

ỨNG DỤNG THUẬT TOÁN DI TRUYỀN ĐỂ XÁC ĐỊNH VỊ TRÍ TỐI ƯU THIẾT BỊ PHÂN ĐOẠN NHẪM NÂNG CAO CÁC CHỈ SỐ ĐỘ TIN CẬY LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI

APPLICATION OF GENETIC ALGORITHM FOR DETERMINING OPTIMAL LOCATION OF SWITCHING DEVICES TO IMPROVE RELIABILITY INDICES OF POWER DISTRIBUTION NETWORK

Đinh Thành Việt¹, Trương Nguyễn Quang Minh², Võ Văn Phương³

¹Đại học Đà Nẵng; dtviet@ac.udn.vn

²Học viên cao học K28; minhntnq@gmail.com

³Học viên cao học K30; vanphuong0812@gmail.com

Tóm tắt - Bài báo trình bày phương pháp giải bài toán tối ưu hóa phi tuyến đa mục tiêu đối với các chỉ số độ tin cậy SAIFI, SAIDI, MAIFI cho lưới điện phân phối kín vận hành hở. Ưu điểm của phương pháp đề xuất là xác định được vị trí tối ưu của các thiết bị phân đoạn trên lưới điện phân phối để cải thiện các chỉ số độ tin cậy, đồng thời đảm bảo sơ đồ phối hợp bảo vệ rơle giữa các thiết bị phân đoạn. Trong bài báo đã áp dụng thuật toán di truyền sắp xếp các nghiệm không trội (NSGA-II) và nguyên tắc tối ưu Pareto để xây dựng thuật toán, chương trình tính toán tối ưu hóa vị trí thiết bị phân đoạn trên lưới điện phân phối. Phương pháp đề xuất đã được kiểm tra, đánh giá trên mô hình lưới điện phân phối thực tế tại xuất tuyến 22kV 471-E157 của trạm biến áp 110kV Hội An, tỉnh Quảng Nam. Các kết quả nghiên cứu tính toán có thể áp dụng rộng rãi trong thực tiễn tại các Công ty Điện lực.

Từ khóa - tối ưu hóa đa mục tiêu; thuật toán di truyền; NSGA-II; độ tin cậy; lưới điện phân phối.

Abstract - This paper presents a method of solving nonlinear multiobjective optimization problem for reliability indices such as SAIFI, SAIDI, MAIFI of radial power distribution system to define optimal location of switching devices on power distribution system for improving reliability indices, and ensure relay protection coordination between switching devices. In the paper, Non-dominated Sorting Genetic Algorithm (NSGA-II) and Pareto optimality have been applied for building algorithm, program to optimize switching devices placement in power distribution system. The proposed method has been tested by a real power distribution system model at 22kV feeder 471-E157 from 110kV power substation Hoi An, Quang Nam province. The research results can be applied widely in practice at power distribution companies.

Key words - multiobjective optimization; genetic algorithm; NSGA-II; reliability; power distribution system.

1. Đặt vấn đề

Lưới điện phân phối chiếm trên 80% nguyên nhân gây ra ngừng cung cấp điện cho khách hàng. Để nâng cao độ tin cậy (ĐTC) cung cấp điện, cần tìm các giải pháp để cải thiện. Hiện nay, trên lưới điện phân phối (LĐPP) bố trí nhiều thiết bị phân đoạn (TBPĐ) với các tính năng khác nhau. Trước đây việc bố trí các TBPĐ như máy cắt (MC), dao cách ly (D), dao cắt có tải (LBS), cầu chì tự rơi (F),... chỉ xét yếu tố bảo vệ lưới điện, chưa đánh giá yếu tố tác động đến các chỉ số ĐTC cung cấp điện [1, 4] như số lần mất điện trung bình (SAIFI), thời gian mất điện trung bình (SAIDI) và số lần mất điện thoát qua trung bình (MAIFI).

Trong bài báo này sẽ áp dụng thuật toán di truyền giải bài toán tối ưu phi tuyến đa mục tiêu để xác định vị trí TBPĐ hiện hữu trên LĐPP với mục đích tối ưu các chỉ số ĐTC cung cấp điện. Chương trình được xây dựng dựa trên phần mềm MATLAB và được thử nghiệm đánh giá trên lưới điện thực tế tại thành phố Hội An, tỉnh Quảng Nam.

2. Phối hợp thiết bị phân đoạn trên lưới điện phân phối

2.1. Phối hợp giữa máy cắt và cầu chì tự rơi trung áp

Vị trí cầu chì tự rơi trên LĐPP thường được đặt ở các nhánh rẽ, trước các thiết bị cần được bảo vệ quá dòng như trạm biến áp phụ tải (TBA), cáp ngầm..., để loại trừ sự cố. Trong LĐPP vị trí đặt cầu chì thường nằm sau MC về phía tải để đảm bảo các yêu cầu sau:

- Khi có sự cố thoát qua trong vùng bảo vệ của cầu chì, cầu chì không được đứt. Máy cắt phải làm việc ở đặc

tính cắt nhanh trước khi dòng sự cố làm chảy cầu chì.

- Đối với sự cố duy trì ở phía phụ tải, cầu chì phải cắt trước lần cắt cuối cùng của MC có chức năng tự động đóng lặp lại.

2.2. Phối hợp giữa các máy cắt Recloser

Các máy cắt Recloser được trang bị bảo vệ cơ bản là quá dòng 50(50N), 51(51N), 46,... Ngoài ra còn có tính năng tự động đóng lặp lại (79) cho phép loại trừ được sự cố thoát qua (chiếm khoảng 60% sự cố trong LĐPP).

Sự phối hợp làm việc giữa các máy cắt Recloser trên LĐPP được thực hiện chủ yếu theo nguyên tắc phối hợp bảo vệ quá dòng, ngoài ra có một số tính năng phối hợp giữa các máy cắt Recloser như tự động đóng vòng (Loop Auto), điều khiển tuần tự (Sequence Control).

2.3. Phối hợp giữa máy cắt Recloser và dao cách ly phân đoạn tự động

Dao cách ly phân đoạn tự động là thiết bị đóng cắt trung áp có khả năng đóng cắt dòng điện ở chế độ vận hành bình thường. Trong sơ đồ hình tia hoặc mạch vòng thường dùng dao cách ly phân đoạn tự động để phối hợp với các máy cắt có chức năng tự động đóng lặp lại, với cách phối hợp này có thể mở rộng được khả năng phối hợp trong những trường hợp phối hợp rơle bảo vệ khó khăn, có cấp thời gian phối hợp bị hạn chế.

2.4. Phối hợp giữa máy cắt Recloser và rơle bảo vệ

Hệ thống rơle bảo vệ sử dụng trong LĐPP chủ yếu là bảo vệ quá dòng. Việc bảo vệ thực hiện dựa trên nguyên

tắc phối hợp theo dòng điện và bậc thang theo thời gian.

3. Xây dựng mô hình tính toán độ tin cậy lưới điện

3.1. Mô hình lưới điện phân phối

LĐPP biểu diễn dưới dạng sơ đồ một sợi, gồm nút và nhánh. Cách thức đánh số thứ tự sao cho số thứ tự của nhánh trùng với số thứ tự nút cuối. Tên TBPĐ được lấy theo số thứ tự nhánh.

3.2. Các hàm mục tiêu tính toán độ tin cậy

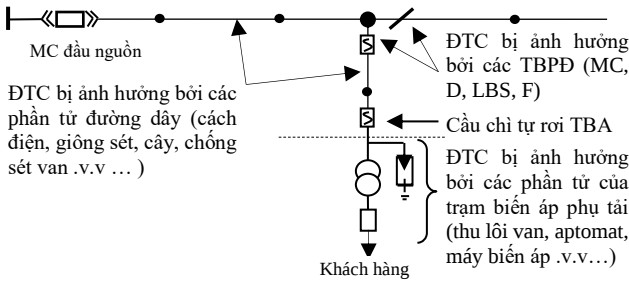
Mô hình toán học của các hàm mục tiêu được xây dựng dựa trên các toán tử $p(i)$ và $s(i)$ [2, 3], trong đó toán tử $p(i)$ được ký hiệu là liền kề trước của nhánh thứ i , $s(i)$ được ký hiệu là liền kề sau nhánh thứ i .

Toán tử $P(i,j)$ được định nghĩa là tập hợp tất cả các nhánh phía trước nhánh i mà được bắt đầu từ nhánh thứ j .

$$P(i,j) = P\{i, p(i), p(p(i)), p(p(p(i))), \dots, j\} \quad (1)$$

Toán tử $S(i,j)$ được định nghĩa là tập hợp tất cả các nhánh phía sau nhánh i mà điểm cuối là nhánh thứ j .

$$S(i,j) = S\{i, s(i), s(s(i)), s(s(s(i))), \dots, j\} \quad (2)$$



Hình 1. Sơ đồ xây dựng hàm tính toán độ tin cậy LĐPP

Hàm mục tiêu SAIFI được thiết lập như sau:

$$\min SAIFI = SAIFI_{DZ} + SAIFI_{TBPĐ} + SAIFI_{TBA} \quad (3)$$

Trong đó: thành phần $SAIFI_{DZ}$ - các đoạn đường dây trong LĐPP; $SAIFI_{TBPĐ}$ - các TBPĐ; $SAIFI_{TBA}$ - TBA.

$$SAIFI = \frac{1}{N_T} \left[\sum_{i=1}^{ns} [(\lambda_i + \gamma'_i) l_i] \left(\sum_{j \in \Omega_i} N_j + \sum_{h=1}^{nsw+ntr} (\lambda_h^{TBPĐ} + \lambda_h^{FTBA}) \sum_{k \in \Omega_h} N_k + \sum_{k=1}^{ntr} (\lambda_k^{TBA} \cdot N_k) \right) \right] \quad (4)$$

Trong đó:

N_T : Tổng số khách hàng;

ns : Tổng số nhánh trong lưới điện phân phối;

nsw : Tổng số TBPĐ;

ntr : Tổng số TBA phân phối của lưới điện;

λ_i : Suất hỏng hóc duy trì của nhánh thứ i (lần/km/năm);

λ_h^{SW} : Suất hỏng hóc của TBPĐ thứ h (lần/năm);

λ_h^{FTBA} : Suất hỏng hóc của cầu chì TBA phân phối thứ h (lần/năm);

λ_k^{TBA} : Suất hỏng hóc của TBA phân phối thứ k (lần/năm);

γ_i : Suất hỏng hóc thoát qua của nhánh thứ i (lần/km/năm);

l_i : Chiều dài của nhánh thứ i (km);

N_j, N_k : Số khách hàng nút phụ tải thứ j, k ;

Ω_i : Khu vực bị mất điện (tập hợp các nhánh) do sự cố ở nhánh thứ i gây ra, được xác định theo công thức sau:

$$\Omega_i = S(P(i, MC \cup F) \cap (MC \cup F)) \quad (5)$$

Vùng bị mất điện được xác định từ nhánh bị sự cố làm cho thiết bị bảo vệ tác động để cô lập điểm sự cố (MC hoặc F).

Ω_h : Khu vực bị mất điện (tập hợp các nhánh) do sự cố TBPĐ thứ h gây ra, được xác định theo công thức sau:

$$\Omega_h = S(P((k, MC \cup F) \setminus h) \cap ((MC \cup F) \setminus h)) \quad (6)$$

Sự cố thoát qua trên nhánh i được xác định như sau:

$$\gamma'_i = \begin{cases} 0, & \text{nếu } P(i, MC) \cap (MC) \neq \emptyset \\ \gamma_i, & \text{các trường hợp khác} \end{cases} \quad (7)$$

Hàm mục tiêu SAIDI được thiết lập theo công thức:

$$\min SAIDI = SAIDI_{DZ} + SAIDI_{TBPĐ} + SAIDI_{TBA} \quad (8)$$

Trong đó: thành phần $SAIDI_{DZ}$ - các đoạn đường dây trong LĐPP; $SAIDI_{TBPĐ}$ - vị trí các TBPĐ; $SAIDI_{TBA}$ - TBA.

$$SAIDI = \frac{1}{N_T} \left[\sum_{i=1}^{ns} [(\lambda_i + \gamma'_i) l_i] \left(\sum_{j \in \Omega_i^S} N_j r_i^S + \sum_{j \in \Omega_i^r} N_j r_i^r \right) + \sum_{h=1}^{nsw+ntr} (\lambda_h^{TBPĐ} + \lambda_h^{FTBA}) \left(\sum_{j \in \Omega_h^S} N_j r_h^{SSW} + \sum_{j \in \Omega_h^r} N_j r_h^{rsw} \right) + \sum_{k=1}^{ntr} (\lambda_k^{TBA} \cdot r_k^{rtr} N_k) \right] \quad (9)$$

Trong đó:

r_i^S : Thời gian trung bình thao tác cô lập sự cố nhánh i ;

r_i^r : Thời gian trung bình sửa chữa sự cố nhánh i ;

r_h^{SSW} : Thời gian thao tác cô lập sự cố TBPĐ thứ h ;

r_h^{rsw} : Thời gian trung bình sửa chữa sự cố TBPĐ thứ h ;

r_k^{rtr} : Thời gian trung bình sửa chữa sự cố TBA thứ k ;

Ω_i^S : Khu vực bị mất điện trong thời gian thao tác để cô lập sự cố ở nhánh i , được xác định theo công thức sau:

$$k = S(i, MC \cup D \cup LBS) \cap (MC \cup D \cup LBS) \quad (10)$$

Số k trong công thức (10) xác định vị trí nhánh sau nhánh bị sự cố có đặt TBPĐ để có thể cô lập sự cố, từ đó xác định khu vực có thể chuyển tải.

$$\max(TC(S(k) \cap TP) \geq \sum_{j \in S(k)} P_j \quad (11)$$

Trong đó:

+ $\max(TC(S(k) \cap TP)$: là khả năng công suất lớn nhất của nguồn dự phòng nằm trong tập hợp TP có nối đến khu vực chuyển tải $S(k)$.

+ $\sum_{j \in S(k)} P_j$: là tổng công suất phụ tải trong khu vực chuyển tải $S(k)$.

* Nếu khu vực không bị sự cố có thể chuyển tải được $S(k) \cap TP \neq \emptyset$, thì:

$$\Omega_i^S = \begin{cases} S(k), & \text{nếu } P(i, MC \cup F \cup D \cup LBS) \cap (MC \cup F \cup D \cup LBS) \in (MC \cup F) \\ S(k) \cup S(P(i, MC \cup F) \cap (MC \cup F)), & \\ P(i, D \cup LBS) \cap (D \cup LBS), & \text{khác} \end{cases} \quad (12)$$

* Nếu khu vực không bị sự cố, không chuyển tải được $S(k) \cap TP = \emptyset$, thì:

$$\Omega_i^S = S(P(i, MC \cup F) \cap (MC \cup F), P(i, D \cup LBS) \cap (D \cup LBS)) \quad (13)$$

Ω_i^r : Khu vực bị mất điện trong thời gian sửa chữa sự cố ở nhánh thứ i , được xác định theo công thức sau:

$$\Omega_i^r = S(P(i, MC \cup F \cup D \cup LBS) \cap (MC \cup F \cup D \cup LBS)) - \Omega_i^S \quad (14)$$

Ω_h^S : Khu vực bị mất điện trong thời gian thao tác để cô

lập sự cố TBPĐ thứ h, được xác định theo công thức như ở (10, 11, 12, 13) nhưng loại bỏ TBPĐ thứ h, cụ thể:

$$k = S((h, MC \cup D \cup LBS) \setminus h) \cap ((MC \cup D \cup LBS) \setminus h) \quad (15)$$

$$\max(TC(S(k) \cap TP) \geq \sum_{j \in S(k)} P_j \quad (16)$$

* Nếu khu vực không bị sự cố có thể chuyển tải được $S(k) \cap TP \neq \emptyset$, thì:

$$\Omega_h^s = \begin{cases} S(k), \text{ nếu } P((h, MC \cup F \cup D \cup LBS) \setminus h) \cap \\ ((MC \cup F \cup D \cup LBS) \setminus h) \in ((MC \cup F) \setminus h) \\ S(k) \cup S(P((h, MC \cup F) \setminus h) \cap ((MC \cup F) \setminus h)), \\ P((i, D \cup LBS) \setminus h) \cap ((D \cup LBS) \setminus h), \text{ khác} \end{cases} \quad (17)$$

* Nếu khu vực không bị sự cố, không chuyển tải được $S(k) \cap TP = \emptyset$, thì:

$$\Omega_h^s = S\left(\frac{P((h, MC \cup F) \setminus h) \cap ((MC \cup F) \setminus h),}{P((h, D \cup LBS) \setminus h) \cap ((D \cup LBS) \setminus h)}\right) \quad (18)$$

Ω_h^r : Khu vực bị mất điện trong thời gian sửa chữa TBPĐ thứ h, được xác định theo công thức như ở (14) nhưng loại bỏ TBPĐ thứ k. Cụ thể:

$$\Omega_h^r = S(P((h, MC \cup F \cup D \cup LBS) \setminus h) \cap ((MC \cup F \cup D \cup LBS) \setminus h)) - \Omega_h^s \quad (19)$$

Hàm mục tiêu MAIFI được thiết lập như sau:

$$\min MAIFI = \frac{1}{N_T} \sum_{i=1}^{ns} l_i \left[\lambda_i \sum_{j \in \Omega_i^l} N_j + \gamma_i \sum_{j \in \Omega_i^r} N_j \right] \quad (20)$$

Ω_i^l : Khu vực bị mất điện do sự cố vĩnh cửu của nhánh thứ i gây ra, được xác định theo công thức sau:

$$\Omega_i^l = \begin{cases} S(k) - S(r), & k \in MC \text{ và } r \in (MC \cup F) \\ \emptyset, & k = \emptyset \text{ và } r \in F \end{cases} \quad (21)$$

với $k = P(i, MC) \cap MC$; $r = P(i, MC \cup F) \cap (MC \cup F)$

Ω_i^r : Khu vực bị mất điện do sự cố thoáng qua của nhánh thứ i gây ra, được xác định theo công thức sau:

$$\Omega_i^r = \begin{cases} S(k), & \text{nếu } k \in MC \\ \emptyset, & \text{nếu } k = \emptyset \end{cases} \quad (22)$$

với $k = P(i, MC) \cap MC$

3.3. Xác định các ràng buộc của lưới điện

Để hạn chế việc tính toán các mô hình lưới điện không hợp lý với thực tế, trong bài báo thiết lập các ràng buộc sau:

- Ràng buộc cứng: Phải có MC đặt đầu nguồn, F lắp trên nhánh rẽ, các mạch vòng đáp ứng đủ nguồn, không xảy ra quá dòng hoặc thấp áp khi chuyển tải sự cố.

- Ràng buộc mềm: Số lượng MC được lắp đặt nối tiếp không quá 3 cái nhằm đảm bảo tính phối hợp bảo vệ trong LĐPP; F không được lắp đặt trước MC, số lượng F nối tiếp không được quá 3 cái.

4. Phương pháp giải quyết

Áp dụng phương pháp giải quyết bài toán tối ưu hóa đa mục tiêu cho N đối tượng qua mô hình:

$$\min \vec{y} = \vec{F}(\vec{x}) = [f_1(\vec{x}), f_2(\vec{x}), \dots, f_N(\vec{x})]^T \quad (23)$$

$$\text{Ràng buộc: } g_j(\vec{x}) \leq 0, j = 1, 2, \dots, M; \text{ Với } \vec{x} \in \Omega$$

Trong đó $\vec{y}$ là vector đối tượng, $g_j(\vec{x})$ biểu diễn ràng buộc và $\vec{x}$ là vector quyết định trong không gian Ω [5].

Vấn đề tối ưu hóa đa mục tiêu gặp nhiều khó khăn trong việc tối ưu các hàm đối tượng ở cùng một thời điểm, vì vậy tối ưu Pareto được đưa ra để giải quyết vấn đề này.

Vector quyết định $\vec{u} \in \Omega$ được gọi là Pareto trội so với vector $\vec{v} \in \Omega$ trong hàm tối thiểu, khi và chỉ khi:

$$\forall i \in \{1, 2, \dots, n\}, f_i(\vec{u}) \leq f_i(\vec{v}),$$

$$\text{và } \exists j \in \{1, 2, \dots, n\}, f_j(\vec{u}) < f_j(\vec{v}) \quad (24)$$

Pareto trội được dùng để so sánh và xếp thứ hạng cho các vector quyết định. Vector $\vec{u}$ trội hơn vector $\vec{v}$ có nghĩa là $\vec{F}(\vec{u})$ hoặc là tốt hơn hoặc là giống như $\vec{F}(\vec{v})$ cho tất cả các hàm đối tượng, và ở đây có ít nhất một hàm đối tượng trong $\vec{F}(\vec{u})$ là chặt hơn (nhỏ hơn) $\vec{F}(\vec{v})$ [5].

5. Thuật toán di truyền sắp xếp các nghiệm không trội (NSGA-II) xác định điểm tối ưu các TBPĐ

1. Nhập số liệu lưới điện: cấu trúc LĐPP, suất sự cố..., vị trí các TBPĐ.

2. Mã hóa lưới điện: Lưới điện được mã hóa thành ma trận liên kết nút/nhánh dưới dạng các số nguyên dương. Một nhiễm sắc thể được biểu diễn cho một cá thể trong quần thể và được xem như tổ hợp các gen. Mỗi gen biểu diễn vị trí TBPĐ. Chiều dài nhiễm sắc thể bằng số lượng TBPĐ được lắp đặt. Cá thể = [MC |D|LBS|F].

3. Khởi tạo quần thể ban đầu: Tạo ngẫu nhiên quần thể đầu tiên P_0 với n cá thể. Gán thế hệ đầu tiên $t = 0$.

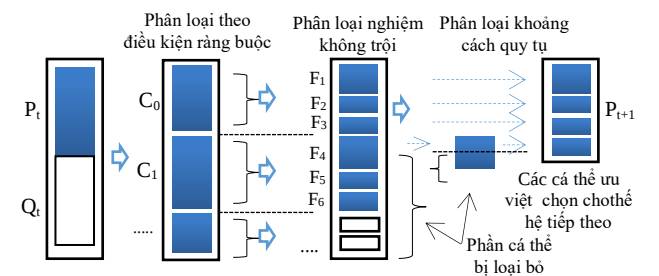
4. Tính toán các hàm mục tiêu: Tính toán các hàm mục tiêu SAIFI, SAIDI và MAIFI cho từng cá thể.

5. Tính toán điều kiện ràng buộc cho từng cá thể, phân nhóm các cá thể theo mức độ thỏa mãn ràng buộc.

6. Dùng thuật toán sắp xếp các nghiệm không trội để nhận diện các biên chứa các nghiệm không trội $F_1, F_2, \dots, F_k$ trong các miền ràng buộc C_i .

7. Dùng thuật toán đánh giá khoảng cách quy tụ.

8. Lựa chọn nghiệm ưu việt để hình thành quần thể P_t .



Hình 2. Quá trình xử lý tìm kiếm nghiệm ưu việt [9, 10]

9. Kiểm tra điều kiện dừng: Kiểm tra thỏa mãn khi đạt được số thế hệ cho trước, dừng và xuất ra quần thể $P_{t_{max}}$.

10. Lựa chọn: Là quá trình trong đó cá thể được lựa chọn tùy thuộc vào độ thích nghi của cá thể trong quần thể.

11. Toán tử lai ghép: Sử dụng phương pháp lai ghép đa điểm cho nhiễm sắc thể theo vị trí MC, D, LBS, F.

12. Toán tử đột biến: Sử dụng phương pháp đột biến bằng cách thay đổi một hoặc nhiều nhiễm sắc thể theo vị trí MC, D, LBS, F.

13. Tập hợp các cá thể con sau quá trình tiến hóa hình

thành quần thể con Q_t .

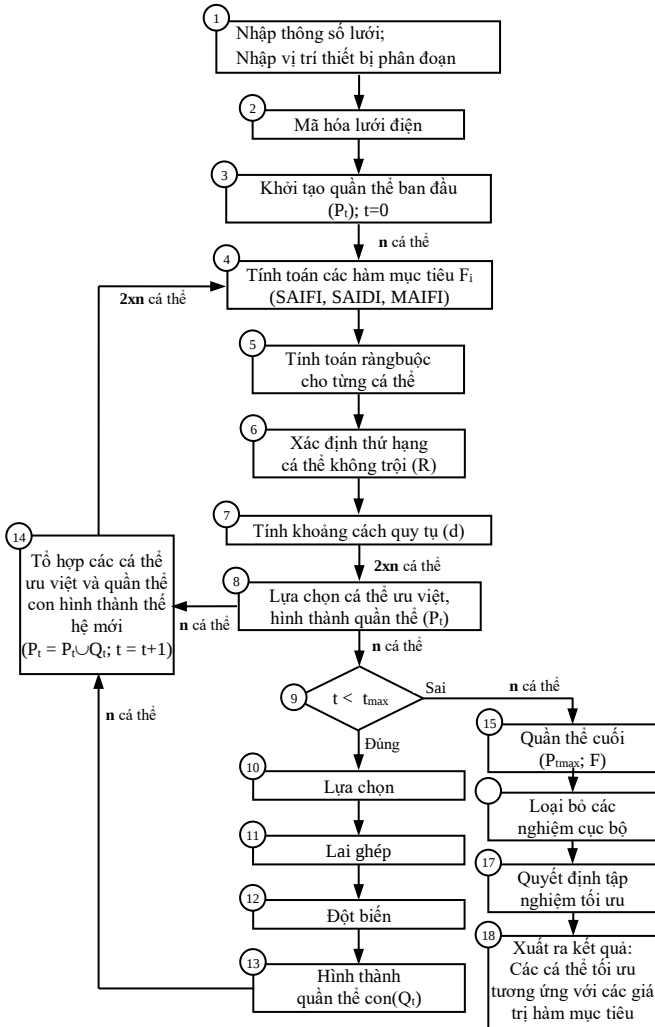
14. Xây dựng quần thể mới, thế hệ $t+1$ dựa trên n cá thể ưu việt (P_t) và n cá thể con Q_t .

15. Nhận quần thể ở thế hệ cuối cùng ứng với $t = t_{\max}$.

16. Trong quần thể ưu việt cuối cùng có n cá thể, cần loại bỏ các nghiệm xấu hơn với nghiệm cực trị.

17. Quyết định tập nghiệm tối ưu: Có thể sử dụng phương án trọng số hoặc tiêu chuẩn Max-Min nhằm giới hạn số cá thể cần chọn trong tập nghiệm tối ưu.

18. Xuất ra kết quả các giải pháp bố trí TBPĐ tối ưu.



Hình 3. Lưu đồ thuật toán tìm vị trí tối ưu TBPĐ

Từ thuật toán nêu trên, các tác giả đã xây dựng được chương trình tính toán tối ưu hóa vị trí lắp đặt TBPĐ trên LĐPP.

6. Kết quả tính toán từ thuật toán và chương trình

Khảo sát đánh giá bố trí TBPĐ trên lưới điện đang vận hành thực tế - xuất tuyến 471-E157 (trạm 110kV Hội An). Tổng số khách hàng: 9.092; tổng số nhánh của lưới điện: 92 nhánh; 4 điểm liên lạc với nguồn khác tại các nhánh (1, 34, 50, 69, 80); 1MC tại trạm; 3 Recloser đường dây; 2 dao cách ly; 9 cầu chì phân đoạn và 76 cầu chì bảo vệ thiết bị. Thông số chi tiết kết cấu lưới điện được trình bày ở phụ lục 1, 2.

Bảng 1. Thông số sự cố lưới điện [12]

Thiết bị	Suất sự cố thoảng qua (lần/năm)	Suất sự cố vĩnh cửu (lần/năm)	Thời gian sửa chữa (phút)
Dây dẫn trần	0.1365 (*)	0.0751 (*)	120
Cáp bọc trung áp	0.0645 (*)	0.0688 (*)	120
Cáp ngầm trung áp		0.0015 (*)	4320
Trạm biến áp phân phối		0.0220	420
Máy cắt Recloser		0.0010	420
Dao cắt có tải		0.0010	420
Dao cách ly		0.0500	360
Cầu chì tự rơi		0.0133	120

(*): Đơn vị (lần/km/năm)

Thời gian thao tác thiết bị phân đoạn: 20 (phút) [13].

Bảng 2. Các chỉ số độ tin cậy cho lưới điện hiện trạng

Vị trí TBPĐ hiện trạng lưới điện			Chỉ số độ tin cậy		
MC	D	F phân đoạn	SAIFI (lần)	SAIDI (phút)	MAIFI (lần)
1, 7, 35, 81	9, 34	33, 37, 43, 45, 48, 61, 65, 90, 91	0.92	108.56	0.99

6.1. Bài toán 1- Xác định vị trí các TBPĐ để tối ưu hóa các chỉ số độ tin cậy cung cấp điện

Số liệu cho thuật toán: Quần thể có $n=100$ cá thể, thực hiện 200 thế hệ; chiều dài nhiễm sắc thể: 9 gen, trong đó có 2 gen cho MC, 2 gen cho D và 5 gen cho F phân đoạn.

Sau khi thực hiện qua 200 thế hệ tiến hóa, chương trình cho ra kết quả phương án tối ưu các vị trí TBPĐ như sau

Bảng 3. Phương án bố trí TBPĐ tối ưu các chỉ số ĐTC

Vị trí tối ưu TBPĐ			Chỉ số độ tin cậy		
MC	D	F phân đoạn	SAIFI (lần)	SAIDI (phút)	MAIFI (lần)
1, 14, 39, 80	0, 69	28, 44, 46, 49, 59, 76, 87, 89, 90	0.78	78.4	0.83

Nhận xét: Chương trình đưa ra nhiều vị trí thay đổi cho TBPĐ nhằm cải thiện chỉ tiêu ĐTC cung cấp điện:

- Điều chuyển MC từ vị trí 7 (hiện trạng) đến vị trí 14 (tối ưu). Với vị trí này, phụ tải trung tâm thành phố (từ nút số 69 đến 79 - sử dụng cáp ngầm trung áp có suất sự cố thấp) khu vực này không bị ảnh hưởng bởi đường dây trên không nằm sau nhánh số 14.

- Điều chuyển MC từ vị trí 35 (hiện trạng) đến vị trí 39 (tối ưu), để phù hợp dịch chuyển đến MC tại nhánh 14.

- Điều chuyển MC từ vị trí 81 (hiện trạng) đến vị trí 80 (tối ưu), vị trí thay đổi trong một khoảng ngắn nhưng đã phát huy được mạch vòng dự phòng nối vào nút số 80.

- Điều chuyển D từ vị trí 9, 34 (hiện trạng) đến vị trí 69 (tối ưu); khai thác hiệu quả mạch vòng dự phòng nút số 50.

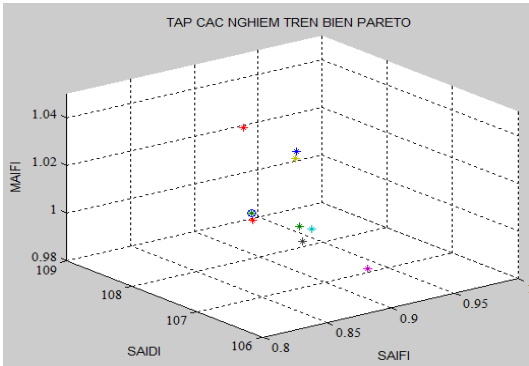
- Đối với các vị trí F được tính toán trên cơ sở so sánh mức độ ảnh hưởng suất sự cố từng nhánh đến hệ thống và đưa ra kết quả có giá trị ĐTC tốt nhất.

So với hiện tại, mức nâng cao các chỉ số độ tin cậy lần lượt là 15%, 27.8% và 15.7% cho SAIFI, SAIDI và MAIFI.

6.2. Bài toán 2 - Bổ sung thêm một số TBPĐ để nâng cao ĐTC cung cấp điện

Giả sử bổ sung 1LBS có chức năng tự động phân đoạn sự cố.

- **Phương án 1:** Các TBPĐ giữ nguyên hiện trạng, tìm điểm tối ưu để bố trí TBPĐ mới. Chương trình cho ra phân bố nghiệm tối ưu (Hình 4) và phương án bố trí TBPĐ tối ưu như ở Bảng 4.



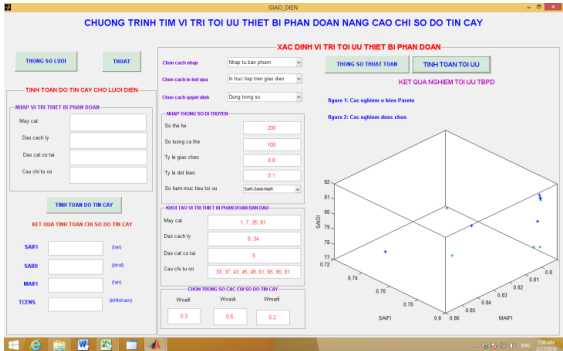
Hình 4. Phân bố nghiệm tối ưu trên biên Pareto

Bảng 4. Các phương án bố trí TBPĐ mới để tối ưu ĐTC

Phương án	TBPĐ hiện hữu			Vị trí tối ưu LBS	Chỉ số độ tin cậy		
	MC	D	F phân đoạn		SAIFI (lần)	SAIDI (phút)	MAIFI (lần)
1				67	0.921	108.5	0.986
2				83	0.921	108.5	0.986
3				54	0.911	107.4	0.996
4	1, 7,		33, 37, 43,	79	0.917	106.6	0.987
5	35,	9, 34	45, 48, 61,	8	0.802	105.5	1.059
6	81		65, 90, 91	80	0.919	107.7	0.986
7				14	0.822	105.9	1.056
8				88	0.913	107.6	0.994
9				10	0.818	106.6	1.058

Nhận xét: Đối với việc bố trí các TBPĐ hiện nay của xuất tuyến 471-E157, khi có đầu tư bổ sung thêm LBS không cải thiện các chỉ số ĐTC so với phương án hiện tại.

- **Phương án 2:** Tái bố trí lại các vị trí TBPĐ hiện hữu cũng như bổ sung thêm 01 LBS mới vào lưới điện (Hình 5, 6).



Hình 5. Kết quả bố trí nghiệm tối ưu ở thể hệ thứ 200 khi tìm vị trí tối ưu vị trí LBS

Nhận xét: Bố trí thêm 01 LBS và thực hiện tối ưu các TBPĐ. Vị trí LBS thay đổi làm thay đổi chỉ số ĐTC, nhưng mức độ không nhiều. Các chỉ số này tương tự như phương

án xác định vị trí tối ưu TBPĐ trong bài toán số 1. Với cấu trúc xuất tuyến 471 hiện tại, chỉ cần xác định vị trí tối ưu TBPĐ là cải thiện chỉ số ĐTC. Để nâng cao chỉ số ĐTC nên có thêm các giải pháp khác như giảm thời gian khắc phục sự cố, giảm suất hỏng hóc thiết bị, tách thành hai xuất tuyến để phân chia khách hàng ...

MC		D	LBS	F phan doan												SAIFI	SAIDI	MAIFI	
1	1	10	39	79	0	32	26	0	11	13	28	42	60	61	75	88	0.7385	77.5363	0.8439
2	1	10	39	79	0	32	51	0	11	13	28	42	60	61	75	88	0.7667	77.6318	0.8266
3	1	10	39	79	0	32	5	0	11	13	28	42	60	61	75	88	0.7948	78.1135	0.8002
4	1	10	39	79	0	32	82	0	11	13	28	42	60	61	75	88	0.7971	78.1125	0.7982
5	1	10	39	79	0	32	72	0	11	13	28	42	60	61	75	88	0.7683	79.1647	0.8160
6	1	10	39	79	0	32	78	0	11	13	28	42	60	61	75	88	0.7953	79.7265	0.7982
7	1	10	39	79	0	32	33	0	11	13	28	42	60	61	75	88	0.7654	80.8405	0.8290
8	1	10	39	79	0	32	75	0	11	13	28	42	60	61	75	88	0.7976	81.2456	0.7982
9	1	10	39	79	0	32	88	0	11	13	28	42	60	61	75	88	0.7973	81.3439	0.7982
10	1	10	39	79	0	32	61	0	11	13	28	42	60	61	75	88	0.7972	81.3755	0.7982

Hình 6. Bảng kết quả các phương án vị trí tối ưu TBPĐ

7. Kết luận

Bài báo đã trình bày phương pháp mô hình hóa và thuật toán, chương trình giải quyết bài toán tối ưu hóa đa mục tiêu dựa trên nền tảng thuật toán NSGA-II và nguyên tắc tối ưu Pareto nhằm cải thiện các chỉ số ĐTC cung cấp điện SAIFI, SAIDI VÀ MAIFI của LĐPP thông qua việc tái bố trí lại các TBPĐ hiện hữu cũng như đầu tư mua sắm thêm TBPĐ mới. Các kết quả tính toán cho xuất tuyến 471-E157 Hội An đã được đối chiếu kiểm chứng với thực tiễn vận hành LĐPP và cho thấy các chỉ số ĐTC đã giảm đi đáng kể so với tình trạng hiện hữu. Phương pháp và chương trình tính toán tối ưu hóa vị trí TBPĐ trong bài báo có thể được mở rộng áp dụng trong công tác quản lý vận hành LĐPP tại các Công ty Điện lực.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

[1] R.Billinton and R.N.Allan; Reliability Evaluation of Power Systems 2ed, New York; Plenum, 1996.

[2] Gustavo Dorneles Ferreira, Arturo Suman Bretas, Ghendy Cardoso Jr.; Optimal Distribution Protection Design Considering Momentary and Sustained Reliability Indices; *IEEE; Modern Electric Power Systems (MEPS)*, 2010 Proceedings of the International Symposium; 20-22 Sept. 2010.

[3] Kirill Ntetreba, Yuri Chistyakov, Elena Kholodova; Application of Artificial Bee Colony Algorithm for Optimal Distribution Protection Design; *Researches in Environmental and Geological Sciences*; ISBN: 978-1-61804-100-4; July 14-17, 2012.

[4] In-Su Bae, JinO Kim; Reliability Evaluation of Distributed Generation Based on Operation Mode; *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol.22, No.2, pp.785-790, 2007.

[5] Kwang Y. Lee and Mohamed A. El-Sharkawi, Modern Heuristic Optimization techniques – Theory and applications to power system; *IEEE Press*; John Wiley & Sons, Inc.; 2008.

[6] Jizhong Zhu; Optimization of power system operation; *IEEE*; Published by John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey; 2009.

[7] A. Al-Abdulwahab, Y. A. Al-Turki and M. J. Rawat; Radial electrical distribution systems automation using Genetic Algorithm; *JKAU: Eng. Sci*, Vol. 18 No. 2, pp: 29-41 (2007 A.D./1428 A. H.).

[8] Gelan Zhu, Yige MA, Dong Hua; Reliability programming of distribution network feeder switches based on Pareto Optimality Theory; *Journal of Convergence Information Technology*, Volume 8, Number 9, May 2013.

[9] Anjana D. Nandasana, Ajay Kumar Ray, Santosh Gupta (2003); Applications of the Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm (NSGA) in Chemical Reaction Engineering; *International Journal of Chemical Reactor Enengineering*, 2003.

[10] Kalyammoy Deb, Associate, IEEE, Amrit Pratap, Sameer Agarwal, and T. Meyarivan, “A Fast and Elitist Multiobjective Genetic Algorithm: NSGA-II”, *IEEE transactions on evolutionary computation*, vol.6, April, 2002.

