

**BỘ GIÁO DỤC VÀ ĐÀO TẠO
TRƯỜNG ĐẠI HỌC QUẢN LÝ VÀ CÔNG NGHỆ HẢI PHÒNG**



ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP

NGÀNH: ĐIỆN TỰ ĐỘNG CÔNG NGHIỆP

Sinh viên : Phan Mạnh Hùng

Giảng viên hướng dẫn: ThS. Đỗ Anh Dũng

HẢI PHÒNG – 2025

BỘ GIÁO DỤC VÀ ĐÀO TẠO
TRƯỜNG ĐẠI HỌC QUẢN LÝ VÀ CÔNG NGHỆ HẢI PHÒNG

**ỨNG DỤNG MẠNG SCADA VÀO GIÁM SÁT, ĐIỀU
KHIỂN VÀ VẬN HÀNH TRONG HỆ THỐNG
ĐIỆN LỰC**

ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP ĐẠI HỌC HỆ CHÍNH QUY
NGÀNH: ĐIỆN TỰ ĐỘNG CÔNG NGHIỆP

Sinh viên : Phan Mạnh Hùng
Giảng viên hướng dẫn: ThS. Đỗ Anh Dũng

HẢI PHÒNG – 2025

BỘ GIÁO DỤC VÀ ĐÀO TẠO
TRƯỜNG ĐẠI HỌC QUẢN LÝ VÀ CÔNG NGHỆ HẢI PHÒNG

NHIỆM VỤ ĐỀ TÀI TỐT NGHIỆP

Sinh viên : Phan Mạnh Hùng **MSV :** 2112102033

Lớp : DC2501

Ngành: Điện Tự Động Công Nghiệp

Tên đề tài : Ứng dụng mạng SCADA vào giám sát, điều khiển và vận hành trong hệ thống điện lực

CÁC CÁN BỘ HƯỚNG DẪN ĐỀ TÀI TỐT NGHIỆP

Họ và tên: Đỗ Anh Dũng

Học vị: Thạc sĩ

Cơ quan công tác: Trường Đại học Quản lý và Công nghệ Hải Phòng

Nội dung hướng dẫn: Toàn bộ đề tài

Đề tài được giao ngày tháng năm 2025

Yêu cầu hoàn thành xong trước ngày tháng năm 2025

Đã nhận nhiệm vụ Đ.T.T.N

Sinh viên

Phan Mạnh Hùng

Đã giao nhiệm vụ Đ.T.T.N

Cán bộ hướng dẫn

ThS. Đỗ Anh Dũng

Hải Phòng, ngày.....tháng.....năm 2025

TRƯỞNG KHOA

MỤC LỤC

CHƯƠNG 1: GIỚI THIỆU TỔNG QUAN VỀ HỆ THỐNG SCADA	7
1.1. Lý do chọn đề tài	9
1.2. Lịch sử phát triển hệ thống SCADA	11
1.3. Các thành phần cơ bản của một hệ thống SCADA.....	12
1.3.1. Phần cứng.....	12
1.3.2. Phần mềm.....	14
1.3.3. Truyền thông.....	15
1.3.4. Những yêu cầu chung về một hệ thống SCADA.....	16
1.5. Các chức năng cơ bản của hệ thống SCADA	17
1.6. Một số ứng dụng của SCADA	18
 CHƯƠNG 2: SCADA TRẠM BIẾN ÁP VÀ ĐIỀU KHIỂN TỪ XA	20
1. Hệ thống điều khiển trạm biến áp kiểu truyền thống.....	20
2. Hệ thống điều khiển tích hợp không theo tiêu chuẩn IEC 61850	24
3. Hệ thống điều khiển tích hợp theo tiêu chuẩn IEC 61850.....	26
4. So sánh các hệ thống điều khiển trạm biến áp	29
5. Các thành phần trong hệ thống điều khiển tích hợp trạm biến áp	31
6. Các giao thức truyền thông	32
6.1. Cấu trúc OSI/ISO của giao thức truyền thông	32
6.2. Giao thức Modbus.....	33
7. Đặc điểm truyền dữ liệu.....	35
8. Đặc điểm cấu hình khai báo	37
 CHƯƠNG 3: PHÂN TÍCH HỆ THỐNG SCADA MẠNG ĐIỆN LỰC HÀ NỘI	40
PHẦN I: CẤU TRÚC CHỨC NĂNG VÀ NGUYÊN LÝ HOẠT ĐỘNG CỦA HỆ THỐNG SCADA/DMS –EVN HÀ NỘI	40
1. Cấu trúc phần cứng.....	40
2. Chức năng của các phần tử.....	42
3. Các phần mềm trong hệ thống SCADA/DMS.....	47
4. Hệ thống DMS trong hệ thống điện EVN Hà Nội.....	48
5. Hệ thống SA/VDI, OMS.....	48

PHẦN II: GIỚI THIỆU HẠ TẦNG MẠNG VT&CNTT, TRÌNH TỰ THIẾT LẬP KẾT NỐI KÊNH SCADA, VOICE IP, IP CAMERA	50
1. Hạ tầng mạng VTDR hiện tại thiết lập các kênh SCADA	50
2. Giới thiệu hạ tầng mạng VT&CNTT	51
3. Trình tự thiết lập kết nối kênh SCADA, Voice IP, IP camera.....	51
PHẦN III: QUÁ TRÌNH THU THẬP XỬ LÝ VÀ LƯU TRỮ DỮ LIỆU HỆ THỐNG SCADA/DMS	57
1. Thu thập dữ liệu	57
1.1. Thu thập dữ liệu tự động	57
1.2. Thu thập dữ liệu bằng tay.....	57
1.3. Giá trị tính toán.....	58
2. Xử lý và lưu trữ dữ liệu	58
PHẦN IV: CẤU TRÚC VÀ NGUYÊN LÝ HOẠT ĐỘNG CỦA THIẾT BỊ ĐẦU CUỐI RTU/GATEWAY	59
1. Nguyên lý hoạt động của Gateway	59
1.1. Cấu trúc chung của gateway	59
1.2. Kiểu giao tiếp.....	60
1.3. Các giao thức dùng trong trạm sử dụng GateWay	60
1.4. Cách hoạt động của gateway	61
2. Cấu trúc và nguyên lý hoạt động của RTU.....	62
2.1. Cấu trúc phần cứng RTU	62
2.2. Chức năng modules của RTU	63
2.3. Mô hình kết nối các thiết bị của RTU	64
PHẦN V: TRÌNH TỰ CÁC BƯỚC XÂY DỰNG CƠ SỞ DỮ LIỆU, HMI TRÊN HỆ THỐNG SCADA/DMS	66
1. Quy trình xây dựng cơ sở dữ liệu cho hệ thống SCADA/DMS khi có một trạm mới đưa vào.	66
2 . Thiết kế sơ đồ vận hành trạm.....	69
3. Các thủ tục cập nhật dữ liệu từ ORACLE lên Avanti.....	77
PHẦN VI: CÁC HỆ THỐNG PHỤ TRỢ (IP CAMERA, ĐO ĐẾM, ĐỌC SỰ CỐ RELAY TỪ XA..) PHỤC VỤ CÔNG TÁC ĐIỀU ĐỘ	79
1. Hệ thống phụ trợ IP Camera phục vụ công tác điều độ	79
2. Hệ thống phụ trợ đo đếm từ xa.....	79
3. Hệ thống đọc sự cố Relay từ xa.....	80
Kết luận:	83

NHIỆM VỤ ĐỀ TÀI

1. Mục tiêu đề tài

- Tìm hiểu tổng quan về hệ thống SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) và vai trò của nó trong hệ thống điện lực.
- Phân tích cách SCADA được ứng dụng để giám sát, điều khiển và hỗ trợ vận hành trong các cấp độ khác nhau của hệ thống điện (như trạm biến áp, lưới phân phối, lưới truyền tải).
- Đề xuất giải pháp tối ưu hoặc mô hình ứng dụng SCADA phù hợp nhằm nâng cao hiệu quả vận hành, độ tin cậy và khả năng phản ứng của hệ thống điện lực.

2. Nội dung công việc

a) Tổng quan lý thuyết

- Tìm hiểu khái niệm, cấu trúc và nguyên lý hoạt động của hệ thống SCADA.
- Phân loại các thành phần chính: RTU, PLC, HMI, giao thức truyền thông (Modbus, IEC 60870-5-104, DNP3...).
- So sánh hệ thống SCADA với các hệ thống điều khiển khác như DCS.

b) Ứng dụng SCADA trong hệ thống điện lực

- Phân tích vai trò của SCADA trong giám sát và điều khiển lưới điện.
- Tìm hiểu các ứng dụng thực tế: điều khiển trạm biến áp không người trực, quản lý tải, giám sát sự cố, tự động đóng cắt, cảnh báo sớm...
- Nghiên cứu một số hệ thống SCADA hiện có tại Việt Nam hoặc thế giới.

c) Xây dựng mô hình ứng dụng

- Thiết kế sơ đồ khối hệ thống SCADA áp dụng cho một trạm biến áp hoặc mạng phân phối đơn giản.

d) Phân tích, đánh giá và đề xuất giải pháp

- Đánh giá hiệu quả của việc áp dụng SCADA.
- Nhận diện các thách thức khi triển khai thực tế như bảo mật, chi phí đầu tư, yêu cầu về nhân lực.
- Đề xuất cải tiến hoặc giải pháp áp dụng SCADA trong tương lai phù hợp với xu thế phát triển của lưới điện thông minh (Smart Grid).

3. Yêu cầu cần đạt

- Hiểu rõ cấu trúc, chức năng và nguyên lý hoạt động của hệ thống SCADA.
- Trình bày được vai trò, lợi ích và phạm vi ứng dụng của SCADA trong hệ thống điện lực.
- Phân tích được các yếu tố kỹ thuật và phi kỹ thuật ảnh hưởng đến việc triển khai hệ thống SCADA.
- Xây dựng được mô hình hoặc sơ đồ giải pháp SCADA áp dụng cho một bài toán cụ thể trong hệ thống điện.
- Có khả năng trình bày, giải thích và bảo vệ giải pháp trước hội đồng.
- Báo cáo khoa học hoàn chỉnh, có đầy đủ cơ sở lý thuyết.

4. Các tài liệu, số liệu cần thiết

- Hệ thống điều khiển truyền thông của trạm biến áp 220/110 kV Thủ Đức trước năm 2002
- Hệ thống SCADA/DMS của Tổng Công ty Điện lực TP Hà Nội (EVNHANOI)

5. Địa điểm thực tập tốt nghiệp

- Công ty cổ phần tự động hóa Nihaco. Trang web chính: <https://nihaco.com.vn/>
340 Thiên Lô, Vĩnh Niệm, Lê Chân, Hải Phòng

CHƯƠNG 1: GIỚI THIỆU TỔNG QUAN VỀ HỆ THỐNG SCADA

1.1. Lý do chọn đề tài

Trong bối cảnh hiện đại hóa và số hóa các ngành công nghiệp, đặc biệt là ngành điện lực, việc áp dụng các hệ thống điều khiển và giám sát từ xa ngày càng trở nên phổ biến. Trong đó, hệ thống SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) được xem là một trong những công nghệ cốt lõi, giúp tối ưu hóa quy trình vận hành, giảm thiểu sự cố và nâng cao tính tự động hóa trong mạng lưới điện.



Mạng điện lực là một hệ thống phức tạp, gồm nhiều thiết bị, trạm biến áp, đường dây truyền tải và phân phối hoạt động liên tục 24/7. Việc giám sát thủ công không những tiêu tốn nhiều nguồn lực mà còn dễ dẫn đến sai sót và phản ứng chậm trước sự cố. Chính vì vậy, nhu cầu về một hệ thống giám sát và điều khiển từ xa, có khả năng xử lý thời gian thực, cảnh báo sớm sự cố và điều khiển thiết bị tức thì là vô cùng cấp thiết.

SCADA không chỉ đáp ứng được yêu cầu đó mà còn cho phép kết nối linh hoạt với nhiều thiết bị hiện trường (RTU, PLC), tích hợp các giao thức truyền thông phổ biến, giúp xây dựng hệ thống điều khiển phân tán và thông minh. Việc áp dụng SCADA trong mạng điện lực đã và đang chứng minh hiệu quả rõ rệt tại nhiều quốc gia, đặc biệt trong lĩnh vực điều khiển trạm biến áp không người trực, phân phối điện thông minh và giám sát chất lượng điện năng.



Từ thực tiễn đó, em quyết định chọn đề tài **“Ứng dụng hệ thống SCADA trong quản lý và giám sát mạng điện lực”** với mong muốn được tiếp cận và ứng dụng

Hệ thống SCADA hay còn được gọi là hệ thống điều khiển giám sát và thu thập dữ liệu dựa trên nền tảng máy tính (SCADA - Supervisory Control And Data Acquisition) được phát triển từ mô hình đơn lẻ, điều hành phân tán đến kiến trúc mạng giúp truyền thông nhanh, linh động, chính xác và khoảng cách xa. SCADA - 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 này.

Hơn nữa, SCADA đã chuyển từ độc quyền sang tiêu chuẩn hóa về phần cứng và phần mềm, sự thay đổi này giúp giảm chi phí nâng cấp, vận hành và bảo trì cũng như cung cấp quản lý với thông tin thời gian thực, hỗ trợ cho việc lập kế hoạch, giám sát và ra quyết định. Các hệ thống SCADA là thành phần rất quan trọng trong nhiều lĩnh vực như: phát điện, truyền tải và phân phối điện năng; lọc ga, dầu và hệ thống quản lý đường ống; hệ thống lọc và phân phối nước; hệ thống sản xuất và xử lý hóa chất; hệ thống giao thông vận tải.

Mặc dù SCADA được dùng phổ biến nhất ở các mạng tự động lớn như các công ty tiện ích công cộng, SCADA còn có thể được dùng trong hầu hết các tiến trình điều khiển tự động. Các công ty sử dụng dây chuyền lắp ráp, như nhà máy đóng chai, cũng có thể sử dụng các tiện lợi từ SCADA. Toàn bộ các nhà máy có thể được tự động hóa giúp cho việc sản xuất hiệu quả và tin cậy.

Trong những hệ thống SCADA dù ít hay nhiều cũng được thực hiện những nguyên tắc như: làm việc với thời gian thực, sử dụng một khối lượng tương đối lớn thông tin thừa (tần số cập nhật dữ liệu cao), cấu trúc mạng, nguyên tắc hệ thống và mô đun mở, có thiết bị dự trữ để làm việc trong trạng thái “dự trữ nóng”, ...

1.2. Lịch sử phát triển hệ thống SCADA

Mục tiêu của hệ thống SCADA đã được phát triển từ đầu thập niên 1960. Sự ra đời của thế hệ máy tính nhỏ (minicomputer) như Digital Equipment Corporation (DEC) PDP-8 và PDP-11 làm cho điều khiển quá trình và sản xuất bằng máy tính là khả thi. Ở thập niên này thiết bị đo từ xa bằng sóng vô tuyến dùng trong giám sát thời tiết sử dụng khí cầu - tên lửa đẩy ra đời. Đồng thời cũng ra đời hệ thống giám sát từ xa có dây.

Những năm 1970 ra đời máy bộ đàm dùng sóng radio, cùng tiến trình ra đời và phát triển của PLC (Programmable Logic Controllers) cũng được diễn ra song song.

Khi máy vi tính phát triển, chúng được lập trình và thu gọn nhằm cạnh tranh với các chức năng, lập trình và vận hành của PLC. Chính xác, sự cạnh tranh được phát triển giữa hai nghiên cứu và tiếp diễn đến ngày hôm nay.

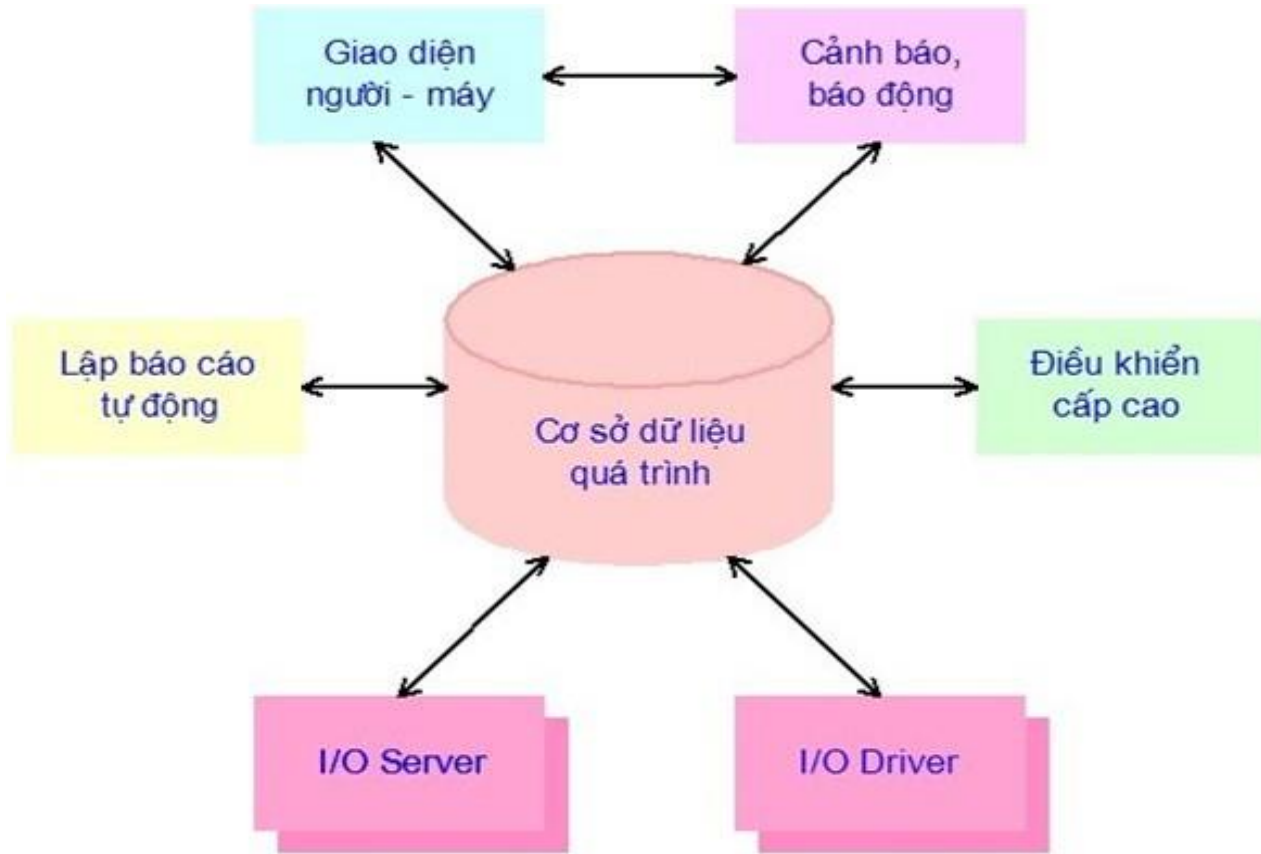
Lúc đầu, hệ thống điều khiển chỉ hạn chế ở từng thiết bị cụ thể. Sự kết hợp giữa các thiết bị điều khiển chỉ cục bộ ở thiết bị, nhà máy và không kết nối với mạng bên ngoài. Hệ thống điều khiển bao gồm máy tính mini hoặc PLC trung tâm kết nối với một số bộ điều khiển giao tiếp với động cơ, bơm, valve, công tắc, cảm biến Kiến trúc này thường được gọi là hệ thống điều khiển phân bố (DCS - Distributed Control

System). Các hệ thống đó thường được giới hạn ở các vị trí gần nhau, thông thường được kết nối với nhau sử dụng mạng cục bộ (LAN – Local Area Network). Khi có yêu cầu cần thiết cho sự vận hành mạng này, công ty hoặc nhà cung cấp phát triển các giao thức truyền thông của riêng họ, trong số đó phần nhiều là độc quyền. Khi tính năng kỹ thuật của máy tính, hệ điều hành và mạng được cải tiến, thúc đẩy yêu cầu giám sát trạng thái, vận hành các thiết bị, nhà máy từ xa theo thời gian thực. Cũng như nhiều công ty có các thành viên hoặc chi nhánh hoạt động ở vùng địa lý cách biệt nhau, yêu cầu thu thập dữ liệu từ xa, điều khiển và bảo trì được quan tâm hơn theo khía cạnh quản lý và chi phí. Những khả năng này được biết tới như là sự tập hợp của giám sát điều khiển và thu thập dữ liệu (Supervisory Control And Data Acquisition - SCADA).

Ngày nay hệ thống SCADA đang có xu hướng phát triển cả về

công nghệ và mở rộng quy độ ứng dụng trong mọi lĩnh vực của công nghiệp cũng như các lĩnh vực khoa học khác.

Khái niệm chính của SCADA hiểu ngắn gọn sẽ là: SCADA là một hệ thống được sử dụng để giám sát, điều khiển từ xa và thu thập dữ liệu trong các quy trình công nghiệp hoặc hạ tầng kỹ thuật. Nó cho phép con người theo dõi và điều khiển các thiết bị, quá trình từ một trung tâm điều khiển, thông qua giao diện trực quan và dữ liệu thu thập được từ hiện trường.



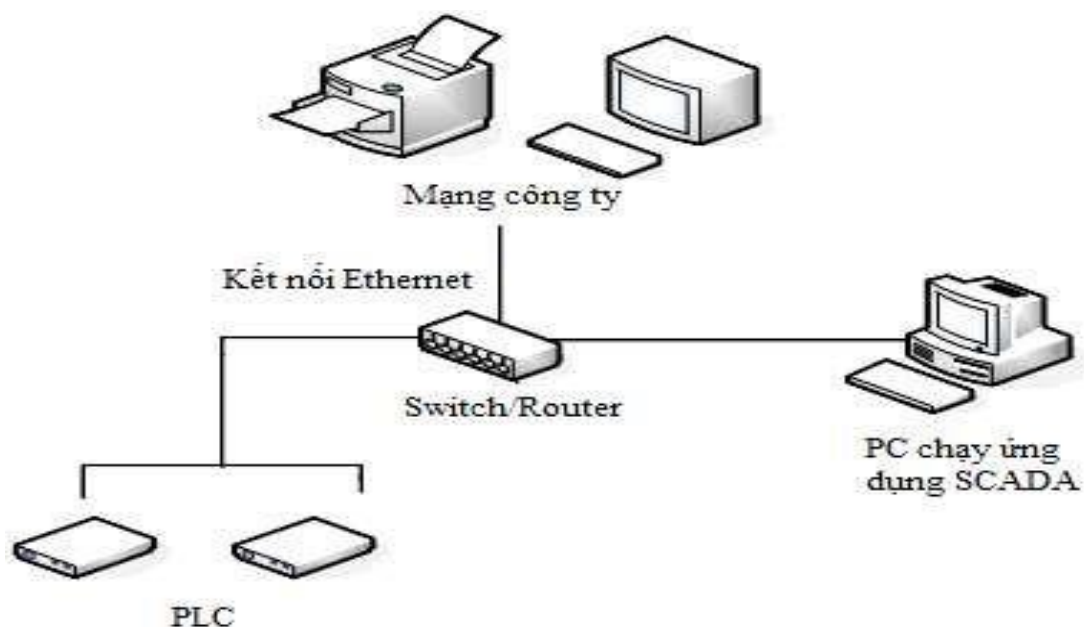
1.3. Các thành phần cơ bản của một hệ thống SCADA

1.3.1. Phần cứng

Một mạng SCADA về bản chất là sự kết hợp của các trạm chủ MTU, trạm tớ RTU (Remote Terminal Unit) và các thiết bị trường được kết nối bởi mạng truyền thông. Điều khiển tiến trình và điều khiển luận lý (logic) được thực hiện bởi các máy chủ. Thông tin sử dụng bởi các trạm chủ được thu thập bởi các bộ điều khiển/cảm biến. Các trạm tớ là các giao tiếp được sử dụng bởi người vận hành để tương tác với hệ thống.

Các trạm chủ thông thường được đặt ở nhà máy chính/trạm chính. Chúng truyền thông với các bộ điều khiển cục bộ hoặc các bộ điều khiển được đặt ở các vị trí xa, cần được giám sát hoặc điều khiển. Khi cần thiết, một hệ thống SCADA có thể rất lớn và phủ rộng hàng trăm km, đặc biệt ở các hệ thống tiện ích công cộng nơi mà các bộ điều khiển cần được đặt dọc theo hệ thống như đường điện hoặc ống dẫn dầu.... Ở những hệ thống loại này thường có thêm các trạm chủ phụ SMS (Sub-Master

Station) đóng vai trò là thiết bị thu thập và điều khiển trung gian giữa trạm chủ và trạm tớ. Kích cỡ và độ phức tạp của một mạng SCADA biến đổi phụ thuộc vào tiến trình mà nó điều khiển, kích thước của công trình tiện ích, thương mại sử dụng nó. Một hệ thống cung cấp điện tiêu biểu có thể lên đến 50.000 điểm thu thập dữ liệu trong khi một nhà máy đóng chai có thể chỉ đòi hỏi một máy chủ và một số nhỏ PLC.



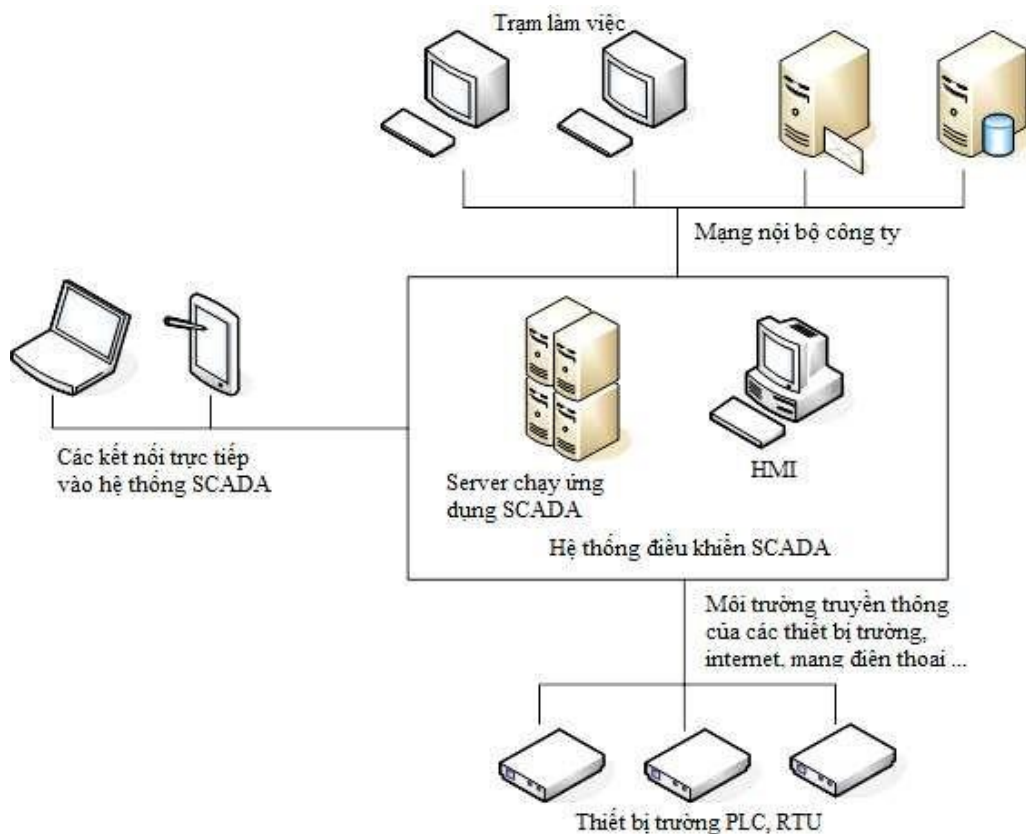
Hình 1.1: Cấu trúc một mạng SCADA đơn giản

Trong hệ thống này bao gồm một vài PLC được điều khiển bởi một máy chủ. Một kết nối Ethernet LAN cho phép người vận hành có thể giám sát mạng từ xa thông qua mạng công ty, sử dụng kết nối Ethernet nối các PLC với PC để chạy ứng dụng SCADA.

Các mạng SCADA của một công ty lớn cũng tương tự nhưng có nhiều các kết nối và chức năng hơn. Hình 1.2 minh họa một mạng SCADA lớn được sử dụng trong các công ty tiện ích công cộng.

Như vậy đối với các hệ thống SCADA phức tạp để dễ dàng quản lý, vận hành người ta chia phần cứng thành năm cấp độ cơ bản như sau:

- ☐ Thiết bị đo và thiết bị điều khiển.
- ☐ Trạm đầu cuối và thiết bị đầu cuối RTU.
- ☐ Hệ thống truyền thông.
- ☐ Các trạm thu thập dữ liệu SMS (Sub-Master Station).
- ☐ Hệ thống xử lý dữ liệu MTU.



Hình 1.2: Cấu hình một mạng SCADA lớn tiêu biểu

1.3.2. Phần mềm

Phần mềm SCADA được chia ra làm hai loại: phần mềm độc quyền và phần mềm mã nguồn mở. Các phần mềm độc quyền là các phần mềm SCADA được xây dựng bởi nhà cung cấp hệ thống SCADA và thường chỉ dùng cho truyền thông với phần cứng của họ. Vấn đề chính của các hệ thống này là phải phụ thuộc hoàn toàn vào nhà cung cấp hệ thống. Các phần mềm mở ngày càng trở nên phổ biến vì tính năng liên kết hoạt động của các hệ thống này. Các phần mềm mở có khả năng làm việc với nhiều thiết bị của các nhà sản xuất khác nhau trên cùng một hệ thống.

Các chức năng chủ yếu của phần mềm SCADA bao gồm:

- Giao tiếp người dùng.
- Hiển thị hình ảnh.
- Báo động.
- Đồ thị.
- Giao tiếp với RTU hoặc PLC.
- Có khả năng phát triển thành hệ thống lớn.
- Khả năng truy cập dữ liệu từ các server khác.
- Cơ sở dữ liệu.
- Khả năng kết nối mạng.
- Khả năng chỉ thị lỗi và dự phòng.
- Xử lý phân bố theo mô hình chủ/tớ.

1.3.3. Truyền thông

Một bộ phận không thể thiếu cho một hệ thống SCADA dù lớn hay nhỏ đó là truyền thông. Nó là yếu tố cơ bản quyết định đến tính ổn định và sự chính xác của hệ thống. Vì vậy hệ thống truyền tin được sử dụng trong SCADA phải thỏa mãn các tiêu chuẩn như: giải tốc độ truyền, giao thức truyền thông, truyền đồng bộ hay dị bộ, khoảng cách địa lý... Hệ thống truyền tin phải được lựa chọn tương thích, phù hợp với các thiết bị trong hệ thống SCADA. Tùy theo từng loại mô hình, phạm vi của từng hệ thống SCADA, việc lựa chọn thiết bị truyền thông phù hợp sẽ phát huy được hết tính năng, tác dụng của nó. Bảng dưới đây kể tới một số dạng truyền thông thường dùng trong hệ thống SCADA.

Bảng 1.1: Một số kiểu truyền và tiêu chuẩn thường dùng trong SCADA

Đối tác truyền thông	Kiểu truyền	Tiêu chuẩn thường dùng
Máy chủ với IED hiện trường	Không đồng bộ kiểu Multidrop	RS485
PLC thu thập với IED hiện trường	Không đồng bộ kiểu Multidrop	RS485
Máy chủ với máy dự phòng DMS, EMS và DTS	Đồng bộ kiểu Multidrop	Ethernet
Máy chủ với SCADA cấp trên	Không đồng bộ kiểu singledrop	RS233 tải ba, modem hay Ratio 450Hz
SCADA với các ứng dụng khác	Bản tin qua bộ nhớ	DDE (Dynamic Data Exchange)
SCADA với các thư viện	Đọc/viết thư viện	DLL (Dynamic Link Library)
SCADA với hệ điều hành	Quản lý cửa sổ	Windows
SCADA với máy in	Song song, nối tiếp	RS232, ASCII

Để hai hoặc nhiều thực thể có thể truyền thông, chúng phải “nói” cùng một ngôn ngữ (giao thức) và tuân theo những cách nhất định cho việc khởi đầu, thông suốt và kết thúc truyền thông. Một giao thức định nghĩa định dạng của các thông điệp và các cách thức cho sự trao đổi các thông điệp. Giao thức SCADA ra đời vì sự cần thiết gửi và nhận dữ liệu, điều khiển thông tin cục bộ và qua các khoảng cách xa trong khoảng thời gian dự tính. Khoảng thời gian dự tính trong trường hợp này ám chỉ khả năng dự đoán khoảng thời gian đòi hỏi cho một giao dịch xảy ra khi tất cả các thông số thích hợp đã được biết đến. Để thực hiện truyền thông trong các khoảng thời gian dự tính cho các ứng dụng trong nhà máy lọc dầu, mạng lưới điện và các mạng SCADA của công ty, các nhà sản xuất thiết bị điều khiển như PLC phát triển các giao thức và các kiến trúc truyền thông bus cho riêng họ. Bảng 1.2 tóm tắt một số nhà sản xuất thiết bị và các giao thức tương ứng.

Bảng 1.2: Bảng tóm tắt các giao thức của một số nhà sản xuất

Nhà sản xuất	Giao thức
--------------	-----------

Allen Braley (Rockwell)	DeviceNet, ControlNet, DFI, Data Highway+, Data Highway 485
Siemens	AS-I, Profibus
Modicon (Schneider)	Modbus, Modbus Plus, Modbus TCP/IP

Trong số các giao thức này đa số là độc quyền. Vào những năm 1990, các nhóm điều khiển công nghiệp và các tổ chức về tiêu chuẩn bắt đầu phát triển các giao thức mở cho các hệ thống điều khiển, các giao thức này là không độc quyền và không dành riêng cho một nhà sản xuất nào. Sau này, khi Internet trở thành phổ biến, các công ty hướng tới phát triển dựa trên các giao thức và công cụ mạng Internet, như giao thức TCP/IP và các trình duyệt Internet. Thêm vào đó, các nhà sản xuất và các tổ chức tiêu chuẩn mở đã sửa đổi công nghệ Ethernet, mạng LAN đã phổ biến và hiệu quả cho sử dụng với mạng thu thập dữ liệu và điều khiển cục bộ.

Các mô hình phân cấp được sử dụng để định nghĩa nơi nào giao thức được áp dụng và để đóng gói các chức năng đòi hỏi cho việc gửi và nhận thông điệp. Các mô hình kiến trúc được phân lớp đã được chấp nhận rộng rãi và có hiệu quả cao. Các thành phần cần thiết cho sự truyền thông được chia vào các lớp và được định cách giao tiếp giữa các lớp. Hai trong các mô hình truyền thông theo lớp được sử dụng rộng rãi là OSI (Open Systems Interconnection) và TCP/IP (Transmission Control Protocol/Internet Protocol).

1.3.4. Những yêu cầu chung về một hệ thống SCADA

a) Yêu cầu về phần cứng.

- Là hệ thống phức tạp đắt tiền nên các thành phần của SCADA được cung cấp bởi nhiều nhà sản xuất. Do đó có yêu cầu cao về chuẩn hóa thiết bị, đặc biệt là về các giao diện và giao thức. Máy tính dùng để thu thập và điều khiển phải mang tính phổ thông và có khả năng giao tiếp tốt với các hãng thiết bị phần cứng khác nhau. Có hệ điều hành đa nhiệm có khả năng mở rộng và giao tiếp dễ dàng với các phần mềm và phần cứng khác.

b) Yêu cầu về phần mềm.

Có khả năng tương thích với các giao thức thông dụng.

Dễ dàng thiết kế và nâng cấp khi cần thiết. c) Yêu cầu về truyền thông.

- Do được trải ra trên không gian địa lý rộng lớn nên cần nhiều dịch vụ viễn thông để kết nối các phân hệ của hệ thống SCADA.
- Mức độ yêu cầu của hệ thống truyền thông ở mức trạm là cấp thấp do vậy cần thiết chọn các giao thức đơn giản để dễ dàng cho các hệ thống xử lý.

- Khả năng bảo toàn dữ liệu: Trong công nghiệp có nhiều nhiễu điện từ, do đó cần phải truyền dữ liệu sao cho không có lỗi, giao thức được chọn phải có khả năng kiểm soát lỗi hiệu quả, ví dụ như phương pháp kiểm tra lỗi CRC.
- Chuẩn hóa giao thức: Xuất phát từ yêu cầu trao đổi tin giữa các đối tác truyền thông (IED, RTU, PLC, PC...) được sản xuất bởi các hãng khác nhau, cần thiết phải có giao thức truyền thông chung.
- Tốc độ truy cập các thông số cao: Trong hệ thống SCADA yêu cầu cập nhật các thông số từ các thiết bị trường nối tiếp nhau đòi hỏi phải gần như đồng thời.

d) Yêu cầu về dịch vụ

- Có khả năng thu thập, lưu trữ, sử dụng số liệu được ít nhất trong một khoảng thời gian đủ dài theo yêu cầu.
 - Cung cấp sự giao tiếp và giao diện dễ dàng cho người sử dụng và vận hành. Dễ dàng cho người dùng hiển thị sơ đồ và đồ thị trong giám sát cũng như in báo cáo.
 - Giúp thao tác điều khiển từ xa dễ dàng, tuy nhiên vẫn phải bảo đảm thao tác điều khiển bằng tay.
- e) Yêu cầu về giá thành và chi phí lắp đặt phải rẻ, hợp lý.

1.5. Các chức năng cơ bản của hệ thống SCADA

- *Kiểm soát truy cập*

Người dùng được chỉ định vào các nhóm, mỗi nhóm đều được định nghĩa các quyền truy cập đọc/ghi (read/write) các thông số của quá trình điều khiển trong hệ thống.

- *MMI (Man Machine Interface)*

Biểu thị dữ liệu cho người vận hành và cho phép nhập lệnh điều khiển qua nhiều dạng: Hình ảnh, sơ đồ, cửa sổ, menu, màn hình cảm ứng, ...

- *Lập biểu đồ (Trending)*

Các sản phẩm SCADA đều hỗ trợ tiện ích lập biểu đồ, tính năng lập biểu đồ thông thường bao gồm:

Thông số được ghi ở một biểu đồ cụ thể được định nghĩa trước hoặc được định nghĩa trực tiếp.

Lập biểu đồ thời gian thực và lưu lại cho việc tra cứu về sau.

-*Điều khiển báo động (Alarm Handling)*

Báo động được dựa trên kiểm tra giới hạn, trạng thái và được thực hiện trên các máy server. Sự báo động được thực hiện tập trung, thông tin chỉ tồn tại ở một vị trí và tất cả người dùng thấy cùng một trạng thái, báo động với nhiều mức ưu tiên được hỗ trợ.

Ta có thể nhóm các báo động và xem chúng như một thực thể. Chọn lựa các báo động vào các trang khác nhau hoặc khi xem bảng ghi báo động (alarm log) ta có thể xem theo độ ưu tiên, thời gian và

theo nhóm. E-mails có thể tự động được gửi hoặc tự động thực thi các đáp ứng tùy thuộc vào mỗi điều kiện báo động.

- Ghi sự kiện và lưu trữ (Logging/Archiving)

Ghi sự kiện và lưu trữ thường được sử dụng để miêu tả một tiện ích. Tuy nhiên, ghi sự kiện có thể được coi như là lưu trữ dữ liệu lên đĩa cho chiến lược ngắn hạn hoặc trung bình, trong khi đó lưu trữ được sử dụng cho chiến lược lâu dài trên đĩa hoặc các thiết bị lưu trữ thường trực khác. Ghi sự kiện tiêu biểu được thực hiện theo chu kỳ, khi dung lượng dữ liệu hoặc khoảng thời gian đạt đến giới hạn thì dữ liệu cũ sẽ được ghi đè bởi dữ liệu mới.

Sự kiện có thể được ghi theo một tần số đặt trước, hoặc khởi tạo khi có sự thay đổi, hoặc một sự kiện được chỉ định trước xảy ra. Dữ liệu của sự kiện có thể được chuyển qua lưu trữ khi bảng ghi sự kiện đã đầy. Các sự kiện được đánh dấu thời gian và có thể được lọc theo thời gian xảy ra sự kiện khi được quan sát bởi người dùng.

- Xuất báo cáo (Report Generation)

Báo cáo có thể xuất dưới dạng truy vấn SQL cho lưu trữ file, bảng ghi sự kiện dạng text, file sự kiện dạng html, ... Báo cáo có thể được xuất, in và lưu trữ tự động.

- Tự động hoá (Automation)

Tính năng quan trọng nhất của SCADA là cho phép các hành động được kích hoạt tự động bởi các sự kiện. Một ngôn ngữ script được cung cấp bởi các hệ thống SCADA cho phép các hành động được định nghĩa trước. Ví dụ như hiện một cửa sổ cụ thể, gửi một E-mail, chạy một ứng dụng hoặc đoạn mã hoặc ghi vào cơ sở dữ liệu.

Điều khiển tuần tự được hỗ trợ, nhờ đó có thể thực hiện một tuần tự phức tạp các sự kiện ở một hoặc nhiều thiết bị. Điều khiển tuần tự còn có thể có tác động ngược lại với các sự kiện bên ngoài.

1.6. Một số ứng dụng của SCADA

Hệ thống SCADA ứng dụng hiệu quả nhất trong vấn đề tự động hoá điều khiển quá trình liên tục và phân bố bao gồm các lĩnh vực.

- Công nghiệp chế tạo và lắp ráp.
- Công nghệ dầu khí.
- Điều khiển sản xuất, chuyển tải và phân phối năng lượng điện.
- Cung cấp nước, làm sạch nước và phân phối nước.
- Điều khiển những đối tượng vũ trụ;

- Điều khiển trong giao thông (tất cả các dạng giao thông: hàng không, đường sắt, đường bộ, đường thuỷ, tàu điện ngầm).
- Viễn thông.
- Quân sự

CHƯƠNG 2: SCADA TRẠM BIẾN ÁP VÀ ĐIỀU KHIỂN TỪ XA

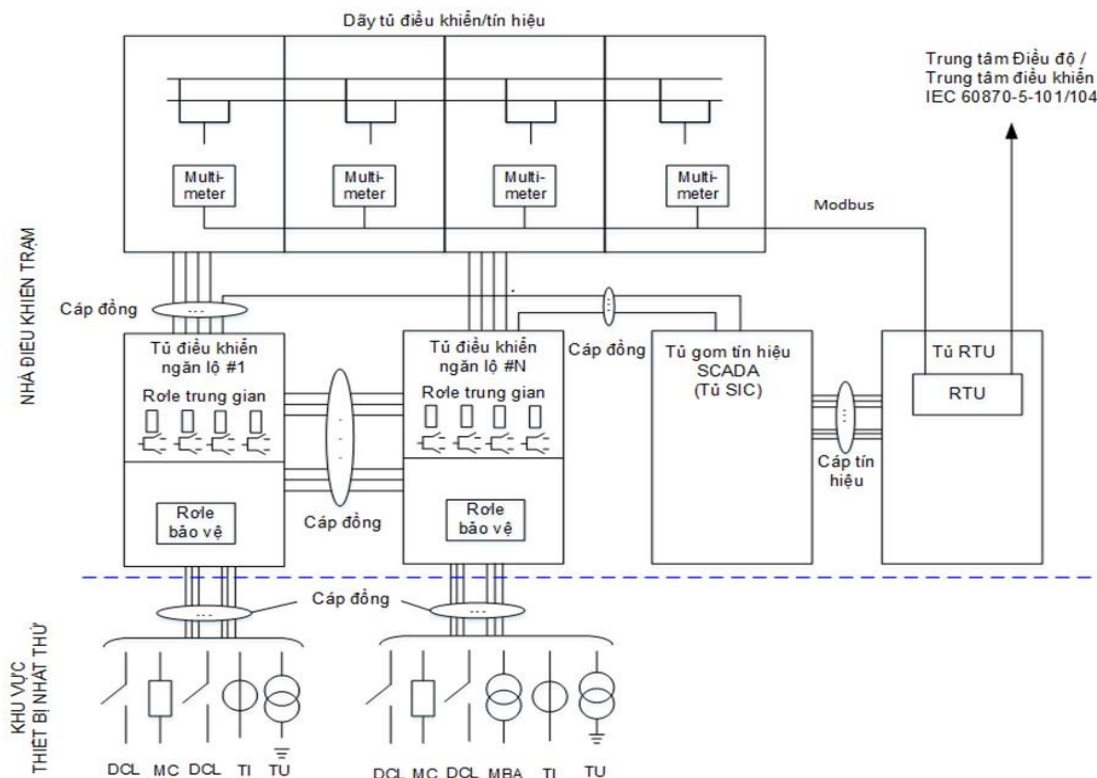
Chương 2 so sánh các chức năng của ba hệ thống điều khiển trạm biến áp đề cập trong chương 1 nhằm nhấn mạnh các ưu điểm của hệ thống điều khiển trạm biến áp tích hợp theo tiêu chuẩn IEC 61850; qua đó, khẳng định sự cần thiết trong việc khảo sát hệ thống này để đáp ứng nhu cầu điều khiển tự động hóa trạm biến áp.

1. Hệ thống điều khiển trạm biến áp kiểu truyền thống

Hệ thống điều khiển kiểu truyền thống đã được thiết kế và lắp đặt trong các trạm biến áp cao áp từ trước đến nay, với đặc điểm cơ bản là hệ thống bao gồm các thiết bị cơ điện và điện tử được kết nối với nhau qua các mạch điện đơn giản. Cấu trúc phần cứng hệ thống này bao gồm hệ thống thu thập dữ liệu đo lường và điều khiển hai chiều giữa trung tâm điều khiển và các thiết bị nhất thứ (máy biến áp, máy cắt, dao cách ly, dao tiếp địa, thiết bị đo lường, ...) được trình bày theo sơ đồ nguyên lý ở hình 2.1.

Các chức năng cơ bản của hệ thống điều khiển kiểu truyền thống bao gồm:

- Chức năng đo lường: được thực hiện bằng các thiết bị hiển thị đo đếm và được ghi nhận bằng tay bởi các nhân viên vận hành.
- Chức năng giám sát: được thực hiện bằng các bảng đèn báo, thiết bị chỉ thị và được ghi nhận bằng tay và lưu bằng giấy; sự cố được ghi bằng bộ ghi sự cố lắp rời.
- Chức năng bảo vệ: được thực hiện bởi các role bảo vệ cơ hoặc role tĩnh. Các role chỉ thực hiện các chức năng bảo vệ riêng lẻ như bảo vệ quá dòng F50/51, bảo vệ khoảng cách F21, bảo vệ điện áp 27/59, ... Chức năng bảo vệ giữa các role được phối hợp qua dây dẫn và tiếp điểm trạng thái.
- Chức năng liên động: được thực hiện thông qua cáp điều khiển bằng cách gửi các tiếp điểm trạng thái của thiết bị này để cho phép hoặc cấm thao tác các thiết bị khác liên quan.
- Chức năng điều khiển tại trạm: được thực hiện bởi các mạch điều khiển riêng lẻ và chỉ có thể thực hiện được ở mức điều khiển cơ bản như đóng/mở thiết bị, bật/tắt chức năng thông qua các nút nhấn hoặc khóa vận lắp trên tủ điều khiển.
- Chức năng điều khiển qua SCADA: thực hiện qua các thiết bị đầu cuối RTU (Remote Terminal Unit) gồm các role trung gian và các bộ chuyển đổi tín hiệu tương tự/số (analog/digital).

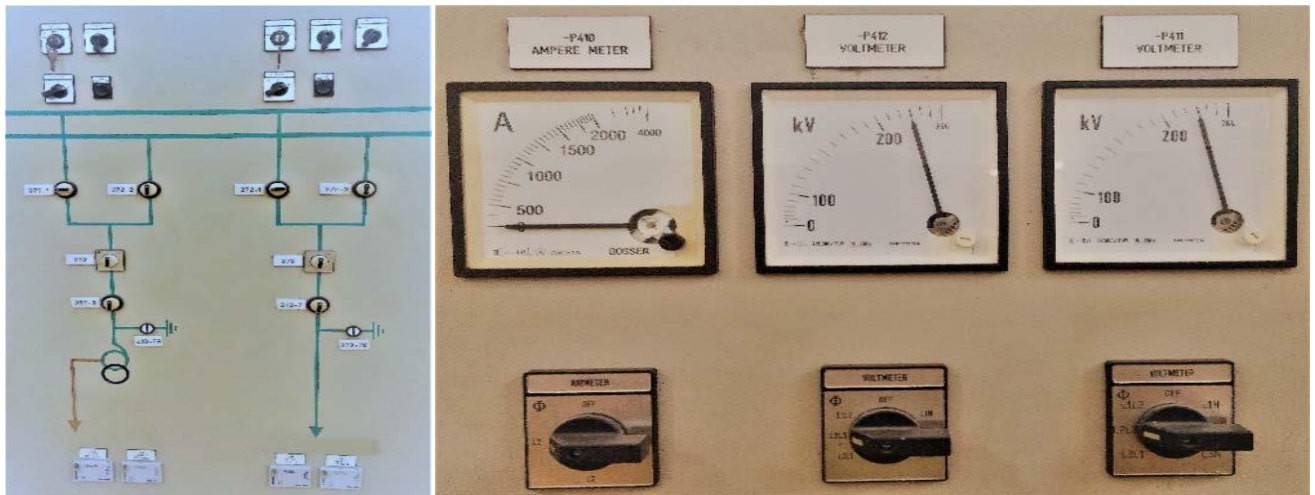


Hình 2.1 – Cấu trúc hệ thống điều khiển trạm biến áp kiểu truyền thống

Hệ thống điều khiển truyền thống mặc dù có những ưu điểm như: đơn giản, dễ thiết kế, chi phí thấp; người vận hành có khả năng tự thao tác và bảo trì, việc kết nối giữa các thiết bị trong cùng hệ thống thực hiện đơn giản qua cáp tín hiệu. Tuy nhiên, hệ thống này bộc lộ các nhược điểm sau:

- Hệ thống có quá nhiều thiết bị và cáp tín hiệu, dẫn đến khả năng bị sự cố trên hệ thống nhị thứ rất cao.
- Khả năng tự động hóa thấp, các chức năng điều khiển nâng cao vẫn phải thực hiện bởi con người.
- Việc thu thập dữ liệu phải thực hiện bằng tay, độ chính xác không cao, khả năng phân tích và xử lý dữ liệu bị hạn chế.
- Việc quản lý rất khó khăn do thiếu các dữ liệu chính xác được cập nhật kịp thời.
 - Việc bảo trì và nâng cấp hệ thống rất khó khăn, mất nhiều thời gian.
- Thời gian thao tác chậm, khả năng nhầm lẫn cao do thao tác bằng tay, dẫn đến giảm độ tin cậy và tăng thời gian mất điện khi có sự cố.

Hình 2.2 giới thiệu bảng điều khiển và bảng hiển thị kết quả đo lường của hệ thống điều khiển truyền thống. Sơ đồ điều khiển được thể hiện trên bề mặt tủ điều khiển. Chức năng điều khiển được thực hiện bằng cách vận khóa tiếp điểm trạng thái. Chức năng hiển thị đo lường thể hiện qua các thiết bị hiển thị bằng kim và có các khóa chọn đại lượng cần đo như các giá trị điện áp pha hay dòng điện pha.



Hình 2.2 – Bảng điều khiển (trái) và bảng hiển thị đo lường (phải) của hệ thống điều khiển truyền thống

Chức năng giám sát của hệ thống điều khiển truyền thống được thực hiện bằng các ô cảnh báo trên bảng cảnh báo, giới thiệu trên hình 2.3. Khi có tín hiệu bất thường, các ô đèn tương ứng sẽ sáng kèm theo chuông còi cảnh báo và vận hành viên xác nhận bằng các nút nhấn.



Hình 2.3 – Bảng giám sát hệ thống điều khiển truyền thống

Về tổng thể, sơ đồ với các nút điều khiển được bố trí trên mặt tử điều khiển. Tất cả tử điều khiển được bố trí trong phòng điều khiển nhằm thuận tiện cho vận hành viên điều khiển và giám sát hệ thống. Chính vì vậy, mật độ cáp điều khiển từ các thiết bị về tử điều khiển và tại phòng điều khiển rất dày đặc. Một hệ thống như vậy sẽ rất khó khăn trong việc mở rộng thêm ngăn lộ hoặc nâng cấp sơ đồ của trạm biến áp hiện hữu. Hình 2.4 giới thiệu phòng điều khiển và hàm cáp của một hệ thống điều khiển truyền thống



Hình 2.4 – Phòng điều khiển (trái) và hầm cáp (phải) của một hệ thống điều khiển truyền thống

Hệ thống role cơ được bố trí tập trung tại phòng điều khiển. Do role cơ có chức năng độc lập nên để bảo vệ một ngăn lộ với nhiều chức năng khác nhau, cần nhiều loại role khác nhau như F50, F67, F21, ... Tất cả các tín hiệu đo lường tương tự (analog) được đấu nối với các role cơ và liên kết với nhau bằng cáp đồng điều khiển. Phối hợp bảo vệ giữa các loại role hoặc thực hiện các chức năng như tự động đóng lại (F79), chống hư hỏng máy cắt (50BF), ... thông qua các role trung gian; do đó, xác suất xảy ra sự cố trên mạch nhị thức rất cao, dẫn đến giảm độ tin cậy cung cấp và truyền tải điện trong hệ thống điện. Hình 2.5 giới thiệu hình ảnh thực tế của hệ thống bảo vệ role trong hệ thống điều khiển truyền thống của trạm biến áp 220/110 kV Thủ Đức trước năm 2002.



Hình 2.5 – Mặt ngoài (trái) và mặt trong (phải) của hệ thống role cơ trong hệ thống điều khiển truyền thống trạm biến áp Thủ Đức trước năm 2002 [6]

Tóm lại, hệ thống điều khiển trạm biến áp kiểu truyền thống khá đơn giản trong thiết kế, xây dựng và vận hành. Hiện nay, hệ thống này vẫn được thiết kế và xây dựng cho các trạm biến áp có công suất nhỏ, ít thiết bị hoặc trạm biến áp cho khách hàng tư nhân vì giá thành thấp, dễ vận hành, không đòi hỏi cao về tự động và điều khiển xa.

Tuy nhiên, quy mô và độ phức tạp của hệ thống truyền tải hiện nay bao gồm mạng lưới các đường dây và trạm biến áp cao áp ngày một gia tăng với yêu cầu phải nâng cao chất lượng và giảm thiểu thời gian gián đoạn cung cấp điện. Với các nhược điểm đã được phân tích, hệ thống điều khiển kiểu truyền

thông đã không thể đáp ứng được các yêu cầu trên, dẫn đến sự xuất hiện các hệ thống điều khiển tích hợp trạm biến áp, bắt đầu bằng hệ thống không theo tiêu chuẩn IEC 61850, tạm gọi là hệ thống điều khiển tích hợp thể hệ thứ nhất trong cuốn sách này, để phân biệt với hệ thống điều khiển tích hợp thể hệ thứ hai, tức đáp ứng theo tiêu chuẩn IEC 61850.

2. Hệ thống điều khiển tích hợp không theo tiêu chuẩn IEC 61850

Hệ thống điều khiển tích hợp thể hệ thứ nhất cho trạm biến áp là hệ thống điều khiển dựa trên cơ sở một hệ thống máy tính với những giao thức kết nối dữ liệu từ máy tính đến các thiết bị (nhất thứ và nhị thứ) trong các trạm biến áp nhằm điều khiển, bảo vệ và giám sát tự động các thiết bị trong trạm cũng như tích hợp các dữ liệu vận hành và trạng thái thiết bị vào chung một hệ thống phục vụ công tác quản lý vận hành trạm. So với hệ thống điều khiển truyền thống, hệ thống điều khiển tích hợp này đã thể hiện tính ưu việt trong việc quản lý và vận hành trạm biến áp.

Vào những năm đầu thế kỷ 20, các trạm biến áp đã bắt đầu sử dụng các role số (role điện tử và role kỹ thuật số) để thay thế cho các role cơ và role tĩnh. Các role số này dựa trên nền tảng của các bộ vi xử lý và bộ nhớ chứa dữ liệu nên có những chức năng vượt trội so với các loại role thể hệ trước đó. Đây là cơ sở để xây dựng hệ thống điều khiển tích hợp với tính năng vượt trội so với hệ thống điều khiển truyền thống, cụ thể như:

- Chức năng đo lường: được thực hiện bằng các thiết bị đo lường có trang bị các cổng truyền thông, từ đó, cho phép thu thập các thông số đo lường về hệ thống máy tính để lưu trữ.
- Chức năng giám sát: thực hiện bằng các Input (đầu vào) của thiết bị giám sát, từ đó kết nối về hệ thống máy tính để gửi cảnh báo lên giao diện người–máy HMI (Human Machine Interface) và lưu thành các file lưu trữ.
- Chức năng bảo vệ: sử dụng role tích hợp nhiều chức năng; tuy nhiên, việc phối hợp bảo vệ vẫn dựa trên cách tiếp điểm trạng thái thông qua các cổng ngõ vào/ra (I/O) của role điện tử hoặc role kỹ thuật số.
- Chức năng liên động: vẫn phải dùng các tiếp điểm trạng thái để thực hiện, chỉ có các cảnh báo logic mềm trên hệ thống máy tính nhằm tránh thao tác nhầm, tuy vậy, vẫn không quản lý chắc chắn liên động thực tế của thiết bị.
- Chức năng điều khiển tại trạm: ngoài khả năng điều khiển bằng tay bắt buộc trong trường hợp khẩn cấp, hệ thống điều khiển tích hợp được trang bị hệ thống máy tính với giao diện HMI để thực hiện thao tác xa từ phòng điều khiển. Tuy nhiên các thao tác này được thực hiện thông qua các bộ lập trình logic PLC (Programmable Logic Controller) và các role trung gian.
- Chức năng điều khiển qua SCADA: trong trạm tích hợp thể hệ thứ nhất vẫn được điều khiển xa từ hệ thống SCADA nhưng qua các tủ thiết bị đầu cuối RTU, chưa thể kết nối trực tiếp hệ thống máy tính và hệ thống SCADA vì các hạn chế về giao thức truyền thông.

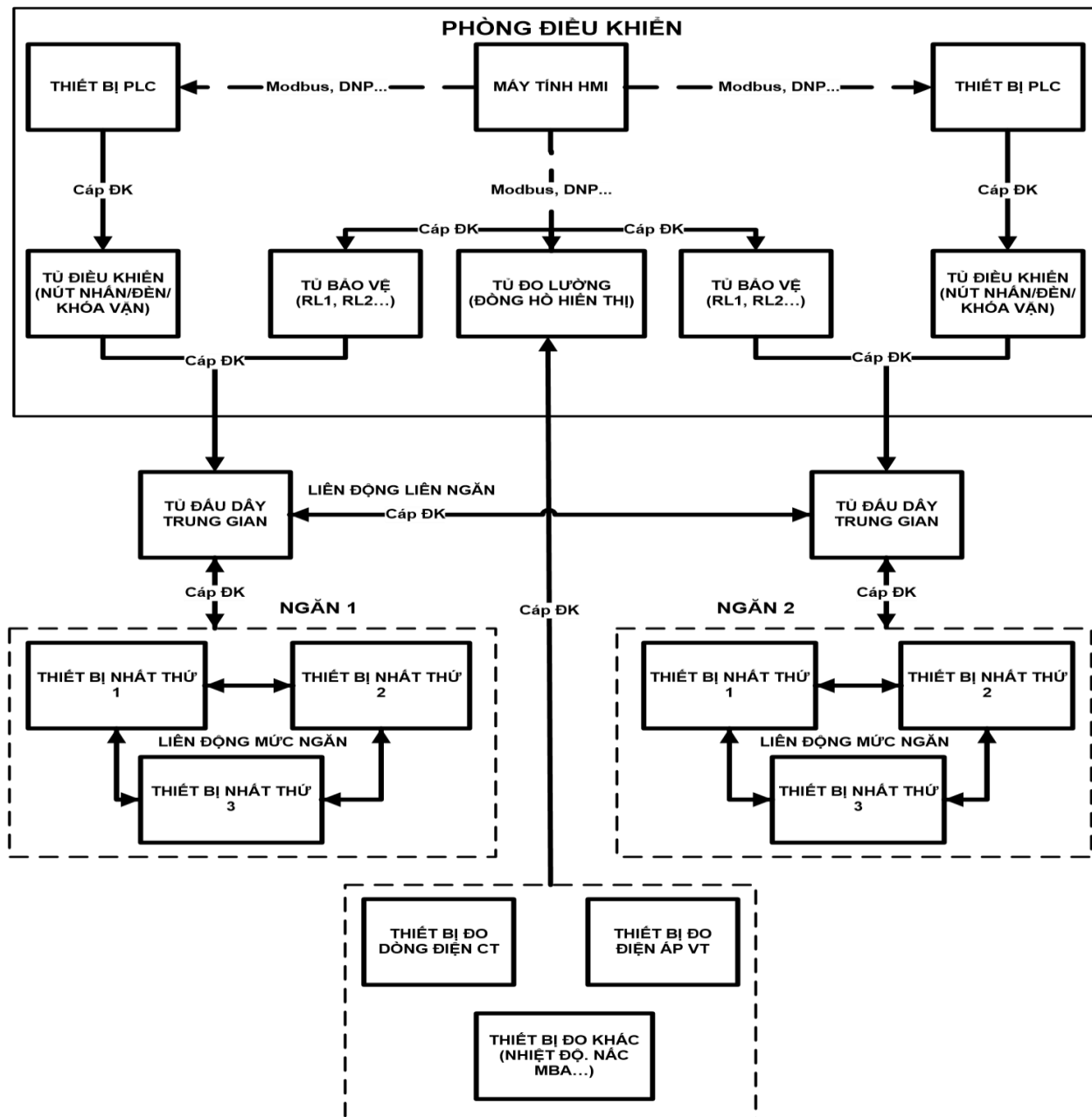
Với sự hỗ trợ của hệ thống máy tính và công nghệ truyền thông, quá trình vận hành, ghi nhận thông số, báo cáo bằng tay cho vận hành viên khi vận hành hệ thống điều khiển tích hợp này đã được giải

phóng. Tuy nhiên, hệ thống điều khiển tích hợp khi chưa áp dụng tiêu chuẩn IEC 61850 (thể hệ thứ nhất) vẫn còn nhiều hạn chế như:

- Cấu hình trạm biến áp vẫn còn nhiều cấp điều khiển làm chức năng điều khiển, liên động và phối hợp bảo vệ.
- Khả năng của thiết bị số còn nhiều hạn chế do giới hạn về tốc độ, sức mạnh của bộ xử lý và bộ nhớ vì chỉ thực hiện các thuật toán đơn giản và không yêu cầu khả năng truyền dữ liệu tốc độ cao.
- Khả năng truyền dữ liệu giữa các thiết bị trong trạm và giữa trạm với trung tâm điều khiển xa bị hạn chế do chưa có một chuẩn thống nhất trong giao thức truyền dữ liệu giữa các thiết bị của các hãng khác nhau.
- Để điều khiển thiết bị cần các bộ điều khiển logic như PLC hoặc RTU với tính năng của các cổng I/O đơn giản.

Hệ thống điều khiển tích hợp không theo tiêu chuẩn IEC 61850 được xây dựng chủ yếu trên nền tảng thu thập dữ liệu từ các thiết bị trong trạm vốn có giao thức truyền dữ liệu kiểu cũ như Modbus hay DNP (Distributed Network Protocol). Lệnh điều khiển được tiếp nhận và thực thi thông qua các role trung gian trong các bộ PLC trước khi đến lớp thiết bị nhất thứ. Hệ thống này chủ yếu được áp dụng cho các trạm kiểu cũ với hệ thống điều khiển truyền thống được nâng cấp lên thành hệ thống điều khiển tích hợp thể hệ thứ nhất bằng cách lắp thêm các bộ PLC và thay thế các thiết bị đo lường bằng các thiết bị có giao tiếp Modbus hay DNP. Hệ thống cũng phù hợp với các trạm có yêu cầu tự động hóa thấp với mức đầu tư vừa phải.

Tuy là hệ thống điều khiển tích hợp, nhưng việc tích hợp dữ liệu từ các thiết bị kỹ thuật số trong trạm biến áp thành một cơ sở dữ liệu chung cũng như có các giao tiếp đồng cấp (peer-to-peer) giữa các thiết bị là không thực hiện được. Các trạm biến áp khi đó sẽ trở thành các “ốc đảo” tự động hóa và vận hành độc lập do chúng không có khả năng liên kết thông tin với nhau. Hình 2.6 biểu diễn sơ đồ nguyên lý hệ thống điều khiển tích hợp thể hệ thứ nhất không theo tiêu chuẩn IEC 61850.



Hình 2.6 – Sơ đồ nguyên lý hệ thống điều khiển tích hợp thể hệ thứ nhất

3. Hệ thống điều khiển tích hợp theo tiêu chuẩn IEC 61850

Sự ra đời của truyền thông tốc độ cao với giao thức TCP/IP (Transmission Control Protocol/Internet Protocol) và các vi xử lý thuật toán tốc độ cao, bộ nhớ lớn tích hợp trong các thiết bị điện tử thông minh IED là cơ sở để đồng bộ hóa giao thức truyền thông theo tiêu chuẩn IEC 61850 giữa các thiết bị trong hệ thống điều khiển tích hợp trạm biến áp. Với tốc độ truyền dữ liệu cao lên đến Giga bit/giây qua đường cáp quang, đường truyền theo TCP/IP Ethernet đáp ứng tốt yêu cầu về độ tin cậy và tốc độ truyền dữ liệu cho khả năng vận hành tự động hóa hoàn toàn trạm biến áp. Hệ thống điều khiển tích hợp trạm biến áp theo tiêu chuẩn IEC 61850, hay hệ thống điều khiển tích hợp thể hệ thứ hai, sẽ có các chức năng sau:

- Chức năng đo lường và giám sát: được tích hợp trong các thiết bị IED; các thông số đo lường và quá trình giám sát vận hành có thể được truyền về máy tính của trung tâm điều khiển đặt tại trạm hay từ

xa. Ngoài ra, các thiết bị IED còn có chức năng ghi nhận và lưu trữ dữ liệu trong bộ nhớ để có thể được truy xuất trong tương lai.

- Chức năng bảo vệ: được thực hiện trên các IED với khả năng đảm nhiệm đồng thời nhiều chức năng khác nhau. Các IED còn có khả năng phối hợp bảo vệ qua giao thức được quy định chặt chẽ theo tiêu chuẩn IEC 61850; từ đó, có thể giảm thiểu hệ thống cáp điều khiển.
- Chức năng liên động: không còn dùng các tiếp điểm trạng thái và cáp điều khiển, thay vào đó là các thiết bị IED sẽ trao đổi với nhau theo các giao thức đồng cấp, qua đó làm chức năng liên động cho ngắn gọn và cho toàn bộ thiết bị trong trạm.
- Chức năng điều khiển tại trạm: tiêu chuẩn IEC 61850 cho phép điều khiển thiết bị từ máy tính qua giao diện HMI tại trạm; ngoài ra, thiết bị có thể được tự động điều khiển nhờ khả năng tính toán nhanh với các thuật toán thông minh của IED để tối ưu hệ thống. Quá trình điều khiển thực hiện qua việc quản lý trực tiếp thiết bị của IED, do đó, không cần kéo hệ thống cáp điều khiển đi xa.
- Chức năng điều khiển qua SCADA: chức năng điều khiển xa từ các trung tâm giám sát vận hành xa được thực hiện thông qua mạng WAN tốc độ cao, sử dụng chính hệ thống máy tính gateway tại trạm biến áp sẽ tăng tốc độ và độ tin cậy cho quá trình điều khiển xa.

Từ đó, có thể thấy hệ thống điều khiển tích hợp thế hệ thứ hai có các tính năng vượt trội so với hệ thống điều khiển thế hệ thứ nhất như khả năng tự động hóa hoàn toàn trạm biến áp được nâng cao, tốc độ điều khiển và thu thập dữ liệu được tăng cường, quản lý vận hành xa có độ tin cậy cao. Tuy nhiên, cũng có nhiều khó khăn khi áp dụng hệ thống điều khiển tích hợp trạm biến áp theo tiêu chuẩn IEC 61850 như sau:

- Thiết bị nhất thứ phải được điều khiển bằng động cơ hoàn toàn với độ tin cậy cao sẽ làm tăng chi phí đầu tư ban đầu hoặc chi phí nâng cấp các trạm biến áp kiểu cũ nhằm đáp ứng tiêu chuẩn IEC 61850.
- Thiết bị IED tích hợp nhiều chức năng bảo vệ, đo lường và giám sát nhưng lại có giá thành cao, cần vốn đầu tư rất lớn.
- Đầu tư các thiết bị chuyển đổi cho mạng LAN (Local Area Network) và WAN (Wide Area Network) như switch, router (trình bày ở chương 3) và firewall làm tăng chi phí đầu tư thiết bị.
- Vận hành viên cần có trình độ cao để quản lý vận hành hệ thống có công nghệ tích hợp phức tạp.

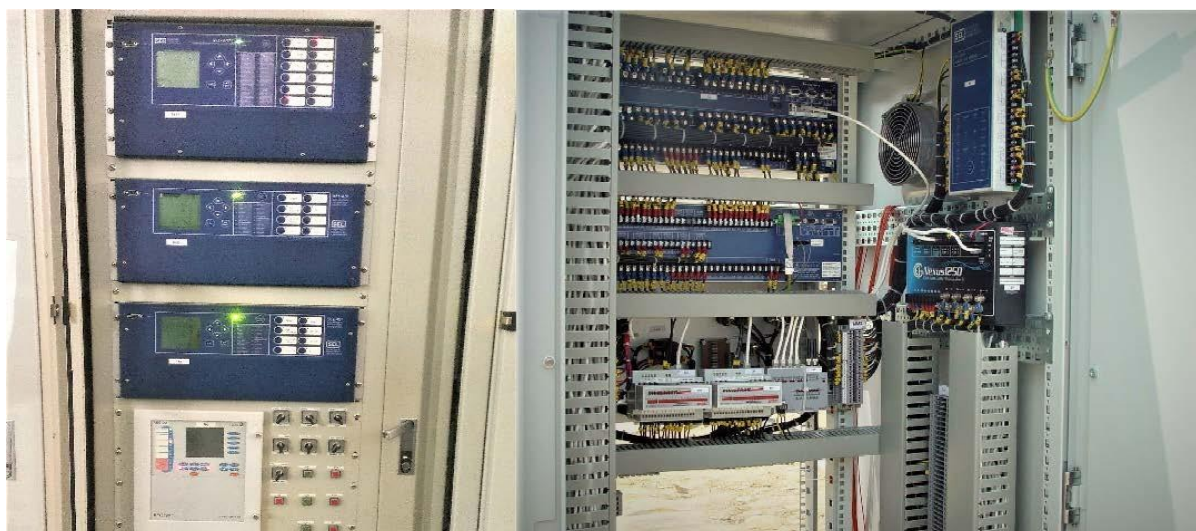
Với xu hướng phát triển chung của công nghệ, hệ thống điều khiển tích hợp theo tiêu chuẩn IEC 61850 sẽ là lựa chọn tối ưu cho công nghệ tự động hóa trạm biến áp và rộng hơn là tự động hóa hệ thống điện.

Phòng điều khiển của hệ thống điều khiển tích hợp trạm biến áp thế hệ thứ hai chỉ bao gồm bàn điều khiển và các màn hình điều khiển, với minh họa ở hình 2.7 cho hệ thống điều khiển sau khi nâng cấp của trạm biến áp 220/110 kV Thủ Đức. Việc loại trừ các tủ điều khiển giúp tiết kiệm khoảng trống và mặt bằng xây dựng phòng điều khiển. Các kết nối với thiết bị được thực hiện bằng cáp quang đến tủ server tại phòng điều khiển. Thao tác điều khiển và quá trình giám sát trạng thái vận hành thiết bị được thực hiện trên các màn hình thông qua giao diện HMI. Các dữ liệu được thu thập và lưu trữ

trong hệ thống máy tính giúp quá trình vận hành và giám sát thực hiện nhanh chóng và chính xác, giúp nâng cao năng suất vận hành.



Hình 2.7 – Phòng điều khiển hệ thống điều khiển tích hợp theo tiêu chuẩn IEC 61850 cho trạm biến áp 220/110 kV Thủ Đức. Tủ role bảo vệ chỉ gồm các thiết bị IED đảm nhiệm chức năng bảo vệ và điều khiển cho các ngăn lộ, giới thiệu ở hình 2.8. Sự ra đời của các thiết bị IED và tiêu chuẩn IEC 61850 giúp giảm số lượng thiết bị và các role trung gian trong quá trình hoạt động của hệ thống bảo vệ.

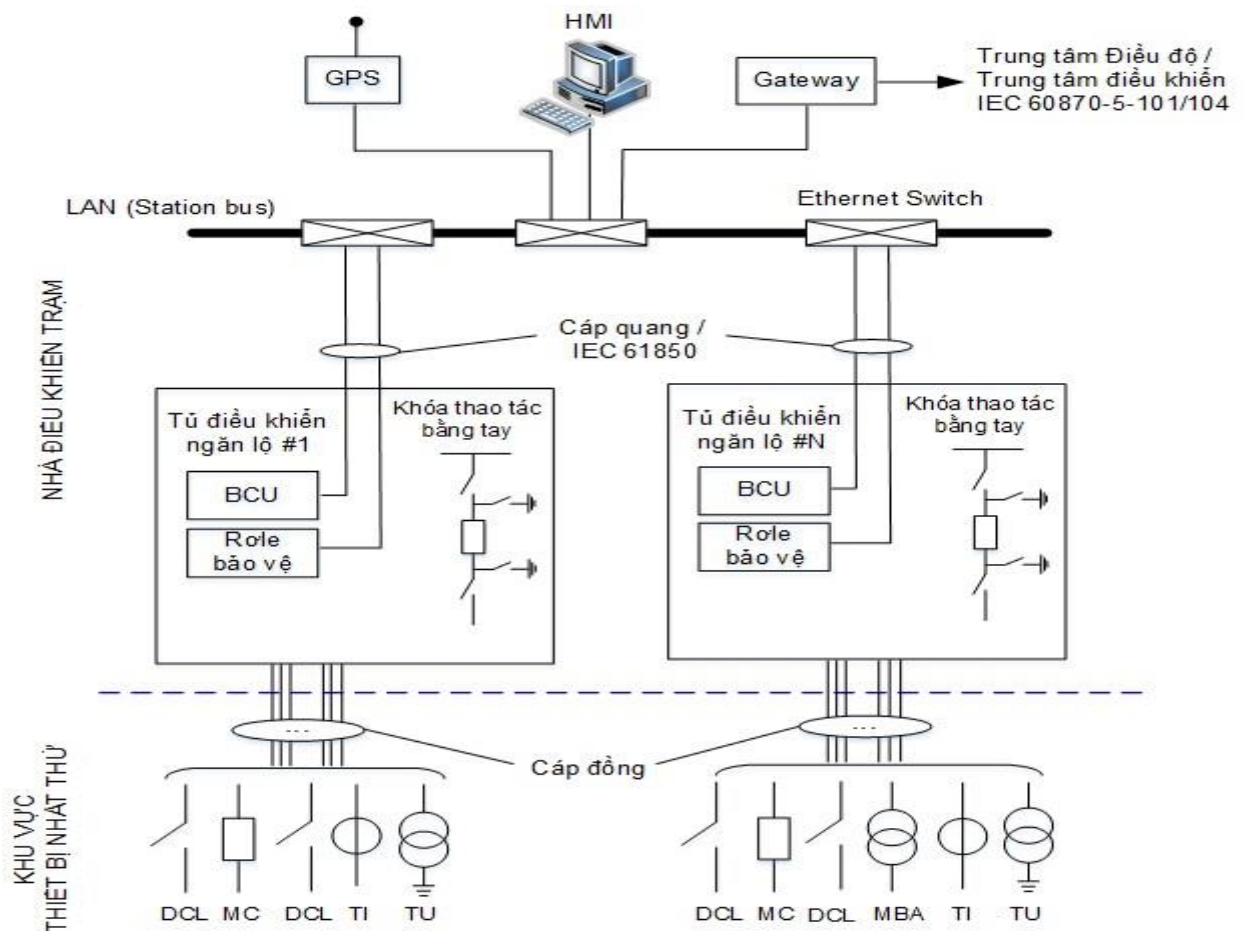


Hình 2.8 – Tủ role hệ thống điều khiển tích hợp theo IEC 61850

Các tủ điều khiển bảo vệ được bố trí ngoài trời gần các thiết bị nhất thứ giúp giảm chiều dài cáp điều khiển. Tín hiệu đưa về hệ thống điều khiển tích hợp bằng cáp quang và cáp mạng truyền thông làm giảm rủi ro sự cố cáp nhứt thứ, tăng độ tin cậy vận hành thiết bị. Hình 2.9 giới thiệu một cách bố trí tủ điều khiển–bảo vệ và mương cáp trong hệ thống điều khiển tích hợp theo tiêu chuẩn IEC 61850.



Hình 2.9 – Bố trí tủ điều khiển bảo vệ (trái) và mương cáp (phải) trong trạm Hình 2.10 mô tả cấu trúc phần cứng của hệ thống điều khiển tích hợp trạm biến áp theo tiêu chuẩn IEC 61850. Theo đó, lớp thiết bị điều khiển–bảo vệ và lớp trung tâm điều khiển (tại trạm cũng như qua SCADA) của hệ thống này khác hoàn toàn so với hệ thống điều khiển truyền thống ở hình 2.1.



Hình 2.10 – Cấu trúc hệ thống điều khiển tích hợp trạm biến áp theo tiêu chuẩn IEC 61850

4. So sánh các hệ thống điều khiển trạm biến áp

Để có thể xây dựng một hệ thống điều khiển trạm biến áp đáp ứng nhu cầu tự động hóa hoàn toàn, tiến tới khả năng vận hành bán người trực hay không người trực trong hiện tại và tương lai gần ở Việt Nam, rõ ràng hệ thống điều khiển tích hợp theo tiêu chuẩn IEC 61850 đáp ứng tốt các tiêu chí trên. Tuy nhiên, điều này chỉ khả thi khi xây dựng các trạm biến áp mới; đối với các trạm biến áp cũ có hệ

thống điều khiển truyền thống, vốn còn rất nhiều ở Việt Nam, việc nâng cấp lên thành hệ thống điều khiển tích hợp thể hệ thứ nhất và thể hệ thứ hai rất phức tạp. Bảng 2.1 so sánh các chức năng cơ bản trong vận hành, điều khiển và bảo vệ cùng với mức đầu tư, công nghệ của ba kiểu hệ thống điều khiển trạm biến áp giới thiệu ở các phần trên.

Bảng 2.1 – So sánh các chức năng của các hệ thống điều khiển

Chức năng	Truyền thống	Không đáp ứng IEC 61850	Đáp ứng IEC 61850
Đo lường	Ghi nhận thông số vận hành bằng tay	Tự động cập nhật và lưu thông số vận hành	Tự động cập nhật thông số vận hành, lưu và tính toán thời gian thực
Giám sát	Giám sát bằng bảng đèn cảnh báo và chuông còi, lưu cảnh báo bằng tay	Cảnh báo bằng máy tính, có thể lưu cảnh báo trong máy tính	Cảnh báo bằng máy tính, có thể lưu cảnh báo trong máy tính hay tại thiết bị
Bảo vệ	Bảo vệ bằng role đơn giản, chức năng riêng biệt	Bảo vệ bằng role nhiều chức năng có cổng truyền thông nhưng không thể phối hợp bảo vệ qua cổng truyền thông	Bảo vệ bằng role nhiều chức năng có thể phối hợp bảo vệ trực tiếp với nhau qua cổng truyền thông theo tiêu chuẩn IEC 61850
Liên động	Liên động bằng tiếp điểm trạng thái và dây dẫn trong mạch nhị thứ	Liên động bằng tiếp điểm trạng thái và dây dẫn trong mạch nhị thứ, có thể tính toán liên động mềm trên máy tính và thông báo lỗi thao tác	Liên động qua mạng truyền thông giữa các ngăn lộ và toàn trạm, có thể tự tính toán liên động mềm không qua hệ thống máy tính, tự động báo và lưu lỗi logic
Điều khiển tại trạm	Điều khiển thủ công từ phòng điều khiển hay tại thiết bị	Điều khiển bằng máy tính từ phòng điều khiển	Điều khiển bằng máy tính hoặc tự động điều khiển

Điều khiển SCADA	Điều khiển SCADA qua RTU	Điều khiển SCADA qua RTU	Điều khiển qua mạng WAN thông qua máy tính gateway
Đầu tư	Giá thành đầu tư thấp, đơn giản	Giá thành vừa phải, công nghệ đơn giản	Giá thành cao, công nghệ phức tạp

5. Các thành phần trong hệ thống điều khiển tích hợp trạm biến áp

Hệ thống điều khiển tích hợp trạm biến áp nói chung được hình thành trên cơ sở một hệ thống máy tính và các giao thức thu thập, truyền dữ liệu bên trong trạm biến áp và truyền dữ liệu đi xa. Khi áp dụng các giao thức truyền dữ liệu và mô hình kết nối khác nhau sẽ hình thành các hệ thống điều khiển tích hợp khác nhau. Tuy nhiên, về cơ bản, thành phần chính của một hệ thống điều khiển tích hợp bao gồm: hệ thống thu thập dữ liệu, hệ thống truyền dữ liệu và giao diện điều khiển.

Hệ thống truyền dữ liệu có nhiệm vụ chuyển đổi dữ liệu, chuyển đổi giao thức, thay đổi tốc độ truyền để các thiết bị có thể giao tiếp trao đổi thông tin với nhau. Hệ thống truyền dữ liệu lại bao gồm các hệ thống thành phần như hệ thống chuyển đổi giao thức, hệ thống truyền thông diện rộng qua mạng truyền dẫn và hệ thống bảo mật. Hệ thống chuyển đổi giao thức cần thiết khi các thiết bị điện tử trong hệ thống điều khiển tích hợp được trang bị các giao thức truyền thông khác nhau, hoặc giống nhau theo chuẩn riêng hoặc chuẩn chung. Về cơ bản, khi thực hiện quá trình kết nối giữa hai thiết bị có giao thức khác nhau thì cần các thiết bị chuyển đổi để “bắt tay” giao thức giữa hai thiết bị.

Hệ thống thu thập dữ liệu có chức năng thu thập, phân loại, xử lý và cung cấp dữ liệu cho các phần tử khác trong hệ thống điều khiển. Hệ thống này bao gồm hệ thống thu thập dữ liệu tại các thiết bị đầu cuối RTU và tại hệ thống máy tính chủ.

Giao diện điều khiển là môi trường trực tiếp nhận các thao tác điều khiển, giám sát và thực hiện các chức năng khác như cài đặt thông số hay truy cập thiết bị.

6. Các giao thức truyền thông

Sự ra đời của các thiết bị điện tử thông minh IED và các giao thức truyền thông là cơ sở hình thành các hệ thống điều khiển tích hợp cho trạm biến áp. Các giao thức truyền thông đóng vai trò quan trọng trong việc chuyển đổi, thu thập dữ liệu từ các thiết bị trong trạm biến áp về trung tâm điều khiển để phục vụ các quá trình điều khiển—bảo vệ và giám sát. Giới thiệu tổng quan các giao thức truyền thông trong công nghiệp, vốn dựa trên cấu trúc OSI/ISO và đã được ban hành ở phạm vi quốc tế cũng như sử dụng trong các hệ thống điều khiển tích hợp trong trạm biến áp và liên lạc với trung tâm SCADA.

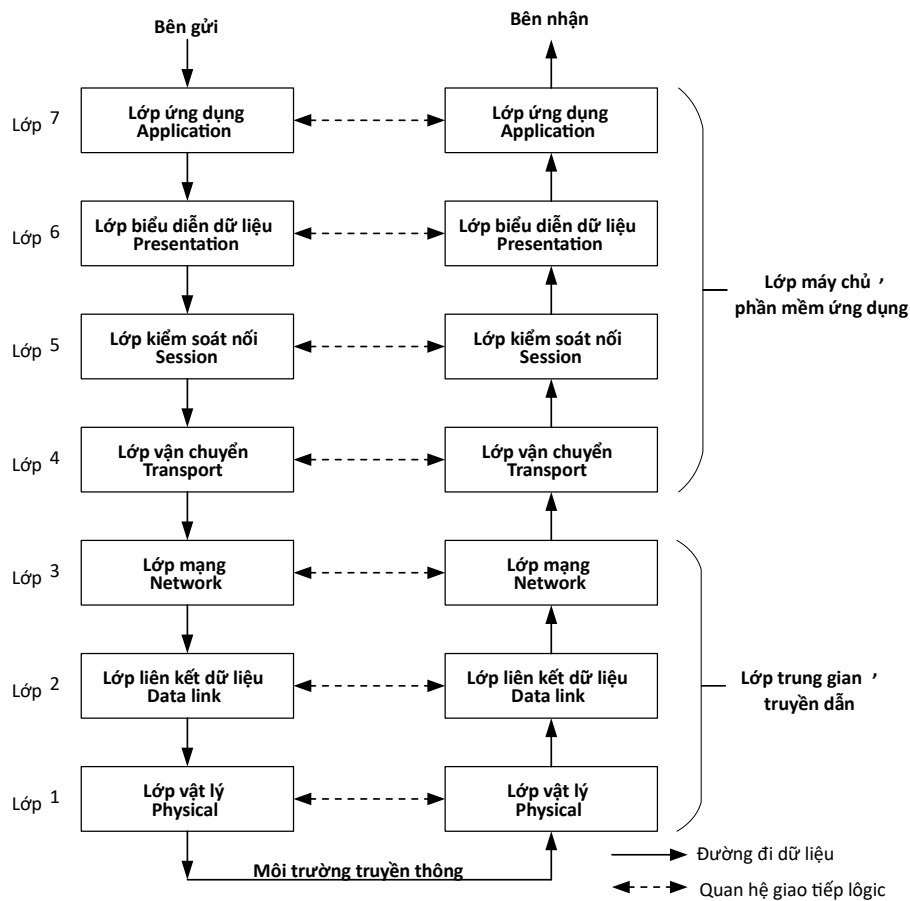
6.1. Cấu trúc OSI/ISO của giao thức truyền thông

Giao thức truyền thông (communication protocol) là một tập hợp các quy định về cấu trúc dữ liệu, truyền dữ liệu, kiểm tra và sửa lỗi của dữ liệu trong quá trình truyền, nhờ đó, giúp các thiết bị có thể giao tiếp và truyền thông tin cho nhau cũng như kết nối với các phần mềm và trung tâm dữ liệu. Tất cả các giao thức truyền thông đều có chung một cấu trúc dựa trên mô hình OSI/ISO (Open System Interconnection/International Organization for Standardization), tạm dịch là “mô hình liên kết các hệ thống mở” theo tiêu chuẩn ISO.

Mô hình OSI/ISO quy định một giao thức truyền thông có bảy lớp cơ bản, trong đó, chức năng của lớp trên có đặc tính chỉ sử dụng chức năng của lớp dưới nhằm định nghĩa sự liên kết giữa các thiết bị và phần mềm để kết nối mạng lưới truyền thông.

Hình 2.11 giới thiệu cấu trúc mô hình OSI/ISO với các lớp chức năng như sau:

- Lớp vật lý (physical): định nghĩa tất cả các đặc điểm về điện và vật lý của đường truyền, mối quan hệ giữa các dịch vụ và môi trường truyền dẫn.
- Lớp liên kết dữ liệu (data link): cung cấp dịch vụ để truyền dữ liệu theo kết nối điểm–điểm, phát hiện lỗi ở lớp vật lý nếu có.
- Lớp mạng (network): định tuyến để gửi dữ liệu ra mạng mở rộng, liên kết với các mạng khác.
- Lớp vận chuyển (transport): kiểm soát quá trình nhận và gửi dữ liệu.
- Lớp kiểm soát kết nối (session): điều khiển sự liên kết trong quá trình truyền thông.
- Lớp biểu diễn dữ liệu (presentation): định dạng dữ liệu nhận được từ lớp ứng dụng, cung cấp dịch vụ chuyển đổi dữ liệu.
- Lớp ứng dụng (application): cung cấp các phương tiện truyền thông để tương tác với các phần mềm ứng dụng truy xuất thông tin ra bên ngoài.



Hình 2.11 – Mô hình OSI/ISO

Việc phân lớp trong mô hình OSI/ISO phải đảm bảo các nguyên tắc:

- Mỗi lớp cần thực hiện chức năng hoàn toàn xác định và phù hợp quy tắc chuẩn hóa quốc tế.
- Thông tin đi qua mỗi lớp là ít nhất.
- Số lớp phải đủ lớn để các chức năng tách biệt không nằm trong cùng một lớp và đủ nhỏ để mô hình không quá phức tạp.
- Một lớp có thể được phân thành các lớp con nếu cần thiết.
- Hai hệ thống khác nhau có thể truyền thông với nhau nếu chúng có cùng giao thức truyền thông, nếu không, thì phải sử dụng thiết bị hoặc phần mềm chuyển đổi.
- Các chức năng được tổ chức thành một tập các lớp đồng mức cung cấp chức năng như nhau.

Hầu hết các giao thức truyền thông đều tuân theo cấu trúc OSI/ISO; tuy nhiên, tùy thuộc vào giai đoạn phát triển, kiểu dữ liệu, mục đích sử dụng và mức độ đầu tư mà các giao thức truyền thông trên thiết bị và hệ thống sẽ đáp ứng mức độ nào đó theo cấu trúc OSI/ISO. Các giao thức truyền thông ứng dụng phổ biến trong trạm biến áp và giữa trạm biến áp với trung tâm điều khiển xa bao gồm: Modbus, DNP, IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104 và TCP/IP.

6.2. Giao thức Modbus

Giao thức Modbus, do Modicon phát triển từ năm 1979, là một giao thức truyền thông “nối tiếp” dựa trên mô hình “Master/Slave”; trong đó, thiết bị Slave cung cấp dữ liệu cho thiết bị Master.

Ban đầu, giao thức Modbus được thực hiện trên đường truyền chuẩn RS232, sau đó phát triển lên chuẩn RS485 và cuối cùng là đường truyền Ethernet TCP/IP. Chuẩn RS232 là đường truyền nối tiếp với đường vật lý gồm ba dây trong đó một dây truyền tín hiệu “Tx”, một dây nhận tín hiệu “Rx” và dây điện áp tham chiếu “GND”. Chuẩn RS232 nhận biết mức logic bằng độ lệch điện áp giữa chân Tx hoặc Rx với chân GND. Do đặc điểm này nên chuẩn RS232 không thể truyền đi xa (khoảng 30 m) vì lý do sụt áp trên dây dẫn và giới hạn tốc độ tối đa là 115200 bit/giây. Chuẩn RS232 chỉ áp dụng truyền giữa hai điểm (point-to-point).

Ra đời sau chuẩn RS232, chuẩn RS485 có đường vật lý gồm năm dây với các cặp dây phát là Tx-, Tx+, cặp dây nhận là Rx-, Rx+ và dây điện áp tham chiếu GND. Chuẩn RS485 nhận biết mức logic bằng độ lệch điện áp của cặp Tx hoặc Rx nên không phụ thuộc vào độ sụt áp của dây điện áp tham chiếu GND; vì vậy, chuẩn RS485 cho phép truyền dữ liệu đi xa hơn (khoảng 1.2 km) với tốc độ cao hơn chuẩn RS232 (khoảng 10 Mega bit/giây). Chuẩn RS485 áp dụng cho mạng đa điểm (multi-drop network).

Modbus là chuẩn truyền thông thông dụng và được sử dụng cho nhiều thiết bị điện tử công nghiệp. Trong hệ thống điều khiển tích hợp trạm biến áp, giao thức Modbus thường được sử dụng để kết nối các thiết bị đo lường đa chức năng (multi-meter), thiết bị chuyển đổi tín hiệu như cảm biến nhiệt độ, bộ chỉ thị nấc máy biến áp, ... với hệ thống thu thập dữ liệu. Hiện tại, Modbus có ba dạng: Modbus Serial (truyền nối tiếp, kết nối có dây) gồm Modbus RTU và Modbus ASCII, Modbus Plus và Modbus TCP/IP (kết nối qua Ethernet).

Theo mô hình OSI/ISO thì Modbus thực chất là một chuẩn giao thức và dịch vụ thuộc lớp ứng dụng. Giao thức chỉ định nghĩa lớp thứ bảy về dữ liệu cho phần mềm hoặc thiết bị đầu cuối. Khi các định nghĩa dữ liệu phù hợp với nhau thì giữa thiết bị và thiết bị hoặc phần mềm có thể giao tiếp truyền dữ liệu cho nhau; vì vậy, giao thức Modbus có thể được thực hiện trên các cơ chế vận chuyển cấp thấp như TCP/IP, MAP (Manufacturing Message Protocol), và qua đường truyền nối tiếp RS232..

Bảng 2.2: cấu trúc ISO/OSI của giao thức Modbus

7	Application layer	Modbus application layer	
6	Presentation layer		
5	Session layer		
4	Transport layer		TCP (RFC ¹ 793)
3	Network layer		IP (RFC 791)
2	Data link layer		IP (RFC 791)

1	Physical layer	RTU, ASCII, RS232, RS485	Ethernet (IEEE 802.3)
---	----------------	--------------------------	-----------------------

Mỗi dữ liệu theo giao thức Modbus được xác định bằng kiểu dữ liệu và địa chỉ dữ liệu. Bảng 2.2 mô tả các kiểu dữ liệu cơ bản của giao thức Modbus và bảng 2.3 cho ví dụ về một bảng địa chỉ dữ liệu được nhà sản xuất định nghĩa sẵn trong thiết bị. Do danh sách dữ liệu đã được định nghĩa nên nhà sản xuất không hỗ trợ các phương thức mô tả dữ liệu.

Bảng 2.3: Các kiểu dữ liệu

Kiểu dữ liệu	Mô tả
Coil	Dữ liệu trạng thái True/False Có thể điều khiển được
Discrete Input	Dữ liệu trạng thái True/False Không thể điều khiển được
Holding register	Thanh ghi 16 bit Điều khiển được
Input register	Thanh ghi 16 bit Không điều khiển được

Bảng 2.4 – Địa chỉ dữ liệu Modbus do thiết bị định nghĩa

Register address	Designation	Comments	Unit
40201	UL1	Voltage L–N	V
40203	UL2	Voltage L–N	V
40205	UL3	Voltage L–N	V
40207	UNE	Sum of Voltage L–N (calculated)	V
40209	IL1	Current	A
40211	IL2	Current	A
40213	IL3	Current	A
40215	INE	Current	A

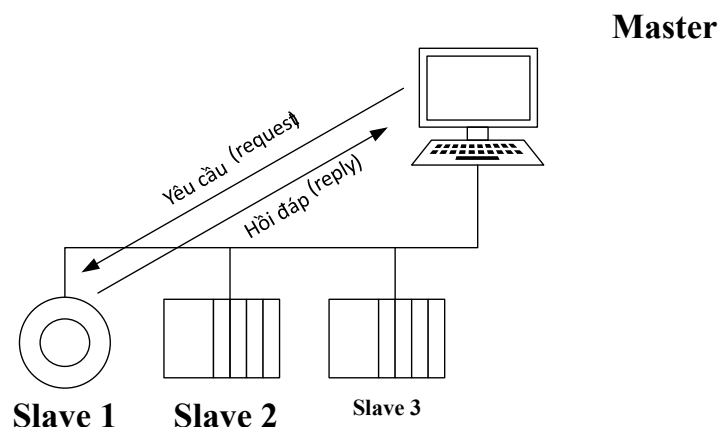
7. Đặc điểm truyền dữ liệu

Modbus hoạt động theo cơ chế 1 Master – n Slave. Master được kết nối với nhiều Slave và các Slave không nối trực tiếp với nhau. Master thường là một “bộ điều khiển logic có thể lập trình” PLC (Programable Logic Control), “hệ thống thu thập dữ liệu” DCS (Data Collection System) hay

“thiết bị đầu cuối” RTU (Remote Terminal Unit). Slave thường là các thiết bị hiện trường như thiết bị đo đếm, bộ cảm biến, bộ đổi nấc máy biến áp, ... Tất cả được kết nối trong mạng hình tia theo RS232 hoặc mạng đa điểm theo RS485. Master truy vấn dữ liệu (polling data) từ Slave theo chu kỳ. Khi một Master muốn có thông tin từ Slave, Master sẽ gửi một thông điệp chứa thông tin về dữ liệu cần lấy. Mọi Slave trên mạng sẽ nhận thông điệp này nhưng chỉ có Slave nào được chỉ định mới có phản hồi, xử lý và gửi thông tin lại Master. Nhược điểm của giao thức này chính là khoảng cách kết nối và tốc độ truyền dữ liệu thấp nên không thể đáp ứng được các yêu cầu về dữ liệu thời gian thực.

Để kết nối với thiết bị Slave, Master sẽ gửi một thông điệp có các thông tin sau: địa chỉ thiết bị, mã chức năng, dữ liệu và kiểm tra lỗi. Master đưa ra yêu cầu cho Slave theo hai chế độ:

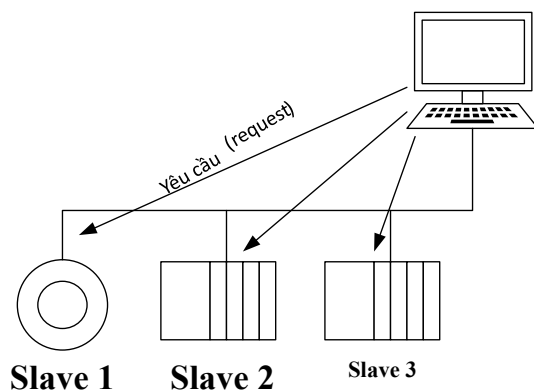
- Unicast Mode: chế độ giao tiếp 1–1 giữa Master và Slave. Sau khi nhận được yêu cầu của Master, Slave phải gửi lại một gói tin để trả lời cho thông điệp của Master, minh họa trên hình 2.12.



Hình 2.12 – Giao tiếp Modbus chế độ Unicast

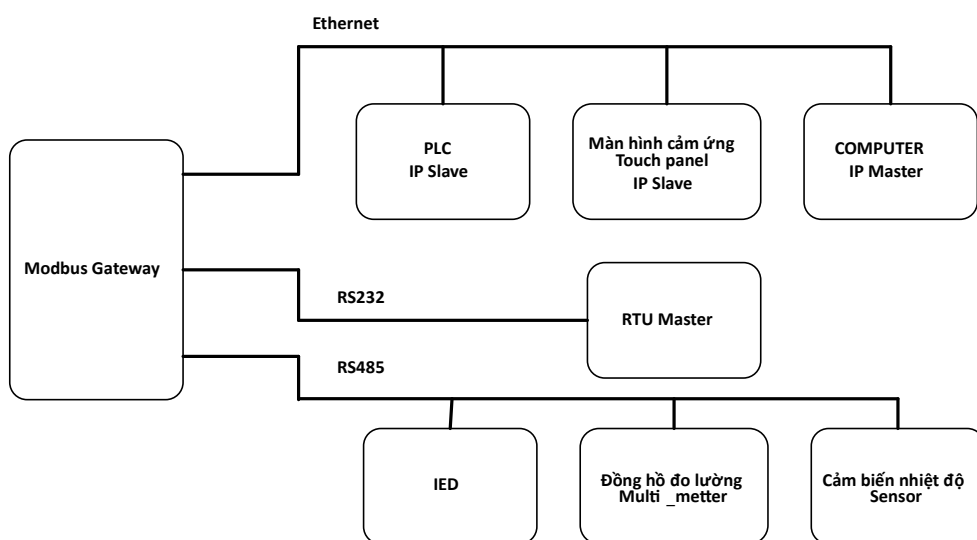
- Broadcast Mode: Master truyền thông điệp cho tất cả các Slave đang kết nối. Ở chế độ này, Slave không cần phải gửi gói tin trả lời cho Master mà thực hiện theo thông điệp của Master, minh họa trên hình 2.13

Master



Hình 2.13 – Giao tiếp Modbus chế độ Broadcast

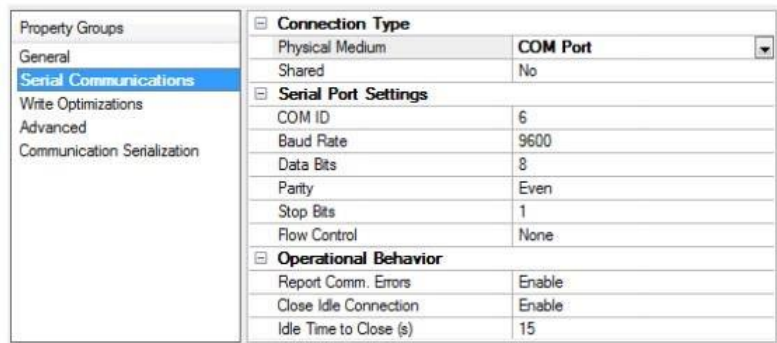
Giao thức Modbus có thể được ứng dụng để truyền dữ liệu trong mạng vật lý nối tiếp như RS232/RS485 với tốc độ thấp hoặc mạng TCP/IP với tốc độ cao bằng cáp tín hiệu hay cáp quang. Trong hệ thống điều khiển tích hợp trạm biến áp có thể có cả giao thức Modbus Serial (RTU hay ASCII) và Modbus TCP/IP. Do đó, cần có các bộ chuyển đổi Modbus (Modbus gateway) để có chuyển đổi các dạng Modbus cho phù hợp với quá trình trao đổi dữ liệu của hệ thống, minh họa ở hình 2.14.



Hình 2.14 – Kết nối các giao thức Modbus trong trạm biến áp

8. Đặc điểm cấu hình khai báo

Giao thức Modbus Serial cần được khai báo theo tốc độ truyền của cổng nối tiếp (từ 1200 bit/giây đến 115200 bit/giây) và kiểu kiểm tra gói tin. Hình 2.15 giới thiệu một ví dụ về khai báo cấu hình Modbus Serial cho một thiết bị hỗ trợ Modbus với lưu ý giao diện cài đặt của các thiết bị có thể khác nhau.



Hình 2.15 – Khai báo Modbus Serial cho một thiết bị

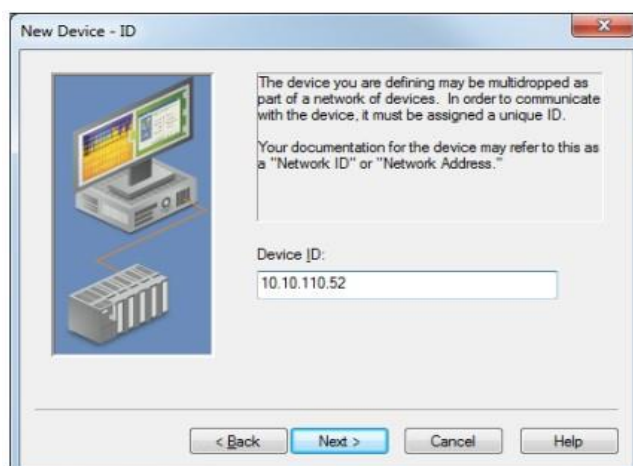
Tùy thuộc vào từng hệ thống mà cấu hình cài đặt sẽ khác nhau, tuy nhiên, các cài đặt phải đồng nhất với nhau về tốc độ, kiểu truyền và kiểm tra dữ liệu. Xét ví dụ hình 2.15 đang chọn tốc độ truyền là 9600 bit/giây theo kiểu 8E1.

Khai báo cho giao thức Modbus TCP/IP bao gồm lớp địa chỉ IP và cổng

TCP để định nghĩa cho thiết bị và hướng giao tiếp giữa thiết bị và máy chủ Master. Hình 2.16 và 2.17 minh họa ví dụ về khai báo một kênh Modbus TCP/IP trong phần mềm hỗ trợ kết nối Modbus đến thiết bị.

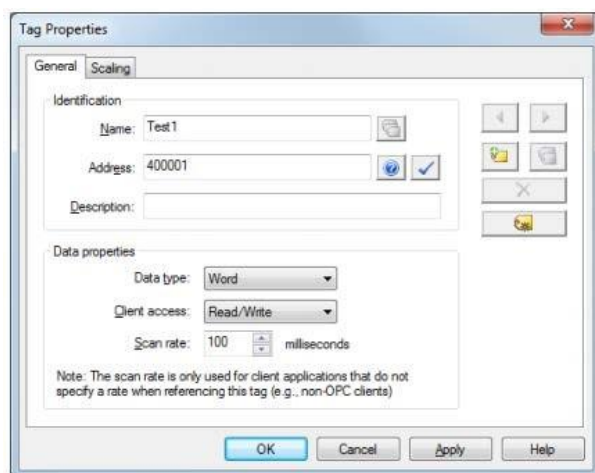


Hình 2.16 – Tạo kênh kết nối Modbus TCP/IP



Hình 2.17 – Cài đặt địa chỉ IP cho kênh Modbus TCP/IP

Địa chỉ thiết bị hỗ trợ Modbus TCP/IP được người dùng cài đặt cho thiết bị; tuy nhiên, địa chỉ cụ thể của các dữ liệu lại được nhà sản xuất định nghĩa sẵn. Do đó, phần mềm thu thập dữ liệu cần định nghĩa tất cả các biến để trùng khớp với dữ liệu thiết bị trước khi thực hiện kết nối. Hình 2.18 minh họa ví dụ về các thành phần trong cài đặt biến dữ liệu cho phần mềm.



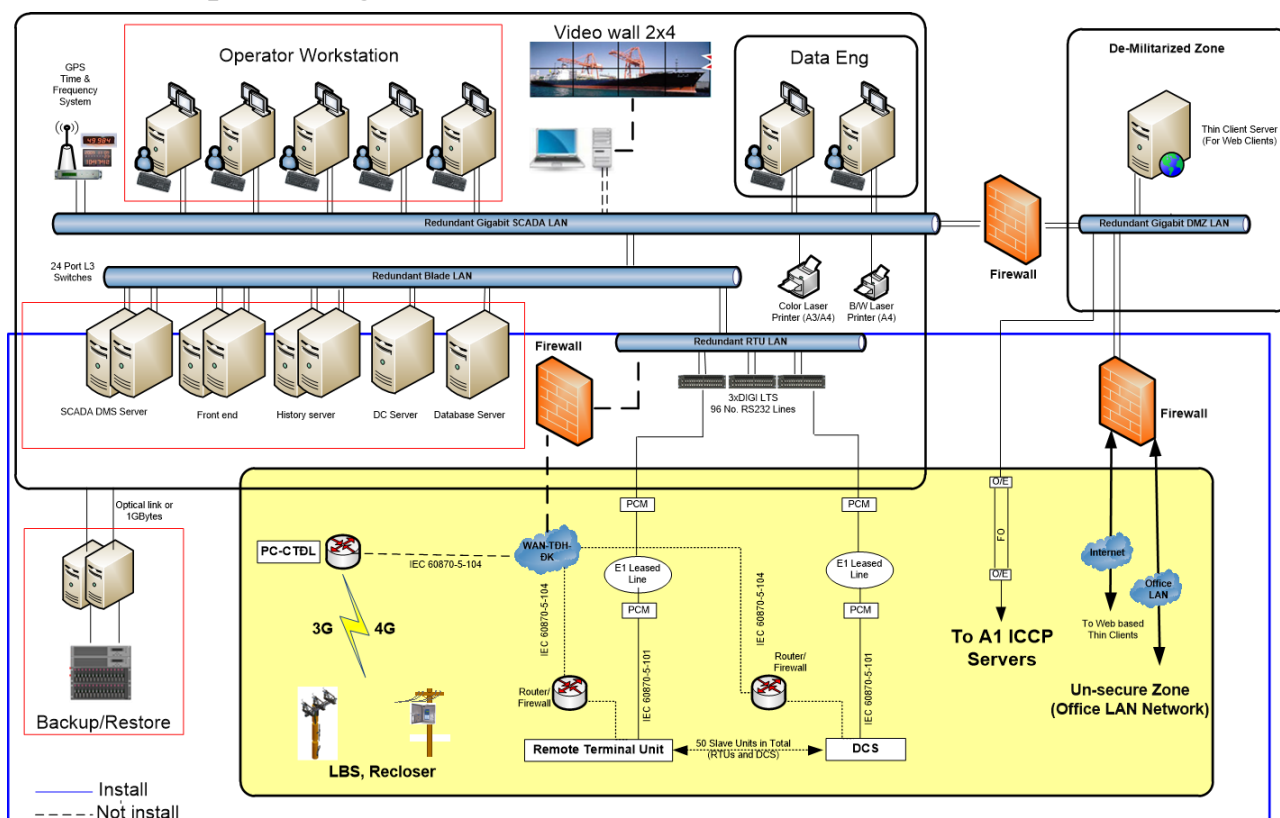
Hình 2.18 – Cài đặt địa chỉ biến và kiểu dữ liệu cho Modbus

Qua các ví dụ khai báo cho một giao thức Modbus có thể thấy, dữ liệu cần được khai báo địa chỉ và kiểu dữ liệu, cùng với kênh truyền đúng tốc độ, kiểu truyền và địa chỉ thiết bị thì thiết bị sẽ giao tiếp được với phần mềm hoặc máy tính trung tâm.

CHƯƠNG 3: PHÂN TÍCH HỆ THỐNG SCADA MẠNG ĐIỆN LỰC HÀ NỘI

PHẦN I: CẤU TRÚC CHỨC NĂNG VÀ NGUYÊN LÝ HOẠT ĐỘNG CỦA HỆ THỐNG SCADA/DMS –EVN HÀ NỘI

1. Cấu trúc phần cứng



Hình 3.1.1. Hệ thống SCADA/DMS - EVNHANOI

Hệ thống SCADA/DMS của Tổng Công ty Điện lực TP Hà Nội (EVNHANOI) bao gồm những thành phần cơ bản sau:

- + 02 Máy chủ **Application Server (AS)**
- + 02 Máy chủ PCU400
- + 02 Máy chủ UDW
- + 01 Máy chủ Domain Server
- + 01 Máy chủ DE Server
- + Các máy Workstation

- + 01 Máy chủ Web Terminal Server
- + Hệ thống mạng LAN
- + Màn hình lớn tại trung tâm điều khiển
- + Hệ thống nguồn UPS

- + Hệ thống GPS
- + Các thiết bị phụ trợ: Máy in, đồng hồ thời gian, tần số...
- + Hệ thống kênh SCADA (cáp quang) kết nối trạm biến áp và các Công ty Điện lực với Trung tâm.
- + Hệ thống SCADA tại các trạm biến áp và các Công ty Điện lực (Kết nối Recloser).

2. Chức năng của các phần tử

Application Server (AS) là những máy chủ được cài cài hệ điều hành Linux dùng để thực hiện các ứng dụng. Các máy chủ giao tiếp với nhau qua mạng LAN. Hệ thống máy chủ gồm 2 máy tính.. Mỗi máy chủ được kết nối với cả hai mạng LAN . Hai máy chủ hoạt động theo kiểu On-line/Standby. Ngoài ra hệ thống máy chủ còn bao gồm chức năng sao lưu dữ liệu và tự động giám sát đối với việc phân tích sự chuyển đổi và thực hiện chuyển đổi. Các lệnh điều khiển cũng như số liệu nhận về được thực hiện và hiển thị bởi các máy AS này. Hệ quản trị cơ sở dữ liệu của máy AS là Avanti.

Đồng thời nhằm phục vụ cho việc kết nối dữ liệu giữa hai trung tâm điều khiển của Trung tâm Điều độ Hệ thống điện TP Hà Nội - B1 và Trung tâm Điều độ Hệ thống điện miền Bắc - A1, hiện nay toàn bộ cấu hình ICCP được khai báo trên hai máy chủ AS nhằm phục vụ kết nối. Theo đó dữ liệu phần 110kV của các trạm biến áp 220kV cung cấp điện cho TP Hà Nội được lấy từ trung tâm điều khiển A1 và được sử dụng khai thác tại B1.

Process Communication Unit (PCU 400): PCU liên kết giữa các RTU và các phần mềm ứng dụng trên máy tính chủ AS. PCU400 có thể được dùng như là một thiết bị đầu cuối trong hệ SCADA, Communication Gateway cho hệ thống trạm điều khiển tự động hoặc như là một bộ chuyển đổi giao thức.

- + PCU là một máy tính tiền xử lý (cài đặt hệ điều hành Window 2008 Server, và cài đặt các gói phần mềm xử lý truyền thông và đồng bộ thời gian) có trách nhiệm kết nối các RTU trong hệ thống. PCU thực hiện việc chuyển đổi giao thức IEC870-5- 101/104, hoặc các dạng giao thức khác sang giao thức mạng TCP/IP phù hợp với máy tính chủ ứng dụng SCADA/DMS.
- + PCU cho phép cấu hình các liên kết thông tin vì vậy khi một đường bị sự cố không gây ra mất liên kết. Với cách thức này các kết nối được chuyển đổi giữa PCUA và PCUB. PCU cũng cấu hình đối với trường hợp sự cố một máy chủ mà không gây mất thông tin với RTU. Khi một PCU bị sự cố các đường thông tin cấu hình lại để kết nối tất cả RTU với máy chủ còn lại .
- + PCU điều khiển đồng bộ thời gian của tất cả RTU, tự động khởi động RTU tải dữ liệu, có nhiệm vụ cô lập sự cố dùng trong việc đánh giá tình trạng của các thành phần trong hệ thống. Bảo toàn trạng thái quá tải của đường truyền, giám sát Deadband...

Utility Data Warehouse (UDW): là nơi lưu trữ dữ liệu trong quá khứ. Các dữ liệu đó được lưu dưới:

- Oracle database

- File system và text file

Nó được hiển thị bởi kiểu:

- Report
- Trend
- Single picture
- Web application
- SQL tool

UDW chạy hệ điều hành LINUX, lưu trữ dữ liệu quá khứ theo chu kỳ 10 giây hoặc 1 phút, 6 phút tùy vào dung lượng bộ nhớ và nhu cầu sử dụng dữ liệu. Thời gian lưu trữ của máy chủ UDW vào khoảng 5 năm do hệ thống SCADA/DMS – EVNHANOI sử dụng thêm bộ nhớ SAN.

Trên thực tế hệ thống Network Manager gồm hai máy chủ UDW chạy theo chế độ Redundancy, với mỗi UDW nó được map 3.5TB dung lượng lưu trữ trên SAN. Khi dữ liệu lưu trữ nó sẽ lưu data trên cả hai ổ dữ liệu đã được khai báo trên SAN.

Hiện tại dữ liệu lưu trữ được phân thành các kiểu như sau:

Tín hiệu đo lường : lưu 10 phút 1 lần với tất cả các tín hiệu hoặc 1s/lần với các tín hiệu có sự thay đổi giá trị lớn hơn 2%.

Tín hiệu trạng thái: khi có bất cứ sự thay đổi trạng thái nào.

Khi dữ liệu bị đầy nó sẽ được Reset và hoàn lại dung lượng cho hệ thống.

Domain Controller (DC): được phát triển bởi Microsoft. DC có chức năng quản lý một cách tập trung một mạng máy tính hay tập hợp các tài khoản người dùng và tài khoản máy tính được nhóm lại với nhau. DC được tổ chức theo dạng hình cây và tích hợp chặt chẽ với DNS Server. Khi bổ sung thêm một máy tính workstation vào hệ thống, tất cả phải được khai báo trên DOMAIN. Máy DC cài hệ điều hành Windows Server 2008.

Database Engineering Server (DE Server): Dùng cho việc cấu hình hệ thống. Trong hệ thống máy chủ của EVN Hà Nội DE chạy trên hệ điều hành Windows 7 và được cài DE400. Khi một trạm mới muốn kết nối vào hệ thống, sơ đồ lưới được vẽ cơ bản theo sơ đồ nguyên lý đồng thời địa chỉ các biến các thuộc tính của các biến được biểu thị trong từng trường của phần mềm. Sau khi thực hiện cấu hình, toàn bộ các thông số được lưu ở máy DE dưới dạng Oracle Database. Muốn đầy dữ liệu cấu hình lên hệ thống kỹ sư cần thực hiện quy trình Populate. Ở đó dữ liệu được kiểm tra tính chính xác, sau đó nó sẽ được đẩy lên máy AS standby sau đó được đồng bộ với máy AS online.

Máy DE Workstation: Cài phần mềm DE400 phục vụ công tác xây dựng cơ sở dữ liệu cho các trạm hoặc Recloser của các Công ty Điện lực để đưa vào hệ thống vận hành.

Máy Operator Workstation: Cài phần mềm WS500 nhằm cung cấp giao diện tới người dùng sử dụng database từ các máy AS. Kỹ sư hệ thống hoặc kỹ sư điều độ hoàn toàn có thể biết được thông tin toàn bộ hệ thống SCADA thông qua các màn hình hiển thị.

Một số thông tin cơ bản quan trọng sau sẽ được liệt kê:

- Thông tin sơ đồ lưới điện đồng thời cho phép điều khiển các đối tượng đã được cấu hình.
- Thông tin đo lường trạng thái kết nối từ các trạm.
- Thông tin về đồ thị phụ tải.
- Hiển thị dữ liệu quá khứ nếu được truy vấn.
- Thông tin về hệ thống tình trạng hoạt động của các máy trong hệ thống...

Storage Area Network (SAN): Dung lượng lưu trữ dữ liệu của hệ thống San EVN Hà Nội hiện tại là 3.5Tb/UDW. Với dung lượng bộ nhớ như vậy phải sau khoảng 10 năm bộ nhớ của SAN mới bị đầy. Chưa kể nó hoàn toàn có khả năng quay vòng và reset dữ liệu không cần thiết.

Hệ thống gồm 2 San Controller để quản lý dung lượng hiện tại là 13Tb cũng như giao tiếp với hệ thống Network Manager. Trên thực tế, dung lượng thực để lưu trữ là 9Tb, phần còn lại của dung lượng để lưu trữ cấu hình SAN...

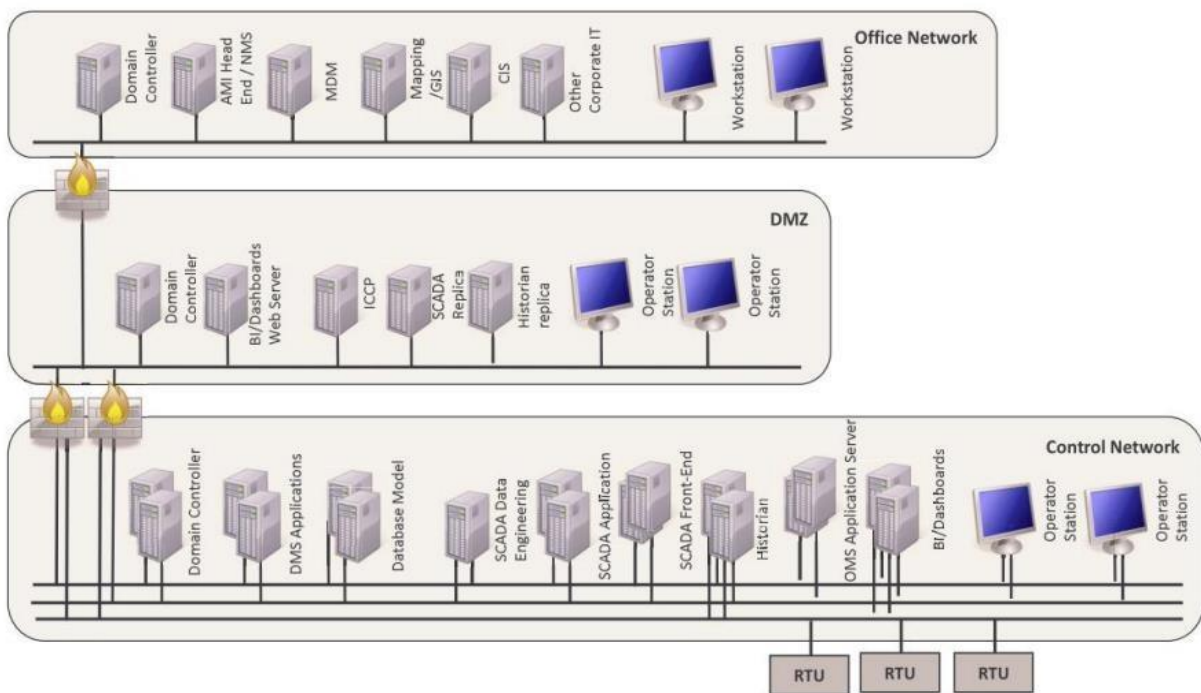
SAN hỗ trợ khả năng nâng cấp bộ nhớ một cách dễ dàng.

Cấu hình dung lượng trong San cho hệ thống:

- AS: 500GB/1 AS
- UDW: 3.5TB/1 UDW
- PCU, Domain, DE Server: 1TB

Web Server: Cài đặt Windown Server 2008 , WS500 và Tomcad; cho phép truy cập hệ thống qua mạng Lan Office, toàn bộ dữ liệu hệ thống được xem qua giao diện web được tạo ra từ Tomcab. Ứng dụng này phục vụ tốt cho việc giám sát và quan sát hệ thống từ xa dùng mạng văn phòng.

2.1. Hệ thống mạng:



Hình 3.1.2. Cấu trúc thiết bị trong hệ thống mạng

Bao gồm : + 2 switch Scada

+ 1 Firewall Juniper

+ 2 Firewall Cisco

Toàn bộ hệ thống được chia làm 3 vùng mạng đó là:

+ Vùng Scada : phục vụ cho hệ thống trung tâm tương ứng với vùng Trust

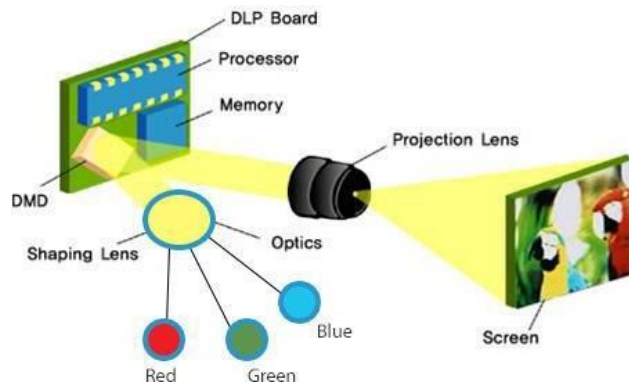
+ Vùng Trung gian DMZ

+ Vùng dưới trạm tương ứng với vùng Untrust

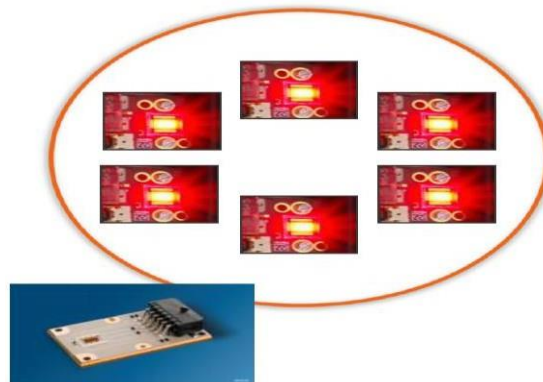
Màn hình lớn: Hệ thống màn hình lớn của EVN Hà Nội được trang bị 8 màn hình 70 inch Planar công nghệ DNP màn chiếu sau. Toàn bộ sơ đồ lưới 110/220kV khu vực TP Hà Nội được hiển thị rõ ràng khi sử dụng với phần mềm WS500. Các kịch bản trình chiếu được thiết lập một cách khá dễ dàng khi sử dụng với phần mềm của Planar.

Một số đặc tính của màn hình lớn tại Trung tâm điều khiển:

- Tuổi thọ cao, chất lượng hình ảnh đẹp, dễ sử dụng
- Công nghệ Digital Light Processing (DLP)



- Thiết kế Six-in-One LEDs Drive đáng tin cậy



- Hệ thống làm mát LED ổn định

Hệ thống nguồn UPS: Bao gồm nguồn hệ thống nguồn AC lấy điện từ E1.18 Bờ Hồ đồng thời có thêm nguồn Ắc quy dự phòng cho hệ thống khi xảy ra sự cố mất điện.

Các phần tử phụ trợ: Ngoài các thành phần chính trong hệ thống SCADA/DMS trung tâm, một số phần tử phụ trợ kết nối vào hệ thống như sau:

- Bộ GPS - Đồng hồ thời gian
- Máy in
- Đồng hồ tần số

Hệ thống kênh SCADA: Là hệ thống đường cáp quang kết nối tín hiệu SCADA phân trạm biến áp và tín hiệu các Recloser từ Công ty Điện lực với trung tâm điều khiển của Trung tâm Điều độ Hệ thống điện TP Hà Nội.

2.2. Hệ thống SCADA phân trạm biến áp và Công ty Điện lực:

- Các trạm biến áp 110/220kV trong khu vực TP Hà Nội trang bị các hệ thống HMI/DCS hay RTU/Gateway gửi các tín hiệu trạng thái, đo lường, cảnh báo lên trung tâm và nhận các lệnh điều khiển từ trung tâm xuống thi hành tại các thiết bị.
- Hiện nay, EVNHANOI đã đầu tư kết nối các Recloser từ các Công ty Điện lực Quận, huyện về trung tâm điều khiển phục vụ công tác vận hành lưới điện trung thế.

3. Các phần mềm trong hệ thống SCADA/DMS

3.1. Hệ quản trị cơ sở dữ liệu thời gian thực

Hệ quản trị cơ sở dữ liệu (tiếng Anh: Database Management System – DBMS), là phần mềm hay hệ thống được thiết kế để quản trị một cơ sở dữ liệu. Cụ thể, các chương trình thuộc loại này hỗ trợ khả năng lưu trữ, sửa chữa, xóa và tìm kiếm thông tin trong một cơ sở dữ liệu (CSDL). Có rất nhiều loại hệ quản trị CSDL khác nhau: từ phần mềm nhỏ chạy trên máy tính cá nhân cho đến những hệ quản trị phức tạp chạy trên một hoặc nhiều siêu máy tính.

Tuy nhiên, đa số hệ quản trị cơ sở dữ liệu trên thị trường đều có một đặc điểm chung là sử dụng ngôn ngữ truy vấn theo cấu trúc mà tiếng Anh gọi là Structured Query Language (SQL). Các hệ quản trị CSDL phổ biến được nhiều người biết đến là MySQL, Oracle, PostgreSQL, SQL Server, DB2, Infomix, v.v. Phần lớn các hệ quản trị CSDL kể trên hoạt động tốt trên nhiều hệ điều hành khác nhau như Linux, Unix và MacOS ngoại trừ SQL Server của Microsoft chỉ chạy trên hệ điều hành Windows.

Ưu điểm của hệ quản trị CSDL:

- Quản lý được dữ liệu dư thừa.
- Đảm bảo tính nhất quán cho dữ liệu.
- Tạo khả năng chia sẻ dữ liệu nhiều hơn.
- Cải tiến tính toàn vẹn cho dữ liệu.

Nhược điểm:

- Hệ quản trị CSDL tốt thì khá phức tạp.
- Hệ quản trị CSDL tốt thường rất lớn chiếm nhiều dung lượng bộ nhớ.
- Giá cả khác nhau tùy theo môi trường và chức năng.
- Hệ quản trị CSDL được viết tổng quát cho nhiều người dùng thì thường chậm.

Đối với hệ quản trị cơ sở dữ liệu hệ thống SCADA EVN Hà Nội dùng Avanti đối với các máy chủ AS, Oracle với các máy DE và UDW.

3.2. Các phần mềm chính trong hệ thống SCADA/DMS trung tâm

Phần mềm WS500: Là phần mềm chính sử dụng để giám sát điều khiển, vận hành hệ thống lưới điện qua các sơ đồ một sợi lấy tín hiệu thời gian thực từ Application Server. Ngoài ra, WS500 còn cung cấp các ứng dụng liên kết Excel tạo Report đo lường cho các trạm, xây dựng các trang Tổng Công suất, bản đồ GIS cho các trạm 110/220kV trên địa bàn TP Hà Nội...

Phần mềm DE400: Là phần mềm được cài trên các máy DE Client – Workstation; phục vụ công tác xây dựng cơ sở dữ liệu trên Oracle cho các trạm biến áp hoặc dữ liệu các Recloser tại các Công ty Điện lực.

Phần mềm PED500: Là phần mềm xây dựng các tranh sơ đồ một sợi của các trạm, tranh sơ đồ địa hình, các trang Tổng công suất... để hiển thị lên WS500.

Phần mềm diệt virus Symatec: Đảm bảo hệ thống được an toàn khi có virus xâm nhập từ các đường bên ngoài. Phần mềm này được cài đặt trên máy chủ Domain.

3.3. Các phần mềm bên thứ ba trong hệ thống

Để phục các công tác bảo trì, sửa lỗi, khắc phục các sự cố trong hệ thống trung tâm, một số phần mềm bên thứ ba được sử dụng để truy cập vào hệ thống thuận tiện hơn:

- **Phần mềm Putty:** Truy cập vào các máy chủ AS và UDW vì các máy chủ này sử dụng hệ điều hành Linux
- **Phần mềm VNC:** Truy cập để lấy dữ liệu, datalist đã khai báo của các trạm từ máy chủ AS sang một máy Workstation với hệ điều hành Window 7 để sử dụng dễ dàng hơn.

4. Hệ thống DMS trong hệ thống điện EVN Hà Nội

Để phục vụ cho các bài toán DMS, hệ thống máy chủ trung tâm cần các dữ liệu như:

- Các tín hiệu đo lường trạng thái của các Recloser
- Các tín hiệu đo lường trạng thái của các tủ RMU
- Nấc máy biến áp cũng như tín hiệu điều khiển từ các máy biến áp.
- Tín hiệu đo lường trạng thái các ngăn 110kV, 22kV từ các trạm 110kV

Bốn bài toán mà hệ thống DMS sẽ xử lý được:

- Tính toán chế độ xác lập của lưới
- Tính toán trào lưu công suất
- Tính toán ngắn mạch
- Bù tự động (sẽ được dùng khi mà các tủ bù trung thế có khả năng điều khiển từ trung tâm)

Để có thể chạy được toàn bộ các bài toán DMS đòi hỏi hệ thống SCADA phải đáp ứng đầy đủ các tín hiệu trên toàn bộ lưới của EVN Hà Nội. Đây là một thách thức không hề nhỏ bởi vì tín hiệu SCADA lưới điện Hà Nội vẫn còn thiếu đặc biệt là các tín hiệu trung thế. Tuy nhiên với sự phát triển của công nghệ thì giờ đây việc cài đặt và kết nối với hệ thống sẽ không còn khó khăn đặc biệt là đối với kỹ sư hệ thống có trình độ về kỹ thuật.

5. Hệ thống SA/VDI, OMS

SA/VDI: Là một hệ thống truy xuất dữ liệu từ quá khứ phục vụ cho các báo cáo về công suất và sản lượng của hệ thống

Các đặc tính của hệ thống SA/VDI

- Có khả năng truy xuất dữ liệu từ cơ sở dữ liệu
- Đảm bảo tần số quét 10 phút / lần
- Đảm bảo việc chia sẻ dữ liệu giữa các ban trong Tổng công ty

Hiện nay toàn bộ thông số của 43 trạm thuộc EVN Hà Nội được cập nhật và lưu trữ theo ngày đảm bảo việc lưu trữ và viết báo cáo phục vụ sản xuất

OMS: Là hệ thống bản đồ số được phát triển bởi Công ty phần mềm FPT theo đó các bản đồ số của toàn bộ lưới trung thế được phát triển theo hướng :

- Đảm bảo tính trung thực của lưới trung thế.
- Cập nhật chính xác trạng thái của các thiết bị trên lưới
- Cập nhật thời gian mất điện cũng như vùng bị ảnh hưởng khi mất điện.
- Giám sát và thông báo thông số SAIFI, SAIDI

PHẦN II: GIỚI THIỆU HẠ TẦNG MẠNG VT&CNTT, TRÌNH TỰ THIẾT LẬP KẾT NỐI KÊNH SCADA, VOICE IP, IP CAMERA

1. Hạ tầng mạng VTDR hiện tại thiết lập các kênh SCADA

1.1. Mạng cáp quang

Sau khi dự án “Xây dựng hệ thống viễn thông dùng riêng EVNHANOI”, dự kiến hết tháng 6 năm 2017 đưa vào vận hành với số lượng 430 km, nâng chiều dài mạng cáp quang do EVNHANOI sở hữu khoảng 700 km. Về chủng loại cáp quang EVNHANOI quản lý bao gồm loại cáp quang trên đường dây chống sét OPGW 12/24 sợi quang, cáp quang ADSS 24 sợi, cáp quang NMOC 24 sợi và cáp quang treo hình số 8 từ 12/24/48. Các tuyến cáp được treo nèo trên hệ thống cột cao thế, trung thế, đi ngầm trong hệ thống cống bể của các đơn vị Sở Thông tin truyền Thông, VNPT, Viettel, FPT và một số tuyến cột hạ thế trên địa bàn thành phố.

1.2. Mạng truyền dẫn

Hạ tầng mạng truyền dẫn SDH gồm 52 thiết bị truyền dẫn SDH HiT 7065. Đảm bảo tốt việc thiết lập các kênh truyền dẫn 2Mb/s phục vụ các kênh sa thải đặc biệt F21, kênh truyền tin F85, kênh bảo vệ so lệch F87L và các kênh SCADA theo chuẩn IEC-60870- 5-101. Hệ thống truyền dẫn SDH HiT 7065 đảm bảo việc tự động chuyển bảo vệ (switch protect) các kênh truyền 2Mb/s khi có sự cố một hướng quang, hệ thống được giám sát và quản lý thông qua phần mềm TNMS có bản quyền.

Hạ tầng mạng Metro gồm 70 thiết bị (Switch quang Layer 2 và Layer 3 tại các trạm biến áp và các Công Ty Điện lực) thời điểm hiện tại đang phục vụ cho các kết nối mạng WAN EVNHANOI, kết nối hệ thống đo đếm đọc chỉ số từ xa đầu nguồn (từ TBA về hệ thống máy chủ EVNHANOI) và tạm thời kết nối tín hiệu Camera từ các TBA về Trung Tâm Điều độ Hệ thống Điện Hà Nội (B1) và Công ty lưới Điện Cao thế Hà Nội (X6) phục vụ công tác Giám sát từ xa, thời gian tới hệ thống mạng metro sẽ được quản lý và giám sát thông qua phần mềm SolarWinds có bản quyền.

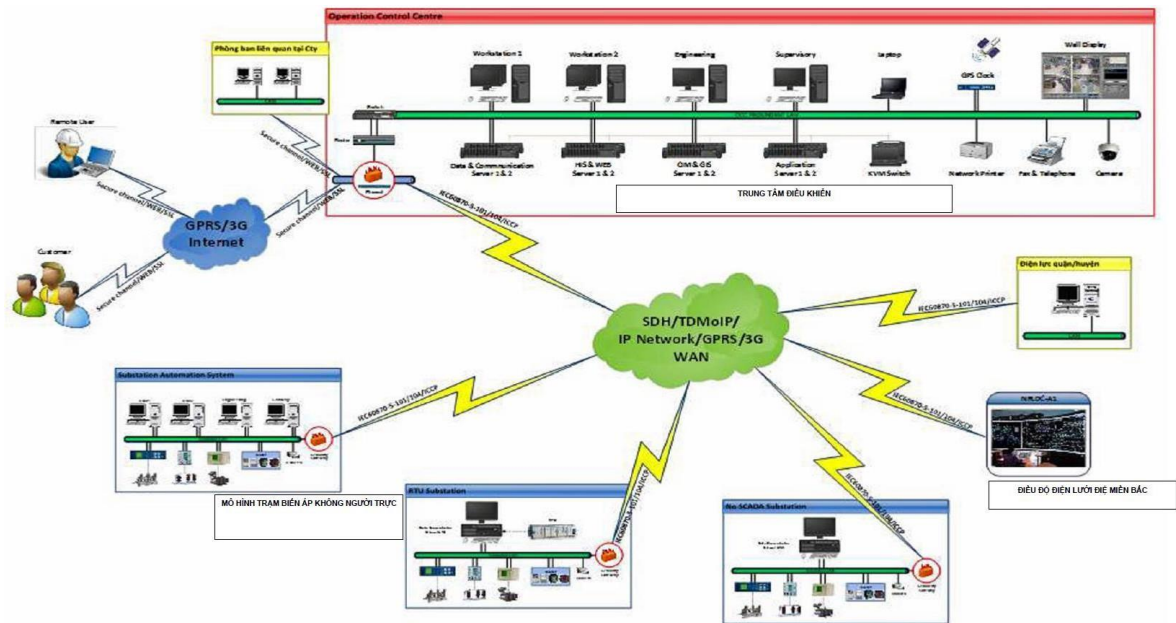
1.3. Hệ thống nguồn một chiều (DC)

Hệ thống nguồn điện (thiết bị chuyển đổi nguồn, ACCU) cấp cho các thiết bị của hệ thống VTDR được trang bị từ lâu theo từng giai đoạn và từng dự án nhỏ lẻ, riêng biệt dẫn đến có nhiều chủng loại thiết bị của nhiều hãng sản xuất gây khó khăn trong công tác vận hành. Theo quy mô của dự án “Xây dựng hệ thống viễn thông dùng riêng EVNHANOI” Tổng công ty đang xây dựng không đầu tư các bộ chuyển đổi nguồn 230VDC/48VDC mà chỉ đầu tư bổ sung bộ chuyển đổi nguồn viễn thông AC/DC - 220V/48VDC, bổ sung ACCU

cho các trạm đang phải sử dụng chung nguồn một chiều của hệ thống RTU, Gateway (thời điểm lập nhiệm vụ thiết kế dự án xây dựng mạng VTDR EVNHANOI, quyết định 176/QĐ- EVN chưa được ban hành).

Ngoài ra tại tất cả các trạm biến áp, các điểm đặt thiết bị viễn thông nguồn cấp cho hệ thống viễn thông chưa được trang bị hệ thống giám sát tập trung (do trên lưới sử dụng hệ thống nguồn một chiều của nhiều hãng khác nhau).

2. Giới thiệu hạ tầng mạng VT&CNTT



Hình 3.2.1. Hạ tầng mạng VT&CNTT

Sơ đồ hạ tầng mạng VT&CNTT gồm 3 vùng chính:

Vùng 1: Trung tâm điều khiển, thực hiện chức năng thu thập và vận hành hệ thống SCADA nhằm phục vụ điều độ hệ thống điện. Bên cạnh đó cũng gửi tín hiệu lên điều độ cấp trên A1.

Vùng 2: Các trạm biến áp, điện lực các Quận làm nhiệm vụ thu thập tín hiệu từ các ngăn lộ, Recloser gửi lên trung tâm điều khiển.

Vùng 3: Các client được kết nối với Trung tâm điều khiển thông qua hệ thống an ninh bảo mật. Nhằm giám sát, đưa ra các báo cáo phụ tải.

Vùng 4: Hệ thống mạng truyền dẫn, mạng cáp quang kết nối giữa các vùng.

3. Trình tự thiết lập kết nối kênh SCADA, Voice IP, IP camera

Việc thiết lập kênh SCADA, Voice IP, IP camera về nguyên tắc thì cơ bản giống nhau, vì vậy báo cáo chỉ đề cập đến việc thiết lập kênh SCADA cho giao thức IEC101 và IEC104.

3.1. Thiết lập kết nối kênh SCADA 101

Bước 1: Xác định khai báo trạm mới thuộc khu vực nào, kết nối vào đâu, trên comline hiện có hoặc phải khai báo trên một comline mới, trạm đó là RTU hay Gateway địa chỉ link address dạng 1 bytes hay 2 bytes.

Bước 2: Khai báo thêm kênh truyền mới (comline) nếu chưa được khai báo trên PCU0xA với các tham số phù hợp.

Bước 3: Thực hiện khai báo địa chỉ RTU trên máy tính chủ với comline đã định nghĩa tại bước 1 trên files (cll_rcs.fg) của máy chủ AS, lưu ý rằng các khai báo CSDL, bản vẽ hiện thị trên các console đã được hoàn tất.

Bước 4: Thực hiện khởi tạo xây dựng đưa trạm mới vào database hệ thống “build_rcs”. Trên máy tính chủ hotstandby sau đó thực hiện việc switch over.

Bước 5: Kiểm tra kết nối bằng laptop và phần mềm comport để test, nếu tốt cần thực hiện kết nối vào hệ thống.

Bước 6: Nếu kết nối không thành công có thể kiểm tra trên PCU400 bằng dịch vụ telnet đến PCU và dùng gói phần mềm DCU để kiểm tra việc kết nối từ thiết bị front end đến RTU.

3.2. Thiết lập kết nối kênh SCADA 104

Theo hình 2.1 thì kênh 104 kết nối từ Trạm đến Trung tâm điều khiển thông qua mạng truyền dẫn SHD của mạng Metro EVN Hà Nội:

Bước 1: Quy hoạch bảng địa chỉ IP cho các trạm, theo các vùng.

Bước 2: Thiết lập kênh truyền từ trung tâm điều khiển đến trạm.

Bước 3: Khai báo địa chỉ IP ở Gateway trạm theo danh sách IP quy hoạch.

Bước 4: Khai config ở máy chủ Front End Trung tâm điều khiển.

Bước 5: Kiểm tra kết nối từ trung tâm đến trạm, điện lực.

3.3. Trình tự thiết lập Voice IP



Hình 3.2.2. Sơ đồ mô hình một Voice IP

Bước 1: Xin bộ phận quản lý tổng đài kết nối tạo kênh Voice Ip mới. Sẽ được cung thiết bị bộ đàm, điện thoại để kết nối.

Bước 2: Yêu cầu bên quản lý hạ tầng mạng viễn thông (X01) cung cấp dải địa chỉ IP phù hợp trên nền mạng Metro.

Bước 3: Đấu cứng thiết bị, kiểm tra kết nối về tổng đài.

3.4. Trình tự thiết lập kênh IP Camera

Nhằm hỗ trợ tích cực trong công việc giám sát an ninh, bảo vệ, quản lý tài sản, chỉ đạo điều hành từ xa của Trung tâm Điều độ Hệ thống điện TP Hà Nội nói riêng cũng như của Tổng công ty nói chung phương án trang bị Hệ thống Camera tại các phòng Điều độ của 30 Công ty điện lực, tổ chức sự cố tại Công ty Thí nghiệm điện Điện lực Hà Nội và lấy tín hiệu Camera giám sát có sẵn từ Công ty lưới điện Cao thế TP Hà Nội về Trung tâm Điều độ Hệ thống điện TP Hà Nội là hết sức cần thiết và cấp bách.

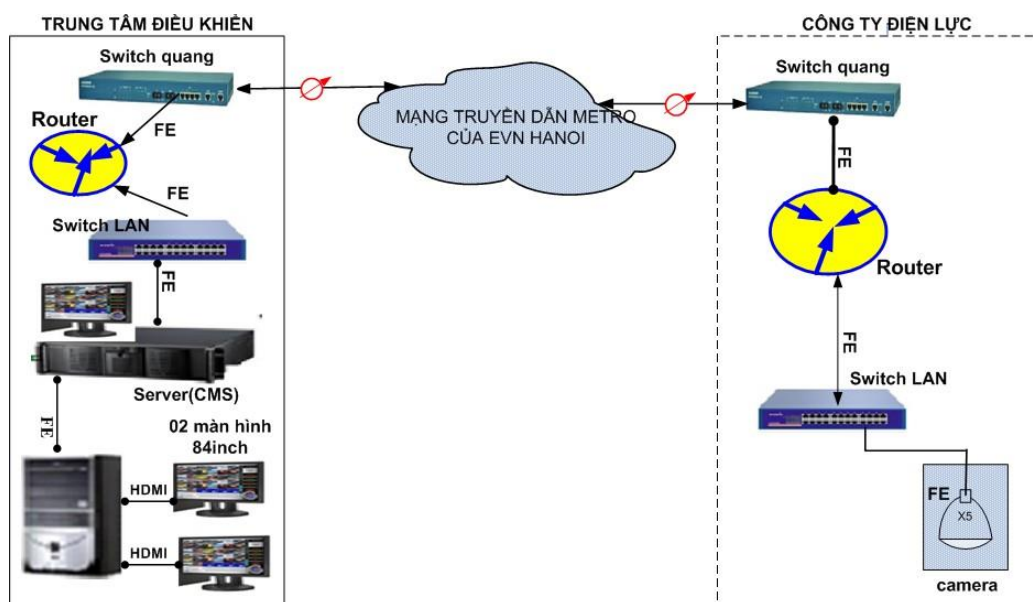
Bước 1: Thiết lập kênh truyền từ trung tâm điều khiển đến trạm, công ty điện lực.

Bước 2: Thiết lập các thiết bị phần cứng và cấu hình hệ thống.

Bước 3: Đưa dữ liệu về hệ thống máy tính Server để lưu trữ, giám sát thông qua hệ thống màn hình.

Sau đây đi vào chi tiết hai mô hình kết nối hệ thống Camera hiện hữu của EVN Hà Nội.

3.4.1. Thiết lập từ một đơn vị về trung tâm



Hình 3.2.3. Sơ đồ kết nối hệ thống Camera từ một đơn vị về trung tâm điều khiển.

Thiết bị Camera được lắp đặt trên trần của phòng Điều độ của Công ty Điện lực được kết nối với thiết bị switch 8 port được trang bị mới tại phòng lắp đặt Camera thông qua mạng

truyền dẫn sẵn có của Tổng công ty Điện lực TP Hà Nội. Tín hiệu hình ảnh được đẩy về Trung tâm Điều khiển thông qua Hệ thống quản lý Camera giám sát đặt tại Trung tâm Điều khiển thuộc Trung tâm Điều độ Hệ thống điện TP Hà Nội.

Tổng dung lượng và băng thông Cho 1 Camera từ điện lực về trung tâm:

Storage and Bandwidth Calculator

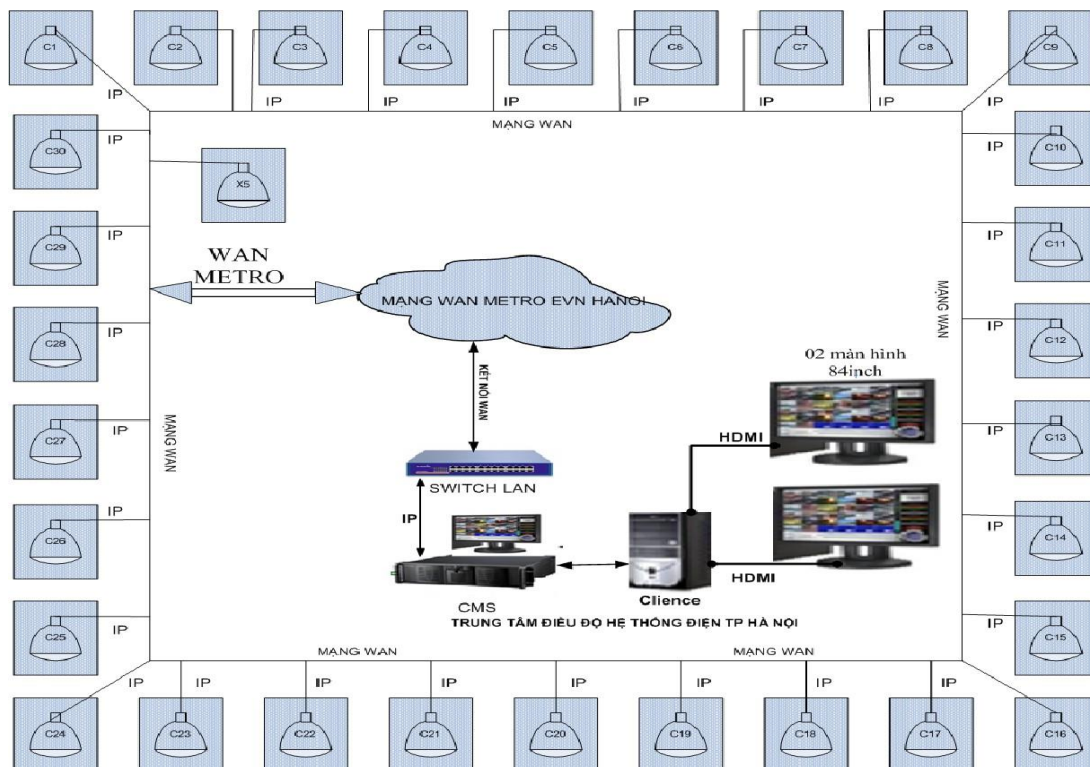
Video Surveillance Resources

Storage and Bandwidth Calculator									
Qty	Resolution	Compression	Data Rate (Kbps)	FPS	Motion %	Days	Bandwidth (mbps)	Storage(GB)	
1	4M	H.264	2450	5	40	30	2.45	288.65	
1							2.5 Mbps	0.29 TB	

The bitrate of each resolution is based on an average. Actual results may vary based on the amount of motion and complexity of the image.

Hình 3.2.4. Dung lượng băng thông cho 1 camera từ Điện lực về trung tâm.

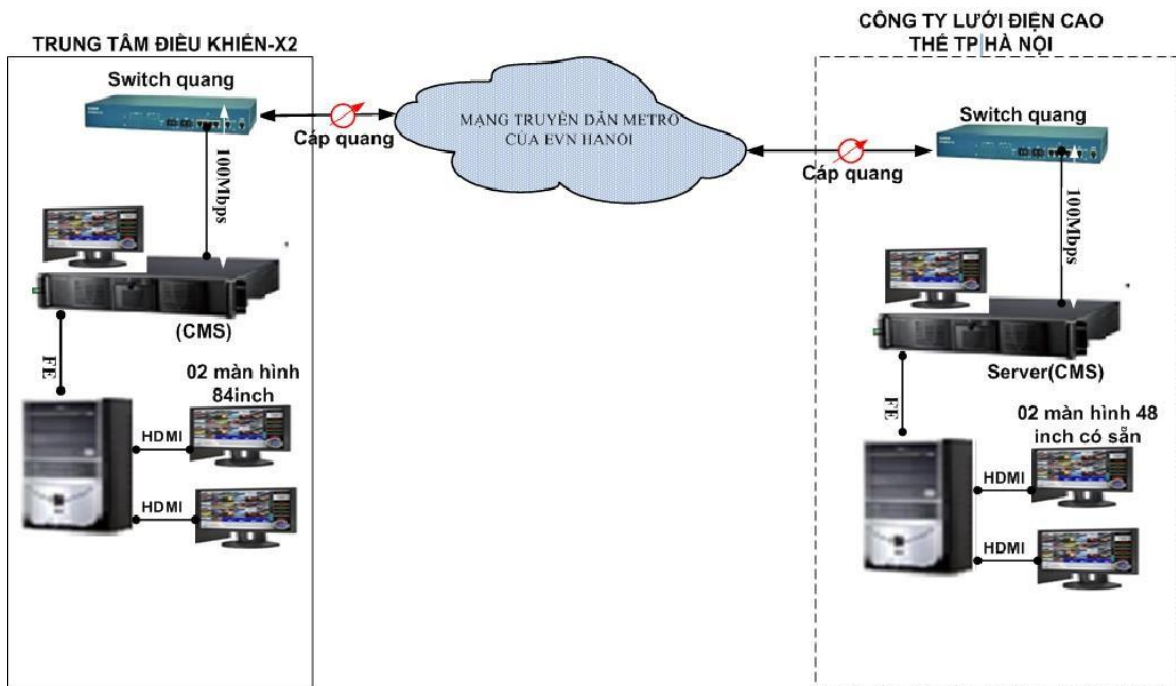
Tổng dung lượng và băng thông kết nối 1 điểm về Trung tâm điều khiển tại Trung tâm Điều độ Hệ thống điện TP Hà Nội: 2.5 Mbps không ảnh hưởng đến đường truyền mạng WAN Metro 100Mbps cũng như quá trình hoạt động sản xuất kinh doanh của các đơn vị trong Tổng công ty.



Hình 3.2.5. Sơ đồ mô hình Logic kết nối Camera từ 31 điện lực về Trung tâm.

3.4.2. Thiết lập đường truyền 100Mbps kết nối từ Công ty Lưới điện Cao thế TP Hà Nội về Trung tâm Điều khiển

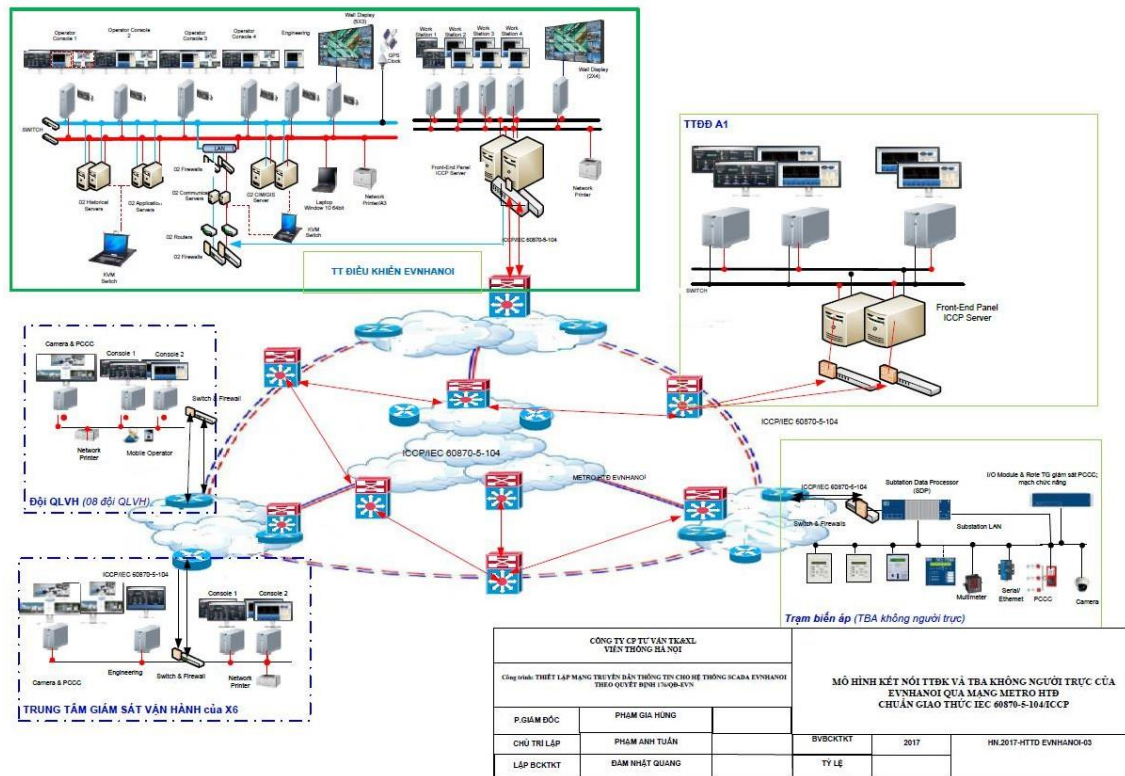
Để đưa được toàn bộ tín hiệu, hình ảnh của 38 trạm sẵn có tại phòng trực Điều hành của Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội về Trung tâm Điều khiển phải đề nghị, phối hợp với Công ty Công nghệ thông tin Điện lực Hà Nội khai báo cung cấp 01 đường truyền 100Mbps từ phòng trực Điều hành của Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội về phòng máy chủ tại tầng 3 của Trung tâm Điều độ Hệ thống điện TP Hà Nội thông qua Hệ thống mạng Metro có sẵn của EVN HANOI do Công ty Công Nghệ thông tin Điện lực Hà Nội đang quản lý vận hành.



Hình 3.2.6. Sơ đồ kết nối kênh truyền 100Mbps từ X6 về X2.

Thiết bị Switch quang Metro của Công ty Công nghệ thông tin Điện lực Hà Nội đặt tại tầng 1 trong gầm cầu thang của tòa nhà số 24 tại tổ 5 Yên Hòa của Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội.

3.4.3. Mô hình cấu trúc hệ thống kết nối trung tâm điều khiển và trạm biến áp không người trực



Hình 3.2.7. Mô hình kết nối TTĐK và TBA không người trực của EVNHANOI qua mạng Metro HTD theo chuẩn giao thức IEC608750-5-104/ICCP

Gồm 6 khối chính:

Khối 1: Trung tâm điều khiển EVNHANOI là đầu não của hệ thống. Nhiệm vụ chính là thu thập dữ liệu qua hệ thống SCADA phục vụ điều độ vận hành điều độ hệ thống điện TP. Hà Nội.

Khối 2: Trung tâm điều độ A1, là Trung tâm điều độ cấp miền với nhiệm quản lý cấp cao hơn. Trao đổi dữ liệu với Trung tâm điều khiển EVNHANOI thông qua ICCP, nhằm mục đích để điều độ vận hành hệ thống điện vùng miền.

Khối 3: Khối hệ thống mạng METRO EVNHANOI. Nhiệm vụ kết nối trao đổi dữ liệu các vùng các vùng. Sơ đồ kết nối theo hạ tầng mạng nút đến nút.

Khối 4: Đội QL VH gồm 8 đội làm nhiệm vụ quản lý vận hành và giải quyết khi có sự cố.

Khối 5: Trung tâm giám sát vận hành X6. Nhiệm vụ chính lưu dữ liệu và giám sát vận hành các trạm từ xa.

Khối 6: Trạm biến áp không người trực, yêu cầu đảm bảo tiêu chí đưa vào trạm thao tác từ xa, không người trực.

PHẦN III: QUÁ TRÌNH THU THẬP XỬ LÝ VÀ LƯU TRỮ DỮ LIỆU HỆ THỐNG SCADA/DMS

Hệ thống thu thập dữ liệu trong SCADA được thiết kế để thu thập dữ liệu từ các trạm biến áp, các Công ty Điện lực... Nó có thể thu thập tự động hoặc tính toán hoặc bằng tay, sau đó được xử lý và lưu trong cơ sở dữ liệu (CSDL). Thu thập dữ liệu bằng tay khi số liệu thu thập tự động không được tiến hành hoặc các trạm không lắp đặt các thiết bị đầu cuối. Người ta cần thu thập dữ liệu bằng tay để phục vụ cho các bài toán DMS.

Các đối tượng cần thu thập thường có hai loại cơ bản là biến đổi liên tục như giá trị đo lường và một loại là chỉ thay đổi trạng thái chỉ thị như đóng cắt, cảnh báo.

1. Thu thập dữ liệu

1.1. Thu thập dữ liệu tự động

Các RTU lắp đặt trong các trạm sẽ thu thập dữ liệu trong hệ thống điện. Dữ liệu thu thập bao gồm:

- + *Indication*: Được thu thập khi đóng các bo mạch đầu vào Digital trong RTU. RTU sẽ đọc trạng thái và lưu trong CSDL của RTU. Indication có hai kiểu là single và double. Nó có thể là trạng thái của máy cắt, dao cách ly, cảnh báo... Mỗi khi thay đổi trạng thái, Indication sẽ tự động truyền từ RTU về trung tâm hoặc khi có yêu cầu từ trạm Master.

- + *Giá trị đo lường*: Gồm 2 loại:

- + Giá trị Analog: Qua bộ chuyển đổi A/D thành định dạng nhị phân
- + Giá trị Digital:

Cả hai giá trị này được quét theo chu kỳ và lưu vào trong CSDL của RTU. Mỗi khi lưu giá trị mới thì nó sẽ đè lên giá trị cũ.

- + *Giá trị cộng dồn*: Lấy từ các xung sinh ra trong một process và được cộng dồn vào các bộ đếm xung trong RTU. Dữ liệu truyền về trạm Master trong các trường hợp sau:

- + End of Period (EOP) read-off: thực hiện cuối chu kỳ
- + Intermediate (INT) read-off: thực hiện vài lần trong một chu kỳ

- + *Kiểm tra trạng thái/dữ liệu (SC)*: SC có thể thực hiện trong toàn bộ hệ thống hoặc chỉ một trạm trong hệ thống. Mỗi khi yêu cầu kiểm tra trạng thái ở một trạm thì:

- + SCI - Message được truyền tới từng RTU.
- + Thu thập tất cả các Indication, giá trị đo lường và giá trị cộng dồn cho RTU.
- + Ở những điểm không thu thập sẽ sinh ra cảnh báo

1.2. Thu thập dữ liệu bằng tay

Nhập dữ liệu bằng tay trong các trường hợp sau:

- + Dữ liệu ở trạm không sử dụng hệ thống thu thập tự động.
- + Dữ liệu không được cập nhật do lỗi ở hệ thống thu thập dữ liệu
- + Dữ liệu bị cập nhật sai do lỗi của Transducer, multimeter....

Indication và giá trị đo lường cũng có thể thu thập bằng tay.

1.3. Giá trị tính toán

Được lấy từ các giá trị thu thập tự động, giá trị nhập bằng tay và giá trị tính toán trước nhằm mục đích đưa ra các số liệu không thể thu thập trực tiếp phục vụ công tác vận hành hệ thống điện. Việc tính toán thực hiện theo công thức đã cho trước. Các giá trị này có thể xử lý và lưu trong CSDL giống như dữ liệu thu thập tự động.

2. Xử lý và lưu trữ dữ liệu

- + *Xử lý dữ liệu*: được thực hiện trước khi lưu vào trong CSDL. Việc xử lý dữ liệu bao gồm một số kỹ thuật cơ bản như hiệu chỉnh giá trị đo lường, xây dựng các report bằng việc tính toán từ các giá trị thu thập được...
- + *Cờ Quality*: được sử dụng để đánh dấu các giá trị khi hiển thị. Nó gồm các cờ như Invalid, Manual entry, Updated, Alarm, Implemented, Deactivated, Corected. Trong đó một số cờ được thiết lập tự động khi thu thập dữ liệu, số khác thì được thiết lập bằng tay bởi người vận hành hoặc các chức năng ứng dụng. Ví dụ như :
 - Khoá thu thập dữ liệu: Nghĩa là việc cập nhật CSDL mà được thu thập tự động bị hệ thống phần mềm lờ đi.
 - Khoá xử lý cảnh báo
 - Khoá nhận biết cảnh báo
 - Khoá dữ liệu nhập bằng tay
- + *Indication*: Trước khi truyền về trạm Master, sẽ kiểm tra xem trạng thái Indication có thay đổi so với lần truyền trước không. Nếu có thì mới truyền về CSDL SCADA.
- + *Giá trị đo lường*: Biến đổi các giá trị này thành các đơn vị đo lường trong RCS trước khi truyền về CSDL SPIDER. Trước khi gửi về trạm Master thì sẽ kiểm tra sự thay đổi giá trị từ lần truyền trước. Nếu nó vượt quá dải deadband cho trước thì mới được truyền về. Dải deadband này có thể đặt cho từng giá trị. Sau mỗi chu kỳ quét deadband sẽ bằng 0.
- + *Giá trị cộng dồn*: Số lượng xung đầu vào từ lần reset trước được lưu trong CSDL RTU và gửi ngay về CSDL SCADA hoặc theo chu kỳ (1giờ/lần). Khi đó reset bộ cộng dồn bằng không tại EOP.

PHẦN IV: CẤU TRÚC VÀ NGUYÊN LÝ HOẠT ĐỘNG CỦA THIẾT BỊ ĐẦU CUỐI RTU/GATEWAY

1. Nguyên lý hoạt động của Gateway

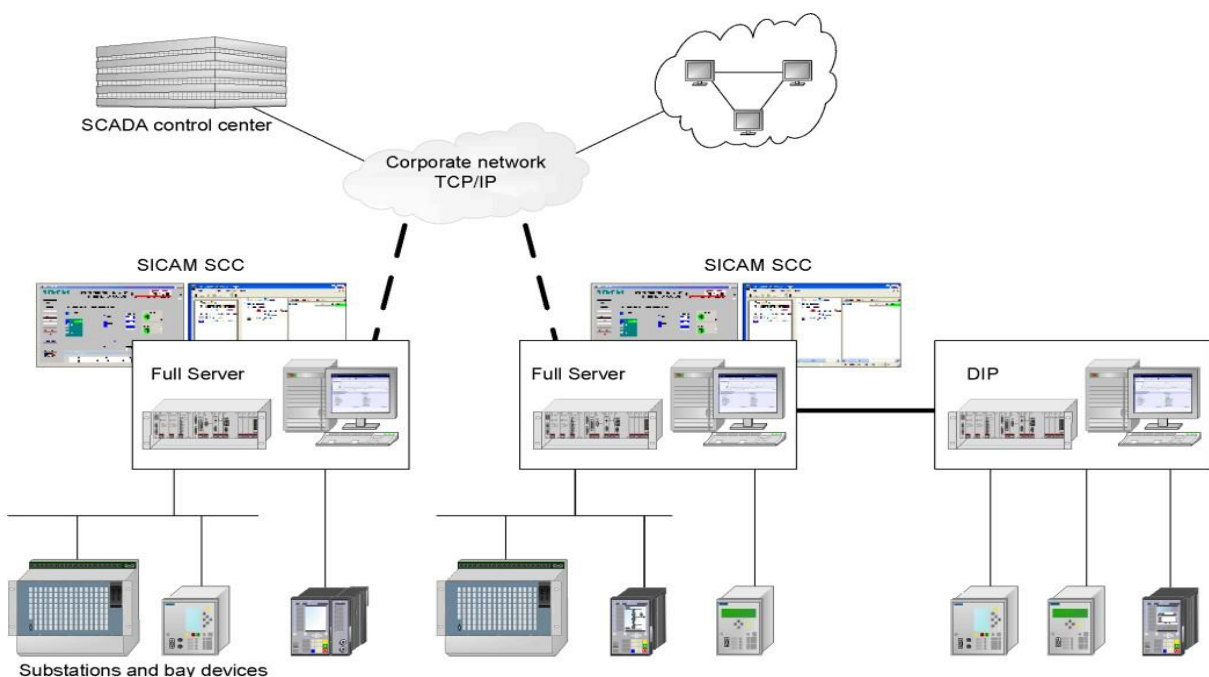
1.1. Cấu trúc chung của gateway

Thông thường một hệ thống Gateway cơ bản tại các trạm bao gồm các thành phần sau đây:

- Driver : dùng để giao tiếp, lưu thông số kết nối với các phần tử chấp hành như BCU, relay, giao tiếp với các thiết bị đo như đồng hồ Transducer...
- Lỗi chương trình: đóng vai trò trong việc xử lý các Tag nhận được từ phần Driver như thiết lập liên động ,tạo event alarm, kiểm soát thông số cấu hình từ các phần tử khác...
- HMI : nhận dữ liệu từ lỗi chương trình kết hợp với các chức năng vẽ sơ đồ, hiển thị thông tin kết cấu trạm, kết cấu lưới đang vận hành, hiển thị alarm event cho nhân viên vận hành theo dõi
- Center Gateway: Gửi các thông tin đã được cấu hình tại trạm lên các trung tâm điều khiển xa.

Ngoài ra tùy theo yêu cầu kỹ thuật, hệ thống Scada tại các trạm có thể thiết lập thêm các chức năng như dự phòng Gateway, dự phòng các phần tử chấp hành mô phỏng giả lập truy xuất dữ liệu trong quá khứ hoặc thiết lập Web cho phép quan sát và truy cập từ xa.

Từ mô hình trên các kỹ sư hệ thống hoàn toàn có thể thiết lập cải tạo hệ thống cho phù hợp với yêu cầu kỹ thuật đặt ra.



Hình 4.1 Mô hình các trạm sử dụng Gateway

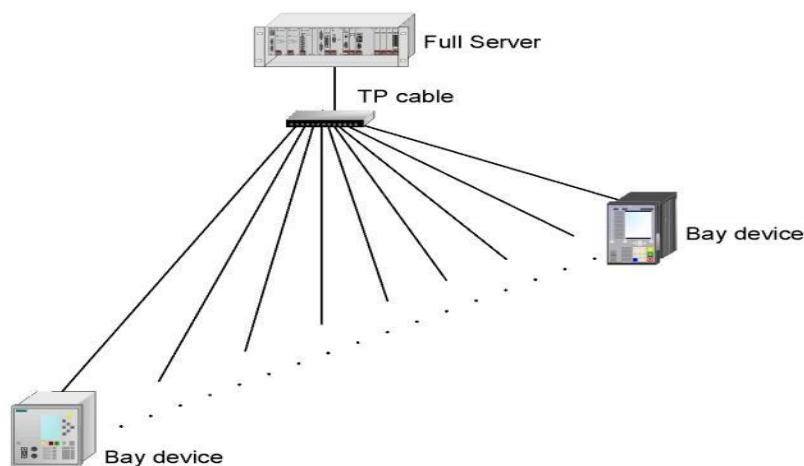
1.2. Kiểu giao tiếp

- Ethernet TCP/IP
- Serial interface
- Profibus DP

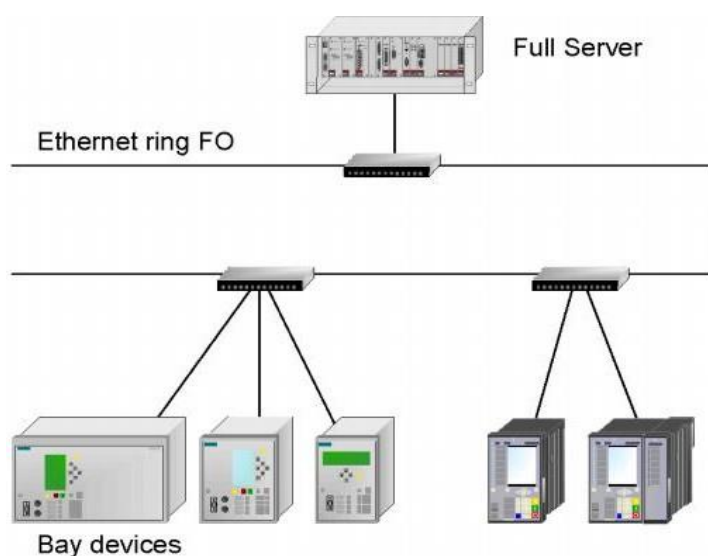
1.3. Các giao thức dùng trong trạm sử dụng GateWay

IEC61850: Dựa trên Ethernet TCP/IP, IEC61850 định nghĩa việc truyền thông, trao đổi dữ liệu giữa các thiết bị, các trạm của các hãng khác nhau. Cơ chế này được gọi là SERVER-Client trong đó Gateway đóng vai trò là Client. Khi mà các thiết bị IED đảm nhiệm vai trò của SERVER.

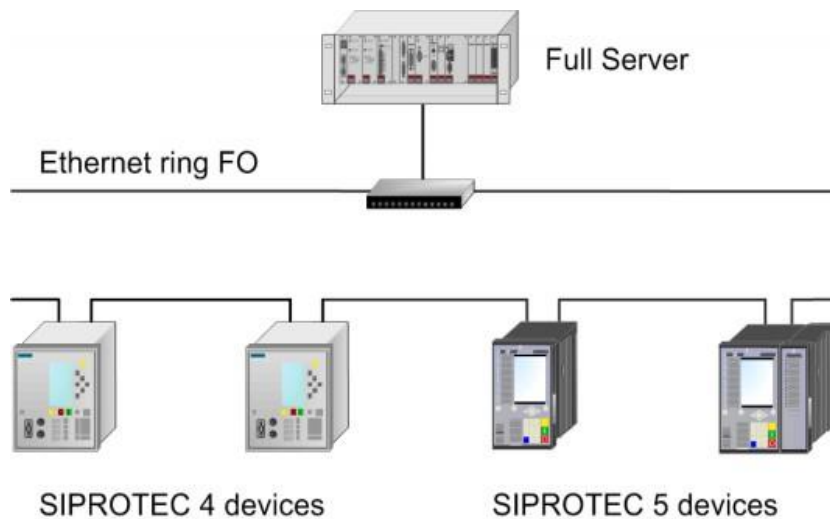
Một vài sơ đồ kết nối thiết bị trạm bị IEC 61850 với hệ thống Gateway:



Hình 4.2. Sơ đồ nối sao



Hình 4.3. Sơ đồ nối ring



Hình 4.4. Nối Ring và dự phòng với các device

- IEC60870-104: Phục vụ cho việc kết nối thiết bị hoặc các trạm dựa trên Ethernet TCP/IP
- IEC60870-101: Phục vụ cho việc kết nối thiết bị hoặc các trạm dựa trên cổng Serial
- Modbus: Là chuẩn cho thiết bị cấp trường

Ngoài ra còn có thêm các chuẩn khác như là DNP3.0, Profibus...

Một số Gateway còn cung cấp SNMP giúp giám sát các thiết bị có kết nối Ethernet.

1.4. Cách hoạt động của gateway

GateWay Operation cung cấp một cách tổng quan trạng thái hoạt động của trạm biến áp. Thêm vào đó các cấu hình cài đặt được hiển thị cùng với màu sắc giao diện thiết bị hoặc các ứng dụng khác.

Với hệ thống có dự phòng Gateway, nhân viên hoàn toàn có thể chuyển đổi hệ thống cho máy dự phòng để bảo dưỡng thiết bị.

Một số cấu hình Gateway còn cung cấp ứng dụng giúp kỹ sư có thể giám sát mô phỏng tín hiệu của toàn bộ thiết bị cấp thấp mà không phải qua HMI.

Gateway được trang bị thêm chương trình SoftPLC là một giải pháp vận hành các bài toán về Logic của tự động hóa như:

- + Quá trình điều khiển.
- + Quá trình xử lý với biến INDICATOR.
- + Đo lường và tính toán đo lường.

Gateway cung cấp giao diện Human Machine-Interface tại trạm nhằm thực thi các tác vụ điều khiển và giám sát thông tin ngay tại trạm.

Các tác vụ và sự tác động của các thành phần được hiển thị dễ dàng tại màn hình sơ đồ tại trạm. Sự thay đổi thông tin trạng thái và hành động điều khiển được lưu thành các bản tin như alarm và event lits. Nhân viên vận hành có thể can thiệp và điều khiển thiết bị từ sơ đồ tại trạm.

Trạng thái màu của các thành phần trên sơ đồ cung cấp thông tin về trạng thái của thiết bị. Dữ liệu đo lường hoặc các bản tin có thể được lưu trữ trong khoảng thời gian nhất định. Sự phân bổ quyền vận hành cũng như quyền điều khiển các thiết bị chấp hành được quyết định tại màn hình HMI

Gateway và các thiết bị tại trạm được đồng bộ thời gian từ đó giúp các kỹ sư có thể phân tích và tái lập lại điểm sự cố.

2. Cấu trúc và nguyên lý hoạt động của RTU

2.1. Cấu trúc phần cứng RTU

Thông thường RTU chia làm các modul như sau:

RTU communication



RTU Power supply



RTU input/output module



RTU Rack module



RTU Serial module



RTU Ethernet module



RTU real clock



2.2. Chức năng modules của RTU

RTU communication module: Bao gồm CPU 32 bit, các cổng serial RS485, Rs232, cổng giao tiếp Ethernet.

Chức năng:

- + Giám sát và điều khiển card I/O theo dao điện RTU serial
- + Đọc các sự kiện từ các input board
- + Gửi lệnh điều khiển cho output board
- + Giao tiếp với trung tâm điều khiển và hệ thống HMI theo đường serial và đường Ethernet 10/100 Base Lan interface
- + Kiểm soát time base cho RTU560 và đồng bộ I/O boards
- + Có thể giao tiếp với các IEDs thông qua chuẩn IEC61850

+ Xử lý giữa RTU560 và web browser theo đường Lan

RTU Power supply: Điện áp đầu vào từ 110 220VDC output từ 5 24 VDC. Cung cấp nguồn cho các card của RTU

RTU I/O modules: Với card input: Thời gian phản hồi 1ms, điện áp sử dụng 24 60 VDC, Led cho mỗi Input. Từ đó có thể cấu hình cho các kiểu tín hiệu sau:

- + Gồm chân I/O cho bit single
- + Gồm chân I/O cho tín hiệu double
- + Chân digital measured value cho 8 bit hoặc 16 bit
- + Tín hiệu bước

Với card output : có thể cấu hình theo các kiểu sau:

- + Điều khiển 1 cặp cực
- + Điều khiển 2 cặp cực
- + Setpoint command

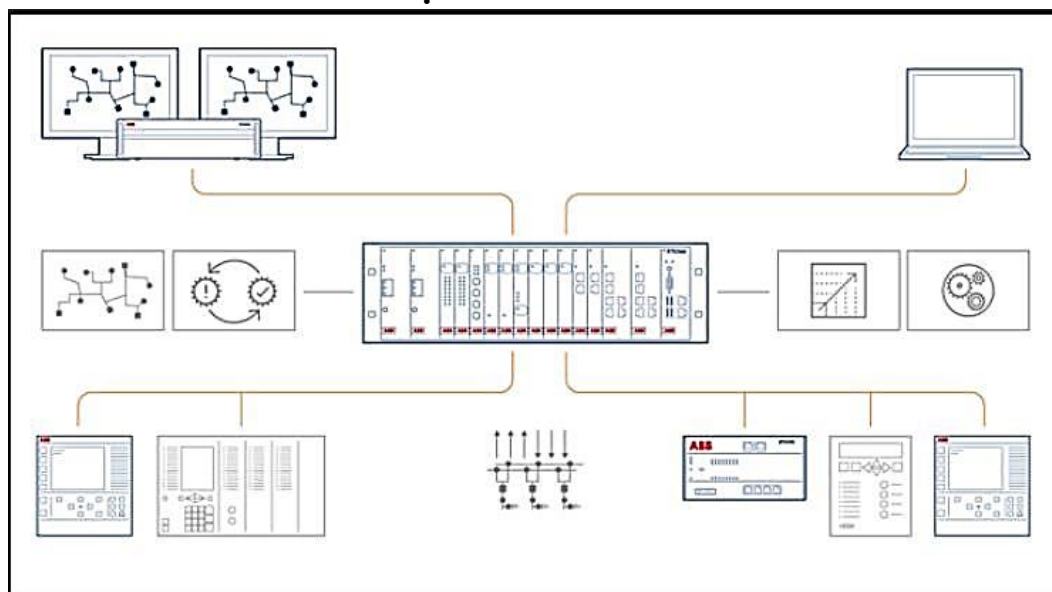
Với card analog : setup với các giải đo như sau:

- + 2mA,5mA,10mA,20mA,40mA,2VDC,0 20 VDC

RTU rack module

+ Được thiết kế để sử dụng với hệ thống có hoặc không có nguồn dự phòng. Nó cung cấp giao tiếp serial cho các rack của RTU.

2.3. Mô hình kết nối các thiết bị của RTU



Hình 4.5. Kết nối của hệ thống sử dụng RTU

Các thiết bị DI SI và AI được kết nối với card input của RTU. Tín hiệu đó có thể là

+ Tín hiệu cảnh báo

+ Tín hiệu trạng thái của máy cắt, dao cách ly

+ Tín hiệu đo lường được lấy thông qua các Transducer

Ngoài ra các tín hiệu đo lường được lấy từ đồng hồ đa năng thông qua chuẩn MODBUS đưa vào RTU thông qua card CMU05.

Khi có lệnh thao tác tại HMI hoặc trung tâm điều khiển, tín hiệu được xuất thông qua card OUT của RTU đi đóng cắt relay trung gian.

Kết luận: Về mặt thiết kế RTU có thể ưu việt hơn Gateway do mô hình vận hành và kết nối khá đơn giản, chỉ đòi hỏi việc đấu nối với các thiết bị nhị thức tuy nhiên việc kết nối là các mạch vật lý nên sẽ không đảm bảo về mặt kết nối ổn định. Các thiết bị kết nối với RTU cũng đã cũ nhiều thiết bị không còn sản xuất, việc tạo các liên động điều khiển cũng khó khăn đồng thời việc đảm nhiệm toàn bộ việc kết nối cũng như điều khiển với một thiết bị nhúng như RTU cũng không đảm bảo việc vận hành liên tục ổn định hoặc không xảy ra sự cố hỏng hóc khi làm việc.

Việc sử dụng hệ thống máy tính công nghiệp làm Gateway thay cho RTU là một xu hướng đã xuất hiện khá lâu trên thế giới nhưng còn khá mới mẻ tại Việt Nam. Đây là một bước tiến quan trọng trong lĩnh vực tự động hóa các trạm điện khi mà việc sử dụng chuẩn IEC 61850 trong việc giao tiếp với các thiết bị trong trạm được đảm bảo. Thiết bị tại trạm máy tính hầu hết là các thiết bị mới vẫn luôn được các hãng sản xuất đầu tư phát triển do đó việc thay thế sửa chữa khá dễ dàng. Việc thiết lập các luật điều khiển được hỗ trợ khá mạnh bởi các công cụ có sẵn, đồng thời các trạm máy tính có thể có 2 Gateway nên đảm bảo việc vận hành liên tục ổn định.

PHẦN V: TRÌNH TỰ CÁC BƯỚC XÂY DỰNG CƠ SỞ DỮ LIỆU, HMI TRÊN HỆ THỐNG SCADA/DMS

1. Quy trình xây dựng cơ sở dữ liệu cho hệ thống SCADA/DMS khi có một trạm mới đưa vào.

Bước 1: Quy ước đánh địa chỉ trạm (Rtu no)

Bước 2: Datalist “yêu cầu đánh địa chỉ IOA các tín hiệu (DI, SI, DO, AI) theo quy định.

- + Tín hiệu DO được đánh dấu bắt đầu từ giá trị : 2500
- + Tín hiệu DI được đánh dấu bắt đầu từ giá trị : 1600
- + Tín hiệu SI được đánh dấu bắt đầu từ giá trị : 1000
- + Tín hiệu AI được đánh dấu bắt đầu từ giá trị : 2100

Bước 3: Khai báo trên hệ thống

- + Khai báo trên comline.

Comline được đánh số và khai báo trên DE400 được khai báo từ 1-80 và có thể mở rộng thêm.

- + Bố trí trạm/nhà máy trên bức tranh tổng thể cho hợp lý lưu ý các pockpoint
- + Trong datalist xem tín hiệu xem tín hiệu nào đặc thù cần có cách tính toán quy đổi.

Bước 4: Khai báo dữ liệu trên DE400

Để kiểm soát database khi khai báo dữ liệu trên DE400 cần tuân thủ các quy định trong quá trình khai báo như sau:

Đặt tên file

Tên file được quy định như sau:

- Tên file mang đầy đủ thông tin theo thứ tự:
 - ✓ Cấp điện áp: 500 (500kV), 220 (220kV), (110kV)
 - ✓ Tên trạm ghi đầy đủ tên, không dấu, viết liền, viết hoa.
 - ✓ Hậu tố: “.PPI” (mặc định cho tên file của hệ thống)
- Ví dụ:
 - ✓ Trạm 220kV XUANMAI: XUANMAI220.PPI
 - ✓ Trạm 110kV XUANMAI: XUANMAI.PPI

- Đặt tên cho trạm biến áp

Tên trạm biến áp được quy định như sau:

- Tên trạm mang đầy đủ thông tin theo thứ tự:
 - ✓ Cấp điện áp: 500kV, 220kV, 110kV
 - ✓ Dấu phân cách: Để trống
 - ✓ Tên trạm ghi đầy đủ tên theo kỹ thuật la tinh, viết cách, viết hoa.

- ✓ Căn giữa, ở phía trên sơ đồ

■

Ví dụ:

- ✓ Trạm 220kV Hà đông: 220KV HA DONG
- ✓ Trạm 110kV Đông anh: 110kV DONG ANH

- Đặt tên cho xuất tuyến đường dây

Tên xuất tuyến đường dây được quy định như sau:

- Tên xuất tuyến đường dây mang đầy đủ thông tin theo thứ tự:
 - ✓ Xuất tuyến: 171, 371, 471...
 - ✓ Trạm 500kV, 220kV: ghi rõ cấp điện áp
 - ✓ Trạm 110kV: không ghi cấp điện áp
 - ✓ Dấu phân cách: Để trống
 - ✓ Tên trạm ghi đầy đủ tên theo ký tự la tinh, viết cách, viết hoa.
- Ví dụ:
 - ✓ Xuất tuyến 171 Trạm 110kV Đông Anh: 171 DONG ANH
 - ✓ Xuất tuyến 172 Trạm 500kV Đông Anh: 172 500kV DONG ANH
 - ✓ Xuất tuyến 173 Trạm 220kV Đông Anh: 173 220kV DONG ANH
 - ✓ Xuất tuyến 371 Trạm 110kV Phương Liệt: 371 PHUONG LIET
 - ✓ Xuất tuyến 471 Trạm 110kV Thanh Nhàn: 471 THANH NHAN
- Đặt tên cho thiết bị nhất thứ

Thực hiện theo quyết định đánh số và phân cấp thiết bị của cấp ĐĐQG, ĐĐM, EVN HANOI LDC ban hành.

Ví dụ:

STT	Thiết bị	Mô tả	Ví dụ
1	Máy cắt	Hiện thị chỉ danh MC	171
2	Dao cách ly	Hiện thị chỉ danh DCL	171-7
3	Máy biến áp	Hiện thị tên MBA	T1
4	MBA TD	Hiện thị tên MBA TD	TD31
5	TU	Hiện thị TU đầu vào TC, ĐD, thiết bị nhất thứ nào, viết liền	TUC11, TU171
6	Tụ bù ngang	Hiện thị từ viết tắt TBN và chỉ danh	TBN
7	Kháng bù ngang	Hiện thị từ viết tắt KH và chỉ danh	KH
8	Kháng trung tính	Hiện thị từ viết tắt KT và chỉ danh	KT
9	Máy cắt tụ, kháng	Hiện thị chữ cái đầu T cho tụ, K cho kháng và chỉ danh	K504, T504

STT	Thiết bị	Mô tả	Ví dụ
10	Dao cách ly kháng	Hiện thị chữ cái đầu K trong trường hợp có MC kháng hoặc KH trong trường hợp không có MC kháng và chỉ danh	K504-4, KH504-4
11	Dao cách ly tụ	Hiện thị tên MC và chỉ danh	T504-4
12	Dao tiếp địa	Hiện thị chỉ danh Dao tiếp địa	131-38 171-76

Việc khai báo dữ liệu phải tuân thủ chặt chẽ theo quy định để tiện cho công việc quản lý và khai thác dữ liệu từ hệ thống.

Bước 5: Vẽ sơ đồ trên PED500

HMI của hệ thống tạo ra sự liên kết thân thiện giữa người dùng và các chức năng giám sát, điều khiển cũng như các trình ứng dụng của hệ thống.

2 . Thiết kế sơ đồ vận hành trạm.

Việc thiết kế giao diện trên PED500 bao gồm rất nhiều kỹ thuật và cần tuân thủ các nguyên tắc sau:

+ Về cỡ chữ, loại chữ và vị trí đặt

Tất cả các giao diện hiển thị sử dụng font chữ Arial không dấu tiếng việt Cỡ chữ và vị trí đặt được quy định như sau:

T T	Đối tượng	Cỡ chữ	Vị trí trên màn hình hiển thị
1	Tên trạm, NMĐ (sơ đồ chi tiết)	14-18	Trên đầu, ở giữa trang màn hình
2	Số thứ tự (Trang 1, 2, 3...) ở dạng jumpage	8-12	Dưới tên trạm/NMĐ (hiển thị trạm đó có bao nhiêu tranh/lớp)
3	Tên xuất tuyến đường dây	12-16	Trên xuất tuyến đường dây ở dạng “jump page/Poke point”
4	Tên thiết bị nhất thứ	10-14	Ngay cạnh bên trái của đối tượng
5	Giá trị đo lường	12-16	Ngay cạnh bên phải tương ứng với mỗi đối tượng cần đo theo thứ tự từ trên xuống dưới: U, I, P, Q, Góc pha (nếu có)
6	Đơn vị giá trị đo lường	12-16	Đặt ở ngoài, bên phải sơ đồ, các đơn vị được đặt thẳng hàng.
7	Ghi chú, thông tin về thiết bị	8-12	Đặt ở góc dưới bên trái.
8	Chỉ danh tên trạm /NMĐ (sơ đồ một sợi HTĐ, bản đồ TP Hà nội)	10-14	Trên trạm dưới dạng “jump page/poke point”

9	Thông tin vận hành HTĐ (cạnh bản đồ TP Hà nội)	12-16	Bên phải màn hình
---	---	-------	-------------------

T T	Đối tượng	Cỡ chữ	Vị trí trên màn hình hiển thị
10	Tính pháp lý của sơ đồ	10-14	“Theo quyết định đánh số....ngày....của Đơn vị...” được đặt ở bên dưới góc phải màn hình
11	Thông tin thêm của sơ đồ chi tiết Trạm/NMĐ	12-16	Bên phải, phía trên màn hình

+ Kích cỡ các thiết bị.

Kích cỡ các loại thiết bị được quy định như sau:

TT	Cấp điện áp	Đơn vị	Đường dây	Thanh cái	Thiết bị nhất thứ khác	Ô vuông Ô tròn*
1	220KV	Pixel	2	7	2	
2	110KV	Pixel	2	7	2	
3	35KV	Pixel	2	7	2	
4	22KV	Pixel	2	7	2	
5	10KV	Pixel	2	7	2	
6	khác	Pixel	2	7	2	

+ Màu sắc của các đối tượng:

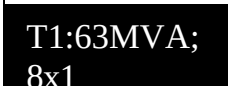
- Màu sắc nền của màn hình được quy định như sau:

TT	Đối tượng	Màu nền	
1	Sơ đồ chi tiết trạm/NMĐ	Đen (F0)	
2	Sơ đồ một sợi tổng thể	Đen (F0)	

3	Sơ đồ lưới điện trên bản đồ Việt Nam	Đen (F0)	
4	Bản đồ TP Hà nội	Màu bản đồ: Ghi (F30)	

TT	Đối tượng	Màu nền	
5	Các màn hình nền khác	Đen (F0)	

- Màu sắc của chữ cái

TT	Đối tượng	Màu sắc hiển thị	
1	Tên trạm, NMĐ (sơ đồ chi tiết)	Trắng (F32)	
2	Số thứ tự	Trắng (F32)	
3	Tên xuất tuyến đường dây	Trắng (F32)	
4	Tên thiết bị nhất thứ	Trắng (F32)	
5	Đơn vị giá trị đo lường	Trắng (F32)	
6	Ghi chú, thông tin về thiết bị	Trắng (F32)	
7	Chỉ danh tên trạm /NMĐ (sơ đồ kết dây)	Trắng (F32)	

8	Chỉ danh tên trạm /NMĐ (bản đồ TP Hà nội)	Xanh da trời (F22)	110KVTHUONG DINH
9	Thông tin vận hành HTĐ (cạnh bản đồ TP Hà nội)	Tần số: Trắng (F32) Phụ tải: Vàng (F36) Công suất: xanh lá cây	TẦN SỐ HTĐ: 50Hz PHỤ TẢI TP HA NOI 20000 P HANOI: 20000 MW

TT	Đối tượng	Màu sắc hiển thị
		(F21)
10	Tính pháp lý của sơ đồ	Trắng (F32) Theo QĐ đánh số 25
11	Thông tin thêm sơ đồ chi tiết NMĐ	Trắng (F32) Total P: 100 MW

- Màu sắc của giá trị đo lường

TT	Đối tượng	Màu sắc hiển thị	Màu sắc khi mất tín hiệu	Màu sắc khi nhập bằng tay
1	Giá trị đo lường	Xanh lá mạ F44 50	Hồng F3 50M W	Xanh da trời F42 50M W

- Màu sắc các cấp điện áp trên sơ đồ

Màu sắc các cấp điện áp được quy định sau :

STT	Cấp điện áp	Màu sắc	
1	220KV	Xanh da trời đậm (F13)	
2	110KV	Xanh da trời (F22)	
3	35KV	Xanh lá cây (F55)	
4	22KV	Tím (F59)	
5	Tiếp địa	Nâu đất (F12)	

STT	Cấp điện áp	Màu sắc	
6	Không có điện áp	Ghi xám (F26)	

- Biểu tượng, màu sắc thiết bị nhất thứ

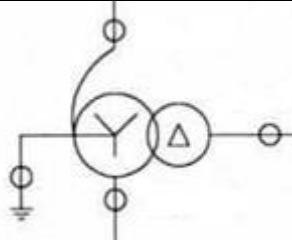
Sử dụng thư viện biểu tượng thiết bị nhất thứ dùng chung để đảm bảo tính thống nhất trong việc vẽ và cập nhật sơ đồ.

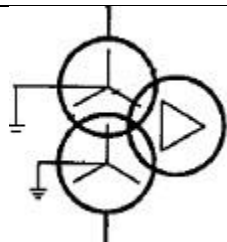
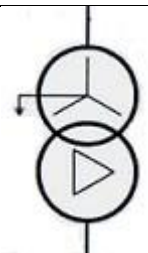
* Biểu tượng, màu sắc của các thiết bị nhất thứ được quy định như sau:

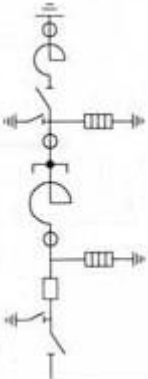
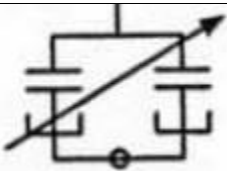
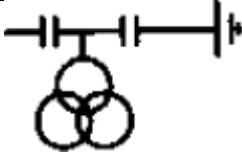
TT	Thiết bị	Trạng thái	Biểu tượng, màu sắc
		Đóng (màu đỏ)	

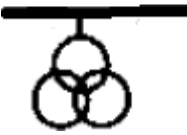
1	Máy cắt	Mở (màu đỏ)	
		Không xác định (hồng)	
		Đóng bằng tay (xanh da trời)	
		Mở bằng tay (xanh da trời)	
		Khoá (ghi)	
2	Dao cách ly/dao tiếp địa	Đóng (màu đỏ)	
		Mở (màu xanh)	

TT	Thiết bị	Trạng thái	Biểu tượng, màu sắc
		Không xác định (hồng)	
		Nhập bằng tay (xanh da trời)	
		Khoá (ghi)	
		Đóng (màu đỏ)	

3	Dao tiếp địa	Mở (màu xanh)	
		Không xác định (hồng)	
		Nhập bằng tay (xanh da trời)	
		Khoá (ghi)	
4	Máy biến áp tự ngẫu (màu cuộn dây theo cấp điện áp)		

TT	Thiết bị	Trạng thái	Biểu tượng, màu sắc
5	Máy biến áp 3 pha 3 cuộn dây (màu cuộn dây theo cấp điện áp)		
6	Máy biến áp 3 pha 2 cuộn dây (màu cuộn dây theo cấp điện áp)		

7	Máy phát điện (màu theo cấp điện áp)		
8	Kháng điện (màu theo cấp điện áp)		
9	SVC (màu theo cấp điện áp)		
10	Tụ bù ngang (màu theo cấp điện áp)		
11	TU (màu theo cấp điện áp) (Tham khảo Quyết định đánh số về loại TU)		

TT	Thiết bị	Trạng thái	Biểu tượng, màu sắc
			

Đối với các tín hiệu đo lường phải tuân thủ theo quy định về viết tắt các thông số đo lường Các thông số đo lường được viết tắt như sau:

STT	Loại thông số đo lường	Đơn vị	Số ký tự đo lường
1	Dòng điện	A	0000.0
2	Góc pha	Deg	000.0
3	Nhiệt độ	C	000.0
4	Tần số	Hz	00.00
5	Công suất vô công	MVAr	000.0
6	Điện áp	kV	000.0
7	Phần trăm điện áp	%kV	000.0
8	Công suất biểu kiến	MVA	0000
9	Sản lượng	MWh	00000
10	Công suất hữu công	MW	000.0
11	Vị trí nấc MBA	TAP	00
12	Đơn vị tương đối	Pu	00.00
13	Phần trăm dòng điện	%A	000.0

Hiệu chỉnh Màu sắc động của đường dây được lấy theo chuẩn mặc định của hệ thống WS500 của ABB. Lưu ý các thiết bị cần được gắn kết theo đúng sơ đồ lưới điện.

3. Các thủ tục cập nhật dữ liệu từ ORACLE lên Avanti

Sau khi khai báo dữ liệu trên DE400 cấu hình dữ liệu sẽ được lưu ở hệ quản trị cơ sở dữ liệu ORACLE và bước tiếp theo là đẩy cơ sở dữ liệu từ ORACLE lên Avanti.

Bước 1: Kiểm tra trạng thái cập nhật dữ liệu “ Data maintenance “ trên WS500

Bước 2: Kiểm tra trạng thái máy tính chủ nào đang là online, máy nào đang là hot Standby

Bước 3: Khởi động công cụ De tool

Bước 4: Thiết lập cố định vùng change set (có thể mở change set cũ hoặc tạo lập change set mới) B5: Kiểm tra việc khai báo CSDL, hiệu chỉnh và cập nhật mới nếu có.

Bước 6: Trong change set thiết lập việc “Unlocked” và “ In load set” sau đó thực hiện việc xác nhận “Commit”

Bước 7: Kiểm tra lại máy tính chủ nào là Hot standby thì chọn máy chủ đó và thực hiện việc sinh dữ liệu “ Incrmetal” bằng cách xác nhận “commit” và Excute để thực hiện việc sinh CSDL.

Bước 8: Kiểm tra việc sinh csdl bước “ Incrmetal” có đúng không, nếu đúng thì làm tiếp bước 8 là thực hiện việc “copy to host”.

Bước 9: Kiểm tra logfile nếu lỗi có thể Approve/Disapprove trên De tools.

Bước 10: Telnet vào máy tính chủ hotstandby sau đó thực hiện việc Populate

Bước 11: Kiểm tra logfile việc thực hiện việc Populate, nếu không thành công có thể Approve/Disapprove trên WS500.

Bước 12: Kiểm tra các thông tin sau khi cập nhật bằng các công cụ AQL, SQL hoặc quan sát thông tin hiện thị đối tượng vừa cập nhật trên WS500.

PHẦN VI: CÁC HỆ THỐNG PHỤ TRỢ (IP CAMERA, ĐO ĐẾM, ĐỌC SỰ CỐ RELAY TỪ XA..) PHỤC VỤ CÔNG TÁC ĐIỀU ĐỘ

1. Hệ thống phụ trợ IP Camera phục vụ công tác điều độ

Nhiệm vụ chính của hệ thống Camera nhằm đáp ứng yêu cầu giám sát vận hành thiết bị đối với trạm biến áp không người trực, cũng như để giảm nhân lực trong vận hành lưới điện phân phối. Cần trang bị một Trung tâm giám sát vận hành lưới điện kết hợp với Hệ thống giám sát bằng hình ảnh. Với Hệ thống này, các đơn vị vận hành ngoài phục vụ công tác chỉ đạo điều hành, quản lý vận hành Hệ thống điện còn góp phần đảm bảo vận hành an ninh và hoàn thiện tiêu chuẩn trạm không người trực theo yêu cầu của EVN, đồng thời khai thác hiệu quả các Hệ thống giám sát

Hệ thống sẽ cho phép Trung tâm Điều độ Hệ thống điện kết nối toàn bộ thiết bị giám sát tại các trạm 110kV, các phòng Điều độ của các Công ty Điện lực, tổ chức sự cố. Ngoài ra, Trung tâm Điều độ Hệ thống điện và Công ty Lưới điện cao thế TP có thể khai thác chung các ứng dụng cho phép phân tích, giám sát sự cố nhanh chóng, tin cậy.

Trang bị Hệ thống giám sát an ninh cũng cho phép quản lý trạm điện 110/220kV bằng các công cụ tiên tiến như công nghệ phân tích hình ảnh và nhận diện. Đồng thời có khả năng phát triển trong tương lai phù hợp với nhu cầu của từng giai đoạn phát triển của lưới điện.

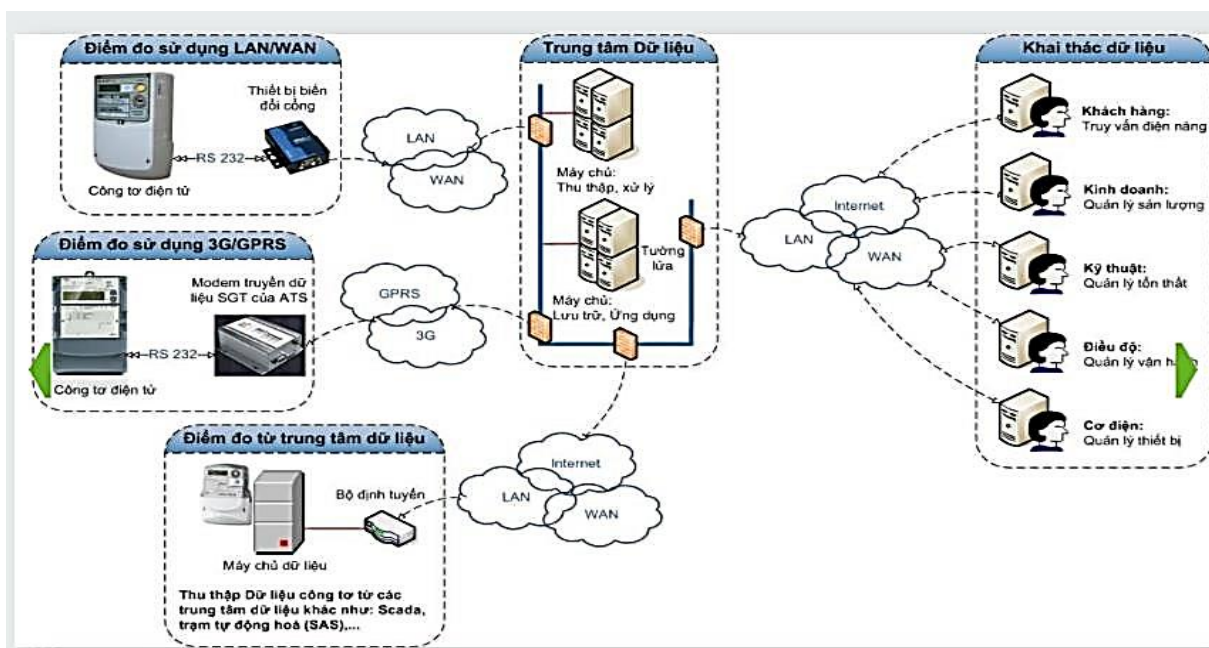
2. Hệ thống phụ trợ đo đếm từ xa

Hệ thống quản lý dữ liệu đo đếm thực hiện nhiệm vụ kết nối các công tơ điện tử tại các điểm đo, truyền dữ liệu đo đếm về tập trung tại trung tâm dữ liệu, xử lý và lưu trữ các thông tin đo đếm này. Đồng thời, sản phẩm này còn cung cấp các dịch vụ khai thác dữ liệu phù hợp cho từng đối tượng sử dụng. Đặc biệt là giúp điều độ viên dễ dàng quản lý vận hành.

Đặc tính chính:

- Hệ thống có khả năng thu thập dữ liệu tại các điểm đo tập trung hoặc phân tán
- Hệ thống hỗ trợ kết nối nhiều loại đường truyền khác nhau
- Hệ thống có khả năng kết nối nhiều loại công tơ
- Hỗ trợ các ứng dụng đọc dữ liệu
- Dữ liệu công tơ được cập nhật theo thời gian thực, độ phân dải dữ liệu nhỏ hơn 60 giây, so với cách đọc dữ liệu bằng cách quay số lần lượt đến từng công tơ (độ phân dải tối thiểu 15 phút 1 lần) thì đây là một ưu thế vượt trội.
- Dữ liệu công tơ được thu thập, chuẩn hoá, kiểm tra và lưu trữ tập trung
- Các ứng dụng khai thác dữ liệu phong phú, đa dạng, đáp ứng mọi nhu cầu của khách hàng

Hỗ trợ truy cập, khai thác điểm đo mọi lúc mọi nơi với các thiết bị số: máy tính bảng, điện thoại thông minh,...



Hình 7.1. Mô hình cấu trúc hệ thống phụ trợ đo xa.

3. Hệ thống đọc sự cố Relay từ xa

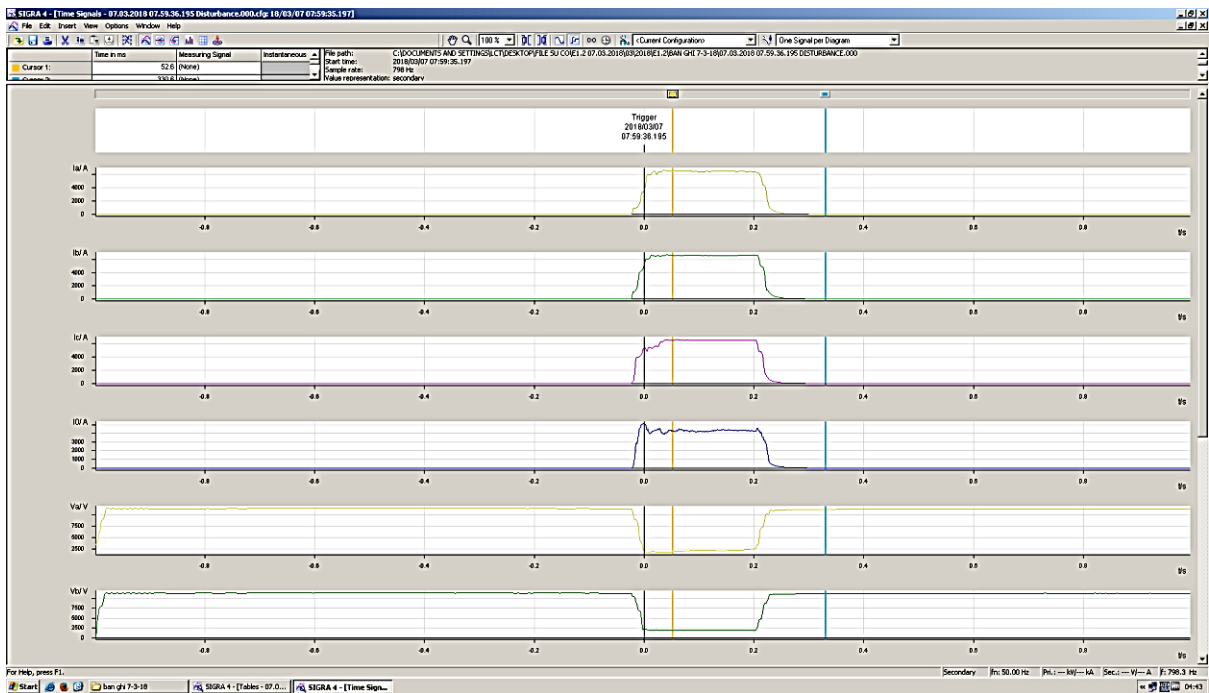
Gồm 3 bước:

Bước 1: Truy cập vào role để đọc chỉnh định, các bản ghi sự kiện, sự cố cũng như các thông số vận hành khác.

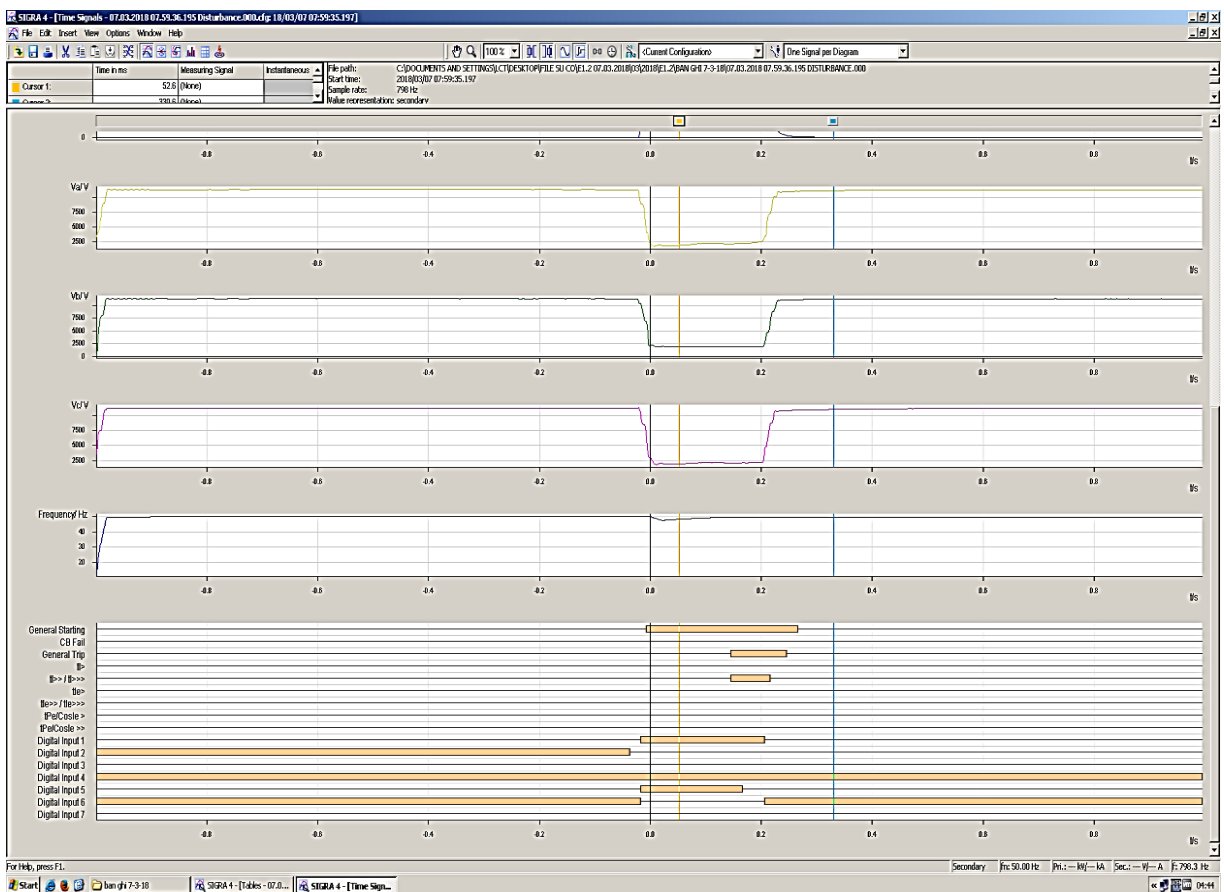
Bước 2: Ghi các thông tin khai thác được trên role sang dạng file máy tính để dễ dàng lưu trữ và gửi đến các đơn vị liên quan nhằm mục đích điều tra, xử lý sự cố từ xa.

Bước 3: Phân tích sự cố thông qua các giá trị thu được như I, U, Cos... Và kèm theo đó là thời gian tác động khi xảy ra sự cố.

Ví dụ về lấy giá trị phân tích dòng điện và điện áp khi xảy ra sự cố:



Hình 7.2. Đồ thị dòng điện và điện áp trước khi xảy ra sự cố.



Hình 7.3. Đồ thị dòng điện và điện áp sau khi xảy ra sự cố.

SIGRA 4 - [Tables - 07.03.2018 07:59:36.195 Disturbance.000.cfg: 18/03/07 07:59:35.197]

File Edit Insert View Options Window Help

Cursor 1: 48.1 ms

Measuring Signal	Value	Phase	Extremum	DC	2.Harmon.	3.Harmon.	5.Harmon.
Ia	6.1550 kA	-159.2°	-10.242 kA	-1.0%	6.7%	25.6%	7.2%
Ib	6.4283 kA	82.5°	9.7857 kA	-0.4%	4.4%	23.2%	11.3%
Ic	6.3344 kA	-41.0°	10.349 kA	0.8%	8.5%	17.2%	7.9%
IO	0.1039 kA	-52.9°	-5.9876 kA	33.3%	469.6%	2239.8%	261.8%
Va	1.8855 kV	-127.1°	-2.6937 kV	0.8%	0.2%	2.1%	1.4%
Vb	1.9211 kV	115.4°	2.7611 kV	0.4%	1.0%	0.2%	1.3%
Vc	1.9255 kV	-5.5°	2.7499 kV	-0.9%	1.0%	2.2%	0.7%
Frequency	0.3626 Hz	11.1°	48.680 Hz	52948.2%	174.5%	401.7%	849.5%

Hình 7.4. Giá trị tại điểm xảy ra sự cố

Kết luận:

Đề tài “Ứng dụng mạng Scada vào giám sát, điều khiển và vận hành trong hệ thống điện lực” là một đề tài mang tính ứng dụng cao, kết hợp giữa lý thuyết và thực hành, giữa tự động hóa và công nghệ thông tin. Qua quá trình thực hiện, em đã có cơ hội vận dụng kiến thức đã học vào một hệ thống công nghiệp thực tế, từ đó nâng cao năng lực tư duy kỹ thuật, khả năng làm việc nhóm, giải quyết vấn đề và tiếp cận các công nghệ hiện đại.

Mặc dù còn những mặt hạn chế, nhưng em đã cố gắng hoàn thành tốt các mục tiêu đề ra, thể hiện được tính khả thi và tiềm năng ứng dụng thực tế. Đây sẽ là tiền đề quan trọng để em tiếp tục nghiên cứu sâu hơn và triển khai trong môi trường công nghiệp thật trong tương lai gần.

Bên cạnh đó bài làm của em cũng không thể tránh khỏi những thiếu sót nên em rất mong được nhận ý kiến đóng góp từ thầy

Em xin chân thành cảm ơn!