

# Phương pháp phân tích ngắn mạch cải tiến dựa vào việc xác định ngưỡng dao động điện áp nút trên lưới điện phân phối có tích hợp nguồn phân tán

Bùi Minh Dương<sup>1</sup>, Lê Duy Phúc<sup>2,3,\*</sup>, Đoàn Ngọc Minh<sup>2</sup>, Nguyễn Thanh Phương<sup>3</sup>



Use your smartphone to scan this QR code and download this article

<sup>1</sup>Bộ môn Điện và Kỹ thuật máy tính, Khoa Kỹ thuật, Trường Đại học Việt Đức, Bình Dương

<sup>2</sup>Tổng Công ty Điện lực Tp.HCM, Hồ Chí Minh

<sup>3</sup>Viện Kỹ thuật, Trường Đại học Công nghệ Tp.HCM, Hồ Chí Minh

## Liên hệ

**Lê Duy Phúc**, Tổng Công ty Điện lực Tp.HCM, Hồ Chí Minh

Viện Kỹ thuật, Trường Đại học Công nghệ Tp.HCM, Hồ Chí Minh

Email: phucl@hcmcc.com.vn

## Lịch sử

- Ngày nhận: 12-9-2020
- Ngày chấp nhận: 29-3-2021
- Ngày đăng: 16-4-2021

DOI : 10.32508/stdjet.v4i2.766



## Bản quyền

© ĐHQG Tp.HCM. Đây là bài báo công bố mở được phát hành theo các điều khoản của the Creative Commons Attribution 4.0 International license.



## TÓM TẮT

Việc tích hợp các nguồn điện phân tán (DG-Distributed Generators) vào lưới điện phân phối (LĐPP) có thể ảnh hưởng đến sự hoạt động tin cậy và tính ổn định của các hệ thống bảo vệ. Tùy thuộc vào các loại nguồn DG, vị trí lắp đặt và trạng thái vận hành, các dòng điện ngắn mạch trên LĐPP có thể được thay đổi giá trị đáng kể làm ảnh hưởng đến sự hoạt động đúng đắn của các thiết bị bảo vệ (TBBV) khác nhau. Các phương pháp phân tích ngắn mạch truyền thống chưa xem xét đến sự xuất hiện cũng như đặc tính vận hành của nguồn điện DG, cũng như là sự thay đổi về hướng công suất và điện áp tại các nút trên LĐPP. Do đó, việc cải tiến phương pháp phân tích ngắn mạch truyền thống là cần thiết, để có thể xác định các dòng điện sự cố trên LĐPP một cách nhanh chóng, chính xác và tự động. Từ đó, nghiên cứu này giới thiệu một phương pháp phân tích ngắn mạch dựa vào việc xác định ngưỡng dao động điện áp nút thông qua việc xác định khoảng tin cậy của công suất phụ tải (Load Power Confidence Interval – LPCI). Cụ thể, ngưỡng dao động của phụ tải sẽ là cơ sở để tính toán ngưỡng dao động của điện áp tại các nút và khoảng giá trị dòng điện ngắn mạch trên LĐPP có các nguồn DG. Nhờ vào việc sử dụng công cụ LPCI được phát triển và công cụ E-terra Distribution, các kết quả mô phỏng đạt được đã chứng minh sự hiệu quả của phương pháp phân tích ngắn mạch được cải tiến dựa trên việc xác định ngưỡng dao động điện áp nút trên LĐPP có xem xét đến các loại, vị trí lắp đặt và trạng thái vận hành của những nguồn DG.

**Từ khoá:** Nguồn điện phân tán, lưới điện phân phối, điện áp nút, dự báo phụ tải, và phân tích ngắn mạch

## GIỚI THIỆU

Sự tích hợp của các nguồn điện phân tán (DG-Distributed Generators) vào lưới điện phân phối (LĐPP) có thể ảnh hưởng đến độ tin cậy và tính ổn định của các hệ thống bảo vệ. Khi mức độ thâm nhập của các nguồn điện DG vào LĐPP đạt đến một mức độ nhất định thì việc kiểm soát giá trị điện áp nút và dòng điện ngắn mạch trở nên khó khăn hơn, bởi vì sự hoạt động không liên tục của các nguồn DG (chẳng hạn như các nguồn phát điện sử dụng năng lượng mặt trời và năng lượng gió) có thể gây ra hiện tượng dao động điện áp nút và làm thay đổi đáng kể giá trị dòng điện sự cố trên lưới. Không chỉ thế, các nguồn DG được lắp đặt tại nhiều vị trí khác nhau trên LĐPP với trạng thái vận hành luôn thay đổi cũng đã làm ảnh hưởng đáng kể đến giá trị và hướng của dòng điện ngắn mạch. Điều này có thể làm giảm độ tin cậy của hệ thống bảo vệ trên LĐPP mỗi khi cấu trúc của lưới điện thay đổi. Theo đó, tính phối hợp hoạt động giữa những thiết bị bảo vệ (TBBV) không còn được đảm bảo và có thể dẫn đến những vấn đề nghiêm trọng như tác động nhầm, tác động vượt cấp, hoặc tác động

đồng thời. Chính vì vậy, việc xác định ngưỡng dao động của điện áp nút trên LĐPP là cần thiết nhằm hỗ trợ hiệu quả cho việc phân tích trào lưu công suất và phân tích ngắn mạch. Các tác giả sẽ tập trung vào việc phát triển một phương pháp xác định ngưỡng dao động của phụ tải để làm cơ sở xác định ngưỡng dòng điện trên các nhánh trước khi xác định ngưỡng điện áp nút, nhằm cải tiến lại các phương pháp phân tích ngắn mạch truyền thống để có thể áp dụng hiệu quả cho LĐPP có sự tích hợp của các nguồn điện phân tán khác nhau.

Nguồn phát điện phân tán có hai đặc tính vận hành chính là peer-to-peer (P2P) và plug-and-play (P&P), theo những nghiên cứu của Nikkhajoei H *et al.* (2006-2007)<sup>1,2</sup>. Đặc tính vận hành P2P thể hiện rằng các nguồn DG có thể kết nối liên tục hoặc ngắt kết nối với lưới tùy vào thời điểm vận hành; trong khi đó, đặc tính P&P cho thấy các nguồn DG có thể được bố trí ở bất kỳ vị trí nào trên LĐPP mà không làm ảnh hưởng đến trạng thái hoạt động của hệ thống. Lưu ý rằng, đặc tính P2P ảnh hưởng đến giá trị độ lớn của dòng điện ngắn mạch và có thể dẫn đến hiện tượng

**Trích dẫn bài báo này:** Dương B M, Phúc L D, Minh D N, Phương N T. Phương pháp phân tích ngắn mạch cải tiến dựa vào việc xác định ngưỡng dao động điện áp nút trên lưới điện phân phối có tích hợp nguồn phân tán. *Sci. Tech. Dev. J. - Eng. Tech.*; 4(2):806-834.

mà bảo vệ hoặc tác động đồng thời đối với các TBBV quá dòng theo tác giả Firouz Y. *et al.* (2014)<sup>3</sup>. Nguồn điện chứa phần tử quay (RBDG-Rotating-based Distributed Generator), chẳng hạn như máy phát điện diesel, có thể tạo ra dòng điện ngắn mạch đủ lớn, vì vậy các TBBV quá dòng ngay lập tức được kích hoạt và tác động để bảo vệ LĐPP. Mặt khác, nguồn điện giao tiếp với lưới bởi bộ chuyển đổi công suất (IBDG-Inverter-based Distributed Generator) có thể được tích hợp thêm các chức năng vượt qua điện áp thấp (LVRT-Low Voltage Ride Through) hoặc bộ hạn dòng điện ngắn mạch (FCL-Fault Current Limiter) để làm giảm sự ảnh hưởng của dòng điện ngắn mạch lên bộ giao tiếp điện tử công suất cũng như đến hệ thống bảo vệ hiện hữu trên LĐPP truyền thống. Theo đó, dòng điện ngắn mạch do các nguồn IBDG bơm vào LĐPP thường có giá trị biên độ nhỏ và gây ra những khó khăn nhất định cho các TBBV trong việc phân biệt hiện tượng quá tải và sự cố ngắn mạch, theo Sortomme E., Bui D.M. *et al.* (2008, 2017)<sup>4,5</sup>. Nghiên cứu của tác giả Bui D.M. (2017)<sup>5</sup> đề cập đến một phương pháp tính toán ngắn mạch đơn giản và tự động phục vụ cho hệ thống bảo vệ của microgrid (MG) trong chế độ vận hành nối lưới. Cụ thể, tác giả đã đề xuất những phương trình tính toán để xác định giá trị dòng điện ngắn mạch góp từ các nguồn IBDG và RBDG một cách hiệu quả và nhanh chóng. Tuy nhiên, giá trị điện áp phục vụ việc phân tích ngắn mạch được tác giả giả định bằng với giá trị điện áp danh định, vốn chỉ phù hợp với MG hoạt động ở cấp điện áp hạ áp. Trong khi đó, sự dao động của các nguồn DG khác nhau và các loại phụ tải trên LĐPP có thể dẫn đến sự thay đổi về biên độ dao động của giá trị điện áp tại các nút. Nghiên cứu của Ou T.C. (2012)<sup>6</sup> trình bày một phương pháp phân tích ngắn mạch cho những dạng sự cố bất đối xứng dựa trên hai ma trận thể hiện tính chất kết nối của lưới điện MG, nhằm xác định trực tiếp dòng điện ngắn mạch chạy trên nhánh và điện áp sự cố tại các nút, có xem xét đến sự hiện diện của nguồn điện DG trong hai chế độ vận hành nối lưới và độc lập. Nghiên cứu của Wang Q. *et al.* (2015)<sup>7</sup> chỉ tập trung vào việc phân tích dòng ngắn mạch của nguồn IBDG ở chế độ điều khiển vượt qua ngưỡng điện áp thấp-LVRT khi vận hành nối lưới. Nghiên cứu của Mathur A. *et al.* (2017)<sup>8</sup> đã đề cập đến việc mô hình hóa LĐPP có tích hợp nguồn IBDG bằng mô hình ZIP khi hoạt động cấp nguồn cho cả hai loại phụ tải điện gồm tải không đổi và tải phụ thuộc vào điện áp. Bên cạnh đó, nghiên cứu của Tu V.D., Boutsika T. N. *et al.* (2008, 2013)<sup>9,10</sup> đã phân tích động học các nguồn IBDG trong quá trình xảy ra sự cố nhằm để xuất một mô hình phân tích ngắn mạch tự thích nghi dựa trên kỹ thuật tính

toán Newton-Raphson để mà tìm ra giá trị tính toán ngắn mạch cho LĐPP có tích hợp các nguồn IBDG. Có thể thấy rằng, để phân tích ngắn mạch trên LĐPP có tích hợp các nguồn DG khác nhau, việc xem xét đến những đặc tính vận hành của phụ tải và các phần tử nguồn là cần thiết nhằm cải thiện độ chính xác của kết quả phân tích ngắn mạch truyền thống. Dòng điện ngắn mạch tổng được những TBBV quá dòng ghi nhận trên LĐPP có tích hợp nguồn DG sẽ bao gồm hai thành phần là: i) dòng điện ngắn mạch xuất phát từ các nguồn phát điện truyền thống và ii) dòng điện tham gia vào sự cố được sinh ra từ các nguồn DG khác nhau. Hơn nữa, để mà phân tích ngắn mạch hiệu quả, nhanh và tự động, các dòng điện ngắn mạch tham gia vào sự cố bởi sự hiện diện của các nguồn DG cần được tính toán ứng với nhiều dạng sự cố khác nhau, ví dụ như sự cố một pha chạm đất, hai pha chạm đất, pha chạm pha và sự cố ba pha) cho từng vị trí cụ thể trên LĐPP.

Việc tính toán giá trị dòng điện ngắn mạch cho LĐPP có tích hợp nguồn DG có thể được thực hiện dựa vào i) ma trận dòng điện nhánh (branch currents matrix); ii) ma trận điện áp nút (bus voltages matrix) và iii) ma trận tổng dẫn (admittance matrix). Cụ thể, ma trận dòng điện ngắn mạch tương ứng với từng dạng sự cố có thể được xác định bằng cách nhân ma trận tổng dẫn với ma trận điện áp nút. Trong khi ma trận tổng dẫn nút được suy ra từ ma trận tổng trở ứng với mô hình đường dây, mô hình máy biến áp và mô hình phụ tải, thì các giá trị điện áp nút có thể được giả sử bằng với giá trị danh định hoặc thông qua kết quả phân tích trào lưu công suất theo chu kỳ định trước hoặc dựa vào ngưỡng dao động điện áp nút như được xác định trong bài báo này. Thật vậy, quá trình tính toán trào lưu công suất có thể phục vụ cho việc xác định ngưỡng dao động của điện áp nút và dòng điện ngắn mạch được quan sát bởi các TBBV quá dòng trên LĐPP. Trong nghiên cứu này, các tác giả trước tiên giới thiệu phương pháp xác định ngưỡng dao động của phụ tải (gọi tắt là phương pháp LPCI), sau đó xác định ngưỡng dao động của các dòng điện nhánh (branch currents) đối với các tuyến dây xuất phát từ các trạm biến áp chính trên LĐPP có tích hợp nguồn DG. Lưu ý rằng, để tăng cường tính ổn định điện áp tại các nút có chứa nguồn DG, các hệ thống lưu trữ năng lượng để nghị được sử dụng. Tiếp theo, thông qua việc phân tích trào lưu công suất, ngưỡng dao động của điện áp tại các nút sẽ được tính toán trước khi xác định ngưỡng dao động của dòng điện ngắn mạch tương ứng với từng dạng sự cố.

Trong nghiên cứu này, một bộ dữ liệu phụ tải quá khứ của một tuyến dây đầu nguồn thực tế được các tác giả sử dụng để kiểm chứng sự hiệu quả của phương pháp

LPCI và phương pháp phân tích ngắn mạch được cải tiến. Mặt khác, các hệ số ảnh hưởng của dòng điện ngắn mạch ứng với từng cấu trúc của LĐPP có tích hợp DG sẽ được tính toán và lưu trữ trong hệ thống quản lý thời gian thực (Real-time Management System – RTMS) mỗi khi LĐPP thay đổi cấu trúc hoặc khi có sự thay đổi về số lượng nguồn lưới/DG trên LĐPP. Bố cục của bài báo này được tổ chức như sau: **Phần Giới thiệu** trình bày tổng quan về các nghiên cứu trước đây và sự cần thiết của vấn đề nghiên cứu cải tiến lại các phương pháp phân tích ngắn mạch truyền thống để có thể áp dụng hiệu quả cho LĐPP có sự tích hợp của các nguồn điện phân tán khác nhau. **Phần Phương pháp phân tích ngắn mạch cải tiến cho LĐPP có tích hợp các nguồn DG** miêu tả chi tiết phương pháp LPCI để xác định ngưỡng dao động của phụ tải, dòng điện nhánh, và điện áp trên các tuyến dây đầu nguồn trước khi đề cập đến việc cải tiến phương pháp phân tích ngắn mạch dành cho LĐPP có tích hợp các nguồn DG khác nhau. Trong **Phần Kết quả mô phỏng và thảo luận về phương pháp phân tích ngắn mạch đề xuất**, tác giả trình bày cụ thể các kết quả mô phỏng dựa vào phương pháp phân tích ngắn mạch cải tiến đã được đề xuất. Cuối cùng, những thảo luận, nhận định và kết luận của các tác giả được trình bày tại **Phần Kết luận**.

## PHƯƠNG PHÁP PHÂN TÍCH NGẮN MẠCH CẢI TIẾN CHO LĐPP CÓ TÍCH HỢP CÁC NGUỒN DG

Trong phần này, nhóm tác giả sẽ trình bày một phương pháp xác định ngưỡng dao động của điện áp nút dựa trên ngưỡng dao động của phụ tải. Sau đó, khoảng tin cậy của các điện áp nút sẽ được sử dụng cho việc phân tích ngắn mạch được cải tiến cho LĐPP có tích hợp các nguồn DG. Tổng dòng điện ngắn mạch được quan sát bởi các thiết bị bảo vệ trên LĐPP bao gồm i) giá trị dòng điện ngắn mạch đóng góp từ nguồn lưới,  $I_{nm\_li}$ , và ii) giá trị dòng điện ngắn mạch từ các nguồn DG khác nhau,  $I_{nm\_DG}$ , đến các TBBV. trình bày tổng quan về phương pháp phân tích ngắn mạch cải tiến cho LĐPP có tích hợp DG.

### Xác định ngưỡng dao động tin cậy của phụ tải trên LĐPP có tích hợp nguồn DG

Để xác định đúng đắn khoảng tin cậy của phụ tải trên LĐPP có tích hợp nguồn DG, tác giả đã đề xuất một phương pháp loại bỏ dữ liệu nhiễu như cho biết trong Phần Phương pháp loại bỏ dữ liệu nhiễu để xác định ngưỡng dao động của phụ tải tuyến dây. Sau đó, các tác giả sử dụng các mô hình dự báo SVM, LSTM-RNN và ANN để tìm khoảng tin cậy của phụ tải, được

trình bày trong Phần Các mô hình SVM, LSTM-RNN và ANN được sử dụng để xác định ngưỡng dao động của phụ tải. Việc sử dụng ba mô hình dự báo này là để đảm bảo rằng tất cả các dữ liệu phụ tải có thể được dự báo đúng đắn tương ứng với các mô hình dự báo khác nhau. Tùy thuộc vào đặc điểm của các phụ tải, một trong ba mô hình SVM, LSTM-RNN và ANN sẽ được áp dụng thích hợp nhằm đạt được kết quả dự báo tối ưu hơn.

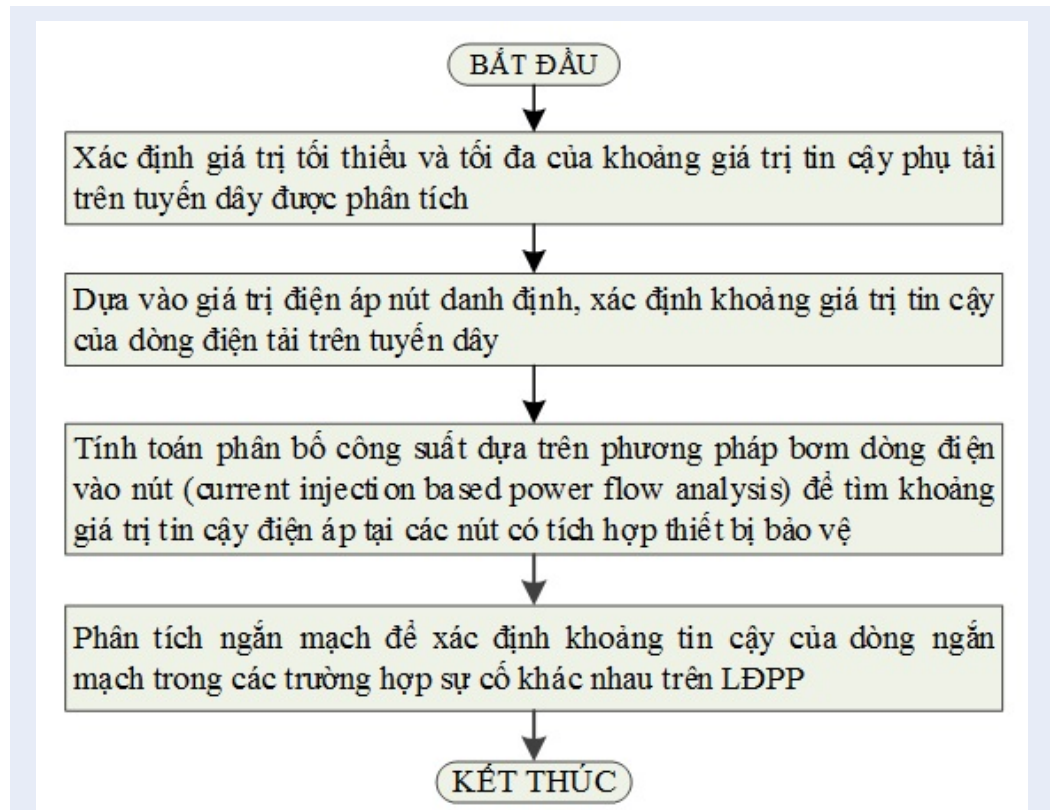
### Phương pháp loại bỏ dữ liệu nhiễu để xác định ngưỡng dao động của phụ tải tuyến dây

Theo các nghiên cứu của Duong Minh Bui và Phuc Duy Le *et al.* (2020)<sup>11-13</sup>, mặc dù bộ dữ liệu phụ tải được thu thập bằng hệ thống quản lý thời gian thực (RTMS-Real-time Management System) có độ chính xác cao, nhưng vẫn chứa khá nhiều dữ liệu gây nhiễu ngẫu nhiên do các nguyên nhân gồm: i) đặc tính vận hành ngẫu nhiên của phụ tải, ii) sự dao động của nguồn lưới hoặc của các nguồn DG, iii) khi LĐPP xảy ra mất điện do sự cố; iv) kế hoạch bảo trì định kỳ; v) đóng/cắt tụ bù; hoặc vi) do đường truyền kết nối không ổn định. Do đó, độ tin cậy của bộ dữ liệu phụ tải thường khó có thể đạt mức độ tin cậy cao nhất là 100%. Để giải quyết vấn đề này, phương pháp loại bỏ dữ liệu gây nhiễu do các tác giả phát triển sẽ chỉ ra độ tin cậy phù hợp nhất đối với từng bộ dữ liệu phụ tải, sau khi đã kiểm tra ở nhiều mức độ tin cậy khác nhau. Cụ thể hơn, phương pháp này sẽ dựa trên kết quả tính toán MAPE có sai số nhỏ nhất dựa trên ba mô hình dự báo ANN, LSTM-RNN và SVM, như được trình bày trong công thức (1) để tìm ra mức độ tin cậy phù hợp nhất với bộ dữ liệu được phân tích. Việc sử dụng các mô hình dự báo ANN, LSTM và SVM là để kiểm tra xem mô hình dự báo dựa vào chuỗi dữ liệu theo thời gian (time-series based forecasting model) hoặc mô hình dự báo dựa vào học máy (machine learning based forecasting model) sẽ phù hợp hơn để xác định khoảng tin cậy của phụ tải trên lưới điện phân phối. Công thức tính toán chỉ số MAPE được thể hiện như sau:

$$MAPE(A_t, F_t) = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N \left| \frac{A_t - F_t}{A_t} \right| \quad (1)$$

Trong đó,  $A_t$  là giá trị phụ tải thực tế trên LĐPP tại thời điểm  $t$ ,  $F_t$  là giá trị phụ tải dự báo tại thời điểm  $t$  thu được từ việc áp dụng ba mô hình dự báo ANN, LSTM-RNN và SVM khác nhau, và  $N$  là tổng số dữ liệu được lấy mẫu để tính toán MAPE.

Độ tin cậy của bộ dữ liệu phụ tải được giả định là lớn hơn 90% bởi vì dữ liệu thu thập từ hệ thống SCADA hầu hết có độ chính xác tương đối cao. Theo đó, đây giá trị mức độ tin cậy có thể thiết lập thành mười ba



Hình 1: Sơ đồ tổng quan cho biết phương pháp phân tích nhánh mạch cải tiến đối với LDCP có tích hợp nguồn DG.

mức độ khác nhau, trong khoảng từ 90% đến 99%, 4,5-sigma (~ 99,73%), 5,5-sigma (~ 99,9937%) và 6-sigma (~ 99,99966%). Việc lựa chọn mức độ tin cậy hiệu quả nhất của bộ dữ liệu phụ tải dựa trên kết quả MAPE thấp nhất của ba mô hình dự báo ANN, LSTM-RNN và SVM. Giải thuật của phương pháp lọc dữ liệu của phụ tải do nhóm tác giả phát triển được thể hiện trong Hình 2, bao gồm những bước sau:

- **Bước 1** – Nhập dữ liệu phụ tải quá khứ tại nút có các TBBV và tiến hành quan sát độ lệch của dữ liệu để xác định nguồn dữ liệu gây nhiễu;
- **Bước 2** – Tính toán hàm mật độ xác suất (PDF-Probability Density Function) của bộ dữ liệu phụ tải và kiểm tra tính tương đồng về dạng trực quan của hàm phân phối chuẩn;
- **Bước 3** – Nếu bộ dữ liệu phụ tải đã có dạng trực quan của hàm phân phối chuẩn thì tiếp tục tìm kiếm mức độ tin cậy phù hợp thông qua ba mô hình dự báo ANN, LSTM-RNN và SVM, và sau đó lựa chọn mức độ tin cậy cho kết quả tính toán sai số MAPE thấp nhất;
- **Bước 4** – Ngược lại, nếu bộ dữ liệu phụ tải chưa có dạng trực quan của hàm phân phối chuẩn

thì áp dụng phương pháp so lệch (diferencing method) để loại bỏ tính xu hướng của bộ dữ liệu phụ tải, bằng cách xây dựng chuỗi số lệch dữ liệu phụ tải trên cơ sở ngày tiếp theo, và tính toán lại mật độ phân bố xác suất;

- **Bước 5** – Lựa chọn độ tin cậy tốt nhất của bộ dữ liệu đầu vào thông qua kết quả sai số MAPE thấp nhất từ ba mô hình ANN, LSTM-RNN và SVM khác nhau;
- **Bước 6** – Chạy ba mô hình dự báo phụ tải điện sử dụng ANN, LSTM-RNN và SVM từ bộ dữ liệu phụ tải điện đã được lọc dựa trên chỉ số độ tin cậy tốt nhất đã được lựa chọn trong **Bước 5**;
- **Bước 7** – Chọn kết quả dự báo phụ tải điện có giá trị MAPE thấp nhất và xác định khoảng giá trị  $[P_{load\_min}, P_{load\_max}]$  ở các nút có các thiết bị bảo vệ trên LDCP. Các giá trị phụ tải tối đa và giá trị phụ tải tối thiểu ứng với từng nút trên LDCP được xác định như sau:

$P_{load\_max} = \mu_P + \frac{Z}{\sqrt{n}} \sigma_P$  và  $P_{load\_min} = \mu_P - \frac{Z}{\sqrt{n}} \sigma_P$ . Trong đó, hệ số Z được xác định từ bảng phân phối chuẩn tương ứng với mức độ tin cậy tốt nhất;  $\mu_P$  là giá trị trung bình phụ tải điện từ kết quả dự báo; n

là số lượng dữ liệu quan sát và  $\sigma_P$  là độ lệch chuẩn của bộ dữ liệu phụ tải được phân tích. Dựa trên khoảng giá trị tin cậy  $[P_{load\_min}, P_{load\_max}]$  ở các nút có các TBBV đã được xác định, tác giả sẽ tiếp tục xác định khoảng tin cậy của dòng điện phụ tải  $[I_{load\_min}, I_{load\_max}]$  ứng với từng nút nhằm phục vụ cho việc phân tích ngắn mạch được trình bày trong Phần 2.3.

$$\begin{cases} I_{load\_min} = \frac{P_{load\_min}}{V_{nom}} \\ I_{load\_max} = \frac{P_{load\_max}}{V_{nom}} \end{cases} \quad (2)$$

Trong đó,  $V_{nom}$  là giá trị điện áp nút danh định trên LĐPP.

**Các mô hình SVM, LSTM-RNN và ANN được sử dụng để xác định ngưỡng dao động của phụ tải**

Trong nghiên cứu này, các tác giả tập trung sử dụng ba mô hình dự báo, gồm ANN (Artificial Neural Networks), SVM (Support Vector Machine) và mô hình LSTM-RNN (Long Short-Term Memory – Recurrent Neural Network) để phát triển phương pháp xác định LPCI, nhằm phục vụ cho việc phân tích ngắn mạch cải tiến trên LĐPP có tích hợp các nguồn DG. Theo đó, cơ sở lý thuyết của các mô hình dự báo nêu trên sẽ được đề cập trong mục này.

*Mô hình dự báo SVM*

Bắt đầu với bộ dữ liệu dùng cho huấn luyện  $\{(x_1, y_1), (x_2, y_2), \dots, (x_n, y_n)\} \subset R_n \times R$  với  $x_n$  vectơ đầu vào,  $y_n$  là nhãn phân lớp của điểm dữ liệu  $x_n$  và  $n$  là số lượng mẫu trong bộ dữ liệu huấn luyện. Để quản lý rủi ro khi xác định giá trị sai số thực nghiệm tối thiểu, phương pháp SVM sử dụng cấu trúc SRM (Structured Reduction Management) được mô tả trong công thức (4), theo nghiên cứu của Zhang M.-G (2005)<sup>14</sup>.

$$f(x) = \langle \omega, \phi(x) \rangle + b \quad (3)$$

$$\begin{aligned} R &= C.R_{emp} + \frac{1}{2} \|\omega\|^2 \\ &= \frac{C}{n} \sum_{i=1}^n L(y_i, f(x)) + \frac{1}{2} \|\omega\|^2 \end{aligned} \quad (4)$$

$$L(y_i, f(x)) = \begin{cases} |y - f(x)| - \varepsilon \\ 0 \end{cases} \quad (5)$$

Trong công thức (3),  $\omega$  là trọng số xử lý độ mịn,  $\langle \cdot, \cdot \rangle$  đại diện cho mối quan giữa các  $\omega$  và  $\phi(x)$ , và  $b$  tham số độ lệch.  $\phi(x)$  là không gian đặc tính đa chiều, phi tuyến và được ánh xạ từ không gian đầu vào  $x$ . Hàm rủi ro được biểu diễn như công thức (4) và giá trị rủi ro thực nghiệm được định nghĩa bằng thuật ngữ  $R_{emp}$  hoặc trong hàm suy hao Vapnik, Y. Bengio *et al.* (2013)<sup>15</sup>.

Công thức (5) được sử dụng để ước lượng giá trị rủi ro thực nghiệm  $L$  dựa trên mức sai số cho phép  $\varepsilon$ . Hằng số  $C$  được xác định dựa vào việc ước lượng độ phức tạp và độ phẳng của hàm rủi ro. Theo đó, hằng số  $C$  được xem là một hệ số tham chiếu để thể hiện mối liên hệ giữa giá trị rủi ro thực nghiệm và giá trị ước lượng trên lý thuyết. Cả hằng số  $C$  và mức sai số cho phép  $\varepsilon$  đều là tham số tùy biến theo kinh nghiệm. Dựa vào công thức (4) và công thức (5), ta có thể biến đổi công thức (3) thành:

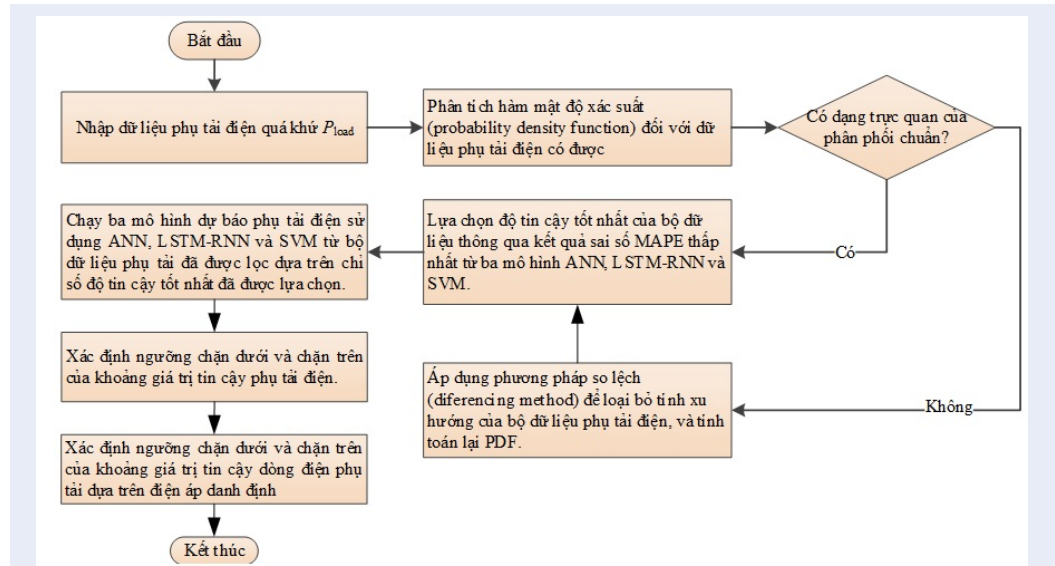
$$f(x) = \sum_{i=1}^n (a_i - a_i^*) K(x_i, x_j) + b \quad (6)$$

Trong đó,  $K(x_i, x_j)$  là hàm kernel được xác định bằng tích vô hướng  $\langle \phi(x_i), \phi(x_j) \rangle$  của hai vectơ không gian đặc tính đa chiều  $\phi(x_i)$  và  $\phi(x_j)$ . Việc sử dụng hàm kernel nhằm mục đích xử lý hiệu quả từng chiều của vùng không gian đặc tính đa chiều  $\phi(x)$ . Trong những hàm kernel đã được phát triển ở nhiều công trình nghiên cứu trước đây, hàm RBF (Radial Basic Function) được sử dụng rộng rãi vì khả năng xử lý hiệu quả các dữ liệu ngõ vào/ngõ ra có mối quan hệ phi tuyến, W.-C. Hong (2009)<sup>16</sup>. Do đó, nghiên cứu này sử dụng hàm kernel RBF trong mô hình dự báo SVM, thể hiện tại công thức (7). Cần lưu ý rằng, tham số  $\delta$  trong hàm kernel RBF được xác định bằng cấu trúc của không gian đặc tính đa chiều  $\phi(x)$ .

$$K(x_i, x_j) = \exp\left(\frac{-\|x_i - x_j\|^2}{2\delta^2}\right) \quad (7)$$

*Mô hình dự báo LSTM-RNN*

Kỹ thuật dự báo sử dụng mô hình LSTM-RNN là một trong những kỹ thuật được sử dụng phổ biến trong lĩnh vực dự báo phụ tải hiện nay, R. Dobbe, Y. Bengio *et al.* (1994, 2020)<sup>17,18</sup>. Phương pháp dự báo này được thực hiện bằng cách xếp chồng nhiều lớp mạng nơ-ron dựa trên việc tối ưu hóa ngẫu nhiên. Khả năng huấn luyện và hiệu suất của mô hình LSTM-RNN có thể được cải thiện bằng cách thay đổi số lớp mạng nơ-ron với mức độ tổng quát hóa khác nhau. Những mạng nơ-ron hồi quy (Recurrent Neural Network - RNN) về cơ bản khác với mạng nơ-ron truyền thẳng thông thường (Feedforward Neural Network - FNN) do được hình thành theo trình tự tương quan giữa lớp mạng nơ-ron của trạng thái hiện tại với thông tin ngõ ra của lớp mạng nơ-ron trước đó. Tuy nhiên, việc sử dụng mạng nơ-ron RNN có thể gặp một số khó khăn trong việc huấn luyện cho các yếu tố tác động dài hạn do hiện tượng suy giảm hoặc bùng phát các hệ số mang tính xu hướng. Chính vì vậy, mô hình LSTM được sử dụng để khắc phục khó khăn này. Tại



Hình 2: Giải thuật xác định LPCI và dòng điện phụ tải trên tuyến dây của LĐPP có tích hợp các nguồn DG

nghiên cứu này, các tác giả sử dụng mô hình LSTM-RNN được xây dựng bằng nhiều hàm kernel nhằm quản lý tốt hơn các yếu tố tác động trong dài hạn, có thể hoạt động song song và lưu trữ thông tin trong cả thời điểm ngắn hạn và dài hạn. Hình 3 và Hình 4 lần lượt thể hiện mạng RNN và cấu trúc của các tế bào LSTM trong mạng RNN.

Để huấn luyện một mạng nơ-ron cho mô hình dự báo LSTM-RNN với một lớp đơn giản, ta cần phải mô tả tham số của ngõ ra lớp mạng nơ-ron ẩn  $h_t \in R_n$ . Đó là một vectơ  $n$ -chiều và đồng thời cũng là trạng thái ngắn nhớ  $c_t$ . Thông thường, các giá trị ban đầu của những tham số này được chọn ở mức không ( $h_t=0$  và  $c_t=0$ ). Ba hàm sigmoid trong khối LSTM-RNN có phạm vi ngõ ra từ 0 đến 1, nhằm quyết định tín hiệu nào sẽ được lựa chọn đến ngõ ra. Quá trình này được lặp lại cho bước tiếp theo. Tất cả các trọng số và độ lệch được huấn luyện với hàm mục tiêu chính là giảm thiểu độ lệch giữa các ngõ ra của khối LSTM và các mẫu huấn luyện thực tế. Xử lý một cách tuần tự, thông tin của bước thời gian hiện tại được lưu trữ và duy trì để tham khảo tại ngõ ra của mô hình LSTM-RNN ở các bước thời gian tiếp theo.

Mô hình dự báo ANN

Cấu trúc cơ bản của mô hình ANN, còn được gọi là mạng nơ-ron có kết nối đầy đủ, được thể hiện trong Hình 5, bao gồm: i) một lớp dữ liệu đầu vào có kích thước phù hợp đến bộ dữ liệu phụ tải điện, ii) hai lớp ẩn với 100 điểm nơ-ron cho mỗi lớp, và iii) một lớp dữ liệu đầu ra có kích thước tương ứng với lớp dữ

liệu đầu vào. Theo cấu trúc của mô hình ANN, một vector ngõ ra của kết quả đạt được dựa trên các mô hình đầu vào (input patterns) cùng với các giá trị mục tiêu (targeted values) trong mô hình mạng. Một cách tổng quát, trọng số mạng  $w_{ij}$  trong liên kết giữa mỗi cặp nút mạng được cập nhật theo sự sai khác giữa giá trị các ngõ ra được tạo ra với giá trị ngõ ra mục tiêu, nhằm mục đích làm giảm sai số của kết quả ngõ ra. Sai số ngõ ra được tính theo chỉ số sai số tuyệt đối trung bình (MAE-Mean Absolute Error), như trong phương trình (8):

$$MAE(y_t, \hat{y}_t) = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N |y_t - \hat{y}_t| \tag{8}$$

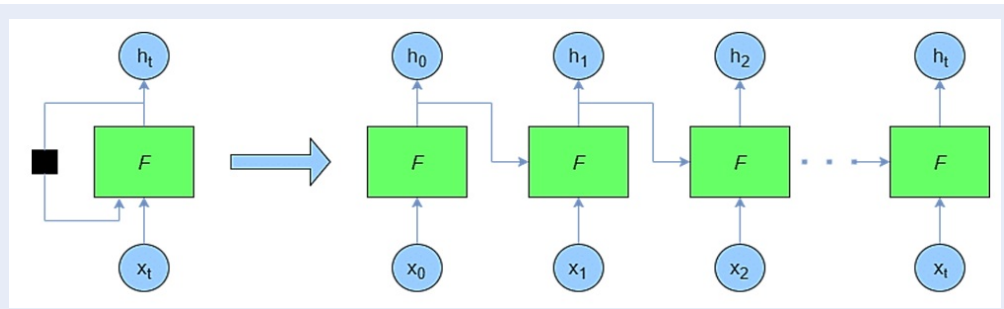
Trong đó,  $y_t$  là giá trị thực tế tại thời gian  $t$ ,  $\hat{y}_t$  là giá trị được dự báo ở thời gian  $t$ , và  $N$  là tổng số các điểm lấy mẫu khi tính toán chỉ số MAE.

Các lỗi ở lớp đầu ra được truyền ngược lại qua tất cả các lớp ẩn đến lớp đầu vào bằng cách lấy đạo hàm của các trọng số dựa trên trạng thái nơ-ron của chúng và hàm tổn thất, Iason-Ioannis C., A. Elvers, M.T.Hagan, J.P.S. Catalão *et al.* (1994, 2011, 2018-2019)<sup>19-22</sup>. Hàm kích hoạt (activation function) được sử dụng sau mỗi lớp là hàm ReLU (Rectifier Linear Unit) dành cho các lớp ẩn và hàm PL (Pure Linear) dành cho lớp ngõ ra, như cho biết trong phương trình (9) và (10).

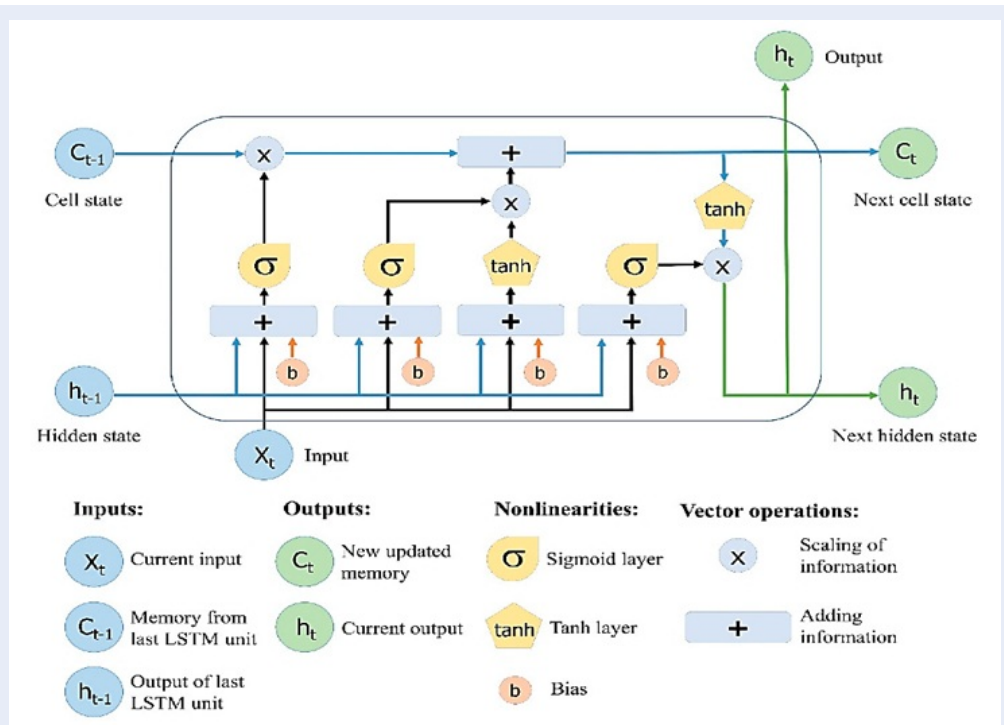
$$R(z') = \max(0, z') \tag{9}$$

$$P(z) = z \tag{10}$$

Trong đó,  $z$  là dữ liệu ngõ vào có trọng số đối với lớp ngõ ra;  $P(z)$  là hàm transfer PL của lớp ngõ ra;  $z'$  là dữ



Hình 3: Mạng RNN và mô hình tương đương



Hình 4: Cấu trúc của các tế bào LSTM trong mạng RNN

liệu ngõ vào có trọng số đối với các lớp ẩn; và  $R(z')$  là hàm truyền ReLU của các lớp ẩn trong mạng nơron. Ở mỗi lớp mạng, mỗi đáp ứng nơron nhân tạo được thực hiện bởi một hàm kích hoạt của tổng trọng số (weights) và độ sai lệch (bias). Xem xét hai lớp mạng liên tục  $[k - 1, k]$ , đáp ứng ngõ ra của các nơron có thể được tính toán như trong (11).

$$y_j = g_j \left( \sum_{i=1}^n w_{ij} u_i + b_j \right), \quad i \in [0, m]; \quad j \in [0, n] \quad (11)$$

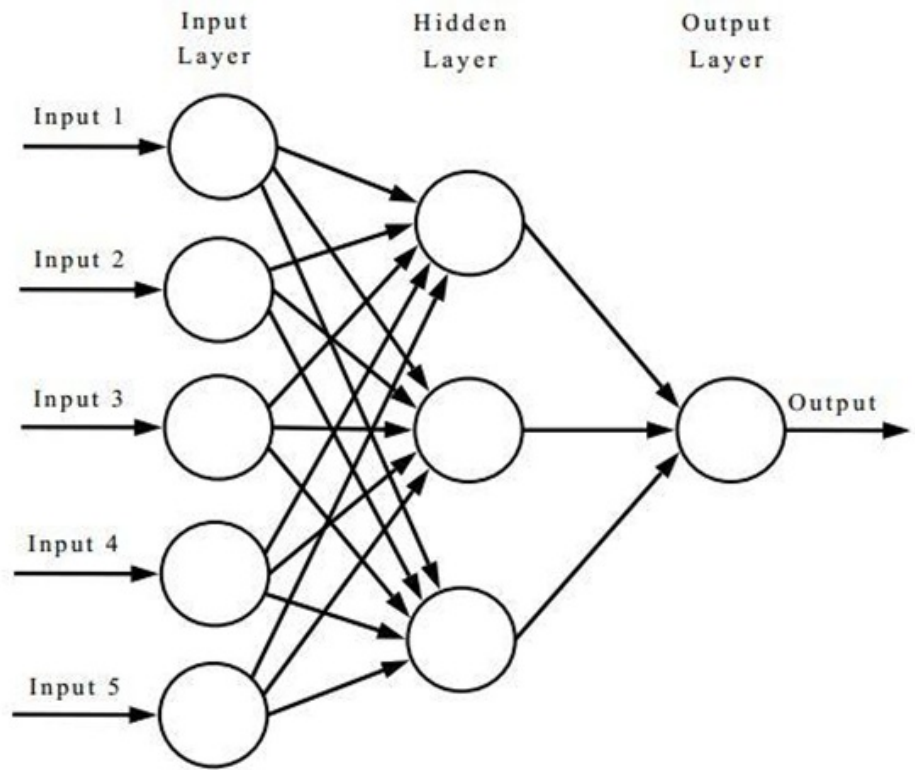
Trong đó,  $m$  là số lượng nơron nhân tạo trong lớp thứ  $(k-1)$ ;  $n$  là số lượng nơron nhân tạo trong lớp thứ  $(k)$ ;  $y_j$  là ngõ ra đối với nơron thứ  $(j)$  từ hàm kích hoạt;  $w_{ij}$  là trọng số cho sự liên kết giữa nơron thứ  $(i)$  trong

lớp thứ  $(k-1)$  và nơron thứ  $(j)$  trong lớp thứ  $(k)$ ;  $b_j$  là độ sai lệch của nơron thứ  $(j)$  trong lớp thứ  $(k)$ ; và  $g_j$  và  $u_i$  lần lượt là giá trị của các hàm kích hoạt ReLU hoặc PL.

Căn cứ vào vectơ dữ liệu đầu vào, sai số ngõ ra của mô hình ANN,  $E[t]$ , trong mỗi giai đoạn huấn luyện ở vòng lặp  $t$  được tính bởi:

$$E[t] = \frac{1}{2} \sum_{g=1}^{N(L)} (O_d(g) - O_a(g)[t])^2 \quad (12)$$

Trong đó,  $O_d(g)$  là giá trị ngõ ra mong muốn (the desired output value);  $O_a(g)$  là giá trị ngõ ra từ mô hình ANN (the resulting output value) ở vòng lặp  $t$  được



Hình 5: Cấu trúc cơ bản của mô hình ANN

tính từ phương trình (11); và  $g = 1, \dots, N(L)$  miêu tả số lượng nút ngõ ra. Khi  $E[t]$  bằng không, mô hình ANN có thể tạo ra giá trị ngõ ra chính xác bằng với giá trị được mong đợi. Hơn nữa,  $E[t]$  được hiểu như là một hàm của trọng số và độ sai lệch, ký hiệu là  $E(w, b)[t]$ . Để tối thiểu hóa các sai số, sự giảm gra-đi-ăng (gradient descent) được sử dụng trong giải thuật truyền ngược (backpropagation algorithm). Một vòng lặp của sự giảm gra-đi-ăng sẽ cập nhật các thông số  $w_{ij}$  và  $b_j$  và như sau:

$$w_{ij}[t+1] = w_{ij}[t] - \eta \frac{\partial E(w, b)[t]}{\partial w_{ij}[t]} \quad (13)$$

$$b_j[t+1] = b_j[t] - \eta \frac{\partial E(w, b)[t]}{\partial b_j[t]} \quad (14)$$

Trong đó,  $\eta$  là tỷ lệ học (learning rate) của mô hình ANN.

### Phương pháp xác định ngưỡng dao động của điện áp dựa trên ngưỡng dao động của phụ tải

Sau khi ngưỡng dao động của giá trị dòng điện phụ tải trên tuyến dây đã được xác định, chúng sẽ được

sử dụng để tính toán ngưỡng dao động điện áp nút trên LĐPP bằng phương pháp phân tích trào lưu công suất dựa trên việc bơm dòng điện vào nút (current injection based power flow analysis), ALSTOM Grid Inc., J.H. Teng, T.-H. Chen *et al.* (1991, 1994, 2003, 2014)<sup>23-26</sup>. Tiếp đó, các ngưỡng dao động điện áp nút được sử dụng để phân tích dòng điện ngắn mạch được quan sát bởi những TBBV trên LĐPP có tích hợp các nguồn DG.

Phương pháp phân tích dòng công suất được dựa trên hai ma trận gồm: i) ma trận dòng điện nhánh (BC-branch currents matrix); và ii) ma trận điện áp nút (BV-bus voltages matrix). Xem xét một bus  $i$  bất kỳ trong LĐPP, công suất được đẩy vào bus  $i$  như sau:

$$S_i = (P_i + jQ_i) = (P_{G,i} - P_{L,i}) + j(Q_{G,i} - Q_{L,i}), \quad i = 1 \dots N \quad (15)$$

Trong đó,  $P_{G,i}$  and  $Q_{G,i}$  lần lượt là công suất tác dụng và công suất phản kháng của nguồn phát tại nút  $P_{L,i}$  và  $Q_{L,i}$  lần lượt là công suất tác dụng và công suất phản kháng của tải nút  $i$ . Một LĐPP được giả định có  $N$  nút.



Dòng điện tương đương được bơm vào nút  $i$  ở vòng lặp thứ  $k$  của phương pháp phân tích dòng công suất được tính bởi công thức (16):

$$I_i^k = I_i^{real} (V_i^k) + jI_i^{imag} (V_i^k) = \left( \frac{P_i + jQ_i}{V_i^k} \right) \quad (16)$$

Trong đó,  $V_i^k$  và  $I_i^k$  lần lượt là điện áp nút và dòng điện tương đương được bơm vào nút  $i$  ở vòng lặp thứ  $k$ .  $I_i^{real}$  và  $I_i^{imag}$  lần lượt là thành phần thực và thành phần ảo của dòng điện tương đương bơm vào nút  $i$ , và cũng là một hàm theo điện áp  $V_i^k$ .

Xem xét một LĐPP đơn giản có tích hợp các nguồn DG như Hình 6. Việc bơm công suất vào nút có thể được chuyển thành việc bơm dòng điện tương đương vào nút thông qua công thức (16). Mỗi quan hệ giữa ma trận dòng điện nhánh  $[BC]$  và ma trận điện áp nút  $[BV]$  có thể thu được từ các định luật Kirchhoff.

Ma trận dòng điện nhánh  $[BC]$  có thể được xây dựng dựa trên các dòng điện tương đương bơm vào nút, được cho biết trong phương trình (17).

$$\begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ B_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \end{bmatrix} \quad (17)$$

Trong đó,

$$\begin{cases} B_5 = I_6 \\ B_4 = I_5 \\ B_3 = I_4 + B_4 = I_4 + I_5 \\ B_2 = I_3 + B_3 + B_5 = I_3 + I_4 + I_5 + I_6 \\ B_1 = I_2 + I_3 + I_4 + I_5 + I_6 \\ I_6 = I_{load6} - I_{DG2} \\ I_5 = I_{load5} - I_{DG1} \\ I_4 = I_{load4} \\ I_3 = I_{load3} \\ I_2 = I_{load2} \end{cases} ;$$

$$I_{load\_l} \in \left\{ \frac{P_{load\_l\_min}}{V_{nom}}; \frac{P_{load\_l\_max}}{V_{nom}} \right\}; l = 1 \dots N_{load}$$

$$I_{DG\_d} = \left( \frac{P_{DG\_d} + jQ_{DG\_d}}{V_i} \right)^*; d = 1 \dots N_G$$

$B_1, B_2, B_3, B_4, B_5$  là các dòng điện nhánh trên LĐPP;  $I_2, I_3, I_4, I_5, I_6$  là các dòng điện tương đương bơm vào nút;  $I_{load\_l}$  là dòng điện tải thứ  $l$  tại các nút trên LĐPP,  $l = 1 \dots N_{load}$ ;  $N_{load}$  là tổng số tải trên lưới điện;  $I_{DG\_d}$  là dòng điện nguồn DG thứ  $d$  bơm vào các nút trên LĐPP,  $d = 1 \dots N_{DG}$ ;  $N_{DG}$  là tổng số các nguồn DG được tích hợp trên lưới điện.  $P_{load\_l\_min}$  và  $P_{load\_l\_max}$  là các biên độ dao động tin cậy của phụ tải được xác định từ việc dự báo phụ tải như được trình bày trong Phần Xác định ngưỡng dao động tin cậy của phụ tải trên LĐPP có tích hợp nguồn DG;  $V_{nom}$  là giá trị điện

áp nút danh định trên LĐPP;  $P_{DG\_d}$  và  $Q_{DG\_d}$  lần lượt là công suất tác dụng và phản kháng của nguồn DG thứ  $d$ ; và  $V_i$  là điện áp tại nút  $i$  trên LĐPP.

Phương trình (17) có thể được viết dưới dạng tổng quan như phương trình (18) bên dưới:

$$[BC] = [C][I] \quad (18)$$

Trong đó,  $[C]$  là ma trận tam giác trên (an upper triangular matrix) với các giá trị hằng số của 0 hoặc 1. Mỗi quan hệ giữa ma trận dòng điện nhánh  $[BC]$  và ma trận điện áp nút  $[BV]$  được hiển thị trong phương trình (19):

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & 0 & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & Z_{34} & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & Z_{34} & Z_{45} & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & 0 & 0 & Z_{36} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ B_5 \end{bmatrix} \quad (19)$$

Trong đó,

$$\begin{cases} V_2 = V_1 - B_1 Z_{12} \\ V_3 = V_2 - B_2 Z_{23} \\ V_4 = V_3 - B_3 Z_{34} \\ \dots \\ V_j = V_i - B_j Z_{ij} \\ B_1 Z_{12} = V_1 - V_2 \\ B_2 Z_{23} + B_1 Z_{12} = V_1 - V_3 \\ B_1 Z_{12} + B_2 Z_{23} + B_3 Z_{34} = V_1 - V_4 \\ \dots \\ B_i Z_{ij} = V_i - V_j \end{cases}$$

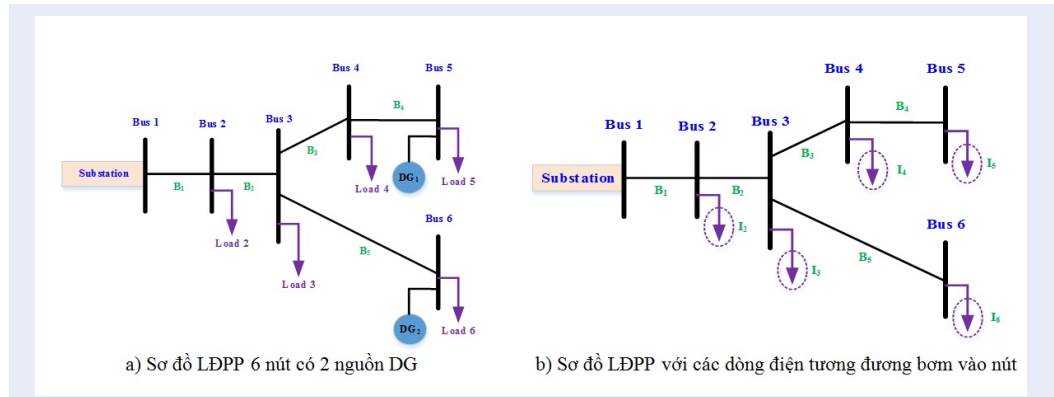
$V_i$  là điện áp nút  $i$ ;  $V_j$  là điện áp nút  $j$ ;  $Z_{ij}$  là tổng trở đường dây giữa nút  $i$  và nút  $j$ .

Phương trình (19) có thể được viết dưới dạng tổng quan như phương trình (20) bên dưới:

$$[\Delta V] = [Z][BC] \quad (20)$$

Trong đó,  $[\Delta V]$  (hoặc gọi là  $[BV]$ ) là ma trận độ sụt giảm điện áp từ nút  $i$  đến nút  $j$  trên LĐPP; và  $[Z]$  là ma trận tổng trở tam giác dưới (an lower triangular matrix).

Kết luận lại, dựa vào các mô hình dự báo phụ tải điện và phương pháp xác định LPCI như được phân tích trong phần Xác định ngưỡng dao động tin cậy của phụ tải trên LĐPP có tích hợp nguồn DG, thì khoảng tin cậy của phụ tải điện thứ  $l$ ,  $[P_{load\_l\_min}, P_{load\_l\_max}]$ , được xác định; từ đó, khoảng tin cậy của dòng điện phụ tải thứ  $l$ ,  $[I_{load\_l\_min}, I_{load\_l\_max}]$  sẽ được xác định tương ứng. Tiếp theo, khoảng giá trị tin cậy của dòng điện tương đương bơm vào mỗi nút thứ  $i$ ,  $[I_{i\_min}, I_{i\_max}]$  sẽ được xác định nhanh chóng. Sau đó, các ma trận dòng điện nhánh  $[BC_{min}]$  và  $[BC_{max}]$ , chi tiết  $[BC_{min}] = [B_{1\_min} B_{2\_min} \dots B_{i\_min}]^T$



Hình 6: Sơ đồ LĐPP đơn giản có tích hợp các nguồn DG

và  $[BC_{max}] = [B_{1\_max} \ B_{2\_max} \ \dots \ B_{i\_max}]^T$ , sẽ được tính toán tiếp theo dựa vào phương trình (18). Cuối cùng, các ma trận điện áp nút  $[\Delta V_{min}]$  và  $[\Delta V_{max}]$  sẽ được xác định nhờ vào phương trình (20). Vì vậy, khoảng giá trị tin cậy của điện áp tại nút bất kỳ thứ  $i$  trên LĐPP,  $V_{i\_min}, V_{i\_max}$ , có thể được tính toán hiệu quả và thích hợp trong nghiên cứu này, cụ thể,  $[V_1] - [B_{i\_min}] = [V_{i\_max}]$  và  $[V_1] - [B_{i\_max}] = [V_{i\_min}]$ . Lưu ý rằng,  $V_1$  là giá trị điện áp danh định tại nút 1 (slack bus) trên lưới điện phân phối.

**Giải thuật tính toán các ma trận [C] và [Z]**

Giải thuật xây dựng ma trận [C] trong phương trình (18) được phát triển như sau:

- **Bước 1:** Đối với một LĐPP có  $m$  nhánh và  $n$  nút, kích thước của ma trận [C] là  $m \times (n - 1)$ ; tức là  $m$  hàng và  $n - 1$  cột.
- **Bước 2:** Nếu một nhánh (hoặc một phân đoạn),  $B_k$ , là giữa nút  $i$  và nút  $j$ , sao chép cột của nút thứ  $i$  của ma trận [C] đến cột của nút thứ  $j$  và điền +1 đến vị trí của hàng  $k$  cột  $j$ . Chú ý, ma trận [C] không xem xét nút số 1 (slack bus) trên lưới.
- **Bước 3:** Lập lại bước 2 cho đến khi tất cả các nhánh được bao gồm trong ma trận [C].

Tiếp theo, giải thuật xây dựng ma trận [Z] trong phương trình (20) được phát triển như sau:

- **Bước 1:** Đối với một LĐPP có  $m$  nhánh và  $n$  nút, kích thước của ma trận [Z] là  $(n - 1) \times m$ ; tức là  $(n - 1)$  hàng và  $m$  cột.
- **Bước 2:** Nếu một nhánh (hoặc một phân đoạn),  $B_k$ , là giữa nút  $i$  và nút  $j$ , sao chép hàng của nút thứ  $i$  của ma trận [Z] đến hàng của nút thứ  $j$  và điền tổng trở đường dây  $Z_{ij}$  đến vị trí của hàng  $j$  cột  $k$ . Chú ý, ma trận [Z] không xem xét nút số 1 (slack bus) trên lưới điện phân phối.

- **Bước 3:** Lập lại bước 2 cho đến khi tất cả các nhánh được bao gồm trong ma trận tổng trở [Z].

Việc tính toán các ma trận [C] và [Z] có thể được mở rộng đến các phân đoạn gồm nhiều pha. Chẳng hạn, nếu một phân đoạn từ nút  $i$  đến nút  $j$  là phân đoạn 3 pha a, b và c, thì dòng điện nhánh  $B_i$  sẽ là một véctơ  $3 \times 1$ ,  $B_i = [B_{i,a} \ B_{i,b} \ B_{i,c}]^T$ , và cộng 1 (+1) trong ma trận [C] sẽ là ma trận đơn vị  $3 \times 3$ . Tương tự, nếu một phân đoạn từ nút  $i$  đến nút  $j$  là phân đoạn 3 pha a, b và c, thì  $Z_{ij}$  trong ma trận [Z] sẽ là ma trận tổng trở  $3 \times 3$ , như cho biết trong phương trình (21) và tham khảo Hình 7.

$$[Z]_{abcn} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cn} \\ Z_{na} & Z_{nb} & Z_{nc} & Z_{nn} \end{bmatrix} \quad (21a)$$

Áp dụng phương pháp Kron<sup>27</sup>, phương trình (21a) thành:

$$[Z]_{abc} = \begin{bmatrix} Z_{aa-n} & Z_{ab-n} & Z_{ac-n} \\ Z_{ba-n} & Z_{bb-n} & Z_{bc-n} \\ Z_{ca-n} & Z_{cb-n} & Z_{cc-n} \end{bmatrix} \quad (21b)$$

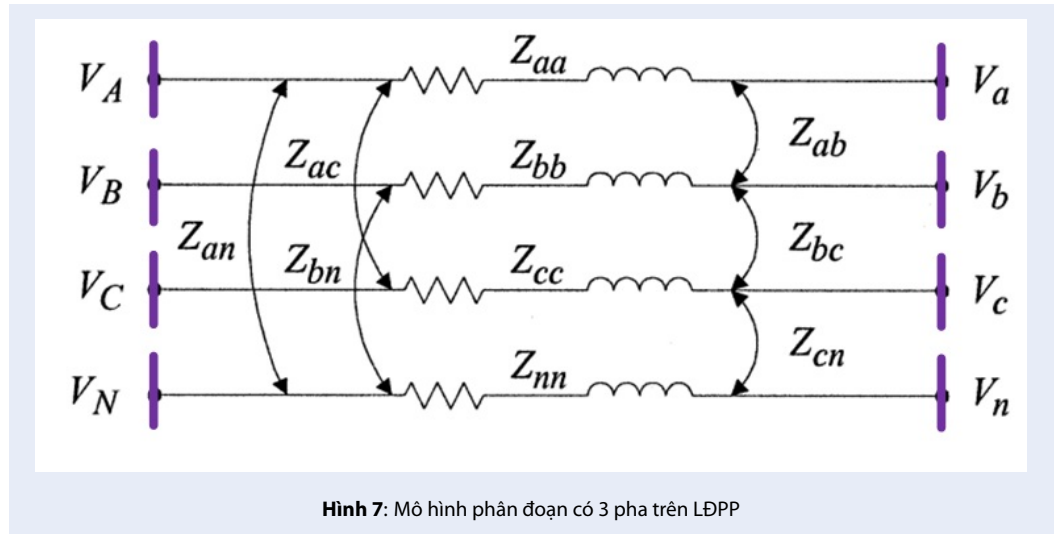
Từ Hình 7, mối quan hệ giữa điện áp nút và dòng điện nhánh như cho biết trong phương trình (21c).

$$\begin{bmatrix} Z_{aa-n} & Z_{ab-n} & Z_{ac-n} \\ Z_{ba-n} & Z_{bb-n} & Z_{bc-n} \\ Z_{ca-n} & Z_{cb-n} & Z_{cc-n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{Aa} \\ I_{Bb} \\ I_{Cc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (21c)$$

**Phương pháp giải bài toán dòng công suất**

Kết hợp các phương trình (18) và (20), ma trận  $[\Delta V]$  được viết lại như sau:

$$[\Delta V] = [Z][C][I] = [PF][I] \quad (22)$$



Hình 7: Mô hình phân đoạn có 3 pha trên LĐPP

Phương trình (22) với ma trận dòng công suất  $[PF]$  có thể được giải bởi phương pháp tìm thừa số LU (Lower-Upper factorization). Ma trận  $[PF]$  có thể được thừa số thành ma trận  $[C]$  và ma trận  $[Z]$ . Ma trận  $[C]$  là ma trận tam giác trên và ma trận  $[Z]$  là ma trận tam giác dưới, đã được tính toán trong phần Giải thuật tính toán các ma trận  $[C]$  và  $[Z]$ . Do đó, việc áp dụng phương pháp tìm thừa số LU (còn được gọi là giải thuật LU decomposition và forward/backward) đối với ma trận Jacobian hoặc ma trận tổng dẫn có thể được bỏ qua. Vì vậy, thời gian tính toán dòng công suất có thể được nhanh hơn. Như là kết quả, phương pháp giải bài toán dòng công suất sử dụng thừa số LU có thể phù hợp hơn cho việc tính toán dòng công suất online trên LĐPP có tích hợp các nguồn DG.

$$\begin{cases} I_i^k = I_i^{real}(V_i^k) + jI_i^{imag}(V_i^k) = \left(\frac{P_i + jQ_i}{V_i^k}\right)^* & (23a) \\ [\Delta V_i^{k+1}] = [PF][I_i^k] & (23b) \\ [PF] = [Z][C] & (23c) \\ [V_i^{k+1}] = [V_1] - [\Delta V_i^{k+1}] \end{cases}$$

Tóm lại, phương pháp giải bài toán dòng công suất được tóm tắt như sau:

- Bước 1: Tính toán từng phần tử trong ma trận  $[C]$  và ma trận  $[Z]$ , đã được trình bày trong Phần Giải thuật tính toán các ma trận  $[C]$  và  $[Z]$ .
- Bước 2: Giải phương trình  $[X_i^k] = [C][I_i^k]$ . Các thành phần trong ma trận  $[X_i^k]$  được tính như sau (lưu ý,  $k$  là số vòng lặp của giải pháp phân tích dòng công suất):

$$x_i^k = i_i^k c_{ii} + \sum_{p=1, p \neq i}^{N-1} c_{ip} i_p^k \quad (24)$$

Bước 3: Giải phương trình  $[\Delta V_i^{k+1}] = [Z][X_i^k]$ . Các thành phần trong ma trận  $[\Delta V_i^{k+1}]$  được tính như sau:

$$\Delta V_i^{k+1} = x_i^k z_{ii} + \sum_{p=1, p \neq i}^{N-1} z_{ip} x_p^k \quad (25)$$

### Giải thuật tính toán các ma trận $[C]$ và $[Z]$ mở rộng cho LĐPP mạch vòng

Khi lưới điện phân phối cung cấp cho những khu vực phụ tải cao, thì cấu trúc mạch vòng của LĐPP được áp dụng thông qua việc đóng/mở các máy cắt phân đoạn (normally open tie-switches). Vì vậy, giải thuật tính toán các ma trận  $[C]$  và  $[Z]$  mở rộng cho LĐPP mạch vòng được trình bày như sau:

#### Tính toán ma trận $[C]$ cho LĐPP mạch vòng

Hình 8 cho biết sơ đồ đơn tuyến của một LĐPP mạch vòng đơn giản. Một nhánh mới được kết nối từ nút 5 đến nút 6, vì vậy dòng điện tương đương bơm vào các nút sẽ là:

$$\begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ B_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5' \\ I_6' \end{bmatrix} \quad (26)$$

Trong đó,  $I_5' = I_5 + B_6$  và  $I_6' = I_6 - B_6$

Phương trình (26) có thể được viết lại như sau:

$$\begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ B_5 \\ B_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ 1 & 1 \\ 1 & 0 \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B_6 \\ -B_6 \end{bmatrix} \quad (27a)$$

$$\begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ B_5 \\ B_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \\ B_6 \end{bmatrix} \quad (27b)$$

$$\begin{bmatrix} BC \\ B_{new} \end{bmatrix} = [C_{new}] \begin{bmatrix} I \\ B_{new} \end{bmatrix} \quad (27c)$$

Khi một nhánh mới  $B_k$  được xây dựng trên LĐPP để tạo thành cấu trúc mạch vòng, nhánh mới này được kết nối từ nút  $i$  đến nút  $j$ , ma trận  $[C]$  được tính toán lại như sau: i) sao chép thành phần cột thứ  $i$  đến cột thứ  $k$ , sau đó trừ đi thành phần cột  $j$ , ii) điền giá trị (+1) đến vị trí hàng  $k$  cột  $k$  trong ma trận  $[C]$ .

Tính toán ma trận  $[Z]$  cho LĐPP mạch vòng

Đối với một LĐPP mạch vòng như Hình 8, phương trình (19) được viết lại như sau:

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \\ 0 \end{bmatrix} = \quad (28a)$$

$$\begin{bmatrix} Z_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & Z_{34} & 0 & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & Z_{34} & Z_{45} & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & 0 & 0 & Z_{36} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{34} & Z_{45} & -Z_{36} & Z_{56} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ B_5 \\ B_6 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \Delta V \\ 0 \end{bmatrix} = [Z_{new}] \begin{bmatrix} BC \\ B_{new} \end{bmatrix} \quad (28b)$$

Khi một nhánh mới  $B_k$  được xây dựng trên LĐPP để tạo thành cấu trúc mạch vòng, nhánh mới này được kết nối từ nút  $i$  đến nút  $j$ , ma trận  $[Z]$  được tính toán lại như sau: i) tạo ra một hàng mới đến ma trận  $[Z]$  ban đầu; và các phần tử trong hàng mới được tính tương

ứng bằng cách lấy hàng  $i$  trừ hàng  $j$ ; ii) phần tử thuộc hàng mới nằm trên đường chéo của ma trận  $[Z]$ , tức là vị trí tại hàng mới cột mới của ma trận  $[Z]$ , là tổng trở của nhánh mới  $B_k$ .

Giải pháp tính toán dòng công suất cho LĐPP mạch vòng

Thay thế phương trình (27) và phương trình (28) vào phương trình (22), phương trình (22) được viết lại như sau:

$$\begin{bmatrix} \Delta V_{new} \\ 0 \end{bmatrix} = [Z_{new}] [C_{new}] \begin{bmatrix} I \\ B_{new} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & M^T \\ M & N \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I \\ B_{new} \end{bmatrix} \quad (29)$$

Áp dụng phương pháp Kron, phương trình (29) trở thành:

$$[\Delta V_{new}] = [A - M^T N^{-1} M] [I] = [PF_{new}] [I] \quad (30)$$

Phương trình (30) với ma trận dòng công suất  $[PF_{new}]$  có thể được giải bởi phương pháp tìm thừa số LU (Lower-Upper factorization), như được đề cập trong *Phần Phương pháp giải bài toán dòng công suất*.

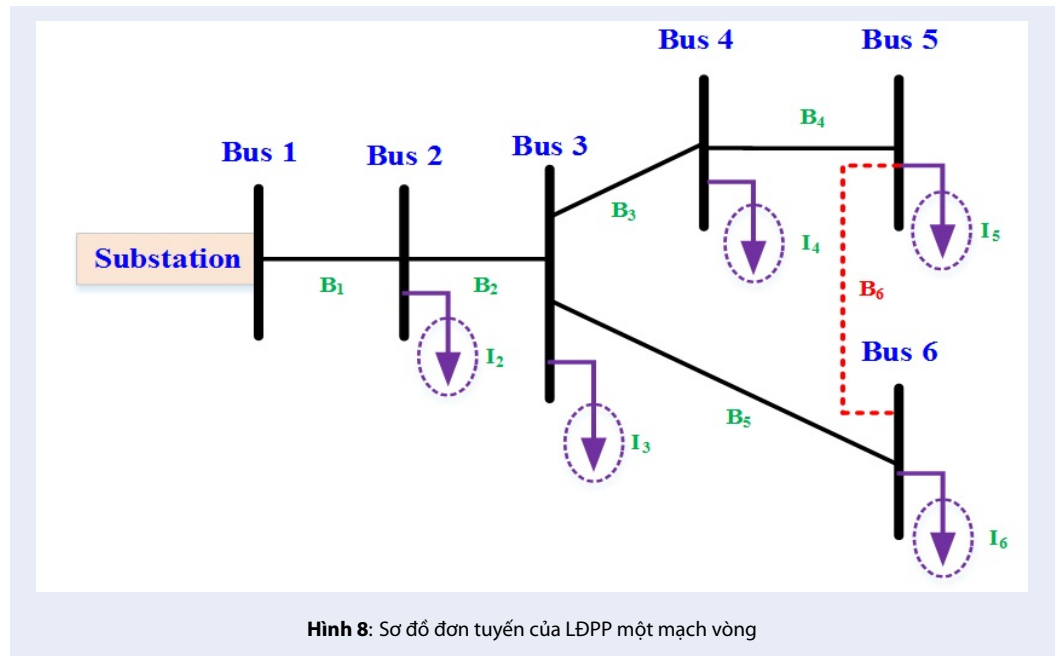
### Điều chỉnh giá trị dự báo phụ tải trên một tuyến dây của LĐPP

Đối với việc phân bố phụ tải trên tuyến dây của LĐPP, các tác giả đã ứng dụng phương pháp điều chỉnh giá trị phụ tải được dự báo, dựa trên dữ liệu thời gian thực, J.H.Teng *et al.* (1994)<sup>24</sup>. Phương trình (31) cho biết hệ số hiệu chỉnh phụ tải,  $k_{adj}$ , trên toàn tuyến dây của LĐPP, là tỷ số của công suất tải được dự báo tại đầu phát tuyến,  $P_{\Sigma load\_forecasted}$ , với tổng công suất phụ tải được dự báo tại các nút được phân bố trên toàn tuyến,  $\sum_{i=1}^{N_{load}} P_{i,load\_forecasted}$ . Trong đó,  $N_{load}$  là tổng số nút có tải trên toàn tuyến dây của LĐPP.

$$k_{adj} = \frac{P_{\Sigma load\_forecasted}}{\sum_{i=1}^{N_{load}} P_{i,load\_forecasted}} \quad (31)$$

### Phương pháp phân tích ngắn mạch cải tiến dành cho LĐPP tích hợp nguồn điện DG

Cấu trúc của một LĐPP có tích hợp các nguồn DG là đa dạng và linh hoạt bởi vì các đặc tính vận hành P2P và P&P. Do đó, một hệ thống quản lý thời gian thực (Real-time Manangement System – RTMS) được triển khai để giám sát tình trạng vận hành của nguồn lưới và các nguồn DG, cũng như trạng thái hoạt động của các TBBV trên lưới. Các nguồn DG có hai chế độ vận hành đặc trưng gồm: i) vận hành nối lưới



Hình 8: Sơ đồ đơn tuyến của LĐPP một mạch vòng

(grid-connected operation) và ii) vận hành độc lập (islanded operation). Nếu một nguồn DG đơn lẻ (hoặc một MG chứa nhiều nguồn DG) vận hành ở chế độ nối lưới, giá trị dòng điện ngắn mạch mà TBBV thứ ‘r’ quan sát có thể được tính toán bằng phương trình sau, theo Bui D.M. (2017)<sup>5</sup>:

$$I_{nm\_TBBVr} = I_{nm\_luoi} + \sum_{i=1}^n (k_{ri} * I_{nm\_DGi} * TTVH\_DGi) \quad (32)$$

Trong đó:

- $I_{nm\_TBBVr}$  là giá trị tổng dòng điện ngắn mạch được quan sát bởi TBBV thứ  $r$ ;
- $I_{nm\_luoi}$  là giá trị dòng điện ngắn mạch của nguồn lưới được quan sát bởi TBBV thứ  $r$ ;
- $n$  là số lượng các nguồn IBDG và RBDG được tích hợp vào một LĐPP;
- $k_{ri}$  là hệ số ảnh hưởng của dòng điện ngắn mạch do nguồn DG thứ ‘ $i$ ’ gây ra được quan sát bởi TBBV thứ ‘ $r$ ’. Nói một cách khác,  $k_{ri}$  là hệ số ảnh hưởng của nguồn DG thứ  $i$  đến TBBV thứ ‘ $r$ ’;
- $I_{nm\_DGi}$  là giá trị dòng điện ngắn mạch tại điểm đấu nối của nguồn DG thứ ‘ $i$ ’ khi sự cố xảy ra trên LĐPP;
- $TTVH\_DGi$  thể hiện trạng thái kết nối (hoặc ngắt kết nối) của nguồn DG vào lưới điện (nếu  $TTVH\_DGi = “1”$  đồng nghĩa rằng nguồn DG đang hoạt động nối lưới; ngược lại,  $TTVH\_DGi = “0”$  đồng nghĩa rằng nguồn DG đang hoạt động độc lập).

Như vậy, việc xác định giá trị dòng điện ngắn mạch được quan sát bởi TBBV thứ ‘ $r$ ’ sẽ được đơn giản hóa và thực hiện nhanh chóng thông qua hệ số ảnh hưởng  $k_{ri}$ . Tương tự, nếu cấu trúc LĐPP có  $n$  nguồn DG được quan sát bởi  $m$  TBBV thì hệ số ảnh hưởng của bất kỳ nguồn DG nào tác động lên các TBBV đều có thể được tính toán. Ma trận tổng trở theo thành phần thứ tự được dùng để tính toán các hệ số dòng điện ngắn mạch đóng góp từ các nguồn RBDG và nguồn lưới tác động lên tất cả các TBBV trong một LĐPP có tích hợp nguồn DG. Bên cạnh đó, nhờ vào việc thường xuyên giám sát trạng thái vận hành của LĐPP thông qua hệ thống RTMS và hạ tầng mạng truyền thông, ma trận tổng trở thường xuyên được cập nhật. Từ đó, những hệ số ảnh hưởng của dòng điện ngắn mạch đến các TBBV cũng được nhanh chóng xác định.

**Phương pháp tính toán khoảng giá trị tin cậy của dòng điện ngắn mạch đóng góp từ nguồn lưới ( $I_{nm\_luoi}$ )**

Việc kết hợp phương pháp xác định LPCI và phương pháp xác định ngưỡng dao động của điện áp nút đã nêu tại Mục Phương pháp xác định ngưỡng dao động của điện áp dựa trên ngưỡng dao động của phụ tải, thì khoảng giá trị tin cậy của điện áp tại các nút,  $[V_{i\_min}, V_{i\_max}]$  được thế vào biến  $V_{nut}(0)$ , như cho biết trong phương trình (33), để tính toán khoảng giá trị tin cậy của dòng điện ngắn mạch,  $[I_{nut(MM)\_min}, I_{nut(NM)\_max}]$ , nhằm phù hợp với cấu

trúc đa dạng của một LĐPP trung thể có tích hợp các nguồn DG. Như là kết quả, ngưỡng dao động tin cậy của dòng điện ngắn mạch đóng góp bởi nguồn lưới (hoặc nguồn RBDG) được quan sát bởi các TBBV trên LĐPP sẽ được xác định hiệu quả. Mặt khác, giá trị dòng điện ngắn mạch tham gia vào sự cố từ các nguồn IBDG được giới hạn ở một giá trị hằng số nhất định và không được vượt quá ngưỡng cho phép vận hành. Giả định sự cố xảy ra trên LĐPP có tích hợp DG, khoảng tin cậy dòng điện ngắn mạch,  $[I_{nut(MM)_{min}}, I_{nut(NM)_{max}}]$ , được tính toán dựa vào phương pháp quy đổi Thevenin tương đương cùng với phương trình (33):

$$\begin{bmatrix} V_{nut(NM)_{min}}^{0\pm} \\ - [Z_{nut}^{0\pm}] * [I_{nut(NM)_{min}}^{0\pm}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{nut}^{0\pm}(0) \\ \end{bmatrix}, \forall i \in N \quad (35a)$$

$$\begin{bmatrix} V_{nut(NM)_{max}}^{0\pm} \\ - [Z_{nut}^{0\pm}] * [I_{nut(NM)_{max}}^{0\pm}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{nut}^{0\pm}(0) \\ \end{bmatrix}, \forall i \in N \quad (35b)$$

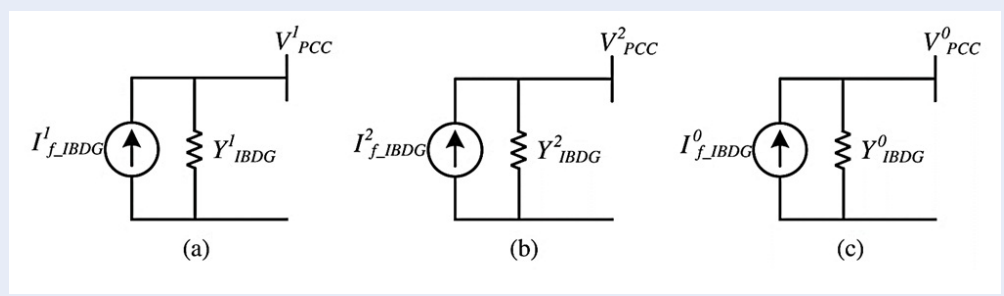
Khi tính toán dòng điện ngắn mạch đi qua nhiều phân đoạn (hoặc vị trí sự cố khác nhau) trên một LĐPP, phương trình (34) có thể được viết lại như sau:

$$I_{nm\_lưới} = \frac{V_{th}}{Z_{th}} \quad (36)$$

Trong đó,  $V_{th}$  là điện áp Thevenin tương đương của nguồn lưới; và  $Z_{th}$  là tổng trở Thevenin tính từ nguồn lưới đến vị trí sự cố và giá trị này thay đổi tùy thuộc vào vị trí hoặc các dạng sự cố khác nhau xảy ra trên lưới, theo Bui D.M. (2017)<sup>5</sup>. Lưu ý rằng, tổng trở hệ thống tại các điểm đấu nối giữa lưới điện truyền thống với các nguồn DG cũng như thông số mạng của chúng đều phải được khai báo đầy đủ trước khi thực hiện tính toán. Dựa vào đó, khoảng giá trị tin cậy của dòng điện ngắn mạch tham gia từ nguồn lưới  $[I_{nm\_lưới_{min}}, I_{nm\_lưới_{max}}]$  có thể được sử dụng để làm cơ sở đánh giá cho việc tính toán phối hợp các TBBV tự thích nghi trên một LĐPP có tích hợp nguồn DG. Thêm vào đó, dòng điện ngắn mạch từ nguồn lưới có thể cao hơn nhiều so với dòng điện ngắn mạch đóng góp bởi các nguồn DG khi hoạt động nối lưới, đặc biệt là khi LĐPP có trung tính nối đất trực tiếp. Vì vậy, để phân tích và xác định chính xác giá trị dòng điện ngắn mạch được quan sát bởi các TBBV bố trí trên một LĐPP tích hợp các nguồn DG, nó cần thiết để tính toán các hệ số ảnh hưởng,  $k_{ri}$ , đến TBBV do những nguồn DG gây ra và bên cạnh xem xét các cấu trúc vận hành của LĐPP.

### Phương pháp tính toán hệ số ảnh hưởng của dòng điện ngắn mạch từ các nguồn DG đến các TBBV

Dòng điện ngắn mạch theo thành phần thứ tự tại nguồn DG thứ  $i$ ,  $I_{nm\_DG_i}$ , có thể được tính toán theo các thông số sẵn có như điện áp tại các điểm đấu nối và giá trị tổng trở thứ tự thuận/nghịch/không. Để đơn giản hóa việc tính toán dòng điện ngắn mạch sinh ra bởi các nguồn DG, các nguồn RBDG được giả định sinh ra dòng điện ngắn mạch trong khoảng 5.0~10.0 pu theo<sup>28,29</sup>. Mặt khác, dòng điện ngắn mạch thứ tự thuận tối đa của các nguồn IBDG được giới hạn ở mức tối đa 2.0 pu, theo E. Sortomme *et al.* (2008)<sup>30</sup>. Trong khi các nguồn RBDG sinh ra các thành phần dòng điện thứ tự tương ứng với các sự cố đối xứng và bất đối xứng, Yazdani A., Karimi H., Tamura J. *et al.* (1997, 2006, 2008)<sup>31-33</sup>, thì các nguồn IBDG có thể được điều khiển để triệt tiêu dòng điện thứ tự nghịch. Do đó, các nguồn IBDG chỉ bơm dòng điện ngắn mạch thứ tự thuận vào LĐPP khi sự cố xảy ra và khi nguồn IBDG đang hoạt động nối lưới<sup>31</sup>. Thêm vào đó, nguồn IBDG có thể loại bỏ thành phần thứ tự không bằng cách sử dụng các inverter ba chân hoặc thông qua một máy biến áp cách ly đầu  $Y_g/\Delta$  (với cuộn tam giác ( $\Delta$ ) nằm ở phía liên kết với nguồn IBDG) thay vì inverter bốn chân thông thường. Trong một số ứng dụng, nguồn IBDG có thể bơm dòng điện thứ tự nghịch vào LĐPP để có thể phát hiện sự cố, theo Karimi H. *et al.* (2008)<sup>32</sup> hoặc khi được yêu cầu áp dụng trong những hệ thống bảo vệ dành cho lưới điện MG, theo Nikkhajoei H. *et al.* (2006-2007)<sup>1,2</sup>. Tóm lại, mô hình quy đổi tương đương của các nguồn IBDG theo các thành phần thứ tự được xem xét trong bài báo này trước khi thực hiện phân tích ngắn mạch trên một LĐPP chứa các nguồn DG. Những mô hình quy đổi tương đương của nguồn IBDG theo thành phần thứ tự thuận, thứ tự nghịch và thứ tự không lần lượt được thể hiện trong Hình 9. Theo đó, dòng điện ngắn mạch thứ tự thuận  $I_{nm\_IBDG}^+$  được giới hạn ở mức ngưỡng là 2.0 p.u. Dòng điện ngắn mạch thứ tự nghịch  $I_{nm\_IBDG}^-$ , được điều khiển để giảm xuống nhỏ hơn mức 5%  $I_{nm\_IBDG}^+$  khi sự cố xảy ra, theo Karimi H. *et al.* (2008)<sup>32</sup>. Dòng điện thứ tự không  $I_{nm\_IBDG}^0$  phụ thuộc vào kiểu nối đất của nguồn IBDG (chẳng hạn như IBDG ba chân hoặc bốn chân). Thông số  $Y_{IBDG}^{+,-,0}$  là các giá trị tổng dẫn theo thành phần thứ tự của nguồn IBDG. Hệ số ảnh hưởng của dòng điện ngắn mạch,  $k_{ri}$ , được dùng để miêu tả dòng điện ngắn mạch đóng góp của nguồn DG thứ  $i$  vào TBBV thứ  $r$  trên một LĐPP, được tính bằng phương trình (37), theo tác giả Duong B.M. (2017)<sup>5</sup>. Để đơn giản trong việc trình bày, các



**Hình 9:** Mô hình quy đổi tương đương của nguồn IBDG theo các thành phần a) thứ tự thuận, b) nghịch và c) không

tác giả sẽ thể hiện công thức xác định  $k_{ri}$  khi sự cố xảy ra trên LĐPP là sự cố ba pha. Theo đó, những nội dung tiếp theo sẽ chỉ xem xét đến các thành phần thứ tự thuận.

$$k_{ri} = \frac{I_{nm\_DG\_i\_TBBVr}}{I_{nm\_DG\_i}} \quad (37)$$

Trong đó,  $I_{nm\_DG\_i\_TBBVr}$  là giá trị dòng điện ngắn mạch do nguồn DG thứ 'i' tác động đến một TBBV thứ 'r'; giá trị dòng điện ngắn mạch này sẽ thay đổi dựa vào giá trị tổng trở tương đương Thevenin được tính toán từ vị trí đặt nguồn DG thứ 'i' đến vị trí của TBBV thứ 'r'. Giá trị điện áp tại các nút nguồn DG được tính toán theo phương pháp đã nêu trong Mục Phương pháp xác định ngưỡng dao động của điện áp dựa trên ngưỡng dao động của phụ tải.

Theo Hình 10, khi tổng trở của nguồn DG  $i$  ( $Z_{DG\_i}$ ), và tổng trở của hệ thống ( $Z_{ht}$ ) đã biết trước, hệ số  $k_{ri}$  sẽ được xác định thông qua phương trình (38), theo tác giả Duong B.M. (2017)<sup>5</sup>:

$$k_{ri} = \frac{I_{nm\_DG\_i\_TBBVr}}{I_{nm\_DG\_i}} \left( \frac{Z_{ht}}{Z_{DG\_i} + Z_{ht}} \right) = \frac{I_{nm\_DG\_i\_TBBVr}}{I_{nm\_DG\_i}} * I_{nm\_TBBVr} \quad (38)$$

Trong đó,  $I_{nm\_DG\_i\_TBBVr}$  có thể được xem là một thành phần của tổng dòng điện ngắn mạch  $I_{nm\_TBBVr}$  được nhìn thấy bởi TBBV thứ 'r' trên LĐPP như Hình 10. Thành phần còn lại chính là dòng điện ngắn mạch  $I_{nm\_luoi}$  cung cấp từ nguồn lưới. Hệ số  $k_{ri}$  là hệ số ảnh hưởng của dòng điện ngắn mạch  $I_{nm\_DG\_i}$  của nguồn DG thứ  $i$  tác động vào một TBBV thứ  $r$  khi sự cố xảy ra. Do đó,  $k_{ri}$  có thể được dùng để đánh giá mức độ ảnh hưởng bởi dòng điện ngắn mạch của một nguồn DG đến bất kỳ TBBV nào trên LĐPP có tích hợp các nguồn DG. Tác giả nhận thấy rằng giá trị  $k_{ri}$  nằm trong khoảng  $[0,1]$ . Khi  $k_{ri}$  xấp xỉ bằng 1 thì các tác giả quan sát thấy rằng vị trí của nguồn điện DG thứ  $i$  rất gần với vị trí đặt TBBV thứ  $r$  hoặc thậm

chí, nguồn DG  $i$  và TBBV  $r$  cùng liên kết với một nút trên một LĐPP. Khi  $k_{ri}$  rất nhỏ hơn 1, vị trí nguồn DG thứ  $i$  nằm xa TBBV thứ  $r$  hoặc có thể hiểu rằng sự ảnh hưởng của dòng điện ngắn mạch do nguồn DG  $i$  tác động đến TBBV  $r$  không nhiều. Ngoài ra, cần lưu ý rằng, dòng điện ngắn mạch của nguồn IBDG sẽ không thay đổi theo khoảng cách (nghĩa là nguồn IBDG sẽ hoạt động như nguồn dòng khi sự cố xảy ra trên một LĐPP). Chính vì vậy, phương pháp xác định hệ số ảnh hưởng  $k_{ri}$  của dòng điện ngắn mạch sẽ không áp dụng cho các nguồn IBDG. Nói một cách khác, hệ số  $k_{ri}$  đối với nguồn IBDG là một giá trị hằng số nhất định. Tóm lại, để mô tả sự ảnh hưởng của  $n$  nguồn DG đến  $m$  TBBV trên một LĐPP khi sự cố xảy ra, các tác giả sử dụng ma trận hệ số ảnh hưởng của dòng điện ngắn mạch,  $[K]$ , được biểu diễn như sau (theo tác giả Duong B.M. (2017)<sup>5</sup>):

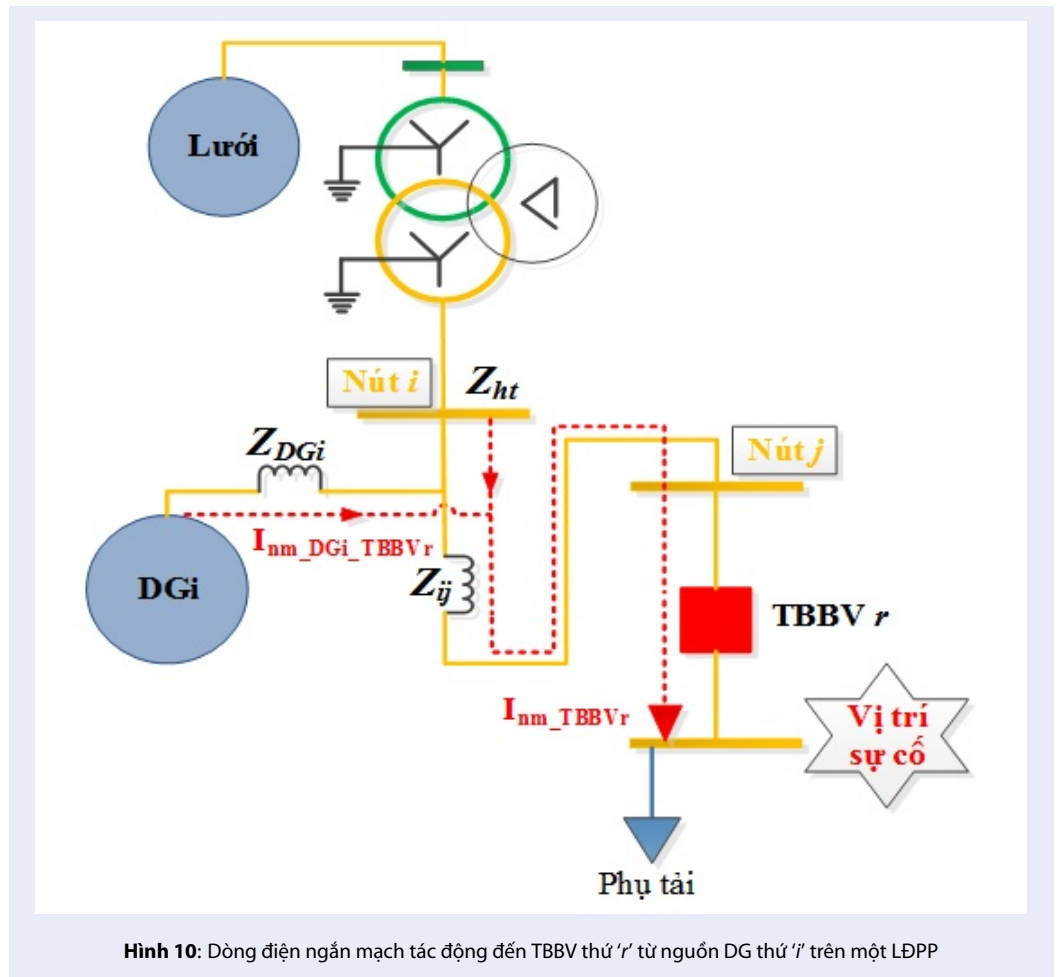
$$[K] = \begin{bmatrix} k_{11} & k_{1i} & k_{1n} \\ \dots & \dots & \dots \\ k_{r1} & k_{ri} & k_{rn} \\ \dots & \dots & \dots \\ k_{m1} & k_{mi} & k_{mn} \end{bmatrix} \quad (39)$$

Trong đó, đối với các sự cố dạng bất đối xứng thì việc xác định hệ số  $k_{ri}$  trong ma trận  $[K]$  có thể áp dụng theo cách thức tiếp cận tương tự.

**Phương pháp xác định tổng dòng điện ngắn mạch được quan sát bởi các thiết bị bảo vệ**

Giá trị dòng điện ngắn mạch đóng góp của  $n$  nguồn DG được biểu diễn bằng véc-tơ  $I_{nm\_DG}$  với kích thước là  $[1 \times n]$ , tức là một cột và  $n$  hàng, như trong phương trình (40), theo công trình nghiên cứu của tác giả Duong B.M. (2017)<sup>5</sup>:

$$[I_{nm\_DG}] = \begin{bmatrix} I_{nm\_DG1} \\ \dots \\ I_{nm\_DGi} \\ \dots \\ I_{nm\_DGn} \end{bmatrix} \quad (40)$$



Từ hai phương trình (39) và (40), các dòng điện ngắn mạch từ nguồn lưới, mạch đóng góp bởi “n” nguồn DG mà “m” TBBV có thể quan sát được biểu diễn theo phương trình (41)<sup>5</sup>:

$$\begin{bmatrix} I_{nm} \sum_{i=1}^n DGi\_TBBV1 \\ \dots \\ I_{nm} \sum_{i=1}^n DGi\_TBBVr \\ \dots \\ I_{nm} \sum_{i=1}^n DGi\_TBBVm \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} k_{11} & k_{1i} & k_{1n} \\ \dots & \dots & \dots \\ k_{r1} & k_{ri} & k_{rn} \\ \dots & \dots & \dots \\ k_{m1} & k_{mi} & k_{mn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{nm\_DG1} \\ \dots \\ I_{nm\_DGi} \\ \dots \\ I_{nm\_DGn} \end{bmatrix} \quad (41)$$

Trong đó, tổng giá trị dòng điện ngắn mạch ghi nhận bởi TBBV thứ 'r' được tính toán bằng phương trình (42). Ngoài ra, cần lưu ý rằng, phương trình (42)<sup>5</sup> chưa xem xét đến sự tham gia của dòng điện ngắn

$$\begin{aligned} I_{nm} \sum_{i=1}^n DGi\_TBBVr &= I_{nm} \sum_{i=1}^n DG1\_TBBVr + \dots \\ &+ I_{nm} \sum_{i=1}^n DGn\_TBBVr \\ &= [k_{r1} \dots k_{ri} \dots k_{rn}] \begin{bmatrix} I_{nm\_DG1} \\ \dots \\ I_{nm\_DGi} \\ \dots \\ I_{nm\_DGn} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (42)$$



Như vậy, phương trình (32) có thể được viết lại như sau<sup>5</sup>:

$$\begin{aligned}
 & \begin{bmatrix} I_{nm\_TBBV1} \\ \dots \\ I_{nm\_TBBVi} \\ \dots \\ I_{nm\_TBBVm} \end{bmatrix} \quad (43) \\
 &= [I_{nm\_luoi}] + \sum_{r=1}^m \sum_{i=1}^n (k_{ri} * I_{nm\_DG_i} * TTVH\_DG_i) \\
 &= \begin{bmatrix} I_{nm\_luoi\_TBBV1} \\ \dots \\ I_{nm\_luoi\_TBBVi} \\ \dots \\ I_{nm\_luoi\_TBBVm} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} k_{11} & k_{1i} & k_{1n} \\ \dots & \dots & \dots \\ k_{r1} & k_{ri} & k_{rn} \\ \dots & \dots & \dots \\ k_{m1} & k_{mi} & k_{mn} \end{bmatrix} \times \\
 & \begin{bmatrix} I_{nm\_DG1} * TTVH\_DG1 \\ \dots \\ I_{nm\_DG_i} * TTVH\_DG_i \\ \dots \\ I_{nm\_DGn} * TTVH\_DGn \end{bmatrix}
 \end{aligned}$$

Nhờ sự hỗ trợ của hệ thống truyền dẫn thông tin tích hợp vào hệ thống RTMS, những giá trị dòng điện ngắn mạch đóng góp của các nguồn IBDG, RBDG và nguồn lưới có thể được giám sát và cập nhật liên tục. Cụ thể, ma trận hệ số ảnh hưởng  $[K]$ , ma trận dòng điện ngắn mạch  $[I_{nm\_DG}]$  của các nguồn DG và dòng điện ngắn mạch  $[I_{nm\_luoi}]$  được cập nhật liên tục. Do đó, tổng giá trị dòng điện ngắn mạch được quan sát bởi các TBBV có thể được xác định nhanh chóng, tương ứng với các đặc tính vận hành P2P và P&P của một LĐPP có tích hợp các nguồn DG. Từ đó, trị số chỉnh định của TBBV có thể được điều phối một cách thích hợp. Trong trường hợp lỗi kết nối truyền thông xảy ra, giá trị chỉnh định gần nhất của các TBBV sẽ được giữ cố định cho đến khi lỗi kết nối truyền thông được khắc phục. Bên cạnh đó, chức năng bảo vệ dự phòng sẽ được kích hoạt hoạt động sau một thời gian trễ định trước để phát hiện và cô lập sự cố kịp thời trong khoảng thời gian mất kết nối truyền thông.

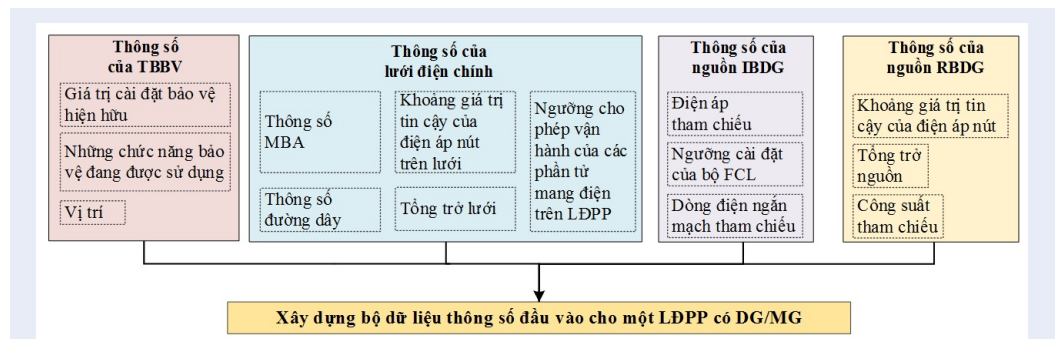
Hình 12 trình bày một phương pháp tính toán dòng điện ngắn mạch nhanh và tự động (gọi tắt là phương pháp AFSCC-Automatical and Fast Short-Circuit Calculation) dành cho hệ thống bảo vệ của một LĐPP có tích hợp nguồn điện DG, gồm năm bước chính như sau:

- **Bước 1:** Nhập thông số của nguồn lưới và các nguồn DG, cơ bản bao gồm khoảng giá trị tin cậy điện áp nút tại lưới điện chính và tại các nguồn DG, công suất lắp đặt của nguồn lưới và các nguồn DG, thông số máy biến áp phân phối và đường dây trên LĐPP, tham khảo cụ thể Hình 11.

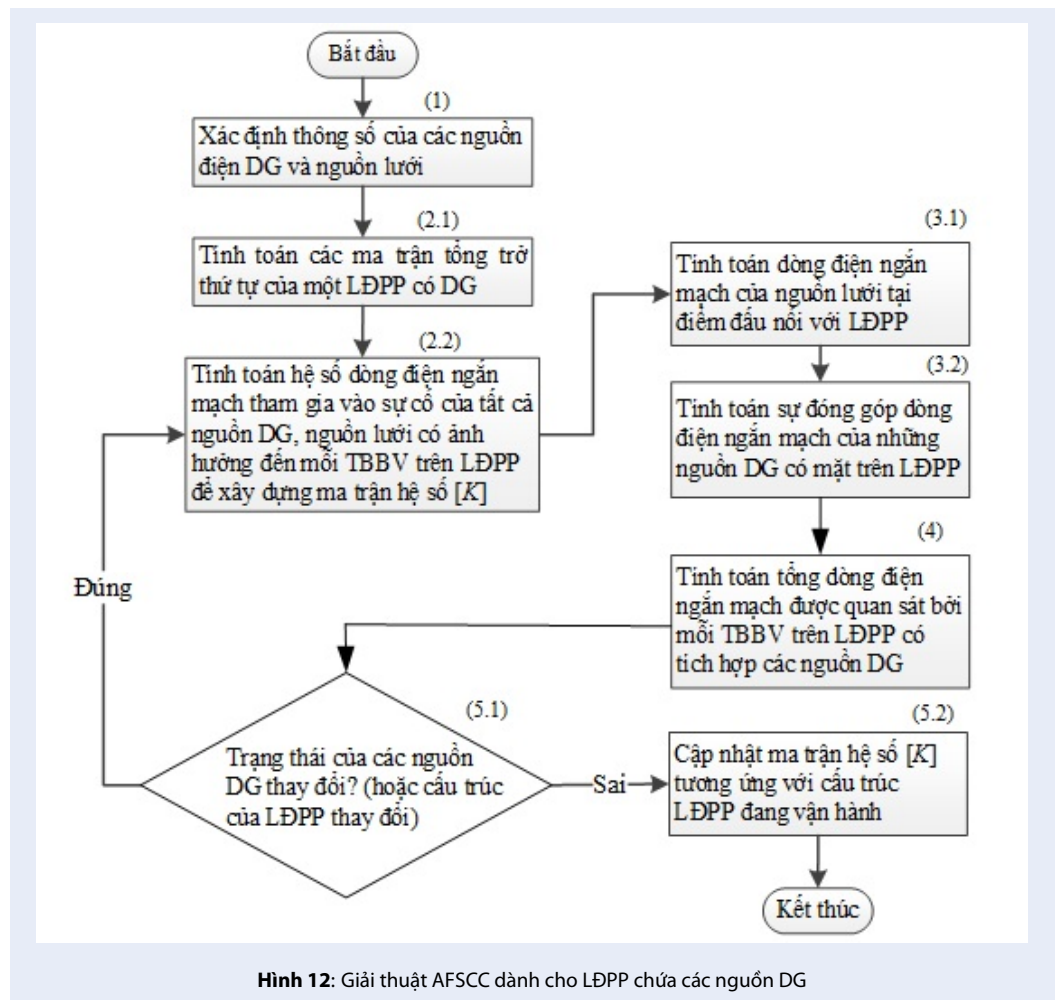
- **Bước 2:** Tính toán các ma trận tổng trở theo thành phần thứ tự tương ứng với từng cấu trúc vận hành của một LĐPP tích hợp nguồn DG, như trong **Bước 2.1**. Sau đó, các hệ số ảnh hưởng  $k_{ri}$  của dòng điện ngắn mạch thứ tự thuận/nghịch/không sinh ra bởi các nguồn DG và lưới điện chính tác động đến từng TBBV trên một LĐPP được tính toán trong **Bước 2.2**.
- **Bước 3:** Ở **Bước 3.1**, giá trị dòng điện ngắn mạch của nguồn lưới,  $[I_{nm\_luoi}]$ , bao gồm các dòng điện ngắn mạch theo các thành phần thứ tự, tại điểm chung (PCC-point of common coupling) có thể dễ dàng tính toán do các thông số có liên quan đã được nhập đầy đủ trong **Bước 1**. Sau đó, một véc-tơ dòng điện ngắn mạch,  $[I_{nm\_DG}]$ , bao gồm các dòng điện ngắn mạch theo các thành phần thứ tự nếu có, của các nguồn DG cũng được xây dựng ở **Bước 3.2**.
- **Bước 4:** Tổng giá trị dòng điện ngắn mạch được nhìn thấy bởi mỗi TBBV trên LĐPP có tích hợp DG được tính bằng phương trình (43).
- **Bước 5:** Ở **Bước 5.1**, dựa vào hệ thống RTMS, nếu trạng thái hoạt động của các nguồn DG hoặc cấu trúc của LĐPP bị thay đổi trong quá trình vận hành, ma trận tổng trở tương đương theo các thành phần thứ tự ở **Bước 2** sẽ được cập nhật. Ngược lại, nếu không có bất kỳ thay đổi nào đến cấu trúc của LĐPP, ma trận  $[K]$  gần nhất sẽ tiếp tục được duy trì như thể hiện trong **Bước 5.2**.

## KẾT QUẢ MÔ PHỎNG VÀ THẢO LUẬN VỀ PHƯƠNG PHÁP PHÂN TÍCH NGẮN MẠCH ĐỀ XUẤT

Trong mục này, các tác giả thực hiện mô phỏng phương pháp xác định LPCI kết hợp với phương pháp tính phân bố dòng công suất và phương pháp phân tích ngắn mạch cải tiến (AFSCC) để xác định nhanh chóng và hiệu quả giá trị dòng điện ngắn mạch được quan sát bởi các TBBV trên một LĐPP có tích hợp nguồn DG. Bên cạnh đó, những kết quả dự báo ngưỡng dao động tin cậy của dòng điện phụ tải, điện áp nút và dòng điện ngắn mạch tại các vị trí có TBBV được các tác giả tính toán bằng công cụ xác định LPCI được phát triển và phần mềm E-terra Distribution. Bài báo sử dụng nguồn dữ liệu thực tế của một LĐPP Củ Chi, Tp. Hồ Chí Minh để chứng minh tính khả thi khi áp dụng. Để đơn giản hóa quá trình phân tích ngắn mạch, dòng điện ngắn mạch của nguồn IBDG được giới hạn không quá 2 p.u. và không phụ thuộc vào vị trí lắp đặt trên LĐPP.



Hình 11: Các thông số chính của một LDPP có tích hợp các nguồn DG được sử dụng cho phương pháp AFSCC



Hình 12: Giải thuật AFSCC dành cho LDPP chứa các nguồn DG

### Kết quả dự báo ngưỡng dao động tin cậy của phụ tải

Để đánh giá sự hiệu quả của phương pháp xác định LPCI đề xuất, các tác giả đã thử nghiệm tính ngưỡng dao động tin cậy của phụ tải đầu nguồn tại trạm 110/22kV của một LĐPP Củ Chi, được thể hiện trong Hình 13. Theo đó, bộ dữ liệu phụ tải quá khứ được thu thập và đánh giá với 13 mức độ tin cậy khác nhau để xác định mức độ tin cậy nào sẽ phù hợp nhất trước khi đưa vào mô hình dự báo SVM, LSTM-RNN và ANN. Kết quả sai số MAPE ứng với từng mức độ tin cậy của bộ dữ liệu phụ tải được thể hiện trong các Bảng 1 và Bảng 2. Qua đó, kết quả tính toán cho thấy độ tin cậy của bộ dữ liệu phụ tải tương ứng với các mô hình SVM, LSTM-RNN và ANN lần lượt là 97%, 90% và 93%. Tương tự, kết quả của phương pháp xác định LPCI đề xuất đã loại bỏ những dữ liệu gây nhiễu (hoặc dữ liệu bất thường) trong bộ dữ liệu gốc để cải thiện độ tin cậy của kết quả dự báo phụ tải so với khi không sử dụng bộ lọc dữ liệu.

Trong Bảng 3, phương pháp xác định LPCI được đề xuất cho kết quả về MAPE vượt trội so với khi không sử dụng bộ lọc sau khi thực hiện dự báo bằng ba mô hình SVM, LSTM-RNN và ANN (với mô hình SVM là 8,685%, mô hình LSTM-RNN là 8,28% và mô hình ANN là 12,82%). Hình 13 thể hiện dữ liệu phụ tải thu thập thực tế trên một LĐPP Củ Chi, Tp. Hồ Chí Minh thông qua hệ thống RTMS cùng với dữ liệu dự báo xuất từ phương pháp xác định LPCI từ thứ Hai đến thứ Bảy. Cụ thể, Hình 13a, Hình 13b và Hình 13c lần lượt hiển thị đồ thị phụ tải của bộ dữ liệu thực tế so sánh với dữ liệu được dự báo theo mô hình SVM, LSTM-RNN và ANN. Các mô hình SVM, LSTM-RNN và ANN được huấn luyện với bộ dữ liệu phụ tải được thu thập trong khoảng thời gian 18 tháng (từ 01/03/2018 đến 31/06/2019) để dự báo cho hai tháng tiếp theo (tháng 07/2019 và tháng 08/2019). Quan sát Hình 13a, Hình 13 b và Hình 13c, có thể thấy rằng, đồ thị phụ tải dự báo từ mô hình LSTM-RNN bám sát với đồ thị phụ tải thực tế hơn so với hai mô hình SVM và ANN. Như vậy, với mức độ tin cậy của bộ dữ liệu là 90%, kết quả dự báo sử dụng mô hình LSTM-RNN tốt hơn so với mô hình SVM và ANN. Cụ thể, giá trị MAPE (%) từ mô hình LSTM-RNN là 8,28%, nhỏ hơn khi so sánh với MAPE (%) của hai mô hình SVM và ANN là 8,685% và 12,82%. Điều này cho thấy nếu bộ dữ liệu gốc đã có dạng trực quan của phân phối chuẩn thì kết quả dự báo phụ tải ngày thường dựa vào mô hình LSTM-RNN sẽ tốt hơn so với hai mô hình dự báo SVM và ANN khi áp dụng phương pháp xác định LPCI được đề xuất. Tương tự, Hình 14 và Hình 15 cũng thể hiện kết quả dự báo theo ba mô

hình SVM, LSTM-RNN và ANN; Trong đó, Hình 14 thể hiện dữ liệu phụ tải dự báo từ Thứ Bảy đến Chủ Nhật và Hình 15 thể hiện dữ liệu phụ tải dự báo từ Chủ Nhật đến Thứ Hai. Với độ tin cậy dữ liệu 92%, số liệu dự báo phụ tải cho các ngày cuối tuần của mô hình LSTM-RNN bám sát với thực tế hơn so với mô hình SVM.

### Kết quả xác định ngưỡng dao động điện áp và phân tích dòng điện ngắn mạch trên LĐPP 22kV có tích hợp DG

Một LĐPP 22kV có tích hợp nguồn DG được sử dụng để mô phỏng và chứng minh tính hiệu quả của phương pháp xác định LPCI và phương pháp AF-SCC được đề xuất khi áp dụng vào việc phân tích ngắn mạch. Quan sát Hình 16, các máy cắt, re-closer và thiết bị đóng/cắt có tải (LBS) đều có khả năng cung cấp thông tin về dữ liệu phụ tải của từng phân đoạn trên tuyến dây để làm cơ sở cho việc phân tích trào lưu công suất, như được trình bày tại Mục *Phương pháp giải bài toán dòng công suất*. Sau khi sử dụng các mô hình dự báo SVM, LSTM-RNN và ANN để xác định ngưỡng dao động phụ tải; tiếp theo, khoảng giá trị tin cậy của dòng điện phụ tải  $[I_{load\_l\_min}, I_{load\_l\_max}]$  trên tuyến dây trong Hình 16 được xác định (lưu ý,  $l=1...5$ , tức có 5 phụ tải trên toàn tuyến dây). Ngưỡng dao động tin cậy của điện áp nút,  $[V_{i\_min}, V_{i\_max}]$ ,  $i=1...4$ , tức từ Nút 01 đến Nút 04, và khoảng tin cậy của dòng điện ngắn mạch  $[I_{nm\_TBBVi\_min}, I_{nm\_TBBVi\_max}]$ , với  $i=1...4$ , được quan sát bởi các TBBV trên lưới tương ứng với từng dạng sự cố sẽ lần lượt được tính toán bằng phương pháp phân bố dòng công suất LU và phương pháp phân tích ngắn mạch cải tiến (gọi là AFSCC như cho biết trong Mục Phương pháp xác định tổng dòng điện ngắn mạch được quan sát bởi các thiết bị bảo vệ). Kết quả tính toán ngưỡng dao động tin cậy  $[I_{load\_l\_min}, I_{load\_l\_max}]$  và  $[V_{i\_min}, V_{i\_max}]$  lần lượt được thể hiện trong Bảng 4 và Bảng 5. Hơn nữa, việc tính toán khoảng giá trị ngắn mạch  $[I_{nm\_TBBVi\_min}, I_{nm\_TBBVi\_max}]$  trên tuyến dây này được thực hiện ở hai chế độ: i) nguồn DG hoạt động hòa lưới và ii) nguồn DG hoạt động tách lưới, như được trình bày tại Bảng 6 và Bảng 7.

Số liệu trong Bảng 4 cho biết các khoảng giá trị dòng điện phụ tải trên tuyến dây ứng với ba mô hình dự báo SVM, LSTM-RNN và ANN ở các mức độ tin cậy (CI-confidence index) tốt nhất. Có thể thấy rằng, đối với bộ dữ liệu quá khứ của tuyến dây này, sau khi ứng dụng phương pháp xác định LPCI, mô hình SVM cho kết quả tốt nhất. Thật vậy, tuy sai số MAPE (%) của cả ba mô hình gần bằng nhau, nhưng mô hình SVM chỉ lọc khoảng 3% dữ liệu; trong khi đó, số lượng dữ

**Bảng 1: Kết quả MAPE (%) của dữ liệu phụ tải tương ứng với 13 mức độ tin cậy khác nhau**

| Mô hình/Mức độ tin cậy | 90%    | 91%    | 92%    | 93%    | 94%    | 95%    | 96%    |
|------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| SVM                    | 9,129  | 9,138  | 9,043  | 8,994  | 8,991  | 8,838  | 8,724  |
| LSTM-RNN               | 8,280  | 8,351  | 8,357  | 8,524  | 8,436  | 8,365  | 8,331  |
| ANN                    | 17,528 | 16,839 | 15,947 | 12,820 | 14,382 | 14,488 | 13,635 |

**Bảng 2: Kết quả MAPE (%) của dữ liệu phụ tải tương ứng với 13 mức độ tin cậy khác nhau (tiếp theo)**

| Mô hình/Mức độ tin cậy | 97%    | 98%    | 99%    | 99,73% | 99,99366% | 99,99932% |
|------------------------|--------|--------|--------|--------|-----------|-----------|
| SVM                    | 8,685  | 8,712  | 8,929  | 8,942  | 8,854     | 8,703     |
| LSTM-RNN               | 8,454  | 8,420  | 8,495  | 8,460  | 8,706     | 8,668     |
| ANN                    | 22,309 | 19,635 | 16,543 | 13,712 | 21,971    | 14,855    |

**Bảng 3: Kết quả MAPE (%) của ba mô hình dự báo SVM, LSTM-RNN và ANN khi có bộ lọc và không có bộ lọc**

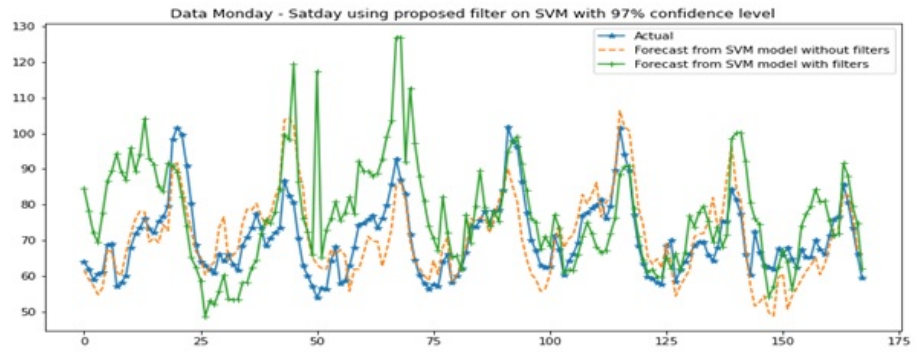
| Mô hình dự báo tương ứng với mức độ tin cậy tốt nhất | Không dùng bộ lọc | Phương pháp xác định LPCI để xuất với mức độ tin cậy tốt nhất |
|--|-------------------|---|
| SVM (97%)  | 9,215             | 8,685   |
| LSTM-RNN (90%)                                       | 8,798             | 8,280   |
| ANN (93%)  | 17,111            | 12,820  |

**Bảng 4: Kết quả dự báo dòng điện phụ tải tối thiểu và tối đa trên toàn tuyến dây theo 03 mô hình SVM, LSTM-RNN và ANN**

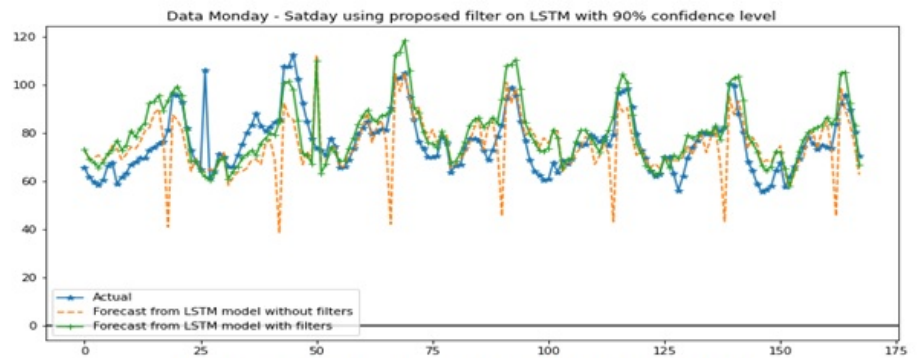
| Khoảng giá trị tin cậy của dòng điện phụ tải | Mô hình dự báo dữ liệu dòng điện phụ tải |                                    |                               |
|--|--|------------------------------------|-------------------------------|
|  | SVM (chỉ số tin cậy CI = 97%)            | LSTM-RNN (chỉ số tin cậy CI = 90%) | ANN (chỉ số tin cậy CI = 93%) |
| $I_{load\_l\_min}(A)$                        | 100,242                                  | 107,809                            | 107,934                       |
| $I_{load\_l\_max}(A)$                        | 46,363                                   | 45,967                             | 40,664                        |

**Bảng 5: Kết quả tính toán ngưỡng dao động điện áp nút trên một LDPP 22KV có tích hợp DG**

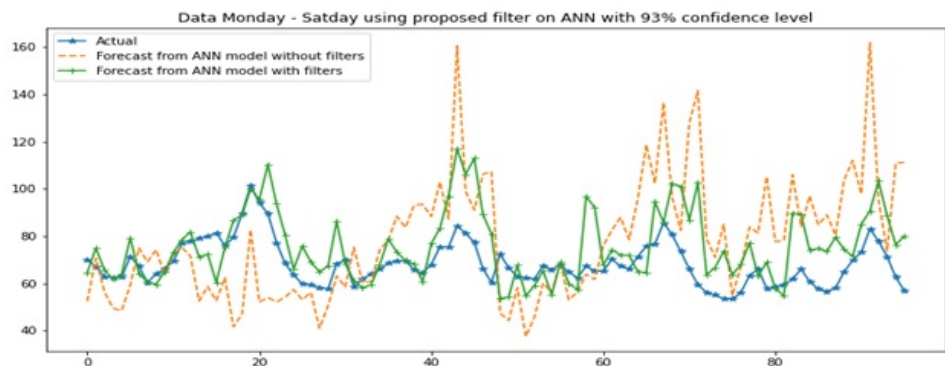
| Nút | Điện áp lớn nhất, $V_{i\_max}(kV)$ , tương ứng với $I_{load\_l\_min}$ |        |        | Điện áp nhỏ nhất, $V_{i\_min}(kV)$ , tương ứng với $I_{load\_l\_max}$ |        |        |
|-----|---|--------|--------|---|--------|--------|
|     | Mô hình dự báo  |        |        | Mô hình dự báo  |        |        |
|     | SVM   | LSTM   | ANN    | SVM   | LSTM   | ANN    |
| 01  | 21,732  | 21,729 | 21,742 | 21,590  | 21,574 | 21,574 |
| 02  | 21,781  | 21,780 | 21,798 | 21,581  | 21,561 | 21,561 |
| 03  | 21,840  | 21,838 | 21,868 | 21,519  | 21,481 | 21,481 |
| 04  | 21,856  | 21,857 | 21,886 | 21,526  | 21,487 | 21,487 |



a) Kết quả dự báo phụ tải từ mô hình SVM

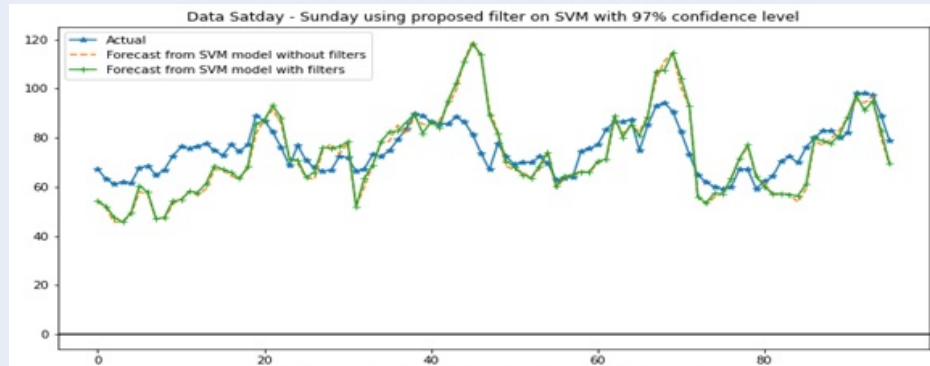


b) Kết quả dự báo phụ tải từ mô hình LSTM-RNN

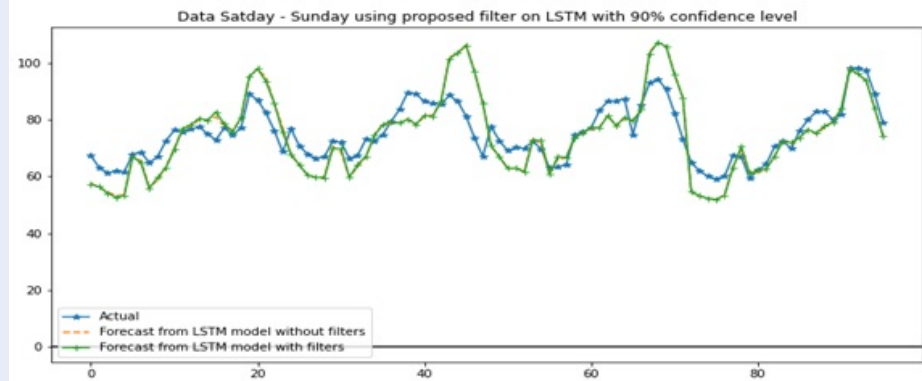


c) Kết quả dự báo phụ tải từ mô hình ANN

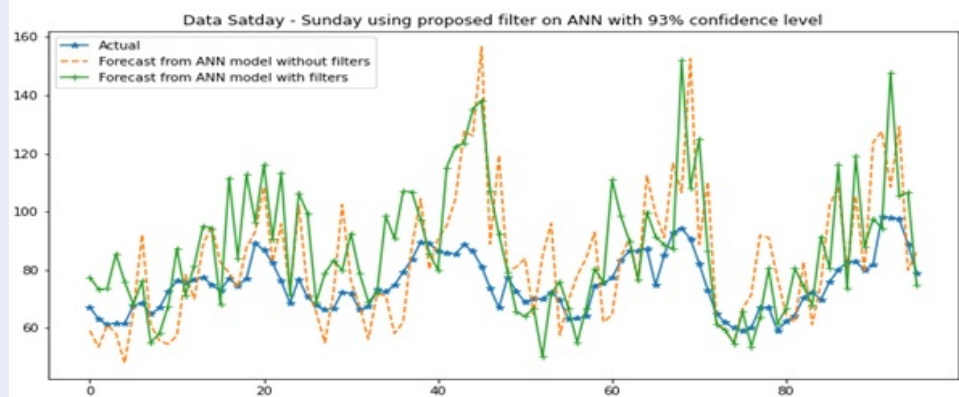
**Hình 13:** Kết quả dự báo phụ tải từ Thứ Hai đến Thứ Bảy từ a) mô hình SVM; b) mô hình LSTM-RNN; và c) mô hình ANN



a) Kết quả dự báo phụ tải từ mô hình SVM

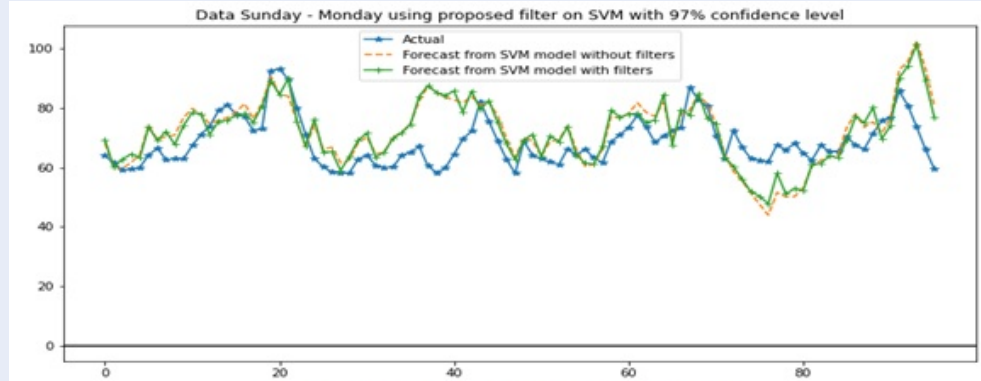


b) Kết quả dự báo phụ tải từ mô hình LSTM-RNN

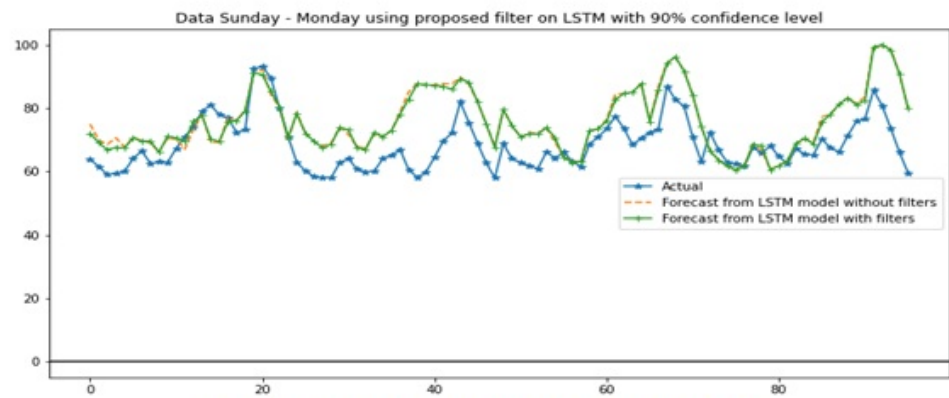


c) Kết quả dự báo phụ tải từ mô hình ANN

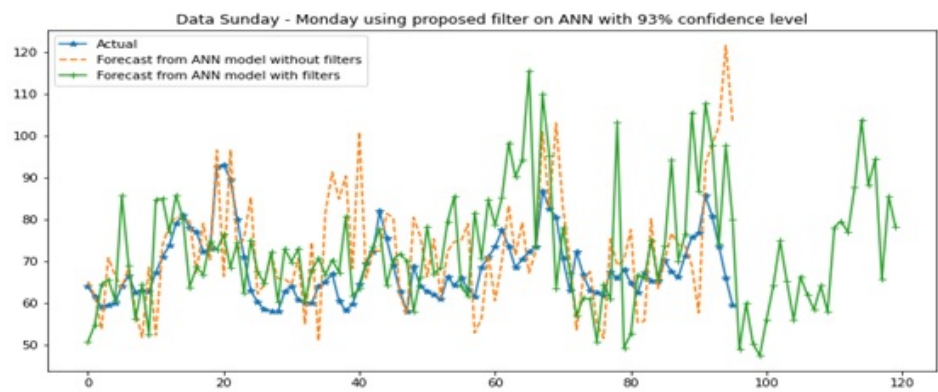
**Hình 14:** Kết quả dự báo phụ tải từ Thứ Bảy đến Chủ Nhật dựa trên a) mô hình SVM; b) mô hình LSTM-RNN và c) mô hình ANN



a) Kết quả dự báo phụ tải từ mô hình SVM

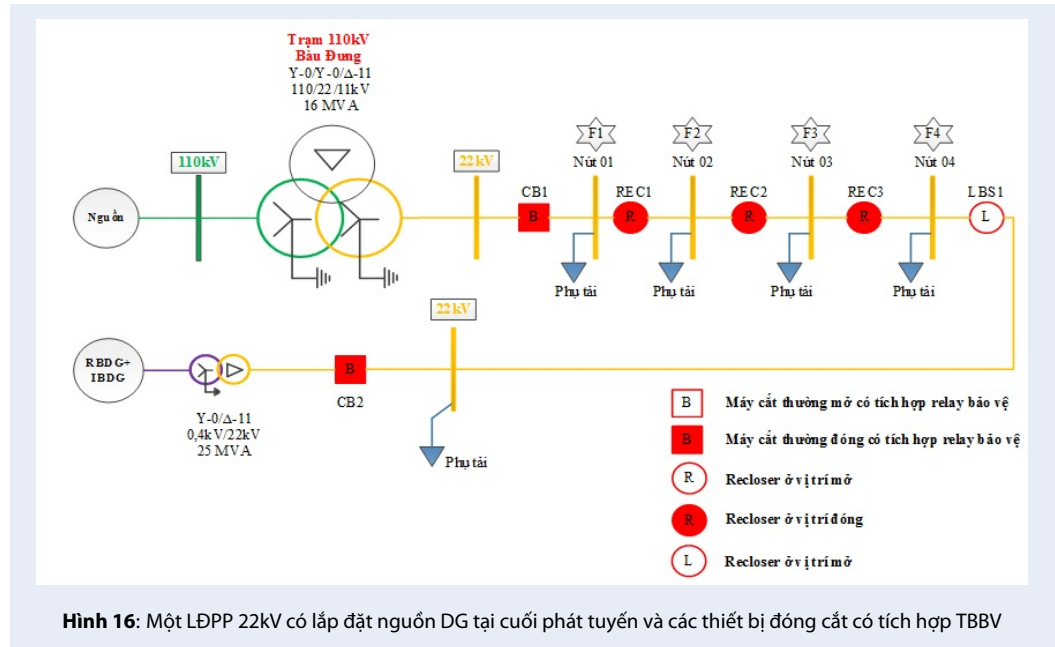


b) Kết quả dự báo phụ tải từ mô hình LSTM-RNN



c) Kết quả dự báo phụ tải từ mô hình ANN

**Hình 15:** Kết quả dự báo phụ tải từ Chủ Nhật đến Thứ Hai dựa trên a) mô hình SVM; b) mô hình LSTM-RNN và c) mô hình ANN



liệu cần được lọc để có thể cho kết quả MAPE tốt nhất đối với hai mô hình LSTM-RNN và ANN lần lượt là 10% và 7%. Theo đó, kết quả về ngưỡng dao động tin cậy của phụ tải được xác định bằng mô hình SVM sẽ được sử dụng để xác định ngưỡng dao động tin cậy của điện áp tại các nút trên một LĐPP có tích hợp DG, như cho biết trong Bảng 5. Tiếp theo, thông qua việc áp dụng phương pháp phân tích ngắn mạch cải tiến (còn được gọi là AFSCC), ngưỡng dao động của dòng điện ngắn mạch  $[I_{nm\_TBBVi\_min}, I_{nm\_TBBVi\_max}]$  được quan sát bởi các TBBV trên LĐPP lần lượt được thể hiện trong các Bảng 6 và Bảng 8. Bên cạnh đó, Bảng 7 và Bảng 9 lần lượt cho biết sự ảnh hưởng của dòng điện ngắn mạch đóng góp bởi nguồn lưới và nguồn RBDG ở chế độ hoạt động tách lưới và hòa lưới dựa trên ma trận hệ số  $[K]$ .

Xét sự cố xảy ra tại vị trí F1, quan sát Bảng 6 và Bảng 8, khoảng giá trị dòng điện ngắn mạch tham gia vào sự cố do nguồn lưới đóng góp đã giảm đi khi nguồn DG hoạt động hòa vào lưới điện phân phối. Cụ thể, ngưỡng dao động của dòng điện ngắn mạch khi DG hoạt động nối lưới là  $[12,29 ; 12,37]$ , thấp hơn so với ngưỡng dao động của dòng điện ngắn mạch khi DG hoạt động tách lưới là  $[12,94 ; 13,03]$ . Mặt khác, khoảng giá trị tin cậy của dòng điện ngắn mạch từ nguồn DG tham gia vào sự cố F1 được quan sát bởi CB1, CB2, REC1, REC2 và REC3 đã được xác định thông qua phương pháp AFSCC. Theo đó, những giá trị dòng điện ngắn mạch này có thể được sử dụng để điều phối cho những TBBV trên LĐPP nhằm đảm bảo tính phối hợp và độ tin cậy của hệ thống bảo vệ. Trong

Bảng 7 và Bảng 9, có thể thấy rằng, hệ số ảnh hưởng  $k_{r_i}$  luôn nằm trong khoảng  $[0,1]$ . Khi  $k_{r_i}$  tiệm cận giá trị 0, các TBBV gần như không bị ảnh hưởng bởi các dòng điện ngắn mạch xuất hiện trên LĐPP. Trong khi đó, nếu  $k_{r_i}$  tiệm cận giá trị 1 thì mang ý nghĩa là các TBBV nằm rất gần vị trí xảy ra sự cố. Theo kết quả mô phỏng, khi sự cố xảy ra tại vị trí F1, hệ số ảnh hưởng  $k_{DG\_CB2}$  cho thấy vị trí sự cố nằm rất xa CB2, trong khi hệ số ảnh hưởng  $k_{DG\_CB1}$  đã thể hiện sự cố nằm rất gần CB1.

Nhìn chung, phương pháp phân tích ngắn mạch cải tiến (AFSCC) đã được kết hợp thành công với phương pháp xác định LPCI để có thể tính toán nhanh chóng, tự động và chính xác khoảng giá trị tin cậy của dòng điện ngắn mạch trên một LĐPP có tích hợp nguồn DG. Mặt khác, ma trận hệ số ảnh hưởng  $[K]$  được thành lập để lưu trữ vào hệ thống RTMS nhằm làm nguồn dữ liệu phục vụ cho việc phân tích ngắn mạch online khi trạng thái hoạt động của nguồn DG hoặc cấu trúc của LĐPP bị thay đổi. Không những thế, kết quả phân tích ngắn mạch bằng phương pháp AFSCC có thể làm cơ sở cho việc điều phối các TBBV trên LĐPP có tích hợp các nguồn DG.

## KẾT LUẬN

Nghiên cứu này đã đề xuất các phương pháp xác định LPCI để loại bỏ các dữ liệu gây nhiễu và xác định ngưỡng dao động tin cậy của phụ tải tuyến dây trên một LĐPP có tích hợp nguồn DG. Qua đó, ngưỡng dao động của điện áp tại các nút cũng như dòng điện ngắn mạch được quan sát bởi các TBBV trên LĐPP



**Bảng 6: Kết quả tính toán ngắn mạch trên LĐPP 22KV khi nguồn DG hoạt động tách lưới (LBS1 ở trạng thái mở)**

| Khoảng tin cậy của dòng điện ngắn mạch tính toán (kA) tham gia bởi nguồn lưới theo phương pháp AFSCC cho các nút từ 01 đến 04 |                      |                       |                        |                       |
|---|----------------------|-----------------------|------------------------|-----------------------|
| Nút   | Dạng ba pha chạm đất | Dạng hai pha chạm đất | Dạng hai pha chạm nhau | Dạng một pha chạm đất |
| 01  | [12,94 13,03]        | [12,93 13,01]         | [11,33 11,4]           | [12,92 13,01]         |
| 02  | [7,18 7,25]          | [7,17 7,24]           | [6,26 6,32]            | [7,17 7,24]           |
| 03  | [4,98 5,05]          | [4,97 5,04]           | [4,33 4,4]             | [4,97 5,04]           |
| 04  | [2,77 2,82]          | [2,77 2,81]           | [2,41 2,44]            | [2,77 2,81]           |

**Bảng 7: Hệ số ảnh hưởng của dòng điện ngắn mạch do nguồn lưới và nguồn RBDG đóng góp đến các TBBV trên LĐPP 22KV, trong khi nguồn DG hoạt động tách lưới (LBS1 ở trạng thái mở)**

| TBBV | Các vị trí tính toán ngắn mạch trên LĐPP khảo sát |                                 |                                 |                                 |
|------|---|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
|      | F1<br>(Vị trí rất sát với REC1)                   | F2<br>(Vị trí rất sát với REC2) | F3<br>(Vị trí rất sát với REC3) | F4<br>(Vị trí rất sát với LBS1) |
| CB1  | 1,00  | 0,56                            | 0,39                            | 0,21                            |
| REC1 | 0   | 1,00                            | 0,69                            | 0,39                            |
| REC2 | 0   | 0                               | 1,00                            | 0,56                            |
| REC3 | 0   | 0                               | 0                               | 1,00                            |
| CB2  | 0   | 0                               | 0                               | 0                               |

**Bảng 8: Kết quả tính toán ngắn mạch trên LĐPP 22KV khi nguồn DG hoạt động nối lưới (LBS1 ở trạng thái đóng)**

| Khoảng tin cậy của dòng điện ngắn mạch tính toán (kA) tham gia bởi nguồn lưới theo phương pháp AFSCC cho các nút từ 01 đến 04 |                      |                       |                        |                       |
|---|----------------------|-----------------------|------------------------|-----------------------|
| Nút   | Dạng ba pha chạm đất | Dạng hai pha chạm đất | Dạng hai pha chạm nhau | Dạng một pha chạm đất |
| 01  | [12,29 12,37]        | [12,28 12,36]         | [10,76 10,83]          | [12,28 12,36]         |
| 02  | [6,82 6,89]          | [6,81 6,88]           | [5,95 6,00]            | [6,81 6,87]           |
| 03  | [4,73 4,80]          | [4,72 4,79]           | [4,11 4,18]            | [4,72 4,79]           |
| 04  | [2,63 2,67]          | [2,63 2,67]           | [2,29 2,32]            | [2,63 2,67]           |

| Khoảng tin cậy của dòng điện ngắn mạch tính toán (kA) tham gia bởi nguồn RBDG theo phương pháp AFSCC cho các nút từ 01 đến 04 |                      |                       |                        |                       |
|---|----------------------|-----------------------|------------------------|-----------------------|
| Nút   | Dạng ba pha chạm đất | Dạng hai pha chạm đất | Dạng hai pha chạm nhau | Dạng một pha chạm đất |
| 01  | [1,74 1,75]          | [1,73 1,74]           | [1,51 1,52]            | [1,73 1,74]           |
| 02  | [1,93 1,95]          | [1,92 1,94]           | [1,68 1,69]            | [1,92 1,93]           |
| 03  | [2,19 2,22]          | [2,18 2,21]           | [1,90 1,93]            | [2,17 2,20]           |
| 04  | [3,31 3,36]          | [3,30 3,35]           | [2,89 2,93]            | [3,29 3,34]           |

**Bảng 9: Hệ số ảnh hưởng của dòng điện ngắn mạch do nguồn lưới và nguồn RBDG đóng góp đến các TBBV trên LĐPP 22KV, trong khi nguồn DG hoạt động nối lưới (LBS1 ở trạng thái đóng)**

| TBBV  | Các vị trí tính toán ngắn mạch trên LĐPP khảo sát |                                 |                                 |                                 |
|---|---|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
|   | F1<br>(Vị trí rất sát với REC1)                   | F2<br>(Vị trí rất sát với REC2) | F3<br>(Vị trí rất sát với REC3) | F4<br>(Vị trí rất sát với LBS1) |
| <b>i) Khi xem xét sự ảnh hưởng của nguồn lưới đến các TBBV</b>  |   |                                 |                                 |                                 |
| CB1   | 1,00  | 0,56                            | 0,39                            | 0,21                            |
| REC1  | 0   | 1,00                            | 0,69                            | 0,38                            |
| REC2  | 0   | 0                               | 1,00                            | 0,55                            |
| REC3  | 0   | 0                               | 0                               | 1,00                            |
| CB2   | 0   | 0                               | 0                               | 0                               |
| <b>ii) Khi xem xét sự ảnh hưởng của nguồn RBDG đến các TBBV</b> |   |                                 |                                 |                                 |
| CB1   | 0   | 0                               | 0                               | 0                               |
| REC1  | 1,00  | 0                               | 0                               | 0                               |
| REC2  | 0,88  | 1,00                            | 0                               | 0                               |
| REC3  | 0,58  | 0,66                            | 1,00                            | 0                               |
| CB2   | 0,29  | 0,33                            | 0,49                            | 1,00                            |

lần lượt được xác định bằng việc giải bài toán trào lưu công suất và phân tích ngắn mạch theo phương pháp cải tiến AFSCC. Những kết quả mô phỏng được các tác giả thu thập từ việc sử dụng công cụ LPCI tự phát triển và chương trình E-terra Distribution đã cho thấy sự hiệu quả trong việc xác định khoảng giá trị tin cậy của dòng điện ngắn mạch được quan sát bởi các TBBV một cách nhanh chóng, tự động và chính xác, bên cạnh việc xem xét đầy đủ các đặc tính vận hành P2P và P&P của các nguồn DG. Kết quả phân tích ngắn mạch bằng phương pháp AFSCC có thể làm cơ sở cho việc điều phối và cài đặt tự động các ngưỡng đóng/cắt đối với các TBBV trên lưới điện phân phối có tích hợp các nguồn DG.

### DANH MỤC CÁC TỪ VIẾT TẮT

**AFSCC:** Automatical and Fast Short-Circuit Calculation - Phương pháp tính toán dòng điện ngắn mạch nhanh và tự động;  
**ANN:** Artificial Neural Network – Mạng nơ-ron nhân tạo;  
**CI:** Confidence index  
**DG:** Nguồn điện phân tán – Distributed Generator;  
**FCL:** Bộ hạn chế dòng điện – Fault Current Limiter;  
**IBDG:** Nguồn điện phân tán có inverter – Inverter Based Distributed Generator;  
**LBS:** Load Break Switch – Thiết bị đóng cắt có tải;  
**LĐPP:** Lưới điện phân phối;

**LPCI:** Load Power Confidence Interval – Độ tin cậy ngưỡng dao động phụ tải;  
**LSTM-RNN:** Long Short Term Memory – Recurrent Neural Network – Một dạng mô hình mạng nơ-ron hồi quy và có khả năng ghi nhớ;  
**LVRT:** Chế độ vượt qua điện áp thấp – Low Voltage Ride Through;  
**MAPE:** Mean Absolute Percentage Error – Phần trăm sai số trung bình tuyệt đối.  
**MG:** Microgrid – Lưới điện quy mô nhỏ;  
**P&P:** Plug and Play – Đặc tính vận hành thể hiện vị trí lắp đặt của nguồn phát phân tán trong lưới điện phân phối;  
**P2P:** Peer to Peer – Đặc tính vận hành thể hiện cơ chế kết nối của của nguồn phát phân tán với lưới điện phân phối;  
**PDF:** Probability Density Function – Hàm mật độ xác suất;  
**RBDG:** Nguồn điện phân tán chứa thành phần quay – Rotating Based Distributed Generator;  
**REC:** Recloser – Thiết bị Recloser;  
**RTMS:** Hệ thống giám sát và điều khiển từ xa – Real-time Management System;  
**SVM:** Support Vector Machine – Một dạng mô hình máy học;  
**TBBV:** Thiết bị bảo vệ - Protective Devices;

## LỜI CẢM ƠN

Các tác giả xin chân thành cảm ơn Trường Đại học Việt Đức và Bộ Giáo dục Đào tạo đã hỗ trợ thực hiện đề tài này (đề tài mã số B2020-VGU-01 được duyệt bởi Bộ Giáo dục Đào tạo ngày 21 tháng 02 năm 2020, theo quyết định số 103/QĐ-BGDĐT).

## XUNG ĐỘT LỢI ÍCH

Nhóm tác giả xin cam đoan rằng không có bất kỳ xung đột lợi ích nào trong công bố bài báo.

## ĐÓNG GÓP CỦA CÁC TÁC GIẢ

Lê Duy Phúc, Bùi Minh Dương và Nguyễn Thanh Phương đưa ra ý tưởng viết bài, đóng góp diễn giải phương pháp thực hiện, kết quả mô phỏng, những phân tích, thảo luận của nghiên cứu và viết bản thảo. Đoàn Ngọc Minh và Lê Duy Phúc tham gia thu thập dữ liệu và chạy kết quả mô phỏng, hỗ trợ thu thập dữ liệu, đóng góp phần tổng quan và kết luận của bài viết.

## TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Nikkhajoei H, and Lasseter R.H. Microgrid protection. The Power Engineering Society General Meeting. 2007;p. 1–6. Available from: <https://doi.org/10.1109/PES.2007.385805>.
2. Nikkhajoei H, Lasseter R.H. Microgrid fault protection based on symmetrical and differential current components. Public Interest Energy Research California Energy Commission. 2006;.
3. Firouz Y, Lobry J, Vallée F, and Durieux O. Numerical comparison of the effects of different types of distributed generation units on overcurrent protection systems in MV distribution grid. Int J Renew Energy. 2014;69:271–283. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.03.035>.
4. Sortomme E, Mapes GJ, Foster BA, Venkata SS. Fault analysis and protection of a microgrid. The Proc. The 40th North Amer. Power Symposium, Calgary. 2008;p. 1–6. Available from: <https://doi.org/10.1109/NAPS.2008.5307360>.
5. Bui DM. Simplified and automated fault-current calculation for fault protection system of grid-connected low-voltage AC microgrids. International Journal of Emerging Electric Power Systems. 2017;18(2). Available from: <https://doi.org/10.1515/ijeeps-2017-0011>.
6. Ou TC. A novel unsymmetrical faults analysis for microgrid distribution systems. International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2012;43(1):1017–1024. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.05.012>.
7. Wang Q, Zhou N, Ye L. Fault analysis for distribution networks with current-controlled three-phase inverter-interfaced distributed generators. IEEE Transactions on Power Delivery. 2015;30(3):1532–1542. Available from: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2015.2407883>.
8. Mathur A, et al. Fault analysis of unbalanced radial and meshed distribution system with inverter based distributed generation (IBDG). International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2017;85:164–177. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.09.003>.
9. Van TD, et al. Fault current calculation in distribution systems with inverter-based distributed generations. IEEE transactions on electrical and electronic engineering. 2013;8(5):470–477. Available from: <https://doi.org/10.1002/tee.21882>.
10. Boutsika TN, Papathanassiou SA. Short-circuit calculations in networks with distributed generation. Electric Power Systems Research. 2008;78(7):1181–1191. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.epr.2007.10.003>.
11. Bui DM, et al. Accuracy improvement of various short-term load forecasting models by a novel and unified statistical data-filtering method. International Journal of Green Energy. 2020;17(7):382–406. Available from: <https://doi.org/10.1080/15435075.2020.1761810>.
12. Bui DM, et al. A Statistical Data-Filtering Method Proposed for Short-Term Load Forecasting Models. J. Electr. Eng. Technol. 2020;15:1947–1967. Available from: <https://doi.org/10.1007/s42835-020-00460-3>.
13. Lê P, et al. Applying statistical analysis for assessing the reliability of input data to improve the quality of short-term load forecasting for a Ho Chi Minh City distribution network. Science & Technology Development Journal - Engineering and Technology. 2020;2(4):223–239. Available from: <https://doi.org/10.32508/stdjet.v2i4.614>.
14. Zhang MG. Short-term load forecasting based on support vector machines regression. The 2005 IEEE International Conference on Machine Learning and Cybernetics. 2005;7.
15. Bengio Y, Courville A, Vincent P. Representation Learning: A Review and New Perspectives. IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence. 2013;35:1798–1828. PMID: 23787338. Available from: <https://doi.org/10.1109/TPAMI.2013.50>.
16. Hong WC. Chaotic particle swarm optimization algorithm in a support vector regression electric load forecasting model. Energy Conversion and Management. 2009;50(1):105–117. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2008.08.031>.
17. Dobbe R, et al. Linear Single- and Three-Phase Voltage Forecasting and Bayesian State Estimation with Limited Sensing. IEEE Transactions on Power Systems. 2020;35(3):1674 –1683. Available from: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2019.2955893>.
18. Bengio Y, Simard P, et al. Learning long-term dependencies with gradient descent is difficult. IEEE Transactions on Neural Networks. 1994;5:157–166. PMID: 18267787. Available from: <https://doi.org/10.1109/72.279181>.
19. Chontzopoulos II. Very Short-term Probabilistic Demand Forecasting at High Aggregation Level for the Mitigation of Balancing Costs. Master thesis, ETH Zürich. 2018;.
20. Elvers A, et al. Short-Term Probabilistic Load Forecasting at Low Aggregation Levels Using Convolutional Neural Networks. 2019 IEEE Milan PowerTech. 2019; Available from: <https://doi.org/10.1109/PTC.2019.8810811>.
21. Hagan MT, Menhaj MB. Training feedforward networks with the Marquardt algorithm. IEEE Transactions on Neural Networks. 1994;5(6):989–993. PMID: 18267874. Available from: <https://doi.org/10.1109/72.329697>.
22. Catalão JPS, et al. Short-term wind power forecasting in Portugal by neural networks and wavelet transform. Renewable Energy. 2011;36:1245–1251. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.09.016>.
23. Distribution Network Analysis Functions (DNAF) Analyst and Configuration Editor User's Guide, ALSTOM Grid Inc. 2014;.
24. Teng JH, Lin WM. Current-based power flow solutions for distribution systems. Proc. IEEE Int. Conf. Power Syst. Technol., Beijing, China. 1994;p. 414–418.
25. Chen TH, et al. Distribution system power flow analysis-A rigid approach. IEEE Trans. Power Delivery. 1991;6:1146–1152. Available from: <https://doi.org/10.1109/61.85860>.
26. Teng JH. A direct approach for distribution system load flow solutions. IEEE Transactions on power delivery. 2003;18(3):882–887. Available from: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2003.813818>.
27. Ploussard, et al. An efficient network reduction method for transmission expansion planning using multicut problem and kron reduction. IEEE Transactions on Power Systems. 2018;33(6):6120–6130. Available from: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2842301>.
28. Samoylenko VO, Korkunova OL, Pazderin AV, Novikov NN. Overcurrent protection adjustment when connecting synchronous generation to power supply systems. 2015 IEEE

- International Conference on Industrial Technology (ICIT). 2015;p. 2368–2373. Available from: <https://doi.org/10.1109/ICIT.2015.7125447>.
29. IEEE Application Guide for IEEE Std 1547™. IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.1-217 IEEE Std. 2008;
  30. Sortomme E, Mapes GJ, Foster BA, Venkata SS. Fault analysis and protection of a microgrid. Proc. North Amer. Power Symp. 2008;2008:1–6. Available from: <https://doi.org/10.1109/NAPS.2008.5307360>.
  31. Yazdani A, Iravani R. A unified dynamic model and control for the voltage-sourced converter under unbalanced grid conditions. IEEE Trans Power Delivery. 2006;21(3):1620–1629. Available from: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2006.874641>.
  32. Karimi H, Yazdani A, Iravani R. Negative-sequence current injection for fast islanding detection of a distributed resource unit. IEEE Trans Power Electron. 2008;23(1):298–307. Available from: <https://doi.org/10.1109/TPEL.2007.911774>.
  33. Tamura J, Takeda I, Kimura M, Ueno M, Yonaga S. A synchronous machine model for unbalanced analyses. Elect Eng Jpn. 1997;119(2):46–59. Available from: [https://doi.org/10.1002/\(SICI\)1520-6416\(19970430\)119:2<46::AID-EEJ6>3.0.CO;2-N](https://doi.org/10.1002/(SICI)1520-6416(19970430)119:2<46::AID-EEJ6>3.0.CO;2-N).

# An improved fault analysis method based on bus-voltage thresholds determination for distribution networks with distributed generators

Bui Minh Duong<sup>1</sup>, Le Duy Phuc<sup>2,3,\*</sup>, Doan Ngoc Minh<sup>2</sup>, Nguyen Thanh Phuong<sup>3</sup>



Use your smartphone to scan this QR code and download this article

<sup>1</sup>Faculty of Engineering, Vietnamese-German University, Binh Duong Province

<sup>2</sup>Ho Chi Minh Power Company, Ho Chi Minh City

<sup>3</sup>Institute of Engineering, Ho Chi Minh City University of Technology, Ho Chi Minh City

## Correspondence

**Le Duy Phuc**, Ho Chi Minh Power Company, Ho Chi Minh City

Institute of Engineering, Ho Chi Minh City University of Technology, Ho Chi Minh City

Email: phucl@hcmpp.com.vn

## History

- Received: 12-9-2020
- Accepted: 29-3-2021
- Published: 16-4-2021

DOI : 10.32508/stdjet.v4i2.766



## Copyright

© VNU-HCM Press. This is an open-access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution 4.0 International license.



## ABSTRACT

Integration of distributed generators (DGs) into a distribution network (DN) can impact on the reliability operation and stability of protection systems. Depending on DG types, their installed locations, and operation states, fault current values in the distribution network can be significantly changed such that protective devices can inaccurately operate. Traditional fault analysis methods have not considered the presence of distributed generators and their operation characteristics, bi-directional power flows and change in bus-voltage values in the DN. Therefore, improvement of fault current calculation methods is necessary to fast, automatically and accurately determine fault current values in the DN with distributed generators. Hence, this paper develops an improved fault analysis method based on bus-voltage thresholds determination for distribution networks with DGs. The bus-voltage thresholds can be evaluated by determining load power confidence intervals (LPCI), and fault current thresholds will be then calculated in the DN with DGs. Based on a developed LPCI calculation tool and E-terra distribution software, achieved simulation results have validated the effectiveness of fault analysis method based on bus-voltage thresholds for distribution networks in case of considering types, locations and operation states of various distributed generators.

**Key words:** Distributed generators, distribution networks, bus voltages, load power forecasting, fault analysis

**Cite this article :** Duong B M, Phuc L D, Minh D N, Phuong N T. **An improved fault analysis method based on bus-voltage thresholds determination for distribution networks with distributed generators.** *Sci. Tech. Dev. J. – Engineering and Technology*; 4(2):806-834.