

GIẢI PHÁP VỀ “NGÔI NHÀ KHÔNG NĂNG LƯỢNG RÒNG” SỬ DỤNG NĂNG LƯỢNG MẶT TRỜI

SOLUTIONS TOWARDS A NET-ZERO ENERGY HOUSE IN VIETNAM BY SOLAR ENERGY

Huỳnh Thị Minh Thư*, Nguyễn Anh Vũ, Bùi Văn Mỹ

Trường Đại học Sư phạm Kỹ thuật TP. Hồ Chí Minh¹

*Tác giả liên hệ: thuhtm@hcmute.edu.vn

(Nhận bài: 05/9/2022; Chấp nhận đăng: 21/11/2022)

Tóm tắt - Trong nghiên cứu này, ba cấu hình của hệ thống điện mặt trời cho giải pháp mô hình nhà có “năng lượng ròng bằng không”: Độc lập, nối lưới không lưu trữ và nối lưới có lưu trữ cung cấp cho một gia đình điển hình trong khu dân cư được mô phỏng và đánh giá tính khả thi. Kết quả cho thấy, thời gian hoàn vốn, LCoE (chi phí sản xuất điện) và BCR (tỷ lệ lợi ích-chi phí) dựa trên giá trị hiện tại lần lượt là 18 năm, 1770VNĐ/kWh và 0,38 cho hệ độc lập; 6,7 năm, 901VNĐ/kWh và 1,00 cho hệ nối lưới có lưu trữ (25% tải ngày); và 4 năm, 523VNĐ/kWh và 1,67 cho hệ nối lưới không lưu trữ. Kết quả cho thấy, mặc dù hệ nối lưới không lưu trữ cho giải pháp tài chính tốt nhất, nhưng hệ nối lưới có lưu trữ cho giải pháp linh hoạt nhất và đảm bảo sự tiện nghi; đồng thời, góp phần giảm áp lực lên đường dây truyền tải lưới điện. Trong khi đó, hệ thống độc lập gần như không khả thi cho khu vực có lưới điện.

Từ khóa - Năng lượng mặt trời; ngôi nhà không năng lượng ròng; điện mặt trời; năng lượng tái tạo; hiệu quả năng lượng

1. Đặt vấn đề

Trong nhiều năm trở lại đây, nhu cầu sử dụng năng lượng ngày một tăng dẫn đến tốc độ khai thác nhiên liệu hóa thạch diễn ra nhanh chóng, khiến cho nguồn tài nguyên này đứng trước nguy cơ cạn kiệt. Theo Cơ quan Năng lượng Quốc tế (International Energy Agency-IEA), điện năng tiêu thụ năm 2019 của Việt Nam là 240,1 TWh, gấp 28 lần so với năm 1990. Tại Việt Nam, năng lượng cho các công trình xây dựng chiếm khoảng 40% tổng điện năng tiêu thụ của quốc gia; Trong đó, chủ yếu là việc tiêu thụ điện đến từ các tòa nhà [1]. Phát thải do năng lượng tiêu thụ này được chia thành 2 nhóm: Quá trình chế tạo vật liệu xây dựng và quá trình vận hành sử dụng trong các nhà hoặc tòa nhà. Trong đó, giải pháp trong quá trình vận hành được quan tâm vì tiềm năng giảm phát thải lớn. Để giảm thiểu phát thải và giảm sự phụ thuộc vào nguồn năng lượng hóa thạch, giải pháp về năng lượng cho các tòa nhà hay nhà ở thường được chia làm 2 hướng: (i) Sử dụng năng lượng hiệu quả và (ii) thay thế nguồn năng lượng truyền thống bằng năng lượng tái tạo. Nhóm (i) thường hướng vào việc tối ưu thiết kế về cấu trúc và hướng ngôi nhà, sử dụng vật liệu phù hợp, bố trí mặt bằng tối ưu,... nhằm tận dụng ánh sáng tự nhiên, thông gió tự nhiên,... hạn chế sử dụng năng lượng. Trong khi đó, nhóm giải pháp (ii) thường theo hướng “chủ động” (active) bằng cách lắp đặt thêm các hệ thống tạo ra năng lượng như nhiệt mặt trời cho nước nóng-sưởi, điện mặt trời-gió, lưu trữ năng lượng, tích hợp với hệ

Abstract - In this research, three configurations of residential solar photovoltaic system towards a model of net-zero energy house: Stand-alone, on-grid without storage and on-grid system with energy storage are simulated and evaluated its economic feasibility. The results show that payback time, LCoE (Levelized Cost of Electricity) and BCR (Benefit-Cost Ratio) based on present value are 18 years, 1770 VNĐ/kWh and 0.38 for stand-alone system; 6.7 years, 901 VNĐ/kWh and 1.00 for on-grid with energy storage (25% daily load); And 4 years, 523 VNĐ/kWh and 1.67 for on-grid without storage, respectively. It can be seen that even on-grid without storage gives the best economic solution, on-grid system with storage offers the most flexible solution with comfortability. Additionally, residential on-grid system with storage relieves pressure on the national grid transmission line at peak time. Whereas, stand-alone system is not feasible and expected to be suitable for remote areas.

Key words - Solar energy; Net-Zero Energy House (NZEH); Photovoltaic; Renewable energy; Energy efficiency

thống quản lý năng lượng để cung cấp cho các thiết bị để vẫn đảm bảo sự tiện nghi [2].

Đối với mảng nhà ở dân dụng, khái niệm về “ngôi nhà không sử dụng năng lượng ròng” hay Net-Zero Energy House (NZEH) đã được đề xuất và triển khai ở một số nước trên thế giới như Trung Quốc, Hoa Kỳ. Theo Bộ năng lượng Hoa Kỳ [3], “tòa nhà không năng lượng” (Zero Energy Building_ZEB) là tòa nhà sử dụng năng lượng hiệu quả; Nói cách khác, về khía cạnh năng lượng: Năng lượng thực tế tiêu thụ từ nguồn phân phối nhỏ hơn hoặc bằng năng lượng tái tạo được tạo ra tại tòa nhà phát lên nguồn tính theo năm” (An energy-efficient building where, on a source energy basis, the actual annual delivered energy is less than or equal to the on-site renewable exported energy.). Tại các nơi có nguồn bức xạ mặt trời dồi dào, giải pháp sử dụng năng lượng mặt trời cung cấp cho các hộ gia đình được nghiên cứu và ứng dụng. Các giải pháp sử dụng điện mặt trời PV đa phần từ tinh thể Silic (c-Si) kết hợp tích trữ năng lượng và tế bào nhiên liệu (fuel cell) [4] hay hydrogen [5] cho NZEH được nghiên cứu. Các nghiên cứu tích hợp PV và nhiệt (Thermal) trên cùng một diện tích hấp thụ (PV/T) cũng được sử dụng đối với các ngôi nhà có diện tích mái giới hạn [6], cùng hướng đến NZEH. Tuy vậy, đối với Việt Nam nói riêng và một số nước Đông Nam Á nói chung, việc sử dụng điện mặt trời PV thuần chỉ mới bắt đầu vài năm gần đây khi có các chính sách khuyến khích từ chính phủ [7]. Mặc dù, giá hệ thống PV được dự đoán sẽ

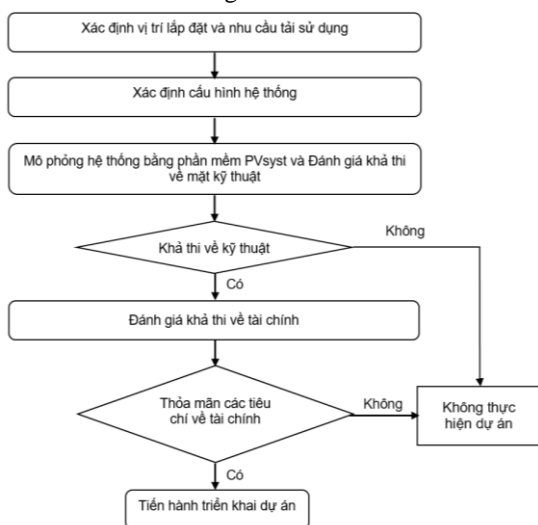
¹ Ho Chi Minh City University of Technology and Education (Huynh Thi Minh Thu, Nguyen Anh Vu, Bui Van My)

có thể giảm đến 60% trong thập kỷ tới [8], tính khả thi về tài chính cần được xem xét bên cạnh giải pháp kỹ thuật cho đối tượng là các hộ gia đình khi suất đầu tư cao hơn so với các hệ thống công suất lớn. Ngoài ra, tùy vào tình trạng và chất lượng lưới điện của khu vực cũng ảnh hưởng đến cấu hình cũng như độ phức tạp của hệ thống, và do đó, ảnh hưởng đến hiệu quả về mặt kinh tế.

Trong khuôn khổ nghiên cứu này, nhóm tác giả đưa ra quy trình các bước tính toán, mô phỏng cho một dự án điện mặt trời có thể áp dụng để cung cấp cho ngôi nhà hướng tới “không năng lượng ròng”. Với 3 cấu hình hệ thống điện mặt trời tương ứng với tình trạng lưới điện hiện hữu: Hệ thống điện mặt trời độc lập không nối lưới (stand-alone PV system/off-grid PV system), hệ thống điện mặt trời nối lưới (on-grid PV system) và hệ điện mặt trời nối lưới có lưu trữ năng lượng (hybrid PV system), các hệ thống được mô phỏng bằng phần mềm về điện mặt trời chuẩn công nghiệp PVsyst phục vụ nhu cầu tải cho hộ gia đình điển hình tại khu vực huyện Nhơn Trạch, tỉnh Đồng Nai, Việt Nam. Bên cạnh đó, tính khả thi về mặt tài chính, cụ thể mô hình đánh giá theo thời gian hoàn vốn giản đơn (payback time_PBT), chi phí sản xuất một đơn vị điện năng (levelized cost of electricity_LCoE) và tỉ lệ lợi nhuận so với chi phí (benefit-cost ratio_BCR) theo thực tế trong điều kiện tại Việt Nam của từng phương án sẽ được tính toán và phân tích.

2. Phương pháp nghiên cứu

Để hướng đến “net-zero” về năng lượng của mô hình dân dụng cho các điều kiện về lưới điện hoặc cấu hình khác nhau có thể tham khảo, nghiên cứu sẽ thực hiện tính toán mô phỏng cho các trường hợp: (i) Hệ nối lưới không lưu trữ; (ii) Hệ không nối lưới (độc lập); và (iii) Hệ nối lưới có lưu trữ. Các bước tính toán của mỗi cấu hình được tiến hành theo các bước chính trong Sơ đồ Hình 1.



Hình 1. Sơ đồ các bước tính toán và ra quyết định

Trong mô hình này, nhu cầu tải chi tiết (Load profile) được xác định theo mốc thời gian sử dụng và tổng thời gian sử dụng. Ngoài ra, cơ sở dữ liệu về khí tượng tại vị trí lắp đặt như: Bức xạ mặt trời trên mặt phẳng ngang (global horizontal irradiance), tán xạ trên phương ngang (diffuse horizontal irradiance), vận tốc gió và nhiệt độ môi trường được tham khảo từ dữ liệu của meteonorm [9].

Tùy vào điều kiện lưới điện tại nơi lắp đặt, cấu hình hệ độc lập hoặc hệ nối với lưới điện được lựa chọn. Ngoài ra, đối với hệ kết nối lưới điện, nếu chất lượng lưới điện không ổn định hoặc người dùng có nhu cầu lưu trữ sử dụng vào ban đêm hoặc sử dụng liên tục không ngắt quãng, cấu hình nối lưới có dự trữ năng lượng có thể được lựa chọn.

Việc mô phỏng hệ thống bằng phần mềm PVsyst cũng là bước đánh giá tính khả thi về mặt kỹ thuật. Với công nghệ đã được thương mại hóa và triển khai trong những năm qua tại Việt Nam, trừ các yêu tố khách quan như chất lượng điện lưới đối với hệ có nối lưới, điều kiện lắp đặt phụ thuộc vào điều kiện mái hoặc mặt đất: Diện tích mái có thể lắp không bị bóng che, kết cấu chịu tải của mái. Do vậy, trong nghiên cứu này, tính khả thi về mặt kỹ thuật được xem như thỏa mãn. Ngoài ra, các tổn hao, độ hao mòn thiết bị theo thời gian... cũng được thiết lập theo điều kiện dự án.

Đánh giá khả thi về tài chính dựa trên 3 tiêu chí: Thời gian hoàn vốn giản đơn (payback time_PBT), chi phí sản xuất một đơn vị điện năng LCoE và tỉ lệ lợi nhuận so với chi phí BCR.

(a) Thời gian hoàn vốn giản đơn là tiêu chí đơn giản nhất để đánh giá sơ bộ mức độ khả thi của dự án. Thời gian hoàn vốn càng ngắn, tính khả thi càng cao. Thời gian hoàn vốn giản đơn được tính theo công thức:

$$PBT = \frac{P_i}{PCF} \quad [\text{năm}] \quad (1)$$

với P_i là tổng chi phí đầu tư ban đầu (VNĐ) và PCF là lợi nhuận hằng năm (VNĐ/năm). Trong đó, tổng lợi nhuận hằng năm là lợi nhuận từ tiết kiệm do chi phí mua điện từ lưới giảm và doanh thu từ điện bán lên lưới. Cụ thể, trong tính toán này, lợi nhuận hằng năm được tính như sau:

- Hệ thống độc lập: Lợi nhuận hằng năm được tính bằng chính chi phí điện hằng năm phải trả khi chưa có hệ thống.

- Hệ thống có nối lưới: Tổng lợi nhuận hằng năm là:

(i) Lợi nhuận từ doanh thu từ điện bán lên lưới theo giá mua điện theo Quyết định 13/2020/QĐ-TTg về cơ chế khuyến khích phát triển điện mặt trời tại Việt Nam [10] cho loại hình Dự án điện mặt trời mái nhà, là 1.943 VNĐ/kWh; Và (ii) tiết kiệm do chi phí mua điện từ lưới giảm do sử dụng trực tiếp từ điện mặt trời hoặc từ ắc quy lưu trữ, được tính dựa trên giá điện sinh hoạt theo 6 bậc theo Quyết định số 4495/QĐ-BCT ngày 30/11/2017 của Bộ Công Thương về việc quy định giá bán điện [11], Bảng 1.

(b) Chi phí sản xuất một đơn vị điện năng LCoE là chi phí phải trả của dự án để sản xuất ra một đơn vị điện năng trong suốt vòng đời dự án. Đây là cơ sở để so sánh với giá điện của một đơn vị điện năng người sử dụng đang mua từ lưới điện hoặc giá điện có thể bán lên lưới điện khi dư thừa. LCoE được tính như sau:

$$LCoE = \frac{\dot{C}_{lifetime}}{Y_{lifetime}} \quad [\text{VNĐ/kWh}] \quad (2)$$

Trong đó: $\dot{C}_{lifetime}$ là tổng chi phí suốt vòng đời quy về giá trị hiện tại (VNĐ) và $Y_{lifetime}$ là tổng sản lượng điện tạo ra suốt vòng đời [kWh].

Về chi phí, ngoài chi phí đầu tư, gồm: Chi phí thiết bị, chi phí lắp đặt, vận chuyển... còn có chi phí vận hành và thay thế các thiết bị trong vòng đời hệ thống.

(c) *Tỉ lệ lợi nhuận so với chi phí BCR* là tỉ số giữa tổng lợi nhuận quy về giá trị hiện tại $\dot{P}_{lifetime}$ và tổng chi phí quy về giá trị hiện tại $\dot{C}_{lifetime}$. Dự án được xem là hấp dẫn nếu $BCR \geq 1$. BCR được tính theo phương trình (3).

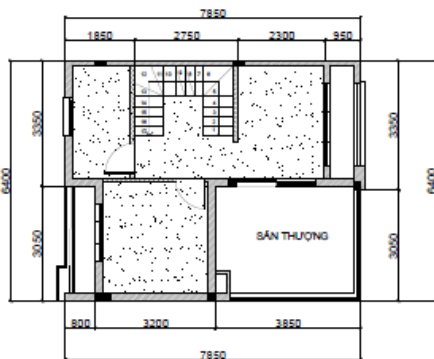
$$BCR = \frac{\dot{P}_{lifetime}}{\dot{C}_{lifetime}} \quad (3)$$

Trong quy trình này, nếu mục tiêu về tài chính không đạt được, nhu cầu tải có thể điều chỉnh, hoặc cấu hình hệ thống có thể thay đổi. Tùy vào vị trí lắp đặt có tiềm năng về nguồn bức xạ mặt trời, nếu mục tiêu vẫn không đạt được, dự án không được triển khai.

3. Kết quả và Bàn luận

Trong nghiên cứu này, ngôi nhà được chọn để tính toán là nhà phố ở khu dân cư Swan Park, huyện Nhơn Trạch, tỉnh Đồng Nai, như Hình 2. Đây là dạng khu dân cư được xây với thiết kế chuẩn và giống nhau cho các hộ gia đình. Cả 3 cấu hình hệ PV được mô phỏng bằng phần mềm PVsyst Version 7.2. Ngoài thiết bị của hệ thống đã được thương mại rộng rãi, kết cấu mái của ngôi nhà đáp ứng tính khả thi về mặt kỹ thuật ở cả 3 cấu hình.

Các chi phí đầu tư trong dự án là giá trung bình tham khảo trên thị trường của tháng 7 năm 2022 cho hệ thống công suất nhỏ. Thời gian thay thế thiết bị trong vòng đời 20 năm của hệ thống: các tấm quang điện là không thay thế, inverter và hệ lưu trữ là 10 năm và các phụ kiện là 5 năm. Trong nội dung nghiên cứu này, vốn đầu tư là vốn tự có và hệ số chiết khấu là 10%.

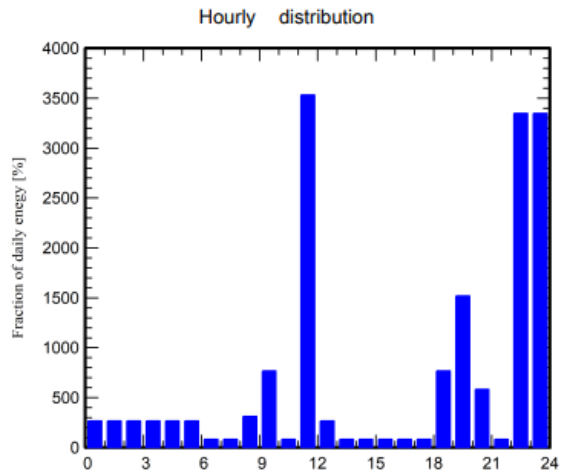


Hình 2. Hình dáng nhà và diện tích

Với tọa độ nhà: 106,86 độ kinh Đông, 10,72 độ vĩ Bắc, các thông số khí tượng được trích xuất dữ liệu meteororm, với số liệu chi tiết trên Hình 3. Hình 4 mô tả nhu cầu tải trong ngày phân bố theo giờ, với giả thiết nhu cầu tải các ngày trong năm không thay đổi do đặc thù khí hậu khu vực Đồng Nai không chênh lệch nhiều trong năm. Ngoài ra, do nhu cầu sử dụng điều hòa không khí để nghỉ trưa và tối, công suất tải theo mô hình này được giả thiết cao nhất vào giờ trưa 11h-12h và 22h-24h; đồng thời, công suất của các thiết bị trong cả 3 cấu hình đều đáp ứng với công suất tải yêu cầu cao nhất này. Theo đó, điện năng sử dụng trung bình theo ngày: 16,77 (kWh/ngày); Theo tháng: 503 (kWh/tháng); theo năm: 6120 (kWh/năm). Chi phí điện mua từ lưới điện trung bình hằng tháng khi chưa có hệ thống điện mặt trời được tính toán theo giá điện bậc thang như trong Bảng 1.

	Global horizontal irradiation kWh/m ² /mth	Horizontal diffuse irradiation kWh/m ² /mth	Temperature °C	Wind Velocity m/s	Linke turbidity []	Relative humidity %
January	139.0	71.4	26.4	2.39	4.077	72.3
February	140.1	68.7	27.2	2.89	4.299	69.0
March	166.5	82.9	28.5	3.40	4.739	69.6
April	178.2	80.4	29.2	3.30	4.413	73.0
May	166.1	78.9	28.9	2.79	3.844	78.9
June	154.8	78.7	27.6	2.89	3.777	84.4
July	156.2	73.0	27.6	3.30	3.811	83.7
August	152.5	80.0	27.6	3.49	3.813	83.6
September	134.6	77.6	26.9	2.80	3.768	86.6
October	164.4	79.9	27.1	2.20	4.253	84.5
November	115.4	65.6	26.7	2.20	4.076	82.6
December	119.4	68.4	26.6	2.20	4.061	75.7
Year	1787.2	905.5	27.5	2.8	4.078	78.7

Hình 3. Thông số khí tượng theo dữ liệu meteororm [9]



Hình 4. Phân bố nhu cầu tải trong ngày

Bảng 1. Chi phí điện hằng tháng

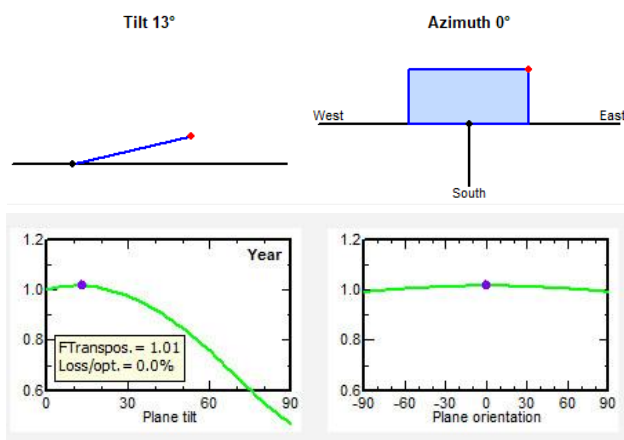
Bậc giá	Giá điện (VNĐ/kWh)	Số điện tiêu thụ (kWh/tháng)	Số tiền (VNĐ)
Bậc 1	1678	50	83 900
Bậc 2	1734	50	86 700
Bậc 3	2014	100	201 400
Bậc 4	2536	100	253 600
Bậc 5	2834	100	283 400
Bậc 6	2927	103	301 481
Tổng		503	1 210 481

3.1. Kết quả

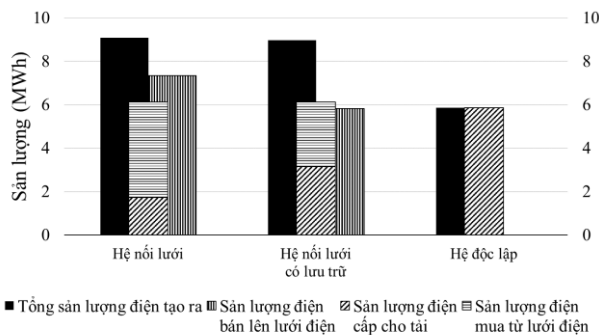
Theo kết quả mô phỏng từ PVsyst, với góc phương vị cùng với hướng cửa chính là hướng Nam, góc nghiêng tối

uru của các tấm pin NLMT là 13° , Hình 5. Theo đó, tỉ lệ bức xạ nhận được cao hơn bức xạ trên mặt phẳng nằm ngang là 1%. Kết quả công suất thiết kế chung cho hệ PV đáp ứng nhu cầu tải ở cả 3 cấu hình là 6,4 kWp.

Dung lượng lưu trữ của hệ độc lập ước tính là năng lượng tiêu thụ xấp xỉ cho 1 ngày đêm. Với đặc tính hệ lưu trữ từ ắc quy Li-ion dạng module 2,2 kWh, hệ độc lập sử dụng 8 module, tương ứng dung lượng lưu trữ là 17,6 kWh. Trong khi đó, đối với hệ nối lưới có lưu trữ, do đặc tính lưới điện khu vực không thường xuyên mất điện hoặc mất điện trong thời gian không dài, hệ lưu trữ được chọn là 2 module với tổng dung lượng 4,4 kWh, tương ứng khoảng 25% nhu cầu tải trong ngày và thời gian có thể sử dụng ít nhất 1 giờ cho các nhu cầu thiết yếu ngay cả trong giờ cao điểm khi mất điện.



Hình 5. Hướng và góc lắp đặt tối ưu



Hình 6. Biểu đồ sản lượng điện hằng năm của 3 cấu hình

Kết quả từ Hình 6 cho thấy, với công suất PV lắp đặt như nhau là 6,4 kWp, tổng sản lượng điện tạo ra hằng năm trung bình từ hệ thống nối lưới là cao nhất với 9,08 MWh, cao hơn 0,1 MWh so với hệ nối lưới có lưu trữ với 8,98 MWh và thấp nhất là từ hệ độc lập với lượng điện xấp xỉ gần bằng nhu cầu tải với 5,866 MWh. Sự chênh lệch này có thể được lý giải do điện tạo ra trực tiếp sử dụng cho tải tại chỗ cho hiệu quả sử dụng cao nhất, hạn chế hiệu suất suy giảm do truyền tải, chuyển đổi trong quá trình sạc-xả. Bên cạnh đó, hệ độc lập bị mất sản lượng khi bức xạ mặt trời lớn, nhưng ắc quy đầy và phụ tải đang trong thời gian thấp điểm. Ngoài ra, có thể thấy rằng, tỉ lệ điện mặt trời tự dùng trên tổng nhu cầu tải của hệ nối lưới có lưu trữ cao hơn so với hệ nối lưới không lưu trữ, tương ứng 51% so với 28%; và tỉ lệ này là 100% đối với hệ độc lập hoàn toàn.

(a) Thời gian hoàn vốn

Bảng 2. Thời gian hoàn vốn

Thông số	Đơn vị	Hệ nối lưới	Hệ nối lưới có lưu trữ	Hệ độc lập
Công suất	kWp	6,4		
Dung lượng lưu trữ	kWh	0	4,4	17,6
Chi phí tiết kiệm hằng năm	Triệu VNĐ/năm	5,05	8,78	14,26
Doanh thu điện bán lên lưới	Triệu VNĐ/năm	14,14	10,84	0
Chi phí đầu tư	Triệu VNĐ	77,56	130,56	256,56
Thời gian hoàn vốn	Năm	4,04	6,65	17,99

Với giả thiết bỏ qua các tổn thất do hao mòn theo thời gian ở cả 3 phương án, hệ thống nối lưới không lưu trữ cho kết quả thời gian hoàn vốn ngắn nhất với hơn 4 năm và dài nhất là hệ độc lập với gần 18 năm, Bảng 2. Hệ thống nối lưới có lưu trữ 4,4 kWh, tương ứng gần 25% nhu cầu tải trong ngày và đáp ứng đầy đủ nhu cầu thiết yếu trong ít nhất 1 giờ cho thời gian hoàn vốn trung bình 6,65 năm.

(b) LCoE và BCR

Theo Bảng 3, chi phí sản xuất một đơn vị điện năng quy về thời điểm hiện tại trung bình trong suốt 20 năm vòng đời hệ thống thấp nhất ở hệ nối lưới không lưu trữ với 523 VNĐ/kWh, cao nhất hệ độc lập với 1770 VNĐ/kWh. Trong khi đó, LCoE của hệ nối lưới có lưu trữ là 901 VNĐ/kWh, khoảng 30% LCoE so với chi phí của hệ độc lập. Trong khi đó, hệ nối lưới là phương án hấp dẫn nhất với tỉ lệ BCR cao nhất là 1,67. Tiếp đó, hệ nối lưới có lưu trữ có tỉ lệ giữa lợi nhuận và chi phí như nhau với BCR=1.00. Cuối cùng, hệ độc lập cho tỉ lệ lợi nhuận trên chi phí thấp nhất với tỉ lệ 0,38.

Bảng 3. LCoE và BCR

	Đơn vị	Hệ nối lưới	Hệ nối lưới có lưu trữ	Hệ độc lập
$P_{lifetime}$	VNĐ	158 687 503	162 350 353	121 437 507
$C_{lifetime}$	VNĐ	94 993 991	161 751 986	320 459 672
BCR		1,67	1,00	0,38
LCoE	VNĐ/kWh	523	901	1770

3.2. Bàn luận

Tính khả thi về mặt tài chính là sự cân bằng giữa 3 tiêu chí: Thời gian hoàn vốn, LCoE và BCR [12]. Trong 3 tiêu chí, tiêu chí thời gian hoàn vốn là tiêu chí đơn giản nhất, giúp nhà đầu tư đánh giá sơ bộ mức độ khả thi của dự án và so sánh các phương án với nhau. Trong khi đó, chi phí sản xuất một đơn vị điện năng LCoE từ hệ thống điện mặt trời giúp so sánh trực tiếp với giá mua điện từ lưới hoặc bán điện thừa lên lưới. Sau cùng, tỉ lệ lợi nhuận trên chi phí giúp đánh giá mức độ sinh lời của dự án một cách rõ ràng.

Theo kết quả trên, có thể thấy hệ thống nối lưới không lưu trữ cho kết quả khả thi nhất. Điều này cũng đồng thuận với nghiên cứu của [12] và [13]; Trong đó, họ cho rằng thời gian hoàn vốn hấp dẫn là dưới 6 năm và BCR>1. Tuy vậy, hệ thống nối lưới không lưu trữ sẽ phụ thuộc hoàn toàn vào chất lượng và sự điều phối của lưới điện. Khi nhu cầu tải thấp so với công suất phát ra vào giờ cao điểm với bức xạ

mặt trời cao, công suất phát lên lưới có thể bị cắt giảm để đảm bảo sự ổn định của hệ thống lưới điện.

Bên cạnh đó, hệ thống nổi lưới có lưu trữ cũng là giải pháp đáng được cân nhắc với $BCR=1$ cùng với khả năng đảm bảo sự tiện nghi cho trường hợp mất điện. Thêm nữa, chi phí sản xuất điện LCoE của giải pháp vẫn thấp hơn so với giá mua điện hoặc bán lên lưới. Việc này có ý nghĩa trong trường hợp giá bán điện lên lưới có thay đổi do chính sách thay đổi, hệ lưu trữ có thể được nâng cấp lên để tăng tỉ lệ điện tự dùng và giảm thiểu bán lên lưới. Về khía cạnh lưới điện, việc các hộ gia đình lưu trữ điện năng để tự sử dụng hoặc bán lên lưới khi nhu cầu tải cao có ý nghĩa rất lớn giúp giảm tải hệ thống cung cấp điện và đường dây truyền tải.

Giải pháp cấu hình độc lập với thời gian hoàn vốn gần bằng tuổi thọ hệ thống; LCoE gần tương đương giá bán điện lên lưới; và BCR quá thấp chỉ phù hợp ở những khu vực chưa có điện lưới.

4. Kết luận

Kết quả nghiên cứu cho thấy, để hướng đến ngôi nhà “không năng lượng ròng” ở khu vực khu dân cư đã có điện lưới tương đối ổn định, hệ thống cung cấp điện mặt trời nổi lưới không lưu trữ là khả thi nhất về mặt tài chính với hơn 4 năm hoàn vốn, LCoE = 523 VNĐ/kWh và $BCR=1,67$, tính đến thời điểm Quyết định 13/2020/QĐ-TTg còn hiệu lực. Tuy vậy, với giá các hệ lưu trữ ngày càng giảm, đến thời điểm hiện tại của nghiên cứu, hệ nổi lưới có lưu trữ cũng là một phương án khả thi với 6,65 năm hoàn vốn, LCoE = 901 VNĐ/kWh, $BCR=1,00$ cùng với mức độ cung cấp sự tiện nghi cao nhất. Ngoài ra, trong bối cảnh chính sách về giá mua điện từ hệ thống năng lượng mặt trời có xu hướng giảm, hệ nổi lưới có lưu trữ có mức độ linh động cao hơn so với hệ không lưu trữ bằng cách điều chỉnh tỉ lệ điện tự dùng và điện đưa lên lưới. Trong khi đó, hệ độc lập với điện lưới có tồn thất về sản lượng lớn nhất nên tiêu chí tài chính không thỏa mãn với gần 18 năm hoàn vốn, LCoE = 1 770 VNĐ/kWh, $BCR=0,38$ nên không khả thi cho khu vực như Swan Park.

Trong bối cảnh điện mặt trời được đầu tư nhiều trong những năm vừa qua do chính sách khuyến khích của nhà nước, các hệ thống điện mặt trời nổi lưới với tính khả thi cao về mặt tài chính đã bắt đầu gây áp lực lên hệ thống lưới điện trong giờ cao điểm nắng tốt. Từ kết quả nghiên cứu cho thấy, việc khuyến khích người dân lắp đặt các hệ thống điện mặt trời có lưu trữ phục vụ nhu cầu tự dùng hoặc phát lên lưới vào giờ sử dụng cao điểm là cần thiết trong tương lai gần để giảm tải lên hệ thống truyền tải điện.

Mặc dù, đến thời điểm hiện tại của nghiên cứu, chính sách mua điện theo Quyết định 13/2020/QĐ-TTg đang tạm dừng để có những điều chỉnh phù hợp hơn, nhưng phương pháp và kết quả của nghiên cứu vẫn có thể sử dụng

để tham khảo và hiệu chỉnh khi có chính sách cập nhật mới. Ngoài ra, với hệ số phát thải lưới điện Việt Nam năm 2020 do Cục biến đổi khí hậu - trực thuộc Bộ tài nguyên và môi trường là: 0,8041 (tCO₂/MWh) [14], sản lượng điện từ năng lượng mặt trời từ nhu cầu dân dụng trong nghiên cứu này có thể loại bỏ khoảng 7 tCO₂/năm, góp phần đưa Việt Nam trở thành quốc gia có lượng phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050.

Lời cảm ơn: Nhóm tác giả gửi lời cảm ơn đến Trường Đại học Sư phạm Kỹ thuật Thành phố Hồ Chí Minh đã tạo điều kiện cho Nhóm hoàn thành nghiên cứu này.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] H. Trần, “Thúc đẩy sử dụng năng lượng hiệu quả trong các công trình tòa nhà cao tầng”, <https://nangluongvietnam.vn>, 2021, [Online] Available: <https://nangluongvietnam.vn/thuc-day-su-dung-nang-luong-hieu-qua-trong-cac-cong-trinh-toa-nha-cao-tang-27685.html>. Truy cập: 18/08/2022.
- [2] Haoshan Ren, Yongjun Sun, Ahmed K. Albdour, V.V. Tyagi, và A.K. Pandey, Zhenjun Ma, “Improving energy flexibility of a net-zero energy house using a solar-assisted air conditioning system with thermal energy storage and demand-side management”, *Applied Energy*, Volume (285), 2021, 116433, ISSN 0306-2619.
- [3] The National Institute of Building Sciences, *A Common Definition for Zero Energy Buildings*, U.S. Department of Energy, 2015.
- [4] Pegah Mottaghizadeh, Faryar Jabbari, Jack Brouwer, “Integrated solid oxide fuel cell, solar PV, and battery storage system to achieve zero net energy residential nanogrid in California”, *Applied Energy*, Volume (323), 2022, 119577, ISSN 0306-2619.
- [5] Sergio J. Navas, G.M. Cabello González, F.J. Pino, “Hybrid power-heat microgrid solution using hydrogen as an energy vector for residential houses in Spain. A case study”, *Energy Conversion and Management*, Volume (263), 2022, 115724, ISSN 0196-8904.
- [6] C. Vassiliades, G. Barone, A. Buonomano, C. Forzano, G.F. Giuzio, A. Palombo, “Assessment of an innovative plug and play PV/T system integrated in a prefabricated house unit: Active and passive behaviour and life cycle cost analysis”, *Renewable Energy*, Volume (186), 2022, pp. 845-863, ISSN 0960-1481.
- [7] S. Sreenath, Azlin Mohd Azmi, Nofri Yenita Dahlan, K. Sudhakar, “A decade of solar PV deployment in ASEAN: Policy landscape and recommendations”, *Energy Reports*, Volume (8), Supplement 10, 2022, pp. 460-469, ISSN 2352-4847.
- [8] M. Cengiz, M. Mamis, “Price-efficiency relationship for photovoltaic systems on a global basis”, *International Journal of Photoenergy*, Volume (2015), 2015, 256101.
- [9] PVsyst Photovoltaic software, “PVsyst 7 Help”, www.pvsyst.com, [Online] Available: https://www.pvsyst.com/help/meteo_source_meteonorm.htm. Truy cập: 20/8/2022.
- [10] Thủ tướng chính phủ, *Quyết định 13/2020/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ về cơ chế khuyến khích phát triển điện mặt trời tại Việt Nam*. Thủ tướng chính phủ, 2020.
- [11] Bộ Công Thương, *Quyết định 4495/QĐ-BCT của Bộ Công Thương ngày 30/07/2017 quy định về giá bán điện*, Bộ Công Thương, 2017.
- [12] Ibrahim Dincer, Azzam Abu-Rayash, “Chapter 6 - Sustainability modeling”, *Energy Sustainability*, 2020, pp. 119-164.
- [13] Craig B. Smith, Kelly E. Parmenter, *Energy Management Principles_Chapter 13 - The Economics of Efficient Energy Use*, Elsevier (2nd Edition), 2016, pp. 331-358.
- [14] Cục Biến đổi khí hậu, *Nghiên cứu, xây dựng hệ số phát thải (EF) của lưới điện Việt Nam năm 2020*, Bộ Tài nguyên và Môi trường, 2022.