

BỘ CÔNG THƯƠNG
TRƯỜNG ĐẠI HỌC ĐIỆN LỰC



ĐẠI HỌC ĐIỆN LỰC
ELECTRIC POWER UNIVERSITY

VŨ ĐỨC BÌNH

NGHIÊN CỨU GIẢI PHÁP NÂNG CAO
ĐỘ TIN CẬY CUNG CẤP ĐIỆN LƯỚI ĐIỆN TRUNG ÁP
THÀNH PHỐ HÒA BÌNH

LUẬN VĂN THẠC SỸ KỸ THUẬT ĐIỆN

Hà Nội, tháng 12 năm 2025

BỘ CÔNG THƯƠNG
TRƯỜNG ĐẠI HỌC ĐIỆN LỰC

VŨ ĐỨC BÌNH

NGHIÊN CỨU GIẢI PHÁP NÂNG CAO
ĐỘ TIN CẬY CUNG CẤP ĐIỆN LƯỚI ĐIỆN TRUNG ÁP
THÀNH PHỐ HÒA BÌNH

Chuyên ngành : Kỹ Thuật Điện

Mã số : 8520201

LUẬN VĂN THẠC SĨ KỸ THUẬT ĐIỆN

Người hướng dẫn khoa học: PGS TS. Vũ Thị Thu Nga

Hà Nội, tháng 12 năm 2025

LỜI CẢM ƠN

Tác giả xin cảm ơn tới PGS.TS. Vũ Thị Thu Nga đã hướng dẫn và hỗ trợ trong suốt quá trình thực hiện đề luận văn được hoàn thành đúng tiến độ và yêu cầu.

Đồng thời, xin gửi lời cảm ơn chân thành tới các Thầy, Cô giáo đã trực tiếp giảng dạy và truyền đạt kiến thức trong thời gian học tập tại Trường Đại học Điện lực.

Bên cạnh đó, xin gửi lời cảm ơn tới Công ty Điện lực thành phố Hòa Bình đã hỗ trợ, tạo điều kiện thuận lợi trong quá trình thu thập số liệu, nghiên cứu thực tế và hoàn thiện nội dung luận văn.

Tôi xin trân trọng cảm ơn!

Hà Nội, ngày 01 tháng 12 năm 2025

Tác giả

Vũ Đức Bình

LỜI CAM ĐOAN

Tác giả xin cam kết rằng trong quá trình nghiên cứu và thực hiện luận văn, các tài liệu tham khảo của các tác giả, nhà khoa học và các công trình nghiên cứu liên quan đã được trích dẫn đầy đủ, trung thực và tôn trọng quyền sở hữu trí tuệ theo danh mục “Tài liệu tham khảo” của luận văn.

Tác giả đồng thời cam đoan toàn bộ số liệu, kết quả phân tích và tính toán được trình bày trong luận văn đều do tác giả tự nghiên cứu, thu thập và thực hiện; không sao chép từ bất kỳ công trình nào khác và chưa từng được sử dụng trong bất kỳ luận văn hay đề tài nghiên cứu nào trước đây.

Xin trân trọng cảm ơn!

Hà Nội, ngày 01 tháng 12 năm 2025

Tác giả

Vũ Đức Bình

MỤC LỤC

Trang

MỞ ĐẦU.....	1
CHƯƠNG 1: TỔNG QUAN VỀ HIỆN TRẠNG NGUỒN, LƯỚI ĐIỆN THÀNH PHỐ HÒA BÌNH.....	3
1.1. Đặc điểm tự nhiên.....	3
1.2. Tổng quan về nguồn và lưới điện:	4
1.3. Hiện trạng lưới trung áp tại TP Hòa Bình	5
1.4 Đánh giá tình hình thực hiện độ tin cậy cung cấp điện trên lưới điện trung áp Thành phố Hòa Bình.....	5
CHƯƠNG 2: CÁC PHƯƠNG PHÁP ĐÁNH GIÁ, YẾU TỐ ẢNH HƯỞNG VÀ GIẢI PHÁP NÂNG CAO ĐỘ TIN CẬY CUNG CẤP ĐIỆN.....	11
2.1. Một số phương pháp đánh giá độ tin cậy cung cấp điện	11
2.2. Yếu tố ảnh hưởng đến độ tin cậy.....	13
2.3. Các nguyên nhân làm giảm độ tin cậy cung cấp điện	14
2.4 Các giải pháp nâng cao độ tin cậy cung cấp điện.....	18
CHƯƠNG 3: ÁP DỤNG HỆ THỐNG “TỰ ĐỘNG PHÂN ĐOẠN VÀ KHÔI PHỤC PHỤ TẢI KHI SỰ CỐ” NHẪM NÂNG CAO ĐỘ TIN CẬY CUNG CẤP ĐIỆN CHO LƯỚI ĐIỆN TRUNG ÁP THÀNH PHỐ HÒA BÌNH.....	22
3.1 Giới thiệu hệ thống tự động phân đoạn và khôi phục phụ tải khi sự cố	22
3.2. Giới thiệu xuất tuyến 473 (E19.7 Kỳ Sơn) đi 474 E10.1 (Hòa Bình)	31
3.3. Áp dụng hệ thống tự động phân đoạn và khôi phục phụ tải khi sự cố cho xuất tuyến 473 E19.7 đi 474 E10.1	33
KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ.....	47
TÀI LIỆU THAM KHẢO.....	49

DANH MỤC BẢNG BIỂU

Trang

Bảng 1. 1: Thống kê chỉ tiêu, sự cố trên địa bàn TP Hòa Bình năm 2025	6
Bảng 1. 2: Kết quả thực hiện cải thiện độ tin cậy CCD trên địa bàn TP Hòa Bình 2025	8
Bảng 3. 1: Thống kê trạng thái các thiết bị khi sự cố trên ĐZ 473 E19.7 – 474 E10.1 .	36
Bảng 3. 2: Kết quả mô phỏng trường hợp đủ điều kiện và không đủ điều kiện cấp tải .	38
Bảng 3. 3: Ý nghĩa của các tín hiệu trạng thái SCADA khi sự cố	39
Bảng 3. 4: Trình tự thực hiện quá trình tự động xử lý sự cố trên xuất tuyến	39
Bảng 3. 5: Thống kê ghi nhận thời gian xử lý sự cố thực tế và khi áp dụng HTTĐ	43

DANH MỤC HÌNH VẼ

Trang

Hình 1. 1: Bản đồ Thành phố Hòa Bình (tỉnh Hòa Bình cũ).....	2
Hình 1. 2: Nhà máy thủy điện Hòa Bình	3
Hình 1. 3: Sơ đồ cấp điện khu vực trung tâm thành phố Hòa Bình.....	4
Hình 2. 1: Chong chóng đuổi động vật được gắn trên các ĐZ & TBA.....	16
Hình 2. 2: Công nhân điện lực gỡ điều mắc phải ĐZ.....	16
Hình 2. 3: Chim mắc phải ĐZ gây sự cố	17
Hình 2. 4: Mưa lũ ngập lụt ảnh hưởng tới lưới điện và khó khăn cho các công nhân ...	17
Hình 2. 5: Giông bão gây đổ cột điện.....	18
Hình 3. 1: Phần mềm mô phỏng trạng thái khi bình thường	27
Hình 3. 2: Phần mềm mô phỏng khi có sự cố.....	27
Hình 3. 3: Cấu trúc chung của hệ thống SCADA.....	28
Hình 3. 4: Cấu trúc chung của hệ thống SCADA/DMS tại PC Hòa Bình	30
Hình 3. 5: RE1 Thịnh Lang thuộc ĐZ 473 E19.7 trên hệ thống SCADA.....	30
Hình 3. 6: Trạm 110kV - E19.7 Kỳ Sơn trên hệ thống SCADA.....	31
Hình 3. 7: Sơ đồ trung áp xuất tuyến 473 E19.7 Kỳ Sơn	33
Hình 3. 8: Sơ đồ rút gọn cấu hình mạch thử nghiệm 473 E19.7 đi 474 E10.1.....	35
Hình 3. 9: Sơ đồ rút gọn cấu trúc mạch thử nghiệm 473 E19.7 đi 474 E10.1 khi có sự cố ..	35
Hình 3. 10: Sơ đồ thực tế mạch thử nghiệm 473 E19.7 đi 474 E10.1 khi có sự cố	36
Hình 3. 11: Sơ đồ trình tự vận hành hệ thống Tự động phân đoạn khi sự cố MC 473 E19.7 nhảy, tự đóng lại xấu.....	41
Hình 3. 12: Sơ đồ trình tự vận hành hệ thống Tự động phân đoạn và khôi phục phụ tải khi sự cố MC 473 E19.7 nhảy, tự đóng lại tốt.....	41
Hình 3. 13: Hiện trạng ĐZ 473E19.7–474 E10.1 trên mô phỏng khi chưa có sự cố	42
Hình 3. 14: ĐZ473E19.7 – 474E10.1 trên phần mềm mô phỏng khi có sự cố giả định	42

DANH MỤC CÁC TỪ VIẾT TẮT

Từ viết tắt	Giải thích nghĩa
TP	Thành phố
MBA	Máy biến áp
TBA	Trạm biến áp
ĐZ	Đường dây
MC	Máy cắt
DCL	Dao cách ly
LBS	Load Break Switch (Dao cắt phụ tải)
RE	Recloser
RMU	(Ring Main Unit) Tủ điện trung áp hợp bộ
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition (Giám sát, Điều khiển & Thu thập Dữ liệu)
OMS	Outage Management System (Hệ thống Quản lý Mất điện)
HTTĐ	Hệ thống tự động
SAIDI	Chỉ số phản ánh thời gian mất điện trung bình của lưới điện phân phối.
SAIFI	Chỉ số phản ánh số lần mất điện trung bình của lưới điện phân phối.
MAIFI	Chỉ số phản ánh số lần mất điện thoáng qua trung bình của lưới điện

MỞ ĐẦU

1. Lý do chọn đề tài:

Thành phố Hòa Bình nằm trong khu vực miền núi phía Tây Bắc, với mức độ đô thị hóa ở ngưỡng trung bình. Do đặc điểm địa hình và quá trình phát triển đô thị, hệ thống lưới điện trên địa bàn chủ yếu được xây dựng dưới dạng đường dây trên không..
Cụ thể:

- *Nguồn cấp:*

Thành phố Hòa Bình được cấp điện từ 02 TBA 110 kV Hòa Bình & TBA 110kV Kỳ Sơn với 04 MBA

- *Lưới điện trung áp:*

Hiện tại Công ty điện lực TP Hòa Bình đang quản lý 06 lộ đường dây 35kV, 14 lộ đường dây 22 kV. Tính đến hết tháng 12/2025 Đơn vị đang quản lý vận hành: 341 km đường dây trung áp, tổng số chiều dài đường dây hạ thế là 579,73km

+ Trạm trung gian: 01 Trạm 35/6kV với 2 MBA dung lượng 11.200 kVA.

+ Trạm phân phối: 555 TBA với 562 MBA, tổng dung lượng 200.355 kVA.

Do tỷ lệ đường dây trên không chiếm phần lớn trong lưới điện trung áp, nguy cơ xảy ra sự cố trên lưới là tương đối cao, dễ dẫn đến tình trạng mất điện trên phạm vi rộng, từ đó làm suy giảm tính ổn định và độ tin cậy trong cung cấp điện. Trong bối cảnh hiện nay, bên cạnh các chỉ tiêu truyền thống như điện năng thương phẩm và tổn thất điện năng, các chỉ tiêu đánh giá độ tin cậy cung cấp điện của lưới phân phối như MAIFI, SAIDI và SAIFI ngày càng được quan tâm và sử dụng rộng rãi.

2. Mục đích nghiên cứu

Nghiên cứu nhằm nâng cao độ tin cậy trong cung cấp điện, hạn chế tổn thất điện năng và cải thiện chất lượng điện áp trong quá trình truyền tải và phân phối điện đến

CHƯƠNG 1: TỔNG QUAN VỀ HIỆN TRẠNG NGUỒN, LƯỚI ĐIỆN THÀNH PHỐ HÒA BÌNH

1.1. Đặc điểm tự nhiên

Hòa Bình là thành phố được nằm ở phía Tây Bắc Việt Nam, cách trung tâm Hà Nội khoảng 60km:

- Phía Bắc giáp tỉnh Phú Thọ (trước khi sáp nhập)
- Phía Đông giáp thủ đô Hà Nội
- Phía Nam giáp các tỉnh Ninh Bình và Hà Nam
- Phía Tây giáp tỉnh Sơn La



***Hình 1. 2: Nhà máy thủy điện Hòa Bình
(nhà máy thủy điện lớn nhất Việt Nam thuộc địa bàn TP Hòa Bình)***

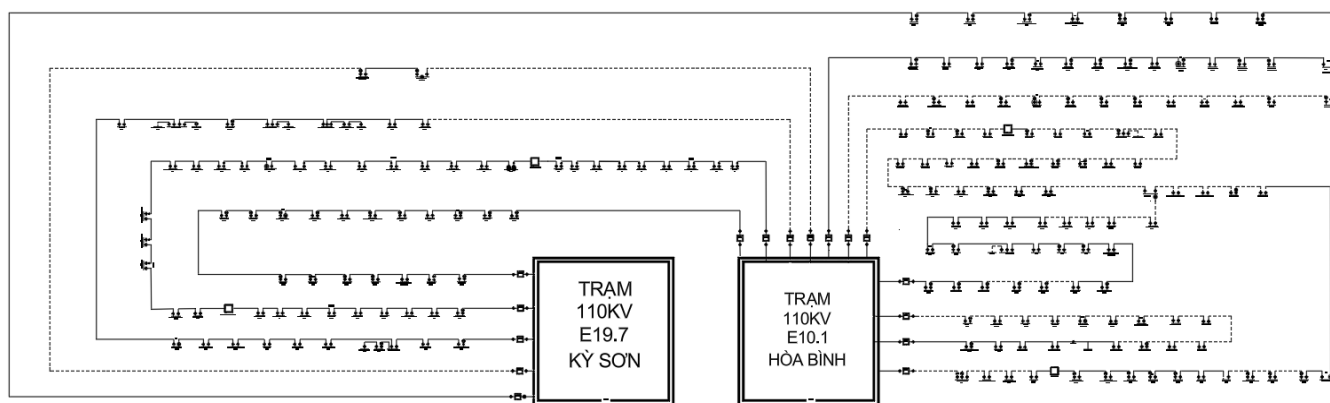
Hòa Bình có địa hình miền núi phần phía Tây Bắc có núi cao (độ cao trung bình 600–700 m), phức tạp và hiểm trở; trung tâm & phía Đông Nam có núi thấp, đồi núi và đồng bằng nhỏ thích hợp cho phát triển đô thị, nông lâm nghiệp. Hệ thống sông ngòi tại Hòa Bình khá phong phú: có sông lớn như sông Đà (chảy qua gần trung tâm), và các sông, suối khác thuận lợi cho khai thác thủy sản, giao thông đường thủy và du lịch.

Ngoài ra, vùng đập thủy điện Hòa Bình là nơi tạo ra nguồn năng lượng điện cực lớn cung cấp cho toàn bộ hệ thống điện của Việt Nam, đồng thời hồ nước núi non sông suối làm nền tảng cho phát triển du lịch, nghỉ dưỡng, thể thao, khai thác thủy sản

1.2. Tổng quan về nguồn và lưới điện:

Thành phố Hòa Bình là đô thị loại II, trung tâm chính trị, kinh tế, văn hóa của tỉnh Hòa Bình. Những năm gần đây, tốc độ phát triển kinh tế xã hội, mở rộng đô thị, gia tăng dân số và phát triển công nghiệp dịch vụ khiến nhu cầu phụ tải điện tăng nhanh.

Năm 2025, toàn thành phố ước tính điện năng thương phẩm đạt hơn 365 triệu kWh. Lưới điện TP Hòa Bình được cấp nguồn từ hệ thống điện miền Bắc, thông qua các trạm 110kV trên địa bàn tỉnh. [5]



Hình 1. 3: Sơ đồ cấp điện khu vực trung tâm thành phố Hòa Bình

Toàn bộ phụ tải TP Hòa Bình hiện được cấp điện từ các 02 TBA 110 kV với tổng dung lượng 183 MVA [5]. Các trạm 110 kV tham gia cấp điện cho Thành phố gồm:

1.2.1. Trạm 110 kV Hòa Bình (E10.1)

- Vị trí: Phường Hữu Nghị, Hòa Bình
- Công suất: 103 MVA (110/35/22 kV).
- Phạm vi cấp điện: Trung tâm TP Hòa Bình, các phường nội thành và một phần các xã phía Nam thành phố.
- Các lộ đường dây 22 kV: 471, 472, 473, 474, 475, 476, 477, 478, 479
- Các lộ 35 kV: 372, 374

1.2.2. Trạm 110 kV Kỳ Sơn (E19.7)

- Vị trí: Phường Kỳ Sơn, Hòa Bình
- Công suất: 80 MVA – 110/22 kV.
- Phạm vi cấp điện: Đông Bắc thành phố, khu vực dọc QL6, các khu dân cư và cụm công nghiệp.
- Các lộ 22 kV: 471, 473, 475, 477, 479
- Các lộ 35 kV: 371, 373, 375, 377

1.2.3. Nhận xét chung về nguồn điện

- TP Hòa Bình được cấp điện từ hệ thống lưới 110 kV tương đối hoàn chỉnh, với nhiều tuyến liên lạc, bảo đảm khả năng chuyển tải khi sự cố.
- Tỷ trọng phụ tải tập trung nhiều tại khu vực nội thành, gây áp lực lên trạm 110 kV Hòa Bình trong giờ cao điểm.
- Một số phụ tải khu vực ngoại thành vẫn phải lấy điện từ trạm 110 kV lân cận (ví dụ: Lương Sơn hoặc Kỳ Sơn) → cần giảm phụ thuộc trong tương lai.
- Giai đoạn 2025–2030 cần xây dựng thêm 01 trạm 110 kV mới để đáp ứng phát triển đô thị và công nghiệp.

1.3. Hiện trạng lưới trung áp tại TP Hòa Bình

1.3.1. Lưới điện 35 kV

Lưới 35 kV trên địa bàn TP Hòa Bình chủ yếu dùng dây nhôm lõi thép AC các loại 50–120 mm². Dây trục: AC–95, AC–120, dây nhánh: AC–50, AC–70.

1.3.2. Lưới điện 22 kV

Lưới 22 kV là phần quan trọng nhất, chiếm gần toàn bộ cấp điện trung áp của TP, Sử dụng dây AC–70, AC–95, AC–120.

1.4. Đánh giá tình hình thực hiện độ tin cậy cung cấp điện trên lưới điện trung áp Thành phố Hòa Bình

Trong những năm qua, việc triển khai các chương trình giảm sự cố và nâng cao độ tin cậy lưới điện tại các đơn vị cơ bản được thực hiện đúng kế hoạch đề ra. Các nội dung như củng cố hệ thống tiếp địa, thí nghiệm định kỳ, vệ sinh công nghiệp thiết bị, kiểm tra kỹ thuật đường dây và trạm biến áp, đầu tư xây dựng lưới điện cũng như triển

khai các chương trình quản lý, trong đó có OMS, đã được quan tâm thực hiện đồng bộ. Qua đó đã góp phần giảm thiểu sự cố và từng bước nâng cao độ tin cậy trong vận hành lưới điện.

Bên cạnh đó, công tác quản lý kỹ thuật trong việc giảm suất sự cố đã chú trọng đến việc phân tích, đánh giá và điều tra nguyên nhân sự cố. Trên cơ sở đó, các giải pháp khắc phục được đề xuất và triển khai kịp thời, mang lại hiệu quả thiết thực.

Công tác triển khai chương trình OMS được thực hiện theo đúng quy định hiện hành; việc xây dựng tính tổn thất từ đường trực trung áp, máy biến áp, đường trực hạ áp đến công tơ đã hoàn thành. Sau đây là nội dung đánh giá chi tiết:

1.4.1 Tình hình sự cố lưới điện trung áp

Bảng 1. 1: Thống kê chỉ tiêu, sự cố trên địa bàn TP Hòa Bình năm 2025

Đơn vị	Số vụ SC giao năm 2025 (vụ)	Số vụ SC lũy kế 2025 (vụ)	Số vụ SC TS khách hàng giao năm 2025 (vụ)	Số vụ SC TS khách hàng lũy kế năm 2025 (vụ)	Thời gian trung bình khắc phục 1 vụ sự cố (phút) chỉ tiêu giao năm 2025	Thời gian thực hiện trung bình khắc phục 1 vụ sự cố (phút)
ĐQLĐLKVHB	126	72	2	8	90	180

- 6 tháng đầu năm 2025 xảy ra 72/126 vụ sự cố theo KH giao, chiếm 57.14%
- Thời gian khắc phục trung bình vụ sự cố năm 2025: 138.8 phút. So sánh tương đương giảm 35,3% với năm 2024. [5]

Đánh giá: Địa bàn quản lý có địa hình vùng núi phức tạp, đồng thời là vùng thường xuyên chịu ảnh hưởng của giông, sét. Do đó, các sự cố phát sinh trên lưới điện chủ yếu tập trung vào thời điểm có mưa lớn, giông sét và phần lớn là các sự cố mang tính chất thoáng qua. Trong bối cảnh này, các chỉ tiêu liên quan đến sự cố thoáng qua, sự cố kéo dài cũng như sự cố trạm biến áp trong những năm gần đây gặp nhiều khó khăn trong việc hoàn thành theo kế hoạch được giao.

a. Nguyên nhân khách quan

- Mặc dù trong những năm gần đây lưới điện trung áp đã được quan tâm đầu tư, cải tạo và nâng cấp, tuy nhiên do tốc độ tăng trưởng phụ tải nhanh, nhu cầu sử dụng điện ngày càng cao nên tại một số khu vực vẫn xuất hiện tình trạng quá tải cục bộ trên đường dây và thiết bị phân phối.

- TP Hòa Bình có tốc độ đô thị hóa nhanh, kéo theo nhiều hoạt động thi công xây dựng. Các trường hợp vi phạm hành lang an toàn lưới điện của các đơn vị thi công ngoài ngành vẫn còn xảy ra, đặc biệt là các sự cố do phương tiện cơ giới, xe cẩu va chạm vào đường dây trên không. Bên cạnh đó, tình trạng đào xâm phạm cáp ngầm của các đơn vị thi công ngoài ngành vẫn còn tồn tại.

- Một số thiết bị trên lưới điện đã vận hành trong thời gian dài, tuổi thọ cao nhưng chưa được thay thế kịp thời do điều kiện đầu tư còn hạn chế.

- Điều kiện thời tiết diễn biến phức tạp, đặc biệt là các đợt mưa lớn kèm theo giông, sét, đã gây ra nhiều sự cố trên lưới điện.

b. Nguyên nhân chủ quan

- Công tác kiểm tra, rà soát đường dây trên không và trạm biến áp chưa thực sự hiệu quả, dẫn đến một số sự cố thoát qua chưa xác định được nguyên nhân cụ thể.

- Việc cài đặt và chỉnh định role bảo vệ tại một số vị trí chưa tối ưu, làm phát sinh các trường hợp role tác động không đúng.

- Công tác quản lý vận hành lưới điện vẫn còn tồn tại hạn chế, trong đó vẫn xảy ra sự cố do cây cối va chạm vào đường dây.

- Một số trường hợp thao tác và lắp đặt cầu dao chưa đúng quy trình kỹ thuật, gây tác động làm nhảy máy cắt đầu nguồn.

- Công tác quản lý đầu tư xây dựng và giám sát thi công chưa được thực hiện chặt chẽ, dẫn đến việc vi phạm khoảng cách an toàn đối với đường dây trên không và cáp ngầm 22kV, gây ra các sự cố mất điện trên diện rộng.

- Qua các vụ sự cố đứt lẻo đường dây cho thấy công tác kiểm tra tuyến nhằm phát hiện sớm các điểm tiếp xúc kém, phát nhiệt trên đường dây vẫn còn thiếu sót.

- Chất lượng công tác thí nghiệm định kỳ đối với thiết bị nhất thứ và nhị thứ tại một số thời điểm chưa đáp ứng yêu cầu đề ra.

1.4.2. Tình hình cải thiện độ tin cậy cung cấp điện:

Kết quả tình hình thực hiện cải thiện độ tin cậy cung cấp điện được thể hiện trong **Bảng 1.2**:

Bảng 1. 2: Kết quả thực hiện cải thiện độ tin cậy CCD trên địa bàn TP Hòa Bình 2025

Điện lực	Chỉ tiêu	Lũy kế 6 tháng năm 2025			So sánh với cùng kỳ năm 2024 (%)
		Thực hiện	KH giao	Tỷ lệ (%)	
ĐQLĐLKVHB	MAIFI	1.04	0.70	148.57	+495.24
	SAIDI	99.82	428.80	23.28	-27.7
	SAIFI	0.97	1.48	65.54	-23.2

Trong đó:

SAIDI: Chỉ số phản ánh thời gian mất điện trung bình của lưới điện phân phối.

SAIFI: Chỉ số phản ánh số lần mất điện trung bình của lưới điện phân phối.

MAIFI: Chỉ số phản ánh số lần mất điện thoáng qua trung bình của lưới điện phân phối.

Đánh giá: Căn cứ vào các chỉ tiêu độ tin cậy cung cấp điện nêu trên, có thể nhận thấy công tác đảm bảo cung cấp điện trên địa bàn Thành phố Hòa Bình trong các năm qua đã có sự cải thiện rõ rệt. Các chỉ số SAIDI, SAIFI nhìn chung có xu hướng giảm dần theo thời gian, năm sau tốt hơn năm trước và đều đạt hoặc thấp hơn mức kế hoạch do Tổng công ty giao. Tuy nhiên chỉ số MAIFI vẫn tăng đột biến do tình hình thời tiết trong năm qua, đòi hỏi cần phải gấp rút có những phương án để đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện càng sớm càng tốt.

Qua phân tích cho thấy, chỉ số SAIFI, SAIDI trong năm 2025 có xu hướng giảm, phản ánh số lần mất điện ít hơn so với năm trước. Điều này chứng tỏ rằng, thời gian xử lý cho mỗi lần mất điện đã được rút ngắn rõ rệt. Nói cách khác, số lần cắt điện (kế hoạch hoặc sự cố) có thể tăng, nhưng thời gian gián đoạn cung cấp điện trong mỗi lần đã được kiểm soát và giảm xuống, góp phần nâng cao chất lượng cung cấp điện cho khách hàng.

a. Nguyên nhân ảnh hưởng làm giảm độ tin cậy cung cấp điện

- Một số tuyến đường dây trung áp trên địa bàn Thành phố Hòa Bình vẫn còn vận hành theo sơ đồ hình tia, chiều dài tuyến lớn, chưa có nguồn cấp dự phòng. Khi xảy ra sự cố sẽ dẫn đến phạm vi mất điện rộng, ảnh hưởng đến nhiều khách hàng.

- Trong giai đoạn vừa qua, Công ty tập trung đầu tư cải tạo và xây dựng lưới điện trung áp như: hình thành các xuất tuyến mới sau trạm 110 kV, nâng cấp và cải tạo đường dây, lắp đặt tụ bù trung áp, thực hiện các dự án chống quá tải mùa nắng nóng... Do đó, số lần cắt điện theo kế hoạch tăng, làm chỉ số SAIDI kế hoạch có thời điểm vượt mức kế hoạch giao.

- Điều kiện thời tiết nắng nóng kéo dài trên diện rộng làm phụ tải tăng cao đột biến, gây nguy cơ quá tải cục bộ tại các trạm biến áp và đường dây, tiềm ẩn nguy cơ xảy ra sự cố mất điện trên diện rộng.

- Các hoạt động thi công của đơn vị ngoài ngành còn vi phạm hành lang an toàn lưới điện như: xe cẩu va chạm vào đường dây, đào đất làm hư hỏng cáp ngầm..., chủ yếu xuất phát từ các nguyên nhân khách quan, gây ảnh hưởng đến độ tin cậy cung cấp điện.

b. Các giải pháp nâng cao độ tin cậy cung cấp điện đã triển khai (2022–2025)

- Xây dựng và thực hiện lịch cắt điện năm đối với lưới điện trung áp và hạ áp theo kế hoạch chung của Trung tâm Điều độ, nhằm hạn chế tối đa thời gian gián đoạn cung cấp điện.

- Trong quá trình lập lịch cắt điện, tiến hành tính toán và theo dõi các chỉ số độ tin cậy để điều chỉnh thời gian cắt điện cho phù hợp với yêu cầu vận hành.

- Thực hiện phê duyệt phương án thi công chặt chẽ, hợp lý; hạn chế tối đa việc kéo dài thời gian chuẩn bị vật tư, thiết bị và bàn giao lưới điện gây mất điện ngoài kế hoạch.

- Tăng cường giám sát các đơn vị thi công trên lưới điện, yêu cầu chuẩn bị đầy đủ điều kiện trước khi công tác; kết hợp nhiều hạng mục trong một lần cắt điện và đảm bảo đóng điện đúng thời gian đăng ký.

- Kết hợp công tác cắt điện với vệ sinh công nghiệp, xử lý tồn tại trên lưới điện của từng xuất tuyến nhằm nâng cao độ ổn định vận hành.

- Ứng dụng phần mềm OMS trong việc tính toán, theo dõi và báo cáo các chỉ tiêu độ tin cậy cung cấp điện, phục vụ công tác quản lý và điều hành.
- Đầu tư lắp đặt các thiết bị giám sát và tự động hóa trên lưới điện, nâng số thiết bị lên: 30 Recloser, 21 bộ LBS, 53 bộ RMU
- Phối hợp rà soát, điều chỉnh và bổ sung các công trình vào quy hoạch phát triển điện lực giai đoạn 2022–2025, định hướng đến năm 2026.

CHƯƠNG 2: CÁC PHƯƠNG PHÁP ĐÁNH GIÁ, YẾU TỐ ẢNH HƯỞNG VÀ GIẢI PHÁP NÂNG CAO ĐỘ TIN CẬY CUNG CẤP ĐIỆN

2.1. Một số phương pháp đánh giá độ tin cậy cung cấp điện

Việc đánh giá độ tin cậy cung cấp điện có thể được thực hiện bằng nhiều phương pháp khác nhau, tùy thuộc vào mục tiêu phân tích, mức độ chi tiết của mô hình và khả năng thu thập số liệu. Nhìn chung, các phương pháp đánh giá độ tin cậy lưới điện phân phối có thể được phân thành một số nhóm cơ bản sau:

2.1.1. Phương pháp thống kê dựa trên số liệu vận hành

Phương pháp thống kê là phương pháp đánh giá độ tin cậy cung cấp điện dựa trên việc thu thập, tổng hợp và phân tích các số liệu thực tế trong quá trình vận hành lưới điện [10]. Các dữ liệu được sử dụng thường bao gồm số lần xảy ra sự cố trên đường dây và thiết bị, thời gian mất điện, thời gian sửa chữa, số lượng khách hàng bị ảnh hưởng, cũng như sản lượng điện năng không cung cấp được trong từng sự cố [10] [12]. Sau khi thu thập, các số liệu này được xử lý và tổng hợp theo từng khu vực, từng cấp điện áp hoặc từng loại thiết bị nhằm xác định các chỉ tiêu đánh giá độ tin cậy cung cấp điện. Các chỉ tiêu thường được sử dụng bao gồm số lần mất điện trung bình của khách hàng trong năm, tổng thời gian mất điện trung bình của khách hàng, cũng như tần suất và thời gian gián đoạn cung cấp điện của toàn hệ thống.

Ưu điểm nổi bật của phương pháp thống kê là phản ánh tương đối chính xác tình hình vận hành thực tế của lưới điện trong một khoảng thời gian nhất định. Các kết quả thu được có ý nghĩa thực tiễn cao và có thể sử dụng trực tiếp trong công tác quản lý vận hành, đánh giá chất lượng cung cấp điện cũng như xây dựng các giải pháp nâng cao độ tin cậy của lưới điện.

Tuy nhiên, phương pháp này cũng tồn tại một số hạn chế. Kết quả đánh giá phụ thuộc nhiều vào độ chính xác, tính đầy đủ và độ tin cậy của số liệu thu thập được trong quá trình vận hành. Trong trường hợp dữ liệu chưa được ghi nhận đầy đủ hoặc có sai lệch trong quá trình thống kê, kết quả đánh giá có thể không phản ánh đúng thực trạng của hệ thống. Ngoài ra, phương pháp thống kê chủ yếu dựa trên dữ liệu quá khứ nên

khó sử dụng để dự báo độ tin cậy cho các phương án thiết kế, cải tạo hoặc mở rộng lưới điện trong tương lai.

2.1.2. Phương pháp mô phỏng

Phương pháp mô phỏng là phương pháp đánh giá độ tin cậy bằng cách tái hiện quá trình vận hành và xảy ra sự cố của hệ thống điện thông qua các mô hình mô phỏng trên máy tính [11]. Trong phương pháp này, các thông số độ tin cậy của từng phần tử như suất sự cố và thời gian sửa chữa được sử dụng để xây dựng các chuỗi sự kiện ngẫu nhiên mô phỏng quá trình vận hành của hệ thống trong một khoảng thời gian dài. Mỗi lần mô phỏng sẽ tạo ra một kịch bản vận hành khác nhau, bao gồm các sự cố xảy ra tại các thời điểm khác nhau, thời gian khôi phục hệ thống và mức độ ảnh hưởng đến phụ tải. Sau khi thực hiện nhiều lần mô phỏng, các kết quả thu được sẽ được tổng hợp và xử lý thống kê nhằm xác định các chỉ tiêu độ tin cậy của hệ thống điện như tần suất mất điện, thời gian mất điện trung bình hoặc sản lượng điện năng không cung cấp được [11] [12].

Ưu điểm của phương pháp mô phỏng là có khả năng xét đến nhiều yếu tố phức tạp trong quá trình vận hành như sự thay đổi của phụ tải theo thời gian, chiến lược vận hành của hệ thống, trình tự thao tác khôi phục điện, cũng như sự phụ thuộc giữa các phần tử trong lưới điện. Nhờ đó, phương pháp mô phỏng có thể cho kết quả đánh giá độ tin cậy tương đối sát với thực tế.

Tuy nhiên, nhược điểm của phương pháp này là yêu cầu khối lượng tính toán lớn và thời gian xử lý dài, đặc biệt khi áp dụng cho các hệ thống điện có quy mô lớn hoặc khi cần thực hiện nhiều lần mô phỏng để đạt được độ chính xác cao.

2.1.3. Phương pháp đánh giá theo chỉ tiêu độ tin cậy cung cấp điện

Trong thực tiễn quản lý và vận hành lưới điện phân phối, độ tin cậy cung cấp điện thường được đánh giá thông qua hệ thống các chỉ tiêu tổng hợp phản ánh mức độ gián đoạn cung cấp điện đối với khách hàng [12]. Các chỉ tiêu này được xây dựng nhằm lượng hóa mức độ ảnh hưởng của các sự cố và hoạt động vận hành đến chất

lượng cung cấp điện. Một số chỉ tiêu thường được sử dụng trong đánh giá độ tin cậy cung cấp điện bao gồm:

- Chỉ tiêu về tần suất mất điện của khách hàng trong một năm.
- Chỉ tiêu về tổng thời gian mất điện trung bình của khách hàng.
- Chỉ tiêu về thời gian khôi phục cung cấp điện sau khi xảy ra sự cố.
- Chỉ tiêu về sản lượng điện năng không cung cấp được do sự cố hoặc do công tác bảo dưỡng, sửa chữa lưới điện.

Các chỉ tiêu này cho phép đánh giá mức độ ổn định và liên tục của việc cung cấp điện, đồng thời tạo cơ sở để so sánh chất lượng vận hành lưới điện giữa các khu vực, các đơn vị quản lý hoặc giữa các giai đoạn khác nhau. Ngoài ra, hệ thống chỉ tiêu độ tin cậy cũng được sử dụng làm cơ sở để xây dựng các mục tiêu nâng cao chất lượng cung cấp điện cũng như để đánh giá hiệu quả của các giải pháp cải tạo và phát triển lưới điện.

2.2. Yếu tố ảnh hưởng đến độ tin cậy

Độ tin cậy của lưới điện phân phối chịu tác động bởi nhiều yếu tố khác nhau, có thể chia thành hai nhóm chính là các yếu tố bên trong và các yếu tố bên ngoài hệ thống.

2.2.1. Yếu tố bên trong.

- *Sơ đồ kết dây*: Sơ đồ kết dây có vai trò quan trọng đối với độ tin cậy của lưới điện do ảnh hưởng trực tiếp đến khả năng dự phòng và khả năng linh hoạt khi xảy ra sự cố hoặc trong quá trình bảo dưỡng. Một sơ đồ lưới hợp lý, có khả năng chuyển đổi nguồn và phân đoạn linh hoạt sẽ giúp giảm phạm vi ảnh hưởng của sự cố và rút ngắn thời gian mất điện cho phụ tải.

- *Chất lượng thiết bị*: Chất lượng và độ tin cậy của các thiết bị đóng cắt như máy cắt, dao cách ly, cầu chì... ảnh hưởng trực tiếp đến cường độ hỏng hóc của lưới điện. Các thiết bị thế hệ cũ thường có tỷ lệ sự cố cao và yêu cầu bảo dưỡng lớn, trong khi các thiết bị hiện đại có độ bền cao và khả năng làm việc ổn định hơn, từ đó góp phần nâng cao độ tin cậy cung cấp điện.

- *Mức độ hiện đại hóa và tự động hóa*: Việc áp dụng các hệ thống đo lường, điều khiển và giám sát từ xa cho phép phát hiện, cô lập và xử lý sự cố nhanh chóng. Các

thiết bị tự động như tự động đóng lại (TĐL) và tự động chuyển nguồn có khả năng loại trừ các sự cố thoáng qua hoặc kịp thời cấp nguồn dự phòng, qua đó làm giảm số lần và thời gian gián đoạn cung cấp điện.

- *Kết cấu đường dây và trạm biến áp*: Kết cấu cơ khí và bố trí thiết bị của đường dây và trạm biến áp ảnh hưởng lớn đến thời gian sửa chữa và khôi phục vận hành sau sự cố. Kết cấu hợp lý, thuận tiện cho công tác kiểm tra và bảo dưỡng sẽ góp phần giảm thời gian mất điện của phụ tải.

- *Trình độ và tổ chức lực lượng vận hành*: Thời gian phát hiện và xử lý sự cố phụ thuộc nhiều vào trình độ chuyên môn, kinh nghiệm của đội ngũ cán bộ công nhân vận hành cũng như phương thức tổ chức quản lý. Việc đào tạo nâng cao tay nghề và áp dụng các phương pháp tổ chức khoa học là yếu tố quan trọng nhằm nâng cao độ tin cậy lưới điện phân phối.

2.2.2. Các yếu tố bên ngoài

- *Điều kiện thời tiết*: Các hiện tượng thời tiết bất lợi như mưa lớn, giông sét, gió mạnh có thể gây hư hỏng đường dây, cách điện và thiết bị trạm biến áp, dẫn đến sự cố và mất điện diện rộng. Ở *những* khu vực có mật độ sét cao, số lần sự cố do sét chiếm tỷ lệ đáng kể trong tổng số sự cố lưới phân phối.

- *Môi trường tự nhiên và môi trường ô nhiễm*: Môi trường ô nhiễm công nghiệp hoặc khu vực ven biển có độ ẩm và hàm lượng muối cao làm suy giảm độ bền cách điện của thiết bị, tăng khả năng *phóng* điện và hư hỏng, từ đó làm giảm độ tin cậy vận hành của lưới điện.

2.3. Các nguyên nhân làm giảm độ tin cậy cung cấp điện

Độ tin cậy cung cấp điện bị suy giảm chủ yếu do các nguyên nhân gây gián đoạn dịch vụ điện, bao gồm:

- *Nguyên nhân chưa xác định rõ*: Một số trường hợp gián đoạn cung cấp điện xảy ra nhưng không xác định được nguyên nhân cụ thể, gây khó khăn cho công tác phân tích và khắc phục triệt để.

- *Ngừng điện theo kế hoạch:* Việc cắt điện theo lịch nhằm phục vụ công tác bảo trì, bảo dưỡng hoặc sửa chữa lưới điện, mặc dù cần thiết, nhưng vẫn làm gián đoạn cung cấp điện cho khách hàng.
- *Mất nguồn cung cấp:* Sự cố xảy ra ở các cấp nguồn phía trên hoặc trong hệ thống cung cấp điện quy mô lớn có thể dẫn đến gián đoạn cấp điện cho một khu vực rộng.
- *Sự cố trong hệ thống kết nối điện:* Các lỗi phát sinh tại điểm đầu nối, thiết bị kết nối hoặc mạch điện liên quan có thể gây gián đoạn cung cấp điện cho khách hàng.
- *Sét và quá điện áp khí quyển:* Sét đánh trực tiếp hoặc gián tiếp vào lưới điện có thể gây hư hỏng thiết bị, phóng điện cách điện và dẫn đến sự cố mất điện.
- *Thiết bị bảo vệ:* Các thiết bị bảo vệ làm việc không chính xác hoặc đã suy giảm chất lượng do thời gian sử dụng dài và thiếu bảo dưỡng có thể gây tác động không mong muốn, làm tăng số lần mất điện.
- *Thời tiết khắc nghiệt:* Các điều kiện thời tiết cực đoan như mưa bão lớn, gió mạnh, nhiệt độ cao hoặc thấp bất thường đều có thể gây ảnh hưởng xấu đến độ tin cậy lưới điện.
- *Yếu tố con người:* Sai sót trong thao tác vận hành, lắp đặt hoặc bảo trì của con người cũng là một trong những nguyên nhân gây gián đoạn cung cấp điện.
- *Các yếu tố ngoại cảnh khác:* Sự xâm nhập của động vật, tai nạn giao thông hoặc các tác động cơ học từ bên ngoài có thể gây hư hỏng lưới điện và dẫn đến mất điện.

Một số ảnh hưởng thực tế liên quan đến nguyên nhân sự cố

- *Ảnh hưởng của động vật:* Động vật là một trong những nguyên nhân phổ biến gây sự cố trên lưới điện phân phối. Các loài như mèo, chuột, sóc... có thể xâm nhập vào khu vực thiết bị, gây chạm chập và làm gián đoạn cung cấp điện. Việc áp dụng các biện pháp ngăn ngừa động vật đã và đang được triển khai nhằm giảm thiểu loại sự cố này.



Hình 2. 1: Chong chống đuổi động vật được gắn trên các ĐZ & TBA

- Ảnh hưởng của chim, thả diều: Chim hay diều thường gây sự cố trên đường dây và trạm biến áp cách điện không khí. Khi chim đậu, diều bay đến hoặc rời khỏi xà, khoảng cách giữa các pha hoặc giữa pha với đất có thể bị vi phạm, dẫn đến ngắn mạch một pha chạm đất, 2 pha, 3 pha,... và gây sự cố.



Hình 2. 2: Công nhân điện lực gỡ diều mắc phải ĐZ



Hình 2. 3: Chim mắc phải ĐZ gây sự cố

- *Ảnh hưởng của thời tiết bất lợi:* Các hiện tượng mưa bão, giông lốc và sét thường gây ra thiệt hại đáng kể cho lưới điện phân phối, làm tăng số lần và thời gian mất điện. Thực tế tại một số khu vực như Hà Nội, trong đó có huyện Mê Linh, cho thấy các đợt thời tiết cực đoan đã gây ra nhiều sự cố lưới điện, ảnh hưởng lớn đến độ tin cậy cung cấp điện trên địa bàn.



Hình 2. 4: Mưa lũ ngập lụt ảnh hưởng tới lưới điện và khó khăn cho các công nhân điện



Hình 2. 5: Giông bão gây đổ cột điện

Các nguyên nhân làm giảm độ tin cậy lưới điện phân phối có tính chất đa dạng và phức tạp, bao gồm cả yếu tố kỹ thuật, con người và điều kiện tự nhiên. Việc nhận diện đầy đủ các nguyên nhân này là cơ sở quan trọng để đề xuất các giải pháp kỹ thuật và quản lý nhằm nâng cao độ tin cậy cung cấp điện trong thực tế.

2.4 Các giải pháp nâng cao độ tin cậy cung cấp điện

Nâng cao độ tin cậy là điều cần thiết để đáp ứng yêu cầu của phụ tải điện luôn giữ cho lưới điện an toàn và có độ tin cậy cao

2.4.1. Nâng cao hệ thống lưới điện phân phối:

Nâng cao hệ thống lưới điện phân phối là giải pháp nhằm tăng khả năng truyền tải và cải thiện độ tin cậy trong vận hành lưới điện. Khả năng truyền tải của lưới điện phân phối được thể hiện thông qua các giới hạn về điện áp cũng như giới hạn mang tải theo điều kiện cho phép của đường dây và máy biến áp. Độ tin cậy của lưới điện được đánh giá thông qua các chỉ tiêu đã nêu như MAIFI, SAIDI và SAIFI. Việc nâng cao khả năng truyền tải đồng thời góp phần nâng cao độ tin cậy, do khi lưới điện có khả năng chịu tải lớn hơn thì sẽ giảm được nguy cơ vi phạm các giới hạn về vận hành của lưới điện. Các nội dung chính của công tác tái cấu trúc lưới điện phân phối bao gồm:

- Lắp đặt tụ bù: Nhằm cải thiện hệ số công suất và nâng cao chất lượng điện áp.
- Tăng tiết diện dây dẫn hoặc xây dựng bổ sung các tuyến đường dây mới để nâng cao khả năng truyền tải.
- Thay đổi sơ đồ kết dây, lắp đặt thêm các thiết bị bảo vệ và thiết bị tự động như tự đóng lại, recloser, LBS, SOG,...
- Ứng dụng tự động hóa trong điều khiển và vận hành lưới điện.

2.4.2. Nhanh chóng khôi phục lại phụ tải

Các thiết bị dùng để nhanh chóng khôi phục lại phụ tải có thể kể đến gồm các thiết bị như: máy cắt, dao cách ly, recloser,... cùng với hệ thống SCADA và hệ thống rơ le bảo vệ, nhằm nhanh chóng tái cấp điện lại cho khách hàng sau khi xảy ra sự cố. Tùy thuộc vào cấu trúc và mức độ tự động hóa của lưới điện, quá trình nhanh chóng khôi phục lại phụ tải có thể đạt được các mức độ khác nhau, bao gồm:

- Khôi phục cấp điện lại nhanh cho một phần hoặc toàn bộ phụ tải.
- Thời gian khôi phục có thể từ nhanh hoặc chậm, tùy theo phương thức vận hành và khả năng xác định sự cố. (Một trong những khó khăn chính của công tác khôi phục nhanh chóng phụ tải là việc xác định chính xác phần tử sự cố và vị trí xảy ra sự cố trên lưới điện).

2.4.3. Phân tích sự cố

Xác định sự cố trên lưới điện thường được thực hiện thông qua việc phân tích sự cố. Dựa vào các thiết bị và kinh nghiệm, quan sát thực tế của nhân viên vận hành. Đối cáp ngầm, việc sự cố xảy ra phần lớn do hư hỏng cáp, thường từ quá trình lão hóa cách điện hoặc có đội thi công đào phải. Thông qua phân tích, có thể phát hiện sớm nguy cơ sự cố và tiến hành xử lý trước khi sự cố xảy ra. Ngược lại, đối với đường dây không, các sự cố thường phát sinh từ môi trường xung quanh như cây cối, sinh vật hoặc điều kiện thời tiết. Việc kiểm tra định kỳ giúp hạn chế đáng kể khả năng xảy ra sự cố. Nhìn chung, với cáp ngầm do đặc điểm nằm dưới mặt đất nên việc phân tích chỉ được áp dụng sau khi sự cố đã xảy ra nhằm đánh giá nguyên nhân hư hỏng còn được dây không có thể phân tích để đưa ra trước các biện pháp phòng ngừa.

2.4.4. Thường xuyên kiểm tra, bảo dưỡng

Nhân viên vận hành có thể kiểm tra qua quan sát bằng mắt trực tiếp đường dây nhằm phát hiện các nguy cơ xâm hại như cây cối, sinh vật hoặc vật lạ. Ngoài ra dựa vào các âm thanh lạ như tiếng phóng điện bề mặt, tiếng kêu bất thường,... Cũng như sử dụng các thiết bị chuyên dụng để kiểm tra như thiết bị đo nhiệt độ, máy dò,...

2.4.5. Chuẩn bị các thiết bị dự phòng

Dự phòng các thiết bị là một trong những giải pháp quan trọng nhằm rút ngắn thời gian khắc phục sự cố, bao gồm máy biến áp, trạm biến áp và các thiết bị thay thế khác. Do thời gian sửa chữa máy biến áp thường kéo dài, trong khi nhiều trạm phân phối chỉ có một máy biến áp. Khi xảy ra sự cố cần nhanh chóng thay thế bằng máy dự phòng, sau đó mới tiến hành sửa chữa máy hỏng. Các thiết bị vật tư, thay thế như máy cắt, dao cách ly, sứ cách điện, cáp, cột điện,... Luôn được chuẩn bị đầy đủ và sẵn sàng sử dụng để thay thế khi cần thiết.

2.4.6. Sử dụng thiết bị có độ tin cậy cao

Độ tin cậy của lưới phân phối phụ thuộc chủ yếu vào độ tin cậy của các phần tử như đường dây, máy biến áp, máy cắt, dao cách ly, thiết bị bảo vệ, điều khiển và tự động hóa. Việc sử dụng các thiết bị hiện đại, vật liệu mới có chất lượng cao sẽ góp phần nâng cao đáng kể độ tin cậy vận hành. Tuy nhiên, việc đầu tư thiết bị có độ tin cậy cao thường đi kèm chi phí lớn, ảnh hưởng đến hiệu quả kinh tế. Do đó, cần lựa chọn mức đầu tư phù hợp với tính chất và tầm quan trọng của từng loại phụ tải, trên cơ sở so sánh giữa chi phí đầu tư và tổn thất do mất điện.

2.4.7. Ứng dụng hệ thống SCADA và các thiết bị tự động

Các thiết bị tự động như tự động đóng lại đường dây, tự động đóng nguồn dự phòng và hệ thống điều khiển giám sát từ xa (SCADA) được sử dụng rộng rãi nhằm nâng cao độ tin cậy cung cấp điện. Phần lớn các sự cố trên đường dây trên không là sự cố thoáng qua. Việc trang bị thiết bị tự động đóng lại giúp khôi phục cấp điện nhanh chóng, giảm ảnh hưởng đến phụ tải. Hệ thống SCADA cho phép giám sát, thu thập dữ

liệu và điều khiển từ xa, giúp nhanh chóng cô lập sự cố và khôi phục cấp điện cho các khu vực không bị ảnh hưởng.

2.4.8. Thay đổi sơ đồ kết dây linh hoạt

Để nâng cao độ tin cậy, cần áp dụng các sơ đồ kết dây linh hoạt, cho phép chuyển đổi nguồn cấp khi xảy ra sự cố nhằm hạn chế tối đa thời gian ngừng điện của phụ tải. Một số sơ đồ kết dây đảm bảo tính linh hoạt có thể kể đến như:

Hai đường dây cấp điện cho cùng một phụ tải. Khi một đường dây gặp sự cố, đường dây còn lại đảm nhận toàn bộ phụ tải. Sơ đồ này có độ tin cậy cao nhưng chi phí đầu tư lớn, phù hợp với các phụ tải quan trọng. Sơ đồ mạch vòng liên thông: Các đường dây trung áp được liên kết thành mạch vòng, cho phép hỗ trợ cấp điện lẫn nhau khi xảy ra sự cố hoặc khi đưa một đoạn đường dây ra sửa chữa, giúp nâng cao tính linh hoạt trong vận hành.

2.4.9. Bổ sung thiết bị phân đoạn trên đường dây

Việc lắp đặt các thiết bị phân đoạn như máy cắt, dao cách ly hoặc cầu dao phụ tải, recloser,... Giúp hạn chế phạm vi mất điện khi xảy ra sự cố. Số lượng và vị trí lắp đặt cần được tính toán hợp lý nhằm cân bằng giữa hiệu quả giảm thời gian mất điện và chi phí đầu tư.

2.4.10. Tổ chức nâng cao đào tạo chuyên môn và bố trí đầy đủ nhân lực

Trình độ chuyên môn và kinh nghiệm của đội ngũ vận hành có ảnh hưởng lớn đến độ tin cậy của lưới điện. Nhân viên có năng lực tốt và kinh nghiệm thực tế sẽ giúp phát hiện, xử lý sự cố nhanh chóng, từ đó giảm thời gian mất điện cho phụ tải. Để nâng cao độ tin cậy cung cấp điện, cần tổ chức tốt công tác tìm kiếm và xử lý sự cố thông qua việc chuẩn bị đầy đủ nhân lực, thiết bị, vật tư và phương tiện dự phòng,... Thu thập và xử lý thông tin nhanh chóng để cô lập sự cố, thực hiện sửa chữa, thay thế các phần tử hư hỏng trong thời gian ngắn nhất.

CHƯƠNG 3: ỨNG DỤNG HỆ THỐNG “TỰ ĐỘNG PHÂN ĐOẠN VÀ KHÔI PHỤC PHỤ TẢI KHI SỰ CỐ” NHẪM NÂNG CAO ĐỘ TIN CẬY CUNG CẤP ĐIỆN CHO LƯỚI ĐIỆN TRUNG ÁP THÀNH PHỐ HÒA BÌNH

3.1 Giới thiệu hệ thống tự động phân đoạn và khôi phục phụ tải khi sự cố

3.1.1. Giới thiệu chung

Trong những năm gần đây, (đặc biệt trong năm 2025 - 2026) xã hội ngày càng phát triển bùng nổ về khoa học & công nghệ, tiêu biểu là công nghệ trí tuệ nhân tạo AI, vì thế chất lượng cung cấp điện được yêu cầu ngày càng cao và việc tự động hóa lưới điện phân phối đã trở thành một xu hướng tất yếu tại Việt Nam cũng như trên toàn thế giới. Lưới điện phân phối là cấp lưới điện trực tiếp cung cấp điện cho phụ tải, đồng thời cũng là cấp lưới điện có số lượng phần tử lớn, cấu trúc phức tạp và tỷ lệ sự cố cao nhất trong hệ thống điện.

Tự động hóa lưới điện phân phối cho phép giảm sự phụ thuộc vào thao tác thủ công của các nhân viên vận hành, nâng cao khả năng giám sát, điều khiển và xử lý sự cố một cách nhanh chóng, chính xác, giúp phần lớn hỗ trợ đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện và an toàn cho người thao tác, vận hành. Trong đó, hệ thống tự động hóa lưới điện phân phối đóng vai trò quan trọng trong việc phát hiện, phân đoạn và khôi phục cung cấp điện khi xảy ra sự cố, góp phần nâng cao độ tin cậy và hiệu quả vận hành của lưới điện.

Hệ thống tự động phân đoạn và khôi phục phụ tải khi sự cố là tập hợp các thiết bị, phần mềm và hạ tầng truyền thông được tích hợp nhằm thực hiện tự động hoặc bán tự động các chức năng vận hành lưới điện phân phối. Khác với hệ thống SCADA truyền thống chủ yếu phục vụ giám sát và điều khiển từ xa theo thao tác của nhân viên vận hành, hệ thống tự động phân đoạn và khôi phục phụ tải khi sự cố có khả năng tự động đưa ra quyết định dựa trên thuật toán, kịch bản đã được thiết lập sẵn. Chức năng quan trọng nhất của hệ thống này là thực hiện quá trình nhanh chóng phát hiện sự cố, cô lập sự cố và khôi phục cung cấp điện. Khi xảy ra sự cố trên lưới điện, hệ thống có thể nhanh chóng xác định khu vực bị ảnh hưởng thông qua các thiết bị đã có sẵn và kết nối với hệ thống SCADA để tự động mở các thiết bị phân đoạn và cô lập phần tử

sự cố, đồng thời đóng các thiết bị liên lạc nhằm cấp điện lại cho các phụ tải không nằm trong vùng sự cố. Ngoài ra, hệ thống còn giúp tối ưu hóa vận hành lưới, giảm tổn thất điện năng, nâng cao khả năng mang tải và tăng tính linh hoạt trong điều hành hệ thống điện phân phối.

Nguyên lý hoạt động của hệ thống tự động phân đoạn và khôi phục phụ tải khi sự cố trên lưới điện phân phối thường được thực hiện theo một quy trình khép kín gồm ba giai đoạn chính:

- Thứ nhất, phát hiện và xác định sự cố: Các thiết bị đóng cắt và bảo vệ trên lưới điện như recloser, máy cắt hoặc dao cách ly cắt được trang bị khả năng đo lường dòng điện, điện áp. Khi xảy ra sự cố ngắn mạch hoặc chạm đất, các thiết bị này ghi nhận sự thay đổi bất thường của các đại lượng điện và truyền tín hiệu về trung tâm điều khiển.
- Thứ hai, phân đoạn và cô lập sự cố: Trên cơ sở thông tin thu thập được và sơ đồ lưới điện đã được mô hình hóa, hệ thống tự động phân đoạn và khôi phục phụ tải khi sự cố sử dụng các thuật toán xử lý để xác định vị trí phần tử bị sự cố. Các thiết bị phân đoạn gần điểm sự cố nhất sẽ được tự động mở ra nhằm cô lập khu vực hư hỏng, hạn chế phạm vi mất điện.
- Thứ ba, khôi phục cung cấp điện: Sau khi phần tử sự cố được cô lập, hệ thống tự động phân đoạn và khôi phục phụ tải khi sự cố thực hiện các thao tác đóng các thiết bị liên lạc hoặc chuyển nguồn dự phòng cấp điện trở lại cho các phụ tải không bị ảnh hưởng. Nhờ đó, thời gian mất điện của khách hàng được rút ngắn đáng kể so với phương thức xử lý thủ công truyền thống.

Độ tin cậy cung cấp điện của lưới phân phối thường được đánh giá thông qua các chỉ tiêu như số lần mất điện và thời gian mất điện của phụ tải. Việc ứng dụng hệ thống này tác động trực tiếp đến các chỉ tiêu trên thông qua cơ chế xử lý sự cố nhanh và chính xác. Khi chưa áp dụng tự động phân đoạn và khôi phục phụ tải khi sự cố, quá trình xử lý sự cố phụ thuộc nhiều vào việc phát hiện bằng con người, tìm kiếm hiện trường và thao tác thủ công, dẫn đến thời gian mất điện kéo dài và phạm vi mất điện rộng, cũng như tiềm ẩn nhiều nguy cơ đe dọa đến tính mạng con người, an toàn thiết bị. Ngược lại, với hệ thống tự động, quá trình phân đoạn và khôi phục cung cấp điện

được thực hiện trong thời gian rất ngắn, giúp giảm đáng kể thời gian mất điện trung bình và số lượng khách hàng bị ảnh hưởng. Bên cạnh đó còn góp phần nâng cao tính ổn định trong vận hành lưới điện, giảm nguy cơ quá tải cục bộ sau sự cố và tạo điều kiện thuận lợi cho việc quản lý, phân tích và đánh giá tình trạng vận hành của hệ thống phân phối.

Lưới điện phân phối tại Việt Nam hiện nay vẫn còn tỷ lệ lớn đường dây trên không, chịu nhiều tác động từ điều kiện thời tiết, môi trường và yếu tố bên ngoài, dẫn đến số lượng sự cố tương đối cao. Trong bối cảnh đó, việc ứng dụng hệ thống tự động phân đoạn và khôi phục phụ tải là giải pháp phù hợp nhằm nâng cao độ tin cậy cung cấp điện. Phương án này đặc biệt hiệu quả đối với các khu vực có lưới điện trung áp dạng hình tia hoặc mạch vòng hở, nơi việc phân đoạn và chuyển nguồn có thể thực hiện nhanh chóng thông qua các thiết bị đóng cắt điều khiển từ xa. Việc từng bước triển khai hệ thống tự động kết hợp với hệ thống SCADA và hạ tầng viễn thông sẽ góp phần hiện đại hóa công tác quản lý, vận hành lưới điện phân phối tại các đô thị và khu vực đang phát triển như Thành phố Hòa Bình. Việc nghiên cứu và ứng dụng hệ thống tự động trong vận hành lưới điện phân phối là hướng đi phù hợp với xu thế phát triển của ngành điện, đặc biệt trong điều kiện lưới điện Việt Nam đang từng bước chuyển đổi theo mô hình lưới điện thông minh. Đây cũng là cơ sở quan trọng để nâng cao hiệu quả kinh tế & kỹ thuật và đáp ứng yêu cầu ngày càng cao của khách hàng sử dụng điện.

3.1.2. Giới thiệu phần mềm tự động phân đoạn và khôi phục phụ tải khi sự cố (Spectrum Power 5)

3.1.2.1. Giới thiệu phần mềm và lý do lựa chọn:

Phần mềm tự động phân đoạn và khôi phục phụ tải khi sự cố (Spectrum Power 5) [7] là một nền tảng phần mềm tích hợp nhiều ứng dụng và thuật toán chuyên dụng được thiết kế bởi công ty SIEMENS, hỗ trợ nhân viên vận hành trong công tác giám sát, phân tích và điều hành lưới điện phân phối một cách hiệu quả với chức năng phân tích sự cố và hỗ trợ khôi phục cung cấp điện. Phần mềm đóng vai trò quan trọng trong việc phân tích các sự cố xảy ra trên lưới điện phân phối, từ đó đề xuất các phương án cô lập và tái lập cấp điện một cách nhanh chóng. Thông qua việc tích hợp dữ liệu thời

gian thực từ các thiết bị đóng cắt, thiết bị chỉ thị sự cố và các hệ thống liên quan để hỗ trợ nhân viên vận hành xác định khu vực sự cố thông qua các cảnh báo và hiển thị trực quan trên sơ đồ vận hành. Trên cơ sở mô hình lưới và các tiêu chí do người vận hành thiết lập, hệ thống tiến hành tính toán và đưa ra các kịch bản cô lập hoặc khôi phục phù hợp, nhằm giảm thiểu số lượng khách hàng bị mất điện, hạn chế các vi phạm về chất lượng điện năng như sụt áp, quá tải đường dây, tổn thất công suất, hoặc ưu tiên phương án xử lý nhanh bằng việc điều khiển các thiết bị có khả năng điều khiển từ xa. Qua đó, DMS góp phần nâng cao độ tin cậy cung cấp điện và cải thiện các chỉ số SAIDI, SAIFI.

Như vậy, việc áp dụng phần mềm Spectrum Power 5 với giao diện dễ sử dụng, có nhiều tính năng được hãng tích hợp sẵn giúp các đơn vị vận hành có thể theo dõi đầy đủ tình trạng làm việc của thiết bị trên lưới, nhanh chóng phát hiện các bất thường, từ đó đưa ra phương án xử lý kịp thời khi sự cố. Bên cạnh đó, SIEMENS cũng đang là đối tác lớn với công ty điện lực Hòa Bình trong việc phát triển các hệ thống, thiết bị tự động hóa trên lưới điện, hệ thống còn cung cấp các chức năng phân tích dữ liệu vận hành, hỗ trợ đánh giá tình trạng mang tải của đường dây và trạm biến áp, góp phần nâng cao hiệu quả trong công tác điều độ và quản lý kỹ thuật, đảm bảo luôn có đội ngũ nhân viên vận hành của hãng hỗ trợ khi có vấn đề trong quá trình thực hiện. Thông qua việc tích hợp với các hệ thống quản lý khác trong ngành điện, phần mềm còn giúp nâng cao mức độ tự động hóa, cải thiện độ tin cậy cung cấp điện và giảm thiểu thời gian mất điện cho khách hàng. Việc sử dụng phần mềm cho lưới điện trung áp trên địa bàn TP Hòa Bình là giải pháp phù hợp nhằm hiện đại hóa công tác điều hành hệ thống điện, đồng thời hỗ trợ đơn vị trong việc nâng cao độ tin cậy và hiệu quả vận hành lưới.

3.1.2.2. Giới thiệu tính năng FLOC

FLOC (Fault Location) [7] là một chức năng chuyên dụng hỗ trợ công tác vận hành lưới điện phân phối thông qua việc phát hiện, phân tích và xác định vị trí các lỗi xảy ra trên lưới. Chức năng này có khả năng nhận diện cả các lỗi gây gián đoạn cung cấp điện (outage fault – sự cố) và các lỗi không làm mất điện (non-outage fault), từ đó hỗ trợ vận hành viên trong việc theo dõi và xử lý tình trạng vận hành của lưới điện.

FLOC tập trung xác định các phần tử trên lưới có khả năng phát sinh lỗi, bao gồm đường dây, thanh cái và máy biến áp. Khi được tích hợp với hệ thống SCADA, FLOC thực hiện giám sát liên tục trạng thái lưới điện phân phối và cung cấp các thông tin cảnh báo trực quan như thay đổi màu sắc, làm nổi bật khu vực xảy ra lỗi trên sơ đồ vận hành, đồng thời hiển thị cảnh báo trên giao diện giám sát.

Thông qua các thuật toán phân tích chuyên biệt, FLOC phân loại lỗi thành hai nhóm: Lỗi không gây mất điện và lỗi gây mất điện. Đối với trường hợp lỗi gây mất điện, hệ thống sẽ ghi nhận là một sự cố, đồng thời tiến hành tính toán để xác định khu vực xảy ra sự cố, các thiết bị liên quan trực tiếp cũng như các thiết bị không bị ảnh hưởng. Kết quả này là cơ sở quan trọng cho các bước xử lý tiếp theo như cô lập khu vực sự cố và khôi phục cung cấp điện cho các khu vực lân cận.

Ngoài ra, chức năng FLOC còn tích hợp khả năng xác định vị trí sự cố dựa trên phương pháp điện kháng (Impedance-Based Fault Location), cho phép ước lượng khoảng cách từ rơ le bảo vệ đến điểm xảy ra sự cố thông qua các thông số tổng trở đo được. Đồng thời, toàn bộ thông tin về các sự cố mất điện được lưu trữ trong cơ sở dữ liệu riêng, phục vụ cho công tác thống kê, báo cáo và tính toán các chỉ tiêu độ tin cậy cung cấp điện như SAIDI, SAIFI trong hệ thống quản lý mất điện (Outage Management System – OMS) thuộc nền tảng Spectrum Power 5.

Trình tự xử lý của chức năng FLOC bao gồm

a) Phát hiện lỗi:

FLOC phát hiện lỗi dựa trên các dữ liệu thu thập từ hệ thống SCADA, như:

- Tín hiệu tác động (trip) của các thiết bị đóng cắt, khi trạng thái thiết bị chuyển từ đóng sang mở mà không xuất phát từ lệnh điều khiển của hệ thống SCADA.
- Tín hiệu trạng thái từ các thiết bị chỉ thị sự cố, thể hiện sự thay đổi từ trạng thái bình thường sang trạng thái báo lỗi.
- Trạng thái cấp điện của lưới trong khu vực nghi ngờ sự cố, thể hiện sự chuyển đổi từ có điện sang mất điện.

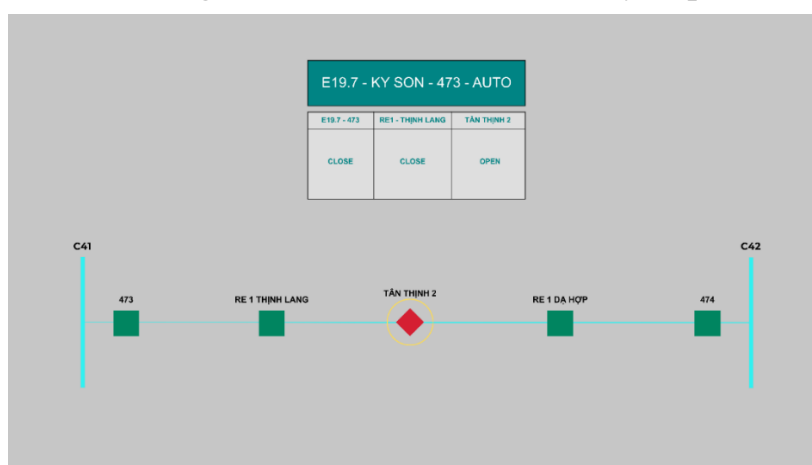
b) Phân tích và xác định lỗi, sự cố:

Khi phát hiện dấu hiệu bất thường, FLOC sẽ kích hoạt các thuật toán phân tích nhằm:

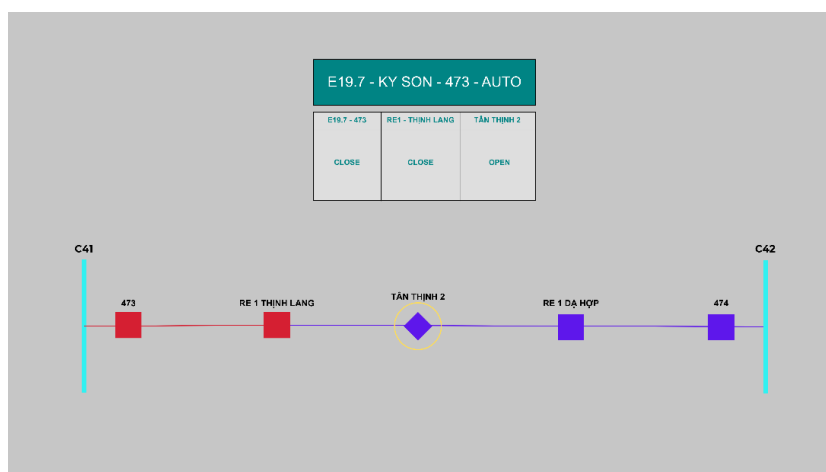
- Phân biệt lỗi không gây mất điện và sự cố gây mất điện.
- Xác định phạm vi và khu vực xảy ra sự cố trên lưới điện.
- Xác định các thiết bị liên quan trực tiếp và gián tiếp đến khu vực sự cố.
- Xác định hướng sự cố, đặc biệt đối với các lưới điện cáp ngầm hoặc lưới vận hành theo cấu trúc mạch vòng.

c) Xuất và hiển thị kết quả

Kết quả phân tích và tính toán của FLOC được hiển thị trên giao diện quản lý lỗi của hệ thống DMS (Fault Management). Đồng thời, khu vực xảy ra sự cố được thể hiện trực quan bằng việc thay đổi màu sắc trên sơ đồ vận hành, giúp vận hành viên nhanh chóng nắm bắt tình trạng và triển khai các bước xử lý tiếp theo.



Hình 3. 1: Phần mềm mô phỏng trạng thái khi bình thường

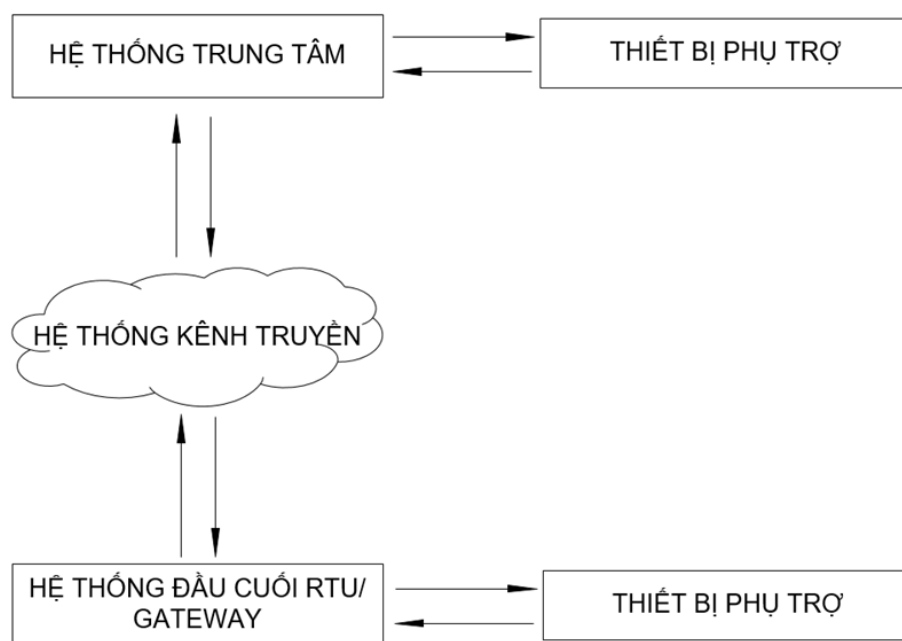


Hình 3. 2: Phần mềm mô phỏng khi có sự cố

3.1.3. Giới thiệu hệ thống SCADA hiện trạng

Theo Quy định 55/QĐ-ĐTĐL, một hệ thống SCADA tiêu chuẩn được xây dựng nhằm đáp ứng yêu cầu giám sát, điều khiển và thu thập dữ liệu trong vận hành hệ thống điện, bao gồm các thành phần chính sau:

- *Hệ thống SCADA trung tâm*: Thực hiện chức năng giám sát, điều khiển từ xa, thu thập, xử lý và lưu trữ dữ liệu vận hành của hệ thống điện.
- *Hệ thống kênh truyền thông*: Đảm bảo kết nối thông tin giữa hệ thống SCADA trung tâm với các hệ thống khác cũng như các thiết bị hiện trường.
- *Thiết bị đầu cuối RTU/Gateway*: Đóng vai trò trung gian trao đổi dữ liệu giữa hệ thống SCADA trung tâm và các hệ thống điều khiển cấp dưới như DCS, đồng thời tiếp nhận và truyền tải các tín hiệu đo lường, trạng thái và điều khiển.
- *Các thiết bị phụ trợ*: Bao gồm các thiết bị phục vụ vận hành và đảm bảo độ tin cậy cho hệ thống SCADA/DCS như màn hình giám sát, thiết bị đồng bộ thời gian GPS, hệ thống lưu điện UPS và các thiết bị hỗ trợ khác.

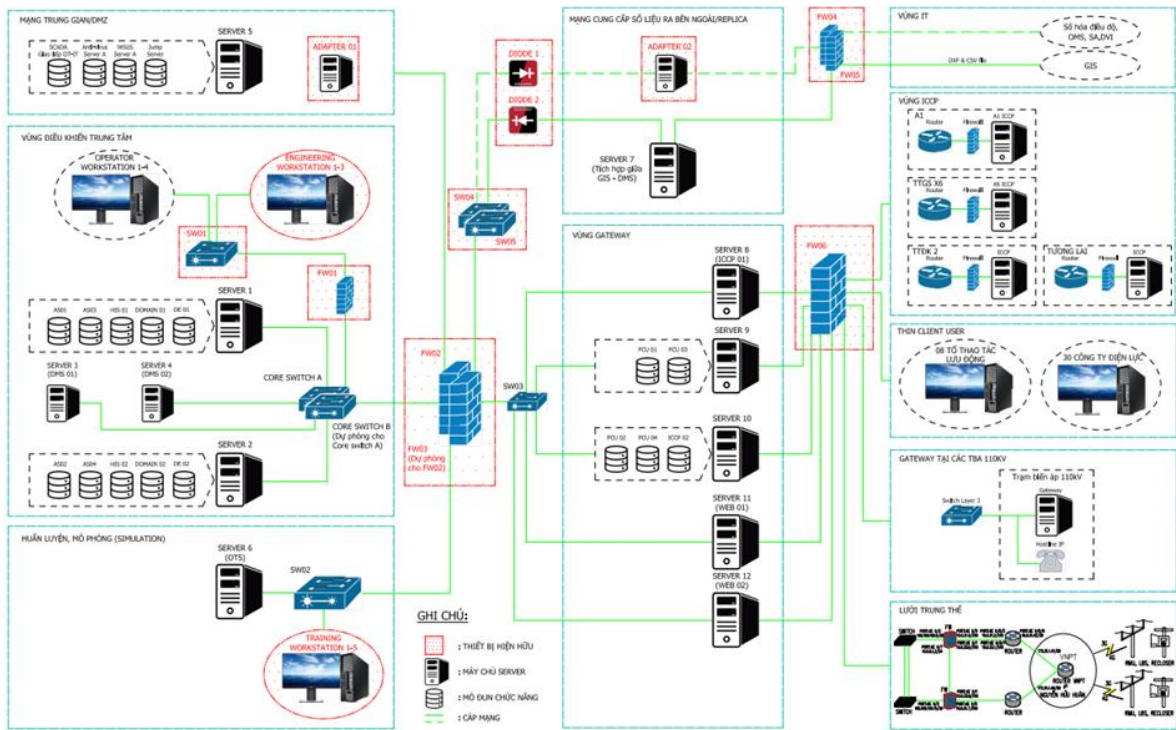


Hình 3. 3: Cấu trúc chung của hệ thống SCADA

Tại Công ty Điện lực thành phố Hòa Bình, hệ thống SCADA/DMS được triển khai trên nền tảng phần mềm NM10.4, với cấu trúc phân vùng theo Quyết định 168/QĐ-EVN nhằm đảm bảo an toàn thông tin cho hệ thống SCADA lõi vận hành lưới điện bao gồm:

- *Máy chủ SCADA*: Có nhiệm vụ thu thập và xử lý dữ liệu thời gian thực, lưu trữ các sự kiện, tín hiệu trạng thái và đo lường, đồng thời vận hành các ứng dụng SCADA.
- *Máy chủ cơ sở dữ liệu quá khứ (Historian)*: Lưu trữ dữ liệu sự kiện theo trình tự thời gian và dữ liệu đo lường theo chu kỳ, phục vụ công tác phân tích, tính toán và mô phỏng vận hành hệ thống điện.
- *Máy chủ ứng dụng*: Thực hiện các chức năng ứng dụng nâng cao trong hệ thống EMS hoặc DMS.
- *Máy chủ truyền thông*: Đảm nhiệm kết nối giữa các hệ thống SCADA trung tâm với nhau, với trung tâm điều khiển cũng như với các thiết bị RTU/Gateway tại trạm biến áp và nhà máy điện.
- *Hệ thống hiển thị và giao diện HMI*: Bao gồm các màn hình hiển thị sơ đồ và thông số vận hành, cùng với máy tính giao diện người – máy phục vụ giám sát và điều khiển thời gian thực.
- *Thiết bị đồng bộ thời gian GPS*: Hỗ trợ đồng bộ thời gian cho toàn bộ các thiết bị trong hệ thống SCADA trung tâm.
- *Các thiết bị CNTT, truyền thông và phụ trợ khác*: Đảm bảo cho hệ thống hoạt động ổn định, an toàn và liên tục.

Hệ thống kênh truyền thông có nhiệm vụ liên kết các hệ thống SCADA trung tâm với nhau, kết nối hệ thống SCADA trung tâm với trung tâm điều khiển cũng như với các thiết bị RTU/Gateway tại hiện trường.



Hình 3. 4: Cấu trúc chung của hệ thống SCADA/DMS tại PC Hòa Bình

CÔNG TY ĐIỆN LỰC TP HÒA BÌNH

RE 01 Thịnh Lang
473 E19.7 Kỳ Sơn

NOJA OSM

MEASUREMENT

Ua	21.1	kV	Ia	47.9	A
Ub	20.6	kV	Ib	49.4	A
Uc	20.8	kV	Ic	48.8	A
Uab	36.2	kV	P	+3.0	MW
Ubc	35.9	kV	Q	+0.0	MVar
Uca	36.2	kV	S	+3.0	MVA
			F	+50.1	Hz
			Cos	1.00	

TRIP VALUE

Ia	0.0	A
Ib	0.0	A
Ic	0.0	A
In	0.0	A

BATTERY

Ubt	13.7	V
Ibt	0.0	A
Ch	100.0	Ah

COMMAND AND RESET

- RESET Auto Recloser ON/OFF
- RESET Earth/Ground Protection ON/OFF
- RESET SEF Protection ON/OFF
- RESET Reset Fault Flags
- RESET Reset Fault Currents

ONLINE
IEC 60870-5-104

R

FUNCTION ON/OFF - ENABEL/DISABLE

- Protection 1 Group Active
- Protection Enabled
- Earth Protection Enabled
- AR ON
- SEF Protection Enabled
- Hot Line Tap Enabled

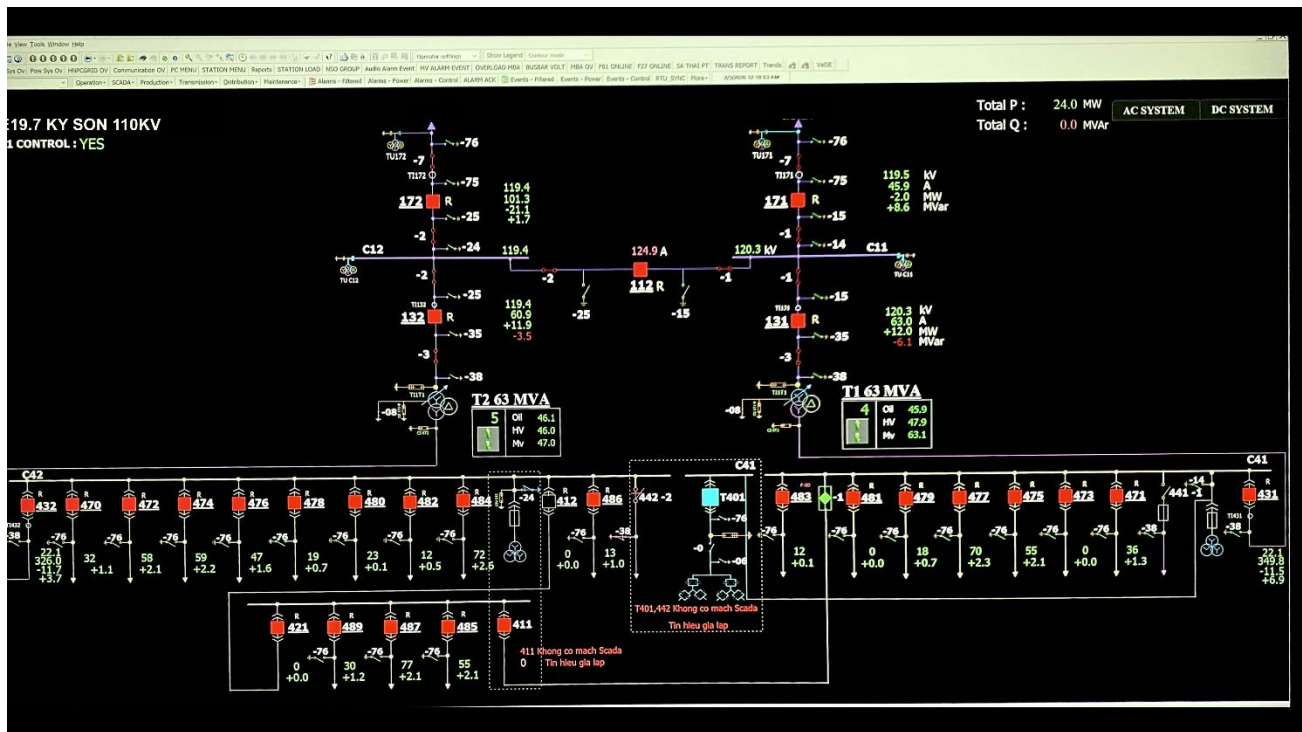
ALARM SIGNALS

- AR Lockout
- AR Initiated
- AR Close Cmd
- OSM Lockout
- OSM Connected
- OSM Coil OC
- OSM Coil SC
- Battery Charger Fail
- Open Local
- Close Local
- Battery Status Abnormal
- Battery Charger Low
- Capacitor Voltage Abnormal
- Mechanism Lock
- Controller Fail
- AC Supply High
- AC OFF
- Source Not Healthy

PROTECTION SIGNALS

- Protection Pickup
- Protection Trip
- Phase Pickup
- Earth Pickup
- SEF Pickup
- Phase Overcurrent Level 1 Trip
- Earth Overcurrent Level 1 Trip
- Phase Overcurrent Level 2 Trip
- Earth Overcurrent Level 2 Trip
- SEF TRIP

Hình 3. 5: RE1 Thịnh Lang thuộc ĐZ 473 E19.7 trên hệ thống SCADA



Hình 3. 6: Trạm 110kV - E19.7 Kỳ Sơn trên hệ thống SCADA

3.2. Giới thiệu xuất tuyến 473 (E19.7 Kỳ Sơn) đi 474 E10.1 (Hòa Bình)

Xuất tuyến 473 E19.7 Kỳ Sơn thuộc quản lý của điện lực Thành phố Hòa Bình được lựa chọn làm đối tượng nghiên cứu do đây là một xuất tuyến trung áp có đầy đủ các thiết bị bảo vệ có khả năng điều khiển xa, phạm vi cấp điện vừa phải, liên thông với trạm E10.1 Hòa Bình qua xuất tuyến 474, nhờ đó phụ tải của đường dây luôn được đảm bảo và không bị quá tải trong quá trình xử lý sự cố cũng như có đầy đủ các thiết bị bảo vệ, các trạm điều khiển xa. Xuất tuyến có kết cấu lưới điện gồm các đường dây trên không, chịu ảnh hưởng của điều kiện thời tiết và môi trường, do đó tiềm ẩn nguy cơ xảy ra sự cố và gián đoạn cung cấp điện tương đối cao. Đây là những điều kiện phù hợp để nghiên cứu, đánh giá hiệu quả của việc ứng dụng hệ thống tự động hóa lưới điện phân phối trong công tác phân đoạn sự cố và khôi phục cung cấp điện.

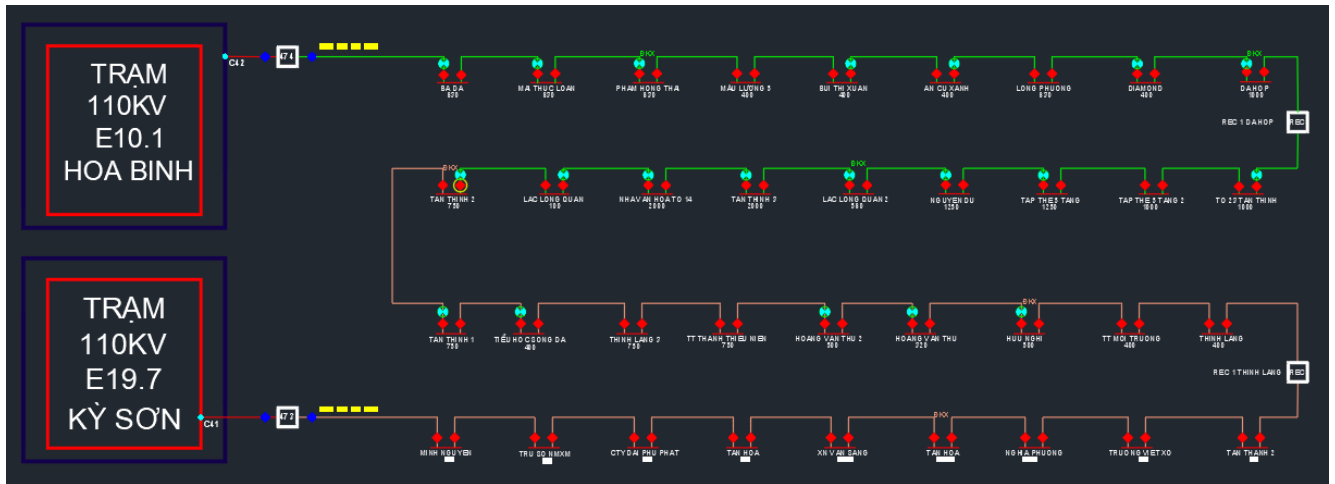
Để phục vụ cho việc tính toán, mô phỏng và phân tích, mô hình lưới điện thực tế của xuất tuyến 473 E19.7 Kỳ Sơn – 474 E10.1 Hòa Bình đã được khảo sát, chuẩn hóa số liệu và tiến hành rút gọn hợp lý. Quá trình rút gọn được thực hiện trên cơ sở vẫn bảo đảm phản ánh đầy đủ các đặc trưng kỹ thuật quan trọng của lưới điện như cấu

trúc, phân bố phụ tải, thông số đường dây và các điểm phân đoạn chính. Sau khi đơn giản hóa, xuất tuyến được thể hiện dưới dạng gồm các trạm biến áp phân phối, nhánh đại diện, máy cắt, recloser, cầu dao phụ tải, đường dây, nhằm giảm độ phức tạp tính toán, rút ngắn thời gian mô phỏng, đồng thời vẫn đáp ứng yêu cầu về độ chính xác trong việc đánh giá độ tin cậy cung cấp điện. Các thông số kỹ thuật được hiệu chỉnh từ số liệu vận hành thực tế, bảo đảm có tính đại diện cao cho điều kiện khai thác của xuất tuyến trong thực tế.

Xuất tuyến 473 (E19.7 Kỳ Sơn) xuất phát từ trạm 110kV Kỳ Sơn cấp điện cho 18 trạm biến áp phân phối 22/0,4kV có tiết diện đường trục AC-240mm², P_{max} là 6,3MW. Lộ 473 E19.7 có liên hệ mạch vòng với lộ 474 E10.1 Hòa Bình qua Tân Thịnh 2. Trên đường dây được lắp đặt một số thiết bị bảo vệ, recloser, cầu dao phân đoạn có khả năng điều khiển xa:

- 02 máy cắt xuất tuyến 473 E19.7 & 474 E10.1
- 02 Recloser: REC1 Thịnh Lang & REC1 Dạ Hợp
- 05 trạm có điều khiển xa: Tân Hòa, Hữu Nghị, Tân Thịnh 2 (điểm mở liên thông), Dạ Hợp, Phạm Hồng Thái
- 20 Đền báo sự cố

Trên xuất tuyến 473 E19.7 – 474 E10.1, hệ thống bảo vệ chủ yếu sử dụng là các rơ le quá dòng và quá dòng chạm đất, thường được tích hợp trong các rơ le số đa chức năng. Các rơ le này được lắp đặt tại máy cắt xuất tuyến, recloser và các thiết bị đóng cắt trên đường dây nhằm phát hiện nhanh các sự cố ngắn mạch và chạm đất, đồng thời phối hợp với chức năng tự động đóng lại để loại trừ các sự cố thoáng qua. Việc ứng dụng rơ le số là cơ sở quan trọng cho quá trình tự động hóa lưới điện phân phối và triển khai hệ thống.



Hình 3. 7: Sơ đồ trung áp xuất tuyến 473 E19.7 Kỳ Sơn

3.3. Áp dụng hệ thống tự động phân đoạn và khôi phục phụ tải khi sự cố cho xuất tuyến 473 E19.7 đi 474 E10.1

3.3.1. Kiểm tra điều kiện thực hiện

Mạch vòng vận hành theo mô hình tự động hóa được thiết lập trên cơ sở liên kết tối thiểu hai nguồn cấp điện, thường là các xuất tuyến trung áp cùng cấp điện áp xuất phát từ trạm biến áp 110 kV. Trong cấu trúc này, hệ thống tự động phân đoạn và khôi phục phụ tải được cấu hình để xử lý các tình huống sự cố xảy ra trên đường dây, với điều kiện tiên quyết là hệ thống rơ le bảo vệ phải làm việc có tính chọn lọc và độ tin cậy cao. Bên cạnh đó, cấu hình của đường dây trung áp tham gia vận hành cần đáp ứng một số yêu cầu kỹ thuật cơ bản như sau:

- Điểm thường mở trong mạch vòng phải được bố trí bằng các thiết bị có khả năng điều khiển từ xa, điển hình như Recloser, LBS hoặc RMU.
- Trên tuyến trực của đường dây cần lắp đặt ít nhất một thiết bị đóng cắt kiêm bảo vệ và điều khiển từ xa (Recloser, LBS hoặc RMU), không bao gồm máy cắt đầu nguồn và thiết bị tại điểm thường mở.
- Các thiết bị điều khiển và bảo vệ phải được cấu hình và khai báo đầy đủ các tín hiệu cần thiết cho hệ thống tự động phân đoạn và khôi phục phụ tải, bao gồm tín hiệu tác động của rơ le bảo vệ, tín hiệu khởi động, trạng thái đóng/cắt thiết bị và các thông số vận hành liên quan.

- Phương án và kịch bản khôi phục cung cấp điện sau sự cố phải được xây dựng sao cho không gây ra tình trạng quá tải đối với các đường dây hoặc xuất tuyến đảm nhận vai trò cấp điện dự phòng.

Theo những điều kiện đã nêu trên. Đường dây xuất tuyến 473 E19.7 đi 474 E10.1 đã đủ điều kiện đáp ứng vận hành hệ thống tự động phân đoạn và khôi phục phụ tải khi sự cố bao gồm:

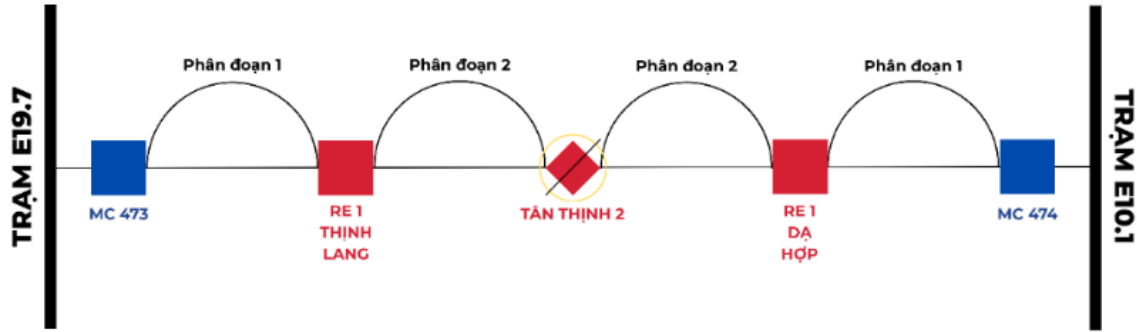
- Xuất tuyến 473 E19.7 đi 474 E10.1 là một mạch vòng.
- Các thiết bị trên lưới, rơ le bảo vệ đã được kiểm tra vận hành ổn định, tin cậy, làm việc tốt.
- Điểm thường mở trong mạch vòng tại trạm Tân Thịnh 2 có điều khiển xa.
- Trên tuyến trực của đường dây có lắp đặt thiết bị đóng cắt kiêm bảo vệ và điều khiển từ xa tại Recloser 1 Thịnh Lang và Recloser 1 Dạ Hợp.
- Các thiết bị điều khiển và bảo vệ trên xuất tuyến đã được cấu hình và cài đặt đầy đủ các tín hiệu cần thiết để mô phỏng cho hệ thống tự động phân đoạn và khôi phục phụ tải trên phần mềm.
- Phương án và kịch bản khôi phục cung cấp điện khi sự cố đã được xây dựng chuẩn theo quy trình xử lý sự cố của đơn vị và theo quy định của thông tư, kiểm tra không bị quá tải đối với đường dây thuộc đầu đôi điện (474 E10.1), đảm bảo đủ điều kiện cấp hỗ trợ tải cho lộ 473 E19.7.

3.3.2. Cấu hình mô hình và lên kịch bản mạch thử nghiệm tại xuất tuyến 473 E19.7 đi 474 E10.1 trên phần mềm Spectrum Power 5

Mô tả mạch vòng xuất tuyến 473 E19.7 đi 474 E10.1:

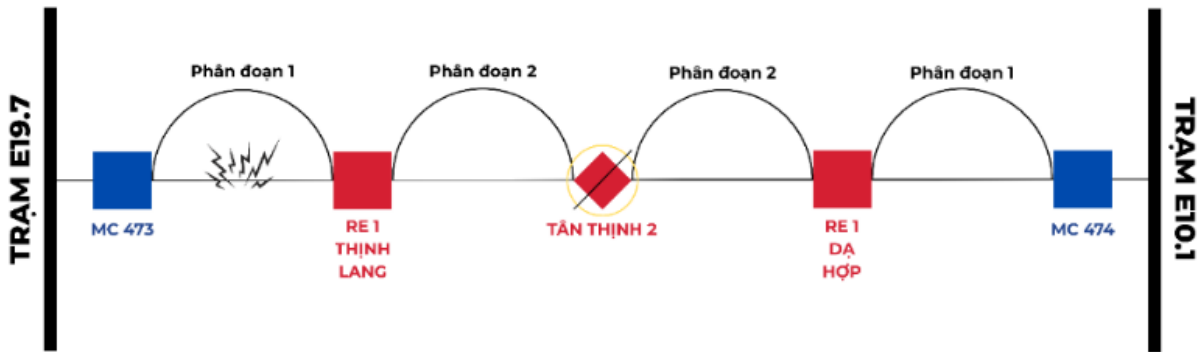
- Tên mạch vòng: Mạch vòng 473 trạm E19.7 – 474 trạm E10.1.
- Tại ngấn 473 trạm E19.7 có MC 473 và Re 1 Thịnh Lang có thể điều khiển xa.
- Tại ngấn 474 trạm E10.1 có MC 474 và Re 1 Dạ Hợp có thể điều khiển xa.
- Điểm liên lạc thường mở: Trạm Tân Thịnh 2 có thể điều khiển xa.

Giả thiết trước khi sự cố xảy ra các thiết bị điều khiển xa có mức mang tải (I_{vh}) và dòng đặt khởi động của bảo vệ quá dòng cấp 1 (I_{c1}). Mô hình vận hành của hệ thống được thể hiện tại sơ đồ rút gọn dưới đây.



Hình 3. 8: Sơ đồ rút gọn cấu hình mạch thử nghiệm 473 E19.7 đi 474 E10.1

Tóm tắt kịch bản: Từ sơ đồ rút gọn trên ta nhận thấy khi sự cố trên phân đoạn 2 thì Re 1 sẽ mở ra và cô lập sự cố, không thực hiện chuyển nguồn qua Tân Thịnh 2. Do đó thực hiện hệ thống tự động khi sự cố tại phân đoạn 1, sẽ hợp lý và thấy rõ cách hoạt động của hệ thống hơn khi ra lệnh tự động mở Re 1 và đóng lại dao tại Tân Thịnh 2 đã thỏa mãn các điều kiện nhất định. Vì vậy, phương án giả định đưa ra sẽ là sự cố xảy ra tại phân đoạn 1 từ MC 473 E19.7 đến RE1 Thịnh Lang tương ứng với đoạn đường dây từ trạm Tân Hòa đến XN Văn Sáng trên thực tế như 2 sơ đồ dưới đây:



Hình 3. 9: Sơ đồ rút gọn cấu hình mạch thử nghiệm 473 E19.7 đi 474 E10.1 khi có sự cố

	Tín hiệu bảo vệ	Trip	---	---	---	---	
Sau khi hệ thống tự động xử lý sự cố	Trạng thái	Mở	Mở	Đóng	Đóng	Đóng	
	Dòng vận hành	Ivh 473	0	Ivh Re1 Thịnh Lang	Ivh Re1 Dạ Hợp + Ivh Re1 Thịnh Lang	Ivh Re1 Thịnh Lang + Ivh 474	
	Tín hiệu bảo vệ	OFF	OFF	OFF	OFF	OFF	

Từ **Bảng 3.1** có thể thấy khi sự cố tại phân đoạn 1 (ĐZ 473 E19.7 – RE1 Thịnh Lang), sau khi thực hiện chuyển tải thì Re1 Dạ Hợp và MC 474 sẽ phải mang thêm một lượng tải tương ứng với phần tải bị chuyển tải từ Re1 Thịnh Lang là Ivh Re1 Thịnh Lang (Dòng vận hành trước khi sự cố nhảy Re1 Thịnh Lang). Vì vậy để đảm bảo Re 1 Dạ Hợp hoặc MC 474 không nhảy quá tải bằng bảo vệ quá dòng pha cấp 1 I> (Itrip Re 1 Dạ Hợp hoặc Itrip MC 474) thì ta cần kiểm tra thêm điều kiện kép trước khi thực hiện chuyển tải theo phương án tự động như sau:

- $Ivh\ Re1\ Thịnh\ Lang + Ivh\ Re\ 1\ Dạ\ Hợp < Itrip\ Re\ 1\ Dạ\ Hợp$
- $Ivh\ Re1\ Thịnh\ Lang + Ivh\ MC\ 474 < Itrip\ MC\ 474$

Thực hiện phương án thử nghiệm trong 02 trường hợp có thể cấp lại tải và không thể cấp lại tải với các giá trị dòng giả lập ta có kết quả trong **Bảng 3.2** như sau:

Bảng 3. 2: Kết quả mô phỏng trường hợp đủ điều kiện và không đủ điều kiện cấp tải

Mô tả	Thiết bị	MC 473 E19.7	Re1 Thịnh Lang	Tân Thịnh 2	Re1 Dạ Hợp	MC 474 E10.1
Trường hợp có thể cấp lại tải khi sự cố trên phân đoạn 1 lộ 473 E19.7	Trạng thái ban đầu	Đóng	Đóng	Mở	Đóng	Đóng
	Dòng vận hành trước sự cố	200 A	100 A	0 A	50A	150 A
	Dòng tác động bảo vệ	300 A	230 A	0 A	230 A	300 A
	Dòng sau khi hệ thống tự động khôi phục	200 A	0 A	100 A	150 A (<230A)	250 A (<300A)
Trường hợp không thể cấp lại tải khi sự cố trên phân đoạn 1 lộ 473 E19.7	Dòng vận hành trước sự cố	200 A	125 A	0 A	110 A	225 A
	Dòng tác động bảo vệ	300 A	230 A	0 A	230 A	300 A
	Dòng sau khi tự động khôi phục	200 A	0A	125 A	235 A (>230A)	350 A (>300A)

3.3.3. Phân tích quy trình, hoạt động trên thực tế

Dữ liệu từ hệ thống SCADA được sử dụng làm đầu vào cho thuật toán FLOC. Các tín hiệu như trạng thái máy cắt, tín hiệu bảo vệ và chỉ thị sự cố giúp hệ thống xác định

nhánh khu vực xảy ra sự cố và phạm vi ảnh hưởng trên lưới điện thực tế được thể hiện ở **Bảng 3.3** dưới đây:

Bảng 3. 3: Ý nghĩa của các tín hiệu trạng thái SCADA khi sự cố

STT	Tín hiệu SCADA ghi nhận	Thiết bị	Ý nghĩa
1	Máy cắt nhảy tín hiệu quá dòng 2 pha	MC 473 - E19.7	Phát hiện sự cố nằm trên xuất tuyến 473 trạm E19.7
2	Recloser không nhảy	RE 1 Thịnh Lang	Xác định phân đoạn xảy ra sự cố là nằm ở đằng trước Re 1 Thịnh Lang vì nếu nằm sau Re thì Re sẽ nhảy

Hệ thống tự động phân đoạn được lập trình để khai thác các thông tin từ SCADA như tại **Bảng 3.3**, sau đó sẽ chạy theo kịch bản được cài sẵn đối với trường hợp MC 473 E19.7 nhảy và Re 1 Thịnh Lang không nhảy. Quá trình tự động xử lý sự cố được thực hiện theo trình tự như trong **Bảng 3.4**. Sau khi dữ liệu được cập nhật và kiểm tra tất cả các điều kiện, chức năng phân tích sự cố của phần mềm Spectrum Power 5 sẽ tiến hành xác định khu vực xảy ra sự cố. Tiếp theo, hệ thống đưa ra phương án cô lập phân đoạn bị sự cố và thực hiện thao tác khôi phục cấp điện cho các khu vực phụ tải không bị ảnh hưởng. Nhờ vậy thời gian xử lý sự cố được rút ngắn đáng kể so với phương pháp vận hành thủ công.

Bảng 3. 4: Trình tự thực hiện quá trình tự động xử lý sự cố trên xuất tuyến

Bước	Thời điểm (giây)	Chức năng của hệ thống	Tín hiệu	Ý nghĩa
1	0-5	Kiểm tra tín hiệu SCADA	- MC 473 nhảy - Re 1 Thịnh Lang không nhảy	Hệ thống khai thác thông tin trên SCADA để lựa chọn kịch bản phù hợp

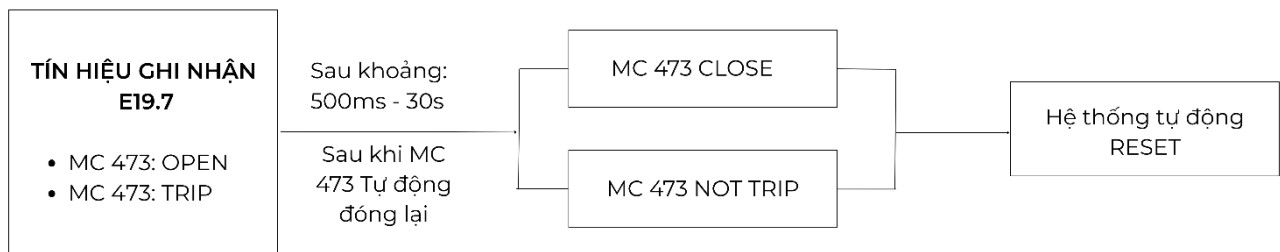
2	5-8	Kiểm tra lại phương thức cơ bản không thay đổi	- Re 1 Thịnh Lang đang đóng - Dao tại Tân Thịnh 2 đang mở	Để quá trình hoạt động không bị trái với những phương thức cơ bản ban đầu, gây ra nhầm lẫn (hoặc có 1 số thiết bị mở ra từ trước do công tác khác)
3	8-12	Kiểm tra đường truyền các thiết bị tốt	- MC 473, Re 1 Thịnh Lang để ở chế độ điều khiển xa - Trạm Thịnh Lang 2 kết nối tốt	Đảm bảo các thiết bị điều khiển xa hoạt động tốt, không có lỗi hoặc bị mất kết nối trong quá trình hoạt động
4	12-17	Kiểm tra nguồn cấp hỗ trợ đầu đổi điện	- Ivh Re1 Thịnh Lang + Ivh Re 1 Dạ Hợp < Itrip Re 1 Dạ Hợp - Ivh Re1 Thịnh Lang + Ivh MC 474 < Itrip MC 474	Đảm bảo đầu đổi điện cấp hỗ trợ cho phần đường dây không có sự cố tốt và không bị quá tải
5	17-20	Cô lập điểm sự cố	Cắt Re 1 Thịnh Lang	Điểm sự cố đã được cô lập và khoanh vùng từ MC 473 đến Re 1 Thịnh Lang
6	20 – 30	Khôi phục phụ tải	Đóng dao tại trạm Tân Thịnh 2	Các phụ tải trong vùng không có sự cố được khôi phục lại

Từ bảng phân tích ở trên ta đưa ra logic điều kiện để hệ thống tự động phân đoạn và khôi phục phụ tải thực hiện phương án chuyển tải khi sự cố trên phân đoạn 1, MC 473 E19.7 tự đóng lại xấu như sau:



Hình 3. 11: Sơ đồ trình tự vận hành hệ thống Tự động phân đoạn và khôi phục phụ tải khi sự cố MC 473 E19.7 nhảy, tự đóng lại xấu

Tương tự đối với sự cố trên phân đoạn 1 nếu MC 473 E19.7 tự đóng lại tốt (sự cố thoáng qua) thì hệ thống tự động sẽ không khởi động và reset sau 30s vì đây là sự cố thoáng qua theo sơ đồ như bên dưới:

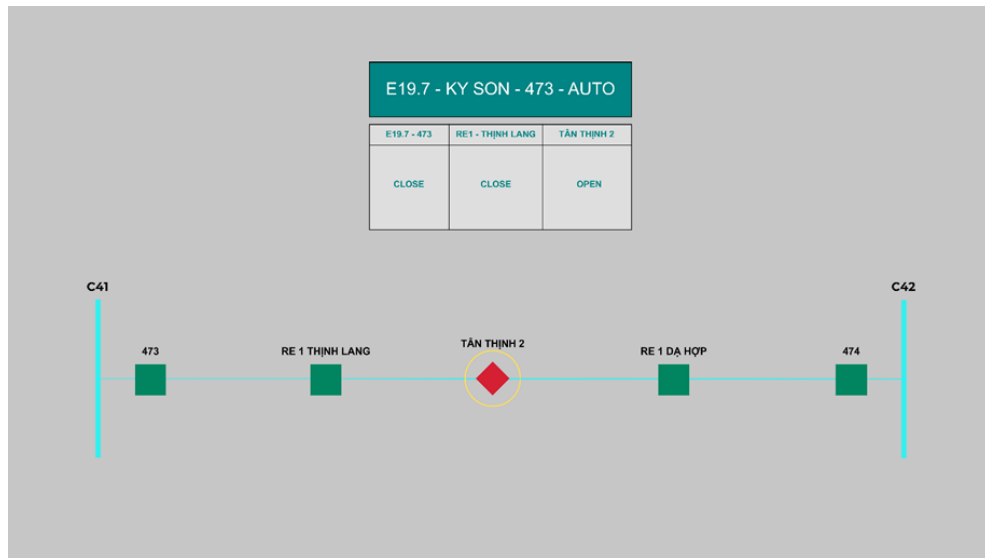


Hình 3. 12: Sơ đồ trình tự vận hành hệ thống Tự động phân đoạn và khôi phục phụ tải khi sự cố MC 473 E19.7 nhảy, tự đóng lại tốt

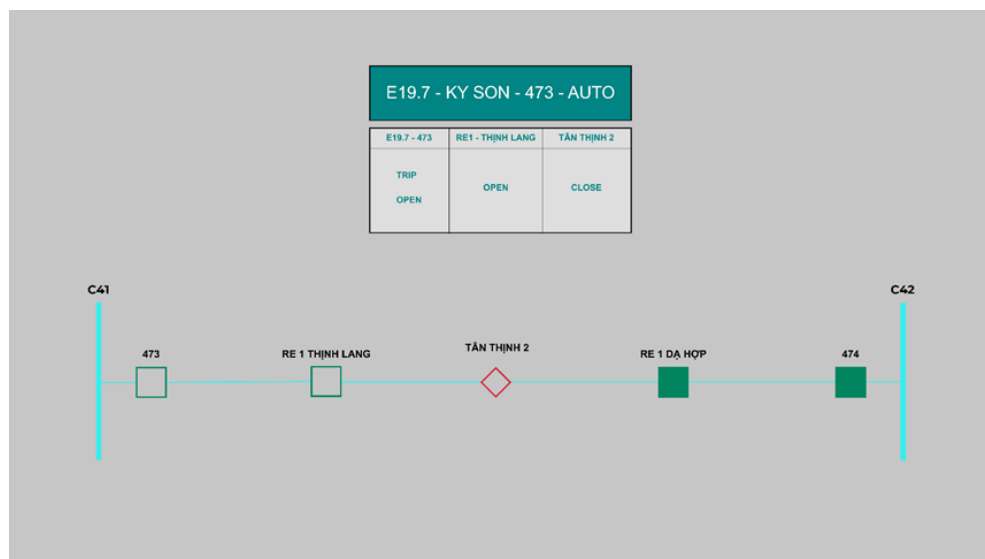
3.3.4. Kết quả sau khi áp dụng hệ thống tự động phân đoạn và khôi phục phụ tải khi sự cố

Sau quá trình xây dựng mô hình và triển khai thử nghiệm hệ thống tự động phân đoạn và khôi phục phụ tải trên xuất tuyến 473 E19.7 - 474 E10.1, các kịch bản sự cố điển hình đã được mô phỏng và đánh giá trong nhiều điều kiện vận hành khác nhau. Kết quả thu được cho thấy hệ thống hoạt động ổn định, thực hiện đúng chức năng phát hiện sự cố, xác định vị trí sự cố, cô lập nhanh phân đoạn bị ảnh hưởng và khôi phục cấp điện cho các phụ tải không sự cố theo các phương án đã được thiết lập trước. Thời gian cô lập và chuyển tải được rút ngắn đáng kể so với phương thức vận hành thủ công

truyền thống, đáp ứng yêu cầu về “thời gian cô lập & chuyển tải” theo mục tiêu nghiên cứu đề ra.



Hình 3. 13: Hiện trạng ĐZ 473E19.7–474 E10.1 trên mô phỏng khi chưa có sự cố



Hình 3. 14: ĐZ 473E19.7 – 474 E10.1 trên phần mềm mô phỏng khi có sự cố giả định

Bên cạnh đó, kết quả thử nghiệm cho thấy các tín hiệu thu thập từ hệ thống SCADA như trạng thái thiết bị, tín hiệu khởi động và tín hiệu tác động của bảo vệ được khai thác hiệu quả, giúp nâng cao độ chính xác trong việc khoanh vùng sự cố và hạn chế thao tác không cần thiết. Các phương án chuyển tải sau sự cố đều đảm bảo không gây quá tải cho các xuất tuyến hỗ trợ, các thông số vận hành nằm trong giới

hạn cho phép. Qua đó có thể khẳng định việc áp dụng hệ thống tự động phân đoạn và khôi phục phụ tải là giải pháp khả thi, góp phần nâng cao độ tin cậy cung cấp điện và giảm thiểu ảnh hưởng của sự cố đối với khách hàng sử dụng điện trên lưới phân phối trung áp.

Trong lưới điện trung áp, độ tin cậy cung cấp điện có mối quan hệ chặt chẽ với thời gian mất điện khi xảy ra sự cố; thời gian gián đoạn cung cấp điện càng ngắn thì mức độ tin cậy càng cao. Xuất phát từ nguyên tắc đó, để đánh giá hiệu quả của hệ thống tự động phân đoạn và khôi phục cung cấp điện, luận văn tiến hành so sánh giữa hai trường hợp, vận hành lưới điện có áp dụng hệ thống tự động và vận hành theo phương thức truyền thống không áp dụng tự động hóa. Cụ thể, kịch bản sự cố được lựa chọn trên cặp xuất tuyến 473 E19.7 – 474 E10.1 (trường hợp tự đóng lại xấu), với các bước xử lý được mô phỏng tương ứng cho từng phương án. Trên cơ sở đó, các mốc thời gian từ khi sự cố xảy ra đến khi hoàn thành cô lập và khôi phục cấp điện được ghi nhận và tổng hợp, làm cơ sở cho việc so sánh và đánh giá hiệu quả với khoảng thời gian trung bình được ghi nhận trên thực tế đối với sự cố tương tự khi các điều độ viên xử lý theo cách truyền thống được trình bày trong bảng thống kê dưới đây:

Bảng 3. 5: Thống kê ghi nhận thời gian xử lý sự cố trên thực tế và khi áp dụng HTTD

Quá trình xử lý sự cố	Thời gian khi bình thường	Thời gian khi có hệ thống tự động
Khai thác thông tin sự cố	3 phút	4.0s
Phân tích sự cố	2 phút	3.0s
Tính toán cấp tải	1 phút	3.0s
Tìm kiếm điểm phân đoạn	3 phút	4.0s
Thực hiện phân đoạn	5 phút	10.0s
Thực hiện khôi phục phụ tải	1 phút	6.0s
Tổng thời gian mất điện	~15 phút	~30 giây

Từ **Bảng 3.5** có thể phân tích hiệu quả trước và sau khi áp dụng tự động hóa theo các chỉ số độ tin cậy như sau:

Trước khi áp dụng hệ thống tự động hóa, tổng thời gian xử lý sự cố lên tới khoảng 15 phút, do các công đoạn như khai thác thông tin, phân tích, xác định vị trí sự cố và thao tác cô lập – khôi phục đều thực hiện thủ công. Điều này dẫn đến chỉ số SAIDI (thời gian mất điện trung bình của khách hàng) ở mức cao do thời gian gián đoạn kéo dài. Đồng thời, việc xác định và cô lập sự cố chậm cũng làm tăng phạm vi mất điện, gián tiếp làm tăng SAIFI (tần suất mất điện trung bình), vì nhiều khách hàng bị ảnh hưởng hơn trong mỗi sự cố. Ngoài ra, các thao tác đóng cắt thủ công có thể gây ra nhiều lần mất điện thoáng qua, làm MAIFI ở mức cao.

Sau khi áp dụng hệ thống tự động hóa, tổng thời gian xử lý sự cố giảm mạnh xuống còn khoảng 30 giây. Các chức năng như thu thập dữ liệu, phân tích sự cố, xác định vị trí và thực hiện cô lập – khôi phục được thực hiện gần như tức thời. Nhờ đó, SAIDI giảm đáng kể do thời gian mất điện được rút ngắn rất nhiều. Đồng thời, hệ thống tự động giúp nhanh chóng cô lập chính xác khu vực sự cố và khôi phục điện cho các khu vực không bị ảnh hưởng, làm giảm số lượng khách hàng bị mất điện, từ đó giảm SAIFI. Bên cạnh đó, do các thao tác đóng cắt được tối ưu và hạn chế lặp lại không cần thiết, số lần gián đoạn thoáng qua cũng giảm, góp phần giảm chỉ số MAIFI.

Kết quả thống kê cho thấy sự khác biệt rõ rệt giữa hai phương thức vận hành. Trong điều kiện vận hành thông thường, hầu hết các công đoạn xử lý sự cố đều phụ thuộc vào thao tác thủ công và kinh nghiệm của điều hành viên nên thời gian xử lý kéo dài, dẫn đến tổng thời gian mất điện lớn. Ngược lại, khi áp dụng hệ thống tự động phân đoạn và khôi phục phụ tải, các bước từ khai thác thông tin, phân tích sự cố, tính toán chuyển tải đến phân đoạn và khôi phục phụ tải được thực hiện gần như tức thời, tránh những sai sót thủ công. Tổng thời gian mất điện giảm từ khoảng 15 phút xuống còn khoảng 30 giây, cho thấy hiệu quả vượt trội của giải pháp tự động hóa trong việc rút ngắn thời gian gián đoạn cung cấp điện và nâng cao độ tin cậy vận hành lưới điện trung áp.

3.3.5. Đánh giá kết quả thử nghiệm hệ thống tự động phân đoạn và khôi phục phụ tải khi sự cố

Mục tiêu của việc đánh giá kết quả thử nghiệm là xác định mức độ hiệu quả của hệ thống tự động phân đoạn và khôi phục phụ tải khi được áp dụng vào lưới điện trung áp. Việc đánh giá tập trung vào khả năng rút ngắn thời gian xử lý sự cố, mức độ tự động hóa trong vận hành, khả năng duy trì cấp điện cho các phụ tải không bị sự cố và mức độ phù hợp của hệ thống đối với điều kiện vận hành thực tế của lưới điện phân phối.

Ưu điểm:

Qua các kịch bản mô phỏng, hệ thống thể hiện khả năng xác định khu vực sự cố tương đối chính xác dựa trên các tín hiệu bảo vệ và trạng thái thiết bị thu thập từ lưới điện. Việc tự động phân đoạn giúp khoanh vùng sự cố nhanh chóng, hạn chế số lượng thiết bị cần thao tác và giảm thiểu nguy cơ thao tác nhầm trong quá trình xử lý. Điều này đặc biệt có ý nghĩa đối với các nhân viên vận hành trong quá trình xử lý, thay vì phải thực hiện toàn bộ quá trình phân tích và xây dựng phương án chuyển tải, nhân viên vận hành chủ yếu đóng vai trò giám sát, kiểm tra và xác nhận các phương án do hệ thống làm việc. Hệ thống không chỉ giúp rút ngắn thời gian xử lý mà còn góp phần chuẩn hóa quy trình vận hành, giảm sự phụ thuộc vào kinh nghiệm cá nhân. Nhờ khả năng tái cấu trúc lưới điện linh hoạt, phần lớn phụ tải không nằm trong khu vực sự cố được khôi phục cấp điện trong thời gian rất ngắn, góp phần nâng cao chất lượng dịch vụ cung cấp điện. Việc rút ngắn thời gian mất điện và thu hẹp phạm vi ảnh hưởng của sự cố góp phần làm giảm giá trị các chỉ tiêu như SAIDI và SAIFI. Mặc dù trong phạm vi nghiên cứu chưa tiến hành đánh giá trên số liệu vận hành dài hạn, song kết quả mô phỏng cho thấy tiềm năng rõ rệt của hệ thống trong việc nâng cao độ tin cậy cung cấp điện khi được triển khai trên diện rộng.

Nhược điểm:

Mặc dù đạt được những kết quả tích cực, việc thử nghiệm hệ thống tự vẫn tồn tại một số hạn chế nhất định. Hiệu quả của hệ thống phụ thuộc nhiều vào mức độ hoàn thiện của hạ tầng SCADA, chất lượng tín hiệu đo lường và sự phối hợp chọn lọc của

hệ thống bảo vệ rơ le. Bên cạnh đó, trong các trường hợp lưới điện có kết cấu phức tạp hoặc dữ liệu đầu vào chưa đầy đủ, khả năng tối ưu phương án chuyển tải của hệ thống có thể bị hạn chế, việc lập trình phức tạp hơn đối với các mạch vòng nhiều nguồn cấp nhiều phân đoạn, đòi hỏi khả năng lập trình của các kỹ sư cấu hình cao hơn. Ngoài ra, hệ thống cũng chưa thể áp dụng hiệu quả được trên toàn bộ lưới điện, phải mất phần lớn thời gian để lên kịch bản sự cố cho từng lộ đường dây, tính toán phương án chuyển tải từ trước (đặc biệt mức mang tải luôn thay đổi, không cố định trên thực tế) cũng như việc thay đổi sơ đồ lưới điện, phương thức vận hành thường xuyên khiến việc lên kịch bản lập trình trước gặp nhiều khó khăn. Chi phí đầu tư ban đầu cho thiết bị điều khiển, truyền thông và phần mềm tương đối lớn, đòi hỏi phải có lộ trình triển khai phù hợp với điều kiện kinh tế kỹ thuật, đặc biệt đối với một khu vực miền núi, kinh tế, hạ tầng vẫn đang trong quá trình phát triển như Hòa Bình. Đây là những vấn đề học viên cần tiếp tục hoàn thiện, nghiên cứu và cải thiện trong tương lai khi áp dụng triển khai thực tế.

Kết luận:

Trên cơ sở các kết quả thử nghiệm và phân tích, có thể khẳng định rằng hệ thống tự động phân đoạn và khôi phục phụ tải là một giải pháp phù hợp và hiệu quả trong việc nâng cao độ tin cậy cung cấp điện cho lưới điện trung áp. Việc áp dụng hệ thống tự động giúp rút ngắn đáng kể thời gian gián đoạn cung cấp điện khi xảy ra sự cố, giảm phạm vi ảnh hưởng đến phụ tải và nâng cao mức độ tự động hóa trong công tác vận hành trong thời kỳ công nghệ số đang rất phát triển và được ưu tiên hàng đầu. Mặc dù vẫn còn tồn tại một số hạn chế liên quan đến hạ tầng kỹ thuật và chi phí đầu tư, song với lộ trình triển khai hợp lý và sự hoàn thiện dần của hệ thống SCADA và bảo vệ rơ le, hệ thống tự động có tiềm năng lớn để được áp dụng rộng rãi, góp phần hiện đại hóa lưới điện phân phối và nâng cao chất lượng cung cấp điện trong thời gian tới.

KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ

Luận văn tập trung nghiên cứu giải pháp nâng cao độ tin cậy cung cấp điện cho lưới điện phân phối trung áp thông qua việc ứng dụng hệ thống tự động phân đoạn và khôi phục phụ tải khi sự cố. Đối tượng nghiên cứu được lựa chọn trong bối cảnh lưới điện phân phối tại các khu vực miền núi như thành phố Hòa Bình (cũ) còn tồn tại nhiều hạn chế về kết cấu, mức độ tự động hóa chưa đồng bộ, trong khi yêu cầu về chất lượng và độ liên tục cung cấp điện ngày càng cao. Trên cơ sở đó, luận văn đã tiếp cận bài toán theo hướng kết hợp giữa phân tích hiện trạng lưới điện và nghiên cứu ứng dụng công nghệ tự động hóa trong vận hành.

Luận văn đã trình bày tổng quan về lưới điện phân phối trung áp, các chỉ tiêu đánh giá độ tin cậy cung cấp điện cũng như vai trò của tự động hóa trong công tác vận hành và xử lý sự cố. Các khái niệm, cấu trúc và chức năng của hệ thống, đặc biệt là ứng dụng việc tự động hóa trong việc xác định sự cố, cô lập phân đoạn và khôi phục cấp điện, đã được phân tích làm rõ. Trên cơ sở đó, sự khác biệt giữa phương thức vận hành truyền thống và vận hành có hỗ trợ tự động hóa được chỉ ra, làm tiền đề cho việc áp dụng hiệu quả hệ thống tự động phân đoạn và khôi phục phụ tải khi sự cố.

Luận văn đã lựa chọn xuất tuyến 473 E19.7 Kỳ Sơn đi 474 E10.1 Hòa Bình làm đối tượng nghiên cứu mô phỏng, xuất phát từ các đặc điểm về quy mô, kết cấu lưới và tính đại diện cho điều kiện vận hành thực tế của khu vực nghiên cứu. Mô hình lưới điện được xây dựng và rút gọn hợp lý nhằm phục vụ cho việc mô phỏng các kịch bản sự cố và quá trình khôi phục phụ tải trong cả hai trường hợp có và không áp dụng hệ thống tự động. Các giả thiết và dữ liệu đầu vào được lựa chọn trên cơ sở phù hợp với điều kiện vận hành thực tế, bảo đảm tính khả thi và độ tin cậy của kết quả nghiên cứu. Kết quả mô phỏng và thử nghiệm cho thấy, khi áp dụng hệ thống tự động, thời gian xử lý sự cố và khôi phục cung cấp điện được rút ngắn đáng kể so với cách làm truyền thống. Các bước từ khai thác thông tin sự cố, phân tích, xác định điểm phân đoạn đến thực hiện chuyển tải được tự động hóa ở mức cao, góp phần giảm thời gian gián đoạn cung cấp điện và thu hẹp phạm vi ảnh hưởng của sự cố. Qua đó, hệ thống thể hiện rõ

vai trò trong việc nâng cao độ tin cậy cung cấp điện và hỗ trợ hiệu quả cho công tác điều hành vận hành lưới điện phân phối trung áp an toàn, tin cậy.

Bên cạnh những kết quả đạt được, luận văn cũng chỉ ra một số hạn chế nhất định của mô hình nghiên cứu, chủ yếu liên quan đến phạm vi đánh giá và mức độ chi tiết của dữ liệu đầu vào. Việc đánh giá mới tập trung vào khía cạnh kỹ thuật và thời gian xử lý sự cố, trong khi các yếu tố kinh tế như chi phí đầu tư, hiệu quả tài chính dài hạn và khả năng nhân rộng mô hình chưa được phân tích đầy đủ. Đây là những nội dung cần tiếp tục được nghiên cứu trong các công trình tiếp theo nhằm hoàn thiện hơn cơ sở khoa học và thực tiễn cho việc triển khai hệ thống tự động hóa trên diện rộng.

Từ những phân tích và kết quả nghiên cứu đạt được, có thể khẳng định rằng việc ứng dụng hệ thống tự động phân đoạn và khôi phục phụ tải khi sự cố là hướng đi phù hợp trong lộ trình hiện đại hóa lưới điện phân phối. Giải pháp này không chỉ góp phần nâng cao độ tin cậy cung cấp điện mà còn tạo nền tảng cho việc phát triển các cấp độ tự động hóa cao hơn trong tương lai, đáp ứng yêu cầu ngày càng cao về chất lượng điện năng và hiệu quả vận hành của ngành điện.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] PGS. TS. Trần Thanh Sơn (chủ biên), TS. Đặng Thu Huyền, TS. Kiều Thị Thanh Hoa, TS. Đặng Đình Lâm, TS. Đặng Thành Trung, TS. Trần Anh Tùng, Hệ thống điện đại cương, Nhà xuất bản Khoa học Tự nhiên và Công nghệ, năm 2024, ISBN: 978-604-357-294-0.
- [2] Bộ Công Thương, Thông tư số 06/2025/TT-BCT: Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia, Bộ Công Thương, năm 2025.
- [3] Bộ Công Thương, Văn bản hợp nhất số 40/VBHN-BCT: Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia, Bộ Công Thương, năm 2025.
- [4] Bộ Công Thương, Văn bản hợp nhất số 38/VBHN-BCT: Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng, Bộ Công Thương, năm 2025.
- [5] Công ty Điện lực Hòa Bình, Báo cáo kết quả công tác sản xuất kinh doanh năm 2024 và mục tiêu, nhiệm vụ kế hoạch năm 2025, Công ty Điện lực Hòa Bình, năm 2025.
- [6] Công ty Điện lực Hòa Bình, Quy trình xử lý sự cố đường dây trung áp, Công ty Điện lực Hòa Bình, năm 2024.
- [7] SIEMENS, Hệ thống quản lý lưới điện phân phối, SIEMENS, năm 2020
- [8] Cục Điều tiết Điện lực – Bộ Công Thương, Quyết định số 55/QĐ-ĐTĐL: Quy định yêu cầu kỹ thuật và quản lý vận hành hệ thống SCADA, Bộ Công Thương, năm 2017.
- [9] Lê Duy Phúc, Bùi Minh Dương, Đoàn Ngọc Minh, Huỳnh Công Phúc, Đỗ Minh Hải, Nghiên cứu phương pháp phát hiện, định vị, cô lập sự cố và khôi phục cung cấp điện cho lưới điện phân phối thông minh, Tạp chí Phát triển Khoa học và Công nghệ – Kỹ thuật và Công nghệ, năm 2019
- [10] R. E. Brown, Electric Power Distribution Reliability. Boca Raton, FL, USA: CRC Press, 2009, ISBN: 978-0738171717.
- [11] R. Billinton and R. N. Allan, Power System Reliability Evaluation. New York, NY, USA: Springer, 1996, ISBN: 978-0306453498.
- [12] IEEE Power & Energy Society, IEEE Std 1366-2012: IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, 2012, ISBN: 978-0738171717.