

ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่มีต่อการป้องกัน  
และความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง



นาย ภรต อินทรเทศ

## สถาบันวิทยบริการ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2546

ISBN 974-17-5214-8

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

IMPACTS OF DISTRIBUTED GENERATION ON DISTRIBUTION POWER SYSTEM  
PROTECTION AND RELIABILITY



Mr. Parot Indradesa

สถาบันวิทยบริการ  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

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

Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2003

ISBN 974-17-5214-8

หัวข้อวิทยานิพนธ์ ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่มีต่อการป้องกัน และ  
ความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง  
โดย นาย ทรต อินทรเทศ  
สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า  
อาจารย์ที่ปรึกษา รองศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์

---

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้หัวข้อวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วน  
หนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต

..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์  
(ศาสตราจารย์ ดร.ดิเรก ลาวัณย์ศิริ)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ  
(นาย ณรงค์ ตันติฉายากร)

..... อาจารย์ที่ปรึกษา  
(รองศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์)

..... กรรมการ  
(อาจารย์ ดร.แนบบุญ หุนเจริญ)

..... กรรมการ  
(อาจารย์ ดร.โสทธิพงษ์ พิชัยสวัสดิ์)

ภรต อินทรเทศ : ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่มีต่อการป้องกัน และ ความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง (IMPACTS OF DISTRIBUTED GENERATION ON DISTRIBUTION POWER SYSTEM PROTECTION AND RELIABILITY) อ.ที่ปรึกษา:รศ.ดร. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์, 139 หน้า ISBN 974-17-5214-8

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอการศึกษาและวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลด้วย โดยคำนึงถึงผลกระทบต่อการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกัน ที่เกิดขึ้นจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Distributed Generation : DG) ชนิดความถี่พ่วงที่พิจารณาได้แก่ ความถี่พ่วงแบบ 3 เฟส ซึ่งเป็นความถี่พ่วงที่ส่งผลกระทบต่อระบบแรงดันที่สูงสุดและความถี่พ่วงแบบ 1 เฟส ซึ่งเป็นความถี่พ่วงที่พบมากที่สุด ความถี่พ่วงที่เกิดขึ้น ณ จุดต่างๆ ในระบบจะถูกนำไปคำนวณหาค่ากระแสที่ไหลและเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันต่างๆ ที่มีอยู่ในระบบทดสอบ เพื่อใช้ในการเปรียบเทียบโดยมุ่งเน้นพิจารณาผลกระทบใน 2 กรณีหลัก ดังนี้ กรณีแรกเป็นการตั้งค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ของอุปกรณ์ป้องกัน ในขณะที่ยังไม่มี การเชื่อมต่อ DG และ กรณีที่สอง เป็นการปรับค่าพารามิเตอร์ของอุปกรณ์ป้องกันให้รองรับระบบที่มีการเชื่อมต่อ DG โดยการวิจัยนี้ได้ทำการทดสอบกับระบบทดสอบ RBTBUS2 และระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ผลการศึกษาทำให้ทราบถึงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าซึ่งแสดงอยู่ในรูปของ ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ (System Average Interruption Frequency Index : SAIFI) และ (System Average Interruption Duration Index : SAIDI) จากการทดสอบและการปรับตั้งค่าการทำงานของ อุปกรณ์ป้องกันที่ระดับต่างๆ ทำให้สามารถนำค่าดัชนีต่างๆ ที่ได้ไปใช้ในประกอบการตัดสินใจ ในการปรับตั้งค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันที่ต่ออยู่ในระบบทั้งของทาง การไฟฟ้า ซึ่งจะเป็น ประโยชน์ในการหาจุดที่เหมาะสมในการปรับตั้งค่าการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันต่าง ๆ หรือการหาแนวทางป้องกันให้กับระบบที่มีการติดตั้ง DG

ภาควิชา.....วิศวกรรมไฟฟ้า.....ลายมือชื่อนิสิต.....  
 สาขาวิชา.....วิศวกรรมไฟฟ้า.....ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา.....  
 ปีการศึกษา.....2546.....ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษาร่วม.....

## 4570456621 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEY WORDS : DISTRIBUTED GENERATION/ DISTRIBUTION SYSTEM PROTECTION/  
POWER SYSTEM RELIABILITY

PAROT INDRADESA : IMPACTS OF DISTRIBUTED GENERATION ON  
DISTRIBUTION POWER SYSTEM PROTECTION AND RELIABILITY

THESIS ADVISOR : ASSOC.PROF. DR. BUNDHIT EUA-ARPORN, Ph.D.

139 pp. ISBN 974-17-5214-8

This thesis presents impacts of distributed generation on radial electrical distribution systems with cooperation of protective devices. The reliability indices are calculated by a deterministic method, for which two types of faults ,i.e. three phase fault and single line to ground fault, are taken into account. A short circuit current and operating time of protective devices are calculated for each type of fault. The analysis is then conducted based on two main cases. The first case is to adjust parameters of the protective devices with no Distributed Generation (DG), whereas the second case is analyzed with connected DGs. The proposed method has been tested with RBTSBUS 2 and a modified Provincial Electricity Authority (PEA) test system.

The obtained indices and results could be utilized to support utility planning for proper coordination of their protection systems, and to recommend for adjusting the coordination of the existing protective devices in the utility.

สถาบันวิทยบริการ  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

Department.....Electrical Engineering.....Student's signature.....

Field of study...Electrical Engineering.....Advisor's signature.....

Academic year.....2003.....Co-advisor's signature.....

## กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยความช่วยเหลืออย่างดียิ่งของรองศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์ ซึ่งเป็นอาจารย์ที่ปรึกษา โดยได้ให้คำแนะนำและข้อคิดเห็นต่าง ๆ ของการทำวิทยานิพนธ์มาด้วยดีตลอด รวมทั้งได้กรุณาตรวจสอบและแก้ไขจนสำเร็จเรียบร้อย

นอกจากนั้น ต้องขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบด้วย อาจารย์ ดร.เนนบุญ หุนเจริญ อาจารย์ ดร.โสทธิพงษ์ พิชัยสวัสดิ์ ที่ได้เสียสละเวลาตรวจสอบแก้ไขและให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์ ขอขอบคุณ คุณณรงค์ ตันติฉายากร ที่ให้คำแนะนำและข้อมูลที่เป็นประโยชน์ในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ และขอขอบคุณ โครงการวิจัยร่วมระหว่างภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้าและภาคเอกชนที่ช่วยสนับสนุนทุนในการวิจัยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

สุดท้ายนี้ ผู้วิจัยใคร่ขอกราบขอบพระคุณ บิดามารดา ที่ให้กำลังใจตลอดมา ตลอดจนเพื่อน พี่น้อง ทุก ๆ คนที่อยู่เบื้องหลังความสำเร็จของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

นาย ภรต อินทรเทศ

27 เมษายน 2547

สถาบันวิทยบริการ  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

## สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ.....	ช
สารบัญตาราง.....	ฉ
สารบัญรูปภาพ.....	๓
บทที่	
1. บทนำ.....	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย.....	6
1.3 ขอบเขตในการทำวิทยานิพนธ์.....	6
1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	6
1.5 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน.....	6
1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์.....	7
2. แบบจำลองของอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	8
2.1 รูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	9
2.1.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล.....	9
2.1.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน.....	10
2.1.3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบร่างแห.....	11
2.2 อุปกรณ์หลักในระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	11
2.3 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์.....	13
3. การคำนวณกระแสผิดพลาด.....	17
3.1 การคำนวณกระแสผิดพลาด.....	17
3.2 ประเภทของความผิดพลาด.....	17
3.2.1 การลัดวงจรแบบ 3 เฟส.....	17
3.2.2 การลัดวงจรเฟส - ดิน.....	19
3.2.3 การลัดวงจรเฟส - เฟส.....	20
3.2.4 การลัดวงจรเฟส - เฟส - ดิน.....	21



บทที่	หน้า
3.3 การคำนวณการลัดวงจรโดยใช้ $Z_{BUS}$ .....	24
3.3.1 การนำเสนอระบบ (System Representation).....	24
3.3.2 กระแสและแรงดันผิดปกติ ..... 25	25
3.4 การคำนวณการลัดวงจรสำหรับเครือข่ายแบบ 3 เฟสสมมูลโดยใช้ $Z_{BUS}$ .....	28
3.4.1 การแปลงไปเป็นองค์ประกอบสมมาตร (Symmetrical components ).....	28
3.4.2 การผิดปกติ 3 เฟส (3-phase-to-ground fault) .....	30
3.4.3 การผิดปกติแบบ 1 เฟส ( Line-to-ground fault ) .....	31
3.5 ผลของการต่อขดลวดหม้อแปลงที่มีต่อค่ากระแสผิดปกติ.....	33
4. การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าโดยใช้วิธีการวิเคราะห์.....	36
4.1 คำจำกัดความ.....	36
4.2 การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบจำหน่ายโดยใช้วิธีการวิเคราะห์).....	37
4.2.1 วิธีการลดทอนเครือข่าย (Network reduction method) .....	37
4.2.2 วิธีความน่าจะเป็นแบบมีเงื่อนไข ( Conditional probability method ).....	39
4.2.3 วิธีมินิแม็กซ์เซต.....	40
4.2.4 วิธีการวิเคราะห์แผนภาพต้นไม้แสดงการล้มเหลว(Fault tree analysis method) 41	41
4.3 ดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด (Reliability indices at load point).....	43
4.4 การวิเคราะห์ความน่าเชื่อถือได้ของระบบตามลักษณะการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน....	47
4.4.1 ผลของการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันที่กิ่งย่อยของสายป้อนหลัก.....	47
4.4.2 ผลของการติดตั้งสวิตช์ตัดตอนที่สายป้อนหลัก.....	48
4.5 ดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer-oriented Index).....	50
5. การออกแบบระบบป้องกัน.....	54
5.1 ส่วนประกอบของระบบไฟฟ้า.....	54
5.1.1 อุปกรณ์ไฟฟ้ากำลัง.....	54
5.1.2 อุปกรณ์ควบคุม.....	55
5.1.3 อุปกรณ์ป้องกัน.....	55
5.2 ส่วนประกอบของระบบป้องกัน.....	55
5.3 คุณสมบัติของระบบป้องกัน.....	56
5.4 เขตการป้องกัน.....	57
5.4.1 การแบ่งเขตการป้องกัน.....	58



## สารบัญ (ต่อ)

ฉ

บทที่	หน้า
5.4.2 การแบ่งส่วนของระบบป้องกัน.....	58
5.5 การจัดความสัมพันธ์ของการป้องกัน.....	59
5.5.1 การจัดความสัมพันธ์โดยใช้กระแส.....	59
5.5.2 การจัดความสัมพันธ์โดยใช้เวลา.....	60
5.5.3 การจัดความสัมพันธ์โดยใช้ทั้งกระแสและเวลา.....	60
5.6 การจัดความสัมพันธ์ของการป้องกันระหว่างเบรกเกอร์ รีโอสเซอร์และฟิวส์.....	60
6. การทดสอบและการวิเคราะห์ผล.....	63
6.1 ผลกระทบต่ออุปกรณ์ป้องกันที่เกิดจากการติดตั้ง DG.....	63
6.1.1 รูปแบบที่1.....	64
6.1.2 รูปแบบที่2.....	64
6.1.3 รูปแบบที่3.....	65
6.1.4 รูปแบบที่4.....	65
6.1.5 รูปแบบที่5.....	66
6.2 ระบบทดสอบ.....	66
6.2.1 ระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.....	66
6.2.2 ระบบทดสอบ RBTS BUS2.....	68
6.3 ผลการทดสอบกับระบบ RBTS BUS2.....	70
6.3.1 การติดตั้ง DG ที่ต้นสายป้อน.....	76
6.3.2 การติดตั้ง DG ที่กลางสายป้อน.....	77
6.3.3 การติดตั้ง DG ที่ปลายสายป้อน.....	79
6.3.4 การปรับปรุงอุปกรณ์ป้องกันเพื่อรองรับระบบ RBTSBUS2 ที่มี DG.....	81
6.4 ผลการทดสอบกับระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.....	84
6.4.1 การติดตั้ง DG ที่ต้นสายป้อน.....	103
6.4.2 การติดตั้ง DG ที่กลางสายป้อน.....	103
6.4.3 การติดตั้ง DG ที่ปลายสายป้อน.....	104
7. สรุปและข้อเสนอแนะ.....	108
7.1 สรุปผลการวิจัย.....	108
7.1.1 ตำแหน่งการติดตั้ง DG.....	108

## สารบัญ (ต่อ)

ญ

บทที่	หน้า
7.1.2 ขนาดพิกัดของ DG และขนาดของระบบทดสอบ.....	109
7.1.3 ความไวในการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน.....	109
7.1.4 ลักษณะการต่อหม้อแปลง.....	110
7.2 ข้อเสนอแนะ.....	110
รายการอ้างอิง.....	112
ภาคผนวก.....	113
ก. ตารางแสดงค่ากระแสลัดวงจร.....	114
ข. ตารางความสัมพันธ์ระหว่างกระแสลัดวงจรกับเวลาการทำงานของอุปกรณ์.....	131
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์.....	139



สถาบันวิทยบริการ  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

## สารบัญตาราง

ฉ

ตารางที่	หน้า
3.1 ตารางสาเหตุของไฟฟ้าดับ /หน่วย(ครั้ง).....	23
3.2 ตารางแสดงความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ผิดปกติในระบบไฟฟ้า.....	23
3.3 ตารางแสดงความถี่โดยประมาณของการเกิดความผิดปกติชนิดต่างๆบนสายพาดในอากาศ.....	24
4.1 ตารางข้อมูลพื้นฐานของอุปกรณ์ในระบบตัวอย่าง.....	43
4.2 ตารางดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดของระบบตัวอย่างในรูปที่ 4.9.....	44
4.3 ตารางข้อมูลพื้นฐานของอุปกรณ์ในระบบตัวอย่าง.....	46
4.4 ตารางดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดของระบบในรูปตัวอย่างที่ 4.9.....	46
4.5 ตารางดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดของระบบในรูปตัวอย่างที่ 4.11.....	48
4.6 ตารางดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดของระบบในรูปตัวอย่างที่ 4.12.....	49
4.7 ตารางจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า.....	52
6.1 ตารางค่าสถิติการทำงานของอุปกรณ์ที่ใช้กับระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.....	67
6.2 ตารางประเภท จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละจุดโหลดของระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.....	68
6.3 ตารางค่าสถิติการทำงานของอุปกรณ์ที่ใช้กับระบบทดสอบบัส2.....	69
6.4 ตารางประเภท จำนวน และขนาดโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละจุดโหลดของระบบทดสอบบัส 2.....	69
6.5 ตารางข้อมูลความยาวฟีดเคอร์ของระบบทดสอบบัส2.....	69
6.6 ตารางแสดงค่าอิมพีแดนซ์ของอุปกรณ์.....	70
6.7 ตารางผลการคำนวณกรณีที่ระบบยังไม่มี การติดตั้งของระบบทดสอบบัส2 .....	72
6.8 ตารางผลการคำนวณกรณีที่ระบบติดตั้ง DG ที่ต้นทางของระบบทดสอบบัส2.....	73
6.9 ตารางผลการคำนวณกรณีที่ระบบติดตั้ง DG ที่กลางทางของระบบทดสอบบัส2.....	74
6.10 ตารางผลการคำนวณกรณีที่ระบบติดตั้ง DG ที่ปลายทางของระบบทดสอบบัส2.....	75
6.11 ตารางสรุปผลกระทบการติดตั้ง DG ที่มีต่อความน่าเชื่อถือได้.....	80
6.12 ตารางแสดงผลการเปรียบเทียบผลกระทบจากการติดตั้ง DG.....	82
6.13 ตารางผลการคำนวณกรณีที่ยังไม่มี การติดตั้ง DG ของระบบ 30 บัส .....	87

## สารบัญตาราง(ต่อ)

ฎ

ตารางที่	หน้า
6.14 ตารางผลการคำนวณกรณีที่มีการติดตั้ง DG ที่ต้นทาง ผ่านหม้อแปลงที่มีการต่อ ขดลวดแบบที่ 1 ของระบบ 30 บัส .....	89
6.15 ตารางผลการคำนวณ กรณีที่มีการติดตั้ง DG ที่ต้นทาง ผ่านหม้อแปลงที่มีการต่อ ขดลวดแบบที่ 2 .....	90
6.16 ตารางผลการคำนวณ กรณีที่มีการติดตั้ง DG ที่ต้นทาง ผ่านหม้อแปลงที่มีการต่อ ขดลวดแบบที่ 3 .....	92
6.17 ตารางผลการคำนวณกรณีที่มีการติดตั้ง DG ที่กลางทาง ผ่านหม้อแปลงที่มีการต่อ ขดลวดแบบที่ 1 .....	93
6.18 ตารางผลการคำนวณกรณีที่มีการติดตั้ง DG ที่กลางทาง ผ่านหม้อแปลงที่มีการต่อ ขดลวดแบบที่ 2.....	95
6.19 ตารางผลการคำนวณกรณีที่มีการติดตั้ง DG ที่กลางทาง ผ่านหม้อแปลงที่มีการต่อ ขดลวดแบบที่ 3.....	96
6.20 ตารางผลการคำนวณกรณีที่มีการติดตั้ง DG ที่ปลายทาง ผ่านหม้อแปลงที่มีการต่อ ขดลวดแบบที่ 1.....	98
6.21 ตารางผลการคำนวณกรณีที่มีการติดตั้ง DG ที่ปลายทาง ผ่านหม้อแปลงที่มีการต่อ ขดลวดแบบที่ 2.....	99
6.22 ตารางผลการคำนวณกรณีที่มีการติดตั้ง DG ที่ปลายทาง ผ่านหม้อแปลงที่มีการต่อ ขดลวดแบบที่ 3.....	101
6.23 ตารางแสดงผลการเปรียบเทียบผลกระทบจากการติดตั้ง DG เมื่อความผิดพลาดแบบ ชั่วคราวเป็น 80 เปอร์เซ็นต์.....	102
6.24 ตารางแสดงผลการเปรียบเทียบผลกระทบจากการติดตั้ง DG เมื่อความผิดพลาดแบบ ชั่วคราวเป็น 60 เปอร์เซ็นต์.....	102
6.25 ตารางสรุปผลกระทบการติดตั้ง DG ที่มีต่อความน่าเชื่อถือได้.....	107
ก.1 ตารางแสดงค่ากระแสผิดพลาดแบบเฟสเดียวลงดินของระบบ RBTSBUS2.....	115
ก.2 ตารางแสดงค่ากระแสผิดพลาดแบบสามเฟสของระบบ RBTSBUS2.....	118

สารบัญตาราง(ต่อ)

๖

ตารางที่	หน้า
ก.3 ตารางแสดงค่ากระแสผิวดวงแบบเฟสเดียวลงดินที่มีการต่อหม้อแปลง รูปแบบที่ 1 ของระบบ 30 บัส.....	121
ก.4 ตารางแสดงค่ากระแสผิวดวงแบบเฟสเดียวลงดินที่มีการต่อหม้อแปลง รูปแบบที่ 2 ของระบบ 30 บัส.....	123
ก.5 ตารางแสดงค่ากระแสผิวดวงแบบเฟสเดียวลงดินที่มีการต่อหม้อแปลง รูปแบบที่ 3 ของระบบ 30 บัส.....	125
ก.6 ตารางแสดงค่ากระแสผิวดวงแบบสามเฟสเดียวของระบบ 30 บัส.....	128
ข.1 ตารางค่ากระแส-เวลา TC ของฟิวส์ขนาด 10 แอมแปร์.....	132
ข.2 ตารางค่ากระแส-เวลา MM ของฟิวส์ขนาด 10แอมแปร์.....	132
ข.3 ตารางค่ากระแส-เวลา TC ของฟิวส์ขนาด 25 แอมแปร์.....	132
ข.4 ตารางค่ากระแส-เวลา MM ของฟิวส์ขนาด 25 แอมแปร์.....	132
ข.5 ตารางค่ากระแส-เวลา TC ของฟิวส์ขนาด 40 แอมแปร์.....	133
ข.6 ตารางค่ากระแส-เวลา MM ของฟิวส์ขนาด 40 แอมแปร์.....	133
ข.7 ตารางค่ากระแส-เวลา TC ของฟิวส์ขนาด 100 แอมแปร์.....	133
ข.8 ตารางค่ากระแส-เวลา MM ของฟิวส์ขนาด 100 แอมแปร์.....	133
ข.9 ตาราง เวลาการทำงานของรีโครสเซอร์รหัส 135.....	134
ข.10 ตาราง เวลาการทำงานของรีโครสเซอร์รหัส 112.....	135
ข.11 ตาราง เวลาการทำงานของรีโครสเซอร์รหัส 140.....	136
ข.12 ตาราง เวลาการทำงานของรีโครสเซอร์รหัส 101.....	137
ข.13 ตาราง เวลาการทำงานของรีโครสเซอร์รหัส 133.....	138

รูปที่	หน้า
1.1 ประเภทของความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง.....	3
1.2 การแบ่งระดับชั้นความเชื่อถือได้.....	5
2.1 ระบบจำหน่ายแบบเรเดียล.....	9
2.2 ระบบจำหน่ายแบบวงแหวน.....	10
2.3 ระบบจำหน่ายแบบร่างแห.....	11
2.4 แบบจำลอง 2 สถานะของอุปกรณ์.....	14
2.5 ความสัมพันธ์ของสถานะการทำงานกับ MTTR และ MTTF.....	15
3.1 การลัดวงจรแบบ 3 เฟส.....	18
3.2 การลัดวงจรเฟส – ดิน.....	19
3.3 การลัดวงจรเฟส – เฟส.....	20
3.4 การลัดวงจรเฟส – เฟส – ดิน.....	21
3.5 ตัวแทนระบบ 3 เฟสในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	25
3.6 ระบบไฟฟ้ากำลัง 3 เฟสสำหรับการศึกษากลัดวงจร.....	25
3.7 การนำเสนอระบบไฟฟ้า 3 เฟส ที่เกิดข้อผิดพลาด ณ บัส p.....	26
3.8 วงจรสมมูลลำดับศูนย์ของการต่อหม้อแปลงแบบ วาย-เดลต้า.....	33
3.9 วงจรสมมูลลำดับศูนย์ของการต่อหม้อแปลงแบบ วายลงดิน-วาย.....	33
3.10 วงจรสมมูลลำดับศูนย์ของการต่อหม้อแปลงแบบ วาย-วายลงดิน.....	34
3.11 วงจรสมมูลลำดับศูนย์ของการต่อหม้อแปลงแบบ เดลต้า-วาย.....	34
3.12 วงจรสมมูลลำดับศูนย์ของการต่อหม้อแปลงแบบ เดลต้า-เดลต้า.....	34
3.13 วงจรสมมูลลำดับศูนย์ของการต่อหม้อแปลงแบบ วายลงดิน-เดลต้า.....	34
3.14 วงจรสมมูลลำดับศูนย์ของการต่อหม้อแปลงแบบ เดลต้า-วายลงดิน.....	34
3.15 วงจรสมมูลลำดับศูนย์ของการต่อหม้อแปลงแบบ วายลงดิน-วายลงดิน.....	35
4.1 วิธีการลดทอนเครือข่ายระบบอนุกรมและขนาน.....	38
4.2 ตัวอย่างการยุบส่วนของระบบที่ต่อเนื่องแบบขนานและอนุกรม.....	38
4.3 วิธีการลดทอนเครือข่ายระบบซับซ้อน.....	38
4.4 การแยกเงื่อนไขเพื่อวิเคราะห์ระบบซับซ้อน.....	39
4.5 มินิมัลลัดเซตของระบบในรูปที่ 4.3.....	39
4.6 การใช้ OR gate และ AND gate ในการคำนวณค่า U.....	41



รูปที่	หน้า
4.7 ระบบตัวอย่าง.....	42
4.8 แผนภาพต้นไม้แสดงการล้มเหลวของระบบ.....	42
4.9 ตัวอย่างของระบบที่มีสายส่งไฟฟ้าแบบแรงดันและมิจูด โหลด 3 จุด.....	43
4.10 ตัวอย่างระบบจำหน่ายแบบแรงดันที่มีเบรกเกอร์เพียงตัวเดียว.....	45
4.11 ตัวอย่างระบบจำหน่ายแบบแรงดันที่มีการป้องกันบริเวณกิ่งย่อย.....	47
4.12 ตัวอย่างระบบจำหน่ายแบบแรงดันที่มีการป้องกันบริเวณกิ่งย่อยและสวิตซ์ตัดตอนที่ สายป้อนหลัก.....	49
4.13 แผนภาพแสดงขั้นตอนการวิเคราะห์หาความน่าเชื่อถือได้ของระบบ.....	52
5.1 ส่วนประกอบของระบบไฟฟ้า.....	54
5.2 ตัวอย่างแสดงส่วนประกอบของอุปกรณ์ป้องกัน.....	55
5.3 แสดงเขตการป้องกันส่วนต่างๆในระบบ.....	57
5.4 ระบบจำหน่ายที่ประกอบด้วยเบรกเกอร์ รีโครสเซอร์ และ ฟิวส์.....	60
5.5 กราฟคุณสมบัติการทำงานร่วมกันระหว่างเบรกเกอร์ รีโครสเซอร์และฟิวส์.....	61
6.1 การติดตั้ง DG ที่ต้นทางหน้ารีโครสเซอร์ และเกิดความผิดพลาดที่โหลด.....	64
6.2 การติดตั้ง DG ที่ปลายทางหลังรีโครสเซอร์ และเกิดความผิดพลาดที่โหลด.....	64
6.3 การติดตั้ง DG ที่ปลายทางหลังรีโครสเซอร์ และเกิดความผิดพลาดที่ปลายสาย.....	65
6.4 การติดตั้ง DG ที่ปลายทางหลังรีโครสเซอร์และเกิดความผิดพลาดที่โหลดต้นทาง.....	65
6.5 การเกิดความผิดพลาดที่สายส่งคนละเส้นกับสายส่งที่มี DG.....	66
6.6 ระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.....	67
6.7 ระบบทดสอบ RBTS BUS2.....	68
6.8 กราฟคุณลักษณะการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันระบบ RBTSBUS2 ในกรณี ที่ไม่มีการติดตั้ง DG.....	71
6.9 แสดงตัวอย่างการติดตั้ง DG ที่ต้นทาง.....	76
6.10 แสดงตัวอย่างการติดตั้ง DG ที่กลางทาง.....	77
6.11 แสดงตัวอย่างการติดตั้ง DG ที่ปลายทาง.....	78
6.12 กราฟคุณลักษณะการทำงานของรีโครสเซอร์รหัส 135 และ รหัส 140.....	81
6.13 กราฟคุณลักษณะการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันหลังการปรับปรุงรีโครสเซอร์	82
6.14 แผนภูมิแท่งแสดงการเปรียบเทียบค่า SAIFI ของระบบทดสอบบัส2.....	83
6.15 แผนภูมิแท่งแสดงการเปรียบเทียบค่า SAIDI ของระบบทดสอบบัส2.....	83



## สารบัญญภาพ(ต่อ)

ณ

รูปที่	หน้า
6.16 แผนภูมิแท่งแสดงการเปรียบเทียบค่า kWh ของระบบทดสอบบัส2.....	83
6.17 กราฟคุณลักษณะการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันระบบตัดแปลงจากการไฟฟ้า ภูมิภาคที่สายส่งเส้นบนในกรณีที่ไม่มีการติดตั้ง DG.....	85
6.18 กราฟคุณลักษณะการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันระบบตัดแปลงจากการไฟฟ้า ภูมิภาคที่สายส่งเส้นกลาง ในกรณีที่ไม่มีการติดตั้ง DG.....	86
6.19 กราฟคุณลักษณะการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันระบบตัดแปลงจากการไฟฟ้า ภูมิภาคที่สายส่งเส้นล่าง ในกรณีที่ไม่มีการติดตั้ง DG.....	86
6.20 ตัวอย่างภาพปัญหาการทำงานระหว่างรีโครสเซอร์และฟิวส์.....	104
6.21 แผนภูมิแท่งแสดงการเปรียบเทียบค่า SAIFI ของระบบ ในกรณีต่างๆเมื่อความผิดพลาด แบบชั่วคราวเป็น 80 เปอร์เซ็นต์.....	105
6.22 แผนภูมิแท่งแสดงการเปรียบเทียบค่า SAIDI ของระบบ ในกรณีต่างๆเมื่อความผิดพลาด แบบชั่วคราวเป็น 80 เปอร์เซ็นต์.....	105
6.23 แผนภูมิแท่งแสดงการเปรียบเทียบค่า kWh ของระบบ ในกรณีต่างๆเมื่อความผิดพลาด แบบชั่วคราวเป็น 80 เปอร์เซ็นต์.....	105
6.24 แผนภูมิแท่งแสดงการเปรียบเทียบค่า kWh ของระบบ ในกรณีต่างๆเมื่อความผิดพลาด แบบชั่วคราวเป็น 60 เปอร์เซ็นต์.....	106
6.25 แผนภูมิแท่งแสดงการเปรียบเทียบค่า SAIDI ของระบบ ในกรณีต่างๆเมื่อความผิดพลาด แบบชั่วคราวเป็น 60 เปอร์เซ็นต์.....	106
6.26 แผนภูมิแท่งแสดงการเปรียบเทียบค่า kWh ของระบบ ในกรณีต่างๆเมื่อความผิดพลาด แบบชั่วคราวเป็น 60 เปอร์เซ็นต์.....	106

# บทที่ 1

## บทนำ

### 1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ในปัจจุบันการดำเนินกิจการระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าหลายแห่งในโลกกำลังเปลี่ยนแปลงอันเป็นผลมาจากแรงขับเคลื่อนที่สำคัญ 2 ประเด็น คือ การทำให้ระบบมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์มากขึ้น โดยอาศัยกลไกการแข่งขันในตลาดแบบเสรี (Market mechanism) และการรักษาสภาพแวดล้อมของโลกเพื่อมิให้ส่งผลกระทบต่อความเป็นอยู่ของมนุษย์ โดยเฉพาะอย่างยิ่งสภาวะโลกร้อนขึ้นอย่างต่อเนื่อง

แรงขับเคลื่อนดังกล่าวส่งผลกระทบต่อ การเปลี่ยนแปลงโครงสร้างของระบบไฟฟ้ากำลัง รวมไปถึงการใช้งานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Distributed Generation : DG) ด้วยเทคโนโลยีที่แตกต่างกันออกไป ที่เริ่มมีแพร่หลายมากขึ้น แทนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนขนาดใหญ่ อย่างไรก็ตาม ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายสำหรับบางเทคโนโลยียังคงสูงกว่า ต้นทุนการผลิตของโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่อยู่มาก และในทางปฏิบัติการนำ DG เข้ามาติดตั้งใช้งานเชื่อมโยงเข้ากับระบบส่งจ่ายไฟฟ้าหลัก ส่งผลกระทบต่อสมรรถนะของระบบและ การทำงานของระบบป้องกันที่ใช้งานอยู่เดิม ดังนั้น การประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายอย่างเหมาะสมและคุ้มค่าจึงจำเป็นต้องมีการศึกษาอย่างละเอียดรอบครอบในประเด็นสำคัญต่างๆ ก่อนลงทุนดำเนินการติดตั้ง เพื่อให้บรรลุวัตถุประสงค์หลักของการปรับโครงสร้างระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า ตามที่ได้กล่าวถึงข้างต้น

เนื่องจาก DG ที่ต่ออยู่ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้รับความสนใจจากผู้ใช้ไฟฟ้าและผู้ประกอบการมากขึ้น และมีการอภิปรายกันอย่างกว้างขวางโดยเฉพาะในประเด็นที่ DG สามารถเพิ่มความน่าเชื่อถือและคุณภาพของระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้หรือไม่ DG ที่ต่อเชื่อมอยู่กับการไฟฟ้านั้นก่อให้เกิดผลกระทบต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าหลายประการ ได้แก่ การไหลของกำลังไฟฟ้า แรงดันและกระแสไฟฟ้า กำลังไฟฟ้าที่สูญเสีย ปัญหาทางด้านฮาร์โมนิกส์ ปัญหาเกี่ยวกับระดับกระแสลัดวงจรของสายป้อน การต่อหม้อแปลง การเกิดความผิดปกติลงดิน ปัญหาเกิดการแยกระบบเป็นอิสระจ่ายไฟฟ้าเพียงบางส่วน (Islanding) เมื่อเกิดความผิดปกติ และอื่นๆ เป็นต้น จากหลายบทความ[4-17]ได้กล่าวถึงผลกระทบจากการติดตั้ง DG ทั้งทางด้านบวกและด้านลบที่น่าสนใจอยู่หลายประการซึ่งพอจะสรุปได้ดังนี้

#### ผลกระทบทางบวก

- 1.) เป็นแหล่งกำเนิดไฟฟ้าสำรองในขณะที่ระบบเกิดความล้มเหลว[12-16]

- 2.) ช่วยจ่ายโหลดในช่วงเวลาที่มีความต้องการไฟฟ้าสูง (on peak) เป็นการช่วยลดต้นทุนในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดใหญ่หลายตัว [12]
- 3.) ลดกระแสที่ไหลในสายป้อน ทำให้เกิดการสูญเสียกำลังไฟฟ้าในระบบน้อยลง [12,16,17]
- 4.) ช่วยรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้มีเสถียรภาพ ลดการเกิดแรงดันปัญหาแรงดันตกชั่วขณะ ทำให้คุณภาพไฟฟ้าดีขึ้น[10,16,17]
- 5.) ยืดอายุเวลาในการลงทุนพัฒนาและเพิ่มจำนวนสายส่งของระบบ[14]

#### ผลกระทบทางลบ

- 1.) ก่อให้เกิดแรงดันไฟฟ้ากระเพื่อมขณะทำการเริ่มเดินเครื่อง DG [10,15,16]
- 2.) ทำให้เกิดกระแสฮาร์โมนิกจากอุปกรณ์อินเวอร์เตอร์ [10]
- 3.) เมื่อ DG ทำหน้าที่เป็นแหล่งกำเนิดไฟฟ้าสำรองขณะระบบล้มเหลว บริเวณรอบข้างที่ไม่ได้รับการจ่ายโหลดอาจเกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าตก [10]
- 4.) การจ่ายโหลดของ DG ให้บริเวณใดบริเวณหนึ่งในลักษณะแยกตัวอิสระขณะเกิดความผิดปกติ เมื่ออุปกรณ์ป้องกันทำการต่อเชื่อมวงจรเข้ามาอีกครั้งอาจเกิดการไม่ตรงเฟส ก่อให้เกิดความเสียหายกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและอุปกรณ์ในระบบ [10,14]
- 5.) ในการซ่อมแซมหรือแก้ไขความผิดปกติ จะไม่ปลอดภัยเนื่องจากมีกระแสจาก DG ไหลอยู่ในระบบ
- 6.) ขณะเกิด จุดผิดปกติ กระแสที่เพิ่มขึ้นในสายป้อนเนื่องมาจาก DG ทำให้อุปกรณ์ป้องกันไม่สามารถทำงานสอดคล้องกันได้ดีเช่นเดิม [4,5,6,8,9,13,14,16,17] ซึ่งเป็นประเด็นหลักที่จะศึกษาสำหรับวิทยานิพนธ์นี้

อนึ่ง ในทางปฏิบัติพบว่าการติดตั้งใช้งาน DG ส่งผลกระทบต่อขนาดและการปรับตั้งค่าของอุปกรณ์ต่างๆในระบบจำหน่าย โดยเฉพาะในส่วนของระบบป้องกันเดิมที่ติดตั้งใช้งานอยู่ ทั้งนี้ เนื่องจากการเชื่อมโยง DG สู่อุปกรณ์จำหน่ายหลัก มีผลทำให้ระดับแรงดัน ระดับกระแสลัดวงจร รวมทั้งทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบ เปลี่ยนแปลงไป นอกจากนี้ ในสภาวะที่เกิดการผิดปกติของระบบ ตามกฎปัจจุบันของการเชื่อมโยง DG เข้ากับระบบส่งจ่ายหลัก [22] นั้นผู้ประกอบการจำเป็นจะต้องแยกการทำงานของ DG ออกจากระบบโดยสิ้นเชิง เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดสภาพการมีไฟฟ้าใช้เพียงบางส่วนของระบบ (Islanding) ทั้งนี้ เพื่อความปลอดภัยของผู้ปฏิบัติงานซ่อมบำรุง และเพื่อป้องกันความเสียหายต่ออุปกรณ์ในระบบ เช่น ในกรณีที่อุปกรณ์รีโกลาซเซอร์ทำงาน โดยไม่มีการ Re-synchronizing ของระบบย่อยที่มีไฟฟ้าจ่ายอยู่ทั้งสองส่วน และเนื่องจากความซับซ้อนที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าโดยเฉพาะในระบบจำหน่าย มักเป็นสิ่งที่เกิดขึ้นอย่างไม่คาดฝันและอยู่นอกเหนือการควบคุม เช่น การลัดวงจรเนื่องจากมีกิ่งไม้หักพาดอยู่บนสายไฟ ปรากฏการณ์ธรรมชาติ เช่น ฟ้าผ่า ลมพายุ อุบัติเหตุจากรถยนต์ชนเสาไฟฟ้า เป็นต้น การอนุญาตให้ผู้ประกอบการลงทุนติดตั้ง DG อาจก่อให้เกิดผลกระทบอีกมากมายตามที่ได้กล่าวมา โดยเฉพาะปัญหาที่เกี่ยวกับความผิดปกติในระบบที่ไม่อาจหลีกเลี่ยงได้ อันส่งผลกระทบต่อ

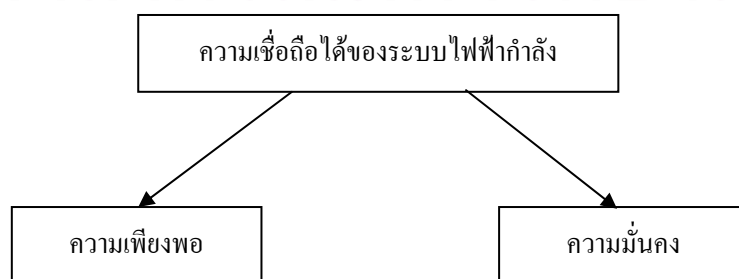
โดยตรงต่อเหตุการณ์ไฟดับ ในทางทฤษฎีการมีแหล่งจ่ายไฟฟ้ากระจายอยู่ในระบบจำนวนมาก ควรจะ  
 ทำให้ความน่าเชื่อถือของระบบสูงขึ้น แต่ในทางปฏิบัติด้วยเหตุผลที่กล่าวในข้างต้น จึงยังไม่อาจสรุปได้  
 ว่าการนำ DG มาติดตั้งใช้งาน จะส่งผลกระทบต่อความน่าเชื่อถือได้ของระบบ  
 จำหน่ายแต่ละระบบอย่างไร และเพื่อให้ระบบมีความน่าเชื่อถือได้สูงขึ้น รวมทั้งสามารถทำงานได้โดยมี  
 ความมั่นคงและปลอดภัยสูง จำเป็นจะต้องมีวิธีการปรับปรุงระบบป้องกันที่ติดตั้งใช้งานอยู่เดิมอย่างไร  
 จึงเป็นเหตุผลที่สมควรทำการศึกษาในประเด็นสำคัญเหล่านี้โดยละเอียด ต่อไป

โดยปกติระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะเป็นแบบเรเดียล เมื่อทำการต่อ DG เข้าไปจะทำให้ค่าบัสโวลติ  
 แคนซ์เมตริกซ์ของระบบเปลี่ยนแปลงไป ส่งผลให้ค่ากระแสและแรงดันที่จุดต่างๆเปลี่ยนแปลงไป เมื่อ  
 เกิดความผิดปกติจะส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน ทำให้ความน่าเชื่อถือได้ใน  
 ระบบเปลี่ยนไป ซึ่งขึ้นอยู่กับหลายๆปัจจัย รวมทั้งการตั้งข้อกำหนดและเงื่อนไขข้อบังคับสำหรับ  
 ผู้ประกอบการที่ต้องการใช้ DG

คุณภาพของพลังงานไฟฟ้าเริ่มเป็นประเด็นที่สำคัญที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการนอกเหนือไปจาก  
 ปริมาณที่ต้องการให้ได้อย่างเพียงพอทั้งในผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มอุตสาหกรรม ธุรกิจและบ้านที่อยู่อาศัย  
 โดยทั่วไปผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการระบบไฟฟ้ากำลังที่มีความเชื่อถือได้สูงซึ่งหมายถึงการมีไฟฟ้าดับน้อยที่สุด  
 หรือไฟฟ้าตกหรือกระพริบน้อยที่สุด

ความเชื่อถือได้ ( Reliability ) เป็นเรื่องของการคาดการณ์ล่วงหน้าถึงเหตุการณ์ที่อาจเกิดขึ้นใน  
 อนาคตโดยอาศัยวิธีทางสถิติมาใช้ในการประเมินถึงโอกาสของการเกิดเหตุการณ์ที่อาจจะเกิดขึ้นใน  
 อนาคต เช่น กระแสไฟฟ้าขัดข้องบ่อยมากน้อยเพียงใด ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังเป็นตัวบ่งชี้  
 ถึงคุณภาพของอุปกรณ์ที่ใช้ในระบบและคุณภาพของระบบเอง ซึ่งสามารถนำไปใช้เป็นส่วนประกอบใน  
 การวางแผน ออกแบบระบบไฟฟ้า โดยการกำหนดคุณภาพตัวอุปกรณ์ที่ต้องใช้ในระบบไฟฟ้า  
 โดยทั่วไประดับของความเชื่อถือได้ดังกล่าวสามารถประเมินได้โดยอาศัยกฎเกณฑ์ออกมาเป็นค่าดัชนี  
 ต่าง ๆ โดยระบบจำหน่ายประกอบด้วยค่าดัชนี SAIFI ( System Average Interruption Frequency Index ),  
 SAIDI ( System Average Interruption Duration Index ) เป็นต้น

ความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังสามารถแบ่งออกเป็น 2 ด้าน คือ ด้านความเพียงพอ  
 (Adequacy) และด้านความมั่นคง ( Security )



รูปที่ 1.1 ประเภทของความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง

ความเพียงพอ ( Adequacy ) หมายถึง ความสามารถในการจ่ายกระแสไฟฟ้าและพลังงานทั้งหมดอย่างเพียงพอ ในที่นี้ประกอบด้วยระบบผลิตไฟฟ้าที่จำเป็นต้องมีเพื่อผลิตพลังงานได้อย่างเพียงพอ ระบบสายส่ง และระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง เพื่อนำพลังงานไปยังความต้องการทุก ๆ จุดในระบบ ความเพียงพอนี้จะเกี่ยวข้องกับเงื่อนไขแบบสถิตย์ ( Static Condition) ซึ่งไม่ได้ครอบคลุมถึงเหตุการณ์รบกวน ( Disturbance ) และผลที่จะเกิดขึ้นตามในระบบ

ความมั่นคง ( Security ) หมายถึง ความสามารถของระบบที่จะตอบสนองหรือทนทานต่อเหตุการณ์รบกวนที่เกิดขึ้นซึ่งอาจเป็นประเภทที่เกิดอยู่เฉพาะในเขตพื้นที่ หรือที่เกิดขึ้นเป็นบริเวณกว้าง โดยมักมีสาเหตุจากการเกิดเหตุขัดข้องขึ้นกับอุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบไฟฟ้ากำลัง

เทคนิคทางความน่าจะเป็นส่วนใหญ่ที่มีใช้อยู่ในระบบปัจจุบันจะเป็นส่วนที่เกี่ยวข้องกับความพอเพียง เช่น การเตรียมกำลังผลิตให้เหมาะสม เป็นต้น ส่วนที่เกี่ยวข้องกับความมั่นคงมักจำกัดอยู่กับการหารปริมาณความต้องการของกำลังผลิตสำรองที่หมุนตัวเปล่า ( Spinning Reserve ) , กำลังผลิตสำรองสำหรับการปฏิบัติงาน ( Operating Reserve ) เป็นต้น ระดับความเชื่อถือได้ (Hierarchical Level) แบ่งได้ 3 ระดับชั้น [3] ดังต่อไปนี้คือ

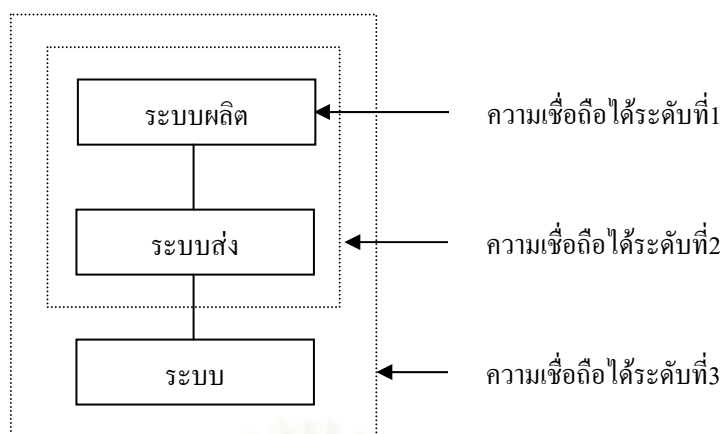
ระดับชั้นที่ 1 พิจารณาเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าเพียงระบบเดียวโดยจะเป็นการศึกษาถึงความสามารถของระบบผลิตไฟฟ้าที่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า

ระดับชั้นที่ 2 พิจารณารวมระบบผลิตไฟฟ้าและระบบส่งไฟฟ้าเข้าด้วยกัน โดยเรียกว่า ระบบไฟฟ้าผสม ( Composite system ) หรือระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ ( Bulk Power System )

ระดับชั้นที่ 3 พิจารณารวมระบบผลิตไฟฟ้า , ระบบส่งไฟฟ้า , และระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั้งหมดเข้าด้วยกัน

ค่าดัชนีความพอเพียงที่คำนวณได้จากแต่ละระดับของการพิจารณา ต่างให้ความหมายที่แตกต่างกัน ค่าที่คำนวณได้จากระดับที่ 1 ใช้วัดถึงความสามารถของระบบผลิตที่จะจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับความต้องการได้เพียงพอ ค่าที่คำนวณได้จากระดับที่ 2 เป็นค่าที่แสดงถึงความสามารถของระบบที่จะจ่ายไฟฟ้าให้แก่ความต้องการไฟฟ้าที่จุดโหลดหลักๆ ( Major load point ) ในระบบได้อย่างพอเพียง ซึ่งเป็นการขยายการพิจารณาจากระดับที่ 1 โดยเพิ่มการพิจารณาความสามารถในการส่งพลังงานของระบบผลิต และส่งพลังงานไฟฟ้าของระดับที่ 3 สำหรับในระดับที่ 3 นั้น จะให้ค่าดัชนีที่แสดงถึงผลที่จะเกิดขึ้นกับผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายที่อยู่ในระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าซึ่งเป็นจุดที่เราสนใจ อีกทั้ง DG ยังเป็นอุปกรณ์ที่ต่อพ่วงเข้าไปในระบบจำหน่าย ดังนั้นวิทยานิพนธ์นี้จะทำการวิเคราะห์ความน่าเชื่อถือได้เฉพาะในระดับชั้นที่ 3 เท่านั้น





รูปที่ 1.2 การแบ่งระดับชั้นความเชื่อถือได้

ระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังเป็นระบบที่ใช้จ่ายพลังงานไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าโดยตรง การเกิดเหตุขัดข้องภายในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของอุปกรณ์แต่ละตัวย่อมส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละจุดโหลดซึ่งภายในระบบจำหน่ายไฟฟ้าประกอบด้วยอุปกรณ์ไฟฟ้าหลายชนิด ดังนั้นการคำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าจึงเป็นสิ่งสำคัญที่ต้องนำมาพิจารณาควบคู่ประกอบไปกับการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง

วิธีการประเมินความเชื่อถือได้แบ่งได้ 2 ประเภทใหญ่ ๆ คือ การวิเคราะห์ ( Analytical ) และวิธีการจำลองเหตุการณ์ ( Simulation ) วิธีการวิเคราะห์จะอาศัยการสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์แล้วคำนวณด้วยสมการทางคณิตศาสตร์ให้สอดคล้องกับแบบจำลองซึ่งมีความแม่นยำสูงในระบบจำหน่ายซึ่งได้ผลเป็นที่น่าพอใจในแง่ของความเพียงพอ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้วิธีการวิเคราะห์ในการวิเคราะห์และทดสอบผลกระทบที่เกิดขึ้นกับระบบทดสอบ RBTSBUS2[21] และระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า[20] ภายใต้เงื่อนไขและข้อกำหนดที่การไฟฟ้าได้ระบุไว้[22] เช่น ขนาดพิกัดของDG ข้อบังคับที่ผู้ประกอบการต้องต่อ DG ผ่านหม้อแปลงและอื่นๆ เพื่อพิจารณาผลการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน และนำผลกระทบที่เกิดขึ้นมาวิเคราะห์ความน่าเชื่อถือได้ของระบบ เมื่อมีการต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับวงจรระบบจำหน่าย โดยมุ่งเน้นพิจารณาผลกระทบในสองกรณีหลัก คือ กรณีแรกทำการตั้งค่าพารามิเตอร์ต่างๆของอุปกรณ์ป้องกัน เช่น ขนาดของฟิวส์ เวลาในการทำงานของรีเลย์ เวลาในการทำงานของรีโครสเซอร์และอื่นๆเพื่อให้มีการทำงานที่สอดคล้องประสานกัน ในขณะที่ยังไม่มี การต่อเชื่อมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้ามา จากนั้นจึงคำนวณผลกระทบและความน่าเชื่อถือได้ที่เกิดขึ้นเมื่อทำการต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าไป และกรณีที่สอง ทำการปรับค่าพารามิเตอร์ของฟิวส์ รีโครสเซอร์และเบรกเกอร์ ให้รองรับระบบที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายอยู่แล้ว พิจารณาผลกระทบและความน่าเชื่อถือเมื่อเกิดความผิดปกติในระบบ เปรียบเทียบและทำการวิเคราะห์ผลจากระบบทดสอบที่เลือกใช้

## 1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

- 1.) ศึกษาผลกระทบของการใช้งานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ต่อความน่าเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง
- 2.) ศึกษาผลกระทบของการใช้งานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่มีต่อระบบป้องกันที่มีใช้งานอยู่เดิม
- 3.) กำหนดแนวทางในการปรับปรุงระบบป้องกันเพื่อเพิ่มความน่าเชื่อถือได้ให้แก่ระบบ

## 1.3 ขอบเขตในการทำวิทยานิพนธ์

การศึกษาผลกระทบต่อความน่าเชื่อถือได้ของระบบและระบบป้องกัน โดยจะใช้ข้อมูลที่เป็นปัจจุบันสำหรับระบบจำหน่ายในประเทศไทย เป็นกรณีฐาน เพื่อการเปรียบเทียบ ทั้งนี้ เพื่อให้ผลจากการศึกษาสามารถนำไปประยุกต์ใช้จริงได้สะดวกยิ่งขึ้น

## 1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

- 1.) สามารถประเมินผลกระทบที่จะเกิดขึ้นหลังจากการติดตั้ง DG เข้าสู่ระบบ
- 2.) สามารถประเมินผลทางด้านความเชื่อถือได้ของระบบหลังจากการติดตั้ง DG เข้าสู่ระบบ
- 3.) เป็นแนวทางสำหรับการปรับปรุงและแก้ไขระบบให้มีความน่าเชื่อถือที่ดีขึ้น

## 1.5 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

- 1.) รวบรวมข้อมูลและศึกษาเกี่ยวกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก
- 2.) ศึกษาและค้นคว้าเกี่ยวกับผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่อการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน ค่าดัชนีความน่าเชื่อถือ และผลกระทบอื่นๆที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่าย
- 3.) วิเคราะห์ปัญหา ศึกษาภาพรวมที่เกิดขึ้นทั้งหมด และสรุปสาเหตุหลักของปัญหาที่ทำให้การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันผิดพลาด และสาเหตุที่ทำให้ความน่าเชื่อถือของระบบจำหน่ายลดลง
- 4.) สร้างระบบจำลองขึ้นมา ทำการเขียนโปรแกรมคำนวณ Z bus สำหรับระบบ 3 เฟส พร้อมแก้ไขและดัดแปลงโปรแกรมคำนวณ ความผิดพลาด เพื่อใช้งานร่วมกับ Zbus ที่สร้างขึ้นและเขียนโปรแกรมเพื่อคำนวณค่าดัชนีความน่าเชื่อถือ
- 5.) run โปรแกรม นำค่ากระแสที่ได้มาเลือกอุปกรณ์ป้องกันให้ระบบ
- 6.) เพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเข้าไปในระบบ ทำการทดสอบโปรแกรมอีกครั้งเพื่อดูผลกระทบตั้งค่าให้อุปกรณ์ป้องกันใหม่ เปรียบเทียบความแตกต่างและผลกระทบที่เกิดขึ้น
- 7.) นำแนวทางมาใช้ทดสอบกับระบบจริงของการไฟฟ้า
- 8.) หาแนวทางเพื่อลดผลกระทบและปรับปรุงให้ระบบมีความน่าเชื่อถือที่ดีขึ้น
- 9.) สรุปผลงานวิจัย และนำมารวบรวมเป็นเล่มเขียนเป็นวิทยานิพนธ์



## 1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

เนื้อหาของวิทยานิพนธ์ในแต่ละบทเป็นดังนี้

บทที่ 2 กล่าวถึงแบบจำลองของอุปกรณ์ต่างๆในระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง เช่น รูปแบบของระบบจำหน่ายโดยทั่วไป อุปกรณ์หลักในระบบจำหน่าย แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์ เกณฑ์การเกิดข้อขัดข้องของแต่ละจุดไหลค

บทที่ 3 กล่าวถึง ชนิดของความผิดปกติ หลักการเบื้องต้นสำหรับการคำนวณค่ากระแสผิดปกติชนิดต่างๆ ทั้ง 4 แบบคือ 1. การลัดวงจรแบบ 3 เฟส ( Three phase fault ) 2. การลัดวงจรเฟส - ดิน ( Single line-to-ground fault ) 3. การลัดวงจรเฟส - เฟส ( Line-to-line fault ) 4. การลัดวงจรเฟส - เฟส - ดิน ( Double line-to-ground fault ) และการคำนวณหากระแสผิดปกติเมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้น โดยใช้บัสสมิทธิแค้นท์เมตริกซ์

บทที่ 4 กล่าวถึงการประเมินความเชื่อถือได้โดยวิธีการวิเคราะห์ตามลักษณะต่างๆ ซึ่งขึ้นอยู่กับอุปกรณ์ป้องกันที่ติดตั้งอยู่ในระบบ

บทที่ 5 กล่าวถึงคุณสมบัติของระบบป้องกัน การทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันชนิดต่างๆ การออกแบบระบบป้องกันให้กับระบบทดสอบ

บทที่ 6 กล่าวถึงตัวอย่าง ผลการคำนวณและการวิเคราะห์ ผลการทดสอบโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นกับระบบทดสอบ ตัวอย่างแสดงผลการคำนวณระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ใช้เป็นตัวอย่างในการศึกษา การศึกษาการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ต่างๆ ที่ใช้ในการคำนวณ วิเคราะห์และวิจารณ์ผลการทดสอบที่ได้จากระบบตัวอย่างโดยอาศัยผลการประเมินความเชื่อถือได้

บทที่ 7 เป็นการสรุปผลการศึกษา

## บทที่ 2

### ระบบจำหน่ายไฟฟ้าและแบบจำลองของอุปกรณ์

ระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังทำหน้าที่รับกำลังไฟฟ้าที่ส่งมาจากระบบผลิตไฟฟ้า ( Generating system ) ผ่านระบบส่งกำลังไฟฟ้า ( Transmission system ) เพื่อทำการจำหน่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ ต่อไป โดยทั่วไปแล้วระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าประกอบด้วยส่วนประกอบหลักต่าง ๆ คือ สถานีจ่ายไฟฟ้าย่อย(Substation) สายป้อน(Feeder) หม้อแปลงจำหน่าย(Distribution transformer) สายจำหน่ายแรงดันไฟฟ้าต่ำและอุปกรณ์ป้องกัน(Protective devices)

หน้าที่ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่สำคัญประการหนึ่งคือ การส่งจ่ายพลังไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างต่อเนื่องตลอดเวลา มีความมั่นคงในการส่งไฟฟ้าสูง หากเกิดเหตุขัดข้องก็สามารถแก้ไขให้ไฟฟ้าดับกลับคืนในเวลารวดเร็วหรือทำให้มีระยะเวลาการขัดข้องน้อยที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้โดยอาศัยอุปกรณ์ป้องกันต่าง ๆ ซึ่งเหตุขัดข้องที่เกิดขึ้นอาจเกิดจากการลัดวงจร (Short circuit) ในสายป้อน หรือ หม้อแปลง การเกิดการลัดวงจรนี้อาจเกิดได้ใน 2 ลักษณะ คือ แบบถาวร (Permanent failure) และแบบชั่วคราว (Temporary Failure) ที่อาจส่งผลให้เกิดแรงดันตก หรือ ไฟกระพริบแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้ อันเป็นสาเหตุในการเกิดไฟฟ้าดับแก่ผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งจะพบบ่อยในย่านผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอุตสาหกรรม หากการทำหน้าที่ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าไม่สมบูรณ์หรือไม่สามารถทำหน้าที่จ่ายพลังงานไฟฟ้าได้เนื่องจากเกิดการขัดข้องของอุปกรณ์แล้วก็จะมีความเชื่อถือได้ต่อระบบโดยรวมได้ ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าเกิดข้อขัดข้องหรือเกิดเหตุไฟฟ้าดับขึ้น ซึ่งส่งผลถึงความเชื่อถือได้ที่เกี่ยวข้องกับความมั่นคงดังกล่าวไว้ในบทที่ 1 ด้วยเหตุดังกล่าวการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายที่ผ่านมาจึงจำเป็นต้องทราบสถานะการทำงานและล้มเหลวของอุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบเกณฑ์ในการขัดข้องที่จุดโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้ารวมถึงการทำงานของระบบป้องกัน

โดยทั่วไปเมื่อสถานีจ่ายไฟฟ้าย่อยได้รับแรงดันไฟฟ้าจากสายส่งก็จะแปลงแรงดันไฟฟ้าให้ต่ำลงแล้วส่งแรงดันไฟฟ้าผ่านสายป้อนไปยังหม้อแปลงจำหน่าย ซึ่งมีหน้าที่แปลงแรงดันไฟฟ้าให้ต่ำลงเหมาะกับผู้ใช้ไฟฟ้รายย่อย หลังจากนั้นจึงส่งแรงดันไฟฟ้าผ่านสายจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำไปยังบ้านเรือน หรือ ธุรกิจห้างร้านทั่วไป ในกรณีที่เป็่นผู้ใช้ไฟฟ้รายใหญ่ก็อาจรับแรงดันไฟฟ้าผ่านสายป้อนไปยังหม้อแปลงของตนเองได้โดยไม่ผ่านหม้อแปลงระบบจำหน่าย นอกจากนี้หากเป็นผู้ใช้ไฟฟ้รายใหญ่มากก็อาจรับไฟฟ้แรงสูงจากการไฟฟ้แล้วสร้างสถานีจ่ายไฟฟ้เป็นของตัวเอง สิ่งที่ยกตัวอย่างต่อไปนี้เป็นลักษณะในแบบต่าง ๆ ระบบจำหน่ายที่มีอยู่โดยทั่วไป

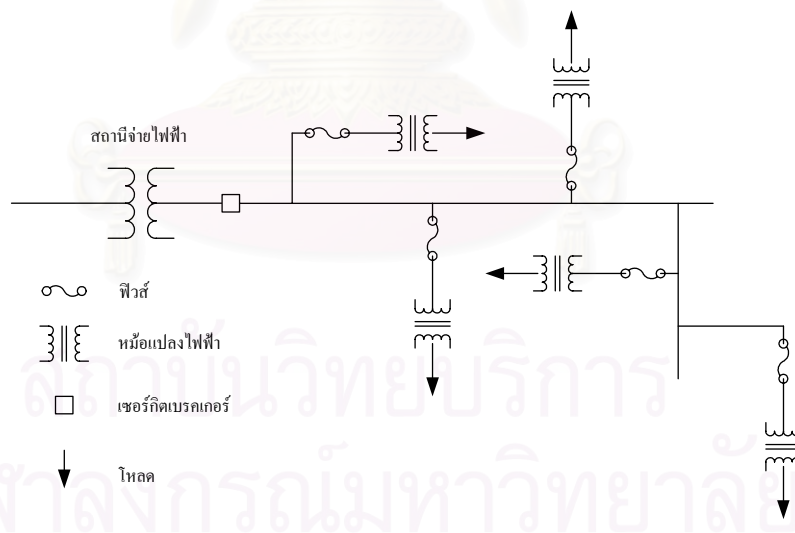
## 2.1 รูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้า[1]

เราอาจแบ่งระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าออกเป็น 2 ระบบหลัก คือ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าพาดในอากาศ (Overhead aerial system) และระบบจำหน่ายไฟฟ้าใต้ดิน (Underground cable system) การเลือกใช้ระบบใดนั้นขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายประการเช่น ความปลอดภัย สิ่งแวดล้อมและความประหยัด เป็นต้น แต่ที่พบเห็นโดยทั่วไปในประเทศไทยจะเป็นระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าเหนือหัว เนื่องจากมีราคาต่ำกว่าระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าแบบใต้ดินมาก แต่อย่างไรก็ตามในบริเวณที่มีบ้านเรือนหนาแน่น กรณีต้องเดินสายไฟข้ามแม่น้ำ หรือภายในนิคมอุตสาหกรรม นิยมใช้ระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าใต้ดินเนื่องจากสายใต้ดินเป็นสายที่มีฉนวนหุ้ม ย่อมมีความปลอดภัยและความมั่นคงสูงกว่าการใช้สายจำหน่ายเหนือหัวซึ่งมักเป็นสายเปลือย

สำหรับลักษณะรูปแบบของระบบจำหน่ายนั้น สามารถแยกออกได้เป็น 3 ประเภทหลัก ๆ คือ

- 1) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล (Radial Network)
- 2) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน (Ring Network)
- 3) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบร่างแห (Mesh Network)

### 2.1.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล (Radial Network)

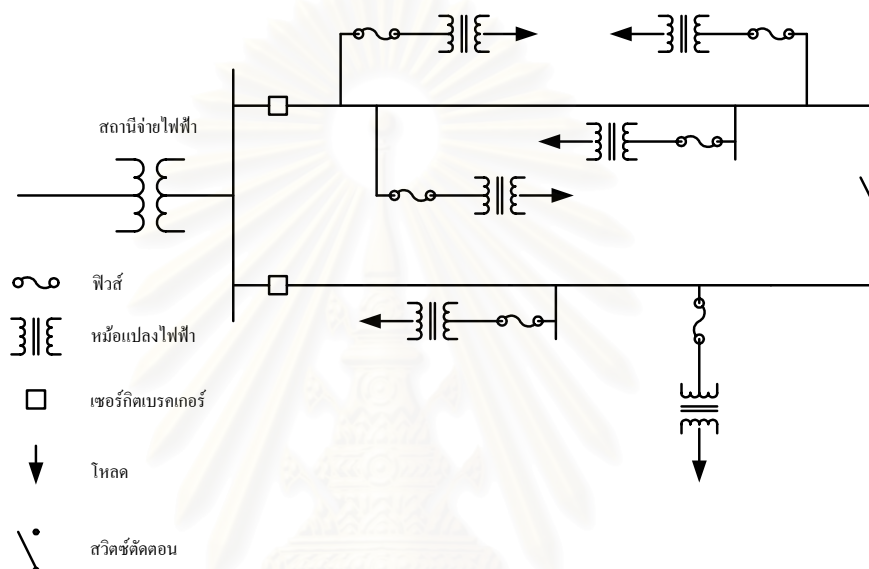


รูปที่ 2.1 ตัวอย่างระบบจำหน่ายเรเดียล

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลคือระบบที่มีการป้อนพลังงานไฟฟ้าเข้าไปในสายจำหน่ายเพียงด้านเดียวและมีสายแยกออกไปดังแสดงในรูปที่ 2.1 การวางแผนใช้ระบบจำหน่ายแบบนี้หากมีโหนดผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้นในอนาคตก็สามารถที่จะเพิ่มระบบจำหน่ายแบบเรเดียลให้กลายเป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน หรือ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบร่างแห ต่อไปได้

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลนิยมใช้สำหรับจ่ายพลังงานไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ทั่วไปหรือในชนบทเนื่องจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าประเภทที่ลงทุนต่ำ มีการป้องกันระบบได้โดยวิธีง่าย ๆ และลักษณะของการวางสายแบบนี้สามารถเข้าใจได้ง่าย แต่มีข้อเสียคือความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าต่ำ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้เลือกใช้ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลเป็นระบบทดสอบ

## 2.1.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน



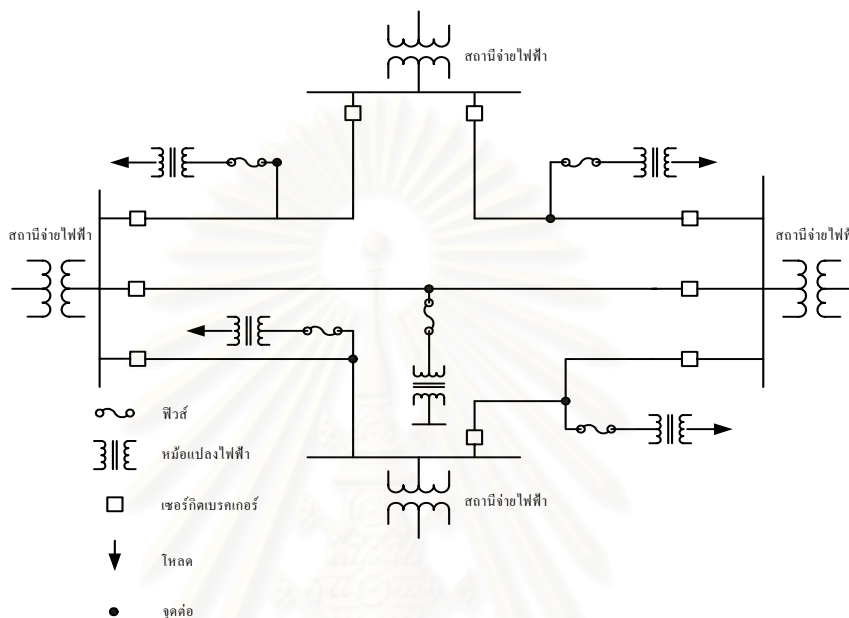
รูปที่ 2.2 ระบบจำหน่ายแบบวงแหวน

ลักษณะระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบนี้จะทำเป็นรูปแบบวงแหวนกล่าวคือมีการจ่ายไฟฟ้าเข้าที่ต้นทางและปลายทางโดยสถานีจ่ายไฟฟ้าแห่งเดียวกันตามรูปที่ 2.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบนี้ในการใช้งานจริงบางครั้งจะเปิดวงจรออกทำให้ระบบเป็นวงจรแบบเรเดียลก็ได้ การกระทำเช่นนี้จะทำให้การป้องกันระบบนั้นทำได้ง่ายขึ้น

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวนนี้สามารถนำไปใช้จ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับชุมชนใหญ่และโรงงานอุตสาหกรรมได้ ข้อดีของระบบนี้คือ เมื่ออุปกรณ์ตัวหนึ่งตัวใดเกิดขัดข้องก็สามารถทำการตัดส่วนนั้นออกไปและวงจรส่วนที่เหลืออยู่ก็สามารถทำการจ่ายไฟฟ้าต่อไปอีกได้ ทำให้ระบบมีความเชื่อถือได้สูงขึ้นกว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล แต่ข้อเสียของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวนคือ การจ่ายพลังงานไฟฟ้าจะกระทำได้โดยผ่านสถานีจ่ายไฟฟ้าเพียงสถานีเดียว ดังนั้นถ้าเกิดการขัดข้องขึ้นภายในสถานีจ่ายไฟฟ้า ย่อมทำให้เกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง และระบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวนก็ยังคงต้องมีขีดความสามารถสูงขึ้นกว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบ

เรเดี่ยลเนื่องจากระบบป้องกันต้องตรวจสอบให้ทราบว่าเกิดการลัดวงจรขึ้นที่อุปกรณ์ตัวใดเพื่อที่จะได้ตัดอุปกรณ์ส่วนนั้นออกจากการจ่ายพลังงานไฟฟ้า

### 2.1.3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบร่างแห



รูปที่ 2.3 ระบบจำหน่ายแบบร่างแห

ตามรูปที่ 2.3 เป็นรูปของระบบจำหน่ายแบบร่างแห สังเกตได้ว่าการต่อกันของสายจำหน่ายจะมีลักษณะเหมือนแหที่กระจายออกไปครอบคลุมแหล่งผู้ใช้ไฟฟ้าต่าง ๆ และมีสถานีจ่ายไฟฟ้าเข้าในระบบจำหน่ายได้หลายจุด

ข้อดีของระบบนี้คือระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบนี้มีความเชื่อถือได้สูงสุดกว่าทุกระบบที่กล่าวมา และสามารถสร้างสถานีจ่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นได้ง่ายเมื่อโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น แต่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบนี้ต้องลงทุนในการก่อสร้างระบบค่อนข้างสูงเช่นกัน เนื่องจากระบบดังกล่าวต้องสร้างสายส่งและอุปกรณ์ป้องกันจำนวนมาก และในขณะที่ทำการจ่ายไฟฟ้าเมื่อเกิดการลัดวงจร (Short Circuit) จะทำให้กระแสลัดวงจรมีขนาดสูงมากได้

## 2.2 อุปกรณ์หลักในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ตามมาตรฐานการก่อสร้างวัสดุ อุปกรณ์ และระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าทั้งการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค[21] ระบบจำหน่ายจะทำหน้าที่จ่ายพลังงานไฟฟ้าได้ต้องประกอบไปด้วยอุปกรณ์หลักต่าง ๆ ดังนี้

1. สายไฟฟ้าเป็นส่วนประกอบที่สำคัญในระบบจำหน่ายไฟฟ้าซึ่งแบ่งออกได้ 2 ประเภทคือ สายเปลือย และ สายหุ้มฉนวน การเลือกใช้สายไฟฟ้าแต่ละประเภทขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายประการ หากต้องการระบบไฟฟ้าที่มีความเชื่อถือได้สูงควรใช้สายเคเบิลใต้ดิน แต่การลงทุนก็จะสูงตามไปด้วย

2. หม้อแปลงจำหน่าย (Distribution Transformer) เป็นอุปกรณ์ที่จำเป็นในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีหน้าที่แปลงแรงดันไฟฟ้ากระแสสลับให้ต่ำลงเพื่อจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้ผู้ใช้ประเภทต่าง ๆ ด้วยระบบแรงดันต่ำต่อไป

3. เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker) โดยทั่วไปใช้ติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าเป็นอุปกรณ์ป้องกันใช้ในการกำจัดกรเกิดผิดปกติในระบบหรือตัดส่วนของอุปกรณ์ที่เกิดผิดปกติออกจากระบบ

4. รีโคลสเซอร์ (Recloser)

4.1 ใช้ติดตั้งในระบบจำหน่ายที่มีปัญหาเกิดความผิดปกติแบบชั่วคราว บ่อย ๆ

4.2 ใช้ติดตั้งในสายเมนหรือสายที่แยกอยู่ที่อยู่ห่างจากสถานีไฟฟ้าตั้งแต่ 10 กิโลเมตร ขึ้นไป และในสายเมนหรือสายแยกใด ๆ ที่มีปัญหาเกิดความผิดปกติแบบชั่วคราวบ่อยครั้งหรือเป็นสายจำหน่ายที่มีความสำคัญก็อาจพิจารณาติดตั้งได้ตามความเหมาะสม

4.3 อาจพิจารณาติดตั้งรีโคลสเซอร์ที่สถานีไฟฟ้าได้ ทั้งนี้เพื่อใช้เป็นอุปกรณ์ป้องกันแทนเซอร์กิตเบรกเกอร์

4.4 ตำแหน่งที่ติดตั้งรีโคลสเซอร์ต้องพิจารณาให้สะดวกในการเข้าไปปฏิบัติงานและบำรุงรักษา และค่ากระแสผิดปกติซึ่งอาจเกิดขึ้น ณ จุดนี้ จะต้องไม่มากกว่าพิกัดการตัดกระแสของรีโคลสเซอร์

5. ดรอพเอาต์ฟิวส์คัทเอาต์ (Dropout Fuse Cutout) เป็นอุปกรณ์ป้องกันอีกชนิดหนึ่ง

5.1 ติดตั้งในสายแยกที่มีระยะทางเกินกว่า 1 กิโลเมตร และในสายย่อยที่มีระยะทางเกินกว่า 5 กิโลเมตร

5.2 กรณีสายแยกที่มีระยะทางไม่เกินกว่า 1 กิโลเมตร และสายย่อยที่มีระยะทางไม่เกิน 5 กิโลเมตร อาจติดตั้งดรอพเอาต์ฟิวส์คัทเอาต์ได้ถ้าพิจารณาเห็นว่าเหมาะสมเพียงพอ เช่น มีต้นไม้อยู่ในแนวสายไฟฟ้ามาก

5.3 ในสายเมนไม่ควรติดตั้งดรอพเอาต์ฟิวส์คัทเอาต์ หรือถ้าจะติดตั้งก็ควรมีน้อยที่สุด โดยพิจารณาเห็นว่ามีความจำเป็น

5.4 ดรอพเอาต์ฟิวส์คัทเอาต์ที่ติดตั้งจะต้องทำงานสัมพันธ์กับเซอร์กิตเบรกเกอร์ , รีโคลสเซอร์ หรือ ดรอพเอาต์ฟิวส์คัทเอาต์ด้วยกัน

6. สวิตช์สำหรับตัดโหลด (Load Break Switch) และสวิตช์เบบน้ำมัน (Oil Switch)

6.1 ใช้ติดตั้งในสายเมนหรือสายแยกก่อนเข้าเมืองที่สำคัญ อาจติดตั้งทุก ๆ 20 กิโลเมตรก็ได้



6.2 ติดตั้งในสายเชื่อมตำแหน่งที่มีการเชื่อมโยงระหว่างฟีดเดอร์หรือระหว่างสถานีไฟฟ้า

6.3 กรณีสายแยกใดที่มีโหลดมากและต้องติดตั้งสวิตช์ตัดตอนให้พิจารณาติดตั้งได้ตามความเหมาะสม

#### 7. สวิตช์ตัดตอน (Disconnecting Switch)

7.1 ติดตั้งเป็นสวิตช์ตัดตอนที่สถานีไฟฟ้าและก่อนเข้าสายเคเบิลแรงสูง

7.2 ติดตั้งเป็นสวิตช์ตัดตอนก่อนเข้าและออกจากรีโกลสเซอร์ และ โวลต์เตจเรจูลเตอร์

7.3 ติดตั้งเป็นสวิตช์บายพาสที่รีโกลสเซอร์

7.4 ติดตั้งในสายเมนหรือสายแยกก่อนออกจากเมืองที่สำคัญ

#### 8. สวิตช์แบบอากาศ (Air Switch)

8.1 ติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าเพื่อเป็นสวิตช์สำหรับทำบายพาส

8.2 ติดตั้งในสายเมนหรือสายแยกแทนตำแหน่งของสวิตช์ตัดตอนเมื่อต้องการปิดหรือเปิดวงจรขณะที่มีโหลด

#### 9. เสาไฟฟ้า คอนสาย และลูกถ้วย (Pole, Crossarm and Insulator)

สำหรับการศึกษาความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้น โดยทั่วไปจะพิจารณาอุปกรณ์หลักๆ อยู่ 2 ชนิด ได้แก่ หม้อแปลง และ สายส่ง แต่อาจนำอุปกรณ์อื่น ๆ ในระบบมาพิจารณาด้วยก็ได้ เช่น บัสบาร์ เป็นต้น

โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาผลเนื่องจากการทำงานของสายไฟ หม้อแปลง เซอร์คิตเบรกเกอร์ รีโกลสเซอร์และ ฟิวส์ เท่านั้น เนื่องจากเป็นอุปกรณ์หลักที่มีอยู่ในระบบทดสอบ และเมื่อเกิดความผิดปกติของอุปกรณ์เหล่านี้จะมีผลโดยตรงต่อการคำนวณ ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบ

### 2.3 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์

การศึกษาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันหรือระบบใดๆ ควรจะเริ่มด้วยการสร้างแบบจำลองหรือแผนภาพปฏิภูมิสถานะ ซึ่งจะบ่งบอกถึงอัตราการเปลี่ยนแปลงสถานะ และสถานะทุกสถานะที่ระบบจะสามารถอยู่ได้ โดยไม่มีการจำกัดจำนวนสถานะหรือจำกัดอัตราการเปลี่ยนแปลง เราอาจจำลองสถานะการทำงานของอุปกรณ์โดยอาศัยแบบจำลองสองสถานะคือ สถานะที่ทำงานได้ตามปกติ (Up) และสถานะที่เกิดการขัดข้อง (Down) ในทางปฏิบัติอุปกรณ์ชนิดหนึ่งอาจจะเหมาะสมกว่าถ้าแทนด้วยแผนภาพที่มีมากกว่า 2 สถานะ เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ที่อยู่ในสภาพดีจะสามารถจ่ายกำลังออกได้เต็มพิกัด แต่ถ้าหากอยู่ได้เงื่อนงำบางอย่าง เช่น การเสื่อมสภาพลงอาจทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายกำลังออกได้เพียงบางส่วน (Partial output or derated state) หรือเมื่อเกิดขัดข้องก็จะไม่สามารถจ่ายกำลังออกได้เลยจึงมี 3 สถานะ

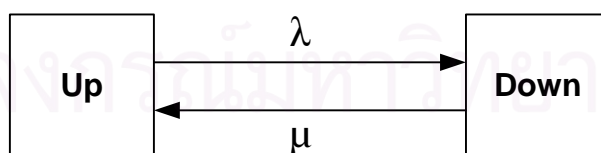


ในระบบจำหน่ายประกอบด้วยอุปกรณ์มากมาย ที่จะต้องนำมาพิจารณาถึงสถานะการทำงาน อาทิเช่น สายไฟฟ้า หม้อแปลง เบรกเกอร์ และฟิวส์ เป็นต้น เพื่อนำไปวิเคราะห์หาค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ของระบบ อุปกรณ์จำพวก สายไฟฟ้า หม้อแปลง เราสามารถนำแบบจำลองสองสถานะมาใช้แทนสถานะการทำงานได้ โดยกำหนดให้อุปกรณ์เหล่านี้มีสองสถานะคือ สถานะที่สามารถส่งผ่านไฟฟ้าได้ตามปกติ (Up) และสถานะที่ไม่สามารถส่งผ่านไฟฟ้าได้ (Down) ซึ่งอาจเกิดจากการที่มีความผิดปกติ เช่น การลัดวงจรของสายไฟฟ้า หรือ การลัดวงจรของหม้อแปลง และอื่นๆ ทำให้อุปกรณ์ป้องกัน เช่น ฟิวส์ รีโกลสเซอร์ หรือเบรกเกอร์ทำการตัดวงจรเพื่อกำจัดความผิดปกติออกจากระบบ อันเป็นสาเหตุให้เกิดปัญหาไฟฟ้าดับ ซึ่งจะมีผลต่ออัตราการเกิดไฟฟ้าดับที่ต้องใช้ในการคำนวณหาค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ของระบบ การที่อุปกรณ์เหล่านี้จะเปลี่ยนจากสถานะขัดข้องไปยังสถานะดีนั้น ก็ต่อเมื่อความผิดปกติได้ถูกกำจัดออกไปและทำการสับเซอร์กิตเบรกเกอร์ หรือ เปลี่ยนฟิวส์และสับสวิทช์ตัดตอน เพื่อให้อุปกรณ์เหล่านั้นส่งผ่านไฟฟ้าได้ตามปกติ

ตัวอย่างเช่น สายป้อนปลายทางในระบบจำหน่ายเกิดลัดวงจรทำให้รีโกลสเซอร์ที่กลางสายป้อนตัดวงจร เวลาที่ใช้ในการกำจัดความผิดปกติและสับวงจรเข้าสู่สภาวะปกติคือ 1 ชั่วโมง นั้นหมายความว่าผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่หลังรีโกลสเซอร์จะพบกับเหตุไฟดับเป็นเวลา 1 ชั่วโมง แต่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ต้นทางหน้ารีโกลสเซอร์จะไม่ได้รับผลกระทบใดๆ

อุปกรณ์ในระบบไฟฟ้านั้น เราสามารถจำลองการทำงานด้วยแบบจำลองสองสถานะทั้งอุปกรณ์ประเภทที่ซ่อมแซมได้ และอุปกรณ์ที่ไม่สามารถซ่อมแซมได้ สำหรับอุปกรณ์ที่ซ่อมแซมไม่ได้ เช่น ฟิวส์ซึ่งเมื่อฟิวส์ตัดวงจรจำเป็นต้องทำการเปลี่ยนฟิวส์ตัวใหม่ เราจะสนใจการทำงานที่เป็นปกติ คือ ฟิวส์ตัดกระแสผิดปกติตามค่าที่ตั้งไว้ตามปกติ และการที่ทำงานขัดข้อง คือ ฟิวส์ตัดกระแสไม่เป็นไปตามค่าที่ตั้งไว้ ซึ่งเราจะสมมติให้เวลาในการเปลี่ยนฟิวส์ตัวใหม่เสมือนแทนด้วยเวลาในการซ่อมแซมได้ และเราจะไม่พิจารณาอุปกรณ์เหล่านี้ในสถานะที่ทำงานได้เพียงบางส่วน

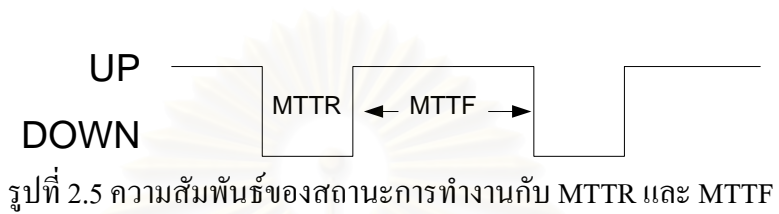
แบบจำลอง 2 สถานะสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.4



รูปที่ 2.4 แบบจำลอง 2 สถานะของอุปกรณ์

แบบจำลองดังกล่าวประกอบด้วย 2 สถานะตามที่ได้กล่าวข้างต้น ซึ่งเชื่อมโยงกันด้วยอัตราการล้มเหลว ( $\lambda$ ) และอัตราการซ่อมแซม ( $\mu$ ) กล่าวคือในการเปลี่ยนสถานะจากการทำงานปกติไปเป็นสถานะล้มเหลวจะเป็นไปตามอัตราการล้มเหลว และการเปลี่ยนสถานะในทางกลับกันจะเป็นไปตาม

อัตราการซ่อมแซม สำหรับค่า  $\lambda$  นี้พบว่าเป็นสัดส่วนกลับกับค่าของระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดการผิดพลาด ( Mean time to failure : MTTF ) โดยระยะเวลานี้จะนับเริ่มต้นตั้งแต่อุปกรณ์เริ่มทำงาน จนกระทั่งเกิดข้อผิดพลาดขึ้น ในทำนองเดียวกันค่า  $\mu$  เป็นสัดส่วนกลับกับค่าระยะเวลาเฉลี่ยของการซ่อมแซม (Mean time to repair : MTTR) ซึ่งเริ่มนับเวลาตั้งแต่อุปกรณ์เริ่มขัดข้องจนกระทั่งสามารถนำกลับเข้าทำงานในระบบได้อีกครั้งหนึ่ง ความสัมพันธ์ของ MTTF และ MTTR กับการทำงานของอุปกรณ์สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.5



แบบจำลอง 2 สถานะมีข้อดีที่เป็นแบบจำลองที่ง่ายต่อการเข้าใจและวิเคราะห์ แต่หากเมื่อนำไปใช้พิจารณาถึงพฤติกรรมการทำงานของอุปกรณ์บางชนิดที่มีลักษณะการทำงานที่ซับซ้อน เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ที่มีสถานะการทำงานแบบทำงานได้เพียงบางส่วน แบบจำลองดังกล่าวจะไม่สามารถจำลองถึงลักษณะการทำงานที่ซับซ้อนได้ตามความจริงบางประการ แต่การเข้าใจอย่างถูกต้องถึงระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในแต่ละสถานะการทำงานนั้นมีความสำคัญเป็นอย่างยิ่ง เนื่องจากอาจมีการคำนวณอัตราการขัดข้องและการซ่อมแซมผิดพลาดได้ โดยการนับจำนวนครั้งของการเกิดความขัดข้องหรือการซ่อมแซมที่เกิดขึ้นในช่วงเวลาหนึ่งแล้วหารด้วยเวลาทั้งหมดตั้งแต่เริ่มต้นจนจบการพิจารณานั้นไม่ถูกต้อง ในความจริงแล้วระยะเวลาที่ใช้จะต้องเป็นช่วงเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะที่กำลังพิจารณาซึ่งอาจจะน้อยกว่าเวลาที่ผ่านไปจริงๆทำให้สามารถแสดงได้ว่า

$$\lambda = \frac{\text{จำนวนครั้งที่อุปกรณ์ขัดข้องในช่วงเวลาที่กำหนด}}{\text{ระยะเวลาทั้งหมดที่อุปกรณ์ทำงาน}} = \frac{1}{\text{MTTF}}$$

$$\mu = \frac{\text{จำนวนครั้งที่ทำการซ่อมแซมอุปกรณ์ในช่วงเวลาที่กำหนด}}{\text{ระยะเวลาทั้งหมดที่ทำการซ่อมแซมอุปกรณ์}} = \frac{1}{\text{MTTR}}$$

การคำนวณความเชื่อถือได้ของส่วนประกอบต่างๆในระบบไฟฟ้า เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้า หม้อแปลง และสายส่งซึ่งจัดว่าเป็นซ่อมแซมได้นั้นจะเริ่มต้นจากการพิจารณาข้อมูลการทำงานที่ผ่านมาและสถานะการทำงานต่างๆ ซึ่งนำมาใช้สร้างเป็นแบบจำลองสถานะการทำงาน ( State space model ) โดยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้เรากำหนดให้ สายไฟฟ้าใน หม้อแปลงและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใช้แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบสองสถานะ โดยอาศัยข้อมูลทางสถิติที่มีการบันทึก

รวบรวมเอาไว้[20] ซึ่งประกอบไปด้วยข้อมูลอัตราการล้มเหลวและระยะเวลาการซ่อมแซม หรือระยะเวลาในการเปลี่ยนอุปกรณ์ ตามที่ได้กล่าวมาข้างต้น นำมาใช้ร่วมกับวิธีการวิเคราะห์ซึ่งจะกล่าวไว้ในบทที่4 เพื่อคำนวณหาค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ของระบบที่จะทำการทดสอบ



สถาบันวิทยบริการ  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

## บทที่ 3

### การคำนวณกระแสผิดพลาด

#### 3.1 การคำนวณกระแสผิดพลาด

ตามปกติระบบไฟฟ้ากำลัง จะผลิตและส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ในลักษณะที่ใกล้เคียงกับระบบ 3 เฟสสมดุล เมื่อเกิดความผิดพลาด ( Fault ) ขึ้นในระบบ จะทำให้เกิดกระแสผิดพลาดซึ่งมักมีค่าสูงกว่ากระแสปกติหลายเท่า ขึ้นอยู่กับตำแหน่งและชนิดของการผิดพลาด ปริมาณกระแสผิดพลาดที่คำนวณได้สามารถนำไปใช้ในการเลือกฟักัดของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ได้อย่างเหมาะสม ตามปกติเราสามารถคำนวณหากระแสผิดพลาดสามารถทำได้ 2 วิธีคือ

- 1) การคำนวณด้วยมือ นิยมใช้กับระบบที่ไม่ยุ่งยากซับซ้อน เช่น ระบบเรเดียล ( Radial ) ซึ่งใช้กันทั่วไปในสถานประกอบการในโรงงานอุตสาหกรรม หรือ ในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า
- 2) การคำนวณด้วยคอมพิวเตอร์ วิธีที่นิยมใช้กันมากคือ Bus Impedance Method การคำนวณด้วยคอมพิวเตอร์นิยมใช้กับระบบที่มีความยุ่งยาก เช่น ในระบบ Network แต่ก็สามารถใช้กับระบบที่ไม่ซับซ้อนเพื่อความสะดวกและรวดเร็ว

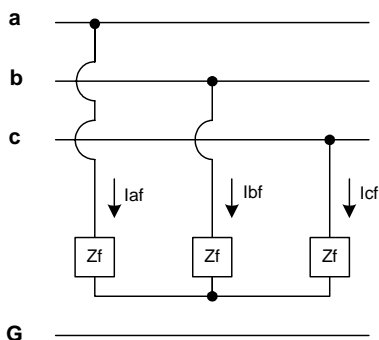
สำหรับในวิทยานิพนธ์นี้จะเลือกใช้การคำนวณด้วยคอมพิวเตอร์เพื่อความสะดวกและรวดเร็ว

#### 3.2 ประเภทของความผิดพลาด [23]

เราสามารถแบ่งประเภทของความผิดพลาด ออกเป็น 4 ประเภทคือ 1. การลัดวงจรแบบ 3 เฟส ( Three Phase Fault ) , 2. การลัดวงจรเฟส - ดิน ( Single line-to-ground fault ) , 3. การลัดวงจรเฟส - เฟส ( Line-to-line fault ) , 4. การลัดวงจรเฟส - เฟส - ดิน ( Double line-to-ground fault ) โดยมีหลักการคำนวณดังต่อไปนี้

##### 3.2.1 การลัดวงจรแบบ 3 เฟส

ความผิดพลาดประเภทนี้เกิดขึ้นเมื่อสายตัวนำทั้ง 3 เฟส ของระบบลัดวงจรพร้อมกัน และเนื่องจากระบบไฟฟ้าเป็นแบบ 3 เฟสสมดุล เราอาจเรียกความผิดพลาดประเภทนี้ว่าการผิดพลาดแบบสมมาตร ( Symmetrical fault ) ซึ่งมีแผนภาพการเชื่อมต่อวงจร ดังรูปที่ 3.1



รูปที่ 3.1 การลัดวงจรแบบ 3 เฟส

ในกรณีดังกล่าวเราจะได้เงื่อนไขตามวงจรดังต่อไปนี้

$$\begin{aligned} V_a &= 0 \\ V_b &= 0 \\ V_c &= 0 \end{aligned}$$

การคำนวณจะเริ่มจากหาค่ากระแสในวงจรข่ายลำดับ (Sequence Network) สมการที่ใช้ในการคำนวณพิจารณาจากวงจรใน วงจรข่ายลำดับ ดังนี้

$$\begin{aligned} I_{a2} &= I_{a0} = 0 \\ I_{a1} &= \frac{V_f}{Z_1 + Z_f} \end{aligned}$$

จากค่ากระแสในวงจรข่ายลำดับ จะหากระแสในแต่ละเฟส ขณะเกิด ความผิดปกติ ได้จาก

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix}$$

ส่วนแรงดันในวงจรลำดับสามารถหาได้จาก

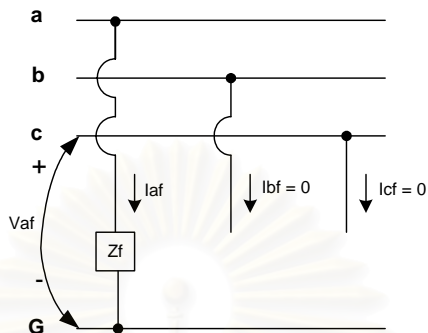
$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ V_F \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix}$$

จากค่าแรงดันในวงจรลำดับ จะหาแรงดันในแต่ละเฟสได้จาก

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix}$$

### 3.2.2 การลัดวงจรเฟส - ดิน

ความผิดปกติประเภทนี้เกิดขึ้นเมื่อ สายตัวนำใดสายหนึ่งของระบบไฟฟ้าถูกลัดวงจรลงดิน ซึ่งมีแผนภาพการเชื่อมต่อวงจร ดังรูปที่ 3.2



รูปที่ 3.2 การลัดวงจรเฟส - ดิน

หากเราสมมติให้เกิด ความผิดปกติ ที่ เฟส a

$$V_a = 0$$

$$I_b = 0$$

$$I_c = 0$$

การคำนวณจะเริ่มจากหาค่ากระแสในวงจรข่ายลำดับ สมการที่ใช้ในการคำนวณพิจารณาจากวงจรใน วงจรข่ายลำดับ ดังนี้

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} = \frac{I_{af}}{3}$$

$$I_{a1} = \frac{V_F}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f}$$

จากค่ากระแสใน วงจรข่ายลำดับ จะหาค่ากระแสในแต่ละ เฟส ขณะเกิด ความผิดปกติ ได้จาก

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix}$$

$$\text{จะได้ } I_{af} = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2} = 3I_{a0}$$

ส่วนแรงดันในวงจรลำดับสามารถหาได้จาก

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ V_F \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix}$$

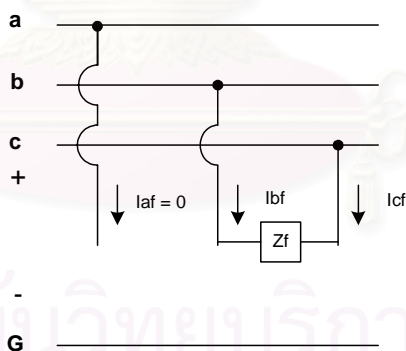
จากค่าแรงดันในวงจรลำดับ จะหาแรงดันในแต่ละเฟสได้จาก

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix}$$

### 3.2.3 การลัดวงจรเฟส - เฟส

ความผิดปกติประเภทนี้เกิดขึ้นเมื่อ สายตัวนำ คู่ใดคู่หนึ่งของวงจร 3 เฟสเกิดลัดวงจร สามารถเขียนแผนภาพการเชื่อมต่อวงจร ดังรูปที่ 3.3

$$\begin{aligned} I_a &= 0 \\ I_b &= -I_c \\ V_c &= -V_b I_b Z_f \end{aligned}$$



รูปที่ 3.3 การลัดวงจรเฟส - เฟส

การคำนวณจะเริ่มจากหาค่ากระแสในวงจรข่ายลำดับ สมการที่ใช้ในการคำนวณพิจารณาจากวงจรข่ายลำดับ ดังนี้

$$V_{a1} = V_{a2}$$

$$I_{a1} = -I_{a2} = \frac{V_F}{Z_1 + Z_2 + Z_f}$$



$$I_{a0} = 0$$

จากค่ากระแสในวงจรขั้วลำดับ จะหากระแสในแต่ละ เฟส ขณะเกิดความผิดปกติได้จาก

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix}$$

ส่วนแรงดันในวงจรลำดับสามารถหาได้จาก

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ V_F \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix}$$

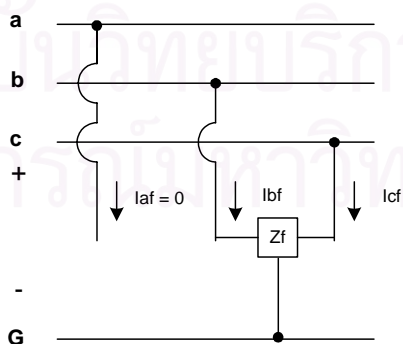
จากค่าแรงดันในวงจรลำดับ จะหาแรงดันในแต่ละเฟสได้จาก

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix}$$

### 3.2.4 การลัดวงจรเฟส – เฟส – ดิน

ความผิดปกติประเภทนี้เกิดขึ้นเมื่อ สายตัวนำ คู่ใดคู่หนึ่งของระบบถูกลัดวงจรลงดิน พร้อมกัน ซึ่งมีแผนภาพการเชื่อมต่อวงจร ดังรูปที่ 3.4

$$\begin{aligned} I_a &= 0 \\ V_b &= 0 \\ V_c &= 0 \end{aligned}$$



รูปที่ 3.4 การลัดวงจรเฟส – เฟส – ดิน

$$V_{a1} = V_{a2} = V_{a0} = \frac{V_a}{3}$$

$$I_{a1} = \frac{V_F}{Z_1 + Z_2(Z_0 + 3Z_f)/(Z_2 + Z_0 + 3Z_f)}$$

$$I_{a2} = \frac{-I_{a1} [ Z_0 + 3Z_f ]}{Z_2 + Z_0 + 3Z_f}$$

$$I_{a0} = \frac{-I_{a1} [ Z_2 ]}{Z_2 + Z_0 + 3Z_f}$$

จากค่ากระแสใน วงจรข่ายลำดับ จะหากระแสในแต่ละ เฟส ขณะเกิด ความผิดปกติ ได้จาก

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix}$$

ส่วนแรงดันในวงจรลำดับสามารถหาได้จาก

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ V_F \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix}$$

จากค่าแรงดันในวงจรลำดับ จะหาแรงดันในแต่ละเฟสได้จาก

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix}$$

จากทฤษฎีดังกล่าวข้างต้น จะใช้เป็นหลักการพื้นฐานในการคำนวณหาค่าแรงดันและกระแสผิดปกติ โดยใช้การสร้างบัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ของระบบทดสอบขึ้นมาเพื่อไปใช้ในการคำนวณความผิดปกติในรูปแบบต่างๆ แล้วนำค่ากระแสและแรงดันขณะเกิดความผิดปกติที่ได้ไปใช้พิจารณาการเกิดไฟฟ้าดับจากความผิดปกติของอุปกรณ์ ณ จุดต่างๆในระบบทดสอบเพื่อนำไปสู่การหาค่าความน่าเชื่อถือได้ โดยค่าสถิติการเกิดไฟฟ้าดับและสถิติการเกิดความผิดปกติ [23,25] ในส่วนต่างๆของระบบไฟฟ้าที่รวบรวมโดยการไฟฟ้าฯ บริษัทผู้ผลิตและจำหน่ายไฟฟ้ามีดังแสดงในตารางที่ 3.1 และ 3.2 ดังนี้

ตารางที่ 3.1 สาเหตุของไฟฟ้าดับ /หน่วย(ครั้ง)

	โรงไฟฟ้า	สายส่งไฟฟ้า	สถานีไฟฟ้าแรงสูง	รวม
สภาพอากาศ	-	9	4	13
สภาพสิ่งแวดล้อม	-	4	1	5
ขัดข้องในระบบ	-	-	2	2
อุปกรณ์ขัดข้อง	3	10	38	51
คน	-	5	22	27
สัตว์	-	3	33	36
ดับเพื่อปฏิบัติงาน	-	14	26	40
อื่นๆ	-	12	15	27
รวม	3	57	141	201

ตารางที่ 3.2 แสดงความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ผิดปกติในระบบไฟฟ้า

อุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบ	% การเกิดความผิดปกติ
สายพาดในอากาศ	50
สายเคเบิล	10
สวิตช์เกียร์	15
หม้อแปลงไฟฟ้า	12
หม้อแปลงกระแส และหม้อแปลงแรงดัน	2
อุปกรณ์ควบคุม	3
อื่นๆ	8
รวม	100

จะเห็นว่าความขัดข้องของอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบเป็นสาเหตุหลักของการเกิดไฟฟ้าดับ และเป็นที่น่าสังเกตว่า ความผิดปกติที่เกิดบนสายพาดในอากาศคิดเป็นปริมาณครึ่งหนึ่งของเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นที่จุดต่างๆ ซึ่งจะเป็นประโยชน์อย่างยิ่งถ้าเราจะทำการวิเคราะห์ถึงธรรมชาติของเหตุการณ์ความผิดปกติที่เกิดที่สายพาดในอากาศ ซึ่งมีข้อมูลสถิติการเกิดความผิดปกติ [23,25] ในรูปแบบต่างๆที่เกิดขึ้นในระบบสายส่ง 3 เฟส ดังตารางที่ 3.1 และ 3.2

ตารางที่ 3.3 แสดงความถี่โดยประมาณของการเกิดความผิดปกติพร้อมชนิดต่างๆบนสายพาดในอากาศ

ชนิดของความผิดปกติ	%การเกิดความผิดปกติ
เฟส-ดิน	85
เฟส-เฟส	8
เฟส-เฟส-ดิน	5
3 เฟส	2
รวม	100

จากข้อมูลสถิติดังกล่าวข้างต้นจะเห็นว่าความผิดปกติในรูปแบบ เฟส-ดิน เป็นความผิดปกติที่เกิดขึ้นบ่อยที่สุด ส่วนความผิดปกติแบบ 3 เฟสเป็นความผิดปกติที่เกิดขึ้นน้อยที่สุด แต่ความรุนแรงที่เกิดขึ้นจากความผิดปกติชนิดนี้มีความรุนแรงมากที่สุด ในวิทยานิพนธ์นี้จึงคำนึงถึงผลกระทบจากความผิดปกติเฉพาะแบบ 3 เฟส และความผิดปกติแบบ เฟส-ดินเป็นหลักเท่านั้น

### 3.3 การคำนวณการลัดวงจรโดยใช้ $Z_{BUS}$ [2]

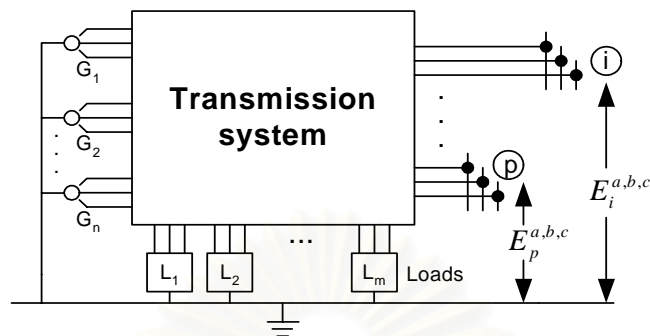
การคำนวณกระแสลัดวงจรในระบบที่มีขนาดใหญ่จะค่อนข้างยุ่งยากซับซ้อน เนื่องจากวงจรมีการเชื่อมต่อกันมากมาย ดังนั้นจะเป็นการง่ายกว่าที่จะแทนวงจรด้วยบัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ ซึ่งเป็นเมตริกซ์แสดงการต่อกันของวงจรระหว่างบัสต่างๆ และยังแสดงค่าอิมพีแดนซ์ในส่วนต่างๆ ของ วงจรอีกด้วย ในการสร้างบัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ประกอบด้วย 2 ขั้นตอนหลักคือ การนำเสนอแสดงระบบ (System representation) และ การคำนวณกระแสและแรงดันผิดปกติ (Fault current and voltage) มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

#### 3.3.1 การนำเสนอแสดงระบบ (System Representation)

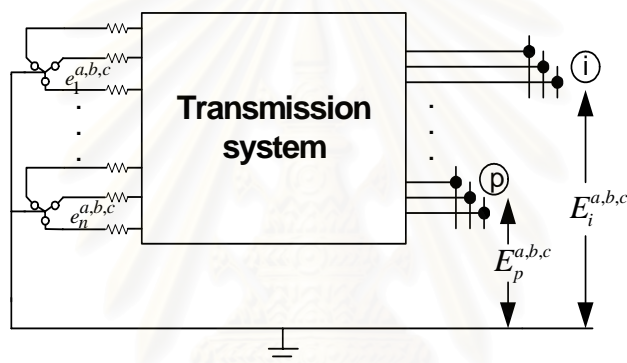
การนำเสนอแสดงระบบไฟฟ้ากำลัง 3 เฟสที่ศึกษาภายใต้สภาวะคงตัว (Steady state) ดังรูปที่ 3.5 โดยทั่วไปแล้วความถูกต้องที่เพียงพอในระดับหนึ่งสำหรับการศึกษารื่องการลัดวงจรนั้นสามารถคำนวณได้จากแบบจำลองของระบบอย่างง่าย ซึ่งสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.6 โดยอาศัยสมมติฐานต่อไปนี้

- 1) ทำการแทนเครื่องจักรแต่ละตัวในระบบด้วยแหล่งจ่ายแรงดันคงที่ต่ออยู่กับค่ารีแอกแตนซ์ของเครื่องจักร

- 2) ละเอียด shunt connections, line charging
- 3) ตั้งหม้อแปลงทุกเครื่องไว้ที่ nominal taps



รูปที่ 3.5 รูปตัวแทนระบบ 3 เฟสในระบบไฟฟ้ากำลัง

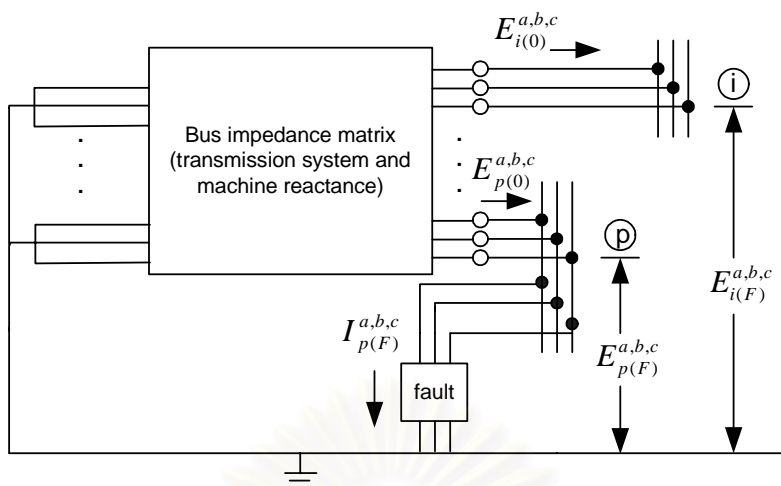


รูปที่ 3.6 ระบบไฟฟ้ากำลัง 3 เฟสสำหรับการศึกษาลัดวงจร

### 3.3.2) กระแสและแรงดันผิดปกติ

ในการใช้  $Z_{BUS}$  จะให้ความสะดวกในแง่ของการคำนวณกระแสและแรงดันลัดวงจรในกรณีที่เกิดกราวด์ (Ground) ถูกเลือกให้เป็นจุดอ้างอิง (Reference) และข้อดีที่สำคัญอีกอย่างหนึ่งก็คือเมื่อ  $Z_{BUS}$  ถูกสร้างขึ้นมา สมาชิกใน  $Z_{BUS}$  จะสามารถนำมาใช้ในการคำนวณกระแสและแรงดันอันเนื่องจากการผิดปกติต่าง ๆ ได้โดยตรง

การนำเสนอระบบที่ผิดปกติที่บัส  $p$  แสดงได้ดังรูปที่ 3.7 โดยใช้ทฤษฎีของเทวินิน (Thevenin's theorem) ค่าอิมพีแดนซ์ภายใน (Internal impedance) จะถูกแทนด้วยบัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ที่รวมค่ารีแอกแตนซ์ของเครื่องจักรเข้าไปด้วย และค่าแรงดันเปิดวงจรจะแทนด้วยค่าแรงดันบัสก่อนเกิดการผิดปกติ



รูปที่ 3.7 การนำเสนอระบบไฟฟ้า 3 เฟส ที่เกิดข้อผิดพลาด ณ บัส p สมการสมรรถนะของระบบระหว่างเกิดการผิดพลาดคือ

$$\bar{E}_{BUS(F)}^{a,b,c} = \bar{E}_{BUS(0)}^{a,b,c} - Z_{BUS}^{a,b,c} \bar{I}_{BUS(F)}^{a,b,c} \tag{3.1}$$

ค่าเวกเตอร์แรงดันที่เราไม่ทราบค่าคือ

$$\bar{E}_{BUS(F)}^{a,b,c} = \begin{bmatrix} E_{1(F)}^{a,b,c} \\ \dots \\ E_{p(F)}^{a,b,c} \\ \dots \\ E_{n(F)}^{a,b,c} \end{bmatrix}$$

โดยที่สมาชิกของ  $\bar{E}_{BUS(F)}^{a,b,c}$  คือ เวกเตอร์ของแรงดัน 3 เฟส  $E_{i(F)}^{a,b,c}$  โดยที่  $i = 1, 2, \dots, n$  เวกเตอร์แรงดันที่เราทราบค่าคือแรงดันก่อนเกิดการผิดพลาด มีค่า

$$\bar{E}_{BUS(0)}^{a,b,c} = \begin{bmatrix} E_{1(0)}^{a,b,c} \\ \dots \\ E_{p(0)}^{a,b,c} \\ \dots \\ E_{n(0)}^{a,b,c} \end{bmatrix}$$

เวกเตอร์กระแสบัสที่เราไม่ทราบค่าระหว่างเกิดการผิดพลาดที่บัส p มีค่า

$$\bar{I}_{BUS(F)}^{a,b,c} = \begin{bmatrix} 0 \\ \dots \\ 0 \\ I_{p(F)}^{a,b,c} \\ 0 \\ \dots \\ 0 \end{bmatrix}$$

บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ 3 เฟส มีค่า



$$\bar{E}_{BUS(0)}^{a,b,c} = \begin{bmatrix} Z_{11}^{a,b,c} & \dots & Z_{1p}^{a,b,c} & \dots & Z_{1n}^{a,b,c} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ Z_{p1}^{a,b,c} & \dots & Z_{pp}^{a,b,c} & \dots & Z_{pn}^{a,b,c} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ Z_{n1}^{a,b,c} & \dots & Z_{np}^{a,b,c} & \dots & Z_{nn}^{a,b,c} \end{bmatrix}$$

โดยที่ สมาชิกของ  $Z_{BUS}^{a,b,c}$  คือ เมตริกซ์ขนาด 3 x 3 สมการ(3.1) สามารถเขียนใหม่ได้ดังนี้

$$\begin{aligned} E_{1(F)}^{a,b,c} &= E_{1(0)}^{a,b,c} - Z_{1p}^{a,b,c} I_{p(F)}^{a,b,c} \\ E_{2(F)}^{a,b,c} &= E_{2(0)}^{a,b,c} - Z_{2p}^{a,b,c} I_{p(F)}^{a,b,c} \\ &\dots\dots\dots \\ E_{p(F)}^{a,b,c} &= E_{p(0)}^{a,b,c} - Z_{pp}^{a,b,c} I_{p(F)}^{a,b,c} \\ &\dots\dots\dots \\ E_{n(F)}^{a,b,c} &= E_{n(0)}^{a,b,c} - Z_{np}^{a,b,c} I_{p(F)}^{a,b,c} \end{aligned} \tag{3.2}$$

เวกเตอร์ของแรงดัน 3 เฟส ณ บัสที่เกิดการผิดปกติ (บัส p) จากรูปที่ 3.5 มีค่า

$$\bar{E}_{p(F)}^{a,b,c} = Z_F^{a,b,c} \bar{I}_{p(F)}^{a,b,c} \tag{3.3}$$

โดยที่  $Z_F^{a,b,c}$  คือ อิมพีแดนซ์เมตริกซ์ 3 เฟสสำหรับการเกิดการผิดปกติ สมาชิกของเมตริกซ์ 3 x 3 นี้จะมีค่าขึ้นอยู่กับชนิดและอิมพีแดนซ์ของการผิดปกติที่เกิดขึ้น แทนค่าตามสมการ (3.3) สำหรับ  $E_{p(F)}^{a,b,c}$  ในสมการที่ p ของสมการ (3.2) จะได้

$$Z_F^{a,b,c} \bar{I}_{p(F)}^{a,b,c} = E_{p(0)}^{a,b,c} - Z_{pp}^{a,b,c} I_{p(F)}^{a,b,c} \tag{3.4}$$

แก้สมการที่ (3.4) เพื่อหาค่า  $I_{p(F)}^{a,b,c}$  ได้ดังนี้

$$I_{p(F)}^{a,b,c} = (Z_F^{a,b,c} + Z_{pp}^{a,b,c})^{-1} E_{p(0)}^{a,b,c} \tag{3.5}$$

แทนค่า  $I_{p(F)}^{a,b,c}$  ในสมการที่(3.3) แรงดัน 3 เฟสที่บัส p (บัสที่เกิดการผิดปกติ) มีค่า

$$E_{p(F)}^{a,b,c} = Z_F^{a,b,c} (Z_F^{a,b,c} + Z_{pp}^{a,b,c})^{-1} E_{p(0)}^{a,b,c} \tag{3.6}$$

ในทำนองเดียวกัน แรงดันบัส 3 เฟสที่บัสอื่น ๆ ที่ไม่ใช่บัส p สามารถหาได้จากการแทนค่า  $I_{p(F)}^{a,b,c}$  จากสมการ (3.5) ซึ่งจะได้ว่า

$$E_{i(F)}^{a,b,c} = E_{i(0)}^{a,b,c} - Z_{ip}^{a,b,c} (Z_F^{a,b,c} + Z_{pp}^{a,b,c})^{-1} E_{p(0)}^{a,b,c} \tag{3.7}$$

แต่เป็นที่นิยมในการแสดงพารามิเตอร์ของวงจรที่ผิดปกติในรูปของแอดมิตแตนซ์

กระแสผิดปกติ 3 เฟสที่บัส p คือ

$$I_{p(F)}^{a,b,c} = Y_F^{a,b,c} E_{p(F)}^{a,b,c} \tag{3.8}$$

โดยที่  $Y_F^{a,b,c}$  คือ แอดมิตแตนซ์เมตริกซ์ 3 เฟสสำหรับการผิดปกติ แทนค่า  $I_{p(F)}^{a,b,c}$  จากสมการที่ (3.8) ทำให้สมการที่ p ของสมการที่ (3.2) เป็น

$$E_{p(F)}^{a,b,c} = E_{p(0)}^{a,b,c} - Z_{pp}^{a,b,c} Y_F^{a,b,c} E_{p(F)}^{a,b,c} \tag{3.9}$$

แก้สมการ (3.9) เพื่อหาค่า  $E_{p(F)}^{a,b,c}$  ซึ่งมีค่าดังนี้

$$E_{p(F)}^{a,b,c} = (U + Z_{pp}^{a,b,c} Y_F^{a,b,c})^{-1} E_{p(0)}^{a,b,c} \quad (3.10)$$

โดยแทนค่า  $E_{p(F)}^{a,b,c}$  ในสมการที่(3.8) จะได้กระแส 3 เฟสที่บัส p (บัสที่เกิดการผิดพลาด) มีค่าดังนี้

$$I_{p(F)}^{a,b,c} = Y_F^{a,b,c} (U + Z_{pp}^{a,b,c} Y_F^{a,b,c})^{-1} E_{p(0)}^{a,b,c} \quad (3.11)$$

ในทำนองเดียวกัน แรงดัน 3 เฟสที่บัสอื่น ๆ ที่ไม่ใช่บัส p สามารถหาได้จาก

$$E_{i(F)}^{a,b,c} = E_{i(0)}^{a,b,c} - Z_{ip}^{a,b,c} (Y_F^{a,b,c} (U + Z_{pp}^{a,b,c} Y_F^{a,b,c})^{-1} E_{p(0)}^{a,b,c}), \quad i \neq p \quad (3.12)$$

### 3.4 การคำนวณการลัดวงจรสำหรับเครือข่ายแบบ 3 เฟสสมมูลโดยใช้ $Z_{BUS}$

หลักการคำนวณในหัวข้อนี้ประกอบด้วย การแปลงค่าจากระบบอ้างอิงแบบเฟสไปเป็น Symmetrical components, การคำนวณการผิดพลาดแบบ 3 เฟส (Three phase fault) ซึ่งเป็นประเภทของความผิดพลาดที่มีผลต่อระบบไฟฟ้ารุนแรงมากที่สุด และ การคำนวณการผิดพลาดแบบ 1 เฟส (Single line to ground fault) ซึ่งเป็นการผิดพลาดประเภทที่เกิดขึ้นบ่อยครั้งมากที่สุด โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เราจะละเลยการคำนวณการผิดพลาดแบบ Line-to-line fault เนื่องจากการผิดพลาดที่เกิดขึ้นน้อยและไม่รุนแรงเท่าการผิดพลาดที่กล่าวมาทั้ง 2 แบบ

#### 3.4.1 การแปลงไปเป็นองค์ประกอบสมมาตร (Symmetrical components )

สมการที่จะใช้ในหัวข้อนี้จะเป็นสมการสำหรับการคำนวณหากระแสและแรงดันผิดพลาดสำหรับเครือข่ายแบบ 3 เฟสสมมูลโดยใช้องค์ประกอบสมมาตร(Symmetrical components) โดยที่ primitive impedance matrix สำหรับชิ้นส่วน(element)ที่เป็นแบบ 3 เฟสสมมูลคือ

$$z_{pq}^{a,b,c} = \begin{bmatrix} z_{pq}^s & z_{pq}^m & z_{pq}^m \\ z_{pq}^m & z_{pq}^s & z_{pq}^m \\ z_{pq}^m & z_{pq}^m & z_{pq}^s \end{bmatrix}$$

ซึ่งเมตริกซ์ข้างต้นสามารถทำให้เป็นเมตริกซ์แนวทแยงได้โดยการแปลง  $(T_s^*)^t z_{pq}^{a,b,c} T_s$  ซึ่งจะได้

$$z_{pq}^{0,1,2} = \begin{bmatrix} z_{pq}^{(0)} & 0 & 0 \\ 0 & z_{pq}^{(1)} & 0 \\ 0 & 0 & z_{pq}^{(2)} \end{bmatrix}$$

โดยที่  $z_{pq}^{(0)}, z_{pq}^{(1)}, z_{pq}^{(2)}$  คือ อิมพีแดนซ์ลำดับ 0,1,2 ตามลำดับ โดยปกติแล้วอิมพีแดนซ์ลำดับ 1 และ 2 จะมีค่าเท่ากันสำหรับการคำนวณการลัดวงจร

ในการทำงานเดียวกันแต่ละ  $y_{ij,kl}^{a,b,c}$  ใน primitive admittance matrix และแต่ละค่าของ  $Z_{ij}^{a,b,c}$  ในบัสอิมพีแดนซ์สามารถทำให้กลายเป็นเมตริกซ์แบบแนวทแยงได้ด้วยการแปลงโดยใช้เมตริกซ์  $T_s$  ซึ่งจะได้

$$y_{ij,kl}^{0,1,2} = \begin{bmatrix} y_{ij,kl}^{(0)} & 0 & 0 \\ 0 & y_{ij,kl}^{(1)} & 0 \\ 0 & 0 & y_{ij,kl}^{(2)} \end{bmatrix} \quad z_{ij}^{0,1,2} = \begin{bmatrix} z_{ij}^{(0)} & 0 & 0 \\ 0 & z_{ij}^{(1)} & 0 \\ 0 & 0 & z_{ij}^{(2)} \end{bmatrix}$$

โดยทั่วไปแล้วจะให้ค่าแรงดันบัสทุก ๆ บัสก่อนเกิดการผิดพลาดมีค่าทั้งขนาดและมุม โดยสมมติว่าขนาดของแรงดัน line-to-ground  $E_{i(0)}$  มีค่า 1 p.u. แล้ว แรงดันบัส  $i$  ก่อนเกิดการผิดพลาดคือ

$$E_{i(0)}^{a,b,c} = \begin{bmatrix} 1 \\ a^2 \\ a \end{bmatrix}$$

เมื่อทำแปลงไปเป็น Symmetrical component จะได้

$$E_{i(0)}^{0,1,2} = (T_s^*)^t E_{i(0)}^{a,b,c}$$

$$E_{i(0)}^{0,1,2} = \begin{bmatrix} 0 \\ \sqrt{3} \\ 0 \end{bmatrix}$$

อิมพีแดนซ์เมตริกซ์สำหรับการผิดพลาด  $Z_F^{a,b,c}$  สามารถแปลงโดยเมตริกซ์  $T_s$  ไปเป็น  $Z_F^{0,1,2}$  โดยเมื่อแปลงแล้วจะได้เมตริกซ์แนวทแยงถ้าการผิดพลาดที่เกิดขึ้นเป็นแบบสมดุลย์

ในการทำงานเดียวกันสมการสำหรับการคำนวณกระแสและแรงดันผิดพลาดสามารถเขียนในรูปของ Symmetrical components ได้ ค่ากระแสที่บัส  $p$  (บัสที่เกิดการผิดพลาด) คือ

$$I_{p(F)}^{0,1,2} = (Z_F^{0,1,2} + Z_{pp}^{0,1,2})^{-1} E_{p(0)}^{0,1,2} \quad (3.13)$$

หรือ

$$I_{p(F)}^{0,1,2} = Y_F^{0,1,2} (U + Z_{pp}^{0,1,2} Y_F^{0,1,2})^{-1} E_{p(0)}^{0,1,2} \quad (3.14)$$

ค่าแรงดันที่บัส  $p$  มีค่า

$$E_{p(F)}^{0,1,2} = Z_F^{0,1,2} (Z_F^{0,1,2} + Z_{pp}^{0,1,2})^{-1} E_{p(0)}^{0,1,2} \quad (3.15)$$

หรือ

$$E_{p(F)}^{0,1,2} = (U + Z_{pp}^{0,1,2} Y_F^{0,1,2})^{-1} E_{p(0)}^{0,1,2} \quad (3.16)$$

แรงดันที่บัสอื่น ๆ ที่ไม่ใช่บัส  $p$  มีค่า

$$E_{i(F)}^{0,1,2} = E_{i(0)}^{0,1,2} - Z_{ip}^{0,1,2} (Z_F^{0,1,2} + Z_{pp}^{0,1,2})^{-1} E_{p(0)}^{0,1,2} \quad (3.17)$$

หรือ

$$E_{i(F)}^{0,1,2} = E_{i(0)}^{0,1,2} - Z_{ip}^{0,1,2} (Y_F^{0,1,2} (U + Z_{pp}^{0,1,2} Y_F^{0,1,2})^{-1} E_{p(0)}^{0,1,2}) \quad (3.18)$$

### 3.4.2 การผิดปกติ 3 เฟส (3-phase-to-ground fault)

กระแสและแรงดันผิดปกติสำหรับการผิดปกติแบบ 3 เฟสสามารถหาได้โดยการแทนค่าอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ผิดปกติแบบ 3 เฟสในรูปของ Symmetrical components ลงไปในสมการที่ (3.13),(3.15) และ (3.17) ซึ่งค่าอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ผิดปกติสำหรับ 3 เฟส คือ

$$Z_F^{0,1,2} = \begin{bmatrix} z_F + 3z_g & 0 & 0 \\ 0 & z_F & 0 \\ 0 & 0 & z_F \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

ค่ากระแสและแรงดัน 3 เฟสผิดปกติสามารถหาได้โดยการแทนค่าสมการ (3.19) ลงใน (3.13),(3.15) และ (3.17) ซึ่งจะได้กระแสที่บัส p มีค่า

$$\begin{bmatrix} I_{p(F)}^{(0)} \\ I_{p(F)}^{(1)} \\ I_{p(F)}^{(2)} \end{bmatrix} = \left( \begin{bmatrix} z_F + 3z_g + Z_{pp}^{(0)} & 0 & 0 \\ 0 & z_F + Z_{pp}^{(1)} & 0 \\ 0 & 0 & z_F + Z_{pp}^{(1)} \end{bmatrix} \right)^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ \sqrt{3} \\ 0 \end{bmatrix}$$

สามารถเขียนให้อยู่ในรูป

$$\begin{bmatrix} I_{p(F)}^{(0)} \\ I_{p(F)}^{(1)} \\ I_{p(F)}^{(2)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{\sqrt{3}}{z_F + Z_{pp}^{(1)}} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

แรงดันที่บัส p มีค่า

$$\begin{bmatrix} E_{p(F)}^{(0)} \\ E_{p(F)}^{(1)} \\ E_{p(F)}^{(2)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z_F + 3z_g & 0 & 0 \\ 0 & z_F & 0 \\ 0 & 0 & z_F \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{\sqrt{3}}{z_F + Z_{pp}^{(1)}} \\ 0 \end{bmatrix}$$

สามารถเขียนให้อยู่ในรูป

$$\begin{bmatrix} E_{p(F)}^{(0)} \\ E_{p(F)}^{(1)} \\ E_{p(F)}^{(2)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{\sqrt{3}z_F}{z_F + Z_{pp}^{(1)}} \\ 0 \end{bmatrix}$$

เขียนให้อยู่ในรูปของแรงดันเฟสได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} E_{p(F)}^{(a)} \\ E_{p(F)}^{(b)} \\ E_{p(F)}^{(c)} \end{bmatrix} = \frac{z_F}{z_F + Z_{pp}^{(1)}} \begin{bmatrix} 1 \\ a^2 \\ a \end{bmatrix}$$

แรงดันที่บัสอื่นที่ไม่ใช่บัส p มีค่าดังนี้

$$\begin{bmatrix} E_{i(F)}^{(0)} \\ E_{i(F)}^{(1)} \\ E_{i(F)}^{(2)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \sqrt{3} \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{ip}^{(0)} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{ip}^{(1)} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{ip}^{(2)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{\sqrt{3}}{z_F + Z_{pp}^{(1)}} \\ 0 \end{bmatrix}$$

สามารถเขียนให้อยู่ในรูป

$$\begin{bmatrix} E_{i(F)}^{(0)} \\ E_{i(F)}^{(1)} \\ E_{i(F)}^{(2)} \end{bmatrix} = \sqrt{3} \begin{bmatrix} 0 \\ 1 - \frac{Z_{ip}^{(1)}}{z_F + Z_{pp}^{(1)}} \\ 0 \end{bmatrix}$$

เขียนให้อยู่ในรูปของแรงดันเฟสได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} E_{i(F)}^{(a)} \\ E_{i(F)}^{(b)} \\ E_{i(F)}^{(c)} \end{bmatrix} = \begin{pmatrix} 1 - \frac{Z_{ip}^{(1)}}{z_F + Z_{pp}^{(1)}} \\ 1 - \frac{Z_{ip}^{(1)}}{z_F + Z_{pp}^{(1)}} \\ 1 - \frac{Z_{ip}^{(1)}}{z_F + Z_{pp}^{(1)}} \end{pmatrix} \begin{bmatrix} 1 \\ a^2 \\ a \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

### 3.4.3 การผิดปกติแบบ 1 เฟส ( Line-to-ground fault )

เมตริกซ์แอดมิทแตนซ์ขณะเกิดความผิดปกติ (Fault admittance matrix) สำหรับการผิดปกติแบบเฟสเดียวที่เฟส a คือ

$$Y_F^{0,1,2} = \frac{y_F}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

กระแสผิดปกติและแรงดันบัสสามารถคำนวณได้โดยแทนสมการที่ (3.22) สำหรับค่า  $Y_F^{0,1,2}$  ลงในสมการ (3.12),(3.14)และ (3.16) ค่ากระแสผิดปกติที่บัส p คือ

$$\begin{bmatrix} I_{p(F)}^{(0)} \\ I_{p(F)}^{(1)} \\ I_{p(F)}^{(2)} \end{bmatrix} = \frac{y_F}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \left( \begin{bmatrix} 1 + Z_{pp}^{(0)} \frac{y_F}{3} & Z_{pp}^{(0)} \frac{y_F}{3} & Z_{pp}^{(0)} \frac{y_F}{3} \\ Z_{pp}^{(1)} \frac{y_F}{3} & 1 + Z_{pp}^{(1)} \frac{y_F}{3} & Z_{pp}^{(1)} \frac{y_F}{3} \\ Z_{pp}^{(1)} \frac{y_F}{3} & Z_{pp}^{(1)} \frac{y_F}{3} & 1 + Z_{pp}^{(1)} \frac{y_F}{3} \end{bmatrix} \right)^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ \sqrt{3} \\ 0 \end{bmatrix}$$

ซึ่งสามารถเขียนอยู่ในรูป

$$\begin{bmatrix} I_{p(F)}^{(0)} \\ I_{p(F)}^{(1)} \\ I_{p(F)}^{(2)} \end{bmatrix} = \frac{\sqrt{3}}{Z_{pp}^{(0)} + 2Z_{pp}^{(1)} + 3z_F} \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix}$$

เขียนให้อยู่ในรูปของกระแสเฟสได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} I_{p(F)}^{(a)} \\ I_{p(F)}^{(b)} \\ I_{p(F)}^{(c)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{3}{Z_{pp}^{(0)} + 2Z_{pp}^{(1)} + 3z_F} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

ค่าแรงดันที่บัส p ซึ่งเป็นบัสที่เกิดการผิดพลาดมีค่า

$$\begin{bmatrix} E_{p(F)}^{(0)} \\ E_{p(F)}^{(1)} \\ E_{p(F)}^{(2)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 + Z_{pp}^{(0)} \frac{y_F}{3} & Z_{pp}^{(0)} \frac{y_F}{3} & Z_{pp}^{(0)} \frac{y_F}{3} \\ Z_{pp}^{(1)} \frac{y_F}{3} & 1 + Z_{pp}^{(1)} \frac{y_F}{3} & Z_{pp}^{(1)} \frac{y_F}{3} \\ Z_{pp}^{(1)} \frac{y_F}{3} & Z_{pp}^{(1)} \frac{y_F}{3} & 1 + Z_{pp}^{(1)} \frac{y_F}{3} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ \sqrt{3} \\ 0 \end{bmatrix}$$

ซึ่งสามารถเขียนอยู่ในรูป

$$\begin{bmatrix} E_{p(F)}^{(0)} \\ E_{p(F)}^{(1)} \\ E_{p(F)}^{(2)} \end{bmatrix} = \frac{\sqrt{3}}{Z_{pp}^{(0)} + 2Z_{pp}^{(1)} + 3z_F} \begin{bmatrix} -Z_{pp}^{(0)} \\ Z_{pp}^{(0)} + Z_{pp}^{(1)} + 3z_F \\ -Z_{pp}^{(1)} \end{bmatrix}$$

เขียนให้อยู่ในรูปของแรงดันเฟสได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} E_{p(F)}^{(a)} \\ E_{p(F)}^{(b)} \\ E_{p(F)}^{(c)} \end{bmatrix} = \frac{\sqrt{3}}{Z_{pp}^{(0)} + 2Z_{pp}^{(1)} + 3z_F} \begin{bmatrix} \frac{3z_F}{Z_{pp}^{(0)} + 2Z_{pp}^{(1)} + 3z_F} \\ a^2 - \frac{Z_{pp}^{(0)} - Z_{pp}^{(1)}}{Z_{pp}^{(0)} + 2Z_{pp}^{(1)} + 3z_F} \\ a - \frac{Z_{pp}^{(0)} - Z_{pp}^{(1)}}{Z_{pp}^{(0)} + 2Z_{pp}^{(1)} + 3z_F} \end{bmatrix}$$

ค่าแรงดันที่บัสอื่น ๆ นอกจากบัส p มีค่าดังนี้

$$\begin{bmatrix} E_{i(F)}^{(0)} \\ E_{i(F)}^{(1)} \\ E_{i(F)}^{(2)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \sqrt{3} \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{ip}^{(0)} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{ip}^{(1)} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{ip}^{(1)} \end{bmatrix} \frac{\sqrt{3}}{Z_{pp}^{(0)} + 2Z_{pp}^{(1)} + 3z_F} \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix}$$

ซึ่งสามารถเขียนอยู่ในรูป

Show Desktop.scf

$$\begin{bmatrix} E_{i(F)}^{(0)} \\ E_{i(F)}^{(1)} \\ E_{i(F)}^{(2)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \sqrt{3} \\ 0 \end{bmatrix} - \frac{\sqrt{3}}{Z_{pp}^{(0)} + 2Z_{pp}^{(1)} + 3z_F} \begin{bmatrix} Z_{ip}^{(0)} \\ Z_{ip}^{(1)} \\ Z_{ip}^{(1)} \end{bmatrix}$$

เขียนให้อยู่ในรูปของแรงดันเฟสได้ดังนี้

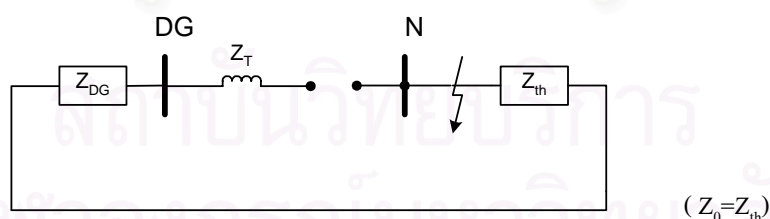
$$\begin{bmatrix} E_{i(F)}^{(a)} \\ E_{i(F)}^{(b)} \\ E_{i(F)}^{(c)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ a^2 \\ a \end{bmatrix} - \frac{1}{Z_{pp}^{(0)} + 2Z_{pp}^{(1)} + 3z_F} \begin{bmatrix} Z_{ip}^{(0)} + 2Z_{ip}^{(1)} \\ Z_{ip}^{(0)} - Z_{ip}^{(1)} \\ Z_{ip}^{(0)} - Z_{ip}^{(1)} \end{bmatrix} \quad (3.24)$$



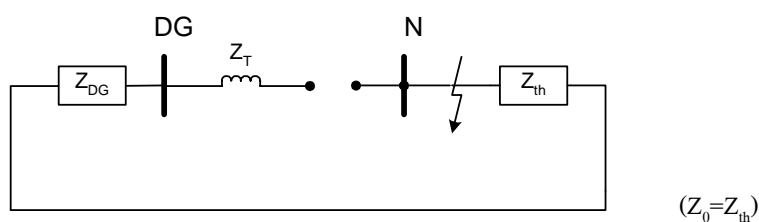
โดยในที่นี้จะพิจารณาเฉพาะการผิดพลาด 2 รูปแบบนี้เท่านั้นตามที่ได้อธิบายไว้ข้างต้น ซึ่งการคำนวณการลัดวงจรโดยใช้  $Z_{bus}$  ถูกนำมาใช้หาค่าแรงดันและกระแส ณ จุดต่างๆ ขณะที่เกิดการผิดพลาดขึ้นในระบบทดสอบตามกรณีศึกษาต่างๆ ที่ได้อธิบายไว้ในบทนำ เพื่อนำไปใช้คำนวณหาค่าเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัวว่ายังสามารถทำงานร่วมกันอย่างมีประสิทธิภาพและถูกต้องหรือไม่ เพื่อเป็นเกณฑ์ในการตัดสินใจว่าบริเวณจุดโหนดนั้นจะเกิดไฟฟ้าดับหรือไม่ ซึ่งจะนำไปใช้ในการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ต่อไป โดยจะละเลยการผิดพลาดแบบ Line-to-line fault

### 3.5 ผลของการต่อขดลวดหม้อแปลงที่มีต่อค่ากระแสผิดพลาด

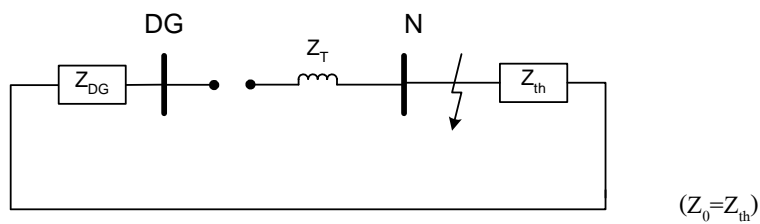
เงื่อนไขและข้อบังคับในการที่ผู้ประกอบการจะขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่ายจำเป็นจะต้องมีการต่อผ่านหม้อแปลงและมีอุปกรณ์ป้องกันทำหน้าที่รับผิดชอบในส่วนการทำงานของตนโดยไม่ให้ส่งผลกระทบต่อระบบ ลักษณะการต่อขดลวดหม้อแปลงที่แตกต่างกันออกไปผลทำให้ค่ากระแสผิดพลาดขณะเกิดความผิดพลาดในส่วนต่างๆ มีค่าต่างกัน เนื่องมาจากการต่อขดลวดในลักษณะต่างๆ ทำให้ค่าอิมพีแดนซ์ในวงจรลำดับศูนย์ (Zero sequence network) เปลี่ยนแปลงไป แต่ในส่วนวงจรลำดับบวก (Positive sequence networks) และวงจรลำดับลบ (Negative sequence network) ยังคงเหมือนเดิม ดังนั้นค่ากระแสที่เกิดจากวงจรลำดับศูนย์จะแตกต่างกัน ทำให้กระแสรวมที่ได้มีค่าต่างกันออกไป ถ้าเราให้ DG ต่อขนานเข้าระบบผ่านหม้อแปลงเข้าที่บัส N ใดๆ ผลของการต่อขดลวดหม้อแปลงในลักษณะต่างๆ [1] สามารถเขียนวงจรสมมูลได้ดังรูปที่ 3.8-3.15 ดังนี้



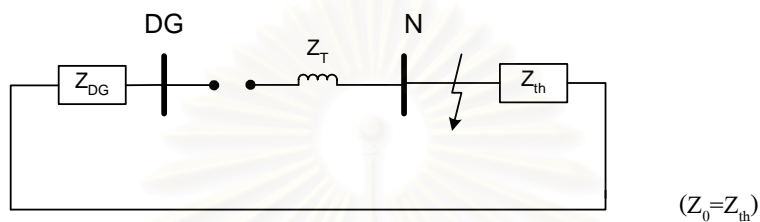
รูปที่ 3.8 วงจรสมมูลลำดับศูนย์ของการต่อหม้อแปลงแบบ วาย-เดลต้า



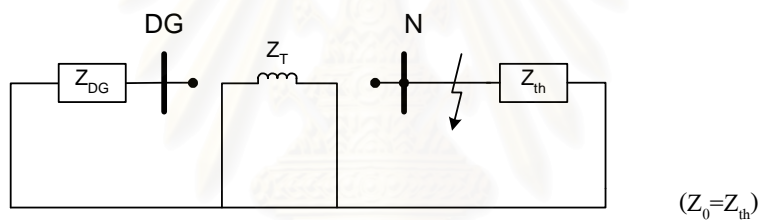
รูปที่ 3.9 วงจรสมมูลลำดับศูนย์ของการต่อหม้อแปลงแบบ วายลงดิน-วาย



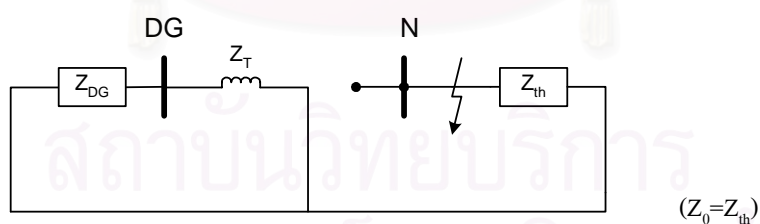
รูปที่ 3.10 วงจรสมมูลลำดับศูนย์ของการต่อหม้อแปลงแบบ วาย-วายลงดิน



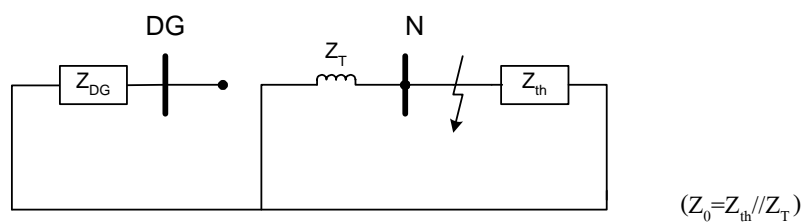
รูปที่ 3.11 วงจรสมมูลลำดับศูนย์ของการต่อหม้อแปลงแบบ เดลต้า-วาย



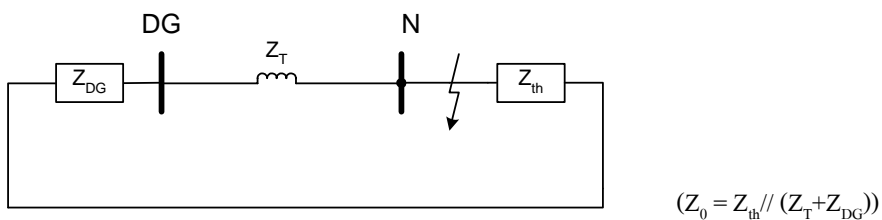
รูปที่ 3.12 วงจรสมมูลลำดับศูนย์ของการต่อหม้อแปลงแบบ เดลต้า-เดลต้า



รูปที่ 3.13 วงจรสมมูลลำดับศูนย์ของการต่อหม้อแปลงแบบ วายลงดิน-เดลต้า



รูปที่ 3.14 วงจรสมมูลลำดับศูนย์ของการต่อหม้อแปลงแบบ เดลต้า-วายลงดิน



รูปที่ 3.15 วงจรสมมูลลำดับศูนย์ของการต่อหม้อแปลงแบบ วายลงดิน-วายลงดิน

- โดยที่  $Z_{DG}$  คือ อิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของ DG
- $Z_T$  คือ อิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของหม้อแปลง
- $Z_{th}$  คือ อิมพีแดนซ์สมมูลของวงจรหลังจุดผิดพลาด
- คือ จุดที่เกิดความผิดพลาด
- $Z_0$  คือ ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของวงจร

จากวงจรสมมูลลำดับศูนย์ของการต่อขดลวดแบบต่างๆ เมื่อคุณผลของวงจรสมมูลลำดับศูนย์เราสามารถแบ่งลักษณะการต่อหม้อแปลงออกเป็น 3 รูปแบบได้คือ

รูปแบบที่ 1 หม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดแบบ วาย-เดลต้า, วายลงดิน-วาย, วาย-วายลงดิน, เดลต้า-วาย, เดลต้า-เดลต้า และ วายลงดิน-เดลต้า

รูปแบบที่ 2 หม้อแปลงที่ต่อขดลวดแบบ เดลต้า-วายลงดิน

รูปแบบที่ 3 หม้อแปลงที่ต่อขดลวดแบบ วายลงดิน-วายลงดิน

เราจะพบว่า หม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดแบบ วาย-เดลต้า, วายลงดิน-วาย, วาย-วายลงดิน, เดลต้า-วาย, เดลต้า-เดลต้า และ วายลงดิน-เดลต้า จะมีค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ในขณะที่เกิดความผิดพลาดค่าเดียวกันคือ  $Z_{th}$  ส่วน หม้อแปลงที่ต่อขดลวดแบบ เดลต้า-วายลงดิน จะมีค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ในขณะที่เกิดความผิดพลาดคือ  $Z_{th}$  ขนานกับ  $Z_T$  และ หม้อแปลงที่ต่อขดลวดแบบ วายลงดิน-วายลงดิน จะมีค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ในขณะที่เกิดความผิดพลาด คือ  $Z_{th}$  ขนานกับ  $Z_T$  ที่ต่ออนุกรมกับ  $Z_{DG}$  ผลที่ตามมาก็คือ วงจรที่ต่อขดลวดแบบ เดลต้า-วายลงดิน จะมีค่าอิมพีแดนซ์วงจรลำดับศูนย์ต่ำที่สุด นั่นคือ กระแสในวงจรลำดับศูนย์ก็จะมีค่ามากที่สุด ส่วนหม้อแปลงที่ต่อขดลวดแบบ วายลงดิน-วายลงดิน จะมีค่าอิมพีแดนซ์วงจรลำดับศูนย์มากขึ้นมา และหม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดแบบที่เหลือจะมีค่าอิมพีแดนซ์วงจรลำดับศูนย์มากที่สุด ทำให้กระแสในวงจรลำดับศูนย์มีค่าน้อยที่สุด ซึ่งความแตกต่างเหล่านี้จะนำมาประกอบในการคิดกระแสผิดพลาดในระบบทดสอบตามกรณีศึกษาต่างๆ ทุกรูปแบบของการต่อขดลวดหม้อแปลง เพื่อศึกษาผลความแตกต่างและผลกระทบที่ตามมา

## บทที่ 4

### การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าโดยใช้วิธีการวิเคราะห์

#### 4.1 คำจำกัดความ[3]

ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า หมายถึง ความคาดหวังว่าระบบไฟฟ้าจะสามารถจ่ายไฟฟ้าให้กับลูกค้าได้อย่างสม่ำเสมอและต่อเนื่อง โดยมีกระแสไฟฟ้าขัดข้องน้อยที่สุด

ดัชนีความเชื่อถือได้ (Reliability indices) ของระบบไฟฟ้า หมายถึง ตัวชี้บอกลักษณะของระบบไฟฟ้าว่ามีความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าอย่างสม่ำเสมอและต่อเนื่องในระบบมากน้อยเพียงใด ค่าดัชนีจะสะท้อนให้เห็นถึงความพอเพียงและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในส่วนต่าง ๆ

ในการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้านั้นจะต้องคำนึงถึงสถิติการทำงานหรือการคาดการณ์การทำงานของอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ประกอบกันขึ้นในระบบว่าจะเกิดเหตุขัดข้องขึ้นบ่อยครั้งหรือเมื่อเกิดแล้วต้องใช้เวลาซ่อมแซมนานหรือไม่ ทั้งนี้เพื่อที่จะสามารถทำการจ่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ได้ตามปกติอีกครั้ง

จากสถิติการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้าต่าง ๆ เราสามารถนำมาหาค่าพารามิเตอร์พื้นฐานที่ใช้กันทั่วไปได้แก่

อัตราการเกิดเหตุขัดข้อง (Outage rate) หมายถึง จำนวนครั้งที่เกิดเหตุขัดข้องในช่วงเวลาที่กำหนด เช่น ในช่วงเวลา 1 เดือน หรือ 1 ปี เป็นต้น

อัตราการล้มเหลว (Failure rate :  $\lambda$ ) หมายถึง ความถี่ของการล้มเหลวหรือการไม่ทำงานตามที่กำหนดไว้ของอุปกรณ์ที่อยู่ในระบบ ความถี่ดังกล่าวมักจะพูดกันเป็นจำนวนครั้งต่อหนึ่งปี

ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้อง (Outage Time :  $r$ ) คือ ช่วงระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องแต่ละครั้งจนเข้าสู่สภาวะปกติ

ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องในหนึ่งปี (Average annual outage time :  $U$ ) หมายถึง ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องรวมกันทั้งหมดในหนึ่งปี

โดยค่า  $\lambda$ ,  $r$  และ  $U$  ต่างเป็นพารามิเตอร์พื้นฐานการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

การคำนวณหาดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบประกอบไปด้วยวิธีการวิเคราะห์ และวิธีจำลองเหตุการณ์ ความแตกต่างระหว่างวิธีทั้งสองคือ การใช้เทคนิคการวิเคราะห์เป็นการทำการจำลองระบบด้วยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ ฉะนั้นจะสามารถทำการคำนวณหาดัชนีความเชื่อถือได้จากแบบจำลองที่สร้างขึ้นโดยใช้การแก้ปัญหาทางคณิตศาสตร์โดยตรง ส่วนเทคนิคการจำลองเหตุการณ์เป็นการประมาณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ โดยการจำลองเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นและการสุ่มพฤติกรรมของระบบ วิธีการดังกล่าว จะใช้แก้ปัญหาที่เป็นเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นอย่างต่อเนื่องในช่วงเวลาที่ทำการพิจารณา วิธีนี้จะประมาณค่าความน่าจะเป็นและดัชนีอื่นๆ โดยการนับจำนวนครั้งที่เหตุการณ์ต่างๆเกิดขึ้น

#### 4.2 การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบจำหน่ายโดยใช้วิธีการวิเคราะห์

วิธีการวิเคราะห์เป็นวิธีที่อาศัยแบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แล้วคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ตามสมการคณิตศาสตร์ และถือเป็นวิธีที่ให้ผลถูกต้องแม่นยำ สำหรับวิธีการวิเคราะห์ที่นำมาใช้ในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังนั้นพอจะแบ่งออกได้เป็น 4 วิธีหลักคือ 1. วิธีการลดทอนเครือข่าย 2. วิธีความน่าจะเป็นแบบมีเงื่อนไข 3. วิธีมินิมัลคัทเซต และ 4. วิธีการวิเคราะห์แผนภาพต้นไม้ แต่ละวิธีมีรายละเอียดดังนี้

##### 4.2.1 วิธีการลดทอนเครือข่าย (Network reduction method) [18,19]

วิธีนี้อาศัยหลักการของการต่อแบบอนุกรมและขนาน ในระบบที่มีอุปกรณ์ต่ออนุกรมกันดังรูปที่ 4.1ก) จะใช้งานได้เมื่ออุปกรณ์ทุกตัวใช้งานได้พร้อมกัน นั่นคือ

$$R_{\text{sys}} = R_A * R_B \quad (4.1)$$

โดย  $R_{\text{sys}}$  คือ ความเชื่อถือได้ของระบบ

$R_A$  คือ ความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ A

$R_B$  คือ ความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ B

ระบบที่มีอุปกรณ์ต่อขนานดังรูปที่ 4.1ข) จะขัดข้องเมื่ออุปกรณ์ทุกตัวเกิดขัดข้องพร้อมกันนั่นคือ

$$Q_{\text{sys}} = Q_A * Q_B \quad (4.2)$$

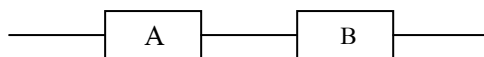
โดย  $Q_{\text{sys}}$  คือ ความเสี่ยงของระบบ

$Q_A$  คือ ความเสี่ยงของอุปกรณ์ A

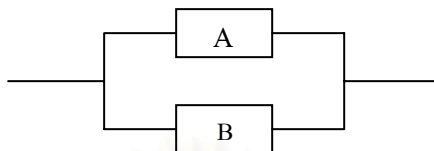
$Q_B$  คือ ความเสี่ยงของอุปกรณ์ B

และทั้งระบบอนุกรมและขนานจะสามารถหา  $R_{\text{sys}}$  หรือ  $Q_{\text{sys}}$  ได้ดังนี้

$$Q_{\text{sys}} = 1 - R_{\text{sys}} \quad (4.3)$$



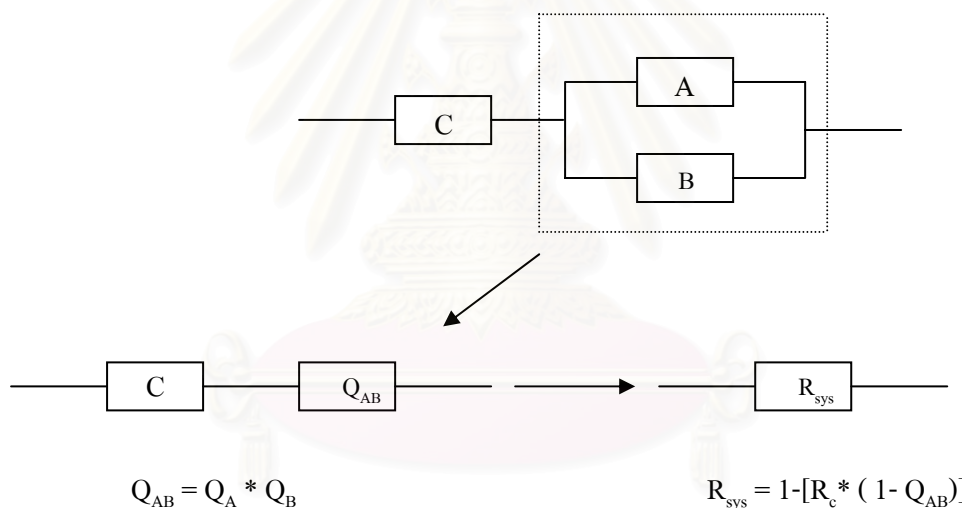
ก) ระบบอนุกรม



ข) ระบบขนาน

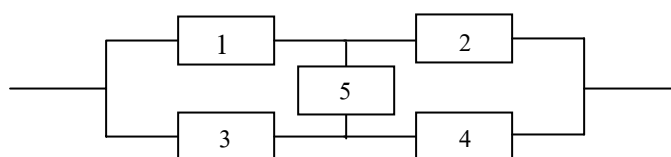
รูปที่ 4.1 ระบบอนุกรมและขนาน

สำหรับระบบที่ประกอบด้วยการต่ออนุกรมและขนานผสมกันอยู่นั้นสามารถวิเคราะห์ความเชื่อถือได้โดยการลดทอนเครือข่ายดังรูปที่ 4.2



รูปที่ 4.2 ตัวอย่างการยุบส่วนของระบบที่ต่อเนื่องแบบขนานและอนุกรม

อย่างไรก็ตามในระบบที่ซับซ้อนขึ้นเช่นในรูปที่ 4.3 จะไม่สามารถวิเคราะห์ได้โดยวิธีลดทอนเครือข่ายนี้ได้



รูปที่ 4.3 ระบบซับซ้อน



4.2.2 วิธีความน่าจะเป็นแบบมีเงื่อนไข ( Conditional probability method ) [18,19]

การวิเคราะห์ระบบที่มีความซับซ้อนเช่นในรูปที่ 4.3 สามารถกระทำได้โดยอาศัยทฤษฎีความน่าจะเป็นแบบมีเงื่อนไข หาก P คือความน่าจะเป็นจะได้ว่า

$$P(\text{ระบบใช้งานได้หรือล้มเหลว}) = P(\text{ระบบใช้งานได้หรือล้มเหลวถ้าอุปกรณ์ 'x' ดี}) * P(\text{อุปกรณ์ 'x' ดี}) + P(\text{ระบบใช้งานได้หรือล้มเหลวถ้าอุปกรณ์ 'x' เลว}) * P(\text{อุปกรณ์ 'x' เลว}) \tag{4.4}$$

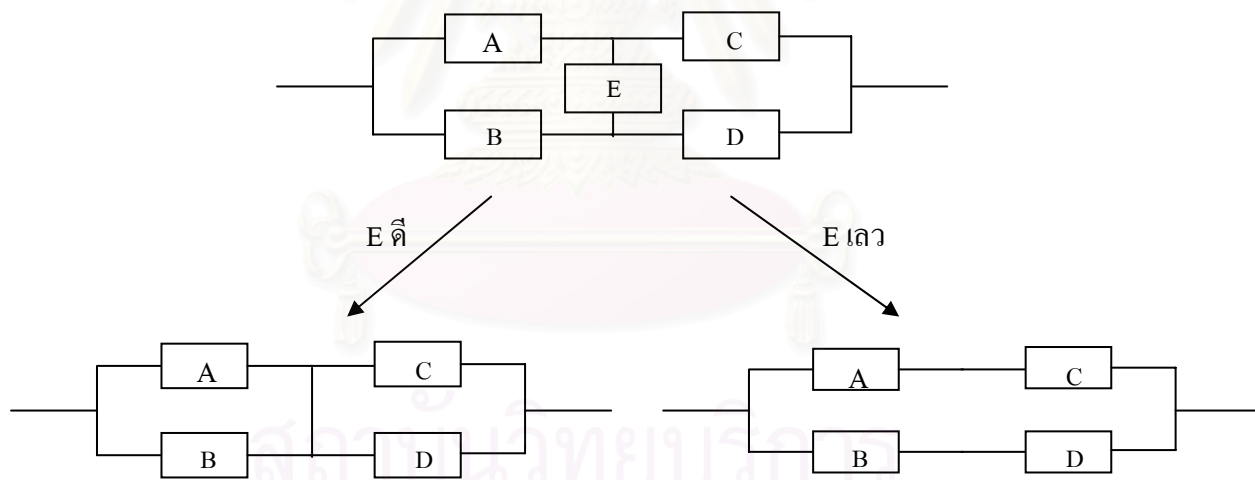
ตัวอย่างเช่นระบบในรูปที่ 4.3 จะสามารถวิเคราะห์  $R_{sys}$  ได้รูปที่ 4.4 และได้สมการดังนี้

$$R_{sys} = R_{sys}(\text{ถ้า E ดี})R_E + R_{sys}(\text{ถ้า E เลว})Q_E \tag{4.5}$$

$$\text{เงื่อนไข : ให้ E ดี จะได้ } R_{sys1} = (1-Q_A Q_B)(1-Q_C Q_D) \tag{4.6}$$

$$\text{เงื่อนไข : ให้ E เลว ได้ } R_{sys2} = (1-R_A R_C)(1-R_B R_D) \tag{4.7}$$

$$\begin{aligned} R_{sys} &= (1-Q_A Q_B)(1-Q_C Q_D)R_E + (1-(1-R_A R_C)(1-R_B R_D))Q_E \\ &= R_A R_C + R_B R_D + R_A R_D R_E + R_B R_C R_E - R_A R_B R_C R_D - R_A R_C R_D R_E - R_A R_B R_C R_E - R_B R_C R_D R_E \\ &\quad - R_B R_C R_D R_E - R_A R_B R_D R_E + 2R_A R_B R_C R_D R_E \end{aligned} \tag{4.8}$$



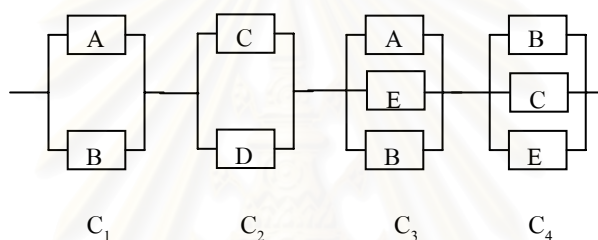
รูปที่ 4.4 การแยกเงื่อนไขเพื่อวิเคราะห์ระบบซับซ้อน

วิธีความน่าจะเป็นแบบมีเงื่อนไขนี้นับเป็นเครื่องมือที่มีประโยชน์มากในการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ในด้านของความแม่นยำ แต่วิธีดังกล่าวไม่เหมาะสมต่อการนำไปพัฒนาใช้กับโปรแกรมคอมพิวเตอร์ สำหรับแก้ไขปัญหาที่เป็นกรณีทั่วไป

### 4.2.3 วิธีมินิมัลคัตเซต[18,19]

คัตเซต คือ กลุ่มอุปกรณ์ของระบบซึ่งเมื่อเกิดการล้มเหลวหรือขัดแย้งแล้วทำให้ระบบล้มเหลวหรือไม่สามารถทำงานตามไปด้วยส่วนมินิมัลคัตเซต คือ คัตเซตที่เล็กที่สุดที่เป็นกลุ่มอุปกรณ์ของระบบซึ่งเมื่อเกิดการล้มเหลวแล้วทำให้ระบบล้มเหลวด้วย และหากอุปกรณ์ของระบบตัวใดตัวหนึ่งในกลุ่มนั้นใช้งานได้ ระบบก็จะไม่ล้มเหลว หรือกล่าวได้ว่าอุปกรณ์ทุกตัวในมินิมัลคัตเซตจะต้องล้มเหลวทั้งหมดจึงจะทำให้ระบบล้มเหลว

ตัวอย่างเช่นระบบในรูปที่ 4.3 จะมีมินิมัลคัตเซตทั้งหมด 4 ชุดดังนี้คือ AB CD AED และ BEC และจากนิยามของมินิมัลคัตเซตกับหลักการของระบบอนุกรมและขนานจะได้ดังรูปที่ 4.5 โดย  $C_1$   $C_2$   $C_3$  และ  $C_4$  คือ มินิมัลคัตเซตที่ 1 2 3 และ 4 ตามลำดับ



รูปที่ 4.5 มินิมัลคัตเซตของระบบในรูปที่ 4.3

ความเสี่ยงคำนวณได้จาก

$$Q_{sys} = P(C_1 \cup C_2 \cup C_3 \dots \cup C_n) \quad (4.9)$$

$$\begin{aligned} &\approx P(C_1) + P(C_2) + P(C_3) + P(C_4) - P(C_1 \cap C_2) - P(C_1 \cap C_3) \\ &\quad - P(C_1 \cap C_4) - P(C_2 \cap C_3) - P(C_2 \cap C_4) - P(C_3 \cap C_4) \\ &\quad + P(C_1 \cap C_2 \cap C_3) + P(C_1 \cap C_2 \cap C_4) + P(C_1 \cap C_3 \cap C_4) \\ &\quad + P(C_2 \cap C_3 \cap C_4) - P(C_1 \cap C_2 \cap C_3 \cap C_4) \end{aligned} \quad (4.10)$$

โดย  $P(C_1) = Q_A Q_B$

$$P(C_2) = Q_C Q_D$$

$$P(C_3) = Q_A Q_D Q_E$$

$$P(C_4) = Q_B Q_C Q_E$$

$$P(C_1 \cap C_2) = P(C_1) P(C_2)$$

$$P(C_1 \cap C_3) = P(C_1) P(C_3)$$

$$P(C_1 \cap C_4) = P(C_1) P(C_4)$$

$$P(C_2 \cap C_3) = P(C_2) P(C_3)$$

$$P(C_2 \cap C_4) = P(C_2) P(C_4)$$

$$P(C_3 \cap C_4) = P(C_3) P(C_4)$$

$$P(C_1 \cap C_2 \cap C_3) = P(C_1 \cap C_2 \cap C_4) = P(C_1 \cap C_3 \cap C_4) = P(C_2 \cap C_3 \cap C_4) \\ = P(C_1 \cap C_2 \cap C_3 \cap C_4) = Q_A Q_B Q_C Q_D Q_E$$

$$\text{ดังนั้น } Q_{\text{sys}} = Q_A Q_B + Q_C Q_D + Q_A Q_D Q_E + Q_B Q_C Q_E - Q_A Q_B Q_C Q_D - Q_A Q_B Q_D Q_E \\ - Q_A Q_B Q_C Q_E - Q_A Q_C Q_D Q_E - Q_B Q_C Q_D Q_E + 2 Q_A Q_B Q_C Q_D Q_E \quad (4.11)$$

ในระบบที่มีจำนวนมิถิลลัดเขตมาก วิธีการดังกล่าวจะไม่ค่อยสะดวกนัก จึงได้มีการประมาณจากวิธีนี้ จากสมการที่ 4.9 เมื่อวิเคราะห์โดยประมาณจะได้ว่า

$$Q_{\text{sys}} = \sum_{i=1}^n P(C_i) \quad (4.12)$$

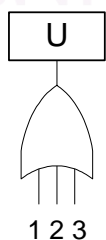
จากตัวอย่างในสมการที่ 4.11 ถ้าใช้วิธีการประมาณจะเหลือดังสมการที่ 3.13 ดังนี้

$$Q_{\text{sys}} = Q_A Q_B + Q_C Q_D + Q_A Q_D Q_E + Q_B Q_C Q_E \quad (4.13)$$

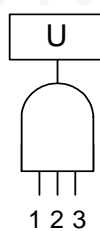
วิธีมิถิลลัดเขตนี้เหมาะสำหรับใช้ในการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้สำหรับระบบที่ไม่ซับซ้อน ซึ่งวิธีนี้เป็นวิธีการที่มองจากองค์ประกอบของระบบโดยรวมไปหาจุดปลีกย่อย ทำให้สามารถวิเคราะห์ภาพรวมของระบบได้ง่ายรวดเร็วและไม่ซ้ำซ้อน สามารถนำไปใช้ในการวิเคราะห์ระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้เป็นอย่างดี

#### 4.2.4 วิธีการวิเคราะห์แผนภาพต้นไม้แสดงการล้มเหลว (Fault tree analysis method)[19]

เริ่มต้นจากการวิเคราะห์ Fault tree ซึ่งอาศัยหลักการของ Logic gate โดยมีการประยุกต์เข้ากับความรู้ทางการคำนวณความเชื่อถือได้ดังรูปที่ 4.6 ข้อมูลเข้าเกตแต่ละตัวคือ เหตุการณ์พื้นฐาน (Basic event) k เหตุการณ์ โดยมีผลลัพธ์ คือการขาดพลังงานไฟฟ้าทางด้านขาออกของสถานีไฟฟ้า ซึ่งเรียกว่า Top event หรือ Fault event ดังตัวอย่างในรูปที่ 4.7 และ 4.8

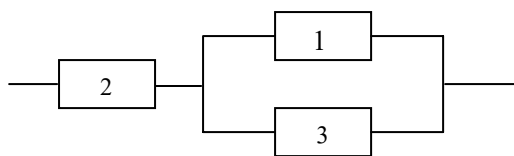


$$U = U_1 U_2 U_3$$

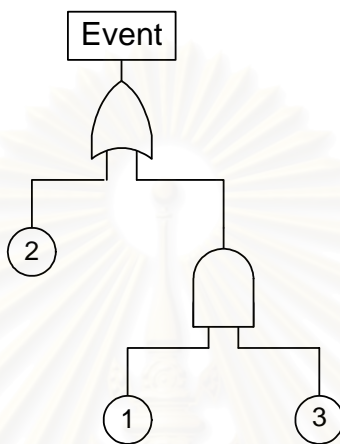


$$U = 1 - (1 - U_1)(1 - U_2)(1 - U_3)$$

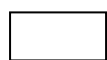
รูปที่ 4.6 การใช้ OR gate และ AND gate ในการคำนวณหาค่า U



รูปที่ 4.7 ระบบตัวอย่าง



รูปที่ 4.8 แผนภาพต้นไม้แสดงการล้มเหลวของระบบ



หมายถึง ผลลัพธ์ที่ได้จากเกท



หมายถึง เหตุการณ์พื้นฐาน



หมายถึง เกท 'AND'



หมายถึง เกท 'OR'

U

หมายถึง ความพร้อมมูล

ทั้งนี้แผนภาพสัญลักษณ์ใน Fault tree จะมีความหมายในตัวเองที่นอกเหนือจากแผนภาพในทาง Logic gate เป็นต้นว่า รูปสี่เหลี่ยมผืนผ้าจะหมายถึงผลลัพธ์ของเกทโดยไม่จำเป็นต้องเป็นผลลัพธ์ของระบบทั้งหมด รูปวงกลมจะหมายถึงความล้มเหลวของอุปกรณ์ซึ่งไม่สามารถแตกกระจายลงไปได้อีกหรือก็คือเหตุการณ์พื้นฐานนั่นเอง และรูปอื่นๆซึ่งไม่ได้แสดงไว้ในที่นี้ วิธีการนี้มีข้อดีในด้านความเป็นระบบในการวิเคราะห์ กล่าวคือ เมื่อมีข้อมูลเข้าก็สามารถใส่แผนผังแล้วสามารถคำนวณค่าได้ทันที แต่มีข้อเสียในกรณีที่ไมทราบแผนภาพต้นไม้การล้มเหลวจะทำให้การ

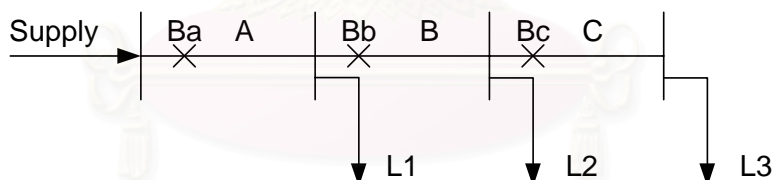
วิเคราะห์ไม่สะดวกนักเนื่องจากจะต้องมาสร้างแผนภาพดังกล่าว และหากระบบซับซ้อนก็จะสร้างแผนภาพต้นไม้ได้ลำบาก

แนวทางในการวิเคราะห์ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นการใช้วิธีการวิเคราะห์แบบมินิมัลลัตเซตร่วมกับการวิเคราะห์แบบจำลองของระบบทดสอบ โดยพิจารณาว่าองค์ประกอบทุกๆส่วนของระบบว่าส่วนใดบ้างที่เมื่อเกิดการล้มเหลวแล้วทำให้ระบบล้มเหลวด้วย แล้วคำนวณหาดัชนีความเชื่อถือได้ของทุกๆจุดโหนดซึ่งจะกล่าวถึงวิธีการคำนวณในหัวข้อถัดไป

#### 4.3 ดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหนด (Reliability indices at load point)

ความเชื่อถือได้ ณ จุดโหนดใด ๆ ขึ้นอยู่กับความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ที่ต่ออยู่ระหว่างจุดจ่ายไฟ (Supply) กับจุดโหนดนั้น ๆ นอกจากนี้ยังขึ้นอยู่กับระยะเวลาที่ทำให้อุปกรณ์ที่เกิดขัดข้องกลับคืนสภาวะการทำงานได้ตามปกติและต่อเข้ากับระบบได้อีกด้วย

ตัวอย่างตามรูปที่ 4.9 เป็นระบบจำหน่ายแบบเรเดียล (Radial distribution system) ที่ประกอบด้วย สายไฟฟ้า เบริคเกอร์ บัสบาร์ ต่อกันเป็นวง การคำนวณความเชื่อถือได้ ณ จุดโหนด L1 จะขึ้นอยู่กับความเชื่อถือได้ของสายไฟ A รวมทั้งเบริคเกอร์ Ba ด้วย ความเชื่อถือได้ ณ จุดโหนด L2 จะขึ้นอยู่กับความเชื่อถือได้ของสายไฟ A และสายไฟ B รวมทั้งเบริคเกอร์ Ba และ Bb ส่วนความเชื่อถือได้ ณ จุดโหนด L3 จะขึ้นอยู่กับความเชื่อถือได้ของสายไฟ A, B และ C รวมทั้งเบริคเกอร์ Ba, Bb และ Bc



รูปที่ 4.9 ตัวอย่างของระบบที่มีสายส่งไฟฟ้าแบบเรเดียลและมีจุดโหนด 3 จุด

สมมติให้อัตราการล้มเหลวและช่วงเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับแต่ละครั้งเฉลี่ยของสายไฟ A, B และ C ตามตารางที่ 4.1 โดยให้ความเชื่อถือได้ของเบริคเกอร์ Ba, Bb และ Bc เป็น 100%

ตาราง 4.1 ข้อมูลพื้นฐานของอุปกรณ์ในระบบตัวอย่าง

สายไฟฟ้า	อัตราการล้มเหลว (ครั้ง/ปี)	ระยะเวลาที่เกิดการขัดข้อง ชั่วโมง/ครั้ง
A	0.2	6
B	0.1	5
C	0.15	8

การคำนวณค่าพารามิเตอร์พื้นฐานของระบบที่ต่อแบบอนุกรม สามารถคำนวณได้ตาม สมการดังต่อไปนี้

$$\lambda_s = \sum \lambda_i \tag{4.14}$$

$$U_s = \sum \lambda_i r_i \tag{4.15}$$

$$r_s = \frac{U_s}{\lambda_s} = \frac{\sum \lambda_i r_i}{\sum \lambda_i} \tag{4.16}$$

เมื่อ  $i$  คือ จำนวนอุปกรณ์ที่ต่ออนุกรม

$\lambda$  คือ อัตราล้มเหลวของอุปกรณ์

$r$  คือ ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์

$U$  คือ ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องในหนึ่งปีของอุปกรณ์

จากระบบตัวอย่างตามรูปที่ 4.9 และข้อมูลอัตราการล้มเหลวกับระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับแต่ละครั้งเฉลี่ยของอุปกรณ์ตามตารางที่ 4.1 สามารถคำนวณความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดต่าง ๆ ได้โดยใช้สมการที่ 4.14 ,4.15 และ 4.16 ดังแสดงผลในตารางที่ 4.2

การหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด เป็นดัชนีที่มีประโยชน์สำหรับจุดโหลดแต่ละจุดและทำให้ทราบคุณภาพของการจ่ายไฟฟ้า ณ จุดโหลดนั้น แต่ยังไม่สามารถใช้อัดคุณภาพของระบบโดยรวมได้ ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดจะเป็นข้อมูลที่จะนำไปใช้ในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟ (Customer-oriented index) ต่อไป ซึ่งดัชนีดังกล่าวสามารถใช้อัดคุณภาพของระบบโดยรวมได้

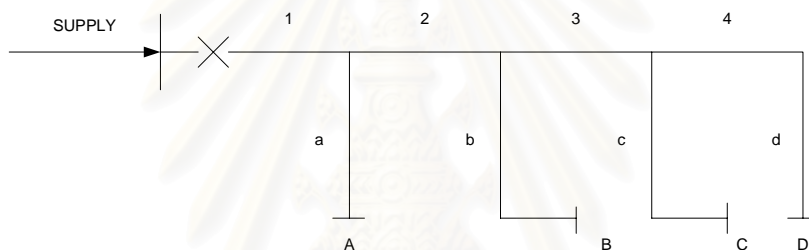
ตารางที่ 4.2 ดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดของระบบตัวอย่างในรูปที่ 4.9

จุดโหลด	อัตราการล้มเหลว (ครั้ง/ปี)	ระยะเวลาที่เกิดการขัดข้อง ชั่วโมง/ครั้ง	ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องในหนึ่งปี ชั่วโมง/ปี
L1	0.2	6	$6(0.2) = 1.2$
L2	$0.2+0.1$	$\frac{6(0.2)+5(0.1)}{(0.2+0.1)}$	$5.7(0.3) = 1.7$
L3	$0.2+0.1+0.15$	$\frac{6(0.2)+5(0.1)+8(0.15)}{0.2+0.1+0.15}$	$6.4(0.45) = 2.9$

ระบบจำหน่ายโดยทั่วไปจะมีโครงสร้างเป็นแบบเรเดียล การคำนวณค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ทุกๆค่าด้วยวิธีการวิเคราะห์ เหมาะที่จะใช้กับระบบที่มีโครงสร้างเป็นแบบเรเดียลและไม่ซับซ้อนเนื่องจากมีความสะดวกรวดเร็วใช้นาน้อยกว่าการคำนวณ โดยวิธีการจำลองเหตุการณ์



และเงื่อนไขในการทดสอบระบบเราจะคำนึงถึงเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นเฉพาะในสถานะอยู่ตัว ขณะใดขณะหนึ่ง โดยไม่มีการทำนายถึงผลของเหตุการณ์ในอนาคต วิธีการวิเคราะห์จึงเป็นวิธีการที่เหมาะสมสำหรับการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ วิธีการวิเคราะห์จะใช้การพิจารณาอุปกรณ์ทุกตัวที่เป็นองค์ประกอบของระบบที่สามารถเกิดความผิดปกติพร่องขึ้นได้ อันเป็นสาเหตุให้เกิดไฟฟ้าดับในระบบ วิธีการวิเคราะห์จะใช้การคำนวณค่ากระแสหรือแรงดันผิดปกติพร่องของทุกๆอุปกรณ์ในระบบ แล้วพิจารณาว่าบริเวณจุดโหนดใดที่เกิดไฟฟ้าดับอันเนื่องมาจากความผิดปกติพร่องของอุปกรณ์เหล่านั้น แล้วทำการรวมค่าอัตราการล้มเหลวและช่วงระยะเวลาการล้มเหลวที่ทุกๆจุดโหนดเพื่อนำมาคำนวณค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ที่ต้องการ ผลที่เกิดขึ้นจะขึ้นอยู่กับลักษณะการโครงสร้างการเชื่อมโยงของระบบ การออกแบบการป้องกันและลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบ ดังตัวอย่างต่อไปนี้



รูปที่ 4.10 ตัวอย่างระบบจำหน่ายแบบเรเดียลที่มีเบรกเกอร์เพียงตัวเดียว

ตัวอย่างตามรูปที่ 4.10 เป็นระบบจำหน่ายแบบเรเดียล ที่ประกอบด้วย สายไฟฟ้า เบรกเกอร์ บัสบาร์ ต่อกันกัน ถ้าองค์ประกอบใดๆในระบบเกิดความผิดปกติพร่องจะเป็นสาเหตุให้เบรกเกอร์ทำงานเป็นผลให้จุดโหนดทุกจุดเกิดไฟฟ้าดับ ไม่มีจุดโหนดใดแยกตัวเป็นอิสระ ความน่าเชื่อถือได้ของทุกจุดโหนด A, B, C, D จะขึ้นอยู่กับอุปกรณ์ทุกๆตัวในระบบ

สมมติให้อัตราการล้มเหลวและช่วงเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับแต่ละครั้งเฉลี่ยของสายไฟ 1,2,3,4 และสายไฟ a,b,c และ d ตามตารางที่ 4.3 โดยให้ความน่าเชื่อถือได้ของเบรกเกอร์เป็น 100% ผลที่ได้จากการคำนวณด้วยวิธีการวิเคราะห์เป็นไปตามตารางที่ 4.4

ตารางที่ 4.3 ข้อมูลพื้นฐานของอุปกรณ์ในระบบตัวอย่าง

องค์ประกอบ	อัตราการล้มเหลว ครั้ง / ปี	ระยะเวลาที่เกิดการขัดข้อง ชั่วโมง / ครั้ง
สายไฟ		
1	0.2	4
2	0.1	4
3	0.3	4
4	0.2	4
สายไฟ		
A	0.2	2
B	0.6	2
C	0.4	2
D	0.2	2

ตารางที่ 4.4 ดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดของระบบในรูปแบบตัวอย่างที่ 4.9

ส่วนที่ ล้มเหลว	อัตรา	เวลาที่	เวลาที่	อัตรา	เวลาที่	เวลาที่	อัตรา	เวลาที่	เวลาที่	อัตรา	เวลาที่	เวลาที่
	การ ล้มเหลว ว (ครั้ง/ ปี)	ขัดข้อง (ชั่วโมง /ครั้ง)	ขัดข้อง ใน 1 ปี (ชั่วโมง /ปี)	การ ล้มเหลว ว (ครั้ง/ ปี)	ขัดข้อง (ชั่วโมง /ครั้ง)	ขัดข้อง ใน 1 ปี (ชั่วโมง /ปี)	การ ล้มเหลว ว (ครั้ง/ ปี)	ขัดข้อง (ชั่วโมง /ครั้ง)	ขัดข้อง ใน 1 ปี (ชั่วโมง /ปี)	การ ล้มเหลว ว (ครั้ง/ ปี)	ขัดข้อง (ชั่วโมง /ครั้ง)	ขัดข้อง ใน 1 ปี (ชั่วโมง /ปี)
		โหลด A			โหลด B			โหลด C			โหลด D	
สายไฟ												
1	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8
2	0.1	4	0.4	0.1	4	0.4	0.1	4	0.4	0.1	4	0.4
3	0.3	4	1.2	0.3	4	1.2	0.3	4	1.2	0.3	4	1.2
4	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8
สายไฟ												
a	0.2	2	0.4	0.2	2	0.4	0.2	2	0.4	0.2	2	0.4
b	0.6	2	1.2	0.6	2	1.2	0.6	2	1.2	0.6	2	1.2
c	0.4	2	0.8	0.4	2	0.8	0.4	2	0.8	0.4	2	0.8
d	0.2	2	0.4	0.2	2	0.4	0.2	2	0.4	0.2	2	0.4
ผลรวม	2.2	2.73	6.0	2.2	2.73	6.0	2.2	2.73	6.0	2.2	2.73	6.0

โดยที่ เวลาที่ขัดข้องใน 1 ปี(ชั่วโมง/ปี) = อัตราการล้มเหลว (ครั้ง/ปี) x เวลาที่ขัดข้อง (ชั่วโมง/ครั้ง)

และ ผลรวมของเวลาที่ขัดข้อง (ชั่วโมง/ครั้ง) = 
$$\frac{\text{ผลรวมเวลาที่ขัดข้องใน 1 ปี(ชั่วโมง/ปี)}}{\text{ผลรวมอัตราการล้มเหลว (ครั้ง/ปี)}}$$

ตัวอย่างการคำนวณเมื่อพิจารณาที่โหลด A จะได้ว่า

ผลรวมอัตราการล้มเหลว = 2.2 ครั้ง/ปี

ผลรวมเวลาที่ขัดข้องใน 1 ปี = 6.0 ชั่วโมง/ปี

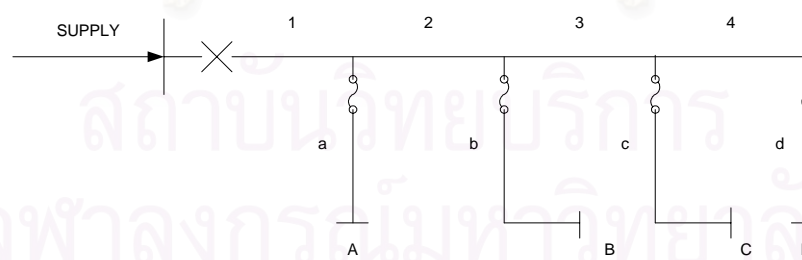
จะได้ ผลรวมของเวลาที่ขัดข้อง =  $6/2.2 = 2.73$  ชั่วโมง/ครั้ง

#### 4.4 การวิเคราะห์ความน่าเชื่อถือได้ของระบบตามลักษณะการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน[3]

การออกแบบระบบป้องกันให้กับระบบไฟฟ้าสามารถออกแบบได้หลายรูปแบบ ขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายๆด้าน เช่น กฎระเบียบในด้านความปลอดภัย สมรรถนะของระบบ ความจำเป็นในการติดตั้ง ความคุ้มค่าในการลงทุน และอื่นๆเป็นต้น ความแตกต่างในการออกแบบก่อให้เกิดผลกับความน่าเชื่อถือได้ในระบบ ระบบที่มีความยืดหยุ่นสูงต้องใช้งบลงทุนมากแต่จะมีความน่าเชื่อถือที่ดีขึ้น แนวทางการวิเคราะห์ความน่าเชื่อถือได้ตามลักษณะการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันแบบต่างๆสามารถสรุปได้ดังนี้

##### 4.4.1 ผลของการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันที่กิ่งย่อยของสายป้อนหลัก

ระบบที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเช่น ฟิวส์ บริเวณกิ่งย่อยจะสร้างความยืดหยุ่นในการป้องกันมากขึ้น ในกรณีเช่นนี้ เมื่อเกิดความผิดปกติที่อุปกรณ์ใดๆในส่วนของกิ่งย่อย ฟิวส์จะทำการตัดวงจรในส่วนนั้นออกจนกว่าจะได้รับการซ่อมแซมหรือแก้ไขให้เรียบร้อยโดยไม่ส่งผลกระทบต่อกับจุดโหลดในกิ่งย่อยอื่นๆ ซึ่งจะช่วยให้ค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ของระบบดีขึ้น



รูปที่ 4.11 ตัวอย่างระบบจำหน่ายแบบเรเดียลที่มีการป้องกันบริเวณกิ่งย่อย

ตัวอย่างตามรูปที่ 4.11 เป็นระบบจำหน่ายแบบเรเดียล ที่ประกอบด้วย สายไฟฟ้า เบรกเกอร์ บัสบาร์ ต่ออนุกรมกันและมีฟิวส์ป้องกันจุดโหลด การคำนวณความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด A จะขึ้นอยู่กับความน่าเชื่อถือได้ของสายไฟ 1-4 สายไฟ a รวมทั้งเบรกเกอร์และฟิวส์ ด้วย ความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด B จะขึ้นอยู่กับความน่าเชื่อถือได้ของสายไฟ 1-4 สายไฟ b รวมทั้งเบรกเกอร์และฟิวส์ ความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด C จะขึ้นอยู่กับความน่าเชื่อถือได้ของสายไฟ 1-4 สายไฟ c รวมทั้งเบรกเกอร์และ

ฟิวส์ ความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด D จะขึ้นอยู่กับความเชื่อถือได้ของสายไฟ 1-4 สายไฟ d รวมทั้งเบรกเกอร์และฟิวส์

สมมติให้อัตราการล้มเหลวและช่วงเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับแต่ละครั้งเฉลี่ยของสายไฟ 1,2,3,4 และสายไฟ a,b,c และ d ตามตารางที่ 4.3 โดยให้ความเชื่อถือได้ของเบรกเกอร์และฟิวส์เป็น 100% ผลที่ได้จากการคำนวณด้วยวิธีการวิเคราะห์เป็นไปตามตารางที่ 4.5

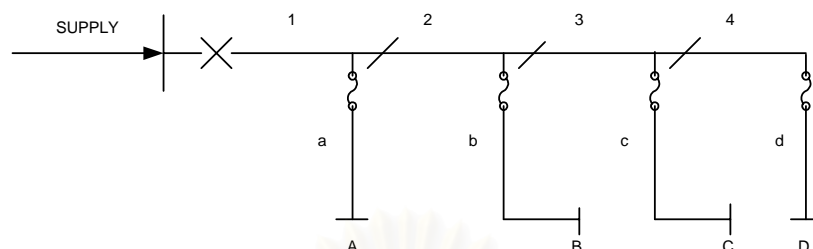
ตารางที่ 4.5 ดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดของระบบในรูปแบบตัวอย่างที่ 4.11

ส่วนที่ล้มเหลว	อัตราล้มเหลว (ครั้ง/ปี)	เวลาที่ขัดข้อง (ชั่วโมง/ครั้ง)	เวลาที่ขัดข้อง (ชั่วโมง/ปี)	อัตราล้มเหลว (ครั้ง/ปี)	เวลาที่ขัดข้อง (ชั่วโมง/ครั้ง)	เวลาที่ขัดข้อง (ชั่วโมง/ปี)	อัตราล้มเหลว (ครั้ง/ปี)	เวลาที่ขัดข้อง (ชั่วโมง/ครั้ง)	เวลาที่ขัดข้อง (ชั่วโมง/ปี)	อัตราล้มเหลว (ครั้ง/ปี)	เวลาที่ขัดข้อง (ชั่วโมง/ครั้ง)	เวลาที่ขัดข้อง (ชั่วโมง/ปี)
			โหลด A			โหลด B			โหลด C			โหลด D
สายไฟ 1	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8
2	0.1	4	0.4	0.1	4	0.4	0.1	4	0.4	0.1	4	0.4
3	0.3	4	1.2	0.3	4	1.2	0.3	4	1.2	0.3	4	1.2
4	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8
สายไฟ a	0.2	2	0.4									
b				0.6	2	1.2						
c							0.4	2	0.8			
d										0.2	2	0.4
ผลรวม	1.0	3.6	3.6	1.4	3.14	4.4	1.2	3.33	4.0	1.0	3.6	3.6

#### 4.4.2 ผลของการติดตั้งสวิตช์ตัดตอนที่สายป้อนหลัก

ระบบที่มีการติดตั้งทั้งฟิวส์ในกิ่งย่อยและสวิตช์ตัดตอนในสายป้อนหลักจะช่วยให้ระบบมีความยืดหยุ่นสูงมาก เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นในสายป้อนหลักโดยปกติเบรกเกอร์จะทำการเปิดวงจรจนกว่าจุดที่เกิดความผิดปกติจะได้รับการซ่อมแซมและแก้ไขให้เรียบร้อย แต่เมื่อมีสวิตช์ตัดตอน อุปกรณ์นี้จะช่วยแยกบริเวณที่เกิดความผิดปกติออกไปจากระบบ ทำให้สามารถปิดวงจรเบรกเกอร์กลับเข้ามาจ่ายไฟฟ้าให้แก่โหลดบริเวณอื่นในขณะที่ทำการซ่อมแซมและแก้ไขส่วนที่ผิดปกติอยู่ได้ ค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ที่จุดโหลดใดๆกเว้นปลายทางจะดีขึ้น แต่จุดโหลดที่

ปลายทางจะยังคงมีค่าดัชนีความน่าเชื่อถือเท่าเดิมเพราะการแยกบริเวณที่เกิดความผิดปกติให้เป็นอิสระไม่สามารถช่วยลดอัตราการล้มเหลวที่จุดโหลดปลายทางได้



รูปที่ 4.12 ตัวอย่างระบบจำหน่ายแบบเรเดียลที่มีการป้องกันบริเวณกิ่งย่อยและสวิตช์ตัดตอนที่สายป้อนหลัก

ตัวอย่างตามรูปที่ 4.12 เป็นระบบจำหน่ายแบบเรเดียล ที่ประกอบด้วย สายไฟฟ้า เบริคเกอร์ บัสบาร์ ต่อกันโดยมีฟิวส์ป้องกันจุดโหลดและมีสวิตช์ตัดตอนที่สายป้อนหลัก 3 จุด การคำนวณค่าความเชื่อถือได้ยังคงคล้ายกับกรณีที่มีฟิวส์ดังรูปตัวอย่างที่ 4.11 แต่มีความแตกต่างที่เวลาในการตัดวงจรของจุดโหลด A B และ C โดยสมมติให้ระบบใช้เวลาในการแยกวงจรส่วนที่เกิดความผิดปกติออก 0.5 ชั่วโมงก่อนที่จะปิดวงจรเบริคเกอร์กลับมาจ่ายโหลดบริเวณอื่นๆ การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด A จะขึ้นอยู่กับความเชื่อถือได้ของสายไฟ 1-4 สายไฟ a รวมทั้งเบริคเกอร์และฟิวส์ด้วย ความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด B จะขึ้นอยู่กับความเชื่อถือได้ของสายไฟ 1-4 สายไฟ b รวมทั้งเบริคเกอร์และฟิวส์ ความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด C จะขึ้นอยู่กับความเชื่อถือได้ของสายไฟ 1-4 สายไฟ c รวมทั้งเบริคเกอร์และฟิวส์ ความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด D จะขึ้นอยู่กับความเชื่อถือได้ของสายไฟ 1-4 สายไฟ d รวมทั้งเบริคเกอร์และฟิวส์

สมมติให้อัตราการล้มเหลวและช่วงเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับแต่ละครั้งเฉลี่ยของสายไฟ 1,2,3,4 และสายไฟ a,b,c และ d ตามตารางที่ 4.3 โดยให้ความเชื่อถือได้ของเบริคเกอร์และฟิวส์เป็น 100% ผลที่ได้จากการคำนวณด้วยวิธีการวิเคราะห์เป็นไปตามตารางที่ 4.6

สถาบันวิทยบริการ  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 4.6 ดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดของระบบในรูปแบบตัวอย่างที่ 4.12

ส่วนที่ ล้มเหลว	อัตรา	เวลาที่	เวลาที่	อัตรา	เวลาที่	เวลาที่	อัตรา	เวลาที่	เวลาที่	อัตรา	เวลาที่	เวลาที่
	การ ล้มเหลว ว (ครั้ง/ ปี)	ขัดข้อง (ชั่วโมง /ครั้ง)	ขัดข้อง ใน 1 ปี (ชั่วโมง /ปี)	การ ล้มเหลว ว (ครั้ง/ ปี)	ขัดข้อง (ชั่วโมง /ครั้ง)	ขัดข้อง ใน 1 ปี (ชั่วโมง /ปี)	การ ล้มเหลว ว (ครั้ง/ ปี)	ขัดข้อง (ชั่วโมง /ครั้ง)	ขัดข้อง ใน 1 ปี (ชั่วโมง /ปี)	การ ล้มเหลว ว (ครั้ง/ ปี)	ขัดข้อง (ชั่วโมง /ครั้ง)	ขัดข้อง ใน 1 ปี (ชั่วโมง /ปี)
	โหลด A			โหลด B			โหลด C			โหลด D		
สายไฟ												
1	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8
2	0.1	0.5	0.05	0.1	4	0.4	0.1	4	0.4	0.1	4	0.4
3	0.3	0.5	0.15	0.3	0.5	0.15	0.3	4	1.2	0.3	4	1.2
4	0.2	0.5	0.1	0.2	0.5	0.1	0.2	0.5	0.1	0.2	4	0.8
สายไฟ												
a	0.2	2	0.4									
b				0.6	2	1.2						
c							0.4	2	0.8			
d										0.2	2	0.4
ผลรวม	1.0	1.5	1.5	1.4	1.89	2.65	1.2	2.75	3.3	1.0	3.6	3.6

จากกรณีต่างๆข้างต้น จะเห็นได้ว่าระบบที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันที่ซับซ้อนมากขึ้น สามารถช่วยทำให้ระบบมีความยืดหยุ่นสูง ลดผลกระทบที่เกิดขึ้นกับจุดโหลดต่างๆได้ ทำให้ระยะเวลาที่เกิดไฟดับน้อยลงตามลำดับ สำหรับระบบสุดท้ายที่มีการติดตั้งสวิตช์ตัดตอนจะเป็นระบบที่มีความยืดหยุ่นสูงที่สุด เมื่อเปรียบเทียบกับระบบก่อนจะมีการติดตั้งสวิตช์ตัดตอน แต่จะเห็นว่าจุดโหลดที่อยู่ปลายทางไม่ได้มีความน่าเชื่อถือที่ดีขึ้น จำนวนครั้งที่เกิดไฟดับยังคงเท่าเดิม ส่วนจุดโหลดอื่นๆจะมีจำนวนครั้งที่เกิดไฟดับเท่าเดิมแต่ระยะเวลาที่เกิดไฟดับสั้นลง ผลที่เกิดขึ้นจะทำให้ดัชนีความน่าเชื่อถือได้บางตัวเปลี่ยนแปลงไป แต่ดัชนีความน่าเชื่อถือได้บางตัวจะไม่เปลี่ยนแปลง ในที่นี้หมายถึงค่า SAIDI และ SAIFI ตามลำดับ ซึ่งจะกล่าวถึงวิธีการคำนวณไว้ในหัวข้อที่ 4.5 ต่อไป

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เราใช้เป็นระบบทดสอบ มีการออกแบบให้มีเบรกเกอร์ที่ต้นทาง ฟิวส์ที่กิ่งย่อยของสายป้อน สวิตช์ตัดตอนที่สายป้อนหลัก และรีโคสเซอร์ที่กลางทางของสายป้อนหลัก คล้ายกับระบบป้องกันในหัวข้อที่ 4.4.2 แต่จะมีความยืดหยุ่นมากกว่าเนื่องจากมีรีโคสเซอร์ อีกตัวทำหน้าที่ป้องกันและแยกระบบในส่วนต้นทางออกจากส่วนปลายทางขณะเกิดความผิดปกติ



#### 4.5 ดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer-oriented Index)[3]

เนื่องจากความพอใจของผู้ใช้ไฟซึ่งเป็นลูกค้าของการไฟฟ้าแต่ละรายที่จะได้รับการบริการที่ดี มีจำนวนครั้งของการเกิดไฟฟ้าดับหรือไฟฟ้าตกน้อยที่สุดเป็นเรื่องสำคัญ ดังนั้นในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ที่อิงนิยามอ้างอิงถึงผู้ใช้ โดยการนำดัชนีที่บ่งบอกถึงค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งที่เกิดไฟดับและจำนวนเวลาที่ไฟดับต่อปีต่อผู้ใช้รายซึ่งทำให้สามารถเปรียบเทียบกันระหว่างระบบต่างๆ ได้และยังสามารถตั้งเป้าหมายจำนวนครั้งหรือเวลาที่จะปรับปรุงให้ดีขึ้นและดำเนินการให้เป็นไปตามเป้าหมายได้ ดัชนีดังกล่าวได้แก่

SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) หมายถึง ดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ย มีหน่วยเป็น ครั้งต่อปีต่อราย

$$\begin{aligned} \text{SAIFI} &= \frac{\text{ผลรวมของจำนวนครั้งที่ไฟดับที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายตลอดปี}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด}} \\ &= \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \end{aligned} \quad (4.17)$$

เมื่อ N คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหลด

i คือ จุดโหลดลำดับที่ i

SAIDI (System Average Interruption Duration Index) หมายถึง ดัชนีบอกจำนวนเวลาที่ไฟดับเฉลี่ยของทั้งระบบ มีหน่วยเป็น ชั่วโมงต่อปีต่อราย

$$\begin{aligned} \text{SAIDI} &= \frac{\text{ผลรวมของระยะเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายเกิดไฟดับตลอดปี}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด}} \\ &= \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \end{aligned} \quad (4.18)$$

เมื่อ N คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหลด

i คือ จุดโหลดลำดับที่ i

CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index) หมายถึง ดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้า

$$\text{CAIFI} = \frac{\text{จำนวนครั้งที่ผู้ใช้ไฟฟ้าเกิดไฟดับรวมกันตลอดปี}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดไฟดับ}}$$

CAIFI แตกต่างจาก SAIFI คือตัวหารของ SAIFI ใช้จำนวนผู้ใช้ไฟทั้งหมด แต่ CAIFI ใช้จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดผลกระทบ คือ ที่มีไฟดับเท่านั้น ดังนั้นค่า CAIFI จึงเป็นค่าที่ไม่นิยมหาเนื่องจากหาค่อนข้างยาก

CAIDI (Customer Average Interruption Duration) หมายถึง ดัชนีแสดงจำนวนเวลาที่มิไฟดับที่ผู้ใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยต่อครั้ง

$$\begin{aligned} \text{CAIDI} &= \frac{\text{จำนวนเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าเกิดไฟดับรวมกันตลอดปี}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดไฟดับ}} \\ &= \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i} \end{aligned} \quad (4.19)$$

เมื่อ N คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหลด

i คือ จุดโหลดลำดับที่ i

SAI (Average Service Availability Index) หมายถึง ดัชนีชี้บอกการมีไฟฟ้าให้บริการแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าเฉลี่ย

$$\begin{aligned} \text{SAI} &= \frac{\text{จำนวนชั่วโมงเฉลี่ยที่มีไฟให้ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายใช้}}{\text{จำนวนชั่วโมงที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายต้องการไฟฟ้าใช้}} \\ &= \frac{\sum N_i * 8760 - \sum U_i N_i}{\sum N_i * 8760} \end{aligned} \quad (4.20)$$

เมื่อ N คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหลด

i คือ จุดโหลดลำดับที่ i

ASUI (Average Service Unavailability Index) หมายถึง ดัชนีแสดงการไม่มีไฟฟ้าใช้ของลูกค้าเฉลี่ย

$$\begin{aligned} \text{ASUI} &= \frac{\text{จำนวนชั่วโมงเฉลี่ยที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายไม่มีไฟฟ้าใช้}}{\text{จำนวนชั่วโมงที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายต้องการไฟฟ้าใช้}} \\ &= 1 - \text{SAI} \end{aligned} \quad (4.21)$$

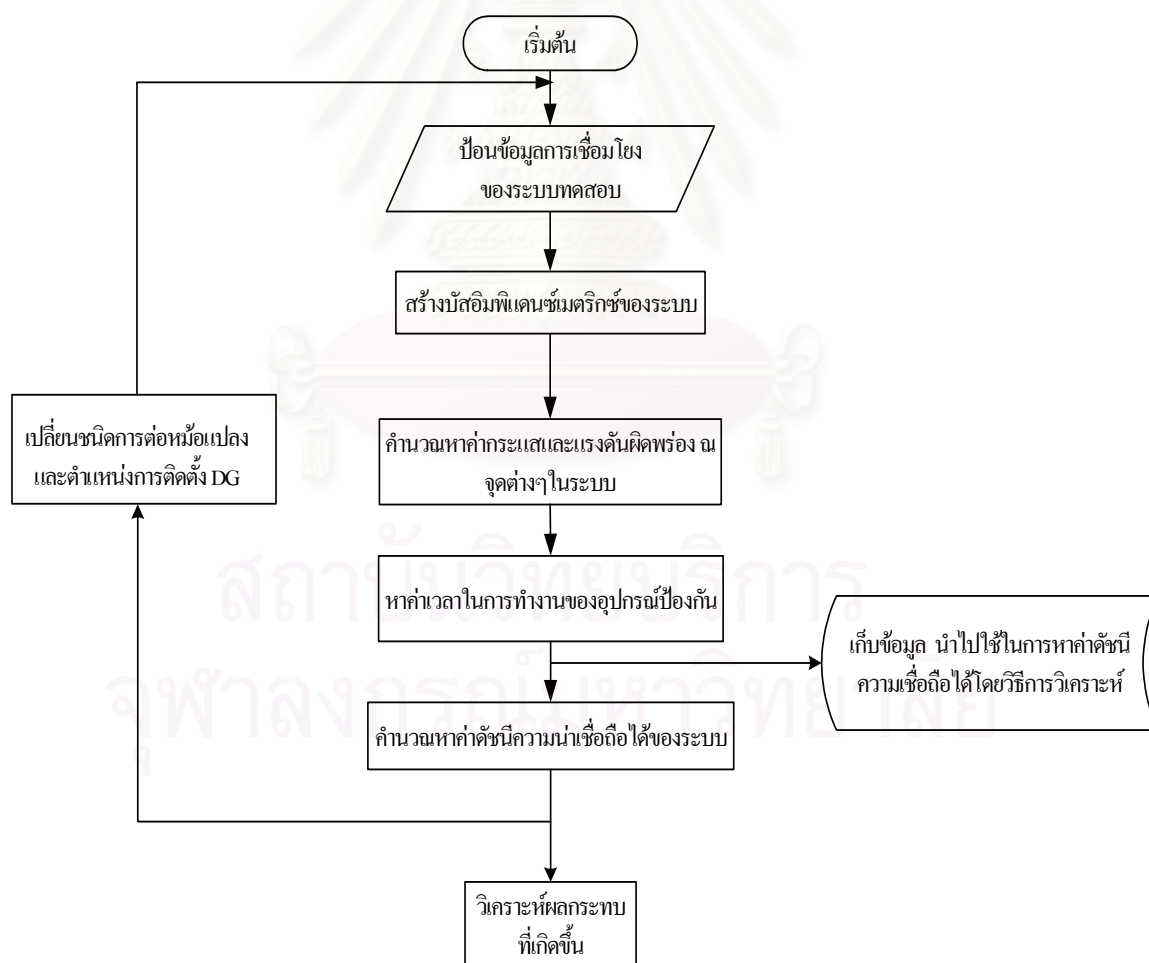
ในการวิจัยนี้จะคำนวณเฉพาะค่า SAIFI และ SAIDI เป็นหลัก ซึ่งจากตัวอย่างในหัวข้อที่ 4.4 และจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าของแต่ละจุดโหลดตามตารางที่ 4.7 เราจะสามารถคำนวณหาค่า SAIFI และ SAIDI ได้ดังนี้

ตารางที่ 4.7 จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า

จุดโหลด	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า(ราย)
A	100
B	200
C	100
D	300

$$\begin{aligned}
 \text{SAIFI} &= \frac{1(100) + 1.4(200) + 1.2(100) + 1(300)}{100 + 200 + 100 + 300} \\
 &= 1.14 \text{ ครั้งต่อปี} \\
 \text{SAIDI} &= \frac{1.5(100) + 2.65(200) + 3.3(100) + 3.6(300)}{100 + 200 + 100 + 300} \\
 &= 2.98 \text{ ชั่วโมงต่อปี}
 \end{aligned}$$

ผลกระทบของเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันที่เกิดขึ้นจะทำให้อัตราการเกิดไฟดับ ณ จุดโหลดต่างๆเปลี่ยนแปลงไป อันส่งผลให้ค่าดัชนีทั้งสองตัวนี้เปลี่ยนแปลงตามไปด้วย จากกระบวนการทั้งหมดที่ได้กล่าวมาสามารถเขียนเป็นแผนภาพแสดงขั้นตอนการวิเคราะห์ความน่าเชื่อถือได้ดังรูปที่ 4.13



รูปที่ 4.13 แผนภาพแสดงขั้นตอนการวิเคราะห์หาความน่าเชื่อถือได้ของระบบ

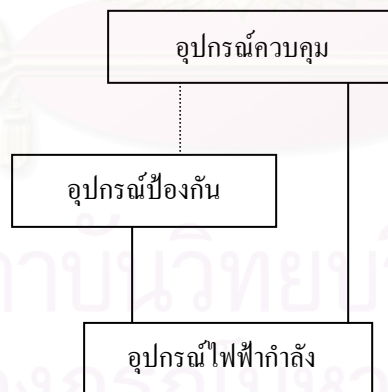
## บทที่ 5

### การออกแบบระบบป้องกัน

ในการปฏิบัติการของระบบไฟฟ้าเพื่อจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับโหลดต่าง ๆ นั้น บางครั้งอาจเกิดความผิดปกติซึ่งมีสาเหตุหลายประการ เช่น การที่ฉนวนไฟฟ้าบางส่วนเสียหายเนื่องมาจากความร้อนสูง หรืออุบัติเหตุทางกล ซึ่งเมื่อฉนวนเสียหายจะทำให้เกิดการลัดวงจรขึ้นได้ ความผิดปกติจะทำให้เกิดความเสียหายต่อระบบการผลิตทางอุตสาหกรรมและอุปกรณ์ไฟฟ้า โดยเฉพาะอย่างยิ่งเมื่อระบบไฟฟ้าใหญ่ขึ้น กระแสไฟฟ้าที่ไหลขณะลัดวงจรจะสูงมากขึ้น ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า เช่น เกิดความร้อนสูง เกิดแรงดันตกและแรงดันเกิน เกิดความถี่ต่ำ และการสูญเสียเชิงโครนิซึม เป็นต้น ดังนั้นระบบไฟฟ้าจำเป็นต้องมีระบบการป้องกันที่ดีเพื่อลดความเสียหายต่ออุปกรณ์และระบบตามที่ได้กล่าวมา

#### 5.1 ส่วนประกอบของระบบไฟฟ้า[23]

ระบบไฟฟ้าโดยทั่วไปจะประกอบด้วยอุปกรณ์ต่างๆเป็นจำนวนมากที่เชื่อมต่อกัน ซึ่งอุปกรณ์เหล่านี้สามารถแยกได้เป็น 3 ประเภทหลัก ดังแสดงในรูปที่ 5.1 คือ



รูปที่ 5.1 ส่วนประกอบของระบบไฟฟ้า

##### 5.1.1 อุปกรณ์ไฟฟ้ากำลัง

อุปกรณ์ไฟฟ้ากำลัง ( Power Apparatus ) คือ อุปกรณ์ที่ทำหน้าที่จำหน่ายไฟฟ้าให้กับโหลด เช่น หม้อแปลงไฟฟ้า เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งอุปกรณ์เหล่านี้มักจะมีระดับแรงดันที่ใช้งานอยู่ในระดับที่สูง

### 5.1.2 อุปกรณ์ควบคุม

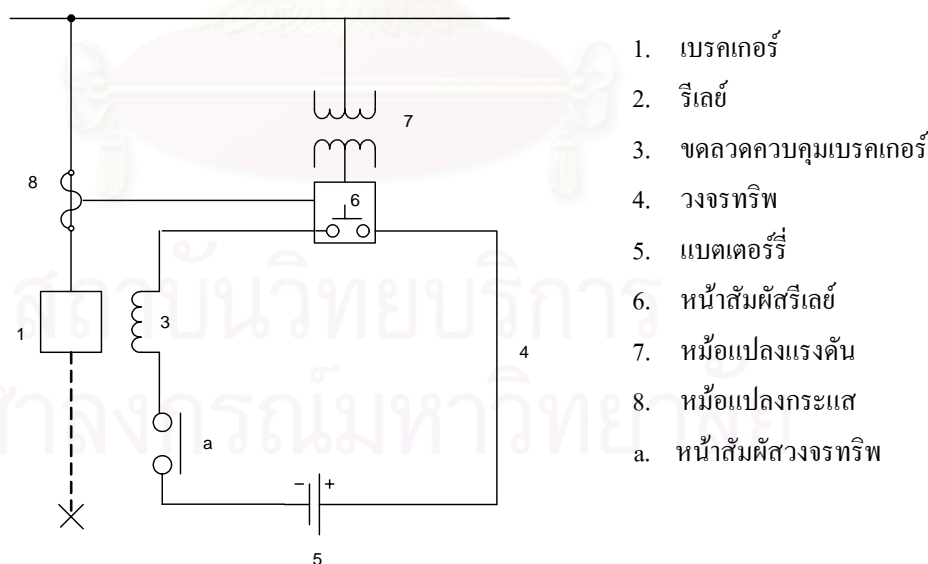
อุปกรณ์ควบคุม ( Control Equipment ) คือ อุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ควบคุมให้ระบบไฟฟ้าอยู่ในสถานะปกติ เช่น แรงดันปกติ ความถี่ปกติ และยังทำหน้าที่คอยควบคุมให้ปริมาณกำลังไฟฟ้าอยู่ในระดับที่เพียงพอกับความต้องการของโหลด นอกจากนี้ยังควบคุมให้ระบบมีความมั่นคงอีกด้วย การทำงานของอุปกรณ์ควบคุมนี้ จะไม่มีการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างของระบบไฟฟ้า

### 5.1.3 อุปกรณ์ป้องกัน

อุปกรณ์ป้องกัน ( Protective Equipment ) คือ อุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ปิด-เปิดวงจรเพื่อกำจัดความผิดปกติ การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันจะทำให้โครงสร้างของระบบเปลี่ยนแปลงไป โดยทั่วไปเวลาในการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันจะเร็วกว่าอุปกรณ์ควบคุม เพื่อที่จะป้องกันความเสียหายที่จะเกิดขึ้นกับอุปกรณ์อื่นๆ ได้อย่างทันท่วงที

## 5.2 ส่วนประกอบของระบบป้องกัน[23]

ระบบป้องกันมีความซับซ้อนและหลากหลาย ขึ้นอยู่กับการออกแบบและวัตถุประสงค์ในการทำการป้องกัน โดยทั่วไประบบป้องกันจะประกอบด้วยอุปกรณ์ดังรูปที่ 5.2



รูปที่ 5.2 ตัวอย่างแสดงส่วนประกอบของอุปกรณ์ป้องกัน

ตัวอย่างของระบบป้องกันในรูปที่ 5.2 ประกอบด้วย เบรกเกอร์ และอักษร X แทนวงจรที่ต้องการป้องกันซึ่งอยู่ในรูปเส้นประ เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นในวงจรที่ต้องการป้องกัน รีเลย์ซึ่ง

รับสัญญาณมาจากหม้อแปลงแรงดัน (VT) และหม้อแปลงกระแส (CT) แล้วหน้าสัมผัสของรีเลย์จะเคลื่อนที่ปิดเข้าหากัน เมื่อหน้าสัมผัสปิดจะมีกระแสไหลจากเบตเตอร์รีในวงจรทริป เมื่อมีกระแสไหลผ่านขดลวดทริปของเบรคเกอร์ เบรคเกอร์จะเปิดวงจรเพื่อตัดวงจรออกจากระบบไฟฟ้า

### 5.3 คุณสมบัติของระบบป้องกัน[23]

ในการออกแบบระบบป้องกันนั้น มีคุณสมบัติที่จำเป็นต้องมีเพื่อให้เกิดประสิทธิภาพในการป้องกันอย่างสูงสุด ถูกต้อง และเป็นไปตามวัตถุประสงค์ในการออกแบบ ระบบป้องกันที่ดีควรมีลักษณะดังนี้

- Reliability หมายถึง ความเชื่อถือได้ในความแน่นอนของอุปกรณ์ป้องกันในขณะที่ทำงานว่าจะสามารถทำงานได้จริง
- Dependability หมายถึง การที่ระบบป้องกันต้องทำงานถูกต้องทุกครั้งที่เกิดความผิดปกติ และจะต้องทำงานถูกต้องสำหรับความผิดปกติทุแบบด้วย อีกทั้งต้องทำงานได้ในขณะที่ต้องการให้ทำงาน เช่น อาจต้องทำงานซ้ำๆกันหลายครั้งในช่วงเวลาสั้นๆ หรืออาจจะต้องทำงานแม้จะไม่ได้ทำงานมาเป็นระยะเวลาอันก็ตาม

Security หมายถึง ระบบป้องกันต้องไม่ทำงานเมื่อไม่ต้องการให้ทำงาน เช่น จะต้องไม่ทำงานในภาวะโหลดปกติ หรือเกิดภาวะทรานเซียนส์ ชั่วขณะ หรือเมื่อเกิดความผิดปกติ นอกเขตการป้องกัน การตัดวงจรโดยไม่จำเป็นจะส่งผลให้เกิดความเสียหายทางเศรษฐกิจ

หากมองระบบไฟฟ้าแล้ว ทุกระบบพยายามที่จะให้มี Dependability สูง ซึ่งจะส่งผลให้ความสำคัญของ Security น้อยลง ซึ่งก็มาจากความจริงที่ว่า ระบบไฟฟ้าในปัจจุบันมีความเป็นโครงข่ายมากขึ้น ซึ่งพลังงานไฟฟ้ามาจากหลายทาง ความต้องการกำจัดความผิดปกติให้ถูกต้อง โดยที่บริเวณที่ไม่เกี่ยวข้องกับความผิดปกติยังคงใช้งานอยู่ได้มีความสำคัญเป็นอันดับแรก และการที่จะกำจัดความผิดปกติโดยไม่สนใจว่าบริเวณอื่นต้องดับไปด้วยนั้นเป็นความสำคัญที่รองลงมา ซึ่งปรัชญานี้ยังใช้ได้ดี

- Selectivity หมายถึง Security ที่จำกัดพื้นที่ให้อยู่ในขอบเขตจำกัดหรือไม่จำกัดในระบบไฟฟ้า ซึ่งในเขตนี้เรียกว่า เขตการป้องกัน ( Zone of Protection ) ซึ่งจะเป็นแบบจำกัด (close) หรือ ไม่จำกัด (open) ก็ได้ หรืออาจกล่าวอีกแบบได้ว่า Selectivity ก็คือการใช้อุปกรณ์ป้องกันทำงานภายในเขตที่ออกแบบให้ทำงานนั่นเอง ซึ่งโดยมากขอบเขตของเขตนี้จะมีอุปกรณ์ที่สำคัญคือ อุปกรณ์ตัดตอน ซึ่งมักหมายถึงเบรคเกอร์ และอุปกรณ์ส่งสัญญาณ ซึ่งมักหมายถึง หม้อแปลงแรงดันและหม้อแปลงกระแส และขอบเขตของเขตป้องกันนี้จะถูกจำกัดโดยบริเวณที่ติดตั้งหม้อแปลงกระแสนั้นเอง ซึ่ง



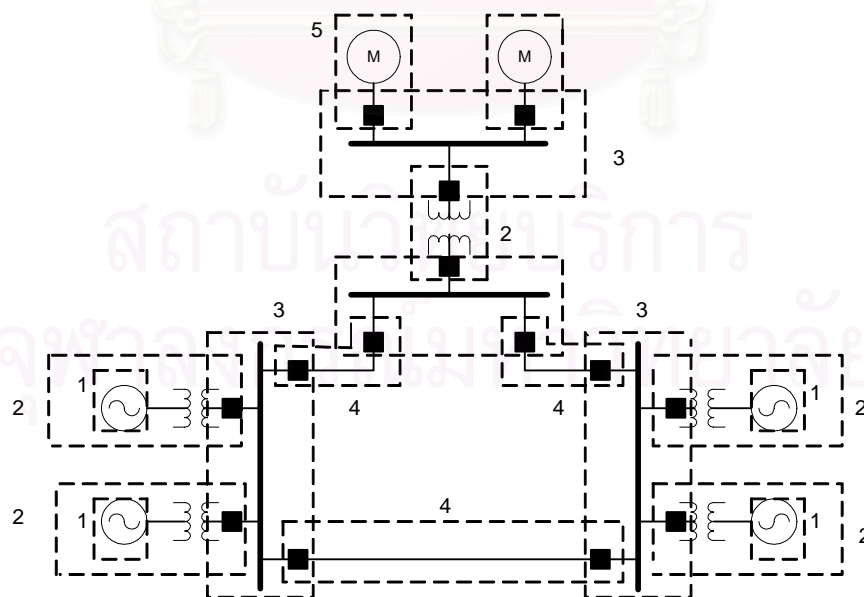
การทำงานภายในเขตป้องกันก็คือ มีหม้อแปลงกระแสรับสัญญาณค่าความผิดพลาดมา แล้วมีเบรกเกอร์เป็นตัวตัดแยกความผิดพลาดออกจากระบบ

- Speed ระบบป้องกันจะต้องสามารถตัดวงจรได้รวดเร็วพอที่จะให้อุปกรณ์ต่างๆในระบบยังไม่เสียหายซึ่งโดยทั่วไปแล้วยังทำงานเร็วเท่าไร อุปกรณ์ก็จะได้รับความปลอดภัยมากขึ้น แต่ในการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์หลายตัวอาจจะต้องมีการหน่วงเวลาบ้างพอสมควร แต่ทั้งนี้ก็ไม่ควรช้าจนทำให้อุปกรณ์เสียหาย

#### 5.4 เขตการป้องกัน[23]

เขตการป้องกัน ( Zone of Protection ) ความต้องการอย่างหนึ่งของระบบป้องกัน คือ การแบ่งระบบไฟฟ้าเป็นเขต ซึ่งสามารถป้องกันระบบไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอและตัดส่วนของระบบไฟฟ้าออกให้น้อยที่สุดเมื่อเกิดความผิดพลาด ระบบไฟฟ้าอาจแบ่งเป็นเขตการป้องกัน ได้ดังรูปที่ 5.3 ดังนี้คือ

1. เขตการป้องกันเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
2. เขตการป้องกันหม้อแปลง
3. เขตการป้องกันบัส
4. เขตการป้องกันสายส่ง
5. เขตการป้องกันมอเตอร์



รูปที่ 5.3 แสดงเขตการป้องกันส่วนต่างๆในระบบ

จุดประสงค์ของการแบ่งขอบเขตการป้องกันคือ เพื่อแบ่งการป้องกันระบบไฟฟ้าออกเป็น ส่วนๆ โดยแต่ละส่วนจะรับผิดชอบป้องกันในส่วนของตัวเองเป็นหลัก หรือเป็นการป้องกัน ปฐมภูมิ ซึ่งทำให้สามารถระบุตำแหน่งของการเกิดความผิดปกติได้ และถ้าระบบป้องกันภายใน เขตของตัวเองไม่ทำงาน จะต้องจัดให้มีการป้องกันสำรอง ( Backup Protection ) เพื่อทำการกำจัด ความผิดปกติออกจากระบบได้และให้ทุกส่วนในระบบไฟฟ้าอยู่ภายในเขตของการป้องกัน โดยใช้ หลักการต่อไปนี้

1. ทุกส่วนในระบบไฟฟ้า ต้องอยู่ภายในเขตการป้องกันอย่างน้อย 1 เขต และสำหรับ อุปกรณ์ที่สำคัญมากๆจะต้องอยู่ภายในเขตอย่างน้อย 2 เขต
2. เพื่อที่จะให้ทุกๆส่วนในระบบไฟฟ้าต้องอยู่ในเขตการป้องกันจึงมีการจัด หม้อแปลง กระแส (CT) ในเขตที่อยู่ติดกันเป็นแบบโอเวอร์แลป ( Overlap ) ซึ่งหมายความว่าใน เนื้อที่ส่วนที่โอเวอร์แลปกันจะมี 2 เขตที่ป้องกันส่วนนี้อยู่

#### 5.4.1 เขตการป้องกันสามารถแบ่งได้เป็น 2 ประเภทคือ

1. เขตการป้องกันแบบปิด ( Close Zone ) เป็นเขตในลักษณะที่ขอบเขตการป้องกันจำกัด อุปกรณ์ที่อยู่ภายในเขตการป้องกันจะถูกตรวจจับที่ขอบเขตทั้ง 2 ด้านของเขต การป้องกันแบบนี้โดยทั่วไปมักเรียกว่า Differential Unit , Absolutely Selective
2. เขตการป้องกันแบบเปิด ( Open Zone ) เป็นเขตในลักษณะที่ขอบเขตการป้องกันจะไม่ ถูกกำหนดแน่นอนโดยหม้อแปลงกระแส เช่น การที่ขอบเขตของการป้องกันแปรไป ตามกระแสผิดปกติ โดยทั่วไปเรียกว่า Non-Unit , Unrestricted , Relatively Selective ตัวอย่างของเขตการป้องกันแบบเปิดคือ การป้องกันสายส่งยาวเป็นต้น

ในวิทยานิพนธ์เล่มนี้ได้ออกแบบระบบป้องกันที่ใช้กับสายส่งในระบบจำหน่าย ในรูปแบบ การป้องกันแบบเปิด

#### 5.4.2 การแบ่งส่วนของระบบป้องกัน

ระบบการป้องกันแบ่งได้เป็น 2 ส่วนคือ 1. การป้องกันปฐมภูมิ และ 2. การป้องกันทุติยภูมิ

1. การป้องกันปฐมภูมิ ( Primary Protection ) หมายถึง การป้องกันลำดับแรกซึ่งอุปกรณ์ ป้องกันภายในเขตป้องกัน ต้องทำหน้าที่แยกส่วนของวงจรที่เกิดความผิดปกติออกจากระบบ การทำงานปฐมภูมิจะต้องทำงานให้เร็วที่สุดเท่าที่จะทำได้ และแยกส่วนวงจรให้น้อยที่สุดเท่าที่จำเป็น เพื่อให้เกิดความเสียหายกับระบบโดยรวมน้อยที่สุด

ในระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่ ระบบป้องกันต้องการความน่าเชื่อถือได้สูงมาก ดังนั้นบางครั้งอาจติดตั้งการป้องกันปฐมภูมิอีกชุดหนึ่ง เรียกว่า ระบบการป้องกันปฐมภูมิชุดคัดลอก ( Duplicate Primary Protection System ) ระบบป้องกันแบบนี้มีไว้เพื่อระบบป้องกันปฐมภูมิชุดแรกไม่ทำงาน ระบบป้องกันชุดคัดลอกนี้อาจใช้รีเลย์จากบริษัทผู้ผลิตต่างกัน หรือใช้หลักการต่างกัน แต่จะทำงานด้วยความเร็วเท่ากับระบบป้องกันปฐมภูมิชุดแรก

2. การป้องกันทุติยภูมิ ( Backup Protection ) หมายถึงการใช้ระบบป้องกันอีกชุดหนึ่งที่มีเวลาในการทำงานช้ากว่าระบบปฐมภูมิ เพื่อทำหน้าที่ป้องกันวงจรในกรณีที่การทำงานของชุดปฐมภูมิไม่ทำงาน ซึ่งทำให้ต้องแยกส่วนของวงจรรอกมามากกว่าระบบป้องกันปฐมภูมิในการกำจัดความผิดปกติ

การป้องกันทุติยภูมิอาจแบ่งได้ 2 แบบคือ

- Local Backup Protection คือ ระบบป้องกันที่ติดตั้งบริเวณเดียวกับระบบปฐมภูมิ จึงอาจใช้อุปกรณ์หลายอย่างร่วมกับชุดของระบบป้องกันปฐมภูมิ เช่น หม้อแปลงกระแส แบตเตอรี่ และ เบรกเกอร์ เป็นต้น ดังนั้นอาจเกิดการดำเนินงานผิดพลาดของอุปกรณ์ทั้ง 2 ชุดได้ ถ้าอุปกรณ์ที่ใช้ร่วมกันเหล่านั้นเสียหาย
- Local Backup Protection ที่นิยมใช้กันมากอีกแบบหนึ่งคือ Breaker Failure Relay ซึ่งใช้ตรวจสอบการไม่ทำงานของเบรกเกอร์ เมื่อเบรกเกอร์ไม่ทำงานหลังผ่านไปช่วงเวลาหนึ่งหลังจากเกิดความผิดปกติ ระบบนี้จะส่งสัญญาณตัดวงจรไปยัง Trip Local CB ทั้งหมดและ Remote CB ตามที่ต้องการ
- Remote Backup Protection คือ ระบบป้องกันที่ติดตั้งห่างไกลจากอุปกรณ์ป้องกันของระบบปฐมภูมิ ดังนั้นอุปกรณ์ต่างๆต้องใช้แยกกัน

## 5.5 การจัดการความสัมพันธ์ของการป้องกัน ( Protection Co-ordination ) [20,23]

การจัดการความสัมพันธ์ของการป้องกัน เป็นการจัดลำดับการป้องกันโดยให้อุปกรณ์ที่อยู่ใกล้ความผิดปกติก่อน และอุปกรณ์ตัวที่อยู่ห่างออกมาทำหน้าที่เป็นตัวป้องกันสำรอง (Backup) ในกรณีที่อุปกรณ์ที่อยู่ใกล้ความผิดปกติไม่ทำงาน อุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ป้องกันสำรองจะต้องทำการตัดความผิดปกติแทน การจัดลำดับของการทำงานสามารถแบ่งตามเงื่อนไขได้ดังนี้

### 5.5.1 การจัดการความสัมพันธ์โดยใช้กระแส

การจัดการความสัมพันธ์โดยใช้กระแสผิดปกติ อาศัยหลักการที่ว่ากระแสผิดปกติจะแปรตามตำแหน่งที่เกิดความผิดปกติ ซึ่งเป็นการแปรผันตามอิมพีแดนซ์ของอุปกรณ์ต่างๆ เช่น เกล็ด สาย

ส่ง และหม้อแปลง เป็นต้น อุปกรณ์ป้องกันทั้งหมดจะถูกปรับตั้งให้ทำงานที่ค่าเหมาะสม โดย อุปกรณ์ป้องกันตัวที่อยู่ใกล้กับจุดที่เกิดความผิดปกติมากที่สุดจะทำงานก่อน

### 5.5.2 การจัดการความสัมพันธ์โดยใช้เวลา

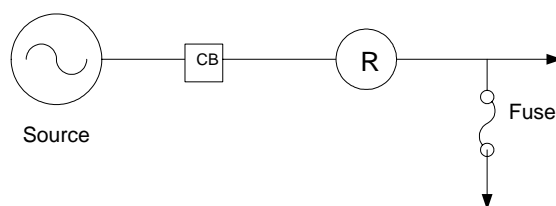
การจัดการความสัมพันธ์โดยใช้เวลาอาศัยหลักการที่ว่า รีเลย์ที่ควบคุมอุปกรณ์ป้องกันอื่นๆแต่ละตัว จะถูกตั้งค่าหน่วงเวลา ( Time Delay ) ไว้คงที่ อุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ไกลจากแหล่งจ่ายมากที่สุดมีค่า หน่วงเวลาสั้นที่สุด เวลาในการทำงานไม่ขึ้นกับระดับของกระแสผิดปกติ ข้อเสียวิธีนี้คือ อุปกรณ์ ตัวที่อยู่ใกล้แหล่งจ่ายซึ่งเป็นจุดที่มีระดับกระแสความผิดปกติสูง จะมีค่าหน่วงเวลายาวนานเมื่อเกิด ความผิดปกติใกล้แหล่งจ่าย กระแสผิดปกติอาจคงอยู่นานเกินไปทำให้เกิดความเสียหายต่อ อุปกรณ์ต้นทางได้

### 5.5.3 การจัดการความสัมพันธ์โดยใช้ทั้งกระแสและเวลา

เนื่องจากจัดการความสัมพันธ์ของการป้องกัน โดยใช้กระแสผิดปกติอย่างเดียวหรือใช้เวลาอย่าง เดียว มีข้อจำกัดจึงมีการพัฒนาลักษณะสมบัติของกระแสเกินผกผันกับเวลา ( Inverse Time Overcurrent Characteristic ) ซึ่งถูกพัฒนาต่อมาเป็น Inverse Definite Minimum Time ( IDMT) Characteristic โดยลักษณะของเวลาการทำงานเป็นส่วนกลับกับกระแสที่ใช้คือ กระแสยิ่งมากเวลา ในการทำงานของอุปกรณ์ยิ่งสั้น

ในการออกแบบระบบป้องกันให้กับระบบทดสอบที่ใช้อยู่ ได้เลือกใช้การจัดการความสัมพันธ์โดย ใช้ทั้งกระแสและเวลา เนื่องจากต้องการให้ระบบป้องกันมีความยืดหยุ่นมากขึ้น และลดข้อผิดพลาด ที่อาจเกิดขึ้นจากที่กล่าวไว้ข้างต้น อีกทั้งประเด็นหลักในการทดสอบระบบจะมีการเปลี่ยนแปลง ขนาดของกระแสผิดปกติจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้ามา อันส่งผลกระทบต่อ โดยตรงกับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน เพื่อให้ระบบป้องกันเกิดข้อผิดพลาดและความเสียหาย น้อยที่สุด จึงออกแบบโดยคำนึงถึงทั้งขนาดของกระแส และเวลาในการทำงาน

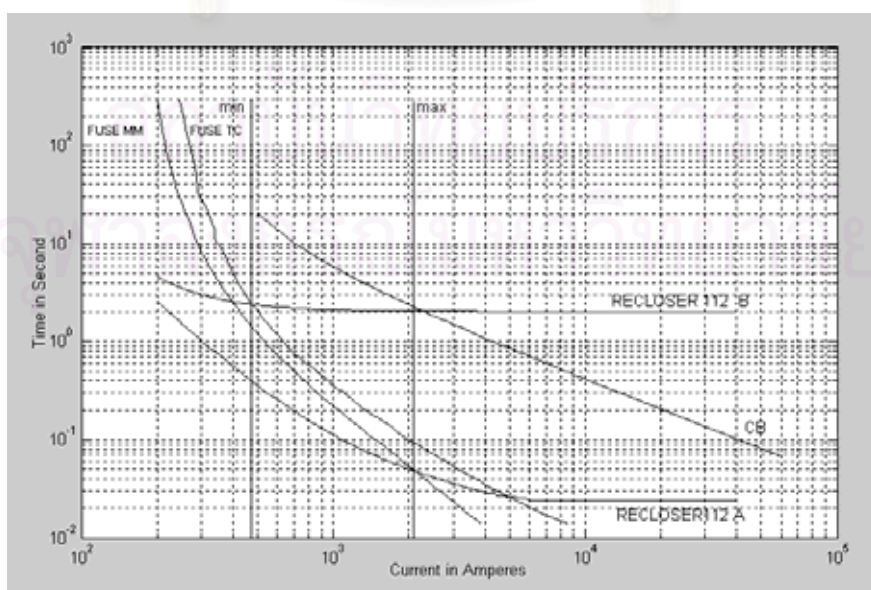
## 5.6 การจัดการความสัมพันธ์ของการป้องกันระหว่างเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และ ฟิวส์ [10]



รูปที่ 5.4 ระบบจำหน่ายที่ประกอบด้วยเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และ ฟิวส์

รูปที่ 5.4 เป็นรูปแสดงภาพจำลองของระบบจำหน่ายที่ใช้ทดสอบ ในระบบจำหน่ายที่ใช้ เป็นระบบทดสอบประกอบไปด้วยอุปกรณ์ป้องกันหลัก 3 ตัว คือ เบรกเกอร์ที่ต้นทางใกล้กับ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ทำหน้าที่ป้องกันสายส่งหลักในส่วนต้นทางและทำหน้าที่สำรองรีโคลส เซอร์และฟิวส์ รีโคลสเซอร์ ติดตั้งอยู่ตรงกลางทางของสายส่งหลัก ทำหน้าที่ตรวจจับและแยก ความผิดปกติแบบชั่วคราวและถาวรและทำหน้าที่สำรองฟิวส์ และฟิวส์ติดตั้งที่ สายป้อนย่อย ทำหน้าที่ป้องกันโหลดในกิ่งย่อยของระบบ

การทำงานของรีโคลสเซอร์มีด้วยกัน 2 จังหวะ คือ ครั้งแรกเป็นช่วงการทำงานแบบเร็ว ( fast ) และครั้งที่สองเป็นช่วงการทำงานแบบช้า ( slow ) เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นในระบบ รีโคลสเซอร์จะทำการตัดวงจรครั้งแรกโดยใช้เวลาในช่วงการทำงานแบบเร็ว เพื่อตรวจสอบว่า ความผิดปกติที่เกิดขึ้นเป็นแบบชั่วคราวหรือถาวร ถ้าความผิดปกติที่เกิดขึ้นเป็นแบบชั่วคราว ระบบจะกลับคืนสู่ภาวะปกติโดยไม่มีการตัดวงจร แต่ถ้าความพร่องนั้นยังคงอยู่ เป็นความผิดปกติ แบบถาวร การทำงานครั้งที่สองของรีโคลสเซอร์จะทำการตัดวงจรออกโดยใช้เวลา ในช่วงการทำงานแบบช้า จากรูปที่ 5.4 ระบบที่มีการทำงานร่วมกันระหว่างเบรกเกอร์ รีโคลส เซอร์และฟิวส์ เมื่อเกิดความผิดปกติแบบชั่วคราว รีโคลสเซอร์จะทำการตัดวงจรออกชั่วคราว และต่อวงจร กลับสู่สภาวะปกติ หากเกิดความผิดปกติแบบถาวร ฟิวส์จะทำหน้าที่กำจัดความผิดปกติ ออกไปในเวลาหลังจากที่รีโคลสเซอร์ทำงานในครั้งแรก ถ้าฟิวส์เกิดความผิดพลาดไม่ ทำงาน การทำงานครั้งที่สองของรีโคลสเซอร์จะทำหน้าที่สำรองในการกำจัดความผิดปกติ และเบรกเกอร์ที่ต้นทางจะทำหน้าที่เป็นตัวสำรองตัวสุดท้ายในกรณีที่ฟิวส์และรีโคลสเซอร์ไม่ ทำงาน โดยเวลาในการทำงานของเบรกเกอร์จะมีค่ามากที่สุด ตัวอย่างกราฟคุณสมบัติการทำงานร่วมกันระหว่างเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์และฟิวส์เป็นดังรูปที่ 5.5



รูปที่ 5.5 กราฟคุณสมบัติการทำงานร่วมกันระหว่างเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์และฟิวส์



ในวิทยานิพนธ์นี้เราจะมุ่งประเด็นไปที่การทำงานสอดคล้องประสานกันระหว่างอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัวในระบบ จากรูปที่ 5.5 จะเห็นได้ว่าอุปกรณ์ป้องกันของระบบจะมีช่วงเวลาของการทำงานสอดคล้องประสานกันซึ่งจะขึ้นอยู่กับค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์เหล่านี้ ในที่นี้จะอยู่ในช่วงค่ากระแสลัดวงจรประมาณ 500-2000 แอมแปร์ หากกระแสลัดวงจรมีค่ามากขึ้นหรือลดลงเกินขอบเขตที่กำหนด ลำดับการทำงานของอุปกรณ์เหล่านี้จะผิดเพี้ยน ซึ่งการติดตั้ง DG ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าอาจส่งผลกระทบต่อค่ากระแสลัดวงจรที่เพิ่มขึ้นหรือลดลง ดังนั้นเราจึงต้องทำการวิเคราะห์ถึงวิธีการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันในระบบที่มีการต่อเชื่อมของDG อย่างเหมาะสมในการทดสอบเราจะพิจารณาว่าการติดตั้ง DG ณ ตำแหน่งต่างๆส่งผลกระทบมากน้อยเพียงไรต่อระบบ และทำการปรับค่าพารามิเตอร์ของอุปกรณ์ป้องกันเพื่อปรับปรุงแก้ไขให้ระบบรักษาความน่าเชื่อถือได้เอาไว้



สถาบันวิทยบริการ  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



## บทที่ 6

### การทดสอบและการวิเคราะห์ผล

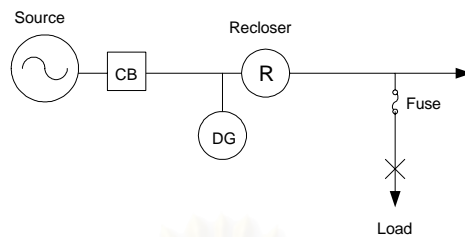
ในบทนี้จะนำเสนอผลกระทบของ DG ในลักษณะต่างๆที่อาจเกิดขึ้นกับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน การทดสอบโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นจะอาศัยระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค(กฟภ.)และระบบทดสอบ( Roy Billinton Test System : RBTS ) ซึ่งเป็นระบบทดสอบบัส 2 (RBTS BUS2 ) [12,13] เพื่อนำมาใช้ทดสอบผลกระทบจากการติดตั้ง DG ณ ตำแหน่งต่างๆที่ทำให้ค่ากระแสและแรงดันผิดปร้องเปลี่ยนแปลงไป อันส่งผลให้เกิดผลกระทบต่อความน่าเชื่อถือได้ของระบบ โดยใช้วิธีการวิเคราะห์ในการคำนวณหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดต่างๆ

#### 6.1 ผลกระทบต่ออุปกรณ์ป้องกันที่เกิดจากการติดตั้ง DG [6,12,16]

ผลกระทบของการติดตั้ง DG ที่มีต่ออุปกรณ์ป้องกันมีอยู่ด้วยกันหลายประการ ขึ้นอยู่กับลักษณะการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันที่สัมพันธ์กับตำแหน่งการติดตั้ง DG ที่มีผลต่อขนาดกระแสผิดปร้องที่อุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัวจะเห็นขนาดที่ต่างกัน ผลกระทบต่างๆที่อาจเกิดขึ้นสามารถสรุปได้ 5 รูปแบบ คือ

- 1) รูปแบบที่1 คือ DG ติดตั้งอยู่หลังเบรกเกอร์และเกิดความผิดปร้องที่โหลดปลายสายป้อนหลังฟิวส์
- 2) รูปแบบที่2 คือ DG ติดตั้งอยู่หลังรีโกลสเซอร์และเกิดความผิดปร้องที่โหลดปลายสายป้อนหลังฟิวส์
- 3) รูปแบบที่3 คือ DG ติดตั้งอยู่หลังรีโกลสเซอร์และเกิดความผิดปร้องที่ปลายสายป้อน
- 4) รูปแบบที่4 คือ DG ติดตั้งอยู่หลังเบรกเกอร์และเกิดความผิดปร้องที่โหลดต้นสายป้อนหลังฟิวส์
- 5) รูปแบบที่ 5 คือ การเกิดความผิดปร้องที่สายป้อนคนละเส้นกับสายป้อนที่มี DG รายละเอียดของแต่ละรูปแบบมีดังนี้

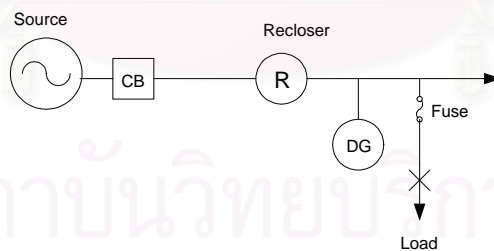
### 6.1.1 รูปแบบที่ 1[6,12]



รูปที่ 6.1 ติดตั้ง DG ที่ต้นทางหน้ารีโคลสเซอร์ และเกิดความผิดพลาดที่โหลด

จากรูปที่ 6.1 ระบบมีการต่อ DG ไว้ที่ต้นทางติดกับเบรกเกอร์แต่อยู่หน้ารีโคลสเซอร์ ในกรณีเกิดความผิดพลาดที่โหลดปลายทาง ขนาดกระแสที่ไหลผ่านรีโคลสเซอร์และฟิวส์เป็นค่าเดียวกัน แต่มีขนาดที่มากขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับระบบก่อนที่จะมีการติดตั้ง DG ทั้งนี้ทำให้อุปกรณ์ป้องกันทั้งคู่มีความไวมากขึ้น อย่างไรก็ตามก็อาจทำให้ช่วงเวลาในการทำงานร่วมกัน (Coordination Time interval : CTI) ระหว่างอุปกรณ์คู่นี้แคบลง หากผลดังกล่าวรุนแรงก็อาจเกิดกรณีที่ฟิวส์ทำหน้าที่กำจัดความผิดพลาดที่เกิดขึ้นก่อนที่รีโคลสเซอร์ทำงานในจังหวะแรก ซึ่งถือว่าเป็นลำดับการทำงานที่ผิดพลาด

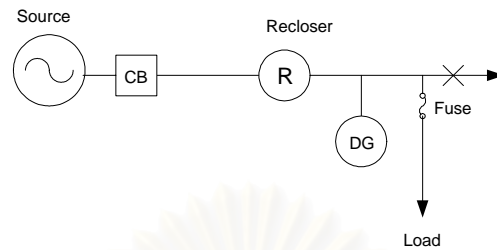
### 6.1.2 รูปแบบที่ 2[16]



รูปที่ 6.2 ติดตั้ง DG ที่ปลายทางหลังรีโคลสเซอร์ และเกิดความผิดพลาดที่โหลด

จากรูปที่ 6.2 ระบบมีการต่อ DG ไว้ที่ปลายทางหลังรีโคลสเซอร์และเกิดความผิดพลาดที่โหลดปลายทาง กรณีเช่นนี้รีโคลสเซอร์และฟิวส์จะมองเห็นขนาดของกระแสผิดพลาดคนละค่า โดยที่ฟิวส์จะมองเห็นขนาดกระแสมากกว่ารีโคลสเซอร์ ทำให้โอกาสในการที่ฟิวส์จะทำงานก่อนรีโคลสเซอร์ในจังหวะแรกสูงขึ้นกว่าในรูปแบบที่ 1 ซึ่งความผิดพลาดที่เกิดขึ้นจะมีผลในกรณีที่ความผิดพลาดที่เกิดขึ้นเป็นแบบชั่วคราว ทำให้โหลดบริเวณนั้นถูกตัดออกจากระบบ

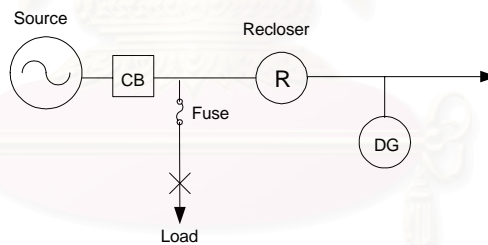
### 6.1.3 รูปแบบที่ 3[16]



รูปที่ 6.3 ติดตั้ง DG ที่ปลายทางหลังรีโคลสเซอร์ และเกิดความผิดพลาดที่ปลายสาย

จากรูปที่ 6.3 ระบบมีการต่อ DG ไว้ที่ปลายทางหลังรีโคลสเซอร์และเกิดความผิดพลาดที่ปลายสาย กรณีเช่นนี้รีโคลสเซอร์จะมองเห็นขนาดกระแสผิดพลาดต่ำลงเมื่อเปรียบเทียบกับระบบก่อนที่มีการติดตั้ง DG ทำให้เวลาในการกำจัดความผิดพลาดของระบบมากขึ้น ความไวของอุปกรณ์ลดลง

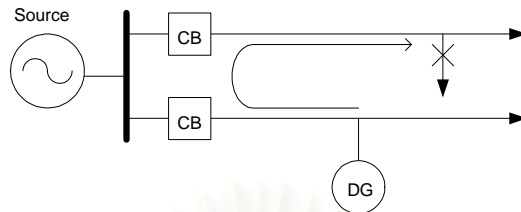
### 6.1.4 รูปแบบที่ 4[16]



รูปที่ 6.4 ติดตั้ง DG ที่ปลายทางหลังรีโคลสเซอร์และเกิดความผิดพลาดที่โหนดต้นทาง

จากรูปที่ 6.4 ระบบมีการต่อ DG ไว้ที่ปลายทางหลังรีโคลสเซอร์และเกิดความผิดพลาดที่บริเวณต้นทาง กรณีเช่นนี้จะทำให้กระแสผิดพลาดไหลย้อนผ่านรีโคลสเซอร์ไปยังจุดผิดพลาด ถ้ากระแสที่มาจาก DG มีค่ามากพอจะทำให้รีโคลสเซอร์ทำงาน บริเวณที่อยู่หลังรีโคลสเซอร์จะถูกตัดวงจร ทำให้อาจเกิดเหตุไฟฟ้าดับในบริเวณที่ไม่เหมาะสม ส่งผลให้เกิดการทำงานที่ผิดพลาดของระบบป้องกัน

### 6.1.5 รูปแบบที่5[12]



รูปที่ 6.5 การเกิดความผิดปกติที่สายส่งคนละเส้นกับสายส่งที่มี DG

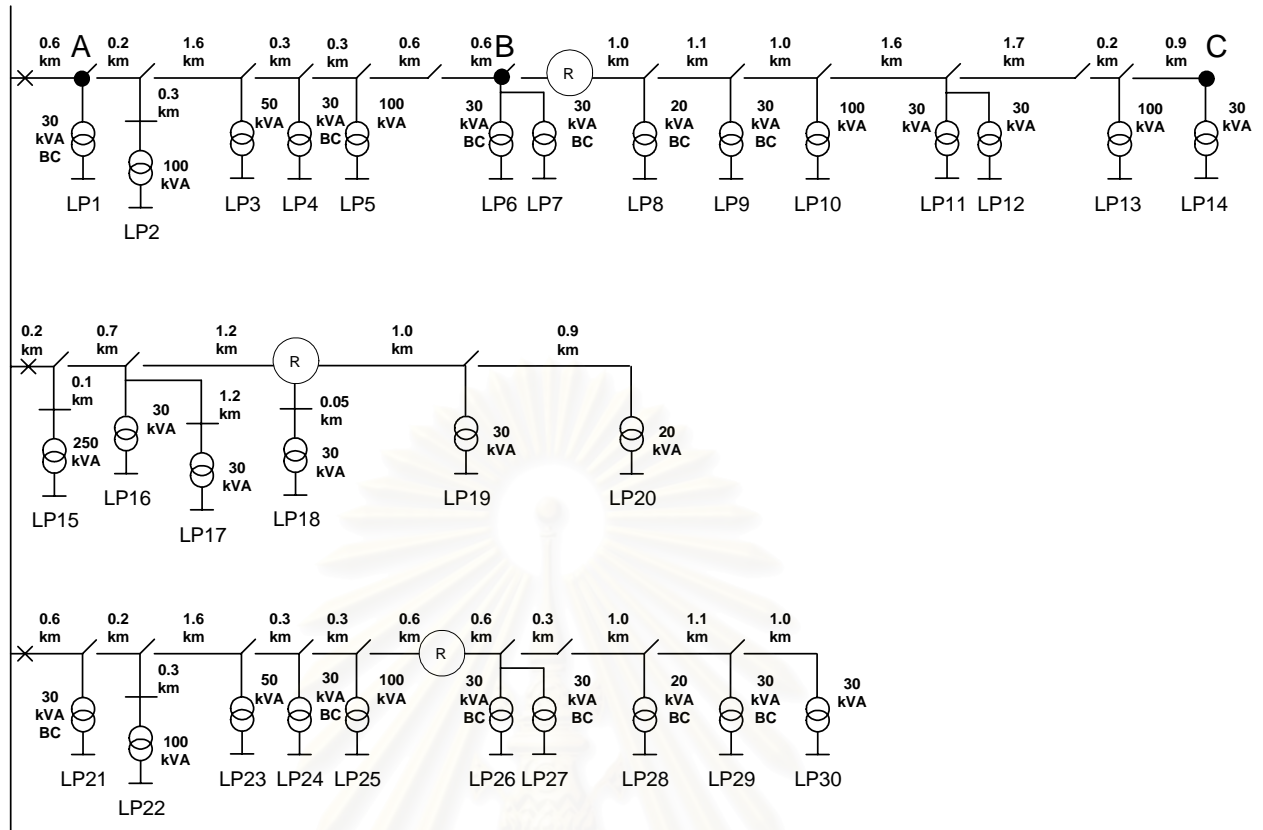
จากรูปที่ 6.5 ระบบมีการต่อ DG ไว้ที่สายส่งด้านล่าง และเกิดความผิดพลาดที่สายส่งด้านบน การเกิดความผิดปกติที่สายส่งคนละเส้นเช่นนี้จะทำให้มีกระแสไหลย้อนจาก DG ผ่านอุปกรณ์ป้องกันในสายส่งด้านล่างที่มี DG ถ้าขนาดของกระแสค่านี้นี้มีค่ามากพอ อุปกรณ์ป้องกันในสายส่งด้านล่างจะทำงาน ทำให้โหลดที่ต่ออยู่ในสายส่งด้านล่างถูกตัดวงจร ซึ่งเป็นการทำงานที่ผิดพลาด อาจส่งผลให้โหลดปริมาณมากถูกตัดวงจรอย่างไม่จำเป็น

จากรูปแบบต่างๆที่แสดงถึงแนวโน้มที่อาจเกิดขึ้นได้กับระบบที่มีการติดตั้ง DG ทั้ง 5 รูปแบบนี้ จะถูกนำไปใช้พิจารณาในการทดสอบกับระบบทดสอบ เพื่อพิจารณาว่าการติดตั้ง DG ในตำแหน่งต่างๆ คือ ต้นสายป้อน กลางสายป้อน และปลายสายป้อน จะก่อให้เกิดผลกระทบขึ้นมากน้อยเพียงใด

## 6.2 ระบบทดสอบ

### 6.2.1 ระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

รายละเอียดของระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค[21] แสดงไว้ดังรูปที่ 6.6 ซึ่งเป็นระบบที่มีเบรกเกอร์ที่ต้นสายป้อน รีโกลสเซอร์ที่กลางสาย สวิตซ์ตัดตอนเชื่อมระหว่างบัส และฟิวส์ที่ทุกกิ่งย่อย สำหรับข้อมูลเกี่ยวกับสถิติการทำงานของอุปกรณ์แต่ละชนิดซึ่งสมมติขึ้นนั้นได้นำมาแสดงไว้ในตารางที่ 6.1 – 6.2



รูปที่ 6.6 ระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ตารางที่ 6.1 ค่าสถิติการทำงานของอุปกรณ์ที่ใช้กับระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ชนิดของอุปกรณ์	$\lambda$ (ครั้งต่อปี)	r ( ชั่วโมง )	Repl( ชั่วโมง )	s ( ชั่วโมง )
หม้อแปลง	0.015	200	10	1
สายเปลือย	0.065/km	5	-	1
สายเคเบิล	0.04/km	30	-	3
เบรกเกอร์	0.006	4	-	1
บัสบาร์	0.001	2	-	1

โดยที่ Repl คือ ระยะเวลาที่ใช้ในการเปลี่ยนอุปกรณ์ ( Replacement time )

$\lambda$  คือ อัตราการล้มเหลว ( Failure rate )

r คือ ระยะเวลาในการซ่อมแซม ( Repair time )

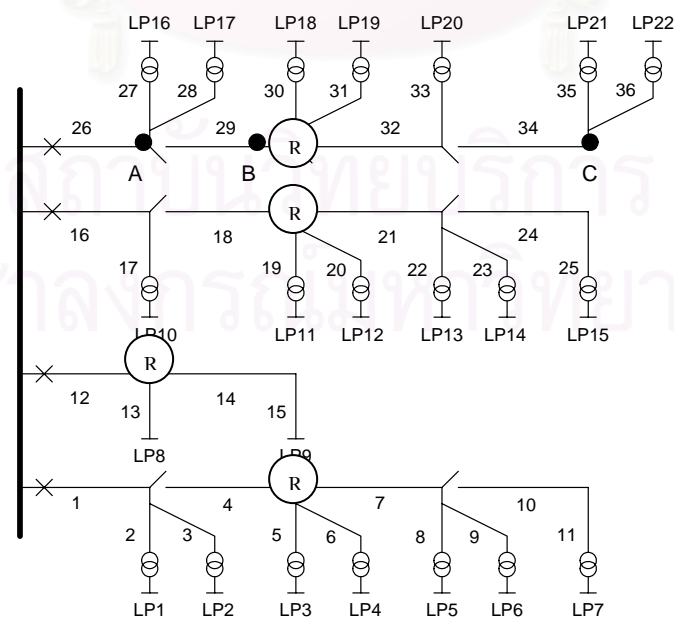
s คือ ระยะเวลาในการตัดต่อวงจร ( Swithing time )

ตารางที่ 6.2 ประเภท จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า ณ จุดโหลด

ตำแหน่งโหลด	ประเภทผู้ใช้ไฟ	จำนวนผู้ใช้ไฟ(ราย)
1-3,10,11	บ้านที่อยู่อาศัย	210
12,17-19	บ้านที่อยู่อาศัย	200
8	อุตสาหกรรมขนาดกลาง	1
9	อุตสาหกรรมขนาดกลาง	1
4,5,13,14	หน่วยงานราชการ	1
20,21	หน่วยงานราชการ	1
6,7,15	ธุรกิจบริการ	10
16,22	ธุรกิจบริการ	10
23-30	ธุรกิจบริการ	100
	รวม	2708

### 6.2.2 ระบบทดสอบ RBTS BUS2 [6,19]

รายละเอียดของระบบทดสอบ RBTS BUS2 แสดงไว้ดังรูปที่ 6.7 เป็นระบบที่มีเบรกเกอร์ที่ต้นสายป้อน รีโกลสเซอร์ที่กลางสาย สวิตซ์ตัดตอนเชื่อมระหว่างบัส และฟิวส์ที่ทุกกิ่งย่อย สำหรับข้อมูลเกี่ยวกับสถิติการทำงานของอุปกรณ์แต่ละชนิดแสดงไว้ในตารางที่ 6.3-6.5



รูปที่ 6.7 ระบบทดสอบ RBTS BUS2



ตาราง 6.3 ค่าสถิติการทำงานของอุปกรณ์

ชนิดของอุปกรณ์	$\lambda$ (ครั้งต่อปี)	r ( ชั่วโมง )	Repl( ชั่วโมง )	s ( ชั่วโมง )
หม้อแปลง	0.015	200	10	1
สายเปลือย	0.065/km	5	-	1
สายเคเบิล	0.04/km	30	-	3
เบรกเกอร์	0.006	4	-	1
บัสบาร์	0.001	2	-	1

โดยที่ Repl คือ ระยะเวลาที่ใช้ในการเปลี่ยนอุปกรณ์ ( Replacement time )

$\lambda$  คือ อัตราการล้มเหลว ( Failure rate )

r คือ ระยะเวลาในการซ่อมแซม ( Repair time )

s คือ ระยะเวลาในการตัดวงจร ( Swithing time )

ตารางที่ 6.4 ประเภท จำนวน และขนาดโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้า ณ จุดโหลด

ตำแหน่งโหลด	ประเภทผู้ใช้ไฟ	โหลดเฉลี่ย(MW)	จำนวนผู้ใช้ไฟ
1-3,10,11	บ้านที่อยู่อาศัย	1	210
12,17-19	บ้านที่อยู่อาศัย	1	200
8	อุตสาหกรรมขนาดกลาง	1.2	1
9	อุตสาหกรรมขนาดกลาง	1.2	1
4,5,13,14	หน่วยงานราชการ	1	1
20,21	หน่วยงานราชการ	1	1
6,7,15	ธุรกิจบริการ	1	10
16,22	ธุรกิจบริการ	1	10
รวม		8.4	1908

ตารางที่ 6.5 ข้อมูลความยาวฟีดเดอร์ของระบบทดสอบบัส2

กลุ่มที่	ความยาว ( กิโลเมตร )	เลขที่สายป้อน
1	0.6	2,6,10,14,17,21,25,28,30,34
2	0.75	1,4,7,9,12,16,19,22,24,27,29,32,35
3	0.8	3,5,8,11,13,15,18,20,23,26,31,33,36

ตารางที่ 6.6 แสดงตัวอย่างค่าอิมพีแดนซ์ของอุปกรณ์ที่ใช้ในระบบทดสอบ[21]

ชนิดอุปกรณ์	ค่าอิมพีแดนซ์ ( $\Omega$ )
DG ขนาด 1 MW	5.3+53j
DG ขนาด 5 MW	1.06+6.0j
หม้อแปลงขนาด 30 kVA	268.89+586.64j
หม้อแปลงขนาด 50 kVA	203.28+329.54j
หม้อแปลงขนาด 100 kVA	84.71+174.08j
หม้อแปลงขนาด 250 kVA	25.16+73.23j
หม้อแปลงขนาด 1500 kVA	22.1j
สายเปลือย/ความยาว 1 กม.	0.215+0.335j
สายป้อน/ความยาว 1 กม.	0.472+0.366j

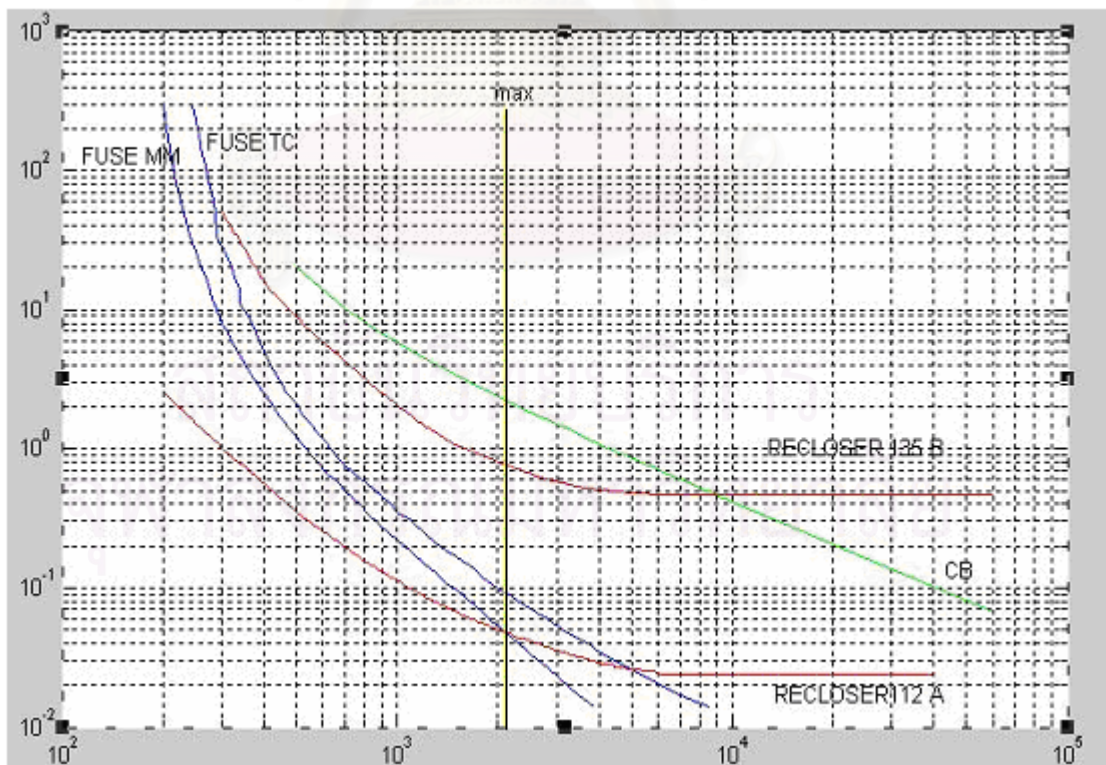
### 6.3 ผลการทดสอบกับระบบ RBTS BUS2

เราจะทำการวิเคราะห์ผลของ DG ที่มีต่อการป้องกันระบบไฟฟ้า โดยเริ่มพิจารณาระบบ RBTS BUS2 ซึ่งกำหนดให้ DG ที่ติดตั้งมีขนาด 5 เมกกะวัตต์ หรือคิดเป็น 59 เปอร์เซ็นต์ของโหลดรวมทั้งหมด เนื่องจากผลการทดสอบเบื้องต้นกับ DG ที่มีขนาดพิกัดในช่วง 1-3 เมกกะวัตต์ ให้ผลกระทบที่เกิดขึ้นไม่ชัดเจนนัก กระแสลัดวงจรที่เปลี่ยนแปลงเมื่อเทียบกับกรณีฐานไม่มากพอที่จะก่อให้เกิดปัญหาการทำงานที่ผิดพลาดของอุปกรณ์ป้องกันในระบบ โดยกำหนดให้ค่าอิมพีแดนซ์ของ DG เป็น 10 เปอร์เซ็นต์เทียบกับขนาดพิกัดของ DG ซึ่งข้อมูลค่าอิมพีแดนซ์ของ DG และสายป้อนเป็นไปตามตารางที่ 6.6 ข้อมูลประเภทจำนวนและขนาดโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละจุดโหลดแสดงในตารางที่ 6.4 ข้อมูลความยาวพีดเดอร์ของระบบทดสอบ แสดงไว้ในตารางที่ 6.5 และกราฟคุณลักษณะการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันในรูปที่ 6.8 [ภาคผนวก ข.] ซึ่งได้มาจากคำนวณหาค่ากระแสพิกัดรวมของโหลดในแต่ละสายจากข้อมูลของโหลดในตารางที่ 6.4 แล้วเลือกขนาดของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัวให้เหมาะสมกับกระแสพิกัดรวมที่ไหลผ่านโดยให้มีลำดับการทำงานร่วมกันของรีโคสเซอร์ ฟิวส์และเบรกเกอร์เป็นดังนี้คือ รีโคสเซอร์จะมีหน้าที่แยกชนิดความผิดปกติแบบชั่วคราวและถาวรบริเวณตั้งแต่กลางสายป้อนไปถึงปลายสายป้อนเป็นลำดับแรก ฟิวส์มีหน้าที่ป้องกันโหลดในกิ่งย่อยในกรณีที่ความผิดปกติเป็นแบบถาวรซึ่งจะต้องทำงานหลังจากรีโคสเซอร์ทำงานจังหวะแรก ในกรณีที่ฟิวส์ไม่ทำงานก็จะให้รีโคสเซอร์ที่ทำงานในจังหวะที่สองทำหน้าที่สำรอง และเบรกเกอร์ที่ต้นสายป้อนทำหน้าที่ตัดวงจรในส่วนสายป้อนหลัก และทำหน้าที่สำรองในกรณีที่รีโคสเซอร์ไม่ทำงาน จากกราฟคุณลักษณะจะเห็นว่าในสภาวะปกติ

การทำงานร่วมกันที่ถูกต้องของอุปกรณ์เหล่านี้จะอยู่ในค่ากระแสลัดวงจรช่วงหนึ่ง จากรูปที่ 6.8 คือ ประมาณ 200-2200 แอมแปร์ ถ้ามีการติดตั้ง DG ในระบบอาจทำให้กระแสลัดวงจรมีขนาดสูงขึ้นจนอาจอยู่นอกเหนือจากช่วงการทำงาน เช่น เมื่อมีกระแสลัดวงจรเพิ่มเป็น 4000 แอมแปร์ จะทำให้ฟิวส์ลัดวงจรก่อนรีโคลสเซอร์ทำงานในจังหวะแรก ซึ่งทำให้โหลดบางจุดอาจเกิดเหตุไฟฟ้าดับในกรณีที่ความผิดพลาดเป็นแบบชั่วคราวซึ่งไม่ควรเกิดขึ้น เป็นต้น สำหรับระบบ RBTS BUS2 จะใช้กรณีที่ยังไม่มีติดตั้ง DG เป็นกรณีฐาน และแยกพิจารณาผลกระทบจากการติดตั้ง DG 3 กรณีอันได้แก่

- 1.) กรณีที่มีการติดตั้ง DG ที่ตำแหน่งต้นสายป้อนของระบบจำหน่าย คือ จุด A ในรูปที่ 6.8
- 2.) กรณีที่มีการติดตั้ง DG ที่ตำแหน่งกลางสายป้อนหน้ารีโคลสเซอร์ คือจุด B ในรูปที่ 6.8
- 3.) กรณีที่มีการติดตั้ง DG ที่ตำแหน่งปลายสายป้อนของระบบจำหน่าย คือจุด C ในรูปที่ 6.8

ในการวิเคราะห์ผลจะนำข้อมูลส่วนประกอบต่างๆของระบบที่นำเสนอข้างต้นมาใช้คำนวณค่ากระแสผิดพลาดและนำไปคำนวณหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ SAIFI และ SAIDI โดยวิธีการวิเคราะห์เพื่อเปรียบเทียบผลกระทบที่เกิดขึ้นแต่ละจุดโหลดได้ผลดังแสดงในตารางที่ 6.7, 6.8, 6.9 และตารางที่ 6.10 ตามลำดับ



รูปที่ 6.8 กราฟคุณลักษณะการทำงานร่วมกันในกรณีที่ไม่มีติดตั้ง DG

ตารางที่ 6.7 กรณีที่ระบบยังไม่มีติดตั้ง DG

ตำแหน่งโหลด	ดัชนีพื้นฐาน	
	$\lambda$	U
	ครั้งต่อปี	ชั่วโมงต่อปี
1	0.184	2.250
2	0.184	2.250
3	0.184	2.470
4	0.184	2.470
5	0.278	2.915
6	0.278	2.915
7	0.233	2.040
8	0.135	1.375
9	0.135	1.550
10	0.141	1.141
11	0.193	2.665
12	0.193	2.665
13	0.281	2.885
14	0.281	2.885
15	0.228	1.185
16	0.185	2.205
17	0.185	2.205
18	0.187	2.485
19	0.187	2.485
20	0.236	1.880
21	0.281	3.105
22	0.281	3.105
SAIFI	0.203 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	
SAIDI	2.38 ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	

ตารางที่ 6.8 กรณีที่ระบบติดตั้ง DG ที่ต้นสายป้อน

ตำแหน่งโหลด	ดัชนีพื้นฐาน	
	$\lambda$	U
	ครั้งต่อปี	ชั่วโมงต่อปี
1	0.184	2.250
2	0.184	2.250
3	0.184	2.470
4	0.184	2.470
5	0.278	2.915
6	0.278	2.915
7	0.233	2.040
8	0.135	1.375
9	0.135	1.550
10	0.141	1.141
11	0.193	2.665
12	0.193	2.665
13	0.281	2.885
14	0.281	2.885
15	0.228	1.185
16	0.185	2.205
17	0.185	2.205
18	0.187	2.485
19	0.187	2.485
20	0.236	1.880
21	0.281	3.105
22	0.281	3.105
SAIFI	0.203 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	
SAIDI	2.38 ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	

ตารางที่ 6.9 กรณีที่ระบบติดตั้ง DG ที่กลางสายป้อน

ตำแหน่งโหลด	ดัชนีพื้นฐาน	
	$\lambda$	U
	ครั้งต่อปี	ชั่วโมงต่อปี
1	0.184	2.250
2	0.184	2.250
3	0.184	2.470
4	0.184	2.470
5	0.278	2.915
6	0.278	2.915
7	0.233	2.040
8	0.135	1.375
9	0.135	1.550
10	0.141	1.141
11	0.193	2.665
12	0.193	2.665
13	0.281	2.885
14	0.281	2.885
15	0.228	1.185
16	0.185	2.205
17	0.185	2.205
18	0.187	2.485
19	0.187	2.485
20	0.236	1.880
21	0.281	3.105
22	0.281	3.105
SAIFI	0.203 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	
SAIDI	2.38 ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	

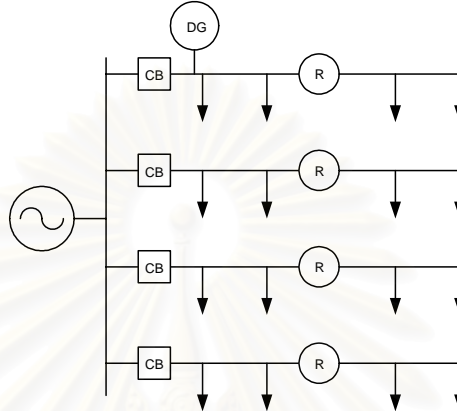


ตารางที่ 6.10 กรณีที่ระบบติดตั้ง DG ที่ปลายสายป้อน

ตำแหน่งโหลด	ดัชนีพื้นฐาน	
	$\lambda$	U
	ครั้งต่อปี	ชั่วโมงต่อปี
1	0.184	2.250
2	0.184	2.250
3	0.184	2.470
4	0.184	2.470
5	0.278	2.915
6	0.278	2.915
7	0.233	2.040
8	0.135	1.375
9	0.135	1.550
10	0.141	1.141
11	0.193	2.665
12	0.193	2.665
13	0.281	2.885
14	0.281	2.885
15	0.228	1.185
16	0.185	2.205
17	0.185	2.205
18	0.187	2.485
19	0.187	2.485
20	0.530	3.350
21	0.575	4.575
22	0.575	4.575
SAIFI	0.274 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	
SAIDI	2.64 ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	

จากผลการคำนวณหาค่ากระแสผิดพลาดที่ทุกจุดในระบบ RBTSBUS2 แล้วนำค่าที่ได้มาคำนวณหาค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ดังตารางที่ 6.6-6.9 ผลที่ได้ในแต่ละกรณีสำหรับระบบที่ยังไม่ได้มีการปรับปรุงอุปกรณ์ป้องกันสามารถสรุปได้ดังนี้

### 6.3.1 การวิเคราะห์ผลการติดตั้ง DG ที่ต้นสายป้อน



รูปที่ 6.9 แสดงตัวอย่างการติดตั้ง DG ที่ต้นสายป้อน

ผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการติดตั้ง DG บริเวณต้นสายป้อนสามารถแยกออกได้เป็น 2 กรณีหลัก ดังนี้คือ

- 1) เมื่อความผิดพลาดเกิดบนสายป้อนที่ติดตั้ง DG
- 2) เมื่อความผิดพลาดเกิดบนสายป้อนที่ไม่มี DG

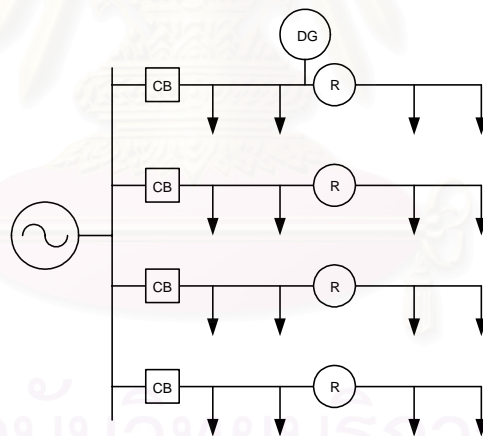
1) กรณีที่ความผิดพลาดเกิดขึ้นบนสายป้อนที่มี DG ติดตั้งอยู่บริเวณต้นสายป้อน (Upstream) ดังรูปตัวอย่างที่ 6.9 ถ้าเกิดความผิดพลาดขึ้นไม่ว่าจุดใดก็ตามในระบบ จะทำให้กระแสรวมที่จุดที่เกิดความผิดพลาดมีค่ามากขึ้นเมื่อเทียบกับระบบที่ยังไม่มี DG หากพิจารณาการเกิดความผิดพลาดในสายที่มี การติดตั้ง DG อยู่ อุปกรณ์ทุกตัวที่อยู่หลัง DG จะมีกระแสไหลผ่านค่าเดียวกัน ยกเว้นเบรกเกอร์ต้นทางที่อยู่ระหว่างแหล่งจ่ายไฟฟ้าของระบบและ DG เราจะพบว่า กระแสที่ไหลผ่านเบรกเกอร์มีค่าต่ำกว่าอุปกรณ์ป้องกันตัวอื่น ทำให้ทำงานช้าลงกว่าปกติแต่ไม่ทำให้เกิดปัญหาเพราะโดยปกติเบรกเกอร์จะมีลำดับการทำงานเป็นลำดับสุดท้าย เพราะฉะนั้นการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันในระบบ ยังคงอยู่ในสถานะที่ไม่ผิดไปจากที่ได้ออกแบบไว้ แต่อาจก่อให้เกิดผลเสียได้ในกรณีที่ความผิดพลาดเฉพาะบริเวณสายส่งหลักที่อยู่หน้ารีโกลสเซอร์ ไม่รวมบริเวณกิ่งย่อย เนื่องจากความผิดพลาดในส่วนนี้จะมีเพียงเบรกเกอร์ที่ทำหน้าที่กำจัดความผิดพลาด ซึ่งกระแสที่มีค่าลดลงเนื่องจากเป็นกระแสที่มาแหล่งจ่ายไฟฟ้าต้นทางของระบบ จะทำให้การทำงานของเบรกเกอร์ช้าลง ความผิดพลาดจะอยู่ในระบบนานกว่ากรณีปกติ อาจทำให้ อุปกรณ์อื่นๆ ในระบบเสียหายมากขึ้น ส่วนบริเวณหลังรีโกลสเซอร์จะไม่เกิดปัญหาเพราะกระแส

ที่มากขึ้นทำให้ การทำงานของอุปกรณ์ไวขึ้นและยังอยู่ในช่วงของขอบเขตการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ ที่ไม่ก่อให้เกิดความเสียหายใดๆขึ้นในระบบ

2) กรณีความผิดพลาดที่เกิดขึ้นในสายป้อนอื่นที่ไม่มี DG ติดตั้งอยู่ จะพบว่าอุปกรณ์ป้องกันทุกๆตัวในสายอื่นจะมีค่ากระแสไหลผ่านค่าเดียวกันและเป็นค่าที่มากขึ้นเมื่อเทียบกับระบบที่ยังไม่มีการติดตั้ง DG แต่จะมีกระแสจาก DG ไหลย้อนผ่านเบรกเกอร์ในสายที่มี DG ติดตั้งอยู่ กระแสที่ผ่านเบรกเกอร์จะมีค่าต่ำกว่ากระแสที่ผ่านอุปกรณ์ป้องกันตัวอื่นในสายที่เกิดความผิดพลาด เวลาในการทำงานจะช้ากว่าตามไปด้วย จึงไม่ก่อให้เกิดปัญหาใดๆขึ้น ระบบป้องกันยังคงทำงานได้อย่างถูกต้อง และมีความไวในการทำงานสูงขึ้นซึ่งก่อให้เกิดผลดีกับระบบ

จากตารางที่ 6.8 แสดงให้เห็นว่าการติดตั้ง DG ที่ต้นสายป้อนสำหรับระบบ RBTSBUS2 ไม่ได้ก่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ SAIFI และ SAIDI เนื่องจากอุปกรณ์ป้องกันยังคงสามารถทำงานร่วมกันได้เป็นปกติ ไม่เกิดความผิดพลาด หากแต่เพียงเวลาในการทำงานอาจเปลี่ยนแปลงไปขึ้นอยู่กับบริเวณที่เกิดความผิดพลาด จึงไม่มีจุดโหลดใดในระบบที่ได้รับผลกระทบหรือพบกับเหตุไฟฟ้าดับบ่อยครั้งขึ้น ค่า  $\lambda$  และ  $U$  ของแต่ละจุดโหลดยังคงเท่าเดิม

### 6.3.2 การวิเคราะห์ผล การติดตั้ง DG ที่กลางสายป้อน



รูปที่ 6.10 แสดงตัวอย่างการติดตั้ง DG ที่กลางสายป้อน

ผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการติดตั้ง DG บริเวณกลางสายป้อนสามารถแยกออกได้เป็น 2 กรณีหลัก ดังนี้คือ

- 1) เมื่อความผิดพลาดเกิดบนสายป้อนที่ติดตั้ง DG
- 2) เมื่อความผิดพลาดเกิดบนสายป้อนที่ไม่มี DG

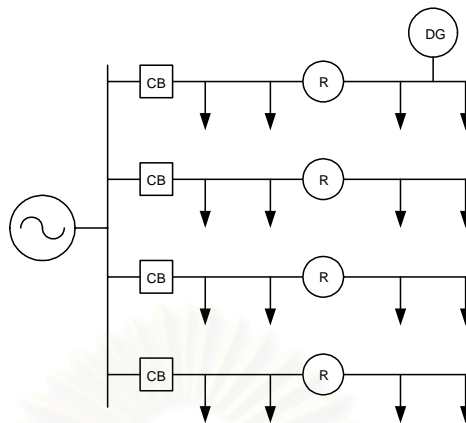
1) กรณีที่ความผิดพลาดเกิดขึ้นบนสายป้อนที่มี DG ติดตั้งอยู่ในส่วนกลางของสายป้อน หน้ารีโกลสเซอร์ดังรูปตัวอย่างที่ 6.10 ถ้าเกิดความผิดพลาดขึ้นไม่ว่าจุดใดก็ตามในระบบ จะทำให้กระแสรวมที่จุดที่เกิดความผิดพลาดมีค่ามากขึ้นเมื่อเทียบกับระบบที่ยังไม่มี DG หากพิจารณาการ

เกิดความผิดพลาดในสายที่มีการติดตั้ง DG อยู่ อุปกรณ์ทุกตัวที่อยู่หลัง DG จะมีกระแสไหลผ่านค่าเดียวกัน ยกเว้นเบรกเกอร์ต้นทางที่อยู่ระหว่างแหล่งจ่ายไฟฟ้าของระบบและ DG เราจะพบว่ากระแสที่ไหลผ่านเบรกเกอร์มีค่าต่ำกว่าอุปกรณ์ป้องกันตัวอื่น ทำให้ทำงานช้าลงกว่าปกติแต่ไม่ทำให้เกิดปัญหาเพราะโดยปกติเบรกเกอร์จะมีลำดับการทำงานเป็นลำดับสุดท้าย เพราะฉะนั้นการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันในระบบ ยังคงอยู่ในสถานะที่ไม่ผิดไปจากที่ได้ออกแบบไว้ เช่นเดียวกับการติดตั้ง DG บริเวณต้นสายป้อน ในการเกิดความผิดพลาดที่บริเวณ สายส่งหลักหน้ารีโคลสเซอร์ไม่รวมบริเวณกิ่งย่อยเนื่องจาก ความผิดพลาดในส่วนนี้จะมีเพียงเบรกเกอร์ที่ทำหน้าที่กำจัดความผิดพลาด ซึ่งกระแสที่มีค่าลดลงเนื่องจากเป็นกระแสที่มาแหล่งจ่ายไฟฟ้าต้นทางของระบบ กระแสที่ลดลงจะทำให้การทำงานของเบรกเกอร์ช้าลง ความผิดพลาดจะอยู่ในระบบ นานกว่ากรณีปกติ อาจทำให้อุปกรณ์อื่นๆในระบบเสียหายมากขึ้น ส่วนบริเวณหลังรีโคลสเซอร์ จะไม่เกิดปัญหาเพราะกระแสที่มากขึ้นทำให้ การทำงานของอุปกรณ์ไวขึ้นและยังอยู่ในช่วงของขอบเขตการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ ที่ไม่ก่อให้เกิดความเสียหายใดๆขึ้นในระบบ

2) กรณีความผิดพลาดเกิดขึ้นในสายป้อนอื่นที่ไม่มี DG ติดตั้งอยู่ ผลที่เกิดขึ้นมีความคล้ายคลึงกับกรณีที่ติดตั้ง DG ที่ต้นสายป้อน แต่มีความแตกต่างแค่เพียงกระแสรวมที่ไหลมีค่าต่ำกว่ากรณีที่มี DG ต้นสายป้อน เนื่องจาก DG ที่ติดตั้งกลางสายส่ง จะอยู่ห่างกับจุดที่เกิดความผิดพลาดที่สายอื่นมากกว่า ค่าอิมพีแดนซ์รวมของระบบจึงมากกว่า กระแสที่ไหลผ่านจึงลดลงเมื่อเทียบกับกรณีที่ติดตั้งไว้ต้นสายป้อน แต่อุปกรณ์ป้องกันทุกๆตัวในสายอื่นจะยังคงมีค่ากระแสไหลผ่านค่าเดียวกันและเป็นค่าที่มากขึ้นเมื่อเทียบกับระบบที่ยังไม่มีการติดตั้ง DG แต่จะมีกระแสจาก DG ไหลย้อนผ่านเบรกเกอร์ในสายที่มี DG ติดตั้งอยู่ กระแสที่ผ่านเบรกเกอร์จะมีค่าน้อยกว่ากระแสที่ผ่านอุปกรณ์ป้องกันตัวอื่นในสายที่เกิดความผิดพลาด เวลาในการทำงานจะช้ากว่าตามไปด้วย จึงไม่ก่อให้เกิดปัญหาใดๆขึ้น ระบบป้องกันยังคงทำงานได้อย่างถูกต้อง และมีความไวในการทำงานสูงขึ้นซึ่งก่อให้เกิดผลดีกับระบบเช่นเดียวกับกรณีต้นสายป้อน

จากตารางที่ 6.9 แสดงให้เห็นว่าการติดตั้ง DG ที่กลางสายป้อนสำหรับระบบ RBTSBUS2 ไม่ได้ก่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ SAIFI และ SAIDI ด้วยเหตุผลเช่นเดียวกับที่กล่าวไว้ในกรณีที่มีการติดตั้งไว้ที่ต้นสายป้อน

### 6.3.3 การวิเคราะห์ผลการติดตั้ง DG ที่ปลายสายป้อน



รูปที่ 6.11 แสดงตัวอย่างการติดตั้ง DG ที่ปลายสายป้อน

ผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการติดตั้ง DG บริเวณปลายสายป้อนสามารถแยกออกได้เป็น 2 กรณีหลัก ดังนี้คือ

- 1) เมื่อความผิดปกติเกิดบนสายป้อนที่ติดตั้ง DG
- 2) เมื่อความผิดปกติเกิดบนสายป้อนที่ไม่มี DG

1) กรณีความผิดปกติเกิดบนสายป้อนที่ติดตั้ง DG อยู่ในส่วนปลายทาง (Downstream) ของระบบ RBTSBUS2 ดังรูปตัวอย่างที่ 6.11 ตำแหน่งการเกิดความผิดปกติจะมีผลกับทิศทางการไหลของกระแส และลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน หากพิจารณาถึงการเกิดความผิดปกติในสายที่มี DG ติดตั้งอยู่ในส่วนที่เป็นกิ่งย่อยทุกกิ่ง กระแสที่ไหลผ่านจะมีค่ามากขึ้น ฟิวส์จะทำงานเร็วขึ้น แต่ถ้าเกิดความผิดปกติบริเวณสายส่งหลังรีโกลสเซอร์ ที่บริเวณนี้เบรกเกอร์และรีโกลสเซอร์จะมองเห็นขนาดกระแสเท่ากัน และรีโกลสเซอร์สามารถทำหน้าที่กำจัดความผิดปกติก่อนเบรกเกอร์ได้ตามปกติ แต่เวลาในการทำงานจะช้าลงกว่ากรณีที่ยังไม่มีติดตั้ง DG เนื่องจากกระแสที่ไหลผ่านเป็นกระแสที่มาจากแหล่งจ่ายไฟฟ้าต้นทางของระบบ และถ้าเกิดความผิดปกติขึ้นที่หน้ารีโกลสเซอร์ เบรกเกอร์และรีโกลสเซอร์จะมองเห็นขนาดกระแสคนละค่า โดยที่รีโกลสเซอร์จะมองเห็นกระแสที่ไหลย้อนมาจาก DG ส่วนเบรกเกอร์จะมองเห็นกระแสที่มาจากแหล่งจ่ายไฟฟ้าต้นทางของระบบ ซึ่งความแตกต่างของกระแสที่อุปกรณ์ทั้งคู่มองเห็นขึ้นอยู่กับตำแหน่งที่เกิดความผิดปกติเทียบกับตำแหน่งของแหล่งจ่ายไฟฟ้าและ DG แต่อย่างไรก็ตามไม่ว่าลำดับการทำงานของอุปกรณ์สองตัวนี้จะผิดพลาดหรือไม่ ค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ในส่วนของ SAIFI และ SAIDI ไม่เปลี่ยนแปลงเนื่องจากการเกิดความผิดปกติในบริเวณนี้ โดยปกติเบรกเกอร์จะทำหน้าที่ตัดวงจรซึ่งทำให้ผู้ใช้ไฟทั้งสายได้รับผลกระทบ และถ้ามีการติดตั้ง DG เพิ่มเข้ามา ความผิดปกติที่เกิดขึ้นในบริเวณนี้ต้องอาศัยการทำงานของอุปกรณ์ทั้งสองตัว เพราะฉะนั้นไม่ว่าอุปกรณ์ตัวใดทำงานก่อน จะไม่ก่อให้เกิดผลกระทบทางด้านความน่าเชื่อถือได้



2) กรณีความผิดปกติเกิดขึ้นในสายที่ไม่มี DG ติดตั้งอยู่ จะพบว่าอุปกรณ์ป้องกันทุกๆตัวในสายอื่นจะมีค่ากระแสไหลผ่านค่าเดียวกันและเป็นค่าที่มากขึ้นเมื่อเทียบกับระบบที่ยังไม่มีการติดตั้ง DG แต่จะมีกระแสจาก DG ไหลย้อนผ่านรีโกลสเซอร์และเซอร์กิตเบรกเกอร์ในสายที่มี DG ติดตั้งอยู่ ถ้าความผิดปกติที่เกิดขึ้นในสายอื่นอยู่ในส่วนของกิ่งย่อยหรือบริเวณหลังรีโกลสเซอร์จะไม่ก่อให้เกิดปัญหาใดๆ แต่ถ้าความผิดปกติที่เกิดขึ้นเกิดบริเวณหน้ารีโกลสเซอร์ จะมีอุปกรณ์ 3 ตัวที่มองเห็นกระแสต่างกันคือ เซอร์กิตเบรกเกอร์และรีโกลสเซอร์ในสายที่มี DG จะเห็นกระแสที่มาจาก DG ส่วนเบรกเกอร์ในสายที่เกิดความผิดปกติจะมองเห็นกระแสรวมที่มีค่ามากกว่า ถ้ากระแสที่ไหลผ่านรีโกลสเซอร์ซึ่งมาจาก DG มีค่ามากพอจะทำให้เวลาในการทำงานของรีโกลสเซอร์ในสายที่มี DG เร็วกว่าการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์ ผู้ใช้ไฟฟ้าในส่วนหลังรีโกลสเซอร์จะประสบกับปัญหาไฟฟ้าดับบ่อยขึ้น ส่งผลให้ค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้เพิ่มขึ้นนั่นหมายความว่าความเชื่อถือได้ของระบบลดลง

จากตารางที่ 6.10 แสดงให้เห็นว่าการติดตั้ง DG ที่ปลายสายป้อนสำหรับระบบ RBTSBUS2 ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ SAIFI และ SAIDI อย่างเห็นได้ชัดเนื่องจากในบางกรณีค่ากระแสลัดวงจรที่เพิ่มสูงขึ้นทำให้อุปกรณ์ป้องกันไม่สามารถทำงานร่วมกันได้เป็นปกติ เกิดความผิดพลาด มีจุดไหลดบางจุดพบกับเหตุไฟฟ้าดับบ่อยครั้งขึ้น ค่า  $\lambda$  และ  $U$  ของแต่ละจุดไหลดเปลี่ยนแปลงไป ดังจะสังเกตได้จากค่า  $\lambda$  ของจุดไหลดที่ 20, 21 และ 22 จะเพิ่มขึ้นอย่างเห็นได้ชัด เนื่องมาจากการตัดวงจรของรีโกลสเซอร์จากกระแสที่ไหลย้อนตามที่ได้กล่าวไว้ข้างต้น ถ้าจุดไหลดบริเวณนั้นเป็นส่วนที่สำคัญ อาจก่อให้เกิดผลเสียทางเศรษฐกิจอย่างมาก

จากผลการทดสอบการติดตั้ง DG ทั้ง 3 กรณีข้างต้น เราสามารถสรุปผลกระทบต่อความน่าเชื่อถือได้ในแต่ละกรณีเป็นดังแสดงในตารางที่ 6.11

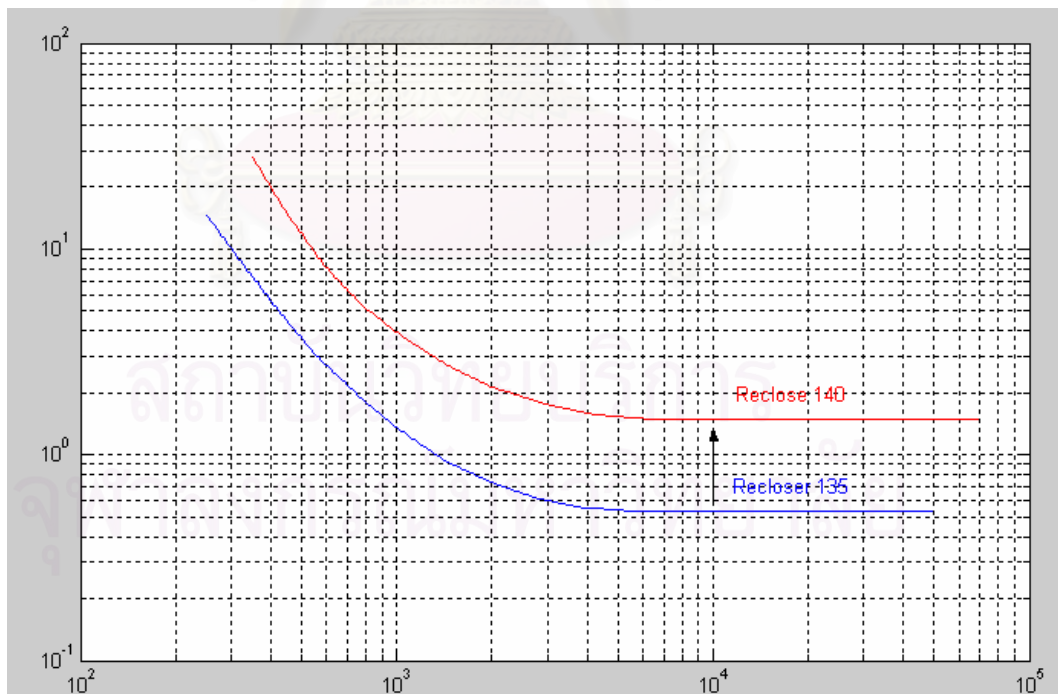
ตารางที่ 6.11 สรุปผลกระทบการติดตั้ง DG ที่มีต่อความน่าเชื่อถือได้

กรณี	ดัชนีความน่าเชื่อถือได้		อุปกรณ์ป้องกันในสายป้อนที่มี DG	อุปกรณ์ป้องกันในสายป้อนที่ไม่มี DG
	SAIFI	SAIDI		
ติดตั้งที่ต้นสายป้อน	ไม่เปลี่ยน	ไม่เปลี่ยน	เบรกเกอร์ทำงานช้าลง	อุปกรณ์ทุกตัวไวขึ้น
ติดตั้งที่กลางสายป้อน	ไม่เปลี่ยน	ไม่เปลี่ยน	เบรกเกอร์ทำงานช้าลง	อุปกรณ์ทุกตัวไวขึ้น
ติดตั้งที่ปลายสายป้อน	แยกลง	แยกลง	เบรกเกอร์และรีโกลสเซอร์ทำงานช้าลง	อุปกรณ์ทุกตัวไวขึ้น

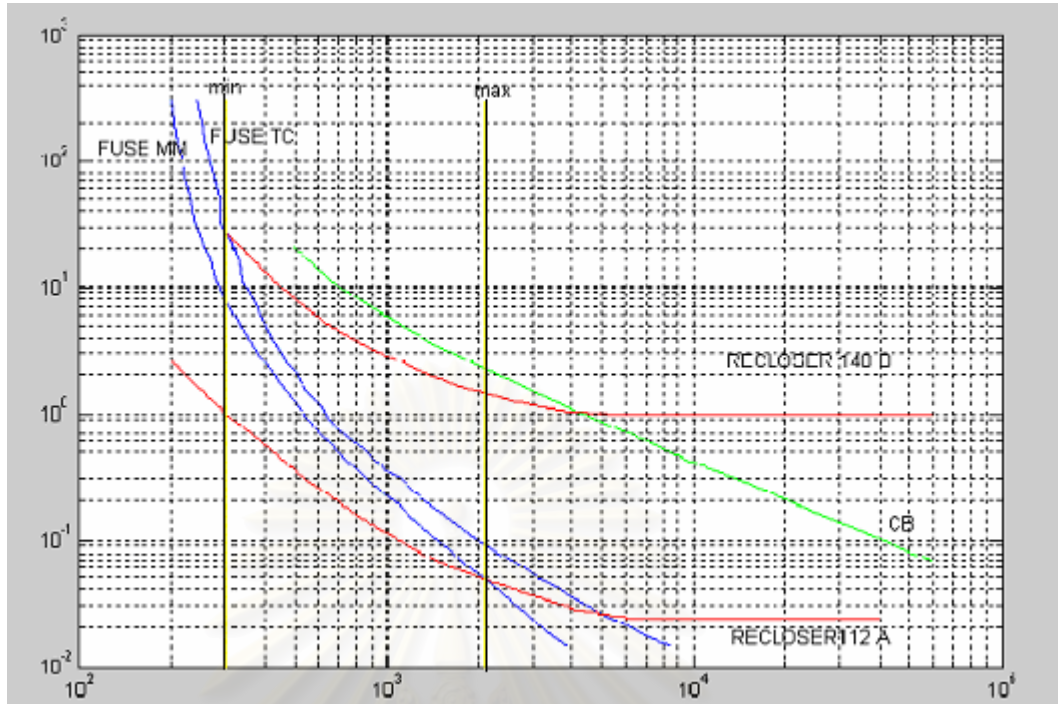


### 6.3.4 การปรับปรุงอุปกรณ์ป้องกันเพื่อรองรับระบบ RBTSBUS2 ที่มี DG

จากการทดสอบกับระบบ RBTSBUS 2 ทั้ง 3 กรณี จะพบว่ากรณีที่ติดตั้ง DG ที่ปลายสายป้อนหลังรีโกลสเซอร์จะก่อให้เกิดผลกระทบกับระบบมากที่สุด โดยเฉพาะโหลดที่อยู่หลังรีโกลสเซอร์ (จุดโหลดที่ 20 , 21 และ 22 ) จะเกิดปัญหาไฟดับบ่อยครั้งขึ้นเนื่องมาจากการทำงานที่ผิดพลาดของเบรกเกอร์กับรีโกลสเซอร์ คือรีโกลสเซอร์ในสายป้อนที่มี DG อาจทำงานก่อนเบรกเกอร์ที่ตั้งอยู่บนสายป้อนที่เกิดความผิดพลาด อย่างไรก็ตามถ้าเราสามารถปรับตั้งค่าให้การทำงานของรีโกลสเซอร์สามารถมองเห็นทิศทางของกระแส หรือปรับให้รีโกลสเซอร์มีการทำงานที่ช้าลง คือมีความไวต่ำลง จะสามารถช่วยรักษาลำดับการทำงานร่วมกันได้ดังเดิมโดยที่รีโกลสเซอร์จะไม่ทำงานก่อนเบรกเกอร์จากระบบทดสอบก่อนการปรับปรุง ได้เลือกใช้รีโกลสเซอร์ที่ทำงานจังหวะที่สองคือ รหัส 135 เมื่อทำการปรับปรุงระบบโดยเปลี่ยนไปใช้รีโกลสเซอร์รหัส 140 ซึ่งเป็นการปรับให้รีโกลสเซอร์ทำงานช้าลงดังรูปที่ 6.12 จะได้กราฟคุณลักษณะการทำงานร่วมกันของระบบใหม่หลังการปรับปรุงเป็นดังรูปที่ 6.13 ซึ่งระบบใหม่ที่มีการปรับปรุงการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันแล้ว จะช่วยแก้ไขผลกระทบที่เกิดขึ้นได้ ทำให้ระบบคงความน่าเชื่อถือได้ ค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ SAIFI และ SAIDI ของกรณีการติดตั้ง DG ที่ปลายสายป้อนซึ่งเกิดปัญหาจะกลับมาสู่ค่าเดิมก่อนที่ระบบจะมีการติดตั้ง DG โดยได้ผลเช่นเดียวกันกับที่แสดงในตารางที่ 6.7



รูปที่ 6.12 กราฟคุณลักษณะการทำงานของรีโกลสเซอร์รหัส 135 และ รหัส 140

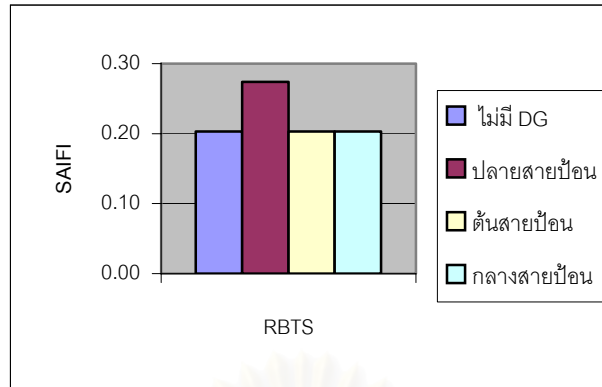


รูปที่ 6.13 กราฟคุณลักษณะการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันหลังการ  
ปรับปรุงรีโคลสเซอร์

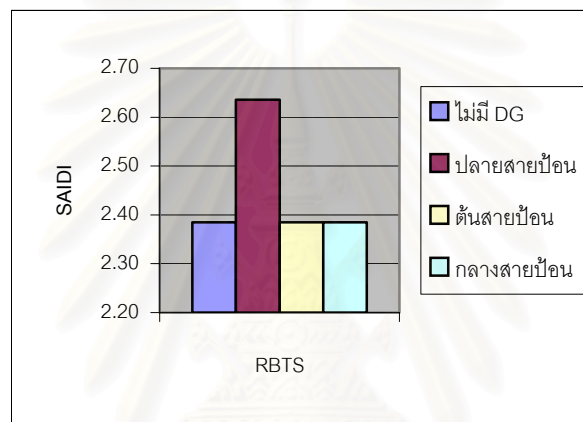
จากผลการคำนวณค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ทุกๆกรณีศึกษา จะเห็นว่าเมื่อมีเพียงกรณีติดตั้ง DG ไว้ที่ปลายสายป้อนเท่านั้นที่ก่อให้เกิดผลกระทบต่อค่า SAIFI , SAIDI อย่างชัดเจนตามที่ได้กล่าวไว้ข้างต้น และยังสามารถคำนวณให้เห็นในรูปของกำลังไฟฟ้า ณ จุดโหลดที่ไม่ได้รับการจ่าย ในหน่วย kWh ซึ่งมีค่าดังแสดงในตารางที่ 6.12 และแสดงเป็นแผนภูมิแท่งเพื่อเปรียบเทียบค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ของการติดตั้ง DG ที่ตำแหน่งต่างๆได้ดังรูปที่ 6.14-6.16

ตารางที่ 6.12 แสดงผลการเปรียบเทียบผลกระทบจากการติดตั้ง DG

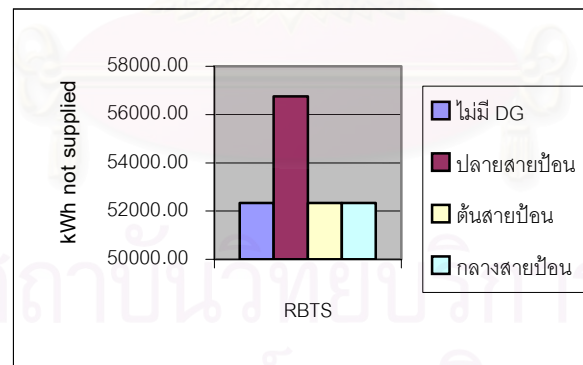
ค่าดัชนี	ระบบที่ไม่มี DG	ระบบที่ติดตั้ง DG ปลายสายป้อน	ความแตกต่าง(%)
SAIFI	0.203	0.274	34.79
SAIDI	2.38	2.64	10.92
kWh	52341	56751	8.43



รูปที่ 6.14 ค่า SAIFI ของระบบ ในกรณีต่างๆ



รูปที่ 6.15 ค่า SAIDI ของระบบ ในกรณีต่างๆ



รูปที่ 6.16 ค่า kWh not supplied ในกรณีต่างๆ

จากผลของการปรับปรุงรีโกลสเซอร์ให้มีความไวต่ำลง สามารถช่วยให้ระบบรักษาการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันได้ ทำให้ค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ของระบบไม่เปลี่ยนแปลง และหากให้ระบบเลือกใช้อุปกรณ์ป้องกันที่ออกแบบปรับปรุงไว้สำหรับระบบที่มี DG นำมาใช้กับระบบที่ไม่มี DG ผลการทดสอบกับระบบปรากฏว่า สามารถนำการปรับแต่งค่าเวลาการทำงานอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบที่มี DG มาใช้กับระบบที่ไม่มี DG ได้โดยไม่ก่อให้เกิดผลการ

เปลี่ยนแปลงอย่างมากมายขึ้นกับระบบ อุปกรณ์ป้องกันไม่สูญเสียลำดับการทำงานร่วมกัน ค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ของระบบยังคงเท่าเดิมเหมือนดังตารางที่ 6.7 หากแต่เพียงการทำงานของรีโคลสเซอร์ในจังหวะการทำงานแบบซ้ำจะมีความไวต่ำลง เมื่อเกิดความผิดปกติที่บริเวณสายส่งที่อยู่หลังรีโคลสเซอร์ อุปกรณ์ป้องกันจะตัดความผิดปกติออกจากร่องในเวลาที่ยาวกว่าเดิมเล็กน้อย ซึ่งอาจทำให้อายุการใช้งานของอุปกรณ์ในระบบสั้นลงได้ อย่างไรก็ตามวิธีนี้ การปรับตั้งค่าการทำงานของรีโคลสเซอร์ดังกล่าวไม่มีผลต่อดัชนีความเชื่อถือได้ของที่ทุกจุดโหลดแต่อย่างใด

#### 6.4 ผลการทดสอบกับระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

จากข้อมูลประเภทจำนวนและขนาดโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละจุดโหลดแสดงในตารางที่ 6.2 ข้อมูลความยาวฟีดเคอร์ของระบบทดสอบ แสดงไว้ในตารางที่ 6.1 ข้อมูลค่าอิมพีแดนซ์ของอุปกรณ์ในระบบแสดงในตารางที่ 6.6 และกราฟคุณลักษณะการทำงานร่วมกัน[ภาคผนวก ข]ของอุปกรณ์ป้องกันสำหรับสายส่งเส้นบน เส้นกลาง และเส้นล่าง ในรูปที่ 6.17 6.18 และ 6.19 ตามลำดับ ซึ่งขนาดติดตั้งของอุปกรณ์แต่ละตัวบนสายส่งแต่ละสายเป็นดังนี้คือ

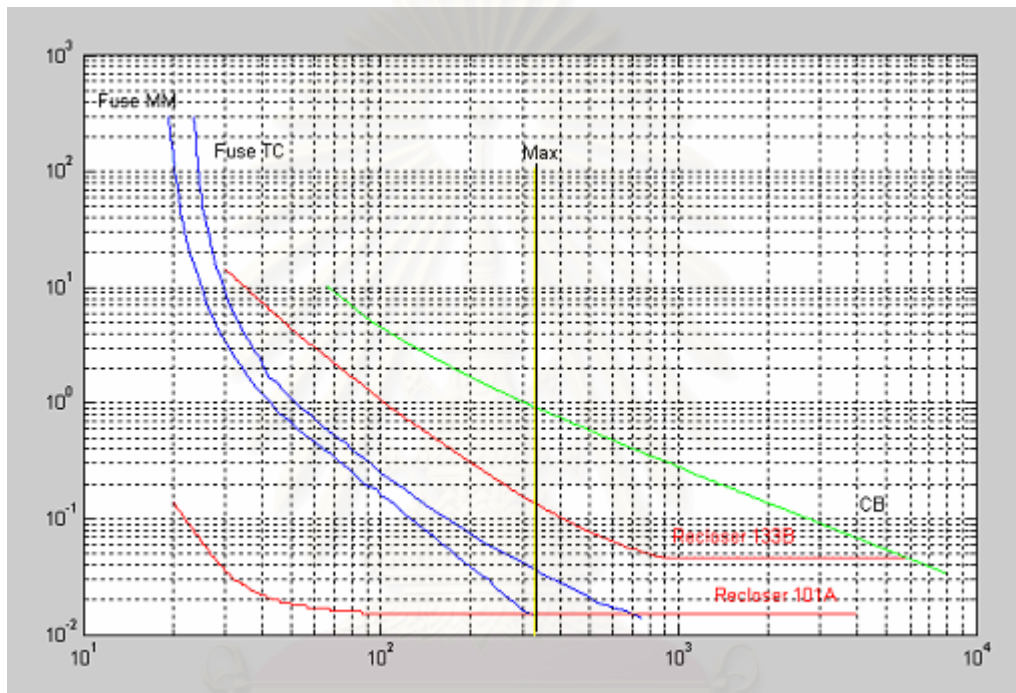
สายส่งเส้นบน - ฟิวส์ขนาด 10 แอมแปร์ , รีโคลสเซอร์รหัส 101 และ 133 ทำงานที่ 20 แอมแปร์และ 30 แอมแปร์ ตามลำดับ , เบรกเกอร์ทำงานที่ 60 แอมแปร์

สายส่งเส้นกลาง - ฟิวส์ขนาด 10 แอมแปร์ , รีโคลสเซอร์รหัส 101 และ 133 ทำงานที่ 10 แอมแปร์และ 30 แอมแปร์ ตามลำดับ , เบรกเกอร์ทำงานที่ 40 แอมแปร์

สายส่งเส้นล่าง - ฟิวส์ขนาด 10 แอมแปร์ , รีโคลสเซอร์รหัส 101 และ 133 ทำงานที่ 20 แอมแปร์และ 30 แอมแปร์ ตามลำดับ , เบรกเกอร์ทำงานที่ 40 แอมแปร์

ค่ากระแสติดตั้ง (Setting currents) ได้จากการคำนวณหากระแสแอฟทิคัลรวมของโหลดในแต่ละสายจากข้อมูลของโหลดตามขนาดหม้อแปลง แล้วเลือกขนาดของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัวให้เหมาะสมกับกระแสแอฟทิคัลรวมที่ไหลผ่านโดยให้มีลำดับการทำงานร่วมกันของรีโคลสเซอร์ ฟิวส์และเบรกเกอร์เป็นดังนี้คือ รีโคลสเซอร์จะมีหน้าที่แยกชนิดความผิดปกติแบบชั่วคราวและถาวรบริเวณตั้งแต่กลางสายป้อนไปถึงปลายสายป้อนเป็นลำดับแรก ฟิวส์มีหน้าที่ป้องกันโหลดในกิ่งย่อยในกรณีที่ความผิดปกตินั้นเป็นแบบถาวรซึ่งจะต้องทำงานหลังจากรีโคลสเซอร์ทำงานจังหวะแรก ในกรณีที่ฟิวส์ไม่ทำงานก็จะให้รีโคลสเซอร์ที่ทำงานในจังหวะที่สองทำหน้าที่สำรอง และเบรกเกอร์ที่ต้นสายป้อนทำหน้าที่ตัดวงจรในส่วนสายป้อนหลักและทำหน้าที่สำรองในกรณีที่รีโคลสเซอร์ไม่ทำงาน ซึ่งมีลักษณะเดียวกับที่ใช้ในระบบ RBTSBUS2 สำหรับระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะใช้โปรแกรมและวิธีการคำนวณเช่นเดียวกัน

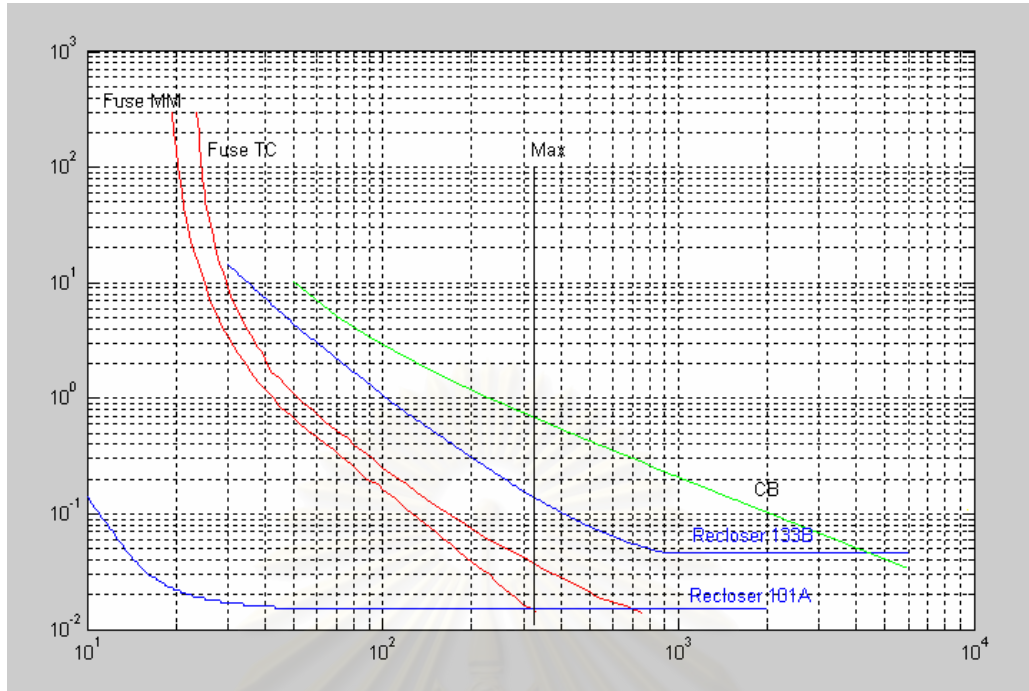
กับการทดสอบกับระบบ RBTSBUS2 แต่จะเพิ่มเติมการวิเคราะห์ระบบโดยคำนึงถึงผลการต่อ DG ผ่านหม้อแปลงในลักษณะต่างๆทุกรูปแบบตามที่ได้กล่าวอ้างไว้ในบทที่ 3 แล้วคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ SAIFI และ SAIDI โดยวิธีการวิเคราะห์เพื่อเปรียบเทียบผลกระทบที่เกิดขึ้นแต่ละจุดโหลดตามตำแหน่งการติดตั้ง DG ทั้ง 3 กรณีคือ ต้นสายป้อน กลางสายป้อน และปลายสายป้อน ซึ่งคือจุด A ,B และ C ในรูปที่ 6.6 ตามลำดับ



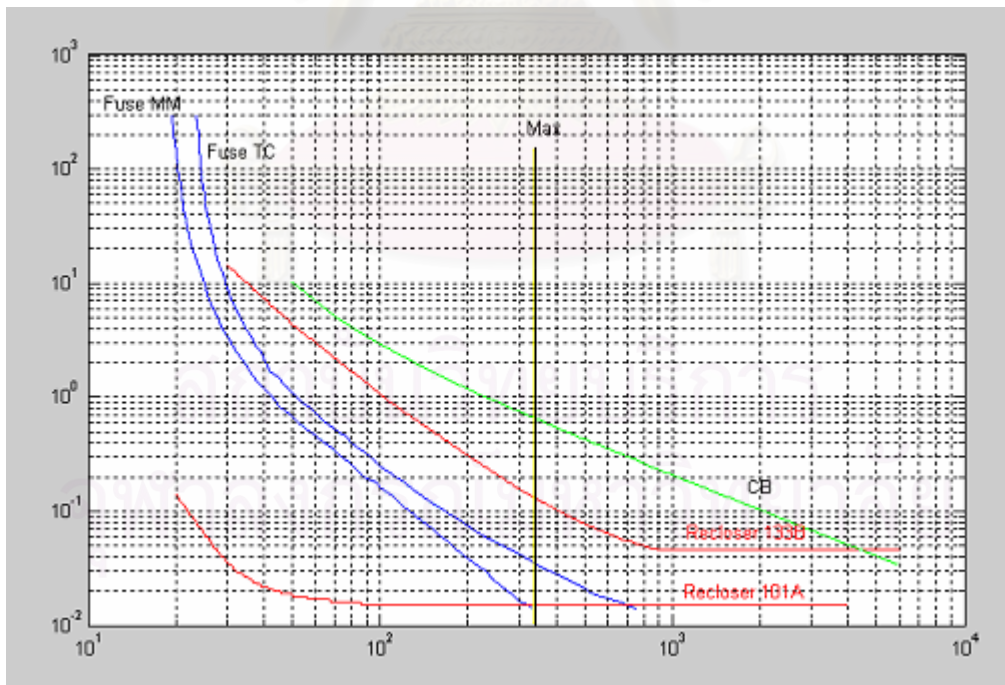
รูปที่ 6.17 กราฟคุณลักษณะการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันระบบตัดแปลงจากการไฟฟ้าภูมิภาคที่สายส่งเส้นบน ในกรณีที่ไม่มีติดตั้ง DG

สถาบันวิทยบริการ  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย





รูปที่ 6.18 กราฟคุณลักษณะการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันระบบดัดแปลงจากการไฟฟ้าภูมิภาคที่สายส่งเส้นกลาง ในกรณีที่ไม่มีการติดตั้ง DG



รูปที่ 6.19 กราฟคุณลักษณะการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันระบบดัดแปลงจากการไฟฟ้าภูมิภาคที่สายส่งเส้นล่าง ในกรณีที่ไม่มีการติดตั้ง DG



จากผลการวิเคราะห์ด้วยโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นเพื่อคำนวณค่ากระแสพิศพร่องซึ่งได้แสดงค่าไว้ในภาคผนวก แล้วนำผลที่ได้มาคำนวณค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ SAIFI และ SAIDI สำหรับระบบที่ยังไม่มีการติดตั้ง DG เพื่อใช้เป็นกรณีฐาน ได้ผลการคำนวณดังตารางที่ 6.13

ตารางที่ 6.13 ดัชนีความเชื่อถือได้กรณีที่ยังไม่มีการติดตั้ง DG

ตำแหน่งโหลด	ดัชนีพื้นฐาน	
	$\lambda$	U
	ครั้งต่อปี	ชั่วโมงต่อปี
1	0.288	0.463
2	0.301	0.881
3	0.289	0.990
4	0.289	1.080
5	0.289	1.170
6	0.304	1.672
7	0.304	1.672
8	0.778	2.057
9	0.778	2.381
10	0.778	2.674
11	0.793	3.293
12	0.793	3.293
13	0.778	3.700
14	0.778	3.965
15	0.078	0.358
16	0.137	2.036
17	0.137	2.036
18	0.276	0.897
19	0.276	1.190
20	0.276	1.455
21	0.276	0.424
22	0.210	0.842

ตารางที่ 6.13 (ต่อ)

ตำแหน่งโหนด	ดัชนีพื้นฐาน	
	$\lambda$	U
	ครั้งต่อปี	ชั่วโมงต่อปี
23	0.222	0.801
24	0.210	0.888
25	0.210	0.976
26	0.210	1.476
27	0.524	1.476
28	0.509	1.856
29	0.509	2.177
30	0.509	2.470
SAIFI	0.304 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	
SAIDI	1.22 ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	

เมื่อทำการติดตั้ง DG ขนาด 1 เมกกะวัตต์ ที่ต้นสายป้อนของระบบซึ่งคิดเป็น 67.57 เปอร์เซ็นต์ของโหนดรวมทั้งหมด โดยคำนึงถึงการต่อหม้อแปลงทุกรูปแบบซึ่งมีลักษณะการต่อตั้งรูปในหัวข้อที่ 3.5 ในที่นี้เราสมมติให้ค่าอิมพีแดนซ์ของวงจรลำดับบวก ลำดับลบ และลำดับศูนย์เป็นค่าเดียวกันตามตารางที่ 6.6 แล้วทำการคำนวณค่าบัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ของระบบตามลักษณะการต่อหม้อแปลง แล้วทำการคำนวณหาค่ากระแสลัดวงจรตามขั้นตอนเดิมอีกครั้ง ผลที่ได้จากการต่อ DG ที่ต้นสายป้อน ผ่านหม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดในรูปแบบที่ 1 คือ วายลงดิน-วาย, วาย-เดลต้า, วาย-วายลงดิน, เดลต้า-วาย, เดลต้า-เดลต้า, และวายลงดิน-เดลต้า ที่มีค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์เท่ากัน แต่มีค่ามากที่สุดเมื่อเทียบกับการต่อขดลวดในรูปแบบอื่นๆ ตามที่กล่าวไว้ในหัวข้อที่ 3.5 ได้ผลดังแสดงในตารางที่ 6.14

ตารางที่ 6.14 กรณีที่มีการติดตั้ง DG ที่ต้นสายป้อนผ่าน  
หม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดแบบที่ 1

ตำแหน่งโหลด	ดัชนีพื้นฐาน	
	$\lambda$	U
	ครั้งต่อปี	ชั่วโมงต่อปี
1	0.288	0.463
2	0.301	0.881
3	0.289	0.990
4	0.289	1.080
5	0.289	1.170
6	0.304	1.672
7	0.304	1.672
8	0.838	2.657
9	0.838	2.981
10	0.778	2.675
11	0.793	3.293
12	0.793	3.293
13	0.778	3.700
14	0.778	3.965
15	0.078	0.358
16	0.137	2.036
17	0.137	2.036
18	0.276	0.898
19	0.276	1.191
20	0.276	1.456
21	0.276	0.424
22	0.210	0.842
23	0.222	0.801
24	0.778	0.888
25	0.778	0.976

ตารางที่ 6.14 (ต่อ)

ตำแหน่งโหนด	ดัชนีพื้นฐาน	
	$\lambda$	U
	ครั้งต่อปี	ชั่วโมงต่อปี
26	0.793	1.478
27	0.793	1.478
28	0.778	1.857
29	0.778	2.178
30	0.078	2.470
SAIFI	0.304 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	
SAIDI	1.22 ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	

ผลที่ได้จากการต่อ DG ที่ต้นสายป้อน ผ่านหม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดในรูปแบบที่ 2 คือ เกล็ดต่ำ-วายลงดิน ซึ่งมีค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์น้อยที่สุดเมื่อเทียบกับการต่อขดลวดในรูปแบบอื่น ได้ผลดังตารางที่ 6.15

ตารางที่ 6.15 กรณีที่มีการติดตั้ง DG ที่ต้นสายป้อนผ่านหม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดแบบที่ 2

ตำแหน่งโหนด	ดัชนีพื้นฐาน	
	$\lambda$	U
	ครั้งต่อปี	ชั่วโมงต่อปี
1	0.288	0.463
2	0.301	0.881
3	0.289	0.990
4	0.289	1.080
5	0.289	1.170
6	0.304	1.672
7	0.304	1.672
8	0.838	2.657
9	0.838	2.657

ตารางที่ 6.15 (ต่อ)

ตำแหน่งโหนด	ดัชนีพื้นฐาน	
	$\lambda$	U
	ครั้งต่อปี	ชั่วโมงต่อปี
10	0.838	3.274
11	0.793	3.294
12	0.793	3.294
13	0.778	3.701
14	0.778	3.966
15	0.078	0.358
16	0.137	2.036
17	0.137	2.036
18	0.276	0.898
19	0.276	1.191
20	0.276	1.456
21	0.276	0.424
22	0.210	0.842
23	0.222	0.801
24	0.210	0.888
25	0.210	0.976
26	0.210	1.478
27	0.524	1.478
28	0.509	1.857
29	0.509	2.179
30	0.509	2.471
SAIFI	0.304 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	
SAIDI	1.22 ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	

ผลที่ได้จากการต่อ DG ที่ต้นสายป้อน ผ่านหม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดในรูปแบบที่ 3 คือ วายลงดิน-วายลงดิน ซึ่งมีค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์อยู่ระหว่างการต่อขดลวดในรูปแบบที่ 1 และ 2 ได้ผลดังตารางที่ 6.16

ตารางที่ 6.16 กรณีที่มีการติดตั้ง DG ที่ต้นสายป้อนผ่าน  
หม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดแบบที่ 3

ตำแหน่งโหลด	ดัชนีพื้นฐาน	
	$\lambda$	U
	ครั้งต่อปี	ชั่วโมงต่อปี
1	0.288	0.463
2	0.301	0.881
3	0.289	0.990
4	0.289	1.080
5	0.289	1.170
6	0.304	1.672
7	0.304	1.672
8	0.838	2.657
9	0.838	2.657
10	0.778	2.675
11	0.793	3.294
12	0.793	3.294
13	0.778	3.701
14	0.778	3.966
15	0.078	0.358
16	0.137	2.036
17	0.137	2.036
18	0.276	0.898
19	0.276	1.191
20	0.276	1.456
21	0.276	0.424
22	0.210	0.842
23	0.222	0.801
24	0.778	0.888
25	0.778	0.976



ตารางที่ 6.16 (ต่อ)

ตำแหน่งโหนด	ดัชนีพื้นฐาน	
	$\lambda$	U
	ครั้งต่อปี	ชั่วโมงต่อปี
26	0.793	1.478
27	0.793	1.478
28	0.778	1.857
29	0.778	2.179
30	0.078	2.471
SAIFI	0.304 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	
SAIDI	1.22 ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	

เมื่อทำการติดตั้ง DG ที่กลางทางหน้ารีโกลสเซอร์ของระบบโดยคำนึงถึงการต่อหม้อแปลงทุกรูปแบบแล้วทำการคำนวณตามขั้นตอนเดิมอีกครั้ง ผลที่ได้จากการต่อ DG ที่กลางสายป้อนผ่านหม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดในรูปแบบที่ 1 คือ วายลงดิน-วาย, วาย-เคลด้า, วาย-วายลงดิน, เคลด้า-วาย, เคลด้า-เคลด้า, ที่มีอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ เท่ากัน แต่มีค่ามากที่สุดเมื่อเทียบกับการต่อขดลวดในรูปแบบอื่นๆ ได้ผลดังตารางที่ 6.17

ตารางที่ 6.17 กรณีที่มีการติดตั้ง DG ที่กลางสายป้อนผ่านหม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดแบบที่ 1

ตำแหน่งโหนด	ดัชนีพื้นฐาน	
	$\lambda$	U
	ครั้งต่อปี	ชั่วโมงต่อปี
1	0.288	0.463
2	0.301	0.881
3	0.289	0.990
4	0.289	1.080
5	0.289	1.170
6	0.304	1.672
7	0.304	1.672

ตารางที่ 6.17 (ต่อ)

ตำแหน่งโหลด	ดัชนีพื้นฐาน	
	$\lambda$	U
	ครั้งต่อปี	ชั่วโมงต่อปี
8	0.838	2.657
9	0.838	2.981
10	0.838	3.274
11	0.913	4.492
12	0.913	4.492
13	0.778	3.701
14	0.778	3.966
15	0.078	0.358
16	0.137	2.036
17	0.137	2.036
18	0.276	0.898
19	0.276	1.191
20	0.276	1.456
21	0.276	0.424
22	0.210	0.842
23	0.222	0.801
24	0.778	0.888
25	0.778	0.976
26	0.793	1.478
27	0.793	1.478
28	0.778	1.857
29	0.778	2.179
30	0.078	2.471
SAIFI	0.328 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	
SAIDI	1.45 ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	

ผลที่ได้จากการต่อ DG ที่กลางสายป้อนหน้ารีโกลสเซอร์ ผ่านหม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดในรูปแบบที่ 2 คือ เดลต้า-วายลงดิน ซึ่งมีค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์น้อยที่สุดเมื่อเทียบกับการต่อขดลวดในรูปแบบอื่น ได้ผลดังตารางที่ 6.18

ตารางที่ 6.18 กรณีที่มีการติดตั้ง DG ที่กลางสายป้อนผ่านหม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดแบบที่ 2

ตำแหน่งโหลด	ดัชนีพื้นฐาน	
	$\lambda$	U
	ครั้งต่อปี	ชั่วโมงต่อปี
1	0.288	0.463
2	0.301	0.881
3	0.289	0.990
4	0.289	1.080
5	0.289	1.170
6	0.304	1.672
7	0.304	1.672
8	0.838	2.657
9	0.838	2.981
10	0.838	3.274
11	0.913	4.492
12	0.913	4.492
13	0.778	3.701
14	0.778	3.966
15	0.078	0.358
16	0.137	2.036
17	0.137	2.036
18	0.276	0.898
19	0.276	1.191
20	0.276	1.456
21	0.276	0.424

ตารางที่ 6.18 (ต่อ)

ตำแหน่งโหนด	ดัชนีพื้นฐาน	
	$\lambda$	U
	ครั้งต่อปี	ชั่วโมงต่อปี
22	0.210	0.842
23	0.222	0.801
24	0.778	0.888
25	0.778	0.976
26	0.793	1.478
27	0.793	1.478
28	0.778	1.857
29	0.778	2.179
30	0.078	2.471
SAIFI	0.328 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	
SAIDI	1.45 ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	

ผลที่ได้จากการต่อ DG ที่กลางสายป้อนหน้ารีโกลสเซอร์ ผ่านหม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดในรูปแบบที่ 3 คือ วายลงดิน-วายลงดิน ซึ่งมีค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์อยู่ระหว่างการต่อขดลวดในรูปแบบที่ 1 และรูปแบบที่ 2 ได้ผลดังตารางที่ 6.19

ตารางที่ 6.19 กรณีที่มีการติดตั้ง DG ที่กลางสายป้อนผ่านหม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดแบบที่ 3

ตำแหน่งโหนด	ดัชนีพื้นฐาน	
	$\lambda$	U
	ครั้งต่อปี	ชั่วโมงต่อปี
1	0.288	0.463
2	0.301	0.881
3	0.289	0.990
4	0.289	1.080
5	0.289	1.170

ตารางที่ 6.19 (ต่อ)

ตำแหน่งโหลด	ดัชนีพื้นฐาน	
	$\lambda$	U
	ครั้งต่อปี	ครั้งต่อปี
6	0.304	1.672
7	0.304	1.672
8	0.838	2.657
9	0.838	2.981
10	0.838	3.274
11	0.913	4.492
12	0.913	4.492
13	0.778	3.701
14	0.778	3.966
15	0.078	0.358
16	0.137	2.036
17	0.137	2.036
18	0.276	0.898
19	0.276	1.191
20	0.276	1.456
21	0.276	0.424
22	0.210	0.842
23	0.222	0.801
24	0.778	0.888
25	0.778	0.976
26	0.793	1.478
27	0.793	1.478
28	0.778	1.857
29	0.778	2.179
30	0.078	2.471
SAIFI	0.328 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	
SAIDI	1.45 ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	

เมื่อทำการติดตั้ง DG ที่ปลายทางหลังรีโกลสเซอร์ของระบบโดยคำนึงถึงการต่อหม้อแปลง  
ทุกรูปแบบแล้วทำการคำนวณตามขั้นตอนเดิมอีกครั้ง ผลที่ได้จากการต่อ DG ที่ปลายสายป้อนผ่าน  
หม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดในรูปแบบที่ 1 , 2 และ 3 เป็นดังตารางที่ 6.20 – 6.22 ตามลำดับ

ตารางที่ 6.20 กรณีที่มีการติดตั้ง DG ที่ปลายสายป้อนผ่าน  
หม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดแบบที่ 1

ตำแหน่งโหลด	ดัชนีพื้นฐาน	
	$\lambda$	U
	ครั้งต่อปี	ชั่วโมงต่อปี
1	0.288	0.463
2	0.301	0.881
3	0.289	0.990
4	0.289	1.080
5	0.289	1.170
6	0.304	1.672
7	0.304	1.672
8	0.838	2.657
9	0.838	2.981
10	0.838	3.274
11	0.913	4.492
12	0.913	4.492
13	0.838	4.300
14	0.838	4.565
15	0.078	0.358
16	0.137	2.036
17	0.137	2.036
18	0.276	0.898
19	0.276	1.191
20	0.276	1.456
21	0.276	0.424



ตารางที่ 6.20 (ต่อ)

ตำแหน่งโหนด	ดัชนีพื้นฐาน	
	$\lambda$	U
	ครั้งต่อปี	ชั่วโมงต่อปี
22	0.210	0.842
23	0.222	0.801
24	0.778	0.888
25	0.778	0.976
26	0.793	1.478
27	0.793	1.478
28	0.778	1.857
29	0.778	2.179
30	0.078	2.471
SAIFI	0.328 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	
SAIDI	1.45 ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	

ตารางที่ 6.21 กรณีที่มีการติดตั้ง DG ที่ปลายสายป้อนผ่านหม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดแบบที่ 2

ตำแหน่งโหนด	ดัชนีพื้นฐาน	
	$\lambda$	U
	ครั้งต่อปี	ชั่วโมงต่อปี
1	0.288	0.463
2	0.301	0.881
3	0.289	0.990
4	0.289	1.080
5	0.289	1.170
6	0.304	1.672
7	0.304	1.672
8	0.838	2.657
9	0.838	2.981

ตารางที่ 6.21 (ต่อ)

ตำแหน่งโหนด	ดัชนีพื้นฐาน	
	$\lambda$	U
	ครั้งต่อปี	ชั่วโมงต่อปี
10	0.838	3.274
11	0.913	4.492
12	0.913	4.492
13	0.838	4.300
14	0.838	4.565
15	0.078	0.358
16	0.137	2.036
17	0.137	2.036
18	0.276	0.898
19	0.276	1.191
20	0.276	1.456
21	0.276	0.424
22	0.210	0.842
23	0.222	0.801
24	0.778	0.888
25	0.778	0.976
26	0.793	1.478
27	0.793	1.478
28	0.778	1.857
29	0.778	2.179
30	0.078	2.471
SAIFI	0.328 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	
SAIDI	1.45 ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	

ตารางที่ 6.22 กรณีที่มีการติดตั้ง DG ที่ปลายสายป้อนผ่าน  
หม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดแบบที่ 3

ตำแหน่งโหลด	ดัชนีพื้นฐาน	
	$\lambda$	U
	ครั้งต่อปี	ชั่วโมงต่อปี
1	0.288	0.463
2	0.301	0.881
3	0.289	0.990
4	0.289	1.080
5	0.289	1.170
6	0.304	1.672
7	0.304	1.672
8	0.838	2.657
9	0.838	2.981
10	0.838	3.274
11	0.913	4.492
12	0.913	4.492
13	0.838	4.300
14	0.838	4.565
15	0.078	0.358
16	0.137	2.036
17	0.137	2.036
18	0.276	0.898
19	0.276	1.191
20	0.276	1.456
21	0.276	0.424
22	0.210	0.842
23	0.222	0.801
24	0.778	0.888
25	0.778	0.976

ตารางที่ 6.22 (ต่อ)

ตำแหน่งโหลด	ดัชนีพื้นฐาน	
	$\lambda$	U
	ครั้งต่อปี	ชั่วโมงต่อปี
26	0.793	1.478
27	0.793	1.478
28	0.778	1.857
29	0.778	2.179
30	0.078	2.471
SAIFI	0.328 ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	
SAIDI	1.45 ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ/ปี	

จากผลการทดสอบการติดตั้ง DG ณ ตำแหน่งต่างๆในระบบแล้วคำนวณหาค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ สามารถสรุปผลเปรียบเทียบความแตกต่างที่เกิดขึ้นได้ดังตารางที่ 6.23-6.24

ตารางที่ 6.23 การเปรียบเทียบผลกระทบจากการติดตั้ง DG เมื่ออัตราการเกิดความผิดปกติแบบชั่วคราวเป็น 80 เปอร์เซ็นต์

ค่าดัชนี	ระบบที่ไม่มี DG	ระบบที่ติดตั้ง DG ต้นสาย	ความแตกต่าง (%)	ระบบที่ติดตั้ง DG กลางสาย	ความแตกต่าง (%)	ระบบที่ติดตั้ง DG ปลายสาย	ความแตกต่าง (%)
SAIFI	0.304	0.304	0	0.327	7.56	0.327	7.56
SAIDI	1.22	1.22	0	1.45	18.85	1.45	18.85
kWh	1903	1940	1.94	2071	8.82	2150	12.97

ตารางที่ 6.24 การเปรียบเทียบผลกระทบจากการติดตั้ง DG เมื่ออัตราการเกิดความผิดปกติแบบชั่วคราวเป็น 60 เปอร์เซ็นต์

ค่าดัชนี	ระบบที่ไม่มี DG	ระบบที่ติดตั้ง DG ต้นทาง	ความแตกต่าง (%)	ระบบที่ติดตั้ง DG กลางทาง	ความแตกต่าง (%)	ระบบที่ติดตั้ง DG ปลายทาง	ความแตกต่าง (%)
SAIFI	0.304	0.304	0	0.313	2.96	0.313	2.96
SAIDI	1.22	1.22	0	1.31	7.37	1.31	7.37
kWh	1903	1916	0.68	1966	3.31	1995	4.89

จะเห็นได้ว่าผลการทดสอบกับระบบจำหน่ายที่ดัดแปลงมาจากระบบไฟฟ้าภูมิภาค ระบบที่ยังไม่มีการติดตั้ง DG และระบบที่มีการติดตั้ง DG ณ ตำแหน่งต่างๆในระบบ ให้ค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ที่แตกต่างกันตามตำแหน่งการติดตั้งดังนี้

#### 6.4.1 การติดตั้ง DG ที่ต้นสายป้อน

ผลจากการติดตั้ง DG ที่ต้นทางของสายป้อนในระบบทดสอบ 30 บัสนี้ จะเห็นว่ากระแสผิดพลาดของระบบเพิ่มขึ้น ผลที่ตามมาคือ จะทำให้เกิดผลกระทบระหว่างการทำงานร่วมกันของรีโกลสเซอร์และฟิวส์ เมื่อเกิดการลัดวงจรข้างหลังฟิวส์ที่สายป้อนย่อย ตามปกติรีโกลสเซอร์ในจังหวะแรกจะทำหน้าที่ตัดวงจรในกรณีที่ความผิดพลาดที่เกิดขึ้นเป็นความผิดพลาดแบบชั่วคราว แต่เมื่อรวมกระแสที่มาจาก DG ทำให้กระแสผิดพลาดที่ไหลผ่านฟิวส์มีค่ามากจนเกินขอบเขตการทำงานร่วมกัน เกิดปัญหาที่ฟิวส์ตัดวงจรก่อนรีโกลสเซอร์ ทำให้ฟิวส์มองเห็นความผิดพลาดชั่วคราวที่เกิดขึ้นเป็นความผิดพลาดแบบถาวร โหลดบริเวณนั้นมีความถี่ของการเกิดไฟฟ้าดับบ่อยครั้งขึ้น ซึ่งในการทดสอบได้กำหนดให้ออกาสในการเกิดความผิดพลาดแบบชั่วคราวเป็น 80 เปอร์เซ็นต์ และความผิดพลาดแบบถาวรเป็น 20 เปอร์เซ็นต์ [12]จะได้ผลดังตารางที่ 6.23 และถ้าทดลองกำหนดให้ออกาสในการเกิดความผิดพลาดแบบชั่วคราวเป็น 60 เปอร์เซ็นต์ และความผิดพลาดแบบถาวรเป็น 40 เปอร์เซ็นต์จะได้ผลดังตาราง 6.24 ซึ่งความแตกต่างของตัวเลขค่าดัชนีจากทั้งสองตารางขึ้นอยู่กับสัดส่วนของการเกิดความผิดพลาดแบบชั่วคราวและแบบถาวร ถ้าระบบที่มีสัดส่วนความผิดพลาดแบบชั่วคราวมากกว่า ก็จะทำให้ส่งผลกระทบต่อระบบมากกว่า ทำให้ระบบมีความเชื่อถือได้ที่ต่ำลง แต่ผลที่เกิดขึ้นไม่ส่งผลกระทบต่อระบบโดยรวมมากนักเนื่องมาจากโอกาสที่จะเกิดความผิดพลาดหลังฟิวส์ ที่สายป้อนย่อยหรือหม้อแปลงมีไม่มากนักเมื่อเทียบกับสายส่งหลัก อ้างอิงจากตารางที่ 3.2 ในบทที่ 3 และจุดโหลดที่อยู่หลังรีโกลสเซอร์ ที่ได้รับผลกระทบจากการติดตั้ง DG ที่ต้นทางมีเพียงไม่กี่จุด คือ จุดโหลดที่ 8 และ 9 ทำให้ภาพรวมของระบบไม่เปลี่ยนแปลงไปมากนัก ค่าดัชนีความเชื่อถือได้จึงไม่แตกต่างไปจากเดิม สำหรับในเรื่องผลของการต่อหม้อแปลงนั้น ไม่มีความแตกต่างในแง่ของความน่าเชื่อถือได้ของระบบอย่างชัดเจนมากนัก หากแต่มีความแตกต่างในแง่ของกระแสลัดวงจรที่มีค่าแตกต่างกันไปตามลักษณะการต่อหม้อแปลง ถ้าพิจารณาจากค่ากระแสลัดวงจรจะพบว่าการต่อหม้อแปลงแบบ เกลด้า-วายลงดิน กระแสลัดวงจรแต่ละจุดจะมีค่ามากที่สุด ระบบมีโอกาสที่ความน่าเชื่อถือได้จะลดลงมากที่สุด

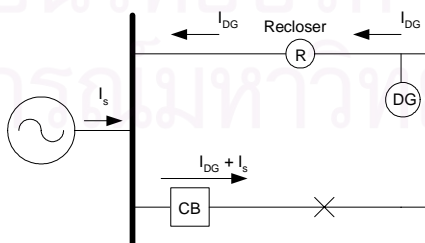
#### 6.4.2 การติดตั้ง DG ที่กลางสายป้อน

ผลจากการติดตั้ง DG ที่กลางสายป้อน จะมีลักษณะคล้ายคลึงกับกรณีที่มีการติดตั้งที่ต้นสายป้อนคือ เมื่อเกิดการลัดวงจรข้างหลังฟิวส์ที่สายป้อนย่อย เกิดปัญหาที่ฟิวส์ตัดวงจรก่อน

รีโกลสเซอร์ ความผิดพลาดแบบชั่วคราวจะกลายเป็นแบบถาวรทั้งหมด แต่ผลที่กระทบที่เกิดขึ้นขยายวงกว้างกว่าในกรณีแรกอันเนื่องมาจาก ตำแหน่ง DG ที่กลางสายป้อนอยู่ใกล้กับโหนดที่อยู่หลังรีโกลสเซอร์มากกว่าการติดตั้งที่ต้นสายป้อน จุดโหนดที่ได้รับผลกระทบจึงมีมากกว่าคือ จุดโหนดที่ 8,9,10,11 และ 12 ส่งผลต่อตัวเลขดัชนีความน่าเชื่อถือได้โดยรวมของระบบ ซึ่งจะสังเกตได้จากค่า  $\lambda$  และ  $U$  ในตารางที่ 6.17

### 6.4.3 การติดตั้ง DG ที่ปลายสายป้อน

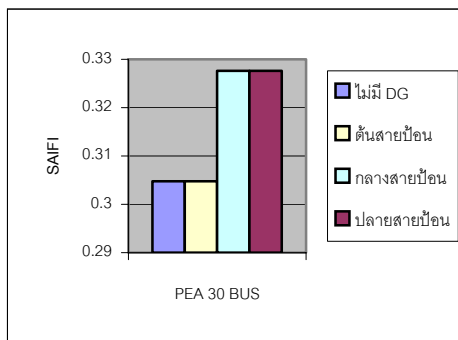
ผลจากการติดตั้ง DG ที่ปลายสายป้อน จะมีลักษณะคล้ายคลึงกับ 2 กรณีก่อนหน้านี้ คือเกิดปัญหาที่ฟิวส์ตัดวงจรก่อนรีโกลสเซอร์ ความผิดพลาดแบบชั่วคราวจะกลายเป็นแบบถาวรทั้งหมดเช่นกัน ผลกระทบมีบริเวณใกล้เคียงกับการติดตั้งที่กลางสายป้อนแต่กว้างกว่าเล็กน้อย คือจุดโหนดที่ 8,9,10,11,12,13 และ 14 แต่หลังจากการคำนวณค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ มีค่าไม่แตกต่างกันอย่างชัดเจนกับการติดตั้ง DG ที่กลางสายป้อน ส่วนประเด็นปัญหาที่เกิดกระแสไหลย้อนกลับเมื่อเกิดความผิดพลาดที่สายส่งที่ไม่มีการติดตั้ง DG ไม่เป็นปัญหา จากผลการทดสอบกับระบบ RBTSBUS2 จะเห็นว่าปัญหาการทำงานร่วมกันของรีโกลสเซอร์และเบรกเกอร์ที่เกิดจากกระแสที่ผ่านอุปกรณ์ทั้งสองมีค่าต่างกัน ดังแสดงในรูปที่ 6.20 แต่ผลการทดสอบกับระบบที่ดัดแปลงมาจากการไฟฟ้าภูมิภาคนี้ไม่ก่อให้เกิดปัญหาดังกล่าว เนื่องมาจากระบบที่ทดสอบเป็นระบบจำหน่ายที่มีขนาดค่อนข้างใหญ่ ระยะสายส่งค่อนข้างยาว ค่าอิมพีแดนซ์สายส่งของระบบมีค่าสูง จุดที่เกิดความผิดพลาดกับตำแหน่งของ DG มีระยะทางที่ห่างกันพอสมควร ทำให้กระแสผิดพลาดที่มาจาก DG มีค่าไม่สูงมากพอที่จะทำให้รีโกลสเซอร์ทำงานก่อนเบรกเกอร์ แต่แนวโน้มของผลกระทบที่ทดสอบกับระบบนี้เทียบกับระบบ RBTSBUS2 ยังคงเป็นไปในทิศทางเดียวกัน คือเมื่อมีการติดตั้ง DG แล้วทำให้กระแสผิดพลาดของระบบสูงขึ้น เกิดกระแสไหลย้อนจาก DG ผ่านรีโกลสเซอร์เมื่อเกิดความผิดพลาดขึ้นที่หน้ารีโกลสเซอร์



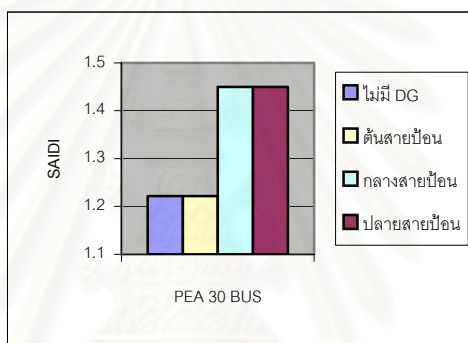
รูปที่ 6.20 ตัวอย่างภาพปัญหาการทำงานระหว่างรีโกลสเซอร์และฟิวส์

ผลการคำนวณดัชนีความน่าเชื่อถือได้สามารถสรุปเป็นแผนภูมิแท่งได้ดังรูปที่ 6.21-6.26

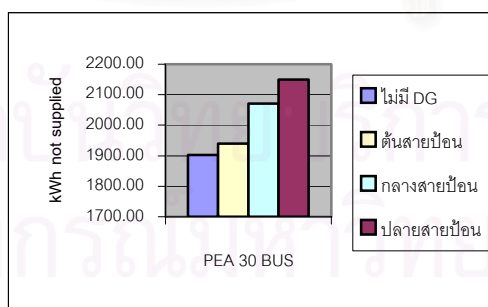




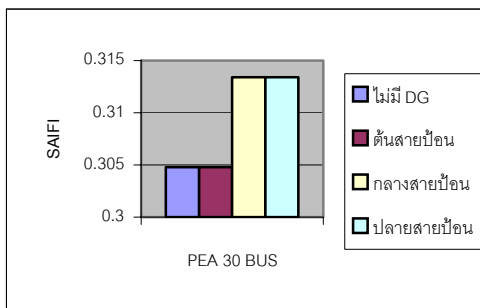
รูปที่ 6.21 การเปรียบเทียบค่า SAIFI ในกรณีต่างๆเมื่อ  
ความผิดปกติแบบชั่วคราวเป็น 80 เปอร์เซ็นต์



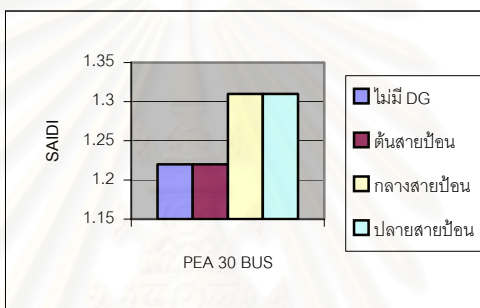
รูปที่ 6.22 การเปรียบเทียบค่า SAIDI ในกรณีต่างๆเมื่อ  
ความผิดปกติแบบชั่วคราวเป็น 80 เปอร์เซ็นต์



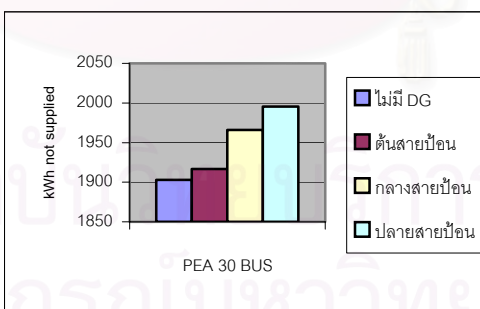
รูปที่ 6.23 การเปรียบเทียบค่า kWh not supplied ในกรณีต่างๆ  
เมื่อความผิดปกติแบบชั่วคราวเป็น 80 เปอร์เซ็นต์



รูปที่ 6.24 การเปรียบเทียบค่า SAIFI ในกรณีต่างๆ  
เมื่อความผิดปกติแบบชั่วคราวเป็น 60 เปอร์เซ็นต์



รูปที่ 6.25 การเปรียบเทียบค่า SAIDI ในกรณีต่างๆ  
เมื่อความผิดปกติแบบชั่วคราวเป็น 60 เปอร์เซ็นต์



รูปที่ 6.26 การเปรียบเทียบค่า kWh not supplied ในกรณีต่างๆ  
เมื่อความผิดปกติแบบชั่วคราวเป็น 60 เปอร์เซ็นต์

จากผลการทดสอบการติดตั้ง DG ทั้ง 3 กรณีข้างต้น เราสามารถสรุปผลกระทบต่อความน่าเชื่อถือได้ในแต่ละกรณีเป็นดังแสดงในตารางที่ 6.25

ตารางที่ 6.25 สรุปผลกระทบการติดตั้ง DG ที่มีต่อความน่าเชื่อถือได้

กรณี	ดัชนีความน่าเชื่อถือได้		อุปกรณ์ป้องกันในสาย ป้อนที่มี DG	อุปกรณ์ป้องกันในสาย ป้อนที่ไม่มี DG
	SAIFI	SAIDI		
ติดตั้งที่ต้นสายป้อน	ไม่เปลี่ยน	ไม่เปลี่ยน	เซอร์กิตเบรกเกอร์ข้างล่าง	อุปกรณ์ทุกตัวไวขึ้น
ติดตั้งที่กลางสายป้อน	แย่ลง	แย่ลง	เซอร์กิตเบรกเกอร์ข้างล่าง	อุปกรณ์ทุกตัวไวขึ้น
ติดตั้งที่ปลายสายป้อน	แย่ลง	แย่ลง	เซอร์กิตเบรกเกอร์และ รีโคลส-เซอร์ข้างล่าง	อุปกรณ์ทุกตัวไวขึ้น

สถาบันวิทยบริการ  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

## บทที่ 7

### บทสรุปและข้อเสนอแนะ

#### 7.1 สรุปผลการวิจัย

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ศึกษาการประเมินค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล เพื่อพิจารณาถึงผลกระทบของการติดตั้ง DG ที่มีต่อการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันในระบบโดยใช้วิธีการวิเคราะห์ ซึ่งผู้วิจัยได้ทำการพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์บนเครื่องไมโครคอมพิวเตอร์โดยใช้โปรแกรม Matlab และทดสอบโปรแกรมด้วยระบบทดสอบ RBTBUS2 และระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จากการศึกษาโดยทำการติดตั้ง DG ที่ตำแหน่งต้นทาง กลางทาง และปลายทางและวางระบบการป้องกันโดยให้ในสายป้อนหลักมีเบรกเกอร์ที่ต้นทาง รีโกลสเซอร์อยู่กลางสาย สวิตช์ตัดตอนอยู่ที่ทุกๆจุดก่อนต่อเข้าสู่สายป้อนย่อย และมีฟิวส์ติดตั้งที่ทุกๆสายป้อนย่อยหน้าหม้อแปลงเพื่อทำหน้าที่ป้องกัน โหลด จะพบว่าผลกระทบที่เกิดจากการติดตั้ง DG ซึ่งวัดด้วยค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ SAIFI และ SAIDI ไม่ว่าจะติดตั้ง DG ที่บริเวณใดก็ตาม มาจากการที่กระแสผิดปกติในระบบมีค่าสูงขึ้น อันส่งผลให้เวลาในการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันเปลี่ยนแปลงตามไปด้วย ซึ่งผลกระทบนี้จะมากหรือน้อยขึ้นอยู่กับปัจจัยหลักๆดังนี้ คือ 1.ตำแหน่งที่ติดตั้ง DG 2.ขนาดพิกัดของ DG และขนาดของระบบทดสอบ 3.ความไวในการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน และ 4.ลักษณะการต่อหม้อแปลง

##### 7.1.1 ตำแหน่งการติดตั้ง DG

จากผลการทดสอบกับระบบทดสอบทั้งสองระบบทำให้เห็นว่า ตำแหน่งการติดตั้ง DG มีผลอย่างมากต่อขนาดและทิศทางของกระแสลัดวงจร บริเวณที่จุดโหลดจะได้รับผลกระทบจากการติดตั้ง DG นี้มักจะเป็นจุดโหลดที่อยู่หลังรีโกลสเซอร์ทั้งสิ้น โดยระบบจำหน่ายที่มีการติดตั้ง DG ที่ต้นสายป้อนจะได้รับผลกระทบน้อยที่สุดหรืออาจจะไม่ได้รับผลกระทบเลย ขึ้นอยู่กับปัจจัยอื่นๆที่กล่าวไว้ข้างต้นประกอบกัน เพราะการติดตั้งที่ต้นสายป้อนนี้เสมือนการเพิ่มกำลังติดตั้งให้ระบบ องค์ประกอบของระบบไม่ได้เปลี่ยนแปลงไปจากเดิมมากนัก และจุดโหลดที่อยู่หลังรีโกลสเซอร์จะค่อนข้างห่างจาก DG พอสมควรทำให้บริเวณที่ได้รับผลกระทบเป็นเพียงบริเวณจำกัด ส่วนการติดตั้ง DG ไว้ที่กลางสาย

ป้อนจะส่งผลกระทบต่อจุดโหลดเป็นบริเวณกว้างกว่ากรณีติดตั้งที่ต้นสายป้อน เนื่องจากอยู่ใกล้กับ โหลดที่อยู่หลังรีโกลสเซอร์มากกว่า และบริเวณติดตั้ง DG ที่เปราะบางและเป็นจุดอ่อนมากที่สุดของระบบ คือ การติดตั้งที่ปลายสายป้อนหลังรีโกลสเซอร์ เนื่องมาจากการติดตั้ง DG ปลายสายป้อน นอกจากจะอยู่ใกล้โหลดหลังรีโกลสเซอร์เป็นบริเวณที่กว้างกว่ากรณีอื่นๆแล้ว ยังก่อให้เกิดกระแสลัดวงจรไหลย้อนผ่าน รีโกลสเซอร์ไปยังจุดติดตั้งอื่นๆ ที่อยู่หน้ารีโกลสเซอร์หรือสายป้อนอื่นที่ไม่มี DG ซึ่งอาจทำให้ รีโกลสเซอร์ลัดวงจรได้โดยไม่จำเป็น ซึ่งขึ้นอยู่กับขนาดของกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านรีโกลสเซอร์ โดยสาเหตุและผลกระทบที่เกิดขึ้นได้กล่าวไว้ในผลการทดลองบทที่ 6

### 7.1.2 ขนาดพิกัดของ DG และขนาดของระบบทดสอบ

ขนาดพิกัดของ DG ที่เปลี่ยนไปมีผลทำให้ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบเปลี่ยนแปลงไป โดย DG ที่มีขนาดใหญ่จะมีค่าอิมพีแดนซ์ต่ำกว่า DG ที่มีขนาดเล็กนั้นหมายถึงกระแสที่ฉีดเข้าระบบจะมีค่ามากกว่าตามไปด้วย การที่ขนาดของกระแสลัดวงจรสูงขึ้น โอกาสที่อุปกรณ์ป้องกันจะไม่สามารถทำงานสอดคล้องประสานกันได้ก็ย่อมมีมากขึ้นตามลำดับ และระบบทดสอบที่มีขนาดเล็ก ความยาวสายป้อนในระบบที่ค่อนข้างสั้น ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบต่ำ จะทำให้กระแสลัดวงจรมีขนาดสูงกว่าระบบขนาดใหญ่ โอกาสที่อุปกรณ์ป้องกันจะไม่สามารถทำงานสอดคล้องประสานกันก็มีมากขึ้นเช่นกัน โดยจะเห็นได้จากผลความแตกต่างที่เกิดขึ้นจากการทดสอบระหว่างระบบทดสอบทั้งสองระบบ ในกรณีที่มีการติดตั้ง DG ที่ปลายสายป้อน ดังนั้นระบบทดสอบที่มีขนาดเล็กและมี DG ขนาดใหญ่มีโอกาสที่ระบบจะเกิดข้อผิดพลาดได้ง่ายที่สุด

### 7.1.3 ความไวในการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน

ผลกระทบและการเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้นซึ่งทำให้ความน่าเชื่อถือได้ของระบบลดลง เกิดเนื่องมาจากการทำงานที่ไม่สอดคล้องกันของอุปกรณ์ป้องกันในระบบ โดยอุปกรณ์ป้องกันบางตัวทำการลัดวงจรโดยไม่จำเป็น โดยเฉพาะในส่วนรีโกลสเซอร์ และฟิวส์ ดังจะเห็นได้จากผลการทดสอบในหัวข้อที่ 6.3.3, 6.4.1, 6.4.2 และ 6.4.3 ปัญหาที่เกิดขึ้นเป็นเพราะกระแสลัดวงจรที่สูงขึ้นทำให้ความไวของอุปกรณ์ป้องกันสูงขึ้นจนเลขขอบเขตการทำงานร่วมกัน ทำให้จุดโหลดหลายๆจุดถูกลัดวงจร แต่ก็มีบางครั้งที่กระแสลัดวงจรมีขนาดต่ำลง ทำให้การกำจัดความผิดปกติซึ่งขึ้นอยู่กับตำแหน่งที่เกิดความผิดปกติ แต่ไม่ได้ก่อให้เกิดผลกระทบในด้านการทำงานสอดคล้องกันของอุปกรณ์แต่ละ

ตัว เพียงแต่อาจจะทำให้อุปกรณ์ต่างๆในระบบมีอายุการใช้งานที่สั้นลง ซึ่งจะเป็นการทำให้อัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์ต่างๆ มีค่าสูงขึ้น ซึ่งส่งผลกระทบต่อความน่าเชื่อถือได้ในระบบทางอ้อม

#### 7.1.4 ลักษณะการต่อหม้อแปลง

จากผลการทดสอบกับระบบที่ดัดแปลงจากการไฟฟ้าภูมิภาคจะเห็นได้ว่า ลักษณะการต่อหม้อแปลงส่งผลโดยตรงต่อขนาดกระแสลัดวงจรที่ฉีดเข้าสู่ระบบ โดยลักษณะการต่อหม้อแปลงกับผลการเปลี่ยนแปลงของกระแสในแต่ละรูปแบบเปรียบเทียบกับสามารถพิจารณาได้จากหัวข้อที่ 3.5 แต่จากการทดสอบ ค่าขนาดของกระแสที่เปลี่ยนแปลงไม่แตกต่างกันมากนัก ผลกระทบที่เกิดขึ้นกับระบบจากการต่อหม้อแปลงรูปแบบต่างๆจึงไม่แตกต่างกัน ซึ่งผลความแตกต่างนี้จะมากหรือน้อยขึ้นอยู่กับขนาดของระบบ พิกัดของ DG และองค์ประกอบอื่นๆ รวมกัน ระบบที่มีการต่อ DG ผ่านหม้อแปลงที่ต่อขดลวดแบบ เดลต้า-วายลงดิน มีโอกาสที่จะเกิดผลกระทบมากที่สุด ซึ่งจะทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบลดต่ำลง

#### 7.2 ข้อเสนอแนะ

จากผลการทดสอบกับระบบทดสอบทั้งสองระบบ จะเห็นได้ว่า DG อาจก่อให้เกิดผลกระทบต่อการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันจริง ซึ่งโอกาสที่จะเกิดปัญหานั้นขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายๆอย่างและปัจจัยหลักๆที่ได้กล่าวมาข้างต้นประกอบกัน ซึ่งจะส่งผลโดยตรงทำให้ความน่าเชื่อถือได้ของระบบลดลง แต่หากเปรียบเทียบกับค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI ที่เปลี่ยนแปลงไปก็จะเห็นว่าไม่เสียหายมากนัก ปัญหาและผลกระทบที่เกิดขึ้นทั้งหมด เกิดจากการทำงานที่ผิดลำดับของรีโคลสเซอร์และฟิวส์อันเนื่องมาจากกระแสที่เพิ่มมากขึ้น แต่ปัญหาเหล่านี้สามารถแก้ไขได้ โดยการปรับปรุงคุณลักษณะการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวที่เกิดปัญหาให้มีการความไวในการทำงานที่ต่ำลงหรือสูงขึ้น สำหรับรีโคลสเซอร์ปัญหามีอยู่ด้วยกันสองกรณีคือ กรณีแรกเป็นการทำงานร่วมกับเบรกเกอร์ ซึ่งปัญหานี้อยู่ที่การทำงานในจังหวะที่สองที่มีการตัดวงจรก่อนเบรกเกอร์ ซึ่งเราสามารถปรับเปลี่ยนชนิดของรีโคลสเซอร์ในจังหวะที่สองให้มีการทำงานที่ช้าลงดังตัวอย่างในหัวข้อที่ 6.3.5 แต่คงการทำงานในจังหวะแรกเอาไว้หรือปรับการทำงานของเบรกเกอร์ให้มีความไวสูงขึ้น กรณีที่สองคือ เป็นการทำงานร่วมกับฟิวส์ ซึ่งปัญหานี้เกิดจากเมื่อมีความผิดพลาดแบบชั่วคราว กระแสลัดวงจรที่สูงขึ้นทำให้ฟิวส์ตัดวงจรก่อนการทำงานของรีโคลสเซอร์ในจังหวะแรก ซึ่งเราสามารถปรับเปลี่ยนฟิวส์ให้มีขนาดใหญ่ขึ้น หรือ ปรับ



การทำงานของรีโกลสเซอร์ในจังหวะแรกให้มีความไวที่สูงขึ้น ซึ่งจากปัญหาทั้งสองกรณีจะเห็นได้ว่าการปรับปรุงระบบที่ทำได้ง่ายที่สุดคือ การปรับรีโกลสเซอร์ให้มีการทำงานในจังหวะแรกไวขึ้น และลดความไวในการทำงานจังหวะที่สอง แต่การปรับให้อุปกรณ์มีความไวที่ต่ำลงย่อมส่งผลต่อเวลาที่ความผิดพลาดจะอยู่ในระบบนานขึ้น ซึ่งอาจส่งผลเสียต่อความน่าเชื่อถือได้ในระบบระยะยาว แต่ปัญหาที่เกิดขึ้นเหล่านี้หากพิจารณาอีกด้านหนึ่งจะพบว่า DG เป็นอุปกรณ์ที่ส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าอันเนื่องมาจากกระแสที่เพิ่มขึ้นจาก DG ขณะเกิดความผิดพลาดในระบบ ดังนั้นหากเราทำการป้องกันมิให้กระแสจาก DG ไหลเข้าสู่ระบบในขณะที่เกิดความผิดพลาด ปัญหาเหล่านี้ก็จะไม่เกิดขึ้นซึ่งสามารถทำได้โดยการปรับตั้งเวลาการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ทำหน้าที่ป้องกัน DG ให้มีความไวในการทำงานมากที่สุดโดยให้ทำงานก่อนอุปกรณ์ป้องกันทุกตัวในระบบจำหน่าย ในกรณีเช่นนี้เมื่อเกิดความผิดพลาดขึ้นในระบบ DG จะถูกตัดวงจรออกจากระบบก่อนที่อุปกรณ์ป้องกันตัวอื่นๆจะทำงาน ดังนั้น DG จึงไม่มีผลต่อลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันแต่อย่างใด ส่งผลให้อุปกรณ์ป้องกันทุกตัวในระบบสามารถทำงานสอดคล้องประสานกันได้ตามปกติโดยไม่เกิดปัญหาค้างขึ้นดังที่ได้กล่าวไว้ข้างต้น

## รายการอ้างอิง

- [1] William D.Stevenson, Elements of Power System Analysis, International Edition,1982
- [2] Glenn W.stagg ,Ahmed H.EI-Abiad, Computer Methods in Power System Analysis, International Student Edition,1985
- [3] Billinton R. and Allan.R.N, Reliability Evalution of Power Systems, Pitman Advanced Publishing Program,1984
- [4] Adly Girgis and Sukumar Brahma “ Effect of Distributed Generation on Protective Device Coordination in Distribution System ,” Power Engineering. LESCOPE ' Large Engineering Systems Conference on , 11-13 July 2001 , Page(s): 115 -119
- [5] P. P. Barker and R.W. de Mello “ Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: part1 – Radial Distribution Systems ,” Power Engineering Society Summer Meeting. IEEE , Volume: 3 , 16-20 July 2000 , Page(s): 1645 -1656
- [6] R.C. Dugan and T.E. Mcdermott “ Operating Conflicts for Distributed Generation Interconnected with Utility Distribution Systems ,” Rural Electric Power Conference. IEEE , 29 April-1 May 2001 , Page(s): A3/1 -A3/6
- [7] Richard E. Brown and Lavelle A. Freeman “ Analyzing the Reliability Impact of Distributed Generation ,” Power Engineering Society Summer Meeting, 2001. IEEE , Volume: 2 , 15-19 July 2001, Pages:1013 – 1018
- [8] Gomez, J.C.; Morcos, M.M. “ Coordinating overcurrent protection and voltage sag in distributed generation systems ,” Power Engineering Review, IEEE , Volume: 22 , Feb. 2002 , Pages:16 – 19
- [9] St. John, M.; Borgnino, A. “Coordinating overcurrent protection devices ,” Computer Applications in Power, IEEE , Volume: 9 , Issue: 3 , July 1996 , Pages:41 – 44
- [10] Dugan, R.C.; McDermott, T.E. “Distributed generation ,” Industry Applications Magazine, IEEE, Volume: 8 , Issue: 2 , March-April 2002, Pages:19 - 25
- [11] McDermott, T.E.; Dugan, R.C. “Distributed generation impact on reliability and power quality indices ,” Rural Electric Power Conference, 2002. 2002 IEEE , 5-7 May 2002, Pages:D3 - D3\_7
- [12] Dugan, R.C. “Distributed resources and reliability of distribution systems ,” Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE , 21-25 July 2002, Pages:106 – 108

- [13] Adly Girgis and Sukumar Brahma “ Impact of Distributed Generation on Protective Device Coordination in Distribution System ,” Power Engineering. LESCOPE ' Large Engineering Systems Conference on , 11-13 July 2001 , Page(s): 115 -119
- [14] Brown, R.E. “Modeling the reliability impact of distributed generation ,” Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE , Volume: 1 , 21-25 July 2002 , Pages:442 – 446
- [15] Barker, P. “Overvoltage considerations in applying distributed resources on power systems ,” Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE , Volume: 1 , 21-25 July 2002 , Pages:109 – 114
- [16] Doyle, M.T. “Reviewing the impacts of distributed generation on distribution system protection ,” Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE , Volume: 1 , 21-25 July 2002 , Pages:103 – 105
- [17] Chao, X.H. “System impact studies for DG projects under development in the US ,” Power Engineering Society Summer Meeting, 2001. IEEE , Volume: 2 , 15-19 July 2001 , Pages: 772 – 774
- [18] R. Billinton and R.N. Allan. Reliability Evaluation of Engineering Systems Concept and Techniques. Second Edition, PLENUM PRESS 1992
- [19] R. Billinton and R.N. Allan. Power System Reliability and Its Assessment Part3 Distribution System. Power Engineering journal. August 1993 , pages: 185-192
- [20] ณัฐวุฒิ จินตวิวัฒน์. การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังโดยคำนึงถึงแรงดันตกชั่วคราว. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2545.
- [21] พงศกร ยุทธโกวิท. การประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายโดยคำนึงถึงผลของแรงดันตก. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2540.
- [22] ระเบียบการไฟฟ้าภูมิภาคว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2546
- [23] ประสิทธิ์ พิทยพัฒน์. การป้องกันระบบไฟฟ้า
- [24] สันติ อัสวศรีพงษ์สร ,อรวรรณ รักคดีพงศ์ “การวิเคราะห์ปัญหาทางด้านเทคนิคที่เกี่ยวข้องกับการเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าย่อยเข้ากับเครือข่ายระบบจำหน่ายแรงดัน 22 เควีของการไฟฟ้าภูมิภาค,” การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่26, 6-7 พฤศจิกายน 2546 , หน้า 323-328
- [25] [www.egat.co.th](http://www.egat.co.th)



ภาคผนวก

สถาบันวิทยบริการ  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

## ภาคผนวก ก

### ตารางแสดงค่ากระแสลัดวงจร

เป็นตารางแสดงค่ากระแสลัดวงจรสำหรับระบบ RBTSBUS2 ทั้งการผิดปกติของแบบเฟสเดียวลงดินและสามเฟส และค่ากระแสลัดวงจรสำหรับระบบที่ตัดแปลงจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 30 บัส ทั้งการผิดปกติของแบบเฟสเดียวลงดินและสามเฟสโดยคำนึงถึงผลการต่อหม้อแปลงในลักษณะต่างๆ



สถาบันวิทยบริการ  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ ก.1 แสดงค่ากระแสผิดพลาดแบบเฟสเดียวลงดิน  
ของระบบ RBTSBUS2

บัสผิดพลาด	กระแสผิดพลาด (kA)			
	ไม่มีDG	ต้นทาง	กลางทาง	ปลายทาง
bus36	0.620969	0.812792	0.976339	1.585412
I_CB1		0.282032	0.272976	0.321234
bus35	0.629475	0.827732	0.997939	1.642809
I_CB1		0.287609	0.279599	0.334283
bus34	0.788008	1.1332	1.471165	3.27644
I_CB1		0.403	0.42867	0.784
bus33	0.702199	0.958399	1.194764	1.404534
I_CB1		0.330591	0.330645	0.427558
bus32	0.922022	1.43505	2.01668	2.6775
I_CB1		0.511	0.4286	0.91
bus31	0.839117	1.234752	1.658792	1.3243
I_CB1		0.419852	0.446086	0.572425
bus30	0.904621	1.386759	1.943554	1.501502
I_CB1		0.475655	0.529756	0.65278
bus29	1.168391	2.1421	3.6616	2.429
I_CB1		0.764699	1.0848	1.267
bus28	1.143723	2.051797	1.781228	1.552535
I_CB1		0.674388	0.778527	0.868105
bus27	1.065538	1.805338	1.591793	1.406985
I_CB1		0.590458	0.693614	0.78485
bus26	1.5847	4.09081	3.2188	2.557
I_CB1		1.474	1.474	1.474



ตารางที่ ก.1 (ต่อ)

บัสฟีดพร้อม	กระแสฟีดพร้อม (kA)			
	ไม่มีDG	ต้นทาง	กลางทาง	ปลายทาง
bus25	0.649102	0.716597	0.701127	0.685373
I_CB1		-0.26834	-0.21311	-0.1539
bus24	0.77763	0.881407	0.85774	0.833
I_CB1		-0.33318	-0.2646	-0.201
bus23	0.717647	0.800043	0.780907	0.761573
I_CB1		-0.29762	-0.23511	-0.1688
bus22	0.729013	0.814538	0.794681	0.774619
I_CB1		-0.30332	-0.23959	-0.172
bus21	0.94844	1.109777	1.0723	1.0347
I_CB1		-0.41972	-0.3311	-0.25
bus20	0.828131	0.940183	0.913833	0.887435
I_CB1		-0.34842	-0.27359	-0.19515
bus19	0.843272	0.960301	0.932781	0.905216
I_CB1		-0.35631	-0.27972	-0.19949
bus18	1.14755	1.396935	1.3379	1.279
I_CB1		-0.52895	-0.4137	-0.315
bus17	1.143185	1.37614	1.319735	1.264408
I_CB1		-0.50804	-0.39282	-0.27567
bus16	1.58357	2.122576	1.9882	1.8593
I_CB1		-0.806	-0.61712	-0.461
bus15	0.90552	1.047906	1.014595	0.981176
I_CB1		-0.39451	-0.31015	-0.22167
bus14	1.2275	1.52168	1.4514	1.362
I_CB1		-0.578	-0.4506	-0.341
bus13	1.088975	1.303952	1.252639	1.201859
I_CB1		-0.48928	-0.38104	-0.26964
bus12	1.5794	2.11751	1.9834	1.8546
I_CB1		-0.805	-0.6167	-0.462

ตารางที่ ก.1 (ต่อ)

บัสผิดพลาด	กระแสผิดพลาด (kA)			
	ไม่มีDG	ต้นทาง	กลางทาง	ปลายทาง
bus11	0.6207	0.681183	0.667276	0.653122
I_CB1		-0.25408	-0.20172	-0.14561
bus10	0.787	0.894018	0.8696	0.8449
I_CB1		-0.33779	-0.2682	-0.201
bus9	0.7131	0.794589	0.7757	0.756593
I_CB1		-0.29589	-0.23392	-0.16809
bus8	0.7022	0.780792	0.762573	0.744143
I_CB1		-0.29047	-0.22965	-0.16503
bus7	0.922	1.073246	1.0382	1.00299
I_CB1		-0.40566	-0.3204	-0.246
bus6	0.9046	1.042698	1.010176	0.977663
I_CB1		-0.38808	-0.30425	-0.21672
bus5	0.8391	0.954304	0.927186	0.900039
I_CB1		-0.35336	-0.2773	-0.19767
bus4	1.1683	1.428137	1.36655	1.30543
I_CB1		-0.54061	-0.4224	-0.321
bus3	1.0416	1.226413	1.181866	1.137986
I_CB1		-0.44949	-0.3485	-0.24517
bus2	1.1437	1.376673	1.320274	1.26495
I_CB1		-0.50799	-0.39279	-0.27565
bus1	1.5847	2.124	1.98966	1.8606
I_CB1		-0.806	-0.61724	-0.461

ตารางที่ ก.2 แสดงค่ากระแสผิดพลาดแบบสามเฟส  
ของระบบ RBTSBUS2

บัสผิดพลาด	กระแสผิดพลาด (kA)			
	ไม่มีDG	ต้นทาง	กลางทาง	ปลายทาง
bus36	1.0755	1.407755	1.691019	2.745933
I_CB1		0.48848	0.472794	0.556376
bus35	1.0902	1.433632	1.72843	2.845346
I_CB1		0.498139	0.484265	0.578978
bus34	1.3648	1.962702	2.548058	5.674794
I_CB1		0.697996	0.742457	1.357888
bus33	1.2162	1.659946	2.069331	2.432653
I_CB1		0.572584	0.572678	0.740531
bus32	1.5969	2.485507	3.49289	4.63743
I_CB1		0.885052	0.742335	1.57612
bus31	1.4534	2.138591	2.873027	2.293688
I_CB1		0.727184	0.772621	0.99144
bus30	1.5668	2.401866	3.366235	2.600601
I_CB1		0.823835	0.917537	1.130615
bus29	2.0237	3.710117	6.341891	4.207028
I_CB1		1.324459	1.878874	2.194444
bus28	1.9809	3.553713	3.085087	2.688991
I_CB1		1.16804	1.348409	1.503557
bus27	1.8455	3.126845	2.756986	2.436899
I_CB1		1.022673	1.20134	1.35936
bus26	2.7447	7.085283	5.574962	4.428724
I_CB1		2.552968	2.552968	2.552968

ตารางที่ ก.2 (ต่อ)

บัสผิดพลาด	กระแสผิดพลาด (kA)			
	ไม่มีDG	ต้นทาง	กลางทาง	ปลายทาง
bus25	1.124244	1.241145	1.214352	1.187065
I_CB1		-0.46476	-0.3691	-0.26656
bus24	1.346855	1.526597	1.485606	1.442756
I_CB1		-0.57708	-0.45829	-0.34813
bus23	1.242964	1.385675	1.352531	1.319044
I_CB1		-0.51548	-0.40721	-0.29235
bus22	1.262651	1.41078	1.376388	1.341641
I_CB1		-0.52535	-0.41497	-0.29791
bus21	1.642698	1.922134	1.857224	1.7921
I_CB1		-0.72695	-0.57347	-0.433
bus20	1.434324	1.628396	1.582759	1.537037
I_CB1		-0.60346	-0.47386	-0.338
bus19	1.460547	1.663242	1.615576	1.567835
I_CB1		-0.61713	-0.48448	-0.34552
bus18	1.987557	2.419491	2.317243	2.215228
I_CB1		-0.91615	-0.71653	-0.54558
bus17	1.979997	2.383474	2.285781	2.189954
I_CB1		-0.87993	-0.68037	-0.47747
bus16	2.742743	3.676301	3.443562	3.220308
I_CB1		-1.39598	-1.06885	-0.79845
bus15	1.56836	1.814973	1.757279	1.699397
I_CB1		-0.68329	-0.53718	-0.38393
bus14	2.12603	2.63555	2.513825	2.358984
I_CB1		-1.0011	-0.78044	-0.59061
bus13	1.886105	2.258446	2.16957	2.08162
I_CB1		-0.84743	-0.65997	-0.46702
bus12	2.735521	3.667527	3.435249	3.212167
I_CB1		-1.39426	-1.06812	-0.80018

ตารางที่ ก.2 (ต่อ)

บัสผิด พร้อม	กระแสผิดพร้อม (kA)			
	ไม่มีDG	ต้นทาง	กลางทาง	ปลายทาง
bus11	1.074969	1.17981	1.155722	1.131207
I_CB1		-0.44006	-0.34938	-0.25219
bus10	1.363084	1.548439	1.506147	1.463367
I_CB1		-0.58505	-0.46452	-0.34813
bus9	1.235061	1.376228	1.343513	1.310419
I_CB1		-0.51249	-0.40515	-0.29113
bus8	1.216212	1.352333	1.320777	1.288856
I_CB1		-0.5031	-0.39776	-0.28583
bus7	1.596904	1.858862	1.798162	1.737179
I_CB1		-0.70261	-0.55493	-0.42607
bus6	1.566805	1.805952	1.749624	1.693312
I_CB1		-0.67215	-0.52696	-0.37536
bus5	1.453352	1.652854	1.605887	1.558868
I_CB1		-0.61201	-0.48029	-0.34237
bus4	2.023496	2.473534	2.366865	2.261005
I_CB1		-0.93634	-0.7316	-0.55597
bus3	1.804038	2.124147	2.046992	1.970993
I_CB1		-0.77851	-0.6036	-0.42464
bus2	1.980929	2.384398	2.286715	2.190893
I_CB1		-0.87984	-0.68031	-0.47742
bus1	2.7447	3.678768	3.446091	3.222559
I_CB1		-1.39599	-1.06906	-0.79845

ตารางที่ ก.3 ค่ากระแสผิดพลาดแบบเฟสเดียวลงดิน  
ที่มีการต่อหม้อแปลงรูปแบบที่ 1 ของระบบ 30 บัส

บัสผิดพลาด	กระแสผิดพลาด (kA)			
	ไม่มีDG	ต้นทาง	กลางทาง	ปลายทาง
bus55	0.2622	0.27363	0.32516	0.59021
I_CB1		0.18949	0.17195	0.25364
bus53	0.28254	0.29586	0.35706	0.58356
I_CB1		0.20494	0.1889	0.2734
bus50	0.33726	0.35649	0.44948	0.59319
I_CB1		0.2473	0.23823	0.32683
bus48	0.37513	0.39915	0.51977	0.61201
I_CB1		0.27728	0.27596	0.36404
bus46	0.42228	0.45311	0.6157	0.64251
I_CB1		0.31536	0.32762	0.41057
bus44	0.48996	0.53221	0.77232	0.69418
I_CB1		0.37131	0.41217	0.47752
bus41	0.60452	0.6707	1.10339	0.79235
I_CB1		0.46945	0.59109	0.59109
bus39	0.77053	0.8825	1.19273	0.94504
I_CB1		0.62003	0.75624	0.75624
bus37	0.82727	0.9581	1.23363	0.99866
I_CB1		0.67387	0.8128	0.8128
bus35	0.89293	1.04775	1.28449	1.06125
I_CB1		0.7378	0.87834	0.87834
bus33	1.54608	2.08448	1.87231	1.69849
I_CB1		1.47842	1.53121	1.53121
bus34	1.48471	1.7843	1.7536	1.47586
I_CB1		0.9875	0.91213	0.78755
bus31	1.70022	2.37355	2.01923	1.85046
I_CB1		1.68546	1.68546	1.68546



ตารางที่ ก.3 (ต่อ)

บัสผิดพลาด	กระแสผิดพลาด (kA)			
	ไม่มีDG	ต้นทาง	กลางทาง	ปลายทาง
bus29	0.61781	0.64959	0.63403	0.62575
I_CB1		-0.1326	-0.0724	-0.0382
bus27	0.744	0.79085	0.76786	0.75567
I_CB1		-0.1615	-0.0878	-0.0461
bus25	0.96108	1.04151	1.00187	0.98099
I_CB1		-0.2128	-0.1146	-0.0599
bus26	0.917	1.0027	0.99547	0.9782
I_CB1		-0.201	-0.0925	-0.0531
bus24	0.83356	0.981	0.8742	0.00436
I_CB1		-0.187	-0.154	-0.0001
bus22	1.47247	1.67407	1.57356	1.52158
I_CB1		-0.3425	-0.1803	-0.0931
bus20	2.11642	2.56683	2.33871	2.22355
I_CB1		-0.5258	-0.2691	-0.1368
bus18	0.37018	0.38106	0.37576	0.37292
I_CB1		-0.0771	-0.0426	-0.0225
bus16	0.41738	0.43129	0.42451	0.42088
I_CB1		-0.0873	-0.0481	-0.0254
bus14	0.48512	0.5041	0.49484	0.48988
I_CB1		-0.1021	-0.0561	-0.0296
bus11	0.5998	0.62929	0.61487	0.60717
I_CB1		-0.1276	-0.0698	-0.0368
bus9	0.76602	0.81531	0.79112	0.77829
I_CB1		-0.1657	-0.09	-0.0472
bus7	0.82283	0.88019	0.85201	0.83709

ตารางที่ ก.3 (ต่อ)

บัสผิดพลาด	กระแสผิดพลาด (kA)			
	ไม่มีDG	ต้นทาง	กลางทาง	ปลายทาง
I_CB1		-0.179	-0.0969	-0.0508
bus5	0.88859	0.95612	0.9229	0.90535
I_CB1		-0.1945	-0.1051	-0.055
bus3	1.54307	1.7658	1.65459	0.90535
I_CB1		-0.3609	-0.1894	-0.055
bus1	1.69763	1.97265	1.83481	1.7641
I_CB1		-0.4034	-0.2102	-0.1079

ตารางที่ ก.4 ค่ากระแสผิดพลาดแบบเฟสเดียวลงดิน  
ที่มีการต่อหม้อแปลงรูปแบบที่ 2 ของระบบ 30 บัส

บัสผิดพลาด	กระแสผิดพลาด (kA)			
	ไม่มีDG	ต้นทาง	กลางทาง	ปลายทาง
bus55	0.2622	0.2822	0.37937	1.78313
I_CB1		0.14093	0.10162	0.25364
bus53	0.28254	0.30593	0.42355	1.37354
I_CB1		0.15282	0.11357	0.2734
bus50	0.33726	0.37126	0.56046	1.00975
I_CB1		0.18572	0.15086	0.32683
bus48	0.37513	0.47745	0.67452	0.93256
I_CB1		0.23963	0.18217	0.36404
bus46	0.42228	0.47745	0.84611	0.89742
I_CB1		0.23963	0.22962	0.41057
bus44	0.48996	0.5663	1.17349	0.89811
I_CB1		0.28492	0.32088	0.47752
bus41	0.60452	0.72626	2.13638	0.95374
I_CB1		0.36659	0.59109	0.59109

ตารางที่ ก.4 (ต่อ)

บัสผิด พร้อม	กระแสผิดพร้อม (kA)			
	ไม่มีDG	ต้นทาง	กลางทาง	ปลายทาง
bus39	0.77053	0.982319	1.7681	1.077871
I_CB1		0.497748	0.7562	0.756241
bus37	0.827268	1.077273	1.7425	1.125485
I_CB1		0.546471	0.8128	0.8128
bus35	0.892926	1.192442	1.7378	1.182434
I_CB1		0.605635	0.8783	0.878335
bus33	1.546079	2.757641	2.1397	1.794227
I_CB1		1.412368	1.5312	1.531213
bus34	1.484713	2.5443	1.9645	1.6582
I_CB1		1.265479	1.1235	1.12325
bus31	1.700224	3.283334	2.2712	1.943303
I_CB1		1.685463	1.6855	1.685463
bus29	0.617809	0.673527	0.6438	0.630061
I_CB1		-0.2311	-0.115	-0.05724
bus27	0.743999	0.826831	0.7824	0.762036
I_CB1		-0.28379	-0.14	-0.06926
bus25	0.961076	1.105499	1.0271	0.991952
I_CB1		-0.3797	-0.183	-0.09024
bus26	0.917	0.99986	0.9986	0.98457
I_CB1		-0.1684	-0.177	-0.0842
bus24	0.833559	0.935875	0.9216	0.86624
I_CB1		-0.0984	-0.096	-0.0546
bus22	1.472467	1.849786	1.6389	1.549189
I_CB1		-0.63615	-0.293	-0.14128
bus20	2.116422	3.014777	2.4916	2.285634
I_CB1		-1.03817	-0.448	-0.21004

ตารางที่ ก.4 (ต่อ)

บัสผิดพลาด	กระแสผิดพลาด (kA)			
	ไม่มีDG	ต้นทาง	กลางทาง	ปลายทาง
bus18	0.37018	0.38895	0.37906	0.37439
I_CB1		-0.1323	-0.067	-0.0337
bus16	0.41738	0.44146	0.42874	0.42276
I_CB1		-0.1502	-0.0758	-0.0381
bus14	0.48512	0.51811	0.50063	0.49245
I_CB1		-0.1764	-0.0885	-0.0444
bus11	0.5998	0.65143	0.62392	0.61118
I_CB1		-0.2221	-0.1105	-0.0552
bus9	0.76602	0.85326	0.8064	0.785
I_CB1		-0.2915	-0.1431	-0.071
bus7	0.82283	0.92474	0.86985	0.8449
I_CB1		-0.3161	-0.1544	-0.0764
bus5	0.88859	1.00914	0.94398	0.91455
I_CB1		-0.3452	-0.1677	-0.0828
bus3	1.54307	1.96245	1.72707	1.62773
I_CB1		-0.6742	-0.3086	-0.1483
bus1	1.69763	2.22302	1.92528	1.80185
I_CB1		-0.7642	-0.3445	-0.1644

ตารางที่ ก.5 ค่ากระแสผิดพลาดแบบเฟสเดียวลงดิน  
ที่มีการต่อหม้อแปลงรูปแบบที่ 3 ของระบบ 30 บัส

บัสผิดพลาด	กระแสผิดพลาด (kA)			
	ไม่มีDG	ต้นทาง	กลางทาง	ปลายทาง
bus55	0.2622	0.27972	0.36946	1.51221
I_CB1		0.15528	0.11478	0.25364

ตารางที่ ก.5 (ต่อ)

บัสผิดพลาด	กระแสผิดพลาด (kA)			
	ไม่มีDG	ต้นทาง	กลางทาง	ปลายทาง
bus53	0.28254	0.303	0.41121	1.22803
I_CB1		0.16825	0.12788	0.2734
bus50	0.33726	0.36694	0.53892	0.95268
I_CB1		0.20405	0.16823	0.32683
bus48	0.37513	0.41235	0.64341	0.89306
I_CB1		0.22962	0.20151	0.36404
bus46	0.42228	0.47027	0.7974	0.86858
I_CB1		0.26237	0.25089	0.41057
bus44	0.48996	0.55618	1.08102	0.87674
I_CB1		0.31104	0.34252	0.47752
bus41	0.60452	0.70954	1.84692	0.93806
I_CB1		0.39811	0.59109	0.59109
bus39	0.77053	0.95163	1.63853	1.06573
I_CB1		0.53599	0.75624	0.75624
bus37	0.82727	1.04035	1.63274	1.11406
I_CB1		0.58661	0.8128	0.8128
bus35	0.89293	1.1472	1.64379	1.17167
I_CB1		0.64765	0.87834	0.87834
bus33	1.54608	2.52247	2.09311	1.78644
I_CB1		1.43567	1.53121	1.53121
bus34	1.48471	2.3355	1.95754	1.3554
I_CB1		1.3595	1.1267	1.1267
bus31	1.70022	2.95551	2.22817	1.93586
I_CB1		1.68546	1.68546	1.68546
bus29	0.61781	0.66668	0.64243	0.62978

ตารางที่ ก.5 (ต่อ)

บัสผิดพลาด	กระแสผิดพลาด (kA)			
	ไม่มีDG	ต้นทาง	กลางทาง	ปลายทาง
I_CB1		-0.2022	-0.1083	-0.0558
bus27	0.744	0.81646	0.78032	0.76162
I_CB1		-0.2478	-0.1316	-0.0675
bus25	0.96108	1.08682	1.02348	0.99122
I_CB1		-0.33	-0.1727	-0.088
bus26	0.917	0.98656	0.97654	0.90483
I_CB1		-0.2956	-0.1597	-0.0713
bus24	0.83356	1.6953	1.5763	1.4216
I_CB1		-0.4248	-0.2158	-0.0954
bus22	1.47247	1.79671	1.62918	1.54727
I_CB1		-0.5463	-0.2755	-0.1376
bus20	2.11642	1.79671	1.62918	2.28107
I_CB1		-0.5463	-0.2755	-0.2044
bus18	0.37018	0.38672	0.3786	0.3743
I_CB1		-0.1163	-0.0633	-0.0329
bus16	0.41738	0.43858	0.42816	0.42264
I_CB1		-0.1319	-0.0716	-0.0371
bus14	0.48512	0.51413	0.49983	0.49229
I_CB1		-0.1548	-0.0836	-0.0433
bus11	0.5998	0.6451	0.62266	0.61092
I_CB1		-0.1945	-0.1043	-0.0538
bus9	0.76602	0.84232	0.80424	0.78456
I_CB1		-0.2544	-0.1349	-0.0692
bus7	0.82283	0.91185	0.86731	0.84438
I_CB1		-0.2755	-0.1456	-0.0745
bus5	0.88859	0.99374	0.94097	0.91394
I_CB1		-0.3005	-0.1581	-0.0807
bus3	1.54307	1.90276	1.71626	1.62559



ตารางที่ ก.5 (ต่อ)

บัสผิดพลาด	กระแสผิดพลาด (kA)			
	ไม่มีDG	ต้นทาง	กลางทาง	ปลายทาง
I_CB1		-0.5779	-0.2899	-0.1444
bus1	1.69763	2.14611	1.91164	1.79917
I_CB1		-0.6522	-0.3233	-0.1601

ตารางที่ ก.6 แสดงค่ากระแสผิดพลาดแบบสามเฟส  
ของระบบ 30 บัส

บัสผิดพลาด	กระแสผิดพลาด (kA)			
	ไม่มีDG	ต้นทาง	กลางทาง	ปลายทาง
bus55	0.45413	0.48447	0.36946	1.51221
I_CB1		0.26894	0.1988	0.43931
bus53	0.48936	0.5248	0.71222	2.12695
I_CB1		0.2914	0.22148	0.47352
bus50	0.58414	0.63555	0.93341	1.65004
I_CB1		0.35341	0.29137	0.56607
bus48	0.64972	0.71418	1.11438	1.54678
I_CB1		0.3977	0.34901	0.63051
bus46	0.7314	0.81452	1.38109	1.50437
I_CB1		0.45442	0.43454	0.71111
bus44	0.84861	0.9633	1.87233	1.51851
I_CB1		0.53873	0.59324	0.82707
bus41	1.04702	1.22892	3.19887	1.62472
I_CB1		0.68953	1.02376	1.02376
bus39	1.33456	1.64823	2.83793	1.84584
I_CB1		0.92834	1.30981	1.30981
bus37	1.43283	1.80189	2.82791	1.92955
I_CB1		1.01601	1.40777	1.40777

ตารางที่ ก.6 (ต่อ)

บัสชนิดพร้อม	กระแสผิดพลาด (kA)			
	ไม่มีDG	ต้นทาง	กลางทาง	ปลายทาง
bus35	1.54655	1.98695	2.84705	2.02934
I_CB1		1.12173	1.52128	1.52128
bus33	2.67781	4.36893	3.62526	3.09412
I_CB1		2.48658	2.65206	2.65206
bus34	2.57152	4.2954	3.5189	2.92571
I_CB1		2.3789	2.5648	2.5648
bus31	2.94479	5.11894	3.85919	3.35292
I_CB1		2.91922	2.91922	2.91922
bus29	1.07004	1.15469	1.11269	1.09078
I_CB1		-0.3503	-0.1875	-0.0967
bus27	1.28861	1.41411	1.35151	1.31912
I_CB1		-0.4291	-0.2279	-0.117
bus25	1.66458	1.88238	1.77267	1.71679
I_CB1		-0.5716	-0.2991	-0.1524
bus26	1.58824	1.8134	1.71366	1.6132
I_CB1		-0.5032	-0.2058	-0.9557
bus24	1.44372	2.8235	2.53498	2.15847
I_CB1		-0.795	-0.3578	-0.1354
bus22	2.55031	3.11189	2.82174	2.67986
I_CB1		-0.9462	-0.4772	-0.2384
bus20	3.66564	3.11189	2.82174	3.95081
I_CB1		-0.9462	-0.4772	-0.354
bus18	0.64116	0.6698	0.65574	0.64828
I_CB1		-0.2014	-0.1096	-0.057
bus16	0.72291	0.75963	0.74157	0.73201

ตารางที่ ก.6 (ต่อ)

บัสผิดพร้อม	กระแสผิดพร้อม (kA)			
	ไม่มีDG	ต้นทาง	กลางทาง	ปลายทาง
I_CB1		-0.2285	-0.1239	-0.0643
bus14	0.84024	0.89047	0.8657	0.85265
I_CB1		-0.2681	-0.1448	-0.075
bus11	1.03885	1.11732	1.07844	1.05811
I_CB1		-0.3368	-0.1806	-0.0932
bus9	1.32674	1.45889	1.39294	1.35885
I_CB1		-0.4406	-0.2337	-0.1199
bus7	1.42515	1.57932	1.50219	1.46247
I_CB1		-0.4772	-0.2522	-0.1291
bus5	1.53904	1.72116	1.62977	1.58294
I_CB1		-0.5205	-0.2738	-0.1398
bus3	2.67259	3.29557	2.97257	2.81552
I_CB1		-1.0009	-0.5021	-0.2502
bus1	2.9403	3.71706	3.31096	3.11616
I_CB1		-1.1297	-0.5599	-0.2773

## ภาคผนวก ข

### ตารางแสดงค่ากระแสตัดวงจร – เวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน

เป็นตารางแสดงค่ากระแสตัดวงจรและเวลาในการทำงานของ ฟิวส์ และรีโครสเซอร์ที่ใช้ในระบบทดสอบ RBTSBUS2 และระบบที่ดัดแปลงจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 30 บัส ซึ่งสำหรับฟิวส์ที่ใช้จะเป็นชนิดตัดเร็วขนาดต่างๆซึ่งประกอบไปด้วยเวลาในการเริ่มหลอมละลาย(Minimum melting :MM) และเวลาในการตัดวงจร (Time clearing : TC) ส่วนรีโครสเซอร์จะเป็นค่าจำนวนเท่าของกระแสติดตั้งกับเวลาในการทำงาน



สถาบันวิทยบริการ  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ ข.1 TCของ  
ฟิวส์ 10 แอมแปร์

กระแส (A)	เวลา (s)
23.5	300
23.9	200
24.1	150
24.2	120
24.5	80
25	60
25.1	50
26	35
26.8	25
27	20
28	15
29	12
30	9
31	7
32	6
33	5
34.5	4
36	3.5
37.5	2.8
39	2.5
40	2.2
42	1.7
45	1.5
47	1.3
50	1.1
54	0.9
58	0.8
63	0.64
70	0.52
76	0.45
80	0.39
85	0.35
92	0.3
100	0.25
110	0.21
120	0.18
130	0.155
150	0.12
170	0.096
190	0.082
200	0.074
220	0.064
240	0.056
260	0.05
280	0.046
300	0.042
340	0.035
380	0.03
430	0.026
490	0.022
530	0.019
660	0.016
760	0.014

ตารางที่ ข.2 MMของ  
ฟิวส์ 10 แอมแปร์

กระแส (A)	เวลา (s)
19.5	300
19.7	200
20	140
20.2	100
21	60
21.2	45
22	30
22.5	23
23	19
24	14
25	10
26	7
27	5.8
28	4.7
29	3.9
30	3.4
31.4	2.8
32	2.5
34	2.1
36	1.7
38	1.4
40	1.2
43	1
45	0.86
49	0.72
52	0.62
56	0.53
60	0.46
64	0.4
68	0.36
72	0.31
78	0.27
82	0.24
88	0.2
96	0.18
100	0.16
110	0.135
120	0.11
130	0.094
140	0.082
150	0.07
160	0.062
170	0.054
180	0.047
190	0.042
210	0.035
230	0.03
240	0.026
260	0.022
280	0.019
300	0.016
320	0.015
333	0.014

ตารางที่ ข.3 TCของ  
ฟิวส์ 25 แอมแปร์

กระแส (A)	เวลา (s)
60	300
61	250
61.8	200
62.5	150
64	120
65	90
66	70
67	60
68	50
70	40
72	30
73	25
75	19.2
77	15
80	12
83	9
86	7
90	5.8
92	5
95	4.2
99	3.5
100.5	2.8
110	2.3
120	1.7
130	1.3
140	1.1
150	0.9
170	0.68
180	0.6
200	0.48
220	0.4
240	0.33
260	0.28
280	0.25
300	0.22
320	0.19
340	0.17
370	0.15
400	0.13
450	0.105
500	0.088
540	0.078
580	0.07
640	0.06
700	0.054
800	0.045
890	0.04
960	0.035
1100	0.029
1300	0.024
1480	0.02
1800	0.016
2100	0.014

ตารางที่ ข.2 MMของ  
ฟิวส์ 25 แอมแปร์

กระแส (A)	เวลา (s)
50.5	300
52	200
53	130
54	90
55	72
56	54
58	35
60	25
62	18
63	16
65	13
67	10
70	7.8
73	5.2
77	4.5
81	3.6
85	2.9
90	2.4
94	1.9
100	1.6
110	1.2
120	0.95
130	0.78
140	0.68
150	0.6
160	0.54
170	0.46
180	0.4
200	0.33
210	0.3
220	0.27
240	0.23
250	0.21
260	0.19
280	0.17
300	0.145
330	0.12
340	0.11
360	0.1
380	0.09
400	0.08
430	0.07
460	0.06
500	0.05
530	0.044
600	0.035
640	0.03
700	0.025
750	0.023
800	0.019
860	0.017
900	0.015
950	0.014

ตารางที่ ข.5 TCของ  
ฟิวส์ 40 แอมแปร์

กระแส (A)	เวลา (s)
100	300
102	150
105	110
107	80
110	60
112	45
115	35
118	28
120	24
125	16
130	13
136	9
140	7
150	5.2
160	3.8
170	3
180	2.3
190	1.9
200	1.6
220	1.2
240	0.95
260	0.8
280	0.68
300	0.58
320	0.49
340	0.42
370	0.35
400	0.3
420	0.27
450	0.24
480	0.21
500	0.19
540	0.17
580	0.15
630	0.13
700	0.1
800	0.088
880	0.078
940	0.07
1000	0.064
1100	0.056
1200	0.049
1300	0.044
1400	0.039
1500	0.036
1600	0.033
1800	0.029
2000	0.025
2200	0.023
2400	0.02
2600	0.018
2900	0.016
3350	0.014

ตารางที่ ข.6 MMของ  
ฟิวส์ 40 แอมแปร์

กระแส (A)	เวลา (s)
80	300
82	200
83	140
84	100
85	84
87	70
89	54
91.5	35
94	26
95	23
98	18
100	16
102	13
105	11
110	8
115	7
120	5.2
125	4
130	3.4
135	2.9
140	2.5
150	2
160	1.6
170	1.35
180	1.15
190	1
200	0.9
220	0.74
235	0.62
250	0.54
270	0.46
290	0.4
330	0.3
350	0.27
380	0.23
400	0.2
440	0.17
470	0.145
500	0.123
504	0.115
600	0.08
660	0.07
700	0.064
760	0.054
820	0.046
900	0.038
980	0.032
1050	0.028
1100	0.025
1200	0.021
1300	0.018
1400	0.015
1500	0.014

ตารางที่ ข.7 TCของ  
ฟิวส์ 100 แอมแปร์

กระแส (A)	เวลา (s)
245	300
250	230
255	180
260	150
262	130
268	110
270	90
280	70
288	50
290	33
310	25
320	20
328	17
337	14
340	11
360	9
380	6.8
400	5
420	4
450	3.1
470	2.5
500	2.1
520	1.8
550	1.5
580	1.3
620	1.1
650	0.9
700	0.76
740	0.68
780	0.6
840	0.52
900	0.45
950	0.4
1000	0.35
1100	0.3
1200	0.25
1300	0.21
1400	0.185
1500	0.165
1700	0.135
1800	0.12
2000	0.1
2200	0.086
2400	0.075
2800	0.06
3100	0.05
3700	0.04
4000	0.035
4500	0.03
5000	0.026
6000	0.021
7000	0.017
8600	0.014

ตารางที่ ข.8 MMของ  
ฟิวส์ 100 แอมแปร์

กระแส (A)	เวลา (s)
200	300
205	200
210	140
215	110
220	80
230	54
240	35
250	26
260	20
270	16
280	12
290	9.8
300	8
310	7
320	6
340	4.7
360	3.8
385	2.9
400	2.5
430	2
450	1.7
490	1.3
520	1.1
560	0.88
580	0.8
620	0.66
660	0.58
700	0.5
730	0.45
780	0.39
820	0.34
880	0.29
940	0.25
1000	0.22
1100	0.18
1200	0.15
1300	0.13
1400	0.11
1500	0.097
1600	0.086
1700	0.074
1800	0.066
1900	0.058
2100	0.049
2200	0.044
2400	0.037
2500	0.034
2600	0.031
2800	0.027
3000	0.023
3300	0.019
3600	0.016
3900	0.014



ตารางที่ ข.9 เวลาการทำงานของรีโคโนสเซอร์รหัส 135

กระแส (A)	เวลา (s)	กระแส (A)	เวลา (s)	กระแส (A)	เวลา (s)	กระแส (A)	เวลา (s)
1	14.655	2.253	2.981	5.216	1.024	12.073	0.597
1.014	14.247	2.284	2.923	5.287	1.009	12.238	0.595
1.027	13.85	2.315	2.866	5.359	0.995	12.405	0.592
1.041	13.464	2.346	2.81	5.432	0.981	12.574	0.59
1.056	13.089	2.378	2.756	5.506	0.967	12.745	0.587
1.07	12.725	2.411	2.702	5.581	0.954	12.919	0.585
1.085	12.371	2.444	2.649	5.657	0.94	13.095	0.583
1.099	12.026	2.477	2.598	5.734	0.93	13.273	0.58
1.114	11.691	2.511	2.547	5.812	0.921	13.454	0.578
1.13	11.365	2.545	2.498	5.891	0.912	13.638	0.575
1.145	11.049	2.58	2.449	5.972	0.903	13.824	0.573
1.161	10.741	2.615	2.401	6.053	0.894	14.012	0.571
1.176	10.442	2.65	2.355	6.136	0.885	14.203	0.568
1.192	10.151	2.687	2.309	6.219	0.876	14.397	0.566
1.209	9.869	2.723	2.264	6.304	0.868	14.593	0.564
1.225	9.594	2.76	2.22	6.39	0.859	14.792	0.561
1.242	9.327	2.798	2.176	6.477	0.851	14.993	0.559
1.259	9.067	2.836	2.134	6.565	0.843	15.198	0.557
1.276	8.814	2.875	2.093	6.655	0.834	15.405	0.555
1.293	8.569	2.914	2.052	6.745	0.826	15.615	0.555
1.311	8.331	2.954	2.012	6.837	0.818	15.828	0.554
1.329	8.109	2.994	1.973	6.931	0.81	16.043	0.553
1.347	7.893	3.035	1.936	7.025	0.802	16.262	0.552
1.365	7.684	3.076	1.903	7.121	0.794	16.484	0.551
1.384	7.479	3.118	1.87	7.218	0.787	16.708	0.55
1.403	7.28	3.161	1.838	7.316	0.779	16.936	0.55
1.422	7.086	3.204	1.807	7.416	0.771	17.167	0.549
1.441	6.898	3.247	1.776	7.517	0.764	17.401	0.548
1.461	6.714	3.292	1.745	7.619	0.756	17.638	0.547
1.481	6.536	3.336	1.716	7.723	0.749	17.879	0.546
1.501	6.362	3.382	1.686	7.829	0.743	18.122	0.545
1.521	6.193	3.428	1.657	7.935	0.737	18.369	0.545
1.542	6.028	3.475	1.629	8.043	0.732	18.62	0.544
1.563	5.868	3.522	1.601	8.153	0.726	18.873	0.543
1.585	5.712	3.57	1.574	8.264	0.721	19.131	0.542
1.606	5.56	3.619	1.547	8.377	0.716	19.391	0.541
1.628	5.412	3.668	1.52	8.491	0.711	19.656	0.54
1.65	5.268	3.718	1.494	8.607	0.705	19.924	0.54
1.673	5.128	3.769	1.469	8.724	0.7	20.195	0.539
1.696	4.991	3.82	1.444	8.843	0.695	20.47	0.538
1.719	4.858	3.872	1.419	8.964	0.69	20.749	0.537
1.742	4.734	3.925	1.395	9.086	0.685	21.032	0.536
1.766	4.618	3.978	1.371	9.21	0.68	21.319	0.536
1.79	4.505	4.033	1.347	9.335	0.675	21.609	0.535
1.814	4.395	4.088	1.324	9.462	0.67	21.904	0.534
1.839	4.287	4.143	1.304	9.591	0.665	22.203	0.533
1.864	4.182	4.2	1.286	9.722	0.661	22.505	0.532
1.889	4.079	4.257	1.268	9.854	0.656	22.812	0.531
1.915	3.979	4.315	1.25	9.989	0.651	23.123	0.531
1.941	3.882	4.374	1.232	10.125	0.646	23.438	0.53
1.968	3.786	4.433	1.215	10.263	0.642	23.758	0.529
1.995	3.694	4.494	1.198	10.403	0.637	24.081	0.528
2.022	3.603	4.555	1.181	10.545	0.632	24.41	0.528
2.049	3.515	4.617	1.164	10.688	0.628	24.742	0.528
2.077	3.429	4.68	1.148	10.834	0.623	25.08	0.528
2.106	3.344	4.744	1.131	10.982	0.619	25.421	0.528
2.134	3.262	4.809	1.115	11.131	0.614	25.768	0.528
2.163	3.182	4.874	1.1	11.283	0.61	26.119	0.528
2.193	3.104	4.941	1.084	11.437	0.607	26.475	0.528

ตารางที่ ข.10 เวลาการทำงานของรีโครสเซอร์รหัส 112

กระแส (A)	เวลา (s)	กระแส (A)	เวลา (s)	กระแส (A)	เวลา (s)	กระแส (A)	เวลา (s)
1	2.574	2.253	0.441	5.216	0.106	12.073	0.043
1.014	2.496	2.284	0.428	5.287	0.104	12.238	0.042
1.027	2.42	2.315	0.417	5.359	0.102	12.405	0.042
1.041	2.346	2.346	0.405	5.432	0.1	12.574	0.041
1.056	2.275	2.378	0.394	5.506	0.098	12.745	0.041
1.07	2.206	2.411	0.383	5.581	0.096	12.919	0.04
1.085	2.138	2.444	0.373	5.657	0.094	13.095	0.04
1.099	2.073	2.477	0.363	5.734	0.093	13.273	0.04
1.114	2.01	2.511	0.353	5.812	0.091	13.454	0.039
1.13	1.949	2.545	0.343	5.891	0.089	13.638	0.039
1.145	1.89	2.58	0.333	5.972	0.088	13.824	0.038
1.161	1.832	2.615	0.324	6.053	0.086	14.012	0.038
1.176	1.777	2.65	0.316	6.136	0.085	14.203	0.038
1.192	1.723	2.687	0.309	6.219	0.084	14.397	0.037
1.209	1.67	2.723	0.302	6.304	0.082	14.593	0.037
1.225	1.619	2.76	0.295	6.39	0.081	14.792	0.036
1.242	1.57	2.798	0.288	6.477	0.08	14.993	0.036
1.259	1.522	2.836	0.282	6.565	0.079	15.198	0.036
1.276	1.476	2.875	0.275	6.655	0.077	15.405	0.035
1.293	1.431	2.914	0.269	6.745	0.076	15.615	0.035
1.311	1.388	2.954	0.263	6.837	0.075	15.828	0.035
1.329	1.345	2.994	0.257	6.931	0.074	16.043	0.034
1.347	1.304	3.035	0.251	7.025	0.073	16.262	0.034
1.365	1.265	3.076	0.246	7.121	0.071	16.484	0.033
1.384	1.226	3.118	0.24	7.218	0.07	16.708	0.033
1.403	1.189	3.161	0.235	7.316	0.069	16.936	0.033
1.422	1.153	3.204	0.229	7.416	0.068	17.167	0.032
1.441	1.118	3.247	0.224	7.517	0.067	17.401	0.032
1.461	1.084	3.292	0.219	7.619	0.066	17.638	0.032
1.481	1.051	3.336	0.214	7.723	0.065	17.879	0.032
1.501	1.019	3.382	0.209	7.829	0.064	18.122	0.031
1.521	0.988	3.428	0.204	7.935	0.063	18.369	0.031
1.542	0.961	3.475	0.2	8.043	0.062	18.62	0.031
1.563	0.935	3.522	0.195	8.153	0.061	18.873	0.03
1.585	0.909	3.57	0.191	8.264	0.06	19.131	0.03
1.606	0.884	3.619	0.187	8.377	0.059	19.391	0.029
1.628	0.86	3.668	0.182	8.491	0.059	19.656	0.029
1.65	0.836	3.718	0.178	8.607	0.058	19.924	0.029
1.673	0.813	3.769	0.174	8.724	0.057	20.195	0.029
1.696	0.791	3.82	0.17	8.843	0.056	20.47	0.028
1.719	0.769	3.872	0.166	8.964	0.056	20.749	0.028
1.742	0.748	3.925	0.163	9.086	0.055	21.032	0.028
1.766	0.727	3.978	0.159	9.21	0.054	21.319	0.028
1.79	0.707	4.033	0.155	9.335	0.054	21.609	0.028
1.814	0.688	4.088	0.152	9.462	0.053	21.904	0.028
1.839	0.669	4.143	0.148	9.591	0.052	22.203	0.027
1.864	0.651	4.2	0.145	9.722	0.052	22.505	0.027
1.889	0.633	4.257	0.143	9.854	0.051	22.812	0.027
1.915	0.615	4.315	0.14	9.989	0.05	23.123	0.027
1.941	0.599	4.374	0.137	10.125	0.05	23.438	0.027
1.968	0.582	4.433	0.134	10.263	0.049	23.758	0.027
1.995	0.566	4.494	0.132	10.403	0.048	24.081	0.027
2.022	0.551	4.555	0.129	10.545	0.048	24.41	0.026
2.049	0.535	4.617	0.127	10.688	0.047	24.742	0.026
2.077	0.521	4.68	0.124	10.834	0.047	25.08	0.026
2.106	0.506	4.744	0.122	10.982	0.046	25.421	0.026
2.134	0.492	4.809	0.12	11.131	0.045	25.768	0.026
2.163	0.479	4.874	0.117	11.283	0.045	26.119	0.026
2.193	0.466	4.941	0.115	11.437	0.044	26.475	0.026
2.223	0.453	5.008	0.113	11.593	0.044	26.836	0.025

ตารางที่ ข.11 เวลาการทำงานของรีโครสเซอร์รหัส 140

กระแส (A)	เวลา (s)	กระแส (A)	เวลา (s)	กระแส (A)	เวลา (s)	กระแส (A)	เวลา (s)
1	27.524	2.253	4.735	5.216	1.782	12.073	1.072
1.014	26.574	2.284	4.65	5.287	1.759	12.238	1.066
1.027	25.657	2.315	4.566	5.359	1.736	12.405	1.062
1.041	24.771	2.346	4.485	5.432	1.714	12.574	1.059
1.056	23.917	2.378	4.404	5.506	1.692	12.745	1.056
1.07	23.091	2.411	4.325	5.581	1.67	12.919	1.054
1.085	22.294	2.444	4.248	5.657	1.648	13.095	1.051
1.099	21.525	2.477	4.172	5.734	1.633	13.273	1.049
1.114	20.782	2.511	4.097	5.812	1.619	13.454	1.046
1.13	20.065	2.545	4.024	5.891	1.604	13.638	1.043
1.145	19.372	2.58	3.951	5.972	1.59	13.824	1.041
1.161	18.704	2.615	3.881	6.053	1.576	14.012	1.038
1.176	18.058	2.65	3.811	6.136	1.562	14.203	1.036
1.192	17.435	2.687	3.743	6.219	1.549	14.397	1.033
1.209	16.833	2.723	3.676	6.304	1.535	14.593	1.031
1.225	16.252	2.76	3.61	6.39	1.522	14.792	1.028
1.242	15.691	2.798	3.545	6.477	1.508	14.993	1.026
1.259	15.15	2.836	3.482	6.565	1.495	15.198	1.023
1.276	14.627	2.875	3.419	6.655	1.482	15.405	1.02
1.293	14.135	2.914	3.358	6.745	1.469	15.615	1.018
1.311	13.714	2.954	3.298	6.837	1.456	15.828	1.015
1.329	13.306	2.994	3.242	6.931	1.443	16.043	1.013
1.347	12.909	3.035	3.191	7.025	1.43	16.262	1.01
1.365	12.525	3.076	3.142	7.121	1.418	16.484	1.008
1.384	12.152	3.118	3.093	7.218	1.405	16.708	1.005
1.403	11.79	3.161	3.045	7.316	1.393	16.936	1.003
1.422	11.438	3.204	2.998	7.416	1.381	17.167	1.001
1.441	11.098	3.247	2.951	7.517	1.368	17.401	0.998
1.461	10.767	3.292	2.905	7.619	1.356	17.638	0.996
1.481	10.446	3.336	2.86	7.723	1.345	17.879	0.996
1.501	10.135	3.382	2.816	7.829	1.333	18.122	0.995
1.521	9.833	3.428	2.772	7.935	1.321	18.369	0.995
1.542	9.54	3.475	2.729	8.043	1.309	18.62	0.994
1.563	9.256	3.522	2.687	8.153	1.298	18.873	0.994
1.585	8.98	3.57	2.645	8.264	1.286	19.131	0.993
1.606	8.713	3.619	2.604	8.377	1.275	19.391	0.993
1.628	8.453	3.668	2.564	8.491	1.264	19.656	0.992
1.65	8.201	3.718	2.524	8.607	1.253	19.924	0.992
1.673	7.957	3.769	2.485	8.724	1.242	20.195	0.992
1.696	7.754	3.82	2.446	8.843	1.235	20.47	0.991
1.719	7.572	3.872	2.408	8.964	1.227	20.749	0.991
1.742	7.394	3.925	2.371	9.086	1.219	21.032	0.99
1.766	7.22	3.978	2.334	9.21	1.212	21.319	0.99
1.79	7.05	4.033	2.298	9.335	1.205	21.609	0.99
1.814	6.884	4.088	2.262	9.462	1.197	21.904	0.989
1.839	6.723	4.143	2.227	9.591	1.19	22.203	0.989
1.864	6.565	4.2	2.198	9.722	1.183	22.505	0.988
1.889	6.41	4.257	2.169	9.854	1.176	22.812	0.988
1.915	6.26	4.315	2.141	9.989	1.168	23.123	0.987
1.941	6.112	4.374	2.113	10.125	1.161	23.438	0.987
1.968	5.969	4.433	2.085	10.263	1.154	23.758	0.987
1.995	5.828	4.494	2.058	10.403	1.147	24.081	0.986
2.022	5.691	4.555	2.032	10.545	1.14	24.41	0.986
2.049	5.558	4.617	2.005	10.688	1.133	24.742	0.985
2.077	5.427	4.68	1.979	10.834	1.126	25.08	0.985
2.106	5.299	4.744	1.953	10.982	1.119	25.421	0.985
2.134	5.175	4.809	1.928	11.131	1.112	25.768	0.985
2.163	5.053	4.874	1.903	11.283	1.106	26.119	0.985
2.193	4.935	4.941	1.878	11.437	1.099	26.475	0.985

ตารางที่ ข.12 เวลาการทำงานของรีโครสเซอร์รหัส 101

กระแส (A)	เวลา (s)	กระแส (A)	เวลา (s)	กระแส (A)	เวลา (s)	กระแส (A)	เวลา (s)
1	0.139	2.253	0.02	5.216	0.015	12.073	0.015
1.014	0.133	2.284	0.019	5.287	0.015	12.238	0.015
1.027	0.127	2.315	0.019	5.359	0.015	12.405	0.015
1.041	0.121	2.346	0.019	5.432	0.015	12.574	0.015
1.056	0.115	2.378	0.019	5.506	0.015	12.745	0.015
1.07	0.11	2.411	0.019	5.581	0.015	12.919	0.015
1.085	0.105	2.444	0.019	5.657	0.015	13.095	0.015
1.099	0.1	2.477	0.019	5.734	0.015	13.273	0.015
1.114	0.095	2.511	0.018	5.812	0.015	13.454	0.015
1.13	0.091	2.545	0.018	5.891	0.015	13.638	0.015
1.145	0.087	2.58	0.018	5.972	0.015	13.824	0.015
1.161	0.083	2.615	0.018	6.053	0.015	14.012	0.015
1.176	0.079	2.65	0.018	6.136	0.015	14.203	0.015
1.192	0.075	2.687	0.018	6.219	0.015	14.397	0.015
1.209	0.072	2.723	0.018	6.304	0.015	14.593	0.015
1.225	0.069	2.76	0.018	6.39	0.015	14.792	0.015
1.242	0.065	2.798	0.018	6.477	0.015	14.993	0.015
1.259	0.062	2.836	0.017	6.565	0.015	15.198	0.015
1.276	0.059	2.875	0.017	6.655	0.015	15.405	0.015
1.293	0.057	2.914	0.017	6.745	0.015	15.615	0.015
1.311	0.054	2.954	0.017	6.837	0.015	15.828	0.015
1.329	0.052	2.994	0.017	6.931	0.015	16.043	0.015
1.347	0.049	3.035	0.017	7.025	0.015	16.262	0.015
1.365	0.047	3.076	0.017	7.121	0.015	16.484	0.015
1.384	0.045	3.118	0.017	7.218	0.015	16.708	0.015
1.403	0.043	3.161	0.017	7.316	0.015	16.936	0.015
1.422	0.041	3.204	0.017	7.416	0.015	17.167	0.015
1.441	0.04	3.247	0.017	7.517	0.015	17.401	0.015
1.461	0.039	3.292	0.017	7.619	0.015	17.638	0.015
1.481	0.037	3.336	0.017	7.723	0.015	17.879	0.015
1.501	0.036	3.382	0.016	7.829	0.015	18.122	0.015
1.521	0.035	3.428	0.016	7.935	0.015	18.369	0.015
1.542	0.034	3.475	0.016	8.043	0.015	18.62	0.015
1.563	0.032	3.522	0.016	8.153	0.015	18.873	0.015
1.585	0.031	3.57	0.016	8.264	0.015	19.131	0.015
1.606	0.03	3.619	0.016	8.377	0.015	19.391	0.015
1.628	0.029	3.668	0.016	8.491	0.015	19.656	0.015
1.65	0.029	3.718	0.016	8.607	0.015	19.924	0.015
1.673	0.028	3.769	0.016	8.724	0.015	20.195	0.015
1.696	0.028	3.82	0.016	8.843	0.015	20.47	0.015
1.719	0.027	3.872	0.016	8.964	0.015	20.749	0.015
1.742	0.027	3.925	0.016	9.086	0.015	21.032	0.015
1.766	0.026	3.978	0.016	9.21	0.015	21.319	0.015
1.79	0.025	4.033	0.016	9.335	0.015	21.609	0.015
1.814	0.025	4.088	0.016	9.462	0.015	21.904	0.015
1.839	0.024	4.143	0.016	9.591	0.015	22.203	0.015
1.864	0.024	4.2	0.016	9.722	0.015	22.505	0.015
1.889	0.023	4.257	0.016	9.854	0.015	22.812	0.015
1.915	0.023	4.315	0.015	9.989	0.015	23.123	0.015
1.941	0.023	4.374	0.015	10.125	0.015	23.438	0.015
1.968	0.022	4.433	0.015	10.263	0.015	23.758	0.015
1.995	0.022	4.494	0.015	10.403	0.015	24.081	0.015
2.022	0.022	4.555	0.015	10.545	0.015	24.41	0.015
2.049	0.022	4.617	0.015	10.688	0.015	24.742	0.015
2.077	0.021	4.68	0.015	10.834	0.015	25.08	0.015
2.106	0.021	4.744	0.015	10.982	0.015	25.421	0.015
2.134	0.021	4.809	0.015	11.131	0.015	25.768	0.015
2.163	0.02	4.874	0.015	11.283	0.015	26.119	0.015
2.193	0.02	4.941	0.015	11.437	0.015	26.475	0.015
2.223	0.02	5.008	0.015	11.593	0.015	26.836	0.015
2.253	0.02	5.076	0.015	11.751	0.015	27.202	0.015
2.284	0.019	5.145	0.015	11.911	0.015	27.572	0.015

ตารางที่ ข.13 เวลาการทำงานของรีโครสเซอร์รหัส 133

กระแส (A)	เวลา (s)	กระแส (A)	เวลา (s)	กระแส (A)	เวลา (s)	กระแส (A)	เวลา (s)
1	14.462	2.253	2.372	5.216	0.474	12.073	0.12
1.014	14.006	2.284	2.308	5.287	0.463	12.238	0.118
1.027	13.565	2.315	2.246	5.359	0.452	12.405	0.116
1.041	13.137	2.346	2.185	5.432	0.442	12.574	0.113
1.056	12.723	2.378	2.125	5.506	0.431	12.745	0.111
1.07	12.322	2.411	2.068	5.581	0.421	12.919	0.109
1.085	11.934	2.444	2.012	5.657	0.411	13.095	0.107
1.099	11.558	2.477	1.957	5.734	0.402	13.273	0.105
1.114	11.194	2.511	1.904	5.812	0.392	13.454	0.103
1.13	10.841	2.545	1.853	5.891	0.383	13.638	0.101
1.145	10.499	2.58	1.803	5.972	0.374	13.824	0.099
1.161	10.169	2.615	1.754	6.053	0.365	14.012	0.098
1.176	9.848	2.65	1.706	6.136	0.357	14.203	0.096
1.192	9.538	2.687	1.66	6.219	0.348	14.397	0.094
1.209	9.237	2.723	1.616	6.304	0.34	14.593	0.092
1.225	8.946	2.76	1.572	6.39	0.332	14.792	0.091
1.242	8.664	2.798	1.53	6.477	0.324	14.993	0.089
1.259	8.391	2.836	1.488	6.565	0.317	15.198	0.087
1.276	8.129	2.875	1.448	6.655	0.309	15.405	0.086
1.293	7.881	2.914	1.409	6.745	0.302	15.615	0.084
1.311	7.64	2.954	1.371	6.837	0.295	15.828	0.082
1.329	7.406	2.994	1.334	6.931	0.288	16.043	0.081
1.347	7.179	3.035	1.298	7.025	0.281	16.262	0.08
1.365	6.96	3.076	1.263	7.121	0.275	16.484	0.079
1.384	6.747	3.118	1.229	7.218	0.269	16.708	0.078
1.403	6.54	3.161	1.196	7.316	0.263	16.936	0.077
1.422	6.34	3.204	1.164	7.416	0.257	17.167	0.076
1.441	6.146	3.247	1.133	7.517	0.251	17.401	0.074
1.461	5.958	3.292	1.102	7.619	0.246	17.638	0.073
1.481	5.776	3.336	1.072	7.723	0.24	17.879	0.072
1.501	5.599	3.382	1.043	7.829	0.235	18.122	0.071
1.521	5.428	3.428	1.015	7.935	0.23	18.369	0.07
1.542	5.262	3.475	0.988	8.043	0.225	18.62	0.069
1.563	5.101	3.522	0.961	8.153	0.22	18.873	0.068
1.585	4.944	3.57	0.935	8.264	0.215	19.131	0.067
1.606	4.793	3.619	0.91	8.377	0.21	19.391	0.066
1.628	4.646	3.668	0.886	8.491	0.205	19.656	0.065
1.65	4.504	3.718	0.862	8.607	0.201	19.924	0.065
1.673	4.366	3.769	0.839	8.724	0.196	20.195	0.064
1.696	4.233	3.82	0.816	8.843	0.192	20.47	0.063
1.719	4.109	3.872	0.797	8.964	0.188	20.749	0.062
1.742	3.998	3.925	0.778	9.086	0.183	21.032	0.061
1.766	3.889	3.978	0.76	9.21	0.179	21.319	0.06
1.79	3.784	4.033	0.743	9.335	0.175	21.609	0.059
1.814	3.681	4.088	0.725	9.462	0.171	21.904	0.058
1.839	3.582	4.143	0.708	9.591	0.168	22.203	0.058
1.864	3.485	4.2	0.692	9.722	0.164	22.505	0.057
1.889	3.39	4.257	0.676	9.854	0.16	22.812	0.056
1.915	3.298	4.315	0.66	9.989	0.157	23.123	0.055
1.941	3.209	4.374	0.645	10.125	0.153	23.438	0.055
1.968	3.122	4.433	0.63	10.263	0.15	23.758	0.054
1.995	3.038	4.494	0.615	10.403	0.148	24.081	0.054
2.022	2.955	4.555	0.6	10.545	0.145	24.41	0.053
2.049	2.875	4.617	0.586	10.688	0.142	24.742	0.053
2.077	2.797	4.68	0.573	10.834	0.14	25.08	0.052
2.106	2.722	4.744	0.559	10.982	0.137	25.421	0.052
2.134	2.648	4.809	0.546	11.131	0.134	25.768	0.051
2.163	2.576	4.874	0.534	11.283	0.132	26.119	0.051
2.193	2.506	4.941	0.521	11.437	0.129	26.475	0.05
2.223	2.438	5.008	0.509	11.593	0.127	26.836	0.05
2.253	2.372	5.076	0.497	11.751	0.125	27.202	0.049
2.284	2.308	5.145	0.486	11.911	0.122	27.572	0.049

## ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายภรต อินทรเทศ เกิดเมื่อวันที่ 9 เมษายน พ.ศ. 2523 จังหวัดกรุงเทพมหานคร สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย เมื่อปี พ.ศ. 2545 แล้วได้ศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาไฟฟ้ากำลัง ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



สถาบันวิทยบริการ  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย