

TỰ ĐỘNG HÓA VÀ CẢI THIỆN ĐỘ TIN CẬY CHO PHÁT TUYẾN PHÂN PHỐI FEEDER AUTOMATION AND IMPROVED RELIABILITY FOR DISTRIBUTION SYSTEMS

Nguyễn Hoàng Việt
ĐH Bách Khoa, TP. HCM
Nguyễn Văn Ban
Cao Đẳng Nghề, Dak Lak

TÓM TẮT

Bài báo này giới thiệu các kiến trúc tự động hóa phát tuyến và đề xuất một hệ thống tự động hóa phát tuyến dựa trên nền tự động trạm có khả năng áp dụng vào lưới phân phối điện ở Việt Nam với hiệu quả kinh tế - kỹ thuật cao. Đánh giá sự cải thiện độ tin cậy khi áp dụng tự động phân phối vào lưới phân phối ở Dak Nông cũng được thực hiện. Với giải pháp này có thể được áp dụng vào lưới phân phối đang phát triển nhanh ở Việt Nam để đáp ứng nhu cầu phát triển trong hiện tại cũng như tương lai.

ABSTRACT

This paper presents the feeder automation architectures and proposes a feeder automation system based on substation automation platform that can be applied to electrical distribution systems in Viet Nam to improve high economic-technical efficiency. The improved reliability is evaluated when applying feeder automation to distribution system in the Dak Nong province in fact also made. This solution can be applied to the rapidly increasing distribution system in Viet Nam to meet the current needs and future development.

Từ khóa: Distribution Automation, Substation Automation, Feeder Automation, Orion NovaTech, Reliability Improvement

I. GIỚI THIỆU

Hệ thống phân phối là một phần quan trọng của hệ thống điện trong việc cung cấp điện đến khách hàng. Tự động phân phối cho phép các công ty điện thực hiện điều khiển linh hoạt hệ thống phân phối, tăng hiệu quả, tăng độ tin cậy và chất lượng điện. Điều khiển linh hoạt không chỉ sử dụng hiệu quả mà còn làm tăng khả năng sử dụng thiết bị.

Mặc dù tự động phân phối mang lại rất nhiều lợi ích nhưng quan trọng nhất là sự đánh giá và áp dụng nó như thế nào để đạt

được hiệu quả và phù hợp với các điều kiện hiện tại cũng như khả năng phát triển trong tương lai của hệ thống.

Bài báo này giới thiệu các kiến trúc và đề xuất một hệ thống tự động phát tuyến trung tâm trạm có khả năng áp dụng cao vào lưới phân phối ở Việt Nam nhằm cải thiện độ tin cậy và vận hành hiệu quả, ở đó vẫn đạt được các chỉ tiêu kinh tế cũng như kỹ thuật. Đánh giá sự cải thiện độ tin cậy và khả năng áp dụng tự động phân phối vào lưới phân phối Dak Nông ở thực tế ngoài ra cũng được thực hiện.

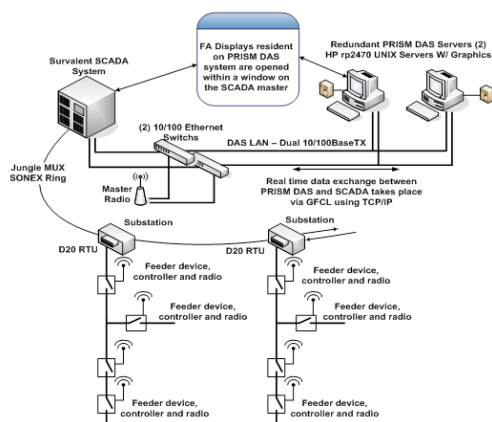
II. KIẾN TRÚC TỰ ĐỘNG HÓA PHÁT TUYẾN

A. Chuyển Mạch Tự Động Độc Lập

Với kiến trúc này sẽ sử dụng tự động lại và phân đoạn tự động cho chức năng FLISR mà không có sự liên lạc trực tiếp giữa chúng.

Ưu điểm của kiến trúc này là có thể khôi phục cung cấp một cách chính xác phân đoạn phía trên sự cố mà không yêu cầu liên lạc, dễ dàng điều khiển, chi phí thấp, dễ dàng triển khai thực hiện và không lo lắng về mất liên lạc giữa chúng. Nhược điểm là giải pháp cục bộ, độ tin cậy (SAIDI) thấp do yếu trong khôi phục và phát hiện sự cố từ xa (thời gian đáp ứng mất điện), không có thiết bị chỉ tình trạng và trạng thái, sự nhận biết các điều kiện tải ở mức thấp.

B. Hệ Thống Tập Trung



Hình 1. Tự động hóa phát tuyến của ACS

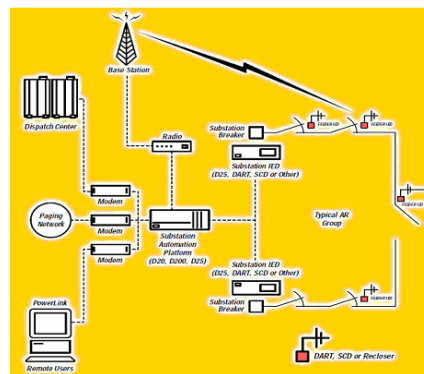
Với hệ thống tự động tập trung thì sự vận hành thông minh được tập trung trong một hệ thống phòng điều khiển trung tâm như điều khiển mạng, hệ thống thông tin mạng. Các trường hợp, sự cố, các vấn đề chung dễ dàng quản lý hiệu quả bởi vì trung tâm điều khiển hợp nhất khả năng xử lý dữ liệu nhanh. Hệ thống được điều khiển bởi trung tâm DSM/SCADA (hình 1).

Tự động phát tuyến tập trung là phân đầy đủ của tự động phân phối [1]. Kiến trúc này yêu cầu hiệu trọn vẹn mạng phân phối, bao gồm cấu trúc mạch và các tham số vận hành. Chức năng tự động phát tuyến được thực hiện tập trung và tất cả các chuyển

mạch được điều khiển bởi trung tâm điều khiển. Kiến trúc này dựa hoàn toàn vào điều kiện liên lạc giữa các chuyển mạch riêng rẽ và trung tâm điều khiển.

Ưu điểm của kiến trúc này cho phép người vận hành luôn duy trì được sự điều khiển, luôn được thông tin và linh hoạt trong vận hành do ít bị hạn chế (vd: số lượng chuyển mạch điều khiển), có khả năng điều khiển tốt trong các tình huống phức tạp. Bất lợi chính của phương pháp này là nó yêu cầu sự thực hiện với phạm vi lớn và chi phí cao.

C. Hệ Thống Trung Tâm Trạm



Hình 2. Hệ thống tập trung của GE Energy

Hệ thống trung tâm trạm vận hành dựa trên nền tự động trạm, ở đó các nhiệm vụ như thu thập dữ liệu, đo lường, giám sát và điều khiển được thực hiện tại trạm (hình 2), ngoài ra còn cung cấp sự phối hợp với các thiết bị bảo vệ khác để xác định vị trí, cách ly sự cố và khôi phục dịch vụ. Bên cạnh đó nền tự động trạm này có thể thực hiện vai trò như một lối vào an toàn, SCADA, RTU, xử lý liên lạc, chuyển mạch công, chuyển đổi giao thức, ghi lại các sự kiện, thông báo cảnh báo và HMI trạm.

Ưu điểm của kiến trúc này dễ dàng thiết lập và bảo trì, không yêu cầu mô hình phát tuyến. Hệ thống có thể lắp đặt mà không cần hệ thống DSM/SCADA, có thể thực hiện đầy đủ các chức năng tự động phát tuyến, điều mà không thể thực hiện trên các IDE độc lập, chi phí thay thế thấp.

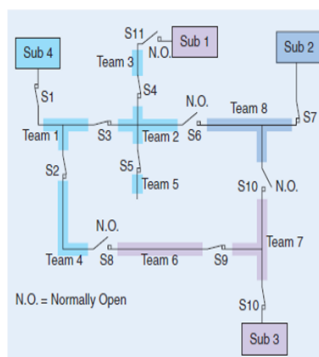
Nhược điểm của hệ thống này là khó khăn trong điều khiển ở những tình huống phức

tạp, giới hạn số lượng chuyển mạch và yêu cầu sự liên lạc giữa trạm và phát tuyến

D. Hệ Thống Ngang Hàng

Kiến trúc này tổ chức các chuyển mạch vào trong các nhóm. Các chuyển mạch này được cấu hình với luận lý thông minh cục bộ cho chức năng FLISR (hình 3), nó dựa trên sự liên lạc cục bộ giữa các thành viên trong nhóm và các nhóm bên cạnh. Các nhóm bên cạnh liên lạc cục bộ để phát hiện, cách ly phân đoạn sự cố và nhanh chóng khôi phục dịch vụ đến các phân đoạn không bị sự cố. Trộn vện của tiến trình dựa hoàn toàn vào luận lý cục bộ được xác định trước. Một giải pháp được chấp nhận rộng rãi của tự động hóa phát tuyến được gọi là phương pháp IntelliTeam [2]

Ưu điểm của kiến trúc này là không yêu cầu hệ thống SCADA tập trung, mô hình các phát tuyến và cơ sở hạ tầng liên lạc mở rộng. Hoạt động cách ly với tốc độ cao (30 giây hoặc nhỏ hơn), chi phí thấp hơn hệ thống tập trung. Ứng dụng chính là FLISR, nhưng không chỉ giới hạn ở đó, hệ thống có thể thực hiện đầy đủ chức năng SCADA phát tuyến.



Hình 3. IntelliTEAM II được sử dụng để tự động 3 mạng kín của S&C

Kiến trúc này cải thiện tốt chức năng tự động hóa phát tuyến nhưng vẫn chịu một số giới hạn. Hệ thống khó khăn trong liên lạc, giải pháp chỉ một nhà cung cấp, yếu trong tầm nhìn và điều khiển của người vận hành, một vài chuyển mạch không cần thiết như các chuyển mạch trong cùng một nhóm đều mở mà không quan tâm đến vị trí sự cố sau đó đóng trở lại là không cần thiết.

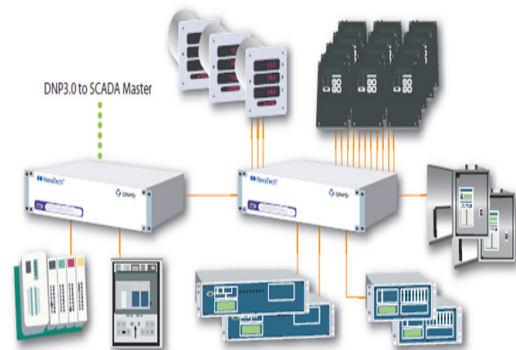
III. NỀN TỰ ĐỘNG TRẠM ORION

Nền tự động trạm NovaTech Orion có thể được phát triển bởi kết hợp tất cả các IDE có thể thực hiện các chức năng sau:

- RTU thông minh trạm.
- Tích hợp Relay bảo vệ.
- Thông báo cảnh báo, ghi lại sự kiện (SOE).
- Tự động phân phối.

A. RTU Thông Minh Trạm

Nền tự động Orion có thể được cấu hình như một RTU được trang bị các giao thức và phần mềm đặc trưng. Orion có thể thu thập gần như tất cả mọi dữ liệu tương tự - số được yêu cầu bởi SCADA tại các IDE trong trạm (hình 4). Các ngõ I/O khác có thể đưa vào trong Orion thông qua các Mô đun I/O số - tương tự.



Hình 4. Orion RTU

Orion có thể phục vụ như một RTU thông minh khi được kết nối với relay. Các đặc trưng bao gồm:

- Sự liên lạc và các công linh hoạt.
- Chức năng điều khiển máy cắt.
- Chức năng phát hiện các thay đổi thoáng qua.
- Bộ giao thức SCADA

Trong vai trò RTU, Orion được cấu hình để liên lạc đến mỗi relay được kết nối ở bất kỳ giao thức chung nào (DNP 3.0, Modbus, Modbus Plus hoặc Ethernet). Orion được cấu hình để thăm dò các điểm tương tự - số mong muốn ở mỗi relay và tạo các dữ liệu đó sẵn sàng cho máy chủ SCADA. Orion RTU trợ giúp nhiều giao thức (IDE, SCADA),

ngoài ra còn trợ giúp các giao thức khác ở đó có thể liên lạc với nhiều thiết bị. Bởi vậy Orion RTU có thể thực hiện hiệu quả khi áp dụng đến hệ thống sẽ tối thiểu chi phí bởi sử dụng các thiết bị hiện có và linh hoạt trong việc lựa chọn thiết bị.

B. Tích Hợp Relay Bảo Vệ

Sự thêm vào để cung cấp khả năng bảo vệ giới hạn của thiết bị trạm và đường dây, relay dựa trên vi xử lý có thể cung cấp gần như tất cả các dữ liệu vận hành thời gian thực và dữ liệu phân tích sự cố được yêu cầu bởi các kỹ sư, người vận hành. Các dữ liệu và trạng thái được thu thập bao gồm: đo lường, trạng thái máy cắt, tình trạng máy cắt, nhiệt độ máy biến áp, ghi sự kiện, ghi sự cố và dao động.

Nền tự động Orion có thể làm giảm số lượng dây dẫn và sự phức tạp của hệ thống bởi thu thập các ngõ vào điều khiển từ các relay hiện có và sử dụng ngõ ra của relay như các ngõ ra điều khiển. Luận lý điều khiển có thể ở các thiết bị sau:

- Luận lý điều khiển trong Orion: Orion có thể cung cấp hơn 50 luận lý, điều khiển và hàm toán học. Gán relay trở thành “I/O ảo cho máy luận lý này”. Orion thăm dò các ngõ vào thời gian thực, tiến trình luận lý và phát ra các lệnh điều khiển đến relay.
- Luận lý điều khiển trong PLC: Orion có thể cung cấp “I/O ảo” cho PLC. Orion duy trì lưu trữ dữ liệu thời gian thực từ các Relay. PLC có thể đọc dữ liệu này, tiến trình luận lý và phát lệnh điều khiển thông qua Orion đến các Relay.

- Luận lý điều khiển trong Relay: Orion có thể định tuyến dữ liệu thời gian thực từ relay này đến relay khác và ngoài ra có thể định tuyến lệnh điều khiển từ một relay đến relay khác.

C. Thông Báo Cảnh Báo

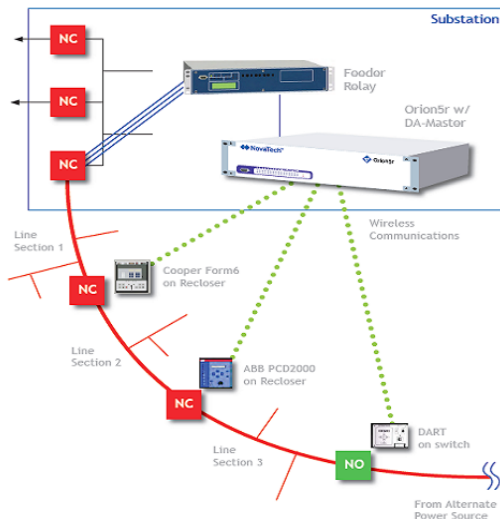
Hệ thống cảnh báo thực hiện ba chức năng chính:

- Ghi lại các sự kiện như sự thay đổi trạng thái máy cắt, nhiệt độ cao và các báo động của thiết bị bao gồm các sự kiện từ relay bảo vệ.
- Gán nhãn thời gian chính xác đến 1mS mỗi sự kiện và lưu trữ các sự kiện vào trong bộ nhớ.
- Thông báo các sự kiện trên trình duyệt Web.

Tín hiệu cảnh báo được thu thập thông qua ngõ vào của IED, Module DDIO. Trang Web cảnh báo được đưa ra từ Orion có thể được xem trên một trình duyệt Web chuẩn để hiển thị trên máy tính. Máy tính được kết nối cục bộ hoặc từ xa với một kết nối mạng (Ethernet, Frame Relay, PPP Dial-In, DSL, etc.).

D. Phát Hiện Sự Cố, Cách Ly và Khôi Phục Dịch Vụ (FLISR)

Đặc trưng này là khả năng để phát hiện sự cố, cách ly và khôi phục dịch vụ (FLISR) dựa trên nền tự động trạm Orion (hình 5) với phần mềm DA-Master. Khi sự cố xảy ra ở một phân đoạn của phát tuyến thì nền tự động trạm sẽ phối hợp với các thiết bị bảo vệ để thực hiện chức năng FLISR [3].



Hình 5. Các thành phần hệ thống thực hiện FLISR

E. Ghi Lại Sự kiện Tuần Tự (SOE)

Hệ thống SOE thực hiện ba chức năng chính:

- Ghi lại các sự kiện như: sự thay đổi trạng thái máy cắt, nhiệt độ cao và các báo động của thiết bị bao gồm các sự kiện từ relay bảo vệ.
- Gán nhãn thời gian chính xác đến 1mS mỗi sự kiện và lưu trữ các sự kiện vào trong bộ nhớ.
- Thông báo các sự kiện liên tục, ghi lại các sự kiện tuần tự trong một bảng, hiển thị trên trang Web. Các tùy chọn thông báo sẵn sàng sử dụng cho NovaView Plus HMI. Ngoài ra có thể báo cáo các sự kiện đến SCADA

IV. ĐÁNH GIÁ SỰ CẢI THIỆN ĐỘ TIN CẬY

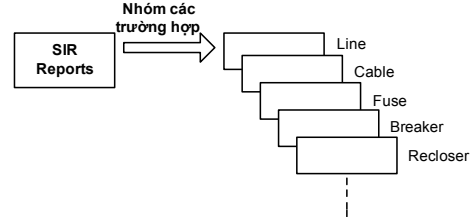
A. Thông Số Các Phát Tuyến Được Phân Tích

Tham số	Phát tuyến 472	Phát tuyến 472 Dak Lap	Phát tuyến 474
Tải đỉnh	12 MW	4 MW	7,4 MW
Số khách hàng	6,340	1,950	3,620
Điện áp định mức (kV)	22	22	22
Chiều dài đường dây	143 Km	72 Km	173 Km

B. Dữ Liệu Mất Điện

Dữ liệu báo cáo ngắt điện dịch vụ (SIR)

được thu thập, các sự cố được nhóm theo loại thiết bị:



Một vài vấn đề quan trọng được xem xét khi nhóm các trường hợp:

- Các trường hợp gây sai lệch lớn đến giá trị trung bình nên được loại trừ (VD: bão, lũ lụt)
- Nhóm các sự kiện bởi thiết bị và điều kiện khảo sát. Ví dụ: một trường hợp “chảy” cầu chì gây bởi hư hỏng của đường dây hoặc các thiết bị khác trong vùng thì không được nhóm như một sự hỏng cầu chì bởi nó đã hoạt động đúng.

Mức độ hư hỏng và thời gian sửa chữa dựa trên dữ liệu lịch sử. Các dữ liệu được thu thập bao gồm:

- Dữ liệu mất điện từ năm 2003 đến 2008 từ các báo mất điện của trung tâm điều độ Dak Nông.
- Nguyên nhân mất điện.
- Khoảng thời gian mất điện.
- Số khách hàng bị ảnh hưởng.

Bảng sau tóm tắt các trường hợp, tham số độ tin cậy đã được thu thập ở các phát tuyến qua một thời gian 5 năm ở lưới điện phân phối Dak Nông

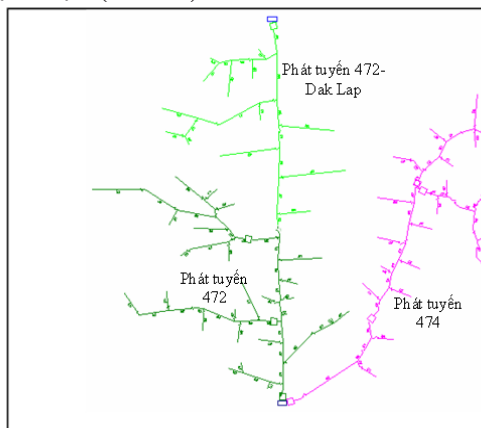
BẢNG. I THAM SỐ NGÕ VÀO ĐỂ ĐÁNH GIÁ ĐỘ TIN CẬY

Thiết bị	Số lần mất điện	Tổng thời gian mất điện	Số thiết bị	Mức hư hỏng (lần/năm/km)	Thời gian sửa (giờ)
Overhead Line	90	855	356.08 km	0.051	9.5
Fuse	5	32	61	0.016	6.4
Relay	1	4,5	3	0.067	4.5
Switch	3	16	15	0.040	5.3
Breaker	1	5	8	0.025	5.0
Transformer	1	8	3	0.067	8.0

C. Trường Hợp Nghiên Cứu

Với mô hình phát tuyến, các tham số độ

tin cậy đã được thu thập, phân tích được thực hiện (hình 6).



Hình 6. Phát tuyến 472, 472 Dak Lap và 474 lưới điện phân phối Dak Nông

Phân tích được thực hiện trên ba phát tuyến là 472, 472-Dak Lap và 474. Ba phát tuyến này là nguồn cung cấp điện chính cho các khu vực quan trọng của tỉnh Dak Nông. Phân tích được thực hiện với các trường hợp:

- Trường hợp 1: phân tích với thiết bị bảo vệ không có khả năng tự động và điều khiển xa.
- Trường hợp 2: Phân tích với các thiết bị bảo vệ có khả năng tự động, điều khiển xa và chỉ dẫn sự cố sử dụng tính năng tự đóng lại ba pha.
- Trường hợp 3: Phân tích với các thiết bị bảo vệ có khả năng tự động, điều khiển xa và chỉ dẫn sự cố sử dụng tính năng tự đóng lại một pha.
- Trường hợp 4: giống trường hợp 2 nhưng thêm tự đóng lại ba pha ở phân đoạn 833 (phát tuyến 472).
- Trường hợp 5: giống trường hợp 3 nhưng thêm tự đóng lại ba pha ở phân đoạn 833 (phát tuyến 472).

Bảng I. CHỈ SỐ ĐỘ TIN CÂY CỦA PHÁT TUYẾN 472

Chỉ số	Trường hợp 1	Trường hợp 2	Trường hợp 3	Trường hợp 4	Trường hợp 5
SAIFI (Inter/yr)	2.59	2.26	1.46	1.82	1.19
SAIDI (hr/yr)	51.55	42.96	25.55	27.80	17.40
CAIDI (hr/inter)	19.94	18.99	17.55	15.25	14.57
ENS (kWh/yr)	587,188	516,924	323,411	295,698	204,270

Bảng II. CHỈ SỐ ĐỘ TIN CÂY CỦA PHÁT TUYẾN 472 - DAK LAP

Chỉ số	Trường hợp 1	Trường hợp 2	Trường hợp 3	Trường hợp 4	Trường hợp 5
SAIFI (Inter/yr)	1.66	1.38	0.99	1.38	0.99
SAIDI (hr/yr)	21.11	17.33	12.25	17.33	12.25
CAIDI (hr/inter)	12.68	12.59	12.37	12.59	12.37
ENS (kWh/yr)	89,422	74,919	52,795	74,919	52,795

Bảng III. CHỈ SỐ ĐỘ TIN CÂY CỦA PHÁT TUYẾN 474

Chỉ số	Trường hợp 1	Trường hợp 2	Trường hợp 3
SAIFI (Inter/yr)	6.04	5.19	4.28
SAIDI (hr/yr)	89.52	77.93	64.05
CAIDI (hr/inter)	14.82	15.03	14.98
ENS (kWh/yr)	737,056	655,692	555,887

D. *Đánh Giá Hiệu Quả*

Nhằm mục đích kiểm tra sự cải thiện có hiệu quả kinh tế, các trường hợp trên được đánh giá dựa trên chi phí hiệu quả để thực hiện cải thiện độ tin cậy. Chi phí hiệu quả để cải thiện độ tin cậy được khảo sát dựa trên chi

số SAIDI hoặc số giờ tiết kiệm được (CHI tiết kiệm) khi áp dụng tự động. Hệ số lợi ích chi phí (\$đầu tư/CHI tiết kiệm được) được sử dụng để đánh giá. Chi phí cơ bản đã được chuyển đổi đến chi phí hàng năm bởi chia cho hệ số khấu hao là 5.

$$SAIDI = \frac{\text{Giờ khách hàng mất điện}}{\text{Số khách hàng được phục vụ}}$$

$$= \frac{CHI}{\text{Số khách hàng được phục vụ}}$$

Thay đổi SAIDI sau khi áp dụng tự động:

$$\Delta SAIDI = \frac{\Delta CHI}{\text{Số khách hàng được phục vụ}}$$

$$CHI \text{ tiết kiệm được} = (\Delta SAIDI * \text{số khách hàng})$$

Hệ số lợi ích chi phí:

$$F_b = \frac{\$đầu tư}{CHI \text{ tiết kiệm được}}$$

Bảng IV. CHỈ SỐ CẢI THIỆN ĐỘ TIN CẬY VÀ HỆ SỐ LỢI ÍCH CHI PHÍ (\$/CHI TIẾT KIỆM ĐƯỢC) Ở PHÁT TUYÊN 472

Trường hợp	SAIFI	SAIDI	CAIDI	CHI cải thiện	phí cơ bản	Chi phí hành năm	\$/CHI tiết kiệm
TH 1	2.59	51.55	19.94				
TH 2	2.26	42.96	18.99	54,461	\$55,016	\$11,003	\$0.202/CHI
TH 3	1.46	25.55	17.55	164,840	\$64,016	\$12,803	\$0.077/CHI
TH 4	1.82	27.8	15.25	150,575	\$67,016	\$13,403	\$0.089/CHI
TH 5	1.19	17.4	14.57	216,511	\$79,016	\$15,803	\$0.073/CHI

Bảng V. CHỈ SỐ CẢI THIỆN ĐỘ TIN CẬY VÀ HỆ SỐ LỢI ÍCH CHI PHÍ (\$/CHI TIẾT KIỆM ĐƯỢC) Ở PHÁT TUYÊN 472 – ĐAK LAP

Trường hợp	SAIFI	SAIDI	CAIDI	CHI cải thiện	Chi phí cơ bản	Chi phí hành năm	\$/CHI tiết kiệm
TH 1	1.66	21.11	12.68				
TH 2	1.38	17.33	12.59	7,371	\$31,016	\$6,203	\$0.842/CHI
TH 3	0.99	12.37	12.37	17,043	\$34,016	\$6,803	\$0.399/CHI

Bảng VI. CHỈ SỐ CẢI THIỆN ĐỘ TIN CẬY VÀ HỆ SỐ LỢI ÍCH CHI PHÍ (\$/CHI TIẾT KIỆM ĐƯỢC) Ở PHÁT TUYÊN 474

Trường hợp	SAIFI	SAIDI	CAIDI	CHI cải thiện	Chi phí cơ bản	Chi phí hành năm	\$/CHI tiết kiệm
TH 1	6.04	89.52	14.82				
TH 2	5.19	77.93	15.03	41,956	\$49,758	\$9,952	\$0.237/CHI
TH 3	4.28	64.05	14.98	92,201	\$58,758	\$11,752	\$0.128/CHI

Sự áp dụng tự đóng lại một pha (trường hợp 3) sẽ đạt được chi phí hiệu quả cao nhất (\$0,077/CHI; \$0,399/CHI; \$0,128/CHI) và hiệu quả hơn khi được so sánh đến tự đóng lại ba pha chỉ có chi phí lợi ích (\$0.202/CHI; \$0.842/CHI; \$0.237/CHI). Bởi vậy các trường hợp lựa chọn để sử dụng tự đóng lại một pha sẽ có hiệu quả cao hơn.

Áp dụng tự động hóa phát tuyến sẽ không hiệu quả nếu thực hiện ở phát tuyến 472-Dak Lap bởi hệ số chi phí lợi ích (\$0,399/CHI) cao hơn nhiều khi so sánh với thực hiện ở phát tuyến 472 (\$0,077/CHI). Do đó không nên áp dụng tự động phát tuyến ở phát tuyến 472-Dak Lap, ngoài ra chỉ số độ tin cậy này cũng khá cao.

Thêm tự đóng lại (trường hợp 4 và 5) có lợi ích chi phí tương đương với trường hợp 3. Sẽ không hiệu quả nếu thêm tự đóng lại ba pha (trường hợp 4) vào trong hệ thống. Trường hợp 5 có hiệu quả chi phí cao nhất (\$0,073/CHI), bởi vậy nếu chi phí cho phép và mục tiêu là cải thiện độ tin cậy (SAIFI 54%, SAIDI 66%) thì nên áp dụng tự đóng lại một pha.

Áp dụng tự động phát tuyến ở phát tuyến 474 nên được quan tâm (\$0,127/CHI) để cải thiện độ tin cậy của hệ thống (SAIFI 29% và SAIDI 41%), bên cạnh đó các chỉ số độ tin cậy của phát tuyến này khá thấp. Trong tương lai phát tuyến này còn nối đến chuyển mạch liên kết để nâng cao độ tin cậy của hệ thống.

V. KẾT LUẬN

Tự động hóa phát tuyến với kiến trúc trung tâm trạm dựa trên nền tự động trạm hợp nhất các giải pháp cho phép các công ty điện thực hiện hiệu quả hơn, dễ dàng tích hợp vào trong hệ thống và nâng cấp trạm trong khi vẫn giữ được chi phí lắp đặt thấp và cải thiện độ tin cậy của hệ thống cao.

Qua phân tích các trường hợp áp dụng tự động hóa vào lưới điện phân phối Dak Nông dựa trên các dữ liệu thu thập được thì chỉ số SAIFI sẽ cải thiện hơn 30% và SAIDI là 45% khi áp dụng với tự đóng lại một pha có tính năng tự động, chỉ dẫn sự cố và điều khiển xa.

Đánh giá khả năng áp dụng tự động hóa dựa trên hệ số lợi ích chi phí khi áp dụng tự động phát tuyến vào lưới điện phân phối Dak Nông đã chỉ ra các trường hợp và phát tuyến có thể áp dụng tự động hóa mang tính khả thi cao. Các trường hợp có hệ số lợi ích chi phí nhỏ hơn \$0.128/CHI đều có khả năng thực hiện với hiệu quả chi phí cao.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- D. M. Staszkesky, D. Craig, C. Befus, "Advanced Feeder Automation Is Here", *IEEE Power & Energy Magazine*, Sept./Oct. 2005.
- Gary Ockwell, "Implementation of network reconfiguration for taiwan power company", *IEEE PES General Meeting Proceeding*, 2003, # 0-7803-7989-6/03.
- Orion Substation Automation Platform [Online]. [Http://www.novatechweb.com](http://www.novatechweb.com)