

TỐI ƯU HÓA MÔ-ĐUN SẢN XUẤT ĐIỆN TÁI TẠO HÒA LƯỚI KẾT HỢP MẶT TRỜI-GIÓ-SINH KHỐI Ở ĐẢO CÙ LAO CHÀM

OPTIMIZING GRID-CONNECTED SOLAR-WIND-BIOMASS HYBRID RENEWABLE ENERGY SYSTEM IN CU LAO CHAM ISLAND

Nguyễn Hữu Hiếu¹, Phạm Văn Quang^{2*}, Bùi Văn Ga¹

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

²Trường Đại học Đông Á, Việt Nam

*Tác giả liên hệ / Corresponding author: quangpv@donga.edu.vn

(Nhận bài / Received: 09/07/2024; Sửa bài / Revised: 10/09/2024; Chấp nhận đăng / Accepted: 20/11/2024)

Tóm tắt - Bài báo trình bày kết quả nghiên cứu tối ưu hóa các cấu phần mô-đun điện tái tạo hòa lưới kết hợp điện mặt trời-điện gió-sinh khối nhờ phần mềm HOMER. Mô-đun năng lượng gồm pin mặt trời 10kW peak, turbine gió 7,5kW, máy phát điện 7,7kW và converter 15kW, cấp điện cho một nhóm hộ gia đình có công suất đỉnh 6,62kW, tiêu thụ điện năng 20kWh/ngày ở Đảo Cù Lao Chàm. Kết quả mô phỏng cho thấy, hệ thống điện tái tạo kết hợp có ưu điểm nổi bật cả về tính năng kỹ thuật, kinh tế lẫn môi trường so với khi sử dụng từng nguồn năng lượng tái tạo riêng rẽ. Trong điều kiện tự nhiên ở Cù Lao Chàm thì điện mặt trời có lợi thế hơn điện gió. Khi kết hợp điện mặt trời, điện gió và điện sinh khối vào hệ thống điện hòa lưới thì cụm máy phát điện hoạt động ban đêm có lợi hơn hoạt động ban ngày. Thời gian thu hồi vốn đầu tư của hệ thống này từ 4-5 năm. Lợi nhuận thu được từ hệ thống khoảng gấp 3 lần vốn đầu tư ban đầu.

Từ khóa - Năng lượng tái tạo; hệ thống năng lượng tái tạo lại; tối ưu hóa hệ thống năng lượng tái tạo lại; phần mềm HOMER; giảm phát thải khí nhà kính

1. Giới thiệu

Thời tiết thất thường trong những năm gần đây kèm theo thiên tai diễn ra khắp nơi trên thế giới cho thấy tác động của hiện tượng ấm dần lên toàn cầu đã đến sớm hơn dự báo. Dù các hội nghị thượng đỉnh chống biến đổi khí hậu của Liên hợp quốc đã kêu gọi cộng đồng quốc tế cắt giảm phát thải các chất khí gây hiệu ứng nhà kính nhưng hiệu quả còn rất khiêm tốn. Nồng độ CO₂ trong bầu khí quyển tiếp tục gia tăng. Mục tiêu hạn chế gia tăng nhiệt độ khí quyển dưới 2°C so với thời kỳ tiền công nghiệp vào cuối thế kỷ này vẫn đang là thách thức rất lớn. Theo Thỏa thuận Paris, để đạt được mục tiêu này thì lượng khí CO₂ toàn cầu phải giảm 45% vào năm 2030 và giảm 100% vào năm 2050, so với mức năm 2010. Trọng tâm của chiến lược Net-Zero là chuyển đổi năng lượng hóa thạch sang năng lượng tái tạo [1].

Sản xuất điện năng là lĩnh vực đầu tiên cần quan tâm đến chuyển đổi năng lượng. Theo Cơ quan Năng lượng Quốc tế, vào năm 2050 điện năng sản xuất từ các nguồn năng lượng tái tạo dự kiến sẽ chiếm 90% tổng điện năng sản xuất trên toàn thế giới [2]. Ở Việt Nam, theo qui hoạch điện VIII, tỉ trọng điện từ năng lượng tái tạo sẽ chiếm trên 70% trong tổng nguồn điện quốc gia vào năm 2050. Sau lĩnh vực sản xuất điện năng, giao thông vận tải, lĩnh vực tiêu thụ chủ yếu xăng dầu hiện nay, cũng là đối tượng chính trong chuyển đổi

Abstract - The paper presents the results of research on optimizing the grid-connected hybrid renewable energy system combining solar, wind and biomass using HOMER software. This energy system includes a 10kW peak solar panel, a 7.5kW wind turbine, a 7.7kW generator and a 15kW converter, supplying electricity to a group of households with a peak capacity of 6.62kW, consuming 20kWh/day in Cu Lao Cham Island. The simulation results show that, the hybrid renewable energy system has outstanding advantages in terms of technology, economy and environment compared to those using renewable energy source separately. In the natural conditions in Cu Lao Cham, solar power has advantage over wind power. In the grid-connected hybrid renewable energy system, the generator set operating at night is more beneficial than operating during the day. The payback period of the system is 4-5 years. The profit from the system is about 3 times the initial investment.

Key words - Renewable energy; hybrid renewable energy system; optimizing hybrid renewable energy system; HOMER software; GHG emission reduction

năng lượng. Nhiều quốc gia đã đưa ra lộ trình chấm dứt sử dụng ô tô chạy bằng nhiên liệu hóa thạch để chuyển sang ô tô điện hay ô tô sử dụng nhiên liệu tái tạo. Khi chuyển ô tô và các phương tiện vận chuyển nói chung sang sử dụng điện thì vấn đề nguồn năng lượng để sản xuất điện mang ý nghĩa quan trọng. Việc giảm phát thải các chất khí gây hiệu ứng nhà kính của các phương tiện giao thông chỉ có ý nghĩa khi nguồn điện được sản xuất từ năng lượng tái tạo.

Năng lượng tái tạo có nhược điểm chung là không ổn định, phụ thuộc nhiều vào thời tiết, mùa vụ [3-4]. Công suất của chúng thay đổi ngẫu nhiên và không liên tục [5]. Hệ thống năng lượng tái tạo lại (HRES) phối hợp sử dụng nhiều nguồn năng lượng khác nhau có thể hạn chế được những nhược điểm khi sử dụng các nguồn năng lượng tái tạo riêng rẽ [4]. HRES có thể loại trừ hoàn toàn hay giảm nhẹ công suất của hệ thống lưu trữ năng lượng [5]. Điều này có thể giảm chi phí năng lượng của HRES đến 30% so với hệ thống năng lượng tái tạo truyền thống [6]. Trên thị trường hiện đã có sẵn những cấu phần chính của HRES với nhiều cỡ công suất khác nhau. Việc tối ưu hóa các cấu phần của hệ thống có thể được thực hiện nhờ các phần mềm mô phỏng HRES [7]. Tùy theo tình hình cụ thể, HRES có thể là hệ thống độc lập hay hệ thống hòa lưới. Những vùng chưa có điện lưới hoặc ở những vùng mà công suất nguồn

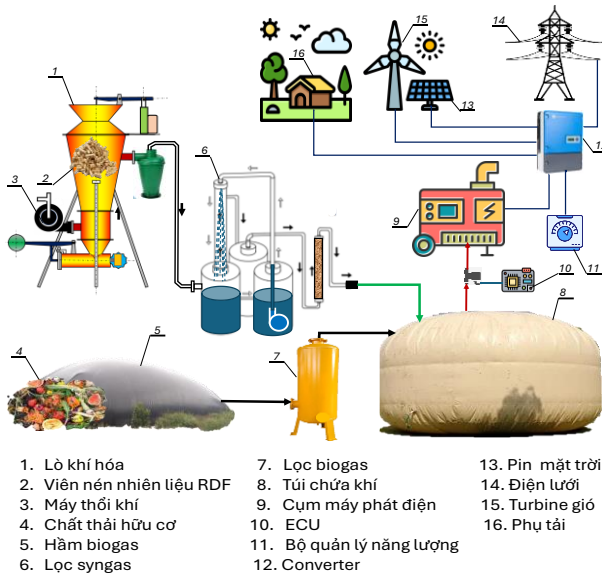
¹ The University of Danang - University of Science and Technology, Vietnam (Nguyen Huu Hieu, Bui Van Ga)

² Dong A University, Vietnam (Pham Van Quang)

điện lưới còn hạn chế thì HRES là một giải pháp cung cấp điện năng hữu hiệu [8]. Những quốc gia sản xuất nông nghiệp ở vùng nhiệt đới có lợi thế về năng lượng mặt trời, năng lượng gió và năng lượng biomass. Việc kết hợp sử dụng các nguồn năng lượng này trong hệ thống HRES, sau đây gọi tắt là SWB-HRES, sẽ góp phần tích cực trong chiến lược chuyển đổi năng lượng, phát triển kinh tế xanh, kinh tế tuần hoàn, góp phần thực hiện mục tiêu Net-Zero.

2. Phương pháp nghiên cứu

2.1. Sơ đồ hệ thống SWB-HRES



Hình 1. Sơ đồ hệ thống năng lượng tái tạo hybrid SWB-HRES

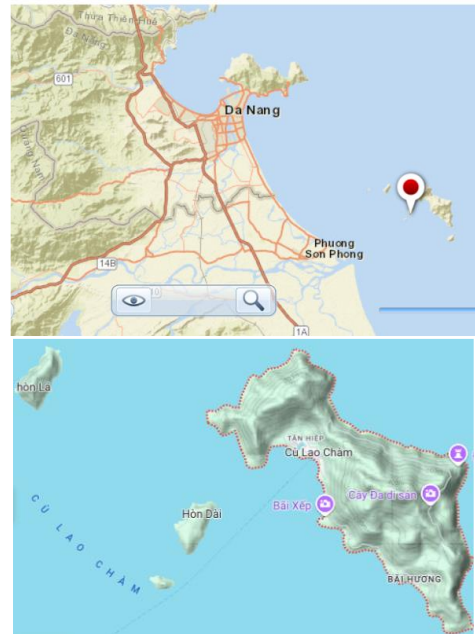
Hình 1 trình bày sơ đồ hệ thống năng lượng tái tạo SWB-HRES. Biomass được tách thành 2 dòng vật chất. Những biomass dễ phân hủy 4 thì được dùng để sản xuất biogas trong hầm sinh khí 5. Những biomass khó phân hủy thì được chế biến thành viên nén nhiên liệu RDF 2 sau đó khí hóa thành syngas trong lò khí hóa 1 [9-12]. Syngas sau khi qua hệ thống lọc 6 được dẫn đến túi chứa khí 8. Biogas sau khi qua lọc 7 được hòa trộn với syngas trong túi chứa khí 8 để làm nhiên liệu cung cấp cho động cơ đốt trong 9. Công suất điện mặt trời, điện gió được hỗ trợ thêm công suất của máy phát điện. Trong hệ thống này cụm động cơ đốt trong-máy phát điện 9 đóng vai trò như hệ thống lưu trữ năng lượng. Do thành phần nhiên liệu syngas-biogas thay đổi liên tục để đáp ứng yêu cầu của phụ tải điện nên ECU 10 của hệ thống cung cấp nhiên liệu cho động cơ đốt trong làm việc trong SWB-HRES được thiết kế đặc biệt để có thể điều chỉnh nhiên liệu cung cấp một cách linh hoạt [13-14]. Năng lượng điện thu được từ các nguồn khác nhau được hòa lưới điện 14 thông qua converter 12. Hệ thống quản lý năng lượng 11 làm nhiệm vụ điều phối hoạt động của tất cả các cấu phần SWB-HRES.

2.2. Địa điểm nghiên cứu

Cù Lao Chàm là một quần đảo thuộc thành phố Hội An, tỉnh Quảng Nam, cách đất liền 20km về phía Đông, tọa độ địa lý 15°57'N, 108°29'E (Hình 2). Cù Lao Chàm có một đảo chính được bao bọc bởi 8 hòn đảo nhỏ khác theo hình cánh cung, diện tích khoảng 15km² với 630 hộ dân và hơn

2.950 nhân khẩu. Người dân chủ yếu sống về nghề đánh bắt hải sản (chiếm 75%). Từ tháng 10/2003, vùng biển của hòn đảo chính thức trở thành Khu bảo tồn biển; đến tháng 5/2009, Cù Lao Chàm được Ủy ban điều phối quốc tế Chương trình con người và sinh quyển công nhận là Khu dự trữ sinh quyển thế giới. Vì vậy, Cù Lao Chàm rất tích cực trong công tác bảo vệ môi trường, giảm phát thải khí nhà kính. Chuyển đổi năng lượng sẽ góp phần giúp Cù Lao Chàm thực hiện mục tiêu này.

WFRJ+JC Hội An, Quảng Nam, Vietnam (15°56.5'N, 108°28.9'E)



Hình 2. Vị trí địa lý của Đảo Cù Lao Chàm

Lượng rác thải phát sinh trên đảo khoảng 4 tấn/ngày. Đảo được đầu tư một lò đốt rác công suất 2 tấn/ngày. Lượng rác còn lại được xử lý bằng cách chôn lấp. Cù Lao Chàm đang phát động phong trào «nói không» với rác thải nhựa. Chất thải rắn trên đảo chủ yếu là chất thải hữu cơ.

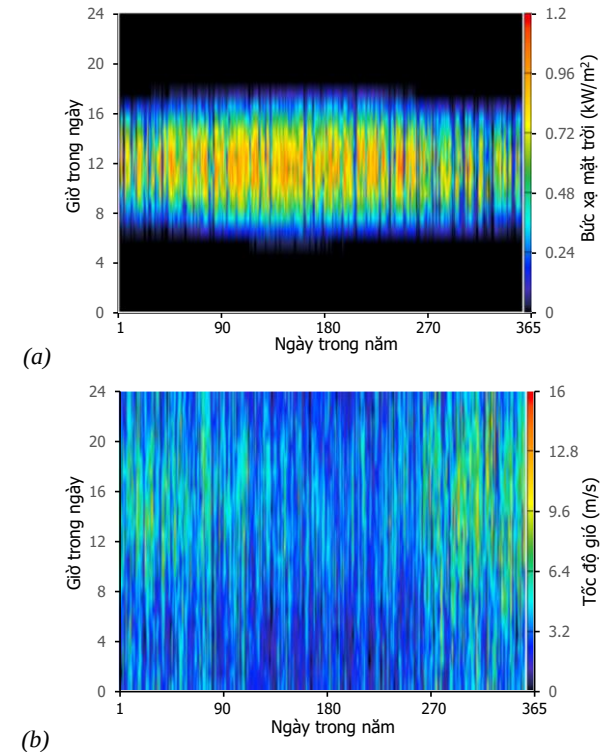
Cù Lao Chàm được kết nối điện lưới quốc gia thông qua tuyến cáp ngầm 22 kV xuyên biển dài 15,48 km; 17,214 km đường dây 22 kV trên đất liền; 6 trạm biến áp phân phối 22/0,4 kV có tổng dung lượng 900 kVA. Công suất điện cung cấp cho đảo dùng khiêm tốn so với nhu cầu sản xuất và sinh hoạt. Vì vậy tăng cường nguồn điện từ năng lượng tái tạo là cần thiết.

2.3. Phần mềm mô phỏng

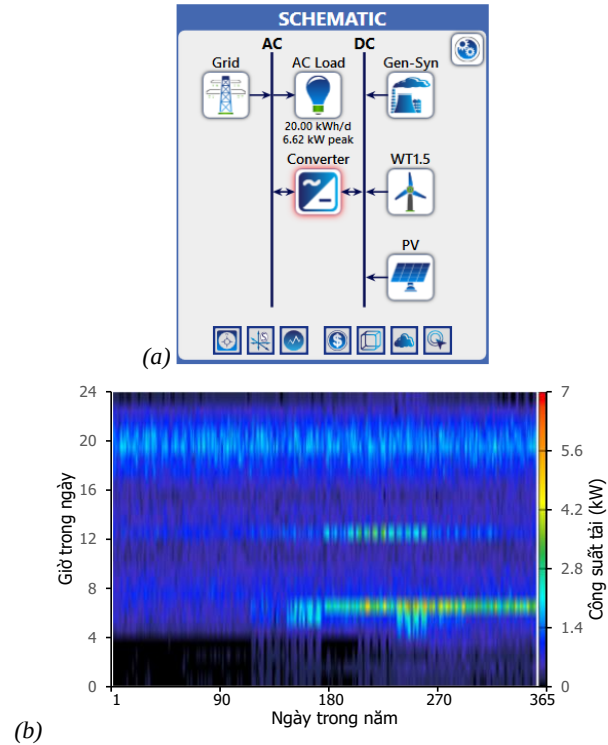
Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả dùng phần mềm HOMER để tính toán lựa chọn tối ưu các cấu phần của hệ thống SWB-HRES đầu lưới ở đảo Cù Lao Chàm. Hình 3a và Hình 3b giới thiệu bức xạ mặt trời và tốc độ gió trung bình ở Cù Lao Chàm trích xuất từ cơ sở dữ liệu khí hậu của NASA tích hợp trong thư viện của phần mềm HOMER. Bức xạ mặt trời cực đại vào buổi trưa mùa hè, khoảng 1,2 kW/m². Tốc độ gió trung bình cực đại khoảng 16m/s vào những tháng cuối năm.

Hình 4a giới thiệu sơ đồ tính toán SWB-HRES (Hình 1) 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 một chiều. Các nguồn điện này được chuyển thành điện xoay 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 biogas. Hỗn hợp nhiên liệu này được đơn giản hóa thành biogas trong HOMER.



Hình 3. Bức xạ mặt trời (a) và tốc độ gió trung bình (b) tại Đảo Cù Lao Chàm



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

Phụ tải sử dụng điện xoay chiều, được giả định là một cụm hộ dân, tiêu thụ trung bình 20 kWh/ngày với công suất cực đại 6,62 kW (Hình 4b). Ở Việt Nam, giá điện được tính theo bậc thang. Giá điện sinh hoạt trung bình khoảng 2400 VND/kWh. Giá bán điện tái tạo lên lưới EVN trung bình 1900 VND/kWh.

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

STT	Cấu phần	Thông số	Giá thành (triệu VND)
1	Pin mặt trời	- 10 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-biogas	- Công suất điều chỉnh - Nhiên liệu: Syngas+biogas - Tuổi thọ 20.000h - DC	12/kW
4	Converter	- AC/DC - 15kW - Tuổi thọ 20 năm	5/kW

3. Kết quả mô phỏng

Bảng 2 giới thiệu tóm tắt kết quả mô phỏng về tính kinh tế của các cấu hình khác nhau của hệ thống SWB-HRES được sắp xếp theo thứ tự chi phí ròng hiện tại NPC (net present cost). NPC hay chi phí trong suốt vòng đời của hệ thống là tất cả chi phí theo giá hiện tại trong suốt vòng đời của hệ thống bao gồm chi phí thiết bị, chi phí vận hành trừ đi tất cả lợi nhuận mà hệ thống mang lại trong suốt vòng đời của nó theo giá hiện tại. Sau đây chúng ta sẽ phân tích các trường hợp bố trí hệ thống HRES khác nhau.

Bảng 2. Tổng hợp kết quả mô phỏng các trường hợp khác nhau của hệ thống SWB-HRES

	PV (kW)	WT1.5	Gen-Syn (kW)	Grid (kW)	Converter (kW)	NPC (\$)
1	10.0	5	7.70	999,999	15.0	-\$14,271
2	10.0		7.70	999,999	15.0	-\$9,761
3		5	7.70	999,999	15.0	-\$4,502
4	10.0			999,999	15.0	\$91.42
5			7.70	999,999	15.0	\$139.07
6	10.0			999,999	15.0	\$5,432
7		5		999,999	15.0	\$10,840
8				999,999		\$11,325

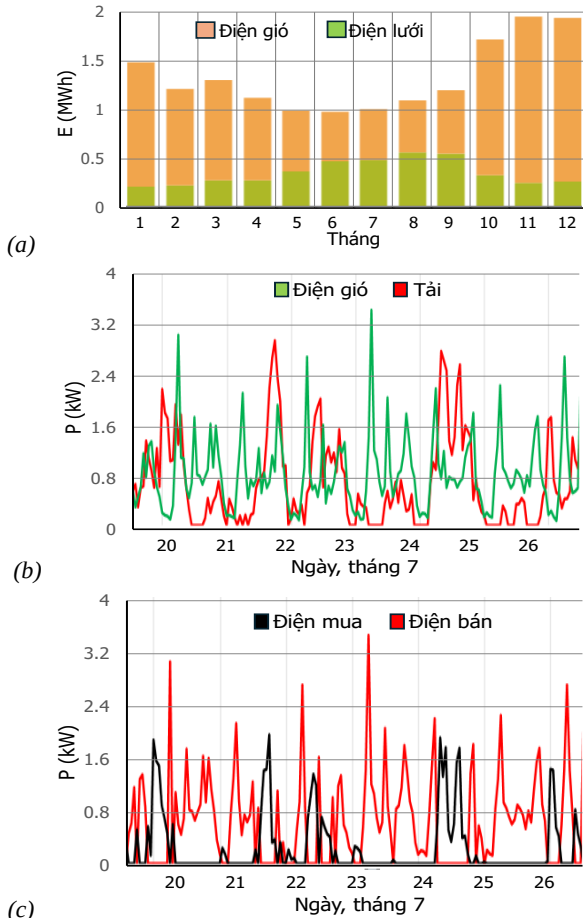
3.1. Hệ thống chỉ có turbine gió

Hệ thống chỉ có turbine gió đấu lưới tương ứng trường hợp 7 trên Bảng 2. Trong trường hợp này hệ thống sử dụng cụm turbine gió có công suất 7,5 kW (5 turbine công suất 1,5 kW), phát điện một chiều kết nối với lưới điện AC thông qua converter 15kW của hệ thống.

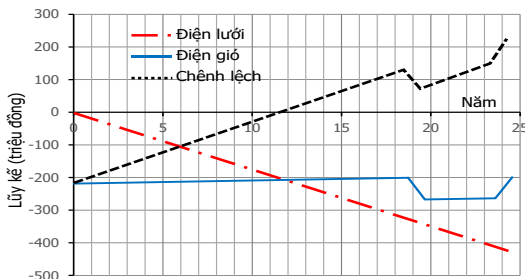
Với hệ thống này, mỗi năm turbine gió sản xuất được 11.554 kWh điện. Để đáp ứng yêu cầu của phụ tải ở các thời điểm khác nhau, hệ thống cần phải mua 4.182 kWh từ lưới điện và bán lên hệ thống 6.550 kWh. Năng lượng điện do turbine sản xuất mà hệ thống không sử dụng là 1.377 kWh.

Hình 5a trình bày cấu phần điện trong hệ thống điện gió đấu lưới theo các tháng trong năm. Điện gió cung cấp phần

lớn điện năng theo yêu cầu của phụ tải, trừ những tháng tốc độ gió thấp (tháng 5 đến tháng 7), hệ thống cần được bổ sung một phần năng lượng từ lưới điện. Hình 6b cho thấy, phần lớn thời gian trong tháng, turbine gió sản xuất điện cao hơn yêu cầu của phụ tải, tính liên tục của nguồn điện cũng được duy trì nên lượng điện bán lên lưới cao hơn lượng điện mua vào (Hình 5c).



Hình 5. Cấu phần điện gió và điện lưới qua các tháng (a), biến thiên công suất điện gió và tải của một tuần trong tháng 7 (b) và biến thiên lượng điện mua vào, bán ra của một tuần tháng 7 (c)



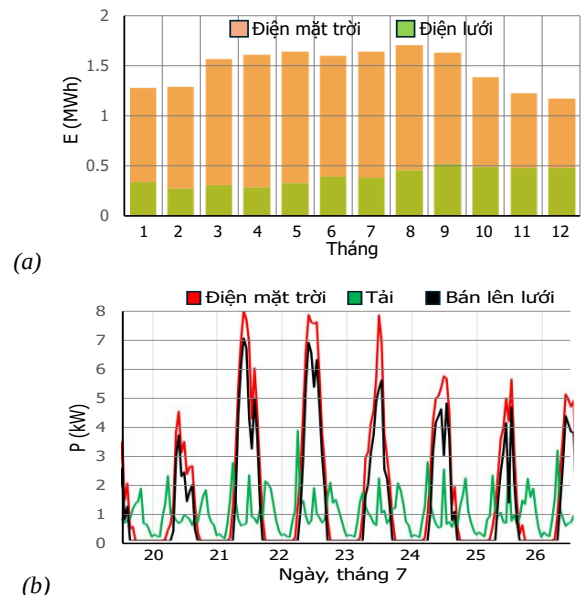
Hình 6. So sánh lũy kế chi phí điện lưới và điện gió trong vòng đời 25 năm của hệ thống

Hình 6 cho thấy, nếu sử dụng điện lưới thì trong vòng 25 năm, lũy kế chi phí tiền điện khoảng 450 triệu VND. Lũy kế chi phí điện gió giảm dần so với tiền đầu tư ban đầu do nguồn thu từ bán điện. Chênh lệch cho phí điện gió và điện lưới thể hiện mức độ thu hồi vốn đầu tư. Sau 11,97 năm thì mức chênh lệch này bằng 0, nghĩa là toàn bộ vốn đầu tư đã được thu hồi. Sau đó, hệ thống bắt đầu sinh lợi nhuận. Lợi nhuận giảm khi thay thế turbine gió do hết thời

hạn sử dụng. Lũy kế lợi nhuận hệ thống đem lại trong suốt vòng đời khoảng 250 triệu VND trên tổng đầu tư hệ thống 215 triệu VND theo giá hiện tại.

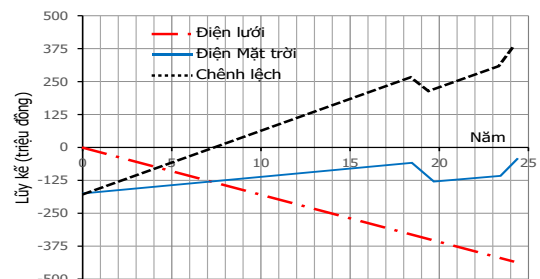
3.2. Hệ thống chỉ có điện mặt trời

Trong trường hợp này hệ thống chỉ có PV điện mặt trời công suất peak 10 kW được đấu lưới thông qua converter DC/AC công suất 15 kW (Trường hợp 6, Bảng 2). Do pin mặt trời chỉ phát điện ban ngày nên ban đêm và những khi công suất nguồn phát không đủ thì hệ thống được bổ sung điện lưới. Lượng điện lưới cung cấp cho hệ thống cao nhất vào các tháng cuối năm khi bức xạ mặt trời giảm và lượng điện tiêu thụ gia tăng (Hình 7a). Ngược lại, ban ngày công suất điện mặt trời cao hơn nhu cầu của tải, một lượng điện được bán lên hệ thống (Hình 7b). Kết quả mô phỏng cho thấy mỗi năm hệ thống điện mặt trời sản xuất được 12.950 kWh điện, lượng điện phải mua từ lưới là 4.884 kWh và lượng điện do PV sản xuất mà không tiêu thụ là 557kWh.



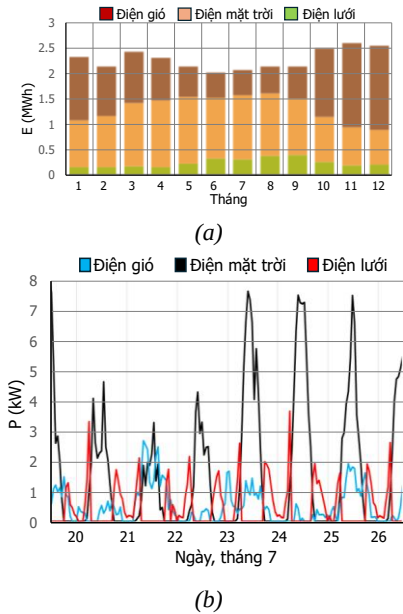
Hình 7. Cấu phần điện mặt trời và điện lưới theo các tháng trong năm (a) và biến thiên công suất sản xuất-tiêu thụ điện (b) trong hệ thống điện mặt trời đấu lưới

Hình 8 so sánh lũy kế chi phí điện mặt trời và điện lưới qua các năm trong vòng đời của hệ thống (25 năm). Những năm đầu tiên chi phí cho điện mặt trời lớn hơn chi phí cho điện lưới do phải đầu tư ban đầu 170 triệu VND. Sau 7,48 năm, hệ thống thu hồi được vốn đầu tư. Từ đó, lợi nhuận của hệ thống tăng dần theo thời gian. Kết quả Hình 8 cho thấy, sau 24 năm, hệ thống mang lại lợi nhuận ròng 375 triệu VND.



Hình 8. So sánh lũy kế chi phí điện mặt trời và điện lưới trong vòng đời hệ thống (25 năm)

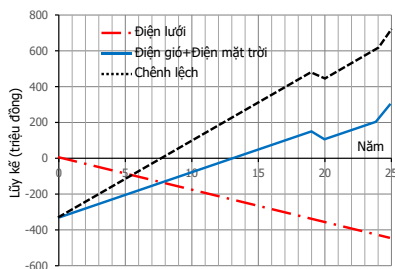
3.3. Hệ thống gồm điện mặt trời và điện gió



Hình 9. Cấu phần điện sinh ra trong hệ thống năng lượng tái tạo điện gió-điện mặt trời đầu lưới (a) và biến thiên công suất các nguồn trong hệ thống trong 1 tuần tháng 7 (b)

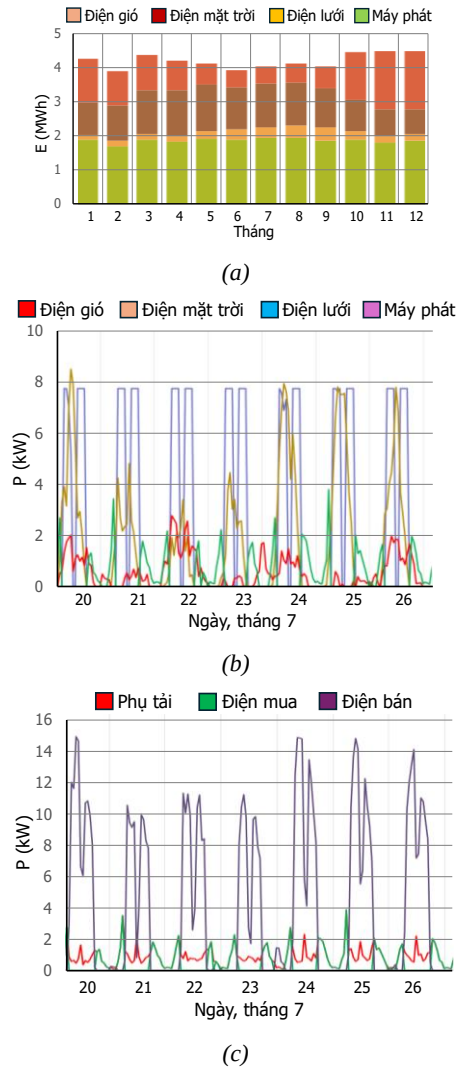
Hệ thống năng lượng tái tạo gồm điện gió và điện mặt trời được thể hiện trên cấu hình trường hợp 4 ở Bảng 2. Trong trường hợp này pin mặt trời có công suất 10kW peak, turbine gió có công suất 7,5kW và converter có công suất 15kW. Mỗi năm pin mặt trời phát ra 12.950 kWh, turbine gió sinh ra 11.554 kWh. Lượng điện mua từ lưới là 2.915 kWh và lượng điện bán cho lưới là 17.855 kWh. Lượng điện hệ thống sản xuất ra mà không sử dụng là 1.094 kWh. Hình 9a cho thấy điện gió đóng góp phần lớn công suất điện vào những tháng cuối năm, điện mặt trời phát huy thế mạnh vào những tháng mùa hè. Hình 9b giới thiệu biến thiên công suất các nguồn điện của hệ thống của một tuần trong tháng 7. Chúng ta thấy trong tháng này, công suất điện mặt trời cao nhưng không liên tục. Những tháng có tốc độ gió thấp (tháng 8-9), hệ thống cần bổ sung một lượng điện lưới.

Do đầu tư ban đầu của hệ thống lớn (320 triệu VND) nhưng lượng điện bán lên hệ thống nhiều hơn các trường hợp chỉ sử dụng điện gió hay điện mặt trời riêng lẻ nên thời gian thu hồi vốn đầu tư cũng không chênh lệch nhiều. Sau 7,54 năm hệ thống thu hồi được vốn đầu tư và lợi nhuận thu được sau 25 năm lên đến 700 triệu VND, lớn hơn nhiều so với trường hợp sử dụng điện mặt trời hay điện gió riêng rẽ (Hình 10).



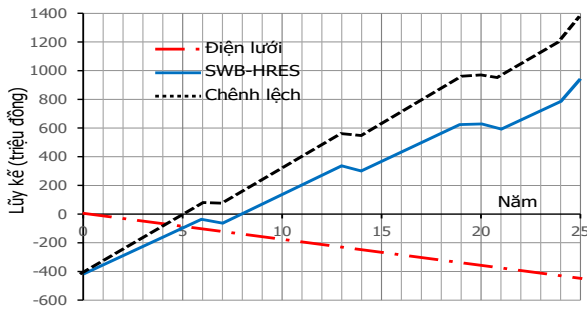
Hình 10. So sánh lũy kế chi phí điện lưới và điện gió-điện mặt trời trong vòng 25 năm

3.4. Trường hợp hệ thống gồm điện mặt trời, điện gió và điện sinh khối



Hình 11. Cấu phần điện sinh ra trong hệ thống SWB-HRES đầu lưới theo các tháng trong năm (a); Công suất điện do máy phát sinh ra (b); Biến thiên theo ngày công suất các nguồn phát điện của SWB-HRES (c); Biến thiên theo ngày công suất phụ tải và công suất điện trao đổi với lưới (c)

Đây là trường hợp đầy đủ của SWB-HRES, gồm điện mặt trời, điện gió và điện từ máy phát điện chạy bằng hỗn hợp nhiên liệu khí tái tạo (trường hợp 1, Bảng 2). Công suất pin mặt trời, turbine gió và converter được giữ nguyên như các trường hợp trên, đồng thời hệ thống được bổ sung máy phát điện chạy bằng syngas-biogas công suất 7,7 kW. Do đó, công suất điện do pin mặt trời và turbine gió tạo ra như trường hợp trên. Hình 11a giới thiệu cấu phần điện do các thành phần khác nhau của SWB-HRES sinh ra. Mỗi ngày máy phát điện chỉ chạy từ 8h-12h và từ 14h-18h (Trường hợp A, Hình 14). Công suất điện do máy phát bổ sung là 21.970 kWh. Hệ thống cần bổ sung 2.770 kWh từ điện lưới nhưng bán lên lưới 38.665 kWh. Hình 11b cho thấy, máy phát điện làm nhiệm vụ bù công suất những khi điện gió và điện mặt trời không đáp ứng được yêu cầu của phụ tải. Do công suất của hệ thống SWB-HRES lớn hơn công suất phụ tải nên phần lớn lượng điện sinh ra được bán lên lưới điện (Hình 11c).

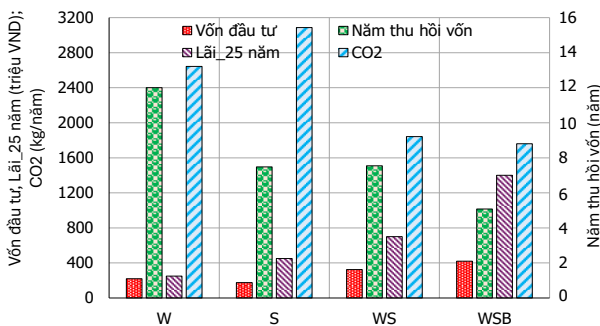


Hình 12. So sánh tính kinh tế của SWB-HRES với điện lưới trong vòng đời 25 năm

Mặc dù kinh phí đầu tư ban đầu cho hệ thống SWB-HRES lớn (khoảng 400 triệu VND) nhưng sản lượng điện bán cho lưới điện cũng lớn nên chỉ cần 5,08 năm là có thể thu hồi được vốn đầu tư. Lợi nhuận do hệ thống HRES mang lại sau khi hoàn vốn tăng nhanh và đạt giá trị cao hơn nhiều so với các trường hợp trước (Hình 12). Sau 25 năm, lũy kế lợi nhuận thu được là 1,4 tỷ VND. Do tuổi thọ của động cơ đốt trong thấp nên trong vòng đời của hệ thống SWB-HRES, cụm động cơ máy phát điện chạy bằng hỗn hợp nhiên liệu khí tái tạo được thay thế nhiều lần, thể hiện qua đường gãy khúc trên giản đồ lũy kế chi phí.

3.5. So sánh hiệu quả kinh tế và môi trường các phương án HRES

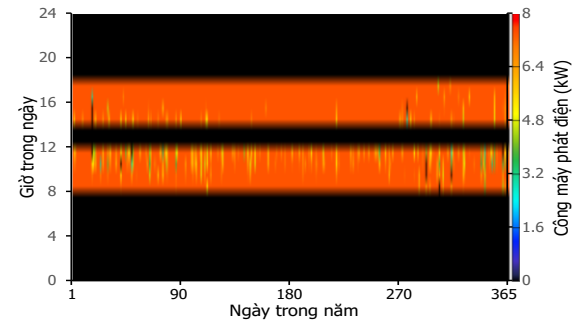
Hình 13 so sánh hiệu quả kinh tế và môi trường của các phương án kết hợp năng lượng tái tạo khác nhau. Kết quả cho thấy trong điều kiện bức xạ mặt trời và năng lượng gió ở Cù Lao Chàm, nếu dùng phương án một nguồn năng lượng tái tạo thì điện mặt trời có lợi thế hơn về kinh tế so với điện gió vì đầu tư thấp hơn, lợi nhuận cao hơn và thời gian thu hồi vốn ngắn hơn. Tuy nhiên về mặt kỹ thuật do điện mặt trời bị gián đoạn, mức độ ổn định thấp hơn điện gió nên phải bổ sung điện lưới nhiều, dẫn đến tăng phát thải CO₂ của toàn hệ thống. Khi sử dụng kết hợp điện gió và điện mặt trời, mức độ ổn định của hệ thống được cải thiện, giảm bớt lượng điện lưới bổ sung nên giảm phát thải CO₂. Tuy vốn đầu tư của hệ thống kết hợp WS có cao hơn các hệ thống riêng rẽ nhưng thời gian thu hồi vốn (7,54 năm) vẫn tương đương với hệ thống điện mặt trời (7,48 năm) và thấp hơn thời gian thu hồi vốn đầu tư điện gió (12 năm). Tổng lợi nhuận thu được từ hệ thống kết hợp trong cả vòng đời của hệ thống là 700 triệu VND, cao hơn so với điện mặt trời (450 triệu VND) và điện gió (250 triệu VND).



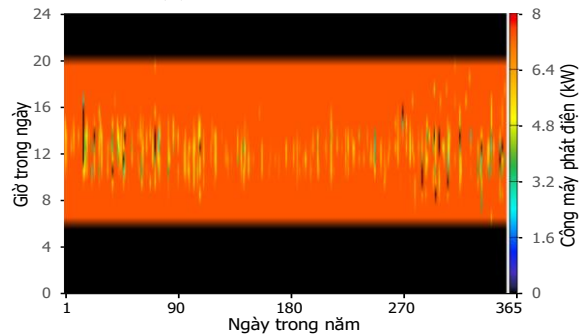
Hình 13. So sánh hiệu quả kinh tế và môi trường của các phương án HRES (W: Điện gió, S: Điện mặt trời, WS: Điện gió-Điện mặt trời, WSB: Điện gió-Điện mặt trời-Biomass)

Khi tích hợp điện biomass vào hệ thống thì tính năng kỹ thuật, kinh tế và môi trường của hệ thống năng lượng tái tạo

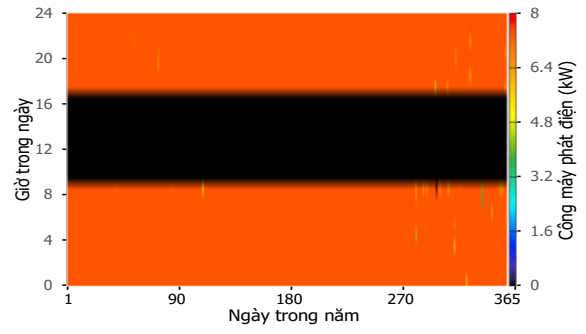
được cải thiện rõ rệt. Vốn đầu tư của hệ thống cao hơn (420 triệu VND so với hệ thống WS 325 triệu VND). Tuy nhiên thời gian thu hồi vốn giảm chỉ còn 5,08 năm và lợi nhuận trong cả vòng đời lên đến 1,4 tỷ VND, gấp đôi lợi nhuận của hệ thống WS. Mức độ phát thải CO₂ tương đương với hệ thống WS.



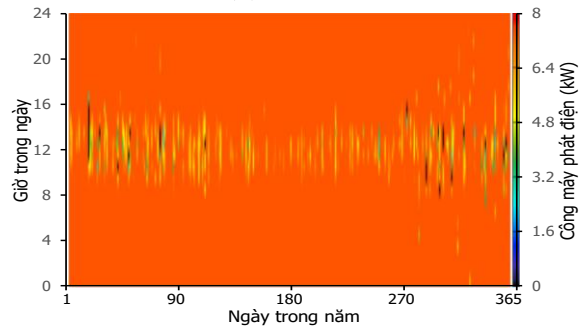
(A) từ 8h-12h và từ 14h-18h



(B) từ 6h-20h



(C) từ 17h-9h

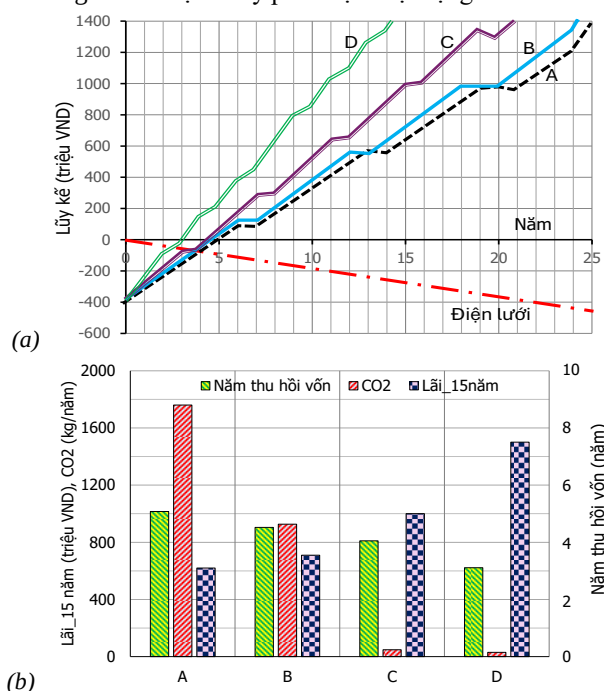


(D) cả ngày đêm

Hình 14. Thời gian biểu hoạt động của cụm máy phát điện syngas-biogas

Kết quả mô phỏng trên đây cho thấy cụm máy phát điện chạy bằng syngas-biogas ảnh hưởng đáng kể đến tính năng kỹ thuật và tính kinh tế của SWB-HRES. Tính năng kinh tế, kỹ thuật và môi trường của hệ thống năng lượng chịu ảnh hưởng bởi thời gian biểu hoạt động của cụm máy phát điện. Sau đây chúng ta so sánh tính năng kinh tế của SWB-HRES trong 4

trường hợp hoạt động của cụm máy phát điện: (A) từ 8h-12h và từ 14h-18h, (B) từ 6h-20h, (C) từ 17h-9h và (D) cả ngày đêm (Hình 14). Hình 15a so sánh tính năng kinh tế của hệ thống ứng với các trường hợp A, B, C, D. Trong các trường hợp A và B, cụm máy phát điện hoạt động ban ngày với tổng thời gian hoạt động lần lượt là 8 giờ và 14 giờ. Chúng ta thấy khi thời gian hoạt động của cụm máy phát điện tăng từ 8 giờ lên 14 giờ thì lợi nhuận chỉ tăng từ 620 triệu VND lên 710 triệu VND và thời gian thu hồi vốn giảm từ 5,08 năm xuống 4,52 năm (Hình 15b). Tuy nhiên khi cụm máy phát điện hoạt động ban đêm (trường hợp C), với thời gian hoạt động 16 giờ (tăng 2 giờ so với trường hợp B) thì thời gian thu hồi vốn đầu tư còn 4,05 năm, lợi nhuận tăng lên 1 tỷ VND. Đặc biệt, trong trường hợp này, lượng phát thải CO₂ chỉ còn 50 kg/năm so với 930 kg/năm của trường hợp B. Điều này là do lượng điện mua từ lưới giảm khi cụm máy phát điện hoạt động ban đêm.



Hình 15. So sánh hiệu quả kinh tế của SWB-HRES theo thời gian biểu hoạt động của cụm máy phát điện

Trong trường hợp D, máy phát điện hoạt động liên tục 24 giờ/ngày thì lợi nhuận tăng, thời gian thu hồi vốn giảm nhưng lượng phát thải CO₂ tương đương với trường hợp C. Trong thực tế trường hợp D khó xảy ra vì cụm máy phát điện phải được bảo trì và hệ thống cung cấp khí syngas, biogas phụ thuộc vào công suất của hầm khí biogas và lò khí hóa.

4. Kết luận

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

- Tuy vốn đầu tư của hệ thống kết hợp WS cao hơn các hệ thống riêng rẽ nhưng thời gian thu hồi vốn 7,54 năm, tương đương với hệ thống điện mặt trời (7,48 năm) và thấp hơn thời gian thu hồi vốn đầu tư điện gió (12 năm).
- Tổng lợi nhuận thu được từ hệ thống kết hợp WS trong cả vòng đời là 700 triệu VND, cao hơn so với điện mặt trời (450 triệu VND) và điện gió (250 triệu VND).
- Khi cụm máy phát điện hoạt động ban ngày, nếu thời gian hoạt động tăng từ 8 giờ lên 14 giờ thì lợi nhuận chỉ

tăng từ 620 triệu VND lên 710 triệu VND và thời gian thu hồi vốn giảm từ 5,08 năm xuống 4,52 năm.

- Khi cụm máy phát điện hoạt động ban đêm với thời gian hoạt động tăng 2 giờ so thời gian hoạt động ban ngày thì thời gian thu hồi vốn đầu tư giảm 0,5 năm, lợi nhuận tăng 300 triệu VND.

- Trong hệ thống SWB-HRES, khi cụm máy phát điện hoạt động ban đêm thì phát thải CO₂ của hệ thống có thể bỏ qua còn khi cụm máy phát điện hoạt động ban ngày thì phát thải CO₂ giảm theo thời gian hoạt động.

- Trong điều kiện tự nhiên ở Cù Lao Chàm thì điện mặt trời có lợi thế hơn điện gió khi sử dụng riêng rẽ. Khi kết hợp điện mặt trời, điện gió và điện biomass vào hệ thống SWB-HRES thì cụm máy phát điện hoạt động ban đêm có lợi hơn hoạt động ban ngày.

Cảm tạ: Công trình này được thực hiện nhờ tài trợ của Quỹ NAFOSTED thông qua đề tài "Mô-đun sản xuất điện hòa lưới công suất nhỏ từ chất thải sinh hoạt và sản xuất ở nông thôn". Mã số: NCUD.02-2019.22.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] S. Ahmadvand and T. Sowlati, "The attractiveness of syngas production from forest-based biomass for pulp mills considering carbon pricing and government regulations", *Renewable Energy Focus*, vol. 45, pp. 287-306, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.ref.2023.04.007>
- [2] P. Simshauser, "The 2022 energy crisis: Fuel poverty and the impact of policy interventions in Australia's National Electricity Market", *Energy Economics*, vol. 121, 2023, 106660. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2023.106660>. 18 pages
- [3] J. Rogelj, O. Geden, A. Cowie, and A. Reisinger, "Net-zero emissions targets are vague: three ways to fix", *Nature*, vol. 591, pp. 365-368, 2021.
- [4] IEA, *Clean Energy Innovation*, Paris, France: International Energy Agency, 2020.
- [5] B. V. Ga, V. T. Hung, B. T. M. Tu, T. L. B. Tram, and N. T. T. Xuan, "Characteristics of biogas-hydrogen engines in a hybrid renewable energy system", *International Energy Journal*, vol. 21, no. 4, pp. 467-480, Dec. 2021, ISSN: 1513-718X.
- [6] J. D. Sachs, G. Schmidt-Traub, and J. Williams, "Pathways to zero emissions", *Nature Geoscience*, vol. 9, pp. 799-801, 2016.
- [7] S. Fuss *et al.*, "Betting on negative emissions", *Nature Climate Change*, vol. 4, pp. 850-853, 2014.
- [8] Vietnam News, "Viet Nam strives to achieve net zero by 2050 with international support: PM", *Vietnam News*, Nov. 2021. [Online]. Available: <https://vietnamnews.vn/environment/1071075/viet-nam-strives-to-achieve-net-zero-by-2050-with-international-support-pm.html>. [Accessed: Oct. 20, 2024].
- [9] N. T. T. Xuan, B. T. M. Tu, and B. V. Ga, "Simulation and experimental study of refuse-derived fuel gasification in an updraft gasifier", *International Journal of Renewable Energy Development*, vol. 12, no. 3, pp. 601-614, 2023. doi: 10.14710/ijred.2023.53994.
- [10] B. V. Ga, B. T. M. Tu, T. T. H. Tung, and P. D. Long, "Simulation of RDF gasification in a downdraft gasifier" Proceedings of the 24th National Conference on Fluid Mechanics, Hanoi-Danang-Ho Chi Minh City, Dec. 2021, pp. 120-134, The Publishing House for Science and Technology, ISBN: 978-604-357-045-8.
- [11] M. T. Phung, V. G. Bui, T. S. Tran, M. T. Nguyen, and D. Q. Tong, "Simulation and experimental study on refuse derived fuel gasification in a downdraft gasifier", in *14th Asia-Pacific Conference on Combustion*, Kaohsiung Exhibition Center, Kaohsiung, Taiwan, May 2023.
- [12] B. V. Ga *et al.*, "Comparison between simulation and experiment results on gasification of RDF from solid waste in rural area", *The University of Danang - Journal of Science and Technology*, vol. 21, no. 2, pp. 78-83, 2023.
- [13] B. V. Ga, N. V. Dong, C. X. Tuan, and V. A. Vu, "Simulation of syngas-biogas-hydrogen flexible fuel supply for a stationary SI engine", *The University of Danang - Journal of Science and Technology*, vol. 20, no. 9, 2022.
- [14] V. G. Bui *et al.*, "Flexible syngas-biogas-hydrogen fueling spark-ignition engine behaviors with optimized fuel compositions and control parameters", *International Journal of Hydrogen Energy*, Available online 7 Oct. 2022. doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.09.133.