

本刊特稿

煤炭地下气化联合循环发电系统及煤气热值的调配方法

李文军¹, 梁丽彤², 李 强³

(1. 中国矿业大学(北京), 北京 100083; 2. 太原理工大学, 山西 太原 030024;

3. 新汶矿业集团有限公司, 山东 泰安 271233)

摘 要: 叙述了煤炭地下气化联合循环发电系统(UGCC)的流程, 提出了 UGCC 系统中煤气热值的调配方法。通过对 UGCC 项目的分析, 与传统煤粉锅炉发电(PFPG)及整体煤气化联合循环发电(IGCC)的对比, 指出, UGCC 与 PFPG 相比, 可降低 45% 的 CO₂ 排放量, 而成本仅增加了 5%; 与 IGCC 相比, UGCC 项目的 CO₂ 排放量降低了 20%, 发电成本降低了 34.4%。

关键词: 煤炭地下气化; 低热值煤气; 联合循环发电; CO₂ 减排

中图分类号: TQ546 **文献标识码:** A **文章编号:** 1674-3997-(2010)04-0005-04

Underground Coal Gasification Combined Cycle Power Generation System and the Allocation of Gas Heat Value

LI Wen-jun¹, LIANG Li-tong², LI Qiang³

(1. China University of Mining (Beijing), Beijing 100083, China; 2. Taiyuan University of Technology,

Taiyuan 030024, Shanxi; 3. Xinwen Mining Group Co., Ltd., Taian 271233, Shandong, China)

Abstract: The process flow of underground gasification combined cycle(UGCC) power plant was described in this paper, and a optimum allocation method of gas calorific value for UGCC was put forward. Made an analysis of UGCC project, the power generation cost and CO₂ emission were compared with IGCC and PF coal-fired plant. The results showed that CO₂ emissions of the UGCC power plant can be reduced to a level 45% less than PF coal-fired power plant and 20% less than the emissions of IGCC. In the aspect of power generation cost, the UGCC only raises 5% than PF coal-fired power plant, but 34.4% less than that of IGCC.

Key words: underground coal gasification; low calorific value gas; combined cycle power generation; CO₂ emission

0 引言

煤炭地下气化(简称 UCG)是就把地下煤炭转变成可燃气体的技术, 变传统的物理采煤为化学采煤。这一过程将建井、采煤、地面气化三大工艺合而为一, 具有安全性高, 环境友好等特点^[1]。但是, 煤炭地下气化过程的稳定性较差, 煤气产量波动大, 热值不稳定, 并且产出的煤气热值低, 当利用空气作为气化剂时, 较稳定的煤气热值范围是 2 512.08 kJ/Nm³~4 186.75 kJ/Nm³。因此, 地下气化煤气的利用一直是个难题。

低热值燃气—蒸汽联合循环发电装置(简称 CCPP), 可利用低热值煤气发电、供热, 热电转换效率在 40%~46%, 世界上最高的 CCPP 热电转换效率达 58% 以上, 具有显著的高效节能和环保效果。以 50 MW 规模机组为例, CCPP 发电效率可达 40%~46%, 而同

规模锅炉蒸汽发电效率为 23%~30% 左右, CCPP 的热效率比其高出 80% 以上^[2]。在中国, 钢铁厂利用低热值高炉煤气(热值约 3 140.06 kJ/Nm³~3 558.74 kJ/Nm³)进行燃气—蒸汽联合循环发电取得了很好的效果。

另外, 低热值煤气燃气—蒸汽联合循环发电装置中的燃气轮机对低热值煤气流量波动的适应非常强, 其负荷调节范围可达 30%~100%, 而锅炉对低热值煤气波动变化的适应能力较慢, 常规蒸汽发电厂负荷调节范围 70%~100%。此外, 高炉煤气除热值低外, 另一特点是 H₂ 含量特别低, 一般只有 0.2% 左右, 这使高炉煤气的 CCPP 系统燃烧不稳定, 容易熄火。但是, 煤炭地下气化生产的煤气尽管热值低, 其中的 H₂ 含量较高, 一般在 10% 以上。由此可见, 低热值煤气燃气—蒸汽联合循环发电装置能很好地适应煤炭地下气化的生产特点, 两者相结合将是地下气化煤气的最佳利用途径。

UGC 和 CCPP 相结合的系统, 我们称之为煤炭地下气化联合循环发电系统(简称 UGCC)。煤气热值很低且产量不稳定的煤炭地下气化过程, 与高效率的 CCPP 系统稳定可靠地结合在一起, 解决了地下气化煤气的应用难题, 并使煤炭地下气化过程实现了真正的

收稿日期: 2010-06-15

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(50574096), 山东省“泰山学者”专项经费资助项目(NO. ts20070733)

第一作者简介: 李文军, 1974 年生, 男, 江西南昌人, 2006 年毕业于中国矿业大学(北京)应用化学专业, 在读博士研究生。

节能减排。

但是,CCPP 系统中燃气轮机对燃气的热值稳定性要求很高。以太原钢铁集团公司引进的日本三菱 CCPP 为例,其设计点的热值为 $3\,156.81\text{ kJ/Nm}^3$,高炉煤气热值高时加 N_2 调节,热值低时加焦炉煤气进行调整。当高炉煤气的热值为 $3\,412.20\text{ kJ/Nm}^3$ 时,需加 N_2 的量为 $10\,000\text{ Nm}^3/\text{h}$;当高炉煤气的热值为 $3\,751.33\text{ kJ/Nm}^3$ 时,需加 N_2 量 $22\,400\text{ Nm}^3/\text{h}$;当高炉煤气的热值为 $3\,056.33\text{ kJ/Nm}^3$ 时,需加焦炉煤气 $1\,400\text{ Nm}^3/\text{h}$ 。

煤炭地下气化项目与钢铁厂不同,没有类似焦炉煤气的高热值燃气,同时, N_2 也难以获得;因而,要保证UGCC系统稳定可靠运行,必须解决地下气化煤气热值的稳定性问题。通过改变地下气化工工艺使煤气的热值满足CCPP燃气轮机的要求,在现有的技术条件下难以实现。笔者提出了1种煤炭地下气化联合循环发电(UGCC)系统中的煤气热值调配装置,以保证UGCC系统的稳定可靠运行,同时,通过1个UGCC项目实例,就运行成本以及 CO_2 排放量,进行了UGCC与其他发电方式的比较。

1 UGCC 系统流程

UGCC 系统由 5 部分组成,分别是空气压缩系统、煤炭地下气化工作面系统、煤气净化系统、煤气热值调配系统以及燃气—蒸汽联合循环发电 (CCPP) 系统。UGCC 系统流程见图 1 和图 2。

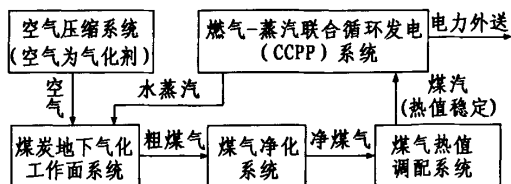


图 1 UGCC 系统框图

结合图 1 和图 2,简述 UGCC 系统的工艺流程。

空气压缩系统的高压空气以及来自 CCPP 系统的水蒸汽作为气化剂进入地下煤层,在可控的热作用下,煤层被气化成煤气排至地面,然后,煤气进入净化系统降温除尘、除焦油以及脱硫脱氰,粗煤气转变成了净煤气;净化后的煤气进入热值调配系统,然后进入 CCPP 系统。

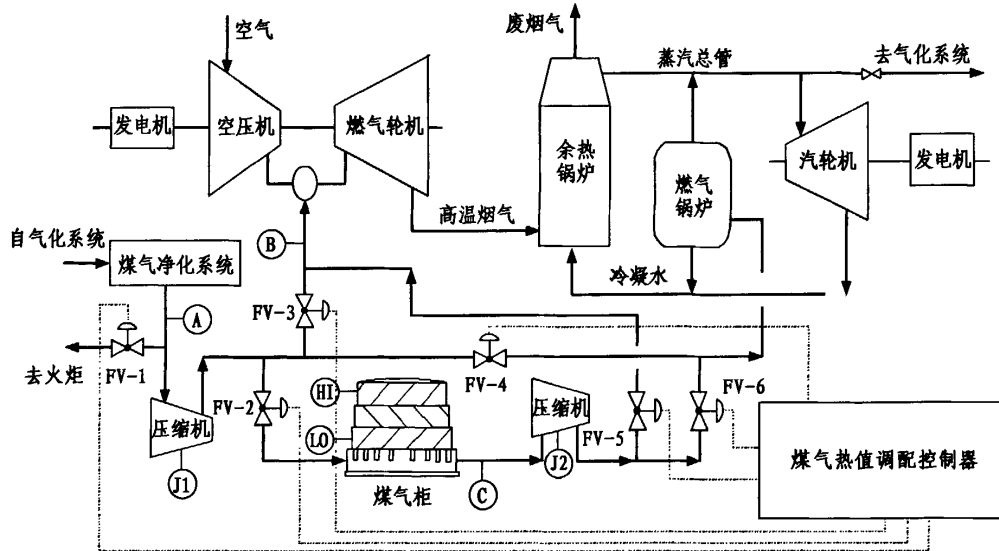


图 2 UGCC 系统流程示意图

CCPP 系统的基本工艺流程为净化后的煤气进入压缩机压缩(一般经两级压缩)至 1.4 MPa, 350 ℃, 进入燃气轮机燃烧器燃烧。燃气轮机燃烧所需要的空气、冷却空气从大气吸入后经空气过滤器过滤, 进入压气机压缩至 1.4 MPa, 300 ℃, 进入燃烧器参与燃烧和冷却。燃烧后的高温烟气约 1 600 ℃, 再与压气机出口的空气混和(二次掺冷), 使烟气温度降至约 1 100 ℃, 压力约 1.3 MPa, 然后, 进入燃气轮机启动涡轮机做功带动发电机发电。做完功后的烟气温度降至 540 ℃左右, 压力为 5 000 Pa~6 000 Pa, 后进入余热锅炉生产蒸汽。余热锅炉产生的蒸汽压力为 3.82 MPa~6.50 MPa,

温度为 450℃~520℃, 高压蒸汽再送入汽轮机发电。
余热锅炉排出的约 130℃ 的烟气经烟囱排入大气。

2 UGCC 煤气热值调配

图 2 给出的 UGCC 系统煤气热值调配装置包括:

a) 3个煤气热值测点 A, B, C 。其中, A 为地下气化煤气的热值; B 为调配后进入 CCGP 燃气轮机的煤气热值; C 为煤气柜内储存的煤气热值;

b) 6 个调节阀 FV-1, FV-2, FV-3, FV-4, FV-5 和 FV-6;

c) 煤气压缩机 J1 和 J2;

d) 煤气柜及监测煤气柜容量高低的 2 个报警参数,高报 H_i 和低报 L_0 , H_i 和 L_0 均为开关量,当值为 1 时,表示正在报警,当值为 0 时,表示没有报警;

e) 燃气锅炉;

f) 煤气热值调配控制器。

煤气热值调配控制器为常规的 PLC 控制系统,其组成见图 3。

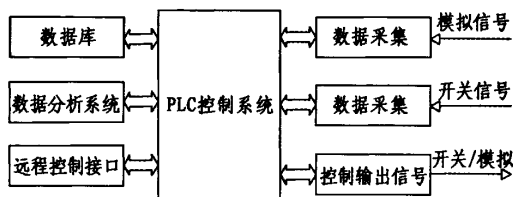


图 3 煤气热值调配控制器(PLC 控制)

图 4 定义了煤气的热值边界值,其中,

a) C_1 和 C_5 是地下气化煤气热值的下边界和上边界,由于地下气化过程的不稳定性,煤气热值的波动非常大,这里取的热值下边界值 C_1 和上边界值 C_5 是较稳定生产过程中的煤气热值范围;

b) C_2 和 C_4 是 CCGP 系统中燃气轮机允许的煤气热值下限和上限;

c) C_3 是进入煤气储柜的煤气的最低热值,因为煤气储柜中煤气的作用是当地下气化煤气的热值 A 低于 C_2 时,就需要用煤气柜中的煤气掺混,提高进入燃气轮机煤气的热值 B ,使得热值 B 介于 C_2 和 C_3 之间,达到燃气轮机所要求的煤气热值;当地下气化煤气的热值 A 高于 C_4 时,也要利用储柜中的煤气进行掺混,降低进入燃气轮机煤气的热值 B ,使得热值 B 介于 C_2 和 C_3 之间,达到燃气轮机所要求的煤气热值。

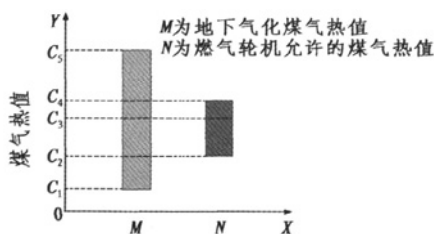


图 4 煤气热值范围示意图

因而,进入煤气储柜的煤气最低热值 C_3 的大小选取很关键,一般应把 C_3 值选在 C_1 和 C_5 的中间点附近,同时,接近燃气轮机所允许煤气热值的上限 C_4 值;当然, C_3 的取值也要和不同地下气化项目的生产实际相结合。

图 5 是煤气热值调配控制程序框图。控制程序的表述中,各阀门的表述打开或关闭,实际均为稳定调节开或稳定调节关,系统中的 6 个 FV 阀均为调节阀,不是非全开即全关的电磁阀,开关的表述是为了叙述方便;当系统出现紧急状况时,需要立即切断或全开流体

通路,电磁阀必不可少。但为了简化控制流程的叙述,笔者不提及电磁阀,但这并不会影响对煤气热值调配控制系统的说明。简述如下。

a) 当地下气化煤气的热值 $A < C_1$ 时,阀 FV-1 打开,其他阀均为关闭状态,煤气不进入热值调配系统以及后续的 CCGP 系统,进入火炬系统焚毁;

b) 当地下气化煤气的热值 $C_1 < A < C_2$ 时,如果这时煤气储柜中有足够的高热值调配煤气,即煤气柜的容量下限报警 $L_0 = 0$,打开阀 FV-3 和阀 FV-5,掺混煤气,提高进入燃气轮机的煤气热值 B ,使得 $C_2 \leq B \leq C_4$ 。如果煤气掺混后的热值 B 仍然不能满足燃气轮机的要求或者煤气柜的容量下限报警 $L_0 = 1$,即煤气柜中的煤气量很少,依然要打开阀 FV-1,其他阀均为关闭状态,煤气不得进入热值调配系统以及后续的 CCGP 系统,而是进入火炬系统焚毁;

c) 当地下气化煤气的热值 $C_2 \leq B < C_3$ 时,打开阀 FV-3,煤气进入 CCGP 系统燃气轮机发电;这时,阀 FV-1 关闭,煤气不再进入火炬焚毁;

d) 当地下气化煤气的热值 $C_3 \leq B \leq C_4$ 时,维持阀 FV-3 的开启状态,煤气进入燃气轮机发电;这时,判断煤气柜的容量上限报警 H_i 值是否等于 1,如果 $H_i \neq 1$ 而是 $H_i = 0$,即煤气柜还可以储存煤气,这时,应打开阀 FV-2,向煤气柜充入热值较高的煤气;

e) 当地下气化煤气的热值 $B > C_4$ 时,如果这时煤气柜中有足够容量的掺混煤气的话,即 $L_0 = 0$,打开阀 FV-5,掺混煤气,降低进入燃气轮机的煤气热值 B ,使得 $C_2 \leq B \leq C_4$ 。如果煤气掺混后的热值 B 仍然不能满足燃气轮机的要求或者煤气柜的容量下限报警 $L_0 = 1$,即煤气柜中的煤气量很少,那么这时需要打开阀 FV-4,关闭阀 FV-3,使得过高热值的地下气化煤气进入燃气锅炉,生产高压蒸汽推动汽轮机发电,而不是进入燃气轮机。

同时,判断煤气柜的容量上限报警 H_i 值是否等于 1,如果 $H_i \neq 1$ 而是 $H_i = 0$,即煤气柜还可以储存煤气,这时,应打开阀 FV-2,向煤气柜充入高热值的煤气;

f) 热值调配系统中阀 FV-6 的主要作用是维持燃气锅炉的持续运行;由于阀 FV-6 的状态几乎不变,因而在图 5 的程序框图中没有 FV-6 的说明。

3 UGCC 项目实例

以在山西省大同市左云县秦家山煤矿实施地下气化联合循环发电项目为例,根据相似煤种的模型试验以及现场试验数据,确定产出煤气的平均热值为 $3\,265.67\text{ kJ/Nm}^3$,地下气化效率取值 68%,通过热量平衡计算,得出该煤种的产气量为 $3\,750\text{ Nm}^3/\text{t}$ 。联合循环发电(CCGP)部分的数据计算,参照了太原钢铁集团公司的高炉煤气 CCGP 项目运行数据。计算结果见表 1。

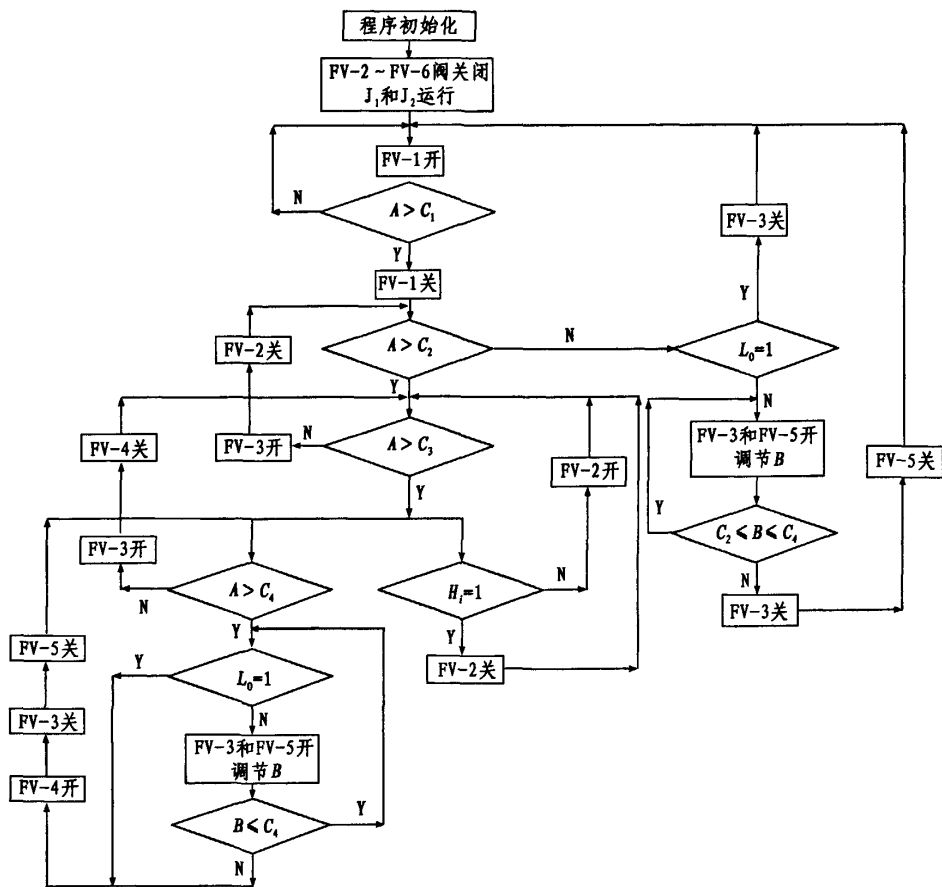


图 5 煤气热值调配控制程序图

不同方式的发电成本及 CO₂ 排放量的比较见图

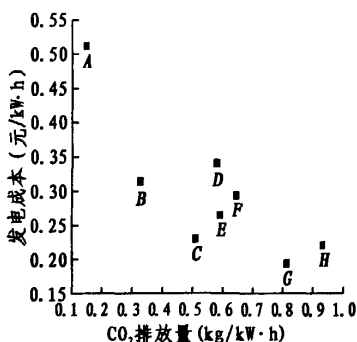
 $6^{[3]}$ 图 6 发电成本和 CO₂ 排放量的对比

图 6 中的 A~H 分别为:

- A 为 IGCC(地面气化,煤气变换及 CO₂ 去除);
B 为 UGCC(地下气化,煤气变换及 CO₂ 去除);
C 为 UGCC(地下气化,CO₂ 去除);
D 为 IGCC(地面气化,CO₂ 去除);
E 为 NGCC(天然气联合循环发电);
F 为 IGCC(地面气化,煤气不做处理);
G 为 UGCC(地下气化,煤气不做处理);

H 为传统的煤粉锅炉发电。

由图 6 可知,煤炭地下气化联合循环发电(UGCC)项目(煤气不做 CO_2 脱除等处理)的 CO_2 排放量仅为 $0.81 \text{ kg/kW}\cdot\text{h}$,比传统的煤粉锅炉发电方式减少了 13%,同时发电成本降低了 13.6%,UGCC 的发电成本为 $0.19 \text{ 元/kW}\cdot\text{h}$ 。因此,同样的发电规模时,上述 UGCC 项目可以比传统的煤粉锅炉发电降低 CO_2 排放 $1.11 \times 10^4 \text{ t/a}$ 。

如果对煤炭地下气化的煤气进行 CO_2 预先脱除处理后再联合循环发电,即图 6 中的 C 与传统的煤粉锅炉发电对比,发电成本仅增加了 5%,为 0.21 元/ $\text{kW}\cdot\text{h}$,但 CO_2 排放量却降低了 45%,为 0.51 $\text{kg}/\text{kW}\cdot\text{h}$,上述 UGCC 项目相比传统的煤粉发电可减少 CO_2 排放量 $3.96 \times 10^4 \text{ t/a}$ 。

再对比 UGCC 和 IGCC, 其中, UGCC 过程进行煤气的 CO_2 脱除处理(煤气中的 CO_2 脱除技术成熟), UGCC 相比 IGCC, CO_2 排放量降低了 20%, 发电成本降低了 34.4%。

因此,煤炭地下气化联合循环发电(UGCC)与IGCC和传统的煤粉锅炉发电相比,无论是发电成本还是CO₂减排,都具有很大的优势。(下转第19页)

总额为 66×10^8 美元,同比下降 44%。

中国的清洁能源投资在 2009 年激增。2009 年 12 月,风力发电项目开发商中国龙源电力首次公开募资 26×10^8 美元,成为 2 a 来最大的清洁能源公司 IPO 项目。中国大力投资于风能和太阳能的“超级基地”使得清洁能源资产融资尤其活跃,2009 年中国风电新增金融投资 218×10^8 美元,同比增长 27%;太阳能投资为 19×10^8 美元,同比大增 97%。

与此同时,联合国副秘书长、联合国环保署署长阿希姆·施泰纳(Achim Steiner)还发布了几份类似的报告,联合国环境项目 2010 年可持续能源投资(Sustainable Energy Investment 2010)的全球发展趋势(Global Trends)以及 REN21 的 2010 世界可再生能源报告《REN21 Renewables Global Status Report 2006》。前者是由彭博社旗下的新能源财经咨询公司(Bloomberg New Energy Finance)撰写的,后者则是由全球研发合作伙伴的团队小组撰写的。

阿希姆·施泰纳表示“2009 年可持续能源投资可以用反弹、挫败以及决心来形容。反弹显示在全球经济金融处于下滑困境的同时,可持续性再生能源的投资却创下所有部门投资的最高值。挫败显示出,在哥本哈根召开的联合国气候例会尽管没有完全破裂,但也并没有取得众人所期待的重大进展。决心反映出是,许多行业和政府,特别是发展中国家,将金融和经济危机转变成了绿色科技及投资增长的重大机遇。”

阿希姆·施泰纳表示“尽管如此,就 2020 年世界需要迈进何方以避免气候出现毁灭性的变化这点而言,决心和科学技术之前尚存在着巨大的差距。但通过这 5 a 的发展趋势来看,这样的鸿沟并非不可逾越。事实上,可再生能源一直都在曲折中前进,如果政府推行的政策能向市场投资者传达强烈的信号,那么,可再生能源将可以有助于实现低碳、能源经济性的绿色经济”。

可再生能源全球政策网络(REN21)主席穆罕默德·阿什雷(Mohamed El-Ashry)表示“目前在超过 100 个国家都在推行相关的优惠政策,这将在促进全球可再生能源方面起到十分关键的作用。为了能让可再生能源继续保持稳固的增长态势,下一阶段仍将继续推行此类政策,并鼓励在大范围研发可再生能源技术。”

彭博新能源财经首席执行官 Michael Liebreich 表示“在全球层面上,新的数字表明,尽管对宏观经济的持续担忧,投资者仍然对清洁能源的长期前景保持相对乐观的态度,但投资者所面对的市场环境可谓瞬息万变。在经济下滑的困境中此领域内投资的反弹显示出清洁能源并不是在信贷扩张时所创造的泡沫,而是未来几年内重要的投资主题。”

(木子林 摘编)

(上接第 8 页)

表 1 煤炭地下气化联合循环发电(UGCC)项目实例数据煤炭地下气化(UCG)部分

煤 种	煤层厚度 m	煤炭热量 kJ/kg	煤气热值 kJ/m ³	煤气产量 × 10 ⁴ m ³ /d	吨煤产气量 m ³ /t	气化煤炭 × 10 ⁴ t/a
气煤	2.69	18 003.03	3 265.67	100	3 750	8.9
联合循环发电(CCPP)部分						
燃气轮发电机组 MW	余热锅炉 t	蒸汽轮发电机组 MW	年发电量 × 10 ⁸ kW·h	项目总投资 × 10 ⁸ 元	发电成本 元/kW·h	整体效率 %
7.9	22.58	3.9	0.94	1.6	0.19	43

4 结论

- a) 煤炭地下气化联合循环发电(UGCC)系统是地下气化煤气的最佳利用方式;
- b) 通过有效的煤气热值调配,UGCC 系统可以稳定可靠地运行;
- c) 减少 CO₂ 排放,发展低碳经济,是当前谁也无法忽视的国家产业导向。UGCC 系统相比传统的煤粉锅炉发电,不仅成本降低了 13.6%,而且 CO₂ 排放量也降低了 13%。与 CCPP 系统的结合,可使煤炭地下气化实现了真正的节能减排。

参考文献:

[1] 李文军,罗娟娟,王伟,等.煤炭地下气化温度数据的可视化处理[J].能源工程,2008(5):17-20.

[2] 刘旭,孙明庆.钢铁厂燃用低热值煤气燃气—蒸汽联合循环发电装置探讨[J].钢铁技术,2003(3):36-44.

[3] MS. Blinderman, B. Anderson. Underground coal gasification for power generation: Efficiency and CO₂-emissions[G]. 12th International Conference on Coal Science “Coal-contributing to sustainable world development”, Australian Institute of Energy/IEA Clean Coal Centre/ IEA. Cairns, Queensland, Australia, 2003.