

基于电解水制氢和生物质电厂的电与甲醇联产系统

王玉亭, 张 钟, 张淇钧, 陈 衡, 徐 钢

(华北电力大学 能源动力与机械工程学院, 北京 102206)

摘要:随着各国二氧化碳排放, 温室气体猛增, 中国提出碳达峰和碳中和目标。新能源的利用是解决环境和能源问题、降低碳排放的最有效的方法。氢能是未来能源发展的重要方向。为此, 提出一种基于电解水制氢和生物质电厂的电与甲醇联产系统, 通过电解水技术制取氢气和氧气, 氧气用于生物质富氧燃烧电厂发电, 而电厂产生的富含二氧化碳的尾气用于与氢气合成甲醇。使用 Aspen 对该系统进行仿真计算的结果显示, 该系统年产甲醇 26 674 t, 综合能量效率可达 51.98%, 氢到甲醇的转化效率为 59.84%, 动态回收周期为 3.47 年。此系统在生产电力及甲醇的同时, 实现了碳的近零排放, 可为中国氢能利用技术的发展提供一定的参考。

关键词:氢能利用; 电解槽; 甲醇合成; 生物质富氧燃烧

中图分类号: TK91 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-1807(2022)05-0288-07

随着中国经济发展, 能源的需求也愈发旺盛。长期以来, 在中国的能源消费结构中以煤炭、石油和天然气为主的化石能源占 8 成以上。中国煤炭资源较为丰富, 煤炭在一次能源的生产和消费中占比长期超过 60%^[1]。化石能源的大量使用, 导致中国二氧化碳的排放量不断攀升。2020 年 9 月 22 日, 中国在第 75 届联合国大会上明确表示, 中国的二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值, 争取在 2060 年前实现碳中和^[2]。

目前, 降低碳排放有两种途径, 即 CO₂ 捕获和利用 (CCU) 及 CO₂ 捕获和封存 (CCS) 技术。其中 CCS 技术是将烟气中的二氧化碳分离、压缩、输送到地下深处^[3] 储存, 以减少大量排放到大气中的二氧化碳。然而, 就捕获的 CO₂ 的安全性和长时间储存而言, CCS 技术存在难以避免的缺陷, 如运输问题和被储存的 CO₂ 泄漏等问题^[4]。而 CCU 技术可将捕获的二氧化碳转化为有价值的化学物质, 用于生产化学品和燃料等增值产品, 因此受到极大的重视。在 CCU 技术中, 二氧化碳是廉价无毒的原料^[5], 目前的 CCU 技术研究主要集中在通过与氢气反应, 一些研究者研究了 CO₂ 和 H₂ 的反应机理, 提出了使用可再生能源进行电解水制氢, 并与 CO₂ 合成化学物质 (如甲醇、天然气、二甲醚) 的方式^[6-10]。Shih

等^[11] 提出了“液体阳光”的概念, 即利用太阳能、二氧化碳和水合成绿色液体燃料。Grossmann 等^[12] 提出了可再生能源整合的概念, 并通过太阳能、风能和生物质能的耦合, 建立了生产乙醇、甲醇、液体燃料和热能的结构框架。Gonçalves 等^[13] 研究了一种以电化学为基础的新技术, 以从液化生物质中生成合成燃料, 结果表明, 在 300 °C、酸化 Y 型沸石催化剂用量为 4% 的条件下, 结果最为理想。

甲醇是多种有机产品的基本原料和重要的溶剂, 且其在常温下是液态, 是较为容易输送的清洁能源。甲醇也可以与汽油混合作为汽车燃料, 降低中国对石油的依存度。

在中国实现碳中和远景目标的过程中, 提高可再生能源比例, 大力发展清洁能源是关键。随着可再生能源使用的增加, 由于光伏、风电等可再生能源的间歇性特性, 不可避免地会产生多余的电力, 将水 (H₂O) 分解为氢 (H₂) 和氧 (O₂) 的水电解 (WE) 可以作为一种合适的储能方法。生成的氢气具有超高的单位质量能量密度 (142 MJ/kg), 可直接作为能量载体使用。然而, 氢气在标准状态下的密度非常低, 为 0.081 3 g/L, 这使得它的存储和运输需要特殊的装置。因此, 像 CO₂ 加氢这样的热化学转化过程也被认为是一种很有前途的 CO₂ 工业

收稿日期: 2022-01-20

基金项目: 国家自然科学基金创新研究群体项目 (51821004); 国家自然科学基金重大项目 (52090064)。

作者简介: 王玉亭 (1997—), 男, 山东聊城人, 华北电力大学能源动力与机械工程学院, 硕士研究生, 研究方向为多能互补系统集成; 通信作者陈衡 (1989—), 男, 辽宁葫芦岛人, 华北电力大学能源动力与机械工程学院, 副教授, 博士, 研究方向为多能互补系统集成与优化。

利用方法。

生物质能源是继石油、煤炭和天然气之后的第四大资源,也是唯一的可再生碳资源,是国际上替代化石能源的主要选项。当前,以林业剩余物、木材废弃物和农业秸秆为代表的农林剩余物弃之为害,用之为宝,其转化为能源的潜力为4.6亿吨标准煤,生物质发电技术是目前生物质能应用方式中最普遍、最有效的方法之一,可以减少有毒有害物质的排放,降低污染,改善大气环境质量^[14]。

因此,本文设计了一种以生物质富氧燃烧发电为二氧化碳来源,以电解水制氢为氢气来源的电与甲醇联产系统,并对该系统进行了仿真计算,分析

了系统的能量效率和经济性。该系统不仅实现了氢能的高效安全利用,而且实现了碳的近零排放和可再生能源的消纳,为中国的氢能利用技术的发展提供了一定的参考。

1 案例系统介绍

1.1 案例生物质机组介绍

本文提出一种基于电解水制氢和生物质电厂的电与甲醇联产系统,为评估其性能,揭示新系统的先进性,以中国北方某生物质发电机组为案例进行说明与分析,案例机组生产流程具有一定的典型性,如图1所示。案例机组主要由生物质锅炉、汽轮机及其回热加热系统、给水泵及凝结水泵动力装置等组成。

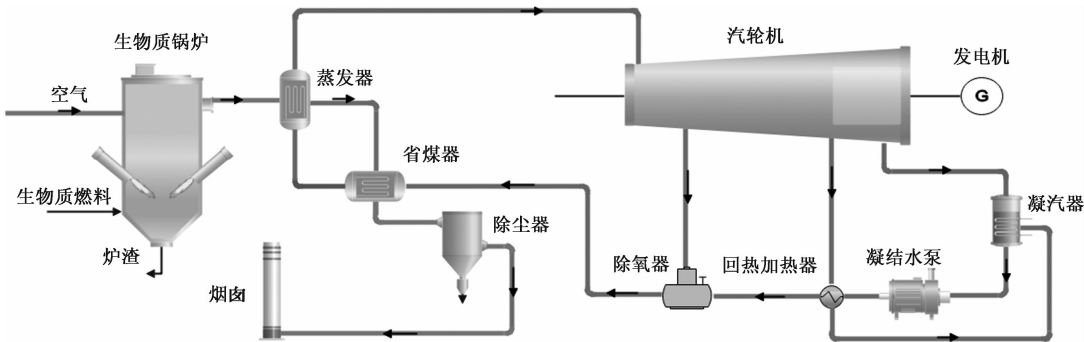


图1 案例生物质发电机组流程示意图

入炉生物质燃料成分参数^[15]见表1,相比煤燃料,用于焚烧的生物质燃料碳含量较低,热值较低。纯氧与主要成分为CO₂的再循环烟气以一定比例混合后送入炉膛与生物质燃料混合燃烧,排烟经布袋除尘脱除污染物后排向烟囱。

案例机组的主要参数见表2。可以发现,机组净发电效率仅32.84%,本研究将会对案例机组进行富氧燃烧改造后的系统进行计算分析。富氧燃烧方式具有以下几个优势^[16]:CO₂的热传导性比氮气更加优良,可以进一步地降低排放烟气的温度及流量,减少热量损失,有利于提高系统的效率;由于在燃烧过程中没有氮气的参与,避免了NO的产生,降低了污染物的排放。

1.2 甲醇合成基本流程

甲醇合成基本流程如图2所示。甲醇合成主要涉及3个反应^[17]:

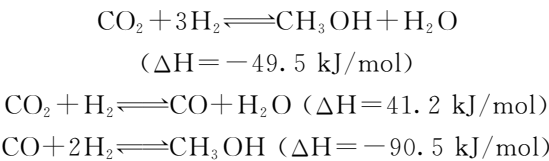


表1 案例机组入炉生物质成分

参数	成分	数值
元素分析/%	C	42.80
	H	5.10
	O	3
	N	0.68
	S	0.21
	Cl	0
工业分析/%	水分	6.21
	灰分	7.14
	挥发分	68.75
	固定碳	17.90
低位热值/(MJ/kg)		15.19

表2 案例生物质发电机组的主要参数

参数	数值
生物质燃料量/(t/h)	5.8
给水参数	16.0 MPa/121.0 ℃/7.08 kg/s
主蒸汽参数	15.5 MPa/444.0 ℃/7.08 kg/s
乏汽参数	5.5 kPa/29.88 ℃/5.97 kg/s
总发电功率/MW	9.11
净发电功率/MW	8.65
净发电效率/%	32.84

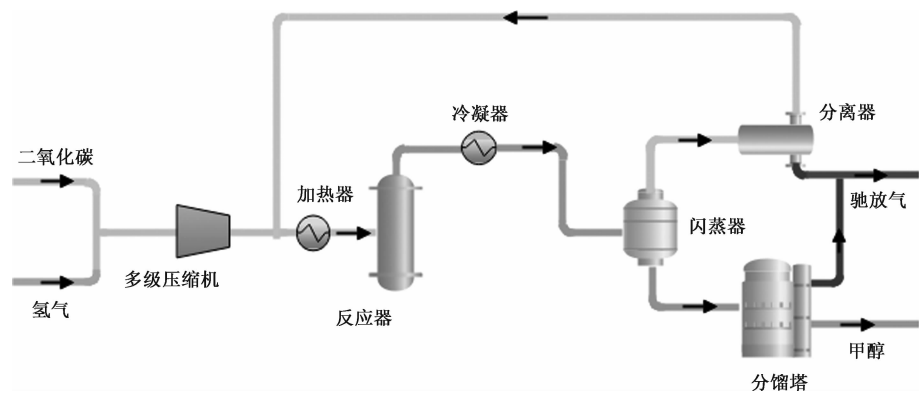


图 2 甲醇合成流程

通常情况下,在甲醇合成过程中,反应温度为 200~230 ℃,反应压力为 7.9 MPa,氢气和二氧化碳的摩尔比率为 2~3。二氧化碳与氢气的反应为放热反应,高温有利于甲醇的合成。因为二氧化碳与氢气合成甲醇的单程转化率较低,所以需要加入尾气循环。在加入尾气循环系统后,二氧化碳的转

化率将提高至 94%^[18]。
2 系统提出
 新型的电与甲醇联产系统结合电解水系统、生物质富氧燃烧电厂和甲醇合成的资源化利用手段,如图 3 所示,提出了耦合发电方案,方案包括生物质富氧燃烧电站、电解水系统和甲醇合成系统。

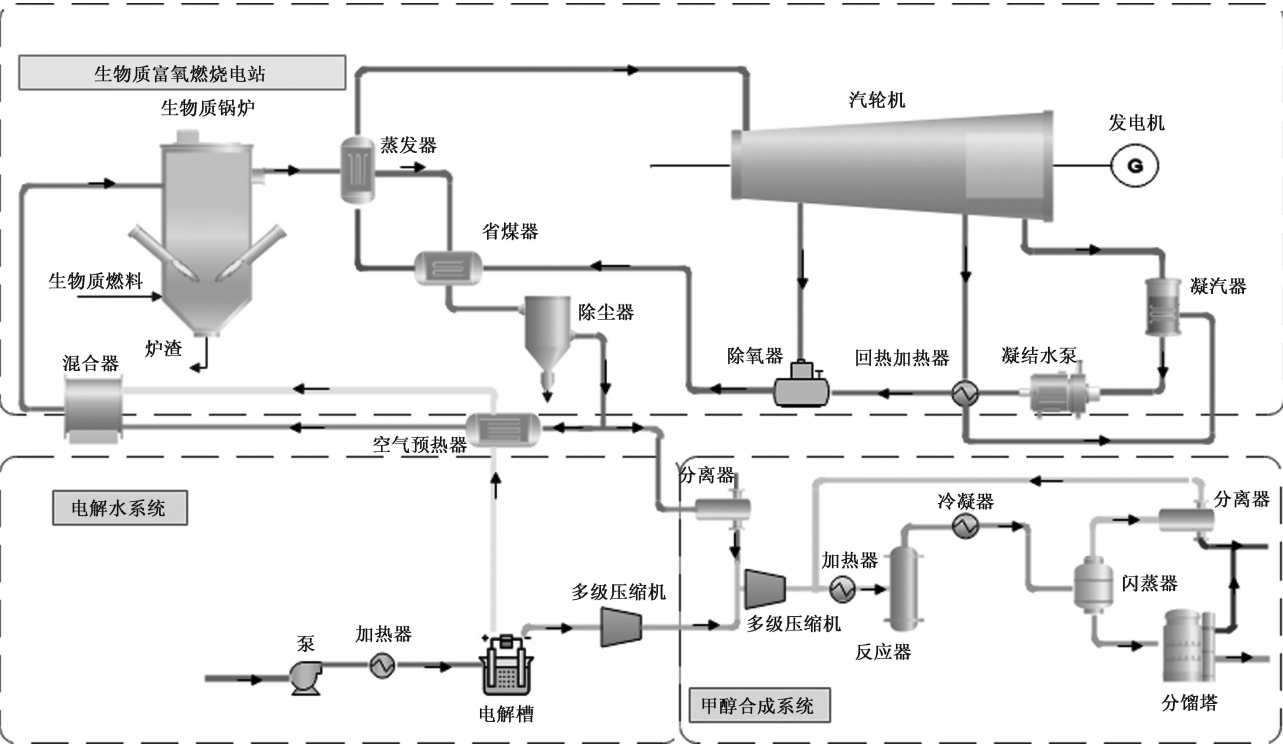


图 3 电与甲醇联产系统

3 系统分析方法

采用 Aspen Plus V11 软件对新方案进行仿真,该软件是一种商用的过程分析模拟器^[19]。Aspen Plus 基于其严格的热力学和物理性质数据库,为化学过程研究提供了方便省时的建模、集成和优化方法^[20-21]。

3.1 模型验证

通过将仿真结果与文献[22]中年产 30 万 t 的甲醇合成系统的生产数据进行比较,验证了上述甲醇合成过程的模型准确性,见表 3。显然,计算结果与目标值较为接近,这表明仿真模型是准确和可靠的。

表 3 甲醇合成流程模拟结果与生产数据对比

参数	成分	生产数据	仿真结果
入塔气组分 摩尔分数/%	H ₂	79.90	79.96
	N ₂	13.20	10.00
	CH ₄	1.20	1.59
	CO	4.65	4.82
	CO ₂	0.89	3.16
	H ₂ O	0.12	0.14
	CH ₃ OH	0.04	0.03
甲醇产量/(kg/h)		41 663	41 790

3.2 能量评价指标

本文采用生物质电厂发电效率、电到甲醇转化效率、系统能量效率来衡量整个系统的综合性能。

生物质富氧燃烧电厂的发电效率可以表示为^[23]

$$\eta_{bp} = \frac{P_e}{M_b \times LHV_b}$$

(1)

式中: M_b 为生物质燃料的质量,kg; P_e 为生物质富氧燃烧电厂的发电量,MW; LHV_b 为生物质燃料的低位发热量,MJ/kg。

电到甲醇的转化效率可以表示为

$$\eta_m = \frac{M_m \times LHV_m}{E}$$

(2)

式中: M_m 为生产的甲醇的质量,kg; LHV_m 为甲醇的低位发热量,MJ/kg; E 为电解水所需的电能,MJ。

系统综合能量效率可以表示为

$$\eta = \frac{M_m \times LHV_m + P_e}{E + M_b \times LHV_b}$$

(3)

3.3 经济性评价指标

本文使用动态回收周期(DPP,年)与净现值(NPV,元)作为经济性评价指标^[24-25]。

$$\sum_{y=1}^{DDP} \frac{C_{in} - C_{out}}{(1 + i_{dis})^y} = 0$$

(4)

$$NPV = \sum_{y=1}^n \frac{(C_{in} - C_{out})}{(1 + i_{dis})^y}$$

(5)

式中: n 为项目的生命周期,年; y 为机组生命周期中的年份; C_{in} 和 C_{out} 为在第 y 年的现金流入和现金流出,元; i_{dis} 为贴现率。

4 结果与讨论

4.1 电与甲醇联产系统的主要参数

通过 Aspen Plus 的仿真,计算得出了所提出的电与甲醇联产系统的参数。所提出的一种电与甲醇联产系统中电解水工艺的参数见表 4。

生物质富氧燃烧所得的烟气与电解水所得的氢气混合后经过压缩机进入甲醇合成系统前的参

数见表 5。多级压缩机的参数见表 6。

表 4 新系统电解水工艺基本参数

参数	数值
水入口流量/(kg/s)	2.78
反应温度/°C	75
电解模块面积/m ²	0.18
氢气出口压力/MPa	1.7

表 5 甲醇合成物料成分

参数	成分	数值
质量分数/%	CO ₂	73.72
	H ₂	9.07
	O ₂	17.05
	N ₂	0.14
流量/(t/h)		12.34
压力/MPa		7.9
温度/°C		199

表 6 多级压缩机参数

压缩机	参数	数值
压缩机 1	气体进/出口压力/MPa	0.15/0.34
	气体流量/(kg/s)	0.31
压缩机 2	气体进/出口压力/MPa	0.34/0.76
	气体流量/(kg/s)	0.31
压缩机 3	气体进/出口压力/MPa	0.76/1.7
	气体流量/(kg/s)	0.31
压缩机 4	气体进/出口压力/MPa	1.7/3.67
	气体流量/(kg/s)	3.43
压缩机 5	气体进/出口压力/MPa	3.67/7.9
	气体流量/(kg/s)	3.43

4.2 热力学第一定律分析

对常规方案和所提出的一种电与甲醇联产系统的性能进行了对比评估,结果见表 7。假设生物质富氧燃烧电厂的参数不变。由于耦合设计,新方案的净发电效率从 32.84%提升至 51.98%。显然,所提系统中综合能量效率大幅提高。

对所提方案中存在的特定能量流动进行研究,以进一步阐明提出的方案的能效机制。如图 4 所示,所提方案的总能量输入包括燃料能量输入和电能输入。当生物质燃料的 26.36 MW 化学能被送入常规生物质富氧燃烧电厂时,产生 8.65 MW 电功率,发电效率仅为 32.84%。然而,在所提系统中,由于富氧燃烧所产生的烟气较少,因而排烟损失降低,机组发电功率提升至 9.45 MW,提升幅度 0.80 MW,发电效率达到了 35.85%,提升幅度为 3.01%。此外,54.12 MW 电能转化为了 32.38 MW 的甲醇化学能,电到甲醇的转化效率为 59.84%。最终,改造后系统的综合能量效率提高了 19.15%。

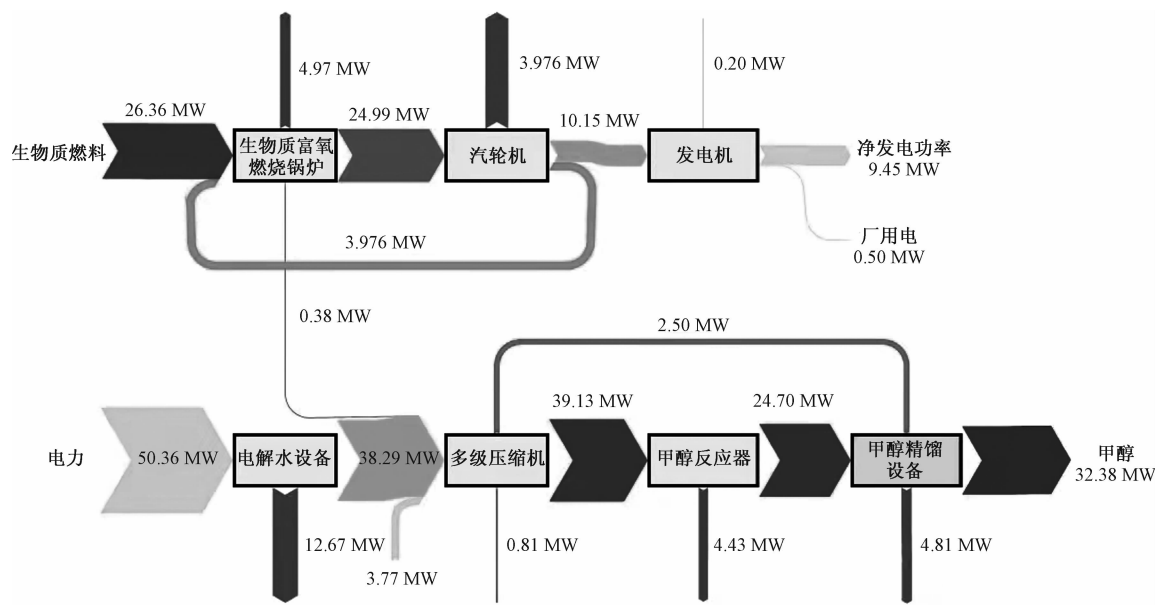


图 4 新型电与甲醇联产系统能流图

表 7 常规系统和所提方案的性能对比

项目	参数	常规方案	所提方案	差值
生物质富氧燃烧电厂	生物质燃料热值/MW	26.36	26.36	0.00
	总发电功率/MW	9.11	9.95	—
	净发电功率/MW	8.65	9.45	—
电解水制氢	耗水量/(kg/s)	—	2.78	—
	压缩机耗电/MW	—	1.6	—
	电解槽耗电/MW	—	50.35	—
	产氢量/(kg/s)	—	0.31	—
	产氧量/(kg/s)	—	2.47	—
甲醇制备	压缩机耗电/MW	—	1.64	—
	甲醇产量/(kg/s)	—	1.65	—
净发电功率/MW		8.65	9.45	0.80
耗电量/MW		0	54.12	+54.12
甲醇化学能/MW		0	32.38	+32.38
综合能量效率/%		32.84	51.98	+19.15

表 8 甲醇合成设备的成本构成^[26]

甲醇合成设备	比例因子	基准 500 t/d 的设备成本/万元	现有 140.3 t/d 的设备成本/万元
多级压缩机	0.85	3 185	1 081.87
甲醇反应器	0.7	15 470	6 357.82
甲醇蒸馏设备	0.695	325	134.42
冷凝设备	0.8	910	329.37

4.3 经济性分析

由于生物质发电技术及甲醇合成工艺已经较为成熟,故基于生物质电厂进行改造。本文采用规模因子法进行经济性计算,当需要估算不同规模的甲醇生产装置成本时需要参考基准机组。每个设备的成本根据式(6)进行换算。

cost₁ = cost₂ (size₁ / size₀)ⁿ (6)

式中:cost₁ 为换算后新设备成本,元;cost₂ 为基准设备的成本,元;size₁ 为现有设备的参数;size₀ 为基准设备的参数;n 为不同设备的比例系数。

甲醇合成的基准设备和现有设备的参数、比例因子及投资见表 8。

此系统的投资主要包括投资成本和运行维护成本。其中投资成本包括投资成本和贷款利息等费用^[27],根据计算可得新型电与甲醇联产系统的投资达 9 613.48 万元。运行维护成本中除电力费用随电价变化外,取生物质燃料价格为 540.72 元/t,工业用水价格为 4.1 元/t,则年运行成本 961.35 万元,年生物质燃料成本 1 724.88 万元,年用水成本 22.55 万元。

收入主要来源于甲醇和可再生能源电力的售卖。经济性分析的基本数据见表 9。

当在施工期间,项目的现金流 C_{in} 为零。在运行年限中时,每年的现金流入 C_{in} 可以表示为^[28]

C_{in} = P_eNC_e + M_mNC_m (7)

式中 P_e 为生物质富氧燃烧电厂的发电功率,MW;N 为系统的年运行时间,h;C_e 为生物质发电的上网电价,元/(kW·h);M_m 为每小时的甲醇产量,t/h;C_m 为甲醇的售卖价格,元/t。

在建设期间项目现金流出等于建设期的投资,在运行年限中时年度的现金流出 C_{out} 可以表示为^[28]

C_{out} = C_y + C_{lr} + C_{it} (8)

式中:C_y 为运营和维护成本,元;C_{lr} 为一年内的贷款

偿还,元; C_{it} 为所得税,元。

C_{lr} 和 C_{it} 可以分别用式(9)和式(10)表示。

$$C_{lr} = \frac{C_{tic}ki}{1 - (1 + i)^{-z}} \tag{9}$$

式中: C_{tic} 为项目总投资,元; k 为贷款比率,%; i 为利率,%; z 为贷款期限,年。

$$C_{it} = \{C_{in} - C_{lr}[1 - (1 + i)^{-(1+z-n)}] - C_y\}r \tag{10}$$

式中: n 为运行年限的年数; r 为运行年限内的所得税率,%。

表 9 经济性分析基本参数

参数		数值
电解水设备总投资/万元		1 410.00
生物质电厂锅炉改造费用/万元		300.00
甲醇合成设备总投资/万元		7 903.48
设备总投资/万元		9 613.48
电力费用/万元	电价 0.1 元/(kW·h)	2 769.48
	电价 0.2 元/(kW·h)	5 538.97
	电价 0.3 元/(kW·h)	8 308.45
运行更换成本(总投资 10%)/万元		961.35
生物质燃料成本/万元		1 724.88
工业用水/万元		22.55
维护运行成本	电价 0.1 元/(kW·h)	5 478.26
	电价 0.2 元/(kW·h)	8 247.75
	电价 0.3 元/(kW·h)	11 017.23
贷款比例/%		70
贷款年限/年		15
年利率/%		6.15
综合系统年运行时间/h		5 500
建设周期/年		2
运行年限/年		23
贴现率/%		12
生物质燃料价格/(元/t)		500
生物质发电上网电价/[元/(kW·h)]		0.87
运行年限内的 所得税率/%	第 1~3 年	0
	第 4~6 年	12.5
	第 7~12 年	20

将表 9 的数据代入式(6)~式(10)进行计算,经过计算所得的经济性分析结果见表 10。可知当电价为 0.1 元/(kW·h)时动态回收周期为 1.38 年,净现值为 32 446.49 万元。当电价为 0.2 元/(kW·h)时动态回收周期为 3.47 年,净现值为 14 211.82 万元。当电价为 0.3 元/(kW·h)时无法盈利。

5 结论

1)本文提出的技术路线通过耦合电解水系统、生物质电厂和甲醇合成系统组成了新型电与甲醇联产系统。从源头上可以平抑光伏发电产生的较大峰谷差,从终端上生物质电厂可以产生绿色电力,甲醇合成工厂可以生产零碳的甲醇,减少二氧化碳的排放,实现了绿色清洁的目标。

表 10 系统的经济性分析结果

参数		数值
甲醇产量/t		32 163.47
甲醇获利/万元		8 040.87
生物质电厂发电量/(万 kW·h)		5 197.82
生物质发电获利/万元		4 522.10
总获利/万元		12 562.97
建设期开支/万元		9 613.48
动态回收周期/年	电价 0.1 元/(kW·h)	1.38
	电价 0.2 元/(kW·h)	3.47
	电价 0.3 元/(kW·h)	—
净现值/万元	电价 0.1 元/(kW·h)	32 446.49
	电价 0.2 元/(kW·h)	14 211.82
	电价 0.3 元/(kW·h)	—

2)系统分析后可知,此系统中生物质电厂的功率由 8.65 MW 增加到了 9.45 MW,每年生产的甲醇产量为 32 163.47 t。生物质电厂的发电效率由 32.84%增加到了 35.85%;电到甲醇的转化效率为 59.84%;系统综合能量效率为 51.98%。

3)通过经济性分析可知,此系统的动态回收周期为 3.47 年,净现值为 14 211.82 万元。

参考文献

[1] 薛钦源,聂新伟,巩凯,中国一次能源结构演变、问题及对策研究:基于供给多样性视角[J]. 资源开发与市场, 2021,37(5):525-531.

[2] 史蓉.碳中和背景下碳中和概念股的投资机会与投资策略[J]. 科技和产业,2021,21(10):208-211.

[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]. Appl Energy,2016,162:787-807.

[4] YAO X,ZHONG P,ZHANG X,et al. Business model design for the carbon capture utilization and storage (CCUS) project in China[J]. Energy Policy,2018,121:519-533.

[5] LU W,JIA B,CUI B,et al. Efficient photoelectrochemical reduction of carbon dioxide to formic acid: A functionalized ionic liquid as an absorbent and electrolyte[J]. Angewandte Chemie,2017,56:11851-11854.

[6] DEUTZ S,BONGARTZ D,HEUSER B,et al. Cleaner production of cleaner fuels: Wind-to-wheel-environmental assessment of CO₂:Based oxymethylene ether as a drop in-fuel[J]. Energy Environmental Science,2018,11(2): 331-343.

[7] MAN Y,YANG S Y,XIANG D,et al. Modeling, simulation and analysis for co-feed process of coal and coke-oven gas to olefins[J]. J Chem Ind Eng,2014,65(12):4850-4856.

[8] MARTÍN M. Methodology for solar and wind energy chemical storage facilities design under uncertainty: Methanol production from CO₂ and hydrogen[J]. Comput Chem Eng,2016,92:43-54.

- [9] TRUDEWIND C A, SCHREIBER A, HAUMANN D. Photocatalytic methanol and methane production using captured CO₂ from coal power plants[J]. Part I Life Cycle Assessment. *J Clean Prod*, 2014, 70: 27-37.
- [10] TRUDEWIND C A, SCHREIBER A, HAUMANN D. Photocatalytic methanol and methane production using captured CO₂ from coal power plants[J]. Part II Well-to-wheel analysis on fuels for passenger transportation services. *J Clean Prod*, 2014, 70: 38-49.
- [11] SHIH C F, ZHANG T, LI J H, et al. Powering the future with liquid sunshine[J]. *Joule*, 2018, 2: 1925-1949.
- [12] MARTÍN M, GROSSMANN I E. Optimal integration of renewable based processes for fuels and power production: Spain case study[J]. *Appl Energy*, 2018, 213: 595-610.
- [13] GONÇALVES A, PUNA J F, GUERRA L, et al. Towards the development of syngas/biomethane electrolytic production, using liquefied biomass and heterogeneous catalyst[J]. *Energies*, 2019, 12(19): 37-87.
- [14] 连久翔. 生物质电厂新型烟气超净排放技术的研究与应用[J]. *科技和产业*, 2021, 21(12): 365-369.
- [15] LU Y J, GUO L J, JI C M, et al. Hydrogen production by biomass gasification in supercritical water: A parametric study[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2006, 31(7): 822-831.
- [16] 甄子毅. 生物质在 O₂/CO₂ 气氛下高效燃烧及污染物排放的研究[D]. 天津: 河北工业大学, 2018.
- [17] PÉREZ-FORTES M, SCHÖNEBERGER J C, BOULAMANTI A, et al. Methanol synthesis using captured CO₂ as raw material: Techno-economic and environmental assessment[J]. *Applied Energy*, 2016, 161: 718-732.
- [18] 林海周, 罗志斌, 裴爱国, 等. 二氧化碳与氢合成甲醇技术和产业化进展[J]. *南方能源建设*, 2020, 7(2): 14-19.
- [19] ZHANG W, CROISSET E, DOUGLAS P L, et al. Simulation of a tubular solid oxide fuel cell stack using Aspen-Plus™ unit operation models [J]. *Energy Convers Manage*, 2005, 46(2): 181-196.
- [20] DOHERTY W, REYNOLDS A, KENNEDY D. Computer simulation of a biomass gasification-solid oxide fuel cell power system using Aspen Plus[J]. *Energy*, 2010, 35(12): 4545-4555.
- [21] PERNA A, MINUTILLO M, JANNELLI E, et al. Performance assessment of a hybrid SOFC/MGT cogeneration power plant fed by syngas from a biomass downdraft gasifier[J]. *Appl Energy*, 2018, 227: 80-91.
- [22] 王琳琳. 基于 Aspen Plus 对甲醇合成过程的模拟研究[D]. 呼和浩特: 内蒙古大学, 2017.
- [23] XIN T, XU C, LIU Y, et al. Thermodynamic analysis of a novel zero carbon emission coal-based polygeneration system incorporating methanol synthesis and Allam power cycle[J]. *Energy Conversion and Management*, 2021, 244: 114441.
- [24] MI X, LIU R, CUI H, et al. Energy and economic analysis of building integrated with PCM in different cities of China[J]. *Applied Energy*, 2016, 175: 324-336.
- [25] LIU M, ZHANG X, MA Y, et al. Thermo-economic analyses on a new conceptual system of waste heat recovery integrated with an S-CO₂ cycle for coal-fired power plants[J]. *Energy Conversion and Management*, 2018, 161: 243-253.
- [26] ZHANG Z, DELCROIX B, REZAZGUI O, et al. Simulation and techno-economic assessment of bio-methanol production from pine biomass, biochar and pyrolysis oil [J]. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 2021, 44: 101002.
- [27] ZHAO X, JIANG G, LI A, et al. Economic analysis of waste-to-energy industry in China[J]. *Waste Management*, 2016, 48: 604-618.
- [28] CHEN H, ZHANG M, WU Y, et al. Design and performance evaluation of a new waste incineration power system integrated with a supercritical CO₂ power cycle and a coal-fired power plant[J]. *Energy Conversion and Management*, 2020, 210: 112715.

Electricity and Methanol Co-production System Based on Hydrogen Production by Electrolysis of Water and Biomass Power Plants

WANG Yuting, ZHANG Zhong, ZHANG Qijun, CHEN Heng, XU Gang

(School of Energy, Power and Mechanical Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: With carbon dioxide emissions from various countries, greenhouse gases are surging and China has proposed carbon peaking and carbon neutral targets. The utilization of new energy sources is the most effective way to solve environmental and energy problems and reduce carbon emissions. Hydrogen energy is an important direction for future energy development. A cogeneration system of electricity and methanol based on electrolytic water for hydrogen production and biomass power plant are proposed, which produces hydrogen and oxygen by electrolytic water technology. Oxygen is used in biomass oxygen-rich combustion power plant for electricity generation. The carbon dioxide rich tail gas produced by the power plant is used to synthesize methanol with hydrogen, and the results of simulation calculation of the system using Aspen show that the system produces 26 674 tons of methanol per year with a combined energy efficiency of 51.98%, a hydrogen to methanol conversion efficiency of 59.84%, and a dynamic payback period of 3.47 years. This system has achieved near-zero carbon emission while producing electricity and methanol, can provides a certain reference for the development of hydrogen energy utilization technology in China.

Keywords: hydrogen energy utilization; electrolysis cell; methanol synthesis; biomass oxy-fuel combustion