

BỘ GIÁO DỤC VÀ ĐÀO TẠO  
TRƯỜNG ĐẠI HỌC SƯ PHẠM KỸ THUẬT TP.HCM

NCS. NGUYỄN HOÀNG PHƯƠNG

**SỬ DỤNG NĂNG LƯỢNG HIỆU QUẢ,  
PHÁT THẢI CO<sub>2</sub> THẤP  
CHO CÁC ĐẢO KHU VỰC NHIỆT ĐỐI  
NGÀNH: KỸ THUẬT ĐIỆN - 62520202**

TÓM TẮT LUẬN ÁN TIẾN SĨ

TP. Hồ Chí Minh – Năm 2024

Công trình được hoàn thành tại **Trường Đại học Sư phạm Kỹ thuật Tp.HCM**

Người hướng dẫn khoa học 1: PGS. TS. VÕ VIẾT CƯỜNG

Người hướng dẫn khoa học 2: PGS. TS. PHAN THỊ THANH BÌNH

Phản biện 1:

Phản biện 2:

Phản biện 3:

Luận án sẽ được bảo vệ trước Hội đồng đánh giá luận án Cấp Cơ sở Trường Đại học Sư phạm Kỹ thuật Tp.HCM vào ngày      tháng      năm 2024

# CHƯƠNG 1.

## GIỚI THIỆU TỔNG QUAN

### 1. Lý do chọn đề tài

Năng lượng đóng vai trò thiết yếu trong đời sống, nhưng việc khai thác năng lượng hóa thạch không bền vững gây ra cạn kiệt tài nguyên và biến đổi khí hậu. Trước tình hình này, các quốc gia đang tìm kiếm giải pháp thay thế thông qua năng lượng tái tạo (NLTT). Tại Hội nghị COP26 năm 2021, 197 quốc gia đã cam kết giảm phát thải khí nhà kính và đạt mục tiêu "net-zero" vào năm 2050. Việt Nam cam kết tăng mạnh NLTT, đặc biệt là điện mặt trời, điện gió, và sinh khối, cùng với việc phát triển công nghệ giảm phát thải trong giao thông và nông nghiệp.

Các hòn đảo nhiệt đới chịu nhiều tác động từ biến đổi khí hậu và khó khăn trong tiếp cận năng lượng hóa thạch. Tuy nhiên, chúng có tiềm năng lớn về năng lượng tái tạo như bức xạ mặt trời, năng lượng gió, và sinh khối. Những nguồn này có thể giúp giảm phụ thuộc vào năng lượng hóa thạch, tạo ra nguồn cung ổn định và thân thiện với môi trường. Dù vậy, việc khai thác vẫn chưa đầy đủ, và các đảo có thể trở thành mô hình thử nghiệm cho các giải pháp năng lượng bền vững.

Luận án “Sử dụng năng lượng hiệu quả, giảm phát thải CO<sub>2</sub> cho các đảo khu vực nhiệt đới” mang ý nghĩa cấp thiết và quan trọng. Nghiên cứu không chỉ xây dựng mô hình năng lượng hiệu quả cho các đảo Việt Nam mà còn có thể áp dụng cho các đảo nhiệt đới toàn cầu. Kết quả nghiên cứu sẽ tạo ra hình mẫu tiêu biểu giúp các đảo khác đạt hai mục tiêu: (1) Phát triển bền vững và (2) Giảm phát thải CO<sub>2</sub>, góp phần vào mục tiêu giới hạn sự nóng lên toàn cầu.

### 2. Đối tượng và phạm vi nghiên cứu

- Nghiên cứu lý thuyết về sử dụng năng lượng hiệu quả và giảm CO<sub>2</sub>.
- Nghiên cứu mô hình năng lượng cho các đảo đã được áp dụng trên thế giới.
- Đề xuất mô hình năng lượng áp dụng vào các đảo nhiệt đới Việt Nam.
- Tính toán thực nghiệm mô hình năng lượng cho đảo nhiệt đới Việt Nam.

### 3. Mục tiêu và nhiệm vụ nghiên cứu

- Nghiên cứu tiềm năng năng lượng tại chỗ cho các đảo nhiệt đới.
- Nghiên cứu các giải pháp kỹ thuật có thể áp dụng để sử dụng hiệu quả năng lượng. Giảm như cầu điện từ điện lưới
- Đề xuất mô hình sử dụng năng lượng hiệu quả và phát thải CO<sub>2</sub> thấp.
- Áp dụng mô hình cho đảo Phú Quý, Việt Nam.

#### **4. Phương pháp nghiên cứu**

- Phương pháp nghiên cứu lý thuyết: Phân tích, tổng hợp các tài liệu liên quan đến luận án đề giải quyết bài toán.

- Phương pháp thực nghiệm: Mô phỏng trên phần mềm LINDO để kiểm chứng và so sánh với các nghiên cứu đã công bố.

#### **5. Đóng góp của Luận án**

- Nghiên cứu và đề xuất khả năng khai thác nguồn năng lượng tại chỗ của các đảo nhiệt đới của Việt Nam.

- Nghiên cứu, đề xuất áp dụng mô hình năng lượng hiệu quả, phát thải CO<sub>2</sub> thấp cho đảo nhiệt đới của Việt Nam; hướng tới mục tiêu phát triển bền vững cho các đảo.

#### **6. Bố cục của Luận án**

Chương 1. Giới thiệu tổng quan

Chương 2. Tổng quan & Mô hình năng lượng của các đảo khu vực nhiệt đới

Chương 3. Đề xuất mô hình năng lượng

Chương 4. Mô hình năng lượng & Cấu trúc phát điện tối ưu cho đảo Phú Quý của Việt Nam

Chương 5. Kết luận và hướng phát triển

## **CHƯƠNG 2. TỔNG QUAN & MÔ HÌNH NĂNG LƯỢNG CỦA CÁC ĐẢO KHU VỰC NHIỆT ĐỚI**

### **1 Tổng quan về các đảo khu vực nhiệt đới trên thế giới**

#### **1.1 Nhóm đảo ở Địa Trung Hải: Đảo Crete – Hy Lạp và Đảo Síp**

Nhiều đảo trong khu vực Địa Trung Hải đối mặt với các thách thức liên quan đến an ninh năng lượng và môi trường do phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch nhập khẩu. Đảo Síp là một ví dụ điển hình khi sự phụ thuộc này gây ra nhiều bất ổn, đặc biệt khi Liên minh châu Âu có các quy định hạn chế sử dụng nhiên liệu hóa thạch.

Crete cũng gặp vấn đề tương tự khi nhu cầu năng lượng tăng cao trong bối cảnh ngành du lịch và dịch vụ phát triển mạnh. Tuy nhiên, việc sử dụng nhiên liệu hóa thạch gặp phải sự phản đối từ người dân vì lo ngại về tác động môi trường. Điều này dẫn đến nhu cầu chuyển đổi sang các nguồn NLTT, vốn được người dân đánh giá tích cực hơn.

Một giải pháp chung cho nhóm đảo này là mạng lưới cáp điện ngầm DC mang tên EuroAsia Interconnector. Dự án này sẽ kết nối Hy Lạp, Síp và Israel thông qua một tuyến cáp điện dài 310 km từ Israel đến Síp và 898 km từ Síp đến Hy Lạp. Mạng lưới này sẽ chấm dứt tình trạng cô lập năng lượng của các đảo và cho phép truyền tải 2.000 MW điện theo cả hai hướng. Đây là một bước tiến quan trọng trong việc cải thiện an ninh năng lượng và thúc đẩy phát triển bền vững cho các đảo thuộc khu vực Địa Trung Hải.

Tóm lại, các hòn đảo lớn trong khu vực Địa Trung Hải như Crete và Síp đang đối mặt với những thách thức về năng lượng do sự phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch và các vấn đề môi trường. Tuy nhiên, các nỗ lực thúc đẩy năng lượng tái tạo và dự án liên kết lưới điện như EuroAsia Interconnector hứa hẹn sẽ mang lại giải pháp bền vững cho những vấn đề này trong tương lai.

## 1.2 Nhóm đảo ở Đại Tây Dương: Đảo Madeira, Đảo El Hierro (Tây Ban Nha)

Nhóm đảo ở Đại Tây Dương có tiềm lực kinh tế mạnh mẽ, cho phép áp dụng công nghệ tiên tiến để giảm sự phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch. Sự phát triển của lưới điện thông minh đóng vai trò quan trọng trong việc đảm bảo hệ thống năng lượng ổn định và bền vững. Lưới điện thông minh giúp điều chỉnh các dòng năng lượng và cân bằng cung cầu, tạo điều kiện thuận lợi cho quá trình chuyển đổi sang năng lượng sạch.

Hệ thống SMILE ở Madeira: Dựa vào các thành phần như hệ thống pin, đồng hồ thông minh, bơm nhiệt, và xe điện, hệ thống SMILE giúp quản lý năng lượng một cách hiệu quả. Tuy nhiên, do không kết nối với lưới điện đất liền, Madeira phải tự chủ trong quản lý năng lượng.

Chiến lược của Gran Canaria: Mô hình năng lượng tương lai tập trung vào việc chuyển đổi tất cả nhu cầu năng lượng hóa thạch thành điện năng từ nguồn năng lượng tái tạo như gió, mặt trời, sinh khối, và thủy điện tích năng.

## 1.3 Nhóm đảo ở Ấn Độ Dương: Đảo quốc Mauritius, Đảo Reunion – Pháp, Quần đảo Maldives:

Các đảo ở Ấn Độ Dương và Đông Nam Á thường gặp nhiều vấn đề tương tự nhau, đặc biệt trong bối cảnh phát triển năng lượng. Hầu hết các quốc gia trong khu vực này đều là các nước đang phát triển, sở hữu nguồn năng lượng tái tạo (NLTT) phong phú, nhưng vẫn còn phụ thuộc lớn vào nhiên liệu hóa thạch. Điều này tạo ra một nghịch lý trong việc phát triển năng lượng: mặc dù có tiềm năng dồi dào để khai thác NLTT, nhưng việc ứng dụng thực tế vẫn chưa đạt được kết quả mong muốn.

Chính phủ các quốc gia trong khu vực đã nhận thức được tầm quan trọng của việc phát triển năng lượng tái tạo và đã triển khai một số chính sách hỗ trợ nhằm khuyến khích việc tích hợp các nguồn NLTT, đặc biệt là năng lượng mặt trời vào hệ thống điện. Mặc dù vậy, các quốc gia này vẫn phải đối mặt với nhiều thách thức trong việc khai thác và phát triển nguồn năng lượng tái tạo một cách bền vững.

Một trong những vấn đề chính mà các quốc gia này đang gặp phải là việc chưa khai thác đúng và đủ tiềm năng mặt trời. Nhiều chính sách khuyến khích hiện có còn thiếu đồng bộ và thiếu hiệu quả, dẫn đến sự chậm trễ trong việc phát triển năng lượng tái tạo. Bên cạnh đó, sự tăng trưởng nóng của các loại hình năng lượng tái tạo, nếu không được quản lý một cách hợp lý, có thể dẫn đến các vấn đề nghiêm trọng về điều độ phụ tải. Điều này không chỉ ảnh hưởng đến độ ổn định của hệ thống điện mà còn có thể gây ra tình trạng thiếu hụt năng lượng vào những thời điểm cao điểm.

Mô hình năng lượng và chính sách năng lượng của nhóm đảo ở Ấn Độ Dương đang trong quá trình phát triển với nhiều thách thức nhưng cũng đầy tiềm năng. Để đạt được sự phát triển bền vững, các quốc gia này cần nỗ lực trong việc tối ưu hóa việc tích hợp NLTT vào hệ thống điện, đồng thời tìm kiếm các giải pháp hiệu quả để giảm thiểu sự phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch. Việc học hỏi từ những mô hình thành công như KomMod tại Phuket có thể là một bước quan trọng trong việc hướng tới một hệ thống năng lượng bền vững cho khu vực này trong tương lai.

#### 1.4 Nhóm đảo ở Đông Nam Á: Đảo Bali – Indonesia, Đảo Phuket - Thái Lan

Các đảo ở Ấn Độ Dương và Đông Nam Á có nhiều điểm tương đồng về đặc điểm tự nhiên và kinh tế. Mặc dù được thiên nhiên ưu đãi với nguồn năng lượng tái tạo dồi dào, các đảo này vẫn phụ thuộc nhiều vào nhiên liệu hóa thạch. Chính sách năng lượng trong khu vực này đang chuyển hướng nhằm tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo vào hệ thống điện, đặc biệt là năng lượng mặt trời.

Chính sách năng lượng: Tại Thái Lan, đặc biệt ở Phuket, Viện nghiên cứu Fraunhofer của Đức đã phát triển mô hình KomMod để tối ưu hóa tỷ lệ năng lượng tái tạo trong hệ thống điện. Mô hình này sẽ giúp các quốc gia Đông Nam Á và Ấn Độ Dương tìm ra cách tiếp cận hiệu quả và bền vững cho việc phát triển năng lượng tái tạo.

Dữ liệu đầu vào về nhu cầu điện được thu thập để đánh giá tiềm năng kỹ thuật của các nguồn năng lượng tái tạo. Tuy nhiên, dự báo cho thấy đến năm 2025, Phuket vẫn phụ thuộc nhiều vào năng lượng hóa thạch, với tỷ lệ này giảm chậm chạp.

Nhóm đảo ở Đông Nam Á, đặc biệt là Bali và Phuket, có nhiều đặc điểm chung về đặc điểm địa lý, kinh tế, và chính sách năng lượng. Mặc dù cả hai đều có nguồn năng lượng tái tạo dồi dào, việc phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch vẫn là một thách thức lớn. Cần có các chính sách tích cực để phát triển năng lượng tái tạo và giảm thiểu tác động của biến đổi khí hậu, đồng thời bảo vệ nguồn tài nguyên tự nhiên của khu vực này.

1.5 Tổng quan về các đảo nhiệt đới Việt Nam: Đảo Phú Quốc - Kiên Giang, Đảo Côn Đảo - Bà Rịa - Vũng Tàu, Đảo Phú Quý - Bình Thuận, Đảo Lý Sơn - Quảng Ngãi.

Hầu hết các đảo vẫn phụ thuộc vào năng lượng hóa thạch như dầu diesel để phát điện, gây ra chi phí cao và rủi ro về môi trường. Việc chuyển đổi sang năng lượng tái tạo là một yêu cầu cấp bách, nhưng cơ sở hạ tầng cần thiết vẫn chưa phát triển đầy đủ. Dù có tiềm năng lớn về năng lượng mặt trời và gió, việc phát triển các hệ thống khai thác hiệu quả còn gặp nhiều hạn chế về quy hoạch đất đai, chi phí lắp đặt cao và thiếu cơ sở hạ tầng hỗ trợ. Năng lượng mặt trời và gió là các nguồn năng lượng không ổn định, phụ thuộc vào điều kiện thời tiết, điều này đòi hỏi các giải pháp lưu trữ năng lượng để đảm bảo cung cấp điện liên tục. Do vị trí địa lý xa xôi và bị cô lập, việc truyền tải điện từ đất liền đến các đảo hoặc giữa các đảo với nhau gặp nhiều khó khăn, đòi hỏi phải có các giải pháp lưu trữ năng lượng tiên tiến để đảm bảo tính ổn định của nguồn cung. Cần có các chính sách phát triển năng lượng để khuyến khích đầu tư.

Bảng 2.1. Tổng hợp các chỉ tiêu kinh tế - xã hội của một số đảo nhiệt đới

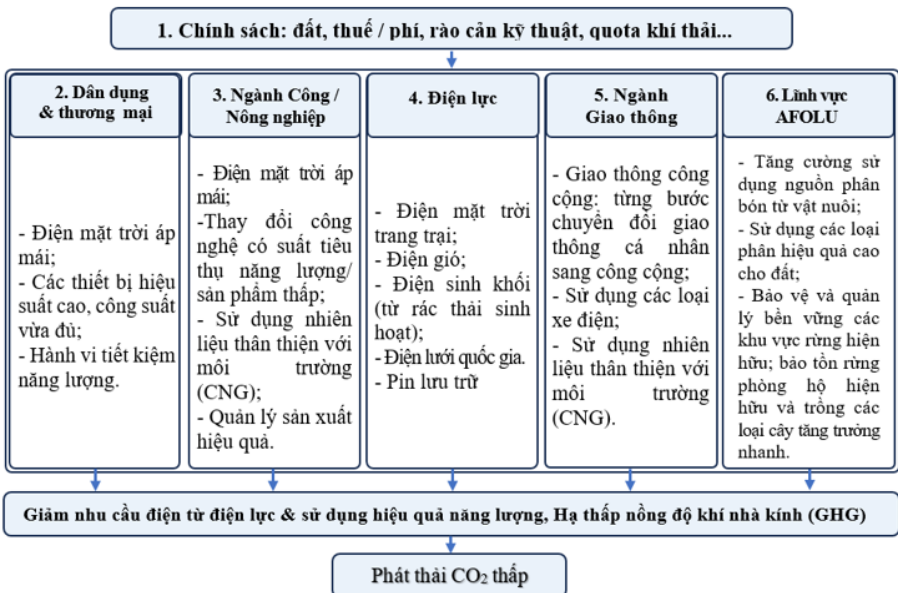
<b>Khu vực</b>	<b>Đảo</b>	<b>Giải pháp/mô hình năng lượng</b>
Địa Trung Hải	Crete	Kết nối điện với nhau bằng HT điện DC
	Síp	
Đại Tây Dương	Madeira	Kịch bản riêng cho từng ngành tiêu thụ NL
	Gran Canaria	
	El Hierro	
Ấn Độ Dương	Mauritius	Có những chính sách phát triển NLTT nhưng chưa có chiến lược bài bản khoa học
	Reunion	
	Maldives	
Đông Nam Á	Bali	Sử dụng mô hình “Kommod” để tìm ra cơ cấu phát điện tối ưu
	Phuket	
Các đảo của Việt Nam	Phú Quốc	Cấp điện từ đất liền bằng hệ thống cáp ngầm
	Côn Đảo	Phát điện từ diesel và điện mặt trời
	Phú Quý	Phát điện từ diesel và điện gió
	Lý Sơn	Cấp điện từ đất liền bằng hệ thống cáp ngầm và phát điện từ diesel

# CHƯƠNG 3. ĐỀ XUẤT MÔ HÌNH NĂNG LƯỢNG

## 1. Dẫn nhập

Đề xuất mô hình sử dụng năng lượng hiệu quả và phát thải CO<sub>2</sub> thấp cho các đảo nhiệt đới là cần thiết và cấp bách, giúp các đảo này tăng cường khả năng chống chịu và thích ứng với những thay đổi của môi trường. Việc phát triển mô hình sử dụng năng lượng hiệu quả giúp giảm thiểu việc tiêu thụ năng lượng hóa thạch, chuyển sang các nguồn năng lượng tái tạo như năng lượng mặt trời, gió và sinh khối sẽ góp phần thúc đẩy phát triển kinh tế bền vững, giúp tiết kiệm chi phí năng lượng, đảm bảo an ninh năng lượng, tạo cơ hội cho việc phát triển các ngành công nghiệp xanh, du lịch sinh thái, góp phần tạo công ăn việc làm cho người dân địa phương. Bên cạnh đó còn góp phần thực hiện cam kết quốc tế về giảm phát thải khí nhà kính.

## 2. Đề xuất mô hình năng lượng cho các đảo nhiệt đới



Hình 3.1. Mô hình hướng tới sử dụng hiệu quả năng lượng, phát thải CO<sub>2</sub> thấp cho các đảo nhiệt đới

Mô hình sử dụng năng lượng hiệu quả và phát thải CO<sub>2</sub> thấp được xây dựng trên 6 lĩnh vực chính nhằm nâng cao hiệu quả năng lượng. Đầu tiên, chính



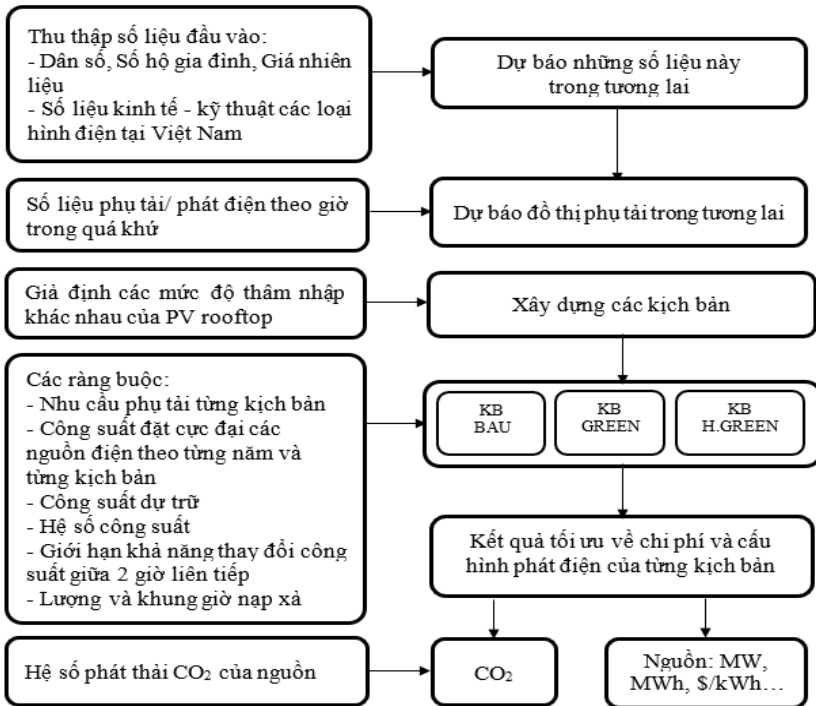
sách khuyến khích tiết kiệm năng lượng và phát triển năng lượng sạch. Thứ hai, áp dụng giải pháp tiết kiệm năng lượng cho khu vực dân dụng và công nghiệp, đặc biệt là năng lượng mặt trời và thiết bị tiết kiệm. Thứ ba, trong công nghiệp và nông nghiệp, khuyến khích sử dụng pin năng lượng mặt trời và công nghệ tiên tiến để giảm lãng phí. Thứ tư, ngành điện sẽ tích hợp năng lượng gió và mặt trời, khai thác năng lượng sinh khối. Thứ năm, giao thông vận tải tối ưu hóa việc sử dụng phương tiện công cộng và phát triển xe điện. Cuối cùng, khuyến khích sử dụng phân bón hiệu suất cao và quản lý bền vững rừng. Mô hình này nhằm phát triển bền vững, bảo vệ môi trường và đảm bảo an ninh năng lượng cho các đảo nhiệt đới của Việt Nam.

### **3. Xác định cấu trúc phát điện tối ưu cho đảo khi vận dụng Mô hình năng lượng**

#### **a. Xây dựng các kịch bản phát điện cho đảo**

- **Dẫn nhập:** Việc xây dựng kế hoạch chiến lược đáp ứng nhu cầu năng lượng nói chung, điện năng nói riêng trong dài hạn là hết sức quan trọng với bất kỳ quy mô nào. Việc này không đơn thuần chỉ sử dụng những công cụ mô phỏng để tạo ra các mô hình phát điện phù hợp mà bao gồm cả những dự báo, những kế hoạch trung hạn, dài hạn và những chiến lược phát triển đang được hướng tới của địa phương. Trong quy mô của nghiên cứu này, thách thức chính cho việc xây dựng kịch bản là tính không chắc chắn trong tương lai dài hạn của các yếu tố cần được dự báo như: (1) Các chỉ tiêu xã hội về dân số và hộ gia đình, (2) Giá năng lượng, (3) Tiềm năng phát triển các loại hình năng lượng tái tạo tại địa phương, (4) Nhu cầu tiêu thụ điện và (5) Các yếu tố ảnh hưởng đến việc tăng/ giảm nhu cầu tiêu thụ điện. Ngoài ra, có một yếu tố cần xem xét là chính sách phát triển của địa phương về năng lượng tái tạo và năng lượng hóa thạch, yếu tố này sẽ được thảo luận thêm trong chương kết quả.

- **Công cụ thực hiện:** LINDO là phần mềm được sử dụng rộng rãi trong ngành điện nhằm tối ưu hóa cấu trúc và vận hành hệ thống phát điện, tập trung vào việc giảm thiểu chi phí và phát thải. Các ứng dụng chính của LINDO bao gồm: tối ưu hóa hệ thống năng lượng để xác định tổ hợp tối ưu các nguồn như nhiệt điện, thủy điện, điện gió và điện mặt trời; xử lý các mô hình hỗn hợp với cả biến liên tục và nguyên; phân tích độ nhạy để đánh giá tác động của các yếu tố như giá nhiên liệu và nhu cầu điện; tối ưu hóa vận hành các nhà máy điện theo ngày và mùa; giảm thiểu phát thải khí nhà kính bằng cách tích hợp nguồn năng lượng sạch; và quản lý rủi ro liên quan đến cung cấp nhiên liệu và giá cả.



Hình: Lưu đồ xác định cấu trúc phát điện tối ưu cho đảo

▪ Dự kiến nghiên cứu sẽ xây dựng 03 kịch bản: Kịch bản BAU (Business as usual) hay còn gọi là kịch bản thông thường; kịch bản GREEN - kịch bản xanh và kịch bản HIGHER GREEN - kịch bản xanh hơn.

**b. Dự báo các chỉ tiêu xã hội và các số liệu Kinh tế - Kỹ thuật của các nhà máy điện và nhu cầu phụ tải.**

▪ Ước tính dân số và số hộ gia đình: Việc Ước tính dân số và số hộ gia đình tại các đảo sẽ căn cứ vào số liệu dân số và hộ gia đình trên đảo trong các năm trước đây theo số liệu thống kê của địa phương, từ đó xác định hàm đường cong khuynh hướng của tăng trưởng dân số tại đảo, trên cơ sở đường cong khuynh hướng của dân số sẽ Ước tính dân số và số hộ gia đình tại đảo trong tương lai

▪ Dự báo giá nhiên liệu: Dự báo giá dầu 2025 -2040 và qui đổi theo sức mua tương đương như bảng

Bảng 3.5. Dự báo giá dầu 2025 -2040 và qui đổi theo sức mua tương đương

Năm	2025	2030	2035	2040
Dự báo giá dầu (US \$/b)	67	74	79	84
Giá dầu tương đương với sức mua (US \$/b)	71.08	91.01	112.64	138.84

c. Thu thập các chỉ tiêu về kinh tế của các nhà máy điện

▪ Nhà máy điện diesel

Bảng 3.6. Các chỉ số kinh tế nhà máy điện diesel

Mô tả	Hiện tại	2030	2035	2040
Công suất đặt hiện hữu (MW)	9,7	≤ 9,7	≤ 7	≤ 7
Giới hạn công suất đặt trong tương lai (MW) (*)		≥ 0	≥ 0	≥ 0
Vòng đời kỹ thuật (năm)		25		
Số liệu tài chính				
Đầu tư danh nghĩa (tr. USD/MW)		0,60		
Vận hành & bảo trì cố định (USD/MW/year)	19.000	20.500	22.000	23.500
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD/MWh)		500		

(\*) Chỉ số này thể hiện các nhà máy Diesel được lắp đặt trong tương lai, để dự phòng trường hợp huy động tất cả các nguồn phát điện nhưng vẫn không đủ cung cấp cho phụ tải.

▪ Nhà máy điện gió

Bảng 3.7. Các chỉ số kinh tế nhà máy điện gió

Mô tả	Hiện tại (*)	2030	2035	2040
Công suất đặt hiện hữu (MW)	6	6	6	6
Vòng đời kỹ thuật (năm)		35		
Số liệu tài chính				
Đầu tư danh nghĩa (tr. USD/MW)	1.875	3.054	3.897	4.975
Vận hành & bảo trì cố định (USD/MW/year)		42.000		
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD/MWh)		3,5		

▪ Điện mặt trời

Bảng 3.8. Các chỉ số kinh tế nhà máy điện mặt trời (Quy mô nhà máy) [50]

Mô tả	Hiện tại (*)	2030	2035	2040
Công suất đặt hiện hữu (MWp)	0,732	0,732	0,732	0,732
Vòng đời kỹ thuật (năm)		30		
Số liệu tài chính				
Đầu tư danh nghĩa (tr. USD/MW)	976,5	1.590	2.030	2.591
Vận hành & bảo trì cố định (USD/kWp/năm)		13,85		

▪ Nhà máy điện sinh khối

Bảng 3.9. Các chỉ số kinh tế kỹ thuật nhà máy điện nhiên liệu chất thải rắn.

Dữ liệu	ĐVT	2030	2035	2040
Dân số	Người	28.399	29.054	29.710
Lượng khách du lịch	Lượt	74.000	121.692	200.119
Khối lượng chất thải rắn hàng ngày	tấn	58	66	75
Khối lượng chất thải rắn được xử lý để phát điện	tấn/năm	16.240	16.787	19.245
Hiệu suất chuyển đổi năng lượng (*)	kWh/tấn		341	
Công suất đặt nhà máy	kW	791	900	1.023
Tiềm năng phát điện hàng năm	kWh	5.537.935	6.296.841	7.159.105
Suất đầu tư (*)	\$/kW		1.000	
Chi phí vận hành bảo trì (*)	\$/kW/năm		29	
Vòng đời kỹ thuật	năm		23	

(\*) Nguồn cảm nang phát điện Việt Nam [50]

- Hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS)

Bảng 3.10. Các chỉ số kinh tế kỹ thuật của hệ thống BESS [50].

Số liệu năng lượng/kỹ thuật	2030	2035	2040
Vòng đời kỹ thuật (năm)	8		
Số liệu tài chính			
Đầu tư danh nghĩa (USD/kWh)	140	120	100
Vận hành & bảo trì cố định (USD/kWh/year)	0,311		

▪ Dự báo nhu cầu phụ tải: Dự báo phụ tải điện cho các đảo dựa trên dữ liệu lịch sử tiêu thụ, tăng trưởng dân số, kinh tế, và thay đổi cơ cấu tiêu thụ, giúp quản lý hệ thống điện hiệu quả. Chính xác trong dự báo phụ tải là cơ sở cho việc quy hoạch phát triển nguồn điện và tối ưu hóa hệ thống. Các chính sách phát điện, mục tiêu phát triển năng lượng tái tạo và tiết kiệm năng lượng cũng ảnh hưởng lớn đến quá trình này

### c. Xác định cấu trúc phát điện tối ưu

▪ Ảnh hưởng của điện mặt trời áp mái đối với nhu cầu điện từ lưới điện phân phối, Để tính toán công suất phát của hệ thống điện mặt trời áp mái trong những năm tương lai áp dụng (3.11) để tính toán.

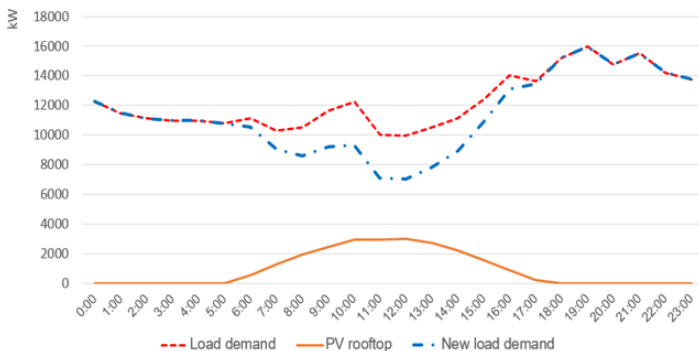
$$P_{PV} = Y_{PV} f_{PV} \left( \frac{G_T}{G_{T,STC}} \right) [1 + \alpha_P (T_C - T_{C,STC})] \quad (3.11)$$

Nếu không xét đến ảnh hưởng của nhiệt độ lên tấm quang điện, (3.12) được đơn giản hóa:

$$P_{PV} = Y_{PV} f_{PV} \left( \frac{G_T}{G_{T,STC}} \right) \quad (3.12)$$

Nhu cầu phụ tải trong một giờ được tính toán bằng công thức sau:

$$D'_{i,y} = D_{i,y} - PSt_{i,y} \quad (3.12)$$



Hình 3.14. Nhu cầu phụ tải và sản lượng điện mặt trời áp mái điển hình.

- Giới hạn tăng trưởng công suất lắp đặt tối đa của các nguồn NLTT

○ Giới hạn tăng trưởng công suất lắp đặt điện gió: Hiện nay vẫn chưa có thông tin các dự án điện gió khả thi hoặc tiềm khả thi sẽ được xây dựng trong tương lai tại các đảo nhiệt đới của Việt Nam. Tuy nhiên có thể khẳng định rằng đến năm 2025 điện gió sẽ không tăng trưởng công suất trong tất cả các kịch bản, vì thời gian xây dựng một dự án điện gió sẽ mất khoảng 03 năm. Trong những năm tương lai, việc giới hạn công suất đặt của điện gió phụ thuộc vào quá trình xác định các vị trí thích hợp cho turbine gió, liên quan đến việc đổi chiều và phân tích các cân nhắc kỹ thuật và môi trường và quy hoạch sử dụng đất của các đảo.

○ Giới hạn tăng trưởng công suất lắp đặt điện mặt trời: Tương tự như điện gió, năm 2025 sẽ không có nhà máy điện mặt trời nào được thêm vào các kịch bản. Trong những năm tiếp theo, việc giới hạn tăng trưởng công suất điện mặt trời quy mô nhà máy còn phụ thuộc vào diện tích đất của các đảo, nghiên cứu giả định rằng đến năm 2040 sẽ có 1% diện tích đất của các đảo được dùng để phát triển điện mặt trời, trên cơ sở diện tích lắp đặt, nghiên cứu có thể xác định được hiện công suất lắp đặt tối đa cho các nhà máy điện mặt trời trong thời gian tới, nghiên cứu đề xuất 1% diện tích đất vì giá trị này là vừa phải, có thể phù hợp để qui hoạch

#### d. Hàm mục tiêu và ràng buộc

▪ Xây dựng hàm mục tiêu: Hàm mục tiêu của cấu trúc phát điện tối ưu là tối thiểu hóa tổng chi phí phát điện vào các năm 2025, 2030, 2035 và 2040 [54]:

$$O = \sum_{g,q,t,y} W_y \cdot CE_{g,y} \cdot X_{g,q,t,y} \rightarrow \min \quad (3.13)$$

#### e. Các ràng buộc của hàm mục tiêu

▪ Nhu cầu phụ tải: Để đáp ứng được nhu cầu phụ tải thì tổng công suất phát của các nguồn phát phải bằng công suất phụ tải yêu cầu. Phương trình cân bằng được biểu diễn dưới dạng [54]:

$$\sum_g X_{g,q,t,y} = P_{q,t,y} \quad (3.17)$$

▪ Công suất đặt cực đại: Công suất đặt cực đại của nhà máy điện  $g$  được xác định bởi giới hạn cực đại nguồn năng lượng sơ cấp đầu vào sử dụng để phát điện và nguồn vốn tài chính sử dụng để xây dựng các nhà máy mới tại những thời điểm nhất định. Công suất đặt của loại phát điện  $g$  trong năm  $y$  phải nhỏ hơn công suất đặt cực đại của loại nhà máy đó trong năm  $y$  đó. Bất đẳng thức biểu diễn dưới dạng [54]:

$$C_{g,y} \leq C_{\max,g,y} \quad (3.18)$$

▪ Công suất dự trữ: Để đáp ứng độ tin cậy của hệ thống điện, tổng công suất đặt của hệ thống phát điện trong năm  $y$  phải lớn hơn công suất cực đại tải yêu cầu, bao gồm cả công suất dự trữ như sau [54]:

$$\sum C_{g,y} \geq (1 + \alpha_y) \cdot P_{\max,y} \quad (3.19)$$

▪ Hệ số phụ tải (capacity factor): Trong mỗi dạng phụ tải, sản lượng phát điện hằng ngày của nhà máy điện  $g$  phải nhỏ hơn tích số giữa hệ số phụ tải của nhà máy và sản lượng phát điện lý thuyết. Bất phương trình này được biểu diễn như sau [54]:

$$\sum_t X_{g,q,t,y} \leq 24 \cdot L_{g,q} \cdot C_{g,y} \quad (3.20)$$

▪ Giới hạn thay đổi công suất phát giữa hai giờ liên tiếp: Mối quan hệ giữa tỷ lệ khả năng thay đổi công suất tải nhỏ và công suất phát điện của nhà máy  $g$  được tính theo phương trình sau [54]:

$$(1 - \rho_g) \cdot X_{g,q,t,y} \leq X_{g,q,t,y} \leq (1 + \rho_g) \cdot X_{g,q,t-1,y} \quad (3.21)$$

▪ Công suất phát cực đại theo giờ của điện gió

$$C_{\text{wind},t} \leq k \cdot C_{\max \text{wind},t} \quad (3.22)$$

▪ Công suất phát cực đại theo giờ của điện mặt trời

$$C_{\text{solar},t} \leq m \cdot C_{\max \text{solar},t} \quad (3.23)$$

▪ Ràng buộc khi hệ thống lưu trữ

$$C_{\text{bess discharge},t} \leq \mu \cdot C_{\text{bess max}} \quad (3.24)$$

$$C_{\text{bess charge},t} \leq \mu \cdot C_{\text{bess max}} \quad (3.25)$$

▪ Giới hạn khả năng thay đổi công suất phát giữa hai giờ liên tiếp: Đối với các nhà máy điện gió và điện mặt trời, nếu đã tính toán công suất phát cụ thể của từng giờ, từng tháng thì có thể bỏ qua việc giới hạn khả năng thay đổi công suất phát giữa hai giờ liên tiếp. Đối với nhà máy điện diesel và sinh khối, giới hạn khả năng thay đổi công suất phát điện giữa hai giờ liên tiếp được chọn bằng 20%/ giờ.

## f. Phát thải CO<sub>2</sub>

Bảng 3.11. Hệ số phát thải CO<sub>2</sub> của các loại hình phát điện ở Việt Nam.

ĐVT: g-CO <sub>2</sub> /kWh			
Diesel	Sinh khối	Gió	Mặt trời
763,6	20	11,7	40

## CHƯƠNG 4.

# MÔ HÌNH NĂNG LƯỢNG VÀ CẤU TRÚC PHÁT ĐIỆN TỐI ƯU CHO ĐẢO PHÚ QUÝ CỦA VIỆT NAM

## 1. Tiềm năng năng lượng tái tạo tại chỗ và Giải pháp kỹ thuật khả thi hướng tới sử dụng hiệu quả năng lượng cho đảo

### a. Tiềm năng phát điện từ rác thải rắn trên các đảo

Dự án phát điện từ rác thải rắn đô thị thông qua công nghệ đốt tại Phú Quốc có thể nhận được nhiều ưu đãi và hỗ trợ từ Chính phủ Việt Nam, tạo điều kiện thuận lợi cho việc triển khai. Kết quả nghiên cứu cho thấy tiềm năng phát điện từ rác thải rắn tại Phú Quốc dao động từ 4,7 đến 7,0 MW, với chi phí phát điện trong khoảng 6,4 đến 5,3 cent/kWh giai đoạn 2020-2030. Giá trị hiện tại ròng (NPV) của dự án ước tính đạt 5,1 triệu USD với tỷ lệ chiết khấu 7%, tỷ suất hoàn vốn nội bộ (IRR) là 10,5% và thời gian thu hồi vốn là 13,01 năm. Tỷ suất lợi nhuận ròng và tỷ suất hoàn vốn đầu tư lần lượt đạt 18,9% và 14,9%. Những kết quả này khẳng định rằng dự án không chỉ có tính khả thi cao mà còn mang lại hiệu quả kinh tế tích cực, xứng đáng được triển khai thực tế [39]. Ngoài ra, việc khai thác tiềm năng phát điện từ rác thải rắn tại các đảo nhiệt đới có điều kiện kinh tế và dân số tương đương cũng hoàn toàn khả thi.

### b. Tiềm năng điện mặt trời trên các đảo

Kết quả nghiên cứu cho thấy tiềm năng lý thuyết của năng lượng mặt trời là 1.234.542 GWh/năm. Tổng tiềm năng điện mặt trời tương ứng với ba công nghệ lần lượt là 7.097 GWh/năm, 6.410 GWh/năm và 6.069 GWh/năm. Tiềm năng điện mặt trời khả thi cho Phú Quốc đến năm 2030 được thể hiện như Bảng 4.3 [38]. Ngoài ra, kết quả nghiên cứu phát điện mặt trời tại Phú Quốc cũng có thể góp phần giảm lượng khí thải tương ứng với các kịch bản này lần lượt là 107.826 tấn CO<sub>2</sub>/năm, 163.600 tấn CO<sub>2</sub>/năm và 275.581 tấn CO<sub>2</sub>/năm tương ứng 3 kịch bản (như Bảng 4.3) [38]. Có thể kết luận rằng việc phát điện từ mặt trời là rất khả thi đối với Phú Quốc.

### c. Giải pháp khả thi để giảm CO<sub>2</sub> khi đưa xe điện vào hoạt động trên các đảo

Chưa xét đến các chính sách phát triển cơ sở hạ tầng cho xe điện, tỷ lệ giảm CO<sub>2</sub> đến năm 2030 theo kịch bản 1 là 17%, kịch bản 2 là 18% và kịch bản 3 là 21%. Điều này cho thấy việc phát triển năng lượng xanh để giảm ô nhiễm không chỉ dựa vào các chính sách đơn lẻ kích cầu mà cần có sự phối hợp và hỗ trợ mạnh mẽ hơn từ Nhà nước. Một yếu tố quan trọng khác là hệ số phát thải CO<sub>2</sub> của hệ

thông điện Việt Nam hiện vẫn khá cao, do đó để giảm thiểu phát thải CO<sub>2</sub> từ xe máy điện, cần cải tiến công nghệ phát điện và khai thác hiệu quả các nguồn năng lượng tái tạo nhằm giảm hệ số phát thải của lưới điện. Kết quả nghiên cứu cho thấy nếu các khung chính sách đề xuất được triển khai kịp thời, việc thay thế xe chạy nhiên liệu truyền thống bằng xe điện tại Phú Quốc sẽ khả thi, giúp giảm đáng kể lượng CO<sub>2</sub> phát thải và góp phần biến Phú Quốc thành điểm đến du lịch xanh của khu vực và quốc tế. Ngoài ra, nghiên cứu có thể mở rộng thêm về cơ sở hạ tầng sạc pin, các chính sách giá điện cho xe điện, phí giao thông, bãi đỗ xe, làn đường ưu tiên, cùng với việc khai thác các nguồn năng lượng tái tạo nhằm giảm hệ số phát thải của lưới điện. Khi đó, mục tiêu giảm phát thải CO<sub>2</sub> từ xe điện sẽ toàn diện hơn và đạt hiệu quả cao hơn [43].

**d. Thay đổi phương thức vận hành hệ thống điện diesel - gió hiện hữu**

Phát triển phương thức vận hành kết hợp giữa phát điện diesel và năng lượng gió nhằm giảm thiểu chi phí sử dụng nhiên liệu diesel là vô cùng quan trọng. Khi áp dụng cho đảo Phú Quý, dù với số liệu phụ tải phức tạp, việc tìm kiếm phương thức vận hành tối ưu hoàn toàn là thách thức. Tuy nhiên, một phương thức vận hành với chi phí phát điện diesel thấp, gần đạt mức tối ưu, đã được đề xuất [63].

Theo phương thức này, sản lượng phát điện gió tăng 81,69% so với thực tế, chi phí diesel giảm 31,23% và lượng phát thải CO<sub>2</sub> giảm tương ứng với mức giảm diesel. Nếu chỉ đạt 70% hiệu quả của phương án đề xuất, chi phí diesel có thể tiết kiệm tới 12,5 tỉ đồng/năm, điều này hoàn toàn khả thi trong thực tế. Đây cũng là cơ sở để Điện lực Phú Quý xây dựng lại phương thức vận hành hợp lý, tăng tỷ lệ phát điện gió, cũng như lập kế hoạch bảo trì, sửa chữa lưới điện nhằm giảm thiểu sự cố trong các năm tiếp theo [63].

**2 Cấu trúc phát điện tối ưu cho đảo Phú Quý, Việt Nam**

**a. Đặc điểm kinh tế - xã hội**

Bảng 4.15. Thống kê dân số và số hộ gia đình tại Phú Quý.

TT	Năm	Dân số (người)	Số hộ gia đình (hộ)
1	2015	26.439	6.319
2	2016	26.566	6.350
3	2017	26.693	6.380
4	2018	26.821	6.411
5	2019	26.950	6.441
6	2020	27.080	6.472
7	2021	27.234	6.509



Bảng 4.16. Dự kiến lượng khách du lịch đến Phú Quý trong tương lai.

Năm	ĐVT: Người			
	2025	2030	2035	2040
Khách du lịch	45.000	74.000	121.692	200.119

## b. Đặc điểm hệ thống điện hiện hữu tại đảo Phú Quý

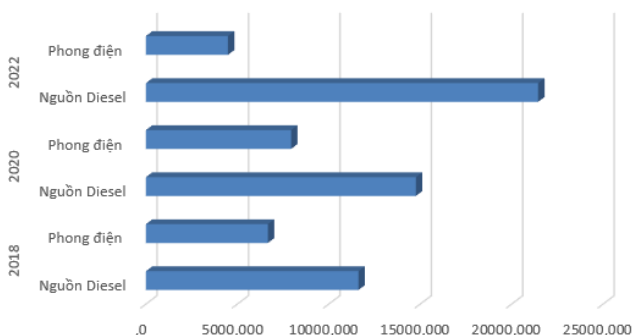
- Công suất đặt hiện hữu của các nhà máy điện tại Phú Quý

Bảng 4.17. Công suất đặt các nhà máy điện Phú Quý

TT	Nhà máy điện	Công suất (kW)	Năm lắp đặt
1	Diesel	06 x 450	2011
		05 x 1.000	2018
		02 x 1.000	2020
2	Gió	03 x 2000	2013
3	Điện mặt trời	0,732	2021

(Nguồn: Điện lực Bình Thuận)

- Sản lượng điện tại Phú Quý



Hình 4.27. Biểu đồ sản lượng điện tại Phú Quý

## c. Xây dựng các kịch bản phát điện cho đảo Phú Quý

Để xây dựng các kịch bản phát điện cho đảo Phú Quý trong các năm 2025, 2030, 2035 và 2040, nghiên cứu sử dụng các số liệu đầu vào được thu thập, thống kê trong nhiều năm và có khả năng tác động đến kết quả các kịch bản như: dân số, số hộ gia đình, lượng khách du lịch...

- Kịch bản BAU là những gì sẽ diễn ra cho hệ thống điện tại đảo Phú Quý trong những năm tương lai khi diesel và điện gió vẫn là chủ đạo của hệ thống.

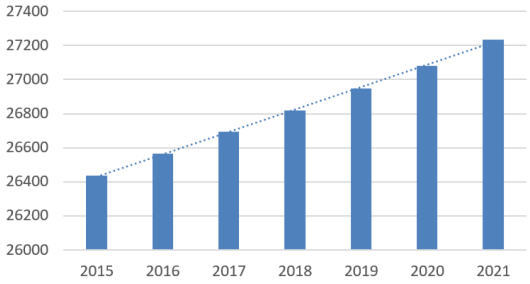
- Kịch bản GREEN: Trong năm 2025 các nhà máy diesel vẫn là chủ đạo trong hệ thống phát điện của đảo Phú Quý. Trong những mốc tiếp theo được 2030, 2035 và 2040, lượng thâm nhập của các nguồn NLTT sẽ được tiếp cận

nhiều hơn để thay thế các nhà máy diesel sắp đến hạn hoặc đến hạn. Ngoài ra điểm khác biệt giữa kịch bản GREEN và kịch bản BAU là lượng điện mặt trời áp mái của các hộ gia đình, tuy không được xem như nguồn phát điện trong hệ thống nhưng lại ảnh hưởng tích cực đến việc giảm nhu cầu phụ tải. Một yếu tố khác biệt giữa kịch bản GREEN và kịch bản BAU là từ năm 2030 sẽ có thêm nguồn điện sinh khối (đốt chất thải rắn) tham gia vào cấu trúc phát điện.

- Kịch bản HIGHER GREEN: mục tiêu của kịch bản này là giảm thiểu tối đa sự phụ thuộc vào diesel, từ năm 2030 các nguồn phát điện diesel của kịch bản này sẽ được đưa về 0. Thay thế cho các nhà máy diesel sẽ là nhà máy điện gió, điện mặt trời, các hệ thống BESS và nhà máy điện sinh khối. Thêm vào đó, lượng xâm nhập của điện mặt trời áp mái cũng sẽ ấn tượng hơn so với kịch bản GREEN.

**d. Dự báo các chỉ tiêu xã hội và các số liệu Kinh tế - Kỹ thuật của các nhà máy điện và nhu cầu phụ tải Phú Quý**

Ước tính dân số và số hộ gia đình: Nghiên cứu căn cứ số liệu dân số quá khứ của Phú Quý, từ đó xác định hàm đường cong khuynh hướng của tăng trưởng dân số tại đảo Phú Quý trong tương lai, riêng tỷ lệ 4,18 người/ hộ xem như không thay đổi trong tương lai. Biểu diễn toán học của đường khuynh hướng tăng trưởng dân số tại đảo Phú Quý được viết dưới dạng như sau:  $y = 131.07x + 26302$



Hình 4.28. Biểu đồ dân số Phú Quý qua các năm

Bảng 4.19. Dự báo dân số và số hộ gia đình tại đảo Phú Quý trong tương lai.

Năm	2025	2030	2035	2040
Dân số (người)	27.744	28.399	29.054	29.710
Hộ gia đình (hộ)	6.631	6.788	6.944	7.101

Giá nhiên liệu cho các kịch bản phát điện Phú Quý: Giá nhiên liệu trong nghiên cứu này chủ yếu là giá dầu diesel vì các nguồn phát điện khác như điện gió và điện mặt trời không tốn chi phí nhiên liệu còn giá nhiên liệu trong loại hình đốt rác phát điện được xem như bằng 0. Giá dầu giai đoạn 2025 -2040 và qui đổi theo sức mua tương đương.

Dự báo nhu cầu phụ tải Phú Quý: Theo thu thập số liệu bình quân sản lượng phát điện tại đảo Phú Quý trong vòng 5 năm trở lại đây, trung bình hàng năm nhu cầu phụ tải tăng thêm khoảng 9%.

Bảng 4.20. Sản lượng điện tại đảo Phú Quý từ năm 2017 đến năm 2022

Năm	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Bình quân sản lượng (MWh/năm)	12.170	15.004	16.174	18.299	19.620	22.711	24.200	25.943

Bảng 4.21. Dự báo nhu cầu phụ tải Phú Quý trong những năm tương lai

Năm	2025	2030	2035	2040
Nhu cầu phụ tải (kWh/năm)	33.596.056	51.704.200	79.540.931	122.372.659
Pmax (kW)	6.843	10.531	16.201	24.925

**e. Cấu trúc phát điện tối ưu cho Phú Quý**

Ảnh hưởng của điện mặt trời áp mái đối với nhu cầu điện từ lưới điện phân phối: Khi giá điện được dự báo ngày một tăng, cộng với sự quay lại của những chính sách khuyến khích phát triển điện mặt trời áp mái sẽ khuyến khích việc lắp đặt để tự dùng cho nhu cầu điện sinh hoạt của hộ gia đình. Dẫn đến, điện mặt trời áp mái được lắp tại các hộ gia đình sẽ không làm tăng công suất đặt của hệ thống điện trên đảo Phú Quý nhưng sẽ ảnh hưởng tích cực ở khía cạnh tiết giảm nhu cầu tiêu thụ điện.

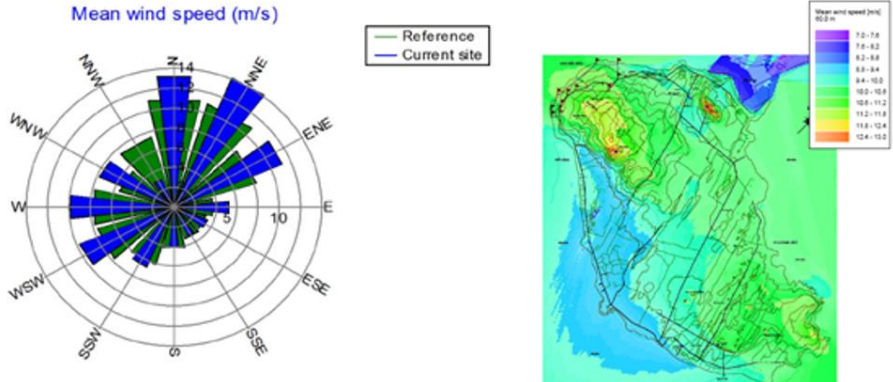
Bảng 4.22. Dự báo công suất lắp đặt điện mặt trời tối đa cho các kịch bản tại Phú Quý

Năm	Số hộ gia đình (hộ)	Công suất lắp đặt điện mặt trời áp mái tối đa (kWp)	Công suất lắp đặt điện mặt trời áp mái của từng kịch bản (kWp)	
			GREEN	HIGHER GREEN
2025	6.631	19.893	398	796
2030	6.788	20.364	1.018	2.036
2035	6.944	20.832	1.458	3.125
2040	7.101	21.303	2.130	4.261

**Giới hạn tăng trưởng công suất lắp đặt điện gió:** Hiện chưa có thông tin về các dự án điện gió khả thi tại đảo Phú Quý, và đến năm 2025, công suất điện

gió sẽ không tăng. Việc giới hạn công suất phụ thuộc vào xác định vị trí turbine, cân nhắc kỹ thuật, môi trường và quy hoạch đất. Do thiếu thông tin địa chất, nghiên cứu dựa trên hình ảnh vệ tinh và dữ liệu từ các dự án trước. Đánh giá ban đầu đã xác định khu vực phù hợp và tuân thủ quy hoạch địa phương.

Theo số liệu gió từ năm 1999-2005, phía Bắc đảo Phú Quý có tiềm năng gió lớn nhất, với tốc độ gió trung bình từ 6-12 m/s ở độ cao 50m. Dữ liệu thu thập từ NASA và NREL cho thấy hướng gió tốt nhất là hướng Bắc và Đông Bắc. Nghiên cứu đề xuất phát triển điện gió ở khu vực phía Bắc đảo, nơi đã có 3 turbine hiện hữu, tập trung vào khoảng cách an toàn với khu dân cư và ngọn hải đăng. Ba vùng quy hoạch (zone 1, 2, 3) thuộc xã Ngũ Phụng và Long Hải, gần đường chính và bờ biển.



Hình 4.43. Vận tốc gió theo hướng và theo khu vực của đảo Phú Quý



Ghi chú:  
★ Turbine gió hiện hữu      ★ Turbine gió dự kiến lắp mới

Hình 4.47. Bản đồ quy hoạch điện gió cho Phú Quý đến năm 2030 (Nguồn: tác giả).

Nghiên cứu của Tom Rogers cho thấy chi phí đầu tư điện gió giảm khi công suất turbine và chiều cao tháp tăng, đặc biệt quan trọng trên đảo Phú Quý do không gian hạn chế. Các turbine từ 1MW đến 10MW được coi là tối ưu, nhưng chiều cao cột phải dưới 80m để không ảnh hưởng đến tầm nhìn của ngọn hải đăng Phú Quý (126m), quan trọng cho an toàn hàng hải. Turbine Enercon E-101 E2 (78m, 3,5MW) phù hợp với điều kiện gió trung bình của đảo. Mật độ công suất tối ưu là 10,5 MW/km<sup>2</sup>, với công suất tối đa của Zone 1 (các turbine hiện có) là 9,5MW, Zone 2 là 7MW (bị hạn chế bởi nghĩa trang), và Zone 3 là 10,5MW. Đến năm 2040, có thể lắp thêm tối đa 21MW điện gió mới, ngoài 6MW hiện tại. Việc phân loại turbine mới và cũ là cần thiết để tính toán chi phí và khấu hao

Bảng 4.24. Công suất tối đa điện gió lắp mới theo các kịch bản (ĐVT: MW).

Năm	2025	2030	2035	2040
Kịch bản BAU	0	0	7	14
Kịch bản GREEN	0	3,5	10,5	17,5
Kịch bản HIGHER GREEN	0	7	14	21

Giới hạn tăng trưởng công suất lắp đặt điện mặt trời: Đến năm 2025, Phú Quý sẽ không bổ sung nhà máy điện mặt trời nào. Tăng trưởng công suất điện mặt trời sau đó phụ thuộc vào diện tích đất. Nghiên cứu ước tính đến năm 2040, 1% diện tích đảo (tương đương 28,5 MWp) sẽ được dùng cho điện mặt trời, với 6.000m<sup>2</sup> đất lắp được 1 MWp.

Bảng 4.25. Giả định công suất đặt tối đa điện mặt trời cho các kịch bản.

Các giả định	2025	2030	2035	2040
Tỷ lệ thâm nhập (%)	0,0	0,5	0,65	1
Công suất đặt tương ứng (MWp)	0	14	18	28,5

Hệ số phụ tải của nhà máy diesel được chọn là 0.8. Đối với nhà máy điện sinh khối, hệ số phụ tải lần lượt là 0.4, 0.6, và 0.8 cho các năm 2030, 2035 và 2040 do lượng rác hạn chế.

## f. Kết quả

Sau khi nhập các dữ liệu đầu vào phần mềm LINDO, ta được kết quả cấu trúc phát điện tối ưu về mặt công suất lắp đặt và sản lượng của các dạng nguồn phát điện cho các năm 2025, 2030, 2035 và 2040 tương ứng từng kịch bản. Trên cơ sở các giá trị kết quả tính toán, tính được lượng phát thải CO<sub>2</sub> và giá thành phát điện. Các kết quả thu được lần lượt được trình bày dưới đây.

Bảng 4.26. Hệ số công suất phát của điện gió tại đảo Phú Quý

Giờ	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
Th1	0.59	0.60	0.58	0.52	0.48	0.51	0.67	0.69	0.77	0.68	0.70	0.69	0.77	0.69	0.72	0.78	0.77	0.81	0.86	0.86	0.69	0.65	0.58	0.58	0.64
Th2	0.58	0.53	0.48	0.45	0.48	0.51	0.44	0.58	0.59	0.66	0.62	0.74	0.79	0.80	0.82	0.84	0.80	0.80	0.74	0.67	0.60	0.62	0.60	0.60	0.58
Th3	0.42	0.36	0.39	0.37	0.35	0.35	0.44	0.42	0.44	0.55	0.57	0.65	0.64	0.64	0.65	0.68	0.66	0.65	0.60	0.57	0.56	0.48	0.48	0.48	0.48
Th4	0.16	0.13	0.15	0.15	0.19	0.19	0.19	0.23	0.26	0.35	0.34	0.38	0.42	0.47	0.46	0.53	0.44	0.44	0.40	0.37	0.35	0.26	0.20	0.20	0.17
Th5	0.14	0.11	0.13	0.13	0.13	0.14	0.17	0.22	0.28	0.31	0.38	0.41	0.40	0.41	0.39	0.42	0.39	0.46	0.42	0.38	0.26	0.22	0.17	0.17	0.16
Th6	0.27	0.24	0.27	0.27	0.30	0.34	0.42	0.48	0.50	0.51	0.56	0.63	0.67	0.68	0.66	0.66	0.65	0.62	0.56	0.53	0.54	0.46	0.41	0.35	0.35
Th7	0.42	0.46	0.37	0.34	0.34	0.37	0.44	0.52	0.54	0.61	0.64	0.69	0.67	0.70	0.73	0.69	0.66	0.63	0.59	0.57	0.55	0.49	0.46	0.40	0.40
Th8	0.41	0.41	0.43	0.42	0.43	0.48	0.58	0.66	0.65	0.61	0.66	0.70	0.69	0.73	0.69	0.68	0.63	0.67	0.66	0.62	0.58	0.54	0.45	0.44	0.44
Th9	0.31	0.24	0.29	0.29	0.26	0.26	0.27	0.28	0.33	0.41	0.50	0.56	0.60	0.55	0.63	0.61	0.57	0.55	0.53	0.51	0.48	0.45	0.44	0.44	0.38
Th10	0.26	0.25	0.26	0.21	0.24	0.27	0.34	0.38	0.45	0.42	0.41	0.41	0.48	0.47	0.50	0.54	0.55	0.51	0.50	0.51	0.42	0.37	0.31	0.29	0.29
Th11	0.48	0.44	0.38	0.42	0.44	0.47	0.46	0.47	0.57	0.66	0.76	0.75	0.77	0.81	0.82	0.80	0.81	0.87	0.84	0.72	0.73	0.64	0.55	0.51	0.51
Th12	0.64	0.64	0.58	0.61	0.61	0.68	0.62	0.73	0.66	0.75	0.61	0.66	0.66	0.68	0.76	0.82	0.77	0.78	0.68	0.74	0.68	0.65	0.70	0.63	0.63

Bảng 4.27. Bảng tổng hợp các giá trị cài đặt cho phần mềm LINDO

Các chỉ số	DIESEL		ĐIỆN GIÓ					ĐIỆN MẶT TRỜI					SINH KHỐI					BESS							
	2025	2030	2035	2040	2025	2030	2035	2040	2025	2030	2035	2040	2025	2030	2035	2040	2025	2030	2035	2040	2025	2030	2035	2040	
Công suất đặt hiện hữu (K.B BAU & GREEN)	≤9,7	≤9,7	≤7	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Công suất đặt hiện hữu (K.B HIGHER GREEN)	≤9,7	0	0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Công suất BAU	≥0	≥0	≥0	0	0	7,0	14,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
đặt tối đa GREEN	≥0	≥0	≥0	0	3,5	10,5	17,5	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
giá định (mới) HIGHER GREEN	≥0	≥0	≥0	0	7,0	14,0	21,0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Giá nhiên liệu (\$/MWh)	285	352	420	488	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Chi phí O&M hiện đại (\$/MWh)	500	500	500	3,3	2,8	2,7	2,6	0	0	0	0	0	0	24,3	24,1	23,9	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
GT không hao máy hiện hữu (ngàn\$/năm/MW)	33,6	33,6	0	0	107	107	0	0	65,0	65,0	65,0	65,0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GT không hao máy mới (ngàn\$/năm/MW)	48	48	48	48	137	175	223	284	83,0	106	135	173	167	167	167	167	38,0	33,0	28,0	38,0	33,0	28,0	38,0	33,0	
Chi phí O&M cố định (ngàn\$/năm/MW)	19	20,5	22	23,5	40,2	40,2	40,2	40,2	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	23,4	22,6	21,7	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3

## (1). Công suất lắp đặt

Kết quả dự báo về công suất lắp đặt tối ưu của hệ thống điện được thể hiện ở Hình 4.49. Theo đó, công suất lắp đặt dự báo của nguồn diesel của các kịch bản được thể hiện như Bảng 4.22. Nhờ có những đóng góp của các nguồn năng lượng tái tạo, công suất đặt nhà máy Diesel có giảm xuống vào năm 2030 và 2035 so với năm 2025. Tuy chưa cần xây dựng nhà máy diesel mới, nhưng khi các nguồn năng lượng tái tạo gần tới hạn và các nhu cầu điện ngày càng tăng thì công suất đặt của nhà máy diesel có xu hướng tăng theo và điều này làm cho cả 02 kịch bản BAU và GREEN vẫn còn phụ thuộc nhiều vào điện Diesel.

Kịch bản HIGHER GREEN cho thấy vẫn có hi vọng về việc thay thế hoàn toàn nguồn điện Diesel này nếu hội đủ các yếu tố: khuyến khích phát triển điện mặt trời tự dùng tại các hộ gia đình nhằm giảm nhu cầu phụ tải, tăng cường phát triển điện gió, đặc biệt là sự kết hợp giữa điện mặt trời và hệ thống BESS.

Bảng 4.28. Kết quả tính toán công suất đặt nhà máy Diesel

Công suất đặt Diesel (MW)	2025	2030	2035	2040
BAU	3.68	2.51	3.30	4.75
GREEN	3.68	0.50	1.45	3.05
HIGHER GREEN	3.68	0	0	0

Điện gió tỏ ra rất thích hợp với đảo Phú Quý và có xu hướng tăng mạnh qua các năm. Tất cả những kịch bản và các năm, hầu như điện gió đều lấy trọn phần giới hạn công suất được cài đặt. Khi điện gió phát triển hơn thì cũng giảm gánh nặng tăng công suất cho điện mặt trời và BESS, điều đó giải thích vì sao kịch bản GREEN cần huy động ít điện mặt trời và BESS hơn 02 kịch bản còn lại.

Đến năm 2040, tại kịch bản HIGHER GREEN điện gió sẽ tăng trưởng đến công suất cực đại khả dụng có thể lắp đặt tại bắc đảo (tổng cộng 27 MW theo giả định của đề tài).

Khác với điện gió, điện mặt trời trong các kịch bản chủ yếu phục vụ việc sạc hệ thống BESS. Lý do là: (1) Điện mặt trời chỉ khai thác vào ban ngày, trong khi điện gió có thể hoạt động suốt cả ngày. (2) Sự phát triển mạnh mẽ của điện mặt trời áp mái khiến nhu cầu điện ban ngày giảm đáng kể, làm cho điện mặt trời ít có ý nghĩa. Do đó, điện mặt trời chủ yếu dùng để nạp BESS. Trong các kịch bản có tăng trưởng điện gió thấp, điện mặt trời và BESS sẽ được huy động nhiều hơn. Điều này thể hiện qua việc công suất đặt của điện mặt trời trong kịch bản BAU thường cao hơn so với kịch bản GREEN và HIGHER GREEN, dù giới hạn tăng trưởng công suất là như nhau.



Bảng 4.29 Tỷ lệ dự phòng công suất của các kịch bản

Năm	Kịch bản	Phụ tải đỉnh (MW)	Diesel không dùng đến (MW)	Tỷ lệ dự trữ
2025	BAU	6.84	6.02	88%
	GREEN	6.84	6.02	88%
	HIGHER GREEN	6.84	6.02	88%
2030	BAU	10.53	7.19	68%
	GREEN	10.53	9.20	87%
	HIGHER GREEN	10.53	9.70	92%
2035	BAU	16.2	3.70	23%
	GREEN	16.2	5.55	34%
	HIGHER GREEN	16.2	7.00	43%
2040	BAU	24.93	2.25	9%
	GREEN	24.93	3.95	16%
	HIGHER GREEN	24.93	7.00	28%

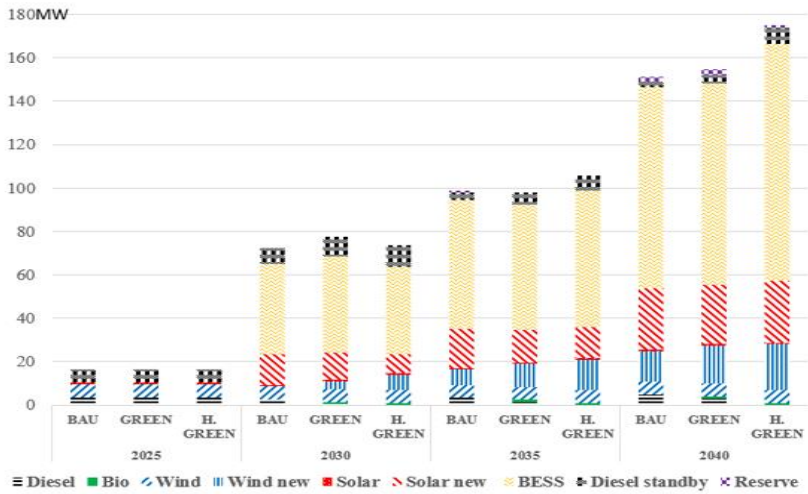
BESS giúp điều tiết hệ thống điện và thay thế điện diesel khi giá nhiên liệu tăng, nhưng hạn chế là cần nạp lượng điện tương ứng trước khi xả. Điều này đòi hỏi công suất đặt của điện gió và điện mặt trời cao hơn, không chỉ đáp ứng phụ tải mà còn dư để nạp BESS. Vì vậy, khi nhu cầu phụ tải cao mà nguồn năng lượng tái tạo chưa phát triển đủ, hệ thống điện đảo Phú Quý gặp khó khăn.

Do giá định của nghiên cứu sinh, điện sinh khối chỉ xuất hiện ở kịch bản GREEN và kịch bản HIGHER GREEN, tuy nhiên lượng rác thải của đảo không nhiều nên công suất đặt của điện sinh khối chỉ dừng lại ở 1MW.

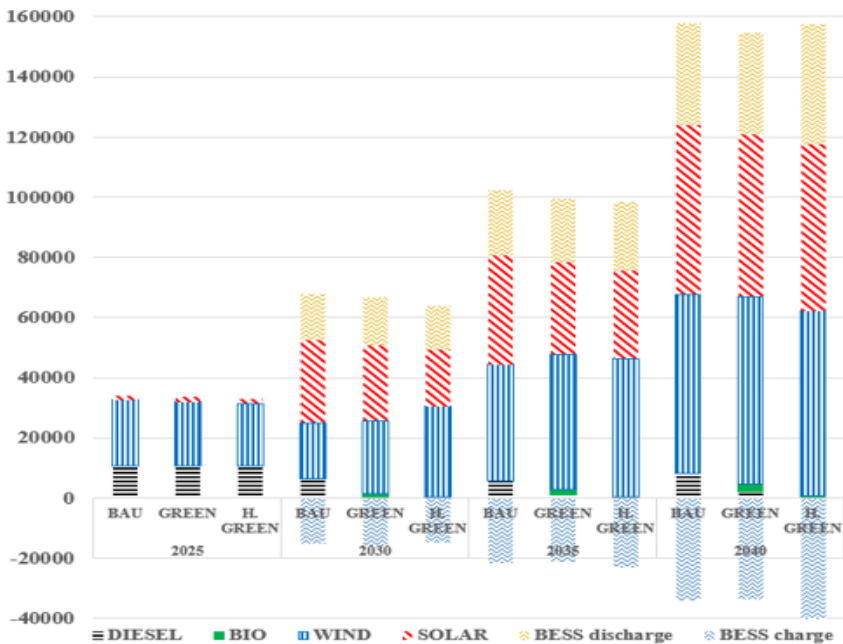
Lượng diesel không dùng đến so với công suất đặt hiện hữu được gọi là công suất diesel dư. Lượng công suất dư này được xem như công suất dự phòng (reserve) cho các kịch bản. Tùy thuộc vào từng kịch bản mà có các công suất dự phòng khác nhau. Tỷ lệ dự phòng công suất của các kịch bản được thể hiện như Bảng 4.29

Tất cả cấu hình công suất đặt của các kịch bản qua từng năm được thể hiện như Hình 4.49. Tiếp theo, Hình 4.50 là một biểu đồ thể hiện sự phối hợp giữa các loại hình phát điện trong một ngày điển hình (tháng 5 năm 2040 - kịch bản GREEN).

Tương ứng với công suất đặt đã phân tích ở trên, Hình 4.51 thể hiện kết quả dự báo về sản lượng phát điện tối ưu của các kịch bản qua các năm. Nếu không tính phần BESS nạp và xả, sản lượng qua các năm sẽ bằng nhu cầu phụ tải. Do nhu cầu phụ tải kịch bản BAU > kịch bản GREEN > kịch bản HIGHER GREEN nên sản lượng của 3 kịch bản này trong cùng một năm cũng có tỷ lệ tương ứng.



Hình 4.49. Công suất đặt của các kịch bản.



Hình 4.51. Sản lượng phát điện của các kịch bản.

Dự báo lượng phát thải CO<sub>2</sub> của các kịch bản qua các năm được trình bày trong Bảng 4.30, trong đó kịch bản BAU có lượng phát thải lớn nhất. Dù năng lượng tái tạo góp phần làm giảm phát thải, mức giảm chưa đáng kể. Năm 2025,

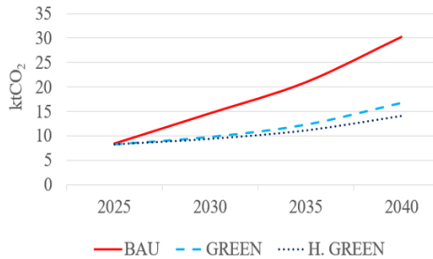
phát thải của kịch bản BAU là 8,4 ktCO<sub>2</sub>, đến các năm 2030, 2035, và 2040 lần lượt là 6,2; 6,3; và 9,28 ktCO<sub>2</sub>. Ngược lại, kịch bản HG có lượng phát thải thấp nhất nhờ sự đóng góp lớn của năng lượng tái tạo và hệ thống năng lượng mặt trời áp mái. Năm 2025, phát thải của HG là 8,31 ktCO<sub>2</sub>, đến các năm 2030, 2035, và 2040 lần lượt giảm còn 1,11; 1,71; và 2,95 ktCO<sub>2</sub>.

### (2). Lượng phát thải CO<sub>2</sub>

Bảng 4.30. Lượng phát thải CO<sub>2</sub> của các kịch bản.

Năm	Kịch bản	ĐVT: ktCO <sub>2</sub>				
		Diesel	Sinh khối	Gió	Mặt trời	Tổng
2025	BAU	8,09	0	0,26	0,06	8.40
	GREEN	8,04	0	0,25	0,06	8.35
	HIGHER GREEN	8,01	0	0,24	0,06	8.31
2030	BAU	4,88	0	0,22	1,10	6,20
	GREEN	0,18	0,02	0,28	1,01	1,50
	HIGHER GREEN	0,00	0,01	0,35	0,75	1,11
2035	BAU	4,45	0	0,45	1,44	6,34
	GREEN	0,71	0,04	0,52	1,23	2,50
	HIGHER GREEN	0	0,01	0,54	1,16	1,71
2040	BAU	6,33	0	0,69	2,26	9,28
	GREEN	1,51	0,05	0,73	2,15	4,44
	HIGHER GREEN	0	0,02	0,72	2,21	2,95

Cùng với kịch bản HG, kịch bản GREEN là những kịch bản năng lượng mà nghiên cứu đề xuất cho thấy tính khả thi trong việc giảm phát thải CO<sub>2</sub> cho đảo Phú Quý nói riêng và các hòn đảo nhiệt đới nói chung. Biểu đồ kết quả dự báo lượng phát thải cho các kịch bản được thể hiện ở Hình 4.52.



Hình 4.52. Lượng phát thải CO<sub>2</sub> của các kịch bản.

### (3). Chi phí phát điện

Kết quả dự báo về chi phí phát điện được trình bày ở Bảng 4.31 tương ứng với những kịch bản khác nhau sẽ có chi phí phát điện khác nhau:

Vào năm 2025, các kịch bản chi phí phát điện gần như tương đồng, khoảng 22 UScent/kWh, do công suất đặt và mức xâm nhập của điện mặt trời áp mái còn thấp, dẫn đến nhu cầu tiêu thụ điện không có chênh lệch lớn. Mức giá này phù hợp với một số báo cáo gần đây, khi chi phí phát điện và quản lý điện trên các đảo khá cao (khoảng 5.000 VNĐ/kWh). Ngành điện hiện đang bù lỗ để người dân trên đảo Phú Quý mua điện với giá tương tự như trên đất liền.

- Năm 2030, các kịch bản GREEN và HIGHER GREEN tăng cường công suất điện gió và sử dụng nhiều điện mặt trời áp mái, khiến nhu cầu tiêu thụ điện giảm mạnh so với kịch bản BAU. Với giá nhiên liệu diesel ngày càng tăng, phần mềm LINDO sẽ ưu tiên các nguồn năng lượng tái tạo để tối ưu chi phí phát điện. Kịch bản BAU vẫn phụ thuộc nhiều vào diesel, dẫn đến giá phát điện dự báo là 15 UScent/kWh vào năm 2030. Một đặc điểm riêng biệt của Phú Quý là đến thời điểm này, các nhà máy diesel gần như hết khấu hao, nên việc dùng một lượng nhỏ diesel phát điện trong thời gian thiếu hụt vẫn rẻ hơn so với thay thế hoàn toàn bằng điện mặt trời và BESS. Điều này giải thích tại sao chi phí phát điện của kịch bản GREEN thấp hơn đôi chút so với HIGHER GREEN. Cụ thể, giá phát điện của kịch bản GREEN và HIGHER GREEN lần lượt là 8 và 9 UScent/kWh.

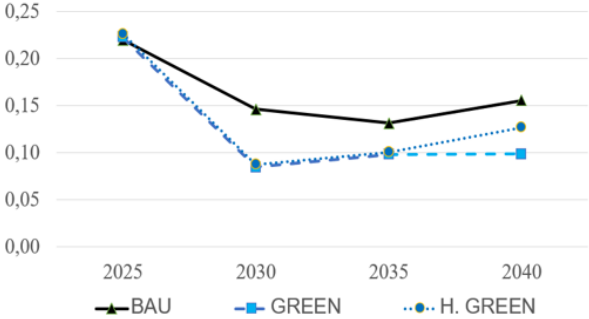
- Năm 2035: Việc đầu tư thêm các nhà máy phát điện NLTT mới để đáp ứng nhu cầu phụ tải sẽ khiến chi phí phát điện cao hơn so với năm 2035. Tuy nhiên với kịch bản BAU việc giảm sản lượng của nguồn diesel 5825 MWh so với 6392 MWh năm 2030 đã giúp chi phí phát điện thấp hơn so với cùng kịch bản BAU năm 2030. Chi phí phát điện của các kịch bản BAU, GS và HG lần lượt là 0,132 USD/kWh, 0,098 USD/kWh và 0,100 USD/kWh.

Bảng 4.31. Giá thành phát điện của các kịch bản qua các năm.

Kịch bản	ĐVT: USD/kWh			
	2025	2030	2035	2040
BAU	0,220	0,15	0,132	0,155
GREEN	0,223	0,08	0,098	0,099
HIGH GREEN	0,226	0,09	0,100	0,127

- Năm 2040, khi các nguồn phát điện đạt giới hạn, kịch bản BAU phải dựa nhiều hơn vào diesel, đẩy chi phí phát điện lên 15 UScent/kWh. Trong khi đó, kịch bản GREEN tỏ ra ưu thế khi phần mềm chọn sử dụng diesel vào thời điểm cần thiết thay vì đầu tư lớn vào BESS và điện mặt trời, giúp giữ chi phí phát điện tốt hơn so với HIGHER GREEN.

Biểu đồ Hình 4.53 thể hiện sự tăng, giảm của giá thành phát điện của các kịch bản qua các năm.



Hình 4.53. Giá thành phát điện của ba kịch bản

## CHƯƠNG 5. TÓM TẮT VÀ KẾT LUẬN

Nghiên cứu đã khảo sát các mô hình năng lượng áp dụng trên các đảo nhiệt đới, rút ra những bài học kinh nghiệm và cơ hội phát triển bền vững. Dựa trên chính sách, tiềm năng năng lượng và điều kiện kinh tế - xã hội, nghiên cứu sinh đề xuất một mô hình sử dụng hiệu quả năng lượng tái tạo, giảm thiểu phát thải CO<sub>2</sub>, góp phần phát triển bền vững. Mô hình gồm 6 lĩnh vực chính: (1) Chính sách hỗ trợ phát triển năng lượng sạch; (2) Giải pháp tiết kiệm năng lượng cho dân dụng và công nghiệp; (3) Ứng dụng công nghệ trong công nghiệp và nông nghiệp; (4) Tích hợp năng lượng gió, mặt trời, sinh khối và lưu trữ; (5) Phát triển giao thông công cộng và xe điện; (6) Sử dụng phân bón hiệu suất cao và bảo vệ rừng tự nhiên.

Nghiên cứu không chỉ đề xuất mô hình năng lượng mà còn đưa ra phương thức xác định cấu trúc phát điện tối ưu cho các đảo. Bằng cách xây dựng hàm tối ưu và các ràng buộc, cùng với kịch bản phát triển năng lượng, nghiên cứu tạo cơ sở lý luận vững chắc cho việc tính toán tỷ lệ năng lượng tái tạo. Nghiên cứu chọn đảo Phú Quý, Việt Nam để kiểm chứng tính khả thi của mô hình năng lượng và đề xuất cấu trúc phát điện tối ưu, giảm phát thải CO<sub>2</sub>, với mục tiêu áp dụng đến năm 2040.

Nghiên cứu nhằm xác định cấu trúc phát điện tối ưu cho đảo Phú Quý tập trung vào ba yếu tố chính: (1) **Dự báo nhu cầu phụ tải**: Nghiên cứu dự báo nhu cầu điện đến các năm 2025, 2030, 2035, và 2040, với tăng trưởng trung bình 9% mỗi năm. (2) **Xây dựng kịch bản năng lượng**: Ba kịch bản phát triển gồm BAU (duy trì năng lượng tái tạo cơ bản), GREEN (tăng cường điện mặt trời áp mái), và HIGHER GREEN (thêm nhập tối đa điện mặt trời và năng lượng tái tạo). (3) **Phần mềm tối ưu hóa**: Sử dụng LINDO để tối ưu hóa tổng chi phí phát điện dựa trên ràng buộc về phụ tải và khả năng phát điện.

Quá trình áp dụng mô hình năng lượng và xác định cấu trúc phát điện tối ưu cho Phú Quý đã mang lại những kết quả quan trọng:

- Chi phí phát điện trong kịch bản HIGHER GREEN thấp hơn kịch bản BAU từ 3 đến 6 US cent/kWh.
- Kịch bản HIGHER GREEN giúp giảm phát thải CO<sub>2</sub> đáng kể, thấp hơn BAU lần lượt 5,2 ktCO<sub>2</sub> năm 2030, 9,8 ktCO<sub>2</sub> năm 2035, và 16,2 ktCO<sub>2</sub> năm 2040.
- Tỷ trọng sử dụng diesel giảm dần, phù hợp với Quy hoạch điện VIII của Việt Nam.
- Việc sử dụng năng lượng mặt trời áp mái giảm nhu cầu từ hệ thống chính, tạo điều kiện đầu tư vào năng lượng tái tạo.

Kết quả này khẳng định mô hình năng lượng hiệu quả và phát thải CO<sub>2</sub> thấp phù hợp với các đảo nhiệt đới, giúp tối ưu hóa nguồn tài nguyên và phát triển bền vững.