

THE IMPACT OF FORECASTED ELECTRICITY PRICE ON SELF-SCHEDULING FOR COMBINED-CYCLE GAS TURBINE POWER PLANT IN ELECTRICITY MARKETS

Nguyen Duy Duc, Pham Nang Van*

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

ARTICLE INFO	ABSTRACT
Received: 14/5/2025 Revised: 24/10/2025 Published: 27/10/2025 KEYWORDS Self-scheduling Combined-cycle gas turbine Electricity markets Electricity price Mixed-integer linear programming	In the context of the global power system's transition towards environmental friendliness and carbon emission reduction, combined cycle gas turbine power plants play a crucial role. They feature flexible operation, high efficiency, and lower greenhouse gas emissions compared to coal-fired power plants. The operational schedule, including operating status and power output, significantly impacts the economic efficiency of combined cycle gas turbine plants. However, the operational schedule of these power plants is heavily dependent on electricity prices and technical constraints. Therefore, this paper proposes a mixed-integer linear programming model to solve the self-scheduling problem for combined cycle gas turbine plants, considering the influence of forecasted electricity prices and minimum up/down time constraints. The objective function of the proposed optimization model is to maximize profit while ensuring the technical constraints of the generating unit. The proposed model is implemented using the GAMS programming language and the CPLEX optimizer. The calculation results show that forecasted electricity prices and minimum up/down time constraints have a significant impact on the operational schedule of combined cycle gas turbine plants.

ẢNH HƯỞNG CỦA GIÁ ĐIỆN DỰ BÁO ĐẾN LẬP KẾ HOẠCH VẬN HÀNH CỦA NHÀ MÁY TUABIN KHÍ CHU TRÌNH HỖN HỢP TRONG THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Nguyễn Duy Đức, Phạm Năng Văn*

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

THÔNG TIN BÀI BÁO	TÓM TẮT
Ngày nhận bài: 14/5/2025 Ngày hoàn thiện: 24/10/2025 Ngày đăng: 27/10/2025 TỪ KHÓA Lập kế hoạch vận hành Tuabin khí chu trình hỗn hợp Thị trường điện Giá điện Quy hoạch tuyến tính nguyên thực hỗn hợp	Trong bối cảnh hệ thống điện toàn cầu đang chuyển đổi theo hướng thân thiện với môi trường và giảm phát thải carbon, các nhà máy tuabin khí chu trình hỗn hợp đóng vai trò quan trọng. Chúng có đặc tính vận hành linh hoạt, hiệu suất cao và mức phát thải khí nhà kính thấp so với các nhà máy nhiệt điện than. Kế hoạch vận hành, bao gồm trạng thái vận hành và công suất phát có tác động lớn đến hiệu quả kinh tế của nhà máy tuabin khí chu trình hỗn hợp. Tuy nhiên, kế hoạch vận hành của nhà máy tuabin khí chu trình hỗn hợp lại phụ thuộc nhiều vào giá điện trên thị trường. Do đó, bài báo này đề xuất mô hình quy hoạch tuyến tính nguyên thực hỗn hợp để giải bài toán lập kế hoạch vận hành cho nhà máy tuabin khí chu trình hỗn hợp có xét ảnh hưởng của giá điện dự báo và ràng buộc thời gian làm việc/ngỉ tối thiểu. Hàm mục tiêu của mô hình tối ưu đề xuất là tối đa hóa lợi nhuận, đồng thời đảm bảo các ràng buộc kỹ thuật của tổ máy phát. Mô hình đề xuất được tính toán bằng ngôn ngữ lập trình GAMS và công cụ tối ưu CPLEX. Kết quả tính toán cho thấy giá điện dự báo và ràng buộc thời gian làm việc/ngỉ tối thiểu có ảnh hưởng đáng kể đến kế hoạch vận hành của nhà máy tuabin khí chu trình hỗn hợp.

DOI: <https://doi.org/10.34238/tnu-jst.12808>

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

1. Giới thiệu

Trong những năm gần đây, với xu hướng tích cực khai thác năng lượng sạch trong quá trình phát triển hệ thống điện và sự tiến bộ của công nghệ phát điện sử dụng khí tự nhiên, các nhà máy điện khí ngày càng chiếm tỷ trọng lớn trong tổng công suất phát [1]. Trong số đó, các nhà máy tuabin khí chu trình hỗn hợp (CCGT) nhận được sự quan tâm ngày càng lớn do đặc tính vận hành linh hoạt và hiệu suất cao [2], [3]. So với các nhà máy nhiệt điện than, nhà máy CCGT có ưu điểm như thời gian xây dựng nhà máy nhỏ, chi phí khởi động/dừng thấp và tốc độ khởi động/dừng cao [4]. Ngoài ra, nhà máy CCGT còn có khả năng điều chỉnh nhanh chóng chế độ vận hành để đáp ứng với sự biến động của phụ tải. Trong hoạt động thị trường điện, mục tiêu của nhà máy CCGT là xác định trạng thái vận hành và công suất phát để tối đa hóa lợi nhuận trong một chu kỳ tính toán (thường là 1 ngày đêm). Bài toán này được giải bởi mỗi đơn vị sản xuất điện và thường được gọi là bài toán lập kế hoạch vận hành của nhà máy (self-scheduling). Đơn vị sản xuất điện sử dụng lời giải của bài toán lập kế hoạch vận hành để quyết định bản chào (bao gồm công suất chào bán và giá chào) trong hoạt động thị trường điện. Một số nghiên cứu về bài toán lập kế hoạch vận hành của đơn vị sản xuất điện được trình bày dưới đây.

Bài báo [5] trình bày mô hình quy hoạch tuyến tính nguyên thực hỗn hợp (MILP) cho bài toán lập kế hoạch vận hành của nhà máy thủy điện tích năng với nhiều tổ máy. Nghiên cứu [6] đề xuất mô hình lập kế hoạch vận hành cho nhà máy nhiệt điện, được xây dựng dưới dạng bài toán quy hoạch toàn phương nguyên thực hỗn hợp (MIQP). Bài báo [7] đề xuất mô hình tối ưu cho bài toán lập kế hoạch vận hành và xây dựng chiến lược chào giá bằng phương pháp nói lỏng Lagrange trong thị trường điện cạnh tranh. Nghiên cứu [8] trình bày phương pháp lập kế hoạch vận hành ngày tới cho nhà máy CCGT trong thị trường năng lượng và thị trường thời gian thực. Bài báo [9] trình bày mô hình chiến lược vận hành cho các nhà máy nhiệt điện và CCGT trong thị trường năng lượng. Bài báo [10] trình bày phương pháp heuristic được sử dụng để giải bài toán lập kế hoạch vận hành của nhà máy CCGT. Tuy nhiên, phương pháp này còn hạn chế do chưa xem xét các ràng buộc thời gian làm việc/ngủ tối thiểu của nhà máy và mối quan hệ chuyển đổi khả thi giữa các chế độ của các tuabin khí và tuabin hơi. Để khắc phục những hạn chế này, nghiên cứu [11] đã đề xuất mô hình tối ưu hóa ngẫu nhiên cho bài toán lập kế hoạch vận hành của CCGT. Mô hình này không chỉ tích hợp đầy đủ các ràng buộc kỹ thuật đã bị bỏ qua trước đó, mà còn xem xét đến việc giảm thiểu rủi ro trong thị trường thời gian thực. Một hướng tiếp cận khác được đề xuất trong nghiên cứu [12] là sử dụng mô hình quy hoạch tuyến tính nguyên thực hỗn hợp (MILP) để giải bài toán lập kế hoạch vận hành cho nhà máy CCGT.

Song song với sự đa dạng về phương pháp tối ưu đã được trình bày, các mô hình toán học cho nhà máy CCGT cũng được phát triển theo những mức độ chi tiết và phức tạp khác nhau. Cụ thể, các nghiên cứu [9], [10] đã tiếp cận bằng cách mô hình hóa CCGT tương tự như một nhà máy nhiệt điện than truyền thống. Nhược điểm của phương pháp mô hình hóa này là bỏ qua tất cả các cấu hình vận hành khác nhau và quá trình chuyển đổi chế độ vận hành của CCGT. Để mô tả CCGT chính xác hơn, các mô hình chi tiết đã được đề xuất, như mô hình dựa trên từng thành phần vật lý của CCGT với các đặc tính kỹ thuật riêng [8] và mô hình tích hợp các ràng buộc chuyển đổi giữa chế độ vận hành [11]. Mặc dù các mô hình CCGT này có độ chính xác cao, nhưng các mô hình này lại làm tăng đáng kể số lượng biến nhị phân và ràng buộc trong bài toán lập kế hoạch vận hành của nhà máy CCGT. Sự gia tăng quy mô bài toán này dẫn đến khó khăn trong việc tính toán và đã được giải quyết bằng cách đơn giản hóa mô hình, như được trình bày trong [13]. Cụ thể, bài báo [13] trình bày mô hình hóa CCGT dựa trên cấu hình đã trực tiếp giới hạn số lần chuyển đổi khả thi của mỗi chế độ. Mô hình này không chỉ phản ánh mối quan hệ chuyển đổi giữa các chế độ của CCGT, đặc điểm linh hoạt của nhà máy mà còn cải thiện hiệu quả tính toán của mô hình. Bài báo [12] trình bày bài toán lập kế hoạch vận hành nhưng sử dụng mô hình lai kết hợp giữa mô hình dựa trên thành phần và mô hình dựa trên cấu hình của CCGT.

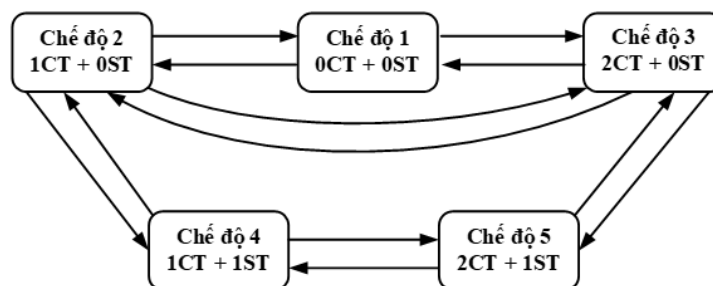
Các nghiên cứu [5] - [13] cho thấy rằng sự kết hợp của phương pháp tối ưu MILP và mô hình dựa trên cấu hình của CCGT trong bài toán lập kế hoạch vận hành của nhà máy CCGT chưa được đề xuất. Do đó, mục đích của bài báo này là áp dụng phương pháp MILP để xác định trạng thái vận hành và công suất phát của nhà máy CCGT, trong đó nhà máy CCGT được mô hình dựa trên cấu hình. Mô hình lập kế hoạch vận hành của nhà máy CCGT được xét trong 1 ngày với 48 khoảng thời gian (độ dài mỗi khoảng thời gian là 30 phút). Các đóng góp chính của nghiên cứu bao gồm: (1) Xây dựng mô hình toán học của nhà máy CCGT dựa trên cấu hình; (2) Trình bày bài toán lập kế hoạch vận hành của nhà máy CCGT; (3) Phân tích ảnh hưởng của dự báo giá điện và ràng buộc thời gian làm việc/ngỉ tối thiểu đến kế hoạch vận hành của nhà máy CCGT.

Nội dung còn lại của bài báo được cấu trúc như dưới đây. Phần 2 trình bày mô hình toán học của bài toán lập kế hoạch vận hành của nhà máy CCGT. Phần 3 trình bày các kết quả tính toán và thảo luận. Cuối cùng, những kết luận và hướng nghiên cứu trong tương lai được trình bày trong phần 4.

2. Phương pháp nghiên cứu

2.1. Mô hình toán học của nhà máy CCGT dựa trên cấu hình

Mô hình hóa nhà máy CCGT dựa trên cấu hình mô tả các chế độ vận hành của nhà máy và mối quan hệ chuyển đổi khả thi giữa các chế độ của các tuabin khí (CT) và tuabin hơi (ST). Trong bài báo này, nhà máy CCGT có cấu hình 2CT-1ST được sử dụng để nghiên cứu bài toán lập kế hoạch vận hành của nhà máy CCGT. Dựa trên cấu hình, trạng thái vận hành của nhà máy CCGT gồm 2CT-1ST được chia thành 5 chế độ vận hành khác nhau. Hình 1 mô tả mối quan hệ chuyển đổi giữa các chế độ của CCGT. Chế độ “1” mô tả nhà máy đang ở trạng thái nghỉ.



Hình 1. Sơ đồ chuyển đổi chế độ vận hành của CCGT gồm 2CT và 1ST

2.1.1. Ràng buộc biến nhị phân

Để đảm bảo sự logic giữa các biến nhị phân, các ràng buộc dưới đây cần được thỏa mãn:

$$\sum_{m \in M_g} u_{g,t}^m = 1; \quad \forall t \quad (1) \quad \sum_{m \in M_g} \sum_{n \in M_g^{F,m}} v_{g,t}^{mn} \leq 1; \quad \forall t \quad (2)$$

$$u_{g,t}^m - u_{g,t-1}^m = \sum_{n \in M_g^{F,m}} (v_{g,t}^{nm} - v_{g,t-1}^{nm}); \quad \sum_{n \in M_g^{F,m}} (v_{g,t}^{nm} + v_{g,t-1}^{nm}) \leq 1; u_{g,t}^m, v_{g,t}^{nm}, v_{g,t-1}^{nm} \in \{0,1\}; \quad \forall m, \forall t \quad (3)$$

Trong đó, $u_{g,t}^m$ là biến nhị phân ($u_{g,t}^m = 1$ khi nhà máy CCGT g đang làm việc ở chế độ vận hành m trong chu kỳ t và $u_{g,t}^m = 0$ khi nhà máy không làm việc); $v_{g,t}^{mn}$ là biến nhị phân ($v_{g,t}^{mn} = 1$ khi nhà máy CCGT g chuyển đổi từ chế độ m sang chế độ n ở đầu chu kỳ t và $v_{g,t}^{mn} = 0$ khi nhà máy không chuyển đổi chế độ vận hành); M_g là tập các chế độ vận hành của nhà máy CCGT g ; $M_g^{F,m}$ là tập các chuyển đổi khả thi giữa chế độ n và chế độ m của nhà máy CCGT g ($n \neq m$).

Tại mỗi chu kỳ, ràng buộc (1) đảm bảo rằng nhà máy CCGT chỉ có thể vận hành ở một chế độ duy nhất. Trong hai chu kỳ liên tiếp, ràng buộc (2) đảm bảo rằng nhà máy CCGT chỉ có thể thực hiện một quá trình chuyển đổi chế độ vận hành hoặc không xảy ra quá trình chuyển đổi chế độ

vận hành. Ràng buộc (3) đảm bảo tính logic của trạng thái làm việc và quá trình chuyển đổi chế độ vận hành của nhà máy CCGT.

2.1.2. Ràng buộc thời gian làm việc/ngỉ tối thiểu

Nếu nhà máy tuabin khí chu trình hỗn hợp g khởi động ở chế độ vận hành m trong chu kỳ t thì nhà máy sẽ phải làm việc ít nhất TU_g^m chu kỳ trước khi có thể dừng. Tương tự, nếu nhà máy được dừng ở chu kỳ t thì nhà máy này sẽ phải nghỉ ít nhất TD_g^m chu kỳ trước khi có thể làm việc trở lại.

Ràng buộc thời gian làm việc/ngỉ tối thiểu được mô tả như sau:

$$\sum_{i=t-TU_g^m+1}^t \sum_{n \in M_g^{F,m}} v_{g,i}^{nm} \leq u_{g,t}^m; \quad \forall m, \forall t \in [TU_g^m; T] \quad (4) \quad \sum_{i=t-TD_g^m+1}^t \sum_{n \in M_g^{F,n}} v_{g,i}^{mn} \leq 1 - u_{g,t}^m; \quad \forall m, \forall t \in [TD_g^m; T] \quad (5)$$

Trong đó, TU_g^m và TD_g^m lần lượt là thời gian làm việc/ngỉ tối thiểu ở chế độ vận hành m của nhà máy CCGT g (chu kỳ).

2.1.3. Ràng buộc giới hạn công suất

Công suất phát theo từng chế độ vận hành của nhà máy CCGT không thể nhỏ hơn trị số công suất phát tối thiểu và lớn hơn trị số công suất phát tối đa. Những ràng buộc kỹ thuật này được mô tả như biểu thức (6). Trong khi đó, ràng buộc (7) xác định công suất phát được cung cấp bởi nhà máy trong mỗi chu kỳ.

$$P_g^{\min,m} u_{g,t}^m \leq P_{g,t}^m \leq P_g^{\max,m} u_{g,t}^m; \quad \forall m, \forall t \quad (6) \quad P_{g,t} = \sum_{m \in M_g} P_{g,t}^m; \quad \forall t \quad (7)$$

Trong đó, $P_{g,t}^m$ là công suất phát ở chế độ vận hành m của nhà máy CCGT g trong chu kỳ t (MW); $P_g^{\max,m}, P_g^{\min,m}$ lần lượt là công suất phát tối đa và công suất phát tối thiểu ở chế độ vận hành m của nhà máy CCGT g trong chu kỳ t (MW); $P_{g,t}$ là công suất phát của nhà máy CCGT g trong chu kỳ t (MW).

2.1.4. Ràng buộc giới hạn tăng/giảm công suất phát

Từ chu kỳ này sang chu kỳ tiếp theo, nhà máy CCGT không thể tăng/giảm công suất phát lớn hơn giới hạn tăng/giảm công suất phát. Tùy thuộc vào việc có xảy ra quá trình chuyển đổi chế độ vận hành của CCGT trong hai chu kỳ liên tiếp hay không, các ràng buộc về giới hạn tăng/giảm công suất được chia thành hai trường hợp:

- Trường hợp 1, khi nhà máy CCGT không xảy ra quá trình chuyển đổi chế độ vận hành, giới hạn tăng/giảm công suất phát của CCGT được trình bày như sau:

$$P_{g,t}^m - P_{g,t-1}^m \leq RU_g^m u_{g,t}^m; \quad P_{g,t-1}^m - P_{g,t}^m \leq RD_g^m u_{g,t-1}^m; \quad \forall m, \forall t \quad (8)$$

Trong đó, RU_g^m là giới hạn tăng công suất phát ở chế độ vận hành m của nhà máy CCGT g (MW/chu kỳ); RD_g^m là giới hạn giảm công suất phát ở chế độ vận hành m của nhà máy CCGT g (MW/chu kỳ).

- Trường hợp 2, khi nhà máy CCGT xảy ra quá trình chuyển đổi chế độ vận hành, giới hạn tăng/giảm công suất phát của CCGT được trình bày như sau:

$$P_{g,t}^m - \sum_{n \in M_g^{F,m}} P_{g,t-1}^n \leq \sum_{n \in M_g^{F,m}} RU_g^{nm} v_{g,t}^{nm}; \quad P_{g,t-1}^m - \sum_{n \in M_g^{F,m}} P_{g,t}^n \leq \sum_{n \in M_g^{F,m}} RD_g^{mn} v_{g,t}^{mn}; \quad \forall m, \forall t \quad (9)$$

Trong đó, RU_g^{nm} là giới hạn tăng công suất phát khi chuyển đổi chế độ vận hành từ n sang m của nhà máy CCGT g (MW/chu kỳ); RD_g^{mn} là giới hạn giảm công suất phát khi chuyển đổi chế độ vận hành từ m sang n của nhà máy CCGT g (MW/chu kỳ).

Kết hợp biểu thức (8) và (9), ràng buộc giới hạn tăng/giảm công suất của CCGT được trình bày ngắn gọn như sau:

$$P_{g,t}^m - P_{g,t-1}^m - \sum_{n \in M_g^{F,m}} P_{g,t-1}^n \leq RU_g^m u_{g,t}^m - \sum_{n \in M_g^{F,m}} (RU_g^m - RU_g^{nm}) v_{g,t}^{nm}; \quad \forall m, \forall t \quad (10)$$

$$P_{g,t-1}^m - P_{g,t}^m - \sum_{n \in M_g^{F,m}} P_{g,t}^n \leq RD_g^m u_{g,t-1}^m - \sum_{n \in M_g^{F,m}} (RD_g^m - RD_g^{mn}) v_{g,t}^{mn}; \quad \forall m, \forall t \quad (11)$$

2.1.5. Chi phí sản xuất của nhà máy CCGT

Chi phí sản xuất của nhà máy CCGT bao gồm hai thành phần chính: chi phí phát sinh trong quá trình sản xuất điện năng ở từng chế độ vận hành và chi phí chuyển đổi chế độ vận hành. Đặc tính chi phí sản xuất của nhà máy CCGT được xác định như sau:

$$C_{g,t} = \sum_{m \in M_g} \left(C_g^{V,m} P_{g,t}^m + C_g^{F,m} u_{g,t}^m + \sum_{n \in M_g^{F,m}} C_g^{T,mn} v_{g,t}^{mn} \right); \quad \forall t \quad (12)$$

Trong đó, $C_g^{V,m}$ là chi phí biến đổi ở chế độ vận hành m của nhà máy CCGT g (\$/MWh); $C_g^{F,m}$ là chi phí cố định ở chế độ vận hành m của nhà máy CCGT g (\$/MWh); $C_g^{T,mn}$ là chi phí chuyển đổi từ chế độ vận hành m sang chế độ n của nhà máy CCGT g (\$).

2.2. Bài toán lập kế hoạch vận hành của nhà máy CCGT

Bài toán lập kế hoạch vận hành của nhà máy tuabin khí chu trình hỗn hợp g được mô hình toán học như sau:

$$\max \sum_{t=1}^{48} \left[\lambda_{g,t} P_{g,t} - \sum_{m \in M_g} \left(C_g^{V,m} P_{g,t}^m + C_g^{F,m} u_{g,t}^m + \sum_{n \in M_g^{F,m}} C_g^{T,mn} v_{g,t}^{mn} \right) \right] \quad (13)$$

Trong đó, t là chỉ số của các chu kỳ (trong nghiên cứu này xét 48 chu kỳ, mỗi chu kỳ là 30 phút); $\lambda_{g,t}$ là giá điện dự báo của nhà máy CCGT g trên thị trường điện trong chu kỳ t (\$/MWh).

Hàm mục tiêu (13) là lợi nhuận mà nhà máy CCGT đạt được. Lợi nhuận này được tối đa hóa. Đồng thời, thỏa mãn các ràng buộc sau: Ràng buộc biến nhị phân (1)–(3); Ràng buộc thời gian làm việc/ngỉ tối thiểu (4)–(5); Ràng buộc giới hạn công suất (6)–(7); Ràng buộc giới hạn tăng/giảm công suất phát (10)–(11).

3. Kết quả tính toán và thảo luận

Trong phần này, phương pháp lập kế hoạch vận hành của nhà máy CCGT được áp dụng tính toán với dữ liệu của nhà máy CCGT [14]. Bài toán trên được lập trình bằng ngôn ngữ GAMS [15] với sự hỗ trợ từ bộ giải thương mại CPLEX. Tất cả các kết quả tính toán được thực hiện trên máy tính cá nhân với cấu hình Intel(R) Core(TM) i5-1135G7 CPU @2.40GHz và 16GB RAM.

3.1. Mô tả dữ liệu của nhà máy CCGT

Giá điện dự báo của nhà máy CCGT trong thị trường điện được trình bày trong Bảng 1. Trong nghiên cứu này, giá điện dự báo được lấy theo dữ liệu giá điện thực tế tại Việt Nam vào ngày 10 tháng 6 năm 2024 (ban hành theo Quyết định số 1078/NSMO-TTĐ). Bảng 2 trình bày thông số của nhà máy CCGT. Thông số về chuyển đổi các chế độ vận hành của nhà máy CCGT được trình bày ở Bảng 3. Ngoài ra, chi phí sản xuất trong các chế độ vận hành của nhà máy CCGT được trình bày trong Bảng 4.

Bảng 1. Giá điện dự báo của nhà máy CCGT (\$/MWh)

Chu kỳ	Giá điện dự báo	Chu kỳ	Giá điện dự báo	Chu kỳ	Giá điện dự báo
1	15,18	17	17,66	33	49,27
2	14,83	18	18,21	34	45,51
3	14,57	19	18,42	35	16,87
4	14,31	20	18,63	36	59,88
5	14,13	21	18,50	37	65,30

Chu kỳ	Giá điện dự báo	Chu kỳ	Giá điện dự báo	Chu kỳ	Giá điện dự báo
6	13,96	22	18,37	38	72,01
7	13,81	23	18,19	39	47,85
8	13,67	24	18,01	40	47,87
9	13,60	25	18,73	41	73,47
10	13,53	26	19,44	42	74,11
11	13,47	27	19,82	43	73,72
12	13,41	28	20,20	44	73,64
13	13,85	29	20,11	45	65,85
14	14,29	30	20,02	46	16,94
15	15,70	31	19,73	47	16,37
16	17,10	32	62,87	48	15,82

Bảng 2. Thông số của nhà máy CCGT

Chế độ	P_{min} (MW)	P_{max} (MW)	Giới hạn tăng/giảm công suất phát (MW/chu kỳ)	Thời gian làm việc tối thiểu (chu kỳ)	Thời gian nghỉ tối thiểu (chu kỳ)
1	0	0	0	4	4
2	40	141,5	50	4	4
3	80	283	100	4	4
4	81	236	80	4	4
5	180	463	140	4	4

Bảng 3. Thông số về chuyển đổi các chế độ vận hành của nhà máy CCGT

Chế độ đầu	Chế độ sau	Chi phí chuyển chế độ (\$)	Giới hạn tăng/giảm công suất phát (MW/chu kỳ)
1	2	60	70
1	3	120	141,5
2	1	0	70
2	3	60	141,5
2	4	15	118
3	1	0	141,5
3	2	0	141,5
3	5	15	231,5
4	2	0	118
4	5	60	231,5
5	3	0	231,5
5	4	0	231,5

Bảng 4. Chi phí sản xuất của nhà máy CCGT

Chế độ vận hành	1	2	3	4	5
Chi phí biến đổi (\$/MWh)	0	35	28	22	17
Chi phí cố định (\$)	0	34	68	61	134

3.2. Kết quả tính toán

Kết quả chế độ vận hành và công suất phát của nhà máy CCGT được trình bày ở Bảng 5. Lời giải của bài toán lập kế hoạch vận hành của nhà máy CCGT cho thấy rằng, nhà máy vận hành liên tục ở chế độ 5 trong các chu kỳ $t = 18 \div 48$ vì chế độ 5 là chế độ vận hành hiệu quả nhất. Tuy nhiên, để vận hành ở chế độ 5 (2CT+1ST), nhà máy CCGT bắt buộc phải tuân theo một trình tự chuyển đổi qua các chế độ trung gian, cụ thể là từ chế độ 1 (0CT+0ST) sau đó đến chế độ 3 (2CT+0ST).

Tại các chu kỳ $t = 1 \div 13$, nhà máy vận hành ở chế độ 1 hay nói cách khác nhà máy đang ở trạng thái nghỉ, vì giá điện dự báo thấp hơn nhiều so với chi phí sản xuất nhỏ nhất của nhà máy. Tại các chu kỳ tiếp theo ($t = 14 \div 17$), nhà máy CCGT vận hành ở chế độ 3. Lưu ý rằng, thời gian làm việc tối thiểu ở chế độ này là 4 chu kỳ. Tiếp đến, tại các chu kỳ $t = 18 \div 48$, nhà máy vận

hành ở chế độ 5, đây là chế độ vận hành hiệu quả và chi phí sản xuất thấp nhất. Đồng thời, tại các chu kỳ $t = 18 \div 34$ và $t = 36 \div 45$ giá điện dự báo lớn hơn nhiều so với chi phí sản xuất. Do đó, nhà máy CCGT sẽ tăng công suất phát theo trình tự từ 311,5 MW đến 451,5 MW và công suất phát tối đa là 463 MW, nhằm đảm bảo thỏa mãn giới hạn tăng công suất phát và tối đa hóa lợi nhuận. Ngược lại, tại các chu kỳ $t = 35$ và $t = 46 \div 48$, khi giá điện dự báo thấp hơn so với chi phí sản xuất, nhà máy CCGT sẽ giảm công suất phát trong giới hạn cho phép. Chiến lược vận hành như trên đã giúp nhà máy CCGT đạt được lợi nhuận tối đa là 138771 \$.

Bảng 5. Kết quả chế độ vận hành và công suất phát của nhà máy CCGT

Chu kỳ	Chế độ vận hành	Công suất phát (MW)	Chu kỳ	Chế độ vận hành	Công suất phát (MW)	Chu kỳ	Chế độ vận hành	Công suất phát (MW)
1	1	0	17	3	80	33	5	463
2	1	0	18	5	311,5	34	5	463
3	1	0	19	5	451,5	35	5	323
4	1	0	20	5	463	36	5	463
5	1	0	21	5	463	37	5	463
6	1	0	22	5	463	38	5	463
7	1	0	23	5	463	39	5	463
8	1	0	24	5	463	40	5	463
9	1	0	25	5	463	41	5	463
10	1	0	26	5	463	42	5	463
11	1	0	27	5	463	43	5	463
12	1	0	28	5	463	44	5	463
13	1	0	29	5	463	45	5	463
14	3	80	30	5	463	46	5	323
15	3	80	31	5	463	47	5	183
16	3	80	32	5	463	48	5	180

3.3. Ảnh hưởng của dự báo giá điện đến kế hoạch vận hành nhà máy CCGT

Để đánh giá ảnh hưởng của dự báo giá điện đến kế hoạch vận hành của CCGT. Trong phần này, lời giải bài toán lập kế hoạch vận hành của nhà máy CCGT được tính toán với 5 kịch bản dưới đây:

- Kịch bản 1: Giá điện thực tế nhỏ hơn 10% so với giá điện dự báo (xem Bảng 1);
- Kịch bản 2: Giá điện thực tế nhỏ hơn 5% so với giá điện dự báo;
- Kịch bản 3: Giá điện thực tế bằng giá điện dự báo;
- Kịch bản 4: Giá điện thực tế lớn hơn 5% so với giá điện dự báo;
- Kịch bản 5: Giá điện thực tế lớn hơn 10% so với giá điện dự báo.

Bảng 6. Chế độ vận hành của nhà máy CCGT trong các kịch bản

Chu kỳ	Kịch bản 1	Kịch bản 2	Kịch bản 3	Kịch bản 4	Kịch bản 5	Chu kỳ	Kịch bản 1	Kịch bản 2	Kịch bản 3	Kịch bản 4	Kịch bản 5
1	1	1	1	1	1	25	3	5	5	5	5
2	1	1	1	1	1	26	5	5	5	5	5
3	1	1	1	1	1	27	5	5	5	5	5
4	1	1	1	1	1	28	5	5	5	5	5
5	1	1	1	1	1	29	5	5	5	5	5
6	1	1	1	1	1	30	5	5	5	5	5
7	1	1	1	1	1	31	5	5	5	5	5
8	1	1	1	1	1	32	5	5	5	5	5
9	1	1	1	1	1	33	5	5	5	5	5
10	1	1	1	1	1	34	5	5	5	5	5
11	1	1	1	1	3	35	5	5	5	5	5
12	1	1	1	3	3	36	5	5	5	5	5
13	1	1	1	3	3	37	5	5	5	5	5

Chu kỳ	Kịch bản 1	Kịch bản 2	Kịch bản 3	Kịch bản 4	Kịch bản 5	Chu kỳ	Kịch bản 1	Kịch bản 2	Kịch bản 3	Kịch bản 4	Kịch bản 5
14	1	1	3	3	3	38	5	5	5	5	5
15	1	1	3	3	5	39	5	5	5	5	5
16	1	3	3	5	5	40	5	5	5	5	5
17	1	3	3	5	5	41	5	5	5	5	5
18	1	3	5	5	5	42	5	5	5	5	5
19	1	3	5	5	5	43	5	5	5	5	5
20	1	5	5	5	5	44	5	5	5	5	5
21	1	5	5	5	5	45	5	5	5	5	5
22	3	5	5	5	5	46	5	5	5	5	5
23	3	5	5	5	5	47	5	5	5	5	5
24	3	5	5	5	5	48	5	5	5	5	5

Kết quả chế độ vận hành và công suất phát của nhà máy CCGT trong các kịch bản lần lượt được trình bày ở Bảng 6 và Bảng 7. Có thể thấy rằng, trạng thái vận hành trong 5 kịch bản đều tuân theo một trình tự chung đó là vận hành ở chế độ 1 (0CT+0ST) trong các chu kỳ đầu, tiếp đến là chuyển đổi qua vận hành ở chế độ 3 (2CT+0ST) trong các chu kỳ tiếp theo và cuối cùng vận hành ở chế độ 5 (2CT+1ST). Tuy nhiên, thời gian làm việc của chế độ 1 và chế độ 5 trong các kịch bản là khác nhau. Thời gian làm việc ở chế độ 1 nhiều nhất là 21 chu kỳ xảy ra ở kịch bản 1 do giá điện dự báo trong kịch bản này là nhỏ nhất. Thời gian làm việc ở chế độ 1 ít nhất là 10 chu kỳ xảy ra ở kịch bản 5 do giá điện dự báo trong kịch bản này là lớn nhất. Tương tự, thời gian làm việc ở chế độ 5 nhiều nhất là 34 chu kỳ xảy ra ở kịch bản 5. Thời gian làm việc ở chế độ 5 ít nhất là 23 chu kỳ xảy ra ở kịch bản 1. Từ đó dẫn đến công suất phát trong các kịch bản có sự khác biệt trong một số chu kỳ. Sự khác biệt trên đã ảnh hưởng đáng kể đến lợi nhuận của nhà máy CCGT trong các kịch bản.

Bảng 7. Công suất phát của nhà máy CCGT trong các kịch bản (MW)

Chu kỳ	Kịch bản 1	Kịch bản 2	Kịch bản 3	Kịch bản 4	Kịch bản 5	Chu kỳ	Kịch bản 1	Kịch bản 2	Kịch bản 3	Kịch bản 4	Kịch bản 5
1	0	0	0	0	0	25	80	463	463	463	463
2	0	0	0	0	0	26	311,5	463	463	463	463
3	0	0	0	0	0	27	451,5	463	463	463	463
4	0	0	0	0	0	28	463	463	463	463	463
5	0	0	0	0	0	29	463	463	463	463	463
6	0	0	0	0	0	30	463	463	463	463	463
7	0	0	0	0	0	31	463	463	463	463	463
8	0	0	0	0	0	32	463	463	463	463	463
9	0	0	0	0	0	33	463	463	463	463	463
10	0	0	0	0	0	34	463	463	463	463	463
11	0	0	0	0	80	35	323	323	323	463	463
12	0	0	0	80	80	36	463	463	463	463	463
13	0	0	0	80	80	37	463	463	463	463	463
14	0	0	80	80	80	38	463	463	463	463	463
15	0	0	80	80	311,5	39	463	463	463	463	463
16	0	80	80	311,5	451,5	40	463	463	463	463	463
17	0	80	80	451,5	463	41	463	463	463	463	463
18	0	80	311,5	463	463	42	463	463	463	463	463
19	0	80	451,5	463	463	43	463	463	463	463	463
20	0	311,5	463	463	463	44	463	463	463	463	463
21	0	451,5	463	463	463	45	463	463	463	463	463
22	80	463	463	463	463	46	323	323	323	463	463
23	80	463	463	463	463	47	183	183	183	323	463
24	80	463	463	463	463	48	180	180	180	183	463

Bảng 8. Lợi nhuận của nhà máy CCGT trong các kịch bản

Kịch bản	1	2	3	4	5
Lợi nhuận (\$)	114470	125993	138771	152060	165722

Lợi nhuận của nhà máy CCGT trong các kịch bản được trình bày ở Bảng 8. Trong đó, lợi nhuận của CCGT trong kịch bản 3 là 138771 \$. So với kịch bản 3, lợi nhuận của nhà máy CCGT trong kịch bản 1 và kịch bản 2 giảm lần lượt là 17,51% và 9,21%. Tuy nhiên, lợi nhuận của nhà máy CCGT trong kịch bản 4 và kịch bản 5 tăng lần lượt là 9,58% và 19,42% so với kịch bản 3. Ngoài ra, lợi nhuận nhỏ nhất của CCGT là 114470 \$ xảy ra trong kịch bản 1. Trong khi đó, lợi nhuận lớn nhất của CCGT là 165722 \$ xảy ra trong kịch bản 5. Có thể thấy rằng, giá điện dự báo có ảnh hưởng đáng kể đến lợi nhuận của nhà máy CCGT.

3.4. Ảnh hưởng của thời gian làm việc/ngỉ tối thiểu đến kế hoạch vận hành nhà máy CCGT

Phần này áp dụng giá điện dự báo được trình bày ở Bảng 1. Để đánh giá ảnh hưởng của thời gian làm việc/ngỉ tối thiểu, bài toán lập kế hoạch vận hành của nhà máy CCGT được tính toán với 5 kịch bản dưới đây:

- Kịch bản 1: Không xét ràng buộc thời gian làm việc/ngỉ tối thiểu;
- Kịch bản 2: Thời gian làm việc/ngỉ tối thiểu trong mỗi chế độ vận hành là 4 chu kỳ;
- Kịch bản 3: Thời gian làm việc/ngỉ tối thiểu trong mỗi chế độ vận hành là 8 chu kỳ;
- Kịch bản 4: Thời gian làm việc/ngỉ tối thiểu trong mỗi chế độ vận hành là 12 chu kỳ;
- Kịch bản 5: Thời gian làm việc/ngỉ tối thiểu trong mỗi chế độ vận hành là 16 chu kỳ.

Bảng 9. Chế độ vận hành của nhà máy CCGT trong các kịch bản

Chu kỳ	Kịch bản 1	Kịch bản 2	Kịch bản 3	Kịch bản 4	Kịch bản 5	Chu kỳ	Kịch bản 1	Kịch bản 2	Kịch bản 3	Kịch bản 4	Kịch bản 5
1	1	1	1	4	4	25	5	5	5	5	5
2	1	1	1	4	4	26	5	5	5	5	5
3	1	1	1	4	4	27	5	5	5	5	5
4	1	1	1	4	4	28	5	5	5	5	5
5	1	1	1	4	4	29	5	5	5	5	5
6	1	1	1	4	4	30	5	5	5	5	5
7	1	1	1	4	4	31	5	5	5	5	5
8	1	1	1	4	4	32	5	5	5	5	5
9	1	1	1	4	4	33	5	5	5	5	5
10	1	1	3	4	4	34	5	5	5	5	5
11	1	1	3	4	4	35	5	5	5	5	5
12	1	1	3	4	4	36	5	5	5	5	5
13	1	1	3	5	4	37	5	5	5	5	5
14	1	3	3	5	4	38	5	5	5	5	5
15	1	3	3	5	4	39	5	5	5	5	5
16	3	3	3	5	4	40	5	5	5	5	5
17	5	3	3	5	5	41	5	5	5	5	5
18	5	5	5	5	5	42	5	5	5	5	5
19	5	5	5	5	5	43	5	5	5	5	5
20	5	5	5	5	5	44	5	5	5	5	5
21	5	5	5	5	5	45	5	5	5	5	5
22	5	5	5	5	5	46	5	5	5	5	5
23	5	5	5	5	5	47	5	5	5	5	5
24	5	5	5	5	5	48	5	5	5	5	5

Kết quả chế độ vận hành và công suất phát của nhà máy CCGT trong các kịch bản lần lượt được trình bày ở Bảng 9 và Bảng 10. Có thể thấy rằng, trạng thái vận hành trong kịch bản 1, 2 và 3 đều tuân theo một trình tự chung đó là vận hành ở chế độ 1 trong các chu kỳ đầu, tiếp đến là chuyển đổi qua vận hành ở chế độ 3 trong các chu kỳ tiếp theo và cuối cùng vận hành ở chế độ 5.

Tuy nhiên, trạng thái vận hành trong kịch bản 4 và 5 lại tuân theo một trình tự khác đó là vận hành ở chế độ 4 trong các chu kỳ đầu và chuyển đổi qua vận hành ở chế độ 5 trong các chu kỳ còn lại. Cụ thể ở kịch bản 1, CCGT vận hành ở chế độ 1 (trạng thái nghỉ) trong 16 chu kỳ đầu tiên vì giá điện dự báo trong các chu kỳ này nhỏ hơn so với chi phí sản xuất của nhà máy. Tiếp đến, tại chu kỳ $t = 16$, CCGT vận hành ở chế độ 3 và phát công suất tối thiểu. Sau đó, CCGT chuyển đổi sang vận hành chế độ 5 và tăng công suất phát tại các chu kỳ tiếp theo để tối đa hóa lợi nhuận. Tương tự, kịch bản 2 và 3 cũng vận hành theo trình tự giống như kịch bản 1. Tuy nhiên, do hai kịch bản này có xét thời gian làm việc/ngỉ tối thiểu nên trạng thái vận hành và công suất phát có sự khác nhau so với kịch bản 1. Trong khi đó, thời gian làm việc/ngỉ ở kịch bản 4 và 5 tăng lên đáng kể so với ba kịch bản đầu, dẫn đến sự thay đổi kế hoạch vận hành của CCGT. Cụ thể, ở kịch bản 4 và 5, CCGT lần lượt vận hành ở chế độ 4 trong 12 chu kỳ và 16 chu kỳ đầu tiên. Ngoài ra, công suất phát trong kịch bản 4 và 5 cũng có sự khác biệt tại các chu kỳ $t = 13 \div 18$.

Bảng 10. Công suất phát của nhà máy CCGT trong các kịch bản (MW)

Chu kỳ	Kịch bản 1	Kịch bản 2	Kịch bản 3	Kịch bản 4	Kịch bản 5	Chu kỳ	Kịch bản 1	Kịch bản 2	Kịch bản 3	Kịch bản 4	Kịch bản 5
1	0	0	0	81	81	25	463	463	463	463	463
2	0	0	0	81	81	26	463	463	463	463	463
3	0	0	0	81	81	27	463	463	463	463	463
4	0	0	0	81	81	28	463	463	463	463	463
5	0	0	0	81	81	29	463	463	463	463	463
6	0	0	0	81	81	30	463	463	463	463	463
7	0	0	0	81	81	31	463	463	463	463	463
8	0	0	0	81	81	32	463	463	463	463	463
9	0	0	0	81	81	33	463	463	463	463	463
10	0	0	80	81	81	34	463	463	463	463	463
11	0	0	80	81	81	35	323	323	323	323	323
12	0	0	80	81	81	36	463	463	463	463	463
13	0	0	80	180	81	37	463	463	463	463	463
14	0	80	80	180	81	38	463	463	463	463	463
15	0	80	80	180	81	39	463	463	463	463	463
16	80	80	80	320	81	40	463	463	463	463	463
17	311,5	80	80	460	312,5	41	463	463	463	463	463
18	451,5	311,5	311,5	463	452,5	42	463	463	463	463	463
19	463	451,5	451,5	463	463	43	463	463	463	463	463
20	463	463	463	463	463	44	463	463	463	463	463
21	463	463	463	463	463	45	463	463	463	463	463
22	463	463	463	463	463	46	323	323	323	323	323
23	463	463	463	463	463	47	183	183	183	183	183
24	463	463	463	463	463	48	180	180	180	180	180

Bảng 11. Lợi nhuận của nhà máy CCGT trong các kịch bản

Kịch bản	1	2	3	4	5
Lợi nhuận (\$)	140456	138771	136325,5	135880,5	135504

Lợi nhuận của nhà máy CCGT trong các kịch bản được trình bày ở Bảng 11. Trong đó, lợi nhuận lớn nhất của CCGT là 140456 \$ xảy ra trong kịch bản 1 vì kịch bản này không xét ràng buộc thời gian làm việc/ngỉ tối thiểu dẫn đến CCGT có thể điều chỉnh linh hoạt các chế độ vận hành để tối đa hóa lợi nhuận. Ngoài ra, lợi nhuận nhỏ nhất của CCGT là 135504 \$ xảy ra trong kịch bản 5, đây cũng là kịch bản có thời gian làm việc/ngỉ tối thiểu là lâu nhất trong năm kịch bản trên. Có thể thấy rằng, thời gian làm việc/ngỉ tối thiểu có ảnh hưởng đến lợi nhuận của nhà máy CCGT.

4. Kết luận

Bài báo xây dựng mô hình quy hoạch tuyến tính nguyên thực hỗn hợp để lập kế hoạch vận hành cho nhà máy tuabin khí chu trình hỗn hợp có xét ảnh hưởng của giá điện dự báo và ràng buộc thời gian làm việc/ngỉ tối thiểu trong thị trường điện. Mô hình đề xuất có mục đích là tối đa hóa lợi nhuận của nhà máy CCGT, trong khi vẫn đảm bảo các ràng buộc kỹ thuật của nhà máy. Đồng thời, nhà máy CCGT được mô hình toán học một cách chính xác dựa trên các chế độ vận hành khác nhau. Mô hình lập kế hoạch vận hành của nhà máy CCGT được áp dụng tính toán với giá điện thực tế tại Việt Nam. Kết quả tính toán cho thấy, sự thay đổi của giá điện dự báo và ràng buộc thời gian làm việc/ngỉ tối thiểu có ảnh hưởng đáng kể đến kế hoạch vận hành và lợi nhuận của nhà máy CCGT. Trong các hướng nghiên cứu tiếp theo, mô hình đề xuất có thể được mở rộng để xây dựng bài toán lập chiến lược vận hành của nhà máy tuabin khí chu trình hỗn hợp có xét tính bất định của giá thị trường.

TÀI LIỆU THAM KHẢO/ REFERENCES

- [1] L. Bai, F. Li, H. Cui, T. Jiang, H. Sun, and J. Zhu, "Interval optimization based operating strategy for gas-electricity integrated energy systems considering demand response and wind uncertainty," *Appl. Energy*, vol. 167, pp. 270–279, Apr. 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.10.119.
- [2] J. Beiron, R. M. Montañés, F. Normann, and F. Johnsson, "Flexible operation of a combined cycle cogeneration plant – A techno-economic assessment," *Appl. Energy*, vol. 278, Nov. 2020, Art. no. 115630, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115630.
- [3] N. V. Pham, T. Le, M. H. Do, and D. L. Vu, "Day-ahead Unit Commitment for Combined-Cycle Gas Turbine and Coal-Fired Thermal Integrated Power Systems," *TNU J. Sci. Technol.*, vol. 230, no. 02, pp. 284–294, Feb. 2025, doi: 10.34238/tnu-jst.11897.
- [4] T. Jiang *et al.*, "Exploiting flexibility of combined-cycle gas turbines in power system unit commitment with natural gas transmission constraints and reserve scheduling," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 125, Feb. 2021, Art. no. 106460, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106460.
- [5] A. Borghetti, C. D'Ambrosio, A. Lodi, and S. Martello, "An MILP Approach for Short-Term Hydro Scheduling and Unit Commitment with Head-Dependent Reservoir," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 1115–1124, Aug. 2008, doi: 10.1109/TPWRS.2008.926704.
- [6] A. J. Conejo, F. J. Nogales, J. M. Arroyo, and R. Garcia-Bertrand, "Risk-constrained self-scheduling of a thermal power producer," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1569–1574, Aug. 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2004.831652.
- [7] H. Haghighat, H. Seifi, and A. R. Kian, "On the self-scheduling of a power producer in uncertain trading environments," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 78, no. 3, pp. 311–317, Mar. 2008, doi: 10.1016/j.epsr.2007.02.012.
- [8] H. Hui, C.-N. Yu, F. Gao, and R. Surendran, "Combined cycle resource scheduling in ERCOT nodal market," in *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Jul. 2011, pp. 1–8, doi: 10.1109/PES.2011.6039463.
- [9] F. J. Heredia, M. J. Rider, and C. Corchero, "Optimal bidding strategies for thermal and combined cycle units in the day-ahead electricity market with bilateral contracts," in *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Jul. 2009, pp. 1–6, doi: 10.1109/PES.2009.5275680.
- [10] N. H. Kjeldsen and M. Chiarandini, "Heuristic solutions to the long-term unit commitment problem with cogeneration plants," *Comput. Oper. Res.*, vol. 39, no. 2, pp. 269–282, Feb. 2012, doi: 10.1016/j.cor.2011.03.018.
- [11] K. Pan and Y. Guan, "Data-Driven Risk-Averse Stochastic Self-Scheduling for Combined-Cycle Units," *IEEE Trans. Ind. Inform.*, vol. 13, no. 6, pp. 3058–3069, Oct. 2017, doi: 10.1109/TII.2017.2710357.
- [12] M. González-Sierra and S. Wogrin, "Self-Unit Commitment of Combined-Cycle Units with Real Operational Constraints," *Energies*, vol. 17, no. 1, Jan. 2024, doi: 10.3390/en17010051.
- [13] G. Morales-España, C. M. Correa-Posada, and A. Ramos, "Tight and Compact MIP Formulation of Configuration-Based Combined-Cycle Units," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 2, pp. 1350–1359, Mar. 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2425833.
- [14] C. Liu, M. Shahidehpour, Z. Li, and M. Fotuhi-Firuzabad, "Component and Mode Models for the Short-Term Scheduling of Combined-Cycle Units," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 2, pp. 976–990, May 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2016501.
- [15] GAMS Development Corp., "GAMS Documentation 46," Feb. 17, 2024. [Online]. Available: <https://www.gams.com>. [Accessed Feb. 25, 2024].