# รายงานสหกิจศึกษาฉบับสมบูรณ์

# การจัดสร้างสกาดา/เอชเอ็มไอสำหรับระบบออโตเมชันของสถานีไฟฟ้าย่อย ตามมาตรฐาน IEC 61850

# SCADA/HMI Implementation for IEC 61850-Based Substation Automation System


นายปิยเทพ โชติมาน

หลักสูตรวิศวกรรมอัตโนมัติ

ภาควิชาวิศวกรรมการวัดและควบคุม

คณะวิศวกรรมศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง


ปีการศึกษา 2562


เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

| | |
|---|---|
| **ชื่อโครงงานสหกิจศึกษา** | การจัดสร้างสกาดา/เอชเอ็มไอสำหรับระบบออโตเมชัน ของสถานีไฟฟ้าย่อยตามมาตรฐาน IEC 61850 |
| **ชื่อ-สกุล นักศึกษา** | นายปิยเทพ โชติมาน **รหัสนักศึกษา** 59010861 |
| **หลักสูตร** | วิศวกรรมอัตโนมัติ |
| **คณะ** | วิศวกรรมศาสตร์ |
| **ชื่อ-สกุล อาจารย์นิเทศ** | รศ.ดร.ธีรวัฒน์ เทพมณี |
| | ผศ.ดร.อภินัย ฤกษ์รัตน์ |
| **ชื่อ-สกุล ผู้นิเทศงาน** | นายสาริษฐ์ ก้อนแก้ว |
| **ชื่อสถานประกอบการ** | บริษัท เอบีบี จำกัด |

## บทคัดย่อ

รายงานสหกิจศึกษาฉบับนี้นำเสนอเทคนิคในการจัดสร้างสกาดา/เอชเอ็มไอโดยใช้ซอฟต์แวร์ MicroSCADA Pro SYS600 สำหรับระบบออโตเมชันของสถานีไฟฟ้าย่อยตามมาตรฐาน IEC 61850 เพื่อควบคุมและเฝ้าระวังสถานะของอุปกรณ์ทางไฟฟ้าที่สำคัญ โดยเอชเอ็มไอที่สร้างขึ้นมีการแสดงค่าพารามิเตอร์ทางไฟฟ้าที่วัดได้จากเพาเวอร์มิเตอร์ ความผิดพร่องของอุปกรณ์ป้องกัน และข้อมูลเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นในระบบ นอกจากนี้ ยังมีการแสดงข้อมูลในรูปแบบของรายงานด้วยตัวเลขและกราฟของค่าตัวแปรทางไฟฟ้า เช่น กำลัง กระแส แรงดัน และความถี่อีกด้วย ผลการทดสอบเพื่อตรวจรับงานยืนยันได้ว่า การทำงานของระบบสกาดา/เอชเอ็มไอที่นำเสนอเป็นไปตามข้อกำหนดที่ต้องการ

**คำสำคัญ :** มาตรฐาน IEC 61850, เอชเอ็มไอ, สกาดา, ระบบออโตเมชันของสถานีไฟฟ้าย่อย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

| | |
|---|---|
| **Cooperative Project Title** | SCADA/HMI Implementation for IEC 61850–Based Substation Automation System |
| **Student** | Mr. Piyathep Chotiman **Student ID** 59010861 |
| **Program** | Automation Engineering |
| **Faculty** | Engineering |
| **Advisors** | Assoc.Prof.Dr. Teerawat Thepmanee |
| | Asst.Prof.Dr. Apinai Rerkratn |
| **Mentor** | Mr. Sarit Konkaew |
| **Company** | ABB Limited |

## ABSTRACT

This cooperative education project presents a technique to implement the supervisory control and data acquisition (SCADA) as well as the human machine interface (HMI) by using MicroSCADA Pro SYS600 for substation automation system, which is based on IEC 61850 standard. The proposed SCADA/HMI system is utilized to control and monitor the operational statuses of major electrical equipment. The electrical parameters, measured by power meter, the fault conditions of protection equipment, and the information about events occurring in the system are monitored. In addition, time-related reports of measured electrical values such as power, current, voltage, and frequency in numerical and graphical formats are also provided. Factory acceptance test (FAT) results confirm that the functions of the proposed SCADA/HMI system are in accordance with the specified requirements.

**Keywords:** IEC 61850, HMI, SCADA, Substation Automation System

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

# กิตติกรรมประกาศ

รายงานสหกิจศึกษาฉบับสมบูรณ์นี้สำเร็จลุล่วงได้ด้วยดี เนื่องด้วยความอนุเคราะห์จากบริษัท เอบีบี จำกัด ที่ได้ให้โอกาสสำหรับการทำโครงงานสหกิจศึกษา โดยเฉพาะอย่างยิ่งคุณสาริษฐ์ ก้อนแก้ว ผู้นิเทศงาน และพนักงานบริษัททุกท่านที่ให้ความรู้ คำแนะนำ ความช่วยเหลือ และประสบการณ์การทำงานตลอดระยะเวลาในการจัดทำโครงงานสหกิจศึกษา

ขอบขอบคุณ รองศาสตราจารย์ ดร.ธีรวัฒน์ เทพมณี และผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.อภินัย ฤกษ์รัตน์ อาจารย์ที่ปรึกษา ที่ให้คำแนะนำ และแก้ไขข้อบกพร่องต่าง ๆ ขอขอบคุณ รองศาสตราจารย์ ดร.อัมพวัน จุลเสรีวงศ์ ผู้ให้คำแนะนำในการจัดทำรายงานสหกิจศึกษาฉบับนี้มีความสมบูรณ์มากยิ่งขึ้น ขอบขอบคุณคณาจารย์หลักสูตรวิศวกรรมอัตโนมัติทุกท่านที่มอบความรู้ ประสบการณ์ และคำแนะนำในทุก ๆ ด้าน

ขอขอบคุณครอบครัว และเพื่อน ๆ ทุกคนที่ให้ความช่วยเหลือและกำลังใจในทุก ๆ ด้าน

คุณค่าและประโยชน์ทั้งหมดที่ได้รับจากรายงานสหกิจศึกษาฉบับสมบูรณ์นี้ ผู้จัดทำขอมอบแด่บูรพาจารย์ที่เคยอบรมสั่งสอน และผู้มีพระคุณทุกท่าน

ปิยเทพ โชติมาน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

# สารบัญ

หน้า


**บทคัดย่อ** ..... I

ABSTRACT ..... II

**กิตติกรรมประกาศ** ..... III

**สารบัญ** ..... IV

**สารบัญตาราง** ..... VII

**สารบัญรูป** ..... VIII

**บทที่ 1 บทนำ** ..... **1**

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญ ..... 1

1.2 วัตถุประสงค์ของโครงงาน ..... 1

1.3 ขอบเขตของโครงงาน ..... 2

1.4 วิธีดำเนินการ ..... 2

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ ..... 3

**บทที่ 2 แนวคิดและหลักการที่เกี่ยวข้อง** ..... **4**

2.1 กล่าวนำ ..... 4

2.2 สถานีไฟฟ้าย่อย ..... 4

2.2.1 หน้าที่และวัตถุประสงค์ของสถานีไฟฟ้าย่อย ..... 4

2.2.2 อุปกรณ์สำคัญในการเฝ้าระวัง ..... 5

2.3 ระบบออโตเมชันของสถานีไฟฟ้าย่อย ..... 8

2.3.1 ฟังก์ชันพื้นฐานของระบบออโตเมชันของสถานีไฟฟ้าย่อย ..... 9

2.3.2 โครงสร้างของระบบออโตเมชันของสถานีไฟฟ้าย่อย ..... 9

2.3.3 การเชื่อมต่อเครือข่ายของสถานีไฟฟ้าย่อย ..... 10

2.4 มาตรฐาน IEC 61850 ..... 11

2.4.1 ความต้องการของมาตรฐาน IEC 61850 ..... 12

2.4.2 การทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ต่างผู้ผลิต ..... 12

2.4.3 การสื่อสารแนวนอน (Horizontal Communication) ..... 12

2.4.4 ฟังก์ชันการกระจายโดยใช้แบบจำลองเชิงวัตถุ ..... 13

2.4.5 การซิงโครไนซ์เวลา ..... 16

2.5 MicroSCADA Pro SYS600 ..... 16

2.5.1 องค์ประกอบทางฮาร์ดแวร์ที่ใช้ในโครงงาน ..... 17

2.5.2 ซอฟต์แวร์ที่ใช้ในโครงงาน ..... 20


เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

# สารบัญ (ต่อ)

หน้า


**บทที่ 3 วิธีการดำเนินการ** ..... **24**

3.1 กล่าวนำ ..... 24

3.2 รายละเอียดของสถานีไฟฟ้าย่อยที่ศึกษา ..... 24

3.3 โครงสร้างด้านการสื่อสาร ..... 32

3.3.1 โครงสร้างทางด้านฮาร์ดแวร์ ..... 33

3.3.2 โครงสร้างทางด้านซอฟต์แวร์ ..... 34

3.4 การสร้างรายการตัวแปรที่เกี่ยวข้องในการทำงานของซอฟต์แวร์ที่ใช้ ..... 35

3.5 การสร้างเอชเอ็มไอ ..... 38

3.5.1 รายละเอียดของเอชเอ็มไอ ..... 38

3.5.2 โครงสร้างของเอชเอ็มไอ ..... 42

3.5.3 ขั้นตอนการสร้างเอชเอ็มไอ ..... 47

3.6 หน้าเอชเอ็มไอ ..... 47

3.6.1 ส่วนยืนยันตัวตนผู้ใช้ ..... 48

3.6.2 เอชเอ็มไอแสดงเมนูหลัก ..... 49

3.6.3 เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลภาพรวมของสถานีไฟฟ้า ..... 50

3.6.4 เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลระดับแรงดันไฟฟ้าในแต่ละส่วน ..... 50

3.6.5 เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลแต่ละเบย์ ..... 51

3.6.6 เอชเอ็มไอสำหรับแสดงการเชื่อมต่อ ..... 52

3.6.7 เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Report ..... 52

3.6.8 เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Alarm ..... 53

3.6.9 เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Event ..... 53

**บทที่ 4 ผลการดำเนินการ** ..... **55**

4.1 กล่าวนำ ..... 55

4.2 ผลการตรวจสอบชนิดและจำนวนของอุปกรณ์ที่ติดตั้งในระบบ ..... 55

4.3 ผลการทดสอบความถูกต้องของการอ้างอิงตัวแปร ..... 57

4.4 ผลการทดสอบเอชเอ็มไอ ..... 61

4.4.1 การทดสอบ Alarm และ Protection Point ..... 61

4.4.2 การทดสอบ Control Point ..... 61

4.4.3 การทดสอบการแสดงผลค่า Measurement ..... 62


เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

# สารบัญ (ต่อ)

หน้า

**บทที่ 5 สรุป ปัญหา และข้อเสนอแนะ ..... 64**
5.1 สรุปผลการดำเนินงาน ..... 64
5.2 ปัญหา และวิธีการแก้ไข ..... 64
5.2.1 ปัญหาที่พบ ..... 64
5.2.2 วิธีการแก้ไข ..... 64
5.3 ข้อเสนอแนะ ..... 64
**เอกสารอ้างอิง ..... 64**

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

# สารบัญตาราง

**ตารางที่** **หน้า**


**1.1** ช่วงเวลาในการดำเนินงาน ..... 3

**2.1** ฟังก์ชันพื้นฐานของระบบออโตเมชันของสถานีไฟฟ้าย่อย ..... 9

**3.1** อุปกรณ์สำคัญใน Single Line Diagram หมายเลข 1 ..... 26

**3.2** อุปกรณ์สำคัญใน Single Line Diagram หมายเลข 2 ..... 27

**3.3** อุปกรณ์สำคัญใน Single Line Diagram หมายเลข 3 ..... 28

**3.4** อุปกรณ์สำคัญใน Single Line Diagram หมายเลข 4 ..... 29

**3.5** อุปกรณ์สำคัญใน Single Line Diagram หมายเลข 5 ..... 30

**3.6** ตัวอย่าง I/O List ..... 36

**3.7** ข้อตกลงในการแสดงผลของอุปกรณ์บนเอชเอ็มไอ ..... 40

**3.8** ข้อตกลงในการแจ้งเตือนเอชเอ็มไอ ..... 41

**3.9** ข้อตกลงในการแสดงพารามิเตอร์บนเอชเอ็มไอ ..... 41

**3.10** ข้อตกลงการใช้สัญลักษณ์บนเอชเอ็มไอ ..... 42



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

# สารบัญรูป


| รูปที่ | | หน้า |
|---|---|---|
| 2.1 | ส่วนประกอบของสถานีไฟฟ้าย่อย | 4 |
| 2.2 | เซอร์กิตเบรกเกอร์ | 5 |
| 2.3 | หม้อแปลงไฟฟ้า | 5 |
| 2.4 | สวิตช์ตัดต่อ | 6 |
| 2.5 | อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ | 7 |
| 2.6 | เพาเวอร์มิเตอร์ | 8 |
| 2.7 | โครงสร้างของระบบออโตเมชันของสถานีไฟฟ้าย่อย | 9 |
| 2.8 | Proposed Structure | 11 |
| 2.9 | การสื่อสารแบบ Peer-to-Peer | 13 |
| 2.10 | IEC 61850 Class Model | 14 |
| 2.11 | Object Name Structure | 14 |
| 2.12 | Flexible Functionality of LNs in different IEDs | 15 |
| 2.13 | อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ RED670 | 17 |
| 2.14 | อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ REF630 | 17 |
| 2.15 | อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ RET630 | 18 |
| 2.16 | อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ REB670 | 18 |
| 2.17 | อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ REU615 | 19 |
| 2.18 | Ethernet switch | 19 |
| 2.19 | เพาเวอร์มิเตอร์ | 20 |
| 2.20 | ตัวอย่างซอฟต์แวร์ MicroSCADA SYS 600 Monitor Pro+ | 21 |
| 2.21 | ตัวอย่างซอฟต์แวร์ External OPC DA Client Configuration Tool | 21 |
| 2.22 | ตัวอย่างซอฟต์แวร์ PCM600 | 22 |
| 2.23 | ตัวอย่างซอฟต์แวร์ Communication Engineering Tool | 23 |
| 3.1 | Single Line Diagram ของสถานีไฟฟ้าย่อยที่ศึกษา | 25 |
| 3.2 | Single Line Diagram หมายเลข 1 | 26 |
| 3.3 | Single Line Diagram หมายเลข 2 | 27 |
| 3.4 | Single Line Diagram หมายเลข 3 | 28 |
| 3.5 | Single Line Diagram หมายเลข 4 | 29 |
| 3.6 | Single Line Diagram หมายเลข 5 | 30 |
| 3.7 | Single Line Diagram หมายเลข 6 | 31 |


เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

# สารบัญรูป (ต่อ)


| รูปที่ | | หน้า |
|---|---|---|
| 3.8 | Single Line Diagram หมายเลข 7 | 31 |
| 3.9 | Single Line Diagram หมายเลข 8 | 32 |
| 3.10 | โครงสร้างฮาร์ดแวร์ที่ใช้ในโครงงาน | 33 |
| 3.11 | โครงสร้างการเชื่อมต่อทางด้านซอฟต์แวร์ | 34 |
| 3.12 | การสร้างรายการตัวแปรที่เกี่ยวข้องในการทำงานของซอฟต์แวร์ที่ใช้ | 35 |
| 3.13 | ขั้นตอนการสร้างฐานข้อมูล | 38 |
| 3.14 | โครงสร้างเอชเอ็มไอหน้ายืนยันตัวตนผู้ใช้ | 43 |
| 3.15 | โครงสร้างเอชเอ็มไอหน้าแสดงเมนูหลัก | 43 |
| 3.16 | โครงสร้างเอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลภาพรวมของสถานีไฟฟ้า | 44 |
| 3.17 | โครงสร้างเอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลระดับแรงดันไฟฟ้าในแต่ละส่วน | 45 |
| 3.18 | โครงสร้างเอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลแต่ละเบย์ | 45 |
| 3.19 | โครงสร้างเอชเอ็มไอสำหรับแสดงการเชื่อมต่อ | 46 |
| 3.20 | ขั้นตอนการสร้างเอชเอ็มไอ | 47 |
| 3.21 | ส่วนยืนยันตัวตนผู้ใช้ | 48 |
| 3.22 | เอชเอ็มไอแสดงเมนูหลัก | 49 |
| 3.23 | เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลภาพรวมของสถานีไฟฟ้า | 50 |
| 3.24 | เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลระดับแรงดันไฟฟ้าในแต่ละส่วน | 51 |
| 3.25 | เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลแต่ละเบย์ | 51 |
| 3.26 | เอชเอ็มไอสำหรับแสดงการเชื่อมต่อ | 52 |
| 3.27 | เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Report | 53 |
| 3.28 | เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Alarm | 53 |
| 3.29 | เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Event | 54 |
| 4.1 | ตัวอย่างรายการตรวจสอบฮาร์ดแวร์ | 56 |
| 4.2 | ตัวอย่างรายการตรวจสอบซอฟต์แวร์ | 57 |
| 4.3 | ตัวอย่างรายการทดสอบ I/O Signal | 60 |
| 4.4 | การทดสอบ Alarm และ Protection | 61 |
| 4.5 | แสดงสถานะ Alarm ที่เกิดขึ้น ใน Alarm List | 61 |
| 4.6 | หน้าต่าง Switch control สำหรับ Open อุปกรณ์ตัดต่อ | 62 |
| 4.7 | หน้าต่าง Switch control สำหรับ Close อุปกรณ์ตัดต่อ | 62 |
| 4.8 | ค่า Measurement ที่แสดงค่าบนหน้าจอ | 63 |


เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

# บทที่ 1
# บทนำ

## 1.1 ความเป็นมาและความสำคัญ

ระบบออโตเมชันของสถานีไฟฟ้าย่อย (Substation Automation System) ถูกใช้กันอย่างแพร่หลาย สำหรับการควบคุม (Control) การป้องกัน (Protection) การเฝ้าระวัง (Monitoring) และการสื่อสาร (Communication) เพื่อปรับปรุงความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้า โดยระบบออโตเมชันของสถานีไฟฟ้าย่อยในปัจจุบัน อ้างอิงตามมาตรฐาน IEC 61850 [1] ซึ่งเป็นมาตรฐานสากลสำหรับการสื่อสารในระบบออโตเมชันของสถานีไฟฟ้าย่อย โดยวัตถุประสงค์หลักของมาตรฐาน IEC 61850 [2] คือการสร้างข้อกำหนดของระบบเพื่อให้อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ (Intelligent Electronics Device: IED) จากผู้ผลิตที่หลากหลายสามารถทำงานร่วมกันได้ (Interoperability) โดยการกำหนดค่าการเชื่อมต่อของอุปกรณ์ผ่านระบบอีเทอร์เน็ตแลน (Ethernet LAN)

โดยสถานีไฟฟ้าย่อยที่ศึกษามีปริมาณการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งภาครัฐ ภาคเอกชน และประชาชนทั่วไป ที่ปัจจุบันมีการขยายตัวเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว ก่อให้ปัญหากระแสไฟฟ้าตกหรือดับ ในบริเวณพื้นที่ เนื่องจากมีการใช้ไฟฟ้าเกินความสามารถของสถานีไฟฟ้าย่อย ดังนั้นแนวคิดการปรับปรุงสถานีไฟฟ้าย่อย และเพิ่มจำนวนสถานีไฟฟ้าย่อย จึงเป็นแนวทางหนึ่งที่จะสามารถแก้ไขปัญหาต่าง ๆ ดังที่กล่าวมาได้ เพื่อให้ระบบจ่ายกระแสไฟฟ้ามีความเสถียรมากขึ้น สถานีไฟฟ้าย่อยจำเป็นต้องปรับปรุงให้มีสกาดา (Supervisory Control and Data Acquisition: SCADA)/เอชเอ็มไอ (Human Machine Interface: HMI) ที่สามารถรองรับการส่งข้อมูลที่รวดเร็วและแม่นยำสำหรับการควบคุมและเฝ้าระวังสถานะการทำงานของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าย่อยแบบเวลาจริง (Real-Time) รวมถึงการวัดค่าพลังงานต่าง ๆ และข้อบกพร่องของการทำงานที่เกิดขึ้น เพื่อให้ผู้ปฏิบัติงานสามารถแก้ไขปัญหาได้ทันท่วงที

ดังนั้น โครงงานนี้จึงจัดสร้างสกาดา/เอชเอ็มไอสำหรับระบบออโตเมชันของสถานีไฟฟ้าย่อยแบบเวลาจริง ที่สามารถรองรับการส่งข้อมูลที่รวดเร็วและแม่นยำ รวมถึงสามารถประหยัดค่าใช้จ่ายได้มากขึ้นอีกด้วย

## 1.2 วัตถุประสงค์ของโครงงาน

สร้างสกาดา/เอชเอ็มไอ (HMI) สำหรับระบบออโตเมชันของสถานีไฟฟ้าย่อยตามมาตรฐาน IEC 61850 ที่มีการแสดงค่าตัวแปรทางไฟฟ้า รวมถึงสถานะการทำงานและสัญญาณแจ้งเตือนของอุปกรณ์ที่สำคัญในสถานีไฟฟ้าย่อย โดยใช้ซอฟต์แวร์ MicroSCADA Pro SYS600

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## 1.3 ขอบเขตของโครงงาน

1. ใช้ซอฟต์แวร์ MicroSCADA Pro SYS600 ในการสร้างสกาดา/เอชเอ็มไอสำหรับระวังสถานีไฟฟ้าย่อยของระบบไฟฟ้า 115kV/22kV โดยมีการแจ้งเตือนสถานะความผิดปกติในระดับอุปกรณ์สถานการณ์เชื่อมต่อระหว่างอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะกับสกาดา/เอชเอ็มไอ และการรายงานค่าตัวแปรทางไฟฟ้าที่วัดได้พร้อมเก็บข้อมูลเป็นรายชั่วโมง รายวัน รายสัปดาห์ รายเดือน และรายปี

2. เอชเอ็มไอที่สร้างขึ้นจะต้องสามารถทำงานได้ดังนี้

- สามารถแสดงสถานะการทำงานของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าย่อยได้
- สามารถสั่งงานเซอร์กิตเบรกเกอร์และสวิตช์ตัดต่อได้
- สามารถแสดงสถานะของสวิตช์ควบคุมที่อยู่หน้าตู้ควบคุมได้
- สามารถแสดงสถานะความผิดปกติ (Alarm) ในระดับอุปกรณ์ได้
- สามารถแสดงสถานะเชื่อมต่อของอุปกรณ์ของระบบไฟฟ้าได้
- สามารถแสดงเหตุการณ์ (Event) เช่น สถานการณ์ทำงานและรายละเอียดที่เกิดขึ้นกับสถานีไฟฟ้าย่อยได้
- สามารถแสดงรายงาน (Report) ผลการวัดค่าแรงดันไฟฟ้า กระแสไฟฟ้า กำลังไฟฟ้า ความถี่ เป็นรายชั่วโมง รายวัน รายสัปดาห์ รายเดือน และรายปีได้

3. ทำการทดสอบเพื่อตรวจรับงานที่บริษัทผู้รับจ้างในส่วนของระบบไฟฟ้าแรงดันสูง 115kV

## 1.4 วิธีดำเนินการ

1. ค้นคว้าหาข้อมูลเกี่ยวกับสถานีไฟฟ้าย่อย หลักการทำงาน อุปกรณ์ที่ใช้ในการเฝ้าระวัง พารามิเตอร์และตัวแปรที่สำคัญที่ใช้ในการควบคุม การป้องกัน การเฝ้าระวัง โครงสร้างการเชื่อมต่อและการสื่อสาร

2. ศึกษาเกี่ยวกับซอฟต์แวร์ MicroSCADA Pro SYS600 วิธีการใช้งาน การสร้างฐานข้อมูล การสร้างเอชเอ็ม และการเชื่อมต่อ

3. สร้างเอชเอ็มไอด้วยซอฟต์แวร์ MicroSCADA Pro SYS600

4. ทดสอบเพื่อตรวจรับงานที่บริษัทผู้รับจ้าง ในส่วนของระบบไฟฟ้าแรงดันสูง 115kV

5. แก้ไข/ปรับปรุงเอชเอ็มไอ ตามความต้องการของลูกค้าหลังทดสอบเพื่อตรวจรับงาน

6. จัดทำ/แก้ไข รายงานโครงงานสหกิจศึกษา

จากวิธีดำเนินการข้างต้น สามารถสรุปเป็นช่วงเวลาการทำงานได้ดังตางรางที่ 1.1

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

**ตารางที่ 1.1** ช่วงเวลาในการดำเนินงาน

| ลำดับ | แผนการดำเนินงาน | สิงหาคม 2562 | | | | กันยายน 2562 | | | | ตุลาคม 2562 | | | | พฤศจิกายน 2562 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | ค้นคว้าข้อมูลเกี่ยวกับสถานีไฟฟ้าย่อย | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | ศึกษาเกี่ยวกับซอฟต์แวร์ MicroSCSDA Pro SYS600 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3 | สร้างเอชเอ็มไอด้วยซอฟต์แวร์ MicroSCADA Pro SYS600 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 4 | ทดสอบเพื่อตรวจรับงาน | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 5 | แก้ไข/ปรับปรุงเอชเอ็มไอ | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 6 | จัดทำ/แก้ไข รายงานโครงงานสหกิจศึกษา | | | | | | | | | | | | | | | | |

## 1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. ระบบสถานีไฟฟ้าย่อยมีความเสถียรมากยิ่งขึ้น จากการส่งข้อมูลที่รวดเร็วและแม่นยำของระบบสกาดา/เอชเอ็มไอ

2. ระบบสกาดา/เอชเอ็มไอ สามารถทำงานได้ตามขอบเขตที่ระบุ จึงช่วยให้ผู้ปฏิบัติงานสามารถแก้ไขปัญหาได้ทันท่วงที

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

# บทที่ 2
# แนวคิดและหลักการที่เกี่ยวข้อง

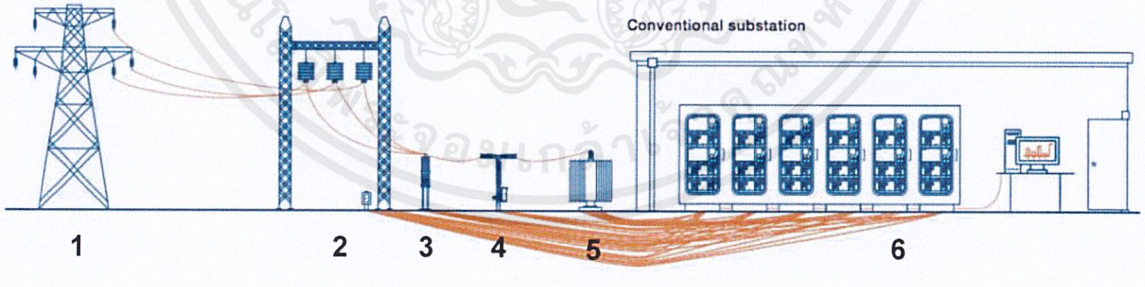
## 2.1 กล่าวนำ

ในบทนี้กล่าวถึงแนวคิดและหลักการที่เกี่ยวข้องกับโครงงาน ได้แก่ สถานีไฟฟ้าย่อย (Substation) ระบบออโตเมชันของสถานีไฟฟ้าย่อย (Substation Automation System) มาตรฐาน IEC61850 และซอฟต์แวร์ MicroSCADA Pro SYS600

## 2.2 สถานีไฟฟ้าย่อย

สถานีไฟฟ้าย่อย เป็นองค์ประกอบสำคัญส่วนหนึ่งของระบบส่ง-จ่ายพลังงานไฟฟ้า หรือเรียกว่าระบบไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าย่อย มีหน้าที่หลักในการเปลี่ยนระดับแรงดันไฟฟ้าให้เหมาะสมกับสภาพการใช้งาน นอกจากนี้ ยังมีหน้าที่ในการควบคุมและป้องกันระบบการจ่ายกระแสไฟฟ้าให้มีความมั่นคงและปลอดภัยอีกด้วย [3]

ส่วนประกอบของสถานีไฟฟ้าย่อย สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.1 โดยหมายเลข 1 เป็นเสาส่งไฟฟ้ากำลังแรงสูงที่ส่งมาจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิต หมายเลข 2 เป็นส่วนรับไฟฟ้าแรงดันสูงเข้าสถานีไฟฟ้าย่อย หมายเลข 3 คือ เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker) หมายเลข 4 คือ สวิตช์ตัดต่อ (Disconnecting Switch) หมายเลข 5 คือ หม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer) หมายเลข 6 คือ ห้องควบคุมระบบไฟฟ้าด้วยคอมพิวเตอร์ (Control room)




**รูปที่ 2.1** ส่วนประกอบของสถานีไฟฟ้าย่อย [4]

### 2.2.1 หน้าที่และวัตถุประสงค์ของสถานีไฟฟ้าย่อย

1. เป็นศูนย์กลางในการเชื่อมระบบแรงดันสูงกับระบบแรงดันปานกลางเข้าด้วยกันและจำหน่ายไปยังพื้นที่ที่รับผิดชอบ

2. เป็นจุดติดตั้งเครื่องมือวัด เพื่อวัดปริมาณทางไฟฟ้า

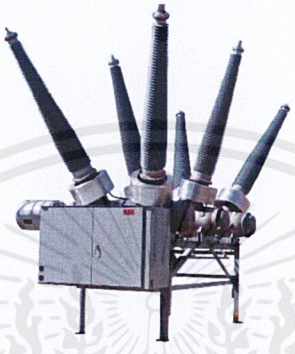
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3. เป็นจุดติดตั้งเซอร์กิตเบรกเกอร์ สวิตช์ตัดตอน และอุปกรณ์ควบคุมและป้องกัน

### 2.2.2 อุปกรณ์สำคัญในการเฝ้าระวัง

ภายในสถานีไฟฟ้าย่อยมีอุปกรณ์ต่าง ๆ เป็นจำนวนมาก โดยอุปกรณ์ที่ผู้ปฏิบัติงานจำเป็นต้องเฝ้าระวังมีดังนี้

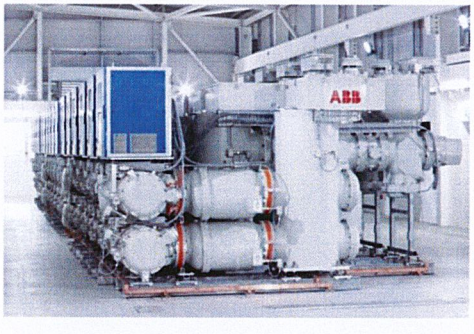
1. เซอร์กิตเบรกเกอร์ [5]



**รูปที่ 2.2** เซอร์กิตเบรกเกอร์ [6]

เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker) คือสวิตช์ไฟฟ้าที่ทำงานโดยอัตโนมัติที่ออกแบบมาเพื่อป้องกันความเสียหายจากการกระแสไฟฟ้าเกินหรือการลัดวงจร การทำงานหลักของเซอร์กิตเบรกเกอร์คือการตัดการไหลของไฟฟ้าเมื่อพบความผิดปกติเซอร์กิตเบรกเกอร์แรงดันไฟฟ้าสูง เซอร์กิตเบรกเกอร์แรงดันไฟสูงจะทำงานด้วยขดลวดแม่เหล็กไฟฟ้าที่มีรีเลย์ตรวจจับกระแสไฟที่ทำงานผ่านหม้อแปลงกระแสไฟฟ้าอีกที ในส่วนของชุดรีเลย์ป้องกันที่ซับซ้อนนั้น ช่วยป้องกันอุปกรณ์จากโหลดเกินหรือไฟรั่วลงดินได้

2. หม้อแปลงไฟฟ้า [7]




**รูปที่ 2.3** หม้อแปลงไฟฟ้า [8]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

หม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer) เป็นอุปกรณ์หลักที่ทำหน้าที่เปลี่ยนระดับของแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้น หรือลดลงตามวัตถุประสงค์ที่ต้องการที่ความถี่เท่าเดิมซึ่งอาศัยหลักการเหนี่ยวนำของสนามแม่เหล็กผ่าน ขดลวด และแกนเหล็ก โดยพลังงานไฟฟ้าจะถ่ายทอดจากขดลวดด้านจ่ายไฟเข้าหม้อแปลงซึ่งประกอบด้วยขดลวด 2 ชุด คือ ขดลวดปฐมภูมิ (Primary Winding) และขดลวดทุติยภูมิ (Secondary Winding) หม้อแปลงไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ามีอยู่หลายชนิด เช่น หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง (Power Transformer) หม้อแปลงจำหน่าย (Distribution Transformer) หม้อแปลงสำหรับเครื่องมือวัด (Instrument Transformer) ดังรูปที่ 2.3 แสดงถึงหม้อแปลงที่แปลงระดับแรงดันไฟฟ้าจากระบบแรงดันสูง (High Voltage) ไปเป็นระบบแรงดันปานกลาง (Medium Voltage)

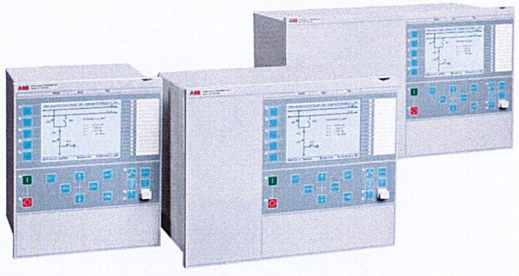
3. สวิตช์ตัดต่อ (Disconnecting switch) [9]

**รูปที่ 2.4** สวิตช์ตัดต่อ [10]

สวิตช์ตัดต่อ (Disconnecting switch) เป็นอุปกรณ์ตัดตอนที่ใช้ตัดหรือต่อวงจรไฟฟ้าขณะไม่มีกระแสไฟฟ้าไหล วัตถุประสงค์เพื่อใช้เป็นสะพานไฟฟ้าสำหรับแยกอุปกรณ์ที่ต้องการปลอดออกจากการจ่ายไฟฟ้าเพื่อทำงานซ่อมบำรุงรักษาอุปกรณ์นั้นอย่างปลอดภัย ใบมีดหรือสะพานไฟนี้จะใช้ตัดหรือต่อวงจรไฟฟ้าขณะไม่มีกระแสไฟฟ้าเท่านั้น เพราะไม่มีอุปกรณ์ดับประกายไฟที่เกิดขึ้นขณะตัดหรือต่อวงจรไฟฟ้า เพราะการตัดต่อวงจรไฟฟ้าขณะที่มีกระแสไฟฟ้าโดยผิดพลาด จะทำให้ใบมีดชำรุดเสียหายและอาจเป็นอันตรายแก่ผู้ปฏิบัติงานได้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4. อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ (Intelligent Electronic Device: IED) [11]



**รูปที่ 2.5** อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ [12]

อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ เป็นอุปกรณ์ควบคุมประเภทไมโครโปรเซสเซอร์ (Microprocessor) ที่ใช้กับอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลัง เช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์ หม้อแปลงไฟฟ้า เป็นต้น อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะจะรับข้อมูลจากเซนเซอร์ (Sensor) และอุปกรณ์ไฟฟ้า รวมถึงการสั่งการควบคุมให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจรอัตโนมัติได้ เมื่อตรวจพบความผิดปกติของแรงดันไฟฟ้า กระแสไฟฟ้า หรือ ความถี่ รวมทั้งการเพิ่มขึ้น/ลดลงของของระดับแรงดันไฟฟ้า เพื่อรักษาให้อยู่ในระดับที่ต้องการ โดยทั่วไป อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะมีหลายชนิด ได้แก่ ตัวควบคุมแรงดันไฟฟ้า (Voltage regulators) ตัวป้องกันเครือข่าย (Network protector) รีเลย์ (Relay) และอื่น ๆ

อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะในปัจจุบัน สามารถทำหน้าที่ป้องกันและควบคุมได้หลายฟังก์ชัน (Function) ในตัวเดียวได้ ซึ่งมีผลมากจากการใช้เทคโนโลยีไมโครโปรเซสเซอร์ ที่สามารถรวมฟังก์ชันการป้องกันได้ประมาณ 5 - 12 ฟังก์ชัน และฟังก์ชันควบคุมได้ 5 – 8 ฟังก์ชัน รวมถึงการควบคุมสำหรับอุปกรณ์ที่แยกต่างหาก ฟังก์ชันการตรวจสอบตัวเองและฟังก์ชันการสื่อสาร เป็นต้น

ปัจจุบันอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะถูกออกแบบมาให้รองรับมาตรฐาน IEC61850 สำหรับระบบออโตเมชันของสถานีไฟฟ้าย่อย ซึ่งรองรับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะอื่นและความสามารถในการสื่อสารขั้นสูงได้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

5. เพาเวอร์มิเตอร์ (Power Meter) [13]

**รูปที่ 2.6** เพาเวอร์มิเตอร์ [14]

เพาเวอร์มิเตอร์ ใช้สำหรับวัดค่า, วิเคราะห์ และเฝ้าติดตามเครือข่ายไฟฟ้ากำลังแบบเฟสเดียวและสามเฟส โดยวัดจากค่า TRMS ตามหลักการของการสุ่มตัวอย่างอย่างรวดเร็วของสัญญาณแรงดันและกระแสไฟฟ้า ภายในประกอบด้วยไมโครโปรเซสเซอร์ (Microprocessor) ที่จะทำการคำนวณค่า เช่น แรงดัน กระแส ความถี่ พลังงาน มุมเฟส เป็นต้น จากสัญญาณที่วัดได้

## 2.3 ระบบออโตเมชันของสถานีไฟฟ้าย่อย [1] - [2]

ระบบออโมเมชันของสถานีไฟฟ้าย่อย เป็นระบบที่มีฟังก์ชันการทำงานอัตโนมัติสำหรับการเฝ้าระวัง การควบคุม และการป้องกัน ภายในสถานีไฟฟ้าย่อย การประยุกต์ใช้ระบบออโตเมชันของสถานีไฟฟ้าย่อย เพื่อตอบสนองความต้องการของตลาดในการลดค่าใช้จ่ายทั้งหมด รวมถึงค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าย่อย ทำให้อุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าย่อยสามารถทำงานได้อย่างเต็มประสิทธิภาพ เป็นต้น

การประยุกต์ใช้ระบบออโตเมชันของสถานีไฟฟ้าย่อย เริ่มต้นขึ้นเมื่อปี ค.ศ.1980 โดยใช้การสื่อสารตามมาตรฐานสากล เช่น อีเทอร์เน็ต และ TCP/IP นอกจากนี้ยังทำให้ระบบสามารถใช้อุปกรณ์ร่วมกันกับหลายบริษัทผู้ผลิตได้ ซึ่งถูกนำมาใช้ตั้งแต่ต้นทศวรรษที่ 1990 มาตรฐาน IEC61850 ซึ่งเป็นมาตรฐานสำหรับการสื่อสารภายในสถานีไฟฟ้าย่อย ซึ่งกำหนดในช่วงปี ค.ศ.2003 ถึง 2005 และได้รับความนิยมอย่างมาก และมีการนำมาประยุกต์ใช้อย่างแพร่หลายในปัจจุบัน

ด้วยความสำเร็จจากการใช้มาตรฐาน IEC 61850 ที่คำนึงถึงการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์จากต่างผู้ผลิต ซึ่งเป็นหนึ่งในวัตถุประสงค์หลักของมาตรฐานนี้ ทำให้ระบบมีความยืดหยุ่นในการกำหนดค่าต่าง ๆ มาตรฐานใหม่นี้ยังคงมีผลกระทบต่อการออกแบบและการจัดสร้างระบบออโตเมชันของสถานีไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติ แต่จากประสบการณ์เชิงปฏิบัติของผู้ผลิต ผู้รวมและสร้างระบบ รวมถึงผู้ใช้งาน จะทำให้เกิดการปรับปรุงมาตรฐานอย่างต่อเนื่อง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 2.3.1 ฟังก์ชันพื้นฐานของระบบออโตเมชันของสถานีไฟฟ้าย่อย

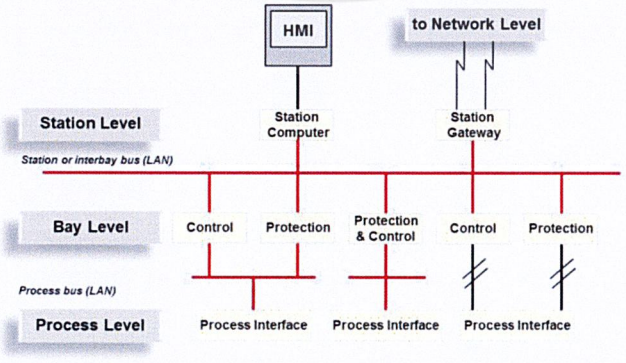
ฟังก์ชันพื้นฐานของระบบออโตเมชันของสถานีไฟฟ้าย่อย สามารถแบ่งเป็นหมวดหมู่ได้ดังแสดงในตารางที่ 2.1

**ตารางที่ 2.1** ฟังก์ชันพื้นฐานของระบบออโตเมชันของสถานีไฟฟ้าย่อย

| ฟังก์ชันพื้นฐาน | ตัวอย่างการใช้งาน |
|---|---|
| ฟังก์ชันการเฝ้าระวัง | - การเฝ้าระวังสถานะของสวิตช์เกียร์ สถานะของหม้อแปลงไฟฟ้า และสถานะการป้องกันและการควบคุมของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าย่อย เป็นต้น<br>- การเฝ้าระวังปริมาณทางไฟฟ้า เช่น กระแส, แรงดัน, ความถี่ และกำลังไฟฟ้า เป็นต้น |
| ฟังก์ชันการควบคุม | - การควบคุมสวิตช์เกียร์และหม้อแปลงไฟฟ้า<br>- การเช็คการซิงโครไนซ์ (Synchronize) และอินเตอร์ล็อก (Interlock)<br>- การควบคุมการรักษาระดับแรงดันและกำลังไฟฟ้า |
| ฟังก์ชันการบันทึก | - การบันทึกข้อมูลจากการเฝ้าระวัง และการจัดการ/การควบคุมของอุปกรณ์<br>- การบันทึกความผิดพลาดของอุปกรณ์ |
| ฟังก์ชันการป้องกัน | - การป้องกันสายส่งกำลัง หม้อแปลงไฟฟ้า และบัสบาร์ เป็นต้น |

### 2.3.2 โครงสร้างของระบบออโตเมชันของสถานีไฟฟ้าย่อย

โครงสร้างของระบบออโตเมชันของสถานีไฟฟ้าย่อยแบ่งออกเป็น 3 ระดับ ได้แก่ Process Level, Bay Level และ Station Level ดังแสดงในรูปที่ 2.7




**รูปที่ 2.7** โครงสร้างของระบบออโตเมชันของสถานีไฟฟ้าย่อย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Process Level เป็นระดับที่ติดตั้งอุปกรณ์สวิตช์เกียร์ รวมถึงเซนเซอร์และแอคทูเอเตอร์ (Actuator) สำหรับการเฝ้าระวังและดำเนินการ อุปกรณ์ในระดับนี้ ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ หม้อแปลงไฟฟ้า เป็นต้น

Bay Level เป็นระดับที่ติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมและป้องกัน โดยมีการเชื่อมต่อสายสำหรับถ่ายโอนข้อมูล ประเภท Binary/Analog Input และ Output เช่น แรงดัน, กระแส และการควบคุมจากรีเลย์ป้องกัน (Protective Relay)

Station Level เป็นระดับที่ติดตั้งคอมพิวเตอร์ระบบรวมศูนย์ เอชเอ็มไอ และเกตเวย์ (Gateway) สำหรับการเชื่อมต่อกับศูนย์สั่งการ (Network Control Center: NCC)

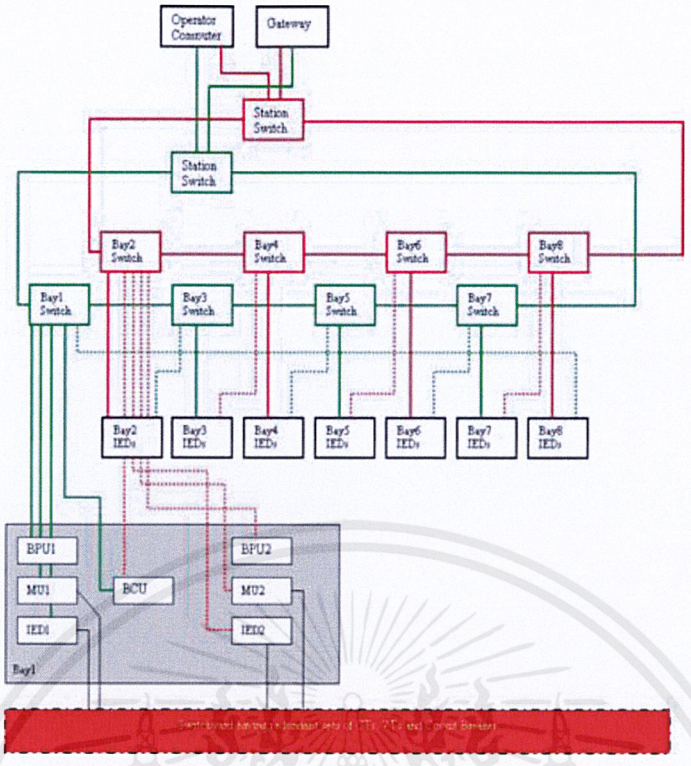
ใน Process Level เป็นอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ เช่น รีเลย์ ในระดับนี้จะเชื่อมต่อกับ Process Bus โดยใช้เครือข่ายคอมพิวเตอร์เฉพาะบริเวณ (Local Area Network: LAN) ในอนาคตคาดว่าอุปกรณ์ใน Process Level ทั้งหมดจะเชื่อมต่อกับ Process Bus แบบไร้สาย

### 2.3.3 การเชื่อมต่อเครือข่ายของสถานีไฟฟ้าย่อย

สถานีไฟฟ้าย่อยมีโครงสร้างการเชื่อมต่อเครือข่ายพื้นฐาน 3 รูปแบบ ได้แก่ การเชื่อมต่อแบบบัส (Bus Topology), การเชื่อมต่อแบบวงแหวน (Ring Topology) และการเชื่อมต่อแบบดาว (Star Topology) วิธีการแก้ปัญหาของการเชื่อมต่อของสถานีไฟฟ้าย่อยได้รับการวิจัยอย่างกว้างขวาง เนื่องจากการใช้อีเทอร์เน็ตมีความยืดหยุ่นสำหรับการเชื่อมต่อ และมาตรฐาน IEC 61850 ไม่จำเป็นต้องมีการแก้ไขปัญหาเฉพาะประเภท จึงต้องทำการทดสอบและหารือเกี่ยวกับการทำระบบสำรอง ประสิทธิภาพ การรบกวน และความปลอดภัยของเครือข่าย ในรูปแบบการเชื่อมต่อที่ต่างกัน ความแตกต่างของการเชื่อมต่อเครือข่ายจะมีข้อดีและข้อเสียที่แตกต่างกัน บางรูปแบบการเชื่อมต่อมีประสิทธิภาพการทำงานที่ดีกว่า บางรูปแบบเหมาะแก่การทำระบบสำรอง หากต้องการความพร้อมใช้งานและความน่าเชื่อถือจะใช้การเชื่อมต่อแบบวงแหวน แต่ในบางกรณีก็ใช้การเชื่อมต่อแบบดาว ซึ่งขึ้นอยู่กับรูปแบบสถานีไฟฟ้าย่อย โดยสถานีไฟฟ้าย่อยที่สำคัญจะต้องการรูปแบบการเชื่อมต่อที่ทนทานและน่าเชื่อถือ ตัวอย่างเช่น การเชื่อมต่อที่แนะนำคือแบบวงแหวน-ดาว ที่มีความน่าเชื่อถือที่สามารถทำได้โดยการต่อสวิตช์แบบเรียงซ้อน โดยใช้สวิตช์ตัวสุดท้ายในลูปเป็นสวิตช์พิเศษที่ใช้เชื่อมต่อกับอุปกรณ์ใน Station Level และปลายอีกด้านที่ไม่สำคัญไม่จำเป็นต้องใช้ระบบสำรองจริง และการใช้อีเทอร์เน็ตสวิตช์หลายตัวมีค่าใช้จ่ายที่มากเกินไป

โดยทั่วไปจะใช้วิธีการแบบผสมในสถานีไฟฟ้าย่อย เพื่อให้เป็นไปตามข้อกำหนดมาตรฐาน ลดต้นทุนในการจัดทำระบบสื่อสาร เป็นต้น หนึ่งในสถาปัตยกรรมเครือข่ายการสื่อสารที่ดีที่สุดสำหรับการปรับปรุงความน่าเชื่อถือ แสดงในรูปที่ 2.8 นอกจากนี้ การประเมินประสิทธิภาพของสถาปัตยกรรมที่เสนอนั้น พิจารณาได้จากการตรวจสอบความผิดพลาด ความรวดเร็ว และมีการกำหนดลักษณะการส่งข้อมูลที่กำหนดไว้ในการอ้างอิง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้




**รูปที่ 2.8** Proposed Structure

## 2.4 มาตรฐาน IEC 61850

การพัฒนาระบบออโตเมชันของสถานีไฟฟ้าย่อย จากการผสมผสานระหว่างมาตรฐานการสื่อสารต่าง ๆ นั้นทำได้ยาก ทำให้เกิดความล่าช้าในการพัฒนา ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีมาตรฐานสากลสำหรับการสื่อสารสำหรับสถานีไฟฟ้าย่อยโดยเฉพาะ นั่นคือ มาตรฐาน IEC 61850 ซึ่งได้รับการพิสูจน์แล้วว่ามีความน่าเชื่อถือ มาตรฐาน IEC 61850 นี้เป็นมาตรฐานที่ค่อนข้างใหม่ และได้รับการพิสูจน์แล้วว่าสามารถทำงานได้อย่างเหมาะสมในหลาย ๆ สถานีไฟฟ้าย่อย มาตรฐาน IEC 61850 ไม่เพียงแต่เป็นมาตรฐานสำหรับการสื่อสารในสถานีไฟฟ้าย่อยเท่านั้น แต่ยังครอบคลุมถึงการสื่อสารกับห้องควบคุมด้วย

มาตรฐาน IEC 61850 นี้ ได้รับการพัฒนาร่วมกับผู้ผลิตหลายราย เพื่อจุดประสงค์หลักคือการนำกฎการสื่อสารใหม่มาใช้กับระบบออโตเมชันของสถานีไฟฟ้าย่อย โดยใช้แทนที่ระบบการสื่อสารแบบเก่า ทำให้การตอบสนองที่มีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น ความต้องการของอุตสาหกรรมพลังงานแบบเปิดเสรี คือต้องการใช้เครือข่ายที่มีความน่าเชื่อถือสูง และมีความยืดหยุ่นของเทคโนโลยี สำหรับความท้าทายในอนาคต มาตรฐาน IEC 61850 ไม่เพียงแต่ขับเคลื่อนเทคโนโลยีการสื่อสารในส่วนของเครือข่ายภายในเท่านั้น แต่ยังนำเอาโพรโทคอล (Protocol) และการกำหนดค่าที่มีฟังก์ชันและความน่าเชื่อถือในการส่งข้อมูลสูงอีกด้วย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 2.4.1 ความต้องการของมาตรฐาน IEC 61850

- ความสามารถในการทำงานร่วมกันโดยใช้อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะของผู้ผลิตหลายรายในการสร้างระบบ

- การถ่ายโอนข้อมูลระดับสูงของอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ โดยพิจารณารูปแบบการสื่อสารแบบ Peer-to-Peer แทนรูปแบบการสื่อสารแบบ Master-Slave

- รองรับฟังก์ชันการใช้งานของอุปกร์เพื่อให้การสื่อสารดีขึ้น

- ความสามารถในการสื่อสารและความถูกต้องของข้อมูล

- การจัดให้มีระบบการสื่อสารแบบบูรณาการ

- การแลกเปลี่ยนไฟล์สำหรับการบันทึกการเปลี่ยนแปลงค่า

- การเพิ่มความน่าเชื่อถือของโครงสร้างการเชื่อมต่อ

- มาตรฐาน IEC 61850 มีคุณสมบัติครบถ้วนที่ครอบคลุมประเด็นการสื่อสารทั้งหมดภายในสถานีไฟฟ้าย่อย

### 2.4.2 การทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ต่างผู้ผลิต

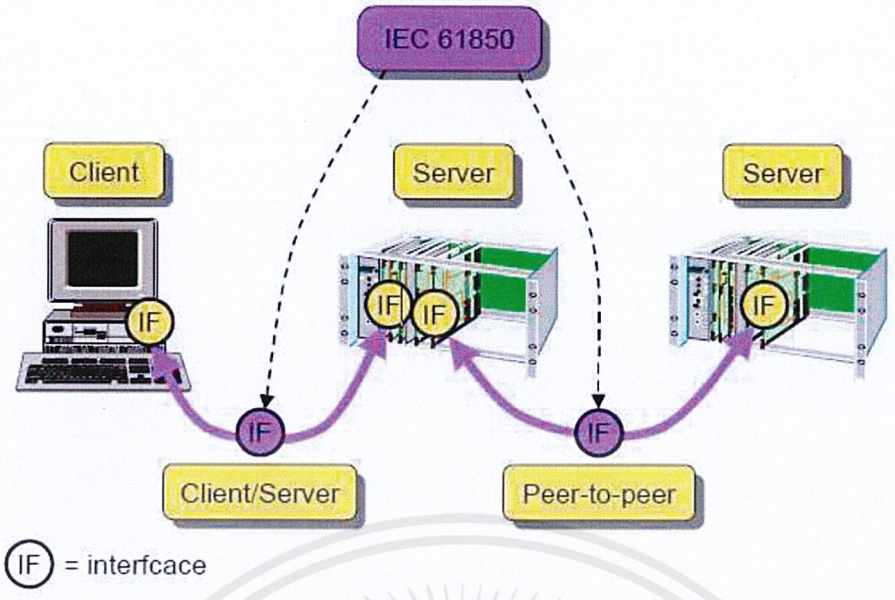
วัตถุประสงค์ของมาตรฐาน IEC 61850 คือ การออกแบบระบบการสื่อสารที่ให้ความสามารถในการทำงานร่วมกันระหว่างฟังก์ชันที่ดำเนินการในสถานีไฟฟ้าย่อยที่ใช้อุปกรณ์ต่างผู้ผลิตกัน

ตั้งแต่มีการสร้างรีเลย์ที่ใช้ไมโครโปรเซสเซอร์ ผู้ผลิตมีโพรโทคอลของตัวเองสำหรับการสื่อสารระหว่างอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ เนื่องจากความแตกต่างของโพรโทคอลในระบบออโตเมชันของสถานีไฟฟ้าย่อยหลายผู้ผลิต จึงต้องใช้ตัวแปลงโพรโทคอลที่มีราคาสูง ซึ่งสร้างงานทางวิศวกรรมจำนวนมากสำหรับการออกแบบและการทดสอบระบบ เป็นต้น เหตุผลทั้งหมดเหล่านี้สร้างความต้องการสำหรับการมีโพรโทคอลสากลเพียงโพรโทคอลเดียว ที่ตอบสนองทั้งผู้ผลิตและผู้ใช้งาน การทำงานร่วมกันระหว่างผู้ผลิตอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะที่แตกต่างกัน เป็นปัจจัยสำคัญในการพัฒนาระบบออโตเมชันของสถานีไฟฟ้าย่อย ด้วยความยืดหยุ่นที่ให้ผู้ขายเป็นอิสระต่อผู้ผลิต พร้อมด้วยความสามารถในการใช้งานฟังก์ชันที่ยืดหยุ่น วัตถุประสงค์หลักของมาตรฐานใหม่นี้ คือ ผลิตภัณฑ์จากผู้ผลิตที่แตกต่างกันสามารถทำงานร่วมกันได้อย่างง่ายดาย

### 2.4.3 การสื่อสารแนวนอน (Horizontal Communication)

การสื่อสารแนวนอน เป็นการบริการที่สามารถอธิบายได้ดีที่สุดสำหรับการสื่อสารแบบ Peer-to-Peer ระหว่างอุปกรณ์ แสดงดังรูปที่ 2.9

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้




**รูปที่ 2.9** การสื่อสารแบบ Peer-to-Peer

การสื่อสารประเภทนี้มีความสำคัญเป็นอย่างมาก โดยเฉพาะการใช้ฟังก์ชันที่สำคัญที่ต้องมีความน่าเชื่อถือสูง โดยขึ้นอยู่กับการรายงานแบบ Multicast Asynchronous ของสถานะเอาต์พุตแบบดิจิทัลของอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ ไปยังอุปกรณ์อื่น ๆ ที่รับข้อมูลในระหว่างขั้นตอนการกำหนดค่าของสถานีไฟฟ้าย่อย และกำหนดเป็น Generic Substation Event (GSE) ใน 2 รูปแบบ ตามมาตรฐาน IEC 61850 ได้แก่

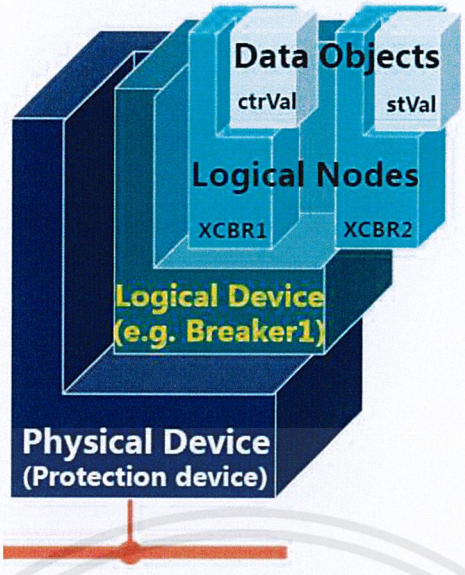
- GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event)
- GSSE (Generic Substation Status Event)

ข้อมูลรูปแบบ GOOSE ถูกใช้ในการบันทึกแบบกระจาย และตัวอย่างการใช้งาน GOOSE รวมถึงการส่งข้อมูลแบบ Peer-to-Peer สำหรับการป้องกันการขัดข้องของเซอร์กิตเบรกเกอร์ และให้การป้องการบัสแบบกระจายด้วยการใช้ข้อมูลรูปแบบ GOOSE จากตัวป้องกัน Feeder

### 2.4.4 ฟังก์ชันการกระจายโดยใช้แบบจำลองเชิงวัตถุ

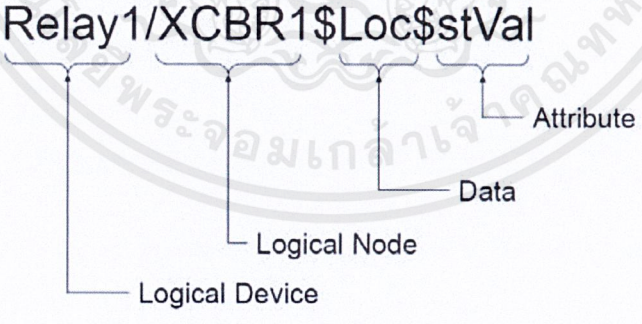
อุปกรณ์ทางกายภาพหนึ่ง สามารถกำหนดโดย Logical Device หนึ่งหรือหลายอุปกรณ์ ซึ่งถูกใช้เพื่อแยกฟังก์ชันในอุปกรณ์กายภาพ โดย Logical Node นั้น สร้างจาก Data Classes หรือ Data Objects ซึ่งแต่ละอันมี Data Attributes ดังแสดงในรูปที่ 2.10

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้




**รูปที่ 2.10** IEC 61850 Class Model

มาตรฐาน IEC 61850 นี้กำหนดแนวคิดและกฎบางอย่างสำหรับอุปกรณ์ทางกายภาพและLogical Device โดย Logical Device ถูกกำหนดโดย Logical Node สำหรับ Logical Node นี้ใช้อธิบายฟังก์ชันและการประสานฟังก์ชัน ฟังก์ชันเหล่านี้อาจถูกสร้างขึ้นจากหลาย Logical Node ที่สามารถอยู่ในอุปกรณ์ทางกายภาพที่แตกต่างกัน ซึ่งฟังก์ชันเหล่านี้ถูกเรียกว่าการกระจาย ดังแสดงในรูปที่ 2.11 Logical Node เชื่อมโยงโดย Logical Connection ซึ่งเป็นอิสระจากการเชื่อมต่อทางกายภาพโดยใช้อีเทอร์เน็ต ดังแสดงในรูปที่ 2.10




**รูปที่ 2.11** Object Name Structure

มาตรฐานนี้กำหนดกฎสำหรับการสร้าง Logical Node ใหม่ และ Data Class ทั่วไป กฎใหม่นี้ใช้สำหรับการสร้าง Object ใหม่ เพื่อรักษาการทำงานร่วมกันไว้

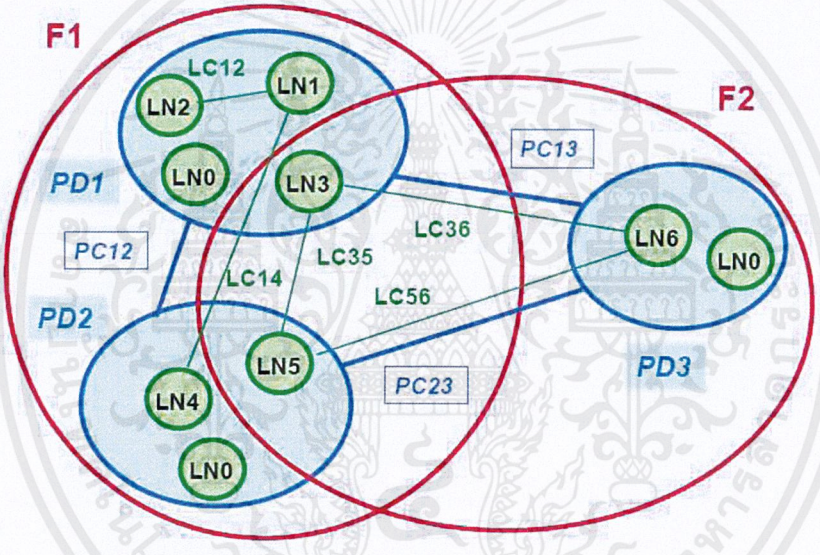
โครงสร้างของจุดอ้างอิงข้อมูล เช่น อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ นั้นเป็นแบบจำลองแทน Index Number การอ้างอิงนี้สามารถเข้าใจได้โดยไม่ต้องใช้ตัวถอดรหัสเพิ่มเติม

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ด้วยระบบการตั้งชื่อที่เป็นสากลตามมาตรฐาน IEC 61850 นี้ ทำให้ง่ายต่อการเข้าใจ ดังแสดงในรูปที่ 2.11

แนวคิดของ Logical Node มีบทบาทสำคัญในมาตรฐานทั้งหมด เนื่องจาก Logical Node เป็นวัตถุพื้นฐานที่แลกเปลี่ยนข้อมูลและ Backbone เพื่อจำลองอุปกรณ์จริง Logical Node มีชุดของ Data object ที่กำหนดไว้ล่วงหน้าสำหรับบังคับใช้กับ Data Attribute โดยเฉพาะ แนวคิดทั้งหมดเหล่านี้มีโครงสร้างเชิงตรรกะ และมีความหมายที่ลึกซึ้งที่เกี่ยวข้องกับอุปกรณ์ในระบบออโตเมชันของสถานีไฟฟ้าย่อย ข้อมูลที่อยู่ใน Logical node ถูกแลกเปลี่ยนโดยบริการที่มีกฎและประสิทธิภาพที่กำหนดไว้เป็นอย่างดี

มาตรฐาน IEC 61850 ถูกสร้างขึ้นให้มีความยืดหยุ่นในการใช้งาน ดังแสดงในรูปที่ 2.12




**รูปที่ 2.12** Flexible Functionality of LNs in different IEDs

การใช้เทคโนโลยีสารสนเทศเพื่อการสื่อสาร ซึ่งรองรับการบริการที่หลากหลาย พร้อมกับการเลือกข้อกำหนดด้านประสิทธิภาพในการสื่อสารที่รวดเร็วระหว่างอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะแต่ละตัวที่ช่วยให้สามารถสื่อสารแบบ Bay to Bay ได้ ตัวอย่างของการสื่อสารแบบ Bay to Bay เช่น ฟังก์ชันอินเตอร์ล็อก ที่สามารถดำเนินการได้ในสายการสื่อสาร ดังนั้นมาตรฐาน IEC 61850 นี้ทำให้อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ สามารถสื่อสารกันได้ในรูปแบบ Publishing และ Subscribing ด้วยการใช้ข้อมูลรูปแบบ GOOSE ซึ่งเพิ่มความน่าเชื่อถือ การใช้ Object Oriented model ยังช่วยปรับปรุงการทำงานของระบบด้วย เนื่องจากข้อมูลรูปแบบ GOOSE และการสื่อสารแบบแนวนอน ทำให้สามารถเข้าถึงข้อมูลของสถานีไฟฟ้าย่อยได้จากอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 2.4.5 การซิงโครไนซ์เวลา

เนื่องจากเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นในสถานีไฟฟ้าย่อย มีข้อกำหนดด้านประสิทธาพที่เข้มงวด การซิงโครไนซ์เวลาจึงมีบทบาทที่สำคัญในมาตรฐาน IEC 61850 เพราะข้อมูลจำนวนมากมีความพร้อมใช้ในอัตราที่รวดเร็ว และเพื่อจัดระเบียบเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นจากหลาย ๆ อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะในฐานข้อมูล ดังนั้นเวลาของอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะทั้งหมดจึงต้องเป็นเวลาเดียวกัน เมื่อสถานีไฟฟ้าย่อยเกิดเหตุการณ์ต่าง ๆ ขึ้น จะมีการเก็บรวบรวมข้อมูลเหตุการณ์ต่าง ๆ ไว้ในหมวดหมู่เดียวกัน รวมถึงสามารถคำนวณและตัดสินใจได้อย่างถูกต้อง มาตรฐาน IEC 61850 ระบุเกี่ยวกับการซิงโครไนซ์เวลาด้วยความถูกต้องในระดับมิลลิวินาทีในแลนที่ควรเป็น NTP (Network Time Protocol) และ SNTP (Simple Network Time Protocol) สัญญาณวิทยุ และ GPS (Global Position System) สามารถใช้เพื่อซิงโครไนซ์เวลา ที่มีความเป็นไปได้ในทางทฤษฎีเพื่อให้ได้การซิงโครไนซ์กับ GPS มีความแม่นยำสูง แต่ระบบดังกล่าวมีราคาแพงมาก เมื่อเทียบกับการใช้แลน การแก้ไขปัญหาแบบเดิม คือการใช้ SNTP ที่สามารถให้ความถูกต้องประมาณ 1 มิลลิวินาทีเท่านั้น ซึ่งไม่เพียงพอสำหรับค่าตัวอย่างข้อมูลดิบ และสำหรับ Merging Unit การแก้ปัญหาหนึ่ง คือ การใช้ PTP (Precision Time Control) ซึ่งอธิบายไว้ในมาตรฐาน IEC 1588 ที่ได้รับการพัฒนาเพื่อตอบสนองความต้องการเหล่านี้ เนื่องจาก PTP ให้ความถูกต้องน้อยกว่า 1 มิลลิวินาที ด้วยการกระจายเวลาผ่านอีเทอร์เน็ต PTP กำลังกลายเป็นวิธีแก้ไขปัญหาที่ได้รับความนิยมเพิ่มมากขึ้น ไม่เพียงแต่ในระบบออโตเมชันของสถานีไฟฟ้าย่อยเท่านั้น แต่ยังใช้ในระบบอัตโนมัติทั้งหมดที่ต้องการการซิงโครไนซ์เวลาซึ่งติดตั้งอยู่ในสวิตช์เครือข่ายเป็นเวลาหลายปี อย่างไรก็ตาม PTP นี้ยังคงไม่ถูกใช้ในการป้องกันและควบคุม

## 2.5 MicroSCADA Pro SYS600

ระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติได้มีการนำระบบการควบคุม และแสดงผลระยะไกลที่เรียกว่าสกาดา (SCADA System) มาใช้เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตและบริหารจัดการข้อมูล โดยโปรแกรม MicroSCADA Pro SYS600 เป็นซอฟต์แวร์ที่ใช้ในการ ควบคุมและแสดงผลการทำงานของสกาดา

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 2.5.1 องค์ประกอบทางฮาร์ดแวร์ที่ใช้ในโครงงาน

1. RED670 - Transmission line differential protection [15]

**รูปที่ 2.13** อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ RED670

RED670 เป็นอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะที่ออกแบบมาสำหรับระบบป้องกันระบบเฝ้าติดตาม และควบคุมสายส่งไฟฟ้าและสายเคเบิลต่าง ๆ นอกจากนี้ยังสามารถจัดการกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และหม้อแปลงไฟฟ้า พร้อมทั้งมีฟังก์ชันต่าง ๆ เพิ่มเติม สำหรับการกำหนดค่าและติดตั้งฮาร์ดแวร์เพิ่มเติมให้เลือกใช้งาน

อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ RED670 ได้รับการกำหนดค่าล่วงหน้า กำหนดชนิดของการทดสอบ และตั้งค่าพารามิเตอร์พื้นฐาน เพื่อให้ติดตั้งได้ง่ายและรวดเร็ว อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะเหล่านี้มีฟังก์ชันการทำงานที่สมบูรณ์ที่สามารถประยุกต์ใช้กับเซอร์กิตเบรกเกอร์ได้หลายแบบ

อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ RED670 มีการป้องกันความแตกต่างของกระแสแบบแยกเฟสด้วยความไวในการตรวจจับสูง และเลือกเฟสที่ปลอดภัยได้สูงสุด 5 เทอมินอล

2. REF630 – Feeder protection and control [16]

**รูปที่ 2.14** อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ REF630

REF630 เป็นอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะที่ใช้ในการจัดการ Feeder ที่ครอบคลุมสำหรับการป้องกัน การวัดและการกำกับดูแลสถานีไฟฟ้า REF630 เป็นผลิตภัณฑ์ของ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บริษัท เอบีบี จำกัด ที่อยู่ในตระกูลของอุปกรณ์ป้องกันและควบคุม 630 ชนิดที่มีความยืดหยุ่นในการใช้งาน และการกำหนดค่า REF630 ยังมีฟังก์ชันการควบคุมที่จำเป็น ซึ่งประกอบไปด้วยวิธีการแก้ปัญหาสำหรับการควบคุมเบย์ feeder

อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ ตระกูล 630 ที่รองรับกับมาตรฐาน IEC61850 รวมถึงการสื่อสารแบบ GOOSE และ DNP3 เพื่อให้เกิดการเชื่อมต่อที่ต่อเนื่องสำหรับระบบออโตเมชันของสถานีไฟฟ้าย่อยและระบบสกาดา

3. RET630 – Transmission transformer protection [17]

**รูปที่ 2.15** อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ RET630

RET630 เป็นอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะที่ใช้ในการจัดการหม้อแปลงไฟฟ้า ที่ครอบคลุมสำหรับการป้องกัน การควบคุม การวัด และการเฝ้าระวังหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง หม้อแปลงไฟฟ้าแบบ Step-up รวมคงเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ในเครือข่ายไฟฟ้ากำลัง RET630 เป็นผลิตภัณฑ์ของบริษัท เอบีบี จำกัด ที่อยู่ในตระกูล 630 ที่โดดเด่นด้านความยืดหยุ่นในการใช้งาน และการกำหนดค่า RET630 ยังมีฟังก์ชันการควบคุมที่จำเป็น ซึ่งประกอบไปด้วยวิธีการแก้ปัญหาสำหรับการควบคุมเบย์หม้อแปลงไฟฟ้าและการควบคุมแรงดัน

อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะนี้ รองรับกับมาตรฐานการสื่อสาร IEC 61850 เพื่อให้เกิดการเชื่อมต่อที่ต่อเนื่องสำหรับระบบออโตเมชันของสถานีไฟฟ้าย่อยและระบบสกาดา

4. REB670 – Busbar protection [18]

**รูปที่ 2.16** อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ REB670

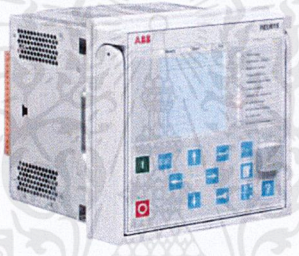


เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

REB 670 เป็นอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ ที่ออกแบบมาสำหรับการป้องกันและเฝ้าติดตามบัสบาร์, T-connections และการเชื่อมต่อแบบ Mesh จากไฟฟ้าแรงดันปานกลาง ไปจนไฟฟ้าแรงดันสูง มากสูงสุด 6 โซน (Zone) เนื่องจากอุปกรณ์ชนิดนี้สามารถรองรับจำนวน I/O ได้มาก จึงสามารถใช้ได้กับบัสบาร์แบบ Single, Double และ Triple แบบมีหรือไม่มี Transfer bus ได้ รวมถึงแบบสองเซอร์กิตเบรกเกอร์ หรือ หนึ่งและครึ่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ได้

อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะชนิดนี้มีความน่าเชื่อถือ และมีความรวดเร็วในการตอบสนองความผิดพลาดภายในแบบ Phase-to-Phase และ Phase-to-Earth ในระบบไฟฟ้าที่มีการต่อสายดิน หรือที่มีสายดินความต้านทานต่ำ ได้ อีกทั้งยังสามารถจัดการกับความผิดพลาดแบบหลายเฟสที่แยกออกจากระบบที่มีค่าต้านทานของสายดินสูงได้

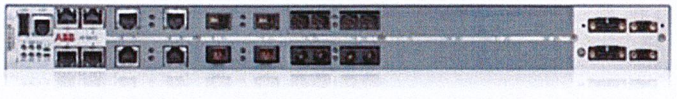
5. REU615 – Voltage protection and control [19]



**รูปที่ 2.17** อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ REU615

REU615 เป็นอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ ที่ออกแบบมาเพื่อการป้องกันแรงดันไฟฟ้าและความถี่ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า และผลิตไฟฟ้า รองรับโพรโทคอล IEC61850, Modbus, DNP3.0 และ IEC60870-5-103

6. Ethernet switch [20]



**รูปที่ 2.18** Ethernet switch



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Ethernet switch เป็นอุปกรณ์ใช้สำหรับเชื่อมต่อระหว่างเครื่องคอมพิวเตอร์เซิร์ฟเวอร์ (Server), คอมพิวเตอร์สำหรับผู้เฝ้าสังเกต, Remote Terminal Unit (RTU), และรีเลย์ โดยใช้สายใยแก้วนำแสง และสายแลน ชนิด RJ45 ในการเชื่อมต่อ โดยสามารถเชื่อมต่อได้สูงสุด 28 พอร์ต

โดยโครงงานนี้ใช้ Ethernet switch รุ่น AFS670 ของบริษัท เอบีบี จำกัด

7. เพาเวอร์มิเตอร์ [21]

**รูปที่ 2.19** เพาเวอร์มิเตอร์

เพาเวอร์มิเตอร์ ใช้สำหรับวัดค่า วิเคราะห์ และเฝ้าติดตามเครือข่ายไฟฟ้ากำลังแบบเฟสเดียวและสามเฟส โดยวัดจากค่า TRMS ตามหลักการของการสุ่มตัวอย่างอย่างรวดเร็วของสัญญาณแรงดัน และกระแสไฟฟ้า ภายในประกอบด้วยไมโครโปรเซสเซอร์ (Microprocessor) ที่จะทำการคำนวณค่า เช่น แรงดัน กระแส ความถี่ พลังงาน มุมเฟส เป็นต้น จากสัญญาณที่วัดได้

### 2.5.2 ซอฟต์แวร์ที่ใช้ในโครงงาน

1. ซอฟต์แวร์ SYS 600 Monitor Pro+

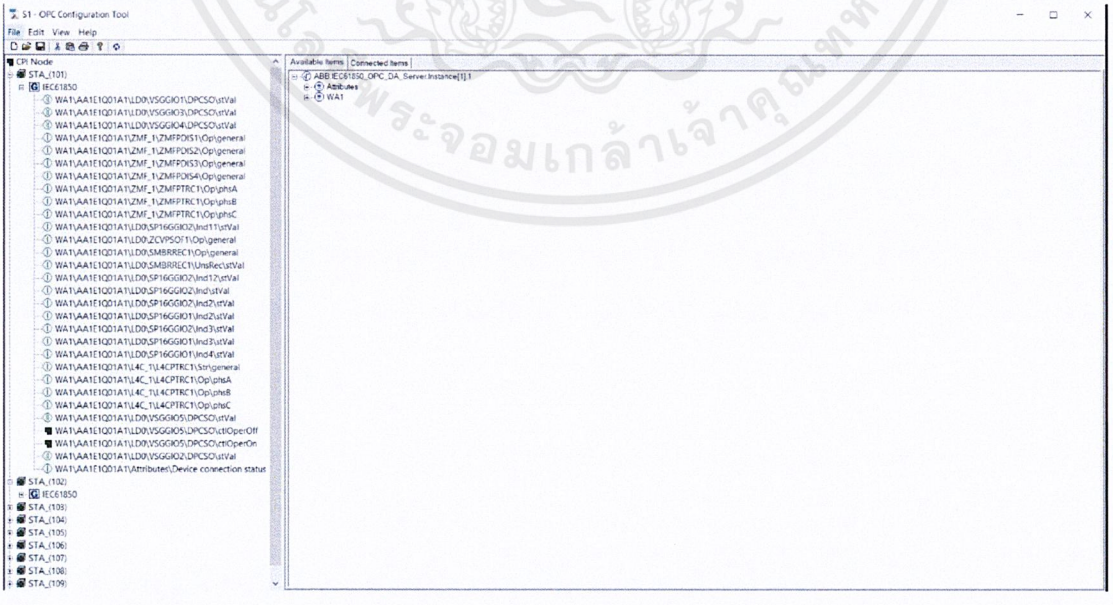
ซอฟต์แวร์ SYS 600 Monitor Pro+ เป็นซอฟต์แวร์พื้นฐานของ MicroSCADA ซึ่งมีความสามารถในการสร้างกราฟิกและฐานข้อมูลรวมถึงจัดเก็บตัวแปรต่าง ๆ สำหรับให้ซอฟต์แวร์อื่น ๆ นำไปใช้งานต่อ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

**รูปที่ 2.20** ตัวอย่างซอฟต์แวร์ MicroSCADA SYS 600 Monitor Pro+

2. ซอฟต์แวร์ External OPC DA Client Configuration Tool

ซอฟต์แวร์ External OPC DA Client Configuration Tool เป็นซอฟต์แวร์ที่อยู่บนมาตรฐาน OLE for Process Control (OPC) ซอฟต์แวร์ External OPC DA Client Configuration Tool ช่วยให้ลูกข่าย (Client) สามารถเข้าถึงข้อมูลของแม่ข่าย (Server) และอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่เชื่อมต่อในเครือข่ายกับระบบสกาดาได้แบบเวลาจริง

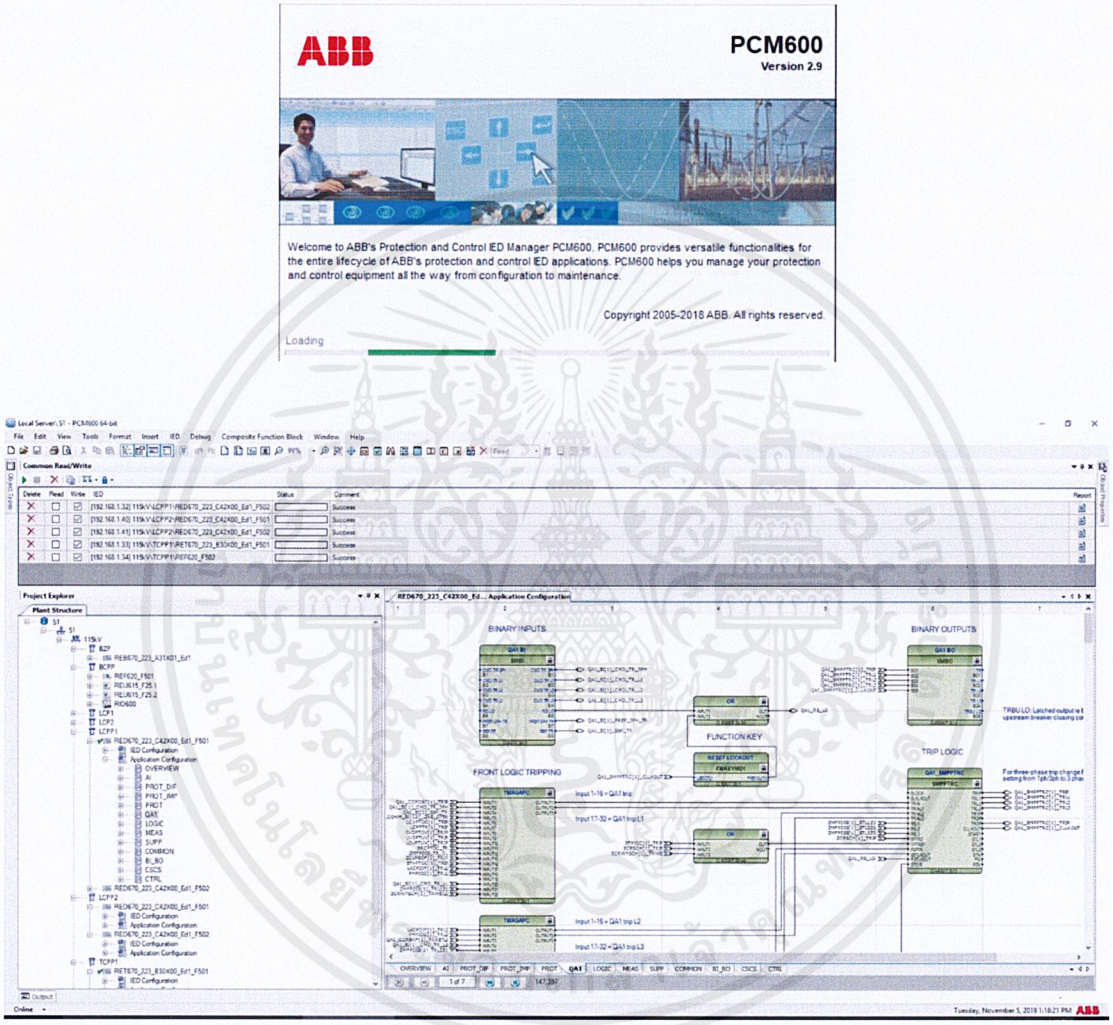


**รูปที่ 2.21** ตัวอย่างซอฟต์แวร์ External OPC DA Client Configuration Tool

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3. ซอฟต์แวร์ PCM600

ซอฟต์แวร์ PCM600 (Protection and control IED manager) เป็นซอฟต์แวร์ที่ใช้พื้นฐานมาตรฐาน IEC61850 มีฟังก์ชันคือการกำหนดค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ในการเชื่อมต่อกับอินพุตและเอาต์พุต ตรวจสอบการวัดและสถานะสัญญาณของค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ของอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะและสามารถแสดงโครงสร้างการสื่อสารของระบบได้

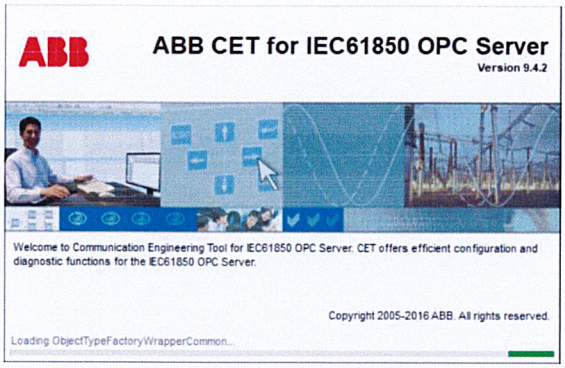


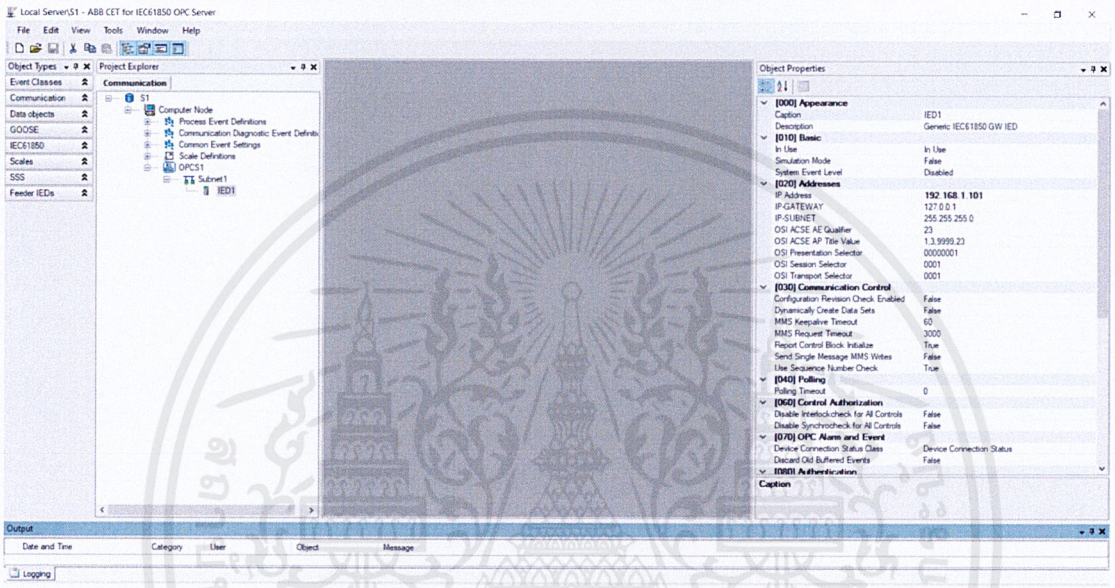

**รูปที่ 2.22** ตัวอย่างซอฟต์แวร์ PCM600

4. ซอฟต์แวร์ Communication Engineering Tool

ซอฟต์แวร์ Communication Engineering Tool หรือ CET เป็นซอฟต์แวร์ที่ใช้ในการเชื่อมต่อเครือข่าย IEC 61850 กับอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ โดยใช้ IE C61850 OPC Server ข้อมูลจากอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะที่อยู่ในเครือข่าย IEC61850 จะถูกอ่านโดย IEC 61850 OPC Server ซึ่งช่วยอำนวยความสะดวกให้กับอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้




**รูปที่ 2.23** ตัวอย่างซอฟต์แวร์ Communication Engineering Tool

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

# บทที่ 3
# วิธีการดำเนินการ

## 3.1 กล่าวนำ

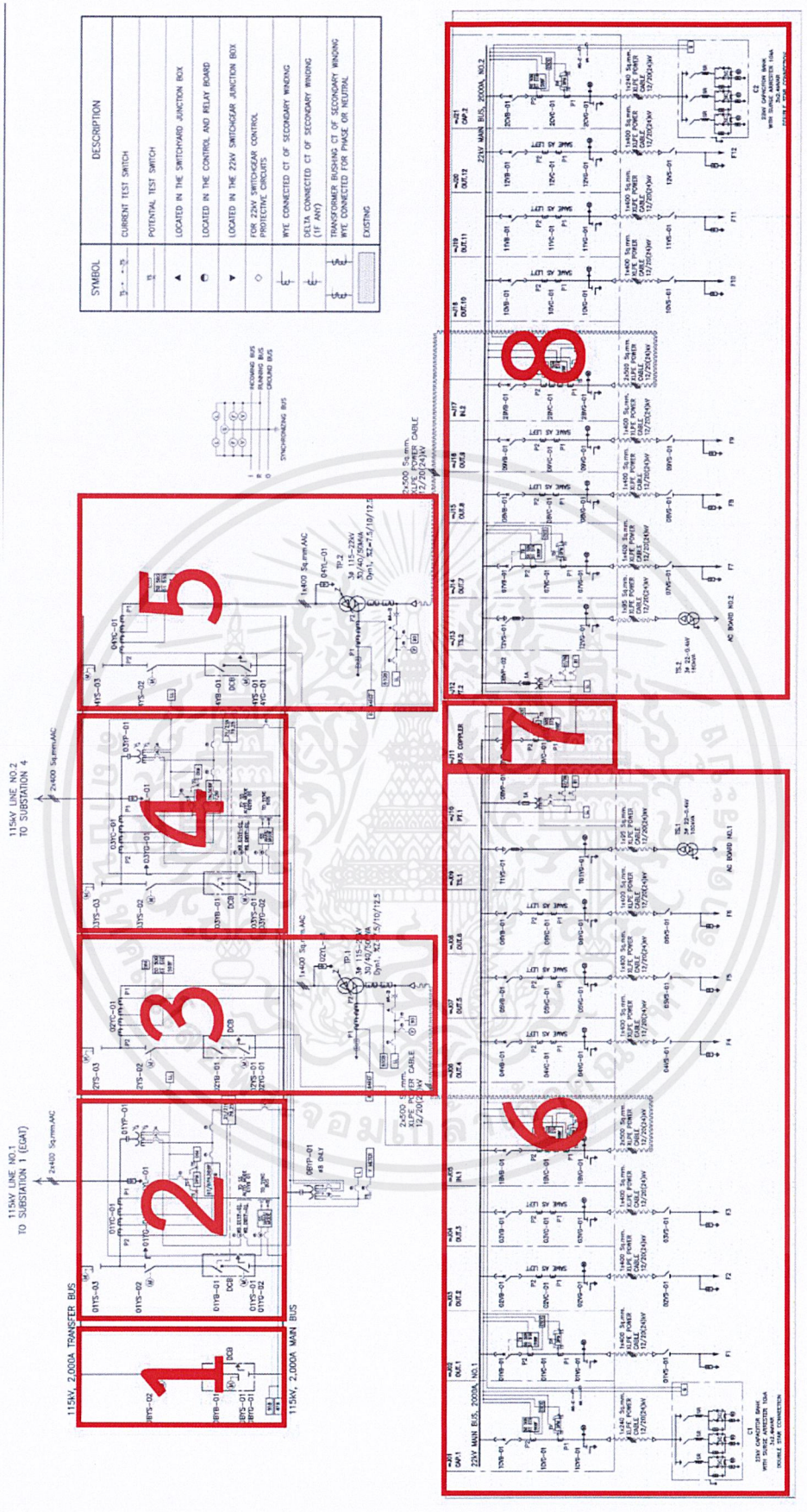
ในบทนี้จะกล่าวถึงรายละเอียดของสถานีไฟฟ้าย่อยที่ศึกษา โครงสร้างด้านการสื่อสาร การสร้างฐานข้อมูลสำหรับระบบสกาดา/เอชเอ็มไอ การสร้างเอชเอ็มไอ และหน้าเอชเอ็มไอที่สร้างขึ้นด้วยซอฟต์แวร์ MicroSCADA Pro SYS600

## 3.2 รายละเอียดของสถานีไฟฟ้าย่อยที่ศึกษา

ระบบไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้ามีการรับไฟฟ้าแรงดัน 115kV จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิต และส่งไฟฟ้าออกไปจำหน่ายในแรงดัน 22kV โดยระบบไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้านี้ แบ่งออกเป็น 8 ส่วนหลัก ๆ ตามรูปที่ 3.1

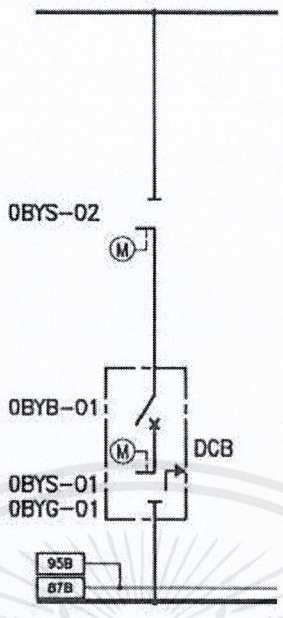
ในระบบไฟฟ้าแรงดันสูง มีโครงสร้างการจัดวางอุปกรณ์ให้มีบัสสองชุด ชุดที่ใช้งานเป็นหลักเรียกว่า Main Bus ชุดที่สองเรียกว่า Transfer bus และจัดให้มีเซอร์กิตเบรกเกอร์หนึ่งชุด เรียกว่า Tie Breaker เตรียมไว้ใช้แทนในขณะที่บำรุงรักษา Line Breaker หรือ Transformer Breaker การจัดแบบนี้มีความยืดหยุ่นในการทำงานบำรุงรักษาเซอร์กิตเบรกเกอร์มากขึ้น

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้




**รูปที่ 3.1** Single Line Diagram ของสถานีไฟฟ้าย่อยที่ศึกษา

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



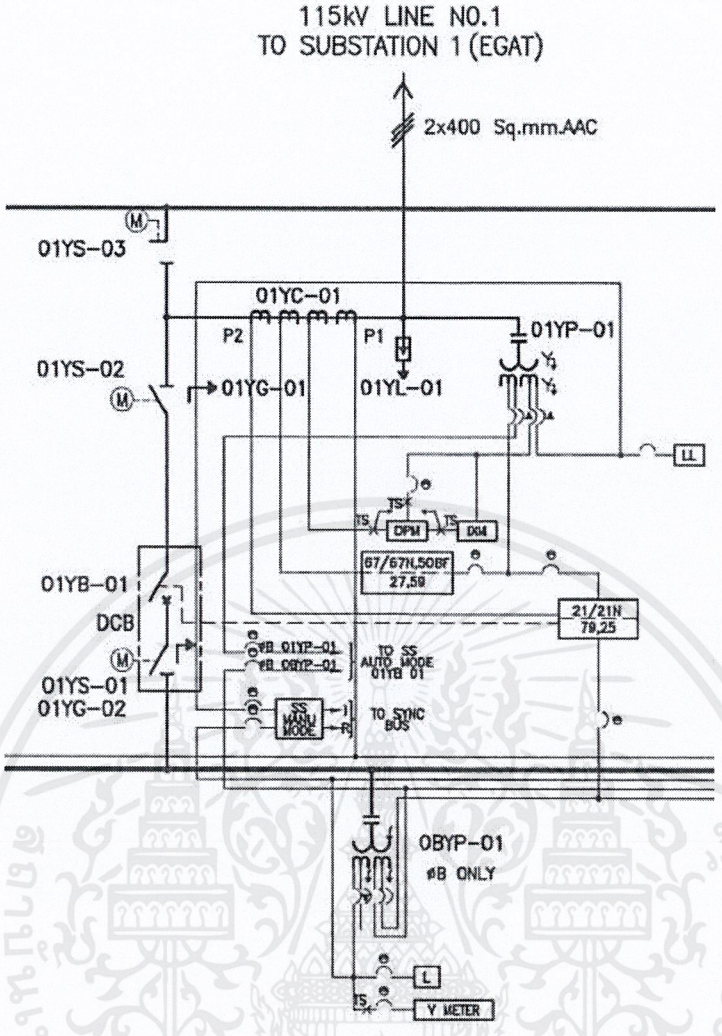

**รูปที่ 3.2** Single Line Diagram หมายเลข 1

หมายเลข 1 เป็นส่วนเชื่อมต่อระหว่าง Main bus (เส้นบน) กับ Transfer bus (เส้นล่าง) ใช้ในการบำรุงรักษา ประกอบด้วยอุปกรณ์สำคัญซึ่งอธิบายได้ดังตารางที่ 3.1

**ตารางที่ 3.1** อุปกรณ์สำคัญใน Single Line Diagram หมายเลข 1

| อุปกรณ์ | คำอธิบาย | หน้าที่ |
|---|---|---|
| 0BYB-01 | เซอร์กิตเบรกเกอร์ | เฝ้าระวังและควบคุม |
| 0BYS-01 | สวิตช์ตัดต่อ | เฝ้าระวังและควบคุม |
| 0BYS-02 | สวิตช์ตัดต่อ | เฝ้าระวังและควบคุม |
| 0BYG-01 | สวิตช์ต่อลงดิน | เฝ้าระวัง |

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



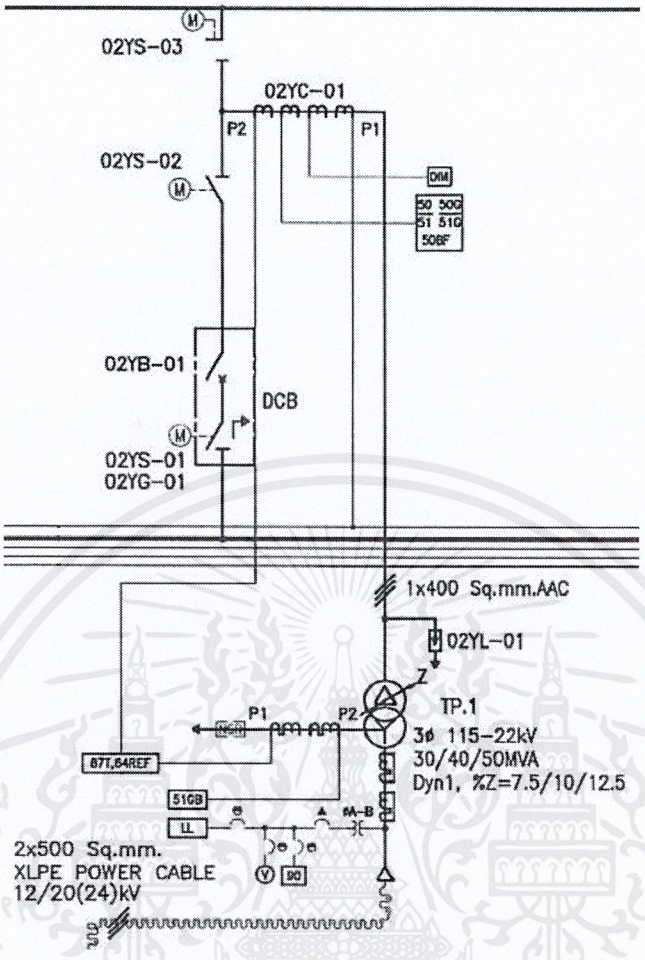

**รูปที่ 3.3** Single Line Diagram หมายเลข 2

หมายเลข 2 เป็นส่วนของการรับไฟฟ้าแรงดันสูง 115kV จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตเข้ามาจ่ายให้กับสถานีไฟฟ้า ประกอบด้วยอุปกรณ์สำคัญซึ่งอธิบายได้ดังตารางที่ 3.2

**ตารางที่ 3.2** อุปกรณ์สำคัญใน Single Line Diagram หมายเลข 2

| อุปกรณ์ | คำอธิบาย | หน้าที่ |
|---|---|---|
| 01YB-01 | เซอร์กิตเบรกเกอร์ | เฝ้าระวังและควบคุม |
| 01YS-01 | สวิตช์ตัดต่อ | ควบคุม |
| 01YS-02 | สวิตช์ตัดต่อ | เฝ้าระวังและควบคุม |
| 01YS-03 | สวิตช์ตัดต่อ | เฝ้าระวังและควบคุม |
| 01YG-01 | สวิตช์ต่อลงดิน | เฝ้าระวัง |
| 01YG-02 | สวิตช์ต่อลงดิน | เฝ้าระวัง |

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



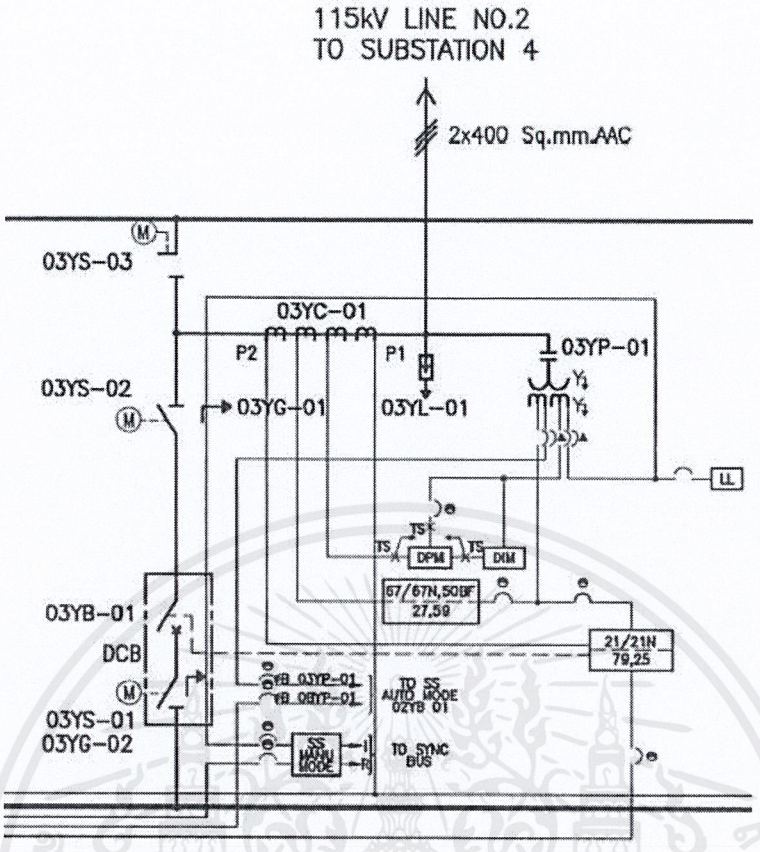

**รูปที่ 3.4** Single Line Diagram หมายเลข 3

หมายเลข 3 TP 1 เป็นส่วนของหม้อแปลงไฟฟ้าที่ 1 ที่รับผิดชอบในการแปลงไฟฟ้าแรงดันสูง 115kV ไปเป็นไฟฟ้าแรงดันปานกลาง 22kV จ่ายให้กับหมายเลข 6 ประกอบด้วยอุปกรณ์สำคัญซึ่งอธิบายได้ดังตารางที่ 3.3

**ตารางที่ 3.3** อุปกรณ์สำคัญใน Single Line Diagram หมายเลข 3

| อุปกรณ์ | คำอธิบาย | หน้าที่ |
|---|---|---|
| 02YB-01 | เซอร์กิตเบรกเกอร์ | เฝ้าระวังและควบคุม |
| 02YS-01 | สวิตช์ตัดต่อ | ควบคุม |
| 02YS-02 | สวิตช์ตัดต่อ | เฝ้าระวังและควบคุม |
| 02YS-03 | สวิตช์ตัดต่อ | เฝ้าระวังและควบคุม |
| 02YG-01 | สวิตช์ต่อลงดิน | เฝ้าระวัง |

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้




**รูปที่ 3.5** Single Line Diagram หมายเลข 4

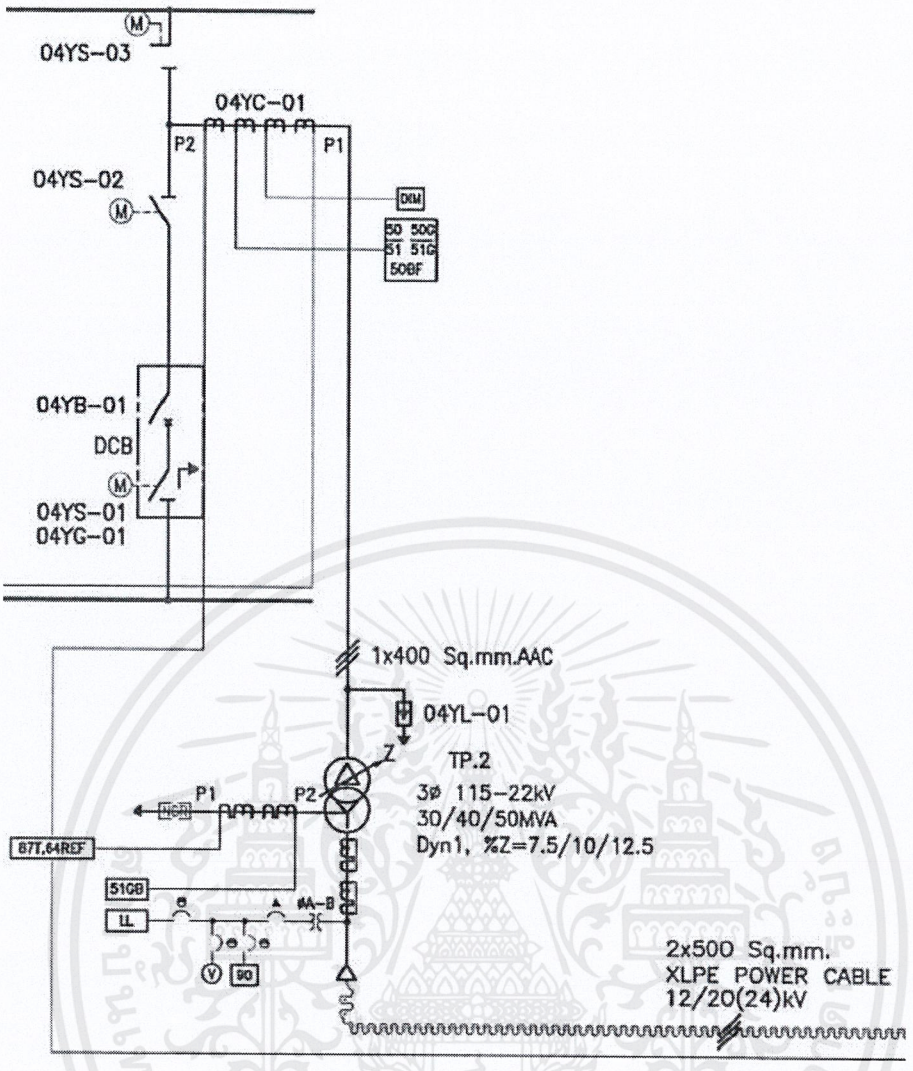
หมายเลข 4 เป็นส่วนของการรับไฟฟ้าแรงดันสูง 115kV จากสถานีไฟฟ้าย่อยที่ 4 ซึ่งเป็นสถานีในอนาคต ประกอบด้วยอุปกรณ์สำคัญซึ่งอธิบายได้ดังตารางที่ 3.4

**ตารางที่ 3.4** อุปกรณ์สำคัญใน Single Line Diagram หมายเลข 4

| อุปกรณ์ | คำอธิบาย | หน้าที่ |
|---|---|---|
| 03YB-01 | เซอร์กิตเบรกเกอร์ | เฝ้าระวังและควบคุม |
| 03YS-01 | สวิตช์ตัดต่อ | ควบคุม |
| 03YS-02 | สวิตช์ตัดต่อ | เฝ้าระวังและควบคุม |
| 03YS-03 | สวิตช์ตัดต่อ | เฝ้าระวังและควบคุม |
| 03YG-01 | สวิตช์ต่อลงดิน | เฝ้าระวัง |
| 03YG-02 | สวิตช์ต่อลงดิน | เฝ้าระวัง |



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



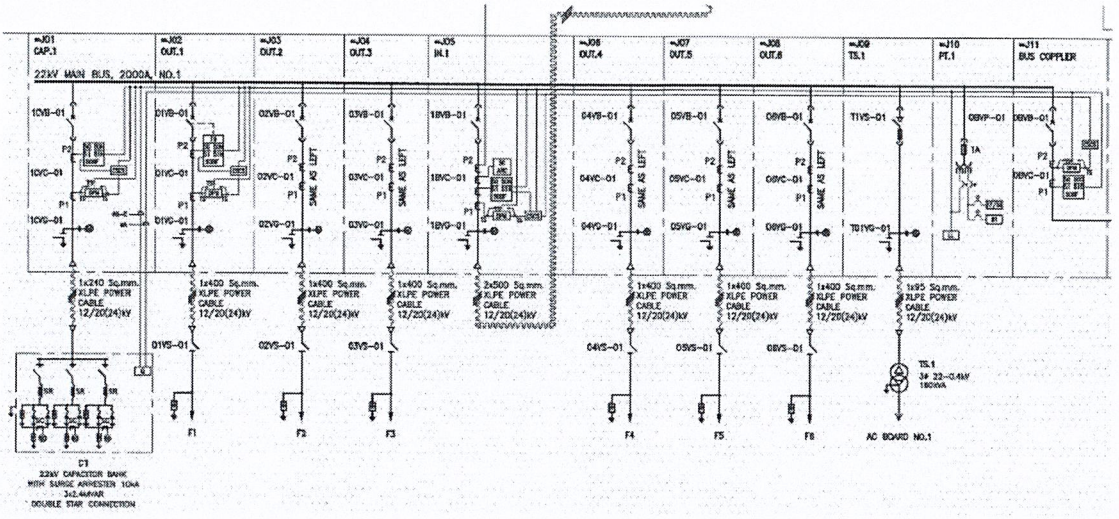

**รูปที่ 3.6** Single Line Diagram หมายเลข 5

หมายเลข 5 TP 2 เป็นส่วนของหม้อแปลงไฟฟ้าที่ 2 ที่รับผิดชอบในการแปลงไฟฟ้าแรงดันสูง 115kV ไปเป็นไฟฟ้าแรงดันปานกลาง 22kV ประกอบด้วยอุปกรณ์สำคัญซึ่งอธิบายได้ดังตารางที่ 3.5

**ตารางที่ 3.5** อุปกรณ์สำคัญใน Single Line Diagram หมายเลข 5

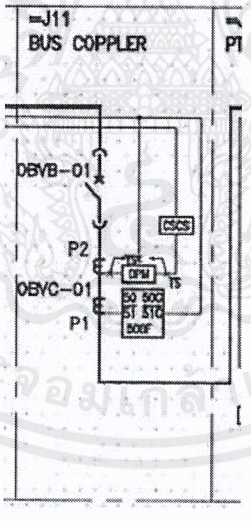
| อุปกรณ์ | คำอธิบาย | หน้าที่ |
|---|---|---|
| 04YB-01 | เซอร์กิตเบรกเกอร์ | เฝ้าระวังและควบคุม |
| 04YS-01 | สวิตช์ตัดต่อ | ควบคุม |
| 04YS-02 | สวิตช์ตัดต่อ | เฝ้าระวังและควบคุม |
| 04YS-03 | สวิตช์ตัดต่อ | เฝ้าระวังและควบคุม |
| 04YG-01 | สวิตช์ต่อลงดิน | เฝ้าระวัง |

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้




**รูปที่ 3.7** Single Line Diagram หมายเลข 6

หมายเลข 6 เป็นการรับไฟฟ้าแรงดัน 22 kV จากหมายเลข 2 ผ่านเซอร์กิตเบรกเกอร์ 1BVB-01 ในการป้องกันการลัดวงจร และกระแสเกิน และเข้าสู่ 22kV MAIN BUS ที่ 1 เพื่อส่งไปจำหน่ายในพื้นที่ต่าง ๆ ต่อไป

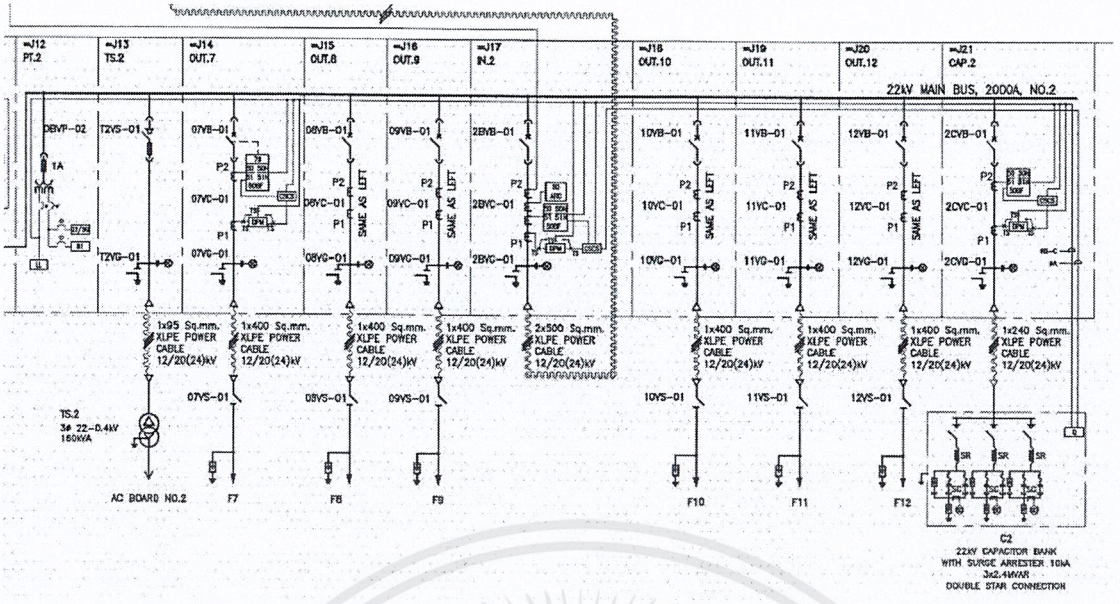



**รูปที่ 3.8** Single Line Diagram หมายเลข 7

หมายเลข 7 เป็น BUS TIE ใช้เชื่อมต่อระหว่าง 22kV MAIN BUS ที่ 1 และ 22kV MAIN BUS ที่ 2



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้




**รูปที่ 3.9** Single Line Diagram หมายเลข 8

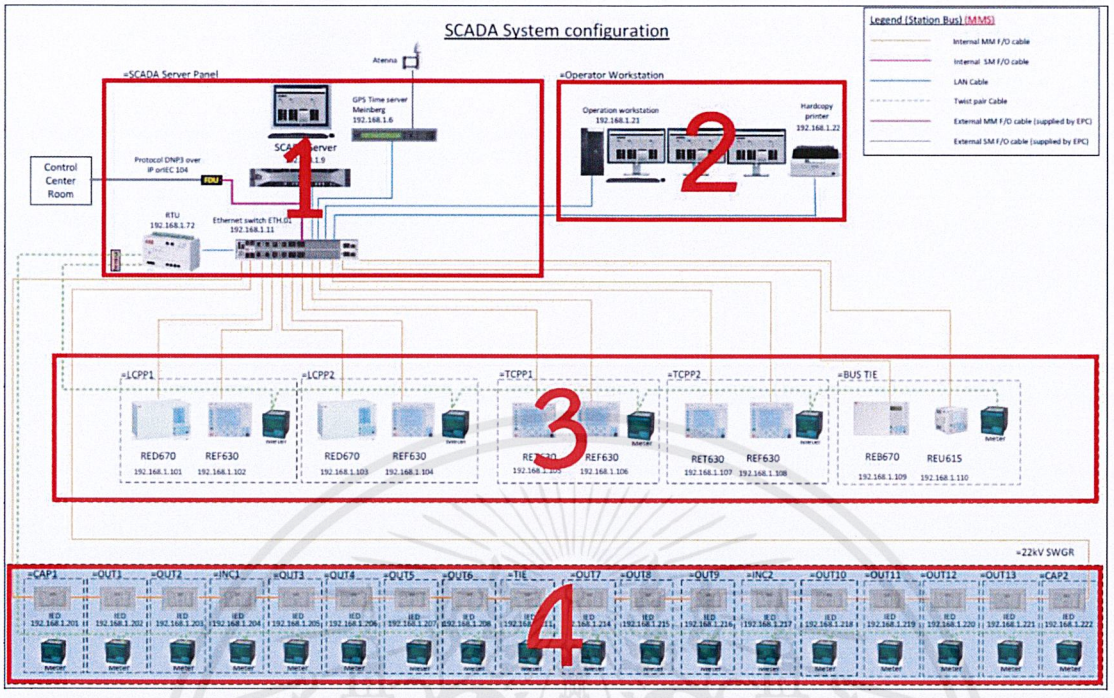
หมายเลข 8 เป็นการรับไฟฟ้าแรงดัน 22 kV จากหมายเลข 4 ผ่านเซอร์กิตเบรกเกอร์ 2BVB-01 ในการป้องกันการลัดวงจร และกระแสเกิน และเข้าสู่ 22kV MAIN BUS ที่ 2 เพื่อส่งไปจำหน่ายในพื้นที่ต่าง ๆ ต่อไป

## 3.3 โครงสร้างด้านการสื่อสาร

การสื่อสารแบ่งออกเป็น 2 ส่วน คือ โครงสร้างทางด้านฮาร์ดแวร์และโครงสร้างทางด้านซอฟต์แวร์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 3.3.1 โครงสร้างทางด้านฮาร์ดแวร์




**รูปที่ 3.10** โครงสร้างฮาร์ดแวร์ที่ใช้ในโครงงาน

โครงสร้างทางฮาร์ดแวร์ ประกอบด้วย 4 ส่วน ดังนี้

หมายเลข 1 SCADA Server Panel เป็นส่วนของตู้ระบบสกาดา ประกอบด้วยเซิร์ฟเวอร์, จอภาพ, อีเทอร์เน็ตสวิตช์, Remote Terminal Unit (RTU) และ GPS Time Server

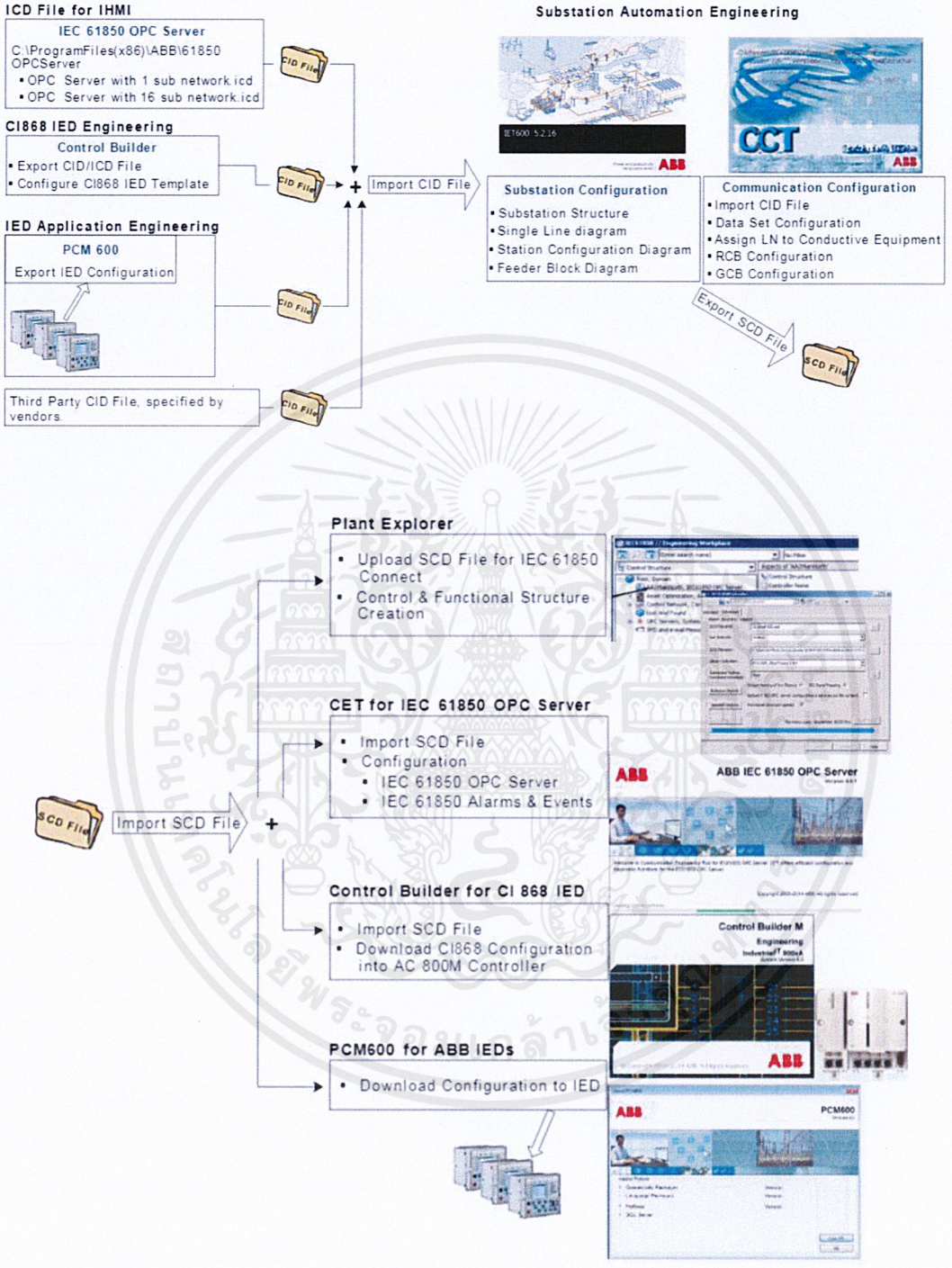
หมายเลข 2 Opertator Workstation เป็นส่วนของ Operator ไว้ Monitor ระบบ SCADA ประกอบด้วย เวิร์คสเตชันคอมพิวเตอร์ (Workstations Computer) หน้าจอ และเครื่องพิมพ์

หมายเลข 3 115kV Control and Protection Panel เป็นส่วนของตู้ป้องกันและควบคุมไฟฟ้าแรงสูง 115kV โดยติดตั้งอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะและเพาเวอร์มิเตอร์

หมายเลข 4 22kV SWGR เป็นส่วนของตู้สวิตช์เกียร์ สำหรับไฟฟ้าแรงดันปานกลาง 22kV ที่ติดตั้งอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะและเพาเวอร์มิเตอร์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 3.3.2 โครงสร้างทางด้านซอฟต์แวร์




**รูปที่ 3.11** โครงสร้างการเชื่อมต่อทางด้านซอฟต์แวร์

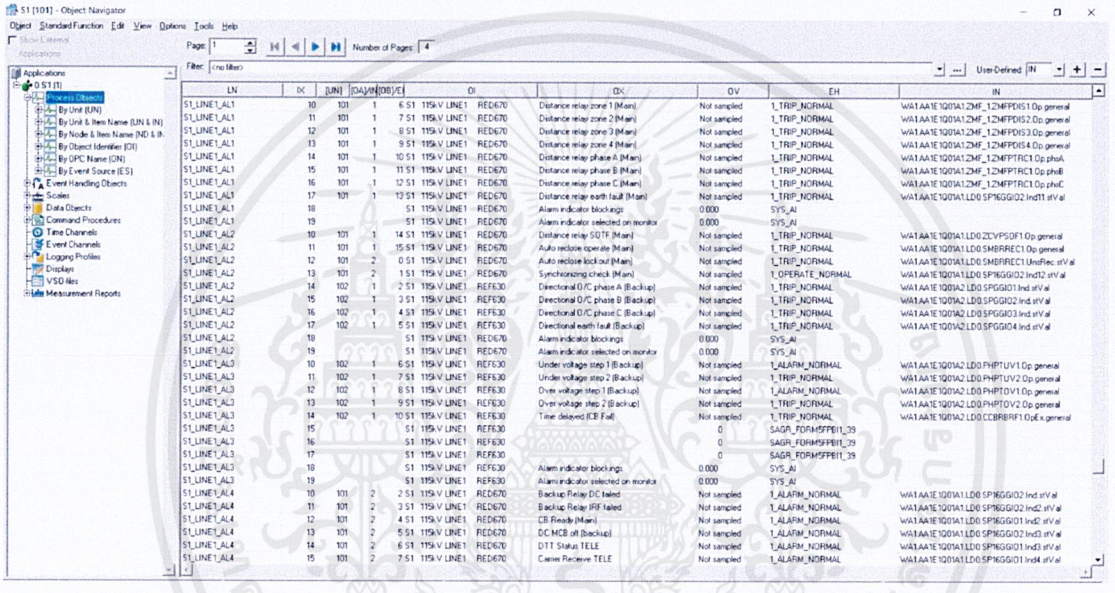
การสื่อสารในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติจะเริ่มต้นจากฐานข้อมูลในโปรแกรม MicroSCADA Pro SYS600 ที่มีการกำหนด Item Name ไว้เพื่อในการติดต่อสื่อสาร โดย



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Item Name จะมีการตกลงกันระหว่างผู้ที่เขียนกำหนดค่าให้กับอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ โดยใช้ซอฟต์แวร์ที่เรียกว่า PCM600 (Protection and control IED manager) ให้มี Technical Key ตรงกันและใช้ฟังก์ชันบล็อก (Function Block) จากนั้นจะทำการกำหนดค่าแอดเดรส (Address) จากนั้นจะใช้ซอฟต์แวร์ CET (ABB CET for IEC61850 OPC Server) ในการสร้าง OPC สำหรับอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ และใช้ซอฟต์แวร์ External OPC DA Client Configuration Tool ในการกำหนดค่าให้ระบบสกาดาเป็นลูกข่าย (Client) เพื่อเชื่อมต่อกันได้

## 3.4 การสร้างรายการตัวแปรที่เกี่ยวข้องในการทำงานของซอฟต์แวร์ที่ใช้




**รูปที่ 3.12** การสร้างรายการตัวแปรที่เกี่ยวข้องในการทำงานของซอฟต์แวร์ที่ใช้

ในการสร้างรายการตัวแปรที่เกี่ยวข้องในการทำงานหรือฐานข้อมูล สำหรับระบบสกาดา/เอชเอ็มไอ ในระบบออโตเมชันของสถานีไฟฟ้าย่อย จะใช้โปรแกรม MicroSCADA Pro SYS600 โดยฐานข้อมูลจะประกอบไปด้วย Attribute ดังต่อไปนี้

- LN (Logical Name) คือ ชื่อของกลุ่มตัวแปร
- IX (Logical Index) คือ ตำแหน่งที่ระบุตัวแปรที่อยู่ในกลุ่มของตัวแปร
- OI (Object Identifier) คือ ตัวระบุตำแหน่งของตัวแปรตัวนั้น
- OX (Object Text) คือ ชื่อของตัวแปร ซึ่งตรงกับ Point Name ใน I/O List
- EH (Event Handling) คือ ตัวจัดการเหตุการณ์ที่เกี่ยวข้องกับตัวแปรนั้น
- IN (Item Name) คือ ชื่อที่ใช้ในการเชื่อมต่อกับ OPC



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การสร้างฐานข้อมูลจะอ้างอิงตาม I/O List ที่ประกอบไปด้วยตัวแปรที่สำคัญที่ใช้ในการเฝ้าระวัง แบ่งออกเป็น 5 ชนิด ได้แก่ ตัวแปรสถานะ (Status) ตัวแปรแจ้งเตือนการป้องกัน (Protection), ตัวแปรแจ้งเตือน (Alarm) ตัวแปรคำสั่ง (Command) และตัวแปรจากการวัดโดยใช้เพาเวอร์มิเตอร์ (Measurement) ดังแสดงเป็นตัวอย่างเพียงบางส่วนในตารางที่ 3.6

**ตารางที่ 3.6** ตัวอย่าง I/O List

| Process Table, I/O List | | | Document no. | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Process points description | | | MicroSCADA process database definitions | | |
| Substation / Bay / Device Name | Point Name | Status | LN | IX | |
| Signal Type : | Status | | | | |
| S1 115kV LINE1 02YB-01 | 1YB-01 Status | Close / Open | S1_LINE1_CB01 | 10 | |
| S1 115kV LINE1 02YS-02 | 1YS-02 Status | Close / Open | S1_LINE1_DS02 | 10 | |
| S1 115kV LINE1 02YS-03 | 1YS-03 Status | Close / Open | S1_LINE1_DS03 | 10 | |
| S1 115kV LINE1 02YG-01 | 1YG-01 Status | Close / Open | S1_LINE1_ES01 | 10 | |
| S1 115kV LINE1 02YB-01 | Control Set On | Local / Remote | S1_LINE1_ST_BAY | 10 | |
| S1 115kV LINE1 REF630 | 43SC switch selection | Sub / CSCS | S1_LINE1_43SC | 10 | |
| Signal Type : | Protection | | | | |
| S1 115kV LINE1 RED670 | Distance relay zone 1 (Main) | Normal / Trip | S1_LINE1_AL1 | 10 | |
| S1 115kV LINE1 RED670 | Distance relay zone 2 (Main) | Normal / Trip | S1_LINE1_AL1 | 11 | |
| S1 115kV LINE1 RED670 | Distance relay zone 3 (Main) | Normal / Trip | S1_LINE1_AL1 | 12 | |
| S1 115kV LINE1 RED670 | Distance relay zone 4 (Main) | Normal / Trip | S1_LINE1_AL1 | 13 | |
| S1 115kV LINE1 RED670 | Distance relay phase A (Main) | Normal / Trip | S1_LINE1_AL1 | 14 | |
| S1 115kV LINE1 RED670 | Distance relay phase B (Main) | Normal / Trip | S1_LINE1_AL1 | 15 | |
| S1 115kV LINE1 RED670 | Distance relay phase C (Main) | Normal / Trip | S1_LINE1_AL1 | 16 | |
| S1 115kV LINE1 RED670 | Distance relay earth fault (Main) | Normal / Trip | S1_LINE1_AL1 | 17 | |
| S1 115kV LINE1 RED670 | Synchronizing check (Main) | Normal / Operated | S1_LINE1_AL2 | 13 | |
| S1 115kV LINE1 REF630 | Under voltage step 1 (Backup) | Normal / Alarm | S1_LINE1_AL3 | 10 | |
| S1 115kV LINE1 REF630 | Under voltage step 2 (Backup) | Normal / Trip | S1_LINE1_AL3 | 11 | |
| S1 115kV LINE1 REF630 | Over voltage step 1 (Backup) | Normal / Alarm | S1_LINE1_AL3 | 12 | |
| S1 115kV LINE1 REF630 | Over voltage step 2 (Backup) | Normal / Trip | S1_LINE1_AL3 | 13 | |
| Signal Type : | Alarm | | | | |
| S1 115kV LINE1 RED670 | Backup Relay DC failed | Normal / Alarm | S1_LINE1_AL4 | 10 | |
| S1 115kV LINE1 RED670 | General DC supply failed | Normal / Alarm | S1_LINE1_AL4 | 13 | |
| S1 115kV LINE1 REF630 | 50BF Initiate | Normal / Operated | S1_LINE1_AL4 | 16 | |
| S1 115kV LINE1 REF630 | Low Gas Pressure Alarm | Normal / Alarm | S1_LINE1_AL4 | 17 | |
| S1 115kV LINE1 REF630 | Low Gas Pressure Lockout | Normal / Lockout | S1_LINE1_AL5 | 10 | |
| S1 115kV LINE1 REF630 | CB DC supply Fail | Normal / Alarm | S1_LINE1_AL5 | 11 | |

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| S1 | 115kV LINE1 | REF630 | CB AC supply Fail | Normal / Alarm | S1_LINE1_AL5 | 12 |
| S1 | 115kV LINE1 | REF630 | DS3 AC/DC Supply Fail | Normal / Alarm | S1_LINE1_AL5 | 16 |
| S1 | 115kV LINE1 | REF630 | ES1 AC/DC Supply Fail | Normal / Alarm | S1_LINE1_AL5 | 17 |
| S1 | 115kV LINE1 | REF630 | Trip circuit supervision 1 (TC1) | Normal / Alarm | S1_LINE1_AL6 | 10 |
| S1 | 115kV LINE1 | REF630 | General AC supply failed | Normal / Alarm | S1_LINE1_AL6 | 14 |
| S1 | 115kV LINE1 | REF630 | General DC supply MCB off | Normal / Alarm | S1_LINE1_AL6 | 15 |
| | | | | | | |
| Signal Type : | | | Command | | | |
| S1 | 115kV LINE1 | 02YB-01 | 1YB-01 open execute command | | S1_LINE1_CB01 | 13 |
| S1 | 115kV LINE1 | 02YB-01 | 1YB-01 close execute command | | S1_LINE1_CB01 | 14 |
| S1 | 115kV LINE1 | 02YS-02 | 1YS-02 open execute command | | S1_LINE1_DS02 | 13 |
| S1 | 115kV LINE1 | 02YS-02 | 1YS-02 close execute command | | S1_LINE1_DS02 | 14 |
| S1 | 115kV LINE1 | 02YS-03 | 1YS-03 open execute command | | S1_LINE1_DS03 | 13 |
| S1 | 115kV LINE1 | 02YS-03 | 1YS-03 close execute command | | S1_LINE1_DS03 | 14 |
| | | | | | | |
| Signal Type : | | | Measurement | | | |
| S1 | 115kV LINE1 | 02YC-01 | Current phase A | A | S1_LINE1_CT | 10 |
| S1 | 115kV LINE1 | 02YC-01 | Current phase B | A | S1_LINE1_CT | 11 |
| S1 | 115kV LINE1 | 02YC-01 | Current phase C | A | S1_LINE1_CT | 12 |
| S1 | 115kV LINE1 | THDI | THD Current phase A | % | S1_LINE1_THDI | 27 |
| S1 | 115kV LINE1 | THDI | THD Current phase B | % | S1_LINE1_THDI | 28 |
| S1 | 115kV LINE1 | THDI | THD Current phase C | % | S1_LINE1_THDI | 29 |
| S1 | 115kV LINE1 | THDV | THD Voltage phase A | % | S1_LINE1_THDV | 27 |
| S1 | 115kV LINE1 | THDV | THD Voltage phase B | % | S1_LINE1_THDV | 28 |
| S1 | 115kV LINE1 | THDV | THD Voltage phase C | % | S1_LINE1_THDV | 29 |
| S1 | 115kV LINE1 | 02YP-01 | Voltage AB | kV | S1_LINE1_PT | 16 |
| S1 | 115kV LINE1 | 02YP-01 | Voltage BC | kV | S1_LINE1_PT | 17 |
| S1 | 115kV LINE1 | 02YP-01 | Voltage CA | kV | S1_LINE1_PT | 18 |
| S1 | 115kV LINE1 | 02YP-01 | Frequency | Hz | S1_LINE1_PT | 24 |
| S1 | 115kV LINE1 | PQ | Active power P | MW | S1_LINE1_PQ | 20 |
| S1 | 115kV LINE1 | PQ | Reactive power Q | MVar | S1_LINE1_PQ | 21 |
| S1 | 115kV LINE1 | PQ | Power factor | | S1_LINE1_PQ | 23 |

เพื่อให้ง่ายต่อการอธิบาย จึงใช้ตารางที่ 3.6 ในการอธิบายการสร้างฐานข้อมูล กล่าวคือ I/O List จะระบุชื่อสถานีไฟฟ้า ชื่อเบย์ ชื่ออุปกรณ์ เพื่อระบุว่าตัวแปรนั้นจะถูกนำมาจากที่ใด พร้อมระบุคำอธิบายว่าตัวแปร สถานะของตัวแปรนั้น และกำหนดชื่อ (LN) สำหรับใช้สร้างฐานข้อมูล พร้อมระบุว่าอยู่ในตำแหน่ง (Index) ใดของฐานข้อมูลชุดนั้น

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ขั้นตอนการสร้างสร้างรายการตัวแปรที่เกี่ยวข้องในการทำงานมีขั้นตอนดังนี้

1. เปิดโปรแกรม Tool Manager – Object Navigator จากนั้นเลือก Standard Function > Install

2. โปรแกรมจะปรากฏหน้าต่าง Install Standard Function ให้เลือกชนิดของตัวแปรที่ต้องการสร้าง เช่น Switching Device คือสวิตช์ตัดต่อ Measurement คือค่าพารามิเตอร์ และ Alarm Indicator คือตัวแปรแจ้งเตือน

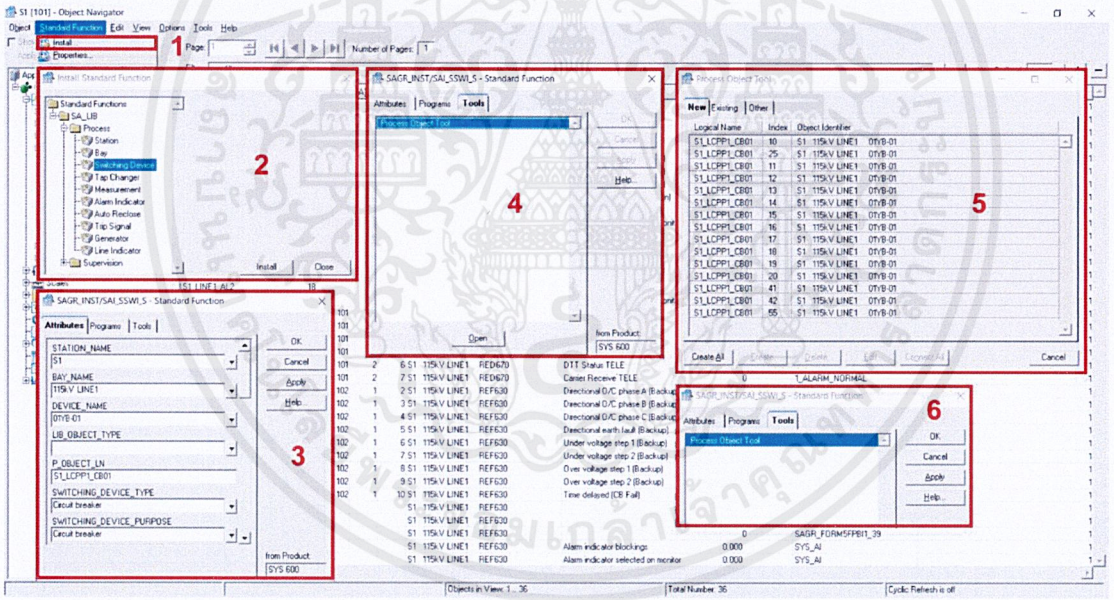
3. โปรแกรมจะปรากฏหน้าต่าง Standard Function ให้กรอกรายละเอียดของตัวแปร โดยอ้างอิงจาก I/O List จากนั้นกด Apply

4. จากนั้นเลือก Tool แล้วดับเบิลคลิกที่ Process Object Tool

5. โปรแกรมปรากฏหน้าต่าง Process Object Tool ให้เลือก Create All

6. ปิดหน้าต่าง Process Object Tool แล้วเลือก OK ในหน้าต่าง Standard Function

ขั้นตอนการสร้างรายการตัวแปรที่เกี่ยวข้องในการทำงาน แสดงได้ดังรูปที่ 3.13




**รูปที่ 3.13** ขั้นตอนการสร้างฐานข้อมูล

## 3.5 การสร้างเอชเอ็มไอ

### 3.5.1 รายละเอียดของเอชเอ็มไอ

เอชเอ็มไอที่สร้างขึ้น ประกอบด้วย ส่วนยืนยันตัวตนผู้ใช้ เอชเอ็มไอแสดงผลหลัก เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลภาพรวมของสถานีไฟฟ้า เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลแต่ละระดับแรงดัน เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลแต่ละเบย์ เอชเอ็มไอสำหรับแสดงการเชื่อมต่อ เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Report



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Alarm และเอชเอ็มไอสำหรับแสดง Event โดยมีรายละเอียดดังนี้

1. ส่วนยืนยันตัวตนผู้ใช้เป็นการจำแนกการเข้าถึงปรับเปลี่ยนข้อมูลต่าง ๆ ภายในระบบสกาดา โดยจะแบ่งเป็น 4 ระดับ คือ Administrator สามารถเข้าถึงข้อมูลได้ทุกส่วน รวมถึงการกำหนดสิทธิ์ของผู้ใช้แต่ละระดับได้, Engineering สามารถเข้าถึงข้อมูลได้ทุกส่วน ยกเว้นการกำหนดสิทธิ์ผู้ใช้, Operator สามารถเฝ้าสังเกตและสั่งการเอชเอ็มไอได้ และ Viewer สามารถเฝ้าสังเกตเอชเอ็มไอได้อย่างเดียว โดยเมื่อยืนยันตัวตนผู้ใช้เข้ามาแล้วจะเข้าไปสู่เอชเอ็มไอแสดงผลหลัก

2. เอชเอ็มไอแสดงผลหลัก เป็นส่วนที่ใช้สำหรับเลือกว่าผู้ใช้จะเข้าถึงส่วนใดของระบบสกาดา โดยหน้านี้จะเป็นหน้ารวมเมนูทั้งหมด

3. เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลภาพรวมของสถานีไฟฟ้า จะแสดงข้อมูลที่มีการวางรูปแบบคล้ายกับ Single Line Diagram ซึ่งแสดงภาพรวมทั้งหมดของอุปกรณ์ต่าง ๆ ในสถานีไฟฟ้า

4. เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลแต่ละระดับแรงดัน จะแสดงข้อมูลของแต่ละส่วนของสถานีไฟฟ้า โดยสถานีไฟฟ้าที่นำมาศึกษาจะแบ่งเป็น 2 ระดับแรงดัน คือ ระดับไฟฟ้าแรงดันสูง และระดับไฟฟ้าแรงดันปานกลาง

5. เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลแต่ละเบย์ จะแสดงข้อมูลในทั้งสถานการณ์ควบคุมต่าง ๆ การแจ้งเตือน และค่าที่วัดได้จากมิเตอร์

6. เอชเอ็มไอสำหรับแสดงการเชื่อมต่อ จะอ้างอิงมาจาก System Configuration แต่จะเรียกว่า System Supervision จะแสดงรูปแบบการเชื่อมต่อของอุปกรณ์ต่าง ๆ รวมถึงแสดงค่าสถานการณ์ทำงาน ว่าแต่ละอุปกรณ์มีการเชื่อมต่อกันหรือไม่

7. เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Report จะเก็บค่าที่วัดได้ต่าง ๆ เป็นข้อมูลย้อนหลัง ซึ่งสามารถกำหนดความถี่ในการเก็บค่าได้ รวมทั้งสามารถดูผลได้เป็นประจำวัน ประจำสัปดาห์ ประจำเดือน หรือประจำปี ได้ ในรูปแบบกราฟและตาราง

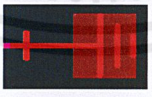
8. เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Alarm จะแสดงข้อมูล Alarm ที่เกิดขึ้นของทุกอุปกรณ์ที่อยู่ในสถานีไฟฟ้า และมีการดึงค่าขึ้นมาใช้ในระบบสกาดา ที่เราสร้างฐานข้อมูลไว้แล้ว ในส่วนนี้จะใช้เทมเพลตที่มีอยู่ในโปรแกรม

9. เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Event จะแสดงเหตุการณ์ต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นของแต่ละอุปกรณ์ที่อยู่ในสถานีไฟฟ้า และมีการดึงค่าขึ้นมาใช้ในระบบสกาดา ที่เราสร้างฐานข้อมูลไว้แล้ว ในส่วนนี้จะใช้เทมเพลตที่มีอยู่ในโปรแกรม

การสร้างเอชเอ็มไอจะอ้างอิงตาม Single Line Diagram และสัญลักษณ์ต่าง ๆ ที่แสดงในเอชเอ็มไอจะอ้างอิงบนพื้นฐานตามมาตรฐานของบริษัท ดังตารางที่ 3.2, 3.3, 3.4 และ 3.5

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

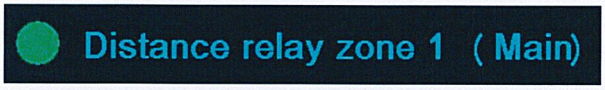
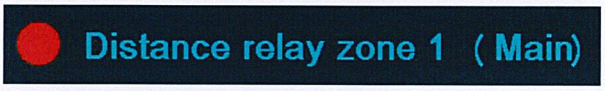
**ตารางที่ 3.7** ข้อตกลงในการแสดงผลของอุปกรณ์บนเอชเอ็มไอ

| Device | Symbol | Description |
|---|---|---|
| Disconnecting switch | | Undefined |
| | | Open |
| | | Close |
| | | Faulty |
| Circuit Breaker | | Undefined |
| | | Open |
| | | Close |
| | | Faulty |
| Earth switch | | Undefined |
| | | Open |
| |  | Close |
| | | Faulty |

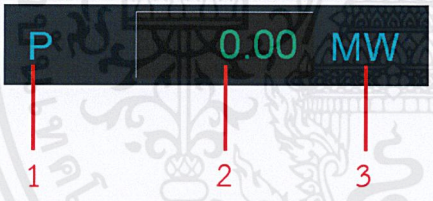


เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

**ตารางที่ 3.8** ข้อตกลงในการแจ้งเตือนเอชเอ็มไอ

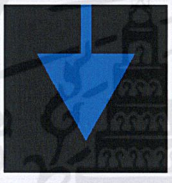
| Alarm Function | Icon | Meaning |
|---|---|---|
| Protection |   | Normal |
| |   | Trip |
| Alarm | | Normal |
| | | Alarm |

**ตารางที่ 3.9** ข้อตกลงในการแสดงพารามิเตอร์บนเอชเอ็มไอ

| Function | Object | Status | Example of use |
|---|---|---|---|
| Numeric indicators |   | 1. Object name<br>2. Active Power value<br>3. Unit | 1. P<br>2. Active Power value<br>3. MW |

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

**ตารางที่ 3.10** ข้อตกลงการใช้สัญลักษณ์บนเอชเอ็มไอ

| Symbol | Description |
|---|---|
| | Transformer |
| | Line Indicator<br>(For Incoming) |
|  | Line Indicator<br>(For Outgoing) |
| | Capacitor |

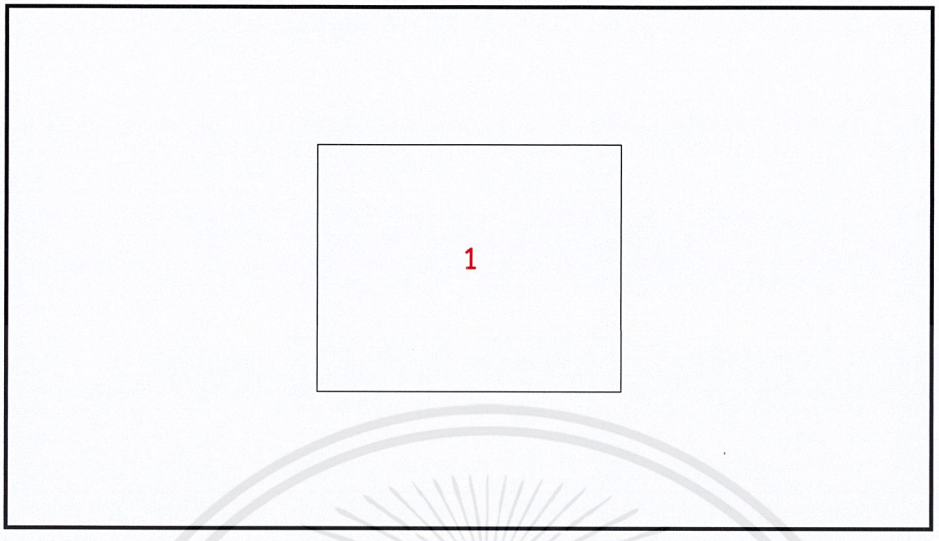
### 3.5.2 โครงสร้างของเอชเอ็มไอ

ในส่วนของโครงสร้างเอชเอ็มไอจะอธิบายถึงส่วนประกอบของแต่ละหน้าของเอชเอ็มไอ โดยเอชเอ็มไอนี้ประกอบด้วย 6 หน้า



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

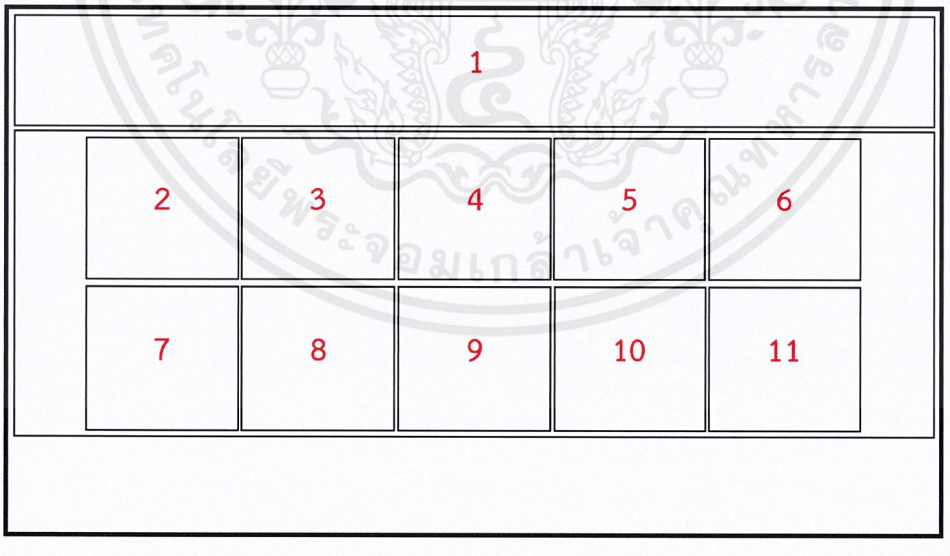
หน้าที่ 1 เป็นหน้าสำหรับยืนยันตัวตนผู้ใช้




**รูปที่ 3.14** โครงสร้างเอชเอ็มไอหน้ายืนยันตัวตนผู้ใช้

หมายเลข 1 : หน้าต่างสำหรับใส่ชื่อผู้ใช้ และรหัสผ่าน

หน้าที่ 2 เป็นส่วนแสดงเมนูหลัก




**รูปที่ 3.15** โครงสร้างเอชเอ็มไอหน้าแสดงเมนูหลัก

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

หมายเลข 1 : ส่วนบอกชื่อสถานี

หมายเลข 2 : ส่วนเชื่อมโยงไปหน้าแสดงภาพรวมของสถานีไฟฟ้า

หมายเลข 3 : ส่วนเชื่อมโยงไปหน้าแสดงระดับแรงดันไฟฟ้า 115kV

หมายเลข 4 : ส่วนเชื่อมโยงไปหน้าแสดงหม้อแปลงไฟฟ้า

หมายเลข 5 : ส่วนเชื่อมโยงไปหน้าแสดงระดับแรงดันไฟฟ้า 22kV บัสที่ 1

หมายเลข 6 : ส่วนเชื่อมโยงไปหน้าแสดงระดับแรงดันไฟฟ้า 22kV บัสที่ 2

หมายเลข 7 : ส่วนเชื่อมโยงไปหน้าแสดง Alarm

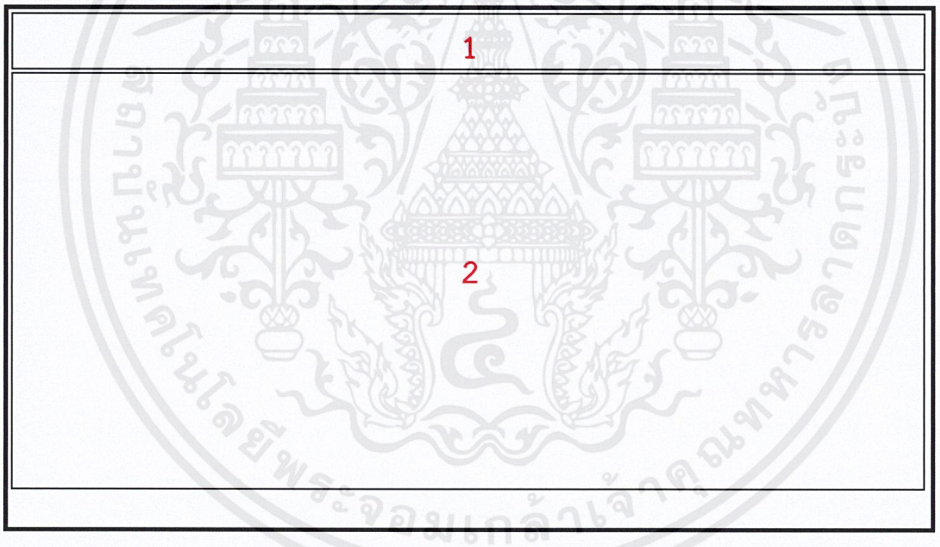
หมายเลข 8 : ส่วนเชื่อมโยงไปหน้าแสดง Event

หมายเลข 9 : ส่วนเชื่อมโยงไปหน้าแสดงเอกสารที่เกี่ยวข้อง

หมายเลข 10 : ส่วนเชื่อมโยงไปหน้าแสดง Report

หมายเลข 11 : ส่วนเชื่อมโยงไปหน้าแสดงการเชื่อมต่อ

หน้าที่ 3 เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลภาพรวมของสถานีไฟฟ้า




**รูปที่ 3.16** โครงสร้างเอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลภาพรวมของสถานีไฟฟ้า

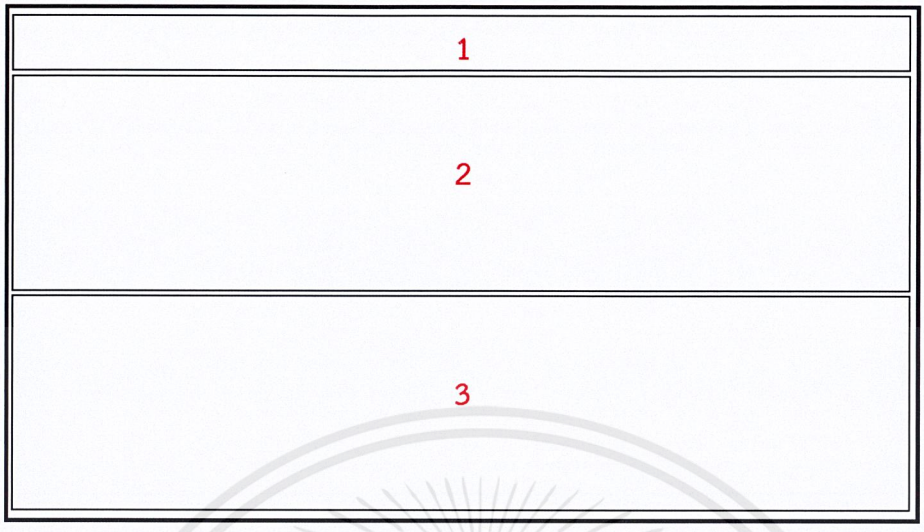
หมายเลข 1 : แถบเมนูสำหรับเชื่อมโยงไปยังหน้าต่าง ๆ พร้อมแสดงสีของหน้าที่ปรากฏอยู่

หมายเลข 2 :ภาพรวมของสถานีไฟฟ้าที่มีต้นแบบมาจาก Single Line Diagram



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

หน้าที่ 4 เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลระดับแรงดันไฟฟ้าในแต่ละส่วน



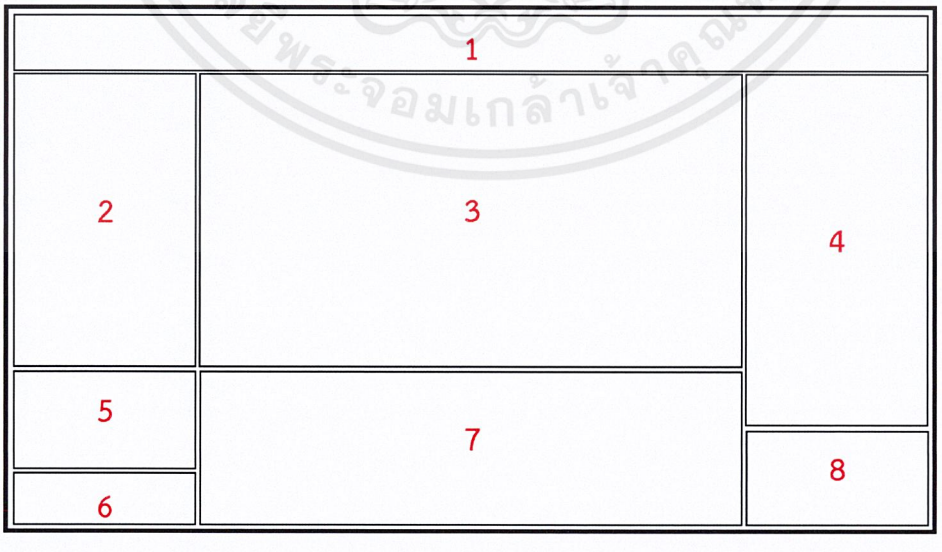

**รูปที่ 3.17** โครงสร้างเอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลระดับแรงดันไฟฟ้าในแต่ละส่วน

หมายเลข 1 : แถบเมนูสำหรับเชื่อมโยงไปยังหน้าต่าง ๆ พร้อมแสดงสีของหน้าที่ปรากฏอยู่

หมายเลข 2 : แผนภาพ Single Line Diagram ของแต่ละระดับแรงดัน

หมายเลข 3 : ค่าที่วัดจากเพาเวอร์มิเตอร์

หน้าที่ 5 เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลแต่ละเบย์




**รูปที่ 3.18** โครงสร้างเอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลแต่ละเบย์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

หมายเลข 1 : แถบเมนูสำหรับเชื่อมโยงไปยังหน้าต่าง ๆ พร้อมแสดงสีของหน้าที่ปรากฏอยู่

หมายเลข 2 : แผนภาพ Single Line Diagram แต่ละเบย์

หมายเลข 3 : Annunciator สำหรับตัวแปรชนิด Protection และ Alarm

หมายเลข 4 : ค่า Measurement

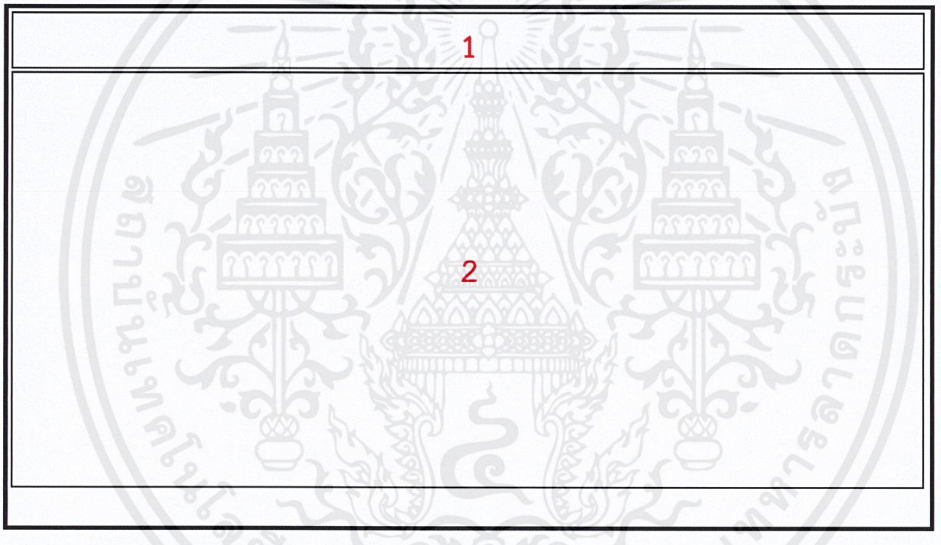
หมายเลข 5 : สถานะของสวิตช์หน้าตู้และฟังก์ชันบางชนิด

หมายเลข 6 : สถานะและสวิตช์สำหรับสั่งงานผ่านระบบสกาดา

หมายเลข 7 : Interlocking

หมายเลข 8 : สถานะของอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ

หน้าที่ 6 เอชเอ็มไอสำหรับแสดงการเชื่อมต่อ




**รูปที่ 3.19** โครงสร้างเอชเอ็มไอสำหรับแสดงการเชื่อมต่อ

หมายเลข 1 : แถบเมนูสำหรับเชื่อมโยงไปยังหน้าต่าง ๆ พร้อมแสดงสีของหน้าที่ปรากฏอยู่

หมายเลข 2 : แผนภาพการเชื่อมต่อของอุปกรณ์ต่าง ๆ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 3.5.3 ขั้นตอนการสร้างเอชเอ็มไอ

การสร้างเอชเอ็มไอมีขั้นตอนดังนี้

1. เปิดโปรแกรม Display Builder เลือก File > New เพื่อสร้างหน้าเอชเอ็มไอใหม่

2. เลือก Actions > Object Browser จะปรากฏหน้าต่าง Application

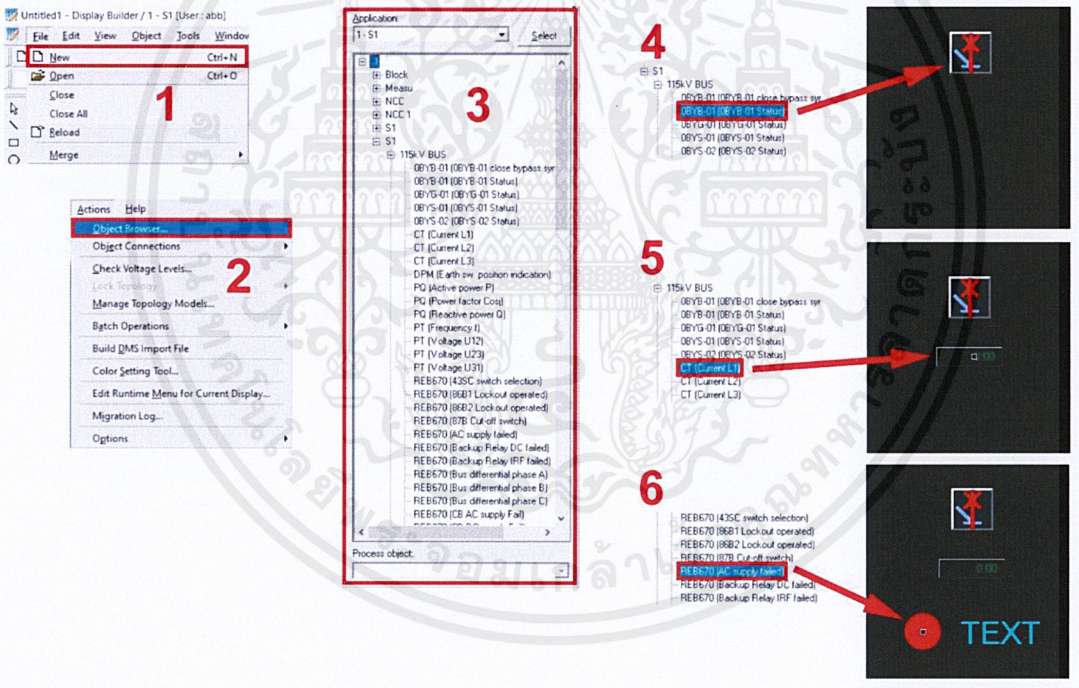
3. กด Select ในหน้าต่าง Application จะปรากฏอุปกรณ์ตามที่ได้สร้างฐานข้อมูลไว้ เลือก Station และ Bay ที่ต้องการ

4. คลิกที่อุปกรณ์ที่ต้องการ แล้วลากไปยังพื้นที่ที่ต้องการ ในที่นี้ คือ เซอร์กิตเบรกเกอร์

5. ลากอุปกรณ์ที่แสดงค่า Measurement

6. ลากอุปกรณ์ที่แสดง Alarm

ขั้นตอนการสร้างเอชเอ็มไอ แสดงดังรูปที่ 3.20




**รูปที่ 3.20** ขั้นตอนการสร้างเอชเอ็มไอ

## 3.6 หน้าเอชเอ็มไอ

เอชเอ็มไอของสถานีไฟฟ้าย่อย มี 9 ส่วน คือ ส่วนยืนยันตัวตนผู้ใช้ เอชเอ็มไอแสดงผลหลัก เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลภาพรวมของสถานีไฟฟ้า เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลแต่ละระดับแรงดัน เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลแต่ละเบย์ เอชเอ็มไอ สำหรับแสดงการเชื่อมต่อ เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Report



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Alarm และเอชเอ็มไอสำหรับแสดง Event

### 3.6.1 ส่วนยืนยันตัวตนผู้ใช้

ในส่วนนี้ผู้ใช้ต้องกรอก Username และ Password ให้ถูกต้อง เพื่อกำหนดบทบาทในการเข้าใช้งานระบบในส่วนต่าง ๆ

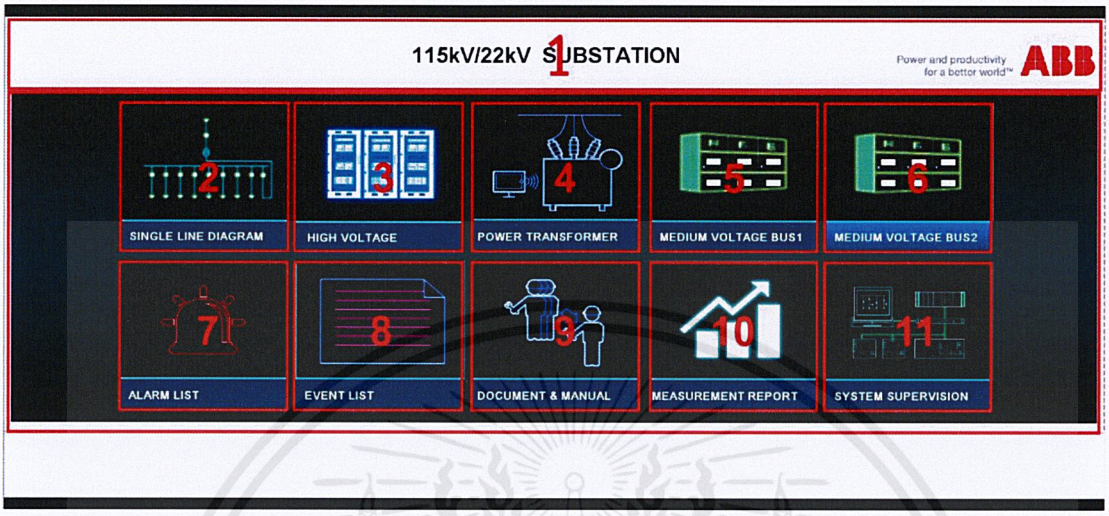
**รูปที่ 3.21** ส่วนยืนยันตัวตนผู้ใช้

หมายเลข 1 : หน้าต่างสำหรับใส่ชื่อผู้ใช้ และรหัสผ่าน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 3.6.2 เอชเอ็มไอแสดงเมนูหลัก

เอชเอ็มไอแสดงผลหลักจะแสดงชื่อหรือชนิดของสถานีไฟฟ้าและส่วนที่ใช้เชื่อมต่อไปยังหน้าต่าง ๆ




**รูปที่ 3.22** เอชเอ็มไอแสดงเมนูหลัก

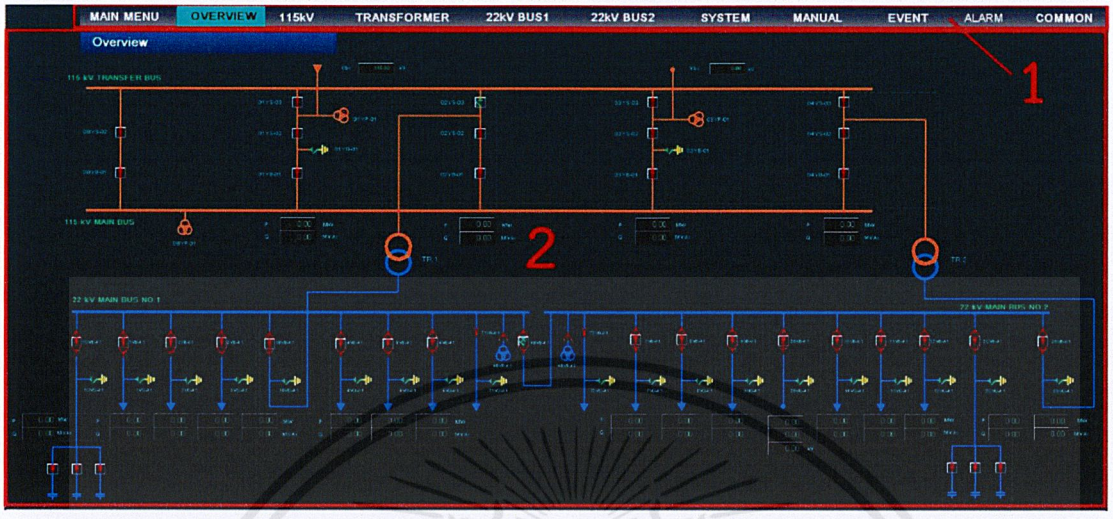
หมายเลข 1 : ส่วนบอกชื่อสถานี
หมายเลข 2 : ส่วนเชื่อมโยงไปหน้าแสดงภาพรวมของสถานีไฟฟ้า
หมายเลข 3 : ส่วนเชื่อมโยงไปหน้าแสดงระดับแรงดันไฟฟ้า 115kV
หมายเลข 4 : ส่วนเชื่อมโยงไปหน้าแสดงหม้อแปลงไฟฟ้า
หมายเลข 5 : ส่วนเชื่อมโยงไปหน้าแสดงระดับแรงดันไฟฟ้า 22kV บัสที่ 1
หมายเลข 6 : ส่วนเชื่อมโยงไปหน้าแสดงระดับแรงดันไฟฟ้า 22kV บัสที่ 2
หมายเลข 7 : ส่วนเชื่อมโยงไปหน้าแสดง Alarm
หมายเลข 8 : ส่วนเชื่อมโยงไปหน้าแสดง Event
หมายเลข 9 : ส่วนเชื่อมโยงไปหน้าแสดงเอกสารที่เกี่ยวข้อง
หมายเลข 10 : ส่วนเชื่อมโยงไปหน้าแสดง Report
หมายเลข 11 : ส่วนเชื่อมโยงไปหน้าแสดงการเชื่อมต่อ



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 3.6.3 เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลภาพรวมของสถานีไฟฟ้า

เอชเอ็มไอแสดงผลหลักจะภาพรวมของสถานีไฟฟ้าตามแบบ Single Line Diagram




**รูปที่ 3.23** เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลภาพรวมของสถานีไฟฟ้า

หมายเลข 1 : แถบเมนูสำหรับเชื่อมโยงไปยังหน้าต่าง ๆ พร้อมแสดงสีของหน้าที่ปรากฏอยู่

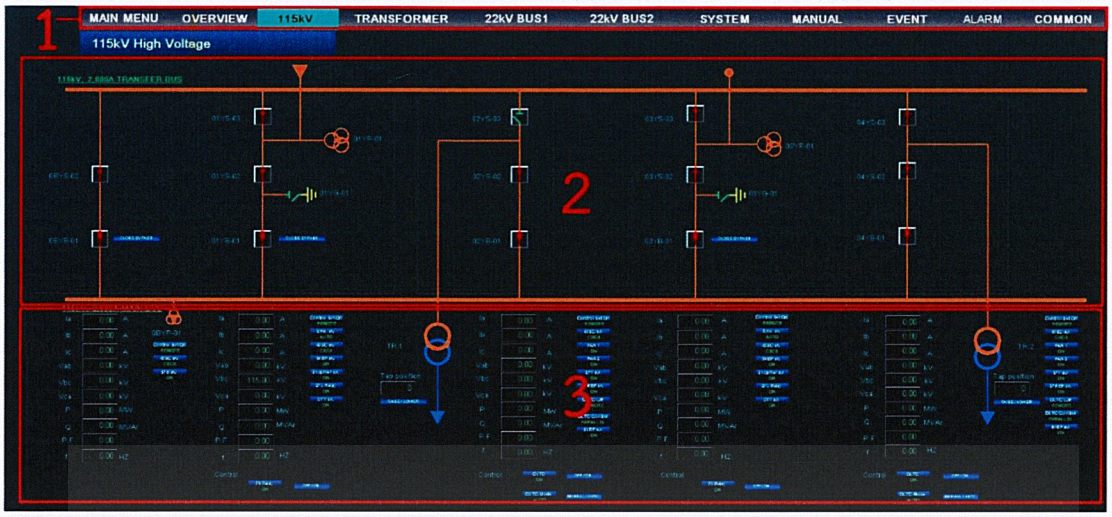
หมายเลข 2 :ภาพรวมของสถานีไฟฟ้าที่มีต้นแบบมาจาก Single Line Diagram

### 3.6.4 เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลระดับแรงดันไฟฟ้าในแต่ละส่วน

เอชเอ็มไอแสดงผลระดับแรงดันไฟฟ้าในแต่ละส่วน จะแสดงภาพรวมของสถานีไฟฟ้าในแต่ละระดับแรงดัน ได้แก่ ระดับไฟฟ้าแรงดันสูง 115kV และระดับไฟฟ้าแรงดันปานกลาง 22kV และแสดงค่าที่วัดได้จากมิเตอร์ รวมถึงสถานะของสวิตช์หน้าตู้ควบคุมด้วย



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้




**รูปที่ 3.24** เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลระดับแรงดันไฟฟ้าในแต่ละส่วน

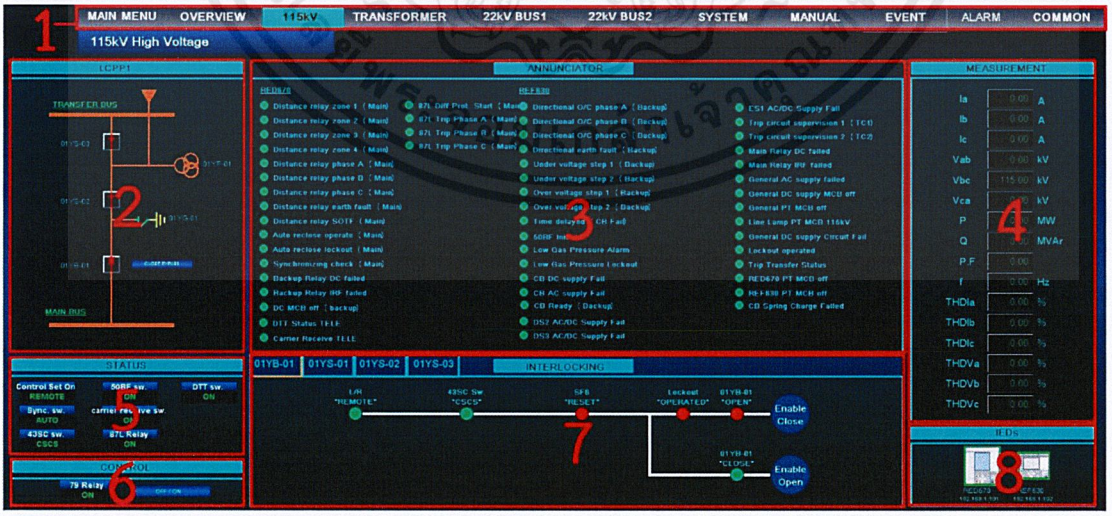
หมายเลข 1 : แถบเมนูสำหรับเชื่อมโยงไปยังหน้าต่าง ๆ พร้อมแสดงสีของหน้าที่ปรากฏอยู่

หมายเลข 2 : แผนภาพ Single Line Diagram ของแต่ละระดับแรงดัน

หมายเลข 3 : ค่าที่วัดจากเพาเวอร์มิเตอร์

### 3.6.5 เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลแต่ละเบย์

เอชเอ็มไอแสดงผลแต่ละเบย์ โดยจะแสดงผลที่มีความละเอียดมากยิ่งขึ้น โดยการแสดง Alarm และ Protection รวมถึงแสดง Interlocking ด้วย




**รูปที่ 3.25** เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลแต่ละเบย์



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

หมายเลข 1 : แถบเมนูสำหรับเชื่อมโยงไปยังหน้าต่าง ๆ พร้อมแสดงสีของหน้าที่ปรากฏอยู่

หมายเลข 2 : แผนภาพ Single Line Diagram แต่ละเบย์

หมายเลข 3 : Annunciator สำหรับตัวแปรชนิด Protection และ Alarm

หมายเลข 4 : ค่า Measurement

หมายเลข 5 : สถานะของสวิตช์หน้าตู้และฟังก์ชันบางชนิด

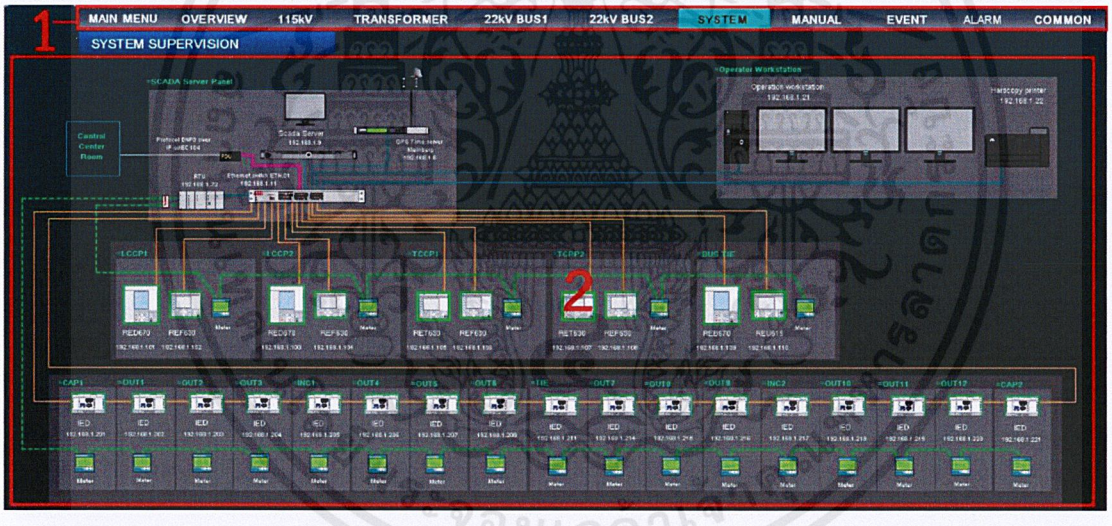
หมายเลข 6 : สถานะและสวิตช์สำหรับสั่งงานผ่านระบบสกาดา

หมายเลข 7 : Interlocking

หมายเลข 8 : สถานะของอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ

### 3.6.6 เอชเอ็มไอสำหรับแสดงการเชื่อมต่อ

เอชเอ็มไอสำหรับแสดงการเชื่อมต่อ จะมีการบอกสถานะการเชื่อมต่อของอุปกรณ์แต่ละอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ




**รูปที่ 3.26** เอชเอ็มไอสำหรับแสดงการเชื่อมต่อ

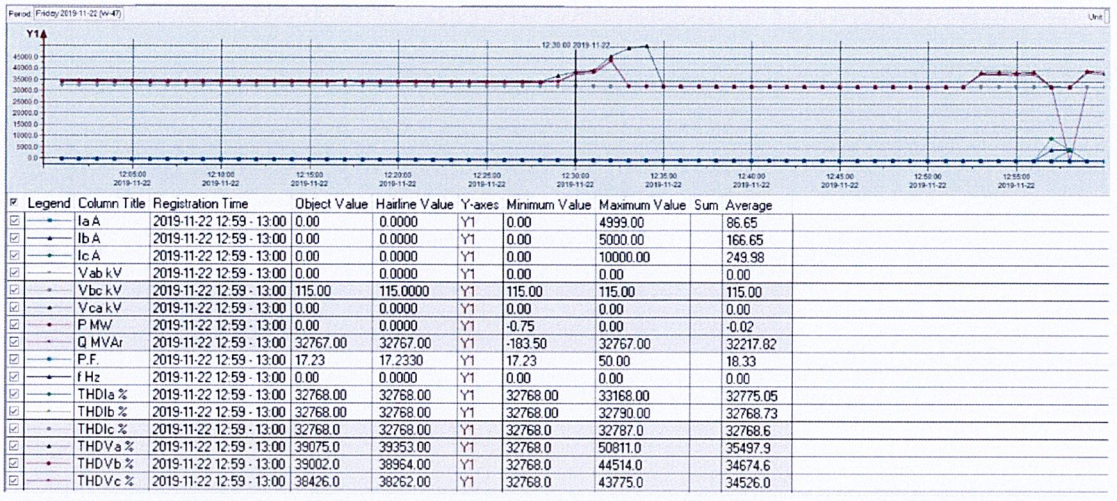
หมายเลข 1 : แถบเมนูสำหรับเชื่อมโยงไปยังหน้าต่าง ๆ พร้อมแสดงสีของหน้าที่ปรากฏอยู่

หมายเลข 2 : แผนภาพการเชื่อมต่อของอุปกรณ์ต่าง ๆ

### 3.6.7 เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Report

เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Report ของค่าที่วัดจากเพาเวอร์มิเตอร์ในรูปแบบกราฟและตารางและสามารถพิมพ์ออกเป็นไฟล์ PDF ได้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

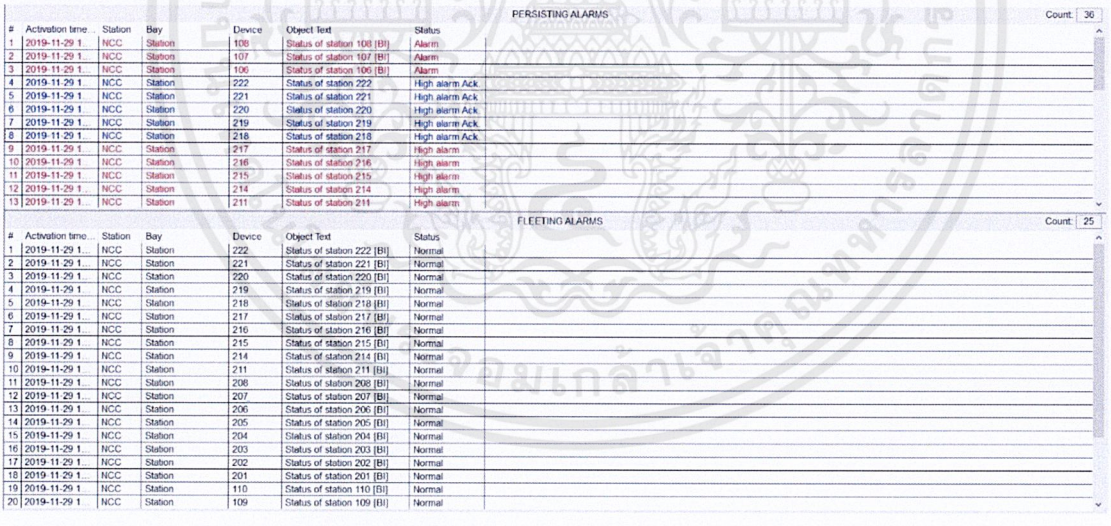


| Legend | Column Title | Registration Time | Object Value | Hairline Value | Y-axes | Minimum Value | Maximum Value | Sum | Average |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Ia A | 2019-11-22 12:59 - 13:00 | 0.00 | 0.0000 | Y1 | 0.00 | 4999.00 | | 86.65 |
| | Ib A | 2019-11-22 12:59 - 13:00 | 0.00 | 0.0000 | Y1 | 0.00 | 5000.00 | | 166.65 |
| | Ic A | 2019-11-22 12:59 - 13:00 | 0.00 | 0.0000 | Y1 | 0.00 | 10000.00 | | 249.98 |
| | Vab kV | 2019-11-22 12:59 - 13:00 | 0.00 | 0.0000 | Y1 | 0.00 | 0.00 | | 0.00 |
| | Vbc kV | 2019-11-22 12:59 - 13:00 | 115.00 | 115.0000 | Y1 | 115.00 | 115.00 | | 115.00 |
| | Vca kV | 2019-11-22 12:59 - 13:00 | 0.00 | 0.0000 | Y1 | 0.00 | 0.00 | | 0.00 |
| | P MW | 2019-11-22 12:59 - 13:00 | 0.00 | 0.0000 | Y1 | -0.75 | 0.00 | | -0.02 |
| | Q MVAr | 2019-11-22 12:59 - 13:00 | 32767.00 | 32767.00 | Y1 | -183.50 | 32767.00 | | 32217.82 |
| | P.F. | 2019-11-22 12:59 - 13:00 | 17.23 | 17.2330 | Y1 | 17.23 | 50.00 | | 18.33 |
| | f Hz | 2019-11-22 12:59 - 13:00 | 0.00 | 0.0000 | Y1 | 0.00 | 0.00 | | 0.00 |
| | THDIa % | 2019-11-22 12:59 - 13:00 | 32768.00 | 32768.00 | Y1 | 32768.00 | 33168.00 | | 32775.05 |
| | THDIb % | 2019-11-22 12:59 - 13:00 | 32768.00 | 32768.00 | Y1 | 32768.00 | 32790.00 | | 32768.73 |
| | THDIc % | 2019-11-22 12:59 - 13:00 | 32768.0 | 32768.00 | Y1 | 32768.0 | 32787.0 | | 32768.6 |
| | THDVa % | 2019-11-22 12:59 - 13:00 | 39075.0 | 39353.00 | Y1 | 32768.0 | 50811.0 | | 35497.9 |
| | THDVb % | 2019-11-22 12:59 - 13:00 | 39002.0 | 38964.00 | Y1 | 32768.0 | 44514.0 | | 34674.6 |
| | THDVc % | 2019-11-22 12:59 - 13:00 | 38426.0 | 38262.00 | Y1 | 32768.0 | 43775.0 | | 34526.0 |

**รูปที่ 3.27** เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Report

### 3.6.8 เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Alarm

เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Alarm ที่เกิดขึ้น ซึ่งมี 3 รูปแบบ คือ สีแดง Alarm ที่ยังเกิดขึ้นอยู่ สีน้ำเงิน คือ Alarm ที่เกิดขึ้นอยู่แต่ผู้ปฏิบัติงานทำการ Acknowledge แล้ว และสีดำ คือ Alarm ที่กลับสู่ภาวะปกติ แต่ผู้ปฏิบัติงานยังไม่ได้ทำการ Acknowledge



PERSISTING ALARMS — Count: 36

| # | Activation time... | Station | Bay | Device | Object Text | Status |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2019-11-29 1... | NCC | Station | 108 | Status of station 108 [BI] | Alarm |
| 2 | 2019-11-29 1... | NCC | Station | 107 | Status of station 107 [BI] | Alarm |
| 3 | 2019-11-29 1... | NCC | Station | 106 | Status of station 106 [BI] | Alarm |
| 4 | 2019-11-29 1... | NCC | Station | 222 | Status of station 222 | High alarm Ack. |
| 5 | 2019-11-29 1... | NCC | Station | 221 | Status of station 221 | High alarm Ack. |
| 6 | 2019-11-29 1... | NCC | Station | 220 | Status of station 220 | High alarm Ack. |
| 7 | 2019-11-29 1... | NCC | Station | 219 | Status of station 219 | High alarm Ack. |
| 8 | 2019-11-29 1... | NCC | Station | 218 | Status of station 218 | High alarm Ack. |
| 9 | 2019-11-29 1... | NCC | Station | 217 | Status of station 217 | High alarm |
| 10 | 2019-11-29 1... | NCC | Station | 216 | Status of station 216 | High alarm |
| 11 | 2019-11-29 1... | NCC | Station | 215 | Status of station 215 | High alarm |
| 12 | 2019-11-29 1... | NCC | Station | 214 | Status of station 214 | High alarm |
| 13 | 2019-11-29 1... | NCC | Station | 211 | Status of station 211 | High alarm |

FLEETING ALARMS — Count: 25

| # | Activation time... | Station | Bay | Device | Object Text | Status |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2019-11-29 1... | NCC | Station | 222 | Status of station 222 [BI] | Normal |
| 2 | 2019-11-29 1... | NCC | Station | 221 | Status of station 221 [BI] | Normal |
| 3 | 2019-11-29 1... | NCC | Station | 220 | Status of station 220 [BI] | Normal |
| 4 | 2019-11-29 1... | NCC | Station | 219 | Status of station 219 [BI] | Normal |
| 5 | 2019-11-29 1... | NCC | Station | 218 | Status of station 218 [BI] | Normal |
| 6 | 2019-11-29 1... | NCC | Station | 217 | Status of station 217 [BI] | Normal |
| 7 | 2019-11-29 1... | NCC | Station | 216 | Status of station 216 [BI] | Normal |
| 8 | 2019-11-29 1... | NCC | Station | 215 | Status of station 215 [BI] | Normal |
| 9 | 2019-11-29 1... | NCC | Station | 214 | Status of station 214 [BI] | Normal |
| 10 | 2019-11-29 1... | NCC | Station | 211 | Status of station 211 [BI] | Normal |
| 11 | 2019-11-29 1... | NCC | Station | 208 | Status of station 208 [BI] | Normal |
| 12 | 2019-11-29 1... | NCC | Station | 207 | Status of station 207 [BI] | Normal |
| 13 | 2019-11-29 1... | NCC | Station | 206 | Status of station 206 [BI] | Normal |
| 14 | 2019-11-29 1... | NCC | Station | 205 | Status of station 205 [BI] | Normal |
| 15 | 2019-11-29 1... | NCC | Station | 204 | Status of station 204 [BI] | Normal |
| 16 | 2019-11-29 1... | NCC | Station | 203 | Status of station 203 [BI] | Normal |
| 17 | 2019-11-29 1... | NCC | Station | 202 | Status of station 202 [BI] | Normal |
| 18 | 2019-11-29 1... | NCC | Station | 201 | Status of station 201 [BI] | Normal |
| 19 | 2019-11-29 1... | NCC | Station | 110 | Status of station 110 [BI] | Normal |
| 20 | 2019-11-29 1... | NCC | Station | 109 | Status of station 109 [BI] | Normal |

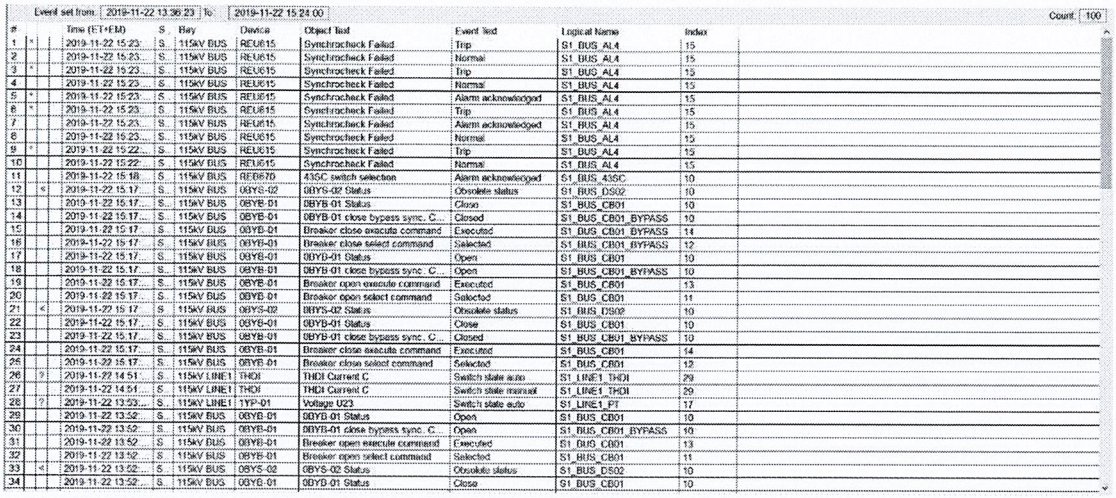
**รูปที่ 3.28** เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Alarm

### 3.6.9 เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Event

เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Event ที่เกิดขึ้น โดยแสดงเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น ลักษณะของเหตุการณ์ อุปกรณ์ที่เกิดเหตุการณ์ รวมถึงวันและเวลาที่เกิดเหตุการณ์ด้วย



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



Event set from: 2019-11-22 13:36:23 To: 2019-11-22 15:24:00 Count: 100

| # | | | Time (ET+DST) | S | Bay | Device | Object Text | Event Text | Logical Name | Index |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | * | | 2019-11-22 15:23:... | S... | 115kV BUS | REU615 | Synchrocheck Failed | Trip | S1_BUS_AL4 | 15 |
| 2 | | | 2019-11-22 15:23:... | S... | 115kV BUS | REU615 | Synchrocheck Failed | Normal | S1_BUS_AL4 | 15 |
| 3 | * | | 2019-11-22 15:23:... | S... | 115kV BUS | REU615 | Synchrocheck Failed | Trip | S1_BUS_AL4 | 15 |
| 4 | | | 2019-11-22 15:23:... | S... | 115kV BUS | REU615 | Synchrocheck Failed | Normal | S1_BUS_AL4 | 15 |
| 5 | * | | 2019-11-22 15:23:... | S... | 115kV BUS | REU615 | Synchrocheck Failed | Alarm acknowledged | S1_BUS_AL4 | 15 |
| 6 | * | | 2019-11-22 15:23:... | S... | 115kV BUS | REU615 | Synchrocheck Failed | Trip | S1_BUS_AL4 | 15 |
| 7 | | | 2019-11-22 15:23:... | S... | 115kV BUS | REU615 | Synchrocheck Failed | Alarm acknowledged | S1_BUS_AL4 | 15 |
| 8 | | | 2019-11-22 15:23:... | S... | 115kV BUS | REU615 | Synchrocheck Failed | Normal | S1_BUS_AL4 | 15 |
| 9 | * | | 2019-11-22 15:22:... | S... | 115kV BUS | REU615 | Synchrocheck Failed | Trip | S1_BUS_AL4 | 15 |
| 10 | | | 2019-11-22 15:22:... | S... | 115kV BUS | REU615 | Synchrocheck Failed | Normal | S1_BUS_AL4 | 15 |
| 11 | | | 2019-11-22 15:18:... | S... | 115kV BUS | RED670 | 435C switch selection | Alarm acknowledged | S1_BUS_435C | 10 |
| 12 | | < | 2019-11-22 15:17:... | S... | 115kV BUS | 08YS-02 | 08YS-02 Status | Obsolete status | S1_BUS_DS02 | 10 |
| 13 | | | 2019-11-22 15:17:... | S... | 115kV BUS | 08YB-01 | 08YB-01 Status | Close | S1_BUS_CB01 | 10 |
| 14 | | | 2019-11-22 15:17:... | S... | 115kV BUS | 08YB-01 | 08YB-01 close bypass sync. C... | Closed | S1_BUS_CB01_BYPASS | 10 |
| 15 | | | 2019-11-22 15:17:... | S... | 115kV BUS | 08YB-01 | Breaker close execute command | Executed | S1_BUS_CB01_BYPASS | 14 |
| 16 | | | 2019-11-22 15:17:... | S... | 115kV BUS | 08YB-01 | Breaker close select command | Selected | S1_BUS_CB01_BYPASS | 12 |
| 17 | | | 2019-11-22 15:17:... | S... | 115kV BUS | 08YB-01 | 08YB-01 Status | Open | S1_BUS_CB01 | 10 |
| 18 | | | 2019-11-22 15:17:... | S... | 115kV BUS | 08YB-01 | 08YB-01 close bypass sync. C... | Open | S1_BUS_CB01_BYPASS | 10 |
| 19 | | | 2019-11-22 15:17:... | S... | 115kV BUS | 08YB-01 | Breaker open execute command | Executed | S1_BUS_CB01 | 13 |
| 20 | | | 2019-11-22 15:17:... | S... | 115kV BUS | 08YB-01 | Breaker open select command | Selected | S1_BUS_CB01 | 11 |
| 21 | | < | 2019-11-22 15:17:... | S... | 115kV BUS | 08YS-02 | 08YS-02 Status | Obsolete status | S1_BUS_DS02 | 10 |
| 22 | | | 2019-11-22 15:17:... | S... | 115kV BUS | 08YB-01 | 08YB-01 Status | Close | S1_BUS_CB01 | 10 |
| 23 | | | 2019-11-22 15:17:... | S... | 115kV BUS | 08YB-01 | 08YB-01 close bypass sync. C... | Closed | S1_BUS_CB01_BYPASS | 10 |
| 24 | | | 2019-11-22 15:17:... | S... | 115kV BUS | 08YB-01 | Breaker close execute command | Executed | S1_BUS_CB01 | 14 |
| 25 | | | 2019-11-22 15:17:... | S... | 115kV BUS | 08YB-01 | Breaker close select command | Selected | S1_BUS_CB01 | 12 |
| 26 | | ? | 2019-11-22 14:51:... | S... | 115kV LINE1 | THDI | THDI Current C | Switch state auto | S1_LINE1_THDI | 29 |
| 27 | | | 2019-11-22 14:51:... | S... | 115kV LINE1 | THDI | THDI Current C | Switch state manual | S1_LINE1_THDI | 29 |
| 28 | | ? | 2019-11-22 13:53:... | S... | 115kV LINE1 | TYP-01 | Voltage U23 | Switch state auto | S1_LINE1_PT | 17 |
| 29 | | | 2019-11-22 13:52:... | S... | 115kV BUS | 08YB-01 | 08YB-01 Status | Open | S1_BUS_CB01 | 10 |
| 30 | | | 2019-11-22 13:52:... | S... | 115kV BUS | 08YB-01 | 08YB-01 close bypass sync. C... | Open | S1_BUS_CB01_BYPASS | 10 |
| 31 | | | 2019-11-22 13:52:... | S... | 115kV BUS | 08YB-01 | Breaker open execute command | Executed | S1_BUS_CB01 | 13 |
| 32 | | | 2019-11-22 13:52:... | S... | 115kV BUS | 08YB-01 | Breaker open select command | Selected | S1_BUS_CB01 | 11 |
| 33 | | < | 2019-11-22 13:52:... | S... | 115kV BUS | 08YS-02 | 08YS-02 Status | Obsolete status | S1_BUS_DS02 | 10 |
| 34 | | | 2019-11-22 13:52:... | S... | 115kV BUS | 08YB-01 | 08YB-01 Status | Close | S1_BUS_CB01 | 10 |

**รูปที่ 3.29** เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Event

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

# บทที่ 4
# ผลการดำเนินการ

## 4.1 กล่าวนำ

จากบทที่ 3 ได้มีการกล่าวถึงการดำเนินโครงงานในขั้นตอนต่าง ๆ บทนี้จะกล่าวถึงผลของการดำเนินงานทั้งหมดที่ได้จากกการทดสอบตามเอกสารทดสอบเพื่อตรวจรับงาน ผลของการทดสอบเพื่อตรวจรับงานใช้ในการยืนยันได้ว่า การทำงานของระบบสกาดาที่สร้างขึ้นใหม่ตรงตามความต้องการของเจ้าของงาน โดยการทดสอบจะแบ่งเป็น 2 ส่วน คือ การตรวจสอบอุปกรณ์ภายนอกด้วยสายตาและการทดสอบ I/O Signal

## 4.2 ผลการตรวจสอบชนิดและจำนวนของอุปกรณ์ที่ติดตั้งในระบบ

ในส่วนนี้จะทำการตรวจสอบความถูกต้องของฮาร์ดแวร์ที่ติดตั้งที่ CSCS Panel, Operator Desk และ RTU พร้อมทั้งซอฟต์แวร์ที่ติดตั้ง โดยตรวจสอบอุปกรณ์ตามเอกสารอ้างอิงรายการวัสดุ (Bill of Material: BOM) และมีการจดหมายเลขประจำเครื่อง (Serial Number) และตรวจสอบอุปกรณ์ที่ติดตั้งว่าตรงกับรายการที่ระบุไว้ในเอกสารอ้างอิงรายการวัสดุหรือไม่

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## 6. Visual Equipment Inspection

### 6.1 Hardware check list

| Test number | H1 | Specification |
|---|---|---|
| | | Make sure that the hardware in station level complies with the specifications of the offer. |

#### 6.1.1 CSCS Panel

| Section | Equipment | Serial no. | Pass | Remark |
|---|---|---|---|---|
| 1 | **Computer server** | | ☑ | ☐ |
| | ● **SCADA Server**<br>- 1U Rack PowerEdge R340 Server<br>- CPU Intel Xeon Processor E-2124 3.30GHz,8M Cache,4C/8T<br>- RAM 8GB 2400MT/s DDR4 UDIMM<br>- 1x HDD 1 TB/7200RPM 3.5" SATA Hot Plug (RAID1)<br>- Redundant Power Supply 350 Watt Hot Plug<br>- Optical Drive 8x DVD+/-RW SATA<br>- Windows Server 2016<br>*Manufacturer : DELL*<br>*Quantity : 1 set* | GS | | |
| | ● **Monitor**<br>- LED 18.5" Monitor<br>*Manufacturer : DELL P1917s*<br>*Quantity : 1 set* | CN- -TV100-952- | ☑ | ☐ |
| | ● **Mouse and Keybord**<br>*Manufacturer : DELL* Key Bord.<br>*Quantity : 1 set* | | ☑ | ☐ |

**รูปที่ 4.1** ตัวอย่างรายการตรวจสอบฮาร์ดแวร์



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

6.2 **Software check list**

| Test number | S1 | Software installations<br>Make sure that the following software is installed in the HMI computer. |
|---|---|---|

| Section | Equipment | Serial no. | Pass | Remark |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Windows Server 2016 64bit | 00377- -00451-<br>AA | ☑ | ☐ |
| 2 | Windows 10 Professional 64-Bit | 00391- -00000- | ☑ | ☐ |
| 3 | MicroSCADA Pro Control system SYS600 9.4 FP2 | | ☑ | ☐ |
| 4 | PCM600 | | ☑ | ☐ |

**รูปที่ 4.2** ตัวอย่างรายการตรวจสอบซอฟต์แวร์

## 4.3 ผลการทดสอบความถูกต้องของการอ้างอิงตัวแปร

ในการทดสอบความถูกต้องของการอ้างอิงตัวแปร จะใช้การจำลองค่า ซึ่งมีเทคนิคในการจำลองหลายแบบบ โดยค่าที่เป็น Alarm จะทำการส่งสัญญาณด้วยการใช้สาย Simulation ต่อกับเทอมินอล (Terminal) ตามแบบ เพื่อลัดวงจร แล้วสังเกตค่าที่ขึ้นบนสกาดาว่าตรงกับสัญญาณที่ส่งมาหรือไม่ การทดสอบด้วยเครื่อง Omicron จะใช้ทำสอบสำหรับส่งค่าแจ้งเตือน Protection โดยการจำลองค่าหากมีกระแสเกิน หรือแรงดันเกินจะเกิดการแจ้งเตือนหรือไม่ รวมถึงส่งสัญญาณ Measurement เพื่อดูค่าจากระบบสกาดาและเปรียบเทียบกับเพาเวอร์มิเตอร์ที่ติดตั้งที่หน้าตู้ รวมถึงมีการบิดสวิตช์ที่หน้าตู้ เพื่อจำลองการเปิด/ปิดสวิตช์ต่าง ๆว่าหน้าจอแสดงผลตรงตามหน้าตู้หรือไม่ และการใช้ Simulation Box ต่อเข้ากับตัวรีเลย์ เพื่อรับค่าคำสั่งที่สั่งจากระบบสกาดา



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

| Item no. | Process point description | | | | Criteria | MicroSCADA | | | | Remark |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Data format description | | | | | Display | Control | Event List | Alarm List | |
| | Sub. Name | Bay Name | Object | Description | | | | | | |
| Status | | | | | | | | | | |
| 1 | S1 | 115kV LINE1 | | DTT switch status | Off | ✓ | | ✓ | | |
| | | | | | On | ✓ | | ✓ | | |
| 2 | S1 | 115kV LINE1 | | 87L switch status | Off | ✓ | | ✓ | | |
| | | | | | On | ✓ | | ✓ | | |
| 3 | S1 | 115kV LINE1 | | 85 Carrier Cut-off switch | Off | ✓ | | ✓ | | |
| | | | | | On | ✓ | | ✓ | | |
| 4 | S1 | 115kV LINE1 | | 79 Auto Redosing Switch Status | Off | ✓ | | ✓ | | |
| | | | | | On | ✓ | | ✓ | | |
| 5 | S1 | 115kV LINE1 | | Sync. selector switch status | Normal | ✓ | | ✓ | | |
| | | | | | Manual | ✓ | | ✓ | | |
| | | | | | Auto | ✓ | | ✓ | | |
| | | | | | | | | | | |
| Alarm | | | | | | | | | | |
| 1 | S1 | 115kV LINE1 | RED670 | Backup Relay DC failed | Normal / Alarm | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 2 | S1 | 115kV LINE1 | RED670 | Backup Relay IRF failed | Normal / Alarm | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 3 | S1 | 115kV LINE1 | RED670 | DC MCB off (backup) | Normal / Alarm | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 4 | S1 | 115kV LINE1 | RED670 | DTT Status TELE | Normal / Alarm | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 5 | S1 | 115kV LINE1 | RED670 | Carrier Receive TELE | Normal / Alarm | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| | | | | | | | | | | |
| Protection | | | | | | | | | | |
| 1 | S1 | 115kV LINE1 | RED670 | 87L Diff. Prot. Start (Main) | Normal / Trip | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 2 | S1 | 115kV LINE1 | RED670 | 87L Trip Phase A (Main) | Normal / Trip | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 3 | S1 | 115kV LINE1 | RED670 | 87L Trip Phase B (Main) | Normal / Trip | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 4 | S1 | 115kV LINE1 | RED670 | 87L Trip Phase C (Main) | Normal / Trip | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 5 | S1 | 115kV LINE1 | RED670 | Distance relay zone 1 (Main) | Normal / Trip | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 6 | S1 | 115kV LINE1 | RED670 | Distance relay zone 2 (Main) | Normal / Trip | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 7 | S1 | 115kV LINE1 | RED670 | Distance relay zone 3 (Main) | Normal / Trip | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 8 | S1 | 115kV LINE1 | RED670 | Distance relay zone 4 (Main) | Normal / Trip | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 9 | S1 | 115kV LINE1 | RED670 | Distance relay phase A (Main) | Normal / Trip | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 10 | S1 | 115kV LINE1 | RED670 | Distance relay phase B (Main) | Normal / Trip | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 11 | S1 | 115kV LINE1 | RED670 | Distance relay phase C (Main) | Normal / Trip | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 12 | S1 | 115kV LINE1 | RED670 | Distance relay earth fault (Main) | Normal / Trip | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 13 | S1 | 115kV LINE1 | RED670 | Distance relay SOTF (Main) | Normal / Trip | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 14 | S1 | 115kV LINE1 | RED670 | Auto reclose operate (Main) | Normal / Trip | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 15 | S1 | 115kV LINE1 | RED670 | Auto reclose lockout (Main) | Normal / Trip | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 16 | S1 | 115kV LINE1 | RED670 | Synchronizing check (Main) | Normal / Operated | ✓ | | ✓ | ✓ | |

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

| Item no. | Process point description: Data format description: Sub. Name | Bay Name | Object | Description | Criteria | MicroSCADA: Display | Control | Event List | Alarm List | Remark |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Status | | | | | | | | | | |
| 1 | S1 | 115kV LINE1 | 1YB-01 | Breaker position indication | Open | ✓ | | ✓ | | |
| | | | | | Closed | ✓ | | ✓ | | |
| 2 | S1 | 115kV LINE1 | 1YS-02 | Discon. position indication | Open | ✓ | | ✓ | | |
| | | | | | Closed | ✓ | | ✓ | | |
| 3 | S1 | 115kV LINE1 | 1YS-03 | Discon. position indication | Open | ✓ | | ✓ | | |
| | | | | | Closed | ✓ | | ✓ | | |
| 4 | S1 | 115kV LINE1 | 1YG-01 | Earth sw. position indication | Open | ✓ | | ✓ | | |
| | | | | | Closed | ✓ | | ✓ | | |
| 5 | S1 | 115kV LINE1 | | 50BF Switch Status | Off | ✓ | | ✓ | | |
| | | | | | On | ✓ | | ✓ | | |
| 6 | S1 | 115kV LINE1 | | Control Set On | Local | ✓ | | ✓ | | |
| | | | | | Remote | ✓ | | ✓ | | |
| 7 | S1 | 115kV LINE1 | | Selector control status | SUB | ✓ | | ✓ | | |
| | | | | | CSCS | ✓ | | ✓ | | |
| Alarm | | | | | | | | | | |
| 1 | S1 | 115kV LINE1 | REF630 | 50BF Initiate | Normal / Operated | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 2 | S1 | 115kV LINE1 | REF630 | Low Gas Pressure Alarm | Normal / Alarm | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 3 | S1 | 115kV LINE1 | REF630 | Low Gas Pressure Lockout | Normal / Lockout | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 4 | S1 | 115kV LINE1 | REF630 | CB Spring Charge Failed | Normal / Alarm | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 5 | S1 | 115kV LINE1 | REF630 | CB DC supply Fail | Normal / Alarm | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 6 | S1 | 115kV LINE1 | REF630 | CB AC supply Fail | Normal / Alarm | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 7 | S1 | 115kV LINE1 | REF630 | CB Ready (Backup) | Normal / Alarm | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 8 | S1 | 115kV LINE1 | REF630 | DS2 AC/DC Supply Fail | Normal / Alarm | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 9 | S1 | 115kV LINE1 | REF630 | DS3 AC/DC Supply Fail | Normal / Alarm | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 10 | S1 | 115kV LINE1 | REF630 | ES1 AC/DC Supply Fail | Normal / Alarm | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 11 | S1 | 115kV LINE1 | REF630 | Trip circuit supervision 1 (TC1) | Normal / Alarm | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 12 | S1 | 115kV LINE1 | REF630 | Trip circuit supervision 2 (TC2) | Normal / Alarm | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 13 | S1 | 115kV LINE1 | REF630 | Main Relay DC failed | Normal / Alarm | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 14 | S1 | 115kV LINE1 | REF630 | Main Relay IRF failed | Normal / Alarm | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 15 | S1 | 115kV LINE1 | REF630 | ~~General~~ AC supply failed | Normal / Alarm | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 16 | S1 | 115kV LINE1 | REF630 | General DC supply MCB off | Normal / Alarm | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 17 | S1 | 115kV LINE1 | REF630 | General PT MCB off | Normal / Alarm | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 18 | S1 | 115kV LINE1 | REF630 | ~~General~~ PT MCB 115kV | Normal / Alarm | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 19 | S1 | 115kV LINE1 | REF630 | General DC supply Circuit Fail | Normal / Alarm | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 20 | S1 | 115kV LINE1 | REF630 | Lockout operated | Normal / Lockout | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 21 | S1 | 115kV LINE1 | REF630 | Trip Transfer Status | Normal / Alarm | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 22 | S1 | 115kV LINE1 | REF630 | RED670 PT MCB off | Normal / Alarm | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 23 | S1 | 115kV LINE1 | REF630 | REF630 PT MCB off | Normal / Alarm | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| | | | | | | | | | | |

Line Lamp

| Item no. | Process point description: Data format description: Sub. Name | Bay Name | Object | Description | Criteria | MicroSCADA: Display | Control | Event List | Alarm List | Remark |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Protection | | | | | | | | | | |
| 1 | S1 | 115kV LINE1 | REF630 | Directional O/C phase A (Backup) | Normal / Trip | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 2 | S1 | 115kV LINE1 | REF630 | Directional O/C phase B (Backup) | Normal / Trip | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 3 | S1 | 115kV LINE1 | REF630 | Directional O/C phase C (Backup) | Normal / Trip | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 4 | S1 | 115kV LINE1 | REF630 | Directional earth fault (Backup) | Normal / Trip | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 5 | S1 | 115kV LINE1 | REF630 | Under voltage step 1 (Backup) | Normal / Alarm | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 6 | S1 | 115kV LINE1 | REF630 | Under voltage step 2 (Backup) | Normal / Trip | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 7 | S1 | 115kV LINE1 | REF630 | Over voltage step 1 (Backup) | Normal / Alarm | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 8 | S1 | 115kV LINE1 | REF630 | Over voltage step 2 (Backup) | Normal / Trip | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| 9 | S1 | 115kV LINE1 | REF630 | Time delayed (CB Fail) | Normal / Trip | ✓ | | ✓ | ✓ | |
| | | | | | | | | | | |
| Control | | | | | | | | | | |
| 1 | S1 | 115kV LINE1 | 01YB-01 | Breaker execute command | Open | | ✓ | ✓ | | |
| | | | | | Closed | | ✓ | ✓ | | |
| 2 | S1 | 115kV LINE1 | 01YS-02 | Disconn. execute command | Open | | ✓ | ✓ | | |
| | | | | | Closed | | ✓ | ✓ | | |
| 3 | S1 | 115kV LINE1 | 01YS-03 | Disconn. execute command | Open | | ✓ | ✓ | | |
| | | | | | Closed | | ✓ | ✓ | | |
| 4 | S1 | 115kV LINE1 | 01YB-01 | Auto reclose execute command | Off | | ✓ | ✓ | | |
| | | | | | On | | ✓ | ✓ | | |
| 5 | S1 | 115kV LINE1 | 01YB-01 | Breaker Close bypass execute command | | | | | | |
| | | | | | Closed | | ✓ | ✓ | | |
| | | | | | | | | | | |

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

| Item no. | Data format description | | | | Criteria | Display | | Remark |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Sub. Name | Bay Name | Object | Description | | METER | SCADA | |
| Measurement | | | | | | | | |
| 1 | S1 | 115kV LINE1 | CT | Current phase A | 2% | 36.0 | 36.00 | |
| | | | | | 50% | 899.7 | 899.91 | |
| | | | | | 100% | 1802.0 | 1802.16 | |
| 2 | S1 | 115kV LINE1 | CT | Current phase B | 2% | 36.0 | 36.00 | |
| | | | | | 50% | 899.9 | 900.09 | |
| | | | | | 100% | 1802.7 | 1802.70 | |
| 3 | S1 | 115kV LINE1 | CT | Current phase C | 2% | 36.0 | 36.00 | |
| | | | | | 50% | 899.8 | 899.91 | |
| | | | | | 100% | 1802.3 | 1802.52 | |
| 4 | S1 | 115kV LINE1 | PT | Voltage A-B | 90% | 103.45 | 103.44 | |
| | | | | | 100% | 114.90 | 114.93 | |
| | | | | | 110% | 126.40 | 126.42 | |
| 5 | S1 | 115kV LINE1 | PT | Voltage B-C | 90% | 103.40 | 103.41 | |
| | | | | | 100% | 114.92 | 114.90 | |
| | | | | | 110% | 126.4 | 126.39 | |
| 6 | S1 | 115kV LINE1 | PT | Voltage C-A | 90% | 103.46 | 103.44 | |
| | | | | | 100% | 114.97 | 114.96 | |
| | | | | | 110% | 126.40 | 126.47 | |
| 7 | S1 | 115kV LINE1 | PQ | Active power P | -50% | -179.1 | -179.26 | |
| | | | | | 50% | 179.1 | 179.23 | |
| | | | | | -100% | -358.3 | -358.56 | |
| | | | | | 100% | 358.2 | 358.52 | |
| 8 | S1 | 115kV LINE1 | PQ | Reactive power Q | -50% | -179.1 | -179.19 | |
| | | | | | 50% | 179.1 | 179.23 | |
| | | | | | -100% | -358.3 | -358.45 | |
| | | | | | 100% | 358.2 | 358.49 | |
| 9 | S1 | 115kV LINE1 | PQ | Power factor cosj | cos(0) | -0.002 | 0.00 | |
| | | | | | cos(30) | 0.865 | 0.87 | |
| | | | | | cos(150) | -0.867 | -0.87 | |
| 10 | S1 | 115kV LINE1 | PT | Frequency f | 45 | 45 | 45 | |
| | | | | | 50 | 50 | 50 | |
| | | | | | 55 | 55 | 55 | |

| Item no. | Data format description | | | | Criteria | Display | | Remark |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Sub. Name | Bay Name | Object | Description | | METER | SCADA | |
| 11 | S1 | 115kV LINE1 | THDI | THD current phase A | 5.22% | 5.27 | 5.27 | |
| | | | | | 23.67% | 23.69 | 23.69 | |
| 12 | S1 | 115kV LINE1 | THDI | THD current phase B | 5.22% | 5.34 | 5.34 | |
| | | | | | 23.67% | 23.69 | 23.69 | |
| 13 | S1 | 115kV LINE1 | THDI | THD current phase C | 5.22% | 5.25 | 5.26 | |
| | | | | | 23.67% | 23.69 | 23.69 | |
| 14 | S1 | 115kV LINE1 | THDV | THD voltage phase A | 5.22% | 5.26 | 5.25 | |
| | | | | | 23.67% | 23.68 | 23.66 | |
| 15 | S1 | 115kV LINE1 | THDV | THD voltage phase B | 5.22% | 5.29 | 5.27 | |
| | | | | | 23.67% | 23.69 | 23.67 | |
| 16 | S1 | 115kV LINE1 | THDV | THD voltage phase C | 5.22% | 5.27 | 5.27 | |
| | | | | | 23.67% | 23.74 | 23.70 | |

**รูปที่ 4.3** ตัวอย่างรายการทดสอบ I/O Signal

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## 4.4 ผลการทดสอบเอชเอ็มไอ

### 4.4.1 การทดสอบ Alarm และ Protection Point

เอชเอ็มไอจะแสดงผล Alarm และ Protection เมื่อเกิดเหตุการณ์ความผิดปกติ ดังรูปที่ 4.4 พร้อมแสดงในหน้า Alarm List ดังรูปที่ 4.5

**รูปที่ 4.4** การทดสอบ Alarm และ Protection

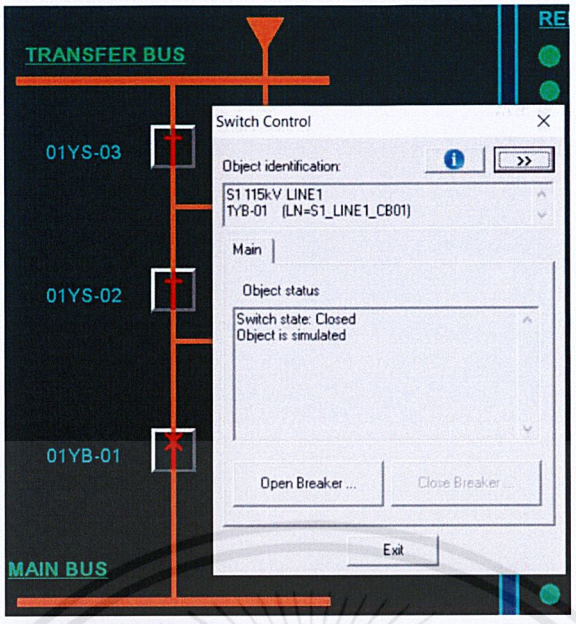
| # | Activation time... | Station | Bay | Device | Object Text | Status |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2019-12-13 1... | S1 | 115kV LINE1 | RED670 | Distance relay phase C (Main) | Alarm |
| 2 | 2019-12-13 1... | S1 | 115kV LINE1 | RED670 | Distance relay phase B (Main) | Alarm |
| 3 | 2019-12-13 1... | S1 | 115kV LINE1 | RED670 | Distance relay phase A (Main) | Alarm |
| 4 | 2019-12-13 1... | S1 | 115kV LINE1 | RED670 | Distance relay zone 1 (Main) | Alarm |

**รูปที่ 4.5** แสดงสถานะ Alarm ที่เกิดขึ้น ใน Alarm List

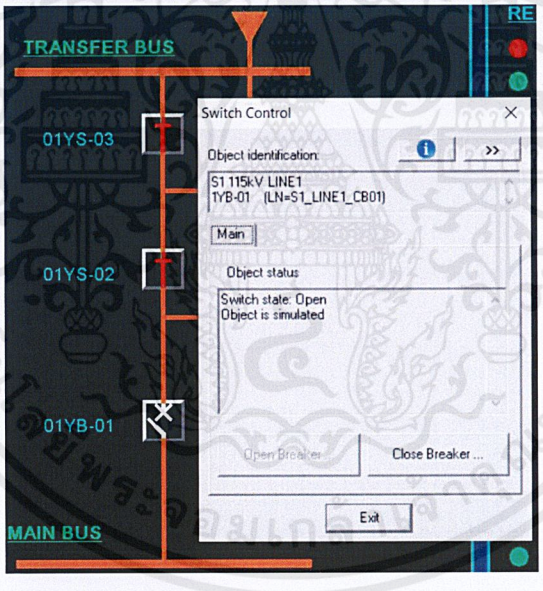
### 4.4.2 การทดสอบ Control Point

การทดสอบการสั่งอุปกรณ์ตัดต่อผ่านระบบสกาดา เมื่อคลิกที่อุปกรณ์ที่ต้องการสั่งงาน จะแสดงหน้าต่าง Switch control ขึ้นมาให้กดสั่งงาน ดังรูปที่ 4.7 และ 4.8

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้




**รูปที่ 4.6** หน้าต่าง Switch control สำหรับ Open อุปกรณ์ตัดต่อ



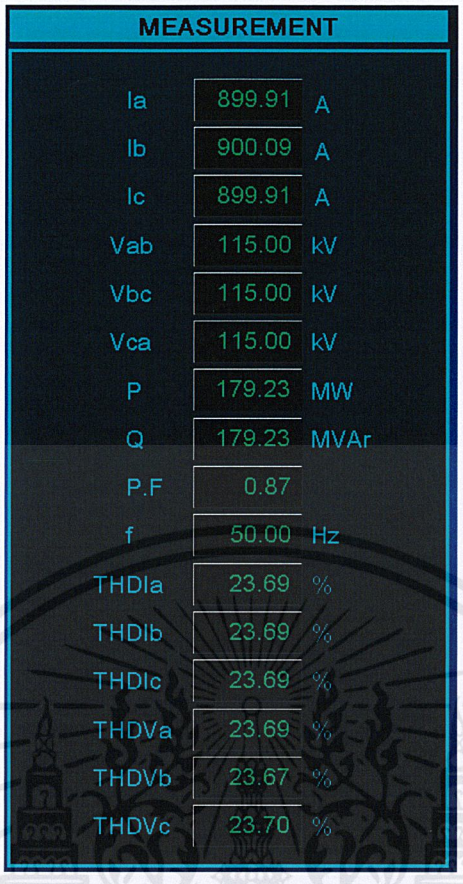

**รูปที่ 4.7** หน้าต่าง Switch control สำหรับ Close อุปกรณ์ตัดต่อ

### 4.4.3 การทดสอบการแสดงผลค่า Measurement

ทำการทดสอบค่าที่แสดงบนหน้าจอสกาดา ขณะส่งค่าจากเครื่อง Omicron



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้




**รูปที่ 4.8** ค่า Measurement ที่แสดงค่าบนหน้าจอ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

# บทที่ 5
# สรุป ปัญหา และข้อเสนอแนะ

## 5.1 สรุปผลการดำเนินงาน

จากการดำเนินงานเพื่อจัดสร้างสกาดา/เอชเอ็มไอโดยใช้ซอฟต์แวร์ MicroSCADA Pro SYS600 สำหรับระบบออโตเมชันของสถานีไฟฟ้าย่อยตามมาตรฐาน IEC 61850 ทั้งนี้เพื่อความสะดวกในการเฝ้าระวังการทำงานสำหรับผู้ปฏิบัติงานที่ห้องควบคุม การออกแบบส่วนเอชเอ็มไอ จะมีการแสดงผลที่ทำให้ผู้ปฏิบัติงานเข้าใจง่ายและสามารถตอบสนองต่อสถานะผิดปกติอย่างทันท่วงที

โครงงานนี้ได้ทำการสร้างเอชเอ็มไอ โดยได้ทดสอบฟังก์ชันต่าง ๆ ด้วยการจำลองการเฝ้าระวัง โดยหลังจากนี้สามารถนำส่วนแสดงผลไปทดสอบกับการใช้งานจริงเพื่อทดสอบการแสดงผล และเพื่อปรับปรุงให้เป็นไปตามข้อกำหนดที่ต้องการ

## 5.2 ปัญหา และวิธีการแก้ไข

### 5.2.1 ปัญหาที่พบ

บริษัทที่ได้ทำงานด้วยนั้นมีการใช้ซอฟต์แวร์ที่ทางผู้ศึกษาไม่มีองค์ความรู้มาก่อน ส่งผลให้ไม่มีความเชี่ยวชาญมากพอในการทำโครงงานนี้ แต่สามารถที่จะทำการศึกษาเพิ่มเติมได้

### 5.2.2 วิธีการแก้ไข

จากปัญหาเรื่องขององค์ความรู้ไม่มากพอ สามารถแก้ไขได้โดยศึกษาการใช้ซอฟต์แวร์เพิ่มเติม

## 5.3 ข้อเสนอแนะ

ควรศึกษาเพิ่มเติมเกี่ยวกับหลักการที่เกี่ยวข้อง และซอฟต์แวร์ที่ใช้มาล่วงหน้า ควรมีการเรียนรู้ที่รวดเร็ว

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

# เอกสารอ้างอิง


[1] Keiichi Kaneda, Setsuo Tamura, Nobuhisa Fujiyama, Yoshikazu Arata, and Hachidai Ito, "IEC61850 based Substation Automation System," IEEE, 2008

[2] S.Roostaee, R.Hooshmand, and Mohammad Ataei, "Substation Automation System Using IEC 61850" The 5th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO2011), Shah Alam, Selangor, Malaysia : 6-7 June 2011

[3] การไฟฟ้านครหลวง. (2552). "สถานีไฟฟ้ากับคุณภาพสิ่งแวดล้อม". หน้า 5

[4] Substation Layout [ออนไลน์]. แหล่งที่มา: https://www.windpowerengineering.com/going-digital-look-modern-substation/

[5] เซอร์กิตเบรกเกอร์ [ออนไลน์]. แหล่งที่มา: https://mall.factomart.com/circuit-breaker/type-of-circuit-breaker/

[6] เซอร์กิตเบรกเกอร์ [ออนไลน์]. แหล่งที่มา: http://eeerockss.blogspot.com/2014/01/t-d-23-high-voltage-substations.html

[7] หม้อแปลงไฟฟ้า [ออนไลน์]. แหล่งที่มาhttp://www.coe.or.th/http_public/download/Articles/EE/EE8.pdf

[8] หม้อแปลงไฟฟ้า [ออนไลน์]. แหล่งที่มา: https://electricalthai.blogspot.com/

[9] สวิตช์ตัดต่อ [ออนไลน์]. แหล่งที่มา: http://subbook1.blogspot.com/2015/07/high-voltage-substation.html

[10] สวิตช์ตัดต่อ [ออนไลน์]. แหล่งที่มา: http://app.highvoltage-disconnectors.abb.com/

[11] Chen-Ching Liu, Professor Stephen McArthur, Seung-Jae Lee. 2016. Smart Grid Handbook, 3 Volume Set. United Kingdom: John Wiley & Sons, Ltd.



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

[12] อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ [ออนไลน์]. แหล่งที่มา: https://new.abb.com/substation-automation/products/protection-control/line-differential-protection/red670

[13] เพาเวอร์มิเตอร์ [ออนไลน์]. แหล่งที่มา: https://www.iskra.eu/en/Power-monitoring-devices/Power-monitoring-device-MC-3x0/

[14] MC330 [ออนไลน์]. แหล่งที่มา: https://www.iskra.eu/en/Power-monitoring-devices/Power-monitoring-device-MC-3x0/

[15] RED670 [ออนไลน์]. แหล่งที่มา: https://new.abb.com/substation-automation/products/protectioncontrol/line-differential-protection/red670

[16] REF630 [ออนไลน์]. แหล่งที่มา: https://new.abb.com/medium-voltage/distribution-automation/numerical-relays/feeder-protection-and-control/relion-for-medium-voltage/feeder-protection-and-control-ref630-iec

[17] RET630 [ออนไลน์]. แหล่งที่มา: https://new.abb.com/medium-voltage/distribution-automation/numerical-relays/transformer-protection-and-control/transformer-protection-and-control-ret630-iec

[18] REB620 [ออนไลน์]. แหล่งที่มา: https://new.abb.com/substation-automation/products/protection-control/relion-product-family/relion-620-series

[19] REU615 [ออนไลน์]. แหล่งที่มา: https://new.abb.com/medium-voltage/distribution-automation/numerical-relays/voltage-protection-and-control/voltage-protection-and-control-reu615-iec

[20] Ethernet switch [ออนไลน์]. แหล่งที่มา: https://new.abb.com/communication-networks/communication-networks/products/ethernet-communications-af/afs670-675-19-switch

[21] เพาเวอร์มิเตอร์ [ออนไลน์]. แหล่งที่มา: https://www.iskra.eu/en/Power-monitoring-devices/Power-monitoring-device-MC-3x0/



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้