

เทคนิคการป้องกันระยะไกลสำหรับระบบไฟฟ้ากำลังสมัยใหม่

TELEPROTECTION SCHEMES IN MODERN POWER SYSTEMS



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

พ.ศ. 2560

KMITL-2017-EN-D-018-156

เทคนิคการป้องกันระยะไกลสำหรับระบบไฟฟ้ากำลังสมัยใหม่

TELEPROTECTION SCHEMES IN MODERN POWER SYSTEMS



T148704



เลขหมู่
เลขทะเบียน 148704
ในเดือนปี 14 พ.ย. 2560

b. 00265043
f.

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

พ.ศ. 2560

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับ KMITL-2017-EN-D-018-156 ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

TELEPROTECTION SCHEMES IN MODERN POWER SYSTEMS



A THESIS SUBMITTED IN PARTIAL FULFILLMENT
OF THE REQUIREMENT FOR THE DEGREE OF
DOCTOR OF ENGINEERING IN ELECTRICAL ENGINEERING
FACULTY OF ENGINEERING
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

2017

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับ **KMITL-2017-EN-D-018-156** ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



COPYRIGHT 2017

FACULTY OF ENGINEERING

เอ KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG ตีหน้าไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
ใบรับรองวิทยานิพนธ์

หัวข้อวิทยานิพนธ์ เทคนิคการป้องกันระยะไกลสำหรับระบบไฟฟ้ากำลังสมัยใหม่
Thesis Title Teleprotection Schemes in Modern Power Systems
นักศึกษา นายนราดล โชติวรรณพร
รหัสประจำตัว 54610118
ปริญญา วิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต
สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ผศ.ดร.เชาว์ ชมภูอินทร์
หมายเลขวิทยานิพนธ์ KMITL-2017-EN-D-018-156

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์		ลายมือชื่อ
รศ.ดร.เกียรติ	ชยะกุลศิริ	
รศ.ดร.มณฑล	ลีลาจินดาไกรฤกษ์	
รศ.ดร.สมชาติ	จิรวิภากร	อ. สมชาติ
ผศ.ดร.ชาย	ชมภูอินทร์	
ผศ.ดร.เชาว์	ชมภูอินทร์	

วัน / เดือน / ปี ที่สอบ วันพุธที่ 26 กรกฎาคม พ.ศ. 2560 เวลา 11.00-13.00 น.
สถานที่สอบ ณ อาคาร A ชั้น 5 ห้องประชุม 3

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

คณะวิศวกรรมศาสตร์ รับรองแล้ว



(รองศาสตราจารย์ ดร. คมสัน มาลีสี)

คณบดี คณะวิศวกรรมศาสตร์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่สามารถนำออกจากรั้วมหาวิทยาลัยไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
วันที่ 26 กรกฎาคม พ.ศ. 2560
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

หัวข้อวิทยานิพนธ์	เทคนิคการป้องกันระยะไกลสำหรับระบบไฟฟ้ากำลังสมัยใหม่
นักศึกษา	นายนราตล โชติวรรณพร
รหัสประจำตัว	54610118
ปริญญา	วิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
พ.ศ.	2560
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.เชาว์ ชมภูอินไหว

บทคัดย่อ

แหล่งกำเนิดไฟฟ้าหรือโรงไฟฟ้าเอกชนนั้นมีความสำคัญต่อเสถียรภาพและความน่าเชื่อถือของระบบโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทยเป็นอย่างมาก โรงไฟฟ้าเอกชนสามารถจำแนกได้เป็น ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก และผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก สำหรับระบบป้องกันไฟฟ้าแบบดั้งเดิมของประเทศไทยนั้น เมื่อเกิดฟอลต์ที่ตำแหน่งหรือบริเวณใกล้เคียงกับแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าหลัก จะมีเพียงเซอร์กิตเบรกเกอร์ หลักที่บัสหรือสถานีไฟฟ้าที่ใกล้ที่สุดเท่านั้นที่จะเปิดวงจรหรือถูกตัดออกจากระบบ ส่วนแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเอกชนอื่นๆ จะยังคงเชื่อมต่ออยู่ในระบบ ยังผลให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอิสระเหล่านั้นทำงานในสภาวะโอเวอร์โหลด ซึ่งจะก่อให้เกิดความเสียหายต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ ซึ่งเรียกเหตุการณ์นี้ว่า ระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding Mode) ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอหลักการและวิธีการป้องกันระบบไฟฟ้าระยะไกล (Teleprotection) แบบใหม่ ที่จะสามารถป้องกันความเสียหายต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ทำงานในสภาวะระบบไฟฟ้าแยกโดด โดยจะมีการอธิบายถึง ภาพรวมของระบบการออกแบบเชิงแนวคิด เมตริกซ์ของกระบวนการทำงานของระบบที่ออกแบบ ผลการทดสอบการทำงานจากระบบ และการเปรียบเทียบระหว่างวิธีการป้องกันระบบไฟฟ้าแบบดั้งเดิมและการป้องกันระบบไฟฟ้าแบบใหม่ที่นำเสนออย่างละเอียด และในกรณีศึกษาที่ทำการวิจัยนั้นจะแสดงตัวอย่างการศึกษาของระบบโครงข่ายไฟฟ้าในประเทศไทย ทั้งในแบบ loop line และ radial line อีกทั้งยังศึกษาความสอดคล้องของมาตรฐาน IEC-61850 กับระบบ SCADA-EMS ของการไฟฟ้าอีกด้วย สำหรับเทคนิคการป้องกันระยะไกลแบบ Direct Transfer Trip ร่วมกับ mirrored bits protocol ที่นำเสนอในงานวิจัยนี้ จะมีการคำนึงถึงการทำงานร่วมกันในหลายๆเทคนิค เช่น Permissive Transfer Trip (PTT) หรือ Directional Earth Fault Transfer Trip (DEF) และเส้นใยแก้วนำแสงของการไฟฟ้าจะถูกใช้เป็นตัวกลางในการสื่อสารระหว่างสถานีไฟฟ้าหรืออุปกรณ์ต่างๆในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ผลการจำลอง ผลการทดสอบระบบก่อนและภายหลังการติดตั้งระบบจริง สามารถยืนยันการทำงานของระบบป้องกันไฟฟ้าระยะไกลที่นำเสนอได้เมื่อระบบอยู่ในสภาวะแยกโดด โดยสามารถป้องกันและลดความเสียหายที่อาจจะเกิดขึ้นกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าหลัก รวมทั้งทำให้ระบบไฟฟ้ามีความน่าเชื่อถือและมีเสถียรภาพอีกด้วย และผลจากการติดตั้งใช้งานระบบนี้ในพื้นที่การทำงานจริงในงานวิจัย จะเป็นแนวทางที่ดียิ่งสำหรับปัญหาลักษณะเดียวกันในอนาคต

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Thesis Teleprotection Schemes in Modern Power System

Student	Mr. Naradon Chotiwanaporn
Student ID.	54610118
Degree	Doctor of Engineering
Program	Electrical Engineering
Year	2017
Thesis Advisor	Assistant Professor Chow Chompoo-inwai, Ph.D.

ABSTRACT

Additional generations from various private sectors are crucial for Thailand's power system network stability and reliability. Private sectors can be listed by generation capacity as Independent Power Producers (IPPs), Small Power Producers (SPPs) and Very Small Power Producers (VSPPs). For Thailand's traditional protection schemes, when faults occurred at or near the network main source, only main circuit breaker at the closest buses or substations will be opened resulting in continuity of generators which may cause overload operation. In this particular circumstance called islanding mode, the connected sources from other private sectors are still in operation which could cause the minor to severe damages of the generators. This thesis proposes the new idea and concept of the teleprotection scheme which will protect the possibility of generator damages from running in islanding mode. Comprehensive comparisons between traditional and proposed teleprotection schemes will be thoroughly explicated here. Two excellent case studies based on both loop-line and radial-line power system networks in Thailand will be illustrated as examples. The Direct Transfer Trip (DTT) with mirrored bits protocol technique concerning Permissive Transfer Trip (PTT) and Directional Earth Fault Transfer Trip (DEF) will be utilized as a main teleprotection tool. The IEC-61850 standard and utilities' SCADA-EMS systems compatibilities will also be main focuses. The communication mediums used in the proposed teleprotection schemes will be each connected utility fiber optics network. The newly-proposed system configurations, the conceptual design, the desired logic-operating matrix and the commissioning test results are intensively elucidated. The simulation test, the commissioning test and the after-implementing test results confirmed that the proposed teleprotection schemes work impeccably. The outcomes from installing in the real field works mentioned in this research shall be a marvel guideline for similar scenarios in many years to come.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา II และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

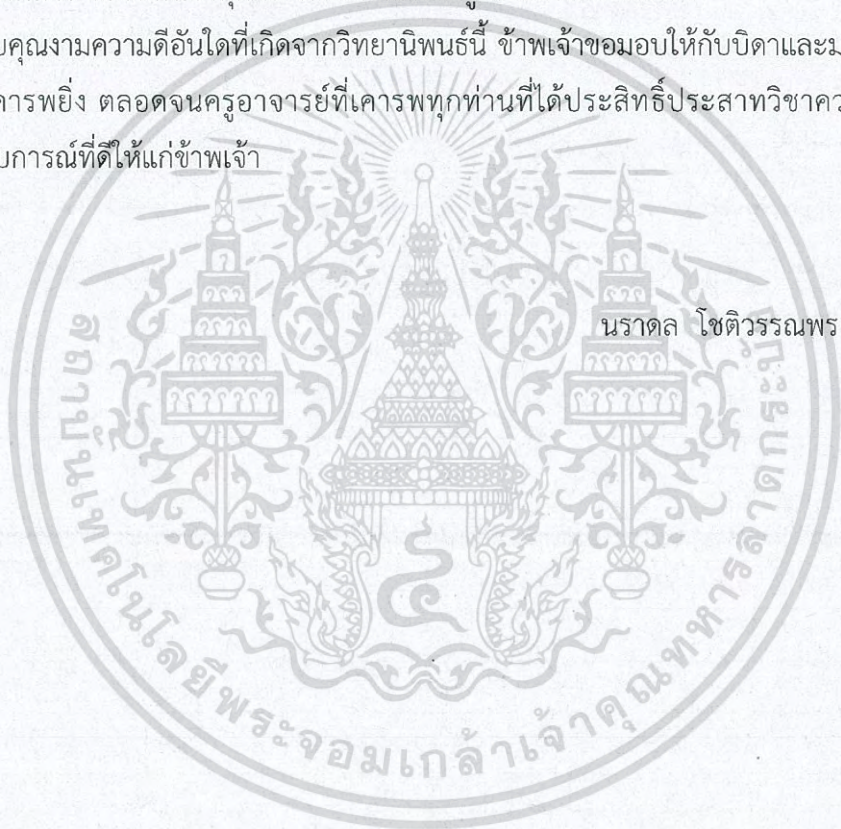
กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์เล่มนี้สำเร็จได้นั้นเนื่องมาจากความอนุเคราะห์ของท่านอาจารย์ที่ปรึกษา ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.เชาว์ ชมภูอินทร์ ที่ให้ความกรุณา ในการให้คำชี้แนะ, แก้ปัญหาตลอดจนให้ความรู้และประสบการณ์ใหม่ๆ ที่ดีให้แก่ข้าพเจ้า

ขอขอบคุณพี่, น้อง และ ศูนย์วิจัยพลังงานและวิศวกรรมส่องสว่าง (Energy system and Illumination research center, ESIRC) ที่ให้ความช่วยเหลือในด้านต่างๆ ที่ดีตลอดมา

ขอขอบคุณ คุณพ่อเตียวบุง แซ่ฮ้อ และ คุณแม่จันทร์แก้ว แซ่ฮ้อ, เยาวมาลย์ พจมานศิริกุล (ภรรยา), รวมถึงพี่สาว ของข้าพเจ้าทุกคน ที่เป็นกำลังใจอยู่เคียงข้างตลอดเวลา

สำหรับคุณงามความดีอันใดที่เกิดจากวิทยานิพนธ์นี้ ข้าพเจ้าขอมอบให้กับบิดาและมารดา ซึ่งเป็นที่รักและเคารพยิ่ง ตลอดจนครูอาจารย์ที่เคารพทุกท่านที่ได้ประสิทธิ์ประสาทวิชาความรู้และถ่ายทอดประสบการณ์ที่ดีให้แก่ข้าพเจ้า



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา III และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	I
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	II
กิตติกรรมประกาศ.....	III
สารบัญ.....	IV
สารบัญตาราง.....	VII
สารบัญรูป.....	IX
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ความเป็นมาของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์การดำเนินงาน.....	5
1.3 ลำดับขั้นตอนการวิจัย.....	5
1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	5
บทที่ 2 หลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง.....	6
2.1 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง [2-23].....	6
2.2 พื้นฐานการป้องกันสายส่งไฟฟ้า.....	8
2.2.1 รีเลย์วัดระยะทาง (21: Distance relay).....	10
2.2.2 การป้องกันสายส่งโดยวิธีการนำร่อง (Pilot protection of transmission line).....	12
2.2.3 การนำระบบสื่อสารเข้ามาช่วยในการป้องกันระบบ.....	13
2.2.3.1 การสื่อสารโดยใช้สายส่งกำลัง (Power line carrier).....	13
2.2.3.2 การสื่อสารโดยใช้ไมโครเวฟ (Microwave).....	14
2.2.3.3 การสื่อสารโดยใช้ใยแก้วนำแสง (Fiber optic link).....	15
2.2.3.4 การสื่อสารโดยใช้สายโทรศัพท์ (Pilot wire).....	15
2.3 รูปแบบของระบบ Pilot relay (Pilot relaying schemes).....	15
2.3.1 Zone 1 extension scheme.....	16
2.3.2 Zone acceleration scheme.....	17
2.3.3 Directional comparison blocking scheme.....	17
2.3.4 Direct underraching transferred trip (DUTT) scheme.....	18

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา IV และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
2.3.5 Permissive overreaching transferred trip (POTT) scheme	19
2.3.6 Permissive under raching transferred trip (PUTT) scheme	21
2.3.7 Current differential scheme.....	22
2.4 ระบบ SCADA และ IEC61850 Protocol.....	22
2.5 Protocol TCP/IP	24
2.5.1 IP Protocol.....	24
2.5.2 IP Address	25
2.5.3 การสื่อสารด้วย IEC-61850 Protocol	26
บทที่ 3 การออกแบบและติดตั้งระบบ Teleprotection	29
3.1 การป้องกันระบบไฟฟ้าโดยใช้เทคนิค Peer to peer.....	30
3.2 การปรับปรุงระบบไฟฟ้าที่มีระบบการป้องกันแบบ Peer to peer ให้เป็นระบบไฟฟ้า ที่มีการป้องกันแบบ Direct transfer trip with Mirrored Bits Protocol.....	33
3.2.1 Trip diagram ของระบบ Tele protection with mirrored bits protocol .	37
3.2.2 Trip Metrex ของระบบ Tele protection with mirrored bits protocol ...	38
3.3 การป้องกันระบบไฟฟ้า โดยใช้เทคนิค Direct transfer trip, IEC61850 with SCADA	40
3.3.1 การติดตั้งระบบ Tele-protection โดยใช้เทคนิค Direct transfer trip ร่วมกับ IEC61850 protocol with SCADA	41
บทที่ 4 การทดสอบและผลการทดสอบ.....	48
4.1 การทดลองและผลการทดสอบการป้องกันระบบไฟฟ้าโดยใช้เทคนิค Peer to peer...	65
4.1.1 ค่า Setting การทำงานของ Distance relay	48
4.1.2 การทดสอบ Distance relay.....	52
4.1.2.1 การทดสอบ Function measurement ของ Distance.....	53
4.1.2.2 การทดสอบ Distance zone reach test	54

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา V และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

4.2 ผลการทดสอบการป้องกันระบบไฟฟ้าโดยใช้เทคนิค Direct transfer trip with Mirrored Bits Protocol	67
4.3 ผลการทดสอบการป้องกันระบบไฟฟ้าโดยใช้เทคนิค Direct transfer trip, IEC61850 with SCADA	69
บทที่ 5 สรุปผลการทดสอบ.....	79
เอกสารอ้างอิง	80
ภาคผนวก ก แผนผังการจ่ายไฟฟ้าระดับแรงดัน 115 เควี การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พื้นที่ ก2.....	83
ภาคผนวก ข ข้อกำหนดการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	93
ภาคผนวก ค การกำหนดค่าการทำงานของรีเลย์ป้องกัน การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.....	121
ภาคผนวก ง บทความทางวิชาการ.....	134
ประวัติผู้เขียน.....	177

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา VI และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญตาราง

	หน้า
ตารางที่ 1.1 ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ของแผน PDP2015	1
ตารางที่ 2.1 สัญลักษณ์ของรีเลย์ตามมาตรฐาน ANSI และ IEC	9
ตารางที่ 2.2 รายละเอียดของ IEC-61850	27
ตารางที่ 3.1 ค่า Setting การทำงานของ Device No.21 (Distance relay) ในแต่ละสถานีไฟฟ้า	30
ตารางที่ 3.2 ตำแหน่งการเกิด Fault และ การทำงานของ GCB	41
ตารางที่ 3.4 Analog input data	44
ตารางที่ 3.5 รายละเอียดข้อมูล Input data	45
ตารางที่ 4.1 ผลการทดสอบ Function measurement ของ Distance relay	53
ตารางที่ 4.2 ผลการทดสอบ Zone 1 Function single phase to ground fault	55
ตารางที่ 4.3 ผลการทดสอบ Zone 1 Function phase to phase fault	56
ตารางที่ 4.4 ผลการทดสอบ Zone 1 Function three phase fault	57
ตารางที่ 4.5 ผลการทดสอบ Zone 2 Function single phase to ground fault	58
ตารางที่ 4.6 ผลการทดสอบ Zone 2 Function phase to phase fault	59
ตารางที่ 4.7 ผลการทดสอบ Zone 2 Function three phase fault	60
ตารางที่ 4.8 ผลการทดสอบ Zone 3 Function single phase to ground fault	61
ตารางที่ 4.9 ผลการทดสอบ Zone 3 Function phase to phase fault	62
ตารางที่ 4.10 ผลการทดสอบ Zone 3 Function three phase fault	63
ตารางที่ 4.11 ผลการทดสอบ Peer to peer	66
ตารางที่ 4.12 ผลการทดสอบ Commissioning test ของ Fault ที่จุดต่างๆ ด้วยระบบ DTT protection scheme (โดยรับพลังงานไฟฟ้ามาจาก Main bus 1)	67
ตารางที่ 4.13 ผลการทดสอบ Commissioning Test ของ Fault ที่จุดต่างๆ ด้วยระบบ DTT Protection Scheme (โดยรับพลังงานไฟฟ้ามาจาก Main Bus 2)	67
ตารางที่ 4.14 ผลการทดสอบ Distance relay ในกรณี Trip โดย Distance relay เทียบกับ DTT โดยทำการจ่ายกระแสทดสอบที่ APB Substation	68
ตารางที่ 4.15 ผลการทดสอบ Distance relay ในกรณี Trip โดย Distance relay เทียบกับ DTT โดยทำการจ่ายกระแสทดสอบที่ LPP Substation	68
ตารางที่ 4.16 ผลการทดสอบในเงื่อนไข Status โดยดูผลการทดสอบจากระบบ SCADA	70
ตารางที่ 4.17 ผลการทดสอบของ Analog input point of SCADA system	71
ตารางที่ 4.18 ผลการทดสอบ Fault ในตำแหน่งต่างๆ เพื่อตรวจสอบสภาวะ Mode การทำงาน ..	72

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา VII และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญตาราง (ต่อ)

	หน้า
ตารางที่ 5.1 ตัวอย่างการเกิด Alarm DTT ที่ โรงไฟฟ้า โกลว์	75
ตารางที่ 5.2 ตัวอย่างการเกิด Alarm DTT ที่ Infinite bus.....	76
ตารางที่ 5.3 ตัวอย่างการเกิด Alarm PTT ที่โรงไฟฟ้าโกลว์	76



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา VIII และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญรูป

	หน้า
รูปที่ 1.1 ระบบป้องกันพื้นฐานแบบเดิม โดยใช้เทคนิค Peer to peer.....	2
รูปที่ 1.2 ในกรณี Infinite bus ถูกปลดวงจร ทำให้เกิดสภาวะ Island mode ทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเกิด Overload ซึ่งจะทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสียหายได้	3
รูปที่ 1.3 แนวทางแก้ปัญหาสภาวะ Island mode โดยการติดตั้งระบบ Teleprotection	4
รูปที่ 1.4 ระบบ SCADA ที่ติดตั้งตามเงื่อนไขของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	4
รูปที่ 2.1 หลักการทำงานเบื้องต้นของ Distance relay	10
รูปที่ 2.2 Logic การทำงานของ Distance relay.....	11
รูปที่ 2.3 ปัญหาของการนำ Distance relay มาป้องกันระบบ	12
รูปที่ 2.4 การนำ Differential relay มาช่วยแก้ปัญหา และ เพิ่มในส่วนของสาย Pilot	13
รูปที่ 2.5 Line traps หรือ Wave trap	13
รูปที่ 2.6 ระบบสื่อสารด้วย Microwave ของสถานีไฟฟ้า	14
รูปที่ 2.7 ลักษณะของสาย Optic fiber cable.....	15
รูปที่ 2.8 Zone 1 extension scheme.....	16
รูปที่ 2.9 Zone acceleration scheme	17
รูปที่ 2.10 Directional comparison blocking scheme.....	17
รูปที่ 2.11 Direct underreaching transfer trip (DUTT) scheme.....	18
รูปที่ 2.12 Permissive overreaching transferred trip (POTT)	19
รูปที่ 2.13 Permissive underreaching transferred trip (PUTT).....	21
รูปที่ 2.14 ระบบ SCADA ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.....	23
รูปที่ 2.15 รูปแบบการเชื่อมต่อของ TCP/IP	25
รูปที่ 2.16 การออกแบบตามมาตรฐาน IEC-61850	27
รูปที่ 2.17 โครงสร้างของสถานีไฟฟ้าตามมาตรฐาน IEC-61850	28
รูปที่ 3.1 ระบบไฟฟ้าที่ทำการศึกษามิกรณิ Peer to peer, Mirrored Bits protocol ร่วมกับ Direct transfer trip	29
รูปที่ 3.2 ระบบไฟฟ้าที่ใช้ในการศึกษามิกรณิ IEC-61850 Protocol, direct transfer trip ร่วมกับ SCADA.....	30
รูปที่ 3.3 สถานีไฟฟ้าแรงสูงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่รับพลังงานไฟฟ้าตรงจากการไฟฟ้า ฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย.....	31

สารบัญรูป (ต่อ)

หน้า

รูปที่ 3.4 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่มีโรงไฟฟ้าประเภท SPP ร่วมจ่ายไฟฟ้า ให้กับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	32
รูปที่ 3.5 ระบบจำหน่ายของสถานีไฟฟ้า แหลมฉบัง 2	33
รูปที่ 3.6 การพัฒนาโดยติดตั้งระบบ Teleprotection with mirrored bits protocol	34
รูปที่ 3.7 การติดตั้งระบบ Teleprotection เพิ่มที่สถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง1	34
รูปที่ 3.8 การติดตั้งระบบ Teleprotection เพิ่มที่สถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง2	34
รูปที่ 3.9 การติดตั้งระบบ Teleprotection เพิ่มที่โรงไฟฟ้าแหลมฉบัง พาวเวอร์	35
รูปที่ 3.10 Logic เงื่อนไขการ Trip gas circuit breaker	35
รูปที่ 3.11 การปรับปรุงระบบเดิม โดยเพิ่ม Direct transfer trip ที่สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2	37
รูปที่ 3.12 การปรับปรุงระบบเดิม โดยเพิ่ม Direct transfer trip ที่สถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง 1	37
รูปที่ 3.13 การปรับปรุงระบบเดิม โดยเพิ่ม Direct transfer trip ที่สถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง 2	38
รูปที่ 3.14 วงจร Trip Metrix ที่สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2	38
รูปที่ 3.15 วงจร Trip Metrix ที่สถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง 1	39
รูปที่ 3.16 วงจร Trip Metrix ที่สถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง 2	39
รูปที่ 3.17 ระบบไฟฟ้าที่ใช้ในการศึกษาในกรณี IEC-61850 Protocol, direct transfer trip ร่วมกับ SCADA	40
รูปที่ 3.18 ระบบ Teleprotection ตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ	42
รูปที่ 3.19 วงจรระบบ DTT (Direct transfer trip), DEF (Directional earth fault transfer trip) and PTT (Permissive transfer trip)	42
รูปที่ 3.20 Single line diagram ของ DTT with carrier signal protection scheme (PTT and DEF)	43
รูปที่ 3.21 Single line diagram ของระบบ SCADA ระหว่าง IPP กับ PEA	43
รูปที่ 3.22 การทดสอบระบบ Teleprotection และ RTU Cabinet	47
รูปที่ 3.23 การติดตั้งระบบ Teleprotection ที่ Glow และ EGAT-RY1	47
รูปที่ 4.1 การตั้งค่าข้อมูลระบบ	48
รูปที่ 4.2 การตั้งค่าหม้อแปลงกระแสและหม้อแปลงแรงดัน	49
รูปที่ 4.3 การตั้งค่าเวลาในการทำงานของ Gas circuit breaker	49
รูปที่ 4.4 การตั้งค่าเวลาการทำงานของ Distance relay	49
รูปที่ 4.5 ค่าตั้งค่าการทำงานของ Distance relay	50

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา X และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญรูป (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 4.6 การตั้งค่าการบันทึกข้อมูลของ Distance relay.....	51
รูปที่ 4.7 วงจรการทดสอบ Distance Relay	52
รูปที่ 4.8 การทดสอบ Distance relay ด้วย Three phase relay test set.....	52
รูปที่ 4.9 ตำแหน่งของกระแสและแรงดันทดสอบ L1 - G, L2 - G และ L3 - G ของ Zone 1.....	55
รูปที่ 4.10 ตำแหน่งของกระแสและแรงดันทดสอบ L1 - L2, L2 - L3 และ L3 - L1 ของ Zone 156	56
รูปที่ 4.11 ตำแหน่งของกระแสและแรงดันทดสอบ Three phase fault ของ Zone 1	57
รูปที่ 4.12 ตำแหน่งของกระแสและแรงดันทดสอบ L1 - G, L2 - G และ L3 - G ของ Zone 2 ...	58
รูปที่ 4.13 ตำแหน่งของกระแสและแรงดันทดสอบ L1 - L2, L2 - L3 และ L3 - L1 ของ Zone 259	59
รูปที่ 4.14 ตำแหน่งของกระแสและแรงดันทดสอบ Three phase fault ของ Zone 2	60
รูปที่ 4.15 ตำแหน่งของกระแสและแรงดันทดสอบ L1 - G, L2 - G และ L3 - G ของ Zone 3 ...	61
รูปที่ 4.16 ตำแหน่งของกระแสและแรงดันทดสอบ L1-L2, L2-L3 และ L3-L1 ของ Zone 3.....	62
รูปที่ 4.17 ตำแหน่งของกระแสและแรงดันทดสอบ Three phase fault ของ Zone 3	63
รูปที่ 4.18 ผลการทดสอบ Ground Distance	64
รูปที่ 4.19 ผลการทดสอบ Phase Distance	64
รูปที่ 4.20 วงจรการทดสอบการป้องกันระบบไฟฟ้า	65
รูปที่ 4.21 ตำแหน่งฟอลต์ที่ทำการทดสอบแบบ Loop line	65
รูปที่ 4.22 ตำแหน่งฟอลต์ที่ทำการทดสอบแบบ Radial line	66
รูปที่ 4.23 ลักษณะการต่อระบบของ RTU สำหรับการทดสอบ Commissioning test.....	69
รูปที่ 4.25 ตำแหน่งฟอลต์ที่ทำการทดสอบเทคนิค DTT, IEC61850 with SCADA	69

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาของปัญหา

จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 (PDP2015) ของสำนักนโยบายและพลังงาน กระทรวงพลังงาน [1] ได้เน้นการเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า ด้วยการกระจายเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า การลดการพึ่งพาก๊าซธรรมชาติ การเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหิน เทคโนโลยีสะอาด การจัดหาไฟฟ้าจากต่างประเทศเพิ่มขึ้น การเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รวมทั้งการพัฒนาระบบส่งไฟฟ้า ระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อรองรับการพัฒนาพลังงานทดแทน และการเข้าสู่ประชาคมเศรษฐกิจอาเซียน จากแผนพัฒนาฯ นี้จะเน้นการพัฒนาพลังงานทดแทนให้เต็มศักยภาพในแต่ละพื้นที่ โดยจะมีการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงขยะ ชีวมวล และก๊าซชีวภาพ รวมถึงพลังงานทดแทนอื่นๆ เช่น พลังงานลม แสงอาทิตย์ พร้อมขยายระบบส่งไฟฟ้าและระบบจำหน่ายของ 3 การไฟฟ้า ให้รองรับการส่งเสริมพลังงานทดแทนเป็นรายพื้นที่ ตลอดจนพัฒนาระบบ Smart grid เพื่อช่วยเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน โดยคาดว่าในประเทศไทยจะมีความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นดังตารางที่ 1.1

ตารางที่ 1.1 ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ของแผน PDP2015

พ.ศ.	PDP2010 Rev3		PDP2015		เปลี่ยนแปลง (%)	
	พลังไฟฟ้า สูงสุด (เมกะวัตต์)	พลังงาน ไฟฟ้า (ล้านหน่วย)	พลังไฟฟ้า สูงสุด (เมกะวัตต์)	พลังงาน ไฟฟ้า (ล้านหน่วย)	พลังไฟฟ้า สูงสุด (เมกะวัตต์)	พลังงาน ไฟฟ้า (ล้านหน่วย)
2559	31,809	210,619	30,218	197,891	-1,591	-12,728
2569	46,003	304,548	40,791	267,629	-5,212	-36,919
2573	52,256	346,767	44,424	291,519	-7,832	-55,248
2579	-	-	49,655	326,119	-	-

จากข้อมูล ณ สิ้นเดือน ธันวาคม 2557 กำลังการผลิตไฟฟ้ารวมของประเทศไทย เท่ากับ 37,612 เมกะวัตต์ แบ่งเป็นกำลังผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าประเภท Firm (ในระบบ กฟผ) เท่ากับ 34,668 เมกะวัตต์ รับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ประเภท Non-firm เท่ากับ 915 เมกะวัตต์ และรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP เท่ากับ 2,029 เมกะวัตต์ โดยมีรายละเอียดดังนี้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

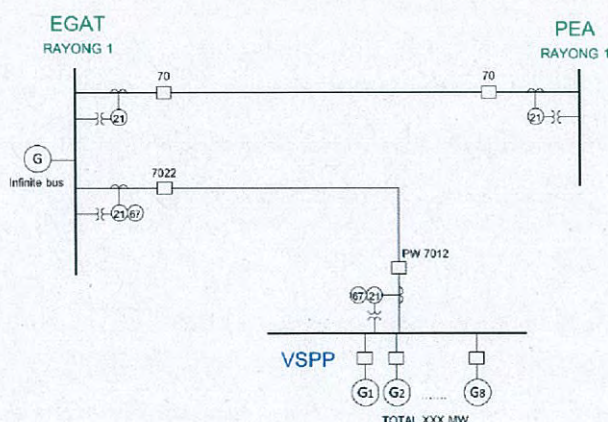
กำลังผลิตไฟฟ้าแบ่งตามประเภทโรงไฟฟ้า

● พลังความร้อนร่วม	21,15	เมกะวัตต์	ร้อยละ	56.2
● พลังความร้อน	7,538	เมกะวัตต์	ร้อยละ	20.0
● พลังงานหมุนเวียน	8,476	เมกะวัตต์	ร้อยละ	22.5
● กังหันแก๊ส เครื่องยนต์ดีเซล	153	เมกะวัตต์	ร้อยละ	0.5
● สายส่งเชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย	300	เมกะวัตต์	ร้อยละ	0.8
รวม	37,612	เมกะวัตต์		

กำลังผลิตไฟฟ้าแบ่งตามผู้ผลิตไฟฟ้า

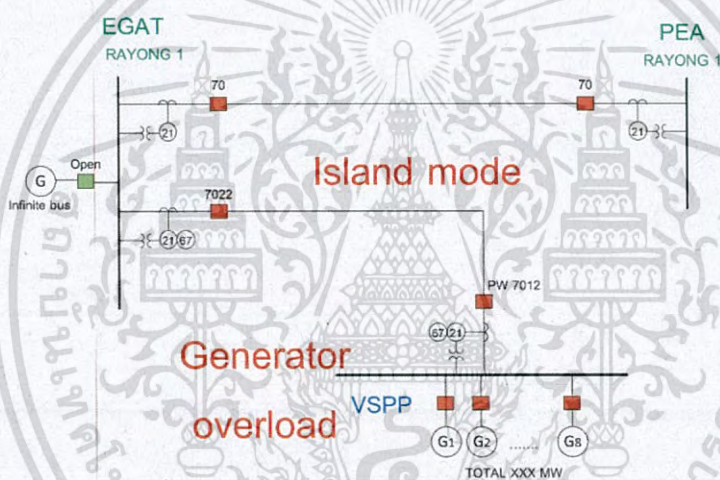
● กฟผ	15,482	เมกะวัตต์	ร้อยละ	41.2
● เอกชนรายใหญ่ (IPP)	13,167	เมกะวัตต์	ร้อยละ	35.0
● เอกชนรายเล็ก (SPP)	4,530	เมกะวัตต์	ร้อยละ	12.0
● เอกชนรายเล็กมาก (VSPP)	2,029	เมกะวัตต์	ร้อยละ	5.4
● ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	2,404	เมกะวัตต์	ร้อยละ	6.4
รวม	37,612	เมกะวัตต์		

ดังนั้นทางการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จึงมีความต้องการที่จะขยายการผลิต รวมถึงรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP, SPP และ IPP รวมถึงการนำเข้าพลังงานไฟฟ้าจากต่างประเทศ โดยส่งพลังงานไฟฟ้าผ่านสายส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ในระดับแรงดัน 230 และ 500 KV สายส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในระดับแรงดัน 115 และ 22 KV สายส่งของการไฟฟ้านครหลวง ในระดับแรงดัน 115, 69 และ 24 KV โดยปกติจะมีโรงไฟฟ้าของเอกชน ขนาดเล็ก (SPP) หรือขนาดใหญ่ (IPP) ร่วมจ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้ากับสายส่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย หรือการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นลักษณะของ Loop line system ดังแสดงในรูปที่ 1.1



เอกสารนี้เป็นเอกสารรูปที่ 1.1 ระบบป้องกันพื้นฐานแบบเดิม โดยใช้เทคนิค Peer to peer ซึ่งประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

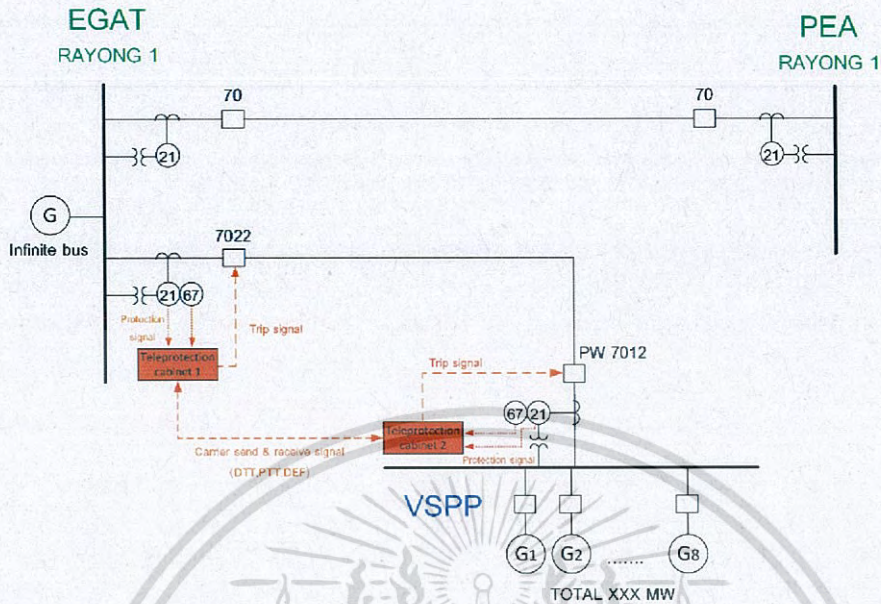
จากรูปที่ 1.1 จะแสดงถึงการออกแบบระบบป้องกันพื้นฐานของระบบไฟฟ้าโดยตามมาตรฐานของการไฟฟ้าฯ อยู่แล้ว เช่น มี Distance relay, Directional relay, Over and under voltage relay, Over and under frequency relay, Transformer differential relay, Over current relay และ Generator protection relay โดยรายละเอียดดังรูปที่ 1.1 ซึ่งสามารถที่จะป้องกัน โรงไฟฟ้าของตัวเองได้ แต่มีปัญหาเกิดขึ้น ในกรณีที่ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต หรือ Main source เกิดหายไปจากระบบ ทำให้เหลือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ไม่ว่าจะเป็น VSPP, SPP หรือ IPP ซึ่งเป็นเครื่องกำเนิดที่ช่วยจ่ายโหลดให้กับระบบ ดังนั้นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของ VSPP, SPP และ IPP จะเกิดสถานะ Overload โดยที่เราสามารถเรียกปรากฏการณ์นี้ว่า Island mode ลักษณะดังแสดงในรูปที่ 1.2 ซึ่งจะมีผลกระทบทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของ VSPP, SPP และ IPP เกิดความเสียหายได้



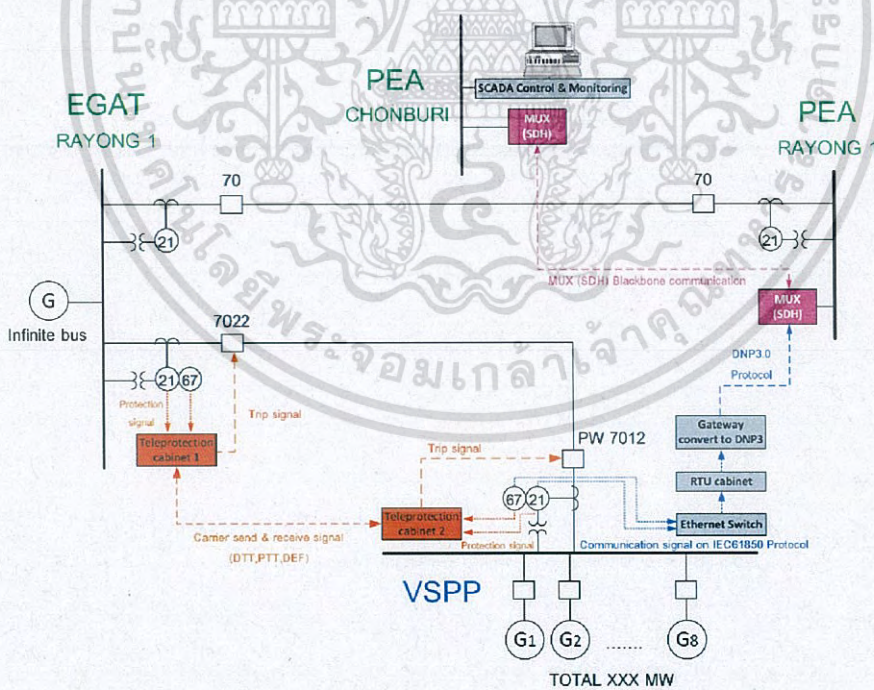
รูปที่ 1.2 ในกรณี Infinite bus ถูกปลดวงจร ทำให้เกิดสถานะ Island mode ทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเกิด Overload ซึ่งจะทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสียหายได้

ดังนั้นจากปัญหาข้างต้นดังที่กล่าวมาแล้ว ในวิทยานิพนธ์นี้จะนำเสนอแนวทางการแก้ปัญหา อันเนื่องมาจากการเกิด Island mode โดยการนำสถานะของ Gas circuit breaker main ของ Main source มาเข้าตัวแปลงสัญญาณ Analog to digital และ นำสัญญาณที่ได้มาเข้าระบบสื่อสาร โดยอาศัย Optical fiber เป็นตัวกลางในการส่งสัญญาณไปให้โรงไฟฟ้า VSPP, SPP และ IPP ทราบว่าในขณะนี้ Main source ถูกปลดออกจากระบบไฟฟ้า ดังนั้น โรงไฟฟ้าเองจะต้องปลดวงจรออกทันที ผลจากการวิจัยพบว่า จะสามารถลดความเสียหายที่กระทำต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อันเนื่องมาจากการเกิดสถานะ Island mode ของโรงไฟฟ้า VSPP, SPP และ IPP ลงได้ ซึ่งเป็นสาเหตุอย่างหนึ่งที่ทำให้ทางการไฟฟ้าฯ มีข้อกำหนดให้ระบบไฟฟ้าที่จะก่อสร้างขึ้นมาใหม่หลังจากปี 2559 จะต้องเพิ่มเติมระบบป้องกันนี้ ซึ่งสามารถเรียกระบบป้องกันนี้ว่าระบบ “Teleprotection” รายละเอียดดังรูปที่ 1.3 และในบางครั้งจะต่อใช้งานร่วมกับระบบ SCADA ของการไฟฟ้านั้นๆ รายละเอียดดังรูปที่ 1.4

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปเผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาต
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 1.3 แนวทางแก้ปัญหาสถานะ Island mode โดยการติดตั้งระบบ Teleprotection



รูปที่ 1.4 ระบบ SCADA ที่ติดตั้งตามเงื่อนไขของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1.2 วัตถุประสงค์การดำเนินงาน

1. ประยุกต์ ใช้ระบบ Teleprotection ในการป้องกันเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า IPP/SPP/VSP
2. ศึกษาแนวทางการป้องกันเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ทั้งในกรณี Loop line และ Radial line
3. ประยุกต์ใช้ระบบ SCADA ร่วมกับระบบ Teleprotection ในการป้องกันเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

1.3 ลำดับขั้นตอนการวิจัย

1. สำรวจระบบป้องกันเดิม ของสถานีไฟฟ้าแรงสูง
2. ออกแบบและติดตั้งระบบ Teleprotection ให้กับสถานีไฟฟ้าแรงสูง ต้นทางและปลายทางที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าติดตั้งอยู่
3. ออกแบบระบบ Trip Metrix และ Trip diagram ของสถานีไฟฟ้าแรงสูงต้นทางและสถานีไฟฟ้าแรงสูงปลายทางที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าติดตั้งอยู่
4. เชื่อมต่อระบบป้องกันและระบบตรวจวัดค่าพลังงานไฟฟ้าเข้ากับระบบ SCADA EMS ของการไฟฟ้า
5. ทดสอบระบบป้องกันที่ออกแบบและติดตั้ง

1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. ได้ทราบถึงหลักการป้องกันในสถานีไฟฟ้าแรงสูง
2. ได้ทราบถึงเทคนิคการป้องกันโรงไฟฟ้าในเงื่อนไข Island mode
3. สามารถที่จะป้องกันความเสียหายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ในสถานะ Island mode

บทที่ 2

หลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

ในบทนี้จะกล่าวถึง งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง, พื้นฐานการป้องกันระบบไฟฟ้า เช่น การใช้ รีเลย์วัดระยะทาง (Distance relay) ในการป้องกันสายส่งไฟฟ้า, รีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทาง (Directional overcurrent relay) ในการป้องกันระบบไฟฟ้ากำลัง, การใช้ รีเลย์กระแสเกิน (Overcurrent relay) ในการป้องกันระบบไฟฟ้ากำลัง การใช้รีเลย์วัดผลต่าง (Differential relay) ในการป้องกันระบบไฟฟ้ากำลัง และหัวข้อสุดท้ายจะเป็นการกล่าวถึงเทคโนโลยีในการป้องกันระบบไฟฟ้ากำลัง โดยใช้ระบบสื่อสารเข้ามาช่วยในการป้องกันระบบไฟฟ้า เพื่อให้สามารถเพิ่มประสิทธิภาพในการป้องกันระบบ โดยมีมาตรฐานที่ยอมรับในการใช้งาน เช่น IEC-61850 และโปรโตคอล (Protocol) ที่จะสามารถนำมาใช้งานได้ รวมถึงวิวัฒนาการในการป้องกันระบบไฟฟ้าในประเทศไทย

2.1 การทบทวนวรรณกรรม [2-23]

ในปี 1992 D. Fischer และคณะ ได้นำเสนอถึงวิวัฒนาการของ Digital teleprotection unit โดยกล่าวถึงเทคโนโลยีที่กำลังจะเกิดขึ้น และ กำหนดศึกษาถึงค่า Baud rate ที่เหมาะสมสำหรับการติดต่อสื่อสารของ Teleprotection โดยสรุปว่า Board rate การติดต่อสื่อสารอยู่ที่ 56 Bits/Sec ถึง 1.5 Mbits/Sec

ในปี 1998 O. Usta และคณะ ได้นำเสนอหลักการติดต่อสื่อสารระหว่างสถานีไฟฟ้า มีทั้งหมด 5 แบบคือ Pilot wire circuit, Pilot channel, PLC, Radio or microwave, Bulk optical fiber carrier และ Dedicated optical fiber รวมถึงภาพรวมของระบบป้องกันโดยเริ่มตั้งแต่อุปกรณ์ป้องกัน, สัญญาณที่ต้องการตรวจสอบ, ระบบ Communication และระบบการส่งสัญญาณสื่อสารระหว่างสถานีไฟฟ้า

ในปี 2006 Johann Jager และคณะ ได้นำเสนอเทคนิคการทำงานของ Distance relay โดยใช้เทคนิค Teleprotection schemes

ในปี 2009 Andre Luiz P ได้นำเสนออุปกรณ์ Real time digital simulator ซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์ของ Siemens โดยอุปกรณ์ดังกล่าวสามารถที่จำลองการทำงานของ Distance relay ได้ โดยวัตถุประสงค์คือต้องการให้มีการเรียนรู้เรื่อง Teleprotection ของ distance relay

ในปี 2010 Ian Stevens และคณะ ได้นำเสนอการทดสอบความสามารถของ Relay วัดระยะทาง แบบต่างๆ ทั้งแบบ Mechanical relay, solid stage relay และ Digital relay โดยจำลองสถานะ ความผิดปกติ (Fault) จาก COMTRADE file

ในปี 2011 M. Khodadad และคณะ ได้นำเสนอเทคนิคการใช้ Distance pilot protection หรือที่เรียกว่า Teleprotection scheme โดยแสดงถึงวิธีที่จะเลือกหลักการป้องกันที่ดีที่สุดสำหรับเอกสารนี้เป็นเอกสารทบทวนวิสาหรับการเขางานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมืออนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4 เงื่อนไข ดังนี้ Direct under reaching transfer trip, Permissive under reaching transfer trip, Permissive overreaching transfer trip และ Directional comparison blocking

ในปี 2012 Edmund O. และคณะ ได้นำเสนอถึงลักษณะการเกิดความเสียหายใน Distribution generator ในกรณี Main power supply เกิดการลัดวงจร โดยระบบการติดต่อสื่อสารด้วย Radio communication มาเป็นตัวสื่อสารให้ระหว่างสถานีไฟฟ้าทราบว่าการเกิดลัดวงจรขึ้น

ในปี 2012 F. Crispino และคณะ ได้นำเสนอ การปรับปรุง Data acquisition and data processing สำหรับผลิตภัณฑ์ของ ABB รุ่น ETL 540 และใช้การติดต่อสื่อสารแบบ Audio tones โดยใช้ความถี่ 30-500 kHz

ในปี 2012 Husni Azam Yusof และคณะ ได้นำเสนอเงื่อนไขการออกแบบระบบ Teleprotection ตามมาตรฐาน IEC-60834 โดยส่งข้อมูลผ่านระบบ Ethernet แบบแตกต่างกันคือ 2 Mbps G.703 E1 interface, 64 kbps G.703 co-directional interface, Nx64 kbps IEEE C37.94 optical interface และ 4 x 110/48 V I/O port for teleprotection signaling interface ตามเงื่อนไขมาตรฐาน IEC 61850-90

ในปี 2012 F. Crispino และคณะ ได้นำเสนอ วิธีคำนวณ ที่ใช้สำหรับ Tele protection ให้อยู่ในรูปแบบ Process control techniques โดยการนำหลักการป้องกันเบื้องต้น และผ่าน อุปกรณ์เชื่อมต่อของระบบ Teleprotection และจะทำการ Synchronized ด้วยระบบ GPS

ในปี 2013 Edmund O. และคณะ ได้นำเสนอการนำระบบการติดต่อสื่อสารด้วยระบบ Radio communication มาปรับใช้ในการป้องกัน Distribution generator โดยมุ่งเน้นที่จะทำการศึกษา 5 กรณีดังนี้

กรณีที่ 1 พิสูจน์ขาดในกรณีเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารอบต่ำ

กรณีที่ 2 Loss of fuse/recloser coordination

กรณีที่ 3 Loss of protection sensitivity

กรณีที่ 4 DG step-up transformer grounding

กรณีที่ 5 Nuisance tripping

กรณีที่ 6 Increased fault duty

ในปี 2013 Rodolfo Garcia Sierra และคณะ ได้นำเสนอเทคนิค การติดตั้งและปรับตั้งค่าการทำงานของ Relay protection โดยใช้ Teleprotection ผ่านระบบ network ซึ่งในส่วนของ Protocols จะใช้ตามมาตรฐาน IEC-61850

ในปี 2013 Galina S. Antonova และคณะ ได้นำเสนอ การนำระบบ Teleprotection มาใช้ในระบบป้องกันของรีเลย์ 5 อย่างดังนี้ Line current differential protection, Distance protection, Bus blocking scheme, Synchro phasor-based protection and control และ Distributed generation related protection โดยผ่านระบบสื่อสาร เพื่อดูผลกระทบในการใช้ระบบสื่อสารเข้ามาช่วยในการป้องกันระบบไฟฟ้า การศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ในปี 2014 Silvio Roesler และ Ruben Lobo ได้นำเสนอ เทคนิคการทดสอบ Differential relay โดยใช้หลักการกำหนดเวลาระหว่างสถานีไฟฟ้า โดยใช้ GPS หลังจากนั้นได้ทำการ Simulation fault โดยผ่านการสื่อสารแบบ Ethernet network ที่ความเร็ว 768 kbps

ในปี 2014 T. Hensler และคณะ ได้นำเสนอวิธีการทดสอบระบบ Teleprotection โดยใช้เทคนิค Internet could โดยจะใช้เครื่องทดสอบบริเลย์ของ Omicron เชื่อมต่อกับระบบ GPS และใช้ Software ทดสอบตามมาตรฐาน IEEE1588 PTP

ในปี 2015 Alcides Ortega และคณะได้นำเสนอการนำ Protocol 3.0 (DNP 3.0) มาใช้ใน Transmission control protocol/internet protocol (TCP/IP) ตามมาตรฐาน IEEE1815

ในปี 2015 Vasudev Dehalwar และคณะ ได้นำเสนอการเปรียบเทียบการส่งข้อมูลระหว่างมาตรฐานของ IEEE 802.22 เทียบกับ IEC-61850

ในปี 2016 Boris Bastigkeit และคณะ ได้นำเสนอ Software ของ บริษัท Omicron ที่มีการพัฒนาขึ้นมาเพื่อใช้ในการทดสอบ Distance relay โดยหลักสำคัญจะทำการเทียบเวลากับ GPS ตามมาตรฐาน IEEE1588 และในบทความที่นำเสนอจะเป็นการทดสอบตามเงื่อนไข End to end test

2.2 พื้นฐานการป้องกันสายส่งไฟฟ้า

ในระบบการป้องกันสถานีไฟฟ้าแรงสูง 115 kV โดยปรกติจะต้องออกแบบตามเงื่อนไขของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA) หรือการไฟฟ้านครหลวง (MEA) ซึ่งจะต้องมีอุปกรณ์ที่ใช้สำหรับป้องกันขั้นต่ำดังนี้ Differential relay, Distance relay, Overcurrent relay, Over and under voltage, Frequency relay รีเลย์ป้องกันที่ใช้ในระบบไฟฟ้ากำลัง จะกำหนดสัญลักษณ์ที่ใช้อยู่ 2 มาตรฐานคือ มาตรฐาน ANSI และ IEC-60167 โดยทั่วไปในประเทศไทยจะใช้สัญลักษณ์ตามมาตรฐาน ANSI ซึ่งจะมีลักษณะเป็นวงกลมและมีหมายเลขอยู่ด้านใน หมายเลขต่างๆ จะมีความหมายดังตารางที่ 2.1

โดยที่ Relay แต่ละตัวจะทำงานตาม Function ของแต่ละตัว เช่น 21: Distance relay จะใช้สำหรับตรวจจับตำแหน่งจุดที่เกิด Fault ของสายส่งไฟฟ้า, 27: Under voltage relay จะใช้สำหรับตรวจจับแรงดันต่ำกว่ามาตรฐาน, 50/51: Over current relay จะใช้สำหรับป้องกันกระแสเกิน โดยจะสามารถเลือก Curve การทำงานให้เหมาะสมกับอุปกรณ์ต่างๆ และสามารถปรับตั้งเวลาในการทำงานให้เหมาะสมได้, 59: Over voltage relay จะใช้สำหรับตรวจจับ แรงดันสูงกว่ามาตรฐาน และ 87: Differential relay จะเป็น Relay วัดผลต่างของกระแส ส่วนมากจะนำมาใช้ในการป้องกันหม้อแปลง หรือ บัสบาร์ ที่สำคัญ

ตารางที่ 2.1 สัญลักษณ์ของรีเลย์ตามมาตรฐาน ANSI และ IEC

Description	ANSI	IEC60167	Description	ANSI	IEC60167
Over speed relay	12	$\omega >$	Inverse time earth fault overcurrent relay	51G	$I_{\neq} >$
Under speed relay	14	$\omega <$	Definite time earth fault overcurrent relay	51N	$I_{\neq} >$
Distance relay	21	$Z <$	Voltage restrained/controlled overcurrent relay	51V	$U_{\neq} >$
Over temperature relay	26	$\theta >$	Power factor relay	55	$\text{Cos}\phi >$
Under voltage relay	27	$U <$	Overvoltage relay	59	$U >$
Directional overpower relay	32	$\overrightarrow{P} >$	Neutral point displacement relay	59N	$U_{rsd} >$
Under power relay	37	$P <$	Earth fault relay	64	$I_{\neq} >$
Undercurrent relay	37	$I <$	Directional overcurrent relay	67	$\overrightarrow{I} >$ $I >$
Negative sequence relay	46	$I_2 >$	Directional earth fault relay	67N	$\overrightarrow{I} >$ $I_{\neq} >$
Negative sequence voltage relay	47	$U_2 >$	Phase angle relay	78	$\phi >$
Thermal relay	49		Auto reclose relay	79	$0 \rightarrow 1$
Instantons overcurrent relay	50	$I >>$	Under frequency relay	81U	$f <$
Inverse time overcurrent relay	51	$I >$ 	Over frequency relay	81O	$f >$
			Differential relay	87	$I_d >$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น. ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น. อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.2.1 รีเลย์วัดระยะทาง (21: Distance relay)

ในการป้องกันสายส่งไฟฟ้าระดับแรงดัน 115 kV ขึ้นไปจะใช้รีเลย์วัดระยะทาง (Device No.21) เป็นรีเลย์หลักในการป้องกันสายส่งไฟฟ้า ซึ่งจะแบ่งการทำงานออกเป็น Zone1, Zone2 และ Zone3 ดังรูปที่ 2.1 และ Logic การ Trip ของ Distance จะสามารถดูได้จากรูปที่ 2.2 โดยที่ Distance relay บางผลิตภัณฑ์ อาจมี Zone4 และ Zone5 เพิ่มขึ้นมาเป็น Zone พิเศษ ซึ่งมีการกำหนดระยะทางในการป้องกันของ Zone ต่างๆ ดังนี้

$$\text{Zone1} = 80 \% (A - B)$$

$$\text{Zone2} = 120 \% (A - B) \text{ หรือ } 100 \% (A - B) + 50 \% (B - C)$$

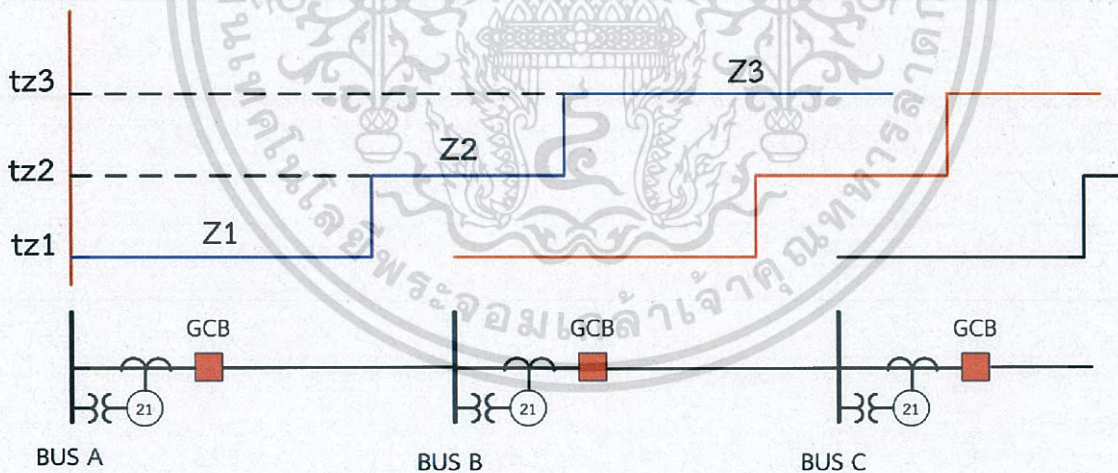
$$\text{Zone3} = 120 \% (A - C) \text{ หรือ } 100 \% (A - B) + 100 \% (B - C) + 25 \% (C - D)$$

และมีการตั้งเวลาทำงาน เมื่อเกิดการลัดวงจรในโซลต่างๆ ดังนี้

$$\text{Zone1} = \text{ทำงานแบบทันทีทันใด (Instantaneous)}$$

$$\text{Zone2} = 250 - 300 \text{ ms}$$

$$\text{Zone3} = 500 - 600 \text{ ms}$$



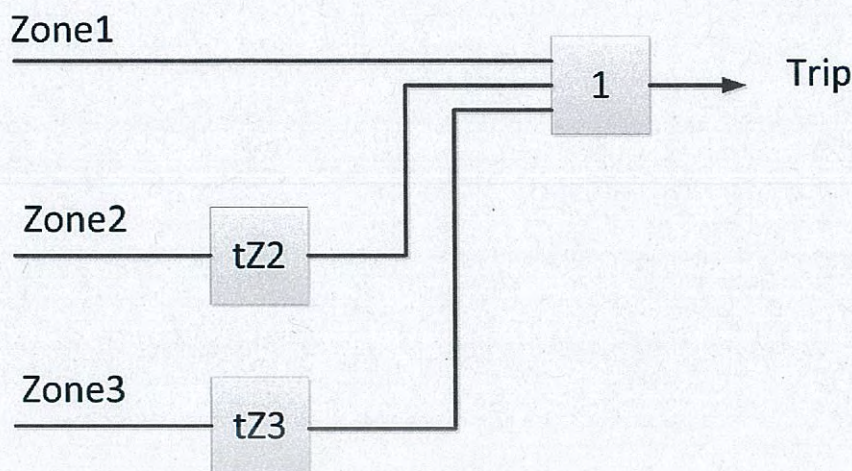
Relay A : Setting

$$\text{Z1} = 80 \% (A-B)$$

$$\text{Z2} = 120 \% (A-B) \text{ or } 100 \% (A-B)+50 \% (B-C)$$

$$\text{Z3} = 120 \% (A-C) \text{ or } 100 \% (A-B)+ 100 \% (B-C)+25 \% (C-D)$$

รูปที่ 2.1 หลักการทำงานเบื้องต้นของ Distance relay



$$tZ2 = 5 - 300 \text{ msec}$$

$$tZ3 = 300 - 600 \text{ msec}$$

Zone1 ทำงานที่ 5 msec หรือ Instantaneous
รูปที่ 2.2 Logic การทำงานของ Distance relay

โดยปรกติจะทำงานร่วมกับ Auto reclose relay (Device No.79) ซึ่งรีเลย์นี้จะสั่งให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดวงจรกลับเข้าไปใหม่ เมื่อเกิดฟอลต์ที่มีการเปิดวงจรด้วย Distance relay และ Auto reclose relay จะทำการ Reclose เฉพาะเมื่อเกิดฟอลต์ใน Zone1 เท่านั้น เพราะถ้าเกิดฟอลต์ใน Zone2 และ Zone3 Auto reclose relay จะไม่ทำงาน เนื่องจากเป็น Back up protection ดังนั้นในการปรับตั้งค่าการทำงานของ Distance relay และ Auto reclose ทั้ง 3 การไฟฟ้า จะสามารถปรับตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ได้ดังนี้

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

- ระบบ Radial line

Zone 1	=	Instantaneous
Zone 2	=	250 ms
Zone 3	=	600 ms
Auto reclose	=	0.3 ms จำนวน 1 ครั้ง

- ระบบ Loop line

Zone 1	=	Instantaneous (20 - 40 ms)
Zone 2	=	500 ms
Zone 3	=	1,000 ms
Auto reclose	=	0.3 sec จำนวน 1 ครั้ง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การไฟฟ้านครหลวง

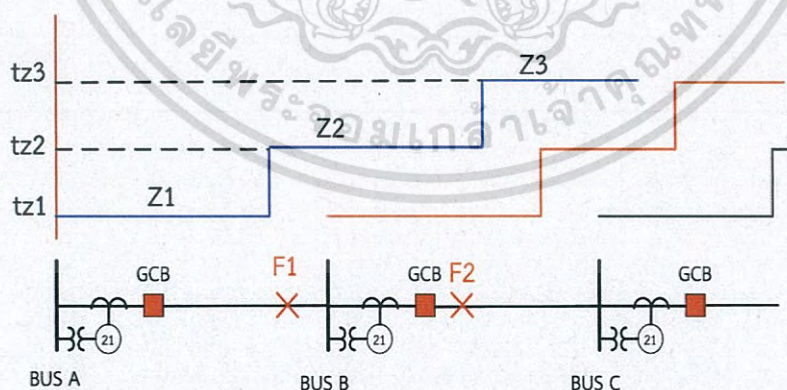
Zone 1	=	Instantaneous (20 – 40 ms)
Zone 2	=	250 ms
Zone 3	=	500 ms
Auto reclose	=	4.0 sec จำนวน 1 ครั้ง

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

Zone 1	=	Instantaneous (20 – 40 ms)
Zone 2	=	300 ms
Zone 3	=	600 ms
Auto reclose	=	1.0 sec จำนวน 1 ครั้ง

2.2.2 การป้องกันสายส่งโดยวิธีการนำร่อง (Pilot protection of transmission line)

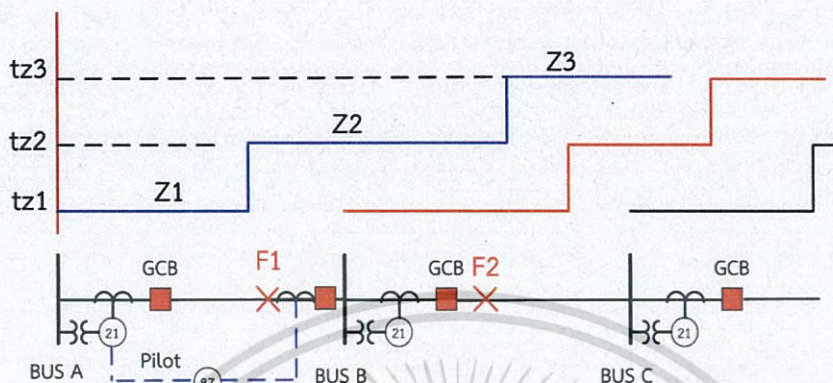
ในการป้องกันสายส่งแบบ Non-pilot โดยใช้ Overcurrent relay และ Distance relay ไม่สามารถที่จะกำจัดฟอลต์ที่เกิดขึ้นที่ปลายทั้ง 2 ข้างของสายส่งได้ทันที เนื่องจากรีเลย์จะตรวจจับฟอลต์ ซึ่งข้อมูลที่ได้รับจากรีเลย์เพียงข้างเดียวทำให้การกำจัดฟอลต์ที่ปลายอีกข้างหนึ่งของสายส่ง (Remote end) จะต้องมีการหน่วงเวลาเกิดขึ้น การป้องกันจึงไม่สมบูรณ์ ดังรูปที่ 2.3 จะเห็นว่า ถ้าเกิดฟอลต์ที่ตำแหน่ง F2 Distance relay ที่ Bus B จะมองเห็นเป็น Zone 1 และส่งสัญญาณไปให้ GCB ตัดวงจรทันที และ Distance relay ที่ Bus A มองเห็นเป็น Zone 2 ซึ่งจะเป็น Back up ของระบบ ถ้า Distance relay ที่ Bus B ไม่ทำงาน แต่ถ้าเกิดฟอลต์ที่ตำแหน่ง F1 จะไม่มี Distance relay ตัวใด เห็นใน Zone 1 จึงทำให้มีฟอลต์อยู่ในระบบ



รูปที่ 2.3 ปัญหาของการนำ Distance relay มาป้องกันระบบ

จากปัญหาในรูปที่ 2.3 จึงมีความจำเป็นที่จะต้องเพิ่ม Differential relay มาช่วยในการป้องกันฟอลต์ในตำแหน่ง F1 โดยพื้นฐานจะต้องเพิ่มหม้อแปลงกระแสที่ตำแหน่งปลายทั้ง 2 ข้างของ Bus A และ Bus B โดยที่สายเอาต์พุตของหม้อแปลงกระแสจะต้องต่อไปยัง Differential relay เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สวทช.จัดทำขึ้นเพื่อการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ดังนั้น ระยะสายไฟฟ้าที่จะต้องเดินไประหว่างสถานีไฟฟ้า A และ สถานีไฟฟ้า B มีระยะทางไกล สายไฟฟ้าที่จะต้องเดินไปนี้ เราจะเรียกว่าสาย Pilot ซึ่งการแก้ปัญหานี้จะทำให้ฟอลต์ที่ตำแหน่ง F1 จะถูกกำจัดออกไปจากระบบได้อย่างรวดเร็ว และ ทันทีทันใด



รูปที่ 2.4 การนำ Differential relay มาช่วยแก้ปัญหา และ เพิ่มในส่วนของสาย Pilot

2.2.3 การนำระบบสื่อสารเข้ามาช่วยในการป้องกันระบบ

เนื่องจากระยะทางของ สถานีไฟฟ้า A และสถานีไฟฟ้า B มีระยะทางไกล จึงมีความจำเป็นที่จะต้องนำเทคโนโลยี การสื่อสารเข้ามาช่วยในการป้องกัน ซึ่งจะเรียกวิธีนี้ว่า Teleprotection โดยระบบสื่อสารที่จะสามารถนำเข้ามาช่วยในการป้องกันมี 4 รูปแบบได้แก่ การสื่อสารโดยใช้สายส่งกำลัง (Power line carrier), การสื่อสารโดยใช้ไมโครเวฟ (Microwave), การสื่อสารโดยใช้ใยแก้วนำแสง (Fiber optics) และการสื่อสารโดยใช้สายโทรศัพท์ (Communication cable) โดยแต่ละรูปแบบมีรายละเอียดดังหัวข้อย่อต่อไปนี้

2.2.3.1 การสื่อสารโดยใช้สายส่งกำลัง (Power line carrier)



รูปที่ 2.5 Line traps หรือ Wave trap

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การสื่อสารแบบ Power line carrier (PLC) จะทำงานด้วยระบบ เปิด-ปิด โดยการส่ง สัญญาณวิทยุความถี่ระหว่าง 10 – 490 kHz ไปบนสายส่งโดยมีวงจรถักสัญญาณความถี่สูง (Wave trap) ต่อกันทั้งสองข้างของสายส่ง เพื่อกันไม่ให้สัญญาณ ความถี่สูง ผ่านออกไปนอก Zone ปกป้องกันได้ เนื่องจากสายส่งแรงสูงมีความสูญเสียต่ำ ดังนั้นจึงสามารถส่งสัญญาณ PLC ไปได้ไกลถึง 160 กิโลเมตร สำหรับ Power output 10 W และมากกว่า 240 กิโลเมตร สำหรับ Power output 100 W โดยไม่ต้องใช้ Repeater ส่วน Coupling capacitor จะใช้ในการรับส่ง สัญญาณจากสายส่ง แรงสูง และ ใช้กันกระแสความถี่ปรกติ (50 Hz) ไม่ให้ผ่านเข้าไปได้ นอกจากนี้ Line trap, Wave trap และ Coupling capacitor ยังใช้ในการทำให้ Impedance ของสายส่งความถี่กำลังงานไฟฟ้า (Power frequency) มีค่าต่ำ และทำให้ Impedance ของสายส่งความถี่วิทยุ (Radio frequency) มี ค่าสูง โดยปรกติความกว้างของช่องสัญญาณที่ใช้คือ 4 kHz และเวลาที่ใช้ในการส่งประมาณ 5 ms แต่ในระบบ PLC มีข้อเสียคือ เรื่องความไวต่อสัญญาณรบกวนเช่น High impulse noise ที่เกิดจาก ฟoudre, Fault หรือจากการเกิด Arc แต่ระบบ PLC ก็มีความคล่องตัวในการนำไปประยุกต์ใช้กับระบบ ปกป้องกันแบบต่างๆ เช่น Directional หรือ Phase comparison fault detection schemes เพื่อที่จะ Block หรือ Trip circuit breaker PLC เป็นระบบที่ใช้กันมาก ถึงแม้ว่าระบบ Microwave หรือ Fiber optic กำลังได้รับความนิยมมากขึ้นก็ตาม

2.2.3.2 การสื่อสารโดยใช้ไมโครเวฟ (Microwave)



รูปที่ 2.6 ระบบสื่อสารด้วย Microwave ของสถานีไฟฟ้า

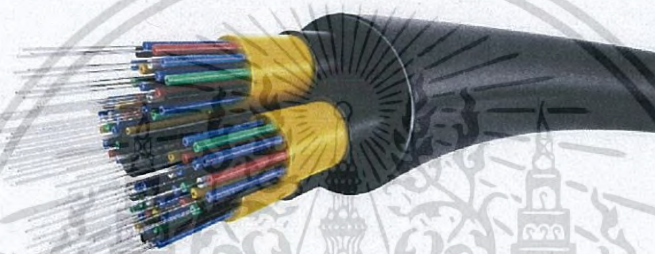
การสื่อสารด้วยไมโครเวฟ (Microwave) จะเป็นระบบสื่อสารที่มีช่องสัญญาณความถี่กว้าง ระหว่าง 150 MHz – 20 GHz ในช่วงความถี่นั้นสามารถแบ่งเป็นช่องสัญญาณที่ใช้ในระบบปกป้องกันได้ มากมาย การสื่อสารด้วยวิธีนี้ เหมาะกับพื้นที่ ที่ไม่ถูกจำกัดความถี่ไมโครเวฟ และเส้นทางที่ไม่มีสิ่งกีด ขวาง (Line of sight) สำหรับสายส่งที่ยาวมาก จะติดตั้งตัวส่งสัญญาณซ้ำ (Repeater) เพื่อเป็นตัวส่ง สัญญาณต่อไปอีกทีหนึ่ง ข้อดีของการสื่อสารด้วยไมโครเวฟ คือ จะไม่ได้รับผลกระทบจากพอลต์ และ สัญญาณรบกวนที่เกิดขึ้นในสายส่ง นอกจากนี้ยังสามารถส่งสัญญาณเสียง, ข้อมูล, หรือสัญญาณ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไมอนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ควบคุมได้ด้วย สาย Coaxial จะถูกนำมาใช้งานแทนสำหรับกรณีในเมืองที่มีความหนาแน่นมาก ที่จะมีผลกระทบต่อเส้นทางและความถี่ไมโครเวฟ

2.2.3.3 การสื่อสารโดยใช้ใยแก้วนำแสง (Fiber optic link)

การใช้เส้นใยแก้วนำแสงมาใช้ในการป้องกัน จะเป็นการเปลี่ยนสัญญาณไฟฟ้า มาเป็นสัญญาณแสง และ ส่งสัญญาณไปตามสายใยแก้วนำแสง โดยที่สายใยแก้วนำแสง 1 เส้น จะมีช่องสัญญาณมากถึง 8,000 ช่อง และยังสามารถเพิ่มขึ้นได้อีก โดยใช้สายหลายเส้นมารวมกัน สายใยแก้วแต่ละเส้นจะถูกป้องกันด้วยท่อพลาสติก จากนั้นสายใยแก้วนำแสง ที่รวมกันจะถูกป้องกันด้วยอลูมิเนียมอีกชั้นหนึ่งเพื่อความแข็งแรง และ ถูกห่อหุ้มอยู่ในท่อโลหะ (Galvanized steel rods)



รูปที่ 2.7 ลักษณะของสาย Optic fiber cable

2.2.3.4 การสื่อสารโดยใช้สายโทรศัพท์ (Pilot wire)

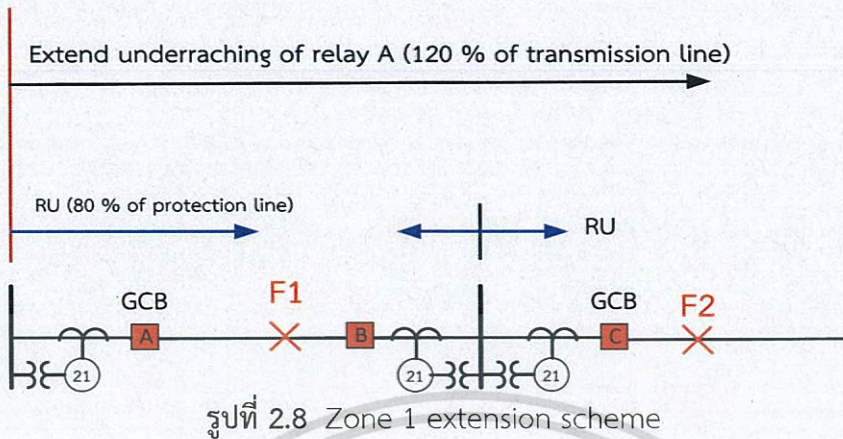
ระบบนี้เป็นระบบที่ใช้การส่งข้อมูลผ่านสายโทรศัพท์ โดยทั่วไประยะทางที่จะใช้ระบบนี้จะมี ความยาวไม่เกิน 16 กิโลเมตร เนื่องจากจะเกิดการลดทอนของสัญญาณใน Cable อันเนื่องมาจาก ความยาวของสาย โดยทั่วไปจะเรียกการส่งสัญญาณแบบนี้ว่า AC Pilot wire relaying ซึ่งจะเหมาะที่จะใช้กับระยะทางสั้นๆ

2.3 รูปแบบของระบบ Pilot relay (Pilot relaying schemes)

ในรูปแบบของระบบ Pilot relaying ในปัจจุบันมีอยู่มากมาย ในแต่ละแบบจะมีข้อดีข้อเสียในแง่ ความรวดเร็ว (Speed), ความปลอดภัย (Security) และความน่าเชื่อถือ (Dependability) ต่างกันไป ขึ้นอยู่การนำไปประยุกต์ใช้งาน โดยสามารถแบ่งออกได้เป็น 7 รูปแบบได้แก่ Zone 1 extension scheme, Zone acceleration scheme, Directional comparison blocking scheme, Direct underraching transferred trip (DUTT) scheme, Permissive overreaching transferred trip (POTT) scheme, Permissive under raching transferred trip (PUTT) scheme, Current differential scheme โดยแต่ละรูปแบบมีรายละเอียดดังหัวข้อย่อยต่อไปนี้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่วางกรรมใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.3.1 Zone 1 extension scheme



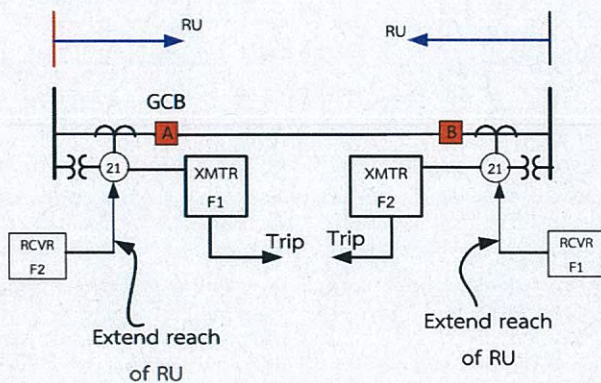
ในรูปแบบ scheme นี้จำเป็นต้องใช้ Tripping function เป็นแบบ Under-reach function (RU) ติดตั้งที่ปลายทั้งสองของสายส่ง ซึ่งจะต้องปรับตั้งไม่ให้งถึงปลายอีกข้าง แต่ต้องเหลื่อมกับ RU ที่อยู่อีกฝั่งหนึ่งของสายส่ง, รูปแบบนี้จะไม่ต้องการ Pilot channel แต่จะอาศัยการควบคุมจาก Auto reclose relay แทน, ในสภาวะปกติ Auto reclose relay จะไม่มี Output การมองเห็นของ RU จะถูกปรับให้เห็นที่ความยาวมากกว่าปกติเป็น 120 % ของความยาวสาย (RU ปกติมีความยาว ที่มองเห็นเท่ากับ 80 - 90 % ของความยาวสาย) จากรูปที่ 2.8 เมื่อเกิดฟอลต์ที่ตำแหน่ง F1 GCB ที่ปลายสายส่งทั้งสองข้างจะทริป ต่อมา Auto reclose relay จะทำงานส่งผลให้ GCB ปิดวงจร และ Reach ของ RU ที่ Distance relay A และ B มองเห็นจะมีค่าลดลง (เป็น 80 % ของความยาวสายส่ง) ซึ่งหาก RU ยังมองเห็นฟอลต์อยู่ GCB ก็จะทำทริปเมื่อเกิดฟอลต์บนสายส่งในส่วน Extend reach (ตำแหน่ง F2) แต่อยู่นอกบริเวณป้องกัน GCB ที่ A และ C จะทริป ต่อมา Auto reclose relay จะทำงาน ส่งผลให้ GCB ปิดวงจร และ Reach ที่มองเห็นโดย Distance relay A ลดลง แต่ RU ที่ Distance relay C จะยังมองเห็นฟอลต์อยู่ จึงทำการทริป GCB

ข้อดี/ข้อเสีย

1. เป็น Scheme ที่ Dependability สูง เนื่องจากจะ Trip ทุกครั้งสำหรับ Fault ใดๆ จุดบน Transmission line โดยไม่ต้องใช้ Communication channel
2. เป็น Scheme ที่ Insecure เนื่องจากจะ Trip fault ที่อยู่นอกสายส่งที่จะป้องกันแต่อยู่ภายใน Extended zone 1

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.3.2 Zone acceleration scheme



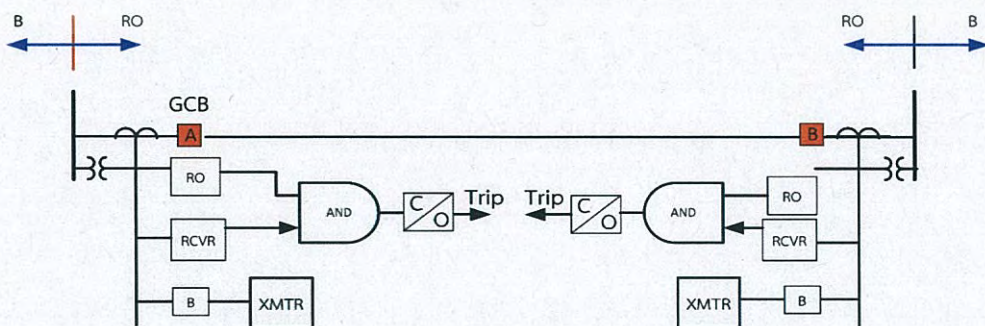
รูปที่ 2.9 Zone acceleration scheme

รูปแบบการ Tripping function จะเป็นแบบ Under-reach function (RU) ติดตั้งที่ปลายทั้งสองด้านของสายส่ง แต่จะใช้การสื่อสารแบบ Frequency shift keying (FSK) โดยปรกติจะส่งสัญญาณ Guard ตลอดเวลา และ จะเปลี่ยนความถี่ในการส่งเมื่อ RU ทำงาน จากรูปที่ 2.9 เมื่อเกิดฟอลต์ บนสายส่งในส่วน Overlap zone ของ RU GCB ที่ปลายสายทั้งสองข้างจะทริปทันที แต่เมื่อเกิดฟอลต์ในโซนป้องกัน แต่ไม่อยู่ในส่วนโซน Overlap โดยฟอลต์อยู่ใกล้ปลายข้างหนึ่ง GCB ที่อยู่ใกล้ฟอลต์จะทริปและส่งสัญญาณให้ตัวรับของอีกปลายสาย ส่งผลให้ Reach ของ RU เพิ่มขึ้นเป็น 120 % ของสายส่ง ซึ่งจะสามารถมองเห็นฟอลต์และสั่งทริป GCB เมื่อเกิดฟอลต์บนสายส่งนอกส่วนป้องกัน (External fault) RU จะไม่สามารถตรวจจับฟอลต์ได้ จึงไม่มีการทริป GCB

ข้อดี/ข้อเสีย

1. มี Security สูง เนื่องจากไม่ Trip สำหรับ External fault
2. เมื่อเกิด Fault ภายใน Zone ป้องกันจะ Trip ด้วยความไวสูง
3. ไม่มี Time delay backup เนื่องจากไม่มี Over-reach function

2.3.3 Directional comparison blocking scheme



รูปที่ 2.10 Directional comparison blocking scheme

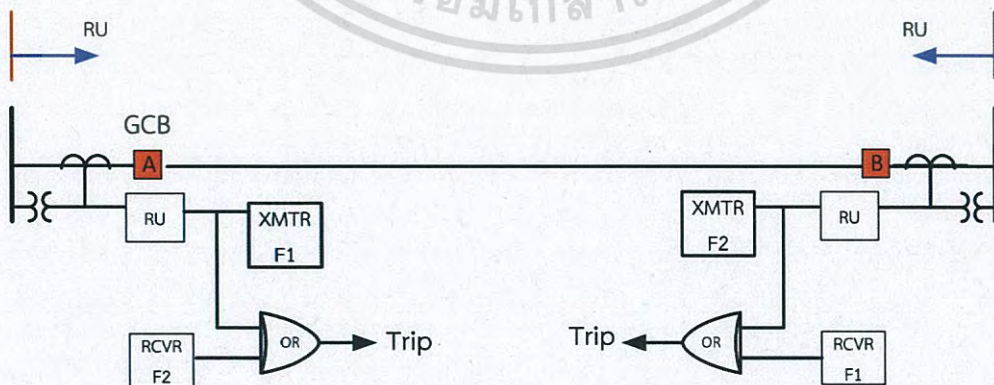
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดลอกข้อมูลและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

รูปแบบของ Function นี้จะต้องใช้ทั้งการ Tripping function และ Blocking function (B) โดยติดตั้งที่ปลายทั้งสองข้างของสายส่งที่จะป้องกัน, ในส่วนของ Tripping function ที่ใช้จะเป็นแบบ Over-reach function (RO) ซึ่งจะต้องปรับค่าการมองเห็นให้เลยปลายอีกข้างหนึ่งของสาย (Remote terminal) ออกไป, ในส่วน Blocking function (B) จะต้องปรับค่าให้เห็น Reach ที่ RO ของปลายอีกข้างหนึ่งของสายส่ง, ในส่วนการสื่อสารจะใช้แบบ AM (Off – On) โดยใช้สายส่งเป็นตัวกลางในการสื่อสาร (Power line carrier) ซึ่งโดยปรกติตัวส่ง (XMTR) จะอยู่ในสภาวะปิด (Off) และจะอยู่ในสภาวะเปิด (On) เมื่อได้รับสัญญาณจาก Blocking function สำหรับตัวรับ (RCVR) จะรับสัญญาณจากตัวส่งที่อยู่อีกฝั่งของสาย Output ออกไป (Block) จากรูปที่ 2.10 เมื่อเกิด Fault ในส่วนป้องกัน (Internal fault) Tripping function (RO) ที่ปลาย A และ B จะส่งสัญญาณให้แก่ขาบนของ Comparer ส่วน Blocking function มองไม่เห็น Fault F1 จึงไม่มีสัญญาณจากตัวส่งมา Block ซึ่งทำให้ Comparer สร้างสัญญาณ Output ออกมา Trip GCB เมื่อหมดเวลา TL1 (ถูกตั้งเวลาไว้รอสัญญาณจาก Blocking function) .ในกรณีเกิด Fault นอกส่วนป้องกัน (Exterme fault) Tripping function ที่ A จะมองเห็น Fault F2 และส่งสัญญาณให้แก่ขาบนของ Comparer โดยรอสัญญาณจากตัวส่งที่ปลาย B เป็นเวลา TL1 ถูกตั้งเวลาไว้รอสัญญาณจาก Blocking function ที่ B จะส่งสัญญาณ Block เพื่อ ป้องกันการ Trip ไปที่ปลาย A ทำให้ไม่เกิดการ Trip GCB

ข้อดี/ข้อเสีย

1. การป้องกันแบบนี้มีนาเชื่อถือได้ (Dependability) แม้ว่ารระบบสื่อสารจะเสีย แต่ระบบป้องกันก็ยังทำการ Trip fault ที่เกิดขึ้นในสายส่งที่ป้องกันได้
2. ความมั่นคง (Security) ไม่ดีเพราะระบบสามารถจะไม่ทริป ในกรณีฟอลต์เกิดอยู่ภายนอก ระบบป้องกันที่อยู่ในช่วง Tripping function ในกรณีระบบสื่อสารเสีย

2.3.4 Direct underraching transfer trip (DUTT) scheme



รูปที่ 2.11 Direct underreaching transfer trip (DUTT) scheme

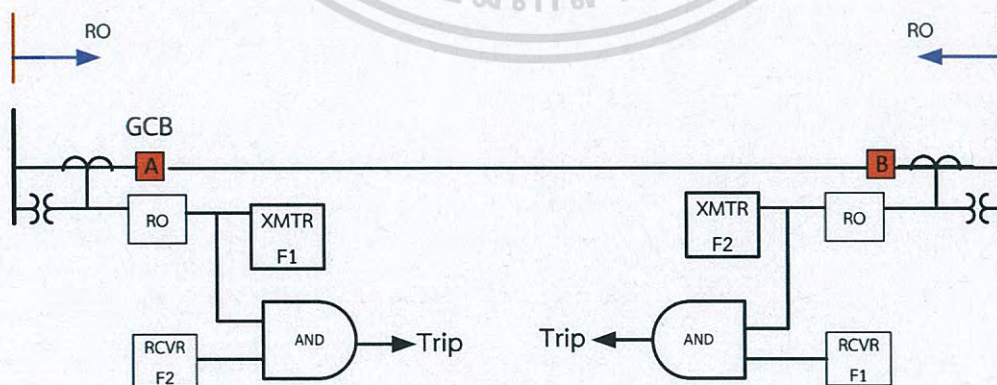
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ในรูปแบบนี้จำเป็นจะต้องใช้ Tripping function เป็นแบบ Underreach (RU) ซึ่งการปรับตั้งค่าการมองเห็นจะไม่เกินปลายอีกข้างหนึ่งของสายส่ง (Remote terminal) แต่ต้องซ้อนทับ (Overlap) กับ RU ของอีกฝั่งหนึ่ง เพื่อไม่ให้เกิดจุดบอด (Blind spot) ขึ้น ในส่วนการสื่อสารจะใช้แบบ Frequency shift keying (FCK) โดยสถานะปกติจะส่งสัญญาณ Guard ตลอดเวลาจนกระทั่งเมื่อ RU ทำงานจะมีการเปลี่ยนความถี่ของสัญญาณที่ออกจากตัวส่ง (XMTR) เป็นสัญญาณ Trip จากรูปที่ 2.11 เมื่อเกิด Fault ภายในบริเวณช่วงที่เหลื่อมกัน (Overlap) RU ของแต่ละฝั่งจะส่ง Trip GCB โดยตรงและส่งสัญญาณไปยังตัวรับที่อยู่อีกข้างด้วย สำหรับ Fault ที่อยู่ใกล้ปลายข้างใดข้างหนึ่ง RU ที่อยู่ใกล้ Fault จะส่ง Trip GCB ของตัวเอง และส่งสัญญาณไปให้ตัวรับที่อยู่ อีกฝั่งเพื่อให้ GCB ฝั่งไกล Fault trip

ข้อดี/ข้อเสีย

1. ระบบจะทริป ด้วยความเร็วสูงถ้าเกิดฟอลต์ที่อยู่ใกล้บริเวณป้องกัน
2. ถ้าระบบสื่อสารไม่ทำงานจะเกิดฟอลต์อยู่เฉพาะในโซนของ Underreaching ตัวใดตัวหนึ่ง ระบบจะไม่สามารถส่งสัญญาณไปทริป GCB ตัวที่อยู่ปลายอีกข้างหนึ่งได้
3. ถ้าระบบสื่อสารในแต่ละด้านใช้ช่องสัญญาณสื่อสารเพียงช่องสัญญาณเดียวกันและเกิดมีสัญญาณเอาต์พุตออกมามาก ระบบอาจเข้าใจผิดว่าเป็นสัญญาณทริป วิธีแก้ไขคือ ให้แต่ละข้างใช้ช่องสัญญาณ 2 ช่อง และนำมาผ่าน AND เพื่อให้เกิดความปลอดภัยและอาจปรับปรุงขึ้นไปอีกโดยเมื่อสั่งทริป ให้ช่องสัญญาณหนึ่งเปลี่ยนความถี่เพิ่มขึ้นส่วนอีกช่องลดความถี่ลง
4. เนื่องจากไม่มี Overreaching function จึงไม่สามารถมี Time-delay backup ได้
5. เนื่องจากมีการส่งสัญญาณ GUARD ตลอดเวลาเพราะฉะนั้น จึงสามารถตรวจสอบการทำงานของระบบได้ตลอดเวลาได้โดยไม่ต้องมีอุปกรณ์เพิ่มเติม

2.3.5 Permissive overreaching transferred trip (POTT) scheme



รูปที่ 2.12 Permissive overreaching transferred trip (POTT)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ในรูปแบบนี้จะใช้ Tripping function เป็นแบบ Overreach (RO) ซึ่งจะต้องปรับค่าการมองเห็นให้เลยปลายอีกข้างหนึ่งของสายส่งออกไป (Remote terminal), ในการสื่อสารจะใช้แบบ Frequency shift keying (FSK) โดยแต่ละปลายสายจะทำงานที่ความถี่ต่างกัน ซึ่งจะตอบสนองเฉพาะสัญญาณจากอีกฝั่งหนึ่งเท่านั้น โดบปรกติจะส่งสัญญาณ GUARD ตลอดเวลาและจะเปลี่ยนความถี่ก็ต่อเมื่อ RO ทำงาน จากรูปที่ 2.12 เมื่อเกิดฟอลต์ ภายในสายส่ง RO ทั้งสองตัวจะทำงานโดยส่งสัญญาณให้แก่ขาบนของตัวเปรียบเทียบ (Comparator) พร้อมกันนั้นก็ได้เปลี่ยนความถี่ของตัวส่ง (XMTR) ไปเป็นสัญญาณทริบ ซึ่งตัวรับ (RCVR) ที่อยู่อีกฝั่งหนึ่งของสายก็จะนำสัญญาณไปเปรียบเทียบและสร้างสัญญาณเอาต์พุตออกไป ทำการทริบ GCB และเมื่อเกิดฟอลต์ภายนอกสายส่ง จะมี RO ตัวใดตัวหนึ่งที่ทำงานเท่านั้น ซึ่งเมื่อนำสัญญาณไปเปรียบเทียบที่ตัวเปรียบเทียบก็จะไม่เกิดเอาต์พุต

ข้อดี/ข้อเสีย

1. ระบบมีความปลอดภัยเพราะจะไม่ทริบ อันเนื่องมาจากฟอลต์ที่อยู่ภายนอกโซนป้องกัน ถึงแม้ระบบสื่อสารจะไม่ทำงาน แต่ความน่าเชื่อถือ (Dependability) จะน้อย เนื่องจากระบบสื่อสารไม่ทำงานและเกิดฟอลต์ ทำให้ระบบไม่ทำงาน
2. ระบบจะไม่ทำการทริบ ถ้าฟอลต์นั้นไม่ถูกเห็นจากปลายทั้งสองข้าง
3. สามารถนำ Time delay backup มาใช้ได้ เพราะระบบนี้ใช้ Overcurrent function
4. เนื่องจากการส่งสัญญาณ Guard ตลอดเวลา เพราะฉะนั้นจึงสามารถตรวจสอบการทำงานของระบบได้ตลอดเวลาโดยไม่ต้องมีอุปกรณ์เพิ่มเติม

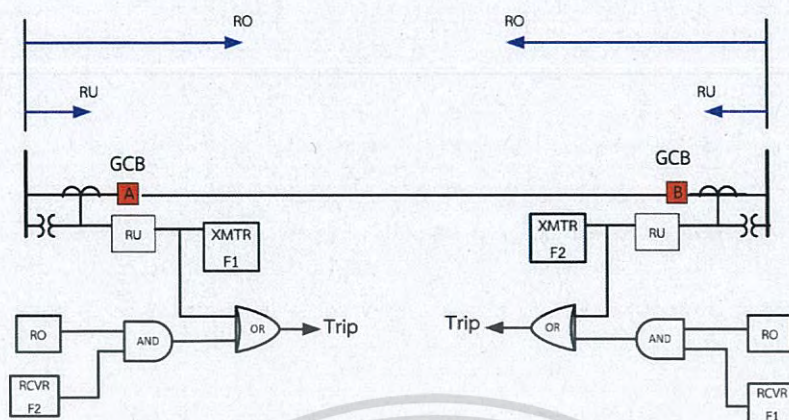
ในกรณีใช้สายส่งเป็นตัวกลางในการสื่อสารของระบบ POTT และเกิดฟอลต์ขึ้น สัญญาณที่ใช้ในการสื่อสารอาจถูกลดทอน เมื่อเป็นเช่นนี้จะไม่มีสัญญาณไปทริบ GCB เพื่อที่จะแก้ปัญหานี้จะต้องมี Unblocking logic ไว้ในตัวรับ ซึ่งจะประกอบด้วย Signal level detector, Spike noise detector และ Signals to noise ratio detector เพื่อรวมกันเป็น Unblocking logic เมื่อสัญญาณที่ใช้ในการสื่อสารเกิดลดทอน เช่น เกิดฟอลต์ ค่าของ Spike noise จะต่ำ, ค่าของ Signals to noise จะสูงแต่สัญญาณจะขาดหายไป เมื่อสัญญาณขาดหายไปตัว Unblock logic จะส่งสัญญาณทริบจากตัวรับแทน

ในกรณีสัญญาณขาดหายไปเนื่องจากการเกิดฟอลต์ แต่มี RO ตัวใดตัวหนึ่งจับฟอลต์ได้ การทริบก็จะเกิดขึ้นเมื่อ Unblocking logic ส่งสัญญาณออกไป แต่ถ้าไม่มี RO ตัวใดตัวหนึ่งจับฟอลต์ได้ ระบบจะทำการ Lock ตัวเองจนกว่าจะได้รับสัญญาณ Guard หรือ Trip อีกครั้ง

ในกรณีสัญญาณขาดหายไปเนื่องจาก Spike noise หรือ Signals to noise ratio มีค่าต่ำ หรือระบบได้รับสัญญาณ Guard และ Trip พร้อมกันระบบจะทำการ Lock ตัวเองจนกว่าสภาพปรกติจะกลับคืนมา ในระหว่างนี้จะไม่มี การ Trip เกิดขึ้นแม้ว่าจะมี RO ตัวใดตัวหนึ่งทำงาน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.3.6 Permissive under reaching transferred trip (PUTT) scheme



รูปที่ 2.13 Permissive underreaching transferred trip (PUTT)

ในรูปแบบนี้จะใช้ Tripping function 2 แบบคือ รูปแบบ Underreaching function (RU) ซึ่งต้องปรับตั้งไม่ให้ถึงปลายอีกข้างหนึ่ง แต่ต้องเหลือมกับ RU ที่อยู่อีกฝั่งหนึ่ง และรูปแบบ Overreaching function (RO) ต้องปรับตั้งให้เลยปลายอีกข้างหนึ่งของสาย

ในส่วนของการสื่อสารจะใช้แบบ Frequency shift keying (FSK) โดยสถานะปรกติจะส่งสัญญาณ GUARD ตลอดเวลา จนกระทั่งเมื่อ RU ทำงาน ก็จะมีการเปลี่ยนแปลงความถี่ของสัญญาณที่ออกมาจากตัวส่ง (XMTR) เป็นสัญญาณทริบจากรูปที่ 2.13 เมื่อเกิดฟอลต์ภายในบริเวณช่วงที่ Overlap ของ RU ก็จะทำให้เกิดการทริบโดยตรงของรีเลย์ทั้งสองข้าง เมื่อเกิดฟอลต์ภายในสายส่งอยู่ภายนอกบริเวณ Overlap ของ RU ฝั่ง 10 - 30 ไมล์ฟอลต์จะทำงานและส่งสัญญาณทริบ GCB ข้างนั้นพร้อมกับส่งสัญญาณผ่านตัวส่งไปเปรียบเทียบกับตัวเปรียบเทียบฝั่งไกลฟอลต์ ซึ่ง RO ฝั่งไกลฟอลต์สามารถตรวจจับฟอลต์ได้ และสร้างสัญญาณทริบ GCB ที่ปลายฝั่งไกลฟอลต์

เมื่อเกิดฟอลต์นอกโซนป้องกัน (External fault) RO ที่อยู่ปลายฝั่งตรงข้ามก็จะทำงาน แต่ตัวรับ (RCVR) จะไม่มีสัญญาณที่ส่งเข้ามาจาก RU ฝั่งที่เกิดฟอลต์ ทำให้เมื่อเปรียบเทียบกับตัวเปรียบเทียบแล้วไม่มีสัญญาณเอาต์พุตออกมา

ข้อดี/ข้อเสีย

1. ระบบนี้จะทริบอย่างรวดเร็ว ถ้ามีสัญญาณที่ฟอลต์ส่งเข้ามามาก แต่จะไม่ทริบถ้าส่งสัญญาณที่ส่งเข้ามาไม่มากพอ
2. ระบบมีความปลอดภัยเพราะจะไม่ทริบ ในกรณีที่เกิดฟอลต์นอกสายส่ง ถึงแม้ระบบสื่อสารจะไม่ทำงาน แต่ระบบไม่มีความน่าเชื่อถือ เพราะถ้าระบบสื่อสารไม่ทำงานและเกิดฟอลต์ที่ปลายข้างใดข้างหนึ่งจะไม่สามารถทริบได้ในทันทีทันใด
3. สามารถนำ Timedelay backup มาใช้ได้เพราะระบบนี้ใช้ Overcurrent function
4. เนื่องจากมีการส่งสัญญาณ GUARD ตลอดเวลาเพราะฉะนั้นจึงสามารถตรวจสอบการทำงาน

เอกสารนี้เพื่อระบบได้ตลอดเวลาโดยไม่ต้องมีอุปกรณ์เพิ่มเติม ท่านนั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

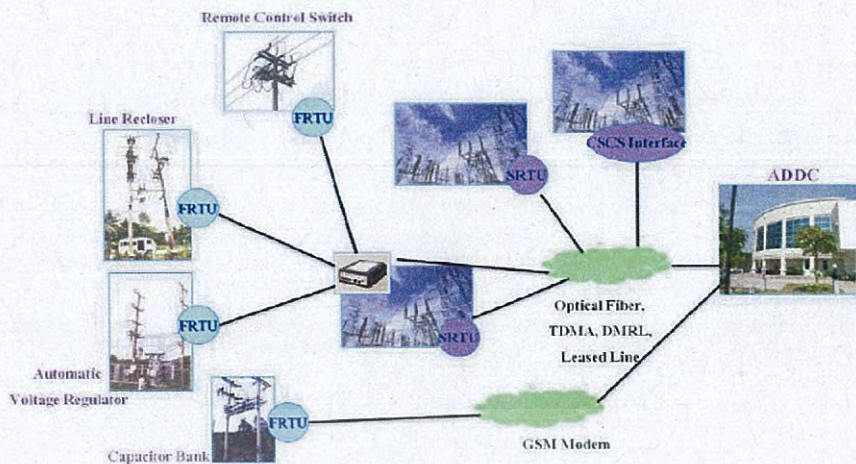
2.3.7 Current differential scheme

ในระบบ Current difference scheme ข้อมูลที่ใช้จะเกี่ยวข้องกับขนาดของเฟสและแรงดัน ซึ่งจะถูกส่งจากปลายแต่ละด้านของสายส่งมาเปรียบเทียบกัน โดยในกรณีกระแสทั้งสองด้านไม่เท่ากัน (ทั้งเฟสและขนาด) แสดงว่าเกิดฟอลต์ภายในโซนป้องกัน และถ้ากระแสทั้งสองด้านเท่ากัน (ทั้งเฟสและขนาด) แสดงว่าไม่เกิดฟอลต์ภายในโซนป้องกัน โดยมี 2 แบบ คือ Conventional current differential protection และ Digital current differential protection

2.4 ระบบ SCADA และ IEC61850 Protocol

ระบบควบคุมต่างๆในการผลิต, การส่งจ่ายและการจำหน่าย พลังงานไฟฟ้า ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และการไฟฟ้านครหลวง เริ่มมีการนำระบบสื่อสารเข้ามาใช้ในการควบคุม โดยระบบควบคุมนี้ สามารถแบ่งแยกออกได้เป็น 2 ระบบ ดังนี้ ระบบการบริหารพลังงาน (Energy Management System: EMS) เป็นระบบที่ใช้การจัดการวางแผนการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้า, โครงข่ายไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทำให้สามารถทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ มีอัตราการเกิดไฟฟ้าดับต่ำ, สามารถแก้ไขปัญหาฉุกเฉินที่เกิดขึ้นภายในระบบได้ และรวบรวมข้อมูล (Supervision Control and Data Acquisition: SCADA) เป็นระบบตรวจสอบ รวบรวมข้อมูลการทำงาน ของระบบป้องกันไฟฟ้าระยะไกล ซึ่งทำหน้าที่วัด และรับส่งข้อมูลจากระบบผลิต ระบบสายส่ง ระบบสายจำหน่าย และ สถานีไฟฟ้า เพื่อใช้ในการคำนวณและตัดสินใจการดำเนินการต่างๆ ในระบบไฟฟ้ากำลัง

ระบบควบคุมและประเมินผลแบบศูนย์รวม (Supervision control and data acquisition : SCADA) เป็นระบบที่นำเอาเทคโนโลยีทางด้านคอมพิวเตอร์สมัยใหม่มาช่วยในการบริหารและจัดการกระบวนการต่างๆ เมื่อประกอบเข้ากับการสื่อสารอันทันสมัยจะทำให้ระบบควบคุมสามารถทำงานครอบคลุมพื้นที่ขนาดใหญ่ที่ต้องการเสถียรภาพและประสิทธิภาพโดยรูปแบบของการจัดระบบการทำงานและการสื่อสารข้อมูลรวม จะใช้สถานีศูนย์ควบคุมกลาง (Master centralized control) เป็นตัวควบคุมการสั่งการทั้งหมด การติดต่อสถานีย่อยต่างๆ การรับ-ส่งข้อมูล และ การควบคุมจะมีระบบการทำงานเป็นลักษณะสถานีแม่ข่าย และ สถานีลูกข่าย (Master-slave) ลักษณะของระบบ SCADA ในระบบไฟฟ้าของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค แสดงดังรูป 2.14



รูปที่ 2.14 ระบบ SCADA ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ในระบบจัดการจ่ายไฟฟ้า (Distribution Management System: DMS) เป็นระบบที่ช่วยจัดการในการสั่งการควบคุมการจ่ายไฟฟ้า ภายในสถานีไฟฟ้า และ ระบบจำหน่ายในระดับแรงดัน 22 และ 33 KV ลงมาเนื่องจากในระบบจำหน่ายประกอบด้วยโหนดหลายประเภท เช่น โหนดประเภท 3 เฟส สมดุล และ 3 เฟสแบบไม่สมดุล รวมทั้งยังมีโหนดประเภท Phase to phase และ โหนดแบบ Single phase จึงทำให้ระบบโดยรวมมีความไม่สมดุลโดยธรรมชาติ ดังนั้นการสร้างแบบจำลองของ Function ของระบบ DMS เป็น Function ที่ทำงานใน Real time mode ส่วนประกอบของระบบ SCADA/DMS จะประกอบไปด้วย

1. ศูนย์สั่งการและควบคุมระบบไฟฟ้า มีหน้าที่หลักในการเก็บรวบรวมข้อมูล, ประมวลผลข้อมูล บันทึกข้อมูลสิ่งผิดปกติในระบบไฟฟ้าสั่งการควบคุมระยะไกลและจัดการสารสนเทศย้อนหลัง
2. ระบบสื่อสาร สามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ประเภท คือ ไมโครเวฟ แบบ Point to multi-point (TDMA), ไมโครเวฟ ดิจิตอล แบบ Point to point (DMRL) และ โครงข่ายใยแก้วนำแสง (Optical fiber)
3. อุปกรณ์ระยะไกล เป็นอุปกรณ์ที่ติดตั้งอยู่ในสถานีไฟฟ้า และ ในระบบจำหน่าย มีหน้าที่ในการรวบรวม และ ส่งข้อมูลไปยังศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า โดยใช้ระบบสื่อสารเป็นส่วนกลาง อุปกรณ์ควบคุมระยะไกลที่ใช้ในระบบ SCADA/DMS ประกอบด้วย

- Feeder remote terminal unit (FRTU) เป็นอุปกรณ์ระยะไกลที่ติดตั้งอยู่ในระบบจำหน่าย
- Substation remote terminal unit (SRTU) เป็นอุปกรณ์ระยะไกลที่ติดตั้งอยู่ในสถานีไฟฟ้า
- CSCS Interface เป็นอุปกรณ์ระยะไกลที่ติดตั้งอยู่ในสถานีไฟฟ้าที่มีระบบคอมพิวเตอร์ควบคุม สถานีไฟฟ้าที่ติดตั้งอยู่ก่อนแล้ว

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เนื่องจากในปัจจุบันได้มีการพัฒนาในส่วนของรีเลย์ป้องกันให้มีความฉลาดและสามารถทำงานได้หลายรูปแบบ ให้มาอยู่ในรีเลย์ตัวเดียว จึงมีการเรียกรีเลย์ใหม่ว่าเป็น “Intelligent electronic devices (IEDs)” โดยรีเลย์สมัยใหม่นี้จะสามารถนำระบบสื่อสารเข้ามามีส่วนช่วยในการป้องกันให้มีความแม่นยำและการทำงานที่รวดเร็วได้ ระบบสื่อสารที่นำมาใช้ในการป้องกันระบบไฟฟ้า จะสามารถใช้รูปแบบการสื่อสารได้ดังนี้ DNP3 และ TCP/IP Protocol ซึ่งในปัจจุบันได้ทำการเปลี่ยนเป็น IEC-61850

2.5 Protocol TCP/IP

โพรโตคอล TCP/IP เป็นชื่อเรียกของชุดโพรโตคอลที่สำคัญมีการใช้งานกันอย่างแพร่หลายตาม การขยายตัวของอินเทอร์เน็ต/อินทราเน็ต โพรโตคอล TCP/IP เป็นกลุ่มของโพรโตคอลหลายตัวที่ ประกอบกันเป็นชุดให้ใช้งาน (Transmission control protocol/Internet protocol) ซึ่งจะทำงาน ร่วมกัน 2 โพรโตคอลคือ TCP และ IP

ตัวอย่างของกลุ่มโพรโตคอลในชุดของ TCP/IP ที่ถูกพบและใช้งานบ่อยๆ (ส่วนใหญ่จะไม่ใช้งาน ทางตรง แต่ใช้งานผ่านแอปพลิเคชันต่างๆหรือใช้งานโดยทางอ้อม) เช่น Internet Protocol (IP), Address Resolution Protocol (AR), Internet Control Message Protocol (ICMP), User Datagram Protocol (UDP), Transport Control Protocol (TCP), Simple Mail Transfer Protocol (SMTP) และ Domain Name System (DNS) เป็นต้น

โพรโตคอลที่มีบทบาทสำคัญในการทำงานในเครือข่ายอินเทอร์เน็ต คือ Internet Protocol (อินเทอร์เน็ต โพรโตคอล) เนื่องจากเมื่อโพรโตคอลอื่นๆ ต้องการส่งผ่านข้อมูลข้ามเครือข่ายใน อินเทอร์เน็ตนั้นจะต้องอาศัยการ ผูกข้อมูล (Encapsulation) ไปกับ Protocol IP ที่มีกลไกการระบุ เส้นทาง (Route Service) ผ่าน Gateway หรือ Router เพื่อนำข้อมูลไปยังเครือข่ายและเครื่อง ปลายทางที่ถูกต้องเนื่องจากกลไกการระบุเส้นทางจะทำงานที่ Protocol IP เท่านั้นและด้วยเหตุนี้เรา จึงเรียก IP ว่าเป็น Protocol ที่มีความสามารถระบุเส้นทางการส่งผ่านข้อมูลได้ (Routable)

2.5.1 IP Protocol

รูปแบบที่ใช้ในการส่งข้อมูลบนอินเทอร์เน็ต เรียกว่า Datagram ประกอบด้วย 2 ส่วน ส่วนแรกใช้ ในการบอกถึงข้อกำหนดต่างๆซึ่งมีความยาวไม่เกิน 60 Bytes โดยข้อมูลที่ปรากฏใน 20 Bytes แรก จะใช้บอกถึงข้อกำหนดที่เป็น ส่วนบังคับ ข้อมูลใน 40 Bytes ต่อมาใช้เป็นส่วนขยายที่บอกข้อกำหนด เพิ่มเติมตามความต้องการ ส่วนสุดท้ายของ Datagram คือส่วนที่เป็นข้อมูลข่าวสารที่ต้องการ Datagram จะถูกส่งจากซ้ายไปขวาและจากบนลงล่างซึ่งเรียกว่า Big Endian (เครื่อง SUN SPARC) ทำงานแบบ Big Endian (ส่วนเครื่อง PC-Pentium ทำงานแบบ Little Endian) ดังนั้นเครื่อง คอมพิวเตอร์ที่ทำงานแบบ Little Endian จะต้องมีการแปลง Datagram ให้ เป็นแบบ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Big Endian ก่อนที่จะเริ่มส่งข้อมูลและแปลงข้อมูลที่ได้รับกลับมาเป็นแบบ Little Endian ก่อนที่จะเริ่ม ตรวจสอบหรือนำข้อมูลนั้นไปใช้

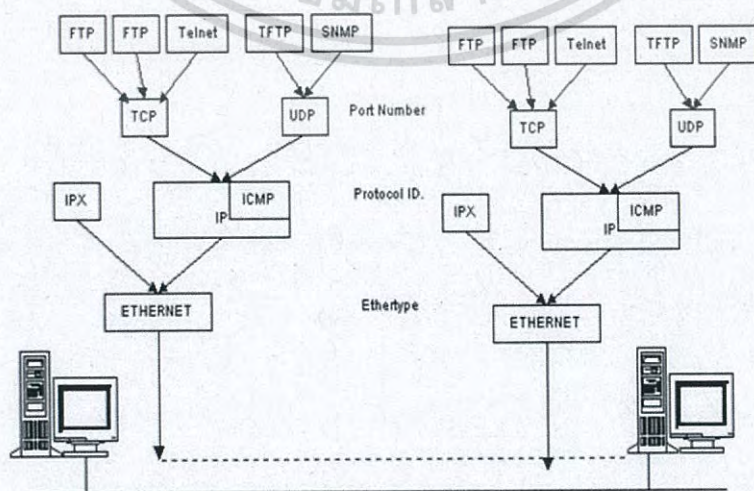
2.5.2 IP Address

หมายเลข IP Address ถูกกำหนดขึ้นมาให้เป็นหมายเลขอ้างอิงประจำตัวของอุปกรณ์ต่างๆที่เชื่อมต่ออยู่ในเครือข่ายอินเทอร์เน็ตโดยการกำหนดหมายเลข IP address นี้จะไม่ผูกติดกับตัวฮาร์ดแวร์แต่อย่างใดจึงสามารถกำหนดใหม่หรือแก้ไขเปลี่ยนแปลงได้เมื่อมีการเปลี่ยนตัวฮาร์ดแวร์ ทั้งนี้เนื่องจากการกำหนดด้วยซอฟต์แวร์แตกต่างกัน หมายเลข MAC address (Media Access Control address) ซึ่งเป็นหมายเลขประจำตัวของอุปกรณ์ที่อยู่ในเครือข่าย ค่า MAC address จะถูกกำหนดจากบริษัทผู้ผลิตอุปกรณ์ตั้งแต่เริ่มผลิต เช่น อุปกรณ์ Network Interface Card (NIC) จะมีค่า MAC address ประจำตัวที่ไม่ซ้ำกันและไม่สามารถแก้ไขได้ค่า MAC address เป็นการระบุค่าอ้างอิง ของอุปกรณ์ฮาร์ดแวร์ในระดับพื้นฐาน (Physical layer) ของกลไกการรับส่งข้อมูลภายในเครือข่าย

หมายเลข MAC address สำหรับระบุอ้างอิงกันในเครือข่ายแล้วจะเกิดปัญหามากเมื่อมีการเปลี่ยนหรือ ย้ายเครื่องต้องทำการกำหนดระบบเครือข่ายใหม่ (Configuration) นอกจากนี้ยังจดจำได้ยากกว่า

การทำงานของโปรโตคอล IP จำเป็นต้องอาศัยหมายเลข IP address นี้เพื่อระบุและอ้างอิงถึงอุปกรณ์ ต่างๆที่ต่ออยู่ในเครือข่ายไม่ว่าจะเป็นเว็บเซิร์ฟเวอร์, เมลล์เซิร์ฟเวอร์, อุปกรณ์ Router ฯลฯ หมายเลข IP address จะ เป็นค่าตัวเลขขนาด 32 Bits ถูกแบ่งออกเป็นส่วนๆส่วนละ 8 Bits รวมเป็น 4 ส่วนและคั่นแต่ละส่วนด้วยเครื่องหมาย จุด (.) ดังนั้นค่าตัวเลขในแต่ละส่วนจะมีได้ตั้งแต่ 0 ถึง 255

ค่าของ IP Address ถูกกำหนดออกเป็น 2 ความหมายคือค่าของหมายเลขอุปกรณ์ในเครือข่าย (Host address) และค่าของหมายเลขเครือข่าย (Network address)



รูปที่ 2.15 รูปแบบการเชื่อมต่อของ TCP/IP

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.5.3 การสื่อสารด้วย IEC-61850 Protocol

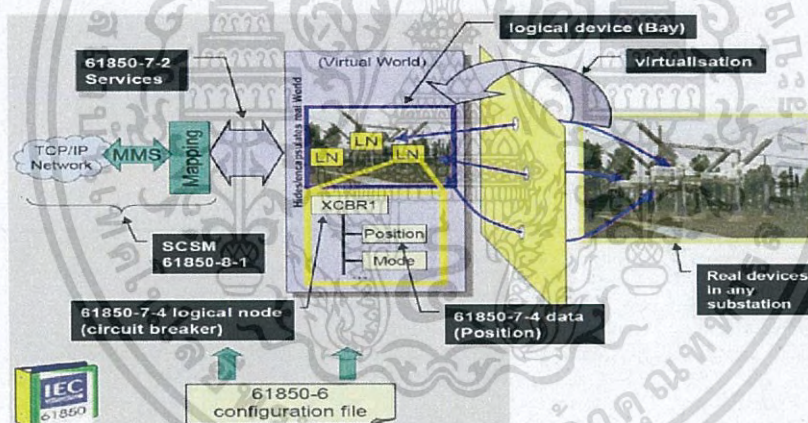
มาตรฐาน IEC-61850 เป็นมาตรฐานสากลฉบับล่าสุดที่ออกแบบมาใช้ในระบบไฟฟ้าที่ใช้ในสถานีไฟฟ้าแรงสูงระบบอัตโนมัติ โดยเป็นความสัมพันธ์ระหว่างระบบสื่อสาร (Communication) และระบบไฟฟ้ากำลัง (Power system) จะเชื่อมต่ออุปกรณ์ จำนวน IEDs ในรูปแบบ GOOSE และ GSSE เป็นต้น ซึ่งข้อดีคือทำให้การติดต่อสื่อสารระหว่างผู้ใช้งานกับตัวรับ-ส่ง มีประสิทธิภาพมากขึ้น รวดเร็ว ลดต้นทุน มีความน่าเชื่อถือได้ ป้องกันความผิดพลาดในระบบและเป็นไปตามมาตรฐานสากล

ในส่วนของการสื่อสารด้วย IEC-61850 Protocol จะมีรายละเอียดการกำหนดข้อมูลและเวลาในการส่งข้อมูล โดยในมาตรฐานของ IEC-61850 จะมีข้อกำหนดในด้านต่างๆ สามารถแบ่งออกได้ทั้งหมด 10 มาตรฐาน ดังนี้

1. IEC-61850-1 Introduction and overview
2. IEC-61850-2 Glossary
3. IEC-61850-3 General requirement
4. IEC-61850-4 System and project management
5. IEC-61850-5 Communication requirements for function and device models
6. IEC-61850-6 Configuration description language for communication in electrical substation IEDS
7. IEC-61850-7 Basic communication structure for substation and feeder equipment
8. IEC-61850-8 Specific communication service mapping-mappings to MMS and to ISO/IEC 8802/3
9. IEC-61850-9 Specific communication service mapping-sampled values over serial unidirectional multi drop point to point link
10. IEC-61850-10 Conformance testing

ตารางที่ 2.2 รายละเอียดของ IEC-61850

Basic principles	Part 1	
Glossary	Part 2	
General requirements	Part 3	
System and project management	Part 4	
Communication requirements	Part 5	
Primary parts	Substation automation system configuration	Part 6
	Basic communication structure	Part 7
	Mapping to MMS and Ethernet	Part 8
	- Sampled measured values - Mapping to Ethernet	Part 9
	Conformance testing	Part 10



รูปที่ 2.16 การออกแบบตามมาตรฐาน IEC-61850

รูปแบบในการส่งข้อมูลของ IEC-61850-5 จะสามารถแบ่งออกได้เป็น 7 รูปแบบดังนี้

Type 1 (Fast messages) เป็นข้อมูลที่ต้องการส่งไปยังจุดหมายปลายทางให้เร็วที่สุด โดยทั่วไปจะเป็นข้อมูลขนาดสั้นที่แสดงสถานะ คำสั่ง หรือ ข้อความ เช่น คำสั่งให้ตัดวงจร

Type 1A (Trip) เป็นข้อความแจ้งให้ตัดวงจร ซึ่งเป็นข้อความที่ต้องถึงที่หมายให้เร็วที่สุด โดยกำหนดข้อความต้องไปถึงปลายทาง 10 ms (สำหรับ P1) และ 3 ms (สำหรับ P2 และ P3)

Type 1B (Other) เป็นข้อความอื่นๆ ที่ต้องการไปถึงที่หมายให้เร็วที่สุด โดยกำหนดให้ข้อความต้องไปถึงปลายทางภายใน 100 ms (สำหรับ P1) และ 3 ms (สำหรับ P2 และ P3)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

โดยที่ P1 (Performance class P1) เป็นการสื่อสารที่ไม่ต้องการความเร่งด่วนของข้อมูลมากนัก ซึ่งส่วนใหญ่จะเป็นการสื่อสารในระบบการจ่ายไฟฟ้า (Power distribution)

P2 (Performance class P2) เป็นการสื่อสารที่ต้องการความเร่งด่วนของข้อมูลปานกลาง ซึ่งส่วนใหญ่จะครอบคลุมการสื่อสารในระบบส่งกำลังไฟฟ้า (Power transmission line)

P3 (Performance class P3) เป็นการสื่อสารที่ต้องการความเร่งด่วนของข้อมูลสูง ซึ่งส่วนใหญ่เป็นการสื่อสารในระบบส่งกำลังไฟฟ้า (Power transmission line) ที่มีประสิทธิภาพในการเชื่อมต่อสูง

Type 2 (Medium speed messages) เป็นข้อความที่ต้องการส่งไปยังจุดหมายในระดับความเร็ว แต่อนุญาตให้มีความล่าช้าได้ เช่น ข้อมูลที่มีการหน่วงเวลาก่อนปฏิบัติ เป็นต้น โดยข้อความที่ส่งไปจะมีเวลาร่วมไปในข้อความนั้นๆ ด้วย เพื่อที่ปลายทางสามารถคำนวณเวลาในการปฏิบัติงานได้อย่างเหมาะสม โดยกำหนดไว้ว่าข้อความต้องไปถึงปลายทางภายในระยะเวลา 100 ms

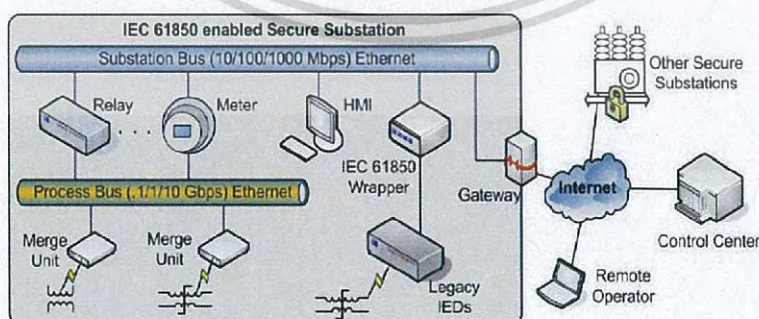
Type 3 (low data messages) เป็นข้อความที่มีความล่าช้าในการส่งได้บ้าง เช่น ค่าอุณหภูมิสิ่งแวดล้อม ซึ่งกำหนดให้ข้อความไปถึงปลายทางภายในระยะเวลา 500 ms

Type 4 (Raw data messages) เป็นข้อมูลดิบที่ได้จากการวัด หรือใช้ในการควบคุมข้อมูลเหล่านี้จะเป็นข้อมูลต่อเนื่อง และมีปริมาณ โดยข้อกำหนดของข้อมูลจะแสดงในตารางที่ 1 และ 2 ของ IEC 61850-5 ซึ่งสามารถส่งข้อมูลได้สูงสุดอยู่ที่ 12,000 ข้อมูลต่อวินาที

Type 5 (File transfer function) เป็นการโอนย้ายข้อมูล หรือ ข้อความขนาดใหญ่ และไม่ใช้ความเร่งด่วน โดยทั่วไปจะใช้เวลามากกว่า 1 วินาที ในการส่งข้อมูล

Type 6 (Time synchronization messages) เป็นการปรับเทียบเวลา โดยกำหนดในหัวข้อ 13.7.6.1 และ 13.7.6.2 ของมาตรฐาน IEC-61850-5 ซึ่งมีความละเอียดไม่เกิน 1 ms

Type 7 (Command message with access control) เป็นข้อความที่มีความสำคัญ ซึ่งมีความจำเป็นที่จะใช้ รหัส ในการเข้าใช้งาน



รูปที่ 2.17 โครงสร้างของสถานีไฟฟ้าตามมาตรฐาน IEC-61850

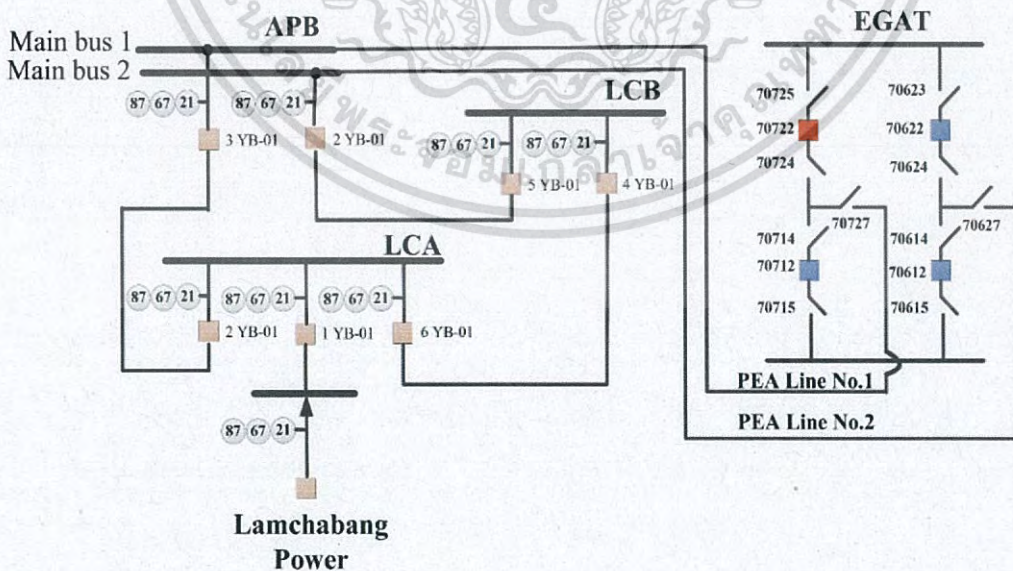
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 3

การออกแบบและติดตั้งระบบ Teleprotection

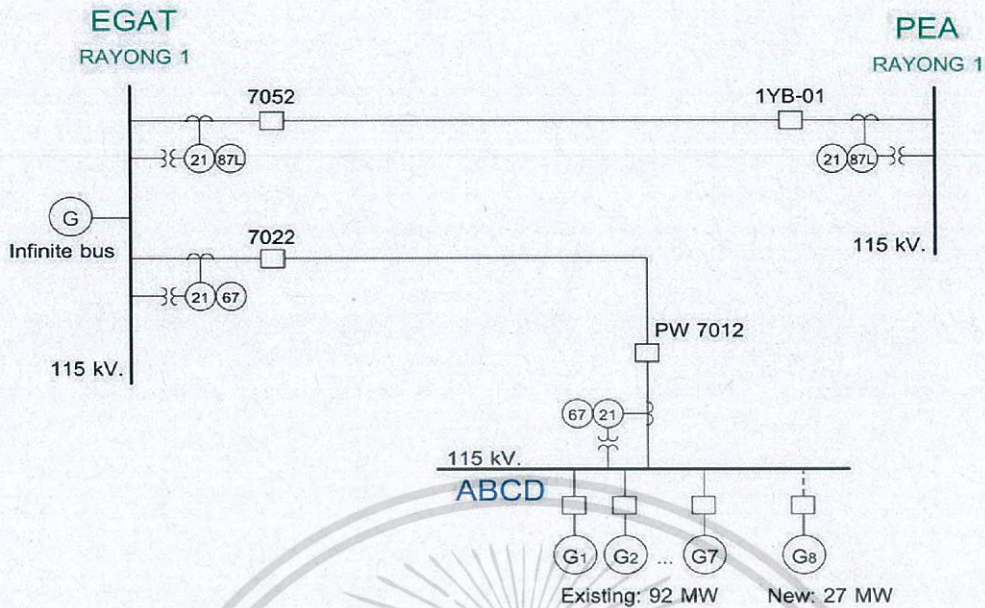
ในบทนี้จะเป็นการอธิบายถึงเทคนิคการป้องกันระบบไฟฟ้า 3 วิธี ได้แก่ วิธีที่แรกคือ Peer to peer เป็นระบบป้องกันแบบดั้งเดิมที่ใช้ในสถานีไฟฟ้าของประเทศไทยทั้งหมด แต่ไม่สามารถป้องกันเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ในกรณีที่เกิด Island mode ได้ วิธีที่สองคือ การปรับปรุงระบบการป้องกันแบบ Peer to peer ไปเป็นการป้องกันแบบ Direct transfer trip with Mirrored Bits protocol ตามเงื่อนไขของสถานีไฟฟ้าที่จะสร้างขึ้นใหม่ ที่ถูกบังคับให้ติดตั้งระบบ Teleprotection สำหรับป้องกันเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ในกรณี Island mode ได้ และวิธีสุดท้ายคือ การปรับปรุงระบบการป้องกันแบบ Peer to peer ไปเป็นการป้องกันแบบ Direct transfer trip โดยส่งข้อมูลผ่าน IEC-61850 Protocol และระบบ SCADA การป้องกันแบบนี้จะสามารถป้องกันการเกิดความเสียหายต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ในกรณี Island mode ได้

ระบบไฟฟ้าที่ทำการศึกษาในวิทยานิพนธ์นี้เลือกใช้ระบบไฟฟ้าจำนวน 2 รูปแบบ โดยรูปแบบที่ 1 จะเป็นการปรับปรุงระบบไฟฟ้าที่ใช้เทคนิคการป้องกันแบบ Peer to peer ให้เป็นการป้องกันแบบ Direct transfer trip with mirrored Bits protocol และรูปแบบที่ 2 จะเป็นการปรับปรุงระบบไฟฟ้าที่ใช้เทคนิคการป้องกันแบบ Peer to peer ให้เป็นการป้องกันแบบ Direct transfer trip โดยส่งข้อมูลผ่าน IEC-61850 protocol และระบบ SCADA รายละเอียดดังรูปที่ 3.1 และ 3.2 ตามลำดับ



รูปที่ 3.1 ระบบไฟฟ้าที่ทำการศึกษาในกรณี Peer to peer, Mirrored Bits protocol ร่วมกับ Direct transfer trip

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.2 ระบบไฟฟ้าที่ใช้ในการศึกษาในกรณี IEC-61850 Protocol, direct transfer trip ร่วมกับ SCADA

3.1 การป้องกันระบบไฟฟ้าโดยใช้เทคนิค Peer to peer

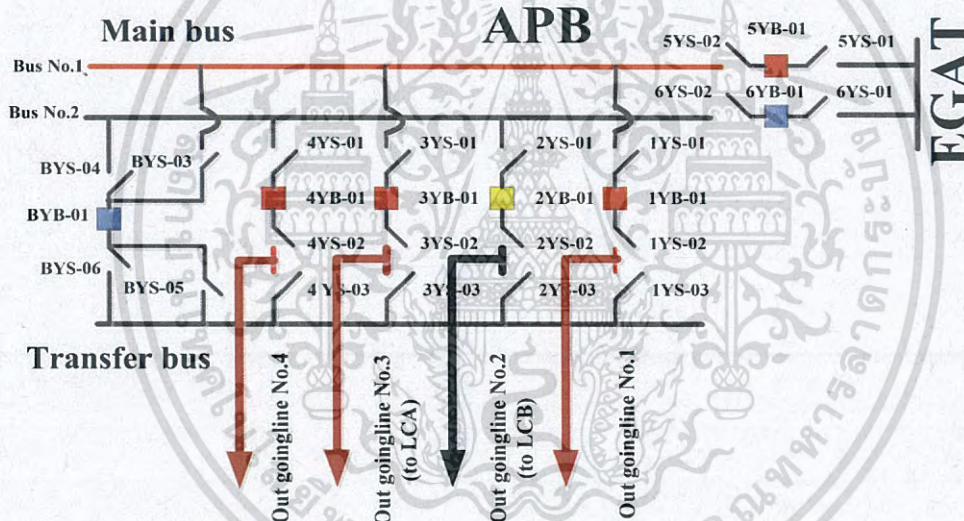
ในการศึกษาการป้องกันระบบไฟฟ้าโดยใช้เทคนิค Peer to peer โดยปรกติทางการไฟฟ้าจะทำการติดตั้งรีเลย์ป้องกันตามเงื่อนไขของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค อย่างน้อยจะต้องติดตั้งรีเลย์หมายเลข 21 (No.21: Distance relay), รีเลย์หมายเลข 87 (No.87: Differential relay) และรีเลย์หมายเลข 67 (No.76: Directional earth fault relay) ซึ่งรีเลย์ป้องกันที่เลือกใช้ในวิทยานิพนธ์นี้จะเป็นผลิตภัณฑ์ของบริษัทไมเตอร์ รุ่น Micom P442 ซึ่งสามารถที่จะป้องกันได้ทั้ง รีเลย์ No.21, 67 และ 87 โดยจะทำการปรับตั้งค่าการทำงานของ Distance relay ไว้ 4 โซนป้องกัน ตามเงื่อนไขของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ข้อมูลการตั้งค่าแสดงในตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 ข้อมูลการตั้งค่าการทำงานของ Device No.21 (Distance relay) ในแต่ละสถานีไฟฟ้า

Zone protection	Setting	Time setting (ms)
Zone 1	80 % of transmission line	Instantaneous
Zone 2	100 % + 20 % of transmission line	300
Zone 3	Reverse	300
Zone 4	Forward	300

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

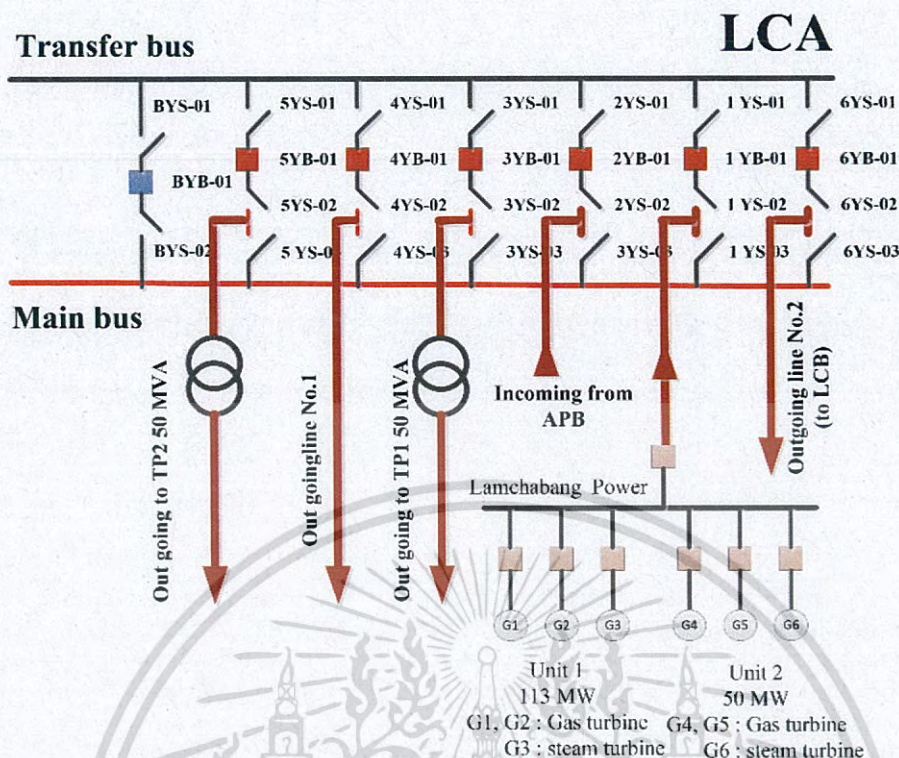
จากรูปที่ 3.1 โดยปรกติสถานีไฟฟ้าทั้ง 3 สถานีของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA) จะรับไฟจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (EGAT) ที่จะจ่ายเป็น Loop line แบบ Overhead transmission line 115 kV จำนวน 2 วงจร เข้าที่ main bus 1 และ 2 ของสถานีอ่าวไผ่ 2 (APB) โดยในสภาวะปรกติจะจ่ายระบบไฟฟ้าจาก Main bus 1 โดยทำการ Close GCB 3YB-01 ที่สถานีอ่าวไผ่ 2 (APB) จ่ายไฟฟ้าไปยังสถานีแหลมฉบัง 1 (LCA) โดยทำการ Close GCB 2YB-01 ที่สถานีแหลมฉบัง 1 (LCA) ผ่าน main bus ของสถานีแหลมฉบัง 1 (LCA) โดยที่ สถานีแหลมฉบัง 1 (LCA) นี้ จะมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของ SPP (Lamchabang power) ต่อขนาดเข้ามาทาง GCB 1YB-01 และมีจ่ายไฟฟ้าไปยังสถานีแหลมฉบัง 2 (LCB) โดย close GCB 6YB-01 ของสถานีแหลมฉบัง 1 (LCA) ในส่วนของสถานีแหลมฉบัง 2 (LCB) ปรกติจะ close GCB 4YB-01 เพื่อจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับหม้อแปลงระบบจำหน่าย (Feed line) โดยจะมีสายส่งสำรอง ในกรณี Loop นี้เกิดฟอลต์จะทำการย้ายแหล่งจ่ายไฟมายัง Black up line เพื่อให้ระบบมีความมั่นคงมากยิ่งขึ้น



รูปที่ 3.3 สถานีไฟฟ้าแรงสูงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่รับพลังงานไฟฟ้าตรงจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

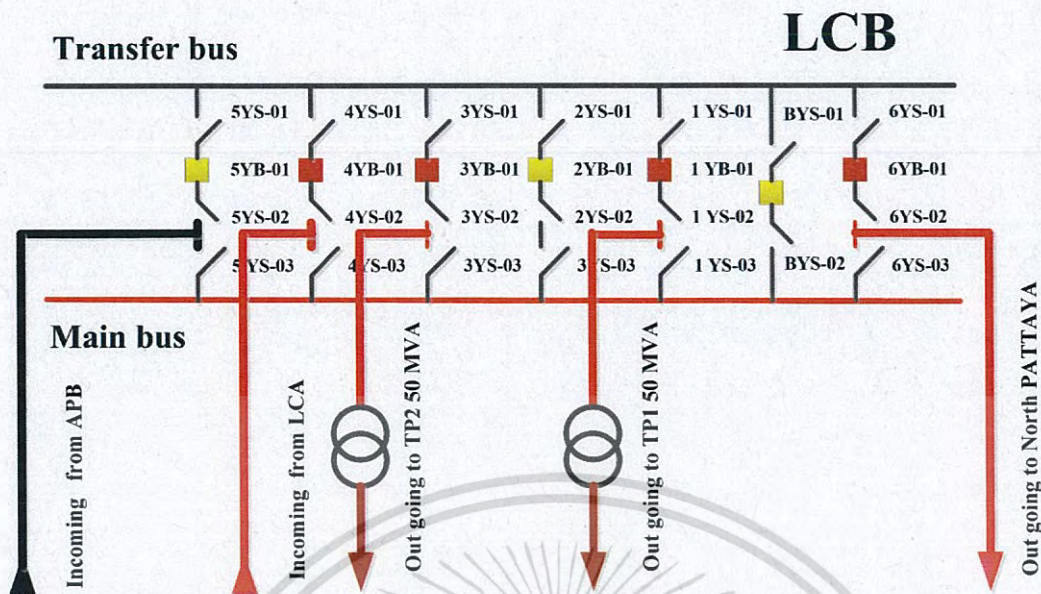
จากรูปที่ 3.3 จะเป็นการจัดเรียงบัส การทำงานของสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 (APB) โดยจะรับไฟฟ้าจากระบบสายส่งเหนือศีรษะของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พิกัดแรงดัน 115 kV จำนวน 2 วงจร โดยสามารถที่จะเลือกรับไฟฟ้าได้จาก วงจรที่ 1 หรือ วงจรที่ 2 ในการจ่ายไฟฟ้า เข้าที่ Main bus ในสภาวะปรกติ จะรับไฟจากวงจรที่ 1 และ จ่ายไฟฟ้าออกไป 3 สถานีไฟฟ้า Outgoing No.1, No.3 (To lamchabang1) and No.4 โดย จะทำการ Close GCB 1YB-01, 3YB-01 and 4YB-01 ตามลำดับ. ในส่วนOutgoing No.2 จะทำการ Open GCB 2YB-01 แต่ถ้าเกิดเสียหายไม่ว่าจะเป็น GCB หรือสายส่ง ของ Outgoing No.3 จะทำการ Transfer การจ่ายไฟฟ้ามาที่ Outgoing No.2 แทน โดยทำการ Open GCB 3YB-01 และ Close GCB 2YB-01 แทน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่ สงวนลิขสิทธิ์ สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.4 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่มีโรงไฟฟ้าประเภท SPP ร่วมจ่ายไฟฟ้าให้กับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ในรูปที่ 3.4 จะเป็นการจัดเรียงบัสของโรงไฟฟ้า แหลมอบัง 1 (LCA) โดยจะรับไฟฟ้าจากสถานีอ่าวไผ่ 2 (APB) และ SPP (Lamchabang power 163 MW) โดยจะ Close GCB 2YB-01 and 1YB-01 และในการจ่ายไฟฟ้าให้กับ Load จำนวน 4 วงจร คือ 1) สถานีแหลมอบัง 2 (LCB) โดยการ Close GCB 6YB-01, 2) Outgoing to TP1 โดยการ Close GCB 3YB-01, 3) Outgoing No.1 โดยการ Close GCB 4YB-01 และ 4) Outgoing to TP2 โดยการ Close GCB 5YB-01 ถ้ามีความต้องการซ่อม GCB ของ Incoming เช่น 1YB-01 หรือ 2YB-01 สามารถทำได้โดยการใช้ Bus transfer โดยการ Close GCB BYB-01 จะทำการ Transfer ระบบการจ่ายไฟฟ้าจาก Main bus มายัง Transfer bus ก็จะสามารถที่จะจ่ายไฟฟ้าได้ตลอดเวลา



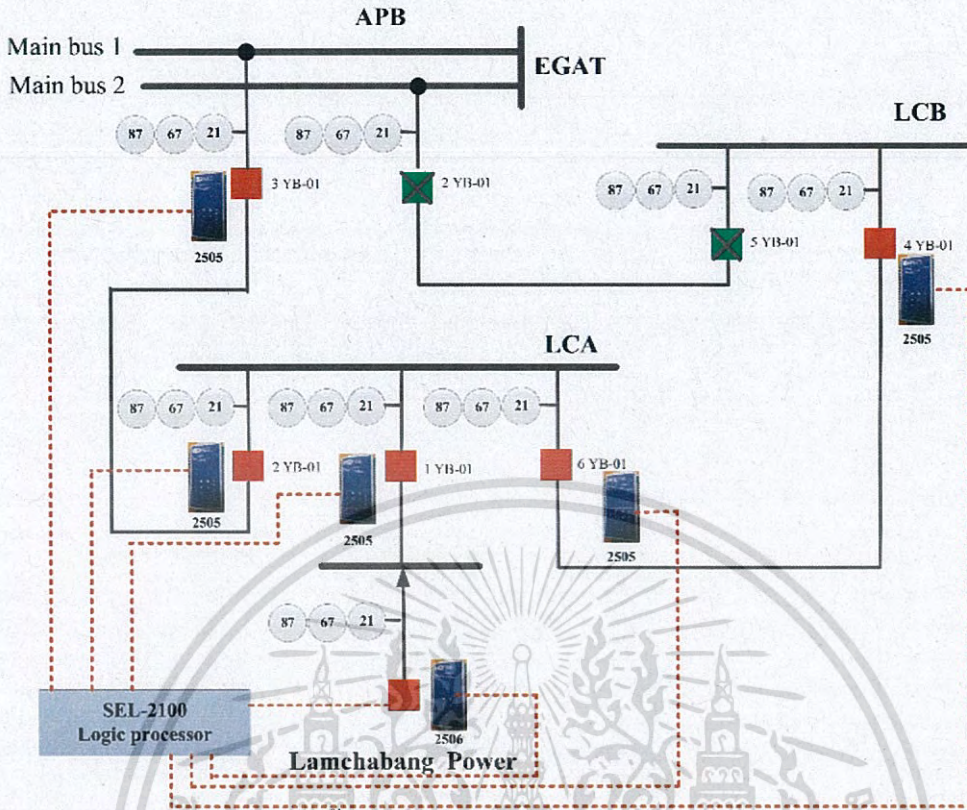
รูปที่ 3.5 ระบบจำหน่ายของสถานีไฟฟ้า แหลมฉบัง 2

ในรูปที่ 3.5 จะเป็นการจัดเรียงบัสของโรงไฟฟ้าสถานีแหลมฉบัง 2 (LCB) โดยจะรับไฟฟ้าจากสถานีแหลมฉบัง 1 (LCA) โดยการ Close GCB 4YB-01 เพื่อจ่ายไฟฟ้าเข้าที่ Main bus และจ่ายไฟฟ้าให้กับ Load จำนวน 3 วงจรคือ 1) Outgoing TP1, 2) Outgoing TP2 ที่เป็นหม้อแปลงระบบจำหน่ายขนาด 50 MVA และ 3) Outgoing North Pattaya โดยจะทำการ Close GCB 1YB-01, 3YB-01 and 6YB-01 ตามลำดับ และจะทำการ Open GCB BYB-01, 2YB-01 and 5YB-01 ถ้า GCB Incoming 4YB-01 มีปัญหาที่จะต้องการซ่อมแซม โดยสามารถที่จะ Transfer ระบบไฟฟ้า โดยการ Close GCB BYB-01 เพื่อให้จ่ายไฟฟ้ามายัง Bus transfer และจ่าย Load ได้ตามปกติ

3.2 การปรับปรุงระบบไฟฟ้าที่มีระบบการป้องกันแบบ Peer to peer ให้เป็นระบบไฟฟ้าที่มีการป้องกันแบบ Direct transfer trip with Mirrored Bits Protocol

ในวิทยานิพนธ์นี้ทำการติดตั้ง Remote I/O ของผลิตภัณฑ์ SEL รุ่น SEL-2505 และ SEL-2506 พร้อมทั้งติดตั้ง Logic processor รุ่น SEL-2100 และในส่วนของ การติดต่อสื่อสารระหว่างสถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง 1 (LCA), แหลมฉบัง 2 (LCB) และอ่าวไผ่ 2 (APB) จะส่งข้อมูลผ่านเส้นใยแก้วนำแสง (Fiber optics) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยใช้เทคนิคการส่งข้อมูลแบบ Mirrored Bits protocol ซึ่งเป็นเทคนิคเฉพาะของผลิตภัณฑ์ ของ SEL ลักษณะและรายละเอียดการติดตั้งแสดงในรูปที่ 3.6 และตำแหน่งติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง 1, สถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง 2 และโรงไฟฟ้าแหลมฉบังพาวเวอร์ แสดงรายละเอียดดังรูป 3.7, 3.8 และ 3.9 ตามลำดับ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.6 การพัฒนาโดยติดตั้งระบบ Teleprotection with mirrored bits protocol



รูปที่ 3.7 การติดตั้งระบบ Teleprotection เพิ่มที่สถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง1



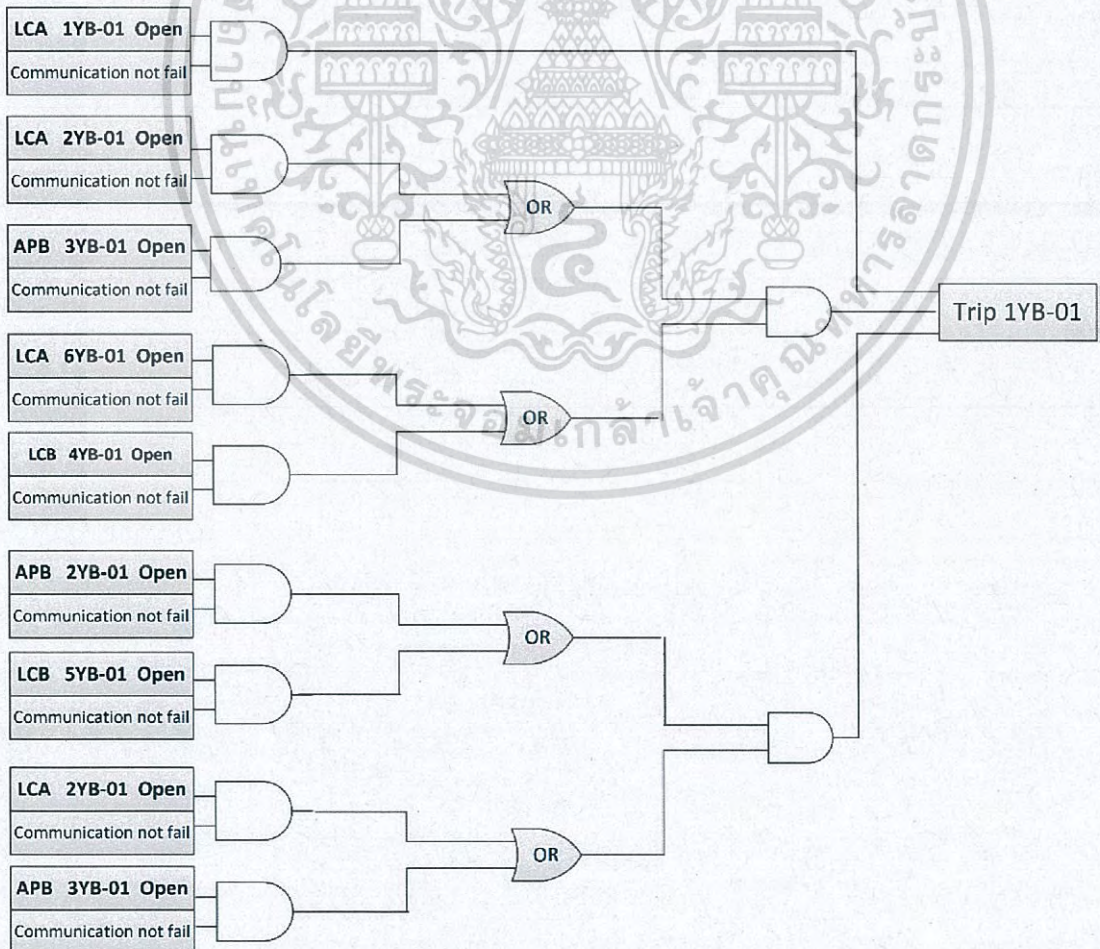
รูปที่ 3.8 การติดตั้งระบบ Teleprotection เพิ่มที่สถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง2

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.9 การติดตั้งระบบ Teleprotection เพิ่มที่โรงไฟฟ้าแหลมฉบัง พาวเวอร์

โดยจะทำการเดินสายเคเบิลทองแดงจาก Terminal auxiliary ที่แสดงสถานะของ Gas circuit breaker และ Disconnecting switch ทุกตัว เข้าไปที่ Logic processor ผลลัพธ์ของ SEL รุ่น SEL-2100 (รายละเอียดของวงจรแสดงในรูปที่ 3.11 ถึง รูปที่ 3.16) ซึ่ง SEL-2100 จะทำหน้าที่เปลี่ยนสัญญาณอะนาล็อก (Analog) ไปเป็นสัญญาณดิจิทัล (Digital) และจะทำการเชื่อมต่อไปยัง SEL-2505 ด้วยเส้นใยแก้วนำแสง เพื่อให้ SEL-2505 เป็นตัวส่งข้อมูลโดยใช้ เทคนิค Mirrored bits protocol โดยเงื่อนไขการ Trip ของ gas circuit breaker จะเป็นไปตามเงื่อนไขตาม Logic ในรูปที่ 3.10



รูปที่ 3.10 Logic เงื่อนไขการ Trip gas circuit breaker

Logic trip GCB 1YB-01ของโรงไฟฟ้า IPP จะทำงานตามรูปที่ 3.10 โดยจะสามารถ Trip ได้ 3 เงื่อนไขดังต่อไปนี้

เงื่อนไขที่ 1 ในกรณี GCB 1YB-01 ของสถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง1 (LCA) เปิดวงจร และระบบสื่อสาร (Communication) ยังปรกติ

เงื่อนไขที่ 2 จะมีเงื่อนไขการ Trip ของ GCB 1YB-01 อยู่ 4 กรณีดังนี้

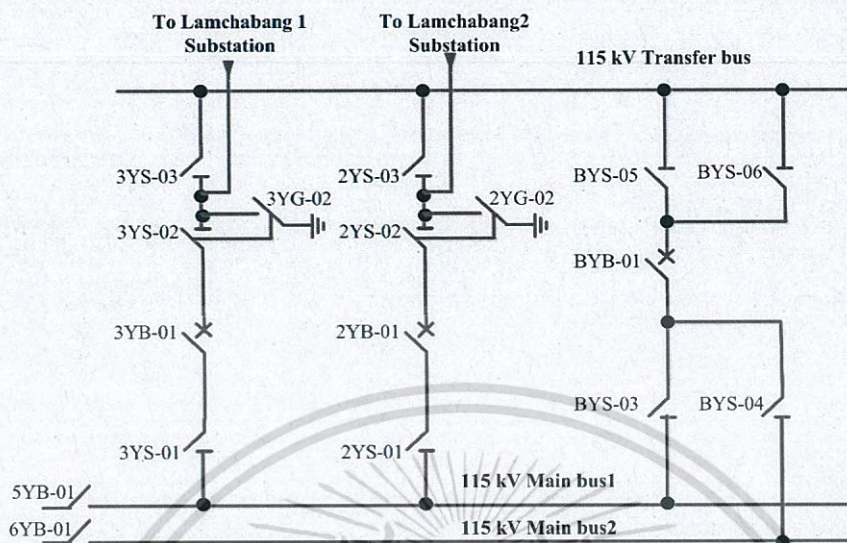
1. ในกรณี GCB 2YB-01 ของสถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง1 เปิดวงจรและระบบสื่อสารยังปรกติ และ CGB 6YB-01 ของสถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง1 เปิดวงจรและระบบสื่อสารปรกติ
2. ในกรณี GCB 2YB-01 ของสถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง1 เปิดวงจรและระบบสื่อสารยังปรกติ และ CGB 6YB-01 ของสถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง1 เปิดวงจรและระบบสื่อสารปรกติ
3. ในกรณี GCB 3YB-01 ของสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่2 เปิดวงจรและระบบสื่อสารยังปรกติ ปรกติ และ CGB 6YB-01 ของสถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง1 เปิดวงจรและระบบสื่อสารปรกติ
4. ในกรณี GCB 3YB-01 ของสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่2 เปิดวงจรและระบบสื่อสารยังปรกติและ CGB 6YB-01 ของสถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง1 เปิดวงจรและระบบสื่อสารปรกติ

เงื่อนไขที่ 3 จะมีเงื่อนไขการ Trip ของ GCB 1YB-01 อยู่ 4 กรณีดังนี้

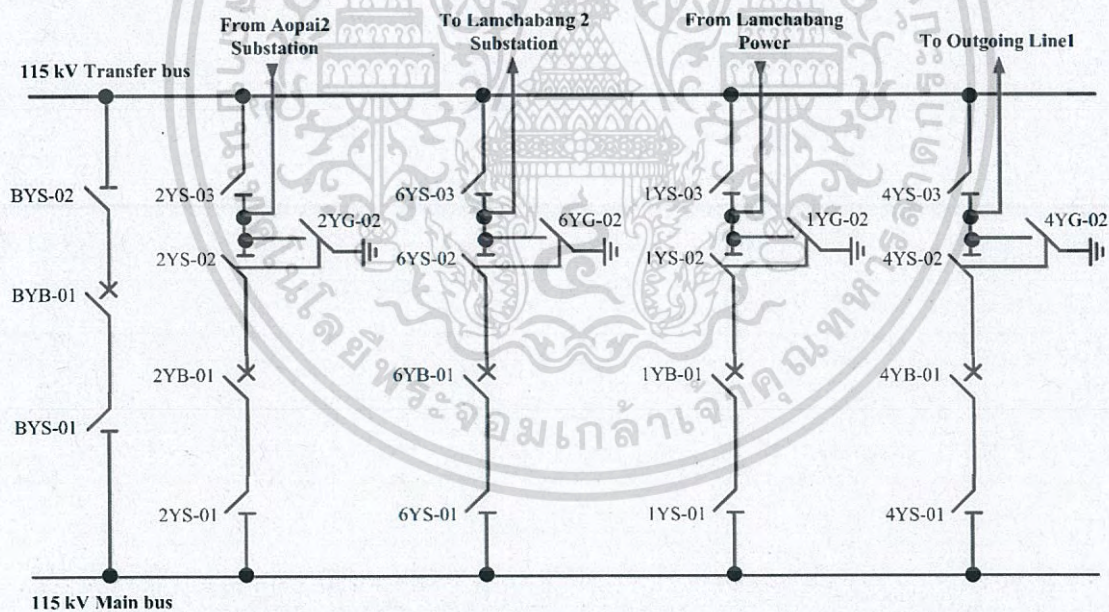
1. ในกรณี GCB 2YB-01 ของสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่2 เปิดวงจรและระบบสื่อสารปรกติ และ GCB 2YB-01 ของสถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง1 เปิดวงจรและระบบสื่อสารปรกติ
2. ในกรณี GCB 2YB-01 ของสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่2 เปิดวงจรและระบบสื่อสารปรกติ และ GCB 3YB-01 ของสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่2 เปิดวงจรและระบบสื่อสารปรกติ
3. ในกรณี GCB 5YB-01 ของสถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง2 เปิดวงจรและระบบสื่อสารปรกติ และ GCB 2YB-01 ของสถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง1 เปิดวงจรและระบบสื่อสารปรกติ
4. ในกรณี GCB 5YB-01 ของสถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง2 เปิดวงจรและระบบสื่อสารปรกติและ GCB 3YB-01 ของสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่2 เปิดวงจรและระบบ ระบบสื่อสารปรกติ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.2.1 Trip diagram ของระบบ Teleprotection with mirrored bits protocol

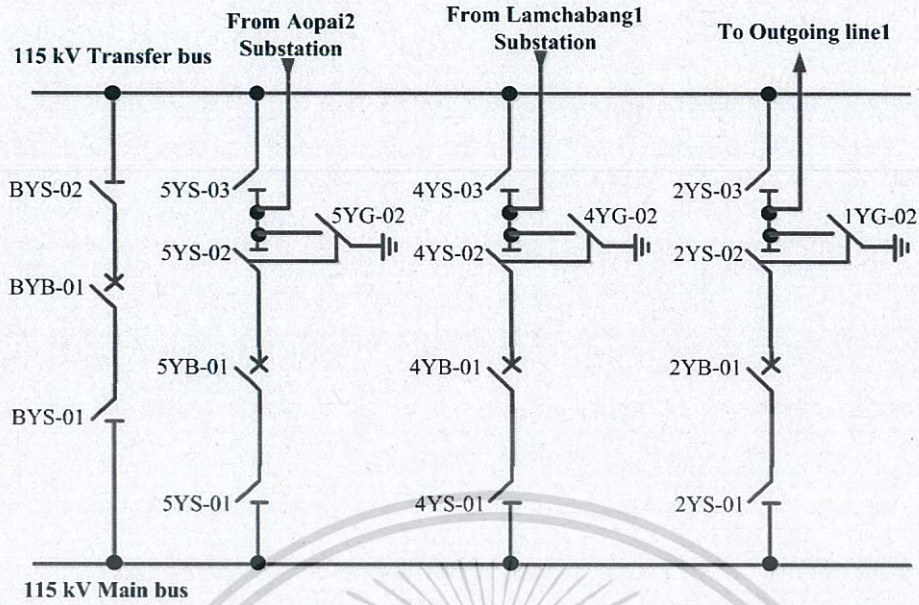


รูปที่ 3.11 การปรับปรุงระบบเดิม โดยเพิ่ม Direct transfer trip ที่สถานีไฟฟ้าอ่าวไฉ่ 2



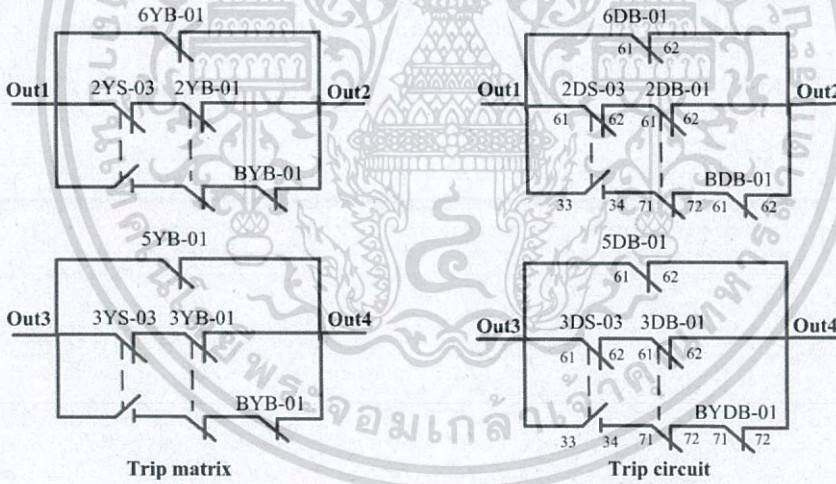
รูปที่ 3.12 การปรับปรุงระบบเดิม โดยเพิ่ม Direct transfer trip ที่สถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง 1

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.13 การปรับปรุงระบบเดิม โดยเพิ่ม Direct transfer trip ที่สถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง 2

3.2.2 Trip Metrex ของระบบ Teleprotection with mirrored bits protocol

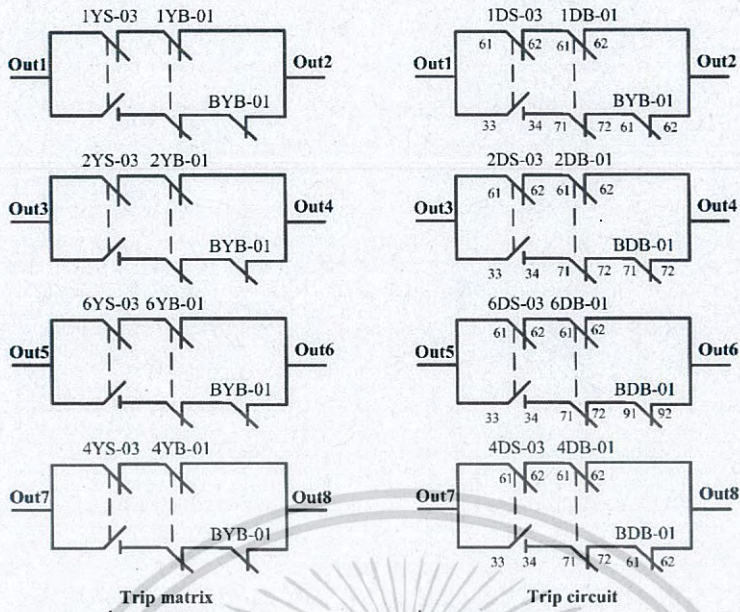


Trip matrix

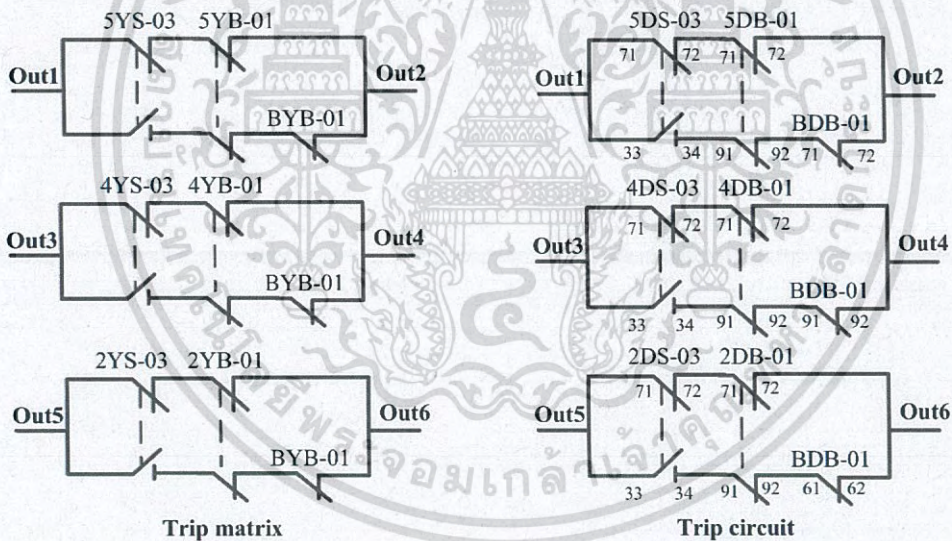
Trip circuit

รูปที่ 3.14 วงจร Trip Metrex ที่สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.15 วงจร Trip Matrix ที่สถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง 1

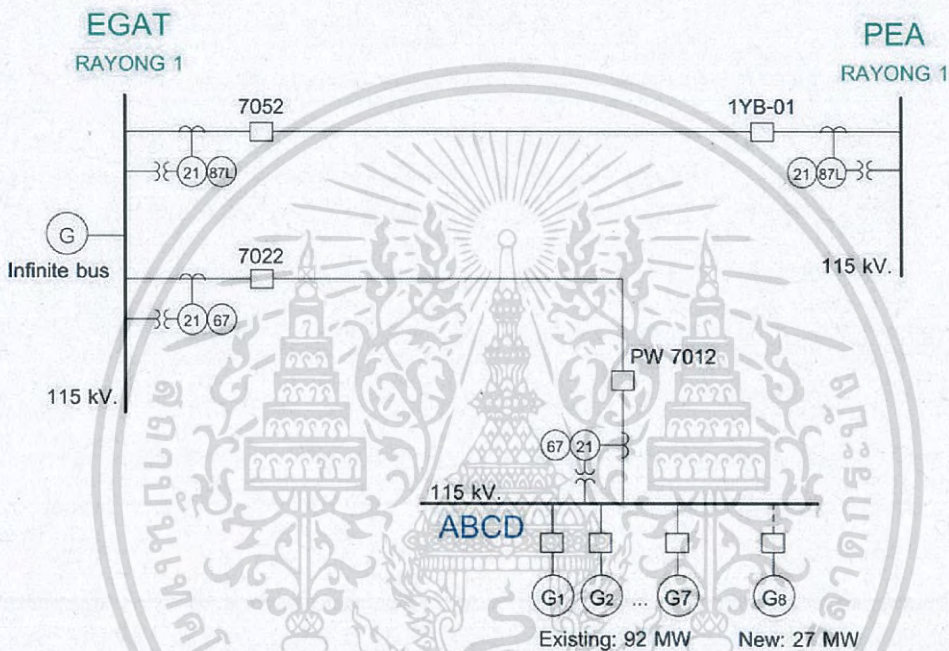


รูปที่ 3.16 วงจร Trip Matrix ที่สถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง 2

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.3 การป้องกันระบบไฟฟ้า โดยใช้เทคนิค Direct transfer trip, IEC-61850 with SCADA

ในการศึกษา การป้องกันระบบไฟฟ้าโดยใช้เทคนิค Direct transfer trip โดยส่งผ่านข้อมูลแบบ IEC-61850 Protocol ร่วมกับระบบ SCADA นี้จะใช้ระบบไฟฟ้าของ สถานีไฟฟ้าระยอง 1 ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ร่วมกับ สถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยมี โรงไฟฟ้า IPP ร่วมจ่ายโหลดให้กับระบบไฟฟ้านี้ ดังรูปที่ 3.17



รูปที่ 3.17 ระบบไฟฟ้าที่ใช้ในการศึกษาในกรณี IEC-61850 Protocol, direct transfer trip ร่วมกับ SCADA

จากรูปที่ 3.17 จะเป็นระบบไฟฟ้าเดิมจะรับไฟฟ้าขนาด 115 kV ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และ 115 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยที่มีโรงไฟฟ้าเอกชน (Glow) ที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 7 เครื่อง โดยมีกำลังการผลิตรวมเท่ากับ 92 MW ต่ออยู่กับระบบไฟฟ้าดังรูปที่ 3.17 ในส่วนของการป้องกันระบบไฟฟ้า จะมีการเลือกใช้อุปกรณ์ป้องกันที่แตกต่างกัน เนื่องจากลักษณะการจัดซื้อของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และ โรงไฟฟ้า IPP มีการจัดซื้อไม่พร้อมกัน จึงทำให้มีความแตกต่างของอุปกรณ์ป้องกัน โดยที่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยใช้ผลิตภัณฑ์ของบริษัทชไนเดอร์ รุ่น Micom P437 และ โรงไฟฟ้า IPP ใช้ผลิตภัณฑ์ของบริษัท ABB รุ่น REL 670

ในการป้องกันทั้งสองสถานีไฟฟ้า ทั้งการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และการสถานีไฟฟ้า IPP จะมี Distance relay (21) และ Directional relay (67) เป็นอุปกรณ์ป้องกันระบบของทั้ง 2 สถานีไฟฟ้า โดยหลักการป้องกันจะมีรายละเอียดดังตารางที่ 3.2

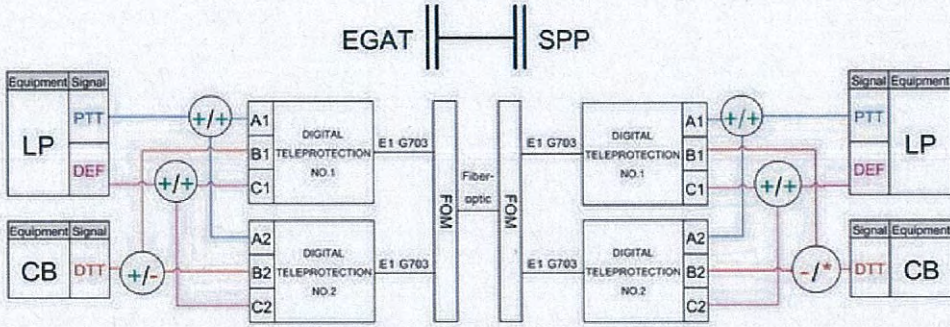
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับกรูโงงานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไมออนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไมวากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.2 ตำแหน่งการเกิด Fault และ การทำงานของ GCB

Fault location	GCB Number trip
PEA bus	GCB 1YB-01
EGAT bus	GCB 7052
IPP bus	GCB PW7012
Transmission line (EGAT to PEA)	GCB 7052 และ 1YB-01
Transmission line (EGAT to IPP)	GCB 7022 และ PW7012

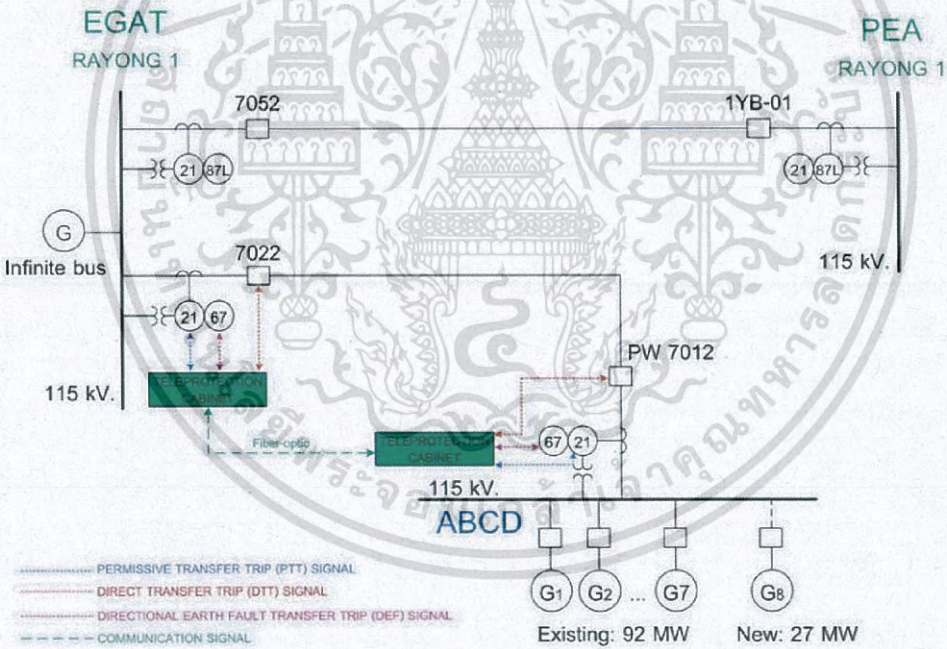
3.3.1 การติดตั้งระบบ Teleprotection โดยใช้เทคนิค Direct transfer trip ร่วมกับ IEC-61850 protocol with SCADA

ในระบบไฟฟ้าเดิมจะมีการติดตั้ง Distance relay ซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์ของบริษัท ABB รุ่น REL670 ที่โรงไฟฟ้า IPP และผลิตภัณฑ์ของบริษัทไซเนเดอร์ รุ่น Micom P437 ที่สถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ซึ่ง Distance relay ทั้ง 2 ผลิตภัณฑ์นี้ จะเป็น Relay แบบ Digital relay อยู่แล้ว ในวิทยานิพนธ์นี้จะทำการเพิ่มระบบ Teleprotection เข้าไปในระบบไฟฟ้านี้เพื่อลดความเสียหายอันเนื่องมาจากเกิดสภาวะ Island mode ซึ่งจะทำความเสียหายให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบจำหน่าย (Distribution generator) (ระบบป้องกันแบบเดิมจะไม่สามารถป้องกันในเงื่อนไขนี้ได้ ดังนั้นข้อกำหนดใหม่ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จึงกำหนดมาตรฐานการป้องกันสภาวะ Island mode) โดยการเพิ่มอุปกรณ์ Logic processor ของผลิตภัณฑ์ SEL รุ่น SEL-2100 รายละเอียดดังรูปที่ 3.19 และทำการเดินสายเคเบิลทองแดงจาก Terminal auxiliary ที่แสดงสถานะการทำงานของ Gas circuit breaker และ Disconnecting switch ทุกตัวเข้าไปที่ Logic processor SEL-2100 และ Logic processor จะส่งสัญญาณดิจิทัลไปยัง Remote I/O เพื่อส่งสัญญาณผ่านเส้นใยแก้วนำแสงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยจะส่งข้อมูล เป็นแบบ IEC-61850 Protocol ไปแสดงผลยังระบบ SCADA ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค รวมถึงระบบ SCADA ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จะต้องทราบถึงสถานะของอุปกรณ์ดังกล่าวด้วย รายละเอียดดังรูปที่ 3.18 ถึง 3.21



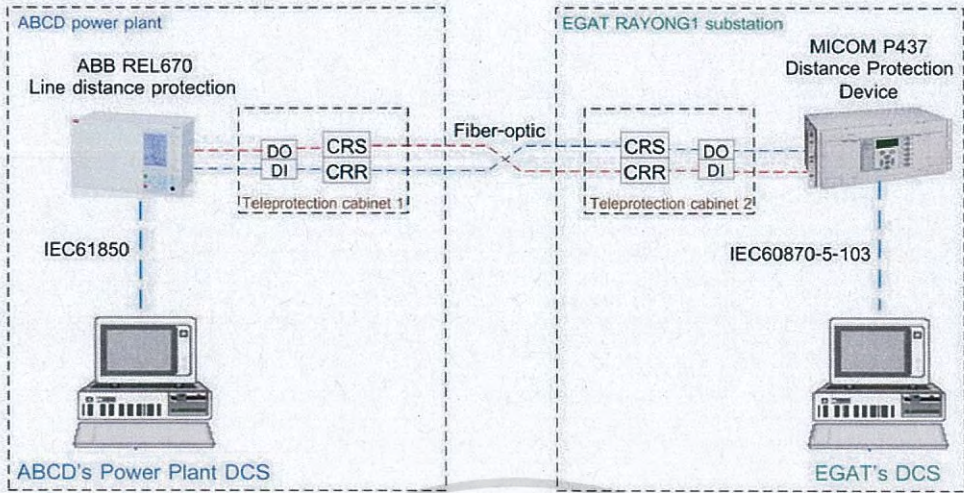
- LEGEND:
- LP = LINE PROTECTION (DISTANCE & DIRECTIONAL RELAY)
 - CB = 115 kv. CIRCUIT BREAKER STATUS
 - FOM = FIBER-OPTIC TO MULTIPLEXER
 - PTT = PERMISSIVE TRANSFER TRIP
 - DEF = DIRECTIONAL EARTH FAULT TRANSFER TRIP
 - DTT = DIRECT TRANSFER TRIP
- 1/2 = 1 : SEND / 2 : RECEIVE
 - + = OR COMBINATION
 - * = AND COMBINATION
 - = N/A

รูปที่ 3.18 ระบบ Teleprotection ตามข้อกำหนดของกรไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ

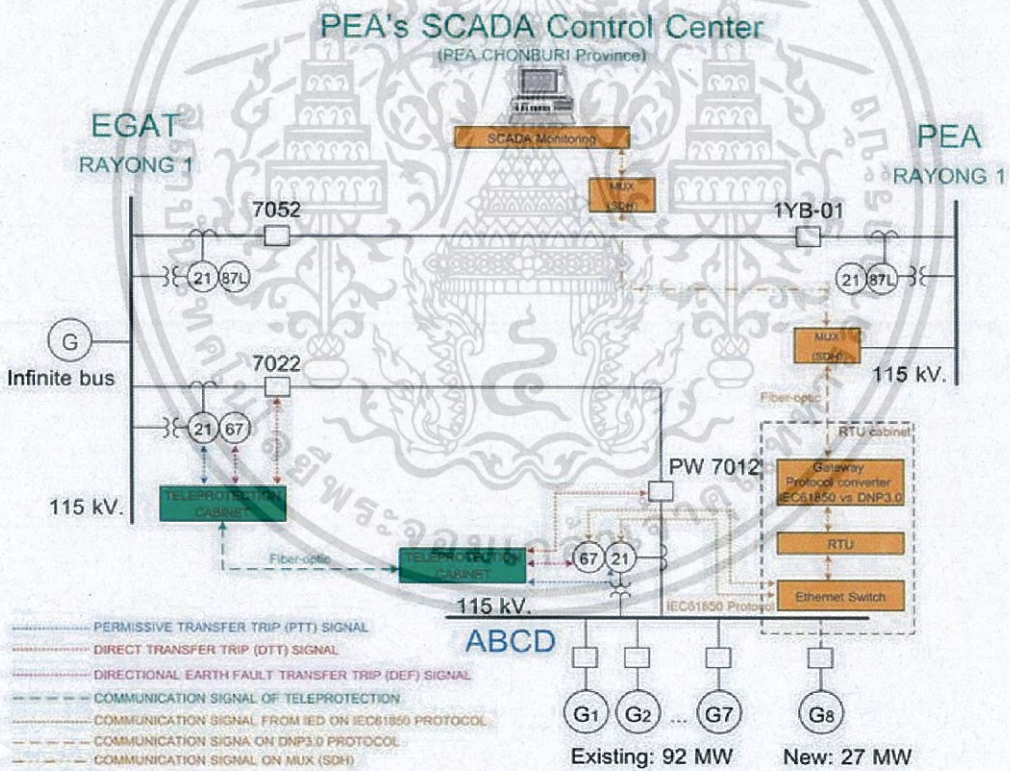


รูปที่ 3.19 วงจรระบบ DTT (Direct transfer trip), DEF (Directional earth fault transfer trip) and PTT (Permissive transfer trip)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.20 Single line diagram ของ DTT with carrier signal protection scheme (PTT and DEF)



รูปที่ 3.21 Single line diagram ของระบบ SCADA ระหว่าง IPP กับ PEA

ในการส่งข้อมูลด้วย IEC-61850 Protocol จะต้องมีการกำหนดค่า Parameter ซึ่ง ข้อมูลที่จำเป็นจะต้องมีการกำหนดใช้งานจะแสดงในตารางที่ 3.3 ถึง 3.5 โดยที่ตารางที่ 3.3 จะเป็น Control output point list data, ตารางที่ 3.4 จะเป็น Analog input data และตารางที่ 3.5 จะเป็น รายละเอียดของข้อมูล Input data

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.3 Control output point list data

Item	Point name	State		Connection	
		0	1	Connection	Type
1	01YB-01 CB close/open command	Close	Open	IEC61850	SBO
2	01YB-01 Close bypass Sync. command	Close	-	IEC61850	SBO
3	01YS-01 DS close/open command	Close	Open	IEC61850	SBO
4	01YS-02 DS close/open command	Close	Open	IEC61850	SBO

ตารางที่ 3.4 Analog input data

Item	Point name	Unit	Scale		Connection type	
			Actual data	Raw data	Connection	Type
1	Current phase A	A	0.1200	0.32767	Copper wires	AI
2	Current phase B	A	0.1200	0.32767	Copper wires	AI
3	Current phase C	A	0.1200	0.32767	Copper wires	AI
4	Voltage phase A-B	kV	0.1500	0.32767	Copper wires	AI
5	Voltage phase B-C	kV	0.1500	0.32767	Copper wires	AI
6	Voltage phase C-A	kV	0.6000	0.32767	Copper wires	AI
7	Frequency	Hz	± 0.15588	± 0.32767	Copper wires	AI
8	Active power	MW	± 0.15588	± 0.32767	Copper wires	AI
9	Reactive power	MVAR	± 0.100	± 0.32767	Copper wires	AI
10	Power factor	%	0.100	0.32767	Copper wires	AI
11	THD current harmonic phase A	%	0.100	0.32767	Copper wires	AI
12	THD current harmonic phase B	%	0.100	0.32767	Copper wires	AI
13	THD current harmonic phase C	%	0.100	0.32767	Copper wires	AI
14	THD voltage harmonic phase A-B	%	0.100	0.32767	Copper wires	AI
15	THD voltage harmonic phase B-C	%	0.100	0.32767	Copper wires	AI
16	THD voltage harmonic phase C-A	%	0.100	0.32767	Copper wires	AI

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.5 รายละเอียดข้อมูล Input data

Item	Point name	State				Connection type at SPP	
		1	2	3	4	Connection	Type
1	01YB-01 Close/open status	Undefined	Close	Open	Fault	IEC61850	SOE
2	01YS-01 Close/open status	Undefined	Close	Open	Fault	IEC61850	DI
3	01YS-02 Close/open status	Undefined	Close	Open	Fault	IEC61850	DI
4	01YS-03 Close/open status	Undefined	Close	Open	Fault	No equipment	-
5	01YG-01 Close/open status	Undefined	Close	Open	Fault	IEC61850	DI
6	01YB-01 Control set on	Undefined	Local	Remote	Fault	Copper wires	DI
7	01YS-01 Control set on	Undefined	Local	Remote	Fault	Copper wires	DI
8	Sync. Switch selection	Undefined	Auto	Manual	Fault	No equipment	-
9	50 BF relay status	Undefined	on	Off	Fault	Not use function	-
10	01YS-02 Control set on	Undefined	Local	Remote	Fault	No equipment	-
11	DTT Inter trip out off status	Undefined	on	Off	Fault	Copper wires	DI
12	Distance relay phase A	Normal	Trip	-	-	IEC61850	SOE
13	Distance relay phase B	Normal	Trip	-	-	IEC61850	SOE
14	Distance relay phase C	Normal	Trip	-	-	IEC61850	SOE
15	Distance relay earth fault	Normal	Trip	-	-	IEC61850	SOE
16	Distance relay trip	Normal	Trip	-	-	IEC61850	SOE
17	Distance relay Zone 1	Normal	Trip	-	-	IEC61850	SOE
18	Distance relay Zone 2	Normal	Trip	-	-	IEC61850	SOE
19	Distance relay Zone 3	Normal	Trip	-	-	IEC61850	SOE
20	Distance relay switch on fault	Normal	Trip	-	-	IEC61850	SOE
21	Distance relay DC supply	Normal	Fail	-	-	Copper wires	DI
22	Distance relay VT supply	Normal	Trip	-	-	IEC61850	DI
23	Directional overcurrent phase A	Normal	Trip	-	-	IEC61850	SOE
24	Directional overcurrent phase B	Normal	Trip	-	-	IEC61850	SOE
25	Directional overcurrent phase C	Normal	Fail	-	-	IEC61850	SOE
26	Directional earth fault	Normal	Trip	-	-	IEC61850	SOE

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.5 รายละเอียดข้อมูล Input data (ต่อ)

Item	Point name	State				Connection type at SPP	
		1	2	3	4	Connection	Type
27	Directional relay DC supply	Normal	Fail	-	-	Copper wires	DI
28	Time delays (CB fail)	Normal	Trip	-	-	Not use function	-
29	Teleprotection (DTT)	Normal	Trip	-	-	IEC61850	SOE
30	Line aid trip (PTT)	Normal	Trip	-	-	IEC61850	SOE
31	Auto reclosing operated	Normal	Operated	-	-	Not use function	-
32	Auto reclosing lockout	Normal	Lockout	-	-	Not use function	-
33	DC supply control circuit	Normal	Fail	-	-	Copper wires	DI
34	AC supply control circuit	Normal	Fail	-	-	Copper wires	DI
35	Gas low pressure warning	Normal	Alarm	-	-	Not use function	-
36	Gas low pressure lockout	Normal	Lockout	-	-	Not use function	-
37	Trip circuit supervision 1	Normal	Fail	-	-	Copper wires	DI
38	Trip circuit supervision 2	Normal	Fail	-	-	No equipment	-
39	Spring charge	Normal	Fail	-	-	Not support	-
40	Transformer differential relay	Normal	Trip	-	-	No equipment	-
41	Synchronizing check	Normal	Operated	-	-	No equipment	-
42	Sync. Relay MCB trip	Normal	Alarm	-	-	No equipment	-
43	Under/over frequency step1	Normal	Alarm	-	-	Not use function	-
44	Under/over frequency step2	Normal	Trip	-	-	Not use function	-
45	Under/over voltage step1	Normal	Alarm	-	-	Not use function	-
46	Under/over voltage step2	Normal	Trip	-	-	Not use function	-
47	Under/over instance	Normal	Trip	-	-	Not use function	-
48	Under/over frequency relay	Undefine	On	Of	Fault	Not use function	-
49	Sync. Switch selection	Normal	Off	-	-	No equipment	-

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.22 การทดสอบระบบ Teleprotection และ RTU Cabinet



รูปที่ 3.23 การติดตั้งระบบ Teleprotection ที่ Glow และ EGAT-RY1

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 4

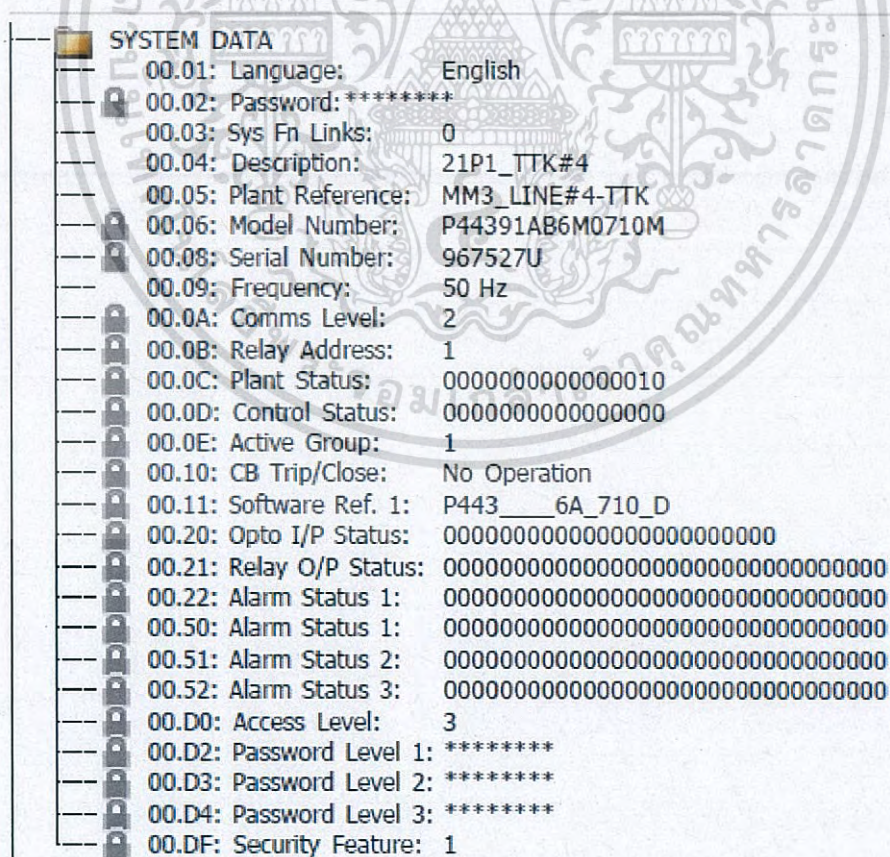
การทดสอบและผลการทดสอบ

ในบทนี้จะแสดงวิธีการทดสอบและผลการทดสอบการป้องกันระบบไฟฟ้าในสถานไฟฟ้าแรงสูง โดยจะแบ่งการทดสอบออกเป็น 3 ส่วน คือ 1) การทดสอบระบบฟ้าในกรณีที่ใช้เทคนิคการป้องกันแบบ Peer to peer, 2) การทดสอบระบบไฟฟ้าในกรณีที่ใช้เทคนิคการป้องกันแบบ Direct transfer trip with Mirrored Bits Protocol และ 3) การทดสอบระบบไฟฟ้าในกรณีที่ใช้เทคนิคการป้องกันแบบ Direct transfer trip, IEC-61850 with SCADA

4.1 การตั้งค่าและการทดสอบ Distance Relay

4.1.1 การตั้งค่าการทำงานของ Distance relay

หลังจากที่ได้ทำงานติดตั้ง Distance relay เรียบร้อยแล้ว ขั้นตอนแรกจะต้องทำการตั้งค่ารีเลย์ เพื่อให้ทำงานตามค่าที่ได้คำนวณไว้ โดยจะทำการตั้งค่าตามรูปที่ 4.1 ถึง 4.6 ในวิทยานิพนธ์นี้จะแสดงตัวอย่างในการตั้งค่าการทำงาน, วิธีการคำนวณ และผลการทดสอบของ Distance Relay



SYSTEM DATA	
00.01: Language:	English
00.02: Password:	*****
00.03: Sys Fn Links:	0
00.04: Description:	21P1_TTK#4
00.05: Plant Reference:	MM3_LINE#4-TTK
00.06: Model Number:	P44391AB6M0710M
00.08: Serial Number:	967527U
00.09: Frequency:	50 Hz
00.0A: Comms Level:	2
00.0B: Relay Address:	1
00.0C: Plant Status:	0000000000000010
00.0D: Control Status:	0000000000000000
00.0E: Active Group:	1
00.10: CB Trip/Close:	No Operation
00.11: Software Ref. 1:	P443___6A_710_D
00.20: Opto I/P Status:	000000000000000000000000
00.21: Relay O/P Status:	00000000000000000000000000000000
00.22: Alarm Status 1:	00000000000000000000000000000000
00.50: Alarm Status 1:	00000000000000000000000000000000
00.51: Alarm Status 2:	00000000000000000000000000000000
00.52: Alarm Status 3:	00000000000000000000000000000000
00.D0: Access Level:	3
00.D2: Password Level 1:	*****
00.D3: Password Level 2:	*****
00.D4: Password Level 3:	*****
00.DF: Security Feature:	1

รูปที่ 4.1 การตั้งค่าข้อมูลระบบ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

CT AND VT RATIOS	
0A.01: Main VT Primary:	500.0 kV
0A.02: Main VT Sec'y:	111.0 V
0A.03: CS VT Primary:	500.0 kV
0A.04: CS VT Secondary:	111.0 V
0A.07: Phase CT Primary:	3000 A
0A.08: Phase CT Sec'y:	1.000 A
0A.0B: SEF CT Primary:	3000 A
0A.0C: SEF CT Secondary:	1.000 A
0A.0D: MComp CT Primary:	3000 A
0A.0E: MComp CT Sec'y:	1.000 A
0A.0F: CS Input:	AN
0A.10: Main VT Location:	Line
0A.11: CT Polarity:	Standard
0A.13: SEF CT Polarity:	Standard
0A.14: M CT Polarity:	Standard
0A.21: CS VT Ph Shift:	0 deg
0A.22: CS VT Mag:	1.000

รูปที่ 4.2 การตั้งค่าหม้อแปลงกระแสและหม้อแปลงแรงดัน

CB CONTROL	
07.01: CB Control by:	Opto+local
07.02: Close Pulse Time:	500.0 ms
07.03: Trip Pulse Time:	500.0 ms
07.05: Man Close Delay:	1.000 s
07.06: CB Healthy Time:	5.000 s
07.07: Check Sync Time:	5.000 s
07.08: CB mon LO reset:	No
07.09: Rst CB mon LO by:	CB Close
07.0A: CB mon LO RstDly:	5.000 s
07.11: CB Status Input:	52B 1 pole
07.7F: CB Status Time:	5.000 s

รูปที่ 4.3 การตั้งค่าเวลาในการทำงานของ Gas circuit breaker

DATE AND TIME	
08.01: Date/Time:	2015-06-24 16:56:53.146
08.04: IRIG-B Sync:	Disabled
08.06: Battery Status:	Healthy
08.07: Battery Alarm:	Enabled
08.20: LocalTime Enable:	Flexible
08.21: LocalTime Offset:	0 min
08.22: DST Enable:	Enabled
08.23: DST Offset:	60.00 min
08.24: DST Start:	Last
08.25: DST Start Day:	Sunday
08.26: DST Start Month:	January
08.27: DST Start Mins:	60.00 min
08.28: DST End:	Last
08.29: DST End Day:	Sunday
08.2A: DST End Month:	December
08.2B: DST End Mins:	60.00 min
08.30: RP1 Time Zone:	UTC
08.32: DNPOE Time Zone:	UTC
08.33: Tunnel Time Zone:	UTC

รูปที่ 4.4 การตั้งค่าเวลาการทำงานของ Distance relay

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่อนำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

CONFIGURATION	
09.01: Restore Defaults:	No Operation
09.02: Setting Group:	Select via PSL
09.04: Save Changes:	No Operation
09.05: Copy From:	Group 1
09.06: Copy To:	No Operation
09.07: Setting Group 1:	Enabled
09.08: Setting Group 2:	Disabled
09.09: Setting Group 3:	Disabled
09.0A: Setting Group 4:	Disabled
09.0B: Distance:	Enabled
09.0C: Directional E/F:	Enabled
09.10: Overcurrent:	Disabled
09.11: Neg Sequence O/C:	Disabled
09.12: Broken Conductor:	Disabled
09.13: Earth Fault:	Disabled
09.15: SEF/REF Prot'n:	Disabled
09.16: Residual O/V NVD:	Disabled
09.17: Thermal Overload:	Disabled
09.18: PowerSwing Block:	Enabled
09.1D: Volt Protection:	Disabled
09.1E: Freq Protection:	Disabled
09.1F: df/dt Protection:	Disabled
09.20: CB Fail:	Disabled
09.21: Supervision:	Enabled
09.23: System Checks:	Disabled
09.24: Auto-Reclose:	Disabled
09.25: Input Labels:	Visible
09.26: Output Labels:	Visible
09.28: CT & VT Ratios:	Visible
09.29: Record Control:	Visible
09.2A: Disturb Recorder:	Visible
09.2B: Measure't Setup:	Visible
09.2C: Comms Settings:	Visible
09.2D: Commission Tests:	Visible
09.2E: Setting Values:	Secondary
09.2F: Control Inputs:	Visible
09.35: Ctrl I/P Config:	Visible
09.36: Ctrl I/P Labels:	Visible
09.39: Direct Access:	Enabled
09.50: Function Key:	Visible
09.FB: RP1 Read Only:	Disabled
09.FD: NIC Read Only:	Disabled
09.FF: LCD Contrast:	11

รูปที่ 4.5 ค่าตั้งค่าการทำงานของ Distance relay

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

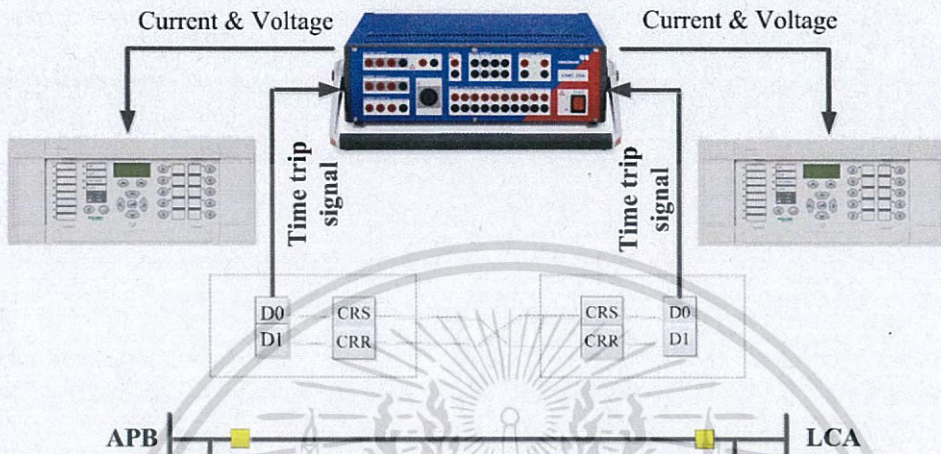
DISTURB RECORDER	
0C.01:	Duration: 1.500 s
0C.02:	Trigger Position: 33.30 %
0C.03:	Trigger Mode: Single
0C.04:	Analog Channel 1: VA
0C.05:	Analog Channel 2: VB
0C.06:	Analog Channel 3: VC
0C.07:	Analog Channel 4: IA
0C.08:	Analog Channel 5: IB
0C.09:	Analog Channel 6: IC
0C.0A:	Analog Channel 7: IN
0C.0B:	Analog Channel 8: IN Sensitive
0C.0C:	Digital Input 1: Relay 1
0C.0D:	Input 1 Trigger: No Trigger
0C.0E:	Digital Input 2: Relay 2
0C.0F:	Input 2 Trigger: No Trigger
0C.10:	Digital Input 3: Relay 3
0C.11:	Input 3 Trigger: Trigger L/H
0C.12:	Digital Input 4: Relay 4
0C.13:	Input 4 Trigger: No Trigger
0C.14:	Digital Input 5: Relay 5
0C.15:	Input 5 Trigger: No Trigger
0C.16:	Digital Input 6: Relay 6
0C.17:	Input 6 Trigger: No Trigger
0C.18:	Digital Input 7: Relay 7
0C.19:	Input 7 Trigger: No Trigger
0C.1A:	Digital Input 8: Relay 8
0C.1B:	Input 8 Trigger: No Trigger
0C.1C:	Digital Input 9: Relay 9
0C.1D:	Input 9 Trigger: No Trigger
0C.1E:	Digital Input 10: Relay 10
0C.1F:	Input 10 Trigger: No Trigger
0C.20:	Digital Input 11: Relay 11
0C.21:	Input 11 Trigger: No Trigger
0C.22:	Digital Input 12: Relay 12
0C.23:	Input 12 Trigger: No Trigger
0C.24:	Digital Input 13: Relay 13
0C.25:	Input 13 Trigger: No Trigger
0C.26:	Digital Input 14: Relay 14
0C.27:	Input 14 Trigger: No Trigger
0C.28:	Digital Input 15: Relay 15
0C.29:	Input 15 Trigger: No Trigger
0C.2A:	Digital Input 16: Relay 16
0C.2B:	Input 16 Trigger: No Trigger
0C.2C:	Digital Input 17: Opto 1
0C.2D:	Input 17 Trigger: No Trigger
0C.2E:	Digital Input 18: Opto 2
0C.2F:	Input 18 Trigger: No Trigger
0C.30:	Digital Input 19: Opto 3
0C.31:	Input 19 Trigger: No Trigger
0C.32:	Digital Input 20: Opto 4
0C.33:	Input 20 Trigger: No Trigger
0C.34:	Digital Input 21: Opto 5
0C.35:	Input 21 Trigger: No Trigger
0C.36:	Digital Input 22: Opto 6
0C.37:	Input 22 Trigger: No Trigger
0C.38:	Digital Input 23: Opto 7
0C.39:	Input 23 Trigger: No Trigger
0C.3A:	Digital Input 24: Opto 8
0C.3B:	Input 24 Trigger: No Trigger
0C.3C:	Digital Input 25: Opto 9
0C.3D:	Input 25 Trigger: No Trigger
0C.3E:	Digital Input 26: Opto 10
0C.3F:	Input 26 Trigger: No Trigger
0C.40:	Digital Input 27: Opto 11
0C.41:	Input 27 Trigger: No Trigger
0C.42:	Digital Input 28: Opto 12
0C.43:	Input 28 Trigger: No Trigger
0C.44:	Digital Input 29: Opto 13
0C.45:	Input 29 Trigger: No Trigger
0C.46:	Digital Input 30: Opto 14

รูปที่ 4.6 การตั้งค่าการบันทึกข้อมูลของ Distance relay

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.1.2 การทดสอบ Distance relay

ในการทดสอบจะทำการต่อวงจรการทดสอบดังรูปที่ 4.7 และทำการทดสอบที่ละฟังก์ชันการทำงานโดยจะเริ่มต้นจาก Metering test และ Distance zone reach test ตามลำดับ



รูปที่ 4.7 วงจรการทดสอบ Distance Relay



รูปที่ 4.8 การทดสอบ Distance relay ด้วย Three phase relay test set

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.1.2.1 การทดสอบ Metering Test

ขั้นตอนการทดสอบจะแบ่งการทดสอบออกเป็น 2 ส่วนหลักๆ คือ 1) การทดสอบกระแส และ 2) การทดสอบแรงดัน โดยทำการจ่ายกระแสทดสอบและแรงดันทดสอบ แล้วทำการวัดค่ากระแสและแรงดันของ Distance Relay รายละเอียดการทดสอบและผลการทดสอบแสดงดังตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 ผลการทดสอบการวัดค่ากระแสและแรงดันของ Distance relay

Current and voltage test	Measurement	Display value		
		Should be ($\pm 2\%$)	Tested	
$I_a = 0.50/-15 \text{ deg}$ $I_b = 1.0/-135 \text{ deg}$ $I_c = 1.0/105 \text{ deg}$	I_A Magnitude	1470.0 – 1530.0	1495	A
	I_A Phase Angle	-14.70 – -15.30	-14.26	Deg
	I_B Magnitude	2940.0 – 3060.0	3003	A
	I_B Phase Angle	-132.3 – -137.7	-135.0	Deg
	I_C Magnitude	2940.0 – 3060.0	3013	A
	I_C Phase Angle	102.9 – 107.1	105.0	Deg
	I_N Derived Mag	1474.3 – 1534.5	1513	A
	I_N Derived Ang	161.7 – 168.3	164.0	Deg
	I_1 Magnitude	2450.0 – 2550.0	2503	A
	I_2 Magnitude	487.1 – 507.0	504.3	A
I_0 Magnitude	491.4 – 51.5	504.2	A	
$V_a = 60.0/0 \text{ Deg}$ $V_b = 64.09/-120 \text{ Deg}$ $V_c = 64.09/120 \text{ Deg}$	V_{AN} Magnitude	264.86 – 275.68	270.5	kV
	V_{AN} Phase Angle	0.00 – 0.00	0	Deg
	V_{BN} Magnitude	282.91 – 294.46	288.9	kV
	V_{BN} Phase Angle	-117.6 – -122.4	-120.0	Deg
	V_{CN} Magnitude	282.91 – 294.46	288.9	kV
	V_{CN} Phase Angle	117.6 – 122.4	120.0	Deg
	V_N Derived Mag	18.46 – 19.21	18.49	kV
	V_N Derived Ang	176.4 – 183.6	179.90	Deg
	V_1 Magnitude	276.89 – 288.20	282.8	kV
	V_2 Magnitude	5.740 – 5.974	6.176	kV
	V_0 Magnitude	6.153 – 6.404	6.164	kV
	Frequency	49.00 – 51.00	50	Hz
	3 Phase Watt	2023.32 – 2105.91	2071.0	MW
	3 Phase Vars	542.38 – 564.51	547.8	MVar
	3 Phase VA	2094.76 – 2180.26	2141.0	MVA
3 Phase PF.	0.947 – 0.985	0.9671		

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

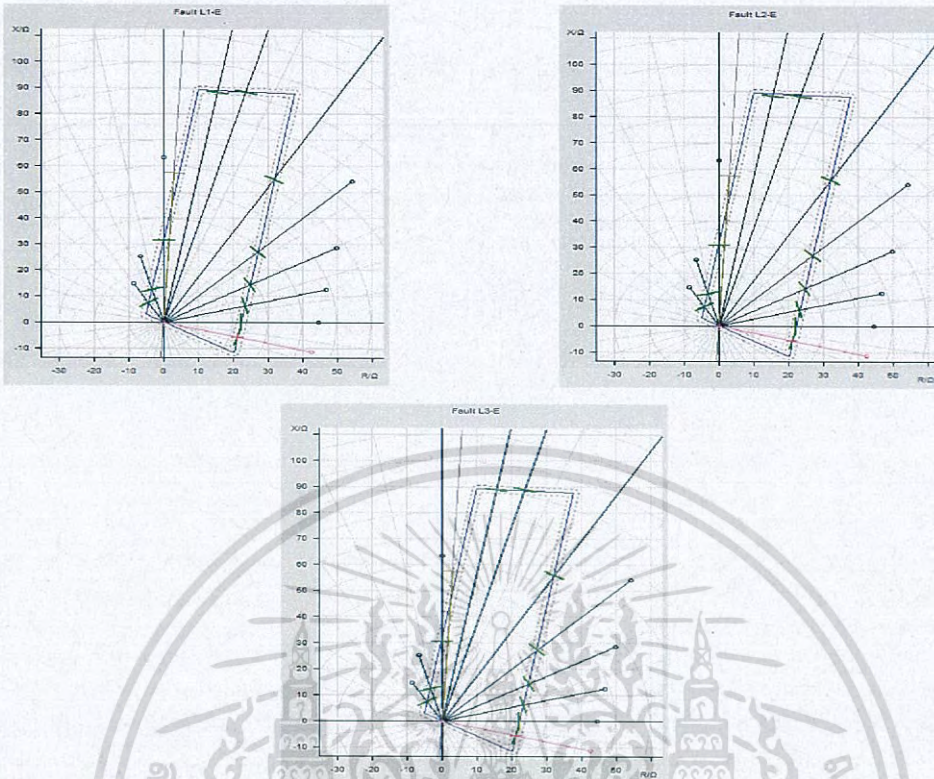
4.1.2.2 การทดสอบ Distance zone reach test

ทำการทดสอบโดยการแบ่งโซนออกเป็น 3 โซน; Zone 1, Zone 2 และ Zone 3 โดยที่ในแต่ละโซนนั้นจะทำการทดสอบฟอลต์ 3 ชนิด ได้แก่ Single phase to ground fault, Phase to phase fault และ Three phase fault แล้วทำการวัดค่าอิมพีแดนซ์ โดยที่รูปของกระแสและแรงดันทดสอบแสดงในรูปที่ 4.9 ถึง 4.19 และ ผลการทดสอบแสดงดังตารางที่ 4.2 ถึง 4.10



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- Zone 1: Single phase to ground fault



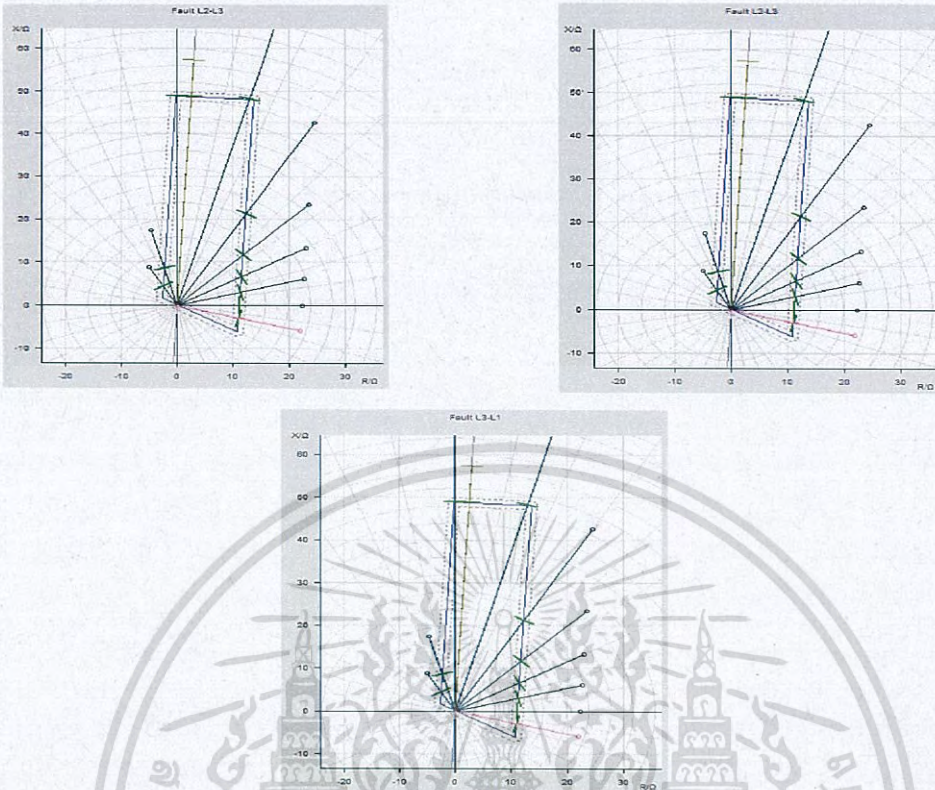
รูปที่ 4.9 ตำแหน่งของกระแสและแรงดันทดสอบ L1 - G, L2 - G และ L3 - G ของ Zone 1

ตารางที่ 4.2 ผลการทดสอบ Single phase to ground fault ของ Zone 1

Z angle Degree	Should be values			As found value					
	V_{fault} (V)	I_{fault} (A)	Z (Ω/LOOP)	A - G		B - G		C - G	
				(Ω/LOOP)	% Err	(Ω/LOOP)	% Err	(Ω/LOOP)	% Err
80.0	45.11	0.500	90.23	89.72	-0.56	89.38	-0.94	90.4	0.19
0	11.16	0.500	22.31	22.18	-0.58	22.18	-0.58	22.35	0.18
15	12.15	0.500	24.29	24.1	-0.80	24.01	-1.17	24.29	-0.02
30	14.41	0.500	28.82	28.52	-1.05	28.52	-1.05	28.85	0.10
45	19.33	0.500	38.67	38.23	-1.13	38.08	-1.52	38.67	0.00
60	32.76	0.500	65.52	63.37	-3.28	64.36	-1.77	64.61	-1.38
75	45.78	0.500	91.56	91.39	-0.19	91.04	-0.57	92.08	0.57
90	15.13	0.500	30.26	31.45	3.93	30.72	1.52	30.59	1.09
105	6.41	0.500	12.83	12.92	0.73	12.72	-0.83	12.77	-0.44
120	4.24	0.500	8.47	8.627	1.82	8.462	-0.13	8.561	1.04
-15	11.01	0.500	22.01	21.93	-0.38	21.93	-0.38	22.01	-0.02

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

● Zone 1: Phase to phase fault



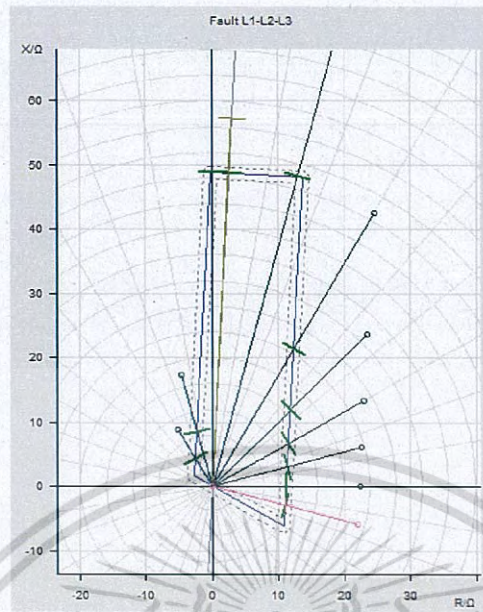
รูปที่ 4.10 ตำแหน่งของกระแสและแรงดันทดสอบ L1 - L2, L2 - L3 และ L3 - L1 ของ Zone 1

ตารางที่ 4.3 ผลการทดสอบ Phase to phase fault ของ Zone 1

Z angle Degree	Should be values			As found value					
	V_{fault} (V)	I_{fault} (A)	Z (Ω /LOOP)	A - B		B - C		C - A	
				(Ω / LOOP)	% Err	(Ω / LOOP)	% Err	(Ω / LOOP)	% Err
87	97.54	1.00	48.77	48.89	0.25	48.89	0.25	48.89	0.25
0	22.31	1.00	11.16	11.18	0.22	11.18	0.22	11.18	0.22
15	23.42	1.00	11.71	11.73	0.16	11.73	0.16	11.73	0.16
30	26.56	1.00	13.28	13.34	0.46	13.31	0.23	13.31	0.23
45	33.29	1.00	16.64	16.77	0.76	16.72	0.46	16.68	0.22
60	49.06	1.00	24.53	24.58	0.21	24.65	0.49	24.58	0.21
75	99.73	1.00	49.87	49.98	0.23	49.98	0.23	49.98	0.23
90	97.67	1.00	48.84	48.96	0.26	48.96	0.26	48.96	0.26
105	18.10	1.00	9.05	8.877	-1.93	9.025	-0.29	9.05	-0.02
120	10.25	1.00	5.12	5.065	-1.13	5.121	-0.04	5.135	0.24
-15	22.78	1.00	11.39	11.38	-0.09	11.41	0.17	11.41	0.17

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- Zone 1: Three phase fault



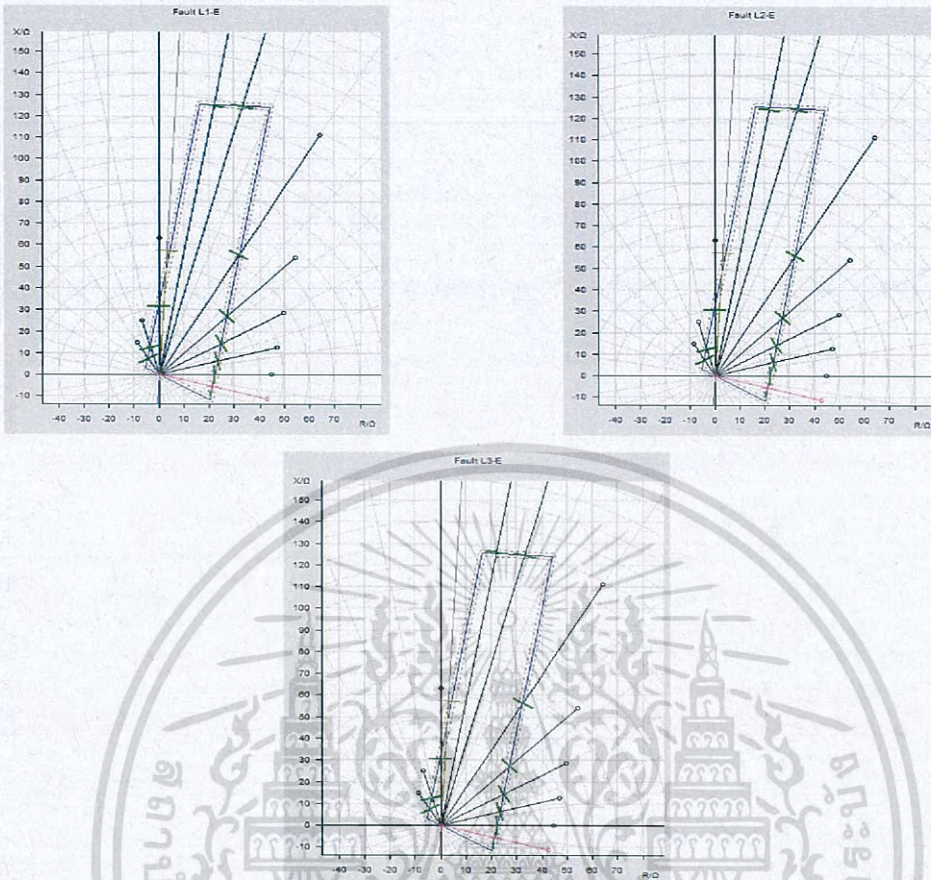
รูปที่ 4.11 ตำแหน่งของกระแสและแรงดันทดสอบ Three phase fault ของ Zone 1

ตารางที่ 4.4 ผลการทดสอบ Three phase fault ของ Zone 1

Z angle Degree	Should be values			As found value	
	V_{fault} (V)	I_{fault} (A)	Z (Ω /LOOP)	A-B-C (Ω /LOOP)	% Err
87	87	1.00	48.77	48.89	0.25
0	11.16	1.00	11.16	11.21	0.49
15	11.71	1.00	11.71	11.77	0.50
30	13.28	1.00	13.28	13.38	0.76
45	16.64	1.00	16.64	16.77	0.76
60	24.53	1.00	24.53	24.72	0.78
75	49.87	1.00	49.87	49.98	0.23
90	48.84	1.00	48.84	48.96	0.26
105	9.05	1.00	9.05	8.877	-1.93
120	5.12	1.00	5.12	5.079	-0.86
-15	11.39	1.00	11.39	11.41	0.17

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

● Zone 2: Single Phase to ground fault



รูปที่ 4.12 ตำแหน่งของกระแสและแรงดันทดสอบ L1 - G, L2 - G และ L3 - G ของ Zone 2

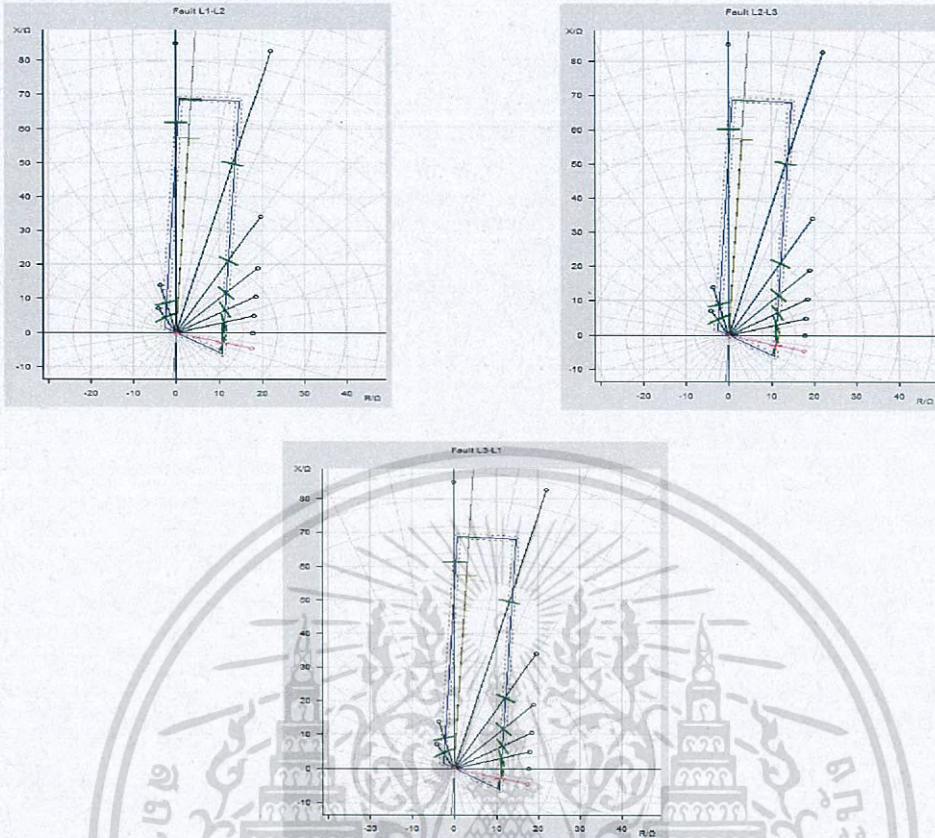
ตารางที่ 4.5 ผลการทดสอบ Single phase to ground fault ของ Zone 2

Z angle Degree	Should be values			As found value					
	V_{fault} (V)	I_{fault} (A)	Z (Ω/LOOP)	A - G		B - G		C - G	
				(Ω/LOOP)	% Err	(Ω/LOOP)	% Err	(Ω/LOOP)	% Err
80	63.69	0.500	127.38	126.9	-0.37	126.2	-0.92	127.9	0.41
0	11.16	0.500	22.31	22.18	-0.58	22.18	-0.58	22.35	0.18
15	12.15	0.500	24.29	24.2	-0.39	24.2	-0.39	24.29	-0.02
30	14.41	0.500	28.82	28.74	-0.29	28.52	-1.05	28.85	0.10
45	19.33	0.500	38.67	38.23	-1.13	38.23	-1.13	38.67	0.00
60	32.76	0.500	65.52	63.87	-2.51	64.61	-1.38	65.1	-0.64
75	64.63	0.500	129.26	129.1	-0.12	128.4	-0.67	129.1	-0.12
90	15.13	0.500	30.26	31.57	4.33	30.59	1.09	30.59	1.09
105	6.41	0.500	12.83	12.87	0.34	12.67	-1.22	12.92	0.73
120	4.24	0.500	8.47	8.561	1.04	8.462	-0.13	8.528	0.65
-15	11.01	0.500	22.01	22.01	-0.02	21.93	-0.38	22.01	-0.02

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับใช้ในงานเพื่อการศึกษานี้เท่านั้น ไม่อนุญาตให้ทำซ้ำโดยไม่ขออนุญาต

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- Zone 2: Phase to phase fault



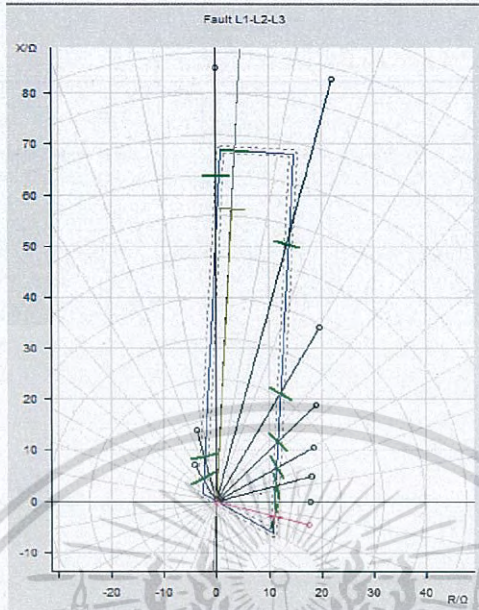
รูปที่ 4.13 ตำแหน่งของกระแสและแรงดันทดสอบ L1 - L2, L2 - L3 และ L3 - L1 ของ Zone 2

ตารางที่ 4.6 ผลการทดสอบ Phase to phase fault ของ Zone 2

Z angle Degree	Should be values			As found value					
	V_{fault} (V)	I_{fault} (A)	Z (Ω /LOOP)	A - B		B - C		C - A	
				(Ω / LOOP)	% Err	(Ω / LOOP)	% Err	(Ω / LOOP)	% Err
87	68.85	0.500	68.85	68.59	-0.38	68.76	-0.13	68.76	-0.13
0	11.16	0.500	11.16	11.10	-0.49	11.14	-0.13	11.14	-0.13
15	11.71	0.500	11.71	11.70	-0.10	11.70	-0.10	11.65	-0.52
30	13.28	0.500	13.28	13.26	-0.15	13.21	-0.52	13.21	-0.52
45	16.64	0.500	16.64	16.62	-0.14	16.43	-1.28	16.49	-0.92
60	24.53	0.500	24.53	24.41	-0.49	24.12	-1.67	24.12	-1.67
75	53.56	0.500	53.56	51.43	-3.98	52.05	-2.82	51.22	-4.37
90	53.19	0.500	53.19	61.75	16.09	60.10	12.99	61.34	15.32
105	9.05	0.500	9.05	9.03	-0.24	9.24	2.07	9.34	3.23
120	5.12	0.500	5.12	5.05	-1.52	5.28	3.11	5.24	2.33
-15	11.39	0.500	11.39	11.37	-0.18	11.42	0.26	11.42	0.26

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- Zone 2: Three phase fault



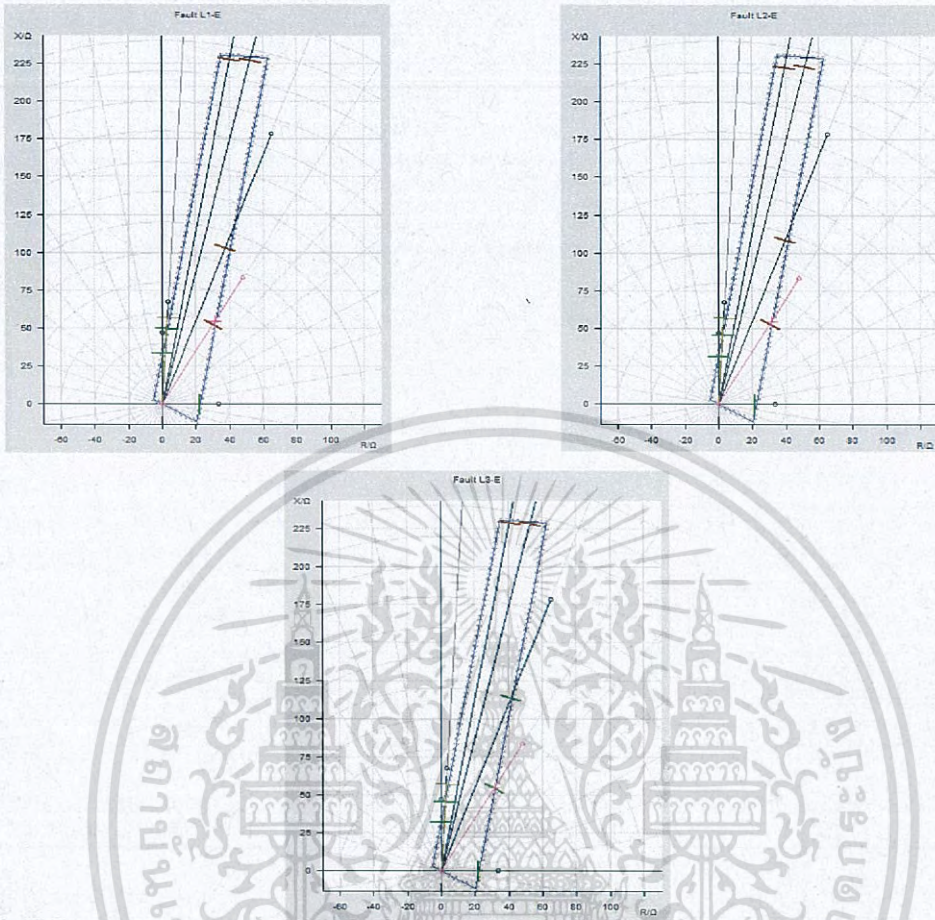
รูปที่ 4.14 ตำแหน่งของกระแสและแรงดันทดสอบ Three phase fault ของ Zone 2

ตารางที่ 4.7 ผลการทดสอบ Three phase fault ของ Zone 2

Z angle Degree	Should be values			As found value	
	V_{fault} (V)	I_{fault} (A)	Z (Ω /LOOP)	A-B-C (Ω /LOOP)	% Err
87	34.43	0.500	68.85	68.76	-0.13
0	5.58	0.500	11.16	11.18	0.22
15	5.86	0.500	11.71	11.74	0.24
30	6.64	0.500	13.28	13.31	0.23
45	8.32	0.500	16.64	16.62	-0.14
60	12.26	0.500	24.53	24.41	-0.49
75	26.78	0.500	53.56	52.26	-2.43
90	26.60	0.500	53.19	63.80	19.94
105	4.53	0.500	9.05	9.14	0.92
120	2.56	0.500	5.12	5.16	0.78
-15	5.70	0.500	11.39	11.37	-0.18

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- Zone 3: Single phase to ground fault



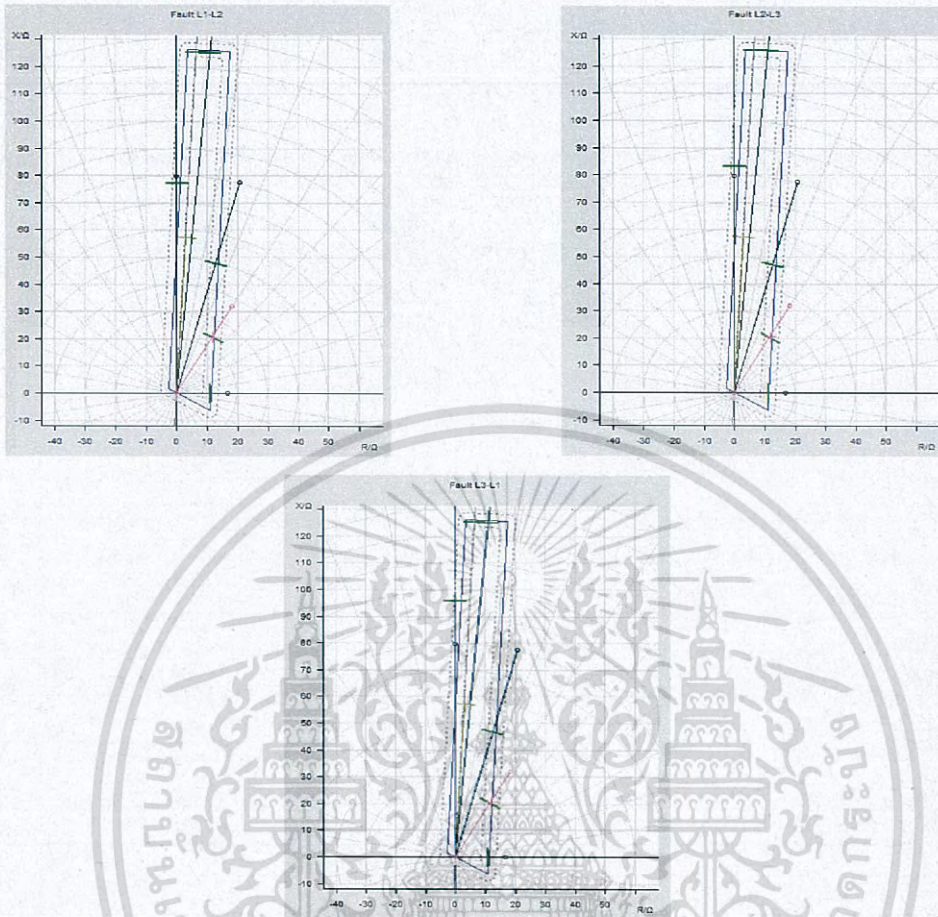
รูปที่ 4.15 ตำแหน่งของกระแสและแรงดันทดสอบ L1 - G, L2 - G และ L3 - G ของ Zone 3

ตารางที่ 4.8 ผลการทดสอบ Single phase to ground fault ของ Zone 3

Z angle Degree	Should be values			As found value					
	V_{fault} (V)	I_{fault} (A)	Z (Ω /LOOP)	A - G		B - G		C - G	
				(Ω / LOOP)	% Err	(Ω / LOOP)	% Err	(Ω / LOOP)	% Err
87	11.43	0.270	42.35	50.13	18.38	45.77	8.08	45.39	7.19
0	6.02	0.270	22.31	22.02	-1.30	21.71	-2.69	22.21	-0.45
90	8.17	0.270	30.26	33.74	11.50	31.40	3.76	32.03	5.85
80	63.09	0.270	233.66	231.10	-1.10	226.10	-3.24	232.40	-0.54
77	63.59	0.270	235.51	233.00	-1.07	228.90	-2.81	234.20	-0.56
70	35.66	0.270	132.07	109.80	-16.86	115.50	-12.55	120.90	-8.46
60	17.69	0.270	65.52	60.68	-7.38	61.04	-6.83	62.87	-4.04

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- Zone 3: Phase to phase fault



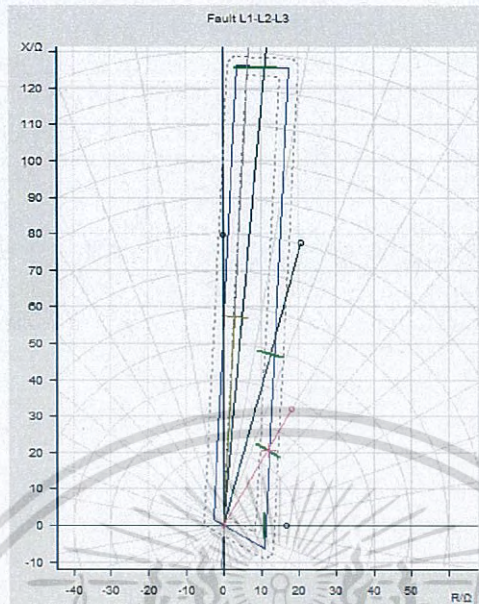
รูปที่ 4.16 ตำแหน่งของกระแสและแรงดันทดสอบ L1-L2, L2-L3 และ L3-L1 ของ Zone 3

ตารางที่ 4.9 ผลการทดสอบ Phase to phase fault ของ Zone 3

Z angle Degree	Should be values			As found value					
	V_{fault} (V)	I_{fault} (A)	Z (Ω /LOOP)	A - B		B - C		C - A	
				(Ω / LOOP)	% Err	(Ω / LOOP)	% Err	(Ω / LOOP)	% Err
87	68.20	0.270	126.30	125.50	-0.63	126.10	-0.16	125.50	-0.63
0	6.02	0.270	11.16	11.13	-0.22	11.17	0.13	11.05	-0.94
90	28.72	0.270	53.19	77.07	44.89	83.10	56.22	95.92	80.33
85	68.25	0.270	126.38	125.60	-0.62	126.50	0.10	125.60	-0.62
75	28.92	0.270	53.56	49.47	-7.64	48.90	-8.70	48.52	-9.41
60	13.25	0.270	24.53	23.70	-3.38	23.44	-4.44	23.35	-4.81

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- Zone 3: Three phase fault



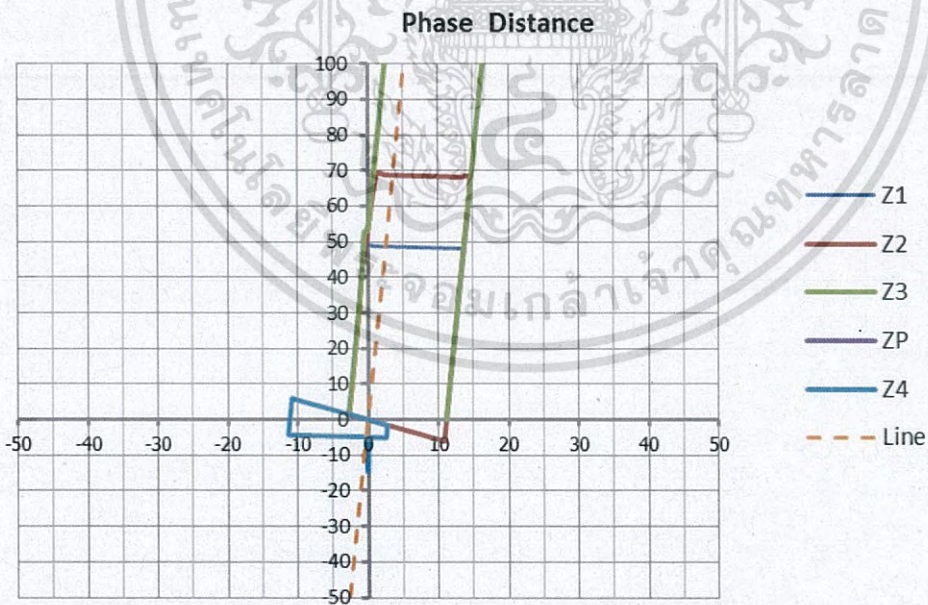
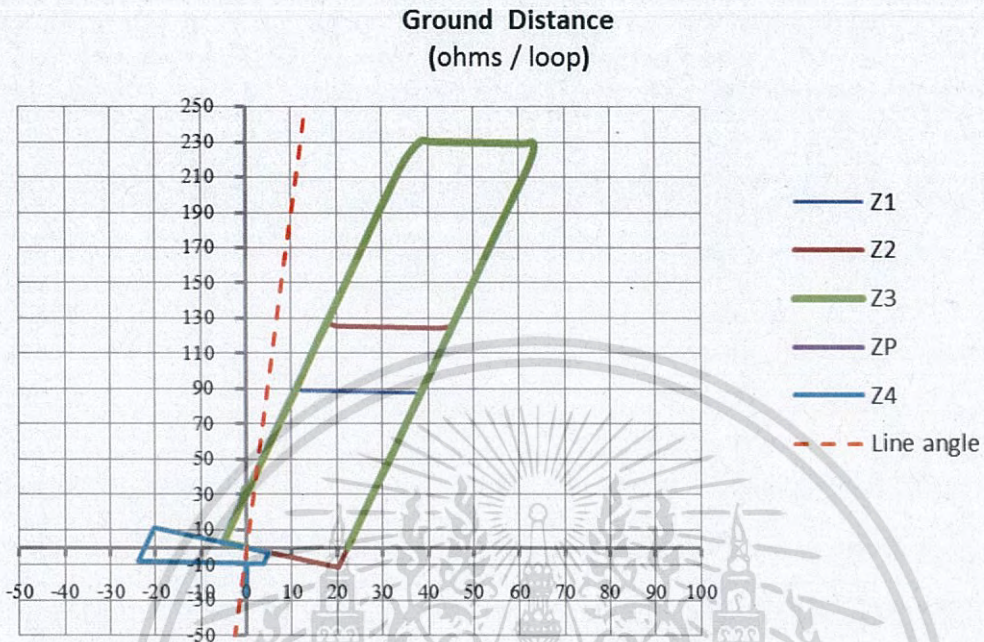
รูปที่ 4.17 ตำแหน่งของกระแสและแรงดันทดสอบ Three phase fault ของ Zone 3

ตารางที่ 4.10 ผลการทดสอบ Three phase fault ของ Zone 3

Z angle Degree	Should be values			As found value	
	V_{fault} (V)	I_{fault} (A)	Z (Ω/LOOP)	A-B-C (Ω/LOOP)	% Err
87	34.10	0.270	126.30	125.80	-0.40
0	3.01	0.270	11.16	11.13	-0.22
90	14.36	0.270	53.19	N/A	N/A
85	34.12	0.270	126.38	126.20	-0.14
75	14.46	0.270	53.56	48.90	-8.70
60	6.62	0.270	24.53	23.79	-3.01

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

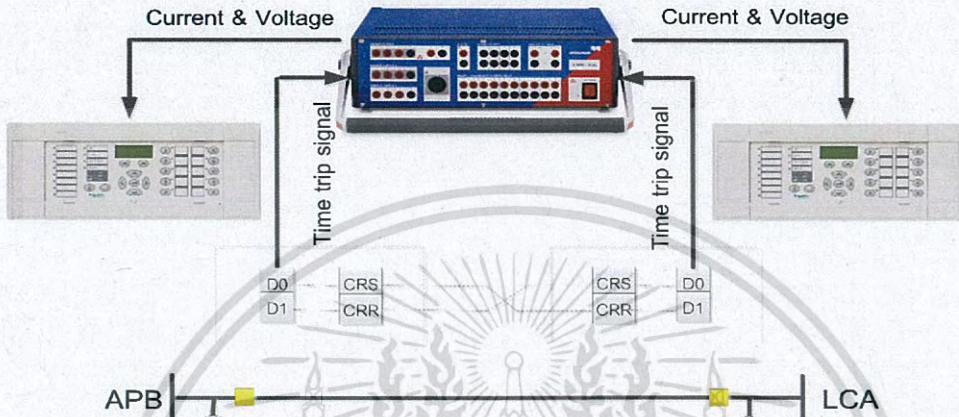
4.1.2.3 การทดสอบฟังก์ชัน Ground directional relay



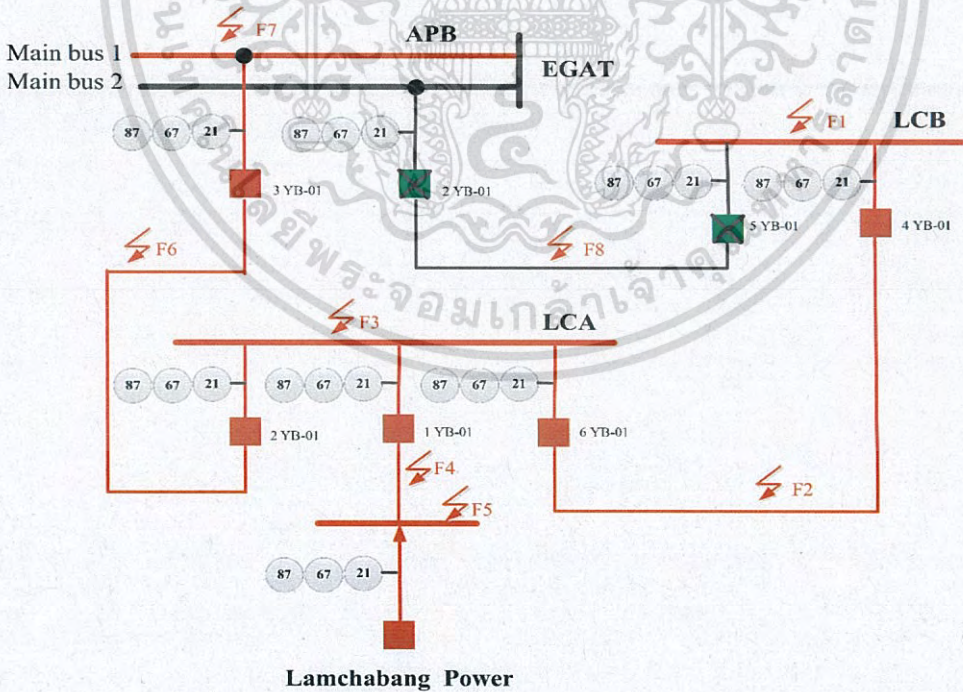
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.2 การทดสอบและผลการทดสอบการป้องกันระบบไฟฟ้า

จะทำการทดสอบโดยใช้วงจรการทดสอบดังรูปที่ 4.20 เพื่อจ่ายกระแสและแรงดันทดสอบให้กับระบบ

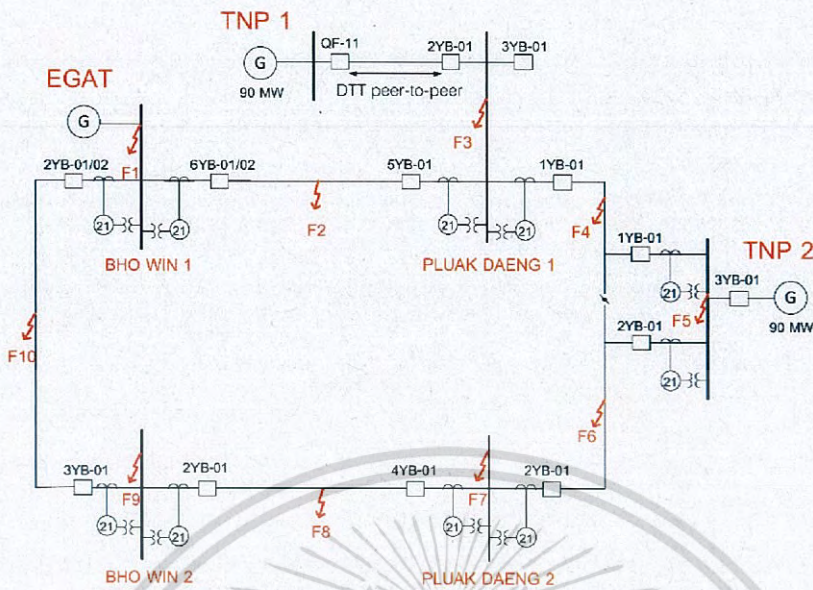


รูปที่ 4.20 วงจรการทดสอบการป้องกันระบบไฟฟ้า



รูปที่ 4.21 ตำแหน่งฟอลต์ที่ทำการทดสอบแบบ Loop line

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.22 ตำแหน่งฟอลต์ที่ทำการทดสอบแบบ Radial line

4.2.1 ผลการทดสอบโดยใช้เทคนิค Peer to peer

จากรูปที่ 4.21 จะเป็นวงจรการทดสอบการป้องกันระบบไฟฟ้าโดยใช้เทคนิค Peer to peer โดยจะทำการจ่ายกระแสและแรงดันทดสอบ ตามค่าปรับตั้งการทำงานของรีเลย์ ในแต่ละโซนการป้องกัน แล้วตรวจสอบสถานะ GCB ที่ตำแหน่งฟอลต์ต่างๆ แสดงผลการทดสอบดังตารางที่ 4.11

ตารางที่ 4.11 ผลการทดสอบ Peer to peer

Fault	EGAT Status	Status mode	Peer to Peer
F1	In service	Normal	No trip
F2	In service	Normal	No trip
F3	In service	Normal	Trip
F4	In service	Normal	Trip
F5	In service	Normal	Trip
F6	In service	Normal	No trip
F7	Out of service	Island mode	Trip
F8	In service	Normal	No trip

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.2.2 ผลการทดสอบโดยใช้เทคนิค Direct transfer trip with Mirrored Bits Protocol

ทำการทดสอบตามเงื่อนไขเช่นเดียวกันกับ Peer to peer โดยจะทดสอบที่ละโซนการป้องกัน จะทำการจำลองตำแหน่ง Fault ในตำแหน่งดังรูปที่ 4.21 ในการทดสอบ Teleprotection จะพิจารณาเฉพาะการทำงานของ Gas circuit breaker ซึ่งประกอบไปด้วยสถานะและเวลาในการทริปของ GCB ผลการทดสอบแสดงดังตารางที่ 4.12-4.15

ตารางที่ 4.12 ผลการทดสอบ Commissioning test ของ Fault ที่จุดต่างๆ ด้วยระบบ DTT protection scheme (โดยรับพลังงานไฟฟ้ามาจาก Main bus 1)

Fault	EGAT Status	Status mode	Peer-to-Peer	DTT Mirrored Bits
F1	In service	Normal	No trip	No trip
F2	In service	Normal	No trip	No trip
F3	In service	Normal	Trip	Trip
F4	In service	Normal	Trip	Trip
F5	In service	Normal	Trip	Trip
F6	In service	Normal	No trip	No trip
F7	Out of service	Island mode	Trip	Trip
F8	In service	Normal	No trip	No trip

ตารางที่ 4.13 ผลการทดสอบ Commissioning Test ของ Fault ที่จุดต่างๆ ด้วยระบบ DTT protection scheme (โดยรับพลังงานไฟฟ้ามาจาก Main Bus 2)

Fault	EGAT Status	Status mode	Peer-to-Peer	DTT Mirrored Bits
F1	In service	Island mode	No trip	Trip
F2	In service	Island mode	No trip	Trip
F3	In service	Island mode	No trip	Trip
F4	In service	Island mode	Trip	Trip
F5	In service	Island mode	Trip	Trip
F6	N/A	N/A	N/A	N/A
F7	Out of service	Island mode	No trip	Trip
F8	In service	Island mode	No trip	Trip

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.14 ผลการทดสอบ Distance relay ในกรณี Trip โดย Distance relay เทียบกับ DTT โดยทำการจ่ายกระแสทดสอบที่ APB Substation

Artificial Fault Locations	Fault location	Traditional Peer to Peer (Only Distance Relay)			DTT Technique @ LPP	
		Setting (ms)	@ APB (ms)	@ LPP (ms)	Setting (ms)	Found (ms)
@ LPP	zone1	Inst	33.46	Seen as back up protection	Inst	34.52
	zone2	300	289.45		300	299.84
	zone3	300	299.35		300	300.45
	zone4	600	589.50		600	600.62

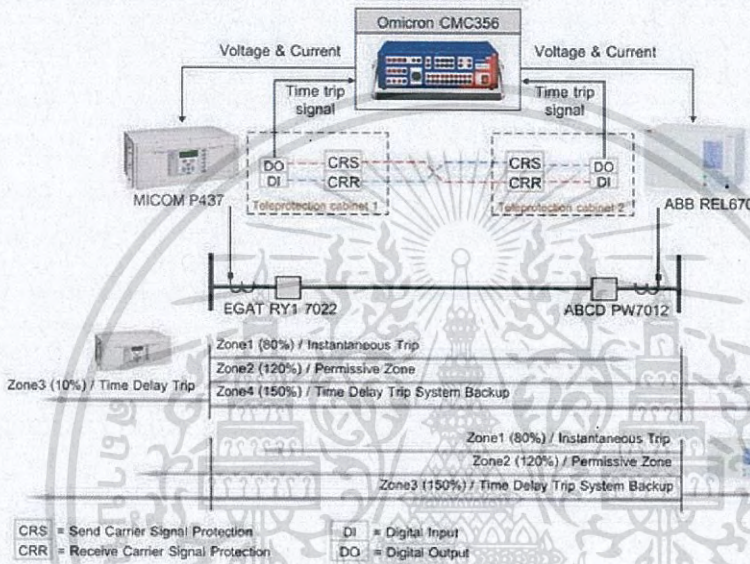
ตารางที่ 4.15 ผลการทดสอบ Distance relay ในกรณี Trip โดย Distance relay เทียบกับ DTT โดยทำการจ่ายกระแสทดสอบที่ LPP Substation

Artificial Fault Locations	Fault location	Traditional Peer-to-Peer (Only Distance Relay)			DTT Technique @ LPP	
		Setting (ms)	@ APB (ms)	@ LPP (ms)	Setting (ms)	Found (ms)
@ LPP	zone1	Inst	Seen as back up protection	37.21	Inst	38.05
	zone2	300		295.41	300	296.03
	zone3	300		285.68	300	286.32
	zone4	600		588.40	600	589.67

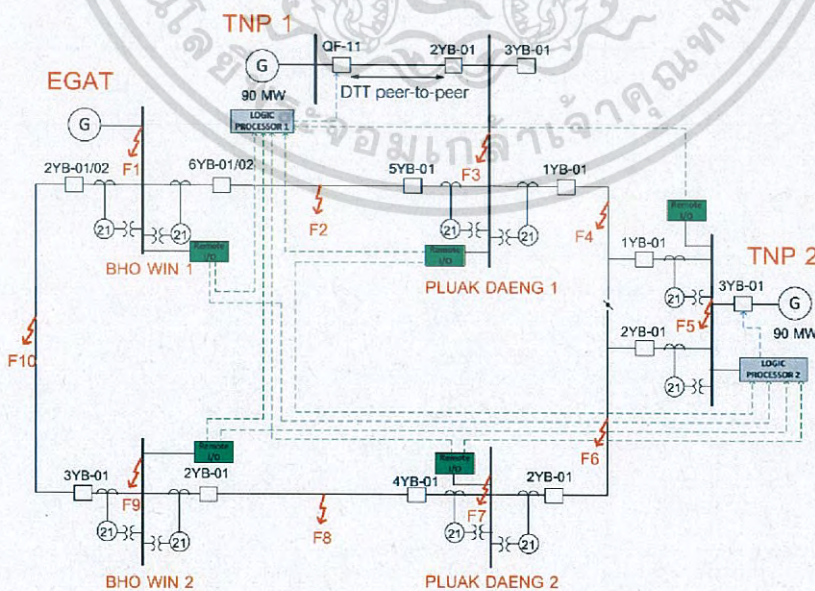
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.2.3 ผลการทดสอบการป้องกันระบบไฟฟ้าโดยใช้เทคนิค Direct transfer trip, IEC-61850 with SCADA

ทำการทดลองโดยต่อวงจรการทดลองดังรูปที่ 4.23 และทำการคำนวณหาค่าแรงดันและกระแสทดสอบตามโซนป้องกันต่างๆ ทำการทดสอบเหมือน Peer to peer และทดสอบสถานะของ DTT โดยจ่ายกระแสและแรงดันทดสอบที่ Zone 1 ผลการทดสอบจะพบว่ารีเลย์จะทริปที่ Zone 1 ซึ่งตรงกับผลการทดสอบแบบ Peer to peer และระบบ SCADA จะแสดงค่าฟอลต์ที่ Zone 1



รูปที่ 4.23 ลักษณะการต่อระบบของ RTU สำหรับการทดสอบ Commissioning test



รูปที่ 4.25 ตำแหน่งฟอลต์ที่ทำการทดสอบเทคนิค DTT, IEC61850 with SCADA

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.16 ผลการทดสอบสถานะ ณ ตำแหน่งต่างๆ บนระบบ SCADA

Item	Point name	State				Location	
		1	2	3	4	VSP DCS	PEA's SCADA
1	01YB-01 Close/open status	Un define	Close	Open	Fault	Pass	Pass
2	01YS-01 Close/open status	Un define	Close	Open	Fault	Pass	Pass
3	01YS-02 Close/open status	Un define	Close	Open	Fault	Pass	Pass
4	01YS-03 Close/open status	Un define	Close	Open	Fault	N/A	N/A
5	01YG-01 Close/open status	Un define	Close	Open	Fault	Pass	Pass
6	01YB-01 Control set on	Un define	Local	Remote	Fault	Pass	Pass
7	01YS-01 Control set on	Un define	Local	Remote	Fault	Pass	Pass
8	Sync. Switch selection	Un define	Auto	Manual	Fault	N/A	N/A
9	50 BF relay status	Un define	on	Off	Fault	N/A	N/A
10	01YS-02 Control set on	Un define	Local	Remote	Fault	N/A	N/A
11	DTT Inter trip out off status	Un define	on	Off	Fault	Pass	Pass
12	Distance relay phase A	Normal	Trip	-	-	Pass	Pass
13	Distance relay phase B	Normal	Trip	-	-	Pass	Pass
14	Distance relay phase C	Normal	Trip	-	-	Pass	Pass
15	Distance relay earth fault	Normal	Trip	-	-	Pass	Pass
16	Distance relay trip	Normal	Trip	-	-	Pass	Pass
17	Distance relay Zone 1	Normal	Trip	-	-	Pass	Pass
18	Distance relay Zone 2	Normal	Trip	-	-	Pass	Pass
19	Distance relay Zone 3	Normal	Trip	-	-	Pass	Pass
20	Distance relay switch on fault	Normal	Trip	-	-	Pass	Pass
21	Distance relay DC supply	Normal	Fail	-	-	Pass	Pass
22	Distance relay VT supply	Normal	Trip	-	-	Pass	Pass
23	Directional overcurrent phase A	Normal	Trip	-	-	Pass	Pass
24	Directional overcurrent phase B	Normal	Trip	-	-	Pass	Pass
25	Directional overcurrent phase C	Normal	Fail	-	-	Pass	Pass
26	Directional earth fault	Normal	Trip	-	-	Pass	Pass
27	Directional relay DC supply	Normal	Fail	-	-	Pass	Pass
28	Time delays (CB fail)	Normal	Trip	-	-	N/A	N/A

เอกสารนี้เป็นเอกสารเพื่อการอ้างอิงเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ในการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.16 ผลการทดสอบสถานะ ณ ตำแหน่งต่างๆ บนระบบ SCADA (ต่อ)

Item	Point name	State				Location	
		1	2	3	4	VSPD DCS	PEA's SCADA
29	Teleprotection (DTT)	Normal	Trip	-	-	Pass	Pass
30	Line aid trip (PTT)	Normal	Trip	-	-	Pass	Pass
31	Auto reclosing operated	Normal	Operated	-	-	N/A	N/A
32	Auto reclosing lockout	Normal	Lockout	-	-	N/A	N/A
33	DC supply control circuit	Normal	Fail	-	-	Pass	Pass
34	AC supply control circuit	Normal	Fail	-	-	Pass	Pass
35	Gas low pressure warning	Normal	Alarm	-	-	Pass	Pass
36	Gas low pressure lockout	Normal	Lockout	-	-	Pass	Pass
37	Trip circuit supervision 1	Normal	Fail	-	-	Pass	Pass
38	Trip circuit supervision 2	Normal	Fail	-	-	N/A	N/A
39	Spring charge	Normal	Fail	-	-	N/A	N/A
40	Transformer differential relay	Normal	Trip	-	-	N/A	N/A
41	Synchronizing check	Normal	Operated	-	-	N/A	N/A
42	Sync. Relay MCB trip	Normal	Alarm	-	-	N/A	N/A
43	Under/over frequency step1	Normal	Alarm	-	-	N/A	N/A
44	Under/over frequency step2	Normal	Trip	-	-	N/A	N/A
45	Under/over voltage step1	Normal	Alarm	-	-	N/A	N/A
46	Under/over voltage step2	Normal	Trip	-	-	N/A	N/A
47	Under/over instance	Normal	Trip	-	-	N/A	N/A
48	Under/over frequency relay	Un define	On	Off	Fault	N/A	N/A
49	Sync. Switch selection	Normal	Off	-	-	N/A	N/A

ตารางที่ 4.17 ผลการทดสอบตำแหน่ง Analog input ของระบบ SCADA

Item	Point name	Unit	Scale		Location	
			Actual data	Raw data	ABCD's DCS	PEA's SCADA
1	Current phase A	A	0.1200	0.32767	Pass	Pass
2	Current phase B	A	0.1200	0.32767	Pass	Pass
3	Current phase C	A	0.1200	0.32767	Pass	Pass
4	Voltage phase A-B	kV	0.1500	0.32767	Pass	Pass
5	Voltage phase B-C	kV	0.1500	0.32767	Pass	Pass
6	Voltage phase C-A	kV	0.6000	0.32767	Pass	Pass

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่ Voltage phase C-A ใช้งานเพื่อศึกษา 0.6000 ไม่ออก 0.32767 นำไป Pass ะโยช Pass การค่า
ไม่วกรณัใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.17 ผลการทดสอบตำแหน่ง Analog input ของระบบ SCADA (ต่อ)

Item	Point name	Unit	Scale		Location	
			Actual data	Raw data	ABCD's DCS	PEA's SCADA
7	Frequency	Hz	± 0.15588	± 0.32767	Pass	Pass
8	Active power	MW	± 0.15588	± 0.32767	Pass	Pass
9	Reactive power	MVAR	± 0.100	± 0.32767	Pass	Pass
10	Power factor	%	0.100	0.32767	Pass	Pass
11	THD current harmonic phase A	%	0.100	0.32767	Pass	Pass
12	THD current harmonic phase B	%	0.100	0.32767	Pass	Pass
13	THD current harmonic phase C	%	0.100	0.32767	Pass	Pass
14	THD voltage harmonic phase A-B	%	0.100	0.32767	Pass	Pass
15	THD voltage harmonic phase B-C	%	0.100	0.32767	Pass	Pass
16	THD voltage harmonic phase C-A	%	0.100	0.32767	Pass	Pass

ตารางที่ 4.18 ผลการทดสอบพอลต์ตำแหน่งต่างๆ เพื่อตรวจสอบสภาวะการทำงาน

Fault	EGAT status	Status mode		Peer-to-peer		DTT Mirrored bit	
		TNP1	TNP2	TNP1	TNP2	TNP1	TNP2
F1	out service	Island	Island	No trip	No trip	Trip	Trip
F2	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip
F3	in service	Island	Normal	Trip	No trip	Trip	No trip
F4	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip
F5	in service	Normal	Island	No trip	Trip	No trip	Trip
F6	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip
F7	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip
F8	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip
F9	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip
F10	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip
F2 & F3	in service	Island	Normal	Trip	No trip	Trip	No trip
F2 & F4	in service	Island	Normal	No trip	No trip	Trip	No trip
F2 & F5	in service	Normal	Island	No trip	Trip	No trip	Trip
F2 & F6	in service	Island	Island	No trip	No trip	Trip	Trip

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับกรใช้งานเพื่อการศึกษานี้เท่านั้น ไม่อนุญาตให้ทำไปใช้ประโยชน์ตามการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.18 ผลการทดสอบฟอลต์ในตำแหน่งต่างๆ เพื่อตรวจสอบสภาวะการทำงาน (ต่อ)

Fault	EGAT status	Status mode		Peer-to-peer		DTT Mirrored bit	
		TNP1	TNP2	TNP1	TNP2	TNP1	TNP2
F2 & F7	in service	Island	Island	No trip	No trip	Trip	Trip
F2 & F8	in service	Island	Island	No trip	No trip	Trip	Trip
F2 & F9	in service	Island	Island	No trip	No trip	Trip	Trip
F2 & F10	out service	Island	Island	No trip	No trip	Trip	Trip
F3 & F4	in service	Island	Normal	Trip	No trip	Trip	No trip
F3 & F5	in service	Island	Island	Trip	Trip	Trip	Trip
F3 & F6	in service	Island	Island	No trip	No trip	Trip	Trip
F3 & F7	in service	Island	Island	No trip	No trip	Trip	Trip
F3 & F8	in service	Island	Island	No trip	No trip	Trip	Trip
F3 & F9	in service	Island	Island	No trip	No trip	Trip	Trip
F3 & F10	in service	Island	Island	No trip	No trip	Trip	Trip
F4 & F5	in service	Normal	Island	No trip	Trip	No trip	Trip
F4 & F6	in service	Normal	Island	No trip	No trip	No trip	Trip
F4 & F7	in service	Normal	Island	No trip	No trip	No trip	Trip
F4 & F8	in service	Normal	Island	No trip	No trip	No trip	Trip
F4 & F9	in service	Normal	Island	No trip	No trip	No trip	Trip
F4 & F10	in service	Normal	Island	No trip	No trip	No trip	Trip
F5 & F6	in service	Normal	Island	No trip	Trip	No trip	Trip
F5 & F7	in service	Normal	Island	No trip	Trip	No trip	Trip
F5 & F8	in service	Normal	Island	No trip	Trip	No trip	Trip
F5 & F9	in service	Normal	Island	No trip	Trip	No trip	Trip
F5 & F10	in service	Normal	Island	No trip	Trip	No trip	Trip
F6 & F7	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip
F6 & F8	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip
F6 & F9	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip
F6 & F10	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip
F7 & F8	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip
F7 & F9	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip
F7 & F10	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip

ตารางที่ 4.18 ผลการทดสอบฟอลต์ในตำแหน่งต่างๆ เพื่อตรวจสอบสภาวะการทำงาน (ต่อ)

Fault	EGAT status	Status mode		Peer-to-peer		DTT Mirrored bit	
		TNP1	TNP2	TNP1	TNP2	TNP1	TNP2
F8 & F9	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip
F8 & F10	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip
F9 & F10	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.3 การติดตามผลหลังการติดตั้งระบบป้องกันระยะไกลสำหรับระบบไฟฟ้ากำลังสมัยใหม่

จากการติดตั้งใช้งานไปเป็นเวลา 2 ปีพบว่า ระบบยังคงทำงานตาม Logic function โดยเกิดเหตุการณ์ Trip ตรงตาม Function และระบบ SCADA ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จะเป็นเหตุการณ์เดียวกัน (รายละเอียดดังตารางที่ 4.19 – 4.23)

ตารางที่ 4.19 ตัวอย่างการเกิด Alarm DTT ที่โรงไฟฟ้าโกลว์

Alarm Change	Event Time	Object Description	Message	Source Name
New	30/01/2015 15:38:01:435	IRPC7012	Master Trip	PWWA1\PWE1B01E01A1\LD0\SMPP TRC1\Op\general
Inactive	30/01/2015 15:38:01:422	IRPC7012 TP DTT carrier receive	From normal value	IRPC7012-TP-DTTCarrierRcv
Inactive	30/01/2015 15:38:01:321	IRPC7012	Inactive	PWWA1\PWE1B01E01A1\LD0\SMPP TRC1\Op\general
New	30/01/2015 15:36:56:421	IRPC7012 TP DTT carrier receive	From normal value	IRPC7012-TP-DTTCarrierRcv
Inactive	30/01/2015 15:36:55:716	IRPC7012	CB Open	PWWA1\PWE1B01E01A1\LD0\SCS W1\Pos
New	30/01/2015 15:36:55:641	IRPC7012	Master Trip	PWWA1\PWE1B01E01A1\LD0\SMPP TRC1\Op\general
New	30/01/2015 15:33:58:909	GOOSE Signal - IRPC7012 CB Enable Open	Backup input signal is TRUE	GSE-IRPC7012-Q0EnOpn
New	30/01/2015 15:33:58:909	GOOSE Signal - IRPC7012 CB Enable Open	Primary input signal is TRUE	GSE-IRPC7012-Q0EnOpn
Inactive	30/01/2015 15:33:58:639	IRPC7012	CB Closed	PWWA1\PWE1B01E01A1\LD0\SCS W1\Pos

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.20 ตัวอย่างการเกิด Alarm DTT ที่ Infinite bus

Alarm Change	Event Time	Object Description	Message	Source Name
New	30/01/2015 12:12:17:253	PW7023	General Protection Start	PWWA1\PWE1B01E02A1\LD0\SP16 GGIO3\Ind2
New	30/01/2015 12:12:17:248	PW7063	General Protection Start	PWWA1\PWE1B01E06A1\LD0\SP16 GGIO3\Ind2
Inactive	30/01/2015 12:06:39:345	11KV CHP-GTG5 FD(52G#5) [GEN CB No.5]	Inactive	CHPWA1\CHPK1G05Q01A1\LD0\PH PTUV1\Op\general
Inactive	30/01/2015 12:06:39:345	11KV CHP-GTG5 FD(52G#5) [GEN CB No.5]	Inactive	CHPWA1\CHPK1G05Q01A1\LD0\LE DPTRC1\Op\general
New	30/01/2015 12:06:39:345	11KV CHP-GTG5 FD(52G#5) [GEN CB No.5]	General Off	CHPWA1\CHPK1G05Q01A1\LD0\PH PTUV1\Str\general
New	30/01/2015 12:06:39:345	11KV CHP-GTG5 FD(52G#5) [GEN CB No.5]	General Off	CHPWA1\CHPK1G05Q01A1\LD0\LE DPTRC1\Str\general
Inactive	30/01/2015 12:05:54:281	IRPC7012 TP DTT carrier receive	From normal value	IRPC7012-TP-DTTCarrierRcv

ตารางที่ 4.21 ตัวอย่างการเกิด Alarm PTT ที่โรงไฟฟ้าโคลัว

Alarm Change	Event Time	Object Description	Message	Source Name
Inactive	30/01/2015 14:19:02:381	IRPC7012	Inactive	PWWA1\PWE1B01E01A1\LD0\ZM QAPDIS2\Op\general
New	30/01/2015 14:18:47:885	IRPC7012	Distance Protn Zone 2 Operate	PWWA1\PWE1B01E01A1\LD0\ZM QAPDIS2\Op\general
New	30/01/2015 14:18:47:873	IRPC7012	Distance Protn Zone 3 Operate	PWWA1\PWE1B01E01A1\LD0\ZM QAPDIS3\Op\general
New	30/01/2015 14:18:47:384	IRPC7012	Master Trip	PWWA1\PWE1B01E01A1\LD0\SM PPTRC1\Op\general
Inactive	30/01/2015 14:18:08:758	IRPC7012	Inactive	PWWA1\PWE1B01E01A1\LD0\SM PPTRC1\Op\general

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์การใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.22 ตัวอย่างการเกิด Alarm PTT ที่โรงไฟฟ้าโกลว์ (ต่อ)

Alarm Change	Event Time	Object Description	Message	Source Name
Inactive	30/01/2015 14:18:08:750	IRPC7012	Inactive	PWWA1\PWE1B01E01A1\LD0\ZM QAPDIS3\Op\general
Inactive	30/01/2015 14:18:08:740	IRPC7012	Inactive	PWWA1\PWE1B01E01A1\LD0\ZM QAPDIS2\Op\general
New	30/01/2015 14:17:54:247	IRPC7012	Distance Protn Zone 2 Operate	PWWA1\PWE1B01E01A1\LD0\ZM QAPDIS2\Op\general
New	30/01/2015 14:17:54:232	IRPC7012	Distance Protn Zone 3 Operate	PWWA1\PWE1B01E01A1\LD0\ZM QAPDIS3\Op\general
New	30/01/2015 14:17:53:746	IRPC7012	Master Trip	PWWA1\PWE1B01E01A1\LD0\SM PPTRC1\Op\general
Inactive	30/01/2015 14:16:16:368	IRPC7012 TP PTT carrier send	From normal value	IRPC7012-TP-PTTCarrierSnd
Inactive	30/01/2015 14:16:16:257	IRPC7012	Inactive	PWWA1\PWE1B01E01A1\LD0\SM PPTRC1\Op\general
Inactive	30/01/2015 14:16:16:248	IRPC7012	Inactive	PWWA1\PWE1B01E01A1\LD0\ZM QAPDIS3\Op\general
Inactive	30/01/2015 14:16:16:242	IRPC7012	Inactive	PWWA1\PWE1B01E01A1\LD0\ZM QAPDIS2\Op\general
New	30/01/2015 14:16:01:746	IRPC7012	Distance Protn Zone 2 Operate	PWWA1\PWE1B01E01A1\LD0\ZM QAPDIS2\Op\general
New	30/01/2015 14:16:01:731	IRPC7012	Distance Protn Zone 3 Operate	PWWA1\PWE1B01E01A1\LD0\ZM QAPDIS3\Op\general
New	30/01/2015 14:16:01:368	IRPC7012 TP PTT carrier send	From normal value	IRPC7012-TP-PTTCarrierSnd
New	30/01/2015 13:38:40:010	IRPC7012	Distance Protn Zone 2 Operate	PWWA1\PWE1B01E01A1\LD0\ZM QAPDIS2\Op\general
New	30/01/2015 13:38:39:998	IRPC7012	Distance Protn Zone 3 Operate	PWWA1\PWE1B01E01A1\LD0\ZM QAPDIS3\Op\general
New	30/01/2015 13:38:39:591	IRPC7012	Reverse reactive power 32Q Trip	PWWA1\PWE1B01E01A1\LD0\GO PPDOP1\Op\general
New	30/01/2015 13:38:39:509	IRPC7012	Operate	PWWA1\PWE1B01E01A1\LD0\ZC PSCH1\Op\general

เอกสารนี้เป็นเอกสารสำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้เผยแพร่ข้อมูลภายนอก

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.23 ตัวอย่างการเกิด Alarm PTT ที่โรงไฟฟ้าโกลว์ (ต่อ)

Alarm Change	Event Time	Object Description	Message	Source Name
New	30/01/2015 13:38:39:509	IRPC7012	Master Trip	PWWA1\PWE1B01E01A1\LD0\ SMPPTRC1\Op\general
New	30/01/2015 13:38:39:487	IRPC7012	Reverse reactive power 32Q Start	PWWA1\PWE1B01E01A1\LD0\ GOPPDOP1\StrZ1
New	30/01/2015 13:38:19:342	IRPC7012 TP PTT carrier receive	From normal value	IRPC7012-TP-PTTCarrierRcv



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 5

สรุปผลงานวิจัย

ระบบ Teleprotection แบบเดิมที่ใช้ระบบป้องกันระยะไกลแบบ Pilot relay และใช้รูปแบบการป้องกันแบบ Zone 1 extension scheme, Directional underrraching transferred trip scheme (DUTT) และ Permissive overreaching transferred trip (POTT) ไม่สามารถที่จะป้องกันเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อันเนื่องมาจากสภาวะ Island mode ได้ ดังนั้นแนวทางการป้องกันจะต้องเลือกใช้ระบบป้องกันระยะไกล โดยใช้เทคนิค Direct transfer trip มาช่วยในการแก้ปัญหาอันเนื่องมาจากสภาวะ Island mode ซึ่งในการแก้ปัญหาดังกล่าวจะทำได้โดยการเพิ่มอุปกรณ์แปลงสัญญาณจาก Analog ไปเป็นสัญญาณ Digital พร้อมทั้งแปลงสัญญาณดังกล่าวให้เป็นสัญญาณแสง ซึ่งจะสามารถส่งข้อมูลดังกล่าวได้อย่างรวดเร็ว ส่วนปลายทางจะมีการติดตั้งอุปกรณ์แปลงสัญญาณแสงเป็นสัญญาณ Digital และทำการประมวลผลตาม Logic diagram ที่กำหนดไว้ ถ้าเกิดสภาวะ Island mode อุปกรณ์ประมวลผล จะส่งสัญญาณไปทริปเซอร์กิตเบรกเกอร์

- แนวทางที่ 1 ระบบไฟฟ้าจะเป็นแบบ Loop line system จะใช้เทคนิค Mirrored Bits protocol ร่วมกับเทคนิค Direct transfer trip โดยเพิ่มอุปกรณ์แปลงสัญญาณ Analog ไปเป็น Digital ผลการวิจัย พบว่า สามารถที่จะปรับปรุงระบบป้องกันแบบเดิมที่ใช้รีเลย์แบบ Solidstate relay มาเป็นการป้องกันระยะไกล รูปแบบใหม่ ซึ่งสามารถครอบคลุม การป้องกันระยะไกลในรูปแบบเดิมได้รวมถึงสามารถที่จะแก้ปัญหาการเกิด Overload ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในสภาวะ Island mode ได้อย่างเป็นที่น่าพอใจ

- แนวทางที่ 2 ระบบไฟฟ้าจะเป็นแบบ Radial line จะเป็นการนำความสามารถของรีเลย์แบบ Digital relay มาใช้งานร่วมกับเทคนิคการป้องกันแบบ Direct transfer trip โดยส่งสัญญาณสื่อสารแบบ IEC-61850 protocol ไปบนเส้นใยแก้วนำแสง และปลายทางมีการติดตั้ง Remote terminal unit พร้อมทั้งมีการติดตั้ง ระบบ SCADA ของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ผลการวิจัย พบว่า ระบบป้องกันแนวใหม่ ที่ติดตั้งนี้ สามารถที่จะดูสถานะ ของ Power quality, status ของ GCB และ DS ของสถานีไฟฟ้าต้นทาง และ สถานีไฟฟ้าปลายทางได้ โดยสามารถดูได้จาก SCADA ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย รวมถึงสามารถที่จะป้องกันเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จากสภาวะการเกิด Island mode ได้

เอกสารอ้างอิง

- [1] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน, “แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579(PDP2015), 30 มิถุนายน 2558.
- [2] Silvio Roesler and Ruben Lobo, “Proving viability of line current differential over packing switched networks”, IEEE 67th Annual conference for protective relay engineers, 2014, pp. 542 – 551.
- [3] Ian Stevens, Norman Fischer and Bogdan Kasztenny, “Performance issues with directional comparison blocking schemes”, IEEE 63rd annual conference for protective relay engineers, 2010, pp. 1 – 37.
- [4] Johann Jager, Mathias Ramold and Shang Li, “Adaptive protection Co-ordination methods concerning a dedicated operation of large IPP unit connected th the transmission grid”, IEEE International conference on power system technology”, 2006, pp. 1 – 4.
- [5] Boris Bastigkeit, Christopher Pritchard, Thomas Hensler and Omicron electronics GmbH, “New possibilities in field testing of distance protection systems”, IEEE PES transmission & distribution conference and exposition, 2016, Mexico, pp. 1 – 4.
- [6] Andre Luiz P, “The use of real time digital simulation for performance analysis of distance protection and differential protection in short transmission lines”, CIRED 20th Intrenation conference on electricity distribution”, 2009, pp. 8 – 11.
- [7] Rodolfo Garcia Sierra, Carlos Medina Etayo and Nelson Mwrin Mejia, “A tele-protection implementation experience at power substations using metro Ethernet networks”, CIRED 22nd International conference on electricity distribution, 2013, Stockholm, pp. 1 – 4.
- [8] Galina S. Antonova, Eduardo Colmenares and Ilija Jankovic, “Analysis of protection scheme dependencies on communications”, IEEE annual conference for protective relay engineers, 2013, pp. 271 – 291.
- [9] Edmund O. Schweitzer, III, Dale Finney and Mangapathirao V. Mynam, “Applying radio communication in distribution generation teleprotection schemes”, IEEE annual conference for protective relay engineers, 2012, pp. 310 – 320.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เอกสารอ้างอิง (ต่อ)

- [10] Edmund O. Schweitze, III, Dale Finney and Mangapathirao V. Mynam, “Communications-Assisted schemes for distributed generation protection”, IEEE PES transmission & distribution Conference publications, 2012, pp. 1 – 8.
- [11] O. Usta, M. A. Redfern and M. Bayrak, “Data communications for power system relaying”, IEEE electrotechnical conference publications, 1998, Volume 2, pp. 964 – 968.
- [12] D. Fischer and R. Madge, “Digital teleprotection units. A technology overview”, IEEE Transactions on power delivery, Vol.7, No.4, October 1992, pp. 1769 – 1774.
- [13] M. Khodadad and S. M. Shahrtash, “Guideline for selecting teleprotection schemes for TOFFs-case study: Iran grid”, IEEE 10th International conference on environment and electrical engineering, 2011, pp. 1 – 5.
- [14] IEEE Std.1686-2007, Standard for substation intelligent electronic devices (IEDs) cyber security capabilities.
- [15] IEEE Std.1686-2013(Revision of IEEE Std.1686-2007), Standard for intelligent electronic devices cyber security capabilities.
- [16] IEEE Std.C37.94, Standard for N time 64 kilobit per second optical fiber interfaces between teleprotection and multiplexer equipment.
- [17] IEEE Std.C37.236-2013, Guide for power system protection relay application over digital communication channels.
- [18] Alcides Ortega, Ailton Akira Shinoda, Christiane M. Schweitzer, Fabrizio Granelli, Aleciana V. Ortega and Fabiola Bonvecchio, “Proposal DNP3 Protocol simulation on NS-2 in IEEE 802.11g wireless network Ad Hoc over TCP/IP in smart grid application”, IEEE PES innovative smart grid technologies latin America, 2015, pp. 635 – 640.
- [19] Vasudev Dehalwar, Akhtar Kalam, Mohan Lal Kolhe AND Aladin Zayegh, “Review of IEEE 802.22 and IEC 61850 for relay-time communication in smart grid”, IEEE conference on computing and network communications, December 16-19, 2015, pp. 571 – 575.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เอกสารอ้างอิง (ต่อ)

- [20] F. Crispino, L. Ogiboski, L. A. Murakami and L. C. Magrini and L. C. Magrini, “Teleprotection commands management system to evaluate equipment conditions”, IEEE/PES transmission and distribution latin America conference and exposition, 2012, pp. 1 – 6.
- [21] Husni Azam Yusof, Ahmad Qisti Ramli and Mohd Iqbal Ridwan, “Teleprotection simulation lab: Understanding the performance of telecommunication aided protection systems under impaired telecommunication network conditions”, IEEE international conference on power and energy, 2012, pp. 655 – 660.
- [22] F. Crispino, L. Ogiboski, L. A. Murakami and L. C. Magrini, “Teleprotection status analysis applying statistical process control techniques”, IEEE international conference on power system technology, 2012, pp. 1 – 6.
- [23] T. Hensler, C. Pritchard and B. Bastigkeit, “Testing distributed protection systems over the internet cloud”, IET international conference on developments in power system protection, 2014, pp. 1 – 5.

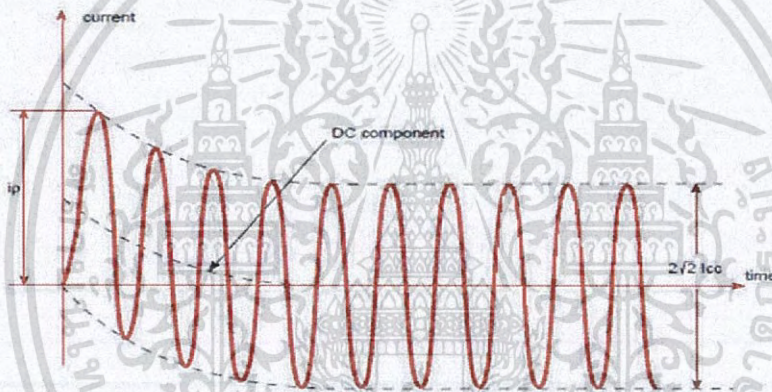


ภาคผนวก ก
แผนผังการจ่ายไฟฟ้าระดับแรงดัน 115 kV
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พื้นที่ ก2

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รายงาน
ค่ากระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้าของ กฟผ.
ปี 2558 (2015)



กองวิเคราะห์และวางแผนระบบไฟฟ้า

ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

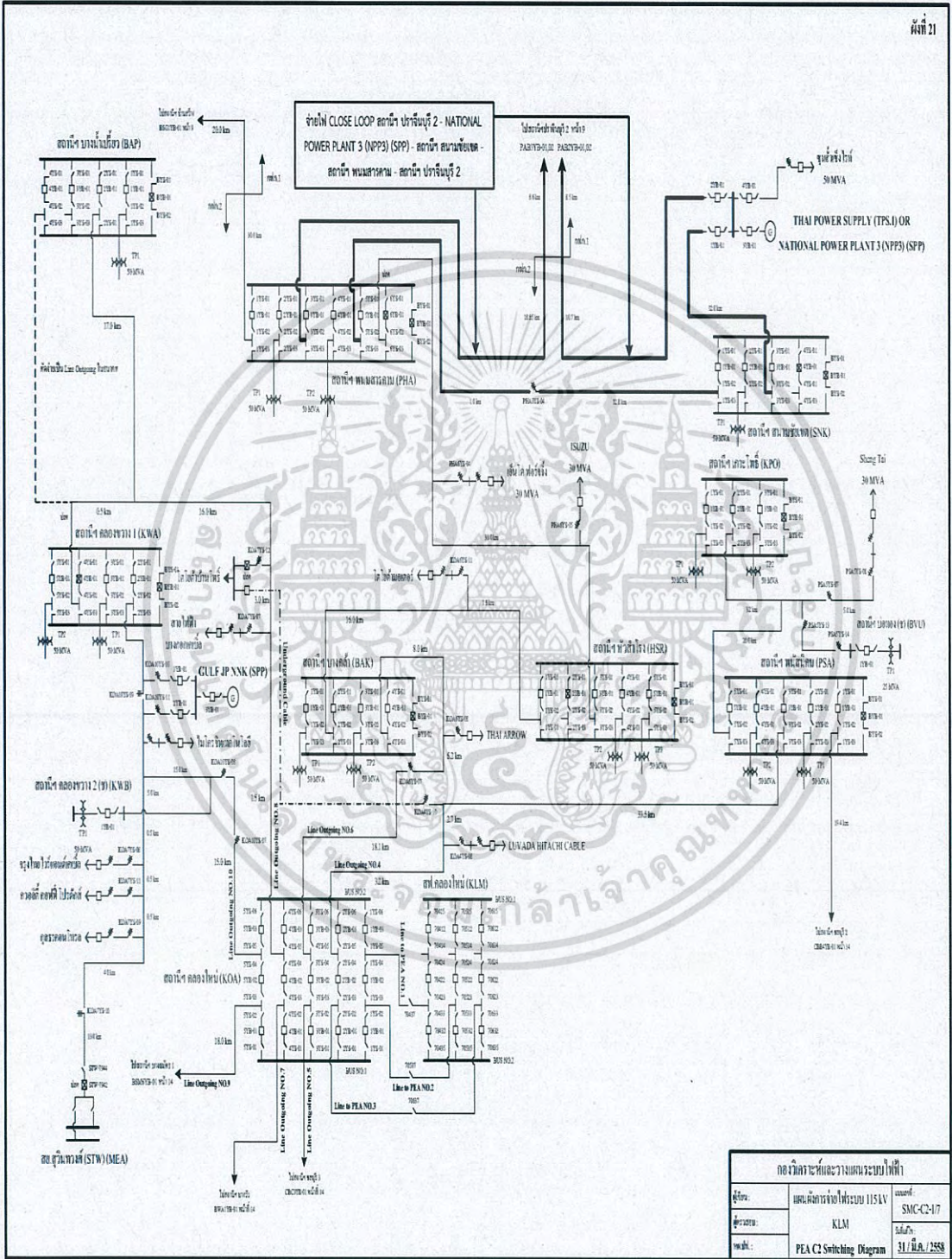
พฤษภาคม 2558

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

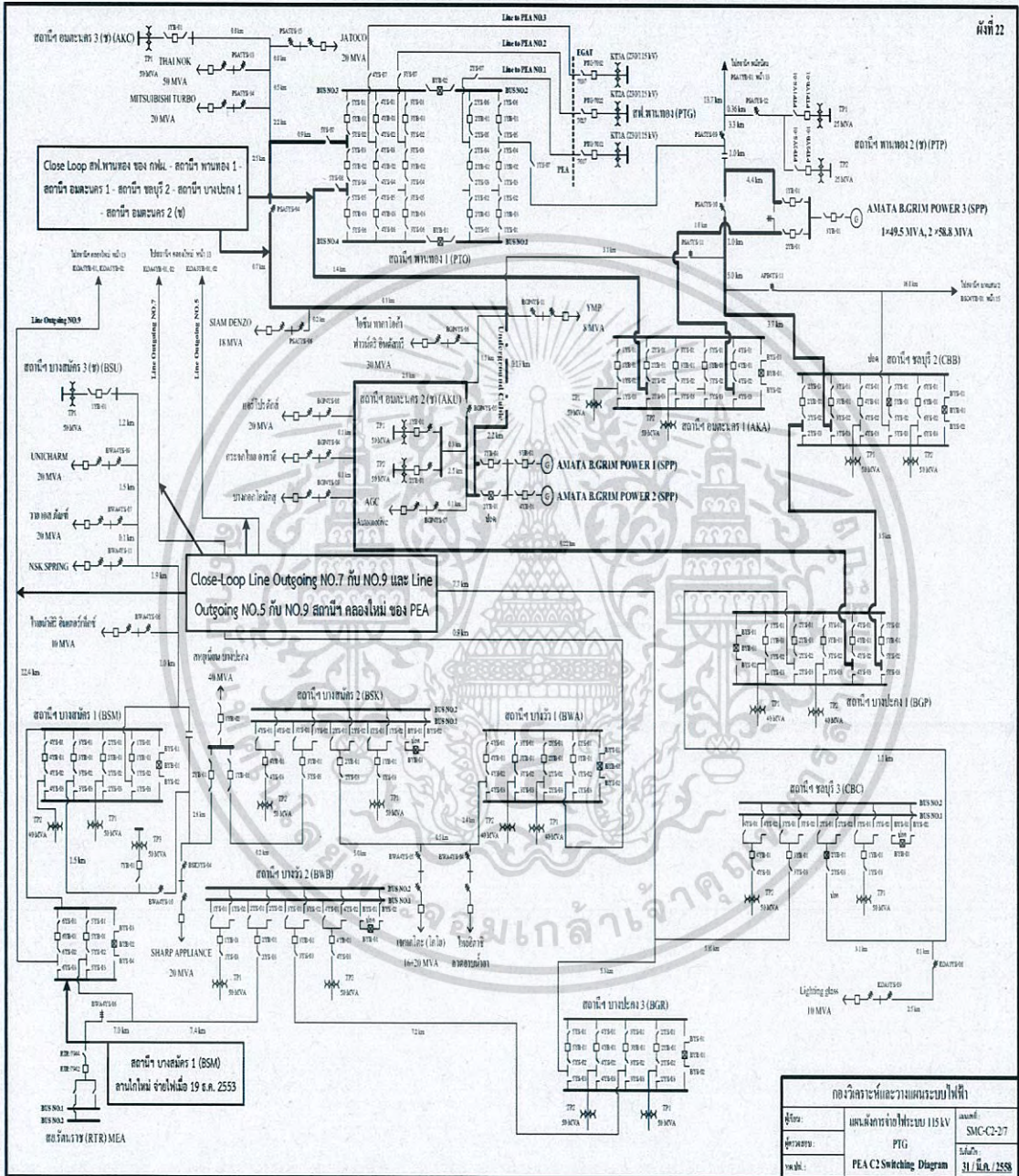


แผนกวิศวกรรมและวางแนระบบไฟฟ้า 1, 2 กองวิศวกรรมและวางแนระบบไฟฟ้า ฝ่ายวางแนระบบไฟฟ้า โทร 5384, 5386 โทรสาร 5299

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

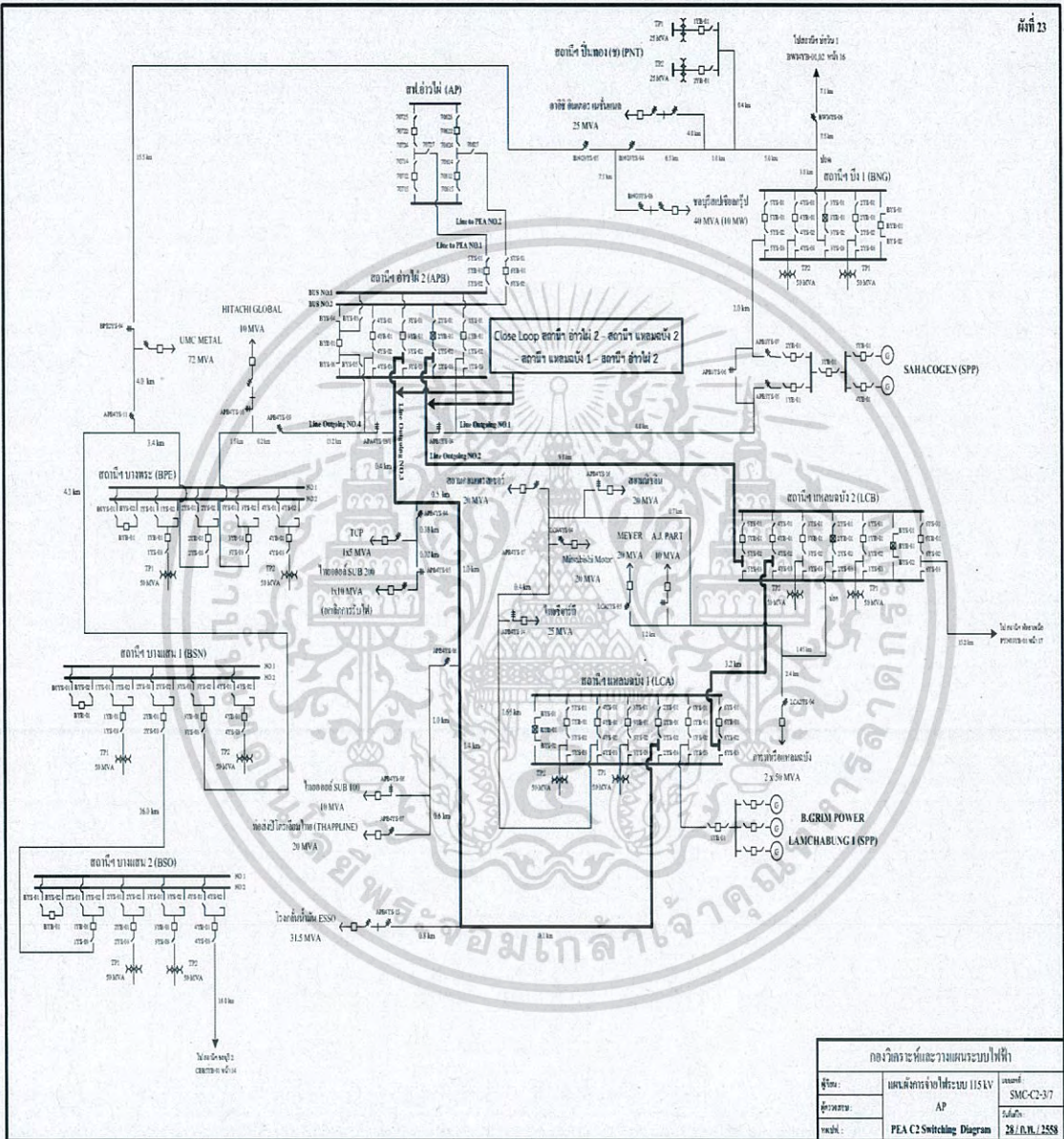


เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

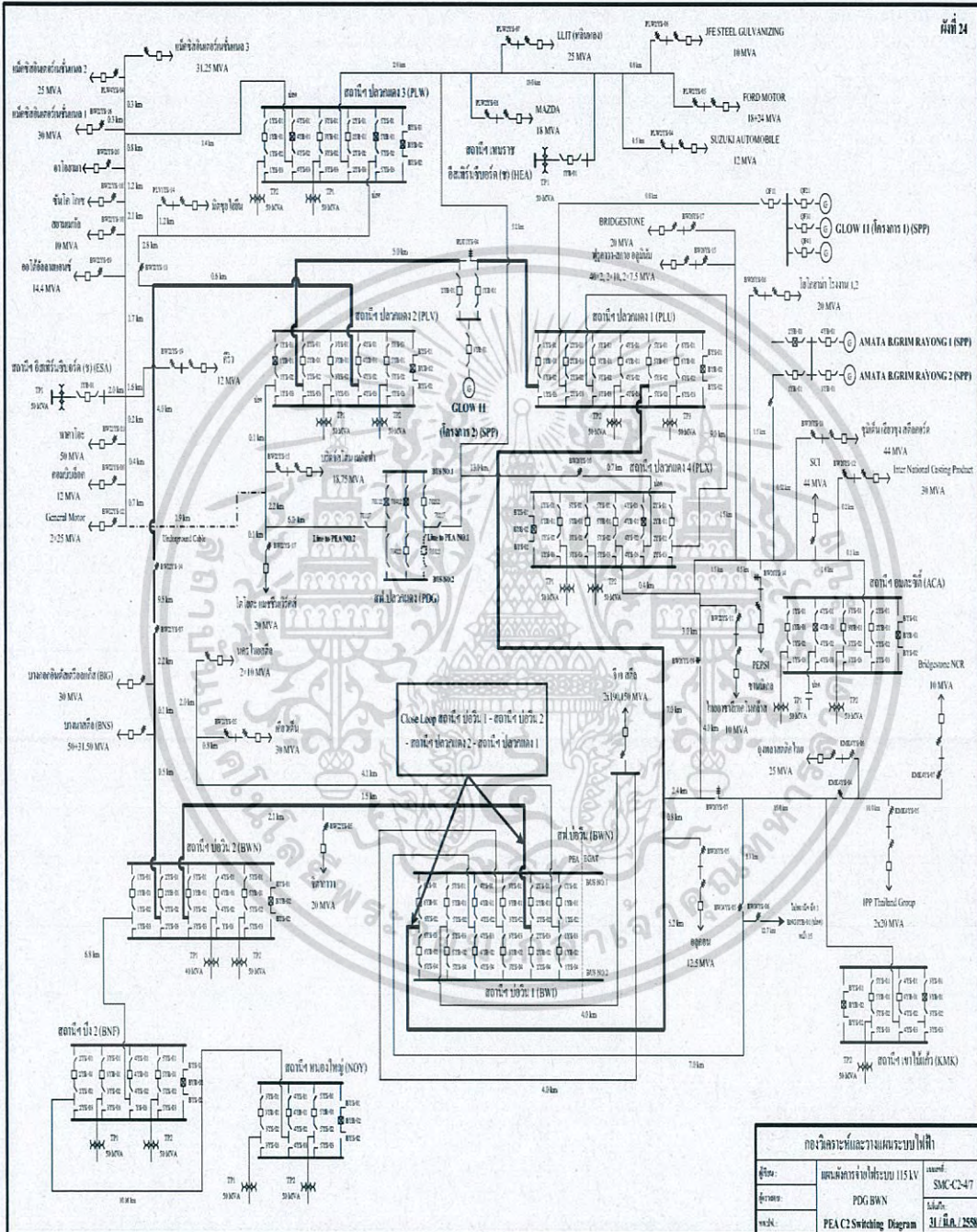


ทศวิเคราะหฺ์แฉวงแฉระบยไฟฟ้		
ข้่งร:	แผนฉฉงรข้่งไฟฟ้ระบย 115 KV	แฉฉฉ:
ศ้่งร:	PTG	แฉฉฉ:
ข้่งร:	PEA C3 Switching Diagram	ข้่งร:
		ข้่งร:

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

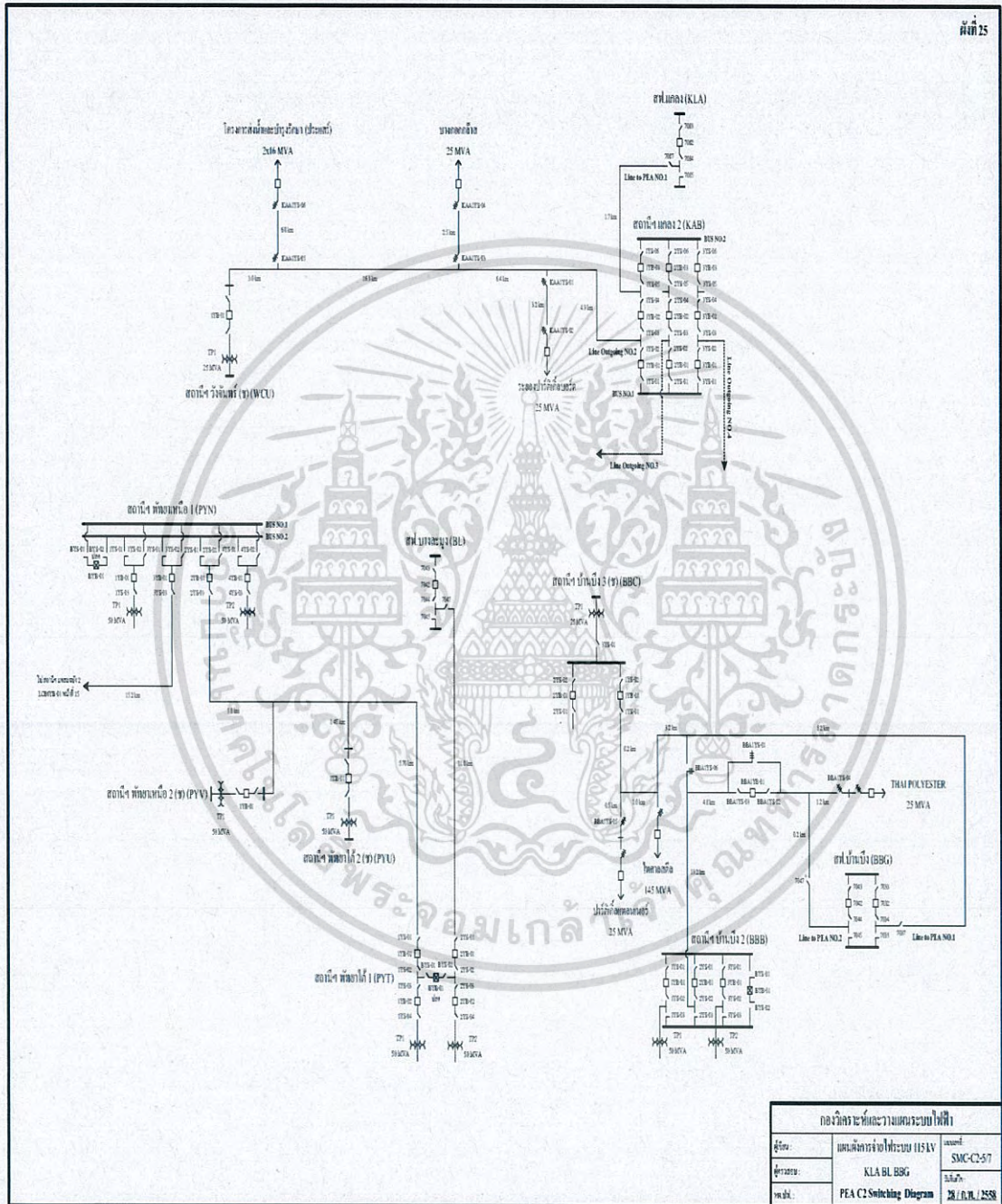


เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



องค์ประกอบที่วางแบบระบบไฟฟ้า		
ผู้รับ:	แผนกสายส่งไฟฟ้าแรงดัน 115 KV	แบบที่: SMC-C2-47
ผู้จัดทำ:	PDG BWN	วันที่: 16/05/58
ชนิด:	PEA C2 Switching Diagram	31/1.1.1.2/2558

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
 ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้.



ภาคผนวก ข

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
PROVINCIAL ELECTRICITY AUTHORITY

ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า
พ.ศ. 2559



การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
PROVINCIAL ELECTRICITY AUTHORITY

ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า
พ.ศ. 2559

ด้วยพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 มาตรา 81 กำหนดให้ผู้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายพลังงานต้องยินยอมให้ผู้รับใบอนุญาตหรือผู้ประกอบการพลังงานรายอื่นใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายพลังงานของตน ตามข้อกำหนดที่ผู้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายพลังงานประกาศกำหนด เพื่อให้เป็นไปตามบทบัญญัติของกฎหมายดังกล่าว อาศัยอำนาจตามความในมาตรา 31 วรรค 2 แห่งพระราชบัญญัติการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2503 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จึงออกระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559 โดยให้มีผลบังคับใช้ระเบียบนี้ตั้งแต่วันที่ขึ้นต้นไป และให้ยกเลิกระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551 โดยใช้ระเบียบนี้แทน บรรดาคำสั่ง หลักเกณฑ์และวิธีปฏิบัติอื่นใด ที่ขัดหรือแย้งกับระเบียบนี้ ให้ใช้ระเบียบนี้แทน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

- 1 -

1. นิยามคำศัพท์

“ระบบโครงข่ายไฟฟ้า”	หมายความว่า	ระบบส่งไฟฟ้าหรือระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
“ศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า”	หมายความว่า	หน่วยงานที่ทำหน้าที่ควบคุมระบบไฟฟ้าในพื้นที่ให้บริการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแต่ละเขต
“ผู้ประกอบการกิจการไฟฟ้า”	หมายความว่า	ผู้ได้รับใบอนุญาตการประกอบกิจการไฟฟ้า หรือผู้ที่ได้รับการยกเว้นไม่ต้องขอใบอนุญาตการประกอบกิจการไฟฟ้าที่ผลิตจัดให้ได้มา จัดส่ง จำหน่ายไฟฟ้า หรือ ควบคุมระบบไฟฟ้า ตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550
“ผู้ใช้ไฟฟ้า”	หมายความว่า	ผู้ทำสัญญาซื้อไฟฟ้ากับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
“ผู้ขอใช้บริการ”	หมายความว่า	ผู้ประกอบการไฟฟ้าที่ขออนุญาตเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ประกอบการไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และหรือผู้ใช้ไฟฟ้าที่ขออนุญาตเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
“ผู้เชื่อมต่อ”	หมายความว่า	ผู้ประกอบการไฟฟ้า ที่ได้รับอนุญาตจากกิจการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคให้เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ประกอบการไฟฟ้า เข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และหรือผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับอนุญาตให้เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และผ่านการทดสอบการเชื่อมต่อตามที่มีการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดแล้ว
“ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก”	หมายความว่า	ผู้ประกอบการไฟฟ้าที่ขายไฟฟ้าให้กับกิจการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
“ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก”	หมายความว่า	ผู้ประกอบการไฟฟ้าที่ขายไฟฟ้าให้กับกิจการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก
“ผู้ผลิตไฟฟ้า”	หมายความว่า	ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากหรือผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก
“เหตุผิดปกติ”	หมายความว่า	เหตุการณ์ใดๆ ที่เกิดขึ้นและมีผลกระทบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าหรือการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า ทั้งในกรณีที่มีไฟฟ้าดับ และไม่มีไฟฟ้าดับ
“จุดต่อร่วม”	หมายความว่า	ตำแหน่งในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่อยู่ใกล้กับผู้เชื่อมต่อที่สุด ซึ่งผู้เชื่อมต่อหรือผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่น อาจต่อร่วมได้
“จุดเชื่อมต่อ”	หมายความว่า	จุดที่อุปกรณ์ของผู้เชื่อมต่อ เชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
“การจ่ายไฟฟ้าแบบระบบ	หมายความว่า	การจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าบางส่วนในขณะที่



ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

- 2 -

ไฟฟ้าแยกโดด” (Islanding)		การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคไม่มีการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าดังกล่าว
“ระบบป้องกันระยะไกล” (Teleprotection)	หมายความว่า	ระบบป้องกันระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่สั่งการโดยผ่านระบบสื่อสาร
“ผู้ประกอบการกิจการไฟฟ้ารายอื่น”	หมายความว่า	ผู้ประกอบการกิจการไฟฟ้าตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 หรือฉบับล่าสุด
“อุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit: RTU)”	หมายความว่า	อุปกรณ์ควบคุมในระบบควบคุมระยะไกลที่ทำหน้าที่ในการรับส่งข้อมูลเพื่อการควบคุม ตรวจสอบ หรือ การขี้ออกสถานะของอุปกรณ์ที่อยู่ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า
“ระบบควบคุมระยะไกล (Supervisory Control and Data Acquisition: SCADA)”	หมายความว่า	ระบบการควบคุมผ่านองระยะไกลที่เกี่ยวข้องกับการควบคุมและหรือ การขี้ออกสถานะของอุปกรณ์ที่อยู่ห่างไกลออกไป
“คอนเวอร์เตอร์ (Converter)”	หมายความว่า	อุปกรณ์แปลงผันไฟฟ้ากระแสสลับให้เป็นไฟฟ้ากระแสตรง หรือ อุปกรณ์แปลงผันไฟฟ้ากระแสตรงให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ เช่น อินเวอร์เตอร์ (Inverter) เป็นต้น



ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อบริการโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

- 3 -

2. วัตถุประสงค์และขอบเขต

2.1 วัตถุประสงค์

ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559 เป็นการกำหนดหลักเกณฑ์ขั้นต่ำนด้านเทคนิคการออกแบบ รายละเอียดทางเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้า และมาตรฐานการติดตั้ง สำหรับผู้ขอใช้บริการที่ต้องการจะเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่จะต้องปฏิบัติตาม โดยมีวัตถุประสงค์ดังนี้

- 2.1.1 เพื่อให้มีวิธีการที่เหมาะสมในการเชื่อมต่อระหว่างผู้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยกำหนดพื้นฐานในการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าไว้เพื่อเป็นหลักปฏิบัติโดยเท่าเทียมกัน
- 2.1.2 เพื่อให้มีการกำหนดระเบียบพื้นฐานอย่างชัดเจน ครอบคลุมด้านเทคนิคขั้นต่ำในการออกแบบ สำหรับผู้ขอใช้บริการ รวมทั้งรายละเอียดทางเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้าและมาตรฐานการติดตั้งที่จุดเชื่อมต่อ
- 2.1.3 เพื่อให้การเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และการเชื่อมต่อระหว่างระบบโครงข่ายไฟฟ้า มีประสิทธิภาพและความปลอดภัย
- 2.1.4 เพื่อให้คุณภาพในการจ่ายไฟฟ้าสำหรับผู้บริโภคไฟฟ้าทั่วไป อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ภายหลังจากมีผู้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว

2.2 ขอบเขต

ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559 ฉบับนี้ ใช้กับผู้ขอใช้บริการ ดังนี้

- 2.2.1 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer, SPP)
- 2.2.2 ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer, VSPP)
- 2.2.3 ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- 2.2.4 ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้ารายอื่น ยกเว้น การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และการไฟฟ้านครหลวง

3. ความรับผิดชอบของผู้ขอใช้บริการ

ผู้ขอใช้บริการจะต้องออกแบบ ให้มีรายละเอียดทางเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้า ตามรูปแบบการเชื่อมต่อในระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559 ฉบับนี้เป็นอย่างน้อย

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคขอสงวนสิทธิ์ในการพิจารณาอนุญาตหรือไม่อนุญาตให้มีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยพิจารณาทั้งด้านความปลอดภัย ความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า และ



ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

- 4 -

ผลประโยชน์ต่อส่วนรวมเป็นหลัก ซึ่งผู้ขอใช้บริการจะต้องยอมรับปฏิบัติตาม และจะนำไปเป็นเหตุอ้างเพื่อเรียกร้องค่าเสียหายใดๆต่อการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมิได้

อนึ่งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคขอสงวนสิทธิ์ที่จะแก้ไข เปลี่ยนแปลง หรือกำหนดเงื่อนไขรายละเอียดอื่นๆ เพื่อความปลอดภัยและความมั่นคงของระบบไฟฟ้า และผู้ขอใช้บริการจะต้องยอมรับและปฏิบัติตาม

4. ปริมาณกำลังไฟฟ้ารับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้า

4.1 ระบบจำหน่าย 380/220 โวลต์

4.1.1 ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแบบเฟสเดียวได้ หากมีกำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 5 กิโลวัตต์ ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบเฟสเดียวหลายชุดกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า จะต้องกระจายกำลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าในแต่ละเฟสให้สม่ำเสมอ โดยยอมให้มีความแตกต่างของกำลังผลิตติดตั้งในแต่ละเฟสสูงสุดไม่เกิน 5 กิโลวัตต์

4.1.2 ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (หน่วยเป็นกิโลวัตต์) ของผู้เชื่อมต่อทุกราย ที่เชื่อมต่อในหม้อแปลงจำหน่ายลูกเดียวกัน ต้องไม่เกินขีดจำกัดร้อยละ 15 ของพิกัดหม้อแปลงจำหน่าย (หน่วยเป็นกิโลวัตต์-แอมแปร์)

4.2 ระบบจำหน่าย 22/33 กิโลโวลต์

4.2.1 ระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์ ปริมาณกำลังไฟฟ้ารวมไม่เกิน 8 เมกะวัตต์/วงจร

4.2.2 ระบบจำหน่าย 33 กิโลโวลต์ ปริมาณกำลังไฟฟ้ารวมไม่เกิน 10 เมกะวัตต์/วงจร โดยปริมาณกำลังไฟฟ้ารวมที่รับซื้อในระบบจำหน่าย 22/33 กิโลโวลต์รวมทวงจร จะต้องไม่เกิน 75 เปอร์เซ็นต์ (หน่วยเป็นกิโลวัตต์-แอมแปร์) ของพิกัดสูงสุดของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังแต่ละลูกของสถานีไฟฟ้า

4.3 ระบบ 115 กิโลโวลต์ ปริมาณรวมที่รับซื้อไม่เกิน 120 เมกะวัตต์/วงจร Single Conductor และไม่เกิน 230 เมกะวัตต์/วงจร Double Conductor

5. หลักเกณฑ์การพิจารณาทางเทคนิค

เพื่อให้คุณภาพไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วไป อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ภายหลังจากมีผู้เชื่อมต่อแล้ว อีกทั้งไม่ส่งผลกระทบต่อทางด้านความปลอดภัยและความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า จึงกำหนดหลักเกณฑ์การพิจารณาทางเทคนิค ดังนี้

5.1 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะศึกษาผลกระทบของการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้านต่างๆ ก่อนที่ผู้ขอใช้บริการจะได้รับอนุญาตให้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ทั้งนี้ให้พิจารณาถึงแผนงานหรือโครงการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคด้วย ดังนี้

5.1.1 การจ่ายกระแสไฟฟ้า ผู้ขอใช้บริการที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องไม่ทำให้กระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายจำหน่ายหรือสายส่งของระบบโครงข่ายไฟฟ้าเกินขีดกระแสต่อเมื่อ



ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

- 5 -

โดยกำลังไฟฟ้าที่ไหลออกจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าไปยังระบบส่งไฟฟ้าจะต้องไม่กระทบต่อความมั่นคงระบบไฟฟ้าในภาพรวม

5.1.2 การคุมค่าแรงดัน (Voltage Regulation) ผู้ขอใช้บริการที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องไม่ทำให้แรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าอยู่นอกเกณฑ์มาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยหากผู้ขอใช้บริการทำให้แรงดันอยู่นอกเกณฑ์มาตรฐาน ผู้ขอใช้บริการจะต้องเป็นผู้ปรับปรุงหรือควบคุมการเดินเครื่องเพื่อให้แรงดันเป็นไปตามมาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

5.1.3 กระแสลัดวงจร ผู้ขอใช้บริการที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องไม่ทำให้ค่ากระแสลัดวงจรรวมในระบบโครงข่ายไฟฟ้าเกินร้อยละ 85 ของค่าวิสัยสามารถตัดกระแสลัดวงจร (Short Circuit Interrupting Capacity) ของอุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อหรืออุปกรณ์ป้องกัน และไม่ทำให้เกิดการทำงานที่ไม่ประสานสัมพันธ์ (Protection Coordination) ของอุปกรณ์ป้องกัน

5.2 ผู้ขอใช้บริการรายใดที่ไม่ผ่านหลักเกณฑ์การพิจารณาทางเทคนิค ผู้ขอใช้บริการจะต้องทวนการศึกษาการแก้ไขผลกระทบที่เกิดขึ้นทั้งการจ่ายกระแสไฟฟ้า การคุมค่าแรงดัน กระแสลัดวงจร ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ถ้าหากมีความจำเป็นต้องมีการปรับปรุงระบบโครงข่ายไฟฟ้า ผู้ขอใช้บริการจะต้องรับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น ทั้งนี้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคขอสงวนสิทธิ์ในการพิจารณาอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นรายๆไป

6. ระบบมาตรวัดไฟฟ้า และอุปกรณ์ประกอบ

6.1 ผู้ขอใช้บริการจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบ ติดตั้งระบบมาตรวัดไฟฟ้า ที่สามารถวัดกำลังไฟฟ้าและหรือพลังงานไฟฟ้า ที่ขายให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และสอดคล้องกับประเภทการใช้ไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการ สำหรับการติดตั้งระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ ที่ใช้ในการขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ให้เป็นไปตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

6.2 หม้อแปลงเครื่องมือวัด (Instrument Transformer) ที่ใช้กับระบบมาตรวัดไฟฟ้าจะต้องไม่ต่อร่วมกับมาตรวัด หรือรีเลย์อื่นๆ

6.3 ระบบมาตรวัดไฟฟ้า และอุปกรณ์ประกอบจะต้องมีมาตรฐานตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับ ซึ่งอาจเปลี่ยนแปลงได้ตามเทคโนโลยี ทั้งนี้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะเป็นผู้กำหนด

6.4 ผู้เชื่อมต่อจะต้องไม่ดำเนินการใดๆ เกี่ยวกับระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ หากพบว่ามีปัญหาให้แจ้งให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทราบ

6.5 กรณีของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่เชื่อมโยงเข้าโดยตรงที่สถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หากระบบไฟฟ้าช่วงอยู่ระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคไม่ได้มีการใช้ประโยชน์อื่นๆ กำหนดให้ติดตั้งมาตรวัดไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และให้มีข้อกำหนดเพิ่มเติมดังนี้

6.5.1 ให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาระบบที่อยู่ระหว่าง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก รวมทั้งมาตรวัดไฟฟ้า และกรณีที่มีผู้ขอใช้บริการ



ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

- 6 -

รายอื่นมาขอเชื่อมโยงในระบบเดียวกัน การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะพิจารณารับเชื่อมโยงโดยคำนึงถึงความมั่นคงของระบบ

- 6.5.2 หากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค มีการใช้ประโยชน์จากระบบที่อยู่ระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก จะต้องมีการดำเนินการย้ายจุดติดตั้งมาตรวัดไฟฟ้าไปที่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก โดยทรัพย์สินส่วนของระบบช่วงดังกล่าว ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะต้องมอบให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ต่อไป

7. รูปแบบการเชื่อมต่อและระบบป้องกัน

รูปแบบการเชื่อมต่อและระบบป้องกันสำหรับผู้เชื่อมต่อระบบเครือข่ายไฟฟ้าแยกออกได้เป็น 2 กรณี ดังนี้

7.1 กรณีผู้ใช้บริการที่เป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก และผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

การเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าของผู้ใช้บริการกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ผู้ใช้บริการต้องติดตั้งอุปกรณ์ไม่น้อยกว่าที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด ดังมีรายละเอียดรูปแบบการเชื่อมต่อตามสิ่งแนบที่ 1

- 7.1.1 อุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อเป็นไปตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด โดยมีรายละเอียดตามสิ่งแนบที่ 2
- 7.1.2 อุปกรณ์ป้องกัน และอุปกรณ์ประกอบจะต้องมีมาตรฐานตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับ
- 7.1.3 หม้อแปลงไฟฟ้าของผู้ใช้บริการจะต้องมีการเชื่อมต่อขดลวด (Winding Connection) สอดคล้องต่อปริมาณการจ่ายเข้าระบบ และลักษณะการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบตามสิ่งแนบที่ 1 หากไม่เป็นตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด จะต้องได้รับความเห็นชอบจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคก่อน
- 7.1.4 ระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่มีรูปแบบการปิดซ้ำอัตโนมัติ (Automatic Reclosing Scheme) ผู้ใช้บริการจะต้องแน่ใจว่าอุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อของผู้ใช้บริการปลดการจ่ายไฟออกก่อนที่ การปิดซ้ำอัตโนมัติของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะทำงาน มิฉะนั้นการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะไม่รับผิดชอบความเสียหายต่ออุปกรณ์ของผู้ใช้บริการ
- 7.1.5 หากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพิจารณาเห็นควรต้องปรับปรุงวิธีการปิดซ้ำ (Reclosing) หรือต้องเพิ่มเติมอุปกรณ์ เช่น ติดตั้งระบบซิงโครไนซ์ (Synchronizing system) ระบบป้องกันระยะไกล (Tele protection) หรือ ระบบกั้นการปิดซ้ำ (Block Reclosing) ทั้งในส่วนของผู้ใช้บริการและในส่วนของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยคิดค่าใช้จ่ายจากผู้ใช้บริการ ผู้ใช้บริการจะต้องยอมรับและปฏิบัติตาม และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะไม่รับผิดชอบความเสียหายต่ออุปกรณ์ของผู้ใช้บริการ เนื่องจากการปิดซ้ำนี้



ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

- 7 -

- 7.1.6 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคไม่อนุญาตให้ผู้ขอใช้บริการมีรูปแบบการปิดเข้าอัตโนมัติ สำหรับการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า
- 7.1.7 การซิงโครไนซ์ (Synchronization) ให้ทำที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator Circuit Breaker) หรือที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่จุดเชื่อมต่อ (Interconnection Circuit Breaker) ตามความเหมาะสม
- 7.1.8 ผู้ขอใช้บริการจะต้องออกแบบระบบป้องกัน เพื่อไม่ให้เกิดการจ่ายไฟแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Anti-Islanding) คือไม่ให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ในขณะที่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อไม่มีไฟฟ้า โดยหากไม่มีไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ให้ปลดการเชื่อมต่อโดยทันที
- 7.1.9 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์ในการพิจารณาความเหมาะสม ในการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า ให้กับผู้ใช้บริการเป็นรายๆ ไป
- 7.1.10 ผู้ขอใช้บริการจะต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันความเสียหายต่อระบบไฟฟ้าของตนเองตามระเบียบนี้ หรือติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเพิ่มเติมอื่นๆ ตามความเหมาะสม ทั้งนี้การติดตั้งรีเลย์ระบบป้องกันจะต้องทำงานสอดคล้องกับระบบป้องกันของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หลังจากเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้วหากมีความเสียหายเกิดขึ้นอันเนื่องมาจากความบกพร่องทางด้านอุปกรณ์ระบบไฟฟ้าหรือสาเหตุอื่น ๆ ที่ผู้เชื่อมต่อต้องรับผิดชอบ ผู้เชื่อมต่อจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบต่อความเสียหายดังกล่าวทั้งหมด
- 7.1.11 ระบบป้องกันที่กำหนดโดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เป็นการออกแบบระบบป้องกันขั้นต่ำสุด ผู้ขอใช้บริการต้องพิจารณาความเหมาะสมในการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเพิ่มเติม เพื่อป้องกันกรณีผิดพลาดของระบบป้องกันกรณีที่ได้กำหนดไว้ในระเบียบนี้ เช่น กระแสลัดวงจรผ่านความต้านทานสูง (High Impedance Fault: HIF) การเกิดการจ่ายไฟแบบแยกโดดโดยไม่ได้เจตนา (Inadvertent Islanding) ซึ่งหลังจากเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว หากเกิดความเสียหายขึ้นต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าและหรือบุคคลที่ 3 ที่มีสาเหตุมาจากการจ่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อจะต้องรับผิดชอบต่อความเสียหายที่เกิดขึ้น
- 7.1.12 ผู้ขอใช้บริการจะต้องออกแบบและติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเพื่อไม่ให้เกิดการทำงานที่ไม่ประสานสัมพันธ์ (Protection Coordination) ของอุปกรณ์ป้องกันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า
- 7.1.13 ในกรณีที่ไม่มีรูปแบบการเชื่อมต่อและอุปกรณ์ป้องกันที่เหมาะสมสำหรับ ผู้ขอใช้บริการรายใด การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคขอสงวนสิทธิ์การพิจารณารูปแบบการเชื่อมต่อที่เหมาะสมเป็นรายๆ ไป
- 7.1.14 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์ในการเปลี่ยนแปลงรูปแบบการเชื่อมต่อและอุปกรณ์ป้องกันตามความเหมาะสม เพื่อความปลอดภัย ความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า และผลประโยชน์ต่อส่วนรวมเป็นหลัก



การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

- 8 -

- 7.1.15 ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะต้องออกแบบระบบไม่ให้เกิดการจ่ายกระแสไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า รวมทั้งต้องไม่รับกระแสไฟฟ้าจนทำให้ระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเกิดความเสียหายหรือกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่น

7.2 กรณีผู้ประกอบการไฟฟ้ารายอื่น

ผู้ประกอบการไฟฟ้ารายอื่นที่ขอเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์ในการพิจารณาเป็นรายๆ ไป โดยคำนึงถึงความปลอดภัย ความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า และผลประโยชน์ต่อส่วนรวมเป็นหลัก

8. การควบคุมคุณภาพไฟฟ้า

ผู้ขอใช้บริการจะต้องออกแบบระบบควบคุมการจ่ายไฟจากการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ ดังนี้

8.1 การควบคุมระดับแรงดัน และตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

- 8.1.1 ผู้ขอใช้บริการต้องออกแบบระบบควบคุมระดับแรงดัน เพื่อให้สอดคล้องกับมาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ตารางมาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ระดับแรงดัน	ภาวะปกติ		ภาวะฉุกเฉิน	
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด
115 กิโลโวลต์	120.7	109.2	126.5	103.5
33 กิโลโวลต์	34.7	31.3	36.3	29.7
22 กิโลโวลต์	23.1	20.9	24.2	19.8
380 โวลต์	418	342	418	342
220 โวลต์	240	200	240	200

- 8.1.2 ผู้ขอใช้บริการต้องออกแบบระบบควบคุมตัวประกอบกำลัง เพื่อให้ในการรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด โดยระบบที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโรนีส ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor) จะต้องสามารถปรับค่าได้ตั้งแต่ 0.85 นำหน้าถึง 0.85 ตามหลัง หรือดีกว่า และจะต้องควบคุมได้อย่างน้อย 2 วิธี คือ

- 1) A fixed displacement factor $\cos \theta$
- 2) A variable reactive power depending on the voltage $Q(U)$

ส่วนระบบที่มีคอนเวอร์เตอร์ ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor) จะต้องสามารถปรับค่าและควบคุมได้ตามตาราง ดังนี้



ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

- 9 -

ตารางกำหนดความสามารถในการปรับค่าตัวประกอบกำลังและวิธีการควบคุม
กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ สำหรับระบบที่มีคอนเวอร์เตอร์

ระดับแรงดัน ณ จุด เชื่อมต่อ	ความสามารถในการปรับ ค่าตัวประกอบกำลังที่ พิกัดกำลังไฟฟ้า	วิธีการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ
1) ระดับแรงดันต่ำ 2) ระดับแรงดันปานกลางหรือระดับแรงดันสูง (กำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 500 กิโลวัตต์)	0.95 ตามหลัง ถึง 0.95 นำหน้า หรือดีกว่า	จะต้องควบคุมได้อย่างน้อย 1 วิธี คือ A fixed displacement factor $\cos \Theta$
3) ระดับแรงดันปานกลางหรือระดับแรงดันสูง (กำลังผลิตติดตั้งมากกว่า 500 กิโลวัตต์)	0.90 ตามหลัง to 0.90 นำหน้า หรือดีกว่า	จะต้องควบคุมได้อย่างน้อย 2 วิธี คือ 1) A fixed displacement factor $\cos \Theta$ 2) A variable reactive power depending on the voltage Q(U)

8.2 การควบคุมความถี่ไฟฟ้า

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยจะเป็นผู้ควบคุมความถี่ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ให้อยู่ในเกณฑ์ 50 ± 0.5 รอบต่อวินาที ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้ซิงโครไนซ์กับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอยู่ตลอดเวลา ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติ ถ้าความถี่ของระบบไม่อยู่ในช่วง 47.00 – 52.00 รอบต่อวินาที ต่อเนื่องเกิน 0.1 วินาที ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องออกแบบให้ปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่จุดเชื่อมต่อด้วยระบบอัตโนมัติที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าทันที สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะต้องปฏิบัติตามที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยกำหนด

ในส่วนของระบบคอนเวอร์เตอร์จะต้องปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าภายใน 100 มิลลิวินาที เมื่อความถี่ที่จุดเชื่อมต่อมีค่าไม่อยู่ในช่วง 47.00 Hz – 52.00 Hz

8.3 การควบคุมแรงดันกระเพื่อม

ผู้ขอใช้บริการจะต้องออกแบบ ติดตั้ง และควบคุมอุปกรณ์ ไม่ทำให้เกิดแรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation) ที่จุดต่อรวมเกินข้อกำหนดเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับ ตามสิ่งแนบที่ 3 ทั้งนี้ ข้อกำหนดเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้า อาจมีการปรับปรุงเป็นคราวๆ ไป

8.4 การควบคุมฮาร์มอนิก

ผู้ขอใช้บริการจะต้องออกแบบ ติดตั้ง และควบคุมอุปกรณ์ ที่ไม่ทำให้รูปคลื่นแรงดันและกระแสไฟฟ้าที่จุดต่อรวมผิดเพี้ยนเกินค่าที่กำหนดตามข้อกำหนดเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับ ตามสิ่งแนบที่ 4 ทั้งนี้ ข้อกำหนดเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้า อาจมีการปรับปรุงเป็นคราวๆ ไป



ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

- 10 -

8.5 การควบคุมการจ่ายไฟฟ้ากระแสตรงเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ผู้ให้บริการที่มีระบบคอนเวอร์เตอร์ จะต้องออกแบบป้องกันการจ่ายไฟฟ้ากระแสตรงเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อไม่เกินร้อยละ 0.5 ของกระแสฟลักซ์ของคอนเวอร์เตอร์

8.6 การติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า

เพื่อให้สามารถตรวจสอบและควบคุมระดับคุณภาพไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ ผู้ให้บริการประเภทต่อไปนี้จะต้องจัดหาและติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า (Power quality meter) ที่มีคุณสมบัติเป็นไปตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ณ ตำแหน่งจุดเชื่อมต่อของผู้ให้บริการ

8.6.1 ผู้ให้บริการที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดกำลังผลิตรวมกันเกินกว่า 1 เมกะวัตต์

8.6.2 ผู้ให้บริการที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดคอนเวอร์เตอร์และมีขนาดกำลังผลิตของคอนเวอร์เตอร์รวมกันเกินกว่า 250 กิโลวัตต์

โดยผู้ให้บริการจะต้องจัดหา ออกแบบ และติดตั้งระบบ Monitoring Systems สำหรับเก็บบันทึกข้อมูลคุณภาพไฟฟ้า ซึ่งได้แก่ข้อมูล แรงดันไฟฟ้า, กระแสไฟฟ้า, ความถี่ไฟฟ้า, กำลังไฟฟ้า, ตัวประกอบกำลัง, THDv, THDi, Pst และ Plt เป็นต้น ส่วนกรณีเป็นระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์หรือพลังงานลม การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์ที่จะกำหนดให้มีการเก็บบันทึกข้อมูลของความเข้มแสง อุณหภูมิ หรือความเร็วลม (ตามแต่ละประเภทของแหล่งพลังงาน) เป็นกรณีๆ ไป ตามรายละเอียดตามสิ่งแนบ 2 โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะต้องสามารถเรียกดูข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าในรูปแบบเวลาจริง (Real Time) ผ่านระบบสื่อสาร โดยผู้ให้บริการเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นทั้งหมด รวมทั้งค่าบริการรายเดือนของระบบสื่อสาร (ถ้ามี)

9. ระบบควบคุมระยะไกล

ผู้ให้บริการที่เชื่อมโยงตามรูปแบบที่ 7, 9, 10 และ 11 ต้องเป็นผู้จัดหา ออกแบบ และติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit) และ/หรือสวิตช์ตัดโหลดชนิดที่สามารถควบคุมสั่งการจากระยะไกลได้ (Remote Control Switch: RCS) แล้วแต่กรณีพร้อมระบบสื่อสาร เพื่อใช้ในการเชื่อมต่ออุปกรณ์ควบคุมระยะไกลของผู้ให้บริการกับระบบควบคุมระยะไกล (Supervisory Control and Data Acquisition: SCADA) ของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตามรายละเอียดที่กำหนดในสิ่งแนบที่ 5 รวมทั้งทดสอบการเชื่อมต่ออุปกรณ์ควบคุมระยะไกลกับระบบควบคุมระยะไกลของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า โดยผู้ให้บริการเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นทั้งหมด รวมทั้งค่าบริการรายเดือนของระบบสื่อสารและอื่นๆ (ถ้ามี)

10. ระบบการติดต่อสื่อสาร

ผู้ให้บริการต้องติดตั้งช่องทางการสื่อสารสำหรับการประสานงานในการสั่งการโดยตรงกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอย่างน้อย 2 ช่องทาง ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด ยกเว้นผู้ให้บริการที่เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่สำคัญเข้าข่ายไฟฟ้าปริมาณ ไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ ให้ใช้ช่องทางการสื่อสารอย่างน้อย 1



ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

- 11 -

ช่องทาง โดยช่องทางการสื่อสารที่เลือกใช้อาจเป็นวิทยุสื่อสารที่มีคลื่นความถี่ตามที่มีการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนด โทรศัพท์ หรืออื่นๆตามความเหมาะสม

11. การเพิ่มกำลังการผลิตหรือขยายระบบไฟฟ้า

ผู้เชื่อมต่อที่จะเพิ่มกำลังการผลิตหรือขยายระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ จากส่วนที่ได้รับอนุญาตให้ เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว จะต้องได้รับความเห็นชอบจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคก่อน โดยส่ง รายละเอียดแผนการเพิ่มกำลังการผลิตหรือขยายระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ ให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพิจารณา ก่อนจะเริ่มดำเนินการไม่น้อยกว่า 3 เดือน

12. ข้อกำหนดเพิ่มเติมสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าที่จ่ายไฟผ่านคอนเวอร์เตอร์

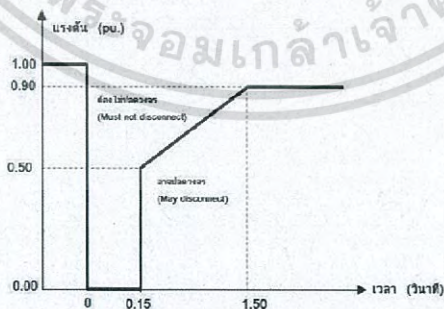
12.1 ผู้ใช้บริการต้องออกแบบระบบควบคุมกำลังไฟฟ้า(Active power control) เพื่อใช้ในการรักษา ระดับแรงดันให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด โดยจะต้องสามารถปรับลดกำลังไฟฟ้าจาก 100 เปอร์เซ็นต์ เหลือ 0 เปอร์เซ็นต์ ได้ โดยสามารถปรับลดกำลังไฟฟ้าอย่างน้อยครั้งละ 10 เปอร์เซ็นต์ต่อทันที

12.2 ความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันตกชั่วขณะ (Low voltage fault Ride through)

ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ใช้บริการจะต้องไม่ปลดตัวเองออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า ภายในเวลาที่กำหนด ขณะเกิดแรงดันตกชั่วขณะในระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยกำหนดตามระดับ แรงดัน ณ จุดต่อเชื่อมดังต่อไปนี้

ตารางแสดงระยะเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจะต้องไม่ปลดตัวเองออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าขณะเกิดแรงดันตกชั่วขณะ

ระดับแรงดัน ณ จุด เชื่อมต่อ	Duration time (วินาที)
1) ระดับแรงดันต่ำ	ไม่ต้องการ
2) ระดับแรงดันปานกลางหรือระดับแรงดันสูง (กำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 500 กิโลวัตต์)	ไม่ต้องการ
3) ระดับแรงดันปานกลางหรือระดับแรงดันสูง (กำลังผลิตติดตั้งมากกว่า 500 กิโลวัตต์)	ดังรูป



กราฟแสดงความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันตกชั่วขณะ (Low voltage fault Ride through)



ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

- 12 -

12.3 การป้องกันแรงดันต่ำและแรงดันเกิน (Under and Over voltage protection)

ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการจะต้องปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า หากขนาดของแรงดัน Line to Neutral ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า มีค่าออกนอกช่วงที่ระบุในตารางต่อไปนี้

ตารางแสดงระยะเวลาปลดวงจรเมื่อแรงดันไม่อยู่ในช่วงแรงดันปกติ

ระดับแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ	ระยะเวลาตัดวงจร (วินาที)
$V < 50\%$	0.3
$50\% \leq V < 90\%$	2.0
$90\% \leq V \leq 110\%$	แรงดันทำงานต่อเนื่อง
$110\% < V < 120\%$	1.0
$V \geq 120\%$	0.16

12.4 การป้องกันการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Anti-Islanding)

เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดในขณะที่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าไม่มีไฟฟ้าให้ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า ภายใน 1 วินาที

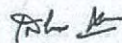
12.5 การเชื่อมต่อกลับคืนเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Response to utility recovery)

ภายหลังจากที่ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการปลดตัวเองออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า เนื่องจากเกิดไฟฟ้าดับหรือแรงดัน/ความถี่ไม่อยู่ในช่วงที่กำหนด เมื่อระบบโครงข่ายไฟฟ้ากลับเข้าสู่สภาวะปกติแล้วระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการจะต้องหน่วงเวลาการเชื่อมต่อกลับเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นเวลา 20 วินาที ถึง 5 นาที

12.6 การต่อลงดิน (Earthing), การป้องกันการลัดวงจร (Short circuit protection) และการตัดตอนและการปลดสับ (Isolation and switching) ให้เป็นไปตามมาตรฐาน IEC 60364-7-712

12.7 ผู้ขอใช้บริการจะต้องทำการทดสอบคอนเวอร์เตอร์ ตามรายละเอียดขั้นตอนและวิธีการทดสอบตามสิ่งแนบที่ 6

ประกาศ ณ วันที่ 12 กันยายน 2559



(นายเสริมสกุล คล้ายแก้ว)
ผู้ว่าการการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค



ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559

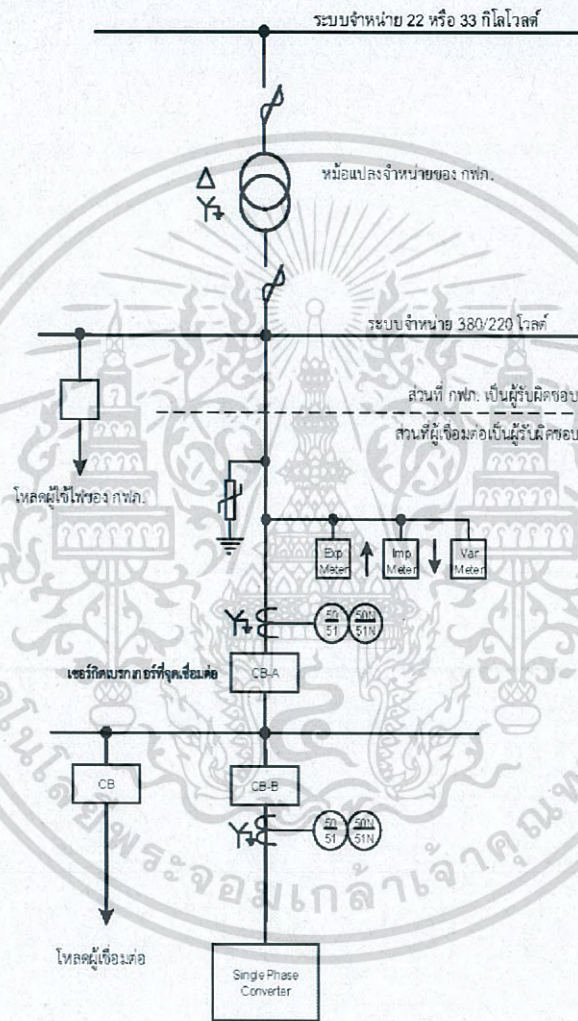
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

รูปแบบที่ 1. การเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าหรือผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีคอนเวอร์เตอร์แบบหนึ่งเฟส
เชื่อมต่อกับระบบ 220 โวลต์



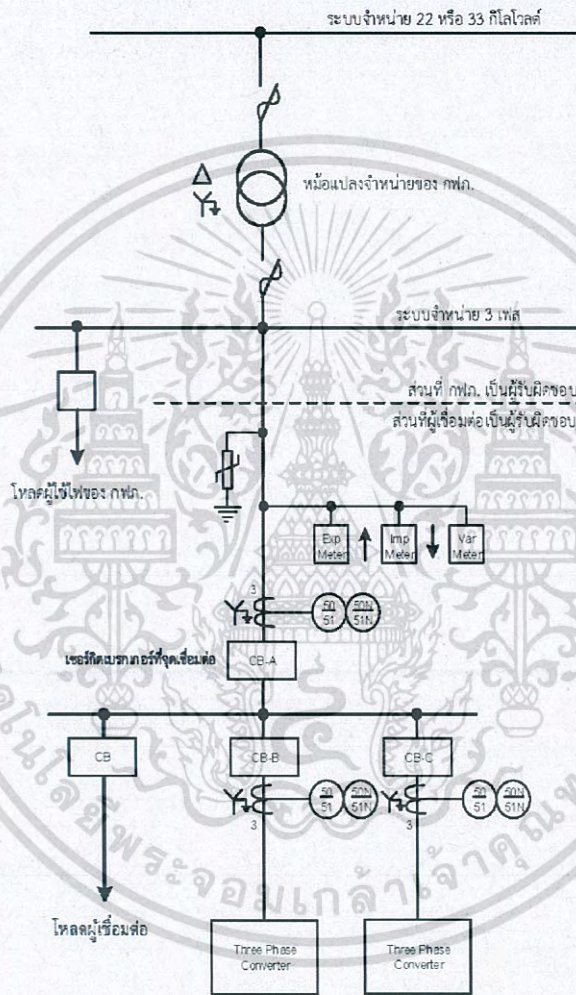
- 1) คอนเวอร์เตอร์จะต้องมีระบบป้องกันขั้นต่ำดังนี้
 - 1.1 การป้องกันแรงดันต่ำ/แรงดันเกิน (27/59)
 - 1.2 การป้องกันความถี่/ความถี่เกิน (81)
 - 1.3 ระบบการชิ่งโวลต์ (25)
 - 1.4 การป้องกันไม่ให้เกิดการจ่ายไฟแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Anti-islanding protection)
- 2) คอนเวอร์เตอร์จะต้องผ่านการทดสอบตามข้อกำหนดของ กฟภ.
- 3) กรณีเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้า ไม่ต้องติดตั้ง Export Meter



ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

รูปแบบที่ 2. การเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าหรือผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีคอนเวอร์เตอร์แบบสามเฟส
เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายแรงต่ำ 3 เฟส



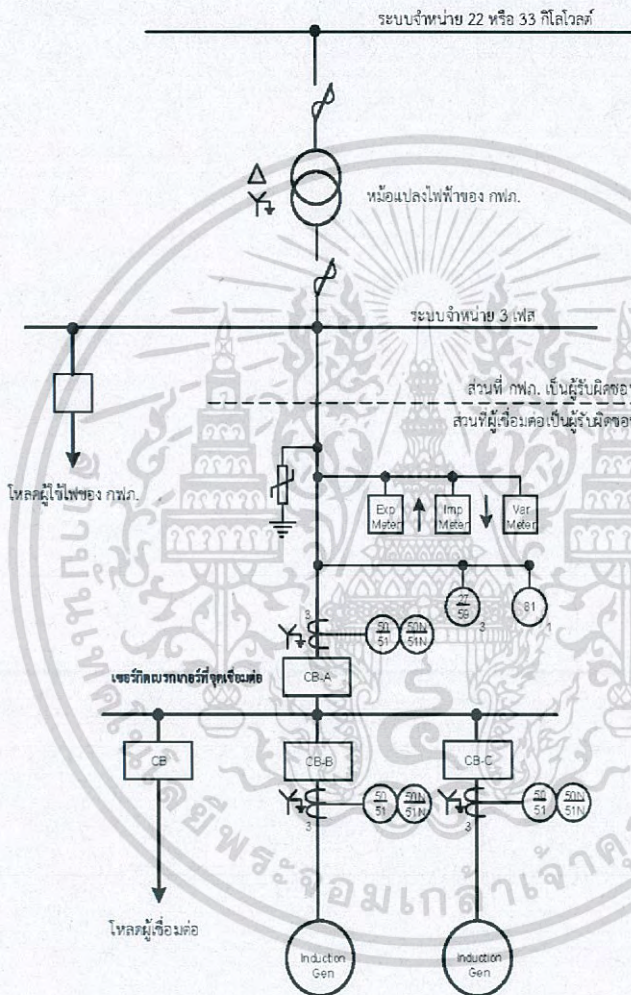
- 1) คอนเวอร์เตอร์จะต้องมีระบบป้องกันขั้นต่าดังนี้
 - 1.1 การป้องกันแรงดันต่ำ/แรงดันเกิน (27/59)
 - 1.2 การป้องกันความถี่ที่ต่ำ/ความถี่เกิน (81)
 - 1.3 ระบบการชิ่งโครโนซ์ (25)
 - 1.4 การป้องกันไม่ให้เกิดการจ่ายไฟแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Anti-islanding protection)
- 2) คอนเวอร์เตอร์จะต้องผ่านการทดสอบตามข้อกำหนดของ กฟผ.
- 3) กรณีเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้า ไม่ควรติดตั้ง Export Meter



ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

รูปแบบที่ 3. การเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าหรือผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบเหนี่ยวนำ
เชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย 3 เฟส



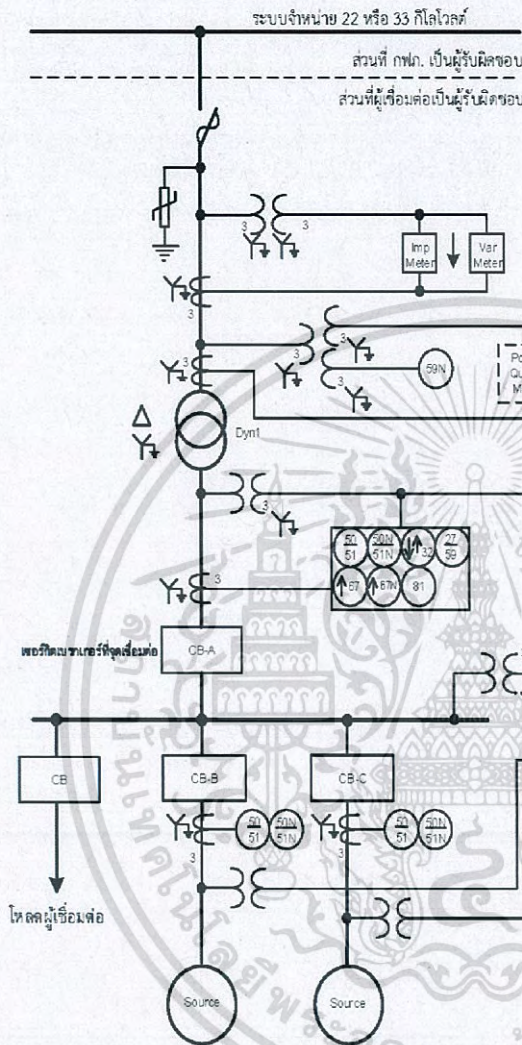
หมายเหตุ

- 1) การเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าเหนี่ยวนำจะต้องเป็นชนิดสามเฟสเท่านั้น
- 2) ถ้ามีการติดตั้งกับประจุให้ระบุขนาดและตำแหน่งของการติดตั้งแบบด้วย
- 3) การติดตั้งตัวกับประจุซึ่งมีโอกาสทำให้เกิดการกระตุ้นด้วยตนเอง (Self-exdted) จะพิจารณาระบบป้องกันเป็นราย ๆ ไป
- 4) กรณีเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้า ไม่ต้องติดตั้ง Export Meter

รหัสสัญลักษณ์	รายละเอียด	คำสั่ง
27/59	รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำ / รีเลย์ป้องกันแรงดันเกิน	สั่งทวีป CB-A
81	รีเลย์ป้องกันความถี่ต่ำ / รีเลย์ป้องกันความถี่เกิน	สั่งทวีป CB-A

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

รูปแบบที่ 4. การเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือคอนเวอร์เตอร์ ขนาดพิกัดรวมกันไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ เชื่อมต่อกับระบบ 22 หรือ 33 กิโลโวลต์



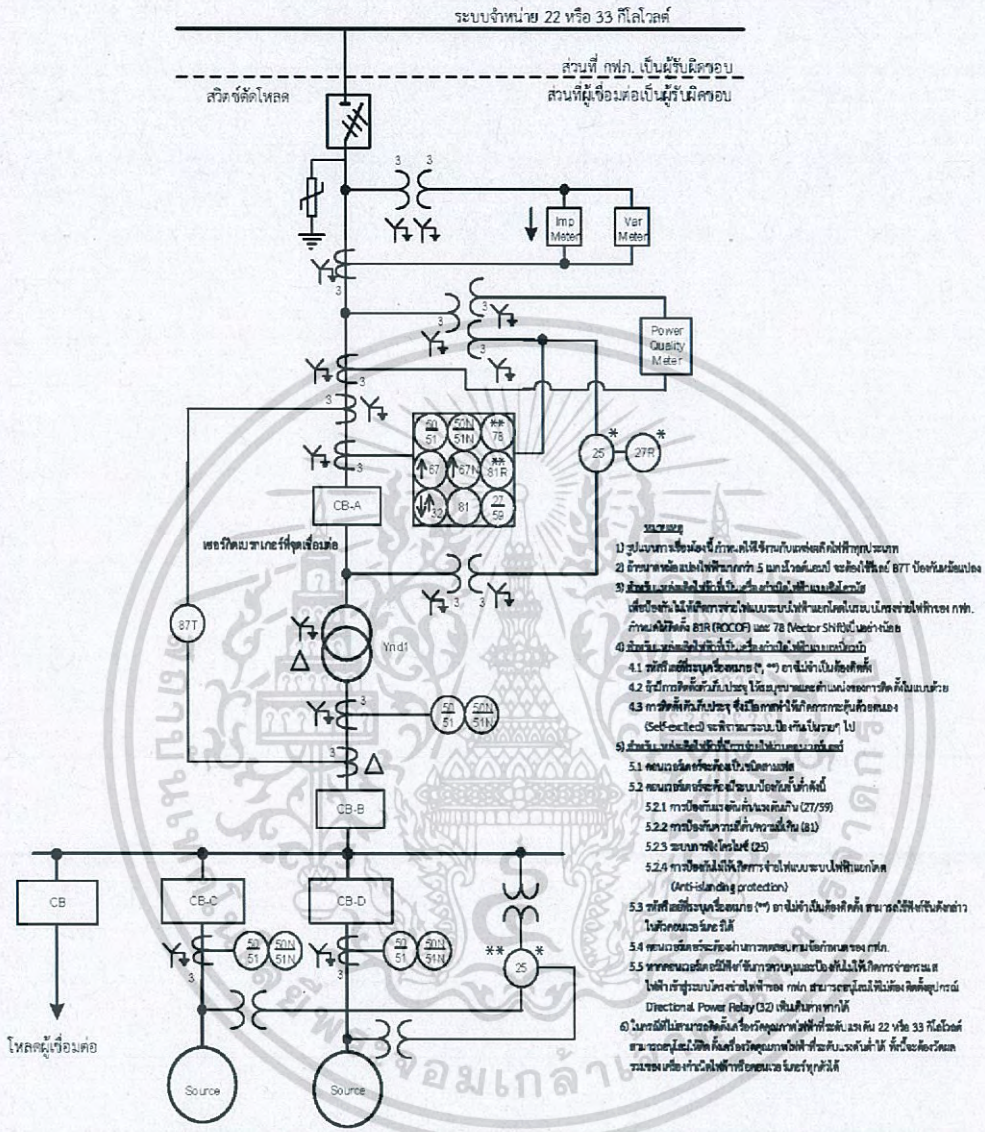
- หมายเหตุ**
- 1) รูปแบบการเชื่อมต่อนี้กำหนดใช้ร่วมกับชนิดลัดไฟฟ้าประเภท
 - 2) ส่วนที่ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้รับผิดชอบ
 - 2.1 ทรัพย์สินที่ระบุในวงเล็บ (*) อาจไม่จำเป็นต้องติดตั้ง
 - 2.2 กรณีการติดตั้งตัวประกอบระบุขนาดและค่าของอุปกรณ์ที่ใดในแบบ หรือ
 - 2.3 กรณีติดตั้งกับอุปกรณ์ที่มีค่าที่กำหนดไว้ให้ใช้การตามคู่มือของ (Self-escape) ของผู้ขายรวมไปถึงในรายการไป
 - 3) ส่วนที่ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้รับผิดชอบ
 - 3.1 คอนเวอร์เตอร์ต้องเป็นชนิดสามเฟส
 - 3.2 คอนเวอร์เตอร์ต้องมีระบบป้องกันดินฟ้า
 - 3.2.1 การป้องกันดินฟ้าต้องติดตั้ง (27/59)
 - 3.2.2 การป้องกันดินฟ้าต้องมีค่าเป็น (51)
 - 3.2.3 ระบบลัดไฟต้องติดตั้ง (25)
 - 3.2.4 การป้องกันไม่ให้เกิดการจ่ายไฟแบบระบบไฟฟ้าแยกตัว (Anti-Islanding protection)
 - 3.3 ทรัพย์สินที่ระบุในวงเล็บ (*) อาจไม่จำเป็นต้องติดตั้ง ส่วน การติดตั้งขึ้น กับการรับประกันของผู้เชื่อมต่อ
 - 3.4 คอนเวอร์เตอร์ต้องผ่านการทดสอบตามข้อกำหนดของ กฟผ.
 - 3.5 * หากพบข้อบกพร่องหรือความเสียหายกว่า 250 MW ให้ปิดตัวเครื่องทันที
 - 3.6 หากคอนเวอร์เตอร์มีฟังก์ชันการควบคุมและป้องกันไม่ให้เกิดการจ่ายกระแส ไฟฟ้าเข้าสู่ระบบประจําพื้นที่ของ กฟผ. สามารถเชื่อมโยงกับตัวควบคุม Directional Power Relay (D2) ตามที่กล่าวถึงในบทที่
 - 3.7 กรณีที่ใช้ระบบลัดไฟ Ground Over Voltage Relay (G50) ตามคู่มือ ให้ใช้ฟังก์ชัน Anti-Islanding ของคอนเวอร์เตอร์แทนได้
 - 4) ในกรณีที่ระบบการติดตั้งเกี่ยวข้องกับขนาดพิกัดที่ระบบจำหน่าย 22 หรือ 33 กิโลโวลต์ สามารถเชื่อมโยงกับชนิดลัดไฟที่ระบุในแบบที่ติดตั้งร่วมกับระบบจำหน่ายของ กฟผ. หรือผู้เชื่อมต่อ

รหัสรีเลย์	รายละเอียด	คำสั่ง
25	รีเลย์ชิ่งโครง โนซ์	ตรวจสอบการปิดวงจรของ CB-A, CB-B, CB-C
27/59	รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำ / รีเลย์ป้องกันแรงดันเกิน	สั่งหรีป CB-A
5Q/51 50N/51N	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินด้านฟลและกราวด์	สั่งหรีป CB-A, CB-B และ CB-C
59N	รีเลย์ป้องกันแรงดันเกินแบบแรงดันลํ้าดับศูนย์	สั่งหรีป CB-A
67/67N	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางด้านฟลและ กราวด์	สั่งหรีป CB-A
81	รีเลย์ป้องกันความถี่ต่ำ / รีเลย์ป้องกันความถี่เกิน	สั่งหรีป CB-A
27R	รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำเฉพาะหนึ่ง	ปิดกั้นการปิดวงจรของ CB-A
32	รีเลย์กำลังไฟฟ้าแบบมีทิศทาง	สั่งหรีป CB ที่ปลดแหล่งกำเนิดไฟฟ้า

ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับกรใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

รูปแบบที่ 5. การเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือคอนเวอร์เตอร์ ขนาดพิกัดรวมกันมากกว่า 1 เมกะวัตต์ เชื่อมต่อกับระบบ 22 หรือ 33 กิโลโวลต์



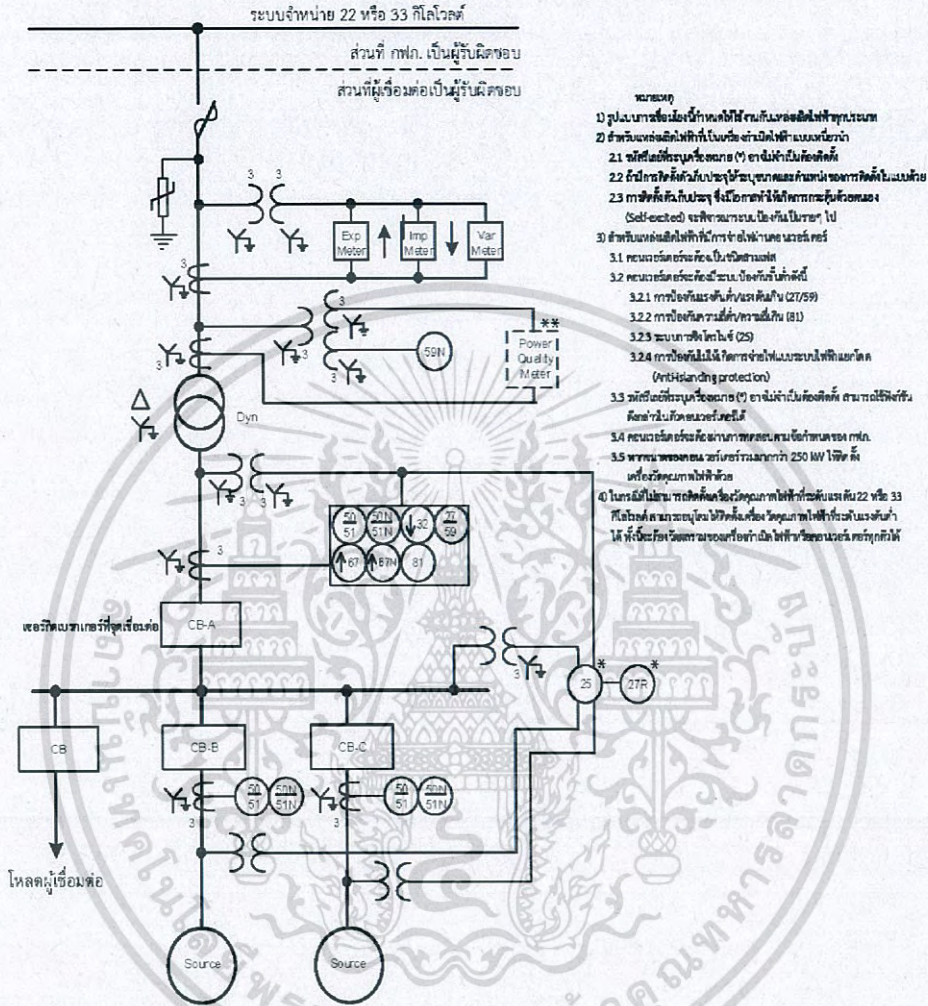
- หมายเหตุ**
- 1) รูปแผนการเชื่อมต่อใช้กำหนดให้ใช้ร่วมกับองค์ประกอบที่ระบุบนภาพ
 - 2) มีการขาดต่อสายไฟฟ้าขนาด 5 เมกะวัตต์ จะต้องใช้เบรก 87T บังคับให้มีแรงดัน
 - 3) ส่วนเชื่อมต่อกับผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นระบบแรงดัน 22/33 กิโลโวลต์
 - เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดการขาดไฟในระบบไฟฟ้าแรงดันในระบบจ่ายไฟฟ้าของ กฟ. กำหนดให้ใช้เบรก 87R (ROCOF) และ 78 Vector SHR ในตำแหน่ง
 - 4) ส่วนเชื่อมต่อกับผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นระบบแรงดัน 22/33 กิโลโวลต์
 - 4.1 ทิศที่ตั้งของเบรก 87R (*) อาจตั้งด้านใดก็ได้
 - 4.2 ใช้เบรกที่ติดตั้งกับเบรก 87R ในตำแหน่งตามตำแหน่งของเบรก 87T ในแบบด้วย
 - 4.3 ทิศที่ตั้งของเบรก 87R ซึ่งติดตั้งกับเบรก 87T ในตำแหน่งตามตำแหน่งของเบรก 87T ในแบบด้วย
 - 5) ส่วนเชื่อมต่อกับผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นระบบแรงดัน 22/33 กิโลโวลต์
 - 5.1 ส่วนเบรกที่ติดตั้งกับเบรก 87R
 - 5.2 ส่วนเบรกที่ติดตั้งกับเบรก 87R
 - 5.2.1 ทิศที่ตั้งของเบรก 87R (*) อาจตั้งด้านใดก็ได้
 - 5.2.2 ทิศที่ตั้งของเบรก 87R (*) อาจตั้งด้านใดก็ได้
 - 5.2.3 ส่วนเบรก 87R (25)
 - 5.2.4 ทิศที่ตั้งของเบรก 87R (*) อาจตั้งด้านใดก็ได้
 - (Anti-islanding protection)
 - 5.3 ทิศที่ตั้งของเบรก 87R (*) อาจตั้งด้านใดก็ได้ ตามที่ผู้ใช้งานกำหนด
 - 5.4 ส่วนเบรกที่ติดตั้งกับเบรก 87R
 - 5.5 ส่วนเบรกที่ติดตั้งกับเบรก 87R
 - ไฟฟ้าที่ส่งมอบไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าของ กฟ. สามารถใช้ติดตั้งเบรกที่ระบุบนภาพ Directional Power Relay (DPR) เป็นเบรกที่ติดตั้ง
 - 6) ในกรณีที่ไม่มีเบรกที่ติดตั้งกับผู้ใช้ไฟฟ้าขนาด 22 หรือ 33 กิโลโวลต์ สามารถใช้เบรกที่ติดตั้งกับผู้ใช้ไฟฟ้าขนาด 22 หรือ 33 กิโลโวลต์
 - รวมทั้งเบรกที่ติดตั้งกับผู้ใช้ไฟฟ้าขนาด 22 หรือ 33 กิโลโวลต์

รหัสเบรก	รายละเอียด	คำสั่ง
25	เบรกซีโรไนซ์	ตรวจสอบการปิดวงจรของ CB-A, CB-C, CB-D
27/59	เบรกป้องกันแรงดันต่ำ / เบรกป้องกันแรงดันเกิน	สั่งหีบ CB-A
50/51	เบรกป้องกันกระแสเกินด้านฟาส	สั่งหีบ CB-A
67	เบรกป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางด้านฟาส	สั่งหีบ CB-A
81	เบรกป้องกันความถี่ต่ำ / เบรกป้องกันความถี่เกิน	สั่งหีบ CB-A
27R	เบรกป้องกันแรงดันต่ำเฉพาะหนึ่ง	ปิดกั้นการปิดวงจรของ CB-A
87T	เบรกผลต่างสำหรับหม้อแปลง	สั่งหีบ CB-A และ CB-B
78 & 81R	เบรกป้องกันการจ่ายไฟแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด	สั่งหีบ CB-A
32	เบรกกำลังไฟฟ้าแบบมีทิศทาง	สั่งหีบ CB ที่ปลดแหล่งกำเนิดไฟฟ้า

ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น, อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

รูปแบบที่ 6. การเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือคอนเวอร์เตอร์
ขนาดพิกัดรวมกันไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ เชื่อมต่อกับระบบ 22 หรือ 33 กิโลโวลต์

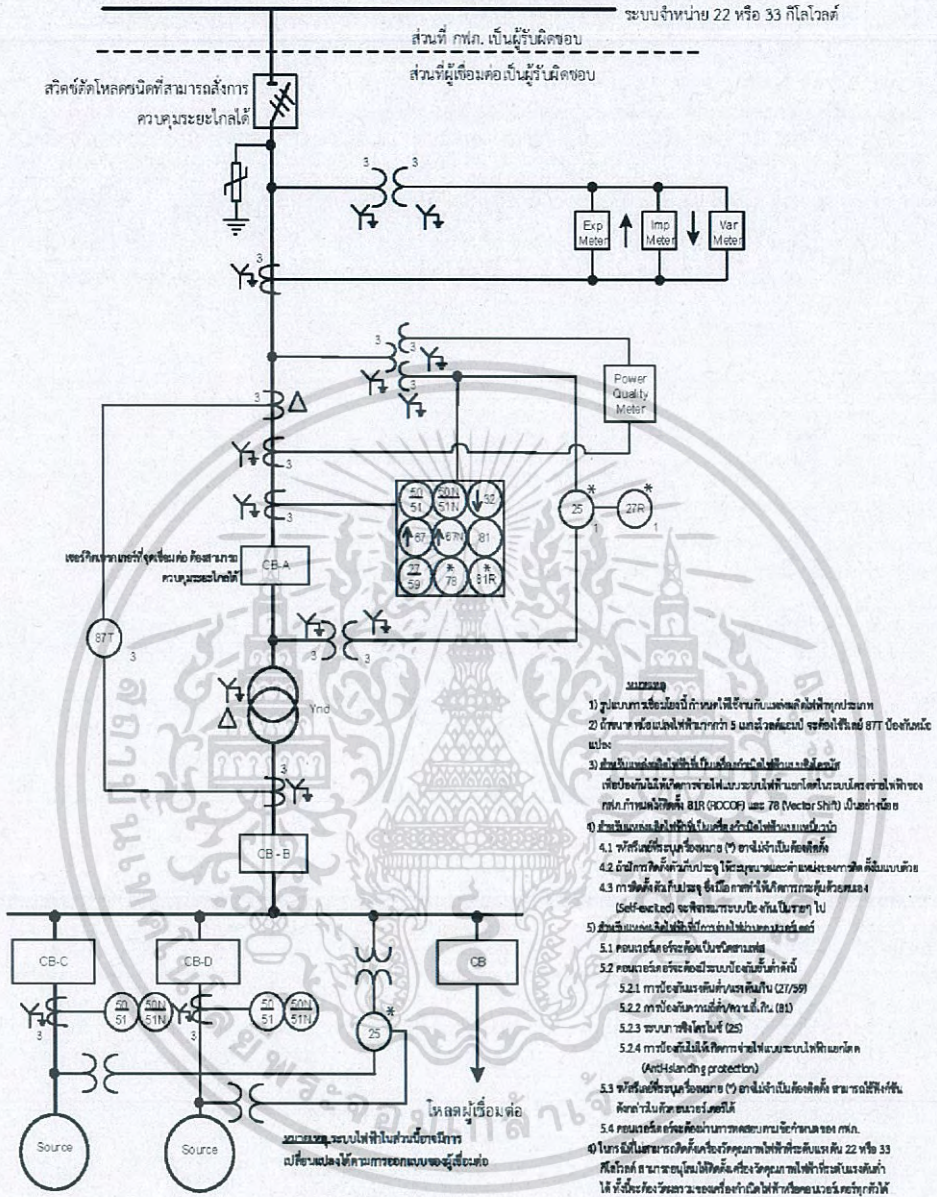


รหัสรีเลย์	รายละเอียด	คำสั่ง
25	รีเลย์ซีโครโนส	ตรวจสอบการบิดงของ CB-A, CB-B, CB-C
27/59	รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำ / รีเลย์ป้องกันแรงดันเกิน	สั่งทริป CB-A
50/51 50N/51N	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินด้านฟาสและกราวด์	สั่งทริป CB-A, CB-B และ CB-C
59N	รีเลย์ป้องกันแรงดันเกินแบบแรงดันลำดับศูนย์	สั่งทริป CB-A
67/67N	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางด้านฟาสและด้านกราวด์	สั่งทริป CB-A
81	รีเลย์ป้องกันความถี่ต่ำ / รีเลย์ป้องกันความถี่เกิน	สั่งทริป CB-A
27R	รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำขณะหนึ่ง	ปิดกั้นการบิดงของ CB-A
32	รีเลย์กำลังไฟฟ้าแบบมีทิศทาง	สั่งทริป CB-A

ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

**รูปแบบที่ 7. การเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือคอนเวอร์เตอร์
ขนาดพิกัดรวมกันมากกว่า 1 เมกะวัตต์ เชื่อมต่อกับระบบ 22 หรือ 33 กิโลโวลต์**

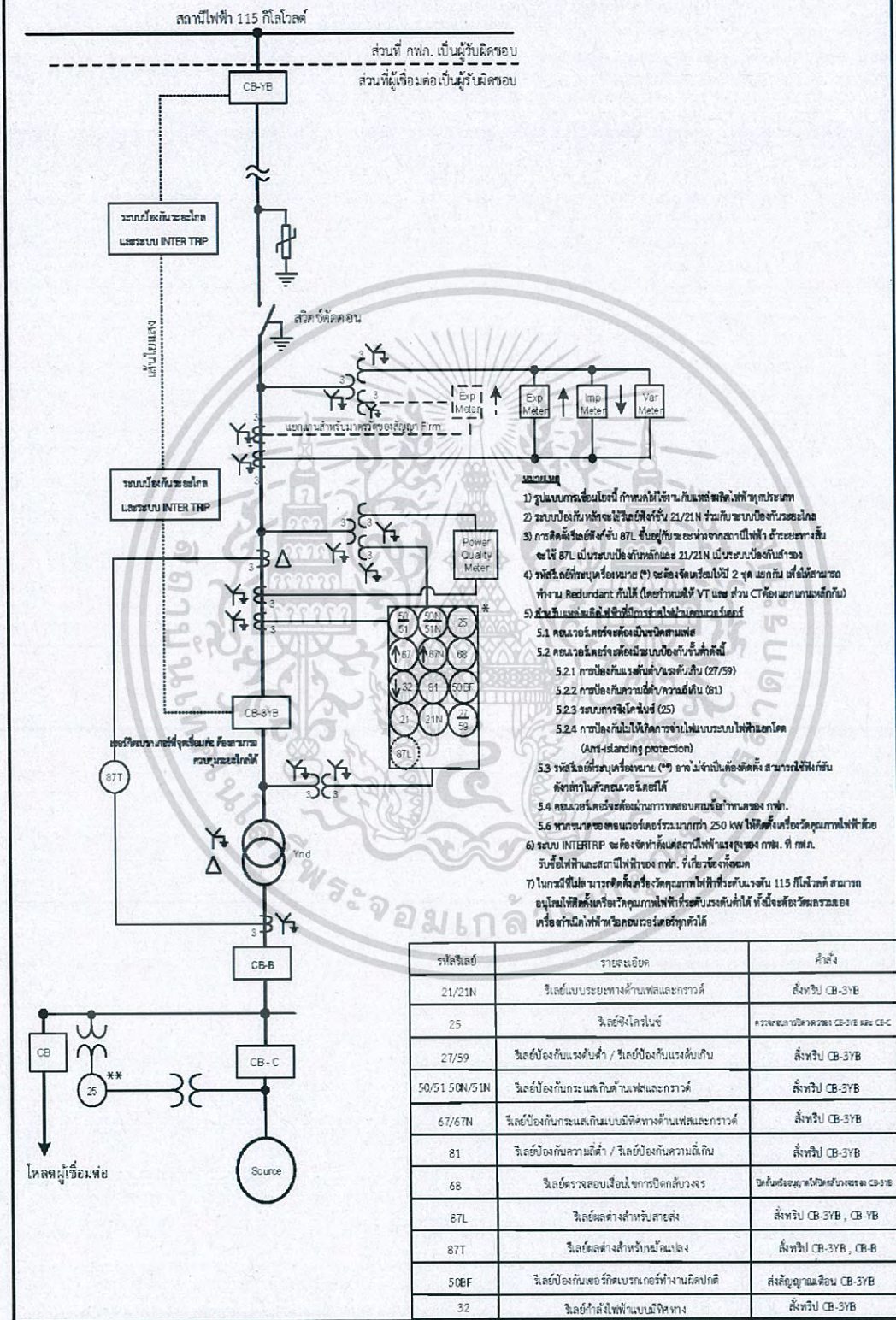


- หมายเหตุ**
- 1) รูปแบบการเชื่อมต่อนี้มีข้อกำหนดให้ใช้ร่วมกับแผนผังไฟฟ้าทุกประเภท
 - 2) ผู้คนอาจต้องแปลงไฟฟ้าที่มากกว่า 5 เมกะวัตต์ต่อแปลง จะต้องใช้สาย 87T บึงหม้อ 87 และ
 - 3) ผู้คนต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดด้านความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน
- เพื่อป้องกันมิให้เกิดการขัดข้องในระบบไฟฟ้าที่ขนาดใหญ่ในระบบการจ่ายไฟฟ้าของ กฟผ. กำหนดให้ใช้ดังนี้ 81R (DCCOB) และ 78 (Vector Shift) เป็นมาตรฐาน**
- 1) สำหรับผู้เชื่อมต่อให้ใช้ชนิดเป็นชนิดเดียวกันกับชนิดที่ระบุไว้
 - 4.1 พิกัดที่ระบุในวงเล็บหมายถึง (*) อาจไม่จำเป็นต่อชนิดที่
 - 4.2 ถ้ามีการใช้พิกัดประเภทอื่น ให้ระบุขนาดและค่าและจะกล่าวถึงเพิ่มเติม
 - 4.3 การติดตั้งที่คล้ายกันนี้ เมื่อกล่าวถึงให้พิจารณาตามผู้ควบคุมของ (Self-lead) จะพิจารณาตามใบแจ้งแจ้งในรายชื่อไป
 - 5) ผู้คนต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดด้านความปลอดภัย
- 5.1 คอนแทคต้องเป็นชนิดเป็นชนิด
 - 5.2 คอนแทคต้องเป็นชนิดเป็นชนิด
 - 5.2.1 การป้องกันแรงดันเกิน (27/59)
 - 5.2.2 การป้องกันแรงดันเกิน (81)
 - 5.2.3 ขนาดสายไฟ (25)
 - 5.2.4 การป้องกันมิให้เกิดการจ่ายไฟแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Anti-Islanding protection)
 - 5.3 พิกัดที่ระบุในวงเล็บ (*) อาจไม่จำเป็นต่อชนิดที่ ขาดของฟังก์ชันดังกล่าวในลักษณะอื่นก็ได้
 - 5.4 คอนแทคต้องเป็นชนิดการควบคุมกันจ่ายของ กฟผ.
- 4) ในกรณีไม่สามารถติดตั้งหรือควบคุมไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 22 หรือ 33 กิโลโวลต์ สามารถปฏิบัติตามข้อกำหนดที่กล่าวถึงในเอกสารนี้ได้ ซึ่งจะต้องพิจารณาของข้อกำหนดไฟฟ้าที่คอนเวอร์เตอร์ก็ได้

รหัสหรือเลข	รายละเอียด	คำสั่ง
25	รีเลย์ขึงโครงเนย์	ตรวจสอบการปิดของ CB-A, CB-C, CB-D
27/59	รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำ / รีเลย์ป้องกันแรงดันเกิน	สั่งหรือ CB-A
50/51 50N/51N	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินด้านฟาสและกราวด์	สั่งหรือ CB-A
67/67N	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางด้านฟาสและกราวด์	สั่งหรือ CB-A
81	รีเลย์ป้องกันความถี่ต่ำ / รีเลย์ป้องกันความถี่เกิน	สั่งหรือ CB-A
27R	รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำขณะหนึ่ง	ปิดกั้นการปิดวงจรของ CB-A
87T	รีเลย์ผลค้างสำหรับหม้อแปลง	สั่งหรือ CB-A และ CB-B
78 & 81R	รีเลย์ป้องกันการจ่ายไฟแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด	สั่งหรือ CB-A
32	รีเลย์กำลังไฟฟ้าแบบมีทิศทาง	สั่งหรือ CB-A

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

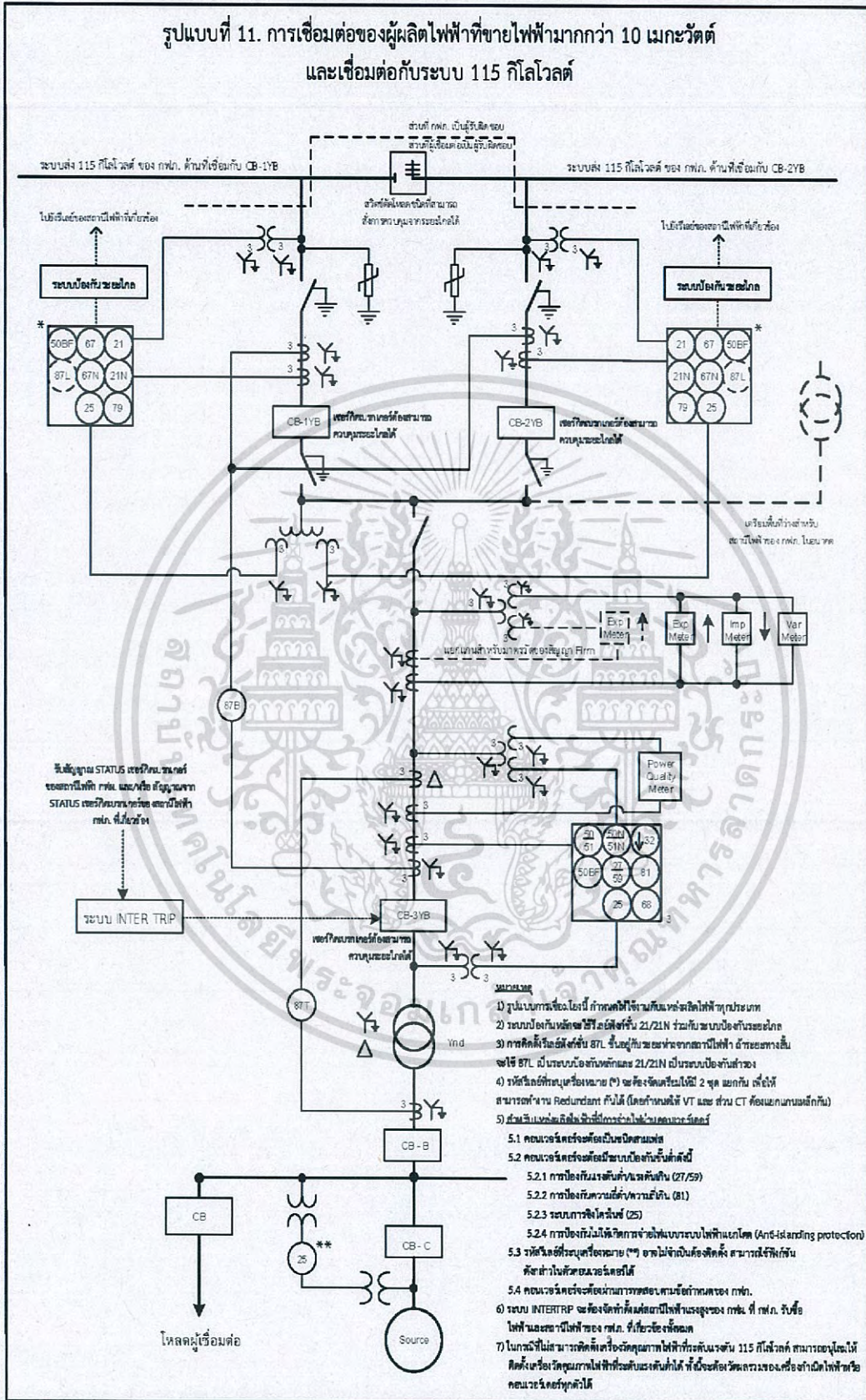
รูปแบบที่ 9. การเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบ 115 กิโลโวลต์ และจ่ายไฟเข้าสถานีไฟฟ้าของ กฟภ. โดยตรง



ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่สามารถแก้ไข หักส่วน อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

รูปแบบที่ 11. การเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าที่ขายไฟฟ้ามากกว่า 10 เมกะวัตต์ และเชื่อมต่อกับระบบ 115 กิโลโวลต์



ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2669

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

รูปแบบที่ 11. การเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าที่ขายไฟฟ้ามากกว่า 10 เมกะวัตต์ และเชื่อมต่อกับระบบ 115 กิโลโวลต์ ของ กฟภ. (ต่อ)

	รูปแสดงทางที่ขั้วบัส	ด้านที่เชื่อมโยงกับ CB-1YB			ด้านที่เชื่อมโยงกับ CB-2YB			ด้านที่เชื่อมโยงกับ CB-3YB				
		รูปแสดงระยะทางด้านเหนือรูปแสดงระยะทางด้านขวา	รูปแสดงระยะทางด้านบน	รูปแสดงระยะทางด้านล่าง	รูปแสดงระยะทางด้านเหนือ	รูปแสดงระยะทางด้านบน	รูปแสดงระยะทางด้านล่าง	รูปแสดงระยะทางด้านเหนือ	รูปแสดงระยะทางด้านบน	รูปแสดงระยะทางด้านล่าง	รูปแสดงระยะทางด้านบน	รูปแสดงระยะทางด้านล่าง
รหัสตัวอักษร	87B	21/21 N	67/67 N	50BF	21/21 N	67/67 N	50BF	81	27/59	50/51 50N/51N	87T	50BF
สัญญาณเตือนและแสดงผล	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
หน้าที่ของอุปกรณ์	CB-1YB	●	▲	○				○				○
	CB-2YB	●		○	▲	●	○					○
	CB-3YB	●		○			○	●	●	●	●	○
	CB-B										●	○

■ สัญญาณเตือนและแสดงผล

● ทริปและเปิดค้าง (Trip and lockout)

▲ ทริป และปิดกลับหรือเปิดค้าง (Breaker trip and reclose / lockout) ขึ้นอยู่กับรูปแบบระบบป้องกันของ กฟภ. ในแต่ละพื้นที่ โดย กฟภ. จะเป็นผู้พิจารณา

○ ทริป เมื่อ 50BF ส่งสัญญาณมาแจ้ง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



ภาคผนวก ค

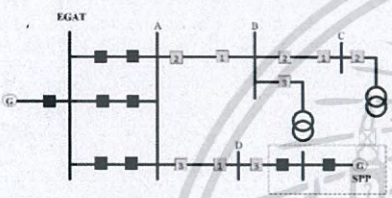
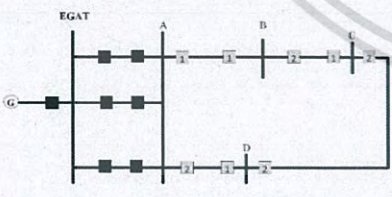
การกำหนดค่าการทำงานของรีเลย์ป้องกัน การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ค.1 Distance relay setting

รูปแบบ	Distance relay		
	Zone protection	Time	ทิศทาง
<p>1.</p>	Zone 1 = 85% ของ Z_{AB}	$T_d = 0 \text{ ms}$	Forward
	Zone 2 = 100% LL1 + 20% TR impedance	$T_d = 300 \text{ ms}$	Forward
	Zone 3 = 100% LL1 + 60% TR impedance	$T_d = 600 \text{ ms}$	Forward
	Zone 4 = 15% ของ Zone 1	$T_d = 600 \text{ ms}$	Reward
<p>2.</p>	Zone 1 = 85% ของ LL1	$T_d = 0 \text{ ms}$	Forward
	Zone 2 = 100% LL1 + 50% LL2 (สายส่งที่สั้นที่สุด)	$T_d = 300 \text{ ms}$	Forward
	Zone 3 = 100% LL1 + 120% LL2 (สายส่งที่ยาวที่สุด)	$T_d = 600 \text{ ms}$	Forward
	***Zone 3 = 100% LL1 + 100% LL2 + 25% LL3	กรณีนี้ Zone 3 ของสถานีไฟฟ้า A ถ้า Zone 3 ของสถานีไฟฟ้า B	
<p>3.</p>	Zone 1 = 85% ของ Z_{AD}	$T_d = 0 \text{ ms}$	Forward
	Zone 2 = 100% [$Z_{AB} + (1+I_2/I_1)Z_{BD}$] + 50% $(1+I_2/I_1)Z_{DE}$	$T_d = 300 \text{ ms}$	Forward
	Zone 3 = 100% [$Z_{AB} + (1+I_2/I_1)Z_{BD}$] + 120% $(1+I_2/I_1)Z_{DE}$	$T_d = 600 \text{ ms}$	Forward
	*** Zone 3 เหมือนรูปแบบที่ 2		
<p>4.</p>	Zone 1 = 85% ของ LL1	$T_d = 0 \text{ ms}$	Forward
	Zone 2 = 100% $Z_{AB} + 50\%(1+I_2/I_1)Z_{BD}$	$T_d = 300 \text{ ms}$	Forward
	Zone 3 = 100% LL1 + 60% TR impedance	$T_d = 600 \text{ ms}$	Forward
	***Zone 3 เหมือนรูปแบบที่ 3		
<p>5.</p>	Zone 1 = 85% LL1	$T_d = 0 \text{ ms}$	Forward
	Zone 2 = 120% LL1	$T_d = 300 \text{ ms}$	Forward
	Zone 3 = 150% LL1	$T_d = 600 \text{ ms}$	Forward
	Zone 4 = 15% ของ Zone 1	$T_d = 600 \text{ ms}$	Reverse

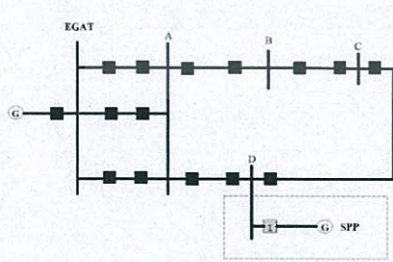
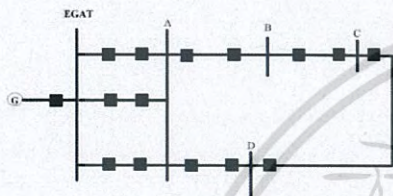
ตารางที่ ค.2 Directional overcurrent relay setting

รูปแบบ	Distance relay		
	Zone protection	Time	ทิศทาง
1. กรณีรูปแบบการจ่ายไฟแบบ Radial 	A2.A3		** สายส่งแบบ 2x400 mm ² Ip = 1,800 A, Ig = 540 A **สายส่งแบบ 1x400 mm ² Ip = 900 A, Ig = 270 A
	- Phase pick up = 1,800 A, 900 A	Td = 700 ms	
	- Ground pick up = 540 A, 270 A	Td = 700 ms	
	B1.D1		
	Block function		
	B2.D2		**For CT 1,200 A, Set Ip = 1,440 A
- Phase pick up = 1,800 A, 900 A	Td = 400 ms		
- Ground pick up = 540 A, 270 A	Td = 400 ms		
2. กรณีรูปแบบการจ่ายไฟแบบ Close loop 	Non-teleprotection		**สำหรับตำแหน่ง A1, A2 จะตั้งการทำงานไว้ 2 Element คือ (Tele + Nontele)
	เหมือนรูปแบบที่ 1		
	Teleprotection		สำหรับรูปแบบ Nonteleprotection
	สำหรับทุกตำแหน่งใน Close-loop		
	- Phase pick up = 1,800 A	Td = 400 ms	Phase pick up = 1,800 A, Td = 700 ms
	- Ground pick up = 540 A	Td = 400 ms	Ground pick up = 540 A, Td = 700 ms

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

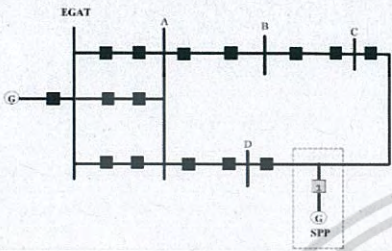
ตารางที่ ค.2 Directional overcurrent relay setting (ต่อ)

รูปแบบ	Distance relay		
	Zone protection	Time	ทิศทาง
3. กรณีรูปแบบการจ่ายไฟออกไปนอกรวง Close loop	D substation	ต้องโคออดิเนท กับสถานีไฟฟ้าต้น ทางด้วยเวลาไม่ น้อยกว่า 200 ms	*** ถ้าสถานีไฟฟ้า E เป็นแบบ Delta-wye ตำแหน่ง D1 ใช้รูปแบบระบบป้องกันแบบ Non directional OC (50/51N)
	D1 to E substation		*** ถ้าสถานีไฟฟ้า E เป็นแบบ Wye-wye ตำแหน่ง D1 ใช้รูปแบบระบบป้องกันแบบ Directional OC (67/67N)
4. กรณี SPP เชื่อมโยงเข้าสถานีไฟฟ้า	SPP Substation		ตำแหน่ง D1 แบบ Non teleproteccion จ่ายไป SPP (ใช้แบบ Non directional OC (50/51N))
	- Phase pick up = 150% ของปริมาณโหลดที่อยู่ในวงจร	Td = 400 ms	
	- Ground pick up = 30% ของ Phase pick up	Td = 400 ms	
	ตำแหน่ง SPP จ่ายไปสถานีไฟฟ้า D (ใช้แบบ Directional OC (67/67N))		
	- Phase pick up = 150% ของสัญญาณชี้ขยาย	Td = 400 ms	
- Ground pick up = 30% ของ Phase pick up	Td = 400 ms		



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่ สงวนลิขสิทธิ์ สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปเผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาต
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ค.2 Directional overcurrent relay setting (ต่อ)

รูปแบบ	Distance relay		
	Zone protection	Time	ทิศทาง
5. กรณี SPP เชื่อมโยงแบบ Tap line ในระบบสายส่ง	SPP Substation tap on network		
	ตำแหน่ง SPP แบบ Non teleprotection (ใช้แบบ Non directional OC (50/51N))		
	- Phase pick up = 150% ของสัญญาณซื้อขาย	Td = 0 ms	
	- Ground pick up = 30% ของ Phase pick up	Td = 0 ms	
<p>*** กรณีสถานีไฟฟ้าเป็นแบบ Wye-wye จะตั้งค่า Ground pick up เท่ากับ Phase pick up และจะต้องโคอดิเนตกับสถานีไฟฟ้าต้นทาง</p> <p>** ทิศทางของ 67/67N ตั้งค่าแบบ Forward เท่านั้น โดยมุมการทำงานของ Phase เท่ากับ 30 องศา และ Ground เท่ากับ -60 องศา</p> <p>* In directional ground protection, U0 should be greater than 10 % of Un or voltage during the fault is less than 80% of Un</p>			

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ค.3 Overcurrent protection (Delta-wye)

Overcurrent protection (Delta-wye)					
Protection	Function	Pick up	Curve	TMS	CT requirement
<u>High side</u>	Phase time OC	150% of power transformer rating current	SI	1.5 second at max. 3 Phase fault current at MV bus	
	Phase Inst OC	120% of max 3 phase fault current at MV bus	DT	0.2 second	
	Ground time OC	10% of I_n	SI	0.1 second	
	Ground Inst OC	Block	-		
<u>Ground back up</u>	Ground time OC	35% of power transformer rating current	SI	1.5 second at max SLG fault current at MV bus	เลือก CT ratio ประมาณ 150% ของ Transformer rating current และ
<u>Incoming</u> (Arc protection set the pick up equal to incoming)	Phase time OC	125% of power transformer rating current	SI	Grading margin between downstream relay and upstream relay is 0.4 s	Maximum fault current น้อยกว่า 20 เท่าของ CT ratio
	Phase Ins. OC	Block	-		
	Ground time OC	30% of power transformer rating current	SI	Grading margin between downstream relay and upstream relay is 0.4 s	
	Ground Ins. OC	Block	-		

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ค.3 Overcurrent protection (Delta-wye) (ต่อ)

Overcurrent protection (Delta-wye)					
Protection	Function	Pick up	Curve	TMS	CT requirement
<u>Bus section</u>	Phase time OC	100% of power transformer rating current (Minimum TR)	SI	Grading margin between downstream relay and upstream relay is 0.4 s	เลือก CT ratio ประมาณ 150% ของ Transformer rating current และ Maximum fault current น้อยกว่า 20 เท่าของ CT ratio
	Phase Ins. OC	Block	-		
	Ground time OC	25% of power transformer rating current	SI	Grading margin between downstream relay and upstream relay is 0.4 s	
	Ground Ins. OC	Block	-		
<u>Outgoing</u>	Phase time OC	120% of power cable rating current ($500 A_{\text{primary}}$)	VI	Grading margin between downstream relay and upstream relay is 0.4 s and	
	Phase Ins. OC	90% of max 3 phase fault current at MV bus	DT	Coordination with recloser (Ph = 340, 116 Gr = 100, 165)	
	Ground time OC	30% of phase pick up current setting ($150 A_{\text{primary}}$)	VI		
	Ground Ins. OC	90% of max SLG fault current at MV bus	DT		

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ค.3 Overcurrent protection (Delta-wye) (ต่อ)

Overcurrent protection (Delta-wye)					
Protection	Function	Pick up	Curve	TMS	CT requirement
<u>Capacitor</u>	Phase time OC	130% of capacitor rating current	SI	Grading margin between downstream relay and upstream relay is 0.4 s	
	Phase Ins. OC	50% of max 3 phase fault current at MV bus	DT	0 second	
	Ground time OC	25% of capacitor rating current	VI		
	Ground Ins. OC	50% of max SLG fault current at MV bus	DT	0 second	
<u>CBE</u>	Phase	$I_p < \text{Phase pick up current}$		115 kV 200 ms for P14xuse I < only	
	Ground	$I_g \leq \text{Ground pick up current}$		22 kV 200 ms for P14xuse I < only	
<u>Auto reclose</u>	2 short, Dead time 0.5 s, 15 s, Reclaim time = 50 s, Ins = block				
<u>OC Block</u>	120% of power transformer rated				
<u>OLTC</u>					

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ค.4 Overcurrent protection (Wye-wye)

Overcurrent protection (Wye-wye)					
Protection	Function	Pick up	Curve	TMS	CT requirement
<u>High side</u>	Phase time OC	150% of power transformer rating current	SI	1.5 second at max. 3 Phase fault current at MV bus	
	Phase Inst OC	120% of max 3 phase fault current at MV bus	DT	0.2 second	
	Ground time OC	35% of power transformer rating current	SI	1.5 second at max SLG fault current at MV bus	
	Ground Inst OC	Block	-		
<u>Ground back up</u>	Ground time OC	35% of power transformer rating current	SI	1.5 second at max SLG fault current at MV bus	เลือก CT ratio ประมาณ 150% ของ Transformer rating current และ Maximum fault current น้อยกว่า 20 เท่าของ CT ratio
<u>Incoming</u> (Arc protection set the pick up equal to incoming)	Phase time OC	125% of power transformer rating current	SI	Grading margin between downstream relay and upstream relay is 0.4 s	
	Phase Ins. OC	Block	-		
	Ground time OC	30% of power transformer rating current	SI	Grading margin between downstream relay and upstream relay is 0.4 s	
	Ground Ins. OC	Block	-		

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ค.4 Overcurrent protection (Wye-wye) (ต่อ)

Overcurrent protection (Wye-wye)					
Protection	Function	Pick up	Curve	TMS	CT requirement
<u>Bus section</u>	Phase time OC	100% of power transformer rating current (Minimum TR)	SI	Grading margin between downstream relay and upstream relay is 0.4 s	เลือก CT ratio ประมาณ 150% ของ Transformer rating current และ Maximum fault current น้อยกว่า 20 เท่าของ CT ratio
	Phase Ins. OC	Block	-		
	Ground time OC	25% of power transformer rating current	SI	Grading margin between downstream relay and upstream relay is 0.4 s	
	Ground Ins. OC	Block	-		
<u>Outgoing</u>	Phase time OC	120% of power cable rating current (500 A _{primary})	VI	Grading margin between downstream relay and upstream relay is 0.4 s and	
	Phase Ins. OC	90% of max 3 phase fault current at MV bus	DT	Coordination with recloser (Ph = 340, 116 Gr = 100, 165)	
	Ground time OC	30% of phase pick up current setting (150 A _{primary})	VI		
	Ground Ins. OC	90% of max SLG fault current at MV bus	DT		

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ค.4 Overcurrent protection (Wye-wye) (ต่อ)

Overcurrent protection (Wye-wye)					
Protection	Function	Pick up	Curve	TMS	CT requirement
Capacitor	Phase time OC	130% of capacitor rating current	SI	Grading margin between downstream relay and upstream relay is 0.4 s	
	Phase Ins. OC	50% of max 3 phase fault current at MV bus	DT	0 second	
	Ground time OC	25% of capacitor rating current	VI		
	Ground Ins. OC	50% of max SLG fault current at MV bus	DT	0 second	
CBF	Phase	$I_p <$ Phase pick up current		115 kV 200 ms for P14xuse I < only	
	Ground	$I_g \leq$ Ground pick up current		22 kV 200 ms for P14xuse I < only	
Auto reclose	2 short, Dead time 0.5 s, 15 s, Reclaim time = 50 s, Ins = block				
OC Block	120% of power transformer rated.				
OLTC					

ตารางที่ ค.5 Voltage protection

VT Primary	115,000 V or 22,000 V Set: V_p-n				
VT Secondary	115 V or 110 V				
Function	Setting	Operating time	Curve	Remark	
V <	80% U_n	5 Second	DMT Hysteresis 1.02%	Trip capacitor only	
V <<	70% U_n	1 Second	DMT Hysteresis 1.02%		
V >	110% U_n	5 Second	DMT Hysteresis 0.98%		
V >>	120% U_n	1 Second	DMT Hysteresis 0.98%		
3V0	30% U_n	5 Second	DMT for AC Withstand		

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ ค.6 Frequency protection

Function	Setting	Operating time	Curve	Remark
f < 1	49 Hz	0.15 Second	DMT	
f < 2	48.8 Hz	0.15 Second	DMT	
f < 3	48.6 Hz	0.15 Second	DMT	
f < 4	48.3 Hz	0.15 Second	DMT	
f < 5	47.9 Hz	0.15 Second	DMT	
U < Block	80% Un			Under voltage block all phase

ตารางที่ ค.7 Synchronizing protection

Function	Setting
Ang diff	25°
Freq diff	200 mHz
V diff	20% Vn
Sync timer	0 S
Sync window	5 S
Hot threshold	80%
Dead threshold	30%
V <	80%

ตารางที่ ค.8 Capacitor bank protection

Function	Setting		
Cos	1		
C/K	0 For CT 1,800/1 Three phase network		
	0 For CT 1,500/1 $c/k = 0.67 \times \frac{Q_{step} \times 1,000}{\sqrt{3} \times V_{nom} \times CT \text{ ratio}}$		
Td on	10 Min		
Td off	30 Sec		
T reset	30 Sec		
Sequence	1:1:1		
Cap unbalance current	Alarm stage	I = 70% ของกระแส Unbalance เมื่อ Capacitor เสีย 1 Unit	Td = 2 Sec
	Trip stage	I = 70% ของกระแส Unbalance เมื่อ Capacitor เสีย 2 Unit	Td = 1 Sec

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานในเพียงครั้งเดียวเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Transformer protection

Max Power transformer capacity (MVA)	50 MVA
Vector group	Dyn1
Percentage impedance at Pu	10%
Frequency	50 Hz
% Tapping	$\pm 8 \times 1.25$
High side voltage (kV)	115 kV
Low side voltage (kV)	22 kV
High side CT primary	300 A
High side CT secondary	1 A
High side CT ratio CTR_{HV}	300
Low side CT primary	1,800 A
Low side CT secondary	1 A
Low side CT ratio CTR_{LV}	1,800

ตารางที่ ค.9 Transformer protection

Schneider	SEL
87T	87T
$I_d > 0.3$	O87P 0.3
$I_d \gg 0$	SLP1 30
$I_d \gg 30$	SLP2 70
$2f_0$ BLK 10%	W1CT Y CT connect wye at 115 kV
$5f_0$ BLK 35%	W2CT Y CT connect wye at 22 kV
m1 30%	CTR1 300 CT ratio HV
m2 70%	CTR2 1,800 CT ratio LV
2 nd turning point 4	ICOM Y Choose to define CT compensation
lo_filter_HV N	W1CTC 0 12 O clock (ABC rotation)
lo_filter_LV Y	W2CTC 1 1 O clock (ABC rotation)
87REF	VWDG1 115 Line to line voltage 115 kV
$I_s = 0.2I_{ref}$	VWDG2 22 Line to line voltage 22 kV
$I_d \gg = 10I_{ref}$	IRS1 4 End of slope 1
	2 nd Harmonic blocking 10
	5 th Harmonic blocking 35

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



Intelligent Networks and Systems Society

Acceptance Letter

International Journal of Intelligent Engineering and Systems (IJIES)

Dear Naradon Chotiwanaporn,

Manuscript Title:

A case study on Thailand's new teleprotection regulation: Direct Transfer Trip; design and implementation at a 163 MW distributed generation

Author(s): Naradon Chotiwanaporn, Chow Chompoo-inwai

Thank you for submitting your paper to the International Journal of Intelligent Engineering and Systems (IJIES). Based on double blind review process, we are pleased to inform you that our Review Committee has accepted your paper.

The paper will be included in the IJIES, which will be published with ISSN (ISSN: 2185-3118) in online on the website (<http://www.inass.org/publications.html>).

We are looking forward to your further contribution to our journal.

Kind regards

Prof. Dr. Kei EGUCHI
Editor-in-Chief, International Journal of Intelligent Engineering and Systems

Department of Information Electronics
Fukuoka Institute of Technology

E-mail: ijies@inass.org

Kei Eguchi
江口 啓

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



A case study on Thailand's new teleprotection regulation: Direct Transfer Trip; design and implementation at a 163 MW distributed generation

Naradon Chotiwanaporn Chow Chompoo-inwai*

*Electrical engineering Department, Faculty of Engineering,
 King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang (KMUTL), Bangkok, THAILAND
 * Corresponding author's Email: chompoo@gmail.com*

Abstract: This research paper mainly presents a very unique case study of one interesting 113 MW gas-turbine power plant located in Thailand's eastern area. This power plant is currently selling the electricity to Thailand's Provincial Electricity Authority (PEA) via PEA 115 kV closed-loop substations. The existing protection scheme that has long been used in this power plant is quite simple and old-fashioned. Since this power plant wants to increase its revenue by adding up another 50 MW of its generation, it is mandatory to reengineering the existing power system protection to meet PEA's new teleprotection regulation called direct transfer trip (DTT) capability. This paper thoroughly elaborates the conceptual design, logic configurations, implementations and commissioning test results for the newly-proposed teleprotection scheme on this particular power plant. What we have learned from this interesting case study would be a very good guideline for applying similar concepts in other similar circumstances.

Keywords: Direct Transfer Trip (DTT), Mirrored Bits[®] protocol, Teleprotection, IEC-61850, DG islanding mode

1. INTRODUCTION

In Thailand, three state utilities are responsible for the overall country's electrical power system namely EGAT (the Electricity generating authority of Thailand), MEA (the Metropolitan electricity), and PEA (the Provincial electricity authority). EGAT is mainly responsible for generations and transmissions systems. MEA is responsible for the metropolitan area's distribution system. And PEA is responsible for the rest of the country's distribution systems.

According to Thailand Power Development Plan (PDP 2012-2915), governed by the Ministry of Energy, Thai government plans to have better security in electrical power policy by purchasing more electrical power from various private sectors i.e., Independent power producers (IPPs), Small power producers (SPPs) and Very small power producers (VSPPs) to enhance the stability and reliability of Thailand's electrical power system [1]. EGAT is responsible for purchasing electrical power

from IPPs and SPPs, while PEA is responsible for purchasing electrical power from IPPs, SPPs and VSPPs, whereas MEA is responsible for purchasing electrical power from VSPPs only. Each utility has its own requirements and regulations about the electricity purchasing policy. Almost all private sectors who own the power purchase agreement (PPA) in Thailand are able to connect to only one utility. IPPs or SPPs power plant can choose to connect and sell the electricity to either EGAT or PEA. Such an SPP must always update its systems to comply with certain grid requirements and regulations. Since a selected power plant to be a case study in this paper is in the scale of SPP and is located in the eastern region of Thailand; therefore, it must follow the rules in the PEA territory.

There are two main protection schemes required for SPP/IPP contractors in PEA's new regulation for interconnection to PEA grid network (officially announced and applied in early 2016). One is to have at least the simplest teleprotection direct transfer trip (DTT) capability. And another is the

Received: April 1, 2017

2

ability to link up with PEA's supervisory control and data acquisition system (PEA's SCADA). Both of the DTT and SCADA systems communication must be done via PEA's fibre optics cable network.

The DTT compatibility concept required by PEA has immediate impacts on all of the newly-installed VSPPs/SPPs/TPPs with commercial operation date (COD) after PEA's announcement. For other PPA holders, it is required to comply by the new DTT rules before the end of 2018. The relaxed time period for the SCADA link up compatibility, on the other hand, has been extended to the year of 2020; since the PEA's SCADA system is now under the renovation process to be compatible with the new IEC-61850 standard. It should be noted here that, currently, PEA's SCADA system operates under the DNP3 protocol.

This paper will be focusing on a very interesting case study of a selected gas-turbine SPP power plant namely LAMCHABANG POWER PLANT (LPP). This LPP has been selling electricity to the grid via PEA transmission network with a power production capacity of 113 MW since year 1999. A very simple protection set of relays: distance (21), differential (87) and directional overcurrent (67) were installed since day one. An issue now starts when LPP wants to increase its revenues by adding up another 50 MW of generation units to the existing power plant. It is now required by PEA to meet its newly-announced teleprotection regulations at least for the DTT concept. The power system protection scheme for the entire 163 MW at LPP must be reengineered and updated. This paper is a brief summary of what needs to be done throughout the process from day one, including the background study, the design, the implementation and finally the system commission. The newly-proposed DTT techniques with Mirrored Bits® protocol mentioned in this paper is now in operation at the LPP power plant for couple months. It took about 90 days of working to complete the entire process from scratch to the real operation.

The organization of this paper will be as follows: section 1 is an introduction; section 2 describes the background scenario of LPP power plant and its existing protection systems and devices; section 3 thoroughly elaborates the newly-proposed DTT technique with Mirrored Bits® protocol to be used which includes DTT configurations and the logic diagram; section 4 presents the commissioning test results of the newly-reengineering teleprotection scheme in many aspects, including presents some photos of the real installation; the last section is all about conclusion and potential of this research.

2. EXISTING NETWORK PROTECTION SCHEME

LAMCHABANG POWER PLANT (LPP) is connected to PEA's 115 kV closed-loop substations called PEA-APB-LCA-LPB loop (PEA-AOWPA12-LAMCHABANG1-LAMCHABANG2). The power system network diagram of LPP is shown in Fig. 1. The direct connection terminal between LPP and PEA loop is at LCA, see also Fig. 1. LPP originally has only one main unit of generation (LPP1) with the capacity of 113 MW. LPP now wants to increase the production capacity to 163 MW (additional 50 MW under the name LPP2). Both of the generation units: LPP1 and LPP2 will be combined and re-called as LPP. Overall generating system now consists of two main units and six sub-generators with a total capacity of 163 MW (G1-G6), see Fig.1.

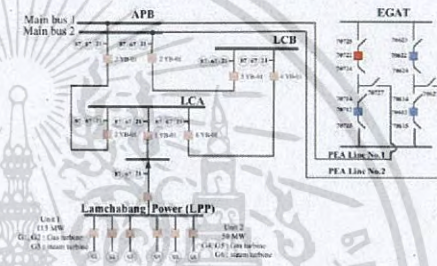


Figure.1 Existing LPP power system network diagram

The current protection scheme used before expanding capacity relies on three simple protective relays i.e., distance relay (21), directional relay (67) and differential relay (87) without any teleprotection scheme, see also Fig. 1.

Fig. 2 presents the detailed connection in PEA-APB substation. At APB, there is only one incoming line from EGAT via PEA 115 kV overhead redundant lines with the choices of selected either PEA Bus No.1 or PEA Bus No.2. There are four outgoing lines at this substation: Outgoing No.1 (to load via 1YB-01, normally close), No.2 (to LPB via 2YB-01 which normally open as spare), No.3 (to LPA via 3YB-01, normally close) and No.4 (to load via 4YB-01, normally close), respectively. It should be noted here that, the red line colour scheme in this paper represents the GCB or LINE status as normally close and the black line represents vice versa.

Received: April 1, 2017

3

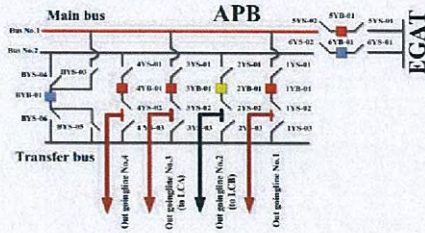


Figure.2 Network diagram of PEA-APB substation

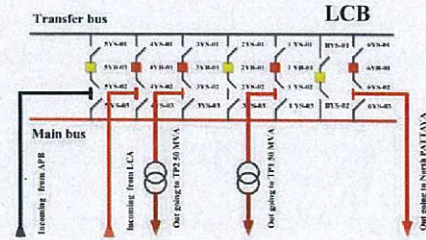


Figure.4 Network diagram of PEA-LCB substation

Fig. 3 below shows the detailed connection in PEA-LCA substation. At LCA, there are two 115 kV incoming lines from PEA-APB (via 2YB-01, normally close) and IPP-LCP (via 1YB-01, normally close). There are four outgoings: No.1 (to load via 4YB-01, normally close), No.2 (to LPB via 6YB-01, normally close), No.3 (to TP1 via 3YB-01, normally close) and No.4 (to TP2 via 5YB-01, normally close), respectively. The reserved and transfer GCB BYB-01 shown here will be in operation for the maintenance purpose only.

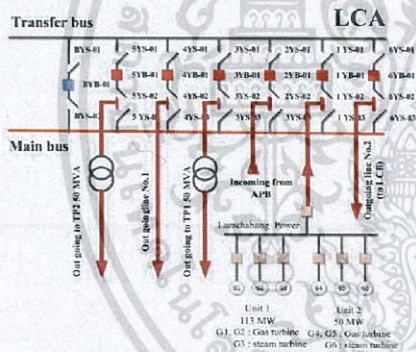


Figure.3 Network diagram of PEA-LCA substation

Fig. 4 illustrates the detailed connection in PEA-LCB substation. At LCB, there are two incomings: one from LCA (via 4YB-01, normally close) and another from APB (via 5YB-01, normally open). There are three outgoings: No.1 (to TP1 via 1YB-01, normally close), No.2 (to TP2 via 3YB-01, normally close), and No.3 (to PATTAYA via 6YB-01, normally close), respectively.

3. THE PROPOSED DIRECT TRANSFER TRIP (DTT) TECHNIQUE AND MIRRORED BITS® PROTOCOL

3.1 PROPOSED DTT CONFIGURATIONS

As mentioned, this research paper described how to improve the protection scheme in the real power plant application by applying the DTT technique with Mirrored bits® protocol to the existing and conventional protection scheme previously shown.

Fig. 5 below illustrates the schematic diagram of the proposed DTT technique with Mirrored bits® protocol protection scheme. In this paper we apply the SEL-2505/SEL-2506 as remote I/O units at each connected substation and the SEL-2100 as a logic processor at LPP. All of the telecommunication cables were connected via PEA fiber optics network with Mirrored Bits® Protocol.

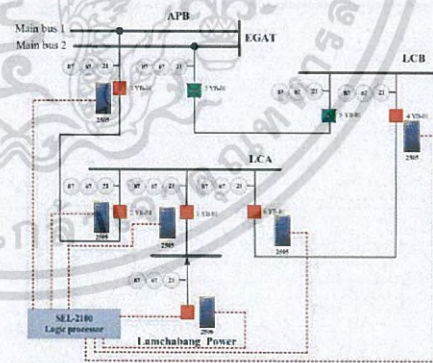


Figure.5 The proposed single line diagram of a DTT technique with carrier signal protection scheme

Received: April 1, 2017

4

To implement DTT technique to this particular scenario, the Remote I/O units must be installed at every PEA substation connected to this loop. All of the available statuses of protection devices at each substation i.e., the gas circuit breaker (GCB) and the disconnecting switch (DS) will be sending out to the logic processor installed at the LPP power plant. The logic processor will then determine what to do with all the LPP circuit breakers and protection devices based on the status acquiring from other protection devices from other substations in this particular loop. More details on how the logic processor works will be explained in section 3.2. The main goal of this DTT concept is to protect the LPP's generators from operating in Islanding mode when there are some faults occurred in any other location for this power system network; especially, when the sources of power from PEA is disconnected from the system. Another positive point is that when implementing this DTT concept to the system, we expect faster operating time in any protection scenario.

Fig. 6, Fig. 7 and Fig. 8 illustrate the single line diagram including the incoming and outgoing details of each substation connected to this PEA loop (APB, LCA, LCB, respectively).

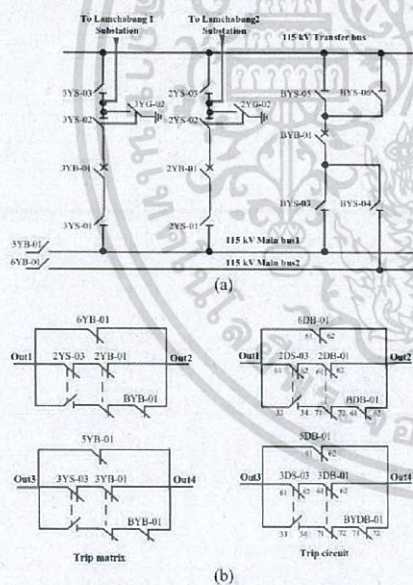


Figure.6 Single diagram of the APB substation (a) DTT function (b) Trip matrix and trip circuit

Fig. 6(a) represents the modified single line diagram of APB substation to meet up with the specification of the proposed DTT technique. Fig. 6(b) also illustrates the logic algorithm of the trip matrix and trip circuit at APB substation. This modification is done by redoing the logic function in according to DTT technique criteria using the acquired signals from GCB (Gas circuit breaker) and DS (Disconnecting switch) auxiliary contacts. It is then sending out the trip signal to open/close the GCB 1YB-01 (to LCA).

At OUT1 and OUT2 terminals, the trip signals will be sending out to open GCB 1YB-01 (LCA) when DS 2YS-03 (LCA) or GCB 2YB-01 (APB) opened. Another case to send out the trip signals is when the transfer bus function is in use meaning that the GCB BYB-01 or GCB 6YB-01 are opened, see also Fig. 6(b).

At OUT3 and OUT4 terminals, the trip signals will be sending out to open GCB 1YB-01 (LCA) when DS 3YS-03 (APB) or GCB 3YB-01 (APB) opened. Another case to send out the trip signals is when the transfer bus function is in use meaning that the GCB BYB-01 or GCB 5YB-01 are opened, see also Fig. 6(b).

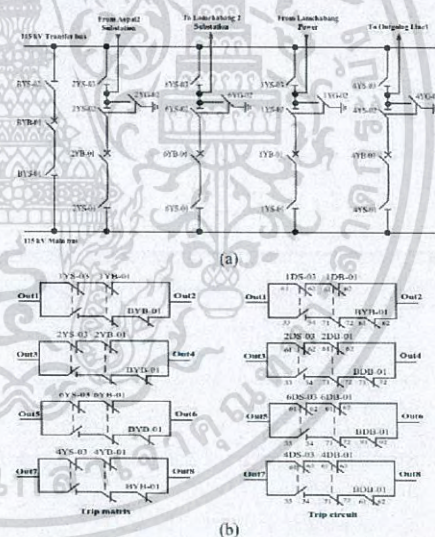


Figure.7 Single diagram of the LCA substation (a) DTT function (b) Trip matrix and trip circuit

Fig. 7(a) represents the modified single line diagram of LCA substation for the proposed DTT technique. Fig. 7(b) also illustrates the logic

algorithm of the trip matrix and trip circuit at LCA substation. This modification is done under the same concept as mentioned in Fig. 6. The details of the trip matrix and trip circuits are as follows:

At OUT1 and OUT2 terminals, the trip signals will be sending out to open GCB 1YB-01 (LCA) when DS 1YC-03 (APB) or GCB 1YB-01 (APB) opened. Another case to send out the trip signals is when the transfer bus function is in use meaning that the GCB BYB-01 is opened; see also Fig. 7(b).

At OUT3 and OUT4 terminals, the trip signals will be sending out to open GCB 1YB-01 (LCA) when DS 2YS-03 (APB) or GCB 2YB-01 (APB) opened. Another case to send out the trip signals is when the transfer bus function is in use meaning that the GCB BYB-01 is opened; see also Fig. 7(b).

At OUT5 and OUT6 terminals, the trip signals will be sending out to open GCB 1YB-01 (LCA) when DS 6YS-03 (APB) or GCB 6YB-01 (APB) opened; see also Fig. 7(b).

Additional function at this substation, at Out7 and Out8, is to send out the trip signals to open GCB 1YB-01 (LCA) when DS 4YS-03 (LCA) or GCB 4YB-01 (APB) opened or when the transfer bus GCB BYB-01 is in functioned.

substation. This modification is done under the same concept as mentioned in Fig. 6. The details of the trip matrix and trip circuits are as follows:

At OUT1 and OUT2 terminals, the trip signals will be sending out to open GCB 1YB-01 (LCA) when DS 5YS-03 (LCB) or GCB 5YB-01 (APB) opened. Another case to send out the trip signals is when the transfer bus function is in use meaning that the GCB BYB-01 is opened; see also Fig. 8(b).

At OUT3 and OUT4 terminals, the trip signals will be sending out to open GCB 1YB-01 (LCA) when DS 4YS-03 (LCB) or GCB 4YB-01 (APB) opened. Another case to send out the trip signals is when the transfer bus function is in use meaning that the GCB BYB-01 is opened; see also Fig. 8(b).

Additional function at this substation, at Out5 and Out6, is to send out the trip signals to open GCB 1YB-01 (LCA) when DS 2YS-03 (LCB) or GCB 2YB-01 (APB) opened or when the transfer bus GCB BYB-01 is in functioned.

3.2 PROPOSED DTT LOGIC DIAGRAM

The logic diagram of the proposed DTT set up configuration for this particular case in LPP power plant is illustrated in Fig. 9.

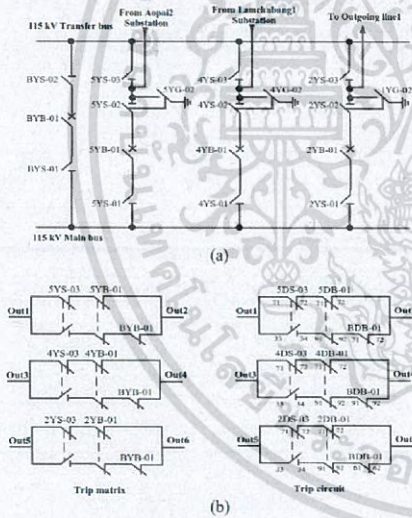


Figure.8 Single diagram of the LCB substation (a) DTT function (b) Trip matrix and trip circuit

Fig. 8(a) represents the modified single line diagram of LCB substation for the proposed DTT technique. Fig. 7(b) also illustrates the logic algorithm of the trip matrix and trip circuit at LCB

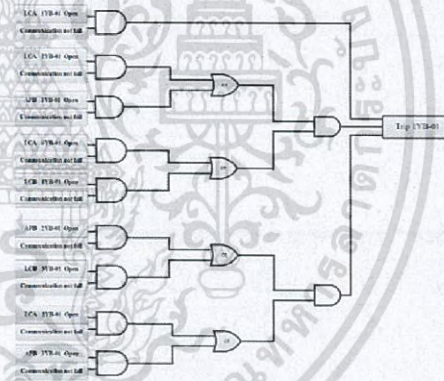


Figure. 9 Logic diagram for DTT configuration

Logic diagram shown in Fig. 9 was designed based on the concept of the DTT technique which has main purpose to protect the Generators of LPP power plant from operating in Islanding mode when any kind of fault occurred in PEA closed-loop network. The second goal is to assure the speed of GCB tripping time to be faster than the conventional peer-to-peer protection scheme to also protect the Generators of LP power plant from damages in Islanding mode. Presented logic diagram here

covers mostly the main and critical criteria for trip signal to open the GCB 1YB-01 (at LCA).

For example, the GCB 1YB-01 must trip instantaneously while DTT is in place when fault occurred at the transmission line level or PEA incoming Bus. Another example is that if there is a fault occurred at 2YB-01 (LCA) or 3YB-01 (APB), the DTT protection scheme must recheck to see whether or not the GCB 6YB-01(LCA) or 4YB-01(LCB) is opened. If the above condition is true, The DTT logic controller must send out the trip signal to open the GCB 1YB-01 (at LCA) simultaneously to prevent the islanding operation of LP generators. More details from other GCBs can be read along from Fig. 9.

4. THE COMMISSIONING TEST RESULTS

In order to verify the proposed protection scheme validity and reliability, the commissioning test after installation is mandatory (this process is sometimes called FAT test). The commissioning test procedures utilize the hardware test tools (OMICRON CMC-356 universal relay test equipment) and also the special simulation software. The commissioning test was done under various fault conditions.

4.1 OVERALL DTT OPERATION TEST RESULTS

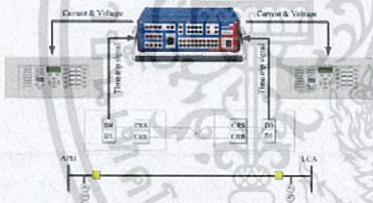


Figure.10 System configuration of RTU cabinet for the FAT/commissioning tests

Fig.9 illustrates system configuration for the FAT/commissioning test set up of teleprotection cabinets. This was done by simulating the connection between two teleprotection cabinets at both ends (APB and LCA are shown in this Fig.) then connecting with actual devices in the simulation. The DTT with Mirrored bits® protocol signals are applied to relay protections at each side. The injected voltage and current to the relay was created by a test tool (OMICRON CMC-356). The DTT signal is also simulated by copper wires via Digital input/output (DI/DO) of teleprotection cabinets. The protective relay operating results will send out the signal to the

logic processor (SEL-2100) via remote I/O terminal. Finally, the operating time of all signals will be measured by this procedure.

Fig.10 presents a variety of possible fault locations at each of PEA closed-loop substations, Buses and Lines used in the commissioning test configurations.

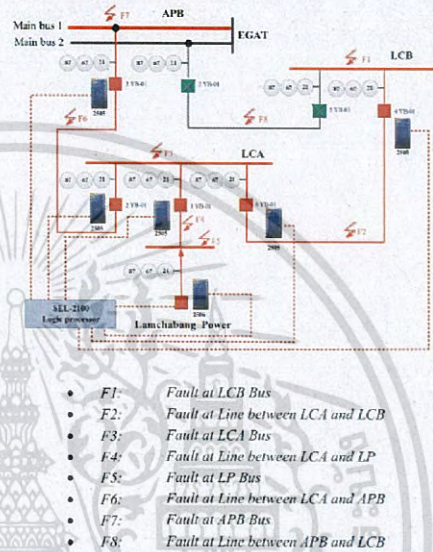


Figure.11 Simulation fault locations for the proposed DTT technique and Mirrored Bits® Protocol.

The experimental results for the commissioning test of the DTT teleprotection functions compared to the traditional and existing peer-to-peer protection scheme are shown in Table 1 and Table 2.

Table 1 Commissioning test results for difference faults simulation with DTT protection scheme installation (115 kV incoming from Main Bus 1)

Fault	EGAT Status	Status mode (LP)	Peer-to-Peer (LP)	DTT (LP)
F1	In service	Normal	No trip	No trip
F2	In service	Normal	No trip	No trip
F3	In service	Island	No trip	Trip
F4	In service	Island	Trip	Trip
F5	In service	Island	Trip	Trip
F6	In service	Island	No trip	Trip
F7	Out of service	Island	No trip	Trip
F8	N/A	N/A	N/A	N/A

Table 2 Commissioning test results for difference faults simulation with DTT protection scheme installation (115 kV incoming from Main Bus 2)

Fault	EGAT Status	Status mode (LP)	Peer-to-Peer (LP)	DTT (LP)
F1	In service	Island	No trip	Trip
F2	In service	Island	No trip	Trip
F3	In service	Island	No trip	Trip
F4	In service	Island	Trip	Trip
F5	In service	Island	Trip	Trip
F6	N/A	N/A	N/A	N/A
F7	Out of service	Island	No trip	Trip
F8	In service	Island	No trip	Trip

Table 4 Validation and trip time comparisons test results for distance relay when fault occurred at the LPP power plant

Artificial Fault Locations	Fault location	Traditional Peer-to-Peer (Only Distance Relay)			DTT Technique @ LPP	
		Setting (ms)	@ APB (ms)	@ LPP (ms)	Setting (ms)	Found (ms)
@ LPP	zone1	Inst	Seen as back up protection	37.21	Inst	38.05
	zone2	300		295.41	300	296.03
	zone3	300		285.68	300	286.32
	zone4	600		588.40	600	589.67

4.2 DIFFERENT FAULT LOCATION VALIDATION

In this particular simulation test, the example of relay setting will be done only on distance relay. By dividing zone protection into four zones, distance relay protection settings at both APB and LPP terminals will be illustrated as follows:

- **Zone 1:** setting at 80% of transmission line with instantaneous trip time
- **Zone 2:** setting at 100% + 20% of transmission line with 300 ms. trip time
- **Zone 3:** setting reverse with 300 ms trip time
- **Zone 4:** setting forward with 300 ms trip time

In this simulation test, fault currents and voltages (using OMICRON relay tester) will be fed into distance relay protection in a particular zone at each substation: APB and LPP, see also Fig. 11. The simulation test results when injecting fault to each location can be seen from Table 3 (fault at APB) and Table 4 (Fault at LPP). The distance relay trip time of the conventional protection system will be directly measured at the fault location. The trip time of the DTT technique will be measured at the LPP only.

Table 3 Validation and trip time comparisons test results for distance relay when fault occurred at the power sources substation APB

Artificial Fault Locations	Fault location	Traditional Peer-to-Peer (Only Distance Relay)			DTT Technique @ LPP	
		Setting time (ms)	@ APB (ms)	@ LPP (ms)	Setting (ms)	Found (ms)
@ PEA Line 1	zone1	Inst	33.46	Seen as back up protection	Inst	34.52
	zone2	300	289.45		300	299.84
	zone3	300	299.35		300	300.45
	zone4	600	589.50		600	600.62

It can clearly be seen from the simulation test results shown in Table 3 and Table 4 that when there is any fault occurred out of Zone 1 protection, the conventional peer-to-peer protection scheme either detects the fault too slow or cannot detect the fault at all, resulting in Islanding mode operation of LPP's generators and may cause damages.

On the other hand, the proposed DTT technique with Mirrored Bits® protocol is able to sense any fault from remote location almost simultaneously even if when the fault is out of Zone 1 protection. Consequently, the GCB at LPP is able to open on time to prevent any damage from generators operating on Islanding mode. Also, the speed of operation with DTT protection scheme is excellent.

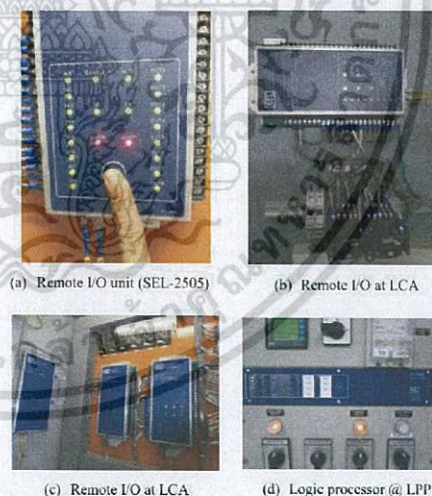


Figure.10 Actual system configuration of RTU cabinet and remote I/O units for the proposed DTT scheme

Received: April 1, 2017

8

5. CONCLUSIONS

It took around ninety days to complete this work from scratch to make the newly-proposed teleprotection scheme: *DTT with Mirrored Bits® protocol* to properly work in this case study at the 163 MW distributed generation power plant. This paper includes the materials of background study, the conceptual design, the implementation and the commissioning test results. It is clear to be seen from the commissioning test results mentioned in section 4.1 that the proposed DTT concept complied with the new PEA teleprotection regulation and is able to prevent the generators at LPP from operating in islanding mode when faults occurred in different circumstances while the conventional peer-to-peer technique somehow cannot. This would significantly reduce the risks of generator damages at any distributed generation. Section 4.2 also confirms the excellent speed and versatility of the proposed DTT technique to ensure the better system reliability after installation. The authors hope that a special case study briefly demonstrated in this paper should be beneficial as a good guideline for similar cases in the near future to come.

ACKNOWLEDGMENTS

The authors would like to thank Lamchabang Power, Thai power center Co., Ltd. and Mr. Athiruk Aungkum for kindly providing the partial and important information used in this research. The authors would also like to thank the ESIRC team members at KMITL for all of their support in many ways throughout this research. And lastly, the first author would like to give a special thanks to both of the Electrical engineering departments at KMITL and MUT for partial finance supports.

REFERENCES

- [1] D. Fischer and R. Madge, "Digital teleprotection units. A Technology overview", *IEEE Transaction on Power Delivery*, Vol. 7, No. 4, pp. 1769-1774, 1992.
- [2] IEEE Power System Relaying Committee, "Guide for power system protective relay applications over digital communication channels", *IEEE Std. C37.236*, 2013.
- [3] IEC Committee, "Teleprotection equipment of power system performance and testing. Part 1: Command system", *IEC 60834-1, Ed.2.0, b, 1999 Std.*, 1999.
- [4] Roy Moxley, "Comparison of Mirrored Bits® communications and Ethernet IEC-61850 GOOSE for Teleprotection Using Spread-Spectrum Radio," in *SEL White Paper*, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., Pullman, WA, USA, pp. 1-6, 2007.
- [5] C. Chompoo-inwai, A. Aungkum, N. Chotiwanaporn, S. Potivejjakul and M. Leelajindakrairek, "A new Distributed Generation Protection Scheme in Thailand Using Direct Transfer Trip (DTT) Technique and a Mirrored Bit Protocol," *Journal of International Council on Electrical Engineering, JICEE*, Vol. 5, No. 1, pp. 34-41, 2015.

- [6] N. Chotiwanaporn, A. Aungkum and C. Chompoo-inwai, "The Interoperability of the New Direct Transfer Trip (DTT) Technique with Carrier Signal Protection Scheme (PTT and DEF) and SCADA System between two Utilities in Thailand," in: *Proceeding of the 21st International Conference on Electrical Engineering*, the University of Hong Kong, Hong Kong, pp. 928-932, 2015.
- [7] E. O. Schweitzer, K. Behrendt, T. Lee, and D. A. Tziouvaras, "Digital communications for power system protection: security, availability, and speed," in *Proc. of 2001 Seventh International Conference on Development in Power System Protection (IEE)*, Amsterdam, Netherland, pp.94-97, 2001.
- [8] R. V. R. de Carvalho, R. Nielson, I. Kopeck, F. H. T. Vieira and S. G. de Araújo, "Operational conditions analyses of distributed generation (DG) connected on power distribution grid based on IEEE Std. 1547," in *Proceeding of IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America)*, Sao Paulo, Brazil, pp. 1-8, 2013.
- [9] E. Bartosiewicz and et al., "Overview and Test Results of Modern Pilot Schemes for Coordination of Line Distance Protection Relays," in: *Proceeding of the 12th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC-2013)*, Wroclaw, Poland, pp. 191-196, 2013.
- [10] R. A. Walling, "Application of direct transfer trip for prevention of DG Islanding," in *Proc. of IEEE power and energy society general meeting*, San Diego, CA, USA, pp.1-3, 2011.
- [11] Schweitzer engineering laboratories, Inc., "SEL-2505 Remote I/O module," *Instruction manual*, Pullman, WA, USA, 2012.
- [12] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., "SEL-2506 Remote I/O module," *Instruction manual*, Pullman, WA, USA, 2012.
- [13] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., "SEL-2100 Logic processor," *Instruction manual*, Pullman, WA, USA, 2011.

AUTHORS BIOGRAPHY



Naradon Chotiwanaporn, received his B. Eng in Electrical Engineering from Mahanakorn University of Technology (MUT), Bkk, Thailand, in 1995 and M. Eng in Electrical Engineering from King Mongkut Institute of Technology Ladkrabang (KMITL), Bkk, Thailand, in 2001. Currently, he is pursuing his doctoral degree in Electrical Engineering in King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang (KMITL). His research interests are the Power System Protection, Relays, High Voltage Engineering and other topics related to Power System Protections.



Chow Chompoo-inwai (IEEE Member since 1998). He received both of his B. Eng (Hons) and M. Eng degrees in Electrical Engineering from King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang (KMITL), Bkk, Thailand. He got his Ph.D. in Electrical and Computer engineering from Clarkson University, NY, USA, in 2008. He joined KMITL as a faculty member in 1998. He currently works as assistant professor in the Energy System and Illumination Research Center (ESIRC), E.E. Department, Faculty of Engineering, KMITL. His research interests are various fields in Power Engineering i.e., Renewable Energy Generation & Applications, High voltage Engineering & Modern diagnostic techniques, Power Systems and Protections, Energy Efficient Management, DSP applications in Power Engineering and Illumination Engineering.

**IEEE
EEEIC**

17th
International Conference on Environment
and Electrical Engineering

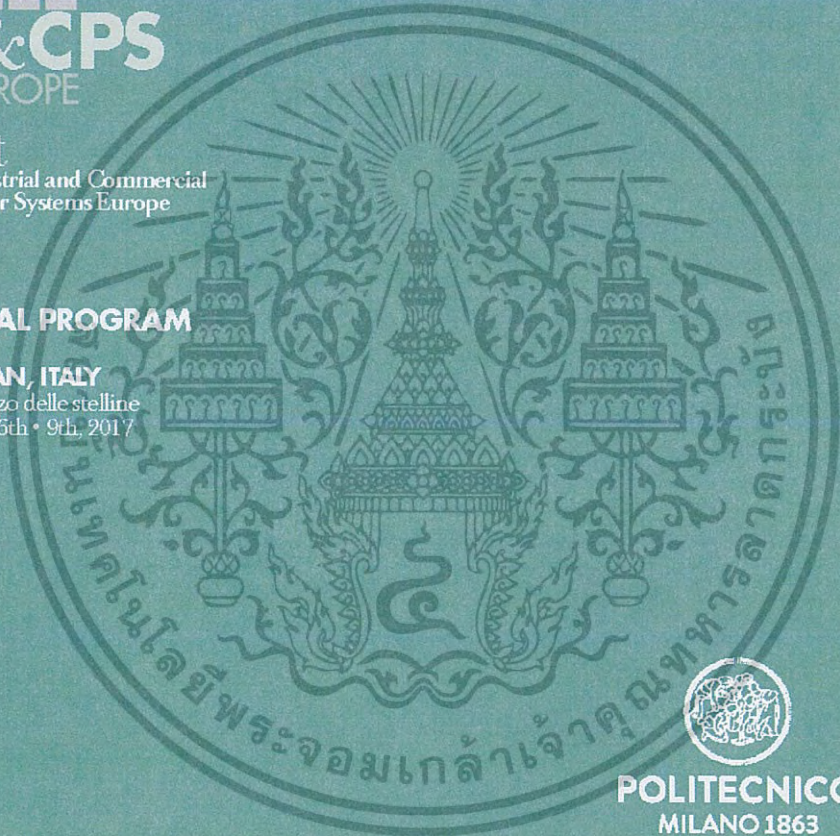


**IEEE
&CPS
EUROPE**

1st
Industrial and Commercial
Power Systems Europe

FINAL PROGRAM

MILAN, ITALY
Palazzo delle Stelline
June 6th - 9th, 2017



**POLITECNICO
MILANO 1863**



**SAPIENZA
UNIVERSITÀ DI ROMA**

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

A case study on the interoperability of the Direct Transfer Trip (DTT) technique with carrier signal protection schemes (PTT and DEF) and SCADA system between two utilities in Thailand

Chotiwanaporn Naradon, Chompoo-inwai Chai, Monthon Leelajindakrairerk and Chompoo-inwai Chow,
Electrical Engineering Department, Faculty of Engineering,
King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang,
Bangkok, THAILAND,
naradon2555@gmail.com, chompooe@gmail.com

Abstract—This research paper presents a unique case study of a selected SPP named ABCD located in the eastern region in Thailand. ABCD currently earns revenue from selling the electricity to Thailand's Provincial Electricity Authority (PEA) via 115 kV substation of Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT). Both PEA and EGAT somewhat require in monitoring and control how ABCD should operate and transfer the electricity through their own assets. The existing protection scheme in this SPP is very simple. There have been only distance and directional relays connected to EGAT bus and ABCD's ends without other teleprotection schemes. The interesting problem starts when ABCD want to increase its generation capacity from 92 MW to 119 MW. It is now required to meet EGAT's new protection regulation called direct transfer trip (DTT) technique and carrier signal protection schemes (both PTT-permissive transfer trip and DEF-directional earth fault transfer trip). PEA then also requests for monitoring and control the real-time protection operation via PEA SCADA system. This paper thoroughly elaborates the design concept and how to configure the proposed protection system and devices to meet EGAT and PEA requirements. To meet EGAT's new regulation, two teleprotection cabinets were added at both ends (EGAT and ABCD) in order to complete the communication between the two via PEA's fiber optics network. Another requirement to connect to PEA's SCADA system was done by adding another cabinet with gateway protocol converters (between PEA's DNP3 protocol and ABCD's internal IEC61850), remote terminal unit (RTU) and Ethernet switch at the ABCD's end. The PEA's fiber optic network has been used here via multiplexer (MUX). In order to validate that proposed scheme is capable of working properly, both FAT test and commissioning test are mandatory. What we have learned from this particular case study can be used as a very good example for the similar circumstance in Thailand.

Keywords—Direct Transfer Trip (DTT); Permissive Transfer Trip (PTT); Directional Earth Fault Transfer Trip (DEF); DNP3 protocol; IEC61850 protocol; SCADA

I. INTRODUCTION

In Thailand, the electrical power system has been managed by three state utilities i.e., the Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT), the Metropolitan Electricity Authority (MEA), and the Provincial Electricity Authority (PEA). EGAT

is responsible for operating the generation and the transmission systems, while MEA and PEA are responsible for distribution system in metropolitan and other local areas, respectively. According to the Power Development Plan (PDP 2012) during the year 2012-2025, Thailand government plans to purchase more electrical power from the private sector i.e., Independent Power Producer (IPP), Small Power Producer (SPP) and Very Small Power Producer (VSPP) to enhance the stability and reliability of Thailand's electrical power system [1-3]. EGAT is responsible for purchasing electrical power from IPP and SPP, while PEA is responsible for purchasing electrical power from SPP and VSPP, whereas MEA is responsible for purchasing electrical power from SPP only. Each utility has its own requirements and regulations about the electricity purchasing policy. One of the key and common requirements is the tele-protection scheme of high voltage transmission line between the main power source (EGAT, MEA and PEA) and the private sector power plant when synchronizing. Almost all private sectors in Thailand is able to connect to only one Utility while the SPP power plant can connect and sell the electricity to both EGAT and PEA. Such an SPP must update its teleprotection scheme to comply with all connected grid network requirements and regulations [2].

Nowadays, PEA's regulation for interconnection to PEA grid has two main requirements which are (1) PEA requires the IPP/SPP contractor to install at least the simplest Direct Transfer Trip (DTT) teleprotection scheme for monitoring any of the circuit breaker status connected to PEA substation via PEA's fiber-optic cable and (2) the SPP contractor must meet up with the requirement to link up with PEA's Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) system. It should be noted here that PEA's SCADA system is now operating over DNP3 protocol.

EGAT, on the other hand, has set its own new regulation for interconnection to any of EGAT grid. The IPP/SPP contractors must install or update their teleprotection schemes according to EGAT's new regulation which requires at least the following capabilities:

- Direct Transfer Trip scheme (DTT)
- Permissive Transfer Trip scheme (PTT)
- Directional Earth Fault Transfer Trip scheme (DEF)

EGAT also require the IPP/SPP contractor to link up with EGAT's SCADA system for remote control and monitoring the main equipment status in IPP/SPP power plant over IEC-60870-5-103 protocol.

This paper focuses on a very interesting case study of one natural-gas type SPP power plant namely "ABCD". This SPP has a very unique manner. ABCD usually earns its revenue from selling the electricity to PEA via 115 kV EGAT's substation; however, this action has been done over PEA's transmission line. A very simple existing teleprotection scheme as shown in Fig.1 has been used for years.

An issue now starts when ABCD want to increase its generation capacity from 92 MW to 119 MW. It is then a must to meet EGAT's new teleprotection scheme requirements for DTT with carrier signal protection scheme (PTT and DEF). PEA also now asks to have access to monitor and control the real-time status of such a protection scheme via PEA's SCADA system. As a result, this research paper presents the solution for this case study in terms of the design concept and implementation including the commissioning test results. This special protection scheme is then called Direct Transfer Trip (DTT) technique with Carrier Signal Protection Scheme (PTT and DEF) and SCADA system for monitoring & control (communicated by IEC61850 and DNP3 protocol) between "ABCD" and two utilities.

II. EXISTING CONNECTION AND TELE-PROTECTION SCHEME BETWEEN ABCD POWER PLANT AND TWO UTILITIES

ABCD is the petrochemical industrial company located in the eastern part of Thailand. ABCD Company has been selling the electricity to PEA via EGAT substation since 2001. The existing connections between ABCD power plant and two utilities are shown in Fig. 1.

ABCD overall generating system consists of seven units natural-gas generators (G1-G7) with a total capacity of 92 MW. ABCD power plant 115 kV bus connected to EGAT's 115 kV substation namely RAYONG1 (EGAT-RY1) and then connected to PEA substation namely RAYONG1 (PEA-RY1) via PEA's transmission line. The currently-used protection scheme for this entire system relies on only two simple relays i.e., distance relay (21) and directional relay (67) connected at EGAT's infinite bus and ABCD ends without any teleprotection scheme.

III. THE PROPOSED DIRECT TRANSFER TRIP (DTT) TECHNIQUE WITH CARRIER SIGNAL PROTECTION SCHEMES (PTT AND DEF)

A DTT Technique with Carrier Signal Protection Scheme (PTT and DEF) is sending/receiving signals of the teleprotection between EGAT substation and ABCD power plant, to disconnect a circuit breaker at both ends. Because

faults occur in transmission lines between both substations, to clear fault instantaneous, regardless of the time delay from relay protection [3-4]. The scheme of teleprotection according to EGAT's requirement is illustrated in Fig. 2.

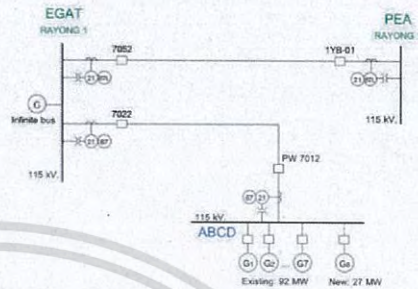


Fig. 1. Existing connection scheme between ABCD and two utilities

The signaling scheme of DTT, PTT and DEF relies on digital teleprotection for sending/receiving signals via fiber-optic cables to Multiplexer (FOM). Then, FOM will convert signals from E1-G703 terminal to fiber-optic cables for interconnection of both substations.

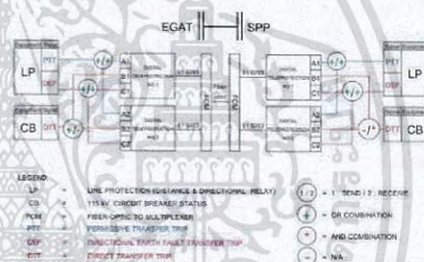


Fig. 2. Teleprotection scheme according to EGAT's requirement

DTT signaling scheme relies on the status "open" of a circuit breaker at EGAT RY1, to send DTT signal (Key) for disconnecting a circuit breaker at SPP instantaneous, to prevent SPP into islanding mode [3]. The scheme of disconnect a circuit breaker at SPP must be depending on logic of EGAT's requirement. Therefore, two digital teleprotection units at SPP must receive exactly the same DTT signal (AND logic) to prevent the wrong trip from device's failure.

In general, PTT signaling scheme relies on pilot tripping scheme of the distance relay. In this case, the Permissive Over-Reaching Transfer Trip (POTT) is used. POTT reads either over-reaching zone 2 or initially-extended zone 1 to generate tripping signal (Key) for remote relay. Complete tripping signal will then be generated by distance relays after the fulfillment of two criteria:

- Local picking up either by over-reaching zone 2 or initially extended zone 1.
- Receiving remote tripping signal from another substation [4].

Both ends at EGAT and ABCD are able to send/receive the tripping signals mutually, which in fact, the digital teleprotection scheme needs only one PTT signal (OR signal logic).

DEF signaling scheme also applies similar methodology as PTT signaling scheme. The key difference is that DEF signaling scheme relies on pilot tripping scheme of the directional overcurrent relay (67) instead. And the picking up signal in directional earth fault overcurrent has been used to generate tripping signal (Key) to remote relay. Tripping signal will be generating after the fulfillment of two same criteria as of the PTT scheme. Both EGAT and SPP (ABCD) are also able to mutually send/receive the tripping signal as in PTT scheme.

The single line diagram of DTT Technique with Carrier Signal Protection Scheme (PTT and DEF) is illustrated in Fig. 3. In order to get such a protection scheme to work, two extra teleprotection cabinets must be installed at both ends (EGAT substation and ABCD power plant). The communication between two ends has been done via PEA fiber optics network. Each of the teleprotection cabinet comprises of two key components:

- Two digital teleprotection units (redundancy) for sending/receiving the DTT, PTT and DEF signal between two substations. The command logic of signals can be configured as AND/OR as required (in this paper the ISKRA DZ-9 teleprotection application is used) [5]
- A Fiber-optic to Multiplexer (FOM) for converting signal from digital teleprotection (E1-G703 terminal) to fiber-optic cable between both substations (in this paper, HUAHUAN-H9MO fiber-optic transmission equipment is used) [6].

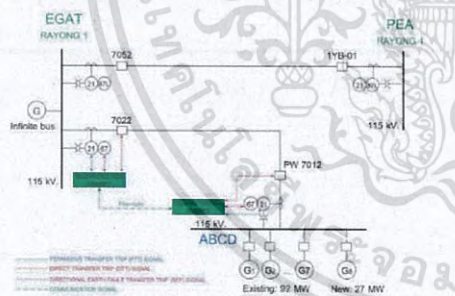


Fig. 3. Single line diagram of a DTT Technique with Carrier Signal Protection Scheme (PTT and DEF)

The digital teleprotection unit receives DTT signal from a circuit breaker; when circuit breaker 7022 at EGAT substation is in the "Open" status, the DTT signal from EGAT will be sent to the digital teleprotection at ABCD power plant via FOM. Two digital teleprotection units at ABCD power plant need to receive the same DTT signal before sending a trip signal to circuit breaker PW7012 at ABCD power plant. Keep in mind that ABCD will not send out DTT signal to trip the circuit breaker at EGAT substation.

IV. SCADA SYSTEM FOR MONITORING AND CONTROL OF ABCD POWER PLANT USING IEC61850 PROTOCOL

As mentioned before, ABCD is selling the electricity via PEA's transmission line system. In order to complete the interconnection, ABCD must also comply with PEA's new SCADA regulations for interconnection to PEA grid so that PEA will be able to monitor and control real-time parameters i.e., power flow, energy relevant parameters and having access to other equipment in ABCD power plant. PEA also asks to have access to monitor real-time statuses of the teleprotection scheme between EGAT-RY1 substation and ABCD substation via PEA SCADA Control Center. PEA would allow all of the transmission parameters over any protocol but it must have some kind of gateways for converting those parameters into PEA DNP3 protocol. PEA parameters requirements are called input/output points list (I/O points list). The PEA I/O standard points list consists of at least: (1) Status Input 49 items, (2) Analog Input 16 items and (3) Control Output 4 items as can be seen from Table I, Table II and Table III, respectively.

TABLE I. STATUS INPUT POINT LISTS FROM PEA

Item	Point name	1	2	3	4	Connection type	at ABCD	Type
1	DIVISION 1 Line open status	Underflow	Close	Open	Fail	IEC61850	SOE	-
2	DIVISION 1 Close-open status	Underflow	Close	Open	Fail	IEC61850	DI	-
3	DIVISION 1 Close-open status	Underflow	Close	Open	Fail	IEC61850	DI	-
4	DIVISION 1 Lockdown status	Underflow	Close	Open	Fail	No equipment	-	-
5	DIVISION 1 Lockdown status	Underflow	Close	Open	Fail	IEC61850	DI	-
6	DIVISION 1 Control status	Underflow	Open	Remote	Fail	Copper wires	DI	-
7	Some Switch selection	Underflow	Open	Remote	Fail	No equipment	-	-
8	50 Hz relay status	Underflow	On	OFF	Fail	No equipment	-	-
9	DIVISION 2 Control status	Underflow	Open	Remote	Fail	No equipment	-	-
10	DTT base status off status	Underflow	On	OFF	Fail	Copper wires	DI	-
11	Distance relay phase A	Normal	Trips	-	-	IEC61850	SOE	-
12	Distance relay phase B	Normal	Trips	-	-	IEC61850	SOE	-
13	Distance relay phase C	Normal	Trips	-	-	IEC61850	SOE	-
14	Distance relay earth fault	Normal	Trips	-	-	IEC61850	SOE	-
15	Distance relay earth fault	Normal	Trips	-	-	IEC61850	SOE	-
16	Distance relay trip	Normal	Trips	-	-	IEC61850	SOE	-
17	Distance relay Zone 1	Normal	Trips	-	-	IEC61850	SOE	-
18	Distance relay Zone 2	Normal	Trips	-	-	IEC61850	SOE	-
19	Distance relay Zone 3	Normal	Trips	-	-	IEC61850	SOE	-
20	Distance relay earth fault	Normal	Trips	-	-	IEC61850	SOE	-
21	Distance relay DC supply	Normal	Fail	-	-	Copper wires	DI	-
22	Distance relay A supply	Normal	Trips	-	-	IEC61850	DI	-
23	Distance relay phase phase A	Normal	Trips	-	-	IEC61850	SOE	-
24	Distance relay phase phase B	Normal	Trips	-	-	IEC61850	SOE	-
25	Distance relay phase phase C	Normal	Trips	-	-	IEC61850	SOE	-
26	Distance relay earth fault	Normal	Trips	-	-	IEC61850	SOE	-
27	Distance relay DC supply	Normal	Fail	-	-	Copper wires	DI	-
28	Time delay C to B	Normal	Trips	-	-	No use function	-	-
29	Teleprotection (PTT)	Normal	Trips	-	-	IEC61850	SOE	-
30	Line 115 kV PTT	Normal	Trips	-	-	IEC61850	SOE	-
31	Auto reclosing operated	Normal	Operated	-	-	No use function	-	-
32	Auto reclosing locked	Normal	Locked	-	-	No use function	-	-
33	DC supply control signal	Normal	Fail	-	-	Copper wires	DI	-
34	AC supply control signal	Normal	Fail	-	-	Copper wires	DI	-
35	Line 115 kV protection warning	Normal	Alarm	-	-	No use function	-	-
36	Line 115 kV protection locked	Normal	Locked	-	-	No use function	-	-
37	Time delay suppression 1	Normal	Fail	-	-	Copper wires	DI	-
38	Time delay suppression 2	Normal	Fail	-	-	No equipment	-	-
39	Signal	Normal	Fail	-	-	No equipment	-	-
40	Transformer differential relay	Normal	Trips	-	-	No equipment	-	-
41	2s reclosing check	Normal	Operated	-	-	No equipment	-	-
42	Some 50 Hz trip	Normal	Alarm	-	-	No equipment	-	-
43	Under/over emergency step1	Normal	Alarm	-	-	No use function	-	-
44	Under/over emergency step2	Normal	Trips	-	-	No use function	-	-
45	Under/over voltage step1	Normal	Alarm	-	-	No use function	-	-
46	Under/over voltage step2	Normal	Trips	-	-	No use function	-	-
47	Under/over voltage	Normal	Trips	-	-	No use function	-	-
48	Under/over emergency relay	Underflow	On	OFF	Fail	No use function	-	-
49	Some Switch selection	Normal	OFF	-	-	No equipment	-	-

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ทางการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

TABLE II. ANALOG INPUT POINT LISTS FROM PEA

ITEM	Point name	Unit	Scale		Connection type	
			Actual data	Raw data	Connection	Type
1	Current phase A	A	0.1200	0.32767	Copper wires	AI
2	Current phase B	A	0.1200	0.32767	Copper wires	AI
3	Current phase C	A	0.1200	0.32767	Copper wires	AI
4	Voltage phase A-B	KV	0.1900	0.32767	Copper wires	AI
5	Voltage phase B-C	KV	0.1900	0.32767	Copper wires	AI
6	Voltage phase C-A	KV	0.6000	0.32767	Copper wires	AI
7	Frequency	Hz	± 0.15588	± 0.32767	Copper wires	AI
8	Active power	MW	± 0.15588	± 0.32767	Copper wires	AI
9	Reactive power	MVAR	± 0.100	± 0.32767	Copper wires	AI
10	Power factor	%	0.100	0.32767	Copper wires	AI
11	THD current harmonic phase A	%	0.100	0.32767	Copper wires	AI
12	THD current harmonic phase B	%	0.100	0.32767	Copper wires	AI
13	THD current harmonic phase C	%	0.100	0.32767	Copper wires	AI
14	THD voltage harmonic phase A-B	%	0.100	0.32767	Copper wires	AI
15	THD voltage harmonic phase B-C	%	0.100	0.32767	Copper wires	AI
16	THD voltage harmonic phase C-A	%	0.100	0.32767	Copper wires	AI

TABLE III. CONTROL OUTPUT POINT LISTS FROM PEA

Item	Point name	State		Connection	
		0	1	Connection	Type
1	01YB-01 CB close/open command	Close	Open	IEC61850	SBO
2	01YB-01 Case bypass Sync. command	Close	-	IEC61850	SBO
3	01YS-01 DS close/open command	Close	Open	IEC61850	SBO
4	01YS-02 DS close/open command	Close	Open	IEC61850	SBO

ABCD power plant is currently using IEC-61850 protocol to communicate between Intelligent Electronic Device (IED) i.e., relay protection, power meter and etc. [9]. Therefore, the I/O points list will be sent out to Remote Terminal Unit (RTU) to link up with PEA's SCADA system over IEC-61850 protocol using copper wires.

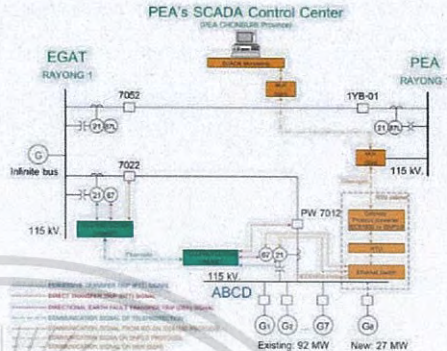


Fig. 4. Single line diagram of a DTT Technique with Carrier Signal Protection Scheme (PTT and DEF)

The single line diagram of ABCD SCADA system and PEA's SCADA Control Center is illustrated in Fig. 4. To implement this SCADA scheme, the RTU cabinet must be installed at ABCD power plant, to link up with PEA's SCADA Control Center via the existing PEA's fiber-optic network over Synchronous Digital Hierarchy (SDH) multiplexer (MUX) at PEA-RY1 substation. Each of the RTU cabinet consists of:

- An Ethernet switch to communicate between IED (REL670) and RTU (this paper uses HIRSCHMANN RSPL-20 Rail Switch Power Lite) [12].
- A Remote Terminal Unit (RTU) for collecting parameters in ABCD power plant and sending out to gateway. A gateway protocol converter will do the conversion two

different protocols between PEA DNP3 protocol and the internal ABCD IEC-61850.



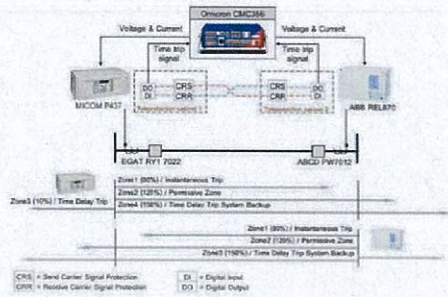


Fig. 6. System configuration of the teleprotection cabinets FAT test

The tested results for both FAT test and commissioning test of the teleprotection functions i.e., DTT, PTT and DEF comparing to the existing (traditional) protection scheme will be shown in details as the following lists below:

- Test results of a DTT carrier signal (Table IV)
- Test results of a PTT carrier signal (Table V)
- Test results of a DEF carrier signal (Table VI)

TABLE IV. TEST RESULTS OF DTT CARRIER SIGNAL PROTECTION SCHEME

Fault function	Status of circuit breaker at ABCD (PW7012) (open/not open)	
	Traditional protection (Line protection)	DTT carrier signal protection
EGAT's circuit breaker (7022) "open", when a fault occur	A circuit breaker is not trip (remain status)	A circuit breaker is trip (open status)
Remark	Waiting time delay from protection function	-

TABLE V. TEST RESULTS OF PTT CARRIER SIGNAL PROTECTION SCHEME

Artificial fault locations	Fault location	Traditional protection (Distance protection)		PTT carrier signal protection in POTT	
		Setting (ms)	As found	Setting (ms)	As found
ABCD	Zone 1	<40	32.55	<40	33.74
	Zone 2	300	284.5	300	285.48
	Zone 3	600	586.55	600	587.88
	Zone 4	-	-	-	-
EGAT	Zone 1	<40	28.4	<40	28.6
	Zone 2	300	301.2	300	302.42
	Zone 3	600	604.64	600	605.31
	Zone 4	600	612.3	600	613.64

TABLE VI. TEST RESULTS OF DEF CARRIER SIGNAL PROTECTION SCHEME

Artificial fault locations	Fault function	Traditional protection (Directional earth fault protection)		PTT carrier signal protection (Directional earth fault & DEF carrier)	
		Setting (ms)	As found	Setting (ms)	As found
ABCD's	Directional earth fault	600	620.18	<40	18.55
EGAT	Directional earth fault	600	621.4	<40	19.21

B. The proposed parameter setting test results

Fig. 7 illustrates system configuration of RTU cabinet FAT test. The FAT test of the RTU cabinet was done by simulating the connection between a RTU cabinet and two ends (ABCD plant and PEA's SCADA Control Center). Both are connected with real devices in the simulation process. All IEC-61850 point lists are simulated by relay protection at ABCD power plant, which inject voltage and current to the relay by a test tool (OMICRON CMC-356). All the analog point lists (AI) are simulated by a test tool directly; while the Digital Input point lists (DI) are simulated by the copper wires (dry contact). In the FAT test, ABCD's DCS was simulated by "RELAB OPC SERVER" software, to monitor I/O point lists over IEC-61850 protocol, while PEA's SCADA Control Center was simulated by "ASE2000" software, to monitor I/O point lists via RTU and Gateway over PEA-DNP3 protocol. However, the commissioning test was done at the actual locations for both ABCD's DCS and PEA's SCADA Control Center.

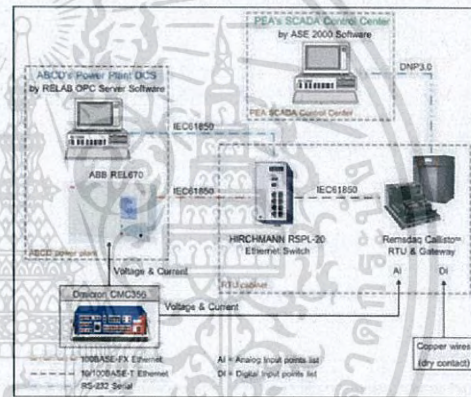


Fig. 7. System configuration of RTU cabinet for FAT test

The test results for both FAT test and commissioning test of the newly-installed SCADA system including Status Inputs, Control Outputs and Analog Inputs points list are shown in Table VII, Table VIII and Table IX, respectively.

TABLE VII. STATUS INPUT POINTS TEST RESULTS

Item	Point name	State				Location	
		1	2	3	4	ABCD/DCS	PLC/SCADA
1	01Y-01 Close/open status	Un/define	Close	Open	Fail	Pass	Pass
2	01Y-01 Close/open status	Un/define	Close	Open	Fail	Pass	Pass
3	01Y-01 Close/open status	Un/define	Close	Open	Fail	Pass	Pass
4	01Y-01 Close/open status	Un/define	Close	Open	Fail	N/A	N/A
5	01Y-01 Close/open status	Un/define	Close	Open	Fail	Pass	Pass
6	01Y-01 Control on	Un/define	Local	Remote	Fail	Pass	Pass
7	01Y-01 Control on	Un/define	Local	Remote	Fail	Pass	Pass
8	01Y-01 Control on	Un/define	Local	Remote	Fail	Pass	Pass
9	01Y-01 Control on	Un/define	Local	Remote	Fail	Pass	Pass
10	01Y-01 Control on	Un/define	Local	Remote	Fail	N/A	N/A
11	DTT Inlet trip on/off status	Un/define	on	off	Fail	Pass	Pass
12	Distance relay phase A	Normal	Tripp	-	-	Pass	Pass
13	Distance relay phase B	Normal	Tripp	-	-	Pass	Pass
14	Distance relay phase C	Normal	Tripp	-	-	Pass	Pass
15	Distance relay earth fault	Normal	Tripp	-	-	Pass	Pass
16	Distance relay trip	Normal	Tripp	-	-	Pass	Pass
17	Distance relay Zone 1	Normal	Tripp	-	-	Pass	Pass
18	Distance relay Zone 2	Normal	Tripp	-	-	Pass	Pass
19	Distance relay Zone 3	Normal	Tripp	-	-	Pass	Pass
20	Distance relay switch on fail	Normal	Tripp	-	-	Pass	Pass
21	Distance relay DC supply	Normal	Fail	-	-	Pass	Pass
22	Distance relay VT supply	Normal	Tripp	-	-	Pass	Pass
23	Directional overcurrent phase A	Normal	Tripp	-	-	Pass	Pass
24	Directional overcurrent phase B	Normal	Tripp	-	-	Pass	Pass
25	Directional overcurrent phase C	Normal	Fail	-	-	Pass	Pass
26	Directional earth fault	Normal	Tripp	-	-	Pass	Pass
27	Directional relay DC supply	Normal	Fail	-	-	Pass	Pass
28	Line delay (CLL) fail	Normal	Fail	-	-	N/A	N/A
29	Explosion (DTT)	Normal	Tripp	-	-	Pass	Pass
30	Line and trip (PTT)	Normal	Tripp	-	-	Pass	Pass
31	Auto reclose/controlled	Normal	Overload	-	-	N/A	N/A
32	Auto reclose/locked	Normal	Locked	-	-	N/A	N/A
33	DC supply control circuit	Normal	Fail	-	-	Pass	Pass
34	AC supply control circuit	Normal	Fail	-	-	Pass	Pass
35	Gas low pressure warning	Normal	Alarm	-	-	Pass	Pass
36	Gas low pressure lockout	Normal	Locked	-	-	Pass	Pass
37	Tripp circuit supervision 1	Normal	Fail	-	-	N/A	N/A
38	Tripp circuit supervision 2	Normal	Fail	-	-	N/A	N/A
39	Spring charge	Normal	Fail	-	-	N/A	N/A
40	Transformer differential relay	Normal	Tripp	-	-	N/A	N/A
41	Substation check	Normal	Overload	-	-	N/A	N/A
42	Sync. Relay MCB trip	Normal	Alarm	-	-	N/A	N/A
43	Undercurrent frequency 4pf	Normal	Alarm	-	-	N/A	N/A
44	Undercurrent frequency 4pf2	Normal	Tripp	-	-	N/A	N/A
45	Undercurrent relay 4pf1	Normal	Alarm	-	-	N/A	N/A
46	Undercurrent relay 4pf2	Normal	Tripp	-	-	N/A	N/A
47	Undercurrent status	Normal	Tripp	-	-	N/A	N/A
48	Undercurrent frequency relay	Un/define	on	off	Fail	N/A	N/A
49	Sync. Switch lockout	Normal	Off	-	-	N/A	N/A

TABLE VIII. ANALOG INPUT POINTS TEST RESULTS

ITEM	Point name	Unit	Scale		Location	
			Actual data	Raw data	ABCD/DCS	PLC/SCADA
1	Current phase A	A	0.1200	0.02287	Pass	Pass
2	Current phase B	A	0.1200	0.02287	Pass	Pass
3	Current phase C	A	0.1200	0.02287	Pass	Pass
4	Voltage phase A-B	kV	0.1500	0.02767	Pass	Pass
5	Voltage phase B-C	kV	0.1500	0.02767	Pass	Pass
6	Voltage phase C-A	kV	0.1500	0.02767	Pass	Pass
7	Frequency	Hz	0.15588	0.02767	Pass	Pass
8	Active power	MW	0.04553	0.02767	Pass	Pass
9	Reactive power	MVAr	0.100	0.02767	Pass	Pass
10	Power factor	%	0.100	0.02767	Pass	Pass
11	THD current harmonic phase A	%	0.100	0.02767	Pass	Pass
12	THD current harmonic phase B	%	0.100	0.02767	Pass	Pass
13	THD current harmonic phase C	%	0.100	0.02767	Pass	Pass
14	THD voltage harmonic phase A-B	%	0.100	0.02767	Pass	Pass
15	THD voltage harmonic phase B-C	%	0.100	0.02767	Pass	Pass
16	THD voltage harmonic phase C-A	%	0.100	0.02767	Pass	Pass

TABLE IX. CONTROL OUTPUT POINTS TEST RESULTS

Item	Point name	State	Location		
			ABCD/DCS	PLC/SCADA	
1	01YB-01 CB close/open command	Close	Open	Pass	Pass
2	01YB-01 Case bypass system command	Close	-	Pass	Pass
3	01YS-01 DS close/open command	Close	Open	Pass	Pass
4	01YS-01 DS close/open command	Close	Open	Pass	Pass

VI. REAL TIME OPERATION TEST RESULTS

The proposed protection scheme has been installed in this selected case study in ABCD power plant for more than two years as of now. This section will present the examples of real-time operating and alarming test results and also the preventive maintenance test results. The main goal is to assure and

reconfirm the accuracy of the proposed protection scheme. This section divides into 4 Tables of each system alarm signals: DTT at EGAT bus, DTT at tie bus, DEF and PTT as can be seen from Table X, Table XI, Table XII and Table XIII, respectively.

TABLE X. EXAMPLE EVENTS OF DTT ALARMING FROM INFINITE BUS

Alarm Change	Event Time	Object Description	Message	Source Name
New	30/01/2015 12:12:17:255	PW7021	General Protection Start	PWWA/PWE/BO/BO/IAE/LEO/SP/PGC/07/InT
New	30/01/2015 12:12:17:248	PW7065	General Protection Start	PWWA/PWE/BO/BO/IAE/LEO/SP/PGC/07/InT
Inactive	30/01/2015 12:06:39:345	11kV CHP-G108 FDSM265 (GEN CB No.5)	Inactive	CHPWA/CHP/IG/BO/BO/IAE/LEO/SP/PTV/1/Obj/general
Inactive	30/01/2015 12:06:39:345	11kV CHP-G102 FDS3005 (GEN CB No.5)	Inactive	CHPWA/CHP/IG/BO/BO/IAE/LEO/SP/PTV/1/Obj/general
New	30/01/2015 12:06:39:345	11kV CHP-G108 FDSM265 (GEN CB No.5)	General Off	CHPWA/CHP/IG/BO/BO/IAE/LEO/SP/PTV/1/Obj/general
New	30/01/2015 12:06:39:345	11kV CHP-G102 FDS3005 (GEN CB No.5)	General Off	CHPWA/CHP/IG/BO/BO/IAE/LEO/SP/PTV/1/Obj/general
Inactive	30/01/2015 12:05:44:281	IRPC7012 TP DTT carrier receive	From normal value	IRPC7012 TP DTT Carrier Rx

TABLE XI. EXAMPLE EVENTS OF DTT ALARMING FROM ABCD PLANT

Alarm Change	Event Time	Object Description	Message	Source Name
New	30/01/2015 15:50:45:455	IRPC7012	Master Trip	PWWA/PWE/BO/BO/IAE/LEO/SP/PTV/1/Obj/general
Inactive	30/01/2015 18:30:01:423	IRPC7012 TP DTT carrier receive	From normal value	IRPC7012 TP DTT Carrier Rx
Inactive	30/01/2015 18:30:01:423	IRPC7012	Inactive	PWWA/PWE/BO/BO/IAE/LEO/SP/PTV/1/Obj/general
New	30/01/2015 18:30:56:421	IRPC7012 TP DTT carrier receive	From normal value	IRPC7012 TP DTT Carrier Rx
Inactive	30/01/2015 18:30:56:421	IRPC7012	CB Open	PWWA/PWE/BO/BO/IAE/LEO/SP/PTV/1/Obj/general
New	30/01/2015 15:30:42:641	IRPC7012	Master Trip	PWWA/PWE/BO/BO/IAE/LEO/SP/PTV/1/Obj/general
New	30/01/2015 18:30:56:421	GOOSE Signal - IRPC7012 CB Fault Open	Inactive (From signal b TRUE)	GOOSE-IRPC7012-Q001/Obj
New	30/01/2015 15:33:58:600	GOOSE signal - IRPC7012 CB Fault Open	Primary input signal is TRUE	GOOSE-IRPC7012-Q001/Obj
Inactive	30/01/2015 15:33:58:600	IRPC7012	CB Closed	PWWA/PWE/BO/BO/IAE/LEO/SP/PTV/1/Obj/general

TABLE XII. EXAMPLE EVENTS OF PTT ALARMING AT ABCD PLANT

Alarm Change	Event Time	Object Description	Message	Source Name
Inactive	30/01/2015 14:46:01:303	IRPC7012	Inactive	PWWA/PWE/BO/BO/IAE/LEO/SP/PTV/1/Obj/general
New	30/01/2015 14:46:01:305	IRPC7012	Distance Protection Zone 2 Operate	PWWA/PWE/BO/BO/IAE/LEO/SP/PTV/1/Obj/general
New	30/01/2015 14:46:01:305	IRPC7012	Distance Protection Zone 2 Operate	PWWA/PWE/BO/BO/IAE/LEO/SP/PTV/1/Obj/general
New	30/01/2015 14:46:01:304	IRPC7012	Master Trip	PWWA/PWE/BO/BO/IAE/LEO/SP/PTV/1/Obj/general
Inactive	30/01/2015 14:46:01:304	IRPC7012	Inactive	PWWA/PWE/BO/BO/IAE/LEO/SP/PTV/1/Obj/general
Inactive	30/01/2015 14:46:01:303	IRPC7012	Inactive	PWWA/PWE/BO/BO/IAE/LEO/SP/PTV/1/Obj/general
Inactive	30/01/2015 14:46:01:303	IRPC7012	Inactive	PWWA/PWE/BO/BO/IAE/LEO/SP/PTV/1/Obj/general
Inactive	30/01/2015 14:46:01:302	IRPC7012 TP PTT carrier seal	From normal value	IRPC7012 TP PTT Carrier Seal
Inactive	30/01/2015 14:46:01:302	IRPC7012	Inactive	PWWA/PWE/BO/BO/IAE/LEO/SP/PTV/1/Obj/general
Inactive	30/01/2015 14:46:01:302	IRPC7012	Inactive	PWWA/PWE/BO/BO/IAE/LEO/SP/PTV/1/Obj/general
Inactive	30/01/2015 14:46:01:302	IRPC7012	Inactive	PWWA/PWE/BO/BO/IAE/LEO/SP/PTV/1/Obj/general
New	30/01/2015 14:46:01:300	IRPC7012	Distance Protection Zone 2 Operate	PWWA/PWE/BO/BO/IAE/LEO/SP/PTV/1/Obj/general
New	30/01/2015 14:46:01:301	IRPC7012	Distance Protection Zone 2 Operate	PWWA/PWE/BO/BO/IAE/LEO/SP/PTV/1/Obj/general
New	30/01/2015 14:46:01:301	IRPC7012 TP PTT carrier seal	From normal value	IRPC7012 TP PTT Carrier Seal
New	30/01/2015 13:58:00:010	IRPC7012	Distance Protection Zone 2 Operate	PWWA/PWE/BO/BO/IAE/LEO/SP/PTV/1/Obj/general
New	30/01/2015 13:58:00:008	IRPC7012	Distance Protection Zone 3 Operate	PWWA/PWE/BO/BO/IAE/LEO/SP/PTV/1/Obj/general
New	30/01/2015 13:58:00:004	IRPC7012	Reverse remote power 320 Trip	PWWA/PWE/BO/BO/IAE/LEO/SP/PTV/1/Obj/general
New	30/01/2015 13:58:00:000	IRPC7012	Operate	PWWA/PWE/BO/BO/IAE/LEO/SP/PTV/1/Obj/general
New	30/01/2015 13:58:00:000	IRPC7012	Master Trip	PWWA/PWE/BO/BO/IAE/LEO/SP/PTV/1/Obj/general
New	30/01/2015 13:58:00:000	IRPC7012	Reverse remote power 320 Start	PWWA/PWE/BO/BO/IAE/LEO/SP/PTV/1/Obj/general
New	30/01/2015 13:58:19:302	IRPC7012 TP PTT carrier receive	From normal value	IRPC7012 TP PTT Carrier Rx

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นิยมนำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

TABLE XIII. EXAMPLE EVENTS OF DEF ALARMING AT ABCD PLANT

Alarm Change	Event Time	Object Description	Message	Source Name
Inactive	30/06/2013 15:24:54:18	IRPC7012 TP DEF carrier send	From normal value	IRPC7012_TP_DEF_carrier_send
New	30/06/2013 15:24:56:13	IRPC7012 TP DEF carrier send	From normal value	IRPC7012_TP_DEF_carrier_send
Inactive	30/06/2013 15:25:22:11	IRPC7012 TP DEF carrier receive	From normal value	IRPC7012_TP_DEF_carrier_receive
New	30/06/2013 15:25:23:46	IRPC7012 TP DEF carrier receive	From normal value	IRPC7012_TP_DEF_carrier_receive
Inactive	30/06/2013 15:18:30:00	IRPC7012 TP DEF carrier send	From normal value	IRPC7012_TP_DEF_carrier_send
New	30/06/2013 15:18:30:00	GOOSE Signal IRPC7012 1/4 make open	Discrete input signal to FALSE	GOOSE-IRPC7012-00000000
New	30/06/2013 15:18:30:00	GOOSE Signal IRPC7012 1/4 make open	Primary input signal to FALSE	GOOSE-IRPC7012-00000000
Inactive	30/06/2013 15:16:05:76	IRPC7012	Inactive	PWVAL-PTW1B01B01A11-11-D05AMPTRC-Coprocessor
Inactive	30/06/2013 15:16:05:74	IRPC7012	Inactive	PWVAL-PTW1B01B01A11-11-D05AMPTRC-Coprocessor
Inactive	30/06/2013 15:16:05:74	IRPC7012	Inactive	PWVAL-PTW1B01B01A11-11-D05AMPTRC-Coprocessor
New	30/06/2013 15:16:05:70	IRPC7012	CB Open	PWVAL-PTW1B01B01A11-11-D05AMPTRC-Coprocessor
New	30/06/2013 15:16:05:68	IRPC7012	Master Trip	PWVAL-PTW1B01B01A11-11-D05AMPTRC-Coprocessor
New	30/06/2013 15:16:05:67	IRPC7012	Operate	PWVAL-PTW1B01B01A11-11-D05AMPTRC-Coprocessor
New	30/06/2013 15:16:05:28	IRPC7012	Operate	PWVAL-PTW1B01B01A11-11-D05AMPTRC-Coprocessor
Inactive	30/06/2013 15:13:00:17	IRPC7012	Inactive	PWVAL-PTW1B01B01A11-11-D05AMPTRC-Coprocessor
New	30/06/2013 15:13:00:15	IRPC7012	Distance Proto Zone 2 Operate	PWVAL-PTW1B01B01A11-11-D05AMPTRC-Coprocessor
New	30/06/2013 15:13:00:15	IRPC7012	Distance Proto Zone 2 Operate	PWVAL-PTW1B01B01A11-11-D05AMPTRC-Coprocessor
New	30/06/2013 15:13:00:15	IRPC7012	Master Trip	PWVAL-PTW1B01B01A11-11-D05AMPTRC-Coprocessor
New	30/06/2013 15:13:00:15	IRPC7012	Operate	PWVAL-PTW1B01B01A11-11-D05AMPTRC-Coprocessor
New	30/06/2013 15:13:00:15	IRPC7012 TP DEF carrier receive	From normal value	IRPC7012_TP_DEF_carrier_receive
Inactive	30/06/2013 15:13:00:15	IRPC7012 TP DEF carrier receive	From normal value	IRPC7012_TP_DEF_carrier_receive
New	30/06/2013 15:20:27:19	IRPC7012 TP DEF carrier receive	From normal value	IRPC7012_TP_DEF_carrier_receive
New	30/06/2013 15:20:27:19	IRPC7012	CB Closed	PWVAL-PTW1B01B01A11-11-D05AMPTRC-Coprocessor

Finally, Fig. 8 and Fig. 9 present the actual work process for on-site implementation for the new teleprotection scheme and the SCADA system, including all the new extra RTU cabinets.



Fig. 8. (Left) FAT test of the Teleprotection cabinets and (Right) FAT test of an RTU cabinet



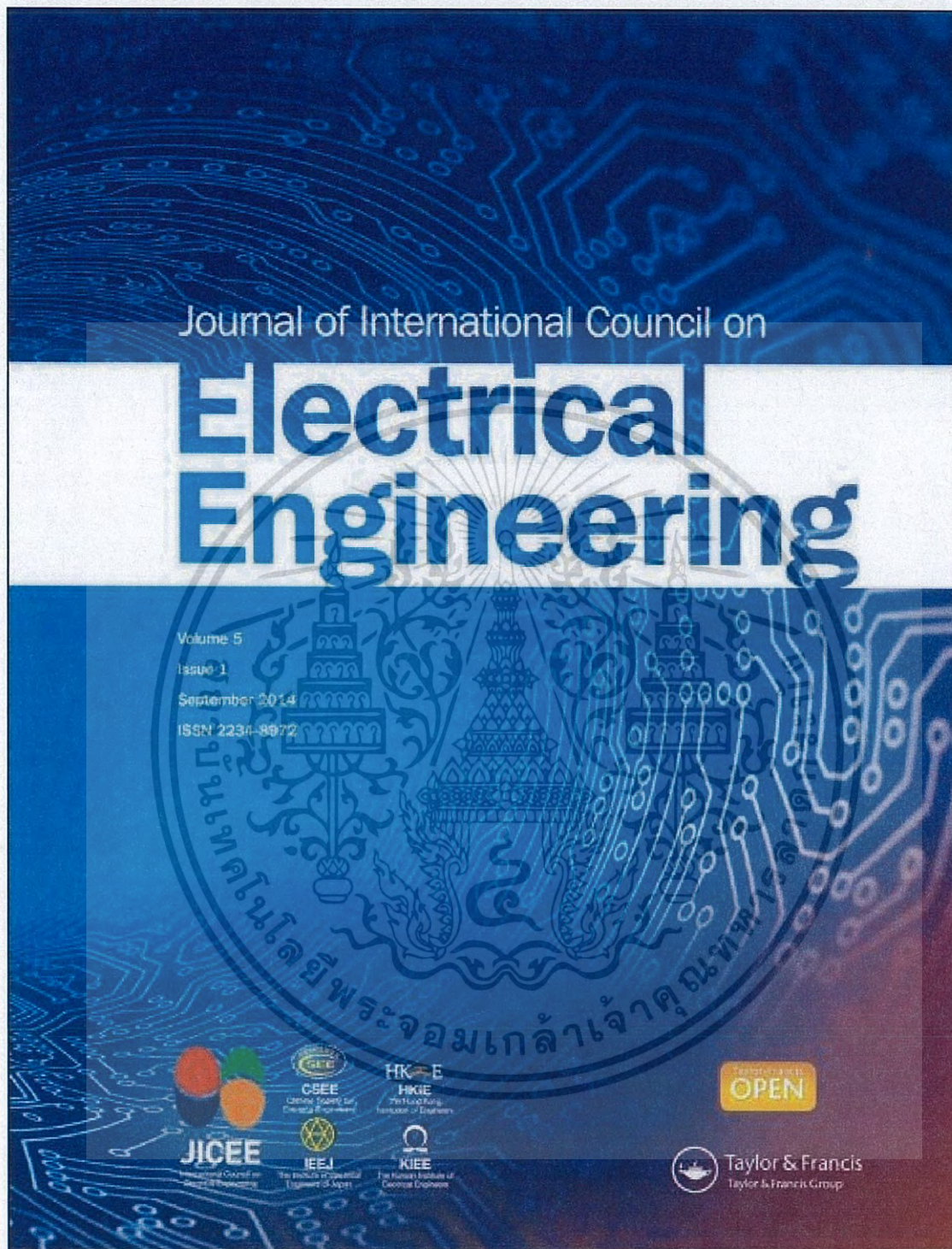
Fig. 9. (Left) Teleprotection cabinet installed at ABCD and (Right) Teleprotection cabinet installed at EGAT-RY1 substation

VII. CONCLUSIONS

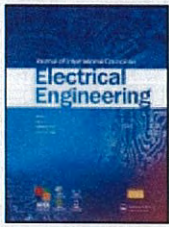
The proposed DTT tele-protection scheme with carrier signals (PTT and DEF) has now been in operation in ABCD power plant for around two years already. The SCADA system of ABCD power plant is also in operation and already linked up with both EGAT's and PEA's SCADA system and it is now working properly and smoothly. The proposed system has been insured the stability and reliability throughout the process of tentative FAT test and commissioning test. The proposed tele-protection scheme with SCADA system is able to resolve the aforementioned issue of a very unique manner interconnection problem. This particularly case study shall be used as a very good example for the future to come and similar circumstance in Thailand.

REFERENCES

- [1] Chai Chompoo-inwai, Chitra Yingvivanapong, Pradit Fuangfoo and Wei-Jen Lee, "Transmission Congestion Management During Transition Period of Electricity Deregulation in Thailand," IEEE Trans. Ind. Appl., vol.43, no. 6, pp. 1483-1490, Nov/Dec 2007
- [2] Chow Chompoo-inwai, M. Leclajindakrairerk, S. Banjongit, P. Fuangfoo and Wei-Jen Lee, "Biomass Power Generation Development in Thailand," in IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2009, Calgary, AB, 2009, pp. 1-4
- [3] Chow Chompoo-inwai, Athiruk Aungkum, Naradon Chotiwanaporn, Siriwat Potvijakul and Monthon Leclajindakrairerk, "A New Distributed Generation Protection Scheme in Thailand Using Direct Transfer Trip (DTT) Technique and a Mirrored Bit Protocol," in The 20th International Conference on Electrical Engineering, Jeju, Korea, 2014, pp. 928-932
- [4] Emil Bartosiewicz et al., "Overview and Test Results of Modern Pilot Schemes for Coordination of Line Distance Protection Relays," in 12th International Conference on Environment and Electrical Engineering (E3IC), 2013., Wroclaw, 2013, pp. 191-196.
- [5] DZ9 Teleprotection Application Technical Description, v 1.13, Iskra MIS, d.d., Kranj, Slovenia, 2008.
- [6] HYMO-LMN4EJ SDH Fiber-Optic Transmission Equipment User's Manual, v 1.2, Beijing Huahuan Electronics Co., Beijing, 2007.
- [7] MICOM P437 Distance Protection Device Technical Manual, v 631, Schneider Electric., Rueil-Malmaison., 2011.
- [8] Line distance protection REL670 Technical reference manual, v 1.2, ABB AB., Vasteras, SW, 2010.
- [9] Christoph Brunner, "IEC 61850 for Power System Communication," in T&D/IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2008., Chicago, IL, 2008, pp. 1-6.
- [10] R. E. Mackiewicz, "Overview of IEC 61850 and Benefits," in IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2005/2006., Dallas, TX, 2006, pp. 376-383.
- [11] Christoph Brunner, "The Impact of IEC 61850 on Protection," in IET 9th International Conference on Developments in Power System Protection, 2008., Glasgow, 2008, pp. 14-19.
- [12] Reference Manual Rail Switch Power Lite (RSPL), v 2.0, Hirschmann Automation and Control., Neckarenzlingen., 2013.
- [13] CuSE NX User Manual, v 14, Remdaq Limited., Flintshire., 2014.
- [14] CMC356 Ref. Manual, v AE.7, OMICRON electronics, Klaus., 2013.



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



A new distributed generation protection scheme in Thailand using direct transfer trip technique and Mirrored Bits Protocol

Chow Chompoo-inwai, Athiruk Aungkum, Naradon Chotiwanaporn, Siriwat Potivejjakul & Monthon Leelajindakraierk

To cite this article: Chow Chompoo-inwai, Athiruk Aungkum, Naradon Chotiwanaporn, Siriwat Potivejjakul & Monthon Leelajindakraierk (2015) A new distributed generation protection scheme in Thailand using direct transfer trip technique and Mirrored Bits Protocol. Journal of International Council on Electrical Engineering, 5:1, 34-41, DOI: 10.1080/22348972.2015.1011774

To link to this article: <http://dx.doi.org/10.1080/22348972.2015.1011774>

© 2015 The Author(s). Published by Taylor & Francis

Published online: 02 Jul 2015.

Submit your article to this journal [↗](#)

Article views: 327

View related articles [↗](#)

View Crossmark data [↗](#)

Full Terms & Conditions of access and use can be found at
<http://www.tandfonline.com/action/journalInformation?journalCode=tjee20>

Download by: [King Mongkut's Inst of Technology Ladkrabang]

Date: 15 May 2017, At: 10:20

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

A new distributed generation protection scheme in Thailand using direct transfer trip technique and Mirrored Bits Protocol

Chow Chompoo-inwai^{a*}, Athiruk Aungkum^b, Naradon Chotiwanaporn^a, Siriwat Potivejjakul^a and Monthon Leclajindakrairerk^a

^aEE Department, Faculty of Engineering, King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang, Bangkok, Thailand; ^bM.S. Student, EE Department, Faculty of Engineering, King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang (KMILT), Bangkok, Thailand

At present, most of the utility electrical power systems in Thailand are connected as a network. It is essential to gather many separated electrical power sources (from EGAT, PEA, MEA and private sectors i.e. IPP, SPP and VSPP) together to enhance the stability and reliability of Thailand's power network. The appropriate protection scheme for a high voltage transmission system is indispensable. The current protection scheme that has long been used in most regions of Thailand's network is a peer-to-peer protection scheme. Such a scheme has a big disadvantage when there is a fault at any point from only one power source in the network due to the lack of islanding mode of operation. For example, if there is a short circuit fault occurring in the region taken power from two sources, the protection relay will send out a signal to disconnect/cease the power from both ends, regardless of the fault locations. These circumstances happening quite often in many of Thailand's networks and can cause a lot of damage from power outage, especially in industrial estate areas. Therefore, this research proposed a new technique for protection schemes to prevent the aforementioned circumstances called the direct transfer trip (DTT) protection scheme using the SEL Mirrored Bits[®] protocol. The principal idea is to have communication between the relay protection installed at any point of the network and the logic processor unit installed at the supplementary power source, such as IPP, SPP or VSPP, via a protocol called Mirrored Bits[®] through the fibre optic network. The key concept is that if there is a single fault occurring in any point of the network except from the main grid source, the generation systems of the supplementary power source must continue operating in order to avoid the power outage in the network. This paper elaborates the proposed protection scheme by examining and analysing the small power system network in the eastern region of Thailand. The single line diagram of such a network is presented here. The conceptual and detailed design of the proposed protection scheme is also elaborated. The design of such a logic processor unit is extensively explained. The simulation process was done using the computational simulation before the testing and commissioning process. The testing and commissioning results through the distributed control system (DCS) are satisfactory and are illustrated here.

Keywords: direct transfer trip; optical fibre; Mirrored Bits[®]; network protection; distributed control system

I. Introduction

Intertrip systems or direct transfer trip (DTT) have been used widely in line protection. These systems are used to transmit data over a communications system to relay protection of each side, i.e. through fibre optics with speed in milliseconds, which is very fast compared to copper wires. The aforementioned speeds make the system more reliable. But when the system has scheme connected are network. The appropriate protection scheme for a high voltage transmission system is indispensable. The current protection scheme that has long been used in most regions of Thailand's network is a peer-to-peer protection scheme. Such a scheme has a big disadvantage when a fault occurs at any point in the network. A peer-to-peer protection system will operate, just disconnecting the circuit breaker at the fault only, regardless of the fault locations and the main power system that continues to supply power to the system or not. Without checking the status of the circuit breaker, this can cause damage to the generator of IPP systems because the power is not enough to loads. Thus, it has led the DTT technique and

Mirrored Bits[®] protocol [1, 2] for use the network system appropriately. Which aforementioned systems are faster and smarter in the process and decided to disconnect generator of IPP with speed in milliseconds when the main power plant was disconnect earlier.

This paper will give examples of scheme DTT technique and Mirrored Bits Protocol installation and use in eastern of Thailand. The aforementioned scheme consists of an IPP system with a network connection to a power station of the PEA (Provincial Electricity Authority) to sell electricity to the power supply system of EGAT (Electricity Generating Authority of Thailand) shown in Figure 1.

Figure 1 shows the traditional connection, which consists of four PEA stations: Pluak Daeng substation 1 (PLD-1), Pluak Daeng substation 2 (PLD-2), Bho Win 1 (BWN-1), and Bho Win 2 (BWN-2). The main power plant system 1 unit is EGAT and the two IPP system units are Thai National Power 1 (TNP-1) and Thai National Power 2 (TNP-2). Each of the existing power stations use a distance relay for line protection.

*Corresponding author. Email: chompooe@gmail.com

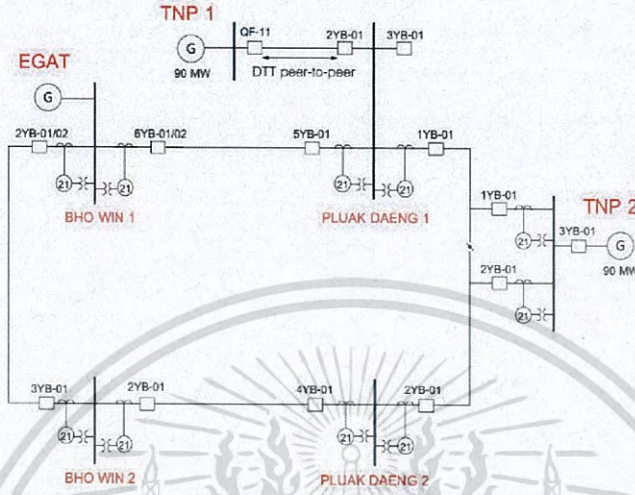


Figure 1. Network diagram of eastern Thailand.

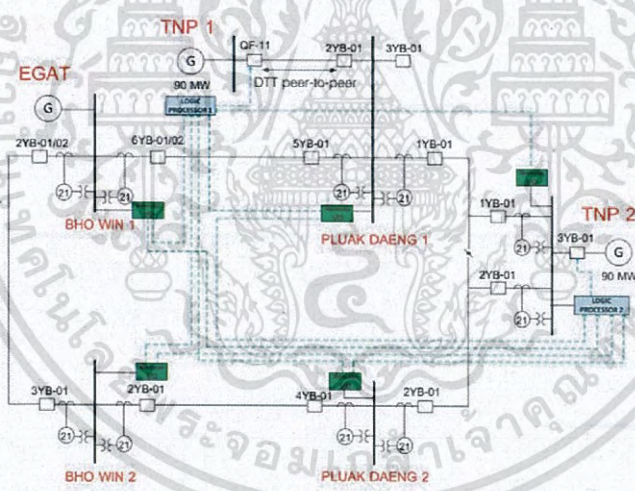


Figure 2. Single-line diagram direct transfer trip technique and Mirrored Bits[®] protocol.

II. Direct transfer trip technique and Mirrored Bits Protocol

The DTT technique and a Mirrored Bits[®] protocol system must install a remote i/o unit (in this paper we used an SEL-2505 remote i/o unit) [3] to use in the transmission of data from various substations to the logic processor

(in this paper we used an SEL-2100 logic processor) [4], which was installed at the IPP, which is TNP1 and TNP2, through fibre optics using the Mirrored Bits[®] protocol, which provides data transmission speeds of 10–18 ms. Each station must transmit information such as the status of the circuit breaker, the status of the disconnecting

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

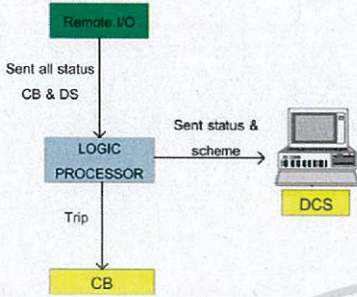


Figure 3. Scheme direct transfer trip technique and Mirrored Bits Protocol.

switch are available in all the equipment to the logic processor. The logic processor is a processor under the terms of the generated logic, which is determined from the protection system of IPP. The primary goal is protection in

the event of main power plant (EGAT) being disconnected from the system (islanding mode). This will cause damage to the system and generator of IPP (TNP1 and TNP2) because the cause of the overload. The logic processor checks the status of the circuit breaker of all the substations to be analysed and sends a signal to disconnect the circuit breaker of IPP with speed in milliseconds. Reduced damage will occur to the system or generator of IPP. Figure 2 shows the single line diagram of the DTT technique and Mirrored Bits[®] protocol. Additionally, the status of breakers and disconnecting switches all are sent to the distributed control system (DCS) to monitor the status of a real time system as shown in Figure 3.

III. Logic and Logic Processor

Logic in the logic processor is determined by the condition which is determined from the protection system of IPP non-operating in island mode, Figure 2 if EGAT which is the main power plant was disconnect from the system. The IPP TNP1 and TNP2 cannot continue to generate power because of insufficient capacity per load. Therefore, the

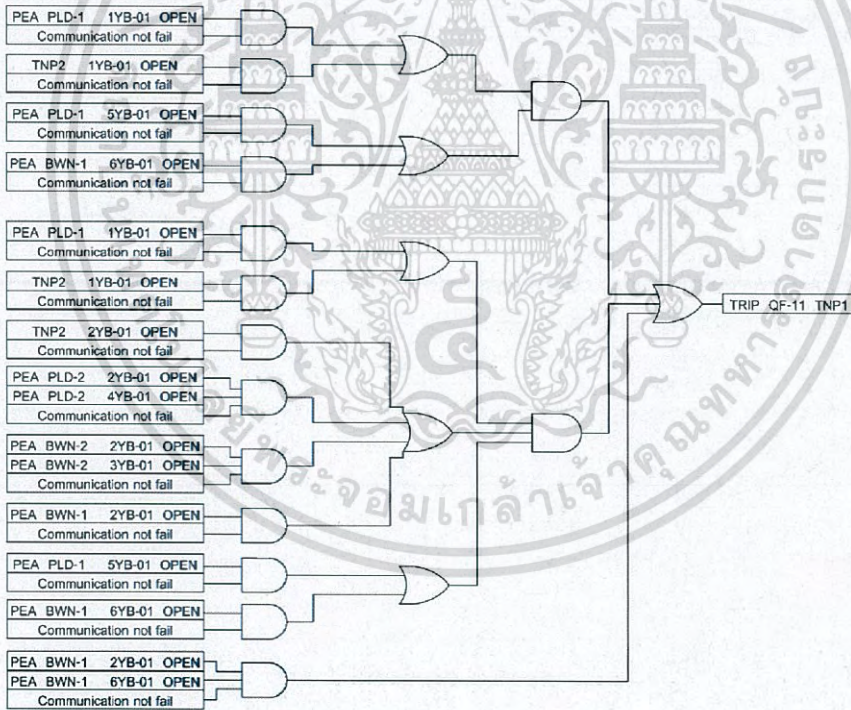


Figure 4. Logic for direct transfer trip of TNP1.

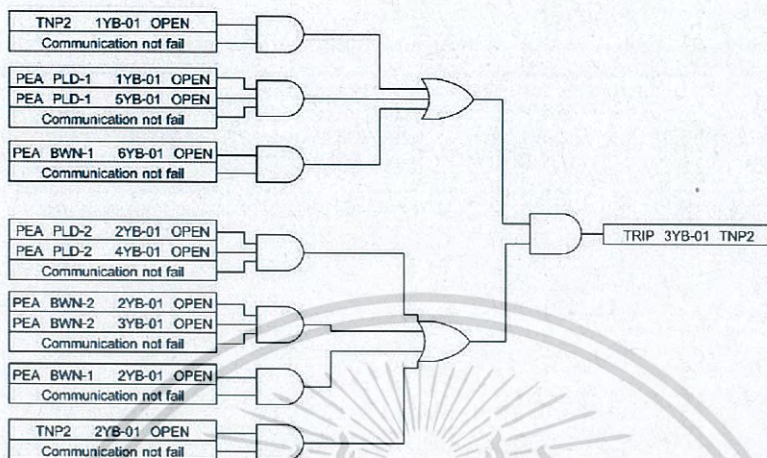


Figure 5. Logic for direct transfer trip of TNP2.

logic processor must disconnect IPP from both from the system by the gather status of the circuit breaker at the substation which is connected to the processor.

If IPP cannot afford the supplement power to EGAT, the logic processor must disconnect IPP from both of them immediately. On the other hand, if IPP can afford the supplement power to EGAT, although disconnect of circuit breaker in some substation. The logic processor is still not disconnect IPP from the system to maintain the stability and reliability of the system. And if any one of IPP was disconnect. There would be not impact generated by IPP other one. Figures 4 and 5 show the logic structure of logic processor TNP1 and TNP2, respectively.

Figures 4 and 5 show that the logic processor monitored status of CB at every substation in real-time. If a substation are disconnect any circuit breaker until IPP cannot afford the supplement power to EGAT. Logic processor of each plant will disengage itself from the system to prevent damage from the islanding mode. In addition the logic processor monitored status of communication between remote i/o of each substation. If a communication failure the logic processor will send signal alarm notify the user to know to find a solution.



Figure 6. Logic processor hardware in control room.



Figure 7. Logic processor hardware in control room.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

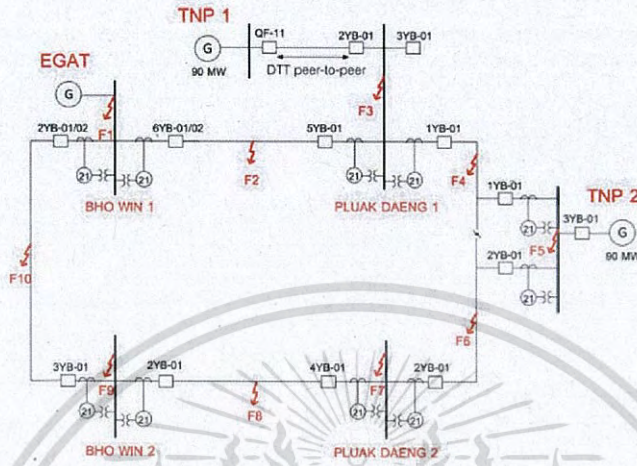


Figure 8. Simulation fault in peer-to-peer protection system.

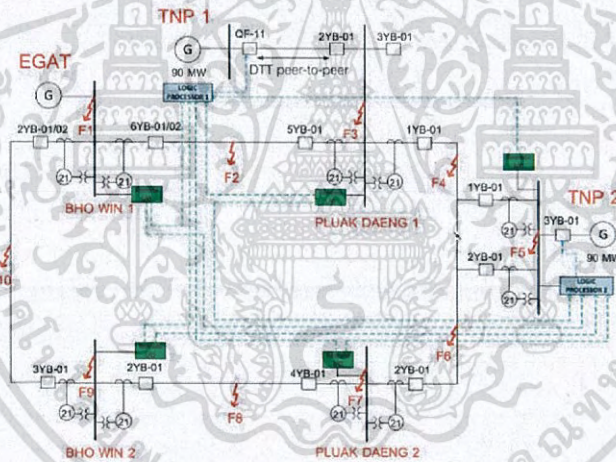


Figure 9. Simulation fault in DTT technique and Mirrored Bits Protocol.

When aforementioned systems were compared to systems with peer-to-peer it was found that the peer-to-peer systems have the disadvantage is not being able to recognize the status of the circuit breaker at the other substation. This is because the peer-to-peer system cannot check that the main power was disconnected from the system or not. Use of a logic processor installed within a control room is shown in Figures 6 and 7.

IV. Simulation Test

In the process of testing simulated the circuit breaker disconnect according any fault location. To compare the performance of a peer-to-peer systems and DTT technique and Mirrored Bits[®] protocol as shown in Figures 8 and 9, respectively. Which scheme fault simulation depends on the nature of the fault as possible consist fault at the bus and fault at the line as follows:

Table 1. Simulation results for different faults in DTT system.

Fault	EGAT Status	Status Mode		Peer-to-Peer		DTT Mirrored Bits	
		TNP1	TNP2	TNP1	TNP2	TNP1	TNP2
F1	out of service	Island	Island	No trip	No trip	Trip	Trip
F2	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip
F3	in service	Island	Normal	Trip	No trip	Trip	No trip
F4	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip
F5	in service	Normal	Island	No trip	Trip	No trip	Trip
F6	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip
F7	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip
F8	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip
F9	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip
F10	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip
F2 & F3	in service	Island	Normal	Trip	No trip	Trip	No trip
F2 & F4	in service	Island	Normal	No trip	No trip	Trip	Normal
F2 & F5	in service	Normal	Island	No trip	Trip	No trip	Trip
F2 & F6	in service	Island	Island	No trip	No trip	Trip	Trip
F2 & F7	in service	Island	Island	No trip	No trip	Trip	Trip
F2 & F8	in service	Island	Island	No trip	No trip	Trip	Trip
F2 & F9	in service	Island	Island	No trip	No trip	Trip	Trip
F2 & F10	out of service	Island	Island	No trip	No trip	Trip	Trip
F3 & F4	in service	Island	Normal	Trip	No trip	Trip	No trip
F3 & F5	in service	Island	Island	Trip	Trip	Trip	Trip
F3 & F6	in service	Island	Island	No trip	No trip	Trip	Trip
F3 & F7	in service	Island	Island	No trip	No trip	Trip	Trip
F3 & F8	in service	Island	Island	No trip	No trip	Trip	Trip
F3 & F9	in service	Island	Island	No trip	No trip	Trip	Trip
F3 & F10	in service	Island	Island	No trip	No trip	Trip	Trip
F4 & F5	in service	Normal	Island	No trip	Trip	No trip	Trip
F4 & F6	in service	Normal	Island	No trip	No trip	No trip	Trip
F4 & F7	in service	Normal	Island	No trip	No trip	No trip	Trip
F4 & F8	in service	Normal	Island	No trip	No trip	No trip	Trip
F4 & F9	in service	Normal	Island	No trip	No trip	No trip	Trip
F4 & F10	in service	Normal	Island	No trip	No trip	No trip	Trip
F5 & F6	in service	Normal	Island	No trip	Trip	No trip	Trip
F5 & F7	in service	Normal	Island	No trip	Trip	No trip	Trip
F5 & F8	in service	Normal	Island	No trip	Trip	No trip	Trip
F5 & F9	in service	Normal	Island	No trip	Trip	No trip	Trip
F5 & F10	in service	Normal	Island	No trip	Trip	No trip	Trip
F6 & F7	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip
F6 & F8	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip
F6 & F9	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip
F6 & F10	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip
F7 & F8	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip
F7 & F9	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip
F7 & F10	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip
F8 & F9	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip
F8 & F10	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip
F9 & F10	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip

- F1 : fault at EGAT bus.
- F2 : fault at line between BWN-1 and PLD-1.
- F3 : fault at PLD-1 bus.
- F4 : fault at line between PLD-1 and TNP-2.
- F5 : fault at TNP-2 bus.
- F6 : fault at line between TNP-2 and PLD-2.
- F7 : fault at PLD-2 bus.
- F8 : fault at line between PLD-2 and BWN-2.
- F9 : fault at BWN-2 bus.
- F10 : fault at line between BWN-2 and BWN-1.

- In special case, possibility of double fault during location in the same time.

Figure 8 illustrates all fault locations in the previous system. Figure 9 also presents the fault location when increase DTT technique and Mirrored Bits[®] protocol. The test results of simulation and the scheme disconnect of circuit breaker are summarized in Tables 1 and 2, respectively.

Figures 8 and 9 show the simulation of the fault at various points and Table 1 shows that result of

Table 2. Scheme of circuit breaker trip when fault at any location.

Fault Location	Type of Fault	Substation	Trip of Circuit Breaker
F1	Bus fault	BWN-1	2YB01/02 & 6YB-01/02
F2	Line fault	BWN-1	6YB01/02
F3	Bus fault	PLD-1	5YB01
F4	Line fault	PLD-1	5YB-01 & 1YB-01
F5	Bus fault	TNP-2	1YB-01
F6	Line fault	TNP-2	1YB-01 & 2YB-01 & 3YB-01
F7	Bus fault	PLD-2	2YB-01
F8	Line fault	PLD-2	2YB-01 & 4YB-01
F9	Bus fault	BWN-2	4YB-01
F10	Line fault	BWN-2	2YB-01 & 3YB-01
		BWN-1	3YB-01
			2YB-01/02

Table 3. The actual tested results fault in DTT system.

Fault	EGATStatus	Status Mode		Peer-to-Peer		DTT Mirrored Bits	
		TNP1	TNP2	TNP1	TNP2	TNP1	TNP2
F1	out of service	Island	Island	No trip	No trip	Trip	Trip
F4	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip
F10	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip
F2 & F4	in service	Island	Normal	No trip	No trip	Trip	Normal
F2 & F8	in service	Island	Island	No trip	No trip	Trip	Trip
F3 & F10	in service	Island	Island	No trip	No trip	Trip	Trip
F4 & F10	in service	Normal	Island	No trip	No trip	No trip	Trip
F5 & F10	in service	Normal	Island	No trip	Trip	No trip	Trip
F6 & F10	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip
F8 & F10	in service	Normal	Normal	No trip	No trip	No trip	No trip

simulation fault, for example when an F1 fault this is a fault on the bus. The protection relay must send the signal to disconnect the circuit breaker 2YB-01 and 6YB-01 of the BWN-1 substation. Because the main power is EGAT was disconnected from the system (out of service) and another case that EGAT was disconnect is the occurrence of fault 2 position in similar time. As a result, both IPP (TNP1 and TNP2) into island mode. The peer-to-peer system is not disconnecting IPP instantaneously. Must wait for the protection system of IPP itself done operate to disconnecting. Makes such slow disconnected may cause damage to the system and generator of IPP itself. While the DTT technique and Mirrored Bits Protocol system are disconnect instantaneously by the processing of the logic processor and send signal to disconnect circuit breaker with a sensitivity level of milliseconds. Reduces damage will occur to the system or generator of both IPP.

V. Actual test and commissioning

The process of testing the actual system has defined that circuit breaker trip of each the stations according to the scheme of the fault. Compare the results with the

simulation show that the system operate correctly as simulation. The actual test results are summarized in Table 3.


V. Conclusion

The experiment showed that when the fault that causes the main power is EGAT was disconnected from the system the IPP (TNP1 and TNP2) both into island mode. The peer-to-peer system is not disconnecting IPP both instantaneously. Makes such slow disconnected may cause damage to the system and generator of IPP itself. While the DTT technique and Mirrored Bits protocol system are disconnect instantaneously. Reduces damage will occur to the system or generator of both IPP. Make the system more reliable. As a result of a communication signal with direct fibre optic via Mirrored Bits Protocol is the speed than compared to other communication protocols. [5] As well as intelligence processing of logic processor. In addition, aforementioned system can notification event such as send status alarm or various disorders of the system to the DCS to monitor the system in real-time.

Acknowledgements

The authors would like to thank the Energy System and Illumination Engineering Research Center (ESIRC) team members for all their support throughout this research. Also, the authors would like to thank Mr Amnuay Tempiyapol and Thai Power Center Co., Ltd. for providing the information and equipment used in this research.

ORCID

Chow Chompoo-inwai  <http://orcid.org/0000-0002-4411-2640>

Notes on contributors



Athiruk Aungkum, received his BEng in Electrical Engineering from Mahanakorn University of Technology (MUT), Bkk, Thailand, in 2009. Currently, he is pursuing his masters degree in Electrical Engineering in King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang (KMITL). His research interests are the Power System Protection, Relays, High Voltage Engineering and other topics related to Power System Protections.



Naradon Chotiwanaporn, received his BEng in Electrical Engineering from Mahanakorn University of Technology (MUT), Bkk, Thailand, in 1995 and MEng in Electrical Engineering from King Mongkut Institute of Technology Ladkrabang (KMITL), Bkk, Thailand, in 2001. Currently, he is pursuing his doctoral degree in Electrical Engineering in King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang

(KMITL). His research interests are the Power System Protection, Relays, High Voltage Engineering and other topics related to Power System Protections.



Chow Chompoo-inwai (IEEE Member since 1998) received his BEng (hons) and MEng degrees in Electrical Engineering from the King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang (KMITL), Bkk, Thailand. He got his PhD in Electrical and Computer engineering from Clarkson University, NY, USA, in 2008. He joined KMITL as a faculty member in 1998. He currently works as assistant professor in the Energy System and Illumination Research Center (ESIRC), EE Department, Faculty of Engineering, KMITL, Bkk, Thailand. His research interests are on various fields in Power Engineering i.e. Renewable Energy Generation & Applications, High voltage Engineering & Modern diagnostic techniques, Power Systems, Energy Efficient Management, DSP applications in Power Engineering and Illumination Engineering.

References

- [1] Implementing Mirrored Bits technology over various communications media, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., Pullman, WA, 2007.
- [2] Relay-to-relay digital logic communication for line protection, monitoring, and control, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., Pullman, WA, 1998.
- [3] SEL-2505 Remote I/O module instruction manual, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., Pullman, WA, 2012.
- [4] SEL-2100 Logic processor instruction manual, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., Pullman, WA, 2011.
- [5] Comparison of Mirrored Bits[®] communications and ethernet IEC 61850 GOOSE for teleprotection using spread-spectrum radio, Schweitzer.



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

The Interoperability of the New Direct Transfer Trip (DTT) Technique with Carrier Signal Protection Scheme (PTT and DEF) and SCADA System between two Utilities in Thailand

CHOTIWANAPORN Naradon, AUNGKUM Athiruk and CHOMPOO-INWAI Chow

Electrical Engineering Department, Faculty of Engineering,
King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang (KMUTL),
Ladkrabang, Bangkok, THAILAND 10520.

naradon_2002@hotmail.com, athiruk@gmail.com, chompoo@gmail.com

Abstract

This research paper presents the case study of the concept and implementation for special protection scheme called Direct Transfer Trip (DTT) technique with Carrier Signal Protection Scheme (Permissive Transfer Trip (PTT) and Directional Earth Fault Transfer Trip (DEF)) to enhance the power system stability when connected the small power producer (SPP) to the system. The case study here will talk about the scenario in natural gas type SPP named ABCD. This SPP itself has a very unique manner that is ABCD usually earn its revenue from selling the electricity to Provincial Electricity Authority (PEA) via 115kV substation of Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT). Both EGAT and PEA play some part in controlling how ABCD will generate and transfer the electricity through their own properties. The recent status of the protection scheme in this SPP is that there are only distance and directional relays connected at both EGAT's bus and ABCD ends without any interconnection. The tripping commands on both ends rely on these two and the operator. In the meantime, ABCD would like to increase its generation capacity from 92 MW to 119 MW. It is then required to meet EGAT's new protection scheme requirement with DTT technique and carrier signal protection scheme (PTT and DEF). PEA also now asks to have access to monitor and control the status of such protection scheme via PEA's supervisory control and data acquisition (SCADA) system. This paper thoroughly elaborates the concept design and how to execute the implementation of the existing protection system and devices to meet both EGAT and PEA requirements. Two teleprotection cabinets were added at both ends (EGAT's bus and ABCD's bus) in order to complete the interconnection between the two via PEA's fiber optics network. These two teleprotection cabinets play a significant role to fulfill EGAT's DTT function with carrier signal protection scheme (PTT and DEF) requirement. The in depth details of how to reconfiguration the existing system with this newly design scheme will be explained. Another requirement to link up with PEA's SCADA system was done by adding another cabinet comprised of the gateway protocol converter (between PEA's DNP3 protocol and internal ABCD's IEC-61850 protocol), remote terminal unit (RTU) and Ethernet switch at the ABCD's end. The previously mentioned PEA's fiber optic network has been used here via multiplexer (MUX). In order to validate that the newly-

improved protection scheme is able to work properly, both factory acceptance test (FAT) and the commissioning test (after implementation) are mandatory. This paper also explains the steps and process on how to do FAT and commissioning test. The test results and analysis are also presented here in this paper. The concept design, the implementation results and the test results from this particular case study can be used as a very good example for the similar circumstance in Thailand.

Keywords

Direct Transfer Trip (DTT), Carrier Signal Protection, Permissive Transfer Trip (PTT), Directional Earth Fault Transfer Trip (DEF), DNP3.0 protocol, IEC-61850 protocol.

1. INTRODUCTION

In Thailand, the electrical power system has been managed by three state utilities i.e., the Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT), the Metropolitan Electricity Authority (MEA), and the Provincial Electricity Authority (PEA). EGAT is responsible for operating the generation and the transmission systems, while MEA and PEA are responsible for distribution system in metropolitan and other local areas, respectively. According to the Power Development Plan (PDP 2012) during the year 2012-2025, Thailand government plans to purchase more electrical power from the private sector i.e., Independent Power Producer (IPP), Small Power Producer (SPP) and Very Small Power Producer (VSPP) to enhance the stability and reliability of Thailand's electrical power system [Chai Chompoo-inwai et al, 2009]. EGAT is responsible for purchasing electrical power from IPP and SPP, while PEA is responsible for purchasing electrical power from SPP and VSPP, whereas MEA is responsible for purchasing electrical power from SPP only. Each utility has its own requirements and regulations about the electricity purchasing policy. One of the key and common requirement is the teleprotection scheme of high voltage transmission line between the main power source (EGAT, MEA and PEA) and the private sector power plant when synchronizing. Almost all private sector in Thailand is able to connect to only

one Utility while the SPP power plant can connect and sell the electricity to both EGAT and PEA. Such an SPP must update its teleprotection scheme to comply with all connected grid network requirements and regulations.

Nowadays, PEA's regulation for interconnection to PEA grid has two main requirements which are (1) PEA requires the IPP/SPP contractor to install at least the simplest Direct Transfer Trip (DTT) teleprotection scheme for monitoring any of the circuit breaker status connected to PEA substation via PEA's fiber-optic cable [Chow Chompoo-inwai, et al., 2014] and (2) the SPP contractor must meet up with the requirement to link up with PEA's Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) system. It should be noted here that PEA's SCADA system is now operating over DNP3 protocol.

EGAT, on the other hand, has set its own new regulation for interconnection to any of EGAT grid. The IPP/SPP contractors must install or update their teleprotection schemes according to EGAT's new regulation which requires at least the following capabilities:

- Direct Transfer Trip scheme (DTT)
- Permissive Transfer Trip scheme (PTT)
- Directional Earth Fault Trip scheme (DEF)

EGAT also require the IPP/SPP contractor to link up with EGAT's SCADA system for remote control and monitoring the main equipment status in IPP/SPP power plant over IEC-60870-5-103 protocol.

This paper mainly focuses on a very interesting case study here. The scenario is that there is one natural-gas type SPP power plant namely "ABCD". This SPP has a very unique and interesting manner. ABCD usually earns its revenue from selling the electricity to PEA via 115 kV EGAT's substation; however, this action has been done over PEA's transmission line. A very simple existing teleprotection scheme as shown in Fig.1 has been used for years, more details in the next section.

An issue now starts when ABCD want to increase its generation capacity from 92 MW to 119 MW. It is then a must to meet EGAT's new teleprotection scheme requirements for DTT with carrier signal protection scheme (PTT and DEF). PEA also now asks to have access to monitor and control the real-time status of such a protection scheme via PEA's SCADA system. As a result, this research paper presents the solution for this case study in terms of the design concept and implementation including the commissioning test results. This special protection scheme is then called Direct Transfer Trip (DTT) technique with Carrier Signal Protection Scheme (PTT and DEF) and SCADA system for monitoring & control (communicated by IEC61850 and DNP3 protocol) between "ABCD" and two utilities.

2. EXISTING CONNECTION AND TELEPROTECTION SCHEME BETWEEN ABCD POWER PLANT AND TWO UTILITIES

ABCD is the petrochemical industrial company located in the eastern part of Thailand. ABCD has been selling the electricity to PEA via EGAT substation since 2001. The existing connection scheme between ABCD power plant and two utilities is illustrated in Figure 1.

The overall system consists of seven units of natural gas type generators (G1-G7) which has a total generation capacity of 92MW. ABCD connects to EGAT's 115kV substation namely RAYONG1 (EGAT RY1) and then connects to PEA substation also namely RAYONG1 (PEA RY1) via PEA's transmission line. The currently used protection scheme for this scenario is that there are only two relays: distance relay (21) and directional relay (67) connected at EGAT's infinite bus and ABCD ends without any teleprotection scheme.

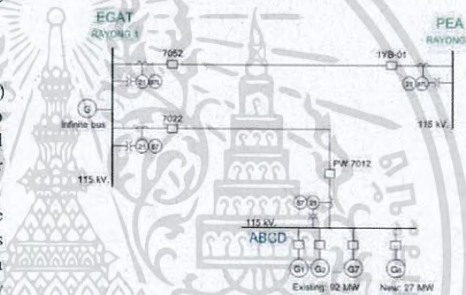


Fig. 1 Existing connection scheme between ABCD and two utilities

3. PROPOSED DIRECT TRANSFER TRIP (DTT) TECHNIQUE WITH CARRIER SIGNAL PROTECTION SCHEME (PTT AND DEF)

A DTT Technique with Carrier Signal Protection Scheme (PTT and DEF) is sending/receiving signals of the teleprotection between EGAT substation and ABCD power plant, to disconnect a circuit breaker at both ends. Because faults occur in transmission lines between both substations, to clear fault instantaneous, regardless of the time delay from relay protection [Emil Bartosiewicz et al., 2013]. The scheme of teleprotection according to EGAT's requirement is illustrated in Figure 2.

The signaling scheme of DTT, PTT and DEF relies on digital teleprotection for sending/receiving signals via fiber-optic cables to Multiplexer (FOM). Then, FOM will convert signals from E1-G703 terminal to fiber-optic cables for interconnection of both substations.

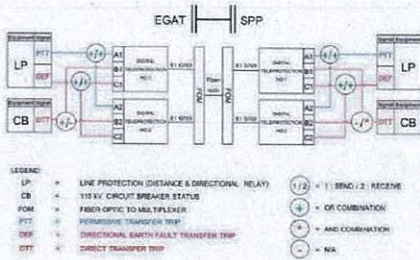


Fig. 2 Teleprotection scheme according to EGAT's requirement

DTT signaling scheme relies on the status "open" of a circuit breaker at EGAT RY1, to send DTT signal (Key) for disconnecting a circuit breaker at SPP instantaneous, to prevent SPP into islanding mode [Chow Chompoonwai et al, 2014]. The scheme of disconnect a circuit breaker at SPP must be depending on logic of EGAT's requirement. Therefore, two digital teleprotection units at SPP must receive exactly the same DTT signal (AND logic) to prevent the wrong trip from device's failure.

In general, PTT signaling scheme relies on pilot tripping scheme of the distance relay. In this case, the Permissive Over-Reaching Transfer Trip (POTT) is used. POTT reads either over-reaching zone 2 or initially-extended zone 1 to generate tripping signal (Key) for remote relay. Complete tripping signal will then be generated by distance relays after the fulfillment of two criteria:

- Local picking up either by over-reaching zone 2 or initially extended zone 1.
- Receiving remote tripping signal from another substation [Emil Bartosiewicz et al., 2013].

Both ends at EGAT and ABCD are able to send/receive the tripping signals mutually, which in fact, the digital teleprotection scheme needs only one PTT signal (OR signal logic).

DEF signaling scheme also applies similar methodology as PTT signaling scheme. The key difference is that DEF signaling scheme relies on pilot tripping scheme of the directional overcurrent relay (67) instead. And the picking up signal in directional earth fault overcurrent has been used to generate tripping signal (Key) to remote relay. Tripping signal will be generating after the fulfillment of two same criteria as of the PTT scheme. Both EGAT and SPP (ABCD) are also able to mutually send/receive the tripping signal as in PTT scheme.

The single line diagram of DTT Technique with Carrier Signal Protection Scheme (PTT and DEF) is illustrated in Figure 3. In order to get such a protection scheme to work, two extra teleprotection cabinets must be installed

at both ends (EGAT substation and ABCD power plant). The communication between two ends has been done via PEA fiber optics network. Each of the teleprotection cabinet comprises of two key components:

- Two digital teleprotection units (redundancy) for sending/receiving the DTT, PTT and DEF signal between two substations. The command logic of signals can be configured as AND/OR as required (in this paper the ISKRA DZ-9 teleprotection application is used) [DZ9 Teleprotection Application Description]
- A Fiber-optic to Multiplexer (FOM) for converting signal from digital teleprotection (E1-G703 terminal) to fiber-optic cable between both substations (in this paper, HUAHUAN-H9MO fiber-optic transmission equipment is used) [H9MO-LMN4E1-SDH User's Manual for Fiber-Optic Transmission, Equipment, 2007].

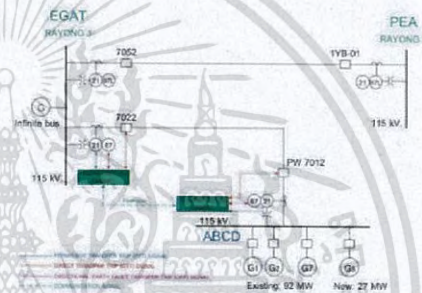


Fig. 3 Single line diagram of a DTT Technique with Carrier Signal Protection Scheme (PTT and DEF)

The digital teleprotection unit receives DTT signal from a circuit breaker; when circuit breaker 7022 at EGAT substation is in the "Open" status, the DTT signal from EGAT will be sent to the digital teleprotection at ABCD power plant via FOM. Two digital teleprotection units at ABCD power plant need to receive the same DTT signal before sending a trip signal to circuit breaker PW7012 at ABCD power plant. Keep in mind that ABCD will not send out DTT signal to trip the circuit breaker at EGAT substation.

In contrary, for the PTT and DEF teleprotection scheme, both EGAT and ABCD are able to sending/receiving the tripping signals between the two to trip the circuit breakers in both ends. The existing PTT signaling scheme is now using the POTT scheme, while the DEF is using the signal from directional earth fault overcurrent to generate the tripping signal to both ends of the teleprotection units. The MICOM-P437 distance protection device is currently used in EGAT substation now [MICOM-P437 Technical Manual, 2011]. ABB-REL670 transmission line distance protection device is

now utilized in ABCD power plant [Line distance protection, REL670, Reference Manual, 2010]. In addition to the tripping signals, all other alarming signals and communication statuses must be sent to both EGAT and ABCD Distributed Control System (DCS) in real-time mode. Such a scheme of teleprotection and communication between EGAT-RY1 and ABCD power plant is illustrated in Figure 4.



Fig. 4 Scheme of teleprotection & communication between EGAT-RY1 substation and ABCD power plant

4. SCADA SYSTEM FOR MONITORING AND CONTROL OF ABCD POWER PLANT USING IEC61850 PROTOCOL

As mentioned before, ABCD is selling the electricity via PEA's transmission line system. In order to complete the interconnection, ABCD must also comply with PEA's new SCADA regulations for interconnection to PEA grid so that PEA will be able to monitor and control real-time parameters i.e., power flow, energy relevant parameters and having access to other equipment in ABCD power plant. PEA also asks to have access to monitor real-time statuses of the teleprotection scheme between EGAT-RY1 substation and ABCD substation via PEA SCADA Control Center. PEA would allow all of the transmission parameters over any protocol but it must have some kind of gateways for converting those parameters into PEA DNP3 protocol. PEA parameters requirements are called Input/Output points list (I/O points list). The PEA I/O standard points list consists of at least: (1) Status Input 49 items, (2) Analog Input 16 items and (3) Control Output 4 items as shown in Table 1 to Table 3, respectively.

ABCD power plant is currently using IEC-61850 protocol to communicate between Intelligent Electronic Device (IED) i.e., relay protection, power meter and etc. [Christoph Brunner, 2008]. Therefore, the I/O points list will be sent out to Remote Terminal Unit (RTU) to link up with PEA's SCADA system over IEC-61850 protocol using copper wires.

Table 1 Status Input points list of PEA's requirement.

ITEM	POINT NAME	STATE				Connection type at ABCD	
		0	1	2	3	Connection	Type
1	01YB-01 Close/Open Status	Undefined	Closed	Open	Fault	IEC61850	SOE
2	01YS-01 Close/Open Status	Undefined	Closed	Open	Fault	IEC61850	DI
3	01YS-02 Close/Open Status	Undefined	Closed	Open	Fault	IEC61850	DI
4	01YS-03 Close/Open Status	Undefined	Closed	Open	Fault	No Equipment	-
5	01YB-01 Close/Open Status	Undefined	Closed	Open	Fault	IEC61850	DI
6	01YB-01 Control Set on	Undefined	Local	Remote	Fault	Copper wires	DI
7	01YS-01 Control Set on	Undefined	Local	Remote	Fault	Copper wires	DI
8	Sync. Switch Selection	Undefined	Auto	Manual	Fault	No Equipment	-
9	01YB-01 Relay Status	Undefined	On	Off	Fault	No Equipment	-
10	01YS-02 Control Set on	Undefined	Local	Remote	Fault	No Equipment	-
11	DTT Inter-Trip Cut Off Status	Undefined	On	Off	Fault	Copper wires	DI
12	Distance Relay Phase A	Normal	Trip	-	-	IEC61850	SOE
13	Distance Relay Phase B	Normal	Trip	-	-	IEC61850	SOE
14	Distance Relay Phase C	Normal	Trip	-	-	IEC61850	SOE
15	Distance Relay Fault Flash	Normal	Trip	-	-	IEC61850	SOE
16	Distance Relay Trip	Normal	Trip	-	-	IEC61850	SOE
17	Distance Relay Zone 1	Normal	Trip	-	-	IEC61850	SOE
18	Distance Relay Zone 2	Normal	Trip	-	-	IEC61850	SOE
19	Distance Relay Zone 3	Normal	Trip	-	-	IEC61850	SOE
20	Directional Relay Switch on fault	Normal	Trip	-	-	IEC61850	SOE
21	Distance Relay DC Supply	Normal	Fail	-	-	Copper wires	DI
22	Distance Relay VT Supply	Normal	Fail	-	-	IEC61850	DI
23	Directional Overcurrent Phase A	Normal	Trip	-	-	IEC61850	SOE
24	Directional Overcurrent Phase B	Normal	Trip	-	-	IEC61850	SOE
25	Directional Overcurrent Phase C	Normal	Trip	-	-	IEC61850	SOE
26	Directional Earth Fault	Normal	Trip	-	-	IEC61850	SOE
27	Directional Relay DC Supply	Normal	Fail	-	-	Copper wires	DI
28	Time Delayed (Off Fail)	Normal	Trip	-	-	No Equipment	-
29	Teleprotection (TEP)	Normal	Trip	-	-	IEC61850	SOE
30	Line Aerial Trip (PTT)	Normal	Trip	-	-	IEC61850	SOE
31	Auto Reclosing Operated	Normal	Operated	-	-	No Equipment	-
32	Auto Reclosing Lockout	Normal	Lockout	-	-	No Equipment	-
33	DC Supply Control Circuit	Normal	Fail	-	-	Copper wires	DI
34	AC Supply Control Circuit	Normal	Fail	-	-	Copper wires	DI
35	Gas low pressure warning	Normal	Alarm	-	-	No Support	-
36	Gas low pressure lockout	Normal	Lockout	-	-	No Support	-
37	Trip Cut Supervision 1	Normal	Fail	-	-	Copper wires	DI
38	Trip Cut Supervision 2	Normal	Fail	-	-	No Equipment	-
39	Surge Charge	Normal	Fail	-	-	No Support	-
40	Transformer Differential Relay	Normal	Trip	-	-	No Equipment	-
41	Sync-checking Check	Normal	Operated	-	-	No Equipment	-
42	Sync. Relay MCH Trip	Normal	Alarm	-	-	No Equipment	-
43	Under/Over Frequency Step1	Normal	Alarm	-	-	No Equipment	-
44	Under/Over Frequency Step2	Normal	Alarm	-	-	No Equipment	-
45	Under/Over Voltage Step1	Normal	Alarm	-	-	No Equipment	-
46	Under/Over Voltage Step2	Normal	Alarm	-	-	No Equipment	-
47	Under/Over Instance	Normal	Trip	-	-	No Equipment	-
48	Under/Over Frequency Relay	Undefined	On	Off	Fault	No Equipment	-
49	Sync. Switch Selection	Normal	Off	-	-	No Equipment	-

Table 2 Analog Input points list of PEA's requirement

ITEM	POINT NAME	UNIT	SCALE		Connection type at ABCD	
			ACTUAL DATA	RAW DATA	Connection	Type
1	Current Phase A	A	0.1200	0.32767	Copper wires	AI
2	Current Phase B	A	0.1200	0.32767	Copper wires	AI
3	Current Phase C	A	0.1200	0.32767	Copper wires	AI
4	Voltage Phase A-B	KV	0.150	0.32767	Copper wires	AI
5	Voltage Phase B-C	KV	0.150	0.32767	Copper wires	AI
6	Voltage Phase C-A	KV	0.150	0.32767	Copper wires	AI
7	Frequency	Hz	0.60	0.32767	Copper wires	AI
8	Active Power	MW	+/- 0.15588	+/- 0.32767	Copper wires	AI
9	Reactive Power	MVAR	+/- 0.15588	+/- 0.32767	Copper wires	AI
10	Power Factor	%	+/- 0.100	+/- 0.32767	Copper wires	AI
11	THD Current Harmonic Phase A	%	0.100	0.32767	Copper wires	AI
12	THD Current Harmonic Phase B	%	0.100	0.32767	Copper wires	AI
13	THD Current Harmonic Phase C	%	0.100	0.32767	Copper wires	AI
14	THD Voltage Harmonic Phase A-B	%	0.100	0.32767	Copper wires	AI
15	THD Voltage Harmonic Phase B-C	%	0.100	0.32767	Copper wires	AI
16	THD Voltage Harmonic Phase C-A	%	0.100	0.32767	Copper wires	AI

Table 3 Control Output points list of PEA's requirement

ITEM	POINT NAME	STATE		Connection type at ABCD	
		0	1	Connection	Type
1	01YB-01 CB Close/Open Command	Close	Open	IEC61850	SBO
2	01YB-01 Close Bypass Sync. Command	Close	-	IEC61850	SBO
3	01YS-01 DS Close/Open Command	Close	Open	IEC61850	SBO
4	01YS-02 DS Close/Open Command	Close	Open	IEC61850	SBO

The single line diagram of ABCD SCADA system and PEA's SCADA Control Center is illustrated in Figure 5. To implement this SCADA scheme, the RTU cabinet

must be installed at ABCD power plant, to link up with PEA's SCADA Control Center via the existing PEA's fiber-optic network over Synchronous Digital Hierarchy (SDH) multiplexer (MUX) at PEA-RY1 substation. Each of the RTU cabinet consists of:

- An Ethernet switch to communicate between IED (REL670) and RTU (this paper uses HIRSCHMANN RSPL-20 Rail Switch Power Lite) [Reference Manual Rail Switch Power Lite (RSPL), 2008].

- A Remote Terminal Unit (RTU) for collecting parameters in ABCD power plant and sending out to gateway. A gateway protocol converter will do the conversion two different protocols between PEA DNP3 protocol and the internal ABCD IEC-61850.

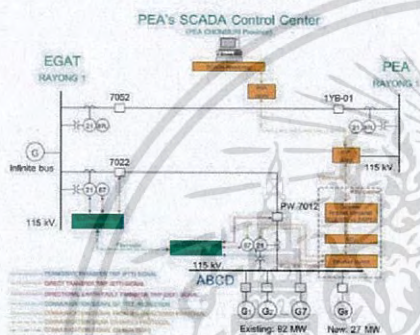


Fig. 5 Single line diagram of SCADA system between ABCD power plant & PEA's SCADA Control Center.

For the implementation of this scenario in this paper, the universal device which is able to work as either in RTU mode or Gateway protocol converter mode has been applied (REMSDAQ Callisto™ Utility Controller), [CaSE NX User Manual, 2014].

5. FACTORY ACCEPTANCE TEST AND COMMISSIONING TEST

In order to validate that the newly-improved protection scheme is able to operate properly, both the factory acceptance test (FAT Test) and the commissioning test (after installation) are mandatory. The FAT test procedures utilize the hardware test tools and also the special simulation software. The commissioning test was done under the special condition that needs all three parties to operate the teleprotection scheme and SCADA system simultaneously. In fact, the teleprotection scheme is mainly tested by EGAT and the SCADA system is mainly tested by PEA.

Figure 6 illustrates system configuration for the FAT test of teleprotection cabinets. This was done by simulating

the connection between two teleprotection cabinets at both ends (EGAT and ABCD) then connecting with actual devices in the simulation. The PTT and DEF signals are simulated by relay protection of each side. The injected voltage and current to the relay was created by a test tool (OMICRON CMC-356 Universal Relay Test Set and Commissioning Tool is used for this purpose), [CMC-356 Reference Manual]. The DTT signal is simulated by copper wires via Digital Input/Output (DI/DO) of teleprotection cabinets. Finally, the operating time of all signals are measured by this test tool.

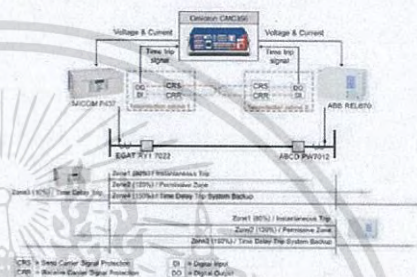


Fig. 6 System configuration of the teleprotection cabinets FAT test

The tested results for both FAT functions i.e., DTT, PTT and DEF comparing to the existing (traditional) protection scheme are shown in Table 4 to Table 6, respectively.

Table 4 illustrates the test results of the proposed DTT carrier signal protection scheme when a fault occurred and it caused EGAT circuit breaker 7022 to operate and in the "Open" status. It was found that the circuit breaker at ABCD (PW7012) tripped simultaneously right after the circuit breaker 7022 at EGAT opened. The existing line protection system, on the other hand, needs to wait for a time delay which depends on the protection function setting of ABCD.

Table 5 and Table 6 present the test results of the new teleprotection functions (PTT and DEF Carrier Signal Protection). It is clear to be seen that the new teleprotection schemes with PTT and DEF have a much shorter operating time than the currently-used protection. This is mainly because the existing protection system needs to wait for a time delay which depends on the parameters setting of a relay protection, while the new teleprotection functions can be operated instantaneously. It is very clear here that the DTT with PTT and DEF Carrier Signal Protection scheme gives the system more stable and reliable.

Table 4 Test results of a DTT carrier signal protection scheme

Fault Function	Status of circuit breaker at ABCD (PW7012) (open/ not open)	
	Traditional Protection (line protection)	DTT Carrier Signal Protection
EGAT's circuit breaker (7022) "open", when a fault occur.	A circuit breaker is not trip (remain status)	A circuit breaker is trip (open status)
Remark	waiting time delay from protection function.	-

Table 5 Test results of a PTT carrier signal protection scheme

Sub-station	Fault Function	Operating time (ms)			
		Traditional Protection (Distance Protection)		PTT Carrier Signal Protection in POTT scheme (Distance & PTT carrier)	
		Setting parameter	A/F	Setting parameter	A/F
ABCD	Distance relay zone 1	< 40.0	31.6	< 40.0	32.7
	Distance relay zone 2	300.0	319.0	< 40.0	32.6
	Distance relay zone 3	600.0	618.0	600.0	621.0
	Distance relay zone 4	-	-	-	-
EGAT	Distance relay zone 1	< 40.0	28.9	< 40.0	28.4
	Distance relay zone 2	300.0	312.1	< 40.0	29.5
	Distance relay zone 3	600.0	620.4	600.0	621.4
	Distance relay zone 4	600.0	626.5	600.0	623.3

Table 6 Test results of a DEF carrier signal protection scheme

Sub-station	Fault Function	Operating time (ms)			
		Traditional Protection (Directional Earth Fault Protection)		DEF Carrier Signal Protection (Directional Earth Fault & DEF carrier)	
		Setting parameter	A/F	Setting parameter	A/F
ABCD	Directional Earth Fault	600.0	619.8	< 40	19.4
EGAT	Directional Earth Fault	600.0	620.4	< 40	20.1

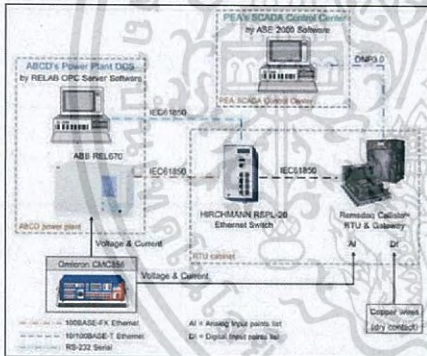


Fig. 7 System configuration of RTU cabinet for FAT test

Figure 7 illustrates system configuration of RTU cabinet FAT test. The FAT test of the RTU cabinet was done by simulating the connection between a RTU cabinet and two ends (ABCD plant and PEA's SCADA Control Center). Both are connected with real devices in the simulation process. All IEC-61850 point lists are simulated by relay protection at ABCD power plant, which inject voltage and current to the relay by a test tool (OMICRON CMC-356). All the analog point lists

(AI) are simulated by a test tool directly, while the Digital Input point lists (DI) are simulated by the copper wires (dry contact). In the FAT test, ABCD's DCS was simulated by "RELAB OPC SERVER" software, to monitor I/O point lists over IEC-61850 protocol, while PEA's SCADA Control Center was simulated by "ASE2000" software, to monitor I/O point lists via RTU and Gateway over PEA-DNP3 protocol. However, the commissioning test was done at the actual locations for both ABCD's DCS and PEA's SCADA Control Center.

The test results for both FAT test and commissioning test of the newly-installed SCADA system including Status Inputs, Control Outputs and Analog Inputs points list are shown in Table 7 to Table 9, respectively.

Table 7 Test results of the Status Input points of SCADA system.

ITEM	POINT NAME	STATE				Monitoring at location (Pass/Fail)	
		0	1	2	3	ABCD's DCS	PEA's SCADA Control Center
1	01YB-01 Closed/Open Status	Undefined	Closed	Open	Fail	Pass	Pass
2	01YSC-01 Closed/Open Status	Undefined	Closed	Open	Fail	Pass	Pass
3	01YSC-02 Closed/Open Status	Undefined	Closed	Open	Fail	Pass	Pass
5	01YGT-01 Closed/Open Status	Undefined	Closed	Open	Fail	Pass	Pass
6	01YS-01 Control Set on	Undefined	Local	Remote	Fail	Pass	Pass
7	01YS-01 Control Set on	Undefined	Local	Remote	Fail	Pass	Pass
11	DTT Inter-Trip Out Off Status	Undefined	On	Off	Fail	Pass	Pass
12	Distance Relay Phase A	Normal	Trip	-	-	Pass	Pass
13	Distance Relay Phase B	Normal	Trip	-	-	Pass	Pass
14	Distance Relay Phase C	Normal	Trip	-	-	Pass	Pass
15	Distance Relay Earth Fault	Normal	Trip	-	-	Pass	Pass
16	Distance Relay Trip	Normal	Trip	-	-	Pass	Pass
17	Distance Relay Zone 1	Normal	Trip	-	-	Pass	Pass
18	Distance Relay Zone 2	Normal	Trip	-	-	Pass	Pass
19	Distance Relay Zone 3	Normal	Trip	-	-	Pass	Pass
20	Distance Relay Switch on/flash	Normal	Trip	-	-	Pass	Pass
21	Distance Relay DC Supply	Normal	Fail	-	-	Pass	Pass
22	Distance Relay VT Supply	Normal	Fail	-	-	Pass	Pass
23	Directional Overcurrent Phase A	Normal	Trip	-	-	Pass	Pass
24	Directional Overcurrent Phase B	Normal	Trip	-	-	Pass	Pass
25	Directional Overcurrent Phase C	Normal	Trip	-	-	Pass	Pass
26	Directional Earth Fault	Normal	Trip	-	-	Pass	Pass
27	Directional Relay DC Supply	Normal	Fail	-	-	Pass	Pass
29	Teleprotection (DTT)	Normal	Trip	-	-	Pass	Pass
30	Line Aided Trip (PTT)	Normal	Trip	-	-	Pass	Pass
31	DC Supply Control Circuit	Normal	Fail	-	-	Pass	Pass
34	AC Supply Control Circuit	Normal	Fail	-	-	Pass	Pass
37	Trip Cal. Supervision 1	Normal	Fail	-	-	Pass	Pass

Table 8 Test results of the Control Output points of SCADA system.

ITEM	POINT NAME	STATE		Monitoring at location (Pass/Fail)	
		0	1	ABCD's DCS	PEA's SCADA Control Center
1	01YB-01 CB Close/Open Command	Close	Open	Pass	Pass
2	01YB-01 CB Bypass Sync Command	Close	-	Pass	Pass
3	01YS-01 DS Close/Open Command	Close	Open	Pass	Pass
4	01YS-02 DS Close/Open Command	Close	Open	Pass	Pass

Table 9 Test results of the Analog Input points of SCADA system.

ITEM	POINT NAME	UNIT	SCALE		Monitoring at location (Pass/Fail)	
			ACTUAL DATA	RAW DATA	ABCD's DCS	PEA's SCADA Control Center
1	Current Phase A	A	0.1200	0.32767	Pass	Pass
2	Current Phase B	A	0.1200	0.32767	Pass	Pass
3	Current Phase C	A	0.1200	0.32767	Pass	Pass
4	Voltage Phase A-B	1V	0.150	0.32767	Pass	Pass
5	Voltage Phase B-C	1V	0.150	0.32767	Pass	Pass
6	Voltage Phase C-A	1V	0.150	0.32767	Pass	Pass
7	Frequency	Hz	0.00	0.32767	Pass	Pass
8	Active Power	MW	+/- 0.15538	+/-0.32767	Pass	Pass
9	Reactive Power	MVAR	+/- 0.15538	+/-0.32767	Pass	Pass
10	Power Factor	%	+/- 0.100	+/-0.32767	Pass	Pass
11	THD Current Harmonic Phase A	%	0.100	0.32767	Pass	Pass
12	THD Current Harmonic Phase B	%	0.100	0.32767	Pass	Pass
13	THD Current Harmonic Phase C	%	0.100	0.32767	Pass	Pass
14	THD Voltage Harmonic Phase A-B	%	0.100	0.32767	Pass	Pass
15	THD Voltage Harmonic Phase B-C	%	0.100	0.32767	Pass	Pass
16	THD Voltage Harmonic Phase C-A	%	0.100	0.32767	Pass	Pass

Finally, Figure 8, 9 and 10 presents the actual work process for on-site implementation for the new teleprotection scheme and the SCADA system, including all the new extra RTU cabinets.



Fig. 8 (Left) FAT test of the Teleprotection cabinets and (Right) FAT test of an RTU cabinet



Fig. 9 (Left) Teleprotection cabinet installed at ABCD and (Right) Teleprotection cabinet installed at EGAT-RY1 substation



Fig. 10 RTU cabinet installed at ABCD Power Plant

6. CONCLUSIONS

The proposed DTT teleprotection scheme with carrier signals (PTT and DEF) has now been in operation in ABCD power plant for around six months already. The SCADA system of ABCD power plant is also in operation and already linked up with both EGAT's and PEA's SCADA system and it is now working properly and smoothly. The proposed system has been insured the stability and reliability throughout the process of

tentative FAT test and commissioning test. The proposed teleprotection scheme with SCADA system is able to resolve the aforementioned issue of a very unique manner interconnection problem. This particularly case study shall be used as a very good example for the future to come and similar circumstance in Thailand.

ACKNOWLEDGEMENTS

I would like to highly thank you my supervisor, Dr. Chow Chompoo-inwai, for the patient guidance and advice he has provided throughout my time as his student. I also would like to thank Mr.Kosol Vigayatipat and Mr.Srinon Chonganukulthanakorn from NYR Ltd., Part, accompanied by Mr.Amnuay Tempiyapol from Thai Power Center Co., Ltd. for providing the information and supplying the equipment undertaken this research.

REFERENCES

- Chai Chompoo-inwai, Chitra Yingvivanapong, Pradit Fuangfoo and Wei-Jen Lee, "Transmission Congestion Management During Transition Period of Electricity Deregulation in Thailand," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 43, no. 6, pp. 1483-1490, Nov./Dec. 2007.
- Chow Chompoo-inwai, M. Leelajindakrairerk, S. Banjongjit, P. Fuangfoo and Wei-Jen Lee, "Biomass Power Generation Development in Thailand," in *IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2009*, Calgary, AB, 2009, pp. 1-4.
- Chow Chompoo-inwai, Athiruk Aungkum, Naradon Chotiwanaporn, Siriwat Potivejakul and Monthon Leelajindakrairerk, "A New Distributed Generation Protection Scheme in Thailand Using Direct Transfer Trip (DTT) Technique and a Mirrored Bit Protocol," in *The 20th International Conference on Electrical Engineering*, Jeju, Korea, 2014, pp. 928-932.
- Emil Bartosiewicz et al., "Overview and Test Results of Modern Pilot Schemes for Coordination of Line Distance Protection Relays," in *12th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EELIC)*, 2013, Wroclaw, 2013, pp. 191-196.
- DZ9 Teleprotection Application Technical Description*, v 1.13, Iskra, d.d., Ljubljana.
- H9M-LMN4E1 SDH Fiber-Optic Transmission Equipment User's Manual*, v 1.2, Beijing Huahuan Electronics Co., Beijing, 2007.
- MicroCOM P437 Distance Protection Device Technical Manual*, v 631, Schneider Electric, Rueil-Malmaison, 2011.
- Line distance protection REL670 Technical reference manual*, v 1.2, ABB AB, Västerås, 2010.
- Christoph Brunner, "IEC 61850 for Power System Communication," in *T&D/IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2008*, Chicago, IL, 2008, pp. 1-6.
- R. E. Mackiewicz, "Overview of IEC 61850 and Benefits," in *IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2005/2006*, Dallas, TX, 2006, pp. 376-383.
- Christoph Brunner, "The Impact of IEC 61850 on Protection," in *9th International Conference on Developments in Power System Protection, 2008*, Glasgow, 2008, pp. 14-19.
- Reference Manual Rail Switch Power Lite (RSPL)*, v 2.0, Hirschmann Automation and Control, Neckartenzlingen, 2013.
- CaSE NX User Manual*, v 14, Remsdaq Limited., Flintshire, 2014.
- CMC356 Ref. Manual*, v AE.7, OMICRON electronics, Klaus, 2013.

www.icee2014.org

ICEE 2014


The International Conference on Electrical Engineering 2014




June 15-19, 2014 Ramada Plaza Jeju Hotel, Jeju, Korea

Sharing Solutions for Secure and Sustainable Energy

Abstract Submission	December 31, 2013
Notification of Abstract Acceptance	January 15, 2014
Full Paper Submission	February 28, 2014
Notification of Full Paper Acceptance	March 15, 2014
Author/Pre-Registration	April 15, 2014



Organized by  KIEE

Co-organized by  CSEE  HKIE  IEEJ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

A Case Study of Relay Coordination Technique in Steel Plant Industries

Chow Chompoo-inwai*, Naradon Chotiwanaporn**, Athiruk Aungkum, Siritwat Potivejkul* and Chai Chompoo-inwai*

Abstract – In a general steel plant industry, it is common to have many heavy loads, especially in the steel melting, cooling and moving process. In most of steel industries in Thailand, connecting with a high voltage transmission and distribution system (115 kV for example) is very common. After the 115 kV transmission system, the necessity of stepping down to 22 kV level with at least two feeders is needed for reliability and stability. Presented here in this paper the case study of a special case where the internal process of the steel plant industry needs two low-voltage levels at 6.6 kV (for all kind of heavy duty machines) and 400 V (for steel melting process). In addition to that, the certain steel plant industry also has a combined-cycle process which utilizes the waste heat from the melting process to produce steam using in the steam-turbine generation system. From the aforementioned scenarios, the appropriate setting for relay protection coordination is vital in order to prevent the interruption from the unpredictable and unnecessary events which will cause owner some costs at any time. This paper will thoroughly explain the case study of how to set the relay coordination of which industry in order to avoid the unwanted circumstances. The single line diagram of the studied factory (with the rated power capacity of a 40 MVA transformer) is illustrated here. The electricity demands, desired voltage levels, type of loads, type of relay protections, the short-circuit fault calculations, other necessary-and-relevant factors and eventually, how to set the coordination for the relay protections are explained. All the relay protection setting schemes will be verified by simulating the relay coordination operation in personal computer software. After the design process was done, the actual implementation phase will also be presented. The commission test procedures and results are also show in the paper. The proposed case study should be a very good guideline for a special case relay coordination setting in the future to come.

Keywords: Simulation, Relay setting, Relay coordination, Relay protection, Protection steel plant

I. INTRODUCTION

In this paper presents the study short circuit analysis and relay coordination analysis of the steel plant shown in Fig.1, that has been arisen in the 115/22 kV substation, 22/6.6 kV substations and power distribution network of steel plant industries that connected to 115 kV utility network of provincial electricity authority(PEA) in chonburi industrial estate. The aim of the study has been to review the short circuit arising in plant due to growth of utility power system. A further objective has been to ascertain that the relay setting and coordination is proper setting. The study has been conducted using computer software ETAP version 5.5.6C for simulate power flow, short circuit IEC60909 and relay setting coordination [1].

* EE. Dept., Faculty of Engineering, King mongkut's Institute of Technology Ladkrabang, Bangkok, Thailand, chompoo@gmail.com
 ** Ph.D. Candidate, EE. Dept., Faculty of Engineering, King mongkut's Institute of Technology Ladkrabang (KMITL), Bangkok, Thailand, naradon_2002@hotmail.com

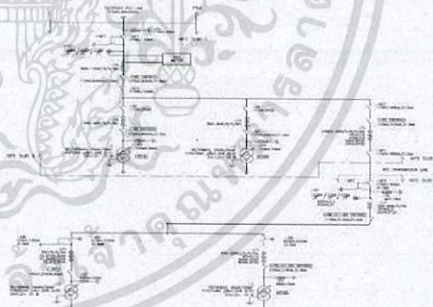


Fig. 1. Single line diagram for 115 kV to 22 kV substations

II. ZONE PROTECTION METHODOLOGY

2.1 Zone protection schematic

The relay coordination in this steel plant shown in Fig.2 can be divided into five (5) zones: *Zone 1* for 115 kV relay coordination, *Zone 2* for 22 kV relay coordination, *Zone 3* for generator relay coordination, *Zone 4* for 6.6 kV relay coordination and *Zone 5* for low voltage relay coordination.

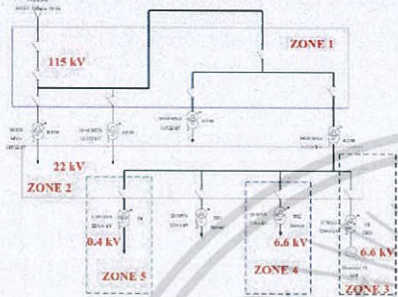


Fig. 2. Zone protection schematic

2.2 Relay coordination Procedures

Relay coordination procedures is illustrated in Fig.3. The first step is to collect data i.e., type and size of the connected cables, load types and load parameters. Second step is the short circuit current calculation in all possible of fault locations using ETAP computer program (more details on section 3). A three-phase fault current from computation will be used in setting overcurrent relay and a single-line-to-ground fault current data will be used in setting ground overcurrent relay. The next step is to choose the feeder of interest to do the relay coordination. Finally, all the characteristic curves of relays in that particular feeder will be mapping together such that the relay located closer to the fault location should be operated before others. The time interval of each relay operation must be at least twice (2x) of TMS (time multiply setting) [2-3].

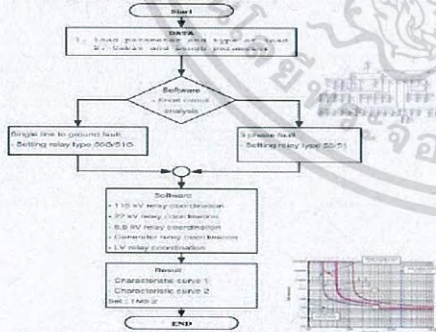


Fig. 3. Step of relay coordination

III. SHORT CIRCUIT ANALYSIS

Short circuit analysis is vital for any kind of power system network to ensure the withstanding of related power apparatus when system faults occurred. Short circuit analysis is performed to determine the currents flow in any power system under fault conditions. When the system size is increased, it is necessary to recheck the momentary and interrupting current rating of all the existing equipment to ensure the tolerability with the additional short circuit current. Note that fault contributions from utility sources and induction load i.e., motors, generators and transformers must also be taken into consideration [4-8].

In this study, four examples of short circuit current calculations will be illustrated here using the base system shown in Fig.2. Figure 4 in the next page is the simplified version of the single line diagram. Figure 5 presents the calculation results of all the relevant short circuit current from ETAP program and Table 1 shows the numerical short circuit current in all connection point. The four cases of computations are as follows:

3.1 Maximum fault current (in normal operation)

Maximum initial symmetrical three-phase-fault current (kA_{rms}) is used to determine circuit breaker interrupting capacity. The maximum fault current in this case study can be seen from the first column in Table 1 and all fault current in this case are less than interrupting breaking current of the existing circuit breaker. This means the existing circuit breaker still can be used when we connect the KT5B to the system.

3.2 Minimum fault current (normal operation)

The minimum initial symmetrical three-phase-fault current (kA_{rms}) shown in the second column from Table 1 is similarly used to the case of Maximum fault current which in this case the existing circuit breakers still satisfied. Approximately, the calculated minimum fault current at the 115 kV bus is 30% less than the maximum value. While the minimum fault current computed at 22 kV bus is about 10% less than the maximum value. At the 6.6 kV bus and low voltage bus (0.4 kV), the minimum fault current remain the same values as in the maximum case.

3.3 Maximum fault current when Tied GCB at 22 kV Bus1 and Bus2 without Arc Furnaces running (SVC off)

This circumstance can be thought of the case when KT1B and KT2B are paralleled. The maximum initial symmetrical three-phase-fault current (kA_{rms}) shown in the 3rd column from Table 1 presents that the short circuit currents at the 22 kV bus are then be more than 26 kA_{rms} which is higher than the rated interrupting current of the circuit breaker. This is critical if the faults occurred.

3.4 Maximum fault current when Tie GCB at 22 kV Bus3 and Bus4 (Adding KT5B and 15 MW Generator to the existing system)

The maximum initial symmetrical three-phase-fault current (kA_{rms}) in case of parallel KT4B and KT5B are 19.66 kA_{rms} . The short circuit current at 22 kV bus is not exceed the rated interrupting current of the 22 kV circuit breaker. This case is not counted as critical.

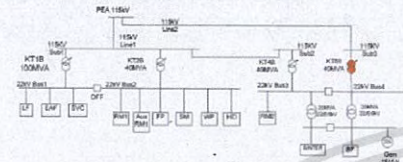


Fig. 4. Case study for short circuit computation while connecting KT5B and running 15MW generator

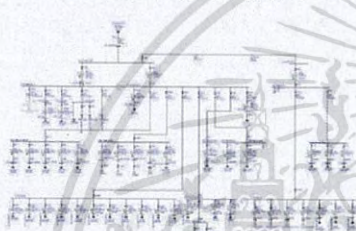


Fig. 5. Short circuit current computational results from ETAP

Table 1. Result of short circuit Simulation in ETAP software

Location	Phase	Current (kA)	Angle (deg)	Time (s)
115kV Bus	A	19.66	0	0.000
115kV Bus	B	19.66	120	0.000
115kV Bus	C	19.66	240	0.000
22kV Bus	A	19.66	0	0.000
22kV Bus	B	19.66	120	0.000
22kV Bus	C	19.66	240	0.000
KT5B	A	19.66	0	0.000
KT5B	B	19.66	120	0.000
KT5B	C	19.66	240	0.000

The results of a study are also used to selectively coordinate electrical protective devices. Criteria of relay setting and coordination are verified to ensure the system is capable of clearing a fault in the minimum amount of time possible, while minimize the impact to power system.

IV. RELAY SETTING AND COORDINATION

The relay setting and coordination described in this paper will be based on five zones protection mentioned in section 2.1. Due to the limitation of the page numbers, we will only examine the relay setting and coordination of only two zones (Zone1 (clause 4.1) and Zone2 (clause 4.2)). The relay setting and coordination in other three zones below those two will be able to apply the same methodology.

This section thoroughly elaborates how to compute the necessary parameters for setting the relay coordination.

4.1 Relay setting and coordination at 115 kV yard

There are five relays protection in 115 kV yard (Zone1) located at the control room panels as follows: (see Fig.2)

- Panel-Q0 to new XFMR T0 (Areva, Micom P127),
- Panel 7052 to XFMR KT4B (ABB, SPAJ140C),
- Panel 7062 to XFMR KT4B (ABB, SPAJ140C),
- Panel 7042 to sub2 (ABB, SPAJ140C),
- Panel 7012 to Incoming Panel (ABB, RXIDF-2H)

The calculation steps for relay setting presented here below are mainly for Areva relay, Model P127, since this is a multifunction relay. The same calculation results can also be used to set the ABB, SPAJ140C and RXIDF-2H.

Initial condition for 115 kV yard calculations:

- CT ratio = 300/5, CT Secondary current (I_s) = 5 A
- Transformer rate = 40 MVA
- Maximum load current = 200.82 A
- Maximum 3 ϕ fault = 17,216.10 A
- Maximum SGL fault = 11,882.80 A

4.1.1 Non-directional phase overcurrent setting (50/51)

The first stage thresholds shall be selected with standard inverse time IEC characteristic of inverse definite mean time (IDMT) curve.

- Pick up current, $I >$ set at = 110 % of maximum load = $1.10 \times 200.82 = 220.91$ A
- Pick up current, $I >$ = 220.91/300
- Set = $0.74 I_n$

For operating time ($I_{Long time}$):

$$t > = TMS * \left(\frac{k}{(I/I_n)^\alpha - 1} + L \right) \quad (1)$$

- $t >$ = Tripping time
- k = Coefficient (see manual)
- I = Value of measured current
- I_n = Value of the programmed threshold (pick up value)
- α = Coefficient (see manual)
- L = ANSI/IEEE coefficient (zero for IEC curves)
- TMS = Time multiplier between 0.025 and 1.5

For standard inverse time curve from IEC ($I_{Short\ time}$):

$K=0.14 \quad \alpha=0.02 \quad L=0 \quad 1/Is=17,216.10/220.91 \quad \tau=0.92$

- Set TMS = 0.60
- Pick up current $I_{>>>}$ set at = 20% of maximum short circuit current = $0.2 \times 17,216.10 = 3,443.22\text{ A}$
- Pick up current $I_{>>}$ = 3,443.22/300
- Set = 11.48_A

For instantaneous time ($I_{Instantaneous}$):

- Pick up current $I_{>>>>}$ is set BLOCK
- Required tripping time for 115 kV circuit breaker is set by adding margin time 300 ms to the tripping time of incoming switchgear
- Required tripping time = $0.34+0.30 = 0.64$ second
- Set = 0.64 second and Setting $I_a = 5\text{ A}$

Table 2. Non directional phase overcurrent setting (50/51)

Function	Parameter	Setting range	Setting step	Setting	Actual
50/51	Start current $I_{>}$	0.1 - 25.00 Ia	0.01 Ia	0.17	222.0 A
	Time/current characteristic	-	-	IEEE-IEC standard inverse curve	-
	$I_{>>}$ for DT	0.00-50.00 Ia	0.01 Ia	-	-
	$I_{>>>>}$ TMS	0.025 - 1.20	0.025	0.6	-
	Start current $I_{>>>>}$	0.1 - 50.00 Ia	0.01 Ia	11.48	2,744.3 A
	$I_{>>>>}$ for DT	0.00-50.00 Ia	0.01 Ia	-	-
	$I_{>>>>}$ TMS	0.025 - 1.20	0.025	-	-
	Start current $I_{>>>>>}$	0.1 - 50.00 Ia	0.01 Ia	-	-
	Time/current characteristic	DT	-	-	-
	$I_{>>>>>}$ for DT	0.00-50.00 Ia	0.01 Ia	-	-
Reach time	RTMS	0.025 - 1.20	0.025	-	-
	DT	0.00-100.00 s	0.01 s	0.64 s	-
	RTMS	0.025 - 1.20	0.025	-	-
	DT	0.00-100.00 s	0.01 s	-	-

4.1.2 Non direction earth fault overcurrent setting (50G/51G)

The first stage threshold shall be selected with a standard inverse time IEC characteristic of IDMT curve.

- Pick up current $I_{e>}$ set at = 25% of maximum load = $0.25 \times 200.82 = 50.21\text{ A}$
- Pick up current $I_{e>>}$ = 50.21/300
- Set = $0.17 I_m$

For operating time ($I_{Long\ time}$):

$$t_{le>} = TMS * \left(\frac{k}{(I/I_s)^{\alpha} - 1} + L \right) \quad (2)$$

where, $t_{le>}$ = Tripping time

For standard inverse time curve from IEC ($I_{Short\ time}$):

$K=0.14 \quad \alpha=0.02 \quad L=0 \quad 1/Is=11,882.80/50.21 \quad t_{le>>}=0.06$

- And, Set TMS = 0.05
- Pick up current $I_{e>>>>}$ set at = 20% of maximum SLG fault = $0.2 \times 11,882.80 = 2,376.56\text{ A}$
- Pick up current $I_{e>>>>}$ = $2,376.56/300$
- Set = $7.92 I_m$
- Pick up current $I_{e>>>>>}$ = is set block
- Setting I_m = 5

Table 3. Non directional earth fault overcurrent setting (50G/51G)

Function	Parameter	Setting range	Setting step	Setting	Actual
50G/51G	Start current $I_{e>}$	0.1 - 25.00 Ia	0.01 Ia	0.17	51.0 A
	Time/current characteristic	-	-	IEEE-IEC standard inverse curve	-
	$I_{e>>}$ for DT	0.00-50.00 Ia	0.01 Ia	-	-
	$I_{e>>>>}$ TMS	0.025 - 1.20	0.025	0.05	-
	Start current $I_{e>>>>}$	0.1 - 50.00 Ia	0.01 Ia	7.92	2,376.6 A
	Time/current characteristic	DT	-	-	-
	$I_{e>>>>}$ for DT	0.00-50.00 Ia	0.01 Ia	0.04	-
	$I_{e>>>>}$ TMS	0.025 - 1.20	0.025	-	-
	Start current $I_{e>>>>>}$	0.1 - 50.00 Ia	0.01 Ia	-	-
	Time/current characteristic	DT	-	-	-
Reach time	RTMS	0.025 - 1.20	0.025	-	-
	DT	0.00-100.00 s	0.01 s	0.03 s	-
	RTMS	0.025 - 1.20	0.025	-	-
	DT	0.00-100.00 s	0.01 s	0.03 s	-

4.1.3 Trip circuit supervision (TCS) Setting

Table 4. Trip circuit supervision setting (TCS)

Function	Parameter	Setting range	Setting step	Setting	Actual
TCS	ISUP	0.10-10.0 S	0.05 S	2.00 S	N/A

4.1.4 Phase under voltage setting (27)

- Pick up voltage $U_{<}$ is set at = 85% of VT secondary voltage (L-L) = $0.85 \times 115 = 97.75\text{ V}$
- For up voltage $U_{<<}$ = set BLOCK

Table 5. Phase under voltage setting (27)

Function	Parameter	Setting range	Setting step	Setting	Actual(L-L)
27	$U_{<}$	No or AND or OR	-	OR	-
	$U_{<<}$	2.0-260 V	0.1 V	97.75	97.75 V
	$U_{<<<}$	0.00-600.00 s	0.01 s	3.00 s	-
	$U_{<<<>}$	2.0-260 V	0.1 V	-	-
	$U_{<<<<}$	0.00-600.00 s	0.01 s	-	-

4.1.5 Phase over voltage setting (59)

- Pick up voltage $U_{>}$ is set at = 110% VT secondary voltage (L-L) = $1.1 \times 115 = 126.50\text{ V}$
- For operating time $t(U_{>})$ = 1.0 s
- Pick up voltage $U_{>>}$ is set at = 120% VT secondary voltage (L-L) = $1.2 \times 115 = 138.0\text{ V}$
- For operating time $t(U_{>>})$ = 0.40 s

Table 6. Phase over voltage setting (59)

Function	Parameter	Setting range	Setting step	Setting	Actual(L-L)
59	$U_{>}$	No or AND or OR	-	OR	-
	$U_{>>}$	2.0-260 V	0.1 V	126.50	126.50 V
	$t(U_{>})$	0.00-260.00 s	0.01 s	1.00 s	-
	$U_{>>>}$	2.0-260 V	0.1 V	138.00	138.00 V
	$t(U_{>>})$	0.00-600.00 s	0.01 s	0.40 s	-

4.1.6 Circuit breaker failure (BFS)

Pick up current set at = 25% of rated load
 = $0.25 \times 200.82 = 50.21 \text{ A}$
 Pick up current I> = 50.21/300
 Set = $0.17 I_n$
 Setting time breaker fail = $T_c + T_r + T_m$

where,

T_c = Operating time of circuit breaker = 50 ms
 T_r = Resetting time of relay = 50 ms
 T_m = Time setting margin = 100 ms

Therefore, Time setting for BFS = $50 + 50 + 100 = 200 \text{ ms}$
 Setting, $I_n = 5 \text{ A}$

Table 7. Circuit breaker failure setting (BFS)

Function	Parameter	Setting range	Setting step	Setting	Actual
BFS	I-BF	0.02 - 1.00 In	0.01 In	0.17	51.0 A
	tBF	0.03-10.00 s	0.1 s	0.20 s	

All calculated parameters from 4.1.1 will be used in setting four ABB: SPAJ140C and RXIDF-2H relays. Table 8 presents all the relay setting values. Figure 6 below illustrates the final overcurrent relay coordination characteristics in this system.

Table 8. Phase overcurrent coordination setting at 115 kV yard

Item	Description	Unit	Unit	Unit	Unit	Unit
1	Location	-	N74.00.02	N74.00.02	N74.00.02	N74.00.02
2	Equipment	-	150 115 kV	150 115 kV	150 115 kV	150 115 kV
3	Panel	-	New SP MR-10	SPMR-K740	SPMR-K740	SPMR-K740
4	Description	-	2P	2P	2P	2P
5	MVA Rating	MVA	40	40	40	40
6	Voltage Rating	kV	115	115	115	115
7	Maximum Load	A	200.82	200.82	200.82	200.82
8	Minimum Load	A	17.2640	17.2640	17.2640	17.2640
9	Maximum Break	A	11,882.80	11,882.80	11,882.80	11,882.80
10	Minimum Break	A	500.00	500.00	500.00	500.00
11	Relay Code	-	50-31	50-31	50-31	50-31
12	Relay Setting	-	SPMR-K740	SPMR-K740	SPMR-K740	SPMR-K740
13	Model	-	P107	P107	P107	P107
14	Relay Setting - Standard Curve	-	DEF	DEF	DEF	DEF
15	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	230.00	230.00	230.00	230.00
16	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
17	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
18	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
19	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
20	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
21	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
22	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
23	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
24	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
25	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
26	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
27	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
28	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
29	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
30	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
31	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
32	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
33	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
34	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
35	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
36	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
37	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
38	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
39	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
40	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
41	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
42	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
43	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
44	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
45	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
46	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
47	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
48	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
49	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
50	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00

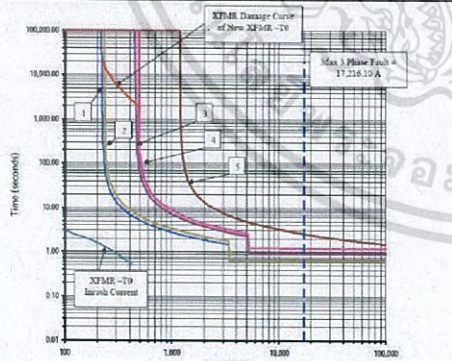


Fig. 6. Coordination curve for 50/51 relay at 115 kV

All calculated parameters from 4.1.2 will be used in setting four ABB: SPAJ140C and RXIDF-2H relays. Table 9 presents all the relay setting values. Figure 7 below illustrates the final ground overcurrent relay coordination characteristics in this system.

Table 9. Ground overcurrent coordination setting at 115 kV

Item	Description	Unit	Unit	Unit	Unit	Unit
1	Location	-	N74.00.02	N74.00.02	N74.00.02	N74.00.02
2	Equipment	-	150 115 kV	150 115 kV	150 115 kV	150 115 kV
3	Panel	-	New SP MR-10	SPMR-K740	SPMR-K740	SPMR-K740
4	Description	-	2P	2P	2P	2P
5	MVA Rating	MVA	40	40	40	40
6	Voltage Rating	kV	115	115	115	115
7	Maximum Load	A	200.82	200.82	200.82	200.82
8	Minimum Load	A	17.2640	17.2640	17.2640	17.2640
9	Maximum Break	A	11,882.80	11,882.80	11,882.80	11,882.80
10	Minimum Break	A	500.00	500.00	500.00	500.00
11	Relay Code	-	50-31	50-31	50-31	50-31
12	Relay Setting	-	SPMR-K740	SPMR-K740	SPMR-K740	SPMR-K740
13	Model	-	P107	P107	P107	P107
14	Relay Setting - Standard Curve	-	DEF	DEF	DEF	DEF
15	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	230.00	230.00	230.00	230.00
16	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
17	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
18	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
19	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
20	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
21	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
22	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
23	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
24	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
25	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
26	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
27	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
28	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
29	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
30	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
31	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
32	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
33	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
34	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
35	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
36	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
37	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
38	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
39	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
40	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
41	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
42	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
43	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
44	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
45	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
46	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
47	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
48	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
49	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00
50	Relay Setting - Curve (I-V Set)	A	1.00	1.00	1.00	1.00

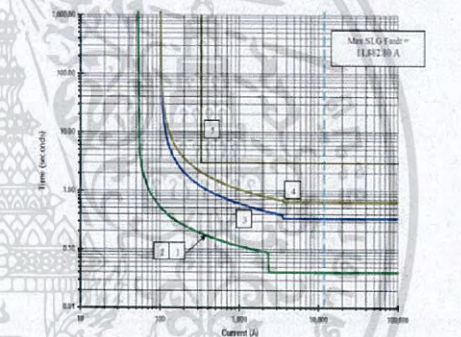


Fig. 7. Coordination curve for 50G/51G relay at 115 kV

4.2 Relay coordination at 22 kV yard (Zone2)

There are four relays protection in 22 kV yard (Zone2 in Fig.2) located at the control room panels as follows:

- Panel +J03 (Areva, Micom P127),
- Panel +J02 (Areva, Micom P127),
- Panel +J01 (Areva, Micom P127),
- Panel -Q0 (Areva, Micom P127),

The calculation steps for relay setting in this 22 kV yard are equivalent to those mentioned in 115 kV yard. The differences here are only transformer parameter to set in the initial condition listed below:

Devices	Rated Transformer	CT Ratio
1 (+J03)	25 MVA	1000/5
2 (+J02)	14.9 MVA	1000/5
3 (+J01)	40 MVA	1600/5
4 (-Q0)	40 MVA (Co 115 kV)	300/5

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
 ไม่สามารถใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Figure 8 and 9 illustrate the final overcurrent and ground overcurrent relay coordination characteristics for 22 kV yard, respectively.

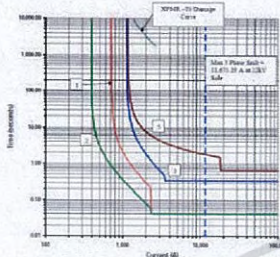


Fig. 8. Coordination curve for 50/51 relay at steel plant

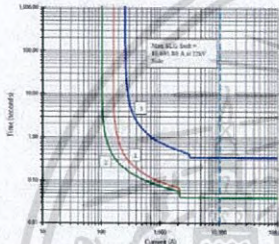


Fig. 9. Coordination curve for 50G/51G relay at 22 kV

4.3 Relay coordination for Motor/Generator protection at 6.6 kV yard (Zone3)

This particular case is the coordination of the relay protection in Zone 3 which needs to be coordinating with the relay setting in Zone 2 (22kV yard).

The special characteristic curve of any motor/generator requires different coordination technique.

Figure 10 below shows the example of the relay coordination curve of motors/generators in this case study.

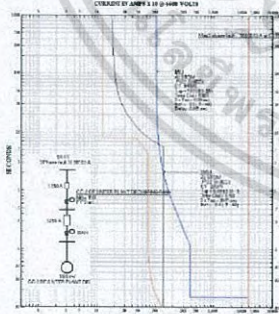


Fig. 10. Coordination curve for motor/generator relay at 6.6 kV

V. CONCLUSION

It is vital in for any protection engineer to have a deep understanding when doing the relay coordination in any kind of power system. This paper thoroughly elaborates the example of how to do the relay coordination for the complicated system i.e., the steel plant aforementioned in this paper. This is a good example of coordination due to its variety of load types. In order to do so, it started from doing the short circuit analysis as mentioned in section III. The next step is to set the operating time of the overcurrent and ground overcurrent relays in each level of feeders. Please keep in mind that there is more than one mode of operations for overcurrent relays in the market. The good design for relay coordination should be made such that the mode of operation of each relay setting must be the same for each load required protection. Another important notice that worth mentioning here is that the TMS setting for each zone should be prioritizing by how close that relay to the load needed to be protected. The closer one must be operate faster than the further one by at least twice TMS times. The author hopes that the research in this case study will be beneficial for newer and younger protective engineers to have the right idea in doing the future to come relay coordination in any case.

ACKNOWLEDGEMENTS

I would like to show my deeply thankful to my supervisor, Asst. Prof. Dr. Chow Chompoo-inwai, for his limitless patient guidance and advices. My other appreciation goes to all my family and friends for supporting my courage. Finally, I would also like to thank Mahanakhon University of Technology for providing my tuition fee funding which allowed me to undertake this research.

REFERENCES

- [1] Final report "Short circuit, Load flow and relay coordination for Mini blast furnace project of N.T.S. steel group public CO., LTD.", January 2010.
- [2] IEEE Recommended practice for protection and coordination of industrial and commercial power systems (IEEE bull book), IEEE std 242-2001, 2001.
- [3] IEEE guide for liquid-immersed transformer through-fault current duration, IEEE std C57.109-1993, 1993.
- [4] Alberto J. Urdaneta, Ramon Nadira and Luis G. Perz Jimenez, "Optimal coordination of directional overcurrent relays in interconnected power systems," *IEEE Trans. Power Delivery*, Vol.3, no.3, pp.903-911, July,1988.
- [5] Dinesh Birla, Rudra Prakash Maheshwari, Hari Om Gupta. "Time-overcurrent relay coordination : A review," *International Journal of Emerging Electric Power System*, Volume 2, no.2, pp.1-12, 2005.
- [6] Kumara J.R.S.S., A. Atputharajah, J.B. Ekanayake and F.J. Mumford, "Overcurrent protection coordination of distribution networks with fault current limits" *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp.1-8, June, 2006.
- [7] P. E. Sutherland, "Protective device coordination in an industrial power system with multiple power sources," *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol.33, no.4, pp1096-1103, July,1997.
- [8] A. Y. Abdelaziz, H. E. A. Talaat, A. I. Nousseir, and A. A. Hajjar, "An Adaptive protection scheme for optimal coordination of overcurrent relays," *Elect. Power Syst. Res.*, Vol.61, pp.1-9, 2002.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-นามสกุล นายนราตล โชติวรรณพร
 วัน เดือน ปีเกิด 23 กรกฎาคม 2513 ที่นครสวรรค์
 ที่อยู่ 464/202 หมู่บ้านพร้อมพัฒนกรีนโนวา ถ.ปัญญา-อินทรา
 แขวงสามวาตะวันตก เขตคลองสามวา กรุงเทพฯ 10510
 โทร.0-2508-4203, 081-900-5552

ประวัติการศึกษา 2538 อดสาหกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง
 มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีมหานคร
 2543 วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
 สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

ความชำนาญเฉพาะด้าน

1. สถานีไฟฟ้า 115 kV
2. ระบบป้องกันในสถานีไฟฟ้า 115 kV
3. การบำรุงรักษาและการทดสอบอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้า 115 kV
4. Short circuit analysis, Load flow analysis, motor starting and relay coordination

ประสบการณ์การทำงาน

พ.ศ. 2535 – 2540 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
 พ.ศ. 2540 – ปัจจุบัน อาจารย์ประจำภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง
 มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีมหานคร
 พ.ศ. 2557 – ปัจจุบัน กรรมการผู้จัดการ บริษัท โพร เซอร์วิส แอนด์ รีเลย์ จำกัด

ผลงานทางวิชาการ

1. N. Chotiwanaporn and C. Chompoo-inwai, "A case study on Thailand's new teleprotection regulation: Direct Transfer Trip; design and implementation at a 163 MW distributed generation", *International Journal of Intelligent Engineering and Systems (IJIES2017)*, Vol.x, No.x, 2017, pp. xx – xx.
 2. N. Chotiwanaporn, M. Leelajindakraierk and C./C. Chompoo-inwai, "A case study on the interoperability of the Direct Transfer Trip (DTT) technique with carrier signal
- เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปเผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาต
 ไม่วางกรรมใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- protection schemes (PTT and DEF) and SCADA system between two utilities in Thailand”, *17th IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering (IEEE EEEIC17)*, Hotel Palazzo Delle Stelline, Milan, Italy, June 2017.
3. C. Chompoo-inwai, A. Aungkumb, N. Chotiwanaporn, S. Potivejjakula and M. Leelajindakrairerk, “A new distributed generation protection scheme in Thailand using direct transfer trip technique and Mirrored Bits Protocol”, *Journal of International Council on Electrical Engineering*, Vol. 5, No. 1, 2015, pp. 34 – 41.
 4. N. Chotiwanaporn, A. Aungkumb and C. Chompoo-inwai, “The Interoperability of the New Direct Transfer Trip (DTT) Technique with Carrier Signal Protection Scheme (PTT and DEF) and SCADA System between two Utilities in Thailand”, *The International Conference on Electrical Engineering 2015 (ICEE2015)*, The University of Hong Kong, Pokfulam, Hong Kong, July 2015.
 5. N. Chotiwanaporn, A. Aungkumb, S. Potivejkul and C./C. Chompoo-inwai, “A Case Study of Relay Coordination Technique in Steel Plant Industries”, *The International Conference on Electrical Engineering 2014 (ICEE2014)*, Ramada Plaza Jeju Hotel, Jeju, Korea, June 2014, pp. 616 – 621.