

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

STUDY OF VOLTAGE AND POWER LOSSES IN 378-E17.2 (SON LA) FEEDER WITH INTEGRATION OF PHOTOVOLTAIC DISTRIBUTED GENERATORS

Nguyễn Phúc Huy, Vũ Hoàng Giang

Trường Đại học Điện lực

Ngày nhận bài: 11/4/2022, Ngày chấp nhận đăng: 26/5/2023, Phản biện: TS. Nguyễn Xuân Phúc

Tóm tắt:

Hệ thống điện mặt trời (PV) với những tác động khác nhau đã làm thay đổi nhiều đặc điểm của lưới điện phân phối về sự thay đổi điện áp, tổn thất công suất và chế độ vận hành của các thiết bị tham gia điều chỉnh điện áp trong lưới điện. Để có thể phát triển điện mặt trời hiệu quả, việc đánh giá các tác động này là rất cần thiết, đặc biệt là trong các điều kiện cụ thể của các lưới điện phân phối thực tế ở Việt Nam. Bài báo giới thiệu kết quả nghiên cứu và đánh giá sự thay đổi điện áp và tổn thất của xuất tuyến 35 kV có tích hợp điện mặt trời tại Sơn La, một khu vực có tiềm năng phát triển điện mặt trời lớn nhất của miền Bắc Việt Nam. Cấu trúc, thông số của lưới điện và phụ tải điện được tổng hợp thể hiện được hiện trạng của lưới, thông số điện áp và tổn thất của hệ thống. Sau đó tính toán mô phỏng đã được thực hiện trên phần mềm ETAP về sự thay đổi của điện áp và tổn thất trong lưới với 5 kịch bản có xét đến độ thâm nhập khác nhau của PV. Giải pháp cũng đã được đề xuất nhằm giữ điện áp trên lưới trong giới hạn cho phép. Kết quả thu được cung cấp thông tin hữu ích, đồng thời là cơ sở kỹ thuật để đưa ra các khuyến nghị cho công tác quy hoạch và vận hành hệ thống PV.

Từ khóa:

Lưới điện phân phối, điều chỉnh điện áp, tổn thất công suất, điện mặt trời (PV).

Abstract:

The photovoltaic system (PV) with various impacts has modified many characteristics of the distribution network in terms of voltage variation, power losses and operating modes of equipment in the power grid. To be able to develop solar power effectively, it is necessary to assess these impacts, especially in the specific conditions of the actual distribution grids in Vietnam. This paper introduces the investigation and assessment results on voltage variation and power losses of a solar power intergrated 35 kV feeder in Son La province, an area with the largest potential for solar power development in the North of Vietnam. The structure, parameters of the power network and the load are summarized to show its real situation in terms of voltage parameters and power losses. Then, simulation calculations were performed on ETAP software about the change of voltage and losses with 5 scenarios considering

different levels of PV penetrations. The solution was also proposed to keep the voltage within limit. The obtained results provide useful information as well as a technical basis to make recommendations for the planning and operation of PV systems.

Keywords:

Power distribution network, voltage control, power losses, photovoltaic (PV).

1. MỞ ĐẦU

Trong bối cảnh chung của thế giới trong sự chuyển dịch năng lượng từ các dạng năng lượng hóa thạch sang năng lượng tái tạo ở quy mô toàn cầu, ngành năng lượng Việt Nam cũng có những chuyển biến đáng kể trong thời gian vừa qua, đặc biệt hướng tới đạt mục tiêu cam kết tại hội nghị COP26, Glasgow với mức phát thải ròng bằng không vào năm 2050. Theo Quy hoạch điện VIII, tỷ trọng nguồn năng lượng tái tạo (gió, mặt trời, sinh khối) tăng từ 27% (2020) lên đến 56,3% vào năm 2045 [1]. Ưu điểm chính của các nguồn điện sử dụng năng lượng tái tạo là nguồn năng lượng sơ cấp vô hạn, tiềm năng phát điện công suất lớn và đặc điểm thân thiện với môi trường. Hơn nữa, cơ chế chính sách ưu đãi cho các nguồn điện này là động lực quan trọng cho sự phát triển của các nguồn điện đó, đặc biệt là điện gió và điện mặt trời. Bên cạnh các yếu tố thuận lợi kể trên, để nguồn điện sử dụng năng lượng tái tạo tăng trưởng nhanh hơn, đồng thời phải đáp được các yêu cầu về an toàn, hiệu quả và tin cậy trong vận hành thì vấn đề đầu tư nâng cấp về hệ thống truyền tải, phân phối và giải quyết các vấn đề kỹ thuật khác cần được quan tâm thích đáng.

Trong lưới điện phân phối, các nguồn điện sử dụng năng lượng tái tạo có qui mô công suất nhỏ và nằm rải rác theo địa hình phạm vi cấp điện của lưới, và được gọi chung là nguồn phát điện phân tán (DG). Các nguồn điện này ở gần phụ tải và làm thay đổi cơ bản về cấu trúc lưới điện phân phối, trào lưu công suất trong lưới điện cũng khác so với trong lưới điện truyền thống không có sự tham gia của chúng. Những sự ảnh hưởng đáng chú ý đầu tiên là sự thay đổi điện áp tại các nút và tổn thất trong lưới. Tích hợp các nguồn DG với công suất và vị trí lắp đặt phù hợp được xem là một trong các biện pháp giảm tổn thất trong lưới điện phân phối [2], [3], [4]. Thử nghiệm với một xuất tuyến có cấu trúc hình tia liên thông cho thấy nhờ có nguồn điện mặt trời (PV) cung cấp tại chỗ, công suất truyền tải trên các đường dây có thể giảm thiểu và nhờ đó tổn thất trên lưới điện cũng giảm theo [2], [3]. Ngược lại, nếu mức độ thâm nhập và vị trí lắp đặt không hợp lý, công suất phát ra của các PV vượt quá công suất tiêu thụ của phụ tải tại nút tương ứng có thể dẫn đến hiện tượng phát ngược công suất về phía đầu xuất tuyến và dẫn tới nguy cơ gia tăng tổn thất công suất của lưới điện. Hiện tượng này còn dẫn đến sự tăng cao của điện áp tại điểm kết nối PV

và các nút khác trong lưới điện [5].

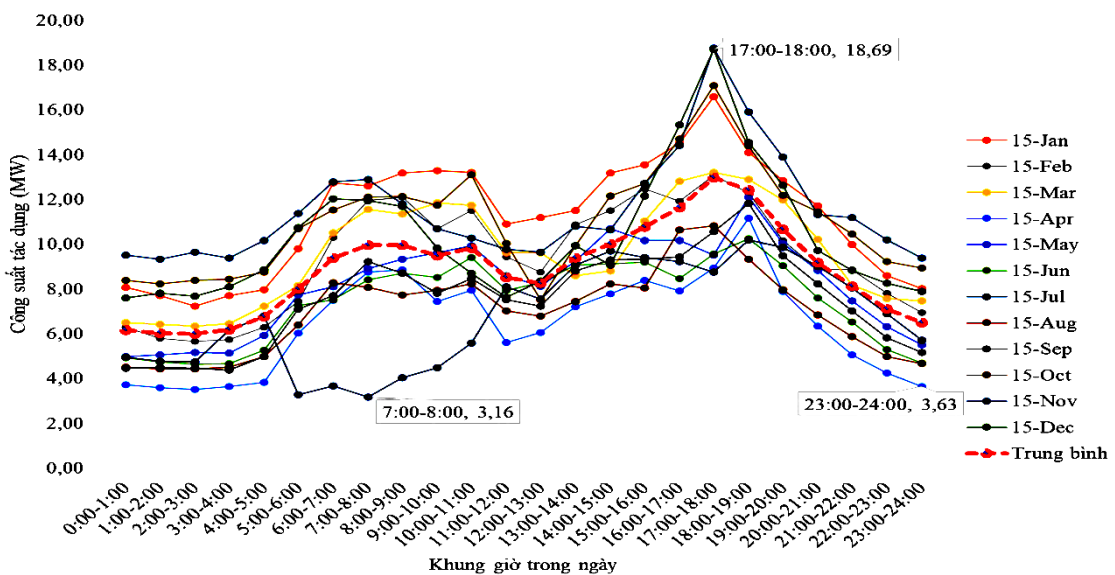
Bài báo giới thiệu xuất tuyến phân phối 35 kV của Sơn La có tích hợp nguồn điện mặt trời, nghiên cứu tính toán về hai tác động là sự thay đổi điện áp tại các nút và tổn thất trong lưới phân phối. Kết quả nghiên cứu có thể nhân rộng ra các lưới điện phân phối có cấu trúc tương tự. Đồng thời, kết quả đầu ra là cơ sở kỹ thuật hữu ích có thể tham khảo để đưa ra khuyến nghị phù hợp khi lắp đặt các PV nói riêng và các DG nói chung với công suất nhất định tại một hoặc một số nút trong lưới điện phân phối.

2. HIỆN TRẠNG XUẤT TUYẾN 372-E17.2 SƠN LA

Xuất tuyến 378-E17.2 Sơn La thuộc quyền quản lý của Điện lực Mai Sơn, Công ty Điện lực Sơn La. Tổng chiều dài toàn bộ xuất tuyến là 217 km, với hơn 200 trạm biến áp phân phối 35/0,4 kV. Dây dẫn được sử dụng trên lưới là dây nhôm

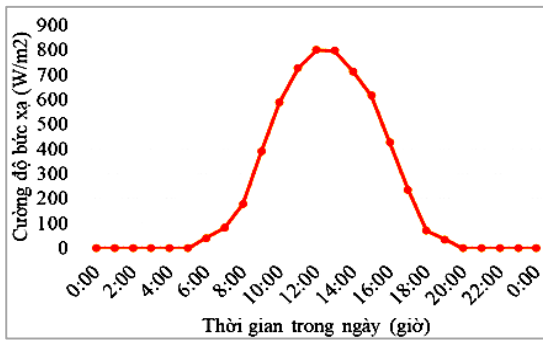
lõi thép với các cấp dây đường trục là AC-95, đường nhánh là AC-70 và AC-50. Trên lưới điện có đầu nối nhiều bộ tụ bù công suất phản kháng 3 pha với các gam công suất 150 kVAR và 300 kVAR để cải thiện điện áp và tổn thất. Bù công suất phản kháng phía hạ áp các trạm biến áp phân phối cũng được thực hiện đảm bảo $\cos\varphi \geq 0,9$ [6].

Biểu đồ phụ tải trong ngày 15 hàng tháng trong năm 2020 của xuất tuyến (hình 1) cho thấy đặc điểm điển hình của phụ tải sinh hoạt. Phụ tải cao điểm tối có thể đạt 18,69 MW, và giảm thấp vào khoảng thời gian từ 22h00 hôm trước tới 5h00 sáng ngày hôm sau, giá trị trung bình cỡ 6,3 MW. Đặc biệt khoảng thời gian giữa trưa phụ tải tiêu thụ có xu hướng giảm so với thời gian giữa buổi sáng và buổi chiều. Với dự kiến gia tăng của phụ tải khu vực là 5%/năm phụ tải trong năm 2022 có thể đạt ~21 MW.

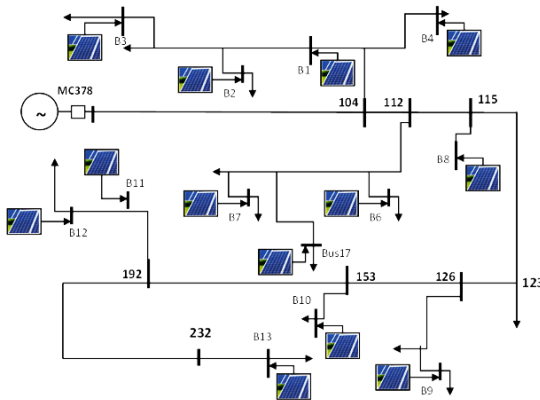


Hình 1. Phụ tải điện xuất tuyến 378-E17.2 (năm 2020)

Hiện tại, các nguồn điện mặt trời kết nối lên xuất tuyến 378-E17.2 có tổng công suất đặt ~15000 kWp với công suất mỗi trạm từ 630 kWp tới 1980 kWp. Đối với khu vực Sơn La, cường độ bức xạ mặt trời lớn nhất là trong tháng 7 và tháng 8 có thể tới 1000 W/m² [7], tuy nhiên bức xạ mặt trời lớn nhất trong tháng 7 theo PVGIS được thể hiện trong hình 2 là 800 W/m². Sơ đồ đơn giản của xuất tuyến trong trường hợp kết dây cơ bản (các dao tạo mạch vòng mở) với các đường trục và nhánh có thể hiện các vị trí kết nối PV theo qui hoạch được thể hiện như hình 3.



Hình 2. Cường độ bức xạ mặt trời trong ngày tháng 7 khu vực Mai Sơn, Sơn La [PVGIS]

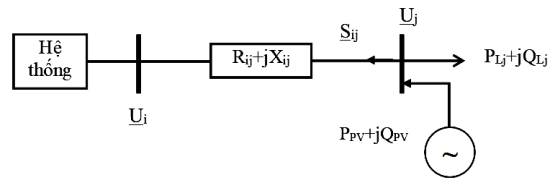


Hình 3. Cấu trúc của lưới điện nghiên cứu

3. MÔ PHỎNG VÀ PHÂN TÍCH KẾT QUẢ

Xét trường hợp tổng quát, sơ đồ tính

toán của một nhánh có đầu nối PV được thể hiện trên hình 4, với công suất trên đường dây là hiệu của công suất tiêu thụ của tải và công suất phát của PV, $S_{ij} = (P_{PV} - P_{Lj}) + j(Q_{PV} - Q_{Lj})$. Tùy thuộc vào độ lớn và chiều của thành phần S_{ij} , tổn thất công suất trên đường dây có thể giảm và điện áp các nút trên lưới điện sẽ được cải thiện. Công thức (1) về tổn thất điện áp cho thấy, nếu công suất phát của PV lớn hơn phụ tải yêu cầu sẽ làm tăng điện áp tại điểm kết nối. Nếu công suất phát của PV lớn hơn 2 lần công suất phụ tải thì công thức (2) cho thấy tổn thất công suất trên đường dây sẽ tăng lên [8], [9].



Hình 4. Sơ đồ thay thế tính toán mạng điện

$$\Delta U_{ij} = \frac{P_{ij}R_{ij} + Q_{ij}X_{ij}}{U} \quad (1)$$

$$\Delta S_{ij} = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{U^2} (R_{ij} + jX_{ij}) \quad (2)$$

trong đó $P_{ij} = P_{PV} - P_{Lj}$ và $Q_{ij} = Q_{PV} - Q_{Lj}$ là dòng công suất tác dụng và phản kháng trên đoạn ij.

Lưới điện phân phối được mô phỏng theo các hiện tượng vật lý xảy ra trong quá trình truyền tải phân phối điện năng. Các phần tử chính của lưới điện được mô phỏng như sau:

Đường dây và máy biến áp được mô hình

hóa theo mô hình thông số tập trung hình π , bỏ qua sự ảnh hưởng của vàng quang và rò điện qua điện môi.

Phụ tải điện được mô hình hóa với điện trở và điện kháng mắc song song.

Đối với bài toán phân bố công suất, nguồn điện lưới được chọn làm nút cân bằng với giá trị điện áp đã biết, trong khi nguồn PV được đấu vào các nút phụ tải [10], [11]. Trong thực tế, để tận dụng hết khả năng phát công suất, các PV được vận hành ở chế độ chỉ phát công suất tác dụng. Ngoài ra, với khả năng điều chỉnh của các bộ biến đổi, các PV có thể làm việc ở chế độ điều chỉnh điện áp theo đặc tính Volt-Var (phụ thuộc giới hạn điều chỉnh công suất phản kháng), hỗ trợ cải thiện điện áp trên lưới điện [12], [13], [14].

Đối với xuất tuyến 378-E17.2 có mức độ thâm nhập của điện mặt trời tương đối cao, để hỗ trợ tính toán, phân tích và đánh giá ảnh hưởng của PV trên xuất tuyến, phần mềm ETAP được sử dụng với bài toán phân bố dòng công suất [10].

Căn cứ theo biểu đồ phụ tải của lưới điện (hình 1), đặc tính và khung giờ phát công suất của điện mặt trời (hình 2), các kịch bản mô phỏng được thực hiện trong đó không xét tới các ảnh hưởng của biến động công suất nguồn PV cũng như dao động phụ tải trên lưới. Để đảm bảo nhìn nhận rõ các ảnh hưởng, lưới điện được mô phỏng theo hiện trạng, tuy nhiên sẽ xét trường hợp không có PV để làm cơ sở so sánh. Vì lưới điện có chiều dài lớn, để

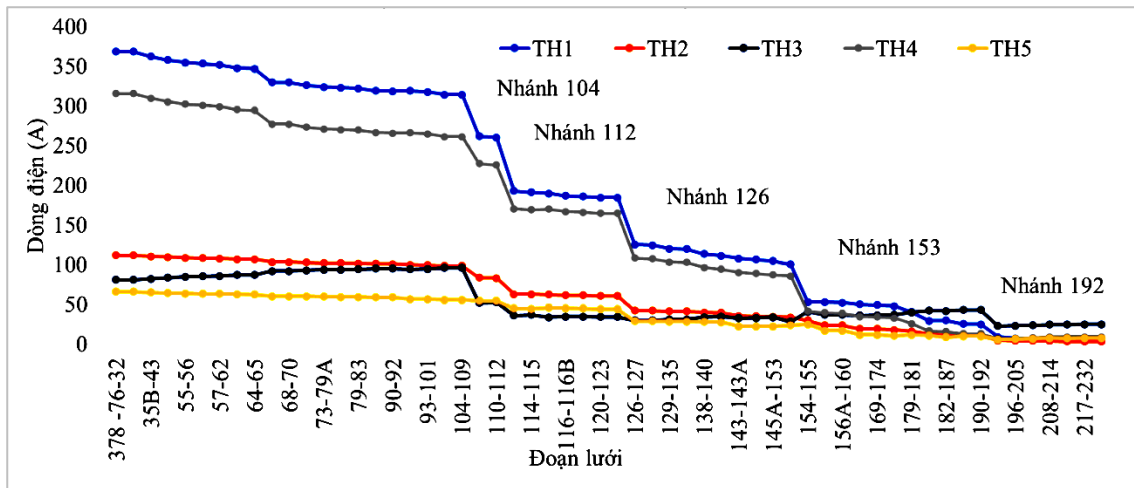
đảm bảo điện áp ở cuối lưới trong các chế độ phụ tải cực đại, máy biến áp đầu nguồn được điều chỉnh đầu phân áp. Trong khi đó, không thực hiện điều chỉnh đầu phân áp vào thời điểm phụ tải cực tiểu. Các trường hợp mô phỏng cụ thể như sau:

- + TH1: Phụ tải cực đại và không có PV;
- + TH2: Phụ tải cực tiểu và không có PV;
- + TH3: Phụ tải cực tiểu và PV phát cực đại;
- + TH4: Phụ tải cực đại và PV phát cực tiểu;
- + TH5: Phụ tải cực tiểu và PV phát cực tiểu.

Kết quả tính toán phân bố công suất của lưới điện trong bảng 1 cho thấy khi chưa có PV, tổn thất trên lưới điện đang ở mức 11 % khi phụ tải cực đại (TH1) và 3% khi phụ tải cực tiểu (TH2). Với sự có mặt của PV, vào thời điểm giữa trưa PV phát cực đại trong khi phụ tải giảm thấp (gần cực tiểu) sẽ dẫn tới tổn thất là 5% (TH3) tăng lên 57,27% so với khi không có PV (TH2). Điều đó chứng tỏ tác dụng tiêu cực mà PV gây ra do có lượng lớn công suất chảy ngược về nguồn lưới. Tuy nhiên với tỉ lệ thâm nhập cao của PV trên lưới, tác dụng tích cực vẫn được thể hiện ở những thời điểm PV phát công suất nhỏ (TH4), vào cao điểm chiều thì tổn thất toàn lưới điện giảm xuống 22,93% so với TH1, và vào đầu giờ sáng (TH5) mức giảm có thể đạt 48,83% so với TH2.

Bảng 1. Kết quả tổng hợp phân bố công suất

	TH1	TH2	TH3	TH4	TH5
Phụ tải-MW	20,347	6,573	7,129	21,594	6,751
Phụ tải-Mvar	6,909	0,23	0,229	7,322	0,23
Tổng nguồn phát-MW	22,519	6,785	7,464	23,268	6,86
PV phát – MW			12,160	3,447	3,447
Tổng nguồn phát-Mvar	8,824	-2,188	-2,121	8,189	-2,449
PV phát – MVar			0,229	2,122	2,122
Tổn thất-MW	2,172	0,213	0,335	1,674	0,109
Tổn thất-Mvar	1,915	-2,418	-2,35	0,867	-2,68
Tỉ lệ tổn thất	11%	3%	5%	8%	2%
Tỉ lệ giảm tổn thất			-57,28%	22,93%	48,83%



Hình 5. Đặc tính dòng điện dọc xuất tuyến trong các trường hợp

Những phân tích trên có thể dễ dàng nhận định hơn thông qua quan sát đặc tính dòng điện các nhánh dọc đường trục như Hình 5. Dòng điện các nhánh có sự khác biệt không quá lớn trong chế độ phụ tải cực tiểu, thậm chí trong trường hợp TH3, khi công suất phụ tải trên lưới là cực tiểu, với công suất phát của các PV là lớn nhất thì dòng công suất trên một số đoạn (từ nút 64 tới nút 104) tăng cao hơn so với

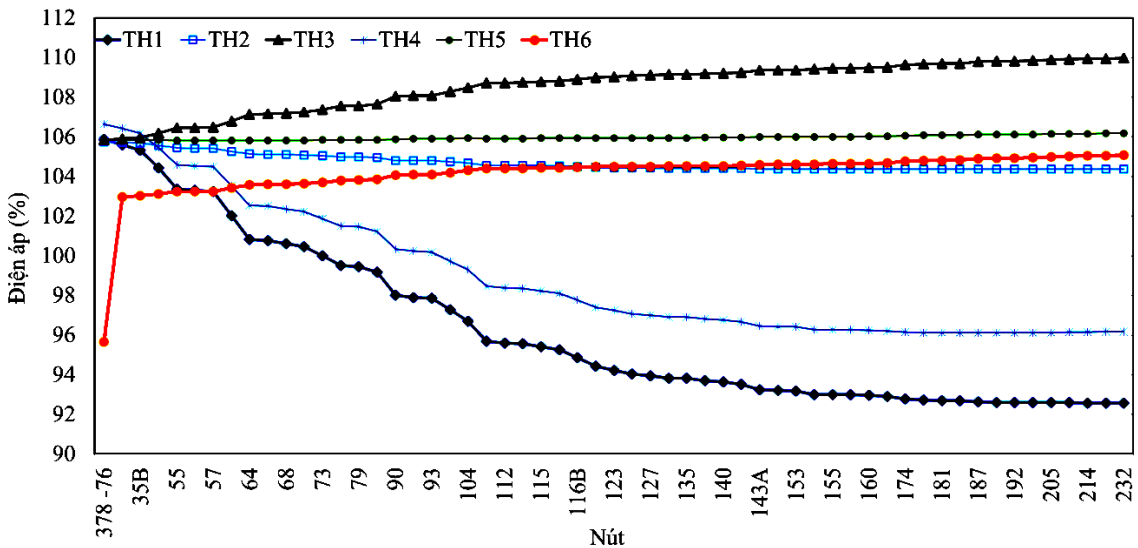
đầu xuất tuyến.

Cũng với sự phân bố dòng công suất trên các đoạn lưới như trên, điện áp các nút trên toàn lưới điện được cải thiện đáng kể (hình 6). Đặc điểm giảm điện áp theo lưới điện hình tia của trục chính xuất tuyến 372-E17.2 được thể hiện rõ trong hình với TH1. Tuy nhiên sự xuất hiện của các PV vào các nhánh nối vào các nút 104, 115, 126, 153, 192 đã tạo ra những sự

thay đổi về điện áp ở phần cuối lưới (TH4, TH5). Đặc biệt trong trường hợp TH3 là sự gia tăng điện áp từ sau nút 104 khi phụ tải lưới điện cực tiểu, dẫn tới nguy cơ quá điện áp theo qui định [15] dọc xuất tuyến. Lý tưởng nhất các trường hợp TH2 và TH5 khi điện áp trực chính luôn được duy trì ổn định suốt chiều dài đường dây.

Một số giải pháp về điều chỉnh điện áp có thể được thực hiện như điều chỉnh đầu phân áp của MBA đầu nguồn, giảm dung lượng bù công suất phản kháng trên lưới, lắp đặt thiết bị điều chỉnh điện áp trên lưới,... [13]. Giải pháp điều chỉnh đầu phân áp của MBA đầu nguồn phụ thuộc khá nhiều vào giới hạn điện áp cho phép,

và có thể đạt hiệu quả tổng quát cho cả các xuất tuyến khác trong khu vực. Tuy nhiên các xuất tuyến không có PV và phụ tải có đặc điểm tiêu thụ khác có thể bị ảnh hưởng không tốt. Giải pháp lắp đặt thiết bị điều chỉnh điện áp sẽ gây tốn kém về vốn đầu tư và cần phải có phân tích kinh tế kỹ thuật chi tiết, trong khi giải pháp điều chỉnh cắt giảm tụ bù công suất phản kháng theo khung giờ tương ứng có thể sẽ phù hợp hơn. Đối với trường hợp TH3, giải pháp tổng hợp điều chỉnh điện áp MBA đầu nguồn về 98% và cắt toàn bộ tụ bù trên lưới điện (trường hợp TH6) cho kết quả trên hình 6, điện áp trên lưới điện giảm xuống mức 105%, phù hợp với quy định về điện áp.

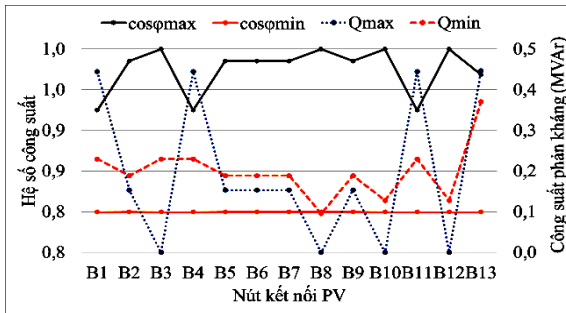


Hình 6. Đặc tính điện áp dọc xuất tuyến trong các trường hợp

Độ thay đổi điện áp và tổn thất công suất trên lưới điện trong các trường hợp có thể hạn chế nhờ có sự cung cấp kịp thời công suất phản kháng từ các nguồn PV. Hình 7 cho thấy công suất phản kháng phát của các PV ứng với chế độ PV phát công suất

lớn nhất (Q_{max}) và nhỏ nhất (Q_{min}). Có thể thấy rõ không phải PV luôn phát Q ở chế độ điều chỉnh điện áp, như tại các điểm kết nối B3, B8, B10 và B12; thậm chí công suất phát Q trong trường hợp PV phát công suất lớn nhất còn nhỏ hơn trong

chế độ PV phát công suất nhỏ nhất, như ở các điểm kết nối B2, B5-B7 và B9. Tuy nhiên, hệ số công suất phát luôn được đảm bảo ở mức từ 0,8 trở lên.



Hình 7. Công suất phản kháng phát của các PV trên xuất tuyến

5. KẾT LUẬN

Sự xuất hiện của các PV đã đóng góp rất đáng kể cho bài toán cải thiện chất lượng điện áp và giảm tổn thất công suất trên

lưới điện. Tuy nhiên cần chú ý khi công suất phát của PV lớn hơn nhu cầu của các phụ tải thì dòng công suất ngược có thể làm tăng điện áp hoặc tăng tổn thất trên lưới điện. Đặc biệt trong các chế độ phụ tải cực tiểu, và điện áp đầu nguồn đặt ở mức cao. Điều đó cho thấy sự cần thiết phải tính toán và kết hợp các giải pháp khác nhau như điều chỉnh đầu phân áp MBA đầu nguồn, bù công suất phản kháng phù hợp với từng chế độ của lưới và của nguồn PV nhằm đảm bảo điện áp trên lưới điện. Chế độ làm việc của PV cũng cần được xem xét như là một yêu cầu bắt buộc khi kết nối PV vào lưới điện khi kết quả từ bài toán trên cho thấy khả năng hỗ trợ tốt của PV trong việc điều chỉnh điện áp trên lưới.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] N. Đ. Hậu, "Báo cáo Khoa học và công nghệ trong chuyển dịch năng lượng tại Việt Nam," Hội thảo quốc tế Chuyển dịch năng lượng Đào tạo nhân lực, Nghiên cứu và Công nghệ, Đại học Điện lực, Hà Nội, ngày 06 tháng 05 năm 2022.
- [2] W. L. Hsieh, C. H. Lin, C. S. Chen, C. T. Hsu, T. T. Ku, C. T. Tsai and C. Y. Ho, "Impact of PV generation to voltage variation and power losses of distribution systems," in IEEE 4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), 2011.
- [3] T. Adefarati and R. Bansal, "Integration of renewable distributed generators into the distribution system: A review," IET Renew. Power Gener., no. 10, p. 873–884, 2016.
- [4] B. Uzum, A. Onen, H. Hasanien and S. Muyeen, "Rooftop Solar PV Penetration Impacts on Distribution Network and Further Growth Factors - A Comprehensive Review," Electronics, vol. 10, no. 55, 2021.
- [5] A. Patil, R. Girgaonkar and S. Musunuri, "Impacts of increasing photovoltaic penetration on distribution grid—Voltage rise case study," in Proceedings of the ICAGE 2014 - International Conference on Advances in Green Energy, Melbourne, Australia, 2014.
- [6] "Hồ sơ kỹ thuật lưới điện trung áp Mai Sơn, Sơn La," Công ty Điện lực Sơn La, 2020-2021.
- [7] V. N. Lương, "Quy hoạch phát triển điện lực tỉnh Sơn La giai đoạn 2016-2025 có xét tới năm 2035," Hà Nội, 2016.

- [8] A. Woyte, V. Van Thong, R. Belmans and J. Nijs, "Voltage fluctuations on distribution level introduced by photovoltaic systems," IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 21, no. 1, pp. 202-209, 2006.
- [9] Francisco M.Gonzales-Longatt, Impact of Distributed Generation over Power Losses on Distribution System, 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation, Barcelona 9-11 October 2007.
- [10] ETAP, "ETAP using guide".
- [11] T. Bách, Lưới điện và hệ thống điện tập 1, Hà Nội: NXB Khoa học và Kỹ thuật, 2002.
- [12] A. M. Howlader, S. Sadoyama, L. R. Roose and S. Sepasi, "Distributed voltage regulation using Volt-Var controls of a smart PV inverter in a smart grid: An experimental study," Renewable Energy, vol. 127, pp. 145-157, 2018.
- [13] William Murray, Marco Adonis, Atanda Raji, Voltage control in future electrical distribution networks, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 146, 2021
- [14] Le Duc Tung, Le Thi Minh Chau, "Voltage control of grid-connected PV system facing voltage sags", Journal of Science & Technology, 144 (2020) 001-005
- [15] 30/2019/TT-BCT, "Sửa đổi bổ sung một số điều thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối," Bộ Công Thương, 2019.

Giới thiệu tác giả:



Tác giả Nguyễn Phúc Huy tốt nghiệp đại học ngành hệ thống điện, 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.



Tác giả Vũ Hoàng Giang tốt nghiệp đại học và nhận bằng Thạc sĩ Đại học Bách khoa Hà Nội vào các năm 2002 và 2005; nhận bằng Tiến sĩ ngành kỹ thuật điện tại Đại học Claude Bernard Lyon 1, Cộng hòa Pháp năm 2014. Hiện nay tác giả công tác tại Trường Đại học Điện lực.

Hướng nghiên cứu chính: chẩn đoán hư hỏng trong máy điện, ước lượng thông số của máy điện, điều khiển máy điện và các bộ biến đổi sử dụng thiết bị điện tử công suất, ứng dụng của các bộ biến đổi trong lưới điện thông minh.