

化学回热的超临界水煤气化联合循环发电系统及性能分析

薛晓东^{1,2}, 韩巍^{2,3}, 金红光^{2,3}, 王晓东¹

(1. 华北电力大学能源动力与机械工程学院, 102206, 北京; 2. 中国科学院工程热物理研究所, 100190, 北京; 3. 中国科学院大学, 100190, 北京)

摘要: 为了助力实现碳达峰、碳中和的目标,煤炭的清洁、高效和低碳利用技术,以超临界水煤气化技术为核心,提出了一种基于化学回热的超临界水煤气化联合循环发电系统,采用燃气轮机高温排烟为气化过程提供反应热,将气化反应与动力循环通过热化学过程相耦合。分析了新系统和参比系统的热力性能,揭示了新系统焓损失减小的原因,研究了新系统的变工况特性。研究结果表明:新系统的净发电效率和焓效率分别达到了53.37%、52.11%,较参比系统分别提升了6.24个百分点、6.09个百分点;在燃料转化过程,新系统的焓损失减小了7.15 MW,占总焓输入的7.26%,是新系统性能提升的关键;当燃气轮机透平入口温度从1 000℃提升到1 700℃时,新系统的净发电效率和焓效率不断增加,但其增加幅度均呈现出显著减小的趋势;燃气轮机的最佳压比不断提升,且其增速逐渐增加。所提新系统实现了燃料化学能和物理能的综合梯级利用,为煤的清洁、高效转化与利用提供了一种新的技术方案。

关键词: 超临界水煤气化;化学回热;发电效率;焓效率;梯级利用

中图分类号: TK16 **文献标志码:** A

DOI: 10.7652/xjtuxb202304011 **文章编号:** 0253-987X(2023)04-0097-10

Performance Analysis of Supercritical Water Coal Gasification Combined Cycle Power Generation System Based on Thermochemical Regeneration

XUE Xiaodong^{1,2}, HAN Wei^{2,3}, JIN Hongguang^{2,3}, WANG Xiaodong¹

(1. School of Energy, Power and Mechanical Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;

2. Institute of Engineering Thermophysics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China;

3. University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China)

Abstract: To achieve the goals of carbon peaking and carbon neutrality, the technologies enabling clean, efficient and low-carbon usage of coal, a supercritical water coal gasification combined cycle power generation system based on thermochemical regeneration is proposed, in which the exhaust heat of gas turbine is used to provide reaction heat for the gasification process, and the gasification reaction and power cycle are integrated through thermochemical regeneration. The thermodynamic performance of the new system and the reference system was analyzed. The reason for the decrease of the exergy destruction of the new system was revealed. The off-design condition characteristics of the new system were studied. The results show that the net power generation

收稿日期: 2022-08-11。 作者简介: 薛晓东(1993—),男,博士生;韩巍(通信作者),男,教授。 基金项目: 国家科技重大专项资助项目(J2019-I-0009-0009)。

网络出版时间: 2022-12-14

网络出版地址: <https://kns.cnki.net/kcms/detail//61.1069.T.20221213.1631.001.html>

efficiency and exergy efficiency of the new system reach 53.37% and 52.11%, respectively, which is 6.24 and 6.09 percentage points higher than that of the reference system, respectively. In the fuel conversion process, the exergy destruction of the new system reduces the 7.15 MW, accounting for 7.26% of the total exergy input, which is the key to improve the performance of the new system. In addition, when the turbine inlet temperature increases from 1 000 °C to 1 700 °C, the net power generation efficiency and exergy efficiency of the new system also increase, but the increasing rate decreases. In this case, the optimal pressure ratio of gas turbine also gradually increases. The new system realizes the cascade utilization of chemical and physical energies, and provides a promising way for clean and efficient energy conversion and utilization of coal.

Keywords: supercritical water coal gasification; thermochemical recuperation; power generation efficiency; exergy efficiency; cascade utilization

根据“富煤、缺油、少气”的能源特性,煤炭是我国储量最丰富的一次能源。在传统的燃煤发电中,煤炭直接燃烧后利用高温显热产生蒸汽,而该换热过程中热源和冷源的温度不匹配导致了巨大的化学能损失,且煤炭的直接燃烧会造成严重的环境污染^[1-2]。为了助力实现“碳达峰、碳中和”目标,煤炭的清洁、高效和低碳利用技术已变得尤为重要,并将在未来能源中占据极其重要的地位^[3-4]。气化技术可以将煤转化为清洁合成气^[5-7]。然而,传统煤气化技术的气化温度较高(1 300 °C以上),其反应热通过部分煤氧化的自热方式进行供应,会产生较大的不可逆损失^[8];此外,传统煤气化需要纯氧作为气化剂,且气化后的合成气也需要净化,而制取氧气的空分装置和合成气净化装置均有能耗高的缺点,导致系统效率进一步降低^[9]。因此,迫切需要开发更清洁、更高效的煤炭转化利用技术。

超临界水煤气化被普遍认为是最有前途的煤炭清洁转化利用技术^[10-13],可将煤高效转化为包含CH₄、H₂和CO等可燃气体的清洁合成气,而含S、N、P、Hg和重金属元素等污染物则以固体残渣的形式沉积,可从气化炉中排出^[14-15],气化温度低(大约600~700 °C)也是超临界水煤气化的优势之一^[16]。Jin等^[17]通过实验研究发现当水煤浆浓度为30%、气化反应温度在620~660 °C时,煤在超临界水中的气化率可达到97.3%。

目前,国际上对超临界水煤气化技术的研究较多,例如气化过程建模和气化制氢等^[18-22]。在气化建模方面,Fan等^[23]建立了煤在超临界水中转化的动力学模型,描述了煤在超临界水中的转化路径,结果表明所建模型能较好地描述颗粒大小和表面积的变化。超临界水气化技术使发生在反应器中的复杂

多相流过程,Wang等^[24]研究了在Stefan流的影响下不同颗粒构型的流体-颗粒相互作用,结果表明,Stefan流对颗粒间距较小的两颗粒尾涡结构影响较大,降低了阻力系数和努塞尔数。在制氢方面,Fan等^[25]对超临界水中单颗粒焦的气化行为进行了模拟研究,结果表明温度升高对焦炭转化和制氢有明显的促进作用。Ge等^[26]研究了超临界水煤气化中加入K₂CO₃催化剂之后的转化机理,发现K₂CO₃加速了水煤气变换反应,而CO的降低又促进了CH₄在高温(700 °C)下的蒸汽重整反应,这两个反应都有利于H₂的产生。

除此之外,以超临界水煤气化为核心的能源转换系统近年来成为研究热点之一。Chen等^[27]提出了一种超临界水煤气化发电系统,气化之后产生的包含H₂、CO、CO₂和CH₄等的合成气与纯氧混合后直接燃烧,为气化过程提供反应热,而由H₂O、CO₂组成的燃烧产物则进入混合工质透平做功,研究结果表明系统循环效率为38.31%。然而,上述系统中仍然需要能耗高的空分装置制取纯氧,并且其动力系统采用了循环初温低的朗肯循环,使得整个系统的循环效率较低。在之前的研究基础之上,Chen等^[28]对系统进行改进,一方面采用效率高的联合循环代替了效率低的朗肯循环,提升了循环初温;另一方面是采用部分煤在气化炉外燃烧的方式为气化过程提供反应热,无需氧气的加入,从而取消了空分装置。研究结果表明,整个系统的循环效率有所提升,达到了42.18%。然而,该系统采取了煤直接燃烧的供热形式,会产生较大的不可逆损失,有进一步提升和改进的潜力。

本文提出了一种基于化学回热的超临界水煤气化联合循环发电系统,采用燃气轮机的高温排烟为气

化过程提供反应热,将气化反应与动力循环通过热化学过程相耦合,使低品位的烟气热能转化为高品位的合成气化学能。新系统取消了能耗高的空分装置,避免了煤的直接燃烧带来的巨大化学能损失,实现了燃料化学能和物理能的综合梯级利用;分析了新系统的热力性能和关键过程中焓损失的变化情况,为超临界水煤气化发电系统的集成提供了一种新的思路。

1 系统简介

1.1 超临界水煤气化发电系统

基于化学回热的超临界水煤气化联合循环发电系统的详细流程图如图 1 所示。煤(Coal)与超临界水(SW5)混合之后,进入气化炉(GF)中发生气化反应,使固态煤和超临界水转化成气态合成气,整个气化过程所需的反应热由联合循环中燃气轮机(GT)的高温排烟(CG2)提供,不再需要燃料煤或合成气

的直接燃烧供热。来自气化炉的合成气(SY1)依次经换热器 SH1、SH2 和 SH3 回收其显热,用于预热超临界水,随后合成气(SY4)进入节流阀(RV)节流降压,将合成气中的液态水在分离器(SEP)中进行分离,分离出来的水(SW6)进一步循环利用。之后,清洁合成气(SY6)被引入燃烧室(COMB)与来自压气机(COMP)的空气混合后进行燃烧,产生的气体(CG1)进入透平(TUR)做功并带动发电机(GEN)发电。为气化炉供热后的烟气(CG3)进入余热锅炉(WHB),用于制备超临界水(SW6)、高压蒸汽(SH5)和低压蒸汽(SL8),超临界水(SW6)进入气化炉,而高压蒸汽(SH5)和低压蒸汽(SL8)分别进入汽轮机 HT、LT 中膨胀做功,带动发电机(GEN)旋转发电,汽轮机 LT 出来的排汽进入凝汽器(CON)进一步冷凝成液体,之后经过泵(VP)升压后进入下一个循环。

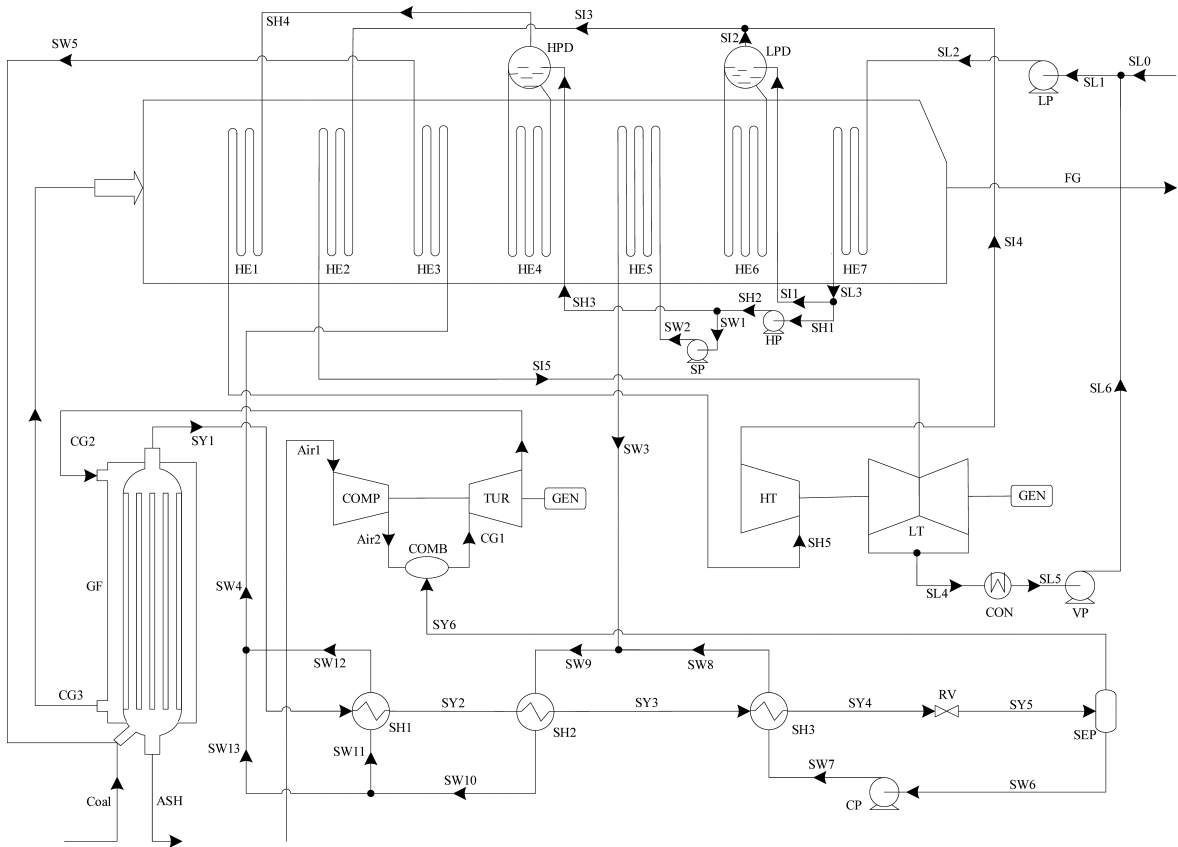


图 1 超临界水煤气化联合循环发电系统流程图

Fig. 1 Flow chart of supercritical water coal gasification combined cycle power generation system

1.2 参比系统

以基于 GE 气化炉的 IGCC 系统作为本文的参比系统^[8],其流程图如图 2 所示。在参比系统中,传统煤气化技术的气化温度在 1 300 ℃ 以上,气化过程所

需要的反应热由部分燃料的氧化进行提供。煤和水的混合物在气化炉中与来自空分装置的纯氧进行反应,产生高温合成气,其高温显热在废热锅炉中产生蒸汽,温度降低后的合成气进入热交换器进一步冷却,之

后进入净化装置。在联合循环中,来自压缩机的高压空气与清洁合成气在燃烧室中剧烈燃烧,产生高温烟

气带动透平膨胀做功。之后,燃气轮机的排烟进入余热锅炉回收其显热,产生蒸汽驱动汽轮机膨胀做功。

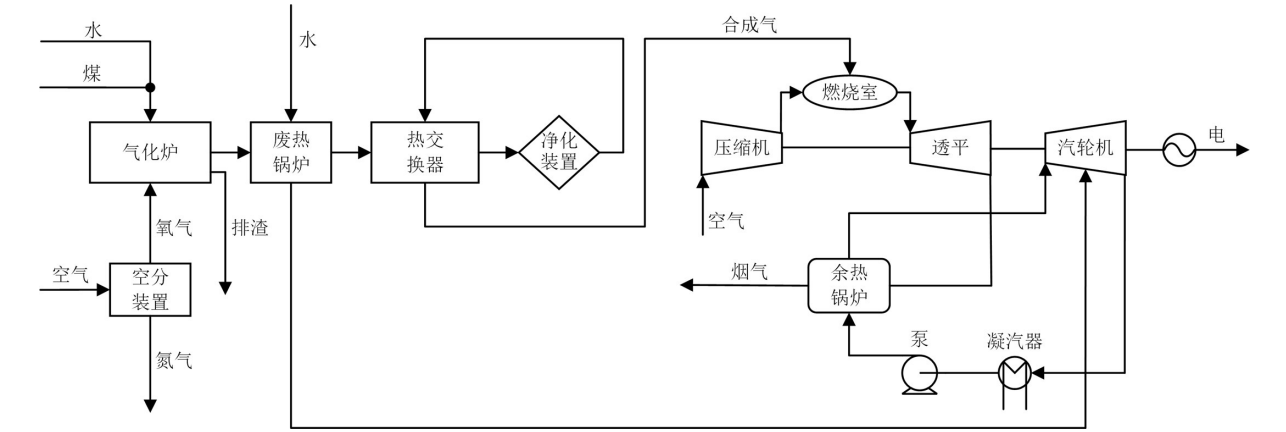


图 2 参比系统流程图

Fig. 2 Flow chart of the reference system

2 系统模拟及评价指标

2.1 系统模拟

本文采用红柳林煤作为燃料进行模拟研究,其中红柳林煤的元素分析和工业分析如表 1 所示^[22]。模拟计算过程中新系统的关键参数如表 2 所示,其中煤和超临界水的气化温度设置为 650 ℃,气化压力为 25 MPa,气化炉的最小换热温差为 50 ℃,水煤浆浓度为 21%,碳转化率为 96%。环境温度取 25 ℃,压力取 101.325 kPa。在联合循环中,泵的等熵效率、机械效率分别为 80%、89%,换热器的夹点温差取 10 ℃。在燃气轮机中,入口空气为环境状态,透平入口温度为 1 500 ℃,透平等熵效率、机械效率分别为 92%、98.5%。

表 1 红柳林煤的工业分析和元素分析

Table 1 Proximate and elemental analysis of Hongliulin coal

参数	成分	数值
元素分析,质量分数/%	碳	74.29
	氢	4.69
	氮	1.00
	硫	1.12
	氧	9.26
工业分析,质量分数/%	水分	2.79
	灰分	6.84
	挥发分	33.19
	固定碳	57.18
低位热值/(MJ·kg ⁻¹)		29.61

表 2 系统关键参数设置

Table 2 Key design parameters of the system

参数	数值
环境温度/℃	25
环境压力/kPa	101.325
气化温度/℃	650
气化压力/MPa	25
水煤浆浓度/%	21
碳转化率/%	96
气化炉最小换热温差/℃	50
换热器夹点温差/℃	10
泵的等熵效率,机械效率/%	80,89
空气入口温度/℃	25
空气入口压力/kPa	101.325
压气机等熵效率,机械效率/%	88,99
透平入口温度/℃	1 500
透平等熵效率,机械效率/%	92,98.5

2.2 评价指标

本文以净发电效率和炯效率为评价指标,对系统的能量利用情况进行分析。系统净发电效率的计算公式为

$$\eta = \frac{W_G + W_S - W_P}{m_{\text{coal}} L_{\text{coal}}} \tag{1}$$

式中: W_G 为燃气轮机发电量, W_S 为汽轮机总发电量, W_P 为所有泵的总耗电量, kW; L_{coal} 为煤的低位

热值, kJ/kg ; m_{coal} 为煤的质量流量, kg/s 。

炯效率的计算公式为

$$\eta_{\text{ex}} = \frac{E_{\text{G}} + E_{\text{S}} - E_{\text{P}}}{E_{\text{c}}}$$

(2)

式中: E_{G} 为燃气轮机输出炯, E_{S} 为汽轮机输出炯, E_{P} 为所有泵消耗炯, kW ; E_{coal} 为煤的输入炯, kW 。

3 计算结果及其讨论

3.1 模型验证

为了进一步确保系统模拟过程的准确性,将模拟系统中的模型设备、输入参数和状态方程与参比系统^[8]保持一致,对系统进行模型验证。其中气化温度为 $1\,346\text{ }^{\circ}\text{C}$, 气化压力为 3 MPa , 水煤浆浓度为 63% , 燃气轮机的透平入口温度为 $1\,327\text{ }^{\circ}\text{C}$, 余热锅炉产生的过热蒸汽温度为 $566\text{ }^{\circ}\text{C}$ 。采用吉布斯自由能最小化方法对气化过程进行了数值模拟,模型验证结果如表 3 所示。当模拟系统与文献[8]中煤的质量流量均为 28.64 kg/s (煤的能量输入均为 $764\,934\text{ kW}$)时,模拟系统的净功输出为 $345\,771\text{ kW}$,文献[8]中的这一数值为 $345\,746\text{ kW}$,相差 25 kW ,误差小于 0.1% 。此外,模拟系统中汽轮机输出功的误差最大,达到了 2.5% ,其余误差均小于 2.5% ,说明本文模拟结果可靠。

表 3 模型验证结果

Table 3 Results of the model validation

参数	数值		误差/ %
	模拟系统	文献[8]	
能量输入/ kW	764 934	764 934	0.0
净功输出/ kW	345 771	345 746	0.1
燃气轮机	236 061	232 630	-1.5
汽轮机	158 917	162 823	2.5
自耗电量	49 207	49 707	1.0
泵	1 825	1 833	0.4
空分单元	33 968	34 490	1.5
气化剂压缩	13 414	13 384	-0.2

3.2 热力性能分析

通过模拟计算,新系统和参比系统的能量平衡表如表 4 所示。从表 4 可以看出,当煤的能量输入均为 96.09 MW 时,新系统和参比系统的净电输出分别为 51.28 、 45.29 MW ,各自对应的净发电效率

为 53.37% 、 47.13% ,新系统的净发电效率较参比系统提升了 6.24 个百分点。在参比系统中,燃气轮机和汽轮机的发电量分别为 32.23 、 18.64 MW ,而新系统中燃气轮机和汽轮机的发电量分别为 42.45 、 9.45 MW 。可以看出,新系统中燃气轮机的发电量大出参比系统 31.71% 。主要原因是新系统中的超临界水煤气化过程产生的合成气化学能高于参比系统,更多的合成气化学能使其在燃气轮机中亦可输出更多的电能,同时造成了更大的排烟损失,新系统的排烟损失达到了 24.56 MW ,占总能量输入的 25.56% ,而参比系统的排烟损失为 8.31 MW ,占总能量输入的 8.65% 。新系统汽轮机发电量较参比系统有所降低,做功蒸汽对应的冷凝损失为 15.50 MW ,占总能量输入的 16.13% ,而参比系统的冷凝损失高达 30.88 MW ,占总能量输入的 32.14% 。主要是因为新系统中燃气轮机的高温排烟余热不仅仅用于生产过热蒸汽,还需要为超临界水煤气化过程提供反应热和制备超临界水,导致新系统烟气余热回收过程产生的过热蒸汽较少,使得汽轮机的发电量较低,对应的冷凝损失也更低。此外,参比系统的空分单元、合成气净化单元和氧气压缩机的耗电量较大,分别占整个系统输入的 2.98% 、 1.59% 和 1.02% 。然而,新系统避免了空分装置,且其合成气清洁无需净化装置,使其净电输出高于参比系统。

为了进一步验证新系统的热力性能,本文将新系统与文献[11]中的系统进行了对比分析,比较结果如表 5 所示。可知文献[11]提出的系统净发电效率达到了 54.38% ,主要原因是将超临界水煤气化过程产生的含氢合成气的压力能通过超临界透平进行回收利用,使其净发电效率进一步提升。然而,目前的工业技术还没有开发出这种含氢工质的超临界透平,本研究没有回收合成气的压力能,伴随着透平技术的发展与进步,若可回收含氢合成气的压力能会使新系统的净发电效率进一步提升。此外,与文献提出的 IGCC 系统相比,本文所提新系统产生的合成气更加清洁,其系统也更加简化,取消了能耗高的空分装置与合成气净化装置,新系统的净发电效率也高于 IGCC 系统。除文献[11]之外,本研究所提新系统比表 5 中其他文献提出系统的净发电效率高出约 $2\sim 15$ 个百分点,说明新系统有更优的热力学性能。

表 4 新系统和参比系统的能量平衡表

Table 4 Energy balance results of the proposed system and the reference system

参数	新系统		参比系统	
	数值	占比/%	数值	占比/%
能量输入/MW	96.09	100	96.09	100
净电输出/MW	51.28	53.37	45.29	47.13
燃气轮机	42.45	44.17	32.23	33.54
汽轮机	9.45	9.84	18.64	19.40
自耗电量/MW	0.61	0.64	5.58	5.81
泵	0.61	0.64	0.21	0.22
氧气压缩机			0.98	1.02
净化单元			1.53	1.59
空分单元			2.86	2.98
能量损失/MW	44.80	46.63	50.78	52.86
气化炉	3.41	3.55	4.51	4.69
排烟损失	24.56	25.56	8.31	8.65
冷凝损失	15.50	16.13	30.88	32.14
机械损失	1.34	1.39	1.37	1.43
净化单元			2.85	2.97
空分单元			2.86	2.98

表 5 新系统与文献研究中系统的性能比较

Table 5 Comparison of the proposed system and system in literature investigations

文献	能量输入/ MW	能量输出/ MW	净发电效率/ %
文献[27]	26.70	10.23	38.31
文献[28]	225.50	95.10	42.18
文献[10]	181.50	84.60	46.60
文献[8]	764.93	396.42	51.82
文献[11]	393.50	214.00	54.38
新系统	96.09	51.28	53.37

3.3 焓平衡分析

为了进一步揭示系统性能提升机理,对系统进行焓平衡分析。新系统和参比系统的焓平衡表如表 6 所示。可以看出,当两种系统的焓输入均为 98.42 MW 时,新系统和参比系统的焓效率分别达到了 52.11%、46.02%,新系统的焓效率比参比系统提升了 6.09 个百分点。系统的焓损失主要包括燃料转化过程、换热过程、变压过程和其他损失 4 部分。

在燃料转化过程中,新系统的焓损失为 29.89 MW,比参比系统低 19.30%。主要是因为新系统气化过程中的焓损失大幅减小,仅为 3.42 MW,而参比系统的这一数值高达 20.33 MW;然而,合成气燃烧过程中,参比系统的焓损失为 16.71 MW,比新系统的焓损失低 36.87%。

表 6 新系统和参比系统的焓平衡表

Table 6 Exergy balance results of the proposed system and the reference system

参数	新系统		参比系统	
	数值	占比/%	数值	占比/%
焓输入/MW	98.42	100	98.42	100
焓输出/MW	51.28	52.11	45.29	46.02
焓损失/MW	47.13	47.89	53.13	53.98
燃料转化过程	29.89	30.37	37.04	37.63
气化过程	3.42	3.48	20.33	20.66
燃烧过程	26.47	26.90	16.71	16.98
换热过程	3.04	3.09	5.84	5.93
合成气	0.92	0.93	3.82	3.88
烟气	2.13	2.16	2.02	2.05
变压过程	5.03	5.11	4.95	5.03
透平	2.55	2.59	1.22	1.24
汽轮机	1.17	1.19	2.03	2.06
压气机	1.17	1.19	1.42	1.44
泵	0.14	0.14	0.05	0.05
氧气压缩机			0.23	0.24
其他损失	9.17	9.31	5.30	5.39
排烟损失	4.94	5.02	0.40	0.41
冷凝损失	0.74	0.75	1.24	1.26
节流阀	3.49	3.55		
合成气净化			0.80	0.81
空分单元			2.86	2.91

在换热过程中,新系统的焓损失为 3.04 MW,比参比系统(5.84 MW)低 47.95%。主要是新系统合成气余热回收过程的焓损失(0.92 MW)大幅降低,远低于参比系统的 3.82 MW,这是因为新系统气化过程产生的合成气的温度(650℃)远低于参比系统(1346℃),使换热过程中的不可逆损失减小,且新系统合成气更加清洁,无需净化即可完全回收其显热。在烟气余热回收过程,新系统的高温烟气

显热先为气化过程提供热量,再用来生产超临界水和蒸汽。新系统中的合成气显热和烟气显热根据其温度与压力,进行合理匹配利用,实现了物理能的梯级利用。

在变压过程中,新系统和参比系统的焓损失分别为 5.03、4.95 MW,相差较小。其他损失中,新系统和参比系统的焓损失分别为 9.17、5.30 MW。其中,新系统的排烟损失为 4.94 MW,远高于参比系统的 0.40 MW,主要是因为新系统合成气中含有大量的水,而水的气化潜热导致排烟损失更大;新系统中的烟气余热产生的蒸汽较少,则冷凝过程的损失(0.74 MW)低于参比系统(1.24 MW);且新系统的高压合成气中含有氢气,容易发生“氢脆”,致使目前的透平工艺还无法回收其压力能,导致节流阀产生的焓损失高达 3.49 MW;由于参比系统需要合成气净化、空分装置,这导致的焓损失分别为 0.8、2.86 MW。

3.4 燃料转换过程焓损失减小机理

通过焓平衡分析,发现新系统性能的提升与燃料转化过程焓损失的减小密不可分,燃料转化过程包括气化过程和合成气燃烧过程。新系统与参比系统合成气中气体摩尔分率如图 3 所示,合成气中气体成分的占比是分析反应过程的重要依据。在参比系统中,合成气成分以 CO 为主,占比 52.26%,其次是 H₂、CO₂,分别占比 35.14%、11.62%,还包括少量的 N₂、CH₄;而新系统中合成气以 CH₄ 为主,占比 40.80%,其次是 CO₂、H₂,分别占 35.95%、20.82%,还包括少量 CO、C₂H₆。在气化过程中,参比系统的反应热为 54.63 MW,而新系统中的反应热大幅减小,仅为 5.24 MW。主要是因为参比系统气化反应温度(1 346 ℃)高于新系统(650 ℃),参新

比系统气化过程中以水煤气反应为主,是一个强吸热反应;而新系统气化过程以甲烷化反应为主,总反应是一个弱吸热反应,使新系统所需的反应热更低。新系统采用动力余热为气化过程提供反应热,使得气化过程中能量释放侧和能量接收侧的品位差更小。由于新系统气化过程的反应热更低、品位差更小使其焓损失大幅小于参比系统。

系统与参比系统气化过程中的能流图如 4、5 所示。当两个系统输入的煤化学能均为 96.09 MW 时,新系统的产生的合成气化学能为 93.98 MW,比参比系统的 70.71 MW 提升了 32.91%,体现了新系统采用化学回热的巨大优势。新系统采用燃气轮机的高温排烟余热为气化过程提供反应热,该化学回热的方法使低品位的烟气热能转化为高品位的合成气化学能,同时避免了传统的燃煤供热。因此,在合成气燃烧过程中新系统的焓损失大于参比系统的原因包括两个方面:新系统合成气的化学能更多,在燃气轮机中输出更多电能的同时产生的焓损失也更大;通过图 3 中合成气的成分对比可以看出,新系统合成气中 CH₄ 摩尔分数占比更高,使合成气热值更高,燃烧过程能量释放侧的品位更高,导致能量释放侧与能量接受侧的品位差增大,最终使得新系统合成气燃烧过程中的焓损失随之增大。

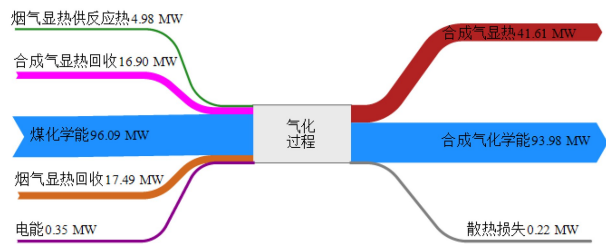


图 4 新系统气化过程能流图

Fig. 4 Energy flow diagram of gasification process of the proposed system

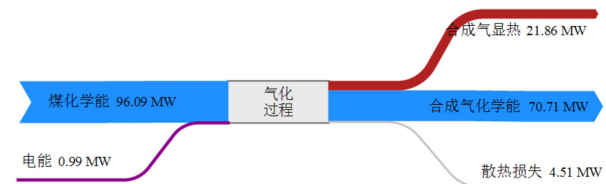


图 5 参比系统气化过程能流图

Fig. 5 Energy flow diagram of gasification process of the reference system

研究结果表明:新系统合成气燃烧过程的焓损失大于参比系统,但其气化过程中焓损失的减小量

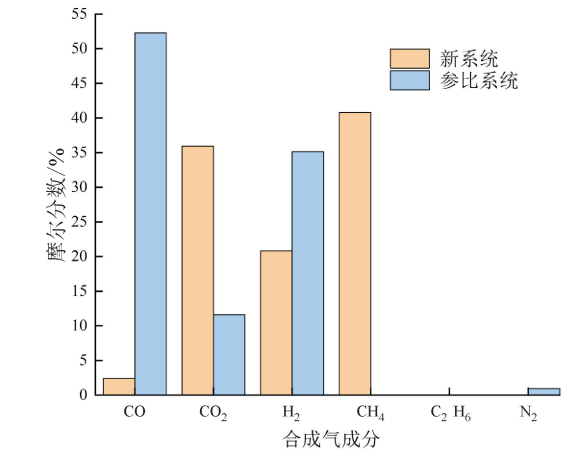


图 3 新系统与参比系统合成气摩尔分数

Fig. 3 Gas molar fraction of the proposed system and the reference system

(16.91 MW)仍然大于合成气燃烧过程中烟损失的增加量(9.76 MW),使得新系统燃料转化过程的烟损失减小了7.15 MW,占总烟输入的7.26%。因此,新系统燃料转换过程实现了燃料化学能的梯级利用,其烟损失的减小是新系统性能提升的关键。

3.5 透平入口温度对最佳压比及系统性能的影响

新系统采用燃气轮机的高温排烟为气化过程供热,其气化过程的反应温度为650℃,气化炉的最小换热温差为50℃,则要求烟气温度高于700℃,进而确定了燃气轮机工作状态的最佳压比。燃气轮机透平入口温度提升,使循环的最高温度与最低温度之差增大,进而促使燃气轮机的热效率增大。在之前研究基础上,对新系统开展了变工况分析,根据目前燃气轮机的发展现状,将其透平入口温度的变化范围设置为1000~1700℃,给出了不同透平入口温度对应的燃气轮机最佳压比,研究了透平入口温度的提升对系统性能的影响。选择1000、1100、1200、1300、1400、1500、1600、1700℃为典型工况,对应工况下新系统的最佳压比、净发电效率及烟效率如图6所示。新系统净发电效率和烟效率的变化趋势如图7所示。

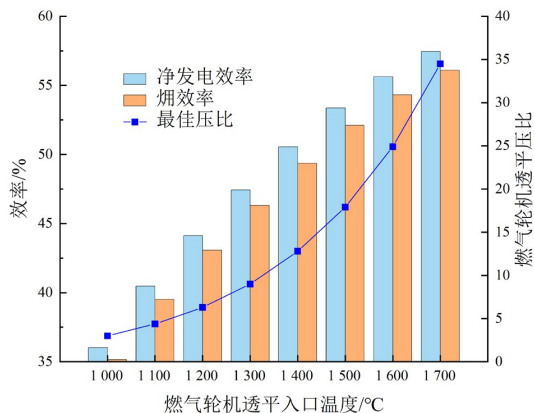


图6 新系统燃气轮机透平入口温度对最佳压比、净发电效率及烟效率的影响

Fig. 6 Effect of turbine inlet temperature in the proposed system on optimum pressure ratio, net power generation efficiency and exergy efficiency

由图6、图7可以看出,当燃气轮机透平入口温度从1000℃提升到1700℃时,新系统的净发电效率由36.02%提升到57.45%,烟效率由35.16%提升到56.09%,可见随透平入口温度的提升,净发电效率和烟效率同比增加,但是其增加幅度呈现出明显减小的趋势。当燃气轮机透平入口温度从1000

℃提升到1700℃时,新系统燃气轮机最佳压比从3.0提升到34.5,且增速也不断增大,其最佳压比越高,燃气轮机的输出功越大,汽轮机的输出功越小,使得效率高的燃气轮机输出更多的功,有利于提升系统效率;反之,当燃气轮机透平入口温度低于1000℃时,透平的压比会低于3.0,则燃气轮机输出的功占比更小,不利于提升系统效率。

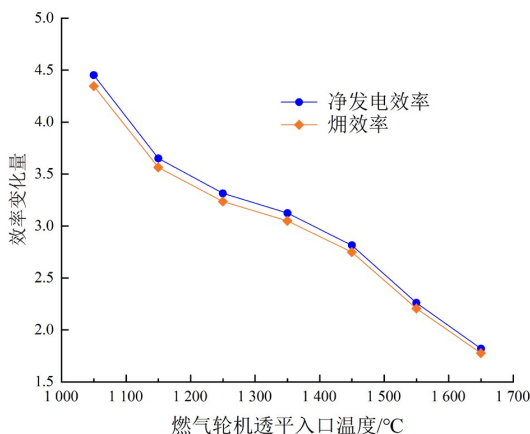


图7 新系统净发电效率和烟效率的变化趋势

Fig. 7 Variation trend of net power generation efficiency and efficiency of the new system

4 结 论

本文提出了一种基于化学回热的超临界水煤气化联合循环发电系统,采用燃气轮机高温排烟为气化过程提供反应热,将气化反应与动力循环通过热化学过程相耦合。文中分析了新系统和参比系统的热力性能,揭示了新系统烟损失减小的原因,研究了新系统的变工况特性。

(1)新系统的净发电效率和烟效率分别达到了53.37%、52.11%,较参比系统分别提升了6.24个百分点、6.09个百分点。

(2)在燃料转化过程,新系统合成气燃烧过程的烟损失大于参比系统,但其气化过程中烟损失的减小量(16.91 MW)仍然大于合成气燃烧过程中烟损失的增加量(9.76 MW),使得新系统燃料转化过程的烟损失减小了7.15 MW,占总烟输入的7.26%,是新系统性能提升的关键。

(3)当燃气轮机透平入口温度从1000℃提升到1700℃时,新系统的净发电效率由36.02%提升到57.45%,烟效率由35.16%提升到56.09%,增加幅度均呈现出明显减小的趋势;燃气轮机的最佳压比

从 3.0 提升到 34.5,其增速不断增加。

参考文献:

- [1] 林宗虎. 中国燃煤锅炉节能减排技术近况及展望 [J]. 西安交通大学学报, 2016, 50(12): 1-5.
LIN Zonghu. Recent situation and prospect of technologies for energy saving and emission reduction of coal-fired boilers in China [J]. Journal of Xi'an Jiaotong University, 2016, 50(12): 1-5.
- [2] 要雅姝, 温渡, 周屈兰, 等. 高温水蒸气氛围中煤燃烧特性研究 [J]. 西安交通大学学报, 2018, 52(12): 84-92.
YAO Yashu, WEN Du, ZHOU Qulan, et al. Study on combustion characteristics of coals in high temperature water vapor atmospheres [J]. Journal of Xi'an Jiaotong University, 2018, 52(12): 84-92.
- [3] LI Fanxing, FAN L S. Clean coal conversion processes-progress and challenges [J]. Energy & Environmental Science, 2008, 1(2): 248-267.
- [4] XU Jian, YANG Yong, LI Yongwang. Recent development in converting coal to clean fuels in China [J]. Fuel, 2015, 152: 122-130.
- [5] SHAFIROVICH E, VARMA A. Underground coal gasification: a brief review of current status [J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2009, 48(17): 7865-7875.
- [6] 张媛, 张海亮, 蒋雪冬, 等. 烟煤与生物质秸秆共气化反应动力学研究 [J]. 西安交通大学学报, 2011, 45(8): 123-128.
ZHANG Yuan, ZHANG Hailiang, JIANG Xuedong, et al. Reactivity and kinetics of bitumite and wheat straw blends during co-gasification [J]. Journal of Xi'an Jiaotong University, 2011, 45(8): 123-128.
- [7] XUE Xiaodong, HAN Wei, WANG Zefeng, et al. Proposal and assessment of a solar-coal thermochemical hybrid power generation system [J]. Applied Thermal Engineering, 2023, 219: 119584.
- [8] WANG Dandan, LI Sheng, GAO Lin, et al. Novel coal-steam gasification with a thermochemical regenerative process for power generation [J]. Journal of Energy Resources Technology, 2018, 140(9): 092203.
- [9] 陈晓利, 吴少华, 李振中, 等. 整体煤气化联合循环发电系统中气化参数对气化单元性能的影响 [J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(23): 1-6.
CHEN Xiaoli, WU Shaohua, LI Zhenzhong, et al. Effects of gasification parameters on performance of gasification unit in integrated gasification combined cycle system [J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(23): 1-6.
- [10] CHEN Zhewen, ZHANG Xiaosong, LI Sheng, et al. Novel power generation models integrated supercritical water gasification of coal and parallel partial chemical heat recovery [J]. Energy, 2017, 134: 933-942.
- [11] CHEN Zhewen, GAO Lin, ZHANG Xiaosong, et al. High-efficiency power generation system with integrated supercritical water gasification of coal [J]. Energy, 2018, 159: 810-816.
- [12] GUO Liejin, JIN Hui, LU Youjun. Supercritical water gasification research and development in China [J]. The Journal of Supercritical Fluids, 2015, 96: 144-150.
- [13] LIU Changchun, HAN Wei, WANG Zefeng, et al. A new cleaner power generation system based on self-sustaining supercritical water gasification of coal [J]. Journal of Thermal Science, 2022, 31(5): 1380-1391.
- [14] XU D H, WANG S Z, GONG Y M, et al. A novel concept reactor design for preventing salt deposition in supercritical water [J]. Chemical Engineering Research and Design, 2010, 88(11): 1515-1522.
- [15] FAN Chao, JIN Hui. A numerical study on gasification of a single char particle in supercritical water for hydrogen production [J]. Fuel, 2020, 268: 117399.
- [16] 闫秋会, 郭烈锦, 吕友军. 生物质/煤超临界水气化制氢的主要影响因素 [J]. 西安交通大学学报, 2008, 42(3): 368-371.
YAN Qiuhui, GUO Liejin, LÜ Youjun. Influence of main parameters on hydrogen production during biomass/coal gasification in supercritical water [J]. Journal of Xi'an Jiaotong University, 2008, 42(3): 368-371.
- [17] JIN Hui, CHEN Yunan, GE Zhiwei, et al. Hydrogen production by Zhundong coal gasification in supercritical water [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2015, 40(46): 16096-16103.
- [18] GUO Liejin, JIN Hui, GE Zhiwei, et al. Industrialization prospects for hydrogen production by coal gasification in supercritical water and novel thermodynamic cycle power generation system with no pollution emission [J]. Science China: Technological Sciences, 2015, 58(12): 1989-2002.
- [19] JIN Hui, ZHAO Xiao, GUO Liejin, et al. Experimental investigation on methanation reaction based on coal gasification in supercritical water [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2017, 42(7): 4636-4641.
- [20] LIU Shanke, LI Linhu, GUO Liejin, et al. Sulfur transformation characteristics and mechanisms during hydrogen

- production by coal gasification in supercritical water [J]. *Energy & Fuels*, 2017, 31(11): 12046-12053.
- [21] 李永亮, 郭烈锦, 张明颢, 等. 高含量煤在超临界水中气化制氢的实验研究 [J]. *西安交通大学学报*, 2008, 42(7): 919-924.
- LI Yongliang, GUO Liejin, ZHANG Mingzhuan, et al. Hydrogen production by gasification of high concentration coal in supercritical water [J]. *Journal of Xi'an Jiaotong University*, 2008, 42(7): 919-924.
- [22] SU Xiaohui, JIN Hui, GUO Liejin, et al. Experimental study on Zhundong coal gasification in supercritical water with a quartz reactor: reaction kinetics and pathway [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2015, 40(24): 7424-7432.
- [23] FAN Chao, JIN Hui. A zero-dimensional model of porous char gasification in supercritical water: experiments and mathematical modeling [J]. *Chemical Engineering Journal*, 2022, 440: 135954.
- [24] WANG Yingdong, ZHANG Mingyue, WANG Huibo, et al. The influence of Stefan flow on the flow and heat-transfer characteristics of spherical-particle pair in supercritical water [J]. *International Journal of Multiphase Flow*, 2022, 151: 104045.
- [25] FAN Chao, JIN Hui. A numerical study on gasification of a single char particle in supercritical water for hydrogen production [J]. *Fuel*, 2020, 268: 117399.
- [26] GE Zhiwei, GUO Liejin, JIN Hui. Catalytic supercritical water gasification mechanism of coal [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2020, 45(16): 9504-9511.
- [27] CHEN Zhewen, ZHANG Xiaosong, HAN Wei, et al. A power generation system with integrated supercritical water gasification of coal and CO₂ capture [J]. *Energy*, 2018, 142: 723-730.
- [28] CHEN Zhewen, ZHANG Xiaosong, GAO Lin, et al. Thermal analysis of supercritical water gasification of coal for power generation with partial heat recovery [J]. *Applied Thermal Engineering*, 2017, 111: 1287-1295.

(编辑 赵炜 亢列梅)