



รายงานสหกิจฉบับสมบูรณ์

การจัดสร้างเอชเอ็มไอโดยใช้ MicroSCADA PRO SYS600 สำหรับ
การเฝ้าระวังแบบเวลาจริงของสถานีไฟฟ้าย่อย
HMI Implementation Using MicroSCADA PRO SYS600 for
Real-Time Monitoring of Electrical Substation

นายธนกร บุญประกอบ

หลักสูตรวิศวกรรมอัตโนมัติ

ภาควิชาวิศวกรรมการวัดและควบคุม

คณะวิศวกรรมศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

ปีการศึกษา 2562

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ชื่อโครงการสหกิจศึกษา	การจัดสร้างเอชเอ็มไอโดยใช้ MicroSCADA PRO SYS600 สำหรับ การเฝ้าระวังแบบเวลาจริงของสถานีไฟฟ้าย่อย	
ชื่อ – สกุล นักศึกษา	นายธนกร บุญประกอบ	รหัสนักศึกษา 59010547
หลักสูตร	วิศวกรรมอัตโนมัติ	
คณะ	วิศวกรรมศาสตร์	
ชื่อ – สกุล อาจารย์นิเทศ	รศ.ดร.ธีรวัฒน์ เทพมณี ผศ.ดร.กฤษณ์ เสมอพิทักษ์	
ชื่อ – สกุล ผู้นิเทศ	นายสาริษฐ์ ก้อนแก้ว	
ชื่อสถานประกอบการ	บริษัท เอบีพี จำกัด	

บทคัดย่อ

โครงการนี้เป็นการนำเสนอการจัดสร้างเอชเอ็มไอด้วย MicroSCADA PRO SYS600 สำหรับการเฝ้าระวังสถานีไฟฟ้าย่อยแบบเวลาจริง โดยใช้ซอฟต์แวร์ SYS 600 Monitor Pro+ ในการสร้างหน้ากราฟิกที่แสดงสถานะการทำงานของอุปกรณ์ที่สำคัญ เช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์ สวิตช์ตัดต่อ และหม้อแปลงไฟฟ้า นอกจากนี้ยังมีการแสดงค่าตัวแปรทางไฟฟ้า เช่น แรงดัน กระแส และความถี่ของแรงดันแบบเวลาจริง รวมถึงมีการแจ้งเตือนของอุปกรณ์ที่สำคัญโดยแจ้งเตือนด้วยเสียง และแจ้งเตือนทั้งในส่วนกราฟิกบนหน้าเอชเอ็มไอและหน้า Alarm Lists จากผลการทดสอบเพื่อตรวจรับงานที่บริษัทผู้รับจ้างยืนยันได้ว่า เอชเอ็มไอที่สร้างขึ้นสามารถทำงานได้อย่างถูกต้อง

คำสำคัญ: เอชเอ็มไอ, MicroSCADA PRO SYS600, การเฝ้าระวัง, สถานีไฟฟ้าย่อย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Cooperative Project Title	HMI Implementation Using MicroSCADA PRO SYS600 for Real-Time Monitoring of Electrical Substation
Student	Mr. Thanakorn Boonprakob Student ID 59010547
Program	Automation Engineering
Faculty	Engineering
Advisors	Assoc.Prof.Dr. Teerawat Thepmanee Asst.Prof.Dr. Krit Smerpitak
Mentor	Mr. Sarit Konkaew
Company	ABB Limited

Abstract

This project presents a human machine interface (HMI) implementation using MicroSCADA PRO SYS600 for real-time monitoring of electrical substation. The proposed HMI implementation uses the SYS 600 Monitor Pro+ software to create the operator graphics for displaying statuses of major equipment such as circuit breakers, disconnecting switches, and transformers. In addition, the created graphics also display electrical variables such as voltage, current, and frequency in real time. The notification of major device alarms is provided by enabling to play sounds and show alerts on both HMI graphics and alarm lists. Results of factory acceptance test (FAT) confirm that the implemented HMI can function correctly.

Keywords: HMI, MicroSCADA PRO SYS600, Monitoring, Substation

กิตติกรรมประกาศ

โครงการสหกิจเล่มนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี เนื่องด้วยความอนุเคราะห์จากบริษัท เอปียี จำกัดที่ให้โอกาสสำหรับโครงการสหกิจศึกษา เพื่อเรียนรู้และเก็บเกี่ยวประสบการณ์จากการทำงานในสถานประกอบการจริง ผู้จัดทำขอขอบพระคุณบุคคลากรภายในบริษัทในการให้คำแนะนำและคำปรึกษาในการแก้ไขปัญหาต่าง ๆ รวมไปถึงการถ่ายทอดความรู้และประสบการณ์ให้แก่ผู้จัดทำ โดยเฉพาะอย่างยิ่ง นายสาริษฐ์ ก้อนแก้ว ผู้นิเทศงานของผู้จัดทำ และขอขอบพระคุณพนักงานท่านอื่น ๆ ในบริษัทที่คอยให้คำแนะนำและการสนับสนุนมาโดยตลอด

ขอขอบพระคุณอาจารย์ประจำหลักสูตรวิศวกรรมอัตโนมัติทุกท่านที่ได้ถ่ายทอดความรู้และประสบการณ์ทั้งทฤษฎี และปฏิบัติ รวมทั้งแนวทางในการดำเนินชีวิตตลอดระยะเวลาที่ผู้จัดทำได้ทำการศึกษาในระดับปริญญาตรี คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ซึ่งเป็นความรู้พื้นฐานที่มีประโยชน์ในการนำมาประยุกต์ใช้ในการทำงานและดำเนินชีวิตประจำวัน

สุดท้ายนี้ผู้จัดทำขอขอบพระคุณครอบครัว และเพื่อน ๆ ทุกคนที่คอยให้การสนับสนุนและเป็นกำลังใจให้ผู้จัดทำมาโดยตลอด

ธนกร บุญประกอบ

สารบัญ

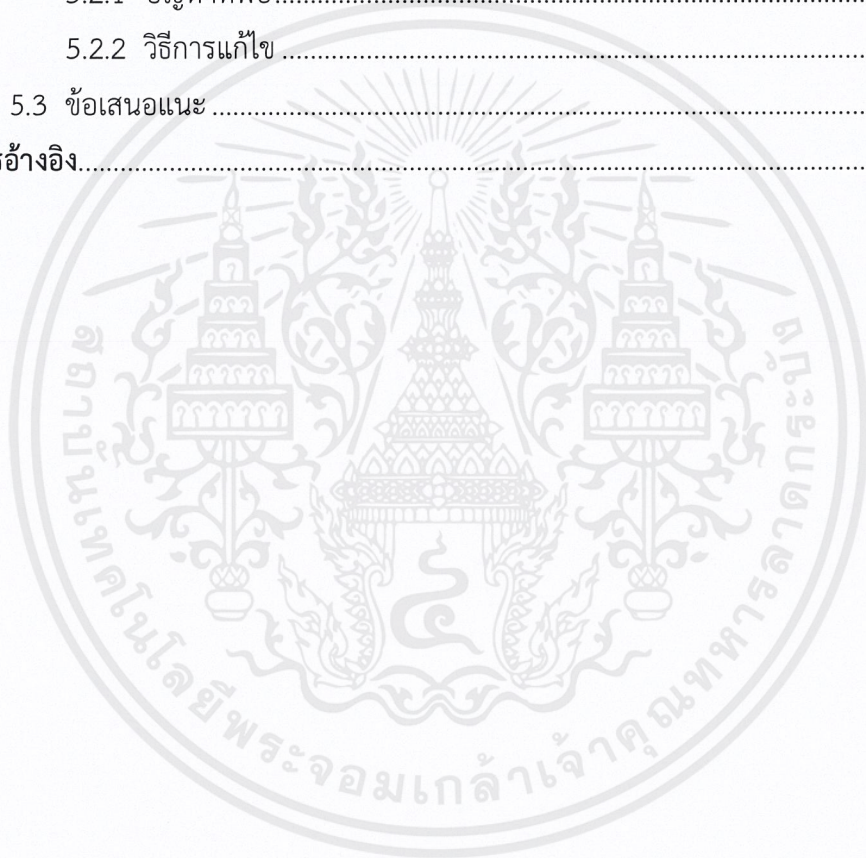
	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	I
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	II
กิตติกรรมประกาศ.....	III
สารบัญ.....	IV
สารบัญตาราง.....	VII
สารบัญรูป.....	VIII
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของโครงการ.....	1
1.2 วัตถุประสงค์ของโครงการ.....	1
1.3 ขอบเขตของโครงการ.....	1
1.4 วิธีการดำเนินการ.....	2
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	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 ระบบสถานีไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติ.....	7
2.3.1 สถาปัตยกรรมของระบบสถานีไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติ.....	8
2.3.2 ประโยชน์ของระบบสถานีไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติ.....	11
2.4 มาตรฐาน IEC61850.....	12
2.4.1 ระดับสถานี.....	12
2.4.2 ระดับเบย์.....	12
2.4.3 ระดับโปรเซส.....	13
2.5 MicroSCADA.....	13
2.5.1 องค์ประกอบทางฮาร์ดแวร์ที่ใช้ในโครงการ.....	13
2.5.2 โปรแกรมที่ใช้ในโครงการ.....	16
บทที่ 3 วิธีการดำเนินงาน.....	19
3.1 กล่าวนำ.....	19

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
3.2 รายละเอียดของสถานีไฟฟ้าย่อยที่ศึกษา	19
3.3 โครงสร้างของระบบ	26
3.3.1 โครงสร้างทางด้านฮาร์ดแวร์	26
3.3.2 โครงสร้างทางด้านซอฟต์แวร์	26
3.4 การสร้างรายการตัวแปรที่เกี่ยวข้องในการทำงานของซอฟต์แวร์ที่ใช้สำหรับระบบสภา ดา	28
3.4.1 ตัวแปรในการเฝ้าสังเกตของสถานีไฟฟ้าย่อย	28
3.4.2 การสร้างรายการตัวแปรที่เกี่ยวข้องในการทำงานของซอฟต์แวร์สำหรับระบบ สภาดา	30
3.5 การสร้างเอชเอ็มไอ	32
3.5.1 รายละเอียดของเอชเอ็มไอ	32
3.5.2 โครงสร้างของเอชเอ็มไอ	35
3.6 หน้าเอชเอ็มไอที่สร้างขึ้น	40
3.6.1 ส่วนยืนยันตัวตนผู้ใช้	40
3.6.2 เอชเอ็มไอแสดงผลหลัก	41
3.6.3 เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลภาพรวมของสถานีไฟฟ้า	41
3.6.4 เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลระดับแรงดันไฟฟ้าในแต่ละส่วน	42
3.6.5 เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลแต่ละเบย์	43
3.6.6 เอชเอ็มไอสำหรับแสดงการเชื่อมต่อ	44
3.6.7 เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Report	44
3.6.8 เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Alarm	45
3.6.9 เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Event	46
บทที่ 4 ผลการดำเนินงาน	47
4.1 กล่าวนำ	47
4.2 ผลการทดสอบความถูกต้องของการอ้างอิงตัวแปร	47
4.2.1 การทดสอบ Command Point	47
4.2.2 การทดสอบ Status Point	48
4.2.3 การทดสอบ Protection Indication	48
4.2.4 การทดสอบ Alarm Indication	49

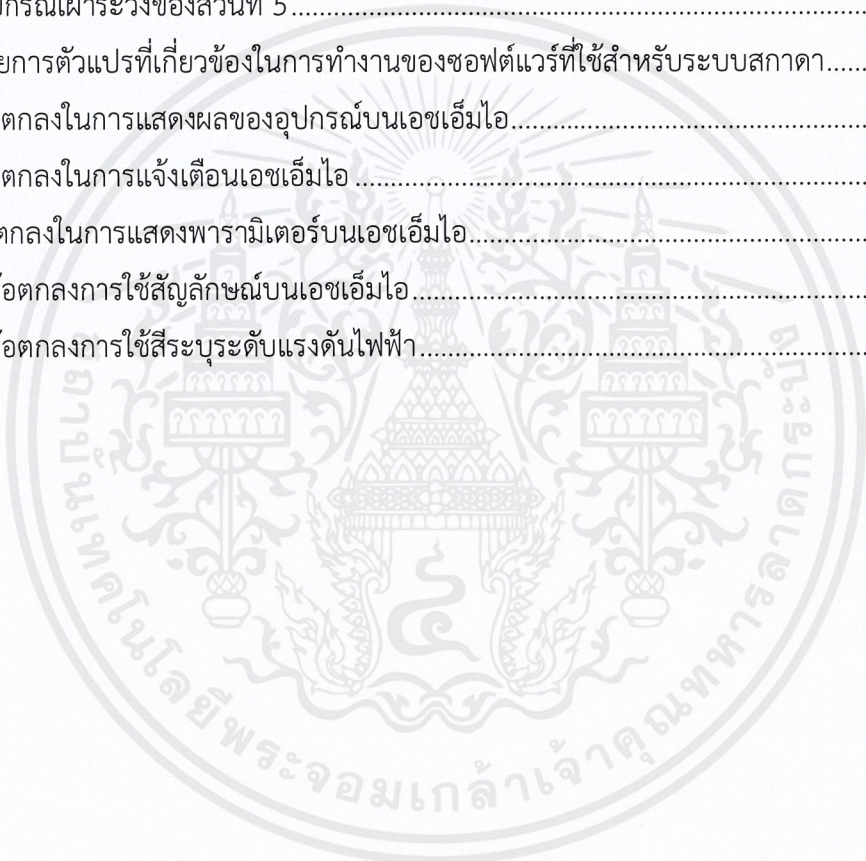
สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
4.2.4 การทดสอบ Analog Input Status.....	50
4.3 ผลการทดสอบเอชเอ็มไอ	51
บทที่ 5 สรุปผล ปัญหา และข้อเสนอแนะ	54
5.1 บทสรุปผลการดำเนินงาน	54
5.2 ปัญหา และวิธีการแก้ไข	54
5.2.1 ปัญหาที่พบ.....	54
5.2.2 วิธีการแก้ไข	54
5.3 ข้อเสนอแนะ	54
เอกสารอ้างอิง.....	55



สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
1.1 แผนการดำเนินงานโครงการ	3
3.1 อุปกรณ์เฝ้าระวังของส่วนที่ 1	21
3.2 อุปกรณ์เฝ้าระวังของส่วนที่ 2	22
3.3 อุปกรณ์เฝ้าระวังของส่วนที่ 3	23
3.4 อุปกรณ์เฝ้าระวังของส่วนที่ 3	24
3.5 อุปกรณ์เฝ้าระวังของส่วนที่ 5	25
3.6 รายการตัวแปรที่เกี่ยวข้องในการทำงานของซอฟต์แวร์ที่ใช้สำหรับระบบสกาดา.....	28
3.7 ข้อตกลงในการแสดงผลของอุปกรณ์บนเอชเอ็มไอ.....	33
3.8 ข้อตกลงในการแจ้งเตือนเอชเอ็มไอ	34
3.9 ข้อตกลงในการแสดงพารามิเตอร์บนเอชเอ็มไอ.....	34
3.10 ข้อตกลงการใช้สัญลักษณ์บนเอชเอ็มไอ.....	35
3.11 ข้อตกลงการใช้สีระบุระดับแรงดันไฟฟ้า.....	35



สารบัญรูป

รูปที่	หน้า
2.1 ส่วนประกอบของสถานีไฟฟ้าย่อย.....	4
2.2 เซอร์กิตเบรกเกอร์.....	5
2.3 หม้อแปลง 115kV/22kV.....	6
2.4 สวิตช์ตัดต่อ.....	6
2.5 อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ	7
2.6 ตัวอย่างโครงสร้างของระบบสถานีไฟฟ้าย่อยตามมาตรฐาน IEC61850.....	13
2.7 RED670.....	13
2.8 RET670	14
2.9 REF620.....	15
2.10 REU615	15
2.11 Ethernet switch AFS670.....	15
2.12 ตัวอย่างหน้าต่างซอฟต์แวร์ SYS 600 Monitor Pro+	16
2.13 ตัวอย่างหน้าต่างซอฟต์แวร์ External OPC DA Client Configuration Tool.....	17
2.14 ตัวอย่างหน้าต่างซอฟต์แวร์ PCM600	17
2.15 ตัวอย่างหน้าต่างซอฟต์แวร์ IED	18
3.1 Single line diagram ของสถานีไฟฟ้าย่อย.....	20
3.2 Single line diagram ส่วนที่ 1.....	21
3.3 Single line diagram ส่วนที่ 2.....	22
3.4 Single line diagram ส่วนที่ 3.....	23
3.5 Single line diagram ส่วนที่ 4.....	24
3.6 Single line diagram ส่วนที่ 5.....	25
3.7 โครงสร้างการเชื่อมต่อทางด้านฮาร์ดแวร์.....	26
3.8 ขั้นตอนการเอ็กซ์พอร์ตไฟล์ SCD	27
3.9 ขั้นตอนการอิมพอร์ตไฟล์ SCD.....	27
3.10 ฐานข้อมูลสำหรับระบบสกาตาในโปรแกรม SYS 600 Monitor PRO+	30
3.11 วิธีการสร้างฐานข้อมูล.....	31
3.12 โครงสร้างเอชเอ็มไอหน้ายืนยันตัวผู้ใช้.....	36
3.13 โครงสร้างเอชเอ็มไอหน้าแสดงผลหลัก	36
3.14 โครงสร้างเอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลภาพรวมของสถานีไฟฟ้า	37

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
3.15	โครงสร้างเอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลระดับแรงดันไฟฟ้าในแต่ละส่วน 37
3.16	โครงสร้างเอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลแต่ละเบย์..... 38
3.17	โครงสร้างเอชเอ็มไอสำหรับการเชื่อมต่อ..... 39
3.18	วิธีการสร้างเอชเอ็มไอ..... 40
3.19	ส่วนยืนยันตัวตนผู้ใช้..... 40
3.20	เอชเอ็มไอแสดงผลหลัก..... 41
3.21	เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลภาพรวมของสถานีไฟฟ้า..... 42
3.22	เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลระดับแรงดันไฟฟ้าในแต่ละส่วน..... 42
3.23	เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลแต่ละเบย์..... 43
3.24	เอชเอ็มไอสำหรับการเชื่อมต่อ..... 44
3.25	เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Report..... 45
3.26	เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Alarm..... 45
3.27	เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Event..... 46
4.1	Command point..... 47
4.2	Status point..... 48
4.3	Protection indication..... 49
4.4	Alarm indication..... 50
4.5	Analog input status..... 51
4.6	หน้าต่าง Switch Control ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ในสถานะปิด..... 51
4.7	หน้าต่าง Switch Control ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ในสถานะเปิด..... 52
4.8	การแจ้งเตือนบนเอชเอ็มไอ..... 52
4.9	Alarm list..... 52
4.10	ค่าพารามิเตอร์บนเอชเอ็มไอ..... 53

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของโครงการ

สถานีไฟฟ้าย่อย (Substation) เป็นจุดสำคัญของระบบกำลังไฟฟ้าที่มีการเชื่อมโยงระหว่างสายส่งกำลังปฐมภูมิที่ได้รับมาจากโรงไฟฟ้ากับสายส่งกำลังทุติยภูมิที่ส่งแรงดันไฟฟ้าไปยังสถานที่ต่าง ๆ ภายในสถานีไฟฟ้าย่อย โดยภายในสถานีไฟฟ้าย่อยมีอุปกรณ์ไฟฟ้าที่สำคัญเช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์ สวิตช์ตัดต่อ และหม้อแปลงไฟฟ้า จำนวนมากเชื่อมต่อกันเพื่อรับพลังงานไฟฟ้า เพื่อควบคุมการไหลของกระแสไฟฟ้า และป้องกันระบบไฟฟ้าจากการเกิดไฟฟ้าลัดวงจร

สถานีไฟฟ้าย่อยเป็นจุดที่มีอุปกรณ์ไฟฟ้าจำนวนมากที่ต้องเฝ้าระวังเช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์ สวิตช์ตัดต่อ และหม้อแปลงไฟฟ้า ซึ่งในการทำงานอุปกรณ์แต่ละตัวจะอยู่ในระยะทางที่ห่างกันซึ่งถ้าหากต้องการตรวจสอบสถานะการทำงานของอุปกรณ์ หรือค่าตัวแปรทางไฟฟ้าของอุปกรณ์แต่ละตัว จะใช้เวลานาน และไม่สามารถตรวจสอบอุปกรณ์จำนวนมากพร้อมกันได้ จึงจำเป็นต้องสร้างส่วนเอชเอ็มไอ (Human Machine Interface : HMI) ซึ่งเป็นส่วนต่อประสานระหว่างระบบที่ต้องการเฝ้าติดตามกับผู้ปฏิบัติงาน (Operator) เพื่อเฝ้าระวังแบบเวลาจริง โดยเอชเอ็มไอของสถานีไฟฟ้าย่อยที่ศึกษาจะถูกสร้างด้วยโปรแกรม MicroSCADA Pro SYS600 และออกแบบให้มีการแสดงผลแบบกราฟิก (Graphic) สอดคล้องกับแผนภาพเส้นเดี่ยว (Single Line Diagram) เพื่อให้ผู้ปฏิบัติงานสามารถเข้าใจได้ง่ายและตอบสนองกับสัญญาณการแจ้งเตือนได้อย่างทันท่วงทีในกรณีที่เกิดเหตุการณ์ขัดข้อง

1.2 วัตถุประสงค์ของโครงการ

สร้างเอชเอ็มไอสำหรับเฝ้าระวังสถานีไฟฟ้าย่อยโดยใช้โปรแกรม MicroSCADA Pro SYS600 แบบเวลาจริงโดยมีการแสดงค่าตัวแปรทางไฟฟ้าของสายส่งกำลังปฐมภูมิและทุติยภูมิ รวมถึงสถานะการทำงานของและสัญญาณแจ้งเตือนของอุปกรณ์ที่สำคัญในสถานีไฟฟ้าย่อย

1.3 ขอบเขตของโครงการ

1. สร้างเอชเอ็มไอกราฟิกแสดงผลการทำงานของสถานีไฟฟ้าย่อยแบบเวลาจริงโดยแบ่งเป็น 3 ระดับตามแรงดันไฟฟ้าคือ 115 kV, 22 kV และ 400 V ด้วยโปรแกรม MicroSCADA PRO SYS600 โดยมีขอบเขตการทำงานดังนี้

- สามารถแสดงสถานะทำงานของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าย่อยได้
- สามารถสั่งงานเซอร์กิตเบรกเกอร์หรือสวิตช์ตัดต่อได้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- สามารถแสดงสถานะความผิดปกติที่เกิดขึ้นได้ผ่านหน้าเอชเอ็มไอกราฟิกรวมถึงแสดงชื่อเหตุการณ์ที่หน้า Alarm List และ Event List ได้ถูกต้อง

- สามารถแสดงสถานะการเชื่อมต่อของอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ (Intelligence Electronic Device : IED) ได้

- สามารถแสดงค่าตัวแปรทางไฟฟ้าเช่น กระแสไฟฟ้า แรงดันไฟฟ้า กำลังไฟฟ้า และความถี่ของแรงดันไฟฟ้าได้

- สามารถเรียกดูรายงานค่าตัวแปรทางไฟฟ้าพร้อมเก็บข้อมูลเป็นรายวัน รายสัปดาห์ รายเดือน และรายปีได้

2. ทดสอบระบบสกาตาในส่วนของ 115 kV ตามเอกสารการทดสอบเพื่อตรวจรับงานที่บริษัทผู้รับจ้าง โดยการทดสอบจะแบ่งเป็น 2 ส่วนคือผลการทดสอบความถูกต้องของการอ้างอิงตัวแปร และผลการทดสอบเอชเอ็มไอ

1.4 วิธีการดำเนินการ

1. ค้นคว้าข้อมูลเกี่ยวกับสถานีไฟฟ้าย่อย หน้าที่ของสถานีไฟฟ้า และส่วนประกอบของสถานีไฟฟ้าย่อยโดยค้นคว้าหาข้อมูลทางอินเทอร์เน็ต
2. ศึกษารายละเอียดของซอฟต์แวร์ MicroSCADA PRO SYS600 ซึ่งประกอบไปด้วยวิธีการสร้างส่วนอ้างอิง และวิธีการสร้างเอชเอ็มไอ
3. สร้างส่วนอ้างอิงด้วยซอฟต์แวร์ SYS600 Monitor Pro+ เพื่อนำไปใช้ในการสร้างเอชเอ็มไอ
4. สร้างเอชเอ็มไอด้วยซอฟต์แวร์ SYS600 Monitor Pro+ สำหรับใช้เฝ้าระวังสถานีไฟฟ้าย่อย
5. ทดสอบเพื่อตรวจรับงานที่บริษัทผู้รับจ้างโดยทดสอบตามเอกสารการทดสอบเพื่อตรวจรับงานที่บริษัทผู้รับจ้างซึ่งประกอบด้วย ผลการทดสอบความถูกต้องของการอ้างอิงตัวแปร และผลการทดสอบเอชเอ็มไอ
6. ปรับปรุงแก้ไข Application หลังตรวจรับงานโดยแก้ไข Application ตามคำแนะนำที่ได้จากบริษัทผู้รับจ้าง
7. จัดทำ/แก้ไข รายงานโครงการงานสหกิจศึกษา

จากขั้นตอนข้างต้น สามารถสรุปแผนการดำเนินงานโครงการ ได้ดังตารางที่ 1.1

ตารางที่ 1.1 แผนการดำเนินงานโครงการ

ลำดับ	แผนการดำเนินงาน	ระยะเวลา															
		5 สค. - 9 สค.	12 สค. - 16 สค.	19 สค. - 23 สค.	26 สค. - 30 สค.	2 กย. - 6 กย.	9 กย. - 13 กย.	16 กย. - 20 กย.	23 กย. - 27 กย.	30 กย. - 4 ตค.	7 ตค. - 11 ตค.	14 ตค. - 18 ตค.	21 ตค. - 25 ตค.	28 ตค. - 1 พย.	4 พย. - 8 พย.	11 พย. - 15 พย.	25 พย. - 29 พย.
1	ค้นคว้าข้อมูลเกี่ยวกับสถานีไฟฟ้าย่อย																
2	ศึกษารายละเอียดของซอฟต์แวร์ MicroSCADA PRO SYS600																
3	สร้างส่วนอ้างอิงด้วยซอฟต์แวร์ SYS600 Monitor Pro+																
4	สร้างเอชเอ็มไอด้วยซอฟต์แวร์ SYS600 Monitor Pro+																
5	ทดสอบเพื่อตรวจรับงานที่บริษัทผู้ รับจ้าง																
6	ปรับปรุงแก้ไข Application หลังตรวจ รับงาน																
7	จัดทำ/แก้ไข รายงานโครงการสหกิจ ศึกษา																

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. ส่วนเอชเอ็มไอสามารถแสดงค่าสถานการณ์ทำงาน สัญญาณแจ้งเตือน และค่าตัวแปรทางไฟฟ้าของสายส่งกำลังปฐมภูมิและทุติยภูมิได้ถูกต้องโดยสอดคล้องกับหน้างานจริง
2. สามารถลดเวลาการแก้ไขเหตุขัดข้องได้ จากสัญญาณแจ้งเตือนที่ระบุจุดที่มีสถานะผิดปกติได้

บทที่ 2

แนวคิดและหลักการที่เกี่ยวข้อง

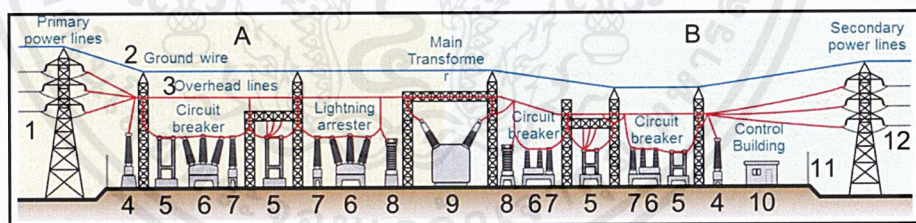
2.1 กล่าวนำ

ในบทนี้กล่าวถึงแนวคิด หลักการที่เกี่ยวข้องกับโครงการ ได้แก่ สถานีไฟฟ้าย่อย Human Machine Interface (HMI) ระบบสกาตา มาตรฐาน IEC61850 และ MicroSCADA

2.2 สถานีไฟฟ้าย่อย [1]

สถานีไฟฟ้าย่อยเป็นสถานที่สำหรับติดตั้งอุปกรณ์ที่ใช้ควบคุมการไหลของพลังงานไฟฟ้าในระบบ และอุปกรณ์ปรับเปลี่ยนแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้นหรือต่ำลง มีสายส่งหรือโรงไฟฟ้าต่อเชื่อมเข้าและมีอุปกรณ์ระบบควบคุมและป้องกันการเกิดกระแสไฟเกิน การติดตั้งระบบการตัดอุปกรณ์หลักออกขณะเกิดการลัดวงจรในสายส่ง หรือในระบบจำหน่าย หรืออุปกรณ์ภายในสถานีเกิดความเสียหาย เป็นต้น

โดยในรูปที่ 2.1 เป็นการบอกส่วนประกอบภายในสถานีไฟฟ้าย่อยโดยหมายเลข 1 คือสายส่งกำลังปฐมภูมิ หมายเลข 2 คือสายดิน หมายเลข 3 คือสายไฟเหนือหัว หมายเลข 4 คือกักดับฟ้าผ่า หมายเลข 5 คือ สวิตช์เกียร์ หมายเลข 6 คือเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 7 คือหม้อแปลงกระแส หมายเลข 8 คือหม้อแปลงสำหรับวัดแรงดัน หมายเลข 9 คือหม้อแปลงหลัก หมายเลข 10 คือสถานีไฟฟ้าย่อย หมายเลข 11 คือกำแพง และหมายเลข 12 คือสายส่งกำลังทุติยภูมิ



รูปที่ 2.1 ส่วนประกอบของสถานีไฟฟ้าย่อย

2.2.1 หน้าที่และวัตถุประสงค์ของสถานีไฟฟ้าย่อย

1. เป็นศูนย์กลางในการเชื่อมระบบแรงดันสูงกับระบบแรงดันต่ำเข้าด้วยกันและนำพลังงานเข้าหรือออกจากระบบ
2. เป็นจุดติดตั้งเครื่องมือวัด เพื่อวัดปริมาณทางไฟฟ้า
3. เป็นจุดติดตั้งอุปกรณ์ตัดตอน, อุปกรณ์ควบคุมและอุปกรณ์ป้องกัน
4. เป็นจุดเชื่อมโยงระบบสื่อสาร
5. เปลี่ยนระดับแรงดันให้เหมาะสมและรักษาแรงดันให้คงที่ก่อนส่งไปยังระบบอื่น

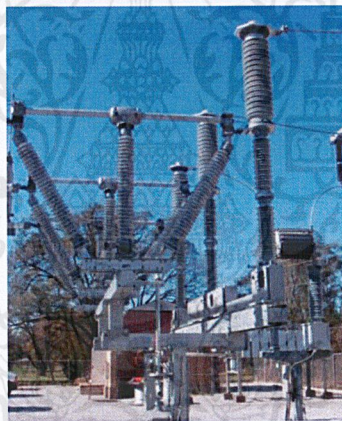
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.2.2 อุปกรณ์สำคัญในการเฝ้าระวัง

ภายในสถานีไฟฟ้าย่อยมีอุปกรณ์ต่าง ๆ เป็นจำนวนมาก โดยอุปกรณ์ที่ผู้ปฏิบัติงานจำเป็นต้องเฝ้าระวังมีดังนี้

1. เซอร์กิตเบรกเกอร์ [2]

เซอร์กิตเบรกเกอร์ (circuit breaker) คือสวิตช์ไฟฟ้าที่ทำงานโดยอัตโนมัติที่ออกแบบมาเพื่อป้องกันความเสียหายจากการกระแสไฟฟ้าเกินหรือการลัดวงจร การทำงานหลักของเซอร์กิตเบรกเกอร์คือ การตัดการไหลของไฟฟ้าเมื่อพบความผิดปกติเซอร์กิตเบรกเกอร์แรงดันไฟฟ้าสูง ความหมายของ “แรงดันไฟฟ้าสูง” อาจมีความแตกต่างกันไป แต่ในงานส่งกำลังจะมีขนาดแรงดันไฟ 72.5 kV หรือสูงกว่า (ตามค่าจำกัดความล่าช้าของ IEC) เซอร์กิตเบรกเกอร์แรงดันไฟสูงจะทำงานด้วยขดลวดแม่เหล็กไฟฟ้าที่มีรีเลย์ตรวจจับกระแสไฟที่ทำงานผ่านหม้อแปลงกระแสไฟฟ้าอีกที ในส่วนของชุดรีเลย์ป้องกันที่ซับซ้อนนั้น ช่วยป้องกันอุปกรณ์จากโหลดเกินหรือไฟรั่วลงดินได้ ดังรูป 2.2 เป็นตัวอย่างของเซอร์กิตเบรกเกอร์แรงดันไฟฟ้าสูง



รูปที่ 2.2 เซอร์กิตเบรกเกอร์ [3]

2. หม้อแปลงไฟฟ้า [4]

หม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer) เป็นอุปกรณ์หลักที่ทำหน้าที่เปลี่ยนระดับของแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้น หรือลดลงตามวัตถุประสงค์ที่ต้องการที่ความถี่เท่าเดิมซึ่งอาศัยหลักการเหนี่ยวนำของสนามแม่เหล็กผ่าน ขดลวด และแกนเหล็ก โดยพลังงานไฟฟ้าจะถ่ายทอดจากขดลวดด้านจ่ายไฟเข้าหม้อแปลงซึ่งประกอบด้วยขดลวด 2 ชุด คือ ขดลวดปฐมภูมิ (Primary Winding) และขดลวดทุติยภูมิ (Secondary Winding) หม้อแปลงไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ามีอยู่หลายชนิด เช่น หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง (Power Transformer) หม้อแปลงจำหน่าย (Distribution Transformer) หม้อ

แปลงสำหรับเครื่องมือวัด (Instrument Transformer) ดังรูปที่ 2.3 แสดงถึงหม้อแปลงที่แปลงระดับแรงดันไฟฟ้าจากระบบแรงดันสูง (High Voltage) ไปเป็นระบบแรงดันปานกลาง (Medium Voltage)



รูปที่ 2.3 หม้อแปลง 115kV/22kV [5]

3. สวิตช์ตัดต่อ [6]

สวิตช์ตัดต่อ (disconnecting switch) เป็นอุปกรณ์ตัดตอนที่ใช้ตัดหรือต่อวงจรไฟฟ้าขณะไม่มีกระแสไฟฟ้าไหล วัตถุประสงค์เพื่อใช้เป็นสะพานไฟฟ้าสำหรับแยกอุปกรณ์ที่ต้องการปลอดภัยจากการจ่ายไฟฟ้าเพื่อทำงานซ่อมบำรุงรักษาอุปกรณ์นั้นอย่างปลอดภัย ใบมีดหรือสะพานไฟนี้จะใช้ตัดหรือต่อวงจรไฟฟ้าขณะไม่มีกระแสไฟฟ้าเท่านั้น เพราะไม่มีอุปกรณ์ดับประกายไฟฟ้าที่เกิดขึ้นขณะตัดหรือต่อวงจรไฟฟ้า เพราะการตัดต่อวงจรไฟฟ้าขณะที่มีกระแสไฟฟ้าโดยผิดพลาด จะทำให้ใบมีดชำรุดเสียหายและอาจเป็นอันตรายแก่ผู้ปฏิบัติงานได้



รูปที่ 2.4 สวิตช์ตัดต่อ [7]

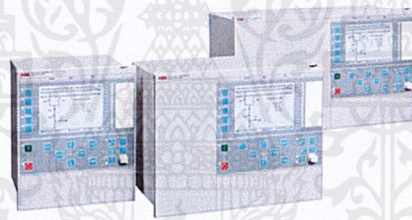
4. อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ [8]

อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ (IED: Intelligence Electronic Device) เป็นอุปกรณ์ควบคุมประเภทไมโครโพรเซสเซอร์ (Microprocessor) ที่ใช้กับอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลัง เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์, หม้อแปลงไฟฟ้า เป็นต้น อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะจะรับข้อมูลจาก เซนเซอร์ (Sensor) และอุปกรณ์ไฟฟ้า รวมถึงการสั่งการควบคุม ให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร อัตโนมัติได้ เมื่อตรวจพบความผิดปกติของแรงดันไฟฟ้า, กระแสไฟฟ้า หรือ ความถี่ รวมทั้งการ เพิ่มขึ้น/ลดลงของของระดับแรงดันไฟฟ้าเพื่อรักษาให้อยู่ในระดับที่ต้องการ โดยทั่วไป อุปกรณ์ อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะมีหลายชนิด ได้แก่ ตัวควบคุมแรงดันไฟฟ้า (Voltage regulators), ตัวป้องกัน เครือข่าย (Network protector), รีเลย์ (Relay) และอื่น ๆ

อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะในปัจจุบัน สามารถทำหน้าที่ป้องกันและควบคุมได้ หลายฟังก์ชัน (Function) ในตัวเดียวได้ ซึ่งมีผลมากจากการใช้เทคโนโลยีไมโครโพรเซสเซอร์ ที่ สามารถรวมฟังก์ชันการป้องกันได้ประมาณ 5 - 12 ฟังก์ชัน และฟังก์ชันควบคุมได้ 5 - 8 ฟังก์ชัน รวมถึงการควบคุมสำหรับอุปกรณ์ที่แยกต่างหาก, ฟังก์ชันการตรวจสอบตัวเอง และฟังก์ชันการสื่อสาร เป็นต้น

ปัจจุบันอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะถูกออกแบบมาให้รองรับมาตรฐาน IEC61850 สำหรับสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ซึ่งรองรับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ อัจฉริยะอื่นและความสามารถในการสื่อสารขั้นสูงได้



รูปที่ 2.5 อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ [9]

2.3 ระบบสถานีไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติ [10]

ระบบสถานีไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติ (Substation Automation System : SAS) โดยพื้นฐานมีหน้าที่ดังนี้

1. ให้บริการในการเข้าถึงข้อมูลทางระบบไฟฟ้าทั้งระยะไกลและใกล้ (Remote/Local) เช่น ตรวจสอบสถานะอุปกรณ์ไฟฟ้า หรือแม้กระทั่งแก้ไขค่าตั้งค่าของระบบป้องกัน (Relay Setting)
2. ควบคุมการทำงานอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าโดยบุคคลและโดยระบบอัตโนมัติ (Manual/Automatic Function) ทั้งในเหตุการณ์ปกติและไม่ปกติ เช่น การรักษาระดับแรงดันไฟฟ้า
3. จัดการระบบสื่อสารข้อมูลระหว่างอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าและระบบควบคุมหรือศูนย์สั่งการ (SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition) ทำให้ได้ข้อมูลที่มีคุณภาพและเชื่อถือได้มากที่สุด

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ระบบ SAS เริ่มต้นพัฒนามาจาก RTU (Remote Terminal Unit) และ Protective Relay ซึ่งเป็นอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ที่ประกอบด้วยชุดรับส่งสัญญาณดิจิทัล และแอนะล็อก (DI/DO/AI/AO: Digital Input/Digital Output/Analog Input/Analog Output) รวมทั้งประกอบด้วยฟังก์ชันการทำงานซึ่งเป็นซอฟต์แวร์ เพื่อดึงค่าวัด สถานะ สัญญาณเตือน รวมทั้งควบคุมการทำงานของอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้า และป้องกันการเสียหายของอุปกรณ์ไฟฟ้า โดยค่าวัดและสถานะต่าง ๆ นั้นจะถูกส่งไปยังระบบ SCADA เพื่อประกอบการตัดสินใจในการควบคุมอุปกรณ์การจ่ายไฟฟ้านั้น ๆ ผ่านระบบสื่อสารข้อมูลด้วยโปรโตคอลที่ออกแบบมาสำหรับงานระบบอัตโนมัติโดยเฉพาะ ในปัจจุบัน RTU ยังมีข้อได้เปรียบหลายในระบบขนาดเล็กหรือระบบที่ไม่มีความซับซ้อนสูง ส่วน Protective Relay มักถูกใช้ในด้านระบบป้องกันเพียงอย่างเดียว

โดยระบบ SAS จะประกอบด้วยอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ (IED: Intelligence Electronic Device) หลาย ๆ ประเภท ทำหน้าที่ต่างกันเช่น เป็นอุปกรณ์ป้องกัน (Protective Relay) อุปกรณ์สื่อสารข้อมูล (Data Communication Device) อุปกรณ์ควบคุม (CU: Control Unit) หรือแม้กระทั่งตัว RTU IED แต่ละตัวจะถูกติดตั้งตามโครงสร้างของระบบ SAS ขึ้นอยู่กับหน้าที่และภาระงาน

สำหรับระบบขนาดใหญ่ นั้นระบบ SAS เริ่มเข้ามามีบทบาทอันเนื่องจากโครงสร้างและสถาปัตยกรรมของระบบ SAS เป็นแบบกระจายหน้าที่ (Distributed Concept) ซึ่งมีความน่าเชื่อถือสูง รวมทั้งระบบประสิทธิภาพในการทำงานก็สูงเช่นกัน เนื่องจากระบบทำงานด้วยโปรเซสเซอร์หลายตัว (Multiple Processor) จึงสามารถรองรับงานที่ต้องการการตอบสนองด้วยความเร็วสูง เช่น งานโอนถ่ายโหลดไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ หรือ งานระบบป้องกันทางไฟฟ้า

2.3.1 สถาปัตยกรรมของระบบสถานีย่อยอัตโนมัติ

สถาปัตยกรรมของระบบสถานีย่อยอัตโนมัติ (Substation Automation Architecture) คือการออกแบบระบบ SAS ให้มีประสิทธิภาพและความเชื่อถือได้สูงสุด แต่อย่างไรก็ตามก็ต้องมีค่าใช้จ่ายในการลงทุนสูงเช่นกัน การออกแบบระบบ SAS ที่ดีต้องออกแบบให้ระบบ SAS มีประสิทธิภาพและความเชื่อถือได้ในการรองรับงานนั้น ๆ ได้ นอกจากนี้การออกแบบระบบ SAS นั้นต้องพิจารณาในหลายหัวข้อดังต่อไปนี้

1. รูปแบบการสื่อสารข้อมูล เช่น การสื่อสารแบบ Master-Slave, Period Process State Transfer, Client-Server, Peer-to-Peer และ Multi-peer โดยแต่ละรูปแบบการสื่อสารมีกลไกการทำงานและจุดแข็งจุดอ่อนที่แตกต่างกันซึ่งผู้ออกแบบต้องพิจารณารูปแบบที่เหมาะสมตามระบบงานนั้น ๆ เช่น Multi-peer ใช้กลไกการส่งข้อความแบบตรวจสอบว่าสายสัญญาณว่างก่อนส่งข้อมูล หรือที่รู้จักกันดีคือ CSMA/CD (Carrier Sense Multiple Access/Collision Detection) ซึ่งอาจจะมีเหตุการณ์การส่งข้อมูลชนกันในสายสัญญาณ (Data Collision) เป็นผลทำให้การวัดค่าหน่วยในสายสัญญาณไม่แน่นอน ทำการทำการเข้าจังหวะเวลาระหว่าง IED (Time Synchronization) ไม่

แม่นยำไปด้วย ดังนั้นถ้าระบบงานต้องการความแม่นยำของเวลา ดังนั้นจึงไม่สมควรที่จะเลือกการสื่อสารรูปแบบ Multi-peer เป็นต้น

2. การเข้าจังหวะเวลา (Time Synchronization) คือการตั้งเวลาของแต่ละ IED รวมทั้ง SCADA ให้ตรงกันเพื่อสำหรับวิเคราะห์เหตุการณ์ในแต่ละเบย์ หรือพื้นที่เพื่อใช้ในการประกอบการตัดสินใจในการทำงานของระบบอัตโนมัติหรือเพื่อใช้ในการบำรุงรักษาเชิงแก้ไข (Corrective Maintenance) ในรูปแบบการเรียงลำดับเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นในระบบ (SOE: Sequence of Events) โดยรูปแบบการรับเวลามีสองรูปแบบหลักคือ การรับเวลาจากตัวรับสัญญาณจากดาวเทียม (GPS: Global Position System Receiver) และการรับเวลาจากระบบสื่อสารข้อมูลโดยโปรโตคอล การรับเวลาจากดาวเทียมมีความแม่นยำสูงแต่มีค่าใช้จ่ายในด้านอุปกรณ์และสายสัญญาณ และในระบบ SAS ที่มีขนาดใหญ่ นั้น ไม่สามารถติดตั้งระบบ GPS ที่ IED ทุกตัวได้

ดังนั้นการรับเวลาต้องมีการออกแบบผสมผสานระหว่าง GPS และ โปรโตคอล เพื่อให้ได้ความแม่นยำของเวลาสูงสุด สำหรับการเข้าจังหวะเวลาด้วยโปรโตคอลนั้น ต้องเลือกโปรโตคอลที่สนับสนุนเรื่องการเข้าจังหวะเวลาโดยพิจารณาหลักการเข้าจังหวะเวลาด้วย เช่น IEC 60850-5-103, DNP3, SNTP หนึ่งในชุด TCP/IP โปรโตคอล

3. ประสิทธิภาพของการสื่อสารข้อมูล (Performance of Communication) เป็นสิ่งที่ต้องคำนึงในการออกแบบระบบ SAS เนื่องจากประสิทธิภาพเป็นหนึ่งในตัววัดที่ชี้ว่าระบบ SAS จะได้ข้อมูลตามเวลาจริงมากที่สุด (Real-Time Data) ผู้ออกแบบจะต้องออกแบบระบบสื่อสารข้อมูลให้สามารถรองรับจำนวนการรับส่งข้อมูลจริงในระยะเวลาที่กำหนด (Data Throughput) โดยปกติจะต้องออกแบบความสามารถในการส่งรับข้อมูล (Throughput Capacity) มากกว่าอย่างน้อย 10% ของความต้องการของระบบ SAS ในขณะที่ทำงานปกติ ดังนั้นผู้ออกแบบต้องสามารถวิเคราะห์ความต้องการทางด้านสื่อสารข้อมูลของระบบ และเลือกเทคโนโลยีที่สามารถสนับสนุนงานนั้น ๆ เช่น เลือกโปรโตคอลที่เหมาะสม หรือเลือกอุปกรณ์ทางด้านสื่อสารข้อมูลที่เหมาะสม

4. ความปลอดภัยและความต่อเนื่องในการทำงานของระบบ (Safety and Availability) ความต่อเนื่องในการทำงานของระบบ SAS ขึ้นอยู่กับการออกแบบป้องกันไม่ให้เกิดเหตุการณ์ที่จุดบกพร่องหรือขัดข้องจุดเดียวทำให้ระบบทั้งระบบขัดข้องหรือล่ม (Single Point of Failure) โดยปกติจะใช้หลักการซ้ำซ้อนระบบ (Redundancy Concept) ในการป้องกันการเกิด Single Point of Failure นั่นคือเมื่ออุปกรณ์หรือฟังก์ชันตัวใดตัวหนึ่งทำงานผิดพลาดหรือบกพร่องจะมีอุปกรณ์หรือฟังก์ชันตัวอื่นทำหน้าที่แทนอย่างต่อเนื่อง (Switch-Over Operation)

ในแง่ของความปลอดภัยของระบบ SAS นั่นคือเมื่อระบบสื่อสารข้อมูลทำงานผิดพลาดต้องไม่ก่อให้เกิดการทำงานผิดพลาดหรือการทำงานที่ไม่ต้องการของระบบ เช่น ในกรณีข้อมูลถูกเปลี่ยนแปลงโดยสัญญาณรบกวนภายนอก, ข้อมูลสูญหาย หรือข้อมูลมาช้ากว่าที่กำหนด ระบบจะต้องทำงานต่อเนื่องได้อย่างไม่มีปัญหา โดยทั่วไปวิธีป้องกันการดำเนินงานผิดพลาดของระบบสื่อสารคือ การใช้วิธีการตรวจสอบความผิดพลาดในการสื่อสารข้อมูล (Error Detection) เช่น เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Longitudinal Redundancy Check (LRC), Cyclical Redundancy Check (CRC), Select Before Operate (SBO) และการติดตั้งสายสัญญาณข้อมูลที่ทนทานต่อการรบกวนจากสภาพแวดล้อมภายนอกเช่น สายใยแก้วนำแสง เป็นต้น

ในแง่ของคุณภาพของข้อมูล (Data Quality) นั้นโปรโตคอลต้องสามารถบ่งชี้คุณภาพของข้อมูล (Quality Flag) ว่าสามารถเชื่อถือได้หรือไม่ หรือเหมาะสมในการนำมาตัดสินใจได้หรือไม่ ถ้าคุณภาพข้อมูลไม่ดี เช่น ข้อมูลมีการเปลี่ยนแปลงบ่อยครั้งผิดปกติ (Data Oscillation) ก็ไม่สามารถนำข้อมูลนั้นมาพิจารณาในระบบอัตโนมัติได้ ดังนั้นการเลือกโปรโตคอลที่เหมาะสมก็มีผลต่อระดับความปลอดภัยของระบบได้

5. สื่อนำสัญญาณสื่อสาร (Communication Media) สื่อสัญญาณที่ใช้ในการรับส่งข้อมูลในระบบ SAS มีผลต่อความปลอดภัยและความต่อเนื่องในการทำงานของระบบ SAS ประเภทของการติดต่อสื่อสารข้อมูลระดับล่าง (Physical and Data link) ในระบบ SAS หลัก มี 3 ประเภทได้แก่

- RS232C หรือรู้จักกันทั่วไปในชื่อของ Com Port หรือ Serial Port เป็นการสื่อสารแบบหนึ่งต่อหนึ่งในแบบอนุกรม หรือ หนึ่ง RS232C พอร์ต สามารถสื่อสารกับ IED ได้เพียงตัวเดียว โดยการสื่อสารสามารถรับ-ส่งข้อมูลในเวลาเดียวกัน (Full Duplex) ข้อดีของ RS232C คือสามารถกำหนดช่วงเวลาการเข้าถึงข้อมูลได้แน่นอนที่สุด (Quality of Service) ข้อเสียคือระยะทางของสายสัญญาณพื้นฐาน (ทองแดง) ประมาณ 10 เมตร และอัตราการส่งข้อมูลสูงสุดโดยทั่วไปอยู่ที่ 38,400bps

- RS485 เป็นการสื่อสารแบบหนึ่งต่อหลายตัวในแบบอนุกรม หรือ หนึ่ง RS485 พอร์ต สามารถสื่อสารกับ IED ได้หลายตัว (RS485 Network) โดยการสื่อสารต้องรับและส่งข้อมูลในช่วงเวลาที่ต่างกัน (Haft Duplex) ข้อดีของ RS485 คือระยะทางของสายสัญญาณไกลประมาณ 1,200 เมตรเนื่องจากเป็นส่งสัญญาณแบบสมดุล (Balance Mode) และอัตราการส่งข้อมูลค่อนข้างสูงอยู่ที่ 5 mbps ขึ้นอยู่กับระยะทางและสภาพแวดล้อม ข้อเสียคือ Quality of Service ต่ำกว่า RS232C ขึ้นอยู่กับจำนวนของ IED ที่ใช้สื่อสัญญาณเดียวกัน

- Ethernet (IEEE 802.3) เป็นรูปการรับส่งข้อมูลพื้นฐานในเครือข่ายคอมพิวเตอร์มีความเร็วสูงตั้งแต่ 10 mbps ถึงระดับหลายกิกะบิต ระยะทางของสายสัญญาณพื้นฐานโดยประมาณอยู่ที่ 100 เมตร ข้อเสียคือ Quality of Service ค่อนข้างต่ำรวมทั้งการทำการเข้าจังหวะเวลาระหว่าง IED ทำได้ยาก อันเนื่องมาจากไม่สามารถคาดการณ์การชนข้อมูลได้อย่างแน่นอน ส่งผลให้การวัดการหน่วงของเวลาในสายสัญญาณไม่แน่นอน แต่ในปัจจุบันได้พัฒนาเทคโนโลยีการทำงานเพื่อเพิ่ม Quality of Service โดยใช้ตัวบอกระดับความสำคัญของข้อมูล (Priority Tag)

สำหรับในสถานีย่อยที่มีระยะห่างระหว่าง IED ค่อนข้างไกลนั้นไม่สมควรที่ใช้สายสัญญาณที่เป็นสายทองแดงเนื่องจากอาจจะถูกรบกวนจากคลื่นสนามแม่เหล็กได้โดยง่าย โดยเฉพาะในขณะที่อุปกรณ์ไฟฟ้าแรงสูงเริ่มทำงาน สายใยแก้วนำแสง (Fiber Optic) เป็นทางเลือก

หนึ่งในการแก้ปัญหาหนี้ โดยปกติสายใยแก้วนำแสงสามารถผลิตจากแก้วหรือพลาสติก ซึ่งสายใยแก้วนำแสงที่สร้างจากพลาสติกจะมีราคาค่อนข้างถูกแต่จะมีข้อเสียในเรื่องของอัตราการเสื่อมสภาพที่สูงกว่าแก้วค่อนข้างมาก

2.3.2 ประโยชน์ของระบบสถานีย่อยอัตโนมัติ

ประโยชน์ของระบบ SAS สามารถวิเคราะห์ได้ 2 มุมมอง คือ ทางด้านธุรกิจ และทางด้านเทคนิคโดยในบทความนี้จะกล่าวในลักษณะโดยรวมได้แก่

1. เพิ่มประสิทธิภาพในการใช้งานระบบไฟฟ้า (Enhancing Power System Operation) เนื่องจากระบบ SAS สามารถเข้าถึงข้อมูลของแต่ละอุปกรณ์ไฟฟ้า ทำให้วิศวกรไฟฟ้าสามารถรู้ขีดความสามารถของแต่ละอุปกรณ์ไฟฟ้าได้จริง และสามารถคำนวณค่าระยะเผื่อความปลอดภัย (Safety Margin) ของแต่ละอุปกรณ์ได้อย่างถูกต้อง ทำให้สามารถใช้งานอุปกรณ์ไฟฟ้าได้เหมาะสมกับราคาและความสามารถของมัน

2. เพิ่มความเชื่อถือได้และความยืดหยุ่นในระบบไฟฟ้า (Increasing Reliability and Flexibility) ระบบ SAS มีระบบอัตโนมัติที่จัดการสภาพขัดข้องทางไฟฟ้าทำให้ลดระยะเวลาไฟฟ้าดับ ป้องกันอุปกรณ์ไฟฟ้าราคาสูงชำรุดอันเนื่องมาจากกระแสลัดวงจรหรือแม้กระทั่งทำการปลดโหลดที่ไม่สำคัญเพื่อรักษาโหลดที่สำคัญเอาไว้ ดังตัวอย่างดังต่อไปนี้

- Autoreclosing คือการจ่ายไฟฟ้ากลับอัตโนมัติหลังจากเกิดการลัดวงจรแบบชั่วคราว

- Load Shedding คือการปลดโหลดที่ไม่สำคัญเพื่อรักษาโหลดที่สำคัญเอาไว้ เนื่องจากมีปัญหาในความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าของระบบไฟฟ้า

- High Speed Power Transfer for Uninterrupted Power Supply คือการย้ายรับแหล่งจ่ายไฟด้วยความเร็วสูง เช่น ถ้าในโรงงานมีหม้อแปลงกำลัง 2 ตัวแยกกันจ่ายไฟฟ้า ถ้าหม้อแปลงหนึ่งมีปัญหา โหลดจะย้ายอัตโนมัติไปรับไฟจากอีกหม้อแปลงหนึ่งทันที

- Bay Oriented Busbar Protection คือการป้องกันบัสบาร์ซึ่งเป็นแท่งตัวนำไฟฟ้าซึ่งรับพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายไฟฟ้าและส่งไปยังแหล่งรับไฟฟ้า อาจจะมีแหล่งรับหรือแหล่งจ่ายไฟฟ้าหลายแห่ง เช่นมีหม้อแปลงกำลังไฟฟ้าหลายตัว ดังนั้นบัสบาร์จึงมีโอกาสได้รับผลกระทบจากเหตุผิดปกติทางไฟฟ้าสูง เมื่อเกิดกระแสลัดวงจรไหลในบัสบาร์ ระบบ SAS ต้องพยายามตัดแหล่งต้นตอของการลัดวงจรให้เร็วที่สุดและพยายามรักษาแหล่งจ่ายและแหล่งรับไฟฟ้าตัวอื่นให้ทำงานต่อไปได้ การป้องกันบัสบาร์เป็นการรักษาความมั่นคงในระบบไฟฟ้าที่สำคัญระบบหนึ่ง

- Power Transformer Protection Control and Monitoring หม้อแปลงกำลังเป็นอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าราคาสูง ระบบ SAS สามารถตรวจสอบสภาพผิดปกติของหม้อแปลงก่อนที่จะเกิดเหตุขัดข้องทางระบบไฟฟ้า เป็นผลให้ลดค่าบำรุงรักษารวมทั้งลดค่าความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟดับ (Outage Cost) อีกทั้งระบบ SAS สามารถใช้ความสามารถของหม้อแปลงกำลังได้อย่างสูงสุดจากการควบคุมโหลดและระดับแรงดันที่เหมาะสม

- Power System Monitoring ระบบ SAS สามารถตรวจสอบสาเหตุที่ทำให้ระบบไฟฟ้าขัดข้องเช่น เกิดจากความผิดพลาดของมนุษย์, เกิดจากความเสื่อมสภาพของอุปกรณ์ไฟฟ้าหรือวงจรควบคุมไฟฟ้า และเกิดจากสิ่งแวดล้อมภายนอก เช่น ลม ฝน ดังนั้นวิศวกรสามารถวิเคราะห์สาเหตุเพื่อออกมาตรการป้องกัน หรือเพื่อแก้ไขเหตุขัดข้องได้อย่างรวดเร็ว รวมทั้งเข้าแก้ไขสิ่งผิดปกติในระบบก่อนที่เหตุขัดข้องไฟฟ้าจะเกิดขึ้นได้

2.4 มาตรฐาน IEC61850 [11]

มาตรฐาน IEC61850 คือมาตรฐานสำหรับสถานีย่อยอัตโนมัติที่ดูแลโดย คณะกรรมการทางเทคนิคที่ 57 (TC57) ของ IEC (International Electrotechnical Commission) ที่ใช้ในการอ้างอิงในการกำหนดสถาปัตยกรรมสำหรับสถานีย่อยไฟฟ้า และเป็นมาตรฐานเปิดที่มีหลักการโปรแกรมมิ่งเชิงวัตถุ (OOP: Object Oriented Programming) นั่นคือ การเขียนโปรแกรมเชิงวัตถุเป็นโมเดลต้นแบบแล้วสร้างโปรแกรมให้ทำงานตามต้นแบบแต่กระจายให้ไปทำหน้าที่ตามฟังก์ชันต่าง ๆ ในสถานีย่อย ดังนั้นจึงสามารถทำความเข้าใจได้ง่ายเนื่องจากเป็นกลุ่มเป็นก้อนและทดสอบในคอมพิวเตอร์ได้ก่อนนำไปติดตั้งจริงภายในอุปกรณ์ IED และด้วยมาตรฐานเป็นมาตรฐานเปิด ดังนั้นทุกผู้ผลิตฮาร์ดแวร์สามารถทำให้อุปกรณ์หลากหลายเข้ากันได้ด้วย IEC61850 ลักษณะเช่นนี้ให้ความอิสระแก่ผู้ติดตั้งที่จะเลือกอุปกรณ์ที่ดีที่สุดในแต่ละโครงการ

มาตรฐาน IEC61850 จะแบ่งการทำงานในสถานีย่อยเป็น 3 ระดับดังนี้

2.4.1 ระดับสถานี

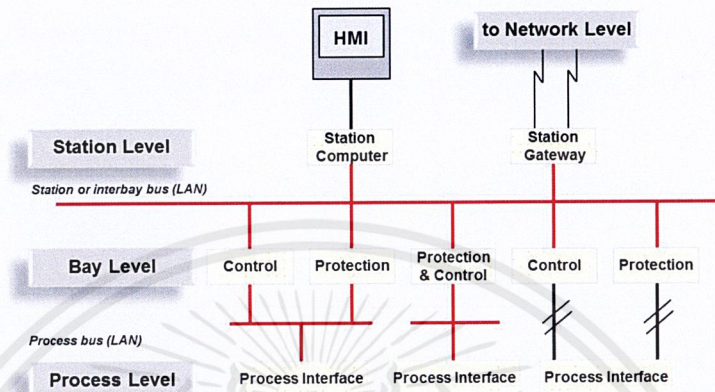
ระดับสถานี (Station Level) เป็นระดับชั้นที่ประกอบไปด้วยอุปกรณ์ประเภทเซิร์ฟเวอร์ของระบบสกาตา และ HMI มีหน้าที่ในการส่งข้อมูลให้ระบบ SCADA, การจัดการระบบอัตโนมัติระดับสถานี (ระหว่างอุปกรณ์ต่างเบย์หรือต่างกลุ่ม เช่น ระหว่างสองหม้อแปลงกำลัง), การจัดการวิเคราะห์และสำรองข้อมูล, การเข้าจังหวะเวลาระหว่างอุปกรณ์ (Time Synchronization), การจัดการสัญญาณเตือน สถานะและการเปลี่ยนแปลงภายในสถานีย่อย และการควบคุมอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าผ่านระบบคอมพิวเตอร์ (HMI: Human Machine Interface)

2.4.2 ระดับเบย์

ระดับเบย์ (Bay Level) เป็นระดับชั้นที่ประกอบไปด้วยอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ (IED: Intelligence Electronic Device) ที่จะคอยรวบรวมค่าวัดและสัญญาณต่าง ๆ ที่มาจากระดับโปรเซส โดย IED นั้นยังมีความสามารถที่จะตัดสินใจทำงานได้ด้วยตัวเอง รวมถึงส่งข้อมูลหรือคำสั่งให้ IED ตัวอื่นทำงาน และส่งข้อมูลให้ระบบสกาตาในสถานีเพื่อประมวลผลและมอนิเตอร์อุปกรณ์ต่าง ๆ ในสถานีย่อย

2.4.3 ระดับโปรเซส

ระดับโปรเซส (Process Level) เป็นระดับชั้นที่ประกอบไปด้วยอุปกรณ์ต่าง ๆ เป็นจำนวนมาก เช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์ สวิตช์ตัดต่อ หม้อแปลง และอุปกรณ์ประเภทรับส่งข้อมูลที่ใช้ในการวัดค่ากระแส แรงดัน และสัญญาณต่าง ๆ ในแต่ละส่วนของสถานีไฟฟ้าย่อย



รูปที่ 2.6 ตัวอย่างโครงสร้างของระบบสถานีไฟฟ้าย่อยตามมาตรฐาน IEC61850

2.5 MicroSCADA

ระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติได้มีการนำระบบการควบคุม และแสดงผลระยะไกลที่เรียกว่าระบบสกาดา (SCADA System) มาใช้เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตและบริหารจัดการข้อมูล โดยโปรแกรม MicroSCADA เป็นซอฟต์แวร์ที่ใช้ในการ ควบคุมและแสดงผลการทำงานของสกาดา และในโครงการนี้ใช้เวอร์ชัน PRO SYS600

2.5.1 องค์ประกอบทางฮาร์ดแวร์ที่ใช้ในโครงการ

1. RED670 - Transmission line differential protection



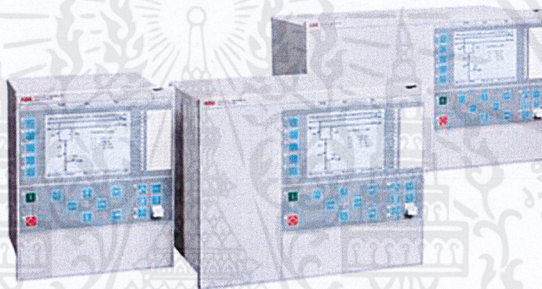
รูปที่ 2.7 RED670 [12]

RED670 เป็นอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ (IED: Intelligence Electronic Device) ที่ออกแบบมาสำหรับระบบป้องกัน, ระบบเฝ้าติดตาม และควบคุมสายส่งไฟฟ้าและสายเคเบิลต่าง ๆ นอกจากนี้ RED670 ยังสามารถจัดการกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และหม้อแปลงไฟฟ้า พร้อมทั้งมีฟังก์ชันต่าง ๆ เพิ่มเติม สำหรับการกำหนดค่าและติดตั้งฮาร์ดแวร์เพิ่มเติมให้เลือกใช้งาน

RED670 ได้รับการกำหนดค่าล่วงหน้า, กำหนดชนิดของการทดสอบ และตั้งค่าพารามิเตอร์พื้นฐาน เพื่อให้ติดตั้งได้ง่ายและรวดเร็ว IED เหล่านี้มีฟังก์ชันการทำงานที่สมบูรณ์ที่สามารถประยุกต์ใช้กับเบรกเกอร์หลายชนิดได้

RED670 มีการป้องกันความแตกต่างของกระแสแบบแยกเฟสด้วยความไวในการตรวจจับสูง และเลือกเฟสที่ปลอดภัยได้สูงสุด 5 เทอร์มินอล

2. RET670 – Transmission transformer protection



รูปที่ 2.8 RET670 [13]

RET670 เป็นอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ (IED: Intelligence Electronic Device) ที่ออกแบบมาเพื่อการป้องกันและควบคุมหม้อแปลงไฟฟ้าและรีแอกเตอร์ทุกประเภท RET670 สามารถปรับแต่งเองได้อย่างอิสระในการเลือกใช้งานฟังก์ชันที่ต้องการ และยังสามารถควบคุมอุปกรณ์ในท้องถิ่นและระยะไกลได้ในทุกด้านของหม้อแปลงรวมถึงมีระบบอินเตอร์ล๊อคที่ครอบคลุมเพื่อหลีกเลี่ยงการทำงานของสวิตช์เกียร์ที่เป็นอันตรายหรือสร้างความเสียหาย

3. REF620 – Feeder protection and control



รูปที่ 2.9 REF620 [14]

REF620 เป็นอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ (IED: Intelligence Electronic Device) ที่จัดการเกี่ยวกับสายป้อนโดยเฉพาะออกแบบมาสำหรับการป้องกัน, ควบคุม, วัดค่า และกำกับดูแลการจำหน่ายไฟฟ้าในระบบ โดยมีขอบเขตคือป้องกันสถานีไฟฟ้าย่อยที่มีแรงดันไฟฟ้าปานกลาง คุณสมบัติหลักของ REF620 คือฟังก์ชันการป้องกันและควบคุมที่หลากหลายสำหรับสายป้อนขาเข้าและสายป้อนขาออก รองรับโปรโตคอล IEC61850, Modbus, DNP3.0 และ IEC60870-5-103

4. REU615 – Voltage protection and control



รูปที่ 2.10 REU615 [15]

REU615 เป็นอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ (IED: Intelligence Electronic Device) ที่ออกแบบมาเพื่อการป้องกันแรงดันไฟฟ้าและความถี่ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า และผลิตไฟฟ้า รองรับโปรโตคอล IEC61850, Modbus, DNP3.0 และ IEC60870-5-103

5. Ethernet switch



รูปที่ 2.11 Ethernet switch AFS670 [16]

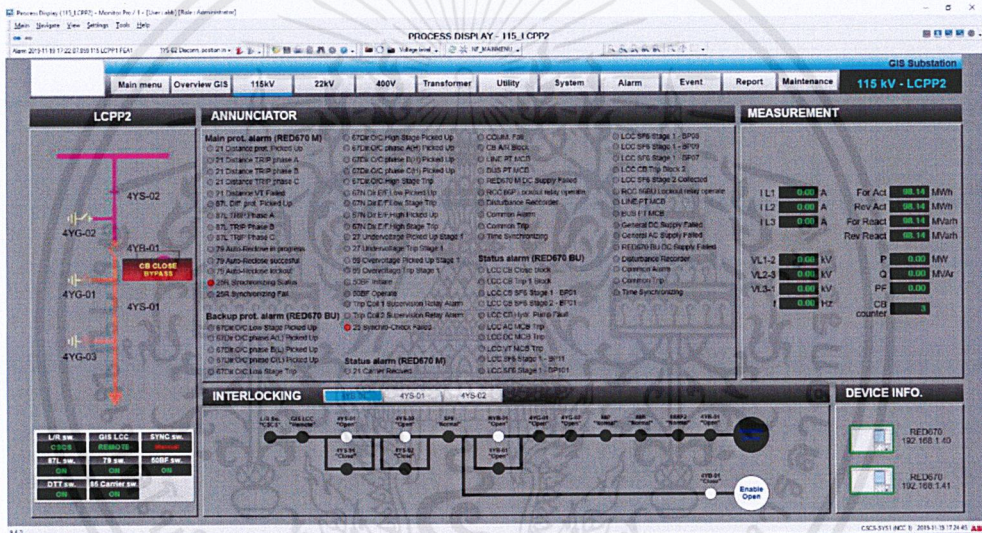
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ในที่นี้ใช้โมเดล AFS670 โดยเป็นอุปกรณ์สำหรับเชื่อมต่อระหว่างคอมพิวเตอร์ เซิร์ฟเวอร์กับ IED โดยใช้สายใยแก้วนำแสงและสาย RJ45 เชื่อมต่อ โดยมีจำนวนการเชื่อมต่อสูงสุด คือ 28 พอร์ต

2.5.2 โปรแกรมที่ใช้ในโครงการ

1. ซอฟต์แวร์ SYS 600 Monitor Pro+

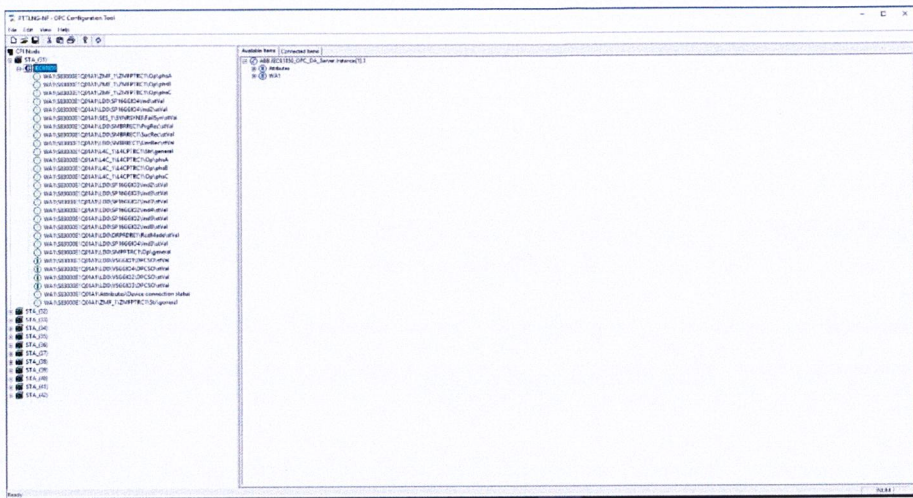
ซอฟต์แวร์ SYS 600 Monitor Pro+ เป็นซอฟต์แวร์พื้นฐานของ MicroSCADA ซึ่งมีความสามารถในการสร้างกราฟิก และฐานข้อมูลรวมถึงจัดเก็บตัวแปรต่าง ๆ สำหรับให้ซอฟต์แวร์อื่น ๆ นำไปใช้งานต่อ



รูปที่ 2.12 ตัวอย่างหน้าต่างซอฟต์แวร์ SYS 600 Monitor Pro+

2. ซอฟต์แวร์ External OPC DA Client Configuration Tool

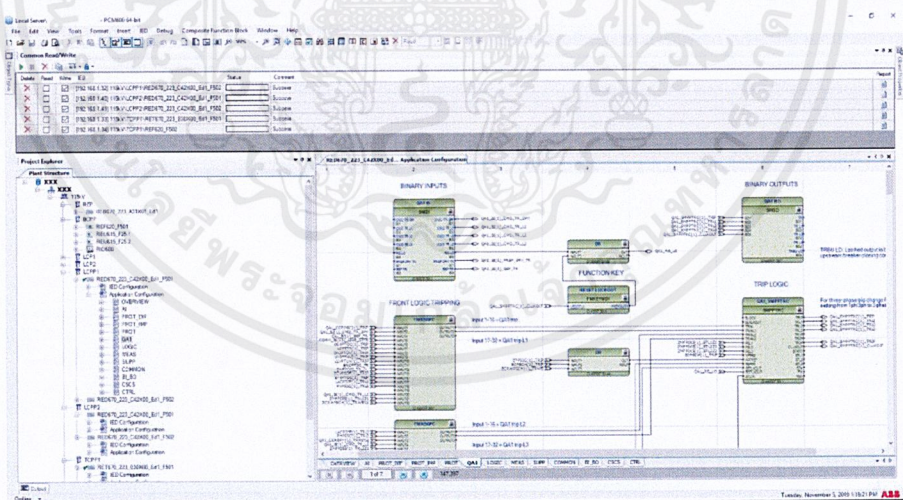
ซอฟต์แวร์ External OPC DA Client Configuration Tool เป็นซอฟต์แวร์ที่อยู่บนมาตรฐาน OLE for Process Control (OPC) ซอฟต์แวร์ External OPC DA Client Configuration Tool ช่วยให้ Client สามารถเข้าถึงข้อมูลของ Server และอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่เชื่อมต่อในเครือข่ายหรือกระทั่งในระบบสคาตาแบบเวลาจริง



รูปที่ 2.13 ตัวอย่างหน้าต่างซอฟต์แวร์ External OPC DA Client Configuration Tool

3. ซอฟต์แวร์ PCM600

ซอฟต์แวร์ PCM600 (Protection and control IED manager) เป็นซอฟต์แวร์ที่อยู่บนมาตรฐาน IEC61850 มีฟังก์ชันคือกำหนดค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ในการเชื่อมต่อกับอินพุตและเอาต์พุต, ตรวจสอบการวัดและสถานะสัญญาณของค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ของ IED และสามารถแสดงโครงสร้างการสื่อสารของระบบได้



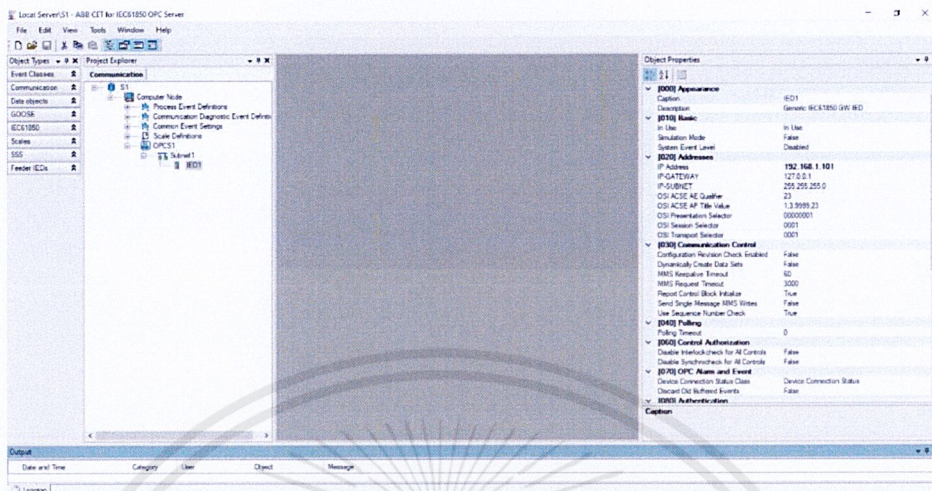
รูปที่ 2.14 ตัวอย่างหน้าต่างซอฟต์แวร์ PCM600

4. ซอฟต์แวร์ CET

ซอฟต์แวร์ Communication Engineering Tool หรือ CET เป็นซอฟต์แวร์ที่ใช้ในการเชื่อมต่อเครือข่าย IEC61850 กับอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ โดยใช้ IEC61850 OPC Server

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ข้อมูลจากอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะที่อยู่ในเครือข่าย IEC61850 จะถูกอ่านโดย IEC61850 OPC Server ซึ่งช่วยอำนวยความสะดวกให้กับ IED



รูปที่ 2.15 ตัวอย่างหน้าต่างซอฟต์แวร์ IED

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 3

วิธีการดำเนินงาน

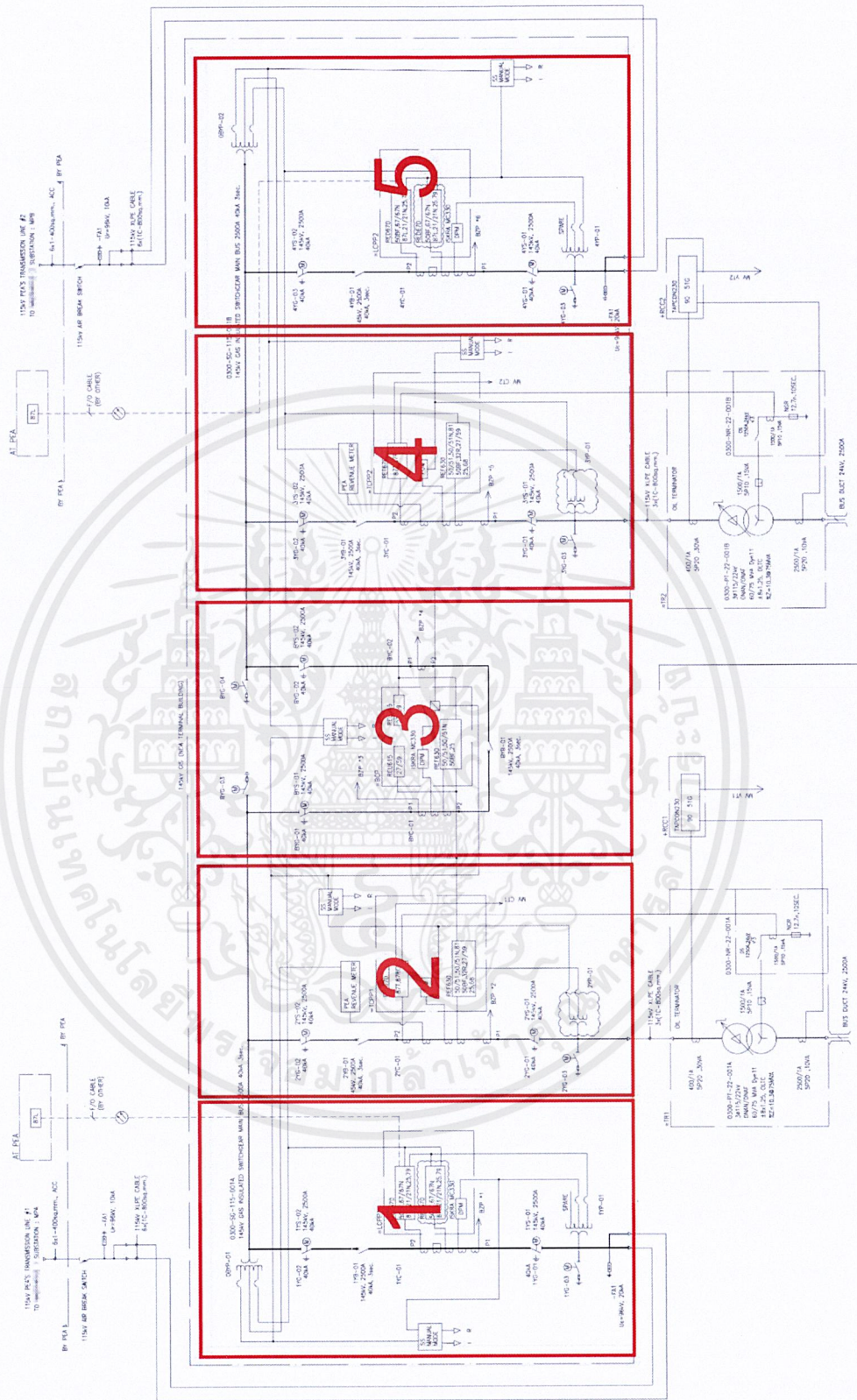
3.1 กล่าวนำ

ในบทนี้กล่าวถึง โครงสร้างของระบบสถานีไฟฟ้าย่อย รายละเอียดของฮาร์ดแวร์และซอฟต์แวร์ การเขียนซอฟต์แวร์เอชเอ็มไอเพื่อทดสอบระบบการทำงานของกราฟิกสถานีไฟฟ้าย่อย และการออกแบบและสร้างหน้ากราฟิกของสถานีไฟฟ้าย่อย

3.2 รายละเอียดของสถานีไฟฟ้าย่อยที่ศึกษา

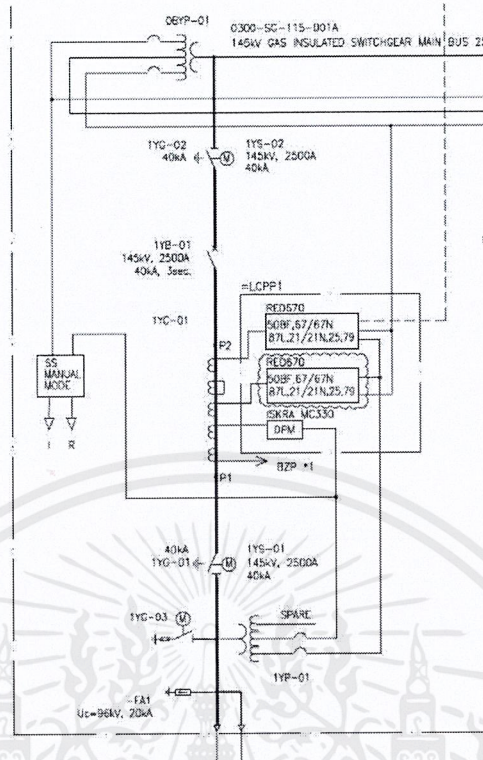
ระบบไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าย่อยมีการรับไฟฟ้าแรงดัน 115 kV จากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และส่งไฟฟ้าออกไปจำหน่ายในแรงดัน 22kV และ 400 V โดยระบบฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยนี้แบ่งออกเป็น 5 ส่วนหลัก ๆ ดังรูปที่ 3.1





รูปที่ 3.1 Single line diagram ของสถานีไฟฟ้าย่อย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้拿去ใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

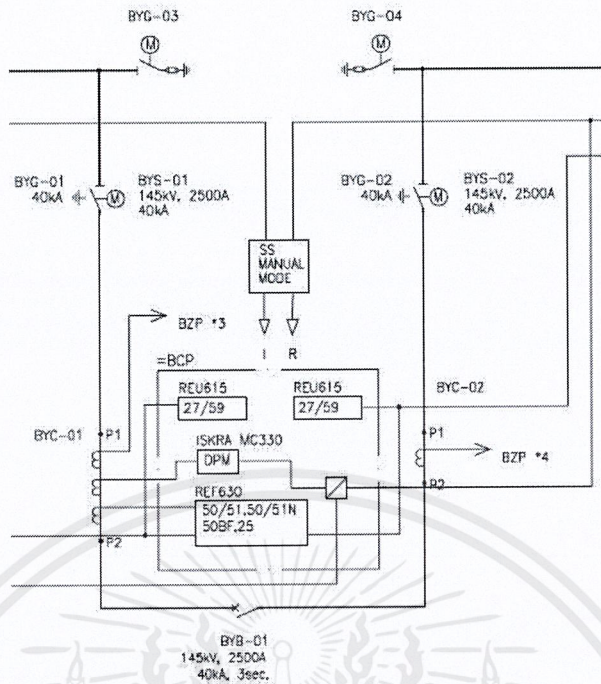


รูปที่ 3.2 Single line diagram ส่วนที่ 1

หมายเลข 1 เป็นส่วนของการรับไฟฟ้าแรงดัน 115 kV เข้ามาผ่านสวิตช์เกียร์ 1YS-01 ซึ่งมีหน้าที่รับไฟฟ้าเข้ามาในระบบ และมีการเชื่อมต่อไปยังกราวด์ ใช้สำหรับเมื่อเกิดเหตุผิดปกติ และใช้สำหรับการป้องกันแรงดันย้อนกลับของหม้อแปลงเมื่อมีการหยุดทำงาน และอีกทางผ่านสวิตช์เกียร์ 1YS-02 สำหรับให้ไฟฟ้าไหลไปยังเซอร์กิตเบรกเกอร์ 1YB-01 สำหรับป้องกันการลัดวงจร และกระแสเกิน

จากรูปที่ 3.2 จะได้ตารางของอุปกรณ์ใ้ลระวังดังนี้
 ตารางที่ 3.1 อุปกรณ์ใ้ลระวังของส่วนที่ 1

อุปกรณ์	คำอธิบาย	ฟังก์ชัน
1YB-01	เซอร์กิตเบรกเกอร์	ใ้ลระวังและควบคุม
1YS-01	สวิตช์ตัดต่อ	ใ้ลระวังและควบคุม
1YS-02	สวิตช์ตัดต่อ	ใ้ลระวังและควบคุม
1YG-01	สวิตช์ต่อลงดิน	ใ้ลระวัง
1YG-02	สวิตช์ต่อลงดิน	ใ้ลระวัง
1YG-03	สวิตช์ต่อลงดิน	ใ้ลระวัง

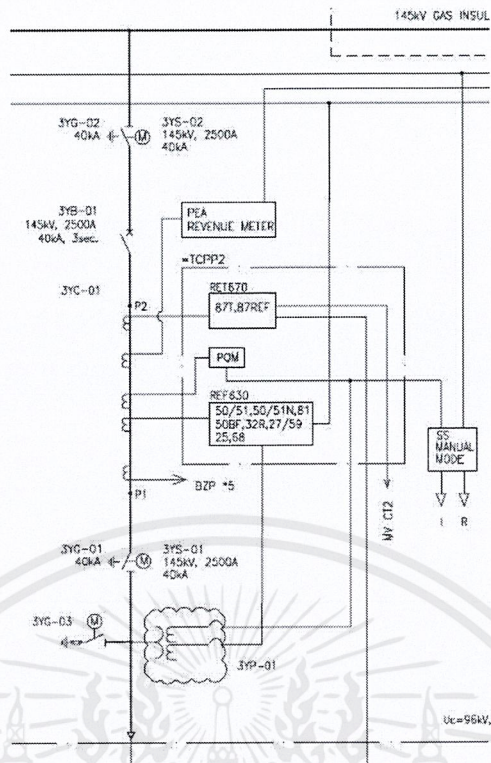


รูปที่ 3.4 Single line diagram ส่วนที่ 3

หมายถึง 3 เป็นระบบสายประธาน 2 ชุด ซึ่งรับไฟฟ้าแรงดัน 115 kV มาจากหมายเลข 1 และหมายเลข 5 ตามลำดับ โดยทั้งสองส่วนจะเชื่อมโยงกันผ่านสวิตช์เกียร์ BYB-01 และ BYB-02 ถ้าสายไฟแรงสูงชุดใดชุดหนึ่งขัดข้อง สายไฟชุดที่เหลือจะต้องจ่ายโหลดทั้งหมด โดยมีเซอร์กิตเบรกเกอร์ BYB-02 สำหรับป้องกันการลัดวงจรและกระแสเกิน

จากรูปที่ 3.4 จะได้ตารางของอุปกรณ์ใ้ระวางดังนี้
ตารางที่ 3.3 อุปกรณ์ใ้ระวางของส่วนที่ 3

อุปกรณ์	คำอธิบาย	ฟังก์ชัน
BYB-01	เซอร์กิตเบรกเกอร์	ใ้ระวางและควบคุม
BYS-01	สวิตช์ตัดต่อ	ใ้ระวางและควบคุม
BYS-02	สวิตช์ตัดต่อ	ใ้ระวางและควบคุม
BYG-01	สวิตช์ต่อลงดิน	ใ้ระวาง
BYG-02	สวิตช์ต่อลงดิน	ใ้ระวาง
BYG-03	สวิตช์ต่อลงดิน	ใ้ระวาง
BYG-04	สวิตช์ต่อลงดิน	ใ้ระวาง

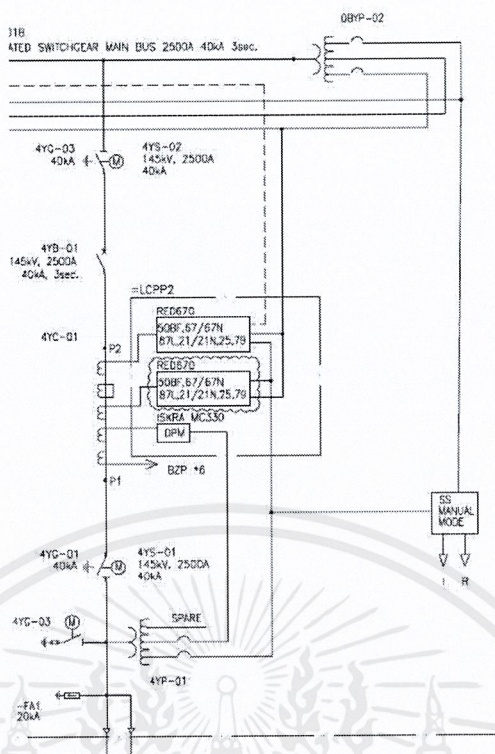


รูปที่ 3.5 Single line diagram ส่วนที่ 4

หมายถึง 4 เป็นส่วนของการรับไฟฟ้าแรงดัน 115 kV จากหมายเลข 1 เข้ามาผ่านสวิตช์เกียร์ 2YS-02 สำหรับให้ไฟฟ้าไหลไปยังเซอร์กิตเบรกเกอร์ 3YB-01 ในการป้องกันลัดวงจร และกระแสเกิน และผ่านสวิตช์เกียร์ 3YS-01 ก่อนจะไปยังหม้อแปลง 115 kV เป็น 22 kV และส่งไปยังแหล่งจ่ายอื่น

จากรูปที่ 3.5 จะได้ตารางของอุปกรณ์เฝ้าระวังดังนี้
ตารางที่ 3.4 อุปกรณ์เฝ้าระวังของส่วนที่ 3

อุปกรณ์	คำอธิบาย	ฟังก์ชัน
3YB-01	เซอร์กิตเบรกเกอร์	เฝ้าระวังและควบคุม
3YS-01	สวิตช์ตัดต่อ	เฝ้าระวังและควบคุม
3YS-02	สวิตช์ตัดต่อ	เฝ้าระวังและควบคุม
3YG-01	สวิตช์ต่อลงดิน	เฝ้าระวัง
3YG-02	สวิตช์ต่อลงดิน	เฝ้าระวัง
3YG-03	สวิตช์ต่อลงดิน	เฝ้าระวัง



รูปที่ 3.6 Single line diagram ส่วนที่ 5

หมายถึง 5 เป็นส่วนของการรับไฟฟ้าแรงดัน 115 kV เข้ามาผ่านสวิตช์เกียร์ 4YS-01 ซึ่งมีหน้าที่รับไฟฟ้าเข้ามาในระบบ และมีการเชื่อมต่อไปยังกราวด์ ใช้สำหรับเมื่อเกิดเหตุผิดปกติ และใช้สำหรับการป้องกันแรงดันย้อนกลับของหม้อแปลงเมื่อมีการหยุดทำงาน และอีกทางผ่านสวิตช์เกียร์ 4YS-02 สำหรับให้ไฟฟ้าไหลไปยังเซอร์กิตเบรกเกอร์ 4YB-01 สำหรับป้องกันการลัดวงจร และกระแสเกิน

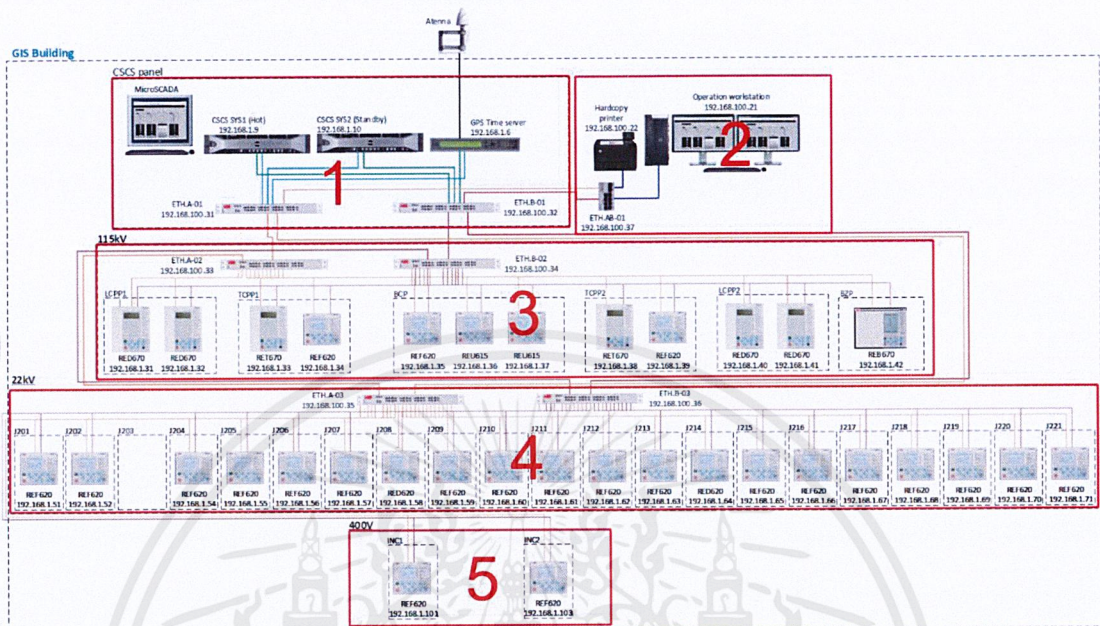
จากรูปที่ 3.5 จะได้ตารางของอุปกรณ์ใ้ระวางดังนี้
 ตารางที่ 3.5 อุปกรณ์ใ้ระวางของส่วนที่ 5

อุปกรณ์	คำอธิบาย	ฟังก์ชัน
4YB-01	เซอร์กิตเบรกเกอร์	ใ้ระวางและควบคุม
4YS-01	สวิตช์ตัดต่อ	ใ้ระวางและควบคุม
4YS-02	สวิตช์ตัดต่อ	ใ้ระวางและควบคุม
4YG-01	สวิตช์ต่อลงดิน	ใ้ระวาง
4YG-02	สวิตช์ต่อลงดิน	ใ้ระวาง
4YG-03	สวิตช์ต่อลงดิน	ใ้ระวาง

3.3 โครงสร้างของระบบ

ระบบจะแบ่งออกเป็น 2 ส่วน ของโครงสร้างด้านฮาร์ดแวร์ และด้านซอฟต์แวร์

3.3.1 โครงสร้างทางด้านฮาร์ดแวร์



รูปที่ 3.7 โครงสร้างการเชื่อมต่อทางด้านฮาร์ดแวร์

การเชื่อมต่ออุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าย่อยแบ่งออกเป็น 5 ส่วนหลัก ๆ ดังรูปที่ 3.7 ประกอบไปด้วยส่วนของ CSCS panel ,Operator workstation ,115 kV Control and protection panel ,22 kV Control and protection panel และ 400 V Control and protection panel

หมายเลข 1 จะประกอบไปด้วยคอมพิวเตอร์เซิร์ฟเวอร์ อีเทอร์เน็ตสวิตช์ และจีพีเอส

หมายเลข 2 จะประกอบไปด้วยคอมพิวเตอร์เวิร์คสเตชัน ปริ้นเตอร์ และอีเทอร์เน็ตสวิตช์

หมายเลข 3 จะประกอบไปด้วยอีเทอร์เน็ตสวิตช์ และอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะรุ่น RED670 RET670 REU615 และ REF620

หมายเลข 4 จะประกอบไปด้วยอีเทอร์เน็ตสวิตช์ และอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะรุ่น REF620

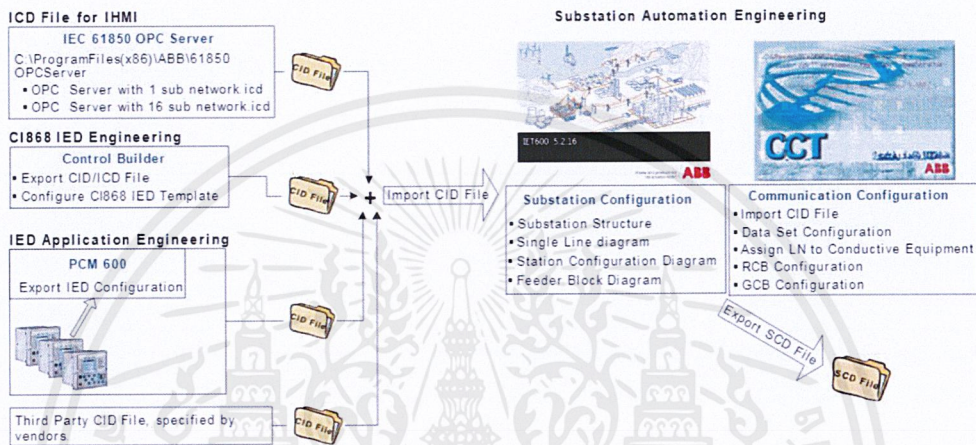
หมายเลข 5 จะประกอบไปด้วยอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ REF620

3.3.2 โครงสร้างทางด้านซอฟต์แวร์

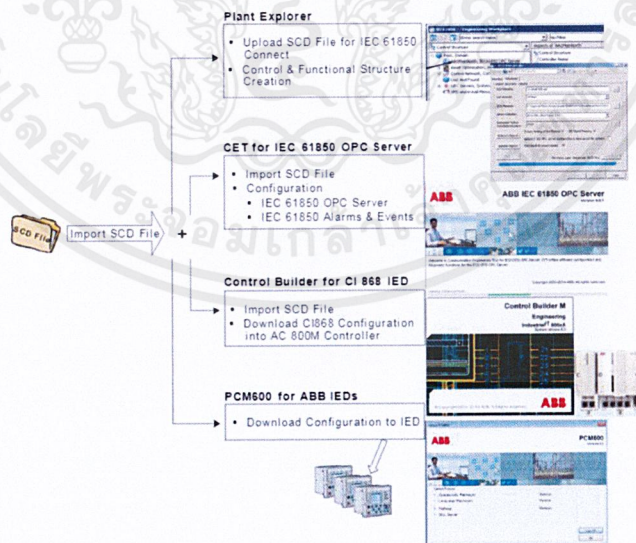
การสื่อสารในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติจะเริ่มต้นจากฐานข้อมูลในโปรแกรม MicroSCADA ที่มีการกำหนด Item Name ไว้เพื่อในการติดต่อสื่อสาร โดย Item Name จะมีการ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตกลงกันระหว่างผู้ที่กำหนดค่าตัวแปรให้กับ IED 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 ในการกำหนดค่าให้ระบบสกาตาเป็นลูกข่าย (Client) เพื่อเชื่อมต่อกันได้



รูปที่ 3.8 ขั้นตอนการเอ็กซ์พอร์ตไฟล์ SCD



รูปที่ 3.9 ขั้นตอนการอิมพอร์ตไฟล์ SCD

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.4 การสร้างรายการตัวแปรที่เกี่ยวข้องในการทำงานของซอฟต์แวร์ที่ใช้สำหรับระบบ สกาดา

การสร้างฐานข้อมูลสำหรับสกาดามีวิธีคือ นำรายการตัวแปรที่เกี่ยวข้องในการทำงานไปสร้าง ฐานข้อมูล โดยในการสร้างฐานข้อมูล จะใช้ Tool Manager – Object Navigator ในโปรแกรม SYS 600 Monitor PRO+ ในการสร้างฐานข้อมูลเพื่อใช้สำหรับการสร้างแอปพลิเคชันสกาดาสำหรับระบบ สถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ซึ่งตัวแปรที่อยู่ในฐานข้อมูลจะดึงค่าจากอุปกรณ์โดยดึงค่าตัวแปรจากรีเลย์ผ่าน โปรโตคอล IEC 61850 โดยรับสัญญาณค่าตัวแปรมาจากรีเลย์ที่ติดตั้งที่ตู้ป้องกันและควบคุมระบบ ไฟฟ้าแรงสูงผ่านสายใยแก้วนำแสงสำหรับระบบสถานะของเบรกเกอร์ สวิตช์ตัดต่อ แสดงค่าของระดับ แรงดันไฟฟ้า (Voltage) กระแสไฟฟ้า (Current) กำลังไฟฟ้าที่ใช้งานได้จริง (Active Power) กำลังไฟฟารีแอกทีฟ (Reactive Power) ความถี่ (Frequency) ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor) แสดงการแจ้งเตือนต่าง ๆ รวมถึงสถานะต่าง ๆ ที่ปรากฏหน้าตู้ รวมถึงการสั่งงานจากระบบ สกาดาไปยังเซอร์กิตเบรกเกอร์ และสวิตช์ตัดต่อ

3.4.1 ตัวแปรในการเฝ้าสังเกตของสถานีไฟฟ้าย่อย

ตารางที่ 3.6 จะเป็นตัวอย่างของตัวแปรที่สำคัญในการเฝ้าระวังสถานีไฟฟ้าย่อย บางส่วนโดยตัวแปรทั้งหมดจะถูกนำไปสร้างฐานข้อมูล

ตารางที่ 3.6 รายการตัวแปรที่เกี่ยวข้องในการทำงานของซอฟต์แวร์ที่ใช้สำหรับระบบสกาดา

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			
L1 115kV LINE1 01YB-01	Breaker position indication	Open / Closed	L1_LINE1_CB01	10	
L1 115kV LINE1 01YS-01	Disconn. position indication	Open / Closed	L1_LINE1_DS01	10	
L1 115kV LINE1 01YS-02	Disconn. position indication	Open / Closed	L1_LINE1_DS02	10	
L1 115kV LINE1 01YG-01	Earth sw. position indication	Open / Closed	L1_LINE1_ES01	10	
L1 115kV LINE1 01YG-02	Earth sw. position indication	Open / Closed	L1_LINE1_ES01	10	
L1 115kV LINE1 RED670 M	43SC switch selection	Open / Closed	L1_LINE1_LR	10	
Signal Type :		Protection			
L1 115kV LINE1 RED670 M	21 Distance Prot. Picked Up	Alarm / Normal	L1_LINE1_21AL01	10	
L1 115kV LINE1 RED670 M	21 Distance Trip phase A	Trip / Normal	L1_LINE1_21AL01	11	
L1 115kV LINE1 RED670 M	21 Distance Trip phase B	Trip / Normal	L1_LINE1_21AL01	12	
L1 115kV LINE1 RED670 M	21 Distance Trip phase C	Trip / Normal	L1_LINE1_21AL01	13	
L1 115kV LINE1 RED670 M	21 Distance VT Failed	Trip / Normal	L1_LINE1_21AL01	14	
L1 115kV LINE1 RED670 BU	67Dir.O/C,Low Stage Picked Up	Alarm / Normal	L1_LINE1_67AL01	10	
L1 115kV LINE1 RED670 BU	67Dir.O/C Phase A(L) Picked Up	Alarm / Normal	L1_LINE1_67AL01	11	
L1 115kV LINE1 RED670 BU	67Dir.O/C Phase B(L) Picked Up	Alarm / Normal	L1_LINE1_67AL01	12	
L1 115kV LINE1 RED670 BU	67Dir.O/C Phase B(L) Picked Up	Alarm / Normal	L1_LINE1_67AL01	13	

L1	115kV LINE1	RED670 BU	67Dir.O/C Phase C(L) Picked Up	Alarm / Normal	L1_LINE1_67AL01	14
L1	115kV LINE1	RED670 BU	67Dir.O/C,Low Stage Trip	Trip / Normal	L1_LINE1_67AL01	15
Signal Type : Alarm						
L1	115kV LINE1	RED670 M	21 Carrier Recived	Alarm / Normal	L1_LINE1_AL01	10
L1	115kV LINE1	RED670 M	COMM. Fail	Alarm / Normal	L1_LINE1_AL01	11
L1	115kV LINE1	RED670 M	CB A/R Block	Alarm / Normal	L1_LINE1_AL01	12
L1	115kV LINE1	RED670 M	LINE PT MCB	Trip / Normal	L1_LINE1_AL01	13
L1	115kV LINE1	RED670 M	BUS PT MCB	Trip / Normal	L1_LINE1_AL01	14
L1	115kV LINE1	RED670 BU	LCC CB Close block	Normal / Alarm	L1_LINE1_AL11	10
L1	115kV LINE1	RED670 BU	LCC CB Trip 1 Block	Normal / Alarm	L1_LINE1_AL11	11
L1	115kV LINE1	RED670 BU	LCC CB SF6 Stage 1 - BP01	Normal / Alarm	L1_LINE1_AL11	12
L1	115kV LINE1	RED670 BU	LCC CB SF6 Stage 2 - BP02	Normal / Alarm	L1_LINE1_AL11	13
L1	115kV LINE1	RED670 BU	LCC CB Hydr. Pump Fault	Normal / Alarm	L1_LINE1_AL11	14
L1	115kV LINE1	RED670 BU	LCC AC MCB Trip	Normal / Alarm	L1_LINE1_AL11	15
L1	115kV LINE1	RED670 BU	LCC DC MCB Trip	Normal / Alarm	L1_LINE1_AL11	16
Signal Type : Command						
L1	115kV LINE1	1YB-01	1YB-01 open execute command		L1_LINE1_CB01	13
L1	115kV LINE1	1YB-01	1YB-01 close execute command		L1_LINE1_CB01	14
L1	115kV LINE1	1YS-01	1YS-01 open execute command		L1_LINE1_DS01	13
L1	115kV LINE1	1YS-01	1YS-01 close execute command		L1_LINE1_DS01	14
L1	115kV LINE1	1YS-02	1YS-02 open execute command		L1_LINE1_DS02	13
L1	115kV LINE1	1YS-02	1YS-02 close execute command		L1_LINE1_DS02	14
Signal Type : Measurement						
L1	115kV LINE1	CT	Current phase A	A	L1_LINE1_CT	10
L1	115kV LINE1	CT	Current phase B	A	L1_LINE1_CT	11
L1	115kV LINE1	CT	Current phase C	A	L1_LINE1_CT	12
L1	115kV LINE1	PT	Voltage AB	kV	L1_LINE1_PT	16
L1	115kV LINE1	PT	Voltage BC	kV	L1_LINE1_PT	17
L1	115kV LINE1	PT	Voltage CA	kV	L1_LINE1_PT	18
L1	115kV LINE1	PT	Frequency	Hz	L1_LINE1_PT	24
L1	115kV LINE1	PQ	Active power P	MW	L1_LINE1_PQ	20
L1	115kV LINE1	PQ	Reactive power Q	MVar	L1_LINE1_PQ	21
L1	115kV LINE1	PQ	Power factor		L1_LINE1_PQ	23
L1	115kV LINE1	ENERGY	Forward Active Energy P	MWh	L1_LINE1_EN	27
L1	115kV LINE1	ENERGY	Reverse Active Energy P	MWh	L1_LINE1_EN	28
L1	115kV LINE1	ENERGY	Forward Reactive Energy Q	MVarh	L1_LINE1_EN	29
L1	115kV LINE1	ENERGY	Reverse Reactive Energy Q	MVarh	L1_LINE1_EN	30
L1	115kV LINE1	1YB-01	CB QA1 Operation counter	Times	L1_LINE1_CT	27

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางรายการตัวแปรที่เกี่ยวข้องในการทำงานจะประกอบไปด้วยชื่อสถานีไฟฟ้า (Substation name) ชื่อเบย์ (Bay name) และชื่ออุปกรณ์ (Device name) เพื่อระบุว่าตัวแปรนั้นจะถูกนำมาจากที่ใด พร้อมระบุคำอธิบายว่าตัวแปร สถานะของตัวแปรนั้น และกำหนดชื่อ (Logical Name : LN) สำหรับใช้สร้างฐานข้อมูล พร้อมระบุว่าอยู่ในตำแหน่ง (Index : IX) โดยฐานข้อมูลชุดนั้น

ตัวแปรที่ใช้ในการเฝ้าสังเกตมีทั้งหมด 5 ชนิด ได้แก่ ตัวแปรสถานะ (Status), ตัวแปรแจ้งเตือนการป้องกัน (Protection), ตัวแปรแจ้งเตือน (Alarm), ตัวแปรคำสั่ง (Command) และตัวแปรจากการวัดด้วย IED (Measurement)

3.4.2 การสร้างรายการตัวแปรที่เกี่ยวข้องในการทำงานของซอฟต์แวร์สำหรับระบบสกาตา

LN	IX	IUN	ION	IOD	OI	OC	OV	EH	IN
S1_LINE_LAL1	10	101	1	6.51 115kV LINE1	REDE70	Distance relay zone 1 (Main)	Not sampled	L_TRIP_NORMAL	WATAAE1000A1ZMF_1ZMFPD01 Op general
S1_LINE_LAL1	11	101	1	7.51 115kV LINE1	REDE70	Distance relay zone 2 (Main)	Not sampled	L_TRIP_NORMAL	WATAAE1000A1ZMF_1ZMFPD02 Op general
S1_LINE_LAL1	12	101	1	8.51 115kV LINE1	REDE70	Distance relay zone 3 (Main)	Not sampled	L_TRIP_NORMAL	WATAAE1000A1ZMF_1ZMFPD03 Op general
S1_LINE_LAL1	13	101	1	9.51 115kV LINE1	REDE70	Distance relay zone 4 (Main)	Not sampled	L_TRIP_NORMAL	WATAAE1000A1ZMF_1ZMFPD04 Op general
S1_LINE_LAL1	14	101	1	10.51 115kV LINE1	REDE70	Distance relay phase A (Main)	Not sampled	L_TRIP_NORMAL	WATAAE1000A1ZMF_1ZMFPD01 Op phaA
S1_LINE_LAL1	15	101	1	11.51 115kV LINE1	REDE70	Distance relay phase B (Main)	Not sampled	L_TRIP_NORMAL	WATAAE1000A1ZMF_1ZMFPD01 Op phaB
S1_LINE_LAL1	16	101	1	12.51 115kV LINE1	REDE70	Distance relay phase C (Main)	Not sampled	L_TRIP_NORMAL	WATAAE1000A1ZMF_1ZMFPD01 Op phaC
S1_LINE_LAL1	17	101	1	13.51 115kV LINE1	REDE70	Distance relay earth fault (Main)	Not sampled	L_TRIP_NORMAL	WATAAE1000A1LDO_SPPGG02 Ind nV al
S1_LINE_LAL1	18			51 115kV LINE1	REDE70	Alarm indicator blockage	0.000	SYS_AL	
S1_LINE_LAL1	19			51 115kV LINE1	REDE70	Alarm indicator selected on monitor	0.000	SYS_AL	
S1_LINE_LAL2	10	101	1	14.51 115kV LINE1	REDE70	Distance relay SOTF (Main)	Not sampled	L_TRIP_NORMAL	WATAAE1000A1LDO_ZCVSP01 Op general
S1_LINE_LAL2	11	101	1	15.51 115kV LINE1	REDE70	Auto reclose operate (Main)	Not sampled	L_TRIP_NORMAL	WATAAE1000A1LDO_SMRPFC1 Op general
S1_LINE_LAL2	12	101	2	0.51 115kV LINE1	REDE70	Auto reclose lock out (Main)	Not sampled	L_TRIP_NORMAL	WATAAE1000A1LDO_SMRPFC1 Ind nV al
S1_LINE_LAL2	13	101	2	1.51 115kV LINE1	REDE70	Synchronizing check (Main)	Not sampled	L_OPERATE_NORMAL	WATAAE1000A1LDO_SPPGG02 Ind nV al
S1_LINE_LAL2	14	102	1	2.51 115kV LINE1	REFE30	Directional O/C phase A (Backup)	Not sampled	L_TRIP_NORMAL	WATAAE1000A2LDO_SPPGG01 Ind nV al
S1_LINE_LAL2	15	102	1	3.51 115kV LINE1	REFE30	Directional O/C phase B (Backup)	Not sampled	L_TRIP_NORMAL	WATAAE1000A2LDO_SPPGG02 Ind nV al
S1_LINE_LAL2	16	102	1	4.51 115kV LINE1	REFE30	Directional O/C phase C (Backup)	Not sampled	L_TRIP_NORMAL	WATAAE1000A2LDO_SPPGG03 Ind nV al
S1_LINE_LAL2	17	102	1	5.51 115kV LINE1	REFE30	Directional earth fault (Backup)	Not sampled	L_TRIP_NORMAL	WATAAE1000A2LDO_SPPGG04 Ind nV al
S1_LINE_LAL2	18			51 115kV LINE1	REFE30	Alarm indicator blockage	0.000	SYS_AL	
S1_LINE_LAL2	19			51 115kV LINE1	REFE30	Alarm indicator selected on monitor	0.000	SYS_AL	
S1_LINE_LAL3	10	102	1	6.51 115kV LINE1	REFE30	Under voltage step 1 (Backup)	Not sampled	L_ALARM_NORMAL	WATAAE1000A2LDO_PHTPUV1 Op general
S1_LINE_LAL3	11	102	1	7.51 115kV LINE1	REFE30	Under voltage step 2 (Backup)	Not sampled	L_TRIP_NORMAL	WATAAE1000A2LDO_PHTPUV2 Op general
S1_LINE_LAL3	12	102	1	8.51 115kV LINE1	REFE30	Over voltage step 1 (Backup)	Not sampled	L_ALARM_NORMAL	WATAAE1000A2LDO_PHTPUV1 Op general
S1_LINE_LAL3	13	102	1	9.51 115kV LINE1	REFE30	Over voltage step 2 (Backup)	Not sampled	L_TRIP_NORMAL	WATAAE1000A2LDO_PHTPUV2 Op general
S1_LINE_LAL3	14	102	1	10.51 115kV LINE1	REFE30	Time delayed ICB Fail	Not sampled	L_TRIP_NORMAL	WATAAE1000A2LDO_CCBREF1 Op x general
S1_LINE_LAL3	15			51 115kV LINE1	REFE30		0	SAGR_FORMSPEB1_39	
S1_LINE_LAL3	16			51 115kV LINE1	REFE30		0	SAGR_FORMSPEB1_39	
S1_LINE_LAL3	17			51 115kV LINE1	REFE30		0	SAGR_FORMSPEB1_39	
S1_LINE_LAL3	18			51 115kV LINE1	REFE30	Alarm indicator blockage	0.000	SYS_AL	
S1_LINE_LAL3	19			51 115kV LINE1	REFE30	Alarm indicator selected on monitor	0.000	SYS_AL	
S1_LINE_LAL4	10	101	2	2.51 115kV LINE1	REDE70	Backup Relay DC failed	Not sampled	L_ALARM_NORMAL	WATAAE1000A1LDO_SPPGG02 Ind nV al
S1_LINE_LAL4	11	101	2	3.51 115kV LINE1	REDE70	Backup Relay RFF failed	Not sampled	L_ALARM_NORMAL	WATAAE1000A1LDO_SPPGG02 Ind nV al
S1_LINE_LAL4	12	101	2	4.51 115kV LINE1	REDE70	CB Ready (Main)	Not sampled	L_ALARM_NORMAL	WATAAE1000A1LDO_SPPGG03 Ind nV al
S1_LINE_LAL4	13	101	2	5.51 115kV LINE1	REDE70	DC MCB off (Backup)	Not sampled	L_ALARM_NORMAL	WATAAE1000A1LDO_SPPGG03 Ind nV al
S1_LINE_LAL4	14	101	2	6.51 115kV LINE1	REDE70	DTI Status TELE	Not sampled	L_ALARM_NORMAL	WATAAE1000A1LDO_SPPGG03 Ind nV al
S1_LINE_LAL4	15	101	2	7.51 115kV LINE1	REDE70	Canbus Receive TELE	Not sampled	L_ALARM_NORMAL	WATAAE1000A1LDO_SPPGG03 Ind nV al

รูปที่ 3.10 รายการตัวแปรที่เกี่ยวข้องสำหรับระบบสกาตาในโปรแกรม SYS 600 Monitor PRO+

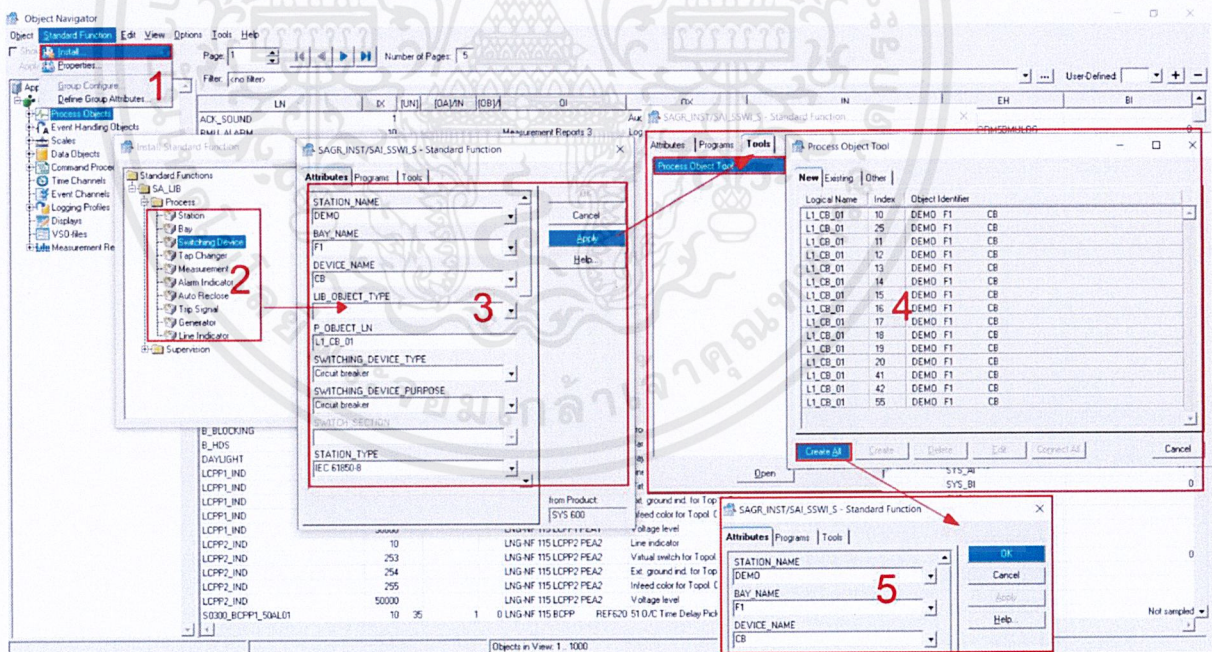
จากรูปที่ 3.10 จะเป็นตัวอย่างบางส่วนของฐานข้อมูลที่ใช้ในการเฝ้าระวังสถานีไฟฟ้าย่อย

รายละเอียดของ Attribute แต่ละตัวของฐานข้อมูลมีรายละเอียด ดังนี้

- 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
- โดยการสร้างฐานข้อมูลมีขั้นตอนดังนี้

1. เปิดโปรแกรม Tool Manager – Object Navigator จากนั้นเลือก Standard Function > Install
2. โปรแกรมจะปรากฏหน้าต่าง Install Standard Function ให้เลือกชนิดของตัวแปรที่ต้องการสร้าง เช่น Switching Device คือสวิตซ์ตัดต่อ Measurement คือค่าพารามิเตอร์ และ Alarm Indicator คือตัวแปรแจ้งเตือน
3. โปรแกรมจะปรากฏหน้าต่าง Standard Function ให้กรอกรายละเอียดของตัวแปร โดยอ้างอิงจาก I/O List จากนั้นกด Apply
4. เลือก Tool จากนั้นดับเบิลคลิก Process Object Tool จากนั้นจะปรากฏหน้าต่าง Process Object Tool ให้เลือก Create All
5. ปิดหน้าต่าง Process Object Tool แล้วเลือก OK ในหน้าต่าง Standard Function



รูปที่ 3.11 วิธีการสร้างฐานข้อมูล

3.5 การสร้างเอชเอ็มไอ

3.5.1 รายละเอียดของเอชเอ็มไอ

เอชเอ็มไอที่สร้างขึ้น ประกอบด้วย ส่วนยืนยันตัวตนผู้ใช้ เอชเอ็มไอแสดงผลหลัก เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลภาพรวมของสถานีไฟฟ้า เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลแต่ละระดับแรงดัน เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลแต่ละเบย์ เอชเอ็มไอสำหรับแสดงการเชื่อมต่อ เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Report เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Alarm และเอชเอ็มไอสำหรับแสดง Event

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

2. เอชเอ็มไอแสดงผลหลัก เป็นส่วนที่ใช้สำหรับเลือกกว่าผู้ใช้จะเข้าถึงส่วนใดของระบบสกาดา โดยหน้านี้จะเป็นหน้ารวมเมนูทั้งหมด

3. เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลภาพรวมของสถานีไฟฟ้า จะแสดงข้อมูลที่มีการวางรูปแบบคล้ายกับ Single Line Diagram ซึ่งแสดงภาพรวมทั้งหมดของอุปกรณ์ต่าง ๆ ในสถานีไฟฟ้า

4. เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลแต่ละระดับแรงดัน จะแสดงข้อมูลของแต่ละส่วนของสถานีไฟฟ้า โดยสถานีไฟฟ้าที่นำมาศึกษาจะแบ่งเป็น 3 ระดับแรงดัน คือ 115 kV, 22 kV และ 400 V

5. เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลแต่ละเบย์ จะแสดงข้อมูลในทั้งสถานการณ์ควบคุมต่าง ๆ การแจ้งเตือน และค่าที่วัดได้จากมิเตอร์

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










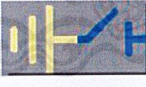


7. เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Report จะเก็บค่าที่วัดได้ต่าง ๆ เป็นข้อมูลย้อนหลัง ซึ่งสามารถกำหนดความถี่ในการเก็บค่าได้ รวมทั้งสามารถดูผลได้เป็นประจำวัน ประจำสัปดาห์ ประจำเดือน หรือประจำปี ได้ ในรูปแบบกราฟและตาราง

8. เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Alarm จะแสดงข้อมูล Alarm ที่เกิดขึ้นของทุกอุปกรณ์ที่อยู่ในสถานีไฟฟ้า และมีการตั้งค่าขึ้นมาใช้ในระบบสกาดา ที่เราสร้างฐานข้อมูลไว้แล้ว ในส่วนนี้จะใช้เทมเพลตที่มีอยู่ในโปรแกรม





9. เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Event จะแสดงเหตุการณ์ต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นของแต่ละอุปกรณ์ที่อยู่ในสถานีไฟฟ้า และมีการตั้งค่าขึ้นมาใช้ในระบบสกาดา ที่เราสร้างฐานข้อมูลไว้แล้ว ในส่วนนี้จะใช้เทมเพลตที่มีอยู่ในโปรแกรม

การสร้างเอชเอ็มไอจะอ้างอิงตาม Single Line Diagram และสัญลักษณ์ต่าง ๆ ที่แสดงในเอชเอ็มไอจะอ้างอิงบนพื้นฐานตามมาตรฐานของบริษัท ดังตารางที่ 3.7, 3.8, 3.9 และ 3.10 เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้


ตารางที่ 3.7 ข้อตกลงในการแสดงผลของอุปกรณ์บนเอชเอ็มไอ

Icon detail	Icon	Description
Disconnecting switch		Undefined
		Open
		Close
		Faulty
Circuit Breaker		Undefined
		Open
		Close
		Faulty
Earth switch		Undefined
		Open
		Close
		Faulty

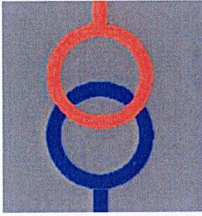
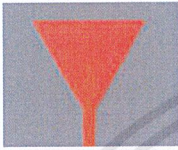
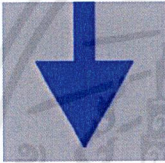
ตารางที่ 3.8 ข้อตกลงในการแจ้งเตือนเอชเอ็มไอ

Icon detail	Icon	Description
Protection	 21 Distance prot. Picked Up	Normal
	 21 Distance prot. Picked Up	Trip
Alarm	 21 Carrier Recived	Normal
	 21 Carrier Recived	Alarm




ตารางที่ 3.9 ข้อตกลงในการแสดงพารามิเตอร์บนเอชเอ็มไอ

Icon detail	Object	Status	Example of use
Numeric indicators		<ol style="list-style-type: none"> Object name Active Power value Unit 	<ol style="list-style-type: none"> I L1 Active Power value A

ตารางที่ 3.10 ข้อตกลงการใช้สัญลักษณ์บนเอชเอ็มไอ

Icon	Description
	Transformer
	Line Indicator (For Incoming)
	Line Indicator (For Outgoing)

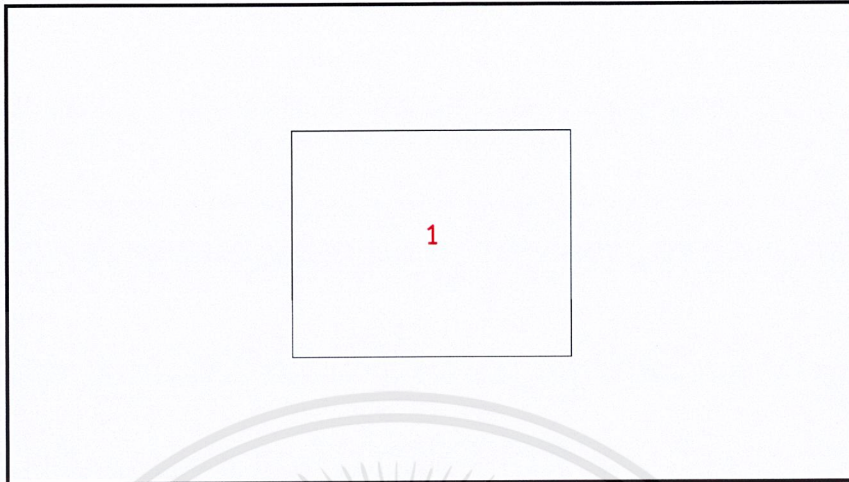
ตารางที่ 3.11 ข้อตกลงการใช้สีระบุระดับแรงดันไฟฟ้า

Color of busbar	Description
	115 kV
	22 kV
	400 V

3.5.2 โครงสร้างของเอชเอ็มไอ

ในส่วนของโครงสร้างเอชเอ็มไอจะอธิบายถึงส่วนประกอบของแต่ละหน้าของเอชเอ็มไอ โดยเอชเอ็มไอนี้ประกอบด้วย 6 หน้า

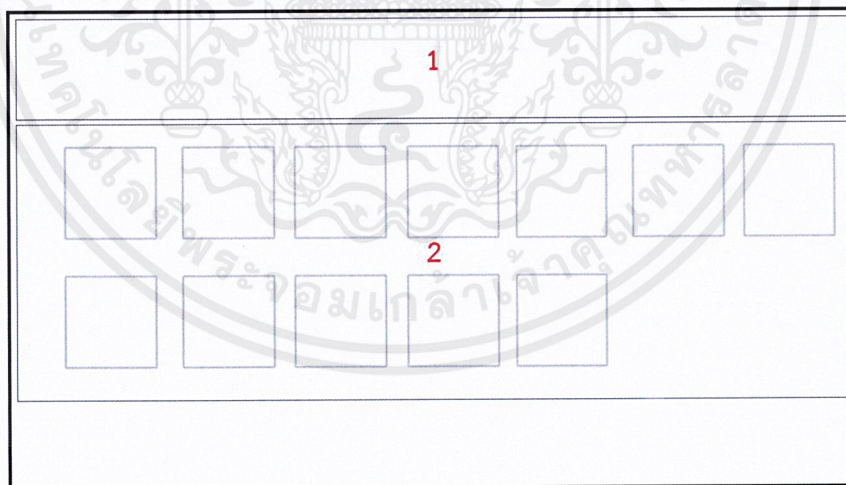
หน้าที่ 1 เป็นหน้าสำหรับยืนยันตัวตนผู้ใช้



รูปที่ 3.12 โครงสร้างเอชเอ็มไอหน้ายืนยันตัวผู้ใช้

ส่วนที่ 1 : หน้าต่างสำหรับใส่ชื่อผู้ใช้ และรหัสผ่าน

หน้าที่ 2 เป็นส่วนแสดงผลหลัก

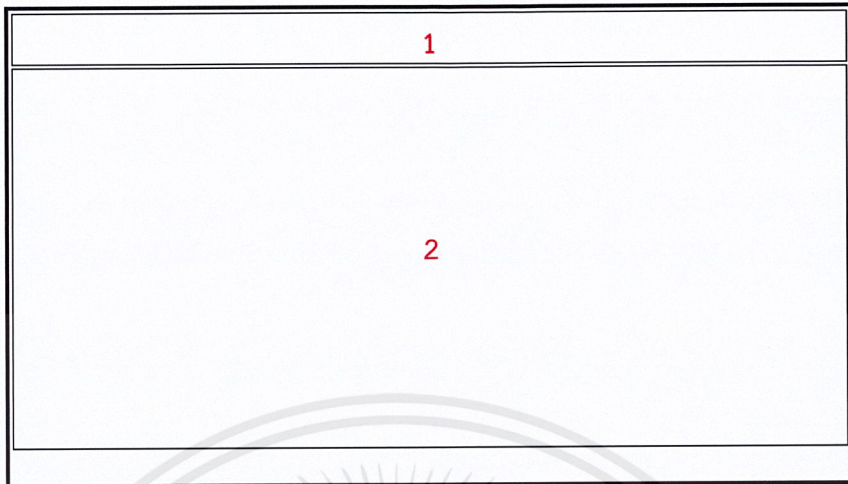


รูปที่ 3.13 โครงสร้างเอชเอ็มไอหน้าแสดงผลหลัก

ส่วนที่ 1 : ส่วนบอกชื่อสถานี

ส่วนที่ 2 : เป็นส่วนตัวเลือกสำหรับเชื่อมโยงไปยังหน้าต่าง ๆ

หน้าที่ 3 เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลภาพรวมของสถานีไฟฟ้า



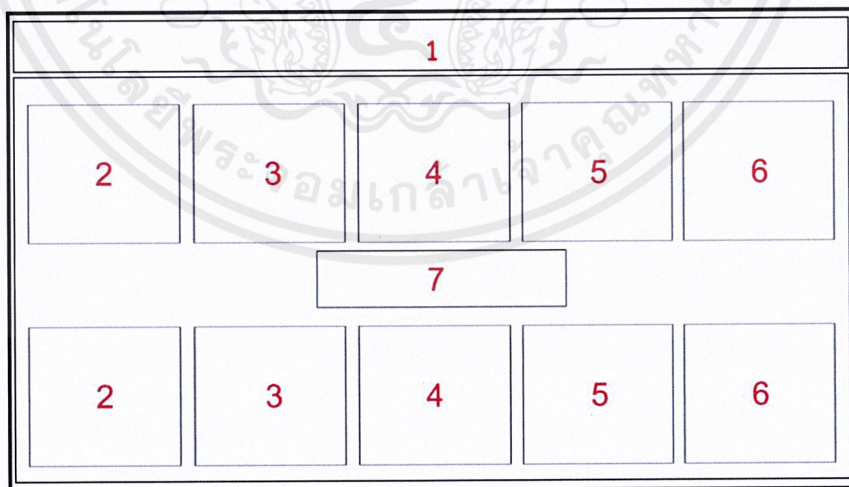
รูปที่ 3.14 โครงสร้างเอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลภาพรวมของสถานีไฟฟ้า

ส่วนที่ 1 : แถบเมนูสำหรับเชื่อมโยงไปยังหน้าต่าง ๆ พร้อมแสดงสีของหน้าที่ปรากฏ

ส่วนที่ 2 : ภาพรวมของสถานีไฟฟ้าที่มีต้นแบบมาจาก Single Line Diagram

หน้าที่ 4 เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลระดับแรงดันไฟฟ้าในแต่ละส่วน

อยู่



รูปที่ 3.15 โครงสร้างเอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลระดับแรงดันไฟฟ้าในแต่ละส่วน

ส่วนที่ 1 : แถบเมนูสำหรับเชื่อมโยงไปยังหน้าต่าง ๆ พร้อมแสดงสีของหน้าที่แสดงอยู่

ส่วนที่ 2 : ส่วนการทำงานของอุปกรณ์ สถานะของสวิตช์หน้าตู้ และค่าพารามิเตอร์ในส่วนไฟ 115 kV จากกริดไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ส่วนที่ 3 : ส่วนการทำงานของอุปกรณ์ สถานะของสวิตช์หน้าตู้ และค่าพารามิเตอร์ในส่วนไฟ 115 kV ไปยังหม้อแปลง 22 kV

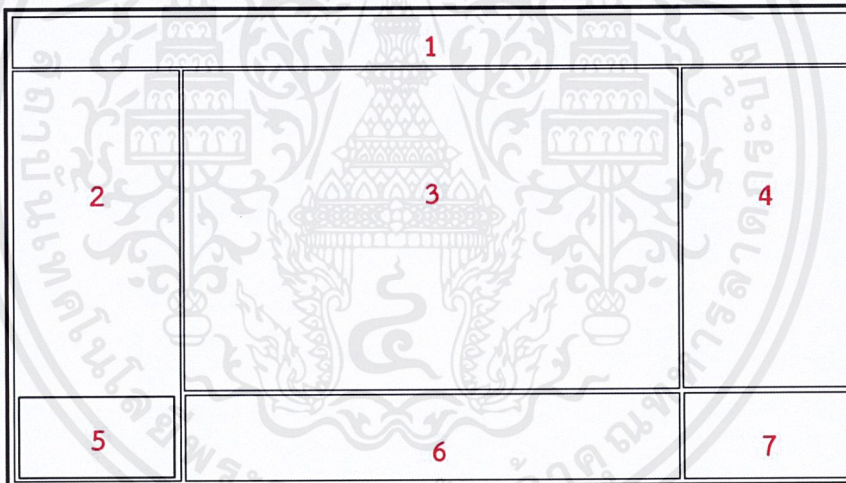
ส่วนที่ 4 : ส่วนการทำงานของอุปกรณ์ สถานะของสวิตช์หน้าตู้ และค่าพารามิเตอร์ในส่วนไฟ 115 kV ที่เชื่อมโยงกันระหว่างส่วนที่ 2 และ 3

ส่วนที่ 5 : ส่วนการทำงานของอุปกรณ์ สถานะของสวิตช์หน้าตู้ และค่าพารามิเตอร์ในส่วนไฟ 115 kV ไปยังหม้อแปลง 22 kV

ส่วนที่ 6 : ส่วนการทำงานของอุปกรณ์ สถานะของสวิตช์หน้าตู้ และค่าพารามิเตอร์ในส่วนไฟ 115 kV จากกริดไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ส่วนที่ 7 : ส่วนของ alarm ของตู้ควบคุมและป้องกันระบบไฟฟ้าของบัส

หน้าที่ 5 เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลแต่ละเบย์



รูปที่ 3.16 โครงสร้างเอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลแต่ละเบย์

ส่วนที่ 1 : แถบเมนูสำหรับเชื่อมโยงไปยังหน้าต่างต่าง ๆ พร้อมแสดงสีของหน้าที่ปรากฏอยู่

ส่วนที่ 2 : แผนภาพ Single Line Diagram แต่ละเบย์

ส่วนที่ 3 : Annunciator สำหรับตัวแปรชนิด Protection และ Alarm

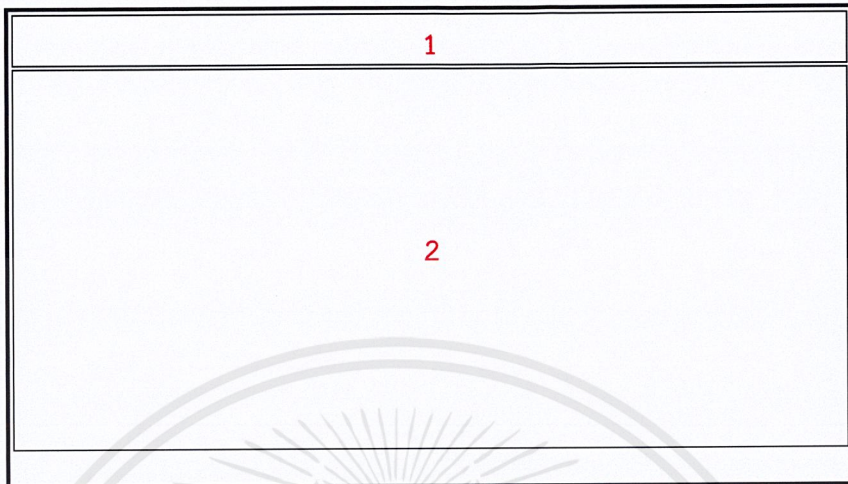
ส่วนที่ 4 : ค่า Measurement

ส่วนที่ 5 : สถานะของสวิตช์หน้าตู้และฟังก์ชันบางชนิด

ส่วนที่ 6 : Interlocking

ส่วนที่ 7 : สถานะของ IED

หน้าที่ 6 เอชเอ็มไอสำหรับการเชื่อมต่อ



รูปที่ 3.17 โครงสร้างเอชเอ็มไอสำหรับการเชื่อมต่อ

ส่วนที่ 1 : แถบเมนูสำหรับเชื่อมโยงไปยังหน้าต่าง ๆ พร้อมแสดงสีของหน้าที่ปรากฏอยู่

ส่วนที่ 2 : แผนภาพการเชื่อมต่อของอุปกรณ์ต่าง ๆ

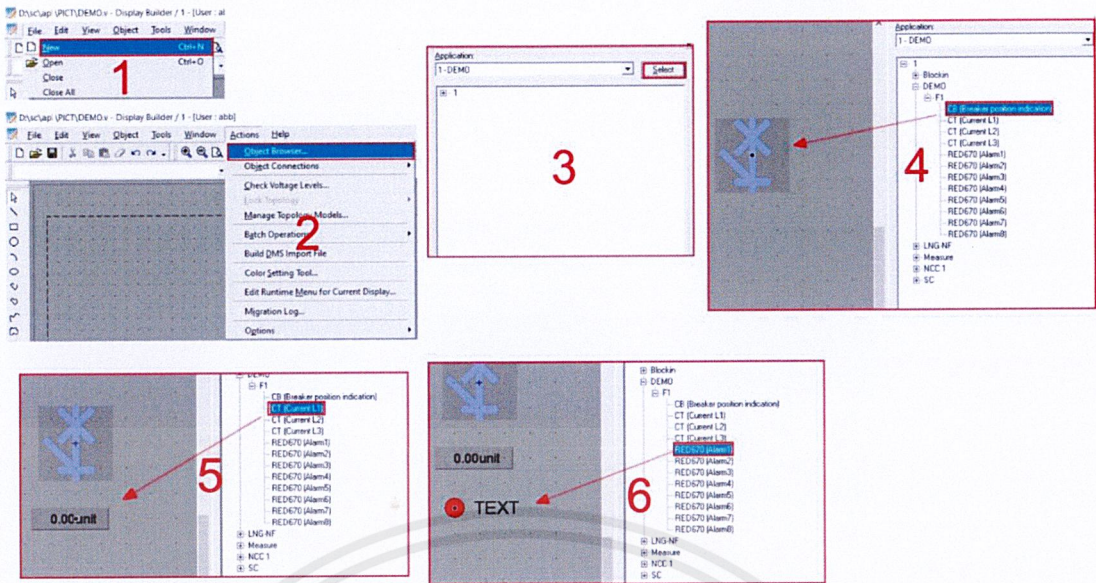
โดยวิธีการสร้างเอชเอ็มไอมีขั้นตอนดังนี้

1. เปิดโปรแกรม Display Builder จากนั้นเลือก File > New เพื่อสร้างหน้าเอชเอ็มไอขึ้นมา
2. เลือก Actions > Object Browser จะปรากฏหน้าต่าง Application
3. เลือก Application ที่สร้างฐานข้อมูลไว้ จากนั้นเลือก Select
4. เลือก Station และ Bay จากนั้นคลิกลากตัวแปรที่ต้องการจะใช้ไปวางไว้ในที่ว่าง ในที่นี้คือ

ใหม่

เซอร์กิตเบรกเกอร์

5. ลากตัวแปรที่ต้องการจะใช้ไปวางไว้ที่ว่าง ในที่นี้คือ ค่ากระแสไฟฟ้า
6. ลากตัวแปรที่ต้องการจะใช้ไปวางไว้ที่ว่าง ในที่นี้คือ Annunciator



รูปที่ 3.18 วิธีการสร้างเอชเอ็มไอ

3.6 หน้าเอชเอ็มไอที่สร้างขึ้น

เอชเอ็มไอของสถานีไฟฟ้า มี 9 ส่วน คือ ส่วนยืนยันตัวตนผู้ใช้ เอชเอ็มไอแสดงผลหลัก เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลภาพรวมของสถานีไฟฟ้า เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลแต่ละระดับแรงดัน เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลแต่ละเบย์ เอชเอ็มไอสำหรับแสดงการเชื่อมต่อ เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Report เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Alarm และเอชเอ็มไอสำหรับแสดง Event

3.6.1 ส่วนยืนยันตัวตนผู้ใช้



รูปที่ 3.19 ส่วนยืนยันตัวตนผู้ใช้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
 40
 ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ดังตัวอย่างรูปที่ 3.19 ซึ่งแสดงถึงส่วนยืนยันตัวตนผู้ใช้ ในส่วนนี้จะเป็นการกรอก username และ password เพื่อระบุว่าผู้ปฏิบัติงานเป็นระดับใด มีสิทธิ์ใช้งานได้หรือไม่ได้

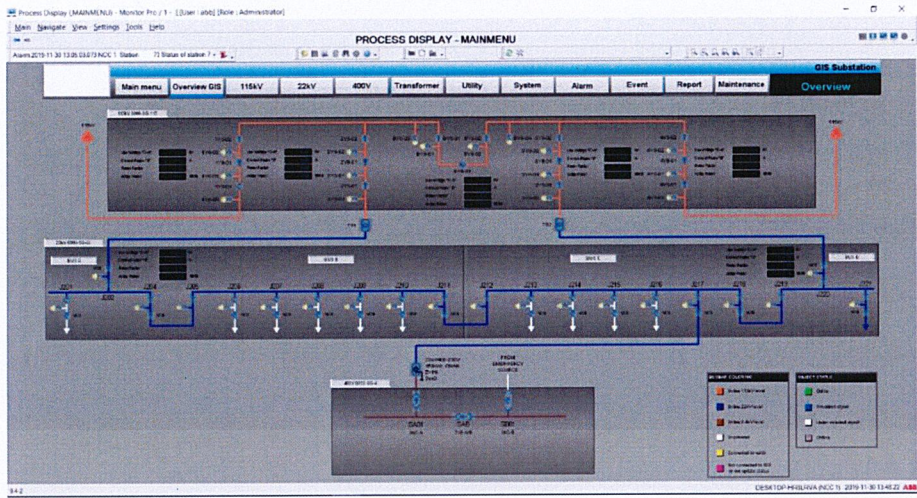
3.6.2 เอชเอ็มไอแสดงผลหลัก



รูปที่ 3.20 เอชเอ็มไอแสดงผลหลัก

ดังตัวอย่างรูปที่ 3.20 ซึ่งแสดงถึงเอชเอ็มไอแสดงผลหลัก นำส่วนนี้จะแสดงชื่อหรือชนิดของสถานีไฟฟ้า และส่วนที่ใช้เชื่อมต่อไปยังหน้าต่าง ๆ เช่น หน้า เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลภาพรวมของสถานีไฟฟ้า เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลระดับแรงดันไฟฟ้าในแต่ละส่วน และเอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลแต่ละเบย์ เป็นต้น

3.6.3 เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลภาพรวมของสถานีไฟฟ้า

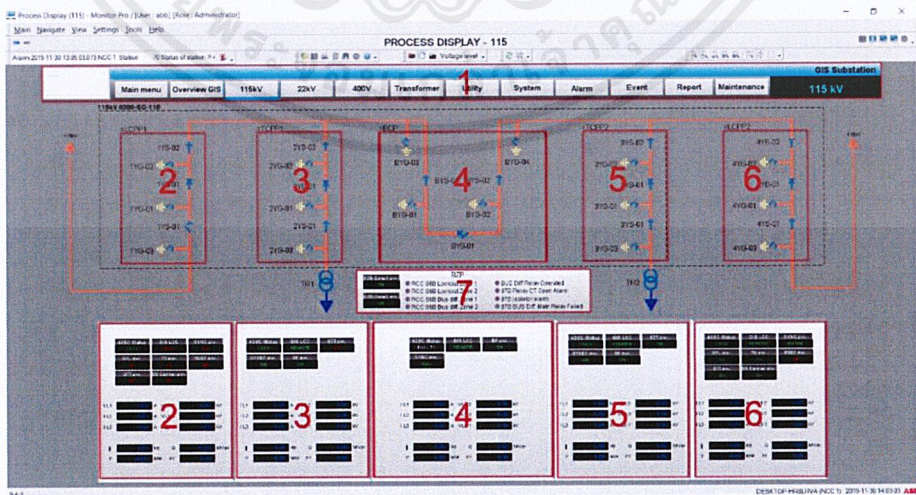


รูปที่ 3.21 เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลภาพรวมของสถานีไฟฟ้า

ดังตัวอย่างรูปที่ 3.21 ซึ่งแสดงถึงเอชเอ็มไอแสดงสำหรับแสดงผลภาพรวมของสถานีไฟฟ้า ในส่วนนี้จะแสดงภาพรวมของสถานีไฟฟ้าตามแบบ Single Line Diagram ซึ่งสามารถตรวจสอบสถานะเปิด/ปิดของอุปกรณ์ได้ และแสดงค่าพารามิเตอร์บางส่วน

3.6.4 เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลระดับแรงดันไฟฟ้าในแต่ละส่วน

เอชเอ็มไอแสดงผลระดับแรงดันไฟฟ้าในแต่ละส่วน จะแสดงผลภาพรวมของสถานีไฟฟ้าในแต่ละระดับแรงดัน และแสดงค่าพารามิเตอร์แรงดันไฟฟ้า กระแสไฟฟ้า ความถี่ กำลังไฟฟ้า ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า และค่าพาวเวอร์แฟคเตอร์ รวมถึงสถานะของสวิตช์หน้าตู้ด้วย โดยแบ่งเป็น 7 ส่วนดังรูปที่ 3.22

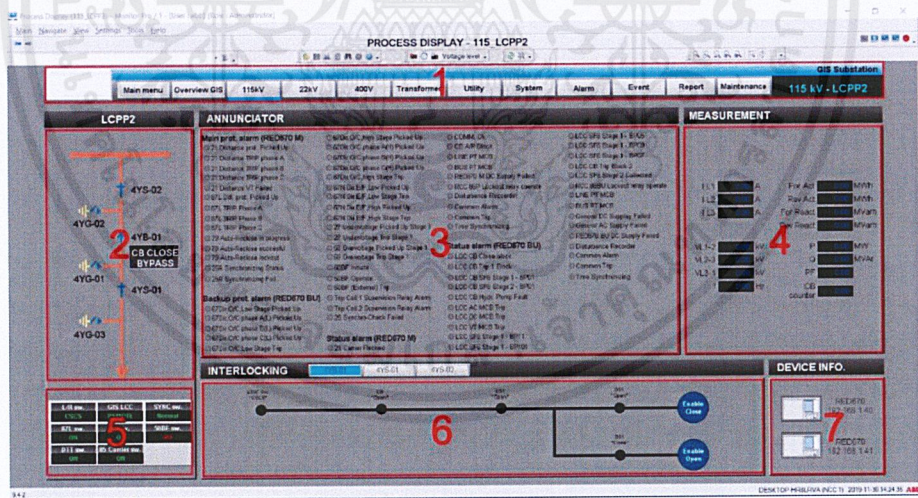


รูปที่ 3.22 เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลระดับแรงดันไฟฟ้าในแต่ละส่วน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- ส่วนที่ 1 : แถบเมนูสำหรับเชื่อมโยงไปยังหน้าต่าง ๆ พร้อมแสดงสีของหน้าที่ปรากฏอยู่
- ส่วนที่ 2 : ส่วนการทำงานของอุปกรณ์ สถานะของสวิตช์หน้าตู้ และค่าพารามิเตอร์ในส่วนไฟ 115 kV จากกริดไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
- ส่วนที่ 3 : ส่วนการทำงานของอุปกรณ์ สถานะของสวิตช์หน้าตู้ และค่าพารามิเตอร์ในส่วนไฟ 115 kV ไปยังหม้อแปลง 22 kV
- ส่วนที่ 4 : ส่วนการทำงานของอุปกรณ์ สถานะของสวิตช์หน้าตู้ และค่าพารามิเตอร์ในส่วนไฟ 115 kV ที่เชื่อมโยงกันระหว่างส่วนที่ 2 และ 3
- ส่วนที่ 5 : ส่วนการทำงานของอุปกรณ์ สถานะของสวิตช์หน้าตู้ และค่าพารามิเตอร์ในส่วนไฟ 115 kV ไปยังหม้อแปลง 22 kV
- ส่วนที่ 6 : ส่วนการทำงานของอุปกรณ์ สถานะของสวิตช์หน้าตู้ และค่าพารามิเตอร์ในส่วนไฟ 115 kV จากกริดไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
- ส่วนที่ 7 : ส่วนของ alarm ของตู้ควบคุมและป้องกันระบบไฟฟ้าของบัส

3.6.5 เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลแต่ละเบย์



รูปที่ 3.23 เอชเอ็มไอสำหรับแสดงผลแต่ละเบย์

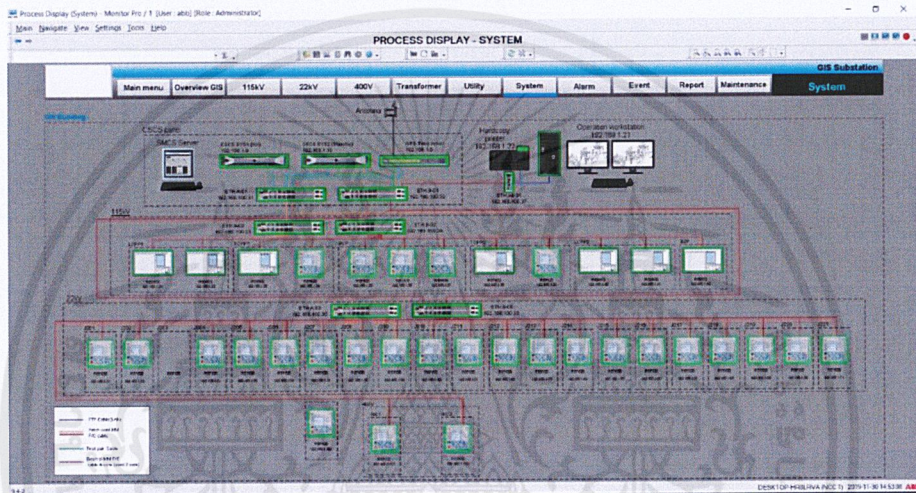
ดังตัวอย่างรูปที่ 3.22 ซึ่งแสดงถึงเอชเอ็มไอแสดงผลแต่ละเบย์ โดยจะแสดงผลที่มีความละเอียดมากยิ่งขึ้น โดยการแสดง Alarm และ Protection รวมถึงแสดง Interlocking ด้วย โดยแบ่งเป็น 7 ส่วนดังรูปที่ 3.23

ส่วนที่ 1 : แถบเมนูสำหรับเชื่อมโยงไปยังหน้าต่าง ๆ พร้อมแสดงสีของหน้าที่ปรากฏอยู่

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- ส่วนที่ 2 : แผนภาพ Single Line Diagram แต่ละเบย์
- ส่วนที่ 3 : Annunciator สำหรับตัวแปรชนิด Protection และ Alarm
- ส่วนที่ 4 : ค่า Measurement
- ส่วนที่ 5 : สถานะของสวิตช์หน้าตู้และฟังก์ชันบางชนิด
- ส่วนที่ 6 : Interlocking
- ส่วนที่ 7 : สถานะของ IED

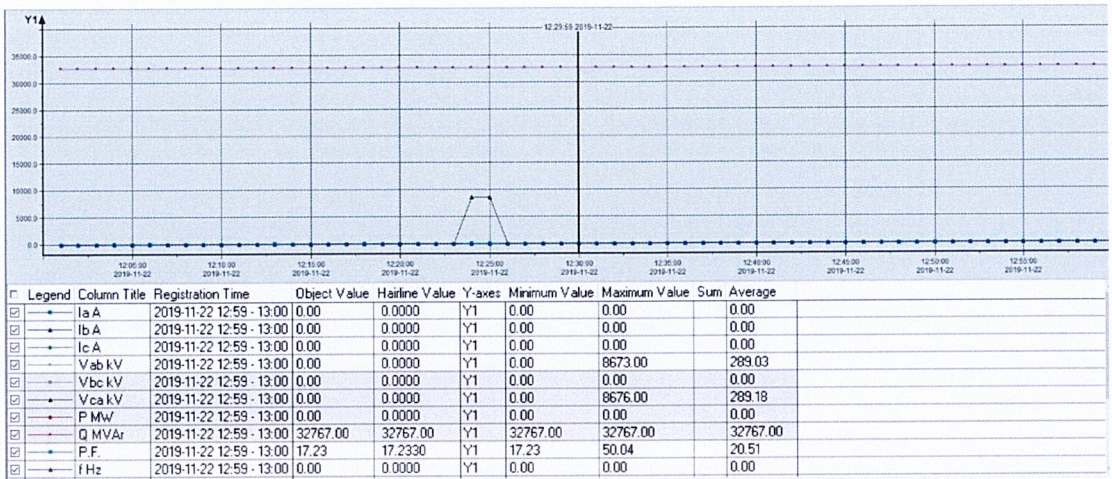
3.6.6 เอชเอ็มไอสำหรับการแสดงการเชื่อมต่อ



รูปที่ 3.24 เอชเอ็มไอสำหรับการแสดงการเชื่อมต่อ

ดังตัวอย่างรูปที่ 3.24 ซึ่งแสดงถึงเอชเอ็มไอสำหรับการแสดงการเชื่อมต่อ ในส่วนนี้สามารถสังเกตสถานะการเชื่อมต่อของอุปกรณ์แต่ละอุปกรณ์ได้โดยสังเกตสี ถ้ากรอบสีของอุปกรณ์เป็นสีเขียวหมายความว่าเชื่อมต่อปกติ ถ้ากรอบสีของอุปกรณ์เป็นสีแดงหมายความว่าเชื่อมต่อผิดปกติหรือไม่เชื่อมต่อ

3.6.7 เอชเอ็มไอสำหรับการแสดง Report



รูปที่ 3.25 เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Report

ดังตัวอย่างรูปที่ 3.25 ซึ่งแสดงถึงเอชเอ็มไอสำหรับแสดง Report ในส่วนนี้สามารถเรียกดูได้ในรูปแบบกราฟ และตาราง โดยค่าที่วัดจากเพาเวอร์มิเตอร์

3.6.8 เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Alarm

#	Action time (YT)	Station	Bay	Device	Object Text	Status
1	2019-11-30 15:04	NCC 1	115 LCPP2 PE2A	RED670	LCC SFB Stage 1 - BP07	Alarm
2	2019-11-30 15:04	NCC 1	115 LCPP2 PE2A	RED670	LCC SFB Stage 1 - BP09	Alarm
3	2019-11-30 15:04	NCC 1	115 LCPP2 PE2A	RED670	LCC SFB Stage 1 - BP05	Alarm
4	2019-11-30 15:04	NCC 1	115 LCPP2 PE2A	RED670	LCC SFB Stage 1 - BP101	Alarm
5	2019-11-30 15:04	NCC 1	115 LCPP2 PE2A	RED670	LCC SFB Stage 1 - BP11	Alarm
6	2019-11-30 15:04	NCC 1	115 LCPP2 PE2A	RED670	LCC AC MCB Trip	Alarm
7	2019-11-30 15:04	NCC 1	115 LCPP2 PE2A	RED670	LCC CB Hydr. Pump Fault	Alarm
8	2019-11-30 15:04	NCC 1	115 LCPP2 PE2A	RED670	LCC CB SFB Stage 2 - BP	Alarm
9	2019-11-30 15:04	NCC 1	115 LCPP2 PE2A	RED670	67Dr O/C high Stage Trip	Alarm
10	2019-11-30 15:04	NCC 1	115 LCPP2 PE2A	RED670	67Dr O/C phase C01 Ph.	Alarm
11	2019-11-30 15:04	NCC 1	115 LCPP2 PE2A	RED670	67Dr O/C phase A01 Ph.	Alarm
12	2019-11-30 15:04	NCC 1	115 LCPP2 PE2A	RED670	67Dr O/C phase A01 Ph.	Alarm
13	2019-11-30 15:04	NCC 1	115 LCPP2 PE2A	RED670	67Dr O/C high Stage Pick.	Alarm
14	2019-11-30 15:03	NCC 1	115 LCPP2 PE2A	RED670	LCC CB SFB Stage 1 - BP	Ack
15	2019-11-30 15:03	NCC 1	115 LCPP2 PE2A	RED670	LCC CB Trip 1 Block	Ack
16	2019-11-30 15:03	NCC 1	115 LCPP2 PE2A	RED670	LCC CB Close block	Ack
17	2019-11-30 13:05	NCC 1	Station	69	Status of station 69	High alarm Ack
18	2019-11-30 13:05	NCC 1	Station	66	Status of station 66	High alarm Ack
19	2019-11-30 13:05	NCC 1	Station	67	Status of station 67	High alarm Ack
20	2019-11-30 13:05	NCC 1	Station	68	Status of station 68	High alarm Ack
21	2019-11-30 13:05	NCC 1	Station	70	Status of station 70	High alarm Ack
22	2019-11-30 13:05	NCC 1	Station	71	Status of station 71	High alarm Ack
23	2019-11-30 13:05	NCC 1	Station	64	Status of station 64	High alarm Ack
24	2019-11-30 13:05	NCC 1	Station	61	Status of station 61	High alarm Ack
25	2019-11-30 13:05	NCC 1	Station	62	Status of station 62	High alarm Ack
26	2019-11-30 13:05	NCC 1	Station	65	Status of station 65	High alarm Ack
27	2019-11-30 13:05	NCC 1	Station	63	Status of station 63	High alarm Ack
28	2019-11-30 13:05	NCC 1	Station	60	Status of station 60	High alarm Ack
29	2019-11-30 13:05	NCC 1	Station	59	Status of station 59	High alarm Ack
30	2019-11-30 13:05	NCC 1	Station	57	Status of station 57	High alarm Ack
31	2019-11-30 13:05	NCC 1	Station	53	Status of station 53	High alarm Ack
32	2019-11-30 13:05	NCC 1	Station	54	Status of station 54	High alarm Ack
33	2019-11-30 13:05	NCC 1	Station	55	Status of station 55	High alarm Ack
34	2019-11-30 13:05	NCC 1	Station	56	Status of station 56	High alarm Ack
35	2019-11-30 13:05	NCC 1	Station	58	Status of station 58	High alarm Ack

รูปที่ 3.26 เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Alarm

ดังตัวอย่างรูปที่ 3.26 ซึ่งแสดงถึงเอชเอ็มไอสำหรับแสดง Alarm ที่เกิดขึ้น ในส่วนนี้จะแสดง Alarm ที่เกิดขึ้น ซึ่งมี 3 รูปแบบ คือ สีแดง Alarm ที่ยังเกิดขึ้นอยู่ สีน้ำเงิน คือ Alarm ที่เกิดขึ้นอยู่แต่ผู้ปฏิบัติงานทำการ Acknowledge แล้ว และสีดำ คือ Alarm ที่กลับสู่ภาวะปกติ แต่ผู้ปฏิบัติงานยังไม่ได้ทำการ Acknowledge

3.6.9 เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Event

#	Time (Y+M+D)	Station	Bay	Device	Object Test	Event Test	Logical Name	Index
1	2019-11-30 15:04:25	NOC 1	115.LCPP2.P	RED670.BU	LCC SF6 Stage 1 - BP07	Trip	S0300_LCPP2_AL12	14
2	2019-11-30 15:04:25	NOC 1	115.LCPP2.P	RED670.BU	LCC SF6 Stage 1 - BP09	Trip	S0300_LCPP2_AL12	13
3	2019-11-30 15:04:25	NOC 1	115.LCPP2.P	RED670.BU	LCC SF6 Stage 1 - BP05	Trip	S0300_LCPP2_AL12	12
4	2019-11-30 15:04:25	NOC 1	115.LCPP2.P	RED670.BU	LCC SF6 Stage 1 - BP101	Trip	S0300_LCPP2_AL12	11
5	2019-11-30 15:04:25	NOC 1	115.LCPP2.P	RED670.BU	LCC SF6 Stage 1 - BP11	Trip	S0300_LCPP2_AL12	10
6	2019-11-30 15:04:22	NOC 1	115.LCPP2.P	RED670.BU	LCC AC MCB Trip	Trip	S0300_LCPP2_AL11	15
7	2019-11-30 15:04:22	NOC 1	115.LCPP2.P	RED670.BU	LCC CB Hydr. Pump Fault	Trip	S0300_LCPP2_AL11	14
8	2019-11-30 15:04:22	NOC 1	115.LCPP2.P	RED670.BU	LCC CB SF6 Stage 2 - BP01	Trip	S0300_LCPP2_AL11	13
9	2019-11-30 15:04:18	NOC 1	115.LCPP2.P	RED670.BU	67Dr O/C high Stage Trip	Trip	S0300_LCPP2_6TAL02	14
10	2019-11-30 15:04:18	NOC 1	115.LCPP2.P	RED670.BU	67Dr O/C phase C(H) Picket	Alarm	S0300_LCPP2_6TAL02	13
11	2019-11-30 15:04:18	NOC 1	115.LCPP2.P	RED670.BU	67Dr O/C phase B(H) Picket	Alarm	S0300_LCPP2_6TAL02	12
12	2019-11-30 15:04:18	NOC 1	115.LCPP2.P	RED670.BU	67Dr O/C phase A(H) Picket	Alarm	S0300_LCPP2_6TAL02	11
13	2019-11-30 15:04:18	NOC 1	115.LCPP2.P	RED670.BU	67Dr O/C high Stage Picked	Alarm	S0300_LCPP2_6TAL02	10
14	2019-11-30 15:04:16	NOC 1	115.LCPP2.P	RED670.BU	67Dr O/C high Stage Trip	Normal	S0300_LCPP2_6TAL02	14
15	2019-11-30 15:04:16	NOC 1	115.LCPP2.P	RED670.BU	67Dr O/C phase C(H) Picket	Normal	S0300_LCPP2_6TAL02	13
16	2019-11-30 15:04:16	NOC 1	115.LCPP2.P	RED670.BU	67Dr O/C phase B(H) Picket	Normal	S0300_LCPP2_6TAL02	12
17	2019-11-30 15:04:16	NOC 1	115.LCPP2.P	RED670.BU	67Dr O/C phase A(H) Picket	Normal	S0300_LCPP2_6TAL02	11
18	2019-11-30 15:04:16	NOC 1	115.LCPP2.P	RED670.BU	67Dr O/C high Stage Picked	Normal	S0300_LCPP2_6TAL02	10
19	2019-11-30 15:04:13	NOC 1	115.LCPP2.P	RED670.BU	67Dr O/C phase C(L) Picket	Normal	S0300_LCPP2_6TAL01	13
20	2019-11-30 15:04:13	NOC 1	115.LCPP2.P	RED670.BU	67Dr O/C phase B(L) Picket	Normal	S0300_LCPP2_6TAL01	12
21	2019-11-30 15:04:13	NOC 1	115.LCPP2.P	RED670.BU	67Dr O/C phase A(L) Picket	Normal	S0300_LCPP2_6TAL01	11
22	2019-11-30 15:04:06	NOC 1	115.LCPP2.P	RED670.BU	27 Undervoltage Picked Up S	Normal	S0300_LCPP2_2TAL01	10
23	2019-11-30 15:03:52	NOC 1	115.LCPP2.P	RED670.BU	67Dr O/C phase C(L) Picket	Alarm acknowledged	S0300_LCPP2_6TAL01	13
24	2019-11-30 15:03:52	NOC 1	115.LCPP2.P	RED670.BU	67Dr O/C phase B(L) Picket	Alarm acknowledged	S0300_LCPP2_6TAL01	12
25	2019-11-30 15:03:52	NOC 1	115.LCPP2.P	RED670.BU	67Dr O/C phase A(L) Picket	Alarm acknowledged	S0300_LCPP2_6TAL01	11
26	2019-11-30 15:03:52	NOC 1	115.LCPP2.P	RED670.BU	67Dr O/C high Stage Picked	Alarm acknowledged	S0300_LCPP2_6TAL02	10
27	2019-11-30 15:03:52	NOC 1	115.LCPP2.P	RED670.BU	67Dr O/C phase A(H) Picket	Alarm acknowledged	S0300_LCPP2_6TAL02	11
28	2019-11-30 15:03:52	NOC 1	115.LCPP2.P	RED670.BU	67Dr O/C phase B(H) Picket	Alarm acknowledged	S0300_LCPP2_6TAL02	12
29	2019-11-30 15:03:52	NOC 1	115.LCPP2.P	RED670.BU	67Dr O/C phase C(H) Picket	Alarm acknowledged	S0300_LCPP2_6TAL02	13
30	2019-11-30 15:03:52	NOC 1	115.LCPP2.P	RED670.BU	67Dr O/C high Stage Trip	Alarm acknowledged	S0300_LCPP2_6TAL02	14
31	2019-11-30 15:03:52	NOC 1	115.LCPP2.P	RED670.BU	LCC CB Close block	Alarm acknowledged	S0300_LCPP2_AL11	10
32	2019-11-30 15:03:52	NOC 1	115.LCPP2.P	RED670.BU	LCC CB Trip 1 Block	Alarm acknowledged	S0300_LCPP2_AL11	11
33	2019-11-30 15:03:52	NOC 1	115.LCPP2.P	RED670.BU	LCC CB SF6 Stage 1 - BP01	Alarm acknowledged	S0300_LCPP2_AL11	12
34	2019-11-30 15:03:21	NOC 1	115.LCPP2.P	RED670.BU	LCC CB SF6 Stage 1 - BP01	Trip	S0300_LCPP2_AL11	12
35	2019-11-30 15:03:21	NOC 1	115.LCPP2.P	RED670.BU	LCC CB Trip 1 Block	Alarm	S0300_LCPP2_AL11	11
36	2019-11-30 15:03:21	NOC 1	115.LCPP2.P	RED670.BU	LCC CB Close block	Alarm	S0300_LCPP2_AL11	10

รูปที่ 3.27 เอชเอ็มไอสำหรับแสดง Event

ดังตัวอย่างรูปที่ 3.27 ซึ่งแสดงถึงเอชเอ็มไอสำหรับแสดง Event โดยในส่วนนี้จะแสดงเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น ลักษณะของเหตุการณ์ อุปกรณ์ที่เกิดเหตุการณ์ รวมถึงวันและเวลาที่เกิดเหตุการณ์ด้วย

บทที่ 4

ผลการดำเนินงาน

4.1 กล่าวนำ

จากบทที่ 3 ได้มีการกล่าวถึงการดำเนินโครงการในขั้นตอนต่าง ๆ โดยบทนี้จะกล่าวถึงผลของการดำเนินงานทั้งหมดที่ได้จากการทดสอบตามเอกสารการทดสอบเพื่อตรวจรับงานโดยมีผลการทดสอบเพื่อตรวจรับงานที่บริษัทผู้รับจ้างใช้ในการยืนยันได้ว่า การทำงานของระบบสภาคาดตรงตามความต้องการของเจ้าของงาน โดยการทดสอบจะแบ่งเป็น 2 ส่วนคือผลการทดสอบความถูกต้องของการอ้างอิงตัวแปร และผลการทดสอบเอชเอ็มไอ

4.2 ผลการทดสอบความถูกต้องของการอ้างอิงตัวแปร

โดยการทดสอบนี้จะทำตามเอกสารการทดสอบเพื่อตรวจรับงาน โดยแบ่งออกเป็น 5 ส่วนคือ Command Point, Status Point, Protection Indication, Alarm Indication และ Analog Input Status โดยการทดสอบแต่ละส่วนจะมีเทคนิคที่แตกต่างกัน

4.2.1 การทดสอบ Command Point

การทดสอบ Command Point นั้นสามารถทำได้โดยการส่งคำสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ หรือสวิตซ์ตัดต่อจากระบบสภาคาให้เปลี่ยนสถานะเปิด/ปิด และสังเกตผลแล้วทำการจดบันทึก

Item	Device	Point Name	Status	Display				
				Overview	115kV	Event	Alarm	DCS
1	1YB-01	CB open select command	Open selected	✓	✓	✓		
2	1YB-01	CB close select command	Close selected	✓	✓	✓		
3	1YB-01	CB open execute command	Open Executed	✓	✓	✓		
4	1YB-01	CB close execute command	Close Executed	✓	✓	✓		
5	1YB-01	CB cancel command	Cancel command	✓	✓	✓		
6	1YS-01	DS open select command	Open selected	✓	✓	✓		
7	1YS-01	DS close select command	Close selected	✓	✓	✓		
8	1YS-01	DS open execute command	Open Executed	✓	✓	✓		
9	1YS-01	DS close execute command	Close Executed	✓	✓	✓		
10	1YS-01	DS cancel command	Cancel command	✓	✓	✓		
11	1YS-02	DS open select command	Open selected	✓	✓	✓		
12	1YS-02	DS close select command	Close selected	✓	✓	✓		
13	1YS-02	DS open execute command	Open Executed	✓	✓	✓		
14	1YS-02	DS close execute command	Close Executed	✓	✓	✓		
15	1YS-02	DS cancel command	Cancel command	✓	✓	✓		

รูปที่ 4.1 Command Point

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.2.2 การทดสอบ Status Point

การทดสอบ Status Point นั้นสามารถทำได้โดยปิดสวิตช์ที่หน้าตู้ เพื่อจำลองการเปิด/ปิดสวิตช์ต่าง ๆ และใช้ Simulation Box ต่อเข้ากับตัวรีเลย์เพื่อจำลองสถานะเปิด/ปิดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ และสวิตช์ตัดต่อว่า HMI แสดงผลตรงตามสถานะจริงหรือไม่แล้วจึงบันทึกค่า

Status Point					Display				
Item	Device	Point Name	Status	Overview	115KV	Event	Alarm	DCS	
1	1YB-01	Breaker position indication	Open/Closed	✓	✓	✓			
2	1YS-01	Disconn. Position indication	Open/Closed	✓	✓	✓			
3	1YS-02	Disconn. Position indication	Open/Closed	✓	✓	✓			
4	1YG-01	Earth sw. position indication	Open/Closed	✓	✓	✓			
5	1YG-02	Earth sw. position indication	Open/Closed	✓	✓	✓			
6	1YG-03	Earth sw. position indication	Open/Closed	✓	✓	✓			
7	RED670 M	Check sync. Selector switch	Manual/Auto/Normal		✓	✓			
8	RED670 M	43SC sw.	RCP/CSCS		✓	✓			
9	RED670 M	GIS Local/Remote/Off sw.	Local/Remote		✓	✓			
10	RED670 M	87L-CO Line Diff. sw.	On/Off		✓	✓			
11	RED670 M	79-CO Recloser sw.	On/Off		✓	✓			
12	RED670 M	50BF-CO Breaker fail sw.	On/Off		✓	✓			
13	RED670 M	DTT-CO Direct Transfer sw.	On/Off		✓	✓			
14	RED670 M	50BF-CO Breaker fail sw.	On/Off		✓	✓			

รูปที่ 4.2 Status Point

4.2.3 การทดสอบ Protection Indication

การทดสอบ Protection Indication นั้นสามารถทำได้โดยใช้เครื่อง Omicron ทดสอบสำหรับส่งค่าแจ้งเตือน Protection โดยการจำลองค่าหากมีกระแสเกิน หรือแรงดันเกินจะเกิดการแจ้งเตือนที่ระบบสกาตาหรือไม่แล้วจึงบันทึกผล

Item	Device	Point Name	Status	Display				
				Overview	115KV	Event	Alarm	DCS
1	RED670 M	21 Distance Prot. Picked Up	Alarm/Normal		✓	✓	✓	
2	RED670 M	21 Distance Trip phase A	Trip/Normal		✓	✓	✓	
3	RED670 M	21 Distance Trip phase B	Trip/Normal		✓	✓	✓	
4	RED670 M	21 Distance Trip phase C	Trip/Normal		✓	✓	✓	
5	RED670 M	21 Distance VT Failed	Alarm/Normal		✓	✓	✓	
6	RED670 M	87L Diff. Prot. Picked up	Alarm/Normal		✓	✓	✓	
7	RED670 M	87L Trip Phase A	Trip/Normal		✓	✓	✓	
8	RED670 M	87L Trip Phase B	Trip/Normal		✓	✓	✓	
9	RED670 M	87L Trip Phase C	Trip/Normal		✓	✓	✓	
10	RED670 M	79 Auto-Reclose in progress	Alarm/Normal		✓	✓	✓	
11	RED670 M	79 Auto-Reclose successful	Success/Normal		✓	✓	✓	
12	RED670 M	79 Auto-Reclose lockout	Lockout/Normal		✓	✓	✓	
13	RED670 M	79 Auto-Reclose Status	Normal/Operated		✓	✓	✓	
14	RED670 M	25R Synchronizing Status	Alarm/Normal		✓	✓	✓	
15	RED670 M	25R Synchronizing Fail	Alarm/Normal		✓	✓	✓	
16	RED670 BL	67Dir.O/C,Low Stage Picked Up	Alarm/Normal		✓	✓	✓	
17	RED670 BL	67Dir.O/C Phase A(L) Picked Up	Alarm/Normal		✓	✓	✓	
18	RED670 BL	67Dir.O/C Phase B(L) Picked Up	Alarm/Normal		✓	✓	✓	
19	RED670 BL	67Dir.O/C Phase C(L) Picked Up	Alarm/Normal		✓	✓	✓	
20	RED670 BL	67Dir.O/C,Low Stage Trip	Trip/Normal		✓	✓	✓	
21	RED670 BL	67Dir.O/C,High Stage Picked up	Alarm/Normal		✓	✓	✓	
22	RED670 BL	67Dir.O/C Phase A(H) Picked Up	Alarm/Normal		✓	✓	✓	
23	RED670 BL	67Dir.O/C Phase B(H) Picked Up	Alarm/Normal		✓	✓	✓	
24	RED670 BL	67Dir.O/C Phase C(H) Picked Up	Alarm/Normal		✓	✓	✓	
25	RED670 BL	67Dir.O/C,High Stage Trip	Trip/Normal		✓	✓	✓	
26	RED670 BL	67N Dir.E/F,Low Picked Up	Alarm/Normal		✓	✓	✓	
27	RED670 BL	67N Dir.E/F,Low Stage Trip	Trip/Normal		✓	✓	✓	
28	RED670 BL	67N Dir.E/F,High Picked Up	Alarm/Normal		✓	✓	✓	
29	RED670 BL	67N Dir.E/F,High Stage Trip	Trip/Normal		✓	✓	✓	
30	RED670 BL	27 Undervoltage Picked Up Stage 1	Alarm/Normal		✓	✓	✓	
31	RED670 BL	27 Undervoltage Trip Stage 1	Trip/Normal		✓	✓	✓	
32	RED670 BL	59 Overvoltage Picked Up Stage 1	Alarm/Normal		✓	✓	✓	
33	RED670 BL	59 Overvoltage Trip Stage 1	Trip/Normal		✓	✓	✓	
34	RED670 BL	50BF Initiate	Alarm/Normal		✓	✓	✓	
35	RED670 BL	50BF Operate	Trip/Normal		✓	✓	✓	

รูปที่ 4.3 Protection Indication

4.2.4 การทดสอบ Alarm Indication

การทดสอบ Alarm Indication นั้นสามารถทำได้โดยใช้สาย Simulation ต่อกับ เทอมินอลตามแบบ เพื่อลัดวงจรแล้วสั่งเกิดค่าที่ขึ้นบนระบบสภาคาวา่ตรงกับสัญญาณที่ส่งมาหรือไม่

Alarm Indication				Display				
Item	Device	Point Name	Status	Overview	115V	Event	Alarm	DCS
1	RED670 M	21 Carrier Received	Alarm/Normal		✓	✓	✓	
2	RED670 M	COMM. Fail	Alarm/Normal		✓	✓	✓	
3	RED670 M	CB A/R Block	Alarm/Normal		✓	✓	✓	
4	RED670 M	LINE PT MCB	Trip/Normal		✓	✓	✓	
5	RED670 M	BUS PT MCB	Trip/Normal		✓	✓	✓	
6	RED670 M	RED670 MDC Supply Failed	Alarm/Normal		✓	✓	✓	
7	RED670 M	RCC 86P Lockout Relay Operate	Lockout/Normal		✓	✓	✓	
8	RED670 M	Disturbance Recorder	Trigger/Normal		✓	✓	✓	
9	RED670 M	Common Alarm	Alarm/Normal		✓	✓	✓	
10	RED670 M	Common Trip	Trip/Normal		✓	✓	✓	
11	RED670 M	Time Synchronizing	Alarm/Normal		✓	✓	✓	
12	RED670 M	RED670 - Communication	Alarm/Normal		✓	✓	✓	
13	RED670 BU	LCC CB Close block	Alarm/Normal		✓	✓	✓	
14	RED670 BU	LCC CB Trip 1 Block	Alarm/Normal		✓	✓	✓	
15	RED670 BU	LCC CB SF6 Stage 1 - BP01	Trip/Normal		✓	✓	✓	
16	RED670 BU	LCC CB SF6 Stage 2 - BP01	Trip/Normal		✓	✓	✓	
17	RED670 BU	LCC CB Hydr. Pump Fault	Trip/Normal		✓	✓	✓	
18	RED670 BU	LCC AC MCB Trip	Trip/Normal		✓	✓	✓	
19	RED670 BU	LCC DC MCB Trip	Trip/Normal		✓	✓	✓	
20	RED670 BU	LCC VT MCB Trip	Trip/Normal		✓	✓	✓	
21	RED670 BU	LCC SF6 Stage 1 - BP11	Trip/Normal		✓	✓	✓	
22	RED670 BU	LCC SF6 Stage 1 - BP101	Trip/Normal		✓	✓	✓	
23	RED670 BU	LCC SF6 Stage 1 - BP05	Trip/Normal		✓	✓	✓	
24	RED670 BU	LCC SF6 Stage 1 - BP09	Trip/Normal		✓	✓	✓	
25	RED670 BU	LCC SF6 Stage 1 - BP07	Trip/Normal		✓	✓	✓	
26	RED670 BU	LCC CB Trip Block 2	Trip/Normal		✓	✓	✓	
27	RED670 BU	LCC SF6 Stage 2 Collected	Alarm/Normal		✓	✓	✓	
28	RED670 BU	RCC 86BU Lockout Relay Operate	Lockout/Normal		✓	✓	✓	
29	RED670 BU	LINE PT MCB	Trip/Normal		✓	✓	✓	
30	RED670 BU	BUS PT MCB	Trip/Normal		✓	✓	✓	
31	RED670 BU	General DC Supply Failed	Alarm/Normal		✓	✓	✓	
32	RED670 BU	General AC Supply Failed	Alarm/Normal		✓	✓	✓	
33	RED670 BU	RED670 BU DC Supply Failed	Alarm/Normal		✓	✓	✓	
34	RED670 BU	Disturbance Recorder	Trigger/Normal		✓	✓	✓	
35	RED670 BU	Common Alarm	Alarm/Normal		✓	✓	✓	
36	RED670 BU	Common Trip	Trip/Normal		✓	✓	✓	
37	RED670 BU	Time Synchronizing	Alarm/Normal		✓	✓	✓	
38	RED670 BU	REF620 - Communication	Alarm/Normal		✓	✓	✓	

รูปที่ 4.4 Alarm Indication

4.2.4 การทดสอบ Analog Input Status

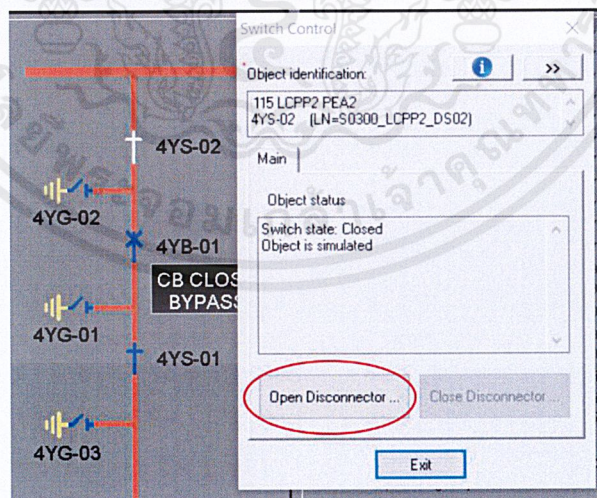
การทดสอบ Analog Input Status นั้นสามารถทำได้โดยใช้เครื่อง Omicron ทดสอบสำหรับส่งค่า measurement เพื่อดูค่าจากระบบสกาตาและเปรียบเทียบกับ IED ที่ติดตั้งที่หน้าตู้แล้วจึงบันทึกผล

Item	Point Name	Unit	%	IED	CSCS	DCS
1	Current I L1	A	2	18.00	17.71	
			100	900.00	899.74	
2	Current I L2	A	2	18.00	17.56	
			100	900.00	899.10	
3	Current I L3	A	2	18.00	17.77	
			100	900.00	899.63	
4	Voltage VL1-2	kV	90	103.50	103.47	
			100	115.00	115.03	
			125	143.75	142.79	
5	Voltage VL2-3	kV	90	103.50	103.32	
			100	115.00	115.02	
			125	143.75	142.75	
6	Voltage VL3-1	kV	90	103.50	103.53	
			100	115.00	115.04	
			125	143.75	143.61	
7	Frequency	Hz	48	48.00	49	
			50	50.00	50	
			52	52.00	52	
			2	3.59	3.52	
8	Active power P	MW	100	179.26	179.28	
			-2	-3.59	-3.57	
			-100	-179.26	-179.26	
			2	3.59	3.53	
9	Reactive power Q	MVAR	100	179.26	179.28	
			-2	-3.59	-3.59	
			-100	-179.26	-179.29	
			1	1.00	1.00	
10	Power factor Cosφ	PF	0.5	0.50	0.5	
			0	0.00	0	
			-0.5	-0.50	-0.5	
			-1	-1.00	-1	
			1	1.00	1.00	

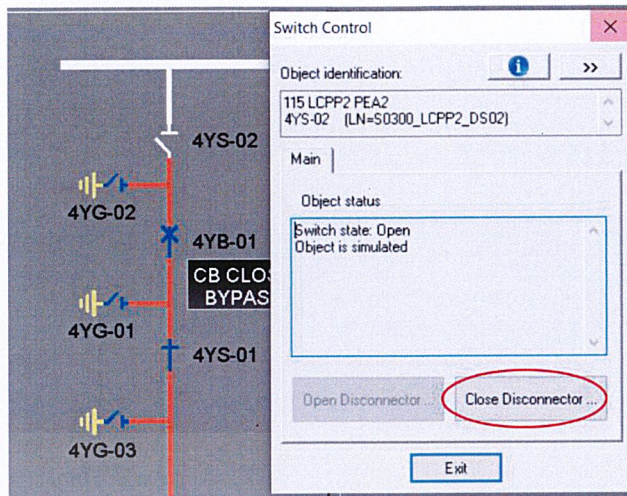
รูปที่ 4.5 Analog input status

4.3 ผลการทดสอบเอชเอ็มไอ

การทดสอบคำสั่งจากระบบสกาตา อุปกรณ์ที่เลือกจะเป็นสีเขียว และแสดงหน้าต่าง Switch Control สำหรับควบคุมให้เปิด หรือปิด รวมถึงบอกสถานะปัจจุบันของอุปกรณ์ ดังรูปที่ 4.6 และ 4.7

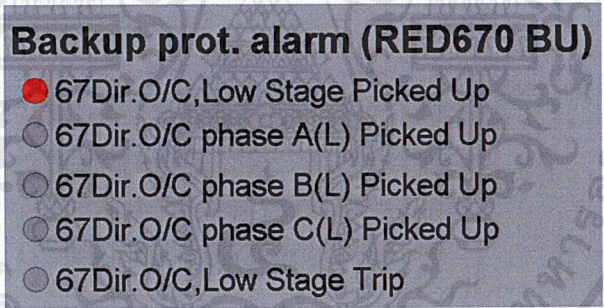


รูปที่ 4.6 หน้าต่าง Switch Control ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ในสถานะปิด



รูปที่ 4.7 หน้าต่าง Switch Control ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ในสถานะเปิด

การทดสอบ Alarm เมื่อมีความผิดปกติเกิดขึ้นจะแสดงผลที่หน้าจอเอชเอ็มไอโดยมีไฟสัญญาณที่ระบุความผิดปกติที่เกิดขึ้นดังรูปที่ 4.8 โดยจะสามารถเรียกดูวันที่ เวลา และ Tag ที่แจ้งเตือนได้ที่ Alarm list ดังรูปที่ 4.9



รูปที่ 4.8 การแจ้งเตือนบนเอชเอ็มไอ

#	Activation time (YT...	Station	Bay	Device	Object Text	Status
1	2019-12-13 14:39:...	NCC 1	115 LCPP2 PEA2	RED670...	67Dir.O/C,Low Stage Pick...	Alarm

รูปที่ 4.9 Alarm list

การทดสอบการแสดงค่าพารามิเตอร์บนเอชเอ็มไอ โดยค่าพารามิเตอร์จะมีการแสดงผลแบบเวลาจริง ดังรูปที่ 4.10 เป็นการแสดงพารามิเตอร์ที่ส่วนการรับไฟ 115 kV

I L1	23.38	A	VL1-2	117.06	kV
I L2	23.80	A	VL2-3	116.98	kV
I L3	22.76	A	VL3-1	116.39	kV
f	50.00	Hz	Q	1.48	MVar
P	4.46	MW	PF	0.95	

รูปที่ 4.10 ค่าพารามิเตอร์บนเอชเอ็มไอ



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 5

สรุป ปัญหา และข้อเสนอแนะ

5.1 บทสรุปผลการดำเนินงาน

จากการดำเนินงาน ได้มีการจัดสร้างเอชเอ็มไอสำหรับการเฝ้าระวังสถานีไฟฟ้าย่อยโดยใช้ MicroSCADA PRO SYS 600 ซึ่งเป็นระบบที่สร้างขึ้นเพื่อความสะดวกในการเฝ้าระวังการทำงานของสถานีไฟฟ้าย่อยสำหรับผู้ปฏิบัติงานที่ห้องควบคุม การออกแบบส่วนเอชเอ็มไอมีการแสดงผลที่ทำให้ผู้ปฏิบัติงานเข้าใจง่าย และสามารถตอบสนองต่อสถานะผิดปกติอย่างทันที่

โครงการนี้ได้ทำการสร้างเอชเอ็มไอ โดยได้ทดสอบฟังก์ชันต่าง ๆ ด้วยการจำลองการเฝ้าระวัง โดยหลังจากนี้สามารถนำส่วนแสดงผลไปทดสอบกับการใช้งานจริงเพื่อทดสอบการแสดงผล และเพื่อปรับปรุงให้เป็นไปตามความต้องการของผู้ปฏิบัติงาน

5.2 ปัญหา และวิธีการแก้ไข

5.2.1 ปัญหาที่พบ

ซอฟต์แวร์ที่ใช้ในการดำเนินงานทางผู้ศึกษาไม่มีองค์ความรู้มาก่อน ส่งผลให้มีความล่าช้าในการดำเนินงาน

5.2.2 วิธีการแก้ไข

อ่านคู่มือการใช้งาน ศึกษาการใช้งานเพิ่มเติม

5.3 ข้อเสนอแนะ

ในการทำงานควรมีการศึกษาเพิ่มเติมเกี่ยวกับวิธีการใช้งานของซอฟต์แวร์เพื่อให้มีองค์ความรู้ที่พร้อมสำหรับการดำเนินงานซึ่งจะส่งผลให้สามารถลดเวลาในการทำงานได้

เอกสารอ้างอิง

- [1] สถานีไฟฟ้าย่อย (Substation) แหล่งที่มา : <http://nongcom-electrical.blogspot.com/2015/08/importance-of-substation.html>
- [2] เซอร์กิตเบรกเกอร์ แหล่งที่มา : <https://mall.factomart.com/circuit-breaker/type-of-circuit-breaker/>
- [3] เซอร์กิตเบรกเกอร์ แหล่งที่มา : <https://www.directindustry.com/prod/southern-states-llc/product-67436-662879.html>
- [4] หม้อแปลงไฟฟ้า แหล่งที่มา : http://www.coe.or.th/http_public/download/Articles/EE/EE8.pdf
- [5] หม้อแปลงไฟฟ้า แหล่งที่มา : <https://www.pea.co.th/esd/หน้าแรก/ArtMID/13589/ArticleID/113637/งานก่อสร้างสถานีไฟฟ้า-ระบบ-115-22-kV-ชนิด-Outdoor-GIS-Bushing-Type>
- [6] สวิตช์ตัดต่อ แหล่งที่มา : <http://subbook1.blogspot.com/2015/07/high-voltage-substation.html>
- [7] สวิตช์ตัดต่อ แหล่งที่มา : <https://www.southernstatesllc.com/products/group-operated-switches>
- [8] Chen-Ching Liu, Professor Stephen McArthur, Seung-Jae Lee. 2016. Smart Grid Handbook, 3 Volume Set. United Kingdom: John Wiley & Sons, Ltd.
- [9] อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ แหล่งที่มา : <https://new.abb.com/substation-automation/products/protection-control/line-differential-protection/red670>
- [10] ระบบสถานีไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติ (Substation Automation System) แหล่งที่มา : http://www.thailandindustry.com/indust_newweb/articles_preview.php?cid=15451

[11] มาตรฐาน IEC61850 แหล่งที่มา : <http://www.thailandindustry.com/onlinemag/view2.php?id=1133§ion=9&issues=78>

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

[13] RET670 แหล่งที่มา : <https://new.abb.com/substation-automation/products/protection-control/transformer-protection/ret670>

[14] REF620 แหล่งที่มา : <https://new.abb.com/medium-voltage/distribution-automation/numerical-relays/feeder-protection-and-control/relion-for-medium-voltage/feeder-protection-and-control-ref620-iec>

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

[16] Ethernet switch AFS670 แหล่งที่มา : <https://new.abb.com/communication-networks/communication-networks/products/ethernet-communications-af/afs670-675-19-switch>