

DAY-AHEAD UNIT COMMITMENT MODEL CONSIDERING CO₂ EMISSION CONSTRAINT FOR MICROGRIDS

Nguyen Hoai Nam, Tran Duc Hien, Pham Nang Van*

School of Electrical and Electronic Engineering - Hanoi University of Science and Technology

| ARTICLE INFO | ABSTRACT |
|--|---|
| <p>Received: 22/10/2024</p> <p>Revised: 26/11/2024</p> <p>Published: 26/11/2024</p> | <p>Microgrid consists of conventional generators, renewable energy sources, and energy storage devices. Microgrids could operate in either grid-connected or islanded modes, depending on technical and economic characteristics. This paper demonstrates mixed-integer quadratic programming-based formulation for the optimization of the day-ahead unit commitment in the microgrid. The goal function is to minimize the total operational cost combined with the expenses incurred by the CO₂ emissions generated. The weighted sum approach is deployed to cope with the two-objective optimization problem. The optimization model considers constraints of power generation-consumption balance, generating unit-related restrictions, bounds of discharge/charge power, and energy level of energy storage devices. The computational model for a 24-hour day is divided into 24-time steps (each step with a one-hour time span). The proposed optimization model is evaluated using the CPLEX optimization solver within the GAMS programming environment. The calculation results demonstrate that integrating CO₂ emissions into the proposed optimization formulation has a considerable impact on the operational scheduling of generators in the microgrid.</p> |

KEYWORDS

Unit commitment
Microgrid
Renewable energy sources
Mixed-integer quadratic programming
Energy storage devices
CO₂ emission

LẬP KẾ HOẠCH VẬN HÀNH NGÀY TỚI CÓ XÉT RÀNG BUỘC PHÁT THẢI KHÍ CO₂ CHO LƯỚI ĐIỆN NHỎ

Nguyễn Hoài Nam, Trần Đức Hiền, Phạm Năng Văn*

Trường Điện – Điện tử - Đại học Bách khoa Hà Nội

| THÔNG TIN BÀI BÁO | TÓM TẮT |
|---|---|
| <p>Ngày nhận bài: 22/10/2024</p> <p>Ngày hoàn thiện: 26/11/2024</p> <p>Ngày đăng: 26/11/2024</p> | <p>Lưới điện nhỏ bao gồm các nguồn điện truyền thống, nguồn năng lượng tái tạo, và thiết bị tích trữ năng lượng. Lưới điện nhỏ có thể làm việc ở chế độ nối lưới hoặc chế độ tách đảo tùy thuộc vào các đặc tính kinh tế và kỹ thuật. Bài báo này áp dụng phương pháp quy hoạch toàn phương nguyên thực hỗn hợp để xác định tối ưu lịch vận hành ngày tới cho lưới điện nhỏ có xét chế độ làm việc nối lưới/tách đảo. Bài toán tối ưu này có hàm mục tiêu là cực tiểu tổng chi phí vận hành của nguồn điện có xét lượng khí thải CO₂ mà các tổ máy phát điện truyền thống tạo ra. Phương pháp tổng trọng số được sử dụng để mô hình hóa bài toán tối ưu với hai mục tiêu. Mô hình tối ưu đề xuất được tích hợp ràng buộc cân bằng công suất giữa nguồn và tải, ràng buộc của các tổ máy phát điện, giới hạn công suất nạp/xả và mức năng lượng của các thiết bị lưu trữ. Mô hình lập kế hoạch ngày tới được chia làm 24 bước thời gian (độ dài mỗi bước là 1 giờ). Sự đánh giá của mô hình tối ưu đề xuất được thực hiện sử dụng bộ giải CPLEX với môi trường lập trình GAMS. Kết quả tính toán của mô hình đề xuất cho thấy, sự phát thải khí CO₂ có ảnh hưởng lớn đến kế hoạch vận hành của các nguồn điện trong lưới điện nhỏ.</p> |

TỪ KHÓA

Lập kế hoạch vận hành ngày tới
Lưới điện nhỏ
Nguồn năng lượng tái tạo
Quy hoạch toàn phương nguyên thực hỗn hợp
Thiết bị tích trữ năng lượng
Phát thải khí CO₂

DOI: <https://doi.org/10.34238/tnu-jst.11375>

* Corresponding author. Email: van.phammang@hust.edu.vn

1. Giới thiệu

Hiện nay, với sự tiến bộ không ngừng của khoa học và công nghệ, nhu cầu về điện năng đang ngày càng tăng cao. Ngoài ra, chúng ta đang đối mặt với những vấn đề ngày càng trầm trọng về môi trường và sự biến đổi khí hậu. Một trong những giải pháp hiệu quả để giải quyết những vấn đề này là việc tích hợp các nguồn phân tán (DG) vào lưới điện hiện tại, và điều này đã giúp hình thành và phát triển của lưới điện nhỏ (MG). MG là một mạng điện quy mô nhỏ, bao gồm các phụ tải điện, các nguồn điện truyền thống, nguồn năng lượng tái tạo (RES) và các bộ lưu trữ năng lượng. Ngoài ra, MG có thể hoạt động ở chế độ nối lưới hoặc độc lập tùy thuộc vào đặc điểm kỹ thuật và kinh tế [1]. Ưu điểm của lưới điện nhỏ là vận hành linh hoạt, khả năng hoạt động độc lập và chi phí vận hành thấp hơn so lưới điện truyền thống. Do đó, việc lập kế hoạch vận hành ngày tới (UC) của MG giúp tối đa hóa lợi ích mà lưới điện này mang lại về mặt kinh tế và môi trường.

Về mặt toán học, bài toán UC thường được mô tả dưới dạng mô hình tối ưu. Nghiên cứu [2] đã xây dựng mô hình tối ưu tuyến tính nguyên thực hỗn hợp (MILP) – được biến đổi từ mô hình tối ưu phi tuyến nguyên thực hỗn hợp (MINLP) bằng cách áp dụng phương pháp tuyến tính hóa thành phần tổn thất công suất. Mục tiêu của bài toán này là xác định trạng thái làm việc của các tổ máy phát nhằm cực đại tổng lợi ích xã hội trong một khoảng thời gian nhất định. Tác giả trong [3] đề xuất một kỹ thuật cải tiến phân tích dòng điện giúp việc lập kế hoạch cho lưới điện nhỏ thuận lợi hơn. Trong [4], các tác giả sử dụng các thuật toán gần đúng heuristic để giảm thiểu chi phí vận hành của các nguồn điện. Nghiên cứu [5] đề xuất thuật toán vi sai đa mục tiêu giúp giảm thiểu chi phí vận hành cùng lượng khí thải CO₂ tạo ra. Bài báo [6] đã mô tả phương pháp xác định vị trí đặt tối ưu của các nguồn năng lượng phân tán (DER) để tối thiểu hóa chi phí đầu tư và vận hành cho lưới điện nhỏ. Các tác giả trong [7] đã phát triển mô hình tối ưu tuyến tính nguyên thực hỗn hợp (MILP) cho chiến lược quản lý năng lượng (EMS) của lưới điện nhỏ ở cả chế độ nối lưới và độc lập. Mô hình MILP trong [7] được xây dựng từ mô hình tối ưu phi tuyến nguyên thực hỗn hợp (MINLP) dựa trên phương pháp tuyến tính hóa từng đoạn. Bài báo [8] đã áp dụng mô hình tối ưu toàn phương nguyên thực hỗn hợp (MIQP) để giải bài toán điều chỉnh tần số kết hợp với lập kế hoạch vận hành của lưới điện nhỏ hoạt động độc lập giúp giảm chi phí vận hành của các nguồn năng lượng phân tán (DER). Nghiên cứu [9] đề xuất kỹ thuật tiến hóa vi phân (DE) và phương pháp tối ưu nhóm hạt (PSO) nhằm mục đích lựa chọn vị trí và số lượng tối ưu các nguồn năng lượng phân tán (DER) trong lưới điện nhỏ. Bài báo [10] trình bày một thuật toán đa mục tiêu nhằm giảm thiểu đồng thời chi phí vận hành cùng lượng khí thải CO₂ tạo ra. Nghiên cứu [11] trình bày một phương pháp tối ưu hóa cho mô hình lập kế hoạch vận hành các đơn vị phát điện trong lưới điện nhỏ nhằm giảm thiểu chi phí vận hành cùng với lượng khí thải CO₂ tạo ra.

Các nghiên cứu từ [2] - [9] cho thấy rằng các bài toán lựa chọn vị trí các nguồn năng lượng phân tán, lập lịch vận hành các tổ máy phát hay chiến lược quản lý năng lượng cho lưới điện nhỏ sử dụng các công thức toán học giải tích, kỹ thuật tối ưu heuristic, phương pháp MILP, mô hình quy hoạch toàn phương (MIQP) nhưng chưa xét đến yếu tố môi trường như lượng phát thải khí CO₂ từ các nguồn điện truyền thống. Bài báo [10] chưa xét đến ảnh hưởng của các đơn vị vận hành lưới điện phân phối (DSO) trong chế độ nối lưới của lưới điện nhỏ. Nghiên cứu [11] chỉ xét tới chi phí vận hành các nguồn điện mà không xét lượng khí thải CO₂ trong lưới điện nhỏ.

Ngoài ra, các mô hình tối ưu như MILP và MIQP được áp dụng rộng rãi trong các phần mềm thương mại để giải quyết các bài toán trong công nghiệp cho các hệ thống điện có kích cỡ lớn và yêu cầu tính toán nhanh. Phần mềm PLEXOS [12] sử dụng mô hình MILP và MIQP để thực hiện quy hoạch nguồn điện và lưới điện truyền tải. Hiện nay, phần mềm PLEXOS cũng được áp dụng tại Việt Nam để lập lịch vận hành của nguồn điện (tại Công ty Công ty TNHH MTV Vận hành hệ thống điện và thị trường điện Quốc gia (NSMO)) và quy hoạch Hệ thống điện (tại Viện Năng Lượng). Mô-đun OptNet của phần mềm PSR Net-Plan [13] sử dụng mô hình tối ưu MILP để tìm lời giải của bài toán quy hoạch mở rộng lưới điện, và phần mềm thương mại này được áp dụng phổ biến ở Bra-xin và Mỹ.

Trong nghiên cứu này, mô hình tối ưu toàn phương nguyên thực hỗn hợp (MIQP) được đề xuất để lập lịch vận hành ngày tới cho các đơn vị phát điện trong lưới điện nhỏ có xét phát thải khí CO₂. Hàm mục tiêu là tối thiểu hóa đồng thời chi phí phát điện và lượng phát thải khí CO₂. Mô hình được tính toán bằng bộ giải tối ưu CPLEX với môi trường lập trình GAMS và đảm bảo tìm được nghiệm tối ưu toàn cục. Ngoài ra, nghiên cứu còn xét đến chế độ vận hành của lưới điện nhỏ khi nhận được tín hiệu nối lưới/tách đảo từ các đơn vị vận hành lưới điện phân phối (DSO). Nhấn mạnh rằng, mô hình tối ưu đề xuất trong bài báo chỉ tập trung vào giảm chi phí vận hành và chi phí phát thải trong ngắn hạn (một ngày tới), và không xét đến chi phí vốn đầu tư, chi phí bảo trì của nguồn điện và thiết bị lưu trữ năng lượng. Đồng thời, mô hình tối ưu đề xuất tập trung vào MG với ảnh hưởng của chi phí phát thải CO₂ và nối lưới/tách đảo, và không xét đặc điểm khác của MG như MG đô thị, MG nông thôn và MG hải đảo.

Nội dung còn lại của bài báo được cấu trúc thành ba phần. Phần 2 trình bày các công thức toán học của bài toán lập kế hoạch vận hành ngày tới có xét chi phí phát thải khí CO₂ cho lưới điện nhỏ. Phần 3 đưa ra các kết quả tính toán và bàn luận khi mô hình tối ưu được áp dụng cho hệ thống điện nhỏ 14 nút IEEE. Cuối cùng, những kết luận và định hướng phát triển của nghiên cứu trong tương lai được mô tả trong phần 4.

2. Phương pháp nghiên cứu

Hàm mục tiêu của bài toán lập lịch vận hành ngày tới có xét phát thải khí CO₂ cho MG là cực tiểu tổng chi phí phát điện và chi phí phát thải khí CO₂:

$$\min \sum_{t=1}^T \left\{ \begin{aligned} & w \cdot \sum_{i=1}^{N_{CG}} \left[c_i^{SU,CG} \cdot y_{i,t} + c_i^{SD,CG} \cdot x_{i,t} + a_i u_{i,t} + b_i P_{i,t}^{CG} + c_i (P_{i,t}^{CG})^2 \right] \\ & + w \cdot (c_t^{MG,B} \cdot P_t^{MG,B} - c_t^{MG,S} \cdot P_t^{MG,S}) + (1-w) \cdot \beta \cdot \lambda \cdot P_t^{MG,B} \\ & + (1-w) \cdot \beta \cdot \sum_{i=1}^{N_{CG}} \left[d_i u_{i,t} + e_i P_{i,t}^{CG} + f_i (P_{i,t}^{CG})^2 \right] \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

trong đó:

- w là trọng số giữa chi phí vận hành của nguồn điện và chi phí phát thải CO₂;
- N_{CG} là số lượng nguồn điện truyền thống (CG) trong lưới điện nhỏ;
- $c_i^{SU,CG}$ và $c_i^{SD,CG}$ lần lượt là chi phí khởi động và dừng của nhà máy truyền thống thứ i ;
- $y_{i,t}$ là biến nhị phân. Nếu CG thứ i khởi động ở đầu thời điểm t thì $y_{i,t} = 1$; ngược lại, $y_{i,t} = 0$.
- $x_{i,t}$ là biến nhị phân. Nếu CG thứ i dừng ở đầu thời điểm t thì $x_{i,t} = 1$; ngược lại, $x_{i,t} = 0$.
- $u_{i,t}$ là biến nhị phân. Nếu CG thứ i vận hành ở thời điểm t thì $u_{i,t} = 1$; ngược lại, $u_{i,t} = 0$.
- a_i , b_i , và c_i lần lượt là các hệ số trong hàm chi phí vận hành của nhà máy truyền thống thứ i ;
- $P_{i,t}^{CG}$ là công suất phát của nhà máy truyền thống thứ i tại thời điểm t (pu);
- $c_t^{MG,B}$ và $c_t^{MG,S}$ lần lượt là chi phí mua và bán điện của lưới nhỏ với lưới ngoài tại thời điểm t ;
- $P_t^{MG,B}$ và $P_t^{MG,S}$ lần lượt là công suất mua và bán của lưới nhỏ với lưới ngoài tại thời điểm t (pu);
- λ là hệ số phát thải khí CO₂ của nút trạm nguồn và bằng 0,381 kg/kWh;
- β là hệ số quy đổi lượng khí thải CO₂ thành chi phí;
- d_i , e_i và f_i lần lượt là các hệ số tính toán lượng khí thải CO₂ của nhà máy truyền thống thứ i .

2.1. Ràng buộc của trao đổi công suất của lưới điện nhỏ

$$P_{\min}^{MG,B} m_t \cdot z_t \leq P_t^{MG,B} \leq P_{\max}^{MG,B} m_t \cdot z_t; \quad t = 1, \dots, T \quad (2)$$

$$P_{\min}^{MG,S} (1-m_t) \cdot z_t \leq P_t^{MG,S} \leq P_{\max}^{MG,S} (1-m_t) \cdot z_t; \quad t = 1, \dots, T \quad (3)$$

$$m_t \in \{0;1\}; \quad t = 1, \dots, T \quad (4)$$

trong đó:

- $P_{\max}^{\text{MG,B}}$ và $P_{\max}^{\text{MG,S}}$ tương ứng là công suất mua và bán lớn nhất của MG với lưới ngoài (pu);
- $P_{\min}^{\text{MG,B}}$ và $P_{\min}^{\text{MG,S}}$ tương ứng là công suất mua và bán nhỏ nhất của MG với lưới ngoài (pu);
- m_t là biến nhị phân. Nếu MG mua điện tại thời điểm t thì $m_t = 1$. Và bán điện thì $m_t = 0$.
- z_t là hằng số nhị phân. Nếu MG vận hành ở chế độ nối lưới tại thời điểm t thì $z_t = 1$. Nếu MG vận hành ở chế độ tách đảo tại thời điểm t thì $z_t = 0$.

Ràng buộc (2) là giới hạn công suất mua của lưới điện nhỏ với lưới điện ngoài. Tương tự, biểu thức (3) là giới hạn công suất bán của lưới điện nhỏ với lưới điện ngoài. Ràng buộc (4) là khai báo biến nhị phân để đảm bảo quá trình mua điện và bán điện không thể diễn ra đồng thời tại vị trí kết nối của lưới điện nhỏ với lưới ngoài.

2.2. Ràng buộc nguồn điện truyền thống

$$u_{i,t} P_{i,\min}^{\text{CG}} \leq P_{i,t}^{\text{CG}} \leq u_{i,t} P_{i,\max}^{\text{CG}}; \quad i = 1, \dots, N_{\text{CG}}; t = 1, \dots, T \quad (5)$$

$$P_{i,t}^{\text{CG}} - P_{i,t-1}^{\text{CG}} \leq R_i^{\text{U,CG}} u_{i,t} + R_i^{\text{SU,CG}} y_{i,t}; \quad P_{i,t-1}^{\text{CG}} - P_{i,t}^{\text{CG}} \leq R_i^{\text{D,CG}} u_{i,t} + R_i^{\text{SD,CG}} x_{i,t}; \quad i = 1, \dots, N_{\text{CG}}; t = 1, \dots, T \quad (6)$$

$$y_{i,t} - x_{i,t} = u_{i,t} - u_{i,t-1}; \quad y_{i,t} + x_{i,t} \leq 1; \quad u_{i,t}, y_{i,t}, x_{i,t} \in \{0, 1\}; \quad i = 1, \dots, N_{\text{CG}}; t = 1, \dots, T \quad (7)$$

$$u_{i,0} = U_{i,0}^{\text{CG}}; \quad i = 1, \dots, N_{\text{CG}} \quad (8)$$

$$\sum_{k=t-T_i^{\text{U}}+1, k \geq 1}^t y_{ik} \leq u_{i,t}; \quad \forall t \in [L_i - 1, \dots, T]; \quad i = 1, \dots, N_{\text{CG}} \quad (9)$$

$$u_{i,t} + \sum_{k=t-T_i^{\text{D}}+1, k \geq 1}^t x_{ik} \leq 1; \quad \forall t \in [F_i - 1, \dots, T]; \quad i = 1, \dots, N_{\text{CG}} \quad (10)$$

trong đó:

- $P_{i,\min}^{\text{CG}}$ và $P_{i,\max}^{\text{CG}}$ tương ứng là công suất tác dụng phát tối thiểu và tối đa của tổ máy i (pu);
- $R_i^{\text{U,CG}}$ và $R_i^{\text{D,CG}}$ tương ứng là mức tăng và giảm công suất phát lớn nhất của tổ máy i (pu);
- $R_i^{\text{SU,CG}}$ là mức tăng công suất phát lớn nhất khi khởi động của tổ máy i (pu);
- $R_i^{\text{SD,CG}}$ là mức giảm công suất phát lớn nhất khi dừng của tổ máy i (pu);
- $U_{i,0}^{\text{CG}}$ là trạng thái ban đầu của CG thứ i ;
- T_i^{U} và T_i^{D} tương ứng là thời gian làm việc tối thiểu và nghỉ tối thiểu của CG thứ i (giờ).

Công suất phát của các nguồn điện truyền thống được giới hạn bởi ràng buộc (5). Biểu thức (6) là giới hạn tăng giảm công suất phát. Ràng buộc (7) đảm bảo rằng, các tổ máy khi đang vận hành chỉ có thể dừng không thể khởi động. Tương tự, các tổ máy khi đang nghỉ chỉ có thể khởi động, không thể dừng. Biểu thức (8) mô tả trạng thái ban đầu của các nguồn điện truyền thống thứ i . Biểu thức (9) và (10) lần lượt là ràng buộc thời gian hoạt động tối thiểu và thời gian nghỉ tối thiểu, với $L_i = \min\{T, U_i\}$ và $F_i = \min\{T, D_i\}$. Trong đó, U_i là số khoảng thời gian nhà máy thứ i được yêu cầu phải làm việc khi bắt đầu chu kỳ lập kế hoạch vận hành; D_i là số khoảng thời gian nhà máy thứ i được yêu cầu phải nghỉ khi bắt đầu chu kỳ lập lịch vận hành.

2.3. Ràng buộc các nguồn năng lượng tái tạo

Ràng buộc (11) và (12) là giới hạn công suất phát của các nguồn năng lượng tái tạo.

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{PV}} \leq P_{i,t,\text{forecast}}^{\text{PV}}; \quad i = 1, \dots, N_{\text{PV}}; t = 1, \dots, T \quad (11)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{W}} \leq P_{i,t,\text{forecast}}^{\text{W}}; \quad i = 1, \dots, N_{\text{W}}; t = 1, \dots, T \quad (12)$$

trong đó, $P_{i,t}^{\text{PV}}$ và $P_{i,t}^{\text{W}}$ tương ứng là công suất tác dụng của nguồn điện mặt trời và nguồn điện gió (pu); $P_{i,t,\text{forecast}}^{\text{PV}}$ và $P_{i,t,\text{forecast}}^{\text{W}}$ lần lượt là công suất dự báo của nguồn điện mặt trời và điện gió (pu); N_{PV} và N_{W} tương ứng là số lượng nguồn điện mặt trời và gió trong lưới điện nhỏ.

2.4. Ràng buộc thiết bị lưu trữ công suất

$$E_{i,0} = E_{i,0}^{\text{ESD}}; \quad i = 1, \dots, N_{\text{ESD}} \quad (13)$$

$$E_{i,t} = E_{i,t-1} + (\eta_i^{\text{Ch}} P_{i,t}^{\text{Ch}} - P_{i,t}^{\text{Dch}} / \eta_i^{\text{Dch}}) \cdot T_s; \quad i = 1, \dots, N_{\text{ESD}}; t = 1, \dots, T \quad (14)$$

$$E_i^{\min} \leq E_{i,t} \leq E_i^{\max}; \quad i = 1, \dots, N_{\text{ESD}}; t = 1, \dots, T \quad (15)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{Dch}} \leq P_{i,t}^{\text{Dch,max}} v_{i,t}; \quad i = 1, \dots, N_{\text{ESD}}; t = 1, \dots, T \quad (16)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{Ch}} \leq P_{i,t}^{\text{Ch,max}} (1 - v_{i,t}); \quad i = 1, \dots, N_{\text{ESD}}; t = 1, \dots, T \quad (17)$$

$$v_{i,t} \in \{0; 1\}; \quad i = 1, \dots, N_{\text{ESD}}; t = 1, \dots, T \quad (18)$$

$$E_{i,t=T} = E_{i,t=0}; \quad i = 1, \dots, N_{\text{ESD}} \quad (19)$$

trong đó:

- N_{ESD} là số lượng hệ thống lưu trữ năng lượng trong lưới điện nhỏ;
- $E_{i,t}$ là mức năng lượng của hệ thống lưu trữ năng lượng (ESD) i tại thời điểm t (pu);
- $E_{i,0}^{\text{ESD}}$ là mức năng lượng ban đầu của hệ thống lưu trữ năng lượng thứ i (pu);
- E_i^{\min} và E_i^{\max} tương ứng là mức năng lượng tối thiểu và tối đa (pu);
- $P_{i,t}^{\text{Ch}}$ và $P_{i,t}^{\text{Dch}}$ tương ứng là công suất sạc và công suất xả của ESD thứ i tại thời điểm t (pu);
- $P_{i,t}^{\text{Ch,max}}$ và $P_{i,t}^{\text{Dch,max}}$ tương ứng là công suất sạc và xả lớn nhất của ESD thứ i tại thời điểm t (pu);
- η_i^{Ch} và η_i^{Dch} tương ứng là hiệu suất sạc và xả của ESD thứ i ;
- T_s là bước thời gian của bài toán lập lịch trình vận hành ngày tới (trong bài báo này, $T_s = 1$ giờ);
- $v_{i,t}$ là biến nhị phân. Nếu ESD i xả tại thời điểm t thì $v_{i,t} = 1$. Và sạc tại thời điểm t thì $v_{i,t} = 0$.

Biểu thức (13) mô tả trạng thái ban đầu của ESD. Ràng buộc (14) xác định mức năng lượng của ESD tại thời điểm t bất kỳ. Biểu thức (15) là giới hạn mức năng lượng của hệ thống lưu trữ năng lượng. Ràng buộc (16) và (17) lần lượt là giới hạn công suất xả và sạc của ESD. Ràng buộc (18) biểu diễn biến nhị phân $v_{i,t}$ đảm bảo hai quá trình sạc và xả không thể diễn ra đồng thời. Biểu thức (19) ràng buộc rằng, mức năng lượng ở đầu và cuối của chu kỳ tính toán là bằng nhau.

2.5. Ràng buộc cân bằng công suất

Ràng buộc cân bằng công suất cho lưới điện nhỏ được trình bày trong biểu thức (20).

$$P_t^{\text{D}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{CG}}} P_{i,t}^{\text{CG}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{PV}}} P_{i,t}^{\text{PV}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{W}}} P_{i,t}^{\text{W}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{ESD}}} P_{i,t}^{\text{Dch}} - \sum_{i=1}^{N_{\text{ESD}}} P_{i,t}^{\text{Ch}} + P_t^{\text{MG,B}} - P_t^{\text{MG,S}}; \quad t = 1, \dots, T \quad (20)$$

trong đó, P_t^{D} là tổng nhu cầu phụ tải trong lưới điện nhỏ tại thời điểm t (pu).

Mô hình tối ưu với hàm mục tiêu (1) và các ràng buộc (2)-(20) có dạng quy hoạch toàn phương nguyên thực hỗn hợp (MIQP). Nhấn mạnh rằng, mô hình tối ưu MIQP được lựa chọn để áp dụng trong bài báo này vì các lý do như dưới đây.

– Mô hình tối ưu MIQP trên có thể được tuyến tính hóa để đưa về dạng quy hoạch tuyến tính nguyên thực hỗn hợp (MILP). Tuy nhiên, việc tuyến tính hóa làm cho lời giải của mô hình MILP có sai số so với lời giải chính xác (sử dụng mô hình MIQP). Ngoài ra, các bộ giải tối ưu thương mại như CPLEX và GUROBI, có thể giải hiệu quả bài toán tối ưu dạng MIQP có kích cỡ lớn [14].

– Mô hình tối ưu MIQP đảm bảo tìm được nghiệm tối ưu toàn cục. Tuy nhiên, các thuật toán heuristic và metaheuristic như thuật toán di truyền (GA – Genetic Algorithm) không đảm bảo tìm được lời giải tối ưu toàn cục [15].

– Phương pháp tối ưu MIQP được áp dụng rộng rãi trong các nghiên cứu như tái cấu trúc lưới điện phân phối [16], [17], vận hành kinh tế hệ thống điện [18], [19] và đặt tụ bù tối ưu [14].

3. Kết quả tính toán và thảo luận

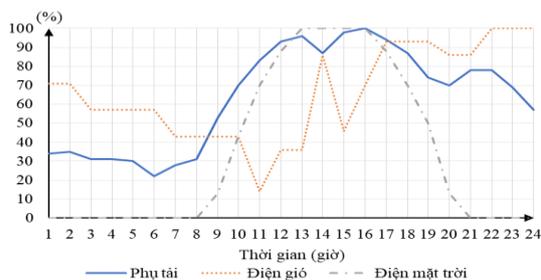
Trong mục này, lưới điện nhỏ 14 nút IEEE [7] được áp dụng để đánh giá mô hình tối ưu đã đề xuất ở mục 2. Mô hình đề xuất được lập trình sử dụng môi trường GAMS [20] và bộ giải tối ưu CPLEX. Máy tính cá nhân với vi xử lý Corei5-10300H 2.50 GHz và 8GB RAM được sử dụng để thực hiện các tính toán. Thời gian giải bài toán là 0,592 giây. Nhân mạnh rằng, các ngôn ngữ lập trình như C, Python, Java có thể được sử dụng để thay thế GAMS. Đồng thời, các bộ giải tối ưu thương mại như CPLEX được cung cấp miễn phí cho các nhà nghiên cứu trong các cơ sở giáo dục và viện nghiên cứu. Ngoài ra, các bộ giải tối ưu mã nguồn mở và không phải trả phí như CBC (COIN-OR Branch and Cut) có thể được sử dụng để thay thế bộ giải thương mại CPLEX.

3.1. Dữ liệu lưới điện nhỏ 14 nút

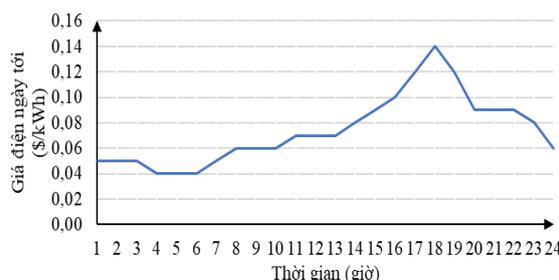
Trong bài báo này, công suất cơ bản bằng 100 kVA. Hệ số quy đổi có giá trị bằng 3 \$/kg [10]. Hệ số phát thải khi mua điện từ lưới ngoài có giá trị bằng 0,381 kg/kWh [11]. Lưới điện nhỏ bao gồm 2 nguồn điện truyền thống, 1 nguồn điện mặt trời, 1 nguồn điện gió và 1 hệ thống lưu trữ năng lượng. Thông số của 2 nguồn điện truyền thống được mô tả trong Bảng 1.

Bảng 1. Thông số của các nguồn điện truyền thống

| CG1 | | | | CG2 | | | |
|------------------------------------|---------|-----------------------------|-------|------------------------------------|---------|-----------------------------|-------|
| a_i (\$/h) | 7,5 | T_i^U (h) | 2 | a_i (\$/h) | 0 | T_i^U (h) | 3 |
| b_i (\$/kWh) | 0,2881 | T_i^D (h) | 2 | b_i (\$/kWh) | 0,3476 | T_i^D (h) | 3 |
| c_i (\$/kW ² h) | 0,00015 | $u_{i,0}$ | 1 | c_i (\$/kW ² h) | 0,00025 | $u_{i,0}$ | 1 |
| $c_i^{SU,CG}$ (\$) | 15 | $P_{i,0}^{CG}$ (kW) | 100 | $c_i^{SU,CG}$ (\$) | 10 | $P_{i,0}^{CG}$ (kW) | 100 |
| $c_i^{SD,CG}$ (\$) | 5,3 | U_i (h) | 0 | $c_i^{SD,CG}$ (\$) | 0 | U_i (h) | 0 |
| $P_{i,max}^{CG}$ (kW) | 200 | f_i (g/kW ² h) | 6,49 | $P_{i,max}^{CG}$ (kW) | 500 | f_i (g/kW ² h) | 5,64 |
| $P_{i,min}^{CG}$ (kW) | 40 | e_i (g/kWh) | -5,55 | $P_{i,min}^{CG}$ (kW) | 100 | e_i (g/kWh) | -6,05 |
| $R_i^{U,CG} / R_i^{D,CG}$ (kW/h) | 100 | d_i (g/h) | 4,09 | $R_i^{U,CG} / R_i^{D,CG}$ (kW/h) | 250 | d_i (g/h) | 2,57 |
| $R_i^{SU,CG} / R_i^{SD,CG}$ (kW/h) | 150 | | | $R_i^{SU,CG} / R_i^{SD,CG}$ (kW/h) | 300 | | |



Hình 1. Đồ thị công suất của phụ tải, điện gió và điện mặt trời



Hình 2. Giá điện tại điểm nối của MG với lưới ngoài

ESD có mức năng lượng nhỏ nhất và lớn nhất lần lượt là 80 kWh và 360 kWh. Công suất nạp/xả tối đa là 200 kW. Hiệu suất nạp/xả đều bằng 90%. Mức năng lượng ban đầu của hệ thống lưu trữ là 200 kWh. Dữ liệu về công suất dự báo của các nguồn năng lượng tái tạo và công suất phụ tải tại từng thời điểm được biểu diễn dưới dạng phần trăm so với công suất cực đại trong Hình 1. Cụ thể, công suất phụ tải cực đại là 495 kW, trong khi công suất cực đại của nguồn điện gió và mặt trời tương ứng là 70 kW và 50 kW. Lưới điện nhỏ vận hành ở chế độ nối lưới tại các thời điểm t bằng 5, 6, 11, 15, 16, 17, 22 và 23. Tại các khoảng thời gian còn lại, lưới điện nhỏ vận hành ở chế độ tách đảo. Khi ở chế độ nối lưới, việc mua–bán điện giữa lưới điện nhỏ và lưới điện ngoài có thể được diễn ra với giới hạn trao đổi công suất là 100 kW. Ngoài ra, giá điện ngày tới (\$/kWh) tại điểm kết nối của lưới điện nhỏ theo thời gian được mô tả trong Hình 2.

3.2. Kết quả tính toán

Mô hình đề xuất được tính toán với hai kịch bản trọng số khác nhau là 0,7 và 1,0. Kết quả tính toán của hàm mục tiêu và các thành phần chi phí của hai kịch bản được mô tả trong Bảng 2.

Bảng 2. Kết quả tính toán hàm mục tiêu và các thành phần

| Thông số | Trọng số $w = 0,7$ | | Trọng số $w = 1,0$ | |
|------------------------|---|--|--|--|
| | (tương ứng với có xét phát thải CO ₂) | | (tương ứng với không xét phát thải CO ₂) | |
| Hàm mục tiêu (\$) | 4927,40 | | 1839,01 | |
| Chi phí vận hành (\$) | 1980,84 | | 1839,01 | |
| Chi phí phát thải (\$) | 11802,7 | | 16868,7 | |
| Tổng chi phí (\$) | 13783,54 | | 18707,71 | |

Kết quả tính toán từ Bảng 2 cho thấy rằng, chi phí vận hành của lưới điện nhỏ tăng từ 1839,01\$ khi không xét phát thải CO₂ lên 1980,84\$ khi có xét phát thải CO₂ (tương ứng với mức tăng 7,71%). Tuy nhiên, chi phí phát thải giảm từ 16868,7\$ khi không xét phát thải CO₂ xuống 11802,7\$ khi có xét phát thải CO₂ (tương ứng với mức giảm 30,03%). Ngoài ra, tổng chi phí vận hành và phát thải giảm từ 18707,71\$ khi không xét phát thải CO₂ xuống 13783,54\$ khi có xét phát thải CO₂ (tương ứng với mức giảm 26,32%).

Bảng 3. Trạng thái vận hành ngày tới của nguồn điện truyền thống

| CG1 | | | | | | CG2 | | | | | |
|-----|-----------|-----------|-----|-----------|-----------|-----|-----------|-----------|-----|-----------|-----------|
| t | $w = 0,7$ | $w = 1,0$ | t | $w = 0,7$ | $w = 1,0$ | t | $w = 0,7$ | $w = 1,0$ | t | $w = 0,7$ | $w = 1,0$ |
| 1 | 1 | 1 | 13 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 13 | 1 | 1 |
| 2 | 1 | 1 | 14 | 1 | 1 | 2 | 1 | 0 | 14 | 1 | 1 |
| 3 | 1 | 1 | 15 | 1 | 1 | 3 | 1 | 0 | 15 | 1 | 1 |
| 4 | 1 | 1 | 16 | 1 | 1 | 4 | 1 | 0 | 16 | 1 | 1 |
| 5 | 1 | 1 | 17 | 1 | 1 | 5 | 1 | 0 | 17 | 1 | 1 |
| 6 | 1 | 1 | 18 | 1 | 1 | 6 | 1 | 0 | 18 | 1 | 1 |
| 7 | 1 | 1 | 19 | 1 | 1 | 7 | 1 | 0 | 19 | 1 | 1 |
| 8 | 1 | 1 | 20 | 1 | 1 | 8 | 1 | 0 | 20 | 1 | 1 |
| 9 | 1 | 1 | 21 | 1 | 1 | 9 | 1 | 0 | 21 | 1 | 1 |
| 10 | 1 | 1 | 22 | 1 | 1 | 10 | 1 | 0 | 22 | 1 | 0 |
| 11 | 1 | 1 | 23 | 1 | 1 | 11 | 1 | 0 | 23 | 1 | 0 |
| 12 | 1 | 1 | 24 | 1 | 1 | 12 | 1 | 0 | 24 | 1 | 0 |

Kết quả lập lịch vận hành ngày tới cho các CG được mô tả ở Bảng 3 cho thấy rằng:

- Nhà máy CG1 làm việc liên tục trong toàn bộ chu kỳ với cả hai trường hợp trọng số;
- Nhà máy CG2 vận hành liên tục trong toàn bộ chu kỳ với trường hợp $w = 0,7$. Khi $w = 1,0$, nhà máy CG2 được nghỉ tại các thời điểm $t = 1 \div 12$ và $t = 22 \div 24$.

Kết quả tính toán công suất tác dụng phát của hai nguồn điện truyền thống như sau:

- Với $w = 0,7$: công suất lớn nhất của CG1 và CG2 lần lượt là 140 kW và 166,67 kW (đều tại $t = 13$). Công suất nhỏ nhất của CG1 và CG2 lần lượt bằng 40 kW và 100 kW (đều tại $t = 1 \div 8$).
- Với $w = 1,0$: nguồn CG1 phát công suất cực đại bằng 200 kW tại $t = 8 \div 14$ và công suất nhỏ nhất bằng 75,38 kW tại $t = 5$. Nhà máy CG2 phát công suất lớn nhất bằng 200 kW tại thời điểm $t = 13$ và công suất nhỏ nhất bằng 100 kW tại $t = 16 \div 20$.

Công suất mua–bán giữa MG và lưới ngoài được trình bày trong Bảng 4. Cụ thể, MG mua điện với công suất tối đa tại các thời điểm $t = 11, 15 \div 17$ và $22 \div 23$ trong cả hai kịch bản. Tại $t = 6$, MG bán 63,52 kW cho lưới ngoài khi $w = 0,7$ và ngược lại, MG mua 100 kW khi $w = 1,0$.

Kết quả về mức năng lượng, công suất sạc và xả theo thời gian của hệ thống lưu trữ năng lượng được mô tả trong Hình 3. Ta thấy rằng vào giờ công suất phụ tải thấp, ESD có xu hướng sạc và ngược lại, ESD có xu hướng xả khi phụ tải tăng công suất tiêu thụ. Ngoài ra, ta có:

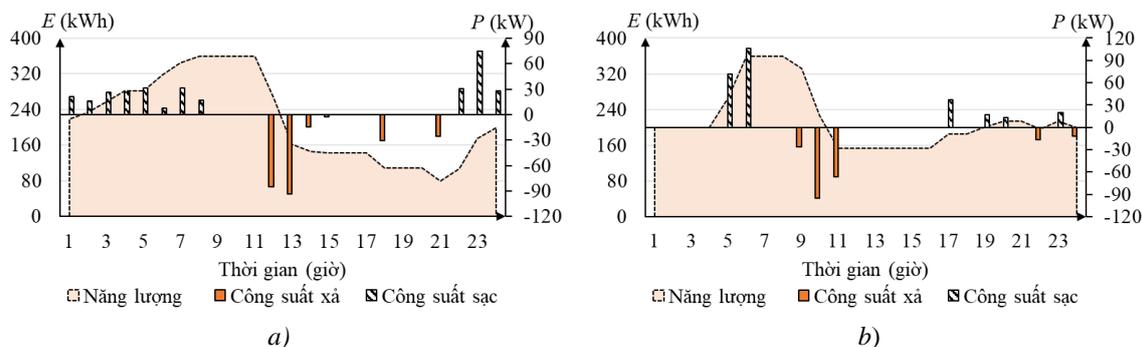
- Mức năng lượng của ESD đều đạt trị số cực đại tại thời điểm $t = 8$ trong cả hai kịch bản;
- Khi $w = 0,7$, tổng năng lượng trong một ngày của ESD là 5267,7 kWh. Khi $w = 1,0$, mức năng lượng của ESD trong cả ngày bằng 5226,62 kWh;

• Khi $w = 0,7$, ESD sạc tại các thời điểm $t = 1\div 8, 22\div 24$ với công suất sạc lớn nhất là 74,92 kW ($t = 23$) và xả tại $t = 12\div 15, 18, 21$ với công suất xả lớn nhất là 93,33 kW ($t = 13$);

• Khi $w = 1,0$, ESD sạc tại các thời điểm $t = 5\div 6, 17, 19\div 20$ và 23 với công suất sạc lớn nhất là 106,38 kW ($t = 6$) và xả tại $t = 9\div 11, 22, 24$ với công suất lớn nhất là 94,90 kW ($t = 10$).

Bảng 4. Công suất (kW) mua và bán của lưới điện nhỏ với lưới điện ngoài

| Công suất mua | | | | | | Công suất bán | | | | | |
|---------------|-----------|-----------|-----|-----------|-----------|---------------|-----------|-----------|-----|-----------|-----------|
| t | $w = 0,7$ | $w = 1,0$ | t | $w = 0,7$ | $w = 1,0$ | t | $w = 0,7$ | $w = 1,0$ | t | $w = 0,7$ | $w = 1,0$ |
| 1 | 0 | 0 | 13 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 13 | 0 | 0 |
| 2 | 0 | 0 | 14 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 14 | 0 | 0 |
| 3 | 0 | 0 | 15 | 100 | 100 | 3 | 0 | 0 | 15 | 0 | 0 |
| 4 | 0 | 0 | 16 | 100 | 100 | 4 | 0 | 0 | 16 | 0 | 0 |
| 5 | 0 | 100 | 17 | 100 | 100 | 5 | 0 | 0 | 17 | 0 | 0 |
| 6 | 0 | 100 | 18 | 0 | 0 | 6 | 63,52 | 0 | 18 | 0 | 0 |
| 7 | 0 | 0 | 19 | 0 | 0 | 7 | 0 | 0 | 19 | 0 | 0 |
| 8 | 0 | 0 | 20 | 0 | 0 | 8 | 0 | 0 | 20 | 0 | 0 |
| 9 | 0 | 0 | 21 | 0 | 0 | 9 | 0 | 0 | 21 | 0 | 0 |
| 10 | 0 | 0 | 22 | 100 | 100 | 10 | 0 | 0 | 22 | 0 | 0 |
| 11 | 100 | 100 | 23 | 100 | 100 | 11 | 0 | 0 | 23 | 0 | 0 |
| 12 | 0 | 0 | 24 | 0 | 0 | 12 | 0 | 0 | 24 | 0 | 0 |



Hình 3. Kết quả tính toán của hệ thống lưu trữ năng lượng (a) $w = 0,7$ và (b) $w = 1,0$

3.3. Đánh giá hiệu quả của mô hình tối ưu đề xuất

Hiệu quả tính toán của mô hình tối ưu đề xuất được so sánh với các phương pháp tính toán thông minh (thuật toán metaheuristic) sử dụng lưới điện nhỏ ở khu vực nông thôn châu Phi [21]. Nhân mạnh rằng, các phương pháp tính toán thông minh trong [21] chỉ áp dụng cho bài toán UC không xét các ràng buộc giới hạn tốc độ tăng giảm công suất phát, ràng buộc thời gian làm việc/ngỉ tối thiểu của các nguồn điện truyền thống và phát thải khí CO₂. So sánh chi phí vận hành tối ưu (giá trị hàm mục tiêu) của phương pháp tối ưu đề xuất với các phương pháp metaheuristic [21] sử dụng lưới điện nhỏ ở khu vực nông thôn châu Phi được trình bày ở Bảng 5.

Bảng 5. So sánh giá trị hàm mục tiêu

| Phương pháp | GWO | MGWO | MGWOSCA | MGWOCSA | MGWOPSO | MIQP đề xuất |
|-------------------|------|------|---------|---------|---------|----------------|
| Hàm mục tiêu (\$) | 3122 | 3120 | 3119 | 3118 | 3116 | 3110,75 |

Bảng 5 cho thấy rằng, giá trị hàm mục tiêu được tính toán theo phương pháp đề xuất có giá trị nhỏ hơn (0,17÷0,36)% so với các phương pháp metaheuristic.

3.4. Ảnh hưởng của trọng số đến lời giải tối ưu

Kết quả tính toán hàm mục tiêu, chi phí vận hành và chi phí phát thải CO₂ được trình bày ở Bảng 6. Kết quả tính toán từ Bảng 6 cho thấy rằng, khi trọng số tăng từ 0 đến 1, chi phí phát thải trong ngày của lưới điện nhỏ tăng dần và chi phí vận hành giảm dần. Cụ thể, chi phí phát thải tăng

từ 11766,4\$ với $w = 0$ lên 16868,7\$ với $w = 1$ (tương ứng với mức tăng 43,363%) và chi phí vận hành giảm từ 2023,07\$ với $w = 0$ xuống 1839,01\$ với $w = 1$ (tương ứng với mức giảm 9,098%).

Bảng 6. Ảnh hưởng của trọng số đến lời giải tối ưu

| w | Hàm mục tiêu (\$) | Chi phí vận hành (\$) | Chi phí phát thải (\$) | Ghi chú |
|-----|-------------------|-----------------------|------------------------|--|
| 0 | 11766,40 | 2023,07 | 11766,4 | Hàm mục tiêu chỉ xét chi phí phát thải |
| 0,1 | 10796,50 | 2021,87 | 11771,5 | |
| 0,2 | 9822,15 | 2016,74 | 11773,5 | |
| 0,3 | 8846,59 | 2011,42 | 11775,9 | |
| 0,4 | 7870,11 | 2010,77 | 11776,3 | |
| 0,5 | 6893,59 | 2001,58 | 11785,6 | Hàm mục tiêu xét đồng thời chi phí phát thải và chi phí vận hành |
| 0,6 | 5914,27 | 1992,02 | 11797,6 | |
| 0,7 | 4927,40 | 1980,84 | 11802,7 | |
| 0,8 | 3948,73 | 1973,26 | 11850,6 | |
| 0,9 | 2956,77 | 1959,67 | 11930,7 | |
| 1,0 | 1839,01 | 1839,01 | 16868,7 | Hàm mục tiêu chỉ xét chi phí vận hành |

3.5. Ảnh hưởng của sự cố thiết bị lưu trữ đến lời giải tối ưu

Phần này so sánh lời giải tối ưu trong hai trường hợp: (1) ESD làm việc và (2) ESD nghỉ. Các kết quả tính toán đều được thực hiện với trọng số $w = 0,7$ và được trình bày ở Bảng 7. Kết quả tính toán từ Bảng 7 cho thấy rằng, khi ESD dừng hoạt động, giá trị hàm mục tiêu, chi phí vận hành, chi phí phát thải và tổng chi phí trong ngày đều lớn hơn so với khi ESD làm việc. Cụ thể, tổng chi phí vận hành và chi phí phát thải trong một ngày khi ESD làm việc là 13783,54 \$, và tổng chi phí này tăng thêm 3,82 % khi ESD ngừng làm việc.

Bảng 7. Ảnh hưởng của sự cố ESD đến lời giải tối ưu với $w = 0,7$

| | Hàm mục tiêu (\$) | Chi phí vận hành (\$) | Chi phí phát thải (\$) | Tổng chi phí (\$) |
|--------------|-------------------|-----------------------|------------------------|-------------------|
| ESD làm việc | 4927,40 | 1980,84 | 11802,7 | 13783,54 |
| ESD nghỉ | 5100,11 | 2017,62 | 12292,6 | 14310,22 |

3.6. Ảnh hưởng của sự thay đổi đột ngột công suất tiêu thụ của phụ tải

Phần này trình bày ảnh hưởng của sự thay đổi đột ngột công suất tiêu thụ của phụ tải đến lời giải tối ưu. Hai kịch bản đồ thị phụ tải được so sánh như sau:

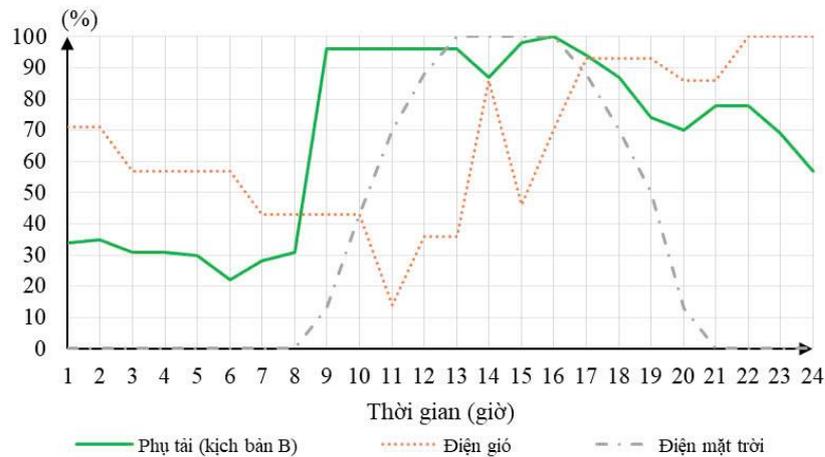
– Kịch bản 1: đồ thị phụ tải được mô tả trên Hình 2, trong đó công suất tải tăng từ 31% (so với công suất cực đại) tại giờ thứ 8 lên 53% tại giờ thứ 9.

– Kịch bản 2: đồ thị phụ tải được mô tả trên Hình 4, trong đó công suất tải tăng từ 31% tại giờ thứ 8 lên 96% tại giờ thứ 9.

Như vậy, kịch bản 2 có tốc độ tăng tải từ giờ 8 sang giờ 9 lớn hơn nhiều so với kịch bản 1. Lời giải tối ưu của hai kịch bản trên đều được tính toán với trọng số $w = 0,7$ và được trình bày ở Bảng 8. Kết quả tính toán từ Bảng 8 cho thấy rằng, hàm mục tiêu, chi phí vận hành, chi phí phát thải và tổng chi phí của kịch bản 2 đều lớn hơn so với kịch bản 1. Cụ thể, tổng chi phí của hệ thống tăng từ 13783,54\$ với kịch bản 1 lên 16120,57\$ với kịch bản 2 (tương ứng với mức tăng 16,96%).

Bảng 8. Ảnh hưởng của sự thay đổi đột ngột công suất tải đến lời giải tối ưu với $w = 0,7$

| | Hàm mục tiêu (\$) | Chi phí vận hành (\$) | Chi phí phát thải (\$) | Tổng chi phí (\$) |
|------------|-------------------|-----------------------|------------------------|-------------------|
| Kịch bản 1 | 4927,4 | 1980,84 | 11802,7 | 13783,54 |
| Kịch bản 2 | 5696,6 | 2151,07 | 13969,5 | 16120,57 |



Hình 4. Đồ thị công suất của phụ tải (kịch bản B), điện gió và điện mặt trời

4. Kết luận

Nghiên cứu này đề xuất mô hình tối ưu toàn phương nguyên thực hỗn hợp (MIQP) nhằm mục đích lập kế hoạch vận hành ngày tới cho lưới điện nhỏ, trong đó có xét tới chế độ làm việc nối lưới/tách đảo của lưới điện nhỏ. Mô hình tối ưu đề xuất có hàm mục tiêu là tối thiểu hóa chi phí phát điện khi có xét yếu tố phát thải CO₂ của các nguồn điện. Các ràng buộc được tích hợp trong mô hình tối ưu đề xuất bao gồm giới hạn công suất mua–bán giữa lưới điện nhỏ và lưới điện ngoài, các ràng buộc của nguồn điện truyền thống, thiết bị lưu trữ năng lượng, các nguồn năng lượng tái tạo và ràng buộc cân bằng công suất toàn hệ thống. Mô hình tối ưu đề xuất được áp dụng tính toán trên lưới điện nhỏ 14 nút IEEE để đánh giá. Các kết quả tính toán cho thấy rằng, việc xét cả hai yếu tố chi phí vận hành nguồn điện và chi phí phát thải khí CO₂ hiệu quả hơn rất nhiều về mặt kinh tế so với bài toán chỉ xét tới chi phí vận hành, đồng thời vẫn đảm bảo điều kiện kỹ thuật. Mô hình đề xuất có dạng MIQP nên đảm bảo tìm được nghiệm tối ưu toàn cục và giảm thời gian tính toán. Hướng nghiên cứu trong tương lai là xây dựng mô hình tối ưu MILP để lập kế hoạch vận hành ngày tới cho MG khi có xét ràng buộc lưới điện, phụ tải có điều khiển và tính bất định của các nguồn năng lượng tái tạo.

TÀI LIỆU THAM KHẢO/ REFERENCES

- [1] N. Hatziaargyriou, H. Asano, R. Iravani, and C. Marnay, "Microgrids," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 5, no. 4, pp. 78-94, 2007.
- [2] N. V. Pham, T. H. T. Nguyen, V. H. Trinh, and Q. C. Vu, "A MILP-based formulation for thermal-wind-BESS unit commitment problem considering network power loss," *TNU J. Sci. Technol.*, vol. 227, no. 16, pp. 85-93, Oct. 2022, doi: 10.34238/tnu-jst.6485.
- [3] N. V. Pham, "Power flow incorporating cost-based droop control strategies for ac autonomous microgrids," *J. Sci. Technol. Issue Inf. Commun. Technol.*, vol. 18, no. 12, pp. 28-32, Dec. 2020, doi: 10.31130/jst-ud2020-124E.
- [4] X. Li, W. Wang, H. Wang, J. Wu, X. Fan, and Q. Xu, "Dynamic environmental economic dispatch of hybrid renewable energy systems based on tradable green certificates," *Energy*, vol. 193, Feb. 2020, Art. no. 116699, doi: 10.1016/j.energy.2019.116699.
- [5] Y. Bai, X. Wu, and A. Xia, "An enhanced multi-objective differential evolution algorithm for dynamic environmental economic dispatch of power system with wind power," *Energy Sci. Eng.*, vol. 9, no. 3, pp. 316-329, 2021, doi: 10.1002/ese3.827.
- [6] A. Basu and S. Chowdhury, "Impact of Strategic Deployment of CHP-Based DERs on Microgrid Reliability," *Power Deliv. IEEE Trans. On*, vol. 25, pp. 1697-1705, Aug. 2010, doi: 10.1109/TPWRD.2010.2047121.

- [7] N. Zaree and V. Vahidinasab, "An MILP formulation for centralized energy management strategy of microgrids," in *2016 Smart Grids Conference (SGC)*, Kerman, Iran: IEEE, Dec. 2016, pp. 1-8, doi: 10.1109/SGC.2016.7883464.
- [8] M. Farrokhhabadi, C. A. Cañizares, and K. Bhattacharya, "Unit Commitment for Isolated Microgrids Considering Frequency Control," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 4, pp. 3270-3280, Jul. 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2629982.
- [9] A. K. Basu, A. Bhattacharya, S. Chowdhury, and S. P. Chowdhury, "Planned Scheduling for Economic Power Sharing in a CHP-Based Micro-Grid," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 1, pp. 30-38, Feb. 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2011.2162754.
- [10] M. A. Abido, "A novel multiobjective evolutionary algorithm for environmental/economic power dispatch," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 65, no. 1, pp. 71-81, 2003.
- [11] C. Deckmyn, J. V. D. Vyver, T. L. Vandoom, B. Meersman, J. Desmet, and L. Vandeveldel, "Day-ahead unit commitment model for microgrids," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 11, no. 1, pp. 1-9, 2017, doi: 10.1049/iet-gtd.2016.0222.
- [12] A. Amiruddin, A. Liebman, R. Dargaville, and R. Gawler, "Optimal energy storage configuration to support 100 % renewable energy for Indonesia," *Energy Sustain. Dev.*, vol. 81, Aug. 2024, Art. no. 101509, doi: 10.1016/j.esd.2024.101509.
- [13] M. Resende, A. S. V. D. Aranha, R. Kelman, M. Pereira, and R. Garaffa, "An Integrated Planning Framework for the Peruvian Energy Sector," 2021. [Online]. Available: <https://hal.science/hal-03172708>. [Accessed Feb. 25, 2024].
- [14] Y. Xu, Z. Y. Dong, K. P. Wong, E. Liu, and B. Yue, "Optimal Capacitor Placement to Distribution Transformers for Power Loss Reduction in Radial Distribution Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 4, pp. 4072-4079, Nov. 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2273502.
- [15] M. Mahdavi, H. H. Alhelou, N. D. Hatziaargyriou, and F. Jurado, "Reconfiguration of Electric Power Distribution Systems: Comprehensive Review and Classification," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 118502-118527, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3107475.
- [16] J. A. Taylor and F. S. Hover, "Convex Models of Distribution System Reconfiguration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 3, pp. 1407-1413, Aug. 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2184307.
- [17] F. F. C. Silva, P. M. S. Carvalho, L. A. F. M. Ferreira, and Y. Omar, "A QUBO Formulation for Minimum Loss Network Reconfiguration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 38, no. 5, pp. 4559-4571, Sep. 2023, doi: 10.1109/TPWRS.2022.3214477.
- [18] N. Tian, Q. Guo, and H. Sun, "Privacy preservation method for MIQP-based energy management problem: A cloud-edge framework," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 190, Jan. 2021, Art. no. 106850, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106850.
- [19] M. H. Rostamiyan, M. H. Abardeh, A. A. Azarfar, M. S. Moghaddam, and N. Salehi, "A MIQP Approach Based on Demand Response in Distribution Networks to Improve the Multi-Objective Function in the Presence of Renewable Energy Resources and Batteries to the Subway Systems," *IEEE Access*, vol. 11, pp. 17603-17612, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3243889.
- [20] GAMS Development Corp., "GAMS Documentation 46," Feb. 17, 2024. [Online]. Available: <https://www.gams.com>. [Accessed Feb. 25, 2024].
- [21] B. Dey and B. Bhattacharyya, "Hybrid Intelligence Techniques for Unit Commitment of Microgrids," in *2019 20th International Conference on Intelligent System Application to Power Systems (ISAP)*, New Delhi, India: IEEE, Dec. 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/ISAP48318.2019.9065950.