ĐẠI HỌC THÁI NGUYÊN
TRƯỜNG ĐẠI HỌC KỸ THUẬT CÔNG NGHIỆP

TRẦN VĂN MINH

NGHIÊN CỨU GIẢI PHÁP HỖ TRỢ ĐIỀU KHIỂN VÀ GIÁM SÁT TỪ XA TRONG VẬN HÀNH TRẠM KHÔNG NGƯỜI TRỰC THÔNG QUA MẠNG INTERNET

LUẬN VĂN THẠC SĨ KỸ THUẬT
Chuyên ngành: Kỹ thuật điện

Thái Nguyên – 2022

ĐẠI HỌC THÁI NGUYÊN
TRƯỜNG ĐẠI HỌC KỸ THUẬT CÔNG NGHIỆP

TRẦN VĂN MINH

NGHIÊN CỨU GIẢI PHÁP HỖ TRỢ ĐIỀU KHIỂN VÀ GIÁM SÁT TỪ XA TRONG VẬN HÀNH TRẠM KHÔNG NGƯỜI TRỰC THÔNG QUA MẠNG INTERNET

Chuyên ngành: Kỹ thuật điện
Mã số: 852.02.01

LUẬN VĂN THẠC SĨ KỸ THUẬT

Người hướng dẫn khoa học:
TS. Đặng Ngọc Trung

Thái Nguyên - 2022

LỜI CAM ĐOAN

Tôi tên là Trần Văn Minh, tôi xin cam đoan luận văn "**Nghiên cứu giải pháp hỗ trợ điều khiển và giám sát từ xa trong vận hành trạm không người trực thông qua mạng internet**" là do chính tôi thực hiện dưới sự hướng dẫn của TS. Đặng Ngọc Trung và các tài liệu tham khảo đã trích dẫn. Nội dung trong luận văn là hoàn toàn thực tế, khách quan, trung thực và chưa được công bố trên bất cứ một công trình nào khác.

Thái Nguyên, ngày 15 tháng 6 năm 2022

Tác giả luận văn

Trần Văn Minh

LỜI CẢM ƠN

Trong quá trình thực hiện đề tài luận văn này, tôi xin được chân thành cảm ơn đến Thầy TS. Đặng Ngọc Trung đã hướng dẫn và giúp đỡ tận tình từ định hướng luận văn đến quá trình viết và hoàn thiện luận văn.

Cũng qua đây, tôi xin được gửi lời cảm ơn sâu sắc và kính trọng đến các thầy cô giáo trong Bộ môn Hệ Thống Điện – khoa Điện – Trường Đại học Kỹ thuật Công nghiệp – ĐH Thái Nguyên đã giúp đỡ cho tôi trong suốt thời gian học tập và nghiên cứu để hoàn thành luận văn. Tôi cũng xin được bày tỏ lòng biết ơn chân thành đến các học viên lớp cao học Kỹ thuật điện K22 và các đồng nghiệp công tác tại công ty điện lực Thanh Hóa đã luôn quan tâm, tạo điều kiện thuận lợi, giúp đỡ về công việc và thời gian để tôi hoàn thành được luận văn này.

Tuy nhiên, với nhiều khó khăn do vấn đề thời gian, kinh nghiệm và năng lực bản thân còn nhiều hạn chế nên nội dung luận văn không tránh khỏi những sai sót. Tôi rất mong nhận được sự đóng góp ý kiến quý báu của các Thầy, Cô để luận văn này được hoàn thiện hơn.

Tác giả luận văn

Trần Văn Minh

MỤC LỤC

LỜI CAM ĐOAN 1

LỜI CẢM ƠN 2

DANH MỤC CÁC KÝ HIỆU, CÁC CHỮ VIẾT TẮT 6

DANH MỤC CÁC HÌNH VẼ ..... **Error! Bookmark not defined.**

MỞ ĐẦU 7

1. Lý do chọn đề tài 7

2. Tính cấp thiết của đề tài luận văn 8

3. Phạm vi, đối tượng và phương pháp nghiên cứu 9

4. Mục tiêu của luận văn 9

5. Những đóng góp mới về lý luận và thực tiễn của luận văn 9

6. Bố cục của luận văn 10

CHƯƠNG 1 12

TỔNG QUAN VỀ TRUNG TÂM ĐIỀU KHIỂN XA VÀ TRẠM BIẾN ÁP KHÔNG NGƯỜI TRỰC 12

1.1. Trung tâm điều khiển xa và trạm biến áp không người trực 12

1.1.1. Trạm biến áp không người trực một hướng đi tất yếu 12

1.1.2. Vai trò của trung tâm điều khiển xa và trạm biến áp không người trực 16

1.1.3. Các tiêu chí về xây dựng TTĐKX và TBAKNT 17

1.1.4. Những thách thức khi xây dựng Trạm biến áp không người trực 19

1.2. Các yêu cầu kỹ thuật của một Trạm biến áp không người trực trong tương lai 21

1.2.1. Thiết bị cảm biến và đo lường thông minh 21

1.2.2. Mạng và giao thức truyền thông 21

1.2.3. Kiểm soát tự chủ và bảo vệ thích nghi 22
1.2.4. Quản lý trực quan dữ liệu 22
1.2.5. Giám sát và báo động 23
1.2.5. Chẩn đoán và tiên lượng 23
1.2.6. An ninh mạng 23
1.3. Kết luận Chương 1 24
CHƯƠNG 2 25
TÌM HIỂU HỆ THỐNG SCADA VÀ THIẾT BỊ RƠ LE KỸ THUẬT SỐ SEL-751A 25
2.1 Tổng quan về tự động hóa trạm biến áp 25
2.1.1 Những yêu cầu kỹ thuật trong tự động hóa trạm biến áp 25
2.1.2 Những ưu điểm của tự động hóa trạm biến áp 26
2.2 Tìm hiểu về hệ thống giám sát SCADA/EMS 28
2.2.1. Thành phần cấu trúc cơ bản của SCADA 29
2.2.2. Khái niệm về EMS 30
2.2.3. Các dạng dữ liệu thu thập tại Trạm biến áp 32
2.2.4. Một số lệnh điều khiển tại Trạm biến áp 32
2.2.5. Một số cách hiển thị trên giao diện giám sát tại Trạm biến áp 33
2.3. Tiêu chuẩn IEC 61850 và thiết bị IED cho tự động hóa Trạm biến áp 35
2.3.3. Thiết bị thông minh IDE trong trạm biến áp 39
2.3.4. Kiến trúc truyền thông tương lai trong trạm biến áp 40
2.4. Giới thiệu chức năng chính của Rơ le kỹ thuật số SEL-751A 41
2.4.1 Các chức năng chính của SEL-751A 42

2.4.1 Hướng dẫn cài đặt cơ bản SEL-751A 44
2.4.2 Thông số kỹ thuật cơ bản của SEL-751A 47
2.4.3 Các thành phần của SEL-751A 49
2.4.4 Phương thức truyền thông của SEL-751A 52
2.4.5 Một số thao tác mặt trước của SEL-751A 54
2.5. Giới thiệu phần mềm thiết kế giám sát Visual Studio 64
CHƯƠNG 3 71
TỔNG HỢP CẤU TRÚC ĐIỀU KHIỂN CHO HỆ TELEOPERATION SMSS VỚI TRỄ TRÊN KÊNH TRUYỀN THÔNG THAY ĐỔI**Error! Bookmark not defined.**
3.1 Phân tích tính ổn định của hệ Teleoperation SMSS.....71
3.2 Mô phỏng hệ thống thao tác từ xa SMSS .....**Error! Bookmark not defined.**
3.3. Kết luận Chương 3 97
KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ.....97
TÀI LIỆU THAM KHẢO.....99

DANH MỤC CÁC KÝ HIỆU, CÁC CHỮ VIẾT TẮT

Danh mục các chữ viết tắt tiếng anh

BCU	Bay Control Unit
IED	Integrated Electronic Devices
RTU	Remote Terminal Unit
SAS	Substation Automation System
EMS	Energy Management System
PLC	Programmable Logic Controller
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition

Danh mục các chữ viết tắt tiếng việt

LĐTM	Lưới điện thông minh
TTĐKX	Trung tâm điều khiển xa
TBAKNT	Trạm biến áp không người trực
MC	Máy cắt

MỞ ĐẦU

1. Lý do chọn đề tài

Ngày nay, nền khoa học và công nghệ trên thế giới ngày càng đạt được những thành tựu đáng kể, đặc biệt là các ứng dụng của công nghệ 4.0 đang dần được đưa vào sản xuất. Trong những năm qua, một trong số những nghiên cứu và ứng dụng tiêu biểu có thể kể đến là việc xây dựng Lưới điện Thông minh (LĐTM) với việc tiến hành tự động hóa trong lĩnh vực sản xuất điện đem lại nhiều hiệu quả như: nâng cao chất lượng điện năng, giảm tổn thất, giảm nhân công…[10], [11], [12]. Cùng với xu thế chung của thế giới, ngành Điện lực Việt Nam trong đã có những bước chuyển mình mạnh mẽ, thể hiện ở việc tiến hành xây dựng và ngày càng hoàn thiện mô hình LĐTM mà trọng tâm là quá trình tự động hóa các trạm biến áp.

Theo số liệu báo cáo trong Hội nghị báo cáo viên toàn quốc ngày 23/12/2020, tập đoàn EVN cho biết trong khối lưới điện, EVN đã hoàn thành 61/63 trung tâm điều khiển các trạm biến áp (TBA) từ xa; chuyển đổi 670/844 TBA sang không có người trực; đã đưa vào vận hành trạm biến áp kỹ thuật số đầu tiên trên lưới 110 kV (TBA 110 kV Quế Võ 2 – thuộc Tổng công ty Điện lực miền Bắc) từ tháng 1/2020 và trạm biến áp kỹ thuật số đầu tiên trên lưới 220 kV (TBA 220 kV Thủy Nguyên – thuộc Tổng công ty Truyền tải điện quốc gia) trong tháng 12/2020.

Để thực hiện chức năng điều khiển & giám sát truyền thông dữ liệu qua lại giữa các trạm biến áp tới trung tâm điều khiển xa thì hệ thống điều khiển cần được cài đặt trọn bộ phần mềm được viết trên ngôn ngữ lập trình bậc cao, tương thích với hệ thống máy tính và các hệ điều hành phổ biến mới nhất của Server. Hơn nữa, để thuận tiện trong việc mở rộng kết nối với thiết bị điều khiển bảo vệ của các nhà sản xuất khác nhau; thì thủ tục truyền tin giữa các thiết bị này phải áp dụng tiêu chuẩn IEC 61850. Hiện nay các thông tin điều khiển và giám sát từ trung tâm điều khiển hệ thống điện địa phương hoặc miền đến các trạm được thực hiện truyền dẫn qua mạng cáp quang.

Triển khai mô hình trạm biến áp không người trực hoặc bán người trực, các trung tâm điều khiển xa là hướng đi tất yếu nhằm tự động hóa, hiện đại hóa hệ thống điện, xây dựng lưới điện thông minh, góp phần nâng cao năng suất lao động, giảm chi phí, tăng hiệu quả của hệ thống, đảm bảo cung cấp điện an toàn, liên tục. Hiện nay, các đề án xây dựng các trung tâm điều khiển và triển khai TBA không người trực đang được Tổng công ty Truyền tải điện quốc gia nỗ lực thực hiện nhằm không ngừng cải thiện và nâng cao hiệu quả trong vận hành lưới điện quốc gia.

Như vậy có thể thấy rằng việc nghiên cứu hướng cải tạo cũng như đề xuất các giải pháp mới để hỗ trợ vận hành các trạm biến áp trong lưới điện quốc gia theo hướng điều khiển xa và mô hình trạm không người trực là hướng đi tất yếu, nhằm mở rộng các phương pháp giáp sát song hành các trạm biến áp qua các phương thức truyền thông khác nhau một cách linh hoạt, tăng hiệu quả trong quá trình vận hành các trạm. Sau khi tìm hiểu và nghiên cứu các kiến thức cơ bản và chuyên sâu về các tính năng cũng như phương pháp điều khiển tự động hóa cho hệ thống lưới điện thông minh, tôi đã nhận thấy tầm quan trọng cũng như ý nghĩa thực tiễn của hệ thống này cũng như khả năng phát triển trong tương lai. Do đó đã quyết định lựa chọn đề tài "***Nghiên cứu giải pháp hỗ trợ điều khiển và giám sát từ xa trong vận hành trạm không người trực thông qua mạng internet*** " làm đề tài nghiên cứu luận văn thạc sĩ kỹ thuật.

2. Tính cấp thiết của đề tài luận văn

Nhìn chung việc vận hành hệ thống điều khiển và giám sát lưới điện thông minh đã và đang được các nước trên thế giới sử dụng từ khá phổ biến. Tại Việt Nam thì hệ thống này mới bắt đầu được chính phủ phê duyệt đề án thực hiện vào năm 2012. Hệ thống điều khiển trạm được thiết kế dựa trên các chuẩn quốc tế đảm bảo tính mở, thuận lợi cho việc thay thế, mở rộng, nâng cấp, độ tin cậy, tính độc lập cao. Khi một thiết bị điều khiển đơn lẻ bị sự cố, sẽ không làm ảnh hưởng đến các phần tử khác. Hệ thống điều khiển thể giao tiếp với hệ thống Rơ le bảo vệ kỹ thuật số, có thể vận hành hoàn toàn không người trực nhưng vẫn có khả năng sử dụng, thao tác

trong trường hợp có nhân viên vận hành tại trạm. Thời gian qua đã có rất nhiều tài liệu và một số nghiên cứu về hướng này [1], [2], [4], [6], [7], [10], [11],[12].

Vì vậy, việc đề xuất đề tài "***Nghiên cứu giải pháp hỗ trợ điều khiển và giám sát từ xa trong vận hành trạm không người trực thông qua mạng internet*** " làm đề tài nghiên cứu luận văn thạc sĩ kỹ thuật là hoàn toàn phù hợp với xu thế nghiên cứu hiện nay.

3. Phạm vi, đối tượng và phương pháp nghiên cứu

Về phạm vi nghiên cứu: Nghiên cứu về trạm không người trực trong hệ thống lưới điện Quốc gia và phương thức điều khiển, giám sát từ xa theo chuẩn quốc tế.

Đối tượng nghiên cứu là: Tập trung nghiên cứu giải pháp truyền thông tín hiệu điều khiển và giám sát thiết bị đầu cuối RTU từ trung tâm điều khiển trong vận hành trạm không người trực và đề xuất giải pháp truyền thông qua mạng internet.

Phương pháp nghiên cứu lý thuyết: Phương pháp nghiên cứu lý thuyết kết hợp với mô hình thực nghiệm: Tìm hiểu lý thuyết về trạm không người trực và điều khiển xa, từ đó xây dựng giao diện giám sát trên phần mềm Visual studio để truyền thông tín hiệu qua mạng internet. Đồng thời kiểm chứng kết quả qua mô hình thực nghiệm.

4. Mục tiêu của luận văn

Xây dựng giải pháp điều khiển và giám sát từ xa qua mạng internet từ trung tâm điều khiển đến các thiết bị đầu cuối (cụ thể trong đề tài là Rơ le kỹ thuật số) của trạm không người trực thông qua máy tính hoặc điện thoại để hỗ trợ cho phương thức truyền thông chính là qua mạng cáp quang điện lực hiện nay.

5. Những đóng góp mới về lý luận và thực tiễn của luận văn

Luận văn đã thực hiện được các nội dung sau:

1. Đã tìm hiểu về trạm biến áp không người trực nói chung và phân tích cấu trúc truyền thông dữ liệu trong trạm biến áp 110kV Tây thành phố Thanh Hóa.
2. Đã đề xuất được cấu trúc truyền thông tín hiệu trong điều khiển và giám sát thiết bị đầu cuối trong trạm không người trực và điều khiển xa qua mạng internet.
3. Đã xây dựng được giao diện giám sát trạm không người trực qua phần mềm Visual studio để hỗ trợ vận hành các thiết bị đầu cuối trong trạm không người trực.

Những đóng góp trên đây có ý nghĩa khoa học, có giá trị thực tiễn và có thể áp dụng để hỗ trợ vận hành song song với đường truyền cáp quang hiện nay đang được áp dụng trong vận hành trạm không người trực và điều khiển xa, giúp tăng thêm độ tin cậy và linh hoạt trong quá trình vận hành.

6. Bố cục của luận văn

Luận văn gồm phần mở đầu, 3 chương chính, phần kết luận và tài liệu tham khảo. Bố cục được trình bày như sau:

Phần mở đầu: Nêu lý do chọn đề tài, tính cấp thiết và hướng nghiên cứu chính.

Chương 1. Tổng quan về trạm không người trực

Chương này nghiên cứu tổng quan về trạm không người trực và phương thức điều khiển xa theo tiêu chuẩn quốc tế hiện nay, từ đó đề xuất hướng điều khiển và giám sát từ trung tâm điều khiển tới thiết bị đầu cuối (cụ thể Rơ le kỹ thuật số SEL-751A) trong trạm không người trực thông qua giao diện được thiết kế trên phần mềm Visual Studio và truyền thông tín hiệu qua mạng internet để hỗ trợ đường truyền tín hiệu cáp quang.

Chương 2. Tìm hiểu hệ thống SCADA/EMS và Rơ le kỹ thuật số SEL-751A

Chương này giới thiệu tổng thể về hệ thống SCADA bao gồm: cách thu thập dữ liệu, phương thức quản lý điều khiển, giám sát, các thiết bị, các RTU…; sơ lược về một số tiêu chuẩn IEC ứng dụng trong truyền thông từ xa vận hành trạm biến áp không người trực. Đồng thời tìm hiểu về phương thức điều khiển và thông số kỹ thuật của Rơ le kỹ thuật số SEL-751A [5] phục vụ cho việc điều khiển máy cắt từ xa thông qua giao diện thiết kế trên phần mềm Visual studio qua mạng Internet.

Chương 3. Xây dựng giải pháp điều khiển và giám sát máy cắt từ xa qua mạng internet thông qua Rơ le kỹ thuật số SEL-751A trong vận hành trạm không người trực

Chương này giới thiệu sơ lược về trạm 110kV Tây Thành phố Thanh Hóa và giải pháp vận hành không người trực tại trạm. Từ đó, giả lập sự cố dòng cực đại đầu ra máy biến áp của trạm và đề xuất cấu trúc điều khiển; thiết kế giao diện giám sát điều khiển Rơ le kỹ thuật số SEL-751A đóng/cắt máy cắt bảo vệ máy biến áp thông qua mạng internet (sử dụng điện thoại hoặc giao diện giám sát trên máy tính sử dụng phần mềm Visual studio), nhằm hỗ trợ việc vận hành trạm không người trực hiện nay.

Phần kết luận và kiến nghị: Tóm tắt các kết quả đạt được, tồn tại và hướng phát triển tiếp theo của đề tài.

CHƯƠNG 1

TỔNG QUAN VỀ TRUNG TÂM ĐIỀU KHIỂN XA VÀ TRẠM BIẾN ÁP KHÔNG NGƯỜI TRỰC

1.1. Trung tâm điều khiển xa và trạm biến áp không người trực

1.1.1. Trạm biến áp không người trực một hướng đi tất yếu

Thực hiện chương trình hiện đại hóa, tự động hóa lưới điện theo Đề án "Phát triển lưới điện thông minh tại Việt Nam" quyết định số: 1670/QĐ-TTg do Thủ tướng Chính phủ phê duyệt ngày 08/11/2012, ngành điện đặt mục tiêu đến năm 2020, 100% số trạm biến áp 110kV và 60% số trạm biến áp 220kV được điều khiển từ xa và vận hành theo mô hình trạm biến áp không người trực (TBAKNT). Chương trình này đã được Chính phủ, các Bộ ngành nói chung và EVN nói riêng nghiên cứu từ lâu bởi hiệu quả cao được chứng minh tại các quốc gia phát triển.

Triển khai mô hình trạm biến áp không người trực hoặc bán người trực, các trung tâm điều khiển là hướng đi tất yếu nhằm tự động hóa, hiện đại hóa hệ thống điện, xây dựng lưới điện thông minh, góp phần nâng cao năng suất lao động, giảm chi phí, tăng hiệu quả của hệ thống, đảm bảo cung cấp điện an toàn, liên tục. Hiện nay, đề án xây dựng các trung tâm điều khiển và triển khai TBA không người trực đang được Tổng công ty Truyền tải điện quốc gia nỗ lực thực hiện nhằm không ngừng cải thiện và nâng cao hiệu quả trong công tác quản lý, vận hành hệ thống lưới điện truyền tải và đã đạt được các mục tiêu đề ra.

Mục tiêu chính là tập trung vào việc nâng cấp, trang bị hệ thống công nghệ để cho phép 3 Trung tâm điều độ Hệ thống điện thu thập dữ liệu vận hành và điều khiển từ xa đối với các thiết bị chính trong các TBA 220kV/110kV. Theo đó, công nghệ sẽ thay thế một số nhiệm vụ của nhân viên vận hành tại các TBA; lực lượng lao động tại các TBA 220kV được cơ cấu, tổ chức lại với số lượng ít hơn. Cụ thể, thay vì mô hình với 11 lao động/1TBA 220kV, sẽ còn 5 lao động tại 1 TBA ở địa bàn xa hoặc nhóm 11 lao động với Trung tâm vận hành quản lý một cụm 5 TBA

220kV đã được chuyển đổi điều khiển giám sát từ xa; còn các TBA 110kV sẽ được chuyển đổi hoàn toàn 100% sang TBA không người trực. Các Trung tâm vận hành cũng được trang bị thiết bị để giám sát tình trạng các TBA không người trực thuộc phạm vi quản lý của trung tâm.

Để đáp ứng nhu cầu quản lý vận hành hệ thống cao áp 500kV/220kV/110kV ngày càng phát triển với số lượng TBA và đường dây ngày càng lớn, các TBA cần được tập trung vào 1 trung tâm để dễ dàng theo dõi, quản lý vận hành, điều độ công suất trong lưới truyền tải và giảm các lỗi thao tác do vận hành gây ra. Do đó phương án xây dựng thêm trung tâm điều khiển xa (TTĐKX) - trên cơ sở ứng dụng khoa học công nghệ để tích hợp các thông số, dữ liệu thông tin vào hệ thống máy tính, đảm bảo việc đưa vào vận hành, giám sát các TBA trong khu vực và xây dựng thêm TBA 500kV mới đang được tích cực thực hiện.

Việc xây dựng Hệ thống trạm không người trực có rất nhiều việc cần phải làm, trong đó, yêu cầu tiên quyết là phải đảm bảo được thiết bị luôn ổn định trong quá trình vận hành lâu dài; kết nối với hệ thống SCADA và hệ thống điều khiển xa từ trạm kết nối về Trung tâm điều độ hệ thống điện vùng/miền đồng thời với việc xây dựng các trung tâm vận hành. Ví dụ khi xét về hệ thống điều khiển giám sát trạm 110kV không người trực:

Trạm 110kV được trang bị hệ thống điều khiển dựa trên các thiết bị chuyên dụng (máy tính công nghiệp, gateway...) có cấu hình dự phòng nóng (Hot-StandBy). Hệ thống máy tính sẽ thực hiện nhiệm vụ điều khiển và giám sát hoạt động của các thiết bị trong trạm đồng thời thực hiện chức năng của thiết bị đầu cuối để giao tiếp với Trung tâm điều khiển địa phương và Trung tâm điều độ Hệ thống điện miền.

Hệ thống điều khiển trạm được thiết kế dựa trên các chuẩn quốc tế đảm bảo tính mở, thuận lợi cho việc thay thế, mở rộng, nâng cấp, độ tin cậy, tính độc lập cao. Khi một thiết bị điều khiển đơn lẻ bị sự cố, sẽ không làm ảnh hưởng đến các phần tử khác. Hệ thống điều khiển thể giao tiếp với hệ thống Rơ le bảo vệ kỹ thuật số, có thể vận hành hoàn toàn không người trực nhưng vẫn có khả năng sử dụng, thao tác

trong trường hợp có nhân viên vận hành tại trạm. Đối với 1 TBA hoàn chỉnh, ngoài các thiết bị chính thì hệ thống điều khiển sẽ bao gồm:

+) 1 bộ điều khiển (Server) gồm 2 thiết bị được lập trình ở 2 chế độ dự phòng nóng (Hot-Standby); trong đó tại một thời điểm chỉ có 1 trong 2 thiết bị hoạt động; phần mềm SCADA được cài đặt vào máy chủ ưu tiên.

+) 1 máy tính lưu trữ và xử lý dữ liệu.

+) 1 mạng Ring-LAN (hoặc Double LAN) kết nối cáp quang tốc độ 100Mbps.

+) Thiết bị đồng bộ thời gian GPS LAN time server.

+) Router, Firewall để kết nối mạng WAN với trung tâm điều khiển điện lực địa phương.

+) Bộ thu thập giám sát I/O chung cho toàn trạm.

+) 2 cổng Gateway được tích hợp sẵn để giao tiếp, truyền tín hiệu SCADA tới TTĐK địa phương và TTĐK HTĐ miền.

+) Các BCU được lắp đặt ở chế độ dự phòng 1+1 , và được dự phòng cả kết nối với hệ thống mạng.

+) Các thiết bị nguồn AC, DC, nguồn dự phòng có giám sát, điều khiển từ xa và kết nối với hệ thống máy tính (RTU, BCU…).

Hệ thống điều khiển được trang bị phần mềm SCADA chuyên dụng cho trạm biến áp có chức năng giám sát – điều khiển hệ thống. Phần mềm phải có khả năng thay đổi linh hoạt cho việc vận hành hệ thống. Các chức năng của hệ thống điều khiển như sau:

- Đóng/ cắt các máy cắt, các dao cách ly có động cơ có kết hợp các điều kiện về hòa đồng bộ và khóa liên động thao tác

- Điều chỉnh tăng/ giảm điện áp máy biến áp

- Điều khiển hệ thống quạt mát máy biến áp ...

- Chỉ thị trạng thái máy cắt, dao cách ly, dao nối đất; chỉ thị vị trí bộ điều chỉnh điện áp của máy biến áp

Ngoài ra, có 1 điều vô cùng quan trong là toàn bộ hệ thống điều khiển được cấp nguồn bởi các hệ thống nguồn AC, DC. Bởi vậy, các hệ thống nguồn này phải được dự phòng lẫn nhau, có tính sẵn sàng cao, được kết nối giám sát điều khiển từ xa qua hệ thống SCADA, thuận tiện trong vận hành & chuyển đổi phương thức cũng như sửa chữa.

Để thực hiện chức năng điều khiển & giám sát, hệ thống điều khiển cần được cài đặt trọn bộ phần mềm được viết trên ngôn ngữ lập trình bậc cao, tương thích với hệ thống máy tính và các hệ điều hành phổ biến mới nhất của Server. Hơn nữa, để thuận tiện trong việc mở rộng kết nối với thiết bị điều khiển bảo vệ của các nhà sản xuất khác nhau; thì thủ tục truyền tin giữa các thiết bị này phải áp dụng tiêu chuẩn IEC 61850.

Hình1.1. Trạm biến áp không người trực 110kV Tây Thanh Hóa

1.1.2. Vai trò của trung tâm điều khiển xa và trạm biến áp không người trực

Xây dựng trung tâm điều khiển xa và trạm biến áp không người trực thuộc lĩnh vực lưới điện truyền tải thông minh, được đặt ra nhằm giải quyết vấn đề hiện nay là số lượng các trạm biến áp ngày càng tăng cao, cần thiết phải nâng cao năng lực vận hành bằng các hệ thống máy tính tích hợp, nâng cao năng lực của vận hành viên về chuyên môn, nghiệp vụ, thao tác xử lý trên máy tính, giảm chi phí vận hành. Các trạm biến áp cần được tập trung vào một hoặc nhiều trung tâm để dễ dàng theo dõi, quản lý vận hành, điều độ công suất trong lưới điện truyền tải, phân phối và giảm các lỗi thao tác do vận hành gây ra [7].

Trung tâm điều khiển xa đóng vai trò như một hệ thống điều khiển trung tâm điều khiển các trạm biến áp được thiết kế và lắp đặt theo mô hình không có người điều hành viên trực vận hành tại trạm. Trung tâm điều khiển xa sẽ điều khiển thao tác đóng mở thiết bị điện tại các trung tâm điều khiển từ xa. Xu hướng xây dựng trung tâm điều khiển xa hiện tại và trong tương lai sẽ vận hành toàn bộ mạng lưới truyền tải điện từ 110 kV, 220 kV đến 500 kV bao gồm các trạm biến áp, lưới truyền tải điện,… Đồng thời, cũng tạo ra sự liên kết giữa các Trung tâm điều khiển xa với nhau và Trung tâm điều khiển xa với các trung tâm điều độ khu vực khác như điều độ của EVNNPT, các tổng công ty điện lực, và điều độ miền, quốc gia (A0, A1, A2, A3).

Trạm biến áp không người trực đóng vai trò là các điểm kết nối cơ sở đến các trung tâm điều khiển xa. Trạm biến áp không người trực được trang bị các thiết bị điều khiển và bảo vệ có tính tự động hóa cao như hệ thống điều khiển máy tính tự chuẩn đoán, khả năng thao tác đóng mở thiết bị một ngăn lộ hoặc toàn trạm trên một lệnh duy nhất, các hệ thống giám sát hình ảnh và giám sát an ninh liên tục, hệ thống quan sát nhiệt cho các thiết bị, cảm biến nhiệt cho đóng mở chiếu sáng tự dùng. Các trạm biến áp không người trực và các trung tâm điều khiển xa hình thành một hệ thống vận hành hệ thống điện tập trung và thống nhất.

1.1.3. Các tiêu chí về xây dựng TTĐKX và TBAKNT

a. Tiêu chí xây dựng trung tâm điều khiển xa

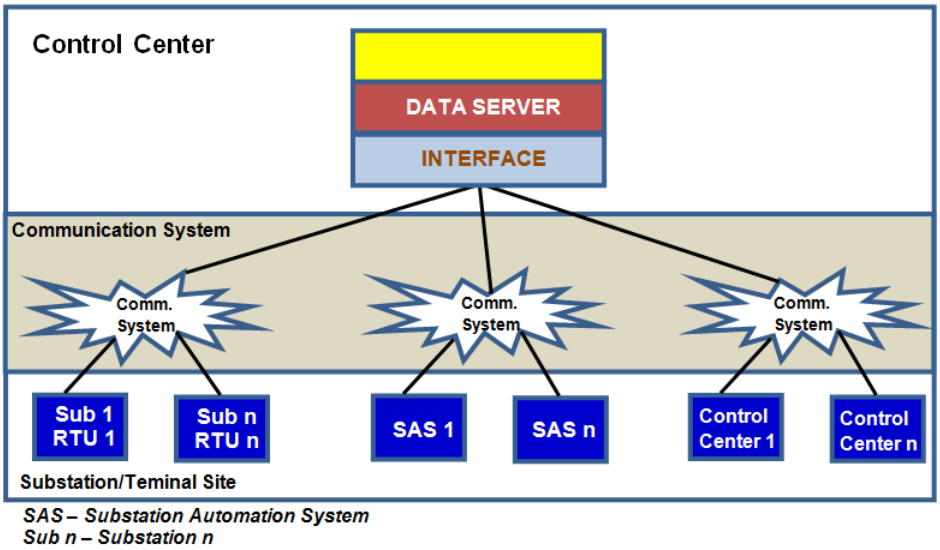
Việc xây dựng trung tâm điều khiển xa phụ thuộc vào các yếu tố như: vị trí địa lý, khả năng và năng lực quản lý của một trung tâm, khoảng cách truyền dữ liệu, số lượng các trạm biến áp kết nối đến trung tâm theo khoảng cách địa lý. Việc xây dựng trung tâm phải đảm bảo hệ thống hoạt động ổn định, tin cậy, tối ưu về kinh tế-kỹ thuật [7].

Về vị trí địa lý: Trung tâm điều khiển xa nên có vị trí trung tâm đối với các trạm biến áp không người trực kết nối đến trung tâm này.Về khả năng và năng lực quản lý của trung tâm: một trung tâm phải có khả năng kết nối đến các trạm theo khu vực, tuỳ thuộc số trạm biến áp không người trực mà trang bị các thiết bị phần cứng và phần mềm với dung lượng và cấu hình phù hợp đảm bảo yêu cầu vận hành an toàn, liên tục và tin cậy của hệ thống. Thông thường, một Trung tâm điều khiển xa có thể điều khiển được từ 10 đến 20 trạm biến áp.

Về khoảng cách địa lý và khoảng cách truyền dữ liệu: do việc kết nối từ các trạm đến trung tâm thông qua đường truyền thông tin quang hữu tuyến, do đó khoảng cách cũng là một yếu tố quyết định, thông thường cự ly trung bình cho một tuyến thông tin quang không vượt quá 100km. Thông thường, ứng với một trung tâm điều khiển xa cần có một đội kỹ thuật bảo dưỡng bảo trì và xử lý sự cố đi kèm, việc phân theo vùng địa lý làm khoảng cách và thời gian tiếp cận và xử lý kỹ thuật từ trung tâm đến trạm nhanh hơn. Việc xây dựng trung tâm điều khiển xa và các trạm biến áp không người trực theo tiêu chí về khoảng cách địa lý cũng đáp ứng các yêu cầu khác như sửa chữa, khắc phục sự cố và giải quyết các vấn đề về an ninh cho các trạm biến áp không người trực.

Về kinh tế - kỹ thuật: một trung tâm điều khiển xa với cấu hình phù hợp cho từ 10 đến 20 trạm sẽ kinh tế hơn so với việc tập trung quá nhiều trạm vào một trung tâm chính khoảng 40 đến 50 trạm xét về cấu hình thiết bị phần cứng và phần mềm, khả

năng quản lý và xử lý của các điều hành viên và đội ngũ kỹ thuật vận hành bảo trì của một trung tâm.



Hình1.2. Cấu trúc hệ thống điều khiển trung tâm

b. Tiêu chí xây dựng trạm biến áp không người trực

Việc xây dựng trạm biến áp không người trực phải đáp ứng các yêu cầu sau:

- Trạm biến áp vận hành khi không có nhân viên trực vận hành tại trạm;
- Điều khiển tại chỗ và từ xa tất cả các thiết bị trong trạm;
- Giám sát được trạng thái của tất cả các thiết bị điện, xây dựng, an ninh;
- Phù hợp với yêu cầu trước mắt và quy hoạch phát triển lâu dài của khu vực;
- Đảm bảo các yêu cầu xử lý kỹ thuật, an ninh trong trường hợp có xuất hiện bất thường

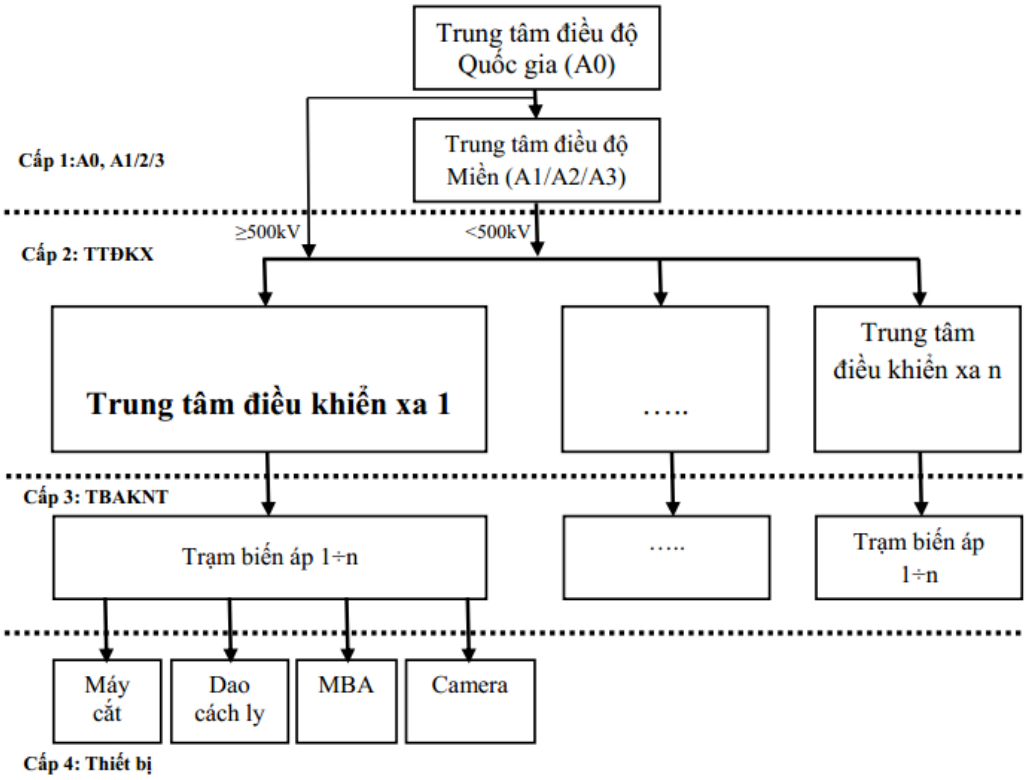
trong trạm;

- Trạm được trang bị hệ thống điều khiển tích hợp máy tính;
- Hệ thống thông tin liên lạc hoàn chỉnh;
- Thuận lợi cho việc quản lý vận hành trạm không người trực;
- Đáp ứng nhu cầu an toàn cung cấp điện khu vực, phải tránh tối đa việc ảnh hưởng của tác động con người từ bên ngoài và đáp ứng yêu cầu xử lý khi xuất hiện các vấn đề bất thường;

 Khả năng chuyển đổi các trạm không người trực cho các TTĐKX khác trong tương lai.

c. Giải pháp về quản lý vận hành

Trong phân cấp quản lý và điều hành giữa Trunng tâm điều độ quốc gia (A0) đến các thiết bị thao tác trực tiếp tại Trạm biến áp không người trực có thể được minh họa như hình dưới đây [7]. Trung tâm điều khiển xa sẽ điều khiển theo lệnh của trung tâm điều độ miền (A1/A2/A3) đối với cấp 220kV và Trung tâm điều độ Quốc gia (A0) đối với cấp 500kV. Trung tâm điều khiển xa được phân cấp: cấp trên của các trạm biến áp và cấp dưới của các trung tâm điều độ:



Hình1.3. Cấu trúc phân cấp điều khiển TĐKTX và các TBAKNT

1.1.4. Những thách thức khi xây dựng Trạm biến áp không người trực

Những ưu điểm mà trạm biến áp không người trực đã rõ ràng, tuy nhiên thì khi sử dụng trạm vẫn còn gặp phải một số khó khăn nhất định. Hệ thống điện lưới cao áp và siêu cao áp ở nước ta trải rộng, các trạm biến áp thường đặt cách xa nhau

đây là một trong những yếu tố gây khó khăn làm ảnh hưởng tới khả năng phản ứng nhanh của các đội vận hành thao tác khi áp dụng trạm biến áp không người trực. Không chỉ vậy tại các thành phố lớn hiện nay hệ thống mạng lưới điện thường sử dụng các kiểu trạm truyền thống, nên việc phân bố thiết kế lại có phần gặp khó khăn. Việc cải tạo, chuyển đổi các trạm biến áp truyền thống sang trạm biến áp không người trực đòi hỏi phải có những tính toán, cụ thể, trực tiếp, phân chia làm sao để điện không bị ngắt gián đoạn, không làm ảnh hưởng tới công việc của người dân.

Ngoài ra khi sử dụng Trạm biến áp không người trực đòi hỏi phải đầu tư thiết bị giám sát hình ảnh, thiết bị phòng cháy, báo cháy tự động, bộ lọc dầu, hệ thống an ninh cho trạm… Dù chưa có số liệu chi tiết nhưng để xây dựng một TBAKNT cần đầu tư khoảng 2,3 tỷ đồng, bao gồm các thiết bị tín hiệu để điều khiển từ xa cho cả 110kV và 22kV; hệ thống video giám sát; nâng cấp hệ thống phòng cháy chữa cháy; cải tạo, nâng cấp kiến trúc, thiết bị và đào tạo nhân viên. Đối với dự án TBA không người trực do EVNSPC đang triển khai, ít nhất cũng cần 1,2 tỷ đồng/trạm để đầu tư thêm hệ thống video giám sát từ xa, phòng cháy chữa cháy và cải tạo trạm. Việc cải tạo, chuyển đổi các trạm có người trực sang TBA không người trực cũng rất phức tạp, mất nhiều thời gian. Như vậy, để triển khai ở tất cả các đơn vị, ngành điện sẽ cần số vốn hàng nghìn tỷ đồng nữa. Đây cũng là thách thức của ngành điện khi nguồn tài chính còn gặp khó khăn. Mặt khác, giải quyết việc làm cho hàng nghìn lao động dôi dư từ các TBA không người trực không hề đơn giản, nhất là ngành điện đang phải chịu sức ép tăng năng suất lao động.

Một thách thức nữa đó là vấn đề bảo vệ và an ninh mạng. Vì hệ thống vận hành tự động, giám sát từ xa nên bắt buộc phải có sự trợ giúp của công nghệ thông tin, mạng internet. Trên thực tế, hệ thống lưới điện cao áp và siêu cao áp ở Việt Nam trải dài, địa hình phức tạp. Các TBA cách xa nhau nên sẽ ảnh hưởng tới khả năng vận hành TBA không người trực nếu xảy ra sự cố như phòng cháy chữa cháy, phòng chống bão lụt, phá hoại.

1.2. Các yêu cầu kỹ thuật của một Trạm biến áp không người trực trong tương lai

Theo [10] một Trạm biến áp không người trực trong tương lai phải là một trạm biến áp thông minh bao gồm các chức năng chính sau: cảm biến và đo lường thông minh, giao thức mạng và truyền thông, điều khiển tự động và bảo vệ thích ứng, quản lý và hiển thị dữ liệu, giám sát và cảnh báo, chẩn đoán và tiên lượng, nâng cao giao diện với tài nguyên phân tán và mô hình thời gian thực. Bên cạnh tám yêu cầu chức năng cụ thể này, Trạm biến áp thông minh cũng cần giải quyết vấn đề an ninh mạng. Do đó, điều này xác định các chức năng chính, các yêu cầu kỹ thuật và công nghệ cho phép của các trạm biến áp thế hệ tiếp theo cần phải đạt được một số yếu tố chính dưới đây.

1.2.1. Thiết bị cảm biến và đo lường thông minh

Trong một trạm biến áp thông minh, các máy biến áp dụng cụ cơ điện sẽ được thay thế bằng máy biến áp dụng cụ quang học như máy biến dòng từ quang (MOCT) và biến áp điện áp sợi quang (FOVT). Các cảm biến mới này có một số ưu điểm hơn máy biến áp thông thường, ví dụ: băng thông rộng, độ chính xác của phép đo cao, chi phí bảo trì thấp và an toàn vận hành. Việc thay thế các máy biến áp tương tự cũ bằng các cảm biến kỹ thuật số mới cũng sẽ dẫn đến sự ra đời các thiết bị hợp nhất (MU). Các thiết bị điện tử này sẽ được sử dụng để hợp nhất ba pha tín hiệu đầu vào thành một tín hiệu đầu ra duy nhất. Ngoài ra, tất cả các tín hiệu đo lường sẽ được được lấy mẫu kỹ thuật số và xử lý với độ chính xác cao bằng cách sử dụng định vị toàn cầu tín hiệu hệ thống (GPS).

1.2.2. Mạng và giao thức truyền thông

Trạm biến áp thông minh cần có mạng cục bộ tốc độ cao để liên kết tất cả các thiết bị bảo vệ và điều khiển cũng như các ứng dụng trong hệ thống. Mỗi trạm biến áp thông minh cần phải có một trạm kỹ thuật, giao diện người máy (HMI) và một máy chủ kết nối với trung tâm điều khiển xa thông qua bộ định tuyến. Kiến trúc truyền thông này cần có một mức độ dự phòng nhất định để đảm bảo độ tin cậy và

tính sẵn sàng của việc giám sát, bảo vệ và điều khiển trạm biến áp. Giao thức truyền thông của một trạm biến áp thông minh nên được tiêu chuẩn hóa và mở cho cải thiện đáng kể khả năng tương tác của các mạng truyền thông. Khi nói đến Hệ thống tự động hóa trạm con (SAS), xu hướng tương lai là hướng tới việc áp dụng chung tiêu chuẩn IEC 61860. Tiêu chuẩn này cung cấp một giao diện mở để giao tiếp không chỉ giữa các thiết bị điện tử thông minh (IED), mà còn giữa các trạm con và trung tâm điều khiển.

1.2.3. Kiểm soát tự chủ và bảo vệ thích nghi

Một trạm biến áp thông minh phải có hệ thống điều khiển Phân tán (DCS) để phối hợp với tất cả các thiết bị điện tử thông minh (IED) nhằm cải thiện độ tin cậy và bảo mật của phân phối điện. Các thiết bị điện tử như: thiết bị đo pha (PMU) có khả năng truy cập cả cường độ và góc pha của dòng điện và điện áp, do đó có thể phân tích trạng thái của hệ thống điện theo thời gian thực hoặc bộ bù VAR tĩnh (SVC) có thể được sử dụng để tiêu thụ công suất phản kháng dự phòng từ lưới hoặc cung cấp công suất phản kháng điện dung cho lưới, để bù công suất phản kháng..., các trạm biến áp thông minh thế hệ tiếp theo phải có khả năng phối hợp tất cả các thiết bị và công nghệ để có thể chủ động giám sát thông tin tự chủ và phối hợp bảo vệ tự chủ mỗi khi có nguy cơ sự cố tiềm ẩn xảy ra.

1.2.4. Quản lý trực quan dữ liệu

Trong một trạm biến áp thông minh, các ứng dụng giám sát và điều khiển phi tập trung sẽ có quyền truy cập vào hệ thống quản lý cơ sở dữ liệu phân tán, nơi tất cả dữ liệu hệ thống điện được ghi lại và quản lý theo quản lý phân cấp. Sau đó, mỗi trạm biến áp có thể giao tiếp thông qua một mạng liên lạc tiên tiến với các trạm biến áp khác và với trung tâm điều khiển xa, bằng cách này cung cấp mọi dữ liệu theo thời gian thực về tình trạng hệ thống điện một cách tin cậy và trực quan nhất. Tất cả dữ liệu từ Rơ le bảo vệ, thiết bị điều khiển, bộ ghi lỗi, khối PMU và đồng hồ thông minh phải được quản lý, chia sẻ và hiển thị một cách hiệu quả.

1.2.5. Giám sát và báo động

Trạm biến áp trong tương lai nên cung cấp cảnh báo cảnh báo cho người dùng được ủy quyền thông qua thiết bị di động cầm tay và các ứng dụng mạng nội bộ của công ty để nâng cao việc cảnh báo chủ động và giám sát tức thời. Hơn nữa, cần được phát triển một hệ thống giám sát và cảnh báo tiên tiến để phát hiện lỗi thiết bị, chẩn đoán lỗi hệ thống trong trạm biến áp và thông báo ngay cho một số người vận hành từ xa được phân cấp quản lý. Một số vấn đề xuất phát từ thực tế là các thiết bị thông thường báo động cục bộ tình trạng lỗi và vì hầu hết các trạm biến áp không có người trực nên các lỗi có thể không được phát hiện trong thời gian dài dẫn đến nhiều sự cố nghiêm trọng hơn. Các thiết bị cũ này nên được thay thế bằng các cảm biến hiện đại có khả năng giao tiếp và có thể cung cấp các tín hiệu thời gian liên tục như điện áp, dòng điện, nhiệt độ và áp suất, thay vì chỉ là điều kiện báo động.

1.2.5. Chẩn đoán và tiên lượng

Một trạm biến áp thông minh nên dựa vào các công nghệ kỹ thuật, các thuật toán điều khiển hiện đại giúp hỗ trợ việc chẩn đoán và tiên lượng nhanh các tình huống diễn biến trong quá trình vận hành trạm biến áp, đề ra các giải pháp giám sát tình trạng thiết bị và dự đoán phương pháp bảo trì để đạt được hiệu quả cao và tin cậy.

1.2.6. An ninh mạng

Trạm biến áp thông minh phải giải quyết vấn đề an ninh mạng trên cả hệ thống. Các hệ thống tự động hóa trạm biến áp phải tuân thủ các yêu cầu chính sau đây để đảm bảo tính an toàn: tính khả dụng (tránh từ chối dịch vụ), tính toàn vẹn (tránh sửa đổi trái phép), tính bảo mật (tránh tiết lộ), tính xác thực (tránh giả mạo), tính ủy quyền (tránh sử dụng trái phép và khả năng kiểm tra (tránh ẩn các cuộc tấn công). Ở cấp độ người tiêu dùng, nó phải tích hợp các thiết bị hỗ trợ các tính năng bảo mật sau: tài khoản người dùng cá nhân; kiểm soát truy cập dựa trên vai trò; chính sách mật khẩu được thực thi; quản lý phiên; theo dõi kiểm tra chi tiết ; kết nối

quản lý từ xa an toàn; tường lửa tích hợp; khả năng VPN tích hợp sẵn; hỗ trợ các giải pháp chống vi-rút và tắt các cổng và dịch vụ không sử dụng…

Kết luận: *Qua phân tích xu hướng tất yếu của viêc xây dựng hệ thống các Trạm biến áp không người trực trên toàn quốc và cấu trúc điều khiển giám sát phân cấp từ trung tâm điều độ A0 đến các trạm biến áp riêng rẽ thông qua hệ thống truyền thông hiện đại theo tiêu chuẩn IEC 61850 hiện nay mà đường truyền chính là mạng cáp quang điện lực, với nhiều ưu điểm nổi bật. Cùng với các thiết bị giám sát đảm bảo vận hành các TBAKNT một cách trực quan nhất. Do vậy việc nghiên cứu, đề xuất các giải pháp mới điều khiển và giám sát hỗ trợ cho bài toán vận hành TBAKNT thực sự có ý nghĩa thực tế trong thời gian tới, giúp tăng phương án dự phòng và độ tin cậy trong quá trình vận hành các trạm. Trong khuôn khổ đề tài đề xuất giải pháp hỗ trợ điều khiển và giám sát từ xa trong vận hành TBAKNT thông qua mạng internet, trên cơ sở dử dụng phần mềm giám sát Visual Studio. Cụ thể xây dựng cấu trúc điều khiển và giao diện giám sát Rơ le kỹ thuật số SEL-751A minh họa cho bài toán vận hành sự cố giả lập dòng cực đại tại một pha tại TBAKNT.*

1.3. Kết luận Chương 1

Chương 1 đã trình bày tổng quan TTĐKX và TBAKNT; giới thiệu phương thức vận hành điều khiển xa từ trung tâm điều độ quốc gia A0 cho đến các thiết bị chấp hành tại trạm theo tiêu chuẩn quốc tế hiện nay; các khó khăn và thách thức đối với việc xây dựng hệ thống lưới điện thông minh hiện nay từ góc độ yêu cầu về tiêu chí xây dựng lẫn chỉ tiêu kỹ thuật. Từ đó, trong giới hạn của đề tài đã đề xuất hướng điều khiển và giám sát từ trung tâm điều khiển của TBAKNT tới thiết bị đầu cuối (cụ thể Rơ le kỹ thuật số SEL-751A) thông qua giao diện được thiết kế trên phần mềm Visual Studio và truyền thông tín hiệu qua mạng internet để hỗ trợ đường truyền tín hiệu cáp quang điện lực hiện nay.

CHƯƠNG 2

TÌM HIỂU HỆ THỐNG SCADA VÀ THIẾT BỊ RƠ LE KỸ THUẬT SỐ SEL-751A

2.1 Tổng quan về tự động hóa trạm biến áp

2.1.1 Những yêu cầu kỹ thuật trong tự động hóa trạm biến áp

Để đảm bảo được các yêu cầu tự động hóa trạm biến áp về cả yếu tố tín hiệu điều khiển, chất lượng đường truyền và giao diện giám sát, theo [4] một trạm biến áp phải đảm bảo các yếu tố sau:

Bộ xử lý chủ của TBA phải dựa trên các chuẩn công nghiệp và khả năng liên kết mạng mạnh như Ethernet, TCP/IP, UNIX, Windows 2000 hoặc XP, Linux, ... Nó cũng phải hỗ trợ cấu trúc mở, không có những giao tiếp hoặc sản phẩm độc quyền. Cơ sở dữ liệu quan hệ (relational database - RDB) được công nghiệp tiếp nhận với khả năng truy vấn ngôn ngữ (structured query language - SQL) và tính toán trong toàn doanh nghiệp phải được hỗ trợ.Nhà cung cấp RDB phải có khả năng tái tạo để hỗ trợ cơ sở dữ liệu dư thừa hoặc dự phòng.

Mạng LAN TBA phải đáp ứng các chuẩn công nghiệp để cho phép thao tác giữa các phần và sử dụng thiết bị plug-and-play (cắm vào là chạy). Cần tuân theo các nguyên lý cấu trúc mở bao gồm việc sử dụng các giao thức chuẩn. Công nghệ mạng LAN sử dụng phải áp dụng được trong môi trường TBA và tạo điều kiện dễ dàng cho việc giao tiếp với thiết bị IED, PLC, đồng thời phải miễn nhiễm và cách ly với tiếng ồn của trạm.

Giao diện người sử dụng trong TBA phải là thiết kế trực quan để đảm bảo sử dụng hiệu quả và giảm thiểu nhầm lẫn. Phân cấp hiển thị hiệu quả sẽ cho phép thực hiện tất cả các hoạt động chủ yếu từ một số không nhiều các hiển thị. Điều quan trọng là phải giảm thiểu hoặc thậm chí không cần phải đánh chữ. Tất cả các hiển thị nên có hình thức và chuẩn chung quốc gia. Cần sử dụng một thư viện các ký hiệu để thể hiện các thiết bị công suất trong trạm. Trên thực tế, cần thiết lập và sử

dụng thư viện này trong tất cả các TBA và kết hợp với những hệ thống khác như hệ thống SCADA, hệ thống quản lý năng lượng, hệ thống thông tin địa lý (GIS), hệ thống quản lý cuộc gọi sự cố…

Như ta đã biết, hệ thống SCADA đã và đang được sử dụng rộng rãi trong ngành điều độ HTĐ. Tại các NMĐ, TBA đều được lắp đặt các thiết bị đầu cuối - điều khiển từ xa (RTU). Các RTU được kết nối với trung tâm điều khiển (CC) thông qua mạng liên lạc viễn thông.

Nhìn chung, các RTU có các chức năng sau: Thu thập các thông tin về hệ thống điện và gửi về CC qua kênh truyền theo yêu cầu từ CC và nhận các thông tin điều khiển, đồng bộ thời gian từ CC, thực hiện chúng và gửi kết quả về CC.

Đối với các quá trình công nghiệp sử dụng hệ DCS (Distributed Control System - Hệ thống điều khiển phân tán) người ta thường sử dụng PLC kết hợp với một PC để điều khiển thông qua mạng LAN và các chuẩn kết nối như Profibus, Fieldbus…

2.1.2 Những ưu điểm của tự động hóa trạm biến áp

Việc tích hợp tự động hóa vào vận hành trạm biến áp sẽ mang lại những tiện ích nâng cao về mặt chức năng, thiết kế, vận hành, bảo dưỡng và độ tin cậy của trạm. Cấu trúc của hầu hết các hệ thống TĐH trạm khác nhau đáng kể, bao gồm các hệ thống thông minh, các giải pháp độc quyền kiểu hộp đen, các giải pháp mạng WAN/LAN mở sử dụng các tiện ích từ các máy tính và các PLC. Dưới đây giới thiệu sơ lược một số ưu điểm chính mà tự động hóa trạm biến áp mang lại [4]:

- *Ưu điểm về mặt thiết kế*

+ Chuẩn hóa giao diện giám sát.

+ Tiêu chuẩn hóa cấu trúc hệ thống cho việc đồng nhất vận hành và xây dựng các hệ thống SA/DA.

+ Giảm thiểu các thiết bị dự phòng không cần thiết.

+ Cấu trúc không gian của trạm được giảm xuống từ không gian vận hành đến các thiết bị lắp đặt.

+ Dễ dàng nâng cấp và phối hợp các thiết bị điều khiển thông minh của các hãng khác nhau theo chuẩn chung IEC .

➢ *Ưu điểm về độ tin cậy*

+ Giảm thiểu rủi ro trong vận hành do tính năng tự động và việc đồng nhất của giao diện giám sát người và máy.

+ Cơ sở dữ liệu truy xuất theo thời gian thực do đó cung cấp thông tin chính xác cho việc phân tích sự cố và bảo dưỡng.

+ Kiểm soát được tất cả các thiết bị trong trạm, do đó các thiết bị hỏng sẽ được tách ra khỏi hệ thống trước khi nó gây ảnh hưởng đến cả hệ thống.

+ Giảm thiểu thời gian mất điện do đó chỉ số độ tin cậy được tăng lên.

+ Giảm thiểu những sai sót do người vận hành trong việc thao tác đóng cắt.

+ Cách ly nhanh chóng các điểm sự cố và phục hồi nhanh các đoạn không bị sự cố.

➢ *Ưu điểm trong vận hành*

+ Phối hợp làm việc linh hoạt giữa các IED trong các bài toán điều khiển.

+ Có khả năng lưu trữ các cảnh báo hệ thống và báo cáo trình tự sự kiện.

+ Khả năng hiển thị và báo cáo theo yêu cầu của khách hàng từ cơ sở dữ liệu tích hợp.

+ Tự động lưu các lần truy cập vào giao diện người máy và các thao tác vận hành.

+ Các thuật toán đã được lập trình sẵn cho việc tự động cấu hình lại các TC và các xuất tuyến.

+ Tự động trao đổi thông tin trong mạng ngang cấp giữa các nút máy tính chủ của các trạm và các nút mạng WAN khác.

➢ *Ưu điểm trong công tác bảo dưỡng*

+ Mỗi IED có thể truy cập tại chỗ thông qua giao diện người máy hoặc từ xa thông qua modem để cấu hình, chỉnh định và chẩn đoán.

+ Có thể bảo dưỡng định kỳ từ việc phân tích tự động lịch sử vận hành của thiết bị.

+ Giám sát và quản lý từ xa các hoạt động của MBA, bộ điều chỉnh nấc phân áp, MC để có kế hoạch bảo dưỡng phù hợp theo tình trạng thiết bị.

Hình 2.1. Minh họa giám sát hệ thống trạm biến áp qua SCADA/EMS

2.2 Tìm hiểu về hệ thống giám sát SCADA/EMS

Hiện nay các trạm biến áp không người trực đều được trang bị hệ thống giám sát SCADA/EMS giúp việc vận hành, xử lý chính xác và theo sát mọi tình huống của hệ thống điện một cách trực quan và tin cậy [1], [4].

Trong hệ thống SCADA/EMS, thiết bị đầu cuối RTU, Gateway là phần tử rất quan trọng có nhiệm vụ thu thập và phản ánh tình trạng của các thiết bị đang tham gia hoạt động trong lưới điện. Nó là công đoạn đầu tiên trong toàn bộ quá trình xử lý thông tin của hệ thống SCADA/EMS.

- Để đảm bảo chất lượng của hệ thống SCADA/EMS thì yêu cầu thiết bị đầu cuối RTU có khả năng hoạt động liên tục, ổn định và tính chính xác cao nhất.

- Chức năng chủ đạo SCADA/EMS là điều khiển giám sát và thu thập dữ liệu/quản lý hệ thống điện, xây dựng trên cơ sở hệ thống đo lường từ xa.

2.2.1. Thành phần cấu trúc cơ bản của SCADA

SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) là công nghệ tự động hóa điều khiển SCADA là quá trình thu thập dữ liệu thời gian thực từ các đối tượng để xử lý, biểu diễn, lưu trữ, phân tích và có khả năng điều khiển những đối tượng đó. Một hệ SCADA có cấu trúc cơ bản như sau:

Remote Terminal Unit (RTU): thiết bị đầu cuối từ xa – thực hiện các công việc xữ lý và điều khiển ở chế độ thời gian thực (Có 2 loại hệ thống thời gian thực: hệ thống thời gian thực cứng và hệ thống thời gian thực mềm). RTU rất đa dạng – từ những cảm biến nguyên thuỷ thực hiện thu thập thông tin từ đối tượng cho đến những bộ phận máy móc đa xữ lý thực hiện xữ lý thông tin và điều khiển trong chế độ thời gian thực. Việc sử dụng RTU có bộ xử lý cho phép làm giảm được yêu cầu đối với tốc độ của kênh truyền kết nối với trung tâm điều khiển.

Master Terminal Unit (MTU): trung tâm điều phối, thực hiện công việc xử lý dữ liệu và điều khiển ở mức cao ở chế độ thời gian thực. Một trong những chức năng cơ bản của MTU là cung cấp giao diện giữa con người – quan sát viên với hệ thống. MTU có thể bằng những dạng khác nhau, từ một máy tính đơn lẽ với các thiết bị cũ cho đến hệ thống máy tính lớn bao gồm các Server và Client.

Communication System (CS): kênh truyền thông cần thiết để truyền dữ liệu từ các địa điểm ở nơi xa đến MTU và truyền tín hiệu điều khiển đến RTU.

Ở cấp thấp nhất của hệ thống SCADA, là các phần có chức năng theo dõi và điều khiển cho từng thiết bị riêng biệt. Thường gặp nhất trong HTĐ là các Rơ le bảo vệ. Khi thiết bị gặp sự cố, các rơle này hoàn toàn có thể tính toán và tác động theo thông số chỉnh định trước mà không cần liên lạc với hệ thống cấp trên. Ngoài chức năng điều khiển, các phần tử thuộc cấp này còn có chức năng thu thập số liệu, thông số của các thiết bị để gửi lên các server tại trạm. Trong các hệ thống hiện đại, các phần tử này được gọi chung là IED (Intelligent Electronic Devices), có các nguyên lý làm việc và chức năng khác nhau, nhưng có cùng chuẩn giao tiếp, cho phép IED này có thể trao đổi thông tin với các IED khác trong cùng trạm (peer to peer) và trao đổi với server của trạm. Về nguyên tắc, khi bảo trì hỏng hóc một IED sẽ không làm ảnh hưởng đến các IED khác trong hệ thống.

Cấp thứ hai của hệ thống SCADA là các bộ Sever tại trạm (Substation Server), với chức năng chủ yếu là thu thập số liệu từ các IED do nó quản lý, lưu lại trong cơ sở dữ liệu, phục vụ các nhu cầu đọc dữ liệu tại chỗ qua các HMI(Human Machine Interface).

Cấp thứ ba là Trung tâm điều khiển của toàn hệ thống, nơi thực hiện việc thu thập số liệu từ các Substation Server, thực hiện các chức năng tính toán đánh giá trạng thái của hệ thống, dự báo nhu cầu phụ tải, và thực hiện các chức năng điều khiển quan trọng, như việc phân phối lại công suất phát giữa các nhà máy, lên kế hoạch vận hành của toàn hệ thống.

Do quy mô rộng lớn của hệ thống truyền tải điện năng, các trạm điều khiển trung tâm còn có thể được chia thành các cấp - điều khiển trung tâm (Central control Center hay Central Dispatching Center) và các trạm điều khiển vùng (Area Control Center). Hiện nay người ta thường sử dụng hệ thống SCADA/EMS (thực chất vẫn là SCADA).

2.2.2. Khái niệm về EMS

Có thể hiểu EMS (Energy Management System) là tập hợp các công cụ cho

phép người vận hành hệ thống phân tích đánh giá, đưa ra quyết định điều khiển hệ thống điện. EMS được sử dụng tại các trung tâm điều độ, vì EMS luôn yêu cầu truy cập số liệu thu thập từ hệ thống thực và bản thân EMS tham gia như một bộ phận trong SCADA của hệ thống điện, nên người ta sử dụng thuật ngữ SCADA/EMS. Tại ACC và CCC, với sự trợ giúp của hệ thống máy tính có cấu hình cao và các phần mềm chuyên dụng, người vận hành có thể thực hiện một số chức năng SCADA/EMS quan trọng như sau:

- Đánh giá trạng thái hệ thống (SE - Online State Estimation).

- Tính toán trào lưu công suất (LF - Load Flow).

- Tính toán tối ưu trào lưu công suất (OPF - Optimal Load Flow).

- Dự báo phụ tải (LF-Load forecast).

- Đánh giá mức độ an toàn của hệ thống (DSA-Dynamic Security Assesment).
- Xây dựng các chiến lược phục hồi hệ thống khi có sự cố.

Ở cấp thấp nhất của hệ thống SCADA/EMS là các IED, có chức năng theo dõi và điều khiển một thiết bị cụ thể. Các IED của một trạm được nối với một thiết bị đầu cuối RTU (Remote Terminal Unit). RTU thu thập toàn bộ các tín hiệu từ các IED trong trạm và gửi về điều độ trung tâm , liên lạc giữa RTU và ACC(CCC) có thể sử dụng nhiều phương tiện: Đường điện thoại, cáp truyền tín riêng của ngành điện, sóng vô tuyến, đường dây cáp quang, hoặc sử dụng chính đường dây điện làm đường truyền tin.

Thông tin trong hệ thống được đưa đến ACC(CCC), và được chia sẻ chung trong mạng LAN của trung tâm điều độ. Các máy chủ được nối vào mạng LAN và thực hiện các chức năng khác nhau: EMS, ghi số liệu, theo dõi hệ thống, huấn luyện người vận hành (dispatcher tranning) dựa trên số liệu thực tế. Chức năng trainning này rất thú vị vì nó kết hợp giữa hệ thống số liệu thu thập được và một phần mềm mô phỏng toàn bộ hệ thống điện. Khi ấy người được huấn luyện có thể theo dõi trực tiếp trạng thái của hệ thống và đưa ra các quyết định. Phản ứng của hệ thống sẽ

được tính toán nhờ chương trình mô phỏng.

Tuy nhiên để cho hệ thống này hoạt động một cách hiệu quả là một vấn đề rất phức tạp. Tại các trung tâm ACC và CCC, thường xuyên có hàng chục, hàng trăm ngàn tín hiệu phải được cập nhật thường xuyên. Việc đảm bảo tính chính xác của số liệu thu thập, tốc độ điều khiển trong thời gian thực(hoặc gần với thời gian thực) đòi hỏi không những một hệ thống máy tính đủ mạnh, mà còn có một phương thức trao đổi thông tin hợp lý. Thông tin cần được trao đổi một cách nhanh chóng, tin cậy và cả tính bảo mật.

2.2.3. Các dạng dữ liệu thu thập tại Trạm biến áp

Dữ liệu từ các trạm biến áp gồm:

- Dữ liệu trạng thái: trạng thái các máy cắt, dao cách ly, dao tiếp địa, trạng thái vị trí các khóa điều khiển từ xa/ tại chỗ, cảnh báo của các loại bảo vệ.
- Dữ liệu tích lũy theo thời gian: điện năng kWh, kVArh ...

Trong đó các dữ liệu trạng thái dạng tín hiệu số từ các Rơ le trung gian được đưa vào các đầu vào số của RTU. Các dữ liệu tương tự từ cuộn thứ cấp của máy biến dòng điện và điện áp được đưa vào các bộ biến đổi (transducer). Đầu ra của bộ biến đổi được đưa vào các modul đầu vào tương tự của RTU. Tại RTU dữ liệu được số hóa và thông qua kênh truyền gửi về trung tâm điều khiển.

2.2.4. Một số lệnh điều khiển tại Trạm biến áp

Lệnh điều khiển từ hệ thống SCADA của trung tâm điều khiển thông qua kênh truyền gửi đến RTU (hoặc SAS), các lệnh điều khiển có thể là:

- Lệnh đóng cắt máy cắt, dao cách ly, dao tiếp địa (open/close)…
- Lệnh điều khiển tăng giảm (raise/lower)…
- Lệnh điều khiển thay đổi giá trị đặt (setpoint)…

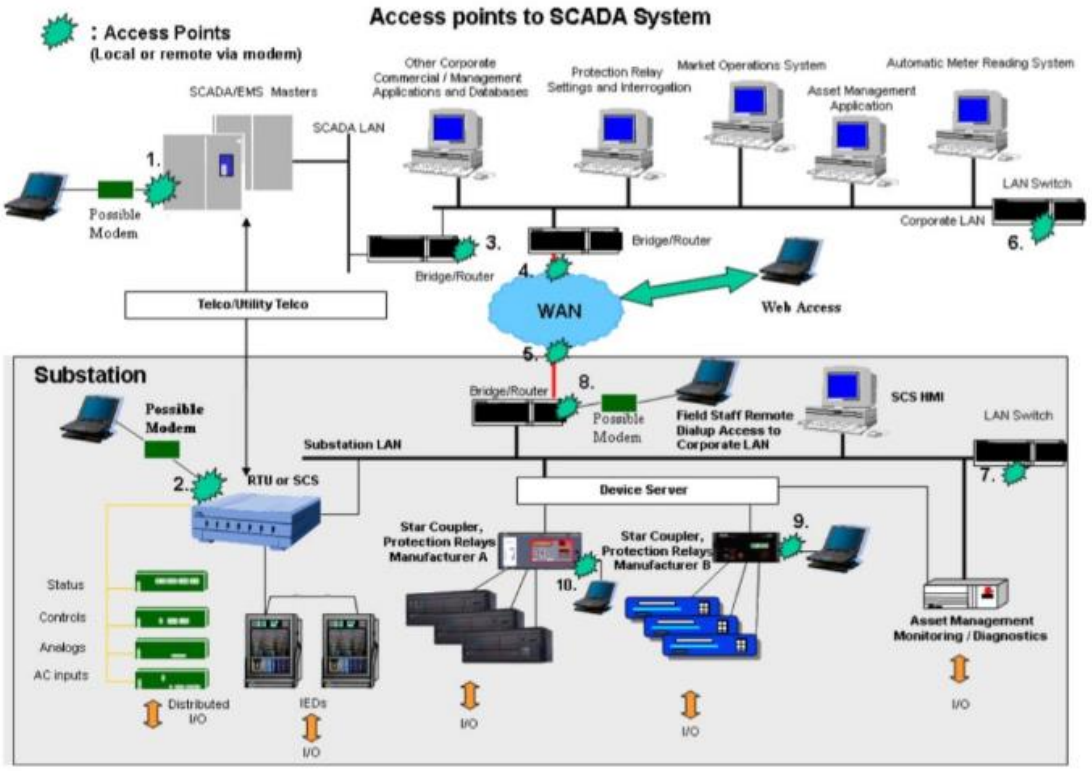
2.2.5. Một số cách hiển thị trên giao diện giám sát tại Trạm biến áp

Dữ liệu thu thập từ các trạm về trung tâm điều khiển sẽ được máy tính xử lý rồi thông qua phần mềm giám sát hiển thị một số nội dung sau:

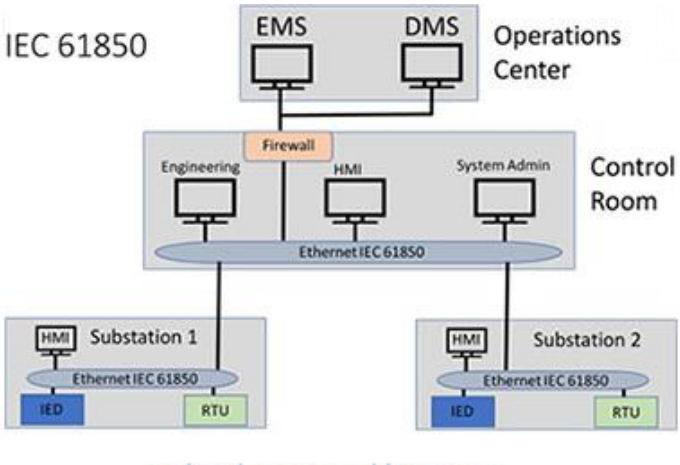
- Hiển thị trên các sơ đồ, bảng biểu và các dạng đồ thị theo thời gian thực.

- Đối với dữ liệu trạng thái (máy cắt, dao cách lý, cảnh báo...) khi phát hiện ra có sự thay đổi trạng thái, hệ thống SCADA sẽ phát cảnh báo bằng âm thanh, đèn báo và dòng thông báo để người vận hành được biết.

- Đối với dữ liệu giá trị đo xa, dữ liệu nhận được sẽ được kiểm tra so sánh với các ngưỡng đặt trước, nếu giá trị đo được vượt quá phạm vi cho phép thì hệ thống sẽ phát cảnh báo cho người vận hành.



Hình 2.2. Minh họa kiến trúc hệ thống SCADA/EMS [13]



Hình 2.3. Giám sát SCADA với chuẩn IEC 61850 tại các trạm biến áp [13]

2.2.6. Phần cứng thiết bị đầu cuối RTU và Gateway

Trong hệ thống SCADA, RTU, Gateway là thiết bị đầu cuối thu thập dữ liệu, mã hóa theo giao thức chuẩn và truyền dữ liệu về trung tâm. RTU bao gồm cổng truyền thông tin về trung tâm điều khiển, các kênh vào ra (IO) như: đo lường, cảm biến, chỉ thị trạng thái, điều khiển. RTU cũng có thể thu thập tín hiệu từ các thiết bị thông minh khác (IED). RTU là thiết bị chuyên dụng có cấu trúc modul khá linh hoạt, mỗi modul có một khối xử lý và các khối tín hiệu vào/ra, thuận lợi cho việc thu thập các tín hiệu hiện có và tín hiệu mở rộng.

Mỗi khối xử lý có hệ thống điều hành đa nhiệm thời gian thực cho phép có thể làm việc độc lập nên các modul có thể được bố trí phân tán tại các tủ thiết bị trong trạm (RTU phân tán) hoặc nhiều modul có thể được liên kết với nhau để tích hợp thành 1 RTU tập trung.

Việc cài đặt cấu hình của RTU có thể thực hiện bằng công cụ chạy trên môi trường Windows. Cùng với sự phát triển của công nghệ và để tiết kiệm chi phí đầu tư, đối với các trạm mới xây dựng công nghệ sử dụng cổng Gateway để cung cấp dữ liệu SCADA về các trung tâm điều độ đã được áp dụng. Đây là công nghệ sử dụng việc ghép nối hệ thống điều khiển trạm (SAS/DCS) có giao thức truyền tin khác nhau với hệ thống SCADA thông qua Gateway sau khi dữ liệu đã được mã

hóa lại theo giao thức chuẩn. Cổng truyền thông của RTU thường sử dụng phương thức truyền tin nối tiếp thông qua giao diện RS232, RS485 hoặc RS422.

2.3. Tiêu chuẩn IEC 61850 và thiết bị IED cho tự động hóa Trạm biến áp

2.3.1. Tiêu chuẩn IEC 61850

Tiêu chuẩn IEC 61850 là tiêu chuẩn truyền thông quốc tế mới cho các ứng dụng tự động hoá trạm. Mục đích chính của tiêu chuẩn này là kết hợp tất cả các chức năng như bảo vệ, điều khiển, đo đạc và kiểm tra các thiết bị ngoại vi, nhằm cung cấp đầy đủ phương tiện cho các ứng dụng bảo vệ của thiết bị ngoại vi với tốc độ cao, giúp cho các thiết bị này hoạt động ăn khớp với nhau hay tự ngắt kết nối. Những thiết bị này thông thường có liên hệ với các thiết bị điện tử thông minh (IED). Sử dụng tiêu chuẩn ưu tiên IEC 61850 để đưa ra liên kết giữa các thiết bị ngoại vi, các thiết bị cơ sở trong quá trình kết nối và các thiết bị trung gian.

Với ưu điểm của chuẩn truyền thông TC/IP Enternet, giao thức IEC 61850 có hiệu năng làm việc cao, xử lý thông tin đạt tốc độ 100Mbps và đơn giản trong việc thực hiện kết nối trên mạng LAN. Để đảm bảo cho tất cả các ứng dụng về tự động hoá trạm hiện tại và tương lai đều có khả năng được hỗ trợ bởi tiêu chuẩn, IEC 61850 xây dựng mô hình dữ liệu trên cơ sở các mô hình đối tượng và thiết bị trong hệ thống, qua đó hệ thống được mô tả trên cơ sở tập hợp các quy tắc trao đổi dữ liệu giữa các đối tượng trên một cơ chế truyền thông linh hoạt. Trên nền tảng giao thức truyền thông IEC 61850, các hệ thống SA(Substation Automation) sẽ tăng tính linh hoạt, tăng khả năng tương đồng của các thiết bị của các nhà sản xuất, đơn giản hoá việc thiết kế phần cứng, giảm chi phí lắp đặt, hạn chế được lỗi và sự can thiệp bằng tay từ người vận hành.

Theo [8], [9] tiêu chuẩn IEC 61850 chia mạng lưới trạm biến áp thành ba cấp, trong đó được các dữ liệu được thông tin qua lại với nhau:

- Cấp trạm (Station Level)

Cấp trạm bao gồm máy tính giám sát HMI (Human Machine Interface), những máy tính điều khiển trong trạm được cài đặt các chương trình ứng dụng để nhân viên vận hành có thể giám sát và điều khiển toàn bộ bằng máy tính. Máy tính trạm được lắp đặt trong phòng điều hành và được kết nối đến các IED thông qua mạng truyền dữ liệu nội bộ LAN, đường truyền được sử dụng cáp quang để tránh bị nhiễu điện từ. Mạng truyền dữ liệu nội bộ LAN còn được nối đến cổng truyền dữ liệu từ xa sử dụng cho hệ thống SCADA của trung tâm điều độ hoặc cho HMI từ xa.

Nhiệm vụ của các thiết bị cấp trạm bao gồm:

- Thông tin liên lạc với trung tâm điều độ lưới từ xa.

- Thông tin liên lạc với các thiết bị cấp xuất tuyến.

- Quản lý sự kiện và cảnh báo.

- Theo dõi, giám sát.

- Đánh giá và kích hoạt dữ liệu.

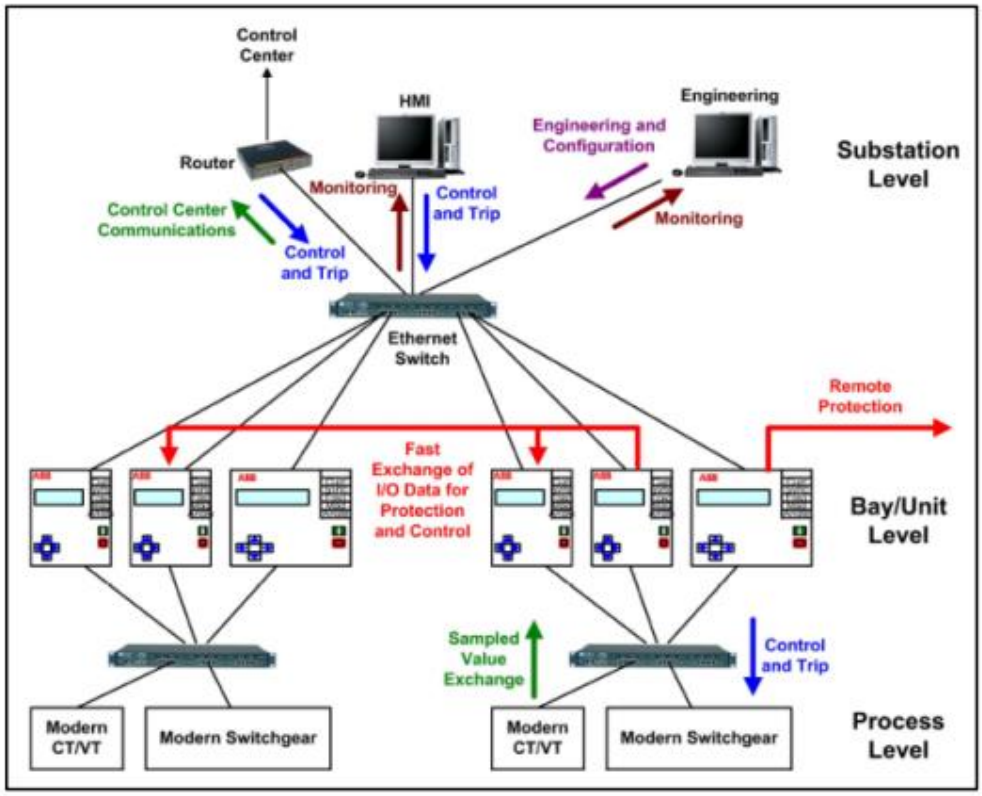
➢ Cấp ngăn lộ (Bay Level)

Cấp ngăn lộ (hay xuất tuyến) bao gồm các IED được lắp đặt tại các tủ điều khiển ngoài trời hay trong phòng gần các thiết bị chấp hành mà nó điều khiển. Các IED được kết nối đến các thiết bị chấp hành bằng cáp nhiều sợi thông qua các cổng Input/Ouput của IED kết nối đến tủ truyền động, hộp đấu dây của thiết bị ở cấp chấp hành. Việc lắp đặt các IED gần các thiết bị chấp hành nhằm mục đích giảm bớt số lượng cáp nhiều sợi đi dây giữa các IED và các thiết bị chấp hành, nhờ đó giảm được chi phí xây dựng, giảm được xác xuất hư hỏng trên cáp nhiều sợi. Nhiệm vụ của các thiết bị ở cấp xuất tuyến như sau: bảo vệ, điều khiển, thu thập dữ liệu, ghi sự kiện, sự cố, nhiễu loạn, thu thập dữ liệu chung, đồng bộ về thời gian.

➢ Cấp chấp hành (Process Level)

Bao gồm các thiết bị nhất thứ (Primary Equipment) như: máy cắt, dao cách ly, bộ OLTC thiết bị thu thập dữ liệu như CT, VT, cảm biến lắp đặt trên các thiết bị

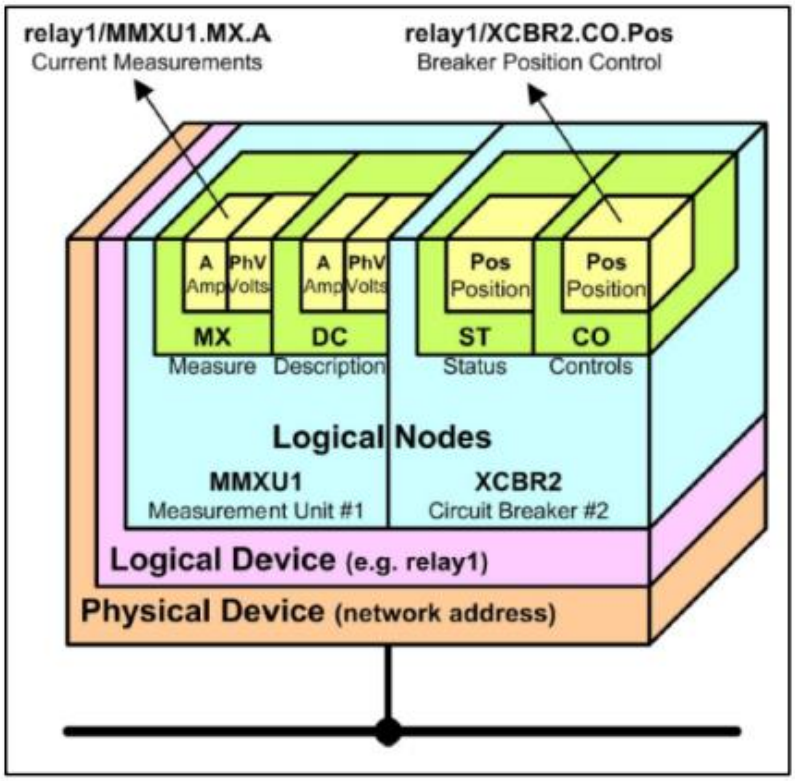
nhất thứ, . . . Các thiết bị chấp hành được điều khiển tại chỗ bằng tủ truyền động điện.



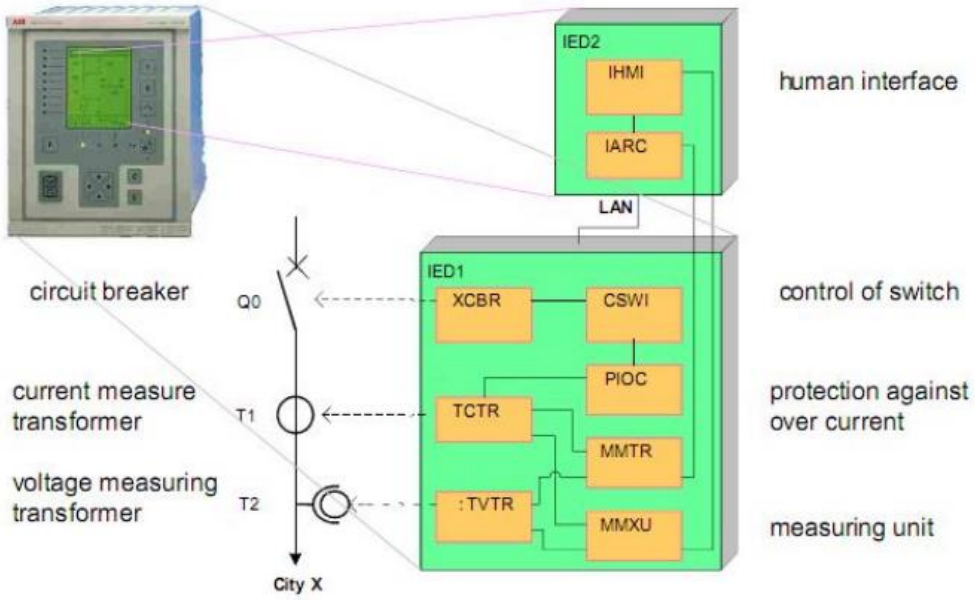
Hình 2.4. Cấu trúc liên kết tự động hóa trạm biến áp theo chuẩn IEC 61850 [10]

2.3.2. Khái niệm về Logical Nodes (LN)

Theo [8], [9] môi trường IEC 61850 được xây dựng dựa trên mô hình hướng đối tượng, nơi mà các khối bảo vệ, đo lường và điều khiển… được chia thành các đơn vị nhỏ hơn được gọi là nút logic (LN) tương ứng với các chức năng bảo vệ, điều khiển, đo đạc và giám sát khác nhau cũng như các thành phần vật lý như dụng cụ đo đạc của máy biến áp và bộ ngắt mạch.... Mỗi nút logic có các đối tượng dữ liệu bên trong nó, mỗi đối tượng chứa các thuộc tính dữ liệu. Những nút logic này nhóm thành các thiết bị logic (LD) được xác định trong ngữ cảnh vật lý thiết bị, với mỗi thiết bị vật lý chứa ít nhất một thiết bị logic có thể thấy trong Hình 2.5.



Hình 2.5. Cấu trúc dữ liệu dựa trên nút logic của IEC 61850 [10]



Hình 2.6. Mô tả chức năng của LN trong các IDE [8]

Trong IEC 61850 những LN được chia thành 13 nhóm. Tên chữ cái đầu tiên trong nhóm thể hiện chức năng của thiết bị trong nhóm đó như bảng 2.1

Bảng 2.1. Nhóm chức năng chính của các Nút Logic [8]

Logical Node Groups	Group Designator
System Logical Nodes	L
Protection functions	P
Protection related functions	R
Supervisory control	C
Generic References	G
Interfacing and Archiving	I
Automatic control	A
Metering and Measurement	M
Switchgear	X
Instrument Transfommer	T
Power Transfommer	Y
Futher power system equipment	Z
Sensors	S

2.3.3. Thiết bị thông minh IDE trong trạm biến áp

Theo [8] trong các thập niên gần đây đã có sự thay đổi đáng kể trong công nghiệp chế tạo thiết bị điện tử sử dụng trong trạm với những chức năng như: bảo vệ, đo lường điều khiển và giám sát, … trong đó vai trò chủ yếu thuộc về Rơ le. Các rơle bảo vệ cơ điện đã được thay thế bởi rơle tĩnh điện hay Rơ le số và hiện nay là Rơ le kỹ thuật số, qua mỗi bước thay đổi đã đem lại những ưu điểm đáng kể cả về kích thước và sự cải thiện trong tính năng hoạt động của các rơle.

- Loại Rơ le cơ điện - Electromechanical Relays
- Loại Rơ le tĩnh điện - Static Relays
- Loại Rơ le số - Digital Relays
- Loại Rơ le kỹ thuật số - Numerical Relays.

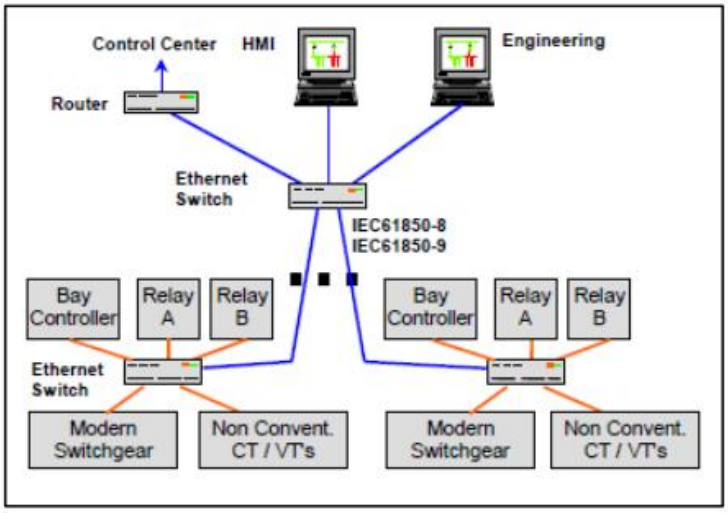
Hơn nữa, độ tin cậy và tính năng chủ động của Rơ le đã được gia tăng đáng kể về mặt kỹ thuật trong đó có những chức năng không thể thực hiện được với những Rơ le loại cơ trước đây nhưng lại dễ dàng với những Rơ le kỹ thuật số hiện nay. Điều này thực sự là một thành tích to lớn của sự phát triển vượt bật về thiết kế

lẫn công nghệ chế tạo Rơ le. Quá trình phát triển công nghệ Rơ le cho đến nay đã trải qua 4 thế hệ:

Những Rơ le kỹ thuật số được gọi là thiết bị điện tử thông minh (IED), thiết bị này dựa trên nền bộ xử lý dùng để điều khiển các thiết bị nhất thứ trong hệ thống trạm như: máy cắt, cầu dao, máy biến áp và tụ bù, . . . Những IED nhận tín hiệu từ CT, VT và các bộ cảm biến lắp trên thiết bị nhất thứ, từ các tín hiệu này, IED có thể phát hiện các tình trạng sự cố xảy ra trên hệ thống điện thuộc phạm vi chúng quản lý, lúc đó đưa ra lệnh điều khiển cho máy cắt nhằm cô lập vùng sự cố. Các dạng của IED là các rơle bảo vệ, máy cắt, bộ điều khiển tự đóng lại, bộ điều khiển tụ bù, bộ điều áp, thiết bị đo, . . . Một rơle số ngày nay có thể đảm nhiệm từ 5 - 12 chức năng bảo vệ, từ 5 - 8 chức năng giám sát và điều khiển thiết bị như: tự động đóng lại, tự giám sát, chức năng ghi nhận sự cố, sự kiện, nhiễu loạn trên hệ thống điện, chức năng truyền dữ liệu. Theo qui định của EVN các loại IED hiện nay được sử dụng tại Việt Nam thuộc các nhà cung cấp sau: ABB, Areva, Belco, Sel, Siemens, Toshiba. Trong đề tài này thiết bị IDE được sử dụng minh họa là Rơ le kỹ thuật số SEL-751A.

2.3.4. Kiến trúc truyền thông tương lai trong trạm biến áp

Theo [9], sự ra đời của tiêu chuẩn truyền thông IEC 61850 cho tự động hóa trạm biến áp làm giúp tạo nên sự tương tác giữa các thiết bị bảo vệ, giám sát và điều khiển của bất cứ nhà sản xuất nào trên thế giới trên cùng một mạng cục bộ, bằng cách sử dụng giao thức chuẩn qua các liên kết truyền thông nối tiếp.



Hình 2.7. Kiến trúc liên kết mở của trạm biến áp theo chuẩn IEC 61850 [10]

Theo Hình 2.7 với kiến trúc này một công nghệ truyền thông được sử dụng cho tất cả các trạm cũng như quy trình truy cập dữ liệu có thể thực hiện được trong tất cả các cấp của trạm biến áp. Những kiến trúc này có thể dựa trên cấu trúc hình sao hoặc trên cấu trúc liên kết vòng... Số lượng thiết bị đóng cắt được sử dụng để kết nối chính các chức năng bảo vệ, bảo vệ dự phòng, kiểm soát IED và các đơn vị hiện trường…phụ thuộc vào mạng cấu trúc liên kết được thông qua cho mỗi cấp điện áp.

2.4. Giới thiệu chức năng chính của Rơ le kỹ thuật số SEL-751A

Theo [5], SEL-751A là Rơ le thiết kế cho các bảo vệ phụ tải, thanh cái hoặc MBA v.v. Chức năng cơ bản của Rơ le là: bảo vệ cắt nhanh, bảo vệ quá dòng phụ thuộc vào thời gian, các chức năng bảo vệ theo điện áp và một số chức năng theo lựa chọn trong đó có bảo vệ theo tần số. Tất cả các model của SEL-751A đều có màn hình giám sát các chức năng trên.

Hình 2.8. Hình ảnh của SEL-751A

2.4.1 Các chức năng chính của SEL-751A

➢ *Chức năng cơ bản:*

- ☞ Bảo vệ quá dòng cắt nhanh (50P)
- ☞ Bảo vệ quá dòng chạm đất cắt nhanh (dòng rò) (50G)
- ☞ Bảo vệ quá dòng trung tính cắt nhanh (50N)
- ☞ Bảo vệ quá dòng thứ tự nghịch (50Q)
- ☞ Bảo vệ quá dòng pha có thời gian (51G)
- ☞ Bảo vệ quá dòng thứ tự không có thời gian (51N)
- ☞ Bảo vệ quá dòng thứ tự nghịch có thời gian (51Q)
- ☞ Bảo vệ tần số (81)
- ☞ Bảo vệ hư hỏng máy cắt
- ☞ Giám sát máy cắt

➢ *Chức năng lựa chọn:*

- ☞ Tự đóng lại (79)
- ☞ Bảo vệ theo điện áp:
  - Bảo vệ điện áp thấp(27)
  - Bảo vệ quá điện áp (59)
  - Bảo vệ điện áp tự tự nghịch (59Q)
  - Bảo vệ điện áp thứ tự không (59G)
- ☞ Các thành phần công suất (32)
- ☞ Hệ số công suất (55)
- ☞ Bảo vệ mất áp (60LOP)
- ☞ Bảo vệ hồ quang
- ☞ Đo đếm tải
- ☞ Kiểm tra đồng bộ (25)
  - Kiểm tra động bộ điện áp thấp (27S)
  - Kiểm tra đồng bộ điện áp cao (59S)
- ☞ Giám sát bộ tụ của trạm

☞ Bảo vệ dựa trên nguyên lý điện trở nhiệt (RDT): Rơ le hỗ trợ nhiều nhất 10 đầu cảm biến RTD khi card RTD được sử dụng hoặc 12 đầu cảm biến nếu module lắp ngoài SEL-2600 được sử dụng. Mỗi RTD đi kèm với hai thông số chỉnh định Trip (Cắt) và Warn (Tín hiệu).

➢ *Chức năng đo lường:*

☞ Các tổng kết sự kiện bao gồm nhận dạng Rơ le, ngày tháng, nguyên nhân cắt, biên độ dòng áp.

☞ Báo cáo sự kiện bao gồm dữ liệu tương tự được lọc hoặc dữ liệu tương tự thô.

☞ Bản ghi sự kiên liên tiếp (SER)

☞ Tương thích với SEL-3010

☞ Một bộ hoàn chỉnh các chức năng đo lường có độ chính xác cao.

➢ *Chức năng giao tiếp và điều khiển:*

☞ Cổng EIA-232 phía mặt trước của Rơ le

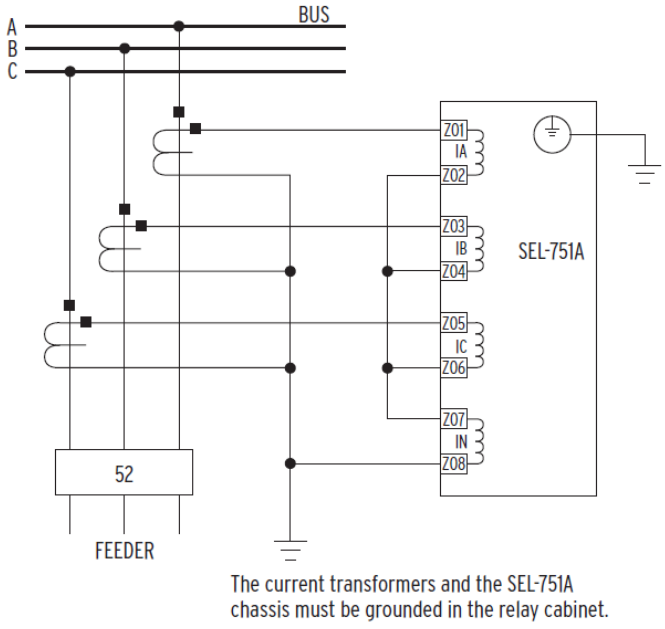
☞ Cổng EIA-232, EIA-485, cổng Ethernet đồng hoặc quang.

☞ Đầu vào đồng bộ thời gian IRIG-B

☞ Giao thức Modbus RTU, Modbus TCP/IP, DNP3 serial

☞ Giao thức SEL ASCII, Compressed ASCII, Fast Meter, Fast Operate, Fast SER, và Fast Message.

☞ Các công thức logic so sánh, toán học có thể lập trình được.



Hình 2.9. Cách nối mạch dòng điển hình với SEL-751A [5]

2.4.2 Hướng dẫn cài đặt cơ bản SEL-751A

Phần này giới thiệu các hiểu biết cơ sở về vận hành SEL-751A [5], thiết bị được tổ chức theo các chức năng cụ thể:

- Cấp điện cho Rơ le
- Thiết lập kết nối
- Kiểm tra tình trạng Rơ le
- Cài đặt thời gian

➢ *Cấp điện cho Rơ le:*

Cấp điện cho Rơ le SEL-751A với điện áp 125/250 Vac/dc hoặc 24/48 Vdc, tùy thuộc vào số Part.

- Kiểm tra cực tính của các đầu kết nối: +/H (chân A01) và -/N (chân A02)
- Kết nối dây tiếp địa chắc chắn trước khi đưa Rơ le vào vận hành.
- Sau khi nối điện, Rơ le sẽ thực hiện công việc tự kiểm tra và đèn ENABLE sẽ sáng.

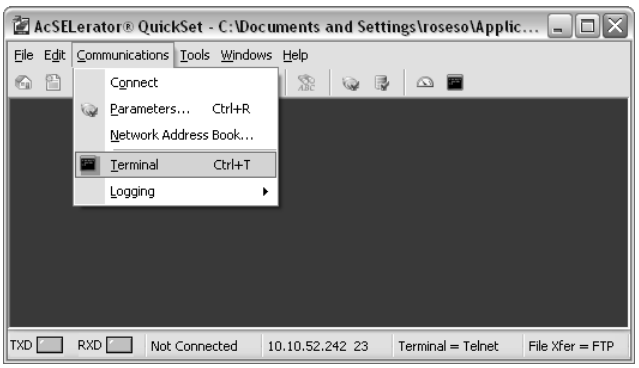
➢ *Thiết lập kết nối:*

SEL-751A có hai cổng giao tiếp EIA-232. Những bước sau đòi hỏi phải có phần mềm giả lập Terminal và cáp C234A (hoặc tương đương) để kết nối SEL-751A với máy tính.

- Bước 1: Kết nối máy tính và SEL-751A bằng cáp nối tiếp.
- Bước 2: Cấp điện cho máy tính và rơ le
- Bước 3: Bật chương trình giả lập Terminal, thường dùng phần mềm SEL 5030.

Để chuyển được vào cửa sổ Terminal làm như sau:

Chọn Communications > Terminal trong menu chính của ACSELERATOR QuickSet để mở cửa sổ Terminal.



Hình 2.10. Giao diện chính ACSELERATOR QuickSet để cấu hình SEL-751A [5]

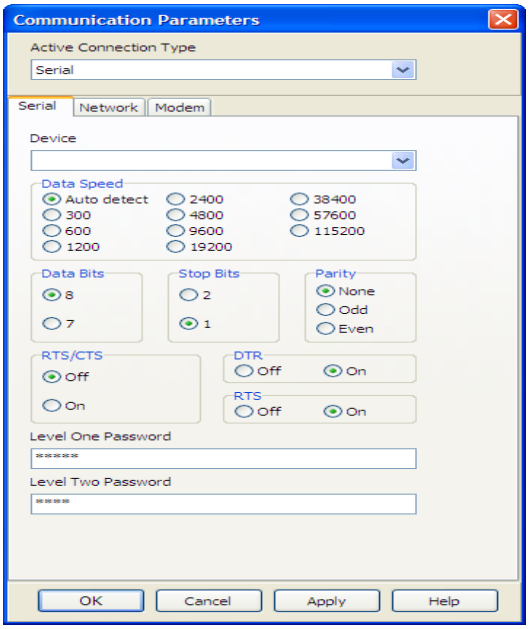
- Bước 4: Chỉnh thông số của chương trình giả lập Terminal giống như các giá trị mặc định trong Bảng 2.2.

- Bước 5: Để kiểm tra kết nối. Bạn sẽ nhìn thấy ký hiệu = phía bên trái của màn hình máy tính. Nếu bạn không nhìn thấy ký hiệu này, kiểm tra lại kết nối và chắc chắn rằng các thông số cài đặt của chương trình giống như trong Bảng 2.2.

Bảng 2.2. Thông số cho cổng nối tiếp của SEL-751A[5]

Mô tả	Nhãn	Giá trị mặc định
SPEED	SPEED	9600
DATA BITS	BITS	8
PARITY	PARITY	N
STOP BITS	STOP	1
PORT TIMEOUT	T_OUT	5
HWDN HANDSHAKING	RTSCTS	N

Thực hiện Kết nối bằng Quickset sử dụng SEL 5030 vào menu communication→ Parameter sẽ thấy xuất hiện như sau:



- Bước 6: Nhập vào QUIT rồi bấm Enter để xem tiêu đề báo cáo của rơ le. Bạn sẽ nhìn thấy màn hình máy tính hiển thị giống như trong Hình 1.2.

```
=>QUIT <Enter>
Feeder xyz              Date: 03/10/2007  Time: 10:31:43
Station 1               Time Source: Internal
```

Hình 2.11. Tiêu đề báo cáo Rơ le

- Bước 7: Nhập vào ACC rồi bấm Enter, sau đó điền vào mật khẩu để truy nhập vào Access Level 1(cấu hình mã truy cập mức 1).

Mật khẩu mặc định của SEL được chỉ ra trong Bảng 2.3.

Bảng 2.3. Mật khẩu truy cập mặc định cấp 1 và cấp 2 [5]

Mức truy nhập	Mật khẩu mặc định
1	**OTTER**
2	**TAIL**

➢ *Kiểm tra tình trạng Rơ le:*

Sử dụng lệnh STA để xem tình trạng vận hành của rơ le SEL-751A. Trong màn hình Terminal như đã nêu ở trên gõ lệnh STA.

Các thông số tình trạng của kênh tương tự và các thành phần giám sát của rơ le sẽ được liệt kê trong báo như chỉ ra ở Hình 2.12 dưới đây.

```
=>STA <Enter>

SEL-751A                                Date: 08/13/2009   Time: 20:29:29
FEEDER RELAY                            Time Source: External

Serial Num = 000000000000000
FID = SEL-751A-X402-V0-Z005003-D20090803              CID = CD05
PART NUM = 751A01BA30X7386163X

SELF TESTS (W=Warn)
  FPGA  GPSB  HMI   RAM   ROM   CR_RAM  NON_VOL  CLOCK  CID_FILE  +0.9V  +1.2V
  OK    OK    OK    OK    OK    OK      OK       OK     OK        0.90   1.19

  +1.5V  +1.8V  +2.5V  +3.3V  +3.75V  +5.0V  -1.25V  -5.0V   BATT
  1.49   1.81   2.49   3.33   3.76    4.97   -1.25   -4.91   3.07

Option Cards
  CARD_C  CARD_D  CARD_E  CURRENT
  OK      OK      OK      OK

DeviceNet
  DN_MAC_ID     ASA         DN_RATE         DN_STATUS
  3          1a0d c1e9h     500kbps         0000 0000

Offsets
    IA    IB    IC    IN    VA    VB    VC    VS
  OK    OK    OK    OK    OK    OK    OK    OK

  Relay Enabled

=>
```

Hình 2.12. Lệnh STA – Có card giao tiếp hoặc chuẩn kết nối EIA-232/EIA-485

2.4.3 Thông số kỹ thuật cơ bản của SEL-751A

a.Thông số chung:

- Dòng điện AC đầu vào Pha, trung tính, dòng rò : INOM= 1 A, 5 A, 50 mA, hoặc 2.5 mA (Dòng có độ nhạy cao) Phụ thuộc loại dòng nhị thứ.

- Với INOM = 5 A : - Dải định mức (X/R = 40): 0.10–100.00 A
  - Duy trì : 15 A, 1s, Dòng quá nhiệt: 500 A
  - Tần số định mức: 50/60 ±5 Hz
  - Công suất mang tải (từng pha) : < 0.1 VA
- Với INOM = 1 A : - Dải định mức (X/R = 40): 0.02–20.00 A
  - Duy trì : 15 A, 1s, Dòng quá nhiệt: 100 A
  - Tần số định mức: 50/60 ±5 Hz
  - Công suất mang tải (từng pha): < 0.01 VA
- Điện áp AC đầu vào : - Điện áp vận hành định mức (Ue): 100–250 Vac
  - Điện áp duy trì : 300 Vac, 10 s cho quá nhiệt : 600 Vac
  - Tần số định mức: 50/60 ±5 Hz
  - Công suất mang tải : < 0.1 VA
  - Nguồn nuôi : 125/250 Vdc or 120/240 Vac
  - Điện áp định mức :110–240 Vac, 50/60 Hz, 110–250 Vdc
  - Dải đầu vào định mức :85–264 Vac 85–275 Vdc
  - Công suất tiêu thụ: < 40 VA (ac), < 20 W (dc)
  - Khả năng cắt : 50 ms @ 125 Vac/Vdc,
    100 ms @ 250 Vac/Vdc, 24/48 Vdc

b. Các tiếp điểm đầu ra

- Thông số chung :

- Đầu OUT103 là loại tiếp điểm cắt dạng C , còn các đầu ra khác là loại A, Ngoại trừ khi chọn SELECT4 DI/3 DO card, trên đó hỗ trợ một-B và 2 cặp đầu ra dạng C.

- Độ bền cơ : 10,000 lần thao tác không tải.

- Thời gian tác động / trở về: □8 ms (Cuộn dây cấp điện đến tiếp điểm đóng)

- Các đầu ra DC :
- Điện áp vận hành: 250 Vdc
- Dải điện áp định mức: 19.2–275 Vdc
- Điện áp cách điện: 300 Vdc
- Dòng theo nhà chế tạo: 30 A @ 250 Vdc theo IEEE C37.90
- Dòng làm việc liên tục: 6 A @ 70°C, 4 A @ 85°C
- Dòng chịu nhiệt: 50 A trong 1 s
- Tiếp điểm Bảo vệ : 360 Vdc, 40 J MOV tác động khi tiếp điểm hở.
- Khả năng cắt (10,000 lần thao tác) theo IEC 60255-0-20:1974:
- 24 Vdc .75 A L/R = 40 ms
- 48 Vdc 0.50 A L/R = 40 ms
- 125 Vdc 0.30 A L/R = 40 ms
- 250 Vdc 0.20 A L/R = 40 ms
- Các tiếp điểm đầu ra AC :
- Điện áp làm việc max: 240 Vac
- Điện áp cách điện(Ui) : 300 Vac
- Tiếp điểm được chế tạo theo định mức: B300 (B = 5 A, 300 = điện áp cách điện)
- Bảo vệ quá áp thoáng qua: 270 Vac, 40 J
- Dòng vận hành (Ie):3 A @ 120 Vac, 1.5 A @ 240 Vac
- Dòng chịu nhiệt (Ithe) định mức : 5 A
- Tần số định mức: 50 /60 ± 5 Hz
- Đầu ra tương tự (lựa chọn) :

Loại 1A0	**Loại 4A0**
- Dòng : 4–20 mA	± 20 mA
- Điện áp : —	± 10 V
- Tải 1 mA: —	0–15 kΩ
- Tải 20 mA: 0–300Ω,	0–750Ω
- Tải 10 V: —	> 2000Ω

- Tần số hệ thống: 50, 60 Hz
- Thứ tự pha: ABC, ACB
- Đầu vào tương tự :
- Dải đầu vào tối đa : ± 20 mA
- ±10 V Được lựa chọn bởi người sử dụng
- Điện trở đầu vào : 200 Ω (với tín hiệu dòng), >10k Ω (với tín hiệu điện áp)
- Cấp chính xác ở 25 ^{0}C : -Có hiệu chỉnh : 0,05% (với tín hiệu dòng), ,025% (với tín hiệu điện áp).
- Không hiệu chỉnh : 0,5% toàn thang đo.

2.4.4 Các thành phần của SEL-751A

a. Quá dòng cắt nhanh/ Quá dòng phụ thuộc thời gian (50P, 50G, 50N, 50Q)

- Giá trị dải đặt khởi động, theo dòng nhị thứ.

Loại 5A : 0.5-100.00 A, bước 0,01A

Loại 1 A : 0.10–20.00 A, bước 0,01A

Loại 50 mA : 5.0–1000.0 mA, bước 0.1 mA.

Loại 2.5 mA : 0.13–12.50 mA, bước 0.01 mA.

(Thành phần bảo vệ 50N ở 2.5 mA và loại 50 mA thời gian đặt cố định 30ms bên trong)

Cấp chính xác : ± 5% ở dải ± 0.02 • INOM (dòng định mức phía nhị thứ) (Dòng khởi động ổn định)

Thời gian duy trì: 0.00–5.00 s, bước đặt 0.01 s,

Thời gian khởi động/ trở về: <1.5 chu kỳ (= <30 ms).

b. Quá dòng có hồ quang (50PAF, 50NAF)

- Giá trị dải đặt khởi động, theo dòng nhị thứ.

Loại 5A : 0.50–16.00 A , bước 0,01A

Loại 1 A : 0.10–20.00 A, bước 0,01A

Loại 50 mA : 5.0–1000.0 mA, bước 0.1 mA.

Loại 2.5 mA : 0.13–12.50 mA, bước 0.01 mA.

Cấp chính xác :0 đến + 10% ở dải ± 0.02 • INOM (dòng định mức phía nhị thứ) (Dòng khởi động ổn định)

Thời gian khởi động/ trở về: 2-5 ms/ 1 chu kỳ.

c. Quá tải theo thời gian có hồ quang (TOL1–TOL4)

- Giá trị đặt khởi động: 3.0–20.0% toàn thang đo
- Thời gian tác động/ trở về: 2–5 ms/1 chu kỳ.

d. Quá dòng phụ thuộc tời gian (51P, 51G, 51N, 51Q)

- Giá trị dải đặt khởi động, theo dòng nhị thứ.

Loại 5A : 0.5-100.00 A, bước 0,01A

Loại 1 A : 0.10–3.20 A , bước 0,01A

Loại 50 mA : 5.0–160.0 mA, bước 0.1 mA.

Loại 2.5 mA : 0.13–2.00 mA, bước 0.01 mA.

- Cấp chính xác : ± 5% ở dải ± 0.02 • INOM (dòng định mức phía nhị thứ) (Dòng khởi động ổn định)
- Thời gian khởi động/ trở về: 2-5 ms/ 1 chu kỳ.

e. Bảo vệ kém áp (27)

- Dải đặt: Off, 0.02–1.00 • V đơn vị định mức
- Cấp chính xác: ± 1% của giá trị đặt ± 0.5 V (±5% của giá trị đặt ±2 V với card xx71xx)
- Thời gian tác động trở về: <1.5 chu kỳ.

f. Bảo vệ quá áp (59, 59G, 59Q)

- Dải đặt: Off, 0.02–1.20 • V đơn vị định mức
- Cấp chính xác: ± 1% của giá trị đặt ± 0.5 V (± 5% của giá trị đặt ± 2 V với card xx71xx)
- Thời gian tác động/ trở về: <1.5 chu kỳ.
- Thành phần công suất (32) tác động nhanh hoặc có thời gian,
- Các thành phần 3 pha: +W, –W, +VAR, –VAR
- Dải đặt khởi động, VA nhị thứ:

Loại 5A : 1.0–6500.0 VA, bước 0,1 VA

Loại 1 A : 0.2–1300.0 VA , bước 0,1 VA

- Cấp chính xác : ± 0.10 A • (L-L điện áp nhị thứ) và ±5% của đơn vị hệ số công suất cho công suất vô công (5A định mức)

± 0.20 A • (L-L điện áp nhị thứ) và ±5% của đơn vị hệ số công suất cho công suất vô công (1A định mức)

- Thời gian khởi động/ trở về: <10chu kỳ.

g. Hệ số công suất (55)

- Dải đặt: Off, 0.05–0.99
- Cấp chính xác: ± 5% toàn dải
- Cho dòng ≥ 0.5 • INOM

h. Bảo vệ theo tần số (81)

- Dải đặt: Off, 20.00–70.00 Hz
- Cấp chính xác: ± 0.01 Hz (V1 >60 V) theo điện áp

± 0.05 Hz (I1 > 0.8 • Inom) theo dòng

- Giá trị tác động/ trở về: < 4 chu kỳ.

i. Bảo vệ theo tốc độ tăng tần sô (81R)

- Dải đặt: Off, 0.10–15.00 Hz/s

Cấp chính xác: ±100 mHz/s, ±3.33% của giá trị khởi động

k. Kiểm tra đồng bộ (25)

- Dải khởi động, theo điện áp nhị thứ: 0.00–300.00 V
- Cấp chính xác, theo điện nhị thứ: ±1% ±0.5 V (quá dải 12.5–300 V)
- Khởi động độ trượt tần số : Dải :0.05 Hz–0.50 Hz
- Khởi động độ trượt tần số: cấp chính xác : ±0.05 Hz
- Dải góc pha: 0–80°
- Cấp chính xác góc pha : ±4°

l. Kiểm tra đồng bộ kém áp (27S)

- Dải đặt: Off, 2.00–300.00 V
- Cấp chính xác: ±1% của dải đặt, ±0.5 V

(quá dải đo từ 12.5-300 V)

- Thời gian tác động/ trở về: <1.5 chu kỳ.

m. Kiểm tra đồng bộ quá áp (59S)

- Dải đặt: Off, 2.00–300.00 V
- Cấp chính xác: ±1% của dải đặt, ±0.5 V

  (quá dải đo từ 12.5-300 V)
- Thời gian tác động/ trở về: <1.5 cycles

2.4.5 Phương thức truyền thông của SEL-751A

a. Các cổng giao tiếp cơ bản

Chọn cổng giao tiếp cần thiết cho một ứng dụng phù hợp từ những lựa chọn cơ bản chỉ ra trong Bảng 2.4.

Bảng 2.4. Các cổng truyền thông của SEL-751A[5]

Cổng	Vị trí	Đặc tính	Mô tả
F	Mặt trước	Chuẩn	Cổng nối tiếp EIA-232 không được cách ly
1	Mặt sau	Lựa chọn	(Đơn hoặc đôi) Cổng Ethernet đồng hoặc quang có cách ly
2	Mặt sau	Lựa chọn	Cổng nối tiếp quang với đầu nối ST
3	Mặt sau	Chuẩn	Cổng EIA-232 không cách ly hoặc cổng EIA-485 cách ly

b. Card giao tiếp cơ bản

Cả hai loại card giao tiếp DeviceNet và EIA-232/EIA-485 đều có thể được dùng với Slot C. Card EIA-232/EIA-485 cung cấp một cổng nối tiếp và một trong hai giao tiếp cổng nối tiếp sau:

- Cổng 4A, giao tiếp cổng nối tiếp EIA-485 cách ly
- Cổng 4C, giao tiếp cổng nối tiếp EIA-232 không cách ly, hỗ hợ giao tiếp $\pm$5 Vdc

Lựa chọn chức năng EIA-232 hoặc EIA-485 bằng cách sử dụng giao diện cài đặt cổng COM Port 4. Bảng 2.5 chỉ ra số của cổng, giao tiếp và dạng đầu nối cho hai loại giao tiếp.

Bảng 2.5. Các giao tiếp và đầu nối[5]

Cổng	Giao tiếp	Đầu nối
4A	EIA-485	5-pin Euro
4C	EIA-232	D-sub

Card giao tiếp hỗ trợ tất cả các giao thức sau:

- Modbus RTU Slave
- SEL ASCII and Compressed ASCII
- SEL Fast Meter
- SEL Fast Operate
- SEL Fast SER
- SEL Fast Message Unsolicited Write
- SEL Settings File Transfer
- SEL MIRRORED BITS (MBA, MBB, MB8A, MB8B, MBTB, MBTA)
- Event Messenger
- DNP3 Slave Level 2
- C37.118 (Synchrophasor Data)

➢ *Card vào/ra tương tự (4 AI/4 AO)*

Card này có thể được dùng với các Slot từ C đến E, card này có bốn đầu vào tương tự và bốn đầu ra tương tự. Bảng 2.6 chỉ ra các chân đấu của card.

Bảng 2.6. Chân đấu của bốn đầu vào và bốn đầu ra tương tự [5]

Số chân đấu	Mô tả
01, 02	AOx01, đầu ra tương tự x01
03, 04	AOx02, đầu ra tương tự x02
05, 06	AOx03, đầu ra tương tự x03
07, 08	AOx04, đầu ra tương tự x04
09, 10	AIx05, đầu vào Transducer x01
11, 12	AIx06, đầu vào Transducer x02
13, 14	AIx07, đầu vào Transducer x03
15, 16	AIx08, đầu vào Transducer x04

x = 3, 4, hoặc 5 (ví dụ AI401, AI402 nếu như card được lắp vào Slot D)

➢ *Card vào/ra số và tương tự (3 DI/4 DO/1 AO)*

Card này có thể dùng với các Slot C, D hoặc E. Card này có ba đầu vào số, bốn đầu ra số và một đầu ra tương tự. Bảng 2.7chỉ ra các chân đấu của card.

Bảng 2.7. Chân đấu của card 3 DI/4 DO/1 AO **[5]**

Số chân đấu	Mô tả
01, 02	OUTx01, điều khiển bởi phương trình OUTx01
03, 04	OUTx02, điều khiển bởi phương trình OUTx02

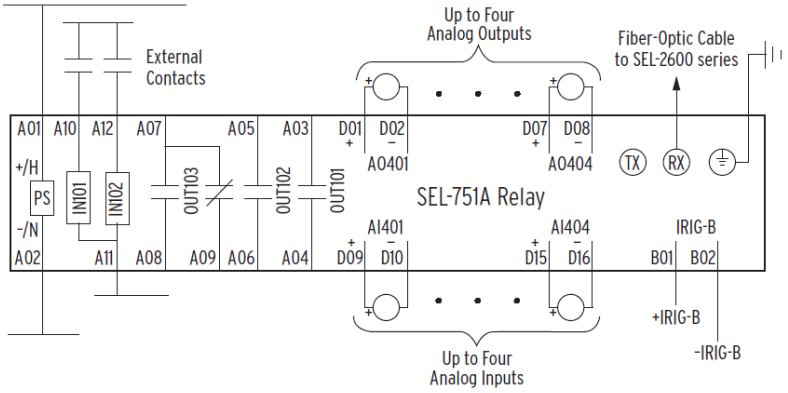
05, 06	OUTx03, điều khiển bởi phương trình OUTx03
07, 08	OUTx04, điều khiển bởi phương trình OUTx04
09, 10	AOx01, đầu ra tương tự 1
11, 12	INx01, điều khiển INx01
13, 14	INx02, điều khiển INx02
15, 16	INx03, điều khiển INx03

➢ *Card vào số (8 DO)*

Card này có thể sử dụng với các Slot từ C đến E. Card này có tám đầu ra số. Bảng 2.8 chỉ ra các chân đấu của card.

Bảng 2.8. Chân đấu của card 8 DO **[5]**

Số chân đấu	Mô tả
01, 02	OUTx01, điều khiển bởi phương trình OUTx01
03, 04	OUTx02, điều khiển bởi phương trình OUTx02
05, 06	OUTx03, điều khiển bởi phương trình OUTx03
07, 08	OUTx04, điều khiển bởi phương trình OUTx04
09, 10	OUTx05, điều khiển bởi phương trình OUTx05
11, 12	OUTx06, điều khiển bởi phương trình OUTx06
13, 14	OUTx07, điều khiển bởi phương trình OUTx07
15, 16	OUTx08, điều khiển bởi phương trình OUTx08



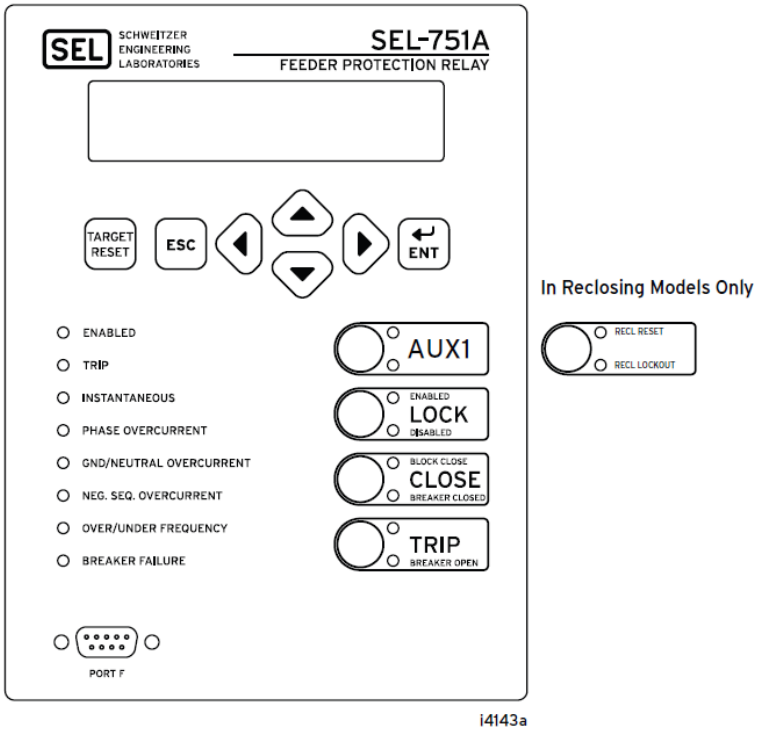
Hình 2.13. Minh họa kết nối vào/ra – lựa chọn 4AI/ 4 AO trên slot D và cổng quang ở slot B

2.4.6 Một số thao tác mặt trước của SEL-751A

Mặt trước của rơ le bảo vệ phá tuyến SEL-751A làm cho việc thu thập dữ liệu và điều khiển trở nên nhanh chóng và hiệu quả. Sử dụng mặt trước để phân tích

thông tin vận hành, xem và thay đổi thông số cài đặt cho rơ le, và thực hiện các chức năng điều khiển. SEL-751A cung cấp một cấu trúc điều khiển dạng trình đơn trên màn hình LCD. Các đèn LED và nút bấm tạo cho việc hiển thị trạng thái vận hành của SEL-751A trở nên rõ ràng. Các chức năng giúp bạn vận hành mặt trước rơ le bao gồm:

- Đọc đồng hồ
- Kiểm tra các đối tượng
- Truy cập cài đặt
- Điều khiển sự vận hành của rơ le
- Xem các chuẩn đoán



Hình 2.13. Hình ảnh mặt trước của SEL-751A

Mặt trước rơ le hỗ trợ những chức năng và các tùy biến theo nhu cầu:

- Màn hình giao diện người với máy
- Các đèn LED hiển thị có thể lập trình được
- Các nút bấm có đèn LED có thể lập trình được
- Nhãn để phân biệt các loại nút bấm, đèn…

a. Tương phản

Có thể thay đổi độ tương phản của màn hình LCD để phù hợp với góc nhìn và điều kiện ánh sáng. Để thay đổi độ tương phản, nhấn và giữ nút {ESC} trong hai giây. SEL-751A sẽ hiển thị một hộp thoại để chỉnh tương phản. Nhấn nút {Right Arrow} để tăng độ tương phản. Nhấn nút {Left Arrow} để giảm độ tương phản. Khi bạn kết thúc việc thay đổi độ tương phản, nhấn nút {ENT}; Tiến trình này là phương pháp nhanh để thay đổi thông số tương phản FP_CONT ở trong phần thông số cài đặt.

b. Các thông điệp tự động

Khi FP_AUTO := OVERRIDE, rơ le sẽ hiển thị các thông điệp tự động

Bảng 2.8. Thông điệp tự động mặt trước Rơ le (FP_AUTO := OVERRIDE)

Điều kiện	Thông điệp mặt trước
Rơ le phát hiện ra hỏng hóc	Hiển thị loại hỏng hóc cuối cùng
Rơ le báo cắt	Hiển thị loại hay nguyên nhân cắt
Điều kiện cảnh báo của rơ le xảy ra	Hiển thị loại cảnh báo. Đèn TRIP nhấp nháy trong quá trình cảnh báo. Bảng **2.10. Các điều kiện cảnh báo có thể xảy ra (Đèn TRIP nhấp nháy)** 3 mô tả danh sách đầy đủ các điều kiện cảnh báo có thể xảy ra.

c. Bảo mật

Các cấp độ truy cập mặt trước (Access Level)

Mặt trước của SEL-751A thường vận hành với Access Level 1 và cho phép xem các giá trị đo lường và cài đặt của Rơ le. Các thao tác, ví dụ như thay đổi thông số và điều khiển tiếp điểm đầu ra bị cấm đối với người vận hành không biết mật khẩu của Access Level 2.

Trong hình sau, các hành động bị cấm được đi kèm với một biểu tượng khóa.

Hình 2.14. Biểu tượng khóa của Access Level

Trước khi bạn thực hiện một hành động với biểu tượng khóa ở mặt trước Rơ le, cần phải nhập vào đúng mật khẩu của Access Level 2. Sau khi điền đúng mật khẩu có thể thực hiện các hành động ở Access Level 2 mà không phải điền lại mật khẩu.

d. Kết thúc truy nhập

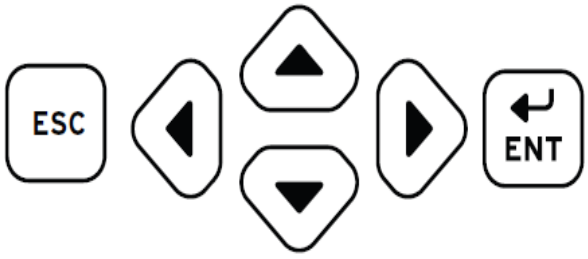
Để tránh việc truy nhập không được phép với các chức năng có bảo vệ bằng mật khẩu, SEL-751A cung cấp thông số FP_TO để xác định thời gian kết thúc truy nhập. Bộ định thời sẽ được đặt lại mỗi khi có một nút bấm được nhấn. Một khi thời gian FP_TO kết thúc, Access Level được đặt trở lại là Access Level 1. Người thao tác có thể tự thoát ra Access Level 1 bằng cách chọn Quit từ thực đơn chính.

e. Các màn hình và thực đơn

Di chuyển trên thực đơn

Mặt trước của SEL-751A cho phép bạn truy nhập đến hầu hết các thông tin mà rơ le đo và lưu trữ. Bạn cũng có thể sử dụng các điều khiển ở mặt trước rơ le để xem và thay đổi thông số cài đặt.

Tất cả các chức năng của mặt trước có thể được truy nhập bằng cách dùng bàn phím 6 nút và màn hình LCD. Sử dụng bàn phím (Hình 2.15) để di chuyển trên cấu trúc thực đơn. Bảng 2.9 mô tả chức năng của từng nút bấm.



Hình 2.15. Các nút bấm mặt trước Rơ le

Bảng 2.9. Các chức năng của nút bấm mặt trước Rơ le

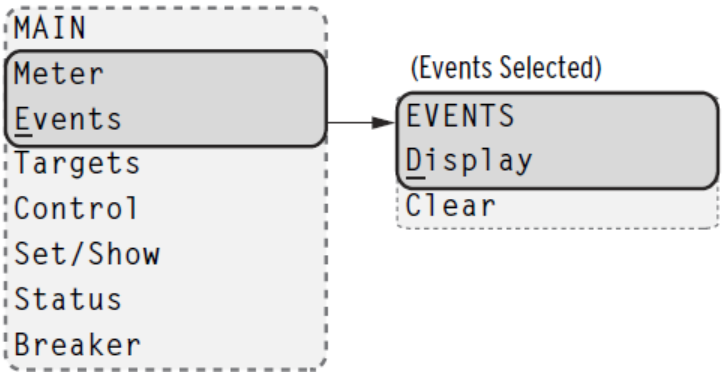
Nút bấm	Chức năng
	Di chuyển lên trong thực đơn hoặc danh sách dữ liệu. Khi đang chỉnh sửa thông số, tăng giá trị của chữ số hiện tại
	Di chuyển xuống trong thực đơn hoặc danh sách dữ liệu. Khi đang chỉnh sửa thông số, giảm giá trị của chữ số hiện tại
	Di chuyển con trỏ sang phía trái
	Di chuyển con trỏ sang phía phải
	Thoát ra khỏi thực đơn hiện tại hoặc màn hình hiện tại Giữ hai giây để chỉnh độ tương phản
	Di chuyển từ màn hình xoay sang thực đơn chính. Chọn mục trên thực đơn. Chọn thông số đang được hiển thị và sửa thông số này.

SEL-751A sẽ tự động cuộn thông tin có độ dài lớn hơn 16 ký tự của màn hình LCD. Sử dụng nút bấm {Left Arrow} và {Right Arrow} để dừng việc tự động cuộn và bạn có thể tự di chuyển dòng thông tin theo ý muốn của mình.

Thực đơn sự kiện (Events Menu)

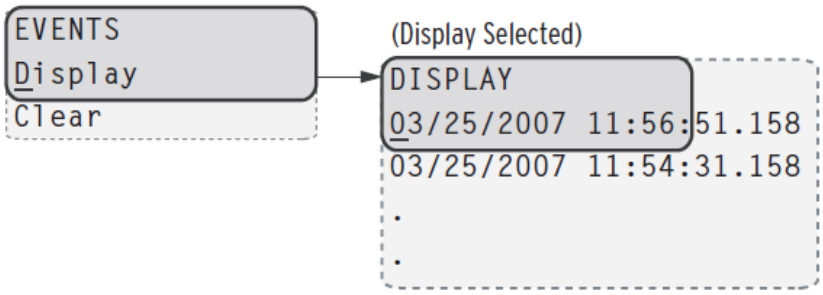
Chọn mục Events từ thực đơn chính như trên Hình 2.16. Thực đơn chính và thực đơn con EVENTS

. Thực đơn Events có các mục Display và Clear. Chọn Display để xem sự kiện.



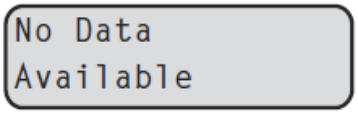
Hình 2.16. Thực đơn chính và thực đơn con EVENTS

Hình 2.16 hiển thị thực đơn Display khi mục Display được chọn từ thực đơn EVENTS. Các sự kiện được xắp xếp theo thời gian, mới nhất hiển thị trước. Bạn có thể chọn một sự kiện từ thực đơn DISPLAY và di chuyển trong dữ liệu sự kiện.



Hình 2.17. Thực đơn EVENTS và thực đơn con DISPLAY

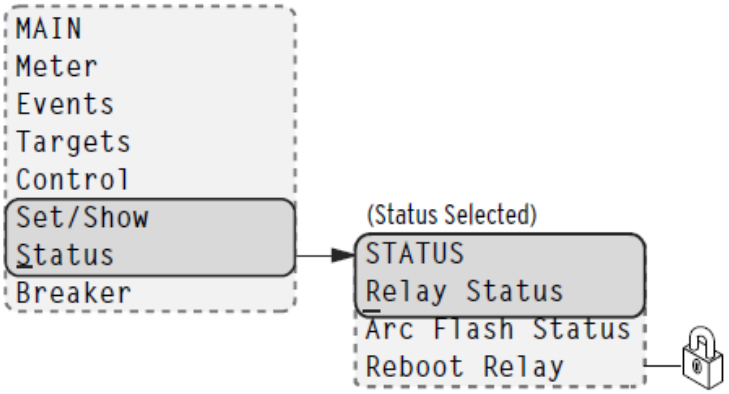
Khi Display được chọn và không có dữ liệu sự kiện, rơ le sẽ hiển thị như trên Hình 2.18.



Hình 2.18. Hiển thị của Rơ le khi không có dứ liệu sự kiện

Thực đơn trạng thái (Status Menu)

Chọn mục Status từ thực đơn chính như trên Hình 2.19 để truy cập dữ liệu Rơ le Status và khởi động lại rơ le (Reboot Rơ le).

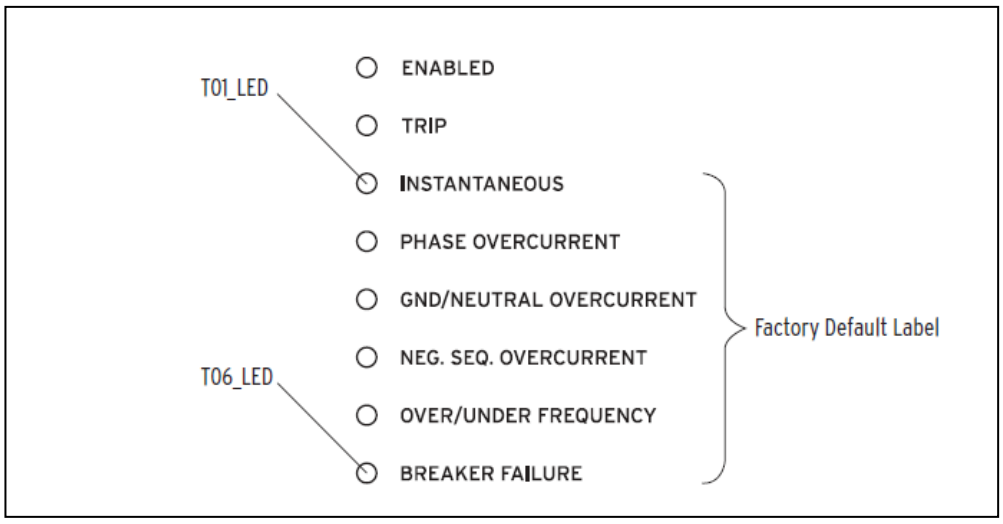


Hình 2.19. Thực đơn chính và thực đơn con Status

e. Đèn LED vận hành và cảnh báo.

Các đèn LED có thể lập trình được

SEL-751A cho phép người dùng có thể xác nhận nhanh các thông tin của Rơ le thông qua các đèn LED. Hình 2.20 mô tả vùng này với các nhãn mặc định tại xưởng sản xuất.



Hình 2.20. Các đèn LED được cấu hình mặc định

Người vận hành có thể lập trình lại tất cả các đèn này ngoại trừ đèn ENABLED và TRIP vì chúng hiển thị trạng thái vận hành của rơ le chứ không giống như các đèn lập trình còn lại.

Thông số T0n_LED là phương trình SELOGIC, khi thông số này bằng 1 đèn LED tương ứng sẽ sáng. Chỉ số n là số từ 1 đến 6 biểu thị cho thứ tự các LED. Các đèn LED này có thể được đặt ở trạng thái giữ bởi người sử dụng bằng cách đặt thông

số T0nLEDL thành Y. Thông số này nếu được đặt là N sẽ không giữ trạng thái của LED nữa. **Error! Reference source not found.** hiển thị thông tin ngắn gọn về cài đặt ặc định của các đèn LED.

SEL-751A có thể được đặt thêm các nhãn tên để có thể thay đổi tên các LED phù hợp với mục đích sử dụng. Bộ công cụ Cấu hình nhãn sẽ được đi kèm khi SEL-751A được đặt hàng cùng các nhãn tên.

Đèn ENABLED hiển thị rơ le được cấp điện, đang hoạt động và không có lỗi nào xảy ra. Các sự kiện cắt sẽ làm sáng đèn TRIP. Đèn TRIP được đặt ở trên cùng để giúp việc phát hiện sự cố nhanh hơn.

Đèn TRIP cũng có thêm chức năng phụ để thông báo cho bạn các điều kiện cảnh báo.

Bảng 2.10. Các điều kiện cảnh báo có thể xảy ra (Đèn TRIP nhấp nháy)

Các bit của Rơ le		
55A	BRGALRM	OTHALRM
AFTALARM	COMMIDLE	RTDFLT
AMBALRM	COMMLOSS	WDGALRM

f. Nút bấm {TARGET RESET}

Reset đèn LED

Với một sự kiện cắt, SEL-751A sẽ giữ các đèn LED có sử dụng tín hiệu cắt ngoài từ đèn ENABLED. Nhấn nút {TARGET RESET} để reset các đèn LED. Khi một sự kiện cắt mới xảy ra và các đèn LED được giữ từ sự kiện cắt trước chưa được reset, rơ le sẽ xóa toàn bộ các đèn LED từ lần cắt trước và hiển thị cho sự kiện cắt mới. Nhấn và giữ nút {TARGET RESET} để làm sáng tất cả các đèn. Khi nút {TARGET RESET} được nhả ra sẽ xảy ra hai trường hợp: trường hợp điều kiện làm cho rơ le báo lệnh cắt đã được giải trừ và trường hợp điều kiện này vẫn còn. Nếu như điều kiện cắt đã được giải trừ, các đèn LED sẽ tắt. Nếu điều kiện cắt vẫn còn, rơ le sẽ

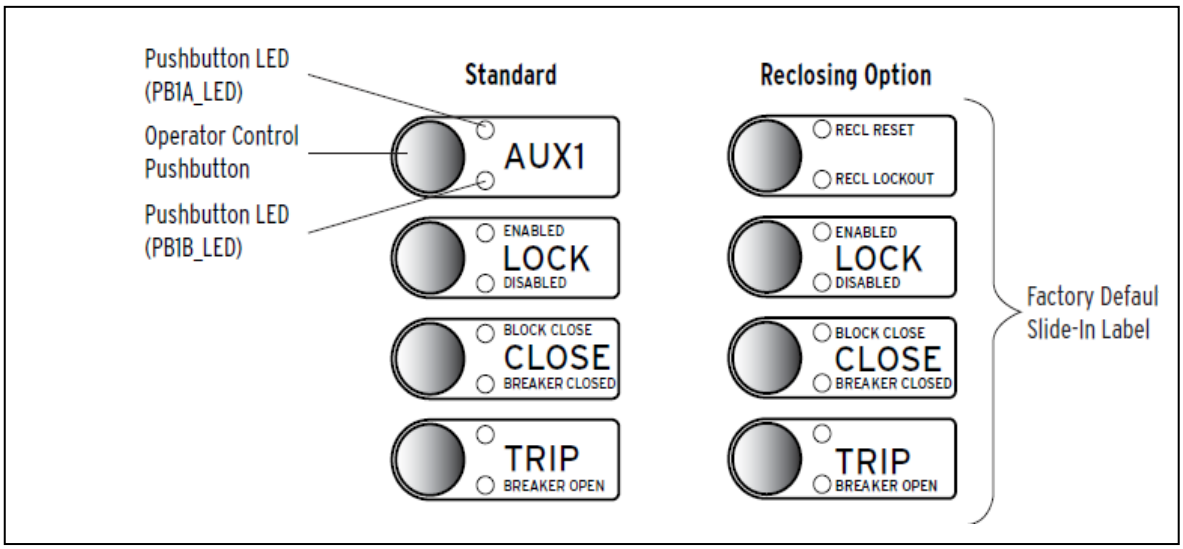
tiếp tục bật sáng các đèn LED tương ứng. Nút bấm {TARGET RESET} cũng sẽ xóa toàn bộ các thông điệp hiển thị trên màn hình LCD nếu như điều kiện cắt đã được giải trừ.

Hình 2.21. Nút bấm TARGET RESET

Kiểm tra đèn

Nút {TARGET RESET} cũng có thể được dùng để kiểm tra đèn. Nhấn và giữ {TARGET RESET} sẽ làm sáng tất cả các đèn phía trước rơ le và các đèn này chỉ tắt đi khi nút {TARGET RESET} được nhả ra. Các đèn LED sẽ trở lại trạng thái làm việc bình thường sau khi nút {TARGET RESET} được nhả ra.

SEL-751A hỗ trợ bốn nút bấn điều khiển, mỗi nút bấm có hai đèn LED có thể lập trình được. Hình 2.22 mô tả vị trí của các nút bấm.



Hình 2.22. Các nút bấm điều khiển và đèn LED

Bấm bất kỳ một trong bốn nút này sẽ thay đổi giá trị của bit PBn và PBn_PUL (n = 01 đến 04) thành 1. Bit PBn sẽ được giữ bằng một khi nút bấm được giữ nhưng bit PBn_PUL chỉ được giữ trong một khoảng thời gian kể cả khi nút bấm vẫn đang

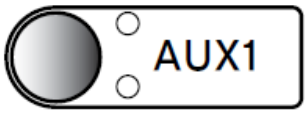
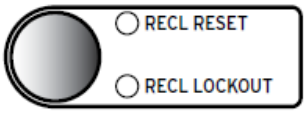
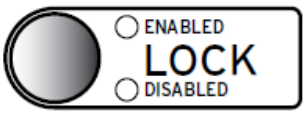
được giữ. Nhả nút bấm ra và nhấn lại nút sẽ đặt lại biến PBn_PUL thêm một khoảng thời gian nữa. Các LED đi kèm với nút bấm được lập trình không tùy thuộc vào trạng thái của nút.

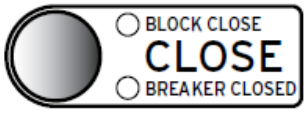
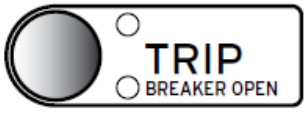
Các LED đi kèm nút bấm được lập trình thông qua thông số cài đặt PBnm_LED (với n = 1 đến 4 và m = A hoặc B). Thông số PBnm_LED là các phương trình SELOGIC và khi bằng 1 sẽ làm sáng đèn LED tương ứng. Khi phương trình SELOGIC bằng 0, đèn LED tương ứng sẽ tắt.

Sử dụng phương trình SELOGIC, bạn có thể dễ dàng thay đổi chức năng của các đèn LED và các nút bấm. Bạn có thể dùng thêm các nhãn tên để thay đổi tên phù hợp với mục đích sử dụng.

Bảng 2.11 mô tả các chức năng điều khiển phía trước rơ le được mặc định từ nhà sản xuất.

Bảng 2.11. Chức năng điều khiển mặt trước

Nhấn nút {AUX 1} để cấm/cho phép chức năng điều khiển phụ. Đèn LED tương ứng sẽ sáng khi ở trạng thái cho phép. Chú ý rằng nút này mặc định không được sử dụn.	
Với model có Tự đóng lại: Nút này mặc định không được sử dụng nhưng có thể dễ dàng lập trình để thực hiện chức năng điều khiển. Đèn LED phía trên hiển thị RECL RESET (Bit 79RS – tự đóng lại đang ở trạng thái Reset). Đèn phía dưới hiển thị RECL LOCKOUT (Bit 79LO – tự đóng lại đang ở trạng thái LOCKOUT).	
Giữ nút {LOCK} trong 3 giấy để đặt/bỏ chức năng khóa. Khi nút này được giữ, đèn LED tương ứng sẽ nhấp nháy, biểu thị quá trình thực hiện. Khi LED sáng và không	

nhấp nháy nữa thì lúc đó trạng thái đã được xác lập. Khi chức năng khóa được kích hoạt, nút điều khiển sau sẽ bị khóa: {CLOSE} Khi ở trạng thái khóa, nút {CLOSE} sẽ không thể đóng được máy cắt, nhưng nút {TRIP} vẫn có thể cắt máy cắt ra.	
Nhấn nút {CLOSE} để đóng máy cắt. Đèn LED tương ứng BREAKER CLOSED sẽ sáng lên hiển thị trạng thái đóng của máy cắt	
Nhấn nút {TRIP} để cắt máy cắt và giữ trạng thái lockout. Đèn LED tương ứng BREAKER OPEN sẽ sáng lên hiển thị trạng thái mở của máy cắt.	

2.5. Giới thiệu phần mềm thiết kế giám sát Visual Studio

Visual Studio bao gồm một trình soạn thảo mã hỗ trợ IntelliSense cũng như cải tiến mã nguồn. Trình gỡ lỗi tích hợp hoạt động cả về trình gỡ lỗi mức độ mã nguồn và gỡ lỗi mức độ máy. Công cụ tích hợp khác bao gồm một mẫu thiết kế các hình thức xây dựng giao diện ứng dụng, thiết kế web, thiết kế lớp và thiết kế giản đồ cơ sở dữ liệu. Nó chấp nhận các plug-in nâng cao các chức năng ở hầu hết các cấp bao gồm thêm hỗ trợ cho các hệ thống quản lý phiên bản (như Subversion) và bổ sung thêm bộ công cụ mới như biên tập và thiết kế trực quan cho các miền ngôn ngữ cụ thể hoặc bộ công cụ dành cho các khía cạnh khác trong quy trình phát triển phần mềm.

Visual Studio hỗ trợ nhiều ngôn ngữ lập trình khác nhau và cho phép trình biên tập mã và gỡ lỗi để hỗ trợ (mức độ khác nhau) hầu như mọi ngôn ngữ lập trình. Các ngôn ngữ tích hợp gồm có C, C++ và C++/CLI (thông qua Visual C++), VB.NET (thông qua Visual Basic.NET), C# (thông qua Visual C#) và F# (như của Visual Studio 2010). Hỗ trợ cho các ngôn ngữ khác

như J++/J#, Python và Ruby thông qua dịch vụ cài đặt riêng rẽ. Nó cũng hỗ trợ XML/XSLT, HTML/XHTML, JavaScript và CSS.

Cấu trúc

Visual Studio không hỗ trợ cho bất kỳ ngôn ngữ lập trình nào về giải pháp hoặc công cụ thực chất, thay vào đó nó cho phép cắm chức năng được mã hóa như là một *VSPackage*. Khi cài đặt, các chức năng có sẵn như là một dịch vụ. *IDE* cung cấp ba dịch vụ:

- *SVsSolution* cung cấp khả năng liệt kê các dự án và các giải pháp
- *SVsUIShell* cung cấp cửa sổ và giao diện người dùng và *SVsShell*.
- Ngoài ra, *IDE* cũng có trách nhiệm điều phối và cho phép truyền thông giữa các dịch vụ.

Tất cả các biên tập viên, nhà thiết kế, các loại dự án và các công cụ khác được thực hiện theo *VSPackages*. Visual Studio sử dụng COM để truy cập *VSPackages*. Visual Studio SDK cũng bao gồm *Managed Package Framework (MPF)* là một tập hợp quản lý bao bọc quanh các *COM-interfaces* cho phép các gói được viết bằng bất kỳ ngôn ngữ nào. Tuy nhiên, *MPF* không cung cấp tất cả các chức năng bộc lộ trong *Visual Studio COM-interfaces*. Các dịch vụ có thể được tiêu thụ để tạo ra các gói khác, để thêm chức năng cho *Visual Studio IDE*.

Hỗ trợ cho các ngôn ngữ lập trình được thêm vào bằng cách sử dụng một *VSPackage* đặc biệt được gọi là một *dịch vụ ngôn ngữ*. Một dịch vụ ngôn ngữ định nghĩa giao tiếp khác nhau mà việc thực hiện VSPackage có thể thực hiện để hỗ trợ thêm cho các chức năng khác nhau. Các chức năng có thể được thêm vào theo cách này bao gồm cú pháp màu, hoàn thành báo cáo kết quả, kết hợp đôi, công cụ chú giải tham số thông tin, danh sách thành viên và đánh dấu lỗi trên nền biên dịch. Nếu giao diện được thực hiện, các tính năng sẽ có sẵn ngôn ngữ.

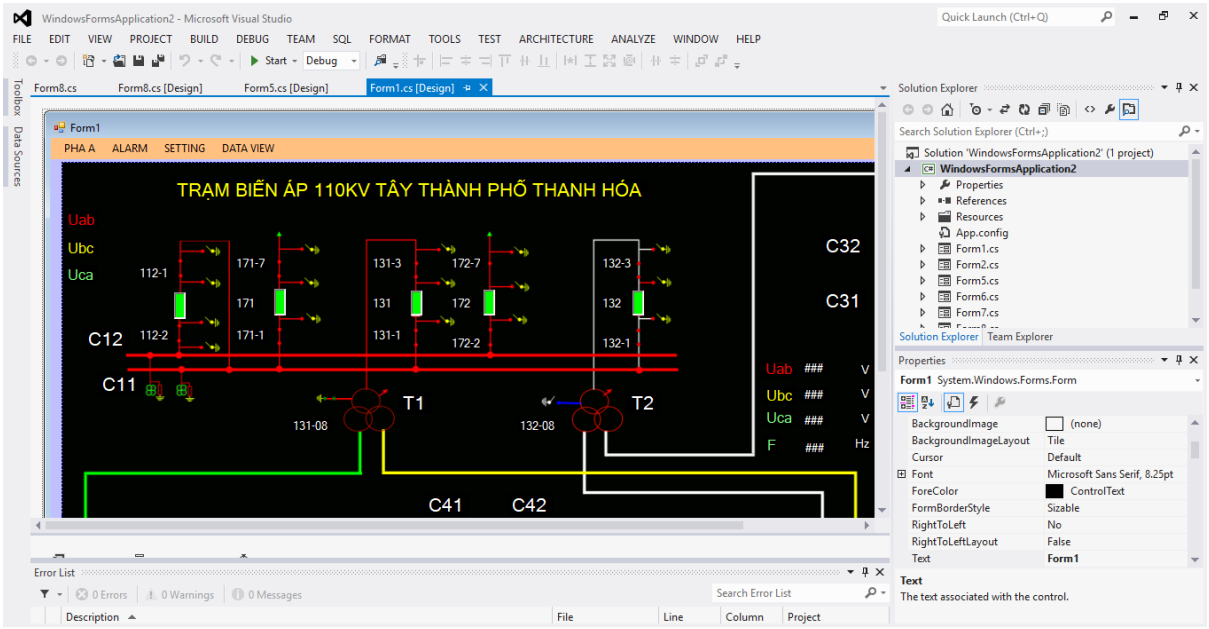
Dịch vụ ngôn ngữ sẽ được thực hiện trên cơ sở mỗi ngôn ngữ. Việc triển khai có thể tái sử dụng mã từ phân tích cú pháp hoặc trình biên dịch cho ngôn ngữ. Dịch vụ ngôn ngữ có thể được triển khai hoặc trong mã nguồn gốc hoặc mã số quản lý.

Đối với mã nguồn gốc, thì cả COM-interfaces gốc hoặc Babel Framework (một phần của Visual Studio SDK) đều có thể được sử dụng. Đối với mã số quản lý thì các MPF sẽ bao hàm các dịch vu quản lý văn bản

Visual Studio không bao gồm bất kỳ hệ thống quản lý phiên bản hỗ trợ kiểm soát mã nguồn nhưng nó xác định hai cách thay thế cho các hệ thống kiểm soát mã nguồn để tích hợp với IDE. Một VSPackage kiểm soát mã nguồn có thể cung cấp giao diện người dùng tùy chỉnh của riêng mình. Ngược lại, một plugin kiểm soát mã nguồn bằng cách sử dụng *MSSCCI* (Microsoft Source Code Control Interface) cung cấp một tập các chức năng được sử dụng để thực hiện chức năng kiểm soát mã nguồn khác nhau, với một giao diện người dùng Visual Studio tiêu chuẩn. MSSCCI lần đầu tiên được sử dụng để tích hợp Visual SourceSafe với Visual Studio 6.0 nhưng sau đó được mở ra thông qua Visual Studio SDK. Visual Studio.NET 2002 dùng MSSCCI 1.1, và Visual Studio.NET 2003 dùng MSSCCI 1.2. Visual Studio 2005, 2008 và 2010 dùng MSSCCI 1.3

Visual Studio hỗ trợ chạy nhiều cá thể của môi trường (tất cả đều có VSPackages riêng của mình). Dưới đây là giao diện của visual studio:

Hình 2.23. Cửa sổ làm việc của Visual Studio



Hình 2.24. Giao diện thiết kế minh họa trên Visual Studio

Các công cụ khác

- *Open Tabs Browser*: được sử dụng để liệt kê tất cả thẻ đang mở và chuyển đổi giữa chúng. Được viện dẫn bằng cách sử dụng CTRL+TAB.
- *Properties Editor*: được sử dụng để chỉnh sửa các thuộc tính trong một cửa sổ giao diện bên trong Visual Studio. Nó liệt kê tất cả các thuộc tính có sẵn (gồm chỉ đọc và những thuộc tính có thể được thiết lập) cho tất cả các đối tượng bao gồm các lớp, biểu mẫu, trang web và các hạng mục khác.
- *Object Browser*: là một không gian tên và trình duyệt lớp thư viện cho Microsoft NET. Nó có thể được sử dụng để duyệt các không gian tên (được sắp xếp theo thứ bậc) trong Assembly (CLI). Các hệ thống phân cấp có thể hoặc không có thể phản ánh các tổ chức trong hệ thống tập tin.
- *Solution Explorer*: theo cách nói trong Visual Studio, một giải pháp là một tập hợp các tập tin mã và các nguồn khác được sử dụng để xây dựng một ứng dụng. Các tập tin trong một giải pháp được sắp xếp theo thứ bậc, mà có thể có hoặc không thể phản ánh các tổ chức trong hệ thống tập tin. *Solution Explorer* được sử dụng để quản lý và duyệt các tập tin trong một giải pháp.
- *Team Explorer*: được sử dụng để tích hợp các khả năng của Team Foundation Server, Revision Control System và là cơ sở cho môi trường CodePlex đối với dự án mã nguồn mở. Ngoài việc kiểm soát nguồn nó cung cấp khả năng xem và quản lý các công việc riêng lẻ (bao gồm cả lỗi, nhiệm vụ và các tài liệu khác) và để duyệt thống kê TFS. Nó được bao gồm như là một phần của một cài đặt TFS và cũng có sẵn để tải xuống cho Visual Studio. *Team Explorer* cũng có sẵn như là một môi trường độc lập duy nhất để truy cập các dịch vụ TFS.
- *Data Explorer*: được sử dụng để quản lý cơ sở dữ liệu trên Microsoft SQL Server. Nó cho phép tạo ra và sửa đổi các bảng cơ sở dữ liệu (hoặc bằng cách ban hành các lệnh T-SQL hoặc bằng cách sử dụng các thiết kế dữ liệu). Nó cũng có thể được sử dụng để tạo các truy vấn và các thủ tục lưu trữ trong *T-SQL* hoặc trong Managed code thông qua SQL CLR. Có sẵn gỡ lỗi và hỗ trợ IntelliSense.

- *Server Explorer*: công cụ được sử dụng để quản lý các kết nối cơ sở dữ liệu trên một máy tính truy cập được. Nó cũng được sử dụng để duyệt chạy Windows Services, quầy thực hiện, Windows Event Log và hàng đợi tin nhắn và sử dụng chúng như một nguồn dữ liệu.
- *Dotfuscator Software Services Community Edition*: Visual Studio bao gồm một phiên bản *light* của sản phẩm PreEmptive Solutions' Dotfuscator cho mã gây rối và giảm kích thước ứng dụng. Khởi đầu với Visual Studio 2010, phiên bản này của Dotfuscator sẽ bao gồm khả năng Runtime Intelligence cho phép tác giả thu thập cách sử dụng của người dùng cuối, hiệu suất, tính ổn định và các thông tin từ các ứng dụng của họ chạy trong sản xuất.
- *Text Generation Framework*: Visual Studio bao gồm một khung tạo văn bản đầy đủ được gọi là Text Template Transformation Toolkit T4 cho phép Visual Studio tạo ra tập tin văn bản từ các mẫu hoặc trong *IDE* hoặc thông qua mã.
- *ASP.NET Web Site Administration Tool*: công cụ quản trị trang web ASP.NET cho phép cấu hình các trang web ASP.NET.
- *Visual Studio Tools for Office*: Công cụ Visual Studio cho Ofice là một *SDK* và một add-in cho Visual Studio bao gồm các công cụ để phát triển cho các bộ Microsoft Office.

Khả năng mở rộng

Visual Studio cho phép các nhà phát triển viết các phần mở rộng cho Visual Studio để mở rộng tính năng của nó. Những phần mở rộng "cắm vào" Visual Studio và mở rộng tính năng của nó. Các phần mở rộng đến ở dạng *macro*, *add-in* và *các gói*. Các macro đại diện cho các nhiệm vụ lặp đi lặp lại và hành động mà các nhà phát triển có thể ghi lại theo chương trình để tiết kiệm, phát lại, và phân phối. Tuy nhiên, không thể thực hiện các lệnh mới hoặc tạo ra các cửa sổ công cụ. Chúng được viết bằng Visual Basic và không được biên dịch. Các trình bổ sung cung cấp quyền truy cập vào mô hình đối tượng Visual Studio và có thể tương tác với các công cụ *IDE*. Các trình bổ sung có thể được sử dụng để thực hiện các chức năng mới và có thể thêm các cửa sổ công cụ mới. Các trình bổ sung được cắm vào *IDE* thông qua *COM* và có thể được tạo ra trong bất kỳ ngôn ngữ COM-tuân thủ. Gói được tạo ra bằng cách sử dụng *Visual Studio SDK* và cung cấp mức cao

nhất của khả năng mở rộng. Chúng có thể tạo ra các thiết kế và các công cụ khác, cũng như tích hợp các ngôn ngữ lập trình khác. Visual Studio SDK cung cấp các API không được quản lý cũng như một API quản lý để thực hiện các nhiệm vụ này. Tuy nhiên, các API quản lý không phải là toàn diện như một không được quản lý. Các phần mở rộng được hỗ trợ trong phiên bản Standard và cao hơn của phiên bản Visual Studio 2005. Phiên bản Expresskhông hỗ trợ phần mở rộng.

Sau khi phát hành Visual Studio 2008, Microsoft đã tạo ra *Visual Studio Gallery*. Nó phục vụ như vị trí trung tâm cho đăng tải thông tin về phần mở rộng cho Visual Studio. Phát triển cộng đồng cũng như phát triển thương mại có thể tải lên thông tin về các phần mở rộng của họ đến *Visual Studio.NET 2002* thông qua Visual Studio 2010. Người sử dụng trang web có thể đánh giá và xem lại các phần mở rộng để giúp đánh giá chất lượng các phần mở rộng được đăng. *RSS feed* thông báo cho người dùng trên bản cập nhật tới trang web và các tính năng gắn thẻ cũng được lên kế hoạch.

2.6. Kết luận Chương 2

Chương này giới thiệu tổng thể về hệ thống SCADA bao gồm: cách thu thập dữ liệu, phương thức quản lý điều khiển, giám sát, các thiết bị, các RTU…; sơ lược về IEC 61850 ứng dụng trong truyền thông từ xa vận hành trạm biến áp không người trực. Đồng thời tìm hiểu về phương thức điều khiển và thông số kỹ thuật của Rơ le kỹ thuật số SEL-751A [5] phục vụ cho việc điều khiển máy cắt từ xa thông qua giao diện thiết kế trên phần mềm Visual studio qua mạng Internet.

CHƯƠNG 3

XÂY DỰNG GIẢI PHÁP ĐIỀU KHIỂN VÀ GIÁM SÁT MÁY CẮT TỪ XA QUA MẠNG INTERNET THÔNG QUA RƠ LE LỸ THUẬT SỐ SEL-751A TRONG VẬN HÀNH TRẠM KHÔNG NGƯỜI TRỰC

3.1 Tổng quan về trạm biến áp 110kV Tây thành phố Thanh Hóa

3.1.1. Sơ lược về trạm biến áp 110kV Tây thành phố Thanh Hóa

Trạm biến áp 110kV Tây thành phố (E9.27) được đóng điện đưa vào vận hành tháng 5 năm 2019 với 01 máy T1-40MVA-115/38,5/22kV. Mức mang tải hiện tại (số liệu vận hành thực tế năm 2020) của trạm 110kV Tây Thành Phố P_{max} = 34,6MW (mang tải 94%). Tốc độ tăng trưởng khu vực qua các năm từ 10,5 ÷ 11%/ năm. Với công suất trạm như hiện tại thì chỉ đáp ứng được công suất sử dụng hiện tại. Để đảm bảo cấp điện cho phụ tải theo dự kiến thì MBA T1 sẽ không đáp ứng được, do quá tải máy biến áp T1. Chính vì vậy, căn cứ trên "Quyết định số 1477/QĐ-BCT ngày 26/04/2017 của Bộ Công Thương về việc phê duyệt Quy hoạch phát triển điện lực tỉnh Thanh Hóa giai đoạn 2016 - 2025, có xét đến năm 2035 - Quy hoạch phát triển hệ thống điện 110kV" trong giai đoạn 2017- 2020, cụ thể là năm 2020: TBA 110kV Tây Thành Phố sẽ được nâng công suất lên (2x40)MVA [9].

Trên cơ sở đó kiến nghị đưa MBA T2-40MVA trạm 110kV Tây thành phố – tỉnh vào vận hành năm 2021.

Trạm biến áp 110kV Tây thành phố, tỉnh Thanh Hóa được xây dựng trên địa bàn thôn 1 xã Quảng Thịnh, thành phố Thanh Hóa, tỉnh Thanh Hóa.

Dự án Lắp đặt MBA T2 TBA 110kV Tây thành phố, tỉnh Thanh Hóa có đặc điểm gồm 02 phần chính:

+ Lắp đặt MBA T2-40MVA và bổ sung các tủ xuất tuyến trung áp so với trạm MBA T1-40MVA đã có;

+ Hoàn thiện hệ thống thu thập, đo đếm, giám sát và điều khiển từ xa,… cho phép kết nối, trao đổi với TTĐKX tỉnh Thanh Hóa theo tiêu chuẩn trạm biến áp không người trực.

Hệ thống nhất thứ:

* Lắp đặt MBA T2-40MVA-110/35/22kV.

- Cấp điện áp: 115 ± 9 x 1,78%/38,5 ± 2x2,5/23kV.

- Công suất: 40/40/40MVA.

- Tổ đấu dây: Yn/Δ/Yn/-11-12.

* Phía cao áp 110kV: Giữ nguyên sơ đồ hiện trạng, lắp bổ sung 01 ngăn lộ 110kV cho MBA T2 và lắp bổ sung các thiết bị nhất thứ để hoàn thiện sơ đồ ngăn phân đoạn 110kV. Khối lượng cụ thể như sau:

Ngăn 132:

- Lắp đặt mới 01 bộ máy cắt 110kV-1250A-31,5kA/1s;

- Lắp đặt mới 01 bộ dao cách ly 110kV-1250A-31,5kA/1s loại 3 pha một tiếp đất;

- Lắp đặt mới 01 bộ dao cách ly 110kV-1250A-31,5kA/1s loại 3 pha hai tiếp đất;

- Lắp đặt mới 03 quả biến dòng điện 110kV 1 pha tỷ số 200-400-600-800-/1/1/1/1A;

- Lắp đặt mới 03 quả chống sét 1 pha cho ngăn MBA T2;

- Lắp đặt mới 01 dao nối đất trung tính MBA 72kV-400A;

- Lắp đặt mới 01 chống sét van trung tính máy biến áp.

- Sử dụng dây nhôm lõi thép ACSR-300/39 để đấu nối thiết bị ngăn MBA T2.

Ngăn 112:

- Lắp đặt mới 01 bộ máy cắt 110kV-1250A-31,5kA/1s;

- Lắp đặt mới 03 quả biến dòng điện 110kV 1 pha tỷ số 400-600-800-1200-/1/1/1/1A;

- Sử dụng dây nhôm lõi thép ACSR400/51 để đấu nối thiết bị bổ sung của ngăn 112.

* Phía 35kV: Xây dựng dựa trên nhu cầu thực tế và nhu cầu dùng điện trong tương lai, phía trung áp 35kV được thiết kế với quy mô như sau:

- 01 tủ máy cắt lộ tổng 38,5kV-1250A-25kA/1s;

- 01 tủ máy cắt liên lạc 38,5kV-1250A-25kA/1s (Lắp tại thanh cái C32);

- 01 tủ đo lường 38,5kV;

- Lắp đặt mới 03 quả chống sét van 35kV, class 3 ngoài trời tại đầu cực phía 35kV của MBA T2.

- Lắp đặt mới cáp lực cho tủ lộ tổng và liên lạc phía 35kV.

* Phía trung áp 22kV: Xây dựng dựa trên nhu cầu thực tế và nhu cầu dùng điện trong tương lai, phía trung áp 22kV được thiết kế với quy mô như sau:

- 01 tủ máy cắt ngăn lộ tổng 24kV-2500A-25kA/1s;

- 01 tủ đo lường 24kV;

- 04 tủ máy cắt xuất tuyến 24kV-630A-25kA/1s;

- 01 tủ máy cắt liên lạc 24kV-2500A-25kA/1s;

- Lắp đặt mới 03 quả chống sét van 22kV, class 3 ngoài trời tại đầu cực phía 22kV của MBA T2.

- Lắp đặt mới cáp lực cho tủ lộ tổng và liên lạc phía 22kV.

Toàn bộ thiết bị phân phối 35kV, 22kV là các tủ trọn bộ đặt trong nhà. Điều khiển đóng cắt các lộ đi và lộ tổng bằng các máy cắt đặt trong các tủ trọn bộ 35kV và 22kV.

Hệ thống nhị thứ:

Lắp đặt trang bị mới đồng bộ các tủ điều khiển, bảo vệ cho ngăn lộ mở rộng, cải tạo các tủ điều khiển, bảo vệ hiện trạng với khối lượng như sau:

+ Lắp mới 01 tủ điều khiển, bảo vệ ngăn máy biến áp T2: CRP5;

+ Lắp mới 01 tủ điều khiển xa máy biến áp T2: AVR2;

+ Lắp mới 01 tủ công tơ: MP2;

+ Lắp mới 01 tủ sa thải phụ tải trung áp: RP0;

+ Cải tạo tủ bảo vệ ngăn liên lạc 112 (CRP3) để phù hợp với sơ đồ phương thức sau dự án;

+ Các thiết bị phụ trợ khác: Tủ đấu dây của ngăn lộ, hộp đấu dây biến điện áp, cáp kiểm tra...

Các thiết bị điều khiển, bảo vệ lắp mới được thiết kế là các thiết bị tiên tiến và có bộ vi xử lý phù hợp với phương thức điều khiển hiện tại và trong tương lai và có chuẩn giao thức IEC-61850, IEC-60870-5-104 và phù hợp với các tiêu chuẩn hiện hành thực hiện kết nối với hệ thống điều khiển trạm biến áp tích hợp mức nhị thứ.

Hệ thống Scada và viễn thông:

Đã được đầu tư xây dựng năm 2019 nhằm phục vụ thu thập các tín hiệu Scada của trạm phục vụ xây dựng trạm theo mô hình không người trực và kết nối về Trung tâm điều khiển xa Thanh Hóa theo giao thức IEC-60870-104 thông qua hệ thống máy tính Gateway giao diện HMI gồm 1 tủ Scada sử dụng các Switch quang để thu thập các tín hiệu rơle và IEDs có chuẩn 61850, 60870-1-104 thông qua cáp quang và cáp mạng. Hiện trạng tại tủ Scada đã trang bị 02 Switch quang loại 24 cổng điện.

Hệ thống SCADA trạm 110kV Tây thành phố Thanh Hóa được xây dựng theo cấu trúc hệ thống điều khiển tích hợp gồm 01 bộ máy tính Gateway kiêm HMI kết nối cùng với mạng LAN để thu thập các tín hiệu từ các thiết bị điều khiển, bảo vệ,

đo lường theo giao thức IEC 61850. Gateway được trang bị để kết nối về Trung tâm Điều độ Hệ thống điện miền Bắc (A1), Trung tâm điều khiển xa PC Thanh Hóa.

Hệ thống Camera giám sát:

Trạm biến áp 110kV Tây thành phố đã được trang bị hệ thống camera đảm bảo tiêu chí vận hành không người trực và điều khiển xa.

3.1.2. Giới thiệu giải pháp ghép nối Scada của trạm biến áp 110kV phía Tây thành phố Thanh Hóa hiện nay

a. Giao thức truyền tin

Giao thức truyền tin đối với mức Trung tâm điều độ vẫn giữ nguyên giao thức IEC60870-5-101/104, Trung tâm điều khiển xa tỉnh Thanh Hóa qua giao thức IEC60870-5-104.

b. Yêu cầu về dữ liệu Scada

Tín hiệu đo lường (AI): BCU (Rơ le) thu nhận tín hiệu dòng / áp của ngăn lộ qua mạch dòng và mạch áp ngăn lộ; từ đó gửi các tín hiệu này đến hệ thống máy tính thông qua giao thức IEC61850.

Tín hiệu trạng thái (SI): BCU (Rơ le) gửi các tín hiệu trạng thái bảo vệ của rơ le đến hệ thống máy tính thông qua giao thức IEC61850. Các tín hiệu trạng thái khác như lỗi máy cắt, máy cắt không sẵn sàng, trạng thái khóa phân quyền… cũng được BCU (Rơ le) thu thập thông qua các chân tín hiệu đầu vào (DI) của BCU (Rơ le).

Chỉ thị vị trí (DI): kết nối từ tiếp điểm phụ của máy cắt, dao cách ly, dao nối đất đến chân tín hiệu đầu vào (DI) của BCU (Rơ le) qua hệ thống mạch nhị thứ. Từ đó trạng thái của thiết bị được gửi tới các BCU (Rơ le) và hệ thống máy tính thông qua giao thức IEC61850.

Tín hiệu điều khiển (DO): Lệnh điều khiển đóng/mở máy cắt, dao cách ly, tăng giảm nấc phân áp được gửi đến hệ thống máy tính từ các BCU (Rơ le) thông

qua giao thức IEC61850. Các tín hiệu điều khiển đóng cắt từ BCU(rơ le) đến máy cắt, dao cách ly, bộ điều áp được thực hiện qua hệ thống mạch nhị thứ của ngăn lộ.

BCU (Rơle) phải có cổng truyền thông giao diện điện giao tiếp với hệ thống máy tính thông qua giao thức IEC61850. Có chức năng thu thập đầy đủ các tín hiệu trạng thái của ngăn lộ: trạng thái đóng mở của DCL, MC, các tín hiệu trạng thái khác như lỗi máy cắt, máy cắt không sẵn sàng, trạng thái khóa phân quyền…

Đối với thiết bị Voltage Regulator cho nấc phân áp của máy biến áp phải có cổng giao tiếp với hệ thống máy tính thông qua giao thức IEC61850; có chức năng thu thập các trạng thái của MBA như: quá nhiệt độ, rơ le hơi, rơ le dòng dầu tác động…

Danh sách dữ liệu trao đổi với hệ thống SCADA của A1, Trung tâm điều khiển xa tại Công ty Điện lực Nghệ An như sau:

Tín hiệu trạng thái (DI)

- Tín hiệu trạng thái máy cắt, dao cách ly, dao tiếp địa của các ngăn lắp mới thuộc dự án.

Tín hiệu cảnh báo, bảo vệ (SI)

- Tín hiệu rơ le bảo vệ chính và dự phòng của các ngăn lộ MBA T2 lắp mới.

- Tín hiệu bảo vệ công nghệ MBA T2 lắp đặt mới.

Tín hiệu đo lường (AI)

- Tín hiệu đo lường (P, Q, U, I, F) của các 3 ngăn lộ tổng của MBA T2

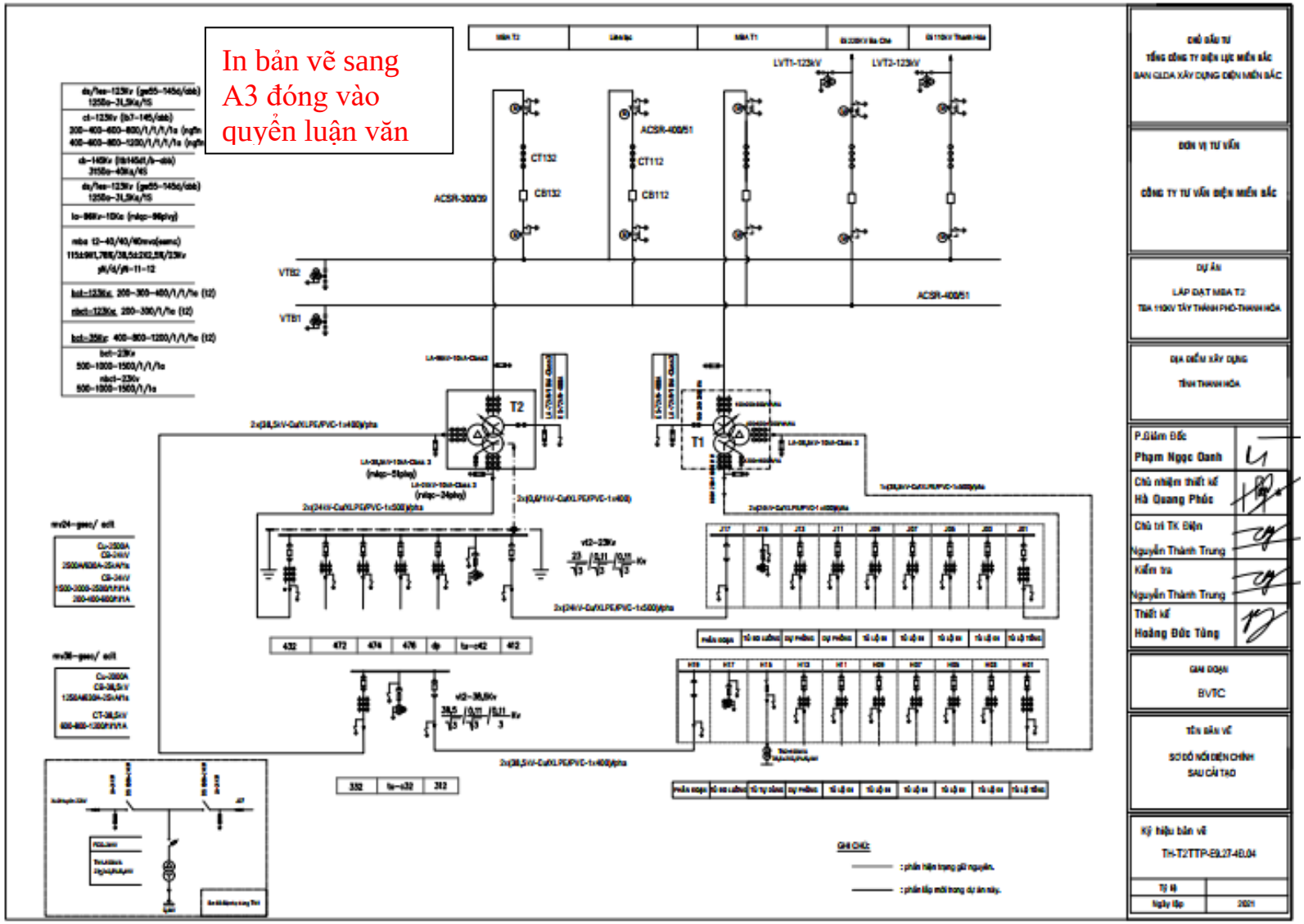
- Tín hiệu chỉ thị nấc phân áp MBA T2.

Tín hiệu điều khiển

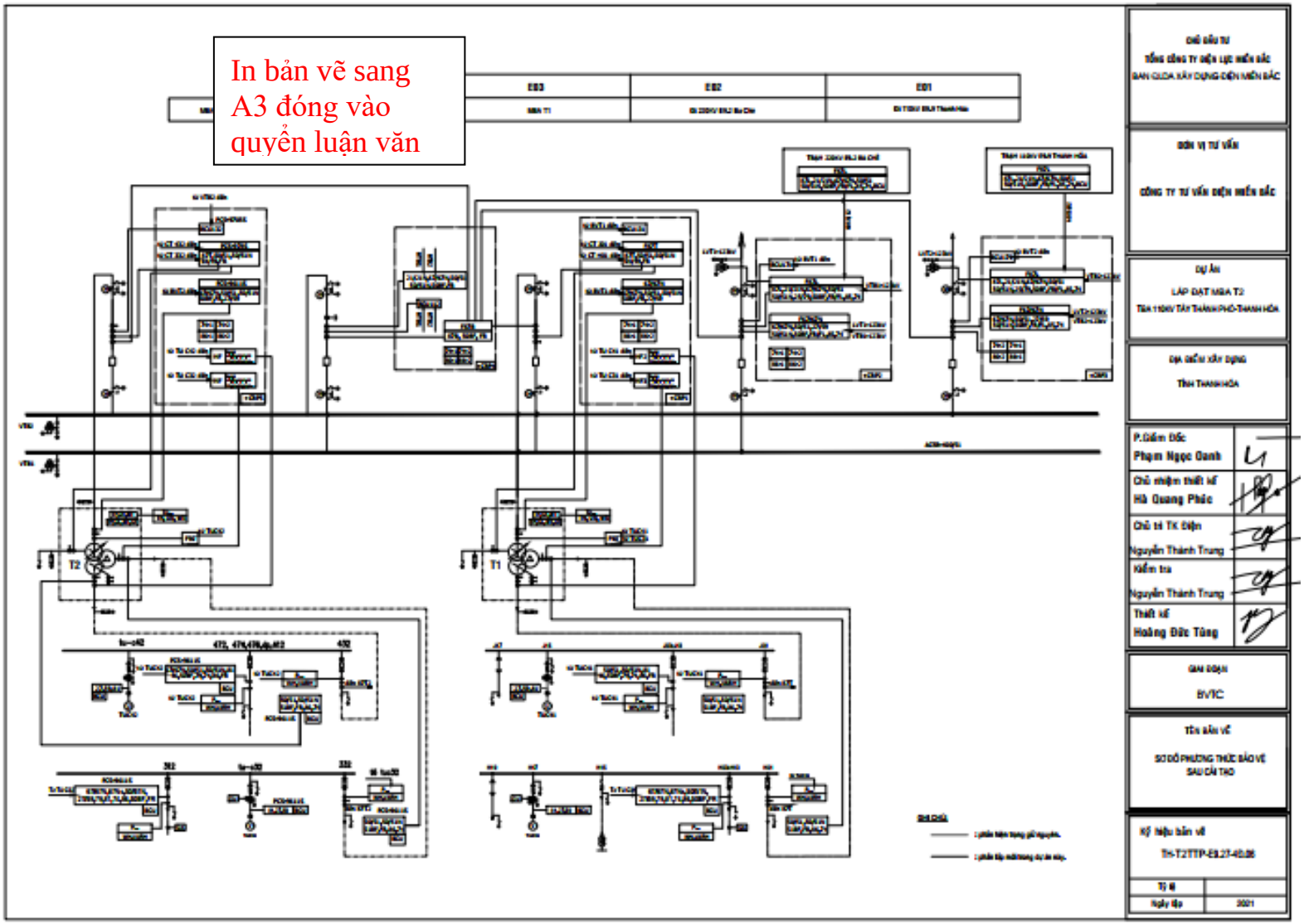
- Tín hiệu điều khiển các MC, DCL lắp đặt mới của ngăn T2.

- Tín hiệu điều khiển nấc phân áp MBA T2.

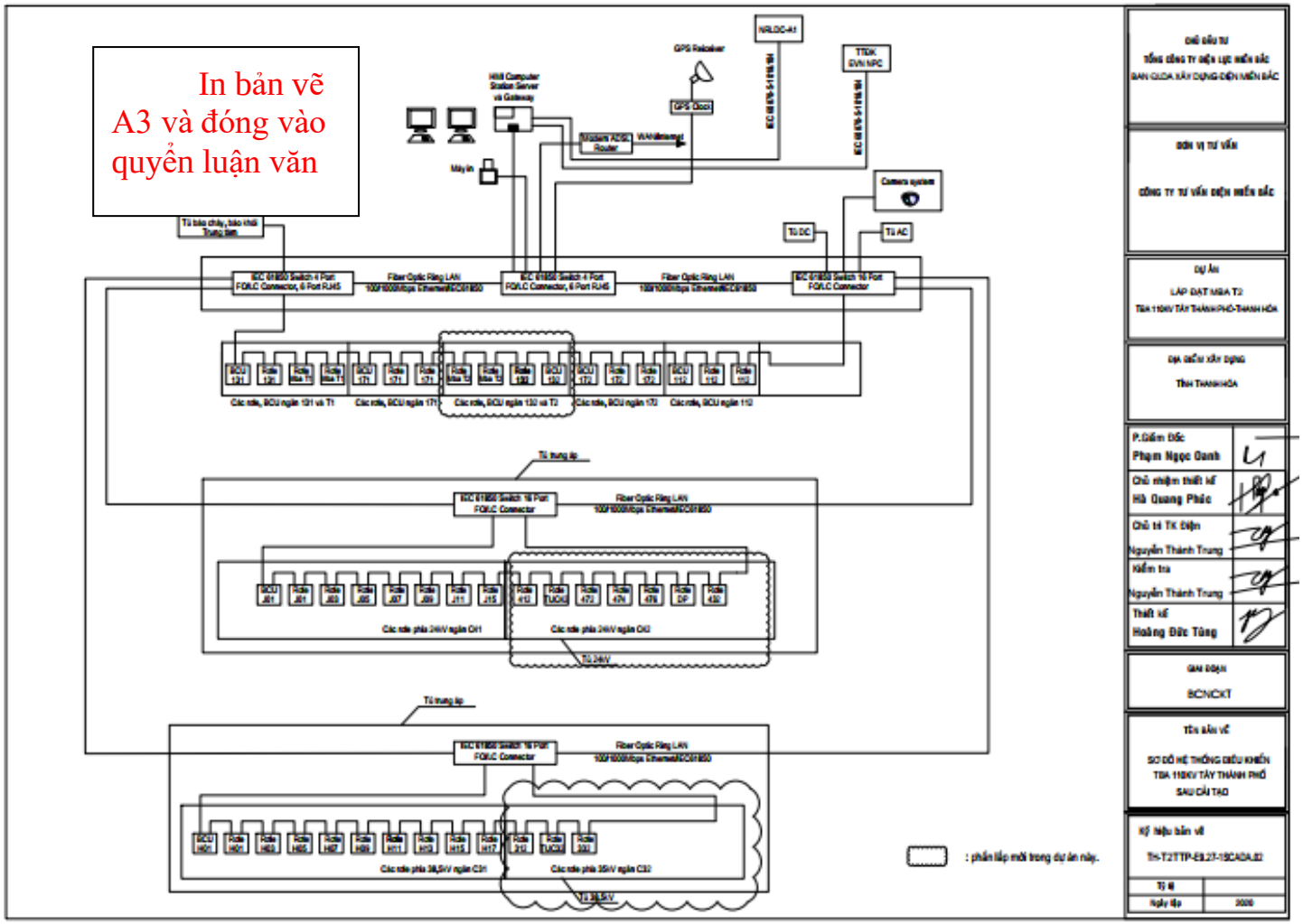
Sơ đồ cấu trúc điều khiển trạm 110kV – Tây thành phố Thanh Hóa được thể hiện trên Hình 3.3.



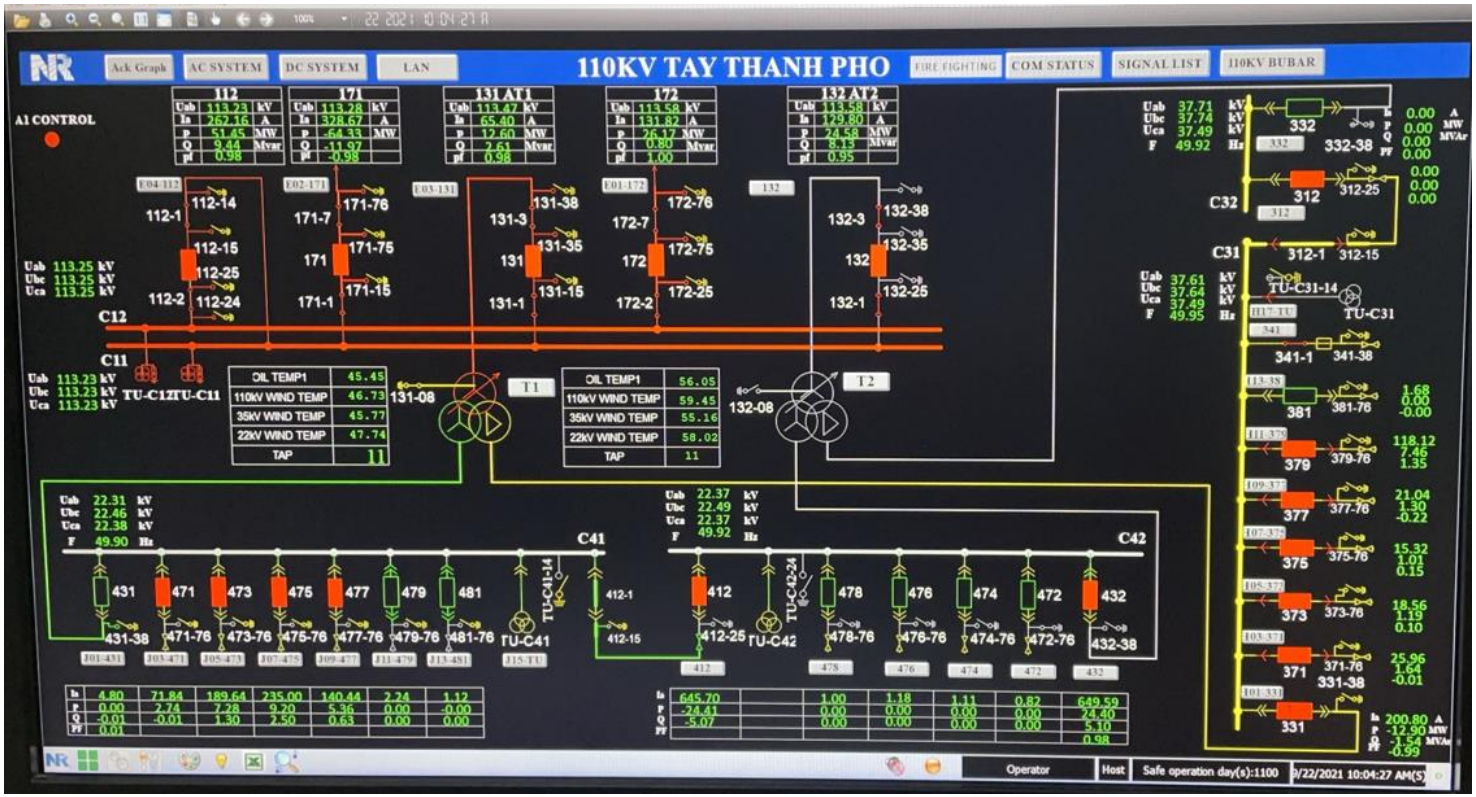
Hình 3.1 Sơ đồ nối điện chính của trạm biến áp 110kV – Tây thành phố Thanh Hóa



Hình 3.2 Sơ đồ phương thức bảo vệ của trạm biến áp 110kV – Tây thành phố Thanh Hóa



Hình 3.3 Sơ đồ hệ thống điều khiển của trạm biến áp 110kV – Tây thành phố Thanh Hóa



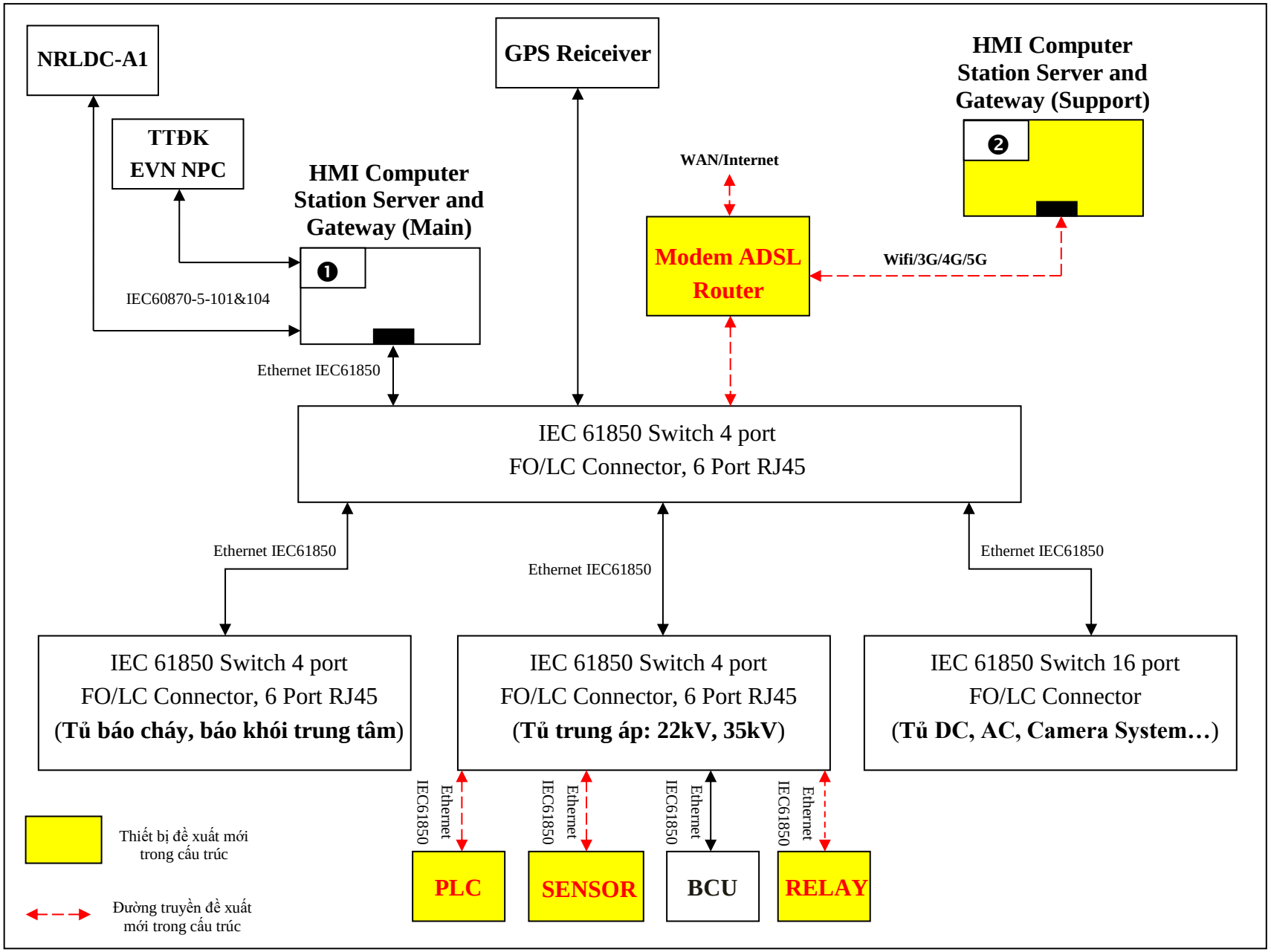
Hình 3.4 Giao diện giám sát thực tế của trạm biến áp 110kV – Tây thành phố Thanh Hóa

Nhận xét: Thông qua các Hình 3.3 và Hình 3.4 cho thấy cấu trúc thiết kế hệ thống Scada hiện tại của trạm 110kV – Tây thành phố Thanh Hóa nhằm phục vụ thu thập các tín hiệu của trạm đáp ứng được phương án xây dựng trạm theo mô hình không người trực và kết nối về Trung tâm điều khiển xa Thanh Hóa theo giao thức IEC-60870-104 thông qua hệ thống máy tính Gateway giao diện HMI gồm 1 tủ Scada sử dụng các Switch quang để thu thập các tín hiệu rơle và IEDs có chuẩn 61850, 60870-1-104 thông qua cáp quang và cáp mạng (ethernet). Các thông số trạng thái về điện áp, dòng điện hoặc các cảnh báo, báo cáo... được cập nhật liên tục phục vụ quá trình vận hành và giám sát trạm linh hoạt. Tất cả các thông số đó đều được hiển thị online trên màn hình giám sát của trạm.

3.2 Đề xuất giải pháp điều khiển giám sát hỗ trợ trạm biến áp 110kV Tây thành phố Thanh Hóa thông qua mạng internet

3.2.1. Đặt vấn đề

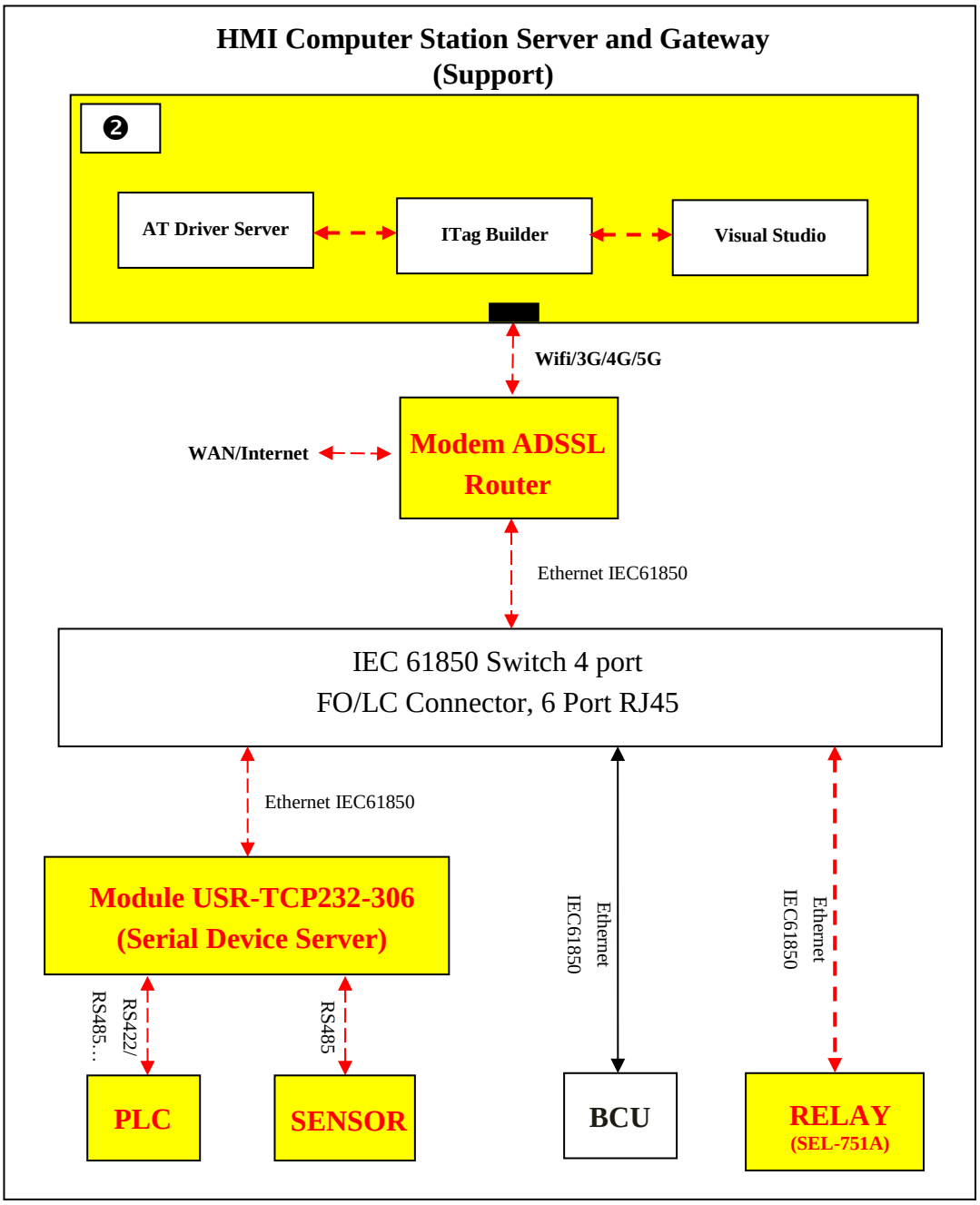
Xuất phát từ thực tế hiện nay, với các trạm không người trực nói chung và trạm 110kV – Tây thành phố Thanh Hóa nói riêng, bên cạnh việc sử dụng đường truyền tín hiệu là đường truyền cáp quang và các vấn đề điều khiển các thiết bị như: rơ le, IDE…cho một số tình huống ở cấp trạm đang bị "đóng băng" không có khả năng cải tiến hoặc mở rộng các ứng dụng như: phát hiện các sự cố của MBA (qua tiếng ồn âm thanh hoặc nhiệt độ vỏ máy biến áp), phát hiện sự cố tại các mối nối, cầu dao, dao cách ly… (qua nhiệt độ), phát hiện rạn nứt trên bề mặt các xứ cách điện (qua hình ảnh camera)…Vì vậy, trong vận hành trạm không người trực tại cấp trạm luôn mong muốn đưa thêm các giải pháp điều khiển giám sát hỗ trợ vào việc quản lý và vận hành các trạm. Từ thực tế đó, nội dung luận văn đề xuất cấu trúc điều khiển và giám sát hỗ trợ trạm biến áp 110kV – Tây thành phố Thanh Hóa qua mạng internet như sau:



Hình 3.5 Cấu trúc điều khiển giám sát hỗ trợ đề xuất mới cho trạm biến áp 110kV – Tây thành phố Thanh Hóa

Với cấu trúc điều khiển và giám sát như Hình 3.5 sẽ hình thành hai kênh giám sát và điều khiển song song. Một là: các tín hiệu thu thập và xử lý tại trạm sẽ thông qua đường truyền cáp mạng và cáp quang để giám sát hoạt động của trạm, đồng thời gửi tín hiệu về trung tâm điều khiển xa khu vực và trung tâm điều độ A1… Hai là: trên nền tảng các tín hiệu thu thập và xử lý trong quá trình vận hành từ các Rơ le số, BCU… tại các tủ trung áp, tủ báo cháy…thông qua đường truyền ethernet phối hợp với đường truyền cáp quang của điện lực thì nội dung đề tài đã đề xuất thêm các tín hiệu phụ thu thập thông qua thiết bị như: PLC, sensor…Tất cả các thiết bị này đều được kết nối với các switch mạng (IEC 61850) từ đó tham gia vào đường truyền mạng đưa tín hiệu thu thập và xử lý về màn hình giám sát HMI Computer Station Server and Gateway (Support) (HMI(2)) hoạt động song song với việc giám sát trên màn hình HMI(1). Trong đó, các tín hiệu thu thập và xử lý từ các thiết bị đầu cuối gửi về HMI (2) sau khi được gửi qua switch mạng tiếp tục được truyền thông qua đường truyền internet về HMI(2), từ đó cho phép người vận hành có thêm một kênh nữa để giám sát và vận hành trạm thông qua sóng internet dù đang ở bất cứ đâu. Ở đây, xem như kênh điều khiển và giám sát thứ hai chỉ mang tính chất hỗ trợ kênh 1 trong điều khiển và giám sát trạm (như đã đặt vấn đề từ đầu). Tuy nhiên tất cả việc vận hành và giám sát cần được đồng bộ giữa cả hai kênh truyền kể cả về vấn đề bảo mật cũng như phân cấp nhiệm vụ chức năng của các cấp trong quá trình vận hành. Trong nội dung luận văn do giới hạn về thời gian nên chỉ tập trung chính vào nghiên cứu giải pháp cho đường truyền thông tín hiệu, chưa bàn đến tính bảo mật của đường truyền. Với việc đưa thêm các thiết bị như PLC, các sensor… vào cấu trúc thu thập dữ liệu sẽ giúp cho việc vận hành ở cấp trạm có thể chủ động khai thác thêm được các dữ liệu như: đo được nhiệt độ, tiếng ồn ở vỏ máy biến áp; đo được nhiệt độ phát sinh tại mặt tiếp xúc của các dao cách ly, tại các mối nối… trong quá trình vận hành, mà nếu như ở cấu trúc cũ đã bị "đóng băng" và không can thiệp được. Từ đó, sẽ có thêm các thông tin cảnh báo về mức độ an toàn trong quá trình vận hành đó. Vấn đề này, thực sự cần thiết với các trạm có các thiết bị

cũ, không đồng bộ và đang từng bước triển khai theo hướng vận hành không người trực.



Hình 3.6 Phương thức giám sát thu thập và xử lý dữ liệu theo hướng đề xuất

Theo hình 3.6 bên cạnh tín hiệu từ các BCU, Rơ le… đưa lên kênh truyền qua cáp mạng ethernet (thực chất là tín hiệu Modbus TCP/IP) thì các tín hiệu từ PLC, Sensor…được chuyển đổi tín hiệu qua module USR-TCP232-306 từ RS232/RS422/RS485 sang Ethernet, rồi cùng được đưa qua switch mạng IEC 61850 nối với modem ADSL Router gửi tín hiệu qua mạng internet về HMI(2). Để thiết kế giao diện giám sát và thu thập xử lý dữ liệu cho HMI(2) sử dụng các phần mềm AT Driver Server, Itag Builder Server, Visual Studio.

Với đề xuất giải pháp truyền thông dữ liệu như trên cho trạm biến áp 110kV Tây thành phố Thanh Hóa cho thấy khả năng phối hợp song song trong phương thức giám sát và vận hành trạm không người trực giữa hai đường truyền cáp quang điện lực và đường truyền internet. Tuy nhiên do điều kiện thực tế về thực nghiệm và giới hạn của luận văn nên chỉ tập trung xây dựng giao diện giám sát trạm qua phần mềm Visual Studio và thực hiện tính năng vận hành trạm minh họa qua mô hình phối hợp giữa giao diện giám sát trên PC với Rơ le số SEL-751A để minh họa bảo vệ dòng cực đại (51) trong đó dòng điện và thời gian tác động đặt trước.

3.2.2. Xây dựng mô hình minh họa cho giải pháp đề xuất

Theo hình 3.2 trong sơ đồ phương thức bảo vệ trạm biến áp 110kV - Tây thành phố có nhiều phương thức bảo vệ:

**** Máy biến áp 110/35/22kV:***

- Bảo vệ chính:Sử dụng bảo vệ so lệch máy biến áp bao gồm các chức năng chính bao gồm (nhưng không hạn chế các chức năng):

+ Chức năng bảo vệ so lệch máy biến áp (F87T)

+ Chức năng bảo vệ chống chạm đất hạn chế (restricted earth fault-REF) (F64);

+ Chức năng bảo vệ chống quá tải (F49)

+ Chức năng bảo vệ quá dòng cắt nhanh và có thời gian (F50/51);

+ Chức năng bảo vệ quá dòng chạm đất cắt nhanh và có thời gian (F50/51N);

+ Chức năng ghi sự cố (FR);

Tín hiệu dòng điện được lấy từ máy biến dòng ngăn máy cắt đầu vào các phía và biến dòng trung tính MBA.

- *Bảo vệ dự phòng:*

+ Bảo vệ dự phòng cho cuộn dây 110kV: được tích hợp các chức năng bảo vệ 67/67N, 50/51, 50/51N, 51/27, 27/59, 50BF, FR, SOTF. Tín hiệu dòng điện được lấy từ máy biến dòng chân sứ phía 110kV của MBA, tín hiệu điện áp được lấy từ máy biến điện áp thanh cái 110kV hoặc biến điện áp phía 110kV MBA.

+ Bảo vệ dự phòng cho cuộn dây 35kV: được tích hợp các chức năng bảo vệ 50/51, 50/51N,51/27, 50BF, BCU, FR, 74. Tín hiệu dòng điện được lấy từ máy biến dòng chân sứ cuộn trung áp 35kV của MBA, tín hiệu điện áp được lấy từ máy biến điện áp thanh cái trung áp 35kV.

+ Bảo vệ dự phòng cho cuộn dây 22kV: được tích hợp các chức năng bảo vệ 50/51, 50/51N, 51/27, 50BF, BCU, FR, 74. Tín hiệu dòng điện được lấy từ máy biến dòng chân sứ cuộn trung áp 22kV của MBA, tín hiệu điện áp được lấy từ máy biến điện áp thanh cái trung áp 22kV.

+ Chức năng rơ le bảo vệ nhiệt độ dầu/cuộn dây MBA (26), rơ le áp lực MBA (63), rơ le gaz cho bình dầu chính và ngăn điều áp dưới tải (96), rơ le rơ le mức dầu thấp (71) được trang bị và cài đặt đồng bộ với MBAđược gửi đi cắt trực tiếp máy cắt các phía thông qua rơ le chỉ huy cắt hoặc được gửi đi cắt đồng thời thông qua hai bộ rơle bảo vệ chính và bảo vệ dự phòng cho cuộn dây 110kV của MBA.

+ Chức năng 87REF phải được trang bị cho tất cả các cuộn dây đấu Y và có trung tính nối đất trực tiếp hoặc qua tổng trở.

Các bảo vệ đi kèm máy biến áp như hơi, nhiệt độ dầu, nhiệt độ cuộn dây...

+ Bảo vệ chống chạm đất kết hợp ghi sự cố (64FR).

Các bộ thử nghiệm;

Các rơle trung gian, thời gian, cầu chì, con nối, áptômát, hàng kẹp….

Tự động:

- Tự động điều chỉnh điện áp dưới tải phía 110kV (90).

- Tự động khởi động hệ thống làm mát máy biến áp.

- Đo lường: Đo nhiệt độ dầu, cuộn dây, mức dầu máy biến áp.

- Điều khiển: Ngoài việc điều khiển đóng cắt các máy cắt, dao cách ly ba phía của máy biến áp thông qua hệ thống điều khiển trạm các ngăn lộ còn được điều khiển tại tủ điều khiển bảo vệ có sơ đồ nổi bằng khoá điều khiển. Có các chỉ thị vị trí đóng cắt hiện tại của máy cắt, dao cách ly, dao nối đất.

**** Ngăn lộ đi 22kV và phân đoạn 35kV:***

Ngăn lộ đi 22kV được trang bị bảo vệ bao gồm các chức năng chính sau:

+ Chức năng bảo vệ quá dòng và quá dòng chạm đất có hướng (F67/67N);

+ Chức năng bảo vệ quá dòng chạm đất có hướng độ nhạy cao(F67Ns) (cho ngăn phân đoạn 35kV);

+ Chức năng bảo vệ quá dòng cắt nhanh và quá dòng có thời gian (F50/51);

+ Chức năng bảo vệ quá dòng chạm đất cắt nhanh và có thời gian (F50/51N);

+ Chức năng tự động đóng lặp lại đường dây có kiểm tra đồng bộ (F79/25);

+ Chức năng bảo vệ điện áp thấp và điện áp cao (F27/59);

+ Chức năng sa thải phụ tải theo tần số (F81);

+ Chức năng bảo vệ chống hư hỏng máy cắt (F50BF);

+ Chức năng xác định điểm sự cố (FL);

+ Chức năng ghi sự cố (FR);

+ Chức năng giám sát mạch cắt (F74);

+ Chức năng điều khiển ngăn lộ (BCU);

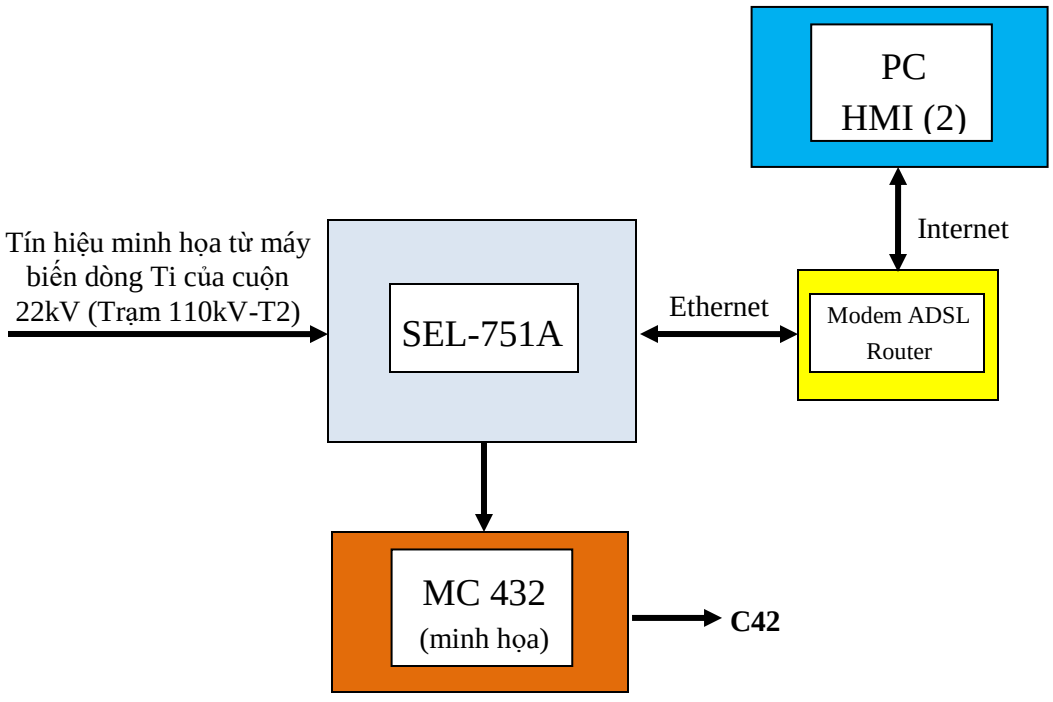
- Cảnh báo chạm đất theo dòng điện (GA) (cho ngăn phân đoạn 35kV);

- Rơle Trip / Lockout;

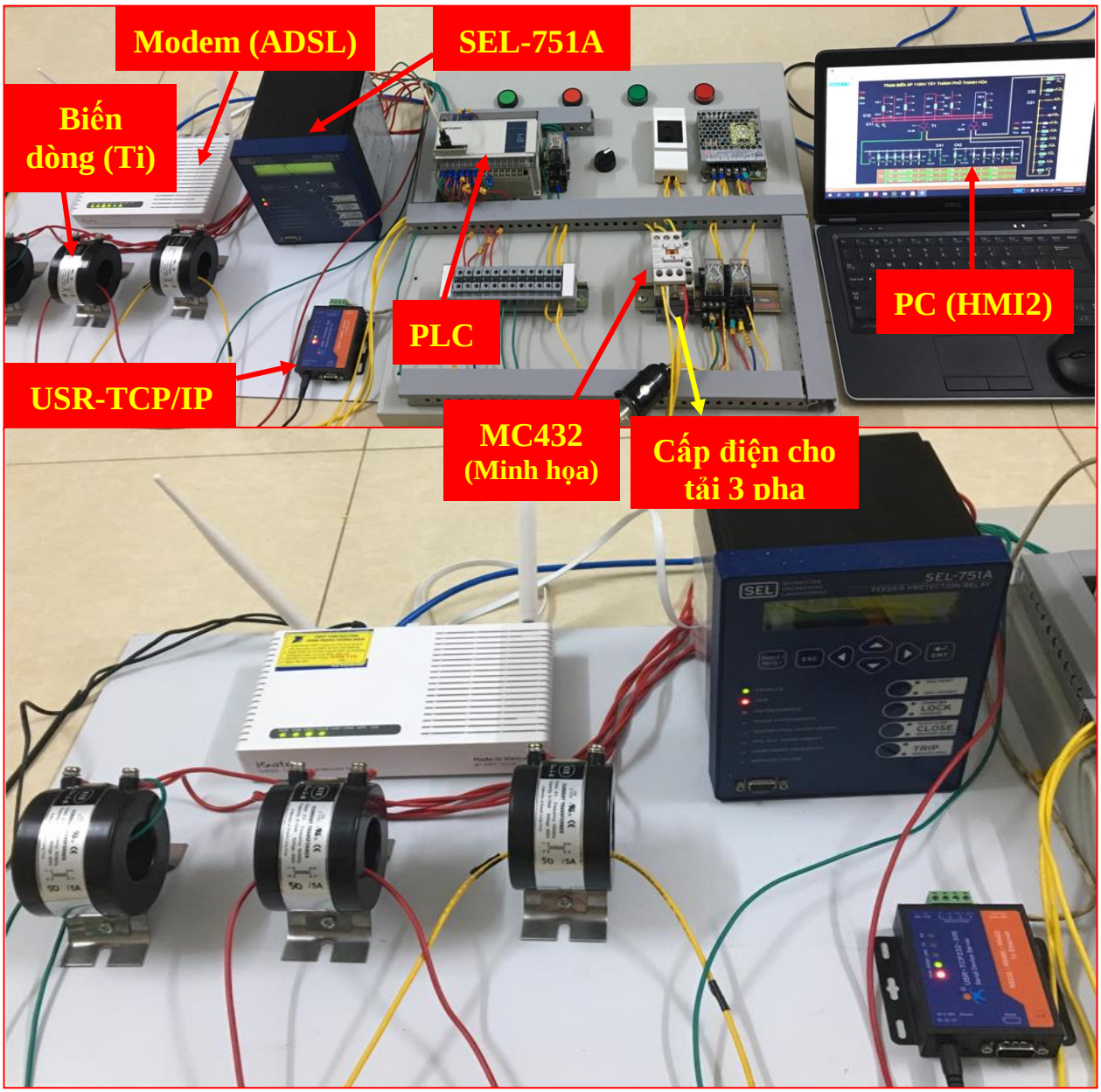
- Các bộ thử nghiệm;

- Các rơle trung gian, thời gian, cầu chì, con nối, hàng kẹp, ….

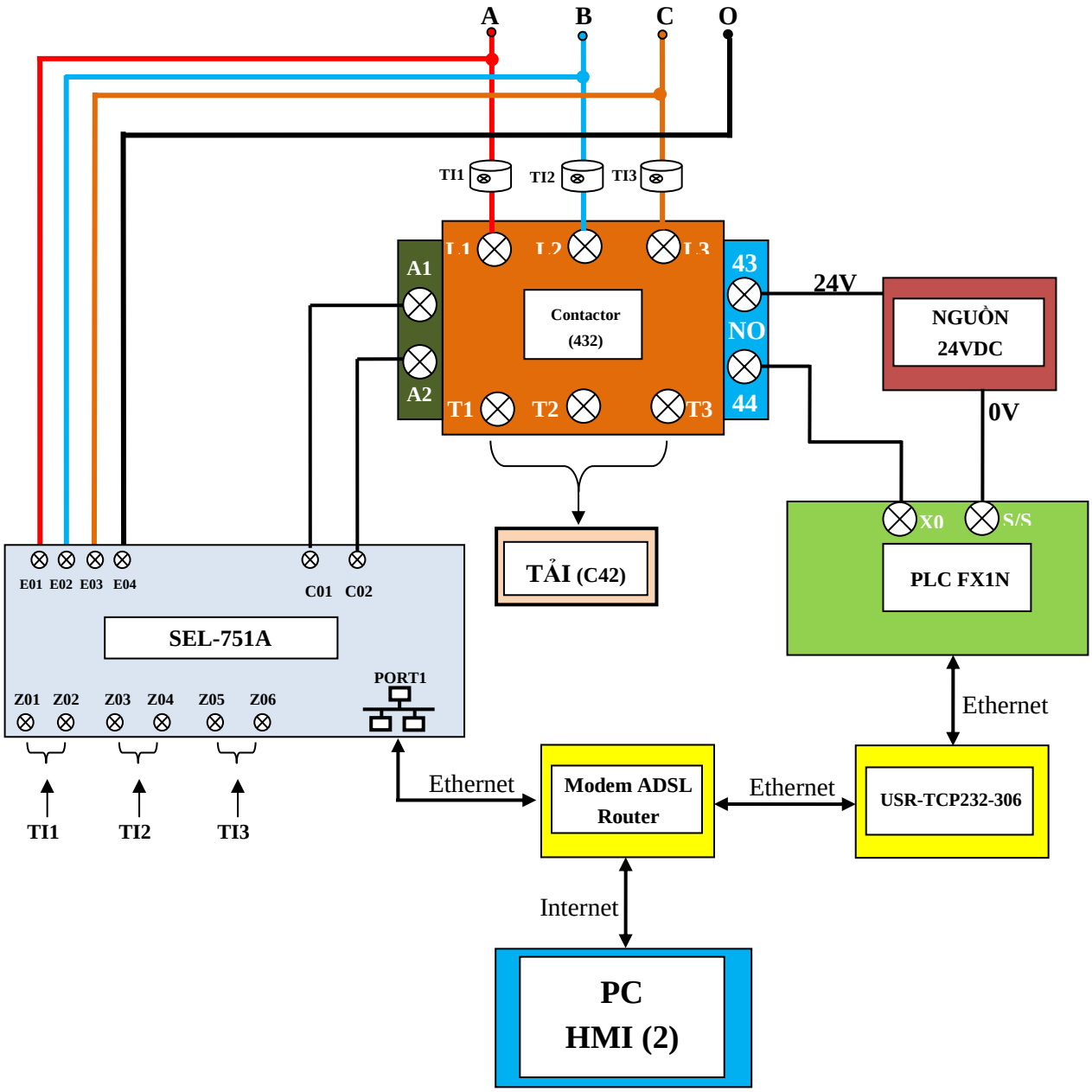
Trong giới hạn luận văn để minh họa cho cấu trúc điều khiển và giám sát song song dữ liệu và thông tin với đường truyền cáp quang thông qua mạng internet, trong nội dung luận văn giả thiết xây dựng mô hình giám sát minh họa việc bảo vệ dự phòng sự cố dòng cắt nhanh (50) cho pha A cuộn dây 22kV của máy biến áp 110kV-T2- Tây thành phố Thanh Hóa (thông qua rơ le số SEL-751A và máy cắt 432) của sơ đồ hình 3.2.



Hình 3.7 Minh họa cấu trúc điều khiển và giám sát vận hành máy cắt 432 sử dụng rơ le số SEL-751A



Hình 3.8 Hình ảnh mô hình điều khiển và giám sát vận hành máy cắt 432 (minh họa) sử dụng rơ le số SEL-751A

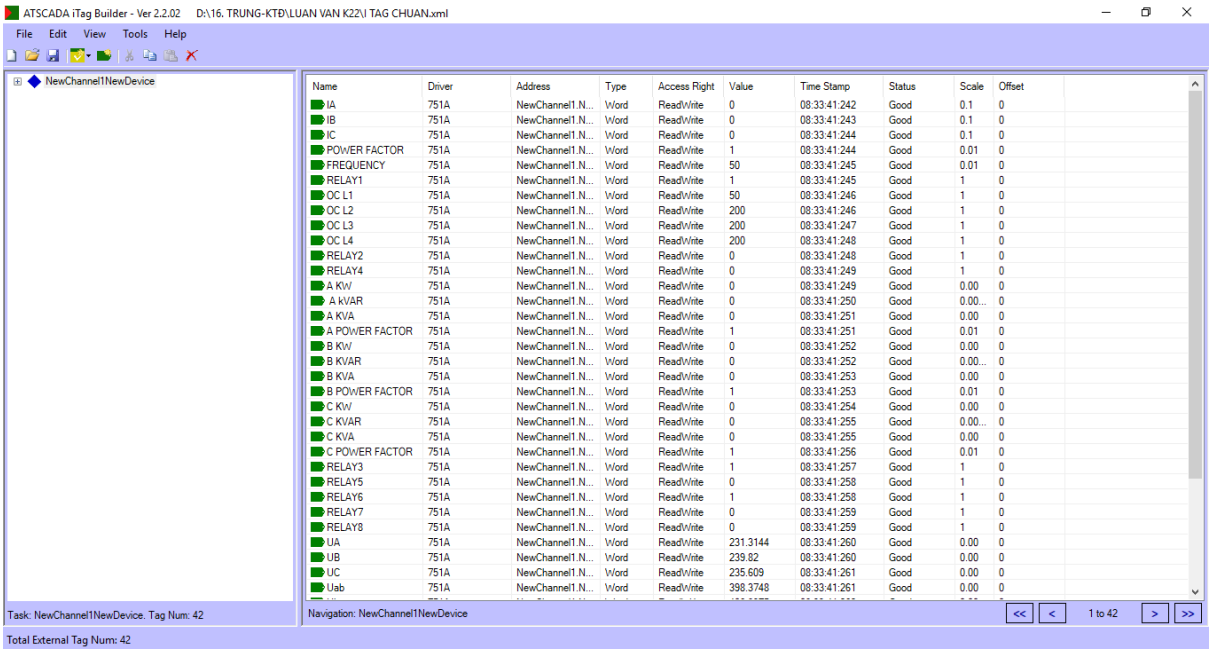


Hình 3.9 Sơ đồ mạch điện của mô hình vận hành máy cắt 432 (minh họa) sử dụng rơ le số SEL-751A

Bảng 3.1. Bảng địa chỉ một số tín hiệu truyền thông Modbus TCP/IP của SEL-751A trong mô hình thực nghiệm bài toán điều khiển giám sát máy cắt 432

Địa chỉ	Thông số
40651	I_A (A)
40653	I_B (A)
40655	I_C (A)
40668	U_{AB} (V)
40670	U_{BC} (V)
40672	U_{CA} (V)
40745	U_A (V)
40746	U_B (V)
40747	U_C (V)
40690	f (Hz)
40689	PF
41482	P_A (kW)
41483	Q_A (kVar)
41484	S_A (kA)
41485	PF_A
41486	P_B (kW)
41487	Q_B (kVar)

41488	S_B (kA)
41489	PF_B
41490	P_C (kW)
41491	Q_C (kVar)
41492	S_C (kA)
41493	PF_C
40286	OCL1 (A)
40289	OCL2 (A)
40292	OCL3 (A)
40552	OUT101
40553	OUT102
40554	OUT103
40555	OUT301
40556	OUT302
40557	OUT303

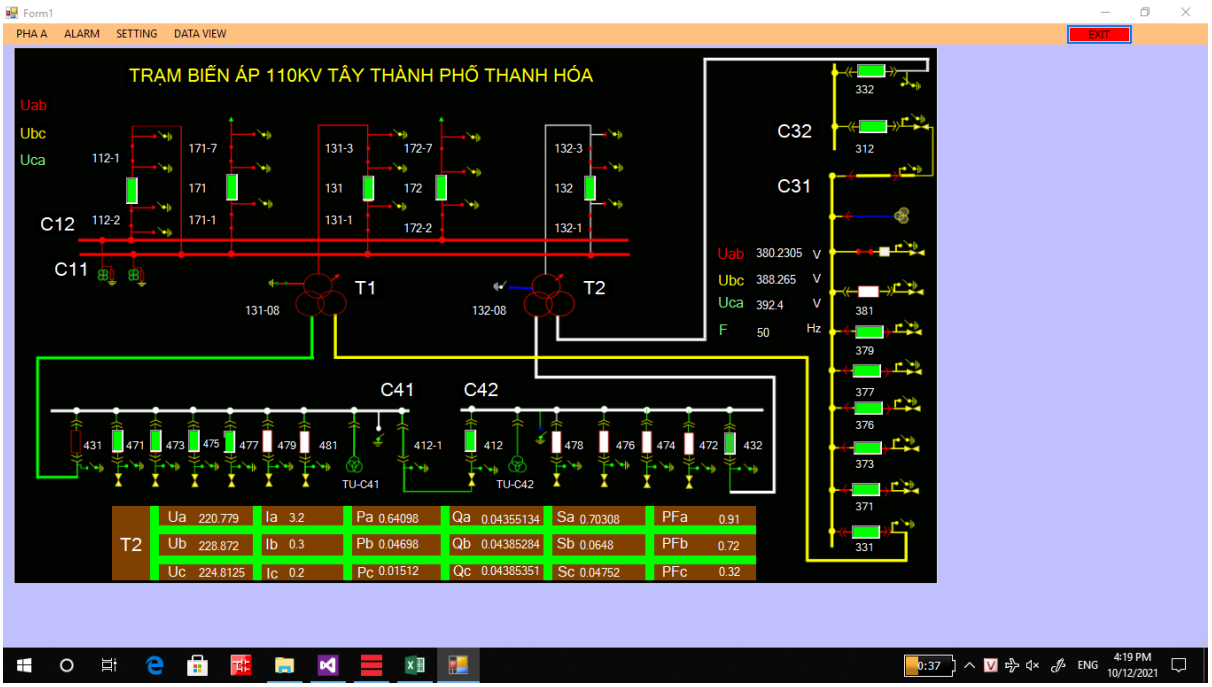


Hình 3.10 Giao diện gán Tag địa chỉ của rơ le số SEL-751A trên phần mềm iTag Builder

Trên mô hình kiểm chứng đã chạy thử nghiệm online việc đo đạc thông số của các pha: dòng điện, điện áp, công suất, cosphi… hiển thị trên màn hình giám sát như hình 3.11 với các tải minh họa. Ngoài ra giao diện giám sát đã thiết kế trong luận văn cho phép thu thập các dữ liệu cảnh báo liên tục theo thời gian thực như hình 3.12 và có khả năng xuất báo cáo dữ liệu các thông số theo các khoảng thời gian yêu cầu như hình 3.14. Với kết quả chạy thực nghiệm đã cho thấy được tính đúng đắn của giải pháp đề xuất trong nội dung luận văn về khả năng điều khiển và giám sát song song thông tin các trạm biến áp không người trực thông qua đường truyền internet. Ngoài việc thu thập dữ liệu các pha, trong luận văn đã chạy thực nghiệm minh họa cho hai trường hợp cảnh báo dòng ở hai pha A và B như sau:

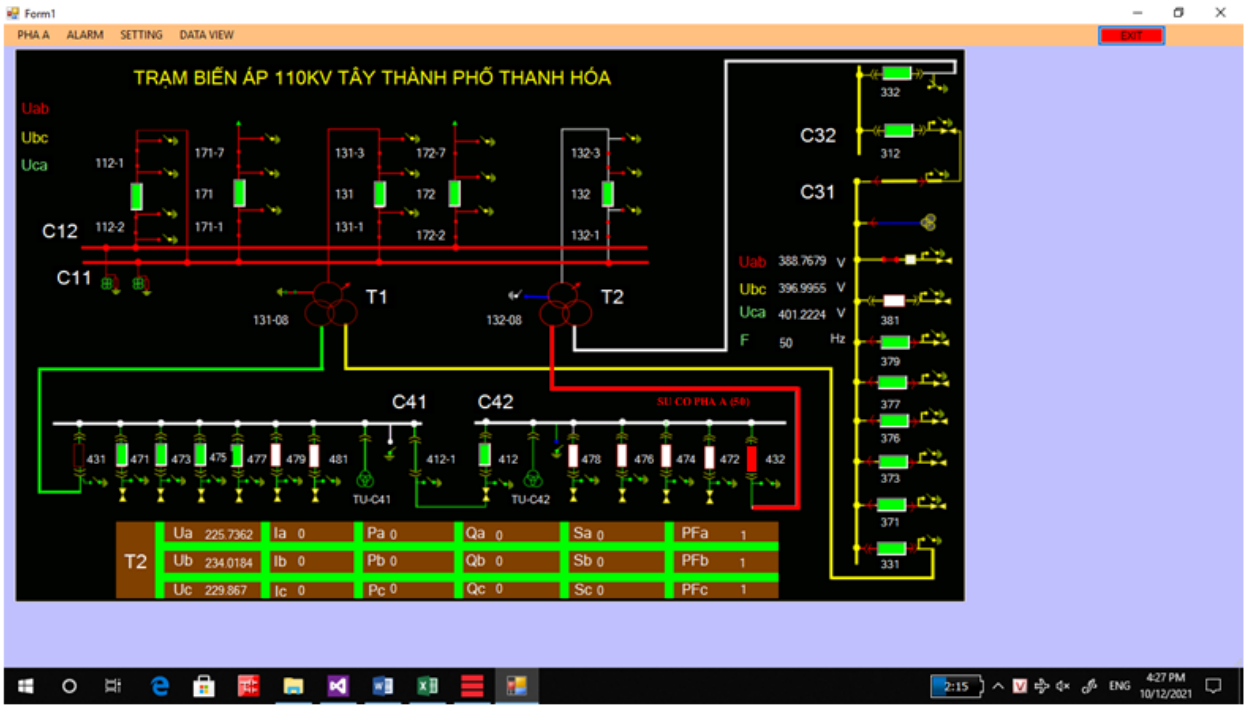
+ Trường hợp 1: Giả sử sử giới hạn ngưỡng dòng điện của pha B khoảng từ 0.1A đến 0.3A, mỗi khi dòng pha B nhỏ hơn bằng 0.1A hoặc lớn hơn bằng 0.3A đề có các cảnh báo " TRẠNG THÁI PHA B là "Low Alarm" hoặc "High Alarm" xuất hiện.

+ Trường hợp 2: Giả sử cài đặt ngưỡng cho bảo vệ dòng tác động nhanh của pha A (OCL1=6A), khi dòng điện pha A vượt quá giá trị cài đặt rơ le SEL-751A sẽ tác động (t=0s) và ngắt toàn bộ điện các tải ra khỏi lưới (trên màn hình chính thông số các pha sẽ về 0, máy cắt 432 sẽ chuyển màu từ "xanh" sang "đỏ" và hiển thị chữ "SU CO PHA A (50)" như hình 3.13) tương ứng với trên thực tế là khi máy cắt MC432 của trạm tác động thì ngừng cấp điện từ cuộn dây 22kV của trạm biến áp Tây thành phố Thanh Hóa cho thanh cái C42. Lúc đó cũng xuất hiện cảnh báo "SU CO PHA A (50)".

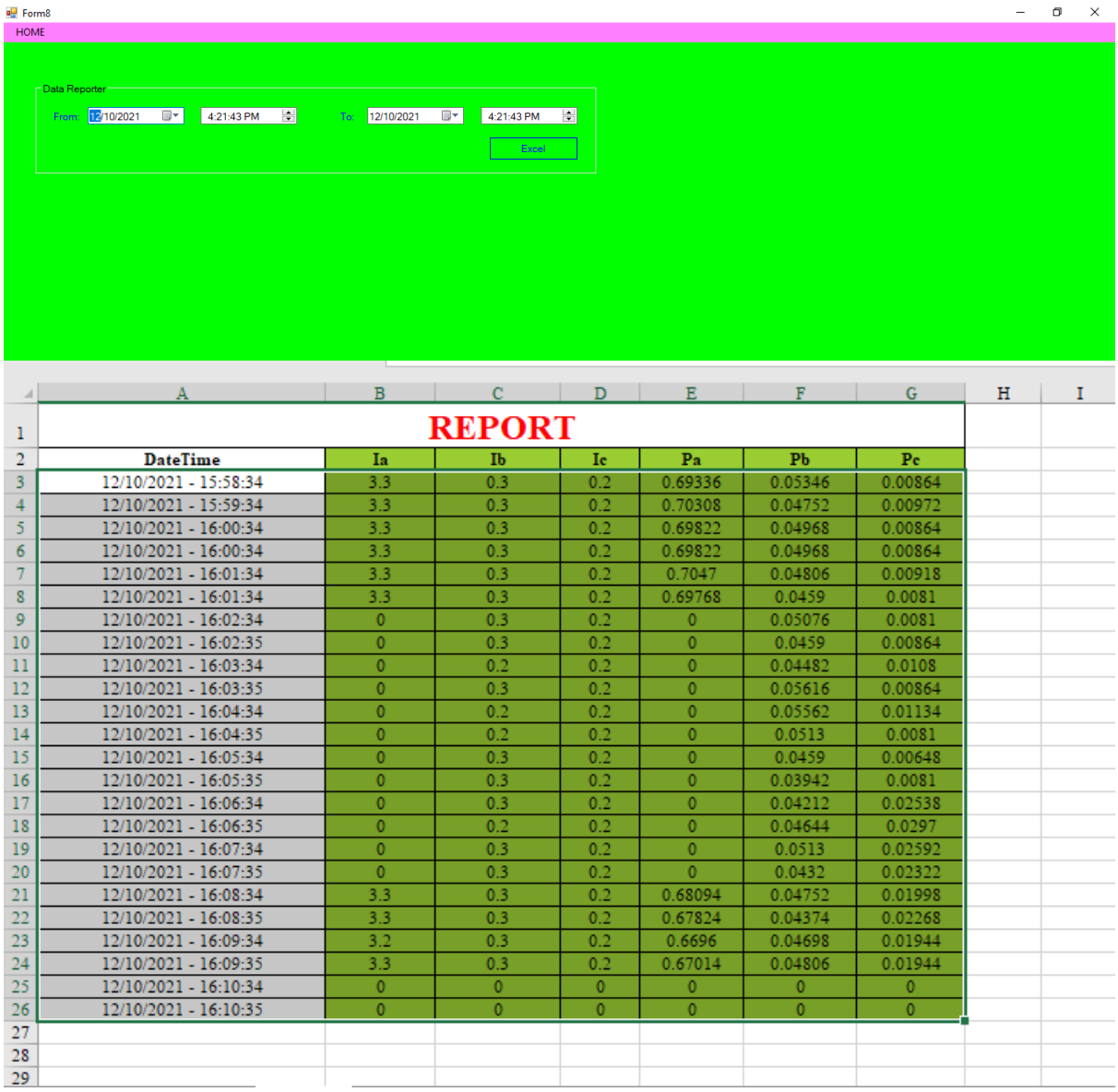


Hình 3.11 Giao diện chính điều khiển và giám sát trạm 110kV Tây Thanh Hóa trên phần mềm Visual Studio

Hình 3.12 Giao diện thu thập dữ liệu cảnh (Alarm) của trạm 110kV Tây Thanh Hóa trên phần mềm Visual Studio



Hình 3.13 Minh họa cho trường hợp sự cố dòng cắt nhanh pha A (50) của trạm biến áp Tây Thanh Hóa trên phần mềm Visual Studio



	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	REPORT								
2	DateTime	Ia	Ib	Ic	Pa	Pb	Pc		
3	12/10/2021 - 15:58:34	3.3	0.3	0.2	0.69336	0.05346	0.00864		
4	12/10/2021 - 15:59:34	3.3	0.3	0.2	0.70308	0.04752	0.00972		
5	12/10/2021 - 16:00:34	3.3	0.3	0.2	0.69822	0.04968	0.00864		
6	12/10/2021 - 16:00:34	3.3	0.3	0.2	0.69822	0.04968	0.00864		
7	12/10/2021 - 16:01:34	3.3	0.3	0.2	0.7047	0.04806	0.00918		
8	12/10/2021 - 16:01:34	3.3	0.3	0.2	0.69768	0.0459	0.0081		
9	12/10/2021 - 16:02:34	0	0.3	0.2	0	0.05076	0.0081		
10	12/10/2021 - 16:02:35	0	0.3	0.2	0	0.0459	0.00864		
11	12/10/2021 - 16:03:34	0	0.2	0.2	0	0.04482	0.0108		
12	12/10/2021 - 16:03:35	0	0.3	0.2	0	0.05616	0.00864		
13	12/10/2021 - 16:04:34	0	0.2	0.2	0	0.05562	0.01134		
14	12/10/2021 - 16:04:35	0	0.2	0.2	0	0.0513	0.0081		
15	12/10/2021 - 16:05:34	0	0.3	0.2	0	0.0459	0.00648		
16	12/10/2021 - 16:05:35	0	0.3	0.2	0	0.03942	0.0081		
17	12/10/2021 - 16:06:34	0	0.3	0.2	0	0.04212	0.02538		
18	12/10/2021 - 16:06:35	0	0.2	0.2	0	0.04644	0.0297		
19	12/10/2021 - 16:07:34	0	0.3	0.2	0	0.0513	0.02592		
20	12/10/2021 - 16:07:35	0	0.3	0.2	0	0.0432	0.02322		
21	12/10/2021 - 16:08:34	3.3	0.3	0.2	0.68094	0.04752	0.01998		
22	12/10/2021 - 16:08:35	3.3	0.3	0.2	0.67824	0.04374	0.02268		
23	12/10/2021 - 16:09:34	3.2	0.3	0.2	0.6696	0.04698	0.01944		
24	12/10/2021 - 16:09:35	3.3	0.3	0.2	0.67014	0.04806	0.01944		
25	12/10/2021 - 16:10:34	0	0	0	0	0	0		
26	12/10/2021 - 16:10:35	0	0	0	0	0	0		
27									
28									
29									

Hình 3.14 Giao diện xuất báo cáo dữ liệu (Report) về các thông số của trạm 110kV Tây Thanh Hóa trên phần mềm Visual Studio

3.3. Kết luận Chương 3

Chương 3 đã giới thiệu tổng quan về trạm biến áp 110kV Tây thành phố Thanh Hóa với các sơ đồ đấu nối chính của trạm, sơ bảo vệ và cấu trúc điều khiển Scada của trạm. Đồng thời đề xuất cấu trúc điều khiển giám sát hỗ trợ vận hành trạm qua đường truyền internet có thể cho phép vận hành song song. Bên cạnh đó thiết kế giao diện và xây dựng mô hình minh họa cho việc điều khiển máy cắt 432 bảo vệ dự phòng cho cuộn dây 22kV của trạm sử dụng rơ le số SEL-751A và phần mềm giám sát Visual Studio.

KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ

❖ **Kết luận**

Luận văn đã thực hiện được các nội dung sau:

1. Đã khái quát được về trạm biến áp không người trực nói chung và phân tích cấu trúc truyền thông dữ liệu trong trạm biến áp 110kV Tây thành phố Thanh Hóa. Đã đề xuất được cấu trúc truyền thông tín hiệu trong điều khiển và giám sát thiết bị đầu cuối trong trạm không người trực và điều khiển xa qua mạng internet.
2. Đã thiết kế được giao diện giám sát trạm không người trực qua phần mềm Visual studio để hỗ trợ vận hành các thiết bị đầu cuối trong trạm không người trực.
3. Đã xây dựng được mô hình kiểm chứng minh họa cho cấu trúc điều khiển và giám sát qua mạng internet cho đề xuất ở trên.

❖ **Hướng nghiên cứu tiếp theo của luận văn và kiến nghị**

- Tiếp tục nghiên cứu các giải pháp bảo mật cho việc phối hợp truyền thông tín hiệu giữa đường truyền internet và mạng cáp quang điện lực trong vận hành trạm biến áp không người trực.

==========

TÀI LIỆU THAM KHẢO

Tiếng Việt

1. Nguyễn Văn Viên (2016), "Phân tích lựa chọn giải pháp điều khiển từ xa cho các trạm biến áp 110kV không người trực", *Luận văn thạc sĩ kỹ thuật, chuyên ngành Kỹ thuật điện*, Đại học Bách khoa Đà Nẵng.
2. N.N. Tùng, P.T. Nam, P.V. Hòa (2015), "Giải pháp sử dụng truyền thông trong lưới điện thông minh hạ áp của Trạm biến áp Dịch Vọng 22", Tạp chí khoa học công nghệ Việt Nam 2(7)7.2015, tr. 20 - 24.
3. Bài viết diễn đàn của Hội tự động hóa Việt Nam (2010) "Điều khiển máy cắt từ xa thông qua RTU của hệ thống SCADA", *Tự động hóa ngày nay*.
4. Nguyễn Văn Thảo (2014), "Nghiên cứu, thiết kế hệ thống tự động hóa TBA 110kV không người trực Vĩnh Yên*", Luận văn thạc sĩ kỹ thuật, chuyên ngành Kỹ thuật điện,* Đại học Bách khoa Hà Nội.
5. Tài liệu (2019) "Quy trình vận hành và hướng dẫn thí nghiệm hiệu chỉnh SEL 751A", Tập đoàn điện lực Việt Nam, Công ty thủy điện Hòa Bình.
6. Trần Thành Đô (2013), " Nghiên cứu giải pháp giám sát và điều khiển từ xa trạm 220kV Quảng Ngãi qua mạng internet", *Luận văn thạc sĩ kỹ thuật, chuyên ngành Kỹ thuật điện,* Đại học Bách khoa Đà Nẵng.
7. Lê Trung Hải, Phạm Hoàng Nam (2014), " Xây dựng trung tâm điều khiển xa và trạm biến áp không người trực" Hội nghị khoa học và công nghệ điện lực toàn quốc.
8. Trương Thế Việt (2013), "Nghiên cứu giao thức truyền thông IEC 61850 trong trạm biến áp", *Luận văn thạc sĩ kỹ thuật, chuyên ngành Kỹ thuật điện,* Đại học Kỹ thuật Công nghệ TP.HCM.

9. Hồ sơ báo cáo nghiên cứu khả thi đầu tư xây dựng công trình "*Lắp đặt MBA T2 TBA 110kV Tây thành phố Thanh Hóa*" Công ty tư vấn điện Miền Bắc.

Tiếng Anh

10. H. Leite, M. Lemos (2013), "Emerging Technologies and Future Trends in Substation Automation Systems for the Protection, Monitoring and Control of Electrical Substations" *Master in Electrical and Computer Engineering Major Automation*, Bruno Morais.
11. Michael I. Henderson, Damir Novosel, and Mariesa L. Crow (2017), "Electric Power Grid Modernization Trends, Challenges, and Opportunities" *IEEE Advancing Technology for Humanity*.
12. J.O. Petinrin, Mohamed Shaaban (2012), "Smart Power Grid: Technologies and Applications" *IEEE International Conference on Power and Energy,* Kota Kinabalu, Malaysia.
13. Ericsson, G.N..(2010), "Cyber Security and Power System Communication-Essential Parts of a Smart Grid Infrastructure", Power Delivery, IEEE Transactions on. 25. 1501-1507.10.1109/TPWRD.2010.2046654.