

TÍNH TOÁN TỰ ĐỘNG HÓA MẠCH VÒNG CHO XUẤT TUYẾN 471 VÀ 472 QUẬN 3, THÀNH PHỐ ĐÀ NẴNG SỬ DỤNG PHẦN MỀM OPCOORD

CALCULATION FOR LOOP AUTOMATION ON TWO OUTGOING-FEEDERS 471&472 IN DISTRICT 3, DANANG CITY USING OPCOORD SOFTWARE

Phan Hoàng Phúc¹, Nguyễn Thị Linh Giang², Lê Kim Hùng³

¹12DCLC Khoa Điện, Trường Đại học Bách khoa, ĐHQĐN; phanhoangphuc1412@gmail.com

²12DCLC Khoa Điện, Trường Đại học Bách khoa, ĐHQĐN; linhgiang1994@gmail.com

³Trường Đại học Bách khoa, ĐHQĐN; lekimhung@dut.udn.vn

Tóm tắt - Ngày nay, để nâng cao độ tin cậy cung cấp điện trong lưới điện phân phối, người ta đã ứng dụng mô hình tự động hóa mạch vòng sử dụng các thiết bị phân đoạn nhằm tự động cô lập sự cố như: recloser, sectionalizer,... và sử dụng nhiều loại role số tích hợp nhiều đặc tuyến bảo vệ theo tiêu chuẩn IEC, ANSI/IEEE. Tuy nhiên, việc phối hợp chọn lọc các thiết bị bảo vệ với các đặc tuyến trong tự động hóa mạch vòng hiện nay gặp nhiều vấn đề khó giải quyết khi tính toán phối hợp tác động bảo vệ giữa các thiết bị. Bài báo tập trung vào trình bày việc cải tạo lưới điện phân phối Đà Nẵng theo mô hình tự động hóa mạch vòng và đánh giá thông qua các tiêu chuẩn độ tin cậy như SAIDI, SAIFI, MAIFI,... ở xuất tuyến 471 và 472 Quận 3 (E13) nhằm đảm bảo tính kinh tế và hiệu quả trong khai thác vận hành; đồng thời ứng dụng các phần mềm Opcoord để hỗ trợ tính toán, mô phỏng đặc tuyến các thiết bị bảo vệ trên lưới phân phối và thành lập phiếu bảo vệ role một cách nhanh chóng.

Từ khóa - SAIDI; SAIFI; MAIFI; Lưới điện phân phối; role số; tiêu chuẩn IEC; ANSI/IEEE; Recloser; Sectionalizer

1. Đặt vấn đề

Hiện nay, để nâng cao chất lượng cung cấp điện thì Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) đã đưa ra các chỉ tiêu về độ tin cậy cung cấp điện như SAIFI, SAIDI, MAIFI... để đánh giá. Với vai trò là một trong các Công ty Điện lực (PC) phân phối điện năng cho thành phố lớn, PC Đà Nẵng đã và đang phải thực hiện việc cải tạo cho các xuất tuyến cũ không đáp ứng được chỉ tiêu độ tin cậy đề ra [1].

Đứng trước bài toán nâng cao độ tin cậy, qua nhiều phân tích và đánh giá thì áp dụng mô hình tự động hóa mạch vòng là lời giải cho thời điểm hiện tại. Ứng dụng tự động hóa mạch vòng cho lưới phân phối mang lại nhiều ưu điểm và khắc phục các nhược điểm khi cung cấp điện cho các khách hàng như: khả năng tự động cô lập điểm sự cố, tự động khôi phục sự cố khi ngắn mạch thoáng qua và đồng thời tự động cung cấp điện dự phòng cho các phụ tải.

Việc triển khai áp dụng mô hình tự động hóa mạch vòng đồng nghĩa với việc lắp đặt các thiết bị thông minh trên các xuất tuyến chính như: MC có tích hợp TĐL, recloser, sectionalizer, role số,... Tuy nhiên, khi lắp đặt và phối hợp các thiết bị lại với nhau để tạo thành mạng lưới bảo vệ cho xuất tuyến thì việc chọn các thông số chỉnh định như tính toán lý thuyết đôi khi không đảm bảo độ nhạy và bậc thời gian Δt giữa hai đường đặc tuyến [2].

Vì vậy, việc áp dụng các phần mềm hỗ trợ mô phỏng các đặc tuyến thời gian phụ thuộc theo tiêu chuẩn IEC, ANSI/IEEE sẽ dễ dàng và linh hoạt hơn khi cài đặt role trong việc phối hợp. Trong bài báo, việc tính toán tự động hóa mạch vòng sẽ thực hiện cho xuất tuyến 471 và 472

Abstract - Nowadays, in order to increase the reliability of electrical distribution grid, various types of digital relay including protection characteristic integrated relays based on IEC and ANSI/IEEE standards, loop automation system using recloser, sectionalizer and automatic fault isolation have been widely used. However, many experts agree that there is still no optimal method in choosing and combining the appropriate guard devices to coordinate equipment protection. Our focus in this paper is to maximize the performance of the Danang electrical distribution grid in two outgoing-feeders 471 & 472 in District 3(E13) in both technical and economic viewpoints. We also use proper software Opcoord to calculate and model equipment protection characteristics on electrical distribution system and to quickly create relay installed data.

Key words - SAIFI; SAIDI; MAIFI; Electric distribution system; Digital relay; IEC & ANSI/IEEE standard; Recloser; Sectionalizer

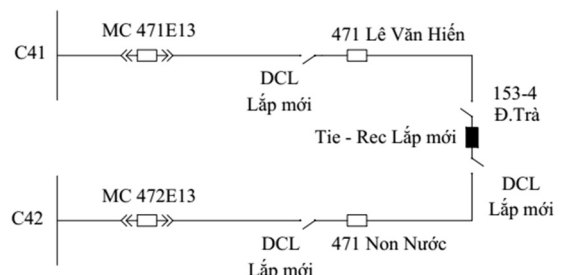
Quận 3 Đà Nẵng sau cải tạo bằng phần mềm PSS/ADEPT, kết hợp với phần mềm OPCOORD [3].

2. Tự động hóa mạch vòng cho xuất tuyến 471 & 472 Quận 3 (E13), thành phố Đà Nẵng

2.1. Cải tạo thiết bị cho xuất tuyến 471 & 472 E13

Đây là hai tuyến đường dây trung áp trên không có kết nối mạch vòng (vận hành hở) qua DCL153-4 Đồng Trà tại vị trí trụ T153. Khi có sự cố trên mỗi xuất tuyến, các MC 471 & 472 E13 đầu nguồn phối hợp với các recloser 471 Lê Văn Hiến và 471 Non Nước sẽ làm nhiệm vụ bảo vệ đường dây.

Đặc tính phụ tải của hai xuất tuyến chủ yếu là phụ tải sinh hoạt.



Hình 1. Sơ đồ 2 xuất tuyến 471 & 472 E13 sau khi cải tạo

Nhược điểm của xuất tuyến là khi xảy ra sự cố đầu nguồn trên một trong hai xuất tuyến, việc đóng DCL chuyển tải 153-4 Đồng Trà phải thực hiện bằng tay làm thời gian mất điện lâu.

Nhằm nâng cao độ tin cậy cung cấp điện, phương án đề

xuất là lắp thêm một Recloser có điều khiển SCADA tại vị trí DCL153-4 Đông Trà tại trụ T153 (Hình 1) với nhiệm vụ liên lạc giữa hai xuất tuyến 471E13 và 472E13. Recloser liên lạc giữa hai xuất tuyến 471E13 và 472E13 này sẽ hoạt động ở chế độ thường mở và chỉ tác động đóng Recloser khi phát hiện mất nguồn từ 1 trong 2 phía của mạch vòng.

2.2. Phối hợp bảo vệ các thiết bị cho xuất tuyến sau cải tạo

2.2.1. Phương pháp tính toán bảo vệ của các thiết bị

Vấn đề đặt ra ở đây là, khi đưa thêm một thiết bị mới vào lưới cần đảm bảo yêu cầu phối hợp tác động với các thiết bị tự động khác sao cho đúng, cắt đúng quy trình và chọn lọc để đảm bảo thời gian mất điện là bé nhất. Vì vậy, khi tiến hành cải tạo cho XT471&472 E13 ta cần phân tích để tiến hành phối hợp các thiết bị bảo vệ trên các xuất tuyến sao cho đảm bảo tính chọn lọc khi tác động. Trên lưới điện phân phối hiện nay thường sử dụng rơle quá dòng pha (50/51) và quá dòng chạm đất (50/51N). Các thông số tính toán dòng khởi động của các bảo vệ này dựa trên các công thức sau [4]:

a. Bảo vệ quá dòng pha

- Bảo vệ quá dòng cắt nhanh

Dòng điện khởi động bảo vệ được tính toán như sau:

$$I_{KDB} = K_{at} \times I_{Nng\ max}$$

Dòng điện khởi động của Rơle:

$$I_{KDR} = \frac{I_{KDB}}{n_I} \times K_{sd}^{(3)}$$

Trong đó:

K_{at} : Hệ số an toàn. Lấy $K_{at} = 1.1-1.2$.

$I_{Nng\ max}$: Dòng ngắn mạch ngoài lớn nhất.

n_I : Tỉ số biến dòng cấp cho rơle.

$K_{sd}^{(3)}$: Hệ số sơ đồ (tùy thuộc sơ đồ nối BI và RL)

- Bảo vệ quá dòng có thời gian

Dòng điện khởi động bảo vệ được tính toán như sau:

$$I_{KDB} = \frac{K_{at} \times K_{mm}}{K_{lv}} I_{lv\ max}$$

Dòng điện khởi động của rơle:

$$I_{KDR} = \frac{I_{KDB}}{n_I} \times K_{sd}^{(3)}$$

Trong đó:

K_{mm} : Hệ số mở máy của động cơ ($K_{mm} = 1.1-1.5$)

K_{lv} : Hệ số trở về. Với rơle kỹ thuật số, lấy $K_{lv} = 0,96$

$I_{lv\ max}$: Dòng làm việc lớn nhất qua bảo vệ

b. Bảo vệ quá dòng chạm đất

Phương pháp tính toán cho bảo vệ quá dòng chạm đất tính tương tự như bảo vệ quá dòng pha [4].

2.2.2. Phương pháp phối hợp đặc tính thời gian bảo vệ các thiết bị

Thời gian tác động của bảo vệ quá dòng pha và chạm

đất với các rơle số được xác định qua tiêu chuẩn IEC 60255-3 có đặc tính thời gian phụ thuộc được xác định theo công thức sau [5]:

$$t = TMS \times \left(\frac{K}{\frac{I}{I_s}^\alpha - 1} + L \right) \quad (1)$$

Trong đó:

t: thời gian tác động của bảo vệ;

I/I_s : bội số dòng ngắn mạch;

I: giá trị dòng sự cố đo được;

I_s : giá trị dòng cài đặt cho bảo vệ;

TMS: hệ số nhân thời gian dùng để hiệu chỉnh các họ đặc tuyến bảo vệ;

α , K, L: hệ số phụ thuộc vào từng họ đặc tuyến bảo vệ, tra theo Bảng 1.

Bảng 1. Hệ số xác định các họ đặc tuyến bảo vệ

| Loại đường cong | Tiêu chuẩn | Hệ số K | Hệ số α | Hệ số L |
|--------------------|------------|---------|----------------|---------|
| Short Time inverse | AREVA | 0,05 | 0,04 | 0 |
| Standard Inverse | IEC | 0,14 | 0,02 | 0 |
| Very Inverse | IEC | 13,5 | 1 | 0 |
| Extremely Inverse | IEC | 80 | 2 | 0 |
| Long Time Inverse | ALSTOM | 120 | 1 | 0 |
| Short Time Inverse | CO2 | 0,02394 | 0,02 | 0,01694 |
| Moderately Inverse | ANSI/IEEE | 0,0515 | 0,02 | 0,114 |
| Long Time Inverse | CO8 | 5,95 | 2 | 0,18 |
| Very Inverse | ANSI/IEEE | 19,61 | 2 | 0,491 |
| Extremely Inverse | ANSI/IEEE | 28,2 | 2 | 0,1215 |

Theo lý thuyết việc phối hợp bảo vệ được thực hiện từ phía tải về phía nguồn [4]. Tuy nhiên, trên thực tế thì được phối hợp theo hướng ngược lại, bởi vì các thông số nguồn, thông số chỉnh định rơle được cung cấp bởi trung tâm điều độ [6]. Do đó, việc phối hợp ở lưới phân phối sẽ được tính toán và phối hợp từ phía nguồn về phía tải.

Việc tính toán chỉnh định cần thu thập các thông số sau:

- Giá trị cài đặt cho MC phân đoạn hoặc MC lộ tổng của xuất tuyến cần tính.

- Thông số đường dây, phụ tải của từng vùng bảo vệ.

Từ các thông số đầu vào ta thực hiện tính toán phối hợp theo trình tự các bước như sau:

Bước 1: Tính toán các giá trị dòng cần cho việc phối hợp: $I_{lv\ max}$, I_{Nmin} , $I_{Nng\ max}$, ... bằng phần mềm PSS/ADEPT.

Bước 2: Tính toán dòng đặt, dòng khởi động cho role, đồng thời kiểm tra độ nhạy cho bảo vệ 50/51 và 50/51N.

Bước 3: Chọn bậc thời gian Δt_i dao động từ (0.2-0.3)s để tránh trường hợp vượt cấp khi cắt MC.

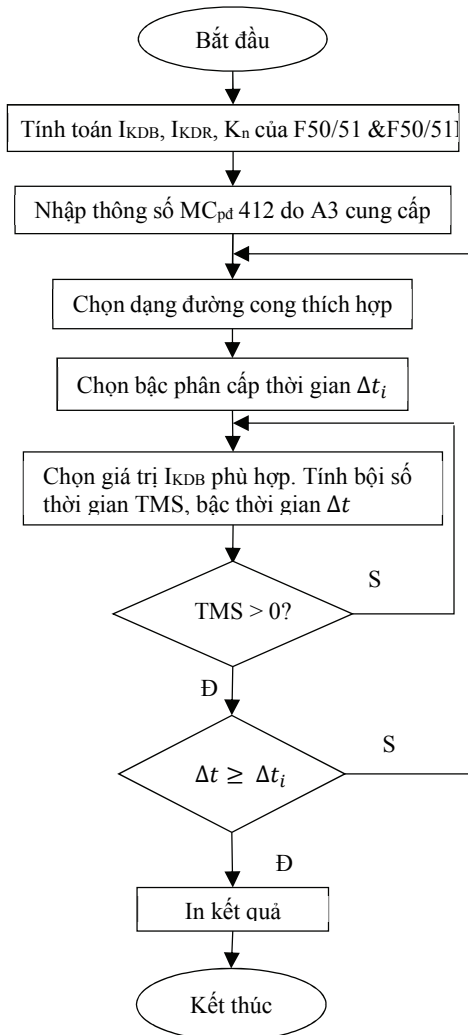
Bước 4: Giá trị thời gian được cài đặt của bảo vệ cho các role đầu xuất tuyến là hiệu thời gian cài đặt bảo vệ của MC_{pd} với thời gian Δt .

Bước 5: Tính và kiểm tra hệ số nhân thời gian $TMS > 0$ và so sánh giá trị $\Delta t > \Delta t_i$ để đảm bảo phối hợp không bị nhảy vượt cấp. Tiếp theo, nhập các thông số phần mềm OPCOORD để phối hợp các đường đặc tuyến.

Bước 6: Xuất kết quả và mô phỏng.

2.2.3. Xây dựng thuật toán cho phương pháp

Quy trình tính toán phối hợp được thể hiện qua lưu đồ thuật toán như Hình 2 sau:

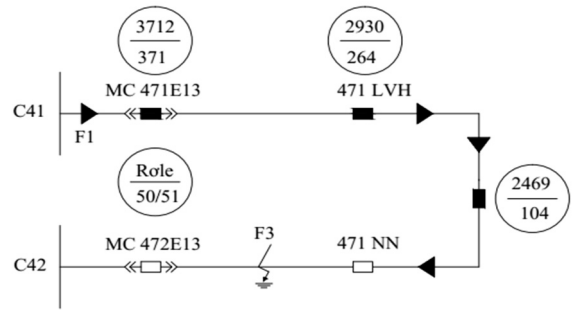


Hình 2. Lưu đồ thuật toán tính toán phối hợp bảo vệ

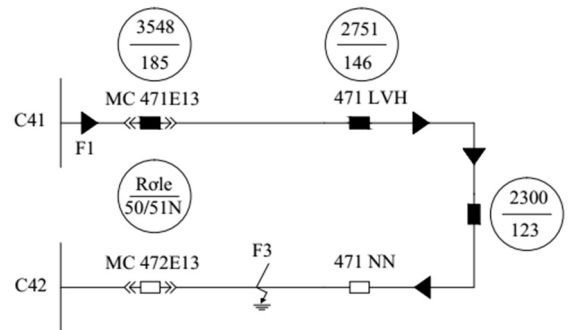
Lưu ý: Khi thực hiện ở bước 5, đối với trường hợp xảy ra một hay nhiều điểm không đảm bảo về bậc thời gian Δt (tại đó dễ xảy ra bảo vệ vượt cấp) thì ta tiến hành chọn lại đường đặc tuyến. Khi chọn các đường đặc tuyến mà vẫn không thỏa mãn ta tiến hành giảm dòng khởi động bảo vệ xuống, tính lại giá trị TMS và kiểm tra xem có đảm bảo điều kiện Δt giữa các đường đặc tuyến.

2.2.4. Ứng dụng phần mềm vào tính toán cho lưới thực tế tại Đà Nẵng

Dựa vào phương pháp và các bước đã trình bày ở trên, ta ứng dụng phần mềm OPCOORD để tính toán phối hợp cho xuất tuyến 471 và 472 E13 khi được cài tạo thành mạch vòng. Ta tính toán phối hợp điển hình cho 03 máy cắt - Recloser khi xảy ra sự cố F3 trên xuất tuyến 472E13 (Hình 3), lúc đó xuất tuyến 471E13 sẽ cung cấp điện cho các phụ tải sau recloser 471 Non Nước thông qua Tie-Recloser Đông Trà. Việc tính toán khi xảy ra sự cố F1 giữa MC471E13 và 471LVH trên xuất tuyến 471E13 được phân tích tương tự.

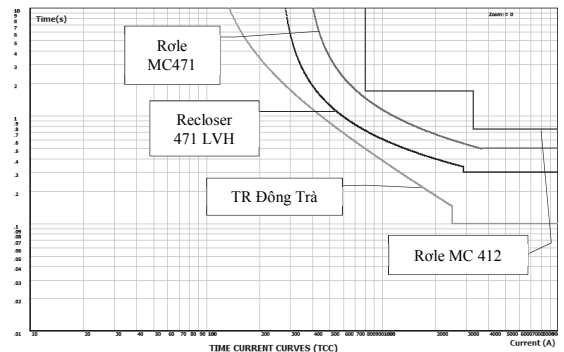


Hình 3. Sơ đồ bảo vệ F50/51 471 & 472 E13 khi sự cố F3



Hình 4. Sơ đồ bảo vệ F50/51N 471 & 472 E13 khi sự cố F3

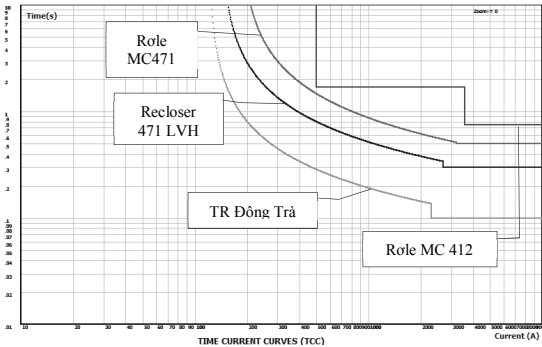
Sau khi tính toán, ta có được giá trị dòng khởi động role của các thiết bị bảo vệ, cụ thể như Hình 3 và Hình 4. Từ đó, dựa vào (1), ta tính được bội số thời gian TMS.



Hình 5. Đặc tuyến bảo vệ 50/51 cho XT471E13

Từ số liệu tính toán được, ta tiến hành nhập các thông số cần thiết mà phần mềm OPCOORD yêu cầu để thực hiện phối hợp. Trong quá trình phối hợp, nếu xảy ra trường hợp các đường đặc tuyến không đảm bảo về bậc thời gian Δt_i từ các thông số đã nhập, chương trình sẽ giúp ta tiến hành điều chỉnh như đã trình bày trong mục lưu ý ở phần 2.2.2. Kết quả

sau việc điều chỉnh được cho ở Hình 5 và Hình 6 đã đảm bảo được bậc thời gian Δt_i giữa các đặc tuyến liên kề, giảm được tình trạng nhảy vượt cấp khi có ngắn mạch xảy ra. Mặt khác, các đường đặc tuyến được vẽ trong lúc dòng sự cố max và khi thử lại với dòng sự cố min thì các đường đặc tuyến vẫn cắt chọn lọc, đảm bảo được độ nhạy thiết bị.



Hình 6. Đặc tuyến bảo vệ 50/51N cho XT 471E13

Với các đường đặc tuyến đã phối hợp cho bảo vệ 50/51, 50/51N ở xuất tuyến 471&472E13, ta tiến hành xuất ra bảng giá trị chỉnh định role cho xuất tuyến điển hình 471E13 từ phần mềm OPCOORD như ở Bảng 2.

Bảng 2. Phiếu chỉnh định role cho xuất tuyến 471E13

| Role 471E13 | | | | | |
|---|---------------------|----------------|------------------------|-----------------------|--------------|
| Thông số | I _{kd} (A) | I _d | t _{>} /TMS | t _{>>} | Curve |
| F50 | 3700 | 61,67 | | 0,5 | Standard Inv |
| F51 | 360 | 6 | 0,17 | | |
| F50N | 3200 | 53,33 | | 0,5 | Standard Inv |
| F51N | 180 | 3 | 0,22 | | |
| Recloser 471 Lê Văn Hiến | | | | | |
| Thông số | I _{kd} (A) | I _d | t _{>} /TMS | t _{>>} | Curve |
| F50 | 2900 | 9,67 | | 0,3 | IEC Inv |
| F51 | 260 | 0,87 | 0,12 | | |
| F50N | 2700 | 9 | | 0,3 | IEC Inv |
| F51N | 140 | 0,47 | 0,15 | | |
| Tie-Recloser Đồng Trà (theo chiều 471E13) | | | | | |
| Thông số | I _{kd} (A) | I _d | t _{>} /TMS | t _{>>} | Curve |
| F50 | 2400 | 8 | | 0,1 | IEC VI |
| F51 | 100 | 0,33 | 0,26 | | |
| F50N | 2300 | 7,67 | | 0,1 | IEC Inv |
| F51N | 120 | 0,4 | 0,06 | | |

Việc thành lập bảng số liệu các giá trị cài đặt cho role có ý nghĩa quan trọng trong công tác cài đặt các thông số để bảo vệ lưới điện [6]. Mặt khác, thông qua các thông số trong phiếu chỉnh định, người vận hành dễ dàng kiểm tra lỗi trong việc cài đặt và hiệu chỉnh các giá trị sao cho phù hợp với thực tế vận hành.

2.3. Độ tin cậy trước và sau khi cải tạo

Để đánh giá độ tin cậy cung cấp điện ở lưới phân phối, hiện nay các công ty điện lực sử dụng phần mềm PSS/ADEPT để tính toán độ tin cậy. Các chỉ số độ tin cậy thường được đánh giá qua các công thức tính sau [5]:

SAIFI – Tần suất ngừng cung cấp điện trung bình hệ thống.

$$\frac{\text{Tổng số khách hàng bị mất điện}}{\text{Tổng số khách hàng có điện}} = \frac{\sum_{i=1}^n K_i}{K}$$

SAIDI –Thời gian ngừng cung cấp điện trung bình của hệ thống.

$$\frac{\text{Thời gian khách hàng bị mất điện}}{\text{Tổng số khách hàng có điện}} = \frac{\sum_{i=1}^n T_i K_i}{K}$$

MAIFI – Tần suất trung bình của mất điện thoáng qua.

$$\frac{\text{Số khách hàng bị mất điện thoáng qua}}{\text{Tổng số khách hàng được cấp điện}} = \frac{\sum_{i=1}^m L_i}{K}$$

Trong đó:

T_i : Thời gian mất điện kéo dài trên 5 phút lần thứ i

K_i : Số khách hàng sử dụng điện bị ảnh hưởng bởi lần mất điện kéo dài trên 5 phút lần thứ i

L_i : Số khách hàng sử dụng điện bị ảnh hưởng bởi lần mất điện thoáng qua không quá 5 phút lần thứ i

n : Số lần mất điện kéo dài trên 5 phút

K : Tổng số khách hàng sử dụng điện của đơn vị phân phối hoặc của khu vực tính toán

m : Số lần mất điện thoáng qua không quá 5 phút

Thông qua mô hình tự động hóa lưới phân phối đối với xuất tuyến 471&472 E13 đã cải tạo, ta tiến hành tính toán và so sánh các chỉ tiêu độ tin cậy của xuất tuyến xem xét so với lúc chưa cải tạo như Bảng 3. Việc thu thập các chỉ số dựa trên lịch công tác vận hành, thống kê khi sửa chữa sự cố tại phòng Điều độ PC Đà Nẵng.

Bảng 3. So sánh chỉ số độ tin cậy trước và sau cải tạo

| Chỉ số độ tin cậy | Trước cải tạo | Sau cải tạo |
|-------------------|---------------|-------------|
| SAIDI | 2,3 | 2,1 |
| SAIFI | 1,2 | 1,0 |
| MAIFI | 6,5 | 6,8 |

Kết quả này đã chứng tỏ các chỉ số SAIDI, SAIFI của lưới điện sau khi áp dụng tự động hóa mạch vòng đã được giảm xuống. Đồng nghĩa với việc độ tin cậy cung cấp điện đã được cải thiện.

Mặt khác, nhiều sự cố gây mất điện kéo dài trên 5 phút (thông qua chỉ số thống kê K_i) đã được khắc phục và trở thành sự cố thoáng qua không quá 5 phút. Điều này chứng tỏ hệ số MAIFI trong tính toán có thể sẽ tăng lên so với suất sự cố mất điện thoáng qua ở lưới điện cũ.

3. Kết luận

Sự tăng trưởng nhanh chóng của các phụ tải cũng như việc thực hiện nghiêm ngặt các quy định, yêu cầu của lưới điện phân phối buộc chúng ta phải đưa ra các tiện ích, giải pháp cải thiện để nâng cao độ tin cậy cung cấp điện. Tự động hóa lưới điện phân phối được xem như một mô hình

được quan tâm cho việc cải thiện chỉ số độ tin cậy lưới phân phối, góp phần vào việc xây dựng một lưới điện thông minh với khả năng tự động hóa cao.

Với việc ứng dụng mô hình tự động hóa lưới phân phối, thông qua đề xuất lắp đặt thêm thiết bị để cải tạo cho xuất tuyến 471 & 472 E13; ta có một số nhận xét sau:

- Các thiết bị bảo vệ tự động áp dụng trong cải tạo lưới phân phối đã đảm bảo được tính chọn lọc tác động; độ tin cậy cấp điện cho khách hàng được nâng cao.

- Các kết quả đạt được qua việc áp dụng tự động hóa mạch vòng điện hình cho XT471 & 472 E13 thuộc Điện lực Thành phố Đà Nẵng có thể được tham khảo để áp dụng

cho chính xuất tuyến 471 & 472 E13 cũ, cũng như các xuất tuyến tương tự của lưới phân phối.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] Báo cáo kỹ thuật của PC Đà Nẵng, 2014.
- [2] GS.TS. Trần Đình Long, *Bảo vệ các Hệ thống điện*, NXB Khoa học và kỹ thuật, 2008.
- [3] Phần mềm OPCOOD được xây dựng bởi PC Quảng Bình.
- [4] GS.TS. Lê Kim Hùng, ThS. Đoàn Ngọc Minh Tú, *Bảo vệ role và tự động hóa trong hệ thống điện*, 1998.
- [5] TS. Nguyễn Hoàng Việt, *Bảo vệ role và tự động hóa trong hệ thống điện*, 2003.
- [6] Quy trình thành lập phiếu chỉnh định role, Phòng Điều độ PC Đà Nẵng.

(BBT nhận bài: 11/12/2016, hoàn tất thủ tục phản biện: 10/01/2017)