

กรณีศึกษาการออกแบบการป้องกันกระแสเกินสำหรับปฏิบัติการไมโครกริดในระบบจำหน่าย



บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)  
เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย

The abstract and full text of theses from the academic year 2011 in Chulalongkorn University Intellectual Repository (CUIR)  
are the thesis authors' files submitted through the University Graduate School.

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต  
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า  
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
ปีการศึกษา 2560  
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

Case Studies on the Design of Overcurrent Protection for  
Distribution Microgrid Operation

Mr. Jiranat Tangchittichariya



A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements  
for the Degree of Master of Engineering Program in Electrical Engineering

Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2017

Copyright of Chulalongkorn University



จิรณัฐ ตั้งจิตติจรียา : กรณีศึกษาการออกแบบการป้องกันกระแสเกินสำหรับปฏิบัติการไมโครกริดในระบบจำหน่าย (Case Studies on the Design of Overcurrent Protection for Distribution Microgrid Operation) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: รศ. ดร.แนบบุญ หุนเจริญ, 117 หน้า.

ปัญหาของระบบป้องกันเป็นหนึ่งในปัญหาหลักที่การไฟฟ้าวิตกกังวลและส่งผลกระทบต่อ การอนุญาตให้เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด เนื่องจากผลของการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้า ขนาดเล็กแบบกระจายตัว ทำให้กระแสไหลที่จ่ายจากโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าในวงจรมีแนวโน้มลดลง และปัญหาการเปลี่ยนแปลงสถานะการจ่ายไฟฟ้า ทำให้กระแสไหลและกระแสความผิดพลาดมีการ เปลี่ยนแปลงบ่อย ส่งผลกระทบโดยตรงต่อการทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกินของอุปกรณ์ป้องกัน ของการไฟฟ้า เป็นสาเหตุทำให้รีเลย์ป้องกันกระแสเกินทำงานผิดพลาดได้ หากไม่มีการปรับเปลี่ยนค่า ปรับตั้งให้เหมาะสม

วิทยานิพนธ์นี้จะแก้ไขปัญหของระบบป้องกันของไมโครกริดที่เกี่ยวกับรีเลย์ป้องกันกระแส เกิน ด้วยการใช้รีเลย์ป้องกันกระแสเกินที่สามารถปรับตัวได้ในสถานะต่าง ๆ เช่น สถานะเชื่อมต่อ โครงข่าย สถานะจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด และคำนึงถึงการประสานการป้องกันระหว่าง อุปกรณ์ป้องกัน ทดสอบกับระบบทดสอบที่จำลองจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค คำนวณ และจำลองการทำงานด้วยโปรแกรม Power Factory DigSILENT

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ปีการศึกษา 2560

ลายมือชื่อนิสิต .....

ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก .....

# # 5870392621 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS: POWER SYSTEM PROTECTION / UTILITY MICROGRID / ADAPTIVE PROTECTION

JIRANAT TANGCHITTICHARIYA: Case Studies on the Design of Overcurrent Protection for Distribution Microgrid Operation. ADVISOR: ASSOC. PROF.NAEBBOON HOONCHAREON, Ph.D., 117 pp.

Protection problem in islanding mode is one of the crucial problems that is concerned by the utility to allow microgrid operation. Impact of Distributed Generations (DGs) and uncertainty of energization of DG and contributed to current from the main grid being decreased and changing often, of which it directly impacts on overcurrent protection of distribution system, and leads to mis-operating of the relay without appropriate setting.

This thesis aims to address protection system issue of microgrid operation that is related to overcurrent relay by using adaptive overcurrent relay that is adaptable is in different states e.g., DG connected, No DG connected and islanding. It is also considered protection coordination of protection devices. The test system is modified from an actual system in one area, and the simulation is carried out using Power Factory DlgSILENT.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
CHULALONGKORN UNIVERSITY

Department: Electrical Engineering Student's Signature .....

Field of Study: Electrical Engineering Advisor's Signature .....

Academic Year: 2017

## กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปด้วยดี เนื่องจากได้รับความเมตตาจาก รศ.ดร. แนนบุญ หุนเจริญ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ซึ่งได้กรุณาให้คำแนะนำและข้อคิดเห็นในการทำวิทยานิพนธ์รวมทั้งตรวจสอบและแก้ไขเนื้อหาจนสำเร็จเรียบร้อย ขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ทุกท่าน ที่สละเวลาเพื่อตรวจสอบแก้ไขและให้คำแนะนำทำให้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สมบูรณ์ยิ่งขึ้น ขอขอบพระคุณอาจารย์ทุก ๆ ท่านที่ช่วยประสิทธิ์ประสาทวิชาให้จนเข้าใจอย่างถ่องแท้ในวิศวกรรมไฟฟ้าและกระบวนการทำวิจัย ขอขอบคุณเจ้าหน้าที่ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ศูนย์เชี่ยวชาญพิเศษเฉพาะด้านเทคโนโลยีไฟฟ้ากำลัง คณะวิศวกรรมศาสตร์ และบัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ที่ช่วยเหลือและอำนวยความสะดวกตั้งแต่เข้าศึกษาจนสำเร็จการศึกษา

นอกจากนี้ขอขอบคุณ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่ให้การสนับสนุนทุนการศึกษา ทุนวิจัย และทุนสำหรับการทำวิจัยระยะสั้นในต่างประเทศ ขอขอบคุณผู้บังคับบัญชาที่ให้อนุมัติให้ลาศึกษาต่อ ขอขอบคุณพี่ ๆ เพื่อนร่วมงานจาก การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 (ภาคใต้) จ.เพชรบุรี และสำนักงานใหญ่ ที่ให้การสนับสนุนความรู้และข้อมูลที่จำเป็นต่าง ๆ สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ขอขอบคุณ น้อง ๆ ห้องปฏิบัติการวิจัยระบบไฟฟ้ากำลัง ที่คอยช่วยเหลือให้คำแนะนำเป็นประโยชน์ในการเรียนการทำวิจัยและเป็นกำลังใจตลอดมาและอีกหลายท่านที่ไม่ได้กล่าวถึงผู้ซึ่งอยู่เบื้องหลังความสำเร็จนี้

สุดท้ายนี้ผู้วิจัยขอกราบขอบพระคุณบิดามารดาผู้ที่คอยเป็นกำลังใจให้ผู้วิจัยเสมอมา

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
CHULALONGKORN UNIVERSITY

## สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ.....	ช
สารบัญตาราง.....	ฅ
สารบัญรูปภาพ.....	ฉ
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์.....	2
1.3 ขอบเขตวิทยานิพนธ์.....	2
1.4 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน.....	2
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์.....	3
1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์.....	4
บทที่ 2 ไมโครกริดในระบบจำหน่าย.....	5
2.1 ไมโครกริด.....	5
2.1.1 การจำแนกประเภทของไมโครกริด.....	5
2.1.1.1 ลักษณะการทำงาน.....	5
2.1.1.2 สถาปัตยกรรม.....	5
2.1.1.3 ตำแหน่งที่ตั้ง.....	7
2.1.2 องค์ประกอบหลักภายในไมโครกริด [3].....	8
2.2 สถาปัตยกรรมของระบบและการติดต่อสื่อสารภายใน.....	10
2.2.1 การรับส่งสัญญาณของชุดควบคุมไมโครกริด.....	10

2.2.1.1 ส่วนรับสัญญาณ.....	10
2.2.1.2 ส่วนส่งสัญญาณ .....	10
2.2.2 สถาปัตยกรรมระบบ.....	11
2.2.2.1 ชั้นการจัดการ (Management Layer).....	11
2.2.2.2 ชั้นประสานงาน (Coordination Layer) .....	12
2.2.2.3 ชั้นดำเนินการ (Execution Layer).....	12
2.2.2.4 ชั้นอุปกรณ์ (Devices) .....	12
2.2.3 มาตรฐานที่เกี่ยวข้อง .....	13
2.3 ตัวอย่างของไมโครกริดในระบบจำหน่าย.....	15
2.3.1 Borrego Springs [10] .....	15
2.3.2 BC Hydro Boston Bar [12],[13].....	17
2.4 การจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดและผลกระทบต่อระบบป้องกัน .....	18
2.4.1 การเกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบแยกโดด .....	18
2.4.2 ประโยชน์ของการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด.....	19
2.4.3 ผลกระทบของการการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด .....	19
บทที่ 3 การป้องกันในระบบจำหน่าย .....	26
3.1 เขตของการป้องกัน.....	26
3.1.1 การป้องกันหลัก (Primary Protection).....	27
3.1.2 การป้องกันสำรอง (Backup Protection) .....	27
3.2 อุปกรณ์ป้องกัน.....	28
3.2.1 การป้องกันวงจรสายป้อน.....	28
3.2.2 ระบบป้องกันของแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัว.....	29
3.2.3 หลักการของรีเลย์ที่เกี่ยวข้องวิทยานิพนธ์ .....	30



3.2.3.1	หลักการของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน.....	30
3.2.3.2	รีเลย์ป้องกันกระแสผิตพ่วงลงดิน .....	33
3.2.3.3	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทาง .....	34
3.2.3.4	รีเลย์ปิดวงจรกลับอัตโนมัติ.....	36
3.3	การป้องกันการเกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด.....	37
3.3.1	รีเลย์ป้องกันการเกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบแยกโดด.....	39
3.3.1.1	รีเลย์ตรวจสอบสถานะซิงโครไนซ์ (Synchronism check relay, 25).....	39
3.3.1.2	วงจรถูกการปิดกลับอัตโนมัติ (Block reclosing circuit).....	40
3.3.1.3	รีเลย์ตรวจสอบแรงดันป้องกันการปิดวงจรอัตโนมัติ (Voltage block reclosing relay, 68).....	41
3.3.1.4	รีเลย์ป้องกันความถี่ (Frequency relay, 81).....	42
3.3.1.5	รีเลย์วัดมุมเฟส (Phase angle measuring, 78).....	42
3.3.1.6	รีเลย์วัดอัตราการเปลี่ยนแปลงความถี่ (ROCOF, 81R).....	42
3.3.1.7	รีเลย์ป้องกันแรงดัน (Voltage relay, 27/59).....	43
บทที่ 4	การตั้งค่ารีเลย์ป้องกันกระแสเกิน.....	44
4.1	การคำนวณกระแสความผิตพ่วง .....	44
4.1.1	การเกิดความผิตพ่วงสามเฟส .....	44
4.1.2	การเกิดความผิตพ่วงเฟสเดียวลงดิน.....	46
4.2	การคำนวณหากระแสความผิตพ่วงที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่าย .....	47
4.2.1	กระแสความผิตพ่วงและอิมพีแดนซ์จากระบบไฟฟ้า.....	47
4.2.2	อิมพีแดนซ์จากหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง .....	47
4.2.3	อิมพีแดนซ์ในสายไฟแรงสูง.....	48
4.2.4	อิมพีแดนซ์จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า .....	49

4.2.5 การประสานการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน .....	49
4.3 การป้องกันที่ปรับตัวได้ .....	50
4.3.1 การป้องกันแบบปรับตัวได้ที่ถูกเตรียมไว้ก่อน .....	51
4.3.2 การป้องกันแบบปรับตัวได้ที่คำนวณทันที .....	52
4.3.2.1 การป้องกันแบบปรับตัวได้ที่คำนวณทันทีแบบไม่ใช้ระบบสื่อสาร .....	52
4.3.2.2 การป้องกันแบบปรับตัวได้ที่คำนวณทันทีแบบใช้ระบบสื่อสาร .....	53
บทที่ 5 การออกแบบการป้องกันกระแสเกินที่ปรับตัวได้สำหรับไมโครกริดในระบบจำหน่าย .....	55
5.1 สถานะของการจ่ายไฟฟ้า .....	55
5.2 การเปลี่ยนแปลงเพื่อให้สามารถจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดได้ .....	57
5.2.1 การปิดการทำงานของรีเลย์กลุ่มป้องกันระบบไฟฟ้าแยกโดด .....	58
5.2.2 การปรับปรุงรีโคลสเซอร์เพื่อรองรับการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด .....	59
5.3 ขอบเขตการจ่ายไฟฟ้าที่สามารถเกิดขึ้นได้ของการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด .....	61
5.4 การระบุสถานะการจ่ายไฟฟ้า .....	62
5.5 โปรแกรมย่อยสำหรับการกำหนดค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน .....	64
5.5.1 โปรแกรมย่อยสถานะที่ 1 .....	64
5.5.2 โปรแกรมย่อยสถานะที่ 2 .....	65
5.5.3 โปรแกรมย่อยสถานะที่ 3 .....	66
5.6 การคำนวณเพื่อหาค่าปรับตั้งและเวลาการทำงาน .....	66
บทที่ 6 กรณีศึกษาและผลการทดสอบ .....	69
6.1 ระบบทดสอบ .....	69
6.1.1 ระบบทดสอบที่ 1 วงจรสายป้อน .....	70
6.1.2 ระบบทดสอบที่ 2 สถานีไฟฟ้า .....	71
6.2 รูปแบบการทดสอบและกรณีศึกษา .....	72

6.2.1	กรณีศึกษาที่ 1 การทดสอบการทำงานของรีเลย์ที่ปรับตัวได้เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงสถานะการจ่ายไฟฟ้าจากสถานะที่ 2 ไป สถานะที่ 1 .....	72
6.2.2	กรณีศึกษาที่ 2 การทดสอบการทำงานของรีเลย์ที่ปรับตัวได้เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงสถานะการจ่ายไฟฟ้าจากสถานะที่ 1 ไป สถานะที่ 3 .....	73
6.3	สมมติฐานการทดสอบ .....	77
6.4	ผลการทดสอบ .....	77
6.4.1	ระดับของกระแสความผิดพลาดในสถานะการจ่ายไฟฟ้าแบบต่าง ๆ .....	77
6.4.2	เปรียบเทียบเวลาการทำงานของรีเลย์เมื่อได้รับผลกระทบจากแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เพิ่มขึ้น .....	79
6.4.3	ผลการทดสอบกรณีศึกษาที่ 1 .....	81
6.4.4	ผลการทดสอบกรณีศึกษาที่ 2 .....	88
บทที่ 7	สรุปผลและข้อเสนอแนะ .....	107
7.1	สรุปผล .....	107
7.2	ข้อเสนอแนะ .....	108
	รายการอ้างอิง .....	109
	ภาคผนวก ก ข้อมูลระบบทดสอบ .....	113
	ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์ .....	117

## สารบัญตาราง

ตารางที่ 2.1 การจัดหาไฟฟ้า การปฏิบัติการและควบคุมและความต้องการใช้ไฟฟ้าของ Borrego Springs.....	16
ตารางที่ 2.2 การจัดหาไฟฟ้า การปฏิบัติการและควบคุมและความต้องการใช้ไฟฟ้าของ Boston Bar.....	18
ตารางที่ 2.3 มาตรฐานแรงดันที่ระดับต่าง ๆ ของ กฟผ. [16].....	21
ตารางที่ 3.1 สมการคำนวณเส้นโค้งคุณลักษณะตามมาตรฐาน IEC60255 [19].....	33
ตารางที่ 3.2 เงื่อนไขในการทำงานของรีเลย์ตรวจสอบแรงดันป้องกันการปิดวงจรอัตโนมัติ .....	41
ตารางที่ 4.1 ค่ากำลังสูญเสียของหม้อแปลงที่ขนาดต่าง ๆ ตามมาตรฐาน UNEL 21001-74 [24]...	48
ตารางที่ 5.1 คำสั่งเพื่อเปลี่ยนเข้าสู่สถานะต่าง ๆ.....	58
ตารางที่ 6.1 ข้อมูลรายละเอียดของระบบทดสอบ.....	69
ตารางที่ 6.2 ข้อมูลรายละเอียดของระบบทดสอบแยกสายวงจร.....	70
ตารางที่ 6.3 สมมติฐานการทดสอบ.....	77
ตารางที่ 6.4 ค่าความพึงพาได้ในรูปร้อยละเปรียบเทียบระหว่างรีเลย์ปกติและรีเลย์ที่ปรับตัวได้ .....	81
ตารางที่ 6.5 ค่าปรับตั้งที่คำนวณได้สำหรับกรณีศึกษาที่ 1.....	82
ตารางที่ 6.6 แสดงเวลาการทำงานของรีเลย์ของกลุ่มค่าปรับตั้ง A, B .....	83
ตารางที่ 6.7 แสดงเวลาการทำงานของรีเลย์ของกลุ่มค่าปรับตั้ง A, B .....	86
ตารางที่ 6.8 ค่าปรับตั้งที่คำนวณได้จากอัลกอริทึมสำหรับกรณีศึกษา 2.1, 2.2.....	88
ตารางที่ 6.9 เวลาการทำงานของรีเลย์ปรับตัวได้กลุ่ม A และ 1C เมื่อเกิดความผิดพลาด 3 เฟส.....	90
ตารางที่ 6.10 เวลาการทำงานของรีเลย์ปรับตัวได้กลุ่ม A และ 1C เมื่อเกิดความผิดพลาด 1 เฟส ลงดิน.....	93
ตารางที่ 6.11 ค่าปรับตั้งที่คำนวณได้จากอัลกอริทึมสำหรับกรณีศึกษา 2.3, 2.4 .....	95
ตารางที่ 6.12 เวลาการทำงานของรีเลย์ปรับตัวได้กลุ่ม A และ 2C เมื่อเกิดความผิดพลาด 3 เฟส....	96

ตารางที่ 6.13 เวลาการทำงานของรีเลย์ปรับตัวได้กลุ่ม A และ 2C เมื่อเกิดความผิดพลาด 1 เฟส  
 ลงดิน..... 98

ตารางที่ 6.14 ค่าปรับตั้งที่คำนวณได้จากอัลกอริทึม สำหรับกรณีศึกษาที่ 2.5, 2.6 ..... 100

ตารางที่ 6.15 เวลาการทำงานของรีเลย์ปรับตัวได้กลุ่ม A และ 3C เมื่อเกิดความผิดพลาด 3 เฟส.. 101

ตารางที่ 6.16 เวลาการทำงานของรีเลย์ปรับตัวได้กลุ่ม A และ 3C เมื่อเกิดความผิดพลาด 1 เฟส  
 ลงดิน..... 105

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลอิมพีแดนซ์ของสายไฟฟ้า..... 114

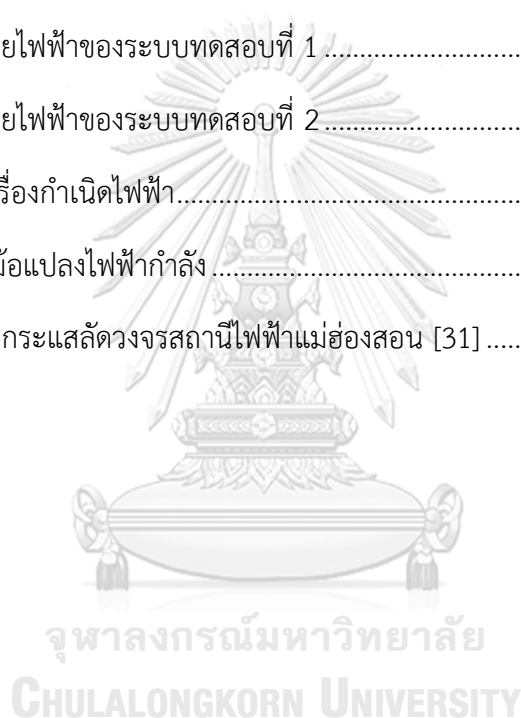
ตารางที่ ก.2 ข้อมูลสายไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 1 ..... 115

ตารางที่ ก.3 ข้อมูลสายไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 2 ..... 115

ตารางที่ ก.4 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า..... 115

ตารางที่ ก.5 ข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง ..... 116

ตารางที่ ก.6 ข้อมูลค่ากระแสลัดวงจรสถานีไฟฟ้าแม่ฮ่องสอน [31] ..... 116



## สารบัญรูปภาพ

รูปที่ 2.1 สถาปัตยกรรมแบบไฟฟ้ากระแสสลับ [1].....	6
รูปที่ 2.2 สถาปัตยกรรมแบบไฟฟ้ากระแสตรง [1].....	6
รูปที่ 2.3 สถาปัตยกรรมแบบไฟฟ้ากระแสตรงและรวมศูนย์ไฟฟ้ากระแสสลับ [1] .....	7
รูปที่ 2.4 การติดต่อสื่อสารระหว่างกันของตัวควบคุมย่อย [4] .....	9
รูปที่ 2.5 รูปแบบการเชื่อมต่อและการสื่อสารภายในไมโครกริด .....	10
รูปที่ 2.6 ภาพแสดงการรับสัญญาณของชุดควบคุมไมโครกริด.....	11
รูปที่ 2.7 ภาพแสดงการส่งสัญญาณของชุดควบคุมไมโครกริด .....	11
รูปที่ 2.8 แสดงสถาปัตยกรรมระบบของการป้องกันที่ปรับตัวได้ [6].....	12
รูปที่ 2.9 สถาปัตยกรรมการสื่อสารของ IEC61850 [8].....	14
รูปที่ 2.10 ภาพแสดงโครงสร้างโดยรวมของไมโครกริด Borrego Springs.....	16
รูปที่ 2.11 ไดอะแกรมแสดงระบบไฟฟ้าของ BC Hydro Boston Bar [12] .....	17
รูปที่ 2.12 การจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดแบบไม่ตั้งใจ .....	18
รูปที่ 2.13 การจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดแบบตั้งใจ.....	19
รูปที่ 2.14 แบบจำลองการลัดวงจรผ่านความต้านทานสูงของสองตัวต้านทานที่ปรับตัวได้ [15].....	20
รูปที่ 2.15 ช่วงเวลาปิดวงจรกลับคืน [17] .....	23
รูปที่ 2.16 ความผิดพลาดที่เกิดขึ้นในขณะที่เป็นระบบแยกโดด .....	23
รูปที่ 2.17 กระแสไหลจากระบบโครงข่ายน้อยลงเนื่องจากแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบ กระจายตัว .....	24
รูปที่ 2.18 โหมดทำงานเร็วของรีโวลูชันเซอร์ไม่ทำงานจากมีอยู่ของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจาย ตัว .....	25
รูปที่ 3.1 แผนภาพแสดงระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย .....	26
รูปที่ 3.2 เขตการป้องกันของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย .....	27
รูปที่ 3.3 คุณสมบัติของรีเลย์ป้องกันกระแสเกินทำงานทันที.....	30

รูปที่ 3.4	คุณลักษณะของรีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบดิฟเฟอเรนเชียล	31
รูปที่ 3.5	คุณลักษณะของรีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบกระแสผกผัน	31
รูปที่ 3.6	คุณลักษณะของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน IDMT แบบ SI,VI และ EI [17]	32
รูปที่ 3.7	การป้องกันกระแสความผิดพลาดของดินด้วยวิธี Residually Connected Ground Relay	33
รูปที่ 3.8	การป้องกันโดยวิธี Zero Sequence	34
รูปที่ 3.9	แสดงการทำงานของรีเลย์ปิดกลับวงจรอัตโนมัติ	36
รูปที่ 3.10	รูปแบบการทำงานของรีเลย์ปิดกลับวงจรอัตโนมัติในเบรกเกอร์และรีโคลสเซอร์ตามลำดับ	37
รูปที่ 3.11	การขนานสองระบบเข้าด้วยกัน [21]	40
รูปที่ 3.12	ตรรกะของ Synchronism check relay [21]	40
รูปที่ 3.13	วงจร Block reclosing อย่างง่าย	41
รูปที่ 3.14	กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างกำลังและความถี่	43
รูปที่ 4.1	รูปคลื่นกระแสลัดวงจรของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า [17]	45
รูปที่ 4.2	วงจรสมมูลการก่อนและขณะเกิดความผิดพลาด	45
รูปที่ 4.3	แสดงไดอะแกรมแสดงการเกิดความผิดพลาดเฟสเดียวลงดิน	46
รูปที่ 4.4	วงจรแสดงการทำงานอย่างง่ายของการป้องกันที่เปลี่ยนค่าได้ [26]	52
รูปที่ 5.1	แผนภาพสถานะแสดงสถานะจ่ายไฟฟ้า	55
รูปที่ 5.2	สถานะเชื่อมต่อบรรยากาศของระบบโครงข่ายไฟฟ้า	56
รูปที่ 5.3	รูปแบบการทำงานของรีโคลสเซอร์เพื่อรองรับระบบแยกโดดแบบครึ่งวงจร	60
รูปที่ 5.4	แสดงขอบเขตของระบบแยกโดดที่สามารถเกิดขึ้นได้	61
รูปที่ 5.5	ขั้นตอนการระบุสถานะการจ่ายไฟฟ้า	63
รูปที่ 5.6	ภาพแสดงความสัมพันธ์ระหว่างสถานะ ค่าปรับตั้งและรีเลย์ที่อุปกรณ์	64
รูปที่ 5.7	การปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันขณะเข้าสถานะที่ 1	65

รูปที่ 5.8 การปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันขณะเข้าสถานะที่ 2 .....	65
รูปที่ 5.9 การปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันขณะเข้าสถานะที่ 3 .....	66
รูปที่ 5.10 แผนผังแสดงการคำนวณหาค่ากระแสปรับตั้งและเวลาทำงานของรีเลย์.....	68
รูปที่ 6.1 ระบบทดสอบที่ 1 วงจร 9.....	70
รูปที่ 6.2 ระบบทดสอบที่ 2.....	71
รูปที่ 6.3 แสดงจุดเกิดความผิดพลาดของกรณีศึกษาที่ 1.1, 1.2.....	72
รูปที่ 6.4 แสดงลำดับเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นในการทดสอบของกรณีศึกษาที่ 1.1, 1.2.....	72
รูปที่ 6.5 แสดงจุดเกิดความผิดพลาดของกรณีศึกษาที่ 2.1, 2.2.....	73
รูปที่ 6.6 แสดงลำดับเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นในการทดสอบของกรณีศึกษาที่ 2.1, 2.2.....	74
รูปที่ 6.7 แสดงจุดเกิดความผิดพลาดของกรณีศึกษาที่ 2.3, 2.4.....	74
รูปที่ 6.8 แสดงลำดับเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นในการทดสอบของกรณีศึกษาที่ 2.3, 2.4.....	74
รูปที่ 6.9 แสดงจุดเกิดความผิดพลาดของกรณีศึกษาที่ 2.5, 2.6.....	75
รูปที่ 6.10 แสดงลำดับเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นในการทดสอบของกรณีศึกษาที่ 2.5, 2.6.....	75
รูปที่ 6.11 ระดับกระแสความผิดพลาดที่จุดต่าง ๆ เมื่อความผิดพลาด 3 เฟส เปรียบเทียบระหว่างสถานะที่ 1,2 และ 3 ในวงจร 9 ระบบทดสอบที่ 1.....	78
รูปที่ 6.12 ระดับกระแสความผิดพลาดที่จุดต่าง ๆ เมื่อความผิดพลาด 1 เฟสลงดิน เปรียบเทียบระหว่างสถานะที่ 1, 2 และ 3 ในวงจร 9 ระบบทดสอบที่ 1 .....	78
รูปที่ 6.13 เวลาการทำงานของรีเลย์เมื่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีขนาดเพิ่มขึ้น .....	79
รูปที่ 6.14 เวลาการทำงานของรีเลย์ที่ปรับตัวได้เมื่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีขนาดเพิ่มขึ้น .....	80
รูปที่ 6.15 ค่ากระแสปรับตั้งของ DG และ CB-F ที่กลุ่มค่าปรับตั้งต่าง ๆ.....	80
รูปที่ 6.16 กราฟแสดงการทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน(เฟส)แบบปรับตัวได้กลุ่ม A และ B ของ.....	82
รูปที่ 6.17 แสดงการจัดลำดับการทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน(เฟส)แบบปรับตัวได้ของ DG กับ รีโคลสเซอร์ ในกลุ่ม A.....	83



รูปที่ 6.18 สถานะการทำงานของเบรกเกอร์กรณีศึกษาที่ 1.1.....	84
รูปที่ 6.19 การเปลี่ยนแปลงความแรงดันที่รีโกลสเซอร์ กรณีศึกษาที่ 1.1 .....	85
รูปที่ 6.20 แสดงการทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน(นิวทรัล) แบบปรับตัวได้กลุ่ม A, B .....	85
รูปที่ 6.21 แสดงการจัดลำดับการทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน(นิวทรัล)แบบปรับตัวได้ของ DG กับรีโกลสเซอร์ ในกลุ่ม A.....	86
รูปที่ 6.22 สถานะการทำงานของเบรกเกอร์กรณีศึกษาที่ 1.2.....	87
รูปที่ 6.23 การเปลี่ยนแปลงความแรงดันที่รีโกลสเซอร์ กรณีศึกษาที่ 1.2 .....	88
รูปที่ 6.24 แสดงจัดลำดับการทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน(เฟส) แบบปรับตัวได้กลุ่ม A ของ DG และเบรกเกอร์วงจร 9 .....	89
รูปที่ 6.25 กราฟแสดงการทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน(เฟส)แบบปรับตัวได้กลุ่ม 1C ของ DG .....	89
รูปที่ 6.26 สภาพการจ่ายไฟฟ้าของระบบเมื่อจ่ายไฟฟ้าแบบระบบแยกโดดครั้งวงจร .....	90
รูปที่ 6.27 การตรวจความผิดปกติของตัวรีโกลสเซอร์.....	91
รูปที่ 6.28 สถานะการทำงานของเบรกเกอร์กรณีเกิดความผิดปกติ 3 เฟส กรณีศึกษาที่ 2.1 .....	91
รูปที่ 6.29 การเปลี่ยนแปลงที่ตำแหน่งก่อนและหลังรีโกลสเซอร์ กรณีศึกษาที่ 2.1.....	92
รูปที่ 6.30 แสดงการจัดลำดับการทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน(นิวทรัล) แบบปรับตัวได้กลุ่ม A ของ DG และเบรกเกอร์วงจร 9 .....	92
รูปที่ 6.31 กราฟแสดงการทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน(นิวทรัล)แบบปรับตัวได้กลุ่ม 1C .....	93
รูปที่ 6.32 สถานะการทำงานของเบรกเกอร์กรณีเกิดความผิดปกติ 1 เฟสลงดิน กรณีศึกษาที่ 2.2 .....	94
รูปที่ 6.33 การเปลี่ยนแปลงแรงดันที่ตำแหน่งก่อนและหลังรีโกลสเซอร์ กรณีศึกษาที่ 2.2.....	94
รูปที่ 6.34 กราฟแสดงการทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน(เฟส)แบบปรับตัวได้กลุ่ม A (สีเขียวอ่อน) และกลุ่ม 2C (สีเขียวเข้ม) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว .....	95
รูปที่ 6.35 สภาพการจ่ายไฟฟ้าของระบบเมื่อจ่ายไฟฟ้าแบบระบบแยกโดดทั้งวงจร .....	96
รูปที่ 6.36 สถานะการทำงานของเบรกเกอร์กรณีเกิดความผิดปกติ 3 เฟส กรณีศึกษาที่ 2.3 .....	97

รูปที่ 6.37 การเปลี่ยนแปลงแรงดันที่ตำแหน่งต่าง ๆ ในวงจร 9 กรณีศึกษาที่ 2.3.....	97
รูปที่ 6.38 กราฟแสดงการทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน(นิวทรัล)แบบปรับตัวได้กลุ่ม A (สีเขียวอ่อน) และกลุ่ม 2C (สีเขียวเข้ม) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว .....	98
รูปที่ 6.39 สถานะการทำงานของเบรกเกอร์กรณีเกิดความผิดปกติ 1 เฟสลงดิน.....	99
รูปที่ 6.40 การเปลี่ยนแปลงแรงดันที่ตำแหน่งต่าง ๆ ในวงจร 9 กรณีศึกษาที่ 2.4 .....	100
รูปที่ 6.41 กราฟแสดงการทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน(เฟส)แบบปรับตัวได้กลุ่ม 3C ของ BVB.....	101
รูปที่ 6.42 สภาพการจ่ายไฟฟ้าของระบบเมื่อจ่ายไฟฟ้าแบบระบบแยกโดดทั้งสถานีไฟฟ้า .....	102
รูปที่ 6.43 R-X ไดอะแกรมของรีเลย์ระยะทาง .....	103
รูปที่ 6.44 สถานะการทำงานของเบรกเกอร์กรณีเกิดความผิดปกติ 3 เฟส.....	103
รูปที่ 6.45 การเปลี่ยนแปลงแรงดันที่ตำแหน่งต่าง ๆ กรณีศึกษาที่ 2.5.....	104
รูปที่ 6.46 กราฟแสดงการทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน(นิวทรัล)แบบปรับตัวได้กลุ่ม 3C ของ BVB.....	104
รูปที่ 6.47 สถานะการทำงานของเบรกเกอร์กรณีเกิดความผิดปกติ 1 เฟสลงดิน.....	105
รูปที่ 6.48 การเปลี่ยนแปลงแรงดันที่ตำแหน่งต่าง ๆ กรณีศึกษาที่ 2.6.....	106
รูปที่ ก.1 ระบบทดสอบที่ 1.....	113
รูปที่ ก.2 ระบบทดสอบที่ 2.....	114

# บทที่ 1

## บทนำ

ในเนื้อหาของบทนำจะเสนอที่มาและความสำคัญของปัญหาขอบเขตของวิทยานิพนธ์ วัตถุประสงค์ ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับและเนื้อหาของวิทยานิพนธ์

### 1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

ประเทศไทยมีจำนวนประชากรเพิ่มสูงขึ้น จึงจำเป็นที่จะต้องจัดหาพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอ กับความต้องการ แต่เนื่องจากกระแสการอนุรักษ์สิ่งแวดล้อม ทำให้การสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่เกิด ได้ยากขึ้น เช่น เขื่อน หรือ โรงไฟฟ้าพลังน้ำถ่านหิน ส่งผลต่อโครงสร้างของระบบไฟฟ้าแบบดั้งเดิม (Conventional Power system) ที่มีลักษณะเป็นแนวตั้งจากระบบผลิตไประบบส่ง ระบบจำหน่าย และผู้ใช้ไฟฟ้า แต่ด้วยความก้าวหน้าของเทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร รวมทั้งเทคโนโลยีทาง ไฟฟ้า ทำให้เกิดไมโครกริด (Microgrid) ซึ่งเป็นระบบย่อยของสมาร์ทกริด (Smart Grid) ซึ่งตอบสนอง ต่อการรักษาสิ่งแวดล้อมได้เป็นอย่างดี มีการใช้แหล่งพลังงานทางเลือกที่สะอาดที่กระจายตัวอยู่ทั่วไป (Distributed Energy Resource, DER) เช่น แสงอาทิตย์ ลม ชีวมวล เป็นต้น ปัจจุบันกำลังได้รับความ นิยม และมีแนวโน้มว่าจะเพิ่มขึ้นเรื่อย ๆ เนื่องจากได้รับการสนับสนุนจากภาครัฐ การนำ ไมโครกริดมาใช้ จะทำให้เกิดประโยชน์ในหลาย ๆ ด้าน ซึ่งสามารถรองรับการขยายตัวของความ ต้องการการใช้ไฟฟ้าและยังเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม

ไมโครกริด สำหรับในประเทศไทยแล้วถึงแม้ว่าจะมีการศึกษาวิจัยเกี่ยวกับไมโครกริดจาก หลายหน่วยงานมาเป็นเวลานาน โดยเฉพาะการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ซึ่งเชื่อมต่ออยู่กับแหล่ง ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัว (Distributed Generation, DG) อยู่เป็นจำนวนมาก แต่ปัจจุบัน ก็ยังคงไม่มีไมโครกริดที่เกิดขึ้นและสามารถใช้ได้จริง เนื่องจากผลกระทบต่าง ๆ ที่อาจจะเกิดขึ้นได้ หนึ่งในผลกระทบที่เป็นปัญหาสำคัญก็คือ ปัญหาต่อระบบป้องกัน โดยเฉพาะอย่างยิ่งการป้องกัน กระแสเกินที่อาจทำให้ระบบป้องกันทำงานผิดพลาด ทำให้การไฟฟ้ายังไม่อนุญาตให้เกิดการจ่าย ไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด และป้องกันการเกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Anti-Islanding) ด้วยระบบป้องกัน ทำให้แหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวจำเป็นที่จะต้องปลด ตัวเองออก เมื่อเกิดความผิดปกติบนระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า ซึ่งหากลองพิจารณาแล้วบางกรณี ของการเกิดความผิดปกติหรือแม้แต่การดับไฟเพื่อบำรุงรักษานั้น สามารถใช้ประโยชน์แหล่งผลิต ไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวช่วยจ่ายไฟได้ โดยจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดช่วยเพื่อโอกาส ในการจ่ายไฟและปรับปรุงความน่าเชื่อถือในระบบไฟฟ้า (Reliability)

จากปัญหาที่ได้กล่าวข้างต้น จึงเป็นที่มาของวิทยานิพนธ์นี้ ที่ต้องการให้แหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวนั้นสามารถจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดได้ โดยจะทำการแก้ปัญหาเฉพาะในส่วน of ระบบป้องกันซึ่งถือเป็นปัญหาอันดับแรก ๆ ในการสร้างไมโครกริด

## 1.2 วัตถุประสงค์

- 1) ออกแบบและพัฒนาารูปแบบระบบป้องกันกระแสเกิน สำหรับไมโครกริดในระบบจำหน่ายเพื่อการจ่ายไฟฟ้าทั้งแบบเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าหลักและแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดครึ่งวงจรสายป้อน ทั้งวงจรสายป้อน และทั้งสถานีไฟฟ้า
- 2) ศึกษาวิเคราะห์สมรรถนะการทำงานของระบบป้องกันที่ปรับตัวได้ในกรณีศึกษาต่าง ๆ

## 1.3 ขอบเขตวิทยานิพนธ์

- 1) พิจารณาระบบไฟฟ้าที่เป็นระบบจำหน่ายแบบเรเดียล (Radial distribution system) ที่ระดับแรงดันปานกลาง 22 kV
- 2) พิจารณาแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส
- 3) พิจารณาเฉพาะการเกิดความผิดปกติของแบบสามเฟสและเฟสเดียวลงดิน
- 4) พิจารณาปัญหาของระบบป้องกันที่เกี่ยวข้องกับรีเลย์ป้องกันกระแสเกินรวมทั้งการปัญหาการประสานการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน (Protection Coordination)
- 5) อุปกรณ์ป้องกันที่พิจารณาคือ เบรกเกอร์ที่สถานีไฟฟ้า เบรกเกอร์ที่แหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวและรีโคลสเซอร์ในวงจรระบบจำหน่าย
- 6) พิจารณาให้สามารถเกิดการจ่ายไฟแบบแยกโดดได้
- 7) พิจารณาให้กำลังการผลิตรวมของแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวมากกว่าโหลดรวมในวงจรสายป้อน และไม่จำเป็นต้องปลดโหลดออก (Load shedding)
- 8) พิจารณาการจ่ายกระแสไฟฟ้าเป็นแบบ 3 เฟสสมดุล
- 9) ไม่พิจารณาการเติบโตของโหลด (Load growth) และการเพิ่มกำลังการผลิตของแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัว

## 1.4 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน

- 1) ศึกษาบทความงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์
  - 1.1) ศึกษาไมโครกริดประเภทต่าง ๆ และไมโครกริดในระบบจำหน่าย

- 1.2) ศึกษาระบบป้องกันในระบบไฟฟ้า
- 1.3) ศึกษาการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดและผลกระทบจากการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีต่อระบบป้องกัน
- 1.4) ศึกษาการป้องกันการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดที่มีอยู่ในปัจจุบัน
- 1.5) ศึกษาการแก้ปัญหาของระบบป้องกันของไมโครกริด
- 2) กำหนดขอบเขตสำหรับการศึกษา
- 3) ทหาระบบทดสอบที่เหมาะสมจากระบบจำหน่ายจริงของ กฟภ. ที่ระดับแรงดัน 22 kV
- 4) ทหาการประสานการทำงานที่เหมาะสมระหว่างอุปกรณ์ป้องกันในโหมดต่าง ๆ
- 5) ออกแบบรีเลย์ป้องกันกระแสเกินที่สามารถปรับตัวได้
- 6) ดำเนินการทดสอบรีเลย์กับระบบทดสอบ
- 7) ตรวจสอบวิเคราะห์ความถูกต้องของผลการทดสอบและปรับปรุงแก้ไข
  - 7.1) รีเลย์ที่ปรับตัวได้สามารถทำงานปรับเปลี่ยนค่าการทำงานได้เองเมื่อระบบไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงหรือเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงโหมดการเชื่อมต่อ
  - 7.2) รีเลย์ที่ปรับตัวได้ต้องมีความน่าเชื่อถือ (Dependability) และทำงานโซนของตัวเองด้วยเวลาที่เหมาะสม (Sensitivity) ที่ยอมรับได้เมื่อเกิดความผิดพลาด
  - 7.3) รีเลย์ที่ปรับตัวได้ในอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัวมีการประสานการทำงานที่เหมาะสม
  - 7.4) สามารถจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดได้โดยไม่มีปัญหาจากระบบป้องกัน
- 8) วิเคราะห์ผลการทดสอบและสรุปผล
- 9) เรียบเรียงและพิมพ์ผลการวิจัย
- 10) นำเสนอผลงานการวิจัยในงานการประชุมวิชาการ
- 11) จัดทำรูปเล่มเพื่อเสนอต่อคณะกรรมการ

## 1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

- 1) เพื่อเพิ่มความเชื่อมั่นในการพัฒนาไมโครกริดในระบบจำหน่าย
- 2) ปรับปรุงความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้า
- 3) ได้แบบจำลองการศึกษาวิเคราะห์ระบบป้องกันสำหรับไมโครกริด

## 1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้แบ่งออกเป็น 7 บท โดยมีเนื้อหาแต่ละบทดังนี้

บทที่ 1 บทนำ กล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ วัตถุประสงค์ ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ และเนื้อหาของวิทยานิพนธ์

บทที่ 2 กล่าวถึงไมโครกริด ประกอบด้วย นิยาม ไมโครกริดรูปแบบต่าง ๆ การจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด ประโยชน์และผลกระทบ

บทที่ 3 การป้องกันในระบบจำหน่าย ซึ่งจะกล่าวถึง พื้นฐานที่สำคัญ ๆ การป้องกันด้วยการใช้รีเลย์แบบต่าง ๆ และการป้องกันการเกิดระบบแยกโดด

บทที่ 4 การตั้งค่ารีเลย์ป้องกันกระแสเกิน และยังคงกล่าวถึงงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์นี้ ซึ่งจะกล่าวถึง การป้องกันด้วยการใช้การป้องกันที่ปรับตัวได้ (Adaptive protection) เพื่อให้เข้าใจวิธีการการป้องกันที่ปรับตัวได้

บทที่ 5 เสนอแนวทางการแก้ปัญหาด้วยการป้องกันแบบปรับตัวได้ ซึ่งจะกล่าวถึงตั้งแต่สถานะของการจ่ายไฟฟ้า จนถึงแนวคิดที่จะนำมาใช้สำหรับการป้องกันระบบจำหน่ายและไมโครกริด ขั้นตอนวิธีการป้องกันด้วยการป้องกันที่ปรับตัวได้

บทที่ 6 ผลการทดสอบและกรณีศึกษา แสดงผลการทดสอบความสามารถในการทำงานของการป้องกันที่ปรับเปลี่ยนได้ในสถานะต่าง ๆ ด้วยการจำลองการทำงานเมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นในระบบ และวิเคราะห์ผลการทดสอบ

บทที่ 7 สรุปผลและข้อเสนอแนะ สรุปผลการทดสอบทั้งหมด และข้อเสนอแนะสำหรับการพัฒนางานวิจัยต่อไป

## บทที่ 2

### ไมโครกริดในระบบจำหน่าย

บทนี้จะกล่าวถึงทฤษฎีพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับไมโครกริด การจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด เพื่อใช้เป็นพื้นฐานในการกำหนดรูปแบบการป้องกันใหม่สำหรับไมโครกริดในระบบจำหน่าย

#### 2.1 ไมโครกริด

ไมโครกริด (Microgrid) คือ กลุ่มของโหลดและแหล่งพลังงานทางเลือกที่สะอาดที่กระจายตัวอยู่ทั่วไป (Distributed Energy Resources, DERs) ในพื้นที่หนึ่ง ในเวลาปกติจะเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า (Main grid) และขายไฟฟ้าส่วนเกินที่ผลิตได้แหล่งพลังงานทางเลือกที่สะอาดที่กระจายตัวจากให้การไฟฟ้า เมื่อเกิดเหตุการณ์กระแสไฟฟ้าขัดข้อง เช่น ความผิดปกติในระบบไฟฟ้า (Fault) ไมโครกริดสามารถปลดตัวเองออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าแล้วจ่ายไฟให้แก่โหลดในพื้นที่ได้เพียงพอ

##### 2.1.1 การจำแนกประเภทของไมโครกริด

เราสามารถจำแนกลักษณะของไมโครกริดตามลักษณะต่าง ๆ ได้ออกเป็น 3 ประเภทใหญ่ ๆ [1] ได้แก่

###### 2.1.1.1 ลักษณะการทำงาน

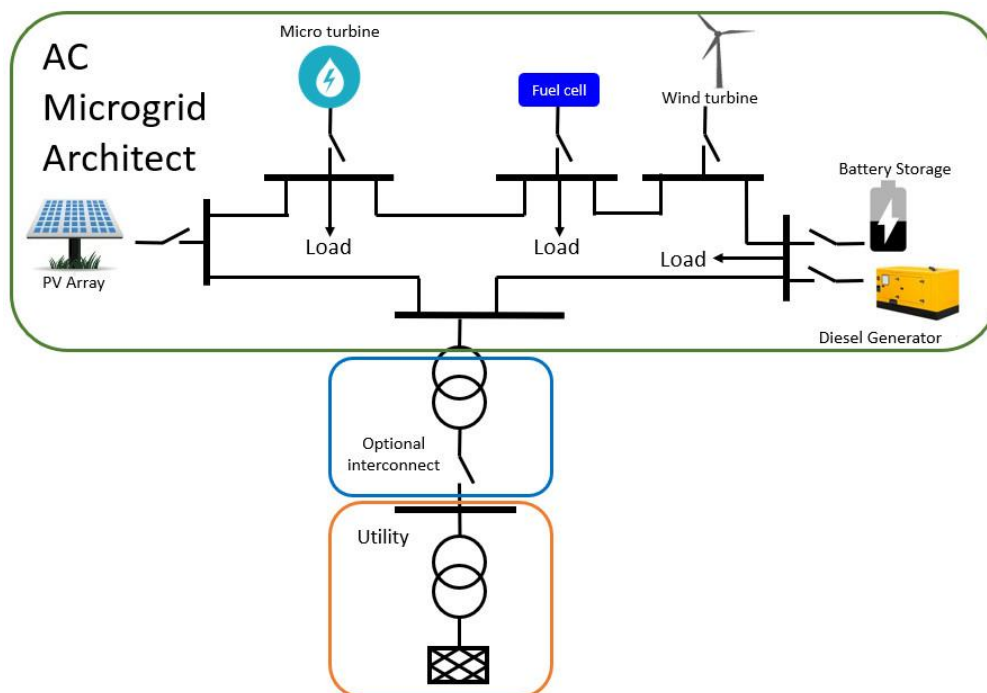
- 1) โหมดอัตโนมัติ (Autonomous System) ระบบอัตโนมัติเป็นระบบที่แยกโดดจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าหลัก
- 2) โหมดเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้า (Grid-connected System or Non-autonomous System) ระบบเชื่อมต่อเป็นระบบที่ยังคงเชื่อมต่อกับโครงข่ายหลัก

###### 2.1.1.2 สถาปัตยกรรม

ไมโครกริดแบ่งตามสถาปัตยกรรมได้เป็น 3 ประเภท ได้แก่

- 1) สถาปัตยกรรมแบบไฟฟ้ากระแสสลับ (AC based architecture)

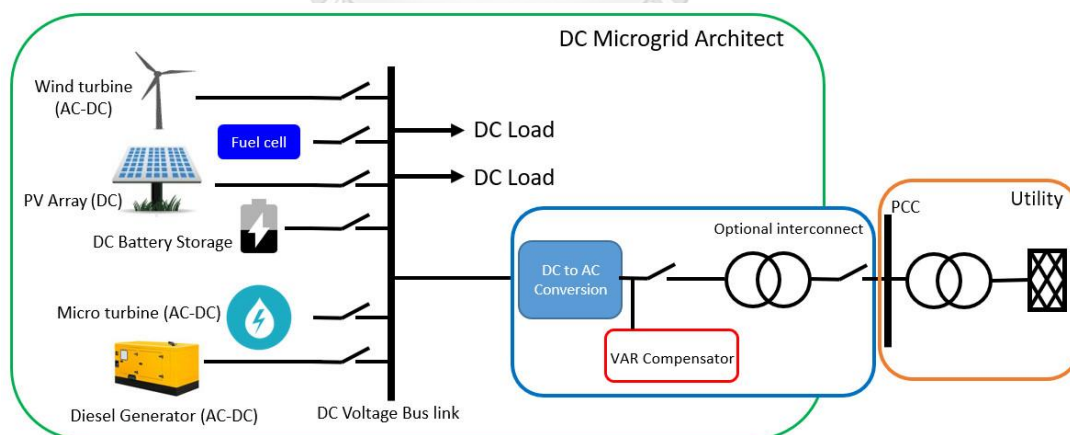
โหลดและกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวส่วนใหญ่เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ



รูปที่ 2.1 สถาปัตยกรรมแบบไฟฟ้ากระแสสลับ [1]

## 2) สถาปัตยกรรมแบบไฟฟ้ากระแสตรง (DC based architecture)

โหลดและกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวส่วนใหญ่เป็นไฟฟ้ากระแสตรง

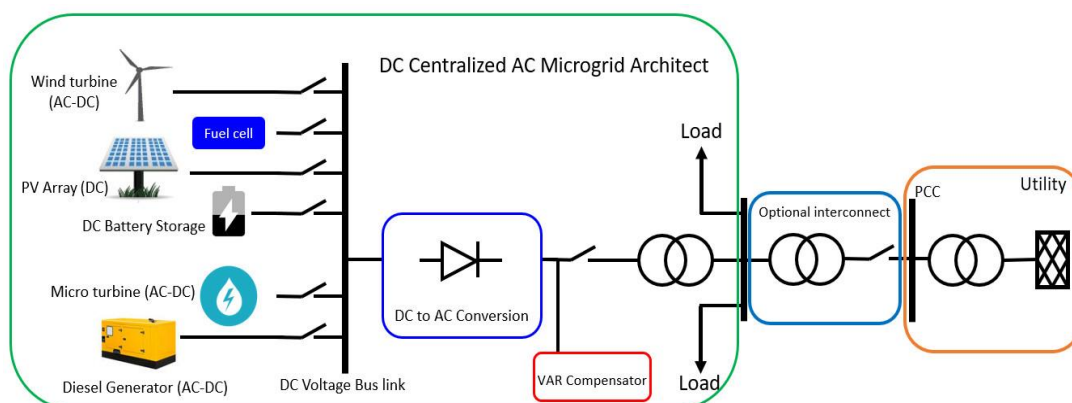


รูปที่ 2.2 สถาปัตยกรรมแบบไฟฟ้ากระแสตรง [1]



### 3) สถาปัตยกรรมแบบไฟฟ้ากระแสตรงและรวมศูนย์ไฟฟ้ากระแสสลับ (DC and centralized AC based architecture)

โหนดส่วนใหญ่เป็นใช้ไฟฟ้ากระแสสลับ แต่กระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวเป็นไฟฟ้ากระแสตรง



รูปที่ 2.3 สถาปัตยกรรมแบบไฟฟ้ากระแสตรงและรวมศูนย์ไฟฟ้ากระแสสลับ [1]

#### 2.1.1.3 ตำแหน่งที่ตั้ง

ไมโครกริดนั้นสามารถแบ่งโดยจำแนกตามสถานที่ตั้งได้ออกเป็น 5 ประเภท [2] ดังนี้

##### 1) ไมโครกริดสถาบันหรือไมโครกริดมหาวิทยาลัย (Institutional or Campus Microgrid)

เป็นไมโครกริดที่จ่ายไฟฟ้าสำหรับสถาบันการศึกษา สถาบันวิจัยหรือสถานที่ราชการ ระดับแรงดันที่แรงดันต่ำสำหรับหนึ่งอาคาร หรือแรงดันสูงสำหรับทั้งพื้นที่

##### 2) ไมโครกริดพื้นที่ธุรกิจหรือพื้นที่อุตสาหกรรม (Commercial or Industrial Microgrid)

นิคมอุตสาหกรรมหรือพื้นที่ธุรกิจต้องการความเชื่อถือได้ (Reliability) และคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality) ค่อนข้างสูง เพื่อไม่ให้ธุรกิจติดขัดหรือสายพานการผลิตหยุดชะงัก จากปัญหาไฟฟ้าดับ จึงเกิดไมโครกริดนี้ขึ้น

##### 3) ไมโครกริดทางการทหาร (Military Microgrid)

พื้นที่ทางการทหารอย่างค่ายทหาร ต้องการความมั่นคงสูงเป็นปกติ อย่างมั่นคงทางพลังงานก็เช่นกัน อีกจุดประสงค์คือเพื่อลดการใช้ไฟฟ้าที่พึ่งพาน้ำมันเชื้อเพลิง จึงมีการใช้ไมโครกริดในการทหาร โดยการใช้แหล่งพลังงานทางเลือกที่สะอาดที่กระจายตัวอยู่ในพื้นที่เป็นตัวผลิตไฟฟ้า

##### 4) ไมโครกริดในระบบจำหน่ายหรือไมโครกริดชุมชน (Utility Microgrid or Community)

ไมโครกริดชนิดนี้ สามารถเกิดได้ภายในชุมชนเมืองหรือชานเมือง ที่มีโครงสร้างพื้นฐานอย่างระบบไฟฟ้าและระบบสื่อสารรองรับ ชนิดผู้ใช้ไฟส่วนใหญ่เป็นที่อยู่อาศัย มีธุรกิจโรงงานขนาดเล็กสามารถรองรับแหล่งพลังงานแบบกระจายตัวได้หลายชนิด

#### 5) ไมโครกริดแบบปิดและไมโครกริดพื้นที่ห่างไกล (Off-grid and Remote Microgrid)

ไมโครกริดกริดปิดแบบปิด คือไมโครกริดที่ตั้งอยู่ในภูมิประเทศที่เป็นเกาะ ส่วนไมโครกริดพื้นที่ห่างไกลคือไมโครกริดที่ตั้งอยู่ในพื้นที่ที่ห่างไกล ที่ระบบไฟฟ้าเข้าไม่ถึงหรือมีจำกัด โดยจะใช้แหล่งพลังงานทางเลือกที่สะอาดที่มีในพื้นที่เป็นหลัก

### 2.1.2 องค์ประกอบหลักภายในไมโครกริด [3]

#### 1) แหล่งพลังงานทางเลือกที่สะอาดที่กระจายตัวอยู่ทั่วไป (DER)

แหล่งพลังงานทางเลือกที่สะอาดที่กระจายตัวอยู่ทั่วไป สำหรับไมโครกริดโดยมากคือ แหล่งพลังงานสะอาด ได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ (Solar power) พลังงานลม (Wind power) พลังงานน้ำขนาดเล็ก (Mini hydro power)

#### 2) โหลด (Load)

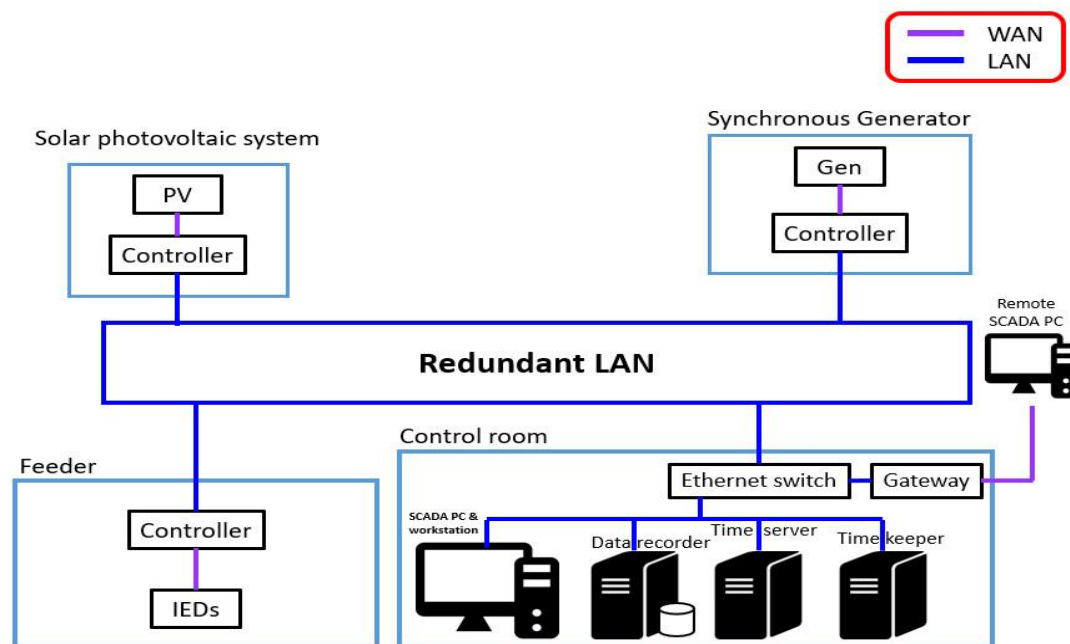
โหลดภายในไมโครกริดจะแตกต่างกับโหลดแบบเดิมตรงที่จะสามารถควบคุมได้ โดยมีระบบจัดการพลังงาน (Energy Management System, EMS) ต่าง ๆ เช่น ระบบจัดการพลังงานภายในบ้าน (Home Energy Management System, HEM) ระบบจัดการพลังงานภายในอาคาร (Building Energy Management System, BEM) เพื่อควบคุมอุปกรณ์ที่ใช้ไฟฟ้า (Smart Appliance)

#### 3) แหล่งเก็บพลังงานไฟฟ้า (Energy storage)

แหล่งเก็บพลังงานไฟฟ้า ใช้สำหรับเก็บพลังงานไฟฟ้าส่วนเกินที่ผลิตได้จาก DER ในพื้นที่ และจ่ายให้คืนให้โหลดได้ แหล่งเก็บพลังงานไฟฟ้า เช่น แบตเตอรี่ ล้อตุ่นกำลัง (Flywheel) โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ (Pumped Hydro) เป็นต้น

#### 4) ตัวควบคุมไมโครกริด (Microgrid Controller)

ตัวควบคุมไมโครกริดเปรียบเสมือนสมองของไมโครกริด มีหน้าที่ที่สำคัญหลายอย่าง เช่นการเฝ้ามองและควบคุมประสิทธิภาพของระบบ จัดการพลังงานภายในไมโครกริด คุ้มกันระบบไฟฟ้าหลังเกิดความผิดปกติ (Black Start) เป็นต้น โดยหน้าที่แต่ละอย่างจะถูกควบคุมผ่านตัวควบคุมย่อย (Controller) หรือเฟิร์มแวร์ (Firmware) ที่มีอยู่ในหนึ่งตัวควบคุมไมโครกริดนี้จะประกอบด้วยหลาย ๆ ตัวควบคุมย่อย โดยที่ตัวควบคุมย่อยเหล่านี้จะติดต่อสื่อสารกันระหว่างกันผ่านเครือข่ายสื่อสาร เช่น LAN ดังรูปที่ 2.4



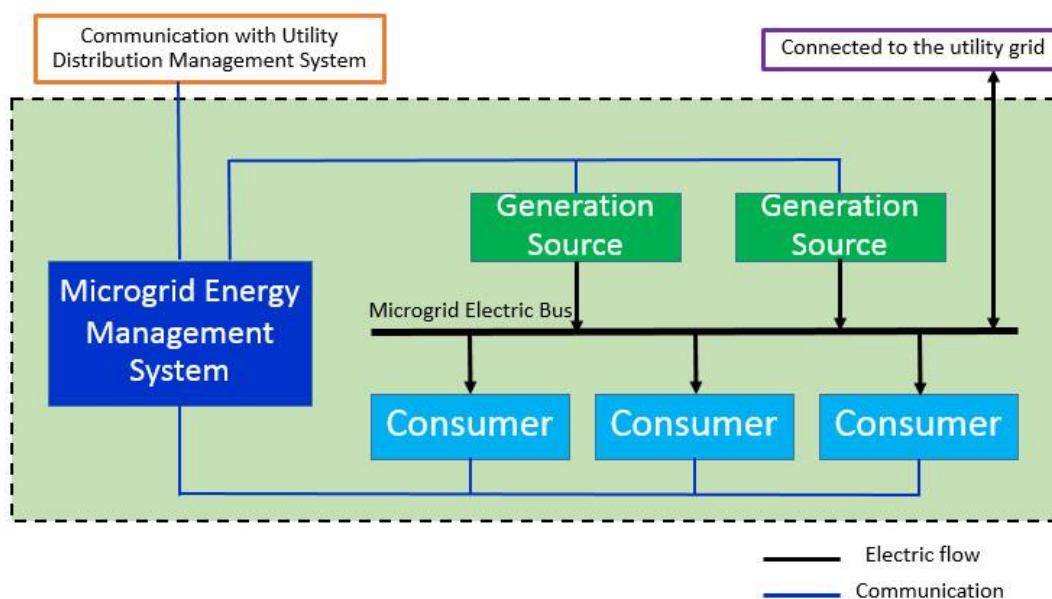
รูปที่ 2.4 การติดต่อสื่อสารระหว่างกันของตัวควบคุมย่อย [4]

#### 5) จุดต่อร่วม (Point of Common Coupling)

จุดต่อร่วมหรือจุดซื้อขายไฟฟ้า ตามความหมายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค [5] คือ “ตำแหน่งในระบบของการไฟฟ้าที่อยู่ใกล้กับผู้ใช้ไฟฟ้าที่สุด ซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่นอาจต่อร่วมได้” โดยจุดต่อร่วมนี้สามารถแบ่งได้อีกเป็น 2 ประเภท คือ (1) จุดต่อร่วมด้านแรงสูง ซึ่งจะอยู่ด้านหน้าหม้อแปลงที่ระดับแรงดันต่าง ๆ และ (2) จุดต่อร่วมด้านแรงต่ำ จะอยู่ด้านหลังหม้อแปลง ที่ระดับแรงดัน เช่น 380 V หรือ 400 V

#### 6) ระบบสื่อสาร (Communication)

ภายในไมโครกริดจะมี ระบบการจัดการพลังงาน (Microgrid Energy Management System, MEMS) คอยจัดการพลังงานภายในไมโครกริด และยังสามารถควบคุมการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานทางเลือกที่สะอาดที่กระจายตัว รวมถึงการใช้ไฟฟ้า ดังนั้น โหลดภายในและแหล่งพลังงานทางเลือกจึงต้องสื่อสารกับระบบการจัดการพลังงานได้ เครือข่ายการสื่อสารที่นิยมใช้นั้นมีทั้งการสื่อสารด้วยสาย (Wire Line) เช่น การสื่อสารผ่านสายไฟฟ้า (Power Line Communication, PLC) หรือ การสื่อสารแบบไร้สาย (Wireless) เช่น ซิกบี (ZigBee) หรือ RF Mesh network



รูปที่ 2.5 รูปแบบการเชื่อมต่อและการสื่อสารภายในไมโครกริด

## 2.2 สถาปัตยกรรมของระบบและการติดต่อสื่อสารภายใน

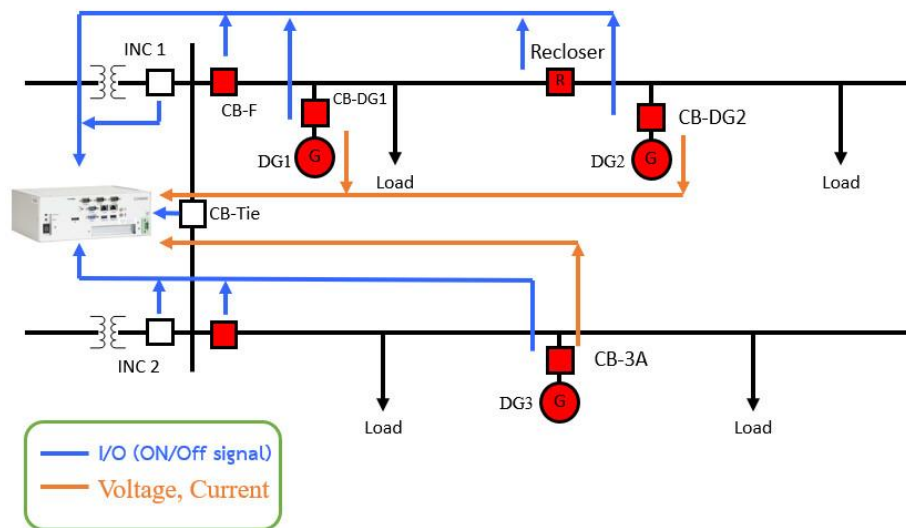
### 2.2.1 การรับส่งสัญญาณของชุดควบคุมไมโครกริด

ชุดควบคุมไมโครกริดจะรับส่งสัญญาณกับอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ในระบบในที่นี้คือ เบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และเบรกเกอร์ของแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัว แบ่งออกเป็น ส่วนรับสัญญาณและส่วนส่งสัญญาณ

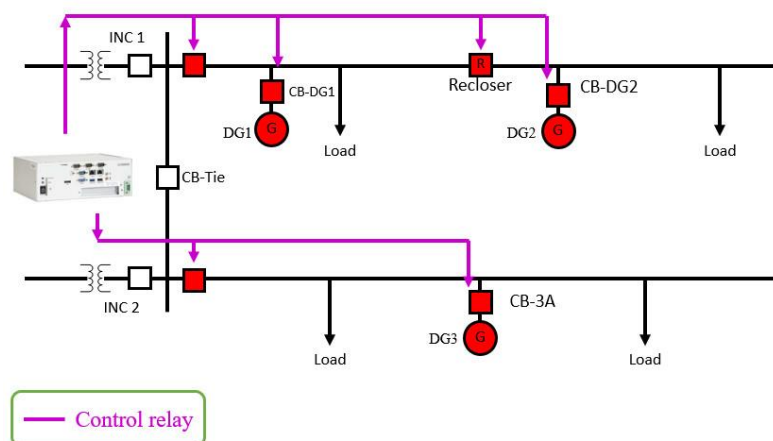
#### 2.2.1.1 ส่วนรับสัญญาณ ชุดควบคุมไมโครกริดจะรับสัญญาณ 2 ประเภทคือ

- 1) สัญญาณดิจิทัล คือสถานะการณเปิดปิดของสวิตช์
- 2) สัญญาณอนาล็อก คือ แรงดันและกระแส

#### 2.2.1.2 ส่วนส่งสัญญาณ ชุดควบคุมไมโครกริดจะส่งสัญญาณเป็นดิจิทัลเพื่อควบคุมการเปิดปิดของอุปกรณ์ป้องกัน



รูปที่ 2.6 ภาพแสดงการรับสัญญาณของชุดควบคุมไมโครกริด



รูปที่ 2.7 ภาพแสดงการส่งสัญญาณของชุดควบคุมไมโครกริด

CHULALONGKORN UNIVERSITY

## 2.2.2 สถาปัตยกรรมระบบ

การป้องกันที่ปรับตัวได้จะมีสถาปัตยกรรมการควบคุมแบ่งออกเป็นชั้น ๆ ดังรูปที่ 2.8 มี 4 ชั้นดังนี้

### 2.2.2.1 ชั้นการจัดการ (Management Layer)

ชั้นการจัดการเป็นชั้นที่อยู่บนสุด คือระบบการจัดการพลังงาน (Energy Management System, EMS) ทำหน้าที่จัดการภาพรวมของไมโครกริด ติดต่อกับชั้นประสานงานเพื่อให้สามารถทำงานได้ตามที่ออกแบบ

### 2.2.2.2 ชั้นประสานงาน (Coordination Layer)

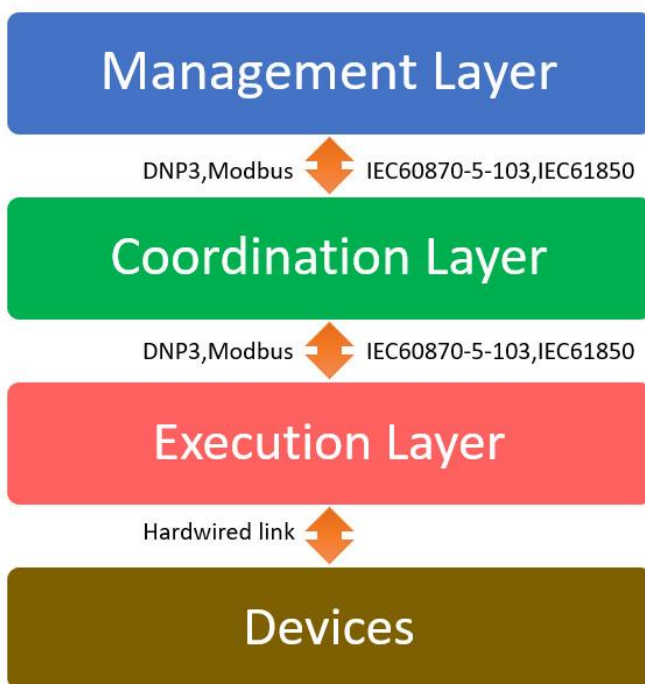
ชั้นประสานงานเป็นชั้นที่อยู่รองลงมาจากชั้นการจัดการ ทำหน้าที่ดูแลทำงานการประสานงานระหว่างชั้นดำเนินการกับชั้นอุปกรณ์ เช่นการคำนวณค่าปรับตั้งของรีเลย์ กำหนดการประสานการทำงานของรีเลย์แต่ละตัว ตรวจสอบการเปิดปิดของอุปกรณ์ป้องกันและอุปกรณ์ตัดตอนติดต่อสื่อสารกับชั้นการจัดการด้วย IEC61850 หรือเช่นเดียวกับชั้นดำเนินการ

### 2.2.2.3 ชั้นดำเนินการ (Execution Layer)

ชั้นดำเนินการคือรีเลย์ จะรับข้อมูลจากชั้นอุปกรณ์ ตัวอย่างเช่นค่ากระแสไฟฟ้าจากหม้อแปลงวัดกระแส แล้วทำการส่งคำสั่งทริบให้อุปกรณ์ป้องกันในชั้นอุปกรณ์ โดยชั้นดำเนินการจะติดต่อสื่อสารกับชั้นประสานงานได้ด้วย DNP3, Modbus, IEC60870-5-103 หรือ IEC61850

### 2.2.2.4 ชั้นอุปกรณ์ (Devices)

ชั้นอุปกรณ์เป็นชั้นล่างสุด อุปกรณ์ในชั้นนี้ได้แก่ อุปกรณ์วัด เช่น หม้อแปลงเครื่องมือวัด อุปกรณ์ป้องกัน เช่นเบรกเกอร์ หรือรีโคสเซอร์ อุปกรณ์ตัดตอน เช่น โหลดเบรกเกอร์สวิตช์ ทำหน้าที่เพียง ส่งข้อมูลกับรับคำสั่งเท่านั้น โดยจะติดต่อสื่อสารกับชั้นดำเนินการผ่านทางสาย (Hard wired) เป็นหลัก หรือโดย IEC61850 process bus communication



รูปที่ 2.8 แสดงสถาปัตยกรรมระบบของการป้องกันที่ปรับตัวได้ [6]

## 2.2.3 มาตรฐานที่เกี่ยวข้อง

### 2.2.3.1 IEEE1547 [7]

มาตรฐานนี้กำหนดหลักเกณฑ์และความต้องการของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้ากำลัง มีข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องกับประสิทธิภาพ การปฏิบัติงาน การทดสอบความปลอดภัย และการรักษาการเชื่อมต่อ

ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดที่จุดต่อร่วม ถึงแม้ว่าอุปกรณ์ที่ใช้เพื่อตอบสนองความต้องการเหล่านี้สามารถอยู่ที่อื่นได้ มาตรฐานนี้ใช้กับการเชื่อมต่อโครงข่ายโดยพิจารณาจากเรททั้งหมดของแหล่งพลังงานทางลือกที่สะอาดที่กระจายตัวอยู่ทั่วไปทั้งหมดที่อยู่ในระบบโครงข่ายไฟฟ้านั้น หน้าที่ของฮาร์ดแวร์ระบบเชื่อมต่อระบบและซอฟต์แวร์ที่มีผลกระทบต่อพื้นที่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าต้องเป็นไปตามมาตรฐานนี้โดยไม่ขึ้นกับตำแหน่งของระบบโครงข่ายไฟฟ้า

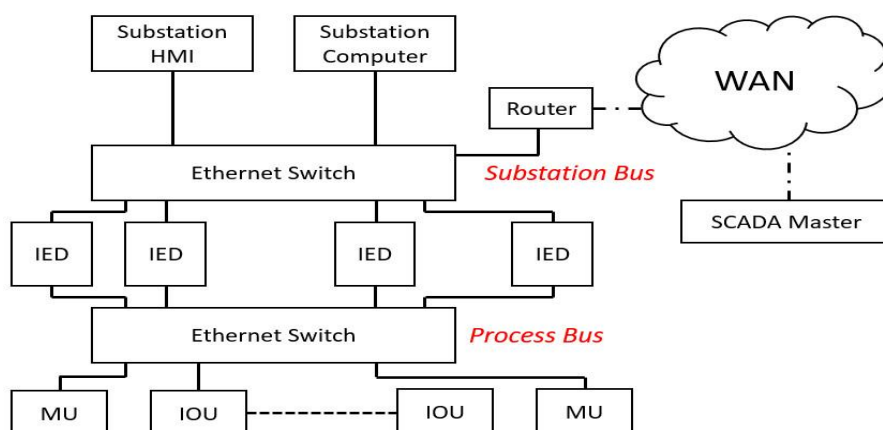
ข้อกำหนดและความต้องการที่ระบุไว้ทั้งด้านเทคนิคและการทดสอบมีความจำเป็นอย่างยิ่งสำหรับการเชื่อมต่อระหว่างแหล่งพลังงานทางลือกที่สะอาดที่กระจายตัวอยู่ทั่วไป ที่รวมทั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบเหนี่ยวนำ อินเวอร์เตอร์หรือคอนเวอร์เตอร์และจะเพียงพอสำหรับการติดตั้งส่วนใหญ่

### 2.2.3.2 IEC61850 [8],[9]

IEC61850 มาจากการรวมกันของมาตรฐาน UCA 2.0, The international agreed และ IEC60870 เป็นมาตรฐานที่กำหนดโครงสร้างของข้อมูล ระบบสื่อสาร และวิธีการแลกเปลี่ยนข้อมูลสำหรับสถานีไฟฟ้าย่อยเพื่อรองรับระบบสถานีไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติ (Substation Automation Systems, SAS) ที่สามารถให้อุปกรณ์ทุก ๆ ตัวที่เป็นอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ (Intelligent Electronic Device, IED) ภายในสถานีสามารถสื่อสารแลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่างกันได้ โดยที่อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะแต่ละตัวไม่จำเป็นต้องมีมาตรฐานเดียวกัน

IEC61850 เป็นโปรโตคอลสำหรับระบบไฟฟ้าที่ออกแบบมาเพื่อทดแทนโปรโตคอลทั้งโปรโตคอลแบบ Real time system และ Client Server ใช้ภาษา SCL (Substation Configuration Language) ในการควบคุมและติดต่อสื่อสารระหว่างอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า IEC61850 อนุญาตให้ใช้เทคโนโลยีการส่งผ่านข้อมูลได้หลายแบบเช่น Ethernet ที่สามารถส่งผ่านข้อมูลได้รวดเร็ว 10Mbps ซึ่งใช้สำหรับการส่งข้อมูลที่มีความสำคัญอย่างการแจ้งเตือนสถานะการทำงานของระบบป้องกัน โดยจะใช้มาตรฐาน GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) และสำหรับการตรวจดูข้อมูลต่าง ๆ หรือเรียกดูไฟล์ที่มีขนาดใหญ่ จะใช้มาตรฐาน MMS (Manufacturing Message Specification) IEC61850





รูปที่ 2.9 สถาปัตยกรรมการสื่อสารของ IEC61850 [8]

มาตรฐานของ IEC61850 แบ่งออกได้เป็น 3 ส่วนใหญ่ ๆ และในแต่ละส่วนประกอบด้วย มาตรฐานย่อยอีกหลาย ๆ มาตรฐานซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

1) มาตรฐานที่ใช้ในการอธิบายด้านโครงสร้างพื้นฐาน โครงสร้างพื้นฐานการเชื่อมต่อ และความสามารถที่จำเป็น แบ่งเป็นมาตรฐานย่อย 5 ประเภทดังนี้

1.1) IEC61850-1 (Introduction and overview) กล่าวถึงภาพรวมของมาตรฐาน มาตรฐานย่อยที่มีและระบบสถานีไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติ

1.2) IEC61850-2 (Glossary) นิยามคำศัพท์ต่าง ๆ

1.3) IEC61850-3 (General requirement) กล่าวถึง ข้อกำหนด ข้อบังคับและข้อจำกัด ของระบบในเรื่องระบบเชื่อถือได้ (Reliability) การบำรุงรักษา (Maintenance) ความพร้อมใช้งาน ของระบบ (System availability) และความปลอดภัย ซึ่งจะใช้เพื่อกำหนดคุณลักษณะของอุปกรณ์

1.4) IEC61850-4 (System and project management) กล่าวถึงการวางระบบ การ ออกแบบระบบ การบริหารโครงการ และสิ่งที่ต้องถูกพิจารณา

1.5) IEC61850-5 (Communication requirements for functions and device models) กล่าวถึง ความสามารถจำเป็นต้องมีการปฏิบัติงาน เช่น ระบบป้องกัน ระบบสื่อสาร

2) มาตรฐานที่ใช้ในการอธิบายด้านของข้อมูลและระบบ แบ่งเป็น 2 มาตรฐานย่อยดังนี้

2.1) IEC61850-6 (Configuration description language for communication in Electrical substations IEDs) กล่าวถึงการตั้งค่าต่าง ๆ ในอุปกรณ์ในสถานี เช่น IED โดยจะใช้ภาษา SCL เป็นภาษาหลักในการตั้งค่าเชื่อมต่อระหว่างอุปกรณ์

2.2) IEC61850-7 (Basic communication structure for substation and feeder equipment) อธิบายโครงสร้างของอุปกรณ์ ข้อมูลต่าง ๆ ที่อยู่ภายใน โดยสอดคล้องกับ IEC61850-5



IEC61850-7 ยังมีมาตรฐานแยกย่อยได้อีก 4 ซึ่งจะกล่าวถึงโครงสร้างของข้อมูล การแลกเปลี่ยนข้อมูล วิธีการเข้าถึงข้อมูล และโครงสร้างพื้นฐานของหน่วยเชิงตรรกะ (Logical Node)

3) มาตรฐานย่อยที่อธิบายข้อมูลการใช้งาน IEC61850 ในด้านของวิธีการสื่อสารและแลกเปลี่ยนข้อมูลกับอุปกรณ์ที่เป็นมาตรฐานอื่น ๆ

## 2.3 ตัวอย่างของไมโครกริดในระบบจำหน่าย

ลักษณะของไมโครกริดในระบบจำหน่าย (Utility Microgrid) ที่แตกต่างจากไมโครกริดแบบอื่น ๆ

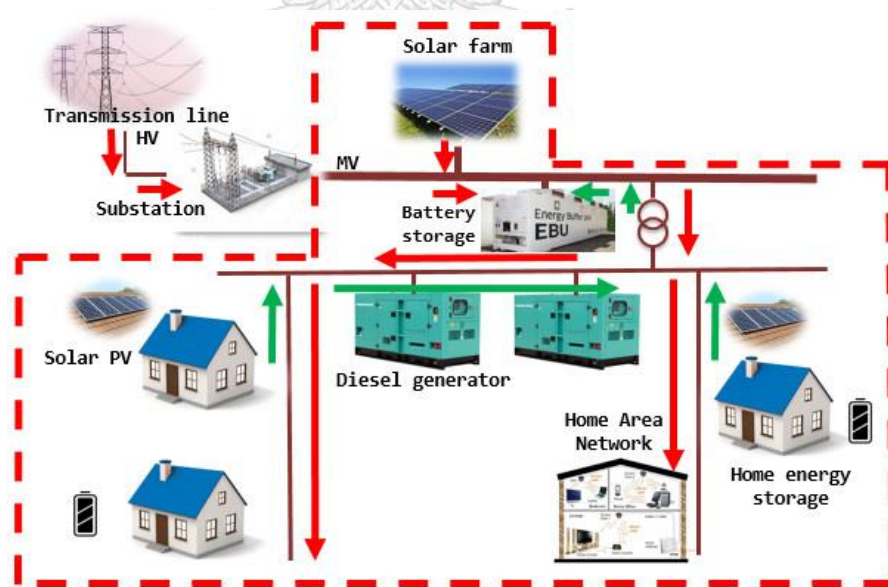
- 1) การไฟฟ้าเป็นเจ้าของ การไฟฟ้านั้นเป็นเจ้าของระบบจำหน่าย และเป็นผู้ลงทุนหลักในการสร้าง ไมโครกริด
- 2) ทำงานที่ระดับแรงดันปานกลาง (1 kV – น้อยกว่า 1000 kV) บนระบบจำหน่าย
- 3) มีจุด PCC และสามารถระบุขอบเขตของไมโครกริดได้ (Microgrid boundary)

### 2.3.1 Borrego Springs [10]

Borrego Springs เป็นเมืองขนาดเล็กในรัฐแคลิฟอร์เนีย ประเทศสหรัฐอเมริกา ลักษณะภูมิประเทศเป็นพื้นที่ที่ค่อนข้างห่างไกลจากตัวเมือง รับไฟฟ้าจากสายส่งเพียงเส้นเดียวที่ส่งมาที่นี่ ในช่วงฤดูมรสุมมักจะเกิดเหตุไฟฟ้าดับได้บ่อย ๆ ประกอบกับปัจจุบันมีบ้านหลายหลังที่ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar cell) บนหลังคา ด้วยเหตุนี้บริษัท SDG&E (San Diego Gas and Electric Company's, SDG&E) ซึ่งเป็นบริษัทที่ขายไฟฟ้าให้กับเมือง Borrego Springs จึงตัดสินใจลงทุนสร้างไมโครกริดที่นี่เพื่อปรับปรุงความเชื่อถือได้ (Reliability) โดยมีรายละเอียดในด้านการจัดหาไฟฟ้า ด้านปฏิบัติการและควบคุม และด้านความต้องการใช้ไฟฟ้า ดังนี้

ด้านการจัดหาไฟฟ้า	ด้านปฏิบัติการและควบคุม	ด้านความต้องการใช้ไฟฟ้า
1) กำลังผลิตของไมโครกริด 4 MW 2) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดดีเซล ขนาด 1.8 MW 2 เครื่อง 3) แบตเตอรี่ใหญ่ขนาด 500 kW 4) แบตเตอรี่ขนาดเล็ก 170 kW 5) กำลังการผลิตจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์รวม 700 kW	1) ควบคุมอุปกรณ์ระยะไกลด้วยระบบ SCADA 2) มีระบบการจัดการกระแสไฟฟ้าขัดข้อง (Outage Management System, OMS) 3) มีการใช้การตอบสนองของด้านอุปสงค์ (Demand Response, DR)	1) จำนวนประชากรประมาณ 3,429 คน (2010) [11] 2) โหลดประเภทที่อยู่อาศัยเป็นส่วนใหญ่

ตารางที่ 2.1 การจัดหาไฟฟ้า การปฏิบัติการและควบคุมและความต้องการใช้ไฟฟ้าของ Borrego Springs

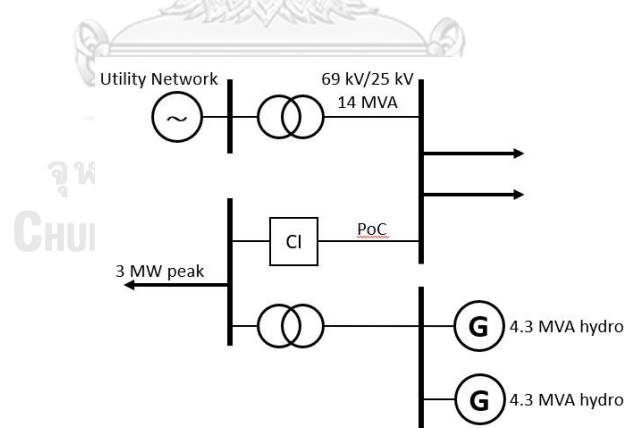


รูปที่ 2.10 ภาพแสดงโครงสร้างโดยรวมของไมโครกริด Borrego Springs

### 2.3.2 BC Hydro Boston Bar [12],[13]

BC Hydro หรือ British Columbia Hydro เป็นบริษัทเอกชนที่ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ที่ใหญ่เป็นอันดับสามของประเทศแคนาดา มีนโยบายหลักที่สนับสนุนการผลิตไฟฟ้าด้วยแหล่งพลังงานทางเลือกที่สะอาดที่กระจายตัวอยู่ทั่วไป ปัจจุบัน BC Hydro มีแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวมากกว่า 50 สถานี ที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย นอกจากนี้ยังมีการรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (Independent Power Producer, IPP)

Boston Bar เป็นหมู่บ้านเล็ก ๆ ท่ามกลางหุบเขาฟราเซอร์ในจังหวัด British Columbia ของแคนาดา [14] หมู่บ้านแห่งนี้รับไฟฟ้าจาก BC Hydro ด้วยสภาพภูมิอากาศที่ค่อนข้างเลวร้าย และระยะทางที่ห่างไกลเข้าถึงได้ยากทำให้ที่นี่ประสบปัญหาไฟดับบ่อยครั้งและใช้เวลานาน (12-20 ชั่วโมง) ในการจ่ายคืนกระแสไฟฟ้า ดังนั้น BC Hydro จึงตัดสินใจสร้างไมโครกริดขึ้นเพื่อบรรเทาปัญหาดังกล่าว ด้วยการให้ประโยชน์จาก IPP ในพื้นที่ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบมีน้ำไหลตลอดปี (Run-of-river hydro plant) โดยการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดแบบตั้งใจ (Intentional Islanding) ในกรณีที่ไม่สามารถจ่ายไฟจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้ แหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวจะถูกควบคุมเพื่อจัดการกับการไหลของกำลังไฟฟ้า เพื่อกำหนดขนาดและรักษาแรงดันและความถี่ เพื่อให้สมดุลกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในสภาวะคงตัว (Steady state) ในโหมดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด



รูปที่ 2.11 ไดอะแกรมแสดงระบบไฟฟ้าของ BC Hydro Boston Bar [12]

ด้านการจัดหาไฟฟ้า	ด้านปฏิบัติการและควบคุม	ด้านความต้องการใช้ไฟฟ้า
1) กำลังการผลิตของ ไมโครกริด 2x4.3 MVA	1) ควบคุมอุปกรณ์ระยะไกล ด้วยระบบ SCADA	1) โหลดสูงสุดประมาณ 3 MW
2) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด ดีเซลขนาด 50 kW	2) ระบบแรงดันปานกลาง 25 kV	2) โหลดส่วนใหญ่เป็นที่อยู่ อาศัย

ตารางที่ 2.2 การจัดหาไฟฟ้า การปฏิบัติการและควบคุมและความต้องการใช้ไฟฟ้าของ Boston Bar

## 2.4 การจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดและผลกระทบต่อระบบป้องกัน

การจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด นิยามตามความหมายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคคือ “การจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าบางส่วนในขณะที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคไม่มีการจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าดังกล่าว” [5]

### 2.4.1 การเกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบแยกโดด

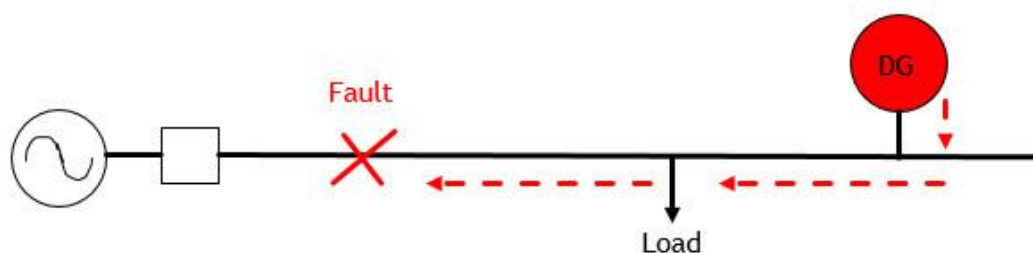
การจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด สามารถแบ่งตามลักษณะการเกิดได้ 2 แบบดังนี้

#### 1) การจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดแบบตั้งใจ (Intentional Islanding)

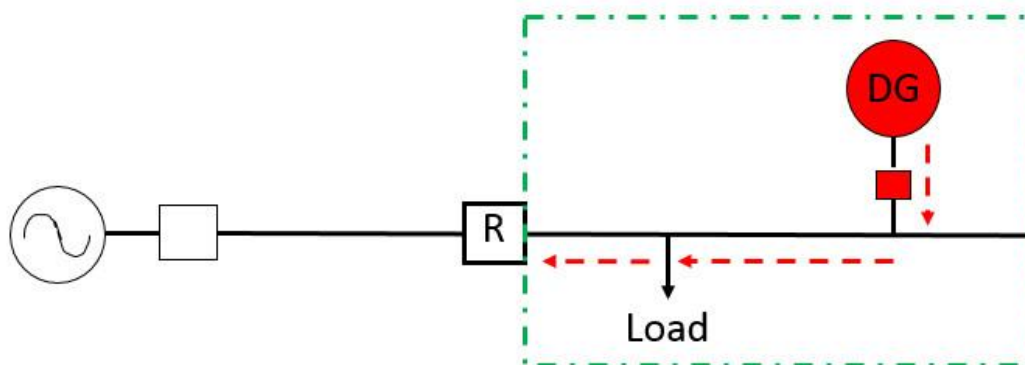
เป็นการการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดที่มีการวางแผนไว้แล้ว เช่นการบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้า หรือการดับไฟฟ้าเพื่อทำการก่อสร้างระบบจำหน่าย เป็นต้น ขอบเขตของการจ่ายไฟจะ ถูกกำหนดไว้ตายตัว

#### 2) การจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดแบบไม่ตั้งใจ (Unintentional Islanding)

การจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดแบบไม่ตั้งใจจะเกิดขึ้นได้ในกรณีที่เกิดความผิดปกติ จะทำงานตัดส่วนที่เกิดความผิดปกติออกไปให้เร็วที่สุด แล้วใช้แหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวจ่ายไฟฟ้าให้กับพื้นที่ที่ไม่ได้รับผลกระทบ ขอบเขตของการจ่ายไฟฟ้าจะไม่ตายตัวเพราะขึ้นอยู่กับบริเวณที่เกิดความผิดปกติ



รูปที่ 2.12 การจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดแบบไม่ตั้งใจ



รูปที่ 2.13 การจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดแบบตั้งใจ

#### 2.4.2 ประโยชน์ของการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด

##### 1) ปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า (Improve Reliability)

เมื่อเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้า ไมโครกริดสามารถจ่ายไฟฟ้าให้กับพื้นที่บางส่วนของระบบจำหน่ายที่ไม่ได้รับผลกระทบได้ จากเดิมที่จะต้องดับทั้งหมด ทำให้เวลาที่กระแสไฟฟ้าขัดข้องลดลงและความเชื่อถือได้เพิ่มขึ้น

##### 2) ลดความสูญเสียในสาย (Reduced losses)

ผลการการมีไมโครกริดในระบบจำหน่ายจะช่วยลดการสูญเสียในระบบจำหน่ายได้ จากเดิมที่จ่ายกระแสไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าไปจนถึงโหลดปลายสาย จะสูญเสียมากกว่าเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีไมโครกริดช่วยจ่ายกระแสไฟฟ้า เพราะทำให้ระยะทางในการจ่ายกระแสไฟฟ้าจากโครงข่ายหลักสั้นลง และตัวไมโครกริดทำหน้าที่เหมือนแหล่งจ่ายที่คอยจ่ายกระแสให้กับโหลดในบริเวณใกล้เคียง

CHULALONGKORN UNIVERSITY

#### 2.4.3 ผลกระทบของการการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด

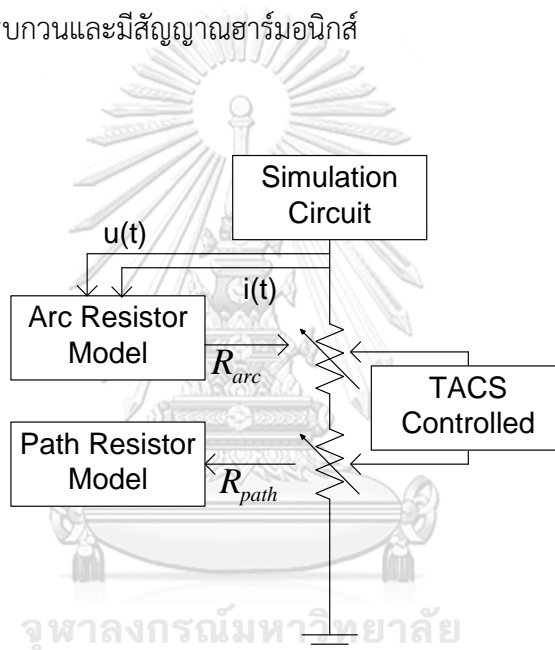
##### 1) การทำงานผิดพลาดของระบบป้องกันเมื่อเกิดการลัดวงจรผ่านความต้านทานสูง (High Impedance Fault)

ในระบบจำหน่ายที่เดินสายเหนือดิน (Overhead) มักจะเกิดความผิดปกติได้ง่าย เช่น จากกิ่งไม้พาดสาย งูขึ้นเสา วัสดุแปลกปลอม และสายขาดตกพื้น ในกรณีที่รีเลย์ป้องกันกระแสเกินสามารถตรวจจับกระแสได้มากพอก็จะทำให้รีเลย์ทำงานและสั่งทริปเบรกเกอร์ แต่ปัจจุบันสายที่ขาดจะตกลงพื้นที่มีความต้านทานสูง เช่น ทราย พื้นถนนคอนกรีตหรือยางมะตอย หรือสายขาดในพื้นที่ไกล ๆ เหตุการณ์เช่นนี้ทำให้รีเลย์นั้นไม่สามารถตรวจจับกระแสความผิดปกติได้ เนื่องจากมีกระแส

ความผิดพลาดต่ำ เรียกว่า การลัดวงจรผ่านความต้านทานสูง ซึ่งจะเป็นอันตรายถ้าไม่สามารถกำจัดความผิดพลาดได้ทันเวลา ซึ่งนี่เป็นปัญหาที่พบได้ทั่วไป ดังนั้นการตรวจจับความผิดพลาดที่เกิดจากการลัดวงจรผ่านความต้านทานสูงจึงเป็นปัญหาที่สำคัญ เมื่อมีการจ่ายไฟฟ้าหรือจ่ายไฟฟ้าแบบระบบแยกโดดก็ตาม

คุณลักษณะของการลัดวงจรผ่านความต้านทานสูง

- 1) การอาร์ก
- 2) ไม่มีแบบแผนและไม่ต่อเนื่อง
- 3) มีการรบกวนและมีสัญญาณฮาร์โมนิกส์



รูปที่ 2.14 แบบจำลองการลัดวงจรผ่านความต้านทานสูงของสองตัวต้านทานที่ปรับตัวได้ [15]

การเกิดการลัดวงจรผ่านความต้านทานสูงโดยส่วนใหญ่เกิดขึ้นที่ระดับแรงดันปานกลาง (11-33 kV) และส่วนใหญ่เป็นการลัดวงจรแบบเฟสลงดิน หลาย ๆ แบบจำลองถูกจำกัดด้วยเงื่อนไขของความไม่แน่นอนของการเกิดความผิดพลาด พฤติกรรมความไม่แน่นอน อาจมาจากอุณหภูมิ, สิ่งแวดล้อม เช่น ความชื้นในวัสดุที่เกือบเป็นฉนวน (Quasi-insulating object) และการเคลื่อนไหวของตัวนำ ทำให้ยังไม่มีแบบจำลองใดที่แม่นยำ การรวมเอาความไม่แน่นอนของจุดที่เกิดความผิดพลาด เส้นทางของการเกิดการลัดวงจรผ่านความต้านทานสูง สามารถพิจารณาได้ 2 ส่วน คือ แอร์เก็บระหว่างสายกับวัสดุที่เกือบเป็นฉนวน ที่ส่วนใหญ่เป็นเส้นทาง AC arc และเส้นทางความผิดพลาดของความต้านทานสูง เช่น พื้นถนนยางมะตอย พื้นคอนกรีต เป็นต้น ดังนั้นแบบจำลองนี้จึงแทนสองส่วนนี้ด้วยตัวต้านทานแบบพลวัต (Dynamic resistor) คือ ความต้านทานอาร์ก แสดงคุณลักษณะ

ของอาร์ก และความต้านทานเส้นทางความผิดพลาด ซึ่งหมายถึงเงื่อนไขต่าง ๆ ของปัจจัยที่ไม่ใช่ตัวนำ และปัจจัยอื่น ๆ

### 2) ความเสียหายต่ออุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบจำหน่าย

การปลดอุปกรณ์ไฟฟ้า เช่น โหลดเบรกสวิตช์ หรือโหลดเบรกสวิตช์ที่ติดตั้งชุดควบคุมระยะไกล (Remote Control Switch, RCS) จะสามารถปลดและสับได้ที่กระแสโหลดเท่านั้น ในกรณีที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวอยู่แล้วเกิดความผิดพลาดขึ้น แต่ระบบป้องกันไม่ปลดแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวออกจากระบบหรือเกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด หากมีการปลดสับโหลดเบรกสวิตช์จะทำให้อุปกรณ์เกิดความเสียหายได้รวมถึงผู้ปฏิบัติงานก็อาจได้รับอันตรายไปด้วย

### 3) ปัญหาแรงดันและความถี่

หากปล่อยให้เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด ทั้งแบบตั้งใจ (Intentional islanding) หรือแบบไม่ตั้งใจ (Unintentional islanding) การควบคุมแรงดันและความถี่จะเป็นหน้าที่ของแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวที่จะต้องรักษาแรงดันและความถี่ให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานของการไฟฟ้า (แรงดัน  $\pm 5\%$  ของแรงดันพิกัด ความถี่ที่ 50 Hz) [16] ซึ่งการไฟฟ้าไม่สามารถควบคุมได้ ถ้าแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวนั้นไม่สามารถควบคุมแรงดันและความถี่ให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานได้จะทำให้เกิดปัญหาเสถียรภาพหรือเกิดความเสียหายต่อเครื่องใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า

ระดับแรงดัน	ภาวะปกติ		ภาวะฉุกเฉิน	
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด
115 kV	120.7	109.2	126.5	103.5
69 kV	72.4	65.5	75.9	62.1
33 kV	34.7	31.3	36.3	29.7
22 kV	23.1	20.9	24.2	19.8
380 V	342	418	342	418
220 V	200	240	200	240

ตารางที่ 2.3 มาตรฐานแรงดันที่ระดับต่าง ๆ ของ กฟภ. [16]

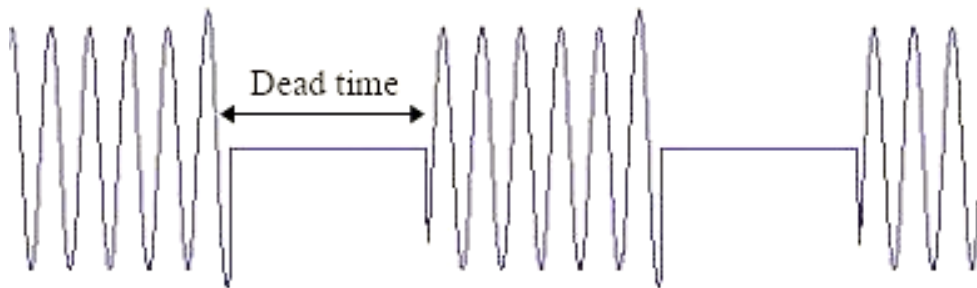
#### 4) ปัญหาการเปลี่ยนของโหลดขณะจ่ายไฟฟ้าแบบแยกโดด

โหลดมีการเปลี่ยนแปลงอยู่ตลอดเวลา เมื่อไม่มีแหล่งกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัว หรือมีแต่อยู่ในโหมดเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายของการไฟฟ้า (Grid connected mode) ระบบโครงข่ายของการไฟฟ้าจะสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าตอบสนองต่อโหลดที่เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นได้อย่างรวดเร็ว แต่เมื่อเกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดแหล่งกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวจะต้องทำหน้าที่รับผิดชอบโหลดภายในขอบเขต (Boundary) ทั้งหมด ในกรณีโหลดมีการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นหรือลดลงแหล่งกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวจะต้องปรับเปลี่ยนกำลังการผลิตตาม เพื่อให้เกิดความสมดุลระหว่างกำลังการผลิต (Generation) กับความต้องการไฟฟ้า (Load) ซึ่งธรรมชาติของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวไม่มีความไวพอที่จะปรับกำลังการไฟฟ้าได้ทัน ถ้าไม่มีสถานีไฟฟ้าหรือแบตเตอรี่ช่วยจ่ายโหลด อีกกรณีคือการที่โหลดเพิ่มสูงขึ้นจนมากกว่ากำลังผลิตของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัว ซึ่งทั้งสองปัญหานี้จะทำให้เกิดปัญหาการเสียดังกล่าว และนำไปสู่การเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้ามืดเป็นวงกว้าง (Black out)

#### 5) ปัญหาการเชื่อมต่อกลับของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัว

แหล่งกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวที่เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดอาจก่อให้เกิดความเสียหายได้ เมื่อมีการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าอีกครั้ง (Reclosing) เนื่องจากปัญหาแรงดันและความถี่ไฟฟ้าที่ไม่ตรงกับระบบไฟฟ้าหลัก (Synchronization problem) ตัวอย่างในกรณีของอุปกรณ์ป้องกันของการไฟฟ้า อย่างเช่น เบรกเกอร์หรือรีโคสเซอร์ โดยปกติจะมีฟังก์ชันปิดวงจรกลับอัตโนมัติ (Auto Reclosing) เพื่อป้องกันไฟฟ้ามืดจากการเกิดความผิดปกติแบบชั่วคราว (Temporary fault) หากว่าในวงจรมีแหล่งกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวเชื่อมต่ออยู่ แล้วปลดตัวอย่างออกจากระบบช้ากว่าการทำงานของฟังก์ชันปิดวงจรกลับอัตโนมัติ จะทำให้เกิดภาวะการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด เมื่อเบรกเกอร์หรือรีโคสเซอร์ปิดวงจรกลับ แรงดัน มุมเฟสหรือความถี่ของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัว มีโอกาสที่จะไม่ตรงกับระบบโครงข่ายของการไฟฟ้า ซึ่งจะทำให้เกิดความเสียหายต่อแหล่งกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวหรืออุปกรณ์ของการไฟฟ้าได้ และในกรณีของการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดแบบตั้งใจ เมื่อต้องการที่จะกลับเข้าเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าถ้าแรงดัน มุมเฟสหรือความถี่ที่จุดต่อร่วม (Point of Common Coupling, PCC) ไม่ตรงกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าก็สามารถเกิดปัญหาการซิงโครไนซ์ ได้เช่นกัน



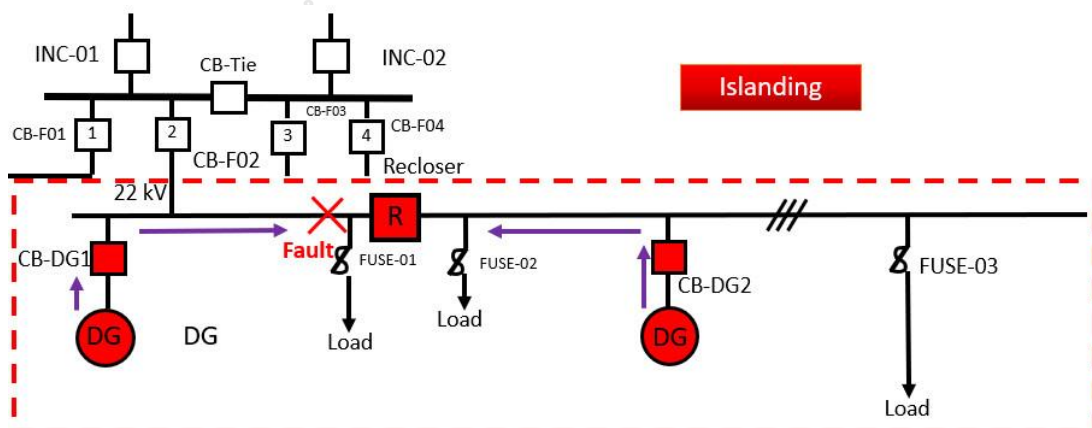


รูปที่ 2.15 ช่วงเวลาปิดวงจรกลับคืน [17]

6) ปัญหาต่อระบบป้องกันและการประสานการป้องกันของอุปกรณ์ป้องกัน

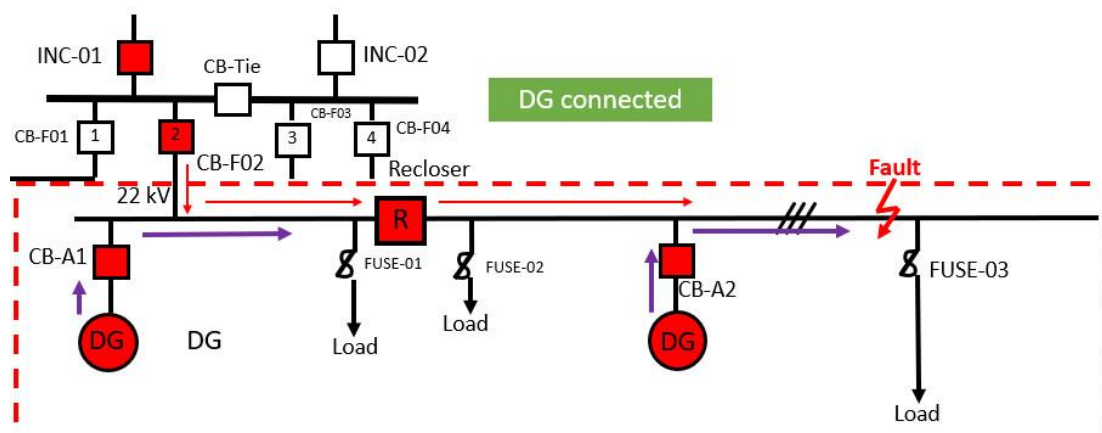
เนื่องจากระบบป้องกันของการไฟฟ้าไม่ได้ ออกแบบมาเพื่อรองรับแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว การมีอยู่แหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจึงส่งผลกระทบต่อระบบป้องกันเป็นอย่างมาก ของและระบบป้องกันของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวก็ถูกออกแบบมาเพื่อป้องกันเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเท่านั้น ดังนั้นการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบไฟฟ้าที่จ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดอาจไม่สามารถทำงานได้ตามปกติ และอาจเกิดความเสียหายเมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นเพิ่มเติมได้ เพื่อป้องกันปัญหาดังกล่าวในปัจจุบันแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจึงจำเป็นต้องปลดตัวเองออกจากการเชื่อมต่อทันทีเมื่อเกิดความผิดปกติขึ้น

6.1) เมื่อเกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด ระบบป้องกันของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะต้องเปลี่ยนแปลงค่าของอุปกรณ์ป้องกันต่าง ๆ เพื่อให้เหมาะสมของขอบเขตของการจ่ายไฟ ณ ขณะนั้น



รูปที่ 2.16 ความผิดปกติที่เกิดขึ้นในขณะที่เป็นระบบแยกโดด

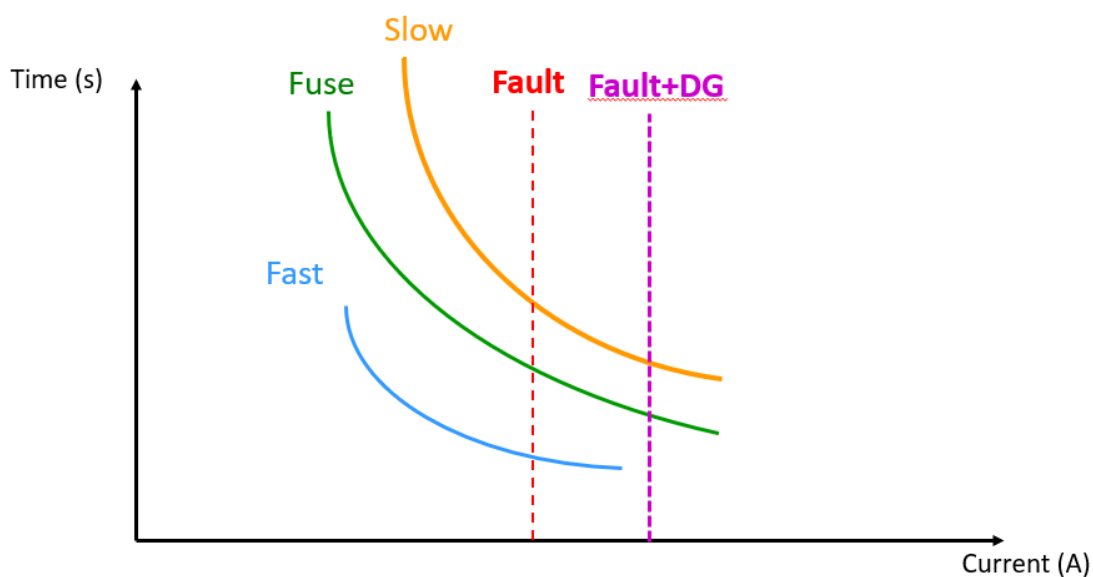
6.2) ผลของการเชื่อมต่อของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวทำให้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าจ่ายไฟน้อยลง ผลคือเมื่อเกิดความผิดปกติทำให้ค่ากระแสความผิดปกติมีค่าน้อยลง เวลาในการทริปปิ้งช้าลงหรือระยะเวลาการป้องกันสั้นลงกว่าเดิม เรียกว่าเหตุการณ์นี้ว่าเกิด Under reach



รูปที่ 2.17 กระแสไหลจากระบบโครงข่ายน้อยลงเนื่องจากแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัว

6.3) การมีแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวส่งผลให้กระแสความผิดปกติมีค่าสูงกว่าเดิม ซึ่งอาจส่งผลต่อรีเลย์ป้องกันกระแสเกินให้ทำงานผิดพลาด ตัวอย่างเช่น ทำให้ไม่เกิดการปิดกลับของวงจรในกรณีที่เกิดความผิดปกติแบบชั่วคราว

6.4) ผลต่อการประสานการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน โดยปกติแล้วรีโคลสเซอร์จะถูกออกแบบให้ป้องกันการขาดของฟิวส์ (Drop out fuse) ที่อยู่ในโซนการป้องกันของรีโคลสเซอร์ในกรณีที่เป็นความผิดปกติแบบชั่วคราวด้วยโหมดการทำงานเร็ว (Fast mode) เนื่องจากการมีอยู่ของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว กระแสความผิดปกติจึงสูงขึ้นกว่าเดิม ทำให้รีโคลสเซอร์ไม่ทำงานในโหมดทำงานเร็ว ฟิวส์จึงขาดทั้ง ๆ ที่เป็นความผิดปกติแบบชั่วคราว



รูปที่ 2.18 โหมดทำงานเร็วของรีโคสเซอร์ไม่ทำงานจากมีอยู่ของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว

#### 7) ปัญหาความปลอดภัย

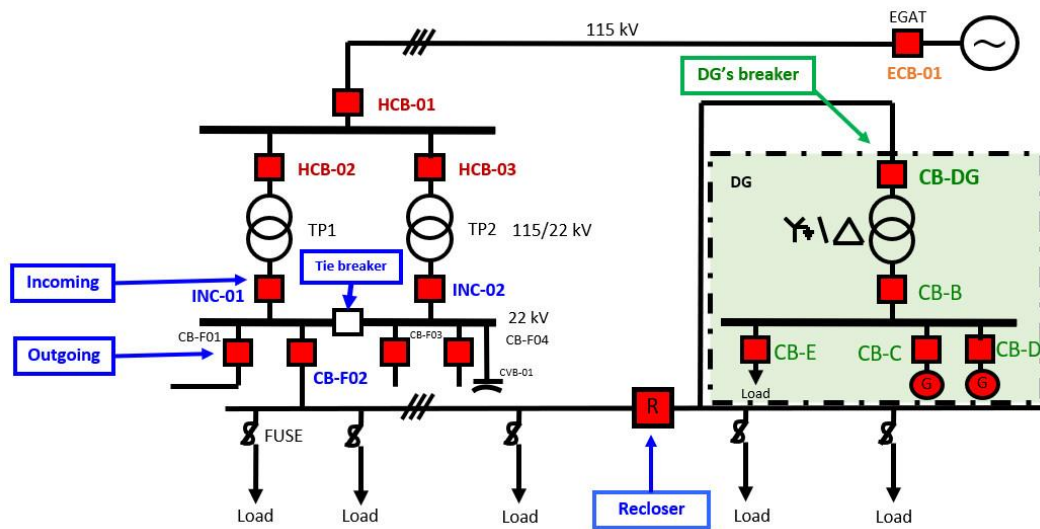
การจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดอาจทำให้เกิดอันตรายต่อผู้ปฏิบัติงานของการไฟฟ้า หรือแม้กระทั่งชีวิตและทรัพย์สินของผู้ใช้ไฟ โดยเฉพาะอย่างยิ่งกรณีเกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดแบบไม่ตั้งใจ แหล่งกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวไม่ปลดตัวเองออกเมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นในระบบของการไฟฟ้า ผู้ปฏิบัติงานที่เข้าไปปฏิบัติงานเพื่อหาสาเหตุหรือซ่อมแซมระบบไฟฟ้าอาจได้รับอันตราย เพราะในระบบยังคงมีไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวอยู่

### บทที่ 3

#### การป้องกันในระบบจำหน่าย

บทนี้จะกล่าวถึงการป้องกันในระบบจำหน่ายซึ่งเป็นพื้นฐานสำคัญของการป้องกันไมโครกริดที่จะนำไปสู่การแก้ปัญหาของวิทยานิพนธ์นี้

ระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้น จะรับไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิต (กฟผ.) ผ่านสายส่งด้วยระบบแรงดัน 230, 115 kV เมื่อเข้ามายังสถานีไฟฟ้าของ กฟผ. จะทำการลดระดับแรงดันโดยผ่านหม้อแปลงกำลัง เพื่อลดระดับแรงดันให้เหลือ 22 หรือ 33 kV จากนั้นจะเข้าแยกเข้าบัสผ่านเบรกเกอร์ Incoming 1 และ Incoming 2 ในแต่ละบัสจะมีเบรกเกอร์ของแต่ละวงจรสายป้อนเรียก Outgoing ตั้งแต่ 1 ถึง 10 ออกจากเบรกเกอร์จะมีรีโคลเซอร์ซึ่งทำหน้าที่เป็นอุปกรณ์ป้องกันและฟิวส์ซึ่งเป็นอุปกรณ์ป้องกันตัวสุดท้าย ก่อนที่จะเข้าสู่หม้อแปลงบริการลดระดับแรงดันให้เป็นแรงดันต่ำ 400, 230 V



รูปที่ 3.1 แผนภาพแสดงระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

#### 3.1 เขตของการป้องกัน

เขตของการป้องกัน (Zone of Protection) คือการแบ่งเขตระบบไฟฟ้าออกเป็น ส่วน ๆ ทำให้สามารถตัดส่วนของระบบไฟฟ้าออกให้น้อยที่สุดเมื่อเกิดความผิดปกติ แต่แต่ละส่วนจะต้องทำหน้าที่ของตัวเองก่อนเสมอ โดยระบบป้องกันจะแบ่งเป็น 2 ส่วนคือ

### 3.1.1 การป้องกันหลัก (Primary Protection)

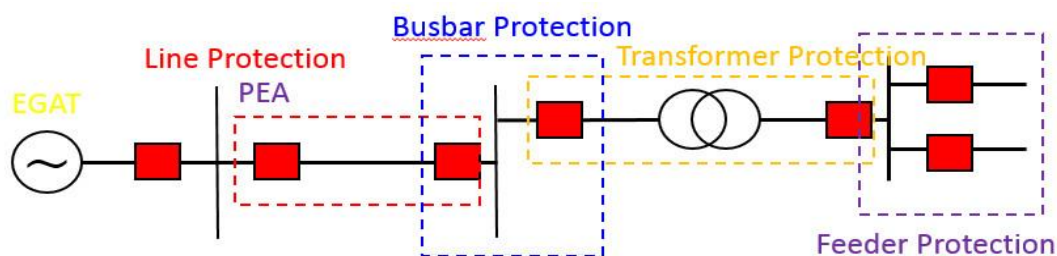
เป็นการป้องกันลำดับแรกที่จะต้องทำการแยกความผิดปกติออกจากระบบ ดังนั้นการป้องกันหลักจึงต้องทำงานให้เร็วที่สุด และกำจัดส่วนที่เกิดความผิดปกติให้น้อยที่สุด เพื่อป้องกันความเสียหาย

### 3.1.2 การป้องกันสำรอง (Backup Protection)

การป้องกันสำรองเป็นระบบป้องกันที่มีการทำงานช้ากว่าการป้องกันหลัก จะทำงานกรณีที่การป้องกันหลักไม่แยกความผิดปกติออก โดยการป้องกันสำรองสามารถแบ่งได้เป็น 2 ประเภท คือ (1) ระบบป้องกันที่ติดตั้งบริเวณเดียวกัน (Local backup protection) ใช้ CT, VT หรือเบตเตอร์ี ร่วมกับการป้องกันหลัก ตัวอย่างเช่น รีเลย์ป้องกันเบรกเกอร์ล้มเหลว (50BF) (2) อุปกรณ์ป้องกันติดตั้งไกลจากระบบป้องกันหลัก (Remote backup Protection) ไม่ได้ใช้ CT, VT และเบตเตอร์ี ร่วมกับการป้องกันหลัก ยกตัวอย่างเช่นในระบบจำหน่าย โลนเมนจะมี รีโคลสเซอร์ทำหน้าที่เป็นการป้องกันหลัก ในกรณีที่รีโคลสเซอร์เกิดขัดข้องไม่ทำการตัดวงจรเมื่อเกิดความผิดปกติภายในเวลา ก็จะมีเบรกเกอร์ทำหน้าที่เป็นการป้องกันสำรอง และนอกจาก เบรกเกอร์ก็ยังมีเบรกเกอร์ incoming เป็นการป้องกันสำรองของเบรกเกอร์ outgoing อีกชั้น เป็นแบบนี้ตามลำดับไป

สำหรับเขตของการป้องกันของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะแบ่งออกเป็น 4 ส่วน ได้แก่

- 1) การป้องกันสายส่ง (Line Protection)
- 2) การป้องกันบัสบาร์แรงสูง (Busbar Protection)
- 3) การป้องกันหม้อแปลงกำลัง (Transformer Protection)
- 4) การป้องกันวงจรสายป้อน (Feeder Protection)



รูปที่ 3.2 เขตการป้องกันของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

## 3.2 อุปกรณ์ป้องกัน

อุปกรณ์ป้องกันเป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ในการตัดวงจรเมื่อเกิดความผิดปกติขึ้น การตัดวงจรได้รวดเร็วจะทำให้พื้นที่ที่เกิดไฟฟ้าขัดข้องมีขนาดเล็ก และปกป้องกันความเสียหายที่จะเกิดขึ้น สำหรับอุปกรณ์ป้องกันที่จะศึกษา มีเบรกเกอร์และรีโคลสเซอร์ โดยมีรายละเอียดดังนี้

1) เบรกเกอร์ (Circuit Breaker, CB) ใช้เป็นทั้งอุปกรณ์ตัดตอนสำหรับการเปิดปิดวงจรและเป็นอุปกรณ์ป้องกันสำหรับปลดวงจรเมื่อเกิดความผิดปกติขึ้น ซึ่งจำเป็นต้องทำงานร่วมกับรีเลย์ป้องกัน (Protective Relay) เพื่อทำการตรวจจับสถานะผิดปกติต่าง ๆ แล้วสั่งให้เบรกเกอร์ทำงานเพื่อปลดวงจรให้เร็วที่สุด

2) รีโคลสเซอร์ (Auto-recloser) ความผิดปกติส่วนใหญ่ที่เกิดขึ้นประมาณ 80-90% เป็นความผิดปกติแบบชั่วคราว (Temporary fault) การตัดวงจรด้วยเบรกเกอร์สามารถทำให้ผู้ได้รับผลกระทบมาก ทั้งที่ไม่ได้อยู่ใกล้กับจุดที่เกิดความผิดปกติ ดังนั้นการใช้รีโคลสเซอร์เข้ามาติดตั้งในระบบจำหน่ายจะสามารถช่วยลดจำนวนผู้ที่ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบลง และยังช่วยเพิ่มโอกาสในการจ่ายไฟได้อีกด้วย

3) ฟิวส์ (Fuse) เป็นอุปกรณ์ป้องกันกระแเกินชนิดหนึ่ง โดยใช้ความร้อนจากกระแสที่ไหลผ่านตัวฟิวส์ที่เกินค่าที่กำหนดไว้เป็นตัวทำการเปิดวงจร โดยมีค่าคุณลักษณะด้วยกัน 2 ค่า คือค่าหลอมละลายขั้นต่ำ (Minimum melting time, MMT) และค่าที่ใช้ในการหลอมละลายทั้งหมด (Total clearing time, TCT) ซึ่งเป็นขีดจำกัดด้านล่างและด้านบนตามลำดับ ซึ่งสามารถประมาณคุณลักษณะของฟิวส์ด้วยฟังก์ชันอันดับสองของสมการเส้นโค้ง โดยชนิดของฟิวส์ที่นิยมนำมาใช้งานจะมีด้วยกัน 2 ชนิด K (Fast type) และ T (Slow type)

### 3.2.1 การป้องกันวงจรสายป้อน

การป้องกันวงจรสายป้อนเป็นการป้องกันในระดับแรงดันจำหน่าย 22 kV ซึ่งเป็นส่วนที่พบความผิดปกติได้บ่อย ๆ โดยสามารถแบ่งการป้องกันหลัก ๆ ได้ออกเป็น 4 ส่วนคือ Incoming, Bus Section, Busbar และ Outgoing ในส่วนการป้องกันคาปาซิเตอร์แรงสูงและหม้อแปลงบริการสำหรับสถานี งานวิจัยนี้จะไม่กล่าวถึง

1) Incoming ประกอบด้วย

1.1) รีเลย์ป้องกันกระแสเกิน (Over Current Relay, 50,51,50N,51N)

- 1.2) รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำ/แรงดันเกิน (Under/Over Voltage relay, 27/59)
- 2) Bus section
  - 2.1) รีเลย์ป้องกันกระแสเกิน (Over Current Relay, 50,51,50N,51N)
- 3) Outgoing ประกอบด้วย
  - 3.1) รีเลย์ป้องกันกระแสเกิน (Over Current Relay, 50,51,50N,51N)
  - 3.2) ป้องกันเบรกเกอร์ล้มเหลว (Breaker Fail, 50BF)
  - 3.3) ระบบตรวจจับอาร์ก (Arc Detect system)
  - 3.4) รีเลย์ป้องกันความถี่ต่ำ/ความถี่เกิน (Under/Over Frequency, 81U/81O)
  - 3.5) ระบบเฝ้าระวังวงจรทริป (Trip Circuit Supervision, 95)
  - 3.6) รีเลย์ตรวจสอบสถานะซิงโครไนซ์ (Synchronism check relay, 25)
  - 3.7) รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำ/แรงดันเกิน (Under/Over Voltage relay, 27/59)
  - 3.8) รีเลย์ปิดวงจรกลับอัตโนมัติ (Auto reclose relay, 79)
- 4) Busbar ประกอบด้วย
  - 4.1) รีเลย์เข้าระวังวงจรทริป (Trip Circuit Supervision Relay, 95)
  - 4.2) รีเลย์ป้องกันเซอร์กิตเบรกเกอร์ล้มเหลว (Circuit Breaker Fail, 50BF)
  - 4.3) ระบบตรวจจับอาร์ก (Arc Detect System)
- 5) Recloser ประกอบด้วย
  - 5.1) รีเลย์ป้องกันกระแสเกิน (Over Current Relay, 50,51,50N,51N)
  - 5.2) รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางด้านเฟสและกราวด์ (Directional Overcurrent Relay, 67,67N)
  - 5.3) รีเลย์ปิดวงจรกลับอัตโนมัติ (Auto reclose relay, 79)
  - 5.4) วงจรป้องกันปิดวงจรกลับอัตโนมัติ (Block reclosing circuit)

### 3.2.2 ระบบป้องกันของแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัว

ตามระเบียบการเชื่อมต่อของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ปี 2559 [5] กำหนดให้แหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวที่จะเชื่อมต่อกับโครงข่ายของ กฟภ. นั้นจำเป็นต้องมีรีเลย์ดังนี้

- 1) รีเลย์ตรวจสอบสถานะซิงโครไนซ์ (Synchronism check relay, 25)
- 2) รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำ/แรงดันเกิน (Under/Over Voltage relay, 27/59)
- 3) รีเลย์ป้องกันกระแสเกินด้านเฟสและกราวด์ (Over Current Relay, 50,51,50N,51N)

- 4) รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางด้านเฟสและกราวด์ (Directional Overcurrent Relay, 67,67N)
- 5) รีเลย์ป้องกันความถี่ตก/ความถี่เกิน (Under/Over Frequency, 81U/81O)
- 6) รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำขณะหนึ่ง (Remnant under voltage, 27R)
- 7) รีเลย์ผลต่างสำหรับหม้อแปลง (Transformer Differential, 87T)
- 8) รีเลย์วัดมุมเฟส (Phase angle measuring, 78)
- 9) รีเลย์วัดอัตราการเปลี่ยนแปลงความถี่ (Rate of Change of Frequency, 81R)
- 10) รีเลย์กำลังแบบมีทิศทาง (Directional power, 32P)

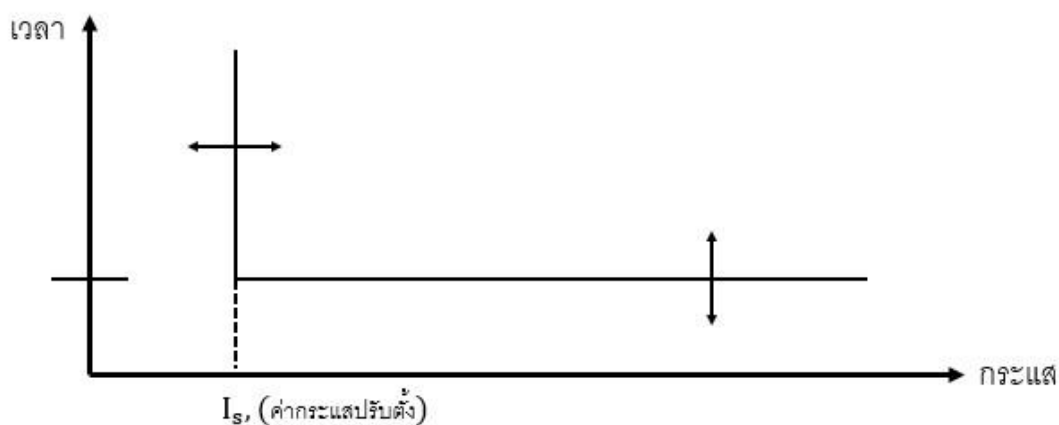
### 3.2.3 หลักการของรีเลย์ที่เกี่ยวข้องวิทยานิพนธ์

#### 3.2.3.1 หลักการของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน

รีเลย์ป้องกันกระแสเกิน (Overcurrent relay) จะทำงานเมื่อตรวจจับค่ากระแสความผิดปกติที่มีค่ามากกว่าค่าปรับตั้ง (Pick up) แบ่งตามการตรวจจับได้เป็น 3 ประเภทคือ

- 1) รีเลย์ป้องกันกระแสเกินทำงานทันที (Instantaneous over current relay, IOC)

ใช้กระแสเป็นปริมาณในการตรวจหาความผิดปกติ รีเลย์จะทำงานทันทีเมื่อกระแสความผิดปกติมากกว่าหรือเท่ากับค่าที่ตั้งไว้

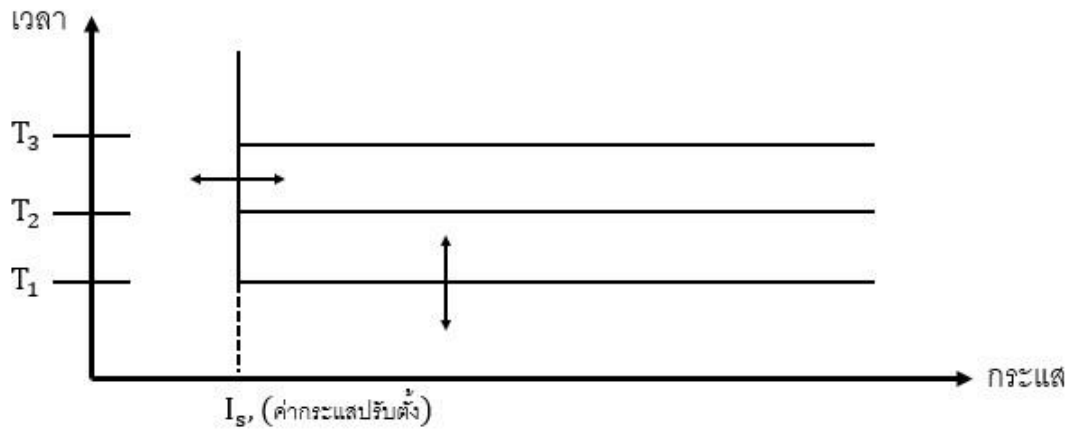


รูปที่ 3.3 คุณลักษณะของรีเลย์ป้องกันกระแสเกินทำงานทันที

- 2) รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบเวลาแน่นอน (Definite time over current relay, DTOC)

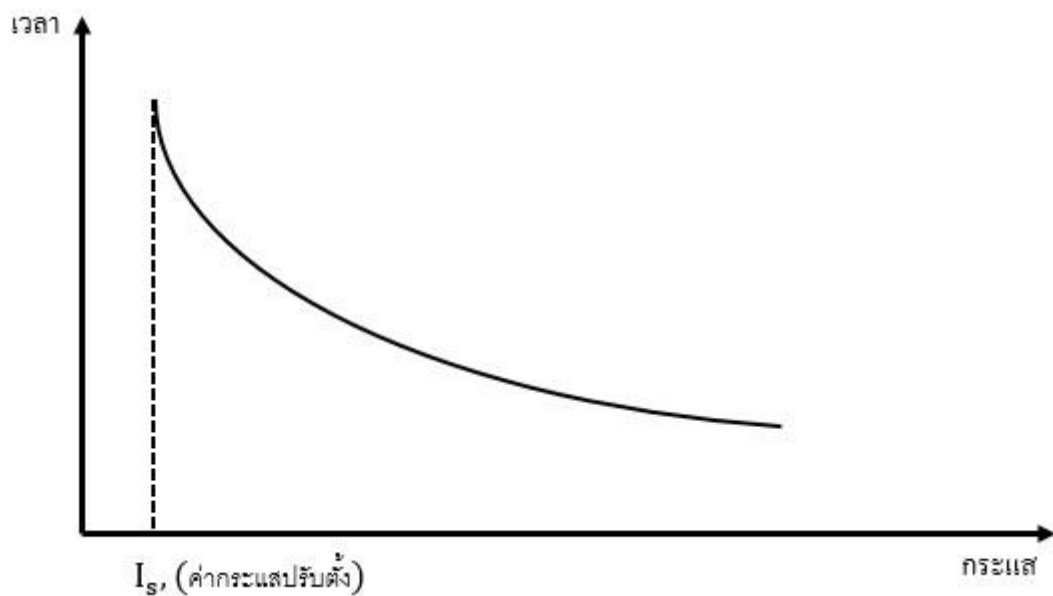


รีเลย์ป้องกันกระแสเกินที่ทำงานตามเวลา โดยรีเลย์จะทำงานก็ต่อเมื่อพบความกระแสความผิดพลาดที่ถึงหรือมากกว่าเวลาที่กำหนดได้



รูปที่ 3.4 คุณสมบัติของรีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบดีฟิไนต์ไทม์

- 3) รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบกระแสผกผัน (Inverse time over current relay, ITOC)



รูปที่ 3.5 คุณสมบัติของรีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบกระแสผกผัน

- 4) รีเลย์ป้องกันกระแสเกินที่ทำเมื่อปริมาณกระแสความผิดพลาดและเวลาถึงหรือมากกว่าค่าปรับตั้ง (Inverse Definite Minimum Time, IDMT)

รีเลย์ชนิดนี้รวมเอาคุณสมบัติของรีเลย์แบบ IOC กับ DTOC เข้าไว้ด้วยกันและนิยมใช้กันแพร่หลาย โดยรีเลย์กระแสเกินแบบกระแสผกผันยังแบ่งลักษณะย่อยอีก 4 แบบ ได้แก่

- 4.1) Standard Inverse (SI)

ส่วนใหญ่ถูกใช้เพื่อเป็นการป้องกันสำรอง (Back up) ของระบบป้องกัน และใช้เมื่อไม่มีการประสานการทำงานกับอุปกรณ์ป้องกันกันอื่น ๆ เช่น ฟิวส์ มอเตอร์ ระดับความผิดพลาดทั้งใกล้และไกลไม่มีการเปลี่ยนแปลงมาก

#### 4.2) Very Inverse (VI)

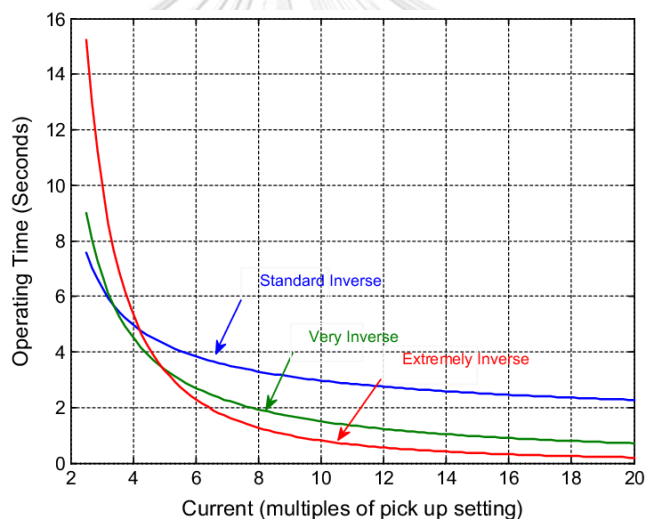
เหมาะสำหรับกรณีที่กระแสมิตพ่วงพ่วงแปรผกผันกับระยะทาง และมีจะลักษณะการจัดลำดับ (Grading) ยาวขึ้น

#### 4.3) Long Inverse (LI)

มีการหน่วงเวลาและใช้เวลานาน จะใช้รีเลย์ชนิดนี้ในการป้องกันความต้านทานที่ต่อลงดินของสายนิวทรัล นำไปใช้ในการป้องกัน มอเตอร์และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

#### 4.4) Extremely Inverse (EI)

เวลาในการทำงานผกผันกับกระแยกกำลังสอง เหมาะแก่การทำ Grading กับฟิวส์ และกับการป้องกันวงจรสายป้อน เช่น ปั๊มน้ำ มอเตอร์



รูปที่ 3.6 คุณลักษณะของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน IDMT แบบ SI, VI และ EI [17]

นอกจากนี้ยังต้อง ตั้งค่า Time Dial Setting หรือ Time Multiplier Setting (TMS) เพื่อปรับเลื่อนเวลา สำหรับใช้ในการทำการประสานการทำงานเพื่อจัดลำดับการทำงานก่อนหลังระหว่างอุปกรณ์ โดยตัวที่อยู่ล่างสุดจะเป็นตัวป้องกันหลัก (Primary Protection) และตัวถัดมาจะทำหน้าที่เป็นตัวป้องกันสำรอง (Back up Protection)

$$t = \frac{A}{\left(\frac{I}{I_{pick\ up}}\right)^B - 1} \times TMS \quad (3.1)$$

โดยที่  $TMS$  คือเวลา Time Multiplier Setting

$t$  คือการทำงานของเบรกเกอร์ (วินาที)

$I$  คือ กระแสลัดวงจรที่ผ่านไหลดเบรกเกอร์ (kA)

$I_{pick up}$  คือค่ากระแสปรับตั้งที่เบรกเกอร์จะเริ่มทำงาน

คุณลักษณะของรีเลย์	สมการ
Standard Inverse Time (SI)	$t = \frac{0.14}{I_r^{0.02} - 1} \times TMS$
Very Inverse Time (VI)	$t = \frac{13.5}{I_r - 1} \times TMS$
Long Time Inverse (LI)	$t = \frac{120}{I_r - 1} \times TMS$
Extremely Inverse Time (EI)	$t = \frac{80}{I_r^2 - 1} \times TMS$

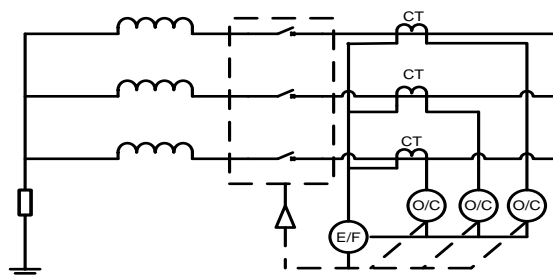
ตารางที่ 3.1 สมการคำนวณเส้นโค้งคุณลักษณะตามมาตรฐาน IEC60255 [19]

### 3.2.3.2 รีเลย์ป้องกันกระแสผิตพ่วงลงดิน

ระบบไฟฟ้าโดยทั่วไปจะมีการต่อลงดินเพื่อความปลอดภัยและจำกัดขนาดกระแสผิตพ่วงลงดิน หากเกิดความผิตพ่วงลงดินรีเลย์ป้องกันกระแสเกินจะไม่สามารถป้องกันกระแสลงดินได้ ดังนั้นจึงมีรีเลย์ป้องกันกระแสผิตพ่วงลงดิน (Ground fault relay) ซึ่งมีความไวสูงและตรวจจับกระแสผิตพ่วงลงดินที่มีขนาดเล็กได้ โดยรีเลย์ป้องกันกระแสผิตพ่วงลงดินที่นิยมใช้ และจะอธิบายต่อไปนี้เป็นคือ

#### 1) Residually Connected Ground Relay (50N,51N,50/51N)

ใช้หลักการผลรวมของกระแสลำดับศูนย์ (Zero Sequence Current) ที่ไหลผ่านเฟสทั้ง 3 สาย รีเลย์กระแสเกินต่อเข้าต่อจุดร่วมของสายด้านด้านทุติยภูมิที่ต่อแบบ Y ของหม้อแปลงกระแส เมื่อเกิดความผิตพ่วงลงดินจะมีกระแสลำดับศูนย์ไหลผ่านทำให้รีเลย์ตรวจจับได้



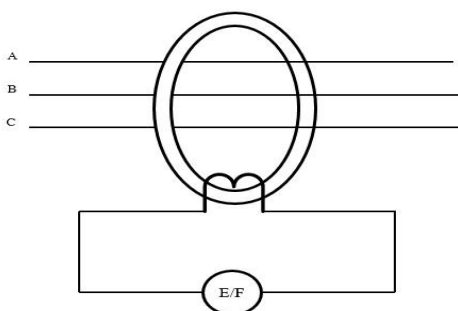
รูปที่ 3.7 การป้องกันกระแสผิตพ่วงลงดินด้วยวิธี Residually Connected Ground Relay

## 2) Ground Return

เมื่อเกิดความผิดปกติของกระแสความผิดปกติจะไหลกลับสู่จุดนิวทรัลของหม้อแปลงหรือเรื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมอ ดังนั้นจึงใช้หลักการนี้ในการตรวจจับกระแสระหว่างกราวด์และนิวทรัลของหม้อแปลงโดยติดตั้ง Earth Fault relay เพื่อตรวจจับกระแส

## 3) Zero Sequence

จากหลักการที่ว่า เมื่อเกิดความผิดปกติลงดิน กระแสทั้งสามเฟสจะไม่สมดุล และทำให้ผลรวมของสนามแม่เหล็กที่เกิดจากการเหนี่ยวนำมีค่าไม่เป็นศูนย์ วิธีการนี้จะให้สายทั้งหมดผ่านหม้อแปลงที่เรียกว่า Zero Sequence CT เมื่อเกิดความผิดปกติจะมีกระแสไหลผ่าน Earth Fault Relay



รูปที่ 3.8 การป้องกันโดยวิธี Zero Sequence

### 3.2.3.3 รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทาง

รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทาง (Directional Overcurrent Relay) ทำงานโดยมีทิศทางการไหลของกระแสเข้ามาเกี่ยวข้อง ขณะที่รีเลย์ป้องกันกระแสเกินสามารถทำงานได้ในกรณีที่กระแสไฟฟ้าไหลไปในทิศทางเดียวเท่านั้น ยกตัวอย่างเช่น การเชื่อมต่อของหลายระบบไฟฟ้าเป็นโครงข่ายไฟฟ้า (Network) แม้ว่าจะเพิ่มความเชื่อถือได้แต่ก็ทำให้กระแสไฟฟ้าสามารถไหลได้หลายทิศทาง หรือตัวอย่างของระบบจำหน่ายของ กฟผ. ที่รับไฟฟ้าจาก กฟผ. และจ่ายไฟฟ้าให้กับโหลดซึ่งเป็นแบบเรเดียล ต่อมาเมื่อมีแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวมาเชื่อมต่อ ทำให้มีแหล่งจ่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นทำให้เกิดกระแสไหลย้อนกลับในช่วงโหลดเบาบาง (Light load) ดังนั้นทางรีเลย์แบบเดิมจะไม่สามารถระบุทิศทางของกระแสความผิดปกติได้ ทำให้เกิดรีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางขึ้นมา โดยจะทำงานก็ต่อเมื่อ (1) กระแสความผิดปกติมากกว่าค่าปรับตั้ง และ (2) ทิศทางของกระแสความผิดปกติตรงตามทิศที่กำหนดให้กับรีเลย์

- 1) ค่าอ้างอิง หรือปริมาณอ้างอิง (Reference or Polarizing Quantity) ค่าแรงดันหรือกระแส ถูกใช้เป็นปริมาณอ้างอิง (Polarizing)
- 2) ปริมาณทำงาน (Operating Quantity) ปริมาณทำงานจะใช้กระแสเป็นค่ากระแสทำงาน (Operating Current) ของระบบเปรียบเทียบกับปริมาณอ้างอิง

รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางสามารถแบ่งออกเป็น 2 ชนิดได้แก่

1) รีเลย์ป้องกันกระแสเฟสเกินแบบมีทิศทาง (Phase Directional Overcurrent Relay)

ใช้ป้องกันความผิดพลาดที่เกิดขึ้นกับเฟส รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางนั้นสามารถรับรู้ทิศทางได้โดยอาศัยการเปรียบเทียบเฟสระหว่างปริมาณ แบ่งตามการทำงานได้เป็น 2 แบบคือ

1.1) เปรียบเทียบกระแสทำงานกับกระแสอ้างอิง (Current Operating and Current Polarizing)

1.2) เปรียบเทียบกระแสทำงานกับแรงดันอ้างอิง (Current Operating และ Voltage Polarizing)

2) รีเลย์ป้องกันกระแสผิดพลาดลงดินแบบมีทิศทาง (Ground Directional Overcurrent Relay)

ใช้ป้องกันความผิดพลาดลงดินแบบมีทิศทาง อย่างเช่น ความผิดพลาดแบบเฟสเดียวลงกราวด์ มีกระแสเป็นปริมาณทำงาน และ ปริมาณอ้างอิงจะใช้กระแสตกค้าง (Residual Current) ที่วัดด้วย CT จากจุดนิวทรัล หรือ แรงดันตกค้าง (Residual Voltage) ที่วัดจากด้านปฐมภูมิเป็นค่าอ้างอิง

รีเลย์ป้องกันกระแสลงกราวด์แบบมีทิศทาง ยังสามารถแบ่งเป็นประเภทย่อย ๆ ได้อีก 3 ประเภท

2.1) รีเลย์ป้องกันความผิดพลาดลงดินแบบใช้แรงดันอ้างอิง (Voltage Polarization)

ใช้ค่าแรงดันตกค้างเป็นค่าอ้างอิงขณะเกิดความผิดพลาดแรงดันแต่ละเฟสจะไม่สมดุลและเกิดแรงดันตกค้างเพิ่มขึ้นเป็น 3 เท่า ซึ่งสามารถใช้เป็นค่าสัญญาณทำงาน (Operating signal) เพื่อสั่งให้รีเลย์ทำงานได้

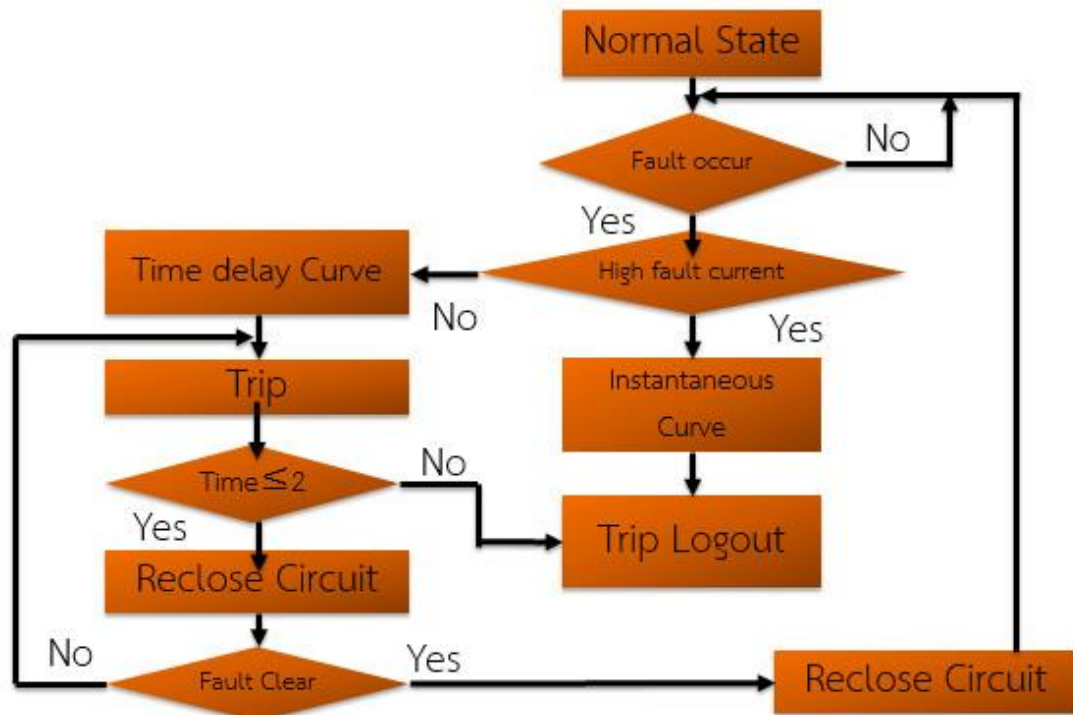
2.2) รีเลย์ป้องกันความผิดพลาดลงดินแบบใช้กระแสอ้างอิง (Current Polarization)

ใช้หลักการคล้ายกับรีเลย์ป้องกันความผิดพลาดลงดินแบบใช้ค่าแรงดันตกค้างเป็นค่าอ้างอิง เมื่อเกิดความผิดพลาดกระแสทั้งสามเฟสจะไม่สมดุล CT สามารถจับกระแสคงเหลือ ใช้เป็นค่าสัญญาณทำงานสั่งให้รีเลย์ทำงานได้

2.3) รีเลย์ป้องกันความผิดพลาดลงดินแบบใช้สองตัวอ้างอิง (Dual Polarized Earth Fault Relay)

ตรวจวัดทั้งแรงดันและกระแสเป็นตัวอ้างอิง เพื่อป้องกันความผิดพลาดที่เกิดจากแรงดันต่ำเกินไปหรือกระแสน้อยไปจนไม่สามารถวัดได้ ก็ยังสามารถใช้อีกค่าหนึ่งเป็นตัวอ้างอิงได้

### 3.2.3.4 รีเลย์ปิดวงจรกลับอัตโนมัติ

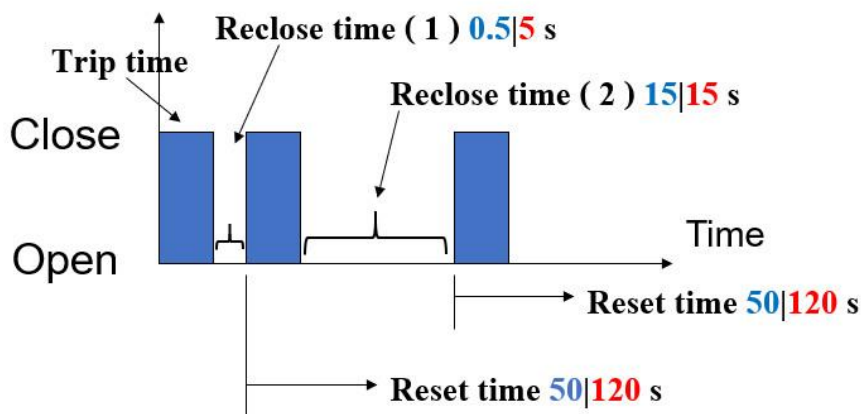


รูปที่ 3.9 แสดงการทำงานของรีเลย์ปิดกลับวงจรอัตโนมัติ

ตัวอย่างการเกิดความผิดปกติพร้อมแบบชั่วคราว เช่น กิ่งไม้ วัสดุแปลกปลอม หรือการเกิดวาบไฟตามผิว (Flashover) ซึ่งเมื่อปิดวงจรกลับแล้วยังสามารถจ่ายไฟได้ การปล่อยให้เบรกเกอร์ทริปแล้วค่อยปิดวงจรกลับ ทำให้ความเชื่อได้ต่ำลงและทำให้การจ่ายกระแสไฟฟ้าไม่ต่อเนื่องจึงเป็นที่มาของรีเลย์ปิดวงจรกลับอัตโนมัติ (Auto Reclose Relay)

รีเลย์ปิดวงจรกลับอัตโนมัติมักจะทำงานร่วมงานกับรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน ในกรณีที่เกิดความผิดปกติที่มีกระแสสูงทำให้รีเลย์ป้องกันกระแสเกินทำงานทันทีทันใด (Instantaneous) รีเลย์ปิดวงจรกลับอัตโนมัติจะไม่มีกรปิดวงจรกลับ แต่ในกรณีที่เป็ความผิดปกติแบบชั่วคราวที่ไม่สูงมากอย่างในกรณีแรก รีเลย์ป้องกันกระแสเกินจะทำงานสั่งทริปด้วยการหน่วงเวลา (Time delay) ช่วงเวลาที่เปิดวงจร (Dead time) จะใช้เวลา 500 มิลลิวินาทีสำหรับเบรกเกอร์และ 5 วินาทีสำหรับ รีโคลสเซอร์ หลังจากนั้นรีเลย์ปิดวงจรกลับอัตโนมัติจะทำการปิดวงจรกลับอัตโนมัติ และนับเวลารีเซ็ท (Reclaim time) 50 วินาทีสำหรับเบรกเกอร์ และ 120 วินาที สำหรับรีโคลสเซอร์ ในช่วงเวลานี้ถ้าความผิดปกติยังอยู่ รีเลย์ป้องกันกระแสเกินจะสั่งทริปอีกครั้ง ในช่วงเวลาเปิดวงจรครั้งที่ 2 จะใช้เวลา 15 วินาทีทั้งเบรกเกอร์และรีโคลสเซอร์ ถ้าความผิดปกติยังไม่หายไปรีเลย์ป้องกันกระแสเกินจะสั่งทริปอีกครั้ง และครั้งนี้รีเลย์ปิดวงจรกลับอัตโนมัติจะไม่มีกรสั่งปิดวงจรกลับอีก กรณีที่ความผิดปกติ

หายไประหว่างการนับเวลารีเซ็ต การทำงานของรีเลย์ปิดวงจรกลับอัตโนมัติจะถูกรีเซ็ตกลับไปเริ่มต้นใหม่ การทำงานของรีเลย์ปิดวงจรกลับอัตโนมัติสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.9 และ 3.10



รูปที่ 3.10 รูปแบบการทำงานของรีเลย์ปิดกลับวงจรอัตโนมัติในเบรกเกอร์และรีโคลสเซอร์ตามลำดับ

### 3.3 การป้องกันการเกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด

จากข้อหัว 2.4.3 ที่ได้กล่าวมาจะพบว่า การจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดทำให้เกิดผลกระทบในหลาย ๆ ด้าน ดังนั้นการไฟฟ้าจึงสร้างข้อกำหนดขึ้นมาเพื่อป้องกันไม่ให้เกิดผลกระทบดังกล่าว โดยการป้องกันการเกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด หมายถึง ไม่ให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมต่อบริเวณโครงข่ายไฟฟ้า ในขณะที่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อไม่มีไฟฟ้า จาก “ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อบริเวณโครงข่ายไฟฟ้า” (2559). ข้อ 7 รูปแบบการเชื่อมต่อและระบบป้องกันหน้าที่ 6 [5] มีกำหนดที่เกี่ยวข้องกับการห้ามการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด ในข้อย่อยข้อที่ 7.1.4 ถึง 7.1.14 ซึ่งสามารถสรุปและแบ่งออกเป็น 4 หมวดได้ดังนี้

#### 1) รูปแบบการปิดซ้ำอัตโนมัติ (Automatic Reclosing Scheme)

1.1) อุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อของผู้ขอใช้บริการปลดการจ่ายไฟออกก่อนที่ การปิดซ้ำอัตโนมัติของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะทำงาน ซึ่งหมายถึงแหล่งกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวต้องปลดตัวเองก่อนช่วงเวลาปิดวงจรกลับคืน (Dead time) ของอุปกรณ์ป้องกันของการไฟฟ้า

1.2) ผู้ขอใช้บริการจะต้องเพิ่มอุปกรณ์ ระบบซิงโครไนซ์ (Synchronizing system) ระบบป้องกันระยะไกล (Tele protection) หรือ ระบบกั้นการปิดซ้ำ (Block Reclosing) หากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพิจารณาเห็นควรต้องปรับปรุงวิธีการปิดซ้ำ (Reclosing)

1.3) กฟภ. ไม่อนุญาตให้ผู้ขอใช้บริการมีรูปแบบการปิดซ้ำอัตโนมัติเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

2) การซิงโครไนซ์ (Synchronization)

1.1) การซิงโครไนซ์กันระหว่างระบบโครงข่ายไฟฟ้ากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้ทำที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator Circuit Breaker) หรือที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่จุดเชื่อมต่อ (Interconnection Circuit Breaker) หรือจุด PCC

3) การจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด

3.1) ผู้ขอใช้บริการจะต้องมีระบบป้องกันที่ป้องกันการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Anti-Islanding) ให้ปลดการเชื่อมต่อโดยทันทีหากไม่มีไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

3.2) กฟภ. สามารถพิจารณาให้เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดได้ถ้าได้รับการอนุญาต

4) ระบบป้องกันและการประสานการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน

4.1) ผู้ขอใช้บริการจะต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันและอุปกรณ์อื่น ๆ ตามความเหมาะสมตามข้อกำหนดฯ นี้ และการติดตั้งรีเลย์ระบบป้องกันจะต้องทำงานสอดคล้องกับระบบป้องกันของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคหลังจากเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว

4.2) ระบบป้องกันของผู้ขอใช้บริการยังต้องสามารถป้องกันความเสียหายอื่น ๆ ที่นอกเหนือจากข้อกำหนดฯ เช่น กระแสลัดวงจรผ่านความต้านทานสูง (High Impedance Fault, HIF) การเกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบแยกโดดโดยไม่ได้เจตนา (Inadvertent Islanding)

4.3) ผู้ขอใช้บริการจะต้องออกแบบและติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันให้มีการประสานการทำงานที่เหมาะสมกับอุปกรณ์ป้องกันในระบบโครงข่ายของ กฟภ.

4.4) ถ้า กฟภ. พิจารณาแล้วว่าผู้ขอใช้บริการไม่มีรูปแบบการเชื่อมต่อและอุปกรณ์ป้องกันที่เหมาะสม กฟภ. จะไม่อนุญาตให้ทำการเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟภ.

4.5) เพื่อความปลอดภัย ความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าและผลประโยชน์ต่อส่วนรวม กฟภ. สามารถเปลี่ยนแปลงรูปแบบการเชื่อมต่อและอุปกรณ์ป้องกันตามความเหมาะสม



### 3.3.1 รีเลย์ป้องกันการเกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบแยกโดด

ในทางปฏิบัติ กฟภ. มีการป้องกันการเกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบแยกโดดด้วยรีเลย์ สามารถแบ่งได้เป็น 2 กลุ่ม คือ (1) กลุ่มที่ป้องกันความเสียหายจากการเกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบแยกโดด (2) กลุ่มที่ตรวจจับการเกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบแยกโดด

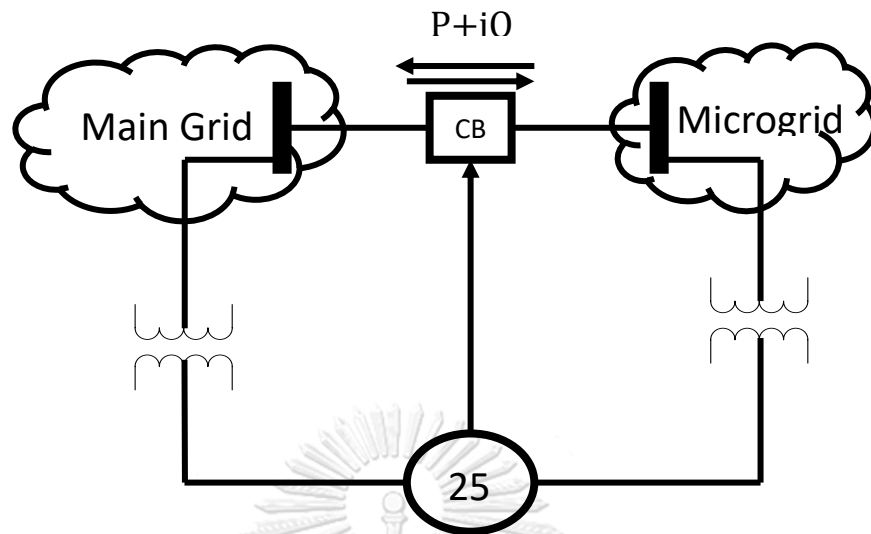
กลุ่มที่ป้องกันความเสียหายจากการเกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบแยกโดด ประกอบด้วยรีเลย์ ดังนี้

#### 3.3.1.1 รีเลย์ตรวจสอบสถานะซิงโครไนซ์ (Synchronism check relay, 25)

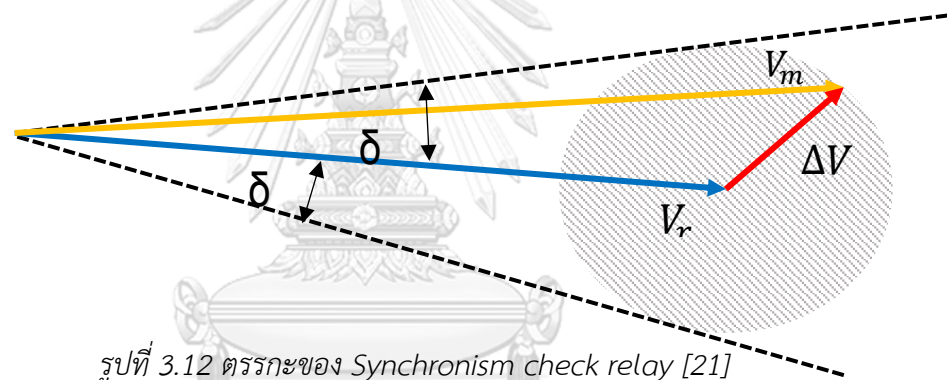
ถูกติดตั้งไว้ทั้งที่สถานีและเบรกเกอร์ของแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัว มีไว้เพื่อตรวจสอบ แรงดัน มุมเฟส และความถี่ของทั้งสองก่อนที่จะขนานกัน โดยยึดตามมาตรฐาน IEE1547 [20] ถ้าหากไม่ผ่านเงื่อนไขอย่างใดอย่างหนึ่งจะทำให้ไม่สามารถขนานได้ ส่วนรีเลย์ตรวจสอบสถานะซิงโครไนซ์ที่สถานีจะป้องกันการเกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด ในกรณีที่เกิดความผิดปกติระหว่างกระบวนการเปิดเบรกเกอร์จะเปิดวงจรครั้งแรกเพื่อตามฟังก์ชันของรีเลย์ปิดวงจรกลับคืนอัตโนมัติ ระหว่างการเปิดวงจรนี้หากแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวไม่ได้ปลดตัวเองออก จะมีกระแสและแรงดันไฟฟ้าที่มาจากแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัว รีเลย์ตรวจสอบสถานะซิงโครไนซ์ที่สถานีจะทำหน้าที่ตรวจวัดแรงดัน มุมเฟสและความถี่ของทั้งสอง ซึ่งจะไม่ตรงกัน ทำให้เบรกเกอร์ที่สถานีไม่สามารถปิดวงจรกลับได้

#### หลักการของ Synchronism check

ใช้ในการตรวจสอบระบบสองระบบที่จะนำมาขนานกัน โดยจะทำการตรวจดูความต่างแรงดันดัน ความต่างความถี่ และความต่างของมุมเฟส ว่าอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้หรือไม่ ถ้าไม่ก็จะทำให้ไม่สามารถขนานไฟระหว่างสองระบบได้ ตามหลักของ กฟภ.อนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้ถ้า มีมุมเฟสต่างกัน ( $\Delta\theta$ ) น้อยกว่า  $10^\circ$  แรงดัน ( $\Delta V$ ) น้อยกว่า 3% และความถี่ ( $\Delta f$ ) น้อยกว่า 0.1 Hz



รูปที่ 3.11 การขนานสองระบบเข้าด้วยกัน [21]



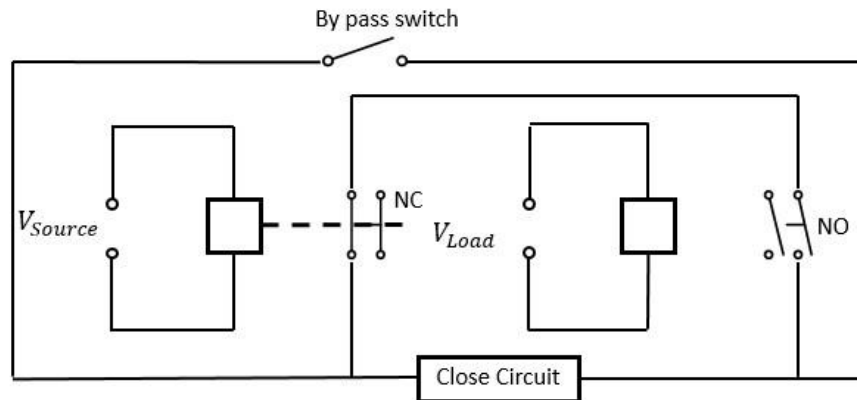
รูปที่ 3.12 ตรรกะของ Synchronism check relay [21]

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

Chulalongkorn University

### 3.3.1.2 วงจรบล็อกการปิดกลับอัตโนมัติ (Block reclosing circuit)

วงจรบล็อกการปิดกลับอัตโนมัติเป็นอุปกรณ์ชนิดหนึ่งที่จะมีติดตั้งอยู่ที่เฉพาะรีโกลสเซอร์ในวงจรที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวเชื่อมต่ออยู่เท่านั้น หลักการทำงานคือใช้วงจรอิเล็กทรอนิกส์ในการบล็อกการรีโกลสกลับของรีโกลสเซอร์ หากตรวจพบว่ามีแรงดันด้านโหลดในขณะเปิดวงจร เช่นกรณีเมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นหลังรีโกลสเซอร์ รีโกลสเซอร์จะเปิดวงจรออกอัตโนมัติและแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวจะต้องปลดตัวเองออกจากระบบด้วยเช่นกัน ถ้าไม่ปลดออก วงจรบล็อกการปิดกลับอัตโนมัติที่ตัวรีโกลสเซอร์จะจับสัญญาณแรงดันของแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวได้ และจะทำการบล็อกรีโกลสเซอร์ไม่ให้ปิดวงจรทันที



รูปที่ 3.13 วงจร Block reclosing อย่างง่าย

### 3.3.1.3 รีเลย์ตรวจสอบแรงดันป้องกันการปิดวงจรอัตโนมัติ (Voltage block reclosing relay, 68)

รีเลย์นี้ไม่ได้อยู่ในข้อกำหนดการเชื่อมต่อฯ แต่ก็มีการใช้กับแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวอย่างแพร่หลาย รีเลย์นี้ทำหน้าที่ตรวจสอบแรงดันระหว่างไลน์หรือระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้ากับบัสของแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัว ถ้าไม่มีแรงดันที่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า รีเลย์จะเปิดการทำงานจะทำให้ไม่สามารถสับเบรกเกอร์เพื่อขนานไฟได้ โดยเงื่อนไขการทำงานของรีเลย์นี้สามารถแสดงได้ดังตารางด้านล่าง

สถานะ	การทำงานของรีเลย์
ไลน์มีไฟ - บัสมีไฟ	ปิดทำงาน
ไลน์มีไฟ - บัสไม่มีไฟ	ปิดทำงาน
ไลน์ไม่มีไฟ - บัสมีไฟ	เปิดการทำงาน
ไลน์ไม่มีไฟ - บัสไม่มีไฟ	เปิดการทำงาน

ตารางที่ 3.2 เงื่อนไขในการทำงานของรีเลย์ตรวจสอบแรงดันป้องกันการปิดวงจรอัตโนมัติ

กลุ่มที่ตรวจจับการเกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด ประกอบด้วยรีเลย์ ดังนี้

#### 3.3.1.4 รีเลย์ป้องกันความถี่ (Frequency relay, 81)

ในการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด ถ้าไม่ได้มีการเตรียมพร้อมให้จ่ายกำลังให้สมดุลกับโหลดก็ยากที่จะรักษาความถี่ให้คงที่ ดังนั้นเบรกเกอร์จะถูกทรูปออกไปด้วย 2 กรณีคือ

1) เมื่อจ่ายกำลังมากกว่าโหลด เบรกเกอร์จะถูกทรูปออกด้วย ความถี่เกิน (Over frequency, 81O)

ความถี่เพิ่มสูงขึ้น เนื่องมาจากการที่การหายไปของโหลดทันทีทันใด หรือการสูญเสียสถานะการซิงโครไนซ์ (Loss of Synchronism) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า รีเลย์จะทำงานทันทีเพื่อป้องกันความเสียหายต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

2) เมื่อจ่ายกำลังน้อยกว่าโหลด เบรกเกอร์จะถูกทรูปออกด้วย ความถี่ต่ำ (Under frequency, 81U)

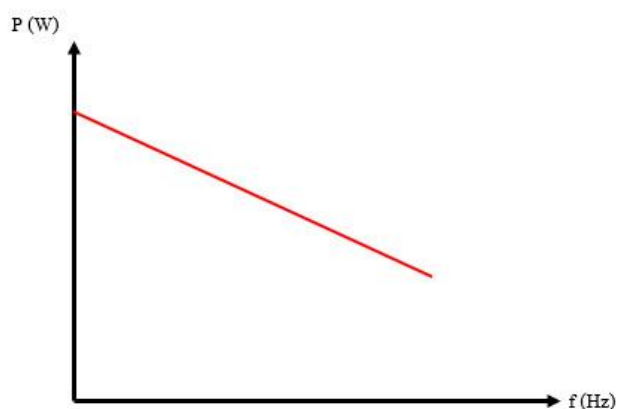
เกิดจากการที่โหลดเพิ่มสูงขึ้นอย่างรวดเร็วทำให้ความเร็วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตกลง ป้องกันได้โดยใช้รีเลย์ป้องกันความถี่ต่ำ ซึ่งจะใช้ควบคู่กับการตัดโหลด (Load Shedding) เพื่อให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากลับสู่สภาวะเดิม

#### 3.3.1.5 รีเลย์วัดมุมเฟส (Phase angle measuring, 78)

รีเลย์จะทำการวัดมุมเฟสเปรียบเทียบกับระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า ถ้าว่ามีมุมที่ต่างกันมากกว่าเกณฑ์ที่กำหนด รีเลย์ก็จะทำการสั่งทรูปเบรกเกอร์

#### 3.3.1.6 รีเลย์วัดอัตราการเปลี่ยนแปลงความถี่ (ROCOF, 81R)

รีเลย์วัดอัตราการเปลี่ยนแปลงความถี่หรือเรียก ROCOF ใช้วัดอัตราการเปลี่ยนแปลงความถี่ในกรณีที่การผลิตไม่สมดุลกับโหลด จะมีผลต่อความถี่ แต่การเปลี่ยนแปลงความถี่ที่เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นหรือลดลงเร็วเกินไปหมายถึงเกิดการหลุดการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า โดยทั่วไปแล้วจะตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ไว้ที่ 0.3 Hz/s, 0.4Hz/0.5s, 0.2Hz/s และต่ำสุดที่ 0.1Hz/s



รูปที่ 3.14 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างกำลังและความถี่

### 3.3.1.7 รีเลย์ป้องกันแรงดัน (Voltage relay, 27/59)

หลักการของ รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำ/แรงดันเกิน (Under/Over Voltage relay, 27/59)

ป้องกันแรงดันเกินหรือแรงดันตกตามเกณฑ์ที่กำหนดไว้ โดยทั่วไปกำหนดไว้ที่ ไม่มากกว่า 107% และไม่น้อยกว่า 80% ภายใน 3 วินาที มิฉะนั้นจะปลดวงจรออก

## บทที่ 4

### การตั้งค่ารีเลย์ป้องกันกระแสเกิน

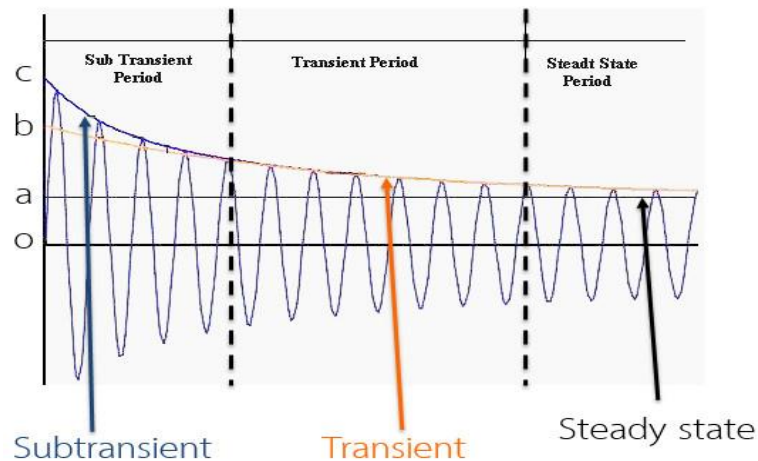
บทนี้จะอธิบายพื้นฐานสำคัญในการปรับตั้งค่าของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน การคำนวณหากระแสความผิดพลาด ค่าอิมพีแดนซ์ที่เกี่ยวข้อง เพื่อให้สามารถคำนวณหาค่ากระแสความผิดพลาดสำหรับตั้งค่ารีเลย์ได้แม่นยำมากขึ้น รวมถึงแนวคิดการป้องกันที่ปรับตัวได้

#### 4.1 การคำนวณกระแสความผิดพลาด

การคำนวณหากระแสความผิดพลาดเป็นสิ่งจำเป็นสำหรับการปรับตั้งค่ารีเลย์รวมถึงการเลือกขนาดที่เหมาะสมของอุปกรณ์ป้องกัน เช่น เบรกเกอร์ ฟิวส์ เป็นต้น การคำนวณหาค่ากระแสความผิดพลาดที่ถูกต้องและเหมาะสมจะทำให้เบรกเกอร์ทำงานได้อย่างรวดเร็วและจำกัดหรือแยกส่วนที่เกิดความผิดพลาดป้องกันความเสียหายที่จะเกิดขึ้น การเกิดความผิดพลาดแบ่งออกเป็น 2 รูปแบบ คือ (1) ความผิดพลาดแบบสมมาตร (Symmetrical fault) (2) ความผิดพลาดแบบไม่สมมาตร (Asymmetrical fault) และมีทั้งหมด 4 ประเภท ได้แก่ (1) ความผิดพลาดสามเฟส (Three phase fault) (2) ความผิดพลาดเฟสเดียวลงดิน (Single line to ground fault) (3) ความผิดพลาดสองเฟส (Double line fault) (4) ความผิดพลาดสองเฟสลงกราวด์ (Double line to ground fault) แต่สำหรับการตั้งค่ารีเลย์จะใช้การคำนวณหาค่ากระแสความผิดพลาดในกรณีที่เกิดความผิดพลาดแบบสามเฟสและเฟสเดียวลงกราวด์ โดยมีรายละเอียดในการคำนวณดังนี้

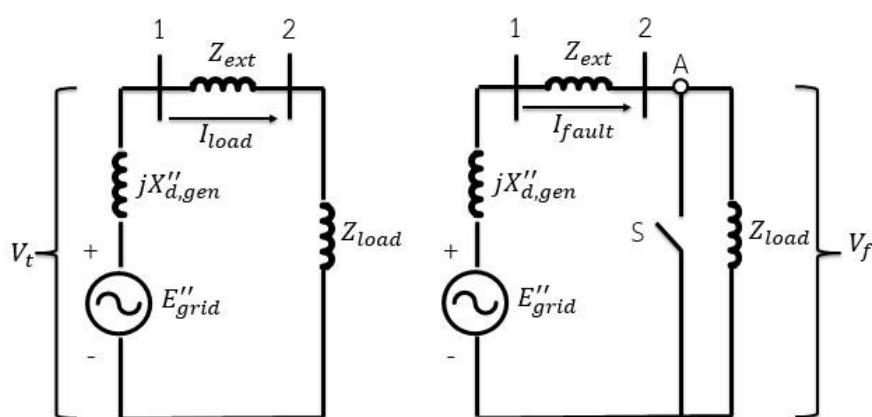
##### 4.1.1 การเกิดความผิดพลาดสามเฟส

การเกิดความผิดพลาดแบบสามเฟส (Three Phase Fault) จัดเป็นความผิดพลาดแบบสมมาตร มีโอกาสเกิดได้น้อยที่สุดแต่ก็ทำให้เกิดกระแสความผิดพลาดสูงสุด ดังนั้นการคำนวณหากระแสความผิดพลาดแบบสามเฟสจึงถูกใช้อยู่เสมอ



รูปที่ 4.1 รูปคลื่นกระแสลัดวงจรของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า [17]

จากรูปที่ 4.1 กระแสลัดวงจรของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะมีค่าสูงสุดในไซเคิลแรก และจะลดลงในอีก 2-3 ไซเคิลต่อมา จนกระทั่งเริ่มคงที่ในไซเคิลที่ 5 เมื่อเกิดการลัดวงจรที่เวลา 0 วินาที แรงดันจะสูงสุดและไม่มีผลของส่วนประกอบกระแสตรง (DC offset) หลังจากนั้นแรงดันจะค่อย ๆ ลดลงเพราะค่าฟลักซ์ที่ตกคร่อมช่องว่างอากาศ (Air gap) ลดลงจากผลของ ปฏิกริยาอาร์เมเจอร์ (Armature reaction) และผลของปฏิกริยาอาร์เมเจอร์ทำให้สามารถแบ่งกระแสลัดวงจรได้ออกเป็น 3 ช่วง ได้แก่ ช่วงซับทรานเซียนต์ (Subtransient state) ช่วงทรานเซียนต์ (Transient state) และช่วงคงตัว (Steady state) สำหรับการคำนวณเพื่อหาค่ากระแสความผิดพลาดจะสนใจในช่วงซับทรานเซียนต์หรือช่วง oc จากรูป เนื่องจากให้ค่ากระแสลัดวงจรสูงสุด และใช้เฉพาะกระแสในแนวแกนขั้วแม่เหล็ก ( $I_d$ ) ส่วนกระแสในแนวเดียวกับแรงดัน ( $I_q$ ) จะมีค่าน้อยมาก ค่าอิมพีแดนซ์ที่ใช้ในการคำนวณจะใช้เฉพาะค่ารีแอกแตนซ์ในแนวแกนขั้วแม่เหล็ก (Direct axis reactance) ในสภาวะซับทรานเซียนต์ ละเลยค่าความต้านทานทิ้งเพราะมีค่าน้อยมากเมื่อเทียบกับรีแอกแตนซ์



รูปที่ 4.2 วงจรสมมูลการก่อนและขณะเกิดความผิดพลาด

แรงดันภายในของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า  $E_g''$  จะสามารถหาได้จากสมการที่ 4.1

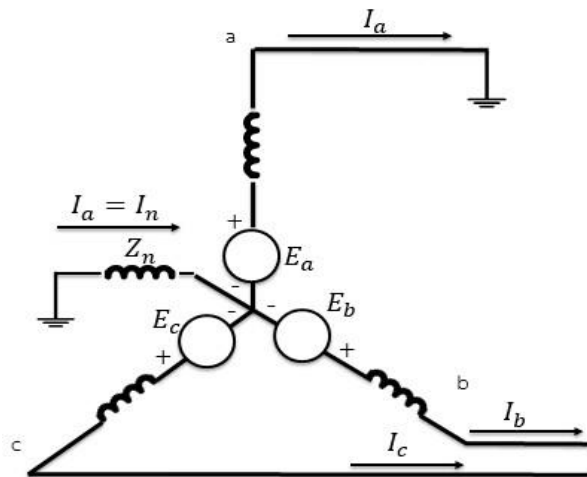
$$E_g'' = V_t + jI_{load}X_d'' \quad (4.1)$$

เมื่อเกิดความผิดปกติ จะสามารถหากระแสความผิดปกติได้จากสมการด้านล่าง

$$I_F = \frac{V_f}{Z_{ext} + j(X_{d,gen}'')} \quad (4.2)$$

#### 4.1.2 การเกิดความผิดปกติเฟสเดียวลงดิน

การเกิดความผิดปกติเฟสเดียวลงดิน (Single Line to Ground Fault) แม้ว่ากระแสลัดวงจรจะไม่รุนแรงเท่าการเกิดความผิดปกติแบบสามเฟส แต่ก็มีโอกาสที่เกิได้บ่อยกว่า และเกิดได้บ่อยกว่าความผิดปกติชนิดอื่น ๆ ในระบบจำหน่าย



รูปที่ 4.3 แสดงไดอะแกรมแสดงการเกิดความผิดปกติเฟสเดียวลงดิน

เมื่อเกิดความผิดปกติเฟสเดียวลงกราวด์ที่เฟส a ลำดับรีแอกแตนซ์ขั้วบวก ลำดับลบ และลำดับศูนย์จะต่ออนุกรมกันทั้งหมด สามารถแสดงได้ดังสมการที่ 4.3

$$\begin{aligned} V_a = 0 \quad I_b = 0 \quad I_c = 0 \\ I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} \end{aligned} \quad (4.3)$$

และ

$$I_a = 3I_{a1}$$

$I_{a1}$  สามารถหาได้จาก

$$I_{a1} = \frac{E_a}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (4.4)$$



## 4.2 การคำนวณหากระแสความผิดพลาดที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่าย

ในการคำนวณหาค่ากระแสความผิดพลาดเพื่อปรับตั้งค่ารีเลย์ให้มีความถูกต้อง ต้องคิด อิมพีแดนซ์ทุกตัวที่เกี่ยวข้อง สำหรับการเกิดความผิดพลาดในระบบจำหน่าย จะประกอบด้วย (1) อิมพีแดนซ์จากระบบไฟฟ้า (2) อิมพีแดนซ์จากหม้อแปลง (3) อิมพีแดนซ์จากสาย (4) อิมพีแดนซ์จาก เครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยมีรายละเอียดในการคำนวณดังต่อไปนี้

### 4.2.1 กระแสความผิดพลาดและอิมพีแดนซ์จากระบบไฟฟ้า

เนื่องจาก กฟภ. รับกระแสไฟฟ้าจาก กฟผ. ผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าซึ่งเป็นระบบไฟฟ้า ขนาดใหญ่ ดังนั้นโดยปกติแล้วกระแสความผิดพลาดที่เกิดขึ้นในระบบของ กฟภ. จึงมาจากโครงข่าย ไฟฟ้าดังกล่าว ในทางทฤษฎีจะถือว่าตั้งแต่จุดรับไฟฟ้านี้ขึ้นไปเป็นบัสอนันต์ (Infinite Bus) ที่มีค่า อิมพีแดนซ์สามารถประมาณว่าเท่ากับศูนย์ เมื่อเกิดความผิดพลาดซึ่งเกิดกระแสไหลเป็นอนันต์ (Infinity) เราสามารถคำนวณหาค่ากระแสความผิดพลาดและค่าอิมพีแดนซ์ได้จากสูตร

$$I_F = \frac{SCC}{\sqrt{3}V} \quad (4.5)$$

$$Z_S = \frac{V^2}{SCC} \quad (4.6)$$

เมื่อ SCC คือค่า Short Circuit Capacity (MVA)

V คือแรงดัน (kV)

$Z_S$  คือค่าอิมพีแดนซ์ของระบบ ( $\Omega$ )

$I_F$  คือกระแสความผิดพลาด (kA)

### 4.2.2 อิมพีแดนซ์จากหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง

ไฟฟ้าที่ กฟภ. รับ จาก กฟผ. นั้นส่วนใหญ่จะเป็นแรงดันสูง 500 หรือ 115 kV ซึ่ง กฟภ. จะทำ การลดระดับแรงดันลงให้เป็นแรงดันปานกลาง 22, 33 kV ผ่านหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง ในการ คำนวณหาอิมพีแดนซ์ของหม้อแปลง สามารถทำได้ดังสมการ

$$Z_{Tr} = \frac{\%Z_k \times V_L^2}{S_{Tr} \times 100} \quad (4.7)$$

จากการทดสอบการลัดวงจร

$$R_{Tr} = \frac{P_{cu,loss}}{3 \times (I_{F,Tr})^2} \quad (4.8)$$

$$X_{Tr} = \sqrt{Z_{Tr}^2 - R_{Tr}^2} \quad (4.9)$$

โดยที่

$Z_{Tr}$  คือ อิมพีแดนซ์ของหม้อแปลงไฟฟ้า ( $\Omega$ )

$R_{Tr}$  คือ ความต้านทานของหม้อแปลงไฟฟ้า ( $\Omega$ )

$X_{Tr}$  คือ รีแอกแตนซ์ของหม้อแปลงไฟฟ้า ( $\Omega$ )

$V_L$  คือ แรงดันไฟฟ้าด้านทุติยภูมิของหม้อแปลงไฟฟ้า (kV)

$P_{cu,loss}$  คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียในขดลวดของหม้อแปลงไฟฟ้า (kW)

ค่า  $P_{cu,loss}$  ดูได้จากมาตรฐาน UNEL 21001-74 และ DIN 42500

$S_{Tr}$ (kVA)	$P_{cu,loss}$ (W)
50	1100
100	1750
160	2350
250	3250
400	4600
630	6500

ตารางที่ 4.1 ค่ากำลังสูญเสียของหม้อแปลงที่ขนาดต่าง ๆ ตามมาตรฐาน UNEL 21001-74 [24]

#### 4.2.3 อิมพีแดนซ์ในสายไฟแรงสูง

ในสายไฟฟ้ามียิมพีแดนซ์ที่ประกอบด้วยค่าความต้านทานและความเหนี่ยวนำ เมื่อสายไฟมีระยะทางไกลมากเท่าไรห้ค่าอิมพีแดนซ์นี้ย่อมมีค่ามากขึ้นตามไปด้วย อีกทั้งสายแต่ละชนิดเองก็มีค่าของอิมพีแดนซ์ที่แตกต่างกันออกไป ดังนั้นการคำนวณที่ถูกต้องจึงต้องคำนึงถึงชนิดของสายที่ใช้ขนาดสายและความยาว ซึ่งค่าอิมพีแดนซ์ต่อระยะทางสามารถดูได้จากผู้ผลิต

สายไฟแรงสูงที่นิยมใช้ในปัจจุบันแบ่งได้เป็น 2 ประเภท ได้แก่

##### 1) สายเปลือย

- สายอะลูมิเนียมตีเกลียวเปลือย (AAC).
- สายอะลูมิเนียมผสม (AAAC)

- สายอะลูมิเนียมแกนเหล็ก (ACSR)
- 2) สายหุ้มฉนวน
  - สาย Partial Insulated Cable (PIC)
  - สาย Space Aerial Cable (SAC)
  - สาย Preassembly Aerial Cable
  - สาย Cross-linked Polyethylene (XLPE)

#### 4.2.4 อิมพีแดนซ์จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ผลของการมีแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า ทำให้กระแสความผิดพลาดในวงจรนั้นเพิ่มสูงขึ้น ดังนั้นการคำนวณเพื่อตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันที่ถูกต้องจึงต้องรวมเอากระแสความผิดพลาดที่เกิดจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าด้วย โดยจะใช้ค่าชั้บทรานเซียนส์รีแอคแตนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ( $X_d''$ ) ใช้ในการคำนวณ

จากข้อ 4.2.1 ถึง 4.2.4 สามารถหาค่ากระแสความผิดพลาดในระบบจำหน่ายที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวเชื่อมต่อ ได้ดังสมการ

$$I_F = I_{F,sys} + I_{F,gen} \quad (4.10)$$

$$I_F = \frac{MVA}{(Z_S + Z_{Tr} + Z_{line}) + Z_{gen}} \quad (4.11)$$

#### 4.2.5 การประสานการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน

ในการจัดลำดับการทำงานของรีเลย์ (Protection Coordination) สิ่งที่ต้องคำนึงถึงคือ ค่า Coordination Time Interval หรือค่า CTI ซึ่งหมายถึงผลต่างเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันหลัก (Primary Protection) เวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันสำรอง (Back up Protection) โดยที่เวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันสำรองจะต้องถูกหน่วงเวลาให้ช้ากว่าอุปกรณ์ป้องกันหลักในเวลาที่เหมาะสม

$$CTI \leq t_b - t_p \quad (4.12)$$

โดย

$t_p$  เวลาทำงานของอุปกรณ์ป้องกันหลัก (วินาที)

$t_b$  เวลาทำงานของอุปกรณ์ป้องกันสำรอง (วินาที)

$$0.3 \leq CTI \leq 0.5$$

ค่า CTI ที่มากเกินไปจะทำให้เกิดความเสียหายต่ออุปกรณ์หรือเกิดพื้นที่ไฟดับมากขึ้น เมื่ออุปกรณ์ป้องกันหลักไม่ทำงาน ส่วนค่า CTI ที่น้อยเกินไปจะทำให้อุปกรณ์ป้องกันสำรองทำงานก่อนหรือพร้อมกันกับอุปกรณ์ป้องกันหลัก เกิดการตัดวงจรมากกว่าความจำเป็น

รีเลย์ในอดีตอย่าง Static relay และ Electro mechanic relay จะทำงานได้ช้ากว่ารีเลย์ในปัจจุบันที่เป็น ไมโครโพรเซสเซอร์รีเลย์ (Microprocessor relay) เนื่องจากมีการพิจารณาเวลาโอเวอร์ชูต (Overshoot) และค่าความผิดพลาดของหม้อแปลงวัดกระแสของรีเลย์ ค่า CTI จึงถูกกำหนดให้มีค่าอยู่ระหว่าง 0.3-0.5 วินาที แต่รีเลย์ในปัจจุบันนี้มีค่าโอเวอร์ชูตและค่าความผิดพลาดของเครื่องมือวัดที่น้อยมาก ทำให้ค่า CTI ของรีเลย์ปัจจุบันมีค่าอยู่ระหว่าง 0.25-0.4 วินาที แต่อย่างไรก็ตามเนื่องจากรีเลย์ที่ใช้ในระบบจำหน่ายของ กฟภ. ยังคงมีการใช้รีเลย์แบบเก่าอยู่ ถึงแม้ว่าจะเหลือน้อยลงมาก ทำให้หลักเกณฑ์การกำหนดค่า CTI ของ กฟภ. อยู่ที่ 0.3 วินาที ซึ่งวิทยานิพนธ์นี้จะยึดตามหลักเกณฑ์ดังกล่าว

#### 4.3 การป้องกันที่ปรับตัวได้

จากผลกระทบต่อระบบป้องกันของการเข้ามาเชื่อมต่อของแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัว ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของกระแสความผิดพลาด ส่งผลกระทบต่อการทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน และกรณีที่จ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด ค่าของกระแสความผิดพลาดมีค่าแตกต่างกับตอนที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้ามาก ดังที่ได้กล่าวไปแล้วในบทที่ 2 ทำให้มีงานวิจัยหลายงานที่พยายามแก้ปัญหาการใช้วิธีต่าง ๆ ดังนี้

- 1) การใช้รีเลย์ระยะทาง (Distance relay) แทนรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน
- 2) การใช้ตัวจำกัดกระแสความผิดพลาด (Fault Current Limiter, FCL)
- 3) การให้ระบบป้องกันของแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวทำงานก่อน
- 4) การจำกัดขนาดและจำนวนแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวในวงจร
- 5) การติดตั้งอุปกรณ์ตัดตอนและป้องกันให้มากขึ้นในวงจร
- 6) เพิ่มความสามารถในการทนต่อสถานะแรงดันตกชั่วขณะ (Fault Ride Through) สำหรับแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวที่ใช้อินเวอร์เตอร์
- 7) การควบคุมกระแสความผิดพลาดด้วยการใช้สวิตช์โซลิดสเตต (Solid-state-switch-based field discharge circuit)

## 8) การใช้รูปแบบการป้องกันแบบปรับตัวได้ (Adaptive protection schemes)

นอกจากนี้วิธีการใช้การป้องกันที่ปรับตัวได้ ซึ่งเป็นวิธีที่ได้รับความนิยมเนื่องจากประสิทธิภาพในการแก้ปัญหา ต้นทุนที่ต่ำกว่า และสอดคล้องกับโครงสร้างของระบบป้องกันและระบบสื่อสารที่ กฟภ. มีอยู่เดิม โดยการป้องกันแบบปรับตัวได้นั้นสามารถแบ่งแยกตามวิธีในการคำนวณค่าปรับตั้งได้ 2 วิธีดังนี้

- 1) การป้องกันแบบปรับตัวได้ที่ถูกเตรียมไว้ก่อน (Pre-calculated setting groups)
- 2) การป้องกันแบบปรับตัวได้ที่คำนวณทันที (Online calculation technique)

### 4.3.1 การป้องกันแบบปรับตัวได้ที่ถูกเตรียมไว้ก่อน

ความสามารถของอุปกรณ์ป้องกันในปัจจุบันสามารถที่จะเก็บกลุ่มค่าปรับตั้งไว้ได้ จำนวนกลุ่มที่เก็บได้มีประมาณ 2-4 กลุ่ม หรือขึ้นอยู่กับรุ่นและผลิตภัณฑ์ ด้วยความสามารถนี้จึงมีการนำมาประยุกต์เพื่อแก้ไขปัญหาของการป้องกันในไมโครกริด

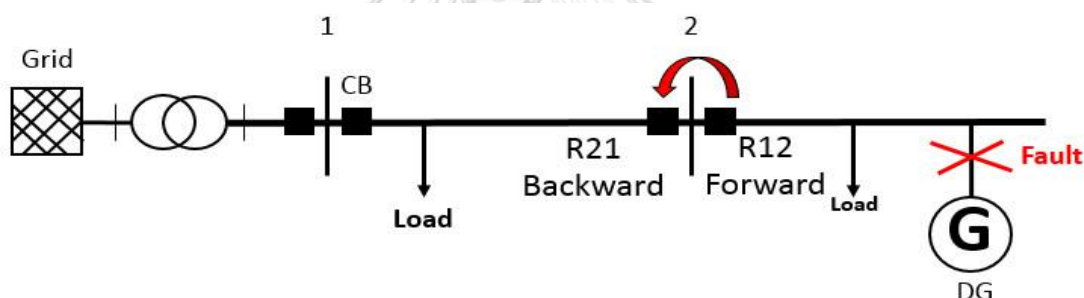
งานวิจัยเรื่อง “Adaptive Protection and Microgrid Control Design for Hailuoto Island” [25] นำเสนอ เรื่องการนำรีเลย์ที่ปรับตัวได้ (Adaptive Protection) ไปใช้จริงในไมโครกริดที่เกาะ Hailuoto ประเทศฟินแลนด์ และการออกแบบตัวควบคุมสำหรับไมโครกริด ส่วนที่น่าสนใจคือ การเลือกใช้ค่าปรับตั้งตามกลุ่มที่ถูกกำหนดไว้ก่อน (Pre-calculated setting groups) แต่ละกลุ่มค่าปรับตั้งจะถูกคำนวณตามการเปลี่ยนแปลงของระบบจำหน่ายที่สามารถเปลี่ยนไปได้ กลุ่มการป้องกันที่ปรับเปลี่ยนค่าได้นี้ไม่ใช่แค่เฉพาะรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน แต่ยังรวมถึงรีเลย์แรงดันและควบคุมการเปิดปิดการทำงานของรีเลย์อื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง เมื่อเกิดการเปลี่ยนแปลงในระบบเปลี่ยนไปอยู่ในโหมดต่าง ๆ เช่น โหมดเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า โหมดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด อุปกรณ์ IED จะส่งสัญญาณให้กับชุดควบคุม (Grid Automation Controller) เพื่อเปลี่ยนกลุ่มของค่าปรับตั้งให้เหมาะสมกับโหมดนั้น ๆ บทความนี้ได้แสดงให้เห็นว่าการปรับเปลี่ยนค่าปรับตั้งตามที่ได้เสนอและไม่ทำให้เกิดการรบกวนขณะมีการเปลี่ยนโหมด

อย่างไรก็ตามการเปลี่ยนค่าปรับตั้งแต่ละครั้งจะต้องอาศัยระบบสื่อสารในการสั่งการ หากมีจำนวนมากจะยิ่งซับซ้อนและใช้ต้นทุนสูงซึ่งไม่เหมาะกับระบบขนาดใหญ่ และการขยายระบบจำหน่ายหรือการมีแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวเข้ามาต่อเพิ่มจะทำให้ต้องใช้กลุ่มค่าของปรับตั้งเพิ่มขึ้นจนหน่วยความจำของอุปกรณ์ป้องกันไม่เพียงพอได้

### 4.3.2 การป้องกันแบบปรับตัวได้ที่คำนวณทันที

#### 4.3.2.1 การป้องกันแบบปรับตัวได้ที่คำนวณทันทีแบบไม่ใช้ระบบสื่อสาร

งานวิจัยเรื่อง “A Simple Adaptive Overcurrent Protection of Distribution Systems with Distributed Generation” [26] นำเสนอเรื่องการป้องกันที่ปรับตัวได้ โดยวิธีใช้ข้อมูลเฉพาะที่ (Local Information) การทำงานจะแบ่งออกเป็นสองส่วนคือที่ตรวจจับกระแสผิดปกติและตรวจที่ตรวจจับการเชื่อมต่อและปลดออกของแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวด้วยการใช้อัลกอริทึม State detection ในการตรวจหาสถานะการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด และสถานะการเชื่อมต่อกลับ (Resynchronization) การเปลี่ยนค่าปรับตั้งในรีเลย์จะอาศัยการเชื่อมต่อของแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวควบคู่ไปกับการระบุโซนที่เกิดความผิดปกติ โดยรีเลย์จะเก็บค่ากระแสความผิดปรกติกับเวลาการทำงานของทุกบัสหลังตัวมัน (Downstream) เพราะฉะนั้นถ้าบัสใดบัสหนึ่งเกิดความผิดปกติ รีเลย์จะรู้ว่ามิแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวที่รีเลย์ป้องกันแล้วจะส่งสัญญาณให้รีเลย์ตัวอื่น ๆ ที่อยู่ก่อนถึงตัวมัน (Upstream) เพื่อให้เปลี่ยนค่าปรับตั้ง



รูปที่ 4.4 วงจรแสดงการทำงานอย่างง่ายของการป้องกันที่เปลี่ยนค่าได้ [26]

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

จากรูปที่ 4.4 สามารถอธิบายการทำงานของการทำงานของการป้องกันที่เปลี่ยนค่าได้ ได้ดังนี้ กำหนดให้ บัส 2 มีรีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทาง โดยที่ R12 มองไปด้านหน้า และ R21 มองย้อนกลับไปที่ด้านหลัง ค่าปรับตั้งกลุ่มที่ 1 (Setting Group 1) คือสถานะที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวเชื่อมต่อ ค่าปรับตั้งกลุ่มที่ 2 (Setting Group 2) คือสถานะที่ไม่มีแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวเชื่อมต่อ เมื่อเกิดความผิดปกติที่ทำให้แหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวหลุดจากการเชื่อมต่อ R12 จะทำงานและส่งสัญญาณเพื่อให้ R21 เปลี่ยนค่าปรับตั้งเป็นกลุ่มที่ 2 ที่ไม่มีแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวเชื่อมต่อ การคำนวณเวลาการทำงานของรีเลย์ รีเลย์แต่ละตัวจะจัดเก็บเวลาการทำงานของรีเลย์ด้านหน้าทั้งหมด เมื่อรีเลย์เห็นกระแสที่สูงกว่าค่าปรับตั้ง มันจะทำงานและเริ่มนับเวลาจนกระแสต่ำกว่าค่าปรับตั้ง แสดงว่าความผิดปกติหายไป รีเลย์จะคำนวณเวลาที่ใช้ในการกำจัดความผิดปกติ เวลารวมตั้งแต่หน้าคอนแทกปิดจนเบรกเกอร์เปิดจะถูกกลบด้วยเวลาที่ใช้ในการกำจัดความผิดปกติ จะได้เวลาทำงานของรีเลย์

ผลลัพธ์ของงานวิจัยนี้ได้แสดงให้เห็นถึงประสิทธิภาพของการใช้การป้องกันที่ปรับตัวได้ที่ไม่ใช้ระบบสื่อสารแต่ใช้เพียงข้อมูลเฉพาะเนื่องจากสอดคล้องกับปรัชญาการป้องกัน และเป็นแนวคิดที่ไม่ซับซ้อน ที่ซึ่งได้จากการวัดกระแสและแรงดันด้วย CT, VT ในการปรับเปลี่ยนค่าปรับตั้ง นอกจากนี้ยังสามารถระบุโซนที่เกิดความผิดปกติได้ด้วย

ข้อเสียวิธีการนี้คือ อัลกอริทึมจะใช้กระแสจากแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวเป็นตัวอ้างอิงเพื่อตรวจจับสถานะ จึงมีแค่เพียง 2 โหมตการทำงานและเหมาะสมที่ไม่มีมีความซับซ้อน แต่ไม่เหมาะกับระบบมีอุปกรณ์ป้องกันและอุปกรณ์ตัดตอนมากเพราะให้ประสิทธิภาพได้ไม่เต็มที่

#### 4.3.2.2 การป้องกันแบบปรับตัวได้ที่คำนวณทันทีแบบใช้ระบบสื่อสาร

การป้องกันแบบปรับตัววิธีนี้จะพึ่งพาระบบสื่อสารเพื่อคำนวณหาค่าปรับตั้ง รับรู้สถานะในระบบ และสั่งการอุปกรณ์ป้องกัน เป็นต้น ตัวอย่างของสัญญาณได้แก่ ขนาดของเฟสเซอร์มูมของแรงดันและกระแสจาก Phase Measurement Unit, PMU สื่อสารกับอุปกรณ์ป้องกันที่ผ่านโพรโตคอลต่าง ๆ เช่น IEC61850, DNP3, Modbus เป็นต้น

งานวิจัยเรื่อง “Development of Adaptive Protection Scheme for Distribution Systems With High Penetration of Distributed Generation” [27] นำเสนอวิธีการแก้ปัญหาด้วยการคำนวณหาค่าปรับตั้งของรีเลย์ด้วยการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าและค่ากระแสลัดวงจรจากกระแสและแรงดันที่ได้รับจาก PMU เมื่อเกิดการเปลี่ยนแปลงใด ๆ ในวงจร

วิธีการนี้มีจุดอ่อนในเรื่องของประสิทธิภาพที่แปรผันตามจำนวนของแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัว หากมีจำนวนของแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวที่น้อยเกินไปจะทำให้ความสามารถในการตรวจจับความผิดปกติลดลง ดังนั้นจึงเหมาะกับระบบจำหน่ายที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวอยู่เป็นจำนวนมาก นอกจากนี้วิธีการนี้ต้องใช้เครื่องมือวัดที่มีความละเอียดสูงอย่าง PMU มาเพื่อลดความผิดพลาดที่อาจเกิดจากการลัดวงจรผ่านความต้านทานสูง

งานวิจัยเรื่อง “An Adaptive Overcurrent Protection Scheme for Distribution Networks” [6] นำเสนอการป้องกันแบบปรับตัวได้ที่สอดคล้องกับ Active Network Management, ANM แนวคิดของงานวิจัยนี้ค่าปรับเดิมจะถูกปรับเทียบกับค่าปรับตั้งใหม่ ถ้าค่าปรับตั้งใหม่ให้ผลลัพธ์ของเวลาทำงานที่ต่ำกว่าจะถูกเลือกและแทนที่ค่าปรับตั้งเดิม ผลการทดสอบแสดงให้เห็นเวลาการทำงานที่น้อยกว่า 1 วินาที จาก 7.15% ถึง 1.81% ของการจำลองทั้งหมด เมื่อเปรียบเทียบกับรีเลย์ปกติแบบ ยังแสดงให้เห็นถึง Selectivity และ Sensitivity ที่ดีกว่า และมีความยืดหยุ่นกว่ารีเลย์ที่ปรับตัวได้เองแบบอื่น ๆ

วิธีการนี้มีจุดอ่อนตรงที่จำเป็นต้องใช้ระบบสื่อสาร เมื่อระบบสื่อสารขัดข้องจะทำให้ไม่สามารถเปลี่ยนกลุ่มค่าปรับตั้งของรีเลย์ได้ และขั้นตอนที่เพิ่มขึ้นการคำนวณหาค่าปรับตั้งที่มีการเปรียบเทียบกับค่าปรับตั้งใหม่





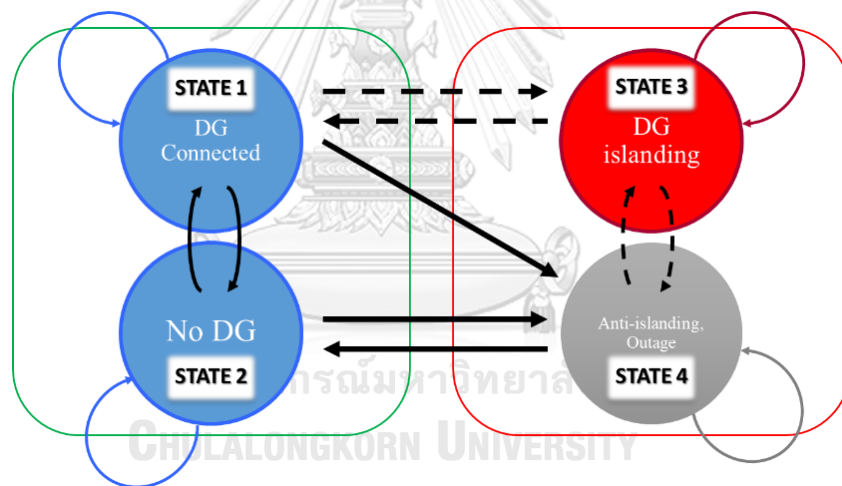
## บทที่ 5

### การออกแบบการป้องกันกระแสเกินที่ปรับตัวได้สำหรับไมโครกริดในระบบจำหน่าย

ปัญหาของการป้องกันกระแสเกินที่มีผลกระทบจากแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัว การจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด ได้ถูกนำเสนอในบทที่ 2 วิธีการแก้ปัญหาของงานวิจัยในอดีตได้กล่าวแล้วในบทที่ 4 ในบทนี้จะเสนอการออกแบบระบบป้องกันสำหรับไมโครกริดโดยใช้การป้องกันที่ปรับตัวได้ (Adaptive protection) ซึ่งเป็นการประยุกต์จากงานวิจัยที่ได้กล่าวแล้วเพื่อที่จะสามารถป้องกันระบบจำหน่ายและไมโครกริดในระบบจำหน่าย

หลักการสำคัญของอัลกอริทึมของการป้องกันที่ปรับตัวได้ในวิทยานิพนธ์นี้จะเน้นที่การระบุสถานะการจ่ายไฟฟ้า ขอบเขตการจ่ายไฟฟ้าและการเปลี่ยนค่าปรับตั้ง ซึ่งจะกล่าวต่อไปในบทนี้

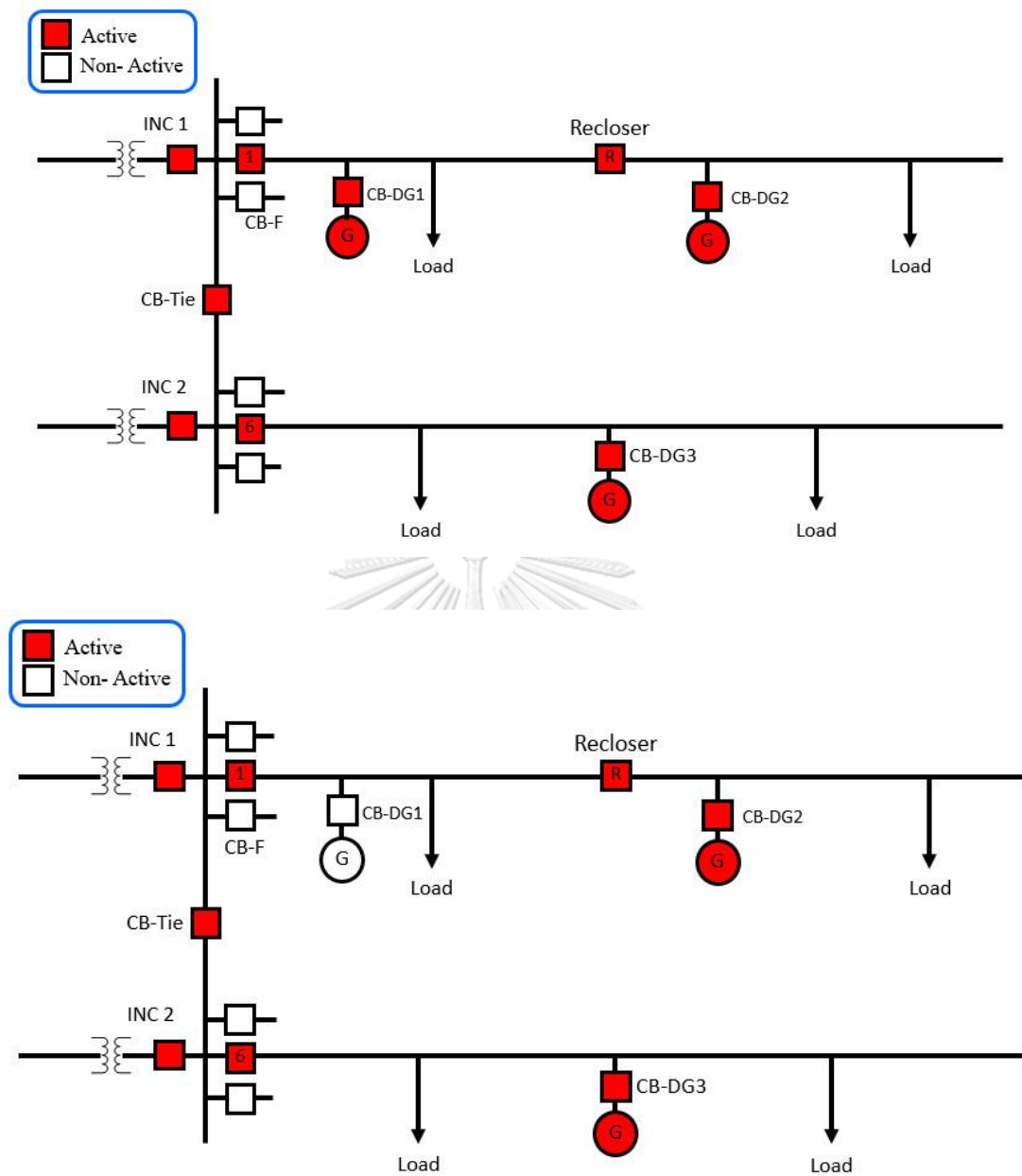
#### 5.1 สถานะของการจ่ายไฟฟ้า



รูปที่ 5.1 แผนภาพสถานะแสดงสถานะจ่ายไฟฟ้า

สถานะการจ่ายไฟฟ้าเมื่อยึดตามการมีอยู่ของแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวและการเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าหลัก สามารถแบ่งได้เป็น 4 สถานะ ได้แก่

1) สถานะที่ 1 เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าหลัก (DG connected) เป็นสถานะที่แหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวเชื่อมต่ออยู่กับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า



รูปที่ 5.2 สถานะเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ในวงจรสายป้อนที่พิจารณาที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวมากกว่าหนึ่ง แม้ว่าตัวใดตัวหนึ่งปลดการเชื่อมต่อออกไปจะยังคงถือว่าเป็นสถานะสถานะเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าอยู่ ตัวอย่างดังรูปที่ 5.2 ล่าง เมื่อกำลังพิจารณาวงจรที่ 1

2) สถานะที่ 2 ไม่ได้เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าหลัก (No DG connected) สถานะที่ไม่มีแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวใดเชื่อมกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า

3) **สถานะที่ 3 การจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding)** สถานะที่แหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวจ่ายไฟฟ้าเพื่อเลี้ยงโหลดในวงจรสายป้อนที่เชื่อมต่ออยู่โดยที่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ตัดการจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า

4) **สถานะที่ 4 ป้องกันการเกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด หรือสถานะไฟฟ้าขัดข้อง (Anti-islanding, Outage)** สถานะที่ไม่มีการจ่ายไฟฟ้าใด ๆ จากการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าและแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัว หรือเกิดไฟฟ้าดับนั่นเอง

### การเปลี่ยนสถานะจ่ายไฟฟ้า

การเปลี่ยนสถานะในปัจจุบัน จากรูปที่ 5.1 สถานะเชื่อมต่อบริเวณโครงข่ายไฟฟ้าจะเปลี่ยนไปสู่สถานะไม่ได้เชื่อมต่อบริเวณโครงข่ายไฟฟ้าสถานะที่ 1 ไป สถานะที่ 2 ( $1 \rightarrow 2$ ) คือการปลดการเชื่อมต่อของแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวทุกตัว ในทางกลับกันการเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าของแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวก็เป็นการเปลี่ยนจากสถานะที่ 2 มาเป็นสถานะที่ 1 ( $2 \rightarrow 1$ ) ขณะที่อยู่ในสถานะที่ 1 หรือ 2 มีโอกาสที่จะเปลี่ยนไปอยู่ในสถานะที่ 3 ได้โดยการดับไฟฟ้าแบบมีแผน (Planned outage) เช่น การดับไฟฟ้าเพื่อปฏิบัติงานของการไฟฟ้า ( $1 \rightarrow 3$ ) และการเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้า ( $2 \rightarrow 4$  หรือ  $1 \rightarrow 4 \rightarrow 3$ ) ในวิทยานิพนธ์นี้จะขอเรียกการดับไฟฟ้าแบบมีแผนว่าเป็น การจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดแบบเจตนา (Intentional islanding) และการเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้าเป็น การจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดแบบไม่เจตนา (Unintentional islanding)

อย่างไรก็ตามในปัจจุบันนั้นมีเพียงแค่ 3 สถานะเท่านั้นคือ 1, 2 และ 4 เนื่องจากการไม่อนุญาตให้เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดของการไฟฟ้า ทำให้เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นในระบบแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวจะต้องหลุดออกจากระบบทุกครั้งด้วยการทำงานของรีเลย์กลุ่มป้องกันการเกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด แหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวจะสามารถเชื่อมต่อได้อีกครั้งเมื่อระบบกลับมาอยู่ที่สถานะที่ 2 วิทยานิพนธ์นี้จึงหาทางแก้ปัญหาการเข้าสู่สถานะที่ 3 ซึ่งมี 2 เส้นทางคือ (1)  $1 \rightarrow 3$  และ (2)  $1 \rightarrow 4 \rightarrow 3$  ดังที่ได้กล่าวไปแล้ว ด้วยวิธีการที่จะได้กล่าวในหัวข้อถัดไป

## 5.2 การเปลี่ยนแปลงเพื่อให้สามารถจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดได้

จากหัวข้อที่ผ่านมาเราจะไม่สามารถเปลี่ยนสถานะของการจ่ายไฟฟ้าให้เข้าสู่สถานะที่ 3 ได้เนื่องจากปัญหาของรีเลย์กลุ่มป้องกันการเกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด และปัญหาของ

ทิศทางการไหลของกระแสในวงจรที่ไหลได้สองทางที่มาจากเครื่องมืออยู่ของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในวงจรสายป้อนนั้น ในหัวข้อนี้จึงเสนอวิธีการแก้ไขเพื่อให้สามารถเข้าสู่สถานะที่ 3 ได้ ซึ่งมี 2 เรื่องดังต่อไปนี้

### 5.2.1 การปิดการทำงานของรีเลย์กลุ่มป้องกันระบบไฟฟ้าแยกโดด

ตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อฯ จะป้องกันการเกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดอย่างแน่นหนาด้วยรีเลย์ป้องกันการเกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด ซึ่งได้แก่

1. รีเลย์ตรวจสอบภาวะซิงโครไนซ์ (25)
2. รีเลย์ห้ามปิดวงจร (68)
3. รีเลย์ความถี่ (81O, 81U)
4. รีเลย์แรงดัน (27, 59)
5. รีเลย์วัดความต่างมุมเฟส (78)
6. รีเลย์วัดอัตราการเปลี่ยนแปลงความถี่ (81R)

รีเลย์เหล่านี้มีความไวในการตรวจจับการเกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด ใน [28] ได้แสดงให้เห็นว่าเครื่องมืออยู่ของรีเลย์ป้องกันการเกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดขัดขวางการเข้าสู่สถานะที่ 3 นอกจากนี้ ยังได้แสดงให้เห็นว่ารีเลย์บางตัวไม่จำเป็นต้องทำงานตลอดในทุกสถานะและเมื่อมีการปิดรีเลย์บางตัวสามารถทำให้เข้าสู่สถานะที่ 3 ได้ ซึ่งแสดงได้ตามตารางที่ 5.1

State		CB-F	CB-DG		
From	To	Synch Check (25)	Synch Check (25)	Blocking (68)	Detect Islanding (81,27,59,78,81R)
1	2	1	0	1	X
2	1	1	1	1	X
2	4	X	X	0	X
4	2	1	X	1	X
1	3	X	0	0	2
3	1	1	1	1	X
3	4	X	X	0	X
1	4	X	X	1	1
4	3	X	0	0	2

ตารางที่ 5.1 คำสั่งเพื่อเปลี่ยนเข้าสู่สถานะต่าง ๆ

ตัวอย่างจากตารางที่ 5.1 การเปลี่ยนเพื่อเข้าสู่สถานะที่ 3 จะมีเส้นทางที่สามารถนำเข้าสู่สถานะที่ 3 ได้ 2 เส้นทางคือ (1)  $1 \rightarrow 3$  และ (2)  $1 \rightarrow 4 \rightarrow 3$  โดยที่ X แทนการไม่สนใจสถานะของรีเลย์ 1 แทนรีเลย์ที่ทำงานอยู่ 0 แทนรีเลย์ที่ถูกปิดการทำงาน ทั้งสองเส้นทางอธิบายได้ดังนี้

1) เส้นทางเปลี่ยนสถานะจาก 1 ไป 3 ไม่สนใจสถานะของรีเลย์ตรวจสอบภาวะชิ่งโครโนซ์ที่สถานี สั่งปิดการทำงานของรีเลย์ตรวจสอบภาวะชิ่งโครโนซ์และรีเลย์ตรวจสอบแรงดันป้องกันการปิดวงจรอัตโนมัติที่แหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัว และสุดท้ายคือการปรับเปลี่ยนรีเลย์กลุ่มตรวจจักระบบไฟฟ้าแยกโดดให้พร้อมเข้าสู่สถานะการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด

2) เส้นทางเปลี่ยนสถานะจาก 1 ไป 4 และ 3 ตามลำดับ การทำงานของชิ่งโครโนซ์รีเลย์จะไม่มีผลทำให้เป็น X ได้ แต่รีเลย์ตรวจสอบแรงดันป้องกันการปิดวงจรอัตโนมัติ และรีเลย์กลุ่มตรวจจักระบบไฟฟ้าแยกโดดที่แหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวจะถูกสั่งให้เปิดการทำงานเพื่อป้องกันความผิดพลาดในการจ่ายไฟฟ้าในขณะที่ความผิดพลาดยังไม่ถูกกำจัดออกไป เมื่ออุปกรณ์ป้องกันในระบบทำงานเพื่อแยกจุดที่เกิดความผิดพลาดออกแล้วเรียบร้อย จะสามารถเปลี่ยนเข้าสู่สถานะที่ 3 ได้โดยการใช้แหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวจ่ายไฟฟ้าให้กับโหลดส่วนที่เหลือ และคำสั่งที่ใช้ในการเปลี่ยนสถานะเช่นเดียวกันเส้นทาง  $1 \rightarrow 3$

ด้วยการกำหนดการประสานการทำงานของรีเลย์ป้องกัน [28] ได้พิสูจน์ให้เห็นว่าแนวคิดตามตารางที่ 5.1 สามารถทำให้เข้าสู่สถานะที่ 3 ได้จริง

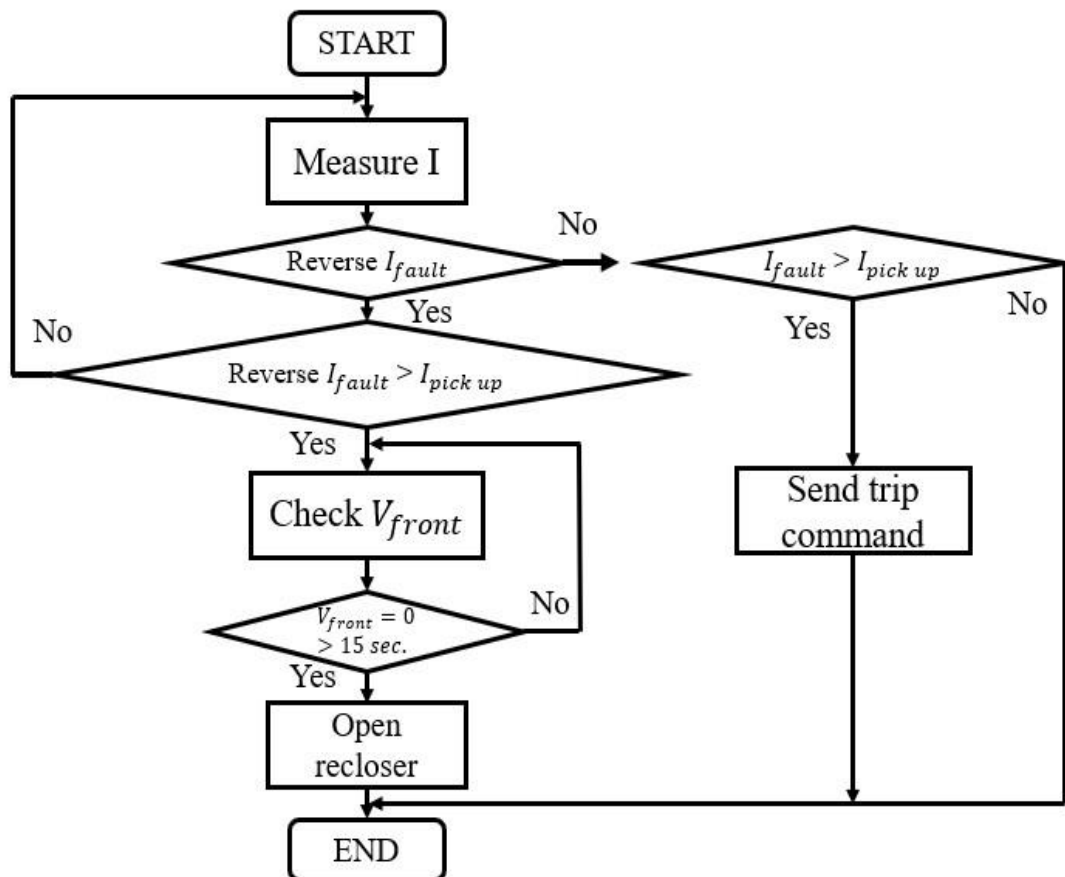
ในปัจจุบันความไม่ชัดเจนของการไฟฟ้าที่ต้องการให้มีการอนุญาตจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด และจากเหตุผลสำหรับเป็นการป้องกันสำรองกรณีเกิดความผิดพลาด จึงทำให้ต้องทำการปรับเปลี่ยนแทนที่จะยกเลิกรีเลย์ป้องกันการเกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดเหล่านี้ วิทยานิพนธ์นี้จะใช้สมมติฐานว่ามีปิดการทำงานของรีเลย์ป้องกันการเกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด รายละเอียดดังจะกล่าวต่อไป

## 5.2.2 การปรับปรุงรีโคลสเซอร์เพื่อรองรับการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด

แหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวที่เข้ามาเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายมากขึ้นทำให้เกิดกระแสไฟฟ้าไหลได้ 2 ทาง รีโคลสเซอร์จึงจำเป็นที่จะต้องปรับปรุงความสามารถตามเช่นกัน ด้วยการเปลี่ยนรีโคลสเซอร์เป็นแบบตรวจจักระแสได้สองทิศทาง (Bi-directional) ซึ่งสามารถทำงานได้เมื่อเห็นกระแสผิดพลาดในทิศทางที่ตรงกันข้าม นอกจากนี้เพื่อให้รองรับการเกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด รีโคลสเซอร์ควรมีความสามารถพิเศษด้วยการทริปตัวเองออกเมื่อเกิดความผิดพลาด

ถาวรก่อนถึงตัวมันเอง ซึ่งสามารถทำได้โดยการวัดแรงดันก่อนถึงรีโกลสเซอร์ โดยวิธีการแสดงดังรูปที่ 5.3

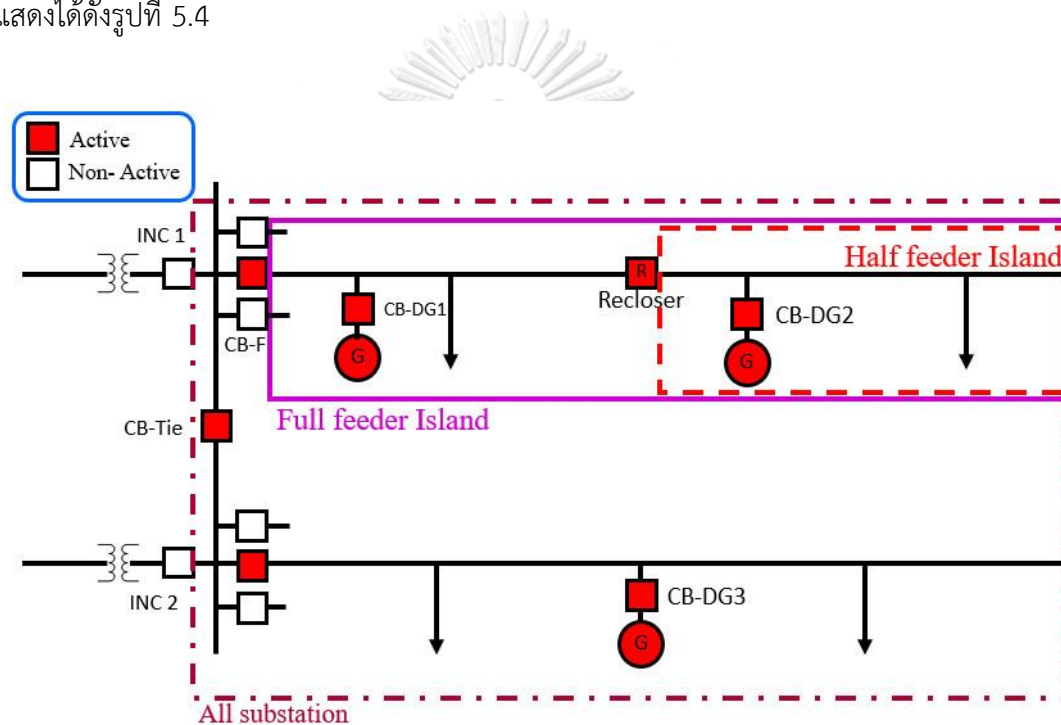
โดยปกติรีโกลสเซอร์จะตรวจวัดกระแสที่ไหลผ่านตัวมัน ถ้าเกิดความผิดปกติขึ้นกระแสที่ผ่านไหลจะมากกว่าค่าปรับตั้ง แล้วรีเลย์จะสั่งทริบเบรกเกอร์ แต่ในกรณีที่เกิดความผิดปกติก่อนถึงรีโกลสเซอร์จะเกิดกระแสไหลผ่านในทิศทางตรงกันข้าม ถ้ากระแสมากกว่าค่าปรับตั้ง ถัดไปจะเป็นการตรวจสอบว่าเกิดความผิดปกติแบบชั่วคราวหรือถาวร ตามมาตรฐานคุณภาพบริการของ กฟภ. [29] จะถือว่าถ้าไฟฟ้าหายไปมากกว่า 1 นาทีถือว่าเกิดไฟฟ้าดับ แต่ในวิทยานิพนธ์นี้จะกำหนดว่าถ้าแรงดันก่อนถึงรีโกลสเซอร์เท่ากับ 0 p.u. มากกว่า 15 วินาทีจะถือว่าเกิดความผิดปกติแบบถาวรหรือไฟฟ้าดับ แต่ถ้าไม่เข้าเงื่อนไขนี้จะถือว่าเป็นความผิดปกติแบบชั่วคราวหรือเกิดไฟกระพริบ



รูปที่ 5.3 รูปแบบการทำงานของรีโกลสเซอร์เพื่อรองรับระบบแยกโดดแบบครึ่งวงจร

### 5.3 ขอบเขตการจ่ายไฟฟ้าที่สามารถเกิดขึ้นได้ของการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด

หลังจากที่สามารถเข้าสู่สถานะที่ 3 จ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดได้แล้ว หัวข้อนี้จะพิจารณา ขอบเขตของการจ่ายไฟฟ้าที่สามารถเกิดขึ้นได้ โดยวงจรที่พิจารณานั้นจะถูกกำหนดให้มีรีโคลสเซอร์อยู่ 1 ตัว โดยรีโคลสเซอร์ต้องมีคุณสมบัติสามารถตรวจจับความผิดปกติได้ 2 ทิศทางตามที่ได้กล่าวไปในหัวหัวที่ผ่านมา และต้องมีรีเลย์ตรวจสอบภาวะการชิงโครไนซ์ และแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวอยู่หลังรีโคลสเซอร์ ขอบเขตของระบบแยกโดดที่สามารถเกิดขึ้นได้ สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 5.4



รูปที่ 5.4 แสดงขอบเขตของระบบแยกโดดที่สามารถเกิดขึ้นได้

จากรูปที่ 5.4 ขอบเขตที่สามารถเกิดขึ้นได้มี 3 แบบ ดังนี้

- 1) ขอบเขตการจ่ายไฟฟ้าแบบครึ่งวงจร (Half feeder island) แทนด้วยเส้นปะสีแดง
- 2) ขอบเขตการจ่ายไฟฟ้าแบบทั้งวงจร (Full feeder island) แทนด้วยเส้นทึบสีม่วง
- 3) ขอบเขตการจ่ายไฟฟ้าแบบทั้งสถานีไฟฟ้า (All substation island) แทนด้วยเส้นปะสีน้ำตาล

#### 1) ขอบเขตการจ่ายไฟฟ้าแบบครึ่งวงจร

ขอบเขตการจ่ายไฟฟ้าแบบครึ่งวงจรมีสามารถเกิดขึ้นได้ในกรณีที่มีความผิดปกติของแบบถาวรเกิดขึ้นด้านหน้ารีโคลสเซอร์ เมื่อแยกโดดแล้วสามารถใช้แหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวจ่ายไฟฟ้าให้กับโหลดหลังรีโคลสเซอร์ได้ รีโคลสเซอร์เมื่อรีโคลสเซอร์เปิดวงจรรแล้ว

#### 2) ขอบเขตการจ่ายไฟฟ้าแบบทั้งวงจร

การจ่ายไฟฟ้าด้วยขอบเขตนี้รองรับการเปลี่ยนเข้าสู่สถานะที่ 3 ของเส้นทาง 1 → 3 สามารถจ่ายไฟฟ้าให้กับโหลดได้ทั้งวงจร โดยใช้แหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวเป็นแหล่งจ่ายไฟฟ้าให้กับโหลดในขอบเขต

#### 3) ขอบเขตการจ่ายไฟฟ้าแบบทั้งสถานีไฟฟ้า

การจ่ายไฟฟ้าด้วยขอบเขตนี้เป็นกรณีที่เกิดความผิดปกติฝั่งสายส่งแรงสูง 115 kV ที่จ่ายมาให้สถานีไฟฟ้า กรณีนี้จะใช้แหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวในวงจรสายป้อนที่มีกำลังการผลิตสูง (Capacity) จ่ายไฟฟ้าให้กับโหลดที่เหลือในวงจรสายป้อนอื่น ๆ ของสถานีไฟฟ้า

### 5.4 การระบุสถานะการจ่ายไฟฟ้า

การระบุสถานะการจ่ายไฟฟ้าเป็นส่วนที่สำคัญส่วนหนึ่งสำหรับอัลกอริทึมของการป้องกันที่ปรับตัวได้ ค่าปรับตั้งจำเป็นที่จะต้องถูกปรับเปลี่ยนไปตามสถานะการจ่ายไฟฟ้า เพราะในแต่ละสถานะการจ่ายไฟฟ้าจะให้ค่ากระแสความผิดปกติที่ต่างกันออกไป ซึ่งขั้นตอนในการระบุสถานะการจ่ายไฟฟ้าจะแบ่งออกส่วนใหญ่ได้ 2 ส่วนคือ ส่วนแรงสูง กรณีความผิดปกติในระบบส่ง 115 kV และส่วนของระบบจำหน่ายแรงดันปานกลาง โดยแสดงได้ดังรูปที่ 5.5 และมีรายละเอียดขั้นตอนดังต่อไปนี้

#### ขั้นตอนที่ 1 ตรวจสอบสถานะของเบรกเกอร์ Incoming

- (1) ถ้าเบรกเกอร์ INC ของทั้ง 2 บัสเปิดให้ไปขั้นตอนที่ 2
- (2) ถ้าเบรกเกอร์ INC ของทั้ง 2 บัสปิดให้ไปขั้นตอนที่ 3

#### ขั้นตอนที่ 2 ตรวจสอบสถานะของเบรกเกอร์ BVB

- (1) ถ้าเบรกเกอร์ BVB เปิด ระบบขณะนั้นอยู่ในสถานะที่ 4 เกิดไฟฟ้าดับทั้งสถานีไฟฟ้า
- (2) ถ้าเบรกเกอร์ BVB ปิด ระบบ ณ ขณะนั้นอยู่ในสถานะที่ 3 เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดแบบไม่มีแรงดัน 115 kV ให้เรียกโปรแกรมย่อย State III Islanded HV ต่อไป

#### ขั้นตอนที่ 3 ตรวจสอบสถานะของเบรกเกอร์ CB-F

- (1) ถ้าเบรกเกอร์ CB-F เปิดให้ไปขั้นตอนที่ 4



(2) ถ้าเบรกเกอร์ CB-F ปิดให้ไปขั้นตอนที่ 5

**ขั้นตอนที่ 4** ตรวจสอบสถานะของเบรกเกอร์ของ CB-DG

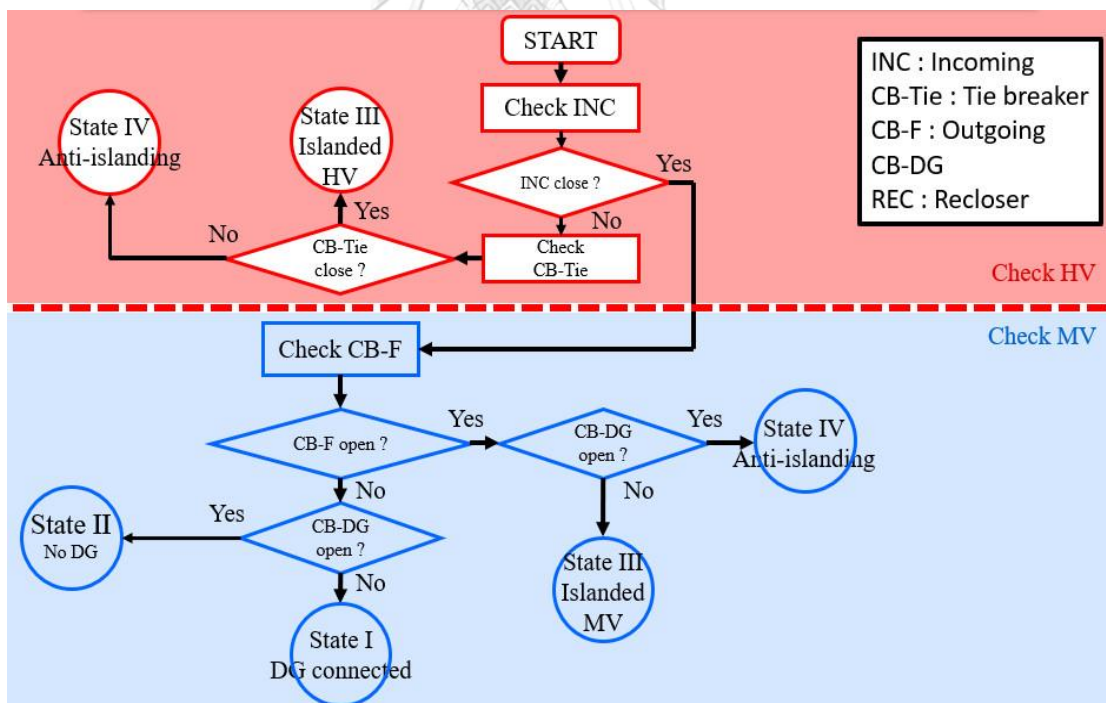
(1) ถ้าเบรกเกอร์ CB-DG ในวงจรเปิด ระบบขณะนั้นอยู่ในสถานะที่ 4 เกิดไฟฟ้าดับทั้งวงจร

(2) ถ้าเบรกเกอร์ INC ของทั้ง 2 ปิด ระบบขณะนั้นอยู่ในสถานะที่ 3 เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดในวงจร ให้เรียกโปรแกรมย่อย State III Islanded MV

**ขั้นตอนที่ 5** ตรวจสอบสถานะของเบรกเกอร์ของ CB-DG

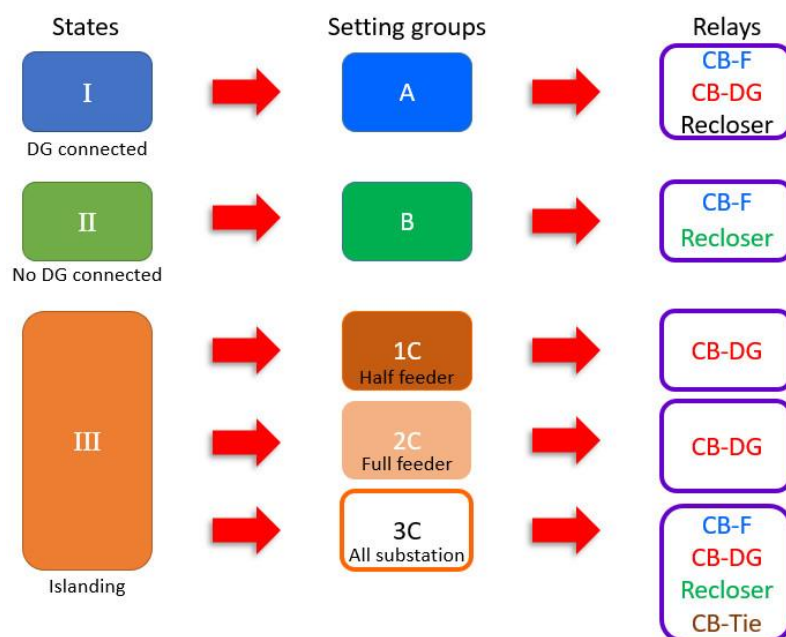
(1) ถ้าเบรกเกอร์ CB-DG ในวงจรเปิด ระบบขณะนั้นอยู่ในสถานะที่ 2 ไม่เชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้า ไม่มี DG ใด ๆ ในวงจรเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า ให้เรียกโปรแกรมย่อย State II No DG

(2) ถ้าเบรกเกอร์ INC ของทั้ง 2 ปิด ระบบขณะนั้นอยู่ในสถานะที่ 1 เชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้า มี DG อย่างน้อย 1 ตัวในวงจรเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า ให้เรียกโปรแกรมย่อย State I DG connected



รูปที่ 5.5 ขั้นตอนการระบุสถานะการจ่ายไฟฟ้า

หลังจากที่สถานะการจ่ายไฟฟ้าถูกระบุแล้ว อัลกอริทึมจะทราบกลุ่มค่าปรับตั้งที่ต้องใช้กับสถานะการจ่ายไฟฟ้านั้นเพื่อที่จะสั่งการให้อุปกรณ์ป้องกันที่แอกทีฟอยู่เปลี่ยนเปลี่ยนค่าปรับตั้งความสัมพันธ์นี้สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 5.6



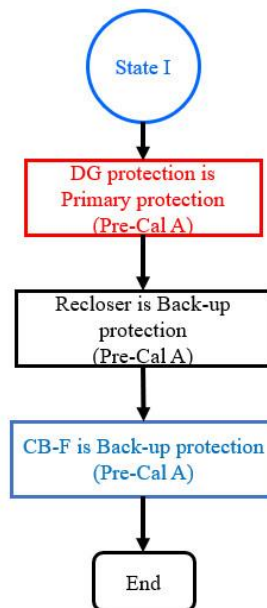
รูปที่ 5.6 ภาพแสดงความสัมพันธ์ระหว่างสถานะ ค่าปรับตั้งและรีเลย์ที่อุปกรณ์

## 5.5 โปรแกรมย่อยสำหรับการกำหนดค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน

ขั้นตอนถัดไปหลังจากระบุสถานะการจ่ายไฟฟ้าได้แล้วจะเรียกโปรแกรมย่อยเพื่อจัดการกับการกำหนดค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน โดยมีทั้งหมด 3 โปรแกรมย่อย คือ สถานะที่ 1 สถานะที่ 2 และสถานะที่ 3 โดยแต่ละโปรแกรมย่อยจะมีกระบวนการที่แตกต่างกันออกไปดังนี้

### 5.5.1 โปรแกรมย่อยสถานะที่ 1

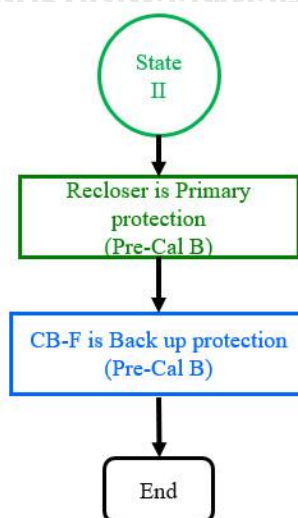
ในสถานะที่ 1 จะมีอุปกรณ์ป้องกันทั้งหมด 3 ตัว ได้แก่ เบรกเกอร์ของแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัว (CB-DG), รีโคลสเซอร์ (Recloser), เบรกเกอร์วงจร (CB-F) โดยที่ CB-DG จะเป็นการป้องกันหลัก เพราะไม่ต้องมีการประสานการป้องกันกับอุปกรณ์ป้องกันตัวอื่น ส่วน Recloser และ CB-F จะเป็นการป้องกันสำรอง โดยที่ Recloser จะมีการประสานการป้องกันกับ CB-F และทำงานก่อนเสมอ ขั้นตอนที่น่าเสนอจะเริ่มจากการหาค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันหลักไปหาการป้องกันสำรอง รายละเอียดแสดงดังรูปที่ 5.7



รูปที่ 5.7 การปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันขณะเข้าสถานะที่ 1

#### 5.5.2 โปรแกรมย่อยสถานะที่ 2

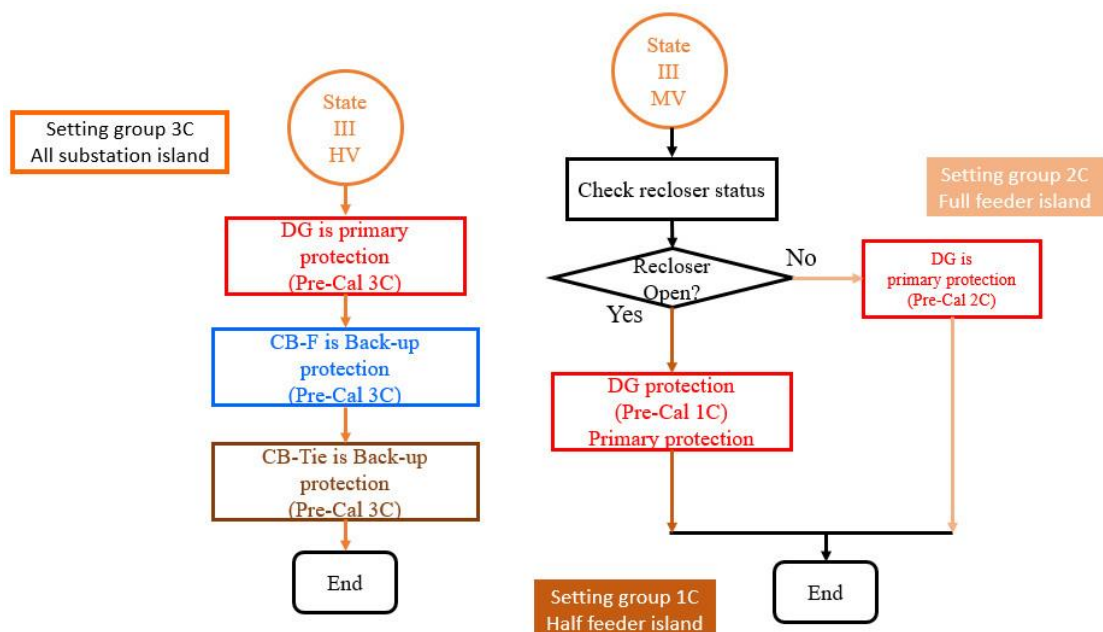
โปรแกรมย่อยของสถานะที่ 2 จะคำนวณเพื่อหาค่าการทำงาน สถานะนี้เป็นสถานะที่ไม่มีแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวเชื่อมต่ออยู่ จึงสามารถใช้ค่าปรับตั้งเดิมที่การไฟฟ้าเคยตั้งค่าไว้แล้วได้ ซึ่งจะไม่มีผลต่อการป้องกัน และยังช่วยให้ทำงานได้เร็วขึ้น เพราะไม่เสียเวลาคำนวณรายละเอียดแสดงดังรูปที่ 5.8



รูปที่ 5.8 การปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันขณะเข้าสถานะที่ 2

### 5.5.3 โปรแกรมย่อยสถานะที่ 3

โปรแกรมย่อยสถานะที่ 3 จะมาจาก 2 สถานะ คือจาก State III HV และ State III MV ผลสุดท้ายจะให้ค่าปรับตั้งที่ต่างกัน 3 แบบ คือ กรณีจ่ายไฟฟ้าแยกโดดครึ่งวงจร 1C, กรณีจ่ายไฟฟ้าแยกโดดทั้งวงจร 2C และจ่ายไฟฟ้าแยกโดดทั้งสถานีไฟฟ้า 3C ถ้าสถานะเป็น State III HV จะคำนวณ CB-DG CB-F และ BVB ตามลำดับ ให้ค่าปรับตั้งแบบ 3C ถ้าสถานะถูกระบุเป็น State III MV จะทำการตรวจสอบขอบเขตของการจ่ายไฟฟ้าผ่านสถานะของรีโคลสเซอร์ ถ้ารีโคลสเซอร์เปิด จะคำนวณเฉพาะ CB-DG ให้ค่าปรับตั้งแบบ 1C แต่ถ้ารีโคลสเซอร์ปิด จะคำนวณ CB-DG ให้ค่าปรับตั้งแบบ 2C



รูปที่ 5.9 การปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันขณะเข้าสู่สถานะที่ 3

### 5.6 การคำนวณเพื่อหาค่าปรับตั้งและเวลาการทำงาน

ในแต่ละโปรแกรมย่อยจะได้จำนวนของอุปกรณ์ป้องกัน มีการกำหนดการป้องกันหลักการป้องกันสำรอง และสิ่งต่างๆ โปรแกรมย่อยต้องหาปรับตั้งและเวลาการทำงานของรีเลย์สำหรับอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว โดยขั้นวิธีการดำเนินแสดงไว้ดังรูปที่ 5.10 อธิบายเป็นขั้นตอนได้ดังนี้

**ขั้นตอนที่ 1** รับค่าจำนวนอุปกรณ์ป้องกันทั้งหมดในวงจร แล้วกำหนดไว้ในตัวแปร  $n$  และกำหนดค่าเริ่มต้นของตัวแปร  $r$  เท่ากับ 0

**ขั้นตอนที่ 2** เริ่มคำนวณสำหรับการป้องกันหลัก

**ขั้นตอนที่ 3** ลดค่า  $n$  ลง 1 และเพิ่มค่า  $r$  เป็น 1

**ขั้นตอนที่ 4** คำนวณหาค่ากระแสลัดวงจร

(1) คำนวณหาค่ากระแสลัดวงจรสูงสุดสำหรับเฟส จากสูตร  $I_{3Psc} = \frac{V_p}{Z_{pp} + Z_f}$

(2) คำนวณหาค่ากระแสลัดวงจรต่ำสุดสำหรับเฟส จากสูตร  $I_{3Psc} = \frac{V_p}{Z_{qq} + Z_f}$

(3) คำนวณหาค่ากระแสลัดวงจรสูงสุดสำหรับนิวทรัล จากสูตร

$$I_{Nsc} = \frac{V_p}{Z_{pp}^1 + Z_{pp}^2 + Z_{pp}^0 + 3Z_f}$$

(4) คำนวณหาค่ากระแสลัดวงจรต่ำสุดสำหรับนิวทรัล จากสูตร

$$I_{Nsc} = \frac{V_p}{Z_{pp}^1 + Z_{pp}^2 + Z_{pp}^0 + 3Z_f}$$

โดย  $V_p$  แทนแรงดันที่บัสที่เกิดความผิดปกติ ซึ่งจะกำหนดให้เท่ากับ 1 เสมอ

$Z_{pp}$  แทนอิมพีแดนซ์ที่บัสที่ใกล้อุปกรณ์ป้องกันมากที่สุด

$Z_{qq}$  แทนอิมพีแดนซ์ที่บัสที่ไกลอุปกรณ์ป้องกันมากที่สุด

$Z_f$  แทนอิมพีแดนซ์ความผิดปกติ ซึ่งจะกำหนดให้เท่ากับ 0 เสมอ

ขั้นตอนที่ 5 นำค่ากระแสลัดวงจรที่คำนวณได้ไปตั้งค่าให้กับรีเลย์

ขั้นตอนที่ 6 กำหนดค่าเวลาทำงานของรีเลย์ สำหรับการป้องกันหลักจะกำหนดให้เวลาค่า TMS เป็น 0 และการป้องกันสำรองจะกำหนดให้ TMS เป็น 1

ขั้นตอนที่ 7 ตรวจสอบการป้องกันสำรอง

(1) ถ้า  $r > 0$  มีการป้องกันสำรอง กลับไปยังขั้นตอนที่ 3

(2) ถ้า  $r = 0$  ไม่มีการป้องกันสำรองหรือไม่มีการป้องกันสำรองเหลืออีก ไปขั้นตอนที่ 8

ขั้นตอนที่ 8 ตรวจสอบค่า CTI

ขั้นตอนที่ 9 คำนวณหาค่า CTI จากสูตร  $t_{r+1} - t_r$

โดยค่า  $t_r$  หาได้จากสูตร  $t_r = \frac{0.14}{\left(\frac{I_F(i)}{I_{pickup}}\right)^{0.02} - 1} \times TMS$

$I_F$  คือค่ากระแสลัดวงจร

$I_{pickup}$  คือค่ากระแสปรับตั้งที่ได้จากขั้นตอนที่ 5

TMS คือค่าตัวคูณเวลาของรีเลย์

$i$  แทนด้วยเวกเตอร์ของกระแสลัดวงจรตั้งแต่ต่ำสุดจนถึงสูงสุดที่ได้จากขั้นตอนที่ 4

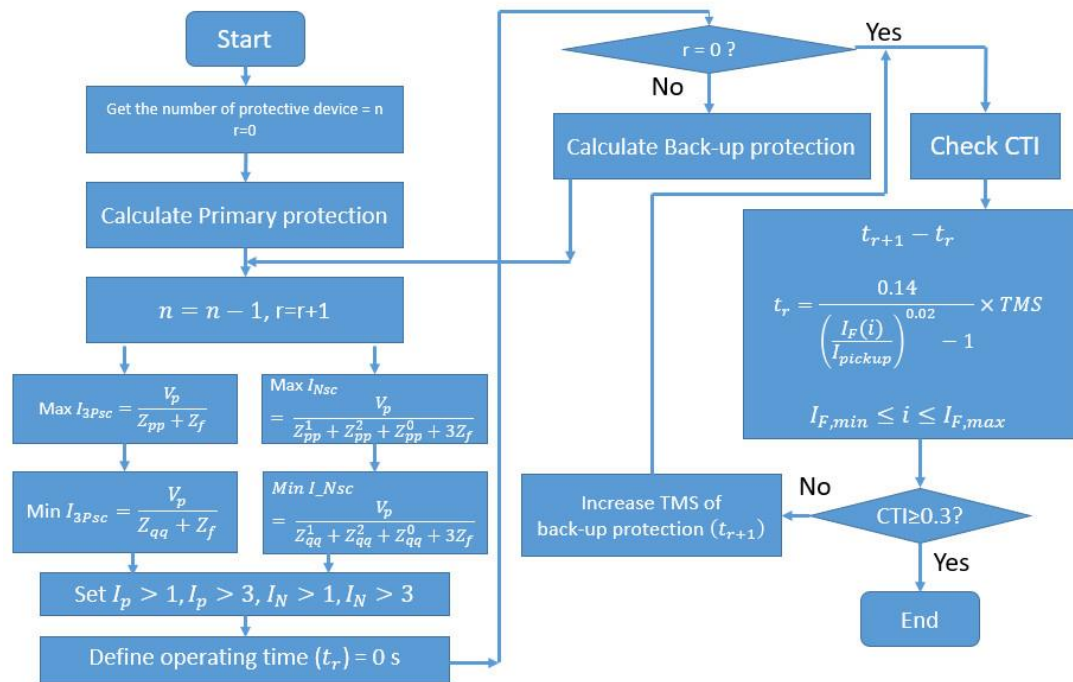
$$I_{F,min} \leq i \leq I_{F,max}$$

ขั้นตอนที่ 10 ตรวจสอบค่า CTI

(1) ค่า CTI ที่ได้จากการแทนค่าด้วย  $i$  มากกว่า 0.3 วินาที

(2) ค่า CTI ที่ได้จากการแทนค่าด้วย  $i$  น้อยกว่า 0.3 วินาที ไปขั้นตอนที่ 11

ขั้นตอนที่ 11 เพิ่มค่า TMS ของการป้องกันสำรอง  $t_{r+1}$  จากนั้นกลับไปขั้นตอนที่ 8  
 ขั้นตอนที่ 12 จบการทำงาน ได้ค่าปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกัน



รูปที่ 5.10 แผนผังแสดงการคำนวณหาค่ากระแสปรับตั้งและเวลาทำงานของรีเลย์

## บทที่ 6

### กรณีศึกษาและผลการทดสอบ

ในบทที่ผ่านมาได้กล่าวถึงแนวคิดและวิธีการของการใช้การป้องกันที่ปรับตัวได้ ในบทนี้จะกล่าวถึงผลการทดสอบจากการประยุกต์ใช้การป้องกันที่ปรับตัวได้ที่ได้โดยกรณีศึกษาและผลการทดสอบ**ระบบทดสอบ**

ระบบทดสอบที่ใช้ในการทดสอบนี้ จำลองจากข้อมูลจริงจากระบบจำหน่ายของ กฟภ. ของสถานีไฟฟ้าแม่ฮ่องสอน จ.แม่ฮ่องสอน ทำการปรับเปลี่ยนเพื่อให้เหมาะสมกับวิทยานิพนธ์มากขึ้น แบ่งออกเป็น 2 ระบบ ได้แก่ ระบบทดสอบที่ 1 วงจรเดียว และระบบทดสอบที่ 2 ทั้งสถานีไฟฟ้า รายละเอียดข้อมูลทั่วไปแสดงดังตารางที่ 6.1 และรายละเอียดของกำลังไฟฟ้ารายวงจรดังตารางที่ 6.2 [30] โดยวิทยานิพนธ์นี้จะทำการจำลองผลการทำงานของการป้องกันด้วยโปรแกรม PowerFactory DigSILENT

หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง	2x25 MVA, 115/22 kV
ระดับแรงดันปานกลาง	22 kV
จำนวนวงจรที่จ่ายไฟฟ้า	8 วงจร
ปริมาณโหลดรวมทั้งสถานี	14 MW
ชนิดสายจำหน่าย	Space Aerial Cable (SAC) 185 ตร.มม.
แหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัว (DG1)	โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนแม่สะงา 6.7 MW
แหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัว (DG2)	โรงไฟฟ้าดีเซล 0.9 MW

ตารางที่ 6.1 ข้อมูลรายละเอียดของระบบทดสอบ

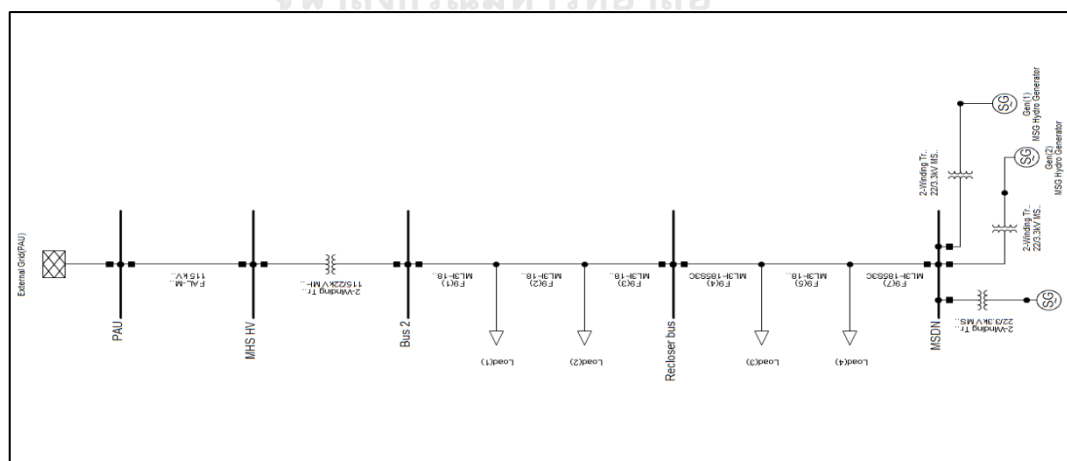
วงจร	รายละเอียด	โหลด (MW)	กำลังการผลิต (MW)
------	------------	-----------	-------------------

1	ต.ผาป้อง, ต.สบป้อง	5	-
2	เรือนจำกลาง	1	-
3	ต.หมอกจำแป้, ต.ปางหมู	3.5	-
4	สถานีขนส่ง	1	-
6	ศาลากลาง, โรงไฟฟ้าดิเซล	1	6.96
7	ที่ว่าการอำเภอ	1	-
8	โรงพยาบาลศรีสังวาลย์, สนามบิน	1.5	-
9	โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนแม่สะงา	-	6.7
รวม		14	-

ตารางที่ 6.2 ข้อมูลรายละเอียดของระบบทดสอบแยกสายวงจร

### 6.1.1 ระบบทดสอบที่ 1 วงจรสายป้อน

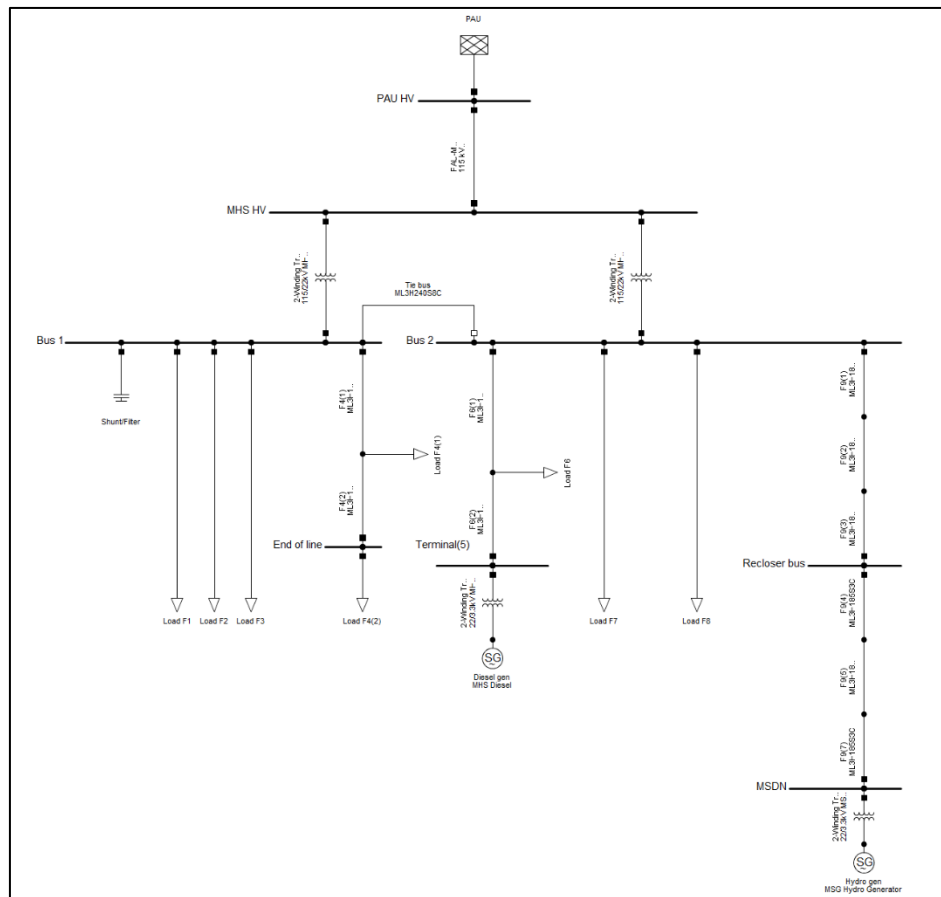
ระบบทดสอบวงจร 9 จะถูกพิจารณาเมื่อจำลองการทดสอบการทำงานของรีเลย์เมื่อมีการเปลี่ยนสถานะการจ่ายไฟฟ้าจากสถานะที่ 2 ไป สถานะที่ 1 และการจำลองทำงานของกลุ่มค่าปรับตั้งแบบ 1C และ 2C ปริมาณการใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในวงจรจะถูกกำหนดให้มีขนาด 1 MW แบ่งกระจายตามจุดโหลดทั้ง 4 จุดเท่า ๆ กัน มีแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัว จำนวน 1 โรง เป็นโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ขนาด 6.7 MW นอกจากนี้ยังเพิ่มอุปกรณ์ป้องกัน 1 ตัวคือรีโคสเซอร์ที่สามารถสื่อสารควบคุมผ่านระบบ SCADA ได้ และมีคุณสมบัติเพิ่มเติมตามที่ได้กล่าวไว้ในบทที่ 5



รูปที่ 6.1 ระบบทดสอบที่ 1 วงจร 9



### 6.1.2 ระบบทดสอบที่ 2 สถานีไฟฟ้า



รูปที่ 6.2 ระบบทดสอบที่ 2

ระบบทดสอบนี้จะแตกต่างกับระบบทดสอบที่ 1 โดยเป็นการจำลองทั้งสถานีไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าแม่ฮ่องสอน ตามรูปที่ 6.2 รับไฟฟ้าจากระบบส่ง 115 kV จากสถานีไฟฟ้าสาย (PAU) จำนวน บัส 2 บัส เชื่อมโยงกันผ่านเบรกเกอร์เชื่อมต่อบัส (Tie breaker) วงจรจ่ายไฟฟ้าทั้งหมด 8 วงจร วงจร สายป้อนที่ 1-4 ที่บัส 1 และวงจร 6-9 ที่บัส 2 มีแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวเพิ่มขึ้น มาในวงจรที่ 6 อีก 1 โรง เป็นโรงไฟฟ้าดีเซล ซึ่งจะถูกกำหนดให้มีขนาด 6.7 MW บัส 1 มีโหลดรวมกัน ทั้งหมด 11.5 MW บัส 2 โหลดรวมกันทั้งหมด 3.5 MW สำหรับระบบทดสอบนี้จะใช้สำหรับการ ทดสอบการทำงานของรีเลย์เมื่อมีการเปลี่ยนสถานะจาก สถานะที่ 1 ไปสู่สถานะที่ 3 เพื่อทดสอบการ ทำงานของกลุ่มค่าปรับตั้งแบบ 3C

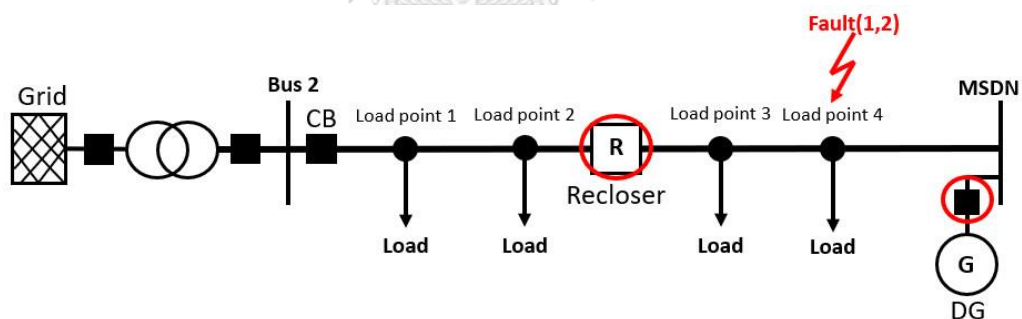
สำหรับรายละเอียดเพิ่มเติมของระบบไฟฟ้าและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า สามารถดูเพิ่มเติมได้จาก ภาคผนวก ก

## 6.2 รูปแบบการทดสอบและกรณีศึกษา

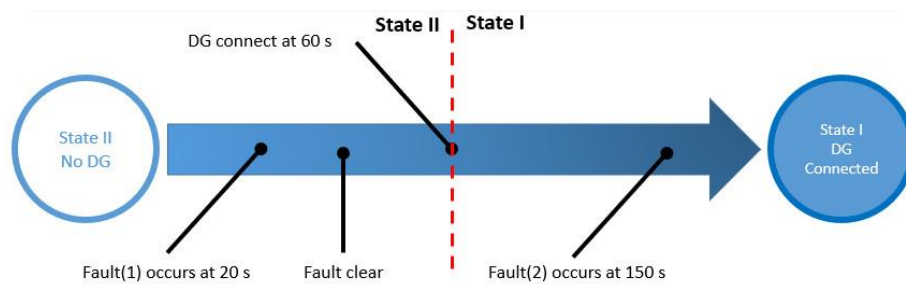
วิทยานิพนธ์นี้จะแบ่งรูปแบบการทดสอบออกเป็น 2 ประเภทใหญ่ ได้แก่ (1) ผลการทำงานของรีเลย์แบบปรับตัวได้เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงสถานะการจ่ายไฟฟ้า (2) การทำงานของรีเลย์แบบค่าได้ของกลุ่มค่าปรับตั้งแบบต่าง ๆ ของกลุ่ม C โดยในแต่ละการศึกษาจะมีวัตถุประสงค์และสมมติฐานสำหรับการทดสอบที่แตกต่างกันออกไปดังนี้

### 6.2.1 กรณีศึกษาที่ 1 การทดสอบการทำงานของรีเลย์ที่ปรับตัวได้เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงสถานะการจ่ายไฟฟ้าจากสถานะที่ 2 ไป สถานะที่ 1

การทดสอบนี้จะใช้ระบบทดสอบ 1 มีรีโคสเซอร์อยู่ระหว่างเบรกเกอร์วงจร 9 และจุด PCC ของแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัว กำหนดให้เกิดความผิดพลาดแบบชั่วคราวขึ้นที่วินาทีที่ 20 ที่จุดโหลดที่ 4 แหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าที่วินาทีที่ 60 และเกิดความผิดพลาดแบบชั่วคราวขึ้นอีกครั้งที่วินาทีที่ 150 ที่จุดเดิม สังเกตได้จากรูปที่ 6.3 ในสถานะที่ 2 ที่ไม่มีแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวเชื่อมต่อนรีเลย์จะต้องตรวจจับและตัดความผิดพลาดได้ ต่อมาอัลกอริทึมจะคำนวณค่าปรับตั้งให้กับรีเลย์เมื่อระบบเปลี่ยนไปอยู่ในสถานะที่ 1 ลำดับเหตุการณ์แสดงได้ดังรูปที่ 6.4



รูปที่ 6.3 แสดงจุดเกิดความผิดพลาดของกรณีศึกษาที่ 1.1, 1.2



รูปที่ 6.4 แสดงลำดับเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นในการทดสอบของกรณีศึกษาที่ 1.1, 1.2

**กรณีศึกษาที่ 1.1** การทดสอบการทำงานของรีเลย์ที่ปรับตัวได้ของกลุ่มค่าปรับตั้ง A และ B เมื่อเกิดความผิดปกติแบบถาวร 3 เฟส

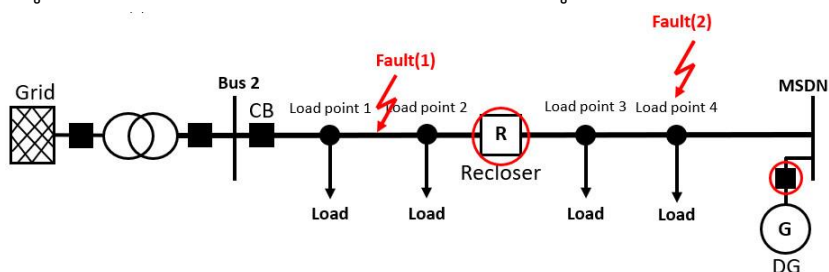
**วัตถุประสงค์** รีเลย์ที่ปรับตัวได้ กลุ่มค่าปรับตั้ง B สามารถตรวจจับและทำงานได้อย่างถูกต้องเมื่อเกิดความผิดปกติแบบ 3 เฟส ในสถานะที่ 2 และเมื่อระบบเปลี่ยนไปอยู่ในสถานะที่ 1 รีเลย์ที่ปรับตัวได้ กลุ่มค่าปรับตั้ง A สามารถตรวจจับและทำงานได้อย่างถูกต้องเมื่อเกิดความผิดปกติแบบ 3 เฟส

**กรณีศึกษาที่ 1.2** การทดสอบการทำงานของรีเลย์ที่ปรับตัวได้ของกลุ่มค่าปรับตั้ง A และ B เมื่อเกิดความผิดปกติแบบถาวร 1 เฟสลงดิน

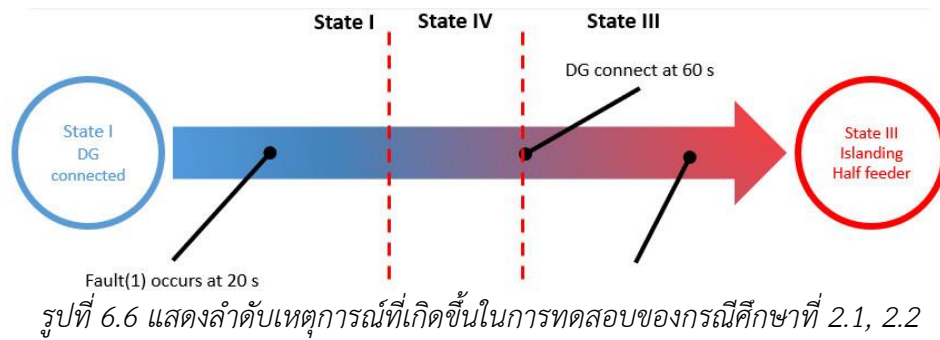
**วัตถุประสงค์** รีเลย์ที่ปรับตัวได้ กลุ่มค่าปรับตั้ง B สามารถตรวจจับและทำงานได้อย่างถูกต้องเมื่อเกิดความผิดปกติแบบ 1 เฟสลงดิน ในสถานะที่ 2 และเมื่อระบบเปลี่ยนไปอยู่ในสถานะที่ 1 รีเลย์ที่ปรับตัวได้ กลุ่มค่าปรับตั้ง A สามารถตรวจจับและทำงานได้อย่างถูกต้องเมื่อเกิดความผิดปกติแบบ 1 เฟสลงดิน

## 6.2.2 กรณีศึกษาที่ 2 การทดสอบการทำงานของรีเลย์ที่ปรับตัวได้เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงสถานะการจ่ายไฟฟ้าจากสถานะที่ 1 ไป สถานะที่ 3

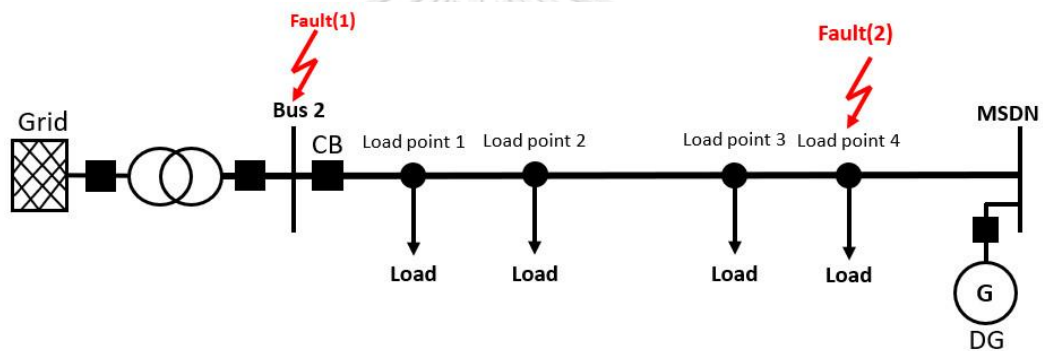
กรณีศึกษาที่ 2.1, 2.2 เริ่มต้นที่สถานะ 1 ขณะที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมต่ออยู่ 4 ตัว กำลังการผลิตรวม 6.5 MW กำหนดให้เกิดความผิดปกติถาวรก่อนถึงรีโคลสเซอร์ที่สายช่วง F9(2) ที่ 50% ของสาย ตามรูปที่ 6.5 ที่เวลา 20 วินาที รีโคลสเซอร์จะตรวจพบกระแสความผิดปกติที่ไหลย้อนจากแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวและแรงดันก่อนถึงรีโคลสเซอร์ที่หายไปแล้วจะปลดตัวเองออกทันทีตามรูปแบบที่เสนอที่ จะเหลือช่วงด้านหลังรีโคลสเซอร์จะจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดขึ้นมาที่เวลาวินาทีที่ 60 โดยเหลือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเพียงหนึ่งตัวเท่ากับโหลดคือ 0.5 MW จากนั้นให้เกิดความผิดปกติแบบชั่วคราวที่จุดโหลด 4 ภายในระบบแยกโดดที่เวลา 60 วินาที รีเลย์ที่อยู่ในทั้งสองสถานะจะต้องสามารถทำงานได้อย่างถูกต้อง



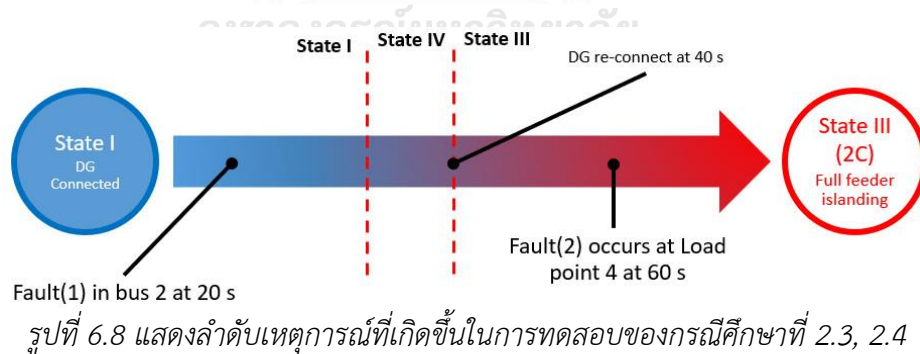
รูปที่ 6.5 แสดงจุดเกิดความผิดปกติของกรณีศึกษาที่ 2.1, 2.2



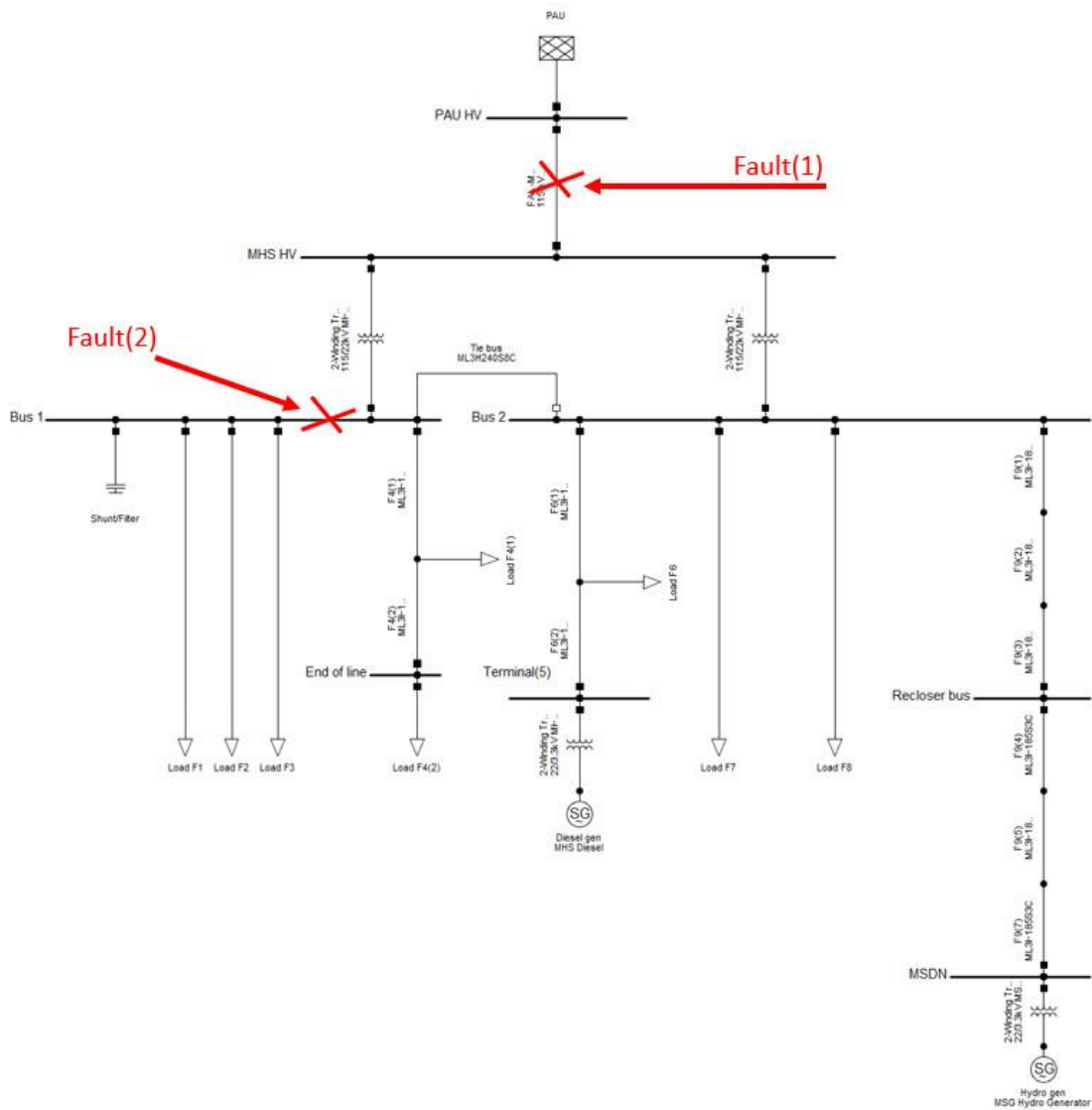
กรณีศึกษาที่ 2.3, 2.4 จะกำหนดให้เกิดความผิดปกติที่บัส 2 ที่เวลา 20 วินาที ระบบตรวจจับอาร์ค (Arc Detection System) จะทำงานสั่งทริปเบรกเกอร์ทุกตัวในบัสเปิดวงจร เมื่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจ่ายไฟฟ้าได้จะทำให้เกิดระบบแยกโดดแบบทั้งวงจรได้ หลังจากนั้นจะเกิดความผิดปกติอีกครั้งที่ เวลา 40 วินาที ที่จุดโหลด 4 ตามรูปที่ 6.7



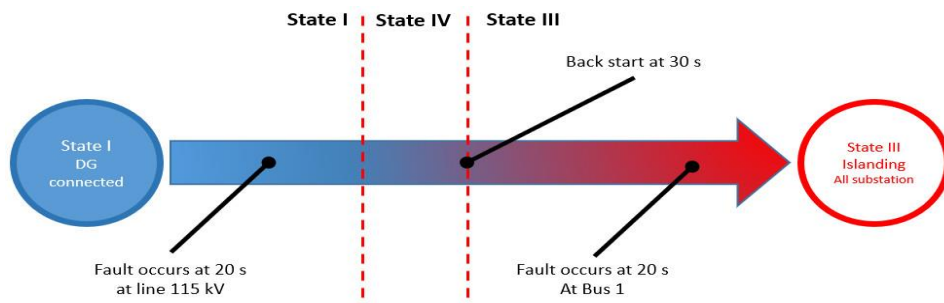
รูปที่ 6.7 แสดงจุดเกิดความผิดปกติของกรณีศึกษาที่ 2.3, 2.4



กรณีศึกษาที่ 2.5, 2.6 จะกำหนดให้เกิดความผิดปกติที่สายส่ง 115 kV PAU-MHS ที่ 50% ของระยะทางสายส่ง ที่เวลา 20 วินาทีซึ่งจะทำให้รีเลย์ระยะทางตรวจจับความผิดปกติและทำงานทันทีในโซน 1 จากนั้นจะให้เกิดความผิดปกติที่บัสที่ 1 ขณะที่อยู่ในระบบแยกโดด ตามรูปที่ 6.9



รูปที่ 6.9 แสดงจุดเกิดความผิดปกติของกรณีศึกษาที่ 2.5, 2.6



รูปที่ 6.10 แสดงลำดับเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นในการทดสอบของกรณีศึกษาที่ 2.5, 2.6

กรณีศึกษาที่ 2.1 การทดสอบการทำงานของรีเลย์ที่ปรับตัวได้ของกลุ่มค่าปรับตั้ง 1C เมื่อเกิดความผิดปกติแบบถาวร 3 เฟส ในระบบแยกโดด

วัตถุประสงค์ รีเลย์ที่ปรับตัวได้ กลุ่มค่าปรับตั้ง 1C สามารถตรวจจับและทำงานได้อย่างถูกต้องเมื่อเกิดความผิดพลาดแบบ 3 เฟส และรีโคลสเซอร์สามารถปลดตัวเองได้เมื่อตรวจพบความผิดพลาดแบบถาวรหน้ารีโคลสเซอร์

**กรณีศึกษาที่ 2.2** การทดสอบการทำงานของรีเลย์ที่ปรับตัวได้ของกลุ่มค่าปรับตั้ง 1C เมื่อเกิดความผิดพลาดแบบถาวร 1 เฟสลงดิน ในระบบแยกโดด

วัตถุประสงค์ รีเลย์ที่ปรับตัวได้ กลุ่มค่าปรับตั้ง 1C สามารถตรวจจับและทำงานได้อย่างถูกต้องเมื่อเกิดความผิดพลาดแบบ 1 เฟสลงดิน และรีโคลสเซอร์สามารถปลดตัวเองได้เมื่อตรวจพบความผิดพลาดแบบถาวรหน้ารีโคลสเซอร์

**กรณีศึกษาที่ 2.3** การทดสอบการทำงานของรีเลย์ที่ปรับตัวได้ของกลุ่มค่าปรับตั้ง 2C เมื่อเกิดความผิดพลาดแบบถาวร 3 เฟส ในระบบแยกโดด

วัตถุประสงค์ รีเลย์ที่ปรับตัวได้ กลุ่มค่าปรับตั้ง 2C สามารถตรวจจับและทำงานได้อย่างถูกต้องเมื่อเกิดความผิดพลาดแบบ 3 เฟส

**กรณีศึกษาที่ 2.4** การทดสอบการทำงานของรีเลย์ที่ปรับตัวได้ของกลุ่มค่าปรับตั้ง 2C เมื่อเกิดความผิดพลาดแบบถาวร 1 เฟสลงดิน ในระบบแยกโดด

วัตถุประสงค์ รีเลย์ที่ปรับตัวได้ กลุ่มค่าปรับตั้ง 2C สามารถตรวจจับและทำงานได้อย่างถูกต้องเมื่อเกิดความผิดพลาดแบบ 1 เฟสลงดิน

**กรณีศึกษาที่ 2.5** การทดสอบการทำงานของรีเลย์ที่ปรับตัวได้ของกลุ่มค่าปรับตั้ง 3C เมื่อเกิดความผิดพลาดแบบถาวร 3 เฟส ในระบบแยกโดด

วัตถุประสงค์ รีเลย์ที่ปรับตัวได้ กลุ่มค่าปรับตั้ง 3C สามารถตรวจจับและทำงานได้อย่างถูกต้องเมื่อเกิดความผิดพลาดแบบ 3 เฟส

**กรณีศึกษาที่ 2.6** การทดสอบการทำงานของรีเลย์ที่ปรับตัวได้ของกลุ่มค่าปรับตั้ง 3C เมื่อเกิดความผิดพลาดแบบถาวร 1 เฟสลงดิน ในระบบแยกโดด

วัตถุประสงค์ รีเลย์ที่ปรับตัวได้ กลุ่มค่าปรับตั้ง 3C สามารถตรวจจับและทำงานได้อย่างถูกต้องเมื่อเกิดความผิดพลาดแบบ 1 เฟสลงดิน

### 6.3 สมมติฐานการทดสอบ

สมมติฐาน	กรณีศึกษา							
	1.1	1.2	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6
แหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวจะพิจารณาเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
พิจารณาระบบทดสอบเป็นแบบระบบ 3 เฟสสมดุล	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
อุปกรณ์ป้องกันที่พิจารณาถือเป็น IED สามารถติดต่อสื่อสารได้	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
แหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวจ่ายกำลังไฟฟ้าได้พอดีกับโหลด			✓	✓	✓	✓	✓	✓
กำหนดให้ค่า CTI $\geq$ 0.3	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
ความผิดพลาดแบบ 1 เฟสลงดิน เป็นเฟส A เสมอ		✓		✓		✓		✓
ค่าความต้านทานความผิดพลาดกำหนดให้มีขนาด 10.4 $\Omega$	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
ไม่พิจารณารีโคสเซอร์					✓	✓	✓	✓
ใช้ระบบทดสอบที่ 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
ใช้ระบบทดสอบที่ 2							✓	✓

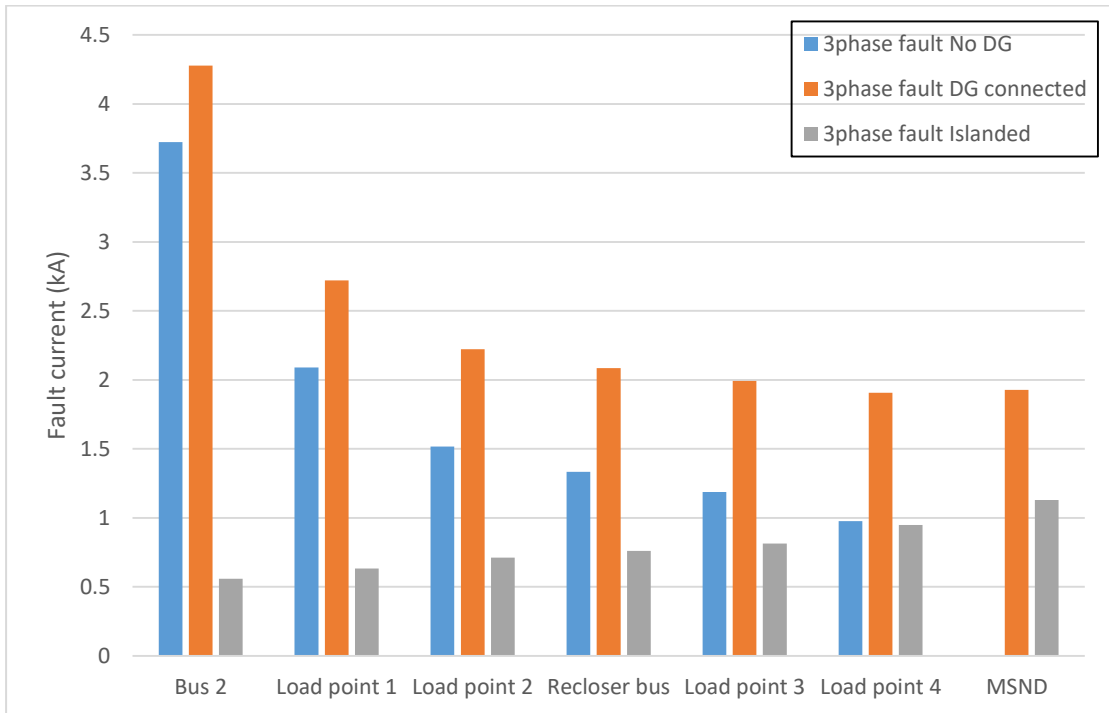
ตารางที่ 6.3 สมมติฐานการทดสอบ

### 6.4 ผลการทดสอบ

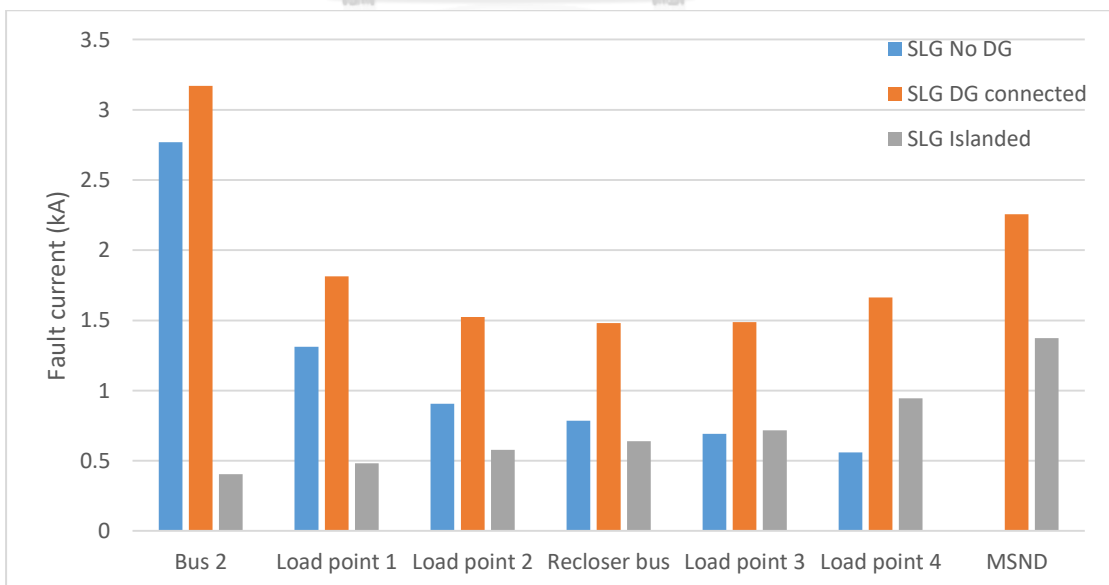
#### 6.4.1 ระดับของกระแสความผิดพลาดในสถานะการจ่ายไฟฟ้าแบบต่าง ๆ

การที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้ารวมถึงการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดส่งผลต่อกระแสความผิดพลาด เนื่องจากมีกระแสความผิดพลาดมาจากแหล่งจ่ายมีการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นหรือลดลงตามที่ได้อธิบายแล้วในบทที่ 2 รูปที่ 6.11 และ 6.12 แสดงระดับของกระแสความผิดพลาดแบบ 3 เฟส และ 1 เฟสลงดินที่บัสและจุดไหนจุดหนึ่งของระบบทดสอบที่ 1 ของ 3 สถานะการจ่ายไฟฟ้าเปรียบเทียบกับ โดยแบ่งสีน้ำเงินแทน สถานะที่ 2 ไม่มีแหล่ง

ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวเชื่อมต่อ สีสแดงแทน สถานะที่ 1 มีแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวเชื่อมต่อ และสีเทาแทนสถานะที่ 3 ขณะอยู่ในระบบแยกโดด



รูปที่ 6.11 ระดับกระแสความผิดพลาดที่จุดต่าง ๆ เมื่อความผิดพลาด 3 เฟส เปรียบเทียบระหว่างสถานะที่ 1,2 และ 3 ในวงจร 9 ระบบทดสอบที่ 1



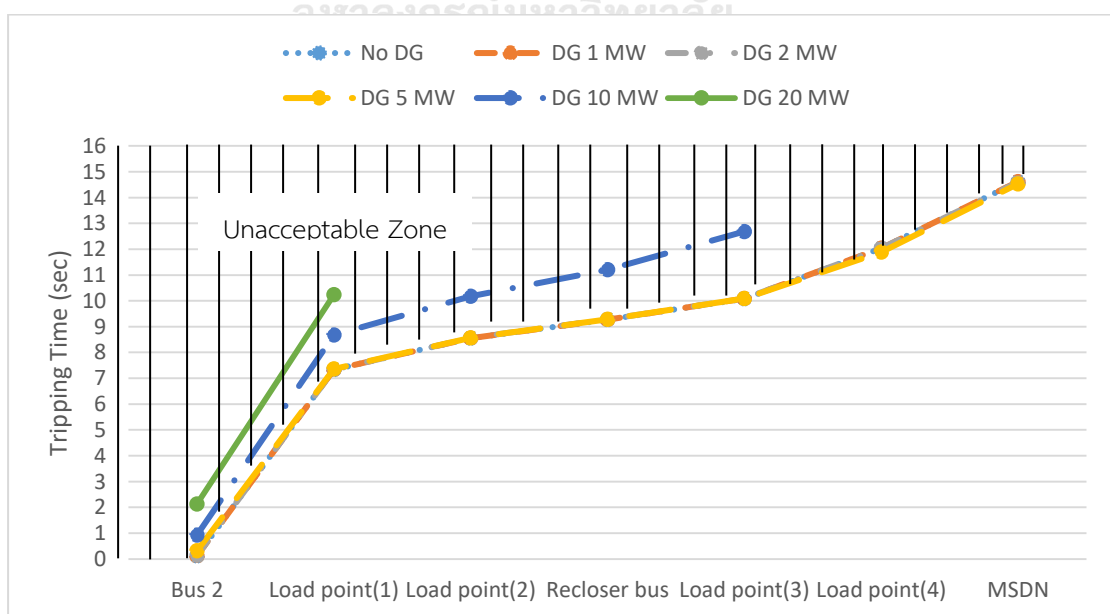
รูปที่ 6.12 ระดับกระแสความผิดพลาดที่จุดต่าง ๆ เมื่อความผิดพลาด 1 เฟสลงดิน เปรียบเทียบระหว่างสถานะที่ 1, 2 และ 3 ในวงจร 9 ระบบทดสอบที่ 1



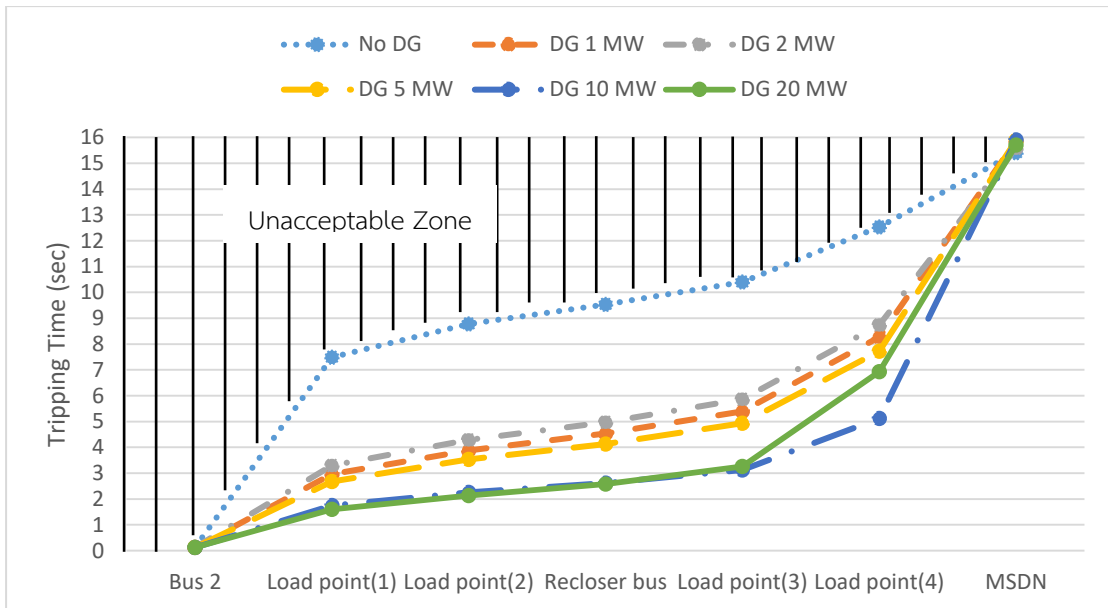
จากการทดสอบ เมื่ออยู่ในสถานะที่ 2 ไม่มีแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวเชื่อมต่ออยู่ ค่ากระแสความผิดพลาดจะมีแนวโน้มลดลงเมื่อระยะทางเพิ่มขึ้น ซึ่งเป็นเป็นผลมาจากค่าอิมพีแดนซ์ในสายที่เพิ่มมากขึ้น แต่เมื่ออยู่ในสถานะที่ 1 แหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวจะทำให้กระแสความผิดพลาดเกิดความเปลี่ยนแปลงเพิ่มสูงขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับสถานะอื่น ๆ เพราะมีกระแสความผิดพลาดจากแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวมาช่วยเสริม โดยจะมีค่ากระแสความผิดพลาดที่สูงในส่วนที่อยู่ใกล้กับโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าแล้วค่อย ๆ ลดลงและค่อย ๆ เพิ่มสูงขึ้นเมื่อใกล้กับแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัว ในกรณีที่มีการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดจะเห็นได้อย่างชัดเจนว่ากระแสความผิดพลาดน้อยมาก เพราะไม่มีกระแสความผิดพลาดจากโครงข่ายไฟฟ้าเลย แนวโน้มของกระแสความผิดพลาดจึงตรงกันข้ามกับสถานะที่ 1 คือมีแนวโน้มลดลงเมื่อไกลจากแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัว

#### 6.4.2 เปรียบเทียบเวลาการทำงานของรีเลย์เมื่อได้รับผลกระทบจากแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เพิ่มขึ้น

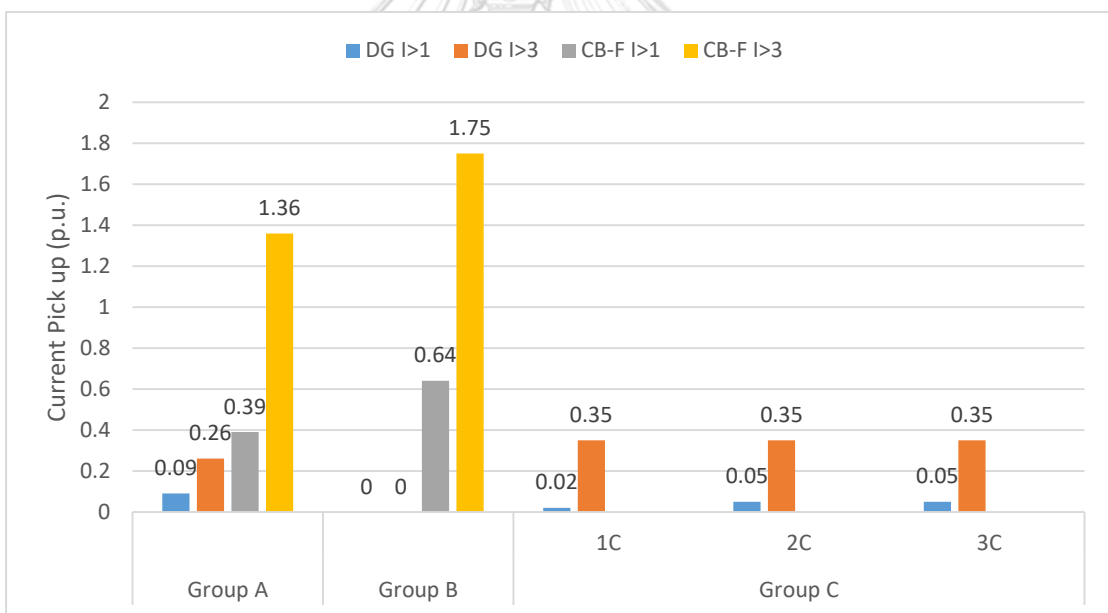
การทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกินจะอาศัยทั้งขนาดของกระแสเป็นตัวกำหนดการทำการดังที่ได้กล่าวไปแล้ว หัวข้อนี้จะแสดงให้เห็นถึงเวลาการทำงานของรีเลย์แบบปกติเปรียบเทียบกับรีเลย์แบบที่ตัวได้ เมื่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีขนาดเพิ่มขึ้น การศึกษาในหัวข้อนี้จะพิจารณาเวลาการทำงานของรีเลย์ที่ เมื่อเกิดความผิดพลาดแบบ 3 เฟส ที่บัสต่าง ๆ ของระบบทดสอบที่ 1 เปรียบเทียบกับรีเลย์แบบปรับตัวได้



รูปที่ 6.13 เวลาการทำงานของรีเลย์เมื่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีขนาดเพิ่มขึ้น



รูปที่ 6.14 เวลาการทำงานของรีเลย์ที่ปรับตัวได้เมื่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีขนาดเพิ่มขึ้น



รูปที่ 6.15 ค่ากระแสปรับตั้งของ DG และ CB-F ที่กลุ่มค่าปรับตั้งต่าง ๆ

จากรูปที่ 6.13 และ 6.14 เส้นกราฟแสดงเส้นแนวโน้มเวลาการทำงานของรีเลย์ จะเห็นได้ชัดว่าการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวส่งผลต่อเวลาการทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน โดยทำให้รีเลย์ใช้เวลาทำงานนานขึ้นจนกระทั่งไม่ทำงานโดยเฉพาะอย่างยิ่งเมื่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีขนาดใหญ่หรือมีการเชื่อมต่อเป็นจำนวนมากในระบบนั้น เนื่องจากกระแสที่รีเลย์ต้นทางเห็นมีค่าที่ลดน้อยลง จากกราฟจะสังเกตเห็นว่าเวลาการทำงานของรีเลย์แปรผัน

ตรงกับขนาดแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว โดยเฉพาะอย่างยิ่งกรณีที่แหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีขนาด 20 MW รีเลย์จะทำงานนอกโซนเวลาที่ยอมรับได้ (Acceptable Zone) กระแสลัดวงจรที่เห็นจะมีขนาดที่น้อยลงมากที่สุดโหลด 4 และที่ MSDN เมื่อเปรียบเทียบกับแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีขนาด 10 MW ในขณะที่รีเลย์แบบปรับตัวได้ยังคงสามารถทำงานได้และทำงานอยู่ในโซนเวลาทำงานที่ยอมรับได้ แม้ว่าแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะมีขนาดเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นอย่างไร แสดงให้เห็นภาพที่ชัดเจนขึ้นด้วยค่าความพึงพาได้ในตารางที่ 6.4 รีเลย์ปกติจะมีแนวโน้มค่าพึงพาได้ที่ลดลง ในขณะที่รีเลย์ที่ปรับตัวยังคงคงที่

ขนาดของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (MW)	รีเลย์ปกติ Non-adaptive	รีเลย์ที่ปรับตัวได้ Adaptive relay
0	1	1
1	1	1
2	1	1
5	1	1
10	0.868	1
20	0.687	1

ตารางที่ 6.4 ค่าความพึงพาได้ในรูปร้อยละเปรียบเทียบระหว่างรีเลย์ปกติและรีเลย์ที่ปรับตัวได้

### 6.4.3 ผลการทดสอบกรณีศึกษาที่ 1

การทดสอบการทำงานของรีเลย์ที่ปรับตัวได้ของกลุ่มค่าปรับตั้ง A และ B ทดสอบการทำงานของ การป้องกันเมื่อมีการเปลี่ยนสถานะจาก 2 ไป สถานะที่ 1 โดยมีค่าปรับตั้งที่คำนวณได้จาก อัลกอริทึม ดังตารางที่ 6.5

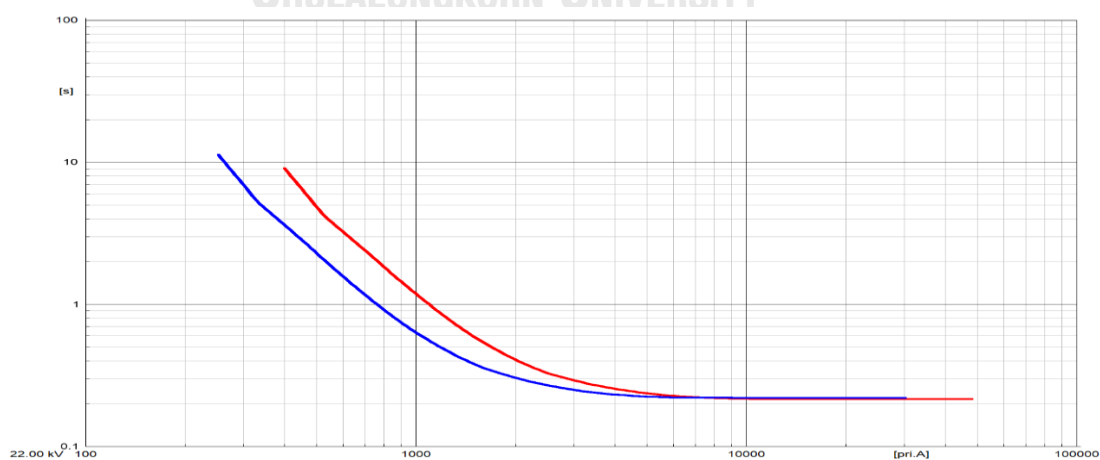
กลุ่มค่าปรับตั้ง	ตำแหน่งติดตั้ง	ตรวจจับ	กระแสลัดวงจร (A)	CT	ค่าปรับตั้ง	เวลาปรับตั้ง		คุณลักษณะ
						Time dial	Time adder	
Recloser (A)	Recloser bus	Ground threshold	46	1/1	46	0.13	0.2	Definite
		Phase threshold	238		238	1.85	0.2	Definite

กลุ่มค่าปรับตั้ง	ตำแหน่งติดตั้ง	ตรวจจับ	กระแสลัดวงจร (A)	CT	ค่าปรับตั้ง	เวลาปรับตั้ง		คุณลักษณะ
						Time dial	Time adder	
Recloser (B)	Recloser bus	Ground threshold	378	1/1	378	0.1		Definite
		Phase threshold	378		378	1.47		Definite
DG (A)	MSDN	I>1	252	600/1	0.42	0.025		SI
		I>3	576		0.96	0.02		Definite
		IN1>1	102		0.17	0.025		SI
		IN1>3	864		1.44	0	Definite	
Feeder (A)	Bus 2	I>1	654	600/1	1.09	1	SI	
		I>3	3348		5.58	0.1	Definite	
		IN1>1	126		0.21	1	SI	
		IN1>3	2490		4.15	0.08	Definite	
Feeder (B)	Bus 2	I>1	498	600/1	0.83	1	SI	
		I>3	3348		5.58	0.18	Definite	
		IN1>1	150		0.25	1	SI	
		IN1>3	2490		4.15	0.28	Definite	

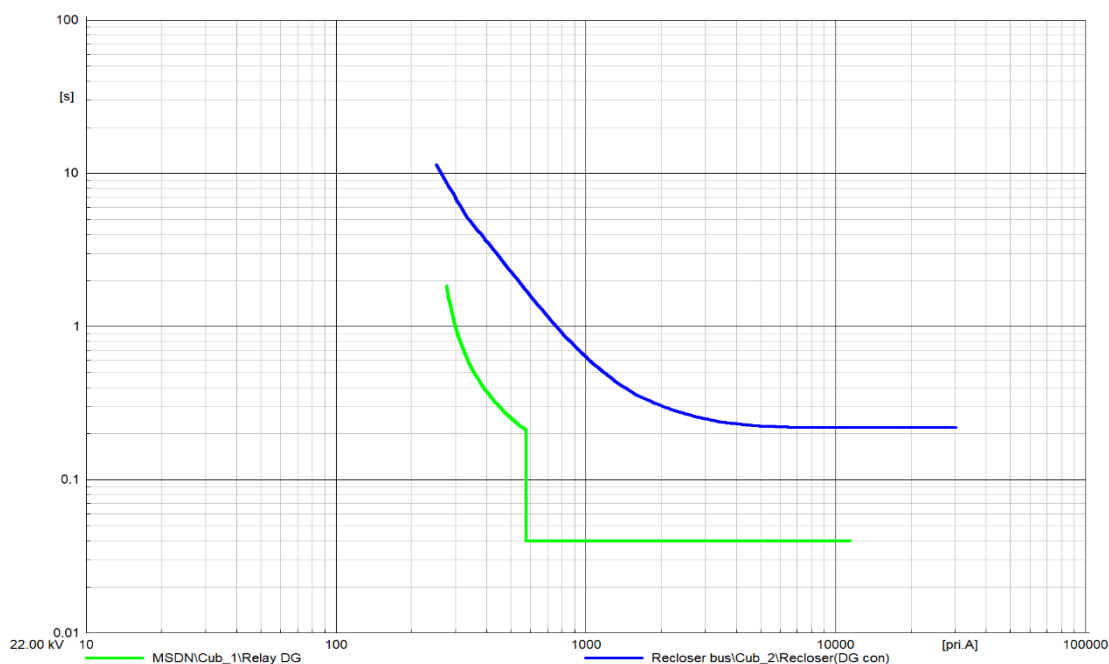
ตารางที่ 6.5 ค่าปรับตั้งที่คำนวณได้สำหรับกรณีศึกษาที่ 1

กรณีศึกษาที่ 1.1 ทดสอบการทำงานเมื่อเกิดความผิดปกติแบบ 3 เฟส

เมื่อนำค่าปรับตั้งที่คำนวณได้จากตารางที่ 6.5 มาวาดกราฟ เวลา-กระแส จะได้ดังรูปที่ 6.16



รูปที่ 6.16 กราฟแสดงการทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน(เฟส)แบบปรับตัวได้กลุ่ม A และ B ของรีโคลสเซอร์



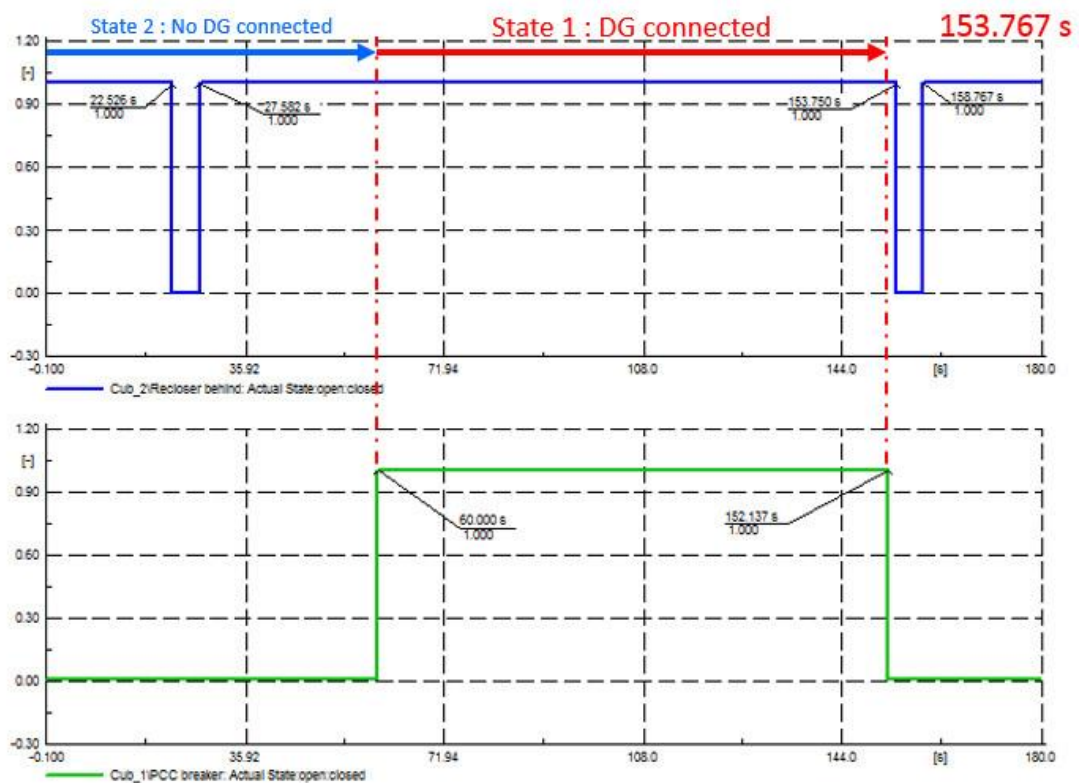
รูปที่ 6.17 แสดงการจัดลำดับการทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน(เฟส)แบบปรับตัวได้ของ DG กับ รีโคลสเซอร์ ในกลุ่ม A

สถานะการจ่ายไฟฟ้า	อุปกรณ์ป้องกัน	กระแสความผิดพลาดที่จุดโหลด 4 (A)	เวลาทำงาน (วินาที)
2	รีโคลสเซอร์ กลุ่มค่าปรับตั้ง B	676.383	2.577
1	รีโคลสเซอร์ กลุ่มค่าปรับตั้ง A	391.669	3.767
	รีเลย์ DG กลุ่มค่าปรับตั้ง A	556.313	0.219

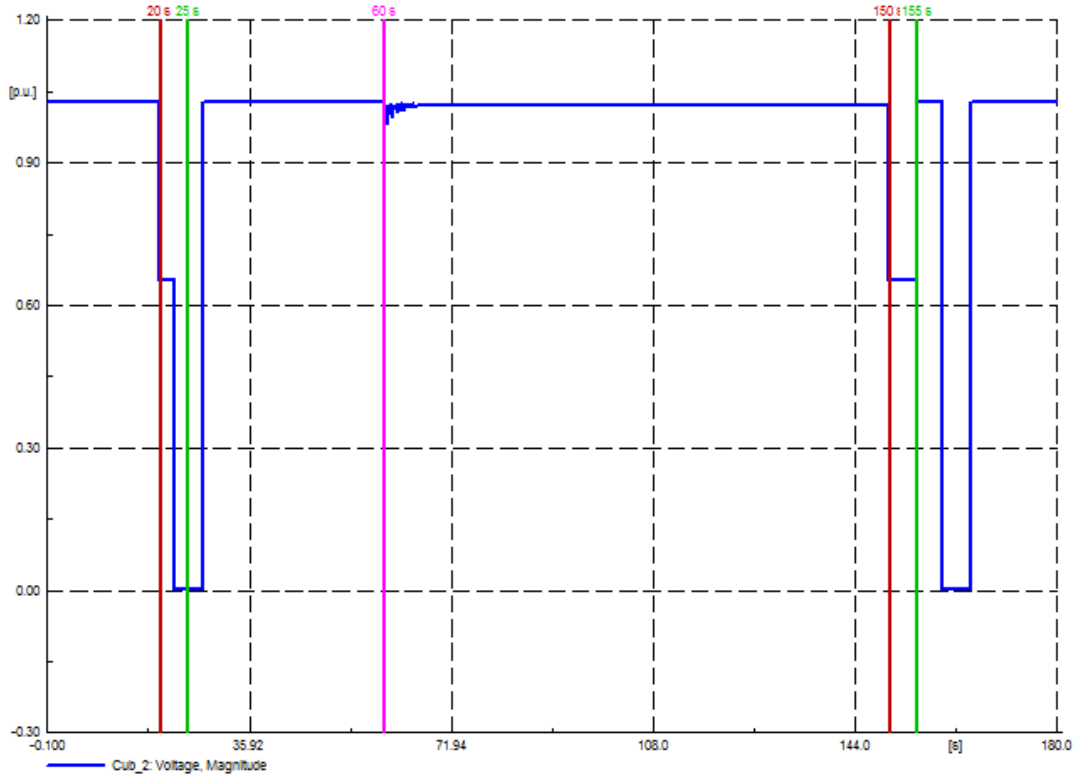
ตารางที่ 6.6 แสดงเวลาการทำงานของรีเลย์ของกลุ่มค่าปรับตั้ง A, B

จากการจำลองการทำงาน เมื่อเกิดความผิดพลาด 3 เฟสขึ้นในสถานะที่ 2 ที่ไม่มีแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวเชื่อมต่ออยู่ รีเลย์ของรีโคลสเซอร์ กลุ่ม B จะตรวจพบความผิดพลาดและส่งเบรกเกอร์ที่เวลา 2.577 วินาที และปิดวงจรกลับที่เวลา 27.582 วินาที เมื่อเวลา 60 วินาที แหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวขนานเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้า สถานะการจ่ายไฟฟ้าเปลี่ยนจากสถานะ 2 มาเป็นสถานะ 1 และเกิดความผิดพลาด 3 เฟสขึ้นอีกครั้งที่เวลา 150

วินาที ส่งผลให้รีเลย์ของแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวที่จุด PCC ทริปออกที่เวลา 0.219 วินาที เพราะทำงานไวกว่า แล้วจึงตามด้วยการทริปของ รีโคสเซอร์ กลุ่ม A ที่เวลา 153.767 วินาที จากรูปที่ 6.18 แรงดันที่เปลี่ยนแปลง จะพบว่าเมื่อเกิดความผิดปกติครั้งแรกที่เวลา 20 วินาที แรงดันจะไม่ลดลงเป็นศูนย์เลยแต่จะมีช่วงเวลาที่แรงดันตกไปชั่วขณะก่อนที่แรงดันจะกลายเป็นศูนย์ อธิบายได้ว่าเมื่อเกิดความผิดปกติแล้วรีโคสเซอร์สามารถตรวจจับความผิดปกตินี้ได้แต่เนื่องจากผลของการหน่วงเวลาจึงทำให้เกิดแรงดันตกชั่วครู่ก่อนที่รีโคสเซอร์จะสั่งเปิดวงจร



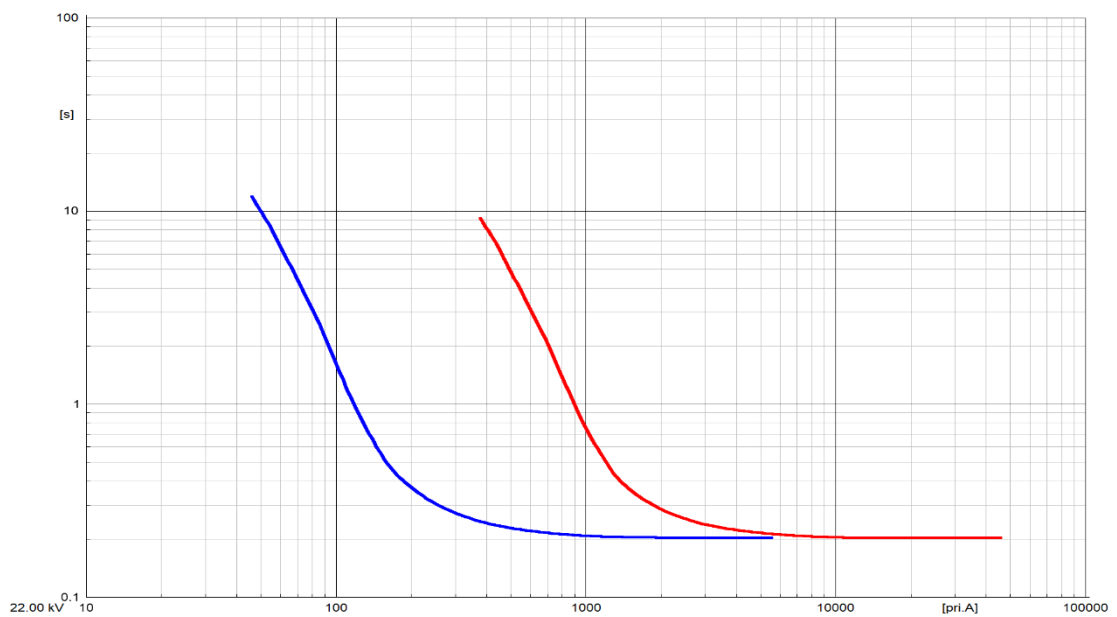
รูปที่ 6.18 สถานะการทำงานของเบรกเกอร์กรณีศึกษาที่ 1.1



รูปที่ 6.19 การเปลี่ยนแปลงความแรงดันที่รีโกลสเซอร์ กรณีศึกษาที่ 1.1

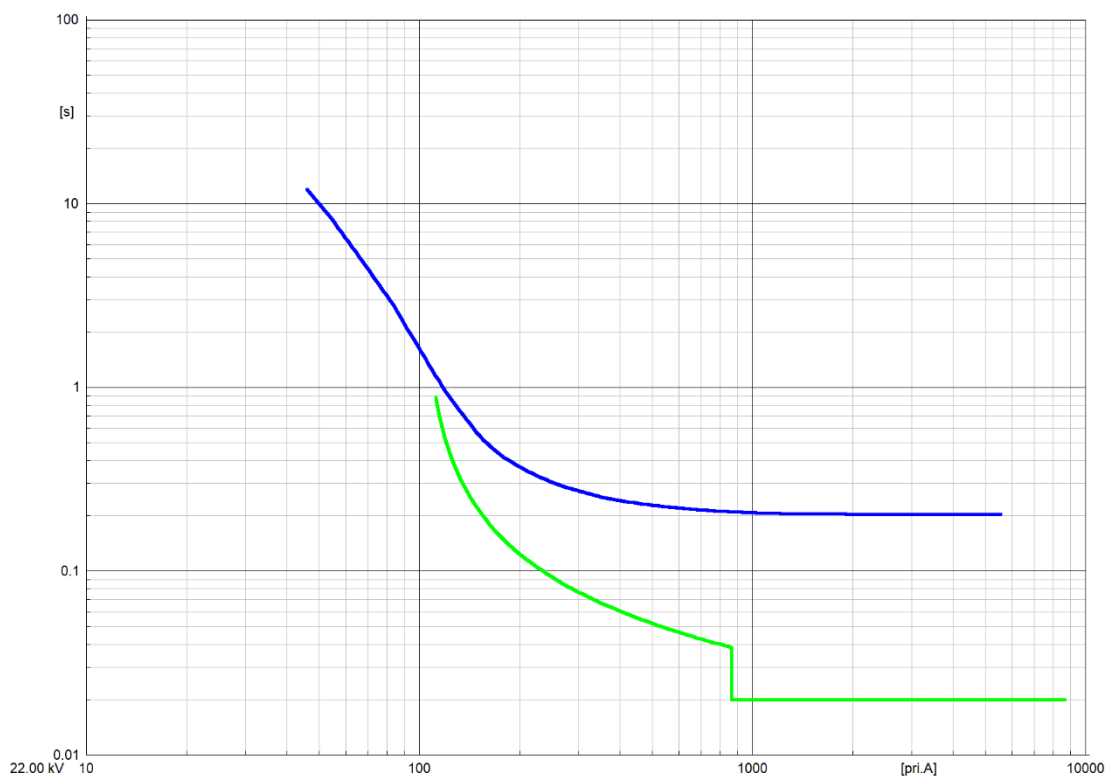
กรณีศึกษาที่ 1.2 ทดสอบการทำงานความผิดพลาดแบบ 1 เฟสลงดิน

ข้อมูลค่าปรับตั้งจากรายที่ 6.5 นำมาวาดกราฟ เวลา-กระแส จะได้ดังรูปที่ 6.20, 6.21



รูปที่ 6.20 แสดงการทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน(นิวทรัล) แบบปรับตัวได้กลุ่ม A, B

ของรีโกลสเซอร์



รูปที่ 6.21 แสดงการจัดลำดับการทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน(นิวทรัล)แบบปรับตัวได้ของ DG กับรีโคสเซอร์ในกลุ่ม A

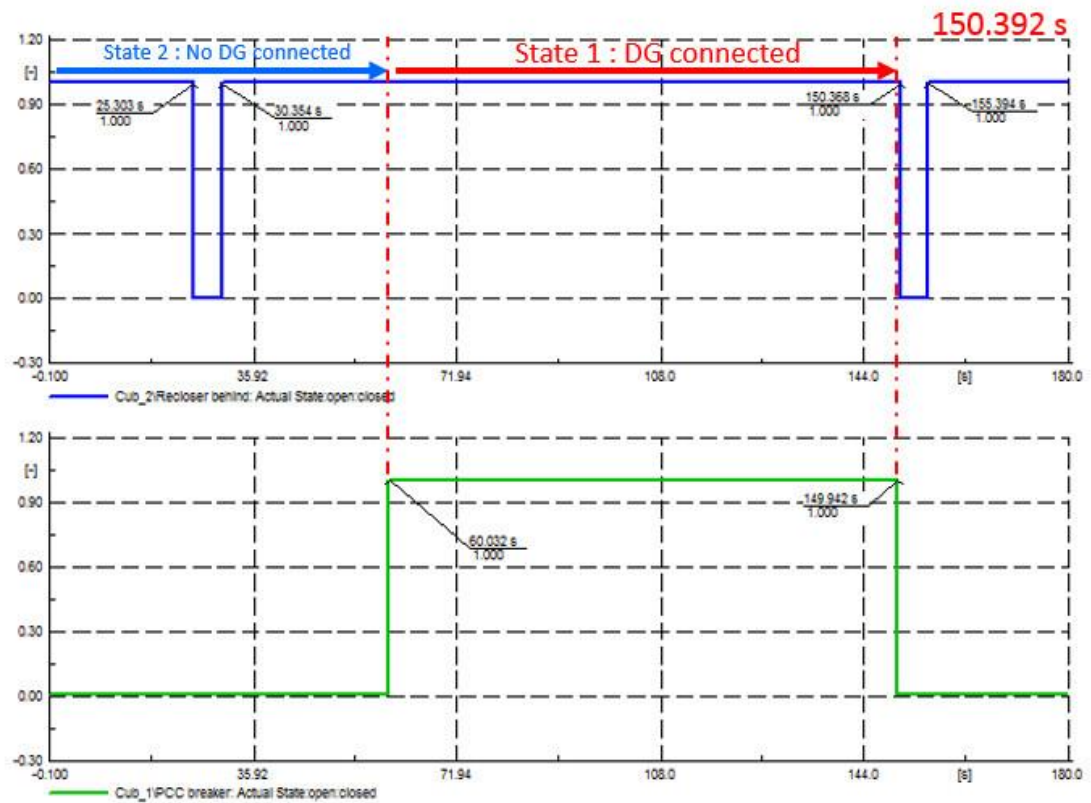
สถานะการจ่ายไฟฟ้า	อุปกรณ์ป้องกัน	กระแสความผิดพลาดที่จุดโหลด 4 (A)	เวลาทำงาน (วินาที)
2	รีโคสเซอร์ กลุ่มค่าปรับตั้ง B	483.429	25.352
1	รีโคสเซอร์ กลุ่มค่าปรับตั้ง A	188.884	150.392
	รีเลย์ DG กลุ่มค่าปรับตั้ง A	712.749	150.042

ตารางที่ 6.7 แสดงเวลาการทำงานของรีเลย์ของกลุ่มค่าปรับตั้ง A, B

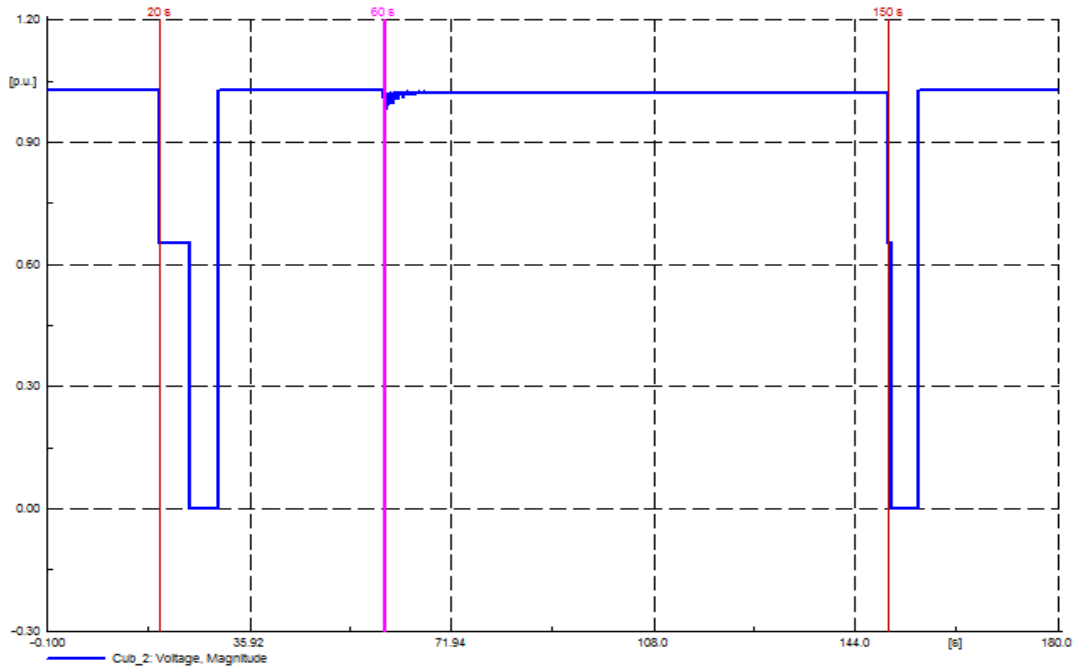
เมื่อเกิดความผิดพลาดที่เวลา 20 วินาที รีเลย์จะตรวจพบกระแสลงดินและสั่งเบรกเกอร์ทำงานที่เวลา 25.352 วินาที แต่เมื่อมีการเปลี่ยนสถานะการจ่ายไฟฟ้าเมื่อแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวขนานเชื่อมต่อที่เวลา 60 วินาที รีเลย์จะตรวจจับกระแสความผิดพลาดลงดินได้เร็วกว่ารีเลย์ของรีโคสเซอร์กลุ่ม B โดยที่รีเลย์ของแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวส่งทริป



เบรกเกอร์ที่เวลา 150.042 วินาที และรีเลย์รีโคลสเซอร์สั่งทริปที่เวลา 150.392 วินาที เมื่อเกิดความผิดปกติ 1 เฟสลงดินที่เวลา 150 วินาที รูปที่ 6.22 การเปลี่ยนแปลงของแรงดัน อธิบายได้เช่นเดียวกับ กรณีศึกษาที่ 1.1 การทดสอบด้วยความผิดปกติแบบ 3 เฟส รีโคลสเซอร์จะหน่วงเวลาก่อนขณะหนึ่งก่อนที่จะสั่งเปิดวงจร ซึ่งระยะเวลาในการหน่วงของกรณีการเกิดความผิดปกติแบบ 1 เฟสลงดินนั้นจะนานกว่าแบบ ความผิดปกติ แบบ 3 เฟส



รูปที่ 6.22 สถานะการทำงานของเบรกเกอร์กรณีศึกษาที่ 1.2



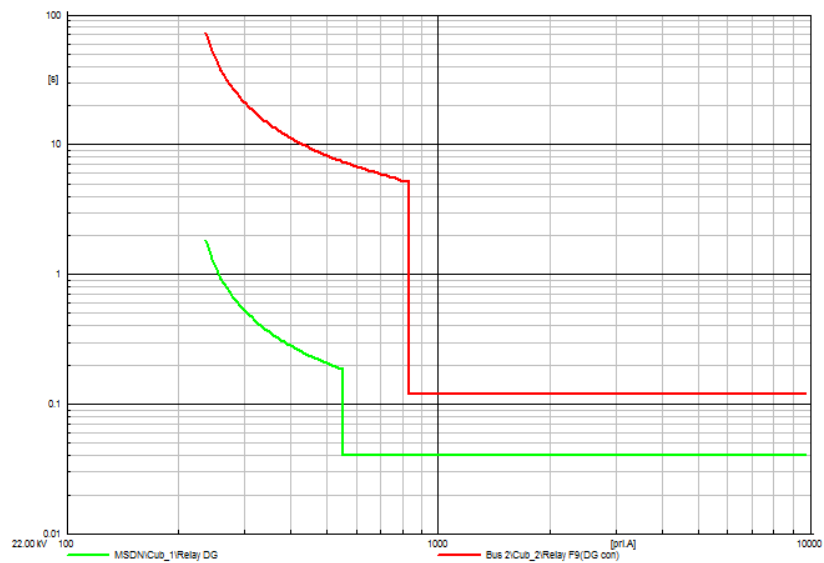
รูปที่ 6.23 การเปลี่ยนแปลงความแรงดันที่รีโวลเตอร์ กรณีศึกษาที่ 1.2

#### 6.4.4 ผลการทดสอบกรณีศึกษาที่ 2

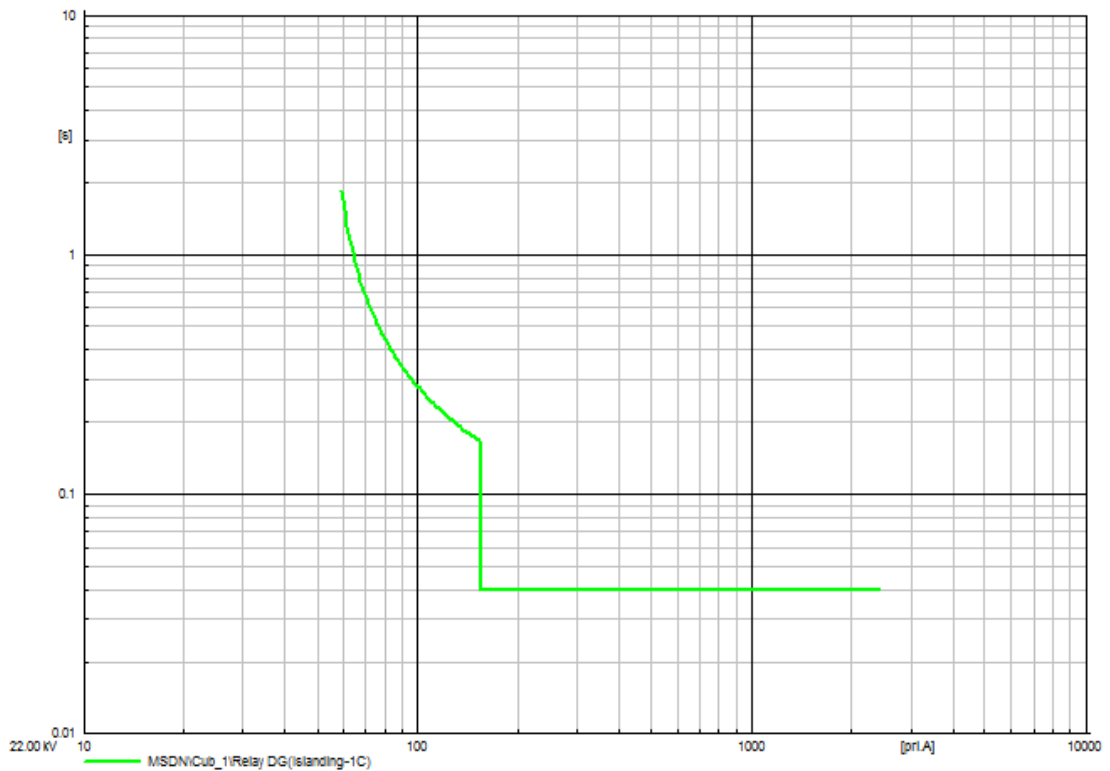
กลุ่มค่า ปรับตั้ง	ตำแหน่ง ติดตั้ง	ตรวจจับ	กระแส ลัดวงจร (A)	CT	ค่า ปรับตั้ง	เวลา ปรับตั้ง	คุณลักษณะ
Feeder (A)	Bus 2	I>1	216	600/1	0.36	1	SI
		I>3	834		1.39	0.1	Definite
		IN1>1	48		0.08	1	SI
		IN1>3	858		1.43	0.08	Definite
DG (A)	MSDN	I>1	216	600/1	0.36	0.025	SI
		I>3	552		0.92	0.02	Definite
		IN1>1	84		0.14	0.025	SI
		IN1>3	726		1.21	0	Definite
DG (1C)	MSDN	I>1	48	600/1	0.08	0.025	SI
		I>3	210		0.35	0.02	Definite
		IN1>1	48		0.08	0.025	SI
		IN1>3	222		0.37	0	Definite

ตารางที่ 6.8 ค่าปรับตั้งที่คำนวณได้จากอัลกอริทึมสำหรับกรณีศึกษา 2.1, 2.2

กรณีศึกษาที่ 2.1 ทดสอบการทำงานของรีเลย์กลุ่ม 1C เมื่อเกิดความผิดปกติพร้อม 3 เฟส



รูปที่ 6.24 แสดงจัดลำดับการทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน(เฟส) แบบปรับตัวได้กลุ่ม A ของ DG และเบรกเกอร์วงจร 9

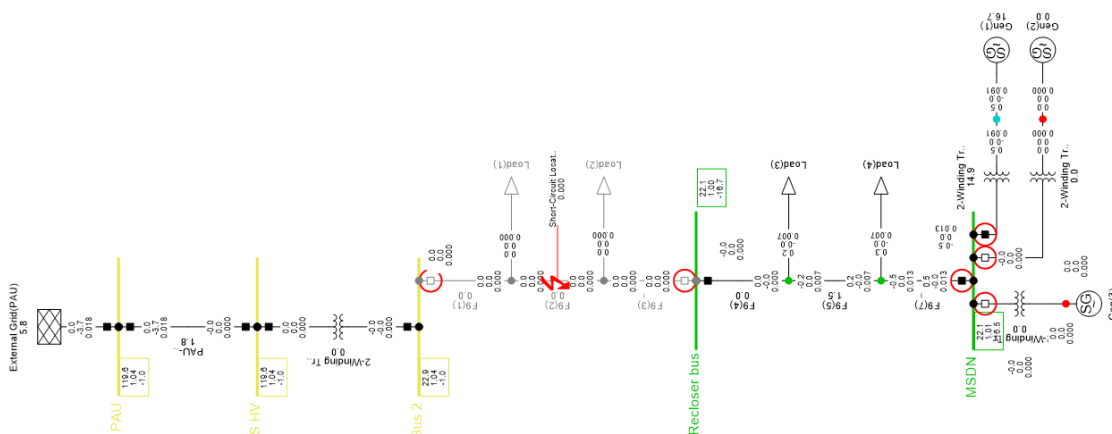


รูปที่ 6.25 กราฟแสดงการทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน(เฟส)แบบปรับตัวได้กลุ่ม 1C ของ DG

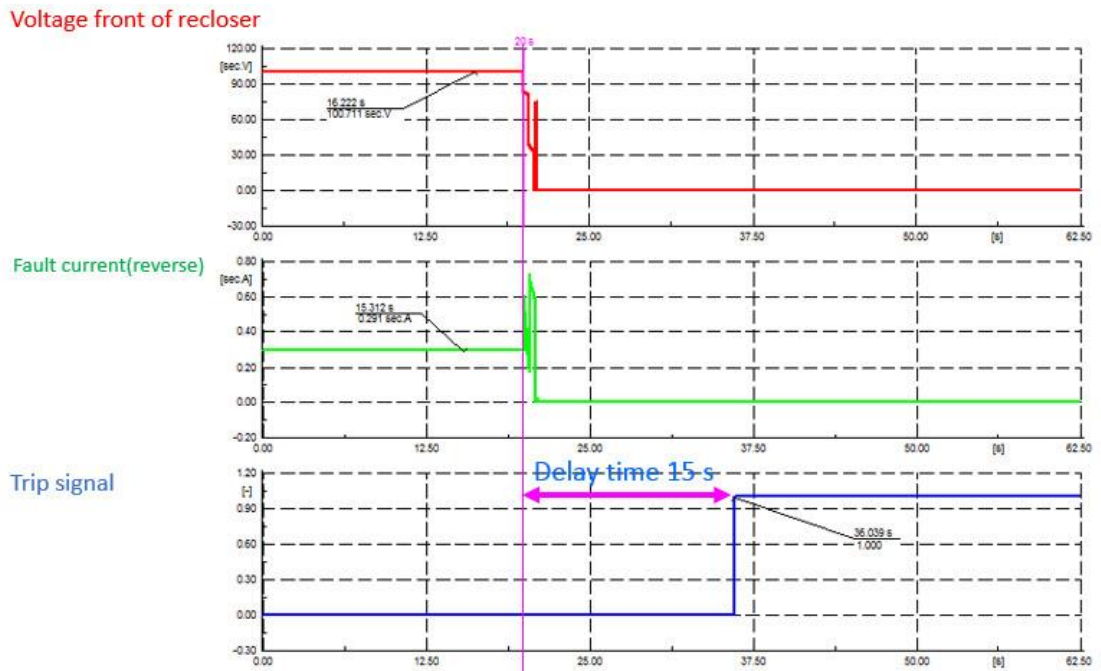
สถานะการจ่ายไฟฟ้า	อุปกรณ์ป้องกัน	กระแสความผิดพลาดที่ 50% ของ F9(2) (A)	กระแสความผิดพลาดที่จุดโหลด 4 (A)	เวลาทำงาน (วินาที)
1	รีเลย์เบรกเกอร์ กลุ่มค่าปรับตั้ง A	659.283		26.204
	รีเลย์ DG กลุ่มค่าปรับตั้ง A	381.055		20.307
3 (ครึ่งวงจร)	รีเลย์ DG กลุ่มค่าปรับตั้ง 1C		221.735	90.038

ตารางที่ 6.9 เวลาการทำงานของรีเลย์ปรับตั้งได้กลุ่ม A และ 1C เมื่อเกิดความผิดพลาด 3 เฟส

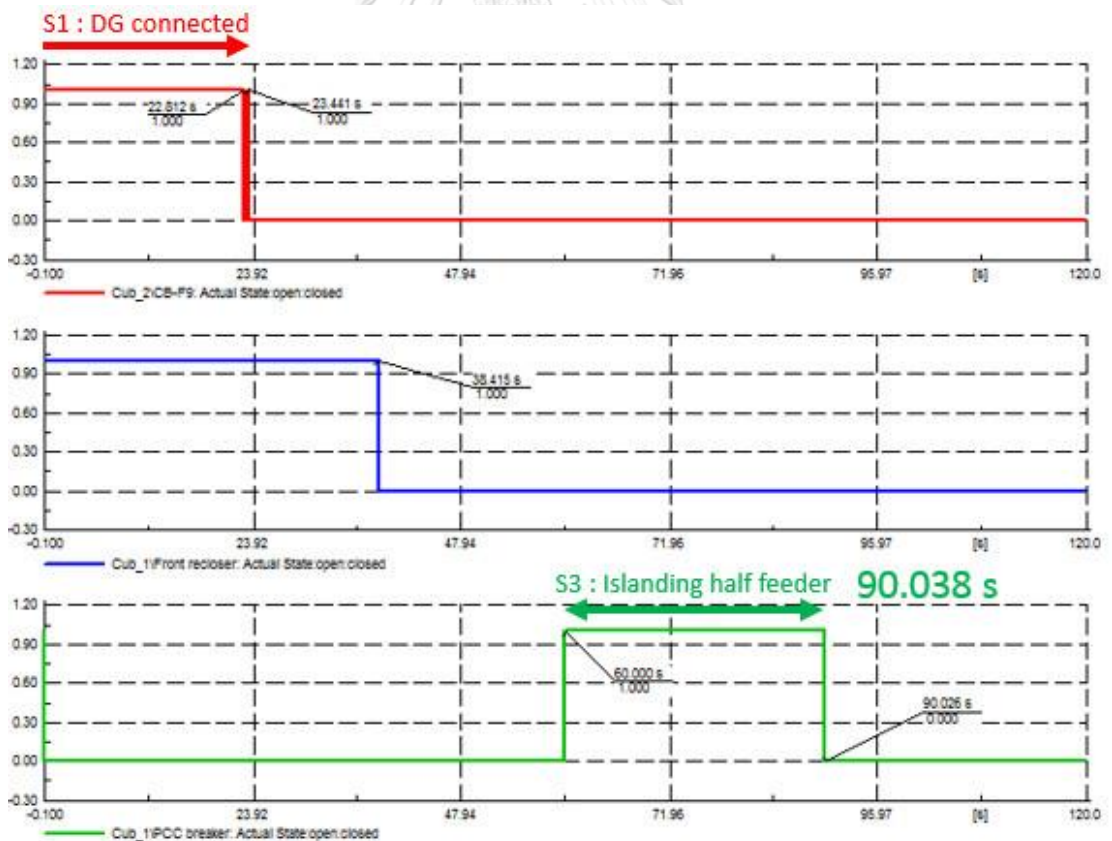
ความผิดพลาด 3 เฟส ที่เวลา 20 วินาที ทำให้เบรกเกอร์ PCC ของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวทรูปออกที่เวลา 20.037 วินาที และเบรกเกอร์วงจรทรูปเวลา 26.204 วินาที และรีโคลสกลับมาอีกครั้งใน 0.5 วินาที และทรูปออกในครั้งที่สอง ขณะที่รีโคลสเซอร์ตรวจจับกระแสความผิดพลาดที่มากกว่ากระแสปกติ และแรงดันหายไปมากกว่า 15 วินาที จึงปลดตัวเองออกที่เวลาประมาณ 41.847 วินาที เมื่อรีโคลสเซอร์ปลดออกไปแล้วจึงสามารถจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดได้ครึ่งวงจร ในวินาทีที่ 60 ระบบแยกโดดเกิดขึ้น รีเลย์ของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวถูกเปลี่ยนค่าตั้งปรับเป็นกลุ่ม 1C ในวินาทีที่ 90 เกิดความผิดพลาดแบบ 3 เฟสขึ้นอีกครั้ง รีเลย์ของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวทำงานที่เวลา 90.038 วินาที



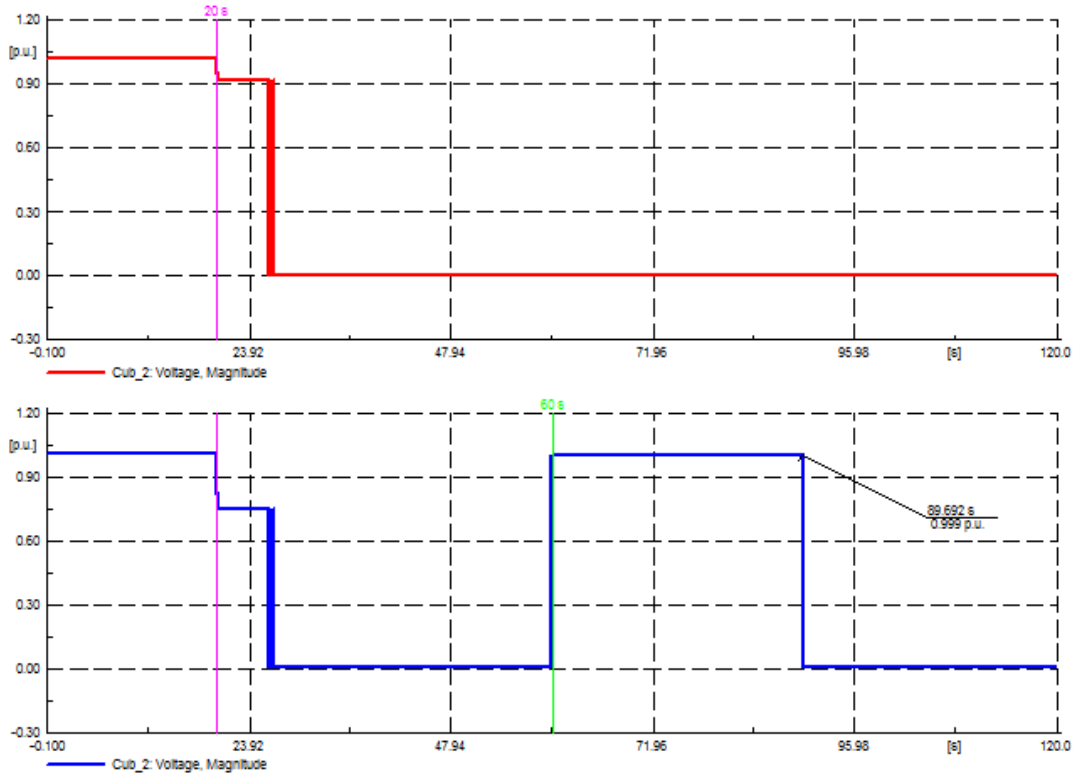
รูปที่ 6.26 สภาพการจ่ายไฟฟ้าของระบบเมื่อจ่ายไฟฟ้าแบบระบบแยกโดดครึ่งวงจร



รูปที่ 6.27 การตรวจความผิดปกติของถาวรหน้ำรีโคลสเซอร์

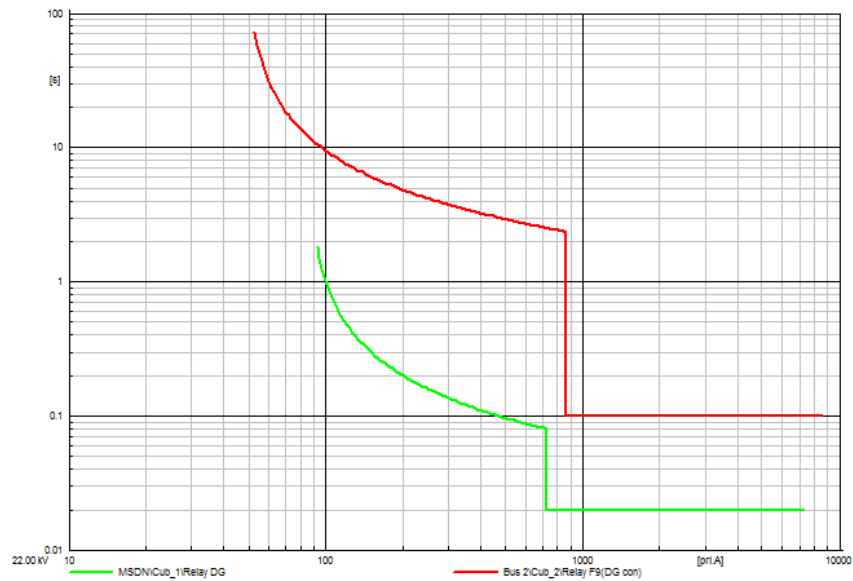


รูปที่ 6.28 สถานะการทำงานของเบรกเกอร์กรณีเกิดความผิดปกติ 3 เฟส กรณีศึกษาที่ 2.1

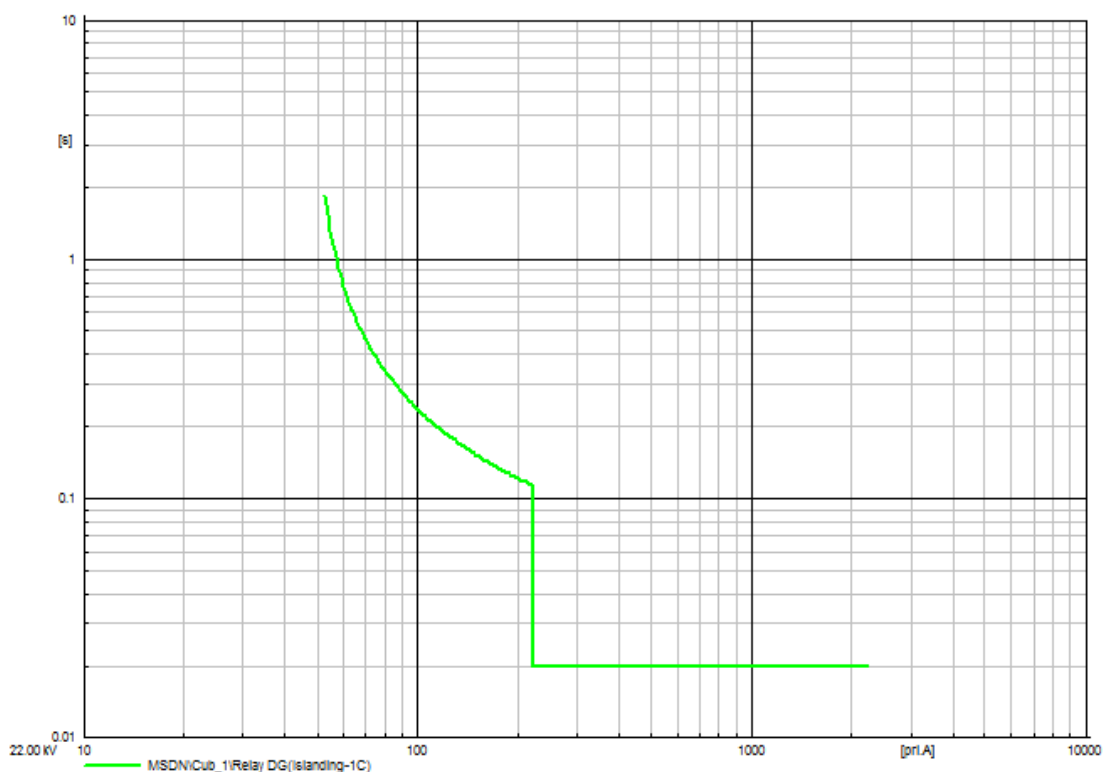


รูปที่ 6.29 การเปลี่ยนแปลงที่ตำแหน่งก่อนและหลังรีโคลสเซอร์ กรณีศึกษาที่ 2.1

กรณีศึกษา 2.2 ทดสอบการทำงานของรีเลย์กลุ่ม 1C เมื่อเกิดความผิดปกติพร้อมแบบ 1 เฟสลงดิน นำข้อมูลค่าปรับตั้งที่ได้จากตารางที่ 6.8 วาดกราฟ เวลา-กระแส จะได้ดังรูปที่ 6.30



รูปที่ 6.30 แสดงการจัดลำดับการทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน(นิวทรัล) แบบปรับตัวได้กลุ่ม A ของ DG และเบรกเกอร์วงจร 9



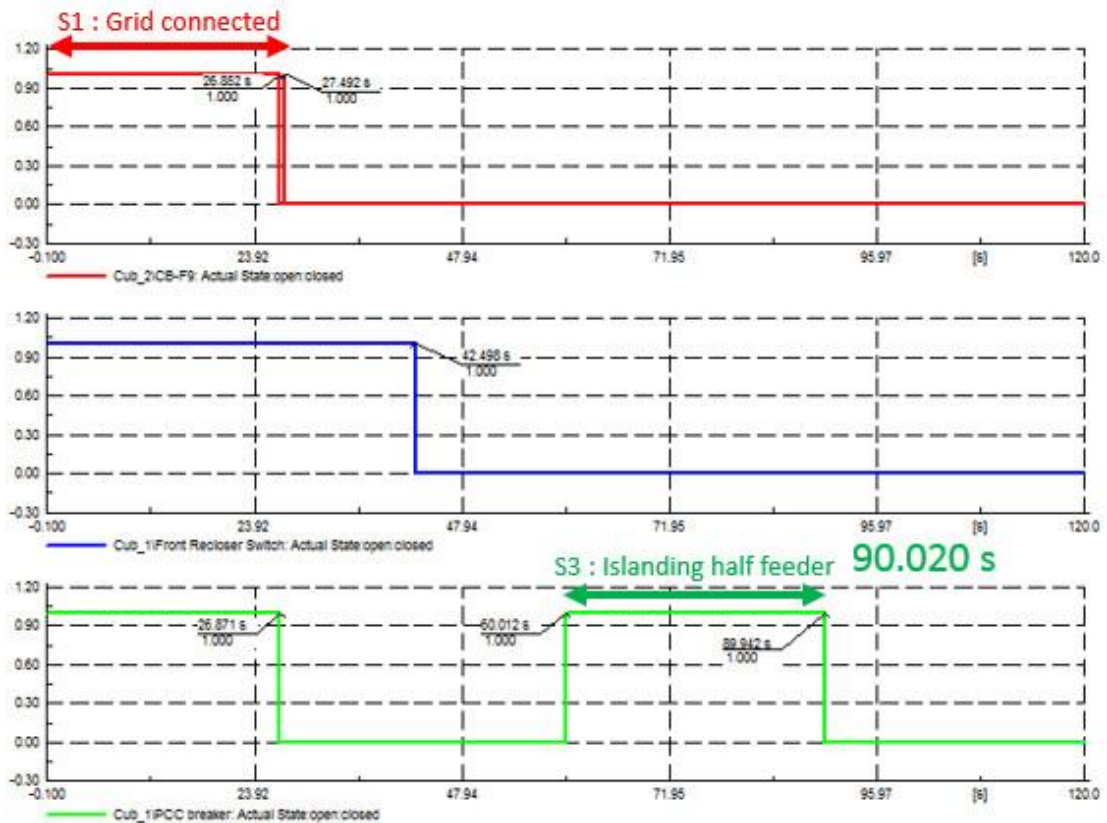
รูปที่ 6.31 กราฟแสดงการทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน(นิวทริล)แบบปรับตัวได้กลุ่ม 1C ของ DG

สถานะการจ่ายไฟฟ้า	อุปกรณ์ป้องกัน	กระแสความผิดพลาดที่ 50% ของ F9(2) (A)	กระแสความผิดพลาดที่จุดโหลด 4 (A)	เวลาทำงาน (วินาที)
1	รีเลย์เบรกเกอร์ กลุ่มค่าปรับตั้ง A	541.339		22.820
	รีเลย์ DG กลุ่มค่าปรับตั้ง A	347.779		20.121
3 (ครึ่งวงจร)	รีเลย์ DG กลุ่มค่าปรับตั้ง 1C		280.234	90.020

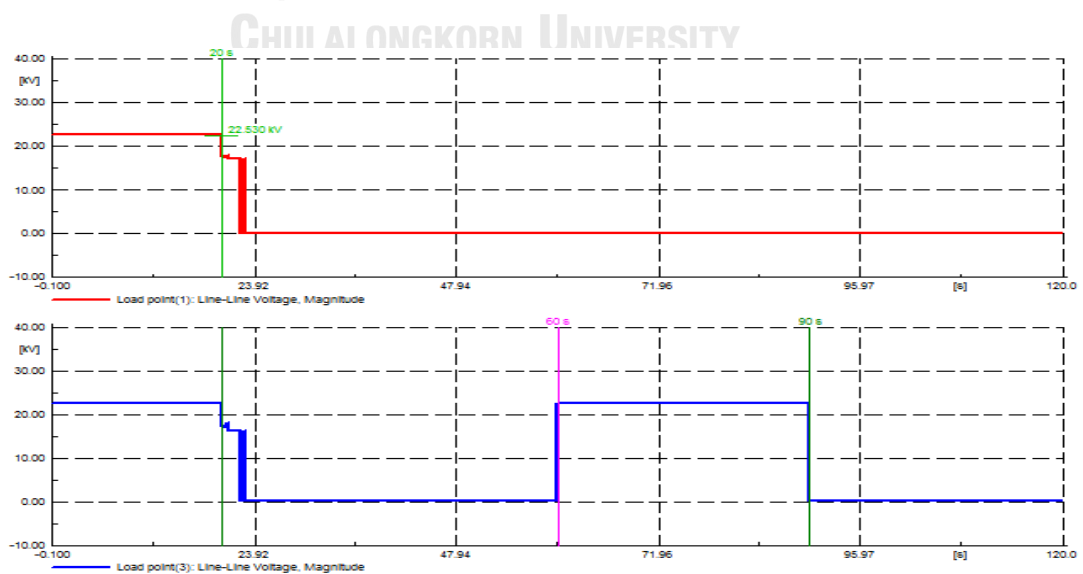
ตารางที่ 6.10 เวลาการทำงานของรีเลย์ปรับตัวได้กลุ่ม A และ 1C เมื่อเกิดความผิดพลาด 1 เฟสลงดิน

ความผิดพลาด 1 เฟสลงดิน ที่เวลา 20 วินาที ทำให้เบรกเกอร์ PCC ของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวทรูปออกที่เวลา 20.121 วินาที และเบรกเกอร์วงจรทรูปเวลา 22.82 วินาที และ รีโคลส กลับมาอีกครั้งใน 0.5 วินาที และทรูปออกในครั้งที่สอง ขณะที่รีโคลสเซอร์ตรวจจับกระแส

ความผิดพลาดที่มากกว่ากระแสปกติ และแรงดันหายไปมากกว่า 15 วินาที จึงปลดตัวเองออกที่เวลาประมาณ 41.973 วินาที ระบบไฟฟ้าแยกโดดครึ่งวงจรเกิดขึ้นในวินาทีที่ 60 ในวินาทีที่ 90 เกิดความผิดพลาดแบบ 1 เฟสลงดิน รีเลย์ของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวทำงานที่เวลา 90.020 วินาที



รูปที่ 6.32 สถานะการทำงานของเบรกเกอร์กรณีเกิดความผิดพลาด 1 เฟสลงดิน กรณีศึกษาที่ 2.2



รูปที่ 6.33 การเปลี่ยนแปลงแรงดันที่ตำแหน่งก่อนและหลังรีโคลสเซอร์ กรณีศึกษาที่ 2.2

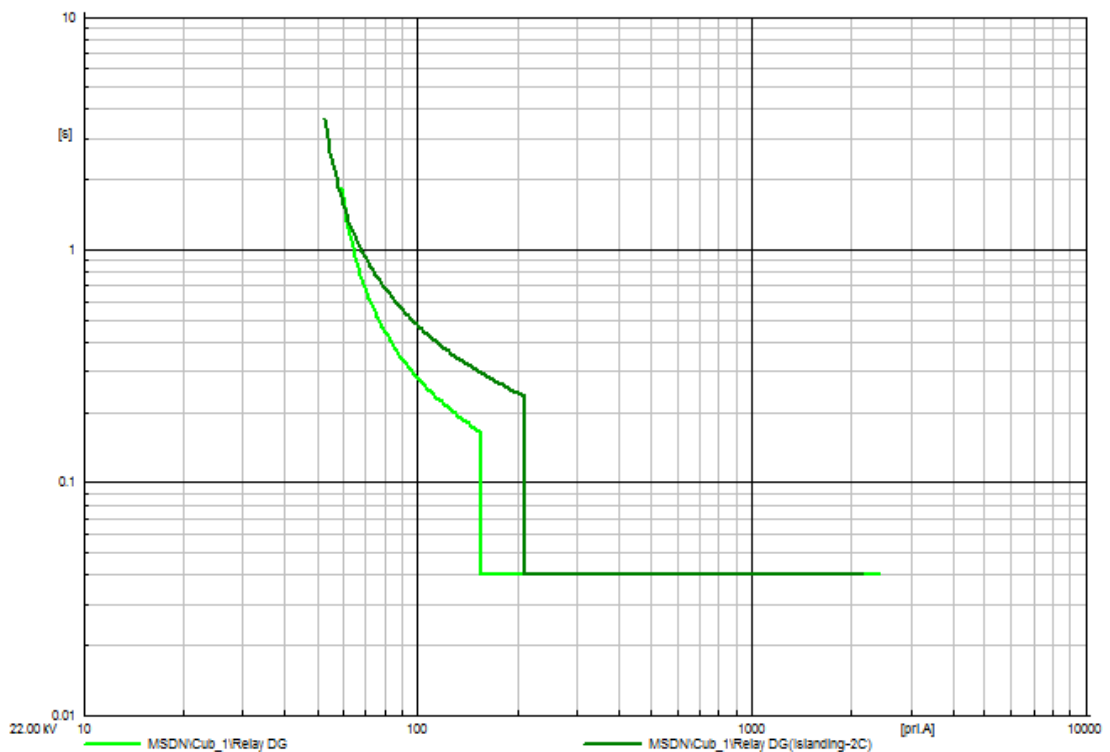


กรณีศึกษาที่ 2.3 ทดสอบการทำงานของรีเลย์กลุ่ม 2C เมื่อเกิดความผิดปกติพ่วงแบบ 3 เฟส

กลุ่มค่า ปรับตั้ง	ตำแหน่ง ติดตั้ง	ตรวจจับ	กระแส ลัดวงจร (A)	CT	ค่า ปรับตั้ง	เวลา ปรับตั้ง	คุณลักษณะ
DG (A)	MSDN	I>1	54	600/1	0.09	0.025	SI
		I>3	156		0.26	0.02	Definite
		IN1>1	48		0.08	0.025	SI
		IN1>3	570		0.95	0	Definite
DG (2C)	MSDN	I>1	48	600/1	0.08	0.050	SI
		I>3	210		0.35	0.02	Definite
		IN1>1	48		0.08	0.025	SI
		IN1>3	270		0.45	0	Definite

ตารางที่ 6.11 ค่าปรับตั้งที่คำนวณได้จากอัลกอริทึมสำหรับกรณีศึกษา 2.3, 2.4

จากตารางที่ 6.11 จะได้กราฟเวลา-กระแส ตามรูปที่ 6.34

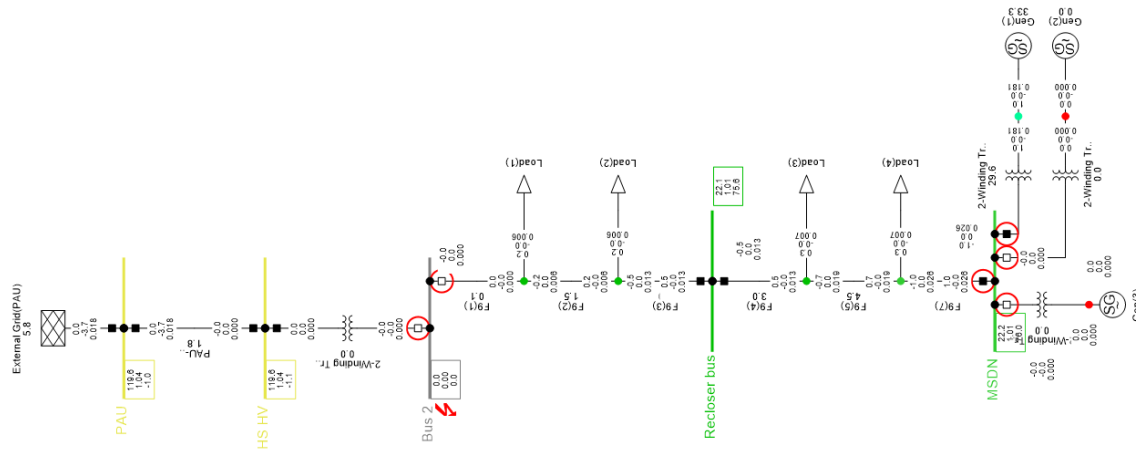


รูปที่ 6.34 กราฟแสดงการทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน(เฟส)แบบปรับตัวได้กลุ่ม A (สีเขียวอ่อน) และกลุ่ม 2C (สีเขียวเข้ม) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว

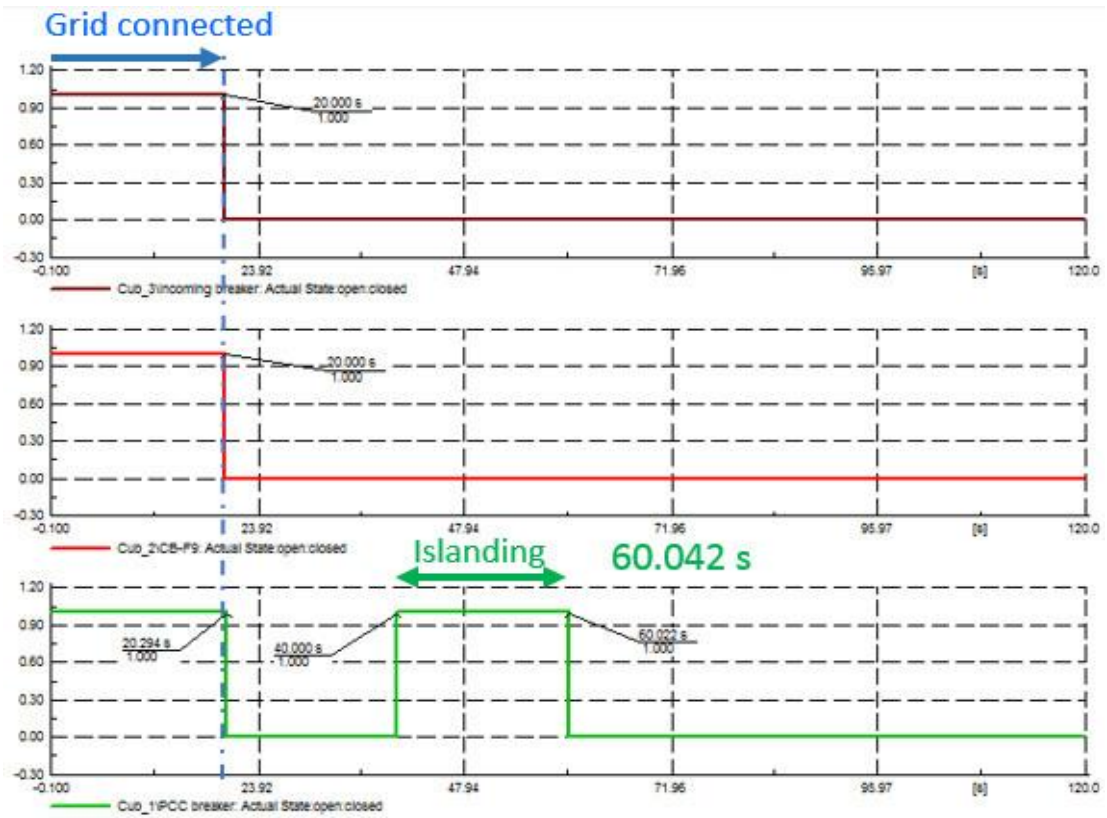
สถานะการจ่ายไฟฟ้า	อุปกรณ์ป้องกัน	กระแสความผิดพลาดที่เห็น (A)	กระแสความผิดพลาดที่จุดโหลด 4 (A)	เวลาทำงาน (วินาที)
1	ระบบตรวจจับอาร์ก	193.138		20.022
	รีเลย์ DG กลุ่มค่าปรับตั้ง A			20.320
3 (เต็มวงจร)	รีเลย์ DG กลุ่มค่าปรับตั้ง 2C		226.549	60.042

ตารางที่ 6.12 เวลาการทำงานของรีเลย์ปรับตัวได้กลุ่ม A และ 2C เมื่อเกิดความผิดพลาด 3 เฟส

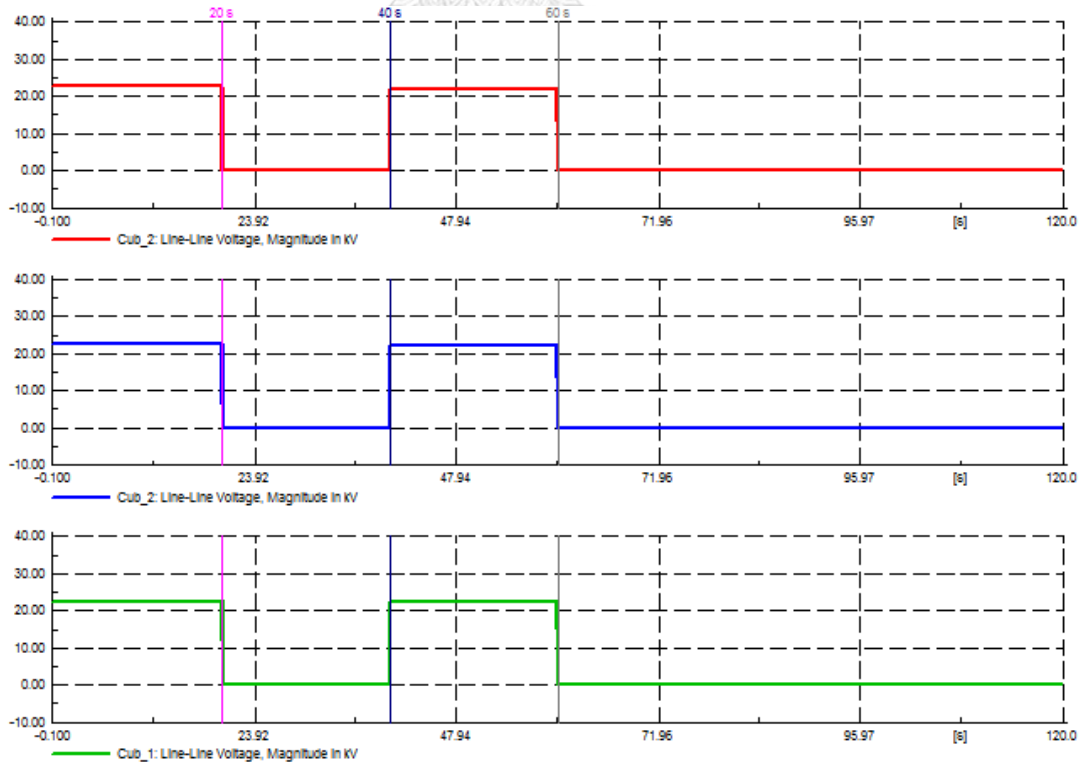
ที่เวลา 20 วินาทีเกิดความผิดพลาด 3 เฟสที่บัส 2 ระบบตรวจจับอาร์กทำงานสั่งเบรกเกอร์ INC และ F9 ทริปที่เวลา 20.022 วินาที รีเลย์ที่จุด PCC ทริปออกที่เวลา 20.320 วินาที และจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดที่เวลา 40 วินาที จากนั้นเกิดความผิดพลาดอีกครั้งที่เวลา 60 วินาที รีเลย์กลุ่ม 2C ทริปออกที่เวลา 60.042 วินาที สถานะการทำงานของเบรกเกอร์และแรงดันแสดงได้ดังรูปที่ 6.36 และ 6.37 ตามลำดับ



รูปที่ 6.35 สภาพการจ่ายไฟฟ้าของระบบเมื่อจ่ายไฟฟ้าแบบระบบแยกโดดทั้งวงจร

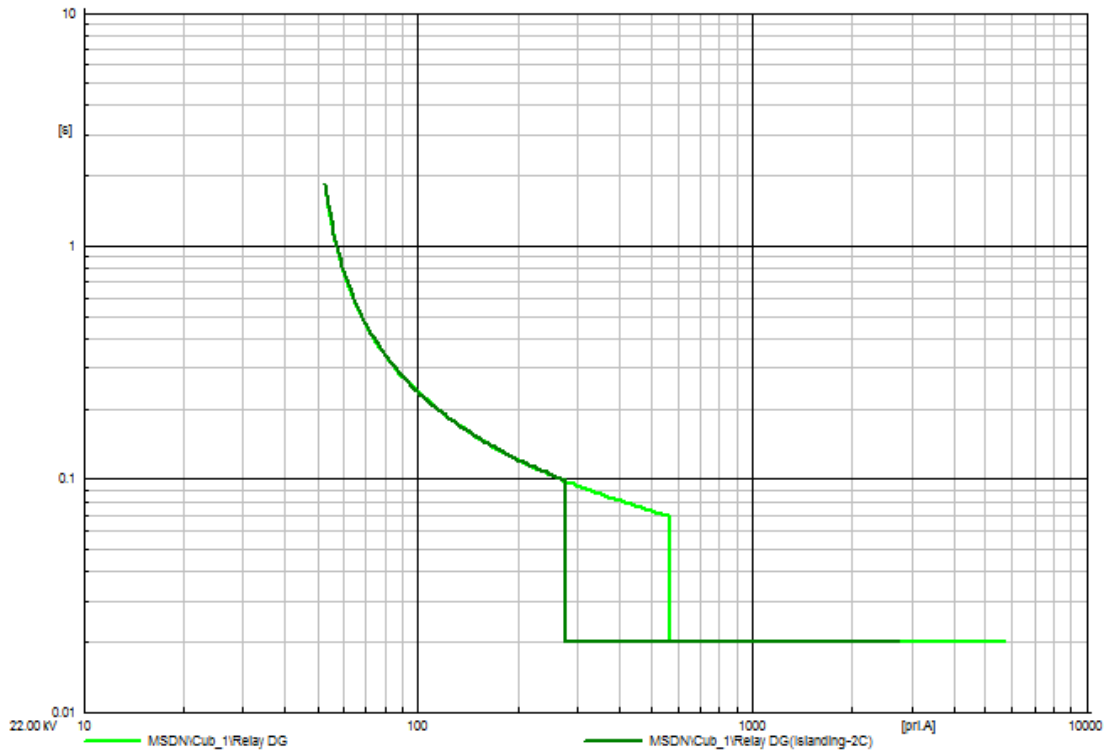


รูปที่ 6.36 สถานะการทำงานของเบรกเกอร์กรณีเกิดความผิดปกติ 3 เฟส กรณีศึกษาที่ 2.3



รูปที่ 6.37 การเปลี่ยนแปลงแรงดันที่ตำแหน่งต่าง ๆ ในวงจร 9 กรณีศึกษาที่ 2.3

กรณีศึกษา 2.4 ทดสอบการทำงานของรีเลย์กลุ่ม 2C เมื่อเกิดความผิดปกติแบบ 1 เฟสลงดิน  
จากตารางที่ 6.11 นำข้อมูลค่าปรับตั้งที่ได้วาดกราฟ เวลา-กระแส จะได้ดังรูปที่ 6.38

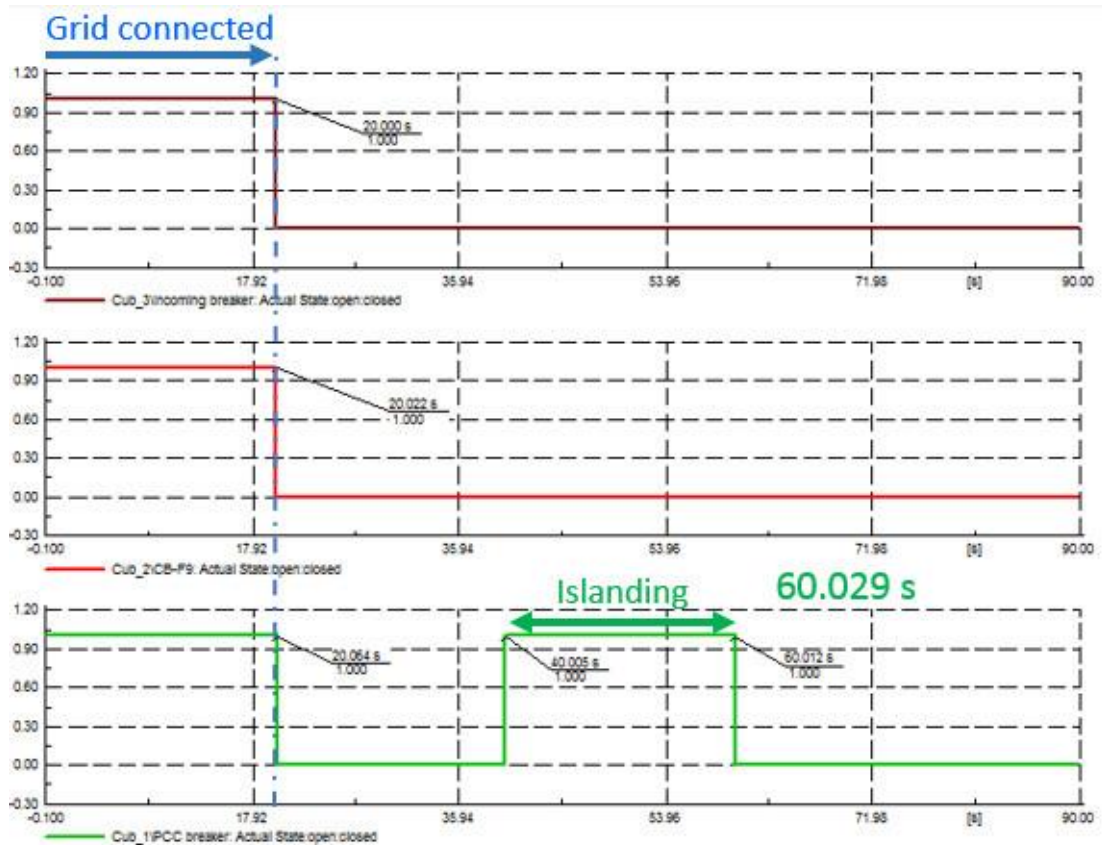


รูปที่ 6.38 กราฟแสดงการทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน(นิวทรัล)แบบปรับตัวได้กลุ่ม A (สีเขียวอ่อน) และกลุ่ม 2C (สีเขียวเข้ม) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว

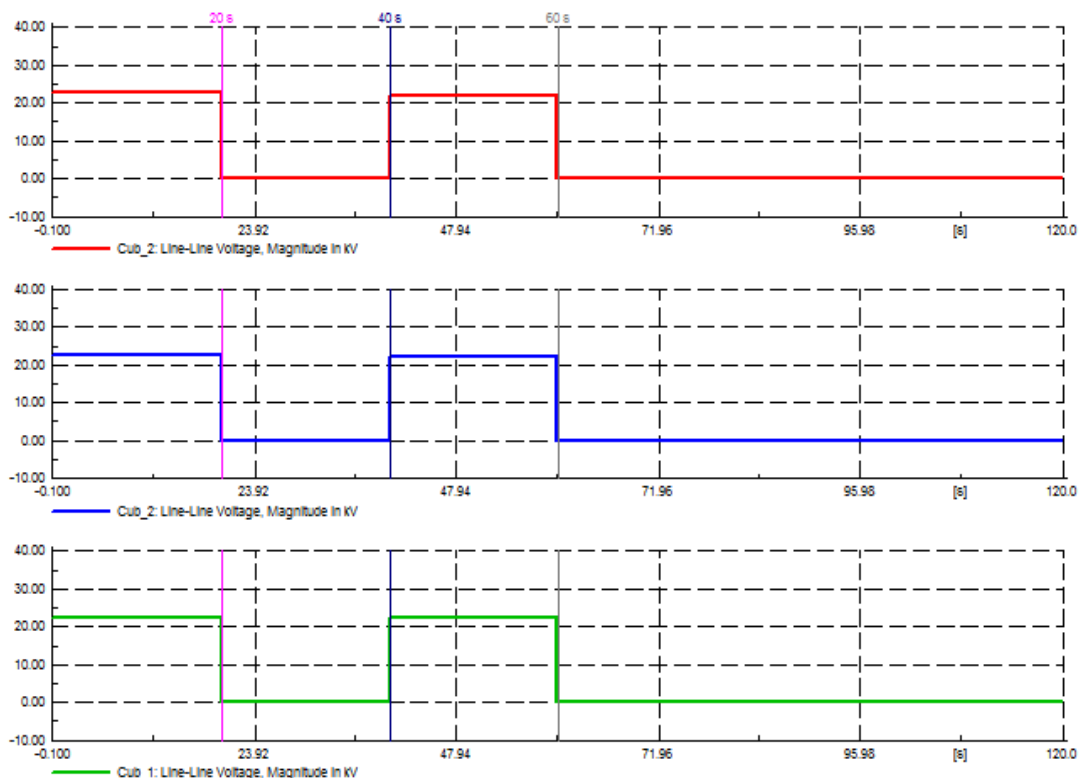
สถานะการจ่ายไฟฟ้า	อุปกรณ์ป้องกัน	กระแสความผิดปกติเห็น (A)	กระแสความผิดปกติที่จุดโหลด 4 (A)	เวลาทำงาน (วินาที)
1	ระบบตรวจจับอาร์ก			20.022
	รีเลย์ DG กลุ่มค่าปรับตั้ง A	345.410		20.087
3 (เต็มวงจร)	รีเลย์ DG กลุ่มค่าปรับตั้ง 2C		275.210	60.029

ตารางที่ 6.13 เวลาการทำงานของรีเลย์ปรับตัวได้กลุ่ม A และ 2C เมื่อเกิดความผิดปกติ 1 เฟสลงดิน

ที่เวลา 20 วินาทีเกิดความผิดปกติ 1 เฟสลงดินที่บัส 2 ระบบตรวจจับอาร์กทำงานที่เวลา 20.022 วินาที รีเลย์ที่จุด PCC ทริปออกที่เวลา 20.087 วินาที และเริ่มจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดที่เวลา 40 วินาที จากนั้นเกิดความผิดปกติอีกครั้งที่เวลา 60 วินาที รีเลย์กลุ่ม 2C ทริปออกที่เวลา 60.029 วินาที



รูปที่ 6.39 สถานะการทำงานของเบรกเกอร์กรณีเกิดความผิดปกติ 1 เฟสลงดิน



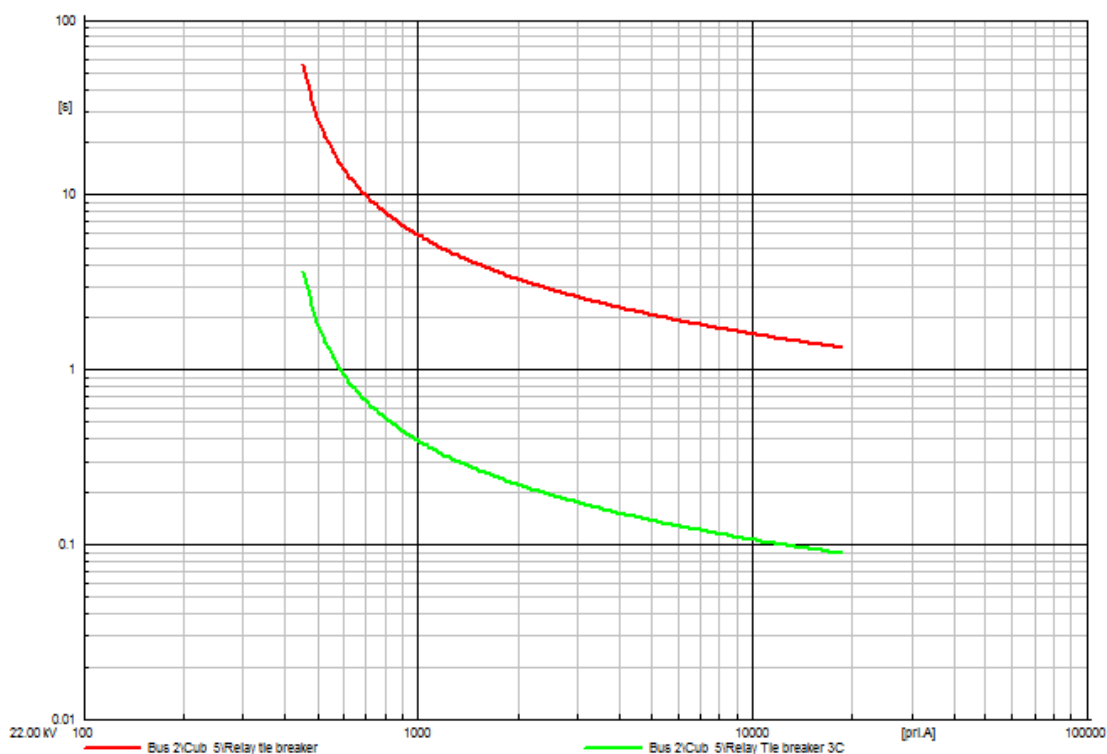
รูปที่ 6.40 การเปลี่ยนแปลงแรงดันที่ตำแหน่งต่าง ๆ ในวงจร 9 กรณีศึกษาที่ 2.4

กรณีศึกษาที่ 2.5 การทดสอบการทำงานของรีเลย์กลุ่ม 3C เมื่อเกิดความผิดปกติแบบ 3 เฟส

ค่าปรับตั้งที่คำนวณได้จากอัลกอริทึมสำหรับกรณีศึกษา 2.5, 2.6

กลุ่มค่าปรับตั้ง	ตำแหน่งติดตั้ง	ตรวจจับ	กระแสลัดวงจร (A)	CT	ค่าปรับตั้ง	เวลาปรับตั้ง	คุณลักษณะ
BVB (A)	Tie bus	I>1	5154.29	1800/1	0.23	0.75	SI
		IN1>1	4037.804		0.08	1	SI
BVB (3C)	Tie bus	I>1	1232.908	1800/1	0.23	0.05	SI
		IN1>1	942.542		0.08	0.1	SI

ตารางที่ 6.14 ค่าปรับตั้งที่คำนวณได้จากอัลกอริทึม สำหรับกรณีศึกษาที่ 2.5, 2.6



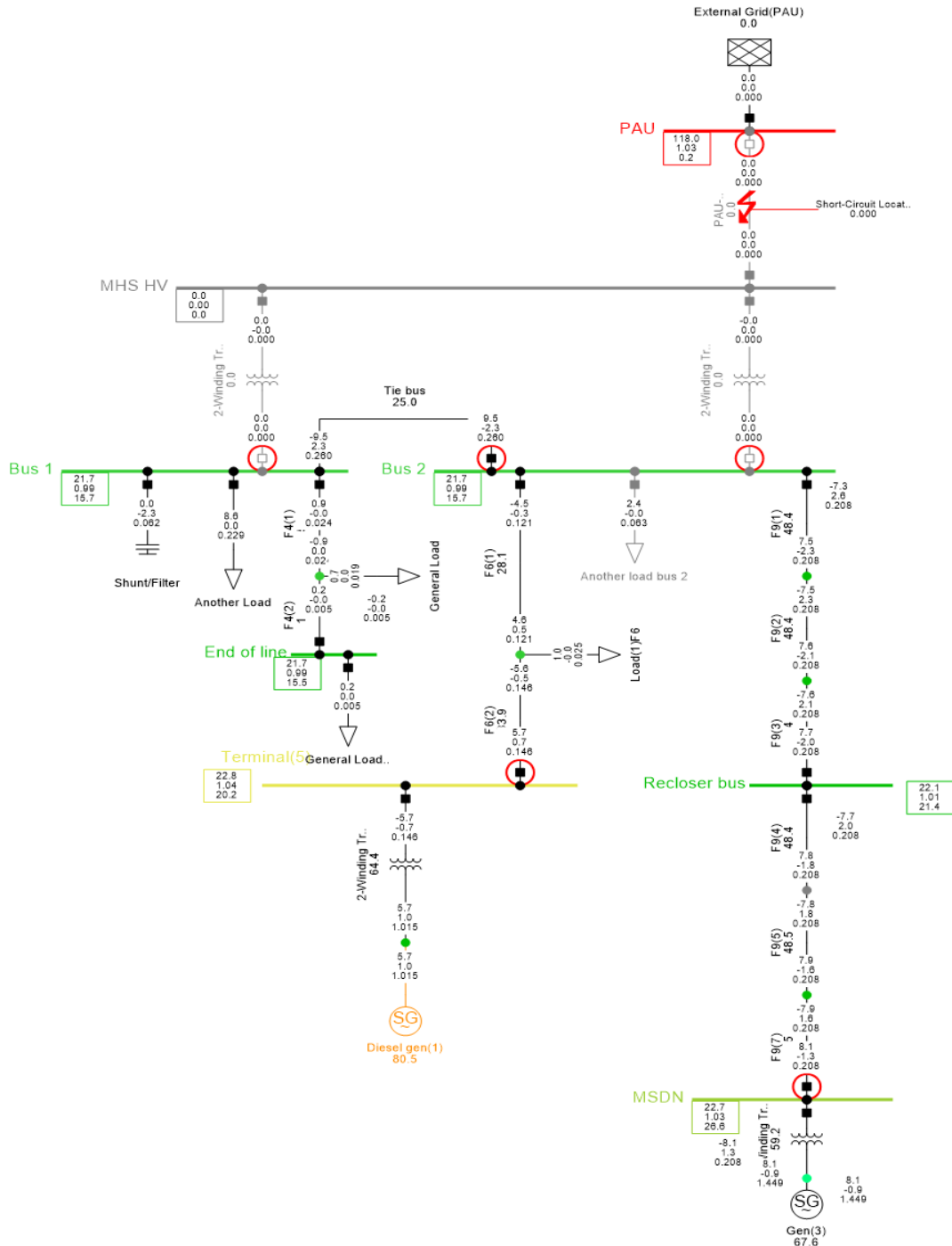
รูปที่ 6.41 กราฟแสดงการทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน(เฟส)แบบปรับตัวได้กลุ่ม 3C ของ BVB

สถานะการจ่ายไฟฟ้า	อุปกรณ์ป้องกัน	กระแสความผิดพลาดที่ 50% ของสายส่ง 115 kV PAU-MHS (A)	กระแสความผิดพลาดที่บัส 1 (A)	เวลาทำงาน (วินาที)
1	รีเลย์ระยะทาง			20.234
	รีเลย์ DG-MSDN กลุ่มค่าปรับตั้ง A	626.491		20.310
	รีเลย์ DG-PDB กลุ่มค่าปรับตั้ง A	431.843		20.189
3 (ทั้งสถานี)	รีเลย์ BVB กลุ่มค่าปรับตั้ง 3C		1243.694	60.471

ตารางที่ 6.15 เวลาการทำงานของรีเลย์ปรับตัวได้กลุ่ม A และ 3C เมื่อเกิดความผิดพลาด 3 เฟส

ที่เวลา 20 วินาที เกิดความผิดพลาด 3 เฟส ที่ไลน์สายส่ง 115 kV รีเลย์ระยะทางทำงานที่เวลา 20.234 วินาที และรีเลย์ของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวทั้งสองทรูปออกไปที่เวลา 20.310

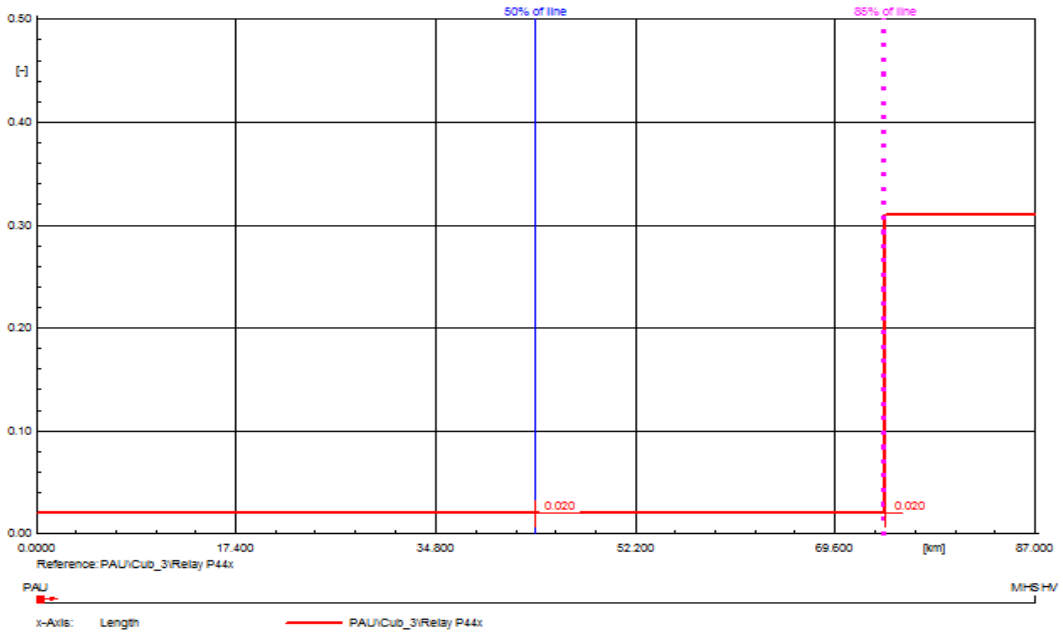
และ 20.189 ตามลำดับ เวลา 25 วินาที หลังจากปลดเบรกเกอร์ Incoming 1, Incoming 2 ออก แล้ว จึงสับเบรกเกอร์ BVB เข้า แล้วจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดทั้งสถานีไฟฟ้าด้วยแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในบัส 2 เวลา 60 วินาที เกิดความผิดพลาด 3 เฟสที่บัส 1 และรีเลย์ที่ BVB ทริปออกที่เวลา 60.471 วินาที



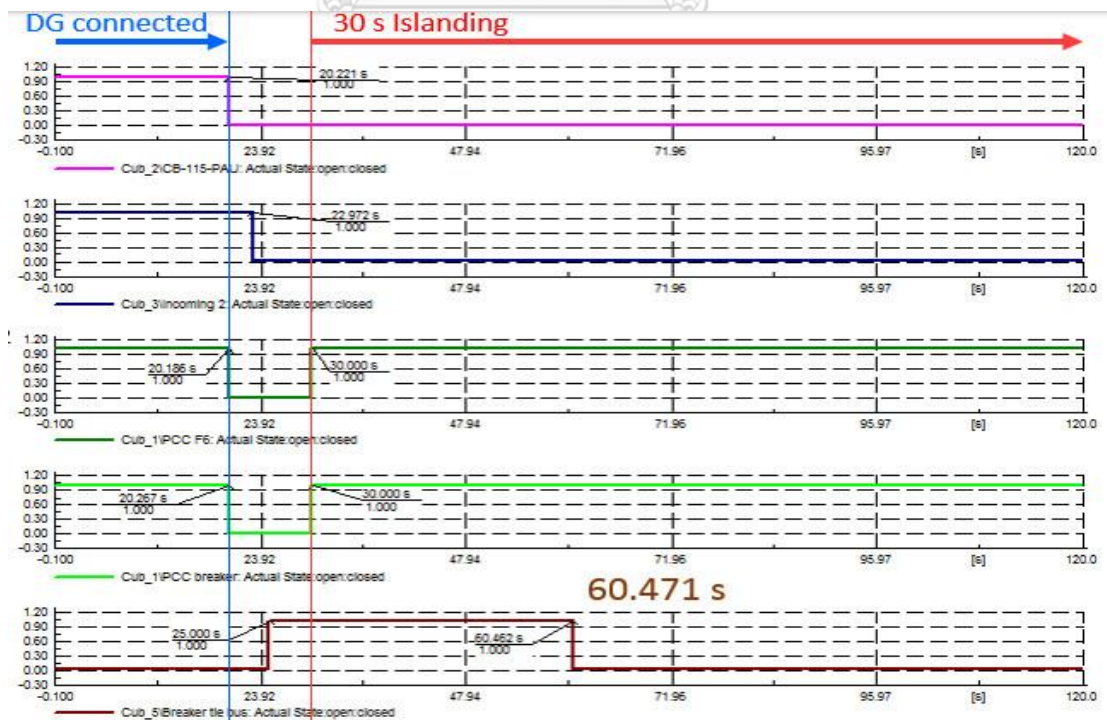
รูปที่ 6.42 สภาพการจ่ายไฟฟ้าของระบบเมื่อจ่ายไฟฟ้าแบบระบบแยกโดดทั้งสถานีไฟฟ้า



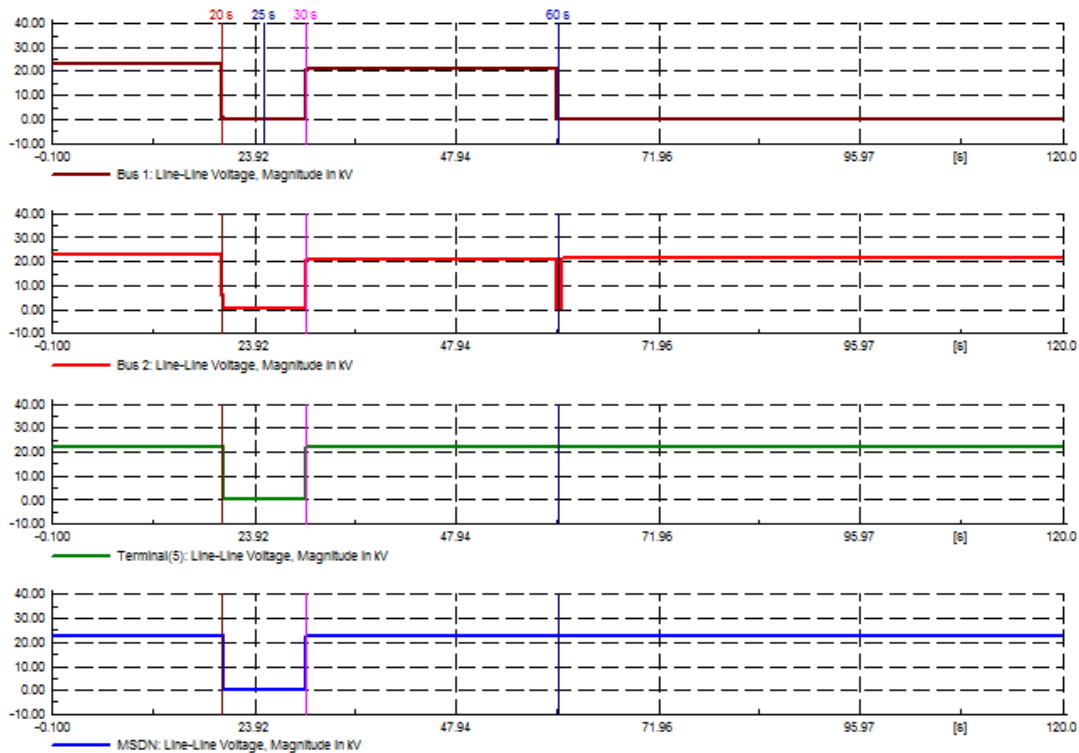
ความผิดพลาดที่เกิดขึ้นที่สายส่ง 115 kV เกิดขึ้น 50% ของสายส่งอยู่ในโซนที่ 1 ของรีเลย์ระยะทาง ดังนั้นรีเลย์ระยะทางจะทำงานทันทีโดยไม่มีการหน่วงเวลา สามารถแสดงการทำงานของรีเลย์ระยะทางได้ด้วยไดอะแกรม R-X ดังรูปที่ 6.43



รูปที่ 6.43 R-X ไดอะแกรมของรีเลย์ระยะทาง



รูปที่ 6.44 สถานะการทำงานของเบรกเกอร์กรณีเกิดความผิดพลาด 3 เฟส

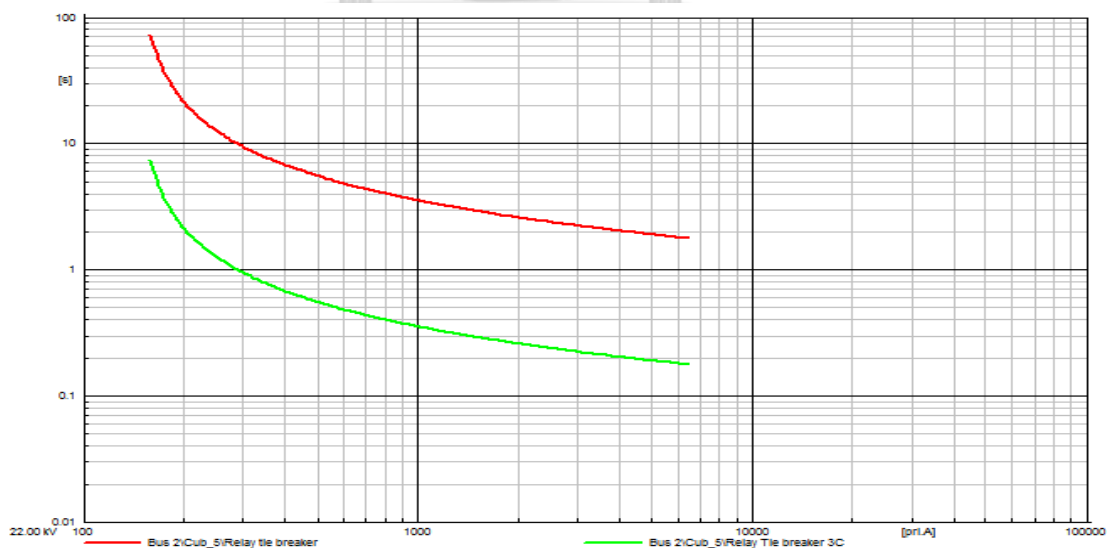


รูปที่ 6.45 การเปลี่ยนแปลงแรงดันที่ตำแหน่งต่าง ๆ กรณีศึกษาที่ 2.5

กรณีศึกษา 2.6 ทดสอบการทำงานของรีเลย์กลุ่ม 3C เมื่อเกิดความผิดปกติแบบ 1 เฟสลงดิน

จากตารางที่ 6.14 นำข้อมูลค่าปรับตั้งที่ได้จากตารางวาดกราฟ เวลา-กระแส จะได้ดังรูปที่

6.46



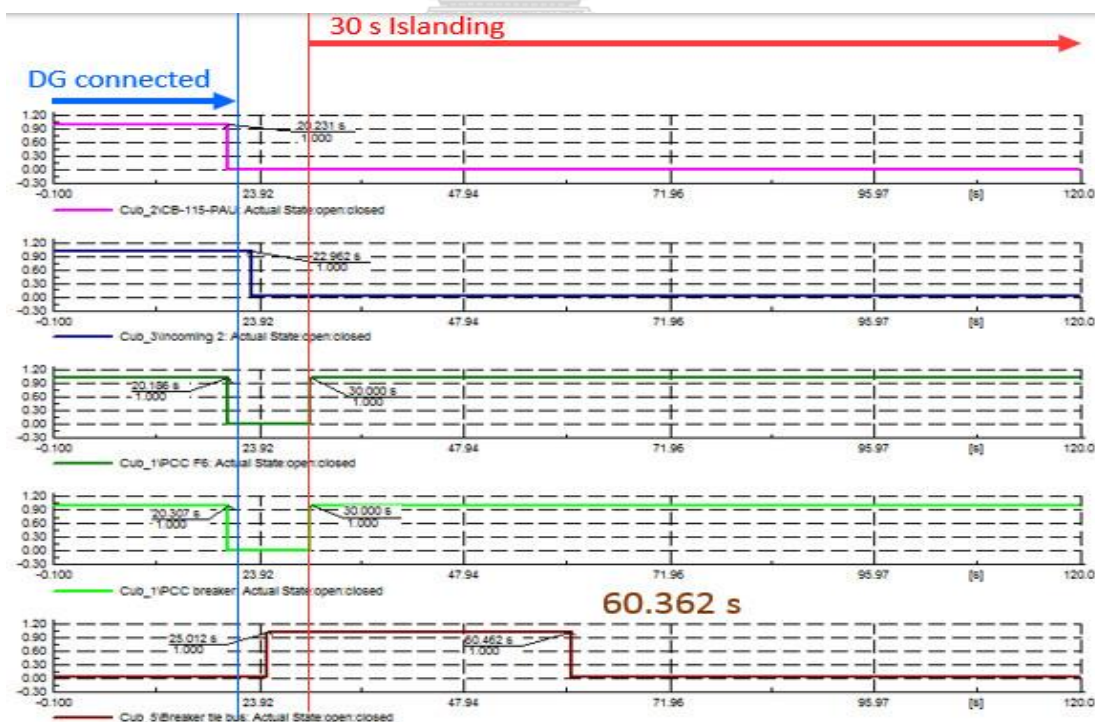
รูปที่ 6.46 กราฟแสดงการทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน(นิวทรัล)แบบปรับตัวได้กลุ่ม 3C ของ

BVB

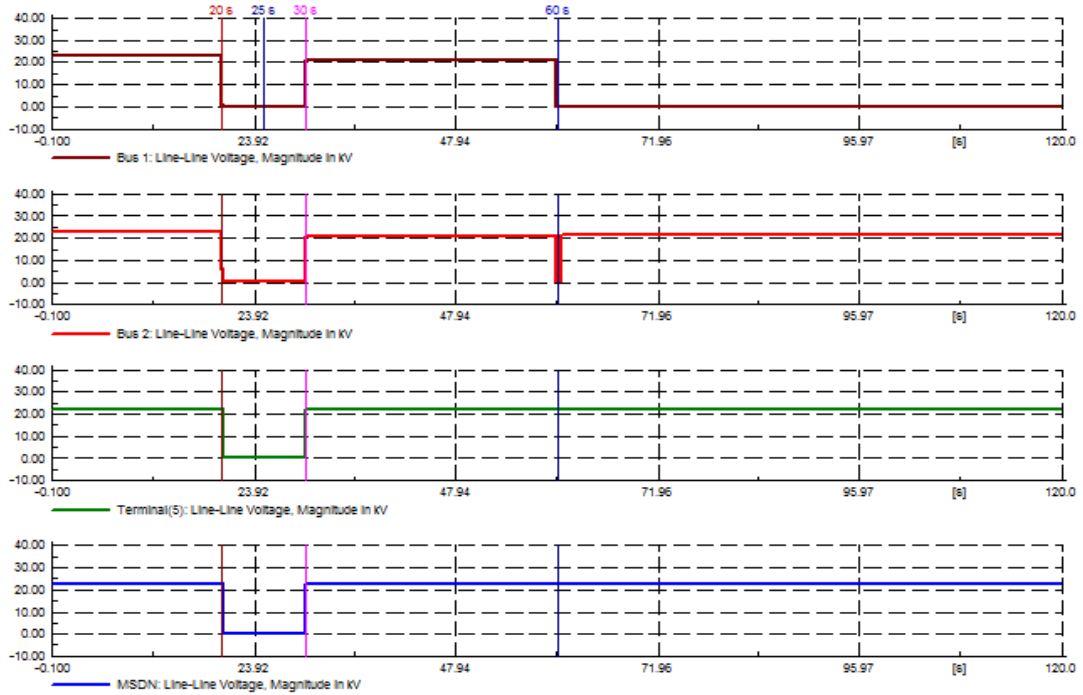
สถานะการจ่ายไฟฟ้า	อุปกรณ์ป้องกัน	กระแสความผิดพลาดที่ 50% ของสายส่ง 115 kV PAU-MHS (A)	กระแสความผิดพลาดที่บัส 1 (A)	เวลาทำงาน (วินาที)
1	รีเลย์ระยะทาง			20.234
	รีเลย์ DG-MSDN กลุ่มค่าปรับตั้ง A	626.491		20.310
	รีเลย์ DG-PDB กลุ่มค่าปรับตั้ง A	431.843		20.189
3 (ทั้งสถานี)	รีเลย์ BVB กลุ่มค่าปรับตั้ง 3C		942.093	60.367

ตารางที่ 6.16 เวลาการทำงานของรีเลย์ปรับตั้งได้กลุ่ม A และ 3C เมื่อเกิดความผิดพลาด 1 เฟสลงดิน

แหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวทั้งสองจะจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดที่เวลา 60 วินาที และเกิดความผิดพลาด 1 เฟสลงดินที่เวลา 60 วินาที เบรกเกอร์ BVB จะทริปที่เวลา 60.367 วินาที



รูปที่ 6.47 สถานะการทำงานของเบรกเกอร์กรณีเกิดความผิดพลาด 1 เฟสลงดิน



รูปที่ 6.48 การเปลี่ยนแปลงแรงดันที่ตำแหน่งต่าง ๆ กรณีศึกษาที่ 2.6

## บทที่ 7

### สรุปผลและข้อเสนอแนะ

บทนี้จะเป็นการสรุปถึงผลการศึกษาในบทที่ 6 และนำเสนอข้อเสนอแนะที่น่าสนใจสำหรับวิทยานิพนธ์นี้

#### 7.1 สรุปผล

ความแตกต่างของกระแสความผิดพลาดที่สูงมากเมื่อเปรียบเทียบกับระหว่างสถานะเชื่อมต่อบรรบบโครงข่ายไฟฟ้ากับสถานะการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไปไฟฟ้าแยกโดดมีผลต่อการทำงานของระบบป้องกันโดยเฉพาะอย่างยิ่งการป้องกันกระแสเกิน ที่อาจเกิดเหตุการณ์ที่รีเลย์เห็นกระแสความผิดพลาดที่น้อยลงหรือไม่เห็นเลย ทำให้รีเลย์ไม่ทำงานหรือทำงานช้าลงเพราะค่าตั้งไว้มีค่าสูงกว่ากระแสความผิดพลาด โดยเฉพาะอย่างยิ่งในจุดที่ไกลจากรีเลย์มาก ไมโครกริดที่ต้องมีการเปลี่ยนแปลงสถานะการจ่ายไฟฟ้าอยู่เสมอจึงหลีกเลี่ยงไม่ได้ที่จะต้องเผชิญกับปัญหาที่กล่าวมา

วิทยานิพนธ์นี้ได้นำเสนอการใช้การออกแบบการป้องกันที่ปรับตัวได้สำหรับไมโครกริดในระบบจำหน่าย ที่สามารถปรับเปลี่ยนค่าปรับตั้งของรีเลย์ป้องกันกระแสเกินของทุก ๆ อุปกรณ์ป้องกันที่พิจารณาได้ในสถานะต่าง ๆ ซึ่งเป็นวิธีที่เหมาะสมกว่าวิธีการป้องกันแบบเดิมที่ค่าปรับตั้งถูกกำหนดไว้ตายตัวแล้ว (Fixed setting) ซึ่งการเปลี่ยนแปลงค่าปรับตั้งจะต้องอาศัยผู้ปฏิบัติงาน ด้วยวิธีการแบบ Pre-calculated setting groups ที่จะเปลี่ยนแปลงค่าปรับตั้งได้เองเมื่อมีการเปลี่ยนสถานะการจ่ายไฟฟ้าโดยไม่ต้องอาศัยคน วิธีการที่นำเสนอนี้จึงมีความยืดหยุ่นประหยัดเวลา แตกต่างจากการใช้การป้องกันแบบเดิม

ประสิทธิภาพการทำงานของการทำงานที่ปรับตัวได้ได้ถูกทดสอบด้วยการตรวจจับความผิดพลาดเมื่อทำงานที่สถานะการจ่ายไฟฟ้าต่าง ๆ การใช้การป้องกันแบบปรับตัวได้ได้แสดงให้เห็นถึงความน่าเชื่อถือ (Dependability) และมีความไว (Sensitivity) ที่ยอมรับได้ สามารถตรวจจับการเปลี่ยนกระแสความผิดพลาดที่มาจาก การเชื่อมต่อของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว, การเปลี่ยนแปลงเส้นทางการจ่ายไฟฟ้า (Network topology changing) หรือการเปลี่ยนแปลงจำนวนของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ให้ผลลัพธ์ที่น่าพึงพอใจกว่าเมื่อเทียบกับการป้องกันแบบเดิม ดังนั้นการใช้การป้องกันที่ปรับตัวได้จึงเป็นอีกทางเลือกหนึ่งสำหรับการป้องกันไมโครกริด

## 7.2 ข้อเสนอแนะ

วิทยานิพนธ์นี้เป็นเพียงการแก้ปัญหาเฉพาะระบบป้องกันที่เน้นการป้องกันกระแสเกินซึ่งเป็นปัญหาที่ทำหายปัญหาหนึ่งต่อการสร้างไมโครกริดในระบบจำหน่าย อย่างไรก็ตามยังคงต้องการงานวิจัยและการศึกษาอื่น ๆ เพื่อจัดการในส่วนที่ยังคงเป็นปัญหาเพื่อให้เกิดเป็นไมโครกริดในระบบจำหน่ายที่สมบูรณ์ได้ ได้แก่

- 1) การตรวจจับการลัดวงจรชนิดอิมพีแดนซ์สูง
- 2) การควบคุมแรงดันและความถี่ในช่วงที่มีการเปลี่ยนผ่านเข้าสู่ระบบแยกโดดและขณะจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด
- 3) ปัญหาเชื่อมต่อกลับ (Re-synchronization) กับไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า
- 4) จำลองทดสอบด้วยเครื่องมือที่มีความน่าเชื่อถือสูงขึ้นไป เช่น เครื่องจำลองดิจิทัลเสมือนจริง (Real Time Digital Simulation, RTDS) ซึ่งจะทำให้งานวิจัยมีความน่าเชื่อถือมากขึ้น และเหมาะที่จะนำไปใช้จริง
- 5) การเลือกใช้คุณลักษณะการป้องกันแบบอื่น ๆ รวมไปถึงหาค่าของเวลาปรับตั้งที่เหมาะสม (Optimal time dial setting) เข้ามาพิจารณาด้วยจะทำให้ปัญหามีความยุ่งยากซับซ้อนขึ้น แต่ก็สามารถให้ผลของการประสานการป้องกันระหว่างการป้องกันหลักกับการป้องกันสำรองได้ดีกว่าและเหมาะสมกับสภาพการจ่ายไฟฟ้านั้น ๆ

## รายการอ้างอิง

- [1] ประดิษฐ์ เฟื่องฟู, "การควบคุมและปฏิบัติการ DG ร่วมกับระบบ Smart Grids (ตอนที่ 3)," *ไฟฟ้าสาร*, vol. 17, no. 6, pp. 67-74, 2553.
- [2] Siemens, "Microgrids," 2011.
- [3] Nikos Hatziargyriou, Hiroshi Asano, Reza Iravani, and Chis Marnay, "Microgrids," *IEEE Power & Energy Magazine*, vol. 5, no. 4, pp. 78-94, 2007.
- [4] ABB, "Renewable Microgrid Controller MGC600," ed: ABB, 2017.
- [5] ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่าย พ.ศ.2559, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2559.
- [6] F. Coffele, C. Booth, and A. Dysko, "An adaptive Overcurrent Protection Scheme for Distribution Networks," *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol. 30, no. 2, pp. 561 - 568, 2015.
- [7] Bob Saint, "Update on IEEE 1547 Series of Standards for Distributed Resources Interconnection," presented at the PES T&D 2012, Orlando, FL, USA, 2011.
- [8] A. Apostolov, "Object Models of Protection Devices in IEC 61850," presented at the IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, Dallas, TX, USA, 21-24 May 2006, 2006.
- [9] จิราธิวัฒน์ โยธารักษ์, สรพล กิจศิริสิน, and สันติ อัครศรีพงษ์, "โครงข่ายระบบไฟฟ้าอัจฉริยะและมาตรฐานไออีซี 61850," 2553.
- [10] B. Lab. *Borrego Springs*. Available: <https://building-microgrid.lbl.gov/borrego-springs>
- [11] (2018). *Borrego Springs, California*. Available: [https://en.wikipedia.org/wiki/Borrego\\_Springs,\\_California](https://en.wikipedia.org/wiki/Borrego_Springs,_California)
- [12] Mike Barnes *et al.*, "Real-World Microgrids-An Overview," presented at the IEEE International Conference on System of Systems Engineering, San Antonio, TX, USA, 2007.
- [13] Ramazan Bayindir, Eklas Hossain, Ersan Kabalei, and Kazi Md Masum Billah, "Investigation on North American Microgrid Facility," *International journal of renewable energy research*, vol. 5, no. 3, p. 560, 2015.

- [14] (2017). *Boston Bar, British Columbia*. Available:  
[https://en.wikipedia.org/wiki/Boston\\_Bar,\\_British\\_Columbia](https://en.wikipedia.org/wiki/Boston_Bar,_British_Columbia)
- [15] Huwei Wu, B.T. Phung, Daming Zhang, and Jichao Chen, "Modeling and Detection of High Impedance faults," presented at the International Conference on Smart Green Technology in Electrical and Information Systems, Kuta, Indonesia, 2014.
- [16] ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2559.
- [17] Available: <http://autocb.page.tl/PSCad-Simulation.htm>
- [18] ประสิทธิ์ พิทยพัฒน์, การป้องกันระบบไฟฟ้า. กรุงเทพมหานคร: จี.บี.พี เซ็นเตอร์, 2551, p. 384.
- [19] (2017). *Protective relay*. Available:  
[https://en.wikipedia.org/wiki/Protective\\_relay#Relays\\_by\\_functions](https://en.wikipedia.org/wiki/Protective_relay#Relays_by_functions)
- [20] *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*, 2003.
- [21] Tatiana Mariano Lessa Assis and Glauco Nery Taranto, "Automatic Reconnection From Intentional Islanding Based on Remote Sensing of Voltage and frequency Signals," *IEEE Transaction on Smart Grids*, vol. 3, no. 4, pp. 1877 - 1884, 2012.
- [22] พิชัย อารีย์, การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง. ศูนย์หนังสือจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2552, p. 367.
- [23] H. Saadat, *POWER SYSTEM ANALYSIS*, Second ed. McGrawHill.
- [24] "MV/LV Transformers," C. Energy, Ed., ed: Cabel Energy, p. 12.
- [25] Hannu Laaksonen, Dmiry Ishcenko, and Alexandre Oudalov, "Adaptive Protection and Microgrid Control Design for Hailuoto Island," *IEEE Transaction on Smart Grids*, vol. 5, no. 3, pp. 1486-1493, 2014.
- [26] Pukar Mahat, Zhe Chen, Birgitte Bak-Jensen, and Claus Leth Bak, "A Simple Adaptive Overcurrent Protection of Distribution Systems With Distributed Generation," *IEEE Transaction on Smart Grids*, vol. 2, no. 3, pp. 428-437, 2011.
- [27] Sukumar M. Brahma and Adly A. Girgis, "Development of Adaptive Protection Scheme for Distribution Systems With High Penetration of Distributed



Generation," *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol. 19, no. 1, pp. 56-63, 7 January 2004 2004.

- [28] จิรณัฐ ตั้งจิตติจรียา and แนบบุญ หุนเจริญ, "การกำหนดการประสานการทำงานของรีเลย์ ป้องกันสำหรับปฏิบัติการไม่โครกริดในระบบจำหน่าย," presented at the PEACON&INNOVATION 2017, ศูนย์ประชุมวายุภักษ์ ศูนย์ราชการเฉลิมพระเกียรติ แจ้งวัฒนะ กรุงเทพมหานคร, 2560.
- [29] คู่มือขั้นตอนและวิธีปฏิบัติงานมาตรฐานคุณภาพบริการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2543.
- [30] แนบบุญ หุนเจริญ, การพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริด กรณีศึกษาเมืองแม่ฮ่องสอน. กรุงเทพมหานคร: ศูนย์หนังสือจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2559.
- [31] กองวิเคราะห์และวางแผนระบบไฟฟ้า, "รายงานค่ากระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ปี 2558," การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค2558.

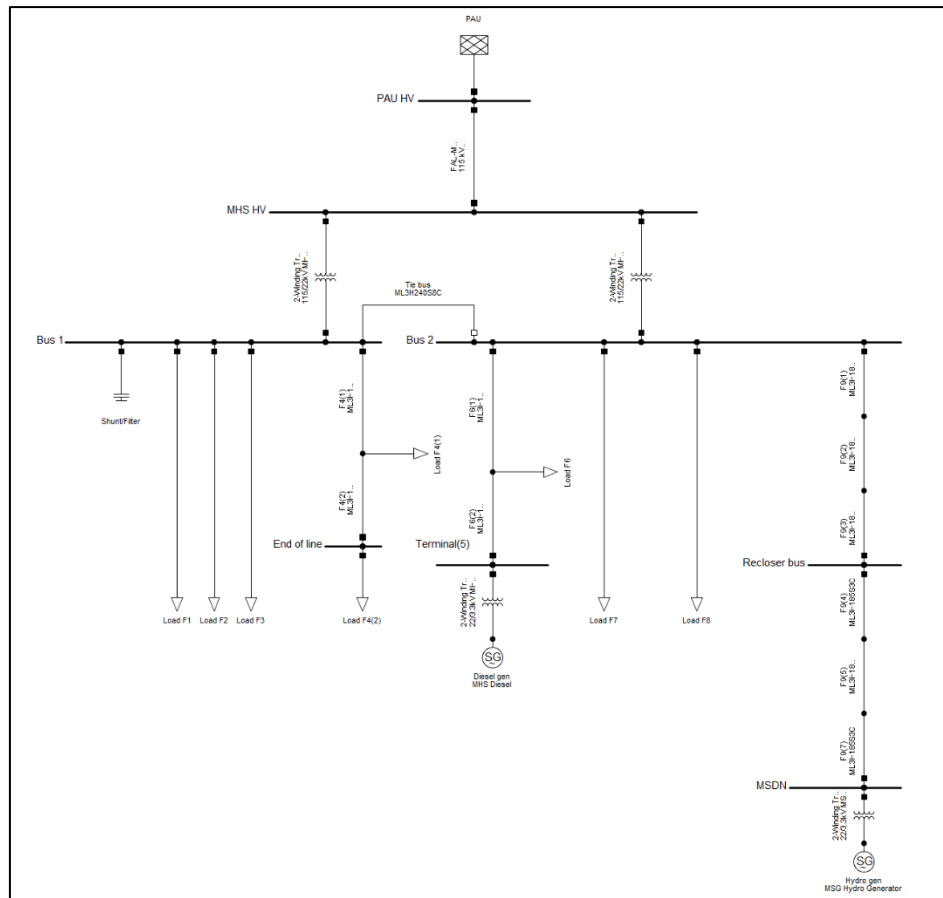




ภาคผนวก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
**CHULALONGKORN UNIVERSITY**





รูปที่ ก.2 ระบบทดสอบที่ 2

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลอิมพีแดนซ์ของสายไฟฟ้า

ชนิดสาย	ขนาด (ตร.มม.)	พิกัดกระแส (กิโลแอมป์)	Positive Sequence		R1 (Ω/กม.)	X1 (Ω/กม.)	R0 (Ω/กม.)	X0 (Ω/กม.)
			Z1 (Ω/กม.)	Angle (องศา)				
อลูมิเนียม	400	1	0.0754	0	0.0754	0	0.387	0
SA C	185	0.429	0.4649	63.0544	0.2107	0.4144	0.3555	1.6448

ตารางที่ ก.2 ข้อมูลสายไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 1

ชื่อสาย	ชนิดสาย	จากบัส	ถึงบัส	ความยาว (กม.)
PAU-MHS	อลูมิเนียม	PAU	MHS HV	87
F9(1)	SAC	Bus 2	Load Point(1)	5.9
F9(2)	SAC	Load Point(1)	Load Point(2)	5
F9(3)	SAC	Load Point(2)	Recloser	2.5
F9(4)	SAC	Recloser	Load Point(3)	2.5
F9(5)	SAC	Load Point(3)	Load Point(4)	5
F9(7)	SAC	Load Point(4)	MSDN	5

ตารางที่ ก.3 ข้อมูลสายไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 2

ชื่อสาย	ชนิดสาย	จากบัส	ถึงบัส	ความยาว (กม.)
F6(1)	SAC	Bus 2	Load Point	9.7
F6(2)	SAC	Load Point	PDB	9.7
F4(1)	SAC	Bus 1	Load Point	2.5
F4(2)	SAC	Load Point	End of line	2.9

ตารางที่ ก.4 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

gen	พิกัด (MVA)	PF	Xd (pu.)	Xq (pu.)	Xd' (pu.)	Xd'' (pu.)	Xq'' (pu.)	X2 (pu.)	X0 (pu.)
MSDN	3	0.85	-	-	-	0.2	-	0.25	0.15
PBD	1.2	0.8	-	-	0.2	0.09	-	0.09	0.024

ตารางที่ ก.5 ข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง

ตำแหน่งที่ติดตั้ง	พิกัดหม้อแปลง	เวกเตอร์กรุป
MSDN	3.5 MVA, 22/3.3 kV	YNd1
PBD	1.5 MVA, 22/3.3 kV	YNd1
MSH HV	25 MVA, 115/22 kV	Ynyn0

ตารางที่ ก.6 ข้อมูลค่ากระแสลัดวงจรสถานีไฟฟ้าแม่ฮ่องสอน [31]

ระดับแรงดัน (kV)	ความผิดพลาด		R1 (pu.)	X1 (pu.)	R2 (pu.)	X2 (pu.)	R0 (pu.)	X0 (pu.)
	3 เฟส (kA)	1 เฟสลงดิน (kA)						
115	0.785	0.402	0.1177	0.6285	0.1177	0.6285	0.4817	2.4202

### ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายจิรณัฐ ตั้งจิตตจริยา เกิดวันที่ 24 เมษายน พ.ศ.2531 สำเร็จการศึกษาหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัย ศรีนครินทรวิโรฒ ในปีการศึกษา 2554 เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2559

