 CO_2 进行压缩再利用[23]。

表 1 不同类型机组参数
Tab.1 Parameters of different types of units

项目	300 MW 等级	600 MW 等级	1 000 MW 等级	二次再热
功率/MW	350	600	1 000	660
主蒸汽压力/MPa	16.70	24.20	25.00	28.76
主、再热蒸汽温度/℃	538/538	566/566	600/600	600/620/620
主、再热蒸汽流量/(t·h^{-1})	1 040.8/872.3	1 674.6/1 395.1	2 729.5/2 187.9	1 734.4/1 528.7/1 309.5
回热级数	8 级	8 级	8 级	10 级

1.2 EBSILON 建模流程

EBSILON 软件是一款可计算开环和闭环热力循环系统性能的商业软件，其基于热平衡模型对热力过程的热量、功量、循环效率、热力状态参数等物理量进行计算[24]。模型中设备组件的质量守恒方程、能量守恒方程与动量守恒方程分别如式(1)—式(3)所示。

$$D_{\text{out}} - D_{\text{in}} - \Delta D = 0 \tag{1}$$

$$D_{\text{out}} h_{\text{out}} - D_{\text{in}} h_{\text{in}} + Q - W = 0 \tag{2}$$

$$P_{\text{out}} - P_{\text{in}} - \Delta P = 0 \tag{3}$$

式中：D_{out}、D_{in} 分别为出口和入口的流体流量，kg/s；h_{out}、h_{in} 分别为流出和流入的流体焓值，kJ/kg；Q 为热量变化量，kJ；W 为对外做功量，kJ；P_{out}、P_{in} 分别为流出和流入的流体动量，kg·m/s。

依据汽水循环的方向，在软件内部完成热力系统模型的搭建。建模流程如图 1 所示[25]。



图 1 系统建模流程
Fig.1 System modeling process

1.3 模型验证

采用 EBSILON 仿真软件对所选机组进行系统

性建模。为评估模型的有效性，在不同运行工况下对机组模型进行详细验证，具体误差结果如表 2 和表 3 所示。可见，各工况下的模拟最大误差均低于 2.0%，满足 ANSI/ISA 77.20.01—2012 标准中对热力系统计算精度的规定，表明所建机组模型具备较高的仿真精度。根据文献[26]中的参数建立碳捕集模型，并对模型进行验证，结果如表 4 所示。通过对比可知，本文建立的碳捕集模型的模拟结果与文献结果的相对误差在 5%以内，具有较高的可靠性。

表 2 不同类型机组的热耗率误差
Tab.2 Errors of heat consumption rate of different types of units

机组类型	项目	工况			
		THA	75% THA	50% THA	40% THA
300 MW 机组	模拟值/(kJ (kW h)$^{-1}$)	7 896	8 051	8 325	8 503
	设计值/(kJ (kW h)$^{-1}$)	7 830	7 953	8 242	8 511
	相对误差/%	0.84	1.23	1.01	–0.09
600 MW 机组	模拟值/(kJ (kW h)$^{-1}$)	7 632	7 828	8 057	8 217
	设计值/(kJ (kW h)$^{-1}$)	7 587	7 729	8 011	8 218
	相对误差/%	0.60	1.29	0.58	–0.01
1 000 MW 机组	模拟值/(kJ (kW h)$^{-1}$)	7 357	7 480	7 659	7 795
	设计值/(kJ (kW h)$^{-1}$)	7 354	7 474	7 714	7 894
	相对误差/%	0.05	0.08	–0.70	–1.25
二次再热机组	模拟值/(kJ (kW h)$^{-1}$)	7 155	7 340	7 705	7 895
	设计值/(kJ (kW h)$^{-1}$)	7 185	7 345	7 737	7 988
	相对误差/%	–0.41	–0.06	–0.41	–1.16

表 3 IGCC 机组的净效率误差 单位：%
Tab.3 Net efficiency errors of the IGCC unit

工况	模拟全厂净效率	实际全厂净效率	相对误差
100%负荷率	41.09	41.08	–0.02
冬季	40.54	40.65	–0.26
夏季	39.84	40.42	–1.43

表 4 碳捕集模型的模拟结果验证
Tab.4 Verification of simulation results of the carbon capture model

参数	文献[26]结果	本文模拟结果	相对误差/%
吸热剂流量/(t h^{-1})	375.6	386.7	2.96
再生热耗/(GJ t^{-1})	3.86	3.70	4.14

2 机组碳排放强度计算模型

本文采用碳排放强度表征燃煤机组的碳排放水平，其定义为机组每生产单位电能所产生的二氧化碳排放量。机组碳排放的主要来源为煤炭[27]，具体计算过程如下。

常规凝汽式机组的碳排放强度计算模型为[28]：

$$C_{\mathrm{n}} = b_{\mathrm{n}} \times C_{\mathrm{C}} \tag{4}$$

式中：C_{n} 为常规凝汽式发电机组的碳排放强度，g/(kW h)；C_{C} 为标煤折算二氧化碳系数；b_{n} 为发电煤耗率，g/(kW h)，计算式如下。

$$b_{\mathrm{n}} = \frac{3\,600}{29\,270 \times \eta_{\mathrm{cp}}} \tag{5}$$

式中：29 270 为标准煤的低位发热量，kJ/kg；η_{cp} 为机组热效率，%，计算方式如式(6)所示。

$$\eta_{\mathrm{cp}} = \frac{3\,600 \times P_{\mathrm{n}}}{Q_0} \times \eta_{\mathrm{b}} \times \eta_{\mathrm{p}} \tag{6}$$

式中：η_{b} 为锅炉效率，%；η_{p} 为管道效率，%；P_{n} 为机组的发电功率，kW；Q_0 为汽轮机组的热耗量，kJ/h。η_{b}、η_{p} 及 Q_0 均来源于机组设计数据。

对于耦合 CCS 系统的机组[29]，其碳排放强度的计算主要有两方面的变化：一是需要扣除已捕集的二氧化碳；二是需要考虑碳捕集改造对机组出力特性产生的影响。因此机组输出功率为：

$$P_{\mathrm{n,CCS}} = P_{\mathrm{n}} - P_{\mathrm{CCS}} \tag{7}$$

式中：$P_{\mathrm{n,CCS}}$ 为带 CCS 系统的机组的输出功率，kW；P_{CCS} 为捕集及压缩系统的用电功率，kW。

带有 CCS 系统的机组热效率为：

$$\eta_{\mathrm{cp,CCS}} = \frac{3\,600 \times P_{\mathrm{n,CCS}}}{Q_0} \times \eta_{\mathrm{b}} \times \eta_{\mathrm{p}} \tag{8}$$

式中：$\eta_{\mathrm{cp,CCS}}$ 为带有 CCS 系统的机组热效率，%。

根据式(4)及式(5)，得到带有 CCS 系统的机组碳排放强度计算模型为：

$$C_{\mathrm{n,CCS}}=\frac{3\,600\cdot(1-\alpha_{\mathrm{g}})\cdot C_{\mathrm{C}}}{29\,270\times\eta_{\mathrm{cp,CCS}}\times(1-\xi_{\mathrm{ap}})} \tag{9}$$

式中：$C_{\mathrm{n,CCS}}$为带有 CCS 系统的机组碳排放强度，g/(kW·h)；α_{g}为碳捕集率；ξ_{ap}为厂用电率。

对于 IGCC 机组，其发电环节主要包括煤气化与合成气生成、合成气净化及燃气−蒸汽联合循环发电等。其碳排放量可通过下式计算[30]：

$$M(\mathrm{CO_2})=B\times\gamma_{\mathrm{c}}\times\omega\times44/12-M_{\mathrm{CCS}} \tag{10}$$

式中：$M(\mathrm{CO_2})$为 IGCC 机组碳排放量，kg/s；B 为气化炉实际消耗的煤炭量，kg/s；γ_{c}为煤炭中碳元素占比；ω为气化及燃烧过程中碳转化为 $\mathrm{CO_2}$ 的比例（通常取值 98%~100%）；44/12 为 $\mathrm{CO_2}$ 与碳的分子量转换系数；M_{CCS}为碳捕集量，kg/s。

根据机组的碳排放量可得出 IGCC 机组的碳排放强度为：

$$C_{\mathrm{i}}=\frac{M(\mathrm{CO_2})}{P_{\mathrm{i}}}\times3.6 \tag{11}$$

式中：C_{i}为 IGCC 机组的碳排放强度，g/(kW·h)；P_{i}为 IGCC 机组的发电功率，kW。

3 结果与分析

3.1 常规燃煤机组碳排放强度

300 MW、600 MW、1 000 MW 机组在耦合 CCS 系统前、后的碳排放强度如图 2 所示。由图 2 可以看出：参数越低的常规燃煤机组碳排放强度越高，300 MW 亚临界机组在 100%负荷率下的碳排放强度达到 812 g/(kW·h)；变负荷运行中机组碳排放强度还会进一步增加，相较于 100%负荷率，50%负荷率下的碳排放强度增加约 4.8%，达到 851 g/(kW·h)。600 MW 超临界机组由于其高参数、大容量的特性，碳排放强度低于 300 MW 亚临界机组，100%负荷率时为 801 g/(kW·h)，50%负荷率时为 831 g/(kW·h)。1 000 MW 超超临界机组具有更高的参数及更大的容量，导致其具有更高的运行效率和更低的碳排放强度：其在 100%负荷率时碳排放强度为 751 g/(kW·h)，比 300 MW 机组和 600 MW 机组分别低 61、50 g/(kW·h)；在 50%负荷率下碳排放强度为 785 g/(kW·h)，比 300 MW 和 600 MW 机组分别低 66、46 g/(kW·h)。随着负荷率的降低，机组碳排放强度显著上升，深度调峰工况下上升趋势更加明显。当负荷率降低到 30%时，300 MW、600 MW、1 000 MW 机组分别达到了 879、856、811 g/(kW·h)。

通过上述数据可知：机组容量越大，其发电碳排放强度越低，即高参数、大容量机组的发电碳排放强度明显处于较低水平；碳排放强度与机组负荷呈负相关。这与宋明光[31]、刘科[10]和高建强等[28]的研究结论一致，验证了本文模型的准确性。

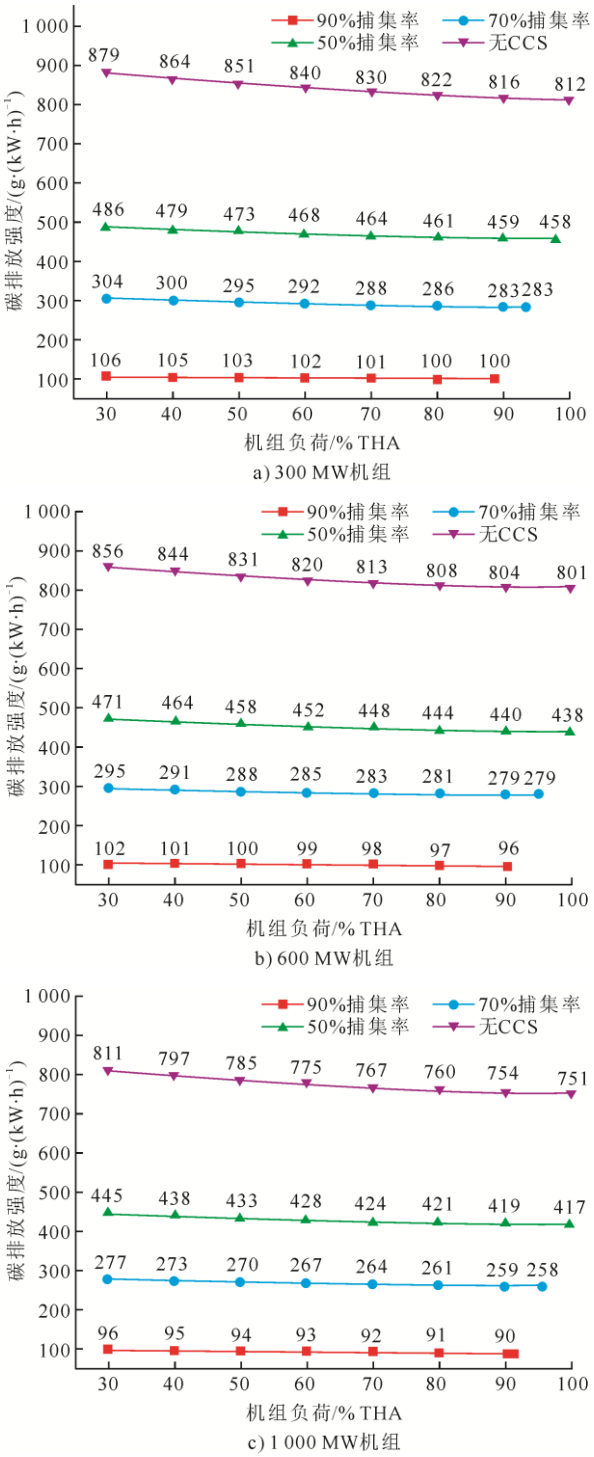


图 2　常规机组碳排放强度

Fig.2 Carbon emission intensities of conventional units

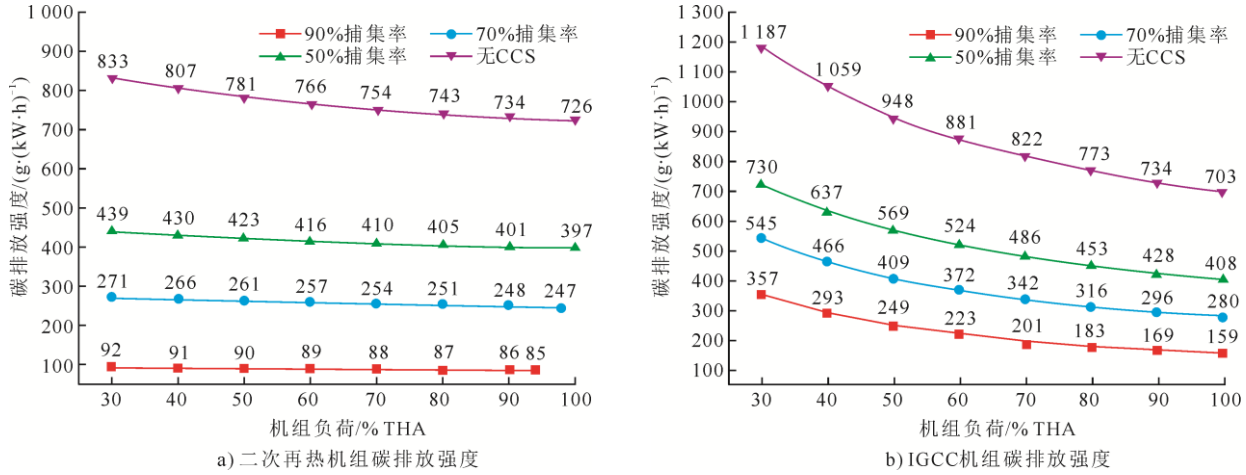
由图 2 还可看出，CCS 技术具有较强的碳减排能力，耦合 CCS 系统后，不同类型机组的碳排放强

度均显著下降。当捕集率为 50%时，300 MW 机组在 100%负荷率下的碳排放强度为 458 g/(kW·h)，负荷率 50%时为 473 g/(kW·h)，负荷率为 30%时为 486 g/(kW·h)，减排效果明显。但是，当捕集率增大时，捕集 CO_2 量增加，捕集系统的能耗需求增大，抽汽量增加，而机组运行受低压缸最小凝汽流量的限制，因此，机组的运行区间会随捕集率的增大而变小。由以上分析可知，提升机组参数或耦合 CCS 技术均可使机组碳排放水平有不同程度的降低。然而，CCS 技术会同时导致机组能耗增加。

3.2 先进燃煤机组碳排放强度

超超临界二次再热机组耦合 CCS 系统前、后的碳排放强度如图 3a)所示。由图 3a)可以看出，二次再热机组在较高负荷率时的碳排放强度明显低于一次再热机组。在 100%负荷率下，二次再热机组的碳排放强度为 726 g/(kW·h)，比相同工况下的 1 000 MW、600 MW 和、300 MW 一次再热机组分别低 25、75、86 g/(kW·h)。耦合 CCS 系统后，二次再热机组的碳排放强度进一步降低：在捕集率为 50%的情况下，100%负荷率时，其碳排放强度仅为 397 g/(kW·h)。然而，二次再热机组在降负荷过程中的碳排放强度增长较快，机组从 100%负荷率降低到 50%负荷率的过程中，碳排放强度增大了 55 g/(kW·h)，约 7.6%，而 1 000 MW 一次再热机组从 100%负荷率降低到 50%负荷率的过程中，碳排放强度增大了 34 g/(kW·h)，约 4.5%。耦合碳捕集装置可以减缓二次再热机组变负荷过程中的碳排放强度变化率，如捕集率为 50%的情况下，机组从 100%负荷率降低到 50%负荷率的过程中，碳排放强度增长仅约 6.5%。

IGCC 机组在耦合 CCS 系统前、后的碳排放强度如图 3b)所示。



a) 二次再热机组碳排放强度　　b) IGCC机组碳排放强度

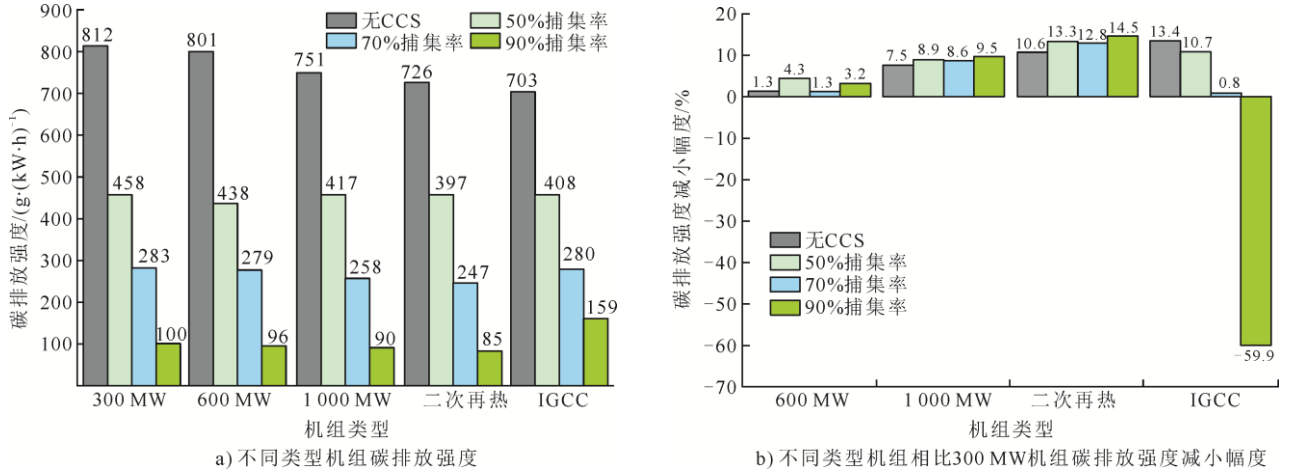
图 3 先进机组碳排放强度

Fig.3 Carbon emission intensities of advanced units

由图 3b)可以看出，IGCC 机组较高的循环效率使其在高负荷率下碳排放强度较低。在 100%负荷率下，机组的碳排放强度仅为 703 g/(kW·h)，比相同工况下的 1 000 MW 机组低 48 g/(kW·h)。但随着负荷率的降低，IGCC 机组的碳排放强度逐渐增大，当机组负荷率降低到 50%时，机组碳排放强度为 948 g/(kW·h)，较 100%负荷率增加约 34.9%，增加幅度明显高于 1 000 MW 机组。在 IGCC 机组煤气化与变换的过程中，水煤气变换反应为可逆反应，CO 无法完全转化为 CO_2，同时，在反应过程中会发生甲烷化反应，产生少量 CH_4。CO_2 等酸性气体在高压、低温下更容易溶解于物理溶剂中，但 CO 和 CH_4 等含碳物质无法被分离。因此，在相同的碳捕集率下，燃烧前捕集技术造成的碳排放强度降低幅度低于燃烧后捕集技术[32]。在 50%捕集率的情况下，1 000 MW 机组在 100%负荷率下相较于无捕集机组碳排放强度降低约 44.6%，IGCC 机组在 100%负荷率下相较于无捕集机组降低约 41.9%；当捕集率达到 90%时，1 000 MW 机组在 100%负荷率下相较于无捕集机组碳排放强度降低约 87.9%，IGCC 机组在 100%负荷率下相较于无捕集机组降低约 77.4%。虽然在相同碳捕集率情况下，IGCC 机组 CCS 系统的碳减排能力弱于其他类型的燃煤机组，但燃烧前捕集处理的气体具有高 CO_2 浓度和高压力，使 IGCC 机组的捕集效率和整体能源效率均高于燃烧后捕集[33]。

3.3 不同类型机组碳排放强度对比

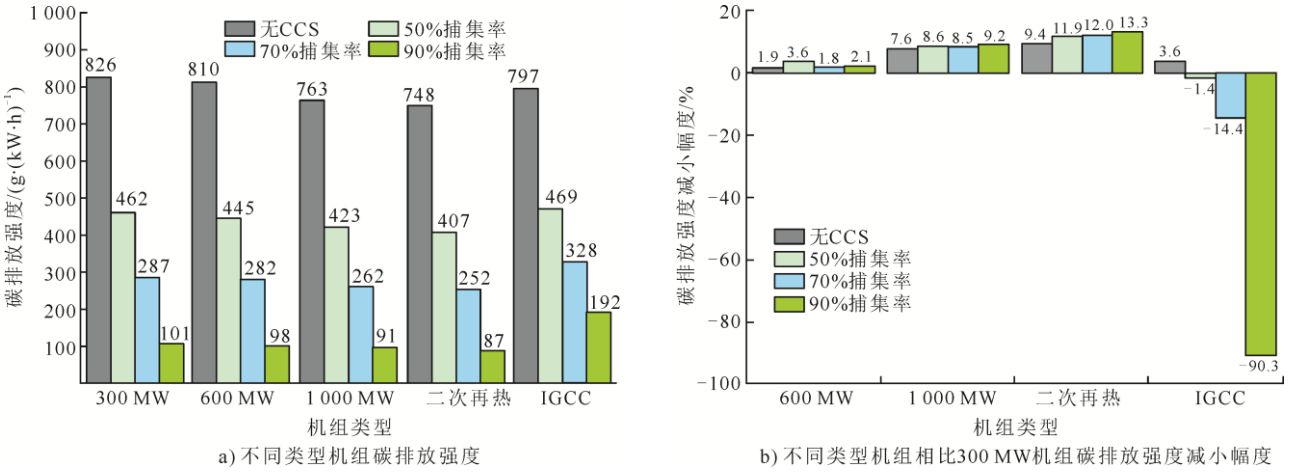
图 4、图 5 和图 6 比较了不同类型机组的碳排放强度。由图 4—图 6 可知，在较高的负荷率下，先进机组的碳排放强度明显低于常规机组。IGCC 机组通过煤气化技术将固体燃料转化为清洁气体燃料，从而能够采用效率更高的燃气-蒸汽联合循环实现对煤炭化学能的梯级利用。因此，IGCC 机组具有较低的碳排放强度[32]。在 100%负荷率下，IGCC 机组相较于相同工况下的 1 000 MW、600 MW 和 300 MW 常规燃煤机组，碳排放强度分别低约 6.8%、13.9%和 15.5%。



a) 不同类型机组碳排放强度　　b) 不同类型机组相比300 MW机组碳排放强度减小幅度

图 4 100%负荷率不同类型机组碳排放强度对比

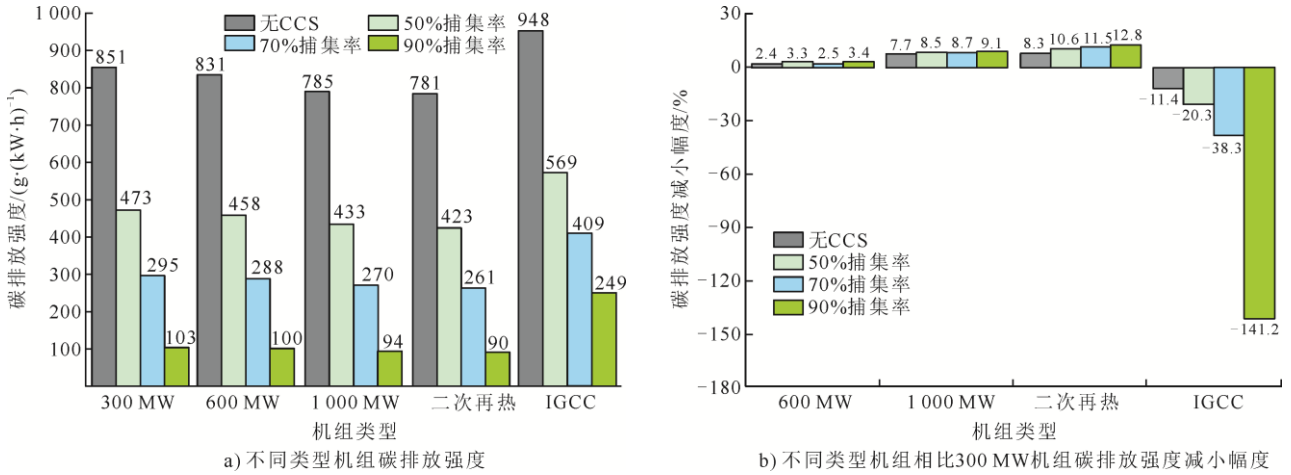
Fig.4 Comparison of carbon emission intensity among different types of units at 100% load rate



a) 不同类型机组碳排放强度　　b) 不同类型机组相比300 MW机组碳排放强度减小幅度

图 5 75%负荷率下不同类型机组碳排放强度对比

Fig.5 Comparison of carbon emission intensity among different types of units at 75% load rate



a) 不同类型机组碳排放强度　　b) 不同类型机组相比300 MW机组碳排放强度减小幅度

图 6 50%负荷率下不同类型机组碳排放强度对比

Fig.6 Comparison of carbon emission intensity among different types of units at 50% load rate

相比于一次再热机组，二次再热机组的蒸汽在锅炉中进行了 2 次加热，使蒸汽的吸热过程整体向高温区移动，显著提高了工质的平均吸热温度。根据卡诺定理，提高热源与冷源的平均温差可提高效率。因此，二次再热机组通过增加一次再热过程，进一步提高了蒸汽的平均吸热温度，从而提升了循环效率，降低了碳排放强度[34]。相较于相同工况下的 1 000 MW、600 MW 和 300 MW 常规燃煤机组，二次再热机组的碳排放强度分别低约 3.4%、10.3%和 11.8%。

CCS 技术具有较强的碳减排能力，耦合 CCS 系统可以显著降低机组的碳排放强度。在 100%负荷率下：当捕集率为 50%时，IGCC、二次再热、1 000 MW、600 MW 和 300 MW 机组较无碳捕集时碳排放强度分别减少 295、329、334、363、354 g/(kW ħ)；当捕集率为 70%时，分别减少 423、479、493、522、529 g/(kW ħ)；当捕集率为 90%时，分别减少 544、641、661、705、712 g/(kW ħ)。

在负荷率降低的过程中，不同类型机组的碳排放强度均有明显增加，其中 IGCC 机组增加尤为明显。当负荷率为 50%时，IGCC 机组的碳排放强度达到了 948 g/(kW ħ)，较相同工况下的 300 MW、600 MW、1 000 MW 和二次再热机组分别高约 11.4%、14.1%、20.8%和 21.4%。耦合 CCS 系统后，在低负荷情况下 IGCC 机组的劣势更加明显。在 50%负荷率下：当捕集率为 50%时，IGCC 机组的碳排放强度较相同工况下的 300 MW、600 MW、1 000 MW 和二次再热机组高约 20.3%、24.2%、31.4%和 34.5%；当捕集率为 70%时，分别高约 38.3%、24.2%、31.4%和 34.5%；当捕集率为 90%时，分别高约 141.2%、149.0%、164.9%和 176.7%。

4 结 论

本文对比了不同类型燃煤机组在不同负荷率下的碳排放强度，并分析了 CCS 技术的碳减排能力，以期对煤电机组的低碳转型提供理论依据。主要得出以下结论：

1）在较高负荷率下，IGCC 机组的碳排放强度较低，100%负荷率下为 703 g/(kW ħ)，较相同负荷率下的 300 MW 亚临界机组低 109 g/(kW ħ)。但是在负荷率降低的过程中，IGCC 机组的碳排放强度快速增大，50%负荷率下达到了 948 g/(kW ħ)，较相同负荷率下的 300 MW 亚临界机组高 97 g/(kW ħ)。

2）在较低负荷率下，二次再热机组的碳排放强度较低，在 75%和 50%负荷率下仅为 748、781 g/(kW ħ)，较相同工况下的 300 MW 亚临界机组分别低 78、70 g/(kW ħ)。

3）耦合 CCS 系统后，不同类型燃煤机组的碳排放强度显著降低。100%负荷率下，当捕集率分别为 90%、70%和 50%时，二次再热机组的碳排放强度较耦合 CCS 系统前分别下降 641、479、329 g/(kW ħ)，减排效果显著。

4）本文量化了不同类型燃煤机组的碳排放差异及负荷率的影响，并分析了 CCS 技术的碳减排能力。在以深度减排为目标的转型过程中，需考虑机组运行负荷率的情况，合理配置不同类型的燃煤机组并耦合 CCS 技术。

[参 考 文 献]

[1] 宗建芳, 李鹏程, 丁晴. 支撑煤电低碳转型的标准需求分析[J]. 清华大学学报(自然科学版), 2023, 63(10): 1686-1692.
ZONG Jianfang, LI Pengcheng, DING Qing. Analysis of the standard requirements for achieving low-carbon transformation of coal power[J]. Journal of Tsinghua University (Science and Technology), 2023, 63(10): 1686-1692.

[2] 国家能源局. 2024 年可再生能源并网运行情况[R/OL]. (2025-01-27)[2025-02-25]. https://www.nea.gov.cn/20250221/ e10f363cabe3458aaf78ba4558970054/c.html.
National Energy Administration. Operation of renewable energy grid connection in 2024[R/OL]. (2025-01-27)[2025-02-25]. https://www.nea.gov.cn/20250221/e10f363cabe3458aaf78ba4558970054/c.html.

[3] 宋祉慧, 田军见, 倪战士, 等. 考虑可再生能源不确定性的风光火储联合调度优化[J]. 洁净煤技术, 2024, 30(8): 117-127.
SONG Zhihui, TIAN Junjian, NI Zhanshi, et al. Optimization of combined wind-solar-thermal-storage system considering the uncertainty of renewable energy output[J]. Clean Coal Technology, 2024, 30(8): 117-127.

[4] CAI Y, LOI E H, TUNG C L, et al. Clean energy development and low-carbon transition in China's power industry[J]. Frontiers in Environmental Science, 2024, 12: e13467.

[5] 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.
GAI Zhijie, WANG Penghui. A typical calculation and analysis of carbon emissions from coal-fired power plants[J]. Electric Power, 2017, 50(5): 178-184.

[6] 李进, 于海琴, 陈蕊. 燃煤发电厂 CO_2 排放强度计算方法解析与应用[J]. 环境工程学报, 2015, 9(7): 3419-3425.
LI Jin, YU Haiqin, CHEN Rui. Analysis and application of calculating method for CO_2 emission intensity per unit of electricity generation in coal-fired power plants[J]. Chinese Journal of Environmental Engineering, 2015, 9(7): 3419-3425.

[7] 索新良, 盛金贵, 王鹏辉, 等. 燃煤发电机组 CO_2 排放量测算和碳减排分析[J]. 电站系统工程, 2018, 34(2): 13-16.
SUO Xinliang, SHENG Jingui, WANG Penghui, et al. CO_2 emissions calculation and analysis of carbon

emissions of coal-fired generating unit[J]. Power System Engineering, 2018, 34(2): 13-16.
[8] 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 Gaojun. 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.
[9] CHEN H, CHEN X, ZHOU G, et al. Carbon emission accounting method for coal-fired power units of different coal types under peak shaving conditions[J]. Energy, 2025, 320: 135314.
[10] 刘科, 杨兴森, 王太, 等. 基于实时监测的燃煤机组碳排放特性研究[J]. 热力发电, 2022, 51(10): 47-53.
LIU Ke, YANG Xingsen, WANG Tai, et al. Research on carbon emission characteristics of coal-fired units based on real-time monitoring[J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(10): 47-53.
[11] 井雷, 邓茂芝, 侯楠, 等. 基于实时煤质检测技术的火电厂碳排放强度预测技术研究[J]. 实验室检测, 2025, 3(10): 40-42.
JING Lei, DENG Maozhi, HOU Nan, et al. Research on carbon emission intensity prediction technology of thermal power plants based on real-time coal quality detection technology[J]. Laboratory Testing, 2025, 3(10): 40-42.
[12] 张彬, 靳阿妮, 吉朝阳, 等. 火力发电厂二氧化碳在线监测方案对比研究[J]. 能源与节能, 2022(12): 164-167.
ZHANG Bin, JIN Ani, JI Zhaoyang, et al. Comparison of carbon dioxide on-line monitoring schemes in thermal power plants[J]. Energy and Energy Conservation, 2022(12): 164-167.
[13] SUN L, LI X, SU C, et al. Analysis of dynamic strategies for decision-making on retrofitting carbon capture, utilization, and storage technology in coal-fired power plants [J]. Applied Thermal Engineering, 2025, 264: 125371.
[14] 秦阿宁, 孙玉玲. 国际碳捕集、利用与封存发展战略与科技态势分析[J]. 中国科学院院刊, 2024, 39(8): 1486-1496.
QIN Aning, SUN Yuling. International development strategy and analysis of science and technology trends in carbon capture, utilization, and storage (CCUS)[J]. Bulletin of Chinese Academy of Sciences, 2024, 39(8): 1486-1496.
[15] 孙月巧, 郑宏飞, 孔慧. 碳中和背景下煤电转型关键技术研究与展望[J]. 动力工程学报, 2022, 42(11): 1013-1023.
SUN Yueqiao, ZHENG Hongfei, KONG Hui. Key technologies and prospects of coal power transformation under carbon neutrality background[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2022, 42(11): 1013-1023.
[16] LI K, SHEN S, FAN J L, et al. The role of carbon capture, utilization and storage in realizing China's carbon neutrality: a source-sink matching analysis for existing coal-fired power plants[J]. Resources, Conservation and Recycling, 2022, 178: 106070.
[17] 吴其荣, 陶建国, 范宝成, 等. 燃煤电厂开展大规模碳捕集的技术路线选择及经济敏感性分析[J]. 热力发电, 2022, 51(10): 28-34.
WU Qirong, TAO Jianguo, FAN Baocheng, et al. Technical route selection and economic sensitivity analysis of large-scale carbon capture in coal-fired power plant[J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(10): 28-34.
[18] 张艺峰, 王茹洁, 邱明英, 等. CO_2 捕集技术的研究现状[J]. 应用化工, 2021, 50(4): 1082-1086.
ZHANG Yifeng, WANG Rujie, QIU Mingying, et al. CO_2 capture technology research status[J]. Applied Chemical Industry, 2021, 50(4): 1082-1086.
[19] 董洁, 乔建强. "双碳"目标下先进煤炭清洁利用发电技术研究综述[J]. 中国电力, 2022, 55(8): 202-212.
DONG Jie, QIAO Jianqiang. Review on advanced coal clean utilization power generation technology under the "Dual Carbon" goals[J]. Electric Power, 2022, 55(8): 202-212.
[20] 刘飞, 关键, 祁志福, 等. 燃煤电厂碳捕集、利用与封存技术路线选择[J]. 华中科技大学学报(自然科学版), 2022, 50(7): 1-13.
LIU Fei, GUAN Jian, QI Zhifu, et al. Technology route selection for carbon capture utilization and storage in coal-fired power plants[J]. Journal of Huazhong University of Science and Technology (Natural Science Edition), 2022, 50(7): 1-13.
[21] RAMEZANI R, MAZINANI S, DI FELICE R. A comprehensive kinetic and thermodynamic study of CO_2 absorption in blends of monoethanolamine and potassium lysinate: experimental and modeling[J]. Chemical Engineering Science, 2019, 206: 187-202.
[22] FU K Y, CHEN G Y, LIANG Z W, et al. Analysis of mass transfer performance of monoethanolamine-based CO_2 absorption in a packed column using artificial neural networks[J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2014, 53(11): 4413-4423.
[23] 刘志刚. CO_2 捕集技术的研究现状与发展趋势[J]. 石油与天然气化工, 2022, 51(4): 24-32.
LIU Zhigang. Research status and development trend of CO_2 capture technology[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2022, 51(4): 24-32.
[24] 肖焕秀. 660 MW 燃煤机组与压缩空气储能耦合特性评价[D]. 武汉: 华中科技大学, 2022: 1.
XIAO Huanxiu. Coupling characteristics evaluation of 660 MW coal-fired units with compressed air energy storage[D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2022: 1.
[25] 黄凯. 采用蓄热装置的燃煤机组灵活性研究[D]. 保定: 华北电力大学, 2023: 1.
HUANG Kai. Study on the flexibility of coal-fired units with heat storage devices[D]. Baoding: North China Electric Power University, 2023: 1.
[26] 王凤池, 刘飞, 赵瑞, 等. 基于 DEEA/MEA 两相吸收剂的 15 万 t/年烟气 CO_2 捕集工艺模拟和技术经济分析[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(23): 8088-8097.
WANG Fengchi, LIU Fei, ZHAO Rui, et al. Process simulation and techno-economic analysis on 150 000 t/year CO_2 chemical absorption process from flue gas based on DEEA/MEA biphasic solvent[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(23): 8088-8097.
[27] 李朋, 周卫青, 白孝轩, 等. 燃煤电厂碳排放绩效核算及影响分析[J]. 洁净煤技术, 2024, 30(8): 66-74.
LI Peng, ZHOU Weiqing, BAI Xiaoxuan, et al. Carbon emission performance calculation and impact analysis of coal-fired power plants[J]. Clean Coal Technology, 2024, 30(8): 66-74.
[28] 高建强, 宋铜铜, 杨东江. 燃煤发电机组碳排放折算方法研究与应用 [J]. 热力发电, 2020, 49(2): 88-92.
GAO Jianqiang, SONG Tongtong, YANG Dongjiang. Research and application of carbon emission conversion method for coal-fired generating units[J]. Thermal Power Generation, 2020, 49(2): 88-92.
[29] 王继选, 韩中合, 刘小贞, 等. 基于碳捕集的燃煤机组热力系统优化及技术经济分析[J]. 化工进展, 2014,

33(3): 773-780.
WANG Jixuan, HAN Zhonghe, LIU Xiaozhen, et al. Study on carbon capture system optimization of coal-fired power plant and analysis of its technical economy[J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2014, 33(3): 773-780.
[30] 王春晶, 刘元明, 吴立新, 等. 基于低碳排放的 IGCC 发电模型研究[J]. 洁净煤技术, 2012, 18(4): 82-85.
WANG Chunjing, LIU Yuanming, WU Lixin, et al. Research on IGCC evaluation model based on low-carbon emission[J]. Clean Coal Technology, 2012, 18(4): 82-85.
[31] 宋明光, 李小江, 孙友源, 等. 基于在线监测法的火电机组碳排放分析[J]. 洁净煤技术, 2024, 30(增刊 1): 464-473.
SONG Mingguang, LI Xiaojiang, SUN Youyuan, et al. Analysis of carbon emission for thermal power units based on online monitoring method[J]. Clean Coal Technology, 2024, 30(Suppl.1): 464-473.
[32] 冯凌杰. 高效低碳的煤气化联合循环系统热力学特性分析与集成优化研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2024: 1.
FENG Lingjie. Thermodynamic characteristics analysis and integrated optimization of high-efficiency and low-carbon coal gasification combined cycle system[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2024: 1.
[33] 樊强, 许世森, 刘沅, 等. 基于 IGCC 的燃烧前 CO_2 捕集技术应用与示范[J]. 中国电力, 2017, 50(5): 163-167.
FAN Qiang, XU Shisen, LIU Yuan, et al. Application and demonstration of IGCC-based pre-combustion CO_2 capture technology[J]. Electric Power, 2017, 50(5): 163-167.
[34] 谢衍, 曾德良, 胡勇, 等. 1 000 MW 超超临界二次再热机组动态建模与仿真[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(17): 6841-6854.
XIE Yan, ZENG Deliang, HU Yong, et al. Modeling and simulation of 1 000 MW ultra-supercritical double-reheat once-through unit[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(17): 6841-6854.

附录 模型详细参数

本文建立了 300 MW、600 MW、1 000 MW、二次再热和 IGCC 等不同类型机组的模型，基本信息如下。

表 A1 300 MW 等级机组的主要参数
Tab.A1 Main parameters of 300 MW-class units

项目	工况		
	THA	75% THA	50% THA
机组功率/MW	350	262.5	175
主蒸汽压力/MPa	16.70	13.03	8.96
主蒸汽温度/℃	538	537	536
主蒸汽流量/(t·h^{-1})	1 040.8	758.3	503.4
再热蒸汽压力/MPa	3.261	2.435	1.649
再热蒸汽温度/℃	538	537	525
再热蒸汽流量/(t·h^{-1})	872.3	648.6	539.2
除氧器抽汽压力/MPa	0.763	0.577	0.400
除氧器抽汽温度/℃	328.7	330.5	324.7
除氧器抽汽流量/(t·h^{-1})	24.2	16.7	10.4
给水温度/℃	272.2	758.3	232.1
凝汽器压力/MPa	0.005 2	0.005 2	0.005 2
发电煤耗率/(g·(kW·h)$^{-1}$)	292.9	297.9	306.9

表 A2 600 MW 等级机组的主要参数
Tab.A2 Main parameters of 600 MW-class units

项目	工况		
	THA	75% THA	50% THA
机组功率/MW	600	450	300
主蒸汽压力/MPa	24.20	22.69	15.30
主蒸汽温度/℃	566	566	566
主蒸汽流量/(t·h^{-1})	1 674.6	1 219.2	799.2
再热蒸汽压力/MPa	3.611	2.691	1.816
再热蒸汽温度/℃	566	566	566
再热蒸汽流量/(t·h^{-1})	1 395.1	1 034.6	693.2
除氧器抽汽压力/MPa	0.928	0.705	28.970
除氧器抽汽温度/℃	360.8	363.8	369.0
除氧器抽汽流量/(t·h^{-1})	77.8	54.0	33.2
给水温度/℃	274.4	255.4	233.0
凝汽器压力/MPa	0.005 88	0.005 88	0.005 88
发电煤耗率/(g·(kW·h)$^{-1}$)	288.9	292.3	299.7

表 A3 1 000 MW 等级机组的主要参数
Tab.A3 Main parameters of 1 000 MW-class units

项目	工况		
	THA	75% THA	50% THA
机组功率/MW	1 000	750	500
主蒸汽压力/MPa	25.00	18.88	12.59
主蒸汽温度/℃	600	600	600
主蒸汽流量/(t·h^{-1})	2 729.5	1 976.6	1 304.0
再热蒸汽压力/MPa	4.534	3.388	2.310
再热蒸汽温度/℃	600	600	600
再热蒸汽流量/(t·h^{-1})	2 187.9	1 629.3	1 106.7
除氧器抽汽压力/MPa	0.866	0.665	0.467
除氧器抽汽温度/℃	344.4	348.8	353.7
除氧器抽汽流量/(t·h^{-1})	143.4	100.4	63.5
给水温度/℃	294.8	275.1	251.4
凝汽器压力/MPa	0.004 9	0.004 9	0.004 9
发电煤耗率/(g·(kW·h)$^{-1}$)	270.9	275.4	283.1

表 A4 二次再热机组的主要参数
Tab.A4 Main parameters of double-reheat units

项目	工况		
	THA	75% THA	50% THA
机组功率/MW	660	495	330
主蒸汽压力/MPa	28.76	21.41	15.03
主蒸汽温度/℃	600	600	600
主蒸汽流量/(t·h^{-1})	1 734.4	1 263.4	870.3
一次再热蒸汽压力/MPa	10.145	7.598	5.307
一次再热蒸汽温度/℃	620	620	613
一次再热蒸汽流量/(t·h^{-1})	1 528.7	1 134.2	791.7
二次再热蒸汽压力/MPa	3.197	2.417	1.668
二次再热蒸汽温度/℃	620	620	570
二次再热蒸汽流量/(t·h^{-1})	1 309.5	985.7	697.4
除氧器抽汽压力/MPa	0.800	0.623	0.436
除氧器抽汽温度/℃	405.8	410.4	371.9
除氧器抽汽流量/(t·h^{-1})	162.7	102.8	65.0
给水温度/℃	316.1	295.3	272.8
凝汽器压力/MPa	0.004 92	0.004 92	0.004 92
发电煤耗率/(g·(kW·h)$^{-1}$)	261.9	273.9	281.7

表 A5 IGCC 机组的主要参数
Tab.A5 Main parameters of IGCC units

项目	工况		
	100%负荷率	70%负荷率	50%负荷率
燃气轮机功率/MW	163	114	81.5
汽轮机功率/MW	99	71	51
总功率/MW	262.0	185.0	132.5
合成气流量/(t·h^{-1})	215.4	984.1	702.9
燃气轮机进气量/(t·h^{-1})	1 405.8	984.1	702.9
余热锅炉烟气量/(t·h^{-1})	1 621.2	1 134.8	810.6
空压机耗功/MW	129	90	64
发电煤耗率/(g·(kW·h)$^{-1}$)	253.4	—	—

（责任编辑　李园）