

MÔ HÌNH HỆ THỐNG NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO LAI ĐIỆN VÀ HYDROGEN XANH PHÙ HỢP VỚI XÃ HÒA BẮC, ĐÀ NẴNG

HYBRID RENEWABLE ENERGY SYSTEM MODEL FOR ELECTRICITY AND GREEN HYDROGEN PRODUCTION: A CASE STUDY IN HOA BAC, DA NANG

Nguyễn Hữu Hiếu¹, Bùi Văn Ga¹, Nguyễn Quang Trung¹, Lê Đức Trọng Nguyễn^{2*}

¹Trường Đại học Bách khoa - Đại học Đà Nẵng, Việt Nam

²Trường Đại học Đông Á, Việt Nam

*Tác giả liên hệ / Corresponding author: lenguyen.ckgt@gmail.com

(Nhận bài / Received: 30/11/2024; Sửa bài / Revised: 28/12/2024; Chấp nhận đăng / Accepted: 30/12/2024)

DOI: 10.31130/ud-jst.2025.496

Tóm tắt - Hệ thống năng lượng tái tạo lai điện mặt trời-điện gió-điện sinh khối (SWB-HRES) sản xuất hydrogen góp phần thực hiện chuyển đổi năng lượng trong sản xuất điện, giao thông vận tải và xử lý chất thải rắn, phù hợp với sự phát triển bền vững của Hòa Bắc. Để cung cấp điện cho phụ tải 3650kWh/năm và sản xuất 870kg hydrogen/năm, hệ thống SWB-HRES tối ưu gồm: tấm pin năng lượng mặt trời 15kW, turbine gió 7,5kW, máy phát điện syngas 4,2kW, bình điện phân 15kW, converter 4kW, bình lưu trữ hydrogen 2kg. Về mặt kinh tế, với cùng sản lượng điện và hydrogen, hệ thống chỉ có điện mặt trời và hệ thống phối hợp điện mặt trời và điện sinh khối tốt hơn SWB-HRES nhưng bất lợi hơn về mặt kỹ thuật và môi trường. Khi đơn giá của hydrogen xanh 80.000VND/kg thì hiệu quả kinh tế của hệ thống SWB-HRES có sản xuất hydrogen tương đương với hệ thống SWB-HRES đầu lưới không sản xuất hydrogen. Với đơn giá này thì thời gian thu hồi vốn đầu tư của hệ thống SWB-HRES có sản xuất hydrogen là 7,1 năm và lãi suất ròng 190%.

Từ khóa – Năng lượng tái tạo; hệ thống năng lượng tái tạo lai; Hydrogen; chuyển đổi năng lượng; phát thải CO₂

1. Giới thiệu

Hydrogen được xem là nguồn nhiên liệu bền vững, có tiềm năng ứng dụng rộng rãi trong sản xuất điện năng, giao thông vận tải, các hoạt động sản xuất công nghiệp và đời sống. Các nhà khoa học dự báo năng lượng hydrogen sẽ đáp ứng 11% nhu cầu năng lượng toàn cầu vào năm 2025 và 34% vào năm 2050 [1, 2]. Vì vậy, việc nghiên cứu phát triển công nghệ sản xuất hydrogen từ năng lượng tái tạo có ý nghĩa quan trọng trong quá trình chuyển đổi năng lượng. Nhược điểm của năng lượng tái tạo là tính không liên tục. Việc kết hợp các nguồn năng lượng tái tạo khác nhau thành hệ thống năng lượng tái tạo lai (HRES) góp phần giải quyết bất cập này và làm tăng hiệu quả sản xuất hydrogen [3 - 6].

Nhiều nghiên cứu sản xuất hydrogen từ hệ thống năng lượng lai điện mặt trời - điện gió đã được thực hiện [7 - 10]. Kết quả của các nghiên cứu chỉ ra rằng, hệ thống năng lượng tái tạo lai cải thiện đáng kể hiệu quả sản xuất hydrogen [11 - 13]. Nghiên cứu của Akyuz và cộng sự dựa trên phần mềm HOMER cho thấy, hiệu suất sản xuất hydrogen đạt 60% trong hệ thống năng lượng tái tạo lai, cao hơn mức hiệu suất sản xuất hydrogen từ năng lượng mặt trời hay năng lượng

Abstract - The hybrid solar-wind-biomass renewable energy system (SWB-HRES), incorporating hydrogen production, is a viable polygeneration solution for advancing energy transition and sustainable development in Hoa Bac. To meet an annual electricity demand of 3,650 kWh and produce 870 kg of hydrogen, the optimal SWB-HRES configuration comprises 15 kW of solar panels, 7.5 kW of wind turbines, a 4.2 kW syngas generator, a 15 kW electrolyzer, a 4 kW converter, and 2 kg of hydrogen storage tank. Economically, while photovoltaic (PV) and PV-biomass systems provide comparable electricity and hydrogen outputs, they fall short in technological feasibility and environmental sustainability compared to the SWB-HRES. At a green hydrogen price of 80,000 VND/kg, the SWB-HRES with hydrogen production demonstrates equivalent economic efficiency to a grid-connected SWB-HRES without hydrogen production. Under these conditions, the system achieves an investment payback period of 7.1 years and a net interest rate of 190%.

Key words – Renewable energy; hybrid renewable energy system; Hydrogen; energy transition; CO₂ emission

gió độc lập [11]. Tính năng kinh tế - kỹ thuật của hệ thống năng lượng tái tạo lai điện mặt trời - điện gió có sản xuất hydrogen cũng đã được Okonkwo và cộng sự nghiên cứu bằng phần mềm HOMER [13]. Kết quả cho thấy, hiệu quả sản xuất hydrogen từ hệ thống năng lượng tái tạo lai cao hơn trường hợp sử dụng các nguồn năng lượng tái tạo riêng rẽ.

Một trong những xu hướng nghiên cứu năng lượng tái tạo hiện nay là mở rộng HRES sang sản xuất hydrogen, không đơn thuần sản xuất điện năng như trước đây [14 - 15]. Tích hợp quá trình điện phân nước trong HRES để sản xuất hydrogen là giải pháp phổ biến đã được đề cập đến trong nhiều công trình nghiên cứu gần đây. Phương pháp này có nhiều lợi thế về hiệu quả năng lượng và giảm phát thải ô nhiễm môi trường [16 - 18] chỉ ra rằng, hệ thống HRES đầu lưới giúp tối ưu hóa công suất thiết bị trong HRES tốt hơn nhờ đó giảm giá thành sản xuất hydrogen. Đối với HRES độc lập thì việc lưu trữ năng lượng tái tạo dưới dạng hydrogen thể hiện tính ưu việt [19 - 20]. Hydrogen sinh ra từ hệ thống có thể được hòa trộn với các loại nhiên liệu tái tạo khác để làm nhiên liệu cho động cơ kéo máy phát điện để giữ ổn định công suất HRES [21 - 22].

¹ The University of Danang - University of Science and Technology, Vietnam (Nguyen Huu Hieu, Bui Van Ga, Nguyen Quang Trung)

² Dong A University, Vietnam (Le Duc Trong Nguyen)

Giá thành nhiên liệu là một trong những tiêu chí đánh giá hiệu quả của HRES có sản xuất hydrogen. Giá thành hydrogen sản xuất từ HRES phụ thuộc vào tiềm năng năng lượng tái tạo, giá điện, giá thiết bị... ở nơi lắp đặt hệ thống. Giá thành hydrogen sản xuất từ hệ thống HRES kết hợp năng lượng mặt trời và năng lượng gió ở Chile và Argentina ước tính khoảng 2 USD/kg [23]. Tuy nhiên, kết quả nghiên cứu ở các vùng khác cho thấy, giá thành hydrogen cao hơn đáng kể [24 - 27]: 6,2 USD/kg ở Mỹ, 4,64 USD/kg ở Maroc. Thời gian thu hồi vốn đầu tư của hệ thống HRES có sản xuất hydrogen thường không quá bốn năm [28]. Việc giảm giá thành sản xuất hydrogen trong hệ thống năng lượng tái tạo lại có thể đạt được nhờ lựa chọn hợp lý cấu phần thiết bị và nâng cao hiệu suất của hệ thống. Tuy nhiên, các chuyên gia dự đoán rằng giá thành trung bình của hydrogen xanh sẽ dao động quanh 3,70 USD/kg [29], cao hơn giá thành dự kiến của hydrogen được sản xuất dựa trên nhiên liệu hóa thạch vào năm 2050 (3 USD/kg) [28].

Về mặt kỹ thuật, hệ số công suất là chỉ tiêu cơ bản để đánh giá hiệu quả của các hệ thống sản xuất năng lượng. Nó được định nghĩa là tỷ lệ giữa năng lượng thực tế sinh ra trong một khoảng thời gian nhất định so với năng lượng tối đa có thể đạt được nếu hệ thống hoạt động hết công suất liên tục trong cùng khoảng thời gian đó [30]. Theo đó, sinh khối có hệ số công suất cao nhất (35 - 94%) [31], tiếp theo là turbine gió (17% - 40%) còn điện mặt trời có hệ số công suất thấp [32].

Về mặt môi trường, phát thải khí nhà kính trong vòng đời của các các thiết bị sản xuất điện từ sinh khối tối đa là 650 g - CO₂ - eq/kWh, tiếp theo là điện mặt trời với mức phát thải tối đa là 300 g - CO₂ - eq/kWh, còn điện gió trên bờ có mức phát thải 124 g - CO₂ - eq/kWh [28]. Tuy nhiên, đối với sinh khối, hiệu quả môi trường cần phải được đánh giá tổng thể hơn dựa trên quá trình xử lý tổng hợp chất thải rắn. Khi chế biến sinh khối thành nhiên liệu (syngas) rồi chuyển thành điện nhờ động cơ đốt trong hay turbine khí thì chất khí nhà kính sinh ra là CO₂. Lượng CO₂ này sẽ được hấp thụ bởi thể thực vật tiếp theo nên không làm gia tăng nồng độ chất khí nhà kính trong khí quyển. Ngược lại, nếu sinh khối không được thu hồi và xử lý thì chúng sẽ chuyển hóa thành biogas trong môi trường. Trong biogas có chứa phần lớn CH₄, chất có tác dụng gây hiệu ứng nhà kính gấp hơn 20 lần so với CO₂. Giải pháp hiệu quả để chuyển hóa sinh khối thành năng lượng là chế biến chúng thành RDF rồi khí hóa thành syngas [33 - 34].

Nghiên cứu tổng quan trên đây cho thấy, sản xuất hydrogen trong HRES là xu hướng phát triển của công nghệ ứng dụng năng lượng tái tạo hiện nay. Hiệu quả sản xuất hydrogen phụ thuộc vào tiềm năng năng lượng tái tạo có sẵn tại địa bàn áp dụng. Phần lớn các công trình đã công bố liên quan đến vấn đề này tập trung hệ thống năng lượng tái tạo lai điện mặt trời - điện gió. Rất hiếm công trình tích hợp điện sinh khối vào hệ thống. Việc chuyển hóa sinh khối thành điện mặt trời giúp thu hồi được năng lượng từ chất thải rắn, một khác giảm áp lực xử lý chất thải rắn, giảm phát thải khí gây hiệu ứng nhà kính, một vấn đề ngày càng trở nên trầm trọng ở các nước đang phát triển.

Trong công trình này, nhóm tác giả nghiên cứu mô phỏng hệ thống năng lượng tái tạo lai gồm điện mặt trời, điện gió và điện sinh khối, gọi tắt là SWB - HRES áp dụng tại xã

Hòa Bắc. Đây là một xã miền núi thuộc Huyện Hòa Vang, cách trung tâm Thành phố Đà Nẵng khoảng 30 km. Tọa độ địa lý 16°7,1'N và 107°58'E (Hình 1). Hòa Bắc là vùng đệm nằm giữa khu bảo tồn thiên nhiên Vườn quốc gia Bạch Mã và Bà Nà - Núi Chúa, có độ cao trung bình vào khoảng 200 m so với mực nước biển. Xã Hòa Bắc hiện có tổng diện tích tự nhiên 33.864 ha, toàn xã có 1.383 hộ dân với 4.356 nhân khẩu. Hòa Bắc có 2 thôn đồng bào dân tộc thiểu số là Tà Lang và Giàn Bí, với tổng số 248 hộ, chủ yếu là Cơ Tu.



Hình 1. Vị trí địa lý của Xã Hòa Bắc, Huyện Hòa Vang, Thành phố Đà Nẵng

Hòa Bắc là một vùng đất có cảnh quang rất đẹp và yên bình, có sông, có núi, mang nét hoang sơ bao quanh các đồng ruộng xanh mướt là cung đường đồi trải dài. Các bản làng của đồng bào dân tộc Cơ Tu nằm giữa núi rừng xanh ngắt giúp du khách đến đây có thể hòa nhập với cuộc sống sinh hoạt thường nhật của người dân tộc. Do đó, Hòa Bắc là địa phương lý tưởng để phát triển du lịch sinh thái và văn hóa theo hướng bền vững. Trước hết cần tìm kiếm mô hình chuyển đổi năng lượng phù hợp. Trong công trình này, nhóm tác giả nghiên cứu mô hình năng lượng tái tạo HRES để thay thế một phần điện năng từ lưới điện và thay thế một phần xăng dầu bằng hydrogen xanh.

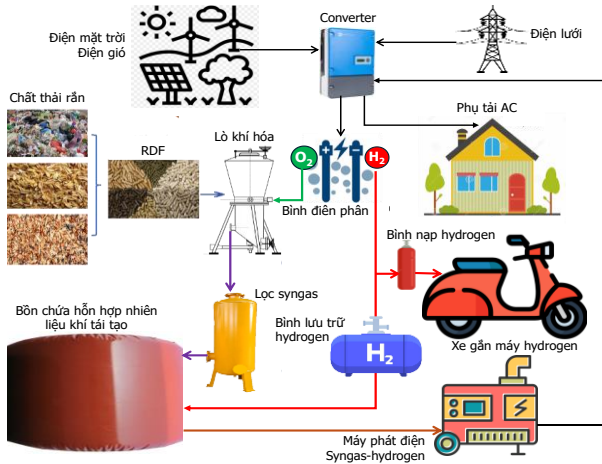
2. Phương pháp nghiên cứu

2.1. Sơ đồ hệ thống SWB - HRES

Hình 2 trình bày sơ đồ hệ thống năng lượng tái tạo SWB - HRES. Biomass được chế biến thành viên nén nhiên liệu RDF sau đó khí hóa thành syngas trong lò khí hóa [33 - 34]. Syngas sau khi qua hệ thống lọc được dẫn đến bồn chứa khí. Khi công suất điện mặt trời, điện gió lớn hơn công suất phụ tải thì phần công suất thừa được cung cấp cho bình điện phân nước để sản xuất hydrogen và oxygen. Oxygen được sử dụng để làm giàu không khí làm chất oxy hóa cung cấp cho lò khí hóa. Hydrogen được nạp vào các bình chứa hydro kim loại để làm nhiên liệu cho xe gắn máy. Phần hydrogen còn lại chứa trong bình lưu trữ hay

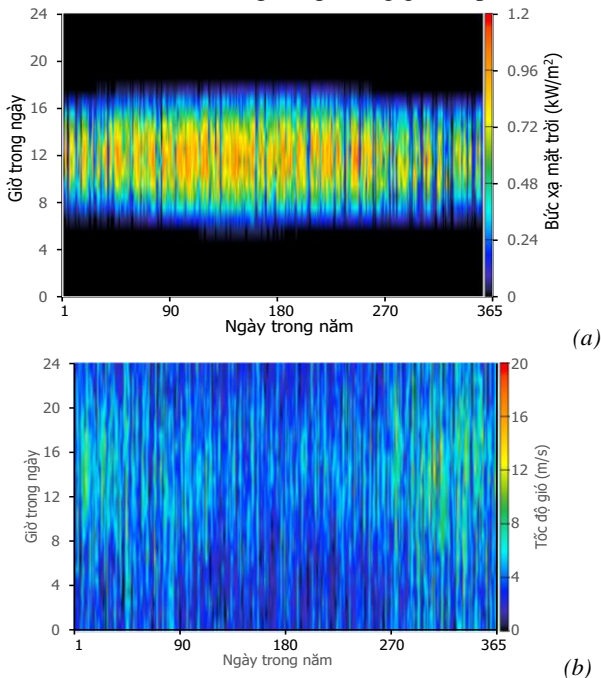
dẫn đến bồn chứa khí syngas để hòa trộn thành nhiên liệu cung cấp cho động cơ đốt trong kéo máy phát điện. Khi công suất điện mặt trời, điện gió thấp hơn công suất của phụ tải thì động cơ đốt trong phát điện để đảm bảo nguồn điện liên tục và ổn định. Như vậy, trong hệ thống này cụm động cơ đốt trong - máy phát điện đóng vai trò như hệ thống lưu trữ năng lượng. Năng lượng điện thu được từ các nguồn khác nhau, được hòa lưới điện thông qua converter.

Hydrogen lưu trữ trong các bình hydrua kim loại (Metal Hydride Canisters) với áp suất và nhiệt độ hoạt động thấp để sử dụng trên xe gắn máy. Như vậy, hệ thống năng lượng tái tạo SWB này có thể xem như hệ thống đa nguồn phát (polygeneration), vừa cung cấp điện, vừa cung cấp nhiên liệu.



Hình 2. Sơ đồ hệ thống năng lượng tái tạo hybrid SWB - HRES

Hình 3 giới thiệu bức xạ mặt trời và tốc độ gió trung bình ở xã Hòa Bắc trích xuất từ cơ sở dữ liệu khí hậu của NASA. Bức xạ mặt trời cực đại vào buổi trưa mùa hè, khoảng 1,2kW/m². Tốc độ gió trung bình cực đại khoảng 20m/s vào những tháng cuối năm. Những tháng giữa năm bức xạ mặt trời cao nhưng năng lượng gió thấp.

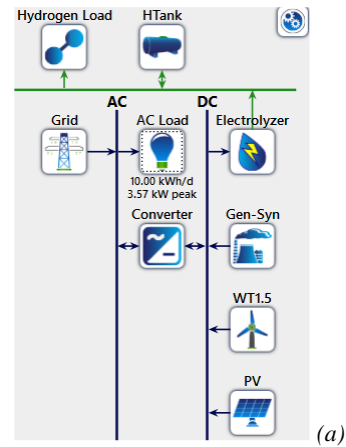


Hình 3. Bức xạ mặt trời (a) và tốc độ gió trung bình (b) tại xã Hòa Bắc

2.2. Công cụ nghiên cứu

Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả dùng phần mềm HOMER để tính toán lựa chọn tối ưu các cấu phần của hệ thống HRES đầu lưới ở xã Hòa Bắc. Hình 4a giới thiệu sơ đồ tính toán SWB - HRES (Hình 2) trong HOMER. Thông số cụ thể của các cấu phần SWB - HRES cho ở Bảng 1. Trong sơ đồ này điện mặt trời, điện gió và điện sinh ra từ máy phát điện đều là điện xoay chiều. Các nguồn điện này được chuyển thành điện một chiều để cung cấp cho phụ tải qua converter. Sơ đồ này giúp đơn giản hóa hệ thống đồng bộ điện lưới cho từng thành phần hệ thống SWB - HRES. Theo sơ đồ này, máy phát điện sử dụng hỗn hợp nhiên liệu khí tái tạo gồm syngas và hydrogen được đơn giản hóa thành biogas trong HOMER.

Phụ tải sử dụng điện xoay chiều, được giả định là một cụm hộ dân, tiêu thụ trung bình 10kWh/ngày với công suất cực đại 3,57kW (Hình 4b). Ở Việt Nam, giá điện được tính theo bậc thang. Giá điện sinh hoạt trung bình khoảng 2.400VND/kWh. Giá bán điện tái tạo lên lưới EVN trung bình 1.880VND/kWh.



Hình 4. Sơ đồ bố trí các cấu phần SWB - HRES đầu lưới (a) và biểu diễn công suất tải theo giờ trong ngày và theo ngày trong năm (b)

Bảng 1. Thông số chính của các cấu phần SWB - HRES

STT	Cấu phần	Thông số	Giá thành (triệu VND)
1	Tấm pin năng lượng mặt trời	- 15 kW peak - Tuổi thọ 26 năm - DC	10/kW peak
2	Turbine gió	- 1,5 kW/cụm - 5 cụm - Tuổi thọ 27 năm - DC	30/cụm

3	Máy phát điện syngas	- 4,2kW (điều chỉnh) - Nhiên liệu: Syngas - Tuổi thọ 20.000h hoạt động - DC	12/kW
4	Converter	- AC/DC - 12kW - Tuổi thọ 20 năm	5/kW
5	Bình điện phân nước	- 15kW - Tuổi thọ 15 năm	6/kW
6	Bình lưu trữ hydrogen	- Sức chứa 2kg hydrogen - Tuổi thọ 25 năm	3/kg
7	Sản lượng hydrogen	- Sản lượng hydrogen biến thiên từ 800kg/năm đến 900kg/năm	

3. Kết quả và bình luận

3.1. Trường hợp tổng quát SWB - HRES

Trong trường hợp này, nhóm tác giả chọn cấu hình 15kW đỉnh PV, 7,5kW turbine gió, 15kW bộ điện phân, HOMER chọn tối ưu công suất máy phát điện 4,2kW và công suất converter 1,19kW (Phương án 1). Hệ thống sản sinh 31.155kWh/năm và lượng hydrogen sinh ra 587kg/năm. Máy phát điện chỉ cung cấp một lượng điện rất nhỏ. Lượng điện dư gần như bằng 0. Với các thông số này của hệ thống, lượng hydrogen sinh ra thấp hơn yêu cầu.

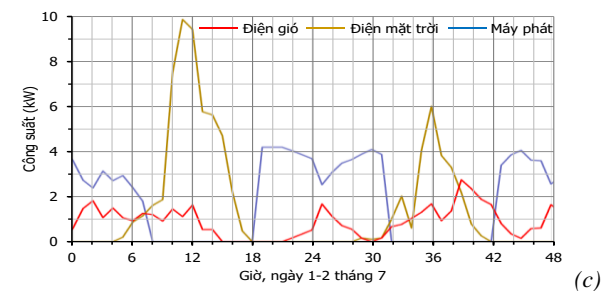
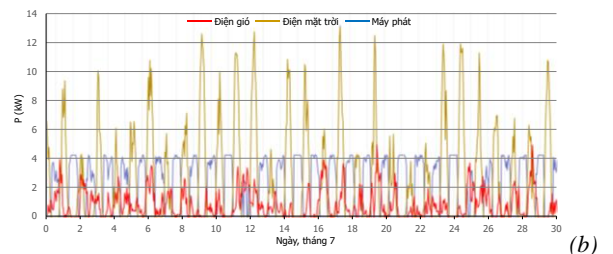
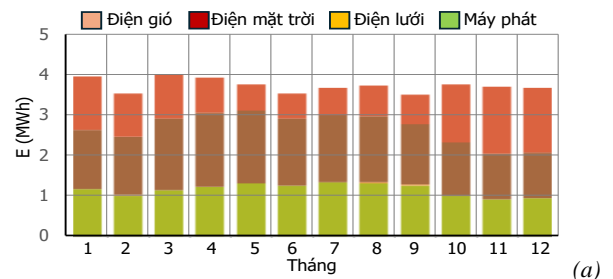
	Architecture					
	PV (kW)	WT1.5	Gen-Syn (kW)	Electrolyzer (kW)	HTank (kg)	Converter (kW)
PA 1	15.0	5	4.20	15.0	2.00	1.19
PA 2	15.0	5	4.20	15.0	2.00	4.00

Hình 5. Công suất thiết bị theo các phương án khác nhau cho bởi mô phỏng HOMER

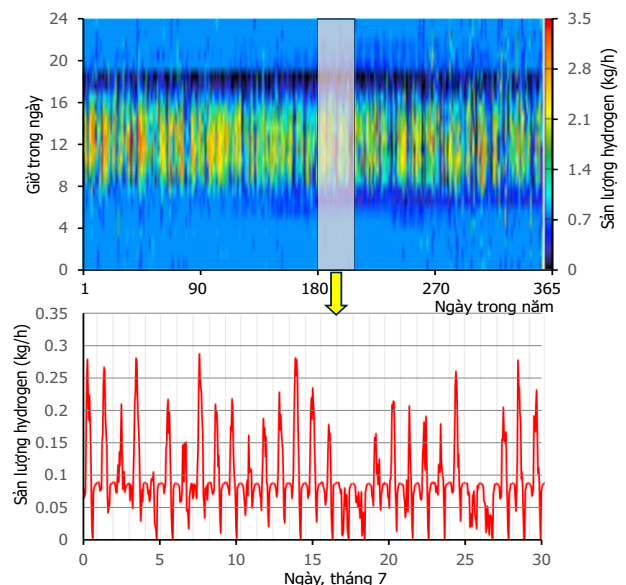
Trong phương án 2, chúng ta tăng công suất converter lên 4kW, HOMER chọn công suất tối ưu của máy phát điện 4,2kW. Trong trường hợp này tổng sản lượng điện hệ thống sinh ra là 44.338kWh/năm, lượng hydrogen sinh ra là 870kg/năm. Máy phát điện cung cấp một lượng điện đáng kể trong hệ thống. Toàn bộ năng lượng sinh ra đủ để sử dụng trong hệ thống, lượng điện dư, điện mua/bán lên lưới gần như bằng 0. Vì vậy, nhóm tác giả chọn phương án 2 (công suất đỉnh pin mặt trời 15kW, công suất turbine gió 7,5kW, công suất máy phát điện syngas 4,2kW, công suất bình điện phân 15kW, công suất converter 4kW) là **phương án SWB - HRES chuẩn** để nghiên cứu các phần tiếp theo. Với phương án này, trung bình mỗi ngày hệ thống sản xuất được 2,5kg hydrogen. Về mặt năng lượng, lượng hydrogen này tương đương 7,5kg xăng, tức tương đương 10 lít xăng. Nếu lấy bình quân mỗi chiếc xe gắn máy tiêu thụ 1 lít xăng/ngày thì sản lượng hydrogen của hệ thống đủ để cung cấp nhiên liệu cho 10 chiếc xe gắn máy. Điều này góp phần đáng kể cho việc chuyển đổi năng lượng cho giao thông ở nông thôn.

Hình 6a giới thiệu biến thiên sản lượng điện trung bình theo các tháng trong năm từ các nguồn phát mặt trời, gió, sinh khối và điện lưới. Nhóm tác giả thấy, điện mặt trời chiếm ưu thế vào các tháng giữa năm, điện gió vào các tháng cuối năm còn điện sinh khối bù công suất để đảm bảo yêu cầu của phụ tải. Công suất điện lưới cung cấp cho hệ thống gần như bằng 0. Tính trung bình cả năm, sản lượng điện mặt trời chiếm 41%, điện gió chiếm 27,7% và điện sinh khối chiếm 31,2%. Hình 6b giới thiệu biến thiên công

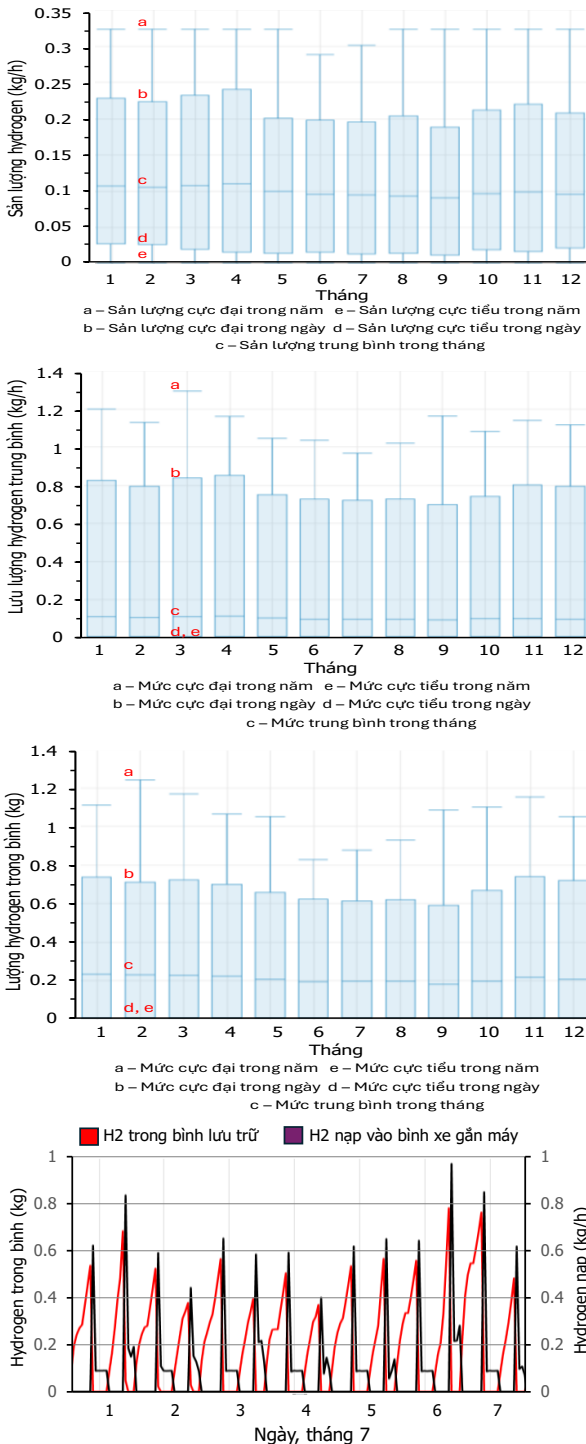
suất các nguồn phát theo các ngày trong tháng 7. Nhóm tác giả thấy rõ ràng, điện mặt trời chỉ có ban ngày, còn ban đêm thì công suất điện mặt trời gián đoạn. Điện gió có mức độ dao động thấp hơn. Điện sinh khối khi hoạt động thì chỉ dao động nhẹ để bù công suất tải. Trong trường hợp này, máy phát điện chỉ hoạt động ban đêm và ngừng hoạt động ban ngày từ 8:00 đến 18:00 (Hình 6c).



Hình 6. Sản lượng điện từ các nguồn phát khác nhau theo các tháng trong năm (a), biến thiên công suất điện từ các nguồn phát trong hệ thống SWB theo các ngày trong tháng 7 (b) và biến thiên công suất các nguồn phát theo giờ trong 2 ngày đầu tháng 7 (c)



Hình 7. Biến thiên sản lượng hydrogen theo giờ trong năm (a) và theo ngày trong tháng 7 (b)



Hình 8. Sản lượng hydrogen (a), lưu lượng hydrogen nạp vào bình nhiên liệu xe gắn máy (b), lượng hydrogen chứa trong bình lưu trữ (c) trung bình theo các tháng trong năm và biến thiên mức hydrogen trong bình lưu trữ, lưu lượng hydrogen nạp vào bình nhiên liệu xe gắn máy trong một tuần tháng 7

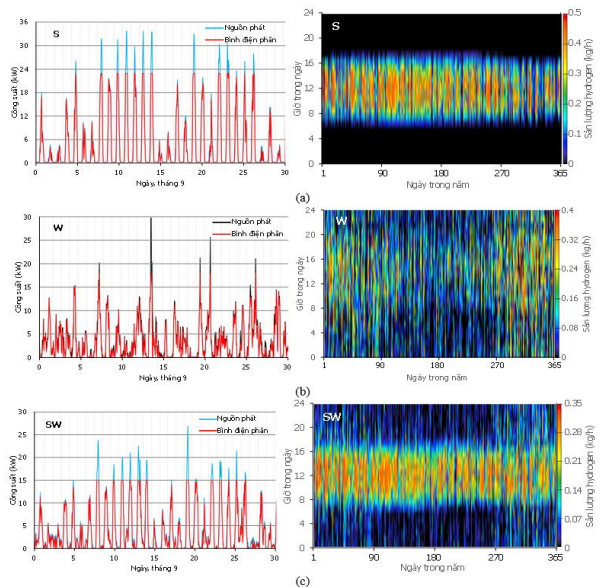
Điện năng do hệ thống sinh ra được dùng để cung cấp cho phụ tải AC thông qua converter (chiếm 8,27%), phần còn lại cung cấp cho bình điện phân nước để sản xuất hydrogen. Hình 7a cho thấy, sản lượng hydrogen đạt cực đại khi có điện mặt trời đạt đỉnh (từ 11:00 - 13:00). Ban đêm, sản lượng hydrogen thấp do máy phát điện cung cấp năng lượng cho bình điện phân là chính. Có thể xem máy phát điện tạo sản lượng hydrogen nền cho hệ thống (Hình 7b).

Hình 8a cho thấy, HOMER cho sản lượng hydrogen trung bình qua các tháng trong năm khoảng 0,1 đến 0,13 kg/h. Lưu lượng hydrogen nạp vào các bình nhiên liệu xe gắn máy trung bình 0,1kg/h (Hình 8b). Do đó, lượng hydrogen còn chứa trong bình lưu trữ ở mức thấp, khoảng 0,2 đến 0,3 kg (Hình 8c). Lưu lượng hydrogen nạp vào bình không liên tục, chỉ nạp khi xe gắn máy không hoạt động. Thời gian không nạp hydrogen được giả định từ 4:00 - 9:00 và từ 14:00 - 21:00. Hình 8d cho thấy, theo chu kỳ khi không nạp hydrogen vào bình chứa trên xe gắn máy thì lượng hydrogen được chứa trong bình lưu trữ. Khi bắt đầu nạp vào bình xe gắn máy thì lượng hydrogen trong bình lưu trữ giảm đột ngột.

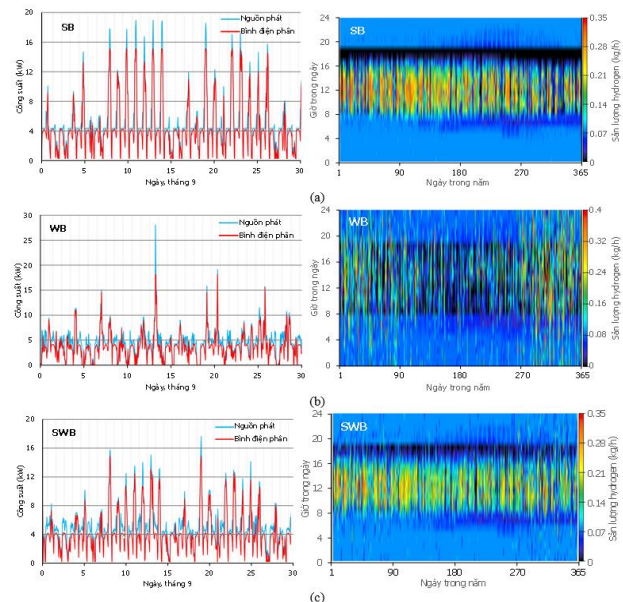
3.2. Ảnh hưởng cấu phần hệ thống HRES đến sản lượng hydrogen

- Trường hợp không có máy phát điện

Hình 9 giới thiệu biến thiên công suất nguồn phát, công suất điện cấp cho bình điện phân theo các ngày trong tháng 9 và sản lượng hydrogen theo giờ của tất cả các ngày trong năm khi hệ thống năng lượng tái tạo chỉ có điện mặt trời, chỉ có điện gió và khi phối hợp điện mặt trời - điện gió. Khi hệ thống chỉ có điện mặt trời mà không có máy phát điện, bình điện phân chỉ sản xuất hydrogen ban ngày do đó để đạt được cùng sản lượng hydrogen như các phương án sản xuất liên tục khác, công suất đỉnh của tấm pin năng lượng mặt trời và công suất bình điện phân phải lớn. Bảng 2 cho thấy trong trường hợp này công suất đỉnh của tấm pin năng lượng mặt trời là 37kW và công suất bình điện phân là 22kW. Khi thay điện mặt trời bằng điện gió (Hình 9b) thì việc sản xuất hydrogen có thể diễn ra trong tất cả các giờ trong ngày do đó công suất turbine gió có thể giảm xuống còn 28,5kW và công suất bình điện phân còn 18kW. Khi hệ thống sử dụng điện mặt trời kết hợp với điện gió (Hình 9c) thì công suất đỉnh của hệ thống còn 34kW với bình điện phân có công suất 15kW (Bảng 2). Nhóm tác giả thấy, để đảm bảo nhận được cùng sản lượng điện và sản lượng hydrogen, tổng công suất của hệ thống dao động từ 28,5kW (điện gió) đến 37kW (điện mặt trời), tức chênh lệch 8,5kW.



Hình 9. So sánh công suất hệ thống SW - HRES có cấu phần khác nhau sản xuất cùng sản lượng hydrogen: (a) Điện mặt trời; (b) Điện gió; (c) Điện mặt trời - Điện gió



Hình 10. So sánh công suất hệ thống SWB - HRES có cấu phần khác nhau để đảm bảo cùng sản lượng hydrogen: (a) Điện mặt trời - Điện sinh khối; (b) Điện gió - Điện sinh khối; (c) Điện mặt trời - Điện gió - Điện sinh khối

Hình 10 so sánh công suất nguồn phát, công suất điện cung cấp cho bình điện phân và biến thiên sản lượng hydrogen nhận được theo giờ trong ngày. Máy phát điện syngas hoạt động ban đêm từ 19:00 ngày hôm trước đến 5:00 sáng ngày hôm sau. So với các trường hợp Hình 9, lưu lượng hydrogen do hệ thống HRES có máy phát điện syngas sản xuất ra liên tục hơn. Đối với hệ thống SB (Hình 10a), giai đoạn từ 17:00 - 18:00 do bức xạ mặt trời giảm nhưng máy phát điện chưa hoạt động nên hầu như sản lượng hydrogen bằng 0. Khi bổ sung điện gió (Hình 10b và Hình 10c), mức độ dao động sản lượng hydrogen trong ngày giảm so với trường hợp không có điện gió (Hình 10a).

Bảng 2. Công suất của thiết bị và sản lượng điện, hydrogen theo cấu hình khác nhau của SW - HRES

S(kW)	W(kW)	P tổng (kW)	P _{electrolyzer} (kW)	P _{converter} (kW)	E (kWh/năm)	H ₂ (kg/năm)	E dư (kWh/năm)
37	0	37	22	4	46.156	867	759
0	28,5	28,5	18	4	47.465	870	2.032
22	12	34	15	4	46.704	873	759

- Trường hợp có máy phát điện syngas

Bảng 3 tổng hợp công suất thiết bị và sản lượng điện, sản lượng hydrogen mà hệ thống sản xuất được trong năm. Khi có máy phát điện syngas, công suất tổng của hệ thống chỉ dao động nhẹ từ 25,5kW đối với hệ thống WB đến 26,7kW đối với hệ thống SWB, chênh lệch 1,2kW. Mức chênh lệch này rất thấp so với mức 8,5kW của trường hợp không có máy phát điện syngas (Hình 9). Kết quả này cho thấy máy phát điện syngas đóng vai trò quan trọng trong ổn định công suất hệ thống HRES từ đó giảm công suất của tấm pin năng lượng mặt trời hay công suất của turbine gió để thu được cùng sản lượng điện và hydrogen.

Bảng 3. Công suất của thiết bị và sản lượng điện, hydrogen theo cấu hình khác nhau của SWB - HRES

S(kW)	W(kW)	B(kW)	P tổng (kW)	P _{electrolyzer} (kW)	P _{converter} (kW)	E (kWh/năm)	H ₂ (kg/năm)	E dư (kWh/năm)
21,5	0	4,2	25,7	15	4	44488	869	0
0	21	4,2	25,2	18	4	45077	869	351
15	7,5	4,2	26,7	15	4	44338	870	20

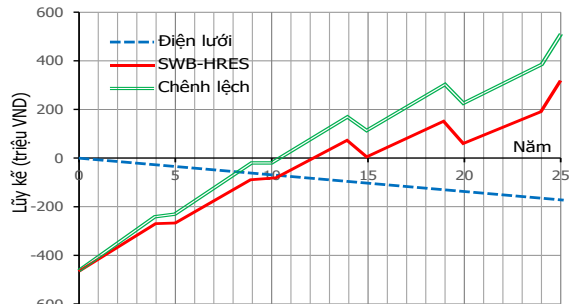
3.3. Hiệu quả kinh tế và môi trường của HRES

3.3.1. Ảnh hưởng của cấu hình hệ thống HRES

Hiệu quả kinh tế của hệ thống có thể được đánh giá dựa trên thời gian thu hồi vốn đầu tư, lũy kế lãi trong cả vòng đời của dự án và lãi suất ròng tính theo giá tại thời điểm bắt đầu dự án. Giá tại thời điểm hiện tại có tính đến lãi suất tiền vay và tỉ lệ lạm phát. HOMER định nghĩa giá tại thời điểm hiện tại (Net Present Cost, NPS) bao gồm giá đầu tư ban đầu (C) cộng tất cả chi phí và lợi nhuận phát sinh khi hệ thống vận hành trong cả vòng đời của nó. Trong tính toán, chúng ta lấy hệ thống điện lưới làm chuẩn. NPS của hệ thống điện lưới trừ NPS của HRES chính là lãi ròng L theo giá hiện tại mà hệ thống đem lại sau khi kết thúc vòng đời dự án. Trong nghiên cứu, này lãi suất ròng $i = L/C$ (%) được định nghĩa là lãi suất ròng của hệ thống trong toàn bộ vòng đời của nó.

Hình 11 giới thiệu biến thiên lũy kế chi phí hệ thống điện lưới, điện tái tạo HRES và lãi ròng của hệ thống HRES theo các năm trong vòng đời của dự án theo giá hiện tại. Tính toán được thực hiện theo giả định lãi suất tiền vay cho dự án năng lượng tái tạo là 6%/năm, mức lạm phát 4%/năm, giá điện trung bình mua từ lưới là 2.400VND/kWh và giá bán điện lên lưới là 1.880VND/kWh. Giá hydrogen 60.000VND/kg được tính giả định dựa trên tỉ lệ năng lượng của nó so với xăng. Lũy kế chi phí điện lưới tăng theo các năm theo lượng điện mà phụ tải tiêu thụ. Lũy kế chi phí điện tái tạo của hệ thống SWB - HRES xuất phát từ vốn đầu tư ban đầu và giảm dần theo nguồn thu mà hệ thống mang lại (từ bán hydrogen và bán điện) trừ đi chi phí vận hành và thay thế thiết bị. Chênh lệch của hai loại chi phí này là lãi ròng mà hệ thống mang lại. Với phương án SWB - HRES chuẩn, chi phí đầu tư ban đầu $C=466$ triệu VND, lũy kế lãi ròng sau 25 năm là $L=480$ triệu VND, do đó lãi suất ròng của hệ thống trong toàn bộ vòng đời của dự án là $i=103\%$.

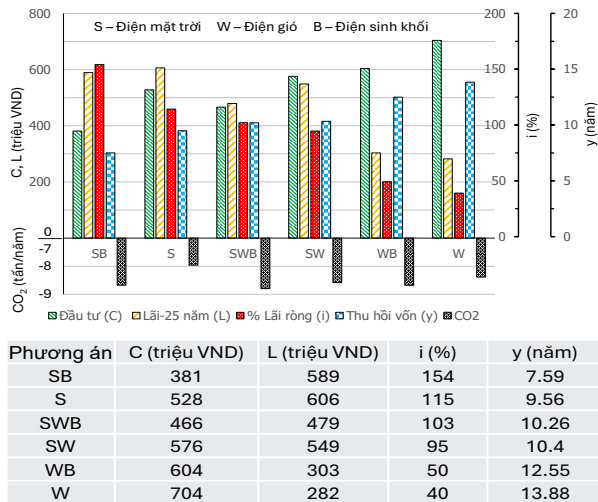
Thời gian thu hồi vốn đầu tư của hệ thống là thời điểm mà L chuyển từ âm sang dương. Với phương án SWB - HRES chuẩn, kết quả mô phỏng HOMER cho thấy, thời gian thu hồi vốn là 10,26 năm (Hình 11).



Hình 11. Biến thiên lũy kế chi phí hệ thống điện lưới, điện tái tạo HRES và lãi ròng của hệ thống HRES theo các năm trong vòng đời của dự án

Hình 12 so sánh hiệu quả kinh tế của các phương án bố trí các cấu phần điện mặt trời, điện gió, điện sinh khối khác nhau để sản xuất cùng lượng điện năng và hydrogen. Nếu lấy lãi suất ròng cao và thời gian thu hồi vốn ngắn làm tiêu chí đánh giá thì hiệu quả kinh tế của hệ thống sắp từ cao đến thấp theo thứ tự là SB, S, SWB, SW, WB và W (Hình 12). Theo đó, phương án cho hiệu quả kinh tế cao nhất (SB) có lãi suất ròng 154%, thời gian thu hồi vốn đầu tư 7,59 năm. Phương án có hiệu quả kinh tế thấp nhất là phương án chỉ sử dụng điện gió (W) có lãi suất 40% và thời gian thu hồi vốn đầu tư 13,88

năm. Các phương án có hiệu quả kinh tế cao thứ hai là phương án chỉ sử dụng điện mặt trời (S). Tuy nhiên, phương án S, SWB và SW có lãi suất và thời gian thu hồi vốn tương đương. Phương án S sử dụng một nguồn năng lượng tái tạo duy nhất có nhiều bất cập về tính ổn định công suất phát của hệ thống. Để sản xuất được cùng lượng điện và hydrogen thì công suất đỉnh của tấm pin năng lượng mặt trời phải lớn vào ban đêm, phụ tải dựa hoàn toàn vào điện lưới. Phương án SW chỉ sử dụng điện mặt trời và điện gió, không góp phần xử lý rác thải nên không có lợi về mặt tổng thể. Các phương án WB và W có hiệu quả kinh tế thấp nên không phải là phương án lựa chọn hợp lý. Như vậy, về mặt kỹ thuật và kinh tế thì có thể chọn phương án 1 (SB) hay phương án 3 (SWB).



Hình 12. So sánh hiệu quả kinh tế của các cấu hình hệ thống SWB - HRES khác nhau

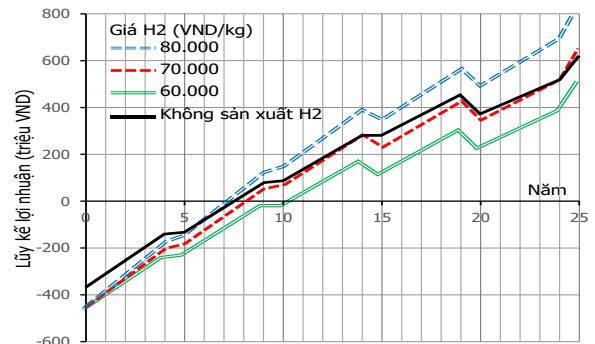
So sánh về mặt môi trường của phương án SB và SWB cho thấy mức độ giảm phát thải ròng CO₂ của phương án SWB cao hơn giá trị tương ứng của phương án SB. Phát thải ròng CO₂ được tính so với phương án sử dụng điện lưới. Khi sử dụng năng lượng tái tạo, mức giảm phát thải ròng CO₂ bằng tổng lượng phát thải CO₂ khi sử dụng điện lưới để cung cấp cho phụ tải và lượng phát thải CO₂ khi sử dụng xăng dầu tương ứng với lượng hydrogen do hệ thống sinh ra trừ đi mức thải CO₂ tương ứng với lượng điện hệ thống mua từ lưới. Trong điều kiện tính toán này, lượng phát thải CO₂ khi sử dụng điện lưới cung cấp cho phụ tải là 2.307kg/năm. Lượng phát thải CO₂ khi sử dụng xăng làm nhiên liệu cho động cơ đốt trong là 2kg/lít, tương đương 2,5kg CO₂/kg xăng. Do đó, khi sử dụng 1kg hydrogen thay thế cho xăng dầu thì giảm được 7,5kgCO₂.

Bên cạnh đó, việc xử lý chất thải sau khi kết thúc vòng đời dự án đối với turbine gió đơn giản và ít tốn kém hơn xử lý chất thải đối với điện mặt trời. Tính liên tục của điện gió tốt hơn điện mặt trời nên ngay cả trong trường hợp máy phát điện syngas gặp sự cố phải bảo trì, điện gió vẫn có thể cung cấp một phần công suất vào ban đêm cho hệ thống. Như vậy, phương án SWB phù hợp với hệ thống năng lượng tái tạo có sản xuất hydrogen.

3.3.2. Ảnh hưởng của đơn giá hydrogen

Hiệu quả kinh tế và môi trường của hệ thống HRES được so sánh giữa phương án SWB - HRES có sản xuất hydrogen với trường hợp không sản xuất hydrogen với cùng sản lượng

điện mà hệ thống sinh ra. Đầu tư ban đầu của hệ thống SWB - HRES có sản xuất hydrogen cao hơn hệ thống không sản xuất hydrogen do phải có bình điện phân và bình lưu trữ hydrogen. Đối với hệ thống SWB - HRES không sản xuất hydrogen thì sản lượng điện do hệ thống sinh ra một phần cung cấp cho phụ tải và phần còn dư bán cho lưới điện. Kết quả mô phỏng HOMER cho thấy, trong trường hợp này, thời gian thu hồi vốn đầu tư là 7,5 năm và lãi suất ròng 170% (Hình 13). Nếu đơn giá hydrogen là 60.000 VND/kg hay 70.000 VND/kg thì thời gian thu hồi vốn dài hơn và lãi suất ròng của trường hợp có sản xuất hydrogen thấp hơn trường hợp không sản xuất hydrogen. Nếu đơn giá của hydrogen là 80.000 VND/kg thì thời gian thu hồi vốn đầu tư của hệ thống là 7,1 năm và lãi suất ròng 190%. Với đơn giá hydrogen này thì hệ thống SWB - HRES có sản xuất hydrogen lợi hơn hệ thống không sản xuất hydrogen. Theo The International Council on Clean Transportation đơn giá hydrogen xanh trung bình thực tế dao động từ 3,5USD/kg đến 5,5USD/kg [35]. Vì thế đơn giá hydrogen 80.000VND/kg là hợp lý. Tuy nhiên, thời gian thu hồi vốn đầu tư là 7,1 năm, dài hơn thời gian trung bình ở những địa điểm lắp đặt HRES khác trên thế giới [28].



Hình 13. Ảnh hưởng của đơn giá hydrogen đến hiệu quả kinh tế của SWB - HRES

4. Kết luận

Kết quả nghiên cứu cho phép rút ra được những kết luận sau đây:

- Hệ thống điện tái tạo lai điện mặt trời - điện gió - điện sinh khối (SWB - HRES) có sản xuất hydrogen góp phần thực hiện chuyển đổi năng lượng trong sản xuất điện năng, giao thông vận tải và xử lý chất thải rắn, phù hợp với sự phát triển bền vững của xã Hòa Bắc.

- Để cung cấp điện cho phụ tải 3.650kWh/năm và sản xuất 870kg hydrogen/năm đủ để cung cấp nhiên liệu cho 10 chiếc xe gắn máy, hệ thống SWB - HRES tối ưu gồm: tấm pin năng lượng mặt trời 15kW, turbine gió 7,5kW, máy phát điện syngas 4,2kW, bình điện phân 15kW, converter 4kW, bình lưu trữ hydrogen có sức chứa 2kg.

- Để sản xuất 3.650kWh/năm và sản xuất 870kg hydrogen/năm, nếu HRES không có máy phát điện syngas thì mức chênh lệch công suất giữa phương án có tổng công suất cao nhất và phương án có tổng công suất thấp nhất là 8,5kW; nếu có máy phát điện syngas thì mức chênh lệch này chỉ 1,2kW.

- Về mặt kinh tế, với cùng sản lượng điện và hydrogen, hệ thống chỉ có điện mặt trời S và hệ thống phối hợp điện mặt trời và điện sinh khối SB tốt hơn hệ thống SWB nhưng về mặt kỹ thuật và môi trường thì SWB có lợi hơn.

- Để đảm bảo hệ thống SWB - HRES sản xuất hydrogen có hiệu quả kinh tế tương đương với hệ thống SWB - HRES đầu lưới không sản xuất hydrogen thì đơn giá của hydrogen xanh phải ở mức 80.000VND/kg. Với đơn giá này thì thời gian thu hồi vốn đầu tư của hệ thống sản xuất 44.338kWh/năm có sản xuất hydrogen là 7,1 năm và lãi suất ròng 190% so với thời gian thu hồi vốn đầu tư là 7,5 năm và lãi suất ròng 170% của hệ thống không sản xuất hydrogen.

Lời cảm ơn: Công trình này được thực hiện nhờ tài trợ của Bộ Giáo dục và Đào tạo thông qua đề tài "Bộ điều khiển thông minh cho động cơ sử dụng nhiên liệu khí linh hoạt trong hệ thống năng lượng tái tạo lai", Mã số: B2024.DNA.12

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] W. K. Hussam, E. M. Barhoumi, M. Abdul - Niby, and G. J. Sheard, "Techno - economic analysis and optimization of hydrogen production from renewable hybrid energy systems: Shagaya renewable power plant - Kuwait", *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 58, pp. 56–68, Mar. 2024. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.01.153>
- [2] C. Tarhan and M. A. Çil, "A study on hydrogen, the clean energy of the future: Hydrogen storage methods", *J. Energy Storage*, vol. 40, p. 102676, 2021.
- [3] M. Nasser, T. F. Megahed, S. Ookawara, and H. Hassan, "Performance evaluation of PV panels/wind turbines hybrid system for green hydrogen generation and storage: Energy, exergic, economic, and enviroeconomic", *Energy Convers. Manage.*, vol. 267, p. 115870, 2022.
- [4] Y. Devrim and L. Bilir, "Performance investigation of a wind turbine - solar photovoltaic panels - fuel cell hybrid system installed at İncek region - Ankara", *Energy Convers. Manage.*, vol. 126, pp. 759–766, 2016. Available: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.08.062>
- [5] V. G. Bui, T. H. Vo, T. M. T. Bui, L. B. T. Truong, and T. X. N. Thi, "Characteristics of biogas - hydrogen engines in a hybrid renewable energy system", *Int. Energy J.*, vol. 21, no. 4, pp. 467–480, Dec. 2021.
- [6] M. Nasser, T. F. Megahed, S. Ookawara, and H. Hassan, "Techno - economic assessment of clean hydrogen production and storage using hybrid renewable energy system of PV/Wind under different climatic conditions", *Sustain. Energy Technol. Assess.*, vol. 52, pt. B, p. 102195, Aug. 2022. Available: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2022.102195>
- [7] E. Akyuz, Z. Oktay, and I. Dincer, "Performance investigation of hydrogen production from a hybrid wind - PV system", *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 37, pp. 16623–16630, 2012.
- [8] M. M. Hasan and G. Genç, "Techno - economic analysis of solar/ wind power based hydrogen production", *Fuel*, vol. 324, p. 124564, 2022.
- [9] A. Alzahrani, S. K. Ramu, G. Devarajan, I. Vairavasundaram, and S. Vairavasundaram, "A review on hydrogen - based hybrid microgrid system: Topologies for hydrogen energy storage, integration, and energy management with solar and wind energy", *Energies*, vol. 15, p. 7979, 2022.
- [10] P. C. Okonkwo *et al.*, "Utilization of renewable hybrid energy for refueling station in Al - Kharj, Saudi Arabia", *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 47, pp. 22273–22284, 2022.
- [11] M. Garcia and S. Oliva, "Technical, economic, and CO2 emissions assessment of green hydrogen production from solar/wind energy: The case of Chile", *Energy*, vol. 278, pt. B, p. 127981, Sep. 2023. Available: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.127981>
- [12] A. Khalilnejad and G. H. Riahy, "A hybrid wind - PV system performance investigation for the purpose of maximum hydrogen production and storage using advanced alkaline electrolyzer", *Energy Convers. Manage.*, vol. 80, 2014. Available: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.01.040>
- [13] R. Dufó - López, J. L. Bernal - Agustín, and J. Contreras, "Optimization of control strategies for stand - alone renewable energy systems with hydrogen storage", *Renew. Energy*, vol. 32, 2007. Available: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2006.04.013>
- [14] H. Demir, "Design and optimization of hybrid renewable energy systems for hydrogen production at Aksaray University campus", *Process Saf. Environ. Prot.*, vol. 192, pp. 543–556, Dec. 2024. Available: <https://doi.org/10.1016/j.psep.2024.10.080>
- [15] P. Swaminathan *et al.*, "A comprehensive review of microbial electrolysis cells integrated with wastewater treatment for hydrogen generation", *Process Saf. Environ. Prot.*, vol. 190, pp. 458–474, 2024.
- [16] M. Gökçek and M. S. Genç, "Evaluation of electricity generation and energy cost of wind energy conversion systems (WECSs) in Central Turkey", *Appl. Energy*, vol. 86, no. 12, pp. 2731–2739, 2009.
- [17] M. I. Taipabu, K. Viswanathan, W. Wu, N. Hattu, and A. E. Atabani, "A critical review of the hydrogen production from biomass - based feedstocks: Challenge, solution, and future prospect", *Process Saf. Environ. Prot.*, vol. 164, pp. 384–407, 2022.
- [18] A. L. Bakar, S. Chaitusaney, and K. Kawabe, "Optimal design of on - site PV - based battery grid - tied green hydrogen production system", *Energy Convers. Manage.*, vol. 307, p. 118378, 2024.
- [19] Y. Kalinci, A. Hepbasli, and I. Dincer, "Techno - economic analysis of a stand - alone hybrid renewable energy system with hydrogen production and storage options", *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 40, 2015. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.10.147>
- [20] O. C. Onar, M. Uzunoglu, and M. S. Alam, "Modeling, control and simulation of an autonomous wind turbine/photovoltaic/fuel cell/ultra - capacitor hybrid power system", *J. Power Sources*, vol. 185, 2008. Available: <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2008.08.083>
- [21] V. G. Bui *et al.*, "Flexible syngas - biogas - hydrogen fueling spark - ignition engine behaviors with optimized fuel compositions and control parameters", *Int. J. Hydrogen Energy*, Oct. 2022. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.09.133>
- [22] V. G. Bui, T. M. T. Bui, V. G. Nguyen, V. N. Tran, L. B. T. Truong, and L. H. P. Pham, "Concept of twining injector system for spark - ignition engine fueled with syngas - biogas - hydrogen operating in solar - biomass hybrid energy system", *Int. J. Hydrogen Energy*, 2022. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.11.076>
- [23] J. Armijo and C. Philibert, "Flexible production of green hydrogen and ammonia from variable solar and wind energy: case study of Chile and Argentina", *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 45, 2020. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.11.028>
- [24] A. Fopah-Lele, A. Kabore-Kere, J. G. Tamba, and I. Yaya-Nadjo, "Solar electricity storage through green hydrogen production: A case study", *Int. J. Energy Res.*, vol. 45, no. 9, pp. 13007–13021, 2021.
- [25] M. Koleva, O. J. Guerra, J. Eichman, B. M. Hodge, and J. Kurtz, "Optimal design of solar - driven electrolytic hydrogen production systems within electricity markets", *J. Power Sources*, vol. 483, p. 229183, 2021. Available: <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2020.229183>
- [26] C. Mokhtara, B. Negrou, N. Settou, A. Bouferrouk, and Y. Yao, "Design optimization of grid - connected PV - Hydrogen for energy prosumers considering sector - coupling paradigm: Case study of a university building in Algeria", *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 75, pp. 37564–37582, 2021.
- [27] S. Touili, A. M. Alami, A. Azouzoute, Y. El Hassouani, and A. A. Amrani, "A technical and economical assessment of hydrogen production potential from solar energy in Morocco", *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 43, pp. 22777–22796, 2018. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.10.136>
- [28] R. A. Abdelsalam, M. Mohamed, H. E. Z. Farag, and E. F. El - Saadany, "Green hydrogen production plants: A techno - economic review", *Energy Convers. Manage.*, vol. 319, p. 118907, Nov. 2024. Available: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.118907>
- [29] E. B. Agyekum, "Is Africa ready for green H2 energy takeoff?—A multi - criteria analysis approach to the opportunities and barriers of H2 production on the continent", *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 49, pp. 219–233, 2024.
- [30] J. Park *et al.*, "Green hydrogen to tackle the power curtailment: Meteorological data - based capacity factor and techno - economic analysis", *Appl. Energy*, vol. 340, p. 121016, 2023.
- [31] S. Naderi, M. Banifateme, O. Pournali, A. Behbahania, I. MacGill, and G. Pignatta, "Accurate capacity factor calculation of waste - to - energy power plants based on availability analysis and design/off - design performance", *J. Clean Prod.*, vol. 275, p. 123167, 2020.
- [32] R. Bhandari, B. Kumar, and F. Mayer, "Life cycle greenhouse gas emission from wind farms in reference to turbine sizes and capacity factors", *J. Clean Prod.*, vol. 277, p. 123385, 2020.
- [33] T. X. N. Thi, T. M. T. Bui, and V. G. Bui, "Simulation and experimental study of refuse - derived fuel gasification in an updraft gasifier", *Int. J. Renew. Energy Dev.*, vol. 12, no. 3, pp. 601–614, 2023. Available: <https://doi.org/10.14710/ijred.2023.53994>
- [34] M. T. Phung, V. G. Bui, and T. S. Tran, "Simulation and experimental study on refuse derived fuel gasification in a downdraft gasifier", *MMMS2022, Lecture Notes in Mechanical Engineering*, pp. 369–378, 2024. Available: <https://doi.org/10.1007/978 - 3 - 031 - 39090 - 6>
- [35] *The International Council of Clean Transportation*, "The price of green hydrogen: Estimate future production costs", *theicct.org*, May 2024. Available: <https://theicct.org/the - price - of - green - hydrogen - estimate - future - production - costs - may24/> [Accessed: 25/05/2024].