

基于氨驱动钙循环捕集 CO₂ 的天然气-氨互补发电系统集成与评价

郑雅文^{1,2}, 曾雪兰¹, 刘建辉², 王珺瑶³, 何松¹, 杨光², 范峻铭²

(1. 广东工业大学 碳中和与绿色发展协同创新研究院, 广东 广州 510006; 2. 深圳市燃气集团股份有限公司, 广东 深圳 518049;

3. 广东工业大学 能源与材料学院, 广东 广州 510006)

摘要: 天然气电厂由于其清洁高效以及优异的调峰能力将在高比例可再生能源输入的情景下扮演重要角色。尽管天然气电厂相比于煤电具有更低的碳排放强度, 但其仍然是全球 CO₂ 排放的主要来源。CO₂ 捕集、利用与封存技术是实现碳中和目标的兜底技术, 其中钙循环燃烧后捕集技术由于吸附剂来源广泛、成本低廉而备受关注。传统富氧燃烧钙循环捕集技术采用纯氧与化石燃料燃烧为煅烧过程供热, 并通过直接加热水蒸气的方式回收碳酸化反应恒温热量, 导致了较高的能量惩罚。通过采用零碳燃料氨替代化石燃料, 提出了一种新型的基于氨驱动钙循环捕集 CO₂ 的天然气-氨互补发电系统。新系统避免了化石能源供热所带来的额外碳捕集需求, 同时利用氨裂解反应回收碳酸化反应释放的中温热量, 避免了碳酸化热直接加热水蒸气的大温差换热损失。结果显示, 新系统相比于传统的富氧燃烧钙循环捕集系统, 效率惩罚从 9.4% 下降到了 0.6%, CO₂ 避免能耗从 4.7 MJ/kg 下降到了 -8.1 MJ/kg, 新系统的热力学性能显著提升。同时, 新系统碳排放强度相比于富氧燃烧钙循环系统显著降低, 达到了 18.6 kg/MWh。分析了氨供能侧燃气透平入口温压对新系统性能的影响, 结果显示, 新系统在较宽的运行参数范围下均具有较好的系统性能表现。

关键词: 氨; 钙循环; 燃烧后捕集; 天然气电厂; 系统集成

中图分类号: TQ546.4 文献标志码: A 文章编号: 1006-6772(2024)12-0161-10

Integration and evaluation of a natural gas-ammonia complementary power generation system based on ammonia-driven calcium looping for CO₂ capture

ZHENG Yawen^{1,2}, ZENG Xuelan¹, LIU Jianhui², WANG Junyao³, HE Song¹, YANG Guang², FAN Junming²

(1. Collaborative Innovation Institute of Carbon Neutrality and Green Development, Guangdong University of Technology, Guangzhou 510006, China;

2. Shenzhen Gas Co., Ltd., Shenzhen 518040, China; 3. School of Material and Energy, Guangdong University of

Technology, Guangzhou 510006, China)

Abstract: Natural gas power plants will play an important role in scenarios with high renewable energy input due to their clean, efficient and excellent peak-shaving capacity. Although natural gas power plants have lower carbon emission intensity compared to coal-fired power plants, they remain a major source of global CO₂ emissions. CO₂ capture, utilization, and storage (CCUS) technologies are essential for achieving carbon neutrality, with post-combustion calcium looping technology drawing significant attention due to the widespread availability and low cost of its absorbents. Traditional oxy-fuel calcium looping capture technology uses pure oxygen and fossil fuels to supply heat for the calcination process and recovers the constant-temperature heat from the carbonation reaction by directly heating steam, resulting in high energy penalties. A novel ammonia-driven calcium looping CO₂ capture system for natural gas-ammonia complementary power generation has been proposed, in which ammonia replaces fossil fuels as a zero-carbon fuel. This new system avoids

收稿日期: 2024-10-17; 策划编辑: 白娅娜; 责任编辑: 王晓珍 DOI: 10.13226/j.issn.1006-6772.HH24101701

基金项目: 中国博士后科学基金面上资助项目 (2024M752134); 中国博士后科学基金特别资助项目 (2024T170587)

作者简介: 郑雅文 (1993—), 女, 四川眉山人, 博士。E-mail: zyw941314@163.com

通讯作者: 何松 (1994—), 男, 江西丰城人, 博士。E-mail: hesong@gdut.edu.cn

引用格式: 郑雅文, 曾雪兰, 刘建辉, 等. 基于氨驱动钙循环捕集 CO₂ 的天然气-氨互补发电系统集成与评价 [J]. 洁净煤技术, 2024, 30(12): 161-170.

ZHENG Yawen, ZENG Xuelan, LIU Jianhui, et al. Integration and evaluation of a natural gas-ammonia complementary power generation system based on ammonia-driven calcium looping for CO₂ capture [J]. Clean Coal Technology, 2024, 30(12): 161-170.



the additional carbon capture demand caused by fossil energy heating and utilizes ammonia pyrolysis to recover medium-temperature heat released from the carbonation reaction, avoiding large temperature difference heat exchange losses when directly heating steam. The results show that, compared to traditional oxy-fuel calcium looping systems, the efficiency penalty of the new system drops from 9.4% to 0.6%, and the CO₂ avoided energy consumption decreases from 4.7 to -8.1 MJ/kg, significantly improving its thermodynamic performance. At the same time, the carbon emission intensity of the new system is significantly reduced compared to the oxy-fuel calcium looping system, reaching 18.6 kg/MWh. An analysis of the effect of gas turbine inlet temperature and pressure at ammonia side on the new system's performance shows that the new system performs well across a wide range of operating parameters.

Key words: ammonia; calcium looping; post-combustion capture; natural gas combined cycle power plant; system integration

0 引言

天然气联合循环 (Natural Gas Combined Cycle, NGCC) 电厂在减少全球碳排放方面发挥着重要作用。相比于煤电, NGCC 电厂能显著降低电力碳足迹, 其碳排放强度为 350 ~ 400 g/kWh, 较燃煤发电厂低 50% ~ 60%^[1]。然而, 尽管其相比于煤电具有较低的碳排放强度, NGCC 电厂依然是全球二氧化碳排放的重要来源, 占电力行业排放的约 22%^[2]。随着全球向实现碳中和目标迈进, NGCC 电厂亟需引入先进的二氧化碳减排技术, 以进一步降低碳排放强度, 保障其能在碳中和目标下继续发挥关键作用。

在各类 CO₂ 减排技术中, CO₂ 捕集、利用与封存 (CO₂ Capture, Utilization and Storage, CCUS) 技术是实现碳中和目标的兜底技术, 其中燃烧后捕集被认为是最适用于对现有电厂进行改造的技术。在燃烧后捕集技术中, 钙循环燃烧后捕集技术通过采用钙基吸附剂在中高温条件下进行可逆的碳酸化/煅烧反应实现燃烧后烟气脱碳, 并由于吸附剂来源广泛、成本低廉而备受关注^[3-6]。NGCC 与钙循环典型的集成方式有 2 种, 一种是燃气透平出口烟气直接进入碳酸化炉脱碳, 另一种是释放完全余热的尾部烟气进入碳酸化炉脱碳。由于前者相比于后者具有更好的能量利用效率和更低的效率惩罚^[7-10], 是现有研究的研究热点, 同时也是笔者的主要研究对象。

目前典型的钙循环技术通过采用燃料在纯氧下燃烧为吸附剂煅烧过程供能^[11-13], 但纯氧制备所需的空分能耗巨大, 使得该技术的发展与推广受到了阻碍。为了避免供能过程的额外碳捕集需求, 现有研究探索了采用太阳能为煅烧过程供能^[14-15], 但太阳能的波动性与间歇性, 为捕集系统的稳定运行带来了挑战。此外, 由于钙循环碳酸化反应产生的热量为恒温热源, 用于加热做功工质将产生较大的换热温差, 能量传递过程品位差较大, 使得碳酸化反应热回收过程产生较大的不可逆损失。基于此, 笔者提出采用零碳燃料氨为钙循环燃烧后捕集提供能量, 并通过化学回热的方式回收碳酸化过程的中温

热量。绿氨是一种很有前景的氢载体, 采用氨替代化石燃料可以避免捕集过程化石燃料供能引起的额外 CO₂ 捕集需求。此外, 氨裂解反应温度为 400 ~ 700 °C^[16-17], 与碳酸化反应温度 600 ~ 700 °C 较为匹配, 采用氨裂解吸热反应回收碳酸化反应热, 可以避免大温差换热, 实现中品位热能向高品位燃料化学能的转化。

1 低碳动力系统描述

1.1 天然气联合循环电厂

以目前正在运行广东省东莞市高埗镇运行的天然气联合循环电厂为研究对象^[18]。电厂装机容量为 2 套 9E 联合循环发电机组 (2×180 MW), 其中燃气轮机发电机组为美国 GE 公司先进的 PG9171E 型, 采用“1+1+1”配置型式, 即每套联合循环发电机组安装 1 台燃气轮机发电机组, 1 台余热锅炉和 1 台蒸汽轮机发电机组。电厂简易流程如图 1 所示。天然气和压缩空气首先在燃烧室进行燃烧, 然后进入燃气透平做功。透平出口高温烟气进入余热锅炉, 加热蒸汽用于驱动蒸汽透平做功。做完功的蒸汽经冷却加压后再送入余热锅炉吸收烟气余热, 循环做功。余热锅炉双压无再热, 有一股低压补充水送入透平低压级做功, 2 套机组均在蒸汽透平中开设有一个供热抽气口。

1.2 富氧燃烧钙循环捕集系统

富氧燃烧后钙循环捕集系统 (Oxy-fuel combustion driven calcium looping capture system, CaL-OXY) 如图 2 所示。NGCC 电厂燃气透平出口烟气直接进入碳酸化塔中与吸附剂 CaO 反应脱除烟气中的 CO₂, 吸收完 CO₂ 的吸附剂 CaCO₃ 进入煅烧炉中进行脱碳再生。煅烧炉再生所需高温热量由燃料与纯氧燃烧提供, 其中纯氧由空气分离单元 (Air Separation Unit, ASU) 制备。再生脱附完 CO₂ 的 CaO 再进入碳酸化塔中继续吸附烟气中的 CO₂。碳酸化反应释放的热量以及碳酸化塔出口的烟气和煅烧炉出口的 CO₂ 用于加热水蒸气, 驱动真燃气透平做功。释放完全余热的脱碳烟气释放到环境中, 而 CO₂ 则经过压缩过程送到封存地点储存。

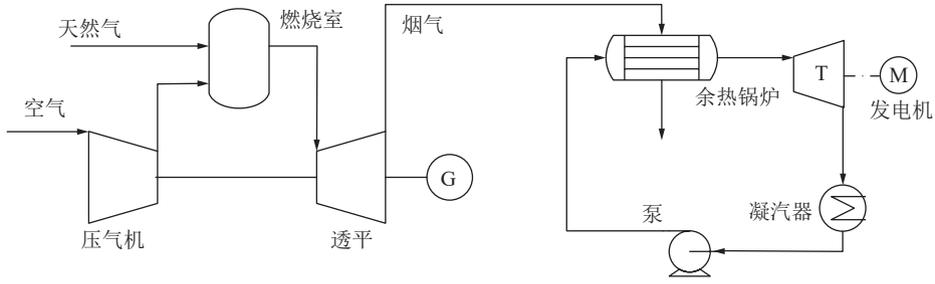


图 1 天然气联合循环电厂流程

Fig. 1 Flow sheet of NGCC

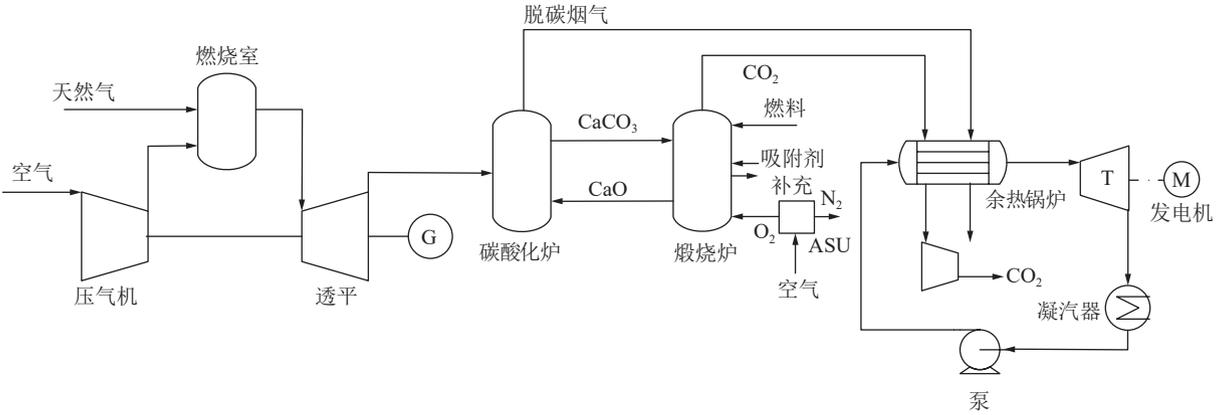


图 2 富氧燃烧钙循环碳捕集流程

Fig. 2 Flow sheet of CaL-OXY

1.3 氨驱动钙循环捕集系统

图 3 展示了本文提出的新系统—氨驱动钙循环捕集系统 (Ammonia driven calcium looping capture system, CaL-NH₃)。不同于富氧燃烧钙循环捕集系统, 新系统采用氨替代化石燃料为钙循环技术供能, 并利用碳酸化反应释放的热量驱动氨裂解反应而不是直接加热水。氨经压缩后进入氨裂解反应器中, 生成以 N₂ 和 H₂ 为主的气体产物, 随后进入燃烧室中与空气进行燃烧, 释放的热量通过外燃的方式为煅烧炉吸附剂再生过程供能。氨裂解反应器中

为吸热反应, 该反应所需热量由碳酸化反应释放的热量通过外燃的方式提供。图 4 直观地展示了新系统碳酸化炉与氨裂解炉以及煅烧炉与燃烧室之间的热量传递方式。由于煅烧过程在约 900 °C 的高温下进行, 为了更好地回收燃烧室出口烟气能量, 氨裂解以及产品燃烧过程在一定压力下进行, 并增设燃气透平回收烟气能量。透平出口烟气以及煅烧炉出口 CO₂ 进入余热锅炉加热水蒸气, 驱动蒸汽透平做功。释放完余热的 CO₂ 经压缩机压缩后送往封存地储存。

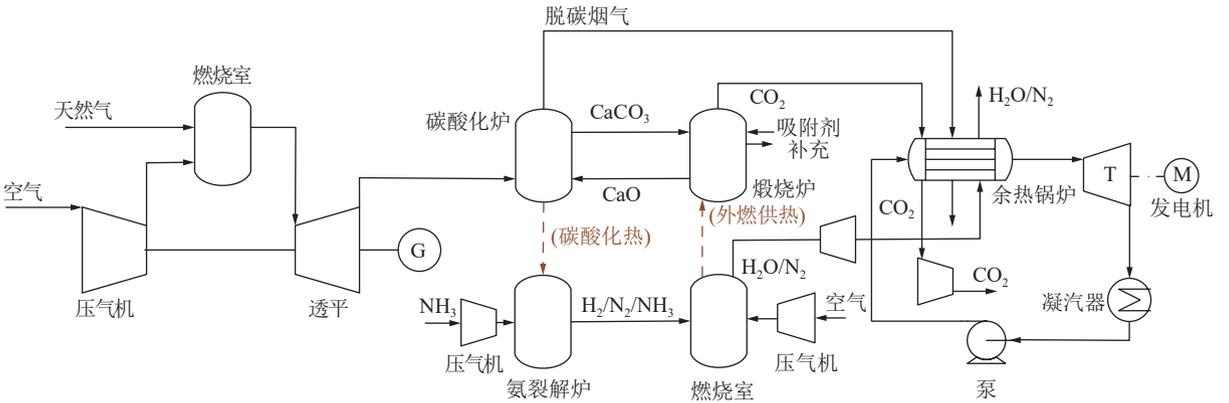


图 3 氨驱动钙循环碳捕集流程

Fig. 3 Flow sheet of CaL-NH₃

1.4 氨热化学回热发电系统

由于新系统采用了氨作为输入燃料, 为了更好地

地评估新系统的性能, 需要将氨热化学回热发电系统 (NH₃-based thermochemical recuperation power

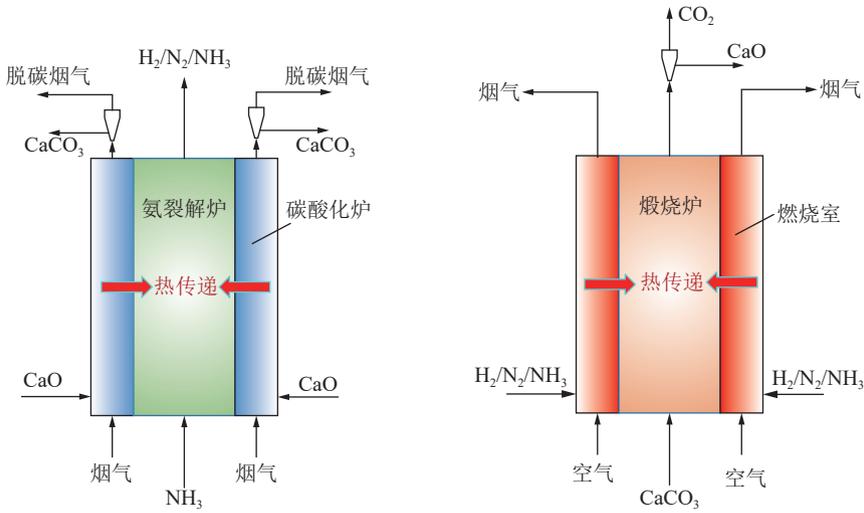


图4 钙循环碳捕集单元热量耦合示意

Fig. 4 Thermal coupling diagram of Calcium unit

plant) 也作为参比系统。由于目前还没有工业规模运行的基于 NH_3 的热化学回热电厂, 本研究选择文献 [19] 中典型的与燃气轮机集成的 NH_3 基热化学回热发电系统进行评估系统, 如图 5 所示。该系统包含 2 个子系统: 发电系统和热化学回收子系统。储罐中的氨气被蒸发并通过废气余热预热, 预热至

裂解温度后, 氨气被送入裂解炉。在裂解炉内, 氨气被分解为氮气和氢气, 所需的热量由燃气轮机排气余热提供。随后, 裂解产物与压缩空气混合, 并送入燃烧室。在燃烧过程中, 高温的燃烧产物驱动燃气轮机发电。燃气轮机的进气温度通过调节空气流量进行控制。

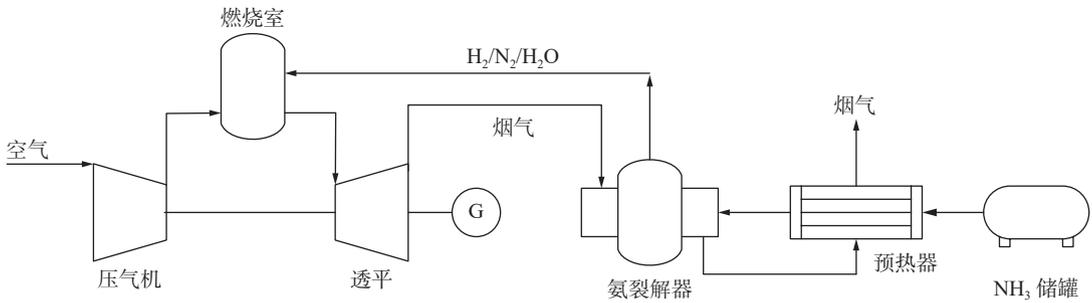


图5 氨热化学回热发电系统流程

Fig. 5 Flow sheet of NH_3 -based thermochemical recuperation power plant

2 系统模拟与评价

2.1 模型验证

为了保证模拟结果的可靠性, 需要对新系统以及参比系统中的关键环节进行模型验证。因此, 本节将针对系统中关键的环节, 包括天然气电厂、钙循环单元以及氨裂解反应单元开展模型验证。表 1 给出了天然气电厂实际运行数据与本文模拟数据的结果对比。结果显示, 每个部件的相对误差都在 5% 误差范围内, 验证了笔者建立的天燃气模拟模型的准确性。

表 2 给出了钙循环单元的模型验证结果。模型的输入条件来自文献 [20], 并与文献 [20] 的结果进行了对比。从表 2 中可以看出, 钙循环单元的模拟

结果与文献中的结果具有较好的一致性, 验证了模型的可靠性。

氨裂解反应是吸热过程, 通常在 $350 \sim 900 \text{ }^\circ\text{C}$ 的中高温下进行^[21]。在现有研究中, 往往采用 R-Gibbs 反应器来模拟氨裂解过程。图 6 对比了氨裂解反应的模拟结果和文献中的实验结果, 反应温度为 $400 \sim 500 \text{ }^\circ\text{C}$, 反应压力为 $0.1 \sim 1 \text{ MPa}$, 并采用 $\text{Ru}/\text{Al}_2\text{O}_3$ 作为反应催化剂^[22]。对比结果显示, 模拟结果与实验结果呈现出较好的一致性, 验证了本文模型的可靠性。

2.2 系统模拟条件

系统主要模拟参数见表 3。燃料采用当地电厂用天然气, CH_4 摩尔分数 91.1%, 低位热值 49.44 MJ/kg 。燃气轮机入口天然气质量流量 7.42 kg/s , 压力

表 1 天然气电厂模型验证

Table 1 Validation of NGCC power plant under design condition

	数据来源	模拟结果	运行数据
燃气轮机	天然气质量流量/(kg·s ⁻¹)	7.4	7.4
	空气质量流量/(kg·s ⁻¹)	403.7	403.7
	空气入口温度/℃	25	25
	空气入口压力/MPa	0.1	.1
	压气机压比	11.8	11.8
	压气机出口空气温度/℃	375	370
	压气机出口空气压力/MPa	1.2	1.2
	燃气透平入口温度/℃	1 100	1 100
	燃气透平排气温度/℃	550	560
	燃气轮机输出功/MW	122	120
余热锅炉	主蒸汽温度/℃	527	527
	主蒸汽压力/MPa	5.7	5.7
	主蒸汽质量流量/(t·h ⁻¹)	188	180
	补充蒸汽温度/℃	255	255
	补充蒸汽压力/MPa	0.66	0.66
	补充水质量流量/(t·h ⁻¹)	33	33
	给水质量流量/(t·h ⁻¹)	221	213
	排烟温度/℃	100	100
	排烟压力/MPa	0.1	0.1
	蒸汽透平	净输出功/MW	65
电厂净功输出/MW	187	183	
电厂发电效率/%	51.0	50.0	

表 2 钙循环过程模型验证

Table 2 Validation of the calcium looping process

数据来源	文献[20]	本文模拟
碳酸化塔温度/℃	650	650
煅烧炉温度/℃	900	900
碳酸化捕集效率/%	85	85
燃料消耗/MW	213.9	215.0
CO ₂ 捕集量/(kg·s ⁻¹)	27.2	27.2
CO ₂ 纯度/%	97.1	96.6

2.47 MPa。NH₃ 为 100 % 纯度，低位热值 18.5 MJ/kg。燃气轮机为 PG9171 型，空气压缩机压比 11.8，燃气透平入口温度 1 100 ℃。余热锅炉吸收烟气余热

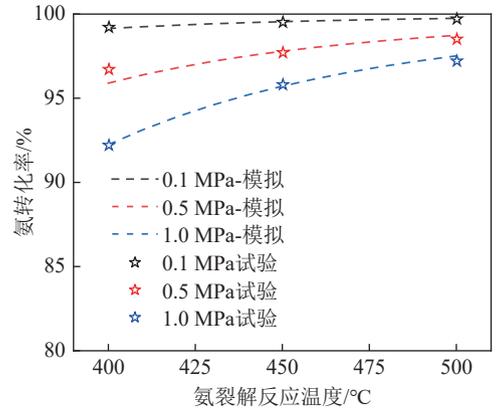


图 6 模拟结果与试验结果对比

Fig. 6 Comparison of simulation results with experimental results

生产 527 ℃ 和 5.7 MPa 的主蒸汽。电厂排烟 CO₂ 摩尔分数为 3.2%。碳酸化塔和煅烧炉的工作温度分别为 600 ℃ 和 900 ℃，压力为常压。空气分离单元采用深冷分离技术，单位氧气的分离电耗为 0.48 kWh/m³ (标况下)。氨裂解反应器工作压力和温度分别为 1.2 MPa 和 400 ℃。

2.3 评价指标

为了更好地评估新系统的热力学性能，本节将介绍一些捕集系统评价的主要指标，包括系统发电效率、效率惩罚，CO₂ 捕集率，系统碳排放强度以及 CO₂ 避免能耗。

系统的发电效率定义为系统净电力输出与输入系统的总能量之比，可以通过下式计算：

$$\eta_p = \frac{P_{net}}{E_{in}} = \frac{P_{GT} + P_{STs} - P_{Pumps} - P_{ASU} - P_{Comps}}{m_{NG}Q_{NG} + m(NH_3)Q(NH_3)} \quad (1)$$

式中：P_{net} 为系统的净输出功；E_{in} 为系统的总能量输入；P_{GT}、P_{STs}、P_{Pumps}、P_{ASU} 和 P_{Comps} 分别表示燃气轮机、蒸汽透平、泵、空分单元以及压缩机的功耗；m_{NG} 和 m(NH₃) 分别为输入天然气和 NH₃ 的质量流量；Q 为对应的低位热值。

效率惩罚指引入 CO₂ 捕集后，捕集系统相比于原电厂发电效率的下降程度，其可以通过下式进行计算：

$$\Delta\eta = \eta_{wo} - \eta_w \quad (2)$$

式中：η_{wo} 为原电厂发电效率；η_w 为采用碳捕集后电厂发电效率。

CO₂ 捕集率 X 定义为捕获的 CO₂ 量与系统输入的总碳量之比，如公式 (3) 所示。

$$X = \frac{n(CO_2)}{n(CaCO_3) + n_{NG}} \quad (3)$$

式中，n(CO₂) 为系统捕获的 CO₂ 物质的量；n(CaCO₃) 为系统补充的 CaCO₃ 的物质的量；n_{NG} 为系统输入的天然气的物质的量。

表3 主要模拟参数

Table 3 Main parameters for simulation

参数	数值	参数	数值			
天然气输入 ^[20]	摩尔分数/%	CH ₄ : 91.1	蒸汽透平 ^[20]	等熵效率	0.89, 0.87	
		C ₂ H ₆ : 6.0		冷凝器压力/MPa	0.009 7	
		C ₃ H ₈ : 2.14	泵	等熵效率	0.82	
		C ₄ H ₁₀ : 0.66		烟气 ^[20]	摩尔分数/%	CO ₂ : 3.2
		N ₂ : 0.05				N ₂ : 76.6
		CO ₂ : 0.04				O ₂ : 4.0
		O ₂ : 0.01				H ₂ O: 6.2
低位热值/(MJ·kg ⁻¹)	49.44		被捕集烟气温度/℃	40		
质量流量/(kg·s ⁻¹)	7.42	碳酸化塔 ^[24]	压力/MPa	0.1		
温度/℃	25		温度/℃	600		
压力/MPa	2.47		平均CaO转化率	0.2		
NH ₃ 输入 ^[23]	纯度/%	100	入口烟气温度/℃	550		
	Q _{LHV} /(MJ·kg ⁻¹)	18.5	煅烧炉	温度/℃	900	
	温度/℃	4		压力/MPa	0.1	
	压力/MPa	0.1	空分单元 ^[25-26]	类型	深冷分离	
燃气轮机 ^[20]	类型	PG9171E		单位氧气分离电耗/kWh	180	
	空气压缩机压比	11.8	O ₂ 纯度/%	95		
	空气压缩机等熵效率	0.85	氨裂解反应器 ^[19]	温度/℃	400	
	燃气透平入口温度/℃	1 100		压力/MPa	1.2	
	燃气透平等熵效率	0.92	燃气透平-NH ₃	入口温度/℃	1 100	
余热锅炉 ^[20]	主蒸汽压力/MPa	5.7		排气压力/MPa	0.1	
	主蒸汽温度/℃	527	等熵效率	0.92		
	补充蒸汽压力/MPa	0.66	压气机-NH ₃	等熵效率	0.85	
	补充蒸汽温度/℃	255				
	最小温差/℃	20				
	排烟温度/℃	100				

系统碳排放强度 (Carbon emission intensity, C_E) 定义为系统的 CO₂ 排放与电厂净电力输出之比:

$$C_E = \frac{m(\text{CO}_2)}{P_{\text{net}}} \quad (4)$$

其中, $m(\text{CO}_2)$ 为系统总的 CO₂ 排放量, 主要来源于电厂烟气。本研究未考虑电厂建设、原料开采等全

生命周期过程的碳排放, 仅考虑了运行阶段的碳排放。

CO₂ 避免能耗 (Energy consumption for CO₂ avoided, E_C) 表示引入碳捕集后, 避免单位质量 CO₂ 排放所消耗能量, 单位为 MJ/kg。考虑到新系统有 2 种能源输入, E_C 可以通过下式计算:

$$E_C = \frac{\frac{P_{\text{net,wo}}}{P_{\text{net,w}}}(1/\eta_w - 1/\eta_{\text{wo}}) + \frac{(P_{\text{net,w}} - P_{\text{net,wo}})}{P_{\text{net,w}}}(1/\eta_w - 1/\eta(\text{NH}_3))}{\left(\frac{P_{\text{net,wo}}}{P_{\text{net,w}}}C_{E,\text{wo}} + \frac{(P_{\text{net,w}} - P_{\text{net,wo}})}{P_{\text{net,w}}}C_E(\text{NH}_3) - C_{E,w}\right) / 3\ 600} \quad (5)$$

式中, $\eta(\text{NH}_3)$ 为选定的基于 NH_3 的热化学回热发电系统的发电效率; 下标 w 和 w_0 分别为采用碳捕集和未采用碳捕集的系统。

由于新系统有天然气和氨 2 种能源输入, 本文定义燃料比 R_f 以体现运行参数对能源输入比例的影响。燃料比定义为输入系统的可再生燃料(氨)与化石燃料(天然气)的能量之比, 如下式:

$$R_f = \frac{m(\text{NH}_3)Q(\text{NH}_3)}{m_{\text{NG}}Q_{\text{NG}}} \quad (6)$$

3 评价结果与讨论

3.1 能量分析结果

基于前面对于新系统和参比系统的介绍, 以及相关热力学评价指标的定义, 表 4 给出了新系统以及参比系统的能量分析结果。从表中可以看到, 新系统在能量性能上相比于富氧燃烧钙循环碳捕集系统表现出了显著的优势, 其效率惩罚只有 0.6%, 相比于富氧燃烧钙循环下降了 8.2%, 捕集系统性能显著提升。该性能差异主要来源于化学能转化与钙循环过程之间的集成。新系统一方面利用碳酸化反应热驱动氨裂解反应, 相比于直接加热水, 避免了大温差换热损失, 实现了中品位热能转化为高品位化

表 4 能量分析结果

Table 4 Results of energy analysis

系统	NGCC	CaL-OXY	CaL-NH ₃
能量输入/MW			
天然气-电厂	366.7	366.7	366.7
天然气-CaL	0	187.2	0
NH ₃ -CaL	0	0	488.0
总能量输入	366.7	553.8	854.7
能量输出/MW			
压气机-电厂	149.2	149.2	149.2
燃气透平-电厂	270.9	270.9	270.9
蒸汽透平	65.9	130.1	152.5
泵功	0.5	0.7	1.0
空分耗功	—	10.5	—
燃气透平-CaL	—	—	346.3
压气机-CaL	—	—	180.1
CO ₂ 压缩功	—	10.3	8.3
净输出功	187.1	230.3	431.1
性能参数			
发电效率/%	51.0	41.6	50.4
效率惩罚/%	—	9.4	0.6
碳排放强度/(kg · MWh ⁻¹)	394.2	51.1	18.6
E_C /(MJ · kg ⁻¹)	—	4.7	-8.1

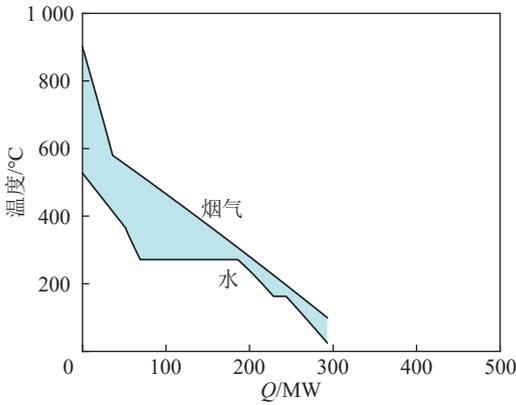
学能的高效能量转化。另一方面, 新系统采用燃气透平实现了供能燃料烟能能量的高效回收。从结果中可以看出, 新系统虽然增加了 488.0 MW 的能量输入, 但其也增加了 244 MW 的电力输出。而富氧燃烧钙循环碳捕集系统增加了 187.2 MW 的能量输入的同时, 只增加了 43.2 MW 的电力输出。这主要是由于富氧燃烧钙循环碳捕集系统的热回收利用效率低以及额外的空分单元能耗。

此外, 从结果中可以看出, 采用钙循环碳捕集技术后, 系统的碳排放强度显著下降, 富氧燃烧钙循环碳捕集系统从 NGCC 电厂的 394.2 kg/MWh 下降至 51.1 kg/MWh, 而新系统碳排放强度相比于富氧燃烧钙循环碳捕集系统进一步下降至 18.6 kg/MWh, 新系统碳排放强度显著降低。同样, 从 CO₂ 避免能耗上看, 新系统也具有显著的优势, 新系统的 CO₂ 避免能耗为负值 -8.1 MJ/kg, 显著低于富氧燃烧钙循环碳捕集系统的 4.7 MJ/kg。这主要是因为, 氨化学回热发电厂的发电效率在燃气透平入口温度和压力分别为 1 100 °C 和 1.2 MPa 时为 38.8%, 低于 NGCC 电厂的发电效率 51.0%, 使得式 (5) 分子第 2 项为负值, 也就是说新系统的氨燃料与钙循环技术具有更好的集成性能。一方面, 采用碳酸化热驱动氨裂解反应, 将中品位热能提升为了高品位化学能, 实现了能量的高效梯级利用。另一方面, 氨裂解燃烧产物用于驱动高温高压的燃气蒸汽联合循环, 使得系统整体能量利用效率提升。而富氧燃烧钙循环则采用蒸汽朗肯循环做功, 同时需要较高的空气分离功耗, 因此其 CO₂ 避免能耗较高。

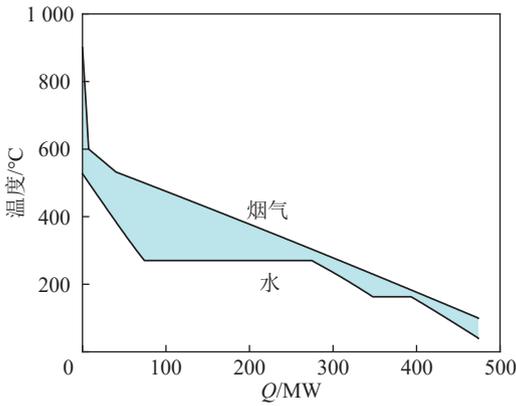
由于多压蒸汽余热锅炉换热较复杂, 且电厂与捕集系统余热主要通过余热锅炉进行回收, 其运行参数与换热曲线对系统性能将产生较大影响。图 7 进一步对比了不同技术路线中, 余热锅炉的换热曲线。从图中可以看到, 相比于 CaL-OXY 技术路线, CaL-NH₃ 技术中有更多的热量通过余热锅炉回收, 且新系统余热锅炉换热温差减小, 单位热量损失减小。

3.2 关键参数影响分析

在新系统中, 氨供能侧燃气透平的入口温压参数对应着氨裂解反应压力和裂解产物燃烧反应温压, 对新系统的热力学性能有显著的影响。因此本节将分析氨供能侧燃气透平入口温压参数对新系统效率惩罚和 CO₂ 避免能耗的影响。结果如图 8 所示。从图中可以看出, 随着燃气透平入口温压参数的升高, 新系统效率惩罚逐渐下降, 在 1.8 MPa 和 1 300 °C 时可以达到 -1.3% 的效率惩罚, 实现负能量惩罚碳捕集。即使在较低的压力和温度下, 如



(a) CaL-OXY系统余热锅炉换热曲线



(b) CaL-NH₃系统余热锅炉换热曲线

图7 余热锅炉换热曲线

Fig. 7 Heat transfer curve of HRSGs

0.9 MPa 和 1000 °C 时, 新系统的效率惩罚也只有 1.9%, 显著低于富氧燃烧钙循环 8.1% 的效率惩罚。因此, 从效率惩罚上看, 新系统在较宽的运行参数范围下均具有较好的系统性能表现。

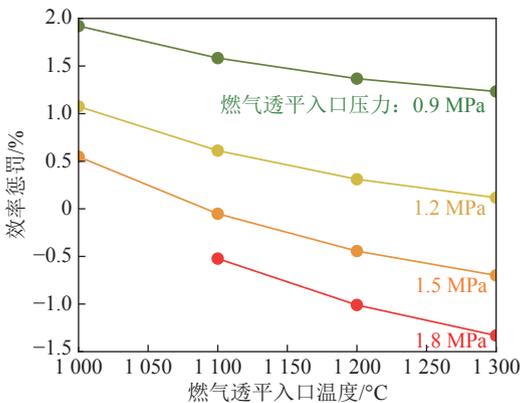


图8 燃气透平入口温压对效率惩罚的影响

Fig. 8 Impact of gas turbine inlet temperature and pressure on efficiency penalty

由于燃料比反映了所需输入系统的可再生能源与化石能源的比例, 而 CO₂ 避免能耗对应的是避免单位 CO₂ 所需的消耗的燃料热值, 二者之间存在的紧密的关联。因此, 图 9 进一步分析了不同燃料比

下 CO₂ 避免能耗的变化规律。从图中可以看出, CO₂ 避免能耗随着燃料比的增大整体呈现增大趋势, 同时随着燃气透平入口温度的升高而增大。这主要是由于 CO₂ 避免能耗除了受系统本身能量利用性能的影响, 还受到氨热化学回热发电参比系统效率的影响, 如式 (5) 所示。由于燃料比主要受氨供能侧燃气透平输入压力的影响, 因此出现该趋势的本质原因来源于, 氨化学回热发电参比系统的发电效率随着透平入口温压的升高而升高。图 10 展示了氨热化学回热发电系统的效率随燃气透平入口温度的变化, 数据来源于文献 [19]。由于氨热化学回热发电系统的发电效率随着燃气透平入口温压参数的升高而升高, 新系统相比于参比系统的性能提升程度呈现缩小的趋势。而燃料比主要受燃气透平入口压力的影响, 因此新系统的 CO₂ 避免能耗随燃料比以及氨供能侧燃气透平的温度的升高逐渐增大, 且随着燃料比的增大, 其变化趋势逐渐减小。

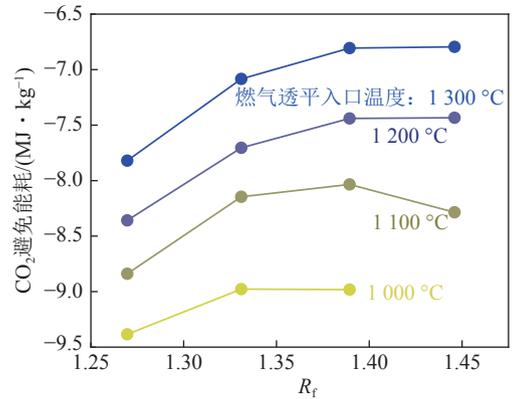


图9 不同 R_f 下 CO₂ 避免能耗变化规律

Fig. 9 CO₂ avoided energy consumption law under different R_f

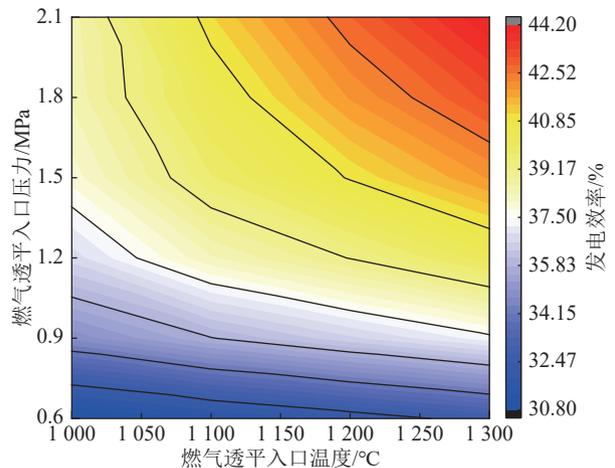


图10 氨热化学回热发电效率随燃气透平入口温压变化
Fig. 10 Power efficiencies of the NH₃-based thermochemical recuperation power plant under different gas turbine inlet temperature and pressure

4 结 论

1) 新系统在能量性能上相比于参比系统表现出了显著的优势, 其效率惩罚只有 0.6%, 相比于参比系统下降了 8.2%。从 CO₂ 避免能耗上看, 新系统的 CO₂ 避免能耗为负值 -8.1 MJ/kg, 显著低于富氧燃烧钙循环系统的 4.7 MJ/kg。此外, 新系统碳排放强度相比于富氧燃烧钙循环显著降低, 达到了 18.6 kg/MWh。

2) 分析了氨供能侧燃气透平入口温压对新系统性能的影响。结果显示, 新系统在较宽的运行参数范围内均具有较好的系统性能表现。新系统效率惩罚随着燃气透平入口温压的升高而升高, 在 0.9 ~ 1.2 MPa 压力和 1 000 ~ 1 300 °C 温度下, 新系统效率惩罚在 1.9% ~ -1.3% 内变化。燃料比主要受燃气透平入口压力的影响, 其随着燃气透平入口压力的升高而增大, 即在高燃气透平入口压力下, 需要更多的零碳燃料氨输入系统为钙循环捕集过程供能。当燃料比在 1.27 ~ 1.45 内变化。CO₂ 避免能耗在 -6.8 ~ -9.4 MJ/kg 内变化, 且随着燃料比以及燃气透平入口温度的增大而增大。

参考文献 (References):

- [1] EIA. Electric Power Annual 2022 [R]. Washington: US Department of Energy, 2023.
- [2] AGENCY I E. World energy outlook 2021[M]. Paris: International Energy Agency, 2021.
- [3] PEREJÓN A, ROMEO L M, LARA Y, et al. The calcium-looping technology for CO₂ capture: on the important roles of energy integration and sorbent behavior[J]. *Applied Energy*, 2016, 162: 787–807.
- [4] HEIDARI M, TAHMASEBPOOR M, MOUSAVI S B, et al. CO₂ capture activity of a novel CaO adsorbent stabilized with (ZrO₂+Al₂O₃+CeO₂)-based additive under mild and realistic calcium looping conditions[J]. *Journal of CO₂ Utilization*, 2021, 53: 101747.
- [5] DE LENA E, SPINELLI M, GATTI M, et al. Techno-economic analysis of calcium looping processes for low CO₂ emission cement plants[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2019, 82: 244–260.
- [6] CHEN J, DUAN L B, MA Y X, et al. Recent progress in calcium looping integrated with chemical looping combustion (CaL-CLC) using bifunctional CaO/CuO composites for CO₂ capture: a state-of-the-art review[J]. *Fuel*, 2023, 334: 126630.
- [7] STROJNY M, GLADYSZ P, HANAK D P, et al. Comparative analysis of CO₂ capture technologies using amine absorption and calcium looping integrated with natural gas combined cycle power plant[J]. *Energy*, 2023, 284: 128599.
- [8] BERSTAD D, ANANTHARAMAN R, BLOM R, et al. NGCC post-combustion CO₂ capture with Ca/carbonate looping: efficiency dependency on sorbent properties, capture unit performance and process configuration[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2014, 24: 43–53.
- [9] BERSTAD D, ANANTHARAMAN R, JORDAL K. Post-combustion CO₂ capture from a natural gas combined cycle by CaO/CaCO₃ looping[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2012, 11: 25–33.
- [10] HU Y, AHN H. Process integration of a Calcium-looping process with a natural gas combined cycle power plant for CO₂ capture and its improvement by exhaust gas recirculation[J]. *Applied Energy*, 2017, 187: 480–488.
- [11] FU C, ROUSSANALY S, JORDAL K, et al. Techno-economic analyses of the CaO/CaCO₃ post-combustion CO₂ capture from NGCC power plants[J]. *Frontiers in Chemical Engineering*, 2021, 2: 596417.
- [12] DE LENA E, ARIAS B, ROMANO M C, et al. Integrated calcium looping system with circulating fluidized bed reactors for low CO₂ emission cement plants[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2022, 114: 103555.
- [13] GRECO-COPPI M, SEUFERT P, HOFMANN C, et al. Efficient CO₂ capture from lime plants: techno-economic assessment of integrated concepts using indirectly heated carbonate looping technology[J]. *Carbon Capture Science & Technology*, 2024, 11: 100187.
- [14] KHOSRAVI S, HOSSAINPOUR S, FARAJOLLAHI H, et al. Integration of a coal fired power plant with calcium looping CO₂ capture and concentrated solar power generation: energy, exergy and economic analysis[J]. *Energy*, 2022, 240: 122466.
- [15] FERRARIO D, STENDARDO S, VERDA V, et al. Solar-driven calcium looping system for carbon capture in cement plants: process modelling and energy analysis[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2023, 394: 136367.
- [16] ASIF M, SIDRA BIBI S, AHMED S, et al. Recent advances in green hydrogen production, storage and commercial-scale use via catalytic ammonia cracking[J]. *Chemical Engineering Journal*, 2023, 473: 145381.
- [17] YOUSEFI RIZI H, SHIN D. Green hydrogen production technologies from ammonia cracking[J]. *Energies*, 2022, 15(21): 8246.
- [18] ZHENG Y W, WANG J Y, LIU J H, et al. Tracing the carbon capture energy distribution in a natural gas combined cycle power plant under variable operating conditions[J]. *Applied Thermal Engineering*, 2024, 246: 123000.
- [19] PASHCHENKO D, MUSTAFIN R, KARPILOV I. Ammonia-fired chemically recuperated gas turbine: thermodynamic analysis of cycle and recuperation system[J]. *Energy*, 2022, 252: 124081.
- [20] SCHAKEL W, HUNG C R, TOKHEIM L A, et al. Impact of fuel selection on the environmental performance of post-combustion calcium looping applied to a cement plant[J]. *Applied Energy*, 2018, 210: 75–87.
- [21] LEE J S, CHERIF A, YOON H J, et al. Large-scale overseas transportation of hydrogen: comparative techno-economic and environmental investigation[J]. *Renewable and Sustainable Energy*

- [Reviews](#), 2022, 165: 112556.
- [22] DI CARLO A, VECCHIONE L, DEL PRETE Z. Ammonia decomposition over commercial Ru/Al₂O₃ catalyst: an experimental evaluation at different operative pressures and temperatures[J]. [International Journal of Hydrogen Energy](#), 2014, 39(2): 808–814.
- [23] LIM D, KIM A, CHEON S, et al. Life cycle techno-economic and carbon footprint analysis of H₂ production *via* NH₃ decomposition: a case study for the republic of Korea[J]. [Energy Conversion and Management](#), 2021, 250: 114881.
- [24] PASCUAL S, LISBONA P, BAILERA M, et al. Design and operational performance maps of calcium looping thermochemical energy storage for concentrating solar power plants[J]. [Energy](#), 2021, 220: 119715.
- [25] DICKMEIS J, KATHER A. The coal-fired oxyfuel-process with additional gas treatment of the ventgas for increased capture rates[J]. [Energy Procedia](#), 2014, 63: 332–341.
- [26] VAN DER SPEK M, ELDRUP N H, SKAGESTAD R, et al. Techno-economic performance of state-of-the-art oxyfuel technology for low-CO₂ coal-fired electricity production[J]. [Energy Procedia](#), 2017, 114: 6432–6439.