

考虑绿氢制取和碳捕捉的电转气综合效益评价

石梦舒¹, 宋志成^{1,✉}, 黄元生²

(1. 华北电力大学(北京) 经济与管理学院, 北京 102206; 2. 华北电力大学(保定) 经济管理系, 河北 保定, 071000)

摘要: [目的] 当前, 多能互补是降低可再生能源弃电现象的重要手段之一。随着电转气(Power to Gas, P2G)技术的进步, 电和气的转换也成为保障综合能源系统供应的有效途径。然而, 当前P2G环节中电转氢气(Power to Hydrogen, P2H)受成本的制约难以具备经济性, 只有利用弃风、弃光等资源才能实现可持续发展。此外, 碳捕集技术也为电转气环节提供了原料供应, 从而降低了系统的购气成本。尽管对于P2G的研究很多, 但是鲜有研究针对P2G整个过程不同环节的综合效益展开评价。[方法] 文章试图构建一个以可再生能源发电为主, 燃气发电辅助的微电网系统, 针对P2G过程中P2H以及氢气甲烷化两个环节进行精细化测算。[结果] 在考虑碳市场、氢市场和甲烷市场的情况下, 运用综合评价方法, 对比在以电力需求为主的不同场景下P2H以及电转甲烷(Power to Methane, P2M)的经济-环境-能源效益, 从而为推广P2G在不同场景下的应用提供合理建议。[结论] 结果表明, 当可再生能源发电占比很高时, 含P2H的微电网系统要比含P2M的微电网系统具有更高的能源和经济价值, 尽管在环境效益方面略逊一筹但是差别不大; 含P2M的微电网系统在可再生能源发电和燃气轮机发电达到最佳比例时表现最优; 当可再生能源发电占比低于65%时, 增设P2G的效益不佳。

关键词: 碳捕捉; 碳交易; 可再生能源制氢; 综合效益; 经济-环境-能源

中图分类号: TK91; TM73

文献标志码: A

文章编号: 2095-8676(2023)03-0074-15

开放科学(资源服务)二维码:



Comprehensive Benefit Evaluation of Power to Gas Conversion Considering Green Hydrogen Production and Carbon Capture

SHI Mengshu¹, SONG Zhicheng^{1,✉}, HUANG Yuansheng²

(1. School of Economics and Management, North China Electric Power University (Beijing), Beijing 102200, China;

2. Department of Economics and Management, North China Electric Power University (Baoding), Baoding 071000, Hebei, China)

Abstract: [Introduction] At present, multi-energy complementation is one of the important means to reduce the phenomenon of renewable energy curtailment. With the advancement of power to gas (P2G) technology, the conversion of power and gas has also become an effective way to ensure the supply of comprehensive energy systems. However, in the current P2G link, the power-to-hydrogen (P2H) technology is not economical due to cost constraints, and sustainable development can only be achieved by utilizing resources such as curtailed wind and light. In addition, carbon capture technology also supplies raw materials for the P2G link, thereby reducing the gas purchase cost of the system. Although there have been many studies on P2G technology, few studies evaluate the comprehensive benefits of different links in the whole process of P2G. [Method] This study attempted to construct a microgrid system that is mainly based on renewable energy power generation and supplemented by gas-fired power generation, and conducted detailed calculations for the P2H and hydrogen methanation in the P2G process. [Result] Taking into account the conditions of carbon market, hydrogen market and methane market, a comprehensive evaluation method is applied to compare the economic-environmental-energy efficiency of P2H and power-to-methane (P2M) in different scenarios dominated by power demand, so as to provide reasonable suggestions for promoting the application of P2G in different scenarios. [Conclusion] The results show that when the proportion of renewable energy power generation is very high, the microgrid system with P2H has a higher energy and economic value than that with P2M. Although it is a little less environmentally beneficial, but the difference is not significant. The microgrid system with P2M performs

optimally when the proportion of renewable energy power generation to gas turbine power generation reaches the optimal ratio. When the proportion of renewable energy power generation is less than 65%, the benefit of adding P2G is not good.

Key words: carbon capture; carbon trading; hydrogen production from renewable energy; comprehensive benefits; economic-environmental-energy

2095-8676 © 2023 Energy China GEDI. Publishing services by Energy Observer Magazine Co., Ltd. on behalf of Energy China GEDI. This is an open access article under the CC BY-NC license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>).

0 引言

随着可再生能源发电比例的不断提升, 可再生能源发电波动性和不确定性给电力系统带来的压力也越来越大。P2G 技术一方面能够充分消纳可再生能源发电, 降低弃风、弃光现象^[1], 另一方面能够在供能不足的时候补充出力, 平抑系统的波动性, 提升系统的稳定性^[2]。此外, P2G 技术涉及甲烷化过程, 可以实现碳循环, 因此能够在一定程度上降低碳排放^[3]。P2G 技术主要通过电解水和氢气甲烷化两个过程来实现电能到化学能的转化和储存^[4]。第一阶段的电解水制氢气的过程是吸热反应, 在现有技术下能量转换效率可达到 75% ~ 85%。电解水制氢过程反应速度快, 能较好地适应可再生能源发电出力的波动^[5]。目前没有现成的氢气传输网络, 氢气注入天然气管网会使得管道氢脆, 且容易发生渗透危险。由于天然气网络具有成熟的传输和储存设施, 且体积能量密度是氢气的三倍多, 故而将电解得到的氢气在高温高压的环境下进行甲烷化, 以便于储存和运输。但是 P2M 的效率要低于 P2H, 因为氢气甲烷化过程中也存在能量的损失^[6]。

受各类能量和原料市场以及设备成本的影响, 不同学者对于电转气在多能耦合系统中的适用性存在不同看法。比如, Lee 等人认为在韩国生产合成天然气的 P2G 技术不具备经济可行性^[7]。然而也有许多研究者认为, 电转气在电-气耦合系统具备资源、经济和环保效益。

在 P2G 的资源效益方面, 许多研究者证明了 P2G 在消纳弃电方面的优势。Ge 等人针对高渗透风电和 P2G 的机组配置优化问题展开研究, 通过建立带安全约束的组合系统两级经济调度模型验证 P2G 在解决弃风方面的作用^[8]。相比于简化风电的输出作为稳定值, Chen 等人在考虑风电不确定性的基础上, 建立了包含风电、P2G 设施和电池储能系统的经济调度模型, 以验证 P2G 设施在减少弃风、提升电力

系统安全性的作用^[9]。此外, 也有研究者考虑了碳交易对电-气耦合系统的影响。Cui 等人在考虑了碳交易机制的基础上对 P2G 的运行状态进行了优化, 从而验证了 P2G 技术消纳弃风的能力^[10]。Pan 等人针对电力和天然气市场中的 P2G 工厂提出了一个双层低碳优化调度模型验证了 P2G 的优势^[11]。

在 P2G 的经济效益方面, Li 等人通过构建一种基于情景的随机决策模型来确定综合天然气发电机组和 P2G 设施的最佳运营策略, 结果表明天然气发电机组和 P2G 设施的协调配合比各主体独立参与具有更高的市场回报^[12]。除了考虑电-气耦合, 许多研究者也探索了 P2G 技术在综合能源系统中的应用。Yang 等人将 P2G 设施连接到冷热电联供微电网, 提出了一种 CCHP-P2G 系统的集成框架, 验证了 P2G 的经济性^[13]。Li 等人将 P2G 装置与传统的 CCHP (Combined Cooling, Heating and Power, 冷热电三联供) 微电网相结合, 得出 P2G 装置提高系统的稳定性和系统运行的经济性的结论^[14]。

在其他效益层面, Liu 等人构建了电力-天然气-供热与 P2G 和储气的集成能源系统, 通过联合运行提升系统整体的灵活性^[15]。Nazari-heris 等人考虑了需求响应和 P2G 对于系统灵活性提升的作用, 结果表明同时考虑 P2G 技术和需求响应计划除了降低成本外, 还减少了环境污染^[16]。

除了针对 P2G 整体技术的研究, 也有研究者针对 P2G 的过程进行分解, 研究 P2H 设备在系统运行中的作用。Sun 等人考虑 P2G 中的 P2H 在高比例可再生能源中的作用, 表明 P2H 在消纳多余可再生能源方面具备经济性^[17]。Zhang 等人讨论了 P2G 全寿命周期的环境效益, P2G 可以根据电力供应和二氧化碳来源的不同, 与传统的天然气生产技术相比减少温室气体排放, 并且 P2H 比 P2M 有更高的减排潜力^[18]。

除此之外, 针对 P2G 的精细化过程中是否引入碳捕捉技术的问题, 不同的研究者也给出了不同的答案。Ahern 等人探讨了 P2G 在可再生电力渗透率

高的岛屿能源系统中的潜在作用,他们认为碳捕集设备成本昂贵,通过与厌氧消化产生的沼气结合进行甲烷化过程才是最便宜的选择^[19]。Ma 等人提出了包含 P2G 和碳捕集机组的热电联产模型,通过对该系统进行优化调度,结果表明该系统提高了可再生能源的容纳能力,同时降低了碳排放和运营成本^[20]。Zhang 等人针对碳捕集系统和 P2G 设施的综合能源系统,提出了一种双层优化调度模型。结果表明同时考虑碳捕集系统和 P2G 设施提高了综合能源系统的经济性及风能和太阳能的容纳能力^[21]。

上述研究都表明,在多能耦合系统中引入 P2G 设备在提高可再生能源消纳、获得市场回报、提升系统稳定性及灵活性以及环境效益等方面具有显著作用。

然而,现有 P2G 模型忽略了系统内电解制氢与氢气甲烷化两个环节的实际运行状态。氢气作为清洁能源在能源网络中也发挥越来越重要的作用。究竟 P2H 和 P2M 的综合效益哪个更高,需要进一步探讨。值得一提的是,Parra 等人对 P2G 技术进行全寿命周期的技术经济评价,得出的结论是:当仅销售氢气和合成天然气时,没有一个系统可以与传统的天然气生产系统在经济上竞争;与沼气提纯厂提供的二氧化碳相比,从空气中捕获的二氧化碳为合成天然气增加了额外的平准化成本;与传统的天然气生产相比,只有将“清洁”的可再生电力输入电解才能

为 P2G 带来环境效益^[22]。相比于上述研究,文章更加注重在目前中国的市场环境下,在高比例可再生能源发电为主导的情况下,P2H 和 P2M 两种途径的综合效益以及适用场景。

文章构建了含可再生能源发电和碳捕捉技术的微网系统,探究了该系统中引入 P2G 设备的最优容量和最佳运行情况;在充分考虑电力市场、天然气市场、氢市场以及碳交易市场的情况下,对含 P2G 设备的系统运行情况进行了优化调度;通过对比 P2H 和 P2M 两个过程的经济、环境和能源效益,对含高比例可再生能源系统引入 P2G 设备的最优投资策略的思路提供了可行建议;通过对可再生能源发电比例以及弃风、弃光比例进行调整设定了 4 种不同情景,针对不同情景下 P2H 和 P2M 的效益进行了细化研究,从而提出了不同场景下的适用方案。

1 含 P2G 的微电网系统介绍

1.1 含 P2H 的微电网系统

在 P2H 系统中,当可再生能源发电处于高峰期,风力光伏发电在满足当地负荷需求的基础上,尚有弃风、弃光难以消纳,该部分剩余电力可以用于电解水制 H₂。当可再生能源发电难以满足当地负荷需求时,通过在天然气管网购买燃气来使燃气轮机运作,进一步弥补供电不足,如图 1 所示。

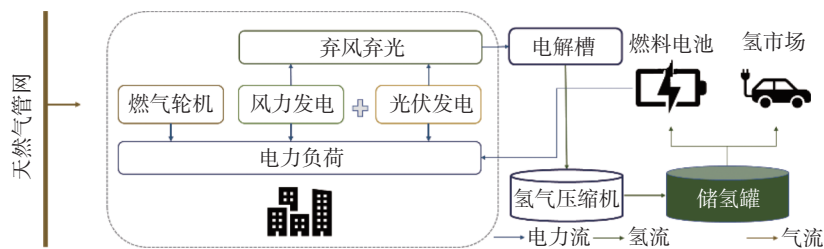


图 1 含 P2H 的微电网系统

Fig. 1 Microgrid system with P2H

图 1 为包含 P2H 的微电网系统,该系统主要增设了电解水制氢设备、氢气压缩机和存储设备以及燃料电池。可再生能源的弃电用于电解水制氢,制得的氢气储存在储氢罐中,在可再生能源发电出力不足时进一步通过燃料电池出力来弥补。当制氢量充裕,在满足了燃料电池使用需求的同时尚有余量

时,多余的氢气直接用于在氢市场售卖,以获得额外收益。

含 P2H 的微电网系统主要模型如下:

$$P(t) = \begin{cases} P_{ld}(t) + e(t) + e^a(t) & P(t) \geq P_{ld}(t) \\ P_{ld}(t) - P_{fc}(t) - P_{gt}(t) & P(t) < P_{ld}(t) \end{cases} \quad (1)$$

式中:

$P(t)$ ——可再生能源发电量(kW);
 $P_{ld}(t)$ ——负荷需求(kW);
 $e(t)$ ——电解槽的耗电量(kW);
 $e^a(t)$ ——弃电量(kW);
 $P_{fc}(t)$ ——燃料电池发电量(kW);
 $P_{gt}(t)$ ——燃气轮机发电量(kW)。

$$P_{gt}(t) = \lambda \times g(t) \times \eta_g \quad (2)$$

式中:

λ ——燃气发电的系数;
 $g(t)$ ——天然气的消耗量(kW);
 η_g ——燃气轮机的效率。

储氢是一个连续的过程, 不仅受当前的制氢量的影响, 也受上一时刻的储氢量影响。因此, 储氢的公式如下:

$$H_s(t) = \begin{cases} H_c(t) & t = 1 \\ H_s(t-1) + H_e(t) - H_c(t) & 1 < t \leq 24 \end{cases} \quad (3)$$

式中:

$H_s(t)$ —— t 时刻储氢罐的储氢量(m^3);
 $H_s(t-1)$ —— $t-1$ 时刻的储氢量(m^3);
 $H_e(t)$ ——电解槽的制氢量(m^3);
 $H_c(t)$ ——燃料电池的耗氢量(m^3)。

在文章中, 典型日结束时刻剩余的储氢全部用于售卖。

$$H_e(t) = \alpha \times e(t) \times \eta_e \quad (4)$$

式中:

α ——P2H的系数;
 η_e ——电解槽的制氢效率。

$$P_{fc}(t) = \beta \times H_c(t) \times \eta_{fc} \quad (5)$$

式中:

β ——氢气转电的系数;
 $H_c(t)$ ——燃料电池的耗氢量(m^3);
 η_{fc} ——燃料电池的效率。

$$0 \leq H_c(t) \leq H_s(t) \quad (6)$$

燃料电池的耗氢量应当不大于该时刻储氢罐的储氢量。

$$0 \leq e(t) \leq e_{max} \quad (7)$$

电解槽的耗电量应该不大于电解槽的额定功率 e_{max} 。

$$0 \leq H_s(t) \leq H_{smax} \quad (8)$$

储氢罐的储氢量应当不大于储氢罐的额定容量 H_{smax} 。

$$0 \leq P_{fc}(t) \leq P_{fcmax} \quad (9)$$

燃料电池的发电量应该不大于燃料电池的额定功率 P_{fcmax} 。

1.2 含 P2M 的微电网系统

P2M 过程需要在 P2H 反应的基础上进行甲烷化操作, 通过电解水制得的氢气与碳捕捉捕获的二氧化碳进一步反应制得甲烷气体, 含 P2M 的微电网系统如图 2 所示。

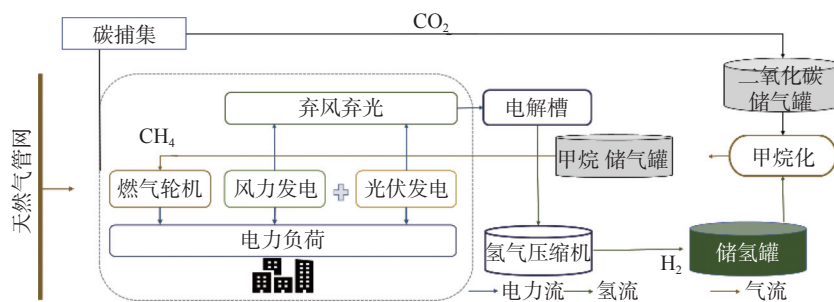


图 2 P2M 系统
 Fig. 2 P2M system

和 P2H 过程不同, P2M 过程制得的甲烷可以直接储存作为燃气轮机的燃料, 当可再生能源供电不足时使用。多余的甲烷可以直接在市场售卖。产生的甲烷可以作为储存结构直接注入天然气网或用作化石燃料的替代品。P2M 的时间和燃气轮机消耗天

然气的时间并不完全一致, 因此需要配置储存甲烷的设备。P2G 的运行需要大量的碳源作为原料, 如果外购碳原料, 会给系统增加额外的成本, 在系统中将部分燃煤电厂加装碳捕集系统可以有效解决 P2G 的碳原料外购问题。另一方面, 碳捕集电厂将捕集

到的二氧化碳经压缩后储存,不仅减少了碳税支出,还可以通过碳交易市场获利。对于作为反应输入的氢气和二氧化碳,P2G设备只有在存在弃风弃光时启动,而碳捕集设备在大部分时间都启动,氢气和二氧化碳的制取在时间上存在不匹配的现象,因此需要有储存容器来管理氢气和二氧化碳的利用。

含 P2M 的微电网系统主要模型如下:

$$P(t) = \begin{cases} P_{ld}(t) + e(t) + e^c(t) + e^a(t) & P(t) \geq P_{ld}(t) \\ P_{ld}(t) + e^c(t) - gt(t) & P(t) < P_{ld}(t) \end{cases} \quad (10)$$

$$M_c(t) = \mu \times e(t) \times \eta_m \quad (11)$$

式中:

$e^c(t)$ ——碳捕捉的能耗(kW);

$M_c(t)$ ——制得的甲烷(m^3);

μ ——P2M的系数;

η_m ——P2M的效率。

$$0 \leq e^c(t) \leq e^c_{\max} \quad (12)$$

碳捕集设备的能耗量不应大于其规划的能耗上限 e^c_{\max} (kW)。

$$0 \leq M_c(t) \leq M_{e_{\max}} \quad (13)$$

甲烷的制取量不应大于甲烷发生器可制取甲烷的上限 $M_{e_{\max}}$ (m^3)。

二氧化碳的储存是一个连续的过程,受当前碳捕捉得到的二氧化碳的影响,也受上一时刻二氧化碳的储存量的影响。二氧化碳的储存量公式如下:

$$C_s(t) = \begin{cases} C_{CC}(t) + C_{buy}(t) & t = 1 \\ C_s(t-1) + C_{CC}(t) + C_{buy}(t) - C_{use}(t) & 1 < t \leq 24 \end{cases} \quad (14)$$

式中:

$C_s(t)$ —— t 时刻二氧化碳的储存量(m^3);

$C_s(t-1)$ —— $t-1$ 时刻二氧化碳的储存量(m^3);

$C_{CC}(t)$ ——通过碳捕集技术捕获的二氧化碳(m^3);

$C_{buy}(t)$ ——在市场上购买的二氧化碳(m^3);

$C_{use}(t)$ ——二氧化碳的使用量(m^3)。

由于大气中二氧化碳浓度很低,文章不考虑碳捕捉机组在燃气轮机机组停运时候的二氧化碳捕集量。当捕捉的二氧化碳不足时,其余二氧化碳在市场上购买。

$$0 \leq C_s(t) \leq C_{s_{\max}} \quad (15)$$

二氧化碳设备的储存量不应大于其规划容量 $C_{s_{\max}}$ (m^3)。

氢气的制取以及储存过程与P2H系统一致。甲烷的制取、储存及利用过程满足如下条件:

$$M_s(t) = \begin{cases} M_s(t) & t = 1 \\ M_s(t-1) + \dot{M}_c(t) - M_c(t) & 1 < t \leq 24 \end{cases} \quad (16)$$

式中:

$M_s(t)$ —— t 时刻储存罐中甲烷的量(m^3);

$M_s(t-1)$ —— $t-1$ 时刻储存罐中甲烷的量(m^3);

$M_c(t)$ ——消耗甲烷的量(m^3)。

在文章中,典型日结束时刻剩余的甲烷全部用于售卖。

$$0 \leq M_s(t) \leq M_{s_{\max}} \quad (17)$$

甲烷的储存量不应大于其规划容量 $M_{s_{\max}}$ (m^3)。

2 综合效益评价指标

根据前人的研究以及文章提出的系统情况,将P2G的综合效益分为经济、环境以及能源效益,具体指标如图3所示。

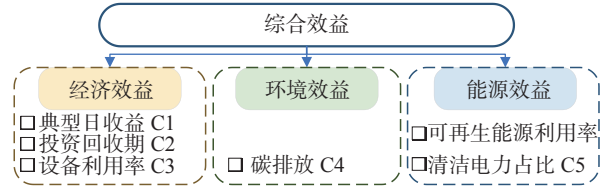


图3 综合效益评价指标

Fig. 3 Comprehensive benefit evaluation indicators

2.1 经济效益

2.1.1 典型日收益

在包含P2H的微电网系统中,经济效益主要来源于购气成本、弃风弃光成本以及碳交易成本的节约以及售氢收益。即:

$$I_{p-h} = I_h + \Delta C_g^{p-h} + \Delta C_a^{p-h} + \Delta C_c^{p-h} \quad (18)$$

$$\begin{cases} \Delta C_g^{p-h} = \sum_{t=1}^{24} [N_g^{p-h}(t) - N_g^0(t)] \times P_g^e(t) \\ \Delta C_a^{p-h} = \sum_{t=1}^{24} [N_a^{p-h}(t) - N_a^0(t)] \times P_a^a(t) \\ \Delta C_c^{p-h} = \sum_{t=1}^{24} [N_c^{p-h}(t) - N_c^0(t)] \times P_c^c(t) \end{cases} \quad (19)$$

$$I_h = \sum_{t=1}^{24} p^h(t) \times H_{sell}(t) \quad (20)$$

式中:

I_{p-h} ——典型日下P2H的经济收益(元);

I_h ——售氢收益(元);
 ΔC_g^{p-h} ——购气成本的变化(元);
 ΔC_a^{p-h} ——弃风、弃光的惩罚成本的变化(元);
 ΔC_c^{p-h} ——碳交易成本的变化(元);
 N_g^{p-h} 、 N_g^0 ——引入 P2H 系统后及原始的购气量(m^3);
 N_a^{p-h} 、 N_a^0 ——引入 P2H 系统后以及原始的弃风、弃光量(kW);
 $p^a(t)$ ——惩罚价格(元/kW);
 N_c^{p-h} 、 N_c^0 ——引入 P2H 系统后及原始的碳交易量(m^3);
 $p^c(t)$ ——碳交易价格(元/ m^3);
 $p^h(t)$ ——氢价(元/ m^3)。

同理, 在涉及 P2M 过程的系统中, 经济效益主要来源于购气成本、弃风弃光成本以及碳交易成本的节约以及售甲烷的收益, 但是碳捕捉机组可能不能够捕获足够的二氧化碳, 因此在 P2M 的系统中还可能存在购买二氧化碳的成本。

$$I_{p-m} = I_m + \Delta C_g^{p-h} + \Delta C_a^{p-h} + \Delta C_c^{p-h} - C_{CO_2} \quad (21)$$

$$\begin{cases} \Delta C_g^{p-m} = \sum_{t=1}^{24} [N_g^{p-m}(t) - N_g^0(t)] \times P^g(t) \\ \Delta C_a^{p-m} = \sum_{t=1}^{24} [N_a^{p-m}(t) - N_a^0(t)] \times P^a(t) \\ \Delta C_c^{p-m} = \sum_{t=1}^{24} [N_c^{p-m}(t) - N_c^0(t)] \times P^c(t) \end{cases} \quad (22)$$

$$I_m = \sum_{t=1}^{24} p^m(t) \times M_{sell}(t) \quad (23)$$

$$C_{CO_2} = \sum_{t=1}^{24} p^{CO_2}(t) \times C_{buy}(t) \quad (24)$$

式中:

I_{p-m} ——典型日下 P2M 的经济收益(元);
 I_m ——售甲烷的收益(元);
 ΔC_g^{p-m} ——购气成本的变化(元);
 N_g^{p-m} 、 N_g^0 ——引入 P2M 系统后及原始的购气量(m^3);
 ΔC_a^{p-m} ——弃风、弃光惩罚成本的变化(元);
 N_a^{p-m} 、 N_a^0 ——引入 P2M 系统后以及原始的弃风、弃光量(kW);
 $p^a(t)$ ——惩罚价格(元/kW);

ΔC_c^{p-m} ——碳交易成本的变化(元);
 N_c^{p-m} 、 N_c^0 ——引入 P2M 系统后及原始的碳交易量(m^3);
 $p^c(t)$ ——碳交易价格(元/ m^3);
 $p^m(t)$ ——甲烷的价格(元/ m^3);
 $p^{CO_2}(t)$ ——购买二氧化碳的价格(元/ m^3)。

2.1.2 投资回收期

文章不考虑资金的时间价值, 以项目的净收益回收其全部投资所需要的时间作为静态投资回收期。文章的投资回收期计算自项目投产年开始算起。

$$T_{PP} = \frac{E_{OTI}}{E_{NCF}} \quad (25)$$

式中:

T_{PP} ——静态投资回收期(a);
 C_{OTI} ——原始总投资额(元);
 C_{NCF} ——每年相等的净现金流量(元)。

在 P2H 系统中, 投资成本包括电解槽、储氢装置以及燃料电池的建设和运维成本。

$$C^{p-h} = C_e^{p-h} + C_s^{p-h} + C_f^{p-h} \quad (26)$$

式中:

C^{p-h} ——P2H 系统的总投资成本(元);
 C_e^{p-h} ——P2H 系统安装电解槽的建设和运维成本(元);
 C_s^{p-h} ——P2H 系统安装储氢装置的建设和运维成本(元);
 C_f^{p-h} ——P2H 系统安装燃料电池装置的建设和运维成本(元)。

在 P2M 系统中, 投资成本 C^{p-m} (元)包括电解槽的建设和运维成本 C_e^{p-m} (元)、储氢装置的建设和运维成本 C_{s-h}^{p-m} (元)、碳捕集装置的建设和运维成本 C_{cc}^{p-m} (元)、甲烷反应装置的建设和运维成本 C_{mr}^{p-m} (元)、二氧化碳存储装置的建设和运维成本 C_{s-c}^{p-m} (元)以及甲烷存储装置的建设和运维成本 C_{s-m}^{p-m} (元)。

$$C^{p-m} = C_e^{p-m} + C_{s-h}^{p-m} + C_{cc}^{p-m} + C_{mr}^{p-m} + C_{s-c}^{p-m} + C_{s-m}^{p-m} \quad (27)$$

2.1.3 设备利用率

文章中的设备利用率 γ_{DUR} 为典型日内设备工作容量(Device Capacity, DC)(记为 P_{DC} , 单位为 kW)与设备规划容量(Planned Device Capacity, PDC)(记为 P_{PDC} , 单位为 kW)的比值。

$$\gamma_{\text{DUR}} = \frac{P_{\text{DC}}}{P_{\text{PDC}}} \times 100\% \quad (28)$$

2.2 环境效益

文章中碳排放主要是燃气轮机发电造成的。在 P2H 系统中, 可再生能源的弃电用于电解水制氢并且进一步用于氢燃料电池发电, 因此会减少燃气轮机的发电, 进一步降低燃气的购买量并促进碳减排。在 P2M 系统中, 碳捕捉技术可以实现碳循环, 因此也可以在一定程度上降低碳排放。

$$M_{\text{ce}} = \sum_{t=1}^{24} g(t) \times \sigma \quad (29)$$

式中:

M_{ce} ——典型日的碳排放量(m^3);

σ ——单位燃气的碳排放系数。

2.3 能源效益

2.3.1 可再生能源消纳率

可再生能源的消纳情况 γ_{RECR} 采用可再生能源发电的消纳量 E_{REC} (kW) 与可再生能源发电总量 E_{REG} (kW) 的比值来表示。

$$\gamma_{\text{RECR}} = \frac{E_{\text{REC}}}{E_{\text{REG}}} \times 100\% \quad (30)$$

2.3.2 清洁能源发电占比

清洁能源发电占比是指清洁能源发电量占总发电量的比重, 其中总发电量包括清洁能源发电量和燃气轮机发电量 E_{GPG} (kW)。

$$\gamma_{\text{REGR}} = \frac{E_{\text{REG}} + E_{\text{FC}}}{E_{\text{REG}} + E_{\text{GPG}}} \times 100\% \quad (31)$$

文章中的清洁能源除了风能和光伏发电之外, 还包括氢燃料电池发电量 E_{FC} (kW)。

3 综合效益评价方法

3.1 改进的 AHP-CRITIC 组合赋权方法

现有评价方法较多采用层次分析法, 该方法具有表达简单等优点, 已被广泛应用于诸多评价领域。但是, 该决策方法相对而言过于依赖专家判断, 具有主观性。因此文章提出一种基于改进的 AHP-CRITIC 组合赋权方法对指标进行赋权。

3.1.1 层次分析法

层次分析法 (Analytic Hierarchy Process, AHP) 是一种主观赋权法, 其主要步骤如下述。

1) 构建判断矩阵

根据表 1 所示 1~9 标度, 参考专家意见, 进行各指标间重要性的判断, 并以比值表示判断结果, 构建判断矩阵。

表 1 判断矩阵大份对照表

Tab. 1 Judgment matrix scale correspondence

取值	重要性程度
1	同等重要
3	略微重要
5	一般重要
7	非常重要
9	极端重要

2) 一致性检验

求取判断矩阵的最大特征值, 依照式(1)、式(2)计算一致性比率 CR 值(记为 I_{CR}), 若满足 $I_{\text{CR}} < 0.1$, 则认为判断矩阵通过一致性检验。

$$I_{\text{CI}} = \frac{\lambda_{\text{m}} - n}{n - 1} \quad (32)$$

$$I_{\text{CR}} = I_{\text{CI}} / I_{\text{RI}} \quad (33)$$

式中:

λ_{m} ——判断矩阵的最大特征值;

n ——判断矩阵的阶数;

I_{CI} ——一致性指标;

I_{RI} ——随机一致性指标。

3) 求解权重

对通过一致性检验的判断矩阵, 以其归一化的特征向量作为权向量, 求得权重 $\varphi_j (j = 1, 2, \dots, n)$ 。

3.1.2 CRITIC 法

CRITIC 法 (Criteria Importance Through Intercriteria Correlation, 基于指标相关性的指标权重确定方法) 各个指标的客观权重是通过指标数据中蕴含的信息量计算得到的, 而信息量是由指标间的标准差和相关系数进行表示的。作为熵权法的一种改进, 它充分表现出指标间的差异性与冲突性, 具有很强的实用性。其具体计算步骤如下所述。

1) 指标标准化

由于指标量纲不同, 需要对指标进行标准化处理, 于是由指标矩阵 S (维数为 $m \times n$, m 为样本数, n 为指标数) 得到标准化矩阵 S' 。效益型指标的标准化处理式为:

$$S'_{ij} = \frac{S_{ij} - \min(S_j)}{\max(S_j) - \min(S_j)} \quad (34)$$

成本型指标的标准化处理式为:

$$S'_{ij} = \frac{\max(S_j) - S_{ij}}{\max(S_j) - \min(S_j)} \quad (35)$$

对于区间型指标,采用三角形区间变化进行处理,设最优属性值为 S_{op} ,指标容许区间为 $[a'_j, a''_j]$, a'_j 为该指标无法容忍下限, a''_j 为该指标无法容忍上限,其标准化处理式为:

$$S'_{ij} = \begin{cases} \frac{1-(S_{op}-S_{ij})/(S_{op}-a'_j)}{1-(S_{op}-S_{ij})/(S_{op}-a'_j)} & a'_j \leq S_{ij} \leq S_{op} \\ \frac{1-(S_{ij}-S_{op})/(a''_j-S_{op})}{1-(S_{ij}-S_{op})/(a''_j-S_{op})} & S_{op} < S_{ij} \leq a''_j \\ 0 & S_{ij} < a'_j \text{ 或 } S_{ij} > a''_j \end{cases} \quad (36)$$

2) 标准矩阵标准差、相关系数确定

CRITIC法以标准差和相关系数反映各指标间的差异性与冲突性。标准化矩阵 S' 的各指标的标准差和指标间的相关系数计算式分别为:

$$\xi_j = \sqrt{\frac{1}{m} \sum_{i=1}^m (S'_{ij} - \bar{S}'_j)^2} \quad j = 1, 2, \dots, n \quad (37)$$

$$r_{ij} = \text{cov}(S'_i, S'_j) / (\xi_i, \xi_j) \quad i, j = 1, 2, \dots, n \quad (38)$$

式中:

- ξ_j ——第 i 个指标的标准差;
- r_{ij} ——第 i 个指标与第 j 个指标的相关系数;
- S'_i 、 S'_j ——标准化矩阵 S' 的第 i 、 j 列。

3) 计算客观权重

第 j 个指标所包含的信息量 E_j 的计算式为:

$$E_j = \xi_j \sum_{i=1}^n (1 - r_{ij}) \quad (39)$$

E_j 越大,表示该指标所蕴含的信息量越大,则该指标在评价体系中所占的权重也就越大。

将第 j 个指标的信息量占总信息量的比重作为该指标的客观权重 σ_j ,其计算式为:

$$\sigma_j = E_j / \sum_{j=1}^n E_j \quad (40)$$

3.1.3 改进的最小二乘法组合赋权

层次分析法具有一定的主观局限性。CRITIC法无法根据实际情况作出适合的主观偏向,过于依赖原始数据,具有较大的客观局限性。因此需要进行组合赋权,设其权重为 w_j ,则第 i 个评价对象的评价

值为:

$$f_i(w) = \sum_{j=1}^n w_j \cdot S'_{ij} \quad i = 1, 2, \dots, m, j = 1, 2, \dots, n \quad (41)$$

显然,综合权重 w_j 对应的评价值 $f_i(w)$ 与主观权重 φ_j 对应的评价值 $f_i(\varphi)$ 以及客观权重 σ_j 对应的评价值 $f_i(\sigma)$ 偏差应越小越好,据此传统的基于最小二乘法的AHP和CRITIC组合赋权的计算式为:

$$\begin{cases} \min F = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n [(w_j - \varphi_j) S'_{ij}]^2 + [(w_j - \sigma_j) S'_{ij}]^2 \\ \text{s.t. } \sum_{j=1}^n w_j = 1 \quad w_j \geq 0 \end{cases} \quad (42)$$

利用上式无法对评价对象进行清晰分类,且其仅采用权重与标准化矩阵相乘计算评价值,而线性相乘法仅能反映评价值计算中的线性部分,无法准确反映评价值大小,并且最小二乘法式(43)仅通过式(42)表示评价值,因而无法准确地确定综合权重。为此,文章采用等级变量特征值来衡量评价对象的最终排序结果,提出了一种基于等级变量特征值的改进最小二乘法组合赋权方法。其将传统评价值替换为等级变量特征值,后者为输入权重的函数,即输入一组权重,经可拓评估模型关联度计算等步骤,得出一组对应的等级变量特征值。改进后的最小二乘法组合赋权模型如下:

$$\begin{cases} \min F = \sum_{i=1}^m (T_i(w) - T_i(\varphi))^2 + (T_i(w) - T_i(\sigma))^2 \\ \text{s.t. } \sum_{j=1}^n w_j = 1 \\ \text{s.t. } \min(\varphi_j, \sigma_j) \leq w_j \leq \max(\varphi_j, \sigma_j) \end{cases} \quad (43)$$

式中:

$T_i(w)$ 、 $T_i(\varphi)$ 、 $T_i(\sigma)$ ——当输入权重分别为 w 、 φ 、 σ 时,第 i 个评价对象的等级变量特征值。

3.2 加权秩和比评价方法

秩和比综合评价法基本原理是在一个 n 行 m 列矩阵中,通过秩转换,获得无量纲统计量秩和比(Rank-Sum Ratio, RSR)(记为 γ_{RSR});在此基础上,运用参数统计分析的概念与方法,研究 γ_{RSR} 的分布;以 γ_{RSR} 值对评价对象的优劣直接排序或分档排序,从而对评价对象作出综合评价。

1) 编秩

将 n 个评价对象的 m 个评价指标排列成 n 行 m 列的原始数据表。编出每个指标各评价对象的秩,其中效益型指标从小到大编秩,成本型指标从大到小编秩,同一指标数据相同者编平均秩。得到的秩矩阵记为 $\mathbf{R} = (\mathbf{R}_{ij})_{n \times m}$ 。

2) 计算秩和比

根据公式计算秩和比。

$$\gamma_{\text{RSR}_i} = \frac{1}{mn} \sum_{j=1}^m R_{ij} \quad (44)$$

当各评价指标的权重不同时,计算加权秩和比(记为 γ_{WRSR_i}),其计算公式为

$$\gamma_{\text{WRSR}_i} = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^m w_j R_{ij} \quad (45)$$

式中:

w_j ——第 j 个评价指标的权重, $\sum_{j=1}^m w_j = 1$ 。

3) 计算概率单位

将 γ_{RSR} (或 γ_{WRSR}) 值由小到大排列起来,列出各组频数 f_i , 计算各组累积频数 cf_i , 计算累积频率 $p_i = cf_i/n$, 将 p_i 转换为概率单位 P_{rob_i} , P_{rob_i} 为标准正态分布的 p_i 分位数加 5。把秩和比按照从小到大排列,累积频率 p_i 。最后一个累积频率按 $1 - 1/(4n)$ 估计。

4) 计算直线回归方程

以累积频率所对应的概率单位 P_{rob_i} 为自变量,以 γ_{RSR_i} (或 γ_{WRSR_i}) 值为自变量,计算直线回归方程,即 $\gamma_{\text{RSR}} (\gamma_{\text{WRSR}}) = a + b \times P_{\text{rob}_i}$ 。

5) 分档排序

按照回归方程推算所对应的 $\gamma_{\text{RSR}} (\gamma_{\text{WRSR}})$ 估计值对评价对象进行分档排序。

4 算例分析及讨论

4.1 典型日运行优化结果

4.1.1 假设及参数

假设 1: 文章设定的系统环境不参与电网的交易,主要通过自备可再生能源机组发电,燃气轮机机组作为备用电源,通过在燃气市场购气进行发电。

假设 2: 假设购买的二氧化碳可以算作系统的负碳排放从而获得相应的碳交易。

假设 3: 弃风弃光的成本以实时电价为基础进行计算。

假设 4: 假设制得的氢气和甲烷在满足系统运行的基础上,多余的氢气和甲烷再到市场交易。

参数数据见表 2。

根据文献 [27] 可知,单位火力发电碳排放量为 1.12 t/MWh。而燃气发电碳排放量约为燃煤发电的 50%。中国于 2021 年才开放全国碳交易市场,因此相关碳价数据难以获取。文章以中国 8 个碳交易试

表 2 参数表
Tab. 2 Parameters

成本参数	电解槽	建设成本/[元·(kW) ⁻¹]	2 210 ^[23]
		运维成本/[元·(kW) ⁻¹]	88.4 ^[23]
	燃料电池	建设成本/[元·(kW) ⁻¹]	4 550 ^[23]
		运维成本/[元·(kW) ⁻¹]	182 ^[23]
	储氢罐	建设成本/[元·(kg) ⁻¹]	65 ^[23]
		运维成本/[元·(kg) ⁻¹]	0.65 ^[23]
CCS	投资成本/[元·(kg) ⁻¹ ·h ⁻¹]	3 570 ^[24]	
	P2M	投资成本/[元·(kW) ⁻¹]	7 000 ^[24]
二氧化碳和甲烷的存储		存储成本/(元·t ⁻¹)	35 ^[25]
设备运行参数	PEM电解槽	制氢设备效率/%	65 ^[23]
	燃料电池	燃料电池效率/%	60 ^[23]
	CCS	碳捕集效率/%	90 ^[24]
	P2M	系统总效率/%	60 ^[24]
价格参数	天然气	价格/(元·m ⁻³)	3.5 ^[26]
	氢气	价格/[元·(kg) ⁻¹]	60 ^[26]

点 2020 年的碳交易成交价格作为参考碳价。文章设定碳交易价格为 100 元/t。工业级二氧化碳的价格为 300 元/t。由于缺乏氢气市场数据, 氢气的历史价格比较稳定, 文章设定氢气价格为恒定值。文章在 MATLAB2019 运行, 采用 Yalmip 结合 Cplex 的方法进行求解。

4.1.2 运行结果

文章根据可再生能源发电占比、初始弃电率以及电荷比的情况构建 4 种典型场景, 见表 3。其中可再生能源发电占比 γ_{RE} 为可再生能源发电量 E_{REG} 占总发电量(可再生能源发电+燃气发电 E_{GPG}) 的比值。

表 3 情景设计
Tab. 3 Scenario design

Case	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4
可再生能源发电占比/%	95	85	75	65
初始弃电率/%	23	17	7	2
电荷比/%	120	99	79	66

$$\gamma_{RE} = \frac{E_{REG}}{E_{REG} + E_{GPG}} \times 100\% \quad (46)$$

初始弃电率(Curtailment Rate, CR)(记为 γ_{CR})为弃电量(Abandoned Power, AP)(记为 E_{AP} , 单位为 kW)占可再生能源发电量的比值。

$$\gamma_{CR} = \frac{E_{AP}}{E_{REG}} \times 100\% \quad (47)$$

电荷比(Power Load Ratio, PLR)(记为 γ_{PLR})为可再生能源发电量与负荷 L (kW)的比值。

$$\gamma_{PLR} = \frac{E_{REG}}{L} \times 100\% \quad (48)$$

图 4 展示了负荷及出力曲线, 图 5 和图 6 分别展示了在 4 种情景下 P2H 系统和 P2M 系统的制气、耗气和储存气体的情况。可以看出, Case1 和 Case2 的 P2H 系统和 P2M 系统的运行情况是一致的, 这是因为在可再生能源比例极高和极低的情况下, P2G 过程大多由弃电量决定, 当弃电全部用于制氢后, 氢气进一步全部用于甲烷化过程。在 Case3 的情况下, 制得的甲烷立即消耗, 因此不存在储存的情况。

图 7 和图 8 分别展示了 4 种情景下 P2H 系统和 P2M 系统的发电情况。可以看出, 在大多数情景下, P2H 系统和 P2M 系统的发电情景趋于一致, 但是由于 P2M 系统不仅受氢气影响也受捕获的二氧

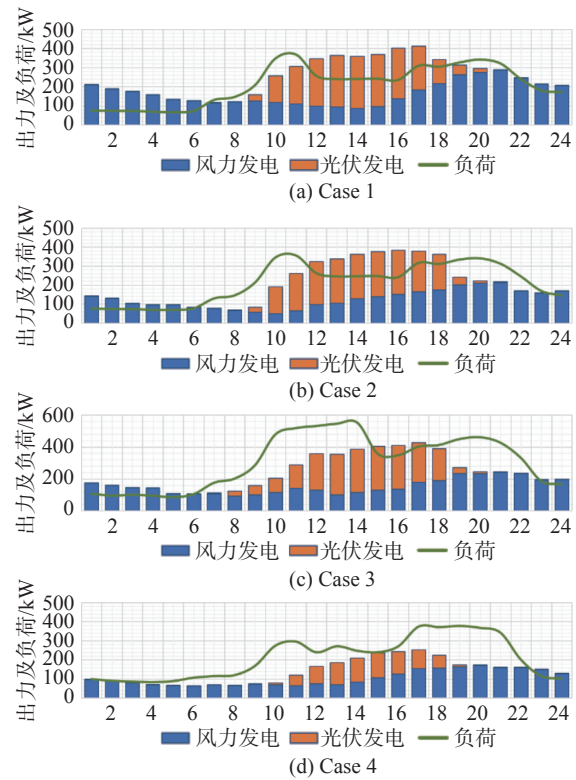


图 4 负荷及出力曲线

Fig. 4 Load and output curve

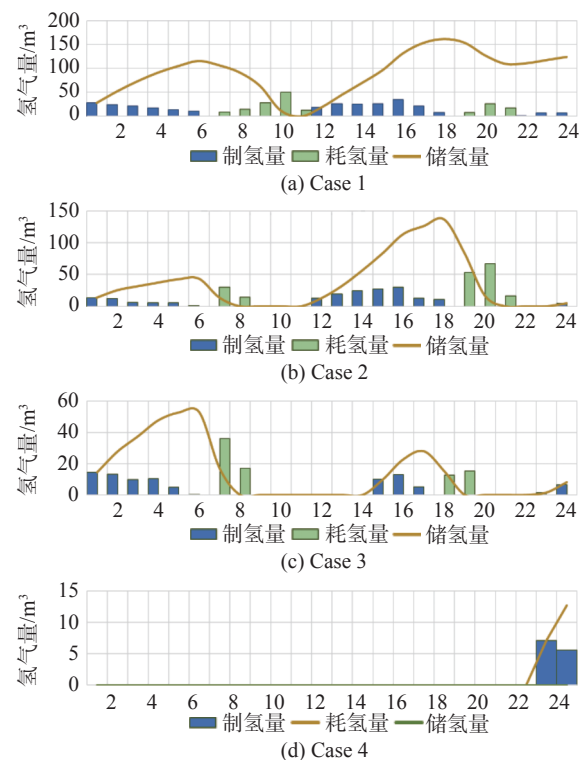


图 5 P2H 系统制氢耗氢以及储氢情况

Fig. 5 Hydrogen production, consumption and storage of P2H system

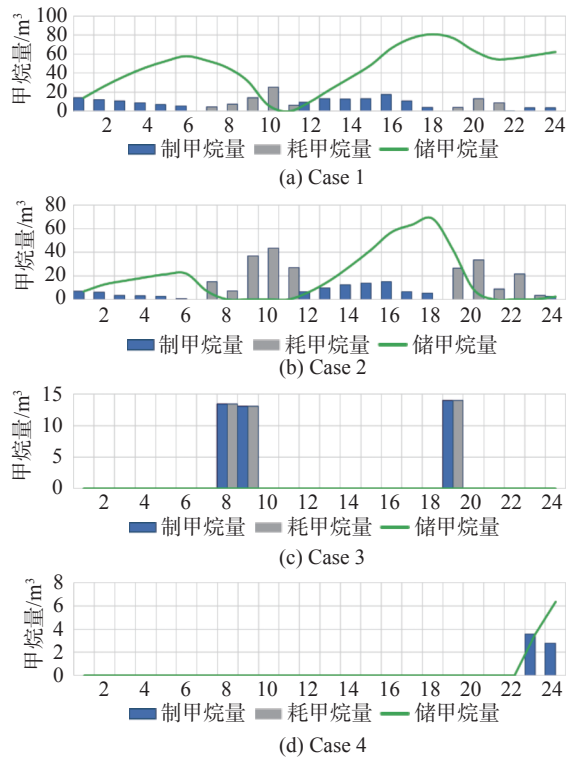


图 6 P2M 系统制甲烷耗甲烷及储甲烷情况

Fig. 6 Methane production, consumption and storage of P2M system

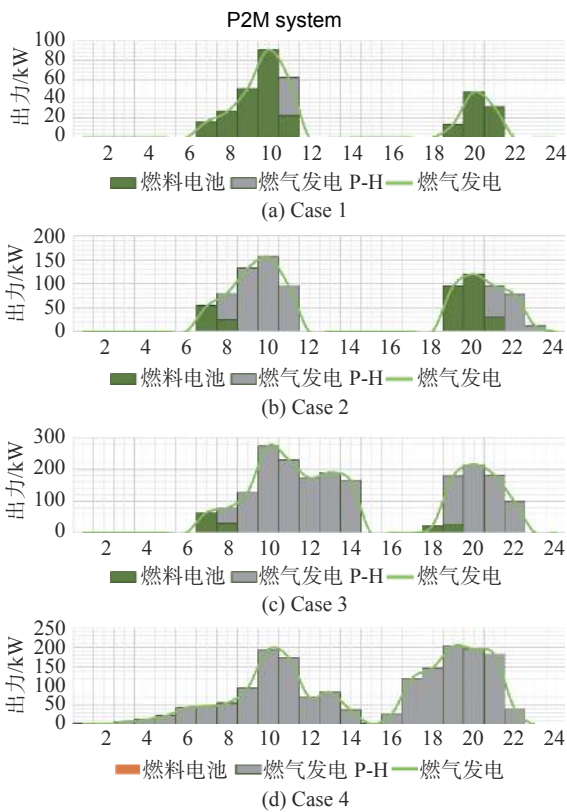


图 7 P2H 系统发电情况

Fig. 7 P2H system power generation

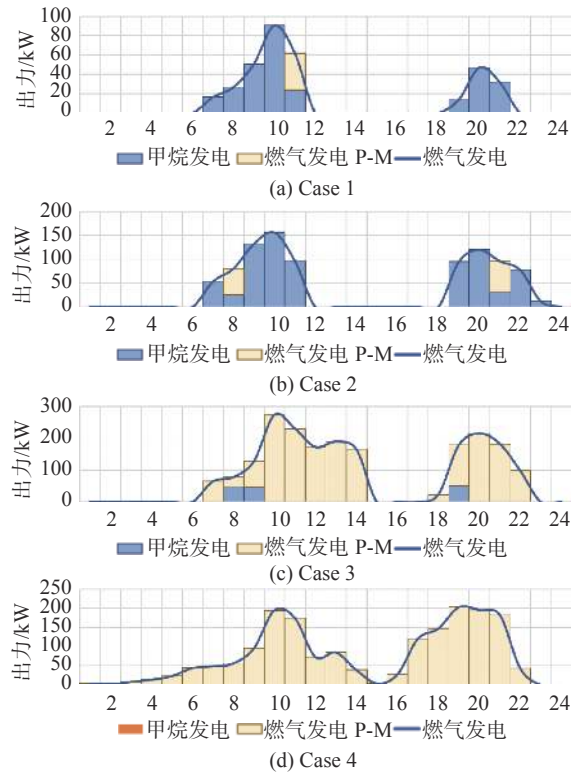


图 8 P2M 系统发电情况

Fig. 8 P2M system power generation

化碳影响,因此在 Case2 和 Case3 的运行过程中略有区别。

4.2 典型日评价指标结果

表 4 展示了典型日购气成本的情况,可以看出,相比于不构建 P2G 系统,无论是 P2H 系统还是 P2M 系统在购气成本上均有一定程度的节约。其中,在 Case2 的情况下,相比于 P2H 系统,P2M 系统的购气成本节约的能力明显更大。Case1 和 Case3 尽管 P2M 系统的购气成本节约的能力也较大,但是和 P2H 系统差距不大。在 Case4 的情况下,构建 P2G 系统对于系统的购气成本节约上并没有意义。

表 4 典型日的购气成本

Tab. 4 Cost of gas purchase on a typical day

Case	基准场景	P2H	P2M
Case 1	236.41	27.51	26.75
Case 2	643.26	417.44	84.21
Case 3	1398.66	1297.37	1296.85
Case 4	1242.55	1242.55	1242.55

元

表5展示了典型日卖气收益的情况,可以看出,P2H系统在大多数情况下的收益均高于P2M系统,这是因为P2M系统的产甲烷量受氢气的制约,甲烷的制得量要小于等于制氢量。并且,甲烷的价格要低于氢气的价格。但是由于存在系统耗氢和耗甲烷的情况,并且耗氢和耗甲烷的量不一定一致。因此在Case3的情况下,P2M系统的卖气收益要略高于P2H系统。

表5 典型日的卖气收益

Tab. 5 Gas sales revenue on a typical day

Case	P2H	P2M
Case 1	664.86	217.54
Case 2	25.41	8.29
Case 3	43.61	43.62
Case 4	68.18	22.26

表6展示了典型日的总净收益,可以看出,在Case1和Case4中P2H系统的收益高于P2M系统,而Case2和Case3与之相反。这表明,当可再生能源发电占比很高和很低的情况下,P2H的经济收益都是更高的,这是因为相比于P2H系统,P2M还需要二氧化碳作为原料,当可再生能源发电很高时,尽管氢气很丰富,但是需要在市场购买二氧化碳。而Case2和Case3,当可再生能源发电占比较高,也存在燃气发电时,由于可以捕获系统自身碳排放,在一定程度上降低了购买二氧化碳的成本。

表6 典型日的总净收益

Tab. 6 Total net income on a typical day

Case	P2H	P2M
Case 1	1515.38	1018.20
Case 2	715.14	1063.18
Case 3	307.37	315.89
Case 4	93.29	48.61

表7展示了典型情景下P2H系统和P2M系统的总投资成本,可以看出,无论哪种情景,P2M的投资成本都是更高的。这是因为相比于P2H系统,P2M系统虽然减少了燃料电池的成本,但是增加了甲烷反应装置、碳捕集以及二氧化碳和甲烷储存罐的成本。

表7 投资成本

Tab. 7 Investment costs

Case	P2H	P2M
Case 1	809756	1341113
Case 2	894268	1304480
Case 3	463115	580402
Case 4	138167	420648

表8展示了系统的投资回收期,可以看出,对于P2H系统而言,可再生能源发电比例越高,弃电越多,其投资回收期越低,越具备经济性。值得一提的是,Case4的投资回收期要低于Case3,这是因为在Case4可再生能源占比很低的情况下,可用于制氢的弃电较少,当以经济性为目标时,系统的最优选择是不配备燃料电池,因此相比于其他3种情景,投资设备要少,因此回收期要短于Case3。

表8 投资回收期

Tab. 8 Payback period

Case	P2H	P2M
Case 1	1.46	2.00
Case 2	3.43	2.06
Case 3	4.13	5.03
Case 4	4.06	22.21

P2M系统的投资回收期在Case1和Case3均要高于P2H系统,这是由于P2M系统的设备更多。但是,P2M系统在Case2的投资回收期更短,这是因为当可再生能源比例和燃气发电比例达到一个较优配比时,P2M系统的制氢量和碳捕捉量可以实现较好的匹配,从而降低系统总成本,增加系统总收益。Case4当可再生能源发电占比很低时,P2M系统已经不具备经济性。

鉴于系统中有多设备,文章以平均设备利用率作为设备利用率的指标进行计算。如表9所示,对于P2H系统而言,可再生能源发电占比越高设备利用率越高。而对于P2M系统而言,可再生能源发电比例最高时设备利用率也最高。但是Case3的设备利用率要优于Case2,这是由于Case3相比于Case2碳捕集设备的利用率有所提升。当可再生能源发电站占比较低时,P2H和P2M系统的设备利用率都很低。

表 9 设备利用率

Tab. 9 Equipment utilization rate

Case	P2H	P2M
Case 1	34.71	30.06
Case 2	21.20	17.55
Case 3	20.46	20.44
Case 4	5.33	6.39

如图 9 所示, 由于 P2H 系统充分利用了可再生能源的弃电制氢, 通过氢-电的转换, 在一定程度上降低了碳排放。并且, 可再生能源比例越高, 减排比例越大。相比于 P2H 系统, P2M 系统的负碳排放特性具有优势, 由于氢气与碳捕集到的二氧化碳(购买的二氧化碳)的反应, 能够实现碳循环, 能够在更大程度上减排。然而, 当可再生能源比例较低时, P2H 和 P2M 系统的减排能力均没有明显的效果。

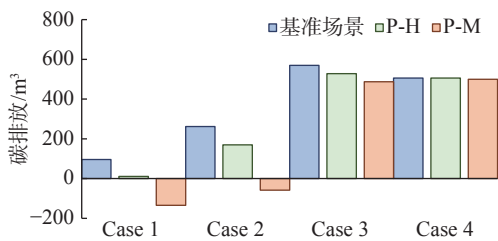


图 9 碳排放

Fig. 9 Carbon emission

表 10 说明无论是 P2H 系统还是 P2M 系统, 都能够最大程度消纳弃风弃光。

表 10 可再生能源消纳率

Tab. 10 Renewable energy consumption rate

Case	基准场景	P2H	P2M
Case 1	77	100	100
Case 2	83	100	100
Case 3	93	100	100
Case 4	98	100	100

根据表 11 可以看出, 对于 P2M 系统而言, 尽管减少了燃气轮机购气, 但是由于甲烷不属于清洁能源, 其清洁能源发电占比和原始系统是一样的。而 P2H 系统, 由于氢是清洁能源, 当实现氢-电转换时, 其清洁能源发电占比会有所提升。

表 11 清洁能源发电占比

Tab. 11 Proportion of clean energy power generation

Case	基准场景	P2H	P2M
Case 1	93	99	93
Case 2	82	88	82
Case 3	73	75	73
Case 4	65	65	65

4.3 评价结果

P2H 和 P2M 系统的清洁能源消纳能力是一样的, 因此在实际评价过程中剔除该指标。

评价指标的相关性矩阵如表 12 所示。

表 12 相关性矩阵 R

Tab. 12 Correlation matrix R

项	C1	C2	C3	C4	C5
C1	1.00	0.59	0.85	0.95	0.94
C2	0.59	1.00	0.61	0.51	0.60
C3	0.85	0.61	1.00	0.71	0.93
C4	0.95	0.51	0.71	1.00	0.89
C5	0.94	0.60	0.93	0.89	1.00

表 13 展示了 AHP 赋权, CRTIC 赋权以及组合赋权的结果。

表 13 赋权结果

Tab. 13 Weighting results

指标	C1	C2	C3	C4	C5
AHP赋权	0.18	0.24	0.18	0.30	0.10
CRTIC赋权	0.14	0.32	0.18	0.23	0.14
组合赋权	0.16	0.28	0.18	0.27	0.12

秩和比的评价结果如表 14 所示, 可以看出, P2H 系统的综合评价排名在大多情况下是更优的。

表 14 秩和比评价结果

Tab. 14 RSR evaluation results

系统	Case	γ WRSR	P_{robit}	排名
P2H	Case 1	0.6771	3.8497	1
	Case 2	0.6146	4.3255	3
	Case 3	0.6354	4.6814	2
	Case 4	0.4375	5.0000	8
P2M	Case 1	0.5729	5.3186	4
	Case 2	0.5104	5.6745	6
	Case 3	0.5729	6.1503	4
	Case 4	0.4792	6.8627	7

其中, 可再生能源比例达到 95% 及以上时, P2H 系统的综合效益最高, 排名第一。当可再生能源占比在 75% 及以上时, P2H 的综合评价结果均要优于 P2M 系统。而当可再生能源占比降到 65% 时, P2H 系统的综合评价结果排名最后。对于 P2M 系统而言, 当可再生能源发电占比 95% 和 75% 时, 其综合评价排名是一样的, 这表明当可再生能源发电占比很高时, 由于氢气产量很大, 碳捕集的能力较小, 通过外购二氧化碳进行甲烷化反应的效果和当可再生能源发电占比高时通过增加碳捕集设备容量减少外购二氧化碳的效果是一样的。

5 结论

文章试图从 P2G 的精细化过程入手, 探讨 P2H 和 P2M 两个系统在仅考虑电力需求时的经济-能源-环境效益。通过构建可再生能源占比分别为 95%、85%、75%、65% 这 4 种场景, 对比不同场景下 P2H 和 P2M 系统在考虑最优经济决策情况下的运行和设备规划情况, 并对其综合效益进行评价。结果表明:

1) 当可再生能源发电占比很高时, P2H 系统相比于 P2M 系统更有优势, 具有更高的经济效益, 在能源替代方面也更具备优势。虽然其碳减排能力要略逊色于 P2M 系统, 但是由于可再生能源发电占比很高情况下的碳排放自身也并不高, 因此影响并不是很大。

2) 当可再生能源发电占比和燃气轮机发电占比达到一个最优匹配时, P2M 系统在经济层面和环境层面都更具有优势。这表明, 在考虑碳捕集设备的情况下, 发电结构是一个很重要的因素。

3) 当可再生能源发电占比低于 65% 时, 无论是 P2H 系统还是 P2M 系统均不具备可行性。

参考文献:

- [1] XING X T, LIN J, SONG Y H, et al. Modeling and operation of the power-to-gas system for renewables integration: a review [J]. *CSEE Journal of power and energy systems*, 2018, 4(2): 168-178. DOI: [10.17775/CSEEJPES.2018.00260](https://doi.org/10.17775/CSEEJPES.2018.00260).
- [2] VO T T Q, XIA A, ROGAN F, et al. Sustainability assessment of large-scale storage technologies for surplus electricity using group multi-criteria decision analysis [J]. *Clean technologies and environmental policy*, 2017, 19(3): 689-703. DOI: [10.1007/s10098-016-1250-8](https://doi.org/10.1007/s10098-016-1250-8).
- [3] YANG J W, ZHANG N, CHENG Y H, et al. Modeling the operation mechanism of combined P2G and gas-fired plant with CO₂ recycling [J]. *IEEE transactions on smart grid*, 2019, 10(1): 1111-1121. DOI: [10.1109/TSG.2018.2849619](https://doi.org/10.1109/TSG.2018.2849619).
- [4] CLEGG S, MANCARELLA P. Integrated modeling and assessment of the operational impact of power-to-gas (P2G) on electrical and gas transmission networks [J]. *IEEE transactions on sustainable energy*, 2015, 6(4): 1234-1244. DOI: [10.1109/TSTE.2015.2424885](https://doi.org/10.1109/TSTE.2015.2424885).
- [5] LEE B, LEE H, HEO J, et al. Stochastic techno-economic analysis of H₂ production from power-to-gas using a high-pressure PEM water electrolyzer for a small-scale H₂ fueling station [J]. *Sustainable energy & fuels*, 2019, 3(9): 2521-2529. DOI: [10.1039/C9SE00275H](https://doi.org/10.1039/C9SE00275H).
- [6] CHENG Y, LIU M B, CHEN H L, et al. Optimization of multi-carrier energy system based on new operation mechanism modelling of power-to-gas integrated with CO₂-based electrothermal energy storage [J]. *Energy*, 2021, 216: 119269. DOI: [10.1016/j.energy.2020.119269](https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119269).
- [7] LEE B, LEE H, KANG S, et al. Stochastic techno-economic analysis of power-to-gas technology for synthetic natural gas production based on renewable H₂ cost and CO₂ tax credit [J]. *Journal of energy storage*, 2019, 24: 100791. DOI: [10.1016/j.est.2019.100791](https://doi.org/10.1016/j.est.2019.100791).
- [8] GE S Y, LIU X O, LIU H, et al. Research on unit commitment optimization of high permeability wind power generation and P2G [J]. *Journal of renewable and sustainable energy*, 2018, 10(3): 034702. DOI: [10.1063/1.5012777](https://doi.org/10.1063/1.5012777).
- [9] CHEN Z X, ZHANG Y J, JI T Y, et al. Economic dispatch model for wind power integrated system considering the dispatchability of power to gas [J]. *IET generation, transmission & distribution*, 2019, 13(9): 1535-1544. DOI: [10.1049/iet-gtd.2018.5640](https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.5640).
- [10] CUI D, GE W C, ZHAO W G, et al. Economic low-carbon clean dispatching of power system containing P2G considering the comprehensive influence of multi-price factor [J]. *Journal of electrical engineering & technology*, 2022, 17(1): 155-166. DOI: [10.1007/s42835-021-00877-4](https://doi.org/10.1007/s42835-021-00877-4).
- [11] PAN G S, GU W, LU Y P, et al. Bi-level low-carbon optimal dispatch model for P2G plant within power and natural gas markets [C]//IEEE PES. Proceedings of 2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Montreal, August 2-6, 2020. Montreal: IEEE, 2020: 1-5. DOI: [10.1109/PESGM41954.2020.9282097](https://doi.org/10.1109/PESGM41954.2020.9282097).
- [12] LI Y, LIU W J, SHAHIDEHPOUR M, et al. Optimal operation strategy for integrated natural gas generating unit and power-to-gas conversion facilities [J]. *IEEE Transactions on sustainable energy*, 2018, 9(4): 1870-1879. DOI: [10.1109/TSTE.2018.2818133](https://doi.org/10.1109/TSTE.2018.2818133).
- [13] YANG Y J, TANG L, WANG Y W, et al. Integrated operation optimization for CCHP micro-grid connected with power-to-gas facility considering risk management and cost allocation [J].

- International journal of electrical power & energy systems, 2020, 123: 106319. DOI: 10.1016/j.ijepes.2020.106319.
- [14] LI Y B, ZHANG F, LI Y, et al. An improved two-stage robust optimization model for CCHP-P2G microgrid system considering multi-energy operation under wind power outputs uncertainties [J]. *Energy*, 2021, 223: 120048. DOI: 10.1016/j.energy.2021.120048.
- [15] LIU J, SUN W, YAN J H. Effect of P2G on flexibility in integrated power-natural gas-heating energy systems with gas storage [J]. *Energies*, 2021, 14(1): 196. DOI: 10.3390/en14010196.
- [16] NAZARI-HERIS M, MIRZAEI M A, MOHAMMADI-IVATLOO B, et al. Economic-environmental effect of power to gas technology in coupled electricity and gas systems with price-responsive shiftable loads [J]. *Journal of cleaner production*, 2020, 244: 118769. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.118769.
- [17] SUN W, HARRISON G P, DODDS P E. A multi-model method to assess the value of power-to-gas using excess renewable [J]. *International journal of hydrogen energy*, 2022, 47(15): 9103-9114. 10.1016/j.ijhydene.2021.12.248.
- [18] ZHANG X J, BAUER C, MUTEL C L, et al. Life cycle assessment of power-to-gas: approaches, system variations and their environmental implications [J]. *Applied energy*, 2017, 190: 326-338. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.12.098.
- [19] AHERN E P, DEANE P, PERSSON T, et al. A perspective on the potential role of renewable gas in a smart energy island system [J]. *Renewable energy*, 2015, 78: 648-656. DOI: 10.1016/j.renene.2015.01.048.
- [20] MA Y M, WANG H X, HONG F, et al. Modeling and optimization of combined heat and power with power-to-gas and carbon capture system in integrated energy system [J]. *Energy*, 2021, 236: 121392. DOI: 10.1016/j.energy.2021.121392.
- [21] ZHANG Z N, DU J, LI M H, et al. Bi-level optimization dispatch of integrated-energy systems with P2G and carbon capture [J]. *Frontiers in energy research*, 2022, 9: 784703. DOI: 10.3389/fenrg.2021.784703.
- [22] PARRA D, ZHANG X J, BAUER C, et al. An integrated techno-economic and life cycle environmental assessment of power-to-gas systems [J]. *Applied energy*, 2017, 193: 440-454. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.02.063.
- [23] 熊宇峰, 司杨, 郑天文, 等. 考虑热电综合利用的光伏储氢独立供能系统容量优化配置 [J]. *中国电力*, 2020, 53(10): 66-73. DOI: 10.11930/j.issn.1004-9649.202006027.
- XIONG Y F, SI Y, ZHENG T W, et al. Optimal capacity configuration of solar-hydrogen independent power-supply system considering electricity-heat comprehensive utilization [J]. *Electric power*, 2020, 53(10): 66-73. DOI: 10.11930/j.issn.1004-9649.202006027.
- [24] 张义中, 张兴平, 檀勤良. 考虑碳捕集和电转气技术耦合的多能互补系统协同规划 [J]. *可再生能源*, 2021, 39(8): 1107-1116. DOI: 10.3969/j.issn.1671-5292.2021.08.018.
- ZHANG Y Z, ZHANG X P, TAN Q L. Collaborative planning method for multi-energy system considering the coupling of power-to-gas and carbon capture technology [J]. *Renewable energy resources*, 2021, 39(8): 1107-1116. DOI: 10.3969/j.issn.1671-5292.2021.08.018.
- [25] 赵有林, 邱晓燕, 赵长枢, 等. 考虑电转气精细化模型的气电联合微网日前优化调度 [J]. *电气传动*, 2021, 51(11): 68-74. DOI: 10.19457/j.1001-2095.dqcd21247.
- ZHAO Y L, QIU X Y, ZHAO C S, et al. Day ahead optimal scheduling of microgrid in gas-electricity combined system considering refined model of power to gas [J]. *Electric drive*, 2021, 51(11): 68-74. DOI: 10.19457/j.1001-2095.dqcd21247.
- [26] 陈云, 刘东, 高飞, 等. 考虑电转气环节氢能精细化利用的区域综合能源系统日前优化调度 [J]. *供用电*, 2021, 38(11): 59-67. DOI: 10.19421/j.cnki.1006-6357.2021.11.010.
- CHEN Y, LIU D, GAO F, et al. Day-ahead optimal dispatching of regional integrated energy system considering refined utilization of hydrogen in power to gas process [J]. *Distribution & utilization*, 2021, 38(11): 59-67. DOI: 10.19421/j.cnki.1006-6357.2021.11.010.
- [27] 李敏超, 杨俊友, 韩子娇, 等. 计及电热混合储能的风电消纳低碳经济调度模型研究 [J]. *东北电力技术*, 2020, 41(5): 53-59,62. DOI: 10.3969/j.issn.1004-7913.2020.05.014.
- LI M C, YANG J Y, HAN Z J, et al. Study on low-carbon economic dispatching model for wind power accommodation with electrothermal hybrid energy storage [J]. *Northeast electric power technology*, 2020, 41(5): 53-59,62. DOI: 10.3969/j.issn.1004-7913.2020.05.014.

作者简介:



石梦舒

石梦舒(第一作者)

1995-, 女, 河北衡水人, 工商管理在读博士, 主要从事氢储能在虚拟电厂和微电网中的应用研究工作(e-mail)120202106034@ncepu.edu.cn。



宋志成

宋志成(通信作者)

1994-, 男, 藏族, 甘肃兰州人, 工商管理在读博士, 主要从事环境会计、企业碳排放核算研究工作(e-mail)szhichenglz@gmail.com。

黄元生

1958-, 男, 山东青岛人, 教授, 博士生导师, 主要从事电力市场研究工作(e-mail)hys2656@qliyun.com。

(编辑 叶筠英)