

DEPLOYMENT OF A MISOCP MODEL FOR SERVICE RESTORATION IN ELECTRICAL DISTRIBUTION GRIDS IN THE PRESENCE OF DISTRIBUTED GENERATION

Vo Trong Sang, Nguyen Duy Duc, Nguyen Trung Hai, Pham Nang Van*

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

ARTICLE INFO	ABSTRACT
Received: 13/4/2025	This paper proposes a model based on second-order conic programming with integer variables to determine the optimal structure of distribution grids following faults. The objective is to minimize the total lost power load based on the priority levels of the loads. The constraints considered in the proposed optimization model include the radial topology of distribution networks, the node power balance equations, the voltage-controlled bus and load bus models of distributed generation, node voltage limits, and transmission power limits on the branches. The optimization framework is derived from a formulation based on nonlinear programming with integer variables by constructing a conic quadratic model of the node power balance equations. The suggested optimization model is verified on the IEEE test distribution system with 33 buses and 190 buses using the CPLEX optimizer and the GAMS programming environment. Different scenarios regarding the location of incidents on the distribution grid are compared. The calculation results show that the model and penetration level of distributed energy units significantly affect the optimal operation topology and restored load power of the distribution grids following a fault. The proposed method in this study provides an effective tool to enhance the reliability of electricity supply and reduce economic losses due to power outages in distribution networks.
Revised: 04/8/2025	
Published: 04/8/2025	
KEYWORDS	
Service restoration	
Power distribution grids	
Distributed generation	
Mixed-integer second-order cone programming	
Mixed-integer nonlinear programming	

SỬ DỤNG MÔ HÌNH TỐI ƯU NÓN BẬC HAI VỚI BIẾN NGUYÊN ĐỂ KHÔI PHỤC MẠNG ĐIỆN PHÂN PHỐI SAU SỰ CỐ CÓ XÉT NGUỒN ĐIỆN PHÂN TÁN

Võ Trọng Sáng, Nguyễn Duy Đức, Nguyễn Trung Hải, Phạm Năng Văn*

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

THÔNG TIN BÀI BÁO	TÓM TẮT
Ngày nhận bài: 13/4/2025	Bài báo này trình bày mô hình tối ưu nón bậc hai với biến nguyên để lựa chọn cấu trúc của mạng điện phân phối sau sự cố với mục tiêu là tối thiểu tổng công suất phụ tải không được cấp điện có xét mức độ ưu tiên của phụ tải. Các ràng buộc trong mô hình tối ưu đề xuất là cấu trúc lưới điện hình tia sau khôi phục, các phương trình mô tả lưới điện trong trạng thái xác lập, các mô hình nút tải và nút được điều chỉnh điện áp của nguồn năng lượng phân tán, giới hạn mô-đun điện áp nút và giới hạn công suất lớn nhất truyền tải trên các nhánh. Mô hình tối ưu đề xuất được biến đổi từ mô hình tối ưu phi tuyến với biến nguyên bằng cách xây dựng các biểu thức nón bậc hai của các phương trình trào lưu công suất. Phương pháp tối ưu đề xuất đã được kiểm nghiệm trên lưới điện phân phối 33 nút IEEE và 190 nút với sự hỗ trợ từ bộ giải tối ưu CPLEX và sử dụng ngôn ngữ lập trình GAMS. Các kịch bản khác nhau về vị trí xảy ra sự cố trên lưới điện phân phối được so sánh. Các kết quả tính toán chỉ ra rằng, mô hình và mức độ thâm nhập của nguồn điện phân tán có tác động đáng kể đến cấu trúc vận hành và công suất tải được khôi phục của lưới phân phối sau sự cố. Phương pháp đề xuất trong nghiên cứu này cung cấp một công cụ hiệu quả để nâng cao độ tin cậy cung cấp điện và giảm thiệt hại kinh tế do mất điện trong lưới điện phân phối.
Ngày hoàn thiện: 04/8/2025	
Ngày đăng: 04/8/2025	
TỪ KHÓA	
Khôi phục lưới điện	
Lưới điện phân phối	
Nguồn điện phân tán	
Quy hoạch nón bậc hai số nguyên	
Quy hoạch phi tuyến số nguyên	

DOI: <https://doi.org/10.34238/tnu-jst.12563>

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

1. Giới thiệu

Những năm gần đây, thiên tai đang trở thành nguy cơ lớn đối với hạ tầng lưới điện, kéo theo nhiều ảnh hưởng tiêu cực đến tăng trưởng kinh tế và ổn định xã hội [1]. Những hiện tượng thiên tai cực đoan này dẫn đến nhiều sự cố mất điện do thiết bị bị hư hại trong hệ thống điện truyền tải và phân phối. Hơn nữa, do xu hướng tăng trưởng mạnh mẽ của mức tiêu thụ điện, lưới điện phân phối được mở rộng và ngày càng phức tạp, từ đó kéo theo rủi ro sự cố ngày càng lớn [2]. Thực tế cho thấy, phần lớn các trường hợp gián đoạn cung cấp điện cho phụ tải bắt nguồn từ sự cố trong lưới điện phân phối [3]. Bên cạnh đó, sự phát triển liên tục của các nguồn điện phân tán (DG – Distributed Generation) đã tạo ra những thách thức trong vận hành lưới điện phân phối [4] và đòi hỏi các giải pháp tối ưu hơn cho vấn đề khôi phục lưới điện. Do đó, việc nghiên cứu các mô hình tối ưu cho quá trình khôi phục lưới điện phân phối sau sự cố đóng vai trò then chốt trong việc đảm bảo hệ thống điện vận hành liên tục và giảm thiểu các ảnh hưởng tiêu cực do điều kiện thời tiết cực đoan. Thuật toán PHA (Progressive Hedging) được trình bày trong [5] nhằm tối ưu hóa cấu trúc hình tia của hệ thống điện phân phối sau sự cố có nguồn DG. Nghiên cứu [6] đề xuất thuật toán EC&CG (Extended Column-and-Constraint Generation) nhằm lựa chọn phương án kết dây mang lại hiệu suất vận hành cao nhất khi có hệ thống tích trữ năng lượng (ESS – Energy Storage System) và nguồn DG. Các tác giả trong [7] đề xuất thuật toán ACO (Ant Colony Optimization) trong bài toán khôi phục lưới điện. Hàm mục tiêu trong các nghiên cứu [5]-[7] là tối đa hóa tổng công suất phụ tải được khôi phục của lưới điện. Bài báo [8] trình bày phương pháp SRSM (Stochastic Response Surface Method) với hàm mục tiêu là tối thiểu tổng số phụ tải không được khôi phục và số lần thao tác trên nhánh đường dây của lưới điện có tích hợp DG. Với mô hình PSO (Particle Swarm Optimization), các tác giả trong [9] đã đưa ra một cấu trúc hệ thống điện tối ưu giúp hạn chế tổn thất công suất và số lượng phụ tải bị gián đoạn. Mô hình tối ưu tuyến tính số nguyên (MILP – Mixed-Integer Linear Programming) cùng với thuật toán GRASP (Specialised Greedy Randomised Adaptive Search Procedure) được giới thiệu trong bài báo [10] nhằm giảm thiểu chi phí sa thải phụ tải, chi phí thao tác trên các nhánh đường dây và chi phí tổn hao công suất hữu công trong bài toán khôi phục lưới điện. Phương pháp ADMM (Alternating Direction Method of Multipliers) được thêm vào mô hình MILP trong [11] để tối ưu cấu trúc hệ thống điện phân phối sao cho chi phí vận hành các nguồn DG, ESS là nhỏ nhất trong thời gian xảy ra sự cố.

Nhiều phương pháp tối ưu hóa đã được đề xuất nhằm cải thiện khả năng vận hành và khôi phục hệ thống điện, trong đó phổ biến nhất là mô hình tối ưu phi tuyến số nguyên (MINLP – Mixed-Integer Nonlinear Programming) và mô hình MILP. Tuy nhiên, các mô hình này vẫn còn tồn tại một số hạn chế đáng kể. Đối với MINLP, bài toán tối ưu là không lồi, dẫn đến khó khăn trong việc đảm bảo tìm được nghiệm tối ưu toàn cục và yêu cầu thời gian tính toán lớn, đặc biệt khi áp dụng cho các hệ thống phân phối có quy mô lớn và cấu trúc phức tạp. Với mô hình MILP, bài toán tối ưu có thể được giải quyết với tốc độ nhanh hơn nhờ các bộ giải hiện đại, nhưng lại thiếu khả năng mô hình hóa chính xác các đặc tính phi tuyến vốn có của dòng công suất và quan hệ điện áp trong mạng điện phân phối.

Để khắc phục các hạn chế này, các nghiên cứu gần đây [12]-[16] đã đề xuất sử dụng mô hình tối ưu nón bậc hai số nguyên (MISOCP – Mixed-Integer Second-Order Cone Programming). Mô hình này cho phép biểu diễn các quan hệ phi tuyến dưới dạng nón bậc hai. Do đó, bài toán tối ưu trở thành dạng lồi, đảm bảo tìm được nghiệm tối ưu toàn cục và giảm thời gian tính toán nhờ sự hỗ trợ hiệu quả của các bộ giải tối ưu thương mại như CPLEX và GUROBI.

Bài báo này đề xuất phương pháp khôi phục lưới điện phân phối sau sự cố dựa trên mô hình MISOCP có xét mô hình nút được điều chỉnh điện áp (mô hình PV) của nguồn điện phân tán. Những đóng góp nổi bật mà nghiên cứu này mang lại bao gồm: (1) xây dựng mô hình MISOCP của bài toán khôi phục lưới điện sau sự cố; (2) tích hợp mô hình nút tải (mô hình PQ) và mô hình PV của DG vào mô hình tối ưu MISOCP; (3) phân tích ảnh hưởng của mô hình hóa nguồn điện phân tán đến cấu trúc vận hành tối ưu của lưới điện sau sự cố.

Cấu trúc của bài báo gồm 4 phần. Phần 1 khái quát về bài toán khôi phục lưới điện phân phối sau sự cố. Phần 2 giới thiệu mô hình MINLP dùng cho bài toán khôi phục lưới điện phân phối sau sự cố, bao gồm hàm mục tiêu và các ràng buộc liên quan. Sau đó, mô hình MINLP được biến đổi thành mô hình MISOCP bằng cách xây dựng các biểu thức nón bậc hai của các phương trình cân bằng công suất nút. Mô hình tối ưu MISOCP đề xuất được thực hiện cho lưới điện 33 nút IEEE và lưới điện 190 nút có xét nguồn phân tán được mô tả trong phần 3. Các kết luận chính và định hướng nghiên cứu tiếp theo được đề cập trong phần 4.

2. Phương pháp nghiên cứu

2.1. Mô hình tối ưu phi tuyến với biến nguyên

Hàm mục tiêu của mô hình tối ưu MINLP được mô tả tại mục 2.1.1, trong khi các ràng buộc được trình bày tại các mục 2.1.2 đến 2.1.6.

2.1.1. Hàm mục tiêu

Bài toán có hàm mục tiêu là cực tiểu tổng công suất phụ tải không được khôi phục có xét mức độ ưu tiên của phụ tải.

$$\min F = \sum_{i \in \Omega_N} (1 - y_i) (w_{11} P_{1,i} + w_{12} P_{2,i} + w_{13} P_{3,i}) \quad (1)$$

Trong đó, y_i là biến nhị phân biểu diễn trạng thái nút i ($y_i = 1$ nếu nút i được cấp điện và ngược lại $y_i = 0$); $P_{1,i}, P_{2,i}, P_{3,i}$ lần lượt là công suất phụ tải nút i thuộc nhóm phụ tải có mức độ ưu tiên 1, 2, 3; Ω_N là tập các nút của lưới điện; w_{11}, w_{12}, w_{13} lần lượt là trọng số của nhóm phụ tải có mức độ ưu tiên 1, 2, 3 và được xác định theo [17] như sau:

$$w_{11} = \frac{\max P_{12}}{\min P_{11}} \frac{\max P_{13}}{\min P_{12}}; w_{12} = \frac{\max P_{13}}{\min P_{12}}; w_{13} = 1 \quad (2)$$

2.1.2. Ràng buộc cấu trúc lưới hình tia

Các ràng buộc dưới đây đảm bảo rằng hệ thống điện phân phối được vận hành với cấu trúc hình tia:

$$\sum_{ij \in \Omega_L} x_{ij} \leq N - 1 \quad (3)$$

$$x_{ij} \in \{0, 1\} \quad ; \forall ij \in \Omega_L \quad (4) \quad k_{ij} = -k_{ji} \quad ; \forall ij \in \Omega_L \quad (7)$$

$$\sum_{ij \in \Omega_{Ls}} x_{ij} \leq N_{Ls} - 1 \quad ; \forall s \in \Omega_v \quad (5) \quad K_i = 1 \quad ; \forall i \in \Omega_{DG} \quad (8)$$

$$\sum_{ji \in \Omega_L} k_{ij} = -K_i \quad ; i = 2, \dots, N \quad (6) \quad K_i = 0 \quad ; \forall i \notin \Omega_{DG} \cup \Omega_{sub} \quad (8)$$

$$|k_{ij}| \leq (N_{DG}) x_{ij} \quad ; \forall ij \in \Omega_L \quad (9)$$

Trong đó, x_{ij} là biến nhị phân biểu diễn trạng thái nhánh ij ($x_{ij} = 1$ nếu nhánh ij được cấp điện và ngược lại $x_{ij} = 0$); N biểu thị tổng số nút của lưới điện; Ω_v và Ω_L là tập các mạch vòng và tập các nhánh của lưới điện; N_{Ls} là số nút của mạch vòng s ; k_{ij} và k_{ji} là dòng công suất giả tưởng trên nhánh ij ; K_i là phụ tải giả tưởng tại nút i ; Ω_{DG} là nhóm các nút có đầu nối nguồn điện phân tán; Ω_{sub} là tập các nút trạm nguồn; N_{DG} là tổng số nút có đặt các nguồn điện phân tán.

Ràng buộc (10) được thêm vào để mô tả mối liên hệ giữa trạng thái nhánh và trạng thái nút.

$$y_i \leq \sum_{ij \in \Omega_L} x_{ij} \quad (10)$$

2.1.3. Mô hình nguồn điện phân tán

Mô hình PV của DG được đề xuất dưới đây là công thức chung để nghiên cứu khả năng hiệu chỉnh điện áp của DG trong điều kiện vận hành bình thường.

Mô hình PV của DG được biểu diễn như sau:

$$\beta_i^{\min} + \beta_i^{\max} \leq 1 \quad ; \quad \beta_i^{\min} \in \{0;1\}; \beta_i^{\max} \in \{0;1\}; \forall i \in \Omega_{DG} \quad (11)$$

$$U_i^2 \leq (1 - \beta_i^{\min} - \beta_i^{\max}) U_{0,i}^2 y_i + (\beta_i^{\min} + \beta_i^{\max}) (U_i^{\max})^2 y_i; \forall i \in \Omega_{DG} \quad (12)$$

$$U_i^2 \geq (1 - \beta_i^{\min} - \beta_i^{\max}) U_{0,i}^2 y_i + (\beta_i^{\min} + \beta_i^{\max}) (U_i^{\min})^2 y_i; \forall i \in \Omega_{DG} \quad (13)$$

$$Q_{DG_i} \leq Q_{DG_i}^{\max} + \beta_i^{\min} (Q_{DG_i}^{\min} - Q_{DG_i}^{\max}) \quad ; \forall i \in \Omega_{DG} \quad (14)$$

$$Q_{DG_i} \geq Q_{DG_i}^{\min} + \beta_i^{\max} (Q_{DG_i}^{\max} - Q_{DG_i}^{\min}) \quad ; \forall i \in \Omega_{DG} \quad (15)$$

$$Q_{DG_i}^{\max} = P_{DG_i} \frac{\sqrt{1 - (\cos \varphi_{i,lagging})^2}}{\cos \varphi_{i,lagging}}; \quad Q_{DG_i}^{\min} = -P_{DG_i} \frac{\sqrt{1 - (\cos \varphi_{i,leading})^2}}{\cos \varphi_{i,leading}} \quad ; \forall i \in \Omega_{DG} \quad (16)$$

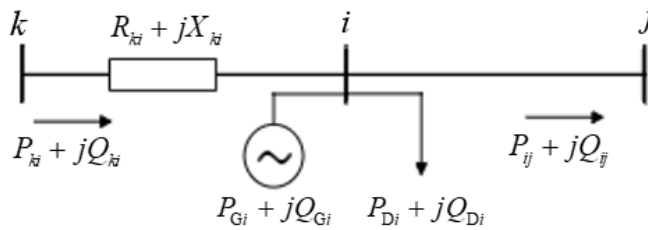
Mô hình PQ của DG được mô tả thông qua ràng buộc (17).

$$Q_{DG_i} = P_{DG_i} \frac{\sqrt{1 - (\cos \varphi_i)^2}}{\cos \varphi_i}; \forall i \in \Omega_{DG} \quad (17)$$

Trong đó, $\beta_i^{\min}$ và $\beta_i^{\max}$ theo thứ tự là biến nhị phân biểu diễn trạng thái phát công suất vô công của DG tại nút i ($\beta_i^{\min} = 1$ nếu công suất vô công của DG đạt giá trị nhỏ nhất, $\beta_i^{\max} = 1$ nếu công suất vô công của DG đạt giá trị lớn nhất, $\beta_i^{\min} = \beta_i^{\max} = 0$ nếu công suất vô công của DG đạt giá trị trong khoảng cho phép); $U_{0,i}$ là mức điện áp mong muốn tại nút i ; $U_i^{\max}$ và $U_i^{\min}$ theo thứ tự là giá trị biên độ điện áp lớn nhất và nhỏ nhất tại nút i ; $Q_{DG_i}^{\max}$ và $Q_{DG_i}^{\min}$ theo thứ tự là trị số cận trên và cận dưới của công suất vô công của DG tại nút i ; Q_{DG_i} và P_{DG_i} theo thứ tự là công suất vô công và công suất hữu công của DG tại nút i ; $\cos \varphi_i$ là hệ số công suất vận hành của DG tại nút i .

2.1.4. Các phương trình mô tả hệ thống điện trong chế độ xác lập

Xét lưới điện hình tia gồm 3 nút k, i, j như Hình 1.



Hình 1. Lưới điện hình tia 3 nút

Mô hình MINLP của các phương trình mô tả hệ thống điện trong chế độ xác lập được mô tả như sau:

$$\sum P_{ij} - \left(P_{ki} - R_{ki} \times \frac{P_{ki}^2 + Q_{ki}^2}{U_i^2} \right) = P_{Gi} - P_{Di} \quad ; \forall i \in \Omega_N, \forall k, j \in \Omega_{N(i)} \quad (18)$$

$$\sum Q_{ij} - \left(Q_{ki} - X_{ki} \times \frac{P_{ki}^2 + Q_{ki}^2}{U_i^2} \right) = Q_{Gi} - Q_{Di} \quad ; \forall i \in \Omega_N, \forall k, j \in \Omega_{N(i)} \quad (19)$$

$$-(1 - x_{ij})M \leq U_i^2 - U_j^2 - 2(R_{ij}P_{ij} + X_{ij}Q_{ij}) + (R_{ij}^2 + X_{ij}^2) \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{U_i^2} \leq (1 - x_{ij})M; \quad \forall ij \in \Omega_L \quad (20)$$

$$-x_{ij} \times M \leq P_{ij} \leq x_{ij} \times M; \quad -x_{ij} \times M \leq Q_{ij} \leq x_{ij} \times M; \quad \forall ij \in \Omega_L \quad (21)$$

Trong đó, P_{ij} và Q_{ij} theo thứ tự là công suất hữu công và công suất vô công trên nhánh ij (pu); R_{ij} và X_{ij} theo thứ tự là điện trở tác dụng và điện kháng của nhánh ij (pu); U_i là mô-đun điện áp

tại nút i (pu); M là hằng số dương đủ lớn (trong nghiên cứu này M được lấy bằng 20); $\Omega_{N(i)}$ là nhóm các nút có kết nối trực tiếp với nút i của lưới điện.

2.1.5. Giới hạn mô-đun điện áp nút

Mô-đun điện áp nút i được giới hạn bởi trị số lớn nhất $U_i^{\max}$, trị số nhỏ nhất $U_i^{\min}$:

$$y_i \times U_i^{\min} \leq U_i \leq y_i \times U_i^{\max}; \forall i \in \Omega_N \quad (22)$$

2.1.6. Ràng buộc về công suất tối đa có thể truyền tải trên từng nhánh của lưới điện

Dòng công suất truyền tải trên đường dây ij được giới hạn bởi trị số lớn nhất $S_{ij}^{\max}$:

$$P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \leq (S_{ij}^{\max})^2; \forall ij \in \Omega_L \quad (23)$$

2.2. Mô hình toán học có ràng buộc nón bậc hai và biến nguyên

2.2.1. Mô hình nón bậc hai của hệ phương trình cân bằng công suất nút

Các thành phần phi tuyến của các phương trình (18)-(20) là bình phương cường độ dòng điện trên đường dây $\left(\frac{P_{hi}^2 + Q_{hi}^2}{U_i^2}\right)$ và bình phương điện áp nút (U_i^2) .

Đặt $I_{ki} = \frac{P_{ki}^2 + Q_{ki}^2}{U_i^2}$ và $V_i = U_i^2$, các ràng buộc (18)-(20) được biến đổi như sau:

$$\sum P_{ij} - (P_{ki} - R_{ki} \times I_{ki}) = P_{Gi} - P_{Di}; \forall i \in \Omega_N, \forall k, j \in \Omega_{N(i)} \quad (24)$$

$$\sum Q_{ij} - (Q_{ki} - X_{ki} \times I_{ki}) = Q_{Gi} - Q_{Di}; \forall i \in \Omega_N, \forall k, j \in \Omega_{N(i)} \quad (25)$$

$$-(1-x_{ij})M \leq V_i - V_j + (R_{ij}^2 + X_{ij}^2) \times I_{ij} - 2(R_{ij}P_{ij} + X_{ij}Q_{ij}) \leq (1-x_{ij})M; \forall ij \in \Omega_L \quad (26)$$

Ràng buộc nón bậc hai mô tả như sau:

$$P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \leq I_{ij}V_{ij}; \forall ij \in \Omega_L \quad (27)$$

2.2.2. Mô hình toán học có ràng buộc nón bậc hai và biến nguyên

Mô hình MISOCP được xây dựng bao gồm: hàm mục tiêu (1); các ràng buộc cấu trúc lưới hình tia (3) - (10); mô hình nguồn điện phân tán (11) - (17); ràng buộc giới hạn mô-đun điện áp nút (22); ràng buộc về công suất tối đa có thể truyền tải trên từng nhánh của lưới điện (23); ràng buộc các phương trình mô tả hệ thống điện trong chế độ xác lập (24) - (27).

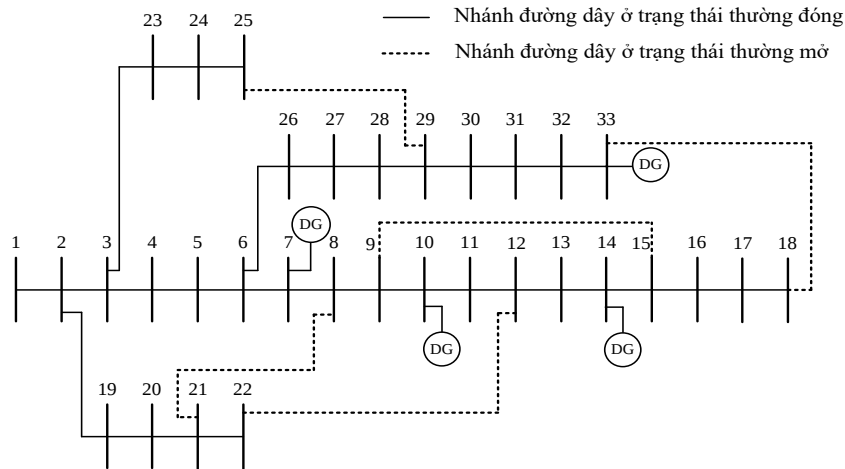
3. Kết quả tính toán và thảo luận

Trong nội dung này, mô hình MISOCP được triển khai áp dụng để khôi phục tối ưu lưới điện phân phối 33 nút IEEE và lưới điện thực tế 190 nút có xét đến sự tham gia của nguồn phân tán sau khi có sự cố. Nghiên cứu sử dụng bộ giải CPLEX cùng ngôn ngữ lập trình GAMS để xác định nghiệm tối ưu [18]. Tất cả các kết quả tính toán trong bài báo này được tiến hành trên máy tính cá nhân sử dụng chip Intel Core i7-13620H. RAM 32 GB.

3.1. Lưới điện phân phối 33 nút IEEE

3.1.1. Dữ liệu lưới điện

Mạng lưới phân phối điện IEEE 33 nút [19] được mô tả như Hình 2. Bốn nguồn DG của lưới điện được đặt tại các nút 7, 10, 14 và 33. Các dữ liệu của nguồn điện phân tán được liệt kê trong Bảng 1. Công suất phát của DG trong bảng này được coi là công suất cơ sở. Ngoài ra, khi DG được mô hình kiểu PV, điện áp vận hành được cho bằng 1,05 pu.

**Hình 2.** Lưới điện 33 nút IEEE**Bảng 1.** Dữ liệu nguồn điện phân tán

Vị trí	P_{DG} (kW)	Mô hình PQ	Mô hình PV	
		$\cos \varphi_{DG}$	$\cos \varphi_{DG, \text{leading}}$	$\cos \varphi_{DG, \text{lagging}}$
7	350			
10	400			
14	450	0,95	0,95	0,95
33	500			

Các thông số cần thiết cho việc tính toán lưới điện phân phối được tổng hợp tại Bảng 2. Bảng 3 cung cấp thông tin về mức độ ưu tiên của phụ tải.

Bảng 2. Các dữ liệu kỹ thuật của lưới điện IEEE 33 nút

Thông số	Giá trị
Điện áp danh định (kV)	12,66
Tổng công suất phụ tải cơ sở (kVA)	$3715 + j2300$
Ngưỡng điện áp cho phép tại các nút (pu)	$0,9 \leq U \leq 1,1$
Công suất tối đa có thể truyền tải trên từng nhánh (MVA)	10
Công suất cơ bản (MVA)	10
Điện áp cơ bản (kV)	12,66

Bảng 3. Mức độ ưu tiên của phụ tải

Mức độ ưu tiên	Nút
1	1-3, 9-11, 14, 32, 33
2	4, 5, 12, 15, 18-21, 25, 26, 29
3	6-8, 13, 17, 22-24, 27, 28, 30, 31

3.1.2. Kết quả tính toán

Phần này trình bày ảnh hưởng của mô hình và mức độ thâm nhập của DG đến cấu trúc tối ưu của lưới điện phân phối sau sự cố. Bài toán tối ưu bao gồm 662 ràng buộc với 182 biến nhị phân và 406 biến liên tục. Hai mô hình DG được xem xét bao gồm: DG được mô hình là nút PV và DG được mô hình là nút PQ. Mô hình tải công suất hằng được áp dụng trong quá trình tính toán. Ba kịch bản giả định về vị trí sự cố trên lưới điện được phân tích và tính toán:

- Kịch bản 1: sự cố trên nhánh đường dây 2-3;
- Kịch bản 2: sự cố trên nhánh đường dây 2-19;
- Kịch bản 3: sự cố đồng thời trên các nhánh đường dây 4-5 và 13-14.

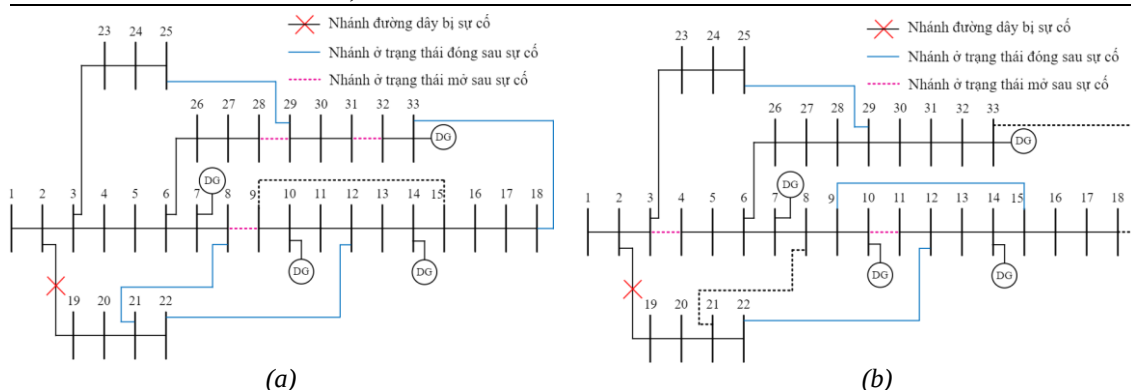
Bảng 4 thể hiện kết quả tối ưu của bài toán. Kết quả thu được từ quá trình tính toán cho thấy rằng, 100% phụ tải đều được khôi phục cung cấp điện và kết quả tối ưu trạng thái đóng/mở của

đường dây thay đổi khi vị trí sự cố trên lưới điện thay đổi. Ngoài ra, thời gian tính toán cho từng trường hợp được xác định dựa trên giá trị trung bình của 5 lần thực hiện. Kết quả cấu trúc lưới tối ưu trong kịch bản 2 với trường hợp mô hình PV của nguồn DG và mô hình PQ của nguồn DG lần lượt được minh họa trong Hình 3.

Sự thay đổi điện áp tại các nút trên lưới điện khi xem xét mô hình PV của nguồn DG và mô hình PQ của nguồn DG với 3 kịch bản khác nhau được mô tả trong Hình 4. Phân tích từ đồ thị cho thấy, điện áp tại các nút có xu hướng giảm dần khi xa nguồn. Ngoài ra, sự thay đổi mô hình DG ảnh hưởng đến phân bố điện áp nút trong các kịch bản.

Bảng 4. Ảnh hưởng của mô hình DG đến lưới điện 33 nút IEEE

Kịch bản	Mô hình DG	Trạng thái nhánh thay đổi so với cấu trúc lưới điện trước sự cố		Tổng công suất phụ tải được khôi phục (%)	Thời gian tính toán (s)
		Nhánh đóng	Nhánh mở		
1	PV	8-21; 9-15; 12-22; 18-33; 25-29	8-9; 10-11; 14-15; 24-25	100	1,31
	PQ	8-21; 9-15; 12-22; 18-33; 25-29	10-11; 13-14; 15-16; 24-25	100	0,69
2	PV	8-21; 12-22; 18-33; 25-29	8-9; 28-29; 31-32	100	0,09
	PQ	9-15; 12-22; 25-29	3-4; 10-11	100	0,14
3	PV	8-21; 9-15; 12-22; 18-33; 25-29	8-9; 28-29; 31-32	100	0,13
	PQ	8-21; 9-15; 12-22; 18-33; 25-29	11-12; 16-17; 28-29	100	0,08

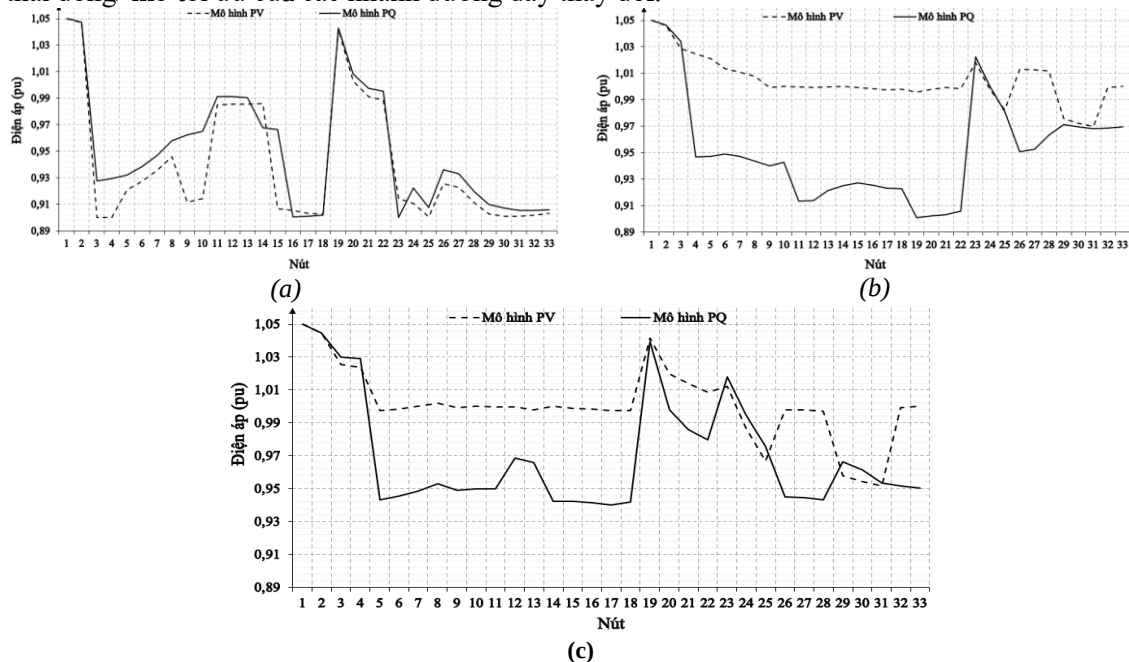


Hình 3. Cấu trúc lưới điện thay đổi so với cấu trúc trước sự cố với hai mô hình DG trong kịch bản 2: (a) Mô hình PV của nguồn DG và (b) Mô hình PQ của nguồn DG

Với kịch bản 1, điện áp thấp nhất của lưới điện trong cả hai mô hình của DG đều là 0,9 pu (tại nút 3 và nút 4 trong trường hợp DG được mô hình là nút PV; tại nút 23 trong trường hợp DG được mô hình là nút PQ). Ngoài ra, sự khác biệt tối đa về giá trị điện áp tại các nút giữa hai mô hình DG là 0,0596 pu xảy ra tại nút 15. Với kịch bản 2, điện áp thấp nhất là 0,9700 pu (tại nút 31) khi DG được mô hình là nút PV. Tuy nhiên, điện áp thấp nhất là 0,9009 pu (tại nút 19) khi DG được mô hình là nút PQ. Ngoài ra, sự khác biệt tối đa về giá trị điện áp tại các nút giữa hai mô hình DG là 0,0959 pu xảy ra tại nút 21. Với kịch bản 3, điện áp thấp nhất là 0,9516 pu (tại nút 31) khi DG được mô hình là nút PV. Tuy nhiên, điện áp thấp nhất là 0,9403 pu (tại nút 17) khi DG được mô hình là nút PQ. Ngoài ra, sự khác biệt tối đa về giá trị điện áp tại các nút giữa hai mô hình DG là 0,0575 pu xảy ra tại nút 14.

Bảng 5 trình bày ảnh hưởng của mức độ thâm nhập nguồn DG đến cấu trúc lưới tối ưu của lưới điện phân phối sau sự cố. Mô hình PV của nguồn DG với 5 mức độ thâm nhập được xem xét bao gồm: (1) không có DG; (2) 50% công suất cơ sở; (3) 100% công suất cơ sở; (4) 150% công suất cơ sở; (5) 200% công suất cơ sở. Kết quả tính toán cho thấy, khi mức độ thâm nhập của

nguồn điện phân tán tăng, tổng công suất phụ tải được khôi phục cũng tăng theo, đồng thời trạng thái đóng/ mở tối ưu của các nhánh đường dây thay đổi.



Hình 4. Mức điện áp phân bố theo từng nút của lưới điện 33 nút IEEE trong các kịch bản:
(a) Kịch bản 1, (b) Kịch bản 2 và (c) Kịch bản 3

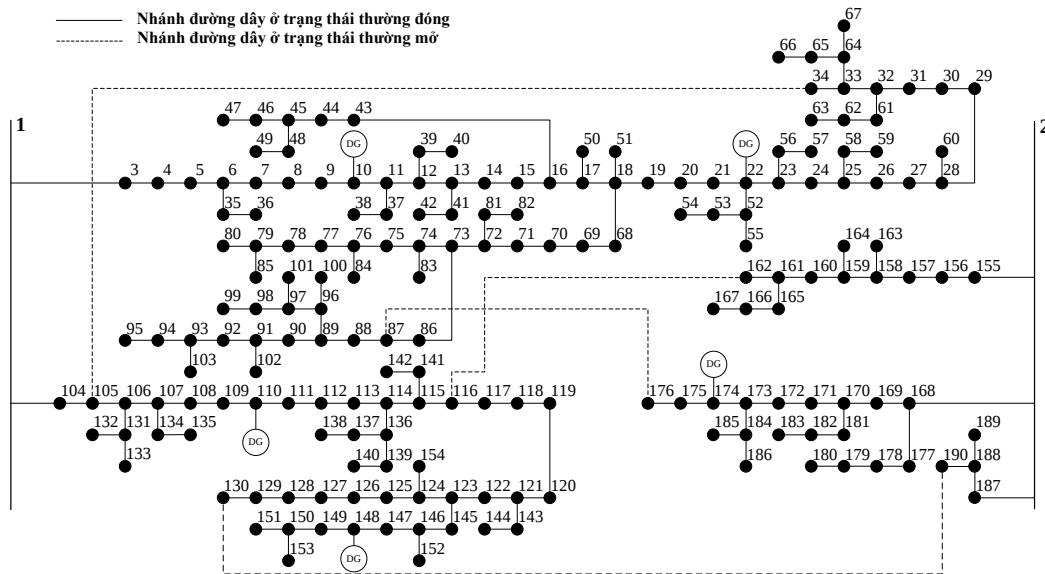
Bảng 5. Ảnh hưởng của mức độ thâm nhập nguồn phân tán lên lưới 33 nút IEEE

Kịch bản	DG	Trạng thái nhánh thay đổi sau sự cố		Tổng công suất phụ tải được khôi phục (%)
		Nhánh đóng	Nhánh mở	
1	Không có DG	8-21; 9-15; 12-22; 18-33; 25-29	13-14; 24-25; 29-30; 30-31	99,69
	50%	8-21; 9-15; 12-22; 18-33; 25-29	12-13; 13-14; 24-25; 30-31	99,91
	100%	8-21; 9-15; 12-22; 18-33; 25-29	8-9; 10-11; 14-15; 24-25	100
	150%	8-21; 9-15; 12-22; 18-33	8-9; 11-12; 30-31	100
	200%	8-21; 9-15; 12-22; 18-33; 25-29	7-8; 8-9; 11-12; 27-28	100
2	Không có DG	8-21; 9-15; 12-22; 18-33; 25-29	8-9; 13-14; 24-25; 32-33	100
	50%	8-21; 9-15; 12-22; 25-29	5-6; 8-9; 9-10	100
	100%	8-21; 12-22; 18-33; 25-29	8-9; 28-29; 31-32	100
	150%	8-21; 9-15; 18-33; 25-29	14-15; 24-25; 32-33	100
	200%	8-21; 9-15; 12-22; 25-29	3-23; 9-10; 14-15	100
3	Không có DG	8-21; 9-15; 12-22; 25-29	6-7; 9-10	100
	50%	8-21; 9-15; 12-22; 18-33; 25-29	6-7; 10-11; 15-16	100
	100%	8-21; 9-15; 12-22; 18-33; 25-29	8-9; 28-29; 31-32	100
	150%	8-21; 9-15; 12-22; 18-33; 25-29	10-11; 13-14; 27-28; 32-33	100
	200%	8-21; 9-15; 12-22; 25-29	11-12; 13-14; 28-29	100

3.2. Lưới điện thực tế 190 nút

3.2.1. Dữ liệu lưới điện

Mạng lưới phân phối điện 190 nút tại Việt Nam được mô tả như Hình 5. Năm nguồn DG của lưới điện được đặt tại các nút 10, 22, 110, 148 và 174. Các dữ liệu của nguồn điện phân tán được liệt kê trong Bảng 6. Ngoài ra, khi DG được mô hình kiểu PV, điện áp vận hành được cho bằng 1 pu. Các thông số cần thiết cho việc tính toán lưới điện phân phối được tổng hợp tại Bảng 7. Bảng 8 cung cấp thông tin về mức độ ưu tiên của phụ tải.



Hình 5. Lưới điện 190 nút

Bảng 6. Dữ liệu nguồn điện phân tán lưới 190 nút

Vị trí	P_{DG} (kW)	Mô hình PQ	Mô hình PV	
		$\cos \varphi_{DG}$	$\cos \varphi_{DG, \text{leading}}$	$\cos \varphi_{DG, \text{lagging}}$
10	2000	0,95	0,8	0,8
22	2000			
110	2000			
148	2000			
174	2000			

Bảng 7. Các dữ liệu kỹ thuật của lưới điện 190 nút

Thông số	Giá trị
Điện áp danh định (kV)	35
Tổng công suất phụ tải cơ sở (MVA)	26,6734 + j12,9165
Ngưỡng điện áp cho phép tại các nút (pu)	$0,9 \leq U \leq 1,1$
Dòng điện cho phép trên từng nhánh (kA)	0,273
Công suất cơ bản (MVA)	1
Điện áp cơ bản (kV)	35

Bảng 8. Mức độ ưu tiên của phụ tải lưới 190 nút

Mức độ ưu tiên	Nút
1	3-10, 31-50, 91-110, 151-160
2	11-20, 51-70, 111-130, 161-170
3	21-30, 71-90, 131-150, 171-190

3.2.2. Kết quả tính toán

Phần này trình bày ảnh hưởng của nguồn DG đến cấu trúc lưới tối ưu của lưới điện phân phối 190 nút sau sự cố. Bài toán tối ưu bao gồm 3496 ràng buộc với 967 biến nhị phân và 2139 biến liên tục. Hai mô hình DG được xem xét bao gồm: DG được mô hình là nút PV và DG được mô hình là nút PQ. Ba kịch bản giả định về vị trí sự cố trên lưới điện được phân tích và tính toán:

- Kịch bản 1: sự cố trên nhánh đường dây 3-4;
- Kịch bản 2: sự cố trên nhánh đường dây 17-18;
- Kịch bản 3: sự cố đồng thời trên các nhánh đường dây 11-12 và 172-173.

Bảng 9 thể hiện kết quả tối ưu của bài toán. Kết quả thu được từ quá trình tính toán cho thấy rằng, 100% phụ tải đều được khôi phục cung cấp điện và kết quả tối ưu trạng thái đóng/mở của đường dây thay đổi khi mô hình của nguồn DG và vị trí sự cố trên lưới điện thay đổi. Ngoài ra, thời gian tính toán cho từng trường hợp được xác định dựa trên giá trị trung bình của 5 lần thực hiện.

Bảng 9. Ảnh hưởng của mô hình DG đến lưới điện 190 nút

Kịch bản	Mô hình DG	Trạng thái nhánh thay đổi so với cấu trúc lưới điện trước sự cố		Tổng công suất phụ tải được khôi phục (%)	Thời gian tính toán (s)
		Nhánh đóng	Nhánh mở		
1	PV	34-105; 87-176; 116-162; 130-190	158-159; 170-171; 187-188	100	3,54
	PQ	34-105; 87-176; 116-162; 130-190	125-126; 161-162; 173-174	100	2,29
2	PV	34-105; 87-176; 130-190	2-187; 169-170	100	2,15
	PQ	34-105; 87-176; 116-162; 130-190	123-124; 160-161; 170-171	100	2,26
3	PV	34-105; 87-176; 116-162; 130-190	2-187; 159-160	100	1,93
	PQ	34-105; 87-176; 116-162; 130-190	2-155; 124-125	100	2,06

4. Kết luận

Bài báo này trình bày mô hình tối ưu có ràng buộc nón bậc hai và biến nguyên cho bài toán khôi phục lưới điện phân phối sau sự cố có xét nguồn phân tán. Hàm mục tiêu của mô hình MISOCP này là cực tiểu tổng công suất phụ tải không được cấp điện có xét mức độ ưu tiên phụ tải của lưới điện. Các tính toán trên mạng điện phân phối trung áp IEEE 33 nút và lưới điện phân phối 190 nút với ba kịch bản khác nhau về vị trí xảy ra sự cố trên lưới điện được thực hiện dựa trên mô hình được đề xuất. Dựa trên kết quả tính toán, ta thấy rằng DG được mô hình là nút PV có ảnh hưởng đáng kể đến cấu trúc vận hành tối ưu của lưới điện phân phối sau sự cố. Bên cạnh đó, mức độ thâm nhập của nguồn điện phân tán tăng, tổng công suất phụ tải được khôi phục cung cấp điện sau sự cố tăng. Ngoài ra, thời gian tính toán của mô hình được xem là đáp ứng tốt yêu cầu cho các ứng dụng thời gian thực. Chủ đề nghiên cứu tương lai là xây dựng mô hình MISOCP để khôi phục tối ưu lưới điện phân phối sau sự cố có xét tính bất định của nguồn DG, thiết bị điều chỉnh điện áp, thiết bị tích trữ năng lượng và tải ZIP.

TÀI LIỆU THAM KHẢO/ REFERENCES

- [1] K. Schneider, F. Tuffner, M. Elizondo, C.-C. Liu, Y. Xu, and D. Ton, "Evaluating the Feasibility to Use Microgrids as a Resiliency Resource," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 2, pp. 687–696, 2017, doi: 10.1109/TSG.2015.2494867.
- [2] Y. Kumar, B. Das, and J. Sharma, "Multiobjective, Multiconstraint Service Restoration of Electric Power Distribution System With Priority Customers," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 23, no. 1, pp. 261–270, Jan. 2008, doi: 10.1109/TPWRD.2007.905412.
- [3] T. H. Chen, W. T. Huang, J. C. Gu, G. C. Pu, Y. F. Hsu, and T. Y. Guo, "Feasibility study of upgrading primary feeders from radial and open-loop to normally closed-loop arrangement," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1308–1316, Aug. 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2004.831263.
- [4] J. A. P. Lopes, N. Hatziaargyriou, J. Mutale, P. Djapic, and N. Jenkins, "Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 77, no. 9, pp. 1189–1203, Jul. 2007, doi: 10.1016/j.epsr.2006.08.016.
- [5] A. Arif, S. Ma, Z. Wang, J. Wang, S. M. Ryan, and C. Chen, "Optimizing Service Restoration in Distribution Systems With Uncertain Repair Time and Demand," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 6, pp. 6828–6838, Oct. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2855102.

- [6] S. Cai, Y. Xie, Q. Wu, Z. Xiang, X. Jin, and M. Zhang, "Robust coordination of multiple power sources for sequential service restoration of distribution systems," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 131, no. 6, Oct. 2021, Art. no. 107068, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107068.
- [7] I. Watanabe, "An ACO algorithm for service restoration in power distribution systems," *2005 IEEE Congress on Evolutionary Computation*, vol. 3, pp. 2864–2871, Sep. 2005, doi: 10.1109/CEC.2005.1555054.
- [8] F. Wang *et al.*, "Service restoration for distribution network with DGs based on stochastic response surface method," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 107, pp. 557–568, May 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.12.015.
- [9] Y. Tian, T. Lin, M. Zhang, and X. Xu, "A new strategy of distribution system service restoration using distributed generation," *2009 International Conference on Sustainable Power Generation and Supply*, Apr. 2009, pp. 1–5, doi: 10.1109/SUPERGEN.2009.5348228.
- [10] J. C. López, J. F. Franco, and M. J. Rider, "Optimisation-based switch allocation to improve energy losses and service restoration in radial electrical distribution systems," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 11, pp. 2792–2801, 2016, doi: 10.1049/iet-gtd.2015.1509.
- [11] J. C. López, M. J. Rider, F. Shen, and Q. Wu, "Distributed Service Restoration of Active Electrical Distribution Systems using ADMM," *2019 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, Feb. 2019, pp. 1–5, doi: 10.1109/ISGT.2019.8791626.
- [12] Q. Chen, Y. Zhao, M. Qadrdan, and N. Jenkins, "Optimal Operation of Compressors in an Integrated Gas and Electricity System—An Enhanced MISOC Method," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 131489–131497, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3227859.
- [13] X. Wu and A. J. Conejo, "Distribution Market Including Prosumers: An Equilibrium Analysis," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 14, no. 2, pp. 1495–1504, Mar. 2023, doi: 10.1109/TSG.2022.3151338.
- [14] A. Ravi, L. Bai, V. Cecchi, and F. Ding, "Stochastic Strategic Participation of Active Distribution Networks With High-Penetration DERs in Wholesale Electricity Markets," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 14, no. 2, pp. 1515–1527, Mar. 2023, doi: 10.1109/TSG.2022.3196682.
- [15] Z. Chu and F. Teng, "Voltage Stability Constrained Unit Commitment in Power Systems With High Penetration of Inverter-Based Generators," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 38, no. 2, pp. 1572–1582, Mar. 2023, doi: 10.1109/TPWRS.2022.3179563.
- [16] Y. Long and D. S. Kirschen, "Bi-level Volt/VAR Optimization in Distribution Networks with Smart PV Inverters," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 37, no. 5, pp. 3604–3613, Sep. 2022, doi: 10.1109/TPWRS.2022.3142105.
- [17] Y. Jiang, J. Jiang, and Y. Zhang, "A novel fuzzy multiobjective model using adaptive genetic algorithm based on cloud theory for service restoration of shipboard power systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 2, pp. 612–620, May 2012.
- [18] GAMS Development Corp, "GAMS Documentation 46," 2024. [Online]. Available: <https://www.gams.com/>. [Accessed Sep. 10, 2024].
- [19] S. H. Dolatabadi, M. Ghorbanian, P. Siano, and N. D. Hatziargyriou, "An Enhanced IEEE 33 Bus Benchmark Test System for Distribution System Studies," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 3, pp. 2565–2572, May 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3038030.