

OPTIMIZING POSITION AND INJECTING POWER OF THE PV SYSTEMS FOR POWER LOSS REDUCTION ON THE DISTRIBUTION POWER GRID

Nguyen Thi Anh*, Nguyen Minh Anh

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

ARTICLE INFO	ABSTRACT
Received: 13/10/2022 Revised: 22/11/2022 Published: 22/11/2022	The depletion of fossil energy sources leads to the prospect of widely installed solar power systems at commercial and residential loads in near future. As a result, voltage quality and power loss in the distribution grid can be negatively affected. This paper presents a solution using power loss adjusted sensitivity theory and genetic algorithm. The solution will identify some locations of solar power systems in the grid and calculate the generating power that needs to be adjusted in those systems over time. The results show that application of the proposed method reduces the amount of active power loss on the distribution grid by nearly 50% compared to when it is not applied. This result also shows that the solution meets the set goal and can contribute to the process of mass solar power installation at the loads in the future. In addition, overvoltage is also mitigated. The simulation was performed for the 22kV My Dinh distribution network in Hanoi, using the MATLAB 2016a software and the MatPower 7.1 library.
KEYWORDS	
Distribution power grid	
Solar power system	
Power loss	
Injected power adjustment	
Genetic Algorithm	

TỐI ƯU HÓA VỊ TRÍ VÀ ĐIỀU CHỈNH CÔNG SUẤT PHÁT CỦA HỆ THỐNG ĐIỆN MẶT TRỜI NHẪM GIẢM TỔN THẤT CÔNG SUẤT TRÊN LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI

Nguyễn Thị Anh*, Nguyễn Minh Anh

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

THÔNG TIN BÀI BÁO	TÓM TẮT
Ngày nhận bài: 13/10/2022 Ngày hoàn thiện: 22/11/2022 Ngày đăng: 22/11/2022	Sự cạn kiệt của nguồn năng lượng hóa thạch có thể dẫn đến viễn cảnh hệ thống điện mặt trời được lắp đặt phổ biến với độ thâm nhập cao tại các phụ tải thương mại và dân dụng. Do đó, chất lượng điện áp và chỉ tiêu tổn thất công suất trong lưới điện phân phối có thể bị ảnh hưởng tiêu cực. Bài báo trình bày phương pháp giải quyết vấn đề này sử dụng lý thuyết độ nhạy điều chỉnh tổn thất công suất và thuật toán di truyền. Phương pháp sẽ xác định một số vị trí hệ thống điện mặt trời trong lưới điện và điều chỉnh công suất phát của các hệ thống đó tại từng thời điểm. Kết quả cho thấy phương pháp giúp giảm thêm gần 50% lượng tổn thất công suất tác dụng trên lưới điện phân phối so với khi không áp dụng. Hiện tượng quá áp cũng được khắc phục và giảm thiểu. Bài báo kết luận phương pháp đề xuất đáp ứng được mục tiêu đề ra và có thể góp phần thực hiện tiến trình lắp đặt điện mặt trời hàng loạt trong lưới điện phân phối. Mô phỏng được thực hiện với lưới điện phân phối 22kV khu vực Hà Nội sử dụng phần mềm MATLAB 2016a và thư viện MatPower 7.1.
TỪ KHÓA	
Lưới điện phân phối	
Hệ thống điện mặt trời	
Tổn thất công suất	
Điều chỉnh công suất phát	
Thuật toán di truyền	

DOI: <https://doi.org/10.34238/tnu-jst.6651>

* Corresponding author. Email: anh.nguyenthi@hust.edu.vn

1. Đặt vấn đề

Hệ thống điện mặt trời (ĐMT) sử dụng pin quang điện (PV) có tốc độ phát triển rất nhanh với nhu cầu lắp đặt vẫn tiếp tục tăng cao. Tổng công suất lắp đặt tích lũy điện mặt trời trên thế giới đã đạt đến 788 GW năm 2020 và 971 GW năm 2021 [1]. Công suất lắp đặt tăng thêm trong năm 2021 là 183 GW [1], cao hơn 40 GW so với năm 2020 và hơn gần 60GW so với năm 2019. Dự đoán bởi IRENA trong năm 2050, ĐMT có thể cung cấp gần một phần ba tổng công suất tiêu thụ trên toàn thế giới [2]. Điều này cho thấy viễn cảnh trong tương lai gần hệ thống ĐMT nổi lưới sẽ được lắp đặt phổ biến tại các phụ tải. Đứng trên góc độ đơn vị quản lý lưới điện phân phối, điều này có thể dẫn đến chất lượng điện áp và chỉ tiêu tổn thất công suất tác dụng (TTCSTD) trên lưới điện sẽ bị ảnh hưởng đáng kể khi mức độ thâm nhập (ĐTN) của ĐMT tăng lên.

Đã có nhiều bài báo đề xuất giải pháp cho vấn đề này sử dụng thuật toán tối ưu để tìm vị trí và công suất đặt hệ thống ĐMT trong lưới điện phân phối. Tài liệu [3] sử dụng thuật toán PSO (Particle Swarm Optimization) để tìm vị trí lắp đặt tối ưu cho ĐMT nổi lưới trong hệ thống điện phân phối nhằm đạt mục tiêu tối thiểu TTCSTD. Thuật toán cho thấy hiệu quả khi giảm TTCSTD từ 0,295 pu xuống 0,193 pu. Tài liệu [4] trình bày phương pháp mới trong áp dụng thuật toán di truyền (GA - Genetic Algorithm) nhằm tối thiểu tổn thất công suất và cải thiện chất lượng điện áp. Tương tự, tài liệu [5] cũng sử dụng thuật toán GA và thực hiện so sánh chi phí giảm thiểu được khi áp dụng. Tài liệu [6] sử dụng thuật toán BBO (Biogeography-Based Optimization) thực hiện mục tiêu giảm tổn thất công suất, duy trì trị số điện áp và hiện tượng méo sóng trong khoảng cho phép thể hiện qua hệ số méo sóng tổng (THD – Total Harmonic Distortion Factor) và độ biến dạng riêng lẻ (IHD – Measured Individual Harmonic Distortions). Nghiên cứu này cũng thực hiện so sánh kết quả hàm mục tiêu khi tối ưu bởi các thuật toán khác nhau như GA, PSO và ABC (Artificial Bee Colony). Ngoài ra, tài liệu [7] sử dụng ngôn ngữ lập trình C và phần mềm DigSILENT để xác định vị trí lắp đặt và dung lượng của bộ lưu trữ với cùng mục tiêu giảm tổn thất công suất. Tài liệu [8] sử dụng phần mềm Matlab 2016a và thư viện tính toán Matpower 6.0 để tính toán thời điểm nạp xả, dung lượng và vị trí lắp đặt tối ưu của một bộ lưu trữ nhằm giảm tốc độ lão hóa và giảm tổng chi phí khi sử dụng thiết bị này, đồng thời giúp khắc phục hiện tượng quá áp trong lưới điện khi áp dụng tỷ trọng ĐMT lớn. Đáp ứng cùng mục tiêu như vậy, tài liệu [9] sử dụng phần mềm Matlab và OpenDSS để mô phỏng phương pháp phối hợp thời điểm nạp xả của nhiều bộ lưu trữ trong lưới điện sử dụng lý thuyết độ nhạy điều chỉnh điện áp của một nút.

Các bài báo trên đã chứng minh tính khả thi trong việc giải quyết các vấn đề xảy ra khi lắp đặt ĐMT với tỷ trọng cao. Tuy nhiên, hiệu quả của các giải thuật áp dụng đều được đánh giá bằng cách thực hiện mô phỏng cho một thời điểm, có nghiệm là công suất lắp đặt tối ưu của một số hệ thống ĐMT. Do vậy, bài báo này sẽ trình bày phương pháp áp dụng cho lưới điện phân phối có tỷ trọng ĐMT cao nhằm lựa chọn và điều chỉnh công suất phát của ĐMT dựa theo dữ liệu dự báo về công suất phát và công suất tiêu thụ của tải theo thời gian.

2. Phương pháp xác định vị trí tối ưu và công suất phát của hệ thống điện mặt trời

Phương pháp đề xuất bao gồm ba bước:

- Bước 1 là lập danh sách vị trí hệ thống ĐMT ưu tiên điều chỉnh, sử dụng lý thuyết tính độ nhạy điều chỉnh tổn thất công suất.

- Bước 2 là xác định số lượng hệ thống ĐMT cần điều chỉnh.

- Bước 3 là xác định công suất bơm vào lưới của ĐMT sử dụng thuật toán GA.

Các ràng buộc trong lời giải có xét đến quy định về trị số điện áp và công suất lắp đặt của hệ thống ĐMT trong quyết định 13/2020/TT-BCT [10] và thông tư 39/2015/TT-BCT [11].

2.1. Tạo danh sách vị trí hệ thống ĐMT ưu tiên điều chỉnh sử dụng lý thuyết độ nhạy điều chỉnh tổn thất công suất

Độ nhạy điều chỉnh tổn thất công suất được định nghĩa là hệ số thể hiện sự thay đổi tổn thất

trên các đường dây nối với một nút theo sự thay đổi công suất tại nút đó. Độ nhạy có giá trị càng nhỏ cho thấy khả năng giảm tổn thất càng lớn và ngược lại. Việc sử dụng độ nhạy điều chỉnh tổn thất công suất giúp lựa chọn và tối thiểu số hệ thống ĐMT cần điều chỉnh, vốn là vấn đề cần hạn chế do xung đột với lợi ích kinh tế của khách hàng. Để xác định được độ nhạy điều chỉnh TTCSTD của nút phụ tải, thực hiện lần lượt các bước như sau:

- Giải bài toán xác định thông số vận hành của lưới điện với công suất phụ tải định mức.
- Tính độ nhạy điều chỉnh TTCSTD cho từng nút theo phương trình (4).
- Sắp xếp danh sách các nút theo thứ tự ưu tiên giảm dần, tương ứng với giá trị độ nhạy từ nhỏ nhất đến lớn nhất.

Độ nhạy điều chỉnh TTCSTD của một nút được biểu diễn bằng phép đạo hàm TTCSTD (ΔP) theo một đơn vị công suất thay đổi tại nút đó (nút i): $\frac{\partial \Delta P}{\partial P_i}$

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n \sum_{j \neq i}^m \alpha_{ij} \times (P_i \times P_j + Q_i \times Q_j) + \beta_{ij} \times (Q_i \times P_j - P_i \times Q_j) \quad (1)$$

Với:

$$\alpha_{ij} = \frac{R_{ij}}{V_i \times V_j} \times \cos(\theta_i - \theta_j) \quad (2)$$

$$\beta_{ij} = \frac{R_{ij}}{V_i \times V_j} \times \sin(\theta_i - \theta_j) \quad (3)$$

Trong đó, TTCSTD được biểu diễn bởi phương trình (1). Cách xây dựng phương trình (1) được trình bày trong tài liệu [12]. Nút j là nút kết nối trực tiếp với nút i; P_i , P_j và Q_i , Q_j lần lượt là công suất tác dụng và công suất phản kháng tại nút i và nút j; V_i , V_j và θ_i , θ_j là biên độ và góc pha điện áp tại nút i và nút j; R_{ij} là điện trở trên nhánh i-j.

Bằng cách đạo hàm 2 về phương trình (1) cho P_i , độ nhạy điều chỉnh TTCSTD khi bơm công suất tại nút i được biểu diễn bởi phương trình (4).

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial P_i} = 2 \times \sum_{j \neq i}^m (\alpha_{ij} \times P_j - \beta_{ij} \times Q_j) \quad (4)$$

2.2. Ứng dụng thuật toán GA để xác định số lượng và công suất phát của hệ thống ĐMT

Thuật toán di truyền sử dụng cơ chế “chọn lọc tự nhiên”, thể hiện hành vi chọn lựa cá thể có biểu hiện tốt nhất, để lai tạo cho đời sau và loại bỏ các cá thể không có biểu hiện tốt. Ưu điểm của thuật toán di truyền là có xác suất cao tìm được kết quả tối ưu toàn cục nhờ khả năng đột biến trong trường hợp bị kẹt tại kết quả tối ưu cục bộ. Thuật toán di truyền gồm 4 bước:

- Bước 1: Tạo quần thể đầu tiên. (Xét một quần thể bao gồm nhiều gen, mỗi gen chứa các nút có hệ thống ĐMT được chọn điều chỉnh công suất)
- Bước 2: Tính giá trị hàm mục tiêu và lựa chọn các gen tốt nhất.
- Bước 3: Trao đổi chéo và đột biến để tạo quần thể mới
- Bước 4: Lặp lại từ bước 2 đến khi đạt điều kiện kết thúc thuật toán.

2.2.1. Xác định số lượng hệ thống điện mặt trời cần điều chỉnh

Số lượng ĐMT được chọn điều chỉnh cần là nhỏ nhất sao cho điện áp của lưới điện nằm trong giới hạn cho phép. Điều kiện trong lần mô phỏng với quần thể đầu tiên là số hệ thống được chọn điều chỉnh cần đảm bảo để ít nhất một nửa số gen trong quần thể đó cho trị số điện áp tối đa nhỏ hơn 1,05 [11]. Điều này nhằm tối đa hóa công suất phát của điện mặt trời vào lưới nhưng không làm quá áp cho lưới điện. Nếu điều kiện không thỏa mãn, thuật toán sẽ cộng thêm 1 nút từ danh sách vị trí ưu tiên và lặp lại thuật toán đến khi thỏa mãn điều kiện nhằm đảm bảo tính đa dạng và tạo xu hướng điều chỉnh trị số điện áp tiến tới giá trị quy định sau mỗi thế hệ quần thể.

2.2.2. Xác định công suất phát tối ưu của hệ thống ĐMT sử dụng thuật toán di truyền

Định nghĩa độ thâm nhập (ĐTN)

Trong bài báo này, ĐTN của hệ thống ĐMT (PV_{int_i}) được định nghĩa là tỷ lệ giữa công suất lắp đặt của hệ thống ĐMT ($P_{PV_dm_i}$) so với công suất định mức của phụ tải ($S_{pt_dm_i}$) tại nút đó và được biểu diễn qua công thức (5).

$$PV_{int_i} = \frac{P_{PV_dm_i}}{S_{pt_dm_i}} \quad (5)$$

Hàm mục tiêu và các điều kiện ràng buộc

Hàm mục tiêu (Fitness) được sử dụng là cực tiểu TTCSTD (ΔP) của tổng số N nhánh trong lưới điện khi lắp đặt hệ thống ĐMT. Trong thuật toán này, nghiệm là công suất phát cần đạt đến của các hệ thống ĐMT được chọn điều chỉnh tại một thời điểm.

Bảng 1. Hàm mục tiêu và điều kiện sử dụng trong thuật toán di truyền

Hàm mục tiêu (Fitness)	$Min \left(\sum_{n=1}^N \Delta P_n \right)$
Điều kiện 1	$0,95 \leq V_i \leq 1,05$
Điều kiện 2	$ P_{PV} - P_{load} \leq S_{dmMBA}$
Điều kiện 3	$P_{PV} \leq 1 \text{ MW}$
Điều kiện 4	$P_{PV} \leq P_{PVreal}$

Quá trình mô phỏng ràng buộc bởi 4 điều kiện (ĐK) bao gồm:

- Điều kiện 1: Giá trị điện áp nút i (V_i) nằm trong ngưỡng cho phép (0,95 - 1,05).
- Điều kiện 2: Công suất phát tính toán của hệ thống ĐMT (P_{PV}) sau khi trừ công suất tải (P_{load}) không gây quá tải cho MBA đầu nguồn (S_{dmMBA}) của phụ tải đó.
- Điều kiện 3: Công suất phát tính toán của hệ thống ĐMT không vượt quá 1MW [10].
- Điều kiện 4: Công suất phát tính toán của hệ thống ĐMT không vượt quá công suất khả dụng (P_{PVreal}) của chúng tại một thời điểm điều khiển.

Sơ đồ thuật toán

Sơ đồ thuật toán xác định công suất phát tại từng vị trí hệ thống ĐMT được chọn điều chỉnh gồm 4 bước được trình bày trong Hình 1.

- Bước 1: Tạo quần thể chứa số lượng N gen.

Một quần thể là ma trận có số hàng là N gen và số cột là số lượng hệ thống ĐMT tham gia điều chỉnh.

- Bước 2: Tính toán Fitness cho từng gen và chọn nhóm gen có Fitness cao nhất

Bước 2 thực hiện tính giá trị hàm mục tiêu (Fitness) là TTCSTD trên các nhánh của lưới điện sử dụng công cụ giải bài toán xác định thông số vận hành lưới điện trong thư viện MatPower 7.1 và phần mềm Matlab 2016a. Thực hiện tính toán cho quần thể thế hệ thứ (k) đang xét. Sau đó, chọn ra nhóm chứa tối thiểu từ 8 đến 10 gen có Fitness nhỏ nhất để thực hiện trao đổi chéo. Số lượng này đủ để đảm bảo tính đa dạng và tốc độ hội tụ của thuật toán. Mỗi gen trong nhóm này cần có Fitness nhỏ hơn giá trị Fitness trung bình của quần thể thế hệ trước (thế hệ k-1) và thỏa mãn 4 điều kiện như trình bày trên Bảng 1. Gen có Fitness càng nhỏ thì khả năng được chọn để lai tạo cho thế hệ sau càng lớn.

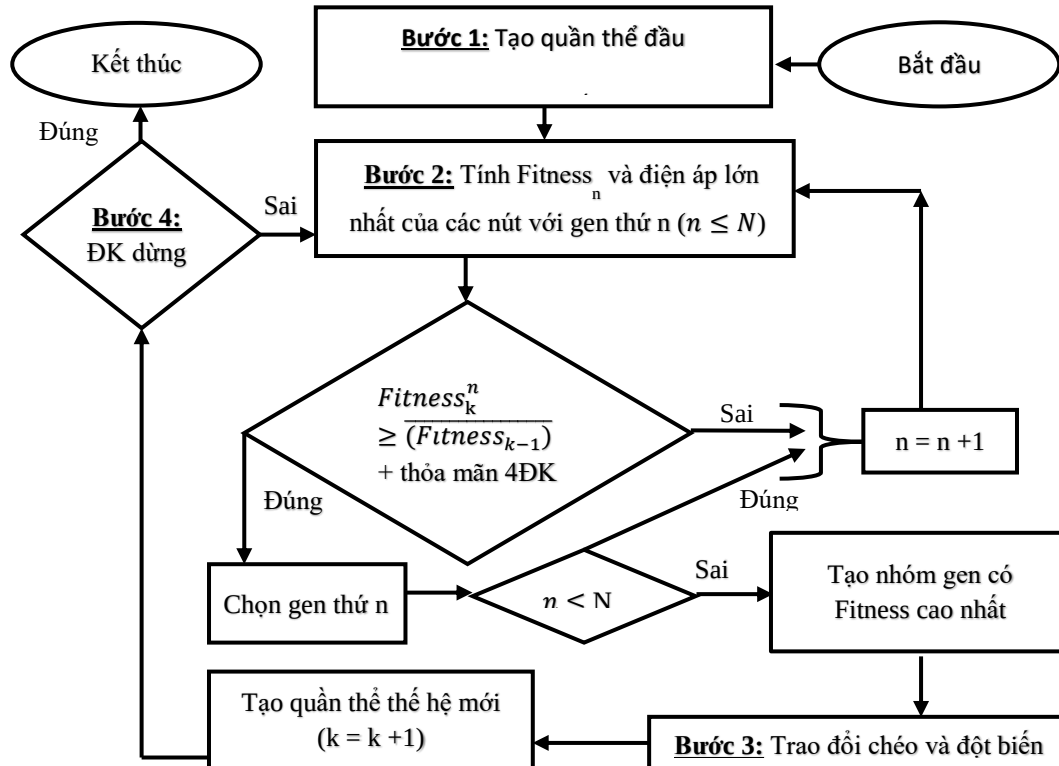
- Bước 3: Trao đổi chéo và đột biến.

Sau khi tổng hợp được nhóm gen có Fitness nhỏ nhất, thuật toán tạo ra 1 gen của thế hệ sau bằng cách chọn ngẫu nhiên 2 gen đại diện cho bố và mẹ trong quần thể hiện tại, sau đó thực hiện trao đổi chéo gen của chúng với nhau. Phương pháp trao đổi chéo là phương pháp lai tạo đồng nhất. Phương pháp sẽ lần lượt so sánh giá trị Fitness từng nút trong gen bố và mẹ. Bên nào có giá trị thấp hơn, thuật toán chọn gen bên đó cho đời con ứng với nút đó. Lặp lại tương tự như vậy cho các gen còn lại. Trường hợp số lượng gen trong một thế hệ quần thể ít và không đảm bảo tính đa

dạng thì có thể sử dụng bước đột biến bằng cách thay ĐTN của một số lượng nút bất kỳ bằng một giá trị ngẫu nhiên trong khoảng từ 0 đến 1 sau khi thực hiện trao đổi chéo. Cuối cùng, kết quả là quần thể mới được tạo ra.

- Bước 4: Điều kiện dừng của thuật toán

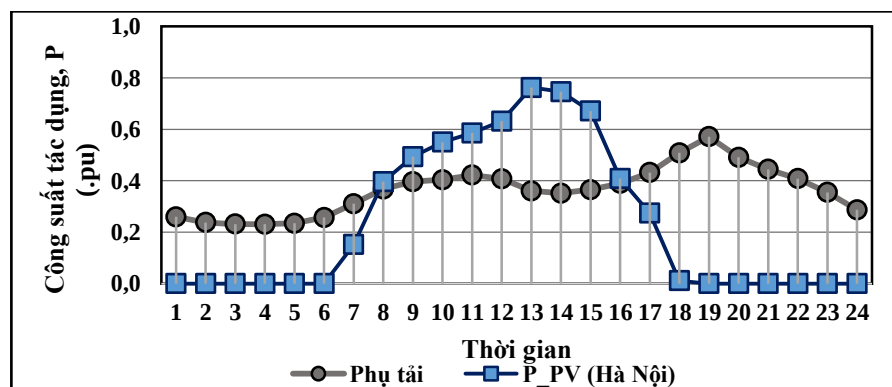
Tiếp tục vòng lặp từ bước 2 sau khi tạo quần thể mới. Vòng lặp sẽ kết thúc khi chênh lệch giá trị hàm mục tiêu trung bình của thế hệ trước và sau đủ nhỏ hoặc đã chạy hết số vòng lặp yêu cầu.



Hình 1. Sơ đồ xác định công suất phát tại những hệ thống ĐMT tham gia điều chỉnh

3. Kết quả mô phỏng

3.1. Cấu trúc và thông số lưới điện mô phỏng



Hình 2. Đồ thị phụ tải và đồ thị công suất phát ĐMT tại Hà Nội

Lưới điện mô phỏng là lưới điện phân phối 22 kV khu vực Mỹ Đình được cấp nguồn bởi MBA đầu nguồn 110/22/10,5 kV. Tổng số nút trong lưới điện ở hai cấp điện áp là 85 nút. Trong đó, 42 nút phụ tải thương mại ở cấp 0,4 kV với tổng công suất định mức 19,064 MVA. Mỗi phụ

tải ở phía 0,4 kV sẽ được kết nối với đường dây 22 kV thông qua MBA 22/0,4 kV. Phương pháp được mô phỏng với đồ thị phụ tải ngày tiêu thụ thấp nhất trong năm 2018 của lưới điện khu vực Mỹ Đình và đồ thị công suất phát của ĐMT biểu diễn cho ngày bức xạ cao nhất năm 2018 tại khu vực Hà Nội. Thông số sản lượng được ước tính theo phương pháp sử dụng sơ đồ thay thế tương đương của tấm pin mặt trời [13], [14] và số liệu bức xạ mặt trời thực tế đo được [15]. Đồ thị được biểu diễn trong hệ đơn vị tương đối như trên Hình 2.

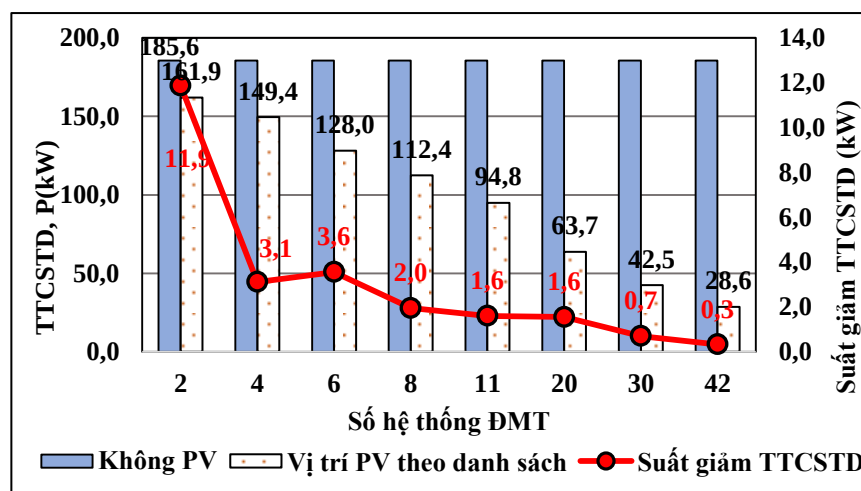
3.2. Danh sách nút ưu tiên điều chỉnh

Thực hiện mô phỏng với điều kiện công suất tải định mức, ta có danh sách nút ưu tiên sắp xếp theo độ nhạy tăng dần biểu diễn trong Bảng 2.

Bảng 2. Danh sách nút ưu tiên điều chỉnh sắp xếp theo độ nhạy từ nhỏ nhất đến lớn nhất

Thứ tự ưu tiên (TTUT)	Nút	Độ nhạy	TTUT	Nút	Độ nhạy	TTUT	Nút	Độ nhạy
1	69	-0,6	15	47	0,095	29	64	0,371
2	81	-0,523	16	68	0,140	30	55	0,381
3	85	-0,473	17	71	0,168	31	57	0,401
4	59	-0,324	18	45	0,179	32	56	0,403
5	70	-0,318	19	46	0,196	33	66	0,426
6	80	-0,230	20	52	0,203	34	65	0,431
7	75	-0,206	21	50	0,244	35	61	0,431
8	82	-0,116	22	58	0,257	36	53	0,445
9	83	-0,091	23	67	0,258	37	49	0,471
10	77	-0,052	24	44	0,273	38	78	0,476
11	60	-0,046	25	84	0,288	39	63	0,517
12	79	0,024	26	73	0,302	40	54	0,523
13	76	0,035	27	62	0,330	41	72	0,552
14	74	0,077	28	48	0,366	42	51	0,698

Trong Bảng 2, 11 nút đầu tiên từ nút 69 đến nút 60 có độ nhạy âm cho thấy xu hướng làm giảm tổn thất công suất khi điều chỉnh công suất phát lên lưới tại các nút này. Hệ số càng nhỏ cho thấy khả năng giảm tổn thất càng lớn và ngược lại. Để thể hiện mức độ ảnh hưởng của các nút này lên sự thay đổi của TTCSTD, nghiên cứu sẽ thực hiện tính toán công suất lắp đặt tối ưu cho từng nhóm nút với giả thiết lưới chưa lắp đặt ĐMT và tính toán tại công suất định mức của phụ tải. Lần lượt tăng dần số nút tham gia lắp đặt theo thứ tự đã xác định trong Bảng 2, ta có kết quả tổng hợp trong đồ thị Hình 3.



Hình 3. Đồ thị TTCSTD với từng số nút lắp đặt PV

Có thể thấy rằng, càng tăng số nút tham gia lắp đặt ĐMT theo thứ tự vị trí trong danh sách, TTCSTD trên lưới càng giảm. Nguyên nhân là khi công suất tải tiêu thụ được đáp ứng bởi ĐMT nên tổng công suất trao đổi trên đường dây giảm, do đó tổn thất trên lưới giảm. Theo dõi trên đồ thị Hình 3, chỉ với 11 nút có độ nhạy âm tham gia lắp đặt hệ thống PV đã giảm được 90,8kW, tức gần 50% (48,93%) TTCSTD so với khi không lắp đặt và 31 nút còn lại có độ nhạy dương tham gia lắp đặt cho thấy khả năng giảm tổn thất ít hơn với lượng TTCSTD giảm được thêm là 66,2 kW, tức 35,67% tổn thất công suất. Đồ thị cũng thể hiện suất giảm TTCSTD (lượng tổn thất công suất trung bình mà hệ thống ĐMT tại mỗi nút giảm được) đạt cao nhất khi áp dụng lắp đặt tại 2 nút với lượng tổn thất mỗi nút giảm được 11,9 kW. Khi lắp đặt thêm các nút từ danh sách ưu tiên, giá trị này giảm dần. Các nhận xét trên cho thấy danh sách nút ưu tiên điều chỉnh là đúng.

3.3. Mô phỏng giải pháp với lưới điện khu vực Mỹ Đình, Hà Nội

3.3.1. Giả thiết

Thông số mô phỏng sử dụng trong thuật toán di truyền được trình bày trong Bảng 3. Để đánh giá lợi ích của giải pháp, giả thiết mô phỏng trong khoảng thời gian từ 7h đến 17h và cho phép công suất định mức của hệ thống ĐMT tham gia điều chỉnh đạt bằng công suất định mức của phụ tải mà hệ thống được lắp đặt. Kết quả mô phỏng mang ý nghĩa so sánh giá trị TTCSTD khi không lắp đặt ĐMT, có lắp ĐMT (không sử dụng thuật toán) và có lắp ĐMT (có sử dụng thuật toán) tại từng giờ.

Bảng 3. Thông số mô phỏng trong thuật toán di truyền

Số lượng gen trong một quần thể (N)	300
Số thế hệ (k)	30
Tỷ lệ đột biến	0,1 với $n \leq 25$; 0 với $25 < n \leq 30$
Phương pháp trao đổi chéo	Lai tạo đồng nhất

3.3.2. Đánh giá ảnh hưởng của hệ thống ĐMT đến các chỉ tiêu kinh tế- kỹ thuật của lưới điện

Giả thiết tình huống toàn bộ phụ tải đều được lắp hệ thống ĐMT nối lưới, Bảng 4 thể hiện ảnh hưởng đến TTCSTD của ĐTN hệ thống ĐMT thể hiện qua tổn thất điện năng (TTĐN) và hiện tượng quá áp thể hiện qua số nút quá áp, tỷ lệ thời gian quá áp (tỷ lệ tổng thời gian quá áp và thời gian mô phỏng 11 giờ của 85 nút trong lưới điện) và trị số điện áp lớn nhất, nhỏ nhất để biểu diễn tác động đến điện áp.

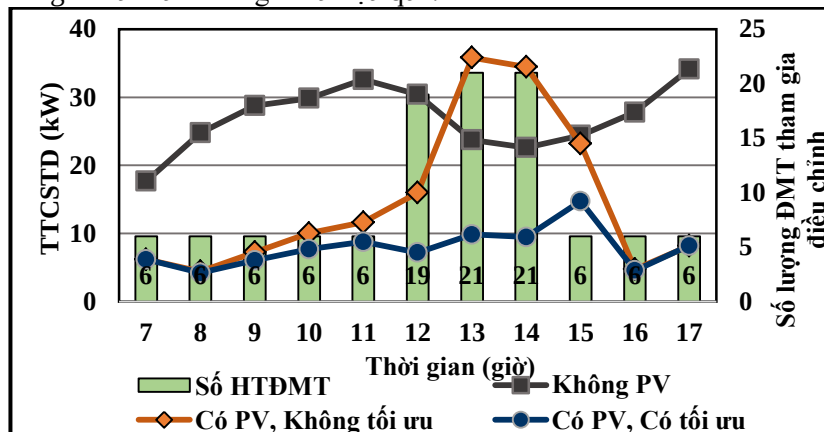
Bảng 4. Đánh giá ảnh hưởng của ĐMT tại Hà Nội

ĐTN	Số nút quá áp	Tỷ lệ thời gian quá áp (%)	TTĐN (kWh)	Giá trị điện áp lớn nhất $V_{\max}$ (.pu)	Giá trị điện áp nhỏ nhất $V_{\min}$ (.pu)
0	0	0	296,81	1,05	1,035
0,5	0	0	83	1,05	1,037
1	50	18	161,95	1,052	1,039
1,5	77	50,7	528,59	1,056	1,041

Với ĐTN từ 0 đến 0,5, hiện tượng quá áp không xảy ra do công suất phát của hệ thống ĐMT chưa vượt quá công suất tiêu thụ của tải và không có công suất thừa bơm lên lưới. Do vậy, tổng công suất trao đổi trên lưới điện sẽ giảm và TTCSTD cũng giảm khi ĐTN tăng và đạt cực tiểu tại xung quanh điểm 0,5. Với ĐTN từ 0,5 đến 1,5, hiện tượng quá áp bắt đầu xuất hiện thể hiện qua số nút quá áp, tỷ lệ thời gian quá áp và trị số điện áp lớn nhất do có công suất thừa phát lên lưới. TTCSTD từ điểm cực tiểu sẽ tăng trở lại và tại ĐTN 1,5, giá trị này lớn hơn tổn thất khi không lắp đặt ĐMT do lượng công suất thừa đủ để làm tổng công suất trao đổi trên lưới lớn hơn so với trường hợp ĐTN = 0. Để mô phỏng giải pháp đề xuất, nghiên cứu giả sử toàn bộ phụ tải lắp đặt ĐMT với ĐTN bằng 1 do đây là giá trị hiện tượng quá áp bắt đầu xuất hiện và TTCSTD tăng trở lại.

3.3.3. Đánh giá khả năng giảm tổn thất công suất

Đánh giá về khả năng giảm TTCSTD tại Hà Nội, thuật toán giúp giảm thêm 74,96 kWh, tức 46,28% tổng TTCSTD so với trường hợp không sử dụng thuật toán. Quan sát trên đồ thị Hình 4, nhận xét thuật toán cho khả năng giảm công suất lớn ở nhiều thời điểm với số lượng hệ thống ĐMT tham gia điều chỉnh hầu hết là 6. Tại một số thời gian cao điểm như 12, 13 hoặc 14 giờ, số hệ thống điều chỉnh có thể tăng lên khoảng 20 nút, điều này cho thấy thuật toán xác định số lượng hệ thống tham gia điều chỉnh có tác dụng. Dựa trên khả năng như vậy, nghiên cứu kết luận thuật toán có thể giảm tổn thất công suất hiệu quả.



Hình 4. Đồ thị so sánh TTCSTD ($PV_{int} = 1$) với điều kiện bức xạ tại Hà Nội

3.3.4. Đánh giá khả năng giảm hiện tượng quá áp

Kết quả trong Bảng 5 được tính tổng trong khoảng thời gian mô phỏng. Nhận xét thấy, khi sử dụng thuật toán, điện áp của lưới điện có sự cải thiện bao gồm số nút quá áp giảm, tỷ lệ thời gian quá áp giảm hơn 50%. Tuy nhiên, tỷ lệ thời gian quá áp vẫn còn khá cao nhưng giá trị này sẽ không ảnh hưởng đáng kể do trị số điện áp lớn nhất giảm từ 1,052 xuống xấp xỉ 1,05 do sai số của ràng buộc. Kết luận giải pháp có khả năng khắc phục hiện tượng quá áp.

Bảng 5. Kết quả cải thiện trị số điện áp với điều kiện bức xạ tại Hà Nội

	Số nút quá áp	Tỷ lệ thời gian quá áp (%)	V_{max} (.pu)	V_{min} (.pu)
Không tối ưu	50	18	1,052	1,039
Có tối ưu	46	8,65	1,0502	1,039

4. Kết luận

Phương pháp đề xuất bao gồm 3 bước là tạo danh sách vị trí hệ thống ĐMT ưu tiên điều chỉnh sử dụng lý thuyết độ nhạy điều chỉnh TTCSTD của 1 nút, chọn tối thiểu số lượng hệ thống ĐMT tham gia và tính toán công suất phát điều chỉnh sử dụng thuật toán di truyền. Khả năng giảm TTCSTD của phương pháp phụ thuộc vào ĐTN chung của ĐMT trong lưới điện và công suất phát cho phép của ĐMT. Với ĐTN cao và ĐMT được áp dụng hàng loạt, phương pháp giúp giảm TTCSTD và cải thiện trị số điện áp bằng cách điều chỉnh công suất phát tại một số hệ thống ĐMT. Kết quả mô phỏng cho thấy, trong thời gian từ 7h đến 17h với điều kiện bức xạ tại Hà Nội, giải pháp giúp giảm thêm TTCSTD gần 50% và khắc phục hiện tượng quá áp thể hiện qua giảm số nút quá áp, giảm thời gian quá áp và giảm trị số điện áp lớn nhất so với trường hợp không sử dụng phương pháp. Cuối cùng, bài báo kết luận giải pháp đã thực hiện được chức năng tối thiểu TTCSTD và sẽ có ý nghĩa hơn khi áp dụng tại địa điểm hoặc thời điểm có cường độ bức xạ cao. Về cơ bản, giải pháp này có thể làm tiền đề để nâng giá trị công suất đặt cho phép của hệ thống ĐMT trong lưới điện phân phối khi nguồn năng lượng này được lắp đặt phổ biến trong tương lai.

TÀI LIỆU THAM KHẢO/ REFERENCES

- [1] M. Aghaei, "Autonomous Monitoring and Analysis of Photovoltaic Systems," *Energies*, vol. 15, no. 14, Jan. 2022, Art. no. 14, doi: 10.3390/en15145011.
- [2] IRENA, "Future of Solar Photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation: paper)," International Renewable Energy Agency, Nov. 01, 2019. [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2019/Nov/Future-of-Solar-Photovoltaic> [Accessed Jul. 15, 2022].
- [3] A. Jayavarma and T. Joseph, "Optimal Placement of Solar PV in Distribution System using Particle Swarm Optimization," *IJAREEIE*, vol. 2, no. 1, pp. 2320-3765, Dec. 2013.
- [4] D. Prasad and P. Reddy, "Application of Loss Sensitivity Factor and Genetic Algorithm for Capacitor Placement for Minimum Loss in radial Distribution System," *Int. J. Eng. Sci. Res. Technol.*, vol. 2, pp. 2400–2403, Sep. 2013.
- [5] T. Shukla, S. Singh, and K. Naik, "Allocation of optimal distributed generation using GA for minimum system losses in radial distribution networks," *Int. J. Eng. Sci. Technol.*, vol. 2, Sep. 2010, doi: 10.4314/ijest.v2i3.59178.
- [6] M. Q. Duong, T. D. Pham, T. T. Nguyen, A. T. Doan, and H. V. Tran, "Determination of Optimal Location and Sizing of Solar Photovoltaic Distribution Generation Units in Radial Distribution Systems," *Energies*, vol. 12, no. 1, Jan. 2019, Art. no. 1, doi: 10.3390/en12010174.
- [7] A. Setiawan, A. D. Pranadi, and E. A. Setiawan, "Determination of Optimal PV Locations and Capacity in Radial Distribution System To Reduce Power Losses," *Energy Procedia*, vol. 156, pp. 384–390, Jan. 2019, doi: 10.1016/j.egypro.2018.11.108.
- [8] A. T. Nguyen, S. Chaitusaney, and A. Yokoyama, "Optimal strategies of siting, sizing, and scheduling of BESS: Voltage management solution for future LV network," *IEEJ Trans. Electr. Electron. Eng.*, vol. 14, no. 5, pp. 694–704, 2019, doi: 10.1002/tee.22856.
- [9] O. Unigwe, D. Okekunle, and A. Kiprakis, "Smart coordination of battery energy storage systems for voltage control in distribution networks with high penetration of photovoltaics," *J. Eng.*, vol. 2019, no. 18, pp. 4738–4742, 2019, doi: 10.1049/joe.2018.9286.
- [10] Vietnamese Prime Minister, "Decision 13/2020/QĐ-TTg on the mechanism to encourage the development of solar power in Vietnam," 04/2020.
- [11] Vietnam MOIT, "Circular 39/2015/TT-BCT on regulating distribution power system," 11/2015.
- [12] M. Kusljagic and A. Mujcinagic, "Exact Transmission Power Losses Calculation and Allocation Method," *Research Gate*, Sep. 2008. [Online serial]. Available: https://www.researchgate.net/publication/310772738_Exact_Transmission_Power_Losses_Calculation_and_Allocation_Method [Accessed Aug. 10, 2022].
- [13] J. A. Duffie and W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, 4th ed. John Wiley & Sons, 2013.
- [14] J. J. Roberts, A. A. M. Zevallos, and A. M. Cassula, "Assessment of photovoltaic performance models for system simulation," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 72, pp. 1104–1123, May 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.10.022.
- [15] K. H. Tran, "Vietnam - Solar Radiation Measurement Data | Data Catalog," *EnergyData.info*, Dec. 12, 2019. [Online]. Available: http://esmap.org/re_mapping-vietnam [Accessed Apr. 18, 2021].