DAY-AHEAD UNIT COMMITMENT FOR COMBINED-CYCLE GAS TURBINE AND COAL-FIRED THERMAL INTEGRATED POWER SYSTEMS

Pham Nang Van[1*], Le Toan[2], Do Minh Hong[1], Dao Long Vu[1]
[1]*School of Electrical and Electronic Engineering - Hanoi University of Science and Technology*
[2]*National Power System and Market Operator Company (NSMO)*

ARTICLE INFO

Received: 15/01/2025
Revised: 28/02/2025
Published: 28/02/2025

KEYWORDS

Combined-cycle gas turbine
Unit commitment
Mixed-integer linear programming
Locational marginal price
Congestion

ABSTRACT

The increasing penetration of renewables requires increased adaptability. Consequently, combined-cycle gas turbines are expected to play a crucial role in the energy transition by occupying a larger share of power generation. Short-term scheduling of combined-cycle power units is a complex optimization problem, as these units may operate in various configurations depending on the number and status of the combustion and steam turbines. This paper presents a mixed-integer linear programming model to deal with the unit commitment problem for power systems integrated with coal-fired and combined-cycle power plants. The proposed optimization model aims to minimize the total production costs of the power system while including constraints for coal-fired thermal units, combined-cycle gas turbine units with various operating modes, and the power grid. The suggested optimization framework is evaluated on the modified IEEE 8-bus system using the commercial solver CPLEX with the GAMS programming language. The calculation results with different scenarios show that the total operational cost and the locational marginal price of the combined-cycle plant-integrated power systems are lower in comparison with systems with only coal-fired plants.

LẬP KẾ HOẠCH VẬN HÀNH NGÀY TỚI CHO HỆ THỐNG ĐIỆN HỖN HỢP NHIỆT ĐIỆN THAN VÀ TUABIN KHÍ CHU TRÌNH HỖN HỢP

Phạm Năng Văn[1*], Lê Toản[2], Đỗ Minh Hồng[1], Đào Long Vũ[1]
[1]*Trường Điện – Điện tử - Đại học Bách khoa Hà Nội*
[2]*Công ty Vận hành hệ thống điện và thị trường điện Quốc gia (NSMO)*

THÔNG TIN BÀI BÁO

Ngày nhận bài: 15/01/2025
Ngày hoàn thiện: 28/02/2025
Ngày đăng: 28/02/2025

TỪ KHÓA

Tuabin khí chu trình hỗn hợp
Lựa chọn tổ máy vận hành
Quy hoạch tuyến tính với số nguyên
Giá biên nút
Nghẽn mạch

TÓM TẮT

Mức độ tham gia đáng kể của nguồn năng lượng tái tạo đòi hỏi độ linh hoạt ngày càng cao của hệ thống điện. Do đó, các nhà máy tuabin khí chu trình hỗn hợp sẽ dần chiếm tỷ trọng lớn trong cơ cấu nguồn điện và đóng một vai trò quan trọng trong mục tiêu chuyển dịch năng lượng. Lập lịch vận hành cho các tổ máy tuabin khí chu trình hỗn hợp với nhiều chế độ vận hành trở thành một bài toán tối ưu hóa phức tạp do các tổ máy này có nhiều cấu hình dựa trên số lượng tuabin khí và tuabin hơi. Bài báo này trình bày mô hình quy hoạch tuyến tính với số nguyên của bài toán lựa chọn tổ máy vận hành trong hệ thống hỗn hợp nhiệt điện than và tuabin khí chu trình hỗn hợp. Hàm mục tiêu của mô hình đề xuất là cực tiểu tổng chi phí sản xuất của hệ thống, đồng thời thỏa mãn các ràng buộc của tổ máy nhiệt điện than, tuabin khí chu trình hỗn hợp với nhiều chế độ vận hành và lưới điện. Mô hình tối ưu đề xuất được đánh giá trên lưới điện 8 nút IEEE cải biên sử dụng bộ giải thương mại CPLEX với ngôn ngữ lập trình GAMS. Kết quả tính toán cho thấy rằng tổng chi phí sản xuất và giá điện của hệ thống có tổ máy tuabin khí chu trình hỗn hợp nhỏ hơn so với hệ thống chỉ có nhà máy nhiệt điện than.

DOI: https://doi.org/10.34238/tnu-jst.11897

[*] Corresponding author. *Email: van.phamnang@hust.edu.vn*

1. Giới thiệu

Trong bối cảnh nhu cầu năng lượng ngày càng tăng, việc đảm bảo nguồn cung cấp điện ổn định và bền vững đang trở thành thách thức lớn cho nhiều quốc gia, bao gồm cả Việt Nam. Hiện tại, hệ thống điện quốc gia vẫn phụ thuộc chủ yếu vào các nhà máy nhiệt điện than, một nguồn năng lượng có chi phí thấp nhưng gây ra lượng khí thải nhà kính đáng kể, dẫn đến các vấn đề nghiêm trọng về ô nhiễm môi trường và biến đổi khí hậu. Trước thực trạng này, việc chuyển đổi sang các giải pháp năng lượng sạch đang dần trở thành xu hướng tất yếu. Một trong những hướng đi tiềm năng là khuyến khích sự tham gia của các nhà máy tuabin khí chu trình hỗn hợp (CCGT) vào hệ thống điện [1]. Các nhà máy này không chỉ giúp làm giảm lượng khí thải, mà còn có hiệu suất và độ linh hoạt cao hơn so với nhà máy nhiệt điện than truyền thống [2]. Với sự tham gia của CCGT vào hệ thống điện, mô hình lựa chọn tổ máy vận hành (UC) trở nên phức tạp hơn do CCGT có nhiều chế độ vận hành tùy thuộc vào cấu hình của CCGT [3]. Một số nghiên cứu về bài toán UC được trình bày như dưới đây.

Nghiên cứu [4] trình bày phương pháp thứ tự ưu tiên (PL) để giải bài toán UC. Tuy nhiên phương pháp này kém linh hoạt và không xét nhiều ràng buộc. Bài báo [5] trình bày mô hình lập kế hoạch vận hành ngắn hạn trong hệ thống chỉ có tổ máy nhiệt điện than. Tuy nhiên, mô hình UC trong bài báo [5] không xét lưới điện. Nghiên cứu [6] trình bày mô hình quy hoạch tuyến tính với số nguyên (MILP) để giải bài toán UC trong hệ thống chỉ có tổ máy nhiệt điện than, đồng thời có xét ràng lưới điện. Bài báo [7] đề xuất mô hình quy hoạch hình nón bậc hai nguyên thực hỗn hợp (MISOCP) để giải bài toán UC chỉ có nhiệt điện than. Mô hình này sử dụng nới lỏng hình nón để biến đổi hệ phương trình trào lưu công suất xoay chiều về dạng hình nón bậc hai. Bên cạnh hệ thống chỉ có nhiệt điện than, nghiên cứu [8] đề xuất mô hình quy hoạch phi tuyến nguyên thực hỗn hợp (MINLP) cho bài toán UC với các nhà máy thủy điện nằm trong cùng một lưu vực sông. Tuy nhiên, nghiệm tìm được của mô hình trong [8] không là nghiệm tối ưu toàn cục vì mô hình MINLP là mô hình phi tuyến. Trong khi đó, bài báo [9] sử dụng mô hình tối ưu tuyến tính với số nguyên (MILP) để lập kế hoạch vận hành của các tổ máy trong hệ thống hỗn hợp thủy điện và nhiệt điện than. Ngoài ra, do sự gia tăng tỉ lệ nguồn năng lượng tái tạo trong cơ cấu nguồn, hệ thống điện phải có lượng dự trữ công suất lớn và tính linh hoạt cao. Do đó, nghiên cứu [10] đề xuất mô hình tối ưu MILP có xét thủy điện tích năng (PHES) cho bài toán UC. Nghiên cứu này đề xuất mô hình tối ưu MILP để xác định trạng thái vận hành của các tổ máy trong hệ thống hỗn hợp thủy điện và nhiệt điện than có xét tính bất định của nguồn năng lượng gió. Đối với hệ thống hỗn hợp nhiệt điện than và CCGT, mô hình MILP được sử dụng để giải bài toán UC [11], trong đó CCGT được mô hình với các cấu trúc vận hành khác nhau. Tuy nhiên, nghiên cứu [11] không xét ràng buộc lưới điện. Bài báo [12] đã kết hợp đồng thời mô hình từng thành phần và mô hình dựa trên cấu trúc vận hành của CCGT. Tuy nhiên, mô hình của [12] chưa tích hợp các biến nhị phân để mô tả quá trình chuyển trạng thái giữa các cấu hình.

Mục tiêu của nghiên cứu này là xây dựng mô hình tối ưu MILP để lập kế hoạch vận hành ngày tới trong hệ thống hỗn hợp nhiệt điện than và CCGT, trong đó các tổ máy CCGT được mô hình hóa một cách chính xác dựa trên cấu trúc vận hành giữa các tuabin khí và tuabin hơi. Nghiên cứu này có các đóng góp chính bao gồm (1) Xây dựng mô hình toán học cho tổ máy CCGT với nhiều chế độ vận hành; (2) Đánh giá mô hình tối ưu MILP đề xuất sử dụng hệ thống điện 8 nút IEEE; (3) So sánh các kịch bản nhằm đánh giá ảnh hưởng của CCGT đến chi phí vận hành và giá điện của hệ thống (LMP).

Bài báo gồm 4 mục. Cụ thể, mục 1 giới thiệu tổng quan chung về nội dung nghiên cứu. Mục 2 xây dựng mô hình MILP của bài toán UC cho hệ thống hỗn hợp nhiệt điện than và CCGT. Mục 3 đưa ra các kết quả tính toán và thảo luận khi mô hình được áp dụng cho hệ thống điện 8 nút IEEE cải biên. Cuối cùng, mục 4 trình bày những kết luận và các hướng phát triển nghiên cứu trong tương lai.

2. Phương pháp nghiên cứu

2.1. Hàm mục tiêu

Với hệ thống hỗn hợp nhiệt điện than và CCGT, hàm mục tiêu của bài toán UC là tối thiểu hóa tổng chi phí vận hành của nhà máy nhiệt điện than và CCGT. Nhà máy nhiệt điện than có chi phí vận hành bao gồm chi phí cố định, chi phí khởi động, chi phí dừng và chi phí biến đổi. Bên cạnh đó, chi phí vận hành CCGT bao gồm chi phí cố định, chi phí biến đổi và chi phí chuyển đổi giữa các chế độ làm việc.

$$\min \sum_{t=1}^{T} \left\{ \sum_{i\in\Omega_{\mathrm{G}}} \left(c_{\mathrm{G}i}^{0} u_{\mathrm{G}i,t} + c_{\mathrm{G}i}^{\mathrm{SU}} y_{\mathrm{G}i,t} + c_{\mathrm{G}i}^{\mathrm{SD}} z_{\mathrm{G}i,t} + c_{\mathrm{G}i} P_{\mathrm{G}i,t} \right) + \sum_{j\in\Omega_{\mathrm{CC}}} \left[\sum_{x\in\psi_{\mathrm{CC}j}} \left(c_{\mathrm{CC}j}^{0,x} u_{\mathrm{CC}j,t}^{x} + c_{\mathrm{CC}j}^{x} P_{\mathrm{CC}j,t}^{x} \right) + c_{\mathrm{CC}j,t}^{\mathrm{T}} \right] \right\} \quad (1)$$

Trong đó: $c_{\mathrm{G}i}^{0}$, $c_{\mathrm{G}i}^{\mathrm{SU}}$ và $c_{\mathrm{G}i}^{\mathrm{SD}}$ lần lượt là chi phí cố định, chi phí khởi động và chi phí dừng của tổ máy nhiệt điện than *i* ($); c_{Gi} là chi phí biến đổi của tổ máy nhiệt điện than *i* ($/MWh); $u_{\mathrm{G}i,t}$, $y_{\mathrm{G}i,t}$ và $z_{\mathrm{G}i,t}$ là các biến nhị phân, khi tổ máy nhiệt điện than *i* vận hành trong khoảng thời gian *t* thì $u_{\mathrm{G}i,t} = 1$ và $u_{\mathrm{G}i,t} = 0$ khi tổ máy nghỉ, khi tổ máy nhiệt điện than *i* khởi động ở đầu khoảng thời gian *t* thì $y_{\mathrm{G}i,t} = 1$ và $y_{\mathrm{G}i,t} = 0$ khi tổ máy không khởi động, khi tổ máy nhiệt điện than *i* dừng ở đầu khoảng thời gian *t* thì $z_{\mathrm{G}i,t} = 1$ và $z_{\mathrm{G}i,t} = 0$ khi tổ máy không dừng; $P_{\mathrm{G}i,t}$ là công suất phát của tổ máy nhiệt điện than *i* trong khoảng thời gian *t* (MW); $c_{\mathrm{CC}j}^{0,x}$ là chi phí cố định của tổ máy CCGT *j* khi làm việc tại chế độ *x* ($); $c_{\mathrm{CC}j}^{x}$ là chi phí biến đổi của tổ máy CCGT *j* khi làm việc tại chế độ *x* ($/MWh); $u_{\mathrm{CC}j,t}^{x}$ là biến nhị phân, khi tổ máy CCGT *j* làm việc tại chế độ *x* trong thời điểm *t* thì $u_{\mathrm{CC}j,t}^{x} = 1$ và $u_{\mathrm{CC}j,t}^{x} = 0$ khi tổ máy không làm việc ở chế độ *x*; $P_{\mathrm{CC}j,t}^{x}$ là công suất phát của tổ máy CCGT *j* làm việc ở chế độ *x* tại thời điểm *t* (MW); $c_{\mathrm{CC}j,t}^{\mathrm{T}}$ là chi phí chuyển đổi chế độ làm việc của tổ máy CCGT *j* trong khoảng thời gian *t* ($); $\psi_{\mathrm{CC}j}$ là tập các chế độ vận hành của nhà máy CCGT *j*; Ω_{G} và Ω_{CC} lần lượt là tập các tổ máy nhiệt điện than và tổ máy CCGT; *T* là số khoảng thời gian (ở đây *T* = 24).

Chi phí chuyển đổi chế độ làm việc của tổ máy tuabin khí chu trình hỗn hợp:

$$c_{\mathrm{CC}j,t}^{\mathrm{T}} \geq C_{\mathrm{CC}j}^{\mathrm{T},xy} - M_{1}\left(2 - u_{\mathrm{CC}j,t-1}^{x} - u_{\mathrm{CC}j,t}^{y}\right); \quad \forall j \in \Omega_{\mathrm{CC}}; \forall x \in \psi_{\mathrm{CC}j}, \forall y \in \psi_{\mathrm{CC}j}^{\mathrm{F},x}; t = 1...T \quad (2)$$

Trong đó, $C_{\mathrm{CC}j}^{\mathrm{T},xy}$ là chi phí chuyển đổi từ chế độ vận hành *x* sang *y* của CCGT *j* ($); M_1 là hằng số dương đủ lớn (ở đây, ta chọn $M_1 = C_{\mathrm{CC}j}^{\mathrm{T},xy}$); $\psi_{\mathrm{CC}j}^{\mathrm{F},x}$ là tập các chế độ vận hành mà chế độ *x* có thể chuyển sang của nhà máy CCGT *j* (bao gồm $x = y$).

2.2. Các ràng buộc của tổ máy nhiệt điện than

Các ràng buộc của tổ máy nhiệt điện than như giới hạn công suất phát, giới hạn tăng/giảm công suất phát, thời gian làm việc/nghỉ tối thiểu, mối liên hệ giữa các biến nhị phân được mô tả tương tự như tài liệu tham khảo [13].

2.2.1. Giới hạn công suất phát

Công suất phát của các tổ máy nhiệt điện than phải thỏa mãn công suất phát tối thiểu và tối đa:

$$P_{\mathrm{G}i}^{\min} u_{\mathrm{G}i,t} \leq P_{\mathrm{G}i,t} \leq P_{\mathrm{G}i}^{\max} u_{\mathrm{G}i,t}; \forall i \in \Omega_{\mathrm{G}}, t = 1...T \quad (3)$$

Trong đó, $P_{\mathrm{G}i}^{\max}$ và $P_{\mathrm{G}i}^{\min}$ lần lượt là công suất phát lớn nhất và nhỏ nhất của tổ máy *i* (MW).

2.2.2. Giới hạn tăng/giảm công suất phát

Từ khoảng thời gian này sang khoảng thời gian tiếp theo, các tổ máy nhiệt điện than không thể tăng/giảm công suất một cách đột ngột.

$$P_{\mathrm{G}i,t} - P_{\mathrm{G}i,t-1} \leq R_{\mathrm{G}i}^{\mathrm{U}} u_{\mathrm{G}i,t-1} + R_{\mathrm{G}i}^{\mathrm{SU}} y_{\mathrm{G}i,t}; \forall i \in \Omega_{\mathrm{G}}, t = 1...T \quad (4)$$

$$P_{\mathrm{G}i,t-1} - P_{\mathrm{G}i,t} \leq R_{\mathrm{G}i}^{\mathrm{D}} u_{\mathrm{G}i,t} + R_{\mathrm{G}i}^{\mathrm{SD}} z_{\mathrm{G}i,t}; \forall i \in \Omega_{\mathrm{G}}, t = 1...T \quad (5)$$

Trong đó, $R_{\mathrm{G}i}^{\mathrm{U}}$, $R_{\mathrm{G}i}^{\mathrm{SU}}$ là giới hạn tăng công suất phát và giới hạn tăng công suất phát khi khởi động của tổ máy *i* (MW/h); $R_{\mathrm{G}i}^{\mathrm{D}}$, $R_{\mathrm{G}i}^{\mathrm{SD}}$ là giới hạn giảm công suất phát và giới hạn giảm công suất phát tối thiểu của tổ máy *i* (MW/h).

2.2.3. Giới hạn thời gian làm việc/nghỉ tối thiểu

Một tổ máy nhiệt điện than không thể khởi động hoặc dừng một cách ngẫu nhiên. Tổ máy cần thỏa mãn thời gian vận hành tối thiểu $T_{\mathrm{G}i,t}^{\mathrm{U}}$ và thời gian nghỉ tối thiểu $T_{\mathrm{G}i,t}^{\mathrm{D}}$.

Ràng buộc thời gian vận hành tối thiểu được trình bày như sau:

$$\sum_{t=1}^{O_{\mathrm{G}i}}\left[1-u_{\mathrm{G}i,t}\right]=0;\quad \forall i\in\Omega_{\mathrm{G}} \qquad (6) \qquad \sum_{p=t}^{t+T_{\mathrm{G}i}^{\mathrm{U}}-1} u_{\mathrm{G}i,p}\ge T_{\mathrm{G}i}^{\mathrm{U}}y_{\mathrm{G}i,t};\forall i\in\Omega_{\mathrm{G}},t=O_{\mathrm{G}i}+1...T-T_{\mathrm{G}i}^{\mathrm{U}}+1 \qquad (7)$$

$$\sum_{p=t}^{T}\left[u_{\mathrm{G}i,p}-y_{\mathrm{G}i,t}\right]\ge 0;\ \forall i\in\Omega_{\mathrm{G}},t=T-T_{\mathrm{G}i}^{\mathrm{U}}+2...T \qquad (8) \qquad O_{\mathrm{G}i}=\min\left\{T,\left(T_{\mathrm{G}i}^{\mathrm{U}}-T_{\mathrm{G}i,0}^{\mathrm{U}}\right)u_{\mathrm{G}i,0}\right\} \qquad (9)$$

Trong đó, $O_{\mathrm{G}i}$ là số giờ còn mà tổ máy nhiệt điện than *i* phải hoạt động, xét tại thời điểm bắt đầu chu kỳ lập kế hoạch mới (h); $u_{\mathrm{G}i,p}$ là trạng thái của tổ máy nhiệt điện than *i* tại giờ thứ *p*; $T_{\mathrm{G}i,0}^{\mathrm{U}}$ là số giờ đã làm việc của tổ máy *i*, xét tại thời điểm bắt đầu chu kỳ lập kế hoạch mới (h).

Đồng thời, ràng buộc thời gian nghỉ tối thiểu được trình bày như sau:

$$\sum_{t=1}^{F_{\mathrm{G}i}}u_{\mathrm{G}i,t}=0;\quad \forall i\in\Omega_{\mathrm{G}} \qquad (10) \qquad \sum_{p=t}^{t+T_{\mathrm{G}i}^{\mathrm{D}}-1}\left[1-u_{\mathrm{G}i,p}\right]\ge T_{\mathrm{G}i}^{\mathrm{D}}z_{\mathrm{G}i,t};\forall i\in\Omega_{\mathrm{G}},t=F_{\mathrm{G}i}+1...T-T_{\mathrm{G}i}^{\mathrm{D}}+1 \qquad (11)$$

$$\sum_{p=t}^{T}\left[1-u_{\mathrm{G}i,p}-z_{\mathrm{G}i,t}\right]\ge 0;\forall i\in\Omega_{\mathrm{G}},t=T-T_{\mathrm{G}i}^{\mathrm{D}}+2...T \qquad (12) \qquad F_{\mathrm{G}i}=\min\left\{T,\left(T_{\mathrm{G}i}^{\mathrm{D}}-T_{\mathrm{G}i,0}^{\mathrm{S}}\right)\left(1-u_{\mathrm{G}i,0}\right)\right\} \qquad (13)$$

Trong đó, $F_{\mathrm{G}i}$ là số giờ còn lại mà tổ máy nhiệt điện than *i* phải nghỉ (h) và $T_{\mathrm{G}i,0}^{\mathrm{S}}$ là số giờ tổ máy nhiệt điện than *i* đã nghỉ, xét tại thời điểm bắt đầu chu kỳ lập kế hoạch mới (h).

2.2.4. Ràng buộc biến trạng thái

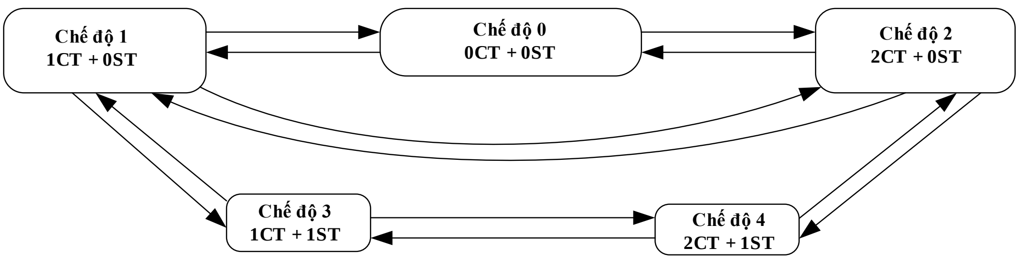
Các ràng buộc dưới đây đảm bảo rằng, các tổ máy khi đang vận hành chỉ có thể dừng, không thể khởi động. Tương tự, các tổ máy khi đang nghỉ chỉ có thể khởi động, không thể dừng.

$$y_{\mathrm{G}i,t}-z_{\mathrm{G}i,t}=u_{\mathrm{G}i,t}-u_{\mathrm{G}i,t-1};\ \forall i\in\Omega_{\mathrm{G}},t=1...T \qquad (14)$$

$$y_{\mathrm{G}i,t}+z_{\mathrm{G}i,t}\le 1;\ \forall i\in\Omega_{\mathrm{G}},t=1...T \qquad (15)$$

$$u_{\mathrm{G}i,t},y_{\mathrm{G}i,t},z_{\mathrm{G}i,t}\in\left\{0,1\right\};\forall i\in\Omega_{\mathrm{G}},t=1...T \qquad (16)$$

2.3. Các ràng buộc của tổ máy tuabin khí chu trình hỗn hợp



Hình 1. *Sơ đồ chuyển đổi chế độ làm việc của CCGT*

Một nhà máy CCGT bao gồm các tuabin khí (CT) và tuabin hơi (ST). Mô hình hóa CCGT dựa trên cấu trúc đại diện cho tất cả các kết hợp khả thi giữa tuabin khí và tuabin hơi. Quá trình thay đổi giữa các chế độ vận hành tuân theo sơ đồ trạng thái đã được xác định trước [11]. Hình 1 biểu diễn sơ đồ chuyển đổi chế độ vận hành của nhà máy CCGT có 2CT và 1ST. Chế độ "0" biểu thị nhà máy CCGT đang nghỉ.

2.3.1. Ràng buộc biến trạng thái

Tại mỗi khoảng thời gian, nhà máy CCGT chỉ có thể vận hành ở một chế độ:

$$\sum_{x \in \psi_{\mathrm{CC}j}} u^x_{\mathrm{CC}j,t} = 1; \forall j \in \Omega_{\mathrm{CC}}, t = 1...T \tag{17}$$

Ràng buộc chuyển đổi giữa các chế độ vận hành được mô tả như biểu thức (18).

$$1 - \sum_{y \in \psi^{\mathrm{F},x}_{\mathrm{CC}j}} u^y_{\mathrm{CC}j,t} + \sum_{y \notin \psi^{\mathrm{F},x}_{\mathrm{CC}j}} u^y_{\mathrm{CC}j,t} \le M_2 \left(1 - u^x_{\mathrm{CC}j,t-1}\right); \forall j \in \Omega_{\mathrm{CC}}, \forall x \in \psi_{\mathrm{CC}j}, t = 1...T \tag{18}$$

Trong đó, M_2 là hằng số dương đủ lớn (ở đây, ta chọn $M_2 = 2$).

Ràng buộc (17) và (18) đảm bảo rằng chế độ vận hành x của nhà máy j tại mỗi thời điểm chỉ có thể chuyển sang chế độ làm việc khả thi tại thời điểm tiếp theo. Như trong Hình 1, giả sử tại trước thời điểm lập kế hoạch vận hành, nhà máy tuabin khí đang ở chế độ nghỉ ($u^0_{\mathrm{CC}j,0} = 1$). Hai ràng buộc trên đảm bảo rằng tại thời điểm $t = 1$ nhà máy chỉ có thể chuyển sang một trong ba chế độ vận hành $x = 1$ ($u^1_{\mathrm{CC}j,1} = 1$) hoặc $x = 2$ ($u^2_{\mathrm{CC}j,1} = 1$) hoặc tiếp tục nghỉ ($u^0_{\mathrm{CC}j,1} = 1$).

Tính logic khởi động và dừng của mỗi chế độ vận hành được trình bày như sau:

$$y^x_{\mathrm{CC}j,t} - z^x_{\mathrm{CC}j,t} = u^x_{\mathrm{CC}j,t} - u^x_{\mathrm{CC}j,t-1}; y^x_{\mathrm{CC}j,t} + z^x_{\mathrm{CC}j,t} \le 1; u^x_{\mathrm{CC}j,t}, y^x_{\mathrm{CC}j,t}, z^x_{\mathrm{CC}j,t} \in \{0,1\}; \forall j \in \Omega_{\mathrm{CC}}, \forall x \in \psi_{\mathrm{CC}j}, \forall t \tag{19}$$

Trong đó, $y^x_{\mathrm{CC}j,t}$ bằng 1 khi chế độ vận hành x của nhà máy CCGT j khởi động ở đầu giờ t và bằng 0 khi chế độ vận hành x không khởi động; $z^x_{\mathrm{CC}j,t}$ bằng 1 khi chế độ vận hành x của nhà máy CCGT j dừng ở đầu giờ t và bằng 0 khi chế độ vận hành x không dừng.

2.3.2. Giới hạn công suất phát

Mỗi chế độ vận hành x phải thoả mãn giới hạn công suất phát tối thiểu và tối đa:

$$P^{x,\min}_{\mathrm{CC}j} u^x_{\mathrm{CC}j,t} \le P^x_{\mathrm{CC}j,t} \le P^{x,\max}_{\mathrm{CC}j} u^x_{\mathrm{CC}j,t}; \forall j \in \Omega_{\mathrm{CC}}, \forall x \in \psi_{\mathrm{CC}j}, t = 1...T \tag{20}$$

Trong đó, $P^{x,\min}_{\mathrm{CC}j}$ và $P^{x,\max}_{\mathrm{CC}j}$ theo thứ tự là công suất phát tối thiểu và tối đa ứng với chế độ vận hành x của tổ máy tuabin khí chu trình hỗn hợp j (MW).

2.3.3. Giới hạn thời gian làm việc/ nghỉ của mỗi chế độ vận hành

Tương tự như tổ máy nhiệt điện than, mỗi chế độ vận hành của tổ máy tuabin khí chu trình hỗn hợp cũng phải thoả mãn thời gian làm việc tối thiểu $T^{\mathrm{U},x}_{\mathrm{CC}j}$ và thời gian nghỉ tối thiểu $T^{\mathrm{D},x}_{\mathrm{CC}j}$.

Ràng buộc thời gian làm việc tối thiểu của mỗi chế độ vận hành được trình bày như sau:

$$\sum_{t=1}^{O^x_{\mathrm{CC}j}} \left[1 - u^x_{\mathrm{CC}j,t}\right] = 0; \quad \forall j \in \Omega_{\mathrm{CC}}, \forall x \in \psi_{\mathrm{CC}j} \tag{21}$$

$$\sum_{p=t}^{t+T^{\mathrm{U},x}_{\mathrm{CC}j}-1} u^x_{\mathrm{CC}j,p} \ge T^{\mathrm{U},x}_{\mathrm{CC}j} y^x_{\mathrm{CC}j,t}; \forall j \in \Omega_{\mathrm{CC}}, \forall x \in \psi_{\mathrm{CC}j}, t = O^x_{\mathrm{CC}j} + 1...T - T^{\mathrm{U},x}_{\mathrm{CC}j} + 1 \tag{22}$$

$$\sum_{p=t}^{T} \left[u^x_{\mathrm{CC}j,p} - y^x_{\mathrm{CC}j,t}\right] \ge 0; \quad \forall j \in \Omega_{\mathrm{CC}}, \forall x \in \psi_{\mathrm{CC}j}, t = T - T^{\mathrm{U},x}_{\mathrm{CC}j} + 2...T \tag{23}$$

$$O^x_{\mathrm{CC}j} = \min\left\{T, \left(T^{\mathrm{U},x}_{\mathrm{CC}j} - T^{\mathrm{U},x}_{\mathrm{CC}j,0}\right) u^x_{\mathrm{CC}j,0}\right\} \tag{24}$$

Trong đó, $O^x_{\mathrm{CC}j}$ là số giờ còn lại mà chế độ x của nhà máy tuabin khí chu trình hỗn hợp j phải hoạt động, xét tại thời điểm bắt đầu chu kỳ lập kế hoạch mới (h); $u^x_{\mathrm{CC}j,p}$ là trạng thái của chế độ vận hành x của nhà máy tuabin khí chu trình hỗn hợp j tại giờ p; $u^x_{\mathrm{CC}j,0}$ là trạng thái của chế độ vận hành x của nhà máy tuabin khí chu trình hỗn hợp j và $T^{\mathrm{U},x}_{\mathrm{CC}j,0}$ là số giờ chế độ vận hành x của nhà máy tuabin khí chu trình hỗn hợp j đã hoạt động, xét tại thời điểm bắt đầu chu kỳ lập kế hoạch mới (h).

Tương tự, ràng buộc thời gian nghỉ tối thiểu có thể được trình bày như sau:

$$\sum_{t=1}^{F_{\mathrm{CC}j}^{x}} u_{\mathrm{CC}j,t}^{x} = 0; \quad \forall j \in \Omega_{\mathrm{CC}}, \forall x \in \psi_{\mathrm{CC}j} \tag{25}$$

$$\sum_{p=t}^{t+T_{\mathrm{CC}j}^{\mathrm{D},x}-1} \left[1-u_{\mathrm{CC}j,p}^{x}\right] \geq T_{\mathrm{CC}j}^{\mathrm{D},x} z_{\mathrm{CC}j,t}^{x}; \ \forall j \in \Omega_{\mathrm{CC}}, \forall x \in \psi_{\mathrm{CC}j}, t = F_{\mathrm{CC}j}^{x}+1...T-T_{\mathrm{CC}j}^{\mathrm{D},x}+1 \tag{26}$$

$$\sum_{p=t}^{T}\left[1-u_{\mathrm{CC}j,p}^{x}-z_{\mathrm{CC}j,t}^{x}\right] \geq 0; \ \forall j \in \Omega_{\mathrm{CC}}, \forall x \in \psi_{\mathrm{CC}j}, t = T-T_{\mathrm{CC}j}^{\mathrm{D},x}+2...T \tag{27}$$

$$F_{\mathrm{CC}j}^{x} = \min\left\{T, \left(T_{\mathrm{CC}j}^{\mathrm{D},x}-T_{\mathrm{CC}j,0}^{\mathrm{S},x}\right)\left(1-u_{\mathrm{CC}j,0}^{x}\right)\right\} \tag{28}$$

Trong đó, $F_{\mathrm{CC}j}^{x}$ là số giờ còn lại mà chế độ *x* của nhà máy tuabin khí chu trình hỗn hợp *j* phải nghỉ (h) và $T_{\mathrm{CC}j,0}^{\mathrm{S},x}$ là số giờ chế độ vận hành *x* của nhà máy tuabin khí chu trình hỗn hợp *j* đã nghỉ, xét tại thời điểm bắt đầu chu kỳ lập kế hoạch mới (h).

2.3.4. Giới hạn tăng/giảm công suất phát

Ràng buộc tăng/giảm công suất phát *trong cùng một chế độ vận hành* của nhà máy tuabin khí chu trình hỗn hợp được mô tả như sau:

$$P_{\mathrm{CC}j,t}^{x'} - P_{\mathrm{CC}j,t-1}^{x'} \leq R_{\mathrm{CC}j}^{\mathrm{U},x'} + M_3\left(2-u_{\mathrm{CC}j,t-1}^{x'}-u_{\mathrm{CC}j,t}^{x'}\right); \ \ \forall j \in \Omega_{\mathrm{CC}}, \forall x' \in \psi_{\mathrm{CC}j} \setminus \{0\}, t = 1...T \tag{29}$$

$$P_{\mathrm{CC}j,t-1}^{x'} - P_{\mathrm{CC}j,t}^{x'} \leq R_{\mathrm{CC}j}^{\mathrm{D},x'} + M_3\left(2-u_{\mathrm{CC}j,t-1}^{x'}-u_{\mathrm{CC}j,t}^{x'}\right); \forall j \in \Omega_{\mathrm{CC}}, \forall x' \in \psi_{\mathrm{CC}j} \setminus \{0\}, t = 1...T \tag{30}$$

trong đó, $R_{\mathrm{CC}j}^{\mathrm{U},x'}$ là giới hạn tăng công suất phát trong chế độ vận hành *x'* của CCGT *j* (MW/h); $R_{\mathrm{CC}j}^{\mathrm{D},x'}$ là giới hạn giảm công suất phát trong chế độ vận hành *x'* của CCGT *j* (MW/h); M_3 là hằng số dương đủ lớn (ta chọn $M_3 = P_{\mathrm{CC}j}^{x,\max}$).

Ràng buộc tăng/giảm công suất phát *khi chuyển đổi chế độ vận hành* của CCGT:

$$P_{\mathrm{CC}j,t}^{y} - P_{\mathrm{CC}j,t-1}^{x} \leq R_{\mathrm{CC}j}^{\mathrm{U},xy} + M_4\left(2-u_{\mathrm{CC}j,t-1}^{x}-u_{\mathrm{CC}j,t}^{y}\right); \forall j \in \Omega_{\mathrm{CC}}, \forall x \in \psi_{\mathrm{CC}j}, \forall y \in \psi_{\mathrm{CC}j}^{\mathrm{F}',x}, t = 1...T \tag{31}$$

$$P_{\mathrm{CC}j,t-1}^{x} - P_{\mathrm{CC}j,t}^{y} \leq R_{\mathrm{CC}j}^{\mathrm{D},xy} + M_4\left(2-u_{\mathrm{CC}j,t-1}^{x}-u_{\mathrm{CC}j,t}^{y}\right); \forall j \in \Omega_{\mathrm{CC}}, \forall x \in \psi_{\mathrm{CC}j}, \forall y \in \psi_{\mathrm{CC}j}^{\mathrm{F}',x}, t = 1...T \tag{32}$$

Trong đó, $R_{\mathrm{CC}j}^{\mathrm{U},xy}$ là giới hạn tăng công suất phát khi chế độ vận hành được chuyển từ *x* sang *y* của nhà máy tuabin khí chu trình hỗn hợp *j* (MW/h); $R_{\mathrm{CC}j}^{\mathrm{D},xy}$ là giới hạn giảm công suất phát khi chế độ vận hành được chuyển từ *x* sang *y* của nhà máy tuabin khí chu trình hỗn hợp *j* (MW/h); $\psi_{\mathrm{CC}j}^{\mathrm{F}',x}$ là tập các chế độ vận hành mà chế độ *x* có thể chuyển sang của nhà máy tuabin khí chu trình hỗn hợp *j* (với $x \neq y$); M_4 là hằng số dương đủ lớn (ở đây, ta chọn $M_4 = P_{\mathrm{CC}j}^{\max}$); $P_{\mathrm{CC}j}^{\max}$ là công suất phát tối đa của tổ máy tuabin khí chu trình hỗn hợp *j* (MW).

2.4. Ràng buộc dự trữ công suất

Các ràng buộc liên quan đến dự trữ công suất được mô tả như sau:

$$\sum_{i \in \Omega_{\mathrm{G}}} u_{\mathrm{G}i,t} P_{\mathrm{G}i}^{\max} + \sum_{j \in \Omega_{\mathrm{CC}}} \sum_{x \in \psi_{\mathrm{CC}j}} u_{\mathrm{CC}i,t}^{x} P_{\mathrm{CC}j}^{x,\max} \geq \sum_{n \in \Omega_{\mathrm{D}}} P_{\mathrm{D}n,t} + P_{\mathrm{R},t}; t = 1...T \tag{33}$$

Trong đó, $P_{\mathrm{D}n,t}$ là công suất phụ tải trong khoảng thời gian *t* (MW); $P_{\mathrm{R},t}$ là tổng dự trữ công suất yêu cầu trong khoảng thời gian *t* và giá trị này bằng 15% tổng công suất phụ tải của toàn hệ thống.

2.5. Ràng buộc lưới điện

Bài toán UC có xét ràng buộc lưới điện trong nghiên cứu này sử dụng hệ phương trình trào lưu công suất một chiều. Ràng buộc (34) là cân bằng công suất tác dụng tại từng nút.

$$\sum_{i\in\Omega_{Gs}} P_{Gi,t} + \sum_{j\in\Omega_{CCs}} \sum_{\forall x\in\psi_{CCj}} P^{x}_{CCj,t} - \sum_{n\in\Omega_{Ds}} P_{Dn,t} = \sum_{r\in\Omega_s} P_{sr,t} = \sum_{r\in\Omega_s} \left(\delta_{s,t} - \delta_{r,t}\right)/x_{sr};\ \forall s,\forall t \quad (34)$$

Trong đó: Ω_{Gs} là tập các tổ máy phát được nối với nút *s*; Ω_{Ds} là tập các phụ tải được nối với nút *s*; Ω_s là tập các nút kết nối trực tiếp với nút *s*; $P_{sr,t}$ là dòng công suất tác dụng trên nhánh *sr* trong khoảng thời gian *t* (MW); $\delta_{s,t}$ và $\delta_{r,t}$ lần lượt là góc pha điện áp tại nút *s* và *r* trong khoảng thời gian *t*; x_{sr} là điện kháng dọc của nhánh *sr*.

Công thức (35) là giới hạn truyền tải công suất trên các nhánh của lưới điện. Ràng buộc (36) biểu diễn góc pha điện áp tại nút tham chiếu.

$$-P_{sr}^{\max} \le P_{sr,t} \le P_{sr}^{\max};\ \ \forall s,\forall r\in\Omega_s,\forall t \quad (35) \qquad \delta_{s,t} = 0;\ s:\mathrm{ref},\forall t \quad (36)$$

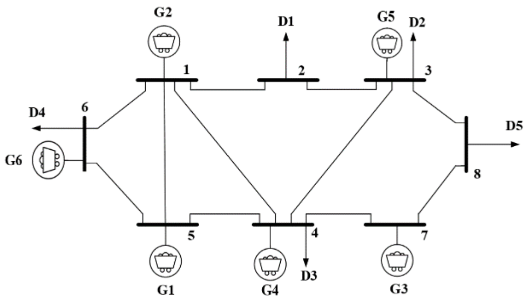
Trong đó $P_{sr}^{\max}$ là công suất tác dụng truyền tải tối đa trên nhánh *sr* (MW).

3. Kết quả tính toán

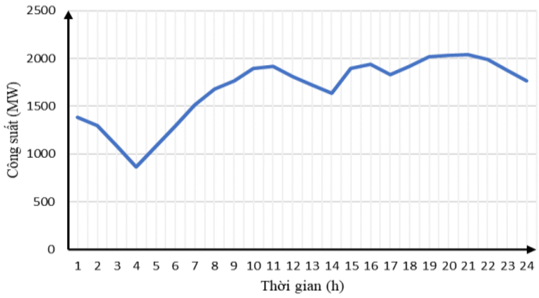
Mô hình đề xuất được áp dụng tính toán trên lưới điện 8 nút [14]. Hình 2 minh họa lưới điện 8 nút với 6 nhà máy nhiệt điện than (G1, G2, G3, G4, G5 và G6). Bài toán UC được lập trình bằng ngôn ngữ GAMS [15] với bộ giải thương mại CPLEX. Tất cả tính toán được thực hiện trên máy tính cá nhân với cấu hình Intel(R) Core(TM) i5-11300 CPU @3.10GHz và 8GB RAM.

3.1. Dữ liệu tính toán

Đồ thị phụ tải trong 24 khoảng thời gian được trình bày ở Hình 3. Trong đó, phụ tải cực đại là 2040 MW (tại $t = 21$) và phụ tải cực tiểu là 863 MW (tại $t = 4$).



Hình 2. *Sơ đồ lưới điện IEEE 8 nút*



Hình 3. *Đồ thị phụ tải của hệ thống*

Bảng 1 trình bày thông số của các tổ máy nhiệt điện than. Dữ liệu của các đường dây được trình bày trong [14]. Các thông số giống nhau của hai tổ máy CCGT được trình bày trong Bảng 2 và Bảng 3. Tuy nhiên, chi phí biến đổi của các tổ máy CCGT là khác nhau (xem Bảng 4). Ngoài ra, trước thời điểm lập kế hoạch vận hành, các tổ máy CCGT đều làm việc ở chế độ 1 và đã làm việc được 1 giờ.

Bảng 1. *Dữ liệu của các tổ máy nhiệt điện than*

Thông số	G1	G2	G3	G4	G5	G6
Chi phí biến đổi ($/MWh)	50	45	35	25	15	20
Chi phí cố định ($/h)	80	80	30	50	60	80
Chi phí khởi động ($)	200	100	30	110	200	150
Chi phí dừng ($)	0	0	0	0	0	0
Công suất phát tối đa (MW)	463	463	463	500	500	500
Công suất phát tối thiểu (MW)	180	180	180	80	80	80
Giới hạn tăng/giảm công suất (MW/h)	210	210	240	210	210	210
Giới hạn tăng/giảm công suất khi khởi động/dừng (MW/h)	400	400	463	300	300	300
Thời gian làm việc tối thiểu (h)	6	6	8	5	5	5
Thời gian nghỉ tối thiểu (h)	5	6	8	5	5	5

Thông số	G1	G2	G3	G4	G5	G6
Trạng thái ban đầu	ON	ON	ON	OFF	ON	OFF
Công suất phát ban đầu (MW)	150	150	300	0	200	0
Số giờ đã làm việc trước chu kỳ (h)	8	8	10	0	3	0
Số giờ đã nghỉ trước chu kỳ (h)	0	0	0	5	0	6

Bảng 2. *Thông số của các tổ máy CCGT*

Chế độ vận hành	P_{min} (MW)	P_{max} (MW)	Giới hạn tăng/giảm công suất (MW/h)	Thời gian làm việc tối thiểu (h)	Thời gian nghỉ tối thiểu (h)	Chi phí cố định ($/h)
0	0	0	0	2	2	0
1	40	141,5	100	2	2	34
2	80	283	200	2	2	68
3	81	236	155	2	2	61
4	180	463	285	2	2	134

Bảng 3. *Dữ liệu về chuyển đổi giữa các chế độ vận hành của CCGT*

Chế độ đầu	Chế độ sau	Chi phí chuyển chế độ ($)	Giới hạn tăng/giảm công suất (MW)
0	1	60	141,5
0	2	120	283
1	0	0	141,5
1	2	60	283
1	3	15	236
2	0	0	283
2	1	0	283
2	4	15	463
3	1	0	236
3	4	60	463
4	2	0	463
4	3	0	463

Bảng 4. *Chi phí biến đổi của các tổ máy CCGT ($/MWh)*

Chế độ vận hành	0	1	2	3	4
Tổ máy CCGT1	0	35	28	22	15
Tổ máy CCGT2	0	32	24	19	12

3.2. Kết quả tính toán

3.2.1. Hiệu suất cao của CCGT và ảnh hưởng của CCGT đến giá điện của hệ thống

Để đánh giá hiệu suất cao của CCGT và ảnh hưởng của CCGT đến giá điện của hệ thống, bài toán UC được tính toán với hai kịch bản dưới đây:

- **Kịch bản 1:** Tất cả các nguồn điện trong hệ thống là các tổ máy nhiệt điện than;
- **Kịch bản 2:** Các nguồn nhiệt điện than có chi phí sản xuất cao G1 và G2 lần lượt được thay thế bằng CCGT1 và CCGT2.

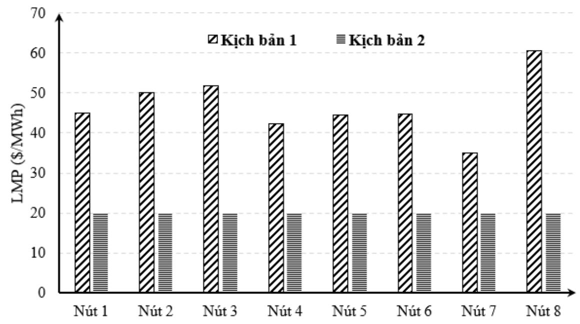
Lời giải của bài toán UC với hai kịch bản cho thấy rằng các tổ máy nhiệt điện than G4, G5 và G6 đều được vận hành liên tục trong 24 giờ. Do đó, bài báo chỉ trình bày kế hoạch vận hành của các tổ máy G1, G2, G3 trong kịch bản 1 và CCGT1, CCGT2, G3 trong kịch bản 2. Trạng thái vận hành của các tổ máy này tương ứng với hai kịch bản được mô tả trong Bảng 5. Trong đó, chế độ 4 là chế độ làm việc hiệu quả nhất. Tuy nhiên, CCGT phải vận hành ở chế độ 1 (1CT+0ST) sang chế độ 3 (1CT+1ST) trước khi sang chế độ 4 (2ST+1CT). Thời gian thay đổi tối thiểu giữa các chế độ là 2 giờ.

Khi cả tuabin khí (CT) và tuabin hơi (ST) đều hoạt động, các tổ máy CCGT cho thấy hiệu suất cao và chi phí sản xuất thấp. Cụ thể, CCGT1 sẽ được làm việc thường xuyên hơn (t = 2÷6 và t = 14÷24) so với tổ máy nhiệt điện than G1. Đồng thời, CCGT2 sẽ được làm việc thường xuyên hơn (t = 2÷14) so với tổ máy nhiệt điện than G2. Tổ máy G3 sẽ không còn được vận hành vào một số giờ nhất định (t = 9÷24) vì tổ máy này có chi phí vận hành cao hơn so với CCGT ở cấu hình 4

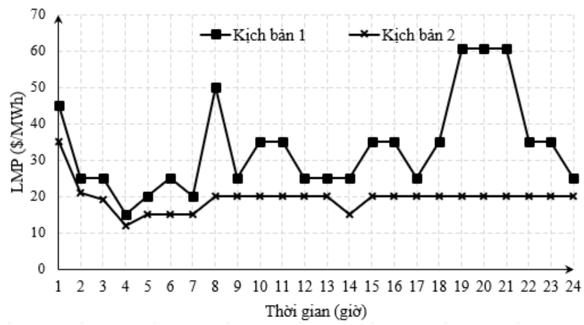
(2CT+1ST). Tổng chi phí vận hành của hệ thống tương ứng với kịch bản 1 và 2 lần lượt là 953365 $ và 662278 $, tức là chi phí vận hành của kịch bản 2 nhỏ hơn 30,53% so với kịch bản 1. Điều này là do hiệu suất cao của các tổ máy CCGT so với tổ máy nhiệt điện than.

Bảng 5. *Trạng thái vận hành của các tổ máy trong kịch bản 1 và kịch bản 2*

Giờ	Kịch bản 1			Kịch bản 2		
	G1	G2	G3	CCGT1	CCGT2	G3
1	1	1	**0**	1	1	**1**
2	**0**	**0**	0	**1**	**1**	0
3	**0**	**0**	0	**3**	**3**	0
4	**0**	**0**	0	**3**	**3**	0
5	**0**	**0**	0	**4**	**4**	0
6	**0**	**0**	0	**4**	**4**	0
7	1	**0**	0	4	**4**	0
8	1	**0**	0	4	**4**	0
9	1	**0**	**1**	4	**4**	**0**
10	1	**0**	**1**	4	**4**	**0**
11	1	**0**	**1**	4	**4**	**0**
12	1	**0**	**1**	4	**4**	**0**
13	1	**0**	**1**	4	**4**	**0**
14	**0**	**0**	**1**	**4**	**4**	**0**
15	**0**	1	**1**	**4**	4	**0**
16	**0**	1	**1**	**4**	4	**0**
17	**0**	1	**1**	**4**	4	**0**
18	**0**	1	**1**	**4**	4	**0**
19	**0**	1	**1**	**4**	4	**0**
20	**0**	1	**1**	**4**	4	**0**
21	**0**	1	**1**	**4**	4	**0**
22	**0**	1	**1**	**4**	4	**0**
23	**0**	1	**1**	**4**	4	**0**
24	**0**	1	**1**	**4**	4	**0**



Hình 4. *LMP của các nút tại t = 19*



Hình 5. *LMP của nút 8 trong 24 giờ*

Kết quả tính toán giá điện (LMP) tại các nút của hệ thống điện tương ứng với kịch bản 1 và kịch bản 2 được trình bày ở Hình 4 và Hình 5. Hình 4 cho thấy rằng, tại t = 19, LMP tại các nút của kịch bản 2 nhỏ hơn so với kịch bản 1. Cụ thể, LMP tại nút 8 tương ứng với kịch bản 1 và 2 lần lượt bằng 60,58 $/MWh và 20 $/MWh. Nguyên nhân là do, với kịch bản 1, hệ thống điện có đường dây 7-8 bị nghẽn mạch. Hình 5 trình bày LMP của nút 8 trong 24 giờ với hai kịch bản. Hình 5 cho thấy rằng, LMP tại nút 8 trong tất cả các thời điểm của kịch bản 2 đều nhỏ hơn so với kịch bản 1. Đặc biệt, tại t = 19÷21, LMP của kịch bản 1 lớn hơn nhiều so với kịch bản 2 do đường dây 7-8 nghẽn mạch. Như vậy, tình trạng nghẽn mạch và LMP giảm đáng kể khi có sự tham gia CCGT.

3.2.2. Tính linh hoạt của CCGT

Từ lời giải bài toán UC của kịch bản 1, do nhu cầu công suất tăng tại giờ thứ 7 nên một máy phát đang nghỉ cần được khởi động. Tổ máy nhiệt điện than G3 có chi phí vận hành thấp nhất trong ba tổ máy nhiệt điện than (G1, G2, G3) nhưng không thể khởi động tại giờ thứ 7 do G3 đã được nghỉ tại giờ thứ nhất và phải được nghỉ ít nhất 8 giờ. Do đó, G1 được khởi động tại giờ thứ 7 thay cho G3. Vì vậy để làm rõ tính linh hoạt của CCGT, bài báo so sánh lời giải bài toán UC trong hai kịch bản sau:

- **Kịch bản 1:** Tất cả các nguồn điện trong hệ thống là các tổ máy nhiệt điện than;
- **Kịch bản 3:** Thay thế nguồn nhiệt điện than có độ linh hoạt kém (G3) bằng CCGT (CCGT1) có độ linh hoạt cao và chi phí vận hành thấp.

Bảng 6. *Trạng thái vận hành của các tổ máy trong kịch bản 1 và kịch bản 3*

Giờ	Kịch bản 1			Kịch bản 3		
	G1	G2	G3	G1	G2	CCGT1
1	1	1	**0**	1	1	**1**
2	0	0	**0**	0	0	**3**
3	0	0	**0**	0	0	**3**
4	0	0	**0**	0	0	**4**
5	0	0	**0**	0	0	**4**
6	0	0	**0**	0	0	**4**
7	1	0	**0**	0	0	**4**
8	1	0	**0**	0	0	**4**
9	1	0	1	0	1	4
10	1	0	1	0	1	4
11	1	0	1	0	1	4
12	1	0	1	0	1	4
13	1	0	1	0	1	4
14	0	0	1	0	1	4
15	0	1	1	0	1	4
16	0	1	1	0	1	4
17	0	1	1	0	1	4
18	0	1	1	0	1	4
19	0	1	1	0	1	4
20	0	1	1	0	1	4
21	0	1	1	0	1	4
22	0	1	1	0	1	4
23	0	1	1	0	1	4
24	0	1	1	0	1	4

Sau khi thay thế G3 bằng CCGT1, trong lời giải bài toán UC, G4, G5, G6 được vận hành liên tục trong 24h và giống với kế hoạch vận hành của các máy phát này trong kịch bản 1. Trong khi đó, kế hoạch vận hành của G1, G2 trong hai kịch bản có sự khác nhau (mô tả trong Bảng 6). Trong đó, tại kịch bản 3, G1, G2 được nghỉ tại những giờ đầu và G2 được khởi động tại giờ thứ 9. Vì CCGT1 được vận hành liên tục trong 24h nên tại giờ thứ 7 của kịch bản 3, tổ máy có chi phí sản xuất lớn G1 không phải khởi động. Ngoài ra, tổng chi phí vận hành của hệ thống tương ứng với kịch bản 1 và 3 lần lượt là 953365 $ và 817208 $, tức là chi phí vận hành của kịch bản 3 nhỏ hơn 14,28% so với kịch bản 1. Điều này là do tính linh hoạt của các tổ máy CCGT so với tổ máy nhiệt điện than truyền thống.

4. Kết luận

Bài báo đề xuất mô hình MILP để lập kế hoạch vận hành ngày tới cho hệ thống điện hỗn hợp nhiệt điện than và tuabin khí chu trình hỗn hợp. Mô hình tối ưu đề xuất có xét ràng buộc của tổ máy nhiệt điện than, ràng buộc của tổ máy tuabin khí chu trình hỗn hợp và ràng buộc lưới điện. Đặc biệt, các tổ máy tuabin khí chu trình hỗn hợp được mô hình hóa một cách chính xác dựa trên các cấu trúc vận hành khác nhau. Mô hình MILP đề xuất được đánh giá sử dụng lưới điện IEEE 8 nút cải biên. Kết quả tính toán cho thấy rằng, vì CCGT có hiệu suất và độ linh hoạt cao nên chi phí vận hành của hệ thống có CCGT giảm đáng kể so với hệ thống chỉ có nhiệt điện than. Ngoài ra, tình trạng nghẽn mạch trên lưới điện và giá điện tại các nút của hệ thống có CCGT được giảm đáng kể so với hệ thống chỉ có nhiệt điện than. Trong tương lai, mô hình đề xuất có thể phát triển thành bài toán lập kế hoạch vận hành ngắn hạn cho hệ thống hỗn hợp nhiệt điện than và CCGT có xét tính bất định.

TÀI LIỆU THAM KHẢO/ REFERENCES

[1] S. García-Marín, W. González-Vanegas, and C. E. Murillo-Sánchez, "MPNG: A MATPOWER-Based Tool for Optimal Power and Natural Gas Flow Analyses," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 39, no. 4, pp. 5455–5464, Jul. 2024, doi: 10.1109/TPWRS.2022.3195684.

[2] S. Chen, A. J. Conejo, R. Sioshansi, and Z. Wei, "Unit Commitment With an Enhanced Natural Gas-Flow Model," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 5, pp. 3729–3738, Sep. 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2908895.

[3] S. Chen, A. J. Conejo, and Z. Wei, "Gas-Power Coordination: From Day-Ahead Scheduling to Actual Operation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 37, no. 2, pp. 1532–1542, Mar. 2022, doi: 10.1109/TPWRS.2021.3098768.

[4] A. M. Elsayed, A. M. Maklad, and S. M. Farrag, "A new priority list unit commitment method for large-scale power systems," in *2017 Nineteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*, Oct. 2017, pp. 359–367. doi: 10.1109/MEPCON.2017.8301206.

[5] J. M. Arroyo and A. J. Conejo, "Multiperiod auction for a pool-based electricity market," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, no. 4, pp. 1225–1231, Oct. 2002, doi: 10.1109/TPWRS.2002.804952.

[6] A. L. Motto, F. D. Galiana, A. J. Conejo, and J. M. Arroyo, "Network-constrained multiperiod auction for a pool-based electricity market," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, no. 3, pp. 646–653, Aug. 2002, doi: 10.1109/TPWRS.2002.800909.

[7] D. Tuncer and B. Kocuk, "An MISOCP-Based Decomposition Approach for the Unit Commitment Problem With AC Power Flows," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 38, no. 4, pp. 3388–3400, Jul. 2023, doi: 10.1109/TPWRS.2022.3206136.

[8] F. J. Díaz, J. Contreras, J. I. Muñoz, and D. Pozo, "Optimal Scheduling of a Price-Taker Cascaded Reservoir System in a Pool-Based Electricity Market," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 2, pp. 604–615, May 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2063042.

[9] L. S. M. Guedes, P. D. M. Maia, A. C. Lisboa, D. A. G. Vieira, and R. R. Saldanha, "A Unit Commitment Algorithm and a Compact MILP Model for Short-Term Hydro-Power Generation Scheduling," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 5, pp. 3381–3390, Sep. 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2641390.

[10]P. Xia, C. Deng, Y. Chen, and W. Yao, "MILP Based Robust Short-Term Scheduling for Wind–Thermal–Hydro Power System With Pumped Hydro Energy Storage," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 30261–30275, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2895090.

[11]G. Morales-España, C. M. Correa-Posada, and A. Ramos, "Tight and Compact MIP Formulation of Configuration-Based Combined-Cycle Units," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 2, pp. 1350–1359, Mar. 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2425833.

[12]X. Fang, L. Bai, F. Li, and B.-M. Hodge, "Hybrid component and configuration model for combined-cycle units in unit commitment problem," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 6, no. 6, pp. 1332–1337, Nov. 2018, doi: 10.1007/s40565-018-0409-1.

[13]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 Journal of Science and Technology*, vol. 227, no. 16, pp. 85–93, Oct. 2022, doi: 10.34238/tnu-jst.6485.

[14]H. Daneshi, A. L. Choobbari, M. Shahidehpour, and Z. Li, "Mixed integer programming method to solve security constrained unit commitment with restricted operating zone limits," in *2008 IEEE International Conference on Electro/Information Technology*, Ames, IA, USA: IEEE, May 2008, pp. 187–192. doi: 10.1109/EIT.2008.4554293.

[15]GAMS Development Corp., "GAMS Documentation 46," Feb. 17, 2024. [Online]. Available: https://www.gams.com. [Accessed Feb. 25, 2024].