

TỐI ƯU TÍCH HỢP ĐỒNG THỜI NGUỒN PHÂN TÁN VÀ TỤ BÙ ĐỂ NÂNG CAO CHẤT LƯỢNG ĐIỆN NĂNG TRÊN LƯỚI PHÂN PHỐI

ENHANCING POWER QUALITY IN DISTRIBUTION NETWORKS VIA SIMULTANEOUS OPTIMAL INTEGRATION OF DISTRIBUTED GENERATION AND CAPACITOR BANKS

Nguyễn Quốc Khánh^{1,*},
Nguyễn Minh Hòa², Nguyễn Văn Minh¹

DOI: <https://doi.org/10.57001/huiv5804.2026.158>

TÓM TẮT

Bài báo này đề xuất giải pháp tối ưu hóa đồng thời vị trí và dung lượng của nguồn phát phân tán (DG) và tụ bù trên lưới điện phân phối, có xét đến biểu giá điện theo thời gian (TOU). Mục tiêu nghiên cứu là cực tiểu hóa chi phí ròng hàng năm, bao gồm chi phí tổn thất điện năng, chi phí đầu tư thiết bị và doanh thu từ DG dưới mô hình phụ tải đa kịch bản (thấp điểm, trung bình, cao điểm). Thuật toán Tối ưu hóa bầy đàn (PSO) được áp dụng để giải quyết bài toán quy hoạch phi tuyến trên lưới điện 30 nút (EDN). Kết quả mô phỏng chứng minh phương án tích hợp DG và tụ bù có hiệu quả vượt trội so với các phương pháp truyền thống. Cụ thể, giải pháp giúp giảm tới 49% tổn thất công suất tại giờ cao điểm, cải thiện điện áp nút thấp nhất lên 0,9572p.u, đảm bảo các ràng buộc kỹ thuật. Về mặt kinh tế, hệ thống chuyển đổi từ trạng thái chi phí sang sinh lợi nhuận ròng ước tính khoảng 2,3 triệu USD/năm.

Từ khóa: Biểu giá theo thời gian (TOU), lưới điện phân phối, nguồn phát phân tán (DG), tối ưu hóa bầy đàn (PSO), tụ bù.

ABSTRACT

This paper proposes a solution to optimize the simultaneous location and capacity of distributed generation (DG) and capacitor banks on a distribution grid, accounting for time-of-use (TOU) electricity pricing. The research objective is to minimize annual net costs, including power loss costs, equipment investment costs, and DG revenue under a multi-scenario load model (off-peak, medium-peak, peak). The Particle Swarm Optimization (PSO) algorithm is applied to solve the nonlinear planning problem on a 30-node electrical network (EDN). Simulation results demonstrate that the integrated DG and capacitor bank solution is more effective than traditional methods. Specifically, the solution reduces peak power losses by up to 49%, improves the lowest node voltage to 0.9572p.u, and ensures compliance with technical constraints. Economically, the system's transition from a cost-effective to a net-profitable state is estimated at approximately US\$2.3 million per year.

Keywords: Capacitor banks, Distributed Generation (DG), distribution network, Particle Swarm Optimization (PSO), Time-of-Use (TOU).

¹Khoa Điện - Điện tử, Trường Đại học Sư phạm kỹ thuật Vinh Long

²Trường Đại học Trà Vinh

*Email: nguyenquockhanh1805995@gmail.com

Ngày nhận bài: 02/3/2026

Ngày nhận bài sửa sau phản biện: 10/5/2026

Ngày chấp nhận đăng: 29/6/2026

1. GIỚI THIỆU

Trong bối cảnh hệ thống điện đang thay đổi cơ cấu nguồn và tốc độ phụ tải tăng nhanh chóng, lưới điện phân phối đang đối mặt với những thách thức về kỹ thuật lẫn kinh tế. Do đặc thù cấu trúc hình tia, chiều dài đường dây lớn và tỷ số trở kháng cao, lưới phân phối truyền

thống thường xuyên gặp phải vấn đề tổn thất công suất lớn và sụt giảm điện áp, đặc biệt tại các nút xa nguồn khi phụ tải đạt đỉnh [1, 2].

Bên cạnh đó sự phát triển mạnh mẽ của các nguồn phát phân tán (Distributed Generation - DG) như điện mặt trời, điện gió hay các tổ máy nhiệt điện đang trở

thành một xu hướng tất yếu [3, 4]. Đối với việc tích hợp DG nếu được quy hoạch hợp lý sẽ giúp giảm tổn thất, nâng cao chất lượng điện áp và giảm áp lực truyền tải cho lưới điện nguồn. Tuy nhiên, việc tích hợp số lượng lớn các nguồn DG đặt ra yêu cầu đánh giá khả năng tiếp nhận của lưới điện, nhằm xác định mức công suất DG tối đa có thể đấu nối mà vẫn đảm bảo an toàn và độ tin cậy vận hành [5]. Tích hợp DG, từ lâu tự bù đã là giải pháp kinh điển và mang lại hiệu quả kinh tế để bù công suất phản kháng và cải thiện hệ số công suất [1, 2, 6]. Các nghiên cứu trên những mô hình lưới chuẩn như 33 nút, 69 nút... thường sử dụng các thuật toán tối ưu như Genetic Algorithm (GA) [7], Particle Swarm Optimization (PSO) [8] hay Ant Colony Optimization (ACO) [9] để tìm vị trí và dung lượng tụ bù. Tuy nhiên, phần lớn các nghiên cứu này thường tối ưu hóa tụ bù hoặc DG một cách riêng lẻ, hoặc chỉ tập trung vào khía cạnh kỹ thuật như giảm tổn thất, ổn định điện áp dựa trên một vài mức phụ tải tĩnh. Do đó, các kết quả này chưa phản ánh đầy đủ sự thay đổi liên tục trên thực tế của hệ thống.

Trong bối cảnh thị trường điện hiện đại, yếu tố kinh tế cũng đóng vai trò then chốt trong các quyết định quy hoạch. Việc áp dụng biểu giá điện theo thời gian (Time of Use - TOU) đã thay đổi căn bản hàm mục tiêu của bài toán tối ưu. Trong điều kiện áp dụng TOU, tổn thất điện năng tại các khung giờ cao điểm thường gây thiệt hại kinh tế lớn hơn, do giá điện cao hơn so với các khung giờ thấp điểm [10]. Ngược lại, hiệu quả kinh tế của DG phụ thuộc chặt chẽ vào thời điểm phát công suất trong ngày. Mặc dù các nghiên cứu gần đây đã bắt đầu đưa yếu tố TOU vào phân tích, nhưng việc kết hợp TOU với các ràng buộc kỹ thuật của lưới điện vẫn còn hạn chế [11]. Cụ thể, các công trình này thường chỉ tối ưu hóa riêng lẻ DG hoặc tụ bù mà thiếu một khung giải pháp tích hợp cho cả hai thiết bị. Ngoài ra, phân tích về lợi nhuận ròng của DG vẫn chưa toàn diện do thường chỉ dựa trên các kịch bản phụ tải đơn giản, thiếu tính đại diện cho điều kiện vận hành thực tế.

Nhằm khắc phục những hạn chế nêu trên, bài báo này đề xuất phương pháp tối ưu hóa đồng thời vị trí và dung lượng cho cả DG và tụ bù trên lưới phân phối hình tia 30 nút (hệ thống EDN), có xét đến biểu giá TOU và mô hình đa kịch bản phụ tải. Đóng góp chính của nghiên cứu là việc xây dựng hàm mục tiêu dựa trên chi phí ròng hàng năm (Net Annual Cost). Hàm mục tiêu này tổng hợp chi phí tổn thất điện năng, chi phí đầu tư tụ bù và doanh thu từ DG, được tính toán chi tiết qua ba trạng thái phụ tải điển hình: thấp điểm, trung bình và cao điểm. Đây là bài toán quy hoạch phi tuyến với các biến hỗn hợp, được giải

quyết bằng thuật toán PSO nhờ ưu điểm hội tụ nhanh và khả năng xử lý tốt các ràng buộc phức tạp.

Để minh chứng hiệu quả của phương pháp đề xuất, nghiên cứu tiến hành so sánh định lượng giữa ba kịch bản vận hành: (i) Trường hợp cơ sở (không có DG và tụ bù); (ii) Phương án chỉ sử dụng tụ bù; và (iii) Giải pháp đồng tối ưu DG và tụ bù. Kết quả mô phỏng không chỉ xác định được công suất tiếp nhận tối ưu thỏa mãn các ràng buộc kỹ thuật, mà còn cho thấy khả năng chuyển đổi mô hình tài chính của lưới điện từ trạng thái tiêu tốn chi phí sang sinh lợi nhuận. Những kết quả này cung cấp góc nhìn toàn diện cho các đơn vị quản lý trong bối cảnh vận hành thị trường điện linh hoạt. Những đóng góp chính của bài báo có thể được tóm tắt như sau:

- + Xây dựng khung đồng tối ưu vị trí và dung lượng cho DG và tụ bù trên lưới phân phối, tích hợp biểu giá điện theo thời gian (TOU) và mô hình phụ tải đa kịch bản. Cách tiếp cận này giúp khắc phục nhược điểm của các phương pháp tối ưu tĩnh hoặc đơn lẻ trong các nghiên cứu trước đây.

- + Thiết lập hàm mục tiêu dựa trên Chi phí ròng hàng năm (Net Annual Cost). Phương pháp này cho phép xác định quy mô tích hợp DG dựa trên điểm cân bằng tối ưu giữa chi phí đầu tư, chi phí tổn thất và doanh thu bán điện, thay vì chỉ dựa trên các giới hạn kỹ thuật thuần túy.

- + Thực hiện đánh giá định lượng và so sánh hiệu quả giữa ba chiến lược quy hoạch: (i) Trường hợp cơ sở (không có thiết bị bù); (ii) Phương án chỉ sử dụng tụ bù và (iii) Giải pháp tích hợp DG và tụ bù. Kết quả mô phỏng trên lưới EDN 30 nút chứng minh giải pháp đề xuất không chỉ giải quyết triệt để vấn đề vi phạm điện áp và giảm sâu tổn thất, mà còn chuyển đổi mô hình vận hành từ trạng thái tiêu tốn chi phí sang sinh lợi nhuận.

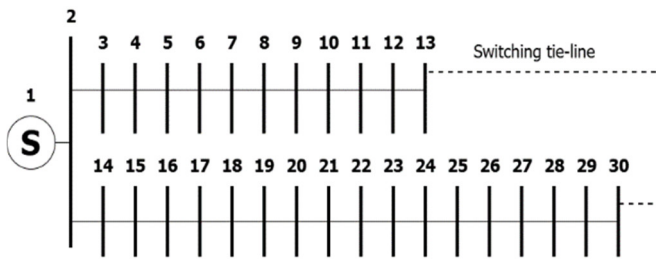
2. MÔ TẢ HỆ THỐNG VÀ CẤU TRÚC BÀI TOÁN

2.1. Cấu trúc lưới phân phối

Để kiểm chứng hiệu quả của phương pháp đề xuất, nghiên cứu sử dụng mô hình Lưới điện Phân phối Miền Đông (East Delta Network - EDN) gồm 30 nút, vốn là một hệ thống lưới phân phối hình tia đã được công bố trong tài liệu [12]. Trong phạm vi bài báo này, hệ thống EDN được sử dụng như một hệ thống kiểm chứng chuẩn nhằm đánh giá khả năng áp dụng của phương pháp tối ưu đồng thời nguồn phát phân tán (DG) và tụ bù, thay vì được xem là mô hình đại diện trực tiếp cho lưới phân phối đô thị tại Việt Nam.

Hệ thống EDN vận hành ở cấp điện áp danh định 11kV và có cấu trúc hình tia phân nhánh đặc trưng. Mặc dù cấp điện áp này khác với cấp điện áp 22kV thường gặp trong

lưới phân phối trung áp tại Việt Nam, hệ thống vẫn phù hợp để kiểm tra phương pháp đề xuất do có các đặc điểm điển hình của lưới phân phối như cấu trúc hình tia, chiều dài đường dây lớn, tỷ số R/X cao và hiện tượng sụt áp tại các nút xa nguồn. Trong mô hình, Nút 1 đóng vai trò là nút nguồn kết nối với trạm biến áp phân phối. Đặc điểm hình học nổi bật của lưới EDN nằm tại Nút 2, nơi đường dây trục chính tách thành hai nhánh rẽ riêng biệt: nhánh thứ nhất cấp điện cho các phụ tải từ nút 3 đến nút 13, và nhánh thứ hai cấp điện cho dây nút từ 14 đến 30. Sơ đồ đơn tuyến chi tiết của hệ thống được trình bày tại hình 1.



Hình 1. Sơ đồ đơn tuyến của hệ thống phân phối EDN

2.1.1. Các thông số cơ bản của lưới phân phối

Hệ thống vận hành tại cấp điện áp danh định 11kV. Để thuận tiện cho việc tính toán và so sánh toàn bộ thông số trở kháng đường dây và công suất phụ tải được chuẩn hóa về hệ đơn vị tương đối (*p.u*) dựa trên công suất cơ bản S_{cb} . Các đại lượng cơ sở được lựa chọn gồm điện áp cơ bản $V_{cb} = 11\text{kV}$, công suất cơ sở $S_{cb} = 27,221\text{kVA}$ và hệ số công suất trung bình 0,854. Từ đó trở kháng cơ bản (Z_{cb}) và dòng điện cơ bản (I_{cb}) được tính như sau:

$$Z_{cb} = \frac{V_{cb}^2}{S_{cb}} \times 1000 (\Omega); I_{cb} = \frac{S_{cb}}{\sqrt{3} \cdot V_{cb}} (A) \quad (1)$$

Từ các đại lượng cơ sở trên, các thông số đường dây và phụ tải được chuyển đổi sang hệ đơn vị tương đối như sau:

$$R_{pu} = \frac{R_{\Omega}}{Z_{cb}}, \quad X_{pu} = \frac{X_{\Omega}}{Z_{cb}} \quad (2)$$

$$P_{pu} = \frac{P_{kW}}{S_{cb}}, \quad Q_{pu} = \frac{Q_{kVAR}}{S_{cb}} \quad (3)$$

Việc chuẩn hóa số liệu theo hệ thống *p.u* này giúp đơn giản hóa các phương trình tính toán và cho phép đánh giá mức độ sụt áp cũng như tổn thất công suất trên toàn mạng lưới so với các giới hạn vận hành tiêu chuẩn. Ngoài ra, việc sử dụng hệ đơn vị tương đối (*p.u*) giúp mô hình tính toán có tính tổng quát hơn khi áp dụng cho các hệ thống có cấp điện áp và công suất cơ sở khác nhau. Do đó, mặc dù hệ thống EDN trong nghiên cứu này vận hành ở cấp điện áp 11kV, khung tối ưu đề xuất vẫn có thể được

mở rộng cho các lưới phân phối trung áp khác, bao gồm lưới hình tia phân nhánh cấp điện áp 22kV. Khi áp dụng cho một lưới cụ thể, các đại lượng cơ sở như điện áp, công suất và trở kháng cần được lựa chọn lại phù hợp với hệ thống đang xét.

2.1.2. Cấu trúc mạng lưới và thông số vận hành hệ thống

Hệ thống EDN [12] bao gồm 30 nút và 29 nhánh dây, đảm bảo tính chất hình tia với một đường đi duy nhất từ nguồn đến phụ tải. Khác với các cấu trúc trục đơn tuyến, lưới này có đặc điểm phân nhánh hình chữ Y tại Nút 2: nhánh thứ nhất cấp điện cho các nút từ 3 đến 13, trong khi nhánh thứ hai là tuyến đường dây dài và chịu tải lớn hơn để cấp điện cho dây các nút từ 14 đến 30 (hình 1).

Thông số kỹ thuật chi tiết của nhánh dây gồm điện trở (*R*), trở kháng (*X*) và phụ tải tại các nút (*P*, *Q*) được trình bày trong bảng 1. Các giá trị trở kháng được giữ nguyên đơn vị Ohms (Ω) để đảm bảo tính nguyên bản của dữ liệu lưới thực tế, trước khi được chuẩn hóa sang hệ *p.u* cho quá trình tính toán.

Bảng 1. Thông số kỹ thuật đường dây và phụ tải của hệ thống EDN

Nhánh	Nút đầu	Nút cuối	R(Ω)	X(Ω)	Ptải (kW)	Qtải (kVAR)	P(p.u.)	Q(p.u.)
1	1	2	0,05630	0,031500	2875,00	1814,00	0,10562	0,06664
2	2	3	0,07155	0,025974	1100,00	695,00	0,04041	0,02553
3	3	4	0,01855	0,006734	1058,00	669,00	0,03887	0,02458
4	4	5	0,05565	0,020202	899,00	568,00	0,03303	0,02087
5	5	6	0,05300	0,019240	770,00	486,00	0,02829	0,01785
6	6	7	0,05300	0,019240	668,00	423,00	0,02454	0,01554
7	7	8	0,02120	0,007696	598,00	378,00	0,02197	0,01389
8	8	9	0,10070	0,036556	546,00	345,00	0,02006	0,01267
9	9	10	0,04505	0,016354	380,00	240,00	0,01396	0,00882
10	10	11	0,03975	0,014430	210,00	132,00	0,00771	0,00485
11	11	12	0,11130	0,040404	94,59	59,37	0,00347	0,00218
12	12	13	0,01325	0,004810	34,42	21,52	0,00126	0,00079
13	2	14	0,06360	0,023088	1772,00	1118,00	0,06510	0,04107
14	14	15	0,07155	0,025974	1640,00	1035,00	0,06025	0,03802
15	15	16	0,02650	0,009620	1452,00	915,00	0,05334	0,03361
16	16	17	0,01060	0,003848	1434,00	904,00	0,05268	0,03321
17	17	18	0,09275	0,033670	1212,00	765,00	0,04452	0,02810
18	18	19	0,01060	0,003848	1086,00	685,00	0,03990	0,02516
19	19	20	0,02650	0,009620	953,00	602,00	0,03501	0,02212
20	20	21	0,04505	0,016354	827,00	521,00	0,03038	0,01914

21	21	22	0,05300	0,019240	716,00	452,00	0,02630	0,01661
22	22	23	0,05300	0,019240	550,00	347,00	0,02020	0,01275
23	23	24	0,06630	0,024000	434,00	273,00	0,01594	0,01003
24	24	25	0,22530	0,081800	346,00	218,00	0,01271	0,00801
25	25	26	0,02650	0,009600	316,00	199,00	0,01161	0,00731
26	26	27	0,02650	0,009600	184,00	116,00	0,00676	0,00426
27	27	28	0,01330	0,004800	139,00	87,91	0,00511	0,00323
28	28	29	0,17230	0,062500	113,00	71,73	0,00415	0,00264
29	29	30	0,00800	0,002900	34,25	21,73	0,00126	0,00080

Phân tích số liệu từ bảng 1 cho thấy hệ thống đang vận hành với tổng công suất phụ tải cực đại lên tới 22,46MW và 14,85MVar. Đặc biệt các nhánh dây thuộc Tuyến 2 (như nhánh 23, 24, 28) có đặc tính điện trở (R) lớn hơn nhiều so với điện kháng (X). Tỷ số R/X cao này là thuộc tính của lưới phân phối trung áp, làm gia tăng thành phần tổn thất công suất tác dụng (I^2R) và khiến điện áp tại các nút cuối nguồn (29, 30) rất nhạy cảm với sự thay đổi của phụ tải. Đây chính là cơ sở thực tiễn khẳng định sự cần thiết của việc tối ưu hóa vị trí tụ bù và DG để cải thiện chất lượng điện năng cho lưới EDN.

2.2. Mô hình hóa kịch bản phụ tải và biểu giá theo thời gian

Trong thực tế vận hành, nhu cầu phụ tải của lưới điện phân phối luôn biến động theo thời gian. Việc chỉ tính toán tối ưu tại một điểm vận hành duy nhất thường là tải đỉnh sẽ không phản ánh chính xác hiệu quả kinh tế của dự án trong suốt vòng đời dự án. Do đó, nghiên cứu này áp dụng mô hình phụ tải đa mức, kết hợp với cơ chế biểu giá điện theo thời gian (TOU).

Nhằm xét đến các điều kiện vận hành thực tế và đánh giá hiệu quả kinh tế của dự án dưới tác động của các nguồn năng lượng tái tạo, nghiên cứu áp dụng mô hình phụ tải động đa kịch bản. Chu kỳ vận hành hàng năm là 8760 giờ được chia thành ba kịch bản phụ tải chính gồm thấp điểm, trung bình và cao điểm. Tại mỗi kịch bản, công suất tiêu thụ của phụ tải và công suất phát của nguồn năng lượng tái tạo được xác định theo hệ số tỷ lệ tương ứng so với giá trị danh định:

$$P_{L,i}^S = k_t^S \times P_{L,i}^{cb}; \quad Q_{L,i}^S = k_t^S \times Q_{L,i}^{cb}; \quad P_{DG,i}^S = k_{DG}^S \times P_{DG,i}^{dm} \quad (4)$$

Trong đó, k_t^S là hệ số tải trong kịch bản s , k_{DG}^S là hệ số công suất phát nguồn phân tán năng lượng tái tạo trong kịch bản s .

Để đánh giá lợi ích kinh tế, mỗi kịch bản phụ tải được gán một khoảng thời gian duy trì trong năm (T^s) và một

mức giá điện năng tương ứng (C_e^S). Giả thiết rằng nguồn phát phân tán (DG) và tụ bù sẽ hoạt động để tối ưu hóa chi phí dựa trên sự chênh lệch giá điện này. Các thông số chi tiết về hệ số tải, thời lượng và đơn giá điện được trình bày trong bảng 2.

Trong nghiên cứu này, ba kịch bản phụ tải gồm thấp điểm, trung bình và cao điểm được sử dụng như các trạng thái vận hành đại diện trong năm nhằm đơn giản hóa sự biến thiên liên tục của phụ tải và biểu giá điện theo thời gian sử dụng. Cách tiếp cận này thường được sử dụng trong các bài toán quy hoạch lưới phân phối nhằm giảm độ phức tạp tính toán nhưng vẫn phản ánh được ảnh hưởng của các mức tải khác nhau đến tổn thất công suất, điện áp nút và chi phí vận hành. Các hệ số tải, hệ số phát và thời lượng vận hành trong Bảng 2 được lựa chọn sao cho tổng thời gian vận hành của ba kịch bản bằng 8760 giờ/năm, đồng thời phản ánh quan hệ tăng dần giữa mức tải và giá điện trong cơ chế TOU [10, 11].

Cần lưu ý rằng các thông số trong bảng 2 được sử dụng như bộ tham số mô phỏng đại diện cho mục đích đánh giá phương pháp đề xuất, không nhằm mô tả chính xác một biểu giá điện cụ thể của một hệ thống điện riêng biệt. Việc sử dụng ba trạng thái vận hành đại diện cho phép hàm mục tiêu đánh giá đồng thời hiệu quả kỹ thuật và kinh tế của các phương án lắp đặt DG và tụ bù trong điều kiện tải thay đổi.

Bảng 2. Bộ tham số mô phỏng đại diện cho các kịch bản phụ tải và biểu giá điện TOU

Kịch bản (s)	Hệ số tải k_t^S	Hệ số phát k_{DG}^S	Thời lượng (T^s) [giờ]	Giá tổn thất C_e^S [\$/kWh]
Thấp điểm	0,5	0,3	3.000	0,04
Trung bình	1,0	0,7	4.000	0,06
Cao điểm	1,5	0,9	1.760	0,10

3. BÀI TOÁN TỐI ƯU VÀ THUẬT TOÁN ĐỀ XUẤT

3.1. Thuật toán PSO tối ưu cho DG và tụ bù dưới biểu giá TOU

Bài toán tối ưu hóa vị trí và dung lượng của DG và tụ bù trên lưới phân phối là một bài toán tối ưu phi tuyến, hỗn hợp nguyên. Không gian tìm kiếm có cả biến rời rạc gồm vị trí nút, dung lượng tụ và biến liên tục gồm công suất DG.

Trong nghiên cứu này, thuật toán PSO được áp dụng nhờ khả năng hội tụ nhanh và hiệu quả trong việc giải quyết các bài toán tối ưu phi tuyến, đa cực trị. Trong cấu trúc của thuật toán PSO, mỗi ứng viên (hạt) X được mã hóa

dưới dạng một vectơ n -chiều đại diện cho một cấu hình hệ thống tiềm năng. Để giải quyết bài toán đồng tối ưu, vectơ X được thiết kế gồm 4 thành phần biến quyết định như sau:

$$X = [\text{LOC}_{DG}, \text{SIZE}_{DG}, \text{LOC}_{Cap}, \text{SIZE}_{Cap}] \quad (5)$$

Cụ thể, cấu trúc chi tiết của vectơ được triển khai là:

$$X = [\underbrace{n_{DG,1}, \dots, n_{DG,N_{DG}}}_{A_1}, \underbrace{P_{DG,1}, \dots, P_{DG,N_{DG}}}_{A_2}, \underbrace{n_{Cap,1}, \dots, n_{Cap,N_{Cap}}}_{B_1}, \underbrace{Q_{C,1}, \dots, Q_{C,N_{Cap}}}_{B_2}]$$

Với các vector A_1 là vị trí DG, A_2 là công suất DG, B_1 là vị trí tụ, và B_2 là dung lượng tụ.

Trong đó, N_{DG} , N_{Cap} là số lượng DG và tụ bù cần lắp đặt, $n_{DG,i}$, $n_{Cap,j}$ chỉ vị trí nút để lắp đặt DG thứ i và tụ bù thứ j . Đây là các biến rời rạc.

$P_{DG,i}$ là công suất tác dụng định mức của DG thứ i (kW). Đây là biến liên tục bị giới hạn trong khoảng $[P_{DG}^{\min}, P_{DG}^{\max}]$.

$Q_{C,j}$ là dung lượng bù của tụ thứ j (kVAR). Đây là biến rời rạc lấy giá trị theo các bước nhảy chuẩn.

Trong quá trình cập nhật vị trí của hạt, các biến rời rạc cần được được làm tròn về giá trị nguyên gần nhất hoặc giá trị bước nhảy cho phép để đảm bảo tính khả thi của nghiệm.

3.1.1. Hàm thích nghi đa kích bản:

Hàm thích nghi ($J(X)$) được xây dựng nhằm đánh giá chất lượng của từng phương án quy hoạch. Mục tiêu là cực tiểu hóa chi phí ròng hằng năm của hệ thống dưới tác động của biểu giá TOU và mô hình phụ tải đa kích bản.

Hàm mục tiêu trong nghiên cứu này được xây dựng dựa trên nguyên lý cân bằng chi phí – lợi ích hằng năm của phương án quy hoạch. Cụ thể, tổng chi phí ròng hằng năm được xác định bằng tổng chi phí tổn thất điện năng và chi phí đầu tư thiết bị quy đổi theo năm, sau đó trừ đi lợi ích kinh tế thu được từ công suất phát của DG. Cách xây dựng này cho phép đánh giá đồng thời hiệu quả kỹ thuật và kinh tế của phương án tích hợp DG và tụ bù dưới tác động của biểu giá điện theo thời gian sử dụng.

Hàm mục tiêu tổng quát cho một hạt X được xác định như sau:

$$\text{Min } J(X) = C_{\text{loss}} + C_{\text{inv}} - B_{DG} + P_{\text{pen}}(X) \quad (6)$$

Trong đó:

C_{loss} là chi phí tổn thất điện hằng năm được tính dựa trên tổng tổn thất công suất tác dụng P_{loss}^s của ba kích bản

vận hành, trọng số hóa bởi thời gian T^s và giá điện C_e^s (theo bảng 2):

$$C_{\text{loss}} = \sum_{s \in \{L, N, P\}} \left(P_{\text{loss}}^s(X) \times T^s \times C_e^s \right) \quad (7)$$

Công thức (5) phản ánh chi phí tổn thất điện năng hằng năm của hệ thống. Tổn thất công suất tác dụng trong từng kịch bản được nhân với thời gian duy trì của kịch bản đó và đơn giá điện tương ứng. Do đó, tổn thất xảy ra trong giờ cao điểm có tác động kinh tế lớn hơn so với tổn thất ở giờ thấp điểm, mặc dù thời gian duy trì có thể ngắn hơn.

C_{inv} là chi phí đầu tư thiết bị quy đổi năm bao gồm chi phí lắp đặt tụ bù và DG, được quy đổi về giá trị hằng bản thông qua hệ số thu hồi vốn:

$$C_{\text{inv}} = K_{\text{CRF}} \times \left(\sum_{j=1}^{N_{\text{Cap}}} C_{\text{unit}}^{\text{Cap}} \cdot Q_{C,j} + \sum_{i=1}^{N_{\text{DG}}} C_{\text{unit}}^{\text{DG}} \cdot P_{DG,i} \right) \quad (8)$$

Với $\text{CRF} = \frac{r(1+r)^N}{(1+r)^N - 1}$, trong đó CRF là hệ số thu hồi vốn,

r là hệ số chiết khấu và N là tuổi thọ kinh tế của thiết bị. Việc sử dụng hệ số thu hồi vốn cho phép chuyển đổi chi phí đầu tư ban đầu của DG và tụ bù thành chi phí tương đương hằng năm, phù hợp với hàm mục tiêu chi phí ròng hằng năm.

B_{DG} là lợi ích kinh tế từ BG đại diện cho doanh thu từ việc bán điện hoặc giá trị tiết kiệm được nhờ mua điện từ lưới truyền tải

$$B_{DG} = \sum_{s \in \{L, N, P\}} \left(\sum_{i=1}^{N_{\text{DG}}} P_{DG,i}^s \right) \times T^s \times C_{DG}^s \quad (9)$$

Với $P_{DG,i}^s$ là công suất phát thực tế của DG trong kịch bản s , phụ thuộc vào hệ số phát điện k_{DG}^s .

P_{pen} là hàm phạt vi phạm ràng buộc để đảm bảo nghiệm tìm được thỏa mãn các ràng buộc vận hành, một giá trị phạt lớn sẽ được cộng vào hàm mục tiêu nếu có vi phạm.

Thành phần B_{DG} biểu diễn lợi ích kinh tế do DG mang lại, được xác định dựa trên sản lượng điện phát trong từng kịch bản và đơn giá điện tương ứng. Trong phạm vi nghiên cứu này, lợi ích DG được xem như doanh thu bán điện hoặc giá trị tiết kiệm do giảm lượng điện phải mua từ lưới nguồn. Cách biểu diễn này phù hợp với mục tiêu đánh giá hiệu quả kinh tế tổng hợp của phương án tích hợp DG và tụ bù.

3.1.2. Xử lý ràng buộc kỹ thuật

Đối với bài toán tối ưu để xuất tích hợp đồng thời DG và tụ bù, quá trình tối ưu hóa phải tuân thủ các ràng buộc

kỹ thuật trong mọi kịch bản vận hành. Nếu một hạt vi phạm bất kỳ ràng buộc nào dưới đây, hàm phạt được kích hoạt. Đối với các phương án so sánh, như trường hợp cơ sở và trường hợp chỉ sử dụng tụ bù, các chỉ tiêu điện áp, độ sụt áp và dòng nhánh được tính toán và báo cáo nhằm đánh giá mức độ cải thiện so với phương án đề xuất, hàm phạt $P_{pen}(X)$ được kích hoạt:

+ Ràng buộc điện áp nút:

$$V_{\min} \leq V_k^s \leq V_{\max}, \quad \forall k \in \{1 \dots N_{bus}\}, \forall s \quad (10)$$

+ Ràng buộc tổn hao điện áp:

Độ sụt áp giữa nút nguồn và các nút phụ tải phải nằm trong giới hạn cho phép nhằm đảm bảo chất lượng điện áp trên toàn tuyến phân phối:

$$\Delta V_i = |V_1 - V_i| \leq \Delta V_{\max}, \quad i = 2, 3, \dots, N_b$$

Trong đó, V_1 là điện áp tại nút nguồn, V_i là điện áp tại nút thứ i , N_b là tổng số nút của hệ thống và $\Delta V_{\max}$ là độ sụt áp lớn nhất cho phép. Trong nghiên cứu này, $\Delta V_{\max}$ được chọn phù hợp với giới hạn vận hành điện áp của lưới phân phối.

+ Ràng buộc dòng nhánh:

$$|I_i^s| \leq I_i^{\max}, \quad \forall i \in \{1 \dots N_{branch}\}, \forall s \quad (11)$$

+ Ràng buộc giới hạn tiếp nhận DG: Tổng công suất DG không vượt quá giới hạn quy hoạch của lưới.

Hàm phạt được định nghĩa như sau:

$$P_{pen} = \lambda_v \sum_{s=1}^{N_s} \sum_{i=1}^{N_b} [\max(0, V_{i,s} - V_{\max})^2 + \max(0, V_{\min} - V_{i,s})^2] + \lambda_{\Delta V} \sum_{s=1}^{N_s} \sum_{i=2}^{N_b} \max(0, \Delta V_{i,s} - \Delta V_{\max})^2 + \lambda_i \sum_{s=1}^{N_s} \sum_{i=1}^{N_l} \max(0, I_{i,s} - I_{i,\max})^2 \quad (12)$$

Trong đó, λ_v , $\lambda_{\Delta V}$ và λ_i lần lượt là các hệ số phạt đối với vi phạm điện áp nút, tổn hao điện áp và dòng điện nhánh. N_s là số kịch bản vận hành, N_b là số nút và N_l là số nhánh của hệ thống. Thành phần $\Delta V_{i,s}$ được đưa vào hàm phạt nhằm bảo đảm độ sụt áp từ nút nguồn đến các nút phụ tải không vượt quá giới hạn cho phép trong từng kịch bản vận hành.

3.2. Quy trình thực hiện thuật toán PSO

Thuật toán PSO [8] được triển khai theo các bước lập tiêu chuẩn sau:

Bước 1: Khởi tạo: Thiết lập các tham số PSO (số lượng hạt N_{pop} , số vòng lặp tối đa $Iter_{\max}$, các hệ số w , c_1 , c_2). Khởi tạo ngẫu nhiên vị trí X_i và vận tốc V_i cho mỗi hạt trong miền giới hạn.

Bước 2: Đánh giá: Với mỗi hạt X_i :

+ Giải các biến vị trí và dung lượng.

+ Chạy trào lưu công suất cho lần lượt 3 kịch bản (thấp điểm, trung bình, cao điểm).

+ Tính toán tổn thất công suất, kiểm tra vi phạm điện áp nút, tổn hao điện áp, dòng nhánh và tính giá trị hàm thích nghi $J(X_i)$.

Bước 3: Cập nhật Pbest và Gbest:

+ Cập nhật vị trí tốt nhất của cá thể (Pbest) nếu giá trị $J(X_i)$ hiện tại tốt hơn lịch sử.

+ Cập nhật vị trí tốt nhất toàn cục (Gbest) nếu có hạt đạt giá trị tốt hơn (Gbest) hiện tại.

Bước 4: Cập nhật Vận tốc và Vị trí:

Tại vòng lặp t , vận tốc và vị trí mới được tính theo công thức:

$$V_i^{t+1} = w \cdot V_i^t + c_1 r_1 (Pbest_i - X_i^t) + c_2 r_2 (Gbest - X_i^t) \quad (13)$$

$$X_i^{t+1} = X_i^t + V_i^{t+1}$$

Bước 5: Xử lý biến rời rạc: Sau khi cập nhật vị trí X_i^{t+1} , các thành phần biến rời rạc gồm vị trí nút, dung lượng tụ được làm tròn về các giá trị nguyên hoặc bước nhảy hợp lệ gần nhất.

Bước 6: Kiểm tra điều kiện dừng: Nếu đạt số vòng lặp tối đa hoặc Gbest không thay đổi trong một khoảng thời gian quy định, thuật toán dừng lại và xuất kết quả Gbest là cấu hình tối ưu. Ngược lại, quay về Bước 2.

4. MÔ PHỎNG VÀ THẢO LUẬN

4.1. Thiết lập mô phỏng

Các mô phỏng được thực hiện trên hệ thống lưới phân phối 30 nút có cấu trúc hình tia. Trong đó, **Nút 1** đóng vai trò là nút nguồn, cung cấp điện cho 29 nút còn lại thông qua các nhánh đường dây trên hình 1. Thông số kỹ thuật về điện trở và điện kháng của các nhánh được tham chiếu chi tiết trong bảng 1 và phụ tải tại các nút được xác định bởi công suất tác dụng và phản kháng danh định (P_i , Q_i). Hệ thống được giả thiết vận hành ở chế độ ba pha cân bằng, do đó quá trình tính toán công suất được thực hiện trên mô hình sơ đồ thay thế một pha tương đương. Nghiên cứu xem xét ba kịch bản phụ tải đặc trưng tương ứng với các chế độ *thấp điểm*, *bình thường* và *cao điểm*. Công suất phụ tải tại mỗi kịch bản được xác định bằng cách nhân công suất danh định (P_i^{cb} , Q_i^{cb}) với các hệ số tỷ lệ tải (α_L , α_N , α_P) tương ứng. Mô hình này cho phép điều chỉnh tổng phụ tải của hệ thống trong khi vẫn duy trì đặc tính phân bố phụ tải tương đối giữa các nút.

Về khía cạnh kinh tế, mô hình áp dụng biểu giá điện theo thời gian sử dụng (TOU) thì mỗi kịch bản được gán một trọng số thời gian vận hành trong năm có tổng là 8760 giờ và một đơn giá điện năng khác biệt, tuân thủ quan hệ $c_t < c_{tb} < c_c$. Việc tích hợp yếu tố TOU cho phép hàm mục tiêu không chỉ tối thiểu hóa tổn thất kỹ thuật (P_{loss}) mà còn tối ưu hóa chi phí vận hành thực tế, đặc biệt là giảm tổn thất trong các khung giờ cao điểm có giá thành cao. Thuật toán PSO được thiết lập với các tham số điều khiển gồm số lượng quần thể, số vòng lặp tối đa được lựa chọn qua thực nghiệm để đảm bảo sự hội tụ ổn định với thời gian tính toán hợp lý. Các biến quyết định của bài toán bao gồm vị trí và dung lượng lắp đặt của tụ bù theo các cấp dung lượng chuẩn và vị trí, công suất phát của các DG.

Các ràng buộc vận hành bao gồm giới hạn điện áp nút trong khoảng $[0,95; 1,05]$ p.u. và giới hạn công suất thiết bị, được đưa vào bài toán dưới dạng hàm phạt. Cơ chế này gán một giá trị phạt lớn vào hàm mục tiêu đối với các nghiệm vi phạm, đảm bảo quần thể PSO tìm kiếm và hội tụ về các giải pháp vừa tối ưu về chi phí, vừa thỏa các điều kiện kỹ thuật của lưới điện.

4.2. Kết quả mô phỏng

4.2.1. Kịch bản cơ sở không tụ bù và không tích hợp DG

Trong trường này, lưới điện phân phối 30 nút được mô phỏng trong điều kiện vận hành không có sự tham gia của DG và không lắp đặt tụ bù. Để phân tích toàn diện hiệu quả vận hành của lưới điện dưới các điều kiện phụ tải khác nhau, ba kịch bản phụ tải điển hình trong ngày được xem xét, bao gồm: kịch bản *thấp điểm*, *trung bình* và *cao điểm*. Kết quả dòng công suất cho trường hợp cơ sở được tổng hợp chi tiết trong bảng 3.

Bảng 3. Kết quả vận hành lưới điện ở trường hợp cơ sở

Thông số	Kịch bản tải nhẹ	Kịch bản tải trung bình	Kịch bản tải đỉnh
Tổn thất công suất tác dụng (kW)	194,32	807,64	1.893,28
Mức giảm tổn thất so với cơ sở (%)	-	-	-
Điện áp nhỏ nhất (p.u)	0,9737	0,9462	0,9174
Nút có điện áp nhỏ nhất	Bus 29	Bus 29	Bus 29
Điện áp lớn nhất (p.u)	1,0000	1,0000	1,0000
Nút có điện áp lớn nhất	Bus 1	Bus 1	Bus 1

Kết quả trong bảng 3 cho thấy kịch bản tải đỉnh là trạng thái vận hành bất lợi nhất của lưới EDN 30 nút, xét đồng

thời trên cả hai khía cạnh tổn thất công suất và chất lượng điện áp. Về mặt kỹ thuật, sự gia tăng tổn thất trong kịch bản tải đỉnh không chỉ phản ánh sự gia tăng của phụ tải, mà còn xuất phát từ quan hệ phi tuyến giữa tổn thất công suất tác dụng và dòng điện nhánh theo thành phần I^2R . Do đó, khi hệ số tải tăng, dòng điện trên các nhánh chính và các nhánh cuối nguồn tăng đáng kể, làm cho tổn thất công suất tăng nhanh hơn so với mức tăng của phụ tải.

Ngoài ra, kết quả điện áp cho thấy Bus 29 là nút yếu nhất trong cả ba kịch bản vận hành. Điều này phù hợp với đặc điểm cấu trúc của lưới phân phối hình tia, trong đó các nút xa nguồn và nằm trên tuyến dây có tổng trở tích lũy lớn thường chịu sụt áp cao hơn. Tại kịch bản tải đỉnh, điện áp nhỏ nhất đạt 0,9174p.u., thấp hơn giới hạn vận hành mong muốn, cho thấy phương án cơ sở chưa đáp ứng yêu cầu chất lượng điện áp. Kết quả này là cơ sở kỹ thuật để cần xem xét các giải pháp bù công suất phản kháng và phát công suất tác dụng tại chỗ thông qua việc tích hợp tụ bù và DG.

Về phương diện kinh tế, tổng chi phí vận hành hàng năm trong trường hợp cơ sở được tính toán dựa trên biểu giá theo thời gian sử dụng (TOU). Do không có chi phí đầu tư thiết bị (DG hay tụ bù), toàn bộ chi phí vận hành là chi phí tổn thất điện năng.

+ Tổng chi phí tổn thất hàng năm: 4.183.864,01 USD/năm.

+ Tổng công suất DG và dung lượng tụ bù: 0.

Các số liệu trên cho thấy cần có các giải pháp tối ưu hóa như tích hợp DG và tụ bù để giảm thiểu tổn thất công suất, cải thiện điện áp và nâng cao hiệu quả kinh tế cho lưới điện.

4.2.2. Kịch bản tối ưu tụ bù có xét biểu giá TOU

Trong kịch bản chỉ sử dụng tụ bù, lưới phân phối 30 nút được tối ưu hóa bằng thuật toán PSO nhằm xác định vị trí và dung lượng tụ bù shunt nhằm cực tiểu hóa chi phí tổn thất điện năng hằng năm trong kịch bản chỉ sử dụng tụ bù. Sau quá trình tối ưu, các chỉ tiêu vận hành như điện áp nút, độ sụt áp và dòng nhánh được kiểm tra để đánh giá mức độ cải thiện so với trường hợp cơ sở.

Hàm mục tiêu là cực tiểu hóa chi phí tổn thất điện năng hằng năm có xét biểu giá điện theo thời gian sử dụng (TOU) trong ba kịch bản phụ tải, đồng thời kiểm tra các ràng buộc vận hành về điện áp nút, độ sụt áp và dòng điện nhánh. Do tụ bù chỉ cung cấp công suất phản kháng tại chỗ, tiêu chí tối ưu chính của kịch bản này là giảm chi phí tổn thất, trong khi cải thiện điện áp và giảm dòng nhánh là các hiệu quả kỹ thuật đi kèm.

Trong phạm vi nghiên cứu này, tụ bù được mô hình hóa dưới dạng tụ bù tĩnh với dung lượng cố định cho toàn bộ các kịch bản vận hành. Cách tiếp cận này phù hợp với bài toán quy hoạch vị trí và dung lượng thiết bị ở cấp độ dài hạn. Tuy nhiên, mô hình hiện tại chưa xét đến trạng thái đóng/cắt tụ bù theo từng khung TOU; nội dung này sẽ được xem xét trong các nghiên cứu tiếp theo nhằm tăng tính linh hoạt của phương án vận hành. Kết quả mô phỏng chỉ ra rằng cấu hình tối ưu bao gồm việc lắp đặt 03 bộ tụ bù, mỗi bộ có dung lượng 1.200kVAR tại các nút trung gian của lưới điện. Chi tiết cấu hình và kết quả vận hành được trình bày tại bảng 4.

Bảng 4. Thông số vận hành lưới điện với tụ bù

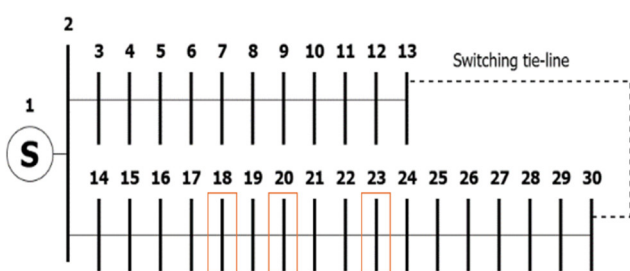
Thông số	Kịch bản tải nhẹ	Kịch bản tải trung bình	Kịch bản tải đỉnh
Tổn thất công suất tác dụng (kW)	119,53	521,45	1.452,25
Mức giảm tổn thất so với cơ sở (%)	38,49	35,43	23,29
Điện áp nhỏ nhất (p.u)	0,9737	0,9462	0,9174
Nút có điện áp nhỏ nhất	Bus 26	Bus 25	Bus 25
Điện áp lớn nhất (p.u)	1,0000	1,0000	1,0000
Nút có điện áp lớn nhất	Bus 1	Bus 1	Bus 1

Cấu hình lắp đặt tối ưu:

+ Vị trí lắp đặt: Bus 18, Bus 20, Bus 23.

+ Tổng dung lượng bù: $3 \times 1.200 = 3.600\text{kVAR}$.

Trong kịch bản chỉ sử dụng tụ bù, thuật toán PSO xác định cấu hình tối ưu gồm 3 bộ tụ bù, mỗi bộ có dung lượng 1200kVAR, được lắp tại các nút 18, 20 và 23, trình bày ở hình 2.



Hình 2. Cấu hình vị trí lắp đặt tối ưu của ba tụ bù trong kịch bản chỉ sử dụng tụ bù

Việc lắp đặt tụ bù giúp cải thiện đáng kể so với trường hợp không có tụ bù. Tổn thất công suất giảm rõ rệt ở cả ba mức phụ tải. Cụ thể, tại *kịch bản tải nhẹ*, mức giảm lên tới 38% (từ 194,32kW xuống 119,53kW). Tuy nhiên, hiệu quả giảm tổn thất thấp hơn ở giờ cao điểm (giảm 23%), do tụ bù chỉ giảm dòng công suất phản kháng mà không giảm được dòng công suất tác dụng. Bên cạnh đó, điện

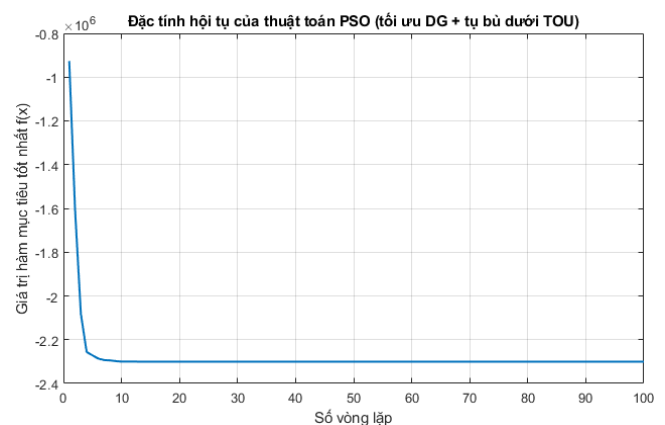
áp nhỏ nhất trên lưới tăng thêm 0,01 - 0,02p.u tùy theo kịch bản. Mặc dù phương án chỉ sử dụng tụ bù giúp cải thiện điện áp so với trường hợp cơ sở, tại kịch bản tải đỉnh, điện áp nhỏ nhất vẫn chỉ đạt 0,9371p.u., thấp hơn giới hạn vận hành mong muốn 0,95p.u. Kết quả này cho thấy bù công suất phản kháng đơn lẻ chưa đủ để khắc phục hoàn toàn hiện tượng thấp áp tại các nút cuối nguồn khi phụ tải tăng cao. Vì vậy, kịch bản này được sử dụng như phương án so sánh tham chiếu nhằm làm rõ nhu cầu tích hợp thêm nguồn DG để hỗ trợ công suất tác dụng tại chỗ. Bên cạnh đó, tổng chi phí vận hành năm bao gồm chi phí tổn thất và khấu hao tụ bù trong kịch bản là khoảng 498.694 USD/năm. So với trường hợp cơ sở khoảng 568.000 USD/năm theo cùng điều kiện so sánh, giải pháp này giúp tiết kiệm xấp xỉ 12% chi phí.

Phương án chỉ sử dụng tụ bù mang lại hiệu quả nhất định với chi phí đầu tư thấp, nhưng nó chưa thể giải quyết triệt để vấn đề thấp áp vào giờ cao điểm và tổn thất vẫn còn ở mức cao (1.452kW tại Peak). Điều này đặt ra yêu cầu cần thiết phải tích hợp nguồn DG để đạt được hiệu quả tối ưu hơn.

4.2.3. Kịch bản tích hợp đồng thời nguồn DG và tụ bù

Trong kịch bản thứ ba, thuật toán PSO được vận dụng để giải quyết bài toán tối ưu tổng thể: xác định đồng thời vị trí và dung lượng của cả nguồn phân tán (DG) và tụ bù. Khác với kịch bản chỉ sử dụng tụ bù, Kịch bản này xét đến khả năng phát công suất tác dụng của DG để giảm dòng tải thực (active current) và công suất phản kháng của tụ bù để giảm dòng từ hóa, qua đó tối thiểu hóa tổn thất trên toàn hệ thống dưới khung biểu giá TOU.

Quá trình tìm kiếm nghiệm tối ưu của Thuật toán PSO hội tụ ổn định và nhanh về giá trị hàm mục tiêu cực tiểu, đảm bảo tính chính xác của kết quả tính toán. Đặc tính hội tụ của thuật toán qua các vòng lặp hình 3.



Hình 3. Đặc tính hội tụ của thuật toán PSO cho bài toán tối ưu tích hợp DG và tụ bù

Kết quả tối ưu cho thấy vị trí lắp đặt giữa DG và tụ bù. Hệ thống vận hành tối ưu khi các nguồn được đặt tại các nút có phụ tải lớn. Các thông số cấu hình được trình bày trong bảng 5.

Bảng 5. Cấu hình tối ưu tích hợp DG và tụ bù

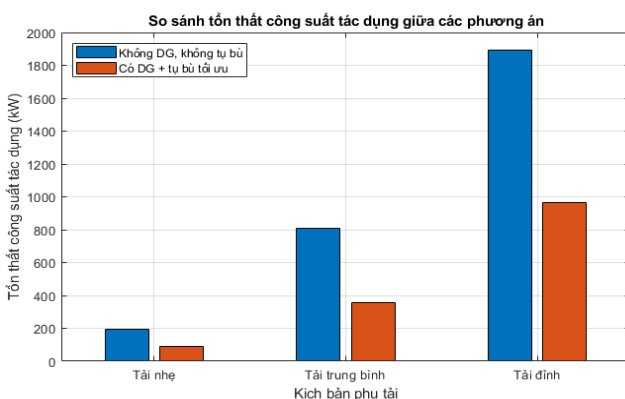
Thông số	Kịch bản tải nhẹ	Kịch bản tải trung bình	Kịch bản tải đỉnh
Tổn thất công suất tác dụng (kW)	88,12	356,69	966,02
Mức giảm tổn thất so với cơ sở (%)	54,65	55,84	48,97
Điện áp nhỏ nhất (p.u)	0,9880	0,9752	0,9572
Nút có điện áp nhỏ nhất	Bus 26	Bus 25	Bus 25
Điện áp lớn nhất (p.u)	1,0000	1,0000	1,0000
Nút có điện áp lớn nhất	Bus 1	Bus 1	Bus 1

So với kịch bản cơ sở và kịch bản chỉ dùng tụ bù, phương án tích hợp nâng cao chất lượng điện năng về giảm tổn thất và cải thiện điện áp, trình bày ở bảng 6.

Bảng 6. Kết quả vận hành lưới điện kịch bản DG + Tụ bù

Thông số	Kịch bản tải nhẹ	Kịch bản tải trung bình	Kịch bản tải đỉnh
Tổn thất công suất tác dụng (P_{loss})	88,12kW	356,69kW	966,02kW
Điện áp nhỏ nhất (V_{min})	54,7%	55,8%	49,0%
Vị trí nút có V_{min}	0,9880p.u	0,9752p.u	0,9572p.u
Điện áp lớn nhất (V_{max})	Đạt yêu cầu	Đạt yêu cầu	Đạt yêu cầu

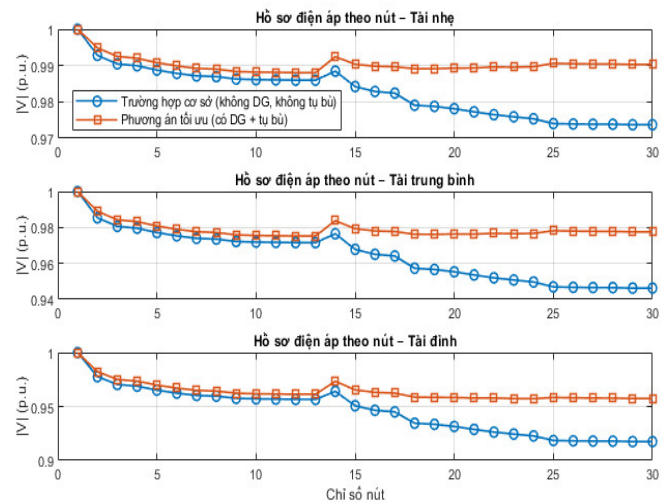
Tổn thất trong giờ cao điểm giảm từ 1.893kW (Cơ sở) và 1.452kW (Chỉ tụ bù) xuống còn 966kW. Việc tích hợp DG giúp giảm thêm khoảng 33% tổn thất so với phương án chỉ dùng tụ bù. Hình 4 so sánh tổn thất giữa hai phương án, cho thấy tổn thất điện năng giảm đáng kể trong mọi kịch bản vận hành, trong đó kịch bản phụ tải đỉnh đạt mức giảm cao nhất, lên tới 49%.



Hình 4. Biểu đồ so sánh tổn thất công suất tác dụng giữa trường hợp cơ sở và phương án tối ưu

Đối với điện áp, đây là kịch bản duy nhất đảm bảo điện áp nút thấp nhất vượt qua ngưỡng 0,95p.u trong mọi điều

kiện vận hành. Cụ thể, trong kịch bản tích hợp đồng thời DG và tụ bù, điện áp nhỏ nhất tại giờ cao điểm đạt 0,9572p.u., cao hơn giới hạn vận hành 0,95p.u. Trong khi đó, phương án chỉ sử dụng tụ bù đạt 0,9371p.u. tại cùng kịch bản tải, cho thấy bù phản kháng đơn lẻ chỉ cải thiện điện áp nhưng chưa đủ để đưa toàn bộ hệ thống về vùng vận hành mong muốn. Kết quả này khẳng định vai trò bổ sung của DG trong việc giảm dòng công suất tác dụng truyền tải từ nút nguồn và cải thiện điện áp tại các nút xa nguồn. Sự cải thiện chất lượng điện áp được thể hiện rõ qua biểu đồ điện áp nút hình 5 đường đặc tính điện áp của phương án tối ưu (màu cam) đã được nâng lên đáng kể và nằm hoàn toàn trong giới hạn cho phép so với trường hợp cơ sở (màu xanh), ngay cả tại các nút cuối nguồn trong giờ cao điểm.



Hình 5. So sánh điện áp nút giữa trường hợp cơ sở và phương án tối ưu tích hợp DG - tụ bù trong ba kịch bản phụ tải

Xét về mặt kinh tế, kịch bản này mang lại lợi ích cao nhất nhờ doanh thu từ sản lượng điện năng của DG (ước tính khoảng 39.630 MWh/năm). Giá trị hàm mục tiêu (J^*): $\$ \approx -2.300.600$ USD/năm, giá trị âm thể hiện hệ thống sinh lời. Doanh thu từ DG không chỉ đủ bù đắp chi phí đầu tư thiết bị và chi phí tổn thất mà còn tạo ra lợi nhuận ròng lớn.

Kết quả mô phỏng khẳng định rằng việc phối hợp tối ưu DG và tụ bù là giải pháp toàn diện nhất. Kịch bản đề xuất cho phép giảm tổn thất công suất (trên 50%), đồng thời đảm bảo các ràng buộc về chất lượng điện áp, qua đó nâng cao hiệu quả kinh tế trong vận hành lưới điện phân phối.

5. KẾT LUẬN

Bài báo đã chứng minh hiệu quả việc tối ưu hóa tích hợp cho việc xác định đồng thời vị trí và dung lượng DG và

tụ bù trên lưới điện phân phối 30 nút, có xét đến tính chất đa dạng của phụ tải và biểu giá điện theo thời gian (TOU). Kết quả cho thấy việc áp dụng PSO giúp nâng cao chất lượng điện năng và hiệu quả kinh tế trong các phương án quy hoạch lưới điện khác nhau. Các kết quả thực nghiệm việc quy hoạch đơn lẻ chỉ sử dụng tụ bù, mặc dù giúp tiết kiệm khoảng 12% chi phí vận hành và giảm tổn thất ở mức độ nhất định, nhưng vẫn tồn tại những giới hạn trong việc giải quyết vấn đề sụt giảm điện áp tại các khung giờ cao điểm. Ngược lại, giải pháp tích hợp đồng thời DG và tụ bù theo mô hình đề xuất đã chứng minh vượt trội so với các phương pháp truyền thống.

Về mặt kỹ thuật, hệ thống đạt được mức giảm tổn thất công suất trong mọi kịch bản vận hành, đặc biệt giảm tới 49% tại giờ cao điểm, đồng thời nâng điện áp nút thấp nhất lên mức 0,9572p.u, thỏa mãn các ràng buộc vận hành khẩn khe. Về mặt kinh tế, nghiên cứu khẳng định vai trò then chốt của nguồn DG trong bối cảnh áp dụng biểu giá TOU. Việc tích hợp 7.500kW nguồn phân tán không chỉ bù đắp hoàn toàn chi phí đầu tư và tổn thất mà còn chuyển đổi mô hình tài chính của lưới điện từ trạng thái tiêu thụ chi phí sang trạng thái sinh lời với lợi nhuận ròng ước tính khoảng 2,3 triệu USD/năm.

Một phát hiện quan trọng khác từ kết quả mô phỏng trên lưới EDN 30 nút là sự tương quan về vị trí tối ưu giữa DG và tụ bù. Cấu hình hiệu quả nhất được xác định là sự đồng vị trí của hai thiết bị này tại các nút tải lớn xa nguồn như nút 20, 22 và 25. Kết quả nghiên cứu mang lại cơ sở khoa học quan trọng cho công tác quy hoạch lưới điện thông minh, đồng thời chỉ ra rằng sự phối hợp giữa nguồn phát công suất tác dụng tại chỗ và thiết bị bù công suất phản kháng tại chỗ là yếu tố then chốt để nâng cao hiệu suất hệ thống và giảm dòng truyền tải.

Dựa trên những kết quả khả quan này, các nghiên cứu tiếp theo sẽ tập trung vào việc mở rộng mô hình toán học để tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo như điện mặt trời, điện gió cũng như xem xét tác động của trạm sạc xe điện (EV). Bên cạnh đó, để tăng tính thực tiễn trong điều kiện Việt Nam, phương pháp đề xuất sẽ tiếp tục được kiểm chứng trên các lưới phân phối hình tia phân nhánh cấp điện áp 22kV, có xét đến đặc điểm phụ tải, cấu trúc vận hành và biểu giá điện thực tế tại Việt Nam.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

[1]. D. Das, D. P. Kothari, A. Kalam, "Simple and efficient method for load flow solution of radial distribution networks," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 17, 5, 335-346, 1995. doi: 10.1016/0142-0615(95)00050-0.

[2]. N. T. Linh, P. V. Long, "A Novel Solution Method for the Distribution Network Reconfiguration Problem based on an Objective Function and considering the Cost of Electricity Transmission," *Technology & Applied Science Research*, 13, 6, 12366-12372, 2023. doi: 10.48084/etasr.6568.

[3]. T. Ackermann, G. Andersson, L. Söder, "Distributed generation: A definition," *Electric Power Systems Research*, 57, 3, 195-204, 2001. doi: 10.1016/S0378-7796(01)00101-8.

[4]. M. A. Sam, D. T. O. Oyedokun, K. O. Akpeji, "Design and application of a distributed generation hosting capacity algorithm," *Journal of Energy in Southern Africa*, 32, 3, 1-13, 2021. doi: 10.17159/2413-3051/2021/V32I3A10364.

[5]. S. M. Ismael, S. H. E. Abdel Aleem, A. Y. Abdelaziz, A. F. Zobaa, "State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation," *Renew. Energy*, 130, 1002-1020, 2019. doi: 10.1016/J.RENENE.2018.07.008.

[6]. H. Wang, L. Shi, Y. Ni, "Distribution system planning incorporating distributed generation and cyber system vulnerability," *The Journal of Engineering*, 2017, 13, 2198-2202, 2017. doi: 10.1049/JOE.2017.0720.

[7]. G. G. Soma, "Optimal Sizing and Placement of Capacitor Banks in Distribution Networks Using a Genetic Algorithm," *Electricity*, 2, 2, 187-204, 2021. doi: 10.3390/ELECTRICITY2020012.

[8]. C. S. Lee, H. V. H. Ayala, L. D. S. Coelho, "Capacitor placement of distribution systems using particle swarm optimization approaches," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 64, 839-851, 2015. doi: 10.1016/J.IJEPES.2014.07.069.

[9]. *An ACO Algorithm for Optimal Capacitor Banks Placement in Power Distribution Networks*. Accessed: Jan. 25, 2026. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/264233662_An_ACO_Algorithm_for_Optimal_Capacitor_Banks_Placement_in_Power_Distribution_Networks

[10]. M. Rahmani-Andebili, "Simultaneous placement of DG and capacitor in distribution network," *Electric Power Systems Research*, 131, 1-10, 2016. doi: 10.1016/J.EPSR.2015.09.014.

[11]. A. Faruqi, S. Sergici, "Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments," *Journal of Regulatory Economics*, 38, 2, 193-225, 2010. doi: 10.1007/S11149-010-9127-Y.

[12]. A. A. Abou El-Ela, R. A. El-Sehiemy, A. M. Kinawy, M. T. Mouwafi, "Optimal capacitor placement in distribution systems for power loss reduction and voltage profile improvement," *IET Generation, Transmission and Distribution*, 10, 5, 1209-1221, 2016. doi: 10.1049/IET-GTD.2015.0799.

AUTHORS INFORMATION

Nguyen Quoc Khanh¹, Nguyen Minh Hoa², Nguyen Van Minh¹

¹Faculty of Electrical and Electronics Engineering, Vinh Long University of Technical Education, Vietnam

²Tra Vinh University, Vietnam