

# ỨNG DỤNG PHƯƠNG PHÁP TẠI CHỖ PHÁT HIỆN SỰ CÁCH LY TRONG LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI KHI CÓ KẾT NỐI NGUỒN PHÂN TÁN Ở VIỆT NAM

## APPLICATION OF LOCAL DETECTION TECHNIQUE TO THE ISLANDING DETECTION IN DISTRIBUTION GRID CONNECTED WITH DISTRIBUTED GENERATORS IN VIETNAM

Doãn Văn Đông

Trường Cao đẳng Công nghệ - Đại học Đà Nẵng; [dvd17285@gmail.com](mailto:dvd17285@gmail.com)

**Tóm tắt** - Nguồn phân tán (DG) [1] là các nguồn phát điện được nối trực tiếp vào lưới phân phối như các nguồn điện sử dụng năng lượng gió, năng lượng mặt trời, pin nhiên liệu, ... Lợi ích của việc kết nối lưới điện phân phối với nguồn phân tán mang lại là chủ yếu liên quan đến môi trường và tự do hóa thị trường điện. Hiện nay, nhiều hệ thống lưới điện phân phối trên khắp thế giới đã có sự kết nối của DG với công suất đáng kể. Nhưng có nhiều vấn đề nảy sinh cần được quan tâm khi kết nối DG vào lưới điện phân phối và một trong những vấn đề đó chính là sự cách ly (ISL) [2]. ISL là tình trạng mà một phần của lưới điện và DG vẫn hoạt động khi bị cô lập với nguồn điện chính. Để vận hành an toàn hệ thống điện khi có DG, sự cách ly cần phải được phát hiện. Bài báo này ứng dụng phương pháp phát hiện tại chỗ để phát hiện sự cách ly trong lưới điện phân phối khi có kết nối với DG ở Việt Nam.

**Từ khóa** - Lưới điện phân phối; Nguồn phân tán; sự cách ly; kỹ thuật phát hiện sự cách ly; vận hành hệ thống điện.

### 1. Đặt vấn đề

Trong bối cảnh các nguồn năng lượng hóa thạch đang ngày càng cạn kiệt và vấn đề ô nhiễm môi trường do các nhà máy điện gây ra, nhiều năm qua, con người đã đi tìm các nguồn năng lượng sạch và bền vững để thay thế các nguồn năng lượng truyền thống. Vì vậy, các nhà máy điện cỡ nhỏ xuất hiện ngày càng nhiều, thường được nối trực tiếp vào lưới có cấp điện áp thấp và gần phụ tải được gọi là các nguồn phân tán. Khi tham gia vào lưới phân phối, DG sẽ cải thiện chất lượng điện năng, tăng cường độ tin cậy cung cấp điện và thân thiện với môi trường.

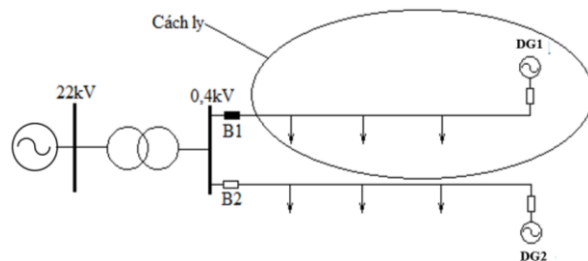
Tiêu chuẩn IEEE trong việc kết nối các DG với các hệ thống điện [2] đặt ra các yêu cầu mà các DG phải đáp ứng trước khi kết nối với lưới điện phân phối. Sự xuất hiện DG trong lưới phân phối, bên cạnh những ưu điểm mà nó mang lại thì DG gây ra những ảnh hưởng sau đây đối với hệ thống điện [2]:

- Sự cách ly (sự cách ly không mong muốn).
- Tăng dòng điện sự cố, điều này có thể đòi hỏi việc thay thế thiết bị đóng cắt.
- Sự nâng cấp hệ thống: Khi có mặt của DG có thể đòi hỏi nâng cấp một số phần tử của hệ thống điện.
- Sự bố trí chuyên mạch/điều khiển.
- Hệ thống bảo vệ và sự cài đặt bảo vệ.
- Ảnh hưởng đến điện áp và tần số.

Trong số các vấn đề ở trên, sự cách ly được tác giả quan tâm vì nó liên quan đến việc sử dụng và vận hành các DG. Nếu sự cách ly xảy ra (Hình 1) thì đây là tình trạng vận hành thường không đảm bảo chất lượng điện năng.

**Abstract** - Distributed generation (DG) [1] is the power sources which are connected directly to the distribution grid as the powers of wind energy, solar energy, fuel cell, ... The benefits of distribution grid connection to DG are mainly related to the environment and the electricity market liberalization. Nowadays, many of the distribution grid systems around the world have had the DG's connection with significant capacity. But there are many issues to be resolved when connecting the DG in the distribution grid and one of the problems is the islanding (ISL) [2]. Islanding occurs when a portion of the distribution system becomes electrically isolated from the remainder of power system which yet continues to be energized by distributed generators. To operate the electrical system safely when connected to the DG, the islanding should be detected. This article applies a local detection technique to the islanding detection in distribution grid which is connected to the DG in Vietnam.

**Key words** - distribution grid; distributed generator; islanding; islanding detection technique; power system operation.



Hình 1. Lưới điện bị cách ly khi B1 mở ra

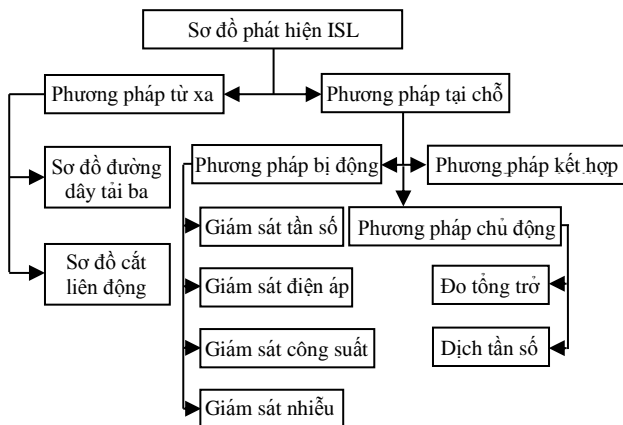
Một khi sự cách ly xảy ra, nó phải được phát hiện trong vòng 2 giây [3]. Khi ngắt kết nối nguồn điện chính, lúc này sẽ hình thành một hệ thống lưới điện vận hành cách ly và nguồn điện chỉ được cung cấp bởi các DG. Điều cơ bản là tần số và điện áp của lưới điện này cần được phục hồi nhanh chóng sau khi bị cô lập với nguồn điện chính. Trong trường hợp phụ tải trong lưới điện bị cách ly này tiêu thụ một lượng lớn công suất từ điện lực, nếu sự cách ly xảy ra, các DG có thể không đủ công suất để cung cấp cho tất cả các phụ tải được kết nối với lưới điện này. Trong trường hợp như vậy, các phụ tải phải được sa thải chọn lọc nhằm bảo đảm chất lượng điện năng đến các phụ tải quan trọng. Mặt khác, nếu lưới điện bị cách ly này có các DG phát công suất thừa đến lưới điện lực thì điện áp và tần số của lưới điện này có thể tăng lên sau khi bị cách ly. Trong trường hợp như vậy, việc điều chỉnh công suất phát của các DG sẽ phải được tính đến.

Qua phân tích các vấn đề được nêu ở trên, để vận hành an toàn hệ thống điện khi có kết nối DG, sự cách ly cần phải được phát hiện chính xác. Phát hiện nhanh và chính xác sự cách ly là một trong những thách thức lớn trong hệ thống điện ngày nay đối với hệ thống lưới điện phân phối đang có sự xuất hiện đáng kể của các DG.

## 2. Kỹ thuật phát hiện sự cách ly

### 2.1. Tổng quan về các phương pháp phát hiện sự cách ly

Các phương pháp phát hiện sự cách ly [4] có thể chia làm hai phương pháp, đó là phương pháp từ xa và phương pháp tại chỗ. Phương pháp tại chỗ gồm có: phương pháp bị động, phương pháp chủ động và phương pháp kết hợp giữa phương pháp bị động và chủ động như Hình 2.



Hình 2. Các phương pháp phát hiện sự cách ly

Theo [4], [5], [6], phương pháp phát hiện ISL từ xa dựa trên thông tin liên lạc giữa trạm biến áp nguồn và các DG. Mặc dù phương pháp này có độ tin cậy cao hơn so với phương pháp tại chỗ nhưng giá thành lắp đặt rất đắt nên không có tính khả thi đối với nước ta. Còn phương pháp tại chỗ thì dựa trên các thông số tại đầu cực các DG để phát hiện ISL, và được chia làm hai nhóm phương pháp, đó là phương pháp bị động và phương pháp chủ động. Phương pháp bị động làm việc bằng cách giám sát sự thay đổi các thông số tại đầu cực của các DG nên phương pháp này không gây ảnh hưởng đến các thông số của lưới điện. Các thông số có thể được giám sát dùng trong phương pháp này như: công suất, điện áp, tần số và góc pha,... Đối với phương pháp chủ động, phương pháp này dùng các thiết bị để đưa tín hiệu nhiễu vào trong lưới. Khi lưới điện chưa bị cách ly thì các thông số trong hệ thống sẽ dao động không lớn và có thể trở về trạng thái ổn định. Còn khi xảy ra ISL thì các thông số này sẽ dao động lớn và có thể phát hiện ra ISL. Nhưng phương pháp chủ động này có thể ảnh hưởng đến chất lượng điện năng trên lưới điện.

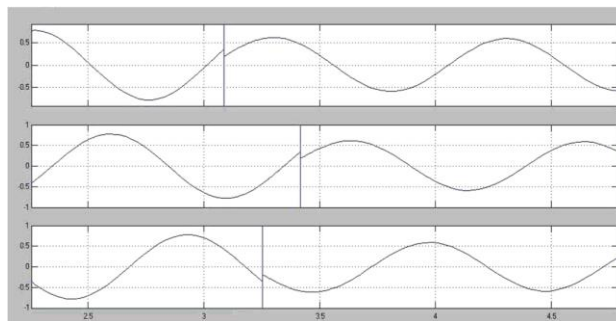
Bảng 1. So sánh các phương pháp phát hiện sự cách ly [4], [5]

| Phương pháp                    | Ưu điểm  | Nhược điểm  | Ví dụ   |
|--------------------------------|--|---|---|
| 1. Phương pháp phát hiện từ xa | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Độ tin cậy cao</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Chi phí lắp đặt đắt, đặc biệt đối với các hệ thống nhỏ</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sơ đồ cắt liên động</li> <li>• Sơ đồ đường dây tải ba</li> </ul>                 |
| 2. Phương pháp tại chỗ         |  |   |   |
| a. Phương pháp bị động         | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Thời gian phát hiện ngắn</li> <li>• Không làm nhiễu hệ thống</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Khó khăn để phát hiện cách ly khi xảy ra cân bằng công suất DG và nhu cầu phụ tải trong hệ thống bị cách ly</li> <li>• Sự bảo dưỡng đặc</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Dựa vào tốc độ thay đổi công suất phát</li> <li>• Dựa vào tốc độ thay</li> </ul> |

|                         |  |   |  |
|-------------------------|--|---|--|
|                         | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Chính xác khi có sự mất cân bằng lớn ở máy phát và nhu cầu phụ tải trong hệ thống bị cách ly</li> </ul>                                   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Phải được tiến hành trong lúc cài đặt các giá trị ngưỡng</li> <li>• Nếu cài đặt quá ngưỡng thì có thể gây ra trở ngại cho việc ngắt</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Dựa vào độ không đối xứng điện áp</li> <li>• Dựa vào độ méo của sóng hài</li> </ul> |
| b. Phương pháp chủ động | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Có thể phát hiện sự cách ly khi có sự cân bằng công suất giữa các DG với công suất phụ tải trong hệ thống lưới điện bị cách ly</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Đưa nhiều vào hệ thống</li> <li>• Thời gian phát hiện chậm do cần thêm thời gian để xem xét sự đáp ứng của hệ thống đối với nhiễu loạn</li> <li>• Nhiễu loạn thường làm giảm chất lượng điện năng, và nếu nhiễu này đáng kể, nó thậm chí có thể làm giảm độ tin cậy của hệ thống khi được kết nối lưới điện</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Đo tổng trở</li> <li>• Dịch tần số</li> </ul>                                       |
| c. Phương pháp kết hợp  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Có vùng chết nhỏ</li> <li>• Nhiễu loạn chỉ được đưa vào khi bị nghi ngờ là có sự cách ly</li> </ul>                                       | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Thời gian phát hiện sự cách ly lâu hơn cả hai phương pháp bị động và chủ động</li> </ul>   |  |

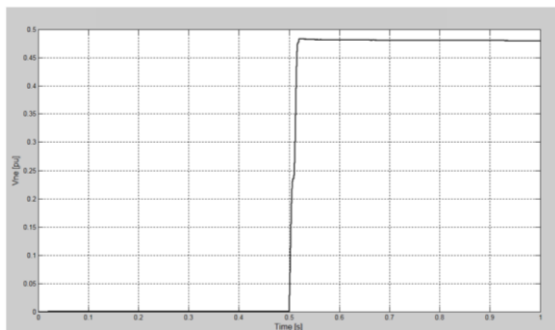
### 2.2. Lựa chọn phương pháp phát hiện sự cách ly

Theo [7], nguyên nhân tạo ra điện áp thứ tự nghịch ở đầu cực nguồn phân tán được phân tích bằng việc khảo sát biên dạng điện áp các pha trong thời gian cách ly. Như trình bày ở Hình 3, điện áp pha ở đầu cực các DG thay đổi một cách tức thời khi xảy ra ISL. Sự thay đổi này xảy ra ở dạng sóng điện áp tại thời điểm khác nhau đối với mỗi pha. Đối với sự mất cân bằng giữa các pha của điện áp như Hình 3, thành phần thứ tự nghịch của điện áp sẽ xuất hiện với một giá trị nhất định trong thời gian cách ly. Thành phần thứ tự nghịch của điện áp được tách ra từ tín hiệu điện áp ở vị trí đầu cực của các DG.

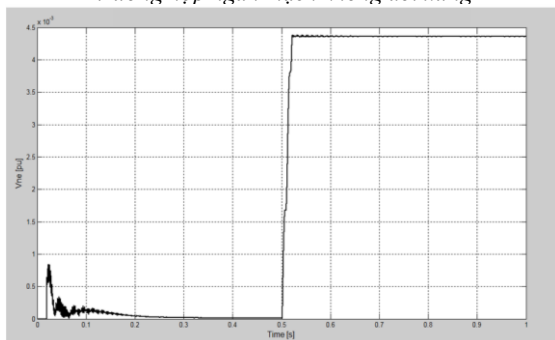


Hình 3. Biên dạng điện áp các pha trong thời gian xảy ra ISL

Thành phần thứ tự nghịch của điện áp xuất hiện với giá trị khá lớn khi xảy ra sự cố ngắn mạch không đối xứng trong hệ thống điện như Hình 4. Và Hình 5 cho thấy thành phần thứ tự nghịch của điện áp cũng xuất hiện khi tải không đối xứng. Qua hai trường hợp này, tác giả nhận thấy rằng, giá trị thành phần thứ tự nghịch của điện áp tăng lên tại thời điểm  $t = 0,5$  s nhưng sau đó lại không giảm dần sau thời gian quá độ.

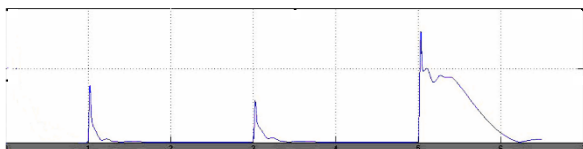


**Hình 4.** Thành phần thứ tự nghịch của điện áp trong trường hợp ngắn mạch không đối xứng



**Hình 5.** Thành phần thứ tự nghịch của điện áp trong trường hợp tải không đối xứng

Trong các trạng thái vận hành như việc thay đổi tải, đóng cắt đường dây song song, đóng cắt tụ bù, đóng cắt các DG thì thành phần thứ tự nghịch của điện áp cũng xuất hiện.



**Hình 6.** Thành phần thứ tự nghịch của điện áp và đặc tính tắt dần của thành phần này trong các trường hợp vận hành khác nhau

Từ Hình 6, ta nhận thấy rằng độ lớn và đặc tính tắt dần của thành phần thứ tự nghịch của điện áp ở thời điểm ( $t = 1$  s) cắt một mạch của đường dây song song ra khỏi hệ thống điện, đóng một mạch của đường dây song song ( $t = 3$  s) vào hệ thống, và ở trạng thái vận hành cách ly ( $t = 5$  s) có sự khác biệt nhau rất lớn. Như vậy, độ lớn và đặc tính tắt dần của thành phần thứ tự nghịch của điện áp không giống nhau đối với các nhiễu loạn khác nhau xảy ra trong hệ thống.

Từ Hình 6, ta cũng nhận thấy rằng giá trị của thành phần thứ tự nghịch của điện áp giảm dần đều đặn trong thời gian vận hành cách ly. Đặc tính tắt dần của thành phần thứ tự nghịch của điện áp trong thời gian cách ly hoàn toàn có thể phân biệt với trường hợp khi xảy ra ngắn mạch không xứng và tải không đối xứng. Chính vì vậy, bài báo đề xuất sử dụng giá trị thành phần thứ tự nghịch của điện áp và đặc tính tắt dần của thành phần này để phát hiện sự cách ly. Theo đó, ta đo điện áp thứ tự nghịch tại thời điểm cách thời điểm điện áp thứ tự nghịch đạt cực đại sau khoảng 5 chu kỳ.

Qua các phân tích trên, tác giả lựa chọn phương pháp tại chỗ, trong đó sử dụng giá trị thành phần thứ tự nghịch của điện áp và đặc tính tắt dần của thành phần này để phát hiện sự cách ly trong lưới điện phân phối có kết nối nguồn phân tán ở Việt Nam.

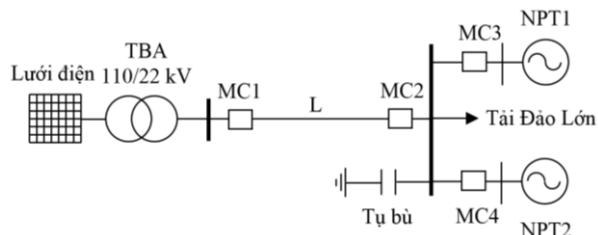
### 3. Mô phỏng phương pháp phát hiện sự cách ly

#### 3.1. Sơ đồ hệ thống điện mô phỏng

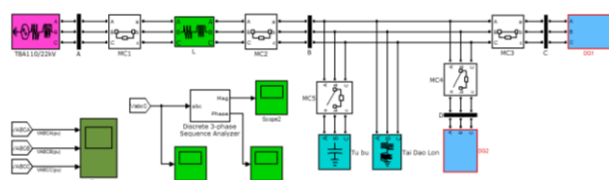
Lưới điện được trình bày ở Hình 7 là sơ đồ lưới điện cấp cho huyện đảo Lý Sơn, Quảng Ngãi, Việt Nam bằng đường dây cáp ngầm (L) xuyên biển dài 26,976 km, tiết diện cáp ngầm: 3CU-240 mm<sup>2</sup> [8]. Nguồn điện và phụ tải của Đảo Lớn thuộc huyện đảo Lý Sơn như sau:

+ Nguồn điện: Nguồn lưới điện quốc gia, nguồn điện dự phòng gồm 06 máy phát diesel SKODA 688 kW (DG2). Nguồn năng lượng tái tạo có công suất 1,5 MW (DG1).

+ Công suất phụ tải: 2,7597 MW.



**Hình 7.** Sơ đồ lưới điện mô phỏng khi có kết nối nguồn phân tán



**Hình 8.** Sơ đồ mô phỏng lưới điện trong Matlab/Simulink

#### 3.2. Các trạng thái vận hành

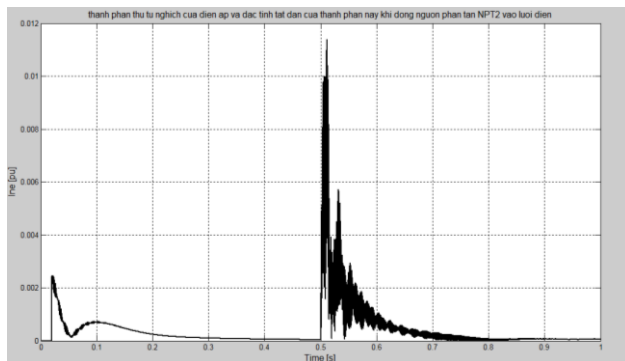
Từ cơ sở phân tích mô phỏng được trình bày ở mục 2, để phân biệt sự cách ly với các trạng thái khác, ta phân tích các trường hợp vận hành sau đây:

- + Đóng, cắt các nguồn phân tán được nối vào lưới điện;
- + Thay đổi phụ tải trong hệ thống điện;
- + Đóng, cắt các tụ bù;
- + Ngắt kết nối lưới điện phân phối với DG, trường hợp này DG vận hành cách ly.

Các kết quả mô phỏng sử dụng gói phần mềm Matlab/Simulink. Giá trị thành phần thứ tự nghịch của điện áp được đo tại đầu cực của nguồn phân tán (DG1).

#### 3.3. Kết quả mô phỏng

##### 3.3.1. Trường hợp vận hành đóng nguồn phân tán (DG2) vào lưới điện

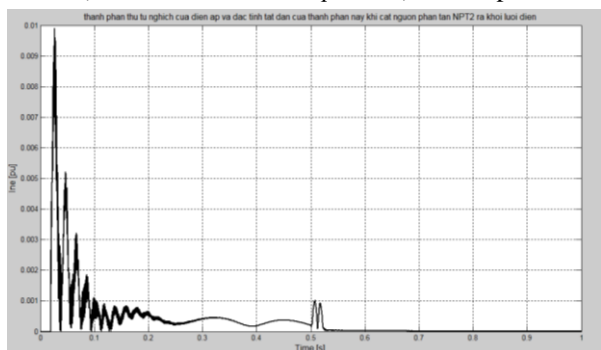


**Hình 9.** Giá trị thành phần thứ tự nghịch của điện áp và đặc tính tắt dần của thành phần này khi đóng DG2 vào lưới điện

Giả sử tại thời điểm  $t = 0,5$  s, ta đóng nguồn phân tán (DG2) vào lưới điện. Hình 9 cho thấy tại thời điểm  $t = 0,5$  s, giá trị thành phần thứ tự nghịch của điện áp bắt đầu tăng lên, đạt giá trị cực đại là 0,0114 pu và đặc tính của thành phần này tắt dần theo thời gian. Tiếp tục đo giá trị thành phần thứ tự nghịch của điện áp cách thời điểm mà thành phần này đạt giá trị cực đại sau 0,1 s và nhận được kết quả là  $5,7895e^{-004}$  pu.

### 3.3.2. Trường hợp vận hành cắt nguồn phân tán (DG2) ra khỏi lưới điện

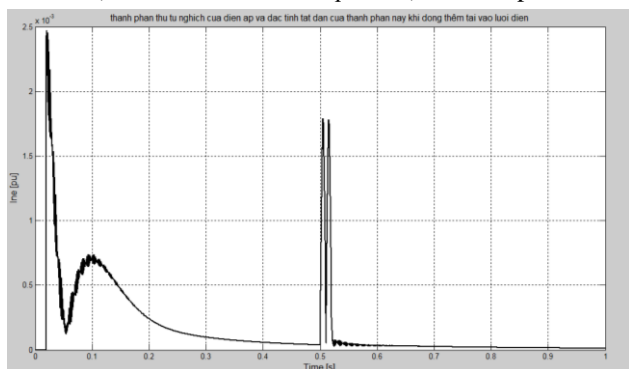
Giả sử tại thời điểm  $t = 0,5$  s, ta cắt nguồn phân tán (DG2) ra khỏi lưới điện. Hình 10 cho thấy tại thời điểm  $t = 0,5$  s, giá trị thành phần thứ tự nghịch của điện áp bắt đầu tăng lên và sau đó đặc tính của thành phần này tắt dần theo thời gian. Ta nhận thấy rằng giá trị thành phần thứ tự nghịch của điện áp đạt cực đại là 0,0099 pu sau chu kỳ đầu tiên của quá trình mô phỏng, mà không phải đạt cực đại sau khi cắt DG2 ra khỏi lưới điện. Tiếp tục đo giá trị thành phần thứ tự nghịch của điện áp cách thời điểm mà thành phần này đạt giá trị cực đại sau 0,1 s và nhận được kết quả là  $4,487e^{-004}$  pu.



**Hình 10.** Giá trị thành phần thứ tự nghịch của điện áp và đặc tính tắt dần của thành phần này khi cắt DG2 ra khỏi lưới điện

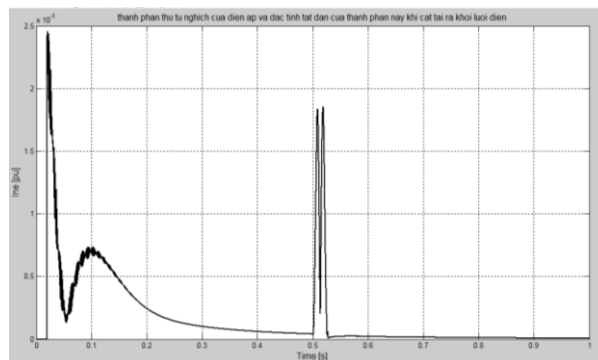
### 3.3.3. Trường hợp vận hành đóng thêm tải vào lưới điện

Giả sử tại thời điểm  $t = 0,5$  s, ta đóng thêm tải vào hệ thống điện. Hình 11 cho thấy tại thời điểm  $t = 0,5$  s, giá trị thành phần thứ tự nghịch của điện áp bắt đầu tăng lên và sau đó đặc tính của thành phần này tắt dần theo thời gian. Ta nhận thấy rằng giá trị thành phần thứ tự nghịch của điện áp đạt cực đại là 0,0025 pu sau chu kỳ đầu tiên của quá trình mô phỏng, mà không phải đạt cực đại sau khi ta đóng thêm tải vào lưới điện. Tiếp tục đo giá trị thành phần thứ tự nghịch của điện áp cách thời điểm mà thành phần này đạt giá trị cực đại sau 0,1 s và nhận được kết quả là  $6,3331e^{-004}$  pu.



**Hình 11.** Giá trị thành phần thứ tự nghịch của điện áp và đặc tính tắt dần của thành phần này khi đóng thêm tải vào lưới điện

### 3.3.4. Trường hợp vận hành giảm phụ tải của lưới điện

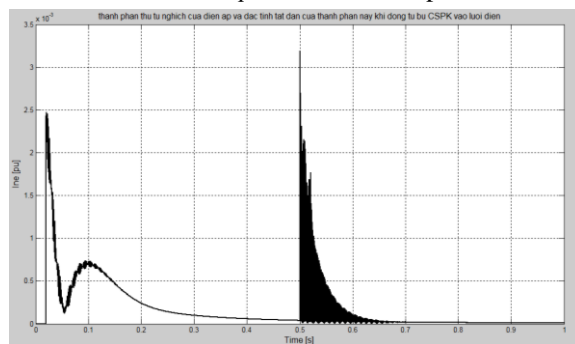


**Hình 12.** Giá trị thành phần thứ tự nghịch của điện áp và đặc tính tắt dần của thành phần này khi giảm phụ tải điện

Giả sử tại thời điểm  $t = 0,5$  s, ta giảm phụ tải của hệ thống điện. Hình 12 cho thấy tại thời điểm  $t = 0,5$  s, giá trị thành phần thứ tự nghịch của điện áp bắt đầu tăng lên và sau đó đặc tính của thành phần này tắt dần theo thời gian. Ta nhận thấy rằng giá trị thành phần thứ tự nghịch của điện áp đạt cực đại là 0,0025 pu sau chu kỳ đầu tiên của quá trình mô phỏng, mà không phải đạt cực đại sau khi ta giảm phụ tải. Tiếp tục đo giá trị thành phần thứ tự nghịch của điện áp cách thời điểm mà thành phần này đạt giá trị cực đại sau 0,1 s và nhận được kết quả là  $6,3336e^{-004}$  pu.

### 3.3.5. Trường hợp vận hành đóng tụ bù vào lưới điện

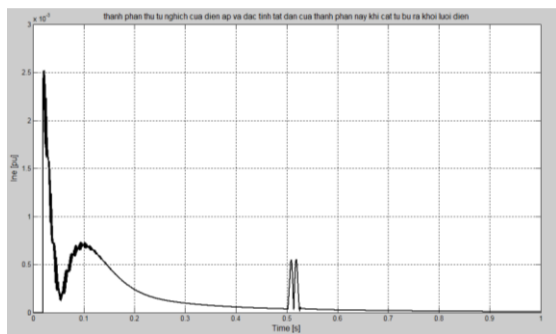
Giả sử tại thời điểm  $t = 0,5$  s, ta đóng tụ bù vào lưới điện. Hình 13 cho thấy tại thời điểm  $t = 0,5$  s, giá trị thành phần thứ tự nghịch của điện áp bắt đầu tăng lên, đạt giá trị cực đại là 0,0032 pu và đặc tính của nó tắt dần theo thời gian. Tiếp tục đo giá trị thành phần thứ tự nghịch của điện áp cách thời điểm mà thành phần này đạt giá trị cực đại sau 0,1 s và nhận được kết quả là  $3,9340e^{-005}$  pu.



**Hình 13.** Giá trị thành phần thứ tự nghịch của điện áp và đặc tính tắt dần của thành phần này khi đóng tụ bù vào lưới điện

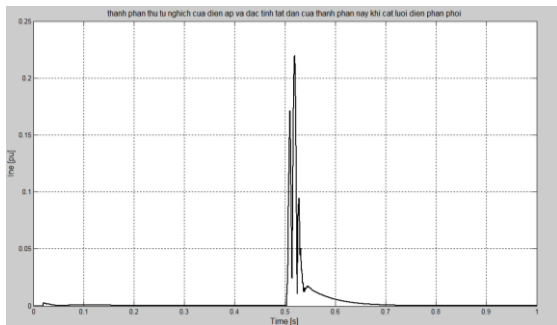
### 3.3.6. Trường hợp vận hành cắt tụ bù ra khỏi lưới điện

Giả sử tại thời điểm  $t = 0,5$  s, ta cắt tụ bù ra khỏi hệ thống điện. Hình 14 cho thấy tại thời điểm  $t = 0,5$  s, giá trị thành phần thứ tự nghịch của điện áp bắt đầu tăng lên và sau đó đặc tính của thành phần này tắt dần theo thời gian. Ta nhận thấy rằng giá trị thành phần thứ tự nghịch của điện áp đạt cực đại là 0,0025 pu sau chu kỳ đầu tiên của quá trình mô phỏng, mà không phải đạt cực đại sau khi ta cắt tụ bù ra khỏi lưới điện. Tiếp tục đo giá trị thành phần thứ tự nghịch của điện áp cách thời điểm mà thành phần này đạt giá trị cực đại sau 0,1 s và nhận được kết quả là  $6,4084e^{-004}$  pu.



**Hình 14.** Giá trị thành phần thứ tự nghịch của điện áp và đặc tính tắt dần của thành phần này khi cắt tụ bù ra khỏi lưới điện

### 3.3.7. Trường hợp vận hành cách ly nguồn phân tán với nguồn điện chính từ trạm biến áp



**Hình 15.** Giá trị thành phần thứ tự nghịch của điện áp và đặc tính tắt dần của thành phần này khi DG1 vận hành cách ly

Giả sử tại thời điểm  $t = 0,5$  s, ta mở máy cắt MC2 ra. Như vậy, nguồn phân tán (DG1) vận hành ở tình trạng cách ly. Hình 15 cho thấy tại thời điểm  $t = 0,5$  s, giá trị thành phần thứ tự nghịch của điện áp bắt đầu tăng lên, đạt giá trị cực đại là 0,2201 pu và đặc tính của nó tắt dần theo thời gian. Tiếp tục đo giá trị thành phần thứ tự nghịch của điện áp cách thời điểm mà thành phần này đạt giá trị cực đại sau 0,1 s và nhận được kết quả là 0,0039 pu.

Dưới đây là bảng tổng hợp giá trị điện áp thứ tự nghịch đo được khi mô phỏng các trường hợp vận hành khác nhau của lưới điện phân phối có kết nối nguồn phân tán ở sơ đồ Hình 7.

**Bảng 2.** Bảng tổng hợp các kết quả đo được khi mô phỏng

| Các trường hợp vận hành |                             | Giá trị cực đại của điện áp thứ tự nghịch (pu) | Giá trị của điện áp thứ tự nghịch tại thời điểm cách ly sau 0.1 s (pu) |
|-------------------------|-----------------------------|--|--|
| Đóng cắt DG             | Đóng DG2 vào lưới điện      | 0,0114   | $5,7895e^{-004}$   |
|                         | Cắt DG2 ra khỏi lưới điện   | 0,0099   | $4,3487e^{-004}$   |
| Thay đổi phụ tải        | Tăng phụ tải                | 0,0025   | $6,3331e^{-004}$   |
|                         | Giảm phụ tải                | 0,0025   | $6,3336e^{-004}$   |
| Đóng cắt tụ bù          | Đóng tụ bù vào lưới điện    | 0,0032   | $3,9340e^{-005}$   |
|                         | Cắt tụ bù ra khỏi lưới điện | 0,0025   | $6,4084e^{-004}$   |

| Giá trị lớn nhất |                               | 0,0114 | $6,4084e^{-004}$ |
|------------------|-------------------------------|--------|------------------|
| Vận hành cách ly | Cắt nguồn điện lưới phân phối | 0,2201 | 0,0039           |

Bảng 2 cho ta thấy giá trị cực đại của thành phần thứ tự nghịch của điện áp và giá trị thành phần thứ tự nghịch của điện áp cách thời điểm mà thành phần này đạt giá trị cực đại sau 0,1 s ở các trường hợp vận hành được xét (trừ trường hợp vận hành cách ly) lớn nhất tương ứng là 0,0114 pu và  $6,4084e^{-004}$  pu. So sánh các giá trị này với trường hợp vận hành cách ly, ta đưa ra giá trị ngưỡng để phát hiện sự cách ly trong lưới điện phân phối có kết nối nguồn phân tán cho sơ đồ lưới điện ở Hình 7 sử dụng phương pháp tại chỗ như sau:

$$0,0114 \text{ pu} < U_{2\text{đạt}} < 0,2201 \text{ pu}$$

## 4. Kết luận

Bài báo này lựa chọn phương pháp tại chỗ, cụ thể là phương pháp bị động, trong đó sử dụng thành phần thứ tự nghịch của điện áp và đặc tính tắt dần của thành phần này để phát hiện sự cách ly trong lưới điện phân phối có kết nối nguồn phân tán ở Việt Nam. Phương pháp này có ưu điểm là thiết bị đơn giản, vận hành dễ dàng và phù hợp với điều kiện kinh tế nước ta.

Trên cơ sở đo các thông số ở vị trí đầu cực DG, tác giả đã trình bày phương pháp sử dụng thành phần thứ tự nghịch của điện áp và đặc tính tắt dần của thành phần này trong việc phát hiện sự cách ly. Thành phần thứ tự nghịch của điện áp được tách ra từ tín hiệu điện áp ở đầu cực DG. Phương pháp này được mô phỏng với các điều kiện vận hành khác nhau. Kết quả mô phỏng ở mục 3.3 cho thấy rằng phương pháp này phát hiện đúng sự cách ly và không tác động nhầm khi xuất hiện các nhiễu loạn khác xảy ra trong hệ thống điện dựa vào giá trị đặt  $U_{2\text{đạt}}$  như trên.

## TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] Thomas Ackermann, Goran Andersson, Lennart Soder, "Distributed generation: a definition", *Electric Power Systems Research*, 57, 2001, pp. 195–204.
- [2] S. Jhutti, *Embedded Generation and the Public Electricity System*, IEE colloquium on system implications of embedded generation and its protection and control Birmingham, February 1998.
- [3] *IEEE 1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*, 2003.
- [4] Pukar Mahat, Zhe Chen and Birgitte Bak-Jensen, *Review of Islanding Detection Methods for Distributed Generation*, DRPT2008 6-9 April 2008, Nanjing China.
- [5] T. Funabashi, Senior Member, IEEE, and K. Koyanagi, Member, IEEE, and R. Yokoyama, Member, IEEE, *A review of islanding detection methods for Distributed Resources*, Paper accepted for presentation at 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference, June 23th - 26th, Bologna, Italy.
- [6] J. E. Kim\*, Member IEEE, J.S. Hwung, *Islanding Detection Method of Distributed Generation Units Connected to Power Distribution System*, IEEE 0-7803-6338-8, 2000.
- [7] V. Menon, M. H. Nehrir, "A hybrid islanding detection technique using voltage unbalance and frequency set point", *IEEE Tran. Power Systems*, Vol. 22, No.1, Feb. 2007, pp. 442-448.
- [8] *Sơ đồ lưới điện đảo Lý Sơn*, Công ty Điện lực Quảng Ngãi, Việt Nam.