DOI: 10.19666/j.rlfd.202508027

天然气 SOFC 耦合热泵热电联产系统的热力学分析

杨云杰，陈哲文，魏俊杰，张玉明，李家州，张 炜，刘穆禹
（中国石油大学（北京）重质油国家重点实验室，北京 102249）

［摘 要］【目的】为提升热电联产系统的能源利用效率与综合性能，解决传统系统热效率与㶲效率较低的问题，提出一种耦合固体氧化物燃料电池（SOFC）与溴化锂吸收式热泵的新型热电联产系统。【方法】首先，构建了系统的热力学与经济性分析模型。该系统利用 SOFC 进行富氧燃烧，产生的高温烟气依次用于空气预热、甲烷预热、水预热及蒸汽制备，并将所制蒸汽驱动溴化锂吸收式热泵以实现供热；随后，采用参数敏感性分析方法，系统探究了水碳比、SOFC 工作温度及燃料利用率 3 个关键参数对系统性能的影响规律。【结果】研究表明：随着水碳比增加，SOFC 发电效率与系统热效率呈下降趋势，而热泵性能系数（COP）稳定在 1.72 左右；随着工作温度升高，发电效率与系统热效率均显著提升；随着燃料利用率提高，发电效率增大，但系统热效率有所降低。在水碳比为 2、工作温度 1 000 ℃、燃料利用率 0.85 的优化工况下，系统发电效率达 52%，㶲效率为 56.6%，热效率达 100.54%。相较于参比系统，该系统热效率提升了 20%，㶲效率提升 2.6%，有效能平准化成本为 0.102 6 美元/(kW·h)，动态投资回收期为 8 年。【结论】该耦合系统通过优化能量梯级利用模式，显著提升了能源利用效率与综合性能，具备良好的经济性与工程应用潜力。研究揭示的关键参数影响机制可为系统优化设计与运行调控提供理论依据。

［关 键 词］固体氧化物燃料电池；溴化锂吸收式热泵；热电联产；能效评估；动态投资回收期

［引用本文格式］杨云杰，陈哲文，魏俊杰，等. 天然气 SOFC 耦合热泵热电联产系统的热力学分析[J]. 热力发电，2026，55(6)：102-114. YANG Yunjie, CHEN Zhewen, WEI Junjie, et al. Thermodynamic analysis of natural gas SOFC coupled with heat pump for combined heat and power generation system[J]. Thermal Power Generation, 2026, 55(6): 102-114.

Thermodynamic analysis of natural gas SOFC coupled with heat pump for combined heat and power generation system

YANG Yunjie, CHEN Zhewen, WEI Junjie, ZHANG Yuming, LI Jiazhou, ZHANG Wei, LIU Muyu
(State Key Laboratory of Heavy Oil Processing, China University of Petroleum, Beijing 102249, China)

Abstract: [Objective] Conventional combined heating and power (CHP) systems often suffer from suboptimal thermal integration and limited exergy utilization, resulting in low overall energy efficiency and significant carbon emissions. To address these challenges, this study proposes a novel high-efficiency CHP system based on the synergistic integration of a solid oxide fuel cell (SOFC) and a lithium bromide (LiBr) absorption heat pump. The architecture is specifically designed to maximize cascaded energy recovery and enhance comprehensive thermodynamic and economic performance. [Methods] A comprehensive steady-state model encompassing thermodynamic and economic analysis was developed to evaluate the system behavior. In the proposed configuration, unreacted fuel in the SOFC anode exhaust is combusted using oxy-fuel technology, yielding a CO_2-concentrated flue gas suitable for carbon capture while simultaneously upgrading waste heat quality. The high-

收 稿 日 期：2025-08-12 修 回 日 期：2026-02-14 接 受 日 期：2026-03-04
基 金 项 目：国家自然科学基金项目（52206036，22278432）；北京市中国石油大学（北京）科研基金项目（2462024YJRC009）
Supported by: National Natural Science Foundation of China (52206036, 22278432); Scientific Research Foundation of China University of Petroleum, Beijing (2462024YJRC009)
第一作者简介：杨云杰（1999），男，硕士研究生，主要研究方向为热电联供系统，18903480949@163.com。
通信作者简介：陈哲文（1990），男，博士，副教授，主要研究方向为超临界水煤气化基础理论以及发电系统集成与优化，2022880013@cup.edu.cn。

temperature flue gas is then recovered through an advanced cascaded heat exchanger network, sequentially enabling cathode air preheating, endothermic methane reforming, and high-pressure steam generation. This steam serves as the thermal driving source for the LiBr absorption heat pump to meet heating demands. A detailed parametric sensitivity analysis was conducted to investigate the effects of the steam-to-carbon ratio, SOFC operating temperature, and fuel utilization factor on key performance indicators. [Results] Simulation results show that increasing the steam-to-carbon ratio monotonically reduces both SOFC electrical efficiency and overall thermal energy utilization efficiency, whereas the coefficient of performance (COP) of the absorption heat pump remains stable at approximately 1.72. Higher SOFC operating temperatures significantly improve electrochemical kinetics and flue gas quality, thereby enhancing both electrical and thermal performance. A clear trade-off is observed with fuel utilization: higher fuel utilization factor increases electrical output but diminishes the availability of high-grade heat for downstream recovery. Under optimized conditions (with the steam-to-carbon ratio of 2, temperature of 1 000 ℃, and fuel utilization ratio of 0.85), the system achieves an electrical efficiency of 52%, an exergy efficiency of 56.6%, and an overall thermal energy utilization efficiency of 100.54% (defined on the basis of the fuel's lower heating value, including all recovered thermal energy). Compared to a conventional natural gas-fired CHP benchmark, the proposed system improves the thermal utilization efficiency by 20%, and increases the exergy efficiency by 2.6%. Economic evaluation yields a levelized cost of exergy of 0.102 6 dollars/(kW ħ) and a dynamic payback period of 8 years under current industrial energy pricing. [Conclusion] This coupled system significantly improves the energy utilization efficiency and comprehensive performance through the optimization of the energy cascade utilization mode. It demonstrates substantial economic feasibility and potential for engineering applications. The identified influence mechanisms of key parameters provide a theoretical foundation for the optimal design and operational control of such systems.

Key words: solid oxide fuel cell; lithium bromide absorption heat pump; cogeneration; energy efficiency evaluation; dynamic payback period

在全球能源结构低碳转型背景下，传统化石能源的高碳稳定性与可再生能源的低碳间歇性矛盾日益凸显[1]。国际能源署（IEA）数据显示，2023 年全球化石能源仍占一次能源消费的 80%以上，其中天然气作为“桥梁能源”占比达 24%，在能源转型中承担关键过渡角色[2]。2023 年全球天然气需求同比增长 1.5%（590 亿 m^3）[3]。预计 2024 年将进一步增长 2.1%（870 亿 m^3），贡献全球能源新增需求的 40%以上[4]。

然而，天然气主流利用方式——直接燃烧发电技术的应用面临双重瓶颈：

1）碳排放强度超标，碳排放强度 0.4~0.5 kg/(kW ħ) 远超“双碳”目标限值（0.1 kg/(kW ħ)）[5]；

2）能效提升见顶，传统燃气-蒸汽联合循环效率逼近理论极限（<65%）[6]。

此矛盾揭示：亟需突破燃烧化学能转化范式，开发新型高效低碳天然气利用技术[7]。固体氧化物燃料电池（SOFC）因其燃料灵活性与高能效特性成为突破方向[8]。天然气在 SOFC 内发生电化学反应，化学能直接转化为电能，效率可达到 50%~60%[9]。其高温尾气（700~900 ℃）可进一步回收，整体能源转化效率可突破 85%[10]。在分布式场景中，SOFC 因小型化、模块化特性，可摆脱对集中式电网的依赖，实现就地供能，碳排放强度较燃气联合循环降低 30%~40%[11]。然而，其中温余热（300~500 ℃）利用率不足导致㶲损失大于 15%[12-15]，成为系统能效提升的首要瓶颈。

针对 SOFC 中温余热（300~500 ℃）利用率较低的问题，近年来学者们提出将 SOFC 与溴化锂吸收式热泵耦合的创新系统。该方案将 SOFC 排放的余热作为吸收式热泵的热源，实现能源品位温度对口、梯级利用[16-19]。Zhang 等人[19]构建的 SOFC-LiBr 系统实验表明，耦合后系统综合能源利用效率提升至 92%；Ran 等人[20]引入超临界 CO_2 循环与溴化锂制冷技术，综合能效可达 70.49%；Wang 等人[21]提出基于吸收式热泵的热电联产系统，总热效率提升至 61.8%。此外，SOFC 与可再生能源的耦合（如太阳能、生物质等）也展示了良好的脱碳潜力[22-23]。

然而，深入分析上述文献发现，现有研究在 SOFC 与溴化锂热泵的耦合设计中，高温热源多依赖液态水的显热传递（如 80~150 ℃热水驱动热泵）。这种显热驱动模式存在显著的技术缺陷：首先，受限于液态水较低的能量密度与换热过程中的大温差不可逆损失，传统系统的综合热效率通常难以突破 85%，且热泵性能系数（COP）普遍被限制在 1.2~1.6[24-25]；其次，基于显热的余热回收模式需配置大流量循环水泵，导致系统寄生功耗增加，进一步削弱了系统在变工况下的适应性与经济性[26-31]。

针对上述瓶颈，本文从热力学能量梯度利用原则出发，提出以富氧燃烧产生的高温烟气制取高压水蒸气，并以水蒸气相变潜热替代液态水显热作为溴化锂热泵的高温驱动源。其优势在于：一方面，水蒸气的相变潜热较液态水显热高 5~8 倍，能够显著提升热源端的能量密度，缩小换热器体积；另一方面，通过蒸汽驱动可显著减小换热过程中的传热温差损失，使热源品位与两级吸收循环实现精准深度匹配。模拟表明，该设计有望将系统总热效率由传统的 80%提升至 100%以上，并将热泵 COP 提升至 1.7 以上。本文提出以水蒸气替代液态水作为溴化锂热泵的高温热源，利用 SOFC 烟气中的高温热源，结合两级吸收循环实现余热品位的深度匹配。这一创新为 SOFC-热泵耦合系统的能效突破与工程化推广提供了新路径。

1 系统描述

图 1 给出了 SOFC 热电联产系统的流程。整个系统主要由 2 部分组成：SOFC 发电与尾气回收子系统（上循环），溴化锂吸收式热泵子系统（下循环）。

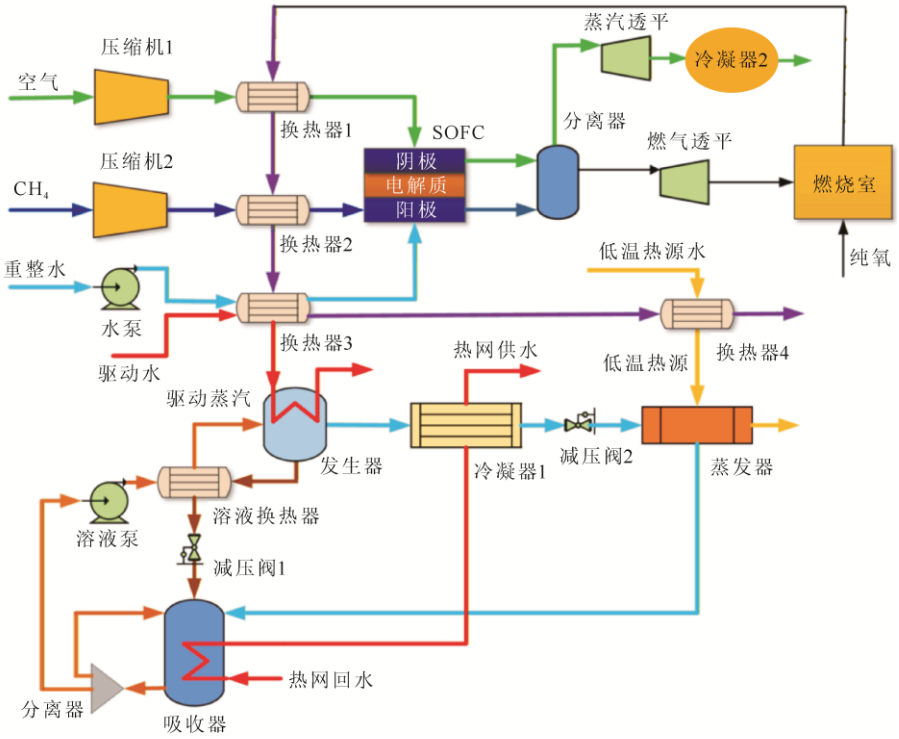


图 1 SOFC 耦合溴化锂热泵系统流程

Fig.1 Flow chart of the SOFC coupled lithium bromide heat pump system

SOFC 发电与尾气回收子系统以天然气（主要成分 CH_4）为燃料，通过燃料预处理、SOFC 发电与尾气回收实现发电与热源制备。具体流程如下：甲烷经压缩机加压后，与系统高温尾气进行换热，随后与重整水混合进入 SOFC 内部重整器，发生蒸汽重整反应生成 H_2 和 CO；生成的合成气再与部分水进入变换器，通过水煤气变换反应转化为 H_2 和 CO_2。氢气随后进入燃料电池阳极，与经压缩并预热后的空气发生电化学反应直接发电并释放热量。与此同时，重整水经水泵加压后分别进入重整器与变换器参与反应。SOFC 排出的高温尾气首先经过分离器，分离出的残余空气经冷却后排放；剩余富含未反应燃料的尾气则进入燃烧室充分燃烧，产生更高温的烟气。该高温烟气随后依次流经 4 个换热器，实现热量梯级回收，依次预热压缩后的空气、压缩后的甲烷气体、重整水，最终用于加热并产生饱和蒸汽，作为驱动溴化锂吸收式热泵系统的高温热源。

该溴化锂吸收式热泵子系统由发生器、冷凝器、蒸发器、吸收器及溶液热交换器构成，旨在利用 SOFC 子系统产出的 200 ℃饱和蒸汽为驱动热源，回收 35 ℃工业废水等低位热能，将 45 ℃的热网回水提升至 80~85 ℃。在循环过程中，驱动蒸汽在发生器内加热稀溴化锂溶液并析出制冷剂蒸汽，

该蒸汽随后在冷凝器中冷凝放热，实现对热网回水的二次加热；冷凝后的液态制冷剂经节流降压进入蒸发器，吸收低温热源热量气化后进入吸收器，被来自发生器的浓溶液吸收并释放溶解热，完成对热网回水的一次加热。在溶液循环侧，吸收器输出的稀溶液经泵增压，进入溶液热交换器吸收来自发生器的高温浓溶液余热，实现回热升温后返回发生器，从而维持工质的持续循环。在热能输出侧，系统通过耦合吸收热与冷凝热的梯级放热机制，对热网回水进行分段加热，在显著提升低品位能源回收效率的同时，实现了能量的高效转化与梯级利用。

参比系统与原系统不同的地方在于，进入热泵系统的高温热源由原来的驱动蒸汽变为了高温驱动水。其优点是减少了相变，缺点是整个热泵系统无法利用水的潜热，导致整个系统的能量利用效率降低。参比系统的流程与原系统一致。

2 数学建模与评价

本文采用 AspenPlus 软件对 SOFC 热电联产系统进行仿真。本文所采用的 SOFC 电化学模型已在课题组前期研究中得到了详细验证[32-45]。选择 ELECNRTL 模型[28]作为全局物性方法，为了简化模拟过程，便于计算，模拟过程做如下假设：

1）所有运行单元均忽略热损失与压力损失；

2）热评价基于稳定的模拟过程，化学反应处于化学平衡状态；

3）空气由 21%（摩尔分数）的氧气和 79%的氮气组成，环境温度设定为 25 ℃，压力为 101.325 kPa；

4）只考虑 CO_2 的分离，不考虑 CO_2 的压缩和储存。

2.1 SOFC 模型[28-29,32]

甲烷需要经过重整变换生成氢气作为燃料电池的燃料，SOFC 中的重整变换反应和电化学反应如下：

甲烷重整反应：

$$CH_4+H_2O \rightarrow CO+3H_2 \tag{1}$$

变换反应：

$$CO+H_2O \rightarrow CO_2+H_2 \tag{2}$$

SOFC 中发生的总电化学反应：

$$2H_2+O_2 \rightarrow 2H_2O \tag{3}$$

SOFC 电流和电流密度计算式为：

$$I = e\times(n_{H_2}+n_{CO}+4n_{C1})\times F\times U_{fuel} \tag{4}$$

$$i = \frac{I}{N_{cell}A_{ac}} \tag{5}$$

式中：I 为电流，A；e 为电子数，以氢气为燃料时，e=2；n_{H_2}、n_{CO}、n_{C1} 为氢气、一氧化碳、甲烷的质量流量，mol/s；F 为法拉第常数，96 485 c/mol；i 为电流密度，A/m^2；U_{fuel} 为燃料利用率；A_{ac} 为有效表面积；N_{cell} 为电池数量。

SOFC 电压计算式为：

$$V = E_N - V_{act} - V_{ohmic} - V_{CONC} \tag{6}$$

式中：V、E_N、V_{act}、V_{ohmic}、V_{CONC} 分别为实际输出电压、能斯特电压、激活极化电压、欧姆极化电压、浓度极化电压，V。

能斯特电压计算公式为：

$$E_N = E_0 - \frac{RT}{UF}\ln\frac{P_{H_2O}}{P_{H_2}P_{O_2}^{\frac{1}{2}}} \tag{7}$$

式中：E_0 为标准态可逆电压，V；R 为理想气体常数，R=8.314 kJ/(kmol·K)；T 为工作温度，K；P_i 为 H_2O、H_2 和 O_2 的平均分压，Pa；U 为电化学过程中转移的电子数，以氢为燃料时 U=2。

氢气作为燃料时，燃料电池在标准状态下的可逆电压（E_0）计算式为：

$$E_0 = 1.253 - 2.451\,6\times10^{-4}T \tag{8}$$

欧姆极化计算公式为：

$$V_{ohmic} = i\sum_k r_k \tag{9}$$

$$r_k = \sum_k \frac{\rho_k\delta_k}{A_{SOFC}} \tag{10}$$

$$\rho_k = \sum_k a_k \exp\left(\frac{b_k}{T}\right) \tag{11}$$

式中：r_k 为欧姆电阻，Ω；ρ_k 为材料电阻率；系数 a_k 和 b_k 与材料有关，是温度的指数函数；δ_k 为各组分的厚度，mm；A_{SOFC} 为电池堆的激活面积，m$_2$。

利用 Butler-Volmer 方程可以确定激活极化电压，B-V 方程变形可以得到阴极和阳极的激活极化电压方程：

$$V_{align} = V_{act,a} + V_{act,c} \tag{12}$$

$$V_{act,a} = \frac{2RT}{eF}\sinh^{-1}\left(\frac{i}{2i_{0,a}}\right) \tag{13}$$

$$V_{act,c} = \frac{2RT}{eF}\sinh^{-1}\left(\frac{i}{2i_{0,c}}\right) \tag{14}$$

式中：$V_{act,a}$ 为阳极极化电压，V；$V_{act,c}$ 为阴极极化电压，V；$i_{0,c}$ 和 $i_{0,a}$ 分别为阴极和阳极的交换电流密

度，A/cm²。

$$i_{0,\mathrm{a}}=\gamma_{\mathrm{a}}\cdot\left(\frac{P_{\mathrm{H_2}}}{P_{\mathrm{Ref}}}\right)\left(\frac{P_{\mathrm{H_2O}}}{P_{\mathrm{Ref}}}\right)\exp\left(-\frac{E_{\mathrm{act,a}}}{RT}\right) \tag{15}$$

$$i_{0,\mathrm{c}}=\gamma_{\mathrm{c}}\cdot\left(\frac{P_{\mathrm{O_2}}}{P_{\mathrm{Ref}}}\right)^{0.25}\exp\left(-\frac{E_{\mathrm{act,c}}}{RT}\right) \tag{16}$$

式中：γ_{a}和γ_{c}为阳极和阴极扩散系数，A/cm²；$E_{\mathrm{act,c}}$和$E_{\mathrm{act,a}}$分别为阴极和阳极的活化能；P_{Ref}为参考压强，Pa。

SOFC 温度高，浓度极化很小，浓度极化电压可以忽略不计。浓度极化电压的公式为：

$$V_{\mathrm{conc}}=\frac{RT}{2F}\ln\left(1-\frac{i}{i_{\mathrm{l}}}\right) \tag{17}$$

式中：i_{l}为极限电流密度，A/cm²。

2.2 经济模型

单位小时运行成本是 1 h 内消耗的总成本，包括燃料成本、固定设备成本、运行维护成本、二氧化碳排放成本等。计算总成本率为：

$$\begin{aligned}\dot{Z}_{\mathrm{TOTAL}}&=\dot{Z}_{\mathrm{fuel}}+\dot{Z}_{\mathrm{K,TOTAL}}-\dot{Z}_{\mathrm{env}}=\\&\dot{Z}_{\mathrm{fuel}}+(\dot{Z}_{\mathrm{K}}+\dot{Z}_{\mathrm{OM}})-\dot{Z}_{\mathrm{env}}\end{aligned} \tag{18}$$

式中：Z_{fuel}、$Z_{\mathrm{K,TOTAL}}$、Z_{K}、Z_{OM}和Z_{env}分别为燃料、固定投资、设备投资、运行维护和二氧化碳排放的成本率，美元/h。该系统不产生二氧化碳，节省了二氧化碳排放成本。因此，二氧化碳排放成本需要从总支出中减去。使用下式计算燃料成本率，燃料成本率表示每小时燃料消耗所花费的总费用：

$$\dot{Z}_{\mathrm{fuel}}=C_{\mathrm{fuel}}\times M_{\mathrm{fuel}}\times\mathrm{LHV} \tag{19}$$

式中：C_{fuel}为燃料价格，其值为 7.6 美元/kJ；M_{fuel}为燃料流量，kg/h；LHV 为燃料的低位热值，kJ/kg。

固定投资成本率表示每小时用于系统运行的设备支出，包括投资、运行、维护等成本。计算公式为：

$$\dot{Z}_{\mathrm{TOTAL}}=\frac{\sum\mathrm{KZK}\times\mathrm{CRF}\times\varphi}{N} \tag{20}$$

式中：∑KZK 为各设备总投资；N 为年运行时数，取 8 000 h[36]；φ为运行维护系数，取 1.06；资本回收系数（CRF）为固定年金与投资期间收到的年金现值之比，计算方法如下：

$$\mathrm{CRF}=\frac{i_r(1+i_r)^y}{(1+i_r)^y-1} \tag{21}$$

式中：i为利率，取 12%；y为系统生命周期，取 20 年。

二氧化碳排放成本率是每小时排放二氧化碳所支付的成本，计算方法如下：

$$\dot{Z}_{\mathrm{env}}=C_{\mathrm{CO_2}}\times m_{\mathrm{CO_2}} \tag{22}$$

式中：$C_{\mathrm{CO_2}}$为 CO_2 的排放价格，取 0.045 美元/kg；$m_{\mathrm{CO_2}}$为 CO_2 排放流量，kg/h。

热电联产系统的平准化烟成本（LCOE），即包括电和热水在内的烟平准化成本，计算方法如下：

$$\mathrm{LCOE}=\frac{\dot{Z}_{\mathrm{TOTAL}}}{W_{\mathrm{net}}+E_{\mathrm{XH}}} \tag{23}$$

式中：LCOE 为能源平准化成本，美元/(kW·h)；W_{net}为净输出功率，kW；E_{XH}为输出热耗，kW。

持续升级平准化因子（CELF）的计算方法如下：

$$\mathrm{CELF}=\frac{k_{\mathrm{OM}}\times(1-k_{\mathrm{OM}}^{n})}{1-k_{\mathrm{OM}}}\times\mathrm{CRF} \tag{24}$$

$$k_{\mathrm{OM}}=\frac{1+r}{1+i_r} \tag{25}$$

式中：r为通货膨胀率，取 2%。

热电联产系统年净利润 AP 为：

$$\begin{aligned}\mathrm{AP}=&((W_{\mathrm{net}}\times C_{\mathrm{ELE}}+Q_{\mathrm{H}}\times C_{\mathrm{H}})\times N-\\&\mathrm{FIC}\times\mathrm{CELF}\times\varphi)\times(1-\tau)\end{aligned} \tag{26}$$

式中：C_{ELE}为电价，取 0.2 美元/(kW·h)；C_{H}为供热价格，取 0.024 美元/(kW·h)[24]；FIC 为固定投资成本，美元；φ=0.06；τ为税率，取 25%；Q_{H}为年输出热量，kW。

固定投资成本（FIC）和总投资成本（TIC）的计算方法如下：

$$\mathrm{FIC}=\sum_{K}Z_k\times\varphi \tag{27}$$

$$\mathrm{TIC}=\mathrm{FIC}+(\dot{Z}_{\mathrm{fuel}}-\dot{Z}_{\mathrm{env}})\times N \tag{28}$$

投资回收期（DPP）的计算方法如下：

$$\mathrm{DPP}=\frac{\ln\left(\dfrac{\mathrm{TIC}\times(r-i_r)}{\mathrm{AP}}+1\right)}{\ln\left(\dfrac{1+r}{1+i_r}\right)} \tag{29}$$

2.3 烟模型

有效能即能转化为功的那部分能量。本系统的烟包括化学烟和物理烟，计算方法如下：

$$\mathrm{ex}=\mathrm{ex}_{\mathrm{ph}}+\mathrm{ex}_{\mathrm{ch}} \tag{30}$$

$$\mathrm{ex}_{\mathrm{ph}}=\sum x_i[H-H_0-T_0(S-S_0)]_i \tag{31}$$

$$\mathrm{ex}_{\mathrm{ch}}=\sum x_i\mathrm{ex}_{\mathrm{ch}}^{0,i}+8.314T_0\sum x_i\ln x_i \tag{32}$$

式中：$\mathrm{ex}_{\mathrm{ph}}$为物流的物理能量，kJ/mol；$\mathrm{ex}_{\mathrm{ch}}$为物流的化学能，kJ/mol；$x_i$为组分 i 的摩尔分数；T_0为环境温度 298.15K；H_0和 H 分别表示标准和工作条件

下的摩尔焓，kJ/mol；S_0 和 S 分别表示标准和工作条件下的摩尔熵，kJ/(mol·K)；$ex_{ch}^{0,i}$ 为标准条件下组分 i 的摩尔化学能，kJ/mol。

热耗计算公式如下：

$$EX_H = Q\left(1-\frac{T_0}{T}\right) \tag{33}$$

式中：EX_H 为热耗，kW；T 为加热温度，K。

3 效率评价指标

效率指标是评价绩效优势的基础。本文采用的主要效率指标包括发电效率（η_{ELE}）、燃料电池效率（η_{SOFC}）、㶲效率（η_{EXE}）和热效率（η_{TOTAL}）。

燃料电池效率的计算公式为：

$$\eta_{SOFC} = \frac{W_{SOFC}}{n_{fuel}\times LHV} \tag{34}$$

式中：W_{SOFC} 为 SOFC 的交流功率，kW；n_{fuel} 为燃油流量，mol/s；LHV 表示甲烷低位热值，kJ/mol。

发电效率计算公式为：

$$\eta_{ELE} = \frac{W_{SOFC}+W_{GT}+W_{ST}-W_{CONS}}{n_{fuel}\times LHV} \tag{35}$$

式中：W_{GT} 为燃气轮机输出功，kW；W_{ST} 为汽轮机输出功，kW；W_{CONS} 为燃油压缩机、水泵和空压机消耗的总功率，kW。

总热效率（η_{TOTAL}）计算公式如下：

$$\eta_{TOTAL} = \frac{W_{SOFC}+W_{GT}+W_{ST}+Q_H-W_{CONS}}{n_{fuel}\times LHV} \tag{36}$$

式中：Q_H 为输出热量，kW。系统的净输出电功定义为：

$$W_{net,elec} = W_{SOFC}+W_{GT}+W_{ST}-W_{CONS} \tag{37}$$

因此，式(36)可转化为：

$$\eta_{total} = \frac{W_{net,elec}+Q_H}{m_{fuel}\cdot LHV} \tag{38}$$

输出热量 Q_H 可表示为：

$$Q_H = Q_{absorber}+Q_{condenser}+Q_{ambient} \tag{39}$$

式中：$Q_{absorber}$ 为吸收器的放热量；$Q_{condenser}$ 为冷凝器的放热量；$Q_{ambient}$ 为从环境中获得的热量，并非燃料输入的化学能。因此，系统净输入功和输出热量之和可能大于燃料低位热值的总和，总系统热效率可能大于 100%。

燃料充分燃烧所产生的热量称为热值，根据燃烧产物中水的相态，即蒸汽或液体，分为高热值（HHV）和低热值（LHV）。甲烷燃烧产生的水蒸气进入换热网络生产生活热水，而大部分水蒸气在该系统中通过热交换冷凝成液态水。因此，在计算总热效率时，燃料的能量输入基于低位热值计算。

㶲效率 η_{EXE} 计算如下：

$$\eta_{EXE} = \frac{W_{SOFC}+W_{GT}+W_{ST}+E_{XH}-W_{CONS}}{n_{fuel}\times E_{Xin}} \tag{40}$$

式中：E_{XH} 为提供给热用户的热耗，kW；E_{Xin} 为甲烷的标准摩尔化学能，kJ/mol。

4 结果与讨论

4.1 计算结果

用 AspenPlus 软件对本文搭建的系统进行模拟，并以文献[46]中的实验数据为初始数据，甲烷的摩尔流量为 0.008 kmol/s，溴化锂的质量分数为 0.58，重整变换水的摩尔流量为 0.016 kmol/s，主要计算结果见表 1。SOFC 内部的欧姆损失、扩散损失和活化损失无法避免，系统关键点物流参数见表 2。

表 1 主要计算结果
Tab.1 Key calculation results

参数	数值
能斯特电压/V	0.970
欧姆损失/V	0.128
活化损失/V	0.008
扩散损失/V	0.036
工作电压/V	0.799
电流/A	3.989×10^6
SOFC 电堆功率/kW	1 789.00
系统净发电量/kW	3 185.29
系统发电效率/%	49.53

表 2 系统关键点物流参数
Tab.2 Key node flow parameters of the system

物流	温度/℃	压力/MPa	摩尔流量/(kmol s^{-1})	组成摩尔占比/%
1	25.0	0.100	0.050	O_2:21，H_2:79
3	760.0	1.500	0.050	O_2:21，H_2:79
4	1 000.0	1.500	0.076	O_2:0.2, N_2:51.7，CH_4:2.1，H_2O:32.9, H_2:4.8，CO_2:6.7，CO:1.7
5	1 000.0	1.500	0.040	O_2:0.4，N_2:99.6

续表

物流	温度/℃	压力/MPa	摩尔流量/(kmol s^{-1})	组成摩尔占比/%
6	492.0	0.100	0.040	O_2:0.4，N_2:99.6
7	1 000.0	1.500	0.037	CH_4:4.3，H_2O:68.3，H_2:9.9，CO_2:13.9，CO:3.5
8	2 114.0	1.500	0.040	O_2:0.8，H_2O:79.3，CO_2:19.8
13	40.0	1.500	0.040	O_2:0.8，H_2O:79.3，CO_2:19.8
14	25.0	0.100	0.008	CH_4:100
15	264.0	1.500	0.008	CH_4:100
16	800.0	1.500	0.008	CH_4:100
17	750.0	1.500	0.029	CH_4:5.5，H_2O:5.5，H_2:66.7，CO:22.3
18	220.0	1.500	0.037	CH_4:4.3，H_2O:12.2，H_2: 66.1，CO_2:13.9，CO:3.5
19	25.0	0.100	0.016	H_2O:100
26	133.0	0.600	0.048	H_2O:100
27	69.0	0.004	1.006	H_2O:63.6，LiBr:36.4
35	64.0	0.004	0.679	H_2O:63.6，LiBr:36.4
36	45.0	0.700	1.234	H_2O:100
42	29.0	0.004	0.035	H_2O:100
43	69.0	0.004	1.006	H_2O: 63.6，LiBr:36.4
44	35.0	0.100	0.400	H_2O:100

4.2 系统能量平衡和㶲平衡

对系统进行能量平衡分析，得到如图 2 所示的能流平衡图。

本系统总输入能量为甲烷的低位热值，系统净发电量包括 SOFC 发电量、燃气透平发电量、吸收器放热和冷凝器放热，SOFC 发电量占系统总输入能量的 50%。从图 2 中可以看出，系统总输出量大于总输入量。这是因为：吸收式溴化锂系统热泵使用少量的高温热源和低温热源可以制取大量中温热源，导致热泵的 COP 可以达到 1.5~1.7，所以总的系统效率大于 1。另外，系统耗功部件主要由压气机、水泵和燃烧室组成；整个系统的效率为 100.54%。

新系统和参比系统的㶲平衡如表 3 所示。系统的总输入㶲为 6 966.2 kW，其中甲烷的输入㶲占 98.8%，其余㶲输入包括热网回水和纯氧；系统的总㶲输出包括系统净发电量、高温热水、烟气和热网供水，占总㶲输入的 56.6%；系统各部件都存在㶲损失，其中换热器 3㶲损最大。这是由于换热器 3 有 3 股流体需要换热，且换热温差较大，换热过程中还存在相变，所以㶲损失在整个系统中占比最大，占比为 17%，系统的总㶲效率为 56.6%。

换热器 3 是连接燃烧室与热泵发生器的关键部件，也是发生相变的场所，该部件㶲损可分为传热不可逆㶲损和流阻不可逆㶲损。相较于参比系统，新系统中换热器 3 利用相变过程的等温特性，削减了换热器内的无效传热温差，从而降低了传热引起的㶲损。

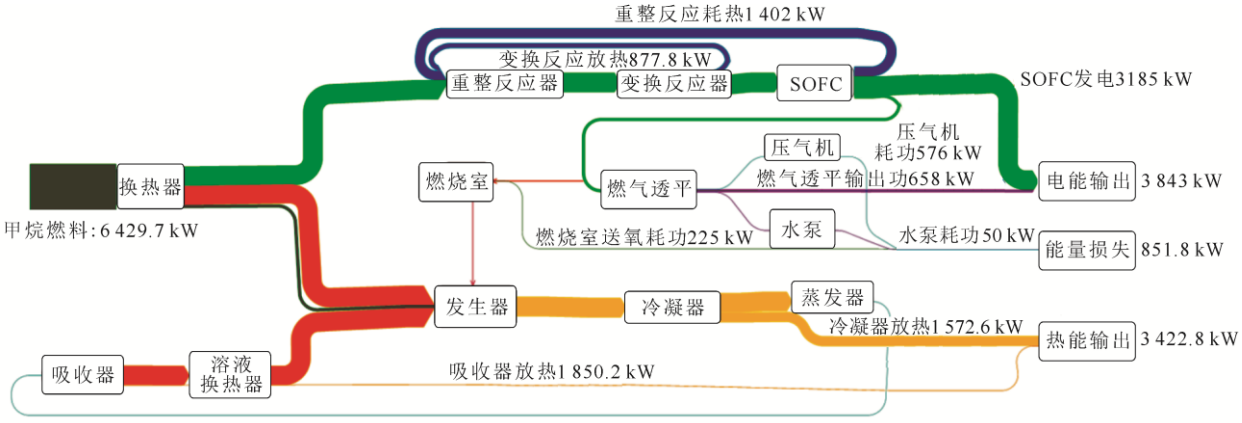


图 2 系统能量平衡图

Fig.2 Energy balance diagram of the system

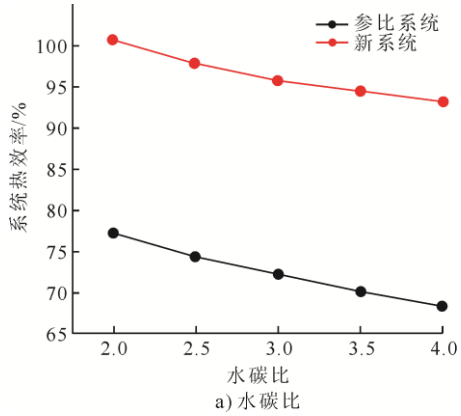
表 3 系统各部件㶲损占比

Tab.3 Exergy destruction distributions across the system components

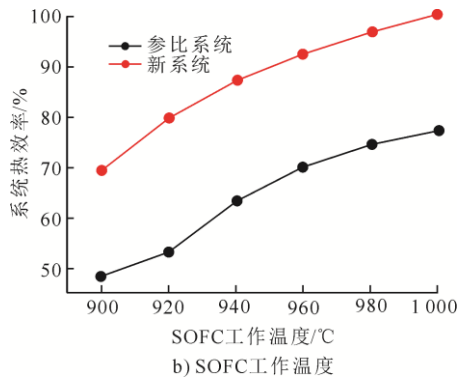
	项目	本文新系统	占比/%	参比系统	占比/%
㶲输入/kW	甲烷	6 884.0	98.8	6 884.0	99.3
	热网回水	59.0	0.8	25.0	0.4
	纯氧	23.2	0.4	23.2	0.3
	总计	6 966.2	100.0	6 932.2	100.0
㶲输出/kW	系统净发电量	3 042.0	45.1	3 042.0	43.9
	烟气	22.5	0.3	22.5	0.3
	高温热水	62.5	0.8	300	4.3
	热网供水	818.4	12.1	500.0	7.2
㶲损失/kW	换热器 1	129.0	1.8	129.0	1.9
	换热器 2	62.0	0.9	62.0	0.9
	换热器 3	1 180.0	17.0	1 396.0	20.1
	换热器 4	73.0	1.0	50.0	0.7
	换热器 5	187.0	2.6	135.7	2.0
	换热器 6	163.0	2.3	145.0	2.1
	换热器 7	107.0	1.5	74.0	1.1
	换热器 8	247.0	3.5	218.0	3.1
	换热器 9	49.0	0.7	37.0	0.5
	压气机 1	26.0	0.4	26.0	0.4
	压气机 2	4.0	0.1	4.0	0.1
	燃烧室	86.0	1.2	86.0	1.2
	冷凝器	222.0	3.1	222.0	3.2
	透平	70.0	1.0	70.0	1.0
	节流阀	6.0	0.1	3.0	0.1
	SOFC 模拟器	410.0	3.7	410.0	5.8
	总计	6 966.2	100.0	6 932.2	100.0
	㶲效率	56.6%		55.7%	

4.3 敏感性分析

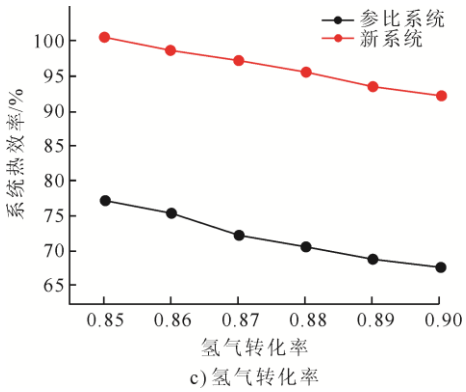
前文研究了 SOFC 燃料利用率为 0.85、工作温度 1 000 ℃、压力 15 MPa、水碳比为 2 时系统的热力学性能。本节讨论不同水碳比、不同氢气转化率、不同 SOFC 工作温度工况对系统效率的影响规律。不同参数对系统热效率的影响如图 3 所示。分析图 3 可知，本系统把驱动热泵系统的高温热源由水变为水蒸气，使系统的总效率提升了 24%。通过敏感性对比分析可知，水碳比、SOFC 工作温度、氢气转化率对 2 个系统的效率影响趋势相同。



a) 水碳比



b) SOFC工作温度



c) 氢气转化率

图 3 不同参数对系统热效率的影响

Fig.3 Influence of operating parameters on system thermal efficiency

图 4 为不同参数对新系统热效率及 SOFC 发电效率的影响。从图 4a)可以看出，随着水碳比的增加，系统的总效率降低。原因为：水碳比增加，导致 SOFC 发电效率降低；水碳比增加，进入燃烧室的水增多，水的比热容增大，燃烧室中存在大量水分，会吸收燃烧后产生的部分热量，降低燃烧后的温度；水蒸发吸热，进一步导致燃烧后的温度降低。

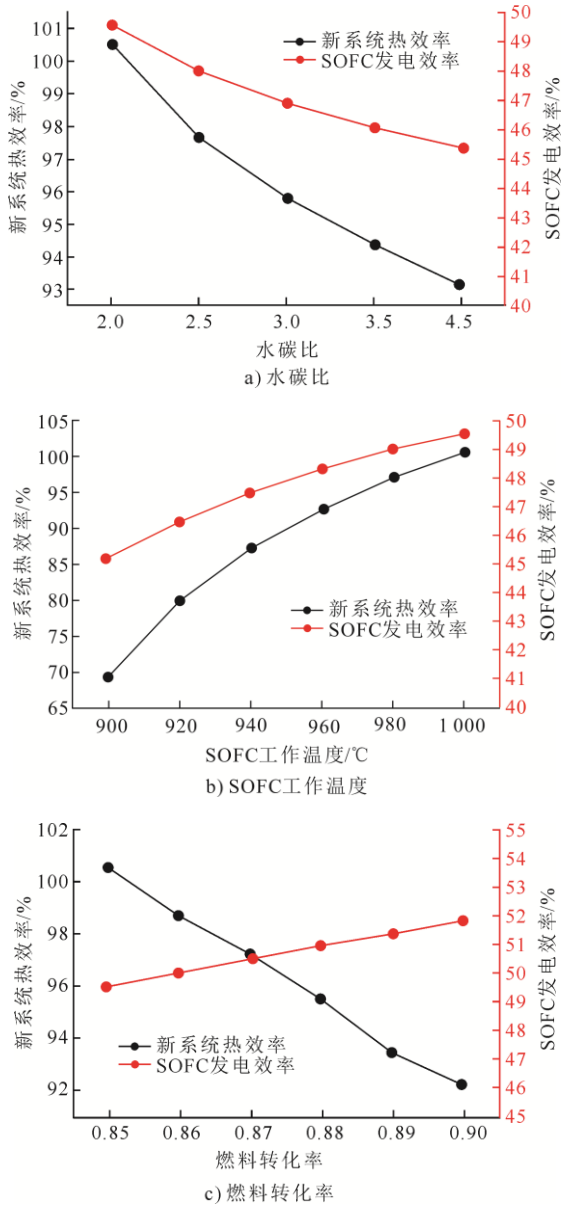
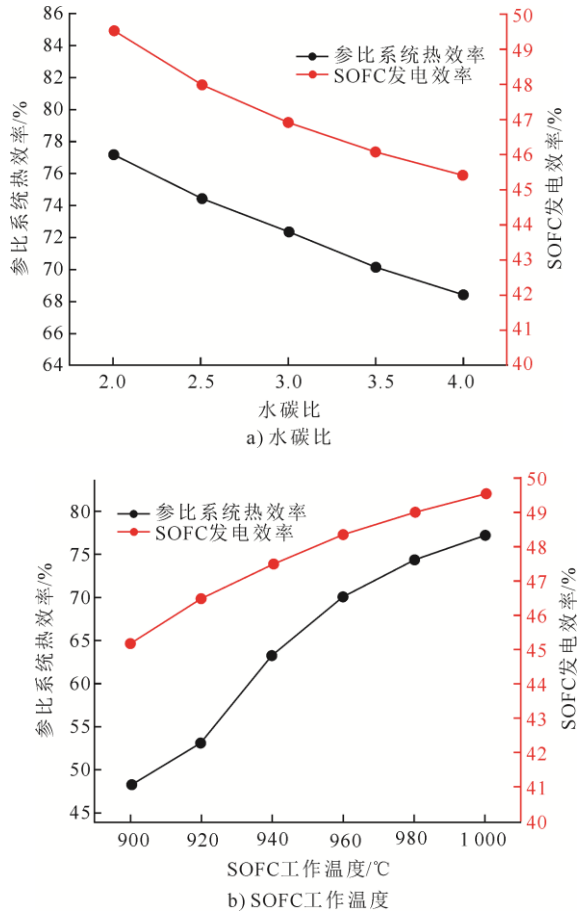


图 4 不同参数对新系统热效率及 SOFC 发电效率的影响
Fig.4 Impact of key parameters on system thermal efficiency and SOFC power generation efficiency

从图 4b)可以看出，随着 SOFC 工作温度的升高，系统总效率升高。原因为：SOFC 工作温度升高，SOFC 发电效率升高，热电联产总效率升高；SOFC 工作温度升高，SOFC 出口温度升高，进入热泵的总热量升高，热电总效率升高。从图 4c)可以看出，随着氢气转化率升高，系统的总效率降低。原因为：随着氢气转化率升高，进入燃烧室的氢气减少，导致燃烧后的温度降低，热泵系统中吸收器和冷凝器的放热量减少，减少量大于 SOFC 增加的发电量，导致系统的总效率降低。

图 5 分别展示了参比系统不同水碳比、不同 SOFC 工作温度以及不同燃料转化率对整个系统性能的影响。分析可知，参比系统的 SOFC 发电效率没有变化，是由于参比系统仅降低了溴化锂热泵的高温热源温度，且相态由水变为了水蒸气；热泵 COP 有所降低，是由于热泵系统高温热源温度降低，导致其 COP 降低；整个系统的总效率降低十分明显，主要是由于热泵系统的高温热源由原来的水蒸气变为了水，缺少了相变过程的潜热，进而导致整个系统的能量效率降低。由图 5a)可见，随水碳比增加，稀释效应与显热损失导致电效率及参比热效率同步下降。新系统则利用热泵回收随水碳比升高而增加的水蒸气潜热，有效补偿了电效率损失。这种潜热代偿机制显著提升了系统对组分波动的响应弹性。



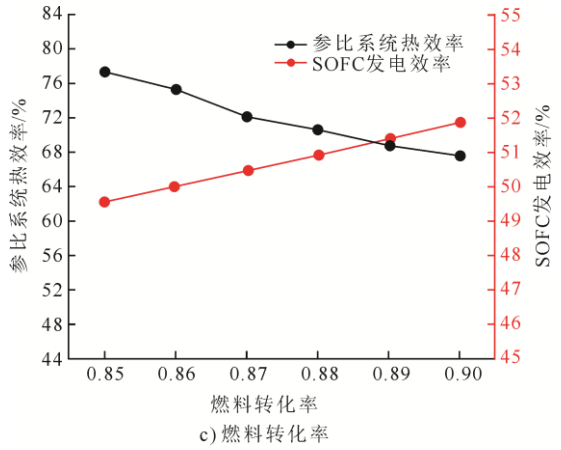


图 5 不同参数对参比系统热效率及 SOFC 发电效率的影响
Fig.5 Parametric effects on thermal efficiency of the reference system and SOFC electrical efficiency

图 5b)揭示了温度对性能的正向驱动作用。高温优化了电解质电导率并提升了余热能级，同步增强了电热产出。为抑制高过热度导致的换热㶲损，新系统需通过精细化热管理消除进入蒸发器前的过热度，从而维持热泵的高 COP 运行及整体能效增益。图 5c)揭示了燃料转化率对电热效率的解耦作用。随着燃料转化率增加，SOFC 发电效率升高，但参比系统热效率降低，是由于燃料转化率提升，导致富氧燃烧的废弃燃料减少，热泵可利用的烟气废热减少，导致总的热效率降低。

4.4 经济性分析

系统经济分析数据如图 6 可见。

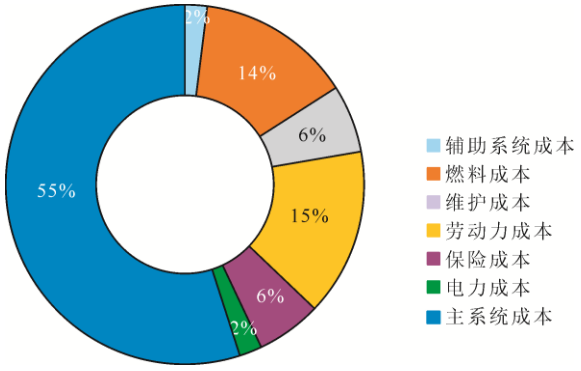


图 6 系统经济分析数据
Fig.6 System economic analysis data

从图 6 可以看出：主系统成本是经济性分析的重中之重，其优化潜力最大；同时，维护成本和辅助系统成本的优化也是提升经济效益的重要方向；通过综合管理和技术改进，可以进一步提升该系统的经济性。

SOFC 和空气分离器是成本最高的部件，共占总成本的 69.06%。表 4 给出了系统各部件价格，优化核心设备和辅助设备的性价比是提升经济性的重点。同时，应针对中长期运行成本进行综合评估，确保系统的经济性和高效性。

表 4 系统各部件价格
Tab.4 Price list of the system components

部件	价格/美元	占比/%
压气机 1	5.03×10^{6}	4.34
压气机 2	9.61×10^{5}	0.83
换热器 1	1.78×10^{5}	0.15
换热器 2	8.24×10^{4}	0.07
换热器 3	1.08×10^{6}	0.93
换热器 4	6.12×10^{5}	0.53
换热器 5	3.19×10^{5}	0.28
换热器 6	3.96×10^{5}	0.34
换热器 7	4.39×10^{5}	0.38
换热器 8	5.66×10^{5}	0.49
换热器 9	4.81×10^{5}	0.41
燃烧室	7.56×10^{5}	0.65
燃气轮机	1.03×10^{7}	8.88
重整反应器	1.01×10^{7}	8.71
变换反应器	4.61×10^{6}	3.97
SOFC	5.31×10^{7}	45.78
空气分离器	2.70×10^{7}	23.28
总计	1.16×10^{8}	100.00

本文提出了一种基于固体氧化物燃料电池（SOFC）余热驱动的新型多联产系统，通过利用 SOFC 排放的高温水蒸气潜热替代传统液态水显热作为溴化锂热泵热源，显著提升能源利用效率。不同参考文献系统对比见表 5。现有文献系统总效率普遍低于 90%，而本文系统总效率达 100.54%，㶲效率为 56.6%，SOFC 电效率为 52%。相较于传统显热回收方案（如文献[18]、[21]效率 50.0%～78.3%），本设计通过潜热梯级利用与多能协同优化，突破系统能效瓶颈，为分布式能源高效低碳化提供了新路径。

表 5 不同参考文献系统对比
Tab.5 Comparative analysis of the reference systems in literatures

文献编号	系统总效率/%	㶲效率/%	SOFC 电效率/%	热源利用方式	备注
[18]	50~60	45~55	50~60	SOFC 尾气显热（液态水）	CLC 联产系统
[19]	62.50	55~65	55~60	LT-SOFC 与 HT-PEMFC 耦合	混合燃料电池系统
[30]	70.49	57.29	60~65	SOFC 余热驱动溴化锂制冷	多联产系统

续表

文献编号	系统总效率/%	㶲效率/%	SOFC 电效率/%	热源利用方式	备注
[32]	75~80	65~70	60~65	超临界水气化+SOFC	近零排放系统
[33]	78.30	65~70	55~60	吸收式热泵碳捕集	医院 CCHP 系统
[20]	80.00	70~75	60~65	SOFC-GT+太阳能辅助吸收式机组	光热互补系统
[21]	78.30	68~73	50~55	SOFC 余热显热（热水）	医院场景动态分析
[34]	65~70	55~60	55~60	SOFC 冷热电联供梯级利用	系统配置优化研究
[26]	80.70（光热）	33.80	55~60	太阳能 PEMEC-SOFC 多联产	光热储一体化
[41]	85~90	70~75		吸收式热泵（潜热利用）	工质对性能综述
本文新系统	100.54	56.6%	52	SOFC 余热驱动溴化锂制热	多联产系统

5 结 论

本文提出了一种固体氧化物燃料电池耦合吸收式溴化锂热泵热电联产系统，并对设计工况下的系统进行了热力学分析并研究了不同关键参数对系统性能的影响，主要结论如下。

1）通过 SOFC 烟气富氧燃烧与水蒸气潜热驱动溴化锂热泵的深度耦合，直接利用烟气水蒸气潜热替代传统液态水显热，减少换热温差损失 20%~30%，解决了中温余热品位错配导致的㶲损失问题。

2）水碳比、SOFC 工作温度与燃料转化率呈显著关联性：水碳比增至 2.0 时，热泵 COP 稳定于 1.72，但 SOFC 发电效率由 52%降低至 48%，系统热效率由 100.54%降低至 95.3%；SOFC 温度升至 1 000 ℃，发电效率由 48%升高至 52%，㶲效率由 55.7%升高至 56.6%；燃料转化率 0.85 时，系统热效率达峰值 100.54%，但㶲效率因余热回收不足而降低。

3）经模拟计算，水碳比为 2，SOFC 工作温度为 1 000 ℃，燃料转化率为 0.85 是最优工况，此时发电效率为 52%，㶲效率为 56.6%，热效率为 100.54%。相较于参比系统，热效率提升 20%，㶲效率提升 2.6%；其中，有效能平准化成本为 0.102 6 美元/(kW·h)，动态投资回收期 8 年，为分布式能源场景提供商业化路径。

[参 考 文 献]

[1] 魏一鸣, 韩融, 余碧莹, 等. 全球能源系统转型趋势与低碳转型路径——来自于 IPCC 第六次评估报告的证据[J]. 北京理工大学学报(社会科学版), 2022, 24(4): 163-188.
WEI Yiming, HAN Rong, YU Biying, et al. Global energy system transition trends and low-carbon transformation pathways: evidence from the IPCC sixth assessment report[J]. Journal of Beijing Institute of Technology (Social Sciences Edition), 2022, 24(4): 163-188.

[2] International Energy Agency (IEA). World energy outlook 2023[R]. Paris: IEA, 2023: 1.

[3] 王立伟. 国际天然气联盟发布《全球天然气报告 2019》报告[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(11): 1645.
WANG Liwei. IGU releases *Global Gas Report 2019*[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(11): 1645.

[4] International Energy Agency. Gas market report, Q1 2025[R]. Paris: IEA, 2025: 1.

[5] 王文静, 韩依璇, 李继宾, 等. 燃气-蒸汽联合循环发电系统多目标优化分析[J]. 发电技术, 2025(4): 839-848.
WANG Wenjing, HAN Yixuan, LI Jibin, et al. Multi-objective optimization analysis of gas-steam combined cycle power generation systems[J]. Power Generation Technology, 2025(4): 839-848.

[6] DAVIS S J, LEWIS N S, SHANER M, et al. Net-zero emissions energy systems[J]. Science, 2018, 360(6396): eaas9793.

[7] BP PLC. Statistical review of world energy 2023[R]. London: BP, 2023: 1.

[8] 杜柯, 林凯生, 宋琛, 等. 固体氧化物燃料电池电堆及相关系统发展现状与展望[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(10): 3877-3892.
DU Ke, LIN Kaisheng, SONG Chen, et al. Development status and prospects of solid oxide fuel cell stacks and related systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(10): 3877-3892.

[9] CHAN C, ROSNER F, SAMUELSEN S. Techno-economic analysis of solid oxide fuel cell-gas turbine hybrid systems for stationary power applications using renewable hydrogen[J]. Energies, 2023, 16(13): 4955.

[10] ZARABI GOLKHATMI S, ASGHAR M I, LUND P D. A review on solid oxide fuel cell durability: latest progress, mechanisms, and study tools[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2022, 161: 112339.

[11] IRENA and Methanol Institute (2021). Innovation outlook: renewable methanol[M]. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2021: 1.

[12] SKAFTE T L, BLENNOW P, HJELM J, et al. Carbon deposition and sulfur poisoning during CO_2 electrolysis in nickel-based solid oxide cell electrodes[J]. Journal of Power Sources, 2018, 373: 54-60.

[13] DILLIG M, KARL J. Thermal management of high temperature solid oxide electrolyser cell/fuel cell systems[J]. Energy Procedia, 2012, 28: 37-47.

[14] CHAN S H, LOW C F, DING O L. Energy and exergy analysis of simple solid-oxide fuel-cell power systems[J]. Journal of Power Sources, 2002, 103(2): 188-200.

[15] International Renewable Energy Agency. Innovation landscape for a renewable-powered future: solutions to integrate variable renewables[R]. Abu Dhabi: IRENA,

2019: 1.
[16] CHEN Y, JIANG Y. Interval energy flow calculation method for electricity-heat-hydrogen integrated energy system considering the correlation between variables[J]. Energy, 2023, 263: 125678.
[17] SPANDAGOS C, BAARK E, NG T L, et al. Social influence and economic intervention policies to save energy at home: critical questions for the new decade and evidence from air-condition use[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2021, 143: 110915.
[18] MORADI R, MARCANTONIO V, CIOCCOLANTI L, et al. Integrating biomass gasification with a steam-injected micro gas turbine and an organic Rankine cycle unit for combined heat and power production[J]. Energy Conversion and Management, 2020, 205: 112464.
[19] ZHANG S H, GU W, QIU H F, et al. State estimation models of district heating networks for integrated energy system considering incomplete measurements[J]. Applied Energy, 2021, 282: 116105.
[20] RAN P, ZHOU X, WANG Y, et al. Thermodynamic and exergetic analysis of a novel multi-generation system based on SOFC, micro-gas turbine, s-CO_2 and lithium bromide absorption refrigerator[J]. Applied Thermal Engineering, 2023, 219: 119585.
[21] WANG Q, DUAN L, LU Z, et al. Thermodynamic performance comparison of SOFC-MGT-CCHP systems coupled with two different solar methane steam reforming processes[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2023, 48(71): 27473–27491.
[22] ZHENG N, ZHANG H, DUAN L, et al. Techno-economic analysis of a novel solar-driven PEMEC-SOFC-based multi-generation system coupled parabolic trough photovoltaic thermal collector and thermal energy storage[J]. Applied Energy, 2023, 331: 120400.
[23] 孙恒帅. 基于 SOFC 热电联供系统的热力学分析与优化[D]. 长沙: 中南大学, 2023: 3.
SUN Hengshuai. Thermodynamic analysis and optimization of SOFC-based combined heat and power system[D]. Changsha: Central South University, 2023: 3.
[24] SU W, HAN Y, LIU Z, et al. Absorption heat pumps for low-grade heat utilization: a comprehensive review on working pairs, classification, system advances and applications[J]. Energy Conversion and Management, 2024, 315: 118760.
[25] RAMIREZ M, TREBILCOCK-KELLY F, CORRALES-CIGANDA J L, et al. Experimental and numerical investigation of a novel high-temperature heat pump for sensible and latent heat delivery[J]. Applied Thermal Engineering, 2024, 247: 122961.
[26] 路晓瑞. 固体氧化物燃料电池冷热电联供系统组成方式对其能效特性的影响[D]. 天津: 天津大学, 2021: 3.
LU Xiaorui. Impact of system configuration on energy efficiency characteristics of solid oxide fuel cell based combined cooling, heating and power systems[D]. Tianjin: Tianjin University, 2021: 3.
[27] 邱中举. 溴化锂吸收式热泵系统的研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2011: 3.
QIU Zhongju. Research on lithium bromide absorption heat pump system[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2011: 3.
[28] ZHANG X, CHEN Z, CHEN Z, et al. Exergy analysis of a novel chemical looping hydrogen generation system integrated with SOFC[J]. Journal of Thermal Science, 2021, 30(1): 313-323.
[29] 罗丽琦, 谢广元, 王绍荣. 以气化煤气为燃料的固体氧化物燃料电池热电联供系统设计[J]. 洁净煤技术, 2023, 29(5): 68-79.
LUO Liqi, XIE Guangyuan, WANG Shaorong. Design of solid oxide fuel cell combined heat and power system using gasified coal gas as fuel[J]. Clean Coal Technology, 2023, 29(5): 68-79.
[30] BIROL F. The future of cooling[J]. Energy Policy, 2018, 118: 38-46.
[31] COTRUFO N, SALOUX E, HARDY J M, et al. A practical artificial intelligence-based approach for predictive control in commercial and institutional buildings[J]. Energy and Buildings, 2020, 206: 109563.
[32] 陈哲文, 魏俊杰, 张玉明, 等. CO_2 近零排放的光煤互补耦合 SOFC 发电系统热力学分析[J]. 化工学报, 2023, 74(11): 4688-4701.
CHEN Zhewen, WEI Junjie, ZHANG Yuming, et al. Thermodynamic analysis of solar-coal complementary coupled SOFC power generation system with near-zero CO_2 emission[J]. CIESC Journal, 2023, 74(11): 4688-4701.
[33] GUO X, GUO Y, WANG J, et al. Thermodynamic analysis of a novel combined heating and power system based on low temperature solid oxide fuel cell (LT-SOFC) and high temperature proton exchange membrane fuel cell (HT-PEMFC)[J]. Energy, 2023, 284: 129227.
[34] WEI J, CHEN Z, ZHANG H, et al. Energy, exergy and economic(3E) analyses of a CO_2 near-zero-emission power generation system with integrated supercritical water gasification of coal and SOFC[J]. Energy, 2024, 301: 131708.
[35] WANG S, WANG N, JIA Z, et al. Thermal economy simulation study for a carbon capture power plant with combined heat and power based on absorption heat pump technology[J]. Energy Conversion and Management, 2024, 300: 117958.
[36] TAN L, CHEN C, GONG Z, et al. Performance evaluation on a novel combined cool/heat and power (CCP/CHP) system integrating an SOFC-GT plant with a solar-assisted LiBr absorption cooling/heating unit[J]. Energy, 2023, 283: 129102.
[37] SLEITI A K, AL-AMMARI W A, ARSHAD R, et al. Energetic, economic, and environmental analysis of solid oxide fuel cell-based combined cooling, heating, and power system for cancer care hospital[J]. Building Simulation, 2022, 15(8): 1437-1454.
[38] 韩吉才. 吸收式热泵技术在热电联供中的应用研究[D]. 北京: 中国石油大学, 2009: 3.
HAN Jicai. Research on application of absorption heat pump technology in combined heat and power systems[D]. Beijing: China University of Petroleum, 2009: 3.
[39] 朱竑卫, 姚鹤, 李建仓, 等. 溴化锂吸收式热泵机组 ASPEN PLUS 流程模拟[J]. 广东化工, 2020, 47(16): 149-150.
ZHU Hongwei, YAO He, LI Jiancang, et al. ASPEN PLUS process simulation of lithium bromide absorption heat pump unit[J]. Guangdong Chemical Industry, 2020, 47(16): 149-150.
[40] ZHANG H, KONG W, DONG F, et al. Application of cascading thermoelectric generator and cooler for waste heat recovery from solid oxide fuel cells[J]. Energy Conversion and Management, 2017, 148: 1382-1390.
[41] 贾北平, 曲云霞, 吕召月, 等. 基于 Aspen Plus 的太阳

能溴化锂吸收式制冷系统的模拟分析[J]. 能源工程, 2014(6): 30-34.
JIA Beiping, QU Yunxia, LÜ Zhaoyue, et al. Simulation analysis of solar-powered lithium bromide absorption refrigeration system based on Aspen Plus[J]. Energy Engineering, 2014(6): 30-34.

[42] 彭黎菊, 李爽, 史翊翔, 等. 首都住宅建筑燃料电池热电联供系统建模与能量供需分析[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(10): 3905-3916.
PENG Liju, LI Shuang, SHI Yixiang, et al. Modeling and energy supply-demand analysis of residential building fuel cell combined heat and power systems in the capital[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(10): 3905-3916.

[43] 于蓬, 魏添, 王健, 等. 氢燃料电池热电联供系统的关键问题研究[J]. 农业装备与车辆工程, 2020, 58(8): 22-27.
YU Peng, WEI Tian, WANG Jian, et al. Research on key issues of hydrogen fuel cell combined heat and power systems[J]. Agricultural Equipment & Vehicle Engineering, 2020, 58(8): 22-27.

[44] JOUHARA H, ŻABNIEŃSKA-GÓRA A, KHORDEHGAH N, et al. Latent thermal energy storage technologies and applications: a review[J]. International Journal of Thermofluids, 2020(5/6): 100039.

[45] LAKSHMI T V V S, GEETHANJALI P, KRISHNA P S. Mathematical modelling of solid oxide fuel cell using Matlab simulink[C]. 2013 Annual International Conference on Emerging Research Areas and International Conference on Microelectronics, Communications and Renewable Energy. Kanjirapally: IEEE, 2013.

[46] GUO L J, JIN H, LU Y J. Supercritical water gasification research and development in China[J]. The Journal of Supercritical Fluids, 2015, 96: 144-150.

（责任编辑　杨嘉蕾）