

## Áp dụng tối ưu tuyến tính với biến nguyên để tính toán kích cỡ dây dẫn của mạng phân phối có xét ảnh hưởng của giá điện

### Linearly constrained programming with integer variables for conductor size selection in electrical distribution grids considering the impact of electricity price

Đỗ Văn Quyền, Phạm Năng Văn, Nguyễn Thị Hoài Thu\*

Trường Điện - Điện tử, Đại học Bách Khoa Hà Nội

\*Corresponding author E-mail: thu.nguyenthihoai@hust.edu.vn

DOI: <https://doi.org/10.64032/mca.v29i2.328>

#### Abstract

One major subproblem in planning distribution grids is optimally choosing conductor sizes. This subproblem often employs nonlinearly constrained optimization with integer variables as its modeling approach. Attaining optimality on a global scale is not always guaranteed by the nonlinear optimization formulation. As a means of determining the area of the wire's section in the distribution grid in the most efficient manner possible, this study suggests a model that is based on linearly constrained optimization with integer variables. While adhering to load flow equations, maximum loading restrictions on branches, voltage magnitude bounds, and investment budget constraints, the goal function is minimizing the cost across the lifetime of the distribution system. Piecewise linearization methods and accurately linearized expressions of multiplying a binary variable by a continuous variable are deployed in order to convert the initially nonlinear model into the suggested optimization model. A programming environment called GAMS and an optimizer called CPLEX are used to evaluate the recommended optimization formulation on a 33-node test distribution network. The evaluation is implemented using diverse scenarios about the price of electricity. The calculation outcomes indicate that the size of conductors is significantly influenced by the electricity price. Furthermore, the conductor size based on the suggested methodology is more cost-effective than the one obtained using the method currently utilized in Vietnam.

**Keywords:** Power distribution grids; Lifetime cost; Conductor size; Linear programming with integer variables; Electricity price.

Danh mục ký hiệu			$K$	\$	Ngân sách đầu tư
			$L_{ij}$	km	Chiều dài của nhánh $ij$
			LsF		Hệ số tổn thất
			$m_{ij}$		Số mạch đường dây nối giữa các nút $i$ và $j$
$\Omega_{cr}(i)$		Nhóm các nút liên kết và được cấp điện trực tiếp từ nút $i$	$N$	năm	Tuổi thọ của đường dây
$\Omega_{pr}(i)$		Nhóm các nút liên kết và cung cấp điện trực tiếp cho nút $i$	$P_{Di}, Q_{Di}$	pu	Công suất hữu công và vô công của tải tại nút $i$
$\Phi_{LINE}$		Nhóm các nhánh trong lưới	$P_{Gi}, Q_{Gi}$	pu	Công suất hữu công và vô công của nguồn tại nút $i$
$\Phi_N$		Nhóm các nút trong lưới	$P_{ij,k}, Q_{ij,k}$	pu	Dòng công suất hữu công và vô công trên nhánh $ij$ ứng với loại dây dẫn $k$
$\Xi_S$		Nhóm tất cả các kích thước dây dẫn tiêu chuẩn được sử dụng	$I_{ij,k}$	pu	Dòng điện trên đường dây $ij$ ứng với dây dẫn loại $k$
$a_{MC}$		Hệ số chi phí vận hành của đường dây	$P_{ij}, Q_{ij}$	pu	Dòng công suất hữu công và vô công trên nhánh $ij$
$c_{\Delta A}$	\$/MWh	Giá điện	$r$		Hệ số chiết khấu
$I_{max,k}$	pu	Giá trị dòng điện cho phép ứng với dây dẫn loại $k$	$I_{ij}$	pu	Giá trị dòng điện trên nhánh đường dây $ij$
$K_{0,k}$	\$/km	Vốn đầu tư trên 1 km chiều dài đường dây tương ứng với loại dây $k$	$R_{0,k}$	pu	Điện trở trên mỗi km dây dẫn loại $k$
			$X_{0,k}$	pu	Điện kháng trên mỗi km dây dẫn loại $k$

$R_{ij}$	pu	Điện trở trên nhánh $ij$
$X_{ij}$	pu	Điện kháng trên nhánh $ij$
$S_{base}$	MVA	Công suất cơ bản
$t$	năm	Chỉ số thời gian
$U_i$	pu	Mô-đun điện áp nút $i$
$U_i^{min}$	pu	Trị số điện áp nhỏ nhất cho phép tại nút $i$
$U_i^{max}$	pu	Trị số điện áp lớn nhất cho phép tại nút $i$
$v_{ij,k}$		Biến nhị phân, $v_{ij,k} = 1$ khi loại dây dẫn $k$ được chọn cho nhánh $ij$ ; ngược lại $v_{ij,k} = 0$
$\Delta U^{sqr}$	pu	Độ dài phân đoạn tuyến tính của biến $U_i^{sqr}$
$P_{i,s}^c$	pu	Công suất hiệu chỉnh được sử dụng trong phân đoạn tuyến tính $U_i^{sqr} I_{ij}^{sqr}$
$\gamma_{i,s}$		Biến nhị phân được sử dụng trong việc phân đoạn tuyến tính $U_i^{sqr}$
$S$		Số phân đoạn tuyến tính của biến $U_i^{sqr}$
$\Delta P_{ij,r}, \Delta Q_{ij,r}$	pu	Giá trị phân đoạn tuyến tính thứ $r$ của $ P_{ij} $ và $ Q_{ij} $
$P_{ij}^+, P_{ij}^-$	pu	Các biến phụ không âm dùng để xác định $ P_{ij} $
$Q_{ij}^+, Q_{ij}^-$	pu	Các biến phụ không âm dùng để xác định $ Q_{ij} $
$\Delta S_{ij}$	pu	Giới hạn trên của mỗi phân đoạn tuyến tính $ P_{ij} $ và $ Q_{ij} $
$\delta_{ij,r}$	pu	Giá trị độ dốc của phân đoạn $ P_{ij} $ và $ Q_{ij} $ thứ $r$
$S_{ij}^{max}$	pu	Công suất truyền tải tối đa trên nhánh $ij$
$R$		Số phân đoạn tuyến tính của $ P_{ij} $ và $ Q_{ij} $
$H$		Hằng số dương có giá trị đủ lớn và được lấy bằng 100
$\theta_{ij}^p, \theta_{ij}^q$		Các biến nhị phân được dùng để xác định trị số của các biến phụ $P_{ij}^+, P_{ij}^-, Q_{ij}^+$ và $Q_{ij}^-$
$\alpha_{ij}^p(r), \alpha_{ij}^q(r)$		Các biến nhị phân, $\alpha_{ij}^p(r) = 1, \alpha_{ij}^q(r) = 1$ khi giá trị phân đoạn tuyến tính $\Delta P_{ij,r}$ và $\Delta Q_{ij,r}$ bằng $\Delta S_{ij}$ và ngược lại, $\alpha_{ij}^p(r) = 0, \alpha_{ij}^q(r) = 0$

$\hat{P}_{ij,k}, \hat{Q}_{ij,k}$   
 $\hat{I}_{ij,k}^{sqr}, a_{ij,k},$   
 $b_{ij,k}, c_{ij,k}$

Các biến phụ được sử dụng trong quá trình tuyến tính hóa tích giữa một biến liên tục và một biến nhị phân

### Các từ viết tắt

DG	Distributed generation
FRI	Feeder reinforcement index
HSA	Harmony-based algorithm
HSDE	Harmony-based algorithm with a different operator
LTC	Lifetime Cost
MILP	Linearly constrained programming with integer variables
MINLP	Nonlinearly constrained programming with integer variables
NSIHSA-II	Improved harmony search algorithm-II with nondominated sorting
SSO	Salp swarm optimization

### Tóm tắt

Trong quy trình quy hoạch hệ thống điện phân phối, bài toán xác định kích thước dây dẫn tối ưu được coi là một nhiệm vụ cốt lõi. Bài toán này thường được biểu diễn ở dạng mô hình toán học phi tuyến với các biến số nguyên. Tuy nhiên, khả năng đạt được lời giải tối ưu từ mô hình này thường không được đảm bảo. Nghiên cứu này giới thiệu một phương pháp dựa trên mô hình tối ưu tuyến tính với biến số nguyên nhằm tối ưu hóa kích cỡ dây dẫn trong hệ thống điện phân phối. Trong đó, mục tiêu hướng đến giảm thiểu chi phí lưới điện trong suốt vòng đời, đồng thời đảm bảo các ràng buộc về cân bằng công suất nút, giới hạn dòng điện nhánh, phạm vi cho phép của mô-đun điện áp nút và giới hạn kinh phí đầu tư. Từ mô hình toán học phi tuyến ban đầu, mô hình tối ưu tuyến tính với biến nguyên được đề xuất bằng cách áp dụng phương pháp xấp xỉ tuyến tính từng đoạn đối với các hàm phi tuyến và kỹ thuật biến đổi chính xác tích giữa biến liên tục và biến nhị phân sang dạng tuyến tính. Mô hình tối ưu đề xuất được đánh giá trên hệ thống điện tiêu chuẩn IEEE 33 nút, sử dụng môi trường lập trình GAMS và bộ giải tối ưu CPLEX, với nhiều trường hợp giá điện khác nhau. Kết quả tối ưu cho thấy, mức giá điện có tác động lớn đến việc lựa chọn kích thước dây dẫn. Ngoài ra, việc áp dụng phương pháp tối ưu đề xuất mang lại hiệu quả về kinh tế lớn hơn so với phương pháp hiện hành tại Việt Nam.

### 1. Giới thiệu

Để đáp ứng sự tăng trưởng đáng kể của nhu cầu điện năng, việc đầu tư một hệ thống lưới điện phân phối tối ưu là yêu cầu tiên quyết và giữ vai trò quyết định trong việc đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia. Với mục tiêu đơn giản hóa sơ đồ bảo vệ và phương thức vận hành, cấu trúc hình tia thường được áp dụng cho mạng điện 35 kV trở xuống. Tuy nhiên, do điện áp hoạt động thấp, điện năng bị tổn thất trong mạng lưới này thường chiếm tỷ lệ cao trong tổng tổn hao của toàn hệ thống. Để giảm thiểu sự tổn hao này, việc thiết kế và quy hoạch hệ thống phân phối điện cần được thực hiện một cách chính xác

và hiệu quả. Đây là bài toán tối ưu hóa phức tạp, với mục tiêu là giảm thiểu tổng chi phí của mạng lưới điện trong suốt vòng đời, đồng thời đáp ứng độ tin cậy cung cấp điện, chất lượng điện năng và các ràng buộc kỹ thuật về vận hành. Quá trình này bao gồm nhiều bài toán nhỏ, trong đó có việc lựa chọn kích thước dây dẫn phù hợp.

Trong các nghiên cứu trước đây, bài toán lựa chọn kích thước dây dẫn đã được thực hiện bằng các tiếp cận khác nhau. Bài báo [1] diễn tả quy trình chọn kích thước dây dẫn thông qua phân tích sự phân bố dòng năng lượng để giảm thiểu điện năng bị hao tổn và làm tăng điện áp trong lưới. Phương thức để lựa chọn dây cáp dưới 1000 V với mục tiêu hướng đến hạn chế tối đa tác động của nhiệt độ lên vật liệu cách điện được trình bày trong bài báo [2]. Vì các nghiên cứu [1] và [2] không thực hiện mô hình hóa bài toán xác định kích thước dây dẫn dưới dạng bài toán tối ưu nên thường chỉ tìm được nghiệm tối ưu địa phương. Mô hình tối ưu tuyến tính với biến nguyên (MILP) được đề nghị trong [3] để lựa chọn kích thước dây dẫn khi xây dựng mới và nâng cấp các đường dây tải điện. Mô hình này được biến đổi từ mô hình tối ưu phi tuyến với biến nguyên (MINLP) áp dụng tiếp cận tuyến tính hóa với nhiều phân đoạn. Trong [4], các tác giả đề xuất tiếp cận dòng điện kinh tế trên một đơn vị diện tích dây và phương pháp heuristic để tính toán kích thước dây dẫn. Mặc dù phương pháp này dễ dàng triển khai và áp dụng, nhưng không đảm bảo tìm ra kết quả tối ưu toàn cục. Phương pháp metaheuristic NSIHS-II được giới thiệu trong bài báo [5] để tìm lời giải tốt nhất cho bài toán xác định kích cỡ dây dẫn với nhiều mục tiêu trong mạng điện phân phối có tích hợp nguồn năng lượng phân tán (DG). Nghiên cứu [6] mô tả giải thuật SSO, để xác định kích thước dây tối ưu cho lưới điện Ai Cập khi nâng cao công suất tải điện và độ tin cậy cung cấp điện của hệ thống khi có số lượng lớn các nguồn DG được kết nối vào lưới, bên cạnh đó một chỉ số FRI được đưa ra để đánh giá nâng cấp lưới điện, nhằm xác định các đoạn đường dây cần được cải thiện, nhờ đó phạm vi tìm kiếm giải pháp được thu hẹp đồng thời giảm bớt thời gian xử lý. Bài báo [7] trình bày thuật toán HSDE để lựa chọn kích thước dây dẫn. Thuật toán này được bắt nguồn từ ý tưởng của kỹ thuật tìm kiếm hài hòa (HSA). Bài báo [8] thiết lập mô hình MINLP nhằm giải bài toán tối ưu với sự kết hợp giữa việc lựa chọn tụ bù và dây dẫn. Mô hình tối ưu đề xuất này có tính đến sự biến đổi của phụ tải theo thời gian, đồng thời, các biến nguyên được sử dụng để biểu diễn chủng loại và vị trí đặt tụ bù ngang. Tương tự, nghiên cứu [9] giới thiệu mô hình MINLP và áp dụng công cụ giải DICOPT trong GAMS để tối ưu hóa kích thước dây dẫn. Bài báo [10] cũng sử dụng phương pháp MINLP để tối ưu hóa kích thước dây dẫn có xét ảnh hưởng của hình dáng đồ thị ngày đêm của phụ tải. Các nghiên cứu [8]-[10] có nhược điểm là không chắc chắn tìm được lời giải tối ưu toàn cục và hiệu quả tính toán không cao.

Bảng 1 trình bày sự so sánh các nghiên cứu dựa trên hàm mục tiêu, phương pháp giải và lưới điện tính toán. Bảng 1 cho thấy rằng, xác định kích thước dây dẫn thường được tính toán sử dụng các phương pháp tối ưu như MINLP, heuristic và

metaheuristic. Những phương pháp này cần nhiều thời gian xử lý và khả năng đạt được lời giải tối ưu toàn cục là không chắc chắn. Bên cạnh đó, yếu tố giá điện không được đưa vào phân tích trong các nghiên cứu trên. Do đó, nghiên cứu này có mục đích là giới thiệu mô hình tối ưu MILP cho bài toán xác định tối ưu kích thước dây dẫn trong lưới phân phối có xét đến sự ảnh hưởng của giá điện. Nghiên cứu này mang lại những đóng góp quan trọng sau:

- Giới thiệu mô hình tối ưu MINLP để giải bài toán xác định kích thước dây dẫn cho mạng phân phối, với mục tiêu là tối thiểu tổng chi phí vòng đời (LTC) và tuân thủ các yếu tố ràng buộc như cân bằng công suất, dòng điện đường dây không lớn hơn giới hạn, điện áp nút nằm trong ngưỡng cho phép và tổng chi phí đầu tư không lớn hơn ngân sách;
- Biến đổi mô hình tối ưu MINLP thành mô hình MILP bằng cách tuyến tính hóa đại lượng phi tuyến thành từng đoạn và biểu thức tuyến tính của tích biến liên tục và biến nhị phân;
- Phân tích ảnh hưởng của giá điện đến lời giải tối ưu trên lưới điện 33 nút IEEE;
- Đánh giá mức độ hiệu quả của phương pháp nghiên cứu này xây dựng với phương pháp hiện hành tại Việt Nam.

**Bảng 1.** So sánh các bài báo đã có và nghiên cứu này

STT	Hàm mục tiêu	Lưới điện tính toán	Phương pháp giải	Giá điện
[1]	Giảm thiểu tổn hao, nâng cao điện áp	11 nút	Phân tích	Bỏ qua
[2]	Tối thiểu hóa tác động nhiệt lên cách điện cáp	6 nút	Phân tích	Bỏ qua
[3]	Cực tiểu chi phí vòng đời	50 nút, 200 nút và 600 nút	MILP	Bỏ qua
[4]	Tối thiểu tổng chi phí đầu tư và bảo dưỡng	IEEE 33 nút	Heuristic và mật độ dòng điện kinh tế	Bỏ qua
[5]	Cực tiểu tổng chi phí hệ thống	9 nút và 69 nút	Thuật toán thông minh NSIHS-II	Bỏ qua
[6]	Cực tiểu chi phí vòng đời	45 nút ở Ai Cập	Thuật toán thông minh SSO	Bỏ qua
[7]	Cực tiểu tổng chi phí tổn hao điện năng và khấu hao vốn	16 nút và 85 nút	Thuật toán HSDE	Bỏ qua
[8]	Tối thiểu tổng vốn đầu tư dây dẫn và tụ	117 nút	MINLP	Bỏ qua
[9]	Cực tiểu chi phí vòng đời	8 nút và 27 nút	MINLP	Bỏ qua
[10]	Cực tiểu chi phí vòng đời	IEEE 33 nút	MINLP	Bỏ qua
Nghiên cứu này	Cực tiểu chi phí vòng đời	IEEE 33 nút	MILP	Có xét

Cấu trúc còn lại của nghiên cứu bao gồm bốn phần. Phần 2 mô tả mô hình MINLP và MILP của bài toán xác định kích thước dây dẫn. Phần 3 mô tả kết quả thu được và phân tích dựa trên lưới điện IEEE 33 nút. Cuối cùng, phần 4 nêu ra những kết luận và chủ đề nghiên cứu trong thời gian tới.

## 2. Phương pháp nghiên cứu

Nhằm xác định kích thước dây dẫn tối ưu trong mạng điện phân phối, nghiên cứu này giới thiệu hai phương pháp: mô hình tối ưu phi tuyến với biến nguyên (MINLP) và mô hình tối ưu tuyến tính với biến nguyên (MILP).

### 2.1. Mô hình tối ưu phi tuyến với biến nguyên

Bài toán xác định tối ưu kích thước dây dẫn được biểu diễn bằng mô hình MINLP như dưới đây.

Hàm mục tiêu:

$$\min LTC = \sum_{ij \in \Phi_{\text{LINE}}} \sum_{k \in \Xi_S} K_{0,k} v_{ij,k} L_{ij} + \sum_{i=1}^N \left[ a_{\text{MC}} \left( \sum_{ij \in \Phi_{\text{LINE}}} \sum_{k \in \Xi_S} K_{0,k} v_{ij,k} L_{ij} \right) + \sum_{ij \in \Phi_{\text{LINE}}} \sum_{k \in \Xi_S} R_{0,k} L_{ij} \frac{v_{ij,k} I_{ij,k}^2}{m_{ij}} 8760 c_{\Delta\Delta} S_{\text{base}} \text{LsF} \right] \times \frac{1}{(1+r)^t} \quad (1)$$

đáp ứng các ràng buộc:

$$\sum_{h \in \Omega_{pr}(i)} (P_{hi} - R_{hi} \times I_{hi}^2) = \sum_{j \in \Omega_{cr}(i)} P_{ij} - P_i; \quad \forall i \in \Phi_N \quad (2)$$

$$\sum_{h \in \Omega_{pr}(i)} (Q_{hi} - X_{hi} \times I_{hi}^2) = \sum_{j \in \Omega_{cr}(i)} Q_{ij} - Q_i; \quad \forall i \in \Phi_N \quad (3)$$

$$U_i^2 - U_j^2 - 2 \times (R_{ij} P_{ij} + X_{ij} Q_{ij}) + (R_{ij}^2 + X_{ij}^2) I_{ij}^2 = 0; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}} \quad (4)$$

$$R_{ij} = \frac{L_{ij}}{m_{ij}} \times \sum_{k \in \Xi_S} v_{ij,k} R_{0,k}; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}} \quad (5)$$

$$X_{ij} = \frac{L_{ij}}{m_{ij}} \times \sum_{k \in \Xi_S} v_{ij,k} X_{0,k}; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}} \quad (6)$$

$$P_{ij} = \sum_{k \in \Xi_S} v_{ij,k} P_{ij,k}; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}} \quad (7)$$

$$Q_{ij} = \sum_{k \in \Xi_S} v_{ij,k} Q_{ij,k}; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}} \quad (8)$$

$$I_{ij}^2 = \sum_{k \in \Xi_S} v_{ij,k} I_{ij,k}^2; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}} \quad (9)$$

$$P_i = P_{Gi} - P_{Di}; \quad \forall i \in \Phi_N \quad (10)$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di}; \quad \forall i \in \Phi_N \quad (11)$$

$$I_{ij}^2 \times U_i^2 = P_{ij}^2 + Q_{ij}^2; \quad \forall i \in \Phi_N; \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}} \quad (12)$$

$$I_{ij}^2 \leq \sum_{k \in \Xi_S} m_{ij} \times I_{\text{max},k}^2 \times v_{ij,k}; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}} \quad (13)$$

$$U_i^{\min} \leq U_i \leq U_i^{\max}; \quad \forall i \in \Phi_N \quad (14)$$

$$\sum_{k \in \Xi_S} v_{ij,k} = 1; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}} \quad (15)$$

$$\sum_{ij \in \Phi_{\text{LINE}}} \sum_{k \in \Xi_S} K_{0,k} \times v_{ij,k} \times L_{ij} \leq K \quad (16)$$

$$v_{ij,k} \in \{0, 1\}; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}}; \forall k \in \Xi_S \quad (17)$$

Hàm mục tiêu (1) là tối thiểu tổng chi phí trong vòng đời của lưới điện, trong đó bao gồm chi phí đầu tư ban đầu, chi phí bảo trì và chi phí do hao tổn điện năng. Công thức (2)-(3) là

các phương trình phân bố dòng công suất, được thiết lập dựa theo phương pháp cộng công suất. Phương trình (4) biểu diễn mối liên hệ điện áp giữa những nút trong nhánh  $ij$ . Điện trở và điện kháng của nhánh  $ij$  tương ứng với loại dây dẫn  $k$  được mô tả bởi (5) và (6). Các phương trình (7), (8) và (9) được dùng để xác định giá trị dòng công suất và dòng điện tại nhánh  $ij$ , tương ứng với các dây dẫn có kích thước khác nhau. Công suất hữu công và vô công tại nút  $i$  được mô tả ở (10) và (11).

Biểu thức (12) mô tả quan hệ giữa điện áp nút, dòng điện nhánh và công suất nhánh. Giới hạn trị số dòng điện lớn nhất ứng các loại dây dẫn được diễn tả bởi (13). Phương trình (14) thể hiện các giới hạn biên độ điện áp. Biểu thức (15) quy định rằng mỗi nhánh đường dây chỉ được sử dụng một kiểu kích thước dây dẫn. Ràng buộc (16) đảm bảo rằng tổng chi phí đầu tư lưới điện không được vượt quá ngân sách. Biến nhị phân được xác định bởi (17).

Về mặt toán học, mô hình (1)-(17) là phi tuyến vì: (1) hàm mục tiêu và các phương trình cân bằng công suất là hàm phi tuyến và (2) có sự tồn tại của tích giữa một biến nhị phân và một biến liên tục. Phần tiếp theo của nghiên cứu mô tả cách chuyển đổi mô hình MINLP sang dạng tuyến tính bằng phương pháp tuyến tính từng đoạn và biểu thức tuyến tính chính xác của tích một biến nhị phân và một biến liên tục.

### 2.2. Tuyến tính hàm mục tiêu và các ràng buộc trào lưu công suất

Thay các ràng buộc (5)–(9) vào các ràng buộc (2)–(4), đồng thời đặt  $I_{ij,k}^{\text{sqr}} = I_{ij,k}^2$  và  $U_i^{\text{sqr}} = U_i^2$ . Khi đó, hàm mục tiêu (1) được biến đổi thành phương trình (18) và các ràng buộc (2)–(14) được biến đổi thành các ràng buộc (19)–(27).

$$\min LTC = \sum_{ij \in \Phi_{\text{LINE}}} \sum_{k \in \Xi_S} K_{0,k} v_{ij,k} L_{ij} + \sum_{i=1}^N \left[ a_{\text{MC}} \left( \sum_{ij \in \Phi_{\text{LINE}}} \sum_{k \in \Xi_S} K_{0,k} v_{ij,k} L_{ij} \right) + \sum_{ij \in \Phi_{\text{LINE}}} \sum_{k \in \Xi_S} R_{0,k} L_{ij} \frac{v_{ij,k} I_{ij,k}^{\text{sqr}}}{m_{ij}} 8760 c_{\Delta\Delta} S_{\text{base}} \text{LsF} \right] \times \frac{1}{(1+r)^t} \quad (18)$$

$$\sum_{h \in \Omega_{pr}(i)} \sum_{k \in \Xi_S} \left( v_{hi,k} P_{hi,k} - \frac{L_{hi}}{m_{hi}} R_{0,k} v_{ij,k} I_{hi,k}^{\text{sqr}} \right) = \sum_{j \in \Omega_{cr}(i)} \sum_{k \in \Xi_S} v_{ij,k} P_{ij,k} - P_i; \quad \forall i \in \Phi_N \quad (19)$$

$$\sum_{h \in \Omega_{pr}(i)} \sum_{k \in \Xi_S} \left( v_{hi,k} Q_{hi,k} - \frac{L_{hi}}{m_{hi}} X_{0,k} v_{ij,k} I_{hi,k}^{\text{sqr}} \right) = \sum_{j \in \Omega_{cr}(i)} \sum_{k \in \Xi_S} v_{ij,k} Q_{ij,k} - Q_i; \quad \forall i \in \Phi_N \quad (20)$$

$$U_i^{\text{sqr}} - U_j^{\text{sqr}} - 2 \times \frac{L_{ij}}{m_{ij}} \sum_{k \in \Xi_S} (R_{0,k} v_{ij,k} P_{ij,k} + X_{0,k} v_{ij,k} Q_{ij,k}) + \left( \frac{L_{ij}}{m_{ij}} \right)^2 \sum_{k \in \Xi_S} v_{ij,k} I_{ij,k}^{\text{sqr}} (R_{0,k}^2 + X_{0,k}^2) = 0; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}} \quad (21)$$

$$P_{ij} = \sum_{k \in \Xi_S} v_{ij,k} P_{ij,k}; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}} \quad (22)$$

$$Q_{ij} = \sum_{k \in \Xi_S} v_{ij,k} Q_{ij,k}; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}} \quad (23)$$

$$I_{ij}^{\text{sqr}} = \sum_{k \in \Xi_S} v_{ij,k} I_{ij,k}^{\text{sqr}}; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}} \quad (24)$$

$$P_i = P_{Gi} - P_{Di}; \quad \forall i \in \Phi_N \quad (25)$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di}; \quad \forall i \in \Phi_N \quad (26)$$

$$(U_i^{\min})^2 \leq U_i^{\text{sqr}} \leq (U_i^{\max})^2; \quad \forall i \in \Phi_N \quad (27)$$

$$U_i^{\text{sqr}} I_{ij}^{\text{sqr}} = P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \quad (28)$$

$$I_{ij}^{\text{sqr}} \leq \sum_{k \in \Xi_S} m_{ij} \times I_{\max,k}^2 \times v_{ij,k}; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}} \quad (29)$$

$$P_{ij}^+ - P_{ij}^- = P_{ij}; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}} \quad (37)$$

$$Q_{ij}^+ - Q_{ij}^- = Q_{ij}; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}} \quad (38)$$

$$P_{ij}^+ + P_{ij}^- = \sum_{r=1}^R \Delta P_{ij,r}; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}} \quad (39)$$

$$Q_{ij}^+ + Q_{ij}^- = \sum_{r=1}^R \Delta Q_{ij,r}; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}} \quad (40)$$

$$P_{ij}^+ \leq \theta_{ij}^p \times H; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}} \quad (41)$$

$$P_{ij}^- \leq (1 - \theta_{ij}^p) \times H; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}} \quad (42)$$

$$Q_{ij}^+ \leq \theta_{ij}^q \times H; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}} \quad (43)$$

$$Q_{ij}^- \leq (1 - \theta_{ij}^q) \times H; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}} \quad (44)$$

$$\theta_{ij}^p \in \{1, 0\}; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}} \quad (45)$$

$$\theta_{ij}^q \in \{1, 0\}; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}} \quad (46)$$

$$0 \leq \Delta P_{ij,r} \leq \Delta S_{ij}; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}}; r = 1, \dots, R \quad (47)$$

$$0 \leq \Delta Q_{ij,r} \leq \Delta S_{ij}; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}}; r = 1, \dots, R \quad (48)$$

$$0 \leq P_{ij}^+, P_{ij}^-, Q_{ij}^+, Q_{ij}^-; \quad ij \in \Phi_{\text{LINE}} \quad (49)$$

$$\Delta S_{ij} = \frac{S_{ij}^{\max}}{R}; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}} \quad (50)$$

$$\delta_{ij,r} = (2r - 1) \Delta S_{ij}; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}}, r = 1, \dots, R \quad (51)$$

$$\alpha_{ij}^p(r) \times \Delta S_{ij} \leq \Delta P_{ij,r}; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}}, r = 1, \dots, R - 1 \quad (52)$$

$$\Delta P_{ij,r} \leq \alpha_{ij}^p(r - 1) \times \Delta S_{ij}; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}}, r = 2, \dots, R \quad (53)$$

$$\alpha_{ij}^p(r) \leq \alpha_{ij}^p(r - 1); \quad \forall r = 2, \dots, R - 1 \quad (54)$$

$$\alpha_{ij}^q(r) \times \Delta S_{ij} \leq \Delta Q_{ij,r}; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}}, r = 1, \dots, R - 1 \quad (55)$$

$$\Delta Q_{ij,r} \leq \alpha_{ij}^q(r - 1) \times \Delta S_{ij}; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}}, r = 2, \dots, R \quad (56)$$

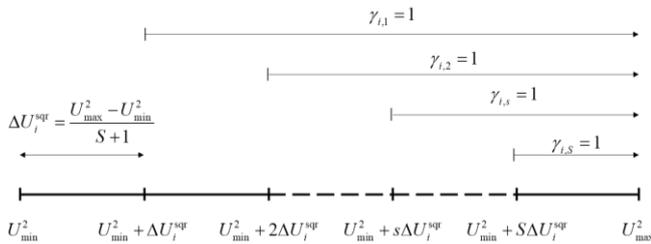
$$\alpha_{ij}^q(r) \leq \alpha_{ij}^q(r - 1); \quad \forall r = 2, \dots, R - 1 \quad (57)$$

$$\alpha_{ij}^p(r) \in \{1, 0\}; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}}, r = 1, \dots, R - 1 \quad (58)$$

$$\alpha_{ij}^q(r) \in \{1, 0\}; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}}, r = 1, \dots, R - 1 \quad (59)$$

### 2.2.1. Tuyến tính hóa ràng buộc cân bằng công suất nút

Tính phi tuyến của phương trình (28) được gây ra bởi sự xuất hiện thành phần bậc hai của công suất hữu công, công suất vô công và tích giữa điện áp nút và dòng điện nhánh. Vì vậy, các thành phần phi tuyến này sẽ được tuyến tính hóa theo phương pháp truyền tính hóa từng đoạn [11]. Vế trái của (28) được tuyến tính hóa bằng phương pháp phân đoạn biến  $U_i^{\text{sqr}} = U_i^2$  thông qua biến nhị phân  $\gamma_{i,s}$ ,  $\gamma_{i,s} = 1$  khi  $U_i^{\text{sqr}} > (U_{\min}^2 + s \Delta U_i^{\text{sqr}})$  như mô tả trong Hình 1 và các ràng buộc (30)–(35).



Hình 1. Phân đoạn tuyến tính hóa bình phương điện áp nút

$$U_i^{\text{sqr}} I_{ij}^{\text{sqr}} = \left( U_{\min}^2 + \frac{1}{2} \Delta U_i^{\text{sqr}} \right) I_{ij}^{\text{sqr}} + \sum_{s=1}^S P_{i,s}^c; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}} \quad (30)$$

$$U_{\min}^2 + \sum_{s=1}^S (\gamma_{i,s} \Delta U_i^{\text{sqr}}) \leq U_i^{\text{sqr}} \leq U_{\min}^2 + \Delta U_i^{\text{sqr}} + \sum_{s=1}^S (\gamma_{i,s} \Delta U_i^{\text{sqr}}); \quad i = 1, \dots, N \quad (31)$$

$$\gamma_{i,s} \in \{0, 1\}; \quad i = 1, \dots, N; \quad s = 1, \dots, S \quad (32)$$

$$\gamma_{i,s} \leq \gamma_{i,s-1}; \quad i = 1, \dots, N; \quad s = 1, \dots, S \quad (33)$$

$$0 \leq I_{ij}^{\text{sqr}} \Delta U_i^{\text{sqr}} - P_{i,s}^c \leq (I_{ij}^{\text{sqr}})^2 \Delta U_i^{\text{sqr}} (1 - \gamma_{i,s}); \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}}; \quad s = 1, \dots, S \quad (34)$$

$$0 \leq P_{i,s}^c \leq (I_{ij}^{\text{sqr}})^2 \gamma_{i,s} \Delta U_i^{\text{sqr}}; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}}; \quad s = 1, \dots, S \quad (35)$$

Tiếp theo, vế phải của (28) được tuyến tính hóa thông qua các ràng buộc từ (36)–(59).

$$P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 = \sum_{r=1}^R \delta_{ij,r} (\Delta P_{ij,r} + \Delta Q_{ij,r}); \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}} \quad (36)$$

Biểu thức (36) là phương trình tuyến tính hóa tương đương khi tuyến tính hóa  $(P_{ij}^2 + Q_{ij}^2)$ . Các ràng buộc (37)–(46) biểu diễn mối liên hệ giữa các biến phụ không âm và  $P_{ij}$ ,  $Q_{ij}$ . Giới hạn của các phân đoạn tuyến tính và các biến phụ được nêu ở các ràng buộc (47)–(49). Hai phương trình (50) và (51) lần lượt là cách xác định giá trị hằng số  $\Delta S_{ij}$  và  $\delta_{ij,r}$ . Các ràng buộc (52)–(59) nhằm duy trì sự kết nối liên tục của các phân đoạn khi tính toán. Kết hợp hai phương trình (30) và (36), ràng buộc (28) được viết lại thành phương trình (60).

$$\left( U_{\min}^2 + \frac{1}{2} \Delta U_i^{\text{sqr}} \right) I_{ij}^{\text{sqr}} + \sum_{s=1}^S P_{i,s}^c = \sum_{r=1}^R \delta_{ij,r} (\Delta P_{ij,r} + \Delta Q_{ij,r}); \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}} \quad (60)$$

### 2.2.2. Lựa chọn số phân đoạn tuyến tính

Xét một hàm phi tuyến  $f(x)$  liên tục và khả vi hai lần trên đoạn  $[a, b]$ . Xấp xỉ hàm này bằng những đường thẳng trên từng đoạn nhỏ của  $[a, b]$ . Chia đoạn  $[a, b]$  thành  $R$  đoạn nhỏ, mỗi đoạn có độ dài  $\Delta x = \frac{b-a}{R}$ . Trên mỗi đoạn nhỏ  $[x_i, x_{i+1}]$ , hàm  $f(x)$  được xấp xỉ bằng đường thẳng nối hai điểm  $(x_i, f(x_i))$  và  $(x_{i+1}, f(x_{i+1}))$ .

Suy ra sai số tại một điểm  $x$  trong đoạn  $[x_i, x_{i+1}]$  là:  $E(x) = f(x) - L(x)$ . Trong đó,  $f(x)$  là giá trị thực của hàm số tại  $x$ ,  $L(x)$  là giá trị xấp xỉ tuyến tính tại  $x$ .

Khai triển Taylor đến bậc 2 hàm  $f(x)$  quanh  $x_i$  ta có:

$$f(x) = f(x_i) + f'(x_i)(x - x_i) + \frac{f''(\xi)}{2}(x - x_i)^2; \quad (61)$$

$$\xi \in (x_i; x_{i+1})$$

Ta có:

$$L(x) = f(x_i) + \frac{f(x_{i+1}) - f(x_i)}{x_{i+1} - x_i}(x - x_i) = f(x_i) + \frac{f(x_i + \Delta x) - f(x_i)}{\Delta x}(x - x_i) \quad (62)$$

Khai triển Taylor đến bậc 2 hàm  $f(x_i + \Delta x)$ , rồi thay vào (62) ta được:

$$L(x) = f(x_i) + \left[ f'(x_i) + \frac{f''(\xi)}{2} \Delta x \right] (x - x_i) \quad (63)$$

Khi đó:

$$E(x) = \frac{f''(\xi)}{2} \left[ (x - x_i)^2 - \Delta x(x - x_i) \right]$$

$$\rightarrow E(x) \leq \frac{H(\Delta x)^2}{8} \quad (64)$$

Với  $|E(x)|$  đạt giá trị lớn nhất tại  $x = x_i + \frac{\Delta x}{2}$  và  $H$  là giá trị

lớn nhất của  $f''(x)$  trên đoạn  $[a, b]$ .

Vậy sai số  $\varepsilon$  được tính bằng biểu thức:

$$\varepsilon = \frac{H \cdot (\Delta x)^2}{8} = \frac{H}{8} \left( \frac{b-a}{R} \right)^2 \quad (65)$$

Việc lựa chọn số phân đoạn  $R$  trong phương pháp tuyến tính hóa từng đoạn ảnh hưởng trực tiếp đến sai số, với mối quan hệ tỷ lệ nghịch theo  $\frac{1}{R^2}$ . Khi  $R$  nhỏ, sai số lớn do các đoạn

tuyến tính không đủ chi tiết để mô tả sự biến thiên của hàm, trong khi việc tăng  $R$  giúp giảm sai số nhưng đồng thời làm tăng thời gian tính toán. Do đó, việc lựa chọn số phân đoạn cần cân nhắc giữa độ chính xác và hiệu suất tính toán.

Trong quá trình tuyến tính hóa bình phương công suất truyền tải  $P_{ij}^2$  trên các nhánh của lưới điện, để cân bằng giữa độ chính

xác và hiệu suất tính toán, khoảng xấp xỉ  $[a_{ij}; b_{ij}]$  sẽ được điều chỉnh linh hoạt cho từng nhánh thay vì sử dụng một miền cố định cho toàn bộ hệ thống, bên cạnh đó độ dài  $b_{ij} - a_{ij}$  chính là giá trị dòng công suất lớn nhất trên đường dây  $ij$  ( $S_{ij}^{\max}$ ). Cách tiếp cận này giúp tối ưu hóa việc chia đoạn, đảm bảo rằng tất cả các nhánh đều có cùng số phân đoạn tuyến tính, từ đó cải thiện hiệu quả tính toán mà vẫn duy trì sai số trong giới hạn cho phép. Việc tối ưu hóa miền xấp xỉ riêng biệt cho từng nhánh dựa trên đặc tính vận hành của lưới điện, giúp giảm thiểu số lượng phân đoạn cần thiết trong khi vẫn đảm bảo độ chính xác cần thiết trong mô hình hóa và phân tích hệ thống điện. Vì vậy số phân đoạn cho  $P_{ij}$  và  $Q_{ij}$  được lựa chọn là  $R = 20$ . Tương tự,  $S = 4$  là số phân đoạn ứng với biến  $U_i^{sqr}$  ( $0,9025 \leq U_i^{sqr} \leq 1,1025$ ).

### 2.2.3. Tuyến tính hóa ràng buộc tích của một biến nhị phân và một biến liên tục

Tính phi tuyến vẫn còn tồn tại trong mô hình nêu trên vì hàm mục tiêu (18) cùng với các ràng buộc (19)-(22) có chứa tích của biến liên tục và biến nhị phân. Vì vậy, phương pháp tuyến tính hóa không có sai số của tích hai biến này [12] sẽ được áp dụng để chuyển đổi mô hình về dạng tuyến tính. Đặt:

$$\hat{P}_{ij,k} = v_{ij,k} P_{ij,k}; \quad \hat{Q}_{ij,k} = v_{ij,k} Q_{ij,k} \quad \text{và} \quad \hat{I}_{ij,k}^{sqr} = v_{ij,k} I_{ij,k}^{sqr} \quad (66)$$

khi đó,

$$\hat{P}_{ij,k} = \begin{cases} 0 & \text{khi } v_{ij,k} = 0 \\ P_{ij,k} & \text{khi } v_{ij,k} = 1 \end{cases} \quad (67)$$

$$\hat{Q}_{ij,k} = \begin{cases} 0 & \text{khi } v_{ij,k} = 0 \\ Q_{ij,k} & \text{khi } v_{ij,k} = 1 \end{cases} \quad (68)$$

$$\hat{I}_{ij,k}^{sqr} = \begin{cases} 0 & \text{khi } v_{ij,k} = 0 \\ I_{ij,k}^{sqr} & \text{khi } v_{ij,k} = 1 \end{cases} \quad (69)$$

Các biến  $\hat{P}_{ij,k}$ ,  $\hat{Q}_{ij,k}$  và  $\hat{I}_{ij,k}^{sqr}$  được xác định trong các ràng buộc (70)-(78).

$$\hat{P}_{ij,k} = P_{ij,k} - a_{ij,k}; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}}, \forall k \in \Xi_S \quad (70)$$

$$-H \times v_{ij,k} \leq \hat{P}_{ij,k} \leq H \times v_{ij,k}; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}}, \forall k \in \Xi_S \quad (71)$$

$$-H(1 - v_{ij,k}) \leq a_{ij,k} \leq H(1 - v_{ij,k}); \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}}, \forall k \in \Xi_S \quad (72)$$

$$\hat{Q}_{ij,k} = Q_{ij,k} - b_{ij,k}; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}}, \forall k \in \Xi_S \quad (73)$$

$$-H \times v_{ij,k} \leq \hat{Q}_{ij,k} \leq H \times v_{ij,k}; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}}, \forall k \in \Xi_S \quad (74)$$

$$-H(1 - v_{ij,k}) \leq b_{ij,k} \leq H(1 - v_{ij,k}); \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}}, \forall k \in \Xi_S \quad (75)$$

$$\hat{I}_{ij,k}^{sqr} = I_{ij,k}^{sqr} - c_{ij,k}; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}}, \forall k \in \Xi_S \quad (76)$$

$$-H \times v_{ij,k} \leq \hat{I}_{ij,k}^{sqr} \leq H \times v_{ij,k}; \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}}, \forall k \in \Xi_S \quad (77)$$

$$-H(1 - v_{ij,k}) \leq c_{ij,k} \leq H(1 - v_{ij,k}); \quad \forall ij \in \Phi_{\text{LINE}}, \forall k \in \Xi_S \quad (78)$$

Các ràng buộc (70)-(72) làm việc như sau: khi  $v_{ij,k} = 1$  thì  $a_{ij,k} = 0$  và  $\hat{P}_{ij,k} = P_{ij,k}$ . Nếu  $v_{ij,k} = 0$  thì  $\hat{P}_{ij,k} = 0$ . Giải thích

tương tự cho các ràng buộc (73)-(75) và (76)-(78). Do đó, số  $H$  lớn cần phải được lựa chọn cẩn thận và trong nghiên cứu này,  $H$  được lựa chọn bằng 100.

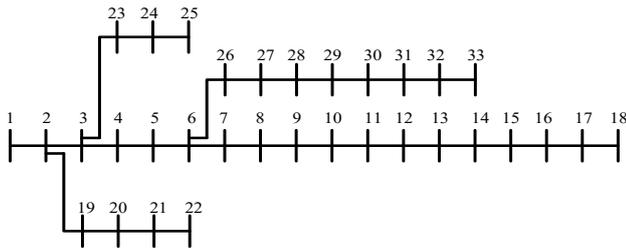
Dựa trên kỹ thuật tuyến tính hóa ở mục 2, mô hình MILP được xây dựng với hàm mục tiêu (18) và các ràng buộc (19)-(27), (31)-(35), (37)-(60), (70)-(78) và (15)-(17).

### 3. Kết quả tính toán và thảo luận

Trong phần này, mô hình MILP nêu trên được vận dụng để giải quyết bài toán xác định kích thước dây dẫn tối ưu cho lưới điện IEEE 33 nút. Nghiệm tối ưu toàn cục được giải bằng phần mềm thương mại CPLEX, sử dụng ngôn ngữ GAMS [13] để lập trình và tính toán trên máy tính Core i5-5200U @2.20 GHz và 12.0 GB.

#### 3.1. Dữ liệu lưới điện

Hình 2 mô tả sơ đồ lưới điện 33 nút IEEE [14]. Các thông tin về chi phí và thông số kỹ thuật của 29 kiểu kích thước dây dẫn được tham khảo từ nghiên cứu [14]. Lưới điện có điện áp định mức là 12,66 kV và tổng công suất cực đại của phụ tải bằng  $7430 + j4600$  kVA (bằng 200% công suất phụ tải tham khảo trong [14]).



Hình 2. Sơ đồ mạng điện IEEE 33 nút

Các kịch bản tính toán của giá điện được mô tả tại Bảng 2.

Bảng 2. Các kịch bản tính toán

Kịch bản	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$C_{\Delta A}$ (\$/MWh)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100

Giá trị của các tham số khác được trình bày trong Bảng 3.

Bảng 3. Giá trị của các tham số

Thông số	Giá trị
Tuổi thọ đường dây (năm)	25
Hệ số tổn thất	0,4
Hệ số chiết khấu (%)	7
Hệ số bảo dưỡng (%)	2
Giới hạn dưới của điện áp (pu)	0,95
Giới hạn trên của điện áp (pu)	1,05
Điện áp vận hành của trạm nguồn (pu)	1,00

#### 3.2. Kết quả tính toán

##### 3.2.1. Ảnh hưởng của giá điện

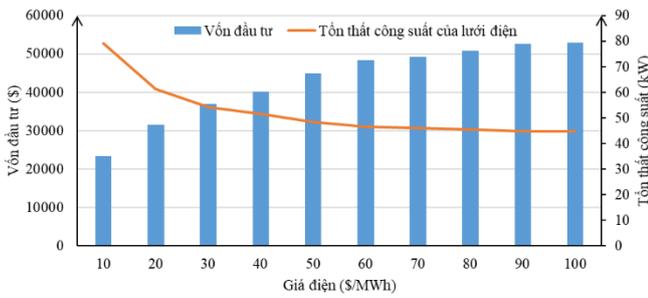
Sự thay đổi điện áp, hàm mục tiêu, giá trị các loại chi phí và tổn hao công suất của lưới điện ứng với từng kịch bản được minh họa trong Bảng 4.

Bảng 4 cho thấy nút 1 là nút có điện áp cao nhất trong lưới, và được giữ cố định là 1 pu. Nút 33 có giá trị điện áp thấp nhất. Khi giá điện tăng, điện áp nút 33 tăng từ 0,96962 pu đến 0,97502 pu. Bên cạnh đó, vốn đầu tư ban đầu, chi phí bảo trì và chi phí do hao tổn điện năng đều tăng, dẫn đến sự gia tăng của chi phí lưới điện trong suốt vòng đời, đồng thời tổn hao công suất của lưới điện có xu hướng giảm. Điều này cho thấy mối quan hệ giữa vốn đầu tư và tổn thất công suất: khi vốn đầu tư tăng, tổn thất công suất sẽ giảm.

Sự thay đổi tổn thất công suất lưới điện và vốn đầu tư của lưới điện theo giá điện được mô tả như trên Hình 3. Từ Hình 3 cho thấy, khi tăng giá điện từ 10 đến 100 \$/MWh, vốn đầu tư dây dẫn tăng từ 23309,5 \$ lên 53026 \$, đồng thời tổn hao công suất lưới giảm từ 79,14 kW xuống 44,63 kW. Khi giá điện tăng từ 10 \$/MWh lên 20 \$/MWh, vốn đầu tư có độ tăng lớn nhất (1917,95 \$) và tổn thất công suất có độ giảm lớn nhất (17,9 kW). Khi giá điện tăng từ 90 \$/MWh lên 100 \$/MWh, vốn đầu tư có độ tăng nhỏ nhất (96,5 \$) và tổn hao công suất có độ giảm nhỏ nhất (0,13 kW).

Bảng 4. So sánh kết quả tính toán giữa các kịch bản

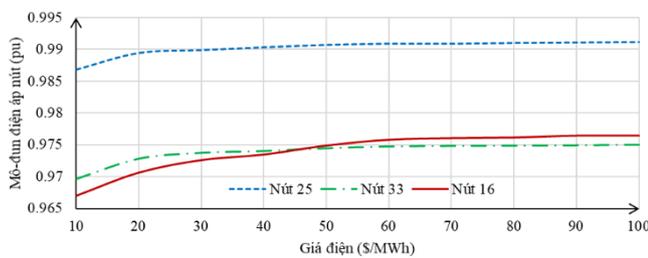
Giá điện (\$/MWh)	Điện áp cực tiểu	Điện áp cực đại	Vốn ban đầu (\$)	Chi phí bảo trì (\$)	Chi phí tổn thất năng lượng (\$)	Chi phí vòng đời (\$)	Tổng tổn thất công suất (kW)	Thời gian tính toán (s)
10	0,96962	1,00	23310	5433	32314	61057	79,14	144,266
20	0,97282	1,00	31539	7351	50014	88904	61,24	198,875
30	0,97374	1,00	37021	8628	66520	112169	54,30	136,829
40	0,97403	1,00	40119	9351	84201	133670	51,55	135,234
50	0,97448	1,00	44792	10440	98843	154075	48,41	701,719
60	0,97475	1,00	48336	11266	113810	173412	46,45	294,610
70	0,97484	1,00	49315	11494	131478	192287	46,00	306,922
80	0,97488	1,00	50791	11838	148311	210940	45,40	128,860
90	0,97494	1,00	52612	12262	164493	229367	44,76	413,891
100	0,97502	1,00	53026	12359	182233	247618	44,63	286,594



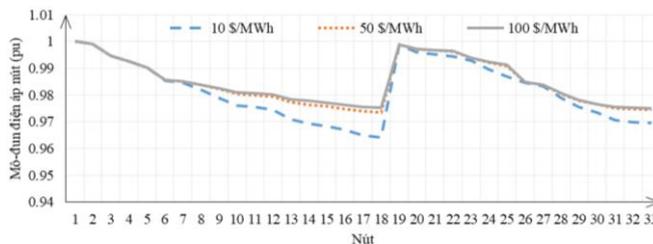
Hình 3. Tồn thất công suất và vốn đầu tư của lưới điện trong các kịch bản

Sự thay đổi điện áp của các nút 16, 25 và 33 ứng với các kịch bản được biểu thị như trong Hình 4. Từ kết quả thấy được, điện áp các nút 16, 25 và 33 tăng lên khi giá điện tăng theo sự thay đổi của các kịch bản. Trong đó, điện áp nút 16 tăng từ 0,96698 pu đến 0,9764 pu, nút 25 tăng từ 0,98683 pu đến 0,99118 pu, nút 33 tăng từ 0,96962 pu đến 0,97502 pu. Điện áp tại nút 33 cao hơn điện áp nút 16 khi tăng giá điện từ 10 \$/MWh đến 40 \$/MWh, và nhỏ hơn nút 16 khi tăng giá điện từ 50 \$/MWh đến 100 \$/MWh.

Hình 5 mô tả sự phân bố điện áp tại 33 nút khi kích thước dây dẫn được xác định theo mô hình MILP, ứng với giá điện lần lượt là 10, 50 và 100 \$/MWh. Theo kết quả từ Hình 5, điện áp tại các nút đều tăng khi giá điện tăng từ 10 \$/MWh lên 50 \$/MWh và tiếp tục tăng từ 50 \$/MWh lên 100 \$/MWh. Nút 18 có mức tăng điện áp lớn nhất, đạt 0,00938 pu khi giá điện tăng từ 10 \$/MWh lên 50 \$/MWh và 0,00183 pu khi giá điện tăng từ 50 \$/MWh lên 100 \$/MWh. Tuy nhiên, độ tăng điện áp tại các nút có xu hướng giảm dần khi giá điện tiếp tục tăng.



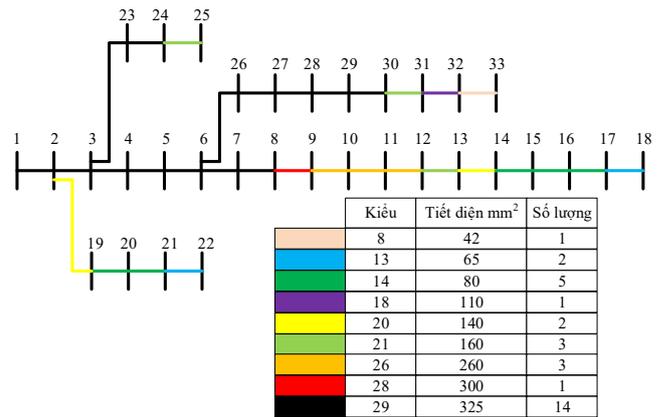
Hình 4. Điện áp các nút 16, 25 và 33 trong các kịch bản



Hình 5. Điện áp 33 nút tại các kịch bản giá điện 10, 50 và 100 \$/MWh

Kích thước dây dẫn tối ưu của lưới điện IEEE 33 nút khi giá điện là 100 \$/MWh được lựa chọn và thể hiện trong Hình 6. Theo Hình 6 mô hình đề xuất sử dụng 9 kiểu dây dẫn, trong đó kiểu dây dẫn có tiết diện 325 mm<sup>2</sup> được sử dụng nhiều nhất (14 đường dây), có 3 kiểu tiết diện dây được sử dụng ở một

đoạn đường dây: 42 mm<sup>2</sup> (đường dây 32-33); 110 mm<sup>2</sup> (đường dây 31-32); 300 mm<sup>2</sup> (đường dây 8-9).



Hình 6. Sơ đồ chọn dây dẫn ứng với giá điện là 100 \$/MWh

### 3.2.2. So sánh kỹ thuật đề xuất với phương pháp hiện hành tại Việt Nam

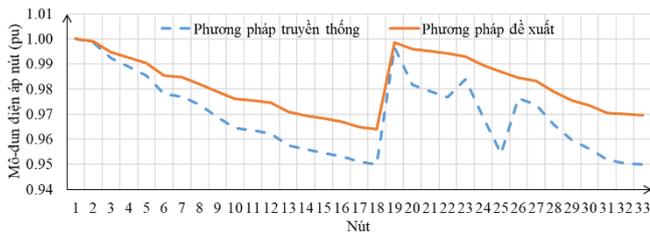
Tại Việt Nam, hiện nay, kích thước dây dẫn của mạng điện phân phối được xác định theo phương pháp truyền thống, tập trung giảm thiểu vốn đầu tư ban đầu và giữ điện áp tại các nút dao động trong ngưỡng giới hạn cho phép. Tuy nhiên, phương pháp này chưa xét đến các yếu tố kinh tế quan trọng như chi phí vận hành và tồn thất điện năng. Trong khi đó, các yếu tố này được xem xét đồng thời trong phương pháp được đề xuất nêu trên. Tại mục này ưu điểm của phương pháp đề xuất sẽ thể hiện rõ hơn khi so sánh kết quả tính toán với phương pháp truyền thống. Kết quả so sánh chi phí vòng đời của hai phương pháp ứng với các kịch bản được trình bày trong Bảng 5.

Bảng 5. So sánh kết quả tối ưu giữa phương pháp đề xuất và truyền thống

Giá điện (\$/MWh)	Chi phí vòng đời (\$)	
	Phương pháp truyền thống	Phương pháp đề xuất
10	111312	61057
20	209741	88904
30	308169	112169
40	406598	133670
50	505026	154074
60	603454	173412
70	701883	192286
80	800311	210939
90	898740	229367
100	997168	247618

Kết quả từ Bảng 5 cho thấy phương pháp đề xuất có chi phí vòng đời thấp hơn so với tiếp cận truyền thống ở tất cả các kịch bản. Khi giá điện tăng, sự chênh lệch chi phí vòng đời giữa hai phương pháp ngày càng lớn. Cụ thể, chi phí vòng đời của lưới điện khi áp dụng mô hình đề xuất nhỏ hơn 45,15 % so với phương pháp truyền thống khi giá điện là 10 \$/MWh và 75,17 % khi giá điện đạt 100 \$/MWh. Ngoài ra, khi giá điện thay đổi, kết quả chọn dây theo phương pháp truyền thống vẫn không thay đổi.

Hình 7 thể hiện mức phân bố điện áp nút của hai phương pháp tại mức giá điện 10 \$/MWh. Có thể nhận thấy khi vận dụng mô hình nghiên cứu đề xuất, điện áp tại các nút được nâng lên đáng kể so với phương pháp hiện hành. Điện áp tại nút 25 có độ tăng lớn nhất từ 0,95436 pu lên 0,98682 pu.



Hình 7. Phân bố điện áp của hai phương pháp khi giá điện là 10 \$/MWh

## 4. Kết luận

Nghiên cứu này trình bày mô hình tối ưu hóa tuyến tính với biến nguyên (MILP) được biến đổi từ mô hình tối ưu hóa phi tuyến với biến nguyên (MINLP), nhằm xác định tối ưu kích thước dây dẫn cho mạng điện trung áp có xét tác động của giá điện. Mô hình tối ưu có mục tiêu là tối thiểu chi phí vòng đời của lưới điện trong khi thỏa mãn các ràng buộc cân bằng công suất, giới hạn phát nóng trên các nhánh đường dây, phạm vi cho phép của biên độ điện áp và tuân thủ giới hạn tổng vốn đầu tư. Các bộ giải thương mại có thể tìm lời giải tối ưu toàn cục của mô hình MILP được đề xuất. Ứng dụng mô hình MILP đề xuất ở trên để tính toán lựa chọn dây dẫn cho lưới điện 33 nút IEEE qua một số kịch bản có giá điện khác nhau. Các kết quả tối ưu cho thấy khi giá điện tăng, mô hình sẽ đề xuất sử dụng các tiết diện dây có kích thước lớn hơn để giảm thiểu chi phí do hao tổn điện năng nhằm tối ưu tổng chi phí của mạng lưới trong suốt vòng đời. Cùng với đó, dữ liệu nghiên cứu đạt được khẳng định rằng phương pháp đề xuất có nhiều ưu điểm hơn so với phương pháp hiện hành tại Việt Nam, như hiệu quả kinh tế cao hơn, hạn chế đáng kể sự thất thoát điện năng và làm tăng đáng kể điện áp tại các nút trong lưới điện. Trong tương lai, hướng phát triển của nghiên cứu là tối ưu hóa kích thước dây dẫn cho lưới điện phân phối có xét đến sự gia tăng hàng năm của phụ tải.

## Tài liệu tham khảo

- [1] D. Das, "Maximum loading and cost of energy loss of radial distribution feeders," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 26, no. 4, pp. 307–314, May 2004, doi: 10.1016/j.ijepes.2003.09.002.
- [2] 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.
- [3] L. A. Gallego Pareja, J. M. López-Lezama, and O. Gómez Carmona, "A MILP Model for Optimal Conductor Selection and Capacitor Banks Placement in Primary Distribution Systems," *Energies*, vol. 16, no. 11, p. 4340, May 2023, doi: 10.3390/en16114340.
- [4] Z. Wang, H. Liu, D. C. Yu, X. Wang, and H. Song, "A practical approach to the conductor size selection in planning radial distribution systems," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 15, no. 1, pp. 350–354, Jan. 2000, doi: 10.1109/61.847272.
- [5] S. M. Ismael, S. H. E. Abdel Aleem, A. Y. Abdelaziz, and A. F. Zobaa, "Practical Considerations for Optimal Conductor Reinforcement and Hosting Capacity Enhancement in Radial Distribution Systems," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 27268–27277, 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2835165.
- [6] A. Rastgou, S. Bahramara, and J. Moshtagh, "Flexible and robust distribution network expansion planning in the presence of distributed generators," *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 28, no. 12, p. e2637, 2018, doi: 10.1002/etep.2637.
- [7] 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.
- [8] M. Farrag, A. 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, Feb. 2020, doi: 10.1002/2050-7038.12316.
- [9] O. D. MONTOYA, A. Garces, and C. A. Castro, "Optimal Conductor Size Selection in Radial Distribution Networks Using a Mixed-Integer Non-Linear Programming Formulation," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 16, no. 8, pp. 2213–2220, Aug. 2018, doi: 10.1109/TLA.2018.8528237.
- [10] C. C. Pham, T. H. T. Nguyen, and N. V. Pham, "Deployment of mixed-integer nonlinear programming model for conductor size optimization in power distribution grids considering daily load patterns," *TNU J. Sci. Technol.*, vol. 230, no. 02, pp. 47–56, Feb. 2025, doi: 10.34238/tnu-jst.11690.
- [11] A. C. Rueda-Medina, J. F. Franco, M. J. Rider, A. Padilha-Feltrin, and R. Romero, "A mixed-integer linear programming approach for optimal type, size and allocation of distributed generation in radial distribution systems," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 97, pp. 133–143, Apr. 2013, doi: 10.1016/j.epsr.2012.12.009.
- [12] X. Wu, A. J. Conejo, and S. Mathew, "Optimal Siting of Batteries in Distribution Systems to Enhance Reliability," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 36, no. 5, pp. 3118–3127, Oct. 2021, doi: 10.1109/TPWRD.2020.3034095.
- [14] *GAMS Documentation 46*. (Feb. 17, 2024). GAMS Development Corp. Accessed: Feb. 25, 2024. [Online]. Available: <https://www.gams.com>
- S. M. Ismael, S. H. E. Abdel 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. Abdel Aleem, and A. Y. Abdelaziz, Eds., Academic Press, 2018, pp. 185–217. doi: 10.1016/B978-0-12-812441-3.00008-2.