



## รายงานสหกิจศึกษาฉบับสมบูรณ์

การออกแบบระบบตรวจสอบและควบคุมสำหรับสถานีไฟฟ้าย่อยคลองพานทอง  
Design of a Monitoring and Control System for RID Substation

นายโกมินทร์ วรรณาม

ภาควิชาวิศวกรรมการวัดและควบคุม  
คณะวิศวกรรมศาสตร์  
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง  
ปีการศึกษา 2560



## รายงานสหกิจศึกษาฉบับสมบูรณ์

การออกแบบระบบตรวจสอบและควบคุมสำหรับสถานีไฟฟ้าย่อยคลองพานทอง

Design of a Monitoring and Control System for RID Substation

นายโกมินทร์ วรรณาม

ภาควิชาวิศวกรรมการวัดและควบคุม  
คณะวิศวกรรมศาสตร์  
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง  
ปีการศึกษา 2560

ชื่อโครงการสหกิจศึกษา การออกแบบระบบตรวจสอบและควบคุม  
สำหรับสถานีไฟฟ้าย่อยคลองพานทอง

ชื่อ - สกุล นักศึกษา นายโกมินทร์ วรรณาม รหัสนักศึกษา 57010121

คณะ วิศวกรรมศาสตร์

สาขาวิชา วิศวกรรมการวัดคุม

ชื่อ - สกุล อาจารย์นิเทศ รศ.วิริยะ กองรัตน์

ชื่อ - สกุล ผู้นิเทศงาน นายภาณุพงษ์ กองศาลา

ชื่อสถานประกอบการ บริษัท เอปียี จำกัด

### บทคัดย่อ

โครงการสหกิจฉบับนี้อธิบายถึงการออกแบบระบบตรวจสอบและควบคุมสำหรับสถานีไฟฟ้าย่อยคลองพานทอง โดยใช้โปรแกรม MicroSCADA Pro Control System SYS600 9.4 เนื่องจากกรมชลประทานต้องการที่จะลดงบประมาณในการซื้อไฟฟ้าในระดับแรงดันไฟฟ้าปานกลาง (6.6kV) จากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จึงมีความต้องการในการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยเพื่อผลิตไฟฟ้าใช้ในโรงงานเอง และเพื่อให้ง่ายต่อการควบคุม เช่น การสั่งปิดและเปิดเซอร์กิตเบรกเกอร์ Disconnect Switch และ Earthing Switch โดยสั่งการผ่านรีเลย์ อีกทั้งยังช่วยให้วิศวกรสามารถวิเคราะห์การเกิดความผิดพลาดในสถานีไฟฟ้าย่อยเช่น กระแสและแรงดันเกินพิกัด เพื่อให้ง่ายต่อการตรวจสอบเช่น การแสดงผลผ่านทางหน้าจอคอมพิวเตอร์ไม่ว่าจะเป็นสัญญาณเตือนต่างๆ และความผิดพลาดของระบบ โดยมี RTU ในการรับข้อมูลที่เป็นโปรโตคอล Modbus จากอุปกรณ์ตรวจวัดและทำการแปลงโปรโตคอล Modbus เป็นโปรโตคอล IEC61850 ส่งกลับไปทีศูนย์ควบคุม ดังนั้นกรมชลประทานจึงเลือกใช้ SCADA System ในการดูแลระบบต่างๆในสถานีไฟฟ้าย่อยคลองพานทอง

**Research Title:** Design of a Monitoring and Control System for RID Substation  
**Student Intern Name:** Mr. Komin Woranam  
**Faculty:** Engineering  
**Department:** Instrumentation Engineering  
**Advisor Name:** Assoc. Viriya Kongrat  
**Mentor Name:** Mr. Phanupong Kongsala  
**Company:** ABB Limited

## ABSTRACT

This cooperative educational project describes the design of a monitoring and control system for the RID Substation, using MicroSCADA Pro Control System SYS600 9.4 as the Royal Irrigation Department wants to reduce in the purchase of electricity at medium voltage (6.6kV) from Provincial Electricity Authority, there is a need to build a substation for power generation in the factory and to simplify the control, such as the order to close and open the Circuit Breaker, Disconnect Switch and Earthing Switch command by a relay. It also allows engineers to analyze faults in the substation such as over current and over voltage to make it easier to check, for example. The display through the computer screen, whether the alarm and the RTU to receive the modbus protocol data from the measuring device and convert the modbus protocol to the IEC61850 protocol. Return to the control center therefore the Royal Irrigation Department select SCADA System (Supervisory Control And Data Acquisition) in the care of the substations in the Klong Phan Thong.

## กิตติกรรมประกาศ

โครงการสหกิจฉบับสมบูรณ์นี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี เนื่องจากได้รับความอนุเคราะห์จากบริษัท เอบีบี จำกัด ซึ่งได้ให้โอกาสแก่นักศึกษาสหกิจในการเข้าไปปฏิบัติงานในองค์กร ตลอดระยะเวลาหนึ่งภาค การศึกษา อีกทั้งยังให้ความรู้ ทักษะการปฏิบัติงานด้านวิศวกรรม และการดูแลเอาใจใส่เป็นอย่างดี จึงขอขอบพระคุณบริษัทเอบีบี จำกัด คุณภานุพงษ์ กองศาลา ผู้นิเทศก์งาน และพนักงานบริษัทเอบีบีทุก ท่านที่ให้ความช่วยเหลือและประสบการณ์ทำงานอันมีค่าอย่างยิ่งในการปฏิบัติงานครั้งนี้

ขอขอบพระคุณ รศ.วิริยะ กองรัตน์ ที่ได้ให้ความเมตตาและคำแนะนำแก่ผู้จัดทำตลอดมา ขอขอบพระคุณอาจารย์หลักสูตรวิศวกรรมการวัดคุมทุกท่านที่ได้ให้คำแนะนำและช่วยเหลืออันเป็น ประโยชน์ต่อการทำรายงานสหกิจศึกษาฉบับนี้

ขอขอบพระคุณ บิดา มารดา ครอบครัว และเพื่อนนักศึกษา ตลอดจนผู้ที่เกี่ยวข้องทุกท่านที่ไม่ได้ กล่าวนามไว้ ณ ที่นี้ ที่ได้ให้กำลังใจและมีส่วนช่วยเหลือให้รายงานฉบับนี้สำเร็จลุล่วงได้ด้วยดี

นายโกมินทร์ วรรณาม

## สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย .....	I
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	II
กิตติกรรมประกาศ .....	III
สารบัญ.....	IV
สารบัญรูป .....	IX
สารบัญตาราง.....	XII
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญ.....	1
1.2 วัตถุประสงค์ของโครงการ.....	2
1.3 ขอบเขตของโครงการ.....	2
1.4 วิธีการดำเนินงาน .....	3
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	4
บทที่ 2 ทฤษฎีและหลักการที่เกี่ยวข้อง .....	5
2.1 ระบบไฟฟ้ากำลัง (Electrical Power Systems).....	5
2.1.1 ระบบการผลิตไฟฟ้า (Generating System).....	5
2.1.2 ระบบส่งกำลังไฟฟ้า (Transmission Systems).....	5
2.1.2.1 สถานีไฟฟ้าย่อยแปลงแรงดันสูงหรือลานไกไฟฟ้า.....	5
2.1.2.2 สายส่งกำลังไฟฟ้า.....	6
2.1.2.3 สถานีไฟฟ้าย่อยต้นทาง .....	6
2.1.3 ระบบจ่ายหรือจำหน่ายกำลังไฟฟ้า .....	6
2.1.3.1 สถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่าย .....	7
2.1.3.2 สายจำหน่ายแรงสูง.....	7
2.2 ระบบไฟฟ้าในประเทศไทยและหน่วยงานที่รับผิดชอบในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	7
2.2.1 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.).....	7
2.2.2 การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.).....	7
2.2.3 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.).....	8

## สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
2.3 สถานีไฟฟ้าย่อย (Substation).....	8
2.3.1 สถานีไฟฟ้าแรงสูงแบบใช้ฉนวนอากาศ.....	9
2.3.2 สถานีไฟฟ้าแรงสูงแบบใช้ฉนวนก๊าซ.....	10
2.4 อุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าย่อย (Substation Equipment) .....	11
2.4.1 เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker).....	11
2.1.4.1 Dead Tank Circuit Breaker .....	12
2.1.4.2 Live Tank Circuit Breaker.....	13
2.4.2 Disconnect Switch.....	15
2.4.3 Earthing Switch .....	17
2.4.4 Power Transformer .....	18
2.4.4.1 หลักการทำงานของหม้อแปลงกำลัง.....	19
2.4.4.2 ส่วนประกอบของหม้อแปลง.....	19
2.5 ระบบสถานีย่อยอัตโนมัติ (Substation Automation System: SAS) .....	21
2.5.1 หน้าที่พื้นฐานของระบบสถานีย่อยอัตโนมัติ .....	21
2.5.2 โครงสร้างของระบบสถานีย่อยอัตโนมัติ .....	22
2.5.2.1 ระดับสถานี (Station Level) .....	22
2.5.2.2 ระดับเบย์ (Bay Level).....	22
2.5.2.3 ระดับโปรเซส (Process Level) .....	22
2.5.3 สถาปัตยกรรมของระบบสถานีย่อยอัตโนมัติ .....	23
2.5.3.1 รูปแบบการสื่อสารข้อมูล.....	23
2.5.3.2 การเข้าจังหวะเวลา.....	23
2.5.3.3 ประสิทธิภาพของการสื่อสารข้อมูล .....	24
2.5.3.4 ความปลอดภัยและความต่อเนื่องในการทำงานของระบบ .....	24
2.5.3.5 สื่อนำสัญญาณสื่อสาร.....	25
2.5.4 ประโยชน์ของระบบสถานีย่อยอัตโนมัติ.....	26
2.6 ระบบป้องกัน (Protection System).....	27

## สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
2.6.1 หลักการของระบบป้องกัน .....	27
2.6.2 การลัดวงจรในระบบไฟฟ้า .....	28
2.6.3 คุณสมบัติของระบบป้องกัน .....	29
2.6.4 การแบ่งส่วนของระบบป้องกัน .....	30
2.6.4.1 Primary Protection.....	30
2.6.4.2 Backup Protection .....	30
2.7 ระบบสกาตา (SCADA System) .....	31
2.7.1 ความหมายของสกาตา.....	31
2.7.2 โครงสร้างของระบบสกาตา.....	33
2.7.2.1 โครงสร้างดานฮาร์ดแวร์ .....	33
2.7.2.2 โครงสร้างด้านซอฟต์แวร์.....	34
2.7.2.3 โครงสร้างด้านการสื่อสาร .....	34
2.7.2.4 โครงสร้างอินเทอร์เฟซ.....	34
2.7.2.5 โครงสร้างความสามารถในการขยายระบบ.....	35
2.7.2.6 โครงสร้างการสำรองระบบ .....	35
2.7.3 หน้าที่การทำงาน .....	35
2.7.3.1 การเข้าถึงพารามิเตอร์ของอุปกรณ์.....	35
2.7.3.2 ระบบแสดงผลแบบ MMI (Man Machine Interface) .....	35
2.7.3.3 ระบบแสดงกราฟสัญญาณแบบต่อเนื่อง (Trending).....	34
2.7.3.4 ระบบแจ้งเตือน (Alarm).....	34
2.7.3.5 การทำงานแบบ Automation .....	35
2.7.4 การสร้างและพัฒนา (Application Development).....	36
2.8. ความสำคัญของ OLE for Process Control (OPC).....	37
2.9. โพรโตคอล IEC 61850 (Protocol IEC 61850).....	38
2.10 อุปกรณ์ที่เกี่ยวข้อง.....	40
2.10.1 หน่วยควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit: RTU) .....	40
2.10.2 Multifunction Meter MC740 .....	43

## สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
2.10.3 UPS (Uninterruptible Power Supply).....	43
2.10.4 Time Sever (LANTIME 200) .....	44
2.10.5 Ethernet Switch.....	45
2.10.6 Protection Relay .....	45
2.10.6.1 RET630 (Transformer protection and control) .....	45
2.10.6.2 REF630 (Feeder protection and control).....	46
2.11 ซอฟต์แวร์ที่เกี่ยวข้อง.....	46
2.11.1 MicroSCADA Pro SYS600 9.4.....	46
<b>บทที่ 3 การออกแบบโปรแกรมระบบควบคุมสถานีไฟฟ้าย่อยคลองพานทอง .....</b>	<b>48</b>
3.1 ออกแบบ System Configuration .....	48
3.2 Bill Of Materials.....	49
3.3 I/O List.....	49
3.4 ออกแบบกราฟฟิกโดยใช้โปรแกรม MicroSCADA Pro Control System SYS600 9.4 ...	51
3.4.1 สร้าง Data-base.....	51
3.4.1.1 TCPP1 LINE1.....	51
3.4.1.2 INCOMING.....	51
3.4.1.3 COMMON ALARM .....	51
3.4.1.4 OTHER.....	51
3.4.2 สร้างหน้า Main Menu .....	52
3.4.3 สร้างหน้า Overview.....	53
3.4.4 สร้างหน้า Transformer และหน้า Incoming.....	54
3.4.5 Event Display และ Alarm Display .....	56
3.5 Cable List.....	57
3.6 การสื่อสาร (Communication).....	57
3.6.1 Write Configuration.....	57
3.6.2 CET (Communication Engineering Tool).....	59
3.6.3 OPC Process Object List.....	60

## สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
3.6.4 External OPC Data Access Client Configuration Tool.....	61
3.7 การทดสอบการทำงาน ณ โรงงาน (Pre-Factory Acceptance Test).....	62
<b>บทที่ 4 ผลการดำเนินงาน.....</b>	<b>63</b>
4.1 การแสดงผลของแอปพลิเคชัน.....	63
4.1.1 Main Menu.....	63
4.1.2 Overview.....	63
4.1.3 Transformer.....	64
4.1. Incoming.....	64
4.1.5 System Supervision.....	65
4.1.6 Alarm Display.....	65
4.1.7 Event Display.....	66
4.1.8 Symbol legend.....	66
4.1.9 Manual Document & Service.....	67
4.2 การทำงานของแอปพลิเคชันและอุปกรณ์.....	67
4.2.1 ทดสอบการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์.....	67
4.2.2 ทดสอบการทำงานของ Disconnect Switch.....	69
4.2.3 ทดสอบการทำงานของ Multimeter.....	70
4.2.4 ทดสอบการทำงานของสัญญาณเตือน.....	71
<b>บทที่ 5 สรุปผลและข้อเสนอแนะ.....</b>	<b>76</b>
5.1 สรุปผลการดำเนินงาน.....	76
5.2 ปัญหาและแนวทางแก้ไข.....	76
5.3 ข้อเสนอแนะ.....	76
เอกสารอ้างอิง.....	77
ประวัติผู้เขียน.....	78

## สารบัญรูป

รูปที่	หน้า
2.1 แสดงลักษณะของสถานีไฟฟ้าย่อยแปลงแรงดันสูงหรือลานไถไฟฟ้า .....	6
2.2 แสดงลักษณะของสถานีไฟฟ้าย่อย (Substation).....	8
2.3 แสดงอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าย่อย (Substation Equipment) .....	9
2.4 แสดงลักษณะของสถานีไฟฟ้าแรงสูงแบบ AIS .....	10
2.5 แสดงลักษณะของสถานีไฟฟ้าแรงสูงแบบ GIS แบบภายในอาคาร .....	11
2.6 แสดงการควบคุมการทำงานของ เซอร์กิตเบรกเกอร์ .....	12
2.7 แสดงลักษณะของ Dead Tank Circuit Breaker .....	13
2.8 แสดงลักษณะของ Live Tank Circuit Breaker .....	13
2.9 แสดงลักษณะของ ACB, OCB, VCB) และ GCB .....	15
2.10 แสดงลักษณะของ Disconnect Switch.....	16
2.11 แสดงลักษณะของ Earthing Switch .....	17
2.12 แสดงลักษณะและส่วนประกอบของ Power Transformer .....	18
2.13 แสดงระบบไฟฟ้าที่ใช้หม้อแปลงเป็นอุปกรณ์เปลี่ยนแรงดัน .....	18
2.14 แสดงลักษณะโครงสร้างของระบบสถานีย่อยอัตโนมัติ .....	23
2.15 สภาพการจ่ายไฟทั่วไปของสถานีไฟฟ้า.....	28
2.16 แสดงองค์ประกอบของระบบ SCADA.....	32
2.17 แสดงลักษณะการควบคุมแบบ Point-to-Point .....	32
2.18 แสดงลักษณะการควบคุมแบบ Point-to-Multipoint.....	33
2.19 แสดงโครงสร้างดานฮาร์ดแวร์ของระบบสกาดา .....	33
2.20 แสดงโครงสร้างด้านซอฟต์แวร์ของระบบสกาดา.....	34
2.21 แสดงโครงสร้างของ OPC .....	38
2.22 แสดงการเชื่อมต่อระหว่าง RTU กับเครื่องมือวัดต่างๆ.....	42
2.23 แสดงลักษณะของRTU (ABB) และ Multifunction Meter MC740 (Iskra) .....	43
2.24 แสดงลักษณะของ UPS (Eaton) และ Time Sever (LANTIME 200 Meinberg).....	45
2.25 แสดงลักษณะของ Ethernet switch (ABB).....	45
2.26 แสดงลักษณะของ Protection Relay RET630 (ABB) และ REF630 (ABB).....	46
2.27 แสดงหน้าจอ Application MicroSCADA Pro SYS600 9.4.....	47

## สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
3.1 ตัวอย่างแสดงการออกแบบ System Configuration.....	48
3.2 ตัวอย่างเอกสาร Bill Of Materials.....	49
3.3 แสดงตัวอย่างเอกสาร I/O List.....	50
3.4 แสดงตัวอย่าง Sing-line diagram.....	50
3.5 แสดงตัวอย่าง Point Alarm โดยดูจากเอกสาร แบบตู้ 115kV .....	51
3.6 แสดงการสร้าง Data-base.....	52
3.7 แสดงการใช้ Tool เพื่อสร้างหน้า Main Menu.....	52
3.8 แสดงการสร้างหน้า Main Menu .....	53
3.9 แสดงวิธีการสร้างหน้า Overview .....	53
3.10 แสดงหน้า Overview.....	54
3.11 แสดงการสร้างหน้า Transformer .....	54
3.12 แสดงหน้า Transformer.....	55
3.13 แสดงหน้า Incoming .....	55
3.14 แสดงหน้า Common.....	56
3.15 แสดงหน้า Event และ Alarm Display .....	56
3.16 แสดงเอกสาร Cable List.....	57
3.17 แสดงการเลือกใช้ IEC 61850 Configuration.....	58
3.18 แสดงการ Write Configuration .....	58
3.19 แสดงการ Export ไฟล์ .SCD .....	59
3.20 แสดงการ Import ไฟล์ .SCD.....	59
3.21 แสดงการเช็คสถานะการทำงานของรีเลย์.....	60
3.22 แสดงการกรอกแอดเดรสแบบอัตโนมัติ .....	60
3.23 แสดงการตั้งค่า OPC Client-Server ด้วยโปรแกรม External OPC .....	61
3.24 แสดงแผนภาพการทำการสื่อสาร.....	61
3.25 แสดงการจำลองการเกิดความผิดพลาดภายในระบบ .....	62
4.1 แสดงหน้าจอ Main Menu.....	63
4.2 แสดงหน้าจอ Overview .....	63
4.3 แสดงหน้าจอ Transformer .....	64

## สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.4 แสดงหน้าจอ Incoming.....	64
4.5 แสดงหน้าจอ System Supervision .....	65
4.6 แสดงหน้าจอ Alarm.....	65
4.7 แสดงหน้าจอ Event.....	66
4.8 แสดงหน้าจอ Symbol legend .....	66
4.9 แสดงหน้าจอ Manual Document & Service .....	67
4.10 แสดงหน้าต่างเพื่อทำการสั่งการเปิด ปิด-เซอร์กิตเบรกเกอร์.....	68
4.11 แสดงการสั่งการเปิด เซอร์กิตเบรกเกอร์.....	68
4.12 แสดงInterlocking ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ .....	69
4.13 แสดงการปิด เซอร์กิตเบรกเกอร์ในหน้า Event .....	69
4.14 แสดงInterlocking ของ Disconnect Switch.....	69
4.15 แสดงค่าที่อ่านได้จาก Multimeter .....	70
4.16 แสดงการบันทึกค่าที่อ่านได้จาก Multimeter (Measurement Report).....	70
4.17 แสดงสัญญาณเตือนเมื่อเกิดความผิดปกติในระบบ.....	71
4.18 แสดงสัญญาณเตือนในหน้า Event.....	71
4.19 แสดงสัญญาณเตือนในหน้า Alarm .....	72
4.20 แสดงผลการทดสอบค่าที่อ่านได้จาก Multimeter.....	72
4.21 แสดงผลการทดสอบสัญญาณเตือน (Main & Backup Protection Alarm).....	73
4.22 แสดงผลการทดสอบสัญญาณเตือน 1.....	73
4.23 แสดงผลการทดสอบสัญญาณเตือน 2.....	74
4.24 แสดงผลการทดสอบการควบคุมการ เซอร์กิตเบรกเกอร์ และ Disconnect Switch .....	74
4.25 แสดงผลการทดสอบสถานะของเซอร์กิตเบรกเกอร์ Disconnect Switch และ Earthing Switch	75

## สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
1.1 แผนการดำเนินงาน.....	3
2.1 แสดงลักษณะสัญญาณที่ติดต่อกันระหว่าง Input / Output Module กับ Sensors .....	41

# บทที่ 1

## บทนำ

### 1.1 ความเป็นมาและความสำคัญ

บริษัทเอบีบี จำกัด เป็น บริษัทด้านเทคโนโลยีชั้นนำระดับโลกในด้านเทคโนโลยีอุตสาหกรรม ที่ช่วยให้ลูกค้าสาธารณูปโภคอุตสาหกรรมสามารถปรับปรุงประสิทธิภาพได้ในขณะที่ลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม กลุ่ม บริษัท เอบีบี ดำเนินธุรกิจประมาณ 100 ประเทศ บริษัทเอบีบี เกิดจากการรวมกิจการกันระหว่าง Allmänna Svenska Elektriska Aktiebolaget (ASEA) จากประเทศสวีเดน และ Brown, Boveri & Cie (BBC) จากประเทศสวิตเซอร์แลนด์ ซึ่งมีผลิตภัณฑ์เกี่ยวกับมอเตอร์ไฟฟ้าทั้งกระแสตรงและกระแสสลับ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าและหม้อแปลงไฟฟ้า บริษัท เอบีบีประเทศไทยมีประวัติความเป็นมายาวนานในการมีส่วนร่วมเกี่ยวข้องกับการพัฒนาอุตสาหกรรมสาธารณูปโภคและอุตสาหกรรมของไทยมานานกว่า 90 ปี ฐานการผลิตของ เอบีบี ในประเทศไทยตั้งอยู่ในนิคมอุตสาหกรรมบางปู และมีสำนักงานใหญ่ตั้งอยู่ที่อาคารเอสจีทาวเวอร์ราชดำริ เอบีบี เป็นผู้วางโครงข่ายไฟฟ้าที่ใหญ่ที่สุดของโลก แกนหลักของธุรกิจคือระบบไฟฟ้ากำลังและเทคโนโลยีระบบอัตโนมัติ

แผนระบบไฟฟ้ากำลัง รับผิดชอบการบริการระบบเทิร์นคีย์สำหรับการส่งและกระจายไฟฟ้าในโครงข่ายและในโรงไฟฟ้า โดยผลิตภัณฑ์ที่สำคัญคือสถานีไฟฟ้าย่อยและระบบอัตโนมัติสำหรับสถานีย่อย นอกจากนี้ยังมีผลิตภัณฑ์ที่เป็นจุดเด่นคือ ระบบส่งไฟฟ้ากระแสสลับแบบยืดหยุ่นได้ (flexible AC transmission systems), ระบบสายส่งกระแสตรงแรงดันสูง (high-voltage direct current) และระบบจัดการโครงข่าย ในด้านการผลิตไฟฟ้า แผนระบบไฟฟ้ากำลังมีผลิตภัณฑ์สำหรับการควบคุมและการจ่ายไฟฟ้าในโรงไฟฟ้า เอบีบีได้รับการติดตั้งระบบอัตโนมัติสำหรับสถานีไฟฟ้าย่อยเพื่อให้มั่นใจได้ถึงความสามารถในการทำงานร่วมกันได้สูงที่สุดโดยใช้มาตรฐานสากลเช่น IEC 61850 และให้ผู้ประกอบการและเจ้าของกริดมีประสิทธิภาพการทำงานสูงสุด สถานีไฟฟ้าย่อยเหล่านี้้อาจเกิดความผิดปกติในการส่งจ่ายไฟฟ้าได้ เอบีบีสามารถป้องกันไม่ให้เกิดความผิดปกติเหล่านั้นได้อย่างมีประสิทธิภาพ บริษัทเอบีบีสามารถเติมเต็มการบริการที่สมบูรณ์แบบสำหรับลูกค้าไฟฟ้าและระบบอัตโนมัติ ผลิตภัณฑ์ฝ่ายพลังงานผลิตภัณฑ์มีส่วนประกอบที่สำคัญในการส่ง และจำหน่ายไฟฟ้า ส่วนที่ประกอบด้วยเครือข่ายการผลิตของเอบีบี หม้อแปลง สวิตช์ เบรกเกอร์, หม้อแปลงไฟฟ้าเครื่องป้องกันไฟกระชาก และอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้อง ยังมีบริการทั้งหมดที่จำเป็นเพื่อให้แน่ใจว่าสามารถดำเนินการได้อย่างมีประสิทธิภาพ และยืดอายุการใช้งานของระบบทั้งหมด

ทั้งนี้บริษัทเอบีพีได้รับมอบหมายให้ดำเนินการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยคลองพานทองของกรมชลประทาน Royal Irrigation Department เนื่องจากทาง Royal Irrigation Department ต้องการที่จะลดงบประมาณในการซื้อไฟฟ้าในระดับแรงดันไฟฟ้าปานกลาง (6.6kV) จากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จึงมีความต้องการในการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยเพื่อผลิตไฟฟ้าใช้ในโรงงานเอง และเพื่อให้ง่ายต่อการควบคุม เช่น การสั่งปิดและเปิดเซอร์กิตเบรกเกอร์ Disconnect Switch และ Earthing Switch โดยสั่งการผ่าน Relay จึงเลือกใช้ SCADA System(Supervisory Control And Data Acquisition) ในการดูแลระบบต่างๆในสถานีไฟฟ้าย่อยคลองพานทอง

## 1.2 วัตถุประสงค์ของโครงการ

- 1.2.1 เพื่อศึกษาและออกแบบควบคุมการทำงานของสถานีไฟฟ้าย่อยคลองพานทอง
- 1.2.2 ศึกษาและออกแบบโปรแกรมเพื่อสร้างส่วนแสดงผลของระบบ SCADA ให้อำนวยความสะดวกแก่ผู้ควบคุมและตรวจสอบการทำงานของสถานีไฟฟ้าย่อยคลองพานทอง
- 1.2.3 เพื่อศึกษาเกี่ยวกับการป้องกันระบบไฟฟ้าแรงสูง
- 1.2.4 เพื่อทำการทดสอบฟังก์ชันการทำงานของ เซอร์กิตเบรกเกอร์, Disconnect Switch, Earthing Switch และ Relay
- 1.2.5 สามารถนำระบบ SCADA ไปใช้ควบคุมแบบอัตโนมัติและตรวจสอบสถานีไฟฟ้าย่อยคลองพานทองได้จริง

## 1.3 ขอบเขตของโครงการ

- 1.3.1 ศึกษาและออกแบบโปรแกรม MicroSCADA Pro Control System SYS600 9.4 เพื่อใช้ควบคุมการทำงานของสถานีไฟฟ้าย่อยคลองพานทอง
- 1.3.2 ออกแบบส่วนแสดงผลของโปรแกรม MicroSCADA Pro Control System SYS600 9.4 เพื่ออำนวยความสะดวกแก่ผู้ใช้งาน เช่น Event List, Alarm List และ Measurement report
- 1.3.3 การสื่อสารของอุปกรณ์ต่างๆไม่ว่าจะเป็น MicroSCADA Sever, RTU และ Relay โดย RTU จะรับโปรโตคอล Modbus และทำการแปลงเป็น IEC61850 จากนั้นใช้โปรแกรม Communication Engineering Tool นำ IEC61850 มาสร้างเป็น OPC Sever (OLE for Process Control) เพื่อทำการรับส่งข้อมูลระหว่างอุปกรณ์ส่งให้ SCADA
- 1.3.4 ใช้ Omicron ในการจำลองค่ากระแสและโวลต์เพื่อทดสอบการทำงานของระบบ SCADA

#### 1.4 วิธีดำเนินงาน

1.4.1 สร้าง System Configuration เพื่อให้รู้ขอบเขตของอุปกรณ์ที่ใช้ในระบบ SCADA

1.4.2 สร้างเอกสาร Bill of Materials เพื่อให้รู้รายละเอียดต่างๆของอุปกรณ์ในระบบ SCADA

1.4.3 สร้างเอกสาร I/O List โดยดูจาก Single Line Diagram เพื่อให้รู้ Input และ Output ภายในระบบ

1.4.4 ศึกษาโปรแกรม MicroSCADA Pro Control System SYS600 9.4

1.4.5 สร้างกราฟฟิกโดยใช้โปรแกรม MicroSCADA Pro Control System SYS600 9.4

1.4.6 ทำการศึกษาและสร้าง Data base จาก I/O List ในโปรแกรม MicroSCADA Pro Control System SYS600 9.4

1.4.8 สร้างเอกสาร Screen Display เพื่อส่งให้ผู้ดูแลทำการตรวจสอบความคืบหน้าของการทำงาน

1.4.9 สร้างเอกสาร Cable List เพื่อสั่งซื้อสายไฟต่างๆในการเชื่อมต่ออุปกรณ์

1.4.10 สร้างเอกสารการทดสอบ Factory Acceptance Test Repot ของระบบ SCADA

1.4.11 ทดสอบและปรับปรุงแก้ไขโปรแกรมเพื่อให้ระบบ SCADA มีประสิทธิภาพในการทำงาน

สูงสุด

ตารางที่ 1.1 แผนการดำเนินงาน

ลำดับ	หัวข้องาน	เดือนที่1	เดือนที่2	เดือนที่3	เดือนที่4
1	ออกแบบเอกสาร System Configuration	■			
2	ออกแบบเอกสาร Bill of Materials		■		
3	ออกแบบเอกสาร I/O List		■		
4	ออกแบบกราฟฟิกโดยใช้ โปรแกรม MicroSCADA Pro Control System SYS600 9.4		■	■	
5	ออกแบบเอกสาร Cable List				■
6	ทำเอกสารการทดสอบ Factory Acceptance Test Repot				■
7	ทำการทดสอบ ทำเอกสารการทดสอบ Factory Acceptance Test				■

## 1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1.5.1 ได้ความรู้จากการศึกษาและสามารถใช้โปรแกรม MicroSCADA Pro Control System SYS600 9.4 ของบริษัทเอบีบี

1.5.2 ได้ความรู้จากการศึกษาหลักการทำงานของระบบป้องกันระบบไฟฟ้าแรงสูง

1.5.3 ผู้ปฏิบัติสามารถสังเกตและควบคุมสถานีไฟฟ้าย่อยคลองพานผ่านระบบ SCADA โดยสังเกตผ่านทางหน้าจอคอมพิวเตอร์ หรือ Work Station

1.5.4 ได้เรียนรู้วิธีการทำงานทางวิศวกรรมภายในบริษัทเอบีบี จำกัด

1.5.5 ได้ทักษะการติดต่อการประสานงานและการทำงานร่วมกับผู้อื่น

## บทที่ 2

### ทฤษฎีและหลักการที่เกี่ยวข้อง

#### 2.1 ระบบไฟฟ้ากำลัง (Electrical Power Systems)

ระบบไฟฟ้ากำลัง (Electrical Power Systems) หมายถึง โครงข่ายที่รวบรวมระบบและอุปกรณ์ต่างๆ เข้าด้วยกันเพื่อทำการเปลี่ยนรูปพลังงานที่ไม่ใช่ไฟฟ้าไปเป็นพลังงานไฟฟ้าในรูปแบบที่ต้องการ และส่งผ่านพลังงานไฟฟ้าด้วยระดับแรงดันไฟฟ้าสูงๆ ไปยังแหล่งหรือระบบใช้งานในรูปแบบปิดขนาดใหญ่ ซึ่งจะแปลงพลังงานไฟฟ้าเหล่านี้ไปใช้งานในรูปแบบของพลังงานที่ไม่ใช่ไฟฟ้า ระบบไฟฟ้ากำลังใช้งานที่ดีนั้นจะต้องคำนึงถึงระบบความปลอดภัยความมั่นคงมีประสิทธิภาพเป็นที่น่าเชื่อถือราคาประหยัดเหมาะสมตามหลักเศรษฐศาสตร์และผลกระทบต่อสถานะแวดล้อมโดยเป็นระบบที่เป็นที่ยอมรับของสังคมท้องถิ่นโครงสร้างของระบบไฟฟ้ากำลัง ไม่ว่าจะ เป็นระบบเล็กหรือระบบใหญ่จะถูกแบ่งออกเป็น 3 ระบบที่สำคัญ

2.1.1 ระบบการผลิตไฟฟ้า (Generating System) กระบวนการผลิตไฟฟ้าเพื่อให้เพียงพอต่อการใช้งานต้องอาศัยโรงไฟฟ้า ซึ่งเป็นส่วนที่สำคัญที่สุดในระบบไฟฟ้ากำลัง และระบบส่งไฟฟ้ามีส่วนประกอบอื่นๆ เช่นหม้อแปลงไฟฟ้า ลานโกไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าแรงสูง สายส่งไฟฟ้าแรงสูง เป็นต้น โรงไฟฟ้าจะทำหน้าที่ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าให้มีความเพียงพอกับความต้องการใช้งานไฟฟ้าตลอดเวลา โดยการทำงานจะอาศัยเครื่องต้นกำลังซึ่งทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานต่าง ๆ ให้เป็นพลังงานกลเพื่อขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งพลังงานที่นำมาใช้ผลิตไฟฟ้าได้แก่ พลังงานน้ำ, พลังงานความร้อน, พลังงานลม, และพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นต้น จากลานโกไฟฟ้ากระแสไฟฟ้าจะไหลตามสายส่งเพื่อเข้าสู่สถานีไฟฟ้าแรงสูงและจะทำการลดแรงดันไฟฟ้าให้เหมาะสมก่อนจะส่งไปยังสถานีไฟฟ้าย่อยที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และที่การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ที่รับผิดชอบในการส่งจ่ายไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า บ้านเรือนประชาชนทั่วไป และตามโรงงานอุตสาหกรรม

2.1.2 ระบบส่งกำลังไฟฟ้า (Transmission Systems) หมายถึง ระบบที่รับแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตเพื่อส่งไปยังระบบจำหน่ายไฟฟ้า หรือทำหน้าที่เชื่อมโยงระหว่างระบบผลิตกับระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นเอง ระบบส่งกำลังไฟฟ้านั้นมีองค์ประกอบที่ซับซ้อนพอสมควร แต่พอจะสรุปเป็นส่วนประกอบหลักๆ ได้ดังนี้

2.1.2.1 สถานีไฟฟ้าย่อยแปลงแรงดันสูงหรือลานโกไฟฟ้า (Step-up Substation or Switchyard) เป็นที่ติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมและป้องกันความผิดปกติซึ่งอาจเกิดขึ้นระหว่างระบบผลิตกำลังไฟฟ้ากับระบบส่งกำลังไฟฟ้า มีหน้าที่หลักคือ แปลงแรงดันจากระบบผลิตให้สูงขึ้นในระดับต่าง ๆ เพื่อเข้าสู่ระบบส่งกำลังไฟฟ้าต่อไป



รูปที่ 2.1 แสดงลักษณะของสถานีไฟฟ้าย่อยแปลงแรงดันสูงหรือลานโกไฟฟ้า

2.1.2.2 สายส่งกำลังไฟฟ้า (Transmission Line) หมายถึง ระบบที่เชื่อมโยงระหว่างระบบผลิตกับระบบจำหน่ายเข้าด้วยกันหรือมีหน้าที่ขนส่งพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไปยังศูนย์กลางการจำหน่ายที่เรียกว่าโหนดเซ็นเตอร์ โดยคำนึงถึงระยะทางและความประหยัด สายส่งไฟฟ้านั้นมี 2 ลักษณะ คือ สายส่งในลักษณะเหนือศีรษะ (Overhead Ariel Line) ซึ่งจะมีสายเส้นเล็ก ๆ ซึ่งอยู่บนเสาส่งไฟฟ้า เรียกว่า สายดินเหนือศีรษะ (Over Head Ground Wire) ซึ่งถูกต่อตรงกับเสาโครงเหล็ก (Steel Tower) สายมีหน้าที่ป้องกันอันตรายจากฟ้าผ่า สายส่งไฟฟ้าอีกลักษณะหนึ่งนั้นคือใช้สายเคเบิลใต้ดิน หรือการติดตั้งสายเคเบิลในอุโมงค์เป็นที่นิยมใช้ในต่างประเทศ โดยเฉพาะในระบบโรงงานอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ มักจะให้มิอูโมงค์สายเคเบิลอยู่ที่ชั้นใต้ดินของโรงงาน

2.1.3.3 สถานีไฟฟ้าย่อยต้นทาง (Primary Substation) เป็นสถานีที่มีหน้าที่แปลงระดับแรงดันไฟฟ้าจากระบบสายส่งแรงสูงให้มีระดับแรงดันต่ำลงเพื่อส่งไปยังสถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่าย (Secondary Substation) โดยใช้สายส่งไฟฟ้าย่อยต่อไป สายส่งไฟฟ้าย่อยเป็นสายส่งที่เชื่อมโยงระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อยต้นทางกับสถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่าย

2.1.3 ระบบจ่ายหรือจำหน่ายกำลังไฟฟ้า (Distribution Systems) หมายถึง ระบบที่ทำหน้าที่เชื่อมโยงระหว่างระบบส่งกำลังไฟฟ้ากับแหล่งผู้ใช้ไฟฟ้าหรือโหนด โดยรับแรงดันที่ถูกลดให้ต่ำจนมีความเหมาะสมที่จะให้บริการกับผู้ใช้ไฟฟ้าระบบจ่ายกำลังไฟฟ้ามีส่วนประกอบหลัก ๆ ดังนี้

2.1.3.1 สถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่าย (Secondary Substation) มีหน้าที่รับแรงดันไฟฟ้าจากสายส่งย่อยเพื่อแปลงระดับแรงดันให้ต่ำลง แล้วส่งไปยังสายจำหน่ายแรงสูงต่อไป สถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่ายนี้จะมีความสำคัญรองลงมาจากสถานีไฟฟ้าย่อยต้นทางเพราะรับและส่งพลังงานน้อยกว่า แต่ที่สำคัญคือ

ต้องทำหน้าที่เป็นจุดเชื่อมโยงของสายส่งไฟฟ้าย่อยที่ส่งมาจากสถานีไฟฟ้าย่อยต้นทางหลาย ๆ แห่งจึงต้องมีการจัดวงจรตามความสำคัญของสถานีเพื่อส่งพลังงานต่อไปยังสายจำหน่ายแรงสูง

2.1.3.2 สายจำหน่ายแรงสูง (Primary Distribution Line) มีหน้าที่รับแรงดันจากสถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่าย และส่งเข้าหม้อแปลงจำหน่ายเพื่อแปลงให้เป็นแรงดันต่ำสำหรับผู้บริโภคหรือโหลดต่อไปโดยระดับแรงดันบนสายจำหน่ายแรงสูงนี้ที่รับมาจากสถานีไฟฟ้าย่อยจำหน่ายมีหลายระดับ สำหรับในประเทศไทยมีค่าอยู่ในช่วง 11kV – 33kV โดยจำแนกเป็น

- การไฟฟ้านครหลวง ใช้ระดับแรงดัน 12kV และ 24kV
- การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ใช้ระดับแรงดัน 11kV, 22kV และ 33kV
- สายจำหน่ายแรงสูงนี้จะพบเห็นเดินอยู่รอบๆตัวเมืองและสามารถจำหน่ายให้กับระบบอุตสาหกรรมขนาดกลางได้

## 2.2 ระบบไฟฟ้าในประเทศไทยและหน่วยงานที่รับผิดชอบในระบบไฟฟ้ากำลัง

หน่วยงานที่ทำหน้าที่รับผิดชอบในการให้บริการด้านพลังงานไฟฟ้าในประเทศไทยประกอบไปด้วยหน่วยงานหลัก 3 หน่วยงาน อันได้แก่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ซึ่งแต่ละหน่วยงานมีอำนาจหน้าที่ดังนี้

2.2.1 กฟผ. มีอำนาจหน้าที่ในการจัดหาพลังงานไฟฟ้าให้แก่ประชาชน โดยการผลิตและจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้านครหลวง, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และผู้ใช้พลังงานไฟฟ้ารายอื่นตามที่กฎหมายกำหนดรวมทั้งประเทศไทยใกล้เคียง และดำเนินการต่างๆ ที่เกี่ยวข้องทางด้านพลังงานไฟฟ้า ตลอดจนงานอื่นๆ ที่ส่งเสริมกิจการของ กฟผ. และเพื่อให้สามารถดำเนินการตามวัตถุประสงค์ข้างต้น กฟผ. จึงมีหน้าที่รวมถึงการสร้างเขื่อน, อ่างเก็บน้ำ, โรงไฟฟ้า, ระบบส่งไฟฟ้า และสิ่งอื่นอันเป็นอุปกรณ์ประกอบต่างๆ รวมทั้งการวางแผนนโยบายควบคุมการผลิต, การส่ง, การจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า และวัตถุดิบจากลิกไนต์ ระดับแรงดันไฟฟ้าที่ กฟผ. ผลิตได้แก่ 500, 230, 115, 69, 33 และ 22 kV โดย กฟผ. จะดำเนินการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแรงสูงเพื่อลดระดับแรงดันตามที่ผู้รับซื้อมีความต้องการ

2.1.2 กฟน. มีอำนาจหน้าที่ในการให้บริการด้านการจัดจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า โดยเป็นผู้รับซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฟผ. และผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก มาจัดจำหน่ายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าภายในเขตกรุงเทพมหานคร, สมุทรปราการ, และนนทบุรี โดยเป็นผู้ดำเนินการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย ระบบจำหน่ายและสายส่ง ซึ่งประกอบไปด้วยผู้ใช้ไฟระดับแรงดัน 69, 24 kV, 400 Volts และ 240 Volts

2.1.3 กฟภ. มีอำนาจหน้าที่ในการให้บริการด้านการจัดจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งภายในและภายนอกประเทศ โดยเป็นผู้รับซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฟผ. และผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก มาจัดจำหน่ายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า โดยเป็นผู้ดำเนินการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า ระบบจำหน่ายและสายส่ง ซึ่งประกอบไปด้วยผู้ใช้ไฟฟ้าระดับแรงดัน 115, 69, 33, 22 kV, 400 Volts และ 230 Volts

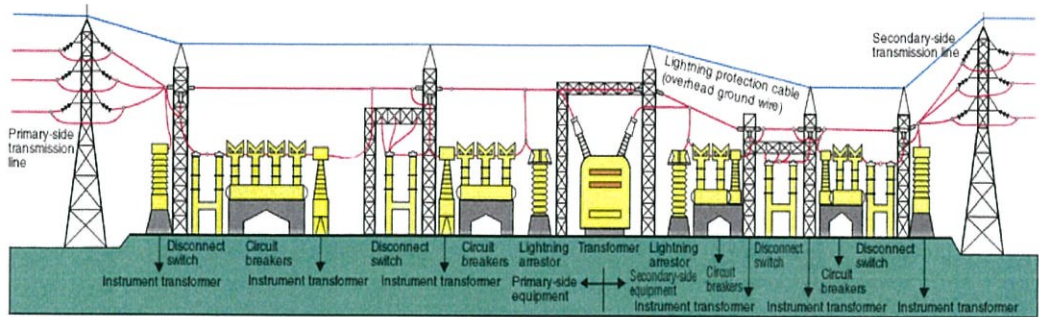
### 2.3 สถานีไฟฟ้าย่อย (Substation)

สถานีไฟฟ้าย่อย (Substation) คือ สถานที่ที่ทำการติดตั้งอุปกรณ์ที่ใช้ควบคุมการไหลของพลังงานไฟฟ้าภายในระบบและอุปกรณ์ปรับเปลี่ยนแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้นหรือต่ำลง มีสายส่งหรือโรงไฟฟ้าต่อเชื่อมเข้าและมีอุปกรณ์ระบบควบคุมและป้องกันติดตั้งเพื่อตัดอุปกรณ์หลักออกขณะเกิดการลัดวงจรในสายส่ง, ในระบบจำหน่าย หรืออุปกรณ์ภายในสถานีเกิดความเสียหาย เป็นต้น



รูปที่ 2.2 แสดงลักษณะของสถานีไฟฟ้าย่อย (Substation)

หน้าที่และวัตถุประสงค์ของสถานีไฟฟ้าย่อย เป็นจุดเปลี่ยนระดับแรงดันไฟฟ้า เป็นจุดปรับระดับแรงดันภายในระบบให้คงที่ก่อนส่งไปยังระบบอื่นๆ เป็นจุดเชื่อมระหว่างระบบสายส่งกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าเข้าด้วยกัน และนำพลังงานเข้าหรือออกจากระบบ เช่นระบบสายส่ง (ระบบ 115 kV) กับระบบจำหน่ายแรงสูง (ระบบ 230 kV) เป็นต้น เป็นจุดติดตั้งเครื่องมือวัด เพื่อวัดปริมาณทางไฟฟ้า เป็นจุดติดตั้งอุปกรณ์ตัดตอน อุปกรณ์ควบคุมและอุปกรณ์ป้องกัน เป็นจุดเชื่อมโยงระบบสื่อสาร



รูปที่ 2.3 แสดงอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าย่อย (Substation Equipment)

รูปแบบของสถานีไฟฟ้าแรงสูงสถานีไฟฟ้าแรงสูงสามารถแบ่งออกตามชนิดการฉนวนได้เป็น 2 แบบ คือ

2.3.1 สถานีไฟฟ้าแรงสูงแบบใช้ฉนวนอากาศ (Air Insulated Substation: AIS) เป็นสถานีที่นิยมใช้มากเนื่องจากอุปกรณ์มีราคาถูก แต่จะต้องมีพื้นที่ที่กว้างมากพอ สภาพแวดล้อมเหมาะสม โดยออกแบบให้อุปกรณ์หลักต้องประกอบติดตั้งอยู่บนโครงเหล็ก ใช้อากาศเป็นฉนวนภายนอกระหว่างตัวนำแต่ละเฟส และระหว่างตัวนำกับดิน ซึ่งการออกแบบฉนวนขึ้นอยู่กับสภาวะบรรยากาศ คือ ความดัน อุณหภูมิ ความชื้น ความเปรอะเปื้อน และฝุ่นละออง ดังนั้นวิศวกรผู้ออกแบบ AIS จะต้องมีการกำหนดการจัดวางอุปกรณ์ต่างๆ ให้ระยะห่างมีความปลอดภัยทางไฟฟ้า โดยทั่วไปมักเป็นชนิดอยู่กลางแจ้ง ซึ่งต้องคำนึงถึงมาตรการป้องกันฟ้าผ่าโดยตรง หรือผลสืบเนื่องอื่นๆ ที่เกิดจากปรากฏการณ์ฟ้าผ่า

ข้อดีของสถานีไฟฟ้าแบบ AIS คือ

1. ออกแบบได้หลากหลายตามความต้องการของระบบ
2. อุปกรณ์มีราคาถูก
3. กรณีอุปกรณ์ใดเกิดเสียหาย เช่น เซอร์คิตเบรกเกอร์ ไบมีดตัดตอน หม้อแปลงวัดกระแส หม้อแปลงวัดแรงดัน กัปดักฟ้าผ่า และบัสบาร์ สามารถจัดหามาทดแทนได้ง่าย
4. การขยายระบบหรือเปลี่ยนพิกัดอุปกรณ์ทำได้ง่าย
5. การบำรุงรักษาง่าย สามารถทำได้เฉพาะตัวไม่กระทบกับอุปกรณ์ข้างเคียง
6. ใช้ปริมาณก๊าซ SF6 น้อยกว่า (ก๊าซ SF6 มีผลกระทบต่อสภาพแวดล้อม)

ข้อเสียของสถานีไฟฟ้าแรงสูงแบบ AIS คือ

1. ต้องระมัดระวังเมื่อทำงานในพื้นที่สถานีไฟฟ้า
2. ต้องเลือกฉนวนให้ถูกต้องตามสภาพแวดล้อม
3. ต้องมีมาตรการป้องกันผลกระทบจากสัตว์

4. ต้องออกแบบทั้งด้านไฟฟ้า และโยธาทั้งหมด
5. ต้องประกอบอุปกรณ์แต่ละตัว และติดตั้งบนฐานโครงเหล็กที่หน้างาน



รูปที่ 2.4 แสดงลักษณะของสถานีไฟฟ้าแรงสูงแบบ AIS

2.3.2 สถานีไฟฟ้าแรงสูงแบบใช้ฉนวนก๊าซ (Gas Insulated Substation: GIS) เป็นสถานีไฟฟ้าที่มีอุปกรณ์ต่างๆ ที่กล่อมมาข้างต้น ติดตั้งอยู่ภายในท่อโลหะ โดยการอัดก๊าซ SF<sub>6</sub> เพื่อเป็นฉนวนฉนวนไว้ภายใน จึงสามารถลดระยะปลอดภัยทางไฟฟ้าลงได้ ทำให้สถานีไฟฟ้าแรงสูงแบบ GIS มีขนาดเล็กลงมาก สามารถออกแบบให้ติดตั้งแบบกลางแจ้ง ภายในอาคาร ใต้พื้นดินหรือภายในอุโมงค์ก็ได้ โดยทั่วไปจะพิจารณาตามวัตถุประสงค์หลักของการติดตั้งใช้งาน เช่น ต้องการความเชื่อมั่นสูง มีพื้นที่ว่างจำกัด ไม่ต้องการบำรุงรักษามาก เป็นต้น ดังนั้นปัจจุบันจึงมีความนิยมติดตั้งสถานีไฟฟ้าแบบ GIS กันมากขึ้น

ข้อดีของสถานีไฟฟ้าแบบ GIS

1. ใช้พื้นที่การก่อสร้างน้อยกว่าสถานีไฟฟ้าแบบ AIS
2. ติดตั้งได้รวดเร็วกว่าสถานีไฟฟ้าแบบ AIS
3. มีความปลอดภัยการใช้งานสูงกว่าสถานีไฟฟ้าแบบ AIS
4. ไม่มีผลกระทบจากมลภาวะภายนอก
5. การบำรุงรักษาน้อยกว่าสถานีไฟฟ้าแบบ AIS

ข้อเสียของสถานีไฟฟ้าแบบ GIS

1. มีราคาอุปกรณ์แพงกว่าสถานีไฟฟ้าแบบ AIS
2. การขยายหรือเพิ่มเติมต้องวางแผนล่วงหน้า และต้องใช้ผลิตภัณฑ์เดิม ซึ่งผู้ผลิตมักเสนอราคาสูงกว่าความเป็นจริง
3. เมื่อมีความเสียหายระหว่างการใช้งาน เช่น หากเกิดฟอล์ทภายในจะหาตำแหน่งฟอล์ทได้ยากกว่า และการซ่อมแซมมีความยุ่งยาก ทำให้เสียเวลาจ่ายไฟฟ้าสูงกว่าสถานีไฟฟ้าแบบ AIS
4. หลังซ่อมหรือขยายเพิ่มเติม อาจต้องดับไฟฟ้าทั้งหมดเพื่อทดสอบ Dielectric
5. ใช้ปริมาณก๊าซ SF6 มากกว่าสถานีไฟฟ้าแบบ AIS ซึ่งมีราคาแพง และมีผลกระทบต่อสภาพแวดล้อม



รูปที่ 2.5 แสดงลักษณะของสถานีไฟฟ้าแรงสูงแบบ GIS แบบภายในอาคาร

## 2.4 อุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าย่อย (Substation Equipment)

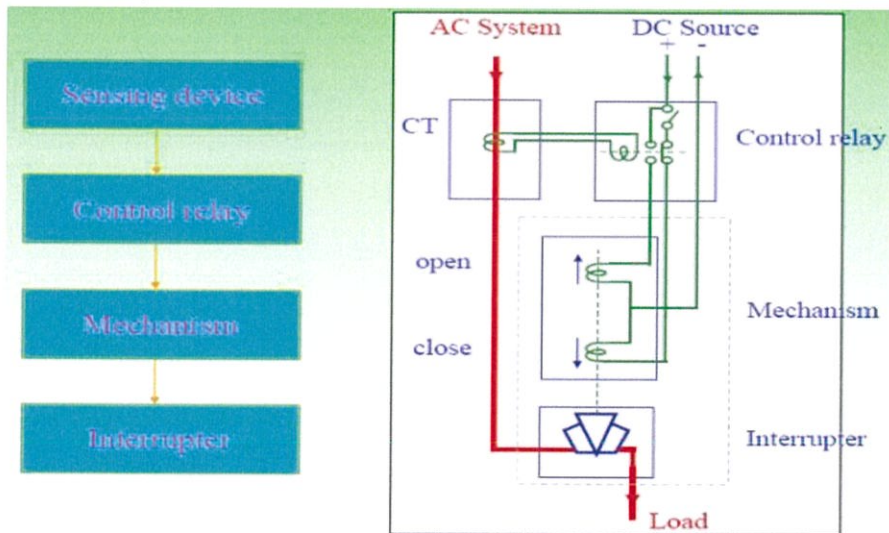
### 2.4.1 เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker)

เซอร์กิตเบรกเกอร์เป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่สับปลด และสับต่อ วงจรไฟฟ้าทั้งในสภาวะการทำงานปกติ และในขณะเกิดการลัดวงจรในระบบไฟฟ้า

หน้าที่และการใช้งาน เซอร์กิตเบรกเกอร์เป็นอุปกรณ์ที่ใช้กลไกเคลื่อนที่ตัดต่อวงจรไฟฟ้า สามารถต่อ และให้กระแสไหลผ่านในเวลาที่กำหนด และตัดกระแสในขณะที่เกิดสิ่งผิดปกติ เช่น เกิดการลัดวงจร ฉะนั้นจึงกำหนดหน้าที่ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ในสภาพที่กระแสที่ไหลผ่านทั้งในขณะที่ระบบมีสภาพปกติและผิดปกติการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์ในขณะระบบมีการลัดวงจรเกิดขึ้นเป็นหน้าที่หลัก

หลักการป้องกันของระบบไฟฟ้าแรงสูง จะต้องประกอบด้วยส่วนประกอบหลักสำคัญๆ 4 ส่วน

1. Sensing Device ได้แก่ Instrument Transformer คือ Current Transformer และ Power Transformer ซึ่งจะทำหน้าที่ เมื่อเกิดผิดปกติขึ้นในระบบก็จะส่งสัญญาณบอกเหตุมายังรีเลย์
2. Control Relay ได้แก่ รีเลย์ต่างๆ ซึ่งจะทำหน้าที่รับสัญญาณบอกเหตุจาก CT, PT มาพิจารณาว่าสัญญาณนั้นเป็นเหตุผิดปกติร้ายแรงหรือไม่ร้ายแรงเพื่อทำการสั่งการให้ตัดวงจรหรือเพียงแต่ส่งสัญญาณเตือน (Alarm) ตามแต่ชนิดของเหตุผิดปกติที่เกิดขึ้น โดยรีเลย์จะทำงานทันทีทันใดหรือหน่วงเวลา
3. Mechanism ได้แก่ อุปกรณ์และกลไกต่างๆ ที่ส่งความเคลื่อนไหวไปยังชุด Interrupter ให้ทำงานเปิด-ปิดวงจรไฟฟ้าแรงสูง
4. Interrupter ได้แก่ส่วนที่ทำหน้าที่เปิด-ปิดวงจรไฟฟ้าแรงสูงและดับอาร์คที่เกิดขึ้นจากการเคลื่อนที่แยกออกจากกันของหน้า Contact ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ ซึ่งประกอบด้วยส่วนประกอบต่างๆ ดังนี้ คอนแทคอยู่กับที่, คอนแทคเคลื่อนที่, ห้องดับอาร์ค และตัวกลางดับอาร์ค ซึ่งได้แก่ น้ำมัน, อากาศ (ลมอัด), ก๊าซ SF6 และสุญญากาศ เป็นต้น

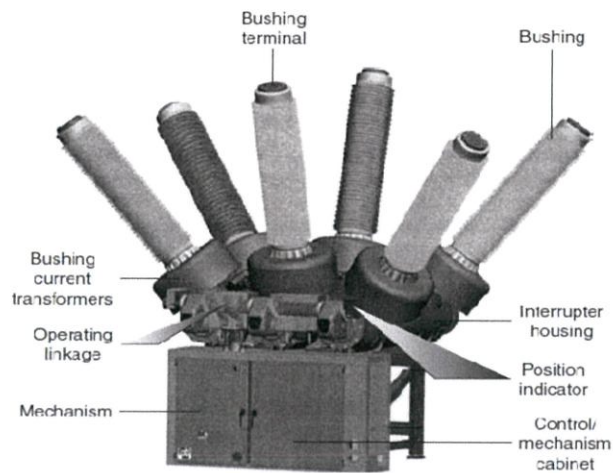


รูปที่ 2.6 แสดงการควบคุมการทำงานของ เซอร์กิตเบรกเกอร์

เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ใช้ในระบบไฟฟ้าแรงสูงสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภท ตามลักษณะการออกแบบ

2.4.1.1 Dead Tank Circuit Breaker คือ เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่มีการออกแบบให้ชุด Interrupter บรรจุอยู่ในถังโลหะ (Metal Housing) ซึ่งมีการต่อลงกราวด์ ทำให้มีค่าศักย์ไฟฟ้าเท่ากับพื้นดินเสมอ โดยภายในถังโลหะจะบรรจุสารซึ่งทำหน้าที่เป็นฉนวนไฟฟ้าซึ่งดีกว่าอากาศมากเช่น Mineral Oil หรือ ก๊าซ SF6 เป็นต้น ทำหน้าที่ขวางกั้นหน้าสัมผัส ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่มีระดับแรงดันสูงมากกับ

โครงสร้างโลหะที่ต่อกราวด์นั้น และจะมีการต่อ High Voltage Terminal จากชุด Interrupter ผ่านถึงโลหะของเซอร์กิตเบรกเกอร์โดยใช้ Bushing ที่เป็น Porcelain หรือ Composite Material



รูปที่2.7 แสดงลักษณะของ Dead Tank Circuit Breaker

2.4.1.2 Live Tank Circuit Breaker คือ เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่มีการออกแบบให้ Interrupter บรรจุอยู่ในฉนวนไฟฟ้า เช่น Porcelain หรือ Composite Material เป็นต้น เนื่องจากโครงสร้างของ Interrupter Chamber ต้องต่อโดยตรงกับระบบไฟฟ้าที่มีแรงดันไฟฟ้าสูง จึงจำเป็นต้องวางอยู่บนฉนวนไฟฟ้า และความยาวของฉนวนจะขึ้นอยู่กับค่าระดับแรงดันไฟฟ้าตามการใช้งานด้วย



รูปที่2.8 แสดงลักษณะของ Live Tank Circuit Breaker

เซอร์กิตเบรกเกอร์ เป็นอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินพิกัด ติดตั้งสถานีควบคุมการจ่ายไฟ ทำงานด้วยมือ หรือรีเลย์ โดยรีเลย์กระแสเกินจะสั่งให้เซอร์กิตเบรกเกอร์เปิดวงจรโดยอัตโนมัติ และสั่งให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ต่อวงจรโดยอัตโนมัติจนครบกำหนด ก็จะเปิดวงจรค้างไว้ ( Lock Out )

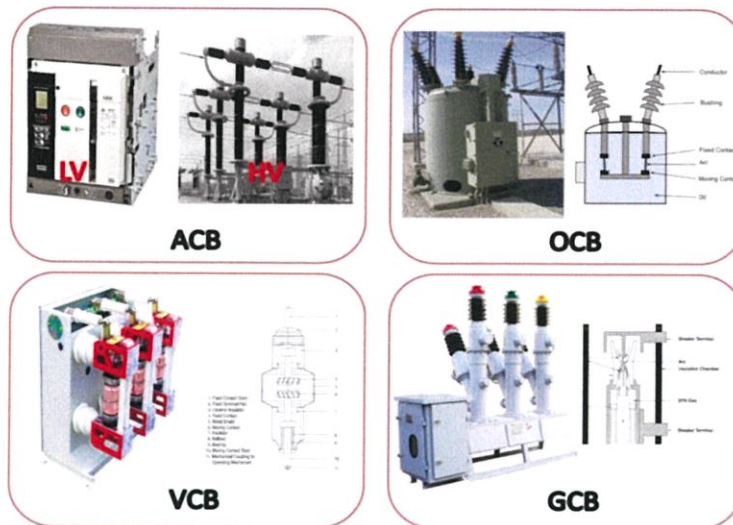
เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ใช้ในระบบไฟฟ้าแรงสูงสามารถแบ่งตามการใช้ Interrupt Medium ได้เป็น 4 ชนิด คือ

1. Air Circuit Breaker (ACB) เป็นพัฒนาการรุ่นแรกที่ใช้วิธีการดับ Arc ในอากาศ ภายในช่อง Arc-Chute สามารถทำได้ถึงระดับแรงดันไฟฟ้า 24kV สูงสุด การทำงานเหมือน ACB ชนิดไฟฟ้าแรงต่ำ แต่ขณะเปิด-ปิด วงจรจะมีเสียงดังมาก บางครั้งเหมือนเสียงระเบิดลูกเล็กๆ

2. Oil Circuit Breaker (OCB) เป็นพัฒนาการที่สูงขึ้นโดยใช้น้ำมันมาเป็นฉนวนไฟฟ้า และใช้ในการดับ Arc ที่เกิดขึ้น พัฒนาการในรุ่นแรกๆ จะเป็นแบบ Maximum Oil Circuit Breaker ถังน้ำมันจะมีขนาดใหญ่ ช่องที่ออกแบบไว้สำหรับ Main Contact และ Arc-Chute ต่างๆ จะใหญ่โต จึงต้องบรรจุน้ำมันเป็นปริมาณมากๆ ต่อมาได้พัฒนาให้มีขนาดเล็กลง เป็นรุ่น Minimum Oil Circuit Breaker โดยการพัฒนาดังกล่าว รวมถึงเทคนิคการออกแบบ ทำให้ขนาดอุปกรณ์เล็กลงพอจะบรรจุอยู่ในกระบอกเล็กๆ ที่ใส่น้ำมันไว้เพียงเล็กน้อย ระดับแรงดันที่ทำได้สูงสุดคือ 69kV

3. Vacuum Circuit Breaker (VCB) เป็นพัฒนาการที่จะทำให้อุปกรณ์มีขนาดเล็กลงโดยให้ส่วนที่มีไฟฟ้า เช่น หน้าสัมผัสต่างๆ อยู่ภายในกระบอกสุญญากาศ นั่นคือ Arc ที่เกิดขึ้นในสุญญากาศจะมีน้อยมาก (ไม่มีสุญญากาศที่แท้จริงในกระบอก) อุปกรณ์ที่ใช้โดยทั่วไปจะคล้ายของ Minimum Oil พัฒนาการทำให้สูงสุดถึง 36kV นิยมใช้แพร่หลายในญี่ปุ่น และบางประเทศในยุโรป

4. Gas Circuit Breaker (GCB) เป็นพัฒนาการชนิดที่สามารถใช้กับระบบไฟฟ้าแรงดันสูง เช่น 69kV, 115kV, 230kV และ 500kV ต้นกำเนิดของอุปกรณ์เริ่มจากระดับแรงดันสูงๆ อย่างนี้เพราะมีราคาแพงมาก ภายหลังที่เทคนิคการผลิต และปริมาณการใช้เริ่มสูงขึ้นจึงทำให้มีราคาถูกลงจนนำมาใช้ในระบบ 69kV, 24kV ได้อย่างแพร่หลาย ก๊าซที่ใช้เป็นชนิด SF<sub>6</sub> ขนาดของอุปกรณ์กะทัดรัด บางยี่ห้อจะมีอุปกรณ์วัดแรงดันก๊าซภายในกระบอก แต่บางยี่ห้อไม่มีโดยอ้างว่า Baring ที่ใช้เป็นชนิดน้ำมัน 2 ชั้น ที่ก๊าซไม่มีโอกาสรั่วออกมาเลย ตลอดเวลามากกว่า 20 ปี ส่วนยี่ห้อที่มีอุปกรณ์วัดแรงดันก๊าซนั้น Baring ที่ใช้มีวิธีการ Seal ก๊าซโดยใช้ Double O-Ring ที่เป็นยาง แต่อย่างไรก็ตามอุปกรณ์ได้มีการออกแบบไว้ให้มีความปลอดภัยโดยหากเกิดการรั่วของก๊าซแล้ว สุดท้ายจะยังคงมีก๊าซอยู่ภายในกระบอกซึ่งมีแรงดันเท่ากับ 1 บรรยากาศ และเพียงพอให้อุปกรณ์ Trip ได้ 1 ครั้ง โดยไม่เกิดอันตรายแต่อย่างใด หลังจากนั้นระบบจะ Lock ไม่ให้เกิดการสับสวิตช์ต่อไป



รูปที่ 2.9 แสดงลักษณะของ ACB, OCB, VCB) และ GCB

#### 2.4.2 Disconnect Switch

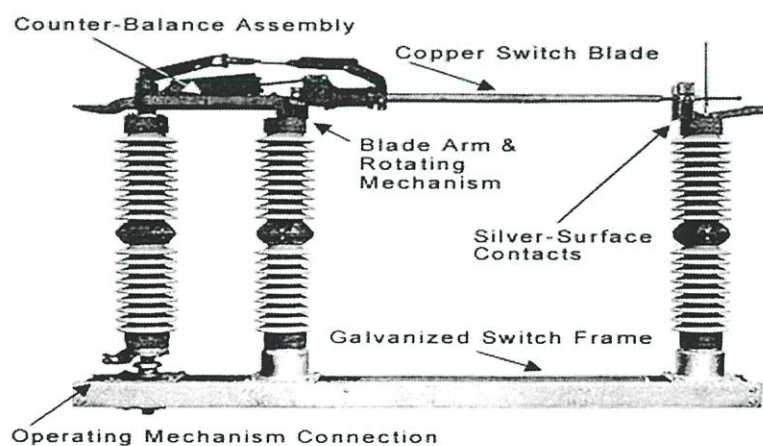
Disconnect Switch หรือ Disconnecter คือ สวิตช์ที่มี Moving Contact ที่ทำงานได้ช้ามากเมื่อเปรียบเทียบกับเซอร์กิตเบรกเกอร์ หน้าที่ของ Disconnect Switch คือ การสับเปลี่ยนการต่อวงจรหรือทิศทางกระแสไฟของกระแสไฟฟ้า การแยกวงจรไฟฟ้าบางส่วนออกจากระบบไฟฟ้าหลัก และการปลดแยกวงจรที่ติดตั้งอุปกรณ์สวิตช์เกียร์เพื่อให้สามารถทำการซ่อมบำรุงหรือการเปลี่ยนอุปกรณ์ได้อย่างปลอดภัย Disconnect Switch ถูกออกแบบให้สามารถเป็นทางผ่านให้กระแสไฟฟ้าไหลได้อย่างต่อเนื่องและทนต่อกระแสไฟฟ้าลัดวงจรได้ชั่วระยะเวลาสั้นๆ โดยจะใช้สับปลดหรือต่อวงจรได้ในกรณีที่ไม่มีความแตกต่างของแรงดันไฟฟ้าที่ขั้วทั้งสองของสวิตช์ทั้งค่า Amplitude และ Phase Angle หรือจะให้ทำงานได้ขณะที่ไม่มีกระแสไฟฟ้าไหลผ่าน หรืออาจจะมีการไหลเล็กน้อยก็ได้ อย่างเช่นกระแสไฟฟ้าที่เกิดจากประจุไฟฟ้าที่ค้างอยู่ในสายส่งไฟฟ้าแรงสูงของหม้อแปลงไฟฟ้า เป็นต้น ในการย้ายโอนวงจรสายส่งไฟฟ้าที่ต่อกับบัสบาร์หนึ่งให้ไปต่อเข้าอีกบัสบาร์ ซึ่งจะทำให้มีกระแสไฟฟ้าแยกไหลผ่านสวิตช์เป็นสองทาง และอาจทำให้เกิด Transient Voltage ขึ้นขณะสับต่อสวิตช์ ดังนั้น Disconnect Switch จะต้องสามารถทนรับกระแสอาร์กและแรงดันไฟฟ้าตกคร่อมขณะทำการสับเปิดหรือสับต่อสวิตช์ได้ด้วย โดยปกติ Disconnect Switch จะถูกติดตั้งทั้งสองด้านของอุปกรณ์สวิตช์เกียร์ ซึ่งผู้ปฏิบัติงานในลานไถจะสามารถสังเกตเห็นสถานะการทำงานของสวิตช์ได้อย่างชัดเจน และอาจจะมีการติดตั้ง Safety Ground เพื่อเพิ่มความปลอดภัยในการทำงานบำรุงรักษาหรือการสับเปลี่ยนวงจรไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้า วัตถุประสงค์หลักของการสับเปลี่ยนวงจรไฟฟ้าด้วย Disconnect Switch จะมี 2 ประการ คือ

1. การทำงานประจำวัน (Day-to-Day Operation) เช่น การปลดวงจร Shunt Reactor ออกจากระบบเมื่อไม่ต้องการใช้งาน หรือการย้ายโอนวงจรไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้า

2. การซ่อมบำรุงอุปกรณ์ไฟฟ้า (Repair and Maintenance) เช่น กรณีสายส่งเกิดการลัดวงจรจนเกิดความเสียหาย และจะต้องปลดวงจรออกเพื่อการซ่อมแซม หรือการเปิดวงจรเพื่องานบำรุงรักษาหม้อแปลง

การทำงานในสถานีไฟฟ้าแรงสูงจะต้องพิจารณาเรื่องความปลอดภัยเป็นพิเศษ ดังนั้นก่อนเข้าปฏิบัติงานบำรุงรักษาจะต้องมั่นใจว่าวงจรที่เกี่ยวข้องจะต้องถูกปลดออกจากระบบไฟฟ้า ซึ่งสามารถสังเกตเห็นได้อย่างชัดเจนจากสถานการณ์ทำงานของ Disconnect Switch และจะต้องมีกลไกป้องกันการทำงานของ Disconnect Switch เป็นแบบ Motor-Operated วงจรไฟฟ้าที่ควบคุมมอเตอร์จะต้องถูกสับปลดออกโดยใช้สวิตช์ใบมีด หรือ Fuse Link ที่ถูกถอดออกได้ Air-Break Disconnectors ที่มีใช้ในสถานีไฟฟ้าแรงดันสูง มักจะมีรูปแบบการทำงานใน 4 ลักษณะ

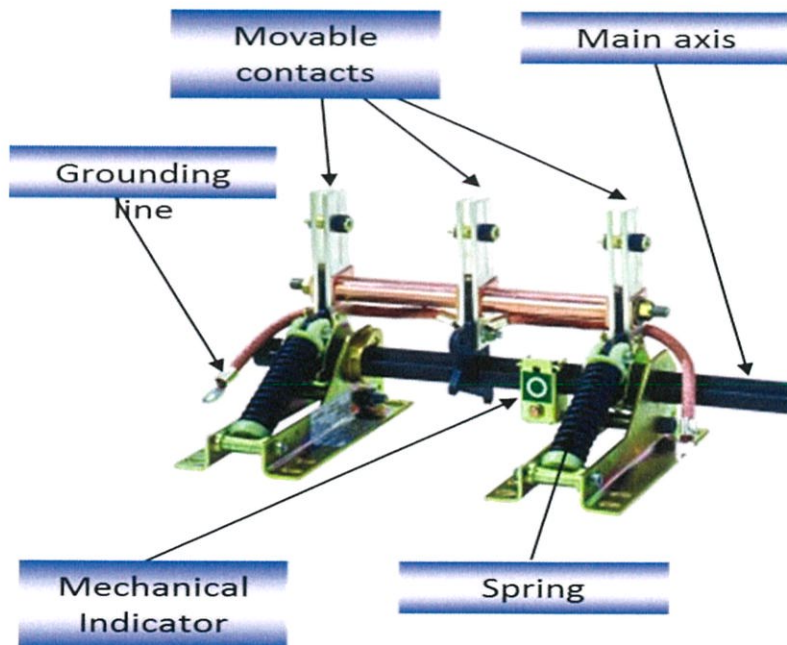
1. Vertical Break Type จะมีใบมีด สับยกเปิดโดยสามารถทำมุมประมาณ 60 องศา กับแนวราบ
2. Centre Side Break Type จะใช้ใบมีด 2 ชุด หมุนสับวงจรในแนวราบ เพื่อต่อวงจรที่อยู่จุดกึ่งกลาง
3. Double Side Break Type จะใช้ใบมีดเพียงชุดเดียวเพื่อหมุนเปิด-ปิดวงจรในแนวราบโดยมี Insulating Column เป็นแกนของจุดหมุนอยู่ตรงกลางระหว่าง Contact Finger
4. Pantograph Type มีลักษณะการทำงานเหมือนกรรไกร เพื่อใช้กับการต่อวงจรของบัสบาร์ที่มีความสูงสองระดับ มีลักษณะการทำงานโดย Contact ของ Disconnecter จะถูกดันขึ้นไปโดย Rotary Insulator จนเข้าไปสัมผัสกับ Contact Finger ที่ติดอยู่กับบัสบาร์ด้านบน



รูปที่ 2.10 แสดงลักษณะของ Disconnect Switch

### 2.4.3 Earthing Switch

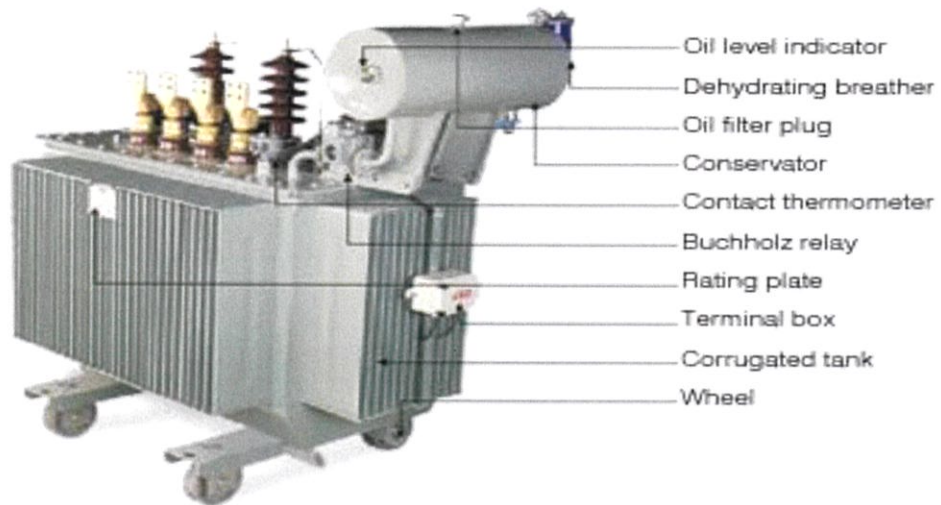
เป็นอุปกรณ์ที่ใช้ลัดวงจรระบบไฟฟ้าทั้ง 3 เฟส และต่อลงกราวด์ในเวลาที่ต้องการบำรุงรักษาระบบไฟฟ้า เพื่อให้ผู้ปฏิบัติงานมั่นใจว่าจะไม่ถูกไฟฟ้าช็อตขณะทำงานกับระบบไฟฟ้าแรงสูง Earthing Switch ถูกออกแบบมาเพื่อใช้ให้สับวงจรขณะที่ไม่มีกระแสไฟฟ้าไหลหรืออาจจะมีกระแสไฟฟ้าไหลได้เล็กน้อย เนื่องจากมีประจุไฟฟ้าค้างอยู่ในระบบไฟฟ้า เช่น บัสบาร์ที่มีความยาวมาก หรือสายส่งไฟฟ้าแรงสูง เป็นต้น อย่างไรก็ตามสวิตช์ชนิดนี้จะต้องสามารถทนกระแสลัดวงจรแบบ Three-Phase to Ground Fault ได้ในกรณีที่เกิดความผิดพลาด ในการจ่ายไฟฟ้า สำหรับสถานีไฟฟ้าปลายทางที่เชื่อมต่อวงจรสายส่งไฟฟ้าเพียงหนึ่งวงจรจากสถานีไฟฟ้าต้นทางและติดตั้งวงจรหม้อแปลงไฟฟ้า (Loading Transformer) เพื่อจำหน่ายไฟฟ้า โดยที่ไม่มีเซอร์กิตเบรกเกอร์เพื่อช่วยปลดวงจรเมื่อระบบป้องกันตรวจพบฟอลต์ที่หม้อแปลงไฟฟ้า หลักการป้องกันของสถานีไฟฟ้าปลายทาง จะมีการออกแบบให้ Transformer Protection Scheme ช่วยจะสั่งสับต่อ High-Speed Grounding Switch ที่บัสบาร์ลงดินอย่างรวดเร็วโดยใช้กลไกของ Spring-Operated Mechanism เพื่อทำให้เกิดกราวด์ฟอลต์ และช่วยให้ Distance Relay ซึ่งอยู่ที่สถานีไฟฟ้าต้นทางสามารถ ตรวจพบฟอลต์และสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์เพื่อปลดวงจรจากสถานีไฟฟ้าต้นทางแทนในทันที



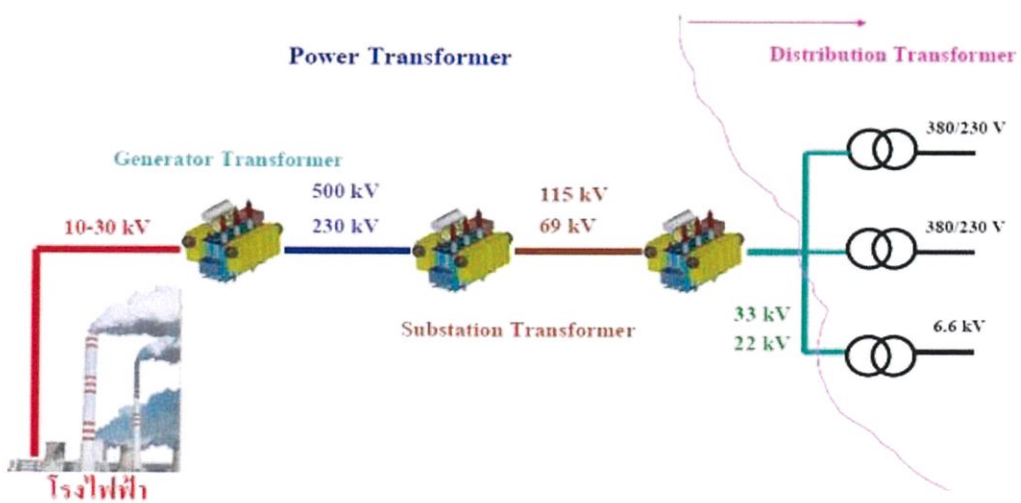
รูปที่ 2.11 แสดงลักษณะของ Earthing Switch

#### 2.4.4 Power Transformer

เป็นอุปกรณ์ที่จำเป็นในสถานีไฟฟ้าย่อย และสำคัญในระบบไฟฟ้าเป็นอุปกรณ์ที่ใช้เปลี่ยนแรงดันให้สูงขึ้น เพื่อให้เหมาะสมกับระบบส่งกำลังไฟฟ้า เพื่อลดขนาดกระแสในสายส่ง ทำให้ใช้ขนาดสายตัวนำเล็กลง และเปลี่ยนแรงดันให้ต่ำลงเพื่อให้เหมาะสมกับระบบจำหน่าย และการใช้พลังงานไฟฟ้า หม้อแปลงไฟฟ้านับว่าเป็นอุปกรณ์ไฟฟ้าที่สำคัญที่สุดในบรรดาอุปกรณ์ไฟฟ้าทั้งหลาย การขัดข้องหรือการชำรุดเสียหายของหม้อแปลงไฟฟ้ามักมีผลกระทบต่อการใช้ไฟ หรือขบวนการผลิตในอุตสาหกรรมอย่างมาก



รูปที่ 2.12 แสดงลักษณะและส่วนประกอบของ Power Transformer



รูปที่ 2.13 แสดงระบบไฟฟ้าที่ใช้หม้อแปลงเป็นอุปกรณ์เปลี่ยนแรงดัน

#### 2.4.4.1 หลักการทำงานของหม้อแปลงกำลัง

หม้อแปลงไฟฟ้าตามอุดมคติ (Ideal Transformer) นั้นถือว่าการสร้างสนามแม่เหล็กจะเป็น Sine ตามรูปคลื่นของแรงดันไฟฟ้า ดังนั้นเส้นแรงแม่เหล็กที่ไหลในแกนเหล็กจะเป็นผลให้เกิดแรงดันไฟฟ้าเหนี่ยวนำเมื่อขดลวดชุดที่ 1 เป็นขดลวดที่ได้รับแรงดันไฟฟ้าที่ขั้วเพื่อทำการเหนี่ยวนำให้เกิดเส้นแรงแม่เหล็กหลักขึ้นในแกนเหล็ก จะเรียกขดลวดชุดที่ได้รับไปจ่ายเข้าป็นขั้วว่า ขดลวดชุดหลัก หรือ ขดลวดต้น (Primary Winding) ในขณะที่ขดลวดชุดที่ 2 เป็นขดลวดที่ได้รับผลของเส้นแรงแม่เหล็กนี้เหนี่ยวนำให้เกิดแรงดันไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟให้แก่โหลด เรียกขดลวดชุดจ่ายไฟออกนี้ว่า ขดลวดชุดรอง (Secondary Winding) ในเรื่องของการส่งผ่านเปลี่ยนแปลงพลังงานของหม้อแปลงไฟฟ้านั้น ไม่สามารถที่จะหลีกเลี่ยงผลการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเนื่องจากแกนเหล็ก และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าเนื่องจากลวดทองแดงตัวนำของขดลวด แต่ในหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังที่นำมาใช้นั้น ค่ากำลังไฟฟ้าวัตต์สูญเสียเหล่านี้จะต้องมีค่าไม่เกินหนึ่งเปอร์เซ็นต์ของพิกัด โดยเฉพาะอย่างยิ่งหม้อแปลงที่มีพิกัดกำลังสูงๆ เพราะจะเป็นการสูญเสียทั้งในแง่ของพลังงานและเงิน ดังนั้นประสิทธิภาพโดยประมาณของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง จะถือว่าประมาณใกล้เคียงหรือเท่ากับ 100%

#### 2.4.4.2 ส่วนประกอบของหม้อแปลง

1. ถังหม้อแปลง (Transformer Tank) ถังหม้อแปลงเป็นประกอบที่ใช้บรรจุขดลวด, แกนเหล็ก และฉนวนน้ำมัน ดังนั้นถังหม้อแปลงจำเป็นมากสำหรับหม้อแปลงที่ใช้ของเหลวเป็นตัวช่วยระบายความร้อนถังของ หม้อแปลง อาจเป็นรูปเหลี่ยมหรือรูปโค้งก็ได้ แต่สำหรับหม้อแปลงกำลังนิยมใช้เป็นรูปเหลี่ยม วัสดุที่ใช้ในการผลิตถังหม้อแปลงนั้นเป็นแผ่น (Steel Plate) ที่มีคุณภาพสูง แข็งแรงทนต่อความร้อนได้ดี ต้องเป็นเหล็กที่ไม่เป็นตัวสื่อแม่เหล็ก (Non-magnetic Steel) อันเป็นเหตุให้มิเส้นแรงแม่เหล็กค้างอยู่ได้

2. ถังน้ำมันสำรอง (Conservator Tank) ถังน้ำมันสำรอง(Conservator tank) ทำหน้าที่เก็บน้ำมันสำรองไว้ เพื่อรองรับการขยายตัว หรือหดตัวของน้ำมันภายในตัวถังหม้อแปลงขณะจ่ายกระแสไฟฟ้า นอกจากนี้ยังมี Rubber air cell ทำหน้าที่ป้องกันไม่ให้อากาศภายนอกสัมผัสกับน้ำมันหม้อแปลงภายใน โดยมีที่วัดระดับน้ำมัน ติดตั้งอยู่ด้านข้างถังหรือหม้อแปลงบางผลิตภัณฑ์ จะติดตั้งอยู่ที่ตัวถังของหม้อแปลง หม้อแปลงบางยี่ห้ออาจจะติดตั้งชุดตรวจจับก๊าซที่ส่วนบนของConservator เพื่อส่งสัญญาณเตือนกรณีมีการรั่วของตัวถังConservator หรือ Rubber air cell รั่ว

3. Buchholz Relay จะต่อระหว่างตัวหม้อแปลงกับ Conservator ของหม้อแปลง มีหน้าที่ตรวจจับความผิดปกติที่เกิดขึ้นภายในหม้อแปลง โดยเมื่อเกิดความผิดปกติความร้อนจะทำให้เกิดก๊าซขึ้น ถ้าเกิดความผิดปกติไม่รุนแรงก๊าซจะเกิดขึ้นช้าๆ ก๊าซที่เกิดขึ้นจะมาแทนที่น้ำมันที่ส่วนบนของ Buchholz Relay ทำให้ลูกกลอยลูกบนลดระดับลงจนถึงระดับหนึ่งสัญญาณ Alarm ก็จะดังเตือนให้ทราบ

ถ้าเกิดความผิดปกติรุนแรง ก๊าซที่เกิดขึ้นจะมีจำนวนมากและเกิดขึ้นทันทีทันใด ทำให้เกิดแรงดันน้ำมันไหลย้อนกลับเข้าไปใน Conservator โดยผ่าน Buchholz Relay เมื่อความเร็วเกินกว่าที่กำหนด เช่น 100 cm/sec. จะทำให้ลูกลอยตัวลงใน Buchholz Relay พลิก ทำให้ส่งสัญญาณไปยัง ทรีปเบรกเกอร์ หัว-ท้าย ของหม้อแปลง นอกจากนี้ก๊าซที่เกิดใน Buchholz Relay ยังสามารถนำไปวิเคราะห์เพื่อชี้ให้ทราบถึงสาเหตุของการเกิด Fault ในหม้อแปลงได้

4. กระเปาะซิลิกา (Dehydration Air Breather) เป็นส่วนประกอบที่สำคัญสำหรับหม้อแปลงที่ใช้ น้ำมัน เพื่อทำหน้าที่ดูดความชื้นที่ปะปนอยู่ในอากาศก่อนเข้าถังหม้อแปลงเนื่องจากขณะที่หม้อแปลงจ่ายโหลด น้ำมันในหม้อแปลงจะขยายตัวเนื่องจากความร้อนที่เกิดขึ้นในแกน และขดลวดจะดันให้อากาศถ่ายเทออกสู่ภายนอกที่กระเปาะดูดความชื้นเมื่อมีไหลน้อยหม้อแปลงจะเย็นกว่าปกติ เช่น ในช่วงเวลา Off-peak อากาศภายนอกที่มีความดันมากกว่าจะไหลกลับเข้าไปในตัวหม้อแปลง ความชื้นที่ปะปนอยู่กับอากาศจะไหลผ่านสารดูดความชื้น เพื่อดูดความชื้นก่อนที่จะไหลเข้าตัวหม้อแปลง

5. ล้นระบายความดัน (Pressure Relief Value) ความผิดปกติที่เกิดขึ้นภายในหม้อแปลง เช่น เกิดประกายไฟ อันเป็นผลทำให้เกิดแรงดันของกาซสูงขึ้น แรงดันของกาซที่สูงมากนี้จะผ่านท่อระบายความดันไปกระแทกแผ่นระบายแรงดันที่ส่วนบนเพื่อออกสู่ภายนอกซึ่งป้องกันการระเบิดของหม้อแปลงเนื่องจากแรงดันผิดปกติภายใน

6. Arcing Horn เป็นอุปกรณ์เหมือนเขาสัตว์ ติดตั้งที่ Bushing ของหม้อแปลง ประโยชน์ในการติดตั้ง ช่วยปรับให้แรงดันคร่อมลูกถ้วยแต่ละลูกมีค่าใกล้เคียงกันให้เกิดอาร์กที่ Arcing Horn แทนที่จะเกิดที่ Bushing เพื่อไม่ให้ Bushing เสียหายและยืดอายุการใช้งานของ Bushing

7. ชุดเปลี่ยนแท็ป (On Load Tap Changer: OLTC) ชุดเปลี่ยนแท็ปทำหน้าที่ปรับเปลี่ยนจำนวนรอบของขดลวดหม้อแปลงเพื่อให้ได้แรงดันออกมาตามต้องการ โดยไม่มีการหยุดจ่ายกระแสไฟฟ้าผ่านหม้อแปลง

8. รีเลย์ปรับแรงดัน (Voltage Regulating Relay) ทำหน้าที่ปรับเปลี่ยนแรงดันของหม้อแปลง เพื่อให้ได้ระดับแรงดันที่ต้องการ ทำงานอัตโนมัติโดยรับแรงดันมาจาก Potential Transformer (PT) ที่ต่ออยู่ทางด้าน 22/33kV ของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง โดย PT ดังกล่าวจะมีอัตราส่วน (Ratio) ทาง ด้านทุติยภูมิเป็น 110 โวลต์ เพราะขีดจำกัดแรงดัน Input ของรีเลย์จะอยู่ ระหว่าง 85 - 150 โวลต์ เราสามารถกำหนดแรงดันที่ต้องการโดยกำหนดที่ Voltage Level และเลือกเปอร์เซ็นต์ Bandwidth เพื่อกำหนดช่วงแรงดันที่เบี่ยงเบนที่อยู่ ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ นอกจากนี้ยังมีช่วงเวลาหน่วงเมื่อแรงดันที่ตรวจจับมากกว่าหรือต่ำกว่า Bandwidth เพื่อให้รีเลย์สั่งให้ ชุดเปลี่ยนแท็ป ทำงานอย่างเหมาะสมโดยรีเลย์ปรับแรงดันจะติดตั้งอยู่ที่ตู้รีโมทภายในอาคารควบคุม

## 2.5 ระบบสถานีย่อยอัตโนมัติ (Substation Automation System: SAS)

ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ามีความสำคัญต่อภาคอุตสาหกรรม อันเนื่องจากเหตุขัดข้องทางไฟฟ้าอาจทำให้เกิดความสูญเสียความสามารถและโอกาสในการผลิตรวมทั้งเครื่องจักรราคาสูงอาจชำรุดได้ ในปัจจุบันมีโรงงานอุตสาหกรรมและอาคารสำนักงานขนาดใหญ่ที่มีสถานีไฟฟ้าย่อยเป็นของตนเองซึ่งรับแรงดันไฟฟ้าที่ระดับแรงดันส่ง อันมีความเชื่อถือได้สูง ส่งผลทำให้ความเชื่อถือได้และความต่อเนื่องในการใช้งานระบบไฟฟ้าของโรงงานอุตสาหกรรมและอาคารสำนักงานสูงไปด้วย ตลอดทั้งค่าไฟยังถูกกว่าระดับแรงดันจำหน่าย แต่อย่างไรก็ตามระดับความเชื่อถือได้อาจยังไม่สูงสุดถ้าสถานีไฟฟ้าย่อยนั้นไม่มีระบบควบคุมที่เหมาะสม ระบบควบคุมหนึ่งที่จะเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าย่อยสูงขึ้นคือ ระบบสถานีย่อยอัตโนมัติซึ่งระบบสามารถแก้ไขเหตุขัดข้องในระบบไฟฟ้าได้โดยอัตโนมัติ เช่นการเปลี่ยนสายส่งไฟฟ้าโดยอัตโนมัติเมื่อสายส่งไฟฟ้าที่กำลังใช้มีสภาพผิดปกติ

### 2.5.1 หน้าที่พื้นฐานของระบบสถานีย่อยอัตโนมัติ

1 การให้บริการในการเข้าถึงข้อมูลทางระบบไฟฟ้าทั้งระยะไกลและใกล้ (Remote/Local) เช่น ตรวจสอบสถานะอุปกรณ์ไฟฟ้า หรือแม้กระทั่งแก้ไขค่าเซตติงของระบบป้องกัน (Relay Setting)

2 การควบคุมการทำงานอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าโดยบุคคลและโดยระบบอัตโนมัติ (Manual/Automatic Function) ทั้งในเหตุการณ์ปกติและไม่ปกติ เช่น การรักษาระดับแรงดันไฟฟ้า

3 การจัดการระบบสื่อสารข้อมูลระหว่างอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าและระบบควบคุมหรือศูนย์สั่งการ ทำให้ได้ข้อมูลที่มีคุณภาพและเชื่อถือได้มากที่สุด

ระบบ SAS เริ่มต้นพัฒนามาจาก RTU (Remote Terminal Unit) และ Protective Relay ซึ่งเป็นอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ที่ประกอบด้วยชุดรับส่งสัญญาณดิจิทัล และอนาล็อก รวมทั้งประกอบด้วยฟังก์ชันการทำงานซึ่งเป็นซอฟต์แวร์ เพื่อดึงค่าวัด สถานะ สัญญาณเตือน รวมทั้งควบคุมการทำงานของอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้า และป้องกันความเสียหายของอุปกรณ์ไฟฟ้า โดยค่าวัดและสถานะต่าง ๆ นั้นจะถูกส่งไปยังระบบ SCADA เพื่อประกอบการตัดสินใจในการควบคุมอุปกรณ์การจ่ายไฟฟ้านั้น ๆ ผ่านระบบสื่อสารข้อมูลด้วยโปรโตคอลที่ออกแบบมาสำหรับงานระบบอัตโนมัติโดยเฉพาะ ในปัจจุบัน RTU ยังมีใช้อย่างแพร่หลายในระบบขนาดเล็กหรือระบบที่ไม่มีความซับซ้อนสูง ส่วน Protective Relay มักถูกใช้ในการด้านระบบป้องกันอย่างเดียว สำหรับระบบขนาดใหญ่ระบบ SAS เริ่มเข้ามามีบทบาทอันเนื่องจากโครงสร้างและสถาปัตยกรรมของระบบ SAS เป็นแบบกระจายหน้าที่ (Distributed Concept) ซึ่งมีความน่าเชื่อถือได้สูงตลอดรวมทั้งระบบประสิทธิภาพในการทำงานก็สูงเช่นกัน เนื่องจากระบบทำงานด้วยโปรเซสเซอร์หลายตัว (Multiple Processor) สามารถรองรับงานที่ต้องการการตอบสนองด้วยความเร็วสูง เช่น งานโอนถ่ายโหลดไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ หรือ งานระบบป้องกันทางไฟฟ้า

## 2.5.2 โครงสร้างของระบบสถานีย่อยอัตโนมัติ (Substation Automation Structure)

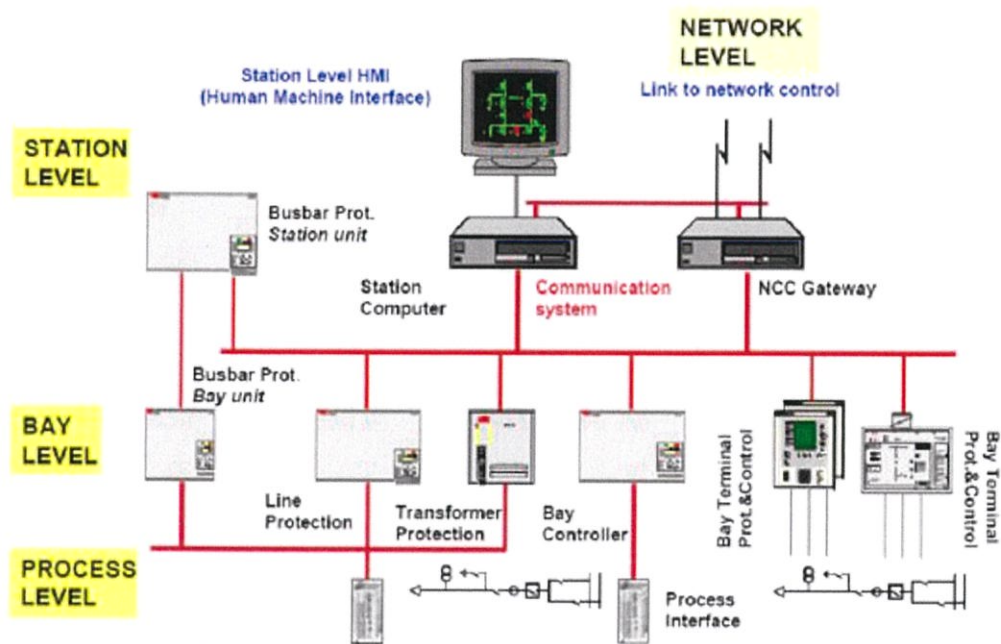
ระบบ SAS ประกอบด้วยอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ (IED: Intelligence Electronic Device) หลาย ๆ ประเภท ทำหน้าที่ต่างกันเช่น เป็นอุปกรณ์ป้องกัน (Protective Relay) อุปกรณ์สื่อสารข้อมูล (Data Communication Device) อุปกรณ์ควบคุม (CU: Control Unit) หรือแม้กระทั่งตัว RTU IED แต่ละตัวจะถูกติดตั้งตามโครงสร้างของระบบ SAS ขึ้นอยู่กับหน้าที่และภาระงานของมัน โครงสร้างของระบบ SAS ได้ถูกจัดแบ่งเป็น 3 ระดับ โดยแต่ละระดับมีหน้าที่ดังนี้

2.5.2.1 ระดับสถานี (Station Level) มีหน้าที่ในการส่งข้อมูลให้ระบบ SCADA การจัดการระบบอัตโนมัติระดับสถานี (ระหว่างอุปกรณ์ต่างเบย์หรือต่างกลุ่ม เช่น ระหว่างสองหม้อแปลงกำลัง), การจัดการวิเคราะห์และสำรองข้อมูล, การเข้าจังหวะเวลาระหว่างอุปกรณ์, การจัดการสัญญาณเตือนสถานะ, การเปลี่ยนแปลงภายในสถานีย่อย และการควบคุมอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าผ่านระบบคอมพิวเตอร์ (HMI: Human Machine Interface)

2.5.2.2 ระดับเบย์ (Bay Level) มีหน้าที่ในการจัดการระบบอัตโนมัติระดับเบย์ (ระหว่างภายในเบย์เดียวกันหรือกลุ่มเดียวกัน เช่น กลุ่มหม้อแปลงกำลังเดียวกัน), การดึงข้อมูลจากอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้า (Data Acquisition), การจัดการการควบคุมอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้า และการจัดการระบบป้องกันอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้า

2.5.2.3 ระดับโปรเซส (Process Level) มีหน้าที่เชื่อมสายสัญญาณทางไฟฟ้าจากอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าไปยังระดับเบย์ เช่น สายสัญญาณค่ากระแสจากหม้อแปลงกระแส (CT: Current Transformer), สายสัญญาณค่าสถานะของอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าเช่นสถานะปลดสับของเบรกเกอร์, สายสัญญาณควบคุมอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้า เช่น สายสัญญาณปลดเบรกเกอร์ และสายสัญญาณสื่อสารข้อมูลสำหรับอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าสมัยใหม่ที่มี IED ขนาดเล็กฝังภายในตัวอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้า เช่น หม้อแปลงกระแสอัจฉริยะ (Intelligence CT ตามมาตรฐาน IEC61850) การใช้สายสัญญาณสื่อสารข้อมูลจะสามารถลดจำนวนสายสัญญาณราคาสูงที่เป็นทองแดง และสามารถติดตั้งระบบ SAS ได้โดยง่าย

อัน  
เนื่องมาจากสายสัญญาณสื่อสารข้อมูลต้องการพื้นที่ในการติดตั้งน้อย



รูปที่ 2.14 แสดงลักษณะโครงสร้างของระบบสถานีย่อยอัตโนมัติ

### 2.5.3 สถาปัตยกรรมของระบบสถานีย่อยอัตโนมัติ (Substation Automation Architecture)

สถาปัตยกรรมของระบบสถานีย่อยอัตโนมัติคือการออกแบบระบบ SAS ให้มีประสิทธิภาพและความเชื่อถือได้สูงสุด แต่ก็ต้องมีค่าใช้จ่ายในการลงทุนสูงเช่นกัน การออกแบบระบบ SAS ที่ดีต้องออกแบบให้ระบบ SAS มีประสิทธิภาพและความเชื่อถือได้ในการรองรับงานนั้น ๆ ได้นอกจากนี้การออกแบบระบบ SAS นั้นต้องพิจารณาในหลายหัวข้อดังต่อไปนี้

2.5.3.1 รูปแบบการสื่อสารข้อมูล เช่น การสื่อสารแบบ Master-Slave, Period Process State Transfer, Client-Server, Peer-to-Peer และ Multi-peer โดยแต่ละรูปแบบการสื่อสารมีกลไกการทำงานและจุดแข็งจุดอ่อนที่ต่างกันอย่างสิ้นเชิงซึ่งผู้ออกแบบต้องพิจารณารูปแบบที่เหมาะสมตามระบบงานนั้น ๆ เช่น Multi-peer ใช้กลไกการส่งข้อความแบบตรวจสอบว่าสายสัญญาณว่างก่อนส่งข้อมูล หรือที่รู้จักกันดีคือ CSMA/CD (Carrier Sense Multiple Access/Collision Detection) ซึ่งอาจจะมีเหตุการณ์การส่งข้อมูลชนกันในสายสัญญาณเป็นผลทำให้การวัดค่าห้วงในสายสัญญาณไม่แน่นอน ทำการทำการเข้าจังหวะเวลาระหว่าง IED ไม่แม่นยำไปด้วย ดังนั้นถ้าระบบงานต้องการความแม่นยำของเวลา ดังนั้นจึงไม่สมควรที่จะเลือกการสื่อสารรูปแบบ Multi-peer เป็นต้น

2.5.3.2 การเข้าจังหวะเวลา (Time Synchronization) คือการตั้งเวลาของแต่ละ IED รวมทั้ง SCADA ให้ตรงกันเพื่อสำหรับวิเคราะห์เหตุการณ์ในแต่ละเบย์หรือพื้นที่เพื่อใช้ในการประกอบ การตัดสินใจในการทำงานของระบบอัตโนมัติหรือเพื่อใช้ในการบำรุงรักษาเชิงแก้ไข (Corrective Maintenance) ในรูปแบบการเรียงลำดับเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นในระบบ (SOE: Sequence of Events)

โดยรูปแบบการรับเวลามีสองรูปแบบหลักคือ การรับเวลาจากตัวรับสัญญาณจากดาวเทียม (GPS: Global Position System Receiver) และการรับเวลาจากระบบสื่อสารข้อมูลโดยโปรโตคอล การรับเวลาจากดาวเทียมมีความแม่นยำสูงแต่มีค่าใช้จ่ายในด้านอุปกรณ์และสายสัญญาณ และในระบบ SAS ที่มีขนาดใหญ่ นั้นไม่สามารถติดตั้งระบบ GPS ที่ IED ทุกตัวได้ ดังนั้นการรับเวลาต้องมีการออกแบบผสมผสานระหว่าง GPS และโปรโตคอลเพื่อให้ได้ความแม่นยำของเวลาสูงสุด สำหรับการเข้าจังหวะเวลาด้วยโปรโตคอลนั้น ต้องเลือกโปรโตคอลที่สนับสนุนเรื่องการเข้าจังหวะเวลาโดยพิจารณาจากเวลาการเข้าจังหวะเวลาด้วย

2.5.3.3 ประสิทธิภาพของการสื่อสารข้อมูล เป็นสิ่งที่ต้องคำนึงในการออกแบบระบบ SAS เนื่องจากประสิทธิภาพเป็นหนึ่งในตัววัดที่ชี้ว่าระบบ SAS จะได้ข้อมูลตามเวลาจริงมากที่สุด (Real-Time Data) ผู้ออกแบบจะต้องออกแบบระบบสื่อสารข้อมูลให้สามารถรองรับจำนวนการรับส่งข้อมูลจริงในระยะเวลาที่กำหนด โดยปกติจะต้องออกแบบความสามารถในการส่งรับข้อมูลมากกว่าอย่างน้อย 10% ของความต้องการของระบบ SAS ในขณะทำงานปกติ ดังนั้นผู้ออกแบบต้องสามารถวิเคราะห์ความต้องการทางด้าน การสื่อสารข้อมูลของระบบ และเลือกเทคโนโลยีที่สามารถสนับสนุนงานนั้น ๆ เช่น เลือกโปรโตคอลที่เหมาะสม หรือเลือกอุปกรณ์ทางด้าน การสื่อสารข้อมูลที่เหมาะสม

2.5.3.4 ความปลอดภัยและความต่อเนื่องในการทำงานของระบบความต่อเนื่องในการทำงานของระบบ SAS ขึ้นอยู่กับการออกแบบป้องกันไม่ให้เกิดเหตุการณ์ที่จุดบกพร่องหรือขัดข้องจุดเดียวทำให้ระบบทั้งระบบขัดข้องหรือล้ม (Single Point of Failure) โดยปกติจะใช้หลักการซ้ำซ้อนระบบ (Redundancy Concept) ในการป้องกันการเกิด Single Point of Failure นั่นคือเมื่ออุปกรณ์หรือฟังก์ชันตัวใดตัวหนึ่งทำงานผิดพลาดหรือบกพร่องจะมีอุปกรณ์หรือฟังก์ชันตัวอื่นทำหน้าที่แทนอย่างต่อเนื่อง ในแง่ของความปลอดภัยของระบบ SAS นั่นคือเมื่อระบบสื่อสารข้อมูลทำงานผิดพลาดต้องไม่ก่อให้เกิดการทำงานผิดพลาดหรือการทำงานที่ไม่ต้องการของระบบ เช่น ในกรณีข้อมูลถูกเปลี่ยนแปลงโดยสัญญาณรบกวนภายนอก, ข้อมูลสูญหาย หรือข้อมูลมาช้ากว่าที่กำหนด ระบบจะต้องทำงานต่อเนื่องได้อย่างไม่มีปัญหา โดยทั่วไปวิธีป้องกันการทำงานผิดพลาดของระบบสื่อสารคือ การใช้วิธีการตรวจสอบความผิดพลาดในการสื่อสารข้อมูล และการติดตั้งสายสัญญาณข้อมูลที่ทนทานต่อการรบกวนจากสภาพแวดล้อมภายนอกเช่น สายใยแก้วนำแสง เป็นต้น ในแง่ของคุณภาพของข้อมูลนั้นโปรโตคอลต้องสามารถบ่งชี้คุณภาพของข้อมูลว่าสามารถเชื่อถือได้หรือไม่ หรือเหมาะสมในการนำมาตัดสินใจได้หรือไม่ ถ้าคุณภาพข้อมูลไม่ดี เช่น ข้อมูลมีการเปลี่ยนแปลงบ่อยครั้งผิดปกติก็ไม่สามารถนำข้อมูลนั้นมาพิจารณาในระบบอัตโนมัติได้ ดังนั้นการเลือกโปรโตคอลที่เหมาะสมก็มีผลต่อระดับความปลอดภัยของระบบได้

2.5.3.5 สื่อนำสัญญาณสื่อสาร ที่ใช้ในการรับส่งข้อมูลในระบบ SAS มีผลต่อความปลอดภัย และความต่อเนื่องในการทำงานของระบบ SAS ประเภทของการติดต่อสื่อสารข้อมูลระดับล่าง (Physical and Data link) ในระบบ SAS หลัก มี 3 ประเภทคือ

1. RS232C 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

2. RS485 เป็นการสื่อสารแบบหนึ่งต่อหลายตัวในแบบอนุกรม หรือ หนึ่ง RS485 พอร์ต สามารถสื่อสารกับ IED ได้หลายตัว (RS485 Network) โดยการสื่อสารต้องรับและส่งข้อมูลในช่วงเวลาที่ต่างกัน ข้อดีของ RS485 คือระยะทางของสายสัญญาณไกลประมาณ 1,200 เมตรเนื่องจากเป็นส่งสัญญาณแบบสมดุล และอัตราการส่งข้อมูลค่อนข้างสูงอยู่ที่ 5 mbps ขึ้นอยู่กับระยะทางและสภาพแวดล้อม ข้อเสียคือ Quality of Service ต่ำกว่า RS232C ขึ้นอยู่กับจำนวนของ IED ที่ใช้สัญญาณเดียวกัน

3. Ethernet เป็นรูปการรับส่งข้อมูลพื้นฐานในเครือข่ายคอมพิวเตอร์มีความเร็วสูงตั้งแต่ 10 mbps ถึงระดับหลายกิกะบิต ระยะทางของสายสัญญาณพื้นฐานโดยประมาณอยู่ที่ 100 เมตร ข้อเสียคือ Quality of Service ค่อนข้างต่ำรวมทั้งการทำการเข้าจังหวะเวลาระหว่าง IED ทำได้ยาก อันเนื่องมาจากไม่สามารถคาดการณ์การชนข้อมูลได้อย่างแน่นอน ส่งผลให้การวัดการหน่วงของเวลาในสายสัญญาณไม่แน่นอน แต่ในปัจจุบันได้พัฒนาเทคโนโลยีการทำงานเพื่อเพิ่ม Quality of Service โดยใช้ตัวบอกระดับความสำคัญของข้อมูล สำหรับในสถานีย่อยที่มีระยะห่างระหว่าง IED ค่อนข้างไกลนั้นไม่สมควรที่ใช้สายสัญญาณที่เป็นสายทองแดงเนื่องจากอาจจะถูกรบกวนจากคลื่นสนามแม่เหล็กได้โดยง่าย โดยเฉพาะในขณะที่อุปกรณ์ไฟฟ้าแรงสูงเริ่มทำงาน สายใยแก้วนำแสง (Fiber Optic) เป็นทางเลือกหนึ่งในการแก้ปัญหา โดยปกติสายใยแก้วนำแสงสามารถผลิตจากแก้วหรือพลาสติก ซึ่งสายใยแก้วนำแสงที่สร้างจากพลาสติกจะมีราคาค่อนข้างถูกแต่จะมีข้อเสียในเรื่องของอัตราการเสื่อมสภาพที่สูงกว่าแก้วค่อนข้างมาก

#### 2.5.4 ประโยชน์ของระบบสถานีย่อยอัตโนมัติ

ประโยชน์ของระบบ SAS สามารถวิเคราะห์ได้ 2 มุมมอง คือ ทางด้านธุรกิจ และทางด้านเทคนิค

1. เพิ่มประสิทธิภาพในการใช้งานระบบไฟฟ้า เนื่องจากระบบ SAS สามารถเข้าถึงข้อมูลของแต่ละอุปกรณ์ไฟฟ้า ทำให้วิศวกรไฟฟ้าสามารถรู้ขีดความสามารถของแต่ละอุปกรณ์ไฟฟ้าได้จริง และสามารถคำนวณค่าระยะเพื่อความปลอดภัยของแต่ละอุปกรณ์ได้อย่างถูกต้อง ทำให้สามารถใช้งานอุปกรณ์ไฟฟ้าได้เหมาะสมกับราคาและความสามารถของมัน

2. เพิ่มความเชื่อถือได้และความยืดหยุ่นในระบบไฟฟ้า ระบบ SAS มีระบบอัตโนมัติที่จัดการสภาพขัดข้องทางไฟฟ้าทำให้ลดระยะเวลาไฟฟ้าดับ ป้องกันอุปกรณ์ไฟฟ้าราคาสูงชำรุดอันเนื่องมาจากกระแสลัดวงจรหรือแม้กระทั่งทำการปลดโหลดที่ไม่สำคัญเพื่อรักษาโหลดที่สำคัญเอาไว้ ดังตัวอย่างต่อไปนี้

1. Auto-reclosing คือการจ่ายไฟฟ้ากลับอัตโนมัติหลังจากเกิดการลัดวงจรแบบชั่วคราว

2. Load-shedding คือการปลดโหลดที่ไม่สำคัญเพื่อรักษาโหลดที่สำคัญเอาไว้เนื่องจากมีปัญหาในความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าของระบบไฟฟ้า

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

4. Bay Oriented Busbar Protection คือการป้องกันบัสบาร์ซึ่งเป็นแหล่งนำไฟฟ้าซึ่งรับพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายไฟฟ้าและส่งไปยังแหล่งรับไฟฟ้า อาจจะมีแหล่งรับหรือแหล่งจ่ายไฟฟ้าหลายแห่ง เช่นมีหม้อแปลงกำลังไฟฟ้าหลายตัว ดังนั้นบัสบาร์จึงมีโอกาสได้รับผลกระทบจากเหตุผิดปกติทางไฟฟ้าสูง เมื่อเกิดกระแสลัดวงจรไหลในบัสบาร์ ระบบ SAS ต้องพยายามตัดแหล่งที่มาของการลัดวงจรให้เร็วที่สุดและพยายามรักษาแหล่งจ่ายและแหล่งรับไฟฟ้าตัวอื่นให้ทำงานต่อไปได้ การป้องกันบัสบาร์เป็นการรักษาความมั่นคงในระบบไฟฟ้าที่สำคัญระบบหนึ่ง

5. Power Transformer Protection Control and Monitoring หม้อแปลงกำลังเป็นอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าราคาสูง ระบบ SAS สามารถตรวจสอบสภาพผิดปกติของหม้อแปลงก่อนที่จะเกิดเหตุขัดข้องทางระบบไฟฟ้า เป็นผลให้ลดค่าบำรุงรักษา รวมทั้งลดค่าความเสียหายอันเนื่องจากไฟดับ อีกทั้งระบบ SAS สามารถใช้ความสามารถของหม้อแปลงกำลังได้อย่างสูงสุดจากการควบคุมโหลดและระดับแรงดันที่เหมาะสม

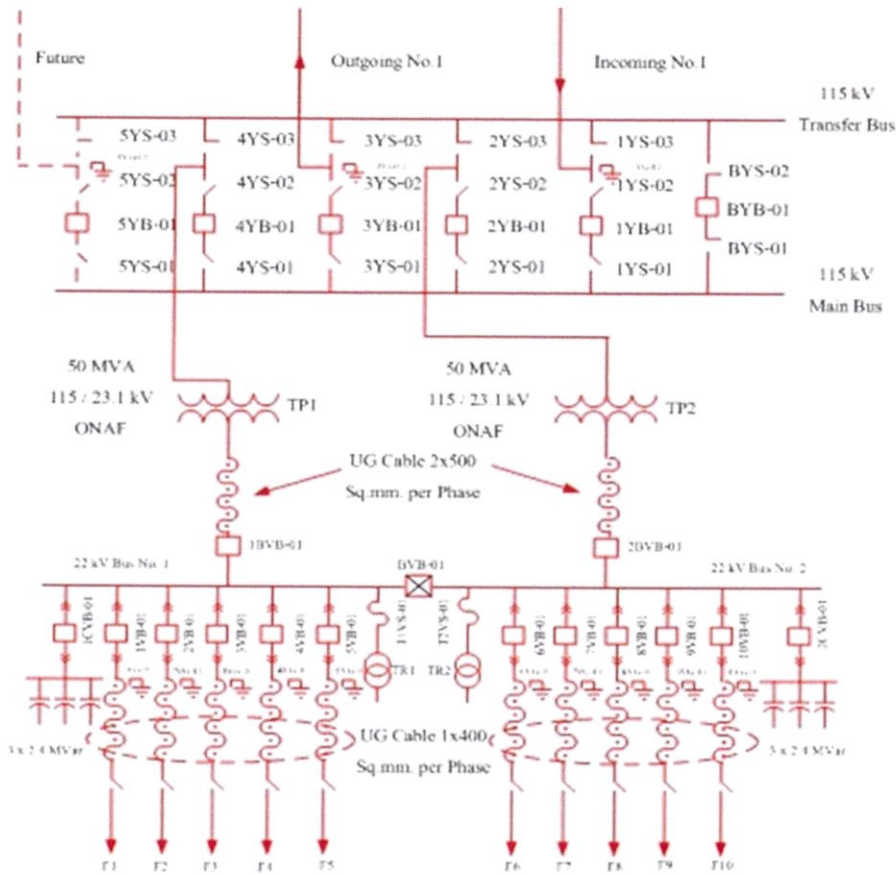
6. Power System Monitoring ระบบ SAS สามารถตรวจสอบสาเหตุที่ทำให้ระบบไฟฟ้าขัดข้องเช่น เกิดจากความผิดพลาดของมนุษย์, เกิดจากความเสื่อมสภาพของอุปกรณ์ไฟฟ้า หรือวงจรควบคุมไฟฟ้า หรือเกิดจากสิ่งแวดล้อมภายนอก เช่น ลม ฝน ดังนั้นวิศวกรสามารถวิเคราะห์สาเหตุเพื่อออกมาตรการป้องกัน หรือเพื่อแก้ไขเหตุขัดข้องได้อย่างรวดเร็ว รวมทั้งสามารถเข้าแก้ไขสิ่งผิดปกติในระบบก่อนที่เหตุขัดข้องไฟฟ้าจะเกิดขึ้น

ดังนั้นการติดตั้งระบบ SAS สามารถทำให้ระบบไฟฟ้ามีความเชื่อถือได้สูงขึ้น ลดค่าความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับ การเสียโอกาสทางการผลิต และความเสียหายอันเนื่องมาจากเครื่องจักรชำรุด อีกทั้งยังรักษาระดับของแรงดันให้เหมาะสมกับระบบไฟฟ้าของโรงงาน ระบบ SAS สามารถบันทึกข้อมูลและเหตุการณ์ทางด้านระบบไฟฟ้าทำให้วิศวกรไฟฟ้าสามารถวางแผนการบำรุงรักษา รวมทั้งแก้ไขเหตุขัดข้องได้อย่างรวดเร็วลดระยะเวลาของไฟฟ้าดับ

## 2.6 ระบบป้องกัน (Protection System)

### 2.6.1 หลักการของระบบป้องกัน

สภาพการจ่ายไฟทั่วไปของสถานีไฟฟ้านั้น จะประกอบด้วยการรับไฟระบบ 115 kV มาจากสถานีไฟฟ้าต้นทาง Incoming No.1 เข้าเบย์ที่ 1 ผ่านสวิตช์ไบมีดและเบรกเกอร์ไปยังเมนบัส และจ่ายไฟสู่เบย์ที่ 2, 4 ซึ่งเป็นเบย์ที่จ่ายไฟให้กับหม้อแปลง TP2, TP1 ตามลำดับ ส่วนเบย์ที่ 5 จะจ่ายไฟระบบ 115 kV ให้กับสถานีไฟฟ้าปลายทางต่อไป Outgoing No.1 สำหรับหม้อแปลง TP1, TP2 จะทำหน้าที่แปลงแรงดันจากระบบ 115 kV. เป็น 23.1 kV. ที่พิกัดระดับแรงดันของหม้อแปลง โดยมีเบรกเกอร์ รหัส 4YB-01, 1BVB-01 และ 2YB-01, 2BVB-01 เป็นอุปกรณ์ตัดตอนป้องกันหม้อแปลง TP1 และ TP2 ตามลำดับ หม้อแปลง TP1 ขนาด 50 MVA. จะจ่ายไฟระบบ 22 kV. ให้กับระบบจำหน่ายแรงสูงฟีดเดอร์ 1 ถึง ฟีดเดอร์ 5 และมีคาปาซิเตอร์แบงก์สำหรับปรับค่า PF. (Power Factor) ที่บัส MV No.1 และหม้อแปลง TP2 ขนาด 50 MVA. จะจ่ายไฟระบบ 22 kV. ให้กับระบบจำหน่ายแรงสูงฟีดเดอร์ 6 ถึง ฟีดเดอร์ 10 และมีคาปาซิเตอร์แบงก์สำหรับปรับค่า PF. (Power Factor) ที่บัส MV No.2 เช่นกัน โดยที่เบรกเกอร์รหัส 3BVB-01 อยู่ในสถานะปลดอยู่ ดังรูปที่ 2.15



รูปที่ 2.15 สภาพการจ่ายไฟทั่วไปของสถานีไฟฟ้า

การจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับโหลดต่างๆ ในระบบไฟฟ้านั้น บางครั้งอาจเกิดความผิดปกติ (Fault) ขึ้น Fault ที่เกิดขึ้นนั้นมีสาเหตุจากปัจจัยต่างๆ เช่น การที่ฉนวนไฟฟ้าบางส่วนเสียหายอันเนื่องมาจากความร้อนสูง หรือจากอุบัติเหตุ ซึ่งเมื่อฉนวนเสียหายจะทำให้เกิดการลัดวงจรขึ้นได้ ความผิดปกติจะทำให้เกิดความเสียหายต่ออุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า รวมทั้งยังไม่สามารถจ่ายไฟให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าได้ และเมื่อระบบไฟฟ้าใหญ่ขึ้น กระแสไฟฟ้าที่ไหลขณะลัดวงจรจะสูงมากขึ้น ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า เช่น เกิดความร้อนสูง เกิดแรงดันตกและแรงดันเกิน และเกิดความถี่ต่ำ เป็นต้น ดังนั้นระบบไฟฟ้าต้องมีระบบการป้องกันที่ดีเพื่อลดความเสียหายต่ออุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า สำหรับระบบการป้องกันไฟฟ้าแรงดันสูง จะใช้ระบบ Relay ป้องกันเป็นหลัก

### 2.6.2 การลัดวงจรในระบบไฟฟ้า

การลัดวงจรในระบบไฟฟ้าอาจเกิดได้หลายแบบ คือ

1. การลัดวงจร (Short Circuit) ระหว่างเฟสต่อเฟส หรือเฟสกับดิน มีสาเหตุเนื่องมาจากการเสื่อมของฉนวนไฟฟ้า หรือจากอุบัติเหตุ เช่นรถชนเสาไฟฟ้าหัก

2. การเกิดภาวะแรงดันสูง (Over Voltage) มีสาเหตุเนื่องมาจากอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้าผิดปกติ ฟิวส์ หรือสวิตช์ชิงเสิร์จ

3. การเกิดความถี่ต่ำ (Under Frequency) มีสาเหตุเนื่องมาจากการผลิตกำลังไฟฟ้าที่ได้ไม่เพียงพอกับโหลด

4. การเกิด Out of Step อันเนื่องมาจากระบบสายส่งไม่แข็งแรงพอ หรือเกิดการลัดวงจรที่ไม่สามารถถูกกำจัดออกไปอย่างทันที ทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในจุดต่างๆ ไม่สามารถทำงานประสานกันได้

5. การเกิดโหลดเกิน (Over Load) มีสาเหตุมาจากการใช้งานอุปกรณ์ไฟฟ้าเกินกำลัง

### 2.6.3 คุณสมบัติของระบบป้องกัน

1. Reliability หมายถึง ความเชื่อถือได้ในความแน่นอนของ Relay ในขณะที่ทำงานที่จะสามารถทำงานได้จริง ซึ่งเมื่อกล่าวถึง Reliability จะสามารถแบ่งเป็นข้อย่อยได้คือ

- Dependability หมายถึง การที่ระบบป้องกันต้องทำงานถูกต้องทุกครั้งที่เกิด Fault และต้องทำงานถูกต้องสำหรับ Fault ทุกแบบด้วย อีกทั้งต้องทำงานได้ในขณะที่ต้องการให้ทำงาน เช่น อาจต้องทำงานซ้ำๆ กัน หลายๆ ครั้ง ในช่วงเวลาสั้นๆ หรืออาจจะต้องทำงานแม้จะไม่ได้ทำงานมาเป็นระยะเวลานานก็ตาม

- Security หมายถึง ระบบป้องกันต้องไม่ทำงานเมื่อไม่ต้องการให้ทำงาน เช่น จะต้องไม่ทำงานในภาวะโหลดปกติ หรือเกิดภาวะ Transients ชั่วขณะ หรือเมื่อเกิด Fault นอกเขตการป้องกันการตัดวงจรโดยไม่จำเป็นจะส่งผลให้เกิดความเสียหายทางเศรษฐกิจ

2. Selectivity หมายถึง Security ที่จำกัดพื้นที่ให้อยู่ในขอบเขตจำกัด หรือไม่จำกัดในระบบไฟฟ้า ซึ่งเขตนี้เรียกว่า Zone of Protection ซึ่งจะเป็นแบบจำกัด หรือไม่จำกัดก็ได้ หรืออาจกล่าวได้อีกแบบว่า Selectivity คือ การใช้ Relay ทำงานภายใน Zone ที่ออกแบบให้ทำงานนั่นเอง ซึ่งโดยมากขอบเขตของ Zone นี้ จะมีแบ่งเป็น 2 ส่วนอุปกรณ์ คือ อุปกรณ์ตัดตอนคือ Circuit Breaker และอุปกรณ์ตรวจจับ คือ CT, PT และ Relay และขอบเขตของ Zone นี้จะถูกจำกัดโดยบริเวณที่ติดตั้ง CT นั่นเอง โดยการทำงานภายใน Zone คือ CT เป็นตัวรับสัญญาณ Faults มาแล้วมี Circuit Breaker เป็นตัวตัดตอนแยก Faults ออกจากระบบ

3. Speed ระบบป้องกันจะต้องสามารถตัดวงจรได้รวดเร็วพอที่จะทำให้อุปกรณ์ต่างๆ ในระบบยังไม่เกิดความเสียหาย ซึ่งโดยทั่วไปแล้วยังทำงานเร็วเท่าใดอุปกรณ์ก็จะได้รับความปลอดภัย แต่ในบางครั้งเพื่อให้มีการทำงานประสานกันอาจจะต้องมีการหน่วงเวลาบ้างพอสมควร แต่อย่างไรก็ดีก็ไม่ควรช้าจนทำให้อุปกรณ์เสียหาย ดังนั้นสรุปได้ว่า Relay จะต้องมีการหน่วงเวลาให้ Trip ตามลักษณะ

ความรุนแรงของ Faults และหากพิจารณาแบ่งตามประเภทของ Relay ตามความเร็วในการทำงาน สามารถแบ่งได้ดังนี้คือ

- Instantaneous Relay จะทำงานทันทีเมื่อมีสัญญาณ Trip เข้ามา โดยไม่มีการหน่วงเวลาอันเนื่องมาจาก Function การทำงานของตัวเอง

- Time Delay Relay จะทำงานโดยมีการหน่วงเวลาเอาไว้ ตั้งแต่ที่รับสัญญาณเข้ามา และก่อนที่จะส่งสัญญาณ Trip ออกไป

#### 2.6.4 การแบ่งส่วนของระบบป้องกัน

ระบบการป้องกันสามารถแบ่งได้เป็น 2 ส่วน คือ

2.6.4.1 Primary Protection หมายถึง การป้องกันลำดับแรกซึ่งอุปกรณ์ป้องกันในเขตป้องกันต้องทำหน้าที่แยกส่วนของวงจรที่เกิด Fault ออกจากระบบ การทำงานของ Primary Protection จะต้องทำงานเร็วที่สุดเท่าที่จะทำได้ และแยกส่วนของวงจรให้น้อยที่สุดเท่าที่จำเป็น เพื่อให้เกิดความเสียหายแก่ระบบโดยรวมน้อยที่สุด

2.6.4.2 Backup Protection หมายถึง การใช้ระบบป้องกันอีกชุดหนึ่งที่มีเวลาในการทำงานช้ากว่าระบบ Primary Protection โดย Backup Protection ทำหน้าที่ป้องกันวงจรในกรณีที่ Primary Protection ไม่ทำงานซึ่งทำให้ต้องแยกส่วนของวงจรรอบมากกว่าระบบป้องกันปฐมภูมิในการกำจัด Fault

#### 2.6.5 การป้องกันหม้อแปลงและฟีดเดอร์

การป้องกันหม้อแปลงและฟีดเดอร์ โดยทั่วไปจะมีสิ่งๆที่เรียกว่า Self Protection อยู่คือ

1. Buchholz Relay
2. Pressure Relay
3. On load tap changer O/C Relay
4. Winding Temperature/Oil Temperature

ระบบป้องกันเหล่านี้มีไว้ตรวจจับความผิดปกติใน Tank ของหม้อแปลงโดยเฉพาะ เช่น การตรวจจับ Gas ที่เกิดจากอาร์คในขดลวด, แรงดันที่เปลี่ยนแปลงไปใน Tank, การเกิด Overcurrent ขณะเปลี่ยน Tap และอุณหภูมิของขดลวดและน้ำมันที่เพิ่มขึ้นจากการใช้งาน Overload เป็นต้น นอกจากนี้ยังใช้ Protective Relay เข้ามาช่วยป้องกันหม้อแปลงด้วย คือ

1. Overcurrent Relay: O/C (50/51, 50/51G) การทำงานของ O/C คือ Relay จะให้ Output เมื่อมีกระแสเข้าตัว Relay เกินค่าที่ตั้งไว้ แบ่งเป็น 2 ชนิด คือ

1.1 Instantaneous O/C Relay (50) เป็น Relay ที่ทำงานเมื่อกระแสเกินค่า Setting และให้ Output โดยไม่มีการหน่วงเวลา โดยทั่วไป Operating Time ประมาณ 50-100 ms ใช้ป้องกัน

อุปกรณ์ทั่วไป เช่น Motor, Transformer ที่อยู่ปลายทางไม่จำเป็นต้องรอเวลาเพื่อ Co-ordinate กับ Relay ตัวอื่น

1.2 Time Delay O/C Relay (51) เมื่อกระแสเกินค่าที่กำหนดไว้ จะมีการหน่วงเวลาตามที่ตั้งไว้ก่อนจะให้ Output ออกมาสามารถแบ่งได้เป็น

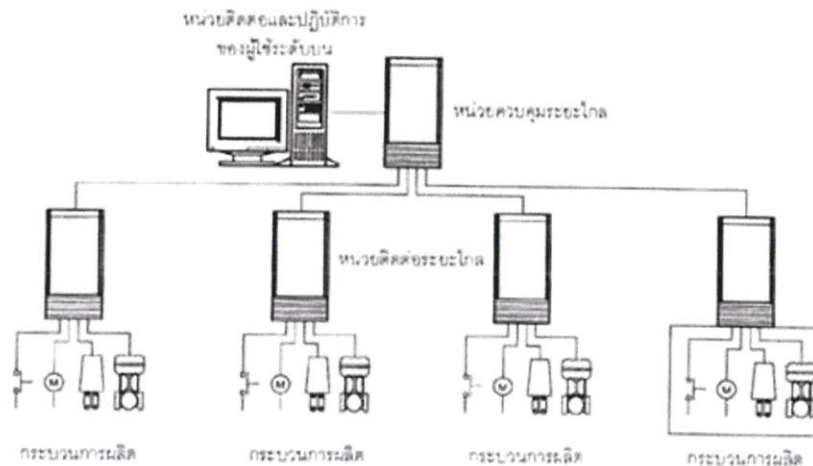
- Definite or Fix Time Delay (เวลาไม่ขึ้นกับกระแส)
- Inverse Time Delay (เวลาแปรผกผันกับกระแส)

2. Differential Relay (87) หลักการทำงานของ Diff. Relay คือ ตรวจสอบความแตกต่างของกระแสที่ไหลเข้าและออกจากอุปกรณ์ที่ Relay ป้องกันอยู่ ถ้าแตกต่างกันน้อยไม่เกินค่าที่กำหนดไว้ก็จะถือว่าไม่มี Fault ในอุปกรณ์นั้น เมื่อนำมาใช้กับหม้อแปลง ก็คือการ Detect กระแส High Side และ Low Side ของหม้อแปลงนั่นเอง

## 2.7 ระบบสกาตา (SCADA System)

### 2.7.1 ความหมายของสกาตา

SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) เป็นระบบตรวจสอบและวิเคราะห์ข้อมูลแบบ Real-time ใช้ในการตรวจสอบสถานะ สามารถควบคุมการทำงานของเครื่องจักรในอุตสาหกรรมและงานวิศวกรรมต่างๆ SCADA สามารถเก็บรวบรวมข้อมูลที่ได้จากเครื่องจักรทั้งหมดไว้ในฐานข้อมูลเพื่อให้พนักงานหรือโปรแกรมอื่นๆ นำข้อมูลไปใช้งานได้ SCADA นั้นสามารถเข้าไปมีส่วนในงานควบคุมทั้งขนาดเล็กและใหญ่ ตามจำนวนเครื่องจักรที่ต้องการแสดงผลและควบคุมการทำงานต่างๆ จากส่วนกลาง เพื่อให้เห็นการทำงานของเครื่องจักรโดยรวมและสามารถมองเห็นภาพรวมได้อย่างชัดเจนและมีความรวดเร็วต่อเหตุการณ์ต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นในระบบ ระบบ SCADA สามารถนำมาประยุกต์ใช้งานได้หลากหลายวิธี สามารถช่วยแก้ปัญหาต่างๆ ให้การทำงานสะดวกยิ่งขึ้น และช่วยให้การบริหารงานถูกต้องแม่นยำ เพียงอาศัยบุคคลที่มีความชำนาญด้าน SCADA จึงจะสามารถใช้งานได้อย่างมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น SCADA นั้นเข้าไปมีส่วนในงานควบคุมทั้งเล็กและใหญ่ที่ต้องการแสดงผล แลกเปลี่ยนข้อมูล หรือควบคุมระบบต่าง ๆ จากส่วนกลาง เพื่อการทำงานของระบบรวมที่สัมพันธ์กัน มองเห็นภาพรวมได้อย่างชัดเจนและมีความรวดเร็วต่อเหตุการณ์ต่าง ๆ ที่เกิดขึ้น ระบบ SCADA ในปัจจุบันมีความสามารถในการสื่อสาร ควบคุม และประมวลผลข้อมูลจาก I/O ของอุปกรณ์เช่น PLC, DCS, RTU ได้ถึงระดับที่เกินหนึ่งแสน I/O แล้ว และได้รับการพัฒนาให้มีความสามารถรองรับความต้องการใหม่ ๆ ของผู้ใช้งานอย่างต่อเนื่องตลอดมา SCADA ประกอบด้วยส่วนประกอบหลักคือ หน่วยติดต่อและปฏิบัติการของผู้ใช้ระดับบน หน่วยควบคุมระยะไกล และหน่วยติดต่อระยะไกล



รูปที่ 2.16 แสดงองค์ประกอบของระบบ SCADA

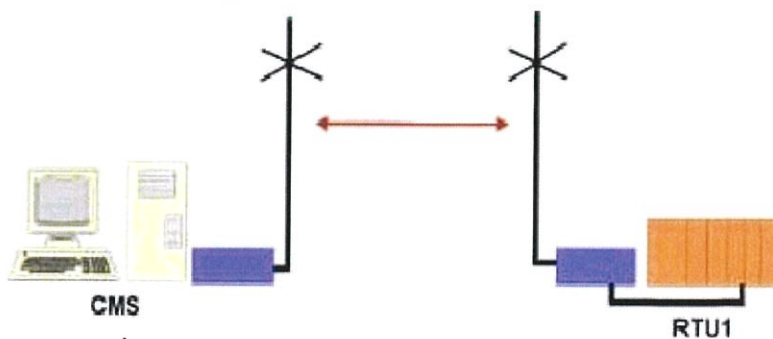
ระบบ SCADA เป็นการรวมขบวนการสองขบวนการเข้าด้วยกัน คือ

1. Telemetry System เป็นเทคนิคที่ใช้ในการส่งและรับข้อมูลผ่านสื่อกลาง โดยข้อมูลนั้นสามารถวัดได้ ข้อมูลเหล่านี้จะถูกส่งไปอีกสถานที่หนึ่งโดยผ่านสื่อกลางต่าง ๆ เช่น เคเบิล สายโทรศัพท์ หรือคลื่นวิทยุ

2. Data Acquisition เป็นวิธีการเข้าถึงและควบคุมข้อมูลจากอุปกรณ์ที่ถูกควบคุม หรือถูกตรวจสอบอยู่ โดยที่ข้อมูลที่ได้จะถูกส่งไปให้ระบบ Telemetry System เพื่อทำการส่งต่อไป

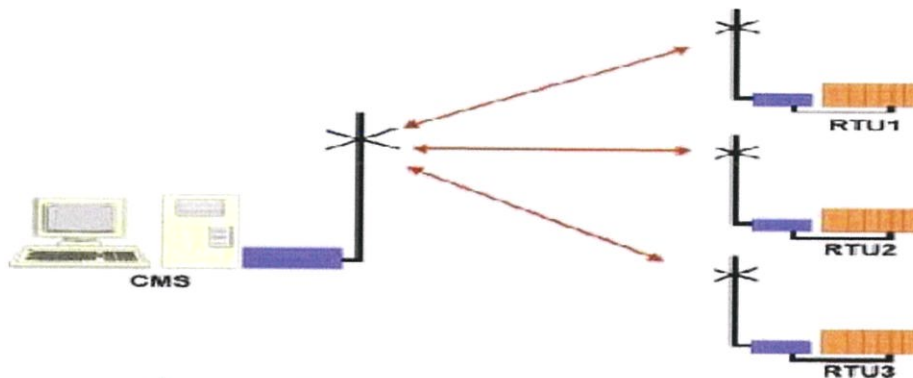
ระบบ SCADA แบ่งออกเป็นสองรูปแบบ คือ

1. Point-to-Point Configuration เป็นการควบคุมที่ใช้หน่วยควบคุมในการการควบคุมกระบวนการผลิตเพียงกระบวนการเดียว



รูปที่ 2.17 แสดงลักษณะการควบคุมแบบ Point-to-Point

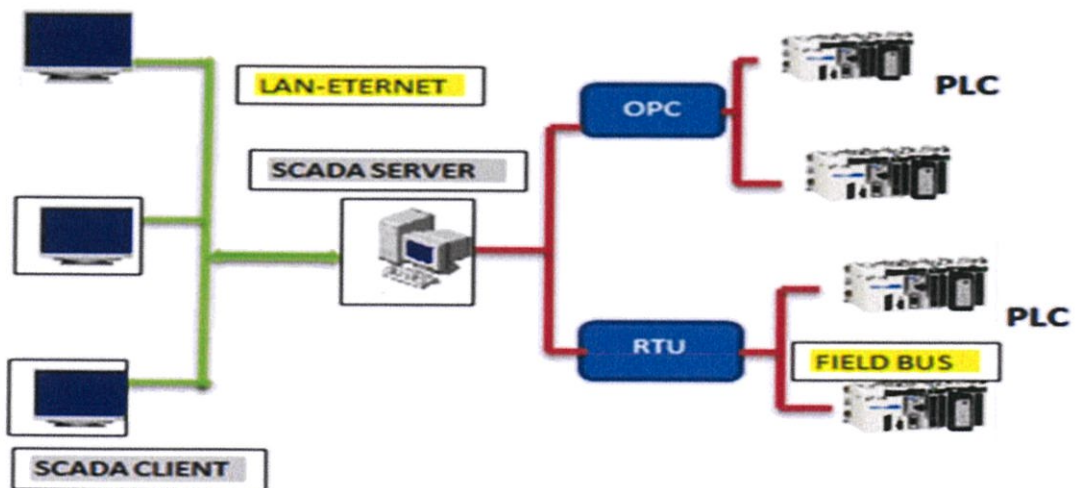
2. Point-to-Multipoint Configuration เป็นการควบคุมใช้หน่วยควบคุมเดียวในการควบคุมกระบวนการผลิตหลายกระบวนการ



รูปที่ 2.18 แสดงลักษณะการควบคุมแบบ Point-to-Multipoint

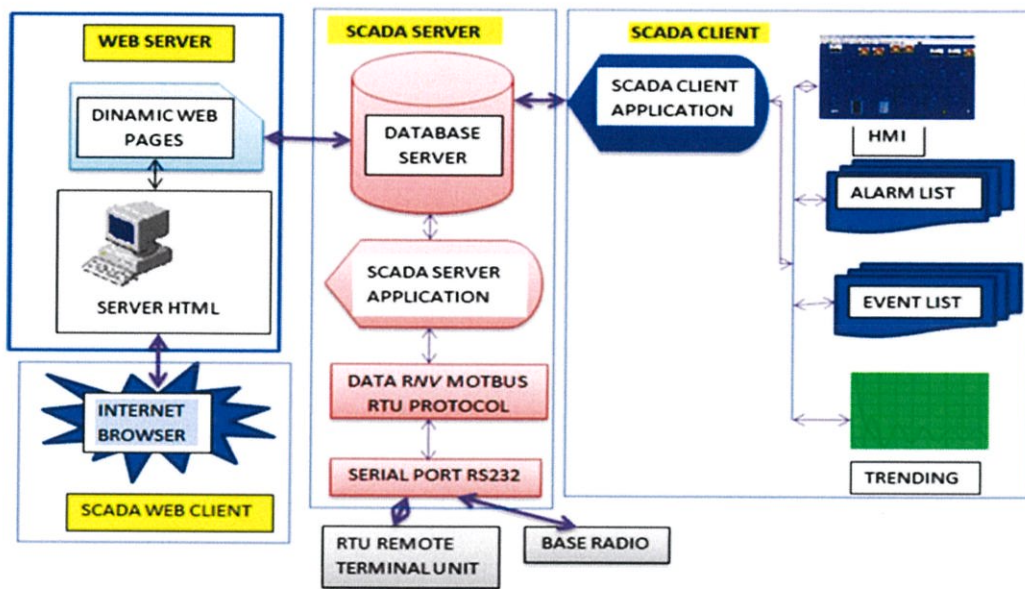
### 2.7.2 โครงสร้างของระบบสกาดา

2.7.2.1 โครงสร้างด้านฮาร์ดแวร์ (Hardware Architecture) SCADA แบ่งตามโครงสร้างฮาร์ดแวร์ได้สองระดับคือ Client และ Data Server หรือเรียกสั้น ๆ ว่า Server โดยที่ Client คือคอมพิวเตอร์ที่รับและส่งข้อมูลไปยัง Data Server โดยฝั่ง Client นี้จะแสดงผลการทำงานของระบบควบคุมเช่น แสดงเป็นกราฟิก กราฟแบบต่อเนื่อง หรือระบบแจ้งเตือนเมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินหรือต้องการแจ้งเตือน เป็นต้น ฝั่ง Client สามารถส่งงานควบคุมไปยัง Data Server เพื่อส่งสัญญาณไปยัง PLC, DCS หรือ Controller อีกทอดหนึ่ง ส่วน Data Server จะทำหน้าที่ติดต่อกับ PLC, DCS, Controller หรือ RTU ต่าง ๆ เพื่อรับสัญญาณและส่งสัญญาณไปยัง Client และรับการร้องขอจาก Client เพื่อควบคุมอุปกรณ์ PLC และ Controller ต่าง ๆ Client และ Data Server ส่วนใหญ่ติดต่อกันผ่านระบบเครือข่าย Ethernet



รูปที่ 2.19 แสดงโครงสร้างด้านฮาร์ดแวร์ของระบบสกาดา

2.7.2.2 โครงสร้างด้านซอฟต์แวร์ (Software Architecture) ของระบบ SCADA นั้นมีข้อที่ต้องทราบคือ SCADA ใช้เทคโนโลยีในการสื่อสารกับฮาร์ดแวร์ เช่น PLC, DCS ต่าง ๆ กันไปตามผู้ผลิต เช่น การใช้ Driver เฉพาะของผู้ผลิต SCADA เพื่อสื่อสารกับ PLC, DCS เป็นต้น ซึ่งในปัจจุบันมีการกำหนดมาตรฐานกลางคือ OPC ขึ้นมาเพื่อแก้ไขปัญหาการใช้เทคโนโลยีเฉพาะด้านในการสื่อสาร นอกจากนั้นยังมีความสามารถในการบริการข้อมูลให้กับ Client ที่รวดเร็วและมีเสถียรภาพ



รูปที่ 2.20 แสดงโครงสร้างด้านซอฟต์แวร์ของระบบสกาตา

2.7.2.3 โครงสร้างด้านการสื่อสาร (Communications) การสื่อสารระหว่าง Client-Server จะสื่อสารผ่านโปรโตคอลโดยทั่วไปเช่น TCP/IP โดย Client จะติดต่อกับพารามิเตอร์หรือ Tag ภายใน Server ที่บริการข้อมูลด้วยรูปแบบที่แตกต่างกันไปตามผู้ผลิต เช่น มีการส่งค่าจาก Server เมื่อค่าของ I/O ของ PLC มีการเปลี่ยนแปลง เป็นต้น การสื่อสารกับอุปกรณ์นั้น Server จะทำการตรวจสอบค่าจากอุปกรณ์ตามช่วงเวลาที่ผู้ใช้งานกำหนดไว้ โดยอาจจะต่างกันไปตามพารามิเตอร์ประเภทต่าง ๆ โดยตัว Controller จะส่งค่าพารามิเตอร์ตามที่ถูกร้องขอให้กับ Data Server พร้อมค่าเวลาขณะนั้น การสื่อสารกับอุปกรณ์ของ Data Server นั้นอาจเป็นการสื่อสารแบบ Modbus, Profibus, CAN bus เป็นต้น ขึ้นอยู่กับมาตรฐานการสื่อสารของอุปกรณ์นั้น ๆ ว่าเป็นแบบใด ปัจจุบันมีการสร้าง OPC Server ที่สนับสนุนการติดต่อด้วยมาตรฐานต่างๆเพิ่มขึ้นมากมายจนครอบคลุมอุปกรณ์ทุกประเภท และมีการพัฒนาให้ทั่วถึงไปยังอุปกรณ์ใหม่ ๆ อย่างต่อเนื่อง

2.7.2.4 โครงสร้างอินเทอร์เฟซ (Interface) การติดต่อระหว่าง Data Server กับอุปกรณ์ หรือระหว่าง Data Server และ Data Server และกับ Client นั้น มีการผลิตเป็น Driver ออกมามากมาย

ตามเทคนิคเฉพาะของแต่ละผู้ผลิต ต่อมาจึงมีการกำหนดมาตรฐานของอินเทอร์เฟซขึ้นมาเป็น OPC (OLE for Process Control) ซึ่งมีความรวดเร็วในการสื่อสารและบริการข้อมูลโดยมีการจัดตั้ง OPC Foundation ขึ้นเป็นองค์กรหลักในการกำหนดมาตรฐานและถ่ายทอดเทคโนโลยีให้แก่สมาชิก OPC จึงเป็นมาตรฐานกลางที่เปิดกว้างมากที่สุด การติดต่อกับฐานข้อมูลภายนอกของ SCADA Software มีการสร้างให้สามารถติดต่อได้ผ่าน ODBC (Open Data Base Connectivity), OLEDB (Linking and Embedding Data Base), DDE (Dynamic Data Exchange) เป็นต้น เพื่อให้สามารถแลกเปลี่ยนข้อมูล หรือทำการเก็บข้อมูลไว้ในฐานข้อมูลรูปแบบต่าง ๆ ปัจจุบันมีการพัฒนาให้สามารถติดต่อกับโปรแกรม ERP ต่าง ๆ เช่น SAP เป็นต้น ได้ด้วย

2.7.2.5 โครงสร้างความสามารถในการขยายระบบ (Scalability) คือความสามารถในการรองรับและต่อขยายระบบ SCADA กับส่วนต่าง ๆ เช่น I/O ของอุปกรณ์ Controller และจำนวนเครื่อง SCADA Client ที่เพิ่มขึ้น หรือการต่อพ่วงกับระบบ SCADA ของยี่ห้ออื่น ๆ เป็นต้น ถ้าหาก Data Server เป็นแบบ Driver ที่สร้างด้วยเทคโนโลยีเฉพาะในการติดต่อกับอุปกรณ์ ก็เป็นเรื่องลำบากในการต่อขยาย เพราะ Driver บางประเภทสามารถติดต่อได้เฉพาะ SCADA Software บางยี่ห้อเท่านั้น ซึ่งปัจจุบันได้หันมาใช้มาตรฐานกลางคือ OPC เพื่อแก้ไขปัญหานี้

2.7.2.6 โครงสร้างการสำรองระบบ (Redundancy) SCADA Software ส่วนใหญ่มีความสามารถในการสำรองระบบของ Data Server โดยที่เมื่อ Data Server เกิดความขัดข้องก็จะสั่งงานให้ Data Server อีกตัวหนึ่งทำงานแทน โดยจะมีการกำหนดคอนฟิกูเรชันไว้ที่ Client ว่าจะให้เลือกติดต่อกับ Data Server ตัวใดเมื่อเกิดความขัดข้องเกิดขึ้น ในบางครั้งโมดูลที่ทำหน้าที่จัดการด้าน Redundancy นี้อาจจะทำหน้าที่อีกประการหนึ่งคือเป็นจุดพักข้อมูลที่ได้รับมาจาก Data Server เพื่อนำไปส่งให้กับ Client ต่าง ๆ เพราะในกรณีที่มี Client จำนวนมากติดต่อกับ Data Server ตัวเดียวนั้นอาจมีความล่าช้าในการบริการข้อมูลของ Data Server เพราะต้องให้บริการข้อมูล Client ให้ครบจำนวนก่อนที่จะไปรับข้อมูลใหม่จากอุปกรณ์มาได้ ดังนั้นโมดูลที่ทำหน้าที่ Redundant จึงทำหน้าที่เป็นจุดรับข้อมูลแล้วช่วยส่งต่อให้ Client ต่างๆ อีกทอดหนึ่ง Data Server จะได้ทำหน้าที่บริการข้อมูลให้แก่โหนดเพียงจุดเดียว จึงมีความรวดเร็วในการบริการข้อมูล

### 2.7.3 หน้าทีการทำงาน (Functionality)

2.7.3.1 การเข้าถึงพารามิเตอร์ของอุปกรณ์ หมายถึงความสามารถในการเข้าถึงกลุ่มของพารามิเตอร์ในอุปกรณ์เช่น I/O ของ PLC เป็นต้น ความสามารถของ Data Server ในการกำหนดว่าพารามิเตอร์ใด อ่านได้อย่างเดียว เขียนได้อย่างเดียว หรือทั้งอ่านทั้งเขียน เป็นต้น

2.7.3.2 ระบบแสดงผลแบบ MMI (Man Machine Interface) คือความสามารถในการแสดงผลการทำงานของอุปกรณ์ในรูปแบบ กราฟิก ข้อความ สัญลักษณ์ แผนภาพ เป็นต้น โดยสามารถเชื่อมโยง

ลักษณะการเปลี่ยนแปลงของกราฟิกเหล่านี้กับพารามิเตอร์จาก Data Server ได้ ความสามารถในการสั่งงานผ่านระบบกราฟิกเช่น การเปิด/ปิด สวิตช์บนจอมอนิเตอร์ส่งผลไปยัง I/O ของ PLC เป็นต้น ความสามารถในการจัดการกราฟิกเช่น การย่อ ขยาย การกำหนดการเคลื่อนไหวแบบต่าง ๆ เช่น การหมุน การเคลื่อนที่แบบซิกแซกตามสัญญาณของ Data Server การแสดงผลสัญญาณในรูปแบบมิเตอร์ และเกจวัดแบบต่าง ๆ การนำเข้ากราฟิกประเภทต่างๆ การจัดแบ่งเลย์เออร์ เป็นต้น ทั้งหมดนี้เป็นข้อเปรียบเทียบความสามารถของ SCADA Software ทั้งสิ้น

2.7.3.3 ระบบแสดงกราฟสัญญาณแบบต่อเนื่อง (Trending) เป็นความสามารถในการพล็อตกราฟต่อเนื่องกันไปบนจอภาพเพื่อแสดงค่าสัญญาณจาก Data Server โดยอาจจะสามารถพล็อตสัญญาณได้หลายสัญญาณเช่น 8-24 สัญญาณ พร้อมกันในหน้าต่างเดียว เพื่อให้สามารถเปรียบเทียบสัญญาณที่พล็อตได้ และไม่จำกัดว่าจะสร้างหน้าต่างพล็อตจำนวนเท่าใด Trending อาจมีความสามารถในการซูมสัญญาณที่พล็อต และหยุดการพล็อตเพื่อเลื่อนดูค่าที่พล็อตในแต่ละช่วงเวลาได้ด้วยตัวของผู้ใช้งานเอง

2.7.3.4 ระบบแจ้งเตือน (Alarm) SCADA Software ส่วนใหญ่มีระบบแจ้งเตือนโดย Alarm Display จะรับสัญญาณมาจาก Alarm DB ในฝั่ง SCADA Server โดย Alarm DB สามารถที่จะทำการกำหนดคอนฟิกูเรชันว่าจะนำสัญญาณตัวใดมาเป็นตัวพารามิเตอร์ในการแจ้งเตือนบ้าง และมีการแบ่งระดับของ Priority, Limit อย่างไร เป็นต้น ระบบแจ้งเตือนยังสามารถที่จะเก็บข้อมูลการแจ้งเตือนไว้ในฐานข้อมูลประเภทต่าง ๆ ได้เช่น MS SQL Server, MS Access, Oracle, MS Excel เป็นต้น และบางยี่ห้อสามารถแสดงออกมาเป็นรายงานในรูปแบบตารางหรือ แผนภูมิได้อีกด้วย

2.7.3.5 การทำงานแบบ Automation เป็นความสามารถที่ SCADA ทำหน้าที่ต่าง ๆ ตามที่กำหนด เช่น ส่งอีเมล แสดงข้อความแบบ Instance Message บนหน้าจอ เปิดไปยังหน้าจออื่น ๆ เก็บข้อมูลลงฐานข้อมูล เปิดโปรแกรม หรือรันคำสั่งสคริปต์ เป็นต้น ตามสัญญาณที่ได้รับจาก Data Server และข้อกำหนดที่สร้างขึ้น

## 2.7.4 การสร้างและพัฒนา (Application Development)

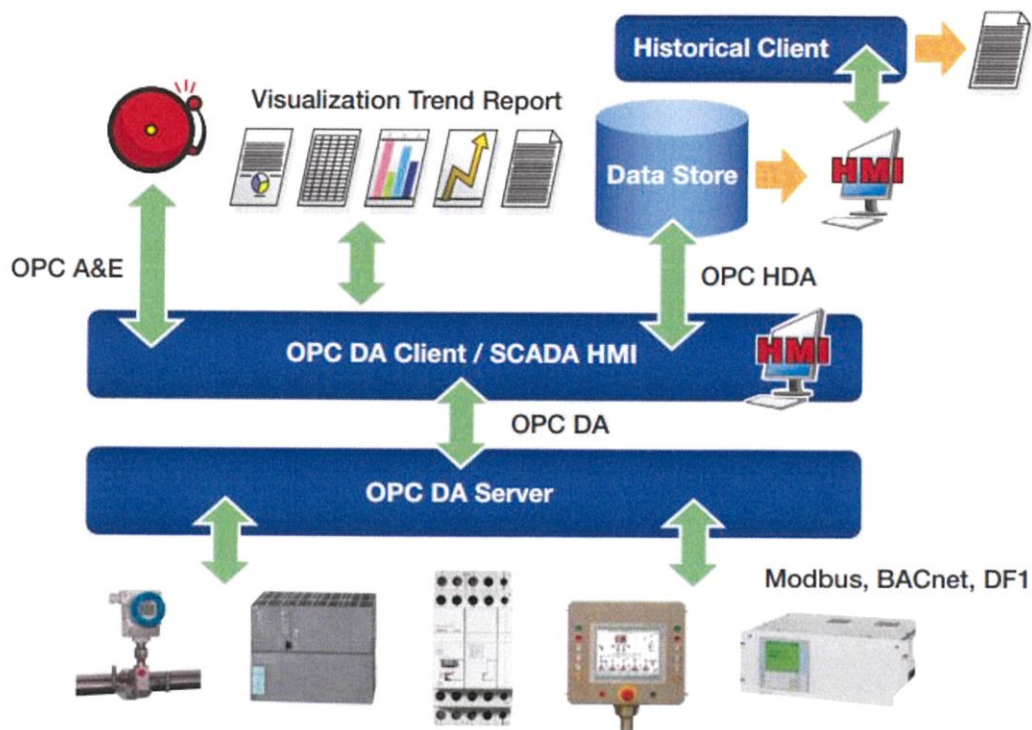
1. การกำหนดคอนฟิกูเรชัน การกำหนดคอนฟิกูเรชัน ขั้นแรกต้องมีการกำหนดว่าจะติดต่อกับพารามิเตอร์หรือ Tag ไດบ้างจาก Data Server ดังนั้นจะต้องทำการ Define หรือสร้าง Tag ที่ Data Server ก่อนว่า Tag แต่ละตัวหมายถึง Address ที่เท่าใดของอุปกรณ์ต่างๆ โดยทั่วไปสามารถทำการนำเข้าคอนฟิกูเรชันไฟล์ที่สร้างไว้ก่อนเข้ามาได้ และสามารถ Export ไปยัง Data Server อื่น ๆ ได้ จากนั้นโปรแกรมย่อยอื่นๆ ของ SCADA Software ฝั่ง Client จึงทำคอนฟิกูเรชันตามหน้าที่การทำงานของตนเอง เช่น โมดูลที่มีหน้าที่แสดงผลกราฟิกก็ต้องกำหนดว่ากราฟิกนั้น ๆ จะเชื่อมโยงกับ Tag ไດจาก Data Server ส่วนโมดูลที่มีหน้าที่แจ้งเตือนก็ต้องทำคอนฟิกูเรชันว่าจะนำ Tag ไດ มาเป็นสัญญาณแจ้งเตือน และกำหนดระดับสัญญาณ Limit เป็นต้น

2. เครื่องมือในการพัฒนา (Development Tool) เครื่องมือในการสร้างและพัฒนาระบบ SCADA โดยทั่วไปจะประกอบด้วย

- เครื่องมือในการสร้างระบบกราฟิกที่ประกอบด้วยเครื่องมือวาดภาพ เครื่องมือกำหนดเอฟเฟ็คพิเศษต่าง ๆ โไลบรารีของกราฟิกสำเร็จรูปในอุตสาหกรรมด้านต่าง ๆ
- เครื่องมือในการสร้าง Trending
- เครื่องมือในการสร้างระบบ Alarm
- เครื่องมือในการกำหนดการติดต่อกับฐานข้อมูลเพื่อทำการเก็บรวบรวมข้อมูลของ Trending และ Alarm ลงไว้ในฐานข้อมูล
- เครื่องมือในการช่วยสร้าง Script เช่น Java script, VB Script
- เครื่องมือจัดการด้านความปลอดภัย การแบ่งระดับ User และขอบเขตการใช้งานของ User
- เครื่องมือในการสร้าง Web application เพื่อให้สามารถควบคุมและตรวจสอบระบบควบคุมผ่าน Web browser ได้

## 2.8 ความสำคัญของ OLE for Process Control (OPC)

หากเรามี Controller (PLC, DCS) แต่ต้องการจะสื่อสารกับอุปกรณ์ควบคุมอื่น ๆ เช่น HMI, SCADA หรือ RTU ต่างๆ ที่คนละยี่ห้อกันเพื่อให้สามารถสื่อสารกันได้จะต้องใช้ OPC แต่ถ้าอุปกรณ์ยี่ห้อเดียวกันนั้นแล้วแต่บริษัทนั้น ๆ แล้วว่าวางคอนเซ็ปต์ไว้ว่าต้องใช้ OPC หรือไม่ ส่วนมากหากอุปกรณ์ยี่ห้อเดียวกันก็มักไม่จำเป็นต้องใช้ ด้วยรูปแบบมาตรฐานของข้อมูลแบบเปิด ทำให้ผู้ผลิตอุปกรณ์ทั้งหลายบนโลกใบนี้สามารถพัฒนาระบบสื่อสารข้อมูลของตนให้เป็นไปตามมาตรฐานเดียวกันบ้างก็เป็น Server ผู้ให้ข้อมูลซึ่งก็มักจะเป็นอุปกรณ์หรือเครื่องมือต่างๆในโรงงาน เช่น Sensor, Controller, PLC, หรือ HMI กับ Client ผู้ใช้ข้อมูลซึ่งมักจะเป็นระบบการบริหารจัดการทรัพยากรต่างๆเช่น HMI , SCADA ทั้งนี้การประยุกต์ใช้ส่วนใหญ่จะเป็นการช่วยให้มีการแลกเปลี่ยนข้อมูลจากอุปกรณ์ต่างค่ายกัน หรือ การรวบรวมข้อมูลจากอุปกรณ์ต่างๆที่หลากหลายในเชิงของข้อมูลมีรูปแบบและมาตรฐานที่แตกต่างกันทำได้ง่ายขึ้น



รูปที่ 2.21 แสดงโครงสร้างของ OPC

## 2.9 โพรโทคอล IEC 61850 (Protocol IEC 61850)

สถานีย่อยอัตโนมัติ (SA: Substation Automation) คือ ระบบอัตโนมัติที่อนุญาตให้สถานีย่อยสามารถทำงานได้อย่างอัตโนมัติ เมื่อมีเหตุการณ์ไม่ปกติเกิดขึ้นในสถานีย่อย รวมทั้งสามารถส่งข้อมูลให้ระบบอื่น ๆ เพื่อประกอบพิจารณาในการวางแผนจ่ายไฟฟ้าและบำรุงรักษา ดังนั้นการที่จะทำให้ระบบทำงานได้อย่างอัตโนมัติ และปรับปรุงข้อมูลต่าง ๆ ให้ทันสมัยที่สุดนั้น จะต้องมีการแลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่างระบบย่อยหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่อาจใช้วิธีการสื่อสารข้อมูลหลากหลายชนิด เช่น ระบบ SCADA, RTU, ระบบควบคุมและป้องกัน อันอาจหมายถึงรีเลย์ป้องกัน หรือ BCU (Bay Control Unit) ทำงานร่วมกันเป็นหนึ่งโดยอาศัยเทคโนโลยีการสื่อสารเพื่อแลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่างกัน

การถือกำเนิดของมาตรฐาน IEC61850 มาตรฐานคณะกรรมการนานาชาติด้านเทคนิคไฟฟ้า (International Electrotechnical Commission: IEC) เพื่อกำหนดวิธีการสื่อสารในสถานีย่อยนั้นมีแนวโน้มที่ดีเนื่องจากมีผู้ผลิตรายใหญ่ที่เกี่ยวข้องกับระบบงานในสถานีย่อยสนับสนุน ไม่ว่าจะเป็น Siemens, ABB, Alstom Grid, GE หรือ Schneider Electric โดยเทคโนโลยีสื่อสารหลักที่ใช้ในปัจจุบันของ IEC61850 คือ การประยุกต์ใช้การสื่อสารแบบอีเทอร์เน็ต (Ethernet) และ TCP/IP โดยเน้นไปที่ความเร็วและคุณภาพการให้บริการ แต่อันที่จริง IEC61850 สามารถทำงานกับเทคโนโลยีอื่น ๆ ได้เช่นกัน

หนึ่งในคุณสมบัติที่ IEC61850 ประยุกต์ใช้ คือ การทำให้การส่งข้อมูลเป็นเรียลไทม์ โดยการใช่วิธีการจัดระดับความสำคัญของเมสเสจข้อมูล ระบบงาน หรือ วงจรควบคุมป้องกันที่เชื่อมต่อกัน โดยใช้สายทองแดง หรือ ฮาร์ดแวร์ หรือ ใช้การสื่อสารข้อมูลโดยมีวิธีการจำเพาะ ก็สามารถเปลี่ยนมาใช้มาตรฐาน IEC61850 แทน เช่น การประยุกต์ใช้เมสเสจ GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) ที่มีความเร็วในการส่งข้อมูลสูง โดยมาตรฐานได้กำหนดไว้ว่าเมสเสจดังกล่าวควรจะถูกส่งถึงปลายทางภายในเวลา 4 มิลลิวินาที เพื่อจะสามารถรองรับกับฟังก์ชันสำคัญทั้งหมดในสถานีย่อย ดังนั้นจึงควรตระหนักถึงการบำรุงรักษาตรวจสอบให้ระบบสถานีย่อยอัตโนมัติสามารถทำงานได้ปกติเสมอ

เพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพการจำหน่ายไฟฟ้า และลดค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ หลายๆการไฟฟ้ามีความจำเป็นต้องนำหลักการสถานีย่อยที่ไม่มีเจ้าหน้าที่ประจำ หรืออั้นแมนซ์สแตชั่น และ IEC61850 มาประยุกต์ใช้ในสถานีย่อย อย่างไรก็ตาม บางสถานการณ์ในสถานีย่อย ถ้าระบบสถานีย่อยอัตโนมัติไม่มีระบบคอยตรวจสอบการทำงานของ IED และเครือข่าย ซึ่ง IED หมายถึงอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ทุกชนิดที่สื่อสารข้อมูลได้ในระบบสถานีย่อยอัตโนมัติรวมถึงอิเทอร์สวิทช์ ในกรณีที่ไม่มียาระบบเฝ้าระวังดังกล่าว ศูนย์ SCADA ก็อาจไม่รับทราบข้อมูลบางอย่าง เช่น เกิดมีการเสื่อมถอยของประสิทธิภาพในการสื่อสารของอุปกรณ์เครือข่าย, IED หรือ แม้กระทั่งมีการทำงานล้มเหลวเกิดขึ้น โดยเฉพาะกรณีที่ระบบสถานีย่อยอัตโนมัติลิงค์สื่อสาร หรืออุปกรณ์สำรองในระบบศูนย์ SCADA จะรู้อีกทีว่ามีเหตุการณ์เหล่านี้เกิดขึ้นก็ต่อเมื่อการทำงานผิดพลาดเกิดขึ้น หรือระบบทำงานล้มเหลวชัดเจน ไม่ว่าจะเป็นการทำงานล้มเหลวบางส่วน หรือเป็นทั้งระบบเพื่อลดผลกระทบจากเหตุการณ์ไม่ปกติดังกล่าว ระบบมอนิเตอร์ IED และเครือข่าย จึงได้ถูกออกแบบ และพัฒนาบนเงื่อนไขที่ใช้งบประมาณที่เหมาะสม

ระบบสถานีย่อยอัตโนมัติปัจจุบันใช้มาตรฐาน IEC61850 (IEC61850 SA) ที่ใช้กันอย่างแพร่หลายในวงการอุตสาหกรรมไฟฟ้า โครงสร้างของการสื่อสารที่ใช้ปัจจุบันนั้น คือ เทคโนโลยีอีเทอร์เน็ต และ TCP/IP ดังนั้นระบบสถานีย่อยอัตโนมัติจะประกอบไปด้วยคอมพิวเตอร์ อีเทอร์เน็ตสวิทช์ และ IED หลากหลายชนิด เช่น รีเลย์ป้องกัน เบย์คอนโทรลยูนิต การทำงานของสถานีย่อยอัตโนมัตินี้มีการทำงานบนระบบสื่อสารข้อมูลซึ่งมีความเกี่ยวเนื่องกับระยะเวลาในการส่งข้อมูลระหว่าง IED เช่น การส่งคำสั่งปลด หรือการสั่งคำสั่งบล็อก (Blocking) ดังนั้นถ้ามีฟังก์ชันที่สำคัญไม่สามารถทำงานได้บนเวลาที่แน่นอน ผลลัพธ์ที่ได้นั้นอาจจะเกิดไฟฟ้าดับบริเวณกว้างมากกว่าที่ควรจะเป็น บทความนี้จึงนำเสนอระบบมอนิเตอร์ IED และเครือข่ายเพื่อตรวจสอบสถานะการสื่อสารของ IED รวมไปถึงอุปกรณ์สื่อสาร และยังสามารถรายงานอะลาร์ม ข้อมูลที่มีประโยชน์ไปยังพนักงานบำรุงรักษา และศูนย์ SCADA เพื่อตรวจสอบและแก้ไขอุปกรณ์ที่น่าสงสัย ก่อนที่ฟังก์ชันที่สำคัญจะทำงาน

## 2.10 อุปกรณ์ที่เกี่ยวข้อง

### 2.10.1 หน่วยควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit: RTU)

เป็นส่วนหนึ่งของระบบ SCADA ที่ถูกติดตั้งอยู่ที่สถานีสนามหรือสถานีตรวจวัดข้อมูล โดย RTU ในระบบ SCADA จะถูกต่อกับเครื่องมือวัดข้อมูลที่ต้องการตรวจวัด และรวบรวมข้อมูลที่สถานีสนาม (Local Station) ทั้งข้อมูลที่เป็นค่าต่อเนื่อง (Analog) หรือข้อมูลสถานะ (Digital) โดยต่ออุปกรณ์ตรวจวัดข้อมูลเข้ากับส่วน Input Unit ของ RTU แล้วนำเอาค่าที่ทำการตรวจวัดได้มาทำการประมวลผลและส่งกลับไปแสดงผลที่ศูนย์ควบคุมโดยผ่านระบบสื่อสาร นอกจากนั้น RTU ยังจะต้องรับคำสั่งในการควบคุมอุปกรณ์จากศูนย์ควบคุม โดยต่ออุปกรณ์ที่ต้องการควบคุมเข้ากับส่วน Output Unit ของ RTU ซึ่งในการควบคุมต่าง ๆ ไม่ว่าจะเป็นการควบคุมการตรวจวัดข้อมูล หรือเป็นคำสั่งจากศูนย์ควบคุม จะต้องสร้างโปรแกรมในการติดต่อกับส่วน Input Unit เพื่ออ่านค่าที่ตรวจวัดได้และทำการประมวลผลค่านั้นให้ออกมาในรูปแบบที่ต้องการโดยมีข้อกำหนดในการติดต่อสื่อสารระหว่างสถานีสนามกับศูนย์ควบคุม หรือสถานีสนามกับสถานีสนาม (Alternative Route) หรือผ่านสถานีทวนสัญญาณ โดยผ่านช่องสัญญาณในการสื่อสาร (Communication Port) ของ CPU ซึ่งโปรแกรมจะถูกเก็บลงใน CPU ของ RTU

ส่วนประกอบหลักของ RTU ที่สำคัญมีอยู่ 3 ส่วนดังต่อไปนี้

#### 1. Central Processing Unit (CPU) ของ RTU

ทำหน้าที่ในการประมวลผลสัญญาณที่รับมาจาก Field Instrument โดยสัญญาณที่ได้รับมาจาก Field Instrument จะถูกต่อเข้ากับ I/O Module ตามมาตรฐานสัญญาณต่างๆ เช่น สัญญาณ Analog 4 – 20 mA. หรือสัญญาณ Digital On – Off โดยเมื่อ CPU รับสัญญาณจาก Module ที่ต่อผ่าน I/O Bus แล้วจะทำการประมวลผลโดยสัญญาณ Analog จะถูกแปลงเป็นค่า Digital โดยใช้ Analog to Digital Converter แล้วนำไปประมวลผลต่อไป

ทำหน้าที่ในการประมวลผลข้อมูลต่างๆที่ได้รับจาก I/O Module เพื่อที่จะส่งข้อมูลให้กับศูนย์ควบคุม และทำหน้าที่แปลงคำสั่งจากศูนย์ควบคุมเพื่อใช้ในการควบคุมอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ติดตั้งอยู่ที่สถานีสนาม

ทำหน้าที่ในการควบคุมระบบการสื่อสารระหว่าง RTU กับศูนย์ควบคุม โดยผ่าน Port ในการสื่อสาร ซึ่ง Port ที่ใช้ในการสื่อสารนั้นจะขึ้นอยู่กับสื่อที่ใช้เช่น สายสัญญาณต่าง ๆ Microwave GPRS ดาวเทียม หรือ วิทยุสื่อสาร

## 2. Input / Output Module (I/O Module)

ทำหน้าที่ในการรับ - ส่งสัญญาณจาก CPU เพื่อส่งไปควบคุม หรืออ่านค่าจากอุปกรณ์เครื่องมือวัดต่างๆ ซึ่งสามารถแบ่ง Module ออกเป็น 4 ชนิดดังต่อไปนี้

2.1 Analog Input Module เป็น Module ที่รับสัญญาณ Analog ที่เป็นสัญญาณไฟฟ้า 4 - 20 mA. หรือ 0 - 5 Volts ซึ่งเป็นมาตรฐานทางอุตสาหกรรมจากอุปกรณ์วัดค่าต่างๆ

2.2 Digital Input Module เป็น Module ที่รับสัญญาณ Digital 0 หรือ 1 ตามลักษณะ Close or Open Switch

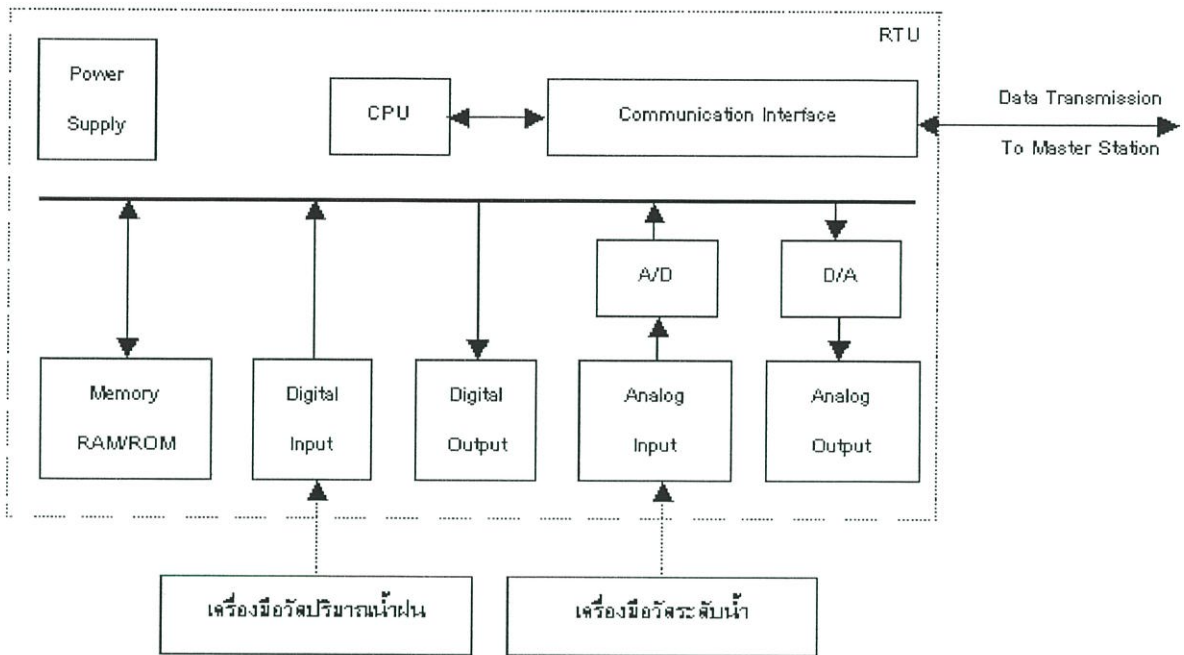
2.3 Analog Output Module เป็น Module ที่ส่งสัญญาณ Analog เป็นสัญญาณไฟฟ้า 4 - 20 mA. หรือ 0 - 5 Volts ซึ่งเป็นมาตรฐานทางอุตสาหกรรม

2.4 Digital Output Module เป็น Module ที่ส่งสัญญาณ Digital 0 หรือ 1 ตามลักษณะ Close or Open Switch

ในการนำเอา RTU ไปต่อร่วมกับอุปกรณ์เครื่องมือวัดต่างๆ ได้อย่างถูกต้องจะต้องต่อ Input / Output Module ของ RTU ให้ถูกต้องตรงกับลักษณะของสัญญาณที่ทำการรับหรือส่งระหว่าง Input / Output Module ของ RTU กับอุปกรณ์เครื่องมือหรืออุปกรณ์ที่ใช้ในการควบคุมในกระบวนการต่างๆ ซึ่งจะขึ้นอยู่กับลักษณะสัญญาณ Analog หรือ Digital ตารางที่ 2.1 แสดงลักษณะสัญญาณที่จะติดต่อกันระหว่าง Input / Output Module ของ RTU กับ Sensors ต่าง ๆ และได้แสดงลักษณะการต่ออุปกรณ์เครื่องมือวัดข้อมูล (Sensor) ตามรูปที่ 2.21

ตารางที่ 2.1 แสดงลักษณะสัญญาณที่ติดต่อกันระหว่าง Input / Output Module กับ Sensors

Input / Output Module	Sensors
Analog Input	เครื่องมือวัด (4 – 20 mA)
Digital Input	เครื่องมือวัดสถานะ (On-Off)
Analog Output	อุปกรณ์ควบคุม (4 – 20 mA)
Digital Output	อุปกรณ์ควบคุมสถานะ (On-Off)



รูปที่ 2.22 แสดงการเชื่อมต่อระหว่าง RTU กับเครื่องมือวัดต่างๆ

3. Communication Port ทำหน้าที่เป็นช่องทางในการสื่อสารข้อมูลระหว่าง RTU กับศูนย์ควบคุมหรือ RTU ด้วยกัน และสามารถใช้ช่องทาง ในการสื่อสารมากกว่า 1 Port โดยจะต้องกำหนดชนิดของช่องทางในการสื่อสารและรวมถึงการกำหนดสื่อที่ใช้ด้วย เช่น วิทยุสื่อสาร ดาวเทียม Microwave เป็นต้น

#### ระบบสื่อสาร (Communication System)

Communication System ระบบการสื่อสารของระบบ SCADA ทำหน้าที่ในการสื่อสารเพื่อรับ-ส่งข้อมูลหรือคำสั่งระหว่าง RTU กับ RTU หรือระหว่าง RTU กับศูนย์ควบคุมซึ่งระบบสื่อสารของระบบ SCADA สามารถที่จะใช้สื่อ (Media) ต่าง ๆ ในการสื่อสารเช่น วิทยุ, Microwave, ดาวเทียม หรือสายสัญญาณ (RS-232, RS-485) เป็นต้น การพิจารณาเลือกใช้สื่อจะต้องคำนึงถึงจำนวนข้อมูล ระยะทางที่ใช้ในการสื่อสาร รวมไปถึงภูมิประเทศและค่าใช้จ่าย ในหลักการทั่วไปของการสื่อสารข้อมูลของระบบ SCADA สามารถทำได้ 2 แบบคือ

1. Time Mode คือการรับ - ส่งข้อมูลตามเวลาที่ผู้ใช้งานกำหนด เช่น กำหนดช่วงเวลาการรับ - ส่งข้อมูล ทุก ๆ 15.30 นาที หรือสามารถที่จะกำหนด ณ เวลาใด ๆ เช่น ทุกๆ 7:00 น. ของทุกๆ วัน เป็นต้น

2. Event Mode หมายถึงการรับ – ส่งข้อมูลเมื่อมีเหตุการณ์ผิดปกติ หรือเหตุการณ์ที่ต้องให้ความสนใจเป็นพิเศษ เกิดขึ้นโดย RTU จะเป็นผู้ส่งข้อมูลให้กับสถานีหลักโดยไม่ต้องรอให้ถึงเวลาที่สถานีหลักเรียกถามข้อมูล

#### 2.10.2 Multifunction Meter MC740

มิเตอร์ใช้สำหรับการวัดวิเคราะห์และตรวจสอบเครือข่ายไฟฟ้ากำลังไฟฟ้าแบบเฟสเดียวหรือสามเฟส มิเตอร์วัดค่า RMS ตามหลักการของการสุ่มตัวอย่างสัญญาณแรงดันและกระแสไฟฟ้าอย่างรวดเร็ว มีไมโครโปรเซสเซอร์ในตัวคำนวณค่าความต่างศักย์ จากสัญญาณที่วัดได้ เครื่องมัลติฟังก์ชัน MC740 มีวัตถุประสงค์เพื่อตรวจสอบและวัดปริมาณไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้าพลังงานสามเฟส มิเตอร์มีตัวเตือนสัญญาณปรับระดับได้ 32 ชุดโมดูลอินพุต / เอาต์พุต 4 ชุดและการสื่อสาร ด้วยการสื่อสารแบบ RS 232 / RS 485 หรือ Ethernet / USB เครื่องวัดสามารถตั้งค่าได้และสามารถตรวจสอบการวัดได้



รูปที่ 2.23 แสดงลักษณะของ RTU (ABB) และ Multifunction Meter MC740 (Iskra)

#### 2.10.3 UPS (Uninterruptible Power Supply)

UPS เป็นคำย่อมาจากคำว่า Uninterruptible Power Supply หรือเครื่องสำรองไฟฟ้าและปรับแรงดันไฟฟ้าอัตโนมัติ อาจกล่าวได้ว่า UPS ก็คือ อุปกรณ์ไฟฟ้าชนิดหนึ่งที่สามารถทำการจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าและอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ได้อย่างต่อเนื่องแม้ในเวลาที่เกิดไฟดับหรือเกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าผันผวนผิดปกติ โดย UPS จะทำการปรับระดับแรงดันไฟฟ้าให้คงที่อยู่ที่อยู่ในระดับที่ปลอดภัยต่ออุปกรณ์ไฟฟ้าและอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ UPS มีหน้าที่หลัก คือ ป้องกันความเสียหายที่สามารถเกิดขึ้นกับอุปกรณ์ไฟฟ้าและอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ อันมีสาเหตุจากความผิดปกติของพลังงานไฟฟ้า เช่น ไฟตก, ไฟดับ, ไฟกระชากและไฟเกิน เป็นต้น รวมถึงมีหน้าที่ในการจ่ายพลังงานไฟฟ้าสำรองจากแบตเตอรี่ให้แก่ อุปกรณ์ไฟฟ้าหรืออุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์เมื่อเกิดปัญหาทางไฟฟ้า

หลักการงานทั่วไปของ UPS โดยทั่วไปแล้ว เมื่อ UPS รับพลังงานไฟฟ้าเข้ามา ไม่ว่าจะคุณภาพไฟฟ้าจะเป็นอย่างไรก็จะสามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าได้เป็นปกติ รวมถึงทำการจ่ายพลังงานไฟฟ้าสำรองที่เก็บไว้ในแบตเตอรี่ให้กับอุปกรณ์ไฟฟ้า ซึ่งหลักการของ UPS ก็คือ ใช้วิธีการแปลงไฟฟ้ากระแสสลับ (AC) เป็นไฟฟ้ากระแสตรง (DC) แล้วเก็บสำรองไว้ในแบตเตอรี่ส่วนหนึ่ง และในกรณีที่เกิดปัญหาทางไฟฟ้า (เช่น ไฟดับ หรือคุณภาพไฟฟ้าผิดปกติ เป็นต้น) อุปกรณ์ไฟฟ้าไม่สามารถใช้พลังงานไฟฟ้าที่รับมาได้ UPS ก็จะเปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรง (DC) จากแบตเตอรี่ ให้กลายเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (AC) แล้วจึงจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าตามปกติ

ประโยชน์ของ UPS สามารถช่วยป้องกันอันตรายที่อาจเกิดขึ้นกับอุปกรณ์ไฟฟ้าและอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ (โดยเฉพาะคอมพิวเตอร์และอุปกรณ์ที่เชื่อมต่อ) อันเนื่องมาจากกระแสไฟฟ้าที่ผิดปกติได้ (เช่น จากความบกพร่องของระบบจ่ายพลังงานไฟฟ้าเอง หรือปรากฏการณ์ธรรมชาติ - ฝนตกฟ้าคะนอง พายุฝน หรือจากการรบกวนของอุปกรณ์ไฟฟ้าในอาคารที่ใช้กระแสไฟฟ้าไม่สม่ำเสมอ ฯลฯ) ซึ่งกระแสไฟฟ้าที่ผิดปกติในแต่ละประเภท อาจก่อให้เกิดปัญหาต่างๆ ได้ โดย UPS จะทำหน้าที่ป้องกัน ดังนี้

1. จ่ายพลังงานไฟฟ้าสำรองให้แก่อุปกรณ์ไฟฟ้าและอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ เมื่อเกิดไฟดับ หรือไฟตก เพื่อให้มีเวลาสำหรับการ Save ข้อมูล และไม่ทำให้ floppy disk และ hard disk เสีย
2. ปรับแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในระดับที่ไม่เป็นอันตรายต่ออุปกรณ์ไฟฟ้าและอุปกรณ์
3. อิเล็กทรอนิกส์ เมื่อเกิดปัญหาทางไฟฟ้า เช่น ไฟตก, ไฟดับ, ไฟกระชาก และไฟเกิน เป็นต้น
4. ป้องกันสัญญาณรบกวนทางไฟฟ้าที่สามารถสร้างความเสียหายต่อข้อมูลและอุปกรณ์ไฟฟ้าได้

#### 2.10.4 Time Sever (LANTIME 200)

ใช้อ้างอิงเวลาของระบบเพื่อให้เวลาของคอมพิวเตอร์ทุกเครื่องตรงกัน โดยจะทำการกำหนดผ่านทางโพรโทคอล Network Time Protocol (NTP) ในหลายองค์กรก็จะใช้การตั้งหรือกำหนดให้เซิร์ฟเวอร์เครื่องใดเครื่องหนึ่งเป็นไทม์เซิร์ฟเวอร์ของระบบ

การที่คอมพิวเตอร์แต่ละเครื่องจะรับส่งข้อมูลหากันจะต้องมีเวลาในการอ้างอิง เพราะหากเวลาไม่ตรงกันหรือต่างกันมาก จะมีผลต่อการบันทึกข้อมูลที่ใช้ในการตรวจสอบ



รูปที่ 2.24 แสดงลักษณะของ UPS (Eaton) และ Time Sever (LANTIME 200 Meinberg)

### 2.10.5 Ethernet switch

เป็นอุปกรณ์เชื่อมต่อสัญญาณสื่อสารผ่านระบบ Ethernet (อีเทอร์เน็ต) เครือข่ายอีเทอร์เน็ตเป็นเครือข่ายที่มีการส่งข้อมูลแบบผลัดส่งจะส่งข้อมูลพร้อมกันไม่ได้ หากมีการสื่อสารข้อมูลระหว่างคอมพิวเตอร์คู่หนึ่งบนเครือข่าย คอมพิวเตอร์ที่อยู่บนเครือข่ายเดียวกันนั้นจะสามารถรับรู้ข้อมูลได้แต่จะไม่สามารถสื่อสารข้อมูลได้ในขณะนั้นจนกว่าการสื่อสารจะเสร็จสิ้น



รูปที่ 2.25 แสดงลักษณะของ Ethernet switch (ABB)

### 2.10.6 Protection Relay

Protection Relay คืออุปกรณ์ที่ใช้ในการตรวจจับความผิดปกติที่เกิดกับอุปกรณ์ไฟฟ้า และทำงานสั่งปลดอุปกรณ์ไฟฟ้าที่เกิดปัญหาออกจากระบบไฟฟ้าโดยเร็ว เพื่อไม่ให้อุปกรณ์เกิดความเสียหาย ซึ่งการที่สวิตช์จะทำการตัดต่อวงจรได้นั้นจะมีเงื่อนไขต่างๆ ในการตัดต่อวงจรดังนี้ เช่น การป้องกันกระแสเกิน, ป้องกันแรงดัน low/high และ phase sequence เป็นต้น

2.10.6.1 RET630 (Transformer protection and control) เป็น Protection Relay ชนิดหนึ่งซึ่งเป็น Primary Protection ที่ออกแบบมาเพื่อป้องกันหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง

2.10.6.2 REF630 (Feeder protection and control) เป็น Protection Relay ชนิดหนึ่งซึ่งเป็น Backup Protection ทำหน้าที่ป้องกันวงจรในกรณีที่ Primary Protection ไม่ทำงาน



รูปที่ 2.26 แสดงลักษณะของ Protection Relay RET630 (ABB) และ REF630 (ABB)

## 2.11 ซอฟต์แวร์ที่เกี่ยวข้อง

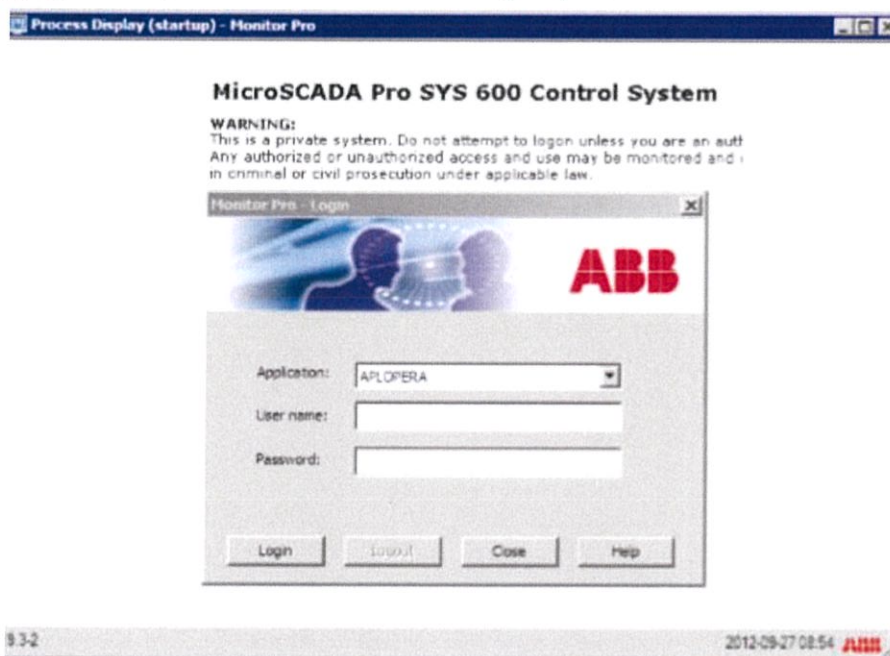
2.11.1 MicroSCADA Pro SYS600 9.4 เป็นระบบควบคุมและป้องกันความผิดปกติทางไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าที่มีลักษณะการทำงานแบบอัตโนมัติและเป็นโปรแกรมมีการติดตั้งอยู่บนไมโครคอมพิวเตอร์ซึ่งควบคุมเครือข่ายที่สามารถวัดและโปรแกรมข้อมูลได้ โดยส่วนใหญ่แล้ว SYS600 ถูกนำมาใช้ภายในกระบวนการทางไฟฟ้ากำลัง และสามารถถูกนำมาใช้เพื่อจัดการ (Supervision) และควบคุม (Control) ของการส่งจ่ายน้ำและความร้อน (Heat and Water Distribution), กระบวนการอุตสาหกรรม (Industrial Processes), ระบบทำน้ำให้บริสุทธิ์ (Water Purification), การคมนาคม (Traffic) เป็นต้น System Servers ของ SYS600 ถูกประกอบด้วย Kernel ซึ่งเป็นโปรแกรมคอมพิวเตอร์และเป็นแกนหลักของระบบปฏิบัติการของคอมพิวเตอร์ พร้อมกับการควบคุมทุกสิ่งทุกอย่างในระบบ, จำนวนของโปรแกรมเฉพาะ, เครื่องมือที่ใช้จัดการระบบและวิศวกรรม, Configuration Software, และ Application Software

Kernel Software ของ SYS600 ไม่ขึ้นอยู่กับพื้นที่ Application และขอบเขตของการใช้ มันเป็นตัวเดียวกันในระบบทั้งหมดซึ่งส่วนมากแล้วเป็นเครื่องมือที่ใช้จัดการระบบและวิศวกรรม System Server จำนวน 1 ตัว สามารถทำหน้าที่เป็นเจ้าภาพได้ 1 Package หรือมากกว่า 1 Package ของ Application Software ซึ่งเรียกว่า Application

Application จะกำหนดหน้าที่ของระบบ SYS600 ให้เหมาะสมกับ Process ที่กำหนด ตัว Application จะนำเอาความต้องการของผู้ใช้งานเข้าไปในบัญชีที่เกี่ยวข้องกับระดับของสารสนเทศ, การเชื่อมต่อผู้ใช้งาน, การปฏิบัติการควบคุม และอื่นๆ

แต่ละ Application มีหน้าที่ควบคุมเกี่ยวกับการจัดการที่แน่นอน ตัวอย่างเช่น การควบคุมการส่งจ่ายไฟฟ้า หรือการส่งจ่ายความร้อน เป็นต้น ตัว Application จะควบคุมกระบวนการด้วยตัวเองในตัวมันและมีการเชื่อมต่อกันด้วยตัวเองของตัวมันไปยังอุปกรณ์ Process หรือ อาจจะมีการแบ่งตัวอุปกรณ์กับ Application อื่นๆ ในแต่ละ Application มีข้อมูล (Database) และการแสดง (Display) ด้วยตัวเองของตัวมัน ตัว Application ที่แตกต่างกันสามารถที่จะคุยกันหรือ สื่อสารพร้อมกันและกันได้ถ้าหากตัว Application เหล่านั้นถูกทำให้มีตำแหน่งอยู่ใน System Server เดียวกัน หรืออยู่ในหลาย System Server ซึ่งแยกกัน ในขอบเขตต่างๆ คือ ตัว Application จะถูกรวมเข้ากับชุดของ Objects ซึ่งสื่อสารด้วยกันเอง, สื่อสารกับผู้ใช้งาน และสื่อสารกับอุปกรณ์ใน Process

Application Object ระบุหน้าที่การควบคุม, การคำนวณ, การเก็บข้อมูล, การควบคุม Process เป็นต้น และถูกประกอบด้วย Process Data (Process Object), Report Data (Data Object), Control Programs (Command Procedures) และ Activation Mechanisms (Event Channels, Time Channels, Logging Profiles, Event และ Event Handling Object)



รูปที่ 2.27 แสดงหน้าจอ Application MicroSCADA Pro SYS600 9.4

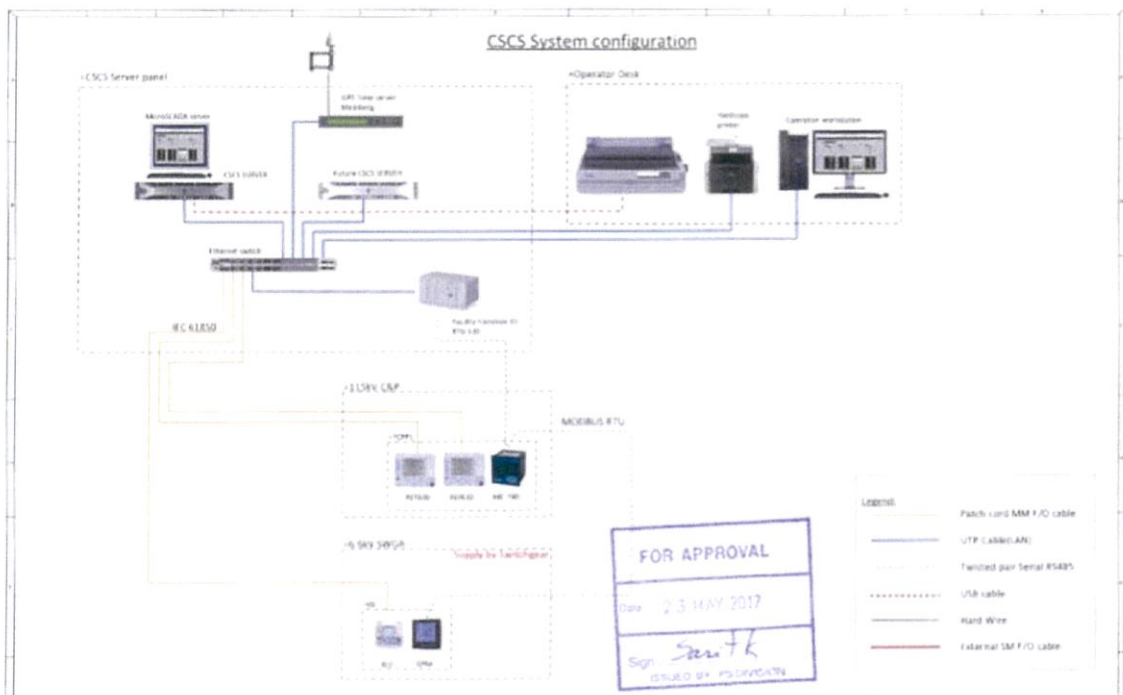
### บทที่ 3

## การออกแบบโปรแกรมระบบควบคุมสถานีไฟฟ้าย่อยคลองพานทอง

การออกแบบระบบควบคุมสถานีไฟฟ้าย่อยคลองพานทองนั้น จะต้องศึกษากระบวนการ ขั้นตอนการทำงาน และอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้อง เพื่อให้สามารถออกแบบระบบได้อย่างเหมาะสมที่สุด ซึ่งมีขั้นตอนการดำเนินงานในการออกแบบดังนี้

### 3.1 ออกแบบ System Configuration

ในการออกแบบ System Configuration นั้นเพื่อให้ทราบอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับระบบควบคุมสถานีไฟฟ้าย่อยทั้งหมด รวมถึงการเชื่อมต่ออุปกรณ์แต่ละอุปกรณ์เข้าด้วยกันโดยใช้สายไฟในการเชื่อมต่อแต่ละอุปกรณ์ที่แตกต่างกัน ซึ่งจะแบ่งออกเป็น Sever panel, Work station, 115kV Control panel และ 6.6kV Switchgear



รูปที่ 3.1 ตัวอย่างแสดงการออกแบบ System Configuration

### 3.2 Bill Of Materials

เป็นการลิสต์อุปกรณ์อย่างละเอียดว่าใช้อุปกรณ์ชนิดใด ยี่ห้อใด ขนาดเท่าใด โดยดูรายชื่ออุปกรณ์จาก System Configuration ที่ได้ทำการออกแบบไว้ในขั้นตอนแรก

ABB						Revision: 0		
Project: 115kV RID Klong Phan Thong Project						Doc. Title		List of equipment
Customer: Royal Irrigation Department						Doc. no.		TH-56417018-562
Item no.	Description	Manufacturer	Type	Ordering no.	Total	Unit	Remark	
<b>Building: Main Substation</b>								
1	Server panel							
1.1	19" rack for Main Server and other components - IT Rack 19" 42U RAL 7032	Logic	IT Rack 19" T type		1	Set		
2	Server computer set							
2.1	SCADA server Specifications - 3U Rack PowerEdge R630 Server - 2 x Intel Xeon E5-2640 v4 2.4GHz 25M Cache 8 DGT/s QPI Turbo 11T 10C/20T (96W) Max Mem Broadcom 5720 Quad port Gigabyte Ethernet - 2 x 16GB RDIMM 2400MT/s Dual Rank x8 Data Width - 4 x 500GB/10,000 SAS 2.5in Hot plug Drive Redundant Power Supply 500 Watt Hot Plug - DVD+-RW SATA Internal Operating system - Windows Server 2012 R2 64bit	DELL or Equal	R630		1	Set		
2.2	Accessories 2.2.1 LCD 17" Monitor 2.2.2 Keyboard 2.2.3 Mouse	DELL or Equal Logitech Logitech	E17155 USB USB		1 1 1	Set Set Set		
2.3	Time server 2.3.1 GPS Lantime M200 with cable 40m	Monberg	M200		1	Set		
2.4	UPS Specifications - Power Rating 3000VA/ 2700Watts - Voltage 220-240 v - Rackmount	Eaton or Equal	9130 UPS Rack	9130 RM	1	Set		
2.6	Ethernet switch Specifications Fast Ethernet 19" Switch max 24 ports 12 x FE/SFP Smt: 12 x FE/T-terminated Pair (RJ45) Power supply 120/250 VDC or 110/230 VAC	ABB	AF5670	AF5670-EEEESS55555555TTTTT NZEK08 D	1	Set		
2.7	Accessories for Ethernet switch SFP F/O Fast Ethernet Transceiver (MM) 0-4km	ABB	M-FAST SFP-AM2LC	943 965-50*	4	Each		
3	RTU set (install in SCADA server panel)							
3.1	RTU 520 Specifications - 1 x Communication Unit 520-MC01 1 x Power Supply Unit 1 x Binary input 16CH 110-125 VDC 1 x RTU Basic license 250 DP ver 11 for RTU520 Power Supply 24 VDC Surge Protector for RS485 port	ABB MOXA or equal	520-MC01 R0002 520-SC01 R0001 520-BD01 R0002 Basic license 250 DP 560-PSU-40-R0001 ISD1130-T	TKGT156862R0002 TKGT031500R0001 TKGT031200R0002 TKGT011960R0011 TKGT011600R0001	1 1 1 1 1 1	Set Set Set Set Set		Sh 110-125VDC



รูปที่ 3.2 ตัวอย่างเอกสาร Bill Of Materials

### 3.3 I/O List

ในการทำเอกสาร I/O List นั้นมีความจำเป็นอย่างมากในการออกแบบโปรแกรมระบบควบคุมสถานีไฟฟ้าย่อยคลองพานทอง เนื่องจากต้องลิสต์ Input, Output, Point Alarm, Point Protection และอุปกรณ์ต่างๆไม่ว่าจะเป็น Breaker, Disconnect switch, Earth switch และ Status ต่างๆที่เกี่ยวข้องกับระบบ โดยสามารถดู point ต่างๆที่เกี่ยวข้องได้จาก Sing-line diagram และ เอกสารแบบตู้ 115kV เพื่อนำไปสร้าง data-base ในโปรแกรม MicroSCADA Pro Control System SYS600 9.4

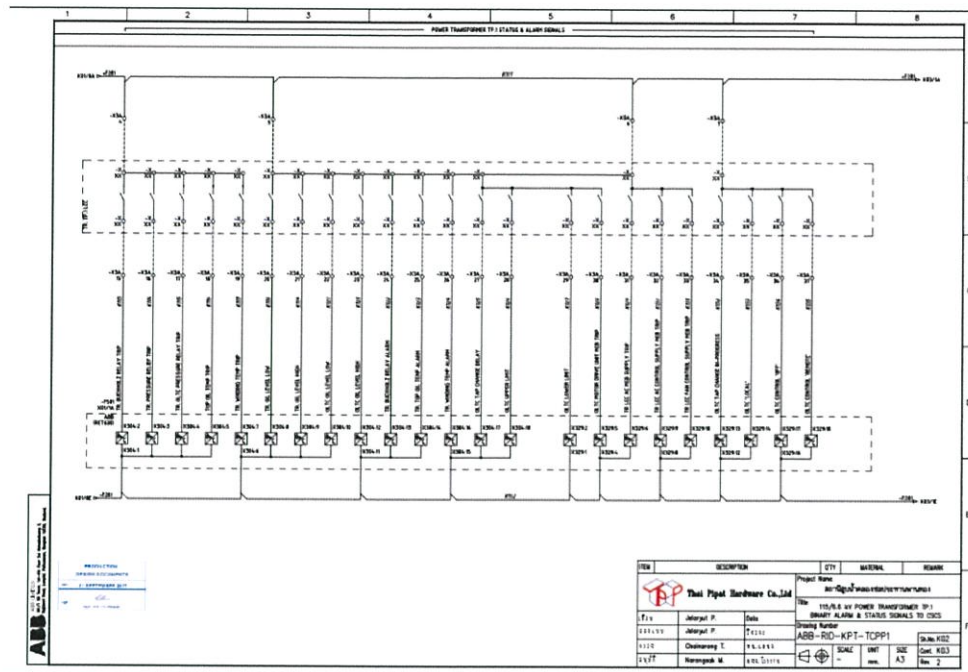
Process points description		MicroSCADA process database definitions						
SUB.	BAY	DEVICE	Point Name	State	LN	IX	UN	Remark
5	16	9						
<b>Status Indication</b>								
RID	TCPP1 LINE1		Bay local/remote-switch	Local / Remote	TP1_BAY	10	102	
RID	TCPP1 LINE1	CB-OA1	Breaker position indication	Close / Open	TP1_CB	10	102	
RID	TCPP1 LINE1	DS-QB1	Disconn. position indication	Close / Open	TP1_DS1	10	102	
RID	TCPP1 LINE1	DS-QB9	Disconn. position indication	Close / Open	TP1_DS2	10	102	
RID	TCPP1 LINE1	ES-QC1	Earth sw. position indication	Close / Open	TP1_ES1	10	102	
RID	TCPP1 LINE1	ES-QC9	Earth sw. position indication	Close / Open	TP1_ES2	10	102	
RID	TCPP1 LINE1	ES-QCB1	Earth sw. position indication	Close / Open	TP1_ES3	10	102	
RID	TCPP1 LINE1	ES-QCB2	Earth sw. position indication	Close / Open	TP1_ES4	10	102	
RID	TCPP1 LINE1		50BF relay status	On / Off	TP1_SW_BF	10	102	
RID	TCPP1 LINE1		Selector switch control status	SUB / CSCS	TP1_SW_CSCS	10	102	
RID	TCPP1 LINE1	AVR-01	AVR control switch	Manual / Auto	TP1_AVR_AM	10	101	
RID	TCPP1 LINE1		OLTC control	Local / Remote / Off	TP1_SW_OLTC	10	101	
RID	TCPP1 LINE1		Fan Control	Manual / Auto / Off	TP1_FAN_AM	10	101	
RID	TCPP1 LINE1		Fan Control	On / Off	TP1_FAN_CTRL	10	101	
RID	TCPP1 LINE1		87T switch status	On / Off	TP1_SW_87T	10	101	

COVER 115kV TCPP1 LINE1 6.6kV INCOMING COMMON\_ALARM (+)

รูปที่ 3.3 แสดงตัวอย่างเอกสาร I/O List



รูปที่ 3.4 แสดงตัวอย่าง Sing-line diagram



รูปที่ 3.5 แสดงตัวอย่าง Point Alarm โดยดูจากเอกสาร แบบตู้ 115kV

### 3.4 ออกแบบกราฟฟิกโดยใช้โปรแกรม MicroSCADA Pro Control System SYS600 9.4

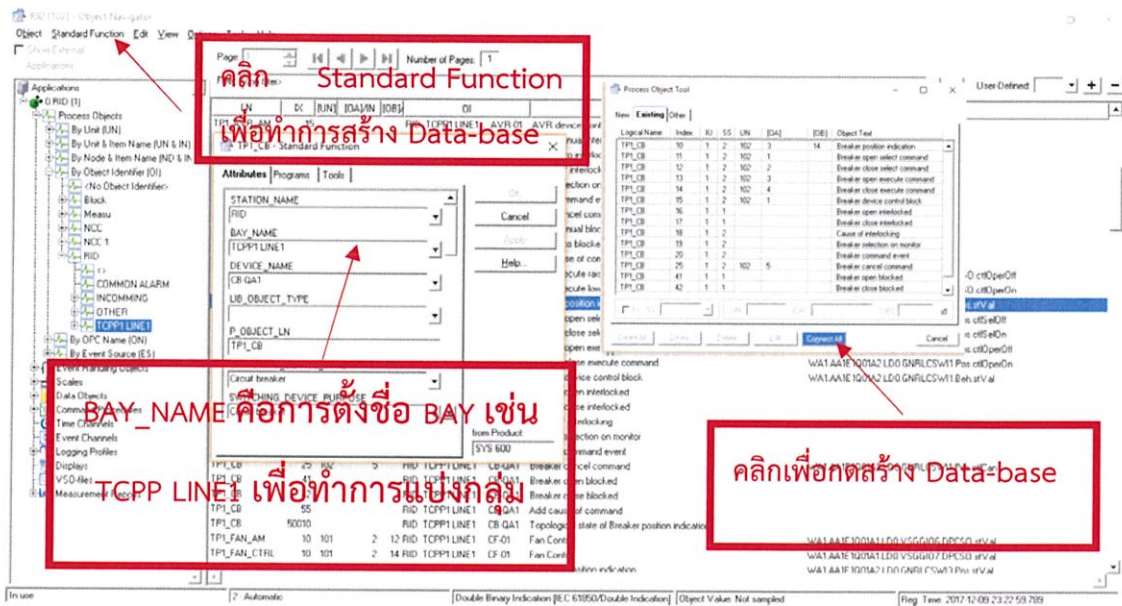
3.4.1 สร้าง Data-base โดยอ้างอิงจาก I/O List ซึ่งจะทำการแบ่งออกเป็น 4 กลุ่มเพื่อให้ง่ายต่อการค้นหาและแก้ไข Data-base

3.4.1.1 TCPP1 LINE1 เป็นกลุ่มของ Point Alarm, Point Protection และ อุปกรณ์ต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับ LINE 115kV

3.4.1.2 INCOMING เป็นกลุ่มของ Point Alarm, Point Protection และ อุปกรณ์ต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับ LINE 6.6kV

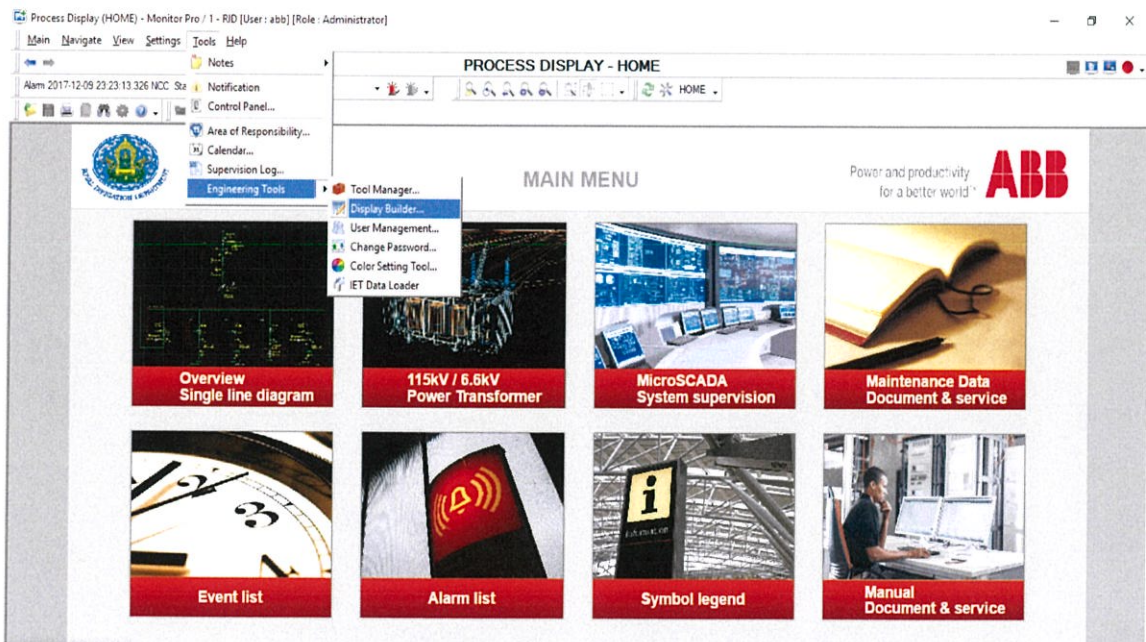
3.4.1.3 COMMON ALARM เป็นกลุ่มของ Point Alarm และ Spareเพิ่มเติม เมื่อลูกค้าต้องการ Point Alarm ต่างๆนอกเหนือจากเดิม

3.4.1.4 OTHER เป็นกลุ่มของ อุปกรณ์ต่างๆที่สร้างไว้เพื่อทำการออกแบบกราฟฟิก

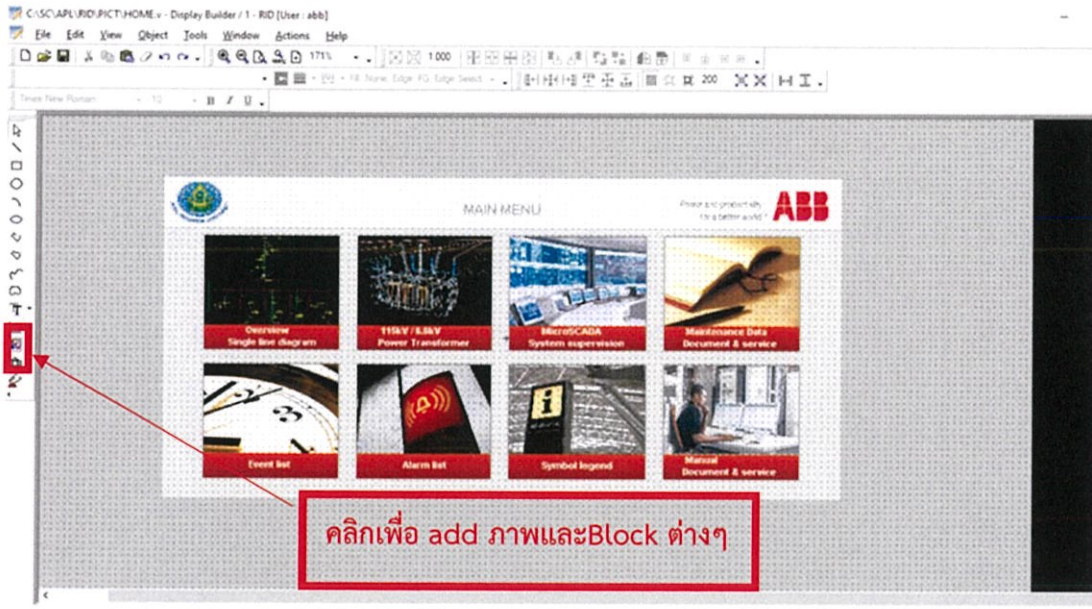


รูปที่ 3.6 แสดงการสร้าง Data-base

3.4.2 สร้างหน้า Main Menu เพื่อให้ลูกค้าเลือกใช้งาน menu ต่างๆได้ง่ายขึ้น โดยเมื่อต้องการสร้างหรือออกแบบหน้าต่างๆให้ทำการ เลือก Tool → Engineering Tool → Display Building ดังรูปที่ 3.6 จากนั้นทำการสร้าง Menu ต่างๆ

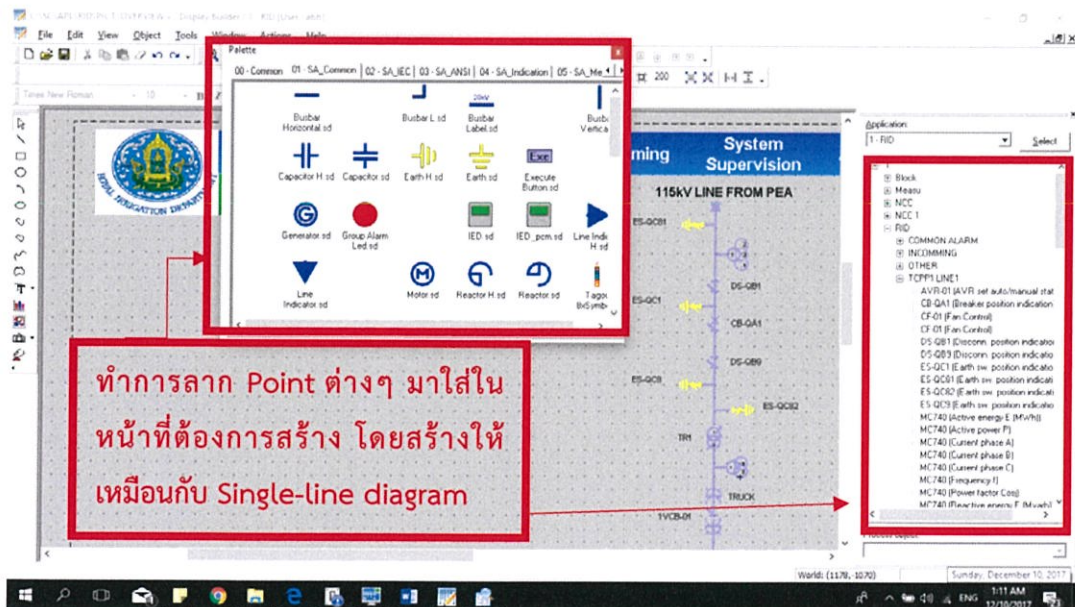


รูปที่ 3.7 แสดงการใช้ Tool เพื่อสร้างหน้า Main Menu

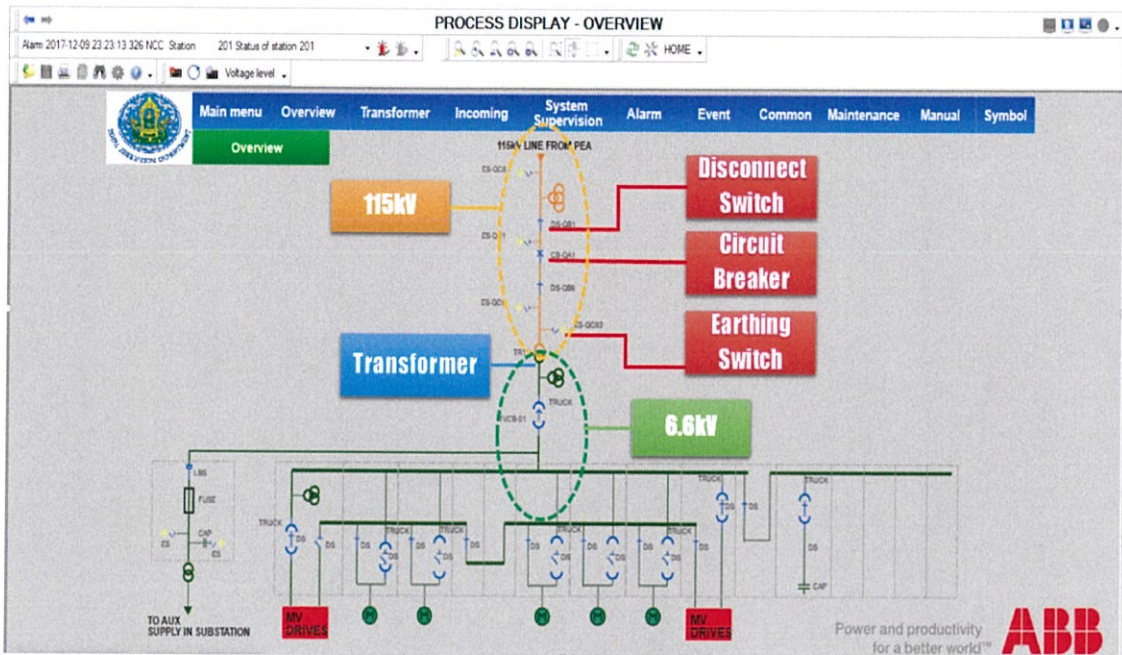


รูปที่ 3.8 แสดงการสร้างหน้า Main Menu

3.4.3 สร้างหน้า Overview ในหน้านี้จะแสดงถึง Single-Line diagram โดยจะนำ Data-base ที่สร้างไว้แล้วนำมาสร้างเป็น Single-Line diagram จากนั้นทำการฉีดยให้กับ Line ที่สร้างเพื่อให้ทราบ ว่าขณะนั้นมีไฟไหลอยู่หรือไม่ โดยสีส้มแสดงถึง 115kV และสีเขียวแสดงถึง 6.6kV ดังรูปที่ 3.9

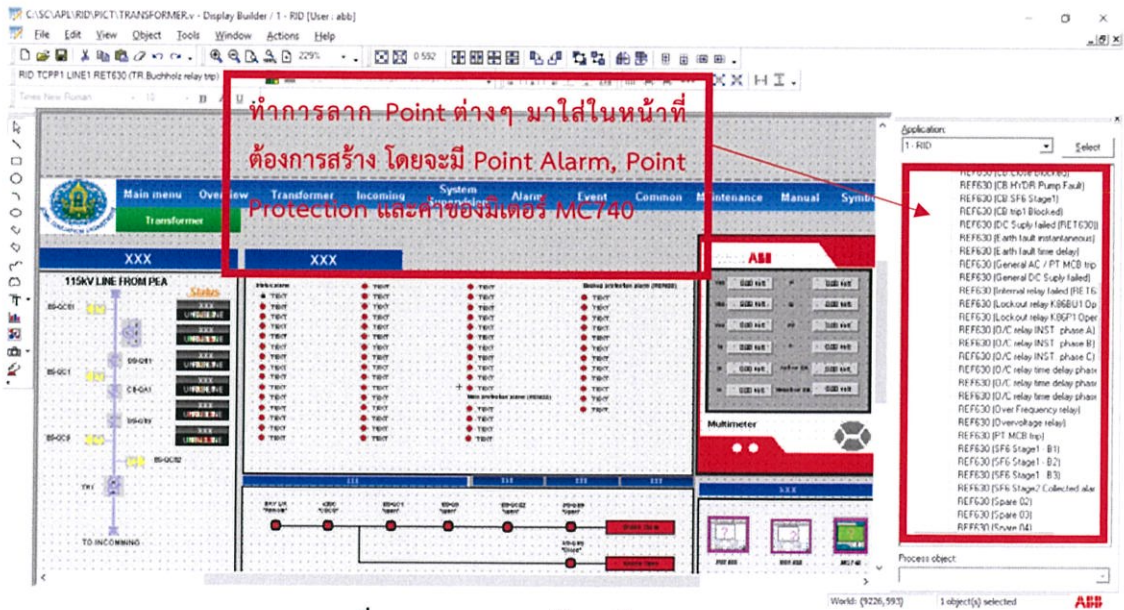


รูปที่ 3.9 แสดงวิธีการสร้างหน้า Overview

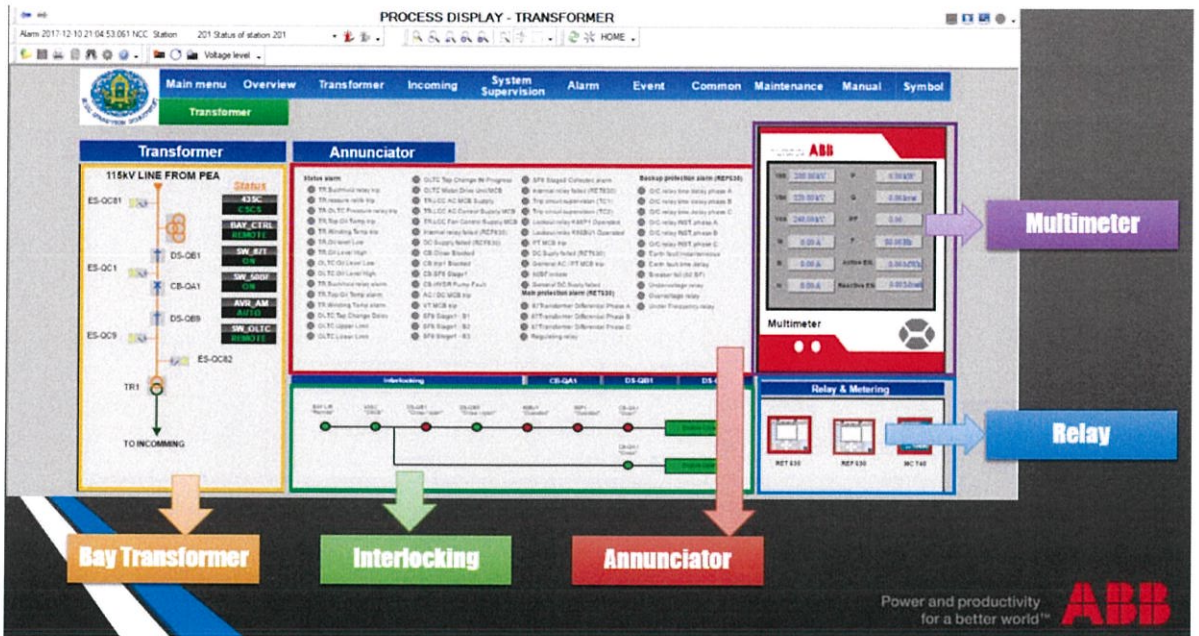


รูปที่ 3.10 แสดงหน้า Overview

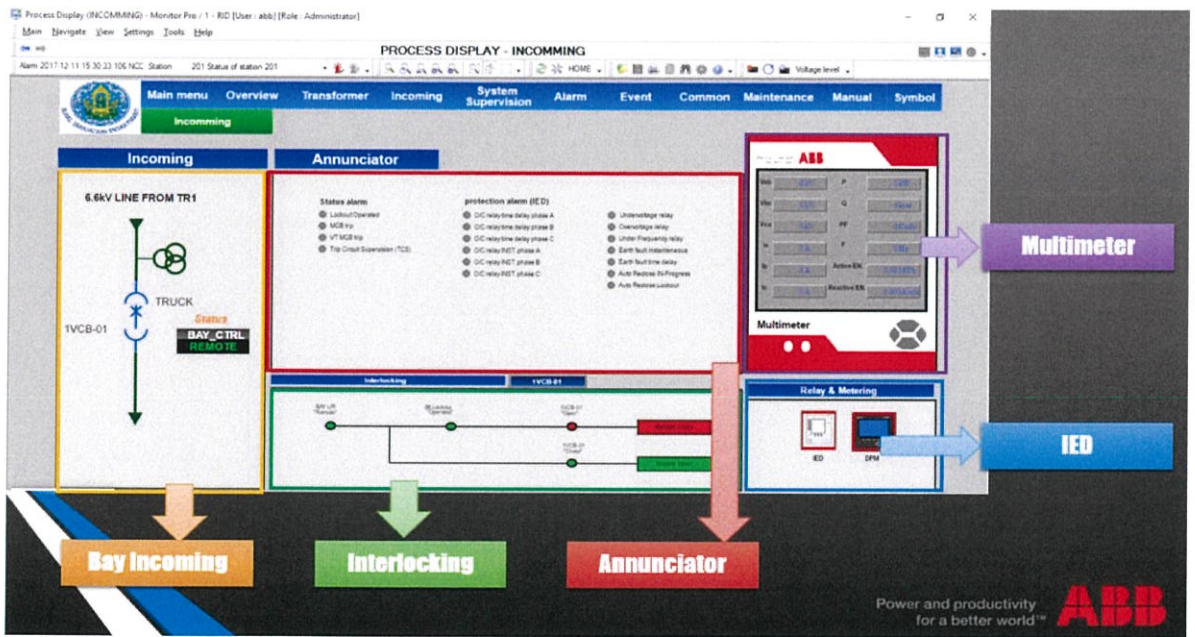
3.4.4 สร้างหน้า Transformer และหน้า Incoming ในหน้านี้จะแสดงถึง Point Alarm, Point Protection, ค่ากระแส และค่าโวลต์ จากมิเตอร์ (MC740) แสดง Interlock Breaker และ Interlock Disconnect



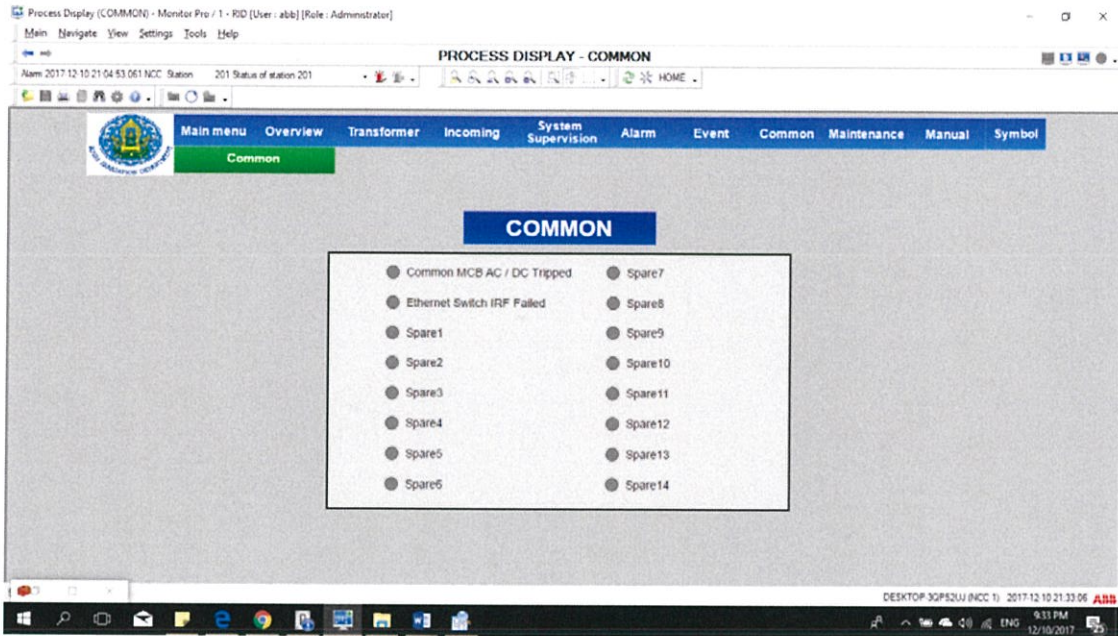
รูปที่ 3.11 แสดงการสร้างหน้า Transformer



รูปที่ 3.12 แสดงหน้า Transformer

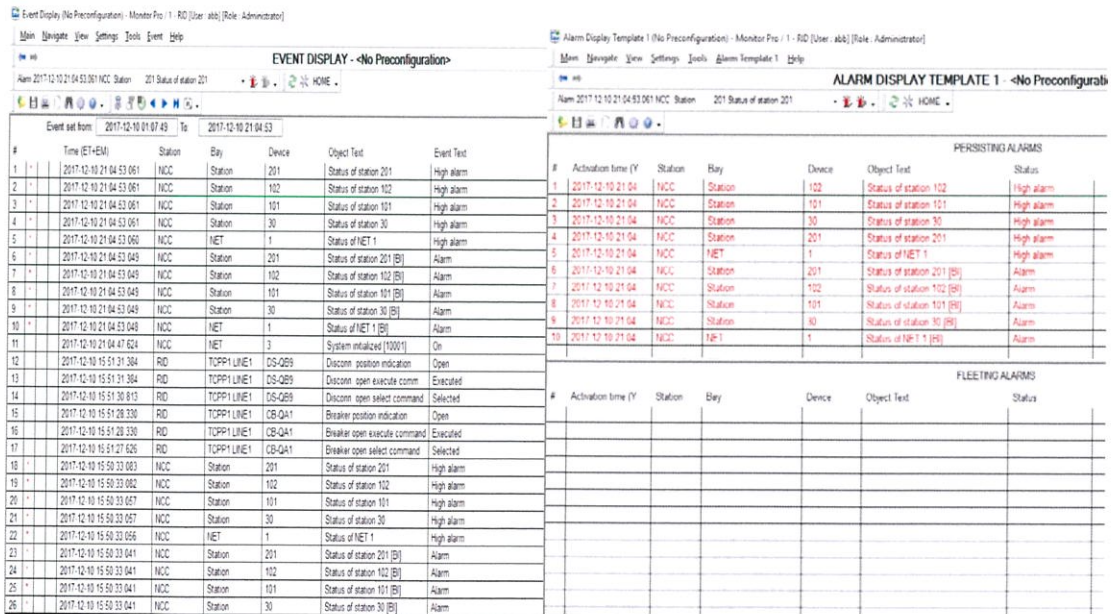


รูปที่ 3.13 แสดงหน้า Incoming



รูปที่ 3.14 แสดงหน้า Common

3.4.5 Event Display และ Alarm Display ในหน้านี้จะแสดง Event และ Alarm ต่างๆที่เกิดขึ้นกับระบบ เช่น การเปิด-ปิด เซอร์กิตเบรกเกอร์, Disconnect Switch และ Earthing Switch และ Fault ต่างๆที่เกิดขึ้นกับระบบ



รูปที่ 3.15 แสดงหน้า Event และ Alarm Display

### 3.5 Cable List

ในการทำ Cable List เพื่อทำการลิสต์สายไฟทั้งหมดที่ต้องใช้ในการเชื่อมต่ออุปกรณ์เข้าด้วยกัน เช่น สาย LAN และ Fiber เป็นต้น

**Fiber optic cable list**

Project: RID Klong Phan Thong Project  
 Location: RID Substation  
 Issued date: 2-Oct-2017  
 Rev: A  
 Prepared: Phanupong K.  
 Approved: Sant K.

Panel	Cable Mark	Cable Type	Connection	FROM	TO	M.	MARKER
•CSCS	Sever - SV(01)	Internal cable	LAN - LAN	CCP Sever.CH0X	CCP.SV(01).CH0X		CCP Sever CH0X / CCP.SV(01).CH0X
	GPS - SV(01)	Internal cable	LAN - LAN	CCP.GPS.CH0X	CCP.SV(01).CH0X		CCP.GPS.CH0X / CCP.SV(01).CH0X
	Future Sever - SV(01)	Internal cable	LAN - LAN	CCP.Future.Sever.CH0X	CCP.SV(01).CH0X		CCP.Future.Sever.CH0X / CCP.SV(01).CH0X
	RTU520 - SV(01)	Internal cable	LAN - LAN	RTU520.E1	CCP.SV(01).CH0X		RTU520.E1 / CCP.SV(01).CH0X
	SV(01) - HC Printer	External cable	LAN - LAN	CCP.SV(01).CH0X	VSP.HC.Printer		CCP.SV(01).CH0X / VSP.HC.Printer
	SV(01) - CPU	External cable	LAN - LAN	CCP.SV(01).CH0X	VSP.CPU		CCP.SV(01).CH0X / VSP.CPU
•TCPP1	RET630 - SV(01)	External cable	LC - LC	TCP1RET630	CCP.SV(01).CH0X		TCP1RET630 / CCP.SV(01).CH0X
	REF630 - SV(01)	External cable	LC - LC	TCP1REF630	CCP.SV(01).CH0X		TCP1REF630 / CCP.SV(01).CH0X
	MC740 - RTU520	External cable	RS485 - RJ45	TCP1MC740	RTU520.CP1		TCP1MC740 / RTU520.CP1
•SVGR	IED - SV(01)	External cable	XX - LC	SVGR.IED	CCP.SV(01).CH0X		SVGR.IED / CCP.SV(01).CH0X
	DPM - MC740	External cable	RS485 - RS485	SVGR.DPM	TCP1MC740		SVGR.DPM / TCP1MC740

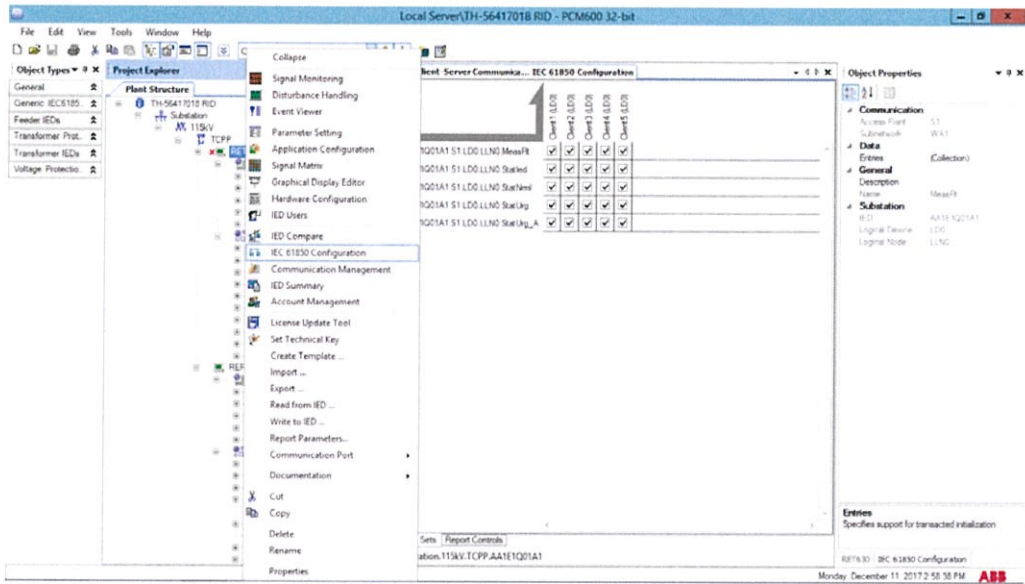
รูปที่ 3.16 แสดงเอกสาร Cable List

### 3.6 การสื่อสาร Communication

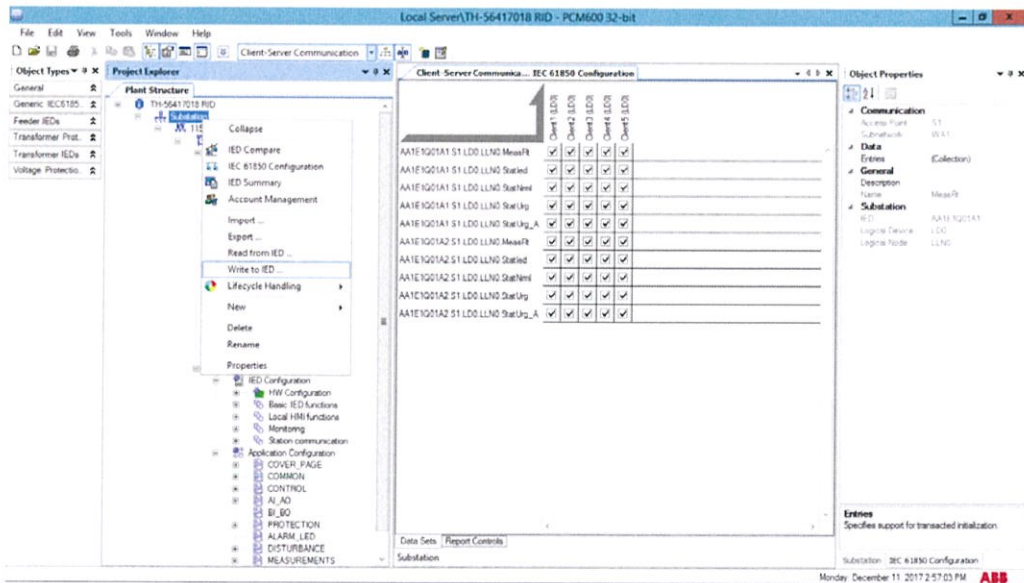
เป็นส่วนที่ยากและใช้ความเชี่ยวชาญสูงเพื่อให้อุปกรณ์ต่างๆสามารถสื่อสารกันได้และสามารถทำให้แสดงผลผ่านทางหน้าจคอมพิวเตอร์หรือ Work Station ได้

โดยแบ่งออกเป็น 4 ส่วนหลักๆ ดังนี้

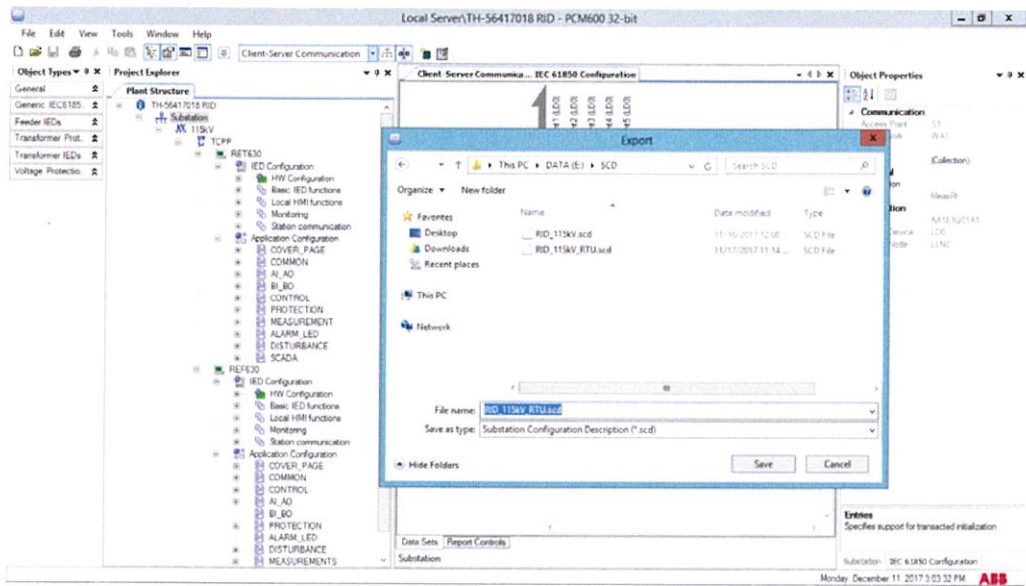
3.6.1 Write Configuration ที่สร้างมาจากโปรแกรม PCM ลงใน Relay RET630 และ REF630 โดยมีโดยเลือกใช้ IEC 61850 Configuration และทำการ Export ไฟล์ .SCD



รูปที่ 3.17 แสดงการเลือกใช้ IEC 61850 Configuration

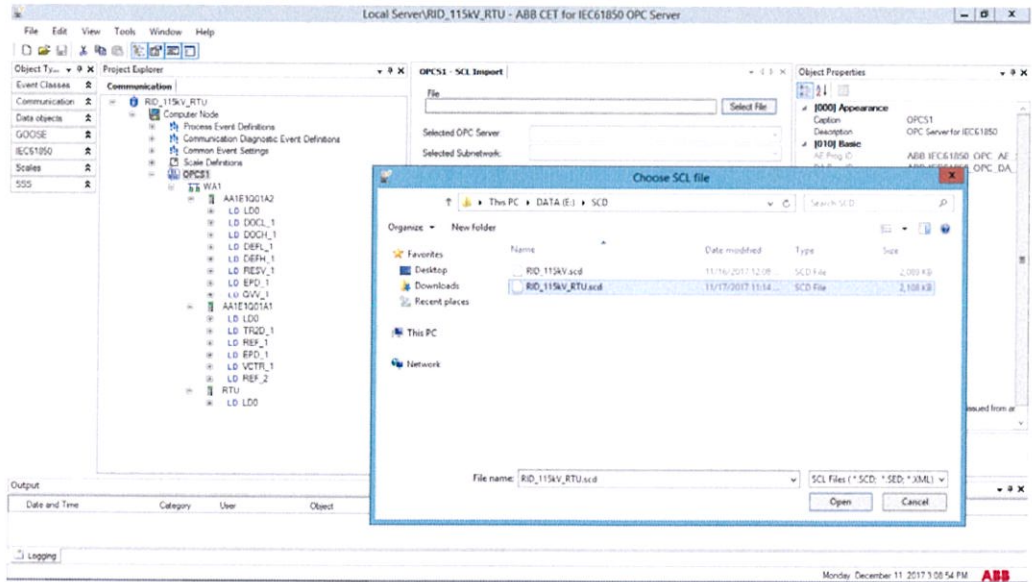


รูปที่ 3.18 แสดงการ Write Configuration

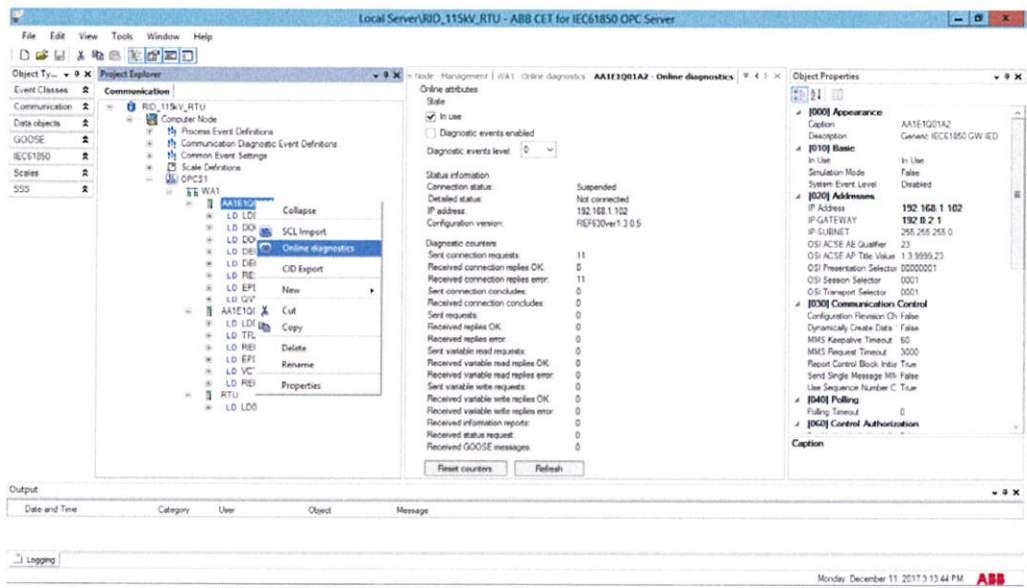


รูปที่3.19 แสดงการ Export ไฟล์ .SCD

3.6.2 CET (Communication Engineering Tool) เป็นโปรแกรมที่ใช้ Import ไฟล์ .SCD เพื่อใช้สถานะของรีเลย์ และเพื่อทำการสร้าง IEC 61850 OPC Server

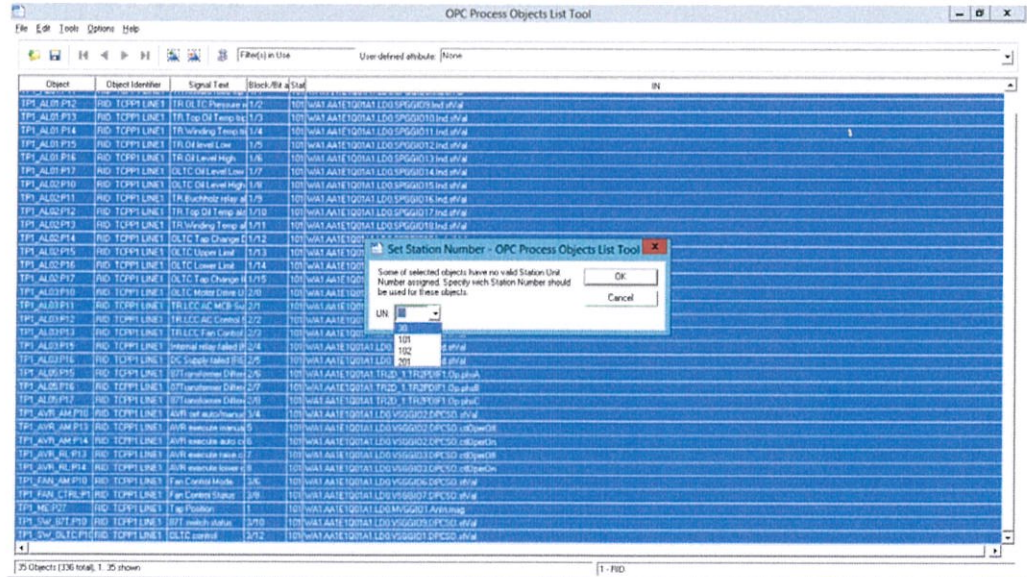


รูปที่3.20 แสดงการ Import ไฟล์ .SCD



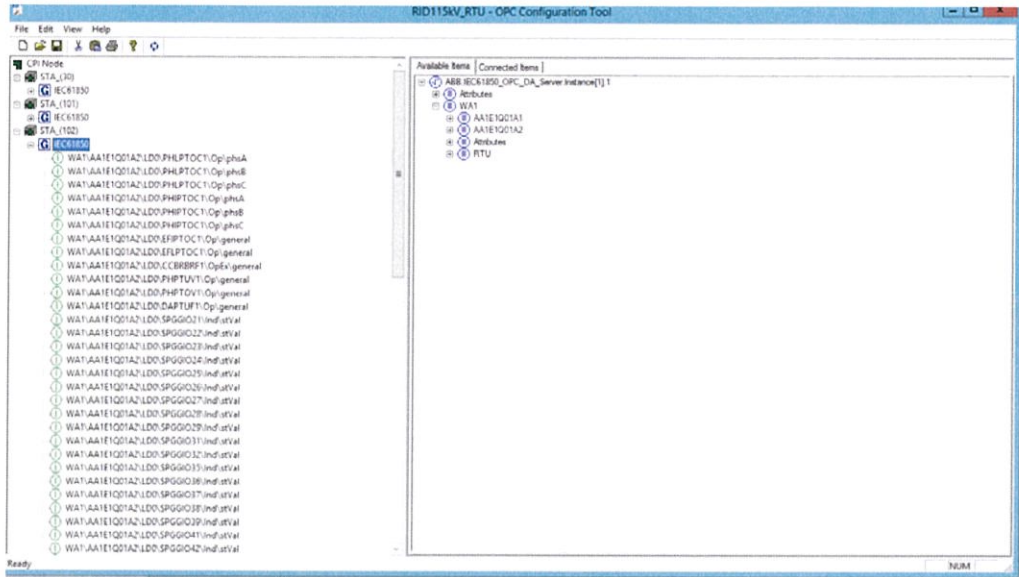
รูปที่ 3.21 แสดงการเช็คสถานะการทำงานของรีเลย์

3.6.3 OPC Process Object List ใช้กรอกแอดเดรสแบบอัตโนมัติให้วัตถุใน Process Object เพื่อใช้ในโปรแกรม External OPC Data Access Client Configuration Tool

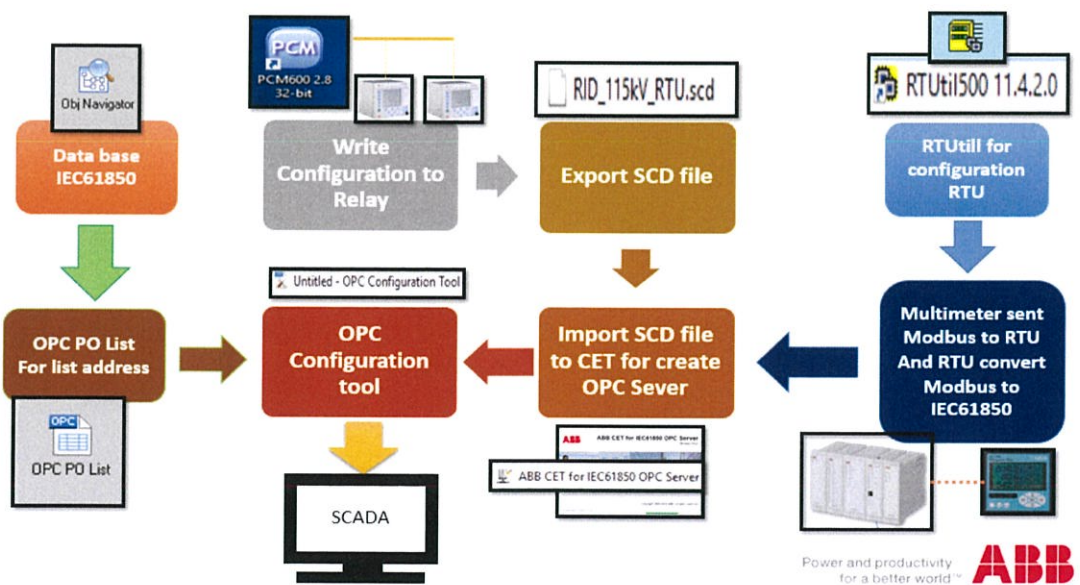


รูปที่ 3.22 แสดงการกรอกแอดเดรสแบบอัตโนมัติ

3.6.4 External OPC Data Access Client Configuration Tool เป็นโปรแกรมที่ใช้ในการตั้งค่า Client-Server เพื่อเชื่อมต่อกับ Work Station ให้สามารถติดต่อสื่อสารกับ Server และแสดงผลที่หน้าจอได้



รูปที่ 3.23 แสดงการตั้งค่า OPC Client-Server ด้วยโปรแกรม External OPC



รูปที่ 3.24 แสดงแผนภาพการทำการสื่อสาร

### 3.7 การทดสอบการทำงาน ณ โรงงาน (Pre-Factory Acceptance Test)

ทำการจำลองการเกิดความผิดพลาดภายในระบบเพื่อดูการแสดงผลและการแจ้งเตือนที่หน้าจอ และสังเกตการเปลี่ยนแปลง โดยการใส่ค่า Binary input ให้แต่ละอุปกรณ์เกิดการ ทำงานและแจ้งเตือน สัญญาณไฟ



รูปที่ 3.25 แสดงการจำลองการเกิดความผิดพลาดภายในระบบ

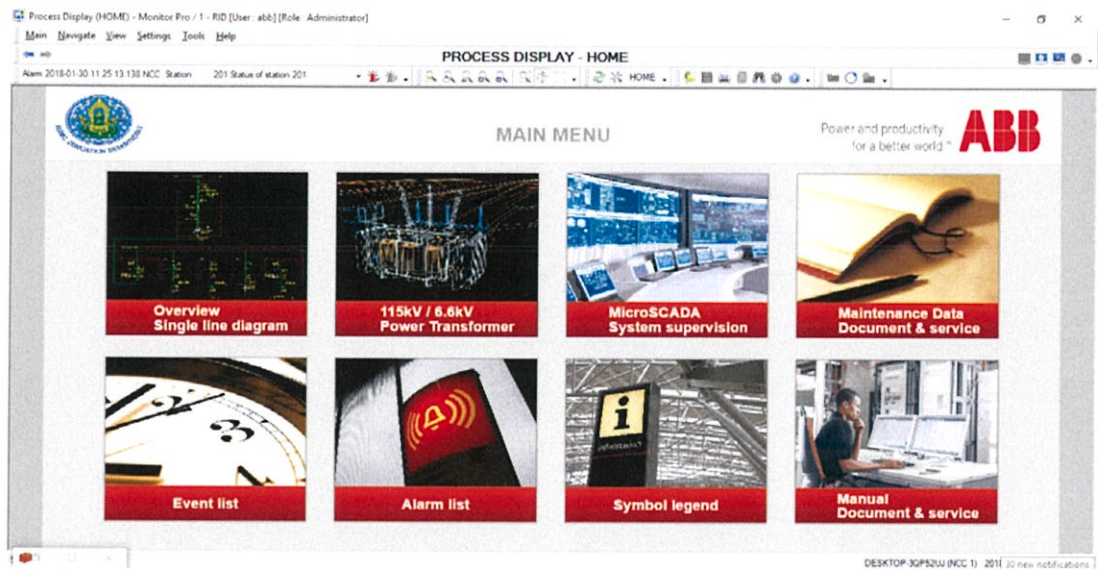
## บทที่ 4

### ผลการดำเนินงาน

จากวัตถุประสงค์และขอบเขตของโครงการฉบับนี้ สามารถแสดงผลการดำเนินงานจะออกเป็น 2 ส่วน

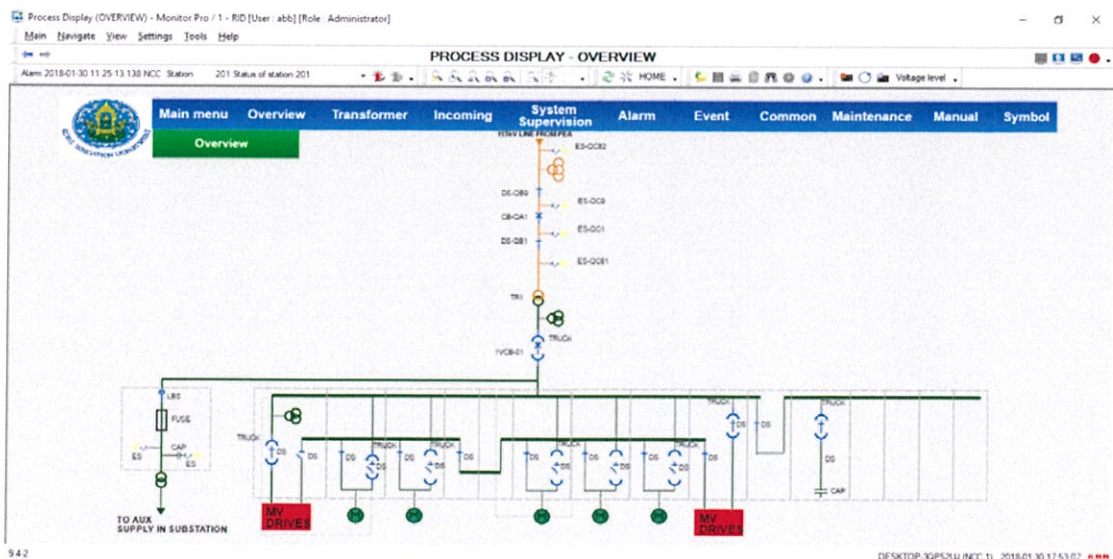
#### 4.1 การแสดงผลของแอปพลิเคชัน

4.1.1 Main Menu หน้าจอหลัก สำหรับกดเพื่อเข้าดูเมนูในหน้าอื่นๆ โดยจะแบ่งเป็นเมนูย่อยทั้งหมด 8 เมนู



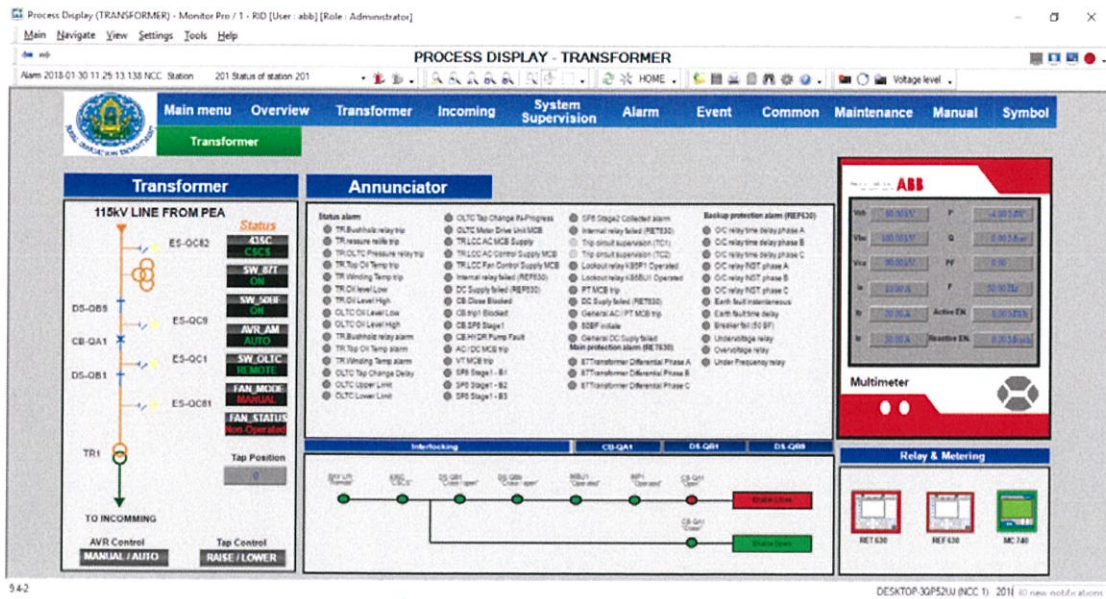
รูปที่ 4.1 แสดงหน้าจอ Main Menu

#### 4.1.2 Overview ส่วนแสดงผลโดยรวมของแผนภาพเส้นเดียว



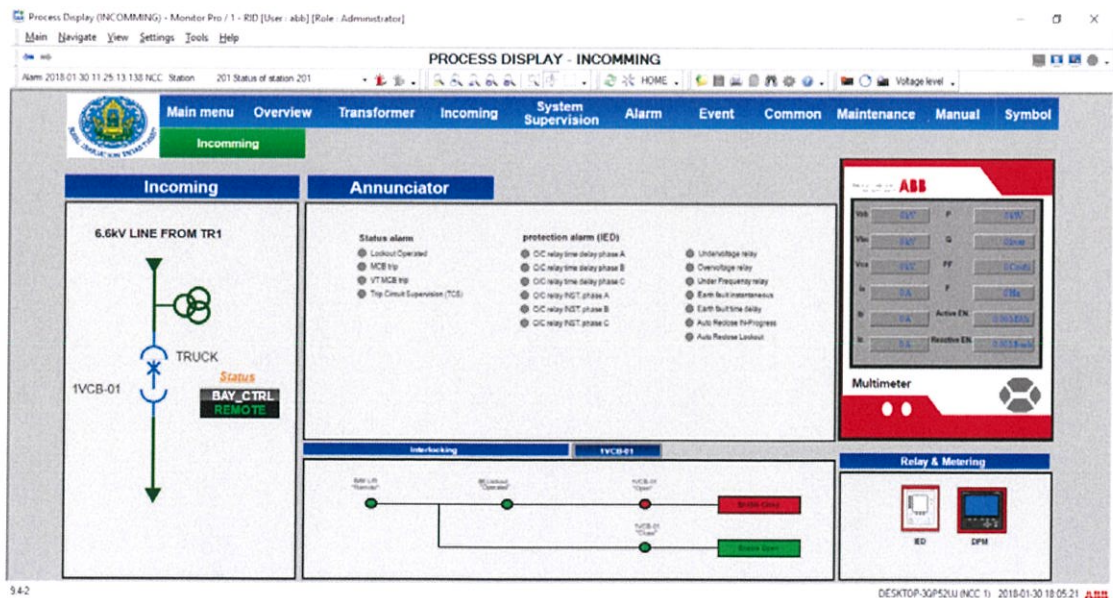
รูปที่ 4.2 แสดงหน้าจอ Overview

#### 4.1.3 Transformer จะแสดงผลเฉพาะส่วนที่เป็นไฟฟ้าแรงดันสูง 115kV



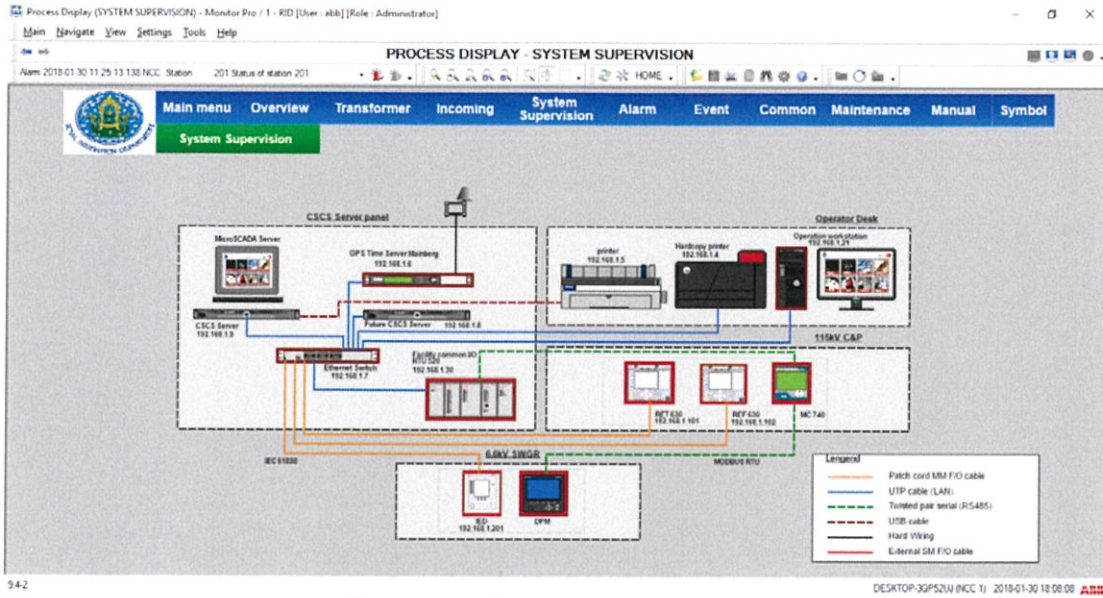
รูปที่ 4.3 แสดงหน้าจอ Transformer

#### 4.1.4 Incoming จะแสดงในส่วนของแรงดันไฟฟ้า 6.6kV



รูปที่ 4.4 แสดงหน้าจอ Incoming

4.1.5 System Supervision หน้าจอแสดงสถานะการทำงานของอุปกรณ์ทั้งระบบ ถ้าหากว่าขึ้นสีสีแดงแสดงว่าอุปกรณ์ยังไม่ได้เชื่อมต่อกับระบบ แต่ถ้าหากขึ้นสีเขียวแสดงว่าอุปกรณ์ตัวนั้นได้ต่อเข้ากับระบบแล้ว



รูปที่ 4.5 แสดงหน้าจอ System Supervision

4.1.6 Alarm Display แสดงผลการแจ้งเตือนเหตุการณ์ในระบบ เช่น เกิดการลัดวงจรไฟฟ้า จะมีการส่งสัญญาณ Alarm เตือน เพื่อให้ Operator รับรู้และทำการแก้ไขข้อผิดพลาดในระบบ

#	Activation time (Y)	Station	Bay	Device	Object Text	Status
1	2018-01-30 11:25	NCC	Station	102	Status of station 102	High alarm
2	2018-01-30 11:25	NCC	Station	101	Status of station 101	High alarm
3	2018-01-30 11:25	NCC	Station	30	Status of station 30	High alarm
4	2018-01-30 11:25	NCC	Station	201	Status of station 201	High alarm
5	2018-01-30 11:25	NCC	NET	1	Status of NET 1	High alarm
6	2018-01-30 11:25	NCC	Station	201	Status of station 201 (BI)	Alarm
7	2018-01-30 11:25	NCC	Station	102	Status of station 102 (BI)	Alarm
8	2018-01-30 11:25	NCC	Station	101	Status of station 101 (BI)	Alarm
9	2018-01-30 11:25	NCC	Station	30	Status of station 30 (BI)	Alarm
10	2018-01-30 11:25	NCC	NET	1	Status of NET 1 (BI)	Alarm
11	2018-01-30 11:25	BI	COMM/MON ALARM		Thermal Switch SW Failed	Alarm

รูปที่ 4.6 แสดงหน้าจอ Alarm

4.1.7 Event Display หน้านี้จะแสดงประวัติของเหตุการณ์ที่เคยเกิดขึ้นภายในระบบเช่น การเปิด-ปิด เซอร์คิตเบรกเกอร์, Disconnect Switch และ Earthing Switch

#	Time (ET+EM)	Station	Bay	Device	Object Text	Event Text
1	2018-01-30 17:44:26.025	RID	TCPP1 LINE1	DS-QB9	Disconn open interlocked	On
2	2018-01-30 17:44:26.025	RID	TCPP1 LINE1	DS-QB1	Disconn open interlocked	On
3	2018-01-30 17:44:26.025	RID	TCPP1 LINE1	CB-QA1	Breaker open interlocked	Off
4	2018-01-30 17:44:26.025	RID	TCPP1 LINE1	CB-QA1	Breaker close interlocked	On
5	2018-01-30 17:44:24.130	RID	TCPP1 LINE1	CB-QA1	Breaker position indication	Closed
6	2018-01-30 17:44:24.129	RID	TCPP1 LINE1	CB-QA1	Breaker close execute command	Executed
7	2018-01-30 17:44:23.364	RID	TCPP1 LINE1	CB-QA1	Breaker close select command	Selected
8	2018-01-30 17:34:08.034	RID	TCPP1 LINE1	DS-QB1	Disconn open interlocked	Off
9	2018-01-30 17:34:08.034	RID	TCPP1 LINE1	DS-QB1	Disconn close interlocked	On
10	2018-01-30 17:34:06.577	RID	TCPP1 LINE1	DS-QB1	Disconn position indication	Closed
11	2018-01-30 17:34:06.577	RID	TCPP1 LINE1	DS-QB1	Disconn close execute command	Executed
12	2018-01-30 17:34:05.807	RID	TCPP1 LINE1	DS-QB1	Disconn close select command	Selected
13	2018-01-30 17:34:00.021	RID	TCPP1 LINE1	DS-QB1	Disconn open interlocked	On
14	2018-01-30 17:34:00.021	RID	TCPP1 LINE1	DS-QB1	Disconn close interlocked	Off
15	2018-01-30 17:33:58.310	RID	TCPP1 LINE1	DS-QB1	Disconn position indication	Open
16	2018-01-30 17:33:58.310	RID	TCPP1 LINE1	DS-QB1	Disconn open execute command	Executed
17	2018-01-30 17:33:55.184	RID	TCPP1 LINE1	DS-QB1	Disconn open select command	Selected
18	2018-01-30 17:33:36.032	RID	TCPP1 LINE1	DS-QB9	Disconn open interlocked	Off
19	2018-01-30 17:33:36.032	RID	TCPP1 LINE1	DS-QB1	Disconn open interlocked	Off
20	2018-01-30 17:33:36.032	RID	TCPP1 LINE1	CB-QA1	Breaker open interlocked	On
21	2018-01-30 17:33:36.032	RID	TCPP1 LINE1	CB-QA1	Breaker close interlocked	Off
22	2018-01-30 17:33:35.499	RID	TCPP1 LINE1	CB-QA1	Breaker position indication	Open
23	2018-01-30 17:33:35.499	RID	TCPP1 LINE1	CB-QA1	Breaker open execute command	Executed
24	2018-01-30 17:33:34.277	RID	TCPP1 LINE1	CB-QA1	Breaker open select command	Selected
25	2018-01-30 11:25:13.138	NCC	Station	201	Status of station 201	High alarm
26	2018-01-30 11:25:13.138	NCC	Station	102	Status of station 102	High alarm

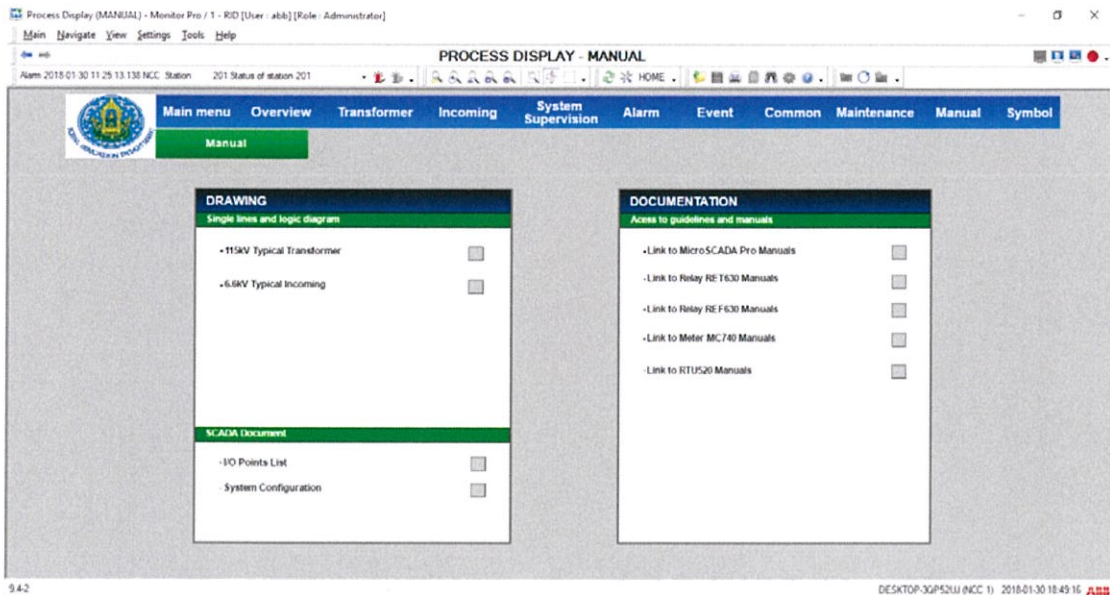
รูปที่4.7 แสดงหน้าจอ Event

4.1.8 Symbol legend ในหน้าจะแสดงสัญลักษณ์ต่างๆที่เกี่ยวข้องเพื่อให้ผู้ใช้งานนั้นสามารถเข้าใจสัญลักษณ์ต่างๆที่ใช้ในระบบ

SYMBOL LEGEND	BUSBAR COLORING	PROTECTIVE DEVICE NUMBERS	ANSI/IEEE standard
Circuit breaker	Online 115kV level	21 Impedance protection (Distance)	79 Autoreclosing
Disconnecting switch	Online 6.6kV level	21N Distance	81 Frequency protection
Truck	Online 0.69kV level	25 Synchronizing	86B Bus lockout
Capacitor Bank	Online 0.4kV level	27 Undervoltage	86L Line lockout
Load break switch	Unpowered	50 Instantaneous overcurrent	86T Transformer lockout
Earth	Connected to earth	50N Instantaneous residual overcurrent	87B Bus differential
Power transformer	Not connected to IED or not update status	50ARC ARC detection	87B1 Bus zone 1 differential
Current transformer	<b>OBJECT STATUS</b>	50BF Time delay breaker failure	87B2 Bus zone 2 differential
Voltage transformer	Online	51 Time delay overcurrent	87L Line differential
	Simulated object	51N Time delay residual overcurrent	87REF Restricted earth fault
	Under selected object	51G Time delay ground overcurrent	87T Transformer differential
	Offline	59 Overvoltage	
		59N Residual overvoltage	
		59H Residual overvoltage	
		64 Restricted earth fault	
		67N Directional residual overcurrent	


รูปที่4.8 แสดงหน้าจอ Symbol legend

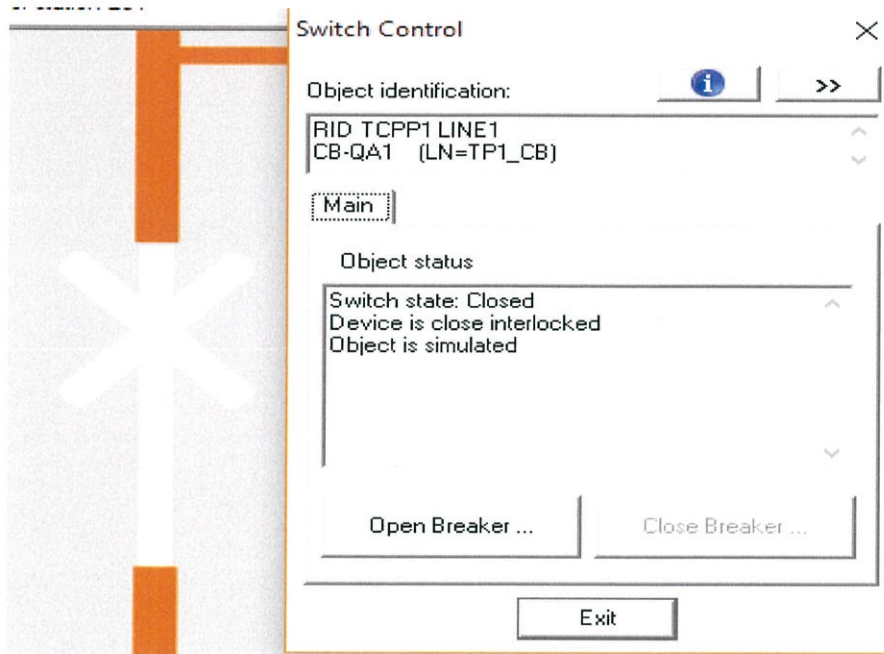
#### 4.1.9 Manual Document & Service ในหน้าจอนี้จะมีเอกสารต่างๆที่ผู้ใช้งานต้องการเพื่อเป็นแนวทางในการศึกษาการใช้งานโปรแกรม



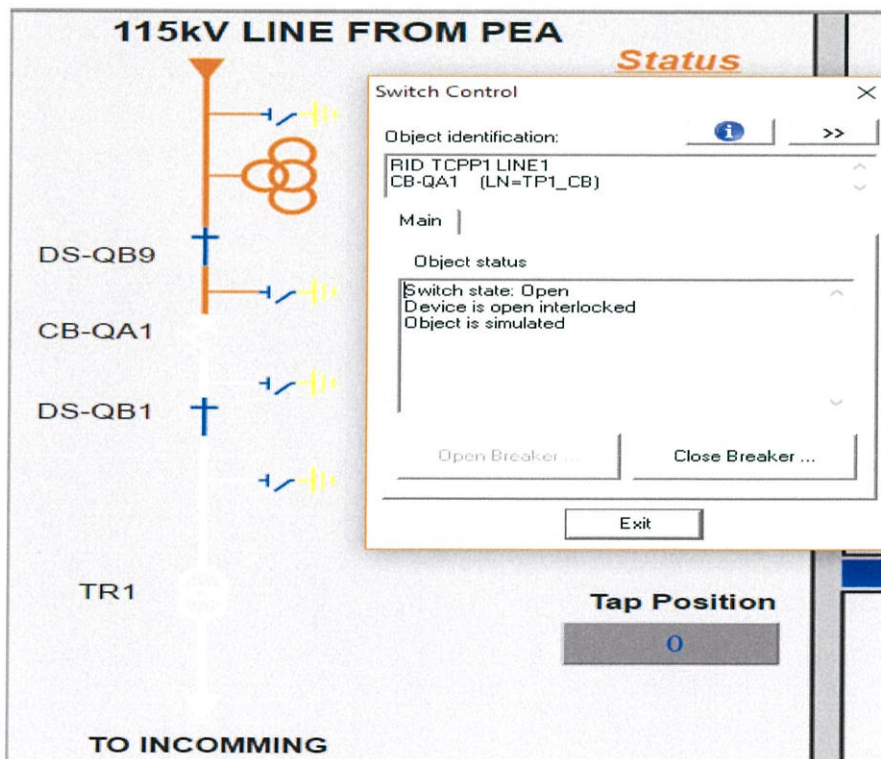
รูปที่4.9 แสดงหน้าจอ Manual Document & Service

#### 4.2 การทำงานของแอปพลิเคชันและอุปกรณ์

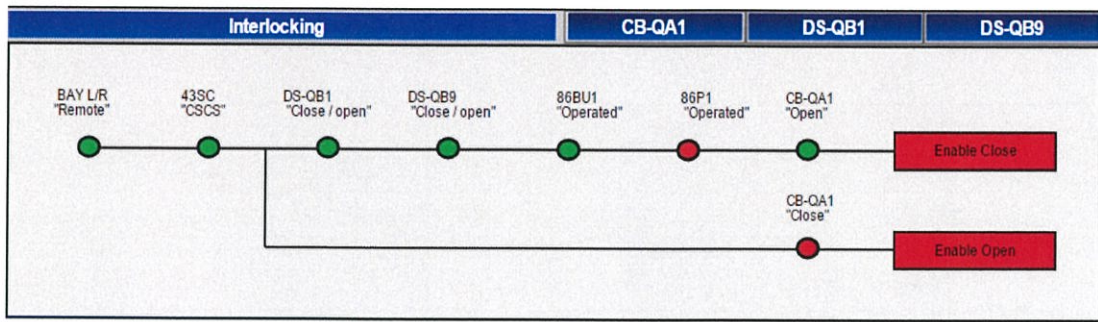
4.2.1 ทดสอบการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์ เมื่อทำการคลิกที่สัญลักษณ์  จะปรากฏหน้าต่างดังรูปที่4.10 กรณีที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดอยู่ เราสามารถสั่งให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ เปิดได้ เมื่อการเปิดเซอร์กิตเบรกเกอร์แล้วเส้นสีส้มที่แสดงถึงแรงดันไฟฟ้า 115 kV ก็จะกลายเป็นสีขาวเพื่อเป็นการบอกว่าไม่มีไฟฟ้าไหลผ่าน ณ จุดนั้น ดังรูปที่4.11 และในกรณีที่เซอร์กิตเบรกเกอร์เปิดอยู่เราสามารถสั่งให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ ปิดได้เช่นกัน อย่างไรก็ตามขึ้นอยู่กับ Interlocking ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ด้วย ดังรูปที่4.12 ถ้าหากเป็นสีเขียวที่ Enable Open หรือ Enable Close แสดงว่าเซอร์กิตเบรกเกอร์สามารถทำการสั่งการเปิดหรือปิดได้ แต่ถ้าหากเป็นเป็นสีแดงที่ Enable Open หรือ Enable Close แสดงว่าเซอร์กิตเบรกเกอร์ไม่สามารถทำการสั่งการเปิดหรือปิดได้เนื่องจากติด Interlocking จึงต้องไปดูสาเหตุว่าติด Interlocking ณ ที่ใด และเมื่อทำการสั่งเปิด-ปิด เซอร์กิตเบรกเกอร์แล้ว ในหน้าจอ Event จะขึ้นว่าเราได้ทำการสั่งเปิด-ปิดเซอร์กิตเบรกเกอร์ ณ ช่วงเวลาใด และขึ้นสถานะว่า Open-Closed ดังรูปที่4.13



รูปที่4.10 แสดงหน้าต่างเพื่อทำการสั่งการเปิด-ปิด เซอร์กิตเบรกเกอร์



รูปที่4.11 แสดงการสั่งการเปิด เซอร์กิตเบรกเกอร์



รูปที่ 4.12 แสดง Interlocking ของเซอร์กิตเบรกเกอร์

Main Navigate View Settings Tools Event Help

EVENT DISPLAY - <No Preconfiguration>

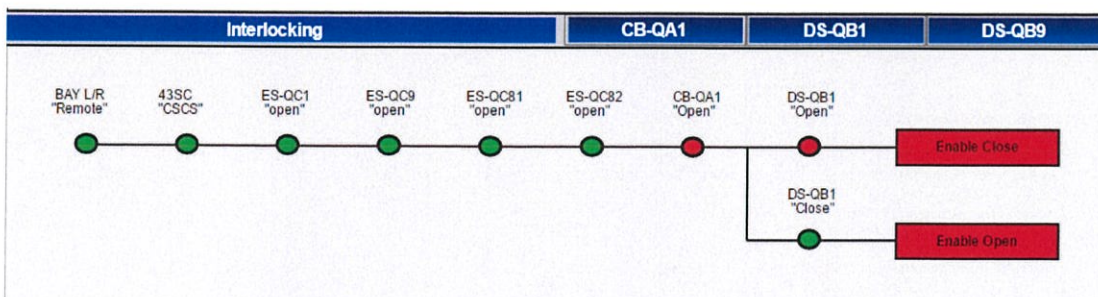
Alarm 2018-01-30 19:23:33 114 NCC Station 201 Status of station 201

Event set from: 2018-01-30 17:33:35 To: 2018-01-30 19:45:58

#	Time (ET+EM)	Station	Bay	Device	Object Text	Event Text
1	2018-01-30 19:45:58.025	RID	TCPP1 LINE1	DS-QB9	Disconn. open interlocked	On
2	2018-01-30 19:45:58.024	RID	TCPP1 LINE1	DS-QB1	Disconn. open interlocked	On
3	2018-01-30 19:45:58.024	RID	TCPP1 LINE1	CB-QA1	Breaker open interlocked	Off
4	2018-01-30 19:45:58.024	RID	TCPP1 LINE1	CB-QA1	Breaker close interlocked	On
5	2018-01-30 19:45:58.008	RID	TCPP1 LINE1	CB-QA1	Breaker position indication	Closed
6	2018-01-30 19:45:58.008	RID	TCPP1 LINE1	CB-QA1	Breaker close execute command	Executed
7	2018-01-30 19:45:57.304	RID	TCPP1 LINE1	CB-QA1	Breaker close select command	Selected
8	2018-01-30 19:45:24.028	RID	TCPP1 LINE1	DS-QB9	Disconn. open interlocked	Off
9	2018-01-30 19:45:24.028	RID	TCPP1 LINE1	DS-QB9	Disconn. close interlocked	On
10	2018-01-30 19:45:23.559	RID	TCPP1 LINE1	DS-QB9	Disconn. position indication	Closed
11	2018-01-30 19:45:23.559	RID	TCPP1 LINE1	DS-QB9	Disconn. close execute command	Executed
12	2018-01-30 19:45:22.710	RID	TCPP1 LINE1	DS-QB9	Disconn. close select command	Selected
13	2018-01-30 19:45:12.032	RID	TCPP1 LINE1	DS-QB9	Disconn. open interlocked	On

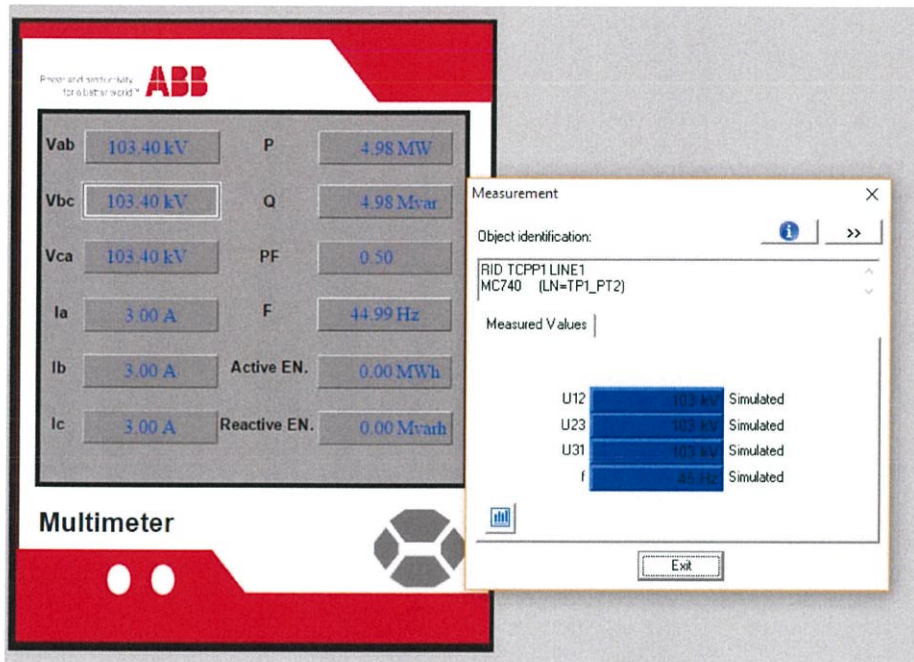
รูปที่ 4.13 แสดงการปิด เซอร์กิตเบรกเกอร์ในหน้า Event

4.2.2 ทดสอบการทำงานของ Disconnect Switch เมื่อทำการคลิกที่สัญลักษณ์ † จะปรากฏหน้าต่างออกมาเพื่อทำการสั่งการเปิด-ปิด Disconnect Switch แต่จะไม่สามารถทำการสั่งการได้เนื่องจากต้องทำการเปิด เซอร์กิตเบรกเกอร์เสียก่อน โดยดูจาก Interlocking ของ Disconnect Switch ถ้าไม่ทำการสั่งเปิดเซอร์กิตเบรกเกอร์ Enable Open จะไม่แสดงสีเขียวดังรูปที่ 4.14 และเมื่อเราทำการสั่งเปิดเซอร์กิตเบรกเกอร์แล้ว เราก็จะสามารถสั่งการเปิด Disconnect Switch ได้ และในหน้าจอ Event จะขึ้นว่าเราได้ทำการสั่งเปิด-ปิด Disconnect Switch ณ ช่วงเวลาใด และขึ้นสถานะว่า Open-Closed ดังรูปที่ 4.15

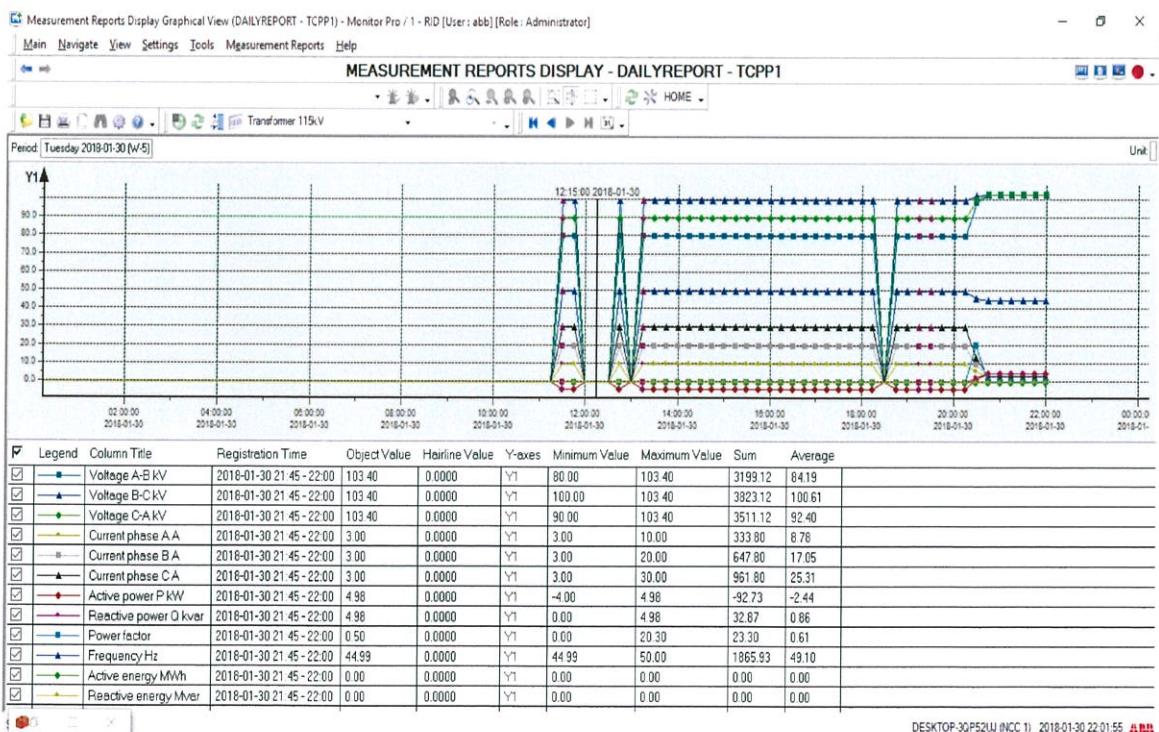


รูปที่ 4.14 แสดง Interlocking ของ Disconnect Switch

4.2.3 ทดสอบการทำงานของ Multimeter โดยทำการจำลองค่ากระแสและแรงดันให้กับมัลติมิเตอร์ และตรวจสอบว่าค่าที่ได้จากมัลติมิเตอร์นั้นตรงกับค่าที่โปรแกรม SCADA แสดงผ่านทางหน้าจอคอมพิวเตอร์ดังรูปที่ 4.15 จากนั้นจะทำการบันทึกค่าและทำเป็น Measurement Report ดังรูปที่ 4.16

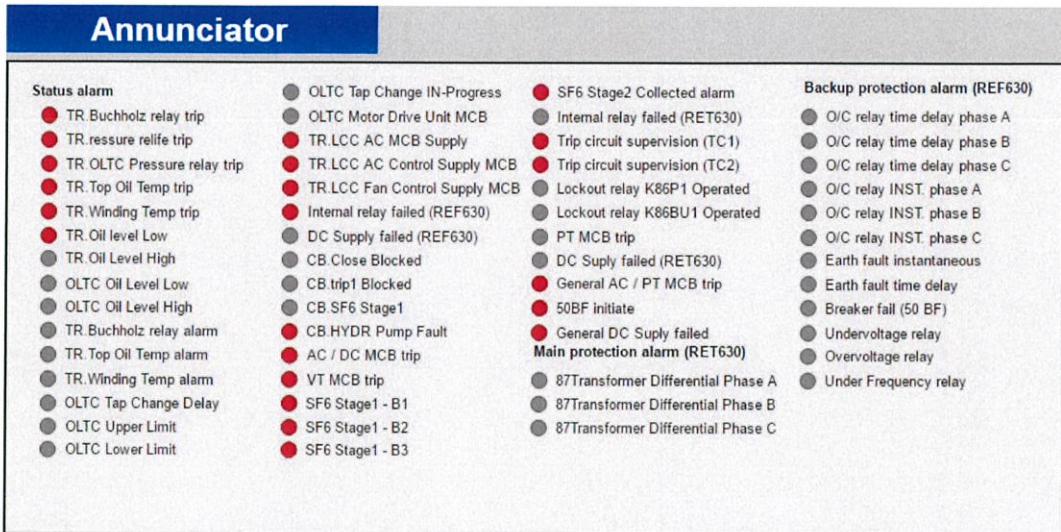


รูปที่ 4.15 แสดงค่าที่อ่านได้จาก Multimeter



รูปที่ 4.16 แสดงการบันทึกค่าที่อ่านได้จาก Multimeter (Measurement Report)

4.2.4 ทดสอบการทำงานของสัญญาณเตือน กรณีปกติสถานะของสัญญาณเตือนจะเป็นสีเขียว และในกรณีเกิดเหตุการณ์ผิดปกติในระบบสถานะสัญญาณเตือนจะขึ้นสีแดงดังรูปที่4.17 และจะแสดงในหน้า Alarm และ Event ด้วย ดังรูปที่4.18 และรูปที่4.19



รูปที่4.17 แสดงสัญญาณเตือนเมื่อเกิดความผิดปกติในระบบ

Event Display (No Preconfiguration) - Monitor Pro / 1 - RID [User : abb] [Role : Administrator]

Main Navigate View Settings Tools Event Help

EVENT DISPLAY - <No Preconfiguration>

Alarm 2018-01-30 21:04:32.087 RID TCPP1 LINE1 RET630 Internal relay failed (REF - )

Event set from: 2018-01-30 19:23:33 To: 2018-01-30 21:04:32

#	*	Time (ET+EM)	Station	Bay	Device	Object Text	Event Text
1	*	2018-01-30 21 04 32 087	RID	TCPP1 LINE1	RET630	Internal relay failed (REF630)	Failed
2	*	2018-01-30 21 04 28 522	RID	TCPP1 LINE1	RET630	Spare01	On
3	*	2018-01-30 21 04 24 428	RID	TCPP1 LINE1	RET630	TR LCC Fan Control Supply MCB	Tripped
4	*	2018-01-30 21 04 18 906	RID	TCPP1 LINE1	RET630	TR LCC AC Control Supply MCB	Tripped
5	*	2018-01-30 21 04 15 038	RID	TCPP1 LINE1	RET630	TR LCC AC MCB Supply	Tripped
6	*	2018-01-30 21 04 06 790	RID	TCPP1 LINE1	RET630	TR Oil level Low	Alarm
7	*	2018-01-30 21 04 03 609	RID	TCPP1 LINE1	RET630	TR Winding Temp trip	Tripped
8	*	2018-01-30 21 04 00 293	RID	TCPP1 LINE1	RET630	TR Top Oil Temp trip	Tripped
9	*	2018-01-30 21 03 57 167	RID	TCPP1 LINE1	RET630	TR OLTC Pressure relay trip	Tripped
10	*	2018-01-30 21 03 52 969	RID	TCPP1 LINE1	RET630	TR ressure reliefe trip	Tripped
11	*	2018-01-30 21 03 49 651	RID	TCPP1 LINE1	RET630	TR Buchholz relay trip	Tripped
12	*	2018-01-30 21 03 44 189	RID	TCPP1 LINE1	REF630	General DC Suply failed	Alarm
13	*	2018-01-30 21 03 40 826	RID	TCPP1 LINE1	REF630	50BF initiate	Alarm
14	*	2018-01-30 21 03 37 017	RID	TCPP1 LINE1	REF630	General AC / PT MCB trip	Alarm
15	*	2018-01-30 21 03 27 456	RID	TCPP1 LINE1	REF630	Spare 03	Alarm
16	*	2018-01-30 21 03 24 341	RID	TCPP1 LINE1	REF630	SF6 Stage2 Collected alarm	Alarm
17	*	2018-01-30 21 03 20 246	RID	TCPP1 LINE1	REF630	Spare 02	Alarm
18	*	2018-01-30 21 03 17 314	RID	TCPP1 LINE1	REF630	SF6 Stage1 - B3	Alarm
19	*	2018-01-30 21 03 12 170	RID	TCPP1 LINE1	REF630	SF6 Stage1 - B2	Alarm
20	*	2018-01-30 21 03 08 903	RID	TCPP1 LINE1	REF630	SF6 Stage1 - B1	Alarm
21	*	2018-01-30 21 03 05 692	RID	TCPP1 LINE1	REF630	VT MCB trip	Alarm
22	*	2018-01-30 21 03 01 838	RID	TCPP1 LINE1	REF630	AC / DC MCB trip	Alarm
23	*	2018-01-30 21 02 57 858	RID	TCPP1 LINE1	REF630	CB HYDR Pump Fault	Alarm
24	*	2018-01-30 19 59 04 034	RID	TCPP1 LINE1	DS-QB9	Disconn open interlocked	On
25	*	2018-01-30 19 59 04 033	RID	TCPP1 LINE1	DS-QB1	Disconn open interlocked	On
26	*	2018-01-30 19 59 04 031	RID	TCPP1 LINE1	CB-QA1	Breaker open interlocked	Off

รูปที่4.18 แสดงสัญญาณเตือนในหน้า Event

ALARM DISPLAY TEMPLATE 1 - <No Preconfigur

Alarm 2018-01-30 21:04:32.087 RID TCPP1 LINE1 RET630 Internal relay failed (REF

PERSISTING ALARMS						
#	Activation time (Y...	Station	Bay	Device	Object Text	Status
1	2018-01-30 21:04	RID	TCPP1 LINE1	RET630	Internal relay failed (REF630)	Alarm
2	2018-01-30 21:04	RID	TCPP1 LINE1	RET630	TR LCC Fan Control Supply MCB	Alarm
3	2018-01-30 21:04	RID	TCPP1 LINE1	RET630	TR LCC AC Control Supply MCB	Alarm
4	2018-01-30 21:04	RID	TCPP1 LINE1	RET630	TR LCC AC MCB Supply	Alarm
5	2018-01-30 21:04	RID	TCPP1 LINE1	RET630	TR Oil level Low	Alarm
6	2018-01-30 21:04	RID	TCPP1 LINE1	RET630	TR Winding Temp trip	Alarm
7	2018-01-30 21:04	RID	TCPP1 LINE1	RET630	TR Top Oil Temp trip	Alarm
8	2018-01-30 21:03	RID	TCPP1 LINE1	RET630	TR OLTC Pressure relay trip	Alarm
9	2018-01-30 21:03	RID	TCPP1 LINE1	RET630	TR ressure relife trip	Alarm
10	2018-01-30 21:03	RID	TCPP1 LINE1	RET630	TR Buchholz relay trip	Alarm
11	2018-01-30 21:03	RID	TCPP1 LINE1	REF630	General DC Suply failed	Alarm
12	2018-01-30 21:03	RID	TCPP1 LINE1	REF630	50BF initiate	Alarm
13	2018-01-30 21:03	RID	TCPP1 LINE1	REF630	General AC / PT MCB trip	Alarm
14	2018-01-30 21:03	RID	TCPP1 LINE1	REF630	Spare 03	Alarm
15	2018-01-30 21:03	RID	TCPP1 LINE1	REF630	SF6 Stage2 Collected alarm	Alarm
16	2018-01-30 21:03	RID	TCPP1 LINE1	REF630	Spare 02	Alarm
17	2018-01-30 21:03	RID	TCPP1 LINE1	REF630	SF6 Stage1 - B3	Alarm
18	2018-01-30 21:03	RID	TCPP1 LINE1	REF630	SF6 Stage1 - B2	Alarm
19	2018-01-30 21:03	RID	TCPP1 LINE1	REF630	SF6 Stage1 - B1	Alarm
20	2018-01-30 21:03	RID	TCPP1 LINE1	REF630	VT MCB trnp	Alarm
21	2018-01-30 21:03	RID	TCPP1 LINE1	REF630	AC / DC MCB trip	Alarm
22	2018-01-30 21:02	RID	TCPP1 LINE1	REF630	CB HYDR Pump Fault	Alarm
23	2018-01-30 19:23	NCC	Station	201	Status of station 201	High alarm Ack
24	2018-01-30 19:23	NCC	Station	101	Status of station 101	High alarm Ack
25	2018-01-30 19:23	NCC	Station	102	Status of station 102	High alarm Ack
26	2018-01-30 19:23	NCC	Station	30	Status of station 30	High alarm Ack

Updating Active Alams: 35 Unack. Alams: 22

รูปที่ 4.19 แสดงสัญญาณเตือนในหน้า Alarm

ABB Factory Acceptance Test Report									
Substation: 115KV RID Klong Phan Thong Project									
Bay: TCPP1									
Contract No.:									
Document No. TH-56416032-S07									
Measurement: Power quality									
Item	Point name	%	Meter	CSCS	Item	Point name	%	Meter	CSCS
1	Current Phase A	50	75A	75A	13	Tap position	4mA	1	1
		100	150A	150A			8mA	6	6
							12mA	11	11
2	Current Phase B	50	75A	75A			16mA	16	16
		100	150A	150A			20mA	21	21
3	Current Phase C	50	75A	75A					
		100	150A	150A					
4	Voltage Phase AB	99	103.4 kV	103.4 kV					
		100	114.9 kV	112.95 kV					
		110	126.4 kV	126.46 kV					
5	Voltage Phase BC	99	103.4 kV	103.4 kV					
		100	114.9 kV	112.95 kV					
		110	126.4 kV	126.46 kV					
6	Voltage Phase CA	99	103.4 kV	103.4 kV					
		100	114.9 kV	112.95 kV					
		110	126.4 kV	126.46 kV					
7	Frequency f	49	49.99 Hz	49.99 Hz					
		50	49.99 Hz	49.99 Hz					
		51	50.01 Hz	50.01 Hz					
		50	50.00 Hz	50.00 Hz					
8	Active power P	50	4.95 MW	4.95 MW					
		-50	-4.95 MW	-4.95 MW					
		100	9.90 MW	9.90 MW					
		-100	-9.90 MW	-9.90 MW					
9	Reactive power Q	50	4.95 Mvar	4.95 Mvar					
		-50	-4.95 Mvar	-4.95 Mvar					
		100	9.90 Mvar	9.90 Mvar					
		-100	-9.90 Mvar	-9.90 Mvar					
10	Power factor Cosφ	0.5	0.5	0.5					
		1	0.866	0.87					

รูปที่ 4.20 แสดงผลการทดสอบค่าที่อ่านได้จาก Multimeter

ABB										Test of signals: 55.1 Factory Acceptance Test Report	
Substation: 115KV RID Klong Phan Thong Project										Revision: 0	
Bay: 1CFP1											
Contract No.:											
Document No.: TH-56417018-S07											
Protection Point											
Item No.	Point Name	Status	Signal Handling	Display				PASS	Remark		
				Overview	BAY	Alarm list	Event				
1	O/C relay time delay phase A	Tripped / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
2	O/C relay time delay phase B	Tripped / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
3	O/C relay time delay phase C	Tripped / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
4	O/C relay INST. phase A	Tripped / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
5	O/C relay INST. phase B	Tripped / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
6	O/C relay INST. phase C	Tripped / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
7	Earth fault instantaneous	Tripped / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
8	Earth fault time delay	Tripped / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
9	Breaker fail (50 BF)	Tripped / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
10	Undervoltage relay	Tripped / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
11	Overvoltage relay	Tripped / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
12	Over Frequency relay	Tripped / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
13	Under Frequency relay	Tripped / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
14	87Transformer Differential Phase A	Tripped / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
15	87Transformer Differential Phase B	Tripped / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
16	87Transformer Differential Phase C	Tripped / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		

\* = Test Point

Approval	Name	Date
Tested by:		
Witnessed by:		
Witnessed by:		
Witnessed by:		

รูปที่ 4.21 แสดงผลการทดสอบสัญญาณเตือน (Main & Backup Protection Alarm)

ABB										Test of signals: 55.1 Factory Acceptance Test Report	
Substation: 115KV RID Klong Phan Thong Project										Revision: 0	
Bay: 1CFP1											
Contract No.:											
Document No.: TH-56417018-S07											
Alarm point											
Item No.	Point Name	Status	Signal Handling	Display				PASS	Remark		
				Overview	BAY	Alarm list	Event				
1	TR Buchholz relay trip	Tripped / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
2	TR Pressure relief trip	Tripped / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
3	TR OLTC Pressure relay trip	Tripped / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
4	TR Top Oil Temp trip	Tripped / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
5	TR Winding Temp trip	Tripped / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
6	TR Oil Level Low	Alarm / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
7	TR Oil Level High	Alarm / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
8	OLTC Oil Level Low	Alarm / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
9	OLTC Oil Level High	Alarm / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
10	TR Buchholz relay alarm	Alarm / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
11	TR Top Oil Temp alarm	Alarm / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
12	TR Winding Temp alarm	Alarm / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
13	OLTC Tap Change Delay	Alarm / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
14	OLTC Upper Limit	Alarm / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
15	OLTC Lower Limit	Alarm / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
16	OLTC Tap Change In-Progress	Alarm / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
17	OLTC Motor Drive Unit MCB trip	Tripped / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
18	TR LCC AC MCB Supply trip	Tripped / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
19	TR LCC AC Control Supply MCB trip	Tripped / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
20	TR LCC Fan Control Supply MCB trip	Tripped / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
21	Internal relay failed (REF630)	Failed / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
22	DC Supply failed (REF630)	Failed / Normal	SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		

รูปที่ 4.22 แสดงผลการทดสอบสัญญาณเตือน 1

ABB										Test of signals: SS.1	
Substation: 115KV RID Klong Phan Thong Project										Factory Acceptance Test Report	
Bay: TCPP1										Revision: 0	
Contract No.:											
Document No.: TH-56417018-S07											
23	56Primary Lockout	Reset / Operate	SPI			<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
24	56Backup Lockout	Reset / Operate	SPI			<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
25	CB Close Block	Alarm / Normal	SPI			<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
26	CB Trip Block 1	Alarm / Normal	SPI			<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
27	CB SF6 Stage 1	Alarm / Normal	SPI			<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
28	CB Hydraulic Pump Fault	Alarm / Normal	SPI			<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
29	AC/DC MCB Trip	Alarm / Normal	SPI			<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
30	VT MCB Trip	Alarm / Normal	SPI			<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
31	SF6 Stage1 - B1	Alarm / Normal	SPI			<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
32	SF6 Stage1 - B2	Alarm / Normal	SPI			<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
33	SF6 Stage1 - B3	Alarm / Normal	SPI			<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
34	SF6 Stage2 Collected Alarm	Alarm / Normal	SPI			<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
35	Trip Circuit Supervision 1 (TC1)	Alarm / Normal	SPI			<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
36	Trip Circuit Supervision 2 (TC2)	Alarm / Normal	SPI			<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
37	REF630 Line PT MCB Trip	Alarm / Normal	SPI			<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
38	RET630 DC Supply Failed	Alarm / Normal	SPI			<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
39	General DC Supply Failed	Alarm / Normal	SPI			<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
40	General AC/PT MCB Trip	Alarm / Normal	SPI			<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
41	50BF indiate	Alarm / Normal	SPI			<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	

Approval	Name	Date
Tested by :		
Witnessed by :		
Witnessed by :		
Witnessed by :		

รูปที่ 4.23 แสดงผลการทดสอบสัญญาณเตือน 2

ABB										Test of signals: SS.1	
Substation: 115KV RID Klong Phan Thong Project										Factory Acceptance Test Report	
Bay: TCPP1										Revision: 0	
Contract No.:											
Document No.: TH-56417018-S07											
Command point											
Item No.	Point Name	Status	Signal Handling	Display				PASS	Remark		
				Overview	BAY	Alarm list	Event				
1	Breaker position indication	Open	DCO	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
		Closed		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
2	Disconn. position indication	Open	DCO	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
		Closed		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
3	Disconn. position indication	Open	DCO	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
		Closed		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
4	Disconn. position indication	Open	DCO	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
		Closed		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
5	Disconn. position indication	Open	DCO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
		Closed		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		

Approval	Name	Date
Tested by :		
Witnessed by :		
Witnessed by :		
Witnessed by :		

รูปที่ 4.24 แสดงผลการทดสอบการควบคุมการ เซอร์กิตเบรกเกอร์ และ Disconnect Switch

Test of signals: 55.1									
Factory Acceptance Test Report									
Revision: 0									
AES									
Substation: 115KV RID Klong Phan Thong Project									
Bay: TCPP1									
Contract No.:									
Document No. TH-56417018-S07									
Status point:									
Item No.	Point Name	Status	Signal Handling	Display				PASS	Remark
				Overview	BAY	Alarm list	Event		
1	Breaker position indication	Open	DPI	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
		Closed		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2	Disconn position indication <i>QB1</i>	Open	DPI	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
		Closed		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3	Disconn position indication <i>QB2</i>	Open	DPI	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
		Closed		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4	Earth sw position indication <i>EC1</i>	Open	DPI	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
		Closed		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
5	Earth sw position indication <i>EC2</i>	Open	DPI	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
		Closed		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6	Earth sw position indication <i>EC3</i>	Open	DPI	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
		Closed		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
7	Earth sw position indication <i>EC4</i>	Open	DPI	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
		Closed		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
8	Bay L/R-switch	Local	DPI	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
		Remote		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
9	50BF relay status	Local OFF	DPI	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
		Remote OFF		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
10	43SC sw status	SUB	DPI	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
		CSCS		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
		Manual		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
11	AVR AM status	Manual	DPI	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
		Auto		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
12	Fan AM status <i>control mode</i>	Manual	DPI	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
		Auto		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
13	Fan control mode <i>status</i>	On	DPI	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
		Off		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
14	OLTC L/R status	Local	DPI	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
		Remote		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
15	Transformer differential cut-off switch	Off	DPI	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
		On		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

รูปที่ 4.25 แสดงผลการทดสอบสถานะของ เซอร์กิตเบรกเกอร์ Disconnect Switch และ Earthing Switch

## บทที่ 5

### สรุปผลและข้อเสนอแนะ

#### 5.1 สรุปผลการดำเนินงาน

จากการดำเนินงานการออกแบบระบบตรวจสอบและควบคุมระยะไกลสำหรับสถานีไฟฟ้าย่อยคลองพานทอง สามารถนำโปรแกรมที่ออกแบบมาแล้วไปใช้ในการควบคุมได้จริง สามารถควบคุมการสั่งปิดและเปิดเซอร์กิตเบรกเกอร์ Disconnect Switch และ Earthing Switch โดยสั่งการผ่าน Relay อีกทั้งยังช่วยให้วิศวกรสามารถวิเคราะห์การเกิดความผิดพลาดในสถานีไฟฟ้าย่อยเช่น กระแสและแรงดันเกินพิกัด อีกทั้งยังสามารถตรวจสอบการแสดงผลผ่านทางหน้าจอคอมพิวเตอร์หรือ Work Station ไม่ว่าจะ เป็นสัญญาณเตือนต่างๆ และความผิดพลาดของระบบ ช่วยให้เกิดความสะดวกต่อการทำงาน การสังเกตและแก้ไขลำดับขั้นตอนการทำงานของกระบวนการเมื่อเกิดข้อผิดพลาดในระบบ หรือฟังก์ชันการทำงานของอุปกรณ์แต่ละประเภท และในส่วนของ การแสดงผลซึ่งมีการเก็บวัตถุดิบภาพต่างๆ ส่งผลให้การแก้ไขและจัดการเหตุการณ์ภายในโรงงานไฟฟ้าย่อยคลองพานทอง เป็นไปอย่างรวดเร็ว รวดเร็ว ลดความซ้ำซ้อนและความผิดพลาดที่อาจเกิดขึ้นได้ในอนาคต

#### 5.2 ปัญหาและแนวทางแก้ไข

1. การปรับตัวให้เข้ากับผู้อื่น เนื่องจากช่วงอายุที่ต่างกันระหว่างนักศึกษา กับเพื่อนร่วมงาน
2. ต้องมีการศึกษาเพิ่มเติมในเรื่องทฤษฎีต่างๆ เนื่องจากเป็นความรู้ใหม่
3. แก้ปัญหาเฉพาะหน้า เนื่องจากการเร่งเวลาและการเปลี่ยนแปลงกำหนดการส่งงาน
4. การใช้งานโปรแกรม MicroSCADA ค่อนข้างซับซ้อน และการเชื่อมต่ออุปกรณ์อื่นๆ ที่ถูกนำมาต่อใช้งานร่วมกับโปรโตคอลที่เป็น IEC61850
5. เนื่องจากการออกแบบระบบป้องกันภายในโรงไฟฟ้า จึงต้องระมัดระวังเป็นอย่างมาก และมีการตรวจสอบให้ถูกต้องตามแบบเสมอ
6. การทำงานเป็นทีม ต้องมีการประชุมงานเพื่อวางแผน ให้เข้าใจตรงกัน และแบ่งงานกันทำ

#### 5.3 ข้อเสนอแนะ

ในการออกแบบระบบหรือกระบวนการต่างๆ ในครั้งนี้ ผู้ออกแบบจำเป็นต้องศึกษาโปรแกรม และขั้นตอนการทำงานต่างๆ ที่ใช้ในระบบ เพื่อให้การทำงานเกิดประสิทธิภาพสูงสุด และจำเป็นต้องมีการประสานงานที่ดี เพื่อให้การทำงานถูกต้องและตรงตามเวลาที่ลูกค้ากำหนด

## เอกสารอ้างอิง

- [1] สุชาติ ปรีชาธร (2555) วิศวกรรมกรรมการป้องกันระบบไฟฟ้าแรงสูง เล่ม 1 กรุงเทพฯ: ซีเอ็ดดูเคชั่น (สืบค้นวันที่ 10 กันยายน 2560)
- [2] Dr.Klaus-Peter Brand, Volker Lohmann, Dr.Wolfgang Wimmer (2010) Substation Automation Handbook (สืบค้นวันที่ 30 กันยายน 2560)
- [3] SCADA คืออะไร; แหล่งที่มา:  
<http://www.binaryadvance.com/SCADA.html>  
(สืบค้นวันที่ 8 ตุลาคม 2560)
- [4] MicroSCADA Pro SYS600; แหล่งที่มา:  
<http://new.abb.com/substation-automation/products/software/microscada-pro/sys600>  
(สืบค้นวันที่ 15 ตุลาคม 2560)
- [5] สุชาติ ปรีชาธร (2556) วิศวกรรมกรรมการป้องกันระบบไฟฟ้าแรงสูง เล่ม 2 กรุงเทพฯ: ซีเอ็ดดูเคชั่น (สืบค้นวันที่ 29 ตุลาคม 2560)
- [6] ระบบไฟฟ้ากำลัง; แหล่งที่มา:  
[http://nongcom-electrical.blogspot.com/2014/10/blog-post\\_22.html](http://nongcom-electrical.blogspot.com/2014/10/blog-post_22.html)  
(สืบค้นวันที่ 13 พฤศจิกายน 2560)
- [7] ระบบสถานีย่อยอัตโนมัติ; แหล่งที่มา:  
[http://www.thailandindustry.com/indust\\_newweb/articles\\_preview.php?cid=15451](http://www.thailandindustry.com/indust_newweb/articles_preview.php?cid=15451)  
(สืบค้นวันที่ 15 พฤศจิกายน 2560)
- [8] James Northcote-Green, Robert G. Wilson (2006) Control and Automation of Electrical Power Distribution Systems (สืบค้นวันที่ 8 ธันวาคม 2560)

## ประวัติผู้เขียน

ชื่อ – นามสกุล นายโกมินทร์ วรรณาม  
วัน เดือน ปีเกิด 29 พฤศจิกายน 2538  
ที่อยู่ 749 J&J Tower ถนนสุขุมวิท63 ซอยเอกมัย30 แขวงคลองตันเหนือ  
เขตวัฒนา กรุงเทพมหานคร 10110  
Email W.komin@outlook.com  
โทรศัพท์ 089-492-5037

ประวัติการศึกษา

- พ.ศ. 2554 – 2556 ระดับมัธยมศึกษาตอนปลาย โรงเรียนปทุมคงคา  
จังหวัดกรุงเทพมหานคร
- พ.ศ.2556 – ปัจจุบัน วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต หลักสูตรวิศวกรรมการวัดคุม  
ภาควิชาวิศวกรรมการวัดและควบคุม คณะวิศวกรรมศาสตร์  
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

### ประสบการณ์ทำงาน

- นักศึกษาฝึกงาน แผนก Maintenance & Service Engineer, บริษัท S.T. Control
- นักศึกษาโครงการสหกิจศึกษา แผนก Power Grid, บริษัท เอปียี จำกัด