

MỘT GIẢI PHÁP VẬN HÀNH LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI TRUNG ÁP CÓ KẾT NỐI NGUỒN ĐIỆN MẶT TRỜI PHÂN TÁN

A SOLUTION FOR OPERATION OF MEDIUM VOLTAGE DISTRIBUTION NETWORKS WITH INTEGRATION OF DISTRIBUTED SOLAR PHOTOVOLTAICS

Nguyễn Phúc Huy

Trường Đại học Điện lực

Ngày nhận bài: 03/7/2023, Ngày chấp nhận đăng: 15/7/2023, Phản biện: TS. Trần Quang Khánh

Tóm tắt:

Sự phát triển nhanh chóng các nguồn điện từ năng lượng tái tạo như mặt trời, gió có công suất vừa và nhỏ (gọi chung là nguồn điện phân tán) kết nối vào lưới điện phân phối đã dẫn tới nhiều ảnh hưởng đến công tác quản lý và vận hành lưới điện. Một trong các vấn đề đó là công suất phát từ các nguồn này chạy ngược về phía các trạm trung gian (110 kV) dẫn tới nguy cơ quá tải máy biến áp và gia tăng tổn thất trên lưới điện. Bài báo tập trung mô tả hiện tượng dòng công suất ngược, tính toán và phân tích trong các kịch bản khác nhau khi có các nguồn điện mặt trời. Giải pháp tái cấu trúc lưới điện được đề xuất cho thấy tính khả thi trong thực tế, giải quyết được vấn đề giảm tổn thất và cải thiện chất lượng điện áp cho lưới điện. Kết quả của bài báo có được từ một lưới điện trung áp cụ thể sẽ là tham khảo thiết thực cho các đơn vị quản lý và vận hành lưới điện phân phối.

Từ khóa:

Lưới điện phân phối, điện mặt trời, công suất ngược, tổn thất, tái cấu trúc.

Abstract:

The rapid development of small and medium-sized renewable energy sources such as solar power, wind turbine (collectively referred to as distributed power sources) connected to the power distribution grid has led to many impacts on the management and operation of the grid. One of the problems is that the power generated from these sources flows back towards intermediate stations (110 kV), leading to the risk of transformer overload and increased losses on the grid. The paper focuses on the reverse power flow phenomenon, calculation and analysis in different scenarios of distributed solar photovoltaics. The proposed grid restructuring solution shows feasibility in practice, loss reduction and voltage quality improvement to the grid. The results of the paper obtained from a specific medium-voltage grid will be a practical reference for distribution grid management and operation utilities.

Keywords:

Power Distribution Network, Photovoltaic (PV), Reverse power flow, Power Losses, Reconfiguration.

1. ĐẶT VẤN ĐỀ

Phát triển các nguồn năng lượng tái tạo là cam kết của chính phủ Việt Nam trong COP26, cụ thể hóa trong quy hoạch điện VIII với tỉ lệ thâm nhập lớn từ 30,9 - 39,2% vào năm 2030 [1]. Sự gia tăng nhanh chóng các nguồn điện từ năng lượng tái tạo (điện gió, mặt trời, điện sinh khối...) có công suất vừa và nhỏ (gọi chung là nguồn điện phân tán - NDPT) kết nối vào lưới điện phân phối đã gây nhiều ảnh hưởng tới quá trình quản lý và vận hành lưới điện. Sự kết nối các NDPT vào lưới điện sẽ dẫn tới những thay đổi về cấu trúc và một số vấn đề về kỹ thuật liên quan như khả năng tải của đường dây, tổn thất công suất, chất lượng điện áp, bảo vệ trong lưới điện, độ tin cậy cung cấp điện... Tất cả những vấn đề kỹ thuật đó đều ảnh hưởng tới công suất kết nối của NDPT vào lưới điện [2], [3].

Ở phương diện nâng cao chất lượng điện áp và giảm tổn thất công suất trong lưới điện phân phối hình tia, việc kết nối NDPT với mức công suất và vị trí phù hợp cần được tính toán [4], [5]. Tuy nhiên các loại NDPT khác nhau có ảnh hưởng khác nhau do khác biệt về đặc tính phát công suất tác dụng và phản kháng [5]. Một số nghiên cứu cũng đã tiến hành lựa chọn công suất và vị trí kết nối tối ưu nhằm cải thiện các điều kiện kỹ thuật và giảm tổn thất công suất [6], [7].

Trong kết cấu lưới điện phân phối mạch vòng kín vận hành hở (đảm bảo tính chất hình tia trong vận hành), các thiết bị phân đoạn tạo mạch vòng được bổ sung giữa các

xuất tuyến hình tia nhằm nâng cao độ tin cậy cung cấp điện. Việc chuyển mở - đóng các thiết bị phân đoạn nhằm thay đổi cấu hình lưới điện phù hợp với chế độ vận hành để giảm tổn thất trong lưới điện [8], [9] đặc biệt khi các NDPT nằm gần các dao chuyển mạch vòng [10]. Với trường hợp lưới điện vòng kín, việc lựa chọn công suất và vị trí kết nối của NDPT cũng được xem xét nhằm giảm thiểu tổn thất và đảm bảo chỉ tiêu chất lượng điện áp trên lưới điện [11].

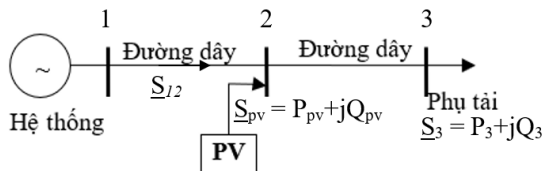
Nghiên cứu trong nước về các nguồn điện năng lượng tái tạo như gió, mặt trời có công suất lớn kết nối vào lưới truyền tải đã đề cập đến ảnh hưởng tới điều kiện mang tải và tổn thất trên lưới [12]. Đối với lưới điện phân phối, một số nghiên cứu cũng đã đề cập đến tác động đối với bảo vệ rơle, điện áp [13] - [15], trào lưu công suất ngược làm tăng nguy cơ quá tải và tăng tổn thất [16], [17]. Trong trường hợp cụ thể của lưới điện địa phương, mức thâm nhập cao của PV có thể không gây gia tăng về tổn thất. Tuy nhiên ảnh hưởng của công suất ngược khi PV phát cực đại trùng với thời điểm phụ tải cực tiểu vẫn cần phải có nghiên cứu cụ thể và đề xuất giải pháp.

Các phần tiếp theo của bài báo sẽ phân tích về trường hợp các xuất tuyến trung áp của lưới điện Hương Khê (Hà Tĩnh), tính toán mô phỏng và phân tích đề xuất giải pháp phù hợp nhằm giảm thiểu công suất ngược về trạm 110 kV, giảm tổn thất công suất và cải thiện chất lượng điện áp của lưới điện.

2. LƯỚI ĐIỆN VÀ VẤN ĐỀ TỒN THẤT DO ĐIỆN MẶT TRỜI

Xét trường hợp tổng quát, sơ đồ tính toán của một đường dây có đầu nối PV được thể hiện trên Hình 1, công suất trên đoạn đường dây 1-2 là:

$$\underline{S}_{12} = (P_3 - P_{pv}) + j(Q_3 - Q_{pv}) \quad (1)$$



Hình 1. Sơ đồ tính toán cho lưới điện đơn giản

Tùy thuộc vào độ lớn và chiều của thành phần $\underline{S}_{12}$, điện áp các nút trên lưới điện sẽ được cải thiện và tổn thất công suất trên đường dây có thể giảm. Dòng công suất sẽ chạy ngược lên phía hệ thống nếu PV phát công suất lớn nhu cầu công suất của phụ tải, và khi mức chênh lệch đó lớn hơn hai lần thì có thể làm tăng tổn thất công suất trên đường dây [18].

2.1. Mô tả sơ đồ lưới điện

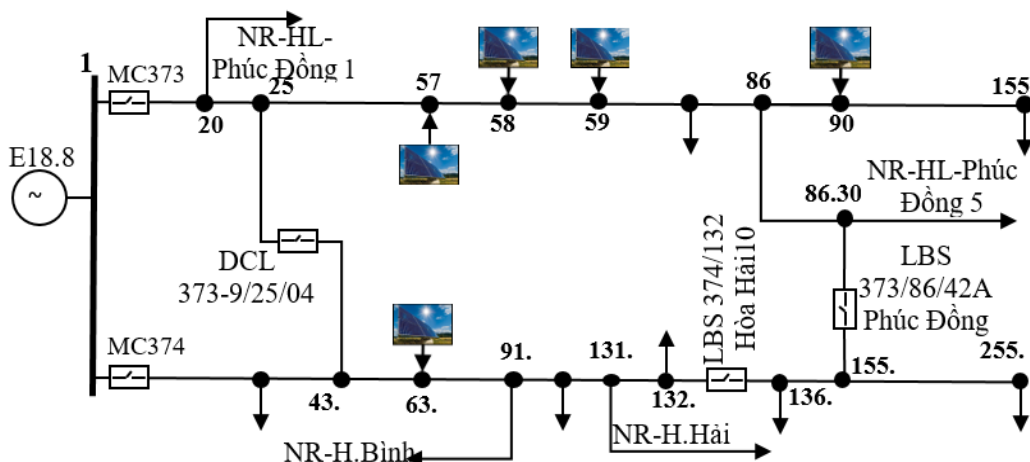
Để xét cụ thể hơn, ta xét hai xuất tuyến 373E18.8 và 374E18.8 thuộc lưới điện

phân phối 35 kV Hương Khê, Hà Tĩnh với tổng công suất đặt các bộ tụ bù cứng là 1350 kVAr. Đường trục các xuất tuyến sử dụng loại dây AC-95, một số đoạn là AC-120; các đoạn nhánh sử dụng dây AC-70 và AC-50. Dây dẫn các pha được bố trí trên mặt phẳng ngang, khoảng cách pha – pha là 1,5 m.

Sơ đồ tối giản kết dây cơ bản của lưới điện được mô tả như Hình 2. Cả hai xuất tuyến vận hành độc lập nhau với các dao phân đoạn thường mở là DCL 373-9/25/04 Hương Long và LBS 373-9/96/43 Phúc Đồng. Ngoài ra các dao phân đoạn khác được trang bị trên các xuất tuyến đều có khả năng thao tác đóng cắt từ xa để đảm bảo tính linh hoạt trong vận hành.

2.2. Nguồn điện mặt trời

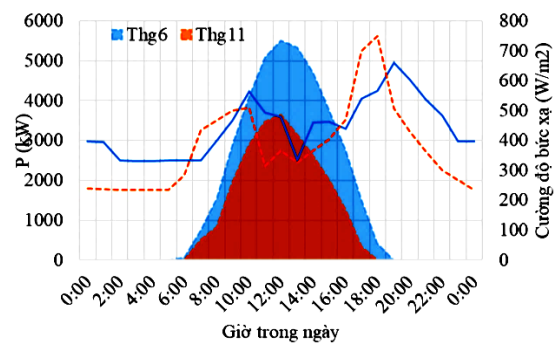
Khu vực Hương Khê có cường độ bức xạ mặt trời trung bình, kéo dài từ 6:00 sáng tới 19:00 hằng ngày. Thời điểm cường độ bức xạ mặt trời lớn nhất, tức nguồn điện mặt trời (PV) có thể phát công suất cực đại, lại trùng với thời điểm phụ tải xuống



Hình 2. Sơ đồ tối giản kết dây cơ bản xuất tuyến 373-374E18.8

thấp trong ngày (Hình 3 [PVGIS]), và do đó cần có phương thức vận hành lưới điện phù hợp để tận dụng tối đa công suất phát từ các nguồn PV.

Các PV kết nối tập trung chủ yếu ở 1/3 chiều dài đường dây tính từ đầu nguồn của xuất tuyến 373, trong khi đó xuất tuyến 374 chỉ có 01 PV kết nối tại vị trí 40% chiều dài đường trục chính (Bảng 1).



Hình 3. Biểu đồ phụ tải điển hình và cường độ bức xạ mặt trời của khu vực Hương Khê

Bảng 1. Công suất phụ tải các xuất tuyến theo mùa [19]

Xuất tuyến	Công suất đặt PV (kWp)	Tải 6/2021		Tải 11/2021	
		kW	kVAr	kW	kVAr
373E18.8	12654	6067	1857	3968	826
374E18.8	999	4731	1966	2833	1037

2.3. Phụ tải điện

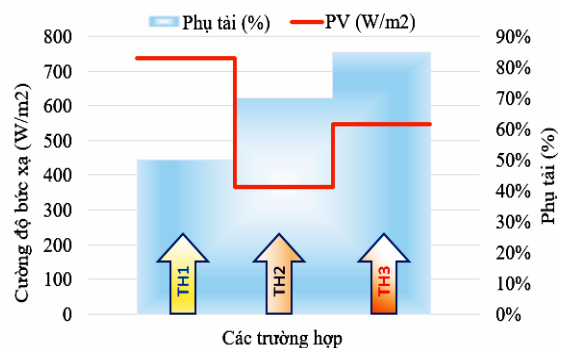
Đặc điểm phụ tải khu vực Hương Khê có tính chất tương đồng với phụ tải miền Trung, đồ thị phụ tải điển hình mùa hè và mùa đông đều giảm thấp lúc 12:00 trưa và có hai thời điểm đỉnh sáng – chiều. Phụ tải đỉnh của mùa đông rơi vào buổi tối lúc 18:00, trong khi đó ở mùa hè trễ hơn là vào 19:00.

Phụ tải điển hình cho tháng 6 (mùa hè) và tháng 11 (mùa đông) năm 2021 được thể hiện như Hình 3, tỉ lệ phụ tải thấp điểm buổi trưa ~50% phụ tải cực đại trong ngày. Số liệu phụ tải các xuất tuyến và công suất đặt của PV như trong Bảng 1.

2.4. Ảnh hưởng của Điện mặt trời

Để làm rõ ảnh hưởng của PV lên lưới ta sẽ xét các kịch bản kết hợp giữa PV và phụ tải. Như trong Hình 3 thể hiện, khi

phụ tải ở mức cao điểm sáng và trung bình chiều, thì PV cũng phát ở mức trung bình; khi phụ tải thấp điểm giữa trưa thì PV phát công suất cực đại; ta xây dựng các tổ hợp thể hiện như Hình 4.



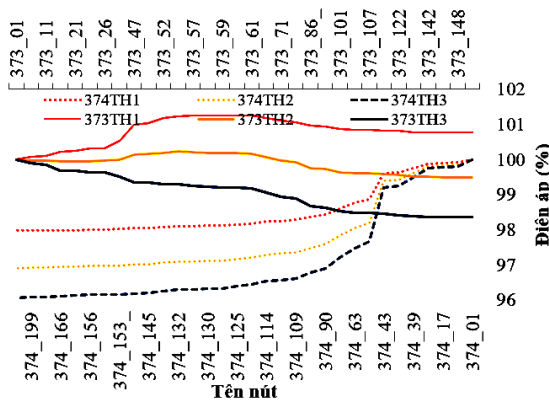
Hình 4. Biểu diễn các trường hợp trong mô phỏng

Căn cứ mức phụ tải thấp nhất của lưới điện (~4 MW), và mức thâm nhập lớn nhất của PV (xuất tuyến 373 là ~13 MW) dòng công suất ngược trên đường trục lưới điện không lớn hơn 10 MW, nhỏ hơn

khả năng tải của dây AC-95 (~18 MW). Do vậy vấn đề mang tải của đường dây sẽ không cần xét tới khi khảo sát các trường hợp. Sử dụng phần mềm ETAP [20] mô phỏng tính toán trào lưu công suất lưới điện cho các trường hợp, kết quả điện áp các nút trên lưới điện như Hình 5, tổn thất công suất được tổng hợp trong Bảng 2.

Bảng 2. Tổn thất công suất trong các trường hợp mô phỏng

	TH1	TH2	TH3
Công suất ngược về C31 (kW)	4445	822,5	0
ΔP (kW)	213,8	199,3	191,1
Tỉ lệ tổn thất (%)	3,18	2,16	1,73



Hình 5. Điện áp các nút trên lưới trong các trường hợp xét

Có thể quan sát rõ ràng trong Hình 5, điện áp các nút trên xuất tuyến 374 giảm từ đầu cho tới cuối xuất tuyến do ảnh hưởng của PV lên xuất tuyến là rất nhỏ, đặc biệt TH2 có mức hỗ trợ điện áp ít nhất. Trái ngược, xuất tuyến 373 có tỉ lệ thâm nhập của PV lớn, tập trung phần đầu xuất tuyến nên làm điện áp tăng cao, từ đó cải thiện điện áp cho toàn lưới điện. Ảnh hưởng của PV trên xuất tuyến 373 là lớn nhất khi

phụ tải thấp điểm vào buổi trưa (TH1), cải thiện điện áp tốt nhưng công suất ngược về thanh cái C31 của trạm E18.8 lớn cũng làm tăng cao tổn thất so với hai trường hợp còn lại (Bảng 2).

3. LỰA CHỌN PHƯƠNG THỨC VẬN HÀNH CHO LƯỚI ĐIỆN

3.1. Phương pháp xác định phương thức vận hành

Một trong số các giải pháp được nhắc tới nhằm giảm tác động bất lợi của PV hay các NDPT khác là cắt giảm công suất phát. Điều này làm ảnh hưởng tới chiến lược khai thác các nguồn điện tái tạo, vốn được ưu tiên phát triển và khai thác tối đa tiềm năng phát điện của chúng. Lợi dụng khả năng tạo mạch vòng liên kết giữa các xuất tuyến trung áp hiện tại, giải pháp luân chuyển các điểm *mở - đóng* tạo vòng trên lưới vào những thời điểm phù hợp có thể huy động hết công suất phát của các PV cho phụ tải lân cận. Đó chính là bài toán tái cấu hình lưới điện, tạo phương thức kết dây mới với mục tiêu tổn thất là nhỏ nhất. Điểm *mở-đóng* có thể được xác định dựa trên các thuật toán tìm kiếm [21], [22] kết hợp thực hiện giải tích lưới điện bằng thuật toán tiến - lùi [23]–[25].

Mô hình bài toán:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_{i=1}^{N_h} R_i I_i^2 \cdot 10^{-3} \rightarrow \text{MIN} \quad (2)$$

$$\begin{cases} I_i \leq I_{i_{\max}} | i \in N_h \\ U_{\min} \leq U_j \leq U_{\max} | j \in N_t \end{cases} \quad (3)$$

Trong đó: ΔP_{Σ} (kW) là tổng tổn thất công suất tác dụng trên lưới điện;

$R_i = r_{0i} \cdot L_i$ (Ω) là điện trở đoạn đường dây (nhánh) thứ i , có điện trở đơn vị r_{0i} (Ω/km) và chiều dài L_i (km);

I_i (A) là dòng điện trên nhánh thứ i (nối giữa hai nút j và k , $j, k \in N_t$), không vượt quá khả năng tải của dây dẫn $I_{i\max}$;

$$I_i = \frac{\sqrt{P_i^2 + Q_i^2}}{\sqrt{3} \cdot U_j} \quad (4)$$

với P_i (kW) và Q_i (kVAr) là công suất tác dụng và phản kháng nhánh thứ i ;

U_j (kV) là điện áp nút thứ j , nằm trong giới hạn điện áp được qui định; sụt áp các đoạn trên lưới được xác định như sau:

$$\Delta U_i = \frac{P_i \cdot R_i + Q_i \cdot X_i}{U_j} \quad (5)$$

$X_i = x_{0i} \cdot L_i$ (Ω) là điện kháng đoạn đường dây (nhánh) thứ i , có điện kháng đơn vị x_{0i} (Ω/km);

N_h , N_t là số nhánh và số nút của lưới điện;

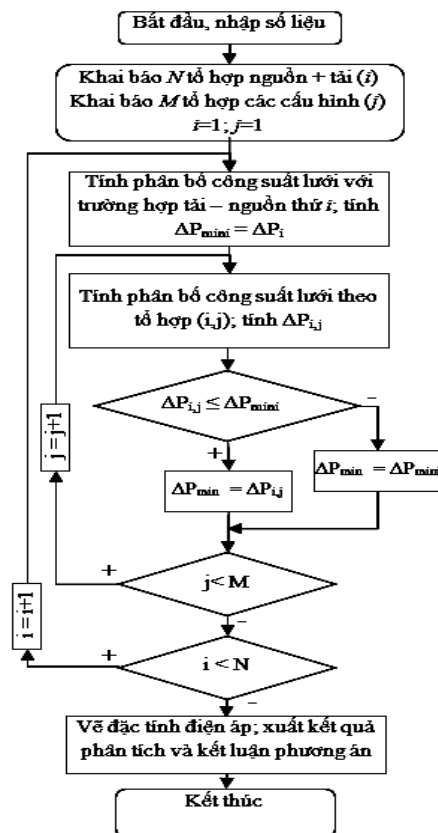
Với đặc điểm thực tế của cấu trúc lưới điện đang vận hành, các dao phân đoạn được thể hiện trong Hình 1 có thể tạo thành các cặp dao mở - đóng khi xây dựng cấu trúc lưới mới.

Do PV tập trung đầu xuất tuyến 373 và xuất tuyến 374 không xuất hiện công suất ngược, ta có thể quan tâm tới các dao phân đoạn là DCL 373-9/25/04, LBS 374/132 Hòa Hải, và LBS 373/86/42A Phúc Đồng kết hợp với chuyển đổi giữa hai nguồn qua các máy cắt đầu xuất tuyến

là MC373 và MC374 để tạo nên các trường hợp khảo sát như trong Bảng 3.

Bảng 3. Logic lựa chọn kết hợp các dao phân đoạn khi cấu hình lưới (1 – đóng; 0 – mở)

TH.a. (a = 1,2,3)	MC 373	MC 374	LBS 373/86/42 A Phúc Đồng	DCL 373- 9/25/04	LBS 374/13 2 Hòa Hải
.1	1	0	0	1	1
.2	1	0	1	0	1
.3	1	0	1	1	0
.4	0	1	0	1	1
.5	0	1	1	0	1
.6	0	1	1	1	0

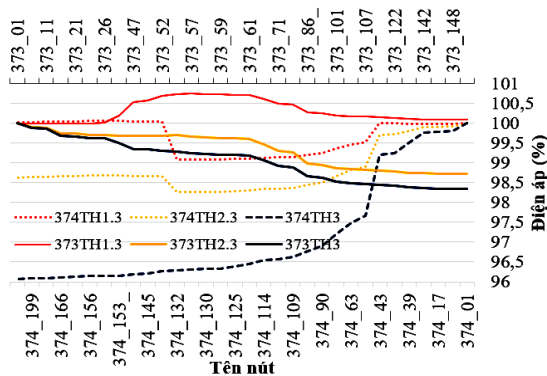


Hình 6. Lưu đồ thuật toán xác định cấu hình vận hành lưới điện

Lưu đồ thuật toán cho bài toán có thể chỉ ra trong Hình 6.

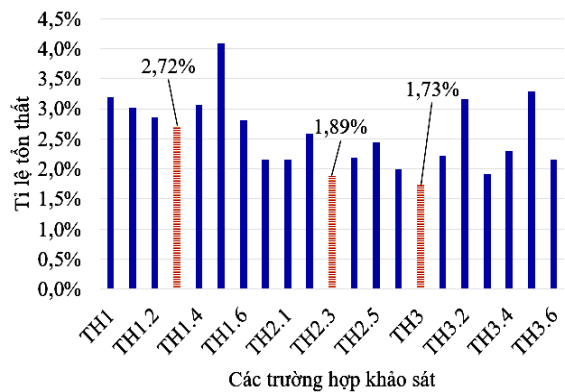
3.2. Mô phỏng, phân tích và lựa chọn phương án vận hành

Trong mô phỏng, các inverter của PV được đặt ở chế độ điều chỉnh hệ số công suất (PF control), cố định mức phát công suất tác dụng. Kết quả được phân tích cho thấy điện áp trên lưới điện đều được đảm bảo ở các trường hợp được xét, cụ thể trong Hình 7. Trong đó, trường hợp công suất PV phát cực đại và phụ tải giảm thấp vào buổi trưa, ứng với trường hợp *mở-đóng* dao theo TH1.3 có tổn thất công suất nhỏ hơn các trường hợp khác trong nhóm 1. Tổn thất nhỏ nhất cũng được ghi nhận ứng với trường hợp TH2.3 và TH3. Cụ thể các mức tổn thất như trong Hình 8.



Hình 7. Điện áp các nút trên lưới khi có xét các phương án thay đổi cấu trúc khác nhau

Kết quả cho thấy khi lựa chọn được cặp dao *mở-đóng* tạo thành mạch cấu trúc lưới mới, vấn đề công suất ngược cơ bản được giải quyết và chỉ có $P_{ngượcMC373} = 1279$ kW vào giữa trưa khi phụ tải giảm thấp. So với sơ đồ kết dây cơ bản, phương thức vận hành khác có thể xác định cho khung giờ từ 10:00 → 16:00: *nguồn cấp 373E18.8 và PV; dao DCL 373-9/25/04 và LBS 373/86/42A Phúc Đồng cùng đóng; dao LBS 374/132 Hòa Hải mở.*



Hình 8. Tổng hợp tỉ lệ tổn thất công suất của các phương án

Quan sát đặc tính điện áp của các xuất tuyến trong Hình 7, trong các trường hợp TH1.3 và TH2.3, do xuất tuyến 373 cấp nguồn cho cho xuất tuyến 374 qua DLC 373-9/25/04 và LBS-373/86/42A Phúc Đồng nên điện áp tại các nút đầu dao phân đoạn này là 374_43 và 374_145 đều có điện áp cao hơn các nút khác. Trong khi đó, ở TH3 thì lưới điện được duy trì sơ đồ kết dây cơ bản nên đặc tính điện áp các xuất tuyến tương đương với Hình 3. Sự tăng cao điện áp rõ rệt ở khu vực kết nối PV trên xuất tuyến 373 (TH1) giúp cải thiện điện áp và giảm tổn thất toàn lưới điện.

4. KẾT LUẬN

Điện mặt trời xuất hiện trên lưới điện góp phần lớn trong việc cải thiện chất lượng điện áp trên lưới và giảm tổn thất công suất. Tuy nhiên việc phân bổ nguồn điện mặt trời nói riêng và nguồn phân tán nói chung trên lưới điện không đồng đều có thể dẫn tới những tác động bất lợi, đặc biệt khi công suất các nguồn này quá lớn có thể kéo theo hiện tượng công suất ngược dư thừa trở về trạm trung gian đầu

nguồn, làm tổn thất tăng cao.

Kết quả phân tích của bài báo với lưới điện cụ thể 373E18.8 và 374E18.8 cho thấy rõ các ảnh hưởng khi PV kết nối tập trung chủ yếu tại một khu vực đầu xuất tuyến 373, công suất thâm nhập của PV lớn hơn công suất tiêu thụ của phụ tải đặc biệt vào thấp điểm giữa trưa làm tăng lượng công suất ngược, tăng cao điện áp

nút và tổn thất trên lưới. Giải pháp thay đổi cấu trúc lưới điện trong vận hành nhờ linh hoạt chuyển đổi trạng thái các dao phân đoạn cho thấy hiệu quả rõ rệt. Kết hợp khảo sát thêm các cặp dao phân đoạn cho các vị trí tạo mạch vòng tiềm năng là gợi ý tốt trong thực tế quản lý lưới điện của các đơn vị để sẵn sàng cho mọi phương án vận hành trong thực tế.

PHỤ LỤC

Bảng PL.1. Tóm tắt số liệu đường trục (AC-95) lưới điện

Từ nút	Tới nút	r_0 (Ω/km)	x_0 (Ω/km)	L (km)
373_1	373_25	0,33	0,318	3,02
373_25	373_86	0,33	0,318	11,62
373_86	373_155	0,33	0,318	11,34
373_86	373_86.30	0,33	0,318	3,21
374_1	374_43.	0,33	0,318	4,20
374_43.	374_132.	0,33	0,318	17,70
374_136.	374_255.	0,33	0,318	10,80

Bảng PL.2. Tổng phụ tải đặt của các phân đoạn lưới trong Hình 2 [19]

Từ nút	Tới nút	P (kW)	Q (kVAr)
373_1	373_25	2087	892
373_25	373_86	2789	1529
373_86	373_155	1682	867
373_86	373_86.30	1837	1089
374_1	374_43.	1645	836
374_43.	374_132.	1839	936
374_136.	374_255.	2386	1211

Trong bảng là số liệu tương ứng với bức xạ mặt trời 1000 W/m^2 . Thực tế công suất phát của các PV phụ thuộc vào cường độ bức xạ mặt trời từng khung giờ i :

$$P_{PVi} = P_{PV_dat} \frac{P_{bxi}}{1000} \cdot \eta \quad (\text{PL.1})$$

Với P_{PVi} (kW) là công suất của PV phát ở khung giờ thứ i tương ứng với cường độ bức xạ mặt trời tại giờ thứ i là P_{bxi} (W/m^2); η là hiệu suất chuyển đổi quang năng thành điện năng (%).

Bảng PL.3. Số liệu PV [19]

Nút kết nối	Số lượng PV	Tổng công suất $P_{PV_đặt}$ (kWp)
373_57	5	5518
373_58	4	4436
373_39	2	2200

Nút kết nối	Số lượng PV	Tổng công suất $P_{PV_đặt}$ (kWp)
373_90	1	516
374_63.	1	999

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] Thủ tướng Chính phủ, "Quyết định 500/QĐ-TTg phê duyệt Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 (Quy hoạch điện VIII)," Hà Nội, 2023.
- [2] M. Bollen and F. Hassan, *Integration of Distributed Generation in the Power System*. John Wiley & Sons, Inc., 2011.
- [3] Sherif M. Ismael, S. M. Ismael, S. H. E. Abdel Aleem, A. Y. Abdelaziz, and A. F. Zobaa, "State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation," *Renew. Energy*, vol. 130, pp. 1002–1020, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.008>.
- [4] A. Alam, M. Zaid, A. Gupta, P. Bindal, and A. Siddiqui, "Power Loss Reduction in a Radial Distribution Network Using Distributed Generation," in *2018 International Conference on Computing, Power and Communication Technologies (GUCON)*, 2018, pp. 1142–1145. doi: 10.1109/GUCON.2018.8674942.
- [5] S. A. Salimon, G. A. Adepoju, I. G. Adebayo, H. O. R. Howlader, S. O. Ayanlade, and O. B. Adewuyi, "Impact of Distributed Generators Penetration Level on the Power Loss and Voltage Profile of Radial Distribution Networks," *Energies*, vol. 16, no. 4, 2023, doi: 10.3390/en16041943.
- [6] T. Gözel and M. H. Hocaoglu, "An analytical method for the sizing and siting of distributed generators in radial systems," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 6, pp. 912–918, 2009, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2008.12.007>.
- [7] O. Penangsang, D. F. U. Putra, and T. Kurniawan, "Optimal placement and sizing of distributed generation in radial distribution system using K-means clustering method," in *2017 International Seminar on Intelligent Technology and Its Applications (ISITIA)*, 2017, pp. 98–103. doi: 10.1109/ISITIA.2017.8124062.
- [8] B. Ruan, X. Chen, J. Huang, Z. Mei, and Y. Li, "Network reconfiguration for loss reduction in distribution network with distributed generation," in *2016 IEEE International Conference on Power and Renewable Energy (ICPRE)*, 2016, pp. 446–450. doi: 10.1109/ICPRE.2016.7871250.
- [9] B. Radha, R. T. F. Ah King, and H. C. S. Rughooputh, "Optimal network reconfiguration of electrical distribution systems," in *IEEE International Conference on Industrial Technology, 2003*, 2003, vol. 1, pp. 66–71 Vol.1. doi: 10.1109/ICIT.2003.1290233.
- [10] R. A. Jacob and J. Zhang, "Distribution Network Reconfiguration to Increase Photovoltaic Hosting Capacity," in *2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2020, pp. 1–5. doi: 10.1109/PESGM41954.2020.9281922.
- [11] H. W. Ahmad, Q. Ali, and S. A. A. Kazmi, "Optimal Placement and Sizing of Distributed Generator in Meshed Distribution System," in *2019 3rd International Conference on Energy Conservation and Efficiency (ICECE)*, 2019, pp. 1–6. doi: 10.1109/ECE.2019.8921333.

- [12] Dương Minh Quân và cộng sự, "Nghiên cứu ảnh hưởng của nhà máy điện mặt trời Phong Điền đến lưới điện Tỉnh Thừa Thiên-Huế," *Tạp chí Khoa học và Công nghệ - Đại học Đà Nẵng*, vol. 11, no. 132, pp. 59–63, 2018.
- [13] N. Q. Tung, Le Duc; Minh, "impactsof distributed energy sources to the protection of the power distribution systems," *Univ. Danang - J. Sci. Technol.*, vol. 18, no. 7, p. 4, 2020.
- [14] Nguyễn Phúc Huy, "Công suất kết nối của nguồn phân tán vào lưới điện phân phối trong điều kiện có nhiễu sóng hài," *Tạp chí Khoa học và công nghệ năng lượng*, vol. 28, 2021.
- [15] Ma Thị Thương Huyền, "Đánh giá tác động của điện mặt trời tổ sự làm việc của các rơ-le bảo vệ quá dòng đường dây trung áp," *Tạp chí khoa học và công nghệ năng lượng*, vol. 28, 2021.
- [16] V. H. G. Nguyễn Phúc Huy, "Nghiên cứu đánh giá điện áp và tổn thất công suất xuất tuyến 378-E17.2 (Sơn La) có tích hợp điện mặt trời phân tán," *Tạp chí Khoa học và công nghệ năng lượng - Trường Đại học Điện lực*, vol. 31, p. 8, 2023.
- [17] Nguyễn Anh Tuấn, "Nghiên cứu, đánh giá ảnh hưởng của Nhà máy điện mặt trời nổi lưới phân phối của địa phương và đề xuất một số giải pháp khắc phục," *Đề tài Bộ Công thương*, 2020.
- [18] F.M. Gonzalez-Longatt and others, "Impact of distributed generation over power losses on distribution system," in *9th International conference on electrical power quality and utilization*, 2007.
- [19] HaTinhPC, "Hồ sơ kỹ thuật lưới điện trung áp Hương Khê, Hà Tĩnh," 2021.
- [20] V. N. Điều, *ETAP và ứng dụng trong phân tích HTĐ*, Lần thứ 1. TP Hồ Chí Minh: NXB Đại học Quốc Gia, 2017.
- [21] M. R. Irving, W. P. Luan, and J. S. Daniel, "Supply restoration in distribution networks using a genetic algorithm," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 24, no. 6, pp. 447–457, 2002, doi: [https://doi.org/10.1016/S0142-0615\(01\)00057-6](https://doi.org/10.1016/S0142-0615(01)00057-6).
- [22] Chidanandappa R., T. Ananthapadmanabha, Ranjith H.C. "Genetic Algorithm Based Network Reconfiguration in Distribution Systems with Multiple DGs for Time Varying Loads," in *Procedia Technology*, 2015, vol. 21, pp. 460–467.
- [23] J. S.-O. Michel Duran-Quintero, John E. Candelo, "A modified backward/forward sweep-based method for reconfiguration of unbalanced distribution networks," *Int. J. Electr. Comput. Eng.*, vol. 9, no. 1, p. 17, 2019.
- [24] M. Amini, A. Jalilian, and M. R. Pour Behbahani, "Fast network reconfiguration in harmonic polluted distribution network based on developed backward/forward sweep harmonic load flow," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 168, pp. 295–304, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.12.006>.
- [25] A. A. Şeker, T. Gözel, and M. H. Hocaoglu, "BIBC Matrix Modification for Network Topology Changes: Reconfiguration Problem Implementation," *Energies*, vol. 14, no. 10, 2021, doi: 10.3390/en14102738.

Giới thiệu tác giả:



Tác giả Nguyễn Phúc Huy tốt nghiệp đại học ngành hệ thống điện và nhận bằng Thạc sĩ ngành kỹ thuật điện tại Đại học Bách khoa Hà Nội vào các năm 2003 và 2010; nhận bằng Tiến sĩ ngành hệ thống điện và tự động hóa tại Trường Đại học Điện lực Hoa Bắc, Bắc Kinh, Trung Quốc năm 2015. Hiện nay tác giả công tác tại Trường Đại học Điện lực.

Lĩnh vực nghiên cứu: chất lượng điện năng, ứng dụng điện tử công suất, tích hợp hệ thống năng lượng tái tạo vào lưới điện, độ tin cậy của hệ thống điện.