



DOI:10.22144/ctu.jvn.2023.045

TỐI ƯU HÓA ĐA MỤC TIÊU VỊ TRÍ VÀ DUNG LƯỢNG NGUỒN PHÁT ĐIỆN PHÂN TÁN TRONG LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI

Nguyễn Đăng Khoa^{1,2*}, Nguyễn Phước Trí², Nguyễn Đông Nguyên³, Đào Minh Trung¹, Trần Anh Nguyễn¹, Võ Minh Thiện⁴ và Võ Ngọc Điều^{2,5}

¹Khoa Kỹ thuật điện, Trường Bách khoa, Trường Đại học Cần Thơ

²Bộ môn Hệ thống điện, Khoa Điện - Điện tử, Trường Đại học Bách Khoa Thành phố Hồ Chí Minh

³Ban Quản lý dự án Lưới điện Phân phối TP. HCM, Tổng Công ty Điện lực Thành phố Hồ Chí Minh

⁴Khoa Điện-Điện tử-Viễn thông, Trường Đại học Kỹ thuật - Công nghệ Cần Thơ

⁵Đại học Quốc gia Thành phố Hồ Chí Minh

*Người chịu trách nhiệm về bài viết: Nguyễn Đăng Khoa (email: dangkhoa@ctu.edu.vn)

Thông tin chung:

Ngày nhận bài: 24/10/2022

Ngày nhận bài sửa: 15/11/2022

Ngày duyệt đăng: 16/11/2022

Title:

Multi-objective optimization of location and capacity of distributed generation in distribution network

Từ khóa:

Nguồn phát phân tán, Lưới điện phân phối, Chỉ số đa mục tiêu, Thuật toán tìm kiếm phân dạng ngẫu nhiên

Keywords:

Distributed Generation, Distribution Grid, Multi-target, Stochastic Fractal Search Algorithm

ABSTRACT

In the competitive electricity market, Distributed generation (DG) is an effective alternative to deal with the technical, operational and control requirements of the distribution network. This paper provides empirical evidence for the optimal connection of DG to the IEEE 69-bus standard radial distribution grid as well as the actual 257-bus radial distribution grid of Gia Lai Power Company. Several performance metrics based on active power losses, voltage fluctuations, voltage stability, load balance, and reliability have been used to form a new multi-objective function. Stochastic Fractal Search Algorithm is applied to find the optimal position and capacity of DG to minimize the proposed multi-objective function. The test results show that the connection of DG to the distribution network has improved. Moreover, compared with the previous algorithms, the proposed algorithm has provided better quality of the solution in the comparison cases.

TÓM TẮT

Ở thị trường điện cạnh tranh, nguồn điện phân tán (Distributed generation – DG) là một giải pháp thay thế hiệu quả để đáp ứng các yêu cầu về kỹ thuật, vận hành và điều khiển của lưới điện phân phối (LĐPP). Bài báo này cung cấp các chứng cứ thực nghiệm cho vấn đề kết nối tối ưu của DG vào LĐPP hình tia tiêu chuẩn 69 nút của IEEE cũng như LĐPP hình tia thực tế 257 nút của Điện lực Gia Lai. Một vài chỉ số đánh giá hiệu suất dựa trên chỉ số tổn thất công suất tác dụng, dao động điện áp, ổn định điện áp, cân bằng tải và độ tin cậy đã được sử dụng để thành lập hàm đa mục tiêu mới. Thuật toán tìm kiếm phân dạng ngẫu nhiên đã được áp dụng để tìm vị trí và dung lượng tối ưu của DG nhằm cực tiểu hàm đa mục tiêu đề xuất. Các kết quả thử nghiệm cho thấy sự kết nối của DG vào LĐPP đã cải thiện đáng kể. Hơn nữa, so với các thuật toán trước đây, thuật toán đề xuất đã cung cấp chất lượng lời giải tốt hơn ở các trường hợp so sánh.

1. GIỚI THIỆU

Lưới điện phân phối (LĐPP) là mạng lưới thụ động, nhận công suất từ hệ thống lưới điện truyền tải, sau đó cấp cho các hộ tiêu thụ điện. Thông thường, LĐPP được vận hành với cấu trúc hình tia. Tuy nhiên, do các đường dây phân phối có tỷ lệ R/X cao, LĐPP thường có ổn định điện áp thấp, tổn thất công suất và độ sụt áp cao (Moradi et al., 2014). Ở kịch bản tải cao, hiện tượng sụp đổ điện áp có nguy cơ xảy ra ở LĐPP, bởi vì chỉ số ổn định điện áp của hầu hết các nút có giá trị thấp.

Gần đây, các nguồn phát điện với công suất nhỏ (nguồn điện phân tán – DG), từ vài kW đến vài chục MW, được xem như giải pháp hiệu quả để cải thiện các vấn đề về tổn thất công suất, chỉ số điện áp, ổn định điện áp, độ tin cậy, khả năng tải ở đường dây và chỉ phí vận hành của LĐPP. So với các nguồn điện truyền thống, DG có nhiều lợi ích như các mô-đun lắp đặt sẵn có, nhiều vị trí đầu nối khả thi, chi phí đầu tư thấp, và thời gian lắp đặt nhanh (Biswas et al., 2017). Chính vì vậy, việc tích hợp DG vào LĐPP ngày càng được quan tâm. Tuy nhiên, theo nghiên cứu trước đây (Georgilakis & Hatziargyriou, 2013), vị trí và công suất phát của DG nếu không được tính toán hợp lý, có thể dẫn tới các tác động tiêu cực như tăng tổn thất công suất và các chi phí liên quan.

Lời giải của bài toán tối ưu vị trí và công suất phát của DG (OPDG) được xem như một cơ sở để đánh giá tính khả thi của việc tích hợp DG vào LĐPP. Bài toán OPDG là bài toán tối ưu phi tuyến, hỗn hợp số nguyên có ràng buộc. Nhiều phương pháp đã được áp dụng để tìm lời giải cho bài toán này, có thể được xếp thành ba nhóm chính: nhóm các phương pháp giải tích, điển hình là lập trình phi tuyến (Atwa et al., 2010); nhóm các phương pháp thông minh nhân tạo, điển hình là giải thuật di truyền – GA (Shaaban et al., 2013); và nhóm phương pháp lai, điển hình là sự kết hợp giữa GA và PSO (Moradi & Abedini, 2012).

Trong bối cảnh của chức năng mục tiêu, các mục tiêu liên quan đến tổn thất công suất tác dụng và tổn thất công suất phản kháng (Balu & Mukherjee, 2020; Almabsout et al., 2020), độ lệch điện áp (VDI), chỉ số ổn định điện áp - VSI, cân bằng tải (LBI) đã được sử dụng để nghiên cứu vấn đề. Ngoài ra, mô hình tối ưu hóa có thể là đơn mục tiêu (Biswal, et al., 2018; Asasi, et al., 2018; Ochoa, et al., 2006) hoặc đa mục tiêu (Balu & Mukherjee, 2020; Almabsout et al., 2020). Liên quan đến khung đa mục tiêu, có hai kỹ thuật được áp dụng trong các nghiên cứu trước đó là phương pháp hệ số phạt hoặc phương pháp tối ưu

hóa (Biswas et al., 2017). Có thể nhận thấy rằng các phương pháp phân tích hiếm khi được sử dụng để phân tích vấn đề do sự phức tạp nhất định gây ra bởi nhiều DG, các loại DG khác nhau cũng như việc xem xét đa mục tiêu trong công thức toán học của các hàm mục tiêu.

Ở báo cáo này, chúng tôi đã đề xuất một thuật toán thông minh nhân tạo mới dựa trên tìm kiếm phân dạng ngẫu nhiên (Stochastic Fractal Search Algorithm – SFSA) để đối phó với bài toán OPDG đa mục tiêu. Mô hình toán học của bài toán bao gồm một hàm thích nghi với năm mục tiêu thành phần và các ràng buộc vận hành của DG và LĐPP. Để kiểm tra tính khả thi và hiệu quả của thuật toán đề xuất, chúng tôi đã áp dụng thuật toán này trên một lưới điện chuẩn 69 nút của Hội Kỹ sư Điện và Điện tử Hoa Kỳ (Institute of Electrical and Electronics Engineers – IEEE) và một lưới điện thực tế 257 nút của Điện lực Gia Lai. Ngoài ra, hiệu suất tính toán của SFSA còn được so sánh với các phương pháp trước đó.

Báo cáo có cấu trúc gồm năm phần: Phần 1, giới thiệu tổng quan; Phần 2 đề cập mô hình toán học của bài toán; Phần 3 giới thiệu về thuật toán SFSA; Phần 4 áp dụng thuật toán cho bài toán; Phần 5 trình bày các kết quả thực nghiệm và so sánh; Cuối cùng, Phần 6 đưa ra các kết luận.

2. THÀNH LẬP BÀI TOÁN

Bài toán OPDG liên quan tới hàm mục tiêu phi tuyến với các ràng buộc đẳng thức và bất đẳng thức. Ở báo cáo này, chúng tôi xem xét một hàm đa mục tiêu gồm cực tiểu chỉ tiêu tổn thất công suất tác dụng, cải thiện các chỉ tiêu về dao động điện áp tại các nút, ổn định điện áp, cân bằng tải giữa các nhánh, và độ tin cậy cung cấp điện.

2.1. Hàm mục tiêu

Để thành lập hàm đa mục tiêu, chúng tôi đã sử dụng phương pháp tổng trọng số (Weighted sum method) (Singh et al., 2009) cho việc kết hợp các mục tiêu thành phần lại với nhau. Bên cạnh đó, các hàm mục tiêu thành phần được chuẩn hóa bằng cách chia chúng cho các giá trị hàm mục tiêu ở trường hợp cơ sở tương ứng. Do đó, hàm đa mục tiêu (MOF) có công thức như sau:

$$MOF = \underbrace{PLI + k_1.VDI + k_2.VSI + k_3.LBI + k_4.RI}_{Objective\ Functions} + \underbrace{\lambda \cdot \sum_{r=1}^{nin} [\max(0, g_r)]^2}_{Penalties} \quad (1)$$

trong đó: k_1, k_2, k_3 và k_4 là các trọng số yếu tố, có liên quan đến mức độ quan trọng của các mục tiêu thành phần và chúng được chọn lần lượt là 0.6, 0.25, 0.1 và 0.05; g_r là ràng buộc bất đẳng thức thứ r^{th} ; n_{in} là số lượng các ràng buộc bất đẳng thức; λ là hệ số phạt đối với các lời giải vi phạm ràng buộc và được chọn bằng 100 ở bài báo này. Theo các công trình đã công bố trước đây (Moradi et al., 2014, Moradi & Abedini, 2012), chỉ số PLI liên quan đến tổn thất công suất tác dụng được giữ lại, trong khi các chỉ số còn lại (VDI, VSI, LBI và RI) tương ứng được gán cho các hệ số phạt (k_1, k_2, k_3 và k_4). Tổn thất công suất tác dụng hiện đang là một trong những mối quan tâm lớn do ảnh hưởng của nó đến lợi nhuận của các công ty phân phối, vì vậy chỉ số PLI sẽ duy trì mức ảnh hưởng cao trong hàm MOF. Quan trọng hơn, trọng số cho các chỉ số tác động còn lại được chọn dựa trên việc đạt được hiệu suất được cải thiện đồng thời của tất cả các mục tiêu. Có nghĩa là với các giá trị k_1, k_2, k_3 và k_4 sẽ được đề xuất (Ochoa et al., 2006), El-Zonkoly, 2011, Ochoa, et al., 2008), tất cả năm mục tiêu bao gồm tổn thất điện năng, dao động điện áp, ổn định điện áp, cân bằng tải các nhánh và độ tin cậy của nguồn cung cấp phải thể hiện sự cải thiện đồng thời về giá trị, thay vì cải thiện một phần bất kỳ mục tiêu nào. Theo tài liệu tham khảo (Singh & Verma, 2009), tác giả đã gán định VDI và VSI tương ứng có trọng số cao tương ứng là 0.6 0.25 để duy trì chất lượng điện và cấu hình điện áp của hệ thống. Trọng số của LBI và RI là 0.1 và 0.05.

• Chỉ số tổn thất công suất (PLI)

$$P_{loss} = \sum_{k=1}^{N_{br}} r_k \cdot |I_k|^2 \tag{2}$$

$$PLI = \frac{P_{loss,DG}}{P_{loss,withoutDG}} \tag{3}$$

trong đó: P_{loss} là tổng tổn thất công suất tác dụng ở các nhánh; chỉ số dưới *withoutDG*, *DG* ngụ ý trường hợp ban đầu và trường hợp kết nối DG; N_{br} là tổng số nhánh của lưới điện; r_k là điện trở của nhánh thứ k^{th} và I_k là dòng điện trên nhánh thứ k^{th} .

– Chỉ số dao động điện áp (VDI)

$$VD = \sum_{i=1}^N (V_i - V_{rated})^2 \tag{4}$$

$$VDI = \frac{VD_{DG}}{VD_{withoutDG}} \tag{5}$$

trong đó: VD là tổng dao động biên độ điện áp tại các nút; N là tổng số nút của lưới điện; V_i là biên độ điện áp tại nút i^{th} và V_{rated} là biên độ điện áp định mức (1 p.u.).

– Chỉ số ổn định điện áp (VSI): (Moradi et al., 2014)

$$SI_j = |V_i|^4 - 4 * [P_j x_{ij} - Q_j r_{ij}]^2 - 4 * [P_j r_{ij} - Q_j x_{ij}] * |V_i|^2, j = 2, 3, \dots, N \tag{6}$$

$$SI = \min \left(\frac{1}{SI_j} \right) \tag{7}$$

$$VSI = \frac{SI_{DG}}{SI_{withoutDG}} \tag{8}$$

trong đó: SI là chỉ số ổn định điện áp tại các nút (ngoại trừ nút nguồn); P_j, Q_j lần lượt là dòng công suất tác dụng (CSTD) và phản kháng (CSPK) bơm vào nút j ; r_{ij}, x_{ij} tương ứng là điện trở và điện kháng của nhánh $i-j$.

– Chỉ số cân bằng tải các nhánh (LBI) (Moradi et al., 2014):

$$LB = \sum_{k=1}^{N_{br}} \left(\frac{I_k}{I_{avg}} \right)^2 \tag{9}$$

$$I_{avg} = \frac{1}{N_{br}} \cdot \sum_{i=1}^{N_{br}} I_k \tag{10}$$

$$LBI = \frac{LB_{DG}}{LB_{withoutDG}} \tag{11}$$

trong đó: LB là giá trị liên quan mức độ cân bằng tải của lưới điện; I_{avg} là giá trị dòng điện trung bình.

– Chỉ số liên quan độ tin cậy (RI):

$$ENS = \alpha d \sum_{k=1}^{N_{br}} \lambda_k \cdot |I_k| \cdot V_{rated} \tag{12}$$

$$RI = \frac{ENS_{DG}}{ENS_{withoutDG}} \tag{13}$$

trong đó: ENS (energy not supply) là năng lượng không được cung cấp tới cho khách hàng (Bohre et al., 2016); RI là chỉ số liên quan độ tin cậy (chỉ số này liên quan đến phần công suất không được cung cấp do gián đoạn của sự cố); P_L là tổng nhu cầu CSTD của phụ tải; α, d lần lượt là hệ số tải và khoảng thời gian khắc phục sự cố ($\alpha = 0.6, d = 3$ (giờ))

và λ_k là tỷ lệ sự cố ở nhánh k^{th} ($\lambda_k = 0.2$ sự cố/km trong một năm).

2.2. Ràng buộc đẳng thức và bất đẳng thức

– Cân bằng công suất tại nút:

$$P_{G,i} - P_{L,i} = |V_i| \left| \sum_{j=1}^N Y_{ij} \right| |V_j| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (14)$$

$$Q_{G,i} - Q_{L,i} = |V_i| \left| \sum_{j=1}^N Y_{ij} \right| |V_j| \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (15)$$

trong đó: $P_{G,i}$, $Q_{G,i}$ lần lượt là CSTD và CSPK đầu ra của máy phát tại nút i^{th} ; $P_{L,i}$, $Q_{L,i}$ lần lượt là nhu cầu CSTD và CSPK của phụ tải tại nút i^{th} ; Y_{ij} và θ_{ij} tương ứng là biên độ và góc pha của tổng dẫn giữa đường dây liên kết giữa nút i^{th} và j^{th} ; V_i , θ_i và V_j , θ_j lần lượt là biên độ và góc pha của điện áp tại nút i^{th} và j^{th} .

– Biên độ điện áp tại nút:

$$V_{i,min} \leq V_i \leq V_{i,max}, i = 1, \dots, N \quad (16)$$

trong đó: $V_{i,min}$ và $V_{i,max}$ lần lượt là giới hạn nhỏ nhất và lớn nhất của điện áp tại nút i^{th} .

– Dòng điện trên các nhánh:

$$I_k \leq I_k^{max}, k = 1, \dots, N_{br} \quad (17)$$

trong đó: I_k^{max} là biên độ dòng điện lớn nhất cho phép trên nhánh thứ k^{th} .

– Công suất phát của DG:

$$S_{DG,i}^{min} \leq S_{DG,i} \leq S_{DG,i}^{max}, i = 2, \dots, N \quad (18)$$

trong đó: $S_{DG,i}$ là tổng công suất phát của DG tại nút i^{th} ; $S_{DG,i}^{min}$ và $S_{DG,i}^{max}$ lần lượt là giới hạn nhỏ nhất và lớn nhất của tổng công suất phát của DG tại nút i^{th} .

– Mức độ thâm nhập của DG:

$$\sum_{i=1}^{N_{DG}} S_{DG,i} \leq S_{load} \quad (19)$$

trong đó: N_{DG} là số lượng DG kết nối vào lưới điện; S_{load} là tổng công suất của tải.

3. THUẬT TOÁN TÌM KIẾM PHÂN DẠNG NGẪU NHIÊN (SFS) VÀ ÁP DỤNG CHO BÀI TOÁN OPDG

Thuật toán SFS được đề xuất bởi Hamid Salimi vào năm 2015 (Salimi, 2015). Thuật toán này thuộc phân nhóm meta-heuristic và được lấy cảm hứng từ tiến trình phát triển của thế giới tự nhiên. Tác giả đã

áp dụng lý thuyết phân dạng để mô phỏng lại các tiến trình này. Để thành lập thuật toán, tác giả đã sử dụng hai tiến trình để tạo và cập nhật lời giải gồm: tiến trình khuếch tán và tiến trình cập nhật.

3.1. Tiến trình khuếch tán

Ở tiến trình này, mỗi điểm ứng viên khuếch tán xung quanh vị trí hiện tại của nó để đảm bảo khả năng khám phá không gian tìm kiếm. Mục đích của việc khuếch tán này là để tăng cơ hội tìm kiếm lời giải tối ưu toàn cục và tránh bị mắc ở các lời giải tối ưu cục bộ. Ngoài ra, phân bố Gaussian được sử dụng ở các phương trình toán học (20) để tạo lời giải mới cho tiến trình này:

$$\begin{cases} x_{inew,1}^d = \text{Gaussian}(\mu_{X_{best}}, \sigma) + (\varepsilon \cdot X_{best} - \varepsilon' \cdot X_i), \text{if } rand < W \\ x_{inew,2}^d = \text{Gaussian}(\mu_X, \sigma), \text{otherwise} \end{cases} \quad (20)$$

trong đó: W là thông số giúp chọn bước Gaussian; $\varepsilon, \varepsilon'$ là các số ngẫu nhiên trong khoảng [0, 1]; x_{inew}^d là vị trí mới của điểm ứng viên i^{th} ở lần khuếch tán d^{th} ; X_{best} và X_i lần lượt là vị trí của điểm ứng viên tốt nhất và điểm ứng viên hiện tại trong nhóm; $\mu_{X_{best}}, \mu_X, \sigma$ lần lượt là các thông số Gaussian với $\mu_{X_{best}} = X_{best}, \mu_{X_i} = X_i$ và độ lệch chuẩn $\sigma = \left| \frac{\log(g)}{g} \cdot (X_i - X_{best}) \right|$ với g là thứ tự của vòng lặp.

3.2. Tiến trình cập nhật

Có hai phương thức để cập nhật các điểm ứng viên ở tiến trình này: phương thức thứ nhất tác động tới một vài thành phần của điểm ứng viên dựa trên phương trình (21). Trong khi đó, phương thức thứ hai làm thay đổi vị trí của các điểm ứng viên theo phương trình (22).

$$X_i'(j) = X_r(j) - \varepsilon \cdot (X_t(j) - X_i(j)) \quad (21)$$

trong đó: X_i' là vị trí mới của X_i ; X_r và X_t lần lượt là các điểm được chọn ngẫu nhiên trong nhóm.

Trước mỗi tiến trình cập nhật, tất cả các điểm được xếp hạng dựa trên một giá trị xác suất

$$Pa_i = \frac{\text{rank}(X_i)}{N}. \text{ Hai tiến trình cập nhật chỉ được}$$

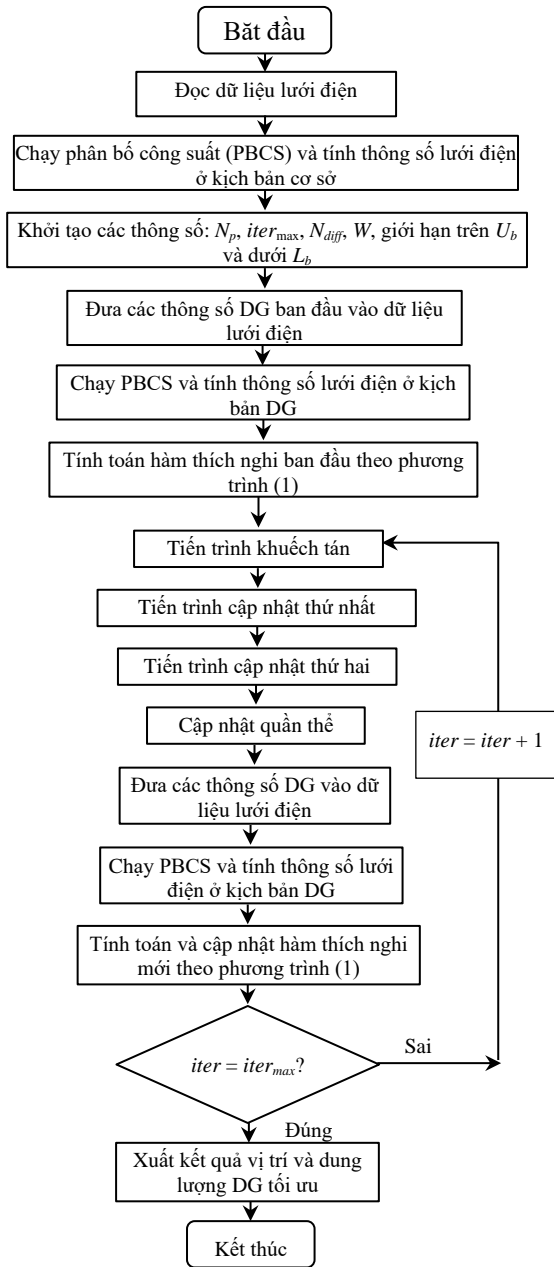
tiến hành khi $Pa_i < \text{rand}[0, 1]$.

$$\begin{cases} X_i'' = X_i' - \varepsilon'' \cdot (X_i' - X_{best}), \text{if } \varepsilon'' \leq 0.5 \\ X_i'' = X_i' + \varepsilon'' \cdot (X_i' - X_r), \text{otherwise} \end{cases} \quad (22)$$

trong đó: X_i'' là vị trí mới của X_i' ; X_r' và X_i' lần lượt là các điểm được chọn ngẫu nhiên từ nhóm đã cập nhật sau tiến trình thứ nhất.

3.3. Áp dụng của thuật toán SFSA cho bài toán OPDG

Lưu đồ xác định vị trí và dung lượng DG tối ưu xem xét chỉ số đa mục tiêu dựa trên thuật toán SFSA được minh họa ở Hình 1.



Hình 1. Lưu đồ xác định vị trí và dung lượng DG tối ưu xem xét chỉ số đa mục tiêu

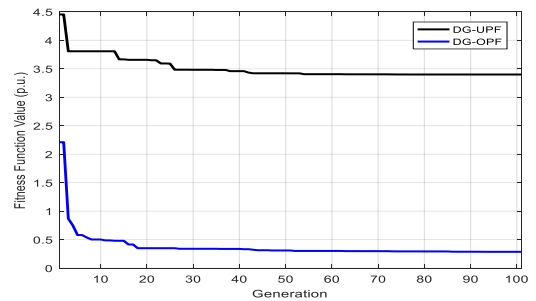
4. KẾT QUẢ VÀ THẢO LUẬN

Thuật toán đề xuất đã được thử nghiệm trên một lưới điện chuẩn 69 nút của IEEE và một lưới điện thực tế 257 nút của Điện lực Gia Lai. Để kiểm tra tính hiệu quả của thuật toán, chúng tôi đã khảo sát với hai kịch bản vận hành khác nhau của DG: kịch bản 1 – DG chỉ phát CSTD tại hệ số công suất (HSCS) bằng 1 (DG – UPF) và kịch bản 2 – DG phát cả CSTD và CSPK tại HSCS tối ưu (DG – OPF). Ở báo cáo này, thuật toán Newton-Raphson được tích hợp trong công cụ MATPOWER (Zimmerman et al., 2011) đã được sử dụng để tính toán phân bố công suất.

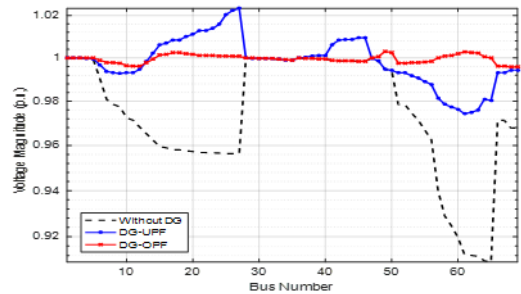
Bổn thông số thuật toán của SFSA cần được xác định trước gồm: N_p , $iter_{max}$, N_{diff} và W . Các thông số này được xem xét cho từng lưới điện riêng biệt và được chọn dựa trên các kết quả thử nghiệm, cụ thể (50, 100, 5, 0.75) và (50, 250, 5, 0.5) tương ứng cho lưới điện 69 nút và 257 nút.

4.1. Lưới điện chuẩn 69 nút

Lưới điện này có cấu trúc hình tia, gồm 69 nút và 68 nhánh, cung cấp cho phụ tải có tổng công suất $3.80 + j*2.69$ MVA. Dữ liệu của lưới điện này được tham khảo từ (Hung & Mithulananthan, 2011). Điện áp và công suất danh định của lưới điện này lần lượt là 12.66 kV và 100 MVA. Trước khi đầu nối DG, các chỉ số của lưới điện được cung cấp ở Bảng 1.



Hình 2. Đặc tuyến hội tụ của thuật toán SFSA cho các kịch bản khảo sát của lưới điện 69 nút



Hình 3. Chỉ số điện áp tại nút của lưới điện 69 nút ở các kịch bản khảo sát

Bảng 1. Giá trị của hàm mục tiêu thành phần trước khi cài đặt DG

Hệ thống	P_{loss} (kW)	VD (p.u.)	VSI ⁻¹ (p.u.)	LBI (p.u.)	ENS (p.u.)
IEEE 69 nút	225.0	0.099337	1.4635	200.6039	0.2326
CP 257 nút	81.5849	0.034728		592.1453	0.9935

Bảng 2. Kết quả và so sánh của lưới điện 69 nút với chỉ số đa mục tiêu

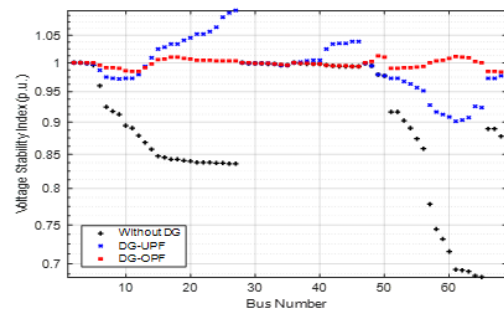
Phương pháp	Vị trí DG	Dung lượng DG (MW/MVAr), HSCS	P_{loss} (kW)	VD (p.u.)	VSI ⁻¹ (p.u.)	LBI (p.u.)	RI (p.u.)	ENS (p.u.)	Loss reduction (%)
Kịch bản 1 – Tối ưu năm mục tiêu với DG-UPF									
SFSA	27	1.036/0.0, 1	117.574	0.008622	1.1099	100.7727	0.9940	0.2312	45.39
	46	1.273/0.0, 1							
	64	1.493/0.0, 1							
Kịch bản 2 – Tối ưu năm mục tiêu với DG-OPF									
SFSA	16	0.605/0.408, 0.828	6.588	0.000292	1.0125	102.3932	0.1878	0.0437	97.072
	49	1.197/0.848, 0.815							
	61	1.835/1.321, 0.811							
GA/PSO	18	0.362/0.359, 0.71	10.330	0.002471	1.0384	235.9824	-	-	95.41
	61	1.253/1.038, 0.77							
	64	0.29/0.209, 0.81							
ICA/GA	11	0.4951/0.353, 0.814	4.260	0.017	1.025	143.2	-	-	98.11
	18	0.378/0.251, 0.833							
	61	1.674/1.198, 0.813							

Kết quả thu được bởi thuật toán SFSA đề xuất cho hai kịch bản với chỉ số đa mục tiêu được trình bày và so sánh ở Bảng 2. Ở kịch bản 1 với DG vận hành tại HSCS 1 (DG-UPF), sau khi kết nối DG tại các vị trí 27, 46 và 64 với dung lượng tương ứng 1.036 MW, 1.273 MW và 1.493 MW, giá trị P_{loss} của lưới điện giảm từ 225 kW xuống 117.574 kW; các giá trị VD, VSI⁻¹, LBI và ENS thu được lần lượt là {0.008622, 1.1099, 100.7727 và 0.2312} tốt hơn đáng kể so với các giá trị {0.099337, 1.4635, 200.6039 và 0.2326} ở trường hợp chưa kết nối DG.

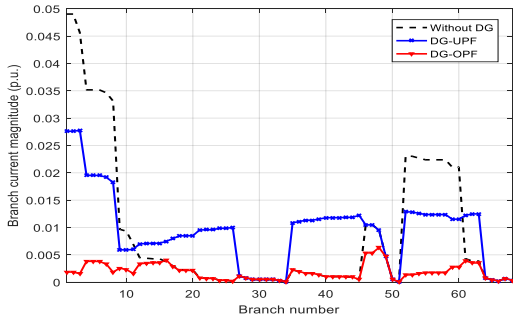
Trong khi đó, ở kịch bản với DG vận hành tại HSCS tối ưu (DG-OPF), hầu hết các giá trị mục tiêu thành phần thu được bởi thuật toán đề xuất thì tốt hơn đáng kể so với kịch bản 1, ngoại trừ giá trị LBI. So với GA/PSO (Moradi et al., 2014), thuật toán SFSA cung cấp chất lượng lời giải tốt hơn vì giá trị các mục tiêu P_{loss} , VD, VSI⁻¹ và LBI thu được thấp hơn. Còn so với ICA/GA (Moradi et al., 2014), thuật toán đề xuất tìm được lời giải với giá trị P_{loss} cao hơn nhưng các giá trị mục tiêu còn lại (VD, VSI⁻¹ và LBI) được cải thiện đáng kể. Rõ ràng, thuật toán đề xuất chiếm ưu thế hơn so với ICA/GA ở ba trong số bốn mục tiêu được so sánh. Vì vậy, thuật toán đề xuất đã cho thấy sự thỏa hiệp tốt hơn ở các mục tiêu thành phần so với ICA/GA. Đáng chú ý, các thuật toán GA/PSO và ICA/GA chỉ xem xét bài toán với bốn mục tiêu trong khi thuật toán đề xuất đã giải quyết

bài toán với năm mục tiêu. Ngoài ra, kịch bản vận hành 2 đưa ra chỉ số RI thấp hơn nhiều so với kịch bản 1 (0.1878 p.u. so với 0.9940 p.u.). Điều này nghĩa là độ tin cậy cung cấp điện ở kịch bản 2 cao hơn kịch bản 1.

Hình 2 cho thấy đặc tuyến hội tụ đáng tin cậy của thuật toán SFSA cho các kịch bản đã khảo sát của hệ thống 69 nút. Hơn nữa, chỉ số điện áp và chỉ số ổn định điện áp tại các nút sau khi cài đặt DG ở các kịch bản đã được cải thiện đáng kể so với trường hợp chưa kết nối DG như được thể hiện ở Hình 3 và 4 tương ứng. Có thể thấy rằng các chỉ số về điện áp nút ở kịch bản 2 được cải thiện tốt hơn ở kịch bản 1. Ngoài ra, sự so sánh về biên độ dòng điện trên các nhánh trước và sau khi kết nối DG được minh họa ở Hình 5.



Hình 4. Chỉ số về ổn định điện áp của lưới điện 69 nút ở các kịch bản khảo sát



Hình 5. Biên độ dòng điện trên các nhánh của lưới điện 69 nút ở các kịch bản khảo sát

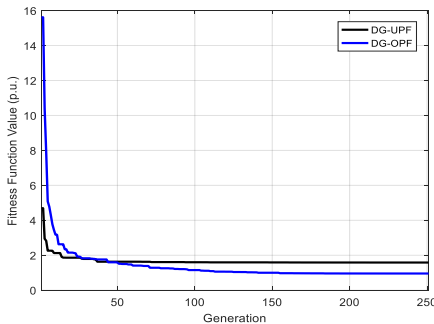
4.2. Lưới điện thực tế Chư Prông

Để kiểm tra tính hiệu quả và khả thi của thuật toán đề xuất, chúng tôi đã sử dụng LĐPP thực tế Chư Prông của Điện lực Gia Lai để đánh giá. Sơ đồ đơn tuyến và dữ liệu của lưới điện này có thể được tham khảo ở Thuận (2017). Lưới điện này gồm bốn xuất tuyến 480/E42, 474/110CR, 472/F19 và

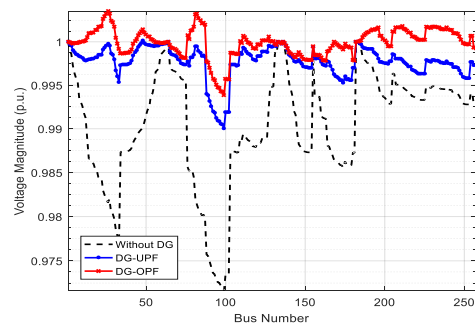
474/F19 với 257 nút và 256 nhánh, cung cấp cho phụ tải với tổng công suất $8.6367 + j*1.5465$ MVA tại cấp điện áp 22 kV. Các thông số vận hành của lưới điện ở trường hợp cơ sở được cung cấp ở Bảng 1. Kết quả thu được bởi thuật toán SFSA cho hai kịch bản được trình bày ở Bảng 3. Ở kịch bản 1, sự kết nối của DG với các thông số tối ưu được tìm bởi SFSA đã dẫn đến một sự cải thiện đáng kể ở cả năm mục tiêu so với trường hợp chưa kết nối DG. Cụ thể, Ploss giảm từ 81.5849 kW xuống 21.064 kW với mức cắt giảm 74.18%; VD, VSI⁻¹, LBI và ENS đã được cải thiện từ {0.034728; 1.1218; 592.1453; 0.9935} đến {0.002246; 1.041; 422.238; 0.5241}. Ở kịch bản 2, thuật toán đề xuất đã cho thấy sự kết nối của DG-OPF đã đem lại sự cải thiện tốt hơn về Ploss, VD, VSI⁻¹ và ENS so với sự kết nối của DG-UPF. Hơn nữa, chỉ số liên quan độ tin cậy – RI ở kịch bản 2 thấp hơn kịch bản 1, chứng tỏ DG – OPF giúp lưới điện vận hành tin cậy hơn. Tuy nhiên, chỉ số cân bằng tải đạt được ở kịch bản 2 không tốt bằng kịch bản 1.

Bảng 3. Kết quả của lưới điện CP – 257 nút với các chỉ số mục tiêu

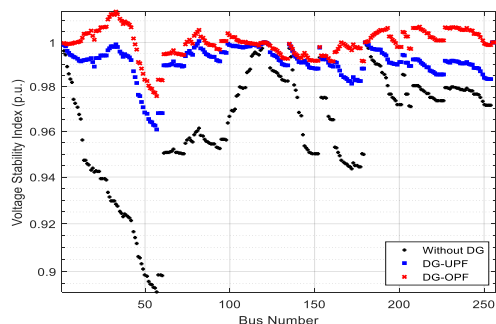
Phương pháp	Vị trí DG	Dung lượng DG (MW/MVAr), HSCS	P _{loss} (kW)	VD (p.u.)	VSI ⁻¹ (p.u.)	LBI (p.u.)	RI (p.u.)	ENS (p.u.)	Loss reduction (%)
Kịch bản 1 – Tối ưu năm mục tiêu với DG-UPF									
SFSA	26	2.167/0.0, 1	21.064	0.002246	1.041	422.238	0.5241	0.5207	74.18
	48	2.518/0.0, 1							
	146	1.601/0.0, 1							
	204	0.896/0.0, 1							
Kịch bản 2 – Tối ưu năm mục tiêu với DG-OPF									
SFSA	168	1.306/0.508, 0.931	15.849	0.000684	1.025	430.121	0.4401	0.4373	80.57
	211	1.155/0.380, 0.949							
	26	1.894/0.623, 0.949							
	48	2.229/0.732, 0.949							



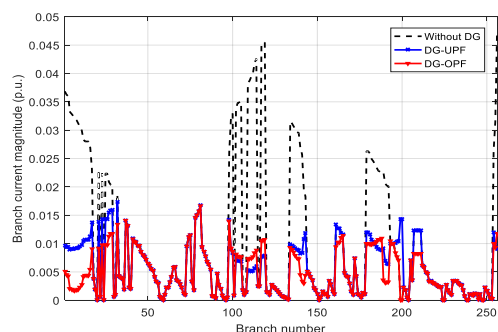
Hình 6. Đặc tuyến hội tụ của thuật toán SFSA cho các kịch bản của lưới điện Chư Prông



Hình 7. Chỉ số điện áp tại nút của lưới điện Chư Prông ở các kịch bản khảo sát



Hình 8. Chỉ số về ổn định điện áp của lưới điện Chư Prông ở các kịch bản khảo sát



Hình 9. Biên độ dòng điện trên các nhánh của lưới điện Chư Prông ở các kịch bản khảo sát

Đặc tuyến hội tụ của thuật toán đề xuất cho hai kịch bản của lưới điện CP-257 được minh họa ở Hình 6. Hình 7 và Hình 8 cho thấy sự cải thiện đáng kể tương ứng ở chỉ số điện áp cũng như chỉ số ổn định điện áp đối với hai kịch bản của lưới điện CP-257. Ngoài ra, mức độ thay đổi ở dòng điện nhánh với sự kết nối của DG ở các kịch bản so với trường hợp cơ sở, được thể hiện ở Hình 9.

5. KẾT LUẬN

Báo cáo này trình bày ứng dụng của thuật toán SFSA cho bài toán tối ưu vị trí và công suất phát của DG ở LĐPP xem xét chỉ số đa mục tiêu mới. Tính hiệu quả và khả thi của thuật toán đề xuất đã được kiểm chứng trên hai lưới điện gồm một lưới điện tiêu chuẩn và một lưới điện thực tế. Các kết quả thực nghiệm và so sánh cho thấy thuật toán đề xuất đã cung cấp chất lượng lời giải tốt hơn so với các phương pháp trước đó. Ngoài ra, các kết quả thu được ở kịch bản vận hành DG – OPF cho thấy sự cải thiện đáng kể về các chỉ tiêu tổn thất công suất, dao động và ổn định điện áp, cân bằng tải trên các nhánh và độ tin cậy cung cấp điện so với kịch bản vận hành DG – UPF. Dựa trên một số kết quả tích cực thu được, phương pháp luận đề xuất có thể được xem như một công cụ phù hợp để đánh giá tác động của DG đối với LĐPP.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- Almabsout, E. A., El-Sehiemy, R. A., An, O. N. U., & Bayat, O. (2020). A hybrid local search-genetic algorithm for simultaneous placement of DG units and shunt capacitors in radial distribution systems. *IEEE Access*, 8, 54465–54481
- Asasi, M. S., Ahanch, M., & Holari, Y. T. (2018). Optimal allocation of distributed generations and shunt capacitors using salp swarm algorithm, in: 26th Iran. Conf. Electr. Eng. ICEE 2018, pp. 1166–1172
- Atwa, Y. M., El-Saadany, E. F., Salama, M. M. A., & Seethapathy, P. (2010). Optimal renewable resources mix for distribution system energy loss minimization. *IEEE Trans, Power Syst.*, 25, 360-370
- Balu, K., & Mukherjee, V. (2020). Siting and sizing of distributed, generation and shunt capacitor banks in radial distribution system using constriction factor particle swarm optimization. *Electr. Power Components Syst.*, 1–14
- Biswas, P. P., Mallipeddi, R., Suganthan, P. N., & Amaratunga, G. A. J. (2017). A multiobjective approach for optimal placement and sizing of distributed generators and capacitors in distribution network, *Appl. Soft Comput. J.*, 60, 268–280
- Biswal, S., Ghosh, A., Kumar, S., Chakraborty, N., & Goswami, S. K. (2018). Cuckoo search algorithm based cost minimization by optimal DG and capacitor integration in radial distribution systems, in: 20th Natl. Power Syst. Conf. NPSC 2018, 2018, pp. 1–6
- Bohre, A. K., Agnihotri, G., Dubey, M. (2016). Optimal sizing and siting of DG with load models using soft computing techniques in practical distribution system. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 10(11), 2606-2621
- El-Zonkoly, A. M. (2011). Optimal placement of multi-distributed generation units including different load models using particle swarm optimisation. *IET Gener. Transm. Distrib.* 5, 760–771
- Georgilakis, P. S., & Hatziargyriou, N. D. (2013). Optimal distributed generation placement in power distribution networks: models, methods, and future research. *IEEE transactions on power systems*, 28(3), 3420-3428
- Hung, D. Q., & Mithulananthan, N. (2011). Multiple distributed generator placement in primary distribution networks for loss reduction. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 60(4), 1700-1708

- Moradi, M. H., & Abedini, N. (2012). A combination of genetic algorithm and particle swarm optimization for optimal DG location and sizing in distribution systems. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, 34, 66-74
- Moradi, H., Zeinalzadeh, A., Mohammadi, Y., & Abedini, M. (2014). An efficient hybrid method for solving the optimal sitting and sizing problem of DG and shunt capacitor banks simultaneously based on imperialist competitive algorithm and genetic algorithm. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, 54, 101-111
- Ochoa, L. F., Padilha-Feltrin, A., Harrison, G. P. (2006). Evaluating distributed generation impacts with a multiobjective index. *IEEE Trans. Power Deliv.*, 21, 1452–1458
- Ochoa, L. F., Padilha-Feltrin, A., Harrison, G. P. (2008). Evaluating distributed timevarying generation through a multiobjective index. *IEEE Trans. Power Deliv.* 23, 1132–1138
- Salimi, H. (2015). Stochastic fractal search: A powerful metaheuristic algorithm. *Knowledge-Based Systems*, 75, 1-18
- Shaaban, M. F., Atwa, Y. M., & El-Saadany, E. F. (2013). DG allocation for benefit maximization in distribution networks. *IEEE Trans, Power Syst.*, 28(2), 639-649
- Singh, D., & Verma, K. S. (2009). Multiobjective optimization for DG planning with load models. *IEEE transactions on power systems*, 24(1), 427-436
- Thuận, N. T. (2017). *Tái cấu hình lưới điện phân phối sử dụng các giải thuật tìm kiếm tối ưu* (Luận án Tiến sĩ). Đại học Sư phạm kỹ thuật TP HCM
- Tri, P. N., Thi, A. N., Thang, V. H. P., Dieu, N. V. (2021). A comprehensive analysis for multi-objective distributed generations and capacitor banks placement in radial distribution networks using hybrid neural network algorithm. *Knowledge-Based Systems*, 231(107387)
- Zimmerman, R. D., Murillo-Sánchez, C. E, & Thomas, R. J. (2011). MATPOWER: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(1), 12-19