

**BỘ GIÁO DỤC VÀ ĐÀO TẠO**  
**ĐẠI HỌC ĐÀ NẴNG**

**ĐỖ NINH HÙNG**

**SỬ DỤNG PHẦN MỀM DMS**  
**ĐỀ NÂNG CAO HIỆU QUẢ XỬ LÝ SỰ CỐ**  
**LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI BÌNH ĐỊNH**

Chuyên ngành: Mạng và hệ thống điện

Mã số: 60.52.50

**TÓM TẮT LUẬN VĂN THẠC SĨ KỸ THUẬT**

Đà Nẵng - Năm 2012

**Công trình được hoàn thành tại**  
**Đại học Đà Nẵng**

**Người hướng dẫn khoa học:** TS. Trần Vinh Tịnh

**Phản biện 1:** TS. Đoàn Anh Tuấn

**Phản biện 2:** PGS.TS Nguyễn Hồng Anh

**Luận văn được bảo vệ trước hội đồng chấm luận văn thạc sĩ kỹ thuật họp tại Đại học Đà Nẵng vào ngày 05 tháng 05 năm 2012**

*Có thể tìm hiểu luận văn tại:*

- Trung tâm Thông tin - Học liệu, Đại học Đà Nẵng
- Trung tâm Học liệu, Đại học Đà Nẵng.

## MỞ ĐẦU

### 1. LÝ DO CHỌN LỰA ĐỀ TÀI

Ngoài việc tăng cường công tác quản lý để ngăn ngừa sự cố điện xảy ra thì việc phát hiện và xử lý nhanh sự cố trên lưới điện giảm thiểu mất điện do sự cố là một trong những yêu cầu nghiêm ngặt đối với các đơn vị quản lý điện hiện nay.

### 2. MỤC ĐÍCH NGHIÊN CỨU

Việc nghiên cứu ứng dụng hiệu quả hệ thống MiniSCADA/DMS mở ra một phương thức vận hành mới tiên tiến, nâng cao hiệu quả vận hành hệ thống, nâng cao chất lượng điện năng.

### 3. ĐỐI TƯỢNG VÀ PHẠM VI NGHIÊN CỨU

**3.1. Đối tượng nghiên cứu:** Lưới điện phân phối Bình Định.

**3.2. Phạm vi nghiên cứu:** Một số các phương pháp nghiên cứu xác định vị trí sự cố trên lưới điện phân phối; Xác định vị trí sự cố lưới phân phối bằng phần mềm DMS.

### 4. PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU

Phương pháp nghiên cứu lý thuyết, thu thập và xử lý thông tin áp dụng cho lưới điện phân phối Bình Định.

### 5. Ý NGHĨA KHOA HỌC VÀ THỰC TIỄN CỦA ĐỀ TÀI

#### 5.1. Ý nghĩa khoa học:

Hệ thống hoá các phương pháp xác định vị trí sự cố trên lưới điện phân phối; Khẳng định tính đúng đắn của phần mềm DMS, tạo cơ sở để tiếp tục nghiên cứu và phát triển phần mềm này.

**5.2. Ý nghĩa thực tiễn:** Nâng cao hiệu quả ứng dụng phần mềm DMS đặc biệt trong việc tích hợp với hệ thống SCADA hiện hữu; Xác định nhanh chóng vị trí sự cố, từ đó có biện pháp xử lý thích hợp nhằm giảm thời gian mất điện.

### 6. CẤU TRÚC LUẬN VĂN

Ngoài phần Mở đầu và Kết luận kiến nghị, luận văn gồm 4

chương:

Chương 1: Tổng quan về sự cố và định vị sự cố trên lưới điện phân phối

Chương 2: Các phương pháp nghiên cứu xác định vị trí sự cố trên lưới điện phân phối

Chương 3: Giới thiệu về phần mềm DMS và các ứng dụng

Chương 4: Thu thập dữ liệu, tính toán và mô phỏng vị trí sự cố trên bản đồ địa lý bằng phần mềm DMS

## CHƯƠNG 1 - TỔNG QUAN VỀ SỰ CỐ VÀ ĐỊNH VỊ SỰ CỐ TRÊN LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI

### 1.1. TỔNG QUAN CÁC PHƯƠNG PHÁP ĐỊNH VỊ SỰ CỐ TRÊN LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI

**1.1.1. Mở đầu:** Trong hầu hết trường hợp sự cố điện biểu hiện hư hỏng cơ học, mà phải được sửa chữa trước khi trở trở lại vận hành. Việc khôi phục có thể được xử lý nhanh nếu vị trí của sự cố được biết đến hoặc có thể được ước tính với độ chính xác hợp lý.

**1.1.2. Phương pháp dựa trên trở kháng và thành phần tần số cơ bản:** Khoảng cách sự cố từ thanh cái trạm nguồn đến vị trí sự cố được ước tính theo phương pháp dựa trên trở kháng. Giá trị điện áp và dòng điện đo được ở một hoặc hai điểm cuối của đường dây.

**1.1.3. Phương pháp truyền sóng và thành phần tần số cao:** Quan điểm của phương pháp này được dựa trên sự phản xạ sóng truyền trên lưới điện bị sự cố.

#### 1.1.4. Phương pháp hệ chuyên gia

**1.1.4.1. Trí tuệ nhân tạo (AI) và các phương pháp phân tích thống kê:** Có một số phương pháp nhân tạo thông minh như mạng thần kinh nhân tạo (ANN), Logic mờ (FL), Hệ thống chuyên gia (ES) và thuật toán di truyền (GA), vv, với sự phát triển của máy tính xuất hiện.

**1.1.4.2. Phương pháp dựa trên thiết bị phân phối:** Khi sự cố thực tế xảy ra, dạng sóng điện áp rơi đo được tại trạm biến áp được so sánh với tất cả các dạng sóng điện áp rơi trong cơ sở dữ liệu. Dạng sóng phù hợp nhất trong cơ sở dữ liệu sẽ cung cấp vị trí và loại sự cố.

**1.1.4.3. Phương pháp lai:** Hầu như tất cả các phương pháp trên xác định vị trí sự cố dựa trên một thuật toán, chẳng hạn như tính toán khoảng cách sự cố hoặc phân tích tình trạng hoạt động bảo vệ thiết bị, để xác định vị trí sự cố. Một số nghiên cứu sử dụng các phương pháp lai xác định vị trí sự cố dựa trên nhiều hơn một thuật toán để đạt được một ước lượng chính xác hơn phân đoạn bị sự cố.

## 1.2. XỬ LÝ SỰ CỐ HỆ THỐNG ĐIỆN BÌNH ĐỊNH VÀ PHƯƠNG PHÁP XÁC ĐỊNH SỰ CỐ TRUYỀN THỐNG

Xử lý sự cố trên lưới điện phân phối Bình Định căn cứ vào sự điều hành của các cấp điều độ và chấp hành thao tác của nhân viên vận hành cấp dưới căn cứ vào các Quy trình XLSC.

**1.3. KẾT LUẬN:** Nhiều phương pháp định vị sự cố trên lưới điện phân phối:- Phương pháp dựa trên trở kháng và thành phần tần số cơ bản;- Phương pháp truyền sóng và thành phần tần số cao;- Phương pháp hệ chuyên gia.

Lưới điện phân phối Bình Định sử dụng phương pháp thử nghiệm (đóng thử, phân đoạn) và tận dụng kinh nghiệm của nhân viên vận hành để xác định điểm sự cố.

## CHƯƠNG 2 - CÁC PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU XÁC ĐỊNH VỊ TRÍ SỰ CỐ TRÊN LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI

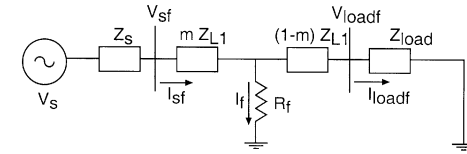
### 2.1. MỞ ĐẦU

Nhiều phương pháp đã được đề xuất trước đây cho việc ước tính vị trí sự cố trên đường dây truyền tải hình tia. Những phương pháp này khi được sử dụng cho các đường dây phân phối dễ bị sai số bởi vì tính

đồng nhất của đường dây, sự hiện diện của nhánh rẽ và nhánh phụ tải.

### 2.2. PHƯƠNG PHÁP NOVOSEL

Nghiên cứu áp dụng cho bất kỳ loại sự cố bao gồm các loại sự cố: một pha chạm đất, pha-pha, 2 pha chạm đất, 3 pha.



Hình 2.1. Sơ đồ của một phần mạng lưới phân phối bị sự cố, trong đó tải khai thác  $Z_{tap}$  được gộp với trở kháng tải  $Z_{load}$ .

Phương pháp này sử dụng mô hình mạng lưới phân phối như minh họa trong Hình 2.1. Trong sơ đồ này,  $Z_{load}$  được gộp tất cả các tải gồm trở kháng tải  $Z_{rload}$  và  $Z_{tap}$ .

$$Z_{load} \text{ trở kháng được tính như sau: } Z_{load} = \frac{V_{ps}}{I_{ps}} - Z_{L1} \quad (2.1)$$

Trong đó  $V_{ps}$  và  $I_{ps}$  được đo tại các trạm biến áp.

$$\text{Trở kháng sau vị trí sự cố } Z_s \text{ là: } Z_s = -\frac{\Delta V_s}{\Delta I_s} \quad (2.3)$$

Trong đó  $\Delta V_s = V_{sf} - V_{ps}$  và  $\Delta I_s = I_{sf} - I_{ps}$ . Ngoài ra, giá trị từ mạng thứ tự nghịch có thể được sử dụng cho những sự cố không cân bằng. Trở kháng mạch vòng sự cố  $Z_{meas}$  được tính như sau:

$$Z_{meas} = \left( \frac{V_{sf}}{I_{sf}} \right) = mZ_{L1} + R_f \left( \frac{I_f}{I_{sf}} \right) \quad (2.4)$$

Từ phương trình này, ta có được mối quan hệ bậc hai cho khoảng cách sự cố:

$$m^2 - mk_1 + k_2 - k_3R_f = 0 \quad (2.5)$$

Trong đó:

$$k_1 = \frac{V_{sf}}{I_{sf}Z_{L1}} + \frac{Z_{load}}{Z_{L1}} + 1; k_2 = \frac{V_{sf}}{I_{sf}Z_{L1}} \left( \frac{Z_{load}}{Z_{L1}} + 1 \right); k_3 = \frac{\Delta I_s}{I_{sf}Z_{L1}} \left( \frac{Z_s + Z_{load}}{Z_{L1}} + 1 \right)$$

Phương trình phức (2.5) có hai ẩn m và R<sub>f</sub>. Bằng cách tách rời phương trình này thành các phần thực và ảo, giá trị của m có thể thu được sau khi loại bỏ R<sub>f</sub>:

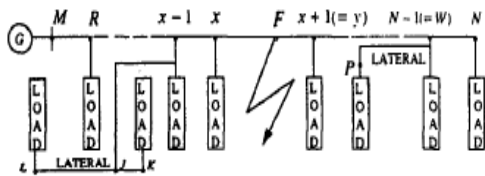
$$m = \frac{-b - \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a} \quad (2.7)$$

$$a = 1; b = -\left( \operatorname{Re}(k_1) - \frac{\operatorname{Im}(k_1) \times \operatorname{Re}(k_3)}{\operatorname{Im}(k_3)} \right); c = \operatorname{Re}(k_2) - \frac{\operatorname{Im}(k_2) \times \operatorname{Re}(k_3)}{\operatorname{Im}(k_3)}$$

### 2.3. KỸ THUẬT DAS

**2.3.1. Giới thiệu kỹ thuật định vị sự cố cho nhánh truyền tải hình tia và đường dây phân phối:** Kỹ thuật định vị sự cố sử dụng các thành phần tần số cơ bản của điện áp và dòng điện tiền sự cố đo được tại thiết bị đầu cuối đường dây đã được mô tả trong nghiên cứu bằng cách xem xét một sự cố chạm đất một pha.

**2.3.2. Kỹ thuật định vị sự cố:** Kỹ thuật định vị sự cố được đề xuất mô tả bằng cách xem xét một sự cố chạm đất một pha trên lưới điện hình tia thể hiện trong Hình 2.5.



Hình 2.5. Sơ đồ một sợi của lưới hình tia sự cố tại F.

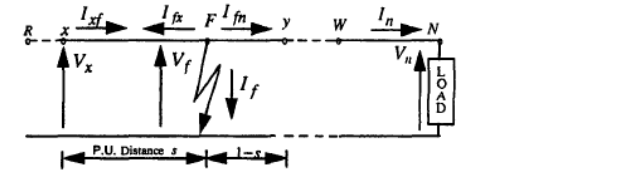
Kỹ thuật này bao gồm sáu bước sau đây.

**A. Phân đoạn xác định sự cố:** Ước tính sơ bộ của vị trí sự cố được thực hiện giữa các nút x và x + 1 (= y). Có thể có nhiều vị trí được xác định bởi vì sự hiện diện của các nhánh rẽ trên đường dây.

**B. Hệ thống hình tia tương đương:** Tất cả các nhánh rẽ giữa nút M và vị trí sự cố được bỏ qua và các phụ tải thuộc nhánh được đại diện

tại nút mà nhánh rẽ được kết nối.

**C. Mô hình hóa phụ tải:** Ảnh hưởng của phụ tải được tính toán bù cho dòng điện của chúng. Đối với một phụ tải ở nút như R, mô hình được mô tả:



Hình 2.6. Điện áp và dòng điện tại nút F và N trong thời gian sự cố.

Điện áp và dòng tại các nút F và x quan hệ bởi:

**D. Điện áp và dòng điện tại vị trí sự cố và vị trí cuối:** Điện áp và dòng điện thứ tự tại nút F trong thời gian sự cố ước tính bằng cách giả định rằng tất cả các tải sau nút x được hợp nhất thành một phụ tải duy nhất tại N như Hình 2.6.

$$\begin{bmatrix} V_f \\ I_{fx} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -sB_{xy} \\ -sC_{xy} & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_x \\ I_{xf} \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Trong đó s là khoảng cách đơn vị từ nút x đến F. Điện áp và dòng điện thứ tự tại nút N và F trong thời gian sự cố liên quan bằng phương trình sau đây:

$$\begin{bmatrix} V_n \\ -I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D_e & -B_e \\ C_e & -A_e \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & -(1-s)B_{xy} \\ -(1-s)C_{xy} & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_f \\ I_{fx} \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

trong đó A<sub>e</sub>, B<sub>e</sub>, C<sub>e</sub> và D<sub>e</sub> là các hằng số tương đương với các phân đoạn giữa các nút x + 1 (= y) và N.

$$\text{Dòng điện tại F: } I_{fn} = -I_{fx} - I_f \quad (2.16)$$

Thay thế vào phương trình (2.15):

$$\begin{bmatrix} V_n \\ I_f \end{bmatrix} = \frac{1}{K_v + sK_w} \begin{bmatrix} K_m + sK_n & sK_p \\ K_q + sK_r & K_v + sK_u \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_x \\ I_{xf} \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

**E. Ước tính vị trí của sự cố:** Khoảng cách  $s$  từ nút  $x$  đến nút sự cố  $F$ , được thể hiện như là một phần của chiều dài từ nút  $x$  và nút  $x + 1$  ( $y$ ), được ước tính từ mối quan hệ điện áp - dòng điện tại vị trí sự cố và tính chất điện trở của trở kháng sự cố.

Hợp lý hoá kết quả các phương trình, bỏ qua điều kiện bậc cao hơn của  $s$  và sắp xếp lại thu được phương trình sau đây.

$$s = \frac{K_{AR}K_{CI} - K_{AI}K_{CR}}{(K_{CR}K_{BI} - K_{CI}K_{BR}) + (K_{DR}K_{AI} - K_{DI}K_{AR})} \quad (2.21)$$

**F. Từ nhiều kết quả thành một kết quả duy nhất:** Kỹ thuật định vị sự cố có thể cho nhiều kết quả nếu đường dây có các rẽ nhánh. Thông tin từ các bộ chỉ thị sự cố được kết hợp với nhiều kết quả để đi đến một kết quả duy nhất cho vị trí của sự cố.

**2.3.3. Thử nghiệm các kỹ thuật đề xuất:** Các vị trí sự cố kỹ thuật mô tả ở trên đã được thử nghiệm bằng cách sử dụng các dữ liệu sự cố mô phỏng bằng phần mềm PSCAD/EMTDC. Kết quả thử nghiệm vị trí sự cố ước tính cho sự cố chạm đất một pha, cho thấy rằng đối với kháng sự cố 5 ohm, sai số tối đa kỹ thuật được đề xuất cho sự cố chạm đất một pha nhỏ hơn 1,7%. Đối với một kháng sự cố 50 ohm, sai số tối đa nhỏ hơn 2,2%.

**2.3.4. Kết luận:** Định vị sự cố cho nhánh truyền tải hình tia và đường dây phân phối sử dụng điện áp và dòng điện tần số cơ bản tại thiết bị đầu cuối đường dây. Kết quả thử nghiệm cho thấy rằng phương pháp định vị sự cố là thiết thực và có độ chính xác chấp nhận được ngay cả đối với kháng sự cố của 50 Ohm.

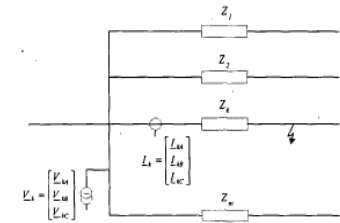
## 2.4. THUẬT TOÁN SAHA

**2.4.1. Giới thiệu phương pháp định vị sự cố cho mạng điện trung thế:** Nghiên cứu này trình bày một phương pháp để ước lượng vị trí của sự cố trên hệ thống trung thế bố trí hình tia, có thể bao gồm nhiều nhánh

tải trung gian. Thực hiện kỹ thuật này đã được kiểm tra bằng cách sử dụng dữ liệu thu được từ mô phỏng EMTP/ATP.

**2.4.2. Thuật toán tính toán trở kháng sự cố:** Trong trường hợp này,

việc tính toán vị trí sự cố bao gồm hai bước. Đầu tiên, trở kháng sự cố vòng lặp được tính bằng cách sử dụng các điện áp đo và dòng thu được trước và trong khi sự cố. Thứ hai, các điện kháng cùng xuất tuyến được tính toán bằng cách giả định rằng sự cố tại mỗi phần kế tiếp.



Hình 2.9: Sơ đồ đo lường xuất tuyến sự cố

Bằng cách so sánh trở kháng đo với trở kháng xuất tuyến tính toán có thể xác định vị trí sự cố.

**2.4.2.1. Đo lường tại xuất tuyến sự cố:** Xét mạng hình tia chỉ còn một nguồn cung cấp, trở kháng sự cố thứ tự thuận được tính theo phương trình đã biết tùy thuộc vào dạng sự cố, như hình 2.9

**2.4.2.2. Đo lường tại cấp trạm biến áp:** Xem xét một mạng lưới hình tia có xuất tuyến bị sự cố, ví dụ nút  $k$  có trở kháng tương đương trước sự cố  $Z_{Lk}$ . Phần còn lại kết nối được đại diện bởi một nhánh tương đương với trở kháng  $Z_L$ . Phương trình trước khi sự cố:

$$Z_{pre} = \frac{V_{pre}}{I_{pre}} = \frac{Z_L Z_{Lk}}{Z_L + Z_{Lk}} \quad (2.26)$$

Trong đó  $V_{pre}$ ,  $I_{pre}$  - điện áp và dòng trước sự cố tương ứng.

**Sự cố pha-pha:** trở kháng thứ tự thuận tính từ trạm biến áp:

$$Z = \frac{V_{pp}}{I_{pp}} = \frac{Z_L Z_k}{Z_L + Z_k} \quad (2.27)$$

Kết hợp phương trình (2.26) và (2.27):

$$\underline{Z}_k = \frac{\underline{Z}\underline{Z}_{pre}}{\underline{Z}_{pre} - \underline{Z}(1 - \underline{k}_{zk})} \quad (2.28)$$

Các hệ số  $\underline{k}_{zk}$  cho mỗi đường dây được ước tính trên cơ sở các điều kiện trạng thái ổn định trước khi sự cố. Từ phương trình (2.28), người ta có thể tính toán trở kháng sự cố vòng lặp bằng cách sử dụng các phép đo từ trạm biến áp:

$$\underline{Z}_k = \frac{\underline{V}_{pp}}{\underline{I}_{pp} - (1 - \underline{k}_{zk}) \frac{\underline{V}_{pp}}{\underline{Z}_{pre}}} \quad (2.31)$$

**Sự cố chạm đất (một pha chạm đất):** Xem xét sự cố chạm đất 1 pha: dòng thứ tự không được đo trong trạm biến áp có xuất tuyến sự cố  $\underline{I}_{kN}$  và dòng thứ tự không qua điện dung các xuất tuyến còn lại.

$$\underline{Z}_k = \frac{\underline{Z}_g \underline{Z}_{pre}}{\underline{Z}_{pre} - \underline{Z}_g (1 - \underline{k}_{zk}) (1 - \frac{\underline{V}_0}{\underline{V}_{ph}})} \quad (2.32)$$

Các phương trình ở trên xác định trở kháng sự cố cho sự cố pha-đất trong giới hạn trở kháng thứ tự thuận.

**2.4.3. Ước tính khoảng cách sự cố:** Dựa trên trở kháng sự cố đo được và các thông số cáp, có thể ước tính khoảng cách sự cố.

**Thuật toán sự cố pha-pha:** Xem xét sơ đồ thứ tự thuận tương đương của sự cố. Xác định trở kháng sự cố tương từ nút thứ  $i$  đến điểm sự cố :

$$\underline{Z}_{fi} = \frac{\underline{Z}_{pi}(\underline{Z}_{fi-1} - \underline{Z}_{si-1})}{\underline{Z}_{pi} - \underline{Z}_{fi-1} + \underline{Z}_{si-1}} = R_{fi} + X_{fi} \quad (2.34)$$

Giá trị trở kháng này được ước tính từ điều kiện ổn định của mạng có xu hướng dần về không:

$$|\underline{Z}_{fi-1}| > |\underline{Z}_{fi}| \quad (2.35)$$

và trở kháng của phần bị sự cố:  $\underline{Z}_{fk} = I_{fk} \underline{Z}_{fk-1} + R_f$  (2.36)

trong đó  $I_{fk}$  - khoảng cách tương đối (p.u) từ nút  $k$  đến điểm sự cố (tổng chiều dài đoạn bị sự cố giả định là 1),  $\underline{Z}_{sk-1}$  trở kháng của đoạn cáp giữa các nút  $k-1$  và nút  $k$ : ( $\underline{Z}_{sk-1} = R_{sk-1} + jX_{sk-1}$ ).  $R_f$  kháng sự cố.

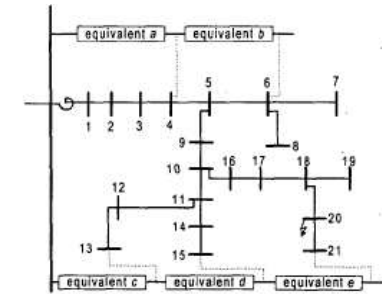
#### 2.4.4. Mô hình EMTP/ATP và các mô phỏng

Một trạm biến áp 10 kV được cung cấp từ hệ thống 150 kV. Mạng lưới bao gồm các vòng chính và vòng phụ, có chứa một số trạm phụ tải 10/0.4 kV được trình bày trong Hình 2.10.

Xem xét ví dụ sự cố A-B tại nút 20 xuất tuyến phân tích (Hình 2.10) với giả định trở kháng sự cố  $R_f = 0,1$  Ohm. Áp dụng các thuật toán được trình bày để tính toán khoảng cách sự cố với điện kháng sự cố thu được cho hai kết quả, cả hai đều ở khoảng cách 266 m từ nút 18. Vị trí sự cố thực tế là 308 m từ nút 18.

**2.4.5. Phân tích số liệu ghi nhận:** Các máy ghi sự cố được lắp đặt tại trạm biến áp và trên xuất tuyến sự cố. Trở kháng sự cố ước tính thu

được từ dòng đo tại trạm biến áp và từ xuất tuyến sự cố khi sự cố A-B, được cung cấp tại cùng nút 20 (Hình 2.10). Cả hai phép đo cho một cặp kết quả tính toán khoảng cách sự cố: 227 m từ nút 18 (cho dòng đo tại xuất tuyến) và 64m từ nút 18 (cho dòng đo tại trạm biến áp). Vị trí sự cố thực tế



Hình 2.10: Khái niệm thể hiện mô hình xuất tuyến

là 308 m từ nút 18. Ước tính gần nhất có sai số lớn hơn so thực tế.

**2.4.6. Kết luận:** Thuật toán được trình bày cho tính toán khoảng cách sự cố được dựa trên ước tính điện áp và dòng điện. Thuật toán đã kiểm tra và chứng minh trên cơ sở dữ liệu điện áp và dòng điện thu được từ mô phỏng EMTP/ATP cũng như ghi nhận tại máy ghi nhận sự cố. Sai số ước tính khoảng cách sự cố phụ thuộc vào tính chính xác của phép

đo cũng như các thông số cấp.

**2.5. KẾT LUẬN:** Các phương pháp này đều căn cứ vào dòng điện và điện áp đo được trước và khi bị sự cố và đều có xét đến tính chất đặc thù của lưới điện phân phối. Chế độ sự cố pha-đất cũng được xem xét ở cả 3 phương pháp. Vị trí điểm đo, cũng như các giá trị của thông số đường dây có ảnh hưởng nhiều đến kết quả ước tính vị trí sự cố.

## **CHƯƠNG 3 - GIỚI THIỆU VỀ PHẦN MỀM DMS VÀ CÁC ỨNG DỤNG**

### **3.1. GIỚI THIỆU TỔNG QUAN HỆ THỐNG**

**3.1.1. Tổng quan về phần mềm DMS 600:** DMS 600 là hệ thống quản lý lưới điện phân phối theo địa lý (DMS). DMS 600 cung cấp việc quản lý thành phần dữ liệu và mô phỏng mạng điện để tổng quát mạng điện với hình ảnh màu tô pô thể hiện trạng thái của mạng.

**3.1.2. Quan hệ cơ sở dữ liệu:** DMS 600 có thể sử dụng các máy chủ cơ sở dữ liệu (chẳng hạn như MS SQL Server và Oracle) hoặc cơ sở dữ liệu MS Access để lưu trữ dữ liệu.

#### **3.1.3. Cấu trúc của DMS 600**

**3.1.3.1. Tổng quát về cấu trúc DMS 600:** Hệ thống DMS 600 bao gồm ba chương trình theo quan điểm của người dùng : DMS600 Network Editor (DMS 600 NE), DMS Application Server 600 (DMS 600 SA), và DMS Workstation 600 (DMS 600 WS).

**3.1.3.2. DMS 600 Network Editor:** DMS 600 Network Editor (DMS 600 NE) chủ yếu được sử dụng để mô phỏng mạng phân phối vào cơ sở dữ liệu mạng trong hệ thống máy chủ. Khởi tạo các bản đồ nền, định nghĩa biểu tượng và quản lý việc tích hợp giữa MicroSCADA và DMS 600 là nhiệm vụ quan trọng của chương trình này.

**3.1.3.3. DMS 600 Workstation:** DMS 600 Workstation (DMS 600 WS) là một chương trình để giám sát và điều khiển hoạt động lưới điện phân

phối trung hạ áp. Chương trình gồm các chức năng chính sau đây: Báo động; Quản lý cấu trúc tô pô mạng điện; Phân tích mạng bao gồm trào lưu công suất tính toán dòng điện sự cố với các phân tích bảo vệ; Mô phỏng vận hành; Định vị sự cố; Khôi phục hệ thống; Lập kế hoạch công tác; Phân tích an toàn; Quản lý mất điện; Quản lý đội công tác; Dự báo phụ tải; Dịch vụ khách hàng; Phân tích cơ sở dữ liệu ; Lưu trữ tài liệu.

Cơ sở của DMS 600 WS là quản lý dữ liệu lưới phân phối bởi DMS 600 NE và dữ liệu thời gian thực từ MicroSCADA.

**3.1.3.4. DMS 600 Server Application:** Chức năng DMS 600 SA cho việc tích hợp MicroSCADA là Thiết lập và phá vỡ một kết nối MicroSCADA sử dụng SCIL API; Quản lý trạng thái thiết bị, đo lường, báo động và dữ liệu cảnh báo từ MicroSCADA đến DMS 600 WS; Gửi một yêu cầu mở bảng điều khiển từ DMS 600 WS đến MicroSCADA ;Gửi thông tin về một sự cố mới và quản lý thông tin vị trí sự cố từ MicroSCADA đến DMS 600 WS; Quản lý việc tự động cô lập sự cố và khôi phục; Thay đổi các vị trí dữ liệu của máy phát hiện sự cố trong MicroSCADA; Kiểm soát điểm màu gốc của xuất tuyến trong MicroSCADA.

Chức năng DMS 600 SA cho DMS 600 WS và DMS 600 NE là: Quản lý thông tin đăng nhập; Thay đổi các thiết lập hệ thống cụ thể; Thay đổi dữ liệu trong các dữ liệu DMS 600 ; Thông báo về cập nhật cơ sở dữ liệu.

### **3.2. CHỨC NĂNG HOẠT ĐỘNG CỦA PHẦN MỀM DMS**

**3.2.1. Tổng quát về chức năng hoạt động:** Các chức năng hoạt động chính cung cấp bởi DMS 600 WS là: Quản lý cấu trúc tô pô mạng điện; Phân tích bảo vệ và mạng điện ; Phân tích mạch vòng ; Quản lý sự cố ; Lập kế hoạch công tác ; Quản lý đội công tác ; Dịch vụ khách hàng ; Quản lý mất điện ; Phân tích dữ liệu. DMS 600 WS và DMS 600 NE chứa các thuộc tính đồ họa in ấn linh hoạt. Cơ sở dữ liệu cùng với bản

đồ nền địa lý cho rất nhiều các lựa chọn để in ra danh sách, sơ đồ mạng, bản đồ, sơ đồ trạm ...

**3.2.2. Cảnh báo trên DMS 600:** Báo động và cảnh báo của DMS 600 WS được tạo ra dựa trên cấu trúc tô pô kết mạng, phân tích lưới điện, phân tích bảo vệ và định vị sự cố. Những báo động và cảnh báo thể hiện trong danh sách thông báo.

### 3.2.3. Quản lý cấu trúc tô pô mạng điện

**3.2.3.1. Tổng quát về quản lý cấu trúc tô pô mạng điện:** Các cấu trúc tô pô của lưới phân phối được xác định bởi trạng thái các thiết bị chuyển mạch. DMS 600 WS chứa thông tin về trạng thái của tất cả các thiết bị chuyển mạch từ xa hay tại chỗ và các đường dây.

**3.2.3.2. Hình ảnh màu tô pô mạng điện:** Cấu trúc tô pô mạng được hiển thị như các xuất tuyến hoặc các trạm nguồn sử dụng màu lưới điện trong cửa sổ mạng. Việc thiết lập màu sắc tô pô xuất tuyến được sử dụng trong sơ đồ mạng, sơ đồ trạm và điểm gốc của trạm MicroSCADA và các bảng điều khiển.

### 3.2.3.3. Trào lưu công suất

Giám sát và quản lý tô pô thuận tiện cho chức năng trào lưu công suất xuôi ngược.

### 3.2.3.4. Trạng thái thiết bị chuyển mạch và phân đoạn đường dây

Trạng thái các thiết bị chuyển mạch kết nối với MicroSCADA được cập nhật từ MicroSCADA và bảng điều khiển. Thiết bị chuyển mạch có thể là đối tượng thao tác từ xa trực tuyến hoặc thao tác bằng tay các điểm ngoại tuyến.

### 3.2.4. Phân tích mạng điện và bảo vệ

**3.2.4.1. Tổng quát về phân tích mạng điện và bảo vệ:** Phân tích mạng điện DMS 600 WS tính toán trực tuyến sử dụng thời gian thực trạng thái của mạng. Phân tích bảo vệ và mạng điện sử dụng để xác định tình trạng lưới điện và chức năng bảo vệ lưới điện phân phối trong thời gian

thực hoặc cấu trúc tô pô mô phỏng dùng tính toán mạng điện, trào lưu công suất và tính toán dòng sự cố

**3.2.4.2. Dự báo và ước tính phụ tải:** Dự báo phụ tải là việc tính toán dự báo phụ tải cho trạm phụ tải (MV/LV) và đoạn đường dây cho từ 0 ... 168 giờ. Dự báo này được dựa trên các dữ liệu tải của các trạm phụ tải hoặc khách hàng trung thể phụ thuộc vào phương pháp mô hình tải được lựa chọn.

**3.2.4.3. Sử dụng dữ liệu đo lường MicroSCADA trong phân tích mạng:** Quy định các kết nối giữa MicroSCADA đo lường và cơ sở dữ liệu DMS 600 được thực hiện trong DMS 600 NE.

**3.2.4.4. Tính toán trào lưu công suất:** Trào lưu công suất cho toàn bộ mạng điện trung thể được tính toán bằng cách sử dụng thuật toán Newton-Raphson. Các dữ liệu tải được áp dụng cho các mạng bắt đầu từ nút cuối cùng của xuất tuyến.

**3.2.4.5. Tính toán dòng sự cố:** Dòng ngắn mạch đối xứng 3 pha được tính bằng cách sử dụng định lý Thevenin bằng cách giả định điện áp của điểm sự cố giống như điện áp đã được đưa ra như thiết lập tính toán. Sự cố không đối xứng như dòng ngắn mạch 2 pha được tính bằng cách sử dụng mạng thứ tự. Trong tính toán sự cố chạm đất, lưới điện trung tính cách đất, nối đất trực tiếp và nối đất cộng hưởng cũng được phân tích.

**3.2.4.6. Phân tích bảo vệ:** Phối hợp bảo vệ được phân tích dựa trên các tính toán dòng sự cố

**3.2.4.7. Kết quả phân tích mạng điện và bảo vệ:** Cấu trúc tô pô mạng điện được tự động cập nhật và phân tích mạng được thực hiện sau mỗi lần thay đổi phương thức vận hành.

**3.2.4.8. Phân tích mạng điện trong chế độ mô phỏng:** Phân tích mạng trong DMS 600 WS thường được sử dụng để phân tích trạng thái mạng thời gian thực để sử dụng an toàn và hiệu quả nhất mạng điện. Tất cả các hoạt động chuyển mạch có thể được kiểm tra trước bằng cách sử dụng



mô phỏng của DMS 600 WS.

### 3.2.5. Định vị sự cố

**3.2.5.1. Tổng quát về định vị sự cố:** Chức năng định vị sự cố DMS 600 WS đề cập đến các sự cố vĩnh cửu trong mạng hình tia trung tính cách đất, nối đất trực tiếp hoặc qua trở kháng. Nếu có vấn đề với kết nối MicroSCADA, mô phỏng định vị sự cố cũng có thể được sử dụng cho những sự cố thực. Vị trí sự cố có thể trên một xuất tuyến sự cố được xác định dựa trên: Khoảng cách tính toán sự cố ; Dữ liệu phát hiện sự cố; Loại phân đoạn đường dây; Điều kiện quá tải của máy biến áp phân phối và cáp.

**3.2.5.2. Tính toán khoảng cách sự cố:** Tính toán khoảng cách sự cố sử dụng các phương pháp sau đây: Cường độ dòng ngắn mạch (A); Trở kháng (điện kháng) từ rơ le đến vị trí sự cố.

**3.2.5.3. Dữ liệu bộ phát hiện sự cố:** Các trạng thái của bộ phát hiện sự cố từ xa có thể thu được từ MicroSCADA hoặc cập nhật bởi người điều khiển và phát hiện có thể đọc được tại chỗ được quản lý bởi giao diện người dùng của DMS 600 WS. Chức năng định vị sự cố cho biết khu vực phát hiện sự cố.

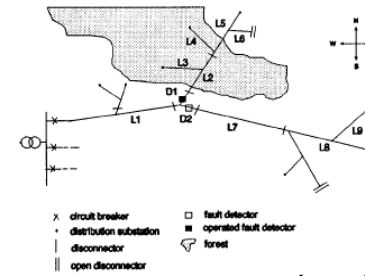
**3.2.5.4. Kế hoạch cô lập sự cố và phục hồi:** Chức năng lập kế hoạch cô lập và phục hồi hỗ trợ cho việc lập phương án thao tác cần thiết sau khi sự cố. Chức năng thao tác bằng tay có thể được thực hiện bằng cách điều khiển từ xa. Lập kế hoạch cô lập sự cố và phục hồi cũng có thể được sử dụng như một công cụ để lập kế hoạch thao tác thử nghiệm.

**3.2.5.5. Mô phỏng vị trí sự cố :** Mô phỏng vị trí sự cố của DMS 600 WS có thể được sử dụng để: Xác định vị trí các sự cố thực với các thông tin SCADA; mô phỏng dữ liệu sự cố ngoại tuyến với sự cố thực hay mục đích nghiên cứu khác.

## 3.3. PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU ĐỊNH VỊ SỰ CỐ TRÊN HỆ THỐNG SCADA – DMS

### 3.3.1 Giới thiệu chung

**3.3.1.1 Mô tả vấn đề:** Lưới điện phân phối, đặc biệt là ở các vùng nông thôn, thường bị sự cố và gây tốn nhiều thời gian và khó khăn để xác định điểm sự cố. Xuất tuyến chỉ được bảo vệ máy cắt tại trạm biến áp nguồn. Không có cầu chì hoặc sectionalisers tự động khác dọc các xuất tuyến.



Hình 3.2. Ví dụ một xuất tuyến phân phối

Nhân viên điều hành tại các trung tâm điều khiển chịu trách nhiệm định vị sự cố và phục hồi mạng. Hoạt động của họ được dựa trên thông tin thu được từ hệ thống SCADA, sơ đồ mạng, và kinh nghiệm. Quá trình định vị sự cố

thường được thực hiện bằng cách sử dụng các phương pháp thử nghiệm, mà là dựa trên thao tác dao cách ly và máy cắt của xuất tuyến sự cố.

### 3.3.1.2. Nguyên tắc cơ bản của lý thuyết tập mờ

Trong lý thuyết tập mờ khái niệm về khả năng được sử dụng thay vì các khái niệm về xác suất. Khả năng được xác định bởi con số giữa một (hoàn toàn có thể) và không (hoàn toàn không thể). Xác suất là một biện pháp thích hợp của sự không chắc chắn nếu thông tin thống kê có sẵn.

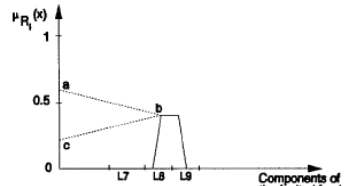
### 3.3.2. Sử dụng tập mờ để làm mô hình cho tình trạng không rõ ràng trong quá trình định vị sự cố lưới phân phối

#### 3.3.2.1. Tập mờ trong định vị sự cố

a) *Xác định tập mờ:* Trong tình trạng sự cố, tập cơ bản (tập rõ) hoặc không gian X bao gồm tất cả các thành phần của xuất tuyến bị sự cố. Trong thực tế X bao gồm hai tập rõ ( $S_{\text{fault}}$  và  $S_{\text{no-fault}}$ ), phép giao là một tập rỗng.

$$\left\{ \begin{array}{l} X = \{S_{\text{fault}} \cup S_{\text{no-fault}} \mid S_{\text{fault}} \subseteq X, S_{\text{no-fault}} \subseteq X\} \\ S_{\text{fault}} \cap S_{\text{no-fault}} = \emptyset \end{array} \right. \quad (3.2)$$

Các tập  $S_{\text{no-fault}}$  bao gồm tất cả các thành phần không bị sự cố của xuất tuyến. Các thành phần sự cố tạo thành tập  $S_{\text{fault}}$ , và hàm thuộc đúng bằng 1. Các hàm thuộc khác nhau được gắn liền với các quy tắc tìm.



Hình 3.3. Hàm thuộc nhận thức vị trí sự cố

### b) Hàm thuộc

Nguyên tắc chung: Trục hoành có chứa tất cả các thành phần của xuất tuyến bị sự cố trong cấu trúc tô pô.

Mức khả năng có thể được mô phỏng như một tập mờ trên  $[0,1]$ .

Ước tính xác định khoảng cách sự cố: khoảng cách giữa điểm nguồn và vị trí sự cố có thể được xác định bằng cách sử dụng trở kháng ước tính của tuyến bị sự cố hoặc việc đo dòng ngắn mạch.

Hàm thuộc được xác định bằng cách sử dụng các dữ liệu sự cố. Khoảng cách của sự cố được xác định bằng cách so sánh các dòng ngắn mạch đo được với dòng sự cố tính toán tại các điểm khác nhau. Sai số trung bình của ước tính chỉ là -4,3% .

Bộ phát hiện sự cố: Kinh nghiệm thực tế của nhân viên điều hành chỉ ra rằng các máy dò sự cố hoạt động khá tin cậy trong điều kiện thời tiết bình thường (tức là  $\mu(x) = 0,7$ ).

Thành phần nhạy cảm sự cố: nhận thức tìm kiếm liên quan đến một thành phần nhạy cảm sự cố nhất định được áp dụng cho các thành phần chính xác. Theo cách này các thành phần nhạy cảm sự cố khác (ví dụ như một trạm biến áp phân phối bị quá tải trong một thời gian rất lạnh) có thể được mô hình hóa.

Đường dây trên không trong rừng: Theo cách này thời tiết và điều kiện địa hình có thể được đưa vào tính toán trong hàm thuộc.

### c) Hoạt động trên tập mờ

Nhóm các giả thuyết thay thế: Mỗi quy tắc tạo thành một tập mờ  $R_i$  với hàm thuộc. Kết hợp hàm thuộc bằng tổng đại số. Hàm thuộc của  $x$  trong  $F_{\text{fault}}$  được tính như sau:

$$\mu_{F_{\text{fault}} \cup R_i}(x) = \mu_{F_{\text{fault}}}(x) + \mu_{R_i}(x) - \mu_{F_{\text{fault}}}(x)\mu_{R_i}(x) \quad (3.3)$$

Khi tất cả các quy tắc đã được xử lý, tập mờ  $F_{\text{fault}}$  chứa tất cả các giả thuyết thay thế (các thành phần của tuyến bị sự cố) với mức độ khả năng (hàm thuộc)

Nhóm các suy luận: Tập mờ  $F_{\text{fault}}$  dựa trên hàm thuộc của giả thuyết thay thế.

\* Lựa chọn tối đa: nơi có khả năng nhất cho sự cố là các thành phần với mức cao nhất của hàm thuộc trong tập  $F_{\text{fault}}$

\* Mức độ lựa chọn  $\alpha$ : Tập cấp độ  $\alpha$  của  $F_{\text{fault}}$  bao gồm tất cả các thành phần hàm thuộc lớn hơn giá trị  $\alpha$ . Các thành phần này là nơi có thể nhất cho sự cố được xem xét và tất cả chúng được hiển thị.

\* Số các thành phần liên quan của vùng cô lập:  $F_{\text{fault}}$  trước tiên được chia thành các tập con. Mỗi tập con  $S_{\text{zone}i}$  bao gồm các thành phần thuộc một vùng cô lập.

$$F_{\text{fault}} = S_{\text{zone}1} \cup S_{\text{zone}2} \cup \dots \cup S_{\text{zone}n} \quad (3.4)$$

Số các thành phần liên quan của vùng  $i$  được tính như sau:

$$\|S_{\text{zone}i}\| = \frac{|S_{\text{zone}i}|}{|X|} = \frac{\sum_{x \in S_{\text{zone}i}} \mu_{S_{\text{zone}i}}(x)}{|X|} \quad (3.5)$$

Khử một quy tắc: Công thức (3.6) có thể được sử dụng để loại bỏ hiệu lực của một quy tắc nhất định trên giả thuyết thay thế sau khi suy luận. Phương pháp này là cần thiết nếu quan sát chứng minh là không phù hợp.

$$\mu_{F_{\text{fault}, \text{new}}}(x) = \frac{\mu_{F_{\text{fault}, \text{old}}}(x) - \mu_{R_i}(x)}{1 - \mu_{R_i}(x)} \quad (3.6)$$

**3.3.2.2. Định vị sự cố:** Yếu tố đầu vào cho các mô-đun suy luận thu được từ SCADA và từ hệ thống cơ sở dữ liệu mạng. Trong giai đoạn đầu có thể dựa trên các lựa chọn tối đa trên các giả thuyết trong  $F_{\text{fault}}$  nếu hàm thuộc là cao hơn đáng kể hơn so với những vùng khác. Mức độ lựa chọn  $\alpha$  có thể được sử dụng nếu muốn mở rộng xem những nơi có thể khác để chọn một trong những khả năng nhất. Trong giai đoạn hai vị trí chính xác của sự cố bên trong khu vực bị sự cố có thể được xác định bằng cách sử dụng cả hai lựa chọn tối đa và lựa chọn mức  $\alpha$  trên tập  $S_{\text{zonei}}$  mô tả khu vực bị sự cố.

Nghiên cứu một trường hợp: Trong trường hợp của hình 3.2, bộ dò sự cố D1 đã hoạt động, khoảng cách sự cố ước tính chính xác phù hợp với đoạn đường dây L2, L3 và L7 và điều kiện thời tiết hiện hành là một cơn gió mạnh từ phía bắc. Trong trường hợp này, không có dữ liệu mâu thuẫn hoặc không phù hợp. Trong phần sau đây chỉ có ba quy tắc suy luận được xem xét. Quy tắc liên quan đến khoảng cách sự cố ước tính đưa ra tập mờ sau:

$$R_{\text{di}} = \{ (L1, 0.4) (L2, 0.8) (L3, 0.8) (L4, 0.1) (L5, 0.1) (L7, 0.8) \}$$

Thông tin về phát hiện sự cố tạo thành tập hợp mờ:

$$R_{\text{de}} = \{ (L2, 0.6) (L3, 0.6) (L4, 0.6) (L5, 0.6) (L6, 0.6) \}$$

Thông tin về gió và các điều kiện địa hình:

$$R_{\text{fo}} = \{ (L2, 0.3) (L3, 0.5) (L4, 0.4) (L5, 0.3) \}$$

$$\text{Cuối cùng: } F_{\text{fault}} = \{ (L1, 0.4) (L2, 0.944) (L3, 0.96) (L4, 0.784) \\ (L5, 0.748) (L6, 0.6) (L7, 0.8) \}$$

$F_{\text{fault}}$  bây giờ bao gồm các giả thuyết thay thế cho định vị sự cố. Căn cứ vào lựa chọn tối đa, đoạn đường dây L3 có thể được cho là vị trí có khả năng nhất của sự cố. Lựa chọn  $\alpha$  ( $\mu(x) \geq 0,85$ ) cho đoạn đường dây L2 và L3 của cùng một khu vực cô lập là những nơi có thể cho sự cố.

### 3.3.2.3. Thực hiện và đánh giá của phương pháp đề xuất

Cho đến nay các module con liên quan đến sự cố ước tính khoảng cách đã được thử nghiệm và sử dụng trong các tình huống sự cố thực sự. Các dòng sự cố của tuyến bị sự cố được tính toán và so sánh dòng ngắn mạch đo được thu được tự động từ SCADA.

Ưu điểm: Phương pháp này là không phụ thuộc vào thông tin chính nhất định. Nếu một số thông tin thiếu, chỉ có mức độ hàm thuộc của các kết quả cuối cùng bị giảm; Hàm thuộc mô hình được mô hình hóa có thể được thay đổi tự động theo tình hình sự cố;

Kinh nghiệm thực tế: Trong hầu hết các trường hợp ước tính của khoảng cách sự cố có đủ chính xác. Sử dụng các bảng kiểm tra, thông tin sẵn có và các quy tắc tìm kiếm sẽ mang lại độ chính xác cao hơn trong quá trình định vị sự cố.

**3.3.3. Kết luận:** Nghiên cứu này trình bày một phương pháp đối phó với sự không chắc chắn của vị trí sự cố trong mạng lưới phân phối, trong đó nhận thức tìm kiếm không chính xác. Bằng cách kết hợp các tập mờ, địa điểm thay thế của sự cố có thể được lấy và sắp xếp theo khả năng của chúng dựa trên các thông tin về tình hình sự cố.

## 3.4. KẾT LUẬN

Phần mềm DMS được tích hợp với hệ thống SCADA để quản lý phân tích dữ liệu trực tuyến và thuận tiện trong giám sát và vận hành lưới điện phân phối, bên cạnh việc kết hợp với những dữ liệu không trực tuyến được cập nhật bởi người vận hành.

Định vị sự cố khá chính xác nâng cao năng suất lao động, làm giảm thời gian mất điện khách hàng nhưng không tốn chi phí đầu tư vào thiết bị.

## CHƯƠNG 4 - THU THẬP DỮ LIỆU, TÍNH TOÁN VÀ MÔ PHỎNG VỊ TRÍ SỰ CỐ TRÊN BẢN ĐỒ ĐỊA LÝ BẢNG PHẦN MỀM DMS

### 4.1. XÂY DỰNG LƯỚI ĐIỆN

**4.1.1. Quy mô lưới điện phân phối Bình Định:** Lưới điện phân phối Bình Định được cung cấp bởi nguồn hệ thống điện quốc gia gồm 10 trạm biến áp truyền tải 220, 110kV và hai nhà máy phát điện là nhà máy điện là Nhà máy thủy điện Định Bình và Nhà máy Diesel Nhơn Thạnh.

**4.1.2. Thiết lập bản đồ nền trên DMS:** Cả hai dạng bản đồ số (vector) hoặc ảnh (raster) có thể được sử dụng làm nền cho cửa sổ mạng điện.

**4.1.3. Thiết lập sơ đồ nguyên lý một sợi với cấu trúc tô pô:** Căn cứ vào lớp đường dây trên bản đồ nền hoặc vị trí tọa độ GPS đo thực tế để xây dựng trạm biến áp, đường dây trung thế và trạm biến áp phụ tải cùng với các thành phần liên quan.

### 4.2. CẬP NHẬT THÔNG SỐ LƯỚI ĐIỆN

**4.2.1. Cập nhật thông số phụ tải:** Áp dụng cả hai phương pháp mô hình hóa tải khác nhau là phương pháp xây dựng đường cong phụ tải điển hình và phương pháp khác xây dựng theo công thức Velander dựa trên sản lượng năm và hệ số điều chỉnh Velander.

**4.2.2. Cài đặt thông số ngắn mạch đầu nguồn:** Thông số ngắn mạch tại các trạm 110 kV có vai trò quan trọng trong việc tính toán ngắn mạch và xác định vị trí sự cố trên lưới điện phân phối.

### 4.3. MÔ PHỎNG VÀ CHẠY PHẦN MỀM DMS ÁP DỤNG CHO LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI BÌNH ĐỊNH

**4.3.1. Kiểm tra và hiệu chỉnh tham số hàm thuộc cho định vị sự cố :** Hàm thuộc được xác định từ các dữ liệu sự cố đã biết theo cơ sở thống kê và có thể điều chỉnh trong hộp thoại theo kinh nghiệm vận hành của nhân viên điều hành.

**4.3.2. Mô phỏng sự cố trên DMS :** Khi sự cố xuất hiện trên lưới điện

gây tác động nhảy máy cắt thuộc hệ thống giám sát của SCADA lập tức thông tin sự cố từ SCADA được truyền thông sang DMS 600 WS, đồng thời trên màn hình tô pô DMS 600 WS tự động phóng to vào khu vực bị sự cố.

**4.3.3. Quản lý thông tin sự cố :** Hộp thoại quản lý sự cố cho biết các thông tin sự cố liên quan và hỗ trợ nhân viên điều hành quản lý sự cố. Trên hộp thoại này nhân viên điều hành có thể xác nhận thông tin và khẳng định vị trí sự cố. Từ đó nhân viên điều hành thực hiện thao tác cô lập và khôi phục.

*Bảng 4.2 Bảng xác định điện trở nối đất tính toán hệ thống cho việc định vị sự cố ngắn mạch một pha*

TBA	XT	Hướng tuyến	Khu vực	kđc	R <sub>nd</sub> tb	R <sub>nd</sub> tt
Quy Nhơn 220	472	Quy Nhơn	Thành phố	1,2	3,00	3,6
	474	Trần Quang Diệu	Đồng bằng	1,26	3,00	3,8
	476	KCN Phú Tài	KCN	1,26	4,00	5,0
	478	Vân Canh	Miền núi	1,32	3,00	4,0
...	...	...	...	...	...	
Đồn Phó	471	Thị trấn Phú Phong	Thị trấn	1,2	4,00	4,8
	473	Vĩnh Thạnh	Miền núi	1,32	3,00	4,0
	477	Tây An	Đồng bằng	1,26	3,00	3,8

**4.3.4. Kiểm nghiệm thực tế và giải pháp xử lý số liệu để định vị sự cố một pha trên lưới điện phân phối Bình Định.**

Nghiên cứu đề xuất phương pháp xác định điện trở nối đất hệ thống khi tính toán định vị sự cố bằng phần mềm DMS trên một xuất tuyến như sau: tính toán trị số trung bình điện trở nối đất trạm biến áp phân phối, thực nghiệm trên DMS để xác định hệ số điều chỉnh theo khu vực cấp điện. Kết quả thực hiện được nêu trong bảng 4.2.

**4.4. KẾT LUẬN:** DMS hỗ trợ nhiều công cụ giúp cho việc cập nhật thông số lưới điện được nhanh chóng và thuận tiện hơn, như giao diện cập nhật, thư viện mẫu đường dây, trạm biến áp, hỗ trợ định vị vệ tinh GPS, hỗ trợ hoán chuyển máy biến áp, nhận dữ liệu gói từ các dạng file thông thường...

Mô phỏng sự cố ngắn mạch một pha trên phần mềm DMS tương ứng với điện trở nối đất tính toán hệ thống so sánh với dữ liệu thống kê cho kết quả phù hợp. Tuy nhiên, với dữ liệu thống kê không nhiều (với 14 sự cố) và thông số lưới điện thường xuyên thay đổi, đặc biệt là điện trở nối đất của các trạm biến áp phân phối có thể có ảnh hưởng đến kết quả tính toán.

### KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ

Việc khai thác và ứng dụng hiệu quả phần mềm DMS trên lưới điện phân phối Bình Định giúp cho công tác quản lý, điều hành lưới điện và phục vụ khách hàng ngày càng tốt hơn. Đặc biệt trong công tác xử lý lưới điện, việc sớm xác định sự cố và vị trí sự cố giúp cho việc cung cấp điện lại cho khách hàng được nhanh chóng, nâng cao độ tin cậy cung cấp điện đồng thời giảm chi phí quản lý, giảm thời gian tìm kiếm sự cố.

Nghiên cứu cho thấy việc ứng dụng tri thức mới và công nghệ hiện đại trong quản lý và vận hành lưới điện đã nâng cao năng suất lao động, phục vụ hiệu quả khách hàng sử dụng điện.

Đề tài chỉ khai thác một mảng của phần mềm ứng dụng nhưng có ý nghĩa thực tiễn vô cùng quan trọng nó giúp cho việc xử lý sự cố trên lưới điện được nhanh chóng, chính xác và thuận tiện, nó tạo tiền đề cho người sử dụng tiếp tục nghiên cứu và khai thác hiệu quả những chức năng và đặc biệt là cơ sở dữ liệu của phần mềm DMS, trong đó bao gồm tất cả các thông số lưới điện, thông tin quản lý và các dữ liệu vận hành nhận được từ SCADA và từ các nhân viên điều hành lưới điện.

Kết quả nghiên cứu thực nghiệm cho thấy sử dụng bảng tra tính toán điện trở nối đất tính toán cho từng xuất tuyến trong khu vực tỉnh Bình Định là khá phù hợp với thực tế. Nghiên cứu chỉ xem xét đến ảnh hưởng của địa hình và một phần liên quan đến hoạt động con người (khu vực dân cư: thành phố, thị xã, thị trấn; khu vực sản xuất: khu công nghiệp), do thời gian hạn chế một số các yếu tố liên quan khác ảnh hưởng đến điện trở nối đất hệ thống tính toán chưa được quan tâm nghiên cứu như hệ số mật độ phụ tải, hệ số mùa, điện trở suất đất ... hoặc cách xác định điện trở nối đất tính toán khi một xuất tuyến đi qua nhiều khu vực địa hình khác nhau.

Qua nghiên cứu, chúng ta cũng nhận ra rằng cần có sự phối hợp đồng bộ giữa những bộ phận điều hành và quản lý vận hành nhằm phát huy hiệu quả năng lực công tác, nâng cao chất lượng phục vụ điện năng, thúc đẩy việc mạnh dạn ứng dụng tri thức mới công nghệ mới hiện đại trong đó có việc khai thác triệt để những ứng dụng của hệ thống SCADA-DMS trong việc quản lý và điều hành lưới điện.

Nghiên cứu cũng cần thêm nhiều kiểm nghiệm thực tế để hoàn thiện và mở rộng phạm vi ứng dụng. Ngoài ra, các đơn vị quản lý vận hành cần thường xuyên theo dõi, củng cố hệ thống tiếp đất nhằm đảm bảo vận hành kinh tế lưới điện, an toàn cho con người và thiết bị và nâng cao độ chính xác trong tính toán định vị sự cố. Nhân viên điều hành cần thường xuyên cập nhật diễn biến sự cố trên phần mềm DMS để kết quả tính toán ngày càng chính xác.