

Evaluation of Inverter Control Strategies for Overvoltage Mitigation in Low-Voltage Networks

Ngoc Au Nguyen[✉], Cong Duy Bui^{*✉}

Ho Chi Minh City University of Technology and Engineering, Vietnam

*Corresponding author. Email: duybc26.ncs@hcmute.edu.vn

ARTICLE INFO		ABSTRACT
Received:	30/06/2026	The rapid penetration of distributed photovoltaic (PV) systems into low-voltage distribution networks (LVDNs) poses significant challenges regarding nodal overvoltage caused by reverse power flow, particularly during periods of high solar irradiance and low load demand. To address this issue without compromising economic efficiency, this paper proposes a flexible coordinated active and reactive power control (FCAR) method. The primary advantage of FCAR lies in its ability to maximize the reactive power compensation capability of PV inverters prior to initiating active power curtailment. Through simulations conducted on the MATPOWER platform, the effectiveness of the FCAR algorithm is evaluated and compared with conventional control strategies, namely Active Power Curtailment (APC) and Scheduled Power Factor Control (SPFC). The results confirm the efficacy of the FCAR method, which not only successfully restores and maintains the grid voltage within safe operating limits but also minimizes the required active power curtailment to a mere 1.19%. This study demonstrates the capability of the FCAR approach in achieving an optimal trade-off between ensuring the operational reliability of the distribution grid and maximizing the economic benefits of PV systems.
Revised:	16/07/2026	
Accepted:	17/08/2026	
Online First:	10/09/2026	
Published:		
KEYWORDS		
Overvoltage;		
Low-voltage distribution network;		
Reverse power flow;		
Power curtailment;		
Photovoltaic systems.		

Đánh giá các chiến lược điều khiển biến tần nhằm giảm quá điện áp trong lưới điện hạ áp

Nguyễn Ngọc Âu[✉], Bùi Công Duy^{*✉}

Trường Đại học Công nghệ Kỹ thuật Thành phố Hồ Chí Minh, Việt Nam

*Tác giả liên hệ. Email: duybc26.ncs@hcmute.edu.vn

THÔNG TIN BÀI BÁO		TÓM TẮT
Ngày nhận bài:	30/06/2026	Sự thâm nhập nhanh chóng của các hệ thống điện mặt trời phân tán vào lưới điện phân phối hạ áp gây ra thách thức nghiêm trọng về hiện tượng quá điện áp tại các nút do trào lưu công suất ngược, đặc biệt trong những thời điểm bức xạ mặt trời cao nhưng phụ tải tiêu thụ lại ở mức thấp. Để giải quyết vấn đề này mà không làm suy giảm hiệu quả kinh tế, bài báo đề xuất áp dụng phương pháp điều khiển phối hợp linh hoạt công suất tác dụng và công suất phản kháng. Ưu điểm của FCAR là tận dụng tối đa khả năng điều khiển công suất phản kháng của biến tần trước khi cắt giảm công suất tác dụng. Thông qua mô phỏng bằng MATPOWER, hiệu quả của thuật toán FCAR được so sánh với các chiến lược điều khiển như cắt giảm công suất tác dụng và thiết lập hệ số công suất theo lịch trình. Kết quả nghiên cứu khẳng định hiệu quả của phương pháp FCAR, không chỉ khắc phục thành công việc kéo điện áp về giới hạn an toàn mà còn hạn chế lượng công suất tác dụng phải cắt giảm xuống chỉ còn 1,19%. Nghiên cứu minh chứng cho khả năng của phương pháp FCAR trong việc đánh đổi giữa việc đảm bảo độ tin cậy vận hành lưới điện và sử dụng tối đa lợi ích kinh tế của PV.
Ngày hoàn thiện:	16/07/2026	
Ngày chấp nhận đăng:	17/08/2026	
Ngày đăng trực tuyến:	10/09/2026	
Ngày xuất bản:		
TỪ KHÓA		
Quá điện áp;		
Lưới điện phân phối hạ áp;		
Trào lưu công suất ngược;		
Cắt giảm công suất;		
Hệ thống quang điện.		

DOI: <https://doi.org/10.54644/jte.2026.2513>Copyright © JTE. This is an open access article distributed under the terms and conditions of the [Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License](#) which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium for non-commercial purpose, provided the original work is properly cited.

1. Giới thiệu

Xu hướng gia tăng tỷ trọng tích hợp các nguồn điện mặt trời phân tán mang lại nhiều lợi ích, nhưng cũng phá vỡ nguyên lý truyền tải điện truyền thống của lưới phân phối hạ áp [1]–[4]. Khi bức xạ cao mà phụ tải thấp, công suất PV dư thừa tạo ra dòng công suất ngược [5]–[7]. Đây là nguyên nhân chính gây tăng điện áp cục bộ tại điểm đầu nối [8], [9]. Quá điện áp hiện được xem là rào cản kỹ thuật làm giới hạn khả năng tiếp nhận thêm điện mặt trời của lưới hạ áp [2], [5]. Việc vượt ngưỡng an toàn không chỉ gây hư hỏng thiết bị, giảm chất lượng điện năng [4], mà còn kích hoạt biến tần ngắt kết nối liên tục [10].

Các giải pháp khắc phục quá điện áp như nâng cấp hạ tầng [6] hay hệ thống lưu trữ năng lượng (ESS/BESS) [4] thường vấp phải rào cản chi phí lớn và thiếu linh hoạt [7], [8]. Vì vậy, điều khiển biến tần PV là hướng tiếp cận khả thi. Phương pháp kiểm soát công suất phản kháng tránh lãng phí điện năng [11] nhưng kém hiệu quả do tỷ lệ R/X của lưới hạ áp cao, gây tổn thất và đòi hỏi dung lượng lớn. Ngược lại, cắt giảm công suất tác dụng giúp giảm điện áp tức thời [12], [13] tuy nhiên gây thất thoát kinh tế. Sự đánh đổi giữa các phương pháp này mở ra một khoảng trống nghiên cứu cần phát triển các chiến lược điều khiển phối hợp nhằm hài hòa giữa an toàn lưới điện và hiệu quả kinh tế.

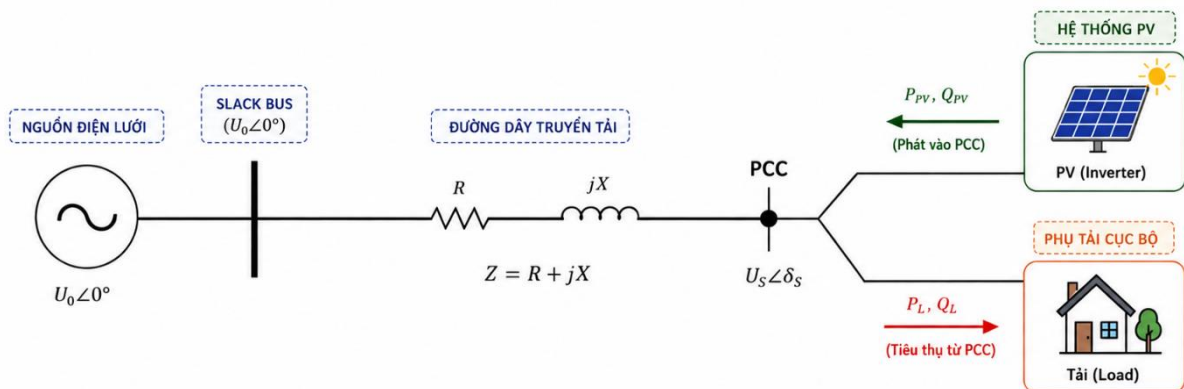
Để hài hòa giữa mục tiêu kinh tế và yêu cầu an toàn lưới, các giải pháp tiên tiến điều khiển biến tần ưu tiên hấp thụ lượng công suất phản kháng. Việc cắt giảm công suất tác dụng chỉ được thực hiện trong trường hợp biên độ điện áp vẫn tiếp tục vi phạm ngưỡng cho phép [3], [14]. Bài báo này tập trung đánh giá định lượng và so sánh các chiến lược điều khiển gồm cắt giảm công suất tác dụng, thiết lập hệ số công suất theo lịch trình và chiến lược phối hợp linh hoạt công suất tác dụng và công suất phản kháng. Mục tiêu cốt lõi là duy trì điện áp an toàn, ngăn chặn ngắt kết nối biến tần, đồng thời tối đa hóa công suất điện mặt trời.

2. Phương pháp nghiên cứu

Việc tích hợp hệ thống PV đã làm thay đổi lưới hạ áp thành mạng lưới có trào lưu công suất hai chiều. Khi bức xạ cao mà tải thấp, điện năng dư thừa tạo dòng công suất ngược về lưới điện chính, trực tiếp gây quá điện áp tại điểm đầu nối chung [15], [16].

2.1. Hiện tượng quá điện áp

Để phân tích tình trạng quá điện áp và đánh giá mức độ ảnh hưởng của nó đến hiệu quả vận hành, lưới điện hạ áp tích hợp PV có thể được mô phỏng bằng một mô hình đơn giản. Trong đó, nguồn PV được nối lưới qua đường dây có trở kháng Thevenin $Z = R + jX$ tại điểm đầu nối chung PCC như minh họa ở Hình 1 [17].



Hình 1. Sơ đồ cấu trúc mạng phân phối hạ áp tích hợp PV.

Trong phân tích lưới điện phân phối hạ áp, bỏ qua tổn hao mạng lưới cũng như mức độ sụt giảm điện áp trên đường dây, điện áp tại PCC có thể được xấp xỉ bằng biểu thức (1) [14].

$$U_S \approx U_0 + \frac{(P_{PV} - P_L)R + (Q_{PV} - Q_L)X}{U_0} \quad (1)$$

Trong đó: P_{PV} , Q_{PV} là công suất tác dụng và phản kháng của hệ thống PV; P_L , Q_L là công suất tiêu thụ của phụ tải và R , X là điện trở và điện kháng của đường dây.

Khi chưa có PV, dòng công suất truyền đến phụ tải gây sụt áp. Ngược lại, lúc bức xạ cao nhưng tải thấp, công suất PV dư thừa sinh ra trào lưu ngược. Độ tăng điện áp (ΔU) tại điểm đấu nối so với điện áp lưới được xác định như biểu thức (2), do đó ΔU tỷ lệ thuận với công suất bơm ngược và trở kháng đường dây. Ngoài ra đặc điểm lưới hạ áp có tỷ lệ R/X lớn, sự biến thiên điện áp trên điện trở ($P_{net}R$) áp đảo hoàn toàn điện kháng ($Q_{net}X$), dòng công suất tác dụng phát ngược này gây ra hiện tượng quá điện áp.

$$\Delta U \approx \frac{P_{net}R + Q_{net}X}{U_0} \quad (2)$$

Với $P_{net} = P_{PV} - P_L$ và $Q_{net} = Q_{PV} - Q_L$ là thành phần công suất tác dụng và phản kháng.

2.2. Chiến lược kiểm soát công suất PV

Thay vì nâng cấp hạ tầng với chi phí cao [8], quản lý lưới điện thông qua biến tần PV là giải pháp hiệu quả và khả thi hơn [4]. Biến tần có thể chủ động điều tiết công suất để giữ điện áp PCC luôn ở mức an toàn [5], [18]. Các phương pháp điều khiển biến tần được trình bày trong phần này.

2.2.1. Phương pháp APC

Điều khiển P-V cho phép biến tần tự điều chỉnh công suất cực bộ theo đường đặc tính mà không cần kết nối truyền thông phức tạp [19]. Khi điện áp tại điểm kết nối U_S vượt ngưỡng U_{th} , công suất phát $P_{injected}$ được tính dựa trên P_{MPP} theo hàm tuyến tính từng đoạn nêu trong biểu thức (3), biến tần vận hành ở chế độ phát công suất cực đại trong vùng điện áp cho phép, ngoài ra biến tần sẽ cắt hoàn toàn khi $U_S \geq U_{max}$ với $U_{max} = 1,1$ pu theo EN 50160 [20].

$$P_{injected} = \begin{cases} P_{MPP} & \text{if } U_{min} < U_S \leq U_{th} \\ P_{MPP} - P_{MPP} \times \frac{U_S - U_{th}}{U_{max} - U_{th}} & \text{if } U_{th} < U_S < U_{max} \\ 0 & \text{if } U_S \geq U_{max} \end{cases} \quad (3)$$

Trong đó $P_{injected}$ là công suất phát lên lưới, P_{MPP} là công suất cực đại của PV, U_{th} là điện áp ngưỡng cho phép.

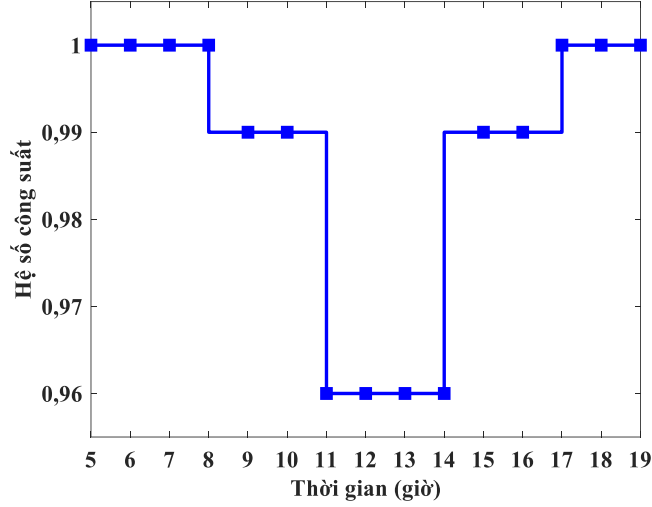
2.2.2. Phương pháp SPFC

Trong khung giờ bức xạ cao, phương pháp SPFC giảm hệ số công suất (PF) để tăng cường hấp thụ công suất phản kháng nhằm giảm điện áp. Tuy nhiên, khi tổng công suất biểu kiến yêu cầu vượt công suất định mức, hệ thống buộc phải cắt giảm công suất tác dụng [21]. Lúc này, SPFC ưu tiên duy trì tỷ lệ công suất theo PF đã lập lịch như Hình 2 và cắt giảm công suất tác dụng PV. Cụ thể, công suất phản kháng giới hạn (Q_{limit}) được suy ra từ PF và ngưỡng giới hạn công suất phát (P_{limit}) được tính theo biểu thức (4), lượng công suất dư thừa bị cắt giảm ($P_{curtail}$) được tính theo biểu thức (5). Thuật toán vừa kiểm soát hiện tượng quá áp do trào lưu ngược, vừa đảm bảo giới hạn vận hành an toàn của biến tần.

$$P_{limit} = \sqrt{S_{INV}^2 - Q_{limit}^2} \quad (4)$$

$$P_{curtail}(t) = \max(0, P_{MPP}(t) - P_{limit}(t)) \quad (5)$$

Trong đó S_{INV} là dung lượng biểu kiến định mức của biến tần, P_{limit} là giới hạn công suất tác dụng tối đa được phép phát lên lưới, $P_{curtail}$ là lượng công suất tác dụng bị cắt giảm.



Hình 2. Hệ số công suất theo thời gian.

2.2.3. Phương pháp FCAR

Giải thuật FCAR điều khiển điện áp thông qua ma trận độ nhạy được trích xuất từ ma trận Jacobian trong bài toán trào lưu công suất [22]. Sự biến thiên điện áp tại các nút do trào lưu công suất tác dụng (ΔP) và công suất phản kháng (ΔQ) của các hệ thống PV được biểu diễn như biểu thức (6).

$$\Delta U = S_{vp} \cdot \Delta P + S_{vq} \cdot \Delta Q \quad (6)$$

Cụ thể, ma trận độ nhạy S_{vp} và S_{vq} được trích xuất từ các ma trận con của nghịch đảo ma trận Jacobian khi giải bài toán trào lưu công suất Newton-Raphson.

$$S_{vp} = \left[\frac{\partial U}{\partial P} \right] \quad (7)$$

$$S_{vq} = \left[\frac{\partial U}{\partial Q} \right] \quad (8)$$

Trước tiên chiến lược điều khiển sẽ tận dụng dung lượng dự phòng của biến tần để bù công suất Q , tránh cắt giảm công suất P . Lượng công suất Q tổng cần thiết ($\Delta Q_{total, i}$) tại nút tới hạn i được xác định bởi biểu thức (9), giá trị điện áp vi phạm tại nút i (ΔU_i) tính theo (10).

$$\Delta Q_{total, i} = \frac{\Delta U_i}{S_{vq}(i, i)} \quad (9)$$

$$\Delta U_i = U_i - U_{max} \quad (10)$$

Trong đó, quy ước công suất phản kháng hấp thụ mang dấu âm. Khi lưới xuất hiện nhiều nút vi phạm, thuật toán ưu tiên xác định nút có điện áp vượt ngưỡng cao nhất để tính toán lượng bù trước. Lượng Q bù được phân bổ tỷ lệ thuận với dung lượng dự phòng của từng biến tần. Lượng bù này được phân bổ cho các biến tần j dọc theo xuất tuyến (ΔQ_j) và điểm vận hành mới của biến tần được cập nhật theo biểu thức (11). Trong giai đoạn này, công suất phản kháng bị giới hạn bởi dung lượng cực đại hiện tại của biến tần j như biểu thức (12).

$$Q_j^{new} = Q_j^{old} + \Delta Q_j \quad (11)$$

$$Q_j^{max} = \sqrt{S_{INV,j}^2 - P_{PV,j}^2} \quad (12)$$

Khi biến tần đã đạt mức dung lượng biểu kiến cực đại ($S_{INV,j}$), việc tiếp tục tăng lượng bù Q đòi hỏi phải giảm công suất tác dụng. Biến tần sẽ vận hành theo đường tròn dung lượng cho đến khi chạm đến giới hạn hệ số công suất cho phép ($\cos\varphi_{min}$). Lượng công suất phản kháng bù thêm tối đa trong giai đoạn này như biểu thức (13).

$$Q_{2,j}^{max} = S_{INV,j} \sin\varphi_{min} - Q_{1,j}^{max} \quad (13)$$

Nếu việc giảm P dọc theo đường tròn dung lượng vẫn chưa giải quyết tình trạng quá áp, biến tần sẽ giữ hệ số công suất tối thiểu $\cos\varphi_{min}$. Tại đây, cả công suất P và Q sẽ bị cắt giảm đồng thời theo biểu thức (14) với một tỷ lệ tuyến tính C không đổi.

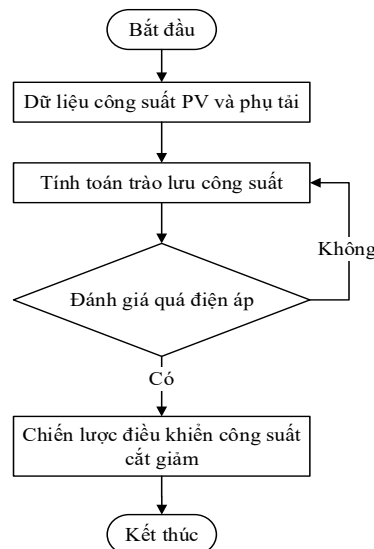
$$C = \tan\varphi_{min} = \frac{Q_{PV,j}}{P_{PV,j}} \quad (14)$$

Phương pháp FCAR dựa trên đường tròn lượng giác của biểu đồ dung lượng biến tần. Thuật toán tận dụng khả năng bù Q tại các nút quá áp, dựa vào hệ số C để tính lượng cắt giảm P . Hệ số công suất cho phép từ 0,95 đến 1 giúp hạn chế lượng công suất P bị cắt lãng phí. Giải thuật FCAR dừng khi điện áp tại tất cả các nút đều thỏa mãn điều kiện vận hành theo tiêu chuẩn EN 50160 với $U_i \leq 1,1$ pu. Tuy nhiên, phương pháp phối hợp truyền thống thường cố định tỷ lệ P/Q nên chưa tận dụng tối đa khả năng bù Q của biến tần làm cho công suất P bị cắt nhiều hơn.

3. Mô hình thử nghiệm

3.1. Quy trình điều khiển

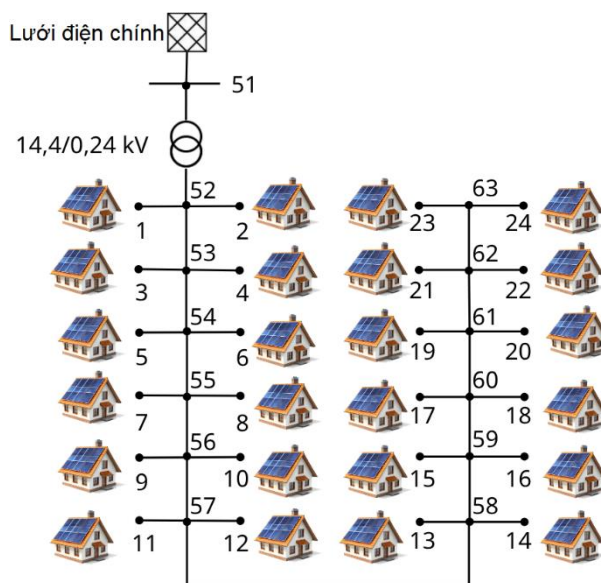
Bài toán tích hợp năng lượng mặt trời mái nhà vào lưới phân phối hạ áp luôn đối mặt với sự đánh đổi giữa việc duy trì sự ổn định của biên độ điện áp và tối đa hóa khả năng khai thác công suất. Nghiên cứu này trình bày và đánh giá ba chiến lược điều khiển biến tần gồm APC, SPFC và FCAR. Điện áp ở toàn bộ các nút phải duy trì trong phạm vi an toàn từ 0,9 đến 1,1 pu theo tiêu chuẩn EN 50160. Khả năng hỗ trợ công suất phản kháng bị giới hạn bởi dung lượng biểu kiến định mức S_{INV} , với yêu cầu hệ số công suất tối thiểu $\cos\varphi_{min} = 0,95$. Lưu đồ thuật toán mô phỏng theo sự thay đổi của trào lưu công suất phụ tải cũng như lượng bức xạ mặt trời hàng ngày được minh họa chi tiết tại Hình 3.



Hình 3. Lưu đồ giải thuật.

3.2. Mô hình hệ thống điện hạ áp

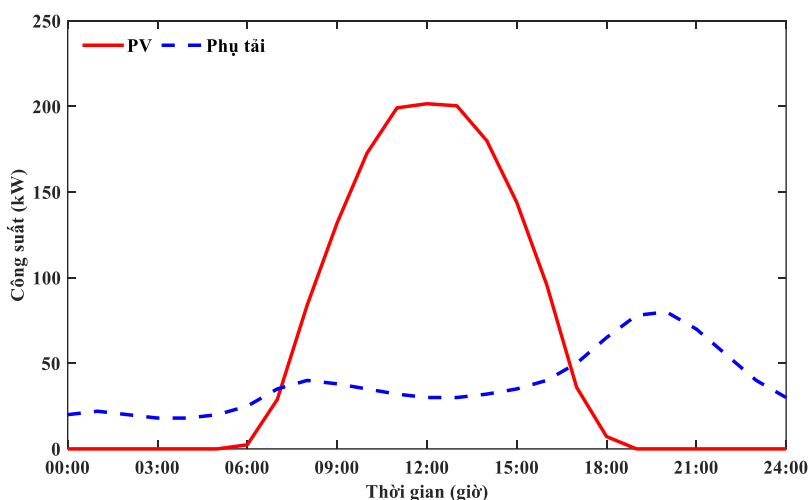
Nghiên cứu sử dụng mô hình lưới điện phân phối hạ áp một pha có cấu trúc hình tia vận hành cân bằng được thể hiện trong Hình 4 [5]. Lưới điện chính kết nối thông qua trạm biến áp 175 kVA, cấp điện áp 14,4/0,24 kV, với trở kháng quy đổi phía hạ áp là $0,0143 + j0,0357 \Omega$. Nguồn điện phân phối đến 24 hộ gia đình thông qua trục đường dây chính có trở kháng $0,0069 + j0,0018 \Omega$. Mỗi đoạn và dây nhánh vào từng nhà với trở kháng $0,011 + j0,0017 \Omega$. Mỗi hộ đều trang bị hệ thống biến tần PV với công suất định mức 8,4 kW. Mô phỏng được thiết lập trên nền tảng MATPOWER để đánh giá hiệu quả của giải thuật.



Hình 4. Mô hình nghiên cứu 24 hộ tiêu thụ.

3.3. Biểu đồ phụ tải hàng ngày và công suất phát của hệ thống PV

Biểu đồ phụ tải và công suất phát PV mô phỏng cho một ngày được tham chiếu từ dữ liệu vận hành của lưới phân phối hạ áp, bao gồm 24 hộ gia đình trong một ngày mùa hè. Dữ liệu này được trình bày trong tài liệu [5] như Hình 5. Đồ thị Hình 5 cho thấy từ 09 giờ đến 15 giờ có sự chênh lệch lớn giữa công suất phát PV và công suất tiêu thụ của tải gây nên hiện tượng phát ngược công suất và gây quá áp [23], [24].

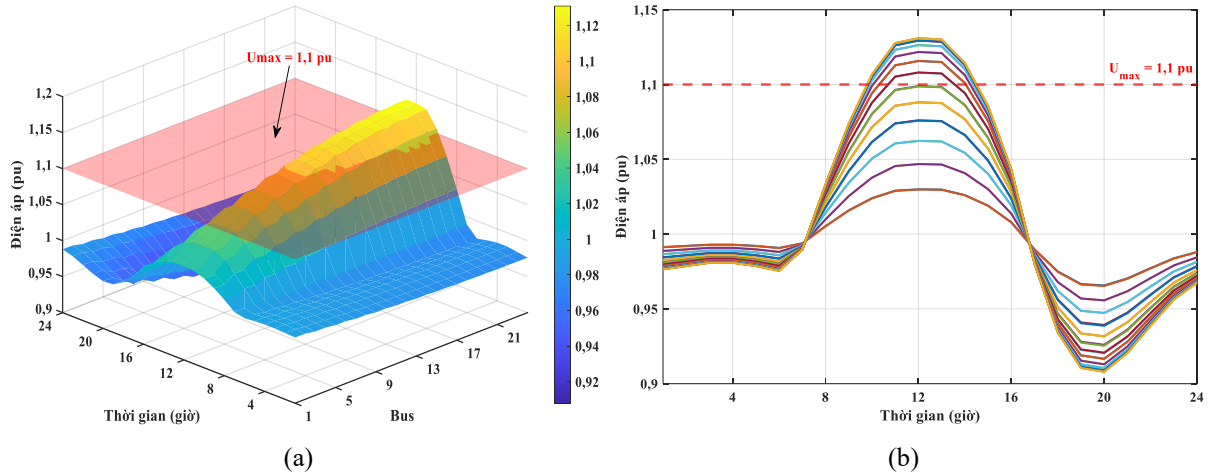


Hình 5. Biểu đồ phụ tải và công suất phát của PV.

4. Kết quả và bàn luận

4.1. Mô phỏng đặc trưng quá điện áp

Nghiên cứu mô phỏng trào lưu công suất 24 giờ theo kịch bản PV, phụ tải ở Hình 5 nhằm đánh giá hiện tượng quá điện áp. Dựa trên chế độ phát cực đại của PV với $\cos\phi$ bằng 1, cơ chế điều khiển cấp ba để thiết lập các giá trị tham chiếu công suất [25], qua đó so sánh hiệu quả của các chiến lược điều khiển.

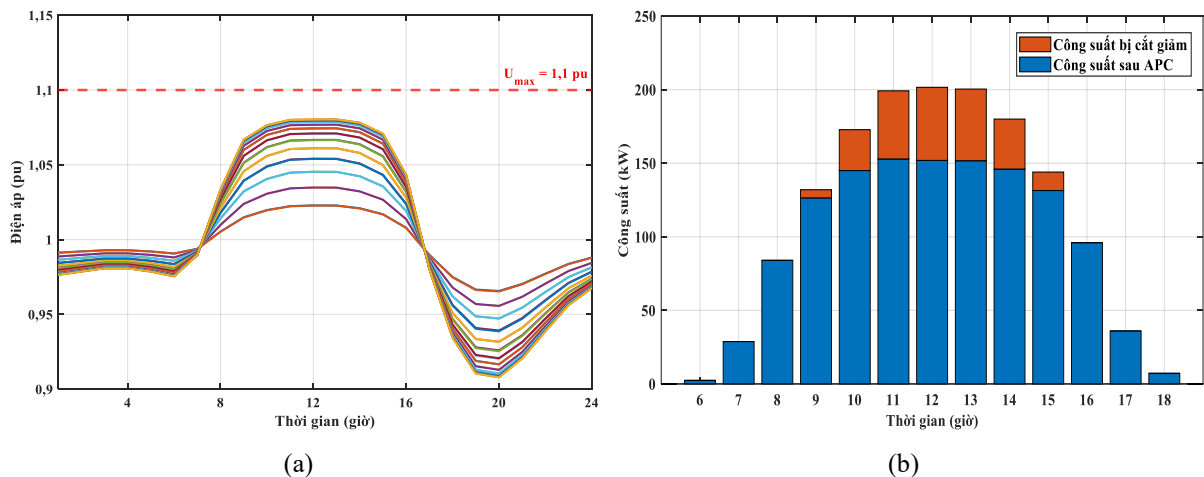


Hình 6. Điện áp các bus trước điều khiển: (a) Tất cả các bus, (b) Các bus kết nối PV.

Phân tích trào lưu công suất xác định dòng công suất ngược là nguyên nhân chính gây quá áp cục bộ khi công suất PV phát ra áp đảo phụ tải tiêu thụ tại chỗ [8]. Do đặc thù tỷ lệ R/X cao của lưới phân phối hạ áp hình tia, điện áp gia tăng dọc tuyến dây và chạm đỉnh 1,19 pu tại Bus 24 như Hình 6, nút xa trạm biến áp nhất [6], [13]. Việc vượt ngưỡng vận hành an toàn khiến biến tần tự động ngắt kết nối, gây dao động và suy giảm chất lượng điện năng [26], trực tiếp làm thâm hụt hiệu quả khai thác công suất PV [10]. Do đó, cần ứng dụng các chiến lược điều khiển biến tần nhằm ổn định điện áp và hạn chế sự gián đoạn vận hành [5].

4.2. Kết quả mô phỏng các phương pháp

4.2.1. Phương pháp APC



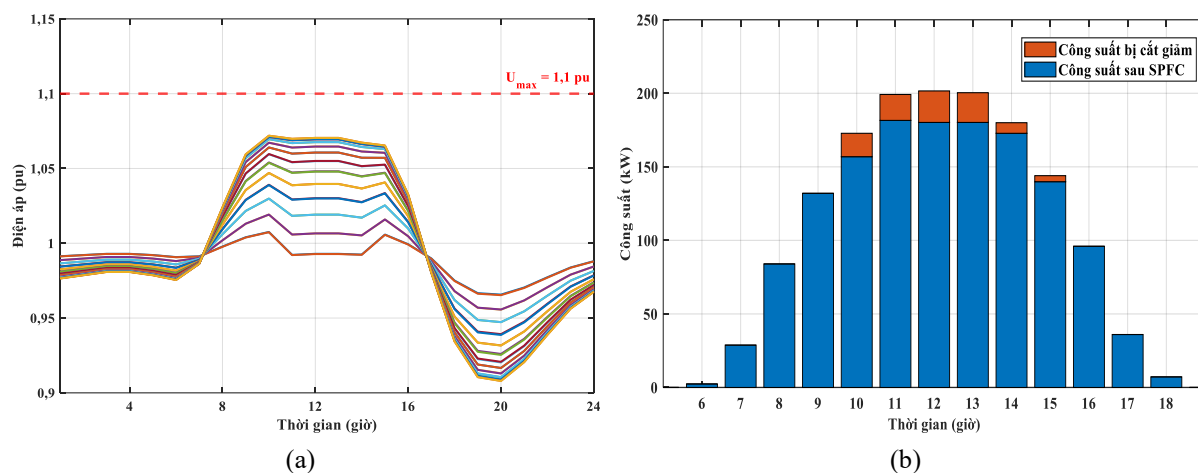
Hình 7. Điều khiển bằng APC: (a) Biểu đồ điện áp tất cả các bus, (b) Giá trị công suất PV bị cắt giảm.

Kết quả mô phỏng trình bày tại Hình 7 minh chứng cho hiệu quả của phương pháp cắt giảm công suất tác dụng trong việc kiểm soát quá áp. Thông qua việc chủ động cắt giảm công suất phát tức thời từ các hệ thống PV, điện áp tại tất cả các bus đã được đưa về phạm vi vận hành an toàn. Cụ thể, điện áp tại

Bus 24 duy trì dưới ngưỡng giới hạn cho phép là 1,1 pu trong suốt khung giờ từ 09 giờ đến 15 giờ. Đổi lại, hệ thống phải cắt giảm lượng công suất tác dụng tức thời tại 09 giờ, 10 giờ, 11 giờ, 12 giờ, 13 giờ, 14 giờ và 15 giờ lần lượt là 5,57; 27,76; 46,30; 49,71; 48,72; 33,98 và 12,54 kW. Mức cắt giảm công suất lớn nhất là 49,71 kW vào thời điểm 12 giờ.

4.2.2. Phương pháp SPFC

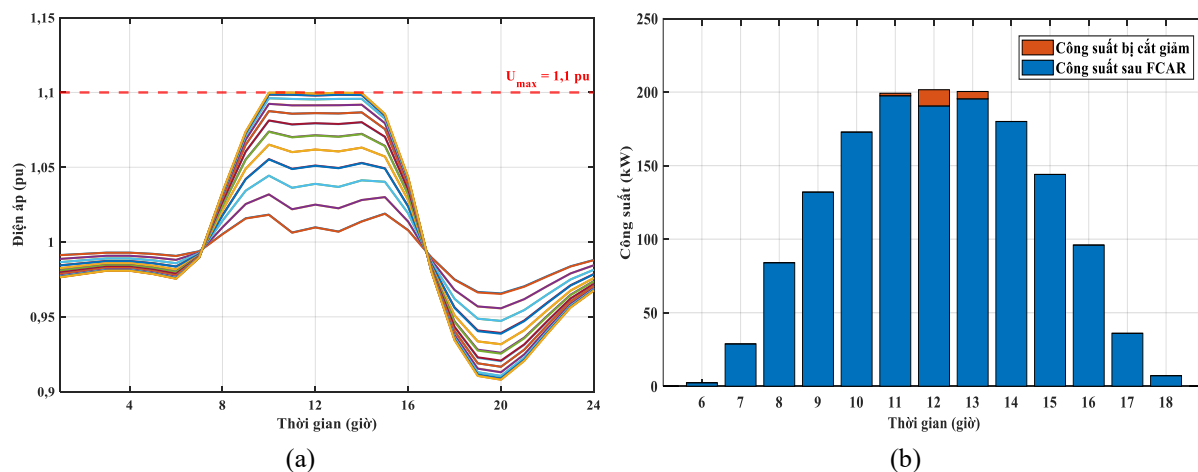
Hình 8 minh họa biểu đồ điện áp của lưới điện phân phối sau khi triển khai chiến lược điều khiển SPFC nhằm giải quyết vi phạm giới hạn điện áp. Bằng việc điều chỉnh hệ số công suất theo thời gian định sẵn, mức điện áp trên toàn hệ thống đã được giới hạn thành công trong ranh giới cho phép. Kết quả cho thấy tại vị trí Bus 24, điện áp được giữ dưới ngưỡng cực đại 1,1 pu trong suốt giai đoạn từ 10 giờ đến 15 giờ. Để đạt được hiệu quả kiểm soát điện áp, hệ thống cắt giảm lượng công suất tác dụng tức thời tại 10 giờ, 11 giờ, 12 giờ, 13 giờ, 14 giờ và 15 giờ lần lượt là 15,91; 17,63; 21,41; 20,21; 7,20 và 4,11 kW. Mức cắt giảm công suất lớn nhất là 21,41 kW vào thời điểm 12 giờ.



Hình 8. Điều khiển bằng SPFC: (a) Biểu đồ điện áp tất cả các bus, (b) Giá trị công suất PV bị cắt giảm.

4.2.3. Phương pháp FCAR

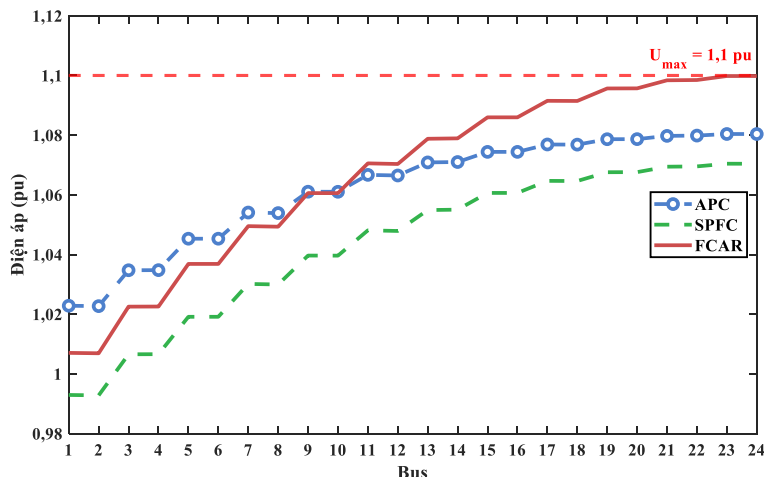
Kết quả mô phỏng khi áp dụng phương pháp FCAR được trình bày tại Hình 9. Dựa trên việc điều khiển công suất phản kháng kết hợp cắt giảm công suất phát của các hệ thống PV, phương pháp này đã không chệch thành công điện áp tại tất cả các bus về ngưỡng an toàn định mức. Cụ thể, điện áp tại Bus 24 chạm ranh giới tối đa 1,1 pu trong khoảng thời gian từ 11 giờ đến 13 giờ. Nhờ phát huy hiệu quả của chiến lược phối hợp điều khiển, hệ thống chỉ cắt giảm lượng công suất tác dụng tức thời tại 11 giờ, 12 giờ và 13 giờ với giá trị lần lượt là 1,68; 10,99 và 4,96 kW. Mức cắt giảm công suất lớn nhất là 10,99 kW vào thời điểm 12 giờ.



Hình 9. Điều khiển bằng FCAR: (a) Biểu đồ điện áp tất cả các bus, (b) Giá trị công suất PV bị cắt giảm.

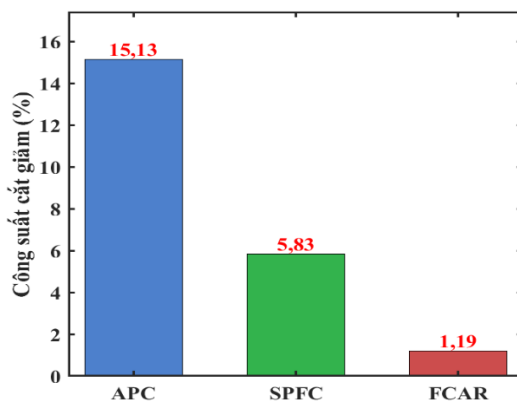
4.3. Bàn luận

Biểu đồ Hình 6 cho thấy trước khi điều khiển, điện áp tại các bus đều vượt giới hạn. Khi áp dụng các phương pháp APC, SPFC và FCAR lần lượt như Hình 7, 8, 9 thì hệ thống đã kiểm soát hiệu quả hiện tượng quá áp tại thời điểm bức xạ cực đại. Hình 10 thể hiện điện áp ở thời điểm 12 giờ được đưa về phạm vi an toàn $\leq 1,1$ pu. Tuy nhiên, điểm khác biệt nằm ở chiến lược điều khiển, phương pháp APC và SPFC làm suy giảm mạnh điện áp tại các bus cuối nguồn, nhưng FCAR vẫn duy trì điện áp ở ngưỡng 1,1 pu thông qua việc khai thác tối đa công suất phản kháng. Đặc điểm này minh chứng cho cơ chế của FCAR, chỉ điều tiết lượng công suất vừa đủ để đáp ứng các ràng buộc vận hành, qua đó tránh được tình trạng điều khiển dư thừa.



Hình 10. Biểu đồ điện áp tại thời điểm 12h.

Hiệu quả kinh tế của các chiến lược điều khiển được phản ánh trực tiếp qua lượng công suất tác dụng phải cắt giảm. Đồ thị Hình 11 cho thấy sự chênh lệch giữa ba phương pháp APC, SPFC và FCAR. Trong đó, APC gây lãng phí nghiêm trọng nhất với 224,58 kW chiếm 15,13% tổng công suất do chỉ can thiệp dựa trên độ nhạy điện áp cục bộ. Phương pháp SPFC cải thiện mức hao phí xuống còn 86,47 kW tương đương 5,83% tổng công suất khi tuân thủ hệ số công suất theo lịch trình. Đặc biệt, FCAR thể hiện ưu điểm nhờ tận dụng khả năng hấp thụ công suất phản kháng, từ đó lượng cắt giảm chỉ còn 17,63 kW xấp xỉ 1,19% tổng công suất. Thuật toán cân bằng giữa việc duy trì ổn định điện áp và tối đa hóa công suất phát, mang lại lợi ích kinh tế. Ngoài ra, FCAR đã giảm lượng cắt giảm xuống gần 5 lần so với SPFC và khoảng 13 lần so với APC.



Hình 11. Biểu đồ so sánh công suất cắt giảm của ba phương pháp.

Kết quả mô phỏng đánh giá quá điện được trình ở Hình 6b. Trong đó, khung giờ công suất PV phát thấp là buổi sáng từ 06 giờ đến 09 giờ và buổi chiều từ 15 giờ đến 18 giờ, hoặc trong thời tiết nhiều mây khiến lượng công suất không đủ lớn để đẩy điện áp vượt ngưỡng 1,1 pu, các phương pháp điều khiển sẽ

không được kích hoạt. Việc điều khiển dựa trên giá trị điện áp ngưỡng giúp cho các hệ thống PV luôn được vận hành ở chế độ công suất cực đại ở điều kiện bình thường.

Ngoài ra, Bảng 1 thể hiện số liệu đánh giá tổn thất công suất trên lưới và lượng công suất phản kháng hấp thụ của các phương pháp điều khiển. Mặc dù, phương pháp FCAR có tổn thất công suất tác dụng trên lưới lớn hơn 41,71 kW so với APC nhưng công suất PV sẽ phát thêm được 206,95 kW cho thấy sự lợi thế về mặt kinh tế.

Bảng 1. So sánh tổn thất công suất tác dụng trên lưới và lượng công suất phản kháng hấp thụ.

Stt	Chiến lược điều khiển	Tổn thất công suất (kW)	Tổng công suất phản kháng (kVar)
1	APC	71,15	0
2	SPFC	108,16	299,32
3	FCAR	112,86	127,46

5. Kết luận

Bài báo tập trung phân tích ảnh hưởng từ hiện tượng quá điện áp do trào lưu công suất ngược khi hệ thống PV thâm nhập vào lưới phân phối hạ áp. Nhằm giải quyết vấn đề quá điện áp, bài báo đề nghị áp dụng ba phương pháp điều khiển quá điện áp gồm APC, SPFC và FCAR. Kiểm tra trên sơ đồ 24 hộ, kết quả mô phỏng cho thấy cả ba phương pháp đều duy trì biên độ điện áp trong giới hạn vận hành cho phép. Tuy nhiên, phương pháp APC và SPFC gây lãng phí công suất tác dụng do chưa tận dụng được khả năng điều khiển công suất phản kháng của các biến tần. Ngược lại, phương pháp FCAR tận dụng được khả năng điều khiển công suất phản kháng của biến tần. Điều này dẫn đến áp dụng FCAR làm lượng công suất tác dụng bị cắt giảm khi quá áp ít hơn. Kết quả nghiên cứu cho thấy hướng phối hợp điều khiển công suất tác dụng và phản kháng để cân bằng giữa các ràng buộc kỹ thuật vận hành đồng thời đạt mục tiêu hiệu quả kinh tế.

Lời cảm ơn

Nghiên cứu này là sản phẩm thuộc đề tài mã số T2025-197 do Trường Đại học Công nghệ Kỹ thuật Thành phố Hồ Chí Minh tài trợ kinh phí thực hiện.

Xung đột lợi ích

Các tác giả tuyên bố không có xung đột lợi ích trong bài báo này.

Tuyên bố dữ liệu sẵn có

Dữ liệu hỗ trợ cho các kết quả của nghiên cứu này sẽ được tác giả liên hệ cung cấp khi có yêu cầu hợp lý.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] T. T. Mai, N. A. N. M. M. Haque, H. T. Vo, and P. H. Nguyen, "Coordinated active and reactive power control for overvoltage mitigation in physical LV microgrids," *J. Eng.*, vol. 2019, no. 18, pp. 5007–5011, 2019, doi: 10.1049/joe.2018.9355.
- [2] J. D. Watson, N. R. Watson, D. Santos-Martin, A. R. Wood, S. Lemon, and A. J. V. Miller, "Impact of solar photovoltaics on the low-voltage distribution network in New Zealand," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 1, pp. 1–9, 2016, doi: 10.1049/iet-gtd.2014.1076.
- [3] R. Mahat, K. Duwadi, F. B. Dos Reis, R. Fourmey, R. Tonkoski, and T. M. Hansen, "Techno-economic analysis of PV inverter controllers for preventing overvoltage in LV grids," in *2020 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion, SPEEDAM 2020*, IEEE, 2020, pp. 502–507. doi: 10.1109/SPEEDAM48782.2020.9161888.
- [4] N. Alqahtani, S. Ganesan, M. Zohdy, and R. Olawoyin, "Overvoltage Mitigation in Distributed Networks Connected to DG Systems," *2020 Int. Conf. Comput. Inf. Technol. ICCIT 2020*, pp. 197–202, 2020, doi: 10.1109/ICCIT-144147971.2020.9213729.
- [5] S. Paudyal, B. P. Bhattarai, R. Tonkoski, S. Dahal, and O. Ceylan, "Comparative Study of Active Power Curtailment Methods of PVs for Preventing Overvoltage on Distribution Feeders," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, IEEE, 2018. doi: 10.1109/PESGM.2018.8585526.
- [6] R. Tonkoski, L. A. C. Lopes, and T. H. M. El-Fouly, "Coordinated active power curtailment of grid connected PV inverters for overvoltage prevention," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 2, no. 2, pp. 139–147, 2011, doi: 10.1109/TSTE.2010.2098483.
- [7] W. K. Yap, L. Havas, E. Overend, and V. Karri, "Neural network-based active power curtailment for overvoltage prevention in low voltage feeders," *Expert Syst. Appl.*, vol. 41, no. 4 PART 1, pp. 1063–1070, 2014, doi: 10.1016/j.eswa.2013.07.103.
- [8] S. Hashemi and J. Østergaard, "Methods and strategies for overvoltage prevention in low voltage distribution systems with PV," 2017, *Institution of Engineering and Technology*. doi: 10.1049/iet-rpg.2016.0277.

- [9] O. Unigwe, D. Okekunle, and A. Kiprakis, "Economical distributed voltage control in low-voltage grids with high penetration of photovoltaic," *CIREN - Open Access Proc. J.*, vol. 2017, no. 1, pp. 1722–1725, 2017, doi: 10.1049/oap-cired.2017.1227.
- [10] C. Jamroen, P. Vongkoon, and T. Ma, "Techno-economic assessment of grid-connected residential photovoltaic systems considering overvoltage-induced generation curtailment," *Energy Reports*, vol. 11, pp. 5059–5068, Jun. 2024, doi: 10.1016/j.egy.2024.04.063.
- [11] C. T. Phan-Tan and M. Hill, "Optimal PV Inverter Control for Network Voltage and Power Factor Regulation," in *2020 IEEE 11th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, PEDG 2020*, 2020, pp. 116–121. doi: 10.1109/PEDG48541.2020.9244402.
- [12] S. Pukhrem, M. Basu, M. F. Conlon, and K. Sunderland, "Enhanced network voltage management techniques under the proliferation of rooftop solar PV installation in low-voltage distribution network," *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 5, no. 2, pp. 681–694, 2017, doi: 10.1109/JESTPE.2016.2614986.
- [13] E. E. Pompodakis, I. A. Drougakis, I. S. Lelis, and M. C. Alexiadis, "Photovoltaic systems in low-voltage networks and overvoltage correction with reactive power control," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 10, no. 3, pp. 410–417, 2016, doi: 10.1049/iet-rpg.2014.0282.
- [14] S. Tuo, D. Jiandong, and X. Ma, "Active and reactive power coordination control strategy of overvoltage for distributed PV integrated grid," *J. Eng.*, vol. 2019, no. 16, pp. 2960–2964, 2019, doi: 10.1049/joe.2018.8913.
- [15] R. Bakhshi-Jafarabadi, A. Lekic, F. D. Marvasti, J. De Jesus Chavez, and M. Popov, "Analytical Overvoltage and Power-Sharing Control Method for Photovoltaic-Based Low-Voltage Islanded Microgrid," *IEEE Access*, vol. 11, pp. 134286–134297, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3336945.
- [16] P. Chirapongsananurak and N. Hoonchareon, "Grid code for PV integration in distribution circuits considering overvoltage and voltage variation," in *IEEE Region 10 Annual International Conference, Proceedings/TENCON*, IEEE, 2017, pp. 1936–1941. doi: 10.1109/TENCON.2017.8228175.
- [17] Q. Wang, L. Chen, M. Hu, X. Tang, T. Li, and S. Ji, "Voltage prevention and emergency coordinated control strategy for photovoltaic power plants considering reactive power allocation," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 163, pp. 110–115, Oct. 2018, doi: 10.1016/j.epsr.2018.06.003.
- [18] I. Kim and R. G. Harley, "Examination of the effect of the reactive power control of photovoltaic systems on electric power grids and the development of a voltage-regulation method that considers feeder impedance sensitivity," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 180, Mar. 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2019.106130.
- [19] E. E. E. Ahmed, A. Demirci, G. Poyrazoglu, and S. D. Manshadi, "An Equitable Active Power Curtailment Framework for Overvoltage Mitigation in PV-Rich Active Distribution Networks," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 15, no. 4, pp. 2745–2757, 2024, doi: 10.1109/TSTE.2024.3442834.
- [20] Power Quality Application Guide, *Voltage Disturbances*. Standard EN 50160, 2004.
- [21] M. J. Reno, R. J. Broderick, and S. Grijalva, "Smart inverter capabilities for mitigating over-voltage on distribution systems with high penetrations of PV," *Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, pp. 3153–3158, 2013, doi: 10.1109/PVSC.2013.6745125.
- [22] T. T. Ku, C. H. Lin, C. S. Chen, C. T. Hsu, W. L. Hsieh, and S. C. Hsieh, "Coordination of PV Inverters to Mitigate Voltage Violation for Load Transfer between Distribution Feeders with High Penetration of PV Installation," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 52, no. 2, pp. 1167–1174, 2016, doi: 10.1109/TIA.2015.2491268.
- [23] A. Micallef, C. Spiteri-Staines, and J. Licari, "Voltage regulation in low voltage distribution networks with unbalanced penetrations of photovoltaics and battery storage systems," *IET Smart Grid*, vol. 7, no. 3, pp. 264–276, 2024, doi: 10.1049/stg2.12155.
- [24] M. A. Ghasemi and M. Parniani, "Prevention of distribution network overvoltage by adaptive droop-based active and reactive power control of PV systems," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 133, pp. 313–327, Apr. 2016, doi: 10.1016/j.epsr.2015.12.030.
- [25] T. B. Seane, R. Samikannu, and T. Bader, "A review of modeling and simulation tools for microgrids based on solar photovoltaics," *Front. Energy Res.*, vol. 10, no. September, pp. 1–20, 2022, doi: 10.3389/fenrg.2022.772561.
- [26] L. R. Visser, E. M. B. Schuurmans, T. A. AlSkaif, H. A. Fidler, A. M. van Voorden, and W. G. J. H. M. van Sark, "Regulation strategies for mitigating voltage fluctuations induced by photovoltaic solar systems in an urban low voltage grid," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 137, May 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107695.

Nguyễn Ngọc Âu nhận bằng Thạc sĩ chuyên ngành Kỹ thuật điện tại Trường Đại học Công nghệ Kỹ thuật TP.HCM vào năm 2003 và bằng Tiến sĩ chuyên ngành Kỹ thuật điện tại cùng trường vào năm 2019. Hiện tại, tác giả là giảng viên Khoa Điện - Điện tử tại Trường Đại học Công nghệ Kỹ thuật TP.HCM. Các hướng nghiên cứu chính của tác giả bao gồm sa thải phụ tải trong hệ thống điện, dự báo ổn định hệ thống điện và các thiết bị bảo vệ chống sét lan truyền mạng hạ áp.

Email: aunn@hcmute.edu.vn. ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2245-8755>

Bùi Công Duy nhận bằng Kỹ sư chuyên ngành Công nghệ Kỹ thuật Điện - Điện tử tại Trường Đại học Công nghệ Kỹ thuật TP.HCM vào năm 2020 và bằng Thạc sĩ chuyên ngành Kỹ thuật điện tại cùng trường vào năm 2025. Hiện tại, tác giả đang là Nghiên cứu sinh Tiến sĩ chuyên ngành Kỹ thuật điện. Các hướng nghiên cứu chính của tác giả bao gồm ổn định hệ thống điện, năng lượng tái tạo trong lưới điện microgrid và độ ổn định của lưới điện phân phối hạ áp tích hợp hệ thống điện mặt trời.

Email: duybc26.ncs@hcmute.edu.vn. ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-1778-880X>.