

ĐẠI HỌC ĐÀ NẴNG
TRƯỜNG ĐẠI HỌC BÁCH KHOA
KHOA ĐIỆN



ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP
NGÀNH: KỸ THUẬT ĐIỆN
CHUYÊN NGÀNH: HỆ THỐNG ĐIỆN

ĐỀ TÀI:

**ỨNG DỤNG PHƯƠNG PHÁP TỐI ƯU CÀI ĐẶT
BẢO VỆ QUÁ DÒNG SỬ DỤNG CHUẨN IEC
61850 TRÊN LƯỚI ĐIỆN TRUYỀN TẢI MIỀN
TRUNG VIỆT NAM**

Sinh viên thực hiện:

**CAO XUÂN PHONG
NGUYỄN DUY VIỆT NHẬT
VÕ MẠNH KIỆT**

Đà Nẵng, 06/2025

ĐẠI HỌC ĐÀ NẴNG
TRƯỜNG ĐẠI HỌC BÁCH KHOA
KHOA ĐIỆN



ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP

NGÀNH: KỸ THUẬT ĐIỆN

CHUYÊN NGÀNH: HỆ THỐNG ĐIỆN

ĐỀ TÀI:

**ỨNG DỤNG PHƯƠNG PHÁP TỐI ƯU CÀI ĐẶT
BẢO VỆ QUÁ DÒNG SỬ DỤNG CHUẨN IEC
61850 TRÊN LƯỚI ĐIỆN TRUYỀN TẢI MIỀN
TRUNG VIỆT NAM**

Người hướng dẫn:
Sinh viên thực hiện:

TS. PHẠM VĂN KIÊN
CAO XUÂN PHONG
NGUYỄN DUY VIỆT NHẬT
VÕ MẠNH KIỆT

Đà Nẵng, 06/2025

TÓM TẮT

Tên đề tài: Ứng dụng phương pháp tối ưu cài đặt bảo vệ quá dòng sử dụng chuẩn IEC 61850 trên lưới điện truyền tải miền trung Việt Nam.

Sinh viên thực hiện: Cao Xuân Phong - Nguyễn Duy Việt Nhật - Võ Mạnh Kiệt

Số thẻ sinh viên: 105200100 – 105200099 – 105200131. Lớp: 20D1-20D2

Đồ án nghiên cứu “Ứng dụng phương pháp tối ưu hóa cài đặt bảo vệ quá dòng sử dụng chuẩn IEC 61850 trên lưới điện truyền tải miền trung Việt Nam”. Việc ứng dụng chuẩn IEC 61850 giúp nâng cao khả năng giao tiếp, trao đổi dữ liệu và đồng bộ hóa giữa các thiết bị bảo vệ, từ đó cải thiện độ chính xác và tốc độ tác động của hệ thống bảo vệ. Thông qua phương pháp tối ưu bằng phần mềm ETAP và các thông số cài đặt bảo vệ được xác định hợp lý, đảm bảo phối hợp tốt giữa các cấp bảo vệ, giảm thiểu thời gian loại trừ sự cố. Kết quả nghiên cứu góp phần nâng cao độ tin cậy, ổn định và an toàn cho vận hành lưới điện truyền tải khu vực. Đề tài cũng mở ra hướng ứng dụng mới trong tự động hóa role của hệ thống điện tại Việt Nam.

NHIỆM VỤ ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP

TT	Họ tên sinh viên	Số thẻ SV	Lớp	Ngành
1	Cao Xuân Phong	105200100	20D1	Kỹ Thuật điện
2	Nguyễn Duy Việt Nhật	105200099	20D1	Kỹ Thuật điện
3	Võ Mạnh Kiệt	105200131	20D2	Kỹ Thuật điện

1. Tên đề tài đồ án:

“Ứng dụng phương pháp tối ưu cài đặt bảo vệ quá dòng sử dụng chuẩn IEC 61850 trên lưới điện truyền tải miền Trung Việt Nam”.

2. Đề tài thuộc diện: ☐ Có ký kết thỏa thuận sở hữu trí tuệ đối với kết quả thực hiện

3. Các số liệu và dữ liệu ban đầu:

- Sơ đồ và thông số lưới điện truyền tải miền Trung Việt Nam
- Phiếu chỉnh định Role bảo vệ

4. Nội dung các phần thuyết minh và tính toán:

Chương 1: Giới thiệu tổng quan

Chương 2: Tổng quan lý thuyết về bảo vệ role

Chương 3: Đặc điểm kỹ thuật lưới điện truyền tải miền Trung

Chương 4: Mô phỏng, tính toán tối ưu hóa cài đặt role và phân tích kết quả

5. Các bản vẽ, đồ thị (ghi rõ các loại và kích thước bản vẽ): Trình chiếu bằng slide

6. Họ tên người hướng dẫn: **TS. Phạm Văn Kiên và Anh Thái Duy Nam (phó trưởng phòng điều độ PTC2)**

7. Ngày giao nhiệm vụ đồ án: 22/02/2025

8. Ngày hoàn thành đồ án: 10/06/2025

Đà Nẵng, ngày 10 tháng 6 năm 2025

Trưởng Bộ môn hệ thống điện

Giảng viên hướng dẫn

TS. Lê Hồng Lâm

LỜI CẢM ƠN

Trong khoảng thời gian làm đồ án tốt nghiệp, bọn em đã nhận được nhiều sự giúp đỡ, đóng góp ý kiến và sự dẫn dắt chỉ bảo nhiệt tình của thầy cô, gia đình và bạn bè.

Em xin gửi lời cảm ơn chân thành đến giáo viên hướng dẫn – Tiến sĩ Phạm Văn Kiên giảng viên Bộ môn Kỹ thuật điện - Trường Đại học Bách Khoa Đà Nẵng và anh Thái Duy Nam - phó trưởng phòng điều độ - Công ty Truyền tải điện 2 đã tận tình hướng dẫn, chỉ bảo em trong suốt quá trình làm đồ án tốt nghiệp.

Em cũng xin gửi cảm ơn chân thành nhất tới các thầy cô giáo trong trường Đại học Bách Khoa Đà Nẵng nói chung, các thầy cô trong Bộ môn Kỹ thuật điện nói riêng đã dạy dỗ cho em kiến thức về các môn đại cương cũng như các môn chuyên ngành, giúp em có được cơ sở lý thuyết vững vàng và tạo điều kiện giúp đỡ em trong suốt quá trình em tham gia học tập.

Cuối cùng, em xin chân thành cảm ơn gia đình và bạn bè, những người luôn ở bên cạnh đã luôn tạo điều kiện, quan tâm, giúp đỡ, động viên em trong suốt quá trình học tập và hoàn thành đề án tốt nghiệp.

Với điều kiện về thời gian cũng như lượng kiến thức về đề tài rất rộng mà kinh nghiệm còn hạn chế của một học viên, đề án này không thể tránh được những thiếu sót. Em rất mong nhận được sự chỉ bảo, đóng góp ý kiến của các thầy cô để em có điều kiện bổ sung, nâng cao ý thức của mình, phục vụ tốt hơn công tác thực tế sau này.

Em xin trân thành cảm ơn!

CAM ĐOAN

Chúng em xin cam đoan rằng đề tài: “Ứng dụng phương pháp tối ưu cài đặt bảo vệ quá dòng sử dụng chuẩn IEC 61850 trên lưới điện truyền tải miền trung Việt Nam” là công trình nghiên cứu độc lập của riêng nhóm chúng em, được thực hiện dưới sự hướng dẫn của Tiến sĩ Phạm Văn Kiên giảng viên Bộ môn Kỹ thuật điện - Trường Đại học Bách Khoa Đà Nẵng và anh Thái Duy Nam - phó trưởng phòng điều độ - Công ty Truyền tải điện 2. Không có bất kỳ sự sao chép nào từ nguồn khác.

Nội dung khóa luận là kết quả của quá trình nỗ lực và làm việc chăm chỉ của bọn em. Các số liệu và kết quả trình bày trong khóa luận đã được thu thập và sử dụng một cách trung thực. Chúng em xin chịu hoàn toàn trách nhiệm và tuân thủ mọi kỷ luật của bộ môn và nhà trường nếu có bất kỳ vấn đề nào xảy ra.

Sinh viên thực hiện

Sinh viên thực hiện

Sinh viên thực hiện

LỜI NHẬN XÉT

[illegible]

MỤC LỤC

TÓM TẮT

NHIỆM VỤ ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP

LỜI CẢM ƠN.....	i
CAM ĐOAN	ii
LỜI NHẬN XÉT	iii
MỤC LỤC.....	iv
DANH MỤC HÌNH ẢNH.....	vii
DANH MỤC BẢNG BIỂU	ix
LỜI MỞ ĐẦU.....	1
CHƯƠNG 1. GIỚI THIỆU TỔNG QUAN	3
1.1. Bối cảnh nghiên cứu.....	3
1.1.1. Khái quát về hệ thống điện truyền tải Việt Nam.....	3
1.1.2. Hệ thống điện truyền tải khu vực miền Trung.....	4
1.2. Lý do và tính cấp thiết của đề tài	6
1.2.1. Thực trạng hiện nay trên lưới điện truyền tải miền Trung.....	6
1.2.2. Vai trò của bảo vệ quá dòng trong duy trì an toàn hệ thống điện	9
CHƯƠNG 2. TỔNG QUAN LÝ THUYẾT VỀ BẢO VỆ ROLE	12
2.1. Bảo vệ quá dòng (F50/51).....	12
2.1.1. Nguyên lý hoạt động của bảo vệ quá dòng.....	12
2.1.2. Công thức tính dòng khởi động.....	14
2.1.3. Công thức tính thời gian tác động (IDMT).....	14
2.2. Bảo vệ quá dòng có hướng (F67).....	14
2.2.1. Nguyên lý hoạt động	14
2.2.2. Ưu điểm hơn so với bảo vệ F50/51 trong một số trường hợp.....	15
2.3. Bảo vệ khoảng cách (F21)	16
2.3.1. Nguyên lý đo trở kháng	16
2.3.2. Cấu trúc các vùng bảo vệ	17
2.3.3. Đặc tính hình học Mho của rơ-le khoảng cách.....	18
2.3.4. Vai trò của bảo vệ khoảng cách trong bảo vệ đường dây truyền tải	20

2.4. Chuẩn IEC 61850.....	MỤC MỤC C. L. U. C.....	21
2.4.1. Giới thiệu chuẩn IEC 61850.....		21
2.4.2. Các giao thức truyền thông tin: MMS, GOOSE, Sampled Values (SV).....		23
2.4.3. Lợi ích và các ứng dụng tiêu biểu của IEC 61850 trong bảo vệ rơle		29
CHƯƠNG 3. ĐẶC ĐIỂM KỸ THUẬT LƯỚI ĐIỆN TRUYỀN TẢI MIỀN TRUNG		36
3.1. Tổng quan lưới điện truyền tải miền Trung		36
3.1.1. Cấu trúc và đặc điểm lưới truyền tải miền Trung.....		36
3.1.2. Thông số vận hành: cấp điện áp 110 kV và 220 kV		37
3.1.3. Đặc tính kỹ thuật đường dây: điện trở, điện kháng, dòng điện định mức.....		38
3.2. Dữ liệu thực tế về hiện trạng bảo vệ relay từ PTC2		39
3.2.1. Phân tích các thiết bị bảo vệ rơle hiện có		39
3.2.2. Các vấn đề tồn tại và hạn chế về phối hợp bảo vệ.....		42
CHƯƠNG 4. MÔ PHỎNG, TÍNH TOÁN TỐI ƯU HÓA CÀI ĐẶT RƠLE VÀ PHÂN TÍCH KẾT QUẢ		44
4.1. Xây dựng mô hình lưới điện truyền tải miền trung trên phần mềm mô phỏng.....		44
4.1.1. Giới thiệu tổng quan mô hình lưới điện truyền tải miền Trung.....		44
4.1.2. Phần mềm ETAP		44
4.1.3. Thiết lập các thông số chi tiết cho từng đoạn dây		45
4.2. Thực hiện mô phỏng các kịch bản sự cố và đánh giá kết quả rơle F51		47
4.2.1. Tính toán thông số cài đặt cho F51.....		48
4.2.2. Thực hiện mô phỏng các kịch bản sự cố		50
4.2.3. Kết luận và biện pháp khắc phục.....		55
4.3. Thực hiện mô phỏng các kịch bản sự cố và đánh giá kết quả rơle F67.....		55
4.3.1. Tính toán cài đặt cho F67		55
4.3.2. Đánh giá kết quả rơle F67		58
4.3.3. Thông số F67 của hệ thống bảo vệ truyền thống do PTC2 cung cấp		64
4.3.4. So sánh thông số F67 mới thiết lập với F67 của hệ thống điện Việt Nam đang vận hành do PTC2 cung cấp.....		69
4.4. Bảo vệ khoảng cách (F21) trên các đường dây truyền tải		73
4.5. Thực hiện mô phỏng các kịch bản sự cố và đánh giá kết quả của bảo vệ khoảng cách		

.....	MỤC MỤC.C. L.Ụ.C.....	84
4.5.1. Sự cố ngắn mạch 3 pha tại các vị trí.....		84
KẾT LUẬN.....		95
TÀI LIỆU THAM KHẢO		96

DANH MỤC HÌNH ẢNH

Hình 1.1: Phân vùng hệ thống điện Việt Nam.....	4
Hình 2.1: Đường cong đặc tính IDMT.....	13
Hình 2.2: Đặc tính thời gian /khoảng cách cho ba vùng bảo vệ khoảng cách.....	18
Hình 2.3: Đặc tính Mho các vùng bảo vệ khoảng cách cho một đường dây.....	20
Hình 3.1: Sơ đồ lưới truyền tải điện 2 năm 2025	36
Hình 3.2: Role HITACHI RED670.....	39
Hình 3.3: Role Schneider P543	40
Hình 3.4: Role SEL 311L.....	40
Hình 3.5: Role TOSHIBA GRL200	41
Hình 4.1: Sơ đồ nguyên lý lưới điện truyền tải điện miền Trung	44
Hình 4.2: Khu vực xung quanh Hòa Khánh.....	45
Hình 4.3: Sơ đồ mô phỏng lưới điện.....	47
Hình 4.4: Thời gian tác động của role khi ngắn mạch tại Hòa Khánh	50
Hình 4.5: Thời gian tác động của role khi ngắn mạch tại Huế.....	51
Hình 4.6: Thời gian tác động của role khi ngắn mạch tại Đà Nẵng	52
Hình 4.7: Thời gian tác động của role khi ngắn mạch tại Hải Châu	53
Hình 4.8: Thời gian tác động của role khi ngắn mạch tại Thanh Mỹ.....	54
Hình 4.9: Đường đặc tính của Role theo chiều thuận	57
Hình 4.10: Đường đặc tính của role theo chiều nghịch.....	57
Hình 4.11: Thời gian tác động của F67 tại Hòa Khánh.....	58
Hình 4.12: Thời gian tác động của F67 tại Huế	59
Hình 4.13: Thời gian tác động của F67 tại Hải Châu.....	59
Hình 4.14: Thời gian tác động của F67 tại Đà Nẵng.....	60
Hình 4.15: Thời gian tác động của F67 tại Thạch Mỹ	60
Hình 4.16: Thời gian tác động của F67 tại đường dây Huế-Hòa Khánh.....	61
Hình 4.17: Thời gian tác động của F67 tại đường dây Hòa Khánh-Thạch Mỹ.....	61
Hình 4.18: Thời gian tác động F67 tại đường dây Hòa Khánh-Hải Châu.....	62
Hình 4.19: Thời gian tác động F67 tại đường dây Hòa Khánh-Đà Nẵng.....	62

Hình 4.20: Thời gian tác động F67 tại đường dây Hải Châu-Đà Nẵng.....	63
Hình 4.21: Thông số cài đặt role F67 đi từ Huế-Hòa Khánh của PTC2.....	64
Hình 4.22: Thông số cài đặt role F67 đi từ Hòa Khánh-Hải Châu của PTC2	64
Hình 4.23: Thông số cài đặt role F67 đi từ Hòa Khánh-Đà Nẵng của PTC2	65
Hình 4.24: Thông số cài đặt role F67 đi từ Hòa Khánh- Thạch Mỹ của PTC2.....	65
Hình 4.25: Thông số cài đặt role F67 đi từ Hòa Khánh-Huế của PTC2.....	66
Hình 4.26: Thông số cài đặt role F67 đi từ Đà Nẵng-Hải Châu của PTC2	66
Hình 4.27: Thông số cài đặt role F67 đi từ Đà Nẵng-Hòa Khánh của PTC2	67
Hình 4.28: Thông số cài đặt role F67 đi từ Thạch Mỹ-Hòa Khánh của PTC2.....	67
Hình 4.29: Thông số cài đặt role F67 đi từ Hải Châu-Đà Nẵng của PTC2	68
Hình 4.30: Sơ đồ mô phỏng bảo vệ khoảng cách.....	73
Hình 4.31: Ngắn mạch tại 50% đường dây Huế - Hòa Khánh	84
Hình 4.32: Ngắn mạch tại 10% đường dây Hòa Khánh – Hải Châu	85
Hình 4.33: Ngắn mạch 90% đường dây Hòa Khánh – Hải Châu.....	87
Hình 4.34: Ngắn mạch 10% đường dây Hải Châu - Đà Nẵng	88
Hình 4.35: Ngắn mạch 90% đường dây Hải Châu – Đà Nẵng.....	89
Hình 4.36: Ngắn mạch 10% đường dây Đà Nẵng – Hòa Khánh.....	91
Hình 4.37: Ngắn mạch 90% đường dây Đà Nẵng – Hòa Khánh.....	92

DANH MỤC BẢNG BIỂU

Bảng 2.1: Bảng công thức tính thời gian tác động của OCR theo đặc tính phụ thuộc..	13
Bảng 2.2: Hệ số K và α của từng loại đặc tính phụ thuộc	14
Bảng 2.3: Tổng quan So sánh các Giao thức MMS, GOOSE và SV	28
Bảng 2.4: Ví dụ về Ứng dụng Bản tin GOOSE trong các Sơ đồ Bảo vệ Rơ le.....	32
Bảng 3.1: Tổng hợp trạm biến áp PTC2 (Tính đến 02/2025).....	37
Bảng 3.2: Thông số kỹ thuật điển hình một số dây dẫn tại lưới truyền tải miền Trung	38
Bảng 4.1: Thông số đường dây	46
Bảng 4.2: Thông số máy biến dòng.....	46
Bảng 4.3: Thông số máy cắt.....	46
Bảng 4.4: Thông số máy biến điện áp.....	47
Bảng 4.5: Bảng tra hệ số của đặc tính phụ thuộc	48
Bảng 4.6: Dòng ngắn mạch ở các thanh cái	49
Bảng 4.8: Thông số cài đặt của các role.....	58
Bảng 4.9: Bảng thông số cài đặt role F67 của PTC2	68
Bảng 4.10: Thông số đường dây	73
Bảng 4.11: Tổng trở khởi động của các xuất tuyến.....	74
Bảng 4.12: Tổng trở khởi động của các đường dây bảo vệ (hướng thuận)	79
Bảng 4.13: Tổng trở khởi động của các đường dây bảo vệ (hướng nghịch)	83
Bảng 4.13: Tổng hợp vị trí sự cố và vùng tác động	93

LỜI MỞ ĐẦU

1. Mục đích thực hiện đề tài

Trong những năm gần đây, lưới điện truyền tải miền Trung đã gặp phải một số vấn đề liên quan đến hệ thống bảo vệ và role. Một số nguyên nhân chính bao gồm:

- **Thời tiết:** Tình hình thời tiết, khí hậu ở khu vực miền Trung rất khắc nghiệt là một trong những yếu tố hàng đầu tác động xấu đến công tác vận hành, xử lý của lưới điện truyền tải
- **Hư hỏng và lỗi kỹ thuật:** Các loại role, thiết bị bảo vệ, đường dây cũ thường xuyên gặp sự cố, không còn đáp ứng được những yêu cầu kỹ thuật của hệ thống.
- **Sự cố ngắn mạch:** Các sự cố ngắn mạch chủ yếu bắt nguồn do sét đánh, chiếm 60-80% tổng số vụ sự cố trên đường dây. Ngoài ra còn do lỗi thiết bị, đứt dây dẫn, cây đổ,...
- **Lỗi trong hệ thống bảo vệ dự phòng:** Khi bảo vệ chính không hoạt động, bảo vệ dự phòng cũng không thể can thiệp kịp thời gây ra mất điện diện rộng.
- **Hệ thống SCADA:** Sai số trong đo lường dẫn đến tình trạng báo động giả, gây khó khăn trong việc vận hành và bảo trì hệ thống.
- **Nâng cao chất lượng role:** Bằng phương pháp tối ưu cài đặt chuẩn IEC qua đó giúp cho role giảm thời gian phát hiện sự cố, nâng cao độ tin cậy của lưới điện.

Hệ thống bảo vệ trong lưới điện truyền tải đóng vai trò then chốt trong việc ngăn chặn, cô lập nhanh chóng các sự cố để đảm bảo an toàn cho hệ thống điện và giảm thiểu tổn thất không đáng có. Việc nâng cấp hệ thống bảo vệ nhằm nâng cao độ tin cậy và giảm thời gian loại trừ sự cố, đáp ứng các yêu cầu ngày càng cao của hệ thống truyền tải điện ngày nay.

Qua đó có thể thấy rằng việc ứng dụng công nghệ tiên tiến, sử dụng phương pháp mới để bảo vệ lưới điện truyền tải sẽ mang lại hiệu quả cao về kinh tế và kỹ thuật. Hệ thống bảo vệ tiên tiến giúp cho chúng ta tiết kiệm được sức người, sức của như là giảm thiểu tổn thất năng lượng, tiết kiệm chi phí lắp đặt, chi phí bảo trì, bảo dưỡng và chi phí sửa chữa. Đồng thời, sử dụng công nghệ SCADA và IEC 61850 giúp nâng cao độ tin cậy, rút ngắn thời gian loại trừ sự cố và hỗ trợ tích hợp năng lượng tái tạo. Nhờ vậy, lưới điện vận hành hiệu quả, an toàn và tin cậy hơn, đáp ứng yêu cầu phát triển bền vững trong tương lai.

2. Mục tiêu nghiên cứu

- Nâng cao hiệu quả hoạt động của hệ thống bảo vệ quá dòng: Xây dựng phương pháp cài đặt tối ưu thông số cài đặt bảo vệ OCR nhằm đảm bảo tác động nhanh và chính xác các sự cố quá dòng trên lưới điện và hạn chế tác động không mong muốn làm giảm thiểu nguy cơ gián đoạn cấp điện.

- Giảm thời gian phát hiện và xử lý sự cố: Tăng cường khả năng phối hợp giữa các thiết bị bảo vệ, hạn chế sự chậm trễ trong quá trình loại trừ sự cố và ứng dụng chuẩn IEC 61850 để cải thiện khả năng giao tiếp và điều khiển trong hệ thống bảo vệ.

- Nâng cao độ tin cậy của lưới điện truyền tải: Đảm bảo hệ thống bảo vệ hoạt động ổn định trong mọi điều kiện vận hành, đề xuất giải pháp tối ưu giúp nâng cao tính linh hoạt và an toàn của lưới điện khi tích hợp nguồn năng lượng phân tán.

3. Đối tượng và phạm vi nghiên cứu

- Đối tượng nghiên cứu: Phương pháp tối ưu cài đặt bảo vệ quá dòng sử dụng chuẩn IEC 61850.

- Phạm vi nghiên cứu: Lưới điện truyền tải miền Trung Việt Nam, tập trung vào các cấp điện áp 110kV và 220kV.

4. Cách tiếp cận và phương pháp nghiên cứu

- Cách tiếp cận: Thu thập tài liệu lý thuyết liên quan đến đề tài. Sau đó sử dụng phần mềm mô phỏng và phân tích kết quả đạt được.

- Phương pháp nghiên cứu: Nghiên cứu lý thuyết, kết hợp mô hình hóa mô phỏng.

5. Bố cục đề tài

Chương 1: Giới thiệu tổng quan

Chương 2: Tổng quan lý thuyết về bảo vệ role

Chương 3: Đặc điểm kỹ thuật lưới điện truyền tải miền Trung

Chương 4: Mô phỏng, tính toán tối ưu hóa cài đặt role và phân tích kết quả

CHƯƠNG 1. GIỚI THIỆU TỔNG QUAN

1.1. Bối cảnh nghiên cứu

1.1.1. Khái quát về hệ thống điện truyền tải Việt Nam

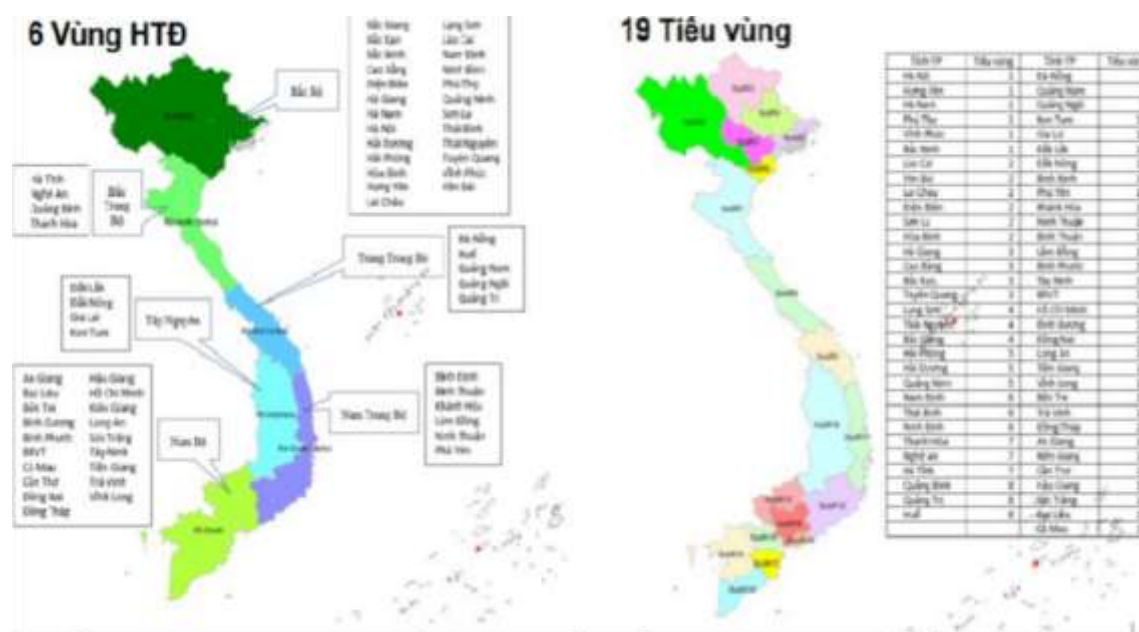
Hệ thống điện truyền tải của Việt Nam được quy hoạch và vận hành bởi Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia (EVNNPT), với mục tiêu đảm bảo cung cấp điện liên tục, ổn định và tin cậy cho nền kinh tế quốc dân. Đặc biệt, trong quá trình phát triển công nghiệp hóa – hiện đại hóa đất nước, sự gia tăng của các khu công nghiệp, đô thị lớn và xu hướng sử dụng năng lượng sạch đang đặt ra những thách thức không nhỏ cho ngành điện lực, nhất là trong khâu truyền tải và phân phối điện năng. Hệ thống điện quốc gia được tổ chức theo mô hình liên kết lưới đồng bộ trên phạm vi toàn quốc, bao gồm ba cấp điện áp chính: 110kV, 220kV và 500kV. Trong đó, lưới 500kV có vai trò là "xương sống" của hệ thống, giúp truyền tải công suất lớn và kết nối ba miền Bắc – Trung – Nam. Sau gần 30 năm đường dây 500kV hiện có 3 mạch song song, các mạch này giúp tăng năng lực truyền tải và giải tỏa công suất nguồn nhiệt điện, điện tái tạo ở miền Trung. Lưới 220kV và 110kV đóng vai trò truyền tải công suất về các khu vực phụ tải, khu công nghiệp và đô thị.

Hiện nay, hệ thống truyền tải điện quốc gia gồm các cấp điện áp chính:

Cấp điện áp 500kV (siêu cao áp): Đây là cấp điện áp cao nhất trong hệ thống điện Việt Nam, đóng vai trò xương sống trong việc truyền tải điện năng trên phạm vi toàn quốc. Lưới 500 kV có nhiệm vụ kết nối ba miền Bắc - Trung - Nam, giúp cân bằng công suất giữa các vùng khi có sự chênh lệch về cung - cầu điện.

Cấp điện áp 220kV/110kV: Là cấp điện áp trung gian, có nhiệm vụ phân phối điện từ lưới 500 kV đến các trung tâm phụ tải lớn, đảm bảo cung cấp điện cho các khu công nghiệp, khu đô thị và các trạm biến áp trung gian. Lưới 220kV/110kV giúp điều hòa công suất và ổn định điện áp trước khi truyền tải xuống các cấp điện áp thấp hơn.

Hệ thống truyền tải Việt Nam được chia làm 6 vùng hệ thống điện đó là: Bắc Bộ, Bắc Trung Bộ, Trung Trung Bộ, Nam Trung Bộ, Tây Nguyên, Nam Bộ. Hệ thống truyền tải điện Việt Nam được chia thành 6 vùng theo đặc điểm địa lý, phụ tải, nguồn phát và vai trò truyền tải. Sự phân chia này giúp EVNNPT tối ưu quản lý, điều độ và bảo trì hệ thống lưới điện quốc gia, đảm bảo truyền tải điện năng ổn định, an toàn từ nơi sản xuất đến nơi tiêu thụ trên cả nước.



Hình 1.1: Phân vùng hệ thống điện Việt Nam

1.1.2. Hệ thống điện truyền tải khu vực miền Trung

Lưới điện truyền tải miền Trung là một phần quan trọng trong hệ thống điện quốc gia Việt Nam, đóng vai trò trung gian trong việc truyền tải điện năng từ các trung tâm nguồn lớn (như thủy điện, nhiệt điện) đến các trung tâm phụ tải và kết nối liên kết giữa miền Bắc và miền Nam. Khu vực miền Trung có địa hình trải dài, hẹp theo chiều Bắc – Nam, đặc trưng bởi địa hình đồi núi, khí hậu khắc nghiệt và thường xuyên chịu ảnh hưởng của bão lũ, gây ra nhiều thách thức trong công tác vận hành và bảo trì lưới điện.

a. Cấu trúc và vai trò hệ thống truyền tải

Hiện nay, lưới điện truyền tải miền Trung do Công ty Truyền tải điện 2 (PTC2) thuộc Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia (EVNNPT) trực tiếp quản lý và vận hành. Hệ thống bao gồm các đường dây truyền tải điện áp cao 220 kV và 500 kV trải dài từ tỉnh Hà Tĩnh đến Khánh Hòa, bao phủ toàn bộ khu vực Bắc Trung Bộ, Trung Trung Bộ và một phần Nam Trung Bộ.

Một số đặc điểm nổi bật của lưới điện truyền tải miền Trung gồm:

Đường dây 500 kV Bắc – Nam: Đây là tuyến huyết mạch truyền tải điện liên miền, chạy qua nhiều tỉnh miền Trung và giữ vai trò then chốt trong việc cân bằng phụ tải toàn hệ thống.

Hệ thống trạm biến áp 500/220 kV: Các trạm như Đà Nẵng, Vũng Áng, Hà Tĩnh, Pleiku 2, Dốc Sỏi... có chức năng điều phối, chuyển đổi điện áp và phân phối điện năng cho các tỉnh trong khu vực.

Liên kết nguồn điện tái tạo: Miền Trung có tiềm năng lớn về điện gió và điện mặt trời, nhất là ở các tỉnh như Quảng Trị, Quảng Bình, Ninh Thuận, Bình Thuận. Lưới điện truyền tải khu vực này đang từng bước được nâng cấp để đáp ứng nhu cầu giải tỏa công suất từ các nguồn năng lượng tái tạo.

b. Ưu điểm của hệ thống truyền tải miền Trung

- Vị trí địa lý thuận lợi cho liên kết hệ thống điện

Khu vực miền Trung đóng vai trò là cầu nối quan trọng giữa hệ thống điện miền Bắc và miền Nam. Nhờ đó, việc truyền tải công suất qua lại giữa các vùng được linh hoạt hơn, giúp hỗ trợ lẫn nhau khi có sự cố hoặc thiếu hụt nguồn cục bộ.

Miền Trung bao gồm cả khu vực Duyên Hải và Tây Nguyên, nơi có đặc điểm thủy văn và phụ tải biến đổi theo mùa. Khi Tây Nguyên bước vào mùa lũ (tháng 5–10), sản lượng thủy điện tăng cao, trong khi đó phụ tải lại tăng mạnh ở khu vực Duyên Hải vào mùa nắng nóng. Điều này giúp cân bằng cung – cầu trong khu vực, giảm áp lực cho hệ thống truyền tải.

- Về kết cấu lưới điện truyền tải

Hệ thống lưới điện 220kV ở miền Trung có dạng vòng và liên kết nhiều hướng, giúp đảm bảo khả năng chuyển tải linh hoạt, giới hạn vùng mất điện khi xảy ra sự cố, tăng độ tin cậy cung cấp điện cho phụ tải trọng điểm.

Ngoài ra, các trạm biến áp 220kV được thiết kế để hoạt động song song giữa các MBA, giúp tăng cường độ linh hoạt, hiệu quả và khả năng phân phối điện trong hệ thống.

Nhờ đẩy mạnh ứng dụng công nghệ tự động hóa trong giám sát, điều khiển và bảo vệ, kết hợp cùng hệ thống điều độ tập trung, khả năng vận hành và xử lý sự cố trên lưới điện được nâng cao rõ rệt. Việc này giúp giảm thời gian thao tác và nâng cao hiệu quả khai thác thiết bị.

Hiện nay, theo các báo cáo điều độ gần đây, lưới điện 220kV tại khu vực miền Trung nhìn chung vẫn đảm bảo vận hành an toàn và ổn định. Tuy nhiên, trong một số tình huống tải tăng cao, hệ thống có thể phải điều chỉnh huy động từ các nguồn thủy điện trong khu vực hoặc cắt bớt phụ tải để đảm bảo ổn định toàn hệ thống.

c. Nhược điểm

- Địa hình và phân bố phụ tải không đồng đều

Miền Trung có địa hình kéo dài, hẹp ngang, nhiều khu vực đồi núi hiểm trở khiến việc phát triển lưới điện truyền tải gặp nhiều khó khăn. Phụ tải lại tập trung không đều, chủ yếu ở các đô thị và khu công nghiệp ven biển, trong khi nhiều khu vực nguồn nằm xa (như ở Tây Nguyên), làm tăng khoảng cách truyền tải và tổn thất điện năng.

- Phụ thuộc vào nguồn thủy điện và thời tiết

Hệ thống nguồn điện trong khu vực có sự phụ thuộc lớn vào thủy điện, trong khi thủy văn tại miền Trung biến động theo mùa rất rõ rệt. Vào mùa khô, lượng nước về hồ giảm mạnh, gây thiếu hụt nguồn phát và ảnh hưởng đến khả năng đáp ứng phụ tải.

- Khó khăn trong vận hành ổn định khi xảy ra sự cố

Do kết cấu lưới dạng vòng nhưng vẫn còn tồn tại nhiều đoạn đường dây đơn tuyến, nên khi xảy ra sự cố hoặc cắt điện để sửa chữa, khả năng chuyển tải có thể bị hạn chế, dẫn đến sụt áp hoặc nguy cơ mất điện cục bộ.

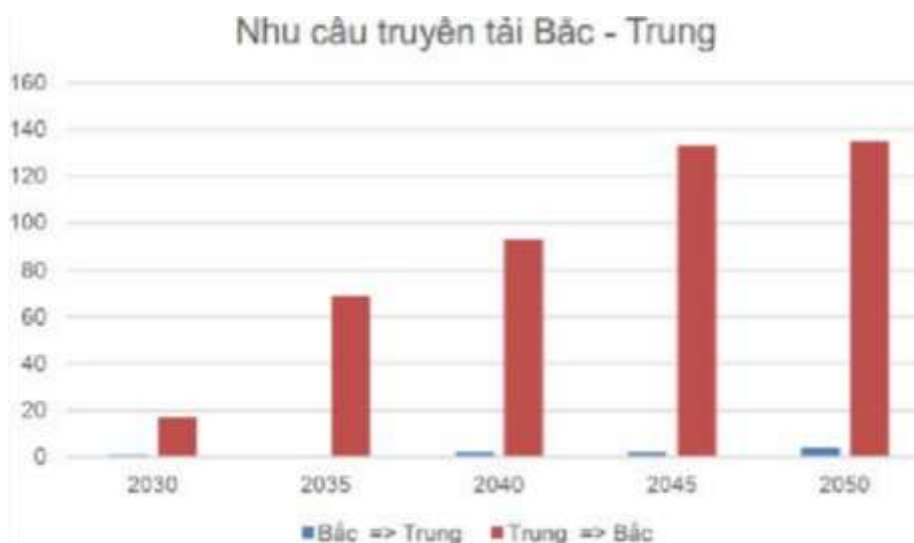
1.2. Lý do và tính cấp thiết của đề tài

1.2.1. Thực trạng hiện nay trên lưới điện truyền tải miền Trung

- Lưới điện truyền tải khu vực miền trung là xương sống cho hệ thống điện của từng miền, hệ thống lưới truyền tải không chỉ phục vụ nhu cầu điện nội vùng mà còn giữ vai trò quan trọng trong việc điều tiết công suất giữa các miền Bắc – Trung – Nam, cung cấp điện an toàn và liên tục tới lưới điện của miền và khu vực Theo Quy hoạch điện VIII điều chỉnh (QHĐ VIII-ĐC), khu vực Trung Trung Bộ sẽ tiếp tục là đầu mối trung chuyển điện năng trọng yếu, với sản lượng truyền tải liên miền lên đến hàng chục tỷ kWh mỗi năm.

Trên giao diện Bắc – Trung, xu hướng truyền tải từ miền trung ra miền bắc đóng vai trò chủ đạo. Truyền tải Trung – Bắc dự kiến tăng từ 17 tỷ kWh năm 2030 lên 135 tỷ kWh năm 2050.

Trên giao diện Trung – Nam, truyền tải từ miền Trung vào miền Nam vẫn chiếm chủ đạo, sản lượng truyền tải trong khoảng từ 37 đến 42 tỷ kWh. Truyền tải Nam – Trung tăng trưởng đáng kể, đạt 29 tỷ năm 2050.





Đặc biệt, miền Trung là khu vực có điều kiện tự nhiên thuận lợi để phát triển năng lượng tái tạo như điện gió và điện mặt trời. Nhiều nhà máy điện mặt trời, điện gió đã được đầu tư và vận hành với quy mô hàng trăm MW. Tuy nhiên, sự phát triển nhanh chóng và cục bộ của các nguồn điện này đang gây áp lực lớn lên hệ thống truyền tải vốn chưa được đầu tư kịp thời. Báo cáo QHĐ VIII ĐC (02/2025) chỉ ra rằng: “Tốc độ tăng trưởng nguồn điện tái tạo tại miền Trung vượt xa khả năng tiếp nhận và giải tỏa công suất của lưới điện hiện hữu. Có những địa phương như Ninh Thuận, tổng công suất nguồn lên đến 2000MW, trong khi khả năng truyền tải tối đa chỉ khoảng 1000MW”.

- Lưới điện miền Trung do Công ty Truyền tải Điện 2 (PTC2) quản lý hiện bao gồm hàng nghìn km đường dây 500kV, 220kV và 110kV, kết nối nhiều nguồn thủy điện, điện gió và điện mặt trời. Theo sơ đồ lưới cập nhật đến tháng 2/2025, các trạm biến áp như Hải Châu, Đà Nẵng Hòa Khánh, Đông Hà, Huế, Duy Xuyên, Quảng Ngãi là các nút truyền tải quan trọng. Sự phức tạp trong cấu trúc lưới mạch vòng, các liên kết đa hướng và dòng công suất thay đổi liên tục khiến yêu cầu về bảo vệ hệ thống ngày càng cao.

Trong đó nhiều tuyến đường dây đi qua địa hình rừng rậm, núi cao, suối sâu và sinh lầy; một số đường dây có đường vào tuyến rất khó khăn, nhiều cung đoạn vô cùng hiểm trở, nằm cách rất xa đường công vụ; nhiều đường dây có đường vào tuyến do lâu ngày đã bị mưa lũ, thiên tai làm bào mòn gây sạt lở, hư hỏng, ảnh hưởng lớn đến công tác quản lý vận hành, đặc biệt là công tác đi kiểm tra thực địa, xử lý sự cố xảy ra trên đường dây. Một số khó khăn cụ thể, ảnh hưởng lớn đến công tác quản lý vận hành an toàn đường dây như:

Một là: Tình hình thời tiết, khí hậu khắc nghiệt là nhân tố ảnh hưởng rất lớn đến công tác vận hành, xử lý sự cố lưới điện. Vào các tháng mùa mưa bão, gió lớn và giông sét, thường xảy ra sự cố phóng điện do gió lốc gây phóng điện trên dây dẫn, do sét đánh

gây phóng điện qua chuỗi sứ, đứt dây lèo, hư hỏng dây dẫn, phụ kiện... Vào các tháng mùa khô, nắng nóng, gió lốc, sương mù, sự cố phóng điện qua chuỗi sứ do cách điện sứ bị nhiễm bẩn, đốt rẫy, thường xảy ra sự cố cháy rừng... Bên cạnh đó, các cây cao nằm gần hành lang, nhất là cây cao su của các nông trường được trồng rất nhiều dọc hành lang đường dây cũng đều có nguy cơ gây chạm, chập, dẫn đến mất an toàn vận hành đường dây.

Hai là: Ảnh hưởng của phụ tải tăng cao do thời tiết nắng nóng cục bộ; một số công trình đầu tư xây dựng lưới vào chậm tiến độ; các nguồn thủy điện phát cao ở khu vực miền Bắc; các nguồn năng lượng tái tạo (điện mặt trời) vào vận hành ồ ạt tại khu vực miền Trung và Nam Trung bộ... Dẫn đến tình trạng vận hành đầy tải, quá tải các đường dây, trạm biến áp 220 kV, 500 kV tại miền Bắc và miền Trung trong các năm gần đây, làm gia tăng suất sự cố, gây mất an toàn và tin cậy cấp điện.

Ba là: Thực tế vận hành hiện nay có một số sự cố đường dây truyền tải do nguyên nhân phóng điện từ dây dẫn xuống hành lang đường dây do vận hành đầy tải, hoặc quá tải làm tăng độ võng và giảm khoảng cách pha-đất

Theo báo cáo số liệu tháng 11/2024 của Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia (EVNNPT), lưới điện truyền tải do Công ty Truyền tải điện 2 (PTC2) quản lý đã đạt được mức độ ổn định tốt trong vận hành. Trong tháng, không ghi nhận sự cố nào do role bảo vệ tác động sai hay do quá tải thiết bị. Tuy nhiên, số liệu thống kê và phân tích trong báo cáo vẫn cho thấy một số tín hiệu cảnh báo và thách thức tiềm tàng mà hệ thống bảo vệ cần phải chủ động ứng phó. Cụ thể như sau:

- SAIDI-T (Chỉ số về thời gian mất điện của khách hàng trong tháng T) của PTC2 là 234.00 phút, đạt chỉ 27.2% so với kế hoạch năm (860 phút), cho thấy nhu cầu giảm thiểu thời gian mất điện do thao tác hoặc công tác bảo trì là rất lớn.

- SAIFI-T (Chỉ số thời gian mất điện trung bình) của PTC2 đạt 0.49 lần, đạt mức 50% kế hoạch, cho thấy còn dư địa đáng kể để cải thiện độ tin cậy.

Mặc dù SAIDI-T sự cố của PTC2 trong tháng 11/2024 là 0.00 phút, tức là không ghi nhận sự cố cắt điện do thiết bị gây ra trong tháng, nhưng đây không phải là trạng thái ổn định bền vững, mà phần lớn là nhờ điều kiện thời tiết thuận lợi và tải thấp mùa cuối năm, không phản ánh đầy đủ các kịch bản có thể phát sinh trong mùa khô hoặc khi nguồn tái tạo phát cao.

Bên cạnh đó, theo thống kê trong cùng báo cáo:

- 13/150 đường dây 220kV tại miền Trung thường xuyên vận hành với tải cao trên 80% định mức, trong đó có các tuyến do PTC2 quản lý như:
- Đường dây 273 Đà Nẵng – 272 Hòa Khánh
- Đường dây 274 Đồng Hới – 273 BT1

- 9/76 máy biến áp 220kV do PTC2 quản lý vận hành trong vùng tải trên 80%, đặc biệt là:
 - AT1, AT2 Kon Tum
 - AT2 Sông Tranh (thủy điện phát cao).
- Trong bối cảnh đó, các sự cố ngắn mạch xảy ra trên lưới truyền tải không những gây gián đoạn cung cấp điện mà còn đe dọa an toàn cho thiết bị, con người và toàn bộ vận hành hệ thống. Việc phát hiện, cách ly nhanh và chính xác phần tử bị sự cố là yêu cầu bắt buộc. Điều này phụ thuộc chủ yếu vào hệ thống role bảo vệ, đây được xem là "tuyến phòng thủ đầu tiên" trong hệ thống điện. Đối với một hệ thống bảo vệ hiệu quả cần đảm bảo “tính chọn lọc, độ nhạy, độ chính xác và thời gian tác động nhanh”, trong khi vẫn phải thích ứng với sự thay đổi thường xuyên về công suất, kết cấu lưới và đặc tính dòng sự cố. Đây chính là cảnh báo cho thấy việc phối hợp, tăng cường sử dụng các chuẩn IEC 61850 và tối ưu hóa cài đặt bảo vệ cho hệ thống truyền tải điện là nhu cầu vô cùng cấp thiết hiện nay.

Do đó, việc nghiên cứu tối ưu cài đặt role bảo vệ, đặc biệt là các chức năng bảo vệ quá dòng (F50/51), bảo vệ quá dòng có hướng (F67), bảo vệ khoảng cách (F21), ... Và khả năng tích hợp truyền thông hiện đại qua chuẩn IEC 61850 dần trở nên hết sức cần thiết. Trong bối cảnh vận hành hiện đại và yêu cầu cung cấp điện liên tục – ổn định – an toàn, thì chính hệ thống role bảo vệ không chỉ là yêu cầu kỹ thuật mà còn là yếu tố sống còn trong vận hành hệ thống điện truyền tải.

1.2.2. Vai trò của bảo vệ quá dòng trong duy trì an toàn hệ thống điện

Trong hệ thống điện truyền tải, việc đảm bảo cung cấp điện liên tục và ổn định không thể tách rời khỏi nhiệm vụ bảo vệ phần tử mạng lưới. Các sự cố điện, đặc biệt là sự cố ngắn mạch, có thể xảy ra bất kỳ lúc nào do nguyên nhân khách quan (thiên tai, sét đánh, sạt lở, va quệt phương tiện, ...) hoặc chủ quan (vật tư xuống cấp, thao tác sai...). Khi đó, dòng điện sự cố tăng vọt sẽ đe dọa phá hủy các thiết bị quan trọng như máy biến áp, đường dây, máy cắt, ... nếu không được phát hiện và cách ly kịp thời.

Bảo vệ quá dòng (Overcurrent Protection - OCR), ký hiệu theo chuẩn IEC là F50/51, đây được xem là một trong những phương pháp bảo vệ cơ bản và quan trọng nhất trong hệ thống điện. Chức năng chính của OCR là phát hiện dòng điện vượt quá giới hạn cho phép và thực hiện cắt tải hoặc cô lập phần tử bị sự cố để bảo vệ hệ thống.

Vai trò quan trọng của bảo vệ quá dòng trong hệ thống truyền tải:

- Ngăn ngừa hư hỏng thiết bị: Khi xảy ra sự cố (chẳng hạn như ngắn mạch hoặc quá tải), dòng điện tăng cao có thể làm nóng quá mức dây dẫn, máy biến áp, máy phát

điện và các thiết bị khác, gây hư hỏng nghiêm trọng. OCR giúp phát hiện và loại bỏ sự cố trước khi thiết bị bị tổn thất.

- Duy trì ổn định hệ thống điện: Khi dòng điện quá mức xảy ra, nếu không có biện pháp bảo vệ kịp thời, hệ thống có thể bị mất ổn định, dẫn đến sụt áp, dao động công suất hoặc thậm chí sập lưới toàn bộ.

- Khoanh vùng sự cố, đảm bảo tính chọn lọc: OCR được thiết kế để tác động nhanh chóng và có tính phối hợp với các thiết bị bảo vệ khác nhằm cách ly sự cố trong phạm vi hẹp nhất, giúp giảm thiểu ảnh hưởng đến toàn bộ hệ thống.

- Tăng cường độ tin cậy của hệ thống điện: Một hệ thống bảo vệ quá dòng hiệu quả giúp đảm bảo cung cấp điện liên tục và an toàn, giảm thiểu thời gian mất điện không mong muốn.

Đặc biệt trong lưới điện miền Trung – nơi có nhiều tuyến đường dây truyền tải dài, kết cấu lưới hỗn hợp gồm mạch vòng – mạch hở, nhiều điểm trung chuyển – thì việc cài đặt các role bảo vệ có độ nhạy và thời gian tác động hợp lý là cực kỳ quan trọng. Không chỉ ngăn chặn lan truyền sự cố, bảo vệ quá dòng còn là lớp bảo vệ dự phòng cho các thiết bị chính như bảo vệ khoảng cách (F21) hay bảo vệ phân đoạn (F87L) trong trường hợp các bảo vệ chính không hoạt động.

Trong lưới truyền tải, mỗi giây chậm trễ trong việc tác động role có thể dẫn đến hậu quả nghiêm trọng:

- Làm lan truyền vùng sự cố sang các nhánh lân cận
- Gây mất ổn định tần số, sụt áp sâu hoặc dao động công suất
- Phá hỏng thiết bị điện (do dòng sự cố cực lớn)
- Mất điện diện rộng, ảnh hưởng đến kinh tế, sản xuất và an ninh

Việc giảm thời gian loại trừ sự cố không chỉ phụ thuộc vào tốc độ đóng cắt thiết bị mà quan trọng hơn là ở khả năng tác động đúng và nhanh của hệ thống role. Tuy nhiên, một role quá nhanh có thể gây cắt sai và ngược lại một role quá trễ sẽ gây lan sự cố. Do đó, việc tối ưu hóa cài đặt role theo thời gian, đặc tính dòng, hướng và khoảng cách là nhiệm vụ mang tính kỹ thuật cao và ảnh hưởng trực tiếp đến độ tin cậy hệ thống.

Bên cạnh đó, chuẩn IEC 61850 đang ngày càng được áp dụng rộng rãi để nâng cấp hệ thống bảo vệ – điều khiển, nhờ khả năng truyền thông nhanh qua giao thức tối ưu giúp đồng bộ dữ liệu và hỗ trợ xử lý logic phức tạp. Tuy nhiên, nếu không có thiết lập role đúng ngay từ đầu, thì việc tích hợp IEC 61850 cũng không thể phát huy hiệu quả.

Chính vì vậy, việc nghiên cứu đề tài **“Ứng dụng phương pháp tối ưu cài đặt bảo vệ quá dòng sử dụng chuẩn IEC 61850 trên lưới điện truyền tải miền Trung Việt Nam”** là hoàn toàn cấp thiết và mang ý nghĩa thực tiễn sâu sắc. Nó không chỉ giúp cải thiện độ tin cậy và an toàn cho hệ thống lưới điện truyền tải, mà còn góp phần nâng cao

hiệu quả vận hành, tối ưu hóa chi phí và tăng cường năng lực tiếp nhận các nguồn năng lượng mới trong thời đại chuyển đổi năng lượng hiện nay.

CHƯƠNG 2. TỔNG QUAN LÝ THUYẾT VỀ BẢO VỆ RƠLE

2.1. Bảo vệ quá dòng (F50/51)

2.1.1. Nguyên lý hoạt động của bảo vệ quá dòng:

Bảo vệ quá dòng (Overcurrent Relay - OCR) là một trong những phương thức bảo vệ quan trọng thường được sử dụng để phản ứng với 3 loại sự cố chính là ngắn mạch, chạm đất và quá tải. Trong hệ thống điện khi có dòng điện chạy qua chỗ đặt bảo vệ vượt quá giá trị dòng điện chỉnh định, lúc này bảo vệ quá dòng sẽ phát hiện và tác động cắt MC (máy cắt) sau một thời gian chỉnh định nhằm cách ly phần tử bị sự cố.

a. Nguyên lý hoạt động

Khi dòng điện trong mạch vượt quá giá trị khởi động I_{kd} , rơ-le sẽ bắt đầu tính toán thời gian tác động theo đặc tính đã cài đặt.

Sau khi hết thời gian trễ, rơ-le sẽ gửi tín hiệu điều khiển để đóng hoặc cắt MC.

Thời gian cắt mạch phụ thuộc vào giá trị của dòng điện và loại đặc tính bảo vệ được cài đặt.

Khi dòng điện giảm về trạng thái bình thường, rơ-le sẽ tự động trở về trạng thái sẵn sàng hoạt động.

b. Phân loại bảo vệ quá dòng:

Rơle bảo vệ quá dòng có 3 kiểu bảo vệ: quá dòng pha, quá dòng chạm đất và quá dòng thứ tự nghịch

c. Đặc tính của rơle quá dòng

Rơle bảo vệ quá dòng gồm các đặc tính

- Thời gian độc lập (DT)
- Thời gian phụ thuộc (IDMT)

Đối với Việt Nam, đặc tính DT thường được sử dụng cho đường dây HV và EHV. Đặc tính IDMT thì được sử dụng làm bảo vệ cho động cơ. Bảo vệ quá dòng vô hướng được sử dụng trong lưới điện hình tia, còn bảo vệ quá dòng có hướng thì thường ứng dụng cho mạch vòng và đường dây song song.

d. Bảo vệ có đặc tính thời gian phụ thuộc (IDMT)

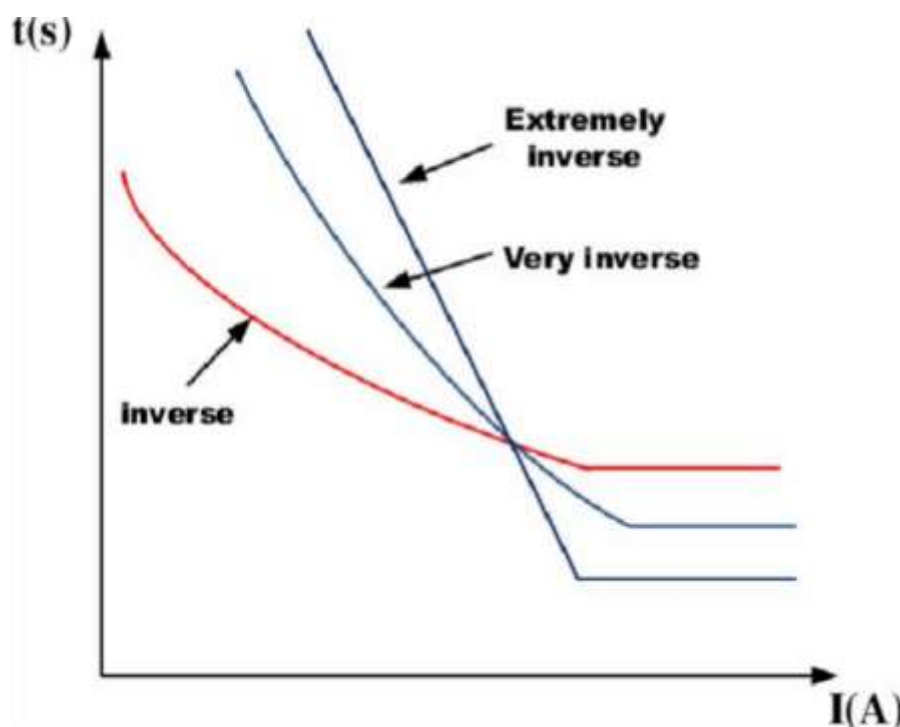
Đặc tính thời gian độc lập (IDMT) là loại bảo vệ có thời gian tác động tỷ lệ nghịch với dòng điện chạy qua bảo vệ. Khi có dòng điện sự cố chạy qua rơle càng lớn thì thời gian tác động của rơle càng nhanh và ngược lại dòng điện sự cố càng thấp thì thời gian tác động sẽ lâu hơn. Theo tiêu chuẩn IEC 61850, có 3 đặc tính phụ thuộc của bảo vệ quá dòng:

- Đặc tính dốc tiêu chuẩn (Standard Inverse - SI): Phù hợp cho bảo vệ sự cố thông thường.
- Đặc tính rất dốc (Very Inverse - VI): Đáp ứng nhanh hơn khi dòng sự cố lớn hơn.
- Đặc tính cực dốc (Extremely Inverse - EI): Đáp ứng cực nhanh khi xảy ra dòng sự cố rất lớn

e. Biểu đồ và công thức tính thời gian tác động thực tế của bảo vệ quá dòng theo đặc tính phụ thuộc

Bảng 2.1: Bảng công thức tính thời gian tác động của OCR theo đặc tính phụ thuộc

Loại đặc tính	Phương trình tính toán	Biểu đồ đặc tính
Đặc tính dốc tiêu chuẩn	$t_{OCR} = \frac{0.14}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{0.02} - 1} \times TMS$	Đường cong giảm nhanh khi dòng sự cố tăng, nhưng thời gian tác động giảm không quá mạnh.
Đặc tính rất dốc	$t_{OCR} = \left(\frac{13.5}{\left(\frac{I}{I_s}\right) - 1}\right) \times TMS$	Đường cong có độ dốc cao hơn so với đặc tính dốc. Thời gian tác động cũng giảm mạnh hơn khi dòng sự cố càng lớn
Đặc tính cực dốc	$t_{OCR} = \left(\frac{80}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^2 - 1}\right) \times TMS$	Đường cong rất dốc – Thời gian tác động giảm cực mạnh khi dòng sự cố càng lớn.



Hình 2.1: Đường cong đặc tính IDMT

2.1.2. Công thức tính dòng khởi động

Dòng khởi động của rơle là giá trị dòng điện mà tại đó rơ-le bắt đầu hoạt động:

$$I_{kđR} = \frac{K_{at} \times I_{lvmax}}{n_l}$$

Trong đó:

- + I_{lvmax} : là dòng làm việc lớn nhất
- + K_{at} : là hệ số an toàn ($K_{at} = 1,2 \div 1,5$)
- + n_l : là tỉ số biến dòng CT

2.1.3. Công thức tính thời gian tác động (IDMT)

Tương tự công thức từ 3 đặc tính phụ thuộc tại bảng 2.1 ta có công thức xác định thời gian tác động của rơ-le quá:

$$t_{OCR} = \frac{K \times TMS}{\left(\frac{I_{SC}}{I_{KĐ}}\right)^\alpha - 1}$$

Trong đó: t_{OCR} : Thời gian tác động của rơle.

K và α : Hệ số phụ thuộc vào đặc tính thời gian của bảo vệ quá dòng.

Bảng 2.2: Hệ số K và α của từng loại đặc tính phụ thuộc

Loại đặc tính	K	P
Dốc tiêu chuẩn (Standard Inverse)	0.14	0.02
Rất dốc (Very Inverse)	13.5	1
Cực dốc (Extremely Inverse)	80	2

2.2. Bảo vệ quá dòng có hướng (F67)

2.2.1. Nguyên lý hoạt động

Rơle F67 là một thiết bị bảo vệ có khả năng phát hiện dòng sự cố và xác định chính xác hướng dòng điện so với một hướng định trước. Cũng giống như rơle quá dòng truyền thống (F50/51), F67 so sánh dòng điện với một giá trị cài đặt (I_{set}), tuy nhiên nó chỉ phát lệnh tác động khi dòng sự cố đạt ngưỡng và đi theo hướng được thiết lập (hướng về phía tải hoặc phía nguồn).

Nguyên lý hoạt động cốt lõi của F67 dựa trên việc đo lường đồng thời biên độ dòng điện sự cố và góc pha của dòng điện này so với một đại lượng phân cực tham chiếu. Đại lượng phân cực này có thể là điện áp hoặc dòng điện từ một phần tử khác của hệ thống. Bằng cách so sánh mối quan hệ pha giữa dòng điện sự cố và đại lượng phân cực, rơle F67 có khả năng xác định chính xác hướng của dòng công suất sự cố, tức là

phân biệt được sự cố xảy ra ở phía trước hay phía sau vị trí đặt rơ le theo một hướng quy định.

a. Một số phương pháp phân cực điển hình bao gồm:

Phân cực bằng điện áp (Voltage Polarization): sử dụng điện áp pha hoặc điện áp dây làm tham chiếu. Đây là phương pháp phổ biến nhất trong hệ thống điện truyền thống. Tuy nhiên, trong các trường hợp sự cố ngắn mạch gần điểm đặt rơ le làm sụt áp nghiêm trọng, phương pháp này có thể mất tác dụng do mất tín hiệu phân cực.

Phân cực bằng dòng điện (Current Polarization): sử dụng dòng điện từ một mạch khác, thường là mạch song song hoặc một nguồn ổn định hơn để tham chiếu. Phân cực dòng có thể khắc phục được nhược điểm khi điện áp suy giảm mạnh trong vùng sự cố.

Phân cực kép (Dual Polarization): kết hợp đồng thời cả hai phương pháp phân cực trên nhằm tận dụng ưu điểm và giảm thiểu nhược điểm của từng phương pháp riêng lẻ. Đây là lựa chọn lý tưởng trong các hệ thống lưới điện hiện đại có nhiều đặc điểm bất định.

Trong thực tế, các rơ le F67 hiện đại như SEL421 hoặc Schneider P441 có thể cấu hình linh hoạt chế độ phân cực theo từng vùng bảo vệ, từng loại sự cố, thậm chí cho phép tự động chuyển đổi chế độ phân cực trong quá trình vận hành.

Một điểm cần lưu ý nữa đó là trong hệ thống điện hiện đại ngày nay thì sự gia tăng nhanh chóng của các nguồn điện tái tạo sử dụng công nghệ biến tần (IBR – Inverter-Based Resources). Các nguồn năng lượng tái tạo sử dụng biến tần (IBR) có đặc tính dòng sự cố hạn chế và góc pha thay đổi bất thường, làm ảnh hưởng đến độ tin cậy của phương pháp phân cực truyền thống trong rơ le F67, đặc biệt là phân cực điện áp khi điện áp sự cố suy giảm nghiêm trọng. Đặc điểm này có thể làm thay đổi hoàn toàn góc pha và biên độ dòng điện trong thời điểm xảy ra sự cố, gây khó khăn cho việc định hướng của rơ le nếu không cấu hình hợp lý. Do đó, trong các hệ thống lưới điện truyền tải đang chuyển dịch mạnh về phía điện gió, điện mặt trời như miền Trung, việc nghiên cứu và lựa chọn phương pháp phân cực phù hợp trong F67 là yếu tố sống còn để đảm bảo hiệu quả bảo vệ.

2.2.2. Ưu điểm hơn so với bảo vệ F50/51 trong một số trường hợp

Trong các hệ thống điện hiện đại, đặc biệt là lưới điện truyền tải có cấu trúc phức tạp như mạch vòng hoặc nhiều tuyến đường dây song song, việc chỉ sử dụng rơ le bảo vệ quá dòng không hướng (F50/51) là không đủ để đảm bảo tính chọn lọc và tin cậy của hệ thống. Rơ le F67 (quá dòng có hướng) được thiết kế để khắc phục các hạn chế này và mang lại nhiều ưu điểm rõ rệt hơn rất nhiều.

a. Trường hợp 1

Như đã đề cập ở trên, trong lưới điện có cấu trúc mạch vòng hoặc lưới song song, vốn ngày càng phổ biến trong lưới truyền tải của PTC2 – dòng sự cố có thể chạy theo nhiều nhánh khác nhau để đến điểm sự cố. Role không có hướng (F50/51) không thể phân biệt được dòng sự cố đi vào hay đi ra khỏi vùng bảo vệ, từ đó dễ dẫn đến nguy cơ tác động sai, làm gián đoạn cung cấp điện trên diện rộng. Role F67 được thiết kế để chỉ tác động khi dòng sự cố đi đúng theo hướng định trước, nhờ đó giúp xác định đúng phần tử bị sự cố và cô lập chính xác, tránh cắt các phần tử không liên quan.

b. Trường hợp 2

Role F67 có khả năng thích ứng cao với các thay đổi của cấu hình lưới điện, đặc biệt khi có sự tái cấu trúc hoặc mở rộng lưới theo các bản cập nhật quy hoạch. Trong thực tế, với những thay đổi như tái cấu hình đường dây, liên kết mới hoặc thay đổi dòng công suất đối với lưới truyền tải của PTC2 năm 2025, nếu các phần tử định hướng của role F67 không được thiết lập đúng, có thể dẫn đến các quyết định sai lầm. Tuy nhiên, nếu được cấu hình chính xác, F67 cho phép kiểm soát và điều hướng tác động bảo vệ linh hoạt hơn rất nhiều so với F50/51.

c. Trường hợp 3

Trong bối cảnh gia tăng nguồn năng lượng tái tạo và có tính biến thiên nhanh (như các nhà máy điện mặt trời và điện gió), cấu trúc dòng sự cố trở nên khó đoán và có hướng không rõ ràng nếu chỉ dùng F50/51. Role F67 với khả năng phân cực linh hoạt (điện áp, dòng hoặc kép) sẽ giúp thích nghi tốt hơn với các điều kiện dòng phức tạp và cải thiện đáng kể độ chính xác khi phát hiện và định hướng sự cố trong lưới điện thực tế

2.3. Bảo vệ khoảng cách (F21)

2.3.1. Nguyên lý đo trở kháng

Bảo vệ khoảng cách (F21) là một dạng bảo vệ dựa trên việc đo lường tổng trở Z nhìn từ vị trí đặt role đến điểm xảy ra sự cố trên đường dây. Tổng trở Z được xác định thông qua tỉ số giữa điện áp (V) và dòng điện (I) tại vị trí đặt role, theo công thức:

$$(Z = V / I)$$

Trong điều kiện sự cố ngắn mạch (ngắn mạch 1 pha đất, 2 pha, hoặc 3 pha), điện áp tại điểm sự cố sẽ giảm xuống nhanh chóng, trong khi dòng điện tăng lên. Khi đó, giá trị trở kháng Z mà role đo được sẽ thấp hơn giá trị trở kháng bình thường (không sự cố). Bằng cách cài đặt ngưỡng trở kháng tại các vùng khác nhau, role có thể xác định khoảng cách tương đối đến điểm sự cố và quyết định có tác động hay không.

Điểm đặc biệt của role khoảng cách là việc nó không dựa vào giá trị dòng điện tuyệt đối như bảo vệ quá dòng, mà dựa vào tương quan giữa điện áp và dòng điện, điều này làm cho bảo vệ khoảng cách ít bị ảnh hưởng bởi thay đổi phụ tải và phù hợp hơn với lưới truyền tải, nơi dòng ngắn mạch có thể không lớn (ví dụ như với nguồn năng lượng tái tạo sử dụng biến tần).

Ngoài ra, bảo vệ khoảng cách thường có khả năng phân biệt hướng sự cố, nhờ vào đặc tính định hướng có sẵn của đặc tuyến hình học (chẳng hạn như đặc tính Mho), do đó role có thể chỉ tác động khi sự cố nằm trong hướng bảo vệ.

2.3.2. Cấu trúc các vùng bảo vệ

Thông thường, role khoảng cách được cài đặt ba vùng bảo vệ chính về phía trước gồm Zone 1, Zone 2 và Zone 3 và có thể có thêm vùng ngược để bảo vệ dự phòng ngược. Mỗi vùng tương ứng với một phạm vi % chiều dài đường dây và một thời gian tác động nhất định, tuân theo tiêu chuẩn IEEE/IEC:

a. Zone 1: Tác động tức thời

Zone 1 là vùng bảo vệ chính, thường được đặt để bao phủ khoảng 80% chiều dài đường dây cần bảo vệ (tính từ vị trí đặt role). Việc chọn 80% thay vì toàn bộ 100% nhằm đảm bảo role không “vượt quá” sang đầu xa, tức tránh tác động sai khi sự cố xảy ra gần phía cuối đường dây và nhằm tránh sai số CT, VT làm cho bị quá tầm. Khi sự cố xảy ra trong phạm vi này, role sẽ tác động ngay lập tức mà không có độ trễ thời gian.

Trong một số trường hợp đặc biệt, như đường dây mạch kép, để hạn chế ảnh hưởng của điện cảm tương hỗ giữa hai mạch, vùng bảo vệ Zone 1 có thể được thu hẹp xuống còn khoảng 70% chiều dài tuyến.

Zone 1 có ý nghĩa quan trọng trong việc cắt nhanh sự cố ở khu vực gần và giúp giảm thiểu ảnh hưởng của sự cố tới hệ thống, như dao động điện áp, sụt áp tại phụ tải và gia tăng tải tức thời tại các tuyến liên kết.

b. Zone 2: Bảo vệ dự phòng có trễ thời gian

Zone 2 thường được cài đặt để bao phủ toàn bộ phần còn lại của tuyến chính (khoảng 100%) và mở rộng thêm khoảng 50% chiều dài tuyến liên kế phía sau ngắn nhất. Tức là Zone 2 có tầm với khoảng 120% chiều dài đường dây chính (hoặc bằng 100% tuyến đường dây bảo vệ chính cộng 50% tuyến đường dây ngắn nhất tiếp theo và tùy trường hợp cụ thể để tránh “vượt quá xa”).

Zone 2 được sử dụng như một vùng bảo vệ dự phòng cho phần cuối tuyến chính mà Zone 1 không bao phủ và đồng thời làm nhiệm vụ bảo vệ tuyến kế tiếp nếu role tuyến kế tiếp không tác động. Thời gian tác động của Zone 2 thường được đặt trong khoảng 0,3 đến 0,5 giây để đảm bảo phối hợp tốt với Zone 1, có nghĩa là cho phép Zone

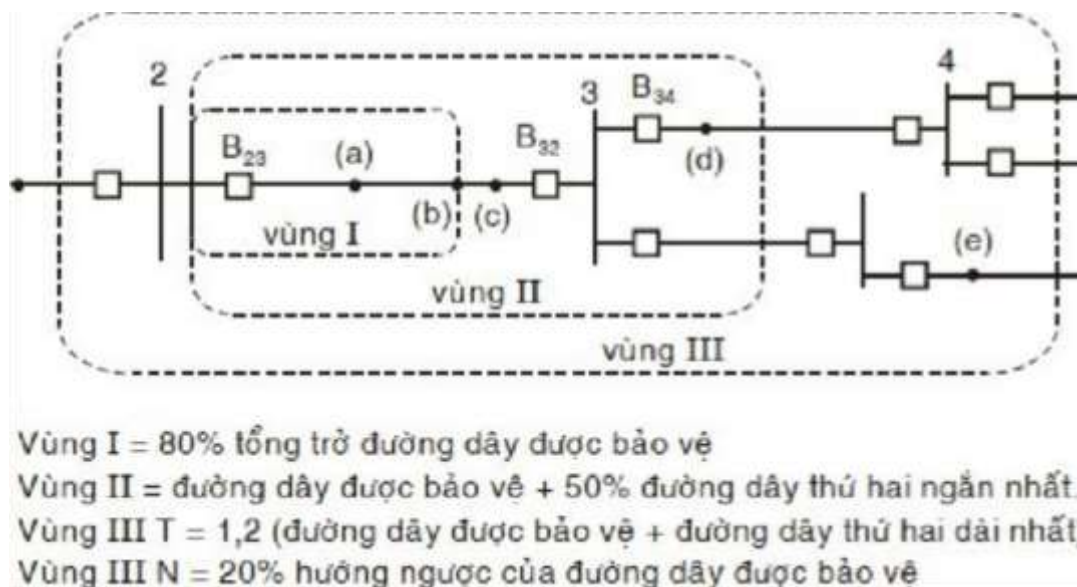
1 của chính tuyến đó và Zone 1 của tuyến liền kề có cơ hội tác động trước. Nếu các vùng này không xử lý được sự cố thì Zone 2 mới vào cuộc, đảm bảo tính chọn lọc.

c. Zone 3: Bảo vệ dự phòng sâu

Zone 3 có phạm vi bảo vệ rộng nhất, thường được cài đặt để bao phủ toàn bộ tuyến chính, toàn bộ tuyến liền kề và cộng thêm khoảng 20% để dự phòng, tương đương 120% tổng chiều dài hai tuyến. Trong một số hệ thống phức tạp, Zone 3 còn có thể được mở rộng để bảo vệ đến 50% tuyến thứ ba tiếp theo nhằm đảm bảo khả năng bao quát toàn diện trong trường hợp mất tác động từ các vùng gần hơn.

Zone 3 đóng vai trò như lớp bảo vệ dự phòng cuối cùng, có thời gian tác động lớn hơn (thường từ 1,0 đến 1,2 giây), để đảm bảo rằng nếu sự cố không được tác động bởi Zone 1 hoặc Zone 2 thì Zone 3 mới tác động. Điều này đảm bảo tính chọn lọc, giảm thiểu rủi ro cắt nhầm các phần tử khỏe mạnh.

Zone 3 còn có thể được cấu hình theo hướng ngược (Zone 3 Reverse), tức về phía sau máy cắt (tuyến nguồn), để làm nhiệm vụ bảo vệ ngược. Vùng này thường có tầm bảo vệ khoảng 20% chiều dài tuyến về phía sau role, chủ yếu dùng để bảo vệ phần tử lân cận như thanh cái hoặc đoạn dây ngắn phía sau máy cắt, nhất là trong các sơ đồ tự động hóa cần tín hiệu phản hồi nhanh.



Hình 2.2: Đặc tính thời gian /khoảng cách cho ba vùng bảo vệ khoảng cách

2.3.3. Đặc tính hình học Mho của rơ-le khoảng cách

Rơ-le khoảng cách loại Mho (hay còn gọi là relay trở kháng định hướng dạng tròn) là dạng đặc tính phổ biến nhất hiện nay trong bảo vệ khoảng cách đường dây truyền tải. Trên mặt phẳng trở kháng R-X, đặc tính Mho biểu diễn vùng tác động của rơ-le dưới dạng một vòng tròn. Vòng tròn này được xác định sao cho đi qua gốc tọa độ (điểm R =

0, $X = 0$) và có tâm nằm về phía R dương. Việc đường tròn đi qua gốc giúp rơ-le có khả năng định hướng một cách tự nhiên.

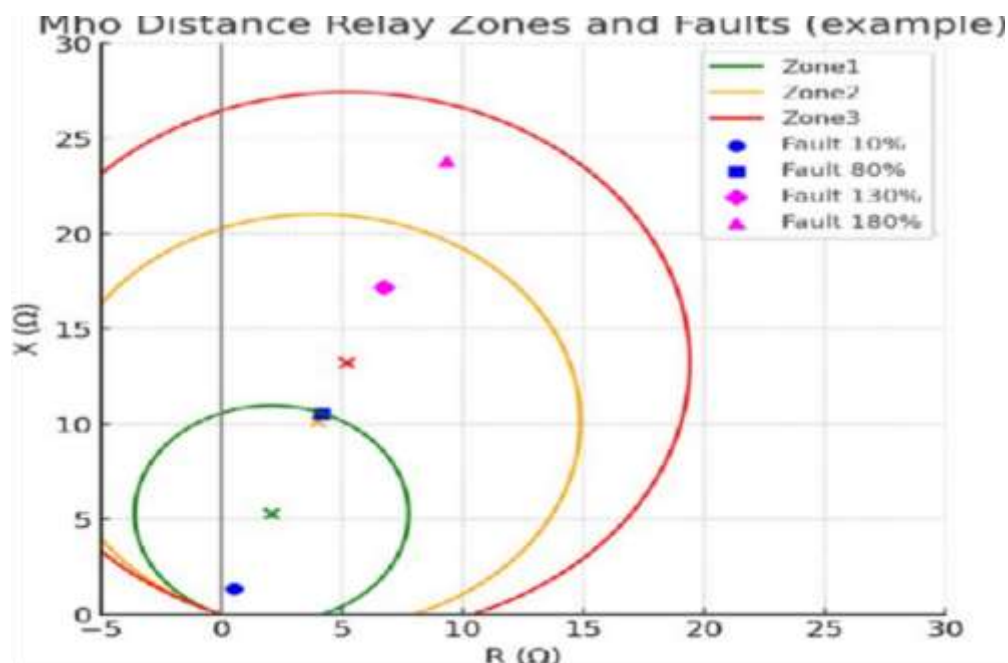
Vùng bên trong vòng tròn là vùng bảo vệ – tức là nếu tổng trở nhìn thấy ($Z = V/I$) tại thời điểm sự cố nằm trong vùng này, rơ-le sẽ nhận biết là sự cố xảy ra trong phạm vi được bảo vệ và phát lệnh cắt. Do đặc tính hình học như vậy, rơ-le Mho sẽ chỉ tác động khi sự cố xảy ra về phía trước (hướng bảo vệ) của rơ-le, và sẽ không tác động nếu sự cố ở phía sau, vì tổng trở biểu kiến trong trường hợp đó thường nằm ngoài vòng tròn.

Đặc tính hình học Mho của F21:

- Đường tròn nằm trên mặt phẳng R-X (trục hoành là thành phần trở thuần R, trục tung là thành phần kháng X).
- Tâm của đường tròn lệch về phía R dương (tức bên phải gốc tọa độ).
- Bán kính của đường tròn bằng một nửa độ dài vùng bảo vệ quy đổi thành tổng trở tuyến.
- Đường kính của vòng tròn được xoay theo góc mô-men tác dụng lớn nhất, thường bằng góc tổng trở đường dây (thường từ 60° đến 75°).
- Điểm cắt của vòng tròn với gốc tọa độ là đặc điểm giúp rơ-le có tính định hướng sẵn, vì chỉ những sự cố phía trước mới có tổng trở nằm trong vùng hình học này.

Đặc điểm đường tròn Mho có tính đối xứng và bao phủ toàn bộ vùng tác động tương ứng với vùng chiều dài được bảo vệ (Zone 1, Zone 2, Zone 3). Các sự cố ngoài tầm hoặc ngược chiều sẽ tạo tổng trở nằm ngoài vòng tròn và do đó không kích hoạt rơ-le tác động.

Đặc tính Mho còn có ưu điểm là ít nhạy với dao động công suất. Khi hệ thống tải dao động hoặc có chuyển mạch, các tổng trở biểu kiến có thể thay đổi nhẹ, nhưng nhờ hình dạng tròn đối xứng và được định hướng, rơ-le Mho không dễ bị nhiễu tác động như các loại rơ-le có đặc tính hình học đa giác.



Hình 2.3: Đặc tính Mho các vùng bảo vệ khoảng cách cho một đường dây

2.3.4. Vai trò của bảo vệ khoảng cách trong bảo vệ đường dây truyền tải

Bảo vệ khoảng cách có vai trò đặc biệt quan trọng trong lưới truyền tải miền Trung, do những đặc điểm sau:

- Các tuyến đường dài, kết cấu lưới liên kết nhiều hướng (mạch vòng, cấp điện từ nhiều nguồn).
- Sự cố trên lưới thường có dòng sự cố thấp hoặc trung bình, do đó các bảo vệ dựa trên dòng như 50/51 có thể không đủ nhạy, hoặc khó phối hợp chọn lọc.
- Trong một số trường hợp, sự cố xảy ra trên tuyến nhưng dòng ngắn mạch không đủ để kích hoạt role 50/51 phía đầu xa, role khoảng cách có thể tác động nhờ đo trở kháng chính xác.

Ngoài ra, trong điều kiện nhiều nguồn năng lượng tái tạo, dòng sự cố có thể bị giới hạn (ví dụ inverter của điện mặt trời, điện gió), khiến giá trị dòng không phản ánh đúng độ nghiêm trọng của sự cố. Trong khi đó, role khoảng cách dựa vào điện áp và dòng nên vẫn hoạt động chính xác.

Các ưu điểm chính của bảo vệ khoảng cách:

- Không phụ thuộc nhiều vào giá trị dòng ngắn mạch.
- Phát hiện được sự cố dù dòng nhỏ, miễn là trở kháng giảm.
- Phối hợp bảo vệ rõ ràng, chọn lọc theo từng vùng.
- Cho phép truyền tín hiệu phối hợp giữa hai đầu xuất tuyến thông qua chuẩn IEC 61850 hoặc cáp quang.
- Dễ dàng mở rộng và tích hợp trong các hệ thống trạm kỹ thuật số.

2.4. Chuẩn IEC 61850

2.4.1. Giới thiệu chuẩn IEC 61850

Tiêu chuẩn IEC 61850 là một bộ quy tắc quốc tế đóng vai trò nền tảng cho các hệ thống truyền thông và tự động hóa trong các trạm biến áp cũng như các tiện ích điện lực hiện đại. Đây không chỉ đơn thuần là một giao thức truyền thông, mà là một khung làm việc toàn diện, bao gồm các mô hình dữ liệu chi tiết, các dịch vụ truyền thông đa dạng và một ngôn ngữ cấu hình hệ thống mạnh mẽ. Một trong những đặc điểm kỹ thuật quan trọng của IEC 61850 là việc tiêu chuẩn này được xây dựng dựa trên công nghệ mạng Ethernet. Việc chuyển đổi sang Ethernet mang lại những ưu điểm vượt trội về băng thông và tốc độ truyền thông so với các giao thức truyền thông nối tiếp truyền thống, vốn không còn đáp ứng đủ nhu cầu trao đổi dữ liệu ngày càng tăng trong các trạm biến áp hiện đại với các Thiết bị Điện tử Thông minh (Intelligent Electronic Devices - IED) ngày càng phức tạp.

Mục tiêu chính và xuyên suốt của IEC 61850 là đạt được khả năng tương tác (interoperability) giữa các IED được cung cấp bởi nhiều nhà sản xuất khác nhau trong môi trường trạm biến áp. Trước khi có IEC 61850, việc sử dụng các giao thức độc quyền từ mỗi nhà sản xuất đã gây ra nhiều khó khăn và tốn kém trong việc tích hợp các hệ thống con, hạn chế khả năng lựa chọn thiết bị tối ưu của các đơn vị vận hành. Tiêu chuẩn này ra đời nhằm giải quyết triệt để vấn đề đó, cho phép tích hợp toàn diện các chức năng bảo vệ, điều khiển, đo lường và giám sát trong một trạm biến áp. Hơn nữa, IEC 61850 cung cấp một nền tảng vững chắc để phát triển các ứng dụng bảo vệ tốc độ cao, các sơ đồ bảo vệ lồng ghép và các tác động xen kẽ phức tạp, vốn rất cần thiết cho sự ổn định và an toàn của lưới điện. Khả năng tương tác không chỉ giúp các đơn vị vận hành tránh được tình trạng phụ thuộc vào một nhà cung cấp duy nhất (vendor lock-in) mà còn cho phép họ lựa chọn những thiết bị tốt nhất cho từng ứng dụng cụ thể, tối ưu hóa hiệu suất và chi phí đầu tư.

Lịch sử phát triển của IEC 61850 bắt nguồn từ cuối những năm 1990, xuất phát từ nhu cầu cấp thiết về một tiêu chuẩn truyền thông thống nhất và toàn diện cho ngành công nghiệp điện. Trước giai đoạn này, sự đa dạng của các giao thức độc quyền không chỉ gây ra các vấn đề tương thích kỹ thuật mà còn làm tăng đáng kể chi phí tích hợp và bảo trì hệ thống. Nhận thức được thách thức này, Ủy ban Kỹ thuật Điện Quốc tế (IEC), đặc biệt là Ban Kỹ thuật 57 (TC57), đã đảm nhận vai trò tiên phong trong việc xây dựng và chuẩn hóa IEC 61850. Phiên bản đầu tiên của bộ tiêu chuẩn này được chính thức công bố vào năm 2003. Kể từ đó, IEC 61850 đã liên tục được xem xét, sửa đổi và mở rộng qua nhiều phiên bản khác nhau để phản ánh những tiến bộ công nghệ mới nhất và đáp ứng các yêu cầu ngày càng khắt khe từ thực tiễn vận hành lưới điện.

Sự phát triển và hoàn thiện không ngừng của IEC 61850 gắn liền mật thiết với các xu hướng hiện đại hóa hệ thống điện trên toàn cầu. Ban đầu, mục tiêu chính là đảm bảo khả năng tương tác trong phạm vi trạm biến áp. Tuy nhiên, với sự phức tạp ngày càng tăng của hệ thống điện, đặc biệt là sự xuất hiện của Lưới điện Thông minh (Smart Grids) và việc tích hợp các Nguồn năng lượng Phân tán (Distributed Energy Resources - DERs), phạm vi của tiêu chuẩn đã được mở rộng đáng kể. Các phiên bản mới hơn của IEC 61850 đã bao gồm các mô hình dữ liệu và chức năng cho các nhà máy điện gió, nhà máy thủy điện, hệ thống DER và các khía cạnh khác của lưới điện thông minh. Điều này

cho thấy IEC 61850 không chỉ là một cải tiến kỹ thuật cho trạm biến áp mà còn là một công nghệ nền tảng, tạo điều kiện cho quá trình chuyển đổi sang các hệ thống điện thông minh hơn, linh hoạt hơn và có khả năng tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo một cách hiệu quả. Bản chất hướng đối tượng và khả năng truyền thông tốc độ cao của tiêu chuẩn là những yếu tố thiết yếu để quản lý các luồng công suất hai chiều và các hành vi động của lưới điện hiện đại.

Mặc dù IEC 61850 mang lại những lợi ích to lớn, tính toàn diện và phức tạp của nó cũng đặt ra những thách thức không nhỏ cho quá trình triển khai và áp dụng. Bộ tài liệu của tiêu chuẩn rất đồ sộ, với phiên bản đầu tiên đã bao gồm 14 phần với khoảng 1.500 trang, và các phiên bản sau này còn mở rộng hơn nữa. Ngôn ngữ Cấu hình Hệ thống (SCL), một thành phần quan trọng, cũng được đánh giá là phức tạp và khó đọc trực tiếp đối với con người. Những yếu tố này không phải là các vấn đề nhỏ mà thực sự là rào cản, đòi hỏi sự đầu tư đáng kể vào đào tạo chuyên môn, các công cụ kỹ thuật phần mềm chuyên dụng (ví dụ, các công cụ chuyển đổi SCL sang định dạng dễ đọc hơn hoặc các công cụ cấu hình chuyên biệt của nhà sản xuất), và có thể kéo dài thời gian triển khai các dự án ban đầu. Do đó, mặc dù các lợi ích về khả năng tương tác và giảm chi phí là rõ ràng, việc khai thác thành công tiềm năng của tiêu chuẩn là một nỗ lực đáng kể, có thể làm chậm quá trình chấp nhận rộng rãi của nó bất chấp ưu thế kỹ thuật.

Cấu trúc tiêu chuẩn IEC 61850 bao gồm nhiều phần, trong đó nổi bật là:

- IEC 61850-1 đến 61850-10: đề cập đến các yêu cầu chung, cấu trúc mô hình dữ liệu, dịch vụ truyền thông, ngôn ngữ cấu hình, và hướng dẫn thử nghiệm.
- IEC 61850-7-4: quy định mô hình dữ liệu đối tượng cho các chức năng bảo vệ và điều khiển.
- IEC 61850-8-1: định nghĩa các dịch vụ truyền thông tầng ứng dụng như MMS, GOOSE.
- IEC 61850-9-2: định nghĩa giao thức truyền thông, các giá trị dòng và áp dụng số hóa (Sampled Values).
- IEC 61850-6: quy định định dạng SCL (Substation Configuration Language) cho cấu hình hệ thống.

Một trong những điểm then chốt của IEC 61850 là mô hình dữ liệu hướng đối tượng. Mỗi thiết bị hoặc chức năng bảo vệ (ví dụ: rơ-le khoảng cách, rơ-le so lệch, khóa liên động...) được mô tả bằng các Logical Node (LN) với định danh chuẩn hóa, ví dụ: PTOC – bảo vệ quá dòng, PDIS – bảo vệ khoảng cách, PDIF – bảo vệ so lệch dòng. Các Logical Node này chứa các thuộc tính tiêu chuẩn như trạng thái, giá trị đo lường, tham số cài đặt..., và được tổ chức theo mô hình cây.

Bên cạnh mô hình dữ liệu, tiêu chuẩn này còn quy định các dịch vụ truyền thông đi kèm, bao gồm:

- Dịch vụ client-server sử dụng MMS (Manufacturing Message Specification) cho giám sát, điều khiển và truyền thông SCADA.

- Dịch vụ event-based dùng GOOSE để truyền tín hiệu điều khiển thời gian thực giữa các IED trong cùng mạng LAN.
- Dịch vụ streaming với Sampled Values (SV) để truyền dòng/áp tức thời từ các Merging Unit tới các rơ-le bảo vệ.
- Hạ tầng truyền thông chủ yếu dựa trên Ethernet công nghiệp tốc độ cao, có thể mở rộng lên đến 1 Gbps, với yêu cầu độ trễ thấp và tính đồng bộ thời gian chặt chẽ.
- Một thành phần quan trọng khác trong IEC 61850 là ngôn ngữ cấu hình SCL (Substation Configuration Language). Đây là ngôn ngữ dựa trên XML được dùng để mô tả toàn bộ cấu hình của trạm biến áp, bao gồm thiết bị, logic, kết nối, cấu trúc truyền thông và các liên kết chức năng. SCL giúp giảm thiểu việc cấu hình thủ công phức tạp, đảm bảo tính nhất quán khi tích hợp thiết bị từ nhiều nhà sản xuất và tạo điều kiện thuận lợi cho việc bảo trì, cập nhật hệ thống.

Việc sử dụng IEC 61850 mang lại một sự thay đổi căn bản trong cách thiết kế và vận hành các hệ thống bảo vệ và điều khiển trong trạm biến áp, chuyển từ cấu trúc dựa trên dây tín hiệu cứng sang mô hình dựa trên truyền thông và phần mềm. Nhờ đó, các chức năng như bảo vệ phối hợp, truyền lệnh cắt nhanh, khóa liên động, giám sát trạng thái... được thực hiện hiệu quả hơn, linh hoạt hơn và có thể mở rộng dễ dàng trong tương lai.

Trong bối cảnh lưới điện Việt Nam đang hướng đến lưới điện thông minh (Smart Grid), việc áp dụng tiêu chuẩn IEC 61850 trong các trạm 110 kV, 220 kV và 500 kV, đặc biệt tại Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia (EVNNPT), thì giờ đây đang ngày càng trở nên phổ biến. Tại khu vực miền Trung, nhiều trạm thuộc PTC2 như Hải Châu, Duy Xuyên, Đông Hà, Quảng Trị đã và đang được xem xét là một phần trong lộ trình áp dụng chuẩn số hóa theo IEC 61850, với thiết bị từ các hãng như SEL, Schneider, ABB.

2.4.2. Các giao thức truyền thông tin: MMS, GOOSE, Sampled Values (SV)

Chuẩn IEC 61850 không chỉ cung cấp mô hình dữ liệu thống nhất mà còn định nghĩa rõ các dịch vụ truyền thông để đảm bảo khả năng trao đổi thông tin giữa các thiết bị trong trạm biến áp. Ba loại giao thức chính được triển khai trong IEC 61850 bao gồm: MMS (Manufacturing Message Specification), GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) và SV (Sampled Values). Mỗi giao thức này được thiết kế để phục vụ các mục đích truyền thông khác nhau, tương ứng với các yêu cầu về độ trễ, độ tin cậy và tốc độ truyền dữ liệu.

a. Giao thức MMS

Giao thức MMS, được định nghĩa trong tiêu chuẩn ISO 9506, là một giao thức

truyền thông dựa trên mô hình client-server. Trong khuôn khổ IEC 61850, MMS được chỉ định trong IEC 61850-8-1 và đóng vai trò chủ yếu cho giao tiếp "theo chiều dọc" (vertical communication). Điều này có nghĩa là MMS thường được sử dụng để trao đổi thông tin giữa các IED (đóng vai trò là server) và các hệ thống ở cấp cao hơn như hệ thống Điều khiển Giám sát và Thu thập Dữ liệu (SCADA), Giao diện Người-Máy (HMI), hoặc các Gateway (đóng vai trò là client). MMS thường hoạt động trên nền tảng TCP/IP và mạng Ethernet, đảm bảo truyền thông tin cậy. Đáng chú ý, MMS ban đầu được General Motors phát triển cho truyền thông trong các hệ thống sản xuất tự động, điều này cho thấy nguồn gốc công nghiệp vững chắc của nó trước khi được chấp nhận rộng rãi trong ngành điện.

MMS cung cấp một loạt các dịch vụ đa dạng, cho phép tương tác toàn diện với IED:

- **Đọc/ghi giá trị dữ liệu:** Client có thể đọc các giá trị đo lường (ví dụ: dòng điện, điện áp, công suất), trạng thái (ví dụ: vị trí máy cắt, tín hiệu cảnh báo), và các thông số cài đặt từ server (IED). Tương tự, client cũng có thể ghi các giá trị cài đặt mới vào IED.

- **Thực hiện lệnh điều khiển:** MMS cho phép client gửi các lệnh điều khiển đến IED, ví dụ như lệnh đóng hoặc mở máy cắt, dao cách ly.

- **Nhận báo cáo sự kiện (Reporting):** Đây là một tính năng quan trọng của MMS. IED (server) có thể được cấu hình để tự động gửi báo cáo đến client khi có sự thay đổi dữ liệu (ví dụ: thay đổi trạng thái, vượt ngưỡng cảnh báo) hoặc theo một chu kỳ định trước. Có hai loại khối điều khiển báo cáo chính là Buffered Report Control Blocks (BRCB) cho các báo cáo được đệm và Unbuffered Report Control Blocks (URCB) cho các báo cáo không đệm. Cơ chế báo cáo này giúp giảm tải cho mạng và client so với việc client phải liên tục thăm dò (polling) dữ liệu từ IED.

- **Truy cập file:** MMS hỗ trợ các dịch vụ truy cập file, cho phép client đọc các file lưu trữ trên IED, ví dụ như đọc file ghi lại sự cố (fault records) hoặc file oscillography từ rơ le bảo vệ.

- **Quản lý thiết bị và duyệt mô hình dữ liệu:** Client có thể sử dụng MMS để khám phá (browse) mô hình dữ liệu của server, lấy thông tin về các đối tượng dữ liệu và dịch vụ mà server hỗ trợ.

- **Vai trò trong Truyền thông Cấu hình và Giám sát**

MMS là giao thức nền tảng cho việc tích hợp thông tin và khả năng điều khiển của IED vào các hoạt động vận hành và quy trình kỹ thuật rộng lớn hơn của đơn vị điện lực.

- + **Giám sát:** MMS cho phép các hệ thống SCADA và HMI giám sát trạng thái hoạt động của trạm biến áp theo thời gian thực bằng cách đọc dữ liệu từ các IED và nhận các báo cáo sự kiện một cách kịp thời.

- + **Điều khiển:** Thông qua MMS, các lệnh điều khiển từ xa có thể được gửi đến các thiết bị đóng cắt và các thiết bị khác trong trạm, cho phép vận hành linh hoạt và hiệu quả.

+ **Truyền thông cấu hình và cài đặt:** Mặc dù việc tải các tệp cấu hình SCL cuối cùng vào IED không được tiêu chuẩn hóa một cách nghiêm ngặt bởi IEC 61850 và có thể sử dụng các phương thức khác như FTP hoặc các dịch vụ tệp chuyên dụng theo IEC 61850, MMS vẫn đóng vai trò quan trọng trong việc truyền tải các thông số cài đặt riêng lẻ hoặc các nhóm cài đặt đến IED. Một số công cụ kỹ thuật cũng sử dụng MMS để đọc thông tin cấu hình hiện tại của IED hoặc để kích hoạt các nhóm cài đặt khác nhau. Các tính năng như cấu hình tự động từ tệp SCL thông qua MMS cũng được hỗ trợ bởi một số hệ thống.

b. Giao thức GOOSE

Giao thức GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) được thiết kế đặc biệt cho việc trao đổi thông tin sự kiện quan trọng, yêu cầu tốc độ cao và độ tin cậy lớn giữa các IED trong cùng một mạng LAN của trạm biến áp. Đây là một hình thức truyền thông "theo chiều ngang" (horizontal communication), trái ngược với truyền thông "theo chiều dọc" của MMS. GOOSE chủ yếu được sử dụng để truyền tải các tín hiệu yêu cầu đáp ứng cực nhanh, chẳng hạn như tín hiệu cắt máy cắt, tín hiệu khóa liên động giữa các thiết bị, và các tín hiệu trạng thái quan trọng phục vụ cho các chức năng bảo vệ và điều khiển tự động.

- Cơ chế Publisher/Subscriber, Tốc độ và Độ tin cậy

GOOSE hoạt động dựa trên cơ chế publisher/subscriber (bên phát/bên nhận đăng ký). Trong mô hình này:

+ Một IED (đóng vai trò là **Publisher**) sẽ phát (broadcast hoặc multicast) các bản tin GOOSE chứa thông tin sự kiện lên mạng LAN của trạm.

+ Các IED khác (đóng vai trò là **Subscribers**) đã được cấu hình trước để "lắng nghe" và nhận các bản tin GOOSE này dựa trên một định danh cụ thể của bản tin (ví dụ: tham chiếu Khối Điều khiển GOOSE - GOOSE Control Block reference, hoặc APPID).

- **Tốc độ:** Như đã đề cập, GOOSE được thiết kế cho tốc độ truyền thông rất cao. Thời gian từ khi một sự kiện xảy ra tại Publisher đến khi Subscriber nhận được thông tin thường chỉ trong vòng vài mili giây (ví dụ, 3-4ms được ghi nhận trong). Tốc độ này là yếu tố then chốt cho các ứng dụng bảo vệ yêu cầu phản ứng tức thời.

- **Độ tin cậy:** Để đảm bảo các tín hiệu bảo vệ quan trọng được truyền đi một cách đáng tin cậy, GOOSE tích hợp nhiều cơ chế:

- + Tín hiệu tác động bảo vệ.
- + Tín hiệu khóa liên động.
- + Tín hiệu báo lỗi thiết bị.
- + Cắt máy cắt trong sơ đồ bảo vệ chống sự cố máy cắt.

- + Lệnh phối hợp cắt nhanh trong bảo vệ khoảng cách liên trạm.
- + Giao thức GOOSE có các đặc điểm:
- + Truyền trực tiếp qua Ethernet với địa chỉ MAC.
- + Không cần TCP/IP.
- + Độ trễ rất thấp ($<4\text{ms}$).
- + Có khả năng phát lại bản tin định kỳ với tần suất giảm dần để tăng độ tin cậy;
- + Mỗi IED có thể gửi và nhận nhiều luồng GOOSE đồng thời.

Nhờ đặc điểm nhiều điểm và độ trễ thấp, GOOSE là lựa chọn lý tưởng cho các chức năng bảo vệ tốc độ cao, yêu cầu phản ứng nhanh và truyền thông tức thời giữa các thiết bị. Việc sử dụng GOOSE thay thế dây tín hiệu cứng truyền thống giúp giảm chi phí dây dẫn, đơn giản hóa sơ đồ bảo vệ, và tăng độ linh hoạt của hệ thống.

c. Giao thức Sampled Values (SV)

Giao thức Sampled Values (SV), còn được gọi là Sampled Measured Values (SMV), là một thành phần quan trọng khác của IEC 61850, được thiết kế đặc biệt để truyền tải các giá trị tức thời của dòng điện và điện áp đã được lấy mẫu và số hóa theo thời gian thực. Các giá trị này được truyền từ các thiết bị đo lường chuyên dụng đặt tại hiện trường, gọi là các Đơn vị Phối hợp (Merging Units - MU), đến các IED thực hiện chức năng bảo vệ, đo lường và điều khiển.

SV tạo thành nền tảng của kiến trúc "Process Bus" (Bus Quy trình) trong các trạm biến áp số hóa hoàn toàn. Process Bus thay thế một lượng lớn dây dẫn đồng truyền thống mang tín hiệu tương tự (analog) từ các biến dòng (CT) và biến điện áp (VT) đến các rơ le và thiết bị đo lường trong nhà điều khiển. Việc này không chỉ giúp giảm chi phí lắp đặt mà còn tăng cường độ an toàn và cải thiện độ chính xác của phép đo. SV đại diện cho một bước tiến lớn hướng tới các trạm biến áp hoàn toàn kỹ thuật số.

- Số hóa và Truyền dẫn Liên tục các Giá trị Dòng điện và Điện áp

Quy trình truyền SV bao gồm các bước sau:

- + Các Merging Unit (MU) thực hiện việc lấy mẫu các tín hiệu dòng điện và điện áp tương tự từ các CT và VT (có thể là loại truyền thống hoặc các cảm biến quang/điện tử hiện đại) và chuyển đổi chúng thành các giá trị số (số hóa).

- + Các mẫu số hóa này sau đó được đóng gói vào các bản tin SV. Các bản tin SV được phát liên tục lên mạng Ethernet của Process Bus theo mô hình publisher/subscriber, tương tự như GOOSE nhưng với mục đích truyền dữ liệu dạng sóng liên tục thay vì thông tin sự kiện.

- + Tần số lấy mẫu cho các ứng dụng SV được tiêu chuẩn hóa để đảm bảo khả năng tương tác. Ví dụ, theo hướng dẫn triển khai IEC 61850-9-2LE (Light Edition), tần số

lấy mẫu phổ biến là 80 mẫu/chu kỳ (samples per cycle) cho các ứng dụng bảo vệ và 256 mẫu/chu kỳ cho các ứng dụng đo lường chất lượng điện năng. Tiêu chuẩn IEC 61869-9, một phần mở rộng của 9-2LE, định nghĩa các tốc độ lấy mẫu như 4800 mẫu/giây (tương đương 80 mẫu/chu kỳ ở tần số 60Hz hoặc 96 mẫu/chu kỳ ở 50Hz) cho các ứng dụng đo lường và bảo vệ thông thường.

+ Luồng dữ liệu mẫu số hóa liên tục với độ phân giải cao này cung cấp cho các IED thông tin dạng sóng chi tiết, cho phép thực hiện các thuật toán bảo vệ và đo lường tiên tiến hơn.

- **Tầm quan trọng của Đồng bộ hóa Thời gian Chính xác** Đồng bộ hóa thời gian là một yếu tố cực kỳ quan trọng đối với các hệ thống sử dụng SV, đặc biệt là cho các chức năng bảo vệ.

+ Nhiều ứng dụng bảo vệ dựa trên SV, chẳng hạn như bảo vệ so lệch (đòi hỏi so sánh pha của các dòng điện từ các vị trí khác nhau), yêu cầu độ chính xác đồng bộ thời gian rất cao giữa các MU cung cấp dữ liệu. Độ chính xác này thường phải đạt đến mức micro giây (μs). Nếu không có sự đồng bộ chính xác, các phép tính toán dựa trên so sánh pha sẽ bị sai lệch, có thể dẫn đến tác động sai của bảo vệ (tác động nhầm khi không có sự cố, hoặc không tác động khi có sự cố).

+ Để đạt được độ chính xác đồng bộ thời gian cần thiết, các giao thức đồng bộ thời gian qua mạng như PTP (Precision Time Protocol - IEEE 1588) thường được sử dụng. Tiêu chuẩn IEC/IEEE 61850-9-3 định nghĩa một hồ sơ (profile) PTP cụ thể cho các ứng dụng tự động hóa tiện ích điện, đảm bảo các yêu cầu về độ chính xác và độ tin cậy.

+ Bản tin SV thường chứa một trường thông tin, ví dụ smpSynch (Sample Synchronization), để chỉ thị trạng thái đồng bộ của nguồn phát các mẫu đó (ví dụ: có được đồng bộ với một đồng hồ toàn cục hay không, hoặc chỉ đồng bộ cục bộ).

Đồng bộ hóa thời gian có thể được coi là công nghệ hỗ trợ quan trọng nhất cho bảo vệ dựa trên SV. Nếu không có nó, việc so sánh pha và các tính toán nhạy cảm về thời gian khác sẽ không đáng tin cậy, dẫn đến hoạt động sai của bảo vệ.

Bảng 2.3: Tổng quan So sánh các Giao thức MMS, GOOSE và SV

Đặc điểm (Feature)	MMS (Manufacturing Message Specification)	GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event)	SV (Sampled Values)
Mô hình Truyền thông (Communication Model)	Client-Server	Publisher- Subscriber	Publisher- Subscriber
Mục đích Chính (Primary Purpose)	Truyền thông SCADA/HMI, cấu hình, giám sát, truy cập file	Trao đổi sự kiện nhANH, tín hiệu cắt, khóa liên động	Truyền các mẫu dòng/áp số hóa từ process bus
Tốc độ/Độ trễ (Speed/Latency)	Chậm hơn (so với GOOSE/SV), đáp ứng yêu cầu SCADA	Rất nhanh, độ trễ thấp (vài ms)	Luồng dữ liệu thời gian thực, liên tục
Loại Dữ liệu Chính (Main Data Type)	Dữ liệu IED đa dạng (trạng thái, đo lường, cài đặt, sự kiện)	Thông tin trạng thái, sự kiện logic (Boolean, Enum)	Các giá trị mẫu dòng điện và điện áp (Integer, Float)
Lớp Vận chuyển (Transport Layer)	TCP/IP (Lớp 4) trên Ethernet	Trực tiếp trên Ethernet (Lớp 2)	Trực tiếp trên Ethernet (Lớp 2)
Cấp Ứng dụng Điển hình (Typical Application Level)	Station Bus (IED ↔ SCADA/Gateway)	Station Bus (IED ↔ IED), Process Bus (MU ↔ IED)	Process Bus (MU ↔ IED)
Độ tin cậy (Reliability Mechanism)	TCP (truyền tin cậy), Báo cáo (BRCB/URCB)	Truyền lại, gán thẻ ưu tiên, stNum/sqNum	Luồng liên tục, đồng bộ hóa thời gian, chất lượng mẫu

2.4.3. Lợi ích và các ứng dụng tiêu biểu của IEC 61850 trong bảo vệ role

Tiêu chuẩn IEC 61850 không chỉ là một giao thức truyền thông đơn lẻ, mà là một khung kỹ thuật toàn diện để thiết kế, vận hành và bảo trì các hệ thống tự động hóa trạm điện hiện đại. Trong lĩnh vực bảo vệ relay, IEC 61850 mang lại một loạt lợi ích thiết thực cả về kỹ thuật, kinh tế và vận hành.

a. Lợi ích kỹ thuật và vận hành

- **Khả năng tương tác (Interoperability):** Đây là một trong những lợi ích cốt lõi và được nhấn mạnh nhiều nhất của IEC 61850. Tiêu chuẩn này cho phép các IED từ các nhà sản xuất khác nhau có thể giao tiếp và hoạt động cùng nhau một cách trơn tru và hiệu quả. Điều này giúp các công ty điện lực không còn bị phụ thuộc vào một nhà cung cấp duy nhất (vendor lock-in), mang lại sự linh hoạt cao hơn trong việc lựa chọn thiết bị phù hợp nhất cho từng ứng dụng cụ thể, đồng thời thúc đẩy cạnh tranh và đổi mới từ phía các nhà sản xuất. Vượt ra ngoài việc chỉ cho phép các thiết bị kết nối với nhau, khả năng tương tác được thúc đẩy bởi IEC 61850 tạo ra một thị trường cạnh tranh hơn cho các IED và giải pháp tự động hóa trạm biến áp. Khi các công ty điện lực không bị ràng buộc vào hệ sinh thái độc quyền của một nhà cung cấp, họ có thể lựa chọn các thành phần tốt nhất từ nhiều nhà cung cấp khác nhau. Sự cạnh tranh gia tăng này khuyến khích các nhà cung cấp đổi mới, cải tiến sản phẩm và đưa ra mức giá cạnh tranh hơn. Hệ quả rộng hơn là một thị trường năng động và đổi mới hơn, cuối cùng mang lại lợi ích cho người dùng cuối (các công ty điện lực) với công nghệ tốt hơn với chi phí có thể tốt hơn.

- **Giảm chi phí dây nối và lắp đặt (Reduced Wiring and Installation Costs):** IEC 61850 cho phép thay thế một khối lượng lớn dây cáp đồng truyền thống bằng cáp quang Ethernet, áp dụng cho cả truyền thông ngang hàng giữa các IED (thông qua GOOSE và SV) và truyền thông với các hệ thống cấp trên (thông qua MMS). Việc này không chỉ giảm chi phí vật tư (cáp, đầu nối, tủ bảng) mà còn đơn giản hóa đáng kể công tác thiết kế, thi công lắp đặt, thử nghiệm và bảo trì hệ thống. Các nghiên cứu và thực tế triển khai đã cho thấy tiềm năng giảm chi phí vốn đầu tư cho trạm biến áp lên đến 30%. Việc giảm đáng kể dây đồng nhờ truyền thông dựa trên Ethernet (GOOSE, SV) mang lại lợi ích chi phí trực tiếp, nhưng cũng có những lợi ích thứ cấp quan trọng như cải thiện an toàn (ít mạch đồng mang điện hơn, đặc biệt là các mạch CT hở nguy hiểm) và đơn giản hóa việc bảo trì và khắc phục sự cố trong suốt vòng đời của trạm biến áp. Ít dây đồng hơn, đặc biệt là từ các CT, có nghĩa là ít điểm tiềm ẩn sự cố hơn, giảm nguy cơ các điều kiện CT hở nguy hiểm, và giảm độ phức tạp vật lý trong các tủ ghép nối và tủ điều khiển. Sự đơn giản hóa này giúp việc khắc phục sự cố dễ dàng hơn (xác định sự cố mạng so với việc dò tìm nhiều dây riêng lẻ) và giảm nỗ lực cần thiết cho các sửa đổi hoặc mở rộng trong

tương lai. Do đó, lợi ích vượt ra ngoài chi phí vốn ban đầu đến an toàn vận hành và khả năng bảo trì lâu dài của trạm biến áp.

- **Nâng cao khả năng giám sát và chẩn đoán (Enhanced Monitoring and Diagnostics):** Mô hình dữ liệu phong phú và các dịch vụ truyền thông đa dạng của IEC 61850 cho phép truy cập chi tiết vào một lượng lớn dữ liệu vận hành và thông tin chẩn đoán từ các IED. Điều này hỗ trợ mạnh mẽ cho việc chẩn đoán từ xa, bảo trì dựa trên điều kiện và bảo trì tiên đoán, từ đó giúp giảm thiểu thời gian ngừng hoạt động của thiết bị và hệ thống. Mô hình đối tượng giúp dữ liệu tự mô tả, hỗ trợ việc hiểu và chẩn đoán.

- **Tăng cường độ tin cậy và tính sẵn sàng của hệ thống (Increased System Reliability and Availability):** Tiêu chuẩn này tích hợp các cơ chế truyền thông tin cậy, ví dụ như cơ chế truyền lại của GOOSE, và hỗ trợ các giao thức dự phòng mạng như PRP (Parallel Redundancy Protocol) và HSR (High-availability Seamless Redundancy) để đảm bảo tính liên tục của truyền thông ngay cả khi có sự cố trên một đường truyền. Khả năng giám sát liên tục tình trạng của các kênh truyền thông (ví dụ, thông qua tín hiệu "heartbeat" của GOOSE) cũng góp phần phát hiện sớm các vấn đề, tăng cường độ tin cậy và tính sẵn sàng chung của toàn bộ hệ thống bảo vệ.

- **Đơn giản hóa kỹ thuật và cấu hình (Simplified Engineering and Configuration):** Ngôn ngữ SCL cung cấp một phương pháp được tiêu chuẩn hóa để mô tả và cấu hình toàn bộ hệ thống tự động hóa trạm biến áp. Điều này giúp giảm đáng kể thời gian, công sức và nguy cơ lỗi trong quá trình thiết kế kỹ thuật, cấu hình và thử nghiệm hệ thống. Việc này dẫn đến triển khai dự án nhanh hơn và sửa đổi hệ thống dễ dàng hơn.

- **Thiết kế hướng tương lai (Future-Proof Design):** Tính linh hoạt và khả năng mở rộng vốn có của IEC 61850 cho phép dễ dàng tích hợp các công nghệ mới, chức năng mới và mở rộng hệ thống khi có nhu cầu thay đổi trong tương lai. Điều này rất cần thiết để các hệ thống điện có thể thích ứng với các yêu cầu phát triển không ngừng của lưới điện, chẳng hạn như việc tích hợp sâu rộng hơn các nguồn năng lượng tái tạo và các ứng dụng của lưới điện thông minh.

b. Ứng dụng tiêu biểu trong bảo vệ rơ le

- Ứng dụng Tiêu biểu của GOOSE trong các Sơ đồ Bảo vệ Rơ le

Giao thức GOOSE, với đặc tính tốc độ cao và độ tin cậy, đóng vai trò trung tâm trong nhiều ứng dụng bảo vệ rơ le hiện đại, thay thế các mạch logic đấu dây cứng truyền thống và mang lại hiệu suất vượt trội.

+ **Tín hiệu cắt tốc độ cao (Fast Tripping Signals):** Đây là ứng dụng cơ bản và phổ biến nhất của GOOSE. Khi một rơ le bảo vệ phát hiện sự cố, nó có thể phát một bản tin

GOOSE chứa lệnh cắt gần như tức thời đến IED điều khiển máy cắt hoặc trực tiếp đến các rơ le khác để thực hiện cắt đồng thời hoặc cắt có phối hợp, đảm bảo sự cố được cô lập một cách nhanh chóng nhất.

+ **Các sơ đồ khóa liên động (Interlocking Schemes):** GOOSE rất hiệu quả trong việc thực hiện các logic khóa liên động phức tạp giữa nhiều IED.

Ví dụ điển hình là khóa liên động thanh cái (Busbar interlocking/blocking): Trong trường hợp sự cố trên thanh cái, rơ le bảo vệ thanh cái hoặc các rơ le của ngăn lộ tổng (nguồn) có thể gửi tín hiệu GOOSE đến các rơ le của các ngăn lộ xuất tuyến để khóa không cho chúng tác động nhầm, đảm bảo tính chọn lọc của bảo vệ. Việc sử dụng GOOSE giúp thực hiện các logic này một cách linh hoạt, nhanh chóng và đáng tin cậy hơn nhiều so với việc đấu dây phức tạp. Tài liệu mô tả cách GOOSE làm cho việc khóa liên động nhanh hơn và độc lập với kích thước/cấu trúc liên kết mạng.

+ **Bảo vệ chống hư hỏng máy cắt (Breaker Failure Protection - BFP):** Khi một rơ le bảo vệ chính gửi lệnh cắt đến máy cắt nhưng máy cắt không thực hiện thao tác cắt (do hỏng hóc cơ khí hoặc mạch điều khiển), chức năng BFP cần được kích hoạt để ngăn ngừa sự cố lan rộng. Tín hiệu GOOSE có thể được sử dụng để:

Rơ le chính gửi tín hiệu GOOSE (song song với lệnh cắt có dây) để khởi động bộ định thời của chức năng BFP trong một IED chuyên dụng hoặc trong các IED lân cận.

Nếu máy cắt không cắt sau khoảng thời gian định trước, IED thực hiện chức năng BFP sẽ phát các bản tin GOOSE chứa lệnh cắt đến các máy cắt dự phòng hoặc các máy cắt lân cận để cô lập hoàn toàn vùng sự cố. Tài liệu cung cấp một ví dụ nghiên cứu điển hình về ứng dụng này.

+ **Truyền tín hiệu bảo vệ kênh truyền (Teleprotection Schemes / Communications-Assisted Tripping):** Đối với bảo vệ đường dây truyền tải dài, việc trao đổi thông tin giữa các rơ le ở hai đầu đường dây là rất quan trọng để đạt được tác động cắt nhanh và chọn lọc cho toàn bộ chiều dài đường dây. GOOSE có thể được sử dụng để truyền các tín hiệu logic này (ví dụ: tín hiệu cho phép cắt trong sơ đồ POTT - Permissive Overreach Transfer Trip, hoặc tín hiệu khóa trong sơ đồ DCB - Directional Comparison Blocking). Tuy nhiên, cần lưu ý rằng việc sử dụng GOOSE cho các ứng dụng qua mạng diện rộng (WAN) hoặc qua các môi trường truyền dẫn đặc biệt như vô tuyến trải phổ có thể gặp một số phức tạp về độ trễ và độ tin cậy so với các giao thức được thiết kế chuyên dụng cho kênh truyền, đòi hỏi kỹ thuật mạng phải được thiết kế cẩn thận.

+ **Các ứng dụng khác:** Ngoài các ứng dụng trên, GOOSE còn được sử dụng trong các sơ đồ điều khiển chất lượng điện năng của các máy biến áp vận hành song song, các sơ đồ bảo vệ hồ quang chọn lọc trong tủ điện trung thế, và nhiều ứng dụng tự động hóa

khác yêu cầu trao đổi thông tin trạng thái nhanh giữa các IED.

Bảng dưới đây minh họa một số ví dụ cụ thể về ứng dụng bản tin GOOSE:

Bảng 2.4: Ví dụ về Ứng dụng Bản tin GOOSE trong các Sơ đồ Bảo vệ Rơ le

Sơ đồ Bảo vệ (Protection Scheme)	Mục đích/Nội dung Bản tin GOOSE (GOOSE Message Purpose/Content)	Lợi ích Mang lại (Benefit Provided)
Khóa liên động thanh cái (Interlocking Busbar Protection)	Rơ le bảo vệ thanh cái gửi tín hiệu GOOSE "khóa tác động" đến các rơ le ngăn lộ xuất tuyến khi có sự cố trên thanh cái.	Tăng tốc độ và độ tin cậy của việc khóa chọn lọc, ngăn ngừa tác động sai của bảo vệ ngăn lộ.
Bảo vệ Hư hỏng Máy cắt (Breaker Failure Protection)	Rơ le chính gửi GOOSE khởi động BFP; IED BFP gửi GOOSE cắt các máy cắt dự phòng/lân cận.	Giảm đáng kể thời gian cô lập sự cố khi máy cắt được lệnh cắt bị hư hỏng, hạn chế thiệt hại và ảnh hưởng đến hệ thống.
Cắt nhanh trong bảo vệ so lệch đường dây (Direct Trip in Line Differential)	Rơ le một đầu đường dây gửi tín hiệu GOOSE "cắt trực tiếp" đến rơ le đầu đối diện khi phát hiện sự cố nội vùng.	Đảm bảo cắt đồng thời và cực nhanh sự cố trên toàn bộ đường dây, cải thiện độ ổn định của hệ thống.
Truyền tín hiệu cho phép trong POTT (Permissive Signal in Permissive Overreach Transfer Trip)	Rơ le đầu xa gửi tín hiệu GOOSE "cho phép cắt" đến rơ le đầu gần khi phát hiện sự cố hướng về đường dây.	Tăng tốc độ cắt có chọn lọc cho các sự cố trong vùng bảo vệ của đường dây, đặc biệt là các sự cố ở cuối đường dây.
Khởi động ghi sự cố từ xa (Remote Fault Recorder Triggering)	Rơ le bảo vệ gửi tín hiệu GOOSE đến thiết bị ghi sự cố (DFR) để khởi động việc ghi dữ liệu khi có sự cố.	Đảm bảo DFR ghi lại được đầy đủ thông tin sự cố từ nhiều nguồn một cách đồng bộ, phục vụ hiệu quả cho phân tích sau sự cố.

Bản chất ngang hàng (peer-to-peer) của GOOSE cho phép giao tiếp trực tiếp giữa các IED mà không cần thông qua một bộ điều khiển trung tâm. Điều này cho phép các sơ đồ bảo vệ và điều khiển phân tán nhanh hơn và linh hoạt hơn. Trái ngược với các hệ thống tập trung nơi tất cả các quyết định hoặc trao đổi tín hiệu có thể phải đi qua một đơn vị chủ, gây ra các điểm lỗi đơn lẻ và độ trễ tiềm ẩn. Đối với các sơ đồ như khóa liên động hoặc bảo vệ thanh cái nhanh, nơi nhiều IED cần phối hợp hành động gần như tức thời, việc trao đổi GOOSE trực tiếp hiệu quả và mạnh mẽ hơn nhiều. Hệ quả là các hệ thống bảo vệ có thể trở nên tự chủ hơn ở cấp độ ngăn lộ hoặc trạm biến áp, phản ứng

nhanh hơn với các sự kiện cục bộ mà không cần chờ sự can thiệp của cấp cao hơn, do đó cải thiện sự ổn định chung của hệ thống.

Việc thay thế logic đấu dây cứng bằng các bản tin GOOSE có nghĩa là các sơ đồ bảo vệ và khóa liên động phức tạp trở thành "được định nghĩa bằng phần mềm" (software-defined), mang lại sự linh hoạt chưa từng có cho việc sửa đổi, thử nghiệm và thích ứng trong suốt vòng đời của trạm biến áp. Trong các hệ thống truyền thống, việc thay đổi một sơ đồ khóa liên động thường có nghĩa là phải đấu nối lại dây một cách rộng rãi, thử nghiệm lại và có khả năng phải cắt điện. Với GOOSE, những thay đổi như vậy thường có thể được thực hiện bằng cách cấu hình lại các IED và cập nhật các tệp SCL, sau đó là mô phỏng và thử nghiệm truyền thông GOOSE. Điều này làm giảm đáng kể nỗ lực và thời gian ngừng hoạt động liên quan đến việc sửa đổi hoặc nâng cấp các sơ đồ bảo vệ. Nó cũng cho phép triển khai logic phức tạp hơn so với thực tế có thể làm với dây cứng. Hệ quả là các hệ thống bảo vệ có thể dễ dàng thích ứng hơn với các cấu hình trạm biến áp hoặc các triết lý bảo vệ thay đổi.

- Ứng dụng Tiêu biểu của SV trong các Chức năng Bảo vệ Rơ le

Giao thức Sampled Values (SV), với khả năng truyền tải các giá trị dòng điện và điện áp tức thời đã được số hóa, mở ra nhiều ứng dụng tiên tiến trong lĩnh vực bảo vệ rơ le, đặc biệt là các chức năng đòi hỏi thông tin dạng sóng chi tiết và đồng bộ.

➤ **Bảo vệ so lệch (Differential Protection):** Đây là một trong những ứng dụng hưởng lợi nhiều nhất từ SV.

+ Các Merging Unit (MU) được lắp đặt tại các điểm khác nhau của vùng cần bảo vệ (ví dụ: hai phía của máy biến áp, các đầu vào/ra của thanh cái, hai đầu của một đường dây) sẽ liên tục lấy mẫu tín hiệu dòng điện (và có thể cả điện áp) và gửi các luồng dữ liệu SV đồng bộ về thời gian đến rơ le bảo vệ so lệch trung tâm.

+ Rơ le so lệch sau đó thực hiện thuật toán so sánh các giá trị dòng điện tức thời hoặc giá trị hiệu dụng từ các luồng SV này. Độ chính xác của phép đo và sự đồng bộ thời gian giữa các luồng SV là yếu tố then chốt cho hoạt động chính xác của bảo vệ so lệch.

+ SV lý tưởng cho bảo vệ so lệch vì nó cung cấp các mẫu dòng điện đồng bộ, độ phân giải cao từ nhiều vị trí. Các tài liệu thảo luận về bảo vệ so lệch chéo (cross-differential) sử dụng SV.

➤ **Bảo vệ khoảng cách (Distance Protection):**

+ Rơ le bảo vệ khoảng cách sử dụng các giá trị mẫu dòng điện và điện áp nhận được từ các luồng SV để tính toán tổng trở đến điểm xảy ra sự cố trên đường dây.

+ Chất lượng và độ chính xác của dữ liệu SV, cùng với sự đồng bộ thời gian (mặc dù yêu cầu có thể không nghiêm ngặt bằng bảo vệ so lệch nhưng vẫn quan trọng), ảnh hưởng trực tiếp đến độ chính xác của phép đo khoảng cách và do đó là tính chọn lọc của bảo vệ.

➤ **Đo lường và Giám sát Chất lượng Điện năng:**

+ Mặc dù không phải là chức năng bảo vệ thuần túy, dữ liệu SV chi tiết, với độ phân giải cao về dạng sóng, rất có giá trị cho các chức năng giám sát chất lượng điện năng. Nó có thể được sử dụng để phát hiện và phân tích các thành phần sóng hài, các hiện tượng quá độ, nhấp nháy điện áp, v.v... Thông tin này quan trọng cho việc đánh giá sức khỏe tổng thể của hệ thống điện và xác định các vấn đề tiềm ẩn.

 Kết luận:

Tiêu chuẩn IEC 61850 đã tạo ra một cuộc cách mạng trong lĩnh vực tự động hóa trạm biến áp và hệ thống bảo vệ rơ le. Với nền tảng là công nghệ Ethernet và mô hình dữ liệu hướng đối tượng, IEC 61850 không chỉ là một tập hợp các giao thức truyền thông mà còn là một khung làm việc toàn diện, định hình cách thức thiết kế, triển khai, vận hành và bảo trì các hệ thống điện hiện đại.

Các giao thức truyền thông chính của IEC 61850, bao gồm MMS, GOOSE và Sampled Values (SV), mỗi loại phục vụ một mục đích riêng biệt nhưng phối hợp chặt chẽ với nhau. MMS cung cấp kênh giao tiếp client-server mạnh mẽ cho việc giám sát, điều khiển và trao đổi dữ liệu cấu hình giữa IED và các hệ thống cấp cao. GOOSE, với cơ chế publisher/subscriber và tốc độ truyền cực nhanh trên nền Ethernet lớp 2, là công cụ lý tưởng cho các tín hiệu sự kiện quan trọng như lệnh cắt và khóa liên động giữa các IED. Trong khi đó, SV mở đường cho kiến trúc Process Bus, cho phép truyền tải các giá trị dòng điện và điện áp số hóa trực tiếp từ thiết bị sơ cấp đến các IED bảo vệ, loại bỏ dây dẫn đồng truyền thống và yêu cầu đồng bộ hóa thời gian chính xác.

Vai trò và tầm quan trọng của IEC 61850 trong việc hiện đại hóa hệ thống bảo vệ rơ le là không thể phủ nhận. Tiêu chuẩn này mang lại khả năng tương tác thực sự giữa các thiết bị từ nhiều nhà sản xuất khác nhau, phá vỡ sự phụ thuộc vào các giải pháp độc quyền. Nó giúp giảm đáng kể chi phí dây nối và lắp đặt, đơn giản hóa quy trình kỹ thuật và cấu hình thông qua ngôn ngữ SCL. Hơn nữa, IEC 61850 tăng cường độ tin cậy của hệ thống bảo vệ thông qua các cơ chế truyền thông mạnh mẽ và khả năng giám sát, chẩn đoán tiên tiến. Sự phối hợp giữa MMS, GOOSE và SV cho phép các sơ đồ bảo vệ phức tạp hoạt động với hiệu suất cao hơn, thời gian đáp ứng nhanh hơn và độ chính xác được cải thiện.

Tuy nhiên, việc triển khai IEC 61850 cũng đi kèm với những thách thức nhất định.

Độ phức tạp của tiêu chuẩn và khối lượng tài liệu lớn đòi hỏi sự đầu tư đáng kể vào đào tạo và xây dựng năng lực chuyên môn. Hạ tầng mạng Ethernet trong trạm biến áp phải được thiết kế cẩn thận để đáp ứng các yêu cầu về hiệu suất, độ tin cậy và an ninh mạng, đặc biệt đối với các tín hiệu GOOSE và SV thời gian thực.

Trong tương lai, IEC 61850 được kỳ vọng sẽ tiếp tục phát triển và mở rộng phạm vi ứng dụng, đặc biệt trong bối cảnh lưới điện thông minh, tích hợp năng lượng tái tạo và các yêu cầu về an ninh mạng ngày càng gia tăng. Các nỗ lực tiêu chuẩn hóa tiếp theo có thể sẽ tập trung vào việc đơn giản hóa hơn nữa quy trình kỹ thuật, tăng cường các biện pháp an ninh và mở rộng mô hình dữ liệu cho các ứng dụng mới. Nhìn chung, IEC 61850 đã, đang và sẽ tiếp tục là một yếu tố then chốt, thúc đẩy sự đổi mới và nâng cao hiệu quả, độ tin cậy của các hệ thống bảo vệ rơ le và tự động hóa trong ngành điện toàn cầu.

dọc theo trục Bắc – Nam như 500 kV Đà Nẵng, Dốc Sỏi, Pleiku và 220 kV Quảng Ngãi, Duy Xuyên, Sông Tranh, Đông Hà, Lao Bảo, Hướng Tân. Các đường dây có cấp điện áp chủ yếu là 500 kV, 220 kV và 110 kV, trong đó 220 kV chiếm tỷ trọng lớn nhất.

Tính đến tháng 2 năm 2025, lưới truyền tải điện thuộc PTC2 bao gồm:

Bảng 3.1: Tổng hợp trạm biến áp PTC2 (Tính đến 02/2025)

Đơn vị/ cấp điện áp	Số trạm	Số lượng MBA – Dung lượng MBA						Số lượng và tổng dung lượng tụ bù (Mvar)	Số lượng và tổng dung lượng kháng bù (Mvar)
		500kV		220kV		110kV			
		Số lượng	Tổng dung lượng	Số lượng	Tổng dung lượng	Số lượng	Tổng dung lượng		
Trạm 500kV	4	6	3000	4	750	-	-	4012	2008
Trạm 220kV	19	-	-	31	6000	12	558	20,745	-

3.1.2. Thông số vận hành: cấp điện áp 110 kV và 220 kV

Cấp điện áp vận hành tại miền Trung chủ yếu bao gồm:

- 220 kV: là cấp điện áp chính được sử dụng để kết nối giữa các trạm biến áp khu vực và trung gian. Các đường dây 220 kV chủ yếu mang dòng công suất lớn từ nhà máy điện đến trung tâm phụ tải tiêu thụ lớn hoặc trạm trung gian, cũng như đóng vai trò liên kết giữa các tỉnh thành. Các trạm như 220 kV Duy Xuyên, Sông Tranh 2, Đông Hà, Quảng Trị, Quảng Ngãi... là các nút chính trong lưới.

- 110 kV: là cấp điện áp phục vụ cấp điện cho khu vực, kết nối đến các phụ tải lớn hoặc nhà máy điện phân tán. Các trạm 110 kV như Hòa Phát, Hòa Khánh, Ngũ Hành Sơn... chủ yếu phục vụ khu vực đô thị và công nghiệp Đà Nẵng, Quảng Ngãi.

Lưới điện truyền tải 220 kV – 110 kV tại miền Trung thường có:

- Sự phối hợp giữa các MBA 220/110 kV dung lượng từ 125 đến 250 MVA.
- Bù dọc và bù ngang để ổn định điện áp và hỗ trợ truyền công suất.
- Các tuyến truyền tải quan trọng: Tam Kỳ – Duy Xuyên, Duy Xuyên – Ngũ Hành Sơn, Đông Hà – Lao Bảo, Thanh Mỹ – Hòa Khánh... sử dụng cáp ACSR500/1018A, ACSR400/872A hoặc ACSR330/1482A.

3.1.3. Đặc tính kỹ thuật đường dây: điện trở, điện kháng, dòng điện định mức

Đặc tính kỹ thuật của đường dây truyền tải là yếu tố then chốt ảnh hưởng đến khả năng mang tải, tính ổn định điện áp và hiệu quả của hệ thống bảo vệ role. Với lưới điện truyền tải miền Trung do PTC2 quản lý, các xuất tuyến chủ yếu có cấp điện áp 220 kV và sử dụng các loại dây dẫn nhôm lõi thép (ACSR) với tiết diện lớn để đáp ứng yêu cầu truyền tải xa qua các địa hình hiểm trở.

Từ các số liệu thống kê và bảng khai báo trong sơ đồ kỹ thuật, các thông số cơ bản bao gồm:

- Dòng điện định mức: phụ thuộc vào loại dây dẫn và điều kiện nhiệt độ cho phép, thường từ 870 A đến trên 1480 A.
- Điện trở tuyến 1 pha (R): đơn vị Ω/km , là thông số quyết định sụt áp và tổn hao công suất trên đường dây.
- Điện kháng tuyến 1 pha (X): đơn vị Ω/km , ảnh hưởng đến đặc tính ngắn mạch và thiết kế bảo vệ.

Bảng 3.2: Thông số kỹ thuật điển hình một số dây dẫn tại lưới truyền tải miền Trung

Dây dẫn	Dòng định mức(A)	Điện trở 1 pha (Ω/km)	Điện kháng 1 pha (Ω/km)
ACSR 330/1482A	~1482	0,064	0,34
ACSR 400/872A	~872	0,055	0,30
ACSR500/1018A	~1018	0,045	0,28

Ghi chú: Dòng định mức (~) mang tính tham khảo đại diện, giá trị phụ thuộc theo từng loại dây và điều kiện khí hậu vùng miền (nhiệt độ môi trường và gió).

Đặc điểm lưới điện miền Trung là các tuyến đường dây dài, băng qua nhiều loại địa hình, nên điện kháng X thường chiếm ưu thế so với R, đặc biệt ảnh hưởng đến tính toán bảo vệ khoảng cách Do đó, các role như Schneider P441 thường phải được chỉnh định vùng tác động phù hợp với tổng trở đường dây thực tế để tránh hiện tượng cắt vượt tầm hoặc cắt dưới tầm tại điểm xảy ra sự cố.

Đặc tính điện trở và điện kháng của các tuyến truyền tải miền Trung không chỉ đóng vai trò trong tính toán công suất mà còn ảnh hưởng trực tiếp đến khả năng tác động chính xác của các chức năng bảo vệ kỹ thuật số (F21, F50/51, F67), vì vậy cần được khai thác cân trọng trong mô hình chỉnh định role.

3.2. Dữ liệu thực tế về hiện trạng bảo vệ relay từ PTC2

Lưới điện truyền tải miền Trung do PTC2 vận hành đã và đang được trang bị các thiết bị bảo vệ rơ-le số hiện đại. Việc thu thập, tổng hợp và phân tích các dữ liệu thực tế từ phiếu chỉnh định, bảng nhập số liệu và đo lường tác động từ nguồn tài liệu được cung cấp bởi PTC2 cho thấy hiện trạng hệ thống bảo vệ rơle đang trong giai đoạn chuyển đổi mạnh mẽ sang chuẩn hóa và số hóa.

3.2.1. Phân tích các thiết bị bảo vệ rơle hiện có

Tại hệ thống lưới truyền tải thuộc Công ty Truyền tải điện 2 (PTC2) khu vực miền Trung thì hệ thống bảo vệ rơle được trang bị các thiết bị rơle số hiện đại, có khả năng tích hợp đa chức năng bảo vệ, truyền thông IEC 61850 và ghi nhận dữ liệu sự kiện theo thời gian thực. Các thiết bị rơle được lựa chọn phù hợp với cấp điện áp, chiều dài đường dây, yêu cầu về thời gian tác động và đặc tính mạng lưới.

a. Các loại thiết bị rơle đang sử dụng

Từ dữ liệu sơ đồ lưới truyền tải của PTC2 và phiếu chỉnh định rơle do PTC2 cung cấp ở phần “Phụ lục”, có thể xác định rằng các rơle phổ biến đang hoạt động tại các trạm bao gồm:



Hình 3.2: Rơle HITACHI RED670

HITACHI RED670: là rơle bảo vệ tích hợp đa chức năng, thuộc dòng thiết bị cao cấp của Hitachi (trước đây là ABB). Rơle này được sử dụng chủ yếu để bảo vệ so lệch đường dây (F87L) và so lệch hợp bộ tại các tuyến quan trọng.

Ngoài chức năng chính F87L, RED670 còn tích hợp:

- Bảo vệ quá dòng có hướng và không hướng (F67/F67N).
- Bảo vệ điện áp thấp (F27), điện áp cao (F59).
- Tích hợp truyền thông IEC 61850, GOOSE, Modbus, DNP3.

Thiết bị này phù hợp với các tuyến ngắn yêu cầu tốc độ cắt nhanh và khả năng phối hợp chính xác, đồng thời hỗ trợ cấu hình linh hoạt qua phần mềm PCM600.



Hình 3.3: Role Schneider P543

Schneider P543: là role bảo vệ so lệch đường dây (F87L) của hãng Schneider Electric, thường được sử dụng tại các tuyến dài như Đà Nẵng – Đại Lộc.

Role này hỗ trợ:

- Bảo vệ khoảng cách (F21/21N).
- Bảo vệ quá dòng hướng và không hướng (F67, F67N).
- Các chức năng liên động như bảo vệ mất đồng bộ, tín hiệu điều khiển từ xa (F85, F68).

Thiết bị cho phép cấu hình các vùng bảo vệ khoảng cách (Z1, Z2, Z3) với thời gian tác động tùy biến. P543 hỗ trợ truyền thông IEC 61850 thông qua phần mềm cấu hình chuyên dụng Easergy Studio.



Hình 3.4: Role SEL 311L

SEL 311L: là role bảo vệ dòng so lệch hợp bộ (F87L) do hãng Schweitzer Engineering Laboratories (SEL, Hoa Kỳ) sản xuất. Thiết bị này được triển khai tại các tuyến quan trọng như Hòa Khánh – Thanh Mỹ. Các chức năng tích hợp bao gồm:

- Bảo vệ so lệch đường dây (F87L).
- Bảo vệ quá dòng, chạm đất có hướng (F67, F67N).
- Bảo vệ điện áp thấp (F27), điện áp cao (F59).

Role được cấu hình bằng phần mềm AcSELerator QuickSet và đặc biệt phù hợp với các tuyến quan trọng có yêu cầu cao về tốc độ cắt và độ tin cậy.



Hình 3.5: Role TOSHIBA GRL200

TOSHIBA GRL200 là thiết bị role số của hãng Toshiba, được dùng tại các tuyến liên kết như xuất tuyến Đà Nẵng - Hải Châu. Role tích hợp các chức năng bảo vệ:

- Bảo vệ dòng so lệch hợp bộ (F87L).
- Bảo vệ khoảng cách (F21/21N), bảo vệ quá dòng và quá dòng chạm đất có hướng (F67/F67N).
- Bảo vệ dao động công suất (F85 – thường dùng trong sơ đồ POTT).
- Bảo vệ quá tải nhiệt (F49), kiểm tra hòa đồng bộ (F25A).

GRL200 sử dụng phần mềm GR-TIEMS để cấu hình và giám sát, phù hợp cho các trạm trung gian có phối hợp điều khiển từ xa.

b. Nhận xét và đánh giá

Ưu điểm:

- Đa số thiết bị bảo vệ hiện đại và đầy đủ chức năng bảo vệ cũng như có thêm hỗ trợ truyền thông IEC 61850.

- Có triển khai phối hợp role chính và phụ theo hướng song song.
- Một số tuyến đã áp dụng truyền thông GOOSE giữa hai đầu tuyến giúp phối hợp bảo vệ liên trạm.

Nhược điểm:

- Một số tuyến thứ yếu hoặc tuyến ngắn vẫn còn sử dụng các role không hỗ trợ giao tiếp số, hoặc đòi cũ không hỗ trợ đồng bộ hóa qua mạng, gây khó khăn cho việc kết nối với các hệ thống giám sát từ xa hoặc tích hợp GOOSE.
- Việc sử dụng nhiều thiết bị từ nhiều hãng sản xuất khác nhau dẫn đến có sự không đồng bộ giữa các role dẫn đến gây khó khăn khi tích hợp, phối hợp và thử nghiệm.
- Cài đặt chưa thống nhất về logic tác động giữa role chính và phụ.
- Cấu hình role hiện nay đang được lưu giữ chủ yếu ở dạng các file cấu hình rời rạc, bảng Excel chỉnh định riêng lẻ, chưa có hệ thống quản lý role tập trung cho toàn bộ lưới. Việc tra cứu, đồng bộ và cập nhật có thể mất thời gian và dễ sai lệch.

3.2.2. Các vấn đề tồn tại và hạn chế về phối hợp bảo vệ

Hiện trạng phối hợp bảo vệ giữa các tuyến tại khu vực miền Trung do PTC2 quản lý vẫn còn tồn tại nhiều bất cập và hạn chế bao gồm:

- Chênh lệch thời gian tác động giữa hai đầu tuyến: nhiều tuyến song phương (VD: Huế ↔ Hòa Khánh, Đà Nẵng ↔ Hòa Khánh), thời gian tác động của cấp 1 tại hai đầu có sự khác biệt lớn (1.8 s ↔ 3.0 s), dẫn đến nguy cơ mất tính chọn lọc hoặc cắt không đồng thời. Điều này ảnh hưởng đến tính ổn định của hệ thống khi xảy ra sự cố.
- Không thống nhất đặc tính thời gian rơ-le: Một số tuyến sử dụng đặc tính thời gian Standard Inverse (SI), trong khi các tuyến liền kề lại dùng Very Inverse (VI) hoặc Extremely Inverse (EI) mà không có lý do kỹ thuật rõ ràng. Điều này gây khó khăn trong việc xây dựng đồ thị phối hợp và có thể làm rơ-le ở đầu xa tác động trước đầu gần trong một số tình huống.
- Cài đặt dòng khởi động chưa tối ưu: Tại nhiều tuyến, dòng khởi động được đặt xấp xỉ 1.3–1.4 lần dòng tải bình thường, gây nguy cơ tác động nhầm khi có biến động phụ tải. Đặc biệt là tại các khu vực có phụ tải dao động mạnh (như khu công nghiệp hoặc gần nhà máy điện mặt trời, điện gió), role có thể phản ứng sai.
- Chưa có phối hợp hệ thống giữa các hãng rơ-le: Việc sử dụng rơ-le từ nhiều hãng khác nhau (SEL, Schneider, TOSHIBA, Siemens, AVERA) dẫn đến mỗi hãng có cách tính toán vùng bảo vệ, xử lý trễ thời gian và logic tác động khác nhau. Nếu không có cấu hình GOOSE chuẩn hóa và kiểm thử liên hãng, có thể dẫn đến lỗi truyền tín hiệu hoặc hiểu nhầm tín hiệu cho phép tác động hoặc không cho phép tác động của role.

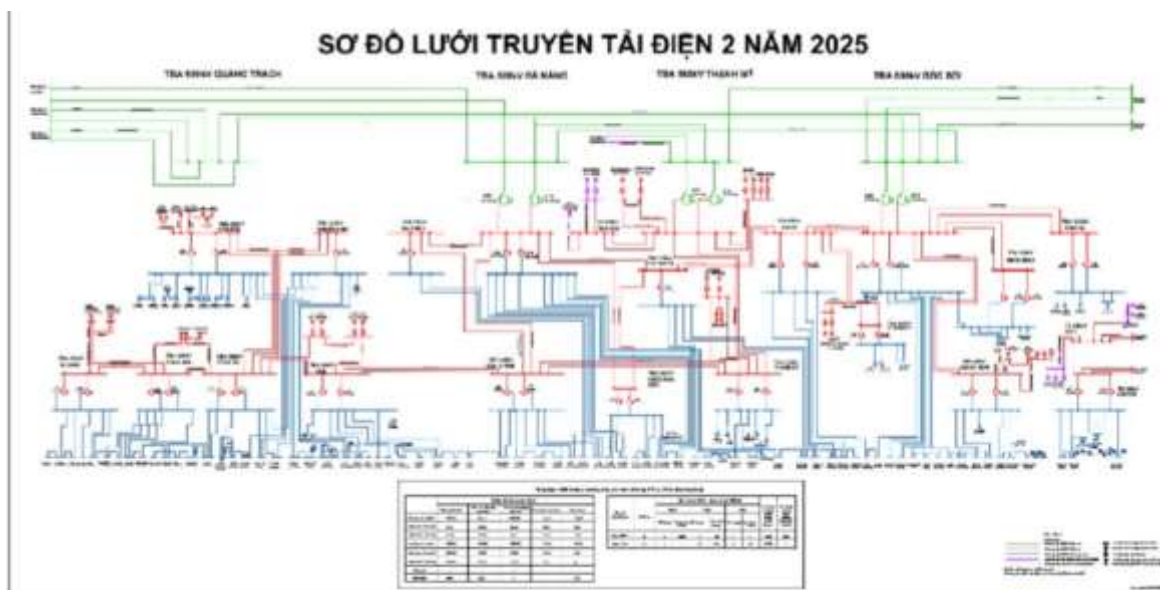
- Chưa đồng bộ hóa cơ sở dữ liệu chỉnh định: Các phiếu chỉnh định hiện được lưu trữ dạng Excel rải rác, không được tích hợp thành một hệ thống quản lý nhất quán. Việc cập nhật, đối chiếu hoặc phân tích toàn hệ thống trở nên khó khăn, đặc biệt trong các tình huống sự cố cần rà soát lại logic bảo vệ.
- Giao tiếp truyền thông chưa được triển khai đầy đủ: Nhiều tuyến vẫn sử dụng truyền tín hiệu truyền thống (dây cứng hoặc tín hiệu logic role cơ bản). Các sơ đồ như POTT, DTT, PUTT vẫn còn triển khai thủ công và chưa khai thác hiệu quả GOOSE/IEC 61850, làm chậm tốc độ truyền lệnh và khó khăn trong kiểm soát liên trạm.

CHƯƠNG 4. MÔ PHỎNG, TÍNH TOÁN TỐI ƯU HÓA CÀI ĐẶT ROLE VÀ PHÂN TÍCH KẾT QUẢ

4.1. Xây dựng mô hình lưới điện truyền tải miền trung trên phần mềm mô phỏng

4.1.1. Giới thiệu tổng quan mô hình lưới điện truyền tải miền Trung

Trong đề án này, lưới điện truyền tải khu vực miền Trung được lựa chọn làm đối tượng nghiên cứu và mô phỏng. Mô hình lưới được xây dựng dựa trên dữ liệu thực tế, bao gồm các thành phần chính như: nguồn, đường dây cao áp, máy biến áp, phụ tải và các thiết bị bảo vệ. Việc xây dựng mô hình nhằm mục tiêu đánh giá hoạt động của các relay bảo vệ trong các tình huống sự cố điển hình.



Hình 4.1: Sơ đồ nguyên lý lưới điện truyền tải điện miền Trung

4.1.2. Phần mềm ETAP

ETAP-Electrical Transient Analyzer Program là phần mềm kỹ thuật phân tích toàn phổ chuyên về phân tích, mô phỏng, giám sát, điều khiển, tối ưu hóa và tự động hóa các hệ thống điện.

Các chức năng của phần mềm ETAP:

- Khảo sát và phân tích một hệ thống điện đơn tuyến với nhiều nguồn cung cấp.
- Xây dựng sơ đồ đơn tuyến của hệ thống điện cần phân tích.
- Phân tích phân bố công suất hệ thống điện, phân bố công suất tổn thất trên đường dây, sụt áp trên đường dây, quá tải trên đường dây, hệ số công suất trên tải.

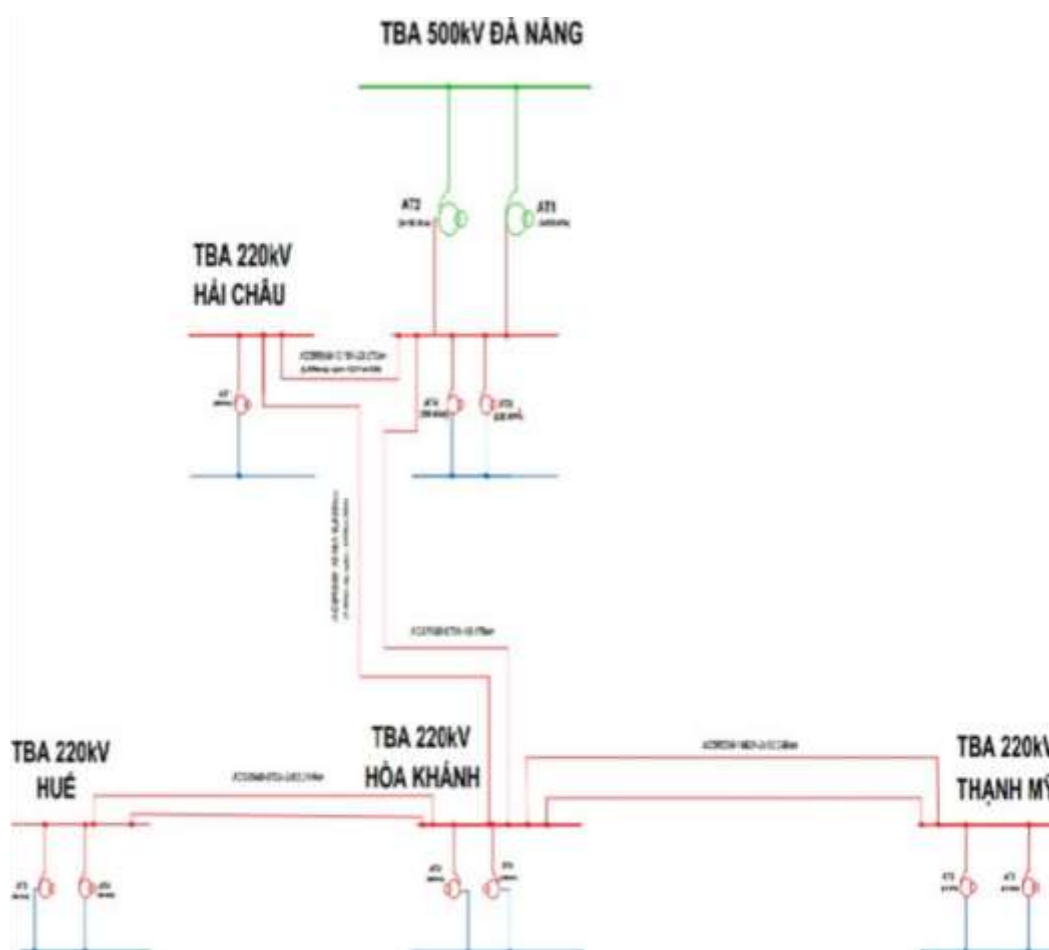
- Phân tích ngắn mạch hệ thống điện: chế độ ngắn mạch đối xứng, chế độ ngắn mạch không đối xứng, ngắn mạch một pha chạm đất, hai pha chạm đất và ngắn mạch giữa hai dây pha, tính toán dòng ngắn mạch.

Một số khả năng tính toán của ETAP

- Tính trào lưu công suất
- Tính ngắn mạch
- Phân tích sóng hài
- Khảo sát ổn định hệ thống điện
- Phối hợp các thiết bị bảo vệ
- Tối ưu trào lưu công suất
- Tính độ tin cậy hệ thống

4.1.3. Thiết lập các thông số chi tiết cho từng đoạn dây

Chọn khu vực Hòa Khánh và những khu vực xung quanh làm đối tượng mô phỏng.



Hình 4.2: Khu vực xung quanh Hòa Khánh.

Bảng 4.1: Thông số đường dây

Đường dây	Chiều dài(km)	Dòng điện làm việc(A)
Hòa Khánh-Huế	82,214	108,6
Hòa Khánh-Thạnh Mỹ	62,098	526,1
Hòa Khánh-Hải Châu	9,923	265,8
Hòa Khánh-Đà Nẵng	13,978	257,5
Hải Châu-Đà Nẵng	23,872	188,5

Từ thông số đường dây chọn máy biến dòng, máy biến điện áp, máy cắt.

Bảng 4.2: Thông số máy biến dòng

Đường dây	Dòng điện làm việc	TI
Hòa Khánh-Huế	108,6	200/1
Hòa Khánh-Thạnh Mỹ	526,1	600/1
Hòa Khánh-Hải Châu	265,8	400/1
Hòa Khánh-Đà Nẵng	257,5	400/1
Hải Châu-Đà Nẵng	188,5	200/1

Bảng 4.3: Thông số máy cắt

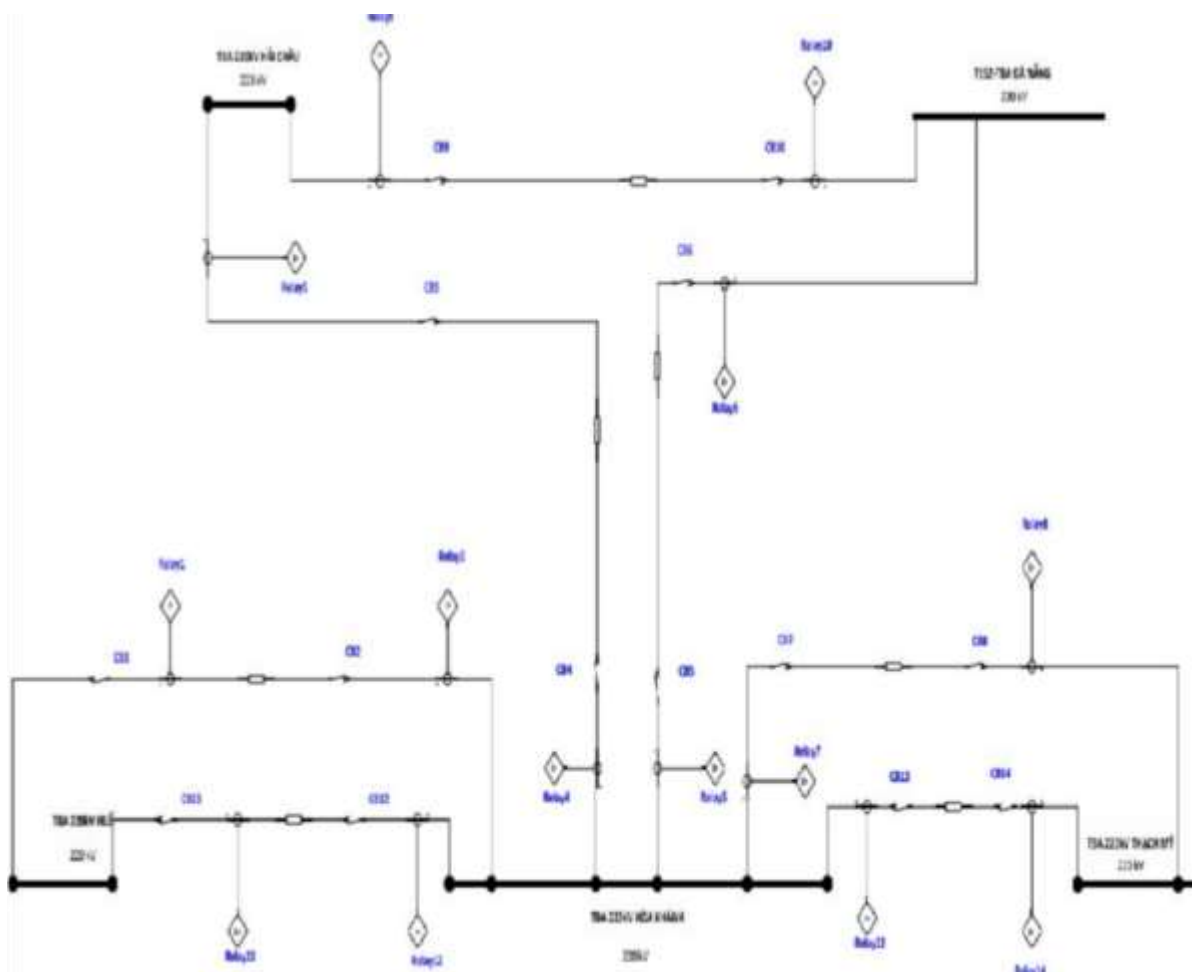
Đường dây	Dòng điện làm việc	CB	
		Điện áp(kV)	Dòng cắt(kA)
Hòa Khánh-Huế	108,6	245	63
Hòa Khánh-Thạnh Mỹ	526,1	245	63
Hòa Khánh-Hải Châu	265,8	245	63
Hòa Khánh-Đà Nẵng	257,5	245	63
Hải Châu-Đà Nẵng	188,5	245	63

Bảng 4.4: Thông số máy biến điện áp

Đường dây	Sơ cấp(kV)	Thứ cấp(V)	Tỉ số
Hòa Khánh-Huế	220	110	2000:1
Hòa Khánh-Thạnh Mỹ	220	110	2000:1
Hòa Khánh-Hải Châu	220	110	2000:1
Hòa Khánh-Đà Nẵng	220	110	2000:1
Hải Châu-Đà Nẵng	220	110	2000:1

4.2. Thực hiện mô phỏng các kịch bản sự cố và đánh giá kết quả ròle F51

Ta chọn SEL-751 làm role thực hiện nhiệm vụ mô phỏng trong đồ án này. Lí do chọn SEL-751 là vì nó là role mới so với một số role hiện đang được sử dụng trên lưới điện quốc gia có các chức năng của role 50/51 và 67. Ngoài ra nó còn đạt chuẩn IEC 61850.



Hình 4.3: Sơ đồ mô phỏng lưới điện

4.2.1. Tính toán thông số cài đặt cho F51

Trong nghiên cứu này, ta chọn role quá dòng có đặc tính thời gian phụ thuộc (IDMT) có thể khắc phục được nhược điểm của bảo vệ role quá dòng cắt nhanh và bảo vệ quá dòng có đặc tính thời gian độc lập. IDMT là loại bảo vệ khi có dòng càng lớn thì thời gian tác động càng nhanh, điều này có thể tăng độ tin cậy khi có những dòng ngắn mạch lớn ở gần nguồn thì chúng ta cần loại bỏ sự cố càng nhanh càng tốt. Bảo vệ quá dòng có đặc tính thời gian phụ thuộc có một số dạng đường cong đặc tính như Standard Inverse, Very Inverse, Extremely Inverse, Long Time... tùy vào từng đặc điểm khác nhau trên đường dây ta có thể chọn từng loại đường đặc tính sao cho phù hợp.

Bảng 4.5: Bảng tra hệ số của đặc tính phụ thuộc

Dạng đường cong	Tiêu chuẩn	K	α	L
Độ dốc chuẩn SI	IEC	0,14	0,02	0
Rất dốc VI	IEC	13,5	1	0
Cực dốc EI	IEC	80	2	0
Thời gian dài LTI	IEC	120	1	0
Độ dốc chuẩn MI	ANSI/IEEE	0,0515	0,02	0,114
Rất dốc VI	ANSI/IEEE	19,61	2	0,491
Cực dốc EI	ANSI/IEEE	28,2	22	0,125

Khu vực mô phỏng có 7 đường dây, ở đầu và cuối mỗi đường dây ta lắp đặt một role SEL-751 để thực hiện tính toán cho F51. Bắt đầu tiến trình mô phỏng ta cho ngắn mạch ở các Bus Hòa Khánh, Huế, Hải Châu, Thạnh Mỹ, Đà Nẵng. Lí do cho ngắn mạch ở các thanh cái vì nó tương tự ngắn mạch ở đầu mỗi đường dây đường dây.

Bảng 4.6: Dòng ngắn mạch ở các thanh cái

Thanh cái	Dòng ngắn mạch(kA)
Huế	23,448
Hòa Khánh	36,845
Hải Châu	25,791
Thanh Mỹ	69,299
Đà Nẵng	43,604

Ví dụ ta tính toán cài đặt cho role 1 ở đường dây Hòa Khánh-Huế theo chiều đi từ Huế đến Hòa Khánh. Vì không quá gần nguồn nên dòng có thể nhỏ nên ta chọn đường cong Very Inverse để tiến hành nghiên cứu.

Dòng khởi động của bảo vệ quá dòng có thời gian:

$$I_{KĐR}^{51} = \frac{k_{at}}{n_I} \times I_{lvmax}$$

Thời gian tác động của role 1:

$$t = \frac{K \times TMS}{\left(\frac{I_N}{I_{KĐ}}\right)^\alpha - 1} + L$$

Sau khi có công thức và số liệu ta tiến hành tính toán cài đặt cho các role bảo vệ quá dòng F51 kết hợp với chức năng Star View với TMS được điều chỉnh sao cho phù hợp thời gian tác động của các role khi ngắn mạch là chính xác nhất.

4.2.2. Thực hiện mô phỏng các kịch bản sự cố

Tiến hành mô phỏng ngắn mạch ở các thanh cái Hòa Khánh, Huế, Hải Châu, Đà Nẵng, Thạch Mỹ lần lượt ta được kết quả sau:

Symmetrical 3-Phase Fault at TBA 220kV HOA KHANH

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
23.3	Relay5	10.918	23.3		Phase - OC1 - 51
36.9	Relay2	2.722	36.9		Phase - OC1 - 51
36.9	Relay12	2.722	36.9		Phase - OC1 - 51
42.0	Relay4	5.902	42.0		Phase - OC1 - 51
63.3	CB5		40.0		Tripped by Relay5 Phase - OC1 - 51
76.9	CB2		40.0		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 51
76.9	CB12		40.0		Tripped by Relay12 Phase - OC1 - 51
82.0	CB4		40.0		Tripped by Relay4 Phase - OC1 - 51
124	Relay7	4.419	124		Phase - OC1 - 51
124	Relay13	4.419	124		Phase - OC1 - 51
149	Relay6	10.918	149		Phase - OC1 - 51
164	CB7		40.0		Tripped by Relay7 Phase - OC1 - 51
164	CB13		40.0		Tripped by Relay13 Phase - OC1 - 51
189	CB6		40.0		Tripped by Relay6 Phase - OC1 - 51
236	Relay1	2.722	236		Phase - OC1 - 51
236	Relay11	2.722	236		Phase - OC1 - 51
269	Relay3	5.902	269		Phase - OC1 - 51
276	CB1		40.0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51
276	CB11		40.0		Tripped by Relay11 Phase - OC1 - 51
308	Relay9	3.901	308		Phase - OC1 - 51
309	CB3		40.0		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - 51
317	Relay10	3.901	317		Phase - OC1 - 51
321	Relay8	4.419	321		Phase - OC1 - 51
321	Relay14	4.419	321		Phase - OC1 - 51
348	CB9		40.0		Tripped by Relay9 Phase - OC1 - 51
357	CB10		40.0		Tripped by Relay10 Phase - OC1 - 51
361	CB8		40.0		Tripped by Relay8 Phase - OC1 - 51
361	CB14		40.0		Tripped by Relay14 Phase - OC1 - 51

Hình 4.4: Thời gian tác động của role khi ngắn mạch tại Hòa Khánh

Symmetrical 3-Phase Fault at TBA 220kV HUẾ

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
31.2	Relay2	3.201	31.2		Phase - OC1 - 51
31.2	Relay12	3.201	31.2		Phase - OC1 - 51
71.2	CB2		40.0		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 51
71.2	CB12		40.0		Tripped by Relay12 Phase - OC1 - 51
118	Relay5	2.247	118		Phase - OC1 - 51
158	CB5		40.0		Tripped by Relay5 Phase - OC1 - 51
199	Relay1	3.201	199		Phase - OC1 - 51
199	Relay11	3.201	199		Phase - OC1 - 51
239	CB1		40.0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51
239	CB11		40.0		Tripped by Relay11 Phase - OC1 - 51
271	Relay4	1.206	271		Phase - OC1 - 51
311	CB4		40.0		Tripped by Relay4 Phase - OC1 - 51
756	Relay6	2.247	756		Phase - OC1 - 51
796	CB6		40.0		Tripped by Relay6 Phase - OC1 - 51
1350	Relay7	0.916	>1350		Phase - OC1 - 51
1350	Relay13	0.916	>1350		Phase - OC1 - 51
1390	CB7		40.0		Tripped by Relay7 Phase - OC1 - 51
1390	CB13		40.0		Tripped by Relay13 Phase - OC1 - 51
1735	Relay3	1.206	1735		Phase - OC1 - 51
1775	CB3		40.0		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - 51
2003	Relay9	0.806	2003		Phase - OC1 - 51
2043	CB9		40.0		Tripped by Relay9 Phase - OC1 - 51
2062	Relay10	0.806	2062		Phase - OC1 - 51
2102	CB10		40.0		Tripped by Relay10 Phase - OC1 - 51
3510	Relay8	0.916	>3510		Phase - OC1 - 51
3510	Relay14	0.916	>3510		Phase - OC1 - 51
3550	CB8		40.0		Tripped by Relay8 Phase - OC1 - 51
3550	CB14		40.0		Tripped by Relay14 Phase - OC1 - 51

Hình 4.5: Thời gian tác động của role khi ngắn mạch tại Huế

Symmetrical 3-Phase Fault at 7152-TBA ĐÀ NẴNG.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
27.8	Relay5	8.476	27.8		Phase - OC1 - 51
58.7	Relay2	1.764	58.7		Phase - OC1 - 51
58.7	Relay12	1.764	58.7		Phase - OC1 - 51
67.8	CB5		40.0		Tripped by Relay5 Phase - OC1 - 51
98.7	CB2		40.0		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 51
98.7	CB12		40.0		Tripped by Relay12 Phase - OC1 - 51
107	Relay4	2.519	107		Phase - OC1 - 51
147	CB4		40.0		Tripped by Relay4 Phase - OC1 - 51
178	Relay6	8.476	178		Phase - OC1 - 51
215	Relay7	2.829	215		Phase - OC1 - 51
215	Relay13	2.829	215		Phase - OC1 - 51
218	CB6		40.0		Tripped by Relay6 Phase - OC1 - 51
255	CB7		40.0		Tripped by Relay7 Phase - OC1 - 51
255	CB13		40.0		Tripped by Relay13 Phase - OC1 - 51
310	Relay9	3.876	310		Phase - OC1 - 51
319	Relay10	3.876	319		Phase - OC1 - 51
350	CB9		40.0		Tripped by Relay9 Phase - OC1 - 51
359	CB10		40.0		Tripped by Relay10 Phase - OC1 - 51
376	Relay1	1.764	376		Phase - OC1 - 51
376	Relay11	1.764	376		Phase - OC1 - 51
416	CB1		40.0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51
416	CB11		40.0		Tripped by Relay11 Phase - OC1 - 51
560	Relay8	2.829	560		Phase - OC1 - 51
560	Relay14	2.829	560		Phase - OC1 - 51
600	CB8		40.0		Tripped by Relay8 Phase - OC1 - 51
600	CB14		40.0		Tripped by Relay14 Phase - OC1 - 51
687	Relay3	2.519	687		Phase - OC1 - 51
727	CB3		40.0		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - 51

Hình 4.6: Thời gian tác động của role khi ngắn mạch tại Đà Nẵng

Symmetrical 3-Phase Fault at TBA 220kV HAI CHAU.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
23.3	Relay4	14.346	23.3		Phase - OC1 - 51
63.3	CB4		40.0		Tripped by Relay4 Phase - OC1 - 51
66.5	Relay2	1.574	66.5		Phase - OC1 - 51
66.5	Relay12	1.574	66.5		Phase - OC1 - 51
68.0	Relay5	3.658	68.0		Phase - OC1 - 51
107	CB2		40.0		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 51
107	CB12		40.0		Tripped by Relay12 Phase - OC1 - 51
108	CB5		40.0		Tripped by Relay5 Phase - OC1 - 51
149	Relay3	14.346	149		Phase - OC1 - 51
158	Relay9	8.020	158		Phase - OC1 - 51
163	Relay10	8.020	163		Phase - OC1 - 51
189	CB3		40.0		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - 51
198	CB9		40.0		Tripped by Relay9 Phase - OC1 - 51
208	CB10		40.0		Tripped by Relay10 Phase - OC1 - 51
247	Relay7	2.551	247		Phase - OC1 - 51
247	Relay13	2.551	247		Phase - OC1 - 51
287	CB7		40.0		Tripped by Relay7 Phase - OC1 - 51
287	CB13		40.0		Tripped by Relay13 Phase - OC1 - 51
426	Relay1	1.574	426		Phase - OC1 - 51
426	Relay11	1.574	426		Phase - OC1 - 51
435	Relay6	3.658	435		Phase - OC1 - 51
466	CB1		40.0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51
466	CB11		40.0		Tripped by Relay11 Phase - OC1 - 51
475	CB6		40.0		Tripped by Relay6 Phase - OC1 - 51
643	Relay8	2.551	643		Phase - OC1 - 51
643	Relay14	2.551	643		Phase - OC1 - 51
683	CB8		40.0		Tripped by Relay8 Phase - OC1 - 51
683	CB14		40.0		Tripped by Relay14 Phase - OC1 - 51

Hình 4.7: Thời gian tác động của role khi ngắn mạch tại Hải Châu

Symmetrical 3-Phase Fault at TBA 220kV THACH MY.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
92.0	Relay5	2.792	92.0		Phase - OC1 - 51
132	CB5		40.0		Tripped by Relay5 Phase - OC1 - 51
150	Relay2	0.775	150		Phase - OC1 - 51
150	Relay12	0.775	150		Phase - OC1 - 51
152	Relay7	3.730	152		Phase - OC1 - 51
152	Relay13	3.730	152		Phase - OC1 - 51
190	CB2		40.0		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 51
190	CB12		40.0		Tripped by Relay12 Phase - OC1 - 51
192	CB7		40.0		Tripped by Relay7 Phase - OC1 - 51
192	CB13		40.0		Tripped by Relay13 Phase - OC1 - 51
195	Relay4	1.542	195		Phase - OC1 - 51
235	CB4		40.0		Tripped by Relay4 Phase - OC1 - 51
394	Relay6	3.730	394		Phase - OC1 - 51
394	Relay14	3.730	394		Phase - OC1 - 51
434	CB8		40.0		Tripped by Relay6 Phase - OC1 - 51
434	CB14		40.0		Tripped by Relay14 Phase - OC1 - 51
589	Relay8	2.792	589		Phase - OC1 - 51
629	CB6		40.0		Tripped by Relay6 Phase - OC1 - 51
963	Relay1	0.775	963		Phase - OC1 - 51
963	Relay11	0.775	963		Phase - OC1 - 51
1003	CB1		40.0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51
1003	CB11		40.0		Tripped by Relay11 Phase - OC1 - 51
1248	Relay3	1.542	1248		Phase - OC1 - 51
1268	CB3		40.0		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - 51
1521	Relay9	0.984	1521		Phase - OC1 - 51
1561	CB9		40.0		Tripped by Relay9 Phase - OC1 - 51
1566	Relay10	0.984	1566		Phase - OC1 - 51
1606	CB10		40.0		Tripped by Relay10 Phase - OC1 - 51

Hình 4.8: Thời gian tác động của rơle khi ngắn mạch tại Thạnh Mỹ

4.2.3. Kết luận và biện pháp khắc phục

a. Kết luận

Dựa vào kết quả trên chúng ta có thể thấy, chỉ mỗi Hòa Khánh là tác động đúng. Qua đó có thể thấy được đối với những mạng điện có sự thay đổi hướng dòng điện trong mạng điện kín, đường dây có nhiều nguồn cung cấp hay đường dây song song thì F51 không đảm bảo được tính chọn lọc cho hệ thống điện.

b. Biện pháp khắc phục

Vì những nguyên do trên ta thấy không nên dùng F51 trong hệ thống này mà nên sử dụng chức năng bảo vệ quá dòng có hướng (F67). F67 có thể khắc phục được điểm yếu của F51 khi hệ thống có nhiều nguồn cung cấp đó là phân biệt được hướng dòng điện do mạng này đổi chiều liên tục qua đó có thể đảm bảo được tính chọn lọc.

4.3. Thực hiện mô phỏng các kịch bản sự cố và đánh giá kết quả role F67

4.3.1. Tính toán cài đặt cho F67

Cài đặt F67 cho các role trên sao cho hướng của role là từ thanh cái ra đường dây. Tiếp tục thực hiện ngắn mạch lần lượt trên các thanh cái Hòa Khánh, Huế, Hải Châu, Đà Nẵng, Thạch Mỹ.

a. Hòa Khánh

$$t_{10} = \max(t_3; t_1; t_8) + \Delta t$$

$$t_9 = \max(t_6; t_1; t_8) + \Delta t$$

b. Huế

$$t_{10} = \max(t_3; t_8) + \Delta t$$

$$t_3 = \max(t_2) + \Delta t$$

$$t_6 = \max(t_2) + \Delta t$$

$$t_8 = \max(t_2) + \Delta t$$

c. Hải Châu

$$t_6 = \max(t_4) + \Delta t$$

$$t_5 = \max(t_{10}) + \Delta t$$

$$t_1 = \max(t_4) + \Delta t$$

$$t_8 = \max(t_4) + \Delta t$$

d. Đà Nẵng

$$t_4 = \max(t_9) + \Delta t$$

$$t_3 = \max(t_5) + \Delta t$$

$$t_1 = \max(t_5) + \Delta t$$

$$t_8 = \max(t_5) + \Delta t$$

e. Thạch Mỹ

$$t_3 = \max(t_7) + \Delta t$$

$$t_6 = \max(t_7) + \Delta t$$

$$t_1 = \max(t_7) + \Delta t$$

$$t_{10} = \max(t_3) + \Delta t$$

$$t_9 = \max(t_6) + \Delta t$$

f. Đường dây Hải Châu-Đà Nẵng

$$t_4 = \max(t_9) + \Delta t$$

$$t_5 = \max(t_{10}) + \Delta t$$

$$t_1 = \max(t_4; t_5) + \Delta t$$

$$t_8 = \max(t_4; t_5) + \Delta t$$

g. Đường dây Hải Châu-Hòa Khánh

$$t_{10} = \max(t_3) + \Delta t$$

$$t_6 = \max(t_4) + \Delta t$$

$$t_1 = \max(t_4) + \Delta t$$

$$t_8 = \max(t_4) + \Delta t$$

h. Đường dây Hòa Khánh-Đà Nẵng

$$t_3 = \max(t_5) + \Delta t$$

$$t_9 = \max(t_6) + \Delta t$$

$$t_1 = \max(t_5) + \Delta t$$

$$t_8 = \max(t_5) + \Delta t$$

i. Đường dây Hòa Khánh-Huế

$$t_3 = \max(t_2) + \Delta t$$

$$t_8 = \max(t_2) + \Delta t$$

$$t_6 = \max(t_2) + \Delta t$$

$$t_{10} = \max(t_3) + \Delta t$$

j. Đường dây Hòa Khánh-Thạch Mỹ

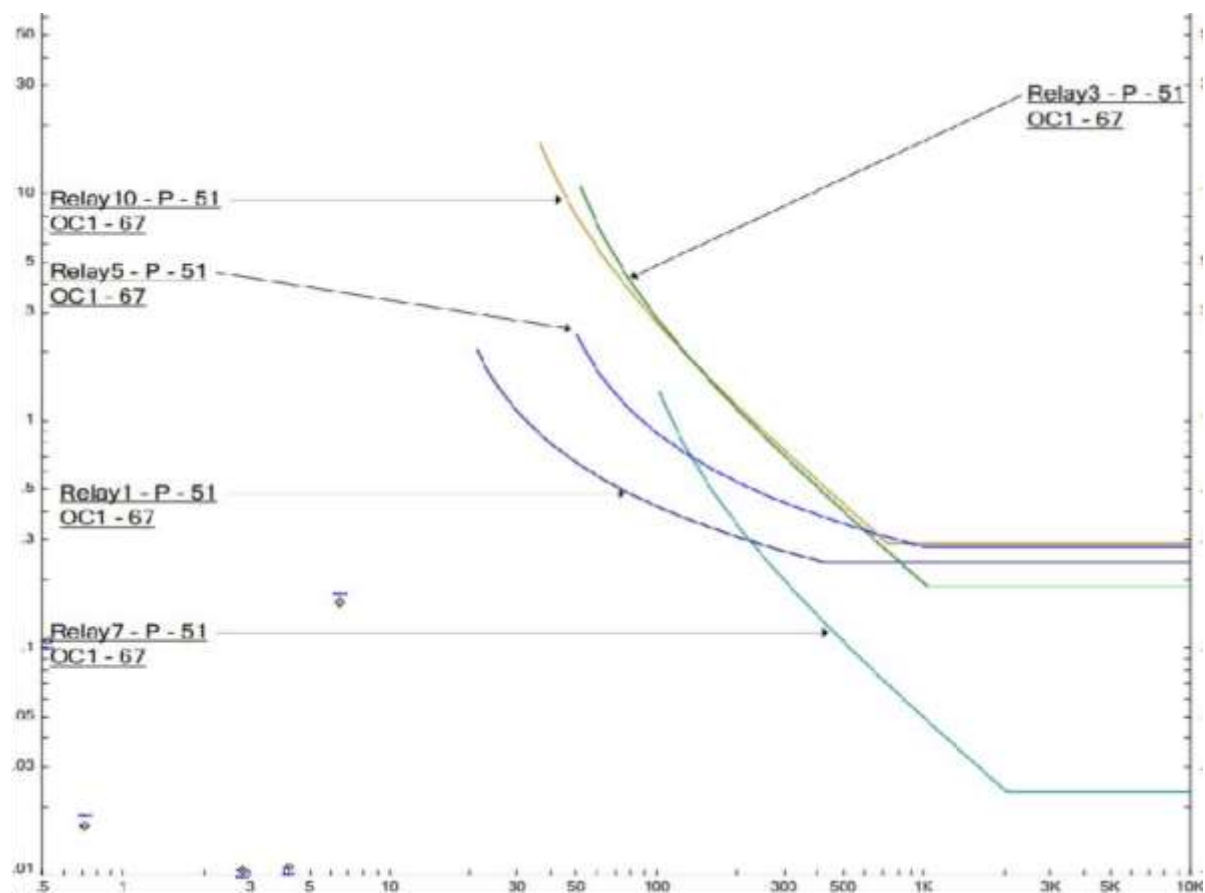
$$t_3 = \max(t_7) + \Delta t$$

$$t_1 = \max(t_7) + \Delta t$$

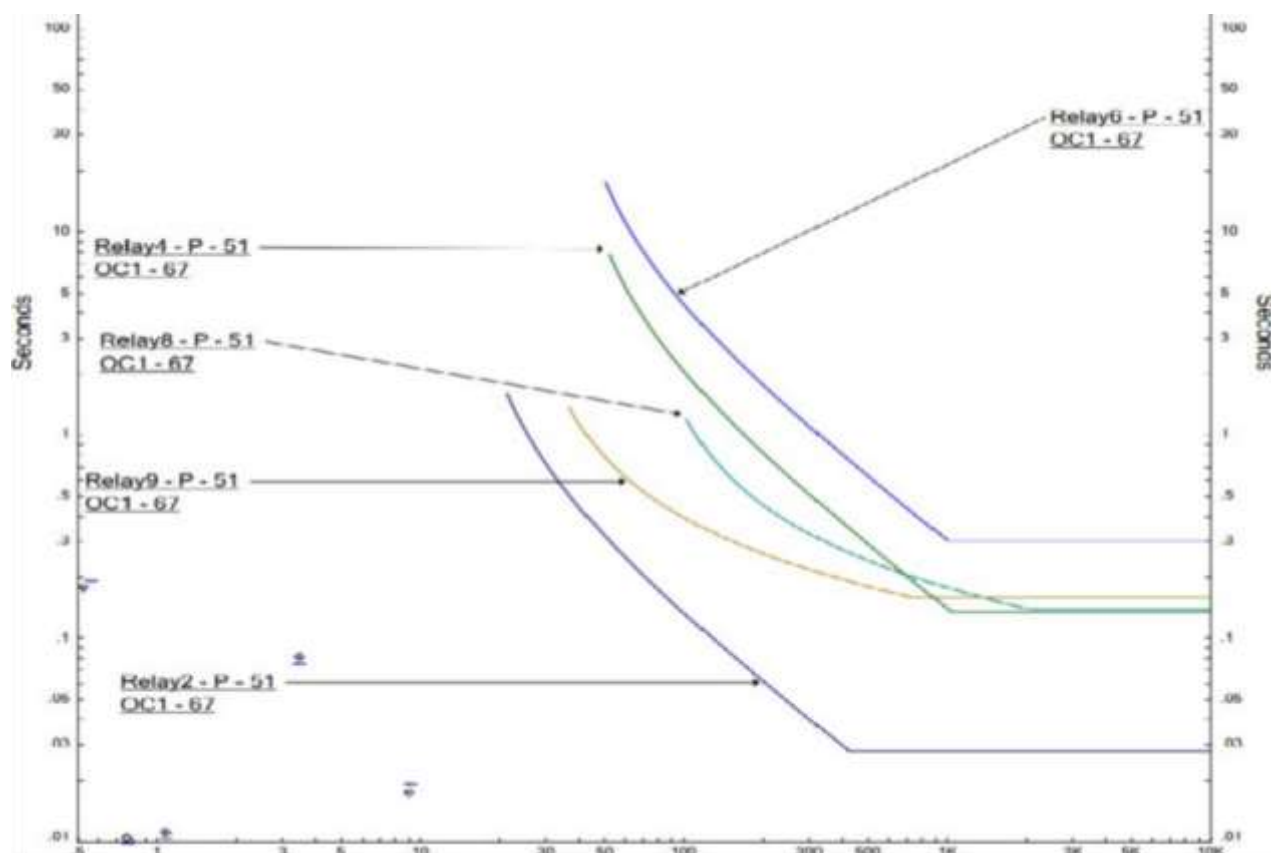
$$t_6 = \max(t_7) + \Delta t$$

$$t_{10} = \max(t_3) + \Delta t$$

Từ những điều kiện trên và kết hợp chức năng Star View (có thể xem được đường đặc tính của role), chức năng này có thể tùy chỉnh đường đặc tính role lên hay xuống và chọn đường các đường đặc tính như Standard Inverse; Very Inverse; Extremely Inverse... qua đó có thể chọn là được thời gian tác động của từng role



Hình 4.9: Đường đặc tính của Rơle theo chiều thuận



Hình 4.10: Đường đặc tính của rơle theo chiều nghịch

Bảng 4.8: Thông số cài đặt của các role

Role	Dòng làm việc lớn nhất (I_{lvmax})	Tỉ số máy biến dòng	Dòng khởi động (kA)	TD(s)	Đường đặc tính
1	108,6	200	0,706	0,11	SI
2	108,6	200	0,706	0,06	VI
3	265,8	400	0,864	0,4	VI
4	265,8	400	0,864	0,29	VI
5	257,5	400	0,837	0,14	SI
6	257,5	400	0,837	0,62	VI
7	526,1	600	1,140	0,05	VI
8	526,1	600	1,140	0,07	SI
9	188,5	200	1,225	0,08	SI
10	188,5	200	1,225	0,62	VI
11	108,6	200	0,706	0,11	SI
12	108,6	200	0,706	0,06	VI
13	526,1	600	1,140	0,05	VI
14	526,1	600	1,140	0,07	SI

4.3.2. Đánh giá kết quả role F67

Nhập thông số từng con role vào phần mềm ETAP, tiến hành cho ngắn mạch trên cái thanh cái.

a. Ngắn mạch tại Hòa Khánh

Symmetrical 3-Phase Fault at TBA 220kV HOA KHANH

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
253	Relay1	2.722	253		Phase - OC1 - 51 - Forward
253	Relay11	2.722	253		Phase - OC1 - 51 - Forward
258	Relay8	4.419	258		Phase - OC1 - 51 - Forward
258	Relay14	4.419	258		Phase - OC1 - 51 - Forward
289	Relay6	10.918	289		Phase - OC1 - 51 - Forward
293	CB1		40.0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51 - Forward
293	CB11		40.0		Tripped by Relay11 Phase - OC1 - 51 - Forward
298	CB8		40.0		Tripped by Relay8 Phase - OC1 - 51 - Forward
298	CB14		40.0		Tripped by Relay14 Phase - OC1 - 51 - Forward
329	CB6		40.0		Tripped by Relay6 Phase - OC1 - 51 - Forward
336	Relay3	2.902	336		Phase - OC1 - 51 - Forward
376	CB3		40.0		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - 51 - Forward
581	Relay10	3.901	581		Phase - OC1 - 51 - Forward
601	CB10		40.0		Tripped by Relay10 Phase - OC1 - 51 - Forward

Hình 4.11: Thời gian tác động của F67 tại Hòa Khánh

b. Ngắn mạch tại Huế

Symmetrical 3-Phase Fault at TBA 220kV HUE.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
37.4	Relay2	3.201	37.4		Phase - OC1 - 51 - Forward
37.4	Relay12	3.201	37.4		Phase - OC1 - 51 - Forward
77.4	CB2		40.0		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 51 - Forward
77.4	CB12		40.0		Tripped by Relay12 Phase - OC1 - 51 - Forward
1204	Relay8	0.916	>1204		Phase - OC1 - 51 - Forward
1204	Relay14	0.916	>1204		Phase - OC1 - 51 - Forward
1244	CB8		40.0		Tripped by Relay8 Phase - OC1 - 51 - Forward
1244	CB14		40.0		Tripped by Relay14 Phase - OC1 - 51 - Forward
1466	Relay6	2.247	1466		Phase - OC1 - 51 - Forward
1506	CB6		40.0		Tripped by Relay6 Phase - OC1 - 51 - Forward
2169	Relay3	1.206	2169		Phase - OC1 - 51 - Forward
2209	CB3		40.0		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - 51 - Forward
3653	Relay10	0.908	3653		Phase - OC1 - 51 - Forward
3693	CB10		40.0		Tripped by Relay10 Phase - OC1 - 51 - Forward

Hình 4.12: Thời gian tác động của F67 tại Huế

c. Ngắn mạch tại Hải Châu

Symmetrical 3-Phase Fault at TBA 220kV HAI CHAU.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
135	Relay4	14.346	135		Phase - OC1 - 51 - Forward
175	CB4		40.0		Tripped by Relay4 Phase - OC1 - 51 - Forward
289	Relay10	3.020	289		Phase - OC1 - 51 - Forward
312	Relay1	1.574	312		Phase - OC1 - 51 - Forward
312	Relay11	1.574	312		Phase - OC1 - 51 - Forward
329	CB10		40.0		Tripped by Relay10 Phase - OC1 - 51 - Forward
352	CB1		40.0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51 - Forward
352	CB11		40.0		Tripped by Relay11 Phase - OC1 - 51 - Forward
367	Relay8	2.551	367		Phase - OC1 - 51 - Forward
367	Relay14	2.551	367		Phase - OC1 - 51 - Forward
407	CB8		40.0		Tripped by Relay8 Phase - OC1 - 51 - Forward
407	CB14		40.0		Tripped by Relay14 Phase - OC1 - 51 - Forward
843	Relay6	3.658	843		Phase - OC1 - 51 - Forward
883	CB6		40.0		Tripped by Relay6 Phase - OC1 - 51 - Forward

Hình 4.13: Thời gian tác động của F67 tại Hải Châu

d. Ngắn mạch tại Đà Nẵng

Symmetrical 3-Phase Fault at 7152-TBA ĐÀ NẴNG.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
157	Relay9	3.876	197		Phase - OC1 - 51 - Forward
237	CB9		40.0		Tripped by Relay9 Phase - OC1 - 51 - Forward
294	Relay5	8.476	294		Phase - OC1 - 51 - Reverse
297	Relay1	1.764	297		Phase - OC1 - 51 - Forward
297	Relay11	1.764	297		Phase - OC1 - 51 - Forward
334	CB5		40.0		Tripped by Relay5 Phase - OC1 - 51 - Reverse
337	CB1		40.0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51 - Forward
337	CB11		40.0		Tripped by Relay11 Phase - OC1 - 51 - Forward
340	Relay8	2.829	340		Phase - OC1 - 51 - Forward
340	Relay14	2.829	340		Phase - OC1 - 51 - Forward
380	CB8		40.0		Tripped by Relay8 Phase - OC1 - 51 - Forward
380	CB14		40.0		Tripped by Relay14 Phase - OC1 - 51 - Forward
623	Relay4	2.519	623		Phase - OC1 - 51 - Forward
663	CB4		40.0		Tripped by Relay4 Phase - OC1 - 51 - Forward

Hình 4.14: Thời gian tác động của F67 tại Đà Nẵng

e. Ngắn mạch tại Thạch Mỹ

Symmetrical 3-Phase Fault at TBA 220kV THACH MY.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
152	Relay7	3.730	152		Phase - OC1 - 51 - Forward
152	Relay13	3.730	152		Phase - OC1 - 51 - Forward
192	CB7		40.0		Tripped by Relay7 Phase - OC1 - 51 - Forward
192	CB13		40.0		Tripped by Relay13 Phase - OC1 - 51 - Forward
445	Relay1	0.775	445		Phase - OC1 - 51 - Forward
445	Relay11	0.775	445		Phase - OC1 - 51 - Forward
485	CB1		40.0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51 - Forward
485	CB11		40.0		Tripped by Relay11 Phase - OC1 - 51 - Forward
1140	Relay6	2.792	1140		Phase - OC1 - 51 - Forward
1180	CB6		40.0		Tripped by Relay6 Phase - OC1 - 51 - Forward
1560	Relay3	1.542	1560		Phase - OC1 - 51 - Forward
1600	CB3		40.0		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - 51 - Forward
2774	Relay10	0.984	2774		Phase - OC1 - 51 - Forward
2814	CB10		40.0		Tripped by Relay10 Phase - OC1 - 51 - Forward

Hình 4.15: Thời gian tác động của F67 tại Thạch Mỹ

f. Ngăn mạch tại đường dây Huế-Hòa Khánh

Symmetrical 3-Phase Fault between Line220 and CT2, Adjacent to TBA 220kV HOA KHANH.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
27.9	Relay2	34.124	27.9		Phase - OC1 - S1 - Forward
67.9	CB2		40.0		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - S1 - Forward
25.9	Relay1	2.722	25.9		Phase - OC1 - S1 - Forward
25.9	Relay11	2.722	25.9		Phase - OC1 - S1 - Forward
25.8	Relay8	4.419	25.8		Phase - OC1 - S1 - Forward
25.8	Relay14	4.419	25.8		Phase - OC1 - S1 - Forward
28.9	Relay6	10.918	28.9		Phase - OC1 - S1 - Forward
29.9	CB1		40.0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - S1 - Forward
29.9	CB11		40.0		Tripped by Relay11 Phase - OC1 - S1 - Forward
29.8	CB8		40.0		Tripped by Relay8 Phase - OC1 - S1 - Forward
29.8	CB14		40.0		Tripped by Relay14 Phase - OC1 - S1 - Forward
32.9	CB6		40.0		Tripped by Relay6 Phase - OC1 - S1 - Forward
33.6	Relay3	5.902	33.6		Phase - OC1 - S1 - Forward
37.6	CB3		40.0		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - S1 - Forward
561	Relay10	3.901	561		Phase - OC1 - S1 - Forward
601	CB10		40.0		Tripped by Relay10 Phase - OC1 - S1 - Forward

Hình 4.16: Thời gian tác động của F67 tại đường dây Huế-Hòa Khánh

g. Ngăn mạch tại đường dây Hòa Khánh-Thạch Mỹ

Symmetrical 3-Phase Fault between Line109 and CT8, Adjacent to TBA 220kV THACH MY.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
139	Relay5	65.569	139		Phase - OC1 - S1 - Forward
152	Relay7	3.730	152		Phase - OC1 - S1 - Forward
152	Relay13	3.730	152		Phase - OC1 - S1 - Forward
179	CB8		40.0		Tripped by Relay5 Phase - OC1 - S1 - Forward
192	CB7		40.0		Tripped by Relay7 Phase - OC1 - S1 - Forward
197	CB13		40.0		Tripped by Relay13 Phase - OC1 - S1 - Forward
445	Relay1	0.775	445		Phase - OC1 - S1 - Forward
445	Relay11	0.775	445		Phase - OC1 - S1 - Forward
485	CB1		40.0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - S1 - Forward
485	CB11		40.0		Tripped by Relay11 Phase - OC1 - S1 - Forward
1140	Relay6	2.792	1140		Phase - OC1 - S1 - Forward
1180	CB6		40.0		Tripped by Relay6 Phase - OC1 - S1 - Forward
1560	Relay3	1.542	1560		Phase - OC1 - S1 - Forward
1600	CB3		40.0		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - S1 - Forward
2774	Relay10	0.984	2774		Phase - OC1 - S1 - Forward
2814	CB10		40.0		Tripped by Relay10 Phase - OC1 - S1 - Forward

Hình 4.17: Thời gian tác động của F67 tại đường dây Hòa Khánh-Thạch Mỹ

h. Ngắn mạch tại đường dây Hòa Khánh-Hải Châu

Symmetrical 3-Phase Fault between Line210 and CT3. Adjacent to TBA 220kV HAI CHAU.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
135	Relay4	14.346	135		Phase - OC1 - 51 - Forward
175	CB4		40.0		Tripped by Relay4 Phase - OC1 - 51 - Forward
186	Relay3	11.458	186		Phase - OC1 - 51 - Forward
226	CB3		40.0		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - 51 - Forward
289	Relay10	8.020	289		Phase - OC1 - 51 - Forward
312	Relay1	1.574	312		Phase - OC1 - 51 - Forward
312	Relay11	1.574	312		Phase - OC1 - 51 - Forward
329	CB10		40.0		Tripped by Relay10 Phase - OC1 - 51 - Forward
352	CB1		40.0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51 - Forward
352	CB11		40.0		Tripped by Relay11 Phase - OC1 - 51 - Forward
367	Relay8	2.551	367		Phase - OC1 - 51 - Forward
367	Relay14	2.551	367		Phase - OC1 - 51 - Forward
407	CB5		40.0		Tripped by Relay8 Phase - OC1 - 51 - Forward
407	CB14		40.0		Tripped by Relay14 Phase - OC1 - 51 - Forward
843	Relay6	3.658	843		Phase - OC1 - 51 - Forward
883	CB6		40.0		Tripped by Relay6 Phase - OC1 - 51 - Forward

Hình 4.18: Thời gian tác động F67 tại đường dây Hòa Khánh-Hải Châu

i. Ngắn mạch tại Hòa Khánh-Đà Nẵng

Symmetrical 3-Phase Fault between Line154 and CT5. Adjacent to TBA 220kV HOA KHANH.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
249	Relay3	25.932	249		Phase - OC1 - 51 - Forward
251	Relay6	10.918	251		Phase - OC1 - 51 - Forward
253	Relay1	2.722	253		Phase - OC1 - 51 - Forward
253	Relay11	2.722	253		Phase - OC1 - 51 - Forward
258	Relay8	4.419	258		Phase - OC1 - 51 - Forward
258	Relay14	4.419	258		Phase - OC1 - 51 - Forward
289	CB5		40.0		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - 51 - Forward
291	CB6		40.0		Tripped by Relay6 Phase - OC1 - 51 - Forward
293	CB1		40.0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51 - Forward
293	CB11		40.0		Tripped by Relay11 Phase - OC1 - 51 - Forward
298	CB8		40.0		Tripped by Relay8 Phase - OC1 - 51 - Forward
298	CB14		40.0		Tripped by Relay14 Phase - OC1 - 51 - Forward
590	Relay9	5.907	590		Phase - OC1 - 51 - Forward
376	CB3		40.0		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - 51 - Forward
561	Relay10	3.901	561		Phase - OC1 - 51 - Forward
601	CB10		40.0		Tripped by Relay10 Phase - OC1 - 51 - Forward

Hình 4.19: Thời gian tác động F67 tại đường dây Hòa Khánh-Đà Nẵng

j. Ngắn mạch tại Hải Châu-Đà Nẵng

Symmetrical 3-Phase Fault between Line105 and CT10. Adjacent to 7152-TBA ĐÀ NẴNG.

Time (ms)	ID	I _f (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
197	Relay9	3.876	197		Phase - OC1 - 51 - Forward
237	CB9		40.0		Tripped by Relay9 Phase - OC1 - 51 - Forward
259	Relay10	39.731	259		Phase - OC1 - 51 - Forward
294	Relay5	8.476	294		Phase - OC1 - 51 - Reverse
297	Relay1	1.761	297		Phase - OC1 - 51 - Forward
297	Relay11	1.764	297		Phase - OC1 - 51 - Forward
329	CB10		40.0		Tripped by Relay10 Phase - OC1 - 51 - Forward
334	CB5		40.0		Tripped by Relay5 Phase - OC1 - 51 - Reverse
337	CB1		40.0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51 - Forward
337	CB11		40.0		Tripped by Relay11 Phase - OC1 - 51 - Forward
340	Relay8	2.829	340		Phase - OC1 - 51 - Forward
340	Relay14	2.829	340		Phase - OC1 - 51 - Forward
350	CB8		40.0		Tripped by Relay8 Phase - OC1 - 51 - Forward
350	CB14		40.0		Tripped by Relay14 Phase - OC1 - 51 - Forward
623	Relay4	2.519	623		Phase - OC1 - 51 - Forward
663	CB4		40.0		Tripped by Relay4 Phase - OC1 - 51 - Forward

Hình 4.20: Thời gian tác động F67 tại đường dây Hải Châu-Đà Nẵng

➤ Ta đã trình bày các điều kiện ràng buộc của hệ thống điện khu vực Hòa Khánh và các khu vực liên kề khi sử dụng role bảo vệ quá dòng có hướng F67, sau đó dùng chức năng Star view để điều chỉnh các đường đặc tính của role trong phần mềm ETAP. Kết quả thu được thỏa mãn các điều kiện đặt ra đảm bảo tính chọn lọc, khắc phục được điểm yếu của role F51. Tuy nhiên việc cài đặt theo cách này khá phức tạp đối với nhiều lưới điện hiện nay và tốn rất nhiều thời gian để làm nên ở những mạch vòng, nhiều nguồn, đường dây song song... ta nên sử dụng các loại bảo vệ như bảo vệ khoảng cách hay bảo vệ so lệch.

4.3.3. Thông số F67 của hệ thống bảo vệ truyền thống do PTC2 cung cấp

a. Huế đến Hòa Khánh

CÔNG TY VẬN HÀNH HỆ THỐNG ĐIỆN VÀ THỊ TRƯỜNG ĐIỆN QUỐC GIA

TRUNG TÂM ĐIỀU ĐỘ HỆ THỐNG ĐIỆN MIỀN TRUNG

Số phiếu: A3-25-2024/HUE220

Trang: 1/6

PHIẾU CHỈNH ĐỊNH RƠ-LE BẢO VỆ

Trạm: 220kV HUẾ

Mô tả chung

Thiết bị được bảo vệ:	Xuất tuyến đi Hòa Khánh	Kiểu bảo vệ:	Bảo vệ sơ lệch đường dây - F87L (kèm F67N)	
Máy cắt:	272	Tên rơ-le:	P543	Phiên bản rơ-le:
Sơ đồ đánh số:	32/QĐ-ĐĐMT, 05/01/2024	Số hiệu rơ-le:	P543318A3M0200G	
Tỷ số - chỉ danh biến dòng điện:	1200/5A - TI272	Nhà sản xuất:	AREVA	
Tỷ số - chỉ danh biến điện áp:	$\frac{220}{\sqrt{3}} / \frac{0.10}{\sqrt{3}}$ kV - TU272	Năm lắp đặt:	2008	
Số hiệu bản vẽ một sợi:	CT-220kV HUE/TTDV-ENTEC/D02	Phần mềm:	MICOM S1 Agile	Phiên bản phần mềm: V1.4
Tủ bảo vệ:	D02	Mạch bảo vệ:	Mạch 1	

Nguyên tắc hoạt động của các chức năng bảo vệ chính trong rơ-le

Chức năng	Cấp bảo vệ	Ngưỡng chỉnh định		Tín hiệu điều khiển ngoài	Tác động (cảnh báo hoặc cắt MC tại chỗ, liên động...)
		Giá trị	Thời gian trễ		
87L	1	Phase Is1 = 1.00 A	0.00 s		Cắt MC 272/Huế và MC/Hòa Khánh
	2	Phase Is2 = 10.0 A	0.00 s		
67	1	I>1 = 5.00 A	1.80 s		Cắt MC
	2	I>3 = 10.50 A	0.90 s		
67N	1	IN>1 = 3.00 A	1.80 s		
	2	IN>3 = 8.50 A	0.90 s		

Hình 4.21: Thông số cài đặt role F67 đi từ Huế-Hòa Khánh của PTC2

b. Hòa Khánh đi Hải Châu

CÔNG TY VẬN HÀNH HTĐ VÀ TTĐ QUỐC GIA

TRUNG TÂM ĐIỀU ĐỘ HỆ THỐNG ĐIỆN MIỀN TRUNG

Số phiếu : A3-58-2024/HOK220

Trang : 1/4

PHIẾU CHỈNH ĐỊNH RƠ-LE BẢO VỆ

Trạm: 220kV HÒA KHÁNH

Mô tả chung

Thiết bị được bảo vệ:	Xuất tuyến đi Hải Châu	Kiểu bảo vệ:	Bảo vệ quá dòng hợp bộ	
Máy cắt:	271	Tên rơ-le:	REF545	Phiên bản rơ-le: A02
Sơ đồ đánh số:	1293/QĐ-ĐĐMT, 17/06/2024	Số hiệu rơ-le:		
Tỷ số - chỉ danh biến dòng điện:	1200/1 A - TI271	Nhà sản xuất:	ABB	
Tỷ số - chỉ danh biến điện áp:	220/0.11kV - TU271 220/0.11kV - TUC21/TUC22	Năm lắp đặt:		
Số hiệu bản vẽ một sợi:		Phần mềm:	PCM600	Phiên bản phần mềm:
Tủ bảo vệ:		Mạch bảo vệ:	Mạch 3	

Nguyên tắc hoạt động của các chức năng bảo vệ chính trong rơ-le:

Chức năng	Cấp bảo vệ	Ngưỡng chỉnh định		Tín hiệu điều khiển ngoài	Tác động (cảnh báo hoặc cắt MC tại chỗ, liên động...)
		Giá trị	Thời gian trễ		
67	1	$I> = 1.30 I_n$	2.10 s		Cắt MC
	2	$I>> = 11.53 I_n$	0.60 s		
67N	1	$I0> = 94 \% I_n$	2.10 s		
	2	$I0>> = 897 \% I_n$	0.60 s		
59N		$3U0 = 5.8\% U_n$	90.0 s		Báo tín hiệu
47		$3U2 = 0.94 U_n$	90.0 s		
25M		$\Delta U = 0.1 U_n, \Delta f = 0.2 \text{ Hz}, \Delta \varphi = 30 \text{ deg}$			Kiểm tra hòa đồng bộ

Hình 4.22: Thông số cài đặt role F67 đi từ Hòa Khánh-Hải Châu của PTC2

c. Hòa Khánh đi Đà Nẵng

		TRUNG TÂM ĐIỀU ĐỘ HỆ THỐNG ĐIỆN QUỐC GIA TRUNG TÂM ĐIỀU ĐỘ HỆ THỐNG ĐIỆN MIỀN TRUNG		Số phiếu : A3-51-2024/HOK220 Trang : 1/4	
PHIẾU CHỈNH ĐỊNH RƠ-LE BẢO VỆ Trạm: 220kV HÒA KHÁNH					
Mô tả chung					
Thiết bị được bảo vệ:	Xuất tuyến 272 đi Đà Nẵng		Kiểu bảo vệ:	Bảo vệ quá dòng hợp bộ (A01)	
Máy cắt:	272		Tên rơ-le:	REF545	Phiên bản rơ-le:
Sơ đồ đánh số:	795/QĐ-ĐĐMT, 06/5/2022		Số hiệu rơ-le:		
Tỷ số - chỉ danh biến dòng điện:	1200/1 A - TI272		Nhà sản xuất:	ABB	
Tỷ số - chỉ danh biến điện áp:	$\frac{220}{\sqrt{3}} / \frac{0.11}{\sqrt{3}} / \frac{0.11}{3}$ kV- TU272 $\frac{220}{\sqrt{3}} / \frac{0.11}{\sqrt{3}} / \frac{0.11}{3}$ kV- TUC21/22		Năm lắp đặt:		
Số hiệu bản vẽ một sợi:			Phần mềm:	PCM500	Phiên bản phần mềm:
Tủ bảo vệ:			Mạch bảo vệ:	Mạch 3	
Nguyên tắc hoạt động của các chức năng bảo vệ chính trong rơ-le:					
Chức năng	Cấp bảo vệ	Ngưỡng chỉnh định		Tín hiệu điều khiển ngoài	Tác động (cảnh báo hoặc cắt MC tại chỗ, liên động...)
		Giá trị	Thời gian trễ		
F67	1	$I>= 1.30 I_n$	2.10 s		Cắt MC
	2	$I>>= 5.40 I_n$	0.60 s		
F67N	1	$I0>= 0.85 I_n$	2.10 s		Cắt MC
	2	$I0>>= 3.85 I_n$	0.60 s		
F59N	1	$3U0= 5.5\% U_n$	90.0 s		Bảo tín hiệu
F47	1	$3U2= 0.04 U_n$	60.0 s		Bảo tín hiệu
F25		$\Delta U= 0.10 U_n, \Delta f= 0.2 \text{ Hz}, \Delta \varphi= 30 \text{ deg}$			Kiểm tra hòa đồng bộ

Hình 4.23: Thông số cài đặt rơ le F67 đi từ Hòa Khánh-Đà Nẵng của PTC2

d. Hòa Khánh đi Thạch Mỹ

		TRUNG TÂM ĐIỀU ĐỘ HỆ THỐNG ĐIỆN QUỐC GIA TRUNG TÂM ĐIỀU ĐỘ HỆ THỐNG ĐIỆN MIỀN TRUNG		Số phiếu : A3-19-2024/HOK220 Trang : 1/4	
PHIẾU CHỈNH ĐỊNH RƠ-LE BẢO VỆ Trạm: 220kV HÒA KHÁNH					
Mô tả chung					
Thiết bị được bảo vệ:	XT 273 đi 275/Thạch Mỹ 220		Kiểu bảo vệ:	Bảo vệ quá dòng hợp bộ _ XT 273	
Máy cắt:	273		Tên rơ-le:	REF 545	Phiên bản rơ-le:
Sơ đồ đánh số:	795/QĐ-ĐĐMT ngày 06/05/2022		Số hiệu rơ-le:		
Tỷ số - chỉ danh biến dòng điện:	1200/1A: TI 273		Nhà sản xuất:	ABB	
Tỷ số - chỉ danh biến điện áp:	$\frac{220}{\sqrt{3}} / \frac{0.11}{\sqrt{3}}$ TU MC, TC		Năm lắp đặt:	2009	
Số hiệu bản vẽ một sợi:			Phần mềm:		Phiên bản phần mềm:
Tủ bảo vệ:			Mạch bảo vệ:	Mạch 4 (A02)	
Nguyên tắc hoạt động của các chức năng bảo vệ chính trong rơ-le					
Chức năng	Cấp bảo vệ	Ngưỡng chỉnh định		Tín hiệu điều	Tác động
		Giá trị	Thời gian trễ		
67	1	$I>= 1.63 I_n$	2.70 s		Cắt MC
	2	$I>>= 3.83 I_n$	0.90 s		
67N	1	$I0>= 1.42 I_n$	2.70 s		Cắt MC
	2	$I0>>= 2.67 I_n$	0.90 s		
59N		$3U0= 0.05 U_n$	90.0 s		Bảo tín hiệu
47		$3U2= 0.04 U_n$	60.0 s		Bảo tín hiệu
25M		$\Delta U= 0.1 U_n, \Delta \varphi= 30^\circ, \Delta f= 0.2 \text{ Hz}$			Kiểm tra hòa

Hình 4.24: Thông số cài đặt rơ le F67 đi từ Hòa Khánh- Thạch Mỹ của PTC2

e. Hòa Khánh đi Huế

EVNNEDC

TRUNG TÂM ĐIỀU ĐỘ HỆ THỐNG ĐIỆN QUỐC GIA

TRUNG TÂM ĐIỀU ĐỘ HỆ THỐNG ĐIỆN MIỀN TRUNG

Số phiếu : A3-34-2022/HOK220

Trang : 1/7

PHIẾU CHỈNH ĐỊNH RƠ-LE BẢO VỆ

Trạm: 220kV HÒA KHÁNH

Mô tả chung

Thiết bị được bảo vệ:	XT 275 đi Huế	Kiểu bảo vệ:	Bảo vệ so lệch dọc – F87L	
Máy cắt:	275	Tên rơ-le:	RED 670	Phiên bản rơ-le:
Sơ đồ đánh số:	793/QĐ-DDMT, 06/05/2022	Số hiệu rơ-le:	RED670*2.0-A32X00-C24P03-B1X0-AE-KR-B-A6-E1AX-XXAX-XE	
Tỷ số - chỉ danh biến dòng điện:	1200/1 - TI MC 275	Nhà sản xuất:	ABB	
Tỷ số - chỉ danh biến điện áp:	$\frac{220}{\sqrt{3}} / \frac{0.11}{\sqrt{3}}$ kV; TU 275	Năm lắp đặt:	2016	
Số hiệu bản vẽ một sợi:		Phần mềm:	PCM600	Phiên bản phần mềm: 7
Tủ bảo vệ:		Mạch bảo vệ:	Mạch 1	

Nguyên tắc hoạt động của các chức năng bảo vệ chính trong rơ-le

Chức năng	Cấp bảo vệ	Ngưỡng chỉnh định			Tác động
		Giá trị	Thời gian trễ [s]	Tín hiệu điều khiển ngoài	
F87L	Cấp 1	0.30 IB	0.0		Cắt 275/E9 và 273/E6
	Cấp 2	10.0 IB	0.0		
F67	Cấp 1	1.33 IB	3.0		Cắt MC 275/E9
	Cấp 2	2.34 IB	0.6		
F67N	Cấp 1	0.60 IB	3.0		
	Cấp 2	2.00 IB	0.6		
F59		1.21 UB	1.2		Bảo tín hiệu
F27		0.80 UB	9.0		

Hình 4.25: Thông số cài đặt role F67 đi từ Hòa Khánh-Huế của PTC2

f. Đà Nẵng đến Hải Châu

CÔNG TY VẬN HÀNH HTĐ VÀ TTĐ QUỐC GIA		Số phiếu : A3-31-2024/DN500			
TRUNG TÂM ĐIỀU ĐỘ HỆ THỐNG ĐIỆN MIỀN TRUNG		Trang : 1/11			
PHIẾU CHỈNH ĐỊNH RƠ-LE BẢO VỆ					
Trạm: 500kV ĐÀ NẴNG					
Mô tả chung					
Thiết bị được bảo vệ:	Xuất tuyến đi Hải Châu	Kiểu bảo vệ: Bảo vệ so lệch hợp bộ (bộ 1)			
Máy cắt:	272	Tên rơ-le:	GRL200		
Sơ đồ đánh số:	1292/QĐ-DDMT, 17/06/2024	Phiên bản rơ-le:	1033-462-2R		
Tỷ số - chỉ danh biến dòng điện:	1200/1A – TI272 (TI200)	Số hiệu rơ-le:	GRL200-11-237-25-46-30-110		
Tỷ số - chỉ danh biến điện áp:	220/0.11kV – TI/C21/TU/C22 220/0.11kV – TU272	Nhà sản xuất: TOSHIBA			
Số hiệu bản vẽ một sợi:	DN-ERT-0132	Năm lắp đặt: 2024			
Tủ bảo vệ:	-F09.AB1	Phần mềm:	GR-TIEMS		
		Phiên bản phần mềm:	01.01		
		Mạch bảo vệ:	Mạch 1		
Nguyên tắc hoạt động của các chức năng bảo vệ chính trong rơ-le					
Chức năng	Cấp bảo vệ	Ngưỡng chỉnh định		Tín hiệu điều khiển ngoài	Tác động (cảnh báo hoặc cắt MC tại chỗ, liên động...)
		Giá trị	Thời gian trễ		
87L	1	DIFL-II = 0.40 A	0.00 s		Cắt MC/Đà Nẵng & MC/Hải Châu
	2	DIFGL-I = 0.40 A	0.00 s		
21/21N	1	X1 = 3.08 Ohm	0.00 s		
	2	X2 = 6.28 Ohm	0.60 s		
	3	X3 = 7.82 Ohm	3.30 s		
85	POTT	Dis-CAR = POP		POTT từ Hải Châu	Cắt MC
67	1	I>> = 1.73 A	3.60 s		
	2	I>>> = 9.26 A	0.90 s		
67N	1	I0>> = 1.53 A	3.60 s		
	2	I0>>> = 7.15 A	0.90 s		
49		I> = 0.89 A	9.00 s		Bảo tín hiệu
25A		ΔU = 6.0 V, Δf = 0.20 Hz, φ = 30°			Kiểm tra hoà

Hình 4.26: Thông số cài đặt role F67 đi từ Đà Nẵng-Hải Châu của PTC2

g. Đà Nẵng đi Hòa Khánh

EVNNLC

TRUNG TÂM ĐIỀU ĐỘ HỆ THỐNG ĐIỆN QUỐC GIA

TRUNG TÂM ĐIỀU ĐỘ HỆ THỐNG ĐIỆN MIỀN TRUNG

Số phiếu: A3-23-2024/DN500

Trang: 1/9

PHIẾU CHỈNH ĐỊNH RƠ-LE BẢO VỆ

Trạm: 500kV ĐÀ NẴNG

Mô tả chung

Thiết bị được bảo vệ:	Xuất tuyến đi 272/Hoà Khánh	Kiểu bảo vệ:	Bảo vệ so lệch hợp bộ	
Máy cắt:	273 (200)	Tên rơ-le:	RED670	Phiên bản rơ-le: V2.2.6
Sơ đồ đánh số:	198/QĐ-ĐĐMT, 15/02/2023	Số hiệu rơ-le:	RED670_T2406259	
Tỷ số - chỉ danh biến dòng điện:	1200/1A - TI273 (TI200)	Nhà sản xuất:	HITACHI	
Tỷ số - chỉ danh biến điện áp:	220/0.11kV	Năm lắp đặt:	2024	
Số hiệu bản vẽ một sợi:		Phần mềm:	PCM600	Phiên bản phần mềm: V3.0
Tủ bảo vệ:		Mạch bảo vệ:	Mạch 1	

Nguyên tắc hoạt động của các chức năng bảo vệ chính trong rơ-le:

Chức năng	Cấp bảo vệ	Ngưỡng chỉnh định		Tín hiệu điều khiển ngoài	Tác động (cảnh báo hoặc cắt MC tại chỗ, liên động...)
		Giá trị	Thời gian trễ		
87L	1	IdMin = 0.25 IB	0.00 s	87L từ Hoà Khánh	Cắt MC/Đà Nẵng & MC/Hoà Khánh
	2	IdUnre = 50.00 IB	0.00 s		
67	1	I1> = 167 %IB	3.30 s		Cắt MC
	2	I2> = 719 %IB	0.60 s		
67N	1	IN1> = 146 %IB	3.30 s		
	2	IN2> = 667 %IB	0.60 s		
27	1	U< = 90 %UB	9.00 s		Báo tín hiệu
59	1	U> = 121 %UB	1.50 s		Cắt MC
	2	U> = 160 %UB	0.10 s		

Hình 4.27: Thông số cài đặt role F67 đi từ Đà Nẵng-Hòa Khánh của PTC2

h. Thanh Mỹ đi Hòa Khánh

EVN/ALDC

TRUNG TÂM ĐIỀU ĐỘ HỆ THỐNG ĐIỆN QUỐC GIA

TRUNG TÂM ĐIỀU ĐỘ HỆ THỐNG ĐIỆN MIỀN TRUNG

Số phiếu: A3-38-2024/TMY220

Trang: 1/8

PHIẾU CHỈNH ĐỊNH RƠ-LE BẢO VỆ

Trạm: 220kV THẠNH MỸ

Mô tả chung

Thiết bị được bảo vệ:	Xuất tuyến đi 273/Hòa Khánh 220	Kiểu bảo vệ:	Bảo vệ so lệch hợp bộ	
Máy cắt:	275	Tên rơ-le:	SEL311L	Phiên bản rơ-le:
Sơ đồ đánh số:	442/QĐ-ĐĐMT, 08/03/2024	Số hiệu rơ-le:	03111.7JCO421524XX	
Tỷ số - chỉ danh biến dòng điện:	1600/1A - TI275	Nhà sản xuất:	Schweitzer Engineering Laboratories	
Tỷ số - chỉ danh biến điện áp:	220/0.11kV	Năm lắp đặt:	2011	
Số hiệu bản vẽ một sợi:		Phần mềm:	AcSELeRator QuickSet	Phiên bản phần mềm: 7.4
Tủ bảo vệ:		Mạch bảo vệ:	Mạch 1	

Nguyên tắc hoạt động của các chức năng bảo vệ chính trong rơ-le

Chức năng	Cấp bảo vệ	Ngưỡng chỉnh định		Tín hiệu điều khiển ngoài	Tác động (cảnh báo hoặc cắt MC tại chỗ, liên động...)
		Giá trị	Thời gian trễ		
87L	P-P	87LPP = 0.40 A	0.00 s	87L từ Hòa Khánh 220	Cắt MC 275 & MC phía đầu đổi điện tại Hòa Khánh 220
	G-P	87LGP = 0.20 A	0.00 s		
67	1	I> = 1.19 A	2.40 s		Cắt MC
	2	I>> = 2.95 A	0.90 s		
67N	1	I0> = 1.00 A	2.40 s		
	2	I0>> = 2.00 A	0.90 s		
59	P-P	Ua> = 133.10 V	1.80 s		Cắt MC
	P-G	Up> = 77.0 V	1.80 s		

Hình 4.28: Thông số cài đặt role F67 đi từ Thạch Mỹ-Hòa Khánh của PTC2

i. Hải Châu đi Hòa Khánh

CÔNG TY VẬN HÀNH HTĐ VÀ TĐ QUỐC GIA

TRUNG TÂM ĐIỀU ĐỘ HỆ THỐNG ĐIỆN MIỀN TRUNG

Số phiếu : A3-16-2024/HCH220

Trang : 1/11

PHIẾU CHỈNH ĐỊNH RƠ-LE BẢO VỆ

Trạm: 220kV HẢI CHÂU

Mô tả chung

Thiết bị được bảo vệ:	Xuất tuyến đi Hòa Khánh	Kiểu bảo vệ:	Bảo vệ sơ lệch hợp bộ (bộ 1)	
Máy cắt:	272	Tên rơ-le:	GRL200	Phiên bản rơ-le: 1033-462-2E
Sơ đồ đánh số:	184/QĐ-CSO, 26/09/2024	Số hiệu rơ-le:	GRL200-11-237-25-46-30-110	
Tỷ số - chỉ danh biến dòng điện:	1200/1A – TI272	Nhà sản xuất:	TOSHIBA	
Tỷ số - chỉ danh biến điện áp:	220/0.11kV – TU/272	Năm lắp đặt:	2024	
Số hiệu bản vẽ một sợi:	PTC2/HCH-220KV/D02	Phần mềm:	GR-TIEMS	Phiên bản phần mềm: 01.01
Tủ bảo vệ:	-D02+WR	Mạch bảo vệ:	Mạch 1	

Nguyên tắc hoạt động của các chức năng bảo vệ chính trong rơ-le

Chức năng	Cấp bảo vệ	Ngưỡng chỉnh định		Tín hiệu điều khiển ngoài	Tác động (cảnh báo hoặc cắt MC tại chỗ, liên động...)	
		Giá trị	Thời gian trễ			
87L	1	DIFL-I1 = 0.40 A	0.00 s		Cắt MC/Hải Châu & MC/Hòa Khánh	
	2	DIFGL-I = 0.40 A	0.00 s			
21/21N	1	X1 = 0.43 Ohm	0.00 s		Cắt MC	
	2	X2 = 2.40 Ohm	0.30 s			
	3	X3 = 26.65 Ohm	3.00 s			
85	POTT	Dis-CAR = POP		POTT từ Hòa Khánh		
67	1	I>> = 1.68 A	3.30 s			
	2	I>>> = 6.25 A	0.60 s			
67N	1	I0> = 1.46 A	3.30 s			
	2	I0>> = 6.72 A	0.60 s			
59N		3U0> = 6.00 V	90.0 s			Báo tín hiệu
49		I> = 0.89 A	9.00 s			

Hình 4.29: Thông số cài đặt role F67 đi từ Hải Châu-Đà Nẵng của PTC2
Từ những phiếm kiểm định trên ta lập được bảng thông số sau.

Bảng 4.9: Bảng thông số cài đặt role F67 của PTC2

Xuất Tuyến	Cấp 1(F67 DT)	Cấp 2(F50)	Role
Huế đi Hòa Khánh	1,8	0,9	1; 11
Hòa Khánh đi Huế	3	0,6	2; 12
Hải Châu đi Hòa Khánh	3,3	0,6	3
Hòa Khánh đi Hải Châu	2,1	0,6	4
Hải Châu đi Đà Nẵng	1,8	0,6	9
Đà Nẵng đi Hải Châu	3,6	0,9	10
Hòa Khánh đi Đà Nẵng	2,1	0,6	5
Đà Nẵng đi Hòa Khánh	3,3	0,6	6
Hòa Khánh đi Thanh Mỹ	2,7	0,9	7; 13
Thanh Mỹ đi Hòa Khánh	2,4	0,9	8; 14

4.3.4. So sánh thông số F67 mới thiết lập với F67 của hệ thống điện Việt Nam đang vận hành do PTC2 cung cấp

Khi có thông số của PTC2 cung cấp ta tiến hành so sánh với số liệu F67 mà đã cài đặt ở mục 4.3.1. Ta cho ngắn mạch ở từng điểm để được kết quả khả quan nhất

a. Ngắn mạch tại thanh cái Huế

Role	Đồ án(s)	PTC2(s)
2	0,037	3,000
12	0,037	3,000
8	1,204	2,400
14	1,204	2,400
6	1,466	3,300
3	2,169	3,300
10	3,653	3,600

b. Ngắn mạch tại thanh cái Hòa Khánh

Role	Đồ án(s)	PTC2(s)
1	0,253	1,800
11	0,253	1,800
8	0,258	2,400
14	0,258	2,400
6	0,289	3,300
3	0,336	3,300
10	0,561	3,600

c. Ngắn mạch tại thanh cái Hải Châu

Role	Đồ án(s)	PTC2(s)
4	0,135	2,100
10	0,289	3,600
1	0,312	1,800
11	0,312	1,800
8	0,367	2,400
14	0,367	2,400
6	0,843	3,300

d. Ngắn mạch tại thanh cái Đà Nẵng

Role	Đồ án(s)	PTC2(s)
9	0,197	1,800
5	0,294	2,100
1	0,297	1,800
11	0,297	1,800
8	0,340	2,400
14	0,340	2,400
4	0,623	2,100

e. Ngắn mạch tại thanh cái Thạnh Mỹ

Role	Đồ án(s)	PTC2(s)
7	0,152	2,700
13	0,152	2,700
1	0,445	1,800
11	0,445	1,800
6	1,140	3,300
3	1,560	3,300
10	2,774	3,600

f. Ngắn mạch tại đường dây Huế-Hòa Khánh

Role	Đồ án(s)	PTC2(s)
2	0,028	3,000
1	0,253	1,800
11	0,253	1,800
8	0,258	2,400
14	0,258	2,400
6	0,289	3,300
3	0,336	3,300
10	0,561	3,600

g. Ngắn mạch tại đường dây Hòa Khánh-Hải Châu

Role	Đồ án(s)	PTC2(s)
4	0,135	2,100
3	0,186	3,300
10	0,289	3,600
1	0,312	1,800
11	0,312	1,800
8	0,367	2,400
14	0,367	2,400
6	0,843	3,300

h. Ngắn mạch tại đường dây Hòa Khánh-Đà Nẵng

Role	Đồ án(s)	PTC2(s)
5	0,249	2,100
6	0,251	3,300
1	0,253	1,800
11	0,253	1,800
8	0,258	2,400
14	0,258	2,400
3	0,336	3,300
10	0,561	3,600

i. Ngắn mạch tại đường dây Hải Châu-Đà Nẵng

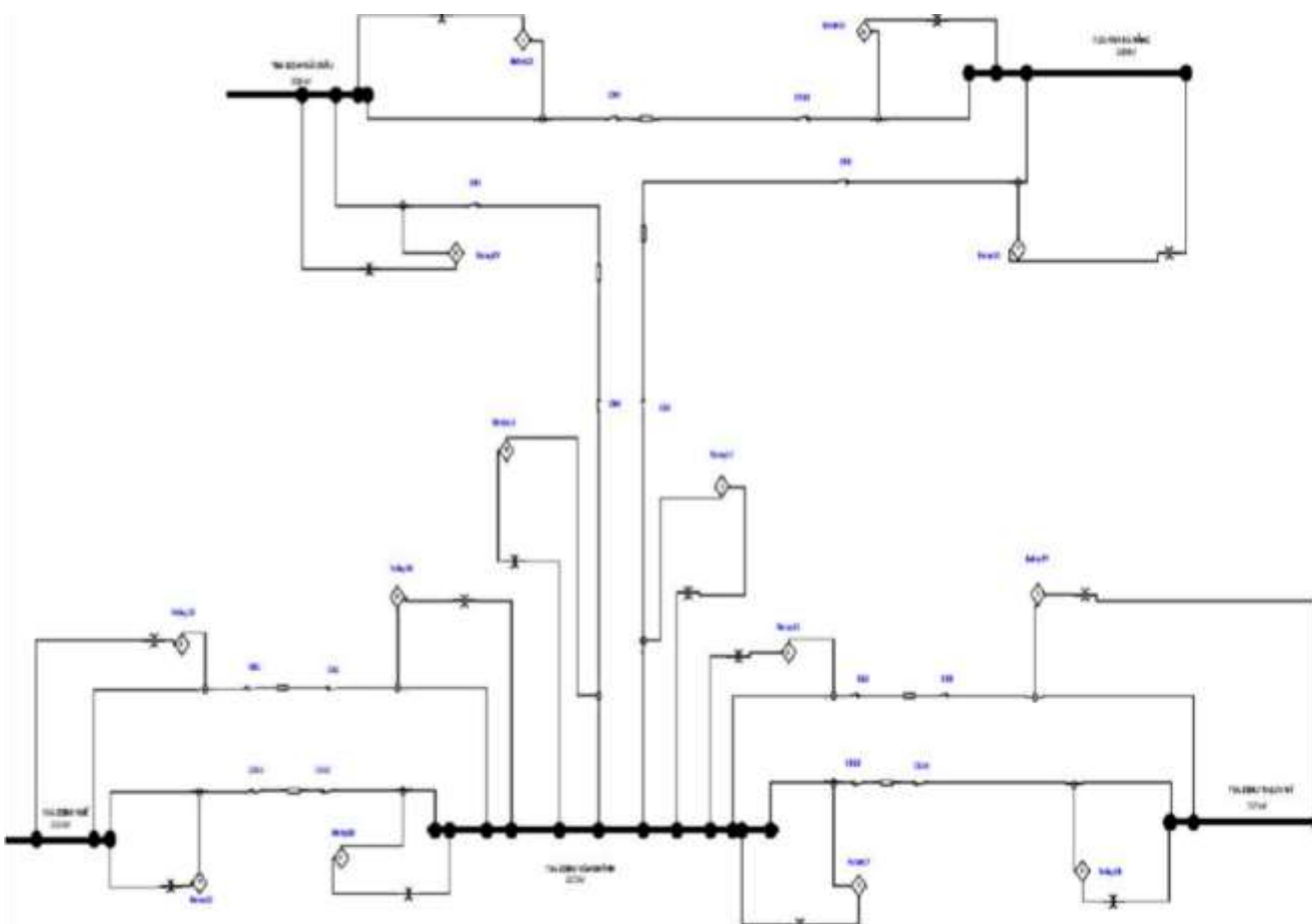
Role	Đồ án(s)	PTC2(s)
9	0,197	1,800
10	0,289	3,600
5	0,294	2,100
1	0,297	1,800
11	0,297	1,800
8	0,340	2,400
14	0,340	2,400
4	0,623	2,100

j. Ngắn mạch tại đường dây Hòa Khánh-Thạnh Mỹ

Role	Đồ án(s)	PTC2(s)
8	0,139	2,400
7	0,152	2,700
13	0,152	2,700
1	0,445	1,800
11	0,445	1,800
6	1,140	3,300
3	1,560	3,300
10	2,774	3,600

- Từ bảng so sánh số liệu trên F67 mới thiết lập tối ưu về thời gian hơn so với F67 của PTC2 cung cấp, có 2 nguyên nhân dẫn đến điều này đó là PTC2 sử dụng bảo vệ quá dòng thời gian độc lập (DT). Role có thời gian độc lập có một số nhược điểm như là không đảm bảo được tính chọn lọc đối với đường dây có nhiều nguồn cung cấp, nếu có ngắn mạch gần nguồn thì với DT có thời gian cắt lớn nhất còn IDMT thì dòng càng lớn thì cắt càng nhanh. Nguyên nhân thứ 2 là Δt của PTC2 cung cấp là cố định 0,3s còn khi sử dụng chức năng Star view trong phần mềm ETAP thì có thể tùy chỉnh hợp lý phù hợp với yêu cầu đặt ra.
- Mặt khác ta thấy trừ ngắn mạch tại Hòa Khánh, hầu hết nhưng điểm ngắn mạch còn lại tác động sai thứ tự. Nguyên nhân là do ngoài thực tế F67 chỉ là bảo vệ phụ, F21 hoặc F87L là bảo vệ chính đã hoạt động tốt rồi nên F67 không được quan tâm nhiều để điều chỉnh đúng
- Qua đây chúng ta kết luận rằng việc thực hiện F67 mới thiết lập này có thể áp dụng được vào thực tế qua đó có thể tăng độ tin cậy của hệ thống điện Việt Nam lên cao hơn.

4.4. Bảo vệ khoảng cách (F21) trên các đường dây truyền tải



Hình 4.30: Sơ đồ mô phỏng bảo vệ khoảng cách

Bảng dưới đây tóm tắt thông số đường dây cho 7 xuất tuyến L1 – L7 (ở cấp điện áp 220 kV):

Bảng 4.10: Thông số đường dây

Xuất tuyến	Chiều dài (km)	Loại dây	$r_1(\Omega / \text{km})$	$x_1(\Omega / \text{km})$	$r_0(\Omega / \text{km})$	$x_0(\Omega / \text{km})$
L1: Hòa Khánh – Huế	82,214	ACSR 400	0,075	0,410	0,217	1,324
L2: Hòa Khánh – Hải Châu	9,923	ACSR 500	0,065	0,405	0,207	1,318
L3: Hòa Khánh – Đà Nẵng	13,978	ACSR 500	0,065	0,405	0,207	1,318
L4: Hòa Khánh – Thanh Mỹ	62,098	ACSR 330	0,097	0,415	0,239	1,328
L5: Đà Nẵng – Hải Châu	23,872	ACSR 500	0,065	0,405	0,207	1,318
L6: Đà Nẵng – Duy Xuyên	28,632	ACSR 500	0,065	0,405	0,207	1,318
L7: Đà Nẵng – Ngũ Hành Sơn	13,528	ACSR 500	0,065	0,405	0,207	1,318

Tính tổng trở thứ tự thuận cho từng xuất tuyến

Tổng trở thứ tự thuận Z_1 của một đường dây bằng $(r_1 + jx_1)$ nhân với chiều dài đường dây. Ta tính cụ thể:

- **Xuất tuyến L1** (Hòa Khánh – Huế, chiều dài 82,214 km, ACSR 400)
 - $Z_{L1} = (0,075 + j0,410) \times 82,214 = 6,166 + j33,708(\Omega)$
 $= 34,267 \angle 79,63^\circ(\Omega)$
- **Xuất tuyến L2** (Hòa Khánh – Hải Châu, chiều dài 9,923 km, ACSR 500)
 - $Z_{L2} = (0,065 + j0,405) \times 9,923 = 0,645 + j4,019(\Omega)$
 $= 4,070 \angle 80,89^\circ(\Omega)$
- **Xuất tuyến L3** (Hải Châu – Đà Nẵng, chiều dài 23,872 km, ACSR 500)
 - $Z_{L3} = (0,065 + j0,405) \times 23,872 = 1,552 + j9,668(\Omega)$
 $= 9,792 \angle 80,88^\circ(\Omega)$
- **Xuất tuyến L4** (Hòa Khánh – Đà Nẵng, chiều dài 13,978 km, ACSR 500)
 - $Z_{L4} = (0,065 + j0,405) \times 13,978 = 0,909 + j5,661(\Omega)$
 $= 5,734 \angle 80,88^\circ(\Omega)$
- **Xuất tuyến L5** (Hòa Khánh – Thanh Mỹ, chiều dài 62,098 km, ACSR 330)
 - $Z_{L5} = (0,097 + j0,415) \times 62,098 = 6,023 + j25,771(\Omega)$
 $= 26,645 \angle 76,84^\circ(\Omega)$
- **Xuất tuyến L6** (Đà Nẵng – Duy Xuyên, chiều dài 28,632 km, ACSR 500)
 - $Z_{L6} = (0,065 + j0,405) \times 28,632 = 1,861 + j11,595(\Omega)$
 $= 11,744 \angle 80,88^\circ(\Omega)$
- **Xuất tuyến L7** (Đà Nẵng – Ngũ Hành Sơn, chiều dài 13,528 km, ACSR 500)
 - $Z_{L7} = (0,065 + j0,405) \times 13,528 = 0,879 + j5,479(\Omega)$
 $= 5,549 \angle 80,88^\circ(\Omega)$

Những kết quả trên có thể được trình bày gọn trong bảng:

Bảng 4.11: Tổng trở khởi động của các xuất tuyến

Xuất tuyến	Z_1 (Tổng trở thứ tự thuận)
L1: Hòa Khánh – Huế	$6,166 + j33,708$ ($34,267 \angle 79,63^\circ$)
L2: Hòa Khánh – Hải Châu	$0,645 + j4,019$ ($4,070 \angle 80,89^\circ$)
L3: Đà Nẵng – Hải Châu	$1,552 + j9,668$ ($9,792 \angle 80,88^\circ$)
L4: Hòa Khánh – Đà Nẵng	$0,909 + j5,661$ ($5,734 \angle 80,88^\circ$)
L5: Hòa Khánh – Thanh Mỹ	$6,023 + j25,771$ ($26,645 \angle 76,84^\circ$)
L6: Đà Nẵng – Duy Xuyên	$1,861 + j11,595$ ($11,744 \angle 80,88^\circ$)
L7: Đà Nẵng – Ngũ Hành Sơn	$0,879 + j5,479$ ($5,549 \angle 80,88^\circ$)

Dựa trên tổng trở Z_1 của mỗi tuyến, ta xác định giới hạn tác động cho các vùng khoảng cách:

Vùng 1: Bảo vệ 80% đường dây nhằm tránh sai số CT, VT làm cho bị quá tầm

$$Z_{1P} = k \times 0,8 \times Z_1$$

Hệ số chuyển đổi giá trị đặt sang nhị thứ: $k = CT / VT$

Thời gian tác động nhanh $t_{Z1p} = 0 \div 0,1s$

Vùng 2: Tầm chỉnh định vùng II của bảo vệ thông thường chỉnh định bao phủ toàn bộ đường dây bảo vệ và công với 50% của đường dây kế cận ngắn nhất.

$$Z_{2P} = k \times (Z_1 + 0,5Z_{2s})$$

Thời gian tác động vùng II: $t_{Z2p} = 0,2 \div 0,6s$

Vùng 3: Tầm chỉnh định phải ít nhất bằng 1,2 lần tổng trở đường dây bảo vệ và tổng trở đường dây kế tiếp dài nhất

$$Z_{3P} = k \times (Z_1 + Z_{2l})$$

Thời gian tác động vùng II: $t_{Z2p} = 0,5 \div 1,5s$

Tính vùng bảo vệ Zone 1, Zone 2, Zone 3 cho từng đường dây theo hướng thuận

Từ các công thức trên kết hợp với bảng 4.11 ta tính được các vùng bảo vệ của các đường dây

- **Đường dây bảo vệ L1 (Huế - Hòa Khánh):** có 3 tuyến đường dây liền kề bao gồm tuyến đường dây L2 (Hòa Khánh – Hải Châu), tuyến đường dây L3 (Hòa Khánh – Đà Nẵng) và tuyến đường dây L4 (Hòa Khánh – Thanh Mỹ)

Vùng 1: Bảo vệ 80% đường dây nhằm tránh sai số CT, VT làm cho bị quá tầm

$$Z_{1P} = k \times 0,8 \times Z_{L1}$$

Trong đó:

Hệ số chuyển đổi giá trị đặt sang nhị thứ: $k = \frac{CT}{VT} = \frac{200}{2000} = 0,1$

Z_{L1} : Tổng trở của đường dây bảo vệ thứ nhất L1 (Huế - Hòa Khánh)

$$\rightarrow Z_{1P} = 0,1 \times 0,8 \times (6,166 + j33,708) = 2,741 \angle 79,63^\circ$$

* Thời gian tác động vùng 1: $t_{Z1p} = 0,01s$

Vùng 2: Tầm chỉnh định vùng II của bảo vệ thông thường chỉnh định bao phủ toàn bộ đường dây bảo vệ và công với 50% của đường dây kế cận ngắn nhất.

$$Z_{2P} = k \times [Z_{L1} + 0,5Z_{L2s}]$$

Trong đó:

Hệ số chuyển đổi giá trị đặt sang nhị thứ: $k = \frac{CT}{VT} = \frac{200}{2000} = 0,1$

Z_{L1} : Tổng trở của đường dây bảo vệ thứ nhất L1 (Huế - Hòa Khánh)

Z_{L2S} : Tổng trở của đường dây liên kề thứ 2 L2 (Hòa Khánh – Hải Châu) có chiều dài ngắn nhất

$$\rightarrow Z_{2P} = 0,1 \times [6,166 + j33,708 + 0,5 \times (0,645 + j4,019)] = 3,630 \angle 79,70^\circ$$

$$* \text{ Thời gian tác động vùng 2: } t_{Z2P} = t_{Z1P} + \Delta t = 0,01 + 0,25 = 0,26s$$

Vùng 3: Tầm chỉnh định phải ít nhất bằng 1,2 lần tổng trở đường dây bảo vệ và tổng trở đường dây kế tiếp dài nhất.

$$Z_{3P} = k \times 1,2 \times (Z_{L1} + Z_{L2L})$$

Trong đó:

$$\text{Hệ số chuyển đổi giá trị đặt sang nhị thức: } k = \frac{CT}{VT} = \frac{200}{2000} = 0,1$$

Z_{L1} : Tổng trở của đường dây bảo vệ thứ nhất L1 (Huế - Hòa Khánh)

Z_{L2L} : Tổng trở của đường dây liên kề thứ 2 L4 (Hòa Khánh – Thanh Mỹ) có chiều dài dài nhất.

$$\rightarrow Z_{3P} = 0,1 \times 1,2 \times (6,166 + j33,708 + 6,023 + j25,771) = 7,285 \angle 78,41^\circ$$

$$* \text{ Thời gian tác động vùng 3: } t_{Z3P} = t_{Z2P} + \Delta t = 0,26 + 0,25 = 0,51s$$

➤ **Đường dây bảo vệ L2 (Hòa Khánh – Hải Châu):** có 1 tuyến đường dây liên kề L3 (Hải Châu – Đà Nẵng)

Vùng 1: Bảo vệ 80% đường dây nhằm tránh sai số CT, VT làm cho bị quá tầm

$$Z_{1P} = k \times 0,8 \times Z_{L2}$$

Trong đó:

$$\text{Hệ số chuyển đổi giá trị đặt sang nhị thức: } k = \frac{CT}{VT} = \frac{400}{2000} = 0,2$$

Z_{L2} : Tổng trở của đường dây bảo vệ thứ nhất L2 (Hòa Khánh – Hải Châu)

$$\rightarrow Z_{1P} = 0,2 \times 0,8 \times (0,645 + j4,019) = 0,651 \angle 80,88^\circ$$

$$* \text{ Thời gian tác động vùng 1: } t_{Z1P} = 0,01s$$

Vùng 2: Tầm chỉnh định vùng II của bảo vệ thông thường chỉnh định bao phủ toàn bộ đường dây bảo vệ và công với 50% của đường dây kế cận ngắn nhất.

$$Z_{2P} = k \times [Z_{L2} + 0,5Z_{L3}]$$

Trong đó:

$$\text{Hệ số chuyển đổi giá trị đặt sang nhị thức: } k = \frac{CT}{VT} = \frac{400}{2000} = 0,2$$

Z_{L2} : Tổng trở của đường dây bảo vệ thứ nhất L2 (Hòa Khánh – Hải Châu)

Z_{L3} : Tổng trở của đường dây liên kề thứ hai L3 (Hải Châu – Đà Nẵng)

$$\rightarrow Z_{2P} = 0,2 \times [0,645 + j4,019 + 0,5 \times (1,552 + j9,668)] = 1,793 \angle 80,88^\circ$$

$$* \text{ Thời gian tác động vùng 2: } t_{Z2P} = t_{Z1P} + \Delta t = 0,01 + 0,25 = 0,26s$$

Vùng 3: Tầm chỉnh định phải ít nhất bằng 1,2 lần tổng trở đường dây bảo vệ và tổng trở đường dây kế tiếp dài nhất.

$$Z_{3P} = k \times 1,2 \times (Z_{L2} + Z_{L3})$$

Trong đó:

Hệ số chuyển đổi giá trị đặt sang nhị thức: $k = \frac{CT}{VT} = \frac{400}{2000} = 0,2$

Z_{L1} : Tổng trở của đường dây bảo vệ thứ nhất L1 (Huế - Hòa Khánh)

Z_{L3} : Tổng trở của đường dây liên kề thứ 2 L3 (Hải Châu – Đà Nẵng)

$$\rightarrow Z_{3P} = 0,2 \times 1,2 \times (0,645 + j4,019 + 1,552 + j9,668) = 3,327 \angle 80,88^\circ$$

* Thời gian tác động vùng 3: $t_{Z3p} = t_{Z2p} + \Delta t = 0,26 + 0,25 = 0,51s$

- **Đường dây bảo vệ L3 (Hải Châu – Đà Nẵng):** có 3 tuyến đường dây liên kề bao gồm tuyến đường dây L4 (Đà Nẵng – Hòa Khánh), tuyến đường dây L6 (Đà Nẵng – Duy Xuyên) và tuyến đường dây L7 (Đà Nẵng – Ngũ Hành Sơn)

Vùng 1: Bảo vệ 80% đường dây nhằm tránh sai số CT, VT làm cho bị quá tầm

$$Z_{1P} = k \times 0,8 \times Z_{L3}$$

Trong đó:

Hệ số chuyển đổi giá trị đặt sang nhị thức: $k = \frac{CT}{VT} = \frac{200}{2000} = 0,1$

Z_{L3} : Tổng trở của đường dây bảo vệ thứ nhất L3 (Hải Châu – Đà Nẵng)

$$\rightarrow Z_{1P} = 0,1 \times 0,8 \times (1,552 + j9,668) = 0,783 \angle 80,88^\circ$$

* Thời gian tác động vùng 1: $t_{Z1p} = 0,01s$

Vùng 2: Tầm chỉnh định vùng II của bảo vệ thông thường chỉnh định bao phủ toàn bộ đường dây bảo vệ và công với 50% của đường dây kế cận ngắn nhất.

$$Z_{2P} = k \times [Z_{L3} + 0,5Z_{L7S}]$$

Trong đó:

Hệ số chuyển đổi giá trị đặt sang nhị thức: $k = \frac{CT}{VT} = \frac{200}{2000} = 0,1$

Z_{L3} : Tổng trở của đường dây bảo vệ thứ nhất L3 (Hải Châu – Đà Nẵng)

Z_{L7S} : Tổng trở của đường dây liên kề thứ hai L7 (Đà Nẵng – Ngũ Hành Sơn) có chiều dài ngắn nhất

$$\rightarrow Z_{2P} = 0,1 \times [1,552 + j9,668 + 0,5 \times (0,879 + j5,479)] = 1,257 \angle 80,88^\circ$$

* Thời gian tác động vùng 2: $t_{Z2p} = t_{Z1p} + \Delta t = 0,01 + 0,25 = 0,26s$

Vùng 3: Tầm chỉnh định phải ít nhất bằng 1,2 lần tổng trở đường dây bảo vệ và tổng trở đường dây kế tiếp dài nhất.

$$Z_{3P} = k \times 1,2 \times (Z_{L3} + Z_{L6L})$$

Trong đó:

Hệ số chuyển đổi giá trị đặt sang nhị thức: $k = \frac{CT}{VT} = \frac{400}{2000} = 0,2$

Z_{L3} : Tổng trở của đường dây bảo vệ thứ nhất L3 (Hải Châu – Đà Nẵng)

Z_{L6L} : Tổng trở của đường dây liên kề thứ hai L6 (Đà Nẵng – Duy Xuyên) có chiều dài dài nhất.

$$\rightarrow Z_{3P} = 0,1 \times 1,2 \times (1,552 + j9,668 + 1,861 + j11,595) = 2,584 \angle 80,88^\circ$$

$$* \text{ Thời gian tác động vùng 3: } t_{Z3P} = t_{Z2P} + \Delta t = 0,26 + 0,25 = 0,51s$$

- **Đường dây bảo vệ L4 (Đà Nẵng – Hòa Khánh):** có 3 tuyến đường dây liên kề bao gồm tuyến đường dây L1 (Hòa Khánh – Huế), tuyến đường dây L2 (Hòa Khánh – Hải Châu) và tuyến đường dây L5 (Hòa Khánh – Thanh Mỹ)

Vùng 1: Bảo vệ 80% đường dây nhằm tránh sai số CT, VT làm cho bị quá tầm

$$Z_{1P} = k \times 0,8 \times Z_{L4}$$

Trong đó:

$$\text{Hệ số chuyển đổi giá trị đặt sang nhị thứ: } k = \frac{CT}{VT} = \frac{400}{2000} = 0,2$$

Z_{L4} : Tổng trở của đường dây bảo vệ thứ nhất L4 (Đà Nẵng – Hòa Khánh)

$$\rightarrow Z_{1P} = 0,2 \times 0,8 \times (0,909 + j5,661) = 0,917 \angle 80,88^\circ$$

$$* \text{ Thời gian tác động vùng 1: } t_{Z1P} = 0,01s$$

Vùng 2: Tầm chỉnh định vùng II của bảo vệ thông thường chỉnh định bao phủ toàn bộ đường dây bảo vệ và cộng với 50% của đường dây kế cận ngắn nhất.

$$Z_{2P} = k \times [Z_{L4} + 0,5 \times Z_{L2S}]$$

Trong đó:

$$\text{Hệ số chuyển đổi giá trị đặt sang nhị thứ: } k = \frac{CT}{VT} = \frac{400}{2000} = 0,2$$

Z_{L4} : Tổng trở của đường dây bảo vệ thứ nhất L4 (Đà Nẵng – Hòa Khánh)

Z_{L2S} : Tổng trở của đường dây liên kề thứ 2 L2 (Hòa Khánh – Hải Châu) có chiều dài ngắn nhất

$$\rightarrow Z_{2P} = 0,2 \times [0,909 + j5,661 + 0,5 \times (0,645 + j4,019)] = 1,554 \angle 80,88^\circ$$

$$* \text{ Thời gian tác động vùng 2: } t_{Z2P} = t_{Z1P} + \Delta t = 0,01 + 0,25 = 0,26s$$

Vùng 3: Tầm chỉnh định phải ít nhất bằng 1,2 lần tổng trở đường dây bảo vệ và tổng trở đường dây kế tiếp dài nhất.

$$Z_{3P} = k \times 1,2 \times (Z_{L4} + Z_{L1L})$$

Trong đó:

$$\text{Hệ số chuyển đổi giá trị đặt sang nhị thứ: } k = \frac{CT}{VT} = \frac{400}{2000} = 0,2$$

Z_{L4} : Tổng trở của đường dây bảo vệ thứ nhất L4 (Đà Nẵng – Hòa Khánh)

Z_{L1L} : Tổng trở của đường dây liên kề thứ 2 L1 (Hòa Khánh – Huế) có chiều dài dài nhất.

$$\rightarrow Z_{3P} = 0,2 \times 1,2 \times (0,909 + j5,661 + 6,166 + j33,708) = 9,618 \angle 79,81^\circ$$

$$* \text{ Thời gian tác động vùng 3: } t_{Z3P} = t_{Z2P} + \Delta t = 0,26 + 0,25 = 0,51s$$

➤ **Đường dây bảo vệ L5 (Hòa Khánh – Thanh Mỹ)**

Vùng 1: Bảo vệ 80% đường dây nhằm tránh sai số CT, VT làm cho bị quá tầm

$$Z_{1P} = k \times 0,8 \times Z_{L5}$$

Trong đó:

Hệ số chuyển đổi giá trị đặt sang nhị thức: $k = \frac{CT}{VT} = \frac{600}{2000} = 0,3$

Z_{L5} : Tổng trở của đường dây bảo vệ thứ nhất L5 (Hòa Khánh – Thanh Mỹ)

$$\rightarrow Z_{1P} = 0,3 \times 0,8 \times (6,023 + j25,771) = 6,352 \angle 76,84^\circ$$

* Thời gian tác động vùng 1: $t_{Z1P} = 0,01s$

Vùng 2: Tầm chỉnh định vùng II của bảo vệ 130% chiều dài tuyến đường dây bảo vệ.

$$Z_{2P} = k \times 1,3 \times Z_{L5}$$

Trong đó:

Hệ số chuyển đổi giá trị đặt sang nhị thức: $k = \frac{CT}{VT} = \frac{600}{2000} = 0,3$

Z_{L5} : Tổng trở của đường dây bảo vệ thứ nhất L4 (Đà Nẵng – Hòa Khánh)

$$\rightarrow Z_{2P} = 0,3 \times 1,3 \times (6,023 + j25,771) = 10,321 \angle 76,84^\circ$$

* Thời gian tác động vùng 2: $t_{Z2P} = t_{Z1P} + \Delta t = 0,01 + 0,25 = 0,26s$

Bảng 4.12: Tổng trở khởi động của các đường dây bảo vệ (hướng thuận)

Đường dây bảo vệ (hướng thuận)	Vùng 1	Vùng 2	Vùng 3
L1: Huế - Hòa Khánh	2,741 $\angle$ 79,63 $^\circ$	3,630 $\angle$ 79,70 $^\circ$	7,285 $\angle$ 78,41 $^\circ$
L2: Hòa Khánh – Hải Châu	0,651 $\angle$ 80,88 $^\circ$	1,793 $\angle$ 80,88 $^\circ$	3,327 $\angle$ 80,88 $^\circ$
L3: Hải Châu – Đà Nẵng	0,783 $\angle$ 80,88 $^\circ$	1,257 $\angle$ 80,88 $^\circ$	2,584 $\angle$ 80,88 $^\circ$
L4: Đà Nẵng – Hòa Khánh	0,917 $\angle$ 80,88 $^\circ$	1,554 $\angle$ 80,88 $^\circ$	9,618 $\angle$ 79,81 $^\circ$
L5: Hòa Khánh – Thanh Mỹ	6,352 $\angle$ 76,84 $^\circ$	10,321 $\angle$ 76,84 $^\circ$	

 Tính vùng bảo vệ Zone 1, Zone 2, Zone 3 cho từng đường dây theo hướng ngược

Từ các công thức trên ta tính được các vùng bảo vệ của các đường dây

- **Đường dây bảo vệ L5 (Thanh Mỹ - Hòa Khánh):** có 3 tuyến đường dây liên kế bao gồm tuyến đường dây L1 (Hòa Khánh – Huế), tuyến đường dây L2 (Hòa Khánh – Hải Châu) và tuyến đường dây L4 (Hòa Khánh – Đà Nẵng)

Vùng 1: Bảo vệ 80% đường dây nhằm tránh sai số CT, VT làm cho bị quá tầm

$$Z_{1P} = k \times 0,8 \times Z_{L5}$$

Trong đó:

$$\text{Hệ số chuyển đổi giá trị đặt sang nhị thức: } k = \frac{CT}{VT} = \frac{600}{2000} = 0,3$$

Z_{L5} : Tổng trở của đường dây bảo vệ thứ nhất L5 (Thanh Mỹ - Hòa Khánh)

$$\rightarrow Z_{1P} = 0,3 \times 0,8 \times (6,023 + j25,771) = 6,352 \angle 76,84^\circ$$

* Thời gian tác động vùng 1: $t_{Z1P} = 0,01s$

Vùng 2: Tầm chỉnh định vùng II của bảo vệ thông thường chỉnh định bao phủ toàn bộ đường dây bảo vệ và công với 50% của đường dây kế cận ngắn nhất.

$$Z_{2P} = k \times [Z_{L5} + 0,5Z_{L2S}]$$

Trong đó:

$$\text{Hệ số chuyển đổi giá trị đặt sang nhị thức: } k = \frac{CT}{VT} = \frac{600}{2000} = 0,3$$

Z_{L1} : Tổng trở của đường dây bảo vệ thứ nhất L5 (Thanh Mỹ - Hòa Khánh)

Z_{L2S} : Tổng trở của đường dây liên kề thứ 2 L2 (Hòa Khánh – Hải Châu) có chiều dài ngắn nhất

$$\rightarrow Z_{2P} = 0,3 \times [6,023 + j25,771 + 0,5 \times (0,645 + j4,019)] = 8,549 \angle 77,13^\circ$$

* Thời gian tác động vùng 2: $t_{Z2P} = t_{Z1P} + \Delta t = 0,01 + 0,25 = 0,26s$

Vùng 3: Tầm chỉnh định phải ít nhất bằng 1,2 lần tổng trở đường dây bảo vệ và tổng trở đường dây kế tiếp dài nhất.

$$Z_{3P} = k \times 1,2 \times (Z_{L5} + Z_{L1L})$$

Trong đó:

$$\text{Hệ số chuyển đổi giá trị đặt sang nhị thức: } k = \frac{CT}{VT} = \frac{600}{2000} = 0,3$$

Z_{L5} : Tổng trở của đường dây bảo vệ thứ nhất L5 (Thanh Mỹ - Hòa Khánh)

Z_{L1L} : Tổng trở của đường dây liên kề thứ 2 L1 (Hòa Khánh – Huế) có chiều dài dài nhất.

$$\rightarrow Z_{3P} = 0,3 \times 1,2 \times (6,023 + j25,771 + 6,166 + j33,708) = 21,86 \angle 78,41^\circ$$

* Thời gian tác động vùng 3: $t_{Z3P} = t_{Z2P} + \Delta t = 0,26 + 0,25 = 0,51s$

- **Đường dây bảo vệ L4 (Hòa Khánh – Đà Nẵng):** có 3 tuyến đường dây liên kề bao gồm tuyến đường dây L3 (Đà Nẵng – Hải Châu), tuyến đường dây L6 (Đà Nẵng – Duy Xuyên) và tuyến đường dây L7 (Đà Nẵng – Ngũ Hành Sơn)

Vùng 1: Bảo vệ 80% đường dây nhằm tránh sai số CT, VT làm cho bị quá tầm

$$Z_{1P} = k \times 0,8 \times Z_{L4}$$

Trong đó:

$$\text{Hệ số chuyển đổi giá trị đặt sang nhị thức: } k = \frac{CT}{VT} = \frac{400}{2000} = 0,2$$

Z_{L4} : Tổng trở của đường dây bảo vệ thứ nhất L4 (Hòa Khánh – Đà Nẵng)

$$\rightarrow Z_{1P} = 0,2 \times 0,8 \times (0,909 + j5,661) = 0,917 \angle 80,88^\circ$$

* Thời gian tác động vùng 1: $t_{Z1p} = 0,01s$

Vùng 2: Tầm chỉnh định vùng II của bảo vệ thông thường chỉnh định bao phủ toàn bộ đường dây bảo vệ và công với 50% của đường dây kế cận ngắn nhất.

$$Z_{2P} = k \times [Z_{L4} + 0,5Z_{L7S}]$$

Trong đó:

Hệ số chuyển đổi giá trị đặt sang nhị thứ: $k = \frac{CT}{VT} = \frac{200}{2000} = 0,1$

Z_{L4} : Tổng trở của đường dây bảo vệ thứ nhất L4 (Hòa Khánh – Đà Nẵng)

Z_{L7S} : Tổng trở của đường dây liên kề thứ 2 L7 (Đà Nẵng – Ngũ Hành Sơn) có chiều dài ngắn nhất

$$\rightarrow Z_{2P} = 0,2 \times [0,909 + j5,661 + 0,5 \times (0,879 + j5,479)] = 1,702 \angle 80,88^\circ$$

* Thời gian tác động vùng 2: $t_{Z2p} = t_{Z1p} + \Delta t = 0,01 + 0,25 = 0,26s$

Vùng 3: Tầm chỉnh định phải ít nhất bằng 1,2 lần tổng trở đường dây bảo vệ và tổng trở đường dây kế tiếp dài nhất.

$$Z_{3P} = k \times 1,2 \times (Z_{L4} + Z_{L6L})$$

Trong đó:

Hệ số chuyển đổi giá trị đặt sang nhị thứ: $k = \frac{CT}{VT} = \frac{400}{2000} = 0,2$

Z_{L4} : Tổng trở của đường dây bảo vệ thứ nhất L4 (Hòa Khánh – Đà Nẵng)

Z_{L6L} : Tổng trở của đường dây liên kề thứ 2 L6 (Đà Nẵng – Duy Xuyên) có chiều dài dài nhất.

$$\rightarrow Z_{3P} = 0,2 \times 1,2 \times (0,909 + j5,661 + 1,861 + j11,595) = 4,194 \angle 80,88^\circ$$

* Thời gian tác động vùng 3: $t_{Z3p} = t_{Z2p} + \Delta t = 0,26 + 0,25 = 0,51s$

➤ **Đường dây bảo vệ L3 (Đà Nẵng – Hải Châu):** có 1 tuyến đường dây liên kề L2 (Hải Châu – Đà Nẵng)

Vùng 1: Bảo vệ 80% đường dây nhằm tránh sai số CT, VT làm cho bị quá tầm

$$Z_{1P} = k \times 0,8 \times Z_{L3}$$

Trong đó:

Hệ số chuyển đổi giá trị đặt sang nhị thứ: $k = \frac{CT}{VT} = \frac{200}{2000} = 0,1$

Z_{L3} : Tổng trở của đường dây bảo vệ thứ nhất L3 (Đà Nẵng – Hải Châu)

$$\rightarrow Z_{1P} = 0,1 \times 0,8 \times (1,552 + j9,668) = 0,784 \angle 80,88^\circ$$

* Thời gian tác động vùng 1: $t_{Z1p} = 0,01s$

Vùng 2: Tầm chỉnh định vùng II của bảo vệ thông thường chỉnh định bao phủ toàn bộ đường dây bảo vệ và công với 50% của đường dây kế cận ngắn nhất.

$$Z_{2P} = k \times [Z_{L3} + (0,5 \times Z_{L2})]$$

Trong đó:

Hệ số chuyển đổi giá trị đặt sang nhị thức: $k = \frac{CT}{VT} = \frac{200}{2000} = 0,1$

Z_{L3} : Tổng trở của đường dây bảo vệ thứ nhất L3 (Đà Nẵng – Hải Châu)

Z_{L2} : Tổng trở của đường dây liên kề thứ hai L2 (Hải Châu – Hòa Khánh)

$$\rightarrow Z_{2P} = 0,1 \times [1,552 + j9,668 + 0,5 \times (0,645 + j4,019)] = 1,184 \angle 80,88^\circ$$

$$* \text{ Thời gian tác động vùng 2: } t_{Z2p} = t_{Z1p} + \Delta t = 0,01 + 0,25 = 0,26s$$

Vùng 3: Tầm chỉnh định phải ít nhất bằng 1,2 lần tổng trở đường dây bảo vệ và tổng trở đường dây kế tiếp dài nhất.

$$Z_{3P} = k \times 1,2 \times (Z_{L3} + Z_{L2})$$

Trong đó:

Hệ số chuyển đổi giá trị đặt sang nhị thức: $k = \frac{CT}{VT} = \frac{200}{2000} = 0,1$

Z_{L3} : Tổng trở của đường dây bảo vệ thứ nhất L1 (Huế - Hòa Khánh)

Z_{L2} : Tổng trở của đường dây liên kề thứ hai L2 (Hải Châu – Đà Nẵng)

$$\rightarrow Z_{3P} = 0,1 \times 1,2 \times (1,552 + j9,668 + 0,645 + j4,019) = 1,665 \angle 80,88^\circ$$

$$* \text{ Thời gian tác động vùng 3: } t_{Z3p} = t_{Z2p} + \Delta t = 0,26 + 0,25 = 0,51s$$

- **Đường dây bảo vệ L2 (Hải Châu– Hòa Khánh):** có 3 tuyến đường dây liên kề bao gồm tuyến đường dây L1 (Hòa Khánh – Huế), tuyến đường dây L4 (Hòa Khánh – Đà Nẵng) và tuyến đường dây L5 (Hòa Khánh – Thanh Mỹ)

Vùng 1: Bảo vệ 80% đường dây nhằm tránh sai số CT, VT làm cho bị quá tầm

$$Z_{1P} = k \times 0,8 \times Z_{L2}$$

Trong đó:

Hệ số chuyển đổi giá trị đặt sang nhị thức: $k = \frac{CT}{VT} = \frac{400}{2000} = 0,2$

Z_{L2} : Tổng trở của đường dây bảo vệ thứ nhất L2 (Hải Châu – Hòa Khánh)

$$\rightarrow Z_{1P} = 0,2 \times 0,8 \times (0,645 + j4,019) = 0,652 \angle 80,88^\circ$$

$$* \text{ Thời gian tác động vùng 1: } t_{Z1p} = 0,01s$$

Vùng 2: Tầm chỉnh định vùng II của bảo vệ thông thường chỉnh định bao phủ toàn bộ đường dây bảo vệ và công với 50% của đường dây kế cận ngắn nhất.

$$Z_{2P} = k \times [Z_{L2} + 0,5 \times Z_{L4S}]$$

Trong đó:

Hệ số chuyển đổi giá trị đặt sang nhị thức: $k = \frac{CT}{VT} = \frac{400}{2000} = 0,2$

Z_{L2} : Tổng trở của đường dây bảo vệ thứ nhất L2 (Hải Châu – Hòa Khánh)

Z_{L4S} : Tổng trở của đường dây liên kề thứ 2 L4 (Hòa Khánh – Đà Nẵng) có chiều dài ngắn nhất

$$\rightarrow Z_{2P} = 0,2 \times [0,645 + j4,019 + 0,5 \times (0,909 + j5,661)] = 1,387 \angle 80,88^\circ$$

$$* \text{ Thời gian tác động vùng 2: } t_{Z2p} = t_{Z1p} + \Delta t = 0,01 + 0,25 = 0,26s$$

Vùng 3: Tầm chỉnh định phải ít nhất bằng 1,2 lần tổng trở đường dây bảo vệ và tổng trở đường dây kế tiếp dài nhất.

$$Z_{3P} = k \times 1,2 \times (Z_{L2} + Z_{L1L})$$

Trong đó:

Hệ số chuyển đổi giá trị đặt sang nhị thức: $k = \frac{CT}{VT} = \frac{400}{2000} = 0,2$

Z_{L2} : Tổng trở của đường dây bảo vệ thứ nhất L2 (Hải Châu – Hòa Khánh)

Z_{L1L} : Tổng trở của đường dây liên kết thứ 2 L1 (Hòa Khánh – Huế) có chiều dài dài nhất.

$$\rightarrow Z_{3P} = 0,2 \times 1,2 \times (0,645 + j4,019 + 6,166 + j33,708) = 9,201 \angle 79,76^\circ$$

* Thời gian tác động vùng 3: $t_{Z3P} = t_{Z2P} + \Delta t = 0,26 + 0,25 = 0,51s$

➤ **Đường dây bảo vệ L1 (Hòa Khánh – Huế)**

Vùng 1: Bảo vệ 80% đường dây nhằm tránh sai số CT, VT làm cho bị quá tầm

$$Z_{1P} = k \times 0,8 \times Z_{L1}$$

Trong đó:

Hệ số chuyển đổi giá trị đặt sang nhị thức: $k = \frac{CT}{VT} = \frac{200}{2000} = 0,1$

Z_{L1} : Tổng trở của đường dây bảo vệ thứ nhất L1 (Hòa Khánh – Huế)

$$\rightarrow Z_{1P} = 0,1 \times 0,8 \times (6,166 + j33,708) = 2,741 \angle 79,63^\circ$$

* Thời gian tác động vùng 1: $t_{Z1P} = 0,01s$

Vùng 2: Tầm chỉnh định vùng II của bảo vệ 130% chiều dài tuyến được bảo vệ.

$$Z_{2P} = k \times 1,3 \times Z_{L1}$$

Trong đó:

Hệ số chuyển đổi giá trị đặt sang nhị thức: $k = \frac{CT}{VT} = \frac{200}{2000} = 0,1$

Z_{L5} : Tổng trở của đường dây bảo vệ thứ nhất L4 (Đà Nẵng – Hòa Khánh)

$$\rightarrow Z_{2P} = 0,1 \times 1,3 \times (6,166 + j33,708) = 4,455 \angle 79,63^\circ$$

* Thời gian tác động vùng 2: $t_{Z2P} = t_{Z1P} + \Delta t = 0,01 + 0,25 = 0,26s$

Bảng 4.13: Tổng trở khởi động của các đường dây bảo vệ (hướng nghịch)

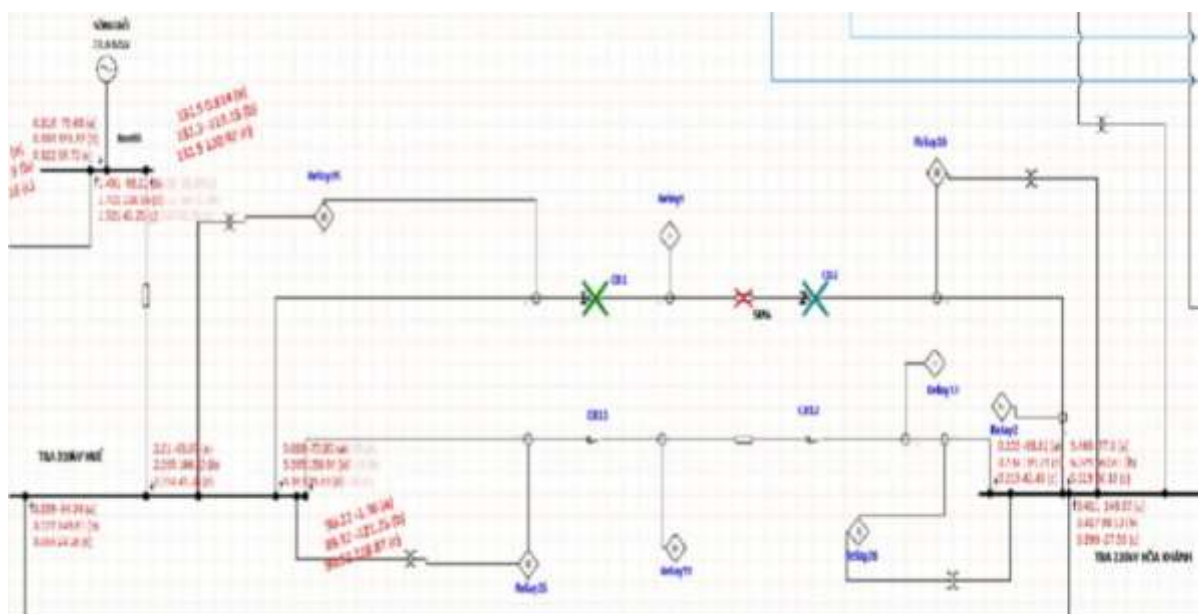
Đường dây bảo vệ (hướng nghịch)	Vùng 1	Vùng 2	Vùng 3
L1: Huế - Hòa Khánh	2,741 $\angle$ 79,63 $^\circ$	4,455 $\angle$ 79,63 $^\circ$	
L2: Hòa Khánh – Hải Châu	0,652 $\angle$ 80,88 $^\circ$	1,387 $\angle$ 80,88 $^\circ$	9,201 $\angle$ 79,76 $^\circ$
L3: Hải Châu – Đà Nẵng	0,784 $\angle$ 80,88 $^\circ$	1,184 $\angle$ 80,88 $^\circ$	1,665 $\angle$ 80,88 $^\circ$
L4: Đà Nẵng – Hòa Khánh	0,917 $\angle$ 80,88 $^\circ$	1,702 $\angle$ 80,88 $^\circ$	4,194 $\angle$ 80,88 $^\circ$

L5: Hòa Khánh – Thanh Mỹ	6,352∠76,84°	8,549∠77,13°	21,86∠78,41°
-------------------------------------	--------------	--------------	--------------

4.5. Thực hiện mô phỏng các kịch bản sự cố và đánh giá kết quả của bảo vệ khoảng cách

4.5.1. Sự cố ngắn mạch 3 pha tại các vị trí

a. Ngắn mạch 50% đường dây L1 Huế - Hòa Khánh



Sequence of Operation Output Report

Fault/Study Location: Line220 @ 50% from TBA 220kV HUẾ

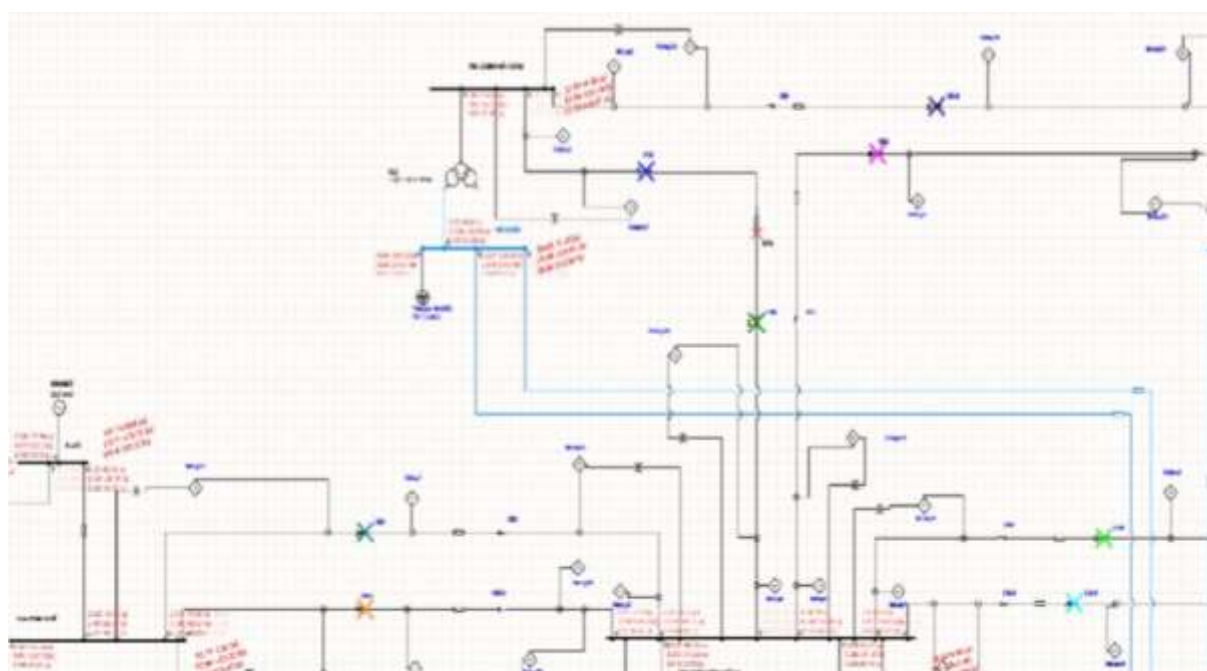
Time (ms)	ID	IO Type	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
10.0	Relay15	Relay Output	10.0		On - Logic
10.0	Relay16	Relay Output	10.0		On - Logic
50.0	CB1	Interlock	40.0		Tripped by Relay15 - DO15
50.0	CB2	Interlock	40.0		Tripped by Relay16 - DO16

Hình 4.31: Ngắn mạch tại 50% đường dây Huế - Hòa Khánh

Phân tích kết quả:

Khi ngắn mạch tại 50% đường dây Huế - Hòa Khánh thì cả 2 con relay đều khởi động. Relay 15 và relay 16 đặt tại Huế và Hòa Khánh nhận biết sự cố trong vùng 1 và xuất lệnh cắt với thời gian 0,01s và gửi tín hiệu đến cắt 2 máy cắt ở 2 đầu đường dây Huế (CB1) và Hòa Khánh (CB2) với tổng thời gian 0,05s.

b. Ngắn mạch 10% đường dây từ Hoà Khánh – Hải Châu



Sequence of Operation Output Report

Fault/Study Location: Line210 @ 10% from TBA 220kV
HÒAKHANH

Time (ms)	ID	IO Type	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
10.0	Relay18	Relay Output	10.0		On - Logic
50.0	CB4	Interlock	40.0		Tripped by Relay18 - DO18
260.0	Relay15	Relay Output	260.0		On - Logic
260.0	Relay17	Relay Output	260.0		On - Logic
260.0	Relay20	Relay Output	260.0		On - Logic
260.0	Relay22	Relay Output	260.0		On - Logic
260.0	Relay25	Relay Output	260.0		On - Logic
260.0	Relay28	Relay Output	260.0		On - Logic
300.0	CB1	Interlock	40.0		Tripped by Relay15 - DO15
300.0	CB11	Interlock	40.0		Tripped by Relay25 - DO25
300.0	CB14	Interlock	40.0		Tripped by Relay28 - DO28
300.0	CB3	Interlock	40.0		Tripped by Relay17 - DO17
300.0	CB6	Interlock	40.0		Tripped by Relay20 - DO20
300.0	CB8	Interlock	40.0		Tripped by Relay22 - DO22
510.0	Relay24	Relay Output	510.0		On - Logic
550.0	CB10	Interlock	40.0		Tripped by Relay24 - DO24

Hình 4.32: Ngắn mạch tại 10% đường dây Hòa Khánh – Hải Châu

Phân tích kết quả:

Khi ngắn mạch tại 10% đường dây từ Hòa Khánh đến Hải Châu:

Vùng 1: Relay 18 đặt tại đầu Hòa Khánh nhận biết sự cố trong vùng 1 và xuất lệnh cắt với thời gian 0,01s đúng với thời gian của bảo vệ vùng 1.

→ Xác định đúng sự cố nằm trong vùng gần nhất (0 – 80%) của đường dây Hòa Khánh đến Hải Châu.

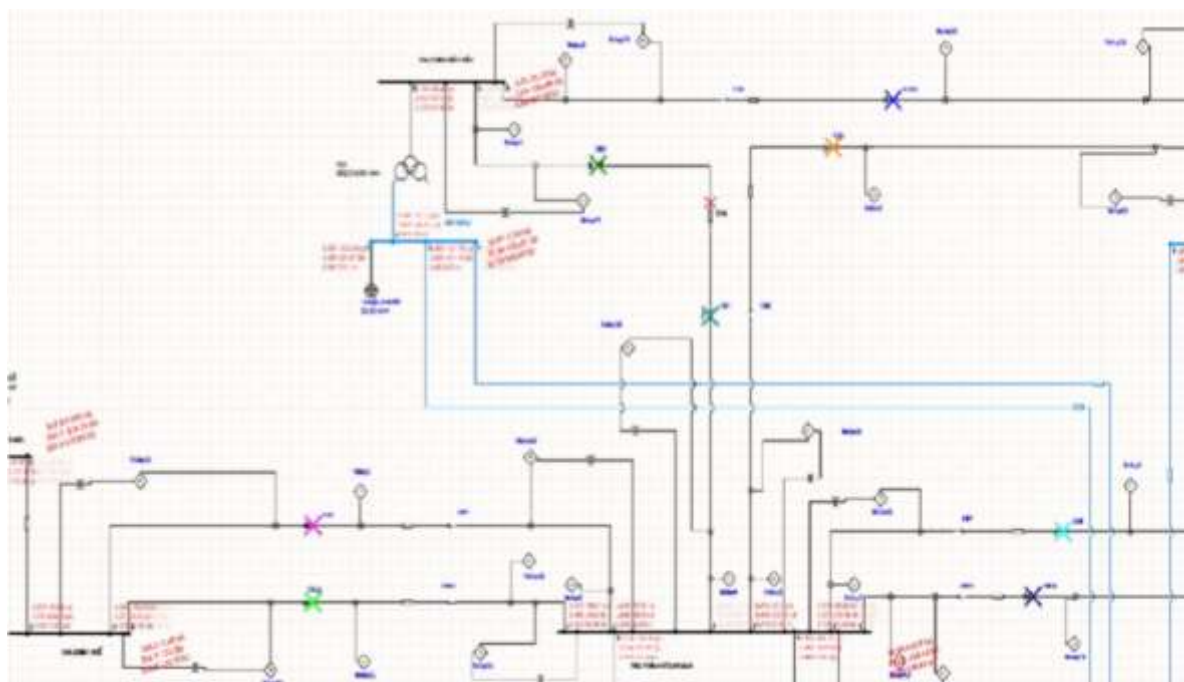
Vùng 2: Relay 15, 25 (đặt tại Huế), Relay 17 (đặt tại Hải Châu), 20 (đặt tại Đà Nẵng), Relay 22, 28 (đặt tại Thanh Mỹ), nhận biết sự cố trong vùng 2 và xuất lệnh cắt với thời gian 0,26s đúng với thời gian của bảo vệ vùng 2.

→ Xác định đúng sự cố nằm trong vùng 2 của đường dây Hòa Khánh đến Hải Châu đảm bảo dự phòng khi relay 18 không cắt

Vùng 3: Relay 24 (đặt tại Đà Nẵng) nhận biết sự cố trong vùng 3 và xuất lệnh cắt với thời gian 0,51s đúng với thời gian của bảo vệ vùng 3.

→ Xác định đúng sự cố nằm trong vùng 3 của đường dây Hòa Khánh đến Hải Châu đảm bảo dự phòng khi relay 17 không cắt.

c. Ngắn mạch 90% đường dây từ Hoà Khánh – Hải Châu



Sequence of Operation Output Report

Fault/Study Location: Line210 @ 90% from TBA 220kV
HÒA KHÁNH

Time (ms)	ID	IO Type	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
10.0	Relay17	Relay Output	100		On - Logic
50.0	C33	Interlock	400		Tripped by Relay17 - DO17
260.0	Relay18	Relay Output	2600		On - Logic
260.0	Relay24	Relay Output	2600		On - Logic
300.0	C310	Interlock	400		Tripped by Relay24 - DO24
300.0	C34	Interlock	400		Tripped by Relay18 - DO18
510.0	Relay15	Relay Output	5100		On - Logic
510.0	Relay20	Relay Output	5100		On - Logic
510.0	Relay22	Relay Output	5100		On - Logic
510.0	Relay25	Relay Output	5100		On - Logic
510.0	Relay28	Relay Output	5100		On - Logic
550.0	C31	Interlock	400		Tripped by Relay15 - DO15
550.0	C311	Interlock	400		Tripped by Relay22 - DO22
550.0	C314	Interlock	400		Tripped by Relay28 - DO28
550.0	C36	Interlock	400		Tripped by Relay20 - DO20
550.0	C38	Interlock	400		Tripped by Relay25 - DO25

Hình 4.33: Ngắn mạch 90% đường dây Hòa Khánh – Hải Châu

Phân tích kết quả:

Khi ngắn mạch tại 90% đường dây từ Hòa Khánh đến Hải Châu:

Vùng 1: Relay 17 đặt tại đầu Hải Châu nhận biết sự cố trong vùng 1 và xuất lệnh cắt với thời gian 0,01s đúng với thời gian của bảo vệ vùng 1.

→ Xác định đúng sự cố nằm trong vùng gần nhất (0 – 80%) của đường dây Hải Châu đến Hòa Khánh

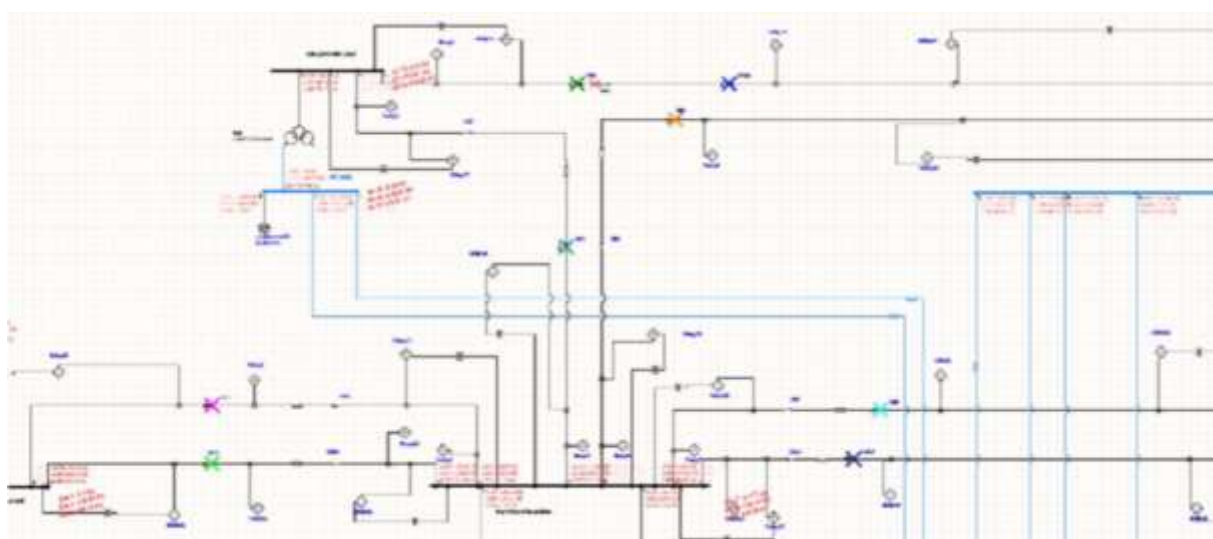
Vùng 2: Relay 18 (đặt tại Hòa Khánh), Relay 24 (đặt tại Đà Nẵng), nhận biết sự cố trong vùng 2 và xuất lệnh cắt với thời gian 0,26s đúng với thời gian của bảo vệ vùng 2.

→ Xác định đúng sự cố nằm trong vùng 2 của đường dây Hòa Khánh đến Hải Châu đảm bảo dự phòng khi relay 17 không cắt

Vùng 3: Relay 15, 25 (đặt tại Huế), relay 22, 28 (đặt tại Thanh Mỹ) nhận biết sự cố trong vùng 3 và xuất lệnh cắt với thời gian 0,51s đúng với thời gian của bảo vệ vùng 3.

→ Xác định đúng sự cố nằm trong vùng 3 của đường dây Hòa Khánh đến Hải Châu đảm bảo dự phòng.

d. Ngắn mạch 10% đường dây từ Hải Châu – Đà Nẵng



Sequence of Operation Output Report

Fault Study Location: Line103 @ 10% from TBA 220kV
HẢI CHÂU

Time (ms)	ID	IO Type	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
10.0	Relay23	Relay Output	10.0		On - Logic
50.0	CB9	Interlock	40.0		Tripped by Relay23 - DO23
260.0	Relay18	Relay Output	260.0		On - Logic
260.0	Relay24	Relay Output	260.0		On - Logic
300.0	CB10	Interlock	40.0		Tripped by Relay24 - DO24
300.0	CB4	Interlock	40.0		Tripped by Relay18 - DO18
510.0	Relay15	Relay Output	510.0		On - Logic
510.0	Relay20	Relay Output	510.0		On - Logic
510.0	Relay22	Relay Output	510.0		On - Logic
510.0	Relay25	Relay Output	510.0		On - Logic
510.0	Relay28	Relay Output	510.0		On - Logic
550.0	CB1	Interlock	40.0		Tripped by Relay15 - DO15
550.0	CB11	Interlock	40.0		Tripped by Relay25 - DO25
550.0	CB14	Interlock	40.0		Tripped by Relay28 - DO28
550.0	CB6	Interlock	40.0		Tripped by Relay20 - DO20
550.0	CB8	Interlock	40.0		Tripped by Relay22 - DO22

Hình 4.34: Ngắn mạch 10% đường dây Hải Châu - Đà Nẵng

Phân tích kết quả:

Khi ngắn mạch tại 10% đường dây từ Hải Châu – Đà Nẵng

Vùng 1: Relay 23 đặt tại đầu Hải Châu nhận biết sự cố trong vùng 1 và xuất lệnh cắt với thời gian 0,01s đúng với thời gian của bảo vệ vùng 1.

→ Xác định đúng sự cố nằm trong vùng gần nhất (0 – 80%) của đường dây Hải Châu đến Đà Nẵng

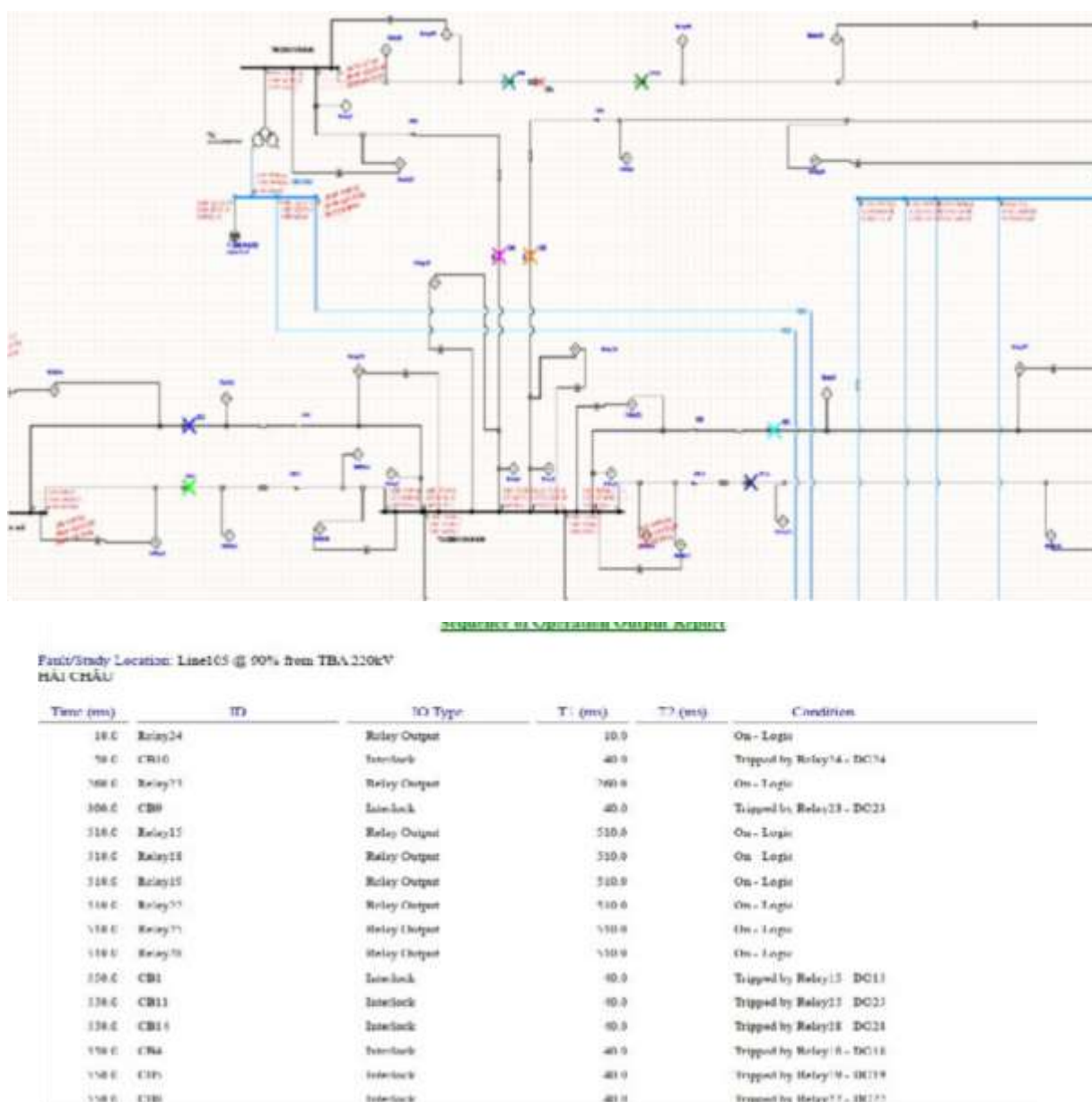
Vùng 2: Relay 18 (đặt tại Hòa Khánh), Relay 24 (đặt tại Đà Nẵng), nhận biết sự cố trong vùng 2 và xuất lệnh cắt với thời gian 0,26s đúng với thời gian của bảo vệ vùng 2.

→ Xác định đúng sự cố nằm trong vùng 2 của đường dây Hải Châu đến Đà Nẵng đảm bảo dự phòng khi relay 23 không cắt

Vùng 3: Relay 15, 25 (đặt tại Huế), relay 22, 28 (đặt tại Thanh Mỹ) và relay 20 (đặt tại Đà Nẵng) nhận biết sự cố trong vùng 3 và xuất lệnh cắt với thời gian 0,51s đúng với thời gian của bảo vệ vùng 3.

→ Xác định đúng sự cố nằm trong vùng 3 của đường dây Hải Châu – Đà Nẵng đảm bảo dự phòng.

e. Ngắn mạch 90% đường dây từ Hải Châu – Đà Nẵng



Hình 4.35: Ngắn mạch 90% đường dây Hải Châu – Đà Nẵng

Phân tích kết quả:

Khi ngắn mạch tại 10% đường dây từ Hải Châu – Đà Nẵng

Vùng 1: Relay 24 đặt tại đầu Đà Nẵng nhận biết sự cố trong vùng 1 và xuất lệnh cắt với thời gian 0,01s đúng với thời gian của bảo vệ vùng 1.

→ Xác định đúng sự cố nằm trong vùng gần nhất (0 – 80%) của đường dây Hải Châu đến Đà Nẵng

Vùng 2: Relay 23 (đặt tại Hải Châu) nhận biết sự cố trong vùng 2 và xuất lệnh cắt với thời gian 0,26s đúng với thời gian của bảo vệ vùng 2.

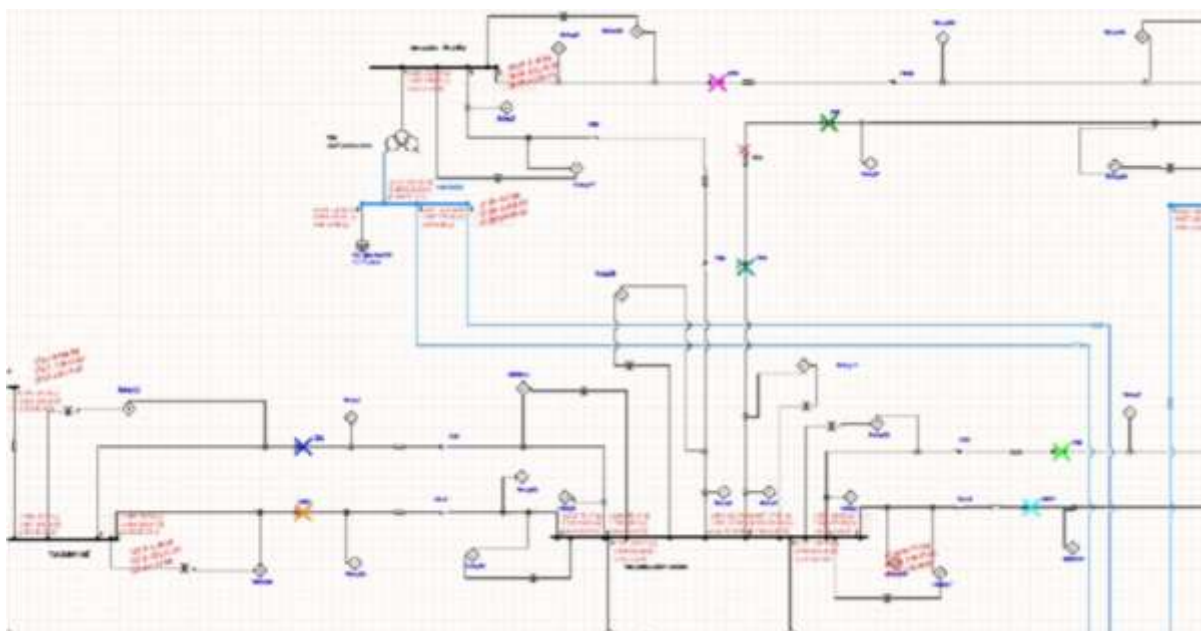
→ Xác định đúng sự cố nằm trong vùng 2 của đường dây Hải Châu đến Đà Nẵng

Vùng 3: Relay 15, 25 (đặt tại Huế), relay 22, 28 (đặt tại Thanh Mỹ) và relay 18 (đặt tại Hòa Khánh) nhận biết sự cố trong vùng 3 và xuất lệnh cắt với thời gian 0,51s đúng với thời gian của bảo vệ vùng 3.

→ Xác định đúng sự cố nằm trong vùng 3 của đường dây Hải Châu – Đà Nẵng đảm bảo dự phòng.

Tuy nhiên relay 19 (đặt tại Hòa Khánh) lẽ ra phải tác động ở vùng 2 nhưng mô phỏng thì relay 19 tác động ở vùng 3.

f. Ngắn mạch 10% đường dây từ Đà Nẵng – Hòa Khánh



Sequence of Operation Output Report					
Fault/Study Location: Line154 @ 10% from 7152-TDA ĐÀ NẴNG					
Time (ms)	ID	IO Type	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
10.0	Relay20	Relay Output	10.0		On - Logic
50.0	CB6	Interlock	40.0		Tripped by Relay20 - DO20
260.0	Relay19	Relay Output	260.0		On - Logic
300.0	CB3	Interlock	40.0		Tripped by Relay19 - DO19
510.0	Relay15	Relay Output	510.0		On - Logic
510.0	Relay22	Relay Output	510.0		On - Logic
510.0	Relay23	Relay Output	510.0		On - Logic
510.0	Relay25	Relay Output	510.0		On - Logic
510.0	Relay28	Relay Output	510.0		On - Logic
550.0	CB1	Interlock	40.0		Tripped by Relay15 - DO15
550.0	CB11	Interlock	40.0		Tripped by Relay25 - DO25
550.0	CB14	Interlock	40.0		Tripped by Relay28 - DO28
550.0	CB8	Interlock	40.0		Tripped by Relay22 - DO22
550.0	CB9	Interlock	40.0		Tripped by Relay23 - DO23

Hình 4.36: Ngắn mạch 10% đường dây Đà Nẵng – Hòa Khánh

Phân tích kết quả:

Khi ngắn mạch tại 10% đường dây từ Đà Nẵng – Hòa Khánh

Vùng 1: Relay 20 đặt tại đầu Đà Nẵng nhận biết sự cố trong vùng 1 và xuất lệnh cắt với thời gian 0,01s đúng với thời gian của bảo vệ vùng 1.

→ Xác định đúng sự cố nằm trong vùng gần nhất (0 – 80%) của đường dây Hải Châu đến Đà Nẵng

Vùng 2: Relay 19 (đặt tại Hòa Khánh) nhận biết sự cố trong vùng 2 và xuất lệnh cắt với thời gian 0,26s đúng với thời gian của bảo vệ vùng 2.

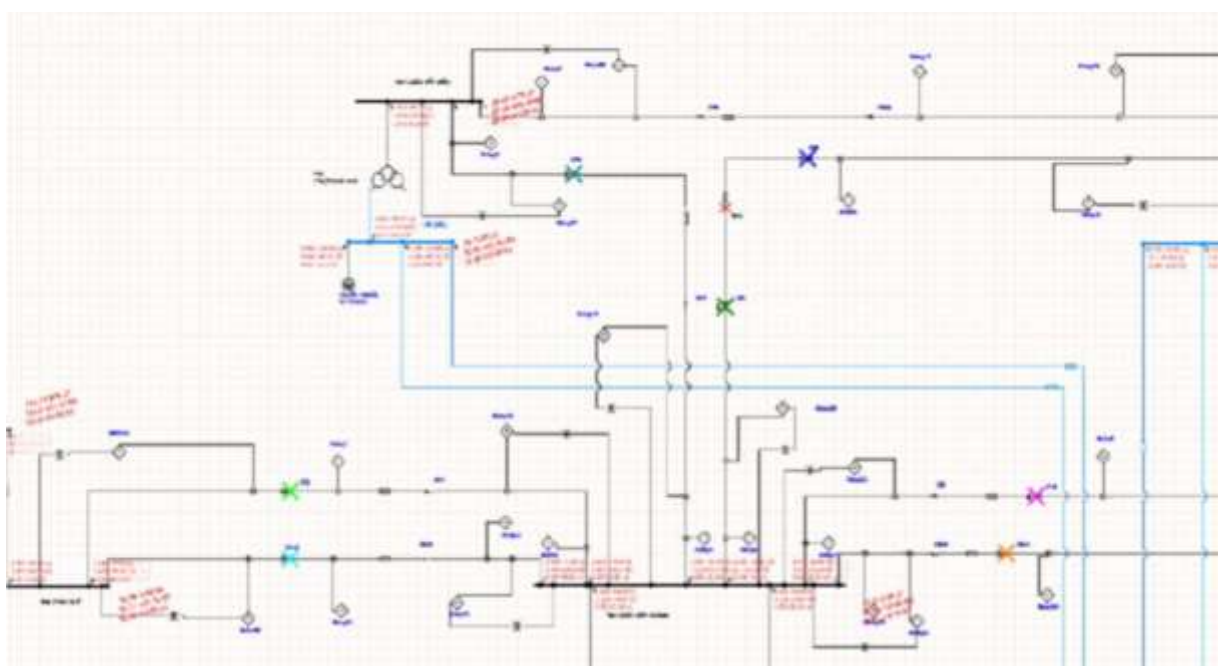
→ Xác định đúng sự cố nằm trong vùng 2 của đường dây Hải Châu đến Đà Nẵng

Vùng 3: Relay 15, 25 (đặt tại Huế), relay 22, 28 (đặt tại Thanh Mỹ) nhận biết sự cố trong vùng 3 và xuất lệnh cắt với thời gian 0,51s đúng với thời gian của bảo vệ vùng 3.

→ Xác định đúng sự cố nằm trong vùng 3 của đường dây Hải Châu – Đà Nẵng đảm bảo dự phòng.

Tuy nhiên relay 23 (đặt tại Hải Châu) lẽ ra phải tác động ở vùng 2 nhưng mô phỏng thì relay 23 tác động ở vùng 3.

g. Ngắn mạch 90% đường dây từ Đà Nẵng – Hòa Khánh



Sequence of Operation Output Report

Fault Study Location: Line154 @ 90% from 7152-TBA ĐÀ NẴNG

Time (ms)	ID	IO Type	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
10.0	Relay19	Relay Output	10.0		On - Logic
50.0	CB5	Interlock	40.0		Tripped by Relay19 - DO19
260.0	Relay17	Relay Output	260.0		On - Logic
260.0	Relay20	Relay Output	260.0		On - Logic
260.0	Relay22	Relay Output	260.0		On - Logic
260.0	Relay28	Relay Output	260.0		On - Logic
300.0	CB14	Interlock	40.0		Tripped by Relay28 - DO28
300.0	CB3	Interlock	40.0		Tripped by Relay17 - DO17
300.0	CB6	Interlock	40.0		Tripped by Relay20 - DO20
300.0	CB8	Interlock	40.0		Tripped by Relay22 - DO22
510.0	Relay15	Relay Output	510.0		On - Logic
510.0	Relay25	Relay Output	510.0		On - Logic
550.0	CB1	Interlock	40.0		Tripped by Relay15 - DO15
550.0	CB11	Interlock	40.0		Tripped by Relay25 - DO25

Hình 4.37: Ngắn mạch 90% đường dây Đà Nẵng – Hòa Khánh

Phân tích kết quả:

Khi ngắn mạch tại 90% đường dây từ Đà Nẵng – Hòa Khánh

Vùng 1: Relay 19 đặt tại đầu Hòa Khánh nhận biết sự cố trong vùng 1 và xuất lệnh cắt với thời gian 0,01s đúng với thời gian của bảo vệ vùng 1.

→ Xác định đúng sự cố nằm trong vùng gần nhất (0 – 80%) của đường dây Đà Nẵng đến Hòa Khánh

Vùng 2: Relay 20 (đặt tại Đà Nẵng) nhận biết sự cố trong vùng 2 và xuất lệnh cắt với thời gian 0,26s đúng với thời gian của bảo vệ vùng 2.

Relay 22, 28 (đặt tại Thanh Mỹ) nhận biết sự cố trong vùng 2 và xuất lệnh cắt với thời gian 0,51s đúng với thời gian của bảo vệ vùng 2 đảm bảo vai trò dự phòng.

→ Xác định đúng sự cố nằm trong vùng 2 của đường dây Đà Nẵng đến Hòa Khánh

Vùng 3: Relay 15, 25 (đặt tại Huế) nhận biết sự cố trong vùng 3 và xuất lệnh cắt với thời gian 0,51s đúng với thời gian của bảo vệ vùng 3.

→ Xác định đúng sự cố nằm trong vùng 3 của đường dây Hải Châu – Đà Nẵng đảm bảo dự phòng.

Bảng 4.13: Tổng hợp vị trí sự cố và vùng tác động

Relay	Dạng sự cố ngắn mạch	Vị trí sự cố	Vùng tác động	Tác động
15 (đặt tại huế)	Sự cố ngắn mạch 3 pha	50% đường dây Huế - Hòa Khánh	Vùng 1	☒
		10% đường dây Hòa Khánh - Hải Châu	Vùng 2	☒
		90% đường dây Hòa Khánh – Thanh Mỹ	Vùng 3	☒
18 (đặt tại hòa khánh)	Sự cố ngắn mạch 3 pha	10% đường dây Hòa Khánh – Hải Châu	Vùng 1	☒
		10% đường dây Hải Châu – Đà Nẵng	Vùng 2	☒
		90% Đường dây Hải Châu – Đà Nẵng	Vùng 3	☒
23 (đặt tại Hải Châu)	Sự cố ngắn mạch 3 pha	10% đường dây Hải Châu – Đà Nẵng	Vùng 1	☒
		10% đường dây Đà Nẵng – Hòa Khánh	Vùng 2	☐
		90% đường dây Đà Nẵng – Hòa Khánh	Vùng 3	☒
20 (đặt tại Đà Nẵng)	Sự cố ngắn mạch 3 pha	10% đường dây Đà Nẵng – Hòa Khánh	Vùng 1	☒
		10% đường dây Hòa Khánh - Hải Châu	Vùng 2	☒
		90% đường dây Hòa Khánh - Hải Châu	Vùng 3	☒
21(đặt tại Hòa Khánh)	Sự cố ngắn mạch 3 pha	50% đường dây Hòa Khánh – Thanh Mỹ	Vùng 1	☒
		90% đường dây Hòa Khánh – Thanh Mỹ	Vùng 2	☒

22 (đặt tại Thạnh Mỹ)	Sự cố ngắn mạch 3 pha	50% đường dây Thạnh Mỹ – Hòa Khánh	Vùng 1	☒
		10% đường dây Hòa Khánh - Hải Châu	Vùng 2	☒
		90% đường dây Hòa Khánh - Hải Châu	Vùng 3	☒
19 (đặt tại Hòa Khánh)	Sự cố ngắn mạch 3 pha	10% đường dây Hòa Khánh – Đà Nẵng	Vùng 1	☒
		10% đường dây Đà Nẵng – Hải Châu	Vùng 2	☐
		90% đường dây Đà Nẵng – Hải Châu	Vùng 3	☒
24 (đặt tại Đà Nẵng)	Sự cố ngắn mạch 3 pha	10% đường dây Đà Nẵng – Hải Châu	Vùng 1	☒
		10% đường dây Đà Nẵng – Hải Châu	Vùng 2	☒
		90% đường dây Đà Nẵng – Hải Châu	Vùng 3	☒
17 (đặt tại Hải Châu)	Sự cố ngắn mạch 3 pha	10% đường dây Hải Châu – Hòa Khánh	Vùng 1	☒
		10% đường dây Hòa Khánh – Đà Nẵng	Vùng 2	☒
		90% đường dây Hòa Khánh – Huế	Vùng 3	☐
16 (đặt tại Hòa Khánh)	Sự cố ngắn mạch 3 pha	50% đường dây Hòa Khánh – Huế	Vùng 1	☒
		90% đường dây Hòa Khánh – Huế	Vùng 2	☒

Kết luận: Tất cả các relay đều hoạt động đúng vùng dựa vào vị trí sự cố (10% hoặc 90% chiều dài đường dây) theo nguyên tắc phối hợp thời gian vùng 1 – vùng 2 – vùng 3. Tuy nhiên vẫn có 1 số trường hợp relay tác động ở vùng không như mong đợi do ảnh hưởng của phân bố dòng sự cố trong hệ thống. Điều này làm thay đổi lượng dòng đo được tại từng relay khiến relay tác động ở vùng xa hơn (vùng 2 hoặc vùng 3).

KẾT LUẬN

Tóm lại, Ứng dụng phương pháp tối ưu cài đặt bảo vệ quá dòng sử dụng chuẩn IEC 61850 trên lưới điện truyền tải miền Trung Việt Nam đã đạt được những thành công nhất định khi việc ứng dụng chuẩn IEC 61850 giúp nâng cao khả năng giao tiếp, trao đổi dữ liệu và đồng bộ hóa giữa các thiết bị bảo vệ, từ đó cải thiện độ chính xác và tốc độ tác động của hệ thống bảo vệ. Và thông qua phương pháp tối ưu bằng phần mềm ETAP với các thông số cài đặt bảo vệ được xác định hợp lý, đảm bảo phối hợp tốt giữa các cấp bảo vệ, giảm thiểu thời gian loại trừ sự cố.

Qua thời gian thực hiện làm việc và nghiên cứu chúng em đã nắm được các nguyên lý hoạt động của role quá dòng, role khoảng cách cũng như các lợi ích khi đồng bộ các role với tiêu chuẩn IEC 61850. Kết quả nghiên cứu góp phần nâng cao độ tin cậy, ổn định và an toàn cho vận hành lưới điện truyền tải khu vực. Đề tài cũng mở ra hướng ứng dụng mới trong tự động hóa role của hệ thống điện tại Việt Nam, cho thấy đây là một hướng đi cần được nghiên cứu và ứng dụng nhiều hơn nữa.

Tuy có nhiều ưu điểm song song vẫn tồn tại những hạn chế chưa thể khắc phục như là việc ứng dụng chuẩn IEC 61850 cho toàn bộ role trên lưới điện Việt Nam là một nhiệm vụ khó khăn và tốn nhiều thời gian. Bảo vệ quá dòng vẫn chưa được tối ưu một cách tối đa, thời gian tác động vẫn còn lâu dẫn đến đảm bảo độ tin cậy chưa được như mong đợi.

Mặc dù đã rất cố gắng trong việc nghiên cứu và thực hiện đồ án, nhưng do kiến thức và thời gian còn rất hạn chế nên đồ án mới chỉ dừng lại ở mức tính toán chưa có thể áp dụng vào thực tế. Đồng thời đồ án chắc chắn sẽ không tránh khỏi những sai sót nhất định nên chúng em rất mong nhận được ý kiến chân thành từ các quý thầy cô và các bạn.

Chúng em xin chân thành cảm ơn!

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] Lê Kim Hùng, Vũ Phan Huân, “*Role kỹ thuật số bảo vệ hệ thống điện*”. Nhà xuất bản khoa học và kỹ thuật, 2020.
- [2] Lê Kim Hùng, Đoàn Ngọc Minh Tú “*Bảo vệ role và tự động hóa trong hệ thống điện*”. Nhà xuất bản giáo dục, 1999.
- [3] Nguyễn Hoàng Việt, “*Bảo vệ role và tự động hóa trong hệ thống điện*”. Nhà xuất bản Đại học Quốc Gia TP. HCM, 2005.
- [4] IEEE Technical Seminal, “*Power System Protective Relay – Principles & Practice (2016)*”.
- [5] Tổng Công Ty Truyền Tải Điện Quốc Gia, “*Tình hình vận hành lưới điện truyền tải tháng 11/2024*”.
- [6] Bộ Công Thương – Viện Năng Lượng, “*Điều chỉnh quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 – 2030, tầm nhìn đến năm 2050*”.
- [7] Dương Minh Kiệt, “IEC 61850 là gì? Tổng quan về giao thức tiêu chuẩn IEC 61850”, truy cập vào ngày 20 tháng 5 năm 2025. [Online]. Available: <https://thanhthienphu.vn/iec-61850-la-gi/>.
- [8] “IEC 61850 là gì? Tìm hiểu tổng quan về giao thức IEC 61850”, truy cập vào ngày 20 tháng 5 năm 2025. [Online]. Available: <https://mesidas.com/iec-61850/>
- [9] “The Role of IEC 61850 in Modern Substation Automation – Zealinx”, truy cập vào ngày 20 tháng 5 năm 2025. [Online]. Available: <https://zealinx.com/the-role-of-iec-61850-in-modern-substation-automation/>
- [10] “IEC 61850 Protocol: Features, Information Model, and Combination with MQTT–EMQX”, truy cập vào ngày 20 tháng 5 năm 2025. [Online]. Available: <https://www.emqx.com/en/blog/iec-61850-protocol>

