

DEPLOYMENT OF MIXED-INTEGER NONLINEAR PROGRAMMING MODEL FOR CONDUCTOR SIZE OPTIMIZATION IN POWER DISTRIBUTION GRIDS CONSIDERING DAILY LOAD PATTERNS

Pham Chi Cong, Nguyen Thi Hoai Thu, Pham Nang Van*

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

ARTICLE INFO	ABSTRACT
Received: 13/12/2024 Revised: 22/01/2025 Published: 22/01/2025	Choosing the optimal cross-section of conductors is one of the essential tasks in planning the distribution network. This study presents a nonlinear optimization model with binary variables to determine the size of conductors in distribution grids, considering the impact of the daily load profile. The objective function aimed to minimize the lifetime cost of the power grid while complying with the power flow equations, line thermal limits, voltage bounds at the nodes, and the main feeder using the same conductor cross-section. The proposed optimization formulation was validated on an IEEE 33-bus distribution network with four computational scenarios using GAMS software and KNITRO optimizer. The calculation results show that the optimal conductor sizes for the scenarios are different, with the conductor size for the scenario with only residential loads being the highest. However, the energy loss of the grid corresponding to this scenario is the lowest. At the same time, the voltage pattern on the power grid of four scenarios is also distinct. Therefore, the shape of the daily load curve needs to be considered when selecting the conductor size for the distribution network.
KEYWORDS	
Electrical distribution grids	
Optimal conductor size	
Lifetime cost	
Daily load pattern	
Nonlinear programming with binary variables	

TỐI ƯU HÓA KÍCH CỠ DÂY DẪN SỬ DỤNG MÔ HÌNH MINLP CÓ XÉT ẢNH HƯỞNG CỦA HÌNH DÁNG ĐỒ THỊ PHỤ TẢI NGÀY ĐÊM

Phạm Chí Công, Nguyễn Thị Hoài Thu, Phạm Năng Văn*

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

THÔNG TIN BÀI BÁO	TÓM TẮT
Ngày nhận bài: 13/12/2024 Ngày hoàn thiện: 22/01/2025 Ngày đăng: 22/01/2025	Tối ưu hóa kích cỡ dây dẫn là nhiệm vụ quan trọng của quy hoạch mạng điện phân phối. Nghiên cứu này trình bày mô hình tối ưu phi tuyến với biến nhị phân để xác định kích cỡ dây dẫn của mạng điện phân phối có xét tác động của hình dáng đồ thị phụ tải ngày đêm. Hàm mục tiêu là cực tiểu tổng chi phí vòng đời của lưới điện, đồng thời thỏa mãn ràng buộc hệ phương trình cân bằng công suất nút, giới hạn truyền tải công suất, giới hạn điện áp nút và sử dụng kích cỡ dây dẫn giống nhau trên trục chính. Mô hình tối ưu đề xuất được tính toán trên lưới điện trung áp 33 nút IEEE với bốn kịch bản sử dụng môi trường lập trình GAMS và công cụ tối ưu KNITRO. Kết quả tính toán cho thấy, kích cỡ dây dẫn tối ưu của các kịch bản là khác nhau, trong đó kích cỡ dây dẫn của kịch bản lưới điện chỉ có tải sinh hoạt là lớn nhất. Tuy nhiên, tổn thất điện năng của lưới điện tương ứng với kịch bản này là nhỏ nhất. Đồng thời, phân bố điện áp trên lưới điện của bốn kịch bản cũng khác nhau. Do đó, hình dáng của đồ thị phụ tải ngày đêm cần phải được xét đến khi lựa chọn kích cỡ dây dẫn của lưới điện phân phối.
TỪ KHÓA	
Mạng điện phân phối	
Kích cỡ dây dẫn tối ưu	
Chi phí vòng đời	
Đồ thị phụ tải ngày đêm	
Quy hoạch phi tuyến với biến nhị phân	

DOI: <https://doi.org/10.34238/tnu-jst.11690>

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

1. Giới thiệu

Quy hoạch mạng điện trung hạ áp là nhiệm vụ quan trọng trong nghiên cứu về lĩnh vực hệ thống điện. Vận hành mạng điện trung hạ áp thường được thực hiện với kết cấu hình tia nhằm mục đích đơn giản hóa quy trình vận hành và phương thức bảo vệ. Vì điện áp danh định của mạng điện phân phối nhỏ nên tổn thất công suất tác dụng trên mạng điện này thường chiếm một tỷ lệ đáng kể trong tổng tổn thất công suất tác dụng của hệ thống điện. Vì vậy, để giảm tổn thất công suất tác dụng của hệ thống điện, ta cần thực hiện hiệu quả và chính xác vấn đề quy hoạch lưới phân phối. Về mặt toán học, bài toán quy hoạch lưới phân phối thường được mô hình dưới dạng tối ưu, trong đó cực tiểu tổng chi phí là hàm mục tiêu, và có tích hợp các ràng buộc trong vận hành, ràng buộc độ tin cậy cung cấp điện và ràng buộc chất lượng điện năng. Một trong các bài toán con của quy hoạch lưới phân phối là tối ưu hóa kích cỡ dây dẫn.

Bài toán xác định kích cỡ dây dẫn đã được giải quyết trong một số bài báo nghiên cứu. Bài báo [1] đề xuất phương pháp dựa trên thuật toán di truyền (GA – Genetic Algorithm) nhằm xác định tiết diện dây dẫn, vị trí và công suất của tụ điện bù ngang trong mạng phân phối nhằm tối thiểu hóa tổng vốn đầu tư và chi phí trong vận hành có xét sóng hài trong lưới điện. Nghiên cứu [2] xây dựng quy trình tính toán tiết diện dây dẫn dựa trên phân tích chế độ xác lập để giảm tổn thất công suất tác dụng và cải thiện chất lượng điện áp. Quy trình đơn giản để xác định kích cỡ dây cáp với điện áp định mức nhỏ hơn 1000 V nhằm tối thiểu hóa sự già hóa nhiệt trong cách điện của dây cáp được đề xuất trong [3]. Nhược điểm của các bài báo [2], [3] là không trình bày bài toán xác định kích cỡ dây dẫn dưới dạng mô hình toán học tối ưu. Vì vậy, nghiệm đạt được thường là lời giải tối ưu cục bộ. Các tác giả trong [4] đã trình bày mô hình tối ưu tuyến tính với số nguyên (MILP – Mixed Integer Linear Programming) để tính toán kích cỡ dây dẫn trong trường hợp đầu tư mới và cải tạo, nâng cấp mạng lưới điện. Mô hình toán học MILP trong bài báo [4] được biến đổi từ mô hình tối ưu phi tuyến với số nguyên (MINLP – Mixed Integer Nonlinear Programming) dựa trên phương pháp tuyến tính hóa với nhiều phân đoạn. Nghiên cứu [5] xây dựng quy trình dựa trên khoảng chia kinh tế của dòng điện và phương pháp heuristic để tính toán tiết diện dây. Kỹ thuật xác định kích cỡ dây dẫn trong [5] không yêu cầu thực hiện các thuật toán tối ưu phức tạp, dễ hiểu và thực hiện đơn giản; tuy nhiên, lời giải tối ưu toàn cục thường không tìm được. Phương pháp tính toán metaheuristic NSIHS-II được phát triển trong [6] để xác định nghiệm của mô hình tối ưu với nhiều mục tiêu trong chiến lược đầu tư mạng điện phân phối có tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo và phân tán (DG – Distributed Generation). Nghiên cứu [7] đề xuất phương pháp tối ưu sử dụng tính toán metaheuristic SSO (Salp Swarm Optimization) để tối ưu hóa kích cỡ dây dẫn của mạng điện tại Ai Cập khi đầu tư mới và cải tạo mạng điện, đồng thời tăng cường sự thâm nhập của nguồn năng lượng phân tán. Trong bài báo [7], chỉ số nâng cấp và cải tạo mạng điện FRI (Feeder Reinforcement Index) được xây dựng để xác định đường dây cần nâng cấp, do đó, không gian tìm nghiệm và thời gian thực hiện tính toán được giảm xuống đáng kể. Bài báo [8] phát triển mô hình tối ưu MINLP cho bài toán xác định kích cỡ dây dẫn tối ưu, đồng thời với tìm vị trí và công suất của tụ bù ngang tối ưu. Mô hình toán học tối ưu đề xuất này có xét sự biến đổi trong tiêu thụ công suất của phụ tải điện theo điện áp. Đồng thời, vị trí đặt và chi phí của tụ điện bù ngang được mô hình hóa chính xác thông qua các biến nguyên. Tương tự, các tác giả trong bài báo [9] xây dựng mô hình tối ưu MINLP và áp dụng công cụ giải tối ưu phi tuyến DICOPT với môi trường lập trình GAMS để xác định kích cỡ dây dẫn. Kỹ thuật tính toán meta-heuristic HSA (Harmony Search Algorithm) được xây dựng trong [10] để xác định kích cỡ dây dẫn tối ưu. Bài báo [11] đề xuất mô hình quy hoạch toàn phương với số nguyên (MIQCP – Mixed Integer Quadratically Constrained Programming) để tính toán kích cỡ tối ưu của dây dẫn. Tại Việt Nam, kích cỡ dây dẫn của mạng điện phân phối với các đường dây trên không được xác định theo chỉ tiêu tổn thất điện áp cho phép và sử dụng cùng tiết diện cho toàn bộ đường trục. Kỹ thuật thực hiện này không phức tạp nhưng đã bỏ qua các yếu tố kinh tế như chi phí vốn đầu tư, chi phí do bảo dưỡng, sửa chữa và chi phí liên quan đến tổn thất điện năng.

Từ các nghiên cứu [1]-[11], ta thấy rằng bài toán xác định tối ưu kích cỡ dây dẫn thường được giải bằng cách sử dụng các phương pháp tối ưu như MINLP, MIQCP, MILP và kỹ thuật tính toán metaheuristic. Tuy nhiên, các bài báo trên thường tính toán với một khoảng thời gian (thời điểm phụ tải cực đại) và do đó, không xét được tác động của đồ thị phụ tải. Đồng thời, các nghiên cứu này bỏ qua ràng buộc về sử dụng cùng tiết diện dây cho toàn bộ trục chính của lưới điện. Mục đích của bài báo này là đánh giá tác động của hình dáng đồ thị phụ tải ngày đêm đến tiết diện dây dẫn tối ưu dựa trên mô hình quy hoạch phi tuyến với số nguyên (MINLP). Các đóng góp chính của bài báo bao gồm:

- Đề xuất mô hình toán học tối ưu MINLP cho bài toán xác định kích cỡ dây dẫn của mạng lưới phân phối. Hàm mục tiêu là tối thiểu hóa tổng chi phí vòng đời (LTC) của lưới điện, đồng thời thỏa mãn ràng buộc hệ phương trình cân bằng công suất nút, giới hạn điện áp nút, giới hạn công suất truyền tải trên đường dây và trục chính sử dụng cùng tiết diện dây.

- Áp dụng mô hình MINLP đề xuất để tính toán kích cỡ dây dẫn cho lưới điện trung áp 33 nút IEEE với ba kịch bản khác nhau của hình dáng đồ thị phụ tải ngày đêm.

Nội dung còn lại của bài báo gồm ba phần. Phần 2 mô tả về mô hình tối ưu phi tuyến với biến nhị phân của bài toán xác định kích cỡ dây dẫn cho mạng phân phối có xét đồ thị phụ tải ngày đêm. Phần 3 mô tả các kết quả tối ưu và thảo luận với lưới điện trung áp 33 nút IEEE. Những kết luận và định hướng chủ đề nghiên cứu trong tương lai được mô tả trong phần 4.

2. Phương pháp nghiên cứu

Mô hình tối ưu phi tuyến với số nguyên (MINLP) của bài toán tối ưu hóa kích cỡ dây dẫn có xét đồ thị phụ tải ngày được mô tả chi tiết dưới đây.

Hàm mục tiêu:

$$\min LTC = \sum_{ij \in \Phi_L} \sum_{k \in \Phi_S} V_{0,k} \times x_{ij,k} \times L_{ij} + \sum_{n=1}^N \left[a_{MC} \times \left(\sum_{ij \in \Phi_L} \sum_{k \in \Phi_S} V_{0,k} \times x_{ij,k} \times L_{ij} \right) + \sum_{ij \in \Phi_L} \sum_{k \in \Phi_S} \sum_{t=1}^{T=24} R_{0,k} \times L_{ij} \times \frac{x_{ij,k} \times I_{ij,k,t}^2}{m_{ij}} \times S_{base} \times 365 \times c_{\Delta\Delta,t} \right] \times \frac{1}{(1+r)^n} \quad (1)$$

thỏa mãn các ràng buộc:

$$P_{hi,t} = \sum_{j \in \Phi_i, j \neq h} P_{ij,t} + R_{hi} \times I_{hi,t}^2 - P_{i,t}; \forall i \in \Phi_N; t = 1, \dots, T \quad (2)$$

$$Q_{hi,t} = \sum_{j \in \Phi_i, j \neq h} Q_{ij,t} + X_{hi} \times I_{hi,t}^2 - Q_{i,t}; \forall i \in \Phi_N; t = 1, \dots, T \quad (3)$$

$$U_{i,t}^2 - U_{j,t}^2 - 2 \times (R_{ij} P_{ij,t} + X_{ij} Q_{ij,t}) + (R_{ij}^2 + X_{ij}^2) I_{ij,t}^2 = 0; \forall ij \in \Phi_L; t = 1, \dots, T \quad (4)$$

$$I_{ij,t}^2 = \sum_{k \in \Phi_S} x_{ij,k} I_{ij,k,t}^2; \forall ij \in \Phi_L; t = 1, \dots, T \quad (5)$$

$$P_{ij,t} = \sum_{k \in \Phi_S} x_{ij,k} P_{ij,k,t}; \forall ij \in \Phi_L; t = 1, \dots, T \quad (6)$$

$$Q_{ij,t} = \sum_{k \in \Phi_S} x_{ij,k} Q_{ij,k,t}; \forall ij \in \Phi_L; t = 1, \dots, T \quad (7)$$

$$I_{ij,t}^2 U_{i,t}^2 = P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2; \forall ij \in \Phi_L; t = 1, \dots, T \quad (8)$$

$$0 \leq I_{ij,k,t}^2 \leq m_{ij}^2 \times I_{max,k}^2; \forall k \in \Phi_S; \forall ij \in \Phi_L; t = 1, \dots, T \quad (9)$$

$$U_{min}^2 \leq U_{i,t}^2 \leq U_{max}^2; \forall i \in \Phi_N; t = 1, \dots, T \quad (10)$$

$$P_{i,t} = P_{Gi,t} - P_{Di,t}; \forall i \in \Phi_N; t = 1, \dots, T \quad (11)$$

$$Q_{i,t} = Q_{Gi,t} - Q_{Di,t}; \forall i \in \Phi_N; t = 1, \dots, T \quad (12)$$

$$R_{ij} = \frac{L_{ij}}{m_{ij}} \times \sum_{k \in \Phi_S} x_{ij,k} R_{0,k}; \forall ij \in \Phi_L \quad (13)$$

$$X_{ij} = \frac{L_{ij}}{m_{ij}} \times \sum_{k \in \Phi_S} x_{ij,k} X_{0,k}; \forall ij \in \Phi_L \quad (14)$$

$$\sum_{\forall ij \in \Phi_M} x_{ij,k} = N_{\Phi_M} x_k; \forall k \in \Phi_S \quad (15)$$

$$\sum_{k \in \Phi_S} x_{ij,k} = 1; \forall ij \in \Phi_L \quad (16)$$

$$\sum_{ij \in \Phi_L} \sum_{k \in \Phi_S} V_{0,k} \times x_{ij,k} \times L_{ij} \leq V \quad (17)$$

$$x_{ij,k} \in \{0,1\}; \forall ij \in \Phi_L; \forall k \in \Phi_S \quad (18)$$

$$x_k \in \{0,1\}; \forall k \in \Phi_S$$

trong đó:

- Φ_i là tập tất cả các nút mà nút i kết nối trực tiếp;
- Φ_L là tập các nhánh đường dây;
- Φ_N là tập các nút;
- Φ_S là tập tất cả các kích cỡ dây dẫn tiêu chuẩn được sử dụng;
- Φ_M là tập tất cả các nhánh đường dây nằm trên trục chính;
- a_{MC} là hệ số vận hành;
- $c_{\Delta A,t}$ là giá biên điện năng tổn thất theo thời gian (\$/MWh);
- $I_{\max,k}$ là dòng điện lớn nhất cho phép của dây dẫn loại k (pu);
- $V_{0,k}$ là vốn đầu tư ban đầu cho mỗi ki-lô-mét dây dẫn loại k (\$/km);
- V là ngân sách đầu tư (\$);
- L_{ij} là chiều dài của nhánh đường dây ij (km);
- m_{ij} là số mạch đường dây của nhánh đường dây ij ;
- N là tuổi thọ của dây dẫn theo năm;
- N_{Φ_M} là số nhánh đường dây thuộc trục chính;
- $P_{Di,t}$ là công suất hữu công của phụ tải tại nút i trong khoảng thời gian t (pu);
- $P_{Gi,t}$ là công suất hữu công của nguồn điện tại nút i trong khoảng thời gian t (pu);
- $P_{ij,k,t}$ là công suất hữu công trên nhánh ij với dây dẫn loại k trong khoảng thời gian t (pu);
- $P_{ij,t}$ là công suất hữu công trên nhánh đường dây ij trong khoảng thời gian t (pu);
- $Q_{Di,t}$ là công suất vô công của phụ tải tại nút i trong khoảng thời gian t (pu);
- $Q_{Gi,t}$ là công suất vô công của nguồn điện tại nút i trong khoảng thời gian t (pu);
- $Q_{ij,k,t}$ là công suất vô công trên nhánh ij với dây dẫn loại k trong khoảng thời gian t (pu);
- $Q_{ij,t}$ là công suất vô công trên nhánh đường dây ij trong khoảng thời gian t (pu);
- r là hệ số chiết khấu;
- $R_{0,k}$ là điện trở đơn vị dây dẫn loại k (pu/km);
- R_{ij} là điện trở của nhánh đường dây ij (pu);
- $X_{0,k}$ là điện kháng đơn vị dây dẫn loại k (pu/km);
- X_{ij} là điện kháng của nhánh đường dây ij (pu);
- S_{base} là công suất cơ bản;
- n là chỉ số thời gian (năm);
- $U_{i,t}$ là biên độ điện áp nút tại nút i trong khoảng thời gian t (pu);
- $U_i^{\min}$ là trị số lớn nhất cho phép của mô-đun điện áp tại nút i (pu);
- $U_i^{\max}$ là trị số nhỏ nhất cho phép của mô-đun điện áp tại nút i (pu);
- $x_{ij,k}$ là biến nhị phân, $x_{ij,k} = 1$ khi dây dẫn loại k được chọn cho nhánh đường dây ij ; ngược lại $x_{ij,k} = 0$;
- x_k là biến nhị phân, biểu thị tiết diện dây dẫn của trục chính là giống nhau.

Hàm mục tiêu (1) cực tiểu chi phí vòng đời của mạng điện phân phối, bao gồm chi phí vốn đầu tư cho dây dẫn, chi phí bảo dưỡng, sửa chữa và chi phí do tổn thất điện năng. Ràng buộc (2) và (3) là các phương trình mô tả lưới điện trong chế độ xác lập sử dụng phương pháp cộng công suất cho các mạng lưới phân phối điện có kết cấu hình tia. Phương trình (4) thể hiện mối quan hệ điện áp giữa các nút của nhánh đường dây ij . Phương trình (5), (6) và (7) được áp dụng để thực hiện tính toán giá trị dòng điện và dòng công suất trên nhánh đường dây ij theo những loại kích cỡ dây dẫn khác nhau. Phương trình (8) mô tả mối quan hệ giữa điện áp nút, dòng điện nhánh và công suất nhánh. Giới hạn phát nóng của nhánh đường dây được biểu diễn bởi (9). Phương trình (10) trình bày các giới hạn điện áp. Công suất hữu công tại nút i được mô tả trong (11) và công suất vô công tại nút i được mô tả trong (12). Điện trở tác dụng và điện kháng của nhánh đường dây ij , tương ứng với loại dây dẫn k , được xác định bởi (13)-(14). Ràng buộc về việc sử dụng cùng tiết diện dây dẫn cho tuyến đường dây chính được mô tả bởi (15). Ràng buộc (16) cho thấy rằng mỗi đường dây chỉ được sử dụng một chủng loại kích cỡ dây dẫn tiêu chuẩn duy nhất. Ngân sách đầu tư được giới hạn theo (17). Ràng buộc (18) mô tả các biến nhị phân.

- Nhập sơ đồ lưới điện và chiều dài các đường dây;
- Nhập dữ liệu kinh tế – kỹ thuật (điện trở, điện kháng, dòng điện cho phép và suất vốn đầu tư) của các tiết diện dây dẫn tiêu chuẩn;
- Nhập công suất cực đại của phụ tải tại các nút;
- Nhập giá điện trong 24 khoảng thời gian của 1 ngày đêm;
- Nhập điện áp vận hành của nút trạm nguồn;
- Nhập hình dáng đồ thị phụ tải tại các nút.

Giải bài toán tối ưu sử dụng phần mềm GAMS và bộ giải KNITRO

- Hiện thị tiết diện dây dẫn cho các đường dây của lưới điện;
- Hiện thị vốn đầu tư, tổn thất điện năng và chi phí vòng đời;
- Hiện thị điện áp tại các nút trong 24 khoảng thời gian của 1 ngày đêm.

Hình 1. Lưu đồ của phương pháp MINLP đề xuất

Mô hình tối ưu đề xuất (1)-(18) có dạng quy hoạch phi tuyến với số nguyên (MINLP). Mô hình tối ưu MINLP này có thể được giải một cách hiệu quả sử dụng các bộ giải như KNITRO, BARON và LINDO [12]. Hình 1 mô tả lưu đồ của mô hình MINLP để chọn tiết diện dây dẫn có xét hình dáng của đồ thị phụ tải.

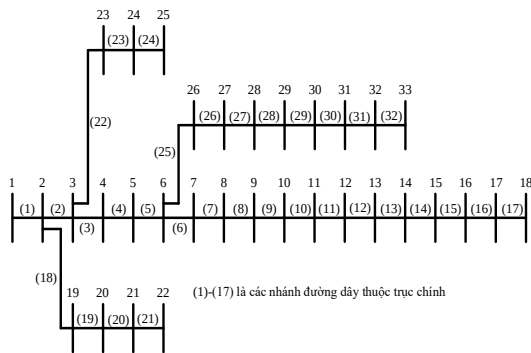
3. Kết quả và bàn luận

Trong mục này, mô hình tối ưu đề xuất được áp dụng tính toán trên lưới điện trung áp 33 nút IEEE [13] sử dụng môi trường lập trình GAMS [14] với bộ giải thương mại KNITRO. Máy tính cá nhân với cấu hình vi xử lý AMD Ryzen 5 5600G 3,9GHz và RAM 32GB được áp dụng để thực hiện các tính toán. Điện áp vận hành của trạm nguồn tại nút 1 được chọn bằng 1,05 pu.

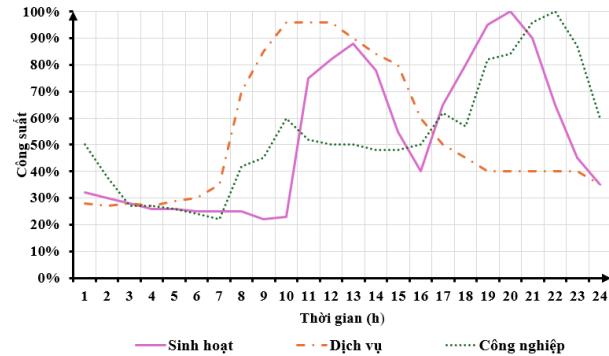
3.1. Mô tả dữ liệu lưới điện IEEE 33 nút

Lưới điện trung áp IEEE 33 nút có sơ đồ như Hình 2. Điện áp danh định của lưới điện bằng 12,66 kV. Tổng công suất cực đại của phụ tải bằng $3715 + j2300$ kVA. Giới hạn điện áp yêu cầu là $0,95 \leq U \leq 1,05$ pu. Dữ liệu cơ sở là $S_{cb} = 1$ MVA và $U_{cb} = 12,66$ kV.

Hình 3 mô tả sự thay đổi công suất tiêu thụ theo thời gian trong ngày của ba kiểu phụ tải (tải sinh hoạt, tải dịch vụ và tải công nghiệp) với ba hình dáng khác nhau của đồ thị phụ tải ngày đêm. Trên Hình 3, công suất tiêu thụ của phụ tải theo thời gian được tính theo phần trăm của công suất tiêu thụ cực đại. Giá biên điện năng tổn thất theo thời gian được lấy theo tài liệu [15]. Ngoài ra, 29 chủng loại dây dẫn (ký hiệu từ k1 đến k29) [16] được sử dụng trong nghiên cứu này. Tuổi thọ của đường dây được lấy bằng 20 năm, hệ số chiết khấu bằng 7% và hệ số bảo dưỡng bằng 7%. Giới hạn trên và dưới của mô-đun điện áp nút lần lượt bằng 1,05 pu và 0,95 pu.



Hình 2. Sơ đồ lưới điện 33 nút IEEE



Hình 3. Đồ thị phụ tải ngày đêm

3.2. Kết quả tính toán với lưới điện IEEE 33 nút

Trong bài báo này, bốn kịch bản của đồ thị phụ tải được tính toán và so sánh, bao gồm:

- Kịch bản A: lưới điện chỉ có tải sinh hoạt;
- Kịch bản B: lưới điện chỉ có tải dịch vụ;
- Kịch bản C: lưới điện chỉ có tải công nghiệp.
- Kịch bản D: lưới điện bao gồm tải sinh hoạt, tải dịch vụ và tải công nghiệp (xem Bảng 1).

Bảng 1. Tính chất phụ tải của kịch bản D

Phụ tải	Nút
Sinh hoạt	2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14
Dịch vụ	15, 16, 17, 18, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33
Công nghiệp	19, 20, 21, 22, 23, 24, 25

Kết quả tính toán kích cỡ dây dẫn tối ưu cho các kịch bản được trình bày trong Bảng 2. Minh họa tiết diện dây dẫn tối ưu tương ứng với kịch bản A được trình bày trên Hình 4. Bảng 3 so sánh kết quả tính toán hàm mục tiêu và các đại lượng khác của ba kịch bản.

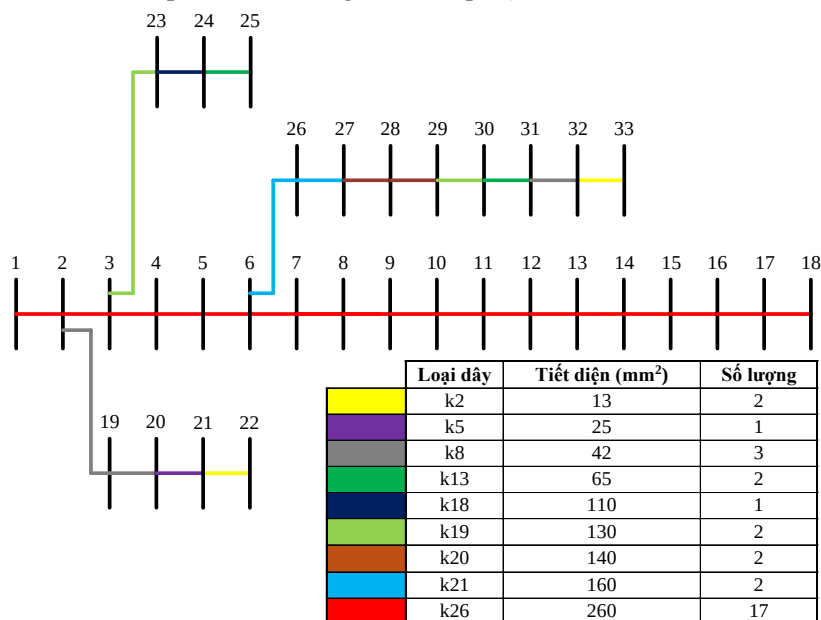
Bảng 2 cho thấy rằng, tiết diện dây dẫn tối ưu của ba kịch bản A, B và C có sự khác biệt đáng kể. Với kịch bản A, dây dẫn được lựa chọn có tiết diện lớn nhất. Cụ thể, trên đường trục, loại tiết diện dây được chọn cho kịch bản A là k26, và cho kịch bản B, C đều là k21. Trên các nhánh 22-26, tiết diện dây dẫn của kịch bản C nhỏ hơn so với kịch bản A và B. Tuy nhiên, trên nhánh 32, tiết diện dây dẫn của kịch bản B là nhỏ nhất. Đồng thời, tiết diện dây dẫn của kịch bản D giống với kịch bản B.

Bảng 2. So sánh tiết diện dây dẫn tối ưu của 4 kịch bản

Nhánh	Kịch bản				Nhánh	Kịch bản				Nhánh	Kịch bản			
	A	B	C	D		A	B	C	D		A	B	C	D
1	k26	k21	k21	k21	12	k26	k21	k21	k21	23	k18	k18	k14	k18
2	k26	k21	k21	k21	13	k26	k21	k21	k21	24	k13	k13	k12	k13
3	k26	k21	k21	k21	14	k26	k21	k21	k21	25	k21	k21	k20	k21
4	k26	k21	k21	k21	15	k26	k21	k21	k21	26	k21	k21	k20	k21
5	k26	k21	k21	k21	16	k26	k21	k21	k21	27	k20	k20	k20	k20
6	k26	k21	k21	k21	17	k26	k21	k21	k21	28	k20	k20	k20	k20
7	k26	k21	k21	k21	18	k8	k8	k8	k8	29	k19	k19	k19	k19
8	k26	k21	k21	k21	19	k8	k8	k8	k8	30	k13	k13	k13	k13
9	k26	k21	k21	k21	20	k5	k5	k5	k5	31	k8	k8	k8	k8
10	k26	k21	k21	k21	21	k2	k2	k2	k2	32	k2	k1	k2	k1
11	k26	k21	k21	k21	22	k19	k19	k18	k19					

Bảng 3 cho thấy sự khác biệt đáng chú ý giữa các kịch bản về các thông số điện áp, chi phí và tổn thất điện năng. Điện áp lớn nhất của bốn kịch bản đều bằng nhau (1,05 pu tại nút 1). Ngoài ra,

điện áp nhỏ nhất có sự khác biệt nhỏ. Cụ thể, với kịch bản A, điện áp nhỏ nhất là 1,03595 pu (tại nút 33, thời điểm $t = 20$ giờ). Với kịch bản B, điện áp nhỏ nhất là 1,03499 pu (tại nút 33, thời điểm $t = 10$ giờ). Với kịch bản C, điện áp thấp nhất bằng 1,03434 pu (tại nút 33, thời điểm $t = 22$ giờ). Với kịch bản D, điện áp nhỏ nhất bằng 1,03566 pu (tại nút 33, thời điểm $t = 12$ giờ).



Hình 4. Tiết diện tối ưu của kịch bản A

Bảng 3. So sánh lời giải tối ưu của 4 kịch bản

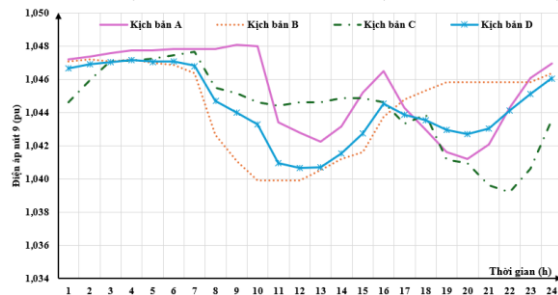
Thông số	Kịch bản			
	A	B	C	D
Điện áp nhỏ nhất (pu)	1,03595	1,03499	1,03434	1,03566
Điện áp lớn nhất (pu)	1,05	1,05	1,05	1,05
Vốn đầu tư dây dẫn (\$)	46.723,00	35.964,00	35.188,50	35.964,00
Chi phí bảo dưỡng (\$)	34.648,90	26.670,20	26.095,10	26.670,20
Tổn thất điện năng (kWh/ngày)	114,408	156,421	154,731	149,856
Chi phí cho tổn thất điện năng (\$)	53.192,40	67.037,20	65.114,30	65.325,80
Chi phí vòng đời (\$)	134.564,30	129.671,40	126.397,90	127.960,00

Ngoài ra, từ Bảng 3, ta thấy rằng, vốn đầu tư và chi phí bảo dưỡng của kịch bản A có trị số lớn nhất, lần lượt là 46.723 \$ và 34.648,9 \$. Chi phí đầu tư và bảo dưỡng của kịch bản B lần lượt bằng khoảng 77% và 75,3% so với kịch bản A. Chi phí đầu tư và chi phí bảo dưỡng của kịch bản B xấp xỉ bằng kịch bản C và kịch bản D. Bảng 3 cũng cho thấy, tổn thất điện năng trong ngày của kịch bản A nhỏ nhất và bằng 114,408 kWh (tương ứng với 0,25% điện năng tiêu thụ của tải). Tổn thất điện năng của kịch bản B, C và D lần lượt chiếm 0,33%, 0,32% và 0,32% điện năng tiêu thụ của phụ tải. Ngoài ra, chi phí vòng đời của kịch bản A là lớn nhất và bằng 134.564,30 \$. Trong khi đó, chi phí vòng đời của kịch bản B, C và D lần lượt bằng khoảng 96,4%, 94% và 95,1% so với kịch bản A.

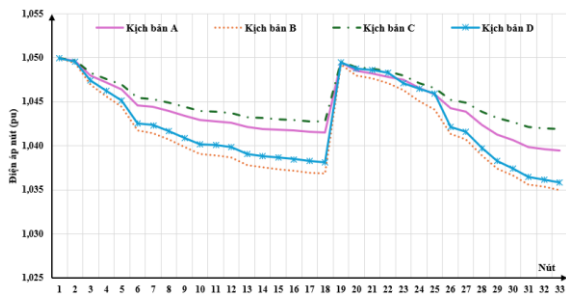
Hình 5 trình bày sự thay đổi điện áp tại nút 9 trong ngày đêm tương ứng với bốn kịch bản. Từ Hình 5, ta thấy rằng, điện áp lớn nhất của 4 kịch bản có trị số khác nhau và xảy ra tại các khoảng thời gian khác nhau. Cụ thể, trị số điện áp nút 9 lớn nhất của kịch bản A là 1,0481 pu (tại $t = 9$ giờ). Trong khi đó, trị số điện áp nút 9 lớn nhất của kịch bản B, C và D lần lượt là 1,0472 pu (tại $t = 2$ giờ và $t = 4$ giờ), 1,0477 pu (tại $t = 7$ giờ) và 1,0472 pu (tại $t = 4$ giờ). Tương tự, điện áp nút 9 nhỏ nhất của 4 kịch bản cũng khác nhau về trị số và thời điểm xảy ra. Cụ thể, trị số điện áp nút 9

nhỏ nhất của kịch bản A, B, C và D lần lượt là 1,0412 pu (tại $t = 20$ giờ), 1,0399 pu (tại $t = 10-12$ giờ), 1,0392 pu (tại $t = 22$ giờ) và 1,0406 pu (tại $t = 12$ giờ). Ngoài ra, tại thời điểm $t = 9$ giờ, điện áp của kịch bản A là lớn nhất (bằng 1,0481 pu), nhưng tại $t = 20$ giờ, điện áp của kịch bản B là lớn nhất (bằng 1,0458 pu).

Biểu đồ phân bố điện áp tại các nút của mạng điện tại thời điểm $t = 11$ giờ cho bốn kịch bản được trình bày trong Hình 6. Điện áp cao nhất ở tất cả các kịch bản được giữ cố định tại nút 1 với trị số bằng 1,05 pu. Trong khi đó, điện áp giảm dần về phía các nút xa nguồn hơn. Tất cả các kịch bản đều có trị số điện áp nhỏ nhất tại nút 33 (1,040 pu với kịch bản A; 1,035 pu với kịch bản B; 1,042 pu với kịch bản C và 1,036 pu với kịch bản D). Ngoài ra, tại cùng một nút, điện áp của kịch bản C có trị số lớn nhất và của kịch bản B có trị số nhỏ nhất.



Hình 5. Sự thay đổi điện áp nút 9 theo thời gian



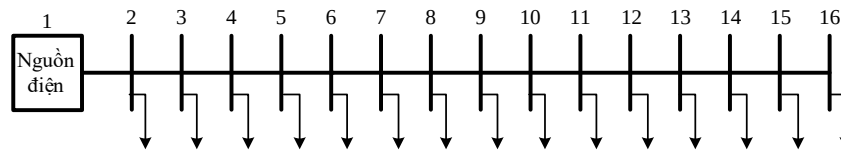
Hình 6. So sánh điện áp nút của lưới điện tại $t = 11$ giờ

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

Hiệu quả của mô hình tối ưu đề xuất được so sánh với phương pháp HSA [17] và phương pháp HSDE [10] sử dụng lưới điện phân phối 16 nút (xem Hình 7). Kết quả tính toán của ba phương pháp HSA, HSDE và MINLP đề xuất được trình bày trên Bảng 4.

Bảng 4. So sánh lời giải tối ưu của các phương pháp HSA, HSDE và MINLP

Nhánh	Nút đầu	Nút cuối	Công suất phụ tải		Chiều dài (km)	Chủng loại dây			
			P (kW)	Q (kVar)		Ban đầu	HSA [17]	HSDE [10]	MINLP đề xuất
1	1	2	48,75	43	2	Raccoon	Raccoon	Raccoon	Raccoon
2	2	3	37,5	33	1,6	Raccoon	Raccoon	Raccoon	Raccoon
3	3	4	37,5	33	2,3	Raccoon	Raccoon	Raccoon	Beaver
4	4	5	75	66,1	2,9	Raccoon	Raccoon	Raccoon	Beaver
5	5	6	48,75	43	2,2	Rabbit	Beaver	Raccoon	Beaver
6	6	7	37,5	33	1,57	Rabbit	Raccoon	Raccoon	Beaver
7	7	8	12	10,6	2,4	Rabbit	Raccoon	Raccoon	Beaver
8	8	9	37,5	33	4	Rabbit	Raccoon	Raccoon	Beaver
9	9	10	37,5	33	2,3	Weasel	Beaver	Beaver	Beaver
10	10	11	75	66,1	2,5	Weasel	Beaver	Beaver	Beaver
11	11	12	18,75	16,5	2,7	Weasel	Beaver	Raccoon	Beaver
12	12	13	48,75	43	3,2	Squirrel	Rabbit	Beaver	Mink
13	13	14	48,75	43	1,7	Squirrel	Rabbit	Mink	Ferret
14	14	15	75	66,1	3,8	Squirrel	Beaver	Rabbit	Gopher
15	15	16	37,5	33	2	Squirrel	Squirrel	Mink	Squirrel
Điện áp nhỏ nhất (pu)						0,8867	0,9269	0,9288	0,9212
Tồn thất công suất tác dụng (kW)						53,47	39,45	38,55	37,83
Chi phí tối ưu (Rs)						231990	202156	200783	197006
Độ giảm của chi phí tối ưu (%)						—	12,86	13,45	15,08



Hình 7. Lưới điện 16 nút

Kết quả tính toán từ Bảng 4 cho thấy rằng, chi phí tối ưu (giá trị hàm mục tiêu) của phương pháp MINLP đề xuất có trị số nhỏ nhất khi so sánh với các phương pháp HSA và HSDE. Độ giảm của chi phí tối ưu (tính theo phần trăm so với chi phí ban đầu) của ba phương pháp HSA, HSDE và MINLP lần lượt là 12,86%, 13,45% và 15,08%. Điều này cho thấy, phương pháp MINLP hiệu quả hơn các phương pháp HSA và HSDE. Ngoài ra, tổn thất công suất tác dụng tính theo phương pháp MINLP cũng có trị số nhỏ nhất (bằng 37,83 kW), trong khi phương pháp HSA và HSDE có tổn thất công suất tác dụng lần lượt bằng 39,45 kW và 38,55 kW.

4. Kết luận

Bài báo đề xuất mô hình tối ưu phi tuyến với số nguyên (MINLP) có xét nhiều khoảng thời gian để tối ưu hóa kích cỡ dây dẫn của mạng điện phân phối trung áp có xét ảnh hưởng của hình dáng đồ thị phụ tải ngày đêm. Tiết diện dây dẫn được xác định để tối thiểu hóa chi phí vòng đời của lưới điện và thỏa mãn các ràng buộc như hệ phương trình mô tả lưới điện trong chế độ xác lập như giới hạn phát nóng của các đường dây, giới hạn miền giá trị của điện áp nút, giới hạn tổng vốn đầu tư sẵn có và các nhánh của trục chính có tiết diện dây dẫn giống nhau. Mô hình MINLP đề xuất được đánh giá trên lưới điện phân phối trung áp 33 nút IEEE sử dụng bộ giải tối ưu KNITRO và môi trường lập trình lập trình GAMS. Ba kịch bản của hình dáng đồ thị phụ tải ngày đêm được so sánh. Lời giải đạt được cho thấy, kích cỡ dây dẫn, tổn thất công suất và điện áp nút phụ thuộc nhiều vào đặc điểm tiêu thụ công suất của phụ tải. Hướng nghiên cứu trong tương lai là tối ưu hóa tiết diện dây dẫn có xét sự tăng trưởng hằng năm của phụ tải.

TÀI LIỆU THAM KHẢO/ REFERENCES

- [1] V. Farahani, S. H. H. Sadeghi, H. A. Abyaneh, S. M. M. Agah, and K. Mazlumi, "Energy Loss Reduction by Conductor Replacement and Capacitor Placement in Distribution Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 2077-2085, Aug. 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2251012.
- [2] H. Ali, S. Ullah, I. Sami, N. Ahmad, and F. Khan, "Economic Loss Minimization of a Distribution Feeder and Selection of Optimum Conductor for Voltage Profile Improvement," in *2018 International Conference on Power Generation Systems and Renewable Energy Technologies (PGSRET)*, Sep. 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/PGSRET.2018.8686040.
- [3] B. R. Meier and B. Chowdhury, "A Simple Approach to Conductor Sizing and Prolonging the Thermal Life of Electrical Cables Below 1000 V for Industrial and Commercial Applications," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 55, no. 5, pp. 4507-4514, Sep. 2019, doi: 10.1109/TIA.2019.2928238.
- [4] J. Franco, M. J. Rider, M. Lavorato, and R. Romero, "Optimal Conductor Size Selection and Reconductoring in Radial Distribution Systems Using a Mixed-Integer LP Approach," *Power Syst. IEEE Trans. On*, vol. 28, pp. 10-20, Feb. 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2201263.
- [5] A. D. Taslimov, M. V. Melikuziev, A. M. Najimova, and A. A. Alimov, "Economic load intervals for selection of cable sections for agricultural purpose," *E3S Web Conf.*, vol. 216, 2020, Art. no. 01159, doi: 10.1051/e3sconf/202021601159.
- [6] A. Rastgou, S. Bahramara, and J. Moshtagh, "Flexible and robust distribution network expansion planning in the presence of distributed generators: Flexible and robust distribution network expansion planning in the presence of distributed generators," *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 28, no. 12, Dec. 2018, Art. no. e2637, doi: 10.1002/etep.2637.
- [7] S. Ismael, S. A. Aleem, A. Abdelaziz, and A. Zobaa, "Practical Considerations for Optimal Conductor Reinforcement and Hosting Capacity Enhancement in Radial Distribution Systems," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 27268-27277, Dec. 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2835165.

-
- [8] M. A. Farrag, A. H. Khalil, and S. Omran, "Optimal conductor selection and capacitor placement in radial distribution system using nonlinear AC load flow equations and dynamic load model," *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 30, no. 5, May 2020, doi: 10.1002/2050-7038.12316.
- [9] O. M. Giraldo, A. Garces, and C. Castro, "Optimal Conductor Size Selection in Radial Distribution Networks Using a Mixed-Integer Non-Linear Programming Formulation," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 16, pp. 2213–2220, Aug. 2018, doi: 10.1109/TLA.2018.8528237.
- [10] R. S. Rao, K. Satish, and S. V. L. Narasimham, "Optimal Conductor Size Selection in Distribution Systems Using the Harmony Search Algorithm with a Differential Operator," *Electr. Power Compon. Syst.*, vol. 40, no. 1, pp. 41-56, Nov. 2011, doi: 10.1080/15325008.2011.621922.
- [11] N. V. Pham, T. H. T. Nguyen, V. Y. Pham, and H. N. Nguyen, "Using Simplified Distflow-Based Mixed-Integer Quadratically Constrained Programming Formulation for Optimum Selection of Conductor Size in Electrical Distribution Networks," *J. Electr. Syst.*, vol. 20, no. 2, pp. 1497-1511, Apr. 2024, doi: 10.52783/jes.1453.
- [12] J. Kronqvist, D. E. Bernal, A. Lundell, and I. E. Grossmann, "A review and comparison of solvers for convex MINLP," *Optim. Eng.*, vol. 20, no. 2, pp. 397-455, Jun. 2019, doi: 10.1007/s11081-018-9411-8.
- [13] S. H. Dolatabadi, M. Ghorbanian, P. Siano, and N. D. Hatziaargyriou, "An Enhanced IEEE 33 Bus Benchmark Test System for Distribution System Studies," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 36, no. 3, pp. 2565-2572, May 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3038030.
- [14] GAMS Development Corp., "GAMS Documentation 46," Feb. 17, 2024. [Online]. Available: <https://www.gams.com>. [Accessed Feb. 25, 2024].
- [15] M. Mahdavi, M. S. Javadi, F. Wang, and J. P. S. Catalão, "An Efficient Model for Accurate Evaluation of Consumption Pattern in Distribution System Reconfiguration," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 58, no. 3, pp. 3102-3111, May 2022, doi: 10.1109/TIA.2022.3148061.
- [16] S. M. Ismael, S. H. E. A. Aleem, A. Y. Abdelaziz, and A. F. Zobaa, "Chapter 8 - Optimal Conductor Selection of Radial Distribution Feeders: An Overview and New Application Using Grasshopper Optimization Algorithm," in *Classical and Recent Aspects of Power System Optimization*, A. F. Zobaa, S. H. E. A. Aleem, and A. Y. Abdelaziz, Eds., Academic Press, 2018, pp. 185-217, doi: 10.1016/B978-0-12-812441-3.00008-2.
- [17] Z. W. Geem, "Novel derivative of harmony search algorithm for discrete design variables," *Appl. Math. Comput.*, vol. 199, no. 1, pp. 223-230, May 2008, doi: 10.1016/j.amc.2007.09.049.