

电解水制氢储能与 Allam 循环发电 集成系统的热力学特性分析

李喆, 王可可, 王顺森, 李博, 颜晓江, 王江峰

(西安交通大学叶轮机械研究所, 710049, 西安)

摘要: 为充分利用可再生能源和提高发电系统效率,提出了一种基于固体氧化物的电解水制氢储能与 Allam 循环发电的集成系统。将高效率的 Allam 循环应用于电解水制氢储能系统,电解水储能系统负责为 Allam 循环提供燃料和纯氧,建立了该系统的热力学计算模型。通过 Matlab 自编程序对该系统进行了仿真计算,重点分析了透平进出口参数、动力设备等熵效率、电解效率和循环最低温度对储能-发电系统的影响规律。结果表明:在设计工况下,集成系统效率达到 54.47%,储能密度为 $214.85 \text{ kW} \cdot \text{h} \cdot \text{m}^{-3}$ 。存在最佳透平进口温度、最佳透平进口压力、最佳透平出口压力使系统效率达到峰值。相较其他动力设备,透平内效率对集成系统性能影响最大,透平内效率从 82% 增大至 92%,集成系统效率提高了 2.55%。降低发电循环的最低温度可以提升集成系统性能,当循环最低温度从 26°C 降低至 -4°C ,集成系统效率提高了 6.03%。该研究对发展新型大规模电储能技术具有一定的借鉴意义,参数分析结果可为工程实际应用提供理论支撑。

关键词: 电解水; Allam 循环; 集成系统; 热力学分析

中图分类号: TK11 **文献标志码:** A

DOI: 10.7652/xjtuxb202309001 **文章编号:** 0253-987X(2023)09-0001-09

Thermodynamic Analysis of an Integrated System Based on Electrolytic Water Hydrogen Production and Energy Storage and Allam Cycle Power Generation

LI Zhe, WANG Keke, WANG Shunsen, LI Bo, YAN Xiaojang, WANG Jiangfeng

(Institute of Turbomachinery, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China)

Abstract: In order to make full use of renewable energy and improve the efficiency of the power generation system, an integrated system based on solid oxide electrolytic water hydrogen production and energy storage and Allam cycle power generation was proposed. Specifically, the high-efficiency Allam cycle was applied to the energy storage system of electrolytic water hydrogen production and the energy storage system of hydrolysis was responsible for providing fuel and pure oxygen for the Allam cycle. Meanwhile, the thermodynamic calculation model of the system was established and the simulation calculation of the system was carried out through Matlab self-programming with a focus on analyzing the influences of turbine inlet and outlet parameters, isen-

tropical efficiency of power equipment, electrolytic efficiency and minimum cycle temperature on the energy storage-generation system. The results show that the efficiency of the integrated system reaches 54.47% and the energy storage density is $214.85 \text{ kW} \cdot \text{h} \cdot \text{m}^{-3}$ under the design condition; there are optimal turbine inlet temperature, optimal turbine inlet pressure and optimal turbine outlet pressure to make the system efficiency reach the peak; compared with other power equipment, the internal efficiency of the turbine has the greatest influence on the system performance, with the internal efficiency of the turbine increasing from 82% to 92% and the system efficiency seeing an improvement of 2.55 percentage points; the system performance can be improved by reducing the minimum cycle temperature. When the minimum cycle temperature is reduced from 26°C to -4°C , the system efficiency is improved by 6.03 percentage points. This study can serve as a valuable reference for the development of new large-scale electric energy storage technology, and the results of parameter analysis can provide theoretical support for practical engineering applications.

Keywords: electrolytic water; Allam cycle; integrated system; thermodynamic analysis

大力发展并最大程度利用太阳能、风能等可再生能源是实现碳达峰、碳中和目标的主要方向^[1]。然而,由于风电和太阳能发电的间歇性和逆调峰特性,影响到电网的稳定性,导致弃风弃光现象非常突出^[2]。为了解决这一问题,具有削峰填谷、保护电网安全功能的电储能技术备受关注^[3]。

蓄电池储能是最简单的电储能方法^[4],但存在成本高、规模小、安全性和环保性差等问题,还有待进一步完善^[5]。抽水蓄能、压缩空气储能是大规模电储能的主要方式,但需要借助梯级水库、废弃盐矿等地理条件,难以大量建设^[6]。

电解水制氢储能是利用电解水制氢技术将电网难以消纳的风、光、电能转化为化学能储存起来,是解决弃风弃光问题的一个重要途径^[7]。目前,电解水制氢技术主要有碱性电解、质子交换膜电解、固体氧化物电解等^[8],其中固体氧化物电解工作温度($800\sim 1\,000^\circ\text{C}$)高,无需加入催化剂即可制取氢,在增加外部热源时效率可接近100%,是一种极具发展潜力的制氢方式^[9]。在此基础上,利用电解产生的氢气、氧气在用电高峰时段进行发电,就可以实现电网的削峰填谷。与抽水蓄能、压缩空气储能相比,化学储能-发电具有储能密度大、不依赖地理条件等优势^[10],具有重要的发展前景。

文献[11]提出电解水制氢和以高温蒸汽为工质的氢氧燃烧循环集成的储能系统,电储能效率可以达到49%~55%,已超过电解水制氢-燃料电池集成方案。文献[12]提出了一种基于压缩空气和氢气为能量载体的混合储能系统,该系统通过利用氢气

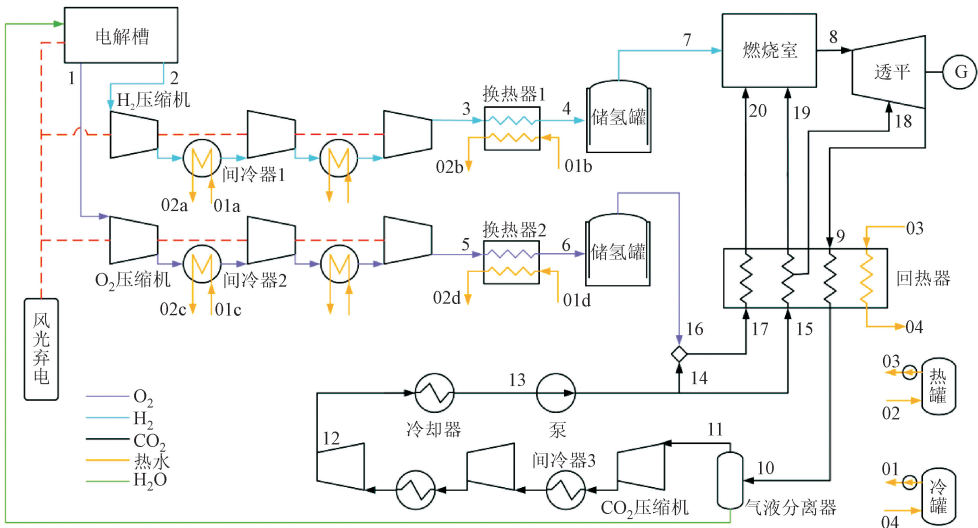
甲烷反应热与烟气余热加热压缩空气,结果表明,混合储能系统效率(38.15%)比独立氢储能系统高。

与上述系统中选择的发电循环相比,由Allam等提出的以 CO_2 为循环工质的富氧燃烧循环(Allam循环),在减少碳排放的同时^[13-14]具有更高的发电效率。利用Allam循环与电解水制氢系统间的强互补性,本文提出了一种基于电解水制氢储能与Allam循环发电的集成系统,利用电解水制取的氧气代替空分供氧,储气过程的压缩热为回热器提供热量。该研究对发展新型大规模电储能技术具有一定的借鉴意义。

1 系统描述

图1展示了基于电解水制氢储能与Allam循环发电的集成系统示意图。系统储能过程的工作原理为:固体氧化物电解槽(SOEC)利用电网难以消纳的风、光、电能电解水制取氢气和氧气,经过三级压缩、冷却后,分别储存在储氢罐和储氧罐中,同时将各间冷器、换热器的热能储存到热罐中。

释能过程是指在用电高峰时段将化学能转换为电能输出到电网,工作原理为:储氢罐中的氢气(7)与被预热的 $\text{O}_2\text{-CO}_2$ 混合物(20)进入燃烧室燃烧(预热前 O_2 与部分 CO_2 进行混合), CO_2 工质(19)用于调节燃烧温度。燃烧后的高温高压气体(8)进入透平做功,透平乏气(9)在回热器中冷却,经过气液分离后的循环工质(11)被压缩、冷却、泵送至回热器中,完成循环。



1、5、6、16—氧气流;2、3、4、7—氢气流;01a、02a、01b、02b、01c、02c、01d、02d、01、02、03、04—热水流;
8、9、10—高温高压的水和二氧化碳混合流;11、12、13、14、15、18、19—二氧化碳流;17、20—氧气与二氧化碳混合流。

图 1 基于电解水制氢储能与 Allam 循环发电的集成系统示意图

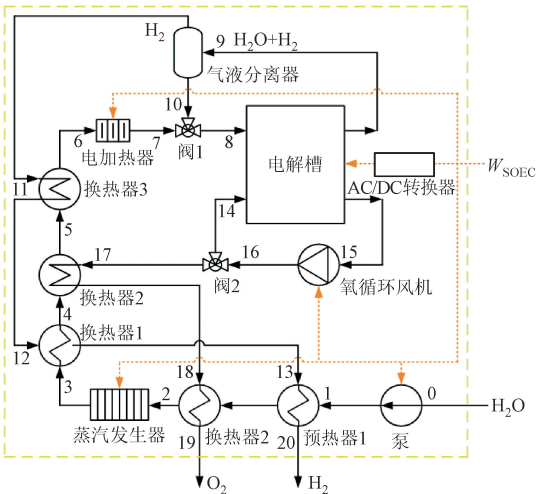
Fig. 1 Schematic diagram of an integrated system based on hydrogen storage from water electrolysis and Allam cycle power generation

2 热力计算模型

2.1 电解水制氢储能子系统

2.1.1 SOEC 模型

本文主要研究如何将高效的 Allam 循环发电与电解水制氢储能进行集成,且储气和发电过程与储能过程相互独立,参照文献[15]建立 SOEC 的简化模型和选取 SOEC 的能源效率,完成系统计算,具体的模型示意图如图 2 所示。



0、1、2、3、4、5、6、7、8、10—水流;9—水和氢气混合流;11、12、13、
20—氢气流;14、15、16—水和氧气混合流;17、18、19—氧气流。

图 2 固体氧化物电解简化模型示意图

Fig. 2 Schematic diagram of a simplified electrolysis model for solid oxides

在文献[15]的 SOEC 模型中,电解所需的高温环境由电加热器提供,电解水蒸发在电蒸汽发生器中完成。此外,假设电解产生的氢气、氧气质量分数均为 100%,忽略电解过程中水的损失。SOEC 耗功 W_{SOEC} 可以表示为

$$W_{SOEC} = \frac{m_7 q}{\eta_{SOEC}} \tag{1}$$

式中: m_7 为氢气流量; q 为氢气的低位热值; η_{SOEC} 为 SOEC 能源效率(以氢气低位热值为基准)。

2.1.2 压缩机/泵模型

压缩机/泵的耗功为

$$W_{com/pump} = m(h_{out} - h_{in}) = \frac{m(h_{out,s} - h_{in})}{\eta_{com/pump}} \tag{2}$$

式中: m 为工质流量; h 为工质焓; $\eta_{com/pump}$ 为压缩机/泵的内效率;下标 in、out、s 分别表示进口、出口以及等熵过程。

2.1.3 换热器(冷却器)模型

电解水子系统中换热器(冷却器)的夹点温度均设置为 10℃,换热器(冷却器)中导热介质出口温度设置为 225℃,进一步通过下式计算换热量及导热介质流量

$$m_1(h_{1,in} - h_{1,out}) = m_2(h_{2,out} - h_{2,in}) \tag{3}$$

式中:下标 1 和 2 分别表示换热器中热流和冷流。

2.1.4 储罐模型

储气罐采取等压模型,考虑与环境间的换热,储

气罐出口温度为环境温度。热罐和冷罐完全绝热,工作过程为等温过程,同时忽略储热蓄冷过程所耗泵功。电解水制氢储能子系统的主要设计参数见表 1。

表 1 电解水制氢储能子系统主要设计参数^[15]

Table 1 Main design parameters of electrolytic hydrogen production energy storage subsystem

参数	数值
电解水进口温度/℃	20
电解水进口压力/kPa	101.3
SOEC 能源效率/%	85.15
H ₂ 压缩机内效率/%	85
O ₂ 压缩机内效率/%	85
换热器 1 压降/%	2
换热器 2 压降/%	2
SOEC 阳极交换电流密度/(A·m ⁻²)	6 400
SOEC 阴极交换电流密度/(A·m ⁻²)	2 600
SOEC 阳极厚度/m	18.1×10 ⁻⁶
SOEC 阴极厚度/m	316.8×10 ⁻⁶
储氢罐压力/MPa	15
储氧罐压力/MPa	16
最大储氢量/kg	150
最大储氧量/kg	1 000

2.2 Allam 循环子系统

2.2.1 燃烧室模型

燃烧室中来自储氢罐的 H₂ 与来自回热器的 O₂ 按比例完全燃烧,燃烧产物为 H₂O。

2.2.2 透平模型

由于 Allam 循环中透平进口温度高于允许材料温度 T_w (860 ℃)^[16],因此需要对透平进行冷却^[17]。本文采用 Scaccabarozzi 等在 El-Masri 连续膨胀模型基础上开发的透平冷却模型^[18],其总体思想是:将透平膨胀过程分为两部分,工质温度低于 T_w 的部分不需要冷却,工质温度高于 T_w 的部分则进行 N ($N=15$) 步膨胀冷却,每步均为先膨胀再与冷却流混合,完成第 N 步膨胀并与冷却流混合后的主流温度应等于 T_w 。对于冷却剂流量以及混合过程引起的压降在文献[18]中均给出了具体计算公式,此处不再赘述。此外,透平的关键参数由文献[18]和文献[19]所提供的方法进行计算并校准。

2.2.3 回热器模型

为更精确地描述多股流换热器中的换热过程,

采用课题组在过往研究中提出的分段法计算换热器的效率与夹点温度^[20]。具体为:把冷热流体沿其流动方向划分为多个较小的流动分段,每个小分段内部的热冷流体物性为统一数值,流体温差不低于最小换热温差。本文将最小换热温差设定为 5 ℃^[17-18,21],透平冷却流的最低温度设置为 150 ℃,并且鉴于回热器自身的性质以及其在高温区间的换热能力,将回热器热端端差设置为 10 ℃^[21]。

本文涉及的相关工质热物性通过 Reafprop 软件计算得到。表 2 列出了 Allam 循环子系统主要设计参数,其中气液分离器只考虑压损,且假设水被完全分离。

表 2 Allam 循环子系统主要设计参数^[18,21-22]

Table 2 Allam cycle subsystem main design parameters

参数	数值
环境温度/℃	25
环境压力/kPa	101.3
透平进口温度 T_8 /℃	1 150
透平进口压力 P_8 /MPa	30
透平出口压力 P_9 /MPa	3.4
氢气流量 m_7 /(kg·s ⁻¹)	1
透平内效率/%	90
CO ₂ 压缩机内效率/%	86
燃烧室压降/%	3
回热器高压侧压降/%	1
回热器低压侧压降/%	3
冷却器压降/%	2
气液分离器压降/%	2
机械效率/%	99
发电机效率/%	99.5

2.3 评价指标

选择系统效率以及储能密度作为评价指标,对所提出的集成系统性能进行评估。其中,系统效率 η 定义为系统释能过程输出功 W_{out} 与储能过程输入功 W_{in} 的比值

$$\eta = \frac{W_{out}}{W_{in}} = \frac{W_{tur} - W_{ec}}{W_{SOEC} + W_{HC} + W_{OC}} \quad (4)$$

式中: W_{tur} 为透平输出功率; W_{ec} 为循环耗功; W_{SOEC} 为 SOEC 耗功; W_{HC} 为氢气压缩机耗功; W_{OC} 为氧气压缩机耗功。

循环耗功为

$$W_{ec} = W_c + W_p \quad (5)$$

式中: W_c 为 CO_2 压缩机耗功; W_p 为泵耗功。

储能密度 D_s 定义为:系统输出功 W_{out} 与系统输出这部分功所需的储能体积 V_s 的比值

$$D_s = \frac{W_{\text{out}}}{V_s}$$

(6)

V_s 具体包括氢气、氧气、导热介质的储存体积。

2.4 模型验证

按照本文方法建立直燃式 CO_2 循环仿真模型,将其与文献[21]的仿真结果进行对比,结果见表 3。可以看到,偏差均在可接受范围内。

表 3 直燃式 CO_2 循环模型验证结果的对比
Table 3 Comparison of validation results of direct-fired CO_2 cycle model

参数	文献[21]	本文
燃烧室冷却流温度/ $^{\circ}\text{C}$	721.80	720.05
透平出口温度/ $^{\circ}\text{C}$	741.80	740.05
透平冷却流温度/ $^{\circ}\text{C}$	184.60	184.00
透平冷却流量/ $(\text{kg} \cdot \text{s}^{-1})$	99.00	99.18
透平输出功率/MW	610.72	609.55
循环耗功/MW	199.54	200.11
净输出功率/MW	409.13	407.39
净循环效率/ $\%$	53.25	53.16

3 结果与讨论

将系统循环的最低温度 T_{11} 和 T_{13} 设置为 26°C ,利用 Matlab 软件建立集成系统的仿真模型,并对系统进行全面分析。

3.1 设计工况

在设计工况下,基于电解水制氢储能与 Allam 循环发电的集成系统性能参数见表 4。从中可以看到,系统效率为 54.47% ,储能密度为 $214.85 \text{ W} \cdot \text{h} \cdot \text{m}^{-3}$;释能阶段循环耗功为 16.74 MW ,其中 CO_2 压缩机耗功占比 57.3% ,因此减小这部分压缩功是提高系统效率的途径之一。

根据文献[23],压缩空气储能系统效率为 $38\% \sim 60\%$,储能密度为 $3 \sim 20 \text{ kW} \cdot \text{h} \cdot \text{m}^{-3}$;抽水蓄能系统效率高达 $65\% \sim 87\%$,而储能密度仅有 $0.5 \sim 1.5 \text{ kW} \cdot \text{h} \cdot \text{m}^{-3}$ 。本文所提出的集成系统的储能密度高达 $214.85 \text{ kW} \cdot \text{h} \cdot \text{m}^{-3}$,且系统效率也达到 54.47% ,与压缩空气储能和抽水蓄能相比,具有一定的优势。根据文献[11],基于氢气储能和氢气联合循环的集成储能(ESS)系统效率达到 $49\% \sim 55\%$,但系统在透平进口温度 1500°C 时却未考虑透平冷却,忽略了冷却带来的损失。与集成 ESS 相

比,所提出的集成系统选择更合理的模型进行仿真,能够为实际的工程设计提供参考。

表 4 集成系统的性能参数
Table 4 Integrated system performance parameters

参数	数值
SOEC 电耗 $W_{\text{SOEC}}/\text{MW}$	142.10
氧气压缩机耗功 W_{OC}/MW	5.20
氢气压缩机耗功 W_{HC}/MW	10.27
透平输出功率 W_{tur}/MW	103.00
CO_2 压缩机耗功 W_c/MW	9.59
循环耗功 W_{ec}/MW	16.74
储能过程输入功/MW	157.57
净输出功率 W_{net}/MW	85.82
系统效率 $\eta/\%$	54.47
储能密度 $D_s/(\text{kW} \cdot \text{h} \cdot \text{m}^{-3})$	214.85
透平出口温度 $T_9/^{\circ}\text{C}$	733.52
燃烧室冷却流温度 $T_{19}/^{\circ}\text{C}$	723.52
透平冷却流温度 $T_{18}/^{\circ}\text{C}$	323.80
回热器出口烟气温度 $T_{10}/^{\circ}\text{C}$	79.14
回热器进口循环流温度 $T_{15}/^{\circ}\text{C}$	55.44
透平冷却流流量 $m_{18}/(\text{kg} \cdot \text{s}^{-1})$	20.30
透平进口流量 $m_8/(\text{kg} \cdot \text{s}^{-1})$	204.99

3.2 参数分析

本文主要研究集成系统中的储气和发电阶段,因此被分析参数的选择主要基于 Allam 循环。除了变化参数外,其他参数均取设计值。

图 3(a)展示了透平进口压力分别为 26、28、30、32、34 MPa 时透平进口温度(T_8)对集成系统效率(η)的影响;图 3(b)展示了透平进口压力为 30 MPa 时 T_8 对系统关键流温度、流量的影响。从中可以看到,在不同透平进口压力下, η 均随着 T_8 的升高先升高后降低,即存在最佳透平进口温度。以最佳效率值处于中游的透平进口压力为 30 MPa 的案例为例,系统储能阶段制取并储存单位氢气所消耗的电量不变。当 T_8 从 1050°C 开始升高时,透平出口温度升高使得回热器内可回收热量增多,热端端差从 30.6°C 开始减小,同时燃烧室出口温度升高,使 η 升高。当 T_8 高于 1150°C 并继续升高时,回热器热端温差已减小至最小值 10°C 。此时回热器内多余热量用于加热透平冷却流,这使得透平冷却需要更多的冷却流,冷却流流量增大就会导致循环工质的总流量增大,进而使 CO_2 压缩机的功耗增大,导致 η 下降。此外,最佳透平进口温度随着进口压力升高而升高,低温低压下所达到的效率峰值更高。原因

是,透平进口温度越低,透平所需冷却流更少,燃烧室所需冷却流更多,回热器内可利用的热量更多,即对系统更有益。

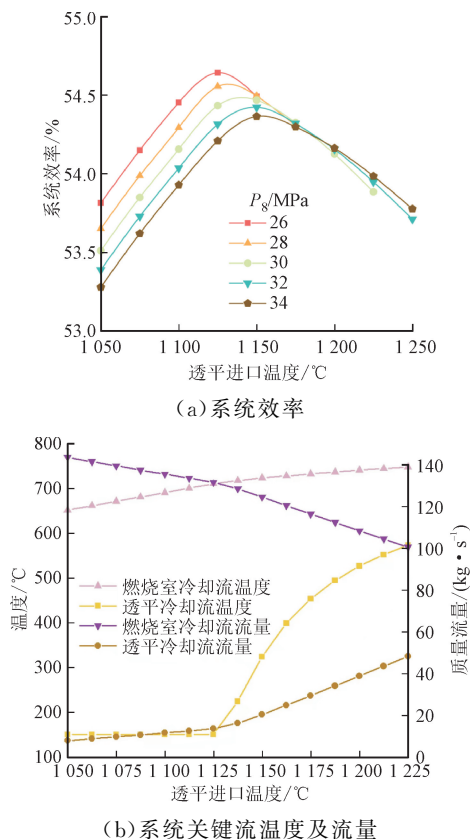


图3 透平进口温度对系统性能的影响

Fig. 3 Influence of turbine inlet temperature on system performance

为了进一步说明透平进口压力对系统性能的影响,图4(a)展示了在不同透平进口温度下,透平进口压力(P_8)对集成系统效率(η)的影响;图4(b)展示了透平进口温度分别为1080℃、1150℃时,透平进口压力(P_8)对系统关键参数的影响。可以看到,存在最佳 P_8 使 η 达到峰值。透平进口温度低于1100℃时,最佳 P_8 均在21 MPa附近;高于1100℃时,最佳 P_8 随透平进口温度的升高而增大。

在透平进口温度较低时(以 $T_8 = 1080^\circ\text{C}$ 为例),减小 P_1 会引起透平排气温度升高,回热器热端温差减小,燃烧室冷却流温度升高使其流量增大,使透平输出功在膨胀比减小的情况下仍然有所增多, η 升高;当 P_8 小于26 MPa时, CO_2 比热容升高,回热器中需要牺牲高品位热能加热低温 CO_2 ,夹点位置由回热器2内部转移到冷端,因此 η 迅速降低。

在透平进口温度较高时(以 $T_8 = 1150^\circ\text{C}$ 为例),随着 P_8 的减小,回热器增多的可回收热量被

用于加热透平冷却流,因此 η 在 P_8 取较大值时达到峰值。需要说明的是,系统 P_8 的选取受回热器温度限制,当系统 P_8 在对应曲线与红色虚线相交后继续减小时,回热器温度将超过材料允许值(760°C)。综上所述,所提出的集成系统在透平进口参数较低时仍可以达到较高效率,有利于工程应用。

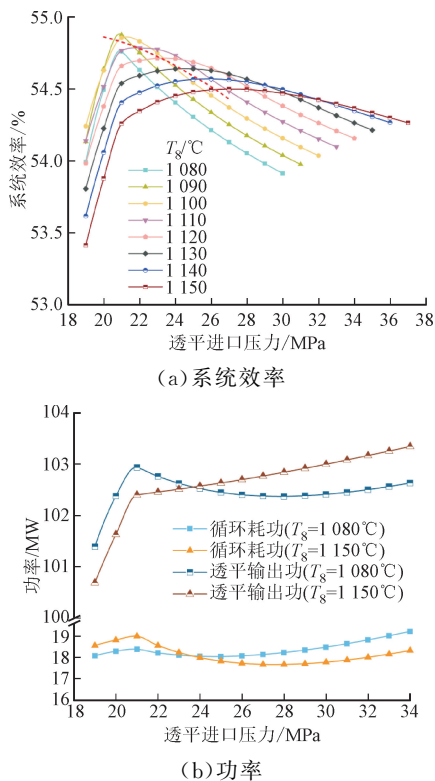


图4 透平进口压力对系统性能的影响

Fig. 4 Influence of turbine inlet pressure on system performance

图5展示了在透平进口参数为设计值时,透平出口压力(P_9)对集成系统效率(η)、循环耗功以及透平输出功的影响。可以看到: P_9 增大会引起透平膨胀比减小,使得系统循环耗功和透平输出功均随

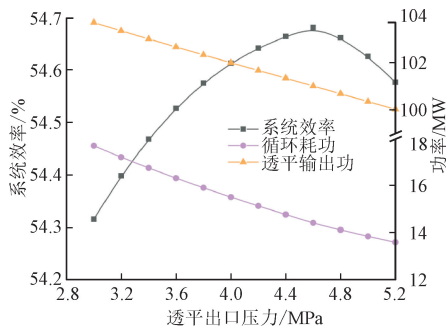


图5 透平出口压力对系统性能的影响

Fig. 5 Influence of turbine outlet pressure on system performance

之减少;而 η 则随 P_9 的增大先升高后降低,这是因为透平出口温度随着 P_9 增大而升高,使得燃烧室内混合温差减小以及燃烧室出口流量增大,因此 η 升高;然而 P_9 增大同样使得回热器的多余热量用于加热透平冷却流,透平冷却流流量随之增大,CO₂ 压缩机功耗增加,这将减缓透平膨胀比减小带来的循环耗功减少的速率,因此 P_9 增大至一定值时 η 降低。这里同样要注意系统 P_9 因受回热器温度限制不能选取过大。

图 6 展示了 O₂ 压缩机内效率(η_{OC})、H₂ 压缩机内效率(η_{HC})、CO₂ 压缩机内效率(η_{com})、透平内效率(η_{tur})、泵内效率(η_{pump})对集成系统效率(η)的影响。可以看到:这些动力设备内效率的升高均使得 η 不同程度地升高,且近似为线性升高。其中 η_{tur} 对 η 的影响最大,当 η_{tur} 从 82% 增大到 92% 时, η 升高了 2.55%; η_{tur} 对于 η 影响最大的原因在于 η_{tur} 增大会引起循环流压缩耗功减小,这是透平出口温度降低引起循环流流量减小的结果。 η_{OC} 、 η_{HC} 、 η_{pump} 、 η_{com} 对于 η 的影响均较小,当 4 项效率依次从 82% 增大到 92% 时,对应的 η 分别提高了 0.095%、0.312%、0.509% 和 0.690%。

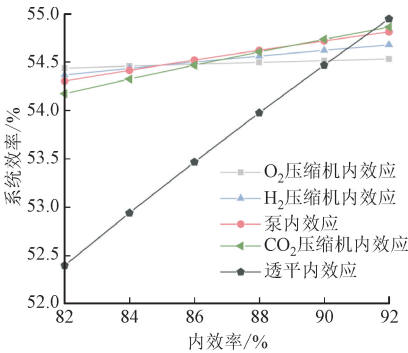


图 6 动力设备内效率对系统性能的影响
Fig. 6 Effect of internal efficiency on system performance in power equipment

图 7 展示了集成系统中发电循环最低温度 T_{11} 对系统性能的影响。可以看到,随着循环最低温度的降低, η 分段线性升高。其中循环最低温度从 22℃ 降低至 20℃, η 由 54.97% 升高至 56.04%, 其原因是: CO₂ 在经过两级压缩中间冷却后压力至 5.9 MPa, 此时 CO₂ 在 20℃ 下可以被冷凝, 最后一级压缩机被泵代替, 进而循环耗功突然减少。同理, 循环最低温度从 10℃ 降低至 8℃, η 突然升高是由于后两级 CO₂ 压缩机均被泵代替; 循环最低温度从 -2℃ 降低至 -4℃, η 突然升高是由于气液分离器出口 CO₂

在 -4℃ 下可以被冷凝, CO₂ 压缩机均被泵代替。与设计工况相比, 循环最低温度为 -4℃ 时, η 为 60.50%, 提高了 6.03%; 循环耗功为 7.19 MW, 减少了 9.55 MW。由此可知, 所提出的集成系统可以通过与不同温度的冷源进行灵活组合来提升系统性能, 例如与液化天然气、天然气减压站这类温度较低的冷源组合时, 可以实现循环流全部冷凝, 同时省略了 CO₂ 压缩机。此外, 这种组合系统的另一优势为不额外消耗燃料即可实现液化天气的汽化、减压后天然气的升温。当冷源温度较高、不足以将循环流冷凝时, 还可以通过降低压缩机进口温度以使系统性能得到提升^[24-25]。

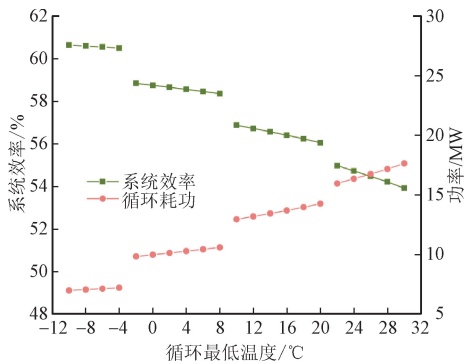


图 7 循环最低温度对系统性能的影响
Fig. 7 Effect of minimum cycle temperature on system performance

4 结 论

本文提出了一种基于电解水制氢储能与 Allam 循环发电的集成系统, 并对系统进行仿真计算, 分析了关键参数对系统性能的影响。主要结论如下。

- (1) 所提出的集成系统充分利用了电解水与 Allam 循环间的互补性, 即利用电解水制取的氧气代替空分供氧, 减少发电耗功。在设计工况下, 系统效率达到 54.47%, 储能密度为 214.85 kW · h · m⁻³。
- (2) 存在最佳透平进口温度、最佳透平进口压力、最佳透平出口压力使得系统效率得到峰值。在透平进口温度、压力较低时, 所提出的集成系统仍可以获得较为理想的系统效率。
- (3) 随着 O₂ 压缩机、H₂ 压缩机、CO₂ 压缩机、透平和泵内效率的增加, 系统效率均有所升高, 其中透平内效率对其影响最大。
- (4) 本文所提出的集成系统具有不受地理位置限制、储能密度大、系统效率高等优势, 还可以通过与不同冷源进行集成来冷却或冷凝气液分离器出口

循环流,从而进一步提高系统效率。

参考文献:

- [1] 刘辉, 张磊, 张俊杰, 等. 基于压缩空气储能的分布式能源系统热力学特性分析 [J]. 节能技术, 2018, 36(4): 325-330.
LIU Hui, ZHANG Lei, ZHANG Junjie, et al. Thermodynamic performance analysis of a compressed air energy storage combined cooling, heating and power system [J]. Energy Conservation Technology, 2018, 36(4): 325-330.
- [2] 姚尔人, 王焕然, 席光. 一种压缩空气储能与内燃机技术耦合的冷热电联产系统 [J]. 西安交通大学学报, 2016, 50(1): 22-27, 40.
YAO Erren, WANG Huanran, XI Guang. A novel combined cooling heating and power system with coupled compressed air energy storage and combustion engine [J]. Journal of Xi'an Jiaotong University, 2016, 50(1): 22-27, 40.
- [3] 赵攀, 张仕强, 许文盼, 等. 具备近似等压放电过程的近似等温压缩 CO₂ 储能系统特性研究 [J]. 西安交通大学学报, 2023, 57(1): 34-44.
ZHAO Pan, ZHANG Shiqiang, XU Wenpan, et al. Performance analysis of a near-isothermal compressed carbon dioxide energy storage system with near constant discharge process [J]. Journal of Xi'an Jiaotong University, 2023, 57(1): 34-44.
- [4] 金雪, 庄雨轩, 王辉, 等. 氢储能解决弃风弃光问题的可行性分析研究 [J]. 电工电气, 2019(4): 63-68.
JIN Xue, ZHUANG Yuxuan, WANG Hui, et al. Feasibility analysis research on abandoning wind and solar energy with hydrogen energy storage technology [J]. Electrotechnics Electric, 2019(4): 63-68.
- [5] 周喜超. 电力储能技术发展现状及走向分析 [J]. 热力发电, 2020, 49(8): 7-12.
ZHOU Xichao. Development status and trend analysis of electric energy storage technology [J]. Thermal Power Generation, 2020, 49(8): 7-12.
- [6] REHMAN S, AL-HADHRAMI L M, ALAM M M. Pumped hydro energy storage system: a technological review [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2015, 44: 586-598.
- [7] 许世森, 张瑞云, 程健, 等. 电解制氢与高温燃料电池在电力行业的应用与发展 [J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(9): 2531-2536.
XU Shisen, ZHANG Ruiyun, CHENG Jian, et al. Application and development of electrolytic hydrogen production and high temperature fuel cell in electric power industry [J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(9): 2531-2536.
- [8] 俞红梅, 邵志刚, 侯明, 等. 电解水制氢技术研究进展与发展建议 [J]. 中国工程科学, 2021, 23(2): 146-152.
YU Hongmei, SHAO Zhigang, HOU Ming, et al. Hydrogen production by water electrolysis: progress and suggestions [J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(2): 146-152.
- [9] GRIGORIEV S A, FATEEV V N, BESSARABOV D G, et al. Current status, research trends, and challenges in water electrolysis science and technology [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2020, 45(49): 26036-26058.
- [10] 刘旭光, 段立强. 内嵌加热管束反应床 Ca(OH)₂/CaO 热化学储能性能研究 [J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(10): 3680-3690.
LIU Xuguang, DUAN Liqiang. Study on Ca(OH)₂/CaO thermochemical energy storage performance of reactor with embedded heating tube bundle [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(10): 3680-3690.
- [11] GAO Dan, JIANG Dongfang, LIU Pei, et al. An integrated energy storage system based on hydrogen storage: process configuration and case studies with wind power [J]. Energy, 2014, 66: 332-341.
- [12] BARTELA L. A hybrid energy storage system using compressed air and hydrogen as the energy carrier [J]. Energy, 2020, 196: 117088.
- [13] ALLAM R J, PALMER M R, BROWN G W, et al. High efficiency and low cost of electricity generation from fossil fuels while eliminating atmospheric emissions, including carbon dioxide [J]. Energy Procedia, 2013, 37: 1135-1149.
- [14] IEAGHG. Oxy-combustion turbine power plants [EB/OL]. [2022-11-02]. <http://ieaghg.org/terms-of-use/49-publications/technical-reports/599-2015-05-oxy-combustion-turbine-power-plants>.
- [15] ALZHRANI A A, DINCER I. Modeling and performance optimization of a solid oxide electrolysis system for hydrogen production [J]. Applied Energy, 2018, 225: 471-485.
- [16] ZHU Zilong, CHEN Yaping, WU Jiafeng, et al. Performance study on s-CO₂ power cycle with oxygen fired fuel of s-water gasification of coal [J]. Energy Conversion and Management, 2019, 199: 112058.
- [17] 李博, 王顺森, 宋立明. Allam 循环-跨临界 CO₂ 循环冷电联产系统的热力学分析 [J]. 西安交通大学学报, 2021, 55(10): 11-18.

- LI Bo, WANG Shunsen, SONG Liming. A thermodynamic analysis for combined cooling and power systems consisting of Allam cycle and transcritical carbon dioxide cycle [J]. Journal of Xi'an Jiaotong University, 2021, 55(10): 11-18.
- [18] SCACCABAROZZI R, GATTI M, MARTELLI E. Thermodynamic analysis and numerical optimization of the NET power oxy-combustion cycle [J]. Applied Energy, 2016, 178: 505-526.
- [19] CHIESA P, MACCHI E. A thermodynamic analysis of different options to break 60% electric efficiency in combined cycle power plants [J]. Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, 2004, 126(4): 770-785.
- [20] LI Bo, WANG Shunsen, WANG Keke, et al. Comparative investigation on the supercritical carbon dioxide power cycle for waste heat recovery of gas turbine [J]. Energy Conversion and Management, 2021, 228: 113670.
- [21] CHAN Wen, LI Huixiong, LI Xi, et al. Exergoeconomic analysis and optimization of the Allam cycle with liquefied natural gas cold exergy utilization [J]. Energy Conversion and Management, 2021, 235: 113972.
- [22] MITCHELL C, AVAGYAN V, CHALMERS H, et al. An initial assessment of the value of Allam cycle power plants with liquid oxygen storage in future GB electricity system [J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2019, 87: 1-18.
- [23] BORRI E, TAFONE A, ROMAGNOLI A, et al. A review on liquid air energy storage: history, state of the art and recent developments [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2021, 137: 110572.
- [24] LIU Zhan, CAO Feng, GUO Jianzhang, et al. Performance analysis of a novel combined cooling, heating and power system based on carbon dioxide energy storage [J]. Energy Conversion and Management, 2019, 188: 151-161.
- [25] LIU Zhan, LIU Bin, GUO Jianzhang, et al. Conventional and advanced exergy analysis of a novel transcritical compressed carbon dioxide energy storage system [J]. Energy Conversion and Management, 2019, 198: 111807.

(编辑 杜秀杰)