

燃煤电厂二氧化碳捕集利用与封存技术及工程应用

顾永正¹, 王天堃¹, 黄艳², 赵瑞³, 徐冬³

(1. 国电电力发展股份有限公司, 北京 100101; 2. 国能锦界能源有限责任公司, 陕西 榆林 719000;

3. 国家能源集团新能源技术研究院有限公司, 北京 102211)

摘要:我国是全球第一大碳排放国, 燃煤发电作为最主要的碳排放源, 迫切需要绿色低碳转型发展。系统梳理了全球碳减排发展趋势, 以及国内外二氧化碳捕集利用与封存(CCUS)技术的发展现状, 重点开展了低能耗煤电CCUS工程创新实践, 依托600 MW等级燃煤机组, 于2021年6月25日建成并投运国内最大规模的15万t/a燃烧后CO₂捕集-驱油/封存全流程示范工程。结果表明: CCUS示范装置由洗涤、捕集、压缩、干燥、液化、储存装车6个单元组成, 创新开发了新型复合胺吸收新技术, 率先应用了增强型改性塑料填料、汽提式降膜再沸器等新设备, 首创形成了“级间冷却+分流解吸+机械式蒸汽再压缩闪蒸”高效节能新工艺; 168 h试运期间, CCUS示范装置各单元在不同负荷(50%~100%)下运行稳定, 连续产出纯度99.5%的工业级液态CO₂, 产品参数在-16~-21℃、2.0 MPa左右, 满负荷时CO₂产量>18.75 t/h, 实现了低浓度(体积分数11%~15%)、大流量(约10万m³/h)燃煤烟气CO₂捕集率>90%、再生能耗<2.4 GJ/t(以CO₂计)的重大突破, 整体性能指标达到国际领先水平, 为保障我国煤电应对2060碳达峰碳中和目标提供技术可行、经济合理的科技支撑。

关键词:燃煤电厂; 碳捕集利用与封存(CCUS); 捕集率; 再生能耗; 碳达峰碳中和

中图分类号: X51 **文献标志码:** A **文章编号:** 1006-6772(2023)04-0098-11

Carbon dioxide capture, utilization and storage technology and engineering application for coal-fired power plants

GU Yongzheng¹, WANG Tiankun¹, HUANG Yan², ZHAO Rui³, XU Dong³

(1. GD Power Development Co., Ltd., Beijing 100101, China; 2. CHN Energy Jinjie Energy Co., Ltd., Yulin 719000, China;

3. CHN Energy New Energy Technology Research Institute Co., Ltd., Beijing 102211, China)

Abstract: China is the largest carbon dioxide (CO₂) emission country in the world. As the most important source of carbon emissions, coal-fired power generation is in urgent need of transition to green and low-carbon development. The development trend of carbon emission reduction and the research status of CO₂ capture, utilization, and storage (CCUS) at home and abroad were systematically sorted out. The engineering innovations and practices in coal-fired power plant CCUS were focused on. Furthermore, the 150 kt/a post-combustion CO₂ capture, utilization for enhanced oil recovery, and storage demonstration project based on 600 MW capacity grade coal-fired power unit was built and put into operation on June 25, 2021, which is the largest project of its kind in China to date. The results show that the CCUS demonstration project is consist of 6 units, including washing, capture, compression, drying, liquefying, storage and loading. The new organic composite amine-based absorption technology is innovated and developed, and many new devices such as modified polypropylene plastic packing, tube-type falling film stripper reboiler, and so forth are developed and applied. In addition, the high-efficiency and energy-saving technique coupling with absorber inter-cooling, rich-split staged desorption, and mechanical vapor recompression (MVR) flash evaporation is innovatively formed. During the 168 h trial operation period, each unit of the CCUS demonstration project can operate stably under different loads which are between 50% and 100%. The industrial grade products of liquid CO₂ with purity up to 99.5%, temperature ranging from -16℃ to -21℃, and pressure of about 2.0 MPa, are produced continuously. And the CO₂ yield more than 18.75 t per hour under the full load condition, achieving a major breakthrough of low concentration (volume frac-

收稿日期: 2023-02-13; 责任编辑: 常明然 DOI: 10.13226/j.issn.1006-6772.RM22121801

基金项目: 中国科协青年人才托举工程资助项目(2021QNRC001); 国家能源集团2021年度十大重点科技攻关资助项目(GJNY-21-51)

作者简介: 顾永正(1991—), 男, 江苏盐城人, 高级工程师, 博士。E-mail: yongzheng.gu@chnenergy.com.cn

引用格式: 顾永正, 王天堃, 黄艳, 等. 燃煤电厂二氧化碳捕集利用与封存技术及工程应用[J]. 洁净煤技术, 2023, 29(4): 98-108.

GU Yongzheng, WANG Tiankun, HUANG Yan, et al. Carbon dioxide capture, utilization and storage technology and engineering application for coal-fired power plants[J]. Clean Coal Technology, 2023, 29(4): 98-108.



移动阅读

tion 11%–15%), high flow rate (about 100 000 m³/h) coal-fired flue gas CO₂ capture rate >90%, regeneration energy consumption <2.4 GJ/t (in terms of CO₂), and overall performance index reaching international leading level, providing a guarantee for China's coal power to cope with the 2060 carbon peak carbon neutral target. Therefore, it provides scientific and technological support for ensuring China's coal-fired power to better achieve the 2060 goal of carbon peaking and carbon neutrality for the power system.

Key words: coal-fired power plants; CO₂ capture, utilization, and storage (CCUS); capture rate; regeneration energy consumption; carbon peaking and carbon neutrality

0 引言

我国富煤、贫油、少气,煤炭清洁低碳利用是持续推动绿色发展、建设美丽中国的重大需求,也是构建现代化能源体系的重要组成部分。根据国家统计局初步核算,2021年我国煤炭产量41.3亿t,同比增长5.7%;煤炭消费量41.1亿t,同比增长4.6%,占能源消费总量的56.0%^[1]。进入“十四五”以后,我国出现了能源供需偏紧、煤价剧烈波动、多地有序用电等复杂局面,同时国际冲突、新冠疫情等不确定因素也导致全球能源价格、供需格局发生新变化^[2-3]。因此,煤炭在今后较长时间内仍将作为我国最主要的一次能源,对我国能源安全稳定供应还将发挥兜底保障作用。

全球气候变化引起的生态环境问题日益加剧,极端天气和气候事件频繁发生^[4]。2020年9月,习近平总书记在第七十五届联合国大会一般性辩论上提出,中国力争2030年前实现碳达峰,2060年前实现碳中和,并在此后国内外重要会议上多次强调这一目标^[5-6]。

目前,我国已成为全球第一大碳排放国,2021年CO₂排放量超119亿t,约占全球的33%^[7]。化石能源为主的发展方式是导致我国气候环境问题的根源,燃煤发电作为我国最主要的碳排放源,迫切需要绿色低碳转型发展。根据国际能源署(IEA)最新预测数据,可持续发展情景下2020—2070年全球累计减排量中,二氧化碳捕集利用与封存(CCUS)贡献可达15%^[8-9]。在2060碳达峰碳中和愿景下,CCUS作为国际公认的煤电先进碳减排技术,将是我国实现电力行业大规模脱碳的重要实施路径。

笔者系统分析了碳减排发展的国际形势和国内挑战,梳理了国内外CCUS技术研发现状,研究了15万t/a燃煤电厂燃烧后CCUS示范工程的调试运行情况,为火电行业未来整个机组布局低成本、低能耗、规模化CCUS工业示范提供解决方案,并为应对气候变化、实现双碳目标、保障能源安全提供清洁、低碳、安全、经济的工程技术支撑。

1 全球碳减排发展趋势

1.1 国际形势

1990年以来,全球的碳排放量上升近50%,应对气候变化势在必行。2015年全球气候变化《巴黎协定》中明确指出,要将全球变暖温度控制在2℃以内,并为1.5℃的目标努力。联合国政府间气候变化专门委员会(IPCC)报告^[10-12]研究表明要实现2℃目标,2050年全球碳排放总量要在2010年排放基础上下降40%~70%;而要将全球温升限制在1.5℃,则2050年碳排放总量需比2010年减少70%~95%。

当前,全球已有130多个国家和地区提出碳中和目标,并针对无碳未来愿景推进低碳发展行动^[13-15]。2019年12月,欧盟委员会发布《欧盟绿色新政》,提出到2050年欧盟在全球率先实现碳中和^[16],重点聚焦清洁能源、循环经济、数字科技等方面,通过能源结构转型、制定碳排放规则和创建低碳税制体系、制定绿色创新和低碳经济发展战略等路径实现能源、工业、农业、交通等重点领域的低碳发展。美国拜登政府和一些州政府提出2050年前全社会经济系统碳中和的目标^[17],将低碳燃料、低碳交通、可再生能源发电等列为重点方向,着力推动能源清洁低碳转型和控制能源消费总量,即便是特朗普执政期内退出《巴黎协定》,美国加州等地方气候联盟的实际行动力度仍不降反升。2020年,日本政府提出将于2050年实现碳中和,为海上风电、电动车、氢氨燃料等14个重点领域深度脱碳设定了技术发展目标和主要措施等^[18]。

此外,引入市场型政策解决碳排放问题已成为世界共识,碳排放权交易市场是推进碳中和的经济保障。国际上已形成五大相对成熟的多样化碳排放权交易体系^[19-20]:欧盟碳市场(EU ETS)、美国区域温室气体减排行动(RGGI)、西部气候倡议(WCI)、韩国碳市场(KETS)、新西兰碳市场(NZ ETS),具有较为健全的配额分配方法、碳价格、碳金融和履约机制。从主要碳市场管控领域来看,电力、工业、航空、交通、建筑等不同行业或部门均有涉及,火电首当其

冲。以全球规模最大、最活跃的碳排放权交易市场 EU ETS 为例,碳价格长期大幅波动,整体呈上升趋势,目前逐步建立了稳价机制,2022 年以来基本稳定在 80 欧元/t 左右。

1.2 国内挑战

2005 年以来,中国 CO₂ 排放量一直居全球首位,2021 年的排放量更是超过美国与欧盟的总和,电力行业排放占比远超全球平均水平,国际碳减排压力巨大^[21]。我国经济社会发展对化石能源依赖度高,加之未来终端电气化程度提高,不可避免地仍需消耗大量煤基能源。从我国实际来看,碳达峰到碳中和时间仅 30 a 左右,远低于美国、欧盟等发达国家,碳中和目标的实现任务重、周期短、难度大,特别是对于发电行业,有效减排 CO₂ 存在较大的经济和技术挑战,主要表现为以下方面:

1) 企业经营成本增加。为满足碳排放新目标和要求,发电企业需采取低碳转型发展和节能减排改造等碳减排措施,投资及履约势必会导致整个能源使用成本和碳资产管理成本的上升,特别是在价格传导机制尚不通畅的情况下,发电企业的经营压力将日益剧增。

2) 清洁低碳能源核心技术供给不足。一方面,我国风电、光伏发电清洁低碳能源产业发展迅速,装机规模均为世界第一,但部分关键设备和核心技术仍依赖欧美发达国家,如风机主控系统、新型光伏电池生产线、大容量压接型 IGBT 器件制造、大容量化学储能等;另一方面,我国化石能源低碳、零碳、负排放等新兴技术的研发深度不及发达国家,CCUS 技术和生物质能碳捕集与封存技术(BECCS)商业化应用程度在短时间内不能满足低碳化发展要求。

3) 全国碳排放权交易体系有待完善。2011 年 10 月,我国启动北京、天津、上海、重庆、湖北、广东和深圳 7 个省市碳市场试点;2013 年 6 月开始逐个启动上线交易,运作期间试点碳市场覆盖范围内碳排放总量和强度保持双降趋势^[22];2021 年 7 月,全国碳市场正式启动上线交易,发电行业被首个纳入^[23],2022 年以来碳排放配额价格基本稳定在 55~60 元/t,与全社会 260 元/t 的碳减排边际成本存在较大差距^[24]。此外,我国碳市场在碳排放配额的分配、监测、核算、交易、报告和核查等技术规范及数据质量管理方面仍需持续优化,发电企业履约管理难度大、风险高。

2 国内外 CCUS 发展现状

CCUS 是指将 CO₂ 从工业过程、能源利用或大气中分离出来,直接加以利用或注入地层以实现 CO₂ 永久减排的过程。IPCC 在《IPCC 全球升温 1.5 °C 特别报告》中指出^[12],2030 年不同路径 CCUS 的减排量为 1 亿~4 亿 t/a,2050 年不同路径 CCUS 的减排量为 30 亿~68 亿 t/a,如果没有 CCUS 技术,几乎所有情景都不能实现《巴黎协定》全球温升控制目标,CCUS 对于全球 CO₂ 减排意义重大。

CCUS 按技术流程分为捕集、输送、利用与封存等环节,可实现化石能源大规模低碳利用,有效降低碳排放^[25]。CCUS 整体技术链条如图 1 所示。CO₂ 捕集处于前端,主要有燃烧前捕集、富氧燃烧、燃烧后捕集等技术,其中燃烧后 CO₂ 捕集技术可用于绝大部分燃煤电厂;CO₂ 输送包括罐车、船舶、管道运输等方式;CO₂ 利用与封存技术处于捕集下游,能够将捕集的 CO₂ 与现有能源、化工等行业深度耦合,得到附加值较高的产品,主要有化工利用、生物利用和

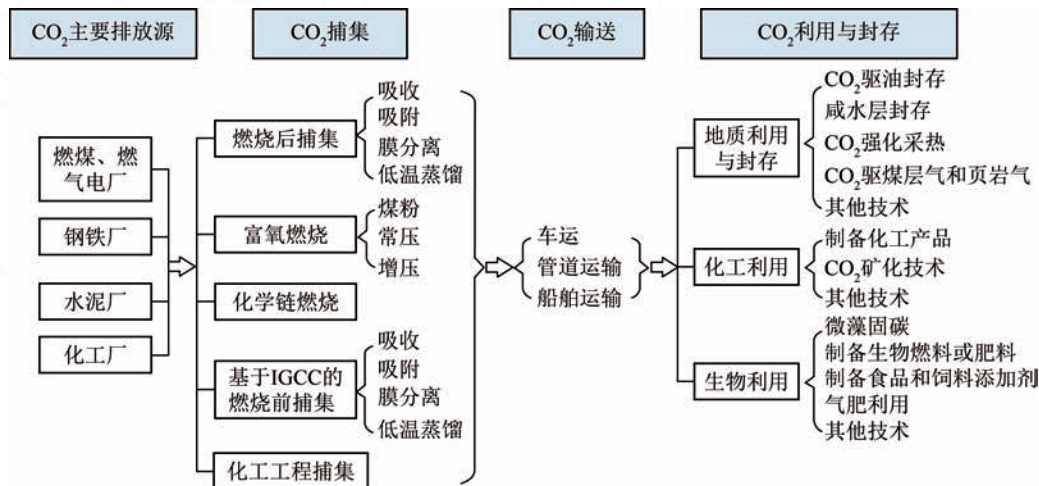


图 1 CCUS 技术链条

Fig.1 Technical chain of CCUS

地质利用与封存三大类 20 多种技术。

2.1 国外 CCUS 发展现状

近年来,全球范围内 CCUS 工业示范项目数量逐步增多、规模逐步扩大。根据全球碳捕集与封存研究院(Global CCS Institute)报告^[26],截至 2021 年 9 月,全球已有 135 个商业化 CCUS 项目投入运行或正在开发,涵盖了燃煤发电、液化天然气、水泥、钢铁、垃圾发电等领域,其中 27 个大型 CCUS 项目已投入运行,每年 CO₂ 捕集能力达 4 000 万 t,主要用于驱油。

目前,国外已建成 100 万 t 级以上规模的燃煤电厂 CCUS 示范项目,美国和加拿大处于商业化应用的领先地位^[27-29]。2014 年,世界首个燃煤电厂百万吨级燃烧后 CCUS 示范工程——加拿大边界大坝(Boundary Dam)项目正式投运,该项目于 2011 年 4 月开工建设,对 3 号 161 MW 燃煤机组进行改造,并于 2014 年 10 月建成,总体投资约 14.67 亿加元(联邦政府拨款 2.4 亿加元),CO₂ 捕集率约 90%,累计捕集 415 万 t 纯度为 99%的 CO₂,捕集所得的 CO₂ 绝大部分运输到 70 km 外的 Weyburn 油田用于强化采油(EOR),未出售的 CO₂ 运输到附近 Aquistore 碳封存研究基地进行咸水层地质封存。2017 年,世界最大的燃煤电厂燃烧后 CCUS 示范工程——美国佩特拉诺瓦(Petra Nova)项目正式投运,该项目于 2014 年 9 月开工建设,对 8 号 650 MW 燃煤机组进行改造,并于 2016 年 12 月启动商业运行,总体投资约 10.4 亿美元(美国能源部提供经费 1.9 亿美元),每年捕集 140 万 t 纯度为 99%的 CO₂,单位捕集热耗约 2.4 GJ/t(以 CO₂ 计),捕集所得 CO₂ 通过管道输送至 100 km 外的西部牧场油田。值得关注的是,Petra Nova 项目作为一个 EOR 项目,商业运行主要取决于石油价格,受新冠疫情和油价暴跌的影响,该项目已于 2020 年 5 月起停运。因此,大规模 CCUS 项目的实施必须以经济上可持续作为前提条件。

燃烧前 CO₂ 捕集技术分离过程的能耗较低,可用于整体煤气化联合循环发电系统(IGCC)。2010 年,西班牙和荷兰以 IGCC 为基础,分别建成捕集规模为 1 万 t/a 和 3.5 万 t/a 的中试试验系统。煤化工生产过程副产的 CO₂ 浓度高,经过简单浓缩后可直接用于封存和利用,捕集技术成熟、成本低。国外煤粉富氧燃烧技术基本完成 30~40 MW_{th} 级中试试验,奠定了商业化示范电站的技术基础。CO₂ 大规模输运和 EOR 技术在北美已经成熟,实现商业化运行,研究主要集中在地质封存的泄漏监测等方面,并探索 CO₂ 驱替煤层气(ECBM)、页岩气等其他资源,

以及 CO₂ 化学转化和生物利用技术。

2.2 国内 CCUS 发展现状

我国 CCUS 技术起步于 2004 年,截至 2021 年底已建成 CCUS 示范项目约 40 个,总捕集能力达 300 万 t/a^[30]。从技术分布来看,我国 CO₂ 捕集源覆盖燃煤电厂的燃烧前、燃烧后和富氧燃烧捕集,燃气电厂的燃烧后捕集,煤化工的 CO₂ 捕集以及水泥窑尾气的燃烧后捕集等多种方式;CO₂ 封存及利用涉及咸水层封存、EOR、ECBM、地浸采铀、CO₂ 矿化利用、CO₂ 合成可降解聚合物、重整制备合成气和微藻固定等多种方式,示范项目累计规模约 180 万 t/a,其中 CO₂-EOR 的贡献最大。

2008 年 7 月,我国首个燃煤电厂燃烧后 CO₂ 捕集装置(3 000 t/a)在华能北京热电厂投产^[31];2009 年底,华能上海石洞口二厂 12 万 t/a 燃烧后 CO₂ 捕集示范工程投入运行,捕集后 CO₂ 用于工业和食品利用,再生能耗<2.7 GJ/t(以 CO₂ 计),已间歇运行超 10 a^[32]。此后,我国陆续建成多个燃煤电厂 CCUS 示范工程。燃烧后捕集方面^[33-35],2010 年 1 月,中电投重庆双槐电厂建成 1 万 t/a 碳捕集示范工程;2010 年 8 月,中石化胜利油田建成 4 万 t/a 燃烧后 CO₂ 捕集-驱油利用示范工程;2019 年 5 月,华润海丰电厂建成 2 万 t/a 碳捕集测试平台;2021 年 6 月,国能锦界电厂建成 15 万 t/a 燃烧后 CO₂ 捕集-驱油/封存全流程示范工程,成为我国最大规模的煤电 CCUS 示范项目,CO₂ 捕集率>90%、CO₂ 体积分数>99%、再生能耗<2.4 GJ/t(以 CO₂ 计)。燃烧前捕集方面^[36],2016 年 7 月,华能天津 IGCC 电厂建成 6 万~10 万 t/a CO₂ 捕集示范工程,捕集能耗(扣除脱硫)<2.2 GJ/t(以 CO₂ 计),CO₂ 干基体积分数 98.1%。燃烧中捕集方面^[37],华中科技大学与国家能源集团等单位联合承担多项国家级、企业级科技项目,实施了中国富氧燃烧“0.3 MW_{th}—3 MW_{th}—35 MW_{th}—200 MWe”的研发路线,2015 年 1 月在湖北应城建成国内最大规模的 35 MW_{th}(10 万 t 级捕集能力)煤粉富氧燃烧示范装置,实现了烟气 CO₂ 体积分数 82.7%的国际最高值,并于 2021 年 7 月成功实现煤粉“空气-富氧”切换过程连续 168 h 稳定运行。

围绕捕集后 CO₂ 规模化消纳需求,我国 CO₂ 化工利用和地质封存技术同样取得了较大进展。2011 年 5 月,国家能源集团在鄂尔多斯盆地建成 10 万 t/a CO₂ 捕集与封存全流程示范工程^[38],实现煤化工高浓度 CO₂ 捕集与低孔低渗陆相咸水层封存,国内首创且规模最大,该项目将煤直接液化过程中产生的

CO₂通过捕集、压缩、注入、封存到地下 1 500 ~ 2 500 m 间的咸水层,于 2015 年 4 月完成既定 CO₂ 注入任务,注入量累计达 30.26 万 t。2020 年 7 月,中国科学院上海高等研究院联合中海油等单位建成全球最大规模的 5 000 t/a CO₂加氢制甲醇工业试验装置^[39];2020 年 8 月,浙江大学建成全球首个万吨级 CO₂矿化养护混凝土示范工程^[6],产品抗压强度较传统工艺提高 30% 以上,CO₂ 吸收率>98%;2020 年 10 月,中国科学院大连化学物理研究所联合兰州新区石化等单位建成千吨级液态阳光 CO₂直接加氢合成甲醇工业示范装置^[40];2020 年 11 月,四川大学联合攀钢集团等单位建成 1.5 万 t/a 烟气 CO₂矿化利用脱硫渣示范装置^[9],年治理利用脱硫渣 15 万 t;2021 年 5 月,惠生工程、天津大学等单位建成世界首套千吨级 CO₂经碳酸乙烯酯加氢制甲醇联产乙二醇中试装置^[41],CO₂ 利用率高达 95%,甲醇选择性>80%,乙二醇选择性>98%。

总体来看,我国 CCUS 示范项目 CO₂ 捕集源的行业和利用封存类型分布多样,已有项目多以 10 万 t 级规模的捕集驱油示范为主,缺乏大规模多种技术组合的全流程工业化示范项目,但正在规划建设的 CCUS 示范项目规模逐渐增大。2022 年 1 月,中石化建成我国首个百万吨级 CCUS 全流程示范项目(齐鲁石化-胜利油田 CCUS 项目)^[42],该项目由齐鲁石化 CO₂ 捕集、胜利油田 CO₂ 驱油与封存 2 部分组成;2021 年 12 月,华能正宁调峰煤电项目正式开工建设,该项目将开展全球最大规模的 150 万 t/a 燃煤电厂 CO₂ 捕集、驱油与封存全流程工业示范,预计 2023 年底投运;2022 年 3 月,国能泰州电厂开工建设 50 万 t/a CO₂ 捕集与资源化利用示范工程,预计 2022 年底投运。由此可见,我国 CCUS 技术研发能力正逐渐逼近国际先进水平,已具备大规模捕集利用与封存 CO₂ 的工程能力,正在积极筹备规模化、全流程 CCUS 产业集群。

3 低能耗煤电 CCUS 工程创新实践

3.1 15 万 t 级煤电 CCUS 示范工程

2016 年以来,依托国家重点研发计划和系列企业级重点科技项目,国家能源集团联合国内高等院校、科研院所、设计单位等相关优势单位,在国能锦界电厂开展煤电 CCUS 技术攻关和工程示范。项目开发并应用了新型复合胺吸收剂、增强型改性塑料填料、汽提式降膜再沸器、高效节能工艺(级间冷却+分流解吸+机械式蒸汽再压缩(MVR)闪蒸)等新技术、新工艺和新设备,建成国内最大规模的 15

万 t/a 燃煤电厂燃烧后 CO₂ 捕集-驱油/封存全流程示范工程,于 2021 年 6 月 25 日一次通过 168 h 试运行。

该示范装置烟气由锦界电厂 1 号 600 MW 亚临界机组湿法脱硫后出口烟道引出,设计烟气量约 10 万 m³/h(湿基,主要组分见表 1),通过对烟气中低浓度 CO₂(体积分数约 11%)进行捕集、压缩、干燥、液化及储存,得到纯度高于 99%(体积分数,干基)的 CO₂,运行负荷为 50%~110%。锦界电厂位于能源金三角典型区域,周边油气和化工产业有液态 CO₂ 使用需求。15 万 t/a CCUS 示范装置捕集后的液态 CO₂ 产品通过槽车运离厂区,实现 100% 消纳利用,大部分用于附近油田驱油利用与封存;还有少部分用于化工利用,包括矿化养护固废制混凝土,以及作为附近化工企业原料定向转化制燃料/高值化学品(甲醇、碳酸二甲酯、丙二醇、小苏打、碳酸氢铵等)。

表 1 15 万 t/a CCUS 示范装置入口烟气组分(设计工况)

Table 1 Flue gas composition at the inlet of the 150 kt/a CCUS demonstration project (design condition)

组分	占比	组分	占比
CO ₂ 体积分数/%	11.1	HCl 体积分数/%	0.000 1
O ₂ 体积分数/%	6.1	HF 体积分数/%	0.000 1
N ₂ 体积分数/%	70.7	H ₂ O 体积分数/%	12.1
SO ₂ 质量浓度/ (mg·m ⁻³)	<35	NO _x 质量浓度/ (mg·m ⁻³)	<50
SO ₃	—	压力/kPa	-0.14
烟尘质量浓度/(mg·m ⁻³)	<10	温度/℃	40~50

3.2 工艺流程

15 万 t/a CCUS 示范装置工艺流程如图 2 所示,有关系统和装备现场情况如图 3 所示。在 CO₂ 驱油利用与封存、化工利用工艺环节中,工业级液态 CO₂ 产品主要作为原材料,所涉及的核心技术和设备主要由油气公司和化工企业掌握,本文不作详细探讨。为满足 CCUS 下游消纳的 CO₂ 利用和封存用户对产品纯度、杂质含量等指标的需求,对燃煤烟气中低浓度 CO₂ 进行低能耗吸收捕集环节是重中之重,且需要保证捕集后 CO₂ 的品质。

由图 2 和图 3 可知,15 万 t 级 CO₂ 吸收捕集示范装置可分为洗涤、捕集、压缩、干燥、液化、储存装车 6 个单元。

1) 洗涤单元:烟气从脱硫后出口烟道抽取,含有 SO₂、SO₃、NO_x 等强酸性物质,在水洗塔中进行洗涤净化,降低烟气对后续系统和吸收剂的影响。水洗水为电厂工业水,配有 pH 调节装置,通过碱液泵和 pH 计联合控制酸碱度。

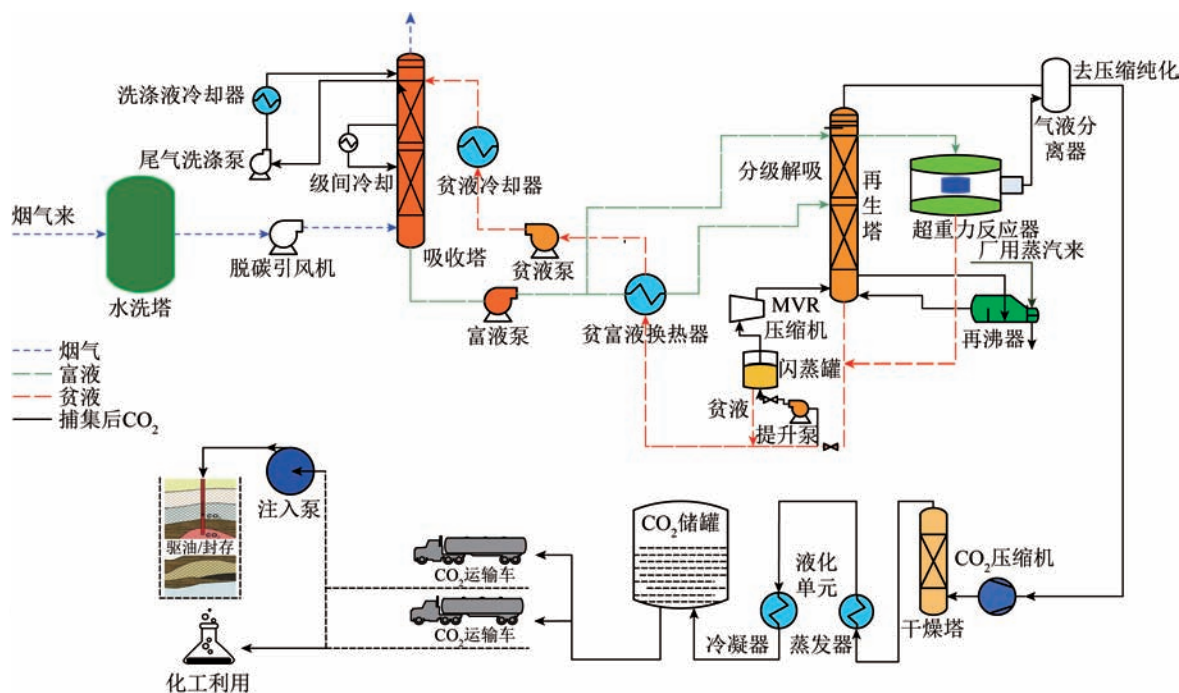


图2 15万 t/a CCUS 示范装置工艺流程

Fig.2 Process flow diagram of the 150 kt/a CCUS demonstration project



图3 15万 t/a CCUS 示范装置系统和装备

Fig.3 System and devices of the 150 kt/a CCUS demonstration project

2) 捕集单元:经水洗塔净化后的烟气由引风机送入吸收塔,利用新型复合胺吸收剂吸收烟气中 CO_2 ,为提高吸收能力,设置级间冷却工艺,从吸收塔中部对吸收液进行冷却,尾气由塔顶洗涤后排入大气;吸收 CO_2 后的富液由吸收塔塔底流出,经富液泵加压后分为2股,一股进入贫富液换热器,回收热量后进入再生塔,另一股直接送入再生塔上部;在再沸器加热作用下,通过汽提解吸出富液中的 CO_2 ;解吸后的富液变为贫液,从再生塔塔底流出,经贫液泵加压和MVR闪蒸回收贫液显热工艺处理后,送入贫富液换热器;解吸出的 CO_2 连同水蒸气从再生塔塔顶出,经气液分离器处理后得到纯度99.5%(干气)以上的 CO_2 产品气,送入压缩等后序工段。此

外,该示范装置同步设置了超重力反应器,与再生塔并列,处理能力为10%,用于验证超重力吸收剂再生技术的解吸能力。

3) 压缩单元:从再生塔出来的低压 CO_2 进入两级螺杆压缩机进行增压(按照 $2 \times 50\%$ 设置),通过低压级增压至0.8 MPa,之后经中间冷却器、气液分离器进入高压级压缩机,出口 CO_2 压力为2.5 MPa,温度为40℃。

4) 干燥单元:设计3台干燥塔,其中A、B塔交替进行干燥和再生,C塔用于辅助再生,实现连续生产。压缩后的 CO_2 气体进入干燥塔,采用复合硅胶脱水,产品 CO_2 气体水露点低于-40℃;硅胶干燥剂吸附饱和前进行干燥塔切换,采用干燥气对吸附饱和的硅胶进行热吹再生,吸水后的干燥气利用循环水进行冷却。

5) 液化单元:干燥后的气态 CO_2 经压缩、蒸发制冷、冷凝等方式液化冷却为液态 CO_2 (液化撬按照 $2 \times 50\%$ 设置),制冷量可根据负荷需求量自适应调节。

6) 储存装车单元:完全液化后的 CO_2 液体送至2台650 m³的 CO_2 储罐储存,储罐下部安装2套装车系统用于 CO_2 运输车(槽车)装运;储存一定量 CO_2 后,经装车泵增压,通过装车鹤管进行装车,储罐与槽车通过气相平衡线连通。

3.3 调试运行试验结果

依据JB/T 12535—2015《燃煤烟气碳捕集装置

调试规范》,15万 t/a CCUS 示范装置于2021年6月18日整套启动一次成功,进入168 h试运行,并于2021年6月25日顺利通过,其间实现连续满负荷稳定运行72 h。为获得CO₂浓度、捕集率、能耗等核心数据,采用CO₂气体分析仪、烟气排放连续监测系统(CEMS)、露点分析仪、流量计等仪器仪表进行现场测试分析,主要技术指标见表2。试运行期间,依托机组负荷保持稳定、煤质和燃料配比保持一致,CCUS 示范装置连续产出纯度99.5%的工业级液态CO₂,满负荷运行时生产能力高于18.75 t/h,通过系统工艺集成,实现了低浓度、大流量燃煤烟气CO₂捕集率>90%、再生能耗<2.4 GJ/t(以CO₂计)的重大突破,液态CO₂产品全部用于驱油封存和化工利用(消纳率达到100%),产品品质、综合能耗、热控/电气保护、测点/仪表投入等关键指标均满足设计要求。

表2 168 h 试运期间主要技术指标
Table 2 Main technical parameters during the 168 h trial operation period

项目	数值
烟气处理量(额定)/(m ³ ·h ⁻¹)	100 000
产品气 CO ₂ ≥99.5%(干基)/(t·h ⁻¹)	18.75
CO ₂ 捕集率/%	>90
CO ₂ 再生能耗(以CO ₂ 计)/(GJ·t ⁻¹)	<2.4
消耗定 循环冷却水(以CO ₂ 计)/(t·t ⁻¹)	~138.5
额 蒸汽(0.3 MPa)(以CO ₂ 计)/(t·t ⁻¹)	≤1.27
蒸汽(1.0 MPa)(以CO ₂ 计)/(t·t ⁻¹)	≤0.08
蒸汽(0.63 MPa)(以CO ₂ 计)/(t·t ⁻¹)	≤0.27
胺溶剂(以CO ₂ 计)/(kg·t ⁻¹)	≤1

3.3.1 CO₂捕集效果分析

168 h 试运期间,该示范装置采用质量分数30%的复合胺吸收剂,运行负荷为50%、75%和100%,不同运行负荷工况下保持烟气量稳定,烟气中CO₂体积分数的波动区间为11%~15%,吸收塔进出口的贫富液负荷基本在每升复合胺溶液5 L CO₂波动。

CO₂捕集率是衡量吸收塔运行特性的重要指标,试运过程中主要通过控制吸收剂溶液循环量来调节碳捕集效果,CO₂捕集效率和贫富液循环流量随时间的变化如图4所示,可知该示范装置在不同负荷条件下运行稳定,表现出较优越的CO₂捕集性能,捕集率基本保持在90%以上,吸收剂溶液循环量为265~450 m³/h。当捕集负荷为50%时,贫液负荷保持在每升胺溶液19.4 L CO₂左右,为实现90%

以上的捕集率,贫富液循环流量控制在275 m³/h左右;随着捕集负荷的升高,贫富液循环流量逐渐增加,75%负荷工况下控制在375 m³/h左右,100%满负荷时进一步提高至440 m³/h左右,可见贫液和烟气的液气比逐渐减小,说明吸收塔内部CO₂吸收反应可能更受热力学控制,吸收剂尚未达到饱和状态。此外,100%负荷工况贫液负荷约为每升胺溶液22.2 L CO₂,较50%负荷工况仅增加14.4%,表明满负荷运行时综合考虑了再生能耗和捕集效果,并未仅追求更大的贫液解吸深度。

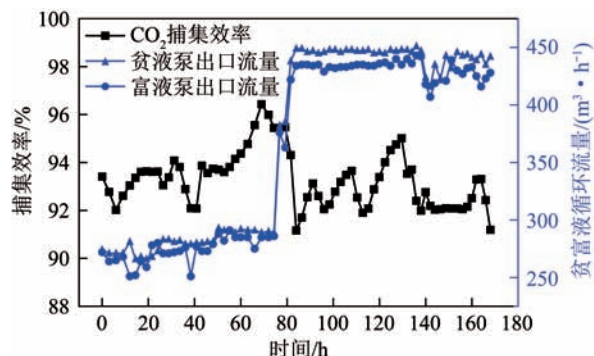


图4 168 h 试运期间碳捕集率和贫富液流量的变化情况
Fig.4 Changes of CO₂ capture rate and rich-lean circulation flow during the 168 h trial operation period

复合胺吸收剂对CO₂的吸收过程属于放热反应,为克服吸收剂温度上升导致塔底溶液吸收能力下降的影响,该示范装置在吸收塔最下层填料上方增设了级间冷却节能工艺,用于冷却由上部通往下部的高温吸收剂。图5给出了试运期间吸收塔级间冷却液流量和温度随时间的变化情况,可见级间冷却液流量在50%负荷工况下控制在195 m³/h左右,满负荷时则提高至300 m³/h左右,与进塔贫液流量的变化趋势显著相关。从图5中还可发现,试运行过程中级间冷却温度在30~55℃调节,基本控制在40~50℃,吸收塔塔底溶液温度与之具有较好的跟随性(主要在45~55℃波动),说明吸收塔中下部的气液反应温度能够得到有效控制,有助于提高塔底富液CO₂负荷,从而降低再生能耗。

3.3.2 再生塔运行特性分析

图6给出了再生塔主要运行参数随时间的变化情况,试运期间富液分级流和贫液MVR闪蒸工艺正常投入使用。由图6可知,降膜再沸器再生蒸汽参数较稳定,基本控制在0.30~0.33 MPa、140~148℃,满足设计和运行要求;再沸器入口蒸汽流量在13~25 t/h,再生塔底部贫液温度稳定在102~108℃,其中50%负荷运行时蒸汽耗量为13~15 t/h,100%负荷运行时蒸汽耗量提升至22~25 t/h,而塔底贫

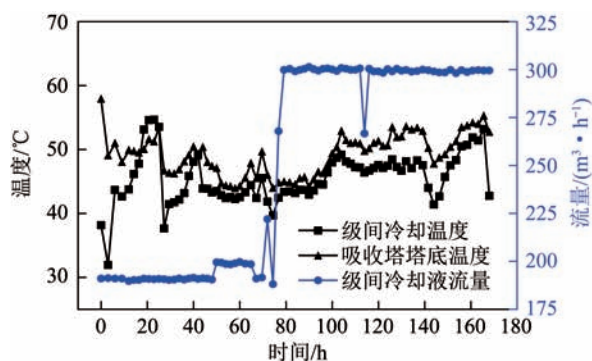


图5 168 h 试运期间吸收塔级间冷却工艺运行情况

Fig.5 Operation of absorber inter-cooling process during the 168 h trial operation period

液温度与负荷无显著关系,说明满负荷工况具有相对较低的再生能耗,这与富液循环量、富液 CO_2 负荷、再生程度等参数密切相关。此外,试运过程中再生塔出口再生气温度为 $84 \sim 94^\circ\text{C}$,冷却后温度稳定在设计值 40°C 以下, CO_2 体积分数高于 99.5% (体积分数,干基), CO_2 产量 $>18.75 \text{ t/h}$,结合水蒸气与凝结水比焓测算,再生能耗(蒸汽热耗)为 $2.35 \sim 2.60 \text{ GJ/t}$ (以 CO_2 计),与传统乙醇胺(MEA) 4.0 GJ/t (以 CO_2 计)的再生能耗相比,降低约 40%,效果十分显著。需要说明的是,新型节能工艺的性能分析及运行优化将在未来长周期试验评估中进行深入研究。

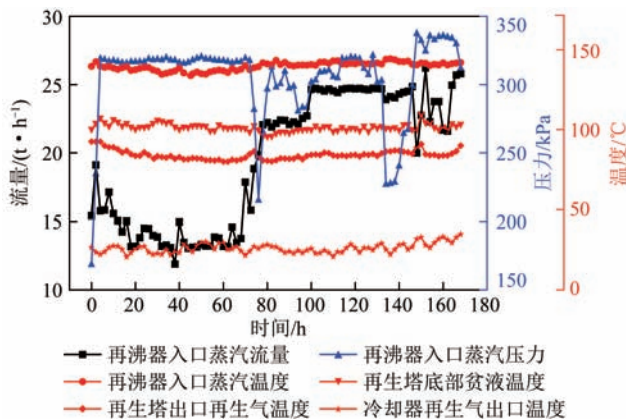


图6 168 h 试运期间再生塔运行情况

Fig.6 Operation of stripper during the 168 h trial operation period

3.3.3 CO_2 产品性能分析

168 h 试运行期间,用于增压再生气(CO_2 混合气体)的压缩单元运行相对平稳,50%低负荷运行时启动单列压缩机,高负荷工况下 2 列压缩机并列运行,入口压力约 0.32 MPa ,出口压力稳定在 2.3 MPa 左右;干燥单元同样保持稳定运行,干燥后 CO_2 纯度 $>99.5\%$,最高达到 99.99%,干燥气水露点温度通常

低于 -90°C ,优于设计值 -40°C ,干燥性能十分优异;液化单元的运行模式与压缩单元较类似,低负荷时投运单列,高负荷时双列并列运行,出口得到的液态 CO_2 产品温度控制在 $-16 \sim -21^\circ\text{C}$,压力 2.0 MPa 左右,运行状态和产品参数较稳定(图 7)。液态 CO_2 产品的纯度、杂质含量等性能指标完全满足驱油利用与封存、化工利用等消纳利用途径的要求。

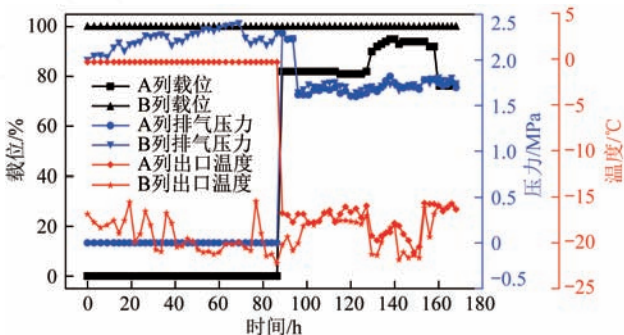


图7 168 h 试运期间液化单元运行情况

Fig.7 Operation of liquefying unit during the 168 h trial operation period

4 结论与展望

1) 全球超过 2/3 的国家已提出碳中和目标,我国碳中和目标实现任务重、周期短、难度大,面临企业经营成本增加、核心技术供给不足、碳排放权交易体系有待完善等多重挑战。

2) 国外已建成百万吨级煤电 CCUS 示范项目,我国投运示范项目的捕集规模以 10 万 t 级为主,但 CCUS 技术发展迅速,逐步具备大规模捕集、利用、封存 CO_2 的工程能力。

3) 依托国能锦界电厂 600 MW 亚临界机组,建成国内最大规模的 15 万 t/a 煤电燃烧后 CO_2 捕集-驱油/封存全流程示范工程,于 2021 年 6 月 25 日一次通过 168 h 试运行,其间连续满负荷运行 72 h,实现 CO_2 捕集率 $>90\%$ 、 CO_2 体积分数 $>99.5\%$ 、再生能耗 $<2.4 \text{ GJ/t}$ (以 CO_2 计),不同负荷工况各单元关键指标均满足设计值且运行稳定,今后将致力于提升该示范装置在随时切换测试验证低能耗新型吸收剂、低成本高效节能新设备和再生新工艺等方面的拓展能力。

4) 168 h 试运行期间,吸收剂溶液循环量为 $265 \sim 450 \text{ m}^3/\text{h}$,满负荷时液气比相对较小,且并非仅追求贫液解吸深度;吸收塔级间冷却温度为 $40 \sim 50^\circ\text{C}$,塔底富液温度得以控制,有效提高富液 CO_2 负荷;正常投用富液分级流和贫液 MVR 闪蒸工艺,再沸器蒸汽耗量为 $13 \sim 25 \text{ t/h}$,再生塔底部贫液温度可稳

定在 102~108 ℃,满负荷时再生能耗相对较低,与传统 MEA 工艺相比降低约 40%;在压缩、干燥、液化等单元作用下,CCUS 示范装置得到的 CO₂ 产品气纯度最高可达到 99.99%,参数稳定在 -16~-21 ℃、2.0 MPa 左右,优于设计指标。

5)为科学合理布局煤电全烟气 CCUS 示范工程,加快 CCUS 技术的商业推广应用,建议加大 CCUS 科技攻关力度、产业集群规划建设部署、发展战略及政策研究,重点聚焦低损耗新型吸收剂开发、CO₂ 捕集优化及全系统耦合集成、CO₂ 多途径综合利用等方面技术攻关,建立健全 CCUS 产业政策与商业化运营模式,进一步提升 CCUS 产业全链条的经济性,构建出适合我国国情的煤基能源 CCUS 研发创新体系和产业推广体系。

参考文献(References):

- [1] 中华人民共和国国家统计局. 中华人民共和国 2021 年国民经济和社会发展统计公报 [EB/OL]. (2022-02-28) [2023-02-10]. http://www.stats.gov.cn/xgk/sjfb/zxfb2020/202202/t20220228_1827971.html.
- [2] 单葆国, 冀星沛, 许传龙, 等. 近期全球能源供需形势分析及中国能源电力保供策略[J]. 中国电力, 2022, 55(10): 1-13. SHAN Baoguo, JI Xingpei, XU Chuanlong, et al. Recent situation of global energy supply-demand and guarantee strategy of China's energy and power supply[J]. Electric Power, 2022, 55(10): 1-13.
- [3] 辛保安, 陈梅, 赵鹏, 等. 碳中和目标下考虑供电安全约束的我国煤电退减路径研究[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(19): 6919-6931. XIN Bao'an, CHEN Mei, ZHAO Peng, et al. Research on coal power generation reduction path considering power supply adequacy constraints under carbon neutrality target in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(19): 6919-6931.
- [4] 舒章康, 李文鑫, 张建云, 等. 中国极端降水和高温历史变化及未来趋势[J]. 中国工程科学, 2022, 24(5): 116-125. SHU Zhangkang, LI Wenxin, ZHANG Jianyun, et al. Historical changes and future trends of extreme precipitation and high temperature in China[J]. Strategic Study of CAE, 2022, 24(5): 116-125.
- [5] 新华社. 习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上发表重要讲话 [EB/OL]. (2020-09-22) [2023-02-10]. http://www.gov.cn/xinwen/2020-09/22/content_5546168.htm.
- [6] 胡道成, 张帅, 韩涛, 等. 碳中和目标下发电领域低碳转型路径[J]. 洁净煤技术, 2022, 28(7): 23-33. HU Daocheng, ZHANG Shuai, HAN Tao, et al. Research on the low carbon transformation path of power generation under the goal of carbon neutralization[J]. Clean Coal Technology, 2022, 28(7): 23-33.
- [7] IEA. Global Energy Review: CO₂ Emissions in 2021 [EB/OL]. (2021-03-22) [2023-02-10]. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/global-energy-review-co2-emissions-in-2021>.
- [8] IEA. Energy technology perspectives 2020: Special report on carbon capture utilisation and storage [EB/OL]. (2020-09-01) [2023-02-10]. <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>.
- [9] 张贤, 李阳, 马乔, 等. 我国碳捕集利用与封存技术发展研究[J]. 中国工程科学, 2021, 23(6): 70-80. ZHANG Xian, LI Yang, MA Qiao, et al. Development of carbon capture, utilization and storage technology in China[J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(6): 70-80.
- [10] IPCC. AR5 climate change 2014: Mitigation of climate change: Contribution of working group III to the fifth assessment report of the intergovernmental panel on climate change [M]. UK: Cambridge University Press, 2014.
- [11] IPCC. Climate change 2014 [M]. UK: Cambridge University Press, 2014.
- [12] IPCC. Global warming of 1.5 ℃: An IPCC special report on the impacts of global warming of 1.5 ℃ above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty [R/OL]. [2022-12-10]. <https://www.ipcc.com>.
- [13] 王灿, 张雅欣. 碳中和愿景的实现路径与政策体系[J]. 中国环境管理, 2020, 12(6): 58-64. WANG Can, ZHANG Yaxin. Implementation pathway and policy system of carbon neutrality vision[J]. Chinese Journal of Environmental Management, 2020, 12(6): 58-64.
- [14] 吴何来, 李汪繁, 丁先. “双碳”目标下我国碳捕集、利用与封存政策分析及建议[J]. 电力建设, 2022, 43(4): 28-57. WU Helai, LI Wangfan, DING Xian. Policy analysis and suggestion for carbon capture, utilization and storage under double carbon target in China[J]. Electric Power Construction, 2022, 43(4): 28-57.
- [15] 李娜娜, 赵晏强, 秦阿宁, 等. 国际碳捕集、利用与封存科技战略与科技发展态势分析[J]. 热力发电, 2022, 51(10): 19-27. LI Nana, ZHAO Yanqiang, QIN Anning, et al. Analysis of international carbon capture, utilization and storage strategy and scientific development trend[J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(10): 19-27.
- [16] COMMISSION E. A European Green Deal: Striving to be the first climate-neutral continent. [EB/OL]. (2022-12-30) [2023-02-10]. https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en.
- [17] CRISIS H S C. Solving the climate crisis [EB/OL]. (2022-11-30) [2023-02-10]. <https://climatecrisis.house.gov/sites/climatecrisis.house.gov/files/Climate%20Crisis%20Action%20Plan.pdf>.
- [18] 刘平, 刘亮. 日本迈向碳中和的产业绿色发展战略: 基于对《2050 年实现碳中和的绿色成长战略》的考察[J]. 现代日本经济, 2021, 40(4): 14-27. LIU Ping, LIU Liang. Japan's green industrial development strat-

- egy towards carbon neutral: Based on the review of "Green Growth Strategy through Achieving Carbon Neutrality in 2050" [J]. Contemporary Economy of Japan, 2021, 40(4):14-27.
- [19] 张希良, 张达, 余润心. 中国特色全国碳市场设计理论与实践[J]. 管理世界, 2021, 37(8):80-95.
- ZHANG Xiliang, ZHANG Da, YU Runxin. Theory and practice of China's national carbon emissions trading system [J]. Management World, 2021, 37(8):80-95.
- [20] 秦博宇, 周星月, 丁涛, 等. 全球碳市场发展现状综述及中国碳市场建设展望[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(21):186-199.
- QIN Boyu, ZHOU Xingyue, DING Tao, et al. Review on development of global carbon market and prospect of China's carbon market construction [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(21):186-199.
- [21] 黄晟, 王静宇, 郭沛, 等. 碳中和目标下能源结构优化的近期策略与远期展望[J]. 化工进展, 2022, 41(11):5695-5708.
- HUANG Sheng, WANG Jingyu, GUO Pei, et al. Short-term strategy and long-term prospect of energy structure optimization under carbon neutrality target [J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2022, 41(11):5695-5708.
- [22] 中华人民共和国国务院新闻办公室. 《中国应对气候变化的政策与行动》白皮书 [EB/OL]. (2021-10-02) [2023-02-10]. <http://www.scio.gov.cn/ztk/dtz/44689/47315/index.htm>.
- [23] 梁希, 吴怡, 董白桦, 等. 以碳市场引导能源行业转型: 欧盟经验与借鉴[J]. 环境保护, 2022, 50(10):24-27.
- LIANG Xi, WU Yi, DONG Baihua, et al. Carbon market driving energy transition: EU experiences and implications [J]. Environmental Protection, 2022, 50(10):24-27.
- [24] 全球能源互联网发展合作组织. 中国 2060 年前碳中和研究报告 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2021.
- [25] 李琦, 刘桂臻, 李小春, 等. 多维度视角下 CO₂ 捕集利用与封存技术的代际演变与预设[J]. 工程科学与技术, 2022, 54(1):157-166.
- LI Qi, LIU Guizhen, LI Xiaochun, et al. Intergenerational evolution and presupposition of CCUS technology from a multidimensional perspective [J]. Advanced Engineering Sciences, 2022, 54(1):157-166.
- [26] TURAN G, ZAPANTIS A. 全球碳捕集与封存现状 2021 [R]. 2021.
- [27] MA J, LI L, WANG H, et al. Carbon capture and storage: History and the road ahead [J]. Engineering, 2022, 14(7):33-43.
- [28] 赵志强, 张贺, 焦畅, 等. 全球 CCUS 技术和应用现状分析 [J]. 现代化工, 2021, 41(4):5-10.
- ZHAO Zhiqiang, ZHANG He, JIAO Chang, et al. Review on global CCUS technology and application [J]. Modern Chemical Industry, 2021, 41(4):5-10.
- [29] 桑树勋, 袁亮, 刘世奇, 等. 碳中和地质技术及其煤炭低碳化应用前瞻[J]. 煤炭学报, 2022, 47(4):1430-1451.
- SANG Shuxun, YUAN Liang, LIU Shiqi, et al. Geological technology for carbon neutrality and its application prospect for low carbon coal exploitation and utilization [J]. Journal of China Coal Society, 2022, 47(4):1430-1451.
- [30] 蔡博峰, 李琦, 张贤, 等. 中国二氧化碳捕集利用与封存 (CCUS) 年度报告 (2021): 中国 CCUS 路径研究 [R]. 北京: 生态环境部环境规划院, 2021.
- [31] 黄斌, 许世森, 郜时旺, 等. 华能北京热电厂 CO₂ 捕集工业试验研究 [J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(17):14-20.
- HUANG Bin, XU Shisen, GAO Shiwang, et al. Industrial test of CO₂ capture in Huaneng Beijing coal-fired power station [J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(17):14-20.
- [32] 王金意, 牛红伟, 刘练波, 等. 燃煤电厂烟气新型 CO₂ 吸收剂开发与工程应用 [J]. 热力发电, 2021, 50(1):54-61.
- WANG Jinyi, NIU Hongwei, LIU Lianbo, et al. Development and engineering application of new absorption solvent for CO₂ capture from flue gas of coal-fired power plant [J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(1):54-61.
- [33] CUI Q, ZHAO R, WANG T, et al. A 150 000 t/a post-combustion carbon capture and storage demonstration project for coal-fired power plants [J]. Engineering, 2022, 14(7):22-26.
- [34] 刘牧心, 梁希, 林千果. 碳中和背景下中国碳捕集、利用与封存项目经济效益和风险评估研究 [J]. 热力发电, 2021, 50(9):18-26.
- LIU Muxin, LIANG Xi, LIN Qianqu. Economic analysis and risk assessment for carbon capture, utilization and storage project under the background of carbon neutrality in China [J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(9):18-26.
- [35] 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.
- [36] 樊强, 许世森, 刘沅, 等. 基于 IGCC 的燃烧前 CO₂ 捕集技术应用与示范 [J]. 中国电力, 2017, 50(5):162-167.
- FAN Qiang, XU Shisen, LIU Yuan, et al. Application and demonstration of IGCC: Based pre-combustion CO₂ capture technology [J]. Electric Power, 2017, 50(5):162-167.
- [37] 郭军军, 张泰, 李鹏飞, 等. 中国煤粉富氧燃烧的工业示范进展及展望 [J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(4):1197-1208.
- GUO Junjun, ZHANG Tai, LI Pengfei, et al. Industrial demonstration progress and trend in pulverized coal oxy-fuel combustion in China [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(4):1197-1208.
- [38] 王永胜. 中国神华煤制油深部咸水层二氧化碳捕集与地质封存项目环境风险后评估研究 [J]. 环境工程, 2018, 36(2):21-26.
- WANG Yongsheng. Research of the environmental risk assessment of capture and aquifer geologic storage project in China Shenhua coal to oil [J]. Environmental Engineering, 2018, 36(2):21-26.
- [39] 郭雪飞, 孙洋洲, 张敏吉, 等. 油气行业二氧化碳资源化利用技术途径探讨 [J]. 国际石油经济, 2022, 30(1):59-66.

- GUO Xuefei, SUN Yangzhou, ZHANG Minji, et al. Discussion on technical approaches of carbon dioxide resource utilization in oil and gas industry [J]. International Petroleum Economics, 2022, 30(1):59-66.
- [40] 王集杰, 韩哲, 陈思宇, 等. 太阳燃料甲醇合成[J]. 化工进展, 2022, 41(3):1309-1317.
- WANG Jijie, HAN Zhe, CHEN Siyu, et al. Liquid sunshine methanol[J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2022, 41(3):1309-1317.
- [41] 高悦齐, 杨有为, 李安泰, 等. CO₂经碳酸乙烯酯加氢联产甲醇和乙二醇研究进展[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(4):1217-1226.
- GAO Yueqi, YANG Youwei, LI Antai, et al. Research progress on conversion of CO₂ to co-production of methanol and ethylene glycol via ethylene carbonate hydrogenation[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(4):1217-1226.
- [42] 桑树勋, 刘世奇, 陆诗建, 等. 工程化 CCUS 全流程技术及其进展[J]. 油气藏评价与开发, 2022, 12(5):711-725.
- SANG Shuxun, LIU Shiqi, LU Shijian, et al. Engineered full flowsheet technology of CCUS and its research progress[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(5):711-725.

