

SỬ DỤNG THUẬT TOÁN NRBO PHÂN CỤM BẢO VỆ CHO LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI CÓ TÍCH HỢP NGUỒN ĐIỆN PHÂN TÁN

Huỳnh Tấn Hiếu¹, Nguyễn Việt Hùng¹, Lê Hồ Minh Huy¹ và Đặng Tuấn Khanh²

¹Sinh viên Khoa Điện - Điện tử, Trường Đại học Bách khoa, Đại học Quốc gia TP.HCM

²Khoa Điện - Điện tử, Trường Đại học Bách khoa, Đại học Quốc gia TP.HCM

Email: dtkhanh2002@hcmut.edu.vn

Thông tin chung:

Ngày nhận bài:

22/5/2025

Ngày nhận bài sửa:

18/7/2025

Ngày duyệt đăng:

01/8/2025

Từ khoá:

Bảo vệ quá dòng điện, Bảo vệ thích ứng, Kỹ thuật Kmeans, Lưới điện phân phối và Thuật toán NRBO.

TÓM TẮT

Bài báo đề xuất phương án phân cụm và tối ưu phối hợp bảo vệ cho role quá dòng điện có hướng trong lưới điện phân phối tích hợp nguồn điện phân tán Distributed Generation (DG). Thuật toán Newton Raphson Based Optimizer (NRBO) được áp dụng để phân nhóm và tối ưu các kịch bản vận hành lưới điện theo tiêu chí N-1, nhằm giảm thiểu thời gian tác động trung bình của role trên tất cả các kịch bản. Thuật toán xác định các bộ thông số chỉnh định role tối ưu cho từng nhóm cài đặt Setting Group (SG), đảm bảo khả năng bảo vệ của role trong khi vẫn tuân thủ các ràng buộc về thứ tự cắt role. Tính nổi bật của phương pháp được chứng minh thông qua lưới điện phân phối IEEE 8 nút. Kết quả cho thấy thời gian tác động của role là 0,4773 giây, giảm 19,12 % so với trước khi phân cụm. Điều này góp phần hạn chế thiệt hại cho con người và thiết bị khi xảy ra sự cố.

1. GIỚI THIỆU

Hệ thống điện đóng vai trò thiết yếu trong đời sống hiện đại, đặc biệt trong giai đoạn hiện đại hóa. Đảm bảo ổn định hệ thống giúp duy trì hoạt động và an toàn lưới điện, trong đó role bảo vệ là thành phần quan trọng. Tuy nhiên, sự gia tăng nguồn điện phân tán (Distribution Generator - DG) như điện mặt trời, điện gió khiến lưới điện chuyển sang hai chiều, gây khó khăn cho bảo vệ truyền thống [1]. Role quá dòng không hướng dễ tác động sai, do đó cần dùng role có hướng để xác định chính xác sự cố và cô lập khu vực sự cố [2]. Trong bối cảnh lưới điện có sự thâm nhập ngày càng cao của các nguồn DG, phương án bảo vệ thích ứng được phát triển, cho phép điều chỉnh linh hoạt thông số chỉnh định role theo thời gian thực dựa trên dữ liệu vận hành thu thập từ hệ thống SCADA [3]. Để đảm bảo tính sẵn sàng và ổn định, các kịch bản vận hành khác nhau cần được xây dựng nhằm dự phòng cho mọi tình huống có thể xảy ra trên lưới điện. Trung tâm điều khiển nhận diện

kịch bản thực tế và gửi tín hiệu điều khiển role chọn nhóm cài đặt (Setting Group - SG) phù hợp, giúp rút ngắn thời gian tác động và nâng cao phối hợp bảo vệ. Tuy nhiên, việc này làm phát sinh số lượng lớn các kịch bản vận hành, trong khi số lượng nhóm SG của role bị giới hạn, dẫn đến những thách thức đáng kể về lưu trữ dữ liệu, cũng như cập nhật các thông số bảo vệ trong thực tế.

Trong những năm gần đây, các phương pháp phối hợp role quá dòng thích ứng đã ứng dụng đa dạng kỹ thuật metaheuristic để giải quyết các thách thức từ lưới phân phối hiện đại. Cụ thể, thuật toán GA được phát triển nhằm tối ưu hóa phối hợp giữa role quá dòng và role khoảng cách trong các sơ đồ bảo vệ hỗn hợp [4], trong khi thuật toán PSO được sử dụng để nâng cao hiệu quả điều chỉnh thời gian tác động của role quá dòng [5]. Một số nghiên cứu còn kết hợp GA với lập trình tuyến tính (LP) để giảm thiểu số kịch bản vận hành cần xét đến [6], hoặc áp dụng kỹ thuật phân cụm nhằm thu gọn số nhóm cài đặt

(SG), qua đó cải thiện khả năng thích ứng trước biến động cấu trúc lưới [7], [8]. Ngoài ra, các giải pháp dựa trên tối ưu hóa tham số tương đương Thevenin [9] và sử dụng tiến hóa sai phân (DE) [10] cũng đã được đề xuất để nâng cao độ nhạy và độ tin cậy của role khi có nguồn phân tán (DG). Tuy nhiên, chưa có nghiên cứu nào sử dụng đồng thời một thuật toán metaheuristic để vừa phân cụm các kịch bản vận hành, vừa tối ưu thời gian tác động của role một cách thống nhất, đặc biệt đối với lưới điện dạng mắt lưới có tích hợp DG. Ngoài ra, các thuật toán trước đây thường đòi hỏi thời gian tính toán dài và khó đạt được cực tiểu toàn cục.

Đóng góp quan trọng của bài báo này là sử dụng thuật toán NRBO [11] để phân cụm và tối ưu phối hợp thời gian của role. Thuật toán NRBO đã được chứng minh có khả năng khám phá phạm vi nghiệm (exploration) và khai thác vùng lân cận nghiệm (exploitation) tốt trong thời gian ngắn, để đồng thời thực hiện việc phân cụm các kịch bản vận hành và tối ưu hóa thời gian cắt của role quá dòng có hướng. Việc áp dụng role quá dòng có hướng giúp bảo vệ hiệu quả các lưới điện dạng mắt lưới, đồng thời đảm bảo tính tin cậy trong điều kiện vận hành phức tạp do sự hiện diện của các nguồn DG.

Bài báo này được chia thành bốn phần chính. Phần 1 giới thiệu về giới hạn số lượng SG trong role quá dòng có hướng. Phần 2 cung cấp tổng quan thuật toán NRBO và phân cụm tối ưu thời gian phối hợp bảo vệ. Phần 3 mô phỏng bài toán thông qua lưới điện IEEE 8 nút và kiểm chứng thuật toán đề xuất với kết quả thu được. Cuối cùng, Phần 4 tổng hợp những đóng góp khoa học chính của bài báo và đề xuất hướng phát triển trong tương lai.

2. PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU

2.1 Thuật toán NRBO

Thuật toán NRBO [11] là một thuật toán tối ưu metaheuristic dựa trên nền tảng quần thể, kết hợp giữa phương pháp Newton-

Raphson cổ điển với các chiến lược tìm kiếm ngẫu nhiên trong không gian nghiệm. Điểm nổi bật của NRBO là khả năng tích hợp linh hoạt giữa kỹ thuật khai phá không gian có định hướng nhờ thông tin đạo hàm và cơ chế tránh bẫy cực trị cục bộ hiệu quả. Điều này được thực hiện thông qua hai thành phần chính: Quy tắc tìm kiếm Newton-Raphson (Newton-Raphson Search Rule - NRSR), thực hiện các bước dịch chuyển có định hướng để nhanh chóng khai thác vùng nghiệm tiềm năng, và Toán tử tránh bẫy (Trap Avoidance Operator - TAO), đảm bảo duy trì đa dạng quần thể bằng các bước nhảy ngẫu nhiên khi xuất hiện nguy cơ hội tụ sớm vào cực trị cục bộ. Nhờ kết hợp hai cơ chế này, NRBO đồng thời khai thác tốt không gian cục bộ và khám phá hiệu quả không gian toàn cục, qua đó nâng cao đáng kể hiệu suất hội tụ và độ tin cậy trong các bài toán tối ưu phức tạp.

2.1.1. Quy tắc tìm kiếm NRSR

NRSR là thành phần quan trọng nhất của thuật toán NRBO vì nó định hướng quá trình tìm kiếm dựa theo phương pháp Newton-Raphson. Thay vì yêu cầu biểu thức đạo hàm chính xác, thuật toán ước lượng đạo hàm bậc nhất và bậc hai thông qua cá thể tốt nhất và tệ nhất trong quần thể bằng chuỗi Taylor. Nhờ đó, thuật toán hội tụ nhanh hơn trong các pha khai thác và tiếp cận nghiệm tối ưu nhanh hơn.

Thuật toán bắt đầu bằng khởi tạo quần thể các nghiệm ngẫu nhiên nằm trong phạm vi nghiệm và sau đó tiến dần về nghiệm tối ưu. Các cá thể sẽ được đánh giá sức khỏe (fitness), giúp xác định cá thể tốt nhất X_b và cá thể tệ nhất X_w . Lần lượt lặp qua từng cá thể trong quần thể, cá thể phụ sẽ được tạo theo các công thức từ (1) đến (3) [11]. Trong đó: $X1_n^{IT}$, $X2_n^{IT}$, $X3_n^{IT}$ là các cá thể phụ được tạo, x_n^{IT} là cá thể đang xét, $randn$ là một giá trị ngẫu nhiên theo phân phối chuẩn tắc, a và b là hai số ngẫu nhiên trong $[0,1]$, $r1$ và $r2$ là hai số nguyên ngẫu nhiên khác nhau.

$$X1_n^{IT} = x_n^{IT} - \left(randn \times \frac{(y_w - y_b) \times \Delta x}{2 \times (y_w + y_b - 2 \times x_n)} \right) + \left(a \times (X_b - X_n^{IT}) + b \times (X_{r_1}^{IT} - X_{r_2}^{IT}) \right) \quad (1)$$

$$X2_n^{IT} = X_b - \left(randn \times \frac{(y_w - y_b) \times \Delta x}{2 \times (y_w + y_b - 2 \times x_n)} \right) + \left(a \times (X_b - X_n^{IT}) + b \times (X_{r_1}^{IT} - X_{r_2}^{IT}) \right) \quad (2)$$

$$X3_n^{IT} = X_n^{IT} - \delta \times (X2_n^{IT} - X1_n^{IT}) \quad (3)$$

Các giá trị dùng trong việc xây dựng các công thức (1) tới (3) được tính theo các công thức từ (4) đến (8) [11]. Trong đó y_w và y_b là vị trí của hai vector tạo ra từ Z_{n+1} và x_n , và r_1 thể hiện một số ngẫu nhiên trong khoảng (0 ;1), $Mean$ là phép toán lấy trung bình cộng các vector, X_b và X_w lần lượt là cá thể tốt nhất và cá thể tệ nhất trong quần thể nghiệm, dim là số chiều của vector biến số, δ là hệ số đáp ứng, IT là số lần lặp hiện tại và Max_IT là số lần lặp tối đa.

$$y_w = r_1 \times (Mean(Z_{n+1} + x_n) + r_1 \times \Delta x) \quad (4)$$

$$y_b = r_1 \times (Mean(Z_{n+1} + x_n) - r_1 \times \Delta x) \quad (5)$$

$$Z_{n+1} = x_n - randn \times \frac{(X_w - X_b) \times \Delta x}{2 \times (X_w + X_b - 2 \times x_n)} \quad (6)$$

$$\Delta x = rand(1, dim) \times |X_b - X_n^{IT}| \quad (7)$$

$$\delta = \left(1 - \left(\frac{2 \times IT}{MaxIT} \right) \right)^5 \quad (8)$$

Cuối cùng, cá thể sẽ được cập nhật cho lần cập nhật tiếp theo như ở công thức (9):

$$x_n^{IT+1} = r_2 \times (r_2 \times X1_n^{IT} + (1 - r_2) \times X2_n^{IT}) + (1 - r_2) \times X3_n^{IT} \quad (9)$$

2.1.2. Toán tử tránh bẫy TAO

Toán tử TAO đã được thêm vào NRBO để đối phó với các bài toán kỹ thuật. Khi sử dụng TAO, cá thể x_n^{IT+1} có thể biến đổi mạnh tạo ra

những nghiệm X_{TAO}^{IT} giúp tăng khả năng ứng phó với các ràng buộc bài toán. Giá trị X_{TAO}^{IT} được tạo khi giá trị $rand$ bé hơn hệ số DF cho trước, điều này nghĩa là DF chính là xác suất dùng TAO, như ở (10) và (11) [11]:

$$X_{TAO}^{IT} = X_n^{IT+1} + \theta_1 \times (\mu_1 \times x_b - \mu_2 \times X_n^{IT}) + \theta_2 \times \delta \times (\mu_1 \times Mean(X^{IT}) - \mu_2 \times X_n^{IT}), \quad (10)$$

$$\mu_1 < 0,5$$

$$X_{TAO}^{IT} = x_b + \theta_1 \times (\mu_1 \times x_b - \mu_2 \times X_n^{IT}) + \theta_2 \times \delta \times (\mu_1 \times Mean(X^{IT}) - \mu_2 \times X_n^{IT}), \quad (11)$$

$$\mu_1 \geq 0,5$$

$$X_n^{IT+1} = X_{TAO}^{IT}$$

Trong đó θ_1 và θ_2 là hai số ngẫu nhiên lần lượt trong đoạn (-1;1) và (-0,5;0,5), μ_1 và μ_2 là hai số ngẫu nhiên tạo ra theo công thức (12):

$$\mu_1 = \begin{cases} 3 \times rand, & \text{if } \Delta < 0,5 \\ 1, & \text{if } \Delta \geq 0,5 \end{cases} \text{ và} \quad (12)$$

$$\mu_2 = \begin{cases} rand, & \text{if } \Delta < 0,5 \\ 1, & \text{if } \Delta \geq 0,5 \end{cases}$$

Trong đó $rand$ và Δ là một số ngẫu nhiên trong đoạn (0;1).

Nhờ vào nhiều tham số ngẫu nhiên mà các nghiệm tạo bởi TAO có sự đa dạng và giúp thoát khỏi cực trị cục bộ. Lưu đồ cho thuật toán NRBO thể hiện ở Hình 1.

2.2. Xây dựng bài toán phân cụm NRBO

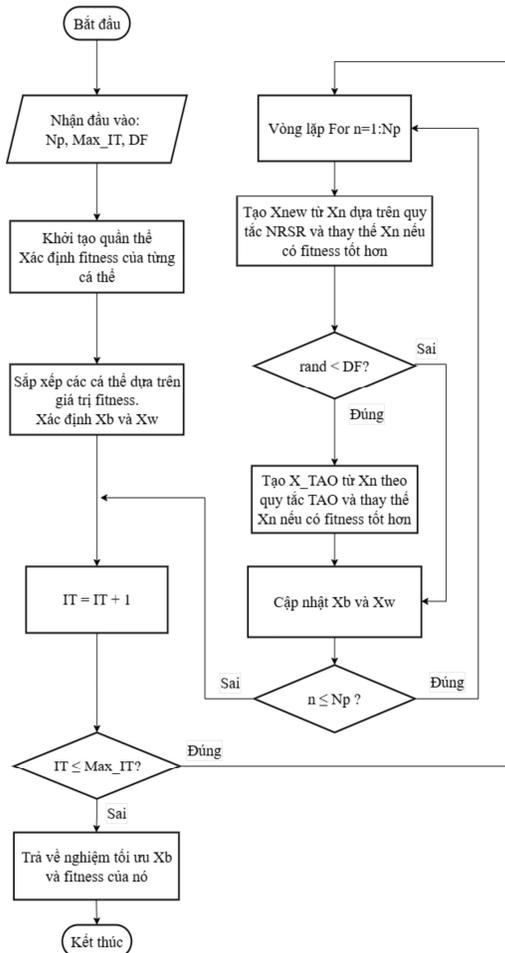
2.2.1. Bài toán thời gian cất rơ2le

Role được xem xét là loại kỹ thuật số, có các thông số chỉnh định là giá trị liên tục. Đặc tính thời gian được sử dụng theo tiêu chuẩn IEC, được biểu diễn như (13).

$$t = \frac{A \times TMS}{\left(\frac{I_F}{I_{PS} \times n_{CT}}\right)^B - 1} \quad (13)$$

Trong đó t là thời gian tác động (cắt) của role, A và B lần lượt là 13,5 và 1 (dạng VI, IEC 255-3), TMS là hệ số nhân thời gian, I_F là dòng điện sự cố qua role và n_{CT} là tỉ số biến dòng (CT), I_{PS} là dòng điện khởi động tính theo công thức (14):

$$I_{PS} = k \times \text{Max} \left\{ \frac{I_{cb}^i}{n_{CT}} \right\} \quad (14)$$



Hình 1. Lưu đồ thuật toán NRBO

Trong đó, I_{PS} là dòng điện khởi động, k là hệ số an toàn lấy giá trị là 1,2; I_{cb}^i là dòng điện cường bức qua role trong các kịch bản xem xét, n_{CT} là tỉ lệ CT. Tuy nhiên, I_{PS} không nhỏ hơn 0,5.

2.2.2. Tối ưu thời gian cắt role

Mục tiêu của bài báo là xác định thông số chỉnh định role sao cho thời gian gian cắt role là nhỏ nhất, xét trung bình các role trên lưới điện và xét trung bình các kịch bản vận hành. Hàm mục tiêu của bài toán được thể hiện qua công thức (15):

$$OF = \text{Min} \left[\frac{1}{N_s} \sum_{i=1}^{N_s} \left(\frac{1}{nr^i} \sum_{j=1}^{nr^i} t^j \right) \right] \quad (15)$$

Trong đó, OF là hàm mục tiêu, N_s là số kịch bản, nr^i là số role được sử dụng trong kịch bản i , t^j là thời gian cắt của role thứ j .

2.2.3. Ràng buộc của bài toán tối ưu thời gian role

Mặc dù các role là loại kỹ thuật số, nhưng vẫn có giới hạn về phạm vi chỉnh định TMS cho role. Các ràng buộc về phạm vi nghiệm được mô tả ở công thức (16):

$$TMS_{\min} \leq TMS \leq TMS_{\max} \quad (16)$$

Trong đó các giá trị TMS_{\min} và TMS_{\max} có giá trị lần lượt là 0,05 và 2.

Bên cạnh đó, role chính và role dự phòng cần tác động theo đúng thứ tự. Theo IEEE 242-2001, thời gian phối hợp giữa role chính và phụ được khuyến nghị là 0,2 giây. Điều này được mô tả ở công thức (17):

$$\Delta t = t_b - t_m \geq CTI \quad (17)$$

Trong đó Δt là thời gian phối hợp, t_b là thời gian cắt của role chính, t_m là thời gian cắt của role dự phòng, CTI (Critical Time Interval) là khoảng thời gian tối hạn bằng 0,2 giây.

2.2.4. Phân cụm kịch bản

Khi các kịch bản được tập hợp vào một cụm, bài toán tối ưu sẽ áp dụng cho từng phân cụm để tối ưu chỉnh định cho nhóm SG ứng với cụm đó. Điều này có nghĩa là mục tiêu tối ưu của thuật toán sẽ là tối ưu giá trị trung bình thời gian cắt chính của các role có xem xét đến tất cả các kịch bản ở trong phân nhóm này. Thêm vào đó, các điều kiện và ràng buộc của các phân cụm sẽ bao gồm tất cả điều kiện và ràng buộc của các kịch bản con bên trong nó.

Trong bài báo này, nhóm nghiên cứu sử dụng biến vectơ để thể hiện cách phân cụm kịch bản, định nghĩa ở (18):

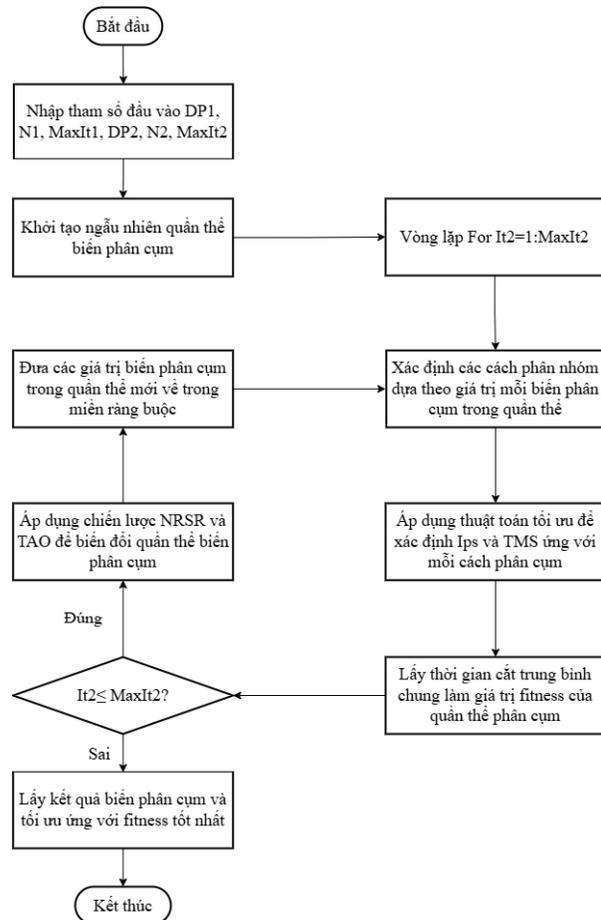
$$G = [x_1, \dots, x_k, \dots, x_{N_s}] \forall x \in N, 1 \leq k \leq N_s \quad (18)$$

Ứng với mỗi biến phân cụm, các giá trị trung bình của mỗi nhóm SG được tính toán tối ưu độc lập với nhau, cuối cùng cho ra kết quả tối ưu chung cho tất cả kịch bản. Như vậy, sử dụng biến phân cụm như là các cá thể trong NRBO, thời gian cắt trung bình chung là giá trị để đánh giá các biến phân cụm, ta có thể áp dụng thuật toán NRBO để xác định cách phân cụm tối ưu.

Trong đó x_k là một số tự nhiên ngẫu nhiên giữa 1 và số nhóm N , N_s là số kịch bản. Giá trị của x_k sẽ xác định phân cụm của kịch bản thứ k . Ví dụ cho biến phân cụm (19) như sau:

$$G = [2, 1, 1, 1, 1, 6, 6] \quad (19)$$

Nếu biến phân cụm đang xem xét như ở (19), thì có thể hiểu rằng có tất cả 3 phân cụm, trong đó phân cụm 2 có một kịch bản, phân cụm 1 có 4 kịch bản và phân cụm 6 có 2 kịch bản. Tuy nhiên, để hạn chế các tính toán thừa thãi, các biến phân cụm sẽ đảm bảo có đủ số lượng phân cụm như đã xem xét, mỗi phân cụm có không dưới 1 kịch bản. Hình 2 thể hiện sơ đồ nguyên lý của thuật toán phân cụm và tối ưu NRBO.



Hình 2. Sơ đồ nguyên lý thuật toán phân cụm bằng NRBO

3. KẾT QUẢ VÀ THẢO LUẬN

3.1. Mô phỏng lưới điện

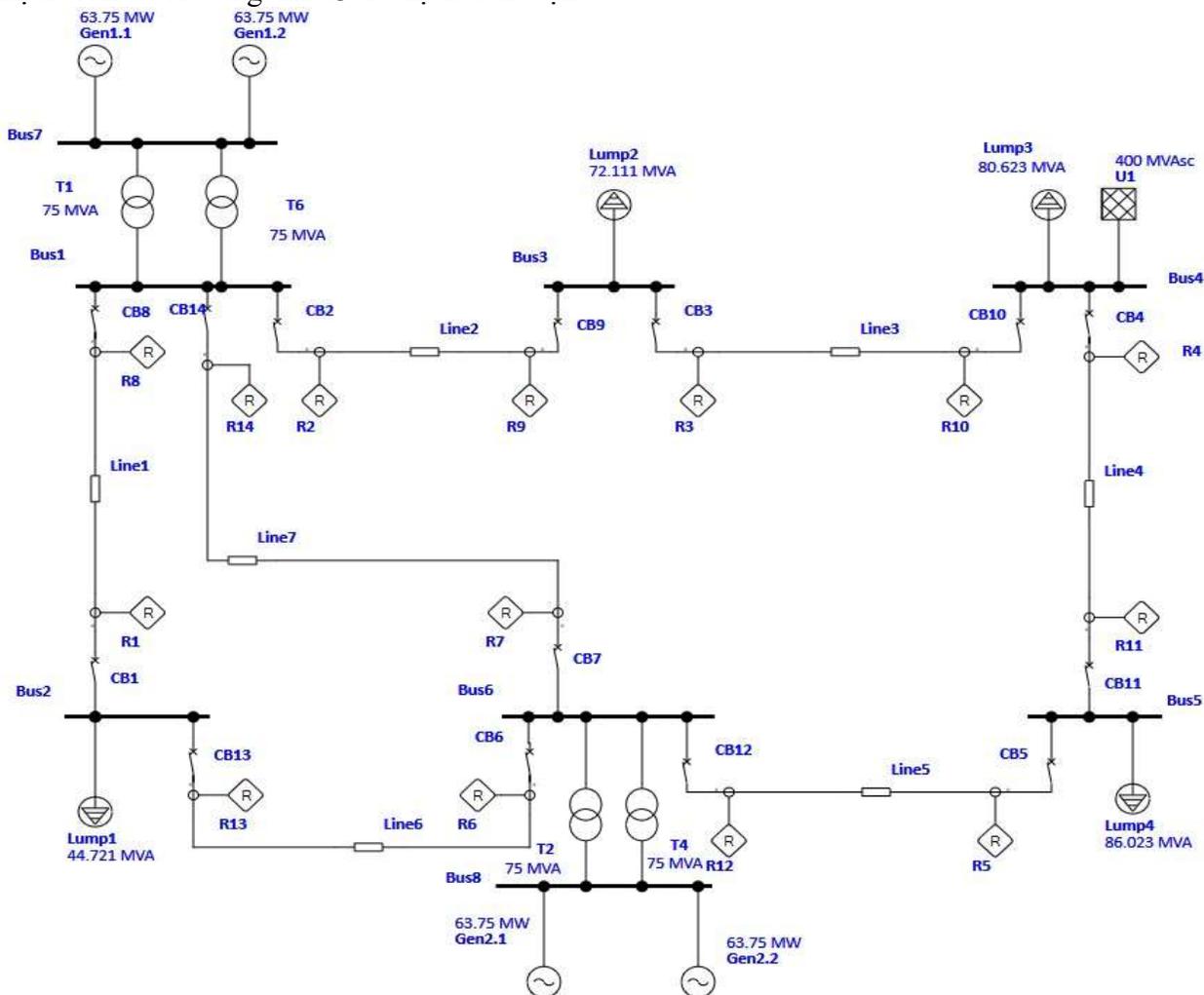
Trong đề tài này, các thuật toán được thử nghiệm trên lưới điện thí nghiệm chuẩn IEEE 8 nút [12] với 7 đường dây truyền tải, trong đó các nguồn DG được tích hợp tại nút 1 và nút 6, cùng một nguồn lưới xem như nguồn áp lý tưởng. Hệ thống vận hành theo mô hình mất lưới ở hai cấp điện áp 150/10 kV. Các thông số đường dây và thiết bị được thể hiện chi tiết ở phần Phụ lục. Nhằm phục vụ mục tiêu nghiên cứu, hệ thống được hiệu chỉnh tại vị trí các DG. Tại Bus 1, máy phát Gen1 gốc được thay bằng cụm hai máy phát đồng bộ với tổng công suất không đổi. Tương tự, Gen2 ở Bus 6 cũng phân tách thành hai máy phát đồng bộ giữ tổng công suất nguyên vẹn. Bên cạnh đó,

mỗi máy biến áp ban đầu được chia thành hai máy biến áp song song vẫn bảo toàn công suất định mức. Các hiệu chỉnh này đảm bảo sơ đồ phân phối công suất và dòng điện ngắn mạch của lưới không thay đổi so với cấu hình gốc.

Theo tiêu chí dự phòng N-1, mỗi khi ngắt điện một thiết bị trên lưới điện sẽ tạo ra được một kịch bản vận hành. Như vậy, bảy kịch bản từ KB1 tới KB7 được tạo ra khi cắt điện trên các đường dây, số thứ tự kịch bản ứng với đường dây bị cắt điện. KB8 là khi nguồn hệ thống ngắt khỏi lưới điện, tức lưới *điện bị cô lập với lưới điện bên ngoài*. Bốn kịch bản được tạo ra bằng cách lần lượt ngắt máy phát Gen1.1, Gen2.1 và máy biến áp T1.1, T2.1. Kịch bản cuối cùng KB13 là kịch bản vận

hành chính, khi mọi thiết bị đều hoạt động bình thường. Trên mỗi đường dây truyền tải sẽ có 2 DOCR ngược hướng nhau và đặt hai phía của đường dây.

Như vậy sẽ có tất cả 14 relay với mỗi relay cần xác định 2 giá trị chỉnh định đó là TMS và I_{PS} . Một nghiên cứu cho thấy phần lớn các relay được dùng trên thị trường ngày nay thường có thể lưu giữ từ 2, 4 hoặc 8 SG. Trong phạm vi của bài báo này, số lượng SG được sử dụng sẽ là 4, do đó từ 13 kịch bản ban đầu sẽ được chia vào 4 phân nhóm khác nhau, và các kịch bản cùng nhóm sẽ sử dụng cùng thông số của SG. Sơ đồ một sợi của lưới điện được thể hiện ở Hình 3.



Hình 3. Mô phỏng mạng điện thử nghiệm IEEE 8 nút

3.2 Kết quả mô phỏng

Thuật toán NRBO sẽ được sử dụng cho cả hai nhiệm vụ: phân cụm và tối ưu. Đối với phân cụm, các tham số cài đặt cho thuật toán là: DP1=0,6; N1=20, MaxIt1=30. Đối với thuật toán NRBO sử dụng cho tối ưu, các tham số lần lượt là DP2=0,6; N2=10000, MaxIt2=200. Kết quả thu được thể hiện ở Bảng 1 cho thấy cách phân cụm các kịch bản sau khi chạy thuật toán phân cụm. Bảng 2 thể hiện thông số chỉnh định role của thuật toán. Hình 4 tổng hợp thời gian cắt role trung bình của mỗi role thuật toán NRBO, đồng thời so

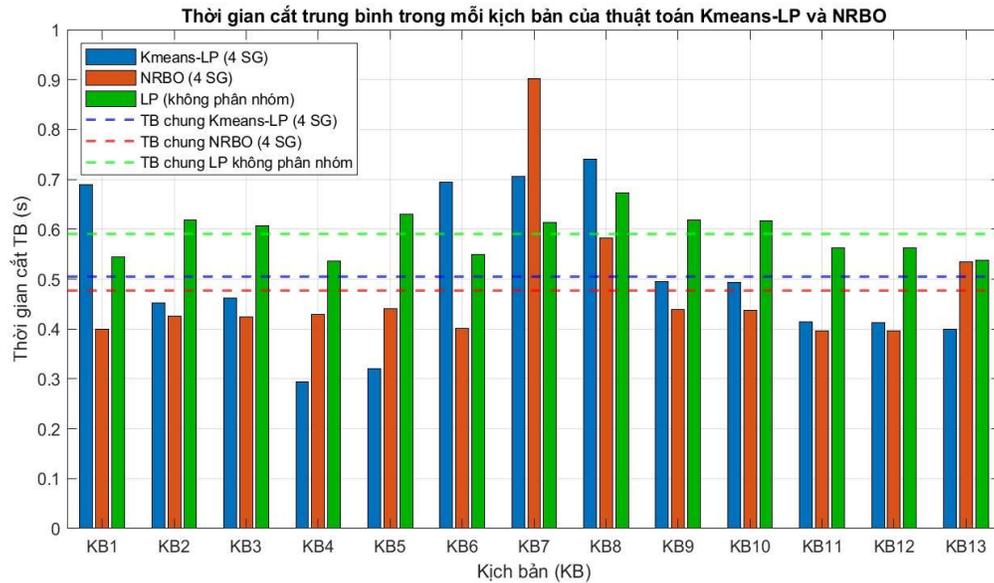
sánh với kết quả thuật toán Kmeans-LP trong [8] và khi chưa phân cụm.

Bảng 1. Kết quả phân cụm của thuật toán NRBO

SG1	SG2	SG3	SG4
KB8	KB1	KB7	KB4
KB13	KB2		
	KB3		
	KB5		
	KB6		
	KB9		
	KB10		
	KB11		
	KB12		

Bảng 2. Thông số chỉnh định role cho các nhóm SG theo thuật toán NRBO

Relay	SG1		SG2		SG3		SG4	
	TMS	PS	TMS	PS	TMS	PS	TMS	PS
1	0,4184	0,5	0,5229	0,5	0,9073	0,5	0,4157	0,5
2	0,413	2,144	0,1225	4,284	0,3924	2,0735	0,1046	3,461
3	0,4965	2,118	0,1004	5,1667	0,4788	2,1338	0,0507	4,5803
4	0,7399	0,5	0,1932	1,637	1,3741	0,5	x	x
5	0,461	0,5	0,4113	0,5	1,0651	0,5	x	x
6	0,6999	0,552	0,4765	1,128	1,1918	0,5	0,5691	0,745
7	0,6961	1,333	0,3001	2,0888	x	x	0,3911	1,502
8	0,7146	0,681	0,5078	1,1	1,4092	0,5	0,8117	0,595
9	0,7851	0,5	0,6902	0,5	1,6907	0,5	0,9358	0,5
10	1,0667	0,5	0,3436	1,375	1,9722	0,5	0,7663	0,5
11	0,4695	1,52	0,1324	3,3615	0,6325	1,512	x	x
12	0,4245	2,197	0,1457	4,2805	0,4975	2,1765	0,5969	1,56
13	0,562	0,5	0,5142	0,5	1,1277	0,5	0,4928	0,5
14	0,8264	0,5	0,3424	1,416	x	x	0,8682	0,5



Hình 4. Thời gian cắt trung bình của thuật toán Kmeans-LP và NRBO

3.3. Thảo luận

Kết quả nghiên cứu cho thấy rằng khi áp dụng thuật toán phân cụm và tối ưu NRBO, thời gian cắt trung bình chung của các role thu được là 0,4773 giây. So với phương pháp phân cụm sử dụng thuật toán Kmeans-LP dựa trên chỉ số AV+SD (Average và Standard Deviation) trong [8] với thời gian 0,5056 giây, kết quả này đã cải thiện khoảng 5,6%. Khi so sánh với trường hợp không thực hiện phân cụm, thời gian cắt trung bình là 0,5901 giây, thì phương pháp NRBO đã cho thấy sự cải thiện đáng kể lên tới 19,12%.

Các kết quả đạt được phản ánh rõ ưu thế của việc kết hợp phân cụm và tối ưu hóa thông số role thông qua thuật toán NRBO so với phương pháp phân cụm Kmeans kết hợp LP cũng như phương án không thực hiện phân cụm. Lý do chính cho sự cải thiện rõ rệt về thời gian cắt trung bình này xuất phát từ khả năng phân nhóm linh hoạt của NRBO, vốn trực tiếp dựa trên tiêu chí tối ưu hóa thời gian tác động của từng nhóm SG. Thay vì dựa trên các tiêu chí phân cụm thông thường như thời gian chuẩn role của các kịch bản, thuật toán NRBO thực hiện đồng thời việc phân cụm và tối ưu hóa, qua đó tìm kiếm cấu trúc phân nhóm phù hợp nhất giúp tối thiểu hóa tổng thời gian tác động role trong hệ thống. Hơn

nữa, NRBO thuộc nhóm các thuật toán metaheuristic dạng quần thể, có khả năng vượt trội trong việc thăm dò không gian tìm kiếm một cách toàn diện, hạn chế hiện tượng hội tụ cục bộ thường gặp ở các phương pháp dựa trên lập trình tuyến tính thông thường như LP.

4. KẾT LUẬN

Trong nghiên cứu này, bài toán phân cụm và tối ưu phối hợp role quá dòng có hướng trong lưới điện phân phối được thực hiện thông qua thuật toán tối ưu NRBO, đồng thời tiến hành đánh giá, so sánh với hai trường hợp khác là không phân cụm và sử dụng thuật toán kết hợp Kmeans-LP. Lưới điện IEEE 8 nút được mô phỏng và phân tích với 13 kịch bản vận hành và chia thành 4 cụm tương ứng với 4 bộ thông số cài đặt của các nhóm SG. Kết quả thu được chỉ ra rằng thuật toán NRBO cho hiệu quả tốt hơn trong việc phân cụm các kịch bản và giảm thời gian cắt trung bình của role, đồng thời vẫn đảm bảo các ràng buộc đặt ra trong mỗi kịch bản. Nghiên cứu trong tương lai có thể hướng đến việc mở rộng ứng dụng thuật toán cho các lưới điện có cấu trúc phức tạp hơn, hoặc nghiên cứu tích hợp thêm các công cụ tối ưu hóa nhằm mục tiêu cải tiến thuật toán NRBO, cho ra kết quả tối ưu thời gian phối hợp tốt hơn.

Lời cảm ơn

Nghiên cứu được tài trợ bởi Trường Đại học Bách Khoa, ĐHQG-HCM trong khuôn khổ đề tài mã số SVCQ-2024-ĐĐT-43. Chúng tôi xin cảm ơn Trường Đại học Bách Khoa, ĐHQG-HCM đã hỗ trợ thời gian và phương tiện vật chất cho đề tài này. Các tác giả tuyên bố không có xung đột lợi ích.

Tài liệu tham khảo

- [1] Antonova G, Nardi M, Scott A et al. Distributed generation and its impact on power grids and microgrids protection. Proceedings of the 65th Annual Conference for Protective Relay Engineers, April 2012.
- [2] Rajasekaran M, Anitha N, Arulselvam D. Smart protection scheme for radial distribution system. International Journal of Engineering and Advanced Technology. 2019; 8(6): 3621–3624.
- [3] Rockefeller GD, Wagner CL, Linders JR et al. Adaptive transmission relaying concepts for improved performance. IEEE Transactions on Power Delivery. 1988; 3(4): 1446–1458.
- [4] Abyaneh HA, Kamangar SSH, Razavi F et al. A new genetic algorithm method for optimal coordination of overcurrent relays in a mixed protection scheme with distance relays. Proceedings of the 43rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC), September 2008. 1–5.
- [5] Choudhary PK, Das DK. Optimal coordination of overcurrent relay using particle swarm optimization (PSO) algorithm. 2020 IEEE Applied Signal Processing Conference (ASPCON), October 2020. 308–312.
- [6] Chabanloo RM, Safari M, Roshanagh RG. Reducing the scenarios of network topology changes for adaptive coordination of overcurrent relays using hybrid GA–LP. IET Generation, Transmission & Distribution. 2018; 12(21): 5879–5890.
- [7] Ojaghi M, Mohammadi V. Use of clustering to reduce the number of different setting groups for adaptive coordination of overcurrent relays. IEEE Transactions on Power Delivery. 2018; 33(3): 1204–1212.
- [8] Huỳnh Tấn Hiếu (2024). *Thiết kế mạng điện trung thế 22 kV có ứng dụng phần mềm ETAP*, Đồ án Sinh viên Bộ môn Hệ thống Điện, Khoa Điện, Trường Đại học Bách Khoa, ĐHQG-HCM.
- [9] Shen S, Lin D, Wang H et al. An adaptive protection scheme for distribution systems with DGs based on optimized Thevenin equivalent parameters estimation. IEEE Transactions on Power Delivery. 2017; 32(1): 411–419.
- [10] Shih MY, Conde A, Leonowicz Z et al. An adaptive overcurrent coordination scheme to improve relay sensitivity and overcome drawbacks due to distributed generation in smart grids. IEEE Transactions on Industry Applications. 2017; 53(6): 5217–5228.
- [11] Sowmya R, Premkumar M. Newton Raphson based optimizer: A new population based metaheuristic algorithm for continuous optimization problems. Engineering Applications of Artificial Intelligence. 2024; 128: 107532.
- [12] Al-Roomi AR. Optimal relay coordination test systems repository. Dalhousie University, Department of Electrical and Computer Engineering. 2015. <https://www.al-roomi.org/>, truy cập 07/05/2025.

APPLYING THE NRBO ALGORITHM FOR CLUSTERING PROTECTION RELAY IN DISTRIBUTION NETWORKS WITH INTEGRATED DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES

ABSTRACT

This paper proposes a clustering and optimization approach for coordinating directional overcurrent relays in distribution networks integrated with distributed generation (DG). The Newton Raphson Based Optimization (NRBO) algorithm is employed to effectively group operating scenarios under the N-1 contingency, aiming to minimize the average operating time of relays across all scenarios. The algorithm is then applied to compute the optimal relay setting parameters for each Setting Group (SG), thereby enhancing relay protection performance while ensuring coordination constraints are met. The effectiveness of the proposed method is demonstrated on the IEEE 8-bus distribution system. The results show that the relay operating time is reduced to 0.4773 seconds, achieving a 19.12% improvement compared to the pre-clustering configuration. This contributes to mitigating risks to both personnel and equipment during fault events.

Keywords: Adaptive Protection, Distributed Networks, Kmeans Clustering, NRBO, Overcurrent Protection

Phụ lục

Bảng 1. Đặc tính đường dây của lưới điện IEEE 8 nút [11]

Bus-Bus	Cấp điện áp (kV)	R (Ω /km)	X (Ω /km)	Y (S/km)	Chiều dài (km)
1-2	150	0.004	0.05	0	100
1-3	150	0.0057	0.0714	0	70
3-4	150	0.005	0.0563	0	80
4-5	150	0.005	0.045	0	100
5-6	150	0.0045	0.0409	0	110
2-6	150	0.0044	0.05	0	90
1-6	150	0.004	0.05	0	100

Bảng 2. Dữ liệu máy phát của lưới điện IEEE 8 nút [11]

Bus	S (MVA)	Vn (kV)	X (%)
7	150	10	15
8	150	10	15

Bảng 3. Dữ liệu máy biến áp của lưới điện IEEE 8 nút [11]

Bus-bus	S (MVA)	Vp (kV)	Vs (kV)	X (%)
1-7	150	10	150	4
8-6	150	10	150	4

Bảng 4. Dữ liệu phụ tải của lưới điện IEEE 8 nút [11]

Bus	P (MW)	Q (MVar)
2	40	20
3	60	40
4	70	40
5	70	50