

工业技术

基于电解水制氢和甲醇合成/重整的 零碳新能源消纳系统

贾承宇¹, 张 钟¹, 陈 衡^{1*}, 王轶男^{1,2}, 徐 钢¹, 陈宏刚¹

(1. 华北电力大学能源动力与机械工程学院, 北京 102206;

2. 广东省农业环境综合治理重点实验室, 广东省科学院生态环境与土壤研究所, 广东 广州 510655)

摘要:为解决氢能不易储运的问题,提出了基于电解水制氢和甲醇合成/重整的零碳新能源消纳系统。该系统利用风能、光伏等电力,采用固体氧化物电解槽电解水,所产氢气和系统循环的二氧化碳合成甲醇,最终甲醇经运输至内设甲醇重整设备的站内加氢站进行重整制氢,产生二氧化碳和天然气制氢产生的二氧化碳合并进行循环,实现零碳排放和氢的异地产出。在此基础上,对此系统进行了能量和经济性分析。结果表明,零碳异地甲醇重整制氢系统的整体效率为46.38%,当电价为0.2元/kWh、工业氧气价格为0.42元/m³、加氢站售氢价格为70元/kg时,动态回收期为6.63a,净现值为11 223.63万元,系统具有一定的可行性,对未来的氢能利用链提供了一种有价值的技术选项。

关键词:零碳排放; 新能源消纳; 异地制氢; 电解水制氢; 甲醇合成; 甲醇水蒸汽重整

中图分类号: TK91

文献标志码: A

文章编号: 0253-4320(2023)08-0219-05

DOI: 10.16606/j.cnki.issn0253-4320.2023.08.041

Zero carbon emission new energy-consumption system based on hydrogen production from electrolytic water and methanol synthesis/reforming

JIA Cheng-yu¹, ZHANG Zhong¹, CHEN Heng^{1*}, WANG Yi-nan^{1,2}, XU Gang¹, CHEN Hong-gang¹

(1. College of Energy, Power and Mechanical Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China; 2. Guangdong Provincial Key Laboratory of Integrated Agro-environmental Pollution Control and Management, Institute of Eco-environmental and Soil Sciences, Guangdong Academy of Sciences, Guangzhou 510655, China)

Abstract: In order to solve the problem that hydrogen energy is difficult to store and transport, a net-zero carbon emission new energy consumption system based on hydrogen production from electrolytic water and methanol synthesis/reforming is proposed. This system utilizes wind energy, photovoltaic energy and other electric power to electrolyze water in a solid oxide electrolyzer, and both the hydrogen produced and the carbon dioxide recycled in the system are synthesized into methanol, which is transported to the hydrogenation station equipped with methanol reforming equipment for reforming to produce hydrogen. Carbon dioxide produced in methanol reforming equipment and carbon dioxide produced in natural gas to hydrogen unit are combined for recycling, so as to realize net-zero carbon emission and remote hydrogen production. On this basis, the energy and economy analysis on this system are performed. It is shown that the overall efficiency of the system is 46.38%. The dynamic recovery period is 6.63 years, and the net present value is RMB 112.2363 million when the prices of electricity, industrial oxygen and hydrogen at station are RMB 0.2 per kWh, RMB 0.42 per cubic meter and RMB 70 per kilogram. This system has certain feasibility, which provides a valuable technical option for the future hydrogen energy utilization chain.

Key words: net-zero carbon emission; new energy consumption; remote hydrogen production; hydrogen production by electrolysis of water; methanol synthesis; methanol steam reforming

能源是一个国家的重要产业,在开发、利用和转换能源的过程中,改变能源结构,大力推广可再生能源是目前全世界的重要发展趋势。由于稳定性不够和能源提供易间歇的缺点,限制了新能源的大规模使用,导致新能源电力的真实利用率降低^[1],因此全世界都在关注和寻找比较完美的能量储存载体以

弥补这一不足。

氢能作为21世纪公认清洁能源,燃烧产物只有水,燃烧清洁,能量密度大,是极其优质的能量载体^[2]。随着深度脱碳的需求增加和低碳清洁氢经济性的提升,氢能在工业、交通与发电等领域逐步渗透,氢能供给结构从化石能源为主的非低碳氢逐步

收稿日期:2022-09-23;修回日期:2023-05-25

基金项目:国家自然科学基金创新研究群体项目(51821004);广东省科技计划项目(2020B1212060048)

作者简介:贾承宇(1998-),男,硕士生;陈衡(1989-),男,博士,副教授,研究方向为多能互补系统集成与优化,通讯联系人, heng@ncepu.edu.cn。

过渡到以可再生能源为主的清洁氢,从当前具有成本优势的“灰氢”转到对气候变化影响最小的“绿氢”,真正达到全产业链的减排^[3]。

1 我国现有氢产业链

我国氢能产业发展取得了长足的进步,初步具备了产业化的条件,但与发达国家相比,在氢能自主研发、氢产业链设计、基础设施建设等方面有一定差距,仍有一些亟需解决的问题。氢气制造、储存和运输的成本都需要进一步降低才能具备与其他能源形式竞争的能力。目前的氢产业链如图 1 所示。

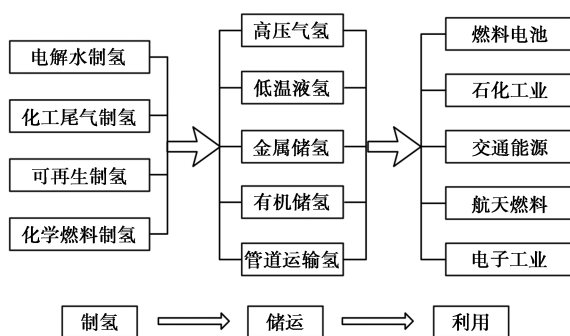


图 1 氢能产业链示意图

目前,化学燃料制氢成本区间为 9~26 元/kg^[4],而新能源制氢的成本要高于其他制氢成本,并且氢能与现有的能源产业链匹配度不高,应加速发展绿氢制取、储运和应用氢能产业链技术装备,促进氢能产业链发展^[5]。

2 新系统的提出

基于以上原因提出基于电解水制氢和甲醇合成/重整的零碳新能源消纳系统,其基本组成如图 2 所示。

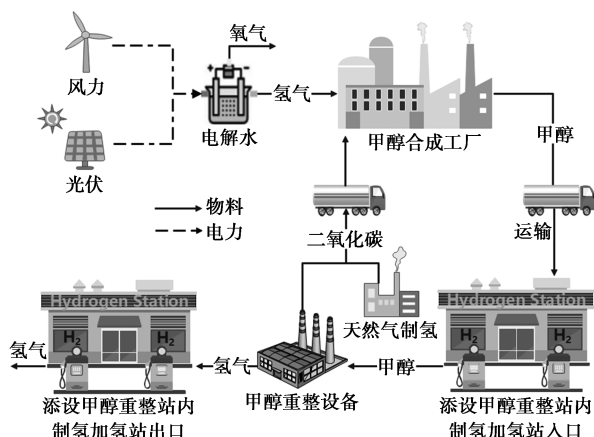


图 2 零碳新能源消纳系统

零碳新能源消纳系统由风力光伏电力、电解水、甲醇合成以及甲醇重整几个流程组成。其中风力和光伏产生的可再生能源电力可为电解水提供电能,有利于消纳过剩能源,减少电网的波动,有效解决弃电问题。电解水系统采用目前电解效率最高的固体氧化物电解水(SOEC)进行设计分析,并研究 SOEC 与氢产业链其他环节耦合后系统的经济性。电解槽产生的氢气作为甲醇合成原料,在甲醇合成工厂与循环的二氧化碳进行甲醇合成。甲醇比氢气更易运输,更加安全,将甲醇运输至天然气站内加氢站中,并将甲醇重整装置设置在加氢站内进行甲醇重整制氢,甲醇重整与原站内天然气制氢产生的二氧化碳供给到甲醇合成工厂,形成二氧化碳的闭环,实现了系统的零碳排放。

因此将对此系统进行能量和经济性分析,验证本系统的可行性。

3 新系统的主要参数

3.1 SOEC 制氢

固体氧化物电解槽制氢的工作运行温度更高,相比于碱性电解水和质子交换膜电解水具有更高的电解效率^[6]。以 1 000 m³/h 的电解水制氢装置为例,年运行时间 7 000 h,当电解所需热能也由电能提供时,SOEC 电解水能耗 44.10 kWh/kg,即 3.94 kWh/m³。由此可知每生产 1 m³ 氢气需要 3.94 kWh 的电能。SOEC 制氢所需电能全部由风力和光伏等可再生能源提供,可对无法上网的盈余电力进行消纳使用,减小可再生能源的波动性对电网造成的冲击,达到调峰、能源节省的效果。理论上当供给 3 940 kWh 电力时,便可产生 1 000 m³/h 氢气、500 m³/h 氧气,氢气经运输用于合成甲醇,氧气作为工业氧气出售。

3.2 氢气合成甲醇

在 CO₂ 加氢制甲醇的反应中,CO₂ 的转化率随工作压力的提高而增加,而随温度升高呈现先下降后增加的趋势,因此提高压力和降低温度有利于提高甲醇的选择性^[7]。系统甲醇合成的压力为 7.6 MPa,温度为 210~250℃,由于热力学平衡的制约,二氧化碳单程转化率和甲醇产率均较低,为提高 CO₂ 的转化率,需要采用尾气循环工艺。固体氧化物电解槽供应氢气 1 000 m³/h,CO₂ 供应为 502 kg/h,理论原料中 H₂ 与 CO₂ 的物质的量比为 3:1,其中 CO₂ 全部来自甲醇重整与内设加氢站产生的 CO₂,

实现碳的循环,零碳排放。在采用尾气循环工艺后,甲醇的循环产率为76.67%,由此可知合成甲醇的量为365.1 kg/h,则年运行运输甲醇量为2 555.67 t。

3.3 甲醇重整制氢

甲醇重整制氢技术包括甲醇部分氧化重整、甲醇水蒸汽重整和甲醇自热重整等步骤^[8-10],在整个系统中,甲醇重整产生的CO₂的量为240.08 m³ (10 717.83 mol/h),占CO₂加氢制甲醇中CO₂总量的93.94%,因此需要制氢站内的天然气制氢产物提供的CO₂量为15.49 m³ (691.39 mol/h),约占循环CO₂的6.06%。由此可知年运行运输CO₂总质量为3 514.04 t,将此部分CO₂运输至甲醇合成工厂,既减少了合成甲醇的原材料费用,又实现了循环的零碳排放。

4 系统分析方法

4.1 能量评价指标

本文中的能量评价指标采用固体氧化物电解水效率、CO₂加氢的甲醇合成效率、甲醇重整制氢效率、电到甲醇效率、氢气至重整氢气的流程效率以及系统综合效率(电到氢的效率)来评价系统的综合性能。

电解水效率可以表示为:

$$\eta_e = (M_h \times LHV_h) / E \quad (1)$$

式中, M_h 为氢气质量,kg; LHV_h 为氢气低位发热量,MJ/kg; E 为电解水所需的电能,MJ/kg。

甲醇合成效率表示为:

$$\eta_m = (M_m \times LHV_m) / (M_h \times LHV_h) \quad (2)$$

式中, M_m 为甲醇质量,kg; LHV_m 为甲醇低位发热量,MJ/kg。

甲醇重整效率表示为:

$$\eta_r = (M_H \times LHV_H) / (M_m \times LHV_m + Q_o) \quad (3)$$

式中, M_H 为重整后氢气质量,kg; Q_o 为外界供应热能,MJ/kg。

电到甲醇的转化效率表示为:

$$\eta_{e-m} = (M_m \times LHV_m) / E \quad (4)$$

氢气至重整氢气的效率表示为:

$$\eta_{h-H} = (M_H \times LHV_H) / (M_h \times LHV_h + Q_o) \quad (5)$$

系统综合效率:

$$\eta_{e-H} = (M_H \times LHV_H) / (E + Q_o) \quad (6)$$

4.2 经济评价指标

采用净现值(NPV)和动态回收周期(DPP)作为经济性指标^[11]:

$$NPV = \sum_{y=1}^n [(C_{in} - C_{out}) / (1 + i_{dis})^y] \quad (7)$$

$$\sum_{y=1}^{DPP} [(C_{in} - C_{out}) / (1 + i_{dis})^y] = 0 \quad (8)$$

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

5 系统的结果分析与讨论

5.1 能量分析

已知氢气的低位发热量为285.8 kJ/mol,电解水所需的电量为3 940 kWh,且甲醇的低位发热量为673.76 kJ/mol,生产甲醇的量为365.10 kg/h。甲醇重整由天然气提供的热量为5 540.55 MJ/h,生成氢气质量为63.99 kg/h。经式(1)~(6)得各流程效率如表1所示。

表1 系统各流程能量转化效率 %

| 系统流程 | 效率 | 系统流程 | 效率 |
|------|-------|--------|-------|
| 电解水 | 90.00 | 电到甲醇 | 54.22 |
| 甲醇合成 | 60.25 | 氢至重整氢 | 49.97 |
| 甲醇重整 | 69.18 | 系统综合效率 | 46.38 |

由表1可知,此系统由氢至重整氢效率为49.97%,系统综合效率为46.38%,为了更直观地展示零碳新能源消纳系统,绘制了系统的物料流动和能量流动过程,如图3和图4所示。

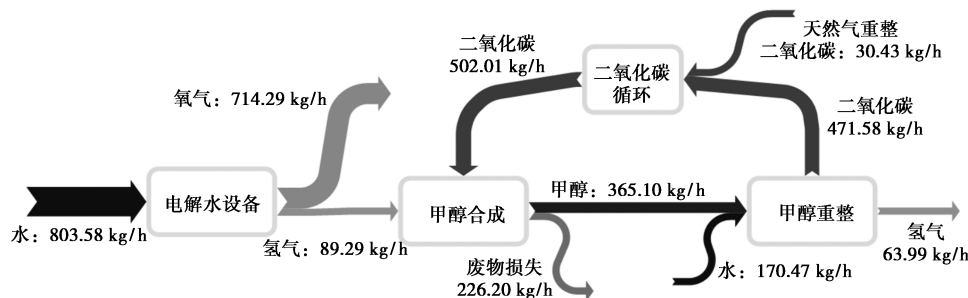


图3 系统物料流动图

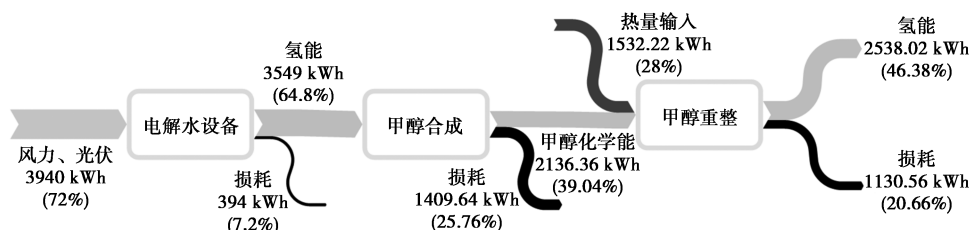


图 4 系统能量流动图

5.2 经济分析

此系统的资金投入主要在于设备成本和运维成本。收入来源为氢气和氧气的出售。经济性分析的基本数据如表 2 所示。

表 2 经济性分析基本参数

| 项目 | 数值 |
|---------------------------|----------|
| 电解水设备总投资/万元 | 7504.53 |
| 制甲醇设备投资/万元 | 1069.98 |
| 甲醇重整制氢气设备投资/万元 | 188.16 |
| 设备总投资/万元 | 8762.67 |
| 运行总成本/万元 | 11026.23 |
| 运维费用(总投资 20%)/万元 | 1752.53 |
| 运输费用/万元 | 1916.75 |
| 工业用水/万元 | 50.12 |
| 电价/(元·kWh ⁻¹) | 0.2 |
| 贷款比例/% | 80 |
| 贷款年限/a | 14 |
| 年利率/% | 6.5 |
| 系统年运行时间/h | 7000 |
| 建设周期/a | 2 |
| 运行年限/a | 20 |
| 贴现率/% | 12 |
| 运行年限内的所得税率/% | |
| 1~3 a | 0 |
| 4~6 a | 12.50 |
| 7~20 a | 20 |

在运行年限中,每年的现金流入 C_{in} 可以表示为:

$$C_{in} = M_H \times N \times C_H + M_O \times N \times C_O \quad (9)$$

式中, M_H 为每小时的氢气产量, kg/h; N 为系统的年运行时间, h; C_H 为氢气的售卖价格, 元/kg。 M_O 为每小时的氧气产量, m³/h; C_O 为氧气售卖价格, 元/m³。

在运行年限中,每年的现金流出量 C_{out} 可以表示为:

$$C_{out} = C_y + C_{lr} + C_{it} \quad (10)$$

式中, C_y 为运营和维护成本, 元; C_{lr} 为 1 年内的贷款

偿还, 元; C_{it} 为所得税, 元。

由以上公式计算经济性分析如表 3 所示, 当加氢站氢气售价 70 元/kg, 氧气作为工业氧气售价为 0.42 元/m³[12], 电价为 0.2 元/kWh 时, 可知动态回收期为 6.62 年, 净现值为 11 223.63 万元。

表 3 经济性分析结果

| 项目 | 数值 | 项目 | 数值 |
|----------|----------|----------|----------|
| 氢气年产量/t | 447.94 | 运维总费用/万元 | 1752.53 |
| 氢气年获利/万元 | 3135.61 | 动态回收期/a | 6.62 |
| 氧气年获利/万元 | 147.00 | 净现值/万元 | 11223.63 |
| 成本总支出/万元 | 11026.23 | | |

5.3 敏感性分析

5.3.1 电解水设备投资成本变化对经济性影响

由上文可知, 当固体氧化物电解水设备成本为 19 057 元/kW, 即 7 504.53 万元时, 固定资产占设备总投资的 85.64%。随着固体氧化物电解槽的研究发展, 电解槽的成本逐年下降, 价格对流程的总经济性会有较深的影响。如表 4 所示, 分析了固体氧化物电解水设备投资不同对系统经济性的影响。

表 4 电解水设备投资对系统经济性的影响

| 经济性指标 | SOEC 固定投资 | | |
|-----------|------------|-----------|-----------|
| | 19057 元/kW | 8000 元/kW | 6000 元/kW |
| 设备总成本/万元 | 8762.67 | 4408.49 | 3620.90 |
| 电解水设备占比/% | 85.64 | 71.46 | 62.25 |
| 动态回收期/a | 6.62 | 4.51 | 4.27 |
| 净现值/万元 | 11223.63 | 14268.95 | 14819.79 |

由表 4 可知, 在电解水设备成本超过 6 000 元/kW 时, 设备成本占比均超过 50%, 且随着的电解水设备成本的降低, 设备总成本越低, 净现值越高。当电解水成本为 6 000 元/kW 时, 设备总成本为 3 620.9 万元, 动态回收期为 4.27 a, 净现值为 14 819.79 万元。

5.3.2 不同电价对经济性指标的影响

如表 5 所示, 研究了不同电价对电解水成本、总运行成本、动态回收期以及净现值的影响。

表5 不同电价对经济性的影响

| 经济性指标 | 电价 | | |
|----------------------------|----------|----------|----------|
| | 0.1元/kWh | 0.2元/kWh | 0.3元/kWh |
| 运行成本/万元 | 5513.12 | 11026.23 | 16539.75 |
| 电解水成本/(元·m ⁻³) | 1.302 | 1.696 | 2.09 |
| 动态回收期/a | 5.12 | 6.62 | 9.68 |
| 净现值/万元 | 13038.59 | 11223.63 | 9408.68 |

由表5可以看出,电价越低运行成本越低,净现值越高。当电价为0.1元/kWh时,运行成本为5513.12万元,电解水成本为1.302元/m³,动态回收期为5.12a,净现值为13038.59万元。

考虑到电价和电解水设备投资对电解水成本均有影响,经计算,当电价为0.1元/kWh,电解设备6000元/kW时,电解水成本最小为0.861元/m³;电价为0.3元/kWh,电解设备19057元/kW时,电解水成本为2.09元/m³,两者相差1.229元/m³,且经计算得当电价为0.1元/kWh,电解设备6000元/kW时,净现值为15666.88万元。

5.3.3 运输距离对成本的影响

由于甲醇和CO₂需要运输,因此如表6所示,分析了不同运输距离对成本的影响。

表6 运输距离对成本的影响

| 经济指标 | 运输距离 | | |
|-----------------------|--------|---------|---------|
| | 100 km | 200 km | 500 km |
| 运输甲醇/万元 | 255.57 | 511.13 | 1533.40 |
| 运输CO ₂ /万元 | 702.81 | 1405.62 | 3514.04 |
| 运输成本/万元 | 958.37 | 1916.75 | 5047.44 |

由表6可知,随着运输距离增加,运输甲醇和CO₂成本增加,运输距离过长会导致运输成本过高,当运输距离为500km时,运输成本将是5047.44万元,是设备总投资的57.6%。

6 结论

提出了零碳新能源消纳系统,通过将新能源风光发电、电解水、甲醇合成及甲醇重整耦合形成零碳异地制氢方案。可以消纳利用风力和光伏的过剩电力,节省能源,减少电网波动;且由运输氢气改为运输甲醇后重整制氢气,解决了氢气不易运输,运输费用高的问题;在此制氢系统中,合成甲醇与甲醇重整实现了零碳制氢,减少二氧化碳的排放,实现绿色清洁的目标。

(1)经系统能量分析可知,系统年制氢气量为447.94t,氢气年获利为3135.61万元。电解水效率为90%,合成甲醇能量效率为60.25%,甲醇重整效率69.18%。由此可知,由电制甲醇的效率为54.22%,且由电解水氢至甲醇重整制氢效率为49.97%,系统总效率为46.38%。

(2)经系统经济性分析可知,本系统在加氢站氢气售价70元/kg,电价为0.2元/kWh时,动态回收期为6.62a,净现值为11223.63万元。

(3)经敏感性分析可知,电价和固体氧化物制氢设备投资对系统经济性影响较大,随着未来新能源电价的降低和固体氧化物电解槽成本的下降,此系统会有更多的盈利空间。预测当电价为0.1元/kWh,电解设备投资6000元/kW时,系统的净现值可达到15666.88万元。

参考文献

- [1] Zhang Z, Ding T, Zhou Q, et al. A review of technologies and applications on versatile energy storage systems[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2021, 148: 111263.
- [2] 刘贵洲, 窦立荣, 黄永章, 等. 氢能利用的瓶颈分析与前景展望[J]. *天然气与石油*, 2021, 39(3): 1-9.
- [3] Hermesmann M, Müller T E. Green, turquoise, blue, or grey? environmentally friendly hydrogen production in transforming energy systems[J]. *Progress in Energy and Combustion Science*, 2022, 90: 100996.
- [4] 徐东, 刘岩, 李志勇, 等. 氢能开发利用经济性研究综述[J]. *油气与新能源*, 2021, 33(2): 50-56.
- [5] 郭鸿彬. 碳达峰、碳中和目标下抢占发展制高点——全球主要国家氢能发展战略与政策扫描[J]. *可持续发展经济导刊*, 2021, (5): 27-28.
- [6] Mohammadi A, Mehrpooya M. Thermodynamic and economic analyses of hydrogen production system using high temperature solid oxide electrolyzer integrated with parabolic trough collector[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2019, 212: 713-726.
- [7] 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.
- [8] Huang G, Liaw B, Jhang C, et al. Steam reforming of methanol over CuO/ZnO/CeO₂/ZrO₂/Al₂O₃ catalysts[J]. *Applied Catalysis A: General*, 2009, 358(1): 7-12.
- [9] Byun M, Lee B, Lee H, et al. Techno-economic and environmental assessment of methanol steam reforming for H₂ production at various scales[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2020, 45(46): 24146-24158.
- [10] 张磊, 潘立卫, 倪长军, 等. 甲醇水蒸气重整制氢反应条件的优化[J]. *燃料化学学报*, 2013, 41(1): 116-122.
- [11] 张美妍, 彭维珂, 陈衡, 等. 燃煤发电与垃圾发电耦合系统的性能分析[J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(23): 8067-8078.
- [12] 王翔, 关银龙. 移动床纯氧连续气化与常压固定床间歇气化技术经济对比分析[J]. *氮肥技术*, 2020, 41(5): 1-3, 7. ■