

DOI: 10.3969/j.issn.2097-0706.2022.06.009

MEA溶液在生物质电厂和燃煤电厂捕集CO₂中的应用对比

Application of MEA solution in the CO₂ capture in biomass power plants and coal-fired power plants

胡长征, 王雅博, 刘圣春*

HU Changzheng, WANG Yabo, LIU Shengchun*

(天津商业大学 天津市制冷技术重点实验室, 天津 300134)

(Tianjin Key Laboratory of Refrigeration Technology, Tianjin University of Commerce, Tianjin 300134, China)

摘要:为实现全球温升1.5℃以下的气候目标,需要减少化石燃料的使用和温室气体排放,带有碳捕集与封存生物能源(BECCS)技术已得到广泛关注。对以单乙醇胺(MEA)溶液作为溶剂的化学吸收碳捕集系统进行建模。以采用了3种生物质(木头,草本生物质和固体垃圾)为燃料的生物质电厂和使用了2种燃煤(烟煤和褐煤)为燃料的火电厂为例,分析了从生物质电厂捕集到的烟气组成以及碳捕集系统的CO₂捕集率、能耗和经济效益,并将结果与燃煤电厂的碳捕集结果进行对比。结果表明:生物质电厂产生的烟气组成与生物质种类相关,与燃煤电厂的碳捕集情况相比,生物质燃烧烟气中CO₂体积分数分布更广;相同溶剂条件下,除草本生物质外,捕集系统对生物质燃烧烟气的碳捕集率为63.73%~92.08%,高于燃煤烟气的59.24%~79.53%;除城市固体垃圾外,从生物质电厂碳捕集系统的再沸器单位能耗和冷凝器单位能耗分别为3.89~4.00 GJ/t和1.57~1.71 GJ/t,低于燃煤电厂所需的3.90~4.29 GJ/t和1.61~1.97 GJ/t;从生物质燃烧烟气捕集CO₂造成MEA降解更少;在保证热电厂热量输入的情况下,虽然捕集系统对燃煤电厂经济效益的提升大于生物质电厂,但后者的经济效益更好。

关键词:碳中和;碳捕集;生物质;再沸器单位能耗;经济效益;乙醇胺

中图分类号:TK 284.9;TM 732

文献标志码:A

文章编号:2097-0706(2022)06-0078-08

Abstract: To make a commitment on limiting temperature rise to 1.5 °C, it is necessary to reduce the fossil fuel consumptions and greenhouse gas emissions. The bioenergy with carbon capture and storage (BECCS) technology has received extensive attention. A model of monoethanolamine (MEA)-based chemical absorption CO₂ capture systems is developed. By comparing the performances of carbon capture systems in the biomass power plants taking wood, herb biomass and municipal solid waste as fuels and the coal-fired power plants taking bituminous and lignite as fuels, it is found that their flue gas composition are varied, and the CO₂ capture rate, energy consumption and economic benefits of installing CO₂ capture systems are different. The simulation results show that the CO₂ volume fractions in biomass-combusted flue gas (bio-FG) whose components are varied with the types of fuels are more widely distributed than that in coal-fired flue gas. With the same lean MEA solution, the capture system's CO₂ capture rate of bio-FG, except herbal biomass, reaches 63.73%~92.08%. It is higher than that of coal-fired flue gas which is 59.24%~79.53%. Except municipal solid waste's flue, the reboiler energy penalty and condenser energy penalty of bio-FG are 3.89~4.00 GJ/t and 1.57~1.71 GJ/t, respectively. They are lower than that of coal-fired flue gas which are 3.90~4.29 GJ/t and 1.61~1.97 GJ/t, respectively. Bio-FG leads to a slower oxidative degradation of MEA. On the premise of consistent and sufficient heat supply, the economic benefit brought by the installation of a CO₂ capture system to a coal fired power plant is larger than that to a biomass power plant, however, the overall economic benefit of the biomass power plant is higher.

Keywords: carbon neutrality; carbon capture; biomass; reboiler energy penalty; economic benefit; MEA

收稿日期:2022-03-24;修回日期:2022-04-25

基金项目:天津市教委科研计划重点项目(2021ZD031);
2020年度天津市研究生科研创新项目(2020
YJSS063)

0 引言

根据联合国环境规划署报告:为实现全球1.5℃气候目标,在2020—2030年,每年CO₂排放量

需减少7.6%^[1]。为了同时满足经济和环境要求,碳的负排放技术(NETs)受到越来越多的关注。其中,带有碳捕集与封存生物能源(BECCS)是最有潜力的NETs^[2]。作为CO₂最大排放国^[3],我国承诺“二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值,努力争取2060年前实现碳中和”。鉴于我国的能源结构和存赋特点,BECCS对实现我国碳中和目标中具有重要意义,至2060年我国需通过BECCS完成碳减排3~6 Gt^[4-5]。

BECCS由生物质能利用和CO₂捕集等部分组成。在众多的生物质能利用过程中,生物质燃烧是全球95%~97%生物能源的转化路径^[6]。化学吸收碳捕集(CA)技术因适用于CO₂中/低浓度的烟气而被广泛应用于燃烧后捕集(PCC)。乙醇胺(MEA)作为CA过程中最广泛的溶剂,已经实现商业化应用^[7]。然而基于MEA的CA系统仍存在一些缺陷,较高的溶液再生能耗和MEA降解引起的溶剂损失是MEA溶液在PCC应用中面临的主要技术经济问题^[8]。为解决这一问题,很多学者对用于CA过程的溶液进行了开发,如氨水、烷醇胺与聚乙二醇的混合物、碳酸钠-碳酸氢钠溶液、哌嗪与胺的混合物以及离子液体等^[2]。其中,氨水因其较高的CO₂吸收能力、无氧化降解和腐蚀问题、较低的溶液再生能耗以及更低的价格,被认为是最有可能替代MEA的溶剂。但氨水生产和使用过程中对环境的影响远大于MEA^[2,9]。目前氨水多用于燃煤电厂捕集CO₂的过程,而MEA已成功应用于生物质电厂捕集CO₂的中试阶段^[9]。

近年来,国内外已经对BECCS进行了深入的研究。例如,英国Drax公司的试点项目实现了全球首次从以100%生物质为原料的发电厂烟气中捕集CO₂^[10]。日本三河电厂发起的“可持续碳捕集与封存(CCS)技术示范项目”,利用BECCS技术捕获由以棕榈壳为主要燃料的火电厂排放的CO₂,达500 t/d以上^[11]。美国伊利诺伊州的IBDP项目可从玉米-乙醇生产厂中捕集排放出的CO₂,多达1 Mt/a^[12]。此外,众多学者通过模拟计算对采用MEA溶液的BECCS的技术性和经济性进行了研究。Ali等^[13]评估了MEA溶液对从以天然气、煤炭和生物质为原料的火电厂排放的CO₂的捕集潜力。Dinca等^[14]使用MEA溶液捕集从生物质气化发电厂产生的合成气中的CO₂,分析了不同贫液负载对CO₂捕集率和溶液再生能耗的影响。Zang等^[15]对CCS系统后的生物质气化联合循环进行了技术和经济分析。Pour等^[16]探究了以城市固体垃圾(MSW)为原料的电厂与胺基CA系统集成后的经济效益。然而,有关

BECCS的研究大多基于单一生物质进行,没有考虑生物质多样性和溶剂降解对CCS系统性能和经济效益的影响。随着我国碳交易市场的开放和发展,CCS系统对电厂经济效益的影响将发生巨大变化。本文以MEA溶液为吸收剂,以3种生物质和2种燃煤产生的烟气为研究对象,通过对比烟气处理流程、烟气组分、CO₂减排能力、能耗和电厂经济效益,分析胺基CA系统从生物质和煤电厂捕集CO₂的区别,结果将对有关流程的集成和优化提供参考。

1 模型描述及验证

1.1 模型描述

使用Aspen HYSYS建立胺基CA模型,如图1所示:烟气从填料吸收塔底部进入,与塔顶流下的MEA贫液逆流接触,烟气中的CO₂被贫液吸收;吸收CO₂后的溶液(富液)经加压、升温后流入解吸塔再生,解吸出的CO₂在解吸塔冷凝器提纯后输向下游工艺;再生后的循环溶液经MEA和H₂O的补充后回流到吸收塔以循环使用。模型采用速率模型描述吸收塔和解吸塔内的传热、传质过程,以Aspen HYSYS软件内置的化学溶液去除酸性气体专用物性模型计算MEA-CO₂-H₂O系统的气液相平衡、热容和CO₂吸收焓等热物性。捕集系统各部件运行参数见表1^[17]。

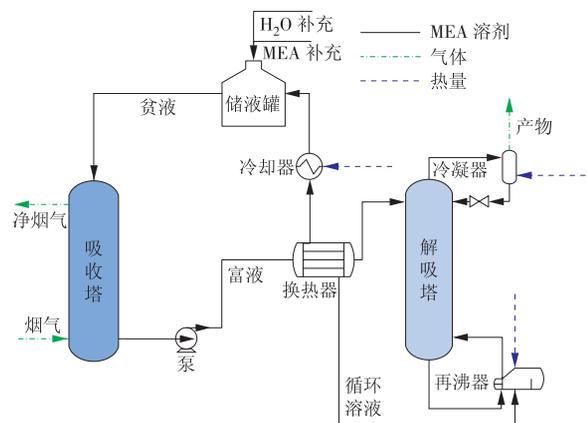


图1 胺基CA系统CO₂捕集流程

Fig. 1 CO₂ capture in an amine-based CA system

1.2 模型验证

为验证模型的准确性,本文将CO₂去除率、CO₂捕集率、产物中CO₂纯度、再沸器负荷以及再沸器单位能耗等性能参数与欧盟CASTOR项目的试验数据^[16]进行了对比。用于模型验证的溶液和烟气参数见表2。各性能参数的计算如下,

$$\text{CO}_2\text{去除率} = \frac{\text{净烟气中CO}_2\text{质量流量}}{\text{烟气中CO}_2\text{质量流量}} \times 100\%, (1)$$

$$\text{CO}_2\text{捕集率} = \frac{\text{产物中CO}_2\text{质量流量}}{\text{烟气中CO}_2\text{质量流量}} \times 100\%, \quad (2)$$

$$\text{再沸器单位能耗} = \frac{\text{再沸器负荷}}{\text{产物中CO}_2\text{质量流量}}。 \quad (3)$$

表 1 模型输入值

Table 1 Inputs of the model

参数		输入值
MEA 溶液 (质量分数 30%)	贫液流量/(kg·h ⁻¹)	200
	贫液温度/K	313.00
吸收塔	填料高度/m	4.20
	塔直径/mm	125
	填料	Sulzer Mellapak 250Y
	塔底压力/kPa	101
解吸塔	填料高度/m	2.52
	塔径/mm	125
	填料	Sulzer Mellapak 250Y
	冷凝器温度/K	291.45
	冷凝器压力/kPa	200

表 2 模拟验证的输入值^[17]

Table 2 Inputs for the validation tests^[17]

参数		试验 1	试验 2
试验条件	燃料	天然气	煤
	烟气流量/(kg·h ⁻¹)	72.0	72.4
	烟气压力/kPa	100.5	101.0
	温度/K	321	321
烟气组成	ω(N ₂)/%	74.3	67.2
	ω(O ₂)/%	10.1	9.4
	ω(H ₂ O)/%	7.1	6.9
	ω(CO ₂)/%	8.5	16.5
贫液负载率/(mol·mol ⁻¹)	0.386	0.308	

模型验证的具体结果见表 3,模拟与试验值的相对误差如图 2 所示。模拟结果与试验结果较为一致,证明该模型可用于预测基于 MEA 的 CA 过程。

2 烟气净化过程及烟气组分

2020 年我国煤电装机总量达 1 049.00 GW,发电量为 4 629.6 TW·h,CO₂排放强度约为 832 g/(kW·h)。同期,我国生物质发电装机总量为 29.52 GW,发电量为 132.6 TW·h^[18]。为加快我国能源转型、持续优化能源结构,到 2025 年,我国生物质发电装机总量将达到 65.00 GW,燃煤电厂碳排放强度需降至约 505 g/(kW·h)^[19]。作为助力电力行业碳减排的重要手段,CO₂捕集技术与电厂的集成和优化将迎来新机遇和挑战。深入了解 CO₂捕集技术在燃煤电厂和生物质电厂中的应用,对推广和部署 CCS 装置具有重要意义。

表 3 模拟与试验结果对比

Table 3 Comparison between the experimental and simulation results

项目	试验 1	试验 2	
CO ₂ 去除率	试验值/%	75.9	51.3
	模拟值/%	77.6	52.0
	误差/%	2.2	1.4
CO ₂ 捕集率	试验值/%	76.0	51.2
	模拟值/%	77.2	52.0
	误差/%	1.6	1.6
CO ₂ 质量分数	试验值/%	99.6	99.6
	模拟值/%	99.5	99.5
	误差/%	0.1	0.1
再沸器负荷	试验值/kW	6.5	6.8
	模拟值/kW	6.7	6.5
	误差/%	3.1	4.4
再沸器单位能耗	试验值/(GJ·t ⁻¹)	5.0	4.0
	模拟值/(GJ·t ⁻¹)	5.1	3.8
	误差/%	2.0	5.0

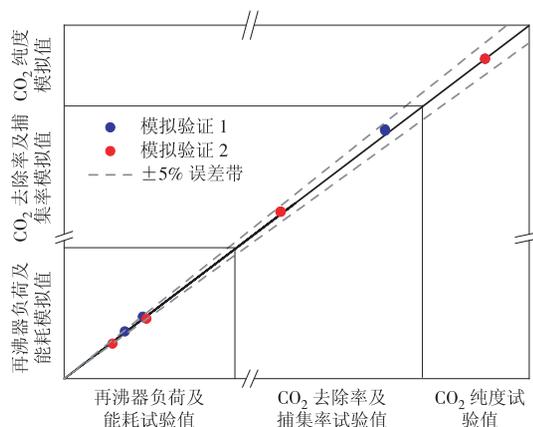


图 2 模拟与试验结果对比

Fig. 2 Comparison the results of experimental and simulation

由于生物质和煤的成分、燃烧条件不同,产生的烟气在进入捕集系统前的清洗过程存在差异。如图 3 所示,在生物质电厂烟气净化过程中,因为烟气中含氮量较低,常使用选择性非催化还原(SNCR)代替选择性催化还原(SCR)去除烟气中 NO_x。多数生物质烟气中的含硫量低于煤燃烧产生的烟气,因此可采用干法脱硫代替湿法脱硫去除生物质烟气中的 SO_x。关于烟气中颗粒物的去除,由于生物质电厂规模通常较小,采用袋式除尘器比电除尘器(ESP)更加经济^[20]。

进入捕集系统的烟气组成会显著影响捕集系统运行性能,因此烟气组分的表征格外重要。生物质的多样性导致其烟气组分与燃煤烟气组分存在明显差别。本文选取生物质电厂常用的 3 种原料(木质生物(WD)、草本生物质(HB)、城市固体垃圾

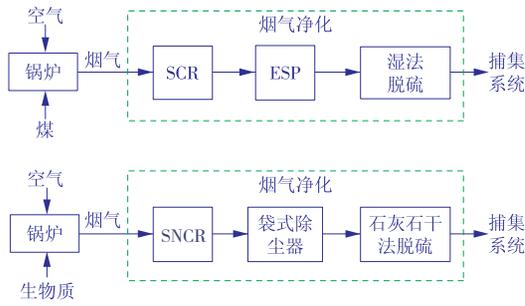


图3 烟气净化过程

Fig. 3 Flue gas cleaning process

(MSW)与燃煤电厂常见的2种煤种(烟煤、褐煤)为代表,进行燃烧后烟气组成对比,结果见表4。

生物质燃烧烟气的CO₂体积分数分布更广,其中HB燃烧后烟气中的CO₂体积分数最高,略高于褐煤,但MSW燃烧后烟气中的CO₂体积分数最低,接近褐煤的1/2。CO₂体积分数的剧烈变化是对捕集系统保持高效运行的巨大考验。此外,生物质烟气的含水量普遍较高,为保证捕集系统能稳定运行,生物质电厂烟气需要经过严格干燥过程。

表4 不同燃料电厂的烟气组成

Table 4 Flue gas composition of power plant with different fuels %

烟气组成	生物质			煤	
	WD ^[9]	MSW ^[21]	HB ^[22]	烟煤 ^[23]	褐煤 ^[24]
$\varphi(\text{CO}_2)$	12.68	7.04	14.07	10.00	14.00
$\varphi(\text{O}_2)$	7.13	9.03	4.52	9.00	3.00
$\varphi(\text{H}_2\text{O})$	14.88	18.75	10.49	3.00	14.70
$\varphi(\text{N}_2)$	65.31	65.18	70.92	78.00	68.30

3 对比试验与优化

为更加公平、合理地对比和分析MEA溶液从不同生物质和不同煤种为燃料的电厂捕集CO₂的区别,本文做出了以下假设:(1)捕集系统的贫液质量分数、贫液负载以及贫液流量等参数见表1、表2;(2)进入捕集系统的烟气流量和压力等参数见表2;(3)再沸器的温度可通过改变再沸器负荷保持一致;(4)解吸塔冷凝器温度及CO₂质量分数(99%)通过调整冷凝器负荷、冷凝器冷量输入来保持一致。

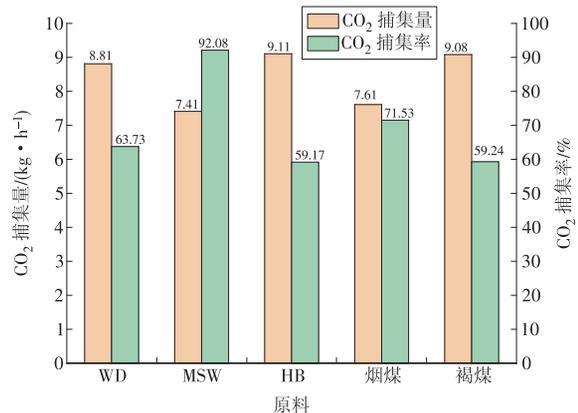
3.1 CO₂减排能力与能耗分析对比

全面分析不同燃料的电厂烟气对CO₂捕集量、CO₂捕集率和能耗的影响,模拟了MEA溶液从3种生物质和2种煤燃烧烟气中捕集CO₂的结果,如图4、图5所示。

由图4可知,当烟气中CO₂体积分数升高时,MEA溶液捕集的CO₂量随之升高,但CO₂的捕集率却有所降低。其中,烟气中CO₂体积分数最低的

MSW拥有最高的CO₂捕集率(92.08%);从CO₂体积分数最高的HB烟气中能捕集到最多的CO₂(9.11 kg/h)。这是由于胺基CA过程中,贫液与CO₂间的传质驱动力会随着烟气中CO₂体积分数的增加而增加^[25]。但由于胺基CA系统的碳捕集过程是非线性的,当贫液流量不变时,溶液捕集的CO₂越多,富液负载越高;当逐渐接近饱和时,继续增加烟气中CO₂体积分数对捕集量的提升逐渐减弱^[26]。当烟气中CO₂体积分数持续增加时,烟气中CO₂流量随之增加,但被溶液捕集的CO₂增加并不明显,导致CO₂捕集率反而下降。总的来说,除HB外,相同溶剂条件下,捕集系统对生物质烟气有较高的CO₂捕集率和较为可观的CO₂捕集量。

此外,对于燃煤电厂而言,捕集系统的集成只能减少CO₂排放,但仍会有部分CO₂被排放到大气中,这不利于我国碳中和目标的实现。对于生物质电厂而言,由于生物质的“碳中和”,从生物质电厂捕集CO₂能实现从“零排放”到“负排放”的转变,可用以中和燃煤电厂造成的CO₂排放,助力燃煤电厂实现“零排放”。因此,从生物质电厂捕集CO₂具有更佳的减排能力,对我国实现碳中和目标具有重要意义。

图4 不同原料烟气的CO₂捕集率和捕集量Fig. 4 CO₂ capture rate and capture volume of flue gas from different combusted fuels

为使MEA溶液能循环利用,富液需要在解吸塔再沸器中再生,解吸出溶液在吸收塔吸收的CO₂,使溶液负载恢复到较低水平。这一过程中的再沸器单位能耗由3个部分组成:用于CO₂解吸的反应热、水的汽化热及用于富液升温的显热。其中,CO₂解吸的反应热主要与富液表面CO₂气相分压有关,溶液表面的CO₂气相分压越高,解吸反应热越低;水的汽化热主要取决于离开解析塔时气体的温度,即冷凝器的温度;富液显热主要与液气比(溶液流量与烟气流量的比值)有关,液气比越大,用于加热富液的显热越大^[9]。由于本次模拟的溶液流量和烟气流

量保持不变,液气比恒定,因此富液显热基本不变。此外,为实现相同 CO_2 质量分数,本次模拟中的解吸塔冷凝器温度保持恒定,水的汽化热不变,因此,再沸器单位能耗由 CO_2 解吸反应热主导,只与富液表面 CO_2 气相分压暨富液负载有关。烟气中 CO_2 体积分数越高,富液负载越高,再沸器单位能耗就越低。不同燃料的电厂烟气的再沸器单位能耗如图 5 所示。除了烟气中 CO_2 体积分数最低的 MSW 外,生物质烟气所需的再沸器单位能耗均低于烟煤烟气,且与褐煤烟气相差很小。

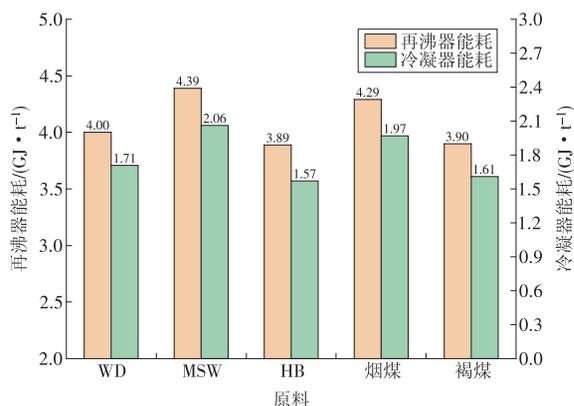


图 5 不同原料烟气的能耗

Fig. 5 Energy penalties of flue gas from different fuels

图 5 中还显示了为保证产物中 CO_2 质量分数相同,不同燃料的电厂烟气的冷凝器能耗(捕集单位质量 CO_2 所需的冷凝器负荷)与再沸器能耗分布相似,烟气中 CO_2 体积分数越高,冷凝器能耗越低。由于模拟中贫液负载和贫液流量恒定,烟气中 CO_2 体积分数越高,溶液从烟气中捕集的 CO_2 越多,富液负载也就越高。更高的富液负载意味着富液表面的 CO_2 分压更高,这导致富液解吸出相同质量的 CO_2 时再沸器产生的水蒸气更少^[26]。为保持产物中 CO_2 质量分数恒定,再沸器产生的水蒸气需要在解吸塔冷凝器中被冷凝,再沸器产生的水蒸气越少,冷凝器能耗也就越低。因此,烟气中 CO_2 体积分数最低的 MSW,其冷凝器能耗最高(2.06 GJ/t);而烟气中 CO_2 体积分数最高的 HB 的冷凝器能耗仅为 1.57 GJ/t 。综上所述,除 MSW 外,在产物中 CO_2 质量分数恒定的要求下,从生物质烟气中捕集 CO_2 所需再沸器能耗、冷凝器单位能耗较烟煤的更少。

3.2 MEA 溶液的降解

基于 MEA 的碳捕集系统在运行时存在溶剂降解和形成热稳定盐等问题,这会降低溶液对 CO_2 的捕集能力,甚至腐蚀管道。MEA 的氧化降解通常与被捕集气体中的 O_2 含量成正比^[27-28]。此外,MEA 氧化降解的同时会排放一定量的 NH_3 ,造成二次污染。

NH_3 的排放量与 MEA 降解量呈线性相关^[21]。以使用质量分数 30% 的 MEA 溶液捕集 1 t 的 CO_2 为例,烟气中 O_2 体积分数每增加 1% 就会造成 13.5 g 的 MEA 降解和 0.028 mol 的 NH_3 排放^[27-29]。

根据表 4 中不同燃料电厂烟气中的 O_2 体积分数,以捕集 1 t 的 CO_2 为前提,对 MEA 的氧化降解和 NH_3 排放量进行了估算,结果如图 6 所示。由于 MSW 焚烧时需要通入更多的空气使其高度氧化分解促进燃烧,导致其燃烧后其烟气中 O_2 体积分数过高,造成 MEA 降解量和 NH_3 排放量分别高达 122 g/t 和 0.253 mol/t,与烟煤基本一致。虽然 WD 燃烧烟气造成的 MEA 降解和 NH_3 排放最少,但 HB 烟气对 MEA 溶液的影响较褐煤仍提高了近 50%。

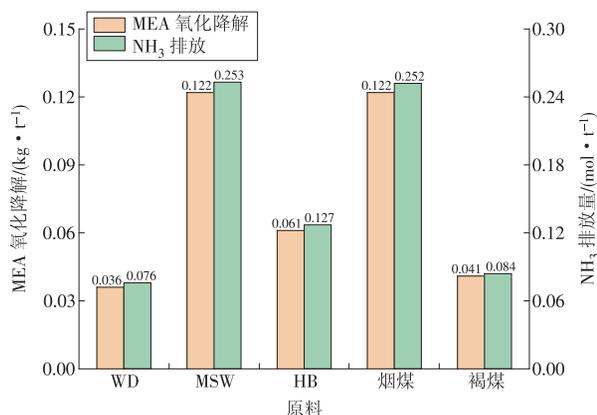


图 6 氧化降解预测

Fig. 6 Prediction of oxidative degradation

此外,烟气中的酸性气体(NO_x 和 SO_x)会与溶液反应形成热稳定盐,例如亚硝酸胺、亚硝基亚胺、硫酸盐和亚硫酸盐等,这些热稳定盐也会导致 MEA 降解。热稳定盐的累积还会增加溶液黏度,加大流动时的压降并导致结垢,增大传热阻力。与煤相比,除 MSW 外的生物质含硫量更少,燃烧温度低,燃烧产生的烟气中 NO_x 和 SO_x 更少。

综合考虑氧化降解和热稳定盐对 MEA 降解的影响,除 MSW 外的生物质电厂烟气造成的 MEA 降解比烟煤更少。同时,目前多数生物质电厂以 WD 为燃料,且 WD 烟气造成的 MEA 降解最少。这表明从生物质电厂烟气捕集 CO_2 造成 MEA 溶液损耗和环境问题更少。

3.3 经济效益分析对比

捕集系统与电厂集成后的经济效益一直是业内广泛关注的问题。随着我国碳交易市场的开放和发展,捕集系统的集成将为电厂的经济效益带来巨大改善。本文基于 Ali 等^[13]的工作,以满足一 800 MW 电厂热量输入为前提,结合当前碳交易价格,对 MEA 溶液从不同原料电厂烟气捕集 CO_2 的经济效益

进行了分析和对比。

由于我国的碳交易市场仍处于发展阶段,市场规模和交易价格与欧盟等成熟的碳交易市场还存在显著差异,因此本文以近期欧盟碳交易市场成交价格进行经济效益分析。此外,燃料成本占电厂总成本的60%甚至80%以上^[30-31],而生物质的热值普遍较低,会显著增加电厂的燃料需求。同时,生物质电厂与燃煤电厂售电价格的差异也会对电厂的经济效益产生影响^[32-33]。因此,除捕集系统的碳交易收益和运行维护成本外,本文也考虑了电厂的燃料成本及售电收益。经济效益计算见式(4),参与经济效益计算的各关键参数见表5。

$$\text{经济效益} = \text{碳交易收益} + \text{售电收益} - \text{碳捕集系统运行维护成本} - \text{燃料成本} \quad (4)$$

表5 经济效益计算参数

参数	原料		文献
	煤	WD	
燃料流量/(t·h ⁻¹)	256.7	358.6	
烟气流量/(t·h ⁻¹)	2 995.2	2 890.8	[11]
CO ₂ 体积分数/%	13.28	14.35	
CO ₂ 捕集量/(t·h ⁻¹)	547.2	565.6	
电价/[元·(kW·h ⁻¹)]	0.33	0.75	[32]
燃料价格/(元·t ⁻¹)	900.0	300.0	[32,34]
欧盟碳交易价格/(元·t ⁻¹)	554.9		[35]

捕集系统的运行维护费与设备规模有关,设备规模由烟气流量和烟气中CO₂体积分数决定。由表5可知,燃煤电厂与生物质电厂的烟气流量以及CO₂体积分数差别很小,所需碳捕集系统规模基本相同,运行维护费用约为396.0元/t^[8],其中再沸器的热量消耗占比最高。通常,捕集系统与热电厂集成后,再沸器所需热量由电厂直接供给,因此燃煤电厂和生物质电厂的发电功率由758 MW分别降低为602 MW和596 MW^[12],捕集系统运行维护费用为162.0元/t。捕集系统对燃煤电厂和生物质电厂经济效益的影响见表6。

由于需要供给捕集系统再沸器所需热量,燃煤电厂和生物质电厂与集成捕集系统后的日均售电收益分别降低了20.5%和21.2%,并分别附加了213万元和220万元的捕集系统日均运营维护费用。但捕集系统为燃煤电厂和生物质电厂分别创造了729万元和753万元的日均碳交易收益。捕集系统将燃煤电厂经济效益提升了393万元;由于从生物质电厂捕集的CO₂更多,再沸器单位能耗更高,对日均售电收益的影响更大,捕集系统对生物质电厂经济效益的提升仅为246万元,但从生物质电厂进行

表6 捕集系统对电厂经济效益的影响

参数	燃煤电厂		生物质电厂	
	无碳捕集	有碳捕集	无碳捕集	有碳捕集
日均售电收益	6	477	1 360	1 073
日均燃料费用	555	555	258	258
日均碳交易收益	0	729	0	753
日均捕集系统运行维护费用	0	213	0	220
日均经济效益	45	438	1 102	1 348

碳捕集的经济效益远高于燃煤电厂。总体而言,捕集系统对能有效提升电厂的经济效益,然而实现这种提升需要较高的碳交易价格,这进一步说明了我国发展和完善碳交易市场的重要性。

4 结论

为深入对比MEA溶液从煤和生物质电厂烟气捕集CO₂的区别,本文从烟气净化过程和烟气组分入手,通过对比3种生物质和2种煤电厂烟气对捕集系统CO₂减排能力、能耗、溶剂降解和经济效益的影响,得出以下主要结论。

(1)相同溶剂条件下,除HB外,生物质电厂烟气均能达到较高的碳捕集效率(63.7%~92.0%),但从以HB为燃料的电厂烟气中捕集到的CO₂最多。考虑到生物质的“碳中性”,从生物质电厂捕集CO₂能实现碳的“负排放”,减排力更好。

(2)产物中CO₂体积分数相同时,从生物质电厂捕集CO₂时所需再沸器单位能耗和冷凝器单位能耗整体略低于烟煤电厂。

(3)生物质电厂烟气造成的MEA氧化降解更多,但NO_x和SO_x形成的热稳定盐更少,造成的MEA降解也更少。

(4)以800 MW电厂为例,在保证热量输入的前提下,捕集系统能有效提升电厂经济效益,且为生物质电厂带来的经济效益远高于燃煤电厂。

(5)整体而言,从生物质电厂捕集CO₂具有更佳减排能力、更低的能耗以及更好的经济效益。但生物质的多样性使得生物质燃烧烟气的气体组分和浓度复杂多变。因此需要对不同生物质种类以及不同能源利用过程选择更为适用的碳捕集工艺。

参考文献:

- [1]张晋宾,周四维.碳中和体系解读[J].华电技术,2021,43(6):1-10.

- ZHANG Jinbin, ZHOU Siwei. Interpretation on carbon neutrality system[J]. *Huadian Technology*, 2021, 43(6): 1-10.
- [2] LUIS P. Use of monoethanolamine(MEA) for CO₂ capture in a global scenario: Consequences and alternatives [J]. *Desalination*, 2016, 380: 93-99.
- [3] 赵国涛, 钱国明, 王盛. “双碳”目标下绿色电力低碳发展的路径分析[J]. *华电技术*, 2021, 43(6): 11-20.
- ZHAO Guotao, QIAN Guoming, WANG Sheng. Analysis on green and low-carbon development path for power industry to realize carbon peak and carbon neutrality [J]. *Huadian Technology*, 2021, 43(6): 11-20.
- [4] 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]. 生态环境部环境规划院, 中国科学院武汉岩土力学研究所, 中国21世纪议程管理中心, 2021.
- [5] 何建坤. 碳达峰/碳中和目标导向下能源和经济的低碳转型[J]. *环境经济研究*, 2021, 6(1): 1-9.
- HE Jiankun. Low-carbon transition of energy and economy under the goal of carbon neutrality of carbon peak [J]. *Journal of Environmental Economics*, 2021, 6(1): 1-9.
- [6] ABBAS T, ISSA M, ILINCA A. Biomass cogeneration technologies: A review [J]. *Journal of Sustainable Bioenergy Systems*, 2020, 10(1): 1-15.
- [7] FARAJOLLAHI H, HOSSAINPOUR S. Application of organic Rankine cycle in integration of thermal power plant with post-combustion CO₂ capture and compression [J]. *Energy*, 2017, 118: 927-936.
- [8] KHALIFA O, ALKHATIB I I I, BAHAMON D, et al. Modifying absorption process configurations to improve their performance for post-combustion CO₂ capture—What have we learned and what is still missing? [J]. *Chemical Engineering Journal*, 2022, 430: 133096.
- [9] 董贝贝. CO₂混合物热物性及生物能中化学吸收碳捕集技术经济分析 [D]. 天津: 天津商业大学, 2021.
- [10] HAMMOND G P, SPARGO J. The prospects for coal-fired power plants with carbon capture and storage: A UK perspective [J]. *Energy Conversion and Management*, 2014, 86: 476-489.
- [11] SAITO S, UDATSU M, KITAMURA H, et al. Development and evaluation of a new amine solvent at the Mikawa CO₂ capture pilot plant [J]. *Energy Procedia*, 2014, 51: 176-183.
- [12] SHAHBAZ M, ALNOUSS A, GHIAT I, et al. A comprehensive review of biomass based thermochemical conversion technologies integrated with CO₂ capture and utilisation within BECCS networks [J]. *Resources, Conservation and Recycling*, 2021, 173(3): 105734.
- [13] ALI U, FONT-PALMA C, AKRAM M, et al. Comparative potential of natural gas, coal and biomass fired power plant with post-combustion CO₂ capture and compression [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2017, 63: 184-193.
- [14] DINCA C, SLAVU N, CORMOȘ C C, et al. CO₂ capture from syngas generated by a biomass gasification power plant with chemical absorption process [J]. *Energy*, 2018, 149: 925-936.
- [15] ZANG G, JIA J, TEJASVI S, et al. Techno-economic comparative analysis of biomass integrated gasification combined cycles with and without CO₂ capture [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2018, 78: 73-84.
- [16] POUR N, WEBLEY P A, COOK P J. A sustainability framework for bioenergy with carbon capture and storage (BECCs) technologies [J]. *Energy Procedia*, 2017, 114: 6044-6056.
- [17] NOTZ R, MANGALAPALLY H P, HASSE H. Post combustion CO₂ capture by reactive absorption: Pilot plant description and results of systematic studies with MEA [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2012, 6: 84-112.
- [18] 白玫. 百年中国电力工业发展: 回顾、经验与展望——写于纪念中国共产党成立100周年之际 [J]. *价格理论与实践*, 2021(5): 4-10.
- BAI Mei. China's power industry development: Review, experience and prospects—Writing to commemorating the 100th anniversary of the founding of the Communist Party of China [J]. *Price: Theory & Practice*, 2021(5): 4-10.
- [19] 全球能源互联网发展合作组织. 中国“十四五”电力发展规划研究 [R]. 北京: 全球能源互联网发展合作组织, 2020.
- [20] NOOKUEA W, DONG B, GUSTAFSSON K, et al. Differences between capturing CO₂ from the combustion of biomass and coal by using chemical absorption [C]// *Applied Energy Symposium 2020: Low Carbon Cities and Urban Energy Systems*, 2020.
- [21] SU X, ZHANG L, XIAO Y, et al. Evaluation of a flue gas cleaning system of a circulating fluidized bed incineration power plant by the analysis of pollutant emissions [J]. *Powder Technology*, 2015, 286: 9-15.
- [22] HETLAND J, YOWARGANA P, LEDUC S, et al. Carbon negative emissions: Systemic impacts of biomass conversion [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2016, 49: 330-342.
- [23] LÓPEZ R, FERNÁNDEZ C, MARTÍNEZ O, et al. Techno-economic analysis of a 15 MW corn-rape oxy-combustion power plant [J]. *Fuel Processing Technology*, 2016, 142: 296-304.
- [24] FERON, P H M. Absorption-based post-combustion capture of carbon dioxide [M]. Duxford (UK): Woodhead

- Publishing, 2016: 519–551.
- [25] AFKHAMIPOUR M, MOFARAHI M. Review on the mass transfer performance of CO₂ absorption by amine-based solvents in low- and high-pressure absorption packed columns[J]. RSC Advances, 2017, 7(29): 17857–17872.
- [26] MANGALAPALLY H P, NOTZ R, HOCH S, et al. Pilot plant experimental studies of post combustion CO₂ capture by reactive absorption with MEA and new solvents [J]. Energy Procedia, 2009, 1(1): 963–970.
- [27] SAKWATTANAPONG R, AROONWILAS A, VEAWAB A. Behavior of reboiler heat duty for CO₂ capture plants using regenerable single and blended alkanolamines [J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2005, 44(12), 4465–4473.
- [28] LÉONARD G. Optimal design of a CO₂ capture unit with assessment of solvent degradation [D]. Liege (Belgium): University of Liege, 2013.
- [29] LÉONARD G, CROSSET C, TOYE D, et al. Influence of process operating conditions on solvent thermal and oxidative degradation in post-combustion CO₂ capture [J]. Computers & Chemical Engineering, 2015, 83: 121–130.
- [30] 张东旺, 史鉴, 杨海瑞, 等. 碳定价背景下生物质发电前景分析[J]. 洁净煤技术, 2022, 28(3): 23–31.
ZHANG Dongwang, SHI Jian, YANG Hairui, et al. Prospect of biomass power generation under the background of carbon pricing [J]. Clean Coal Technology, 2022, 28(3): 23–31.
- [31] 张东旺, 范浩东, 赵冰, 等. 国内外生物质能源发电技术应用进展[J]. 华电技术, 2021, 43(3): 70–75.
ZHANG Dongwang, FAN Haodong, ZHAO Bing, et al. Development of biomass power generation technology at home and abroad [J]. Huadian Technology, 2021, 43(3): 70–75.
- [32] 谭厚章, 刘洋, 王学斌, 等. 生物质成型燃料规模化掺烧技术及应用分析 [J]. 洁净煤技术, 2021, 27(S2): 272–277.
TAN Houzhang, LIU Yang, WANG Xuebin, et al. High efficiency and large scale biomass briquette co-firing and its application [J]. Clean Coal Technology, 2021, 27(S2): 272–277.
- [33] 兰凤春, 李晓宇, 龙辉. 欧洲大型燃煤锅炉耦合生物质发电技术综述 [J]. 华电技术, 2020, 42(10): 88–94.
LAN Fengchun, LI Xiaoyu, LONG Hui. Review of biomass power generation technology coupled with large coal-fired boilers in Europe [J]. Huadian Technology, 2020, 42(10): 88–94.
- [34] 北京中煤时代科技发展有限公司. 动力煤现货价格 [EB/OL]. (2022-03-20) [2022-04-21]. <https://www.cctd.com.cn/index.php?m=content&c=index&a=lists&catid=614>.
- [35] EMBER. The latest data on EU ETS carbon prices [EB/OL]. (2022-03-20) [2022-04-21]. <https://ember-climate.org/data/data-tools/carbon-price-viewer>.
- (本文责编: 陆华)
-
- 作者简介:**
胡长征(1996), 男, 在读硕士研究生, 从事碳捕集系统动态仿真及控制优化等方面的研究, tjcu_hcz@163.com;
王雅博(1984), 女, 副教授, 博士, 从事生物传热和电池热管理等方面的研究, wang_yabo@tjcu.edu.cn;
刘圣春*(1976), 男, 教授, 博士, 从事自然工质替代、制冷系统优化及节能、能源系统综合利用等方面的研究, liushch@tjcu.edu.cn。
*为通信作者。