

DOI: 10.19666/j.rlfed.202411229

# 基于余热回收和液化天然气冷能利用的 NGCC 电厂燃烧后碳捕集工艺优化

雷霆, 梁友才, 朱雁, 叶凯, 凌珣杰, 丁锦能, 胡成贤  
(华南理工大学电力学院, 广东 广州 510640)

**[摘要]** 燃烧后碳捕集工艺是实现低碳发电的兜底技术和必然选择, 然而其整合至天然气联合循环电厂会大幅降低电厂发电效率。为了降低集成脱碳系统电厂的效率惩罚以及提高整体系统能源利用效率, 提出一个综合回收系统余热和液化天然气冷能的新型燃烧后碳捕集流程。首先, 对常规碳捕集工艺的关键操作参数包括再生塔压力和贫液载荷进行灵敏度分析得到最佳运行参数, 在此基础上开展新型流程的设计及分析。新型流程利用小汽轮机回收低压抽汽的压力, 能辅助贫液蒸气压缩并回收 CO<sub>2</sub> 压缩中间冷却热加热再生塔冷凝回流水, 在 90 kPa 的闪蒸压力下每吨 CO<sub>2</sub> 最低再生能耗为 3.35 GJ, 降低了 17.3%。此外, 通过回收抽汽过热使低压抽蒸汽量从 68.40 kg/s 降低至 48.95 kg/s。针对常规 CO<sub>2</sub> 压缩工艺能耗高和液化天然气气化过程中冷能浪费的问题, 提出一种新型 CO<sub>2</sub> 两级压缩中间液化工艺, 使压缩功降低了 34.5%, 并大幅减少冷却负荷和设备数量。焓分析结果表明, 新型碳捕集工艺和 CO<sub>2</sub> 压缩工艺的焓效率分别从 23.12% 和 62.19% 升至 29.48% 和 65.96%。模拟结果显示, 整合新型碳捕集工艺的发电机组净输出功率从 341.93 MW 增至 358.75 MW, 净发电效率从 48.85% 升至 51.25%, 效率惩罚从 13.77% 降至 9.53%, 节能效果十分显著。

**[关键词]** 天然气联合循环电厂; 燃烧后碳捕集; 工艺改进; 效率惩罚; 液化天然气冷能利用

[引用本文格式]雷霆, 梁友才, 朱雁, 等. 基于余热回收和液化天然气冷能利用的 NGCC 电厂燃烧后碳捕集工艺优化[J]. 热力发电, 2025, 54(6): 194-203. LEI Ting, LIANG Youcai, ZHU Yan, et al. Process optimization of post-combustion carbon capture for NGCC power plants based on waste heat recovery and liquefied natural gas cold energy utilization[J]. Thermal Power Generation, 2025, 54(6): 194-203.

## Process optimization of post-combustion carbon capture for NGCC power plants based on waste heat recovery and liquefied natural gas cold energy utilization

LEI Ting, LIANG Youcai, ZHU Yan, YE Kai, LING Xunjie, DING Jinneng, HU Chengxian  
(School of Electric Power Engineering, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China)

**Abstract:** Post-combustion carbon capture is the underpinning technology and necessary choice for low-carbon power generation, yet its integration into natural gas combined cycle (NGCC) power plants will significantly reduce the plants' power generation efficiency. In order to reduce the efficiency penalty of the power plants integrated with decarbonization system and improve the energy utilization efficiency of the integrated system, a novel post-combustion carbon capture process that comprehensively recovers the waste heat and liquefied natural gas cold energy is innovatively proposed. Firstly, the key operating parameters of the conventional carbon capture process, including stripper pressure and lean solvent loading, are optimized with sensitivity analysis. On this basis, design and evaluation of novel process is performed. In the novel process, a back-pressure turbine is utilized

收稿日期: 2024-11-07 网络首发日期: 2025-03-24

基金项目: 广东省高水平人才项目 (2021QN02L165); 中央高校基本科研业务费专项资金 (2024ZYGXZR019)

Supported by: Guangdong High-level Talent Project (2021QN02L165); Fundamental Research Funds for the Central Universities (2024ZYGXZR019)

第一作者简介: 雷霆 (2000), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为碳捕集系统能量集成, 2941933317@qq.com.

通信作者简介: 梁友才 (1985), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 主要研究方向为热力循环设计及优化, liangyoucai@scut.edu.cn.

to recover the pressure energy of the extracted low-pressure steam and assist the lean vapor compression as well as recover the inter-cooling heat of CO<sub>2</sub> compression to heat the reflux condensate of the stripper, which reduces the minimum regeneration energy consumption by 17.3% (to 3.35 GJ) at the flash pressure drop of 90 kPa. Furthermore, the extracted low-pressure steam is reduced from 68.40 kg/s to 48.95 kg/s by recovering the superheat of steam extraction. Aiming at solving the problems of high energy consumption of the conventional CO<sub>2</sub> compression process and the waste of cold energy in the liquefied natural gas regasification process, a novel CO<sub>2</sub> two-stage compression and intermediate liquefaction process is proposed, reducing compression work by 34.5%, and the cooling load and the number of equipment were significantly decreased. Exergy analysis results show that the exergy efficiencies of the novel carbon capture process and CO<sub>2</sub> compression process increase from 23.12% and 62.19% to 29.48% and 65.96%, respectively. The simulation results show that, the net power output of the plant integrated with the novel carbon capture process increases from 341.93 MW to 358.75 MW, resulting in a significant energy saving by increasing the net power output efficiency from 48.85% to 51.25% and decreasing the efficiency penalty from 13.77% to 9.53%.

**Key words:** natural gas combined cycle power plant; post-combustion carbon capture; process configuration modification; efficiency penalty; liquefied natural gas cold energy utilization

作为传统化石能源向清洁能源转换过程中的一种过渡能源,天然气具有燃烧效率高和温室气体排放量低等优点<sup>[1]</sup>。目前,天然气联合循环(natural gas combined cycle, NGCC)电厂占全球发电量的25%以上<sup>[2]</sup>,净发电效率可达55%~60%<sup>[3]</sup>,而且单位发电量产生的CO<sub>2</sub>仅为燃煤电厂的一半<sup>[4]</sup>。尽管NGCC电厂的碳排放量相对于燃煤电厂已经有所降低,但为了实现将本世纪末全球气温增幅控制在2℃以内的目标,仍需要采取有效的碳减排措施进一步减少碳排放量。碳捕集、利用和封存(carbon capture, utilization and storage, CCUS)技术是有效控制温室气体排放并确保电能持续供应的关键技术之一<sup>[5]</sup>。

通常电厂中采取的CCUS技术主要包括燃烧前捕集、富氧燃烧捕集和燃烧后捕集。燃烧后捕集由于技术相对成熟,可在原有电厂基础上改造而得到广泛应用<sup>[6]</sup>。以醇胺溶液为代表的化学吸收法已经实现了商业化运行,然而其仍然存在再生能耗高、设备投资大等问题。为此许多学者在工艺流程改进和流程热集成方面展开了大量的研究,并取得一定进展。

有学者认为对于中国来说,开发新型碳捕集流程的收益更高<sup>[7]</sup>。目前常见的流程改进包括吸收塔中间冷却、富液分流和贫液蒸气压缩等。Li等人<sup>[8]</sup>通过采取吸收塔中间冷却、富液分流和再生塔中间加热方法对碳捕集流程进行改进,使由每吨CO<sub>2</sub>的再生能耗从3.6 GJ降低至3.1 GJ。Oh等人<sup>[9]</sup>使用超结构优化方法对吸收塔中间冷却、烟气流、半贫液和多股溶剂进料的组合性能进行研究,结果表明烟气流可以减少7.4%的能耗。郭李恒等<sup>[10]</sup>提出了2种基于蒸气压缩和富液分流的碳捕集工艺流程,

结果表明最高可以降低21.6%的总能耗。陆诗建等<sup>[11]</sup>通过模拟计算得出最佳节能工艺组合为压缩式热泵、MVR热泵、分流解吸和级间冷却,节能率可达39.75%。李杨等<sup>[12]</sup>提出了一种集成富液分流、贫液闪蒸压缩和蒸汽过热度回收的碳捕集系统,降低了碳捕集机组的能耗并改善了热经济性。李青等<sup>[13]</sup>采用超临界CO<sub>2</sub>循环热泵对再沸器供热,降低了CO<sub>2</sub>减排成本。

一些研究者对化石燃料电厂和碳捕集流程耦合过程中不同温度的余热进行回收以降低电厂的效率损失。Hu等人<sup>[14]</sup>采用烟气再循环技术使烟气中CO<sub>2</sub>含量上升,结合再沸器冷凝水回收抽汽余热,再生塔出口蒸气压缩后进入再沸器供热,回收烟气显热用于驱动跨临界CO<sub>2</sub>循环使555 MW的NGCC电厂效率惩罚降低了2.63%。冯凌杰等<sup>[15]</sup>对燃气蒸汽联合循环和碳捕集耦合方案进行研究,结果表明小汽轮机加回热的热效率最高。Bao等人<sup>[16]</sup>提出两级冷凝朗肯循环回收NGCC电厂耦合碳捕集流程的余热和液化天然气(liquefied natural gas, LNG)冷能,使391 MW的NGCC电厂效率惩罚从11.4%降低至7.9%。Sultan等人<sup>[17]</sup>回收LNG气化过程中的冷能降低CO<sub>2</sub>压缩过程的耗功,使效率惩罚从6.1%降低至4.8%。戴宇泽等<sup>[18]</sup>使用双吸收式热泵将低温蒸汽升温后进入再沸器供热,结果表明在53.65%的碳捕集率下电厂效率相对于常规捕集方案提高了2.06%。

根据上述文献,大部分研究对碳捕集工艺的流程改进及其和电厂整合时产生的余热回收往往是分开进行的,两者并没有有机整合,没有充分发挥余热回收的优势,系统的效率损失仍然很大。此外,对于NGCC电厂,LNG冷能通常没有回收利用或者仅用于发电,这不仅带来了额外的设备投资,还

增加了整体流程的复杂程度，对整体系统的稳定运行造成影响。填补这些研究空白可以提高能量利用效率和系统的操作稳定性。因此本文针对 NGCC 电厂和燃烧后碳捕集流程耦合时抽汽品位与再沸器不匹配造成有效能损失，以及 LNG 冷能浪费的问题，提出了一种基于余热回收和 LNG 冷能利用的新型碳捕集流程，优化碳捕集和压缩过程中的能流分布以减少溶剂再生所需的低压蒸汽量和压缩耗功，大幅降低碳捕集系统与电厂整合造成的效率惩罚和设备投资。

### 1 常规流程描述与建模

耦合传统碳捕集工艺的 NGCC 电厂流程如图 1 所示。LNG 作为天然气的液态形式，在进入 NGCC 电厂燃烧前必须在 LNG 蒸发器中吸热气化为天然气，期间会释放约 830 kJ/kg (230 (kW·h)/t) 的冷能<sup>[19]</sup>。NGCC 电厂主要由燃气轮机机组、蒸汽轮机机组和三压再热的余热锅炉组成。燃气轮机机组以布雷顿

循环的形式发电，而蒸汽轮机机组以蒸汽朗肯循环的形式发电。空气和天然气参数见表 1。天然气进入燃烧室和经过空压机压缩的空气混合燃烧，产生高温高压的燃气推动燃气轮机做功，并带动发电机产生电能。做功后燃气轮机出口的高温乏气进入余热锅炉加热来自凝汽器的给水。给水通过不同压力的给水泵压缩后依次进入省煤器、蒸发器和过热器，产生不同压力的蒸汽。高压过热蒸汽经过高压缸膨胀后和来自中压过热器的中压蒸汽混合进入再热器产生蒸汽推动中压缸做功。中压缸出口蒸汽和来自低压过热器的低压蒸汽混合，并分成两股：一股经过节流阀和减温器后变成 130 °C 的饱和蒸汽进入再生塔底部的再沸器供热，其余蒸汽进入低压缸膨胀做功。再沸器出口的冷凝液经过减温器冷却至合适温度后返回蒸汽轮机机组的冷凝器完成循环。NGCC 电厂的运行参数见表 2<sup>[16]</sup>。传统化学吸收法碳捕集装置主要包括吸收塔和再生塔，其基本参数见表 3。

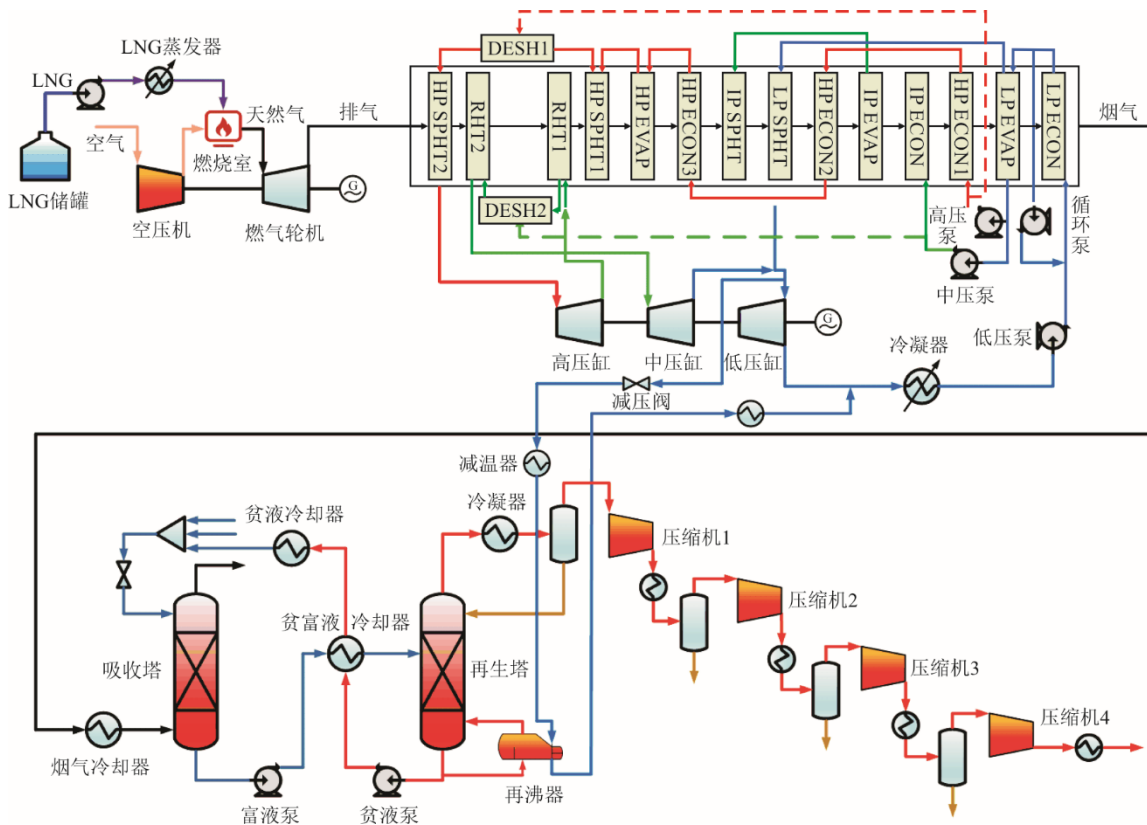


图 1 耦合传统燃烧后碳捕集工艺的 NGCC 电厂流程  
 Fig.1 Flowchart of the NGCC power plant integrated with conventional post-combustion carbon capture process

余热锅炉出口的烟气首先冷却至 40 °C 后进入吸收塔，和吸收塔顶部的贫液逆流接触发生化学反

应脱除 CO<sub>2</sub>，净化后的烟气从吸收塔顶部排出。富液经过富液泵增压后进入贫富液换热器被来自再

生塔底部的高温贫液加热,升温后进入再生塔进行 CO<sub>2</sub> 解吸。再生塔底部再沸器所需的热量由从蒸汽轮机机组中低压缸连接管处抽取的低压蒸汽提供。再生塔顶部出口的流股由 CO<sub>2</sub> 和水蒸汽组成,水蒸汽通过冷凝器冷凝后返回再生塔,高纯度的 CO<sub>2</sub> 经过四级压缩中间冷却增压至 15 MPa 后变成液态,通过管道运输至封存地点。再生塔底部贫液经过贫液泵和贫液冷却器冷却至 40 °C 后返回吸收塔完成循环。

表 1 进口流股参数  
Tab.1 Parameters of feed streams

项目	空气	天然气	
质量流量/(kg·s <sup>-1</sup> )	635.00	14.74	
压力/MPa	0.101 3	3.000 0	
温度/°C	15.0	10.0	
低位热值/(kJ·kg <sup>-1</sup> )		47 493	
摩尔分数/%	N <sub>2</sub>	77.30	1.47
	O <sub>2</sub>	20.74	
	H <sub>2</sub> O	1.01	
	CO <sub>2</sub>	0.03	0.68
	Ar	0.92	
	CH <sub>4</sub>		87.08
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>		7.83
	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>		2.94

表 2 NGCC 电厂组成部件及关键参数  
Tab.2 Basic components and key parameters of the NGCC power plant

部件	项目	数值
燃气轮机装置	空压机压缩比	15.4
	空压机等熵效率/%	88.0
	空压机机械效率/%	99.0
	燃烧室出口温度/°C	1 405.0
	燃气轮机进口温度/°C	1 328.0
	燃气轮机出口温度/°C	615.0
余热锅炉装置	高压蒸汽温度/°C	565.0
	中压蒸汽温度/°C	297.0
	低压蒸汽温度/°C	295.0
	高压/中压/低压夹点温度/°C	10.0/10.0/10.0
蒸汽轮机装置	高压/中压/低压进口压力/MPa	9.88/2.40/0.40
	高压/中压/低压等熵效率/%	87.0/91.0/89.0
凝汽器	压力/kPa	7.4
	冷却水进口温度/°C	25.0
	冷却水温升/°C	10.0
发电机	发电机效率/%	98.5

表 3 碳捕集系统基本参数  
Tab.3 Basic parameters of the CO<sub>2</sub> capture system

项目	数值	
吸收塔压力/MPa	0.11	
再生塔压力/MPa	0.20	
吸收剂摩尔分数/%	H <sub>2</sub> O	0.655
	CO <sub>2</sub>	0.055
	MEA	0.290
再沸器温度/°C	120	

## 2 新型碳捕集流程的构建

本文提出的新型碳捕集工艺如图 2 所示,主要改造总结如下。

1) 使用小汽轮机回收抽汽节流损失辅助贫液蒸汽压缩。贫液蒸汽压缩基于“热泵效应”,其目的是通过闪蒸将再生塔底部高温贫液的潜热转化为气体的显热补充到再生塔中,减少再沸器的热负荷。然而压缩机的引入也导致了额外的电能损耗,影响工艺的节能效果。由于从电厂抽取的低压蒸汽压力高于再沸器需要的饱和蒸汽压力,因此通常使用减压阀来调节压力,这种方法虽然简单可行,但也造成了节流损失。为了实现抽汽能量的梯级利用,使用小汽轮机取代节流阀回收抽汽的压力能驱动贫液蒸汽压缩工艺中的压缩机,剩余的作为电能输出。此外,由于膨胀后蒸汽的温度仍然高于再沸器的温度要求,这部分余热可以通过循环一部分再沸器冷凝水与过热蒸汽混合产生饱和蒸汽来回收。

2) 利用 LNG 冷能降低 CO<sub>2</sub> 的液化压力,减少压缩级数和电能损耗。常规的 CO<sub>2</sub> 四级压缩工艺会消耗大量的电能,显著降低电厂的发电效率。如果能够将气态 CO<sub>2</sub> 转化为液体,再通过泵加压,将有效降低 CO<sub>2</sub> 压缩能耗。LNG 使用前必须气化,利用其气化过程中释放的冷能液化 CO<sub>2</sub> 在理论上是可行的。从捕集装置中获得的气态 CO<sub>2</sub> 压力为 0.2 MPa,为了防止 CO<sub>2</sub> 在降温过程中凝华,需要通过两级压缩将其增压至三相点压力以上。与 LNG 换热后液化的 CO<sub>2</sub> 温度在 0 °C 以下,为了使液态 CO<sub>2</sub> 在管道运输中保持稳定单相流动,需要将其升温至 30 °C。因此使用一个多流股换热器取代中间冷却器整合气态 CO<sub>2</sub> 的中间冷却过程和液态 CO<sub>2</sub> 的加热过程,实现冷热流股的匹配。

3) 常规 CO<sub>2</sub> 捕集流程中,再生塔塔顶出口流股中水蒸气通过冷凝器冷凝后回流至再生塔中以减少水损耗。此外,回流水在再生塔中需要被加热

至再沸器温度以产生汽提蒸汽用于 CO<sub>2</sub> 解吸。为了减少该部分显热以及回收系统余热，本文采用多流

股换热器回收 CO<sub>2</sub> 压缩的中间冷却热加热回流水，将其加热至再沸器温度后从再生塔底部通入系统。

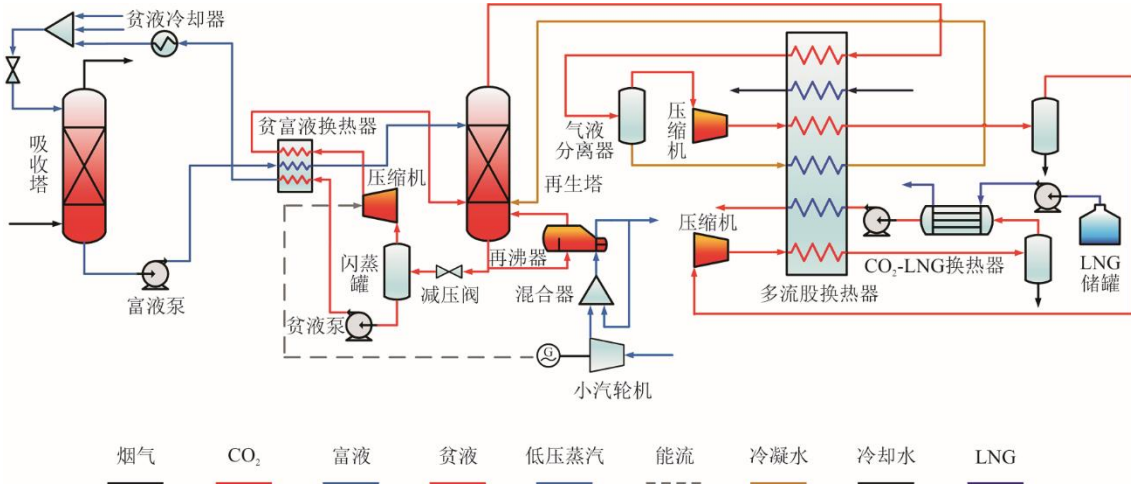


图 2 新型燃烧后碳捕集工艺流程  
Fig.2 Flowchart of the novel post-combustion carbon capture process

### 3 性能评价指标

#### 3.1 能量分析

NGCC 电厂的净输出功由燃气轮机装置和蒸汽轮机装置的净输出功两部分组成，如式(1)所示：

$$W_{NGCC,net} = W_{GT,net} + W_{ST,net} \quad (1)$$

式中： $W_{GT,net}$  为燃气轮机装置的净输出功，等于燃气轮机总输出功与空压机耗功的差，MW； $W_{ST,net}$  为蒸汽轮机装置的净输出功，等于蒸汽轮机总输出功减去循环泵耗功，MW。

整合碳捕集工艺后，电厂的净输出功为：

$$W_{NGCC+CCS,net} = W_{NGCC+CCS} - W_{capture\&compress} \quad (2)$$

式中： $W_{NGCC+CCS}$  为抽取一部分低压蒸汽用于吸收剂再生后电厂的净输出功，MW； $W_{capture\&compress}$  为贫、富液泵和多级压缩机耗功，MW。

电厂净发电效率表示电厂净输出功与进入电厂的天然气质量流量及低位热值的乘积的比值。效率惩罚 (efficiency penalty)  $\eta_{EP}$  表示由于碳捕集装置的增加而造成的电厂净发电效率损失的比例<sup>[20]</sup>，如式(3)所示：

$$\eta_{EP} = \frac{\eta_{net,NGCC} - \eta_{net,NGCC+CCS}}{\eta_{net,NGCC}} \quad (3)$$

式中： $\eta_{net,NGCC}$  为没有整合碳捕集流程的 NGCC 电厂净发电效率，%； $\eta_{net,NGCC+CCS}$  为整合碳捕集流程的 NGCC 电厂净发电效率，%。

#### 3.2 焓分析

焓表示系统所能做出的最大有用功，焓分析揭示了能源转换系统中不可逆损失的位置和原因，并

指明了系统性能改进的方向<sup>[21]</sup>。焓包括物理焓和化学焓，如式(4)所示：

$$e = e_{ph} + e_{ch} \quad (4)$$

比物理焓  $e_{ph}$  可以通过式(5)计算：

$$e_{ph} = h - h_0 - T_0(s - s_0) \quad (5)$$

式中： $h$  和  $s$  分别为特定状态点的比焓 (kJ/kg) 和比熵 (kJ/(kg·K))； $h_0$  和  $s_0$  分别为参考状态 (25 °C, 101.3 kPa) 下流股的比焓和比熵。

比化学焓可以通过式(6)<sup>[22]</sup>计算：

$$e_{ch} = \sum_{i=1}^k x_i e_{ch,i} + RT_0 \sum_{i=1}^k x_i \ln x_i \quad (6)$$

式中： $x_i$  为第  $i$  个组分的摩尔分数； $e_{ch,i}$  为第  $i$  个组分的标准摩尔化学焓，kJ/kmol； $R$  为气体摩尔常数，其值为 8.314 J/(mol·K)。本文使用的 MEA 的标准摩尔化学焓为 1 975 173 kJ/kmol<sup>[23]</sup>。

系统的焓平衡如式(7)一(9)所示：

$$E_{x,in,Net} = \sum E_{x,in} + \sum W_{in} \quad (7)$$

$$E_{x,out,Net} = \sum E_{x,out} + \sum W_{out} \quad (8)$$

$$E_{x,out,Net} = E_{x,in,Net} - \sum I \quad (9)$$

式中： $E_{x,in,Net}$  为净焓输入； $E_{x,in}$  为焓输入； $W_{in}$  为输入功，kW； $E_{x,out,Net}$  为净焓输出； $E_{x,out}$  为焓输出； $W_{out}$  为输出功，kW； $I$  为焓损，kW。

系统的焓效率  $\eta_{ex}$  可以通过式(10)计算：

$$\eta_{ex} = \frac{E_{x,out,Net}}{E_{x,in,Net}} \quad (10)$$

## 4 结果与讨论

### 4.1 模型验证

本文使用 Aspen HYSYS 软件模拟 NGCC 电厂和碳捕集流程, Peng-Robinson 状态方程用于燃气轮机单元和 CO<sub>2</sub> 压缩流程中物流物性的计算, 蒸汽轮机单元则使用 ASME 蒸汽物性包。NGCC 电厂的模拟结果通过与文献[16]的数据进行对比, 结果如表 4 所示。结果显示燃气轮机和蒸汽轮机的仿真结果与文献数据匹配较好, 误差分别为 0.27% 和 1.63%。此外, 利用 NGCC 电厂模型数据计算得出的净输出功率和净发电效率分别为 396.53 MW 和 56.65%, 误差为 0.77%, 模型的准确性得到了验证。

表 4 NGCC 电厂模型验证  
Tab.4 Validation of the model of NGCC power plant

项目	模拟	文献[16]	误差/%
燃气轮机净输出功率/MW	254.34	253.65	0.27
空压机耗功/MW	249.24	249.58	0.14
燃气轮机总输出功率/MW	507.45	507.09	0.07
蒸汽轮机净输出功率/MW	142.19	139.87	1.63
高压缸/MW	29.95	28.49	5.12
中压缸/MW	48.08	47.94	0.29
低压缸/MW	65.48	66.26	1.16
循环泵/MW	1.32	1.33	0.76
电厂净输出功率/MW	396.53	393.47	0.77
电厂效率/%	56.65	56.21	0.77

CO<sub>2</sub> 捕集流程建模参数取自文献[24]。CO<sub>2</sub> 捕集率和单位捕集能耗是碳捕集流程的 2 个关键参数, 分别代表吸收过程和再生过程的性能, 因此将计算结果与文献[24]数据对比并汇总在表 5。结果表明 CO<sub>2</sub> 捕集率和单位捕集能耗的误差分别为 0.45% 和 0.49%, 表明所建立的模型可以准确反映 CO<sub>2</sub> 捕集系统的性能。因此, 本文建立的 NGCC 电厂和 CO<sub>2</sub> 捕集模型可以用于进一步的研究。

表 5 燃烧后碳捕集模型验证  
Tab.5 Validation of the model of post-combustion carbon capture process

性能	模拟	文献[24]	误差/%
CO <sub>2</sub> 捕集率/%	89.6	90.0	0.45
热耗量/MW	142.1	138	2.88
每吨 CO <sub>2</sub> 再生能耗/GJ	4.09	4.11	0.49

### 4.2 常规捕集流程参数优化

在不同的运行条件下, 碳捕集流程的能耗也会有很大的差异。因此, 本文选择 2 个关键操作参数

如再生塔压力和贫液载荷进行灵敏度分析以得到最优运行参数。

图 3 为再生塔压力对反应热、显热、无用热和总单位再生能耗的影响, 图 4 为再生塔压力对总单位再生能耗和再沸器温度的影响, 再生塔压力的变化范围为 150~210 kPa。从图 3 中可以看出, 随着再生塔压力的上升, 每吨 CO<sub>2</sub> 再生能耗从 4.44 GJ 降低至 4.12 GJ。这主要是因为再生塔压力越高, 塔顶气相中 CO<sub>2</sub> 和水的分压比增加, 因此用于使水蒸发的无用热也随之降低<sup>[25]</sup>。然而随着再生塔压力的增大, 再沸器的温度也会升高, 如图 4 所示。因此再沸器温度与进入再生塔的富液温度之差也随之增大, 这导致了溶剂再生过程中显热的增大。由于 CO<sub>2</sub> 的解吸热只与吸收剂的种类有关, 因此反应热保持不变。由于无用热的下降幅度大于显热的上升幅度, 因此每吨 CO<sub>2</sub> 再生能耗随着再生塔压力的上升而降低。然而再生塔压力并不是越高越好, 由于 MEA 在温度高于 120 °C 时会发生严重的降解, 因此再沸器温度必须限制在 120 °C 以下。综上, 最佳再生塔压力选择为 200 kPa。

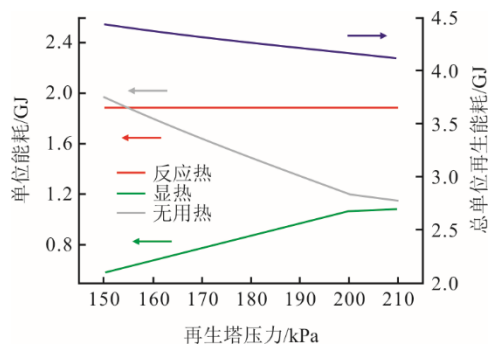


图 3 再生塔压力对反应热、显热、无用热和总单位再生能耗的影响

Fig.3 Effects of stripper pressure on reaction heat, sensible heat, useless heat and total unit regeneration energy

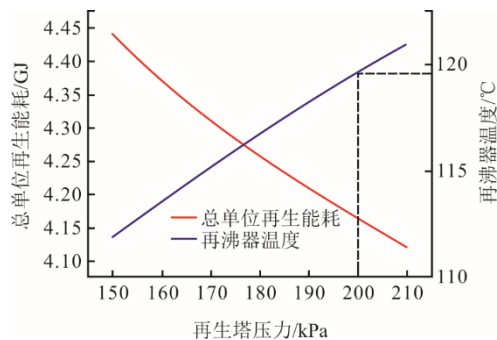


图 4 再生塔压力对总单位再生能耗和再沸器温度的影响  
Fig.4 Effects of stripper pressure on total unit regeneration energy and reboiler temperature

贫液载荷表示富液解吸的程度, 贫液载荷越小

表明富液解吸得越彻底,图5为贫液载荷对吸收剂流量和单位再生能耗的影响,图6为贫液载荷对再沸器温度的影响。从图5中可以看出,随着贫液负荷的增大,再生能耗呈现先降低后增大的趋势。这主要是因为贫液载荷越小,其吸收CO<sub>2</sub>的推动力越大,因此在相同的CO<sub>2</sub>捕集率下所需的吸收剂流量就越少,然而相应的再沸器负荷就越大。当贫液载荷每摩尔MEA小于0.2 mol CO<sub>2</sub>时,吸收剂流量减小的影响大于再沸器负荷增大的影响,因此再生能耗随着贫液载荷增大而降低。当贫液载荷每摩尔MEA大于0.2 mol CO<sub>2</sub>时,吸收剂流量增大影响大于再沸器负荷减小的影响,因此再生能耗逐渐上升。在贫液载荷每摩尔MEA为0.2 mol CO<sub>2</sub>时,再生能耗每吨CO<sub>2</sub>取得最小值3.75 GJ。然而贫液载荷不能过小,如图6所示,再沸器温度随着贫液载荷减小而逐渐增大,为使再沸器温度低于120℃,最佳贫液载荷设置为每摩尔MEA 0.245 mol CO<sub>2</sub>,对应的每吨CO<sub>2</sub>最小再生能耗为4.17 GJ。

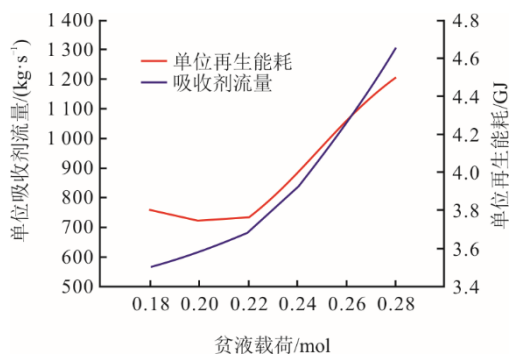


图5 贫液载荷对吸收剂流量和单位再生能耗的影响  
Fig.5 Effects of lean loading on mass flow of solvent and unit regeneration energy

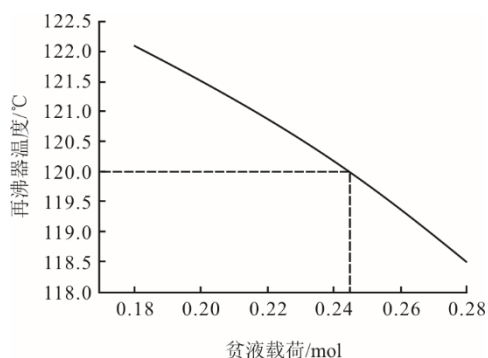


图6 贫液载荷对再沸器温度的影响  
Fig.6 Effect of lean loading on reboiler temperature

模拟结果表明,优化后的碳捕集流程溶剂再生需要从电厂中抽取68.40 kg/s的低压蒸汽,使低压缸净输出功从65.48 MW降低至22.61 MW,电厂的净发

电效率从56.65%降低至48.85%,效率惩罚为13.77%。

#### 4.3 新型碳捕集流程性能分析

本文提出的新型碳捕集流程包括压缩机消耗的电能和再沸器中低压蒸汽冷凝释放的热能2种不同类型的能量消耗。为了在统一基准下进行比较,需要把热能转换成当量功,即再沸器中抽汽所能通过原发电系统膨胀向外输出的功量。小汽轮机的总输出功首先用于驱动贫液蒸汽压缩工艺中的压缩机,剩余的作为电能输出抵消一部分碳捕集系统消耗的当量功。

热贫液的闪蒸压力是贫液蒸汽压缩工艺的关键参数,可以通过控制减压阀的压降调节。由于吸收塔压力和再生塔压力分别为110 kPa和200 kPa,因此闪蒸压降调节范围为0~90 kPa,间隔取10 kPa。首先,研究闪蒸压降对再生能耗、小汽轮机总输出功和压缩机耗功的影响,图7为闪蒸压降对单位再生能耗和功的影响。从图7中可以看出,随着闪蒸压降的增大,单位再生能耗逐渐降低,小汽轮机总输出功减少,压缩机耗功增大。这是因为压降越大,闪蒸罐中闪蒸出的贫液蒸气越多,补充到再生塔的高温蒸气随之增加,因此再生能耗降低。随着再生能耗降低,溶剂再生所需的低压抽汽量减少,小汽轮机总输出功下降。此外,闪蒸压降越大,闪蒸出的贫液蒸气越多且压力越低,因此压缩机的耗功显著增加,从0.02 MW上升至3.20 MW。

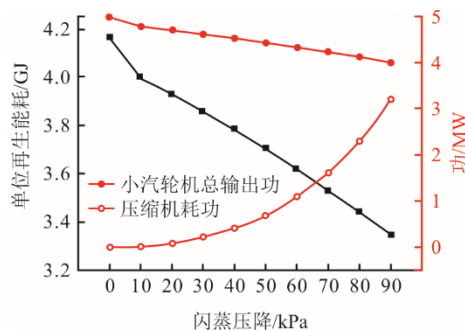


图7 闪蒸压降对单位再生能耗和功的影响  
Fig.7 Effects of flash pressure drop on unit regeneration energy and work

由于闪蒸压降增大会导致再生能耗减小和压缩机耗功增加,因此需要研究系统净耗功随闪蒸压降的变化规律。图8为闪蒸压降对抽汽当量功和系统净耗功的影响,可以看到随着闪蒸压降的增大,抽汽当量功和小汽轮机净功呈现减小的趋势。这是因为随着再生能耗的降低,低压抽汽量减少,因此抽汽当量功减小。由于小汽轮机总输出功减小而压缩机耗功增大,小汽轮机净功也逐渐减小。此外,抽汽当量功相较于

小汽轮机净功减小的幅度更大,因此系统总耗功逐渐减小,在闪蒸压降 90 kPa 时取得最小值 33.6 MW,相应的再生能耗为每吨 CO<sub>2</sub> 3.345 GJ。计算结果表明,相较于常规碳捕集工艺,新型流程的低压蒸汽量从 68.40 kg/s 降至 48.95 kg/s,减少了 28.4%。

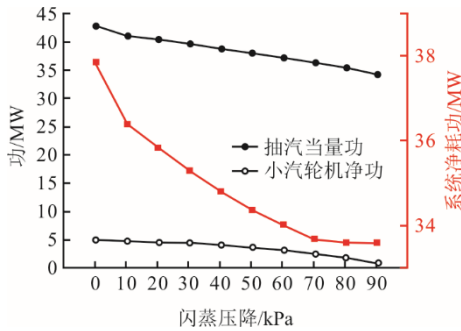


图 8 闪蒸压降对抽汽当量功和系统净耗功的影响

Fig.8 Effects of flash pressure drop on extraction equivalent power and net power consumption of the system

为了进一步探讨新型碳捕集工艺节能原因,对常规碳捕集工艺和新型碳捕集工艺进行焓平衡分析,2 种碳捕集工艺的焓平衡结果见表 6。由于小汽轮机辅助贫液蒸汽压缩工艺和抽汽过热的回收,新型工艺低压抽蒸汽量从 68.40 kg/s 减至 48.95 kg/s,低压抽汽输入焓相较于常规碳捕集工艺从 55.42 kW 降低至 39.69 kW。此外由于增设小汽轮机带来的净功输出增加了一部分系统的净焓输出,因此焓效率从 23.12% 升高至 29.48%。

表 6 2 种碳捕集工艺的焓平衡 单位: kW  
Tab.6 Exergy balance of each carbon capture process

	常规碳捕集工艺	新型碳捕集工艺
输入焓		
进口烟气	5.74	5.74
低压抽汽	55.42	39.69
补充溶液	4.23	4.24
电能	0.36	0.47
净焓输入	65.75	50.14
输出焓		
出口烟气	9.43	9.43
再生塔出口气体	1.42	1.42
再沸器冷凝水	4.35	3.11
小汽轮机净功		0.82
净焓输出	15.20	14.78
焓效率/%	23.12	29.48

#### 4.4 新型 CO<sub>2</sub> 压缩流程性能分析

本文提出的新型 CO<sub>2</sub> 压缩流程通过回收 LNG 气化过程中释放的冷能降低 CO<sub>2</sub> 的液化压力,使其在中间压力下液化,然后用泵将其增压至 15 MPa。不同工艺的设备耗功量对比见表 7, CO<sub>2</sub> 两级压缩

中间液化的设备总耗功为 7.45 MW,比常规 CO<sub>2</sub> 压缩工艺降低了 34.5%。2 种流程的焓分析结果见表 8,由于 LNG 的冷焓输入,新型 CO<sub>2</sub> 压缩流程中的净焓输入增加。此外,CO<sub>2</sub> 两级压缩的中间冷却热通过多流股换热器回收用于加热再生塔顶的冷凝回流水,其输出焓为 784.41 kW,结果表明焓效率从 62.19% 上升至 65.96%。多流股换热器内部流股的冷、热组合曲线如图 9 所示,CO<sub>2</sub> 两级压缩中间冷却热负荷为 9 161.89 kW,其中 35.75% 用于将液态 CO<sub>2</sub> 从 -9.58 °C 加热至 30.00 °C,45.63% 用于将再生塔冷凝回流水从 40.00 °C 加热至 120.00 °C,剩余的热量被冷却水带走。

表 7 2 种 CO<sub>2</sub> 压缩工艺的耗功量 单位: kW  
Tab.7 Power consumption of each CO<sub>2</sub> compression process

设备	常规 CO <sub>2</sub> 压缩工艺	新型 CO <sub>2</sub> 压缩工艺
压缩机 1	3 005.0	3 362.0
压缩机 2	3 117.0	3 526.0
压缩机 3	2 893.0	
压缩机 4	2 358.0	
CO <sub>2</sub> 泵		563.3
总耗功	11 373.0	7 451.3

表 8 2 种 CO<sub>2</sub> 压缩工艺的焓平衡  
Tab.8 Exergy balance of each CO<sub>2</sub> compression process

	常规 CO <sub>2</sub> 压缩工艺	新型 CO <sub>2</sub> 压缩工艺
输入焓/kW		
进口 CO <sub>2</sub>	1 423.94	1 423.94
进口冷凝回流水		13.16
压缩机 1	3 005.00	3 362.00
压缩机 2	3 117.00	3 527.00
压缩机 3	2 893.00	
压缩机 4	2 358.00	
CO <sub>2</sub> 泵		563.50
LNG		13 936.83
净焓输入	12 796.94	22 826.43
输出焓/kW		
出口冷凝回流水		784.41
液态 CO <sub>2</sub>	7 957.80	7 709.95
天然气		6 561.44
净焓输出	7 957.80	15 055.80
焓效率/%	62.19	65.96

图 10 展示了新型 CO<sub>2</sub> 压缩工艺中不同设备的焓损失及其占比。由图 10 可见,CO<sub>2</sub> 冷凝器的焓损失最大,为 5 532.9 kW,占总设备焓损失的 73.21%。这是由于 CO<sub>2</sub> 冷凝器中冷热流股之间的大换热温差,CO<sub>2</sub> 和 LNG 的温度分别为 30 °C 和 -162 °C,因此换热过程中会造成较大的不可逆损失。而多流股换热器的焓损失为 785.4 kW,占比为 10.39%。

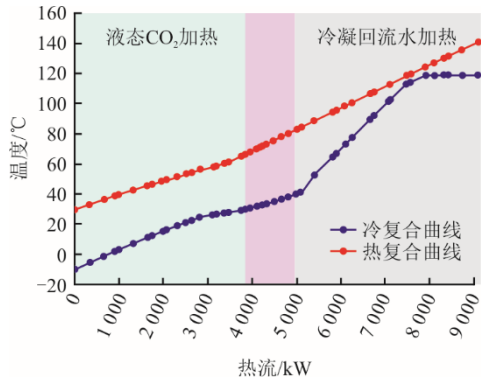
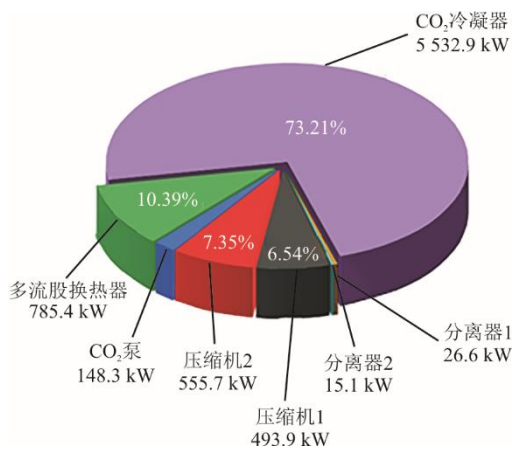


图9 多流股换热器内部的复合曲线

Fig.9 Composite curves in the multi-stream heat exchanger

图10 新型CO<sub>2</sub>压缩工艺设备的焓损失占比Fig.10 Exergy loss ratios of each device in the novel CO<sub>2</sub> compression process

常规碳捕集机组和新型碳捕集机组的性能对比见表9。由表9可见,相同的90%的CO<sub>2</sub>捕集率下,新型机组的单位再生能耗从每吨CO<sub>2</sub> 4.17 GJ降低至3.45 GJ,降低了17.3%。此外,小汽轮机额外增加了0.82 MW的净输出功率。由于抽汽过热和CO<sub>2</sub>压缩中间冷却热回收,低压抽汽量从68.40 kg/s降低至48.95 kg/s,低压缸的净输出功率从22.61 MW增至34.80 MW。整合LNG冷能回收的CO<sub>2</sub>压缩级数从4级降至2级,压缩功从11.37 MW降至7.45 MW,中间冷却负荷从79.16 GJ/h降低至6.14 GJ/h。新型机组的净输出功率为358.75 MW,相较于常规碳捕集机组增加了16.82 MW,净发电效率从48.85%上升至51.25%,效率惩罚从13.77%降低至9.53%。

为进一步突出本文提出的新型工艺的优越性,将其与其他学者研究结果<sup>[3-4,14]</sup>中获得的耦合燃烧后碳捕集技术的NGCC电厂效率惩罚进行对比,结果显示本文效率惩罚低于文献10.75%~14.08%的范围,表明该技术具有显著的节能效果。

表9 新型碳捕集机组和常规碳捕集机组的性能对比  
Tab.9 Performance comparison between the novel and conventional carbon capture unit

项目	常规碳捕集机组	新型碳捕集机组
燃气轮机净输出功率/MW	254.34	254.34
燃气轮机总输出功率/MW	507.45	507.45
空气压缩机耗功/MW	249.24	249.24
蒸汽轮机净输出功率/MW	99.32	111.51
高压缸输出功率/MW	29.95	29.95
中压缸输出功率/MW	48.08	48.08
低压缸输出功率/MW	22.61	34.80
循环水泵耗功/MW	1.32	1.32
抽蒸汽量/(kg·s <sup>-1</sup> )	68.40	48.95
碳捕集热耗/MW	148.6	119.3
碳捕集电耗/MW	0.36	0.47
CO <sub>2</sub> 压缩电耗/MW	11.37	7.45
小汽轮机净输出功率/MW		0.82
电站净输出功率/MW	341.93	358.75
电站净发电效率/%	48.85	51.25
效率惩罚/%	13.77	9.53

## 5 结 论

本文提出了一种用于NGCC电厂的新型燃烧后碳捕集工艺流程,通过小汽轮机回收低压抽汽的压力能驱动贫液蒸汽压缩工艺的压缩机,实现了能量梯级利用和热电联产;此外利用CO<sub>2</sub>压缩中间冷却热加热再生塔冷凝回流水,使再生能耗降低了17.3%。在此基础上,通过回收抽汽过热使低压抽汽量从68.40 kg/s降至48.95 kg/s,减少了28.4%。针对CO<sub>2</sub>多级压缩能耗高和LNG气化过程中冷能浪费的问题,使用多流股换热器回收LNG冷能降低CO<sub>2</sub>的液化压力,使压缩功降低了34.5%,冷却负荷从79.16 GJ/h降低至6.14 GJ/h,在节省公用工程需求量同时大幅降低设备的投资成本和占地面积。

研究表明,新型碳捕集机组的净输出功率从341.93 MW增至358.75 MW,使得净发电效率从48.85%上升至51.25%,效率惩罚从13.77%降低至9.53%,热经济性得到了有效的改善。本文提出的新型工艺为解决碳捕集工艺再生能耗高,耦合电厂效率损失大等痛点问题提供了一种有效思路,期望为促进NGCC电厂的节能减排和加速实现“双碳”目标做出贡献。

### [参考文献]

- [1] HE T, CHONG Z R, ZHENG J, et al. LNG cold energy utilization: prospects and challenges[J]. Energy, 2019, 170: 557-568.
- [2] International Energy Agency (IEA). Natural gas-fired electricity[Z]. IEA, 2022.
- [3] ESQUIVEL-PATIÑO G G, SERNA-GONZÁLEZ M, NÁPOLES-RIVERA F. Thermal integration of natural

- gas combined cycle power plants with CO<sub>2</sub> capture systems and organic Rankine cycles[J]. *Energy Conversion and Management*, 2017, 151: 334-342.
- [4] LUO X, WANG M, CHEN J. Heat integration of natural gas combined cycle power plant integrated with post-combustion CO<sub>2</sub> capture and compression[J]. *Fuel*, 2015, 151: 110-117.
- [5] 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.
- [6] MIKULČIĆ H, SKOV I R, DOMINKOVIĆ D F, et al. Flexible carbon capture and utilization technologies in future energy systems and the utilization pathways of captured CO<sub>2</sub>[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2019, 114: 109338.
- [7] MORES P, RODRÍGUEZ N, SCENNA N, et al. CO<sub>2</sub> capture in power plants: minimization of the investment and operating cost of the post-combustion process using MEA aqueous solution[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2012, 10: 148-163.
- [8] LI K, LEIGH W, FERON P, et al. Systematic study of aqueous monoethanolamine (MEA)-based CO<sub>2</sub> capture process: techno-economic assessment of the MEA process and its improvements[J]. *Applied Energy*, 2016, 165: 648-659.
- [9] OH S Y, BINNS M, CHO H, et al. Energy minimization of MEA-based CO<sub>2</sub> capture process[J]. *Applied Energy*, 2016, 169: 353-362.
- [10] 郭李恒, 丁玉栋, 廖强, 等. 基于蒸汽压缩-分流的电厂烟气 CO<sub>2</sub> 捕集过程模拟优化[J]. *动力工程学报*, 2021, 41(7): 565-571.  
GUO Liheng, DING Yudong, LIAO Qiang, et al. Simulation and optimization of carbon dioxide capture process in power plant based on vapor compression and split flow[J]. *Journal of Power Engineering*, 2021, 41(7): 565-571.
- [11] 陆诗建, 高丽娟, 王家凤, 等. 烟气 CO<sub>2</sub> 捕集热能梯级利用节能工艺耦合优化[J]. *化工进展*, 2020, 39(2): 728-737.  
LU Shijian, GAO Lijuan, WANG Jiafeng, et al. Coupling optimization of energy-saving technology for cascade utilization of flue gas CO<sub>2</sub> capture system[J]. *Chemical Industry and Engineering Progress*, 2020, 39(2): 728-737.
- [12] 李杨, 王妮妮, 陈振华, 等. 亚临界机组碳捕集系统优化及其对热力系统影响的模拟研究[J]. *工程热物理学报*, 2024, 45(5): 1255-1263.  
LI Yang, WANG Nini, CHEN Zhenhua, et al. Simulation study on the optimization of carbon capture system and its impact on thermal system in subcritical coal-fired power plants[J]. *Journal of Engineering Thermophysics*, 2024, 45(5): 1255-1263.
- [13] 李青, 余云松, 姜钧, 等. 基于热泵技术的化学吸收法二氧化碳捕集系统[J]. *高校化学工程学报*, 2010, 24(1): 29-34.  
LI Qing, YU Yunsong, JIANG Jun, et al. CO<sub>2</sub> capture by chemical absorption method based on heat pump technology[J]. *Journal of Chemical Engineering in Higher Education*, 2010, 24(1): 29-34.
- [14] HU Y, XU G, XU C, et al. Thermodynamic analysis and techno-economic evaluation of an integrated natural gas combined cycle (NGCC) power plant with post-combustion CO<sub>2</sub> capture[J]. *Applied Thermal Engineering*, 2017, 111: 308-316.
- [15] 冯凌杰, 翟融融, 郭一村, 等. 耦合碳捕集系统的燃气蒸汽联合循环综合性能研究[J]. *发电技术*, 2022, 43(4): 584-592.  
FENG Lingjie, ZHAI Rongrong, GUO Yicun, et al. Study on the comprehensive performance of natural gas combined cycle plant integrated with carbon capture system[J]. *Power Generation Technology*, 2022, 43(4): 584-592.
- [16] BAO J, ZHANG L, SONG C, et al. Reduction of efficiency penalty for a natural gas combined cycle power plant with post-combustion CO<sub>2</sub> capture: integration of liquid natural gas cold energy[J]. *Energy Conversion and Management*, 2019, 198: 111852.
- [17] SULTAN H, MUHAMMAD H A, BHATTI U H, et al. Reducing the efficiency penalty of carbon dioxide capture and compression process in a natural gas combined cycle power plant by process modification and liquefied natural gas cold energy integration[J]. *Energy Conversion and Management*, 2021, 244: 114495.
- [18] 戴宇泽, 王丹丹, 刘锋, 等. 双吸收升温型热泵驱动电厂碳捕集的方案研究[J]. *工程热物理学报*, 2018, 39(11): 2347-2355.  
DAI Yuzhe, WANG Dandan, LIU Feng, et al. Study on post combustion CO<sub>2</sub> capture in power plant integrated with double absorption heat transformer[J]. *Journal of Engineering Thermophysics*, 2018, 39(11): 2347-2355.
- [19] 李俊, 陈煜. LNG 冷能回收及梯级利用研究进展[J]. *制冷学报*, 2022, 43(2): 1-12.  
LI Jun, CHEN Yu. Research progress of cold energy recovery and cascade utilization of LNG[J]. *Journal of Refrigeration*, 2022, 43(2): 1-12.
- [20] KIM Y, LEE J, CHO H, et al. Novel cryogenic carbon dioxide capture and storage process using LNG cold energy in a natural gas combined cycle power plant[J]. *Chemical Engineering Journal*, 2023, 456: 140980.
- [21] LIANG Y, YE K, ZHU Y, et al. Thermodynamic analysis of two-stage and dual-temperature ejector refrigeration cycles driven by the waste heat of exhaust gas[J]. *Energy*, 2023, 278: 127862.
- [22] SZARGUT J M, MORRIS D R, STEWARD F R. Exergy analysis of thermal, chemical, and metallurgical processes[M]. New York: Hemisphere Publishing, 1988: 1.
- [23] FERRARA G, LANZINI A, LEONE P, et al. Exergetic and exergoeconomic analysis of post-combustion CO<sub>2</sub> capture using MEA-solvent chemical absorption[J]. *Energy*, 2017, 130: 113-128.
- [24] ØI L E. Aspen HYSYS simulation of CO<sub>2</sub> removal by amine absorption from a gas based power plant[C]//The 48th Scandinavian Conference on Simulation and Modeling (SIMS 2007), 30-31 October, 2007, Göteborg (Säro). 2007: 73-81.
- [25] ABU-ZAHRA M R M, SCHNEIDERS L H J, NIEDERER J P M, et al. CO<sub>2</sub> capture from power plants: Part I. A parametric study of the technical performance based on monoethanolamine[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2007, 1(1): 37-46.

(责任编辑 杜亚勤)