

NGHIÊN CỨU TỐI ƯU VẬN HÀNH LƯỚI ĐIỆN MICROGRID TÍCH HỢP CÁC NGUỒN NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO VÀ PIN NHIÊN LIỆU HYDRO

OPTIMAL OPERATION OF MICROGRID INTEGRATED WITH RENEWABLE RESOURCES AND HYDRO FUEL CELL

Nguyễn Quốc Minh^{1*}, Nguyễn Duy Linh¹, Đỗ Đức Hùng¹, Nguyễn Hoàng Văn Anh¹,
Trần Thị Mai Anh², Nguyễn Thị Hồng Loan²

¹Trường Điện – Điện tử, Đại học Bách khoa Hà Nội, Hà Nội, Việt Nam

²Viện Kinh tế và Quản lý, Đại học Bách khoa Hà Nội, Hà Nội, Việt Nam

*Tác giả liên hệ / Corresponding author: minh.nguyenquoc@hust.edu.vn

(Nhận bài / Received: 17/5/2023; Sửa bài / Revised: 16/10/2023; Chấp nhận đăng / Accepted: 26/10/2023)

Tóm tắt - Lưới điện siêu nhỏ (microgrid) đang là xu hướng phát triển trên thế giới cũng như ở Việt Nam trong thời gian gần đây. Microgrid có ưu điểm là có khả năng tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo, thân thiện với môi trường, và đặc biệt phù hợp ở những khu vực đảo xa, nơi mà phương án cấp điện từ đất liền là không khả thi. Tuy nhiên việc lập kế hoạch và vận hành lưới điện microgrid nhằm tối ưu hóa về chi phí sản xuất đồng thời giảm thiểu phát thải ra môi trường đang là nhiệm vụ đầy thách thức. Trong bài báo này, phương pháp lập lịch dựa trên quy hoạch toàn phương nguyên thực hỗn hợp (MIQP) được đề xuất để khắc phục các vấn đề liên quan đến tính bất định của các nguồn phân tán. Kết quả cho thấy mô hình tối ưu đề xuất có thể giảm chi phí vận hành của lưới điện xuống còn 20% so với phương án cấp điện hiện hành.

Từ khóa - Microgrid; H₂; chi phí; năng lượng tái tạo; MIQP

1. Đặt vấn đề

MG đã có mặt từ nhiều năm, đồng hành với sự phát triển của hệ thống điện quốc gia. Đặc điểm chung MG là cấu trúc lưới điện phổ biến cho các khu vực cô lập, không có kết nối với lưới điện truyền tải, như lưới điện trên các đảo. Trước đây, phương án cấp điện chính cho MG là sử dụng GENs. Trong những thập kỷ gần đây, các nhà máy điện sử dụng RES như điện gió, điện mặt trời đã tạo ra phương thức cấp điện mới cho MG [1-3]. Khái niệm MG được Navigan Research định nghĩa là một hệ thống năng lượng tích hợp bao gồm các nguồn năng lượng phân tán, một số phụ tải và hệ thống đo đếm. Có hai chế độ vận hành cho MG, đó là vận hành độc lập hoặc nối lưới [4-5]. Trong đó, chế độ vận hành độc lập đặt ra nhiều thách thức, do tính bất định của các nguồn phân tán. Do tính chất đặc biệt này, sản lượng điện ở thời gian thực không khớp so với dự báo. Từ đó, việc vận hành lưới điện trở nên khó khăn và các đơn vị điều độ, vận hành hệ thống phải sử dụng nguồn dự phòng để cung cấp điện liên tục. Nguồn năng lượng dự phòng này thường được huy động từ các tổ máy phát hoặc mua thêm điện từ lưới chính. Việc làm này gián tiếp làm tăng chi phí vận hành cũng như gia tăng phát thải CO₂ ra môi trường [6]. Bởi vậy, việc lập kế hoạch vận hành MG nhằm tối ưu hóa về chi phí sản xuất đồng thời giảm thiểu phát thải từ các nguồn điện truyền thống đã và đang trở thành một chủ đề được quan tâm và nghiên cứu [7].

Abstract - Microgrids are a growing trend worldwide as well as in Vietnam. Microgrids have the advantage of being able to integrate renewable energy sources, being environmentally friendly, and especially suitable for remote island areas where the option of grid connection from the mainland is not feasible. However, planning and operating a microgrid to optimize production costs while minimizing emissions is a challenging task. In this paper, a scheduling method based on Mixed Integer Quadratic Programming (MIQP) is proposed to overcome issues related to the uncertainty of distributed energy sources. The results show that the proposed model can reduce the operation cost of the microgrid down to 20% of the current scenario.

Key words - Microgrid; hydro fuel cell; cost; renewable energy; MIQP

Bài toán lập lịch vận hành được phân thành hai loại là bài toán phân bố tối ưu công suất cố định và bài toán lựa chọn tổ máy vận hành. Bởi sự phức tạp cả về hàm mục tiêu cũng như các ràng buộc đi kèm của hai bài toán kể trên khi xét trên MG, đã có rất nhiều nghiên cứu đề xuất các giải pháp khác nhau trong những năm gần đây. Hầu hết các kỹ thuật giải cho bài toán này đã được điều chỉnh và phát triển thêm để phù hợp hơn khi xây dựng mô hình tối ưu cho MG. Tiêu biểu như phương pháp nới lỏng Lagrange [8], MILP hay các giải thuật heuristic như BPSO, GA, v.v. Trong [9], Amini đã sử dụng nới lỏng Lagrange (Lagrange Relaxation) và nới lỏng Lagrange tăng cường (Augmented Lagrange Relaxation) để giải bài toán ED có xét ràng buộc an toàn. Trong [10], Jingrui và các cộng sự đã trình bày một mô hình tối ưu lập lịch ngày tới cho MG dựa trên giải thuật tìm kiếm sóng hài (Harmony Search Algorithm - HSA). Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả đã xét đến các giới hạn về trào lưu công suất trong quá trình tối ưu. Trong [11], Luhao đề xuất một lịch trình tối ưu dựa trên phương pháp tối ưu hóa đa mục tiêu mạnh mẽ (Robust Multi-Objective Optimization) nhằm giảm thiểu chi phí vận hành cũng như lượng khí thải từ các nguồn điện truyền thống. Trong [12], Rigo-Mariani đề xuất lập lịch ngày tới với mục tiêu tối thiểu chi phí điện năng dựa trên dự báo về năng lượng tiêu thụ cũng như sản xuất. Phương pháp vùng tin cậy (Trust-Region) và giải thuật di truyền (GA) được Rigo lựa chọn làm công cụ để giải bài toán

¹ School of Electrical and Electronic Engineering, Hanoi University of Science and Technology, Hanoi, Vietnam (Nguyễn Quốc Minh, Nguyễn Duy Linh, Đỗ Đức Hùng, Nguyễn Hoàng Văn Anh)

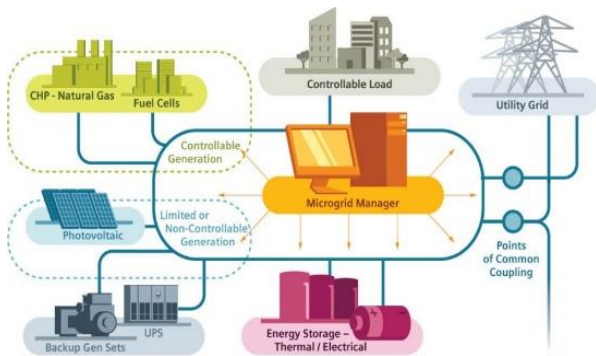
² School of Economics and Management, Hanoi University of Science and Technology, Hanoi, Vietnam (Trần Thị Mai Anh, Nguyễn Hồng Loan)

tối ưu với hàm mục tiêu có dạng phi tuyến. Trong [13], một thuật toán di truyền đa mục tiêu được cải tiến dựa trên GA (multi-objective genetic algorithm) được Soares và các cộng sự đề xuất để tối ưu hóa việc phân bổ phụ tải trong khoảng thời gian lập kế hoạch trước 36 giờ. Trong [14], Bei đề xuất một phương pháp quản lý năng lượng dựa trên GA để xác định dung lượng tối ưu của các phân tử trong MG và MILP để lựa chọn vận hành các tổ máy. Trong [15], Wu đã phát triển một quy trình có độ chính xác cao dựa trên MILP. Tương tự như [15], trong [16], Olivares đã xây dựng hệ thống quản lý năng lượng (EMS) dựa trên MILP để tối ưu hóa cho MG khi vận hành độc lập. Nhìn chung, lời giải của bài toán UC phụ thuộc rất nhiều vào độ chính xác vào mô hình toán được xây dựng để mô tả MG. Hầu hết các công trình nêu trên đều đơn giản hóa mô hình toán bằng cách tuyến tính và lược bỏ các ràng buộc về thời gian của các nguồn điện truyền thống như các máy phát diesel. Các MG được lựa chọn làm đối tượng nghiên cứu thiếu sự đa dạng do không tích hợp nhiều nguồn năng lượng phân tán. Các phương pháp tối ưu hóa đưa ra đều không đảm bảo nghiệm tối ưu toàn cục. Do vậy mà cản trở việc khai thác tối đa lợi ích của các MG.

Trong bài báo này, nhóm nghiên cứu đề xuất một mô hình tối ưu hóa cho MG với quy mô lớn bao gồm các nguồn điện gió, mặt trời, GEN, BAT và pin nhiên liệu hydro. Mô hình này có dạng MIQP, được xây dựng cho khoảng thời gian lập kế hoạch trước 24 giờ. Mục tiêu chính của mô hình này là tối thiểu chi phí sản xuất điện năng cho MG bằng cách lập lịch vận hành của tất cả các nguồn năng lượng có thể kiểm soát. Dữ liệu và thông số thực tế được thu thập từ MG đang hoạt động ở đảo Bạch Long Vỹ, Hải Phòng, Việt Nam. Hiệu quả mà phương pháp được nhóm tác giả đưa ra được đánh giá dựa trên các thông số về chi phí vận hành thực tế hiện nay của đảo. Đóng góp của bài báo là đưa ra phương án cấp điện mới cho Bạch Long Vỹ khi tích hợp thêm pin nhiên liệu hydro vào lưới hiện hành và cách sử dụng mô hình bài toán MIQP để xét đến các ràng buộc về thời gian làm việc/ngủ tối thiểu, chi phí khởi động/dừng của các tổ máy diesel và công nghệ pin nhiên liệu hydro.

2. Hệ thống microgrid và năng lượng hydro

2.1. Hệ thống Microgrid



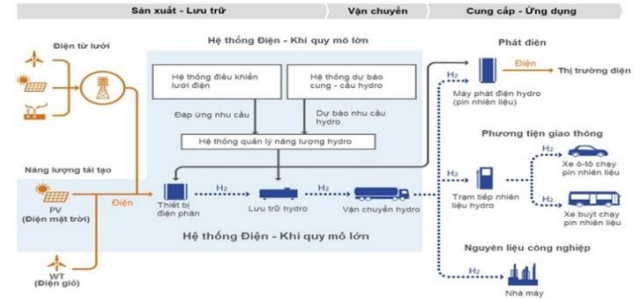
Hình 1 Sơ đồ nguyên lý hoạt động của Microgrid

MG là một hệ thống điện được thiết kế để cấp điện cho một khu vực nhỏ, bao gồm các phụ tải điện và các nguồn điện phân tán (Hình 1). Hệ thống này có thể hoạt động độc lập hoặc được kết nối với lưới điện lớn hơn. Một trong những đặc trưng của MG là khả năng tự sản xuất năng lượng từ các nguồn tái tạo như năng lượng mặt trời, gió,

thủy điện và sinh khối. MG cũng có thể kết hợp với nguồn điện từ lưới chung để cấp điện cho khách hàng với chất lượng ổn định và liên tục.

2.2. Năng lượng hydro

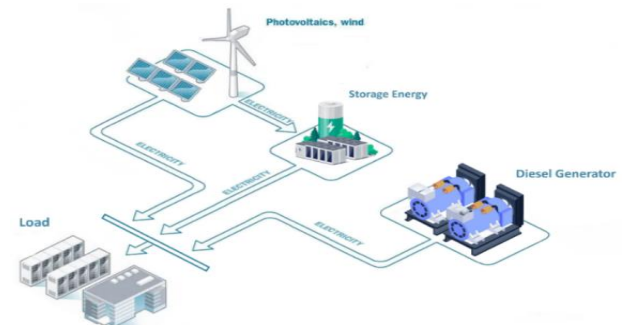
Vấn đề biến đổi năng lượng cũng như cạn kiệt năng lượng do con người gây ra và mối liên hệ chặt chẽ của nó với nhu cầu năng lượng hiện tại và tương lai của toàn cầu được cho là thách thức lớn. Hydro hiện nay được xem là một giải pháp năng lượng tiềm năng cho thế kỷ XXI với tính bền vững góp phần hỗ trợ giải quyết các vấn đề về khí thải môi trường.



Hình 2. Tổng quan về các lộ trình sản xuất và sử dụng hydro ở cơ sở sản xuất hydro lớn nhất thế giới FH2R (Nguồn ảnh: Toshiba, Việt hóa: PECC2)

Không giống như than đá, khí đốt hoặc dầu mỏ, hydro không phải là nguồn năng lượng chính. Thay vào đó, vai trò của nó phản ánh chặt chẽ hơn vai trò của điện với tư cách là chất mang năng lượng thứ cấp. Nó có thể được lưu trữ dưới dạng nhiên liệu và được sử dụng trong vận chuyển và các hệ thống phát nhiệt và điện phân tán sử dụng pin nhiên liệu, động cơ đốt trong hoặc tua-bin, với sản phẩm phụ duy nhất tại điểm sử dụng là nước (Hình 2).

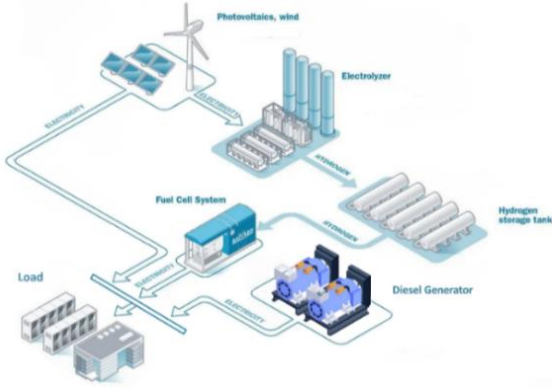
3. Các phương án cấp điện cho đảo Bạch Long Vỹ



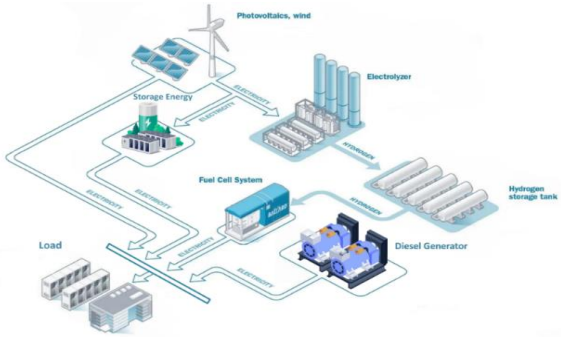
Hình 3 Lưới điện Microgrid Bạch Long Vỹ hiện hành

Một lưới điện siêu nhỏ vừa được triển khai hồi tháng 4 năm 2022 tại Bạch Long Vỹ (Hình 3). Trong lưới siêu nhỏ này bao gồm các phần tử chính sau: một hệ thống PV 500kW, một hệ thống BAT 500kW/2MWh, một WT 1 MW và hai GEN 1MW. Bên cạnh hệ thống BAT thì pin nhiên liệu hydro là công nghệ tích trữ năng lượng đang phát triển mạnh trong thời gian gần đây [17-20]. Việc tận dụng công suất dư thừa từ nguồn điện gió và mặt trời vào lúc thấp điểm để sản xuất hydro góp phần khai thác tốt RES, nâng cao hiệu suất của hệ thống cũng như giảm lượng phát thải từ các nguồn năng lượng hóa thạch. Trên cơ sở đó, nghiên cứu đã đề xuất phương án cấp điện mới cho Bạch Long Vỹ như trên Hình 4 và Hình 5. Trong phương án 2,

hệ thống pin lưu trữ năng lượng BAT được thay thế bằng pin nhiên liệu hydro với cùng công suất. Trong phương án 3, pin nhiên liệu hydro được tích hợp thêm vào hệ thống hiện hành, hệ thống BAT vẫn giữ nguyên như cũ [21].



Hình 4 Phương án khi thay BAT bằng hydro



Hình 5 Phương án tích hợp cả BAT và hydro

4. Mô hình quy hoạch toàn phương nguyên thực hỗn hợp (MIQP)

4.1. Chi phí sản xuất điện năng của các nguồn phân tán

Trong quy mô MG được đề xuất, chi phí sản xuất điện từ gió và mặt trời nhỏ hơn rất nhiều so với chi phí sản xuất từ các máy phát diesel. Vì vậy, ta coi chi phí sản xuất điện của MG chỉ bao gồm tổng chi phí của tổ máy phát diesel. Chi phí sản xuất điện của máy phát diesel thứ i ở thời điểm t được tính toán dựa trên (1):

$$C_{it}^G = C_{it}^{GF} + C_{it}^{GV} + y_{it} SUC_{it}^G + z_{it} SDC_{it}^G \quad (1)$$

Trong thực tế, tổng chi phí cố định $C_{G_{it}}^F$ và chi phí biến đổi $C_{G_{it}}^V$ của các tổ máy phát này không phải là một hàm tuyến tính. Nó được sử dụng rộng rãi nhất với dạng bậc hai như sau:

$$C_{it}^{GF} + C_{it}^{GV} = F(P_{it}^G) = a_i (P_{it}^G)^2 + b_i P_{it}^G + u_{it} c_i \quad (2)$$

Lúc này, chi phí sản xuất điện năng của MG thứ i tại thời điểm t được viết lại thành:

$$C_{it}^G = F(P_{it}^G) + y_{it} SUC_{G_{it}} + z_{it} SDC_{G_{it}} \quad (3)$$

a. Hàm mục tiêu

Cả 3 phương án nêu trên được xét chung một hàm mục tiêu như sau:

$$\sum_{t \in T} \sum_{i \in N_G} C_{it}^G \rightarrow \min \quad (4)$$

b. Các ràng buộc

Cân bằng công suất

$$P_t^{PV} + P_t^{WT} + \sum_{i \in N_G} P_{it}^G = P_t^D + P_t^{BATCh} - P_t^{BATDis} + P_t^{EL} - P_t^{FC} \quad (5)$$

4.1.2. Ràng buộc của các nguồn phân tán

a. Biến nhị phân

$$y_{it} - z_{it} = u_{it} - u_{i,t-1} \quad (6)$$

$$y_{it} + z_{it} \leq 1 \quad (7)$$

$$u_{it}; y_{it}; z_{it} \in \{0; 1\} \quad (8)$$

b. Giới hạn công suất phát

$$0 \leq P_{it}^G \leq u_{it} P_i^{Gmax} \quad (9)$$

$$0 \leq P_t^{PV} + P_t^{PVcur} \leq P^{PVmax} \quad (10)$$

$$0 \leq P_t^{WT} + P_t^{WTcur} \leq P^{WTmax} \quad (11)$$

$$P_t^{WT} \geq k_t^{WT} P^{WTmax} \quad (12)$$

$$P_t^{PV} \geq k_t^{PV} P^{PVmax} \quad (13)$$

$$P_t^{PV}; P_t^{WT}; P_t^{PVcur}; P_t^{WTcur} \geq 0 \quad (14)$$

c. Giới hạn tăng/giảm công suất phát

$$P_i^{Gmin} u_{it} \leq \underline{P}_{it}^G \leq P_{it}^G \leq \overline{P}_{it}^G \leq P_i^{Gmax} u_{it} \quad (15)$$

$$\overline{P}_{it}^G - P_{i,t-1}^G \leq R_i^U u_{i,t-1} + R_i^{SU} y_{it} \quad (16)$$

$$P_{i,t-1}^G - \underline{P}_{it}^G \leq R_i^D u_{i,t-1} + R_i^{SD} z_{it} \quad (17)$$

$$\overline{P}_{it}^G \leq P_i^{Gmax} (u_{it} - z_{i,t+1}) + R_i^{SD} z_{it} \quad (18)$$

d. Thời gian làm việc/ngỉ tối thiểu

$$\sum_{t=1}^{L_t} 1 - u_{it} = 0; L_t = \min \left\{ T, (MUT_i - U_i^0) u_{i,t=0} \right\} \quad (19)$$

$$\sum_{t=k=[L_t+1, \dots, T-MUT_i+1]}^{k+MUT_i-1} u_{it} \geq y_{ik} MUT_i \quad (20)$$

$$\sum_{t=k=[T-MUT_i+2, \dots, T]}^T u_{it} - y_{it} \geq 0 \quad (21)$$

$$\sum_{t=1}^{F_i} u_{it} = 0; F_i = \min \left\{ T, (MDT_i - S_i^0) [1 - u_{i,t=0}] \right\} \quad (22)$$

$$\sum_{t=k=[F_i+1, \dots, T-MDT_i+1]}^{k+MDT_i-1} 1 - u_{it} \geq MDT_i z_{ik} - \quad (23)$$

$$\sum_{t=k=[T-MDT_i+2, \dots, T]}^T 1 - u_{it} - z_{it} \geq 0 \quad (24)$$

4.1.3. Ràng buộc của hệ thống lưu trữ năng lượng (BAT)

$$(1 - DOD) E^{BATmax} \leq E_t^{BAT} \leq E^{BATmax} \quad (25)$$

$$0 \leq P_t^{BATCh} \leq u_t^{BAT} P^{BATChmax} \quad (26)$$

$$0 \leq P_t^{BATDis} \leq (1 - u_t^{BAT}) P^{BATDismax} \quad (27)$$

$$E_t^{\text{BAT}} = E_{t-1}^{\text{BAT}} + \eta P_t^{\text{BATCh}} - P_t^{\text{BATCh}} / \eta \quad (28)$$

$$E_{t=0}^{\text{BAT}} = E_{t=24}^{\text{BAT}} \quad (29)$$

4.1.4. Ràng buộc của công nghệ hydro

Công nghệ hydro có đầy đủ tất cả đặc tính của nguồn điện truyền thống (GEN) và hệ thống BAT. Nên ta có các ràng buộc dựa trên các phần 4.1.2, 4.1.3.

$$SOC^{\text{Hmin}} \leq SOC_t^{\text{H}} \leq SOC^{\text{Hmax}} \quad (30)$$

$$SOC_{t=0}^{\text{H}} = SOC_{\text{init_summer}} \quad (31)$$

$$SOC_{t=0}^{\text{H}} = SOC_{\text{init_winter}} \quad (32)$$

$$SOC_t^{\text{H}} = SOC_{t-1}^{\text{H}} + \eta^{\text{EL}} P_t^{\text{EL}} - \frac{P_t^{\text{FC}}}{\eta^{\text{FC}}} \quad (33)$$

$$SOC_{t=0}^{\text{H}} = SOC_{t=24}^{\text{H}} \quad (34)$$

$$u_t^{\text{EL}} P^{\text{ELmin}} \leq P_t^{\text{EL}} \leq u_t^{\text{EL}} P^{\text{ELmax}} \quad (35)$$

$$u_t^{\text{FC}} P^{\text{FCmin}} \leq P_t^{\text{FC}} \leq u_t^{\text{FC}} P^{\text{FCmax}} \quad (36)$$

$$y_t^{\text{EL}} - z_t^{\text{EL}} \geq u_t^{\text{EL}} - u_{t-1}^{\text{EL}} \quad (37)$$

$$y_t^{\text{EL}} + z_t^{\text{EL}} \leq 1 \quad (38)$$

$$y_t^{\text{FC}} - z_t^{\text{FC}} \geq u_t^{\text{FC}} - u_{t-1}^{\text{FC}} \quad (39)$$

$$y_t^{\text{FC}} - z_t^{\text{FC}} \leq 1 \quad (40)$$

$$u_t^{\text{EL}} + u_t^{\text{FC}} \leq 1 \quad (41)$$

$$u_t^{\text{EL}}; y_t^{\text{EL}}; z_t^{\text{EL}}; u_t^{\text{FC}}; y_t^{\text{FC}}; z_t^{\text{FC}} \in \{0;1\} \quad (42)$$

$$\sum_{h=t-MUT^{\text{EL}}+1, h \geq 1}^t y_h^{\text{EL}} \leq u_t^{\text{EL}} \quad (43)$$

$$\sum_{hh=t-MDT^{\text{EL}}+1, hh \geq 1}^t z_{hh}^{\text{EL}} \leq 1 - u_t^{\text{EL}} \quad (44)$$

$$\sum_{h=t-MUT^{\text{FC}}+1, h \geq 1}^t y_h^{\text{FC}} \leq u_t^{\text{FC}} \quad (45)$$

$$\sum_{hh=t-MDT^{\text{FC}}+1, hh \geq 1}^t z_{hh}^{\text{FC}} \leq 1 - u_t^{\text{FC}} \quad (46)$$

5. Dữ liệu đầu vào

Trong phần này, các thông số của GEN, PV, WT và BAT được nhóm tác giả thu thập dựa trên lưới điện hiện hành trên đảo Bạch Long Vỹ. Dữ liệu của bình chứa hydro, bình điện phân và pin nhiên liệu được tham khảo từ [22].

5.1. Bình chứa hydro (Hydro tank)

SOC_{min} (kWh)	500	$SOC_{\text{init_summer}}$ (kWh)	1650
SOC_{max} (kWh)	3300	$SOC_{\text{init_winter}}$ (kWh)	800

PV

P_{max} (MW)	0,5	$P_{\text{max}}^{\text{cur}}$ (MW)	0,5
P_{min} (MW)	0	$P_{\text{cha}}^{\text{max}}$ (kW)	0

5.2. Máy phát Diesel

a (\$/kW ²)	0,00987	MUT (h)	2
b (\$/kW)	0,2	MDT (h)	1
c (\$)	1	SD (kW/h)	240
Costst (\$)	100	SU (kW/h)	240
Costsd (\$)	100	P_{min} (kW)	300
RU (kW/h)	120	P_{max} (kW)	1000
RD (kW/h)	120	α_{CO_2} (g/Wh)	0,267 0,7221

5.3. Bình điện phân (Electrolyzer)

P_{max} (kW)	250	MUT (h)	2
P_{min} (kW)	1	MDT (h)	1
η (%)	80	SU time (min)	< 8
Ramp Rate (% of full scale)	<15% per sec	RU time (min to full load)	< 15 sec

5.4. Pin nhiên liệu (Fuel Cell)

P_{max} (kW)	250	MUT (h)	2
P_{min} (kW)	0	MDT (h)	1
η (%)	90	SU time (min)	< 0,5
Ramp Rate (% of full scale)	15% per sec	RU time (min to full load)	< 15 sec

5.5. Bình ắc-quy (Battery)

$P_{\text{dis}}^{\text{max}}$ (kW)	500	η (%)	98,7
$P_{\text{cha}}^{\text{max}}$ (kW)	500	DOD (%)	80
Capacity (kWh)		2000	

5.6. Turbine gió (Wind Turbin)

P_{max} (kW)	1000	$P_{\text{max}}^{\text{cur}}$ (kW)	1000
P_{min} (kW)	0	$P_{\text{min}}^{\text{cur}}$ (kW)	0

6. Kết quả

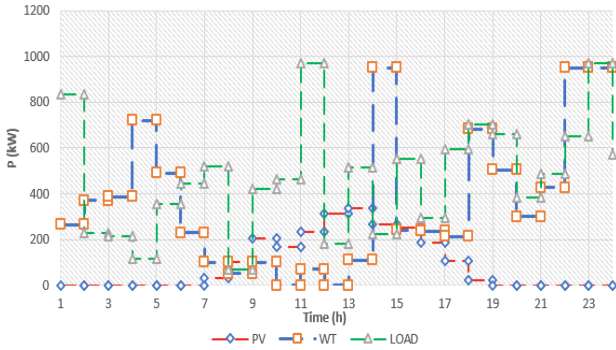
Trong nghiên cứu này, bài toán tối ưu hóa với mô hình dạng MIQP được nhóm thực hiện bằng GAMS [23], trên Laptop Acer Nitro 5 Gaming với bộ xử lý Ryzen 5560H, tốc độ 3,3 GHz và bộ nhớ RAM 8 GB. Dựa trên đặc tính theo mùa của phụ tải, nhóm nghiên cứu đề xuất chọn ra 02 ngày điển hình giữa mùa đông và mùa hè để so sánh. Mô hình toán tối ưu được chạy cho cả 03 phương án.

6.1. Ngày điển hình mùa hè

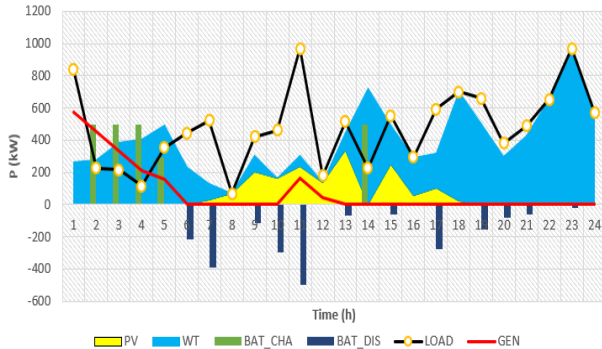
Hình 6 minh họa đồ thị phụ tải, công suất gió và mặt trời trong một ngày điển hình vào mùa hè. Với các đường nét đứt màu xanh lá biểu thị cho phụ tải, nét đứt màu xanh dương biểu thị cho công suất gió và đường màu đỏ biểu thị cho công suất của mặt trời.

Hình 7, Hình 8 và Hình 9 lần lượt là các đồ thị cân bằng công suất của phương án 1, 2 và 3. Cả ba lịch vận hành đều đáp ứng đủ nhu cầu cấp điện cho các phụ tải. Tổng quan về phương án đang hiện hành trên đảo (PA1), chi phí vận hành cỡ 7974.61 USD (xấp xỉ 187tr VNĐ). Tỷ lệ gió và mặt trời (tích hợp vào lưới điện khá cao, chiếm 82.87%) tham gia

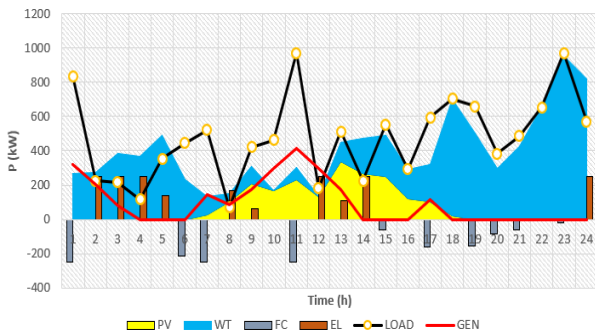
vào phát điện so với công suất khả phát là tương đối lớn.



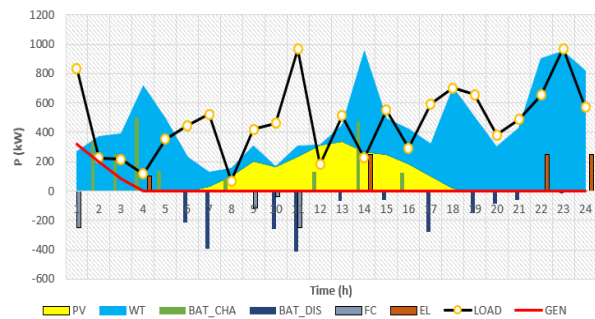
Hình 6 Đồ thị phụ tải, gió và mặt trời trong một ngày điển hình vào mùa hè



Hình 7. Đồ thị cân bằng công suất của phương án 1 trong ngày điển hình mùa hè



Hình 8. Đồ thị cân bằng công suất của phương án 2 trong ngày điển hình mùa hè



Hình 9. Đồ thị cân bằng công suất của phương án 3 trong ngày điển hình mùa hè

Bản chất của pin nhiên liệu hydro chính là một hệ thống lưu trữ và chuyển đổi năng lượng. Bảng 1 cho thấy việc thay thế BAT bằng hệ thống này giúp cho chi phí vận hành giảm xuống chỉ bằng khoảng 73% so với phương án đang hiện hành. Qua đó tiết kiệm được gần 3200 USD (cỡ 75tr VNĐ). Tuy nhiên, tổng công suất huy động từ GEN trong

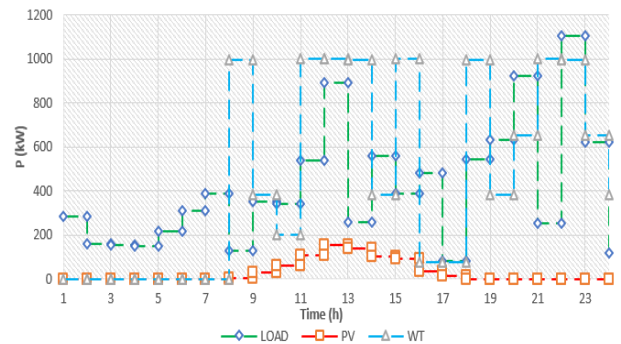
phương án này lại cao hơn so với PA1. Bởi vậy đây là phương án có lượng phát thải khí nhà kính cao nhất, khoảng 0,6 tấn CO₂ [24].

Từ các đánh giá trên, ý tưởng kết hợp giữa BAT và pin nhiên liệu hydro ra đời. Với sự góp mặt của hệ thống này, so với phương án hiện hành thì các tỷ lệ xâm nhập của RES tăng từ 82,87% lên đến 96,12%. Việc tỷ lệ xâm nhập của RES được nâng lên như vậy đã giúp giảm đáng kể sự phụ thuộc vào GEN. Theo số liệu từ Bảng 1, chi phí vận hành của phương án 3 (PA3) chỉ còn 1605,17 USD (xấp xỉ 37,6tr VNĐ), tiết kiệm được cỡ 150tr VNĐ khi so với PA1 và 75tr VNĐ khi so với phương án 2 (PA2). Ngoài ra, đây cũng là phương án có lượng khí phát thải thấp nhất khi chi số này chỉ bằng 50% khi đối chiếu với PA2 và 60% với PA1.

Bảng 1. Kết quả tối ưu của 3 phương án

Kết quả/Phương án	PA1	PA2	PA3
PV (kWh)	1609,91	1973,78	2215,54
WT (kWh)	7941,47	7622,24	8863,25
GEN (kWh)	1931,60	2301,96	603,01
BAT_Charge (kWh)	2295,22	–	2054,23
BAT_Discharge (kWh)	2235,93	–	2001,17
Fuel Cell (kWh)	–	1501,93	649,29
Electrolyzer (kWh)	–	1976,22	854,33
CO ₂ (kg)	528,44	602,96	311,73
OPEX (\$)	7974,61	4782,76	1605,17
Renewable Penetration (%)	82,87	83,26	96,12

6.2. Ngày điển hình mùa đông



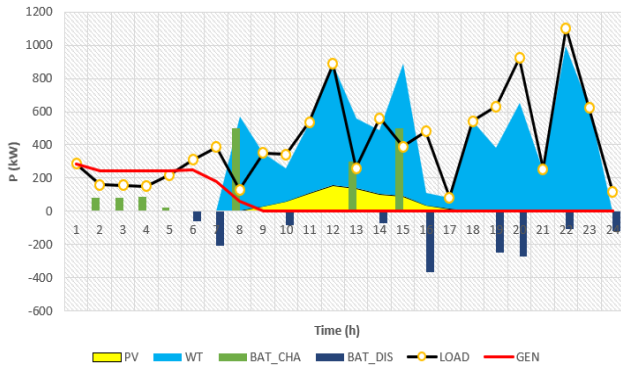
Hình 10. Đồ thị phụ tải, gió và mặt trời trong một ngày điển hình vào mùa đông

Bảng 2. Kết quả tối ưu của 3 phương án

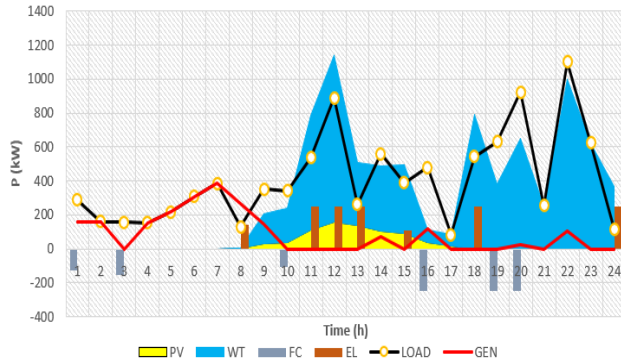
Kết quả/Phương án	PA1	PA2	PA3
PV (kWh)	743,44	718,71	485,63
WT (kWh)	7451,05	7413,02	8300,21
GEN (kWh)	1734,62	2116,17	1418,49
BAT_Charge (kWh)	1574,74	–	698,04
BAT_Discharge (kWh)	1534,1	–	698,01
Fuel Cell (kWh)	–	1138,30	943,25
Electrolyzer (kWh)	–	1497,78	1241,11
CO ₂ (kg)	463,15	565,02	378,74
OPEX (\$)	4409,02	4164,23	3034,13
Renewable Penetration (%)	68,80	68,27	73,7

Từ đồ thị Hình 10 có thể thấy lượng bức xạ mặt trời xuống thấp và số giờ nắng trong ngày cũng ít hơn so với

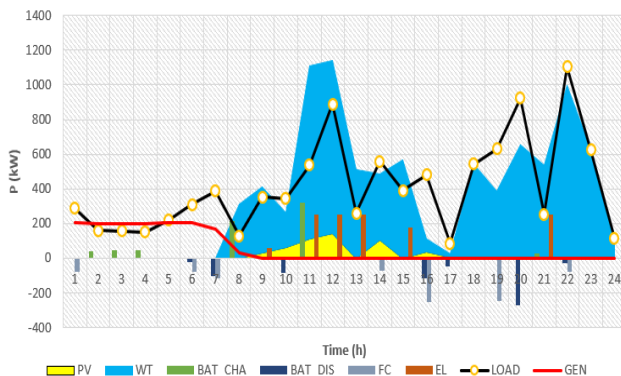
các mùa khác. So với mùa hè, phụ tải trong ngày này đã giảm sút. Theo kết quả từ Bảng 2, các chỉ số về chi phí vận hành, khí thải CO₂ và tỷ lệ xâm nhập của RES trong PA3 vẫn tối ưu trong cả 3 phương án (lần lượt là 3034.13\$; 0,38 tấn CO₂ và 73.7%). Với ưu điểm lưu trữ trong thời gian dài, chiến lược vận hành lưới điện trong mùa đông sẽ ưu tiên phần lớn năng lượng dư thừa (cỡ 1241 kW) để nạp vào hydro. Phần còn lại (khoảng 698 kW) sẽ được đưa vào BAT nhằm đáp ứng tức thì những trường hợp phụ tải tăng cao đột ngột, vượt quá ngưỡng giới hạn phát công suất của Fuel Cell (là 250 kW). Qua đó mà giảm được phần lớn tỷ lệ cắt giảm của các RES. Điều này có thể nhìn thấy rõ rệt nhất trong khoảng thời gian từ 10 đến 12 giờ trưa.



Hình 11. Đồ thị cân bằng công suất của phương án 1 trong ngày điển hình mùa đông



Hình 12. Đồ thị cân bằng công suất của phương án 2 trong ngày điển hình mùa đông



Hình 13. Đồ thị cân bằng công suất của phương án 3 trong ngày điển hình mùa đông

7. Kết luận

Trong nghiên cứu này, mô hình bài toán MIQP áp dụng cho MG bao gồm RES, BAT, GEN và pin nhiên liệu hydro

đã được xây dựng. Các phương án đề xuất thay thế cũng như tích hợp hydro vào lưới đã được xem xét và đánh giá. Việc đánh giá các phương án cấp điện đề ra đã cho thấy hệ thống trong phương án 3 là một cách tiếp cận đầy hứa hẹn trong tương lai. Nhất là trong bối cảnh Việt Nam đã kí cam kết đưa mức phát thải ròng về “0” vào năm 2050 tại Hội nghị COP26.

Kết quả cho thấy mô hình toán MIQP và phương án đề xuất tích hợp pin nhiên liệu hydro vào lưới điện đã giúp giảm đáng kể chi phí vận hành, đem lại hiệu quả cao về kinh tế cho đảo Bạch Long Vỹ. Ngoài ra, đây cũng là phương án có lượng phát thải khí nhà kính và tỷ lệ cắt giảm các nguồn năng lượng tái tạo thấp nhất. Trong những nghiên cứu tiếp theo, nhóm tác giả sẽ tập trung cải thiện mô hình tính toán như xét đến sai số trong dự báo của RES và phụ tải nhằm mục đích nâng cao tính thực tiễn của mô hình. Ngoài ra, mô hình suy giảm của các nguồn điện phân tán cũng sẽ được nhóm xây dựng và triển khai trong tương lai.

DANH MỤC TỪ VIẾT TẮT

MG	Microgrid
RES	Nguồn năng lượng tái tạo
MILP	Quy hoạch tuyến tính nguyên thực hỗn hợp
MIQP	Quy hoạch toàn phương nguyên thực hỗn hợp
BPSO	Tối ưu bầy đàn
GA	Thuật toán di truyền
HSA	Giải thuật tìm kiếm sóng hài
PV	Hệ thống điện năng lượng mặt trời
BAT	Hệ thống lưu trữ năng lượng
WT	Máy phát điện tuabin gió
GEN	Máy phát điện Diesel
FC	Pin nhiên liệu
EL	Bình điện phân
SUC_{it}^G	Chi phí khởi động của tổ máy i trong khoảng thời gian t
SDC_{it}^G	Chi phí dừng của tổ máy i trong khoảng thời gian t
STC_t^{EL}	Chi phí khởi động của bình điện phân
STC_t^{FC}	Chi phí khởi động của pin nhiên liệu
MUT_i	Thời gian làm việc tối thiểu của tổ máy i
MDT_i	Thời gian nghỉ tối thiểu của tổ máy i
DOD	Độ xả sâu của BAT
$E_{BAT,t}$	Dung lượng của BAT ở khoảng thời t
SOC_t^{Hmin}	Dung lượng tối thiểu của bình chứa H ₂
SOC_t^{Hmax}	Dung lượng tối đa của bình chứa H ₂
SOC_t^H	Dung lượng của bình chứa H ₂ tại thời điểm t
N_G	Tập hợp máy phát
P_t^{PV}	Công suất của PV tại thời điểm t
P_t^{WT}	Công suất của WTG tại thời điểm t
P_t^G	Công suất của GEN tại thời điểm t
P_t^D	Tổng phụ tải ở thời điểm t
P_t^{BATCha}	Công suất nạp của BAT tại thời điểm t
P_t^{BATDis}	Công suất xả của BAT tại thời điểm t
P_t^{EL}	Công suất của Electrolyzer tại thời điểm t
P_t^{FC}	Công suất của Fuel Cell tại thời điểm t

P_i^{Gmax}	Công suất phát tối đa của tổ máy i
P_i^{Gmin}	Công suất phát tối thiểu của tổ máy i
P^{PVmax}	Công suất phát tối đa của PV
P^{WTmax}	Công suất phát tối đa của WT
P_t^{PVcur}	Công suất cắt giảm của PV
P_t^{WTcur}	Công suất cắt giảm của WT
$\overline{P_{it}^G}, \overline{P_{it}^G}$	Công suất khả phát ở giới hạn dưới và giới hạn trên của tổ máy i trong khoảng thời gian t
R_i^U	Giới hạn tăng công suất phát của tổ máy i
R_i^D	Giới hạn giảm công suất phát của tổ máy i
R_i^{SU}	Giới hạn tăng công suất phát khi khởi động của tổ máy i
R_i^{SD}	Giới hạn giảm công suất phát khi khởi động của tổ máy i
U_i^0	Khoảng thời gian tổ máy i hoạt động trước khi bắt đầu lập kế hoạch
S_i^0	Khoảng thời gian tổ máy i nghỉ trước khi bắt đầu lập kế hoạch
$P^{\text{BATCh max}}$	Công suất nạp tối đa của BAT
$P^{\text{BATDis max}}$	Công suất xả tối đa của BAT
E_t^{BAT}	Dung lượng của BAT tại thời điểm t
C_{it}^{GF}	Chi phí cố định của tổ máy i trong khoảng thời gian t
C_{it}^{GV}	Chi phí biến đổi của tổ máy i trong khoảng thời gian
a_i, b_i, c_i	Các hệ số đặc trưng cho việc tiêu hao nhiên liệu
u_{it}	Trạng thái bật/tắt của tổ máy i trong khoảng thời gian t
y_{it}	Trạng thái khởi động/không khởi động của tổ máy i ở đầu khoảng thời gian t
z_{it}	Trạng thái dừng/không dừng của tổ máy i ở đầu khoảng thời gian t
y_t^{EL}	Trạng thái khởi động/ không khởi động của Electrolyzer tại thời điểm t
u_t^{EL}	Trạng thái bật/tắt của Electrolyzer tại thời điểm t
z_t^{EL}	Trạng thái dừng/không dừng của Electrolyzer tại thời điểm t
y_t^{FC}	Trạng thái khởi động/không khởi động của Fuel Cell tại thời điểm t
u_t^{EL}	Trạng thái bật/tắt của Fuel Cell tại thời điểm t
z_t^{EL}	Trạng thái dừng/ không dừng của Fuel Cell tại thời điểm t
$k_t^{\text{PV}}, k_t^{\text{WT}}$	Tỷ lệ thâm nhập của các nguồn năng lượng tái tạo ($k_{\text{WT}}, k_{\text{PV}} \in [0,1]$)
u_t^{BAT}	Biến nhị phân thể hiện trạng thái bật/tắt của BAT trong khoảng thời gian t
η	Hiệu suất của BAT

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] J. G. de Matos, F. S. F. e Silva and L. A. d. S. Ribeiro, "Power Control in AC Isolated Microgrids with Renewable Energy Sources and Energy Storage Systems", in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Vol. 62, No. 6, pp. 3490-3498, Jun. 2015.
- [2] B. K. Rahbar, C. C. Chai and R. Zhang, "Energy Cooperation Optimization in Microgrids With Renewable Energy Integration", in *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 9, No. 2, pp. 1482-1493, Mar. 2018.
- [3] M. H. Saeed, W. Fangzong, B. A. Kalwar and S. Iqbal, "A Review on Microgrids' Challenges & Perspectives", in *IEEE Access*, Vol. 9, pp. 166502-166517, 2021.
- [4] M. Sani, and A. Irvani, "Potential-function based control of a microgrid in islanded and grid-connected modes", in *IEEE Trans. Power Syst.* Vol. 25, pp. 1883-1891, 2010.
- [5] Q. Ai, and Y. Zhao, "A bi-level multi-objective optimal operation of grid-connected microgrids", *Electr. Power Syst. Res.*, Vol. 131, pp. 60-70, 2016.
- [6] A. S. Gazafroudi, K. Afshar, and N. Bigdeli, "Assessing the operating reserves and costs with considering customer choice and wind power uncertainty in pool-based power market", *Int. J. Electr. PowerEnergy Syst.*, Vol. 67, pp. 202-215, 2015.
- [7] B. Roberts, "Capturing grid power", in *IEEE Power and Energy Magazine*, Vol. 7, No. 4, pp. 32-41, Jul. 2009.
- [8] T. Logenthiran, D. Srinivasan, A. M. Khambadkone and H. N. Aung, "Multi-Agent System (MAS) for short-term generation scheduling of a microgrid", *2010 IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies (ICSET)*, Kandy, Sri Lanka, 2010, pp. 1-6.
- [9] M. H. Amini, R. Jaddivada, S. Mishra and O. Karabasoglu, "Distributed security constrained economic dispatch", *2015 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT ASIA)*, Bangkok, Thailand, 2015, pp. 1-6.
- [10] J. Zhang, Y. Wu, Y. Guo, B. Wang, H. Wang, and H. Liu, "A hybrid harmony search algorithm with differential evolution for day-ahead scheduling problem of a microgrid with consideration of power flow constraints", *Applied Energy*, Vol. 183, pp. 791-804, 2016.
- [11] L. Wang, Q. Li, R. Ding, M. Sun, and G. Wang, "Integrated scheduling of energy supply and demand in microgrids under uncertainty: A robust multi-objective optimization approach", *Energy*, Vol. 130, pp. 1-14, 2017.
- [12] R. Mariani, B. Sareni, X. Roboam, and C. Turpin, "Optimal power dispatching strategies in smart-microgrids with storage", *Renew Sustain Energy Rev*, Vol. 40, pp. 649-658, 2014.
- [13] A. Soares, C. H. Antunes, C. Oliveira, and A. Gomes, "A multi-objective genetic approach to domestic load scheduling in an energy management system", *Energy*, Vol. 77, pp. 144-152, 2014.
- [14] B. Li, R. Roche, and A. Miraoui, "Microgrid sizing with combined evolutionary algorithm and MILP unit commitment", *Appl Energy*, Vol. 188, pp. 547-562, 2017.
- [15] X. Wu, X. Wang, and Z. Bie, "Optimal generation scheduling of a microgrid", *3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, 2012, pp. 1-7.
- [16] D. E. Olivares, C. A. Cañizares, and M. A. Kazerani, "A centralized optimal energy management system for microgrids", *IEEE Power Energy Soc General Meeting*, 2011, pp. 1-6.
- [17] L. Valverde, F. Rosa and C. Bordons, "Design, Planning and Management of a Hydro-Based Microgrid", in *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, Vol. 9, No. 3, pp. 1398-1404, Aug. 2013.
- [18] L. Valverde, C. Bordons and F. Rosa, "Integration of Fuel Cell Technologies in Renewable-Energy-Based Microgrids Optimizing Operational Costs and Durability", in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Vol. 63, No. 1, pp. 167-177, Jan. 2016.
- [19] W. Pei, X. Zhang, W. Deng, C. Tang and L. Yao, "Review of Operational Control Strategy for DC Microgrids with Electric-hydro Hybrid Storage Systems", in *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, Vol. 8, No. 2, pp. 329-346, March 2022.
- [20] M. Chen, Z. Shen, L. Wang and G. Zhang, "Intelligent Energy Scheduling in Renewable Integrated Microgrid With Bidirectional Electricity-to-Hydro Conversion", in *IEEE Transactions on Network Science and Engineering*, Vol. 9, No. 4, pp. 2212-2223, Jul. 2022.
- [21] N. Q. Minh, N. D. Linh, N. H. V. Anh, T. T. M. Anh, and N. T. H. Loan, "Evaluate the Potential of Integrating Hydrogen Fuel Cells into the Bach Long Vy Microgrid", *Journal of Military Science and Technology*, Vol. 86, No. 86, pp. 27-37, Apr. 2023.
- [22] M. R. Bussieck and A. Meeraus, *General Algebraic Modeling System (GAMS) in Modeling Languages in Mathematical Optimization*. Boston, MA: Springer, 2004