

การประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติโดยพิจารณาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์



บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)
เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย

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

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2559
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

Reliability Evaluation of Automated Electrical Substation with Consideration of
Economical Worth

Mr. Nawakun Kaewlumyai



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

Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2016

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติโดย
	พิจารณาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์
โดย	นายนวนคุณ แก้วลำไย
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สุรัชชัย ชัยทัศนีย์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้รับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วน
หนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต

.....คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(รองศาสตราจารย์ ดร. สุพจน์ เตชวรสินสกุล)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

.....ประธานกรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. คมสัน เพ็ชรรัักษ์)

.....อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สุรัชชัย ชัยทัศนีย์)

.....กรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร. โสทธิพงศ์ พิชัยสวัสดิ์)

.....กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(ดร. อรรถ พยอมหอม)

นวคุณ แก้วลำไย : การประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติโดยพิจารณาความ
คุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ (Reliability Evaluation of Automated Electrical Substation
with Consideration of Economical Worth) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: ผศ. ดร.
สุรชัย ชัยทัศนีย์, 310 หน้า.

การออกแบบและก่อสร้างสถานีไฟฟ้าที่มีความเชื่อถือได้ที่ดีเป็นสิ่งสำคัญ เนื่องจากสถานี
ไฟฟ้าเป็นองค์ประกอบที่สำคัญในระบบส่งและระบบจำหน่าย โดยมีหน้าที่หลักในการเปลี่ยนระดับ
แรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมต่อการใช้งาน เพื่อส่งเสริมให้สถานีไฟฟ้ามีความเชื่อถือได้ที่ดีขึ้น
จึงได้มีการออกแบบระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ (Substation Automation Systems: SAS) ซึ่ง
สามารถทำให้ความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้ามีค่าที่ดีขึ้น เนื่องจากสามารถลดระยะเวลาในการสื่อสาร
และความผิดพลาดจากการปฏิบัติงานได้ อย่างไรก็ตาม การออกแบบติดตั้งสถานีไฟฟ้าและระบบ
สถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมีค่าใช้จ่ายที่สูง อีกทั้งแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้ายังได้รับ
ผลประโยชน์จากระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติที่ไม่เท่ากัน ดังนั้นการพิจารณาความคุ้มค่าทางการเงินของ
การติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติจึงเป็นอีกปัจจัยหนึ่งที่ต้องพิจารณา

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้นำเสนอวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ โดย
พิจารณาความคุ้มค่าทางการเงินของการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติสำหรับแต่ละรูปแบบการ
จัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้าที่จุดโหลดมีความสำคัญเท่าเทียมกันเปรียบเทียบกับสถานีไฟฟ้าที่ไม่มีการ
ติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ผ่านดัชนีประเมินความคุ้มค่าทางการเงินได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ
(Net Present Value: NPV) และอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR) โดย
ปัจจัยหลักที่พิจารณาที่ทำให้ระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติสามารถทำให้ความเชื่อถือได้เพิ่มขึ้น คือ การ
ลดระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้าโดยการลดระยะเวลาสวิตชิงของอุปกรณ์ภายใน
สถานีไฟฟ้าเพื่อคืนสถานะการจ่ายไฟให้แก่จุดโหลด

ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ลายมือชื่อนิสิต

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก

ปีการศึกษา 2559

5770207121 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS: RELIABILITY EVALUATION / ECONOMICAL WORTH / ELECTRICAL SUBSTATION CONFIGURATIONS / SUBSTATION AUTOMATION SYSTEMS / MONTE CARLO SIMULATION / NEWTON-RAPHSON POWER FLOW CALCULATION

NAWAKUN KAEWLUMYAI: Reliability Evaluation of Automated Electrical Substation with Consideration of Economical Worth. ADVISOR: ASST. PROF. SURACHAI CHAITUSANEY, Ph.D., 310 pp.

Designing and construction of highly reliable substation is very important because substation is an essential part of electrical system as it appropriately adjusts electrical voltage level for particular usage. To further enhance reliability of substation, Substation Automation Systems, usually called SAS, is invented to reduce communication time and human error during operation and maintenance. However, the cost of substation construction and SAS implementation is remarkably high. Also, the benefit of SAS to each configuration of substation is not equal. For this reason, economical worth of SAS implementation needs to be investigated.

This thesis proposes the method to evaluate automated substation considering economical worth of SAS implementation to each configuration of substation in which all load points are equally important. Comparison of economical worth between substation with and without SAS implementation is presented. The economical worth of non-automated and automated substation is represented by NPV (Net Present Value) and IRR (Internal Rate of Return). The key factor which SAS helps improve the reliability of substation is the reduction of switching time of equipment in substation so that the healthiness of all load points can be quickly restored.

Department: Electrical Engineering Student's Signature

Field of Study: Electrical Engineering Advisor's Signature

Academic Year: 2016

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์นี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี เนื่องจากได้รับความช่วยเหลืออย่างดียิ่งจาก ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ซึ่งได้กรุณาให้คำแนะนำและข้อคิดเห็นต่างๆ ที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งสำหรับการทำวิทยานิพนธ์ รวมทั้งได้กรุณาตรวจสอบและแก้ไขเนื้อหาวิทยานิพนธ์ฉบับสมบูรณ์ นอกจากนี้ ขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบด้วย ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.คมสัน เพ็ชรรักษ์ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.โสทธิพงศ์ พิชัยสวัสดิ์ และ ดร.อรรถ พยอมหอม กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย ที่ได้เสียสละเวลาตรวจสอบแก้ไข และให้คำแนะนำในการวิทยานิพนธ์จนสำเร็จลุล่วงด้วยดี

ท้ายนี้ ผู้วิจัยขอขอบพระคุณ บิดามารดา และครอบครัว ที่ให้กำลังใจในการทำวิทยานิพนธ์ตลอดมา รวมทั้ง พี่ น้อง และเพื่อนทุกคน ในห้องปฏิบัติการวิจัยที่อยู่เบื้องหลังความสำเร็จของวิทยานิพนธ์นี้



สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ.....	ช
สารบัญตาราง.....	ค
สารบัญรูปภาพ.....	ม
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ความเป็นมา และความสำคัญของปัญหา	1
1.2 วัตถุประสงค์.....	4
1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์.....	5
1.4 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน	6
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์	6
1.6 บทความวิจัยที่เกี่ยวข้อง	7
1.6.1 งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า	7
1.6.2 งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับผลกระทบของการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ต่อความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า	8
1.7 โครงสร้างของเนื้อหาของวิทยานิพนธ์	10
บทที่ 2 การจัดเรียงบัสและแบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า.....	12
2.1 การจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้า	12
2.1.1 รูปแบบบัสเดี่ยว (Single bus scheme).....	14
2.1.2 รูปแบบบัสเดี่ยวตัดตอน (Straight bus sectionalization scheme)	15
2.1.3 รูปแบบบัสประธานและบัสโอนสำรอง (Main and transfer bus scheme or Spare bus scheme).....	16

2.1.4	รูปแบบบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ (Double bus, single breaker scheme) ..18
2.1.5	รูปแบบบัสวง (Single ring bus sectionalized scheme).....19
2.1.6	รูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง (Breaker and a half scheme)20
2.1.7	รูปแบบบัสประธานคู่ (Double bus, double breaker scheme)21
2.2	การทำงานและประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า22
2.2.1	การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ (Passive failure).....23
2.2.2	การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ (Active failure).....23
2.2.3	การล้มเหลวจากการทำงานผิดปกติของอุปกรณ์ป้องกัน (Stuck condition)24
2.2.4	การล้มเหลวแบบซ้อนกัน (Overlapping failure).....24
2.2.5	การเกิดเหตุขัดข้องในช่วงการบำรุงรักษาอุปกรณ์ (Maintenance outage)25
2.3	แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์.....26
2.3.1	แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 2 สถานะ (Two-state model).....26
2.3.2	แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ (Three-state model)27
2.3.3	แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 4 สถานะ (Four-state model).....28
2.4	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้า.....29
2.4.1	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าแบบบัสเดียว30
2.4.2	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าแบบบัสเดียวตัดตอน31
2.4.3	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าแบบบัสประธานและบัสโอน สำรอง 33
2.4.4	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง35
2.4.5	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าแบบบัสวง37
2.4.6	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าแบบบัสประธานคู่38
2.4.7	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าแบบบัสประธานคู่ต่อเบรก เกอร์ 40

บทที่ 3 วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า	43
3.1 ความสำคัญของสถานีไฟฟ้าและการประเมินความเชื่อถือได้	43
3.2 วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง	45
3.3 พฤติกรรมการทำงานของอุปกรณ์	46
3.4 การประเมินความเชื่อถือได้โดยใช้วิธีการมอนิเตอร์โรตติคที่มีควมเกี่ยวเนื่องกัน	49
3.5 คุณลักษณะฟังก์ชันสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้	50
3.6 ฟังก์ชันการกระจายตัวที่ใช้วิเคราะห์ในระบบไฟฟ้ากำลัง	53
3.6.1 การกระจายตัวแบบสมำเสมอ	53
3.6.2 การกระจายตัวแบบปกติ	54
3.6.3 การกระจายตัวแบบไวบูลล์	56
3.6.4 การกระจายตัวแบบเอ็กซ์โพเนนเชียล	59
บทที่ 4 ระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ	61
4.1 ระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ	61
4.2 โครงสร้างของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ	62
4.2.1 ระดับสถานี (Station level)	63
4.2.2 ระดับเบย์ (Bay level)	63
4.2.3 ระดับโพรเซส (Process level)	64
4.3 ปัจจัยสำคัญของการกำหนดระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ	65
4.3.1 รูปแบบการสื่อสารข้อมูล	65
4.3.2 การเข้าจังหวะเวลา	65
4.3.3 ความเชื่อถือได้และความปลอดภัยของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ	66
4.3.4 ประสิทธิภาพของการสื่อสารข้อมูล	69
4.3.5 ความปลอดภัยและความต่อเนื่องในการทำงานของระบบ	69

4.3.6	นำเสนอสัญญาณสื่อสาร.....	70
4.4	ประโยชน์ของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ	71
4.4.1	การเพิ่มประสิทธิภาพของการทำงานของระบบไฟฟ้า	71
4.4.2	การเพิ่มความเชื่อถือได้และความยืดหยุ่นของระบบไฟฟ้า.....	71
4.4.3	ฟังก์ชันอัตโนมัติของสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติและระบบโครงข่ายไฟฟ้า.....	72
บทที่ 5	การประเมินโครงการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าเชิงความคุ้มค่าทางการเงิน	79
5.1	เครื่องมือในการพิจารณาความคุ้มค่าทางการเงิน	79
5.1.1	มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value).....	79
5.1.2	อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return)	81
5.1.3	ตัวอย่างการพิจารณาโครงการจากค่าดัชนี NPV และ IRR	81
5.2	ปัจจัยประกอบของการคำนวณความคุ้มค่าทางการเงินในโครงการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า .	83
5.2.1	กระแสเงินสดจ่ายลงทุนสุทธิ.....	83
5.2.2	กระแสเงินสดรับสุทธิต่อปีตลอดทั้งโครงการ	90
บทที่ 6	ระเบียบวิธีสำหรับโปรแกรมการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า	92
6.1	ระเบียบวิธีการออกแบบโปรแกรม	92
6.2	ขั้นตอนการออกแบบโปรแกรมคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า	105
6.3	การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า.....	120
6.3.1	ค่าดัชนี SAIFI	120
6.3.2	ค่าดัชนี SAIDI.....	121
6.3.3	ค่าดัชนี EENS.....	121
บทที่ 7	ข้อมูลการทำงานล้มเหลวของอุปกรณ์ไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าและการบำรุงรักษา	123
7.1	การนับจำนวนอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า	123
7.2	การคำนวณอัตราการล้มเหลวและระยะเวลาซ่อมแซมของอุปกรณ์	136

7.3 ข้อมูลการบำรุงรักษาอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า	140
บทที่ 8 ผลการทดสอบและวิเคราะห์ผลการทดสอบ	142
8.1 ระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์	142
8.1.1 ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า	142
8.1.2 ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการประเมินความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้า	150
8.2 ผลการทดสอบและการวิเคราะห์ผลการทดสอบของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท Incoming feeder เป็นสายส่งไฟฟ้าแรงสูง และ Outgoing feeder เป็นหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง 156	
8.2.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว (Single bus scheme)	157
8.2.1.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ	157
8.2.1.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ	161
8.2.1.3 การเปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว	165
8.2.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน (Sectionalized bus scheme)	166
8.2.2.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ	166

8.2.2.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของ สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน ที่มีการ ติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ.....	170
8.2.2.3 การเปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อค่าดัชนี ความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการ จัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน	174
8.2.3 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่ มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง (Main and transfer bus scheme).....	175
8.2.3.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของ สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอน สำรอง ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ.....	175
8.2.3.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของ สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอน สำรอง ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ.....	179
8.2.3.3 การเปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อค่าดัชนี ความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการ จัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง.....	183
8.2.4 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่ มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรอง (Double main and transfer bus scheme).....	184
8.2.4.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของ สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอน สำรอง ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ.....	184
8.2.4.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของ สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอน สำรอง ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ.....	188

8.2.4.3 การเปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อค่าดัชนี
ความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการ
จัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรอง 192

8.2.5 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่
มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง (Breaker and a half bus
scheme)..... 193

8.2.5.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของ
สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ที่ไม่
มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ 193

8.2.5.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของ
สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ที่มี
การติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ 197

8.2.5.3 การเปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อค่าดัชนี
ความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการ
จัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง 201

8.2.6 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่
มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ (Double bus double breaker
bus scheme) 202

8.2.6.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของ
สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ ที่ไม่มีการ
ติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ..... 202

8.2.6.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของ
สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ ที่มีการติดตั้ง
ระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ 206

8.2.6.3 การเปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อค่าดัชนี
ความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการ
จัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่..... 210

8.2.7 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ (Double bus single breaker bus scheme)	211
8.2.7.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ	211
8.2.7.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ	215
8.2.7.3 การเปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์	219
8.2.8 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง (Ring bus scheme).....	220
8.2.8.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวงที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ.....	220
8.2.8.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวงที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ.....	224
8.2.8.3 การเปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง	228
8.3 ผลการทดสอบและการวิเคราะห์ผลการทดสอบของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท Incoming feeder เป็นหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง และ Outgoing feeder เป็นสายส่งไฟฟ้าแรงสูง.....	229

8.3.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว (Single bus scheme)	229
8.3.1.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ	229
8.3.1.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ.....	233
8.3.1.3 การเปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว	237
8.3.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน (Sectionalized bus scheme).....	238
8.3.2.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ.....	238
8.3.2.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ.....	242
8.3.2.3 การเปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน	246
8.3.3 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง (Main and transfer bus scheme).....	247

8.3.3.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของ สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอน สำรอง ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ.....	247
8.3.3.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของ สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอน สำรอง ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ.....	251
8.3.3.3 การเปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อค่าดัชนี ความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการ จัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง.....	255
8.3.4 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่ มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรอง (Double main and transfer bus scheme).....	256
8.3.4.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของ สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอน สำรอง ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ.....	256
8.3.4.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของ สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอน สำรอง ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ.....	260
8.3.4.3 การเปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อค่าดัชนี ความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการ จัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรอง.....	264
8.3.5 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่ มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง (Breaker and a half bus scheme).....	265
8.3.5.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของ สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ที่ไม่ มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ.....	265

8.3.5.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของ สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ที่ม ีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ	269
8.3.5.3 การเปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อค่าดัชนี ความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการ จัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง	273
8.3.6 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่ มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ (Double bus double breaker bus scheme)	274
8.3.6.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของ สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ ที่ไม่มีการ ติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ.....	274
8.3.6.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของ สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ ที่มีการติดตั้ง ระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ	278
8.3.6.3 การเปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อค่าดัชนี ความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการ จัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่.....	282
8.3.7 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่ มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ (Double bus single breaker bus scheme)	283
8.3.7.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของ สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ	283
8.3.7.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของ สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ	287

8.3.7.3 การเปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อค่าดัชนี ความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการ จัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์	291
8.3.8 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่ มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง (Ring bus scheme).....	292
8.3.8.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของ สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ที่ไม่มีการติดตั้งระบบ สถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ.....	292
8.3.8.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของ สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ที่มีการติดตั้งระบบ สถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ.....	296
8.3.8.3 การเปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อค่าดัชนี ความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการ จัดเรียงบัสประเภทบัสวง	300
บทที่ 9 การสรุปผลการทดสอบและข้อเสนอแนะ	302
9.1 การสรุปผลการทดสอบ.....	302
9.2 ข้อเสนอแนะ.....	303
รายการอ้างอิง	305
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์	310

สารบัญตาราง

ตารางที่ 1.1	ค่าสถิติและพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าใน PDP 2015 พ.ศ. 2558 – 2579.....	2
ตารางที่ 2.1	ข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสรูปแบบบัสเดี่ยว.....	15
ตารางที่ 3.2	ข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสรูปแบบบัสเดี่ยวตัดตอน.....	16
ตารางที่ 2.4	ข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสรูปแบบบัสประธานและบัสโอนสำรอง .	17
ตารางที่ 2.5	ข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสรูปแบบบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์	18
ตารางที่ 2.6	ข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสรูปแบบบัสวง.....	19
ตารางที่ 2.7	ข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสรูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง.....	20
ตารางที่ 2.8	ข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสรูปแบบบัสประธานคู่.....	21
ตารางที่ 2.9	จำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์ และจำนวนสวิตช์ปลดวงจร ทุกรูปแบบการจัดเรียงบัส	22
ตารางที่ 2.10	นิยามแสดงจำนวนอุปกรณ์ที่ล้มเหลวพร้อมกันในเวลาเดียวกัน	25
ตารางที่ 2.11	การทำงานของอุปกรณ์ในสภาวะการล้มเหลวแบบพาสซีฟของการจัดเรียงแบบบัสเดี่ยว	31
ตารางที่ 2.12	การทำงานของอุปกรณ์ในสภาวะการล้มเหลวแบบแอ็กทีฟของการจัดเรียงแบบบัสเดี่ยว	31
ตารางที่ 2.13	การทำงานของอุปกรณ์ในสภาวะการล้มเหลวแบบพาสซีฟของการจัดเรียงแบบบัสเดี่ยวตัดตอน	32
ตารางที่ 2.14	การทำงานของอุปกรณ์ในสภาวะการล้มเหลวแบบแอ็กทีฟของการจัดเรียงแบบบัสเดี่ยวตัดตอน	33
ตารางที่ 2.15	การทำงานของอุปกรณ์ในสภาวะการล้มเหลวแบบพาสซีฟของการจัดเรียงแบบบัสประธานและบัสโอนสำรอง.....	34
ตารางที่ 2.16	การทำงานของอุปกรณ์ในสภาวะการล้มเหลวแบบแอ็กทีฟของการจัดเรียงแบบบัสประธานและบัสโอนสำรอง.....	35
ตารางที่ 2.17	การทำงานของอุปกรณ์ในสภาวะการล้มเหลวแบบพาสซีฟของการจัดเรียงแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง	36

ตารางที่ 2.18 การทำงานของอุปกรณ์ในสภาวะการล้มเหลวแบบแอ็กทีฟของการจัดเรียงแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง	37
ตารางที่ 2.19 การทำงานของอุปกรณ์ในสภาวะการล้มเหลวแบบพาสซีฟของการจัดเรียงแบบบัสวง	38
ตารางที่ 2.20 การทำงานของอุปกรณ์ในสภาวะการล้มเหลวแบบแอ็กทีฟของการจัดเรียงแบบบัสวง	38
ตารางที่ 2.21 การทำงานของอุปกรณ์ในสภาวะการล้มเหลวแบบพาสซีฟของการจัดเรียงแบบบัสประธานคู่.....	39
ตารางที่ 2.22 การทำงานของอุปกรณ์ในสภาวะการล้มเหลวแบบแอ็กทีฟของการจัดเรียงแบบบัสประธานคู่.....	40
ตารางที่ 2.23 การทำงานของอุปกรณ์ในสภาวะการล้มเหลวแบบพาสซีฟของการจัดเรียงแบบบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์.....	41
ตารางที่ 2.24 การทำงานของอุปกรณ์ในสภาวะการล้มเหลวแบบแอ็กทีฟของการจัดเรียงแบบบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์.....	42
ตารางที่ 3.25 ฟังก์ชันสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในแต่ละรูปแบบการกระจายตัว	51
ตารางที่ 3.26 ระยะเวลาการใช้งานอุปกรณ์เฉลี่ยในแต่ละรูปแบบการกระจายตัว	52
ตารางที่ 3.27 ฟังก์ชันอัตราเหตุการณ์ล้มเหลวในแต่ละรูปแบบการกระจายตัว	52
ตารางที่ 4.28 รายชื่อของมาตรฐาน IEC-61850 ในปัจจุบัน	67
ตารางที่ 5.29 ตัวอย่างค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์ปฐมภูมิและทุติยภูมิแบ่งแยกตามลักษณะสายป้อนของสถานีไฟฟ้าประเภท GIS ของรูปแบบการจัดเรียง Double bus single breaker.....	84
ตารางที่ 5.30 ตัวอย่างค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์ปฐมภูมิและทุติยภูมิแบ่งแยกตามลักษณะสายป้อนของสถานีไฟฟ้าประเภท AIS ของรูปแบบการจัดเรียง Main and transfer.....	85
ตารางที่ 3.1 (ก) ลำดับการสุ่มระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ครั้งที่ 1	94
ตารางที่ 6.1 (ข) ลำดับการสุ่มระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ครั้งที่ 2	95

ตารางที่ 6.1 (ค) ลำดับการสุ่มระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ครั้งที่ 3.....	95
ตารางที่ 6.1 (ง) ลำดับการสุ่มระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ครั้งที่ 4.....	96
ตารางที่ 6.1 (จ) ลำดับการสุ่มระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ครั้งที่ 5.....	97
ตารางที่ 6.1 (ฉ) ลำดับการสุ่มระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์: ครั้งที่ 6.....	97
ตารางที่ 6.2 (ก) ลำดับการสุ่มระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ครั้งที่ 1.....	99
ตารางที่ 6.2 (ข) ลำดับการสุ่มระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ครั้งที่ 2.....	100
ตารางที่ 6.2 (ค) ลำดับการสุ่มระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ครั้งที่ 3.....	101
ตารางที่ 6.3 ตัวอย่างข้อมูลการทำงานล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภท Branch Failure ที่ใช้ในโปรแกรม.....	109
ตารางที่ 6.4 ตัวอย่างข้อมูลการทำงานล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภท Bus Failure ที่ใช้ในโปรแกรม.....	110
ตารางที่ 6.5 ตัวอย่างข้อมูล Bus Data ที่ใช้ในโปรแกรม MATPOWER.....	111
ตารางที่ 6.6 ความหมายของตัวแปรที่แสดงในข้อมูล Bus Data.....	111
ตารางที่ 6.7 ตัวอย่างข้อมูล Branch Data ที่ใช้ในโปรแกรม MATPOWER.....	112
ตารางที่ 6.8 ความหมายของตัวแปรที่แสดงในข้อมูล Branch Data.....	113
ตารางที่ 6.9 ตัวอย่างข้อมูล Generator Data ที่ใช้ในโปรแกรม MATPOWER.....	113
ตารางที่ 6.10 ความหมายของตัวแปรที่แสดงในข้อมูล Generator Data.....	114
ตารางที่ 7.1 ข้อมูลความยาวของสายส่งไฟฟ้าทั่วประเทศ (ปี พ.ศ. 2553 - 2557).....	124

ตารางที่ 7.2 จำนวนอุปกรณ์ประเภทหม้อแปลงกระแสและหม้อแปลงแรงดัน แบ่งตามรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้า.....	125
ตารางที่ 7.3 รายชื่อและจำนวนอุปกรณ์ที่ติดตั้งหม้อแปลงกระแสและหม้อแปลงแรงดันของสถานีไฟฟ้าท่าตะโก.....	130
ตารางที่ 7.4 จำนวนหม้อแปลงกระแสและหม้อแปลงแรงดันของสถานีไฟฟ้าท่าตะโก จังหวัดนครสวรรค์.....	131
ตารางที่ 7.5 จำนวนอุปกรณ์ทั้งหมดภายในสถานีไฟฟ้าท่าตะโก จังหวัดนครสวรรค์	131
ตารางที่ 7.6 (ก) จำนวนครั้งและระยะเวลาซ่อมแซมของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าทั่วประเทศ ประเภทเซอร์กิตเบรกเกอร์ พ.ศ. 2553 – 2557	132
ตารางที่ 7.6 (ข) จำนวนครั้งและระยะเวลาซ่อมแซมของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าทั่วประเทศ ประเภทหม้อแปลงกำลัง พ.ศ. 2553 – 2557	132
ตารางที่ 7.6 (ค) จำนวนครั้งและระยะเวลาซ่อมแซมของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าทั่วประเทศ ประเภทบัสบาร์ พ.ศ. 2553 – 2557.....	132
ตารางที่ 7.6 (ง) จำนวนครั้งและระยะเวลาซ่อมแซมของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าทั่วประเทศ ประเภทหม้อแปลงกระแส พ.ศ. 2553 – 2557.....	133
ตารางที่ 7.6 (จ) จำนวนครั้งและระยะเวลาซ่อมแซมของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าทั่วประเทศ ประเภทหม้อแปลงแรงดัน พ.ศ. 2553 – 2557.....	133
ตารางที่ 7.7 (ก) จำนวนอุปกรณ์ ประเภทเซอร์กิตเบรกเกอร์ พ.ศ. 2553 – 2557	134
ตารางที่ 7.7 (ข) จำนวนอุปกรณ์ ประเภทหม้อแปลงกำลัง พ.ศ. 2553 – 2557	134
ตารางที่ 7.7 (ค) จำนวนอุปกรณ์ ประเภทบัสบาร์ พ.ศ. 2553 – 2557.....	134
ตารางที่ 7.7 (ง) จำนวนอุปกรณ์ ประเภทหม้อแปลงกระแส พ.ศ. 2553 – 2557	135
ตารางที่ 7.7 (จ) จำนวนอุปกรณ์ ประเภทหม้อแปลงแรงดัน พ.ศ. 2553 – 2557.....	135
ตารางที่ 7.8 (ก) อัตราล้มเหลวและระยะเวลาซ่อมแซมของเซอร์กิตเบรกเกอร์ พ.ศ. 2553 – 2557	137
ตารางที่ 7.8 (ข) อัตราล้มเหลวและระยะเวลาซ่อมแซมของหม้อแปลงกำลัง พ.ศ. 2553 – 2557	137

ตารางที่ 7.8 (ค) อัตราลี้้มเหลวและระยะเวลาซ่อมแซมของบัสบาร์ พ.ศ. 2553 – 2557	137
ตารางที่ 7.8 (ง) อัตราลี้้มเหลวและระยะเวลาซ่อมแซมของหม้อแปลงกระแส พ.ศ. 2553 – 2557	138
ตารางที่ 7.8 (จ) อัตราลี้้มเหลวและระยะเวลาซ่อมแซมของหม้อแปลงแรงดัน พ.ศ. 2553 – 2557	138
ตารางที่ 7.9 อัตราการลี้้มเหลวและระยะเวลาการซ่อมแซมเฉลี่ยของสายส่งไฟฟ้า	140
ตารางที่ 7.10 อัตราการลี้้มเหลวและระยะเวลาการซ่อมแซมเฉลี่ยของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า	140
ตารางที่ 7.11 วาระการบำรุงรักษาแก๊สเซอร์กิตเบรกเกอร์	141
ตารางที่ 7.12 วาระการบำรุงรักษาหม้อแปลงไฟฟ้า	141
ตารางที่ 7.13 วาระการบำรุงรักษาหม้อแปลงกระแสและหม้อแปลงแรงดัน	141
ตารางที่ 8.1 จำนวนระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์	145
ตารางที่ 8.2 ขนาดของโหลดเริ่มต้นของสถานีไฟฟ้าขนาดแรงดัน 115 kV	146
ตารางที่ 8.3 อัตราการลี้้มเหลวและระยะเวลาการซ่อมแซมเฉลี่ยของสายส่งไฟฟ้า	148
ตารางที่ 8.4 อัตราการลี้้มเหลวและระยะเวลาการซ่อมแซมเฉลี่ยของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า	148
ตารางที่ 8.5 ระยะเวลาส่งข้อมูลประเภทต่างๆ ตามมาตรฐาน IEC-61850.....	149
ตารางที่ 8.6 ค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์ปฐมภูมิและทุติยภูมิแบ่งแยกตามลักษณะสายป้อน แบ่งแยกตามรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้า ที่ระดับแรงดัน 115 kV.....	151
ตารางที่ 8.7 (ก) ราคาและอายุการใช้งานของอุปกรณ์แต่ละประเภทในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ.....	152
ตารางที่ 8.7 (ข) ราคาของอุปกรณ์ประเภท IED ภายในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ	153
ตารางที่ 8.7 (ค) จำนวนของอุปกรณ์ประเภท IED ภายในแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัส.....	153
ตารางที่ 8.8 ค่าใช้จ่ายด้านอาคารและสิ่งก่อสร้างของสถานีไฟฟ้าประเภท AIS แบ่งแยกตามระดับแรงดันและจำนวน Feeder	154

ตารางที่ 8.9 ราคาที่ดินของสถานีไฟฟ้า แบ่งตามประเภทของสถานีไฟฟ้า ขนาดของแรงดัน และเขตของ กฟผ.	155
ตารางที่ 8.10 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ	158
ตารางที่ 8.11 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ	159
ตารางที่ 8.12 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ	162
ตารางที่ 8.13 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ	163
ตารางที่ 8.14 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ.....	167
ตารางที่ 8.15 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ	168
ตารางที่ 8.16 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ 171	171
ตารางที่ 8.17 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ	172
ตารางที่ 8.18 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ.....	176
ตารางที่ 8.19 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ.....	177

ตารางที่ 8.53 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอน สำหรับ ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้า อัตโนมัติ.....	253
ตารางที่ 8.54 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ และบัสโอนสำหรับ ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบ สถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ.....	257
ตารางที่ 8.55 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอน สำหรับ ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้า อัตโนมัติ.....	258
ตารางที่ 8.56 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ และบัสโอนสำหรับ ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานี ไฟฟ้าอัตโนมัติ.....	261
ตารางที่ 8.57 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอน สำหรับ ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้า อัตโนมัติ.....	262
ตารางที่ 8.58 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรก เกอร์ครึ่ง ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้า อัตโนมัติ.....	266
ตารางที่ 8.59 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ที่ ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ	267
ตารางที่ 8.60 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรก เกอร์ครึ่ง ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้า อัตโนมัติ.....	270
ตารางที่ 8.61 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ที่ ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ...	271
ตารางที่ 8.62 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ ที่ ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ	275

สารบัญรูปภาพ

รูปที่ 2.1 รูปแบบมาตรฐานของการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้า	13
รูปที่ 2.2 รูปแบบบัสเดี่ยว (Single bus scheme).....	15
รูปที่ 2.3 รูปแบบบัสเดี่ยวตัดตอน (Straight bus sectionalization scheme)	16
รูปที่ 2.4 รูปแบบบัสประธานและบัสโอนสำรอง (Main and transfer bus scheme or Spare bus scheme).....	17
รูปที่ 2.5 รูปแบบบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ (Double bus, single breaker scheme)	18
รูปที่ 2.6 รูปแบบบัสวง (Single – ring bus sectionalization scheme).....	19
รูปที่ 2.7 รูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง (Breaker and a half scheme)	20
รูปที่ 2.8 รูปแบบบัสประธานคู่ (Double bus, double breaker scheme)	21
รูปที่ 2.9 ช่วงเวลาแสดงสถานะการทำงานของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้า	22
รูปที่ 2.10 แผนภาพการอธิบายความแตกต่างระหว่างการล้มเหลวประเภทพาสซีฟและแอ็กทีฟ	24
รูปที่ 2.11 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 2 สถานะ	26
รูปที่ 2.12 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ	27
รูปที่ 2.13 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 4 สถานะ	28
รูปที่ 2.14 การจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าแบบบัสเดี่ยว	30
รูปที่ 2.15 การจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าแบบบัสเดี่ยวตัดตอน	32
รูปที่ 2.16 การจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าแบบบัสประธานและบัสโอนสำรอง.....	34
รูปที่ 2.17 การจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง	36
รูปที่ 2.18 การจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าแบบบัสวง	37
รูปที่ 2.19 การจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าแบบบัสประธานคู่.....	39
รูปที่ 2.20 การจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าแบบบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์	41
รูปที่ 3.1 ความสัมพันธ์ระหว่างค่าใช้จ่ายรวมกับความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า	44

รูปที่ 3.2	วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง	45
รูปที่ 3.3	แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ	47
รูปที่ 3.4	แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6	48
รูปที่ 3.5	การจำลองสถานะการทำงานของอุปกรณ์แบบ MCS ชนิด Sequential.....	50
รูปที่ 3.6	ความสัมพันธ์ของฟังก์ชันการกระจายตัวความน่าจะเป็นสะสมและเวลา.....	50
รูปที่ 3.7	การกระจายตัวแบบสมมาตร.....	54
รูปที่ 3.8	การกระจายตัวแบบปกติ	55
รูปที่ 3.9	ผลกระทบจากพารามิเตอร์บ่งบอกขนาดของการกระจายตัวแบบไวบูลล์.....	56
รูปที่ 3.10	ผลกระทบจากพารามิเตอร์บ่งบอกรูปร่างของการกระจายตัวแบบไวบูลล์.....	57
รูปที่ 3.11	ฟังก์ชันการกระจายตัวสะสมของการกระจายตัวแบบไวบูลล์.....	58
รูปที่ 3.12	การกระจายตัวแบบเอ็กซ์โพเนนเชียล.....	59
รูปที่ 4.1	ลักษณะการสื่อสารระหว่างสถานีไฟฟ้าและผู้ใช้งานผ่านทาง HMI	64
รูปที่ 4.2	โครงสร้างโดยทั่วไปของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ	64
รูปที่ 4.3	การเข้าจังหวะทางเวลาจากดาวเทียมและโปรโตคอล	66
รูปที่ 4.4	แผนผังแสดงสวิตชิงซีเควนซ์ของสถานีไฟฟ้าระหว่าง Back Hill และ Finsbury Market ในประเทศสหราชอาณาจักร ที่ระดับแรงดัน 33 กิโลโวลต์	74
รูปที่ 4.5	รีเวิร์สบล็อกกิ้งของรูปแบบจ่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล	76
รูปที่ 4.6	ระบบป้องกันแบบปรับได้ประเภทรวมที่ศูนย์กลาง	78
รูปที่ 5.1	แผนภาพแสดงตัวอย่างของกระแสเงินสดรายปีของโครงการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า	80
รูปที่ 5.2	ตัวอย่างกระแสเงินสดของโครงการลงทุน 2 โครงการ	82
รูปที่ 5.3	รูปแบบการจัดเรียงอุปกรณ์ภายในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ	86
รูปที่ 5.4	โครงสร้างโดยทั่วไปของ Human-Machine Interface.....	87
รูปที่ 5.5	IPC ของบริษัท SIEMENS ตระกูล SIMATIC PC	88

รูปที่ 5.6 Ethernet Switch ของยี่ห้อ Avaya รุ่น ERS 2550T-PWR	89
รูปที่ 5.7 Bay Control Unit ของยี่ห้อ ABB รุ่น REC650.....	89
รูปที่ 6.1 วงรอบสถานะการทำงานของอุปกรณ์.....	92
รูปที่ 6.2 (ก) การสุ่มระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ครั้งที่ 1	93
รูปที่ 6.2 (ข) การสุ่มระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ครั้งที่ 2	94
รูปที่ 6.2 (ค) การสุ่มระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ครั้งที่ 3	95
รูปที่ 6.2 (ง) การสุ่มระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ครั้งที่ 4.....	96
รูปที่ 6.2 (จ) การสุ่มระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ครั้งที่ 5	96
รูปที่ 6.2 (ฉ) การสุ่มระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ครั้งที่ 6	97
รูปที่ 6.3 (ก) การสุ่มระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ครั้งที่ 1	98
รูปที่ 6.3 (ข) การสุ่มระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ครั้งที่ 2	99
รูปที่ 6.3 (ค) การสุ่มระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์แบบครั้งที่ 3.....	100
รูปที่ 6.4 แบบจำลองการล้มเหลวประเภทพาสซีฟ (Passive Failure) กรณี Branch Failure	102
รูปที่ 6.5 แบบจำลองการล้มเหลวประเภทพาสซีฟ (Passive Failure) กรณี Bus Failure	102
รูปที่ 6.6 การเชื่อมต่ออุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าแยกเป็นกลุ่มโดยมีแหล่งจ่าย	103
รูปที่ 6.7 การเชื่อมต่ออุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าแยกเป็นกลุ่มโดยไม่มีแหล่งจ่าย	103
รูปที่ 6.8 บัสที่จุดโหลดเป็น Isolated Bus.....	103
รูปที่ 6.9 แบบจำลองการล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ (Active Failure) กรณี Branch Failure.	104
รูปที่ 6.10 แบบจำลองการล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ (Active Failure) กรณี Bus Failure	104
รูปที่ 6.11 (ก) แผนภาพการออกแบบโปรแกรมประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า	106
รูปที่ 6.11 (ข) แผนภาพการออกแบบโปรแกรมประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า	107
รูปที่ 6.11 (ค) แผนภาพการออกแบบโปรแกรมประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า	108
รูปที่ 6.12 ตัวอย่างการป้อนข้อมูลลักษณะทางกายภาพของสถานีไฟฟ้า	109

รูปที่ 6.13 การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ (Passive Failure) ที่บัส 3.....	116
รูปที่ 6.14 การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ (Passive Failure) ที่ Branch 6.....	116
รูปที่ 6.15 การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ (Active Failure) ที่บัส 3.....	117
รูปที่ 6.16 การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ (Active Failure) ที่ Branch 6.....	117
รูปที่ 6.17 การค้นหาเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่อยู่ใกล้จุดที่เกิดเหตุการณ์ล้มเหลวของอุปกรณ์.....	119
รูปที่ 6.18 การนับจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากการล่มแบบ MCS.....	120
รูปที่ 7.1 ตัวอย่างของสายส่งไฟฟ้าจากระบบส่งไปยังระบบจำหน่าย.....	126
รูปที่ 7.2 ตัวอย่างของสายส่งไฟฟ้าจากระบบส่งไปยังระบบส่ง.....	127
รูปที่ 7.3 ตัวอย่างของสายส่งไฟฟ้าจากระบบส่งไปยังระบบจำหน่ายโดยผ่านหม้อแปลงกำลัง.....	127
รูปที่ 7.4 ตัวอย่างของสายส่งไฟฟ้าจากระบบส่งไปยังระบบส่งโดยผ่านหม้อแปลงกำลัง.....	128
รูปที่ 7.5 แผนภาพเส้นเดียวของสถานีไฟฟ้าท่าตะโก จังหวัดนครสวรรค์.....	129
รูปที่ 8.1 รูปแบบมาตรฐานของการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้า.....	144
รูปที่ 8.2 แบบจำลองการเจริญเติบโตโหลดรายปี เมื่อเทียบเป็นร้อยละจากโหลดในปี พ.ศ. 2559 ของแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าในปี 2015 (PDP 2015).....	147
รูปที่ 8.3 รูปแบบการจัดเรียงอุปกรณ์ภายในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ประเภท Centralized star.....	152
รูปที่ 8.4 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดียว ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานี ไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี.....	160
รูปที่ 8.5 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดียว ที่ไม่มีการติดตั้งระบบ สถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี.....	160
รูปที่ 8.6 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดียว ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้า อัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี.....	164
รูปที่ 8.7 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดียว ที่มีการติดตั้งระบบ สถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี.....	164
รูปที่ 8.8 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน ที่ไม่มีการติดตั้งระบบ สถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี.....	169

รูปที่ 8.61 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี 286

รูปที่ 8.62 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี 290

รูปที่ 63 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี 290

รูปที่ 8.64 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี 295

รูปที่ 8.65 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี 295

รูปที่ 8.66 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี 299

รูปที่ 8.67 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี 299

บทที่ 1

บทนำ

เนื้อหาในบทนี้จะกล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ บทความวิจัยที่เกี่ยวข้อง รวมไปถึงโครงสร้างของเนื้อหาในแต่ละบทของวิทยานิพนธ์ โดยเนื้อหาแต่ละส่วนมีรายละเอียดดังนี้

1.1 ความเป็นมา และความสำคัญของปัญหา

ไฟฟ้าเป็นสิ่งจำเป็นในการดำรงชีวิตประจำวันและเป็นปัจจัยพื้นฐานที่สำคัญในการขับเคลื่อนทางเศรษฐกิจของประเทศ เช่น ในด้านการสื่อสาร ในด้านการคมนาคม ในด้านเกษตรกรรมและอุตสาหกรรม เป็นต้น ปัจจุบันความต้องการใช้ไฟฟ้าได้สูงขึ้นเรื่อยๆ ดังนั้นหน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไฟฟ้า กล่าวคือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จึงจำเป็นต้องจัดหาไฟฟ้าให้เพียงพอกับความต้องการตลอดเวลา ดังนั้นการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าและการขยายระบบไฟฟ้าไปพร้อมกันจึงมีความจำเป็นอย่างยิ่ง พิจารณาได้จากการคาดการณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า จากข้อเสนอแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (Power Development Plan: PDP) พ.ศ. 2558 – 2579 หรือแผน PDP 2015 ดังแสดงในตารางที่ 1.1 [1], [2]

จากความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น ทำให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องในการจัดสรรกำลังการผลิต การส่ง และการจัดจำหน่ายไฟฟ้าภายในประเทศไทย ได้แก่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) จำเป็นที่จะต้องวางแผนและก่อสร้างระบบไฟฟ้าที่มีความเชื่อถือได้ที่ดี โดยเฉพาะอย่างยิ่งการวางแผนและก่อสร้างสถานีไฟฟ้า เนื่องจากสถานีไฟฟ้าเป็นองค์ประกอบที่สำคัญในระบบส่งและระบบจำหน่าย เนื่องจากสถานีไฟฟ้ามีหน้าที่หลักในการเปลี่ยนระดับแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมต่อการใช้งาน นอกจากนี้สถานีไฟฟ้ายังมีหน้าที่ในการควบคุมและป้องกันการจ่ายกำลังไฟฟ้า และรักษาความเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า ดังนั้นการออกแบบและก่อสร้างสถานีไฟฟ้าที่มีความเชื่อถือได้ที่ดีจึงมีความสำคัญต่อความปลอดภัย ความต่อเนื่องในการทำงาน และความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

ตารางที่ 1.1 ค่าสถิติและพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าใน PDP 2015 พ.ศ. 2558 – 2579

ปี	กำลังไฟฟ้าสูงสุด			พลังงานไฟฟ้า			โหลด แฟค เตอร์ (%)
	เพิ่มขึ้นต่อปี			เพิ่มขึ้นต่อปี			
	MW	MW	%	MWh	MWh	%	
2555	26,121.1	2,220.9	9.29	173,205.1	14,334.6	9.02	75.49
2556	26,598.1	477.0	1.83	173,535.4	330.3	0.19	74.28
2557	26,942.1	344.0	1.29	177,580.5	4,045.0	2.33	75.04
2558	28,271	1,329	4.93	182,575	4,995	2.81	73.72
2559	29,219	948	3.35	187,080	4,505	2.47	73.09
2560	30,303	1,084	3.71	191,697	4,617	2.47	72.21
2561	31,269	966	3.19	193,771	2,074	1.08	70.74
2562	32,408	1,139	3.64	197,335	3,564	1.84	69.51
2563	33,459	1,051	3.24	203,321	5,986	3.03	69.37
2564	34,382	923	2.76	208,385	5,064	2.49	69.19
2565	35,336	954	2.77	213,640	5,255	2.52	69.02
2566	36,294	958	2.71	218,846	5,206	2.44	68.83
2567	37,097	803	2.21	224,018	5,172	2.36	68.94
2568	37,931	834	2.25	228,767	4,749	2.12	68.85
2569	38,894	963	2.54	233,887	5,120	2.24	68.65
2570	39,729	835	2.15	237,859	3,972	1.70	68.35
2571	40,652	923	2.32	242,373	4,514	1.90	68.06
2572	41,385	733	1.80	245,990	3,617	1.49	67.85
2573	42,239	854	2.06	250,824	4,834	1.97	67.79
2574	43,161	922	2.18	256,091	5,267	2.10	67.73
2575	43,917	756	1.75	260,160	4,069	1.59	67.62
2576	44,543	626	1.43	263,700	3,540	1.36	67.58
2577	45,253	710	1.59	267,296	3,596	1.36	67.43
2578	46,030	777	1.72	271,204	3,908	1.46	67.26
2579	46,891	861	1.87	275,325	4,121	1.52	67.03

สาเหตุที่สถานีไฟฟ้ามีหน้าที่หลักในการเปลี่ยนระดับแรงดันไฟฟ้า เนื่องจากศูนย์กลางผู้ใช้ไฟฟ้า (Load center) โดยส่วนมากมักจะตั้งอยู่ห่างไกลจากแหล่งผลิตไฟฟ้า ทั้งนี้เพื่อให้เกิดความปลอดภัยในด้านสุขภาพ และสิ่งแวดล้อม จึงมีความจำเป็นที่จะต้องส่งกำลังไฟฟ้าไปยังสถานที่ที่ห่างไกลออกไป ซึ่งการส่งกำลังไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ห่างไกลจากแหล่งผลิต จะประสบปัญหาด้านแรงดันไฟฟ้าตก (Voltage drop) การสูญเสียกำลังไฟฟ้าในสายส่ง (Loss in transmission line) ซึ่งส่งผลให้ส่งกำลังไฟฟ้าได้ในปริมาณน้อย ในทางตรงกันข้าม หากมีการส่งกำลังไฟฟ้าด้วยแรงดันที่สูง การสูญเสียจะต่ำลง และส่งผลให้สามารถส่งกำลังไฟฟ้าได้ปริมาณมาก ดังสมการที่ 1.1

$$S = \sqrt{3}VI^* \quad (1.1)$$

โดยที่

S คือ กำลังปรากฏ (เมกะโวลต์-แอมป์ : MVA)

V คือ แรงดันสาย (กิโลโวลต์ : kV)

I คือ กระแสสาย (กิโลแอมป์ : kA)

จากสมการที่ 1.1 กำลังปรากฏ (Apparent power: S) ของวงจรไฟฟ้า 3 เฟสจะมีค่าแปรผันตามค่าแรงดันสาย (Line voltage: V) และค่ากระแสไฟฟ้าในสายส่ง (Line current: I) เพื่อให้ค่ากำลังปรากฏมีค่าเท่าเดิม แต่กำลังสูญเสียมีค่าน้อย ดังนั้นค่าแรงดันสายต้องมีค่ามาก ด้วยเหตุผลดังกล่าว การที่มีสถานีไฟฟ้าเพื่อปรับระดับแรงดันไฟฟ้าจึงเป็นสิ่งจำเป็นในด้านการลดกำลังสูญเสียด้วยการเพิ่มระดับแรงดันให้สูงขึ้น ซึ่งส่งผลให้สามารถส่งกำลังไฟฟ้าในปริมาณมาก และสามารถส่งกำลังไฟฟ้าได้เป็นระยะทางที่ไกล ในขณะเดียวกัน เมื่อต้องการส่งกำลังไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้งาน สถานีไฟฟ้าสามารถปรับลดระดับแรงดันให้ต่ำลง เพื่อให้เกิดความปลอดภัยและความสะดวกต่อผู้ใช้ไฟฟ้าได้

ด้วยเหตุผลที่กล่าวมาข้างต้น การออกแบบและก่อสร้างสถานีไฟฟ้าที่มีความเชื่อถือได้ที่ดีจึงเป็นสิ่งสำคัญ อย่างไรก็ตาม ความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าอาจจะไม่ดีที่สุด หากไม่มีการออกแบบระบบควบคุมที่ดีเพียงพอ ในปัจจุบันนั้น การควบคุมสถานีไฟฟ้าในส่วนที่สำคัญยังจำเป็นต้องพึ่งพาเจ้าหน้าที่ และวิศวกรไฟฟ้าเป็นหลัก กล่าวคือ นอกจากการตัดตอนวงจรขั้นพื้นฐาน เช่น การเปิดวงจรเซอร์กิตเบรกเกอร์อย่างอัตโนมัติเมื่อหม้อแปลงกระแสสามารถตรวจจับกระแสลัดวงจรได้ เป็นต้น การปฏิบัติงานของสถานีไฟฟ้าระดับสูง เช่น การโอนถ่ายโหลดเมื่อหม้อแปลงกำลังของสถานีไฟฟ้าเกิดความขัดข้อง หรือการตัดโหลดที่มีความสำคัญต่ำเพื่อรักษาโหลดที่มีความสำคัญสูงเอาไว้ ยังจำเป็นต้องพึ่งพาการสื่อสารและควบคุมจากเจ้าหน้าที่และวิศวกรไฟฟ้า ซึ่งมีข้อเสียคือ อาจเกิดความล่าช้าในการสื่อสารและปฏิบัติงานระหว่างเจ้าหน้าที่ อีกทั้งยังอาจเกิดความผิดพลาดระหว่างการปฏิบัติงานจากตัวเจ้าหน้าที่เอง ซึ่งส่งผลให้ระยะเวลาการเกิดไฟดับนั้นยาวนานออกไป และอาจเกิดอันตรายต่อชีวิตและทรัพย์สินได้

เพื่อที่จะแก้ไขปัญหาดังกล่าว จึงได้มีการออกแบบระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ (Substation Automation System: SAS) กล่าวคือ ระบบอัตโนมัติที่อนุญาตให้สถานีไฟฟ้าสามารถทำงานและซ่อมแซมตัวเองได้ ซึ่งกระทำได้โดยการติดตั้งอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ (Intelligence Electronic Device: IED) ที่มีหน้าที่การทำงานที่แตกต่างกันเช่น ทำหน้าที่เป็นอุปกรณ์สื่อสาร หรือทำหน้าที่เป็นอุปกรณ์ควบคุม เป็นต้น ซึ่ง IED เหล่านี้สามารถติดต่อสื่อสารกับศูนย์ควบคุมหรือ SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) ได้โดยตรง ซึ่งการที่สถานีไฟฟ้าสามารถทำงานและซ่อมแซมได้ด้วยตัวเอง ทำให้ความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้ามีค่าที่ดีขึ้น เนื่องจากสามารถลดระยะเวลาในการสื่อสารและความผิดพลาดจากการปฏิบัติงานได้

อย่างไรก็ตาม ค่าใช้จ่ายในการออกแบบและติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เป็นปัจจัยหนึ่งที่ต้องพิจารณา เนื่องจากการจัดซื้อ ติดตั้ง รวมไปถึงการบำรุงรักษาอุปกรณ์ควบคุมและสื่อสารภายในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จำเป็นต้องมีการลงทุนเป็นจำนวนมาก อีกทั้งผลลัพธ์ของการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้ายังไม่เท่ากัน ซึ่งบางรูปแบบอาจได้รับผลประโยชน์ของการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติที่ดี แต่บางรูปแบบอาจไม่ได้รับผลประโยชน์ของการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติที่ดี ดังนั้นการพิจารณาความคุ้มค่าทางการเงินของการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัสจึงเป็นอีกปัจจัยหนึ่งในการพิจารณา

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้นำเสนอวิธีการประเมินความคุ้มค่าทางการเงินของการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้าที่จุดโหลดมีความสำคัญเท่าเทียมกัน โดยพิจารณาจากความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า เปรียบเทียบกับเงินลงทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าและติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ผ่านดัชนีประเมินความคุ้มค่าทางการเงินได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) และอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR) โดยจะทำการทดสอบบนรูปแบบการจัดเรียงบัสตามมาตรฐานของ กฟผ. ตามเอกสารการสัมมนาทางวิชาการเรื่อง ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า กฟผ. ในส่วนของการวางระบบบัสบาร์ [3] และระบบสถานีไฟฟ้าที่ใช้งานจริงของ กฟผ. ผ่านโปรแกรม MATLAB

1.2 วัตถุประสงค์

- 1) เพื่อออกแบบและจำลองรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้า ตามมาตรฐานการจัดวางระบบบัสบาร์ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ผ่านโปรแกรม MATLAB
- 2) เพื่อนำเสนอแนวคิดการประเมินความคุ้มค่าทางการเงินของการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า เมื่อพิจารณาติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ผ่านดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน โดยเปรียบเทียบกับความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

- 1) พิจารณารูปแบบการจัดเรียงบัสมาตรฐานภายในสถานีไฟฟ้า กพผ. จำนวน 8 รูปแบบ ได้แก่ รูปแบบบัสเดี่ยว (Single bus), รูปแบบบัสเดี่ยวตัดตอน (Sectionalized bus), รูปแบบบัสประธานและบัสโอนสำรอง (Main and transfer), รูปแบบบัสประธานคู่และบัสโอนสำรอง (Double main and transfer), รูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง (Breaker and a half), รูปแบบบัสประธานคู่ (Double bus double breaker), รูปแบบบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ (Double bus single breaker) และรูปแบบบัสวง (Ring bus)
- 2) พิจารณาชนิดของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า 7 ชนิด ได้แก่ หม้อแปลงกำลัง (Power transformer), เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker), สายส่งไฟฟ้าแรงสูง (Transmission line), บัสบาร์ (Busbar), หม้อแปลงกระแส (Current transformer), หม้อแปลงแรงดัน (Potential transformer) และสวิตช์ตัดตอน (Disconnecting switch)
- 3) พิจารณาสถานะการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ ได้แก่ สถานะปกติ (Up state), สถานะช่อมแซม (Down state) และสถานะการสวิตช์ (Switching state)
- 4) พิจารณาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), SAIDI (System Average Interruption Duration Index) และ EENS (Expected Energy Not Supply)
- 5) พิจารณาวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า โดยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล (Monte Carlo simulation) ร่วมกับการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบนิวตันราฟสัน (Newton-Ralphson power flow calculation)
- 6) พิจารณาการประเมินความเชื่อถือได้ เฉพาะส่วนของสถานีไฟฟ้า กล่าวคือ จะทำการพิจารณาตั้งแต่สายส่งไฟฟ้าแรงสูง หรือหม้อแปลงกำลังที่เชื่อมต่อกับวงจรขาเข้า (Incoming line) จนกระทั่งถึงสายส่งไฟฟ้าแรงสูง หรือหม้อแปลงกำลังที่เชื่อมต่อกับวงจรขาออก (Outgoing line) เท่านั้น
- 7) พิจารณาว่าทุกจุดโหนดภายในทุกรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้ามีความสำคัญเท่าเทียมกันทั้งหมด
- 8) พิจารณาการทำงานของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะไม่เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวเกิดขึ้น กล่าวคือ ระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติจะสามารถทำงานได้อย่างต่อเนื่องและไม่ผิดพลาด ตลอดอายุการใช้งานของสถานีไฟฟ้า
- 9) พิจารณาฟังก์ชันการทำงานของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เฉพาะส่วนของการทำสวิตช์อัตโนมัติเท่านั้น

- 10) พิจารณาดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) และอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR)
- 11) พิจารณาค่าใช้จ่ายและการออกแบบในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า ได้แก่ ค่าใช้จ่ายในการซื้อที่ดิน, ค่าใช้จ่ายในการจัดซื้ออุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า และอุปกรณ์ภายในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ และค่าใช้จ่ายในการก่อสร้าง รวมไปถึงค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติงานของสถานีไฟฟ้า ได้แก่ ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า และค่าปรับเมื่อสถานีไฟฟ้าไม่สามารถส่งกำลังไฟฟ้าตามที่ต้องการได้

1.4 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน

- 1) ศึกษาหลักการและทฤษฎีพื้นฐานเกี่ยวกับความเชื่อถือได้ และวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า
- 2) ศึกษาหลักการและทฤษฎีพื้นฐานเกี่ยวกับระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ
- 3) ศึกษาทฤษฎีพื้นฐานเกี่ยวกับอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า และอุปกรณ์ภายในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ
- 4) ศึกษาทฤษฎีพื้นฐานเกี่ยวกับรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้า ได้แก่ ข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าแต่ละรูปแบบ เส้นทางกาวไหลและสถานะของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าทั้งในสภาวะปกติ และสภาวะที่อุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าเกิดการล้มเหลว
- 5) ศึกษาผลกระทบของการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ต่อความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า
- 6) ศึกษาหลักการและทฤษฎีพื้นฐานเกี่ยวกับการประเมินความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้า
- 7) กำหนดขอบเขตของวิทยานิพนธ์
- 8) รวบรวมข้อมูลที่จำเป็นและเกี่ยวข้องในการสร้างระบบทดสอบ
- 9) ออกแบบระบบทดสอบบนโปรแกรม MATLAB
- 10) ออกแบบโปรแกรมคอมพิวเตอร์ เพื่อคำนวณความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จากระบบทดสอบทั้ง 8 รูปแบบ โดยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล (Monte Carlo simulation) ร่วมกับการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบนิวตัน ราฟสัน (Newton-Ralphson power flow calculation)

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

- 1) การพัฒนาโปรแกรมการประเมินความเชื่อถือได้ ได้แก่ SAIFI, SAIDI และ EENS ของสถานีไฟฟ้าทั้ง 8 รูปแบบ และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้า ได้แก่ NPV และ IRR ผ่านโปรแกรม MATLAB

- 2) หลักเกณฑ์ในการวางแผนและตัดสินใจในการเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้า เมื่อมีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ โดยพิจารณาจากความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าร่วมกัน

1.6 บทความวิจัยที่เกี่ยวข้อง

เนื่องจาก วิทยานิพนธ์ฉบับนี้มุ่งประเด็นเกี่ยวกับ การประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า เมื่อมีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ดังนั้น งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้อง สามารถแบ่งเนื้อหาออกได้เป็น 2 ส่วน ได้แก่ (1) การประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า และ (2) ผลกระทบของการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า โดยที่เนื้อหาแต่ละส่วน ประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

1.6.1 งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า

การประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 วิธีการหลัก ได้แก่ วิธีการวิเคราะห์ (Analytical method) และวิธีการจำลองเหตุการณ์ (Simulation method) เนื่องจากสถานีไฟฟ้าเป็นส่วนประกอบที่สำคัญของระบบไฟฟ้า และมีขอบเขตหน้าที่ที่หลากหลาย งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าจึงนำเสนอวิธีการในมุมมองหรือมิติที่หลากหลายและแตกต่างกัน โดยทั่วไป การประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าจะกล่าวถึงแบบจำลองสถานะการทำงานของอุปกรณ์ (State model of equipment) เพื่อจำลองการทำงานของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า เพื่อนำไปประเมินความเชื่อถือได้ ซึ่งแบบจำลองสถานะการทำงานของอุปกรณ์ สามารถแบ่งออกได้เป็น 2, 3 และ 4 สถานะ ซึ่งในแต่ละงานวิจัยจะพิจารณาแบบจำลองสถานะการทำงานของอุปกรณ์ที่แตกต่างกันขึ้นอยู่กับขอบเขตของแต่ละงานวิจัย โดยที่ตัวอย่างของงานวิจัยในอดีตดังกล่าวมีดังนี้

บทความ [4] และ [5] กล่าวถึงการประเมินความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าแต่ละรูปแบบ ทั้งนี้บทความดังกล่าวได้พิจารณาวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ด้วยวิธีการมินิมัลลัดเซต ซึ่งเป็นหนึ่งในวิธีการประเมินความเชื่อถือได้แบบวิธีการวิเคราะห์ และพิจารณาลักษณะการล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า 4 รูปแบบ ได้แก่ (1) การล้มเหลวแบบพาสซีฟ (Passive failure) (2) การล้มเหลวแบบแอ็กทีฟ (Active failure) (3) การล้มเหลวแบบแอ็กทีฟร่วมกับการทำงานขัดข้องของเซอร์กิตเบรกเกอร์ (Active failure and Breaker stuck condition) และ (4) การล้มเหลวแบบซ้อนทับกัน (Overlapping failure)

บทความ [6] และ [7] กล่าวถึงการประเมินความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าแต่ละรูปแบบ ด้วยวิธีการประเมินความเชื่อถือได้แบบมินิมัลคัตเซต ร่วมกับวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบนิวตัน ราฟสัน (Newton-Ralphson power flow calculation) บทความดังกล่าวพิจารณาแบบจำลองสถานะการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ และพิจารณาลักษณะการล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า 2 รูปแบบ ได้แก่ (1) การล้มเหลวแบบพาสซีฟ (Passive failure) และ (2) การล้มเหลวแบบแอ็กทีฟ (Active failure) ซึ่งบทความดังกล่าวมุ่งประเด็นที่ผลกระทบของการแบ่งปันโหลดของสถานีไฟฟ้า และการเจริญเติบโตของโหลดต่อความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า อีกทั้งบทความดังกล่าวยังกล่าวถึงหลักการและแนวทางของการขยายสถานีไฟฟ้าเพื่อปรับปรุงความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า

บทความ [8] และ [9] กล่าวถึงการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า โดยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล (Monte Carlo simulation) โดยบทความดังกล่าวพิจารณาแบบจำลองสถานะการทำงานของอุปกรณ์แบบ 4 สถานะ รวมถึงอธิบายช่วงระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า ซึ่งสามารถแบ่งออกได้ 3 ช่วงเวลา ได้แก่ (1) ช่วงเวลาจากสถานะดีของอุปกรณ์ไปยังสถานะล้มเหลวของอุปกรณ์ (Time To Failure: TTF) (2) ช่วงเวลาในการสวิตช์ของอุปกรณ์ (Time To Switch out: TTS) และ (3) ช่วงเวลาจากสถานะล้มเหลวของอุปกรณ์กลับไปเป็นสถานะดีหรือช่วงเวลาในการซ่อมแซมของอุปกรณ์ (Time To Repair: TTR) นอกจากนี้ บทความ [8] ยังกล่าวถึงประเภทของการล้มเหลวของอุปกรณ์ และผลกระทบของการล้มเหลวของอุปกรณ์ดังกล่าว อีกทั้งยังเปรียบเทียบผลของการสวิตช์และไม่สวิตช์อุปกรณ์ในระบบ

บทความ [8], [9] และ [10] กล่าวถึง การประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า โดยมุ่งประเด็นไปที่การสวิตช์ของอุปกรณ์ เมื่อเกิดเหตุการณ์ล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในระบบ ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker), บัสบาร์ (Busbar) และหม้อแปลงกำลัง (Power transformer)

1.6.2 งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับผลกระทบของการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า

สำหรับงานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับผลกระทบของการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ (Substation Automation System: SAS) ต่อความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า มักจะกล่าวถึงผลกระทบของการสวิตช์ของอุปกรณ์เมื่อมีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เปรียบเทียบกับสถานีไฟฟ้าที่ไม่มีการติดตั้งสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ทั้งนี้ โดยทั่วไป สถานีไฟฟ้าที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติจะมีความเชื่อถือได้ที่ดีกว่าสถานีไฟฟ้าที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เนื่องจากระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติสามารถลดระยะเวลาของการเกิดไฟฟ้าดับได้ อีกทั้งงานวิจัยในอดีตยังกล่าวถึงความสำคัญของการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติในมิติอื่น เช่น การวางแผนการซ่อมบำรุงของ

อุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า เป็นต้น อย่างไรก็ตาม งานวิจัยฉบับนี้จะมุ่งประเด็นของผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าเท่านั้น โดยที่ตัวอย่างงานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องมีดังนี้

บทความ [11] และ [12] กล่าวถึงที่มาของการคิดค้น และออกแบบระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ (Substation Automation System: SAS) หลักการโดยทั่วไปของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ หลักการการสื่อสารของอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ (Intelligence Electronic Device: IED) และประโยชน์ของการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ บทความดังกล่าวยังกล่าวถึงการพัฒนาสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติในประเทศจีน, ประเทศเยอรมนี และประเทศสวิตเซอร์แลนด์ ซึ่งการพัฒนาสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติใน 3 ประเทศ สามารถสรุปได้ดังนี้

- การทดลองติดตั้งระบบไฟฟ้าสถานีอัตโนมัติในประเทศจีน เกิดขึ้นที่สถานีไฟฟ้า Nanqiao ซึ่งเป็นสถานีไฟฟ้าขนาด 500/230/35 กิโลโวลต์ ทำหน้าที่ในการรับกำลังไฟฟ้าจาก Gezhouba และส่งกำลังไฟฟ้าไปยัง Shanghai ซึ่งการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติที่สถานีไฟฟ้า Nanqiao เริ่มต้นตั้งแต่ปี ค.ศ. 2006 ซึ่งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติที่ติดตั้งเป็นระบบที่มีการซ้ำซ้อนของระบบ (Redundant system) ซึ่งมีจำนวนของอุปกรณ์ IED ทั้งหมด 80 ตัว มีระบบสื่อสารที่เชื่อมต่อกับ SCADA ทั้งหมด 2 ระบบ ได้แก่ IEC 60870-5-101 และ IEC 60870-5-104
- ประเทศเยอรมนีได้ทดลองติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติที่สถานีไฟฟ้าขนาด 110 กิโลโวลต์, 25 กิโลโวลต์ และ 6 กิโลโวลต์ ซึ่งทั้ง 3 สถานีทำหน้าที่ในการส่งกำลังไฟฟ้าให้แก่เหมือง Garzweiler โดยมีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติตั้งแต่ปี ค.ศ. 2005 เป็นต้นมา โดยระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติที่ติดตั้งนี้ประกอบไปด้วยอุปกรณ์ IED ทั้งหมด 134 ตัว และมีระบบสื่อสารติดต่อกับ SCADA คือ IEC 60870-5-101
- การทดลองติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติในประเทศสวิตเซอร์แลนด์ เกิดขึ้นที่สถานีไฟฟ้า Winznaschachen ซึ่งเป็นสถานีไฟฟ้าขนาด 16 กิโลโวลต์ ซึ่งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติติดตั้งตามมาตรฐาน IEC 61850 โดยมีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติตั้งแต่ปี ค.ศ. 2004

บทความ [13] กล่าวถึง การประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติตามมาตรฐาน IEC 61850 โดยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล (Monte-Carlo simulation) โดยบทความดังกล่าวพิจารณาการรูปแบบการติดตั้งระบบสื่อสารของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติภายในสถานีไฟฟ้า 2 รูปแบบ ได้แก่ การติดตั้งระบบสื่อสารแบบวง (Ring architecture) และการติดตั้งระบบสื่อสารแบบต่อเรียง (Cascaded architecture) และเปรียบเทียบผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าทั้ง 2 รูปแบบ

บทความ [14] กล่าวถึง การประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ โดยวิธีการวิเคราะห์แบบแผนภาพต้นไม้ (Fault tree analysis method) บทความดังกล่าวพิจารณาแบบจำลองสถานะการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ และพิจารณารูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าทั้งหมด 5 รูปแบบ ได้แก่ (1) รูปแบบบัสเดี่ยว (Single bus) (2) รูปแบบบัสเดี่ยวตัดตอน (Sectionalized bus) (3) รูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง (Breaker and a half) (4) รูปแบบบัสวง (Ring bus) และ (5) รูปแบบบัสประธานคู่ (Double bus double breaker) และพิจารณาลักษณะการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ 2 กรณี ได้แก่ (1) สถานีไฟฟ้าที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติและ (2) สถานีไฟฟ้าที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ และเปรียบเทียบความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าทั้ง 2 รูปแบบ

1.7 โครงสร้างของเนื้อหาของวิทยานิพนธ์

เนื้อหาในส่วนจะกล่าวถึงโครงสร้างของเนื้อหาในแต่ละบทของวิทยานิพนธ์ โดยเนื้อหาแต่ละบทสามารถแสดงโครงสร้างและรายละเอียดได้ดังนี้

บทที่ 1 บทนำ นำเสนอความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ และบทความวิจัยที่เกี่ยวข้อง

บทที่ 2 การจัดเรียงบัสและแบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า ประกอบด้วยเนื้อหาเกี่ยวกับ (1) การจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้า (2) การทำงานและประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า (3) แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์ (4) เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้า

บทที่ 3 วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า ประกอบด้วยเนื้อหาเกี่ยวกับ (1) ความสำคัญของสถานีไฟฟ้าและการประเมินความเชื่อถือได้ (2) วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง (3) พฤติกรรมการทำงานของอุปกรณ์ (4) การประเมินความเชื่อถือได้โดยใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลชนิดที่มีความเกี่ยวเนื่องกัน (5) คุณลักษณะฟังก์ชันสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ (6) ฟังก์ชันการกระจายตัวที่ใช้ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง

บทที่ 4 ระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ประกอบด้วยเนื้อหาเกี่ยวกับ (1) ระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ (2) โครงสร้างของสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ (3) สถาปัตยกรรมของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ (4) ประโยชน์ของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

- บทที่ 5 การประเมินโครงการก่อสร้างสถานี่ไฟฟ้าเชิงความคุ้มค่าทางการเงิน** ประกอบด้วยเนื้อหาเกี่ยวกับ (1) เครื่องมือในการพิจารณาความคุ้มค่าทางการเงิน (2) ปัจจัยประกอบของการคำนวณความคุ้มค่าทางการเงินของสถานี่ไฟฟ้า
- บทที่ 6 ระเบียบวิธีสำหรับโปรแกรมการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานี่ไฟฟ้า** ประกอบด้วยเนื้อหาเกี่ยวกับ (1) ระเบียบวิธีการออกแบบโปรแกรม (2) ขั้นตอนการออกแบบโปรแกรม คำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานี่ไฟฟ้า (3) การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานี่ไฟฟ้า
- บทที่ 7 ข้อมูลการทำงานล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในสถานี่ไฟฟ้า** ประกอบด้วยเนื้อหาเกี่ยวกับ (1) การนับจำนวนอุปกรณ์ภายในสถานี่ไฟฟ้า (2) การคำนวณอัตราการล้มเหลวและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์
- บทที่ 8 ผลการทดสอบและวิเคราะห์ผลการทดสอบ** ประกอบด้วยเนื้อหาเกี่ยวกับ (1) ระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ (2) ผลการทดสอบและการวิเคราะห์ผลการทดสอบ
- บทที่ 9 สรุปผลการทดสอบและข้อเสนอแนะ** ประกอบด้วยเนื้อหาเกี่ยวกับ (1) สรุปผลการทดสอบ (2) ข้อเสนอแนะ

บทที่ 2

การจัดเรียงบัสและแบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า

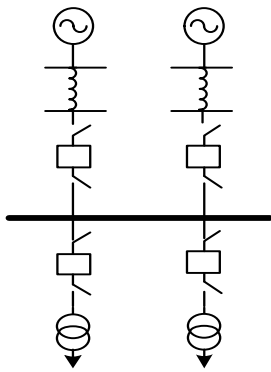
ในบทนี้จะกล่าวถึงการศึกษาเรื่องการการจัดเรียงบัสและแบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า โดยมีหัวข้อต่างๆ ดังต่อไปนี้ (1) การจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้า (2) การทำงานและประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า (3) แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์ และ (4) เส้นทางกระแสของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้า

2.1 การจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้า

จากการศึกษาเอกสารสำหรับการสัมมนาทางวิชาการ เรื่อง ความเชื่อถือได้ (Reliability) ของระบบไฟฟ้า กพพ. ในส่วนของการจัดเรียงบัส (Bus configuration) พบว่าในแต่ละสถานีไฟฟ้า มีรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในที่แตกต่างกัน โดยรูปแบบมาตรฐานของการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้านั้น ประกอบด้วย 7 รูปแบบมาตรฐาน [15] ได้แก่

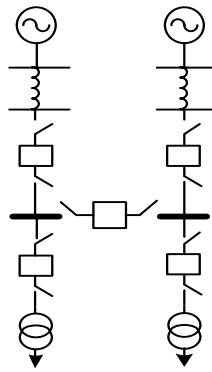
- 1) บัสเดี่ยว (Single bus scheme)
- 2) บัสเดี่ยวตัดตอน (Straight bus sectionalization scheme)
- 3) บัสประธานและบัสโอนสำรอง (Main and transfer bus scheme or Spare bus scheme)
- 4) บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง (Breaker and a half scheme)
- 5) บัสประธานคู่ (Double bus, double breaker scheme)
- 6) บัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ (Double bus, single breaker scheme)
- 7) บัสวง (Single ring bus sectionalization scheme)

ทั้งนี้ เมื่อพิจารณาแผนภาพเส้นเดี่ยว (Single line diagram) ของรูปแบบการจัดเรียงบัสมาตรฐานทั้ง 7 รูปแบบ สามารถแสดงดังรูปที่ 2.1 (ก) – (จ)



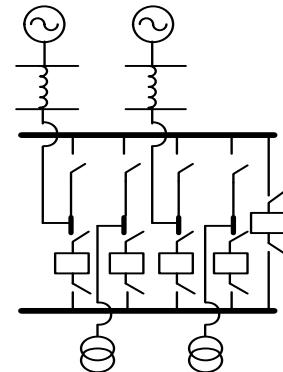
รูปที่ 2.1 (ก)
บัสเดี่ยว

(Single bus scheme)



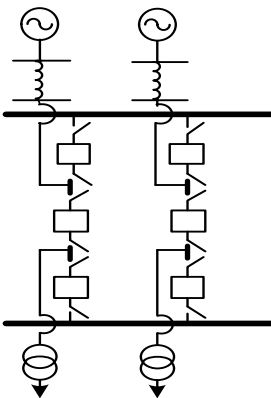
รูปที่ 2.1 (ข)
บัสเดี่ยวตัดตอน

(Straight bus sectionalization scheme)



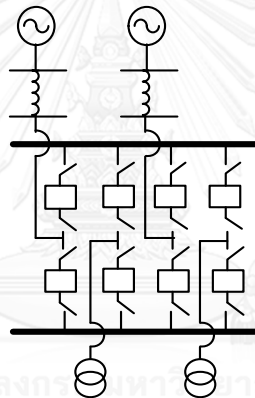
รูปที่ 2.1 (ค)
บัสประธานและ
บัสโอนสำรอง

(Main and transfer bus scheme)



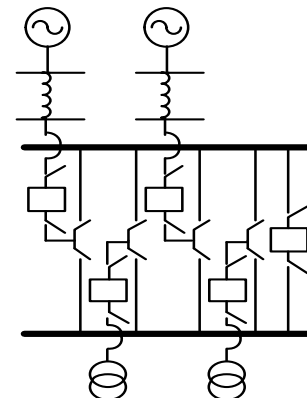
รูปที่ 2.1 (ง)
บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง
scheme)

(Breaker and a half scheme)



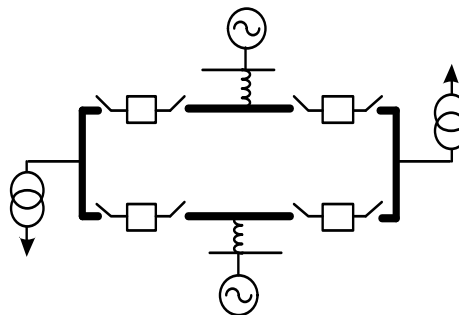
รูปที่ 2.1 (จ)
บัสประธานคู่
breaker scheme)

(Double bus, double breaker scheme)



รูปที่ 2.1 (ฉ)
บัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์
scheme)

(Double bus, single breaker scheme)



รูปที่ 2.1 (ซ) บัสวง (Single ring bus sectionalization scheme)

รูปที่ 2.1 รูปแบบมาตรฐานของการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้า

ทั้งนี้ ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาการจัดเรียงบัสรูปแบบอื่นๆ ที่ กฟผ. ใช้งานอยู่ในปัจจุบันที่นอกเหนือไปจากการจัดเรียงบัสทั้ง 7 รูปแบบมาตรฐานนี้ด้วย เพียงแต่การจัดเรียงบัสทั้ง 7 รูปแบบมาตรฐานนี้ ได้กำหนดไว้เพื่อเป็นแนวทางในการศึกษาเท่านั้น

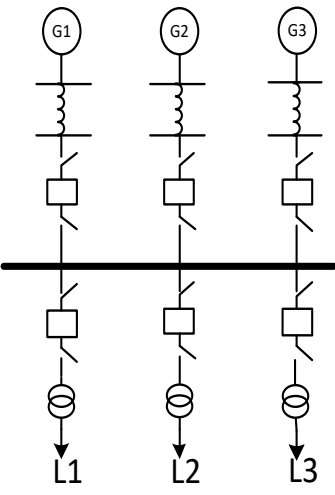
การจัดเรียงบัส (Bus configuration) ภายในสถานีไฟฟ้ามีหลายรูปแบบ แต่ละรูปแบบมีข้อดีและข้อเสียที่แตกต่างกัน ทั้งนี้ต้องเลือกรูปแบบให้เหมาะสมกับสภาพของการทำงาน โดยการจัดวางระบบการสวิตช์ที่ใช้ในทางปฏิบัติโดยทั่วไปมีทั้งหมด 7 รูปแบบมาตรฐาน ดังรูปที่ 2.1 ซึ่งเมื่อจำแนกรูปแบบตามจำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker) ต่อจำนวนวงจรขาเข้า สามารถจำแนกได้เป็น 2 รูปแบบหลักๆ คือ [15], [16-25]

- 1) การจัดเรียงบัสรูปแบบที่มีจำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์ 1 ตัวต่อวงจรขาเข้า (Incoming line) ได้แก่ บัสเดี่ยว (Single bus scheme) บัสเดี่ยวตัดตอน (Straight bus sectionalization scheme) บัสประธานและบัสโอนสำรอง (Main and transfer bus scheme or Spare bus scheme) และบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ (Double bus, single breaker scheme)
- 2) การจัดเรียงบัสรูปแบบที่มีจำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์มากกว่า 1 ตัวต่อวงจรขาเข้า ได้แก่ บัสวง (Single ring bus sectionalization scheme) บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง (Breaker and a half scheme) และบัสประธานคู่ (Double bus, double breaker scheme)

ทั้งนี้รูปแบบที่นำเสนออ้างอิงจากมาตรฐานของรูปแบบการจัดเรียงบัสของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) จากเอกสารสัมมนาทางวิชาการเรื่อง ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า กฟผ. [4] ซึ่งเป็นรูปแบบสถานีไฟฟ้าที่ใช้ในระบบส่งของประเทศไทย โดยในแต่ละรูปแบบที่นำเสนอประกอบด้วยวงจรขาเข้า จำนวน 3 วงจร ได้แก่ G1, G2, G3 และวงจรขาออก จำนวน 3 วงจร ได้แก่ L1, L2, L3 ซึ่งแต่ละรูปแบบมีรายละเอียด ดังนี้

2.1.1 รูปแบบบัสเดี่ยว (Single bus scheme)

รูปแบบบัสเดี่ยว เป็นรูปแบบการจัดเรียงบัสพื้นฐานที่มีจำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์ 1 ตัวต่อวงจรขาเข้า และมีจำนวนบัสบาร์เพียง 1 อัน รูปแบบนี้มีข้อจำกัดไม่เหมาะสมในการทำงานที่ระดับแรงดันสูง และไม่มีคามยืดหยุ่นในการทำงาน โดยที่แผนภาพเส้นเดี่ยวของรูปแบบบัสเดี่ยวสามารถแสดงดังรูปที่ 2.2 และสามารถพิจารณาข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสรูปแบบบัสเดี่ยวได้ ดังตารางที่ 2.1

รูปที่ 2.2 รูปแบบบัสเดี่ยว (Single bus scheme)	ตารางที่ 2.1 ข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัส รูปแบบบัสเดี่ยว	
	ข้อดี	ข้อเสีย
	<ul style="list-style-type: none"> - วงจรขาเข้ามีเซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวน 1 ตัว - ใช้หม้อแปลงวัดแรงดัน (Voltage transformer : VT) เพียง 1 ชุด - การออกแบบระบบป้องกัน และการจัดเรียงอุปกรณ์ไม่ซับซ้อน - การลงทุนน้อยและใช้พื้นที่ไม่มาก - ง่ายต่อการก่อสร้าง และการขยายขนาดในอนาคต - ราคาถูก 	<ul style="list-style-type: none"> - การบำรุงรักษาอุปกรณ์บางอุปกรณ์ อาจจำเป็นต้องตัดการไหลของกำลังไฟฟ้าทั้งระบบภายในสถานีไฟฟ้า - การผิดพลาดที่บัส หรือ เซอร์กิตเบรกเกอร์ จะทำให้เกิดการล้มเหลวทั้งระบบ ซึ่งเป็นความเสียหายในวงกว้าง - มีความเชื่อถือได้ต่ำ - เมื่อต้องการขยายขนาดบัส การเพิ่มสายส่งไฟฟ้าแรงสูง หรือติดตั้งตำแหน่งหม้อแปลง จะต้องนำบัสหลัก ออกจากระบบ - ไม่เหมาะสมกับการจ่ายโหลดจำนวนมาก

2.1.2 รูปแบบบัสเดี่ยวตัดตอน (Straight bus sectionalization scheme)

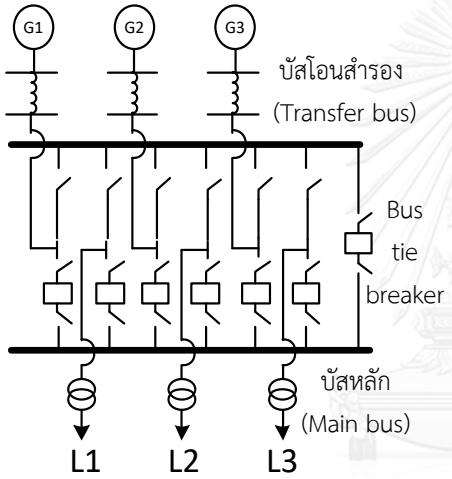
รูปแบบบัสเดี่ยวตัดตอน เป็นรูปแบบที่มีการพัฒนาเพิ่มเติมจากรูปแบบบัสเดี่ยว โดยบัสหลักจะถูกแบ่งแยกเป็น 2 ส่วน ด้วยเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ทำงานในลักษณะปกติปิด (Normally closed) ทั้งนี้สามารถนำอุปกรณ์ในส่วนที่ต้องการซ่อมบำรุงออกจากระบบ โดยปราศจากการรบกวนของระบบส่วนที่เหลือ แต่จะมีค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์ที่เพิ่มขึ้น คือ เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมระหว่างบัสหลัก โดยที่แผนภาพเส้นเดี่ยวของรูปแบบบัสเดี่ยวตัดตอนสามารถแสดงดังรูปที่ 2.3 และสามารถพิจารณาข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสรูปแบบบัสเดี่ยวตัดตอน ดังตารางที่ 2.2

<p>รูปที่ 2.3 รูปแบบบัสเดี่ยวตัดตอน (Straight bus sectionalization scheme)</p>	ตารางที่ 3.2 ข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสรูปแบบบัสเดี่ยวตัดตอน	
	ข้อดี	ข้อเสีย
	<ul style="list-style-type: none"> - มีความยืดหยุ่นในการใช้งาน - ประกอบด้วยบัสตัดตอนที่สามารถนำอุปกรณ์ไปซ่อมบำรุงรักษาได้ - การออกแบบระบบป้องกันไม่ซับซ้อน 	<ul style="list-style-type: none"> - การเพิ่มเซอร์กิตเบรกเกอร์ระหว่างบัสจะส่งผลให้มีค่าใช้จ่ายที่สูงขึ้น - การเพิ่มส่วนที่ตัดตอนอาจทำให้เกิดความขัดข้องจากส่วนที่ไม่ใช่ความผิดปกติในระบบของสถานีไฟฟ้า - เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัสหรืออุปกรณ์ที่ต่อโดยตรงกับบัสจะทำให้เกิดการแยกตัวของแหล่งจ่ายกับโหลด - การซ่อมบำรุงเซอร์กิตเบรกเกอร์ จำเป็นต้องเปิดวงจรที่สายส่งกำลังไฟฟ้าหรือหม้อแปลงกำลัง

2.1.3 รูปแบบบัสประธานและบัสโอนสำรอง (Main and transfer bus scheme or Spare bus scheme)

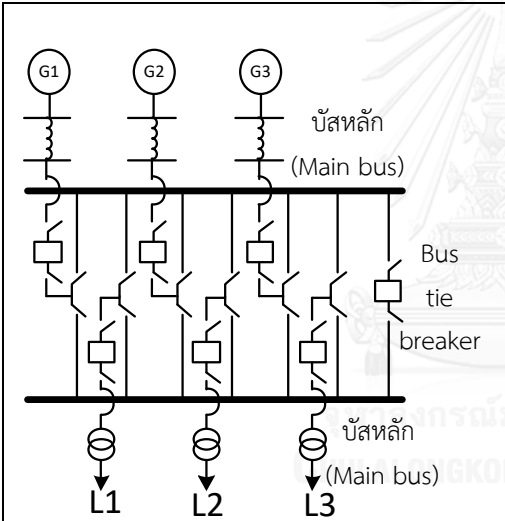
รูปแบบบัสประธานและบัสโอนสำรอง ได้รับการพัฒนามาจากรูปแบบบัสเดี่ยว โดยการเพิ่มบัสโอนสำรอง (Transfer bus) ซึ่งในสภาวะปกติวงจรทั้งหมด กล่าวคือ วงจรขาเข้าและวงจรขาออก จะมีการเชื่อมต่อกันและการป้อนจ่ายกำลังไฟฟ้าผ่านบัสหลัก (Main bus) ทั้งนี้ถ้าเกิดการซ่อมบำรุงที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ต้องการซ่อมบำรุงดังกล่าวจะถูกแยกออกจากระบบ โดยที่สวิตช์ตัดตอน (Disconnecting switch) ที่บริเวณหัวและท้ายของอุปกรณ์จะถูกเปิดออก จากนั้นสวิตช์ที่บัสโอนสำรองจะปิด และระบบจะมีการป้อนจ่ายกำลังไฟฟ้าผ่านเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมระหว่างบัสประธานและบัสโอนสำรอง (Bus tie breaker) ไปยังบัสโอนสำรองแทน ซึ่งรูปแบบการ

จัดเรียงบัสรูปแบบนี้จะใช้ในระดับแรงดันของระบบจำหน่ายประเภทกลางแจ้ง (Outdoor distribution) ที่มีระดับแรงดัน ตั้งแต่ 230 กิโลโวลต์ลงมา โดยที่แผนภาพเส้นเดียวของรูปแบบบัสประธานและบัสโอนสำรอง สามารถแสดงดังรูปที่ 2.4 และสามารถพิจารณาข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสรูปแบบบัสประธานและบัสโอนสำรอง ดังตารางที่ 2.3

รูปที่ 2.4 รูปแบบบัสประธานและบัสโอนสำรอง (Main and transfer bus scheme or Spare bus scheme)	ตารางที่ 2.4 ข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสรูปแบบบัสประธานและบัสโอนสำรอง	
	ข้อดี	ข้อเสีย
 <p>รูปที่ 2.4 รูปแบบบัสประธานและบัสโอนสำรอง (Main and transfer bus scheme or Spare bus scheme)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - การซ่อมบำรุงรักษา เซอร์กิตเบรกเกอร์ และการขยายบัสหลัก ปราศจากการรบกวนของระบบภายในสถานีไฟฟ้า เพราะสามารถเชื่อมต่อการจ่ายกำลังไฟฟ้า โดยผ่านสายส่งไฟฟ้าแรงสูง และหม้อแปลงกำลัง ณ ตำแหน่งบัสโอนสำรอง - ใช้หม้อแปลงวัดแรงดัน (Voltage transformer : VT) เพียง 1 ชุด - ใช้พื้นที่น้อย และต่อเติมส่วนขยายของระบบได้ง่าย 	<ul style="list-style-type: none"> - การเพิ่มบัสโอนสำรอง และเซอร์กิตเบรกเกอร์ ที่เชื่อมระหว่างบัส จะทำให้มีค่าใช้จ่ายที่สูงขึ้น - จำเป็นต้องมีการเพิ่มประสิทธิภาพของระบบป้องกัน มิเช่นนั้นจะเกิดปัญหาเมื่อเกิดการซ่อมบำรุงอุปกรณ์ - การทำงานปกติภายในระบบจะมีความคล้ายคลึงกับรูปแบบบัสเดี่ยว - เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัสหรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ จะทำให้เกิดการล้มเหลวทั้งระบบ

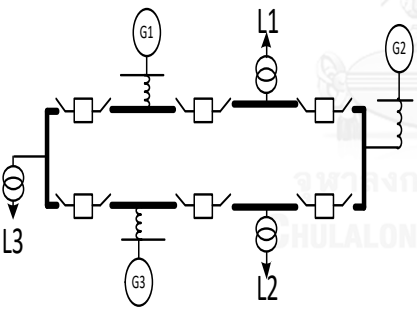
2.1.4 รูปแบบบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ (Double bus, single breaker scheme)

รูปแบบบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ประกอบด้วย บัสหลัก 2 อันที่เชื่อมต่อกันผ่านเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมระหว่างบัสทั้งสอง (Bus tie breaker) ซึ่งการใช้ประโยชน์ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าวนี้ในรูปแบบปกติปิดจะสามารถทำการถ่ายโอนวงจรจากบัสหนึ่งสู่บัสที่เหลือในลักษณะที่เหมือนกับการสวิตช์ โดยการล้มเหลวที่เกิดขึ้นกับบัสจะไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของบัสอื่น อย่างไรก็ตาม ถ้าเกิดการล้มเหลวที่ Bus tie breaker จะทำให้เกิดการขัดข้องทั้งระบบ นอกจากนี้ถ้า Bus tie breaker ถูกใช้งานในรูปแบบปกติเปิดจะเปรียบเสมือนรูปแบบบัสเดี่ยว 2 ระบบซึ่งจะทำให้ความเชื่อถือได้ต่ำลง โดยที่แผนภาพเส้นเดียวของรูปแบบบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์สามารถแสดงดังรูปที่ 2.5 และ สามารถพิจารณาข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสรูปแบบบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ ดังตารางที่ 2.4

 <p>รูปที่ 2.5 รูปแบบบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ (Double bus, single breaker scheme)</p>	ตารางที่ 2.5 ข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสรูปแบบบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์	
	ข้อดี	ข้อเสีย
	<ul style="list-style-type: none"> - การลงทุนน้อยและใช้พื้นที่ในการปฏิบัติงานไม่มาก - การล้มเหลวที่เกิดขึ้นกับบัสจะไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของบัสอื่น 	<ul style="list-style-type: none"> - เมื่อใช้งาน Bus tie breaker แบบปกติเปิด จะมีความเชื่อถือได้ต่ำ - ระบบป้องกันมีความซับซ้อน - เมื่อ Bus tie breaker เกิดเหตุขัดข้อง จะส่งผลให้เกิดการหยุดการจ่ายกำลังไฟฟ้าทั้งสถานี

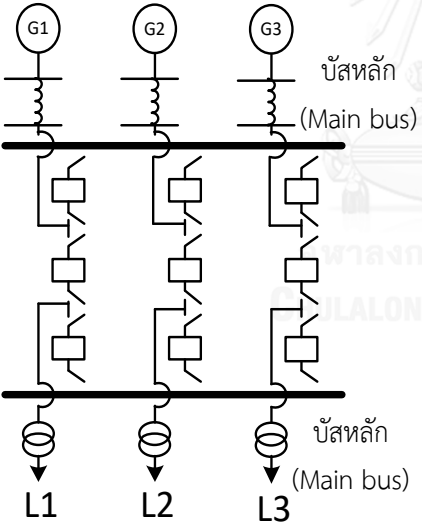
2.1.5 รูปแบบบัสวง (Single ring bus sectionalized scheme)

รูปแบบบัสวง เป็นรูปแบบที่ได้รับการพัฒนามาจากรูปแบบบัสเดี่ยวตัดตอน ซึ่งภายในรูปแบบบัสวงจะมีเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมระหว่างบัสของวงจรถาออก จึงทำให้มีลักษณะเป็นวงปิด (Closed loop) ที่มีการแบ่งแยกของวงจรถาในแต่ละส่วนโดยเซอร์กิตเบรกเกอร์ ด้วยเหตุผลดังกล่าว ทำให้รูปแบบบัสวงมีความเชื่อถือได้และมีความยืดหยุ่นในการทำงานที่ดีขึ้น ทั้งนี้รูปแบบบัสวงสามารถถูกพัฒนาเป็นรูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ซึ่งจะต่อก้าวถึงในหัวข้อถัดไป โดยที่แผนภาพเส้นเดี่ยวของรูปแบบบัสวงสามารถแสดงดังรูปที่ 2.6 และสามารถพิจารณาข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสรูปแบบบัสวง ดังตารางที่ 2.5

รูปที่ 2.6 รูปแบบบัสวง (Single ring bus sectionalization scheme)	ตารางที่ 2.6 ข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสรูปแบบบัสวง	
	ข้อดี	ข้อเสีย
	<ul style="list-style-type: none"> - มีความยืดหยุ่นในการทำงาน - ความเชื่อถือได้ดี - ไม่มีบัสหลัก - ค่าใช้จ่ายต่ำเนื่องจากจำนวนอุปกรณ์ภายในมีไม่มาก - การแบ่งแยกในแต่ละส่วนของบัสและเซอร์กิตเบรกเกอร์สำหรับการซ่อมบำรุง จะไม่ส่งผลกระทบต่อระบบโดยรวม จึงสามารถทำการซ่อมบำรุงเซอร์กิตเบรกเกอร์แต่ละตัวได้โดยไม่จำเป็นต้องตัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่จ่ายให้กับโหลด 	<ul style="list-style-type: none"> - การเกิดความผิดพลาดของเซอร์กิตเบรกเกอร์อาจทำให้เกิดการรบกวนภายในระบบหลายวงจร ซึ่งทำให้ความเชื่อถือได้ลดลง - ในแต่ละวงจรต้องมีแหล่งจ่ายสำหรับการทำงานของรีเลย์ - มักจะจำกัดจำนวนวงจรไว้ 4 วงจร ซึ่งในทางปฏิบัติอาจมีถึง 10 วงจร แต่อย่างไรก็ดีไม่ควรมีจำนวนวงจรเกิน 6 วงจร - ระบบ Automatic Reclosing และระบบป้องกันก่อนข้างซับซ้อน

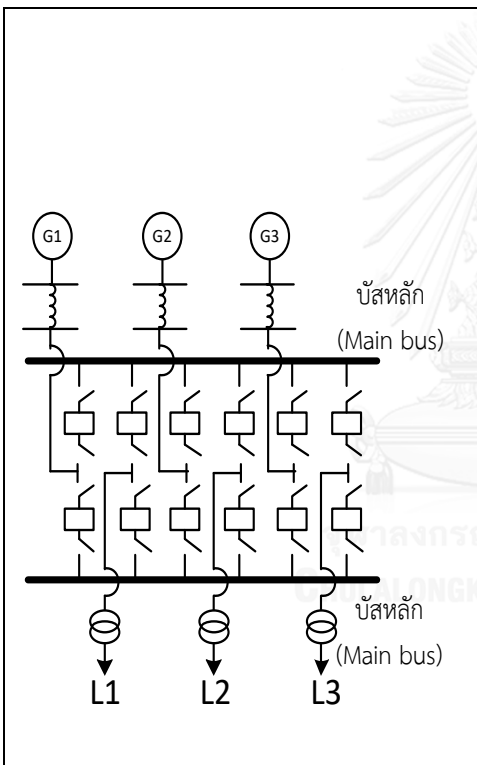
2.1.6 รูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง (Breaker and a half scheme)

รูปแบบการจัดเรียงบัสรูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ได้รับการพัฒนาจากรูปแบบบัสวง โดยมีบัสหลักจำนวน 2 อัน ซึ่งบัสทั้งสองดังกล่าวมีความแตกต่างจากรูปแบบบัสหลักและบัสโอนสำรอง กล่าวคือ ในสภาวะปกติ รูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่งจะมีกำลังไฟฟ้าไหลผ่านบัสหลักทั้งสอง แต่ในขณะที่รูปแบบบัสหลักและบัสโอนสำรอง ในสภาวะปกติจะมีกำลังไฟฟ้าไหลผ่านเพียงบัสหลักเท่านั้น ทั้งนี้รูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่งประกอบด้วยเซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวน 3 ตัวต่อ 2 วงจรหลัก กล่าวอีกนัยหนึ่งคือ มีเซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวน 1.5 ตัวต่อวงจรหลัก โดยในแต่ละวงจรจะมีการใช้เซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวกลางร่วมกัน ด้วยเหตุผลดังกล่าวจึงเป็นที่มาของชื่อบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง โดยที่แผนภาพเส้นเดี่ยวของรูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่งสามารถแสดงดังรูปที่ 2.7 และสามารถพิจารณาข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสรูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ดังตารางที่ 2.6

รูปที่ 2.7 รูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง (Breaker and a half scheme)	ตารางที่ 2.7 ข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสรูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง	
	ข้อดี	ข้อเสีย
 <p>รูปที่ 2.7 รูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง (Breaker and a half scheme)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - มีความยืดหยุ่นในการใช้งานและมีความเชื่อถือได้สูง - สามารถแบ่งแยกวงจรในแต่ละบัส โดยไม่ทำให้ระบบภายในสถานีไฟฟ้าเกิดการขัดข้อง - การเกิดความผิดพลาดที่บัสและการซ่อมบำรุงเซอร์กิตเบรกเกอร์ จะไม่ส่งผลกระทบต่อวงจรอื่น - การสวิตช์ทุกตำแหน่งในระบบจะทำงานภายใต้การทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์เท่านั้น 	<ul style="list-style-type: none"> - ระบบป้องกันที่ตำแหน่งของเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวกลางมีความซับซ้อน เนื่องจากต้องควบคุมการทำงานทั้ง 2 วงจร ซึ่งจะทำให้แต่ละวงจรจำเป็นต้องมีแหล่งจ่ายสำหรับการทำงานของรีเลย์ - เมื่อเกิดการต่อขยายบัส หรือเชื่อมต่อกับวงจรอื่นในสถานีไฟฟ้า จำเป็นต้องมีการนำบัสใดบัสหนึ่งออกจากระบบ

2.1.7 รูปแบบบัสประธานคู่ (Double bus, double breaker scheme)

รูปแบบบัสประธานคู่ มีรูปแบบคล้ายคลึงกับรูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง แต่มีความแตกต่างกันคือ ในแต่ละวงจรหลักจะประกอบด้วยเซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวน 2 ตัว โดยที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวใดตัวหนึ่งล้มเหลวจะส่งผลกระทบต่อให้เกิดการขัดข้องเพียง 1 วงจร ซึ่งการเพิ่มจำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์จะส่งผลให้มีค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้น ดังนั้นรูปแบบบัสประธานคู่มักจะใช้เฉพาะสถานีไฟฟ้าที่มีระบบการผลิตขนาดใหญ่ (Large generating station) โดยที่แผนภาพเส้นเดี่ยวของรูปแบบบัสประธานคู่สามารถแสดงดังรูปที่ 2.8 และสามารถพิจารณาข้อดีข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสรูปแบบบัสประธานคู่ ดังตารางที่ 2.7

 <p>รูปที่ 2.8 รูปแบบบัสประธานคู่ (Double bus, double breaker scheme)</p>	ตารางที่ 2.8 ข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสรูปแบบบัสประธานคู่	
	ข้อดี	ข้อเสีย
	<ul style="list-style-type: none"> - มีความยืดหยุ่นในการใช้งาน และมีความเชื่อถือได้สูง - การแบ่งแยกวงจรของบัสหลัก และเซอร์กิตเบรกเกอร์ สำหรับการบำรุงรักษา จะไม่ทำให้ระบบเกิดการขัดข้อง - การเกิดความผิดพลาดที่บัส หรือ เซอร์กิตเบรกเกอร์เพียง 1 ตัว จะไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของระบบ - การสวิตช์ทุกตำแหน่งในระบบจะทำงานภายใต้การทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์เท่านั้น 	<ul style="list-style-type: none"> - มีค่าใช้จ่ายที่สูงมาก เพราะต้องใช้จำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์ 2 ตัวต่อวงจร

รูปแบบการจัดเรียงบัสที่ได้นำเสนอทั้ง 7 รูปแบบซึ่งแสดงไว้ในรูปที่ 2.2 – รูปที่ 2.8 มีวงจรขาเข้า และ วงจรขาออก จำนวนละ 3 วงจร แต่จำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker) และ อุปกรณ์สำหรับการสวิตซ์ซิ่ง (Switching) ที่ใช้ในแต่ละรูปแบบมีความแตกต่างกัน ซึ่งจะให้ประโยชน์ในแง่ของระบบป้องกัน (Protection), ความเชื่อถือได้ (Reliability) และ ความยืดหยุ่นในการใช้งาน (Flexibility) ทั้งนี้จำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker) และจำนวนสวิตซ์ปลดวงจร (Disconnecting switch) สามารถแสดงดังตารางที่ 2.8

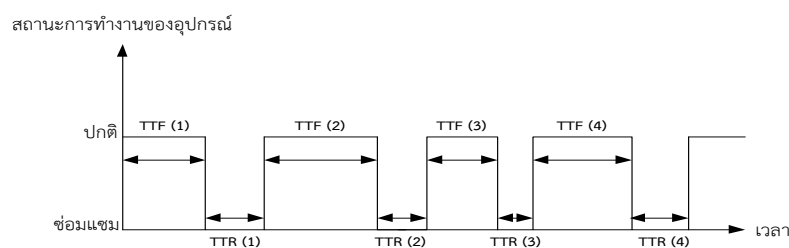
ตารางที่ 2.9 จำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์ และจำนวนสวิตซ์ปลดวงจร ทุกรูปแบบการจัดเรียงบัส

รูปแบบการจัดเรียงบัส	จำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์	จำนวนสวิตซ์ปลดวงจร
Single bus	6	12
Straight bus sectionalization	8	16
Main and transfer bus	7	20
Double bus, single breaker	9	18
Single ring bus sectionalization	6	12
Breaker and a half	9	18
Double bus, double breaker	12	24

ทั้งนี้ จำนวนของอุปกรณ์ดังกล่าว เป็นแนวทางที่บ่งชี้ถึงมูลค่าการลงทุนก่อสร้างได้เป็นอย่างดี ดังนั้นการออกแบบสถานีไฟฟ้าในแต่ละแห่ง จึงต้องพิจารณาถึงระบบป้องกัน ความเชื่อถือได้ และ ความยืดหยุ่นในการใช้งาน จากนั้นจึงเลือกสรรรูปแบบ ให้เหมาะสมสอดคล้องกับความต้องการ

2.2 การทำงานและประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า

อุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้ามีหน้าที่แตกต่างกัน โดยที่พฤติกรรมการทำงานของอุปกรณ์ในสภาวะปกติจะมีความคล้ายคลึงกัน กล่าวคือ ถ้าพิจารณาการทำงานของอุปกรณ์เพียง 2 สถานะจะพบว่าสถานะการทำงานของอุปกรณ์ ได้แก่ สถานะทำงานปกติ (Up) และ สถานะซ่อมแซม (Repair) โดยที่สถานะการทำงานของอุปกรณ์ดังกล่าวจะสลับกันในรูปแบบวัฏจักรของเวลา [26] ดังแสดงในรูปที่ 2.9



รูปที่ 2.9 ช่วงเวลาแสดงสถานะการทำงานของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้า

โดยที่ TTF (i) (Time to failure)	คือ	ระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ในสถานะทำงานปกติ ซึ่งแสดงการทำงานได้ในครั้งที่ i (มีหน่วยเป็น ปี)
TTR (i) (Time to repair)	คือ	ระยะเวลาที่อุปกรณ์ทำการซ่อมแซมเสร็จจนกระทั่งสามารถกลับมาใช้งานได้เป็นปกติซึ่งแสดงถึงระยะเวลาในการซ่อมแซมอุปกรณ์ครั้งที่ i (มีหน่วยเป็น ชั่วโมง)

การจำแนกรูปแบบการล้มเหลวของอุปกรณ์ สามารถจำแนกตามเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ โดยสามารถจำแนกเหตุการณ์ดังกล่าวได้เป็น 5 เหตุการณ์ [26] คือ

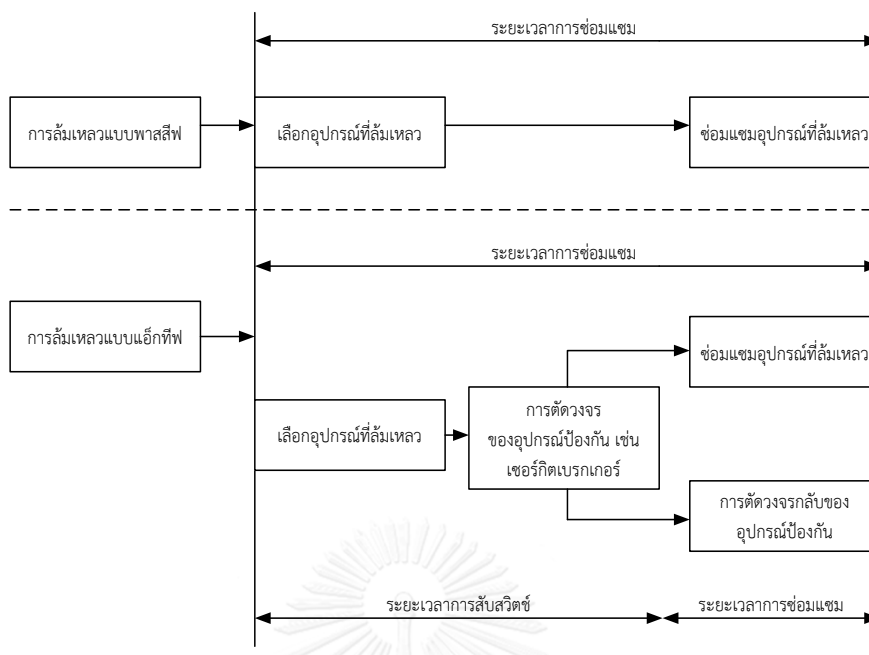
2.2.1 การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ (Passive failure)

การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ คือ เหตุการณ์ที่อุปกรณ์ล้มเหลวแล้วไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน เช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker) โดยอุปกรณ์ที่ยังคงเหลือในระบบสามารถทำงานได้ตามปกติ ซึ่งอุปกรณ์ที่ล้มเหลวประเภทพาสซีฟดังกล่าวนี้ สามารถนำมาใช้งานได้ภายหลังจากการซ่อมแซมหรือมีการเปลี่ยนอุปกรณ์ตัวใหม่ เพื่อใช้แทนอุปกรณ์ที่ล้มเหลว โดยตัวอย่างการล้มเหลวประเภทพาสซีฟ เช่น การทำงานผิดปกติในการเปิดวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์

2.2.2 การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ (Active failure)

การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ คือ เหตุการณ์ที่อุปกรณ์ล้มเหลวแล้วส่งผลกระทบต่อการทำงานของระบบป้องกันปฐมภูมิ (Primary protection zone) รอบข้างของอุปกรณ์ที่ล้มเหลว กล่าวคือ มีการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงอุปกรณ์ตัวที่ล้มเหลว หลังจากนั้นระบบปฏิบัติการภายในสถานีไฟฟ้าจะทำการสับสวิตช์ (Switching) อุปกรณ์ที่ล้มเหลวออกไปจากระบบ และเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ทำงานดังกล่าวจะกลับมาปิดวงจรอีกครั้งหนึ่ง (Reclose) ซึ่งจะทำให้ระบบกลับมาใช้งานได้บางส่วนหรือทั้งหมด โดยขึ้นอยู่กับลักษณะการจัดเรียงบัสภายในระบบของสถานีไฟฟ้านั้น ดังนั้นเมื่ออุปกรณ์เกิดการล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ จะสามารถกลับมาใช้งานได้อีกครั้งก็ต่อเมื่อมีการซ่อมแซมหรือเปลี่ยนอุปกรณ์ทดแทน ตัวอย่างเช่น เมื่อบัสบาร์เกิดการล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ เซอร์กิตเบรกเกอร์ในตำแหน่งที่ติดกับบัสบาร์ดังกล่าวทุกอุปกรณ์ ต้องทำงาน (Trip) จากนั้นจะมีการถ่ายโอนบัสบาร์ที่ล้มเหลว เพื่อนำบัสบาร์ดังกล่าวไปซ่อมแซม

จากหลักการของการล้มเหลวประเภทพาสซีฟ และการล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ ในหัวข้อ 2.2.1 และ 2.2.2 สามารถอธิบายความแตกต่างระหว่างการล้มเหลวทั้งสองประเภท ดังรูปที่ 2.10



รูปที่ 2.10 แผนภาพการอธิบายความแตกต่างระหว่างการล้มเหลวประเภทพาสซีฟและแอ็กทีฟ

จากรูปที่ 2.10 สามารถอธิบายเพิ่มเติม คือ ระยะเวลาซ่อมแซม (Repair time) คือ ช่วงระยะเวลาที่เริ่มต้นตั้งแต่อุปกรณ์ล้มเหลว จนกระทั่งอุปกรณ์ดังกล่าวสามารถกลับมาใช้งานได้อีกครั้ง โดยการซ่อมแซมหรือการเปลี่ยนอุปกรณ์ใหม่ นอกจากนี้ช่วงเวลาสับสวิตช์ (Switching time) คือ ช่วงระยะเวลาที่เริ่มต้น ตั้งแต่การเปิดวงจรของอุปกรณ์ป้องกันหรือสวิตช์ตัดตอน เพื่อนำอุปกรณ์ที่เกิดการล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟออกจากระบบ จนกระทั่งอุปกรณ์ป้องกันหรือสวิตช์ตัดตอนที่ทำงาน เนื่องจากการล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทแอ็กทีฟดังกล่าวนั้น ทำการปิดเพื่อกลับคืนวงจรให้ทำงานในสภาวะปกติ

2.2.3 การล้มเหลวจากการทำงานผิดปกติของอุปกรณ์ป้องกัน (Stuck condition)

การล้มเหลวของการทำงานผิดปกติของอุปกรณ์ป้องกัน คือ การที่อุปกรณ์ป้องกันไม่ทำงาน หรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ไม่ทำงานเมื่อมีอุปกรณ์เกิดการล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ ตัวอย่างเช่น เมื่อเกิดเหตุการณ์ลัดวงจรของสายส่งไฟฟ้าแรงสูง ส่งผลให้อุปกรณ์ป้องกันหรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ตำแหน่งใกล้ที่สุดทำงานก่อน แต่อุปกรณ์ป้องกันหรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าวไม่ทำงานตามปกติ ซึ่งส่งผลให้เกิดการลัดวงจร ทั้งนี้การล้มเหลวของเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ไม่ทำงานดังกล่าว เรียกว่า การล้มเหลวจากการทำงานผิดปกติของอุปกรณ์ป้องกัน

2.2.4 การล้มเหลวแบบซ้อนกัน (Overlapping failure)

การล้มเหลวแบบซ้อนกัน คือ การล้มเหลวของอุปกรณ์ตั้งแต่ 2 อุปกรณ์ขึ้นไป โดยที่มึการล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ พาสซีฟ การหยุดการทำงานในช่วงบำรุงรักษา หรือการเกิดเหตุการณ์

ล้มเหลวของอุปกรณ์ที่เพิ่มขึ้น เมื่อมีเหตุการณ์ล้มเหลวของอุปกรณ์อื่นในระบบ โดยที่การเกิดเหตุการณ์ล้มเหลวจะเกิดในช่วงระยะเวลาเดียวกัน เช่น การเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของเซอร์กิตเบรกเกอร์ประเภทพาสซีฟ และการเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของหม้อแปลงกำลังประเภทแอกทีฟในเวลาเดียวกัน เป็นต้น ทั้งนี้เหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์นั้นอาจจะเป็นการล้มเหลวประเภทแอกทีฟ พาสซีฟ หรือการเกิดเหตุขัดข้องในช่วงระยะเวลามีการบำรุงรักษาอุปกรณ์ แต่อุปกรณ์ที่ล้มเหลวพร้อมกันนั้นต้องมีการล้มเหลวต่างประเภทกัน

2.2.5 การเกิดเหตุขัดข้องในช่วงการบำรุงรักษาอุปกรณ์ (Maintenance outage)

การเกิดเหตุขัดข้องในช่วงระยะเวลามีการบำรุงรักษา คือ การบำรุงรักษาของอุปกรณ์ตามช่วงเวลาการบำรุงรักษาประจำปี ซึ่งถูกกำหนดในรูปของตารางการบำรุงรักษาอุปกรณ์ ทั้งนี้การบำรุงรักษาดังกล่าวจำเป็นต้องมีการบำรุงรักษาอุปกรณ์ที่ส่งผลต่อการจ่ายกำลังไฟฟ้า ณ จุดโหลดโดยตรง ซึ่งส่งผลให้จุดโหลดไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้า ตัวอย่างเช่น ในช่วงที่มีการบำรุงรักษาตามตารางการบำรุงรักษาหม้อแปลงไฟฟ้า สำหรับรูปแบบการจัดเรียงบัสทุกรูปแบบ สามารถส่งผลให้ระบบหรือจุดโหลดไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้า เป็นต้น อย่างไรก็ตามในทางปฏิบัติ พบว่าในช่วงระยะเวลาการซ่อมบำรุงรักษาของอุปกรณ์จะไม่ส่งผลให้ระบบหรือจุดโหลดไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้า เนื่องจาก มีการถ่ายโหลดที่เชื่อมระหว่างสถานีไฟฟ้า ดังนั้นเหตุการณ์การเกิดเหตุขัดข้องในช่วงระยะเวลามีการบำรุงรักษาอุปกรณ์ จึงไม่สามารถพบได้บ่อยในทางปฏิบัติ

จากนิยามการจำแนกประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า พบว่า การล้มเหลวของอุปกรณ์สามารถเกิดการล้มเหลวพร้อมกันได้หลายอุปกรณ์ภายในเวลาเดียวกัน แต่ไม่สามารถเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ต่างประเภทกันได้ภายในอุปกรณ์เดียวกัน เช่น อุปกรณ์ไม่สามารถเกิดเหตุการณ์ล้มเหลวประเภทพาสซีฟ และเกิดเหตุการณ์ล้มเหลวประเภทแอกทีฟได้ในเวลาเดียวกัน ดังนั้น นิยามของการที่อุปกรณ์ล้มเหลวพร้อมกันภายในเวลาเดียวกัน สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 2.9

ตารางที่ 2.10 นิยามแสดงจำนวนอุปกรณ์ที่ล้มเหลวพร้อมกันในเวลาเดียวกัน

จำนวนอุปกรณ์ที่ล้มเหลวพร้อมกันในเวลาเดียวกัน	นิยามการเรียกชื่อจำนวนอุปกรณ์ที่ล้มเหลว
1	First order failure
2	Second order failure
3	Third order failure

2.3 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์

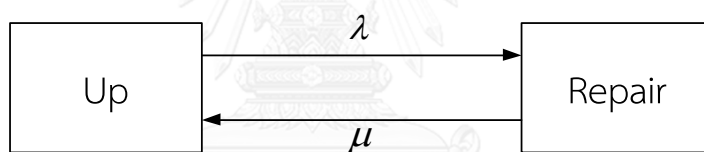
แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์ คือ แบบจำลองที่ใช้แสดงสถานะหรือพฤติกรรมของอุปกรณ์ เมื่อเกิดเหตุขัดข้องหรือเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ ทั้งนี้การจำลองสถานะการทำงานของอุปกรณ์สามารถจำแนกได้หลายสถานะ ตามความซับซ้อนในการทำงานของอุปกรณ์ โดยสามารถแบ่งแยกได้ 3 ประเภท [26] ดังนี้

- 1) แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 2 สถานะ
- 2) แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ
- 3) แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 4 สถานะ

โดยแบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แต่ละรูปแบบมีรายละเอียดดังนี้

2.3.1 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 2 สถานะ (Two-state model)

แบบจำลอง 2 สถานะของอุปกรณ์ คือ สถานะที่อุปกรณ์ทำงานในสภาวะปกติ (Up) และสถานะที่อุปกรณ์อยู่ในกระบวนการซ่อมแซม (Repair) เมื่อเกิดเหตุขัดข้องหรือเหตุการณ์การล้มเหลว ดังแสดงในรูปที่ 2.11



รูปที่ 2.11 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 2 สถานะ

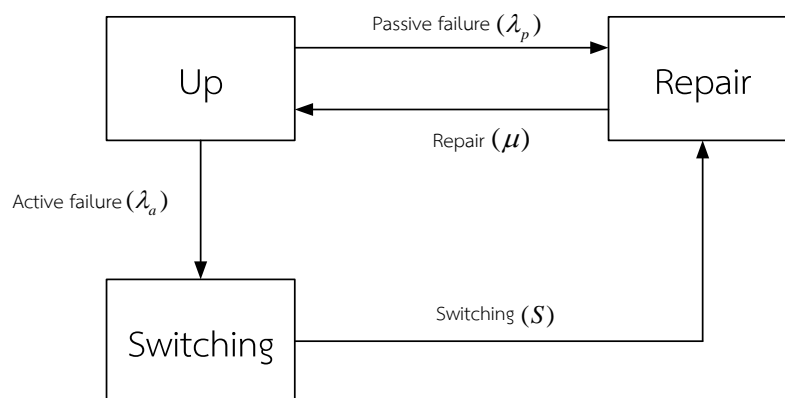
โดยทั่วไปแบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์ส่วนมากเป็นแบบ 2 สถานะ กล่าวคือ ในการทำงานของอุปกรณ์ในสภาวะปกติจะอยู่ในสถานะปกติ (Up) ทั้งนี้ อุปกรณ์มีโอกาสเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวด้วยอัตราการล้มเหลวเฉลี่ย (Failure rate : λ) จึงส่งผลให้อุปกรณ์มีโอกาสอยู่ในสถานะซ่อมแซม (Repair) อย่างไรก็ตาม เพื่อให้ให้อุปกรณ์ที่ล้มเหลวดังกล่าวสามารถนำกลับมาใช้งานได้อีกครั้ง จำเป็นต้องมีการซ่อมแซมอุปกรณ์นั้นด้วยอัตราการซ่อมแซมเฉลี่ย (Repair rate : μ) โดยแบบจำลองนี้มีข้อดี คือ ง่ายแก่การเข้าใจและการวิเคราะห์ แต่มีข้อเสีย คือ ไม่สามารถจำลองการทำงานที่ซับซ้อนของอุปกรณ์บางชนิดได้ เช่น อุปกรณ์ที่ล้มเหลวแล้วสามารถโอนย้ายอุปกรณ์ออกจากระบบโดยอุปกรณ์เซอร์กิตเบรกเกอร์ หรืออุปกรณ์ที่ต้องการจะซ่อมบำรุง เป็นต้น

2.3.2 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ (Three-state model)

แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ ได้ถูกพัฒนามาจากแบบจำลองแบบ 2 สถานะ เพื่อให้สามารถนำมาใช้กับอุปกรณ์ที่เกิดเหตุการณ์ล้มเหลวแล้วสามารถสับสวิตช์ (Switching) อุปกรณ์ดังกล่าวออกจากระบบได้ โดยใช้อุปกรณ์สวิตช์ เช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์ เป็นต้น ทั้งนี้ การโอนย้ายอุปกรณ์ในแบบจำลองดังกล่าว สามารถพิจารณาได้ 2 กรณี โดยในแต่ละกรณีมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- 1) กรณีที่อุปกรณ์ล้มเหลวแล้วส่งผลให้อุปกรณ์ป้องกันขั้นปฐมภูมิ (Primary zone) ทำงาน ยกตัวอย่างเช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์ของวงจรประธาน (Main circuit breaker) จะถูกเปิดวงจรเพื่อนำอุปกรณ์ที่เกิดการล้มเหลวไปซ่อมแซมเพื่อให้กลับมาทำงานได้ตามปกติ ซึ่งในกรณีนี้จุดโหลดที่ไม่เชื่อมต่อกับอุปกรณ์ดังกล่าว จะได้รับกำลังไฟฟ้า ภายหลังจากอุปกรณ์ดังกล่าวถูกแยกออกไปซ่อมแซม จากนั้นอุปกรณ์ป้องกันขั้นปฐมภูมิจะถูกปิดวงจรโดยอัตโนมัติ
- 2) กรณีที่ระบบมีแหล่งจ่ายพลังงานสำรอง เมื่ออุปกรณ์ล้มเหลว อุปกรณ์สวิตช์จะถูกเปิดวงจรเพื่อโอนย้ายจุดโหลดที่ต่อจากอุปกรณ์นี้ไปยังแหล่งจ่ายสำรอง จากนั้นอุปกรณ์จะถูกซ่อมแซมเพื่อให้กลับมาทำงานได้ตามปกติ หลังจากนั้นจุดโหลดจะสามารถรับกำลังไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายหลักได้อีกครั้ง

ด้วยเหตุผลดังกล่าว แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ ประกอบด้วยสถานะที่อุปกรณ์ทำงานในสภาวะปกติ (Up) สถานะที่อุปกรณ์ถูกโอนย้าย (Switching) และสถานะซ่อมแซม (Repair) ดังแสดงในรูปที่ 2.12



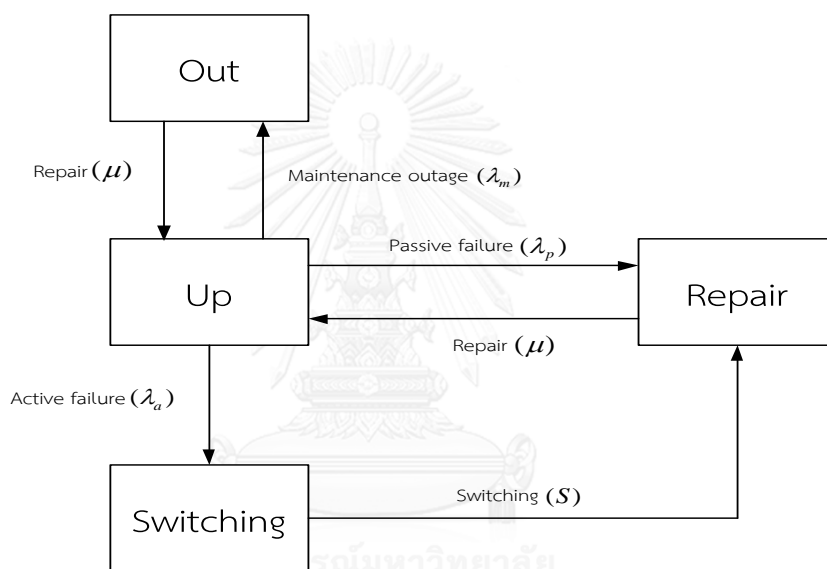
รูปที่ 2.12 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ

จากรูปที่ 2.12 พบว่า เหตุการณ์การที่อุปกรณ์ล้มเหลวแล้วสามารถกลับมาทำงานหลังจากการซ่อมแซมเรียกว่าเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ (Passive failure) ในขณะที่เหตุการณ์ที่

อุปกรณ์ล้มเหลวแล้วถูกโอนย้ายโดยอุปกรณ์สวิตช์ (Switching) เรียกว่าเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ (Active failures)

2.3.3 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 4 สถานะ (Four-state model)

แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 4 สถานะ (Four-state model) ได้ถูกพัฒนามาจากแบบจำลอง 3 สถานะ โดยสามารถนำมาใช้กับอุปกรณ์ที่ต้องการบำรุงรักษาได้ แบบจำลองอุปกรณ์ 4 สถานะ ประกอบด้วย สถานะที่อุปกรณ์ทำงานในสภาวะปกติ (Up) สถานะที่อุปกรณ์ถูกโอนย้าย (Switching) สถานะที่อุปกรณ์อยู่ในกระบวนการซ่อมแซม (Repair) และสถานะที่อุปกรณ์ถูกบำรุงรักษา (Maintenance) ดังแสดงในรูปที่ 2.13



รูปที่ 2.13 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 4 สถานะ

จากรูปที่ 2.13 พบว่า แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 4 สถานะ สามารถพิจารณาเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ได้ทั้งหมด 3 เหตุการณ์ ได้แก่

- 1) ถ้าอุปกรณ์ล้มเหลวและไม่ส่งผลต่ออุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงหรืออุปกรณ์อื่นให้ทำงาน โดยที่อุปกรณ์ดังกล่าว สามารถกลับมาทำงานภายหลังจากการซ่อมแซม เรียกว่า เหตุการณ์ล้มเหลวประเภทพาสซีฟ (Passive failure)
- 2) ถ้าอุปกรณ์ล้มเหลวและส่งผลให้อุปกรณ์ป้องกันทำงาน โดยที่อุปกรณ์ป้องกันทำการตัดวงจรเพื่อให้อุปกรณ์ที่ล้มเหลวออกจากระบบ หลังจากนั้นโอนย้ายระบบหรือโหลดโดยอุปกรณ์สวิตช์หรืออุปกรณ์ป้องกัน จะเรียกว่าเหตุการณ์ล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ (Active failures)

- 3) ถ้าอุปกรณ์ถึงช่วงระยะเวลาบำรุงรักษา ต้องนำอุปกรณ์ที่ต้องการบำรุงรักษาออกไปซ่อมบำรุงรักษาเหตุการณ์นี้เรียกว่า การเกิดเหตุขัดข้องในช่วงการบำรุงรักษา (Maintenance outage)

ด้วยเหตุผลดังกล่าว วิทยานิพนธ์นี้จะพิจารณาแบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะที่สามารถแบ่งประเภทการล้มเหลวได้เป็น 2 ประเภท ได้แก่ การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ และการล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ เนื่องจากแบบจำลองดังกล่าวมีพฤติกรรมใกล้เคียงความเป็นจริงกับการทำงานของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า นอกจากนี้การเกิดเหตุขัดข้องในช่วงระยะเวลาที่มีการบำรุงรักษาของอุปกรณ์มีระยะเวลานาน โดยมักจะมีกระบวนการตามแผนการบำรุงรักษาของอุปกรณ์ (Maintenance schedule) อีกทั้งเนื่องจากในทางปฏิบัติการบำรุงรักษาของอุปกรณ์จะไม่ส่งผลกระทบต่อให้จุดโหลดไม่ได้รับกำลังไฟฟ้า เพราะทั้งนี้จะมีการเชื่อมโยงระหว่างสถานีไฟฟ้า เพื่อทำการจ่ายโหลดทดแทนจากแหล่งจ่ายพลังงานอื่นได้

2.4 เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้า

จากเนื้อหาในหัวข้อที่ 2.1 - 2.3 ได้กล่าวถึง การจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้า การทำงาน และประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า และแบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์ จากหัวข้อที่กล่าวมาทั้งหมดดังกล่าวข้างต้น สามารถพิจารณาเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้า ได้เป็น 2 กรณี คือ

- 1) เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะปกติ
- 2) เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะล้มเหลว ซึ่งพิจารณาการล้มเหลวของอุปกรณ์ครั้งละ 1 อุปกรณ์ (First – order failure)

โดยรายละเอียดเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานี จะได้พิจารณาตามรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าทั้ง 7 รูปแบบมาตรฐาน ดังนี้

- 1) บัสเดี่ยว (Single bus scheme)
- 2) บัสเดี่ยวตัดตอน (Straight bus sectionalization scheme)
- 3) บัสประธานและบัสโอนสำรอง (Main and transfer bus scheme or Spare bus scheme)
- 4) บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง (Breaker and a half scheme)
- 5) บัสประธานคู่ (Double bus, double breaker scheme)
- 6) บัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ (Double bus, single breaker scheme)
- 7) บัสวง (Single ring bus sectionalization scheme)

ทั้งนี้ในการพิจารณาเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีที่จะอธิบายเพิ่มเติมต่อจากนี้ จะได้อธิบายแต่เพียงเฉพาะเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ใน

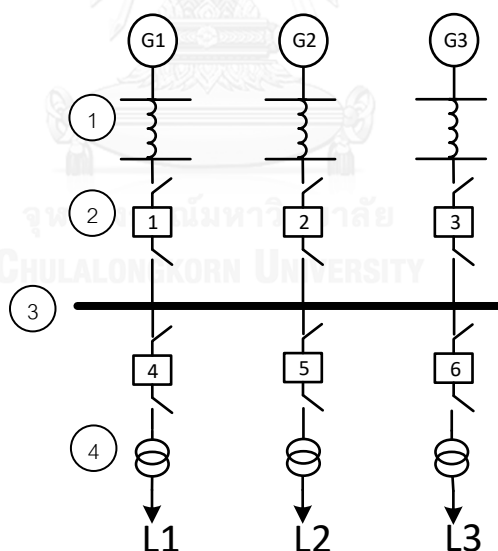
สภาวะล้มเหลว ซึ่งพิจารณาการล้มเหลวของอุปกรณ์ครั้งละ 1 อุปกรณ์ (First – order failure) หรือในสภาวะที่อุปกรณ์ล้มเหลวเป็นแบบพาสซีฟและแอ็กทีฟ ตามรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าทั้ง 7 รูปแบบมาตรฐาน ดังนี้

2.4.1 เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าแบบบัสเดียว

เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะล้มเหลวที่จะพิจารณา คือ (1) เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้า ในสภาวะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ และ (2) เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้า ในสภาวะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ โดยที่เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าในแต่ละประเภทมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้า ในสภาวะที่อุปกรณ์ล้มเหลวแบบพาสซีฟ

เนื่องจาก สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสรูปแบบบัสเดียว ประกอบด้วยอุปกรณ์หลัก 4 อย่าง ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูง (Transmission line) เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker) บัสบาร์ (Busbar) และหม้อแปลงกำลัง (Power transformer) ดังนั้น การเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟของอุปกรณ์ดังกล่าว สามารถพิจารณาได้จากรูปที่ 2.14 และตารางที่ 2.10



รูปที่ 2.14 การจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าแบบบัสเดียว

ตารางที่ 2.11 การทำงานของอุปกรณ์ในสภาวะการล้มเหลวแบบพาสซีฟของการจัดเรียงแบบบัสเดี่ยว

อุปกรณ์ที่ล้มเหลว	อุปกรณ์ที่เปิดวงจร	โหลดที่ไม่ได้รับการจ่าย	การสวิตช์ของอุปกรณ์
1	-	-	-
2	CB1	-	-
3	-	L1, L2, L3	-
4	-	L1	-

● **เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสภาวะที่อุปกรณ์ล้มเหลวแบบแอ็กทีฟ**

ในทำนองเดียวกัน เนื่องจาก สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสรูปแบบบัสเดี่ยว ประกอบด้วยอุปกรณ์หลัก 4 อย่าง ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูง เซอร์คิตเบรกเกอร์ บัสบาร์ และหม้อแปลงกำลัง ดังนั้น การเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟของอุปกรณ์ดังกล่าว สามารถพิจารณาได้จากตารางที่ 2.11

ตารางที่ 2.12 การทำงานของอุปกรณ์ในสภาวะการล้มเหลวแบบแอ็กทีฟของการจัดเรียงแบบบัสเดี่ยว

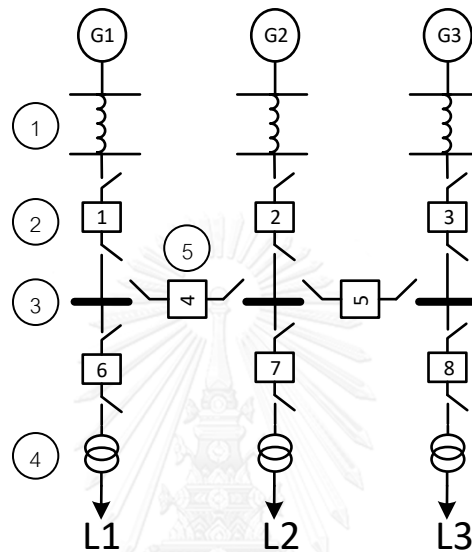
อุปกรณ์ที่ล้มเหลว	อุปกรณ์ที่เปิดวงจร	โหลดที่ไม่ได้รับการจ่าย	การสวิตช์ของอุปกรณ์
1	CB1	-	-
2	CB2-CB5	L1, L2, L3	-
3	CB1-CB6	L1, L2, L3	-
4	CB4	L1	-

2.4.2 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าแบบบัสเดี่ยวตัดตอน

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะล้มเหลวที่จะพิจารณา คือ (1) เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสภาวะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ และ (2) เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสภาวะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ โดยที่เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในแต่ละประเภทมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์ล้มเหลวแบบพาสซีฟ

เนื่องจาก สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสรูปแบบบัสเดี่ยวตัดตอน ประกอบด้วย อุปกรณ์หลัก 4 อย่าง ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูง เซอร์คิตเบรกเกอร์ บัสบาร์ และหม้อแปลงกำลัง ดังนั้น การเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟของอุปกรณ์ดังกล่าว สามารถพิจารณาได้จากรูปที่ 2.15 และตารางที่ 2.12



รูปที่ 2.15 การจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าแบบบัสเดี่ยวตัดตอน

ตารางที่ 2.13 การทำงานของอุปกรณ์ในสถานะการล้มเหลวแบบพาสซีฟของการจัดเรียงแบบบัสเดี่ยวตัดตอน

อุปกรณ์ที่ล้มเหลว	อุปกรณ์ที่เปิดวงจร	โหลดที่ไม่ได้รับการจ่าย	การสวิตชิงของอุปกรณ์
-------------------	--------------------	-------------------------	----------------------

1	-	-	-
2	CB1	-	-
3	-	L1	-
4	-	L1	-
5	-	-	-

- **เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์ล้มเหลวแบบแก็กทีฟ**

ในทำนองเดียวกัน เนื่องจาก สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสรูปแบบบัสเดี่ยวตัดตอน ประกอบด้วยอุปกรณ์หลัก 4 อย่าง ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูง เซอร์กิตเบรกเกอร์ บัสบาร์ และหม้อแปลงกำลัง ดังนั้น การเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแก็กทีฟของอุปกรณ์ดังกล่าว สามารถพิจารณาได้จากตารางที่ 2.13

ตารางที่ 2.14 การทำงานของอุปกรณ์ในสถานะการล้มเหลวแบบแก็กทีฟของการจัดเรียงแบบบัสเดี่ยวตัดตอน

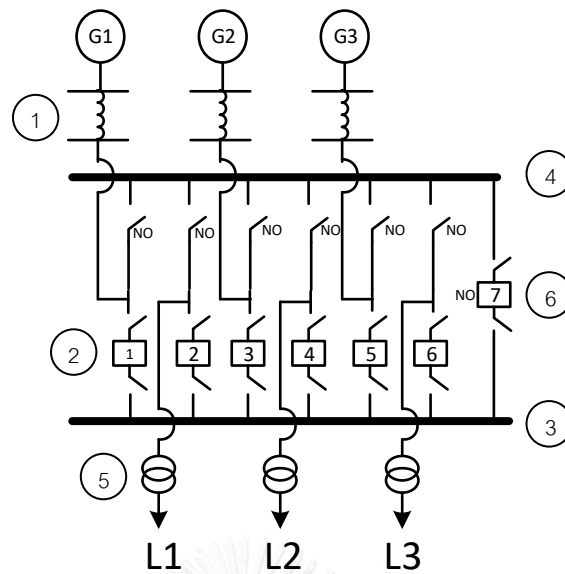
อุปกรณ์ที่ล้มเหลว	อุปกรณ์ที่เปิดวงจร	โหลดที่ไม่ได้รับการจ่าย	การสวิตช์ของอุปกรณ์
1	CB1	-	-
2	CB4, CB6	L1	-
3	CB1, CB4, CB6	L1	-
4	CB6	L1	-
5	CB1, CB2, CB6, CB7	L1, L2	-

2.4.3 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าแบบบัสประธานและบัสโอนสำรอง

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะล้มเหลวที่จะพิจารณา คือ (1) เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ และ (2) เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแก็กทีฟ โดยที่เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในแต่ละประเภทมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- **เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์ล้มเหลวแบบพาสซีฟ**

เนื่องจาก สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสรูปแบบ บัสประธานและบัสโอนสำรอง ประกอบด้วยอุปกรณ์ 5 อย่าง ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูง เซอร์กิตเบรกเกอร์ บัสบาร์ สวิตช์ตัดตอน และหม้อแปลงกำลัง แต่เนื่องจากสวิตช์ตัดตอน เป็นอุปกรณ์สวิตช์ที่ไม่สามารถทำงานได้ด้วยตัวเอง กล่าวคือ จะมีการทำงานโดยผู้ปฏิบัติงานเข้าไปปลดหรือสับสวิตช์ตัดตอนดังกล่าว (Human operation) นอกจากนี้ สวิตช์ตัดตอนเป็นอุปกรณ์ที่ใช้งานเมื่อต้องการเปลี่ยนเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเท่านั้น สามารถพิจารณาได้จากรูปที่ 2.16 และตารางที่ 2.14



รูปที่ 2.16 การจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าแบบบัสประธานและบัสโอนสำรอง
 ตารางที่ 2.15 การทำงานของอุปกรณ์ในสภาวะการล้มเหลวแบบพาสซีฟของการจัดเรียงแบบบัสประธานและบัสโอนสำรอง

อุปกรณ์ที่ล้มเหลว	อุปกรณ์ที่เปิดดวงจร	โหลดที่ไม่ได้รับการจ่าย	การสวิตชิงของอุปกรณ์
-------------------	---------------------	-------------------------	----------------------

1	-	-	-
2	CB1	-	CB7, DS-L1
3	-	L1, L2, L3	-
4	-	-	-
5	-	L1	-
6	CB7	-	-

- **เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสภาวะที่อุปกรณ์ล้มเหลวแบบแอ็กทีฟ**

ในทำนองเดียวกัน เนื่องจาก สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสรูปแบบบัสประธานและบัสโอนสำรอง ประกอบด้วยอุปกรณ์หลัก 5 อย่าง ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูง เซอร์กิตเบรกเกอร์ บัสบาร์ หม้อแปลงกำลัง และสวิตช์ตัดตอน ดังนั้น การเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟของอุปกรณ์ดังกล่าว สามารถพิจารณาได้จากตารางที่ 2.15

ตารางที่ 2.16 การทำงานของอุปกรณ์ในสภาวะการล้มเหลวแบบแยกทีฟของการจัดเรียงแบบบัส
ประธานและบัสโอนสำรอง

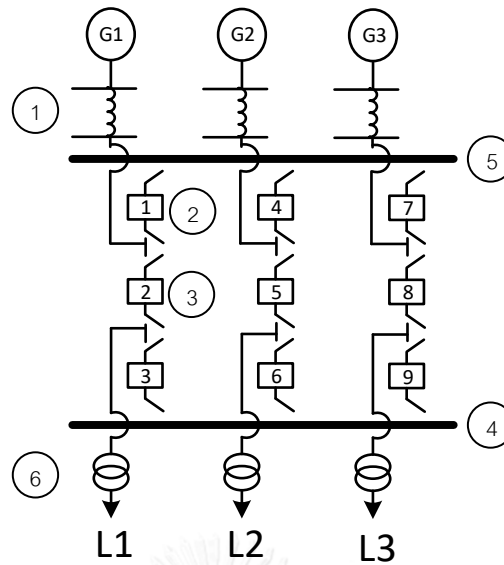
อุปกรณ์ที่ล้มเหลว	อุปกรณ์ที่เปิดวงจร	โหลดที่ไม่ได้รับการจ่าย	การสวิตชิงของอุปกรณ์
1	CB1	-	-
2	CB2 – CB6	L1, L2, L3	-
3	CB1 – CB6	L1, L2, L3	-
4	-	-	-
5	CB2	L1	-
6	-	-	-

2.4.4 เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง

เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะล้มเหลวที่จะพิจารณา คือ (1) เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้า ในสภาวะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ และ (2) เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้า ในสภาวะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ โดยที่เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าในแต่ละประเภทมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้า ในสภาวะที่อุปกรณ์ล้มเหลวแบบพาสซีฟ

เนื่องจาก สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสรูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ประกอบด้วยอุปกรณ์หลัก 4 อย่าง ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูง เซอร์คิตเบรกเกอร์ บัสบาร์ และหม้อแปลงกำลัง ดังนั้น การเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟของอุปกรณ์ดังกล่าว สามารถพิจารณาได้จากรูปที่ 2.17 และตารางที่ 2.16



รูปที่ 2.17 การจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง
 ตารางที่ 2.17 การทำงานของอุปกรณ์ในสภาวะการล้มเหลวแบบพาสซีฟของการจัดเรียงแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง

อุปกรณ์ที่ล้มเหลว	อุปกรณ์ที่เปิดดวงจร	โหลดที่ไม่ได้รับการจ่าย	การสวิตชิงของอุปกรณ์
1	-	-	-
2	CB1	-	-
3	CB2	-	-
4			
5			
6	-	L1	-

- **เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสภาวะที่อุปกรณ์ล้มเหลวแบบแอ็กทีฟ**

ในทำนองเดียวกัน เนื่องจาก สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส รูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ประกอบด้วยอุปกรณ์หลัก 4 อย่าง ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูง เซอร์กิตเบรกเกอร์ บัสบาร์ และหม้อแปลงกำลัง ดังนั้น การเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟของอุปกรณ์ดังกล่าวสามารถพิจารณาได้จาก ตารางที่ 2.17

ตารางที่ 2.18 การทำงานของอุปกรณ์ในสภาวะการล้มเหลวแบบแอ็กทีฟของการจัดเรียงแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง

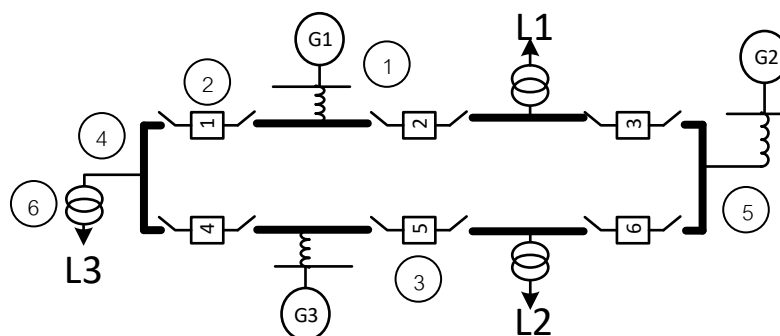
อุปกรณ์ที่ล้มเหลว	อุปกรณ์ที่เปิดวงจร	โหลดที่ไม่ได้รับการจ่าย	การสวิตซ์ของอุปกรณ์
1	CB1	-	-
2	CB2, CB4, CB7	-	-
3	CB1, CB3	L1	-
4	CB3, CB6, CB9	-	-
5	CB1, CB4, CB7	-	-
6	CB2, CB3	L1	-

2.4.5 เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าแบบบัสวง

เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะล้มเหลวที่จะพิจารณา คือ (1) เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้า ในสภาวะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ และ (2) เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้า ในสภาวะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ โดยที่เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าในแต่ละประเภทมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้า ในสภาวะที่อุปกรณ์ล้มเหลวแบบพาสซีฟ

เนื่องจาก สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสรูปแบบ บัสวง ประกอบด้วยอุปกรณ์หลัก 4 อย่าง ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูง เซอร์คิตเบรกเกอร์ บัสบาร์ และหม้อแปลงกำลัง ดังนั้น การเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟของอุปกรณ์ดังกล่าว สามารถพิจารณาได้จากรูปที่ 2.18 และตารางที่ 2.18



รูปที่ 2.18 การจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าแบบบัสวง

ตารางที่ 2.19 การทำงานของอุปกรณ์ในสถานะการล้มเหลวแบบพาสซีฟของการจัดเรียงแบบบัสวง

อุปกรณ์ที่ล้มเหลว	อุปกรณ์ที่เปิดวงจร	โหลดที่ไม่ได้รับการจ่าย	การสวิตชิงของอุปกรณ์
1	-	-	-
2	CB1	-	-
3	CB5	-	-
4	-	-	-
5	-	-	-
6	-	L3	-

- **เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์ล้มเหลวแบบแอ็กทีฟ**

ในทำนองเดียวกัน เนื่องจาก สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสรูปแบบบัสวง ประกอบด้วยอุปกรณ์หลัก 4 อย่าง ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูง เซอร์กิตเบรกเกอร์ บัสบาร์ และหม้อแปลงกำลัง ดังนั้น การเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟของอุปกรณ์ดังกล่าว สามารถพิจารณาได้จากตารางที่ 2.19

ตารางที่ 2.20 การทำงานของอุปกรณ์ในสถานะการล้มเหลวแบบแอ็กทีฟของการจัดเรียงแบบบัสวง

อุปกรณ์ที่ล้มเหลว	อุปกรณ์ที่เปิดวงจร	โหลดที่ไม่ได้รับการจ่าย	การสวิตชิงของอุปกรณ์
1	CB1, CB2	-	-
2	CB2, CB4	L3	-
3	CB4, CB6	L2	-
4	CB1, CB4	L3	-
5	CB3, CB6	-	-
6	CB1, CB4	L3	-

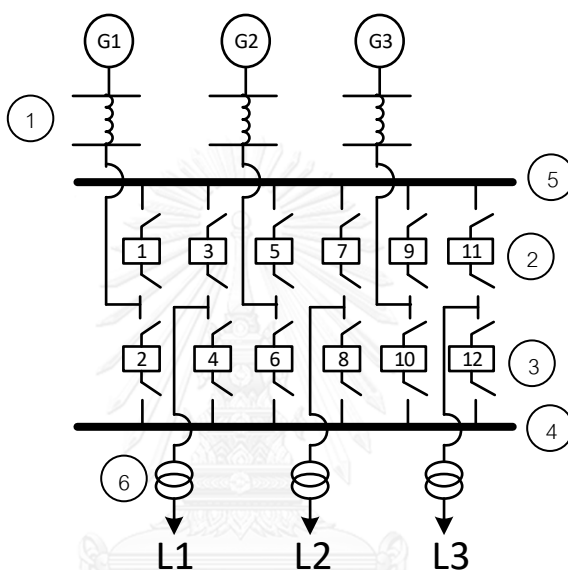
2.4.6 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าแบบบัสประธานคู่

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะล้มเหลวที่จะพิจารณา คือ (1) เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ และ (2) เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การ

ลัมเหลวประเภทแก็ททีฟ โดยที่เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในแต่ละประเภทมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- **เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์ลัมเหลวแบบพาสซีฟ**

เนื่องจากสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสรูปแบบบัสประธานคู่ ประกอบด้วยอุปกรณ์หลัก 4 อย่าง ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูง เซอร์กิตเบรกเกอร์ บัสบาร์ และหม้อแปลงกำลัง ดังนั้น การเกิดเหตุการณ์การลัมเหลวประเภทพาสซีฟของอุปกรณ์ดังกล่าว สามารถพิจารณาได้จากรูปที่ 2.19 และ ตารางที่ 2.20



รูปที่ 2.19 การจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าแบบบัสประธานคู่

ตารางที่ 2.21 การทำงานของอุปกรณ์ในสถานะการลัมเหลวแบบพาสซีฟของการจัดเรียงแบบบัสประธานคู่

อุปกรณ์ที่ลัมเหลว	อุปกรณ์ที่เปิดวงจร	โหลดที่ไม่ได้รับการจ่าย	การสวิตชิงของอุปกรณ์
1	-	-	-
2	CB11	-	-
3	CB12	-	-
4	-	-	-
5	-	-	-
6	-	L1	-

- **เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์ล้มเหลวแบบแฉีกทีฟ**

ในทำนองเดียวกัน เนื่องจาก สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส รูปแบบบัสประธานคู่ ประกอบด้วยอุปกรณ์หลัก 4 อย่าง ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูง เซอร์กิตเบรกเกอร์ บัสบาร์ และหม้อแปลงกำลัง ดังนั้น การเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกทีฟของอุปกรณ์ดังกล่าว สามารถพิจารณาได้จากตารางที่ 2.21

ตารางที่ 2.22 การทำงานของอุปกรณ์ในสถานะการล้มเหลวแบบแฉีกทีฟของการจัดเรียงแบบบัสประธานคู่

อุปกรณ์ที่ล้มเหลว อุปกรณ์ที่เปิดดวงจร โหลดที่ไม่ได้รับการจ่าย การสวิตชิงของอุปกรณ์

1	CB1, CB2	-	-
2	CB1, CB3, CB5, CB7, CB9, CB12	-	-
3	CB2, CB4, CB6, CB8, CB10, CB11	-	-
4	CB2, CB4, CB6, CB8, CB10, CB12	-	-
5	CB1, CB3, CB5, CB7, CB9, CB11	-	-
6	CB3, CB4	L1	-

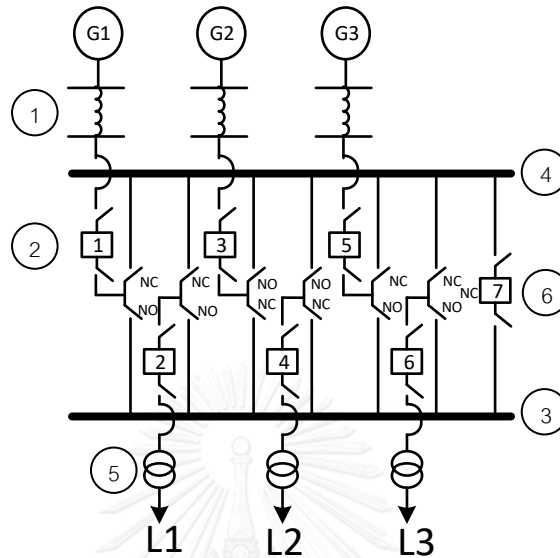
2.4.7 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าแบบบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะล้มเหลวที่จะพิจารณา คือ (1) เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ และ (2) เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกทีฟ โดยที่เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในแต่ละประเภทมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- **เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์ล้มเหลวแบบพาสซีฟ**

เนื่องจาก สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสรูปแบบ บัสประธานและบัสโอนสำรอง ประกอบด้วยอุปกรณ์หลัก 5 อย่าง ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูง เซอร์กิตเบรกเกอร์ บัสบาร์ สวิตช์ตัดตอน และหม้อแปลงกำลัง แต่เนื่องจากสวิตช์ตัดตอน เป็นอุปกรณ์สวิตช์ที่ไม่สามารถทำงานได้ด้วย

ตัวเอง กล่าวคือ จะมีการทำงานโดยผู้ปฏิบัติงานเข้าไปปลดหรือสับสวิตซ์ตัดตอด้งกล่าว (Human operation) นอกจากนี้ สวิตซ์ตัดตอด้งเป็นอุปกรณ์ที่ใช้งานเมื่อต้องการเปลี่ยนเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเท่านั้น สามารถพิจารณาได้จากรูปที่ 2.20 และตารางที่ 2.22



รูปที่ 2.20 การจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าแบบบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์

ตารางที่ 2.23 การทำงานของอุปกรณ์ในสภาวะการล้มเหลวแบบพาสซีฟของการจัดเรียงแบบบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์

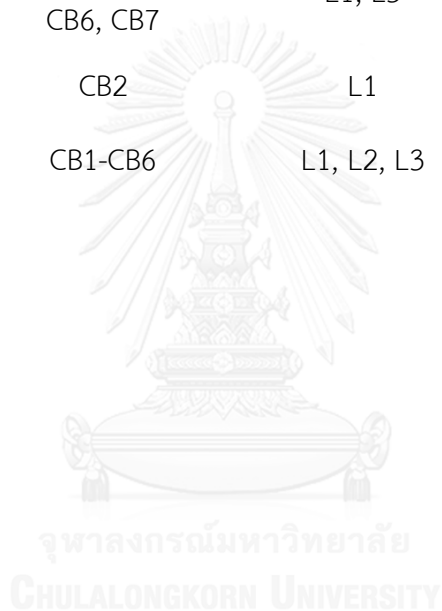
อุปกรณ์ที่ล้มเหลว	อุปกรณ์ที่เปิดดวงจร	โหลดที่ไม่ได้รับการจ่าย	การสวิตซ์ของอุปกรณ์
1	-	-	-
2	CB1	-	-
3	-	L2	CB7, DS-G2, DS-L2
4	-	L1, L3	CB7, DS-G1, DS-L1 DS-G3, DS-L3
5	-	L1	-
6	CB7	-	-

● เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้า ในสภาวะที่อุปกรณ์ล้มเหลวแบบแอ็กทีฟ

ในการทำงานเดียวกัน เนื่องจากสวิตซ์ตัดตอด้งเป็นอุปกรณ์สวิตซ์ที่ไม่สามารถทำงานได้ด้วยตัวเอง ดังนั้นจะพิจารณาอุปกรณ์หลัก 4 อย่าง ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูง เซอร์กิตเบรกเกอร์ บัสบาร์ และหม้อแปลงกำลัง โดยการศึกษาเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟของอุปกรณ์ดังกล่าว สามารถพิจารณาได้จากตารางที่ 2.23

ตารางที่ 2.24 การทำงานของอุปกรณ์ในสภาวะการล้มเหลวแบบแยกทีฟของการจัดเรียงแบบบัส
ประธานคู่ต่อเบรกเกอร์

อุปกรณ์ที่ล้มเหลว	อุปกรณ์ที่เปิดวงจร	โหลดที่ไม่ได้รับการจ่าย	การสวิตชิงของอุปกรณ์
1	CB1	-	-
2	CB2, CB5, CB6, CB7	L1, L3	-
3	CB3, CB4, CB7	L2	-
4	CB1, CB2, CB5, CB6, CB7	L1, L3	-
5	CB2	L1	-
6	CB1-CB6	L1, L2, L3	-



บทที่ 3

วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า

3.1 ความสำคัญของสถานีไฟฟ้าและการประเมินความเชื่อถือได้

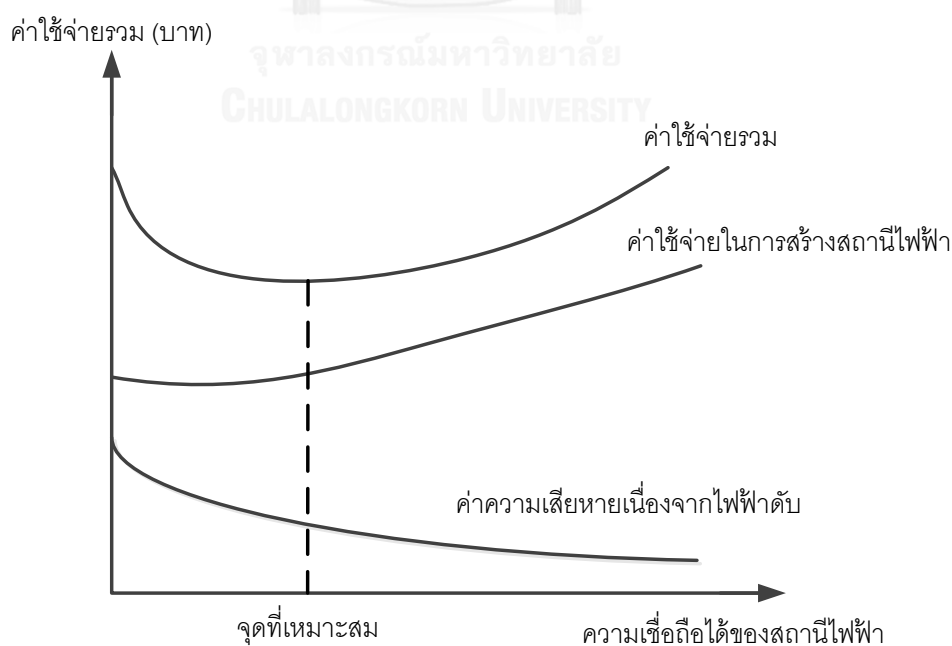
สถานีไฟฟ้ามีความสำคัญต่อระบบไฟฟ้า [15] เพราะเป็นจุดเชื่อมโยงของระบบไฟฟ้า และจุดจ่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนั้นการล้มเหลว (Failure) หรือ การเกิดเหตุขัดข้อง (Outage) ของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าสามารถส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าได้ ซึ่งการออกแบบสถานีไฟฟ้าเริ่มจากแผนภาพเส้นเดี่ยว (Single-line diagram) ซึ่งแสดงการจัดวางอุปกรณ์ต่างๆ ภายในสถานีไฟฟ้าโดยประกอบไปด้วย ระบบตัดตอน (Switching) ระบบควบคุมและป้องกัน (Control and protection) และระบบวัด (Metering) ขั้นตอนสำคัญในการทำแผนภาพเส้นเดี่ยว คือ การเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้า ซึ่งมีหลายรูปแบบ เช่น Single bus, Sectionalized single bus, Main and transfer bus, Breaker and a half, Ring Bus, Double main and transfer bus, Double bus single breaker และ Double bus double breaker รูปแบบการจัดเรียงบัสแต่ละรูปแบบมีทั้งข้อดี ข้อเสีย ข้อจำกัด และ ค่าใช้จ่ายในการลงทุนที่แตกต่างกันไป ซึ่งผู้ออกแบบต้องเลือกให้เหมาะสมกับสภาพของงาน และเงินลงทุน การเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสที่เหมาะสมจะทำให้สถานีไฟฟ้ามีความเชื่อถือได้ที่ดีในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า และมีมูลค่าการลงทุนที่คุ้มค่า

ปัจจุบันรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้าในประเทศไทยมีหลายรูปแบบ [4] ซึ่งทางการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ได้กำหนดแนวทางในการเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้าโดยพิจารณาจากระดับแรงดันไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้า และความสำคัญของสถานีไฟฟ้า เช่น สถานีไฟฟ้าที่เป็นจุดเชื่อมต่อที่สำคัญในระบบ และสถานีไฟฟ้าในแหล่งท่องเที่ยว โดยมากเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Breaker and a Half และ Double bus double breaker เท่านั้น หรือ แนวทางดังกล่าวส่วนหนึ่งกำหนดขึ้นจากการสะสมประสบการณ์และอีกส่วนหนึ่งกำหนดขึ้นจากผลการศึกษานานาชาติ และเทคโนโลยีในอดีต ซึ่งอาจไม่สอดคล้องกับเทคโนโลยีและมูลค่าการลงทุนในปัจจุบัน นอกจากนี้แนวทางการเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสในอดีตยังไม่ได้พิจารณาประเด็นอื่นๆ [15] เช่น ผลจากการบำรุงรักษา หรือ การวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ เป็นต้น

โดยทั่วไปการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าจะอาศัยเพียงหลักเกณฑ์ N-1 ซึ่งความหมายของการประเมินความเชื่อถือได้โดยหลักเกณฑ์ N-1 คือ การพิจารณาว่าอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าเกิดเสียหายหรือล้มเหลวเพียง 1 อุปกรณ์จะส่งผลกระทบต่อสถานีไฟฟ้าหรือระบบโดยรวมหรือไม่ ซึ่งถ้าส่งผลกระทบก็จะประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าหรือระบบได้ว่าไม่ผ่าน

หลักเกณฑ์ N-1 โดยการประเมินความเชื่อถือได้จากจำนวนอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าด้วยวิธีที่กล่าวมาข้างต้นไม่สามารถระบุความถี่และระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับ (Frequency & Duration) ตลอดจนถึงชนิดอื่น ๆ ที่จะประเมินความเชื่อถือได้ออกมาเป็นดัชนีเชิงปริมาณ ส่งผลให้ไม่สามารถประเมินความเสี่ยงและมูลค่าความเสียหายอันเกิดจากไฟฟ้าดับได้ นอกจากนี้จะส่งผลต่อไปให้ไม่สามารถวางแผนการลงทุนได้อย่างมีประสิทธิภาพ และไม่สามารถเปรียบเทียบความแตกต่างระหว่างรูปแบบการจัดเรียงบัสแบบต่างๆ ได้อย่างชัดเจน

ในส่วนของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ (Interrupted energy rate) ดัชนีนี้ถูกคำนวณจากความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage costs) [27], [28] ซึ่งหมายถึงค่าใช้จ่ายหรือมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าอันเนื่องมาจากการเกิดไฟฟ้าดับ ตัวอย่างเช่น ผลตอบแทนหรือผลกำไรที่เสียไปหรือวัตถุดิบและผลิตภัณฑ์ที่ได้รับความเสียหาย เป็นต้น ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับดังกล่าวถูกสำรวจจากผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทต่างๆ โดยสถาบันวิจัยด้านพลังงานต่างๆ เป็นผู้แบ่งประเภทเหตุการณ์ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับมาใช้คำนวณควบคู่กับดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบเพื่อประเมินเป็นอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ จึงเห็นได้ว่าอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับเป็นดัชนีที่บอกถึงมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่จะเกิดขึ้นจริงของสถานีไฟฟ้า การลดค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับสามารถทำได้โดยออกแบบรูปแบบสถานีไฟฟ้าให้มีความเชื่อถือได้ที่สูงซึ่งจะทำให้ค่าใช้จ่ายในการสร้างสถานีไฟฟ้าสูงขึ้นตามไปด้วย จากรูปที่ 3.1 แสดงให้เห็นถึงจุดที่ระบบมีความเชื่อถือได้ที่เหมาะสมที่สุดเปรียบเทียบกับค่าใช้จ่ายรวมที่มีค่าต่ำที่สุด [28]

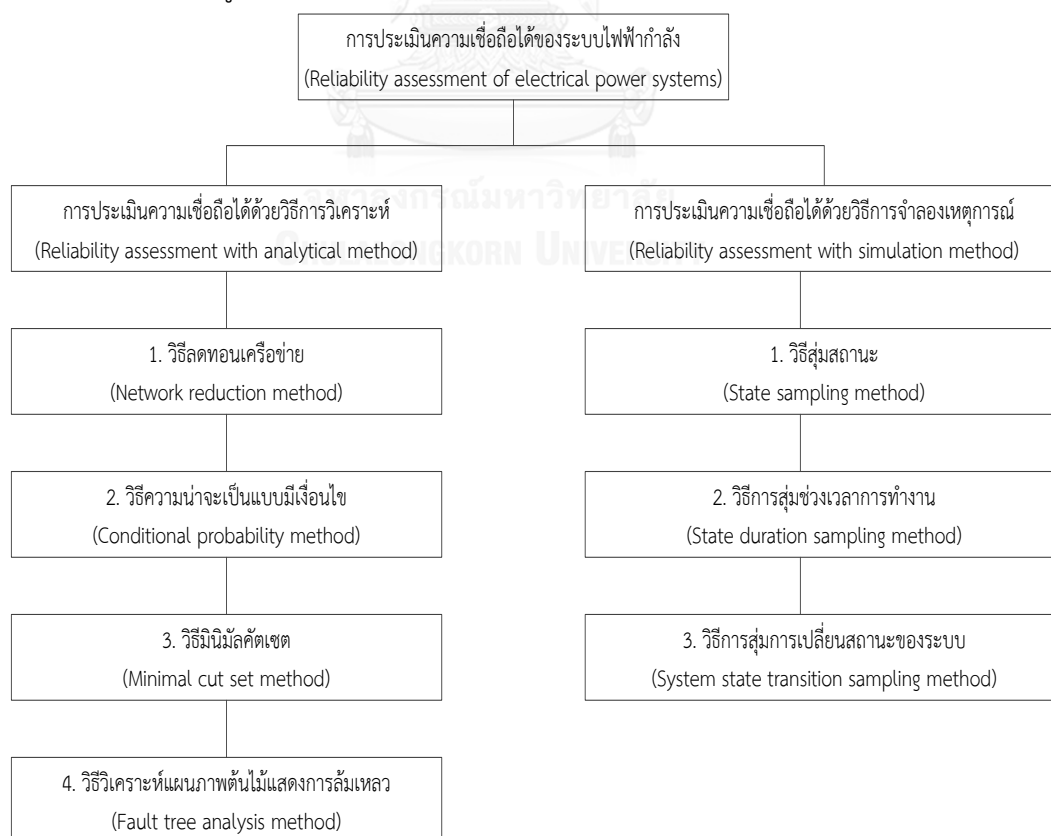


รูปที่ 3.1 ความสัมพันธ์ระหว่างค่าใช้จ่ายรวมกับความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า

จากรูปที่ 3.1 จะพบว่าดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับสามารถใช้ในการเปรียบเทียบและวิเคราะห์รูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าได้ ซึ่งช่วยตัดสินใจในการออกแบบสถานีไฟฟ้าและประเมินความคุ้มค่าในการลงทุนสร้างสถานีไฟฟ้า

3.2 วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง

โดยทั่วไปการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังแบ่งได้เป็น 2 วิธี [26] คือ วิธีการวิเคราะห์ (Analytical method) และวิธีการจำลองเหตุการณ์ (Simulation method) โดยแต่ละวิธีสามารถแบ่งออกเป็นวิธีการย่อยได้อีก คือ สำหรับวิธีการวิเคราะห์ที่นำมาใช้ในการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังนั้นสามารถแบ่งออกได้เป็น 4 วิธี คือ วิธีลดทอนเครือข่าย (Network reduction method) วิธีการความน่าจะเป็นแบบมีเงื่อนไข (Conditional probability method) วิธีมินิมัลคัตเซต (Minimal cut set method) และ วิธีการวิเคราะห์แผนภาพต้นไม้แสดงการล้มเหลว (Fault tree analysis method) ในขณะที่วิธีการจำลองเหตุการณ์ที่นำมาใช้ในการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังนั้นสามารถแบ่งออกได้ 3 วิธี คือ วิธีการสุ่มสถานะ (State sampling method) วิธีการสุ่มช่วงเวลาการทำงาน (State duration sampling method) และ วิธีการสุ่มการเปลี่ยนแปลงสถานะของระบบ (System state transition sampling method) ซึ่งสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.2 [26]



รูปที่ 3.2 วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง

วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ โดยวิธีการวิเคราะห์เป็นวิธีที่อาศัยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของการทำงานของอุปกรณ์แล้วคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ตามแบบจำลอง ซึ่งจะให้ผลแม่นยำ และเหมาะสมกับระบบที่ไม่ซับซ้อนมากนัก แต่มีจุดด้อยเนื่องจากการคำนวณจะมีความซับซ้อน และคำนวณได้ยากหากระบบมีขนาดใหญ่ขึ้น อย่างไรก็ตามวิธีการจำลองเหตุการณ์แม้ว่าจะต้องใช้เวลาในการคำนวณมาก แต่สามารถจัดการกับปัญหาที่ซับซ้อนได้เป็นอย่างดี

วิทยานิพนธ์นี้ได้นำวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล (Monte Carlo Simulation: MCS) มาใช้โดยอาศัยโปรแกรมคอมพิวเตอร์ในการสุ่มผ่านแบบจำลองที่จำลองพฤติกรรมของระบบจริงโดยที่อุปกรณ์ต่างๆ ที่ทำงานในระบบจะมีพารามิเตอร์ที่แตกต่างกันไป เช่น จำนวนครั้งที่เกิดการล้มเหลว ช่วงเวลาขณะเกิดการล้มเหลว ช่วงเวลาในการซ่อมแซม เป็นต้น โดยการสุ่มนั้นจะถูกระงับซ้ำหลายๆ ครั้งจากกระบวนการดังกล่าวจะนำไปสู่การตรวจสอบ และทำนายรูปแบบพฤติกรรมของระบบในช่วงเวลาที่จำลองเหตุการณ์ เพื่อที่จะได้ค่าการกระจายของความถี่หรือความน่าจะเป็นของดัชนีความเชื่อถือได้ต่างๆ ของระบบไฟฟ้ากำลัง และเป็นการประมาณค่าความคาดหวังหรือค่าเฉลี่ยของดัชนีความเชื่อถือได้ในแบบต่างๆ กัน

3.3 พฤติกรรมการทำงานของอุปกรณ์

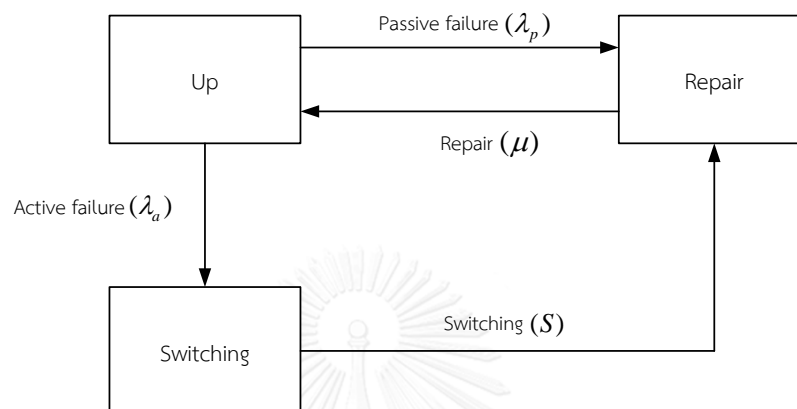
วิทยานิพนธ์นี้ได้นำแบบจำลองการทำงานของสถานะอุปกรณ์ แบบ 3 สถานะ (Three – State Model) เพื่อให้สอดคล้องกับการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่พิจารณาร่วมกับอุปกรณ์สับสวิตช์ (Switching Devices) ภายในสถานีไฟฟ้า

แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ ได้ถูกพัฒนา [26] เพื่อให้สามารถนำมาใช้กับอุปกรณ์ที่เกิดเหตุการณ์ล้มเหลวแล้วสามารถสับสวิตช์อุปกรณ์ (Switching Devices) ดังกล่าวออกจากระบบได้ โดยใช้อุปกรณ์สับสวิตช์ เช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์ สวิตช์ตัดตอน เป็นต้น ทั้งนี้ การโอนย้ายอุปกรณ์ในแบบจำลองดังกล่าว สามารถพิจารณาได้ 2 กรณี โดยในแต่ละกรณีมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- 1) กรณีที่อุปกรณ์ล้มเหลวแล้วส่งผลให้อุปกรณ์ป้องกันชั้นปฐมภูมิ (Primary zone) ทำงาน ยกตัวอย่างเช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์ของวงจรประธาน (Main circuit breaker) จะถูกเปิดวงจรเพื่อนำอุปกรณ์ที่เกิดการล้มเหลวไปซ่อมแซมเพื่อให้กลับมาทำงานได้ตามปกติ ซึ่งในกรณีนี้จุดโหลดที่ไม่เชื่อมต่อกับอุปกรณ์ดังกล่าว จะได้รับกำลังไฟฟ้า ภายหลังจากอุปกรณ์ดังกล่าวถูกแยกออกไปซ่อมแซม จากนั้นอุปกรณ์ป้องกันชั้นปฐมภูมิจะถูกปิดวงจรโดยอัตโนมัติ
- 2) กรณีที่ระบบมีแหล่งจ่ายพลังงานสำรอง เมื่ออุปกรณ์ล้มเหลว อุปกรณ์สวิตช์จะถูกเปิดวงจรเพื่อโอนย้ายจุดโหลดที่ต่อจากอุปกรณ์นี้ไปยังแหล่งจ่ายสำรอง จากนั้นอุปกรณ์จะถูกซ่อมแซม

เพื่อให้กลับมาทำงานได้ตามปกติ หลังจากนั้นจุดโหลดจะสามารถรับกำลังไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายหลักได้อีกครั้ง

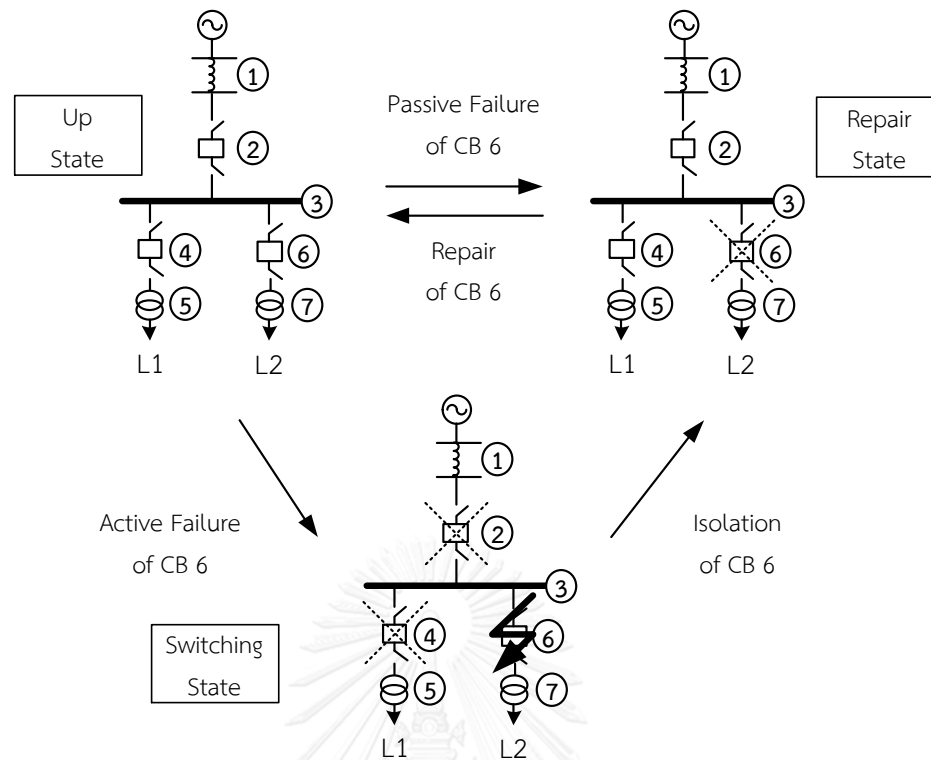
ด้วยเหตุผลดังกล่าว แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ ประกอบด้วยสถานะที่อุปกรณ์ทำงานในสภาวะปกติ (Up) สถานะที่อุปกรณ์ถูกโอนย้าย (Switching) และสถานะซ่อมแซม (Repair) ดังแสดงในรูปที่ 3.3



รูปที่ 3.3 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ

จากรูปที่ 3.3 พบว่า เหตุการณ์การที่อุปกรณ์ล้มเหลวแล้วสามารถกลับมาทำงานหลังจากการซ่อมแซมเรียกว่า เหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ (Passive failure) ในขณะที่เหตุการณ์ที่อุปกรณ์ล้มเหลวแล้วถูกโอนย้ายโดยอุปกรณ์สวิตช์ (Switching) เรียกว่า เหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ (Active failures)

ทั้งนี้เพื่อให้เห็นภาพการล้มเหลวของอุปกรณ์ที่มีแบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ ซึ่งมีความเกี่ยวข้องกับระยะเวลาที่จุดโหลดจะไม่ได้รับกำลังไฟฟ้า ได้แก่ ระยะเวลาสับสวิตช์ของอุปกรณ์ (Switching time) หรือ ระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ (Repair time) ได้ชัดเจนมากยิ่งขึ้น ดังนั้น ในที่นี้จะพิจารณาการล้มเหลวของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6 ซึ่งส่งผลกระทบต่อจุดโหลด L1 และ L2 ดังแสดงในรูปที่ 3.4



รูปที่ 3.4 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6

จากรูปที่ 3.4 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6 สามารถแบ่งประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์ได้เป็น 2 ประเภทการล้มเหลว ซึ่งส่งผลกระทบต่อระยะเวลาที่จุดโหลด L1 และ L2 จะไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้า ดังนี้

- 1) การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ (Passive failure) ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6 จะพิจารณาเพียงสถานะที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะการซ่อมแซม (Repair state) ซึ่งจะส่งผลให้จุดโหลด L2 ไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้าด้วยระยะเวลาซ่อมแซม (Repair time) ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6 แต่ในขณะที่การล้มเหลวประเภทพาสซีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6 ดังกล่าว จะไม่ส่งผลกระทบต่อจุดโหลด L1
- 2) การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ (Active failure) ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6 สามารถแบ่งการพิจารณาได้เป็น 2 สถานะย่อยดังนี้
 - 2.1) สถานะที่อุปกรณ์ถูกโอนย้าย (Switching state) เมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์หมายเลข 6 เกิดการล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ จะส่งผลให้เซอร์กิตเบรกเกอร์อุปกรณ์ข้างเคียง เซอร์กิตเบรกเกอร์หมายเลข 6 ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 2 และ 4 ทำงานเพื่อเปิดวงจร ดังนั้น จุดโหลด L1 และ L2 จะไม่ได้รับการจ่าย

กำลังไฟฟ้าด้วยระยะเวลาสับสวิตช์ (Switching time) ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6

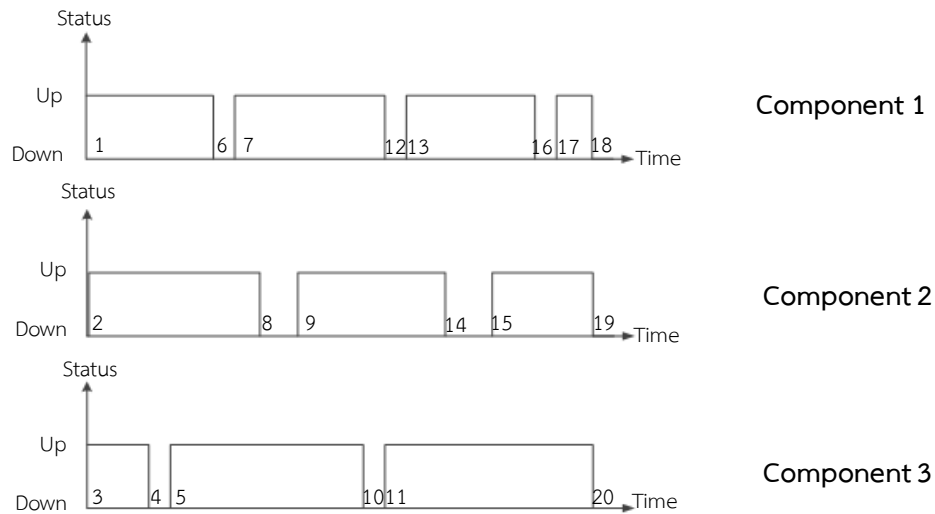
- 2.2) สถานะที่อุปกรณ์อยู่ในกระบวนการซ่อมแซม (Repair state) ภายหลังจากการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันหมายเลข 2 และ 4 ที่อยู่รอบข้างเซอร์กิตเบรกเกอร์หมายเลข 6 โดยที่อุปกรณ์ป้องกันดังกล่าวจะทำการปิดวงจรกลับ (Reclose) จากนั้นเซอร์กิตเบรกเกอร์หมายเลข 6 ที่เกิดการล้มเหลวประเภทแอกทีฟดังกล่าว จะเข้าสู่กระบวนการซ่อมแซมเพื่อนำกลับมาใช้ในครั้งต่อไป ดังนั้น จุดโหลด L2 จะไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้าด้วยระยะเวลาซ่อมแซม (Repair time) ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6

จากที่ได้กล่าวมา สามารถสรุปได้ว่าการล้มเหลวประเภทแอกทีฟ (Active failure) ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6 ในรูปที่ 4.4 จะส่งผลให้จุดโหลด L1 ไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้าด้วยระยะเวลาสับสวิตช์ (Switching time) ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6 แต่ในขณะที่ จุดโหลด L2 จะไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้าด้วยระยะเวลาสับสวิตช์ (Switching time) รวมกับระยะเวลาซ่อมแซม (Repair time) ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6

3.4 การประเมินความเชื่อถือได้โดยใช้วิธีการมอนติคาร์โลชนิดที่มีความเกี่ยวเนื่องกัน

วิธีการประเมินความเชื่อถือได้โดยใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล (Monte Carlo Simulation: MCS) เป็นวิธีการที่นิยมใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ เนื่องจากเป็นวิธีที่สามารถจัดการกับปัญหาที่มีความซับซ้อนได้ดีกว่า และสามารถวิเคราะห์ถึงความน่าจะเป็นของอุปกรณ์ที่มีโอกาสเกิดขึ้นมากที่สุด แต่การประเมินความเชื่อถือได้โดยวิธีวิเคราะห์จะมีจุดด้อยเนื่องจากหากระบบมีขนาดใหญ่การคำนวณจะมีความยุ่งยากมากขึ้น และมีความซับซ้อนในการคำนวณมาก แต่ด้วยความทันสมัยของเทคโนโลยีคอมพิวเตอร์ในปัจจุบันที่พัฒนาขึ้นเรื่อยๆ ปัญหาดังกล่าวจึงได้ลดทอนไป

ดังนั้นในวิทยานิพนธ์นี้จึงจะได้เลือกใช้วิธีประมวลผลแบบการจำลองเหตุการณ์ และเป็นรูปแบบที่เป็นการจำลองเหตุการณ์แบบ MCS ชนิดที่มีความเกี่ยวเนื่องกัน (Sequential) โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

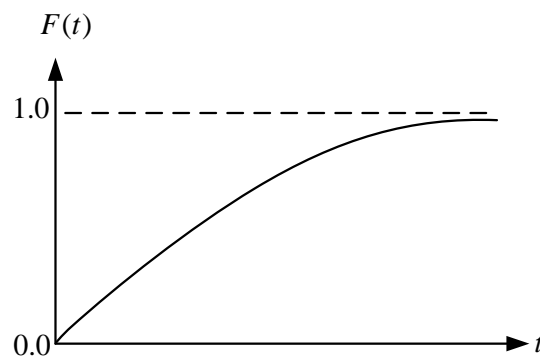


รูปที่ 3.5 การจำลองสถานะการทำงานของอุปกรณ์แบบ MCS ชนิด Sequential

รูปที่ 3.5 แสดงตัวอย่างการสุ่มระยะเวลาการทำงานและเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ โดยเริ่มจากอุปกรณ์ที่มีโอกาสเกิดความล้มเหลวมากที่สุด จากนั้นจะสุ่มเวลาการทำงานของอุปกรณ์ หรือระยะเวลาที่อุปกรณ์สามารถทำงานได้ (Time to Failure: TTF) แต่ละตัวเพื่อเรียงลำดับระยะเวลาที่จะเกิดความล้มเหลวในครั้งถัดไป และหลังจากนั้นจึงสุ่มระยะเวลาในการล้มเหลว ในที่นี้หมายถึงระยะเวลาซ่อมบำรุง (Time to Repair: TTR) หรือ ระยะเวลาในการสับสวิตช์

3.5 คุณลักษณะฟังก์ชันสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้

ในทางปฏิบัติระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะปกติ (Up) ของอุปกรณ์แต่ละชนิดจะมีการกระจายตัวที่แตกต่างกัน ระยะเวลาดังกล่าวนี้ได้จากการศึกษาและทดสอบตัวอย่างของอุปกรณ์ ตลอดจนจากรายงานที่ข้อมูลการทำงานของอุปกรณ์นั้นๆ โดยทั่วไปการศึกษาพฤติกรรมการทำงาน of อุปกรณ์แต่ละชนิดใช้ฟังก์ชันการกระจายตัวความน่าจะเป็นสะสม (Cumulative distribution function: CDF) ในการอธิบาย ซึ่งเป็นฟังก์ชันที่มีค่าเพิ่มขึ้นตามค่าตัวแปรสุ่มจาก 0 ถึง 1 แสดงได้ดังรูปที่ 3.6 [29]



รูปที่ 3.6 ความสัมพันธ์ของฟังก์ชันการกระจายตัวความน่าจะเป็นสะสมและเวลา

การพิจารณาถึงเวลาทำงานของอุปกรณ์ซึ่งกำลังทำงานอยู่ ณ เวลาเริ่มต้นนั้น ความน่าจะเป็นที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์ล้มเหลวในเวลาดังกล่าวกำหนดให้มีค่าเป็นศูนย์ ขณะที่เวลาผ่านไปความน่าจะเป็นที่อุปกรณ์นั้นจะเกิดเหตุการณ์ล้มเหลวเพิ่มขึ้น และมีค่าเป็นหนึ่งเมื่อเวลาผ่านไปนานมาก จะเห็นได้ว่าลักษณะธรรมชาติของอุปกรณ์สามารถเทียบเคียงได้กับฟังก์ชันการกระจายตัวความน่าจะเป็นสะสม การประเมินด้วยลักษณะดังกล่าวเป็นการแสดงถึงความน่าจะเป็นของเหตุการณ์ล้มเหลวในรูปฟังก์ชันของเวลา กล่าวคือ แกนตั้งเป็นความน่าจะเป็นที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์ล้มเหลว และแกนนอนเป็นระยะเวลาที่อุปกรณ์สามารถทำงานได้นั้นเอง หากนำฟังก์ชันทางคณิตศาสตร์ดังกล่าวมาประยุกต์เข้ากับทฤษฎีความเชื่อถือได้ จะพบว่ามีฟังก์ชันที่สำคัญสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ที่เกี่ยวข้องและสามารถเทียบเคียงได้ดังต่อไปนี้

- 1) ฟังก์ชันเหตุการณ์ล้มเหลว (Failure function)
- 2) ฟังก์ชันความเชื่อถือได้ (Reliability function)
- 3) ฟังก์ชันความเสียหาย (Hazard function)
- 4) ระยะเวลาการใช้งานอุปกรณ์เฉลี่ย (Mean time to failure: MTTF)

ฟังก์ชันดังกล่าวนี้มีรูปแบบการกระจายตัวที่สำคัญ ได้แก่ การกระจายตัวแบบสม่ำเสมอ การกระจายตัวแบบปกติ การกระจายตัวแบบเอ็กซ์โพเนนเชียล และการกระจายตัวแบบไวบูลล์ ซึ่งสามารถสรุปความสัมพันธ์ได้ดังตารางที่ 3.1 และระยะเวลาการใช้งานเฉลี่ย (Mean time to failure: *MTTF*) ในแต่ละรูปแบบการกระจายตัว ดังตารางที่ 3.2 ตามลำดับ

นอกจากนี้ หากพิจารณาเฉพาะฟังก์ชันอัตราเหตุการณ์ล้มเหลว สามารถเปรียบเทียบลักษณะฟังก์ชันอัตราเหตุการณ์ล้มเหลวในแต่ละรูปแบบการกระจายตัวได้ดังตารางที่ 3.3 ตารางที่ 3.25 ฟังก์ชันสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในแต่ละรูปแบบการกระจายตัว

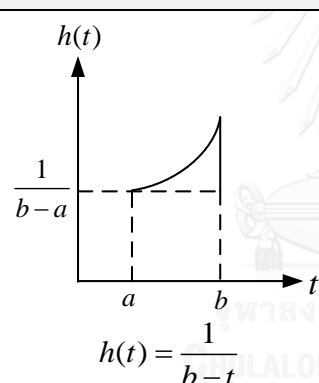
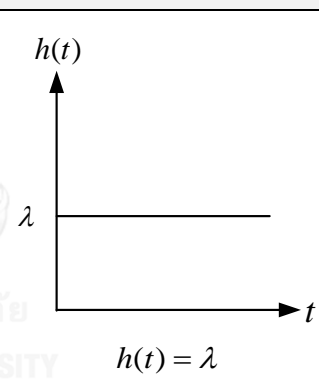
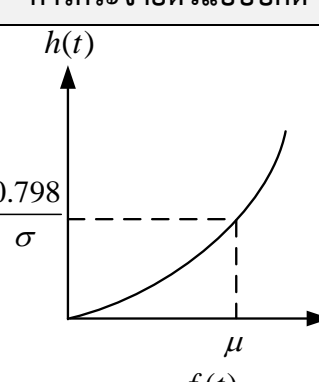
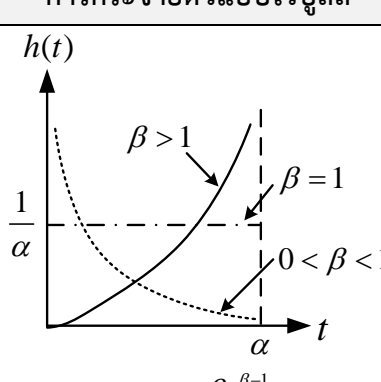
ฟังก์ชัน	รูปแบบการกระจายตัว			
	สม่ำเสมอ	ปกติ	เอ็กซ์โพเนนเชียล	ไวบูลล์
$f(t)$	$\frac{1}{b-a}$	$\frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(t-\mu)^2}{2\sigma^2}}$	$\lambda e^{-\lambda t}$	$\frac{\beta}{\alpha} \left(\frac{t}{\alpha}\right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^\beta}$
$Q(t)$	$\frac{t-a}{b-a}$	$\int_t^\infty f(t)dt$	$1 - e^{-\lambda t}$	$1 - e^{-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^\beta}$
$R(t)$	$1 - \frac{t-a}{b-a}$	$1 - \int_t^\infty f(t)dt$	$e^{-\lambda t}$	$e^{-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^\beta}$
$h(t)$	$\frac{1}{b-t}$	$\frac{f(t)}{R(t)}$	λ	$\frac{\beta t^{\beta-1}}{\alpha^\beta}$

- หมายเหตุ $f(t)$ คือ ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นที่จะเกิดเหตุการณ์ล้มเหลว
 $Q(t)$ คือ ฟังก์ชันเหตุการณ์ล้มเหลว
 $R(t)$ คือ ฟังก์ชันความเชื่อถือได้
 $h(t)$ คือ ฟังก์ชันความเสียหาย

ตารางที่ 3.26 ระยะเวลาการใช้งานอุปกรณ์เฉลี่ยในแต่ละรูปแบบการกระจายตัว

ระยะเวลาการใช้งานอุปกรณ์เฉลี่ย	รูปแบบการกระจายตัว			
	สม่าเสมอ	ปกติ	เอ็กซ์โพเนนเชียล	ไวบูลล์
$MTTF$	$\frac{a+b}{2}$	μ	$\frac{1}{\lambda}$	$\alpha \cdot \Gamma\left(\frac{1}{\beta} + 1\right)$

ตารางที่ 3.27 ฟังก์ชันอัตราเหตุการณ์ล้มเหลวในแต่ละรูปแบบการกระจายตัว

การกระจายตัวแบบสม่าเสมอ	การกระจายตัวแบบเอ็กซ์โพเนนเชียล
 <p>$h(t) = \frac{1}{b-t}$</p>	 <p>$h(t) = \lambda$</p>
การกระจายตัวแบบปกติ	การกระจายตัวแบบไวบูลล์
 <p>$h(t) = \frac{f(t)}{R(t)}$</p>	 <p>$h(t) = \frac{\beta t^{\beta-1}}{\alpha^\beta}$</p>

3.6 ฟังก์ชันการกระจายตัวที่ใช้วิเคราะห์ในระบบไฟฟ้ากำลัง

เทคนิคความน่าจะเป็นได้ถูกนำมาใช้ในจัดการความไม่แน่นอนของข้อมูล โดยนำข้อมูลในอดีตมาวิเคราะห์เทียบกับการกระจายตัวรูปแบบต่างๆ การกระจายตัวของข้อมูลจะถูกตั้งและใกล้เคียงกับความเป็นจริงมากเพียงใดขึ้นอยู่กับความแม่นยำและความถี่ในการบันทึกข้อมูลในอดีต การกระจายตัวของความน่าจะเป็นที่นิยมใช้ในการวิเคราะห์ในระบบไฟฟ้ากำลังมีดังต่อไปนี้ [29]

- 1) การกระจายตัวแบบสม่ำเสมอ (Uniform distribution)
- 2) การกระจายตัวแบบปกติ (Normal distribution)
- 3) การกระจายตัวแบบไวบูลล์ (Weibull distribution)
- 4) การกระจายตัวแบบเอ็กซ์โพเนนเชียล (Exponential distribution)

3.6.1 การกระจายตัวแบบสม่ำเสมอ

การกระจายตัวแบบสม่ำเสมอ (Uniform distribution) เป็นรูปแบบการกระจายตัวที่ง่ายที่สุด ในบรรดาการกระจายตัวทั้งหมด ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็น แสดงได้ดังสมการที่ (3.1)

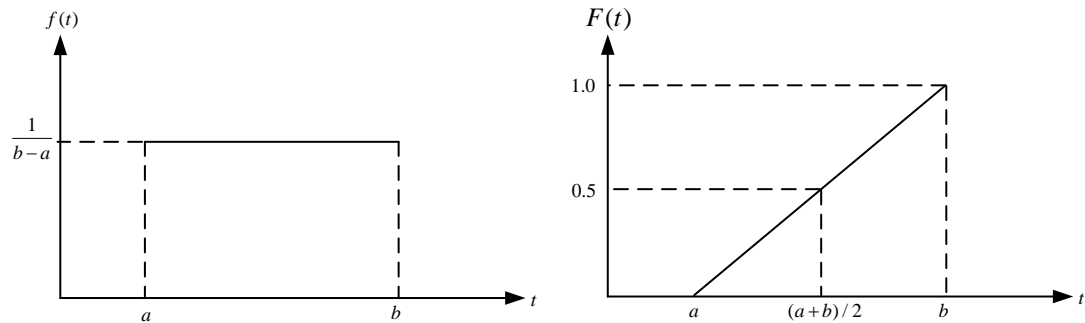
$$f(t) = \frac{1}{b-a}, \quad a \leq t \leq b \quad (3.1)$$

การกระจายตัวรูปแบบแบบสม่ำเสมอ เป็นการกระจายตัวของตัวแปรสุ่ม t เฉพาะช่วง a ถึง b และความน่าจะเป็นที่เกิดขึ้นเป็นสัดส่วนโดยตรงกับความยาวของช่วง อย่างไรก็ตาม พื้นที่ใต้กราฟฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นมีค่าเป็นหนึ่งเสมอ

ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นในสมการที่ (3.1) สามารถคำนวณการกระจายตัวสะสมได้ดังสมการที่ (3.2)

$$\begin{aligned} F(t) &= \int_a^t \frac{1}{b-a} dt \\ &= \frac{t-a}{b-a} \end{aligned} \quad (3.2)$$

ลักษณะของฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นและฟังก์ชันการกระจายตัวสะสมของการกระจายตัวแบบสม่ำเสมอ แสดงได้ดังรูปที่ 3.7 (ก) และ 3.7 (ข) ตามลำดับ



(ก) ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็น

(ข) ฟังก์ชันการกระจายตัวสะสม

รูปที่ 3.7 การกระจายตัวแบบสม่ำเสมอ

การกระจายตัวแบบสม่ำเสมอ สามารถคำนวณค่าเฉลี่ย (Expected value) และค่าความแปรปรวน (Standard deviation) ได้ดังสมการที่ (3.3) และ (3.4) ตามลำดับ

$$\begin{aligned}
 E(t) &= \int_{-\infty}^{\infty} t \times f(t) dt \\
 &= \int_a^b \frac{t}{b-a} dt \\
 &= \frac{a+b}{2}
 \end{aligned} \tag{3.3}$$

$$\begin{aligned}
 \sigma^2 &= \int_{-\infty}^{\infty} E(t^2) dt - (E(t^2))^2 \\
 &= \int_a^b \frac{t^2}{b-a} dt - \left(\frac{a+b}{2} \right)^2 \\
 &= \frac{(b-a)^2}{12}
 \end{aligned} \tag{3.4}$$

3.6.2 การกระจายตัวแบบปกติ

การกระจายตัวแบบปกติ (Normal distribution) เป็นการกระจายตัวที่สำคัญ และถูกนำไปใช้อย่างกว้างขวางในการวิเคราะห์ทางสถิติและความน่าจะเป็น จุดเด่นของการกระจายตัวแบบปกติจะมีลักษณะที่สมมาตร ซึ่งถูกกำหนดด้วยค่าเฉลี่ย (Mean, μ) และค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน (Standard deviation, σ) ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็น แสดงได้ดังสมการที่ (3.5)

$$f(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(t-\mu)^2}{2\sigma^2}} \tag{3.5}$$

ฟังก์ชันการกระจายตัวสะสมของการกระจายตัวแบบปกติของตัวแปรสุ่ม t ในช่วง a ถึง b สามารถคำนวณได้จากการหาปริพันธ์ (Integrate) ของฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็น ดังสมการที่ (3.6)

$$F(a \leq t \leq b) = \int_a^b \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(t-\mu)^2}{2\sigma^2}} dt \quad (3.6)$$

สังเกตได้ว่าการหาปริพันธ์ตามสมการที่ (3.6) ไม่สามารถคำนวณด้วยเทคนิคปริพันธ์ทั่วไปได้ ต้องอาศัยเทคนิคการคำนวณหาปริพันธ์ตามกฎของซิมป์สัน (Simpson's Rule) ที่ใช้คอมพิวเตอร์ คำนวณตารางค่ามาตรฐาน (Standard value table) โดยตารางค่ามาตรฐานนี้แสดงถึงพื้นที่ใต้กราฟของฟังก์ชันการกระจายตัว เพื่อคำนวณหาปริพันธ์ด้วยวิธีการดังกล่าว จึงต้องแปลงค่าตัวแปรสุ่ม t ให้อยู่ในรูปค่ามาตรฐาน Z ดังสมการที่ (3.7)

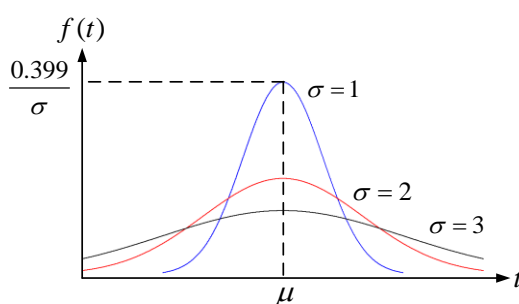
$$Z = \frac{t - \mu}{\sigma} \quad (3.7)$$

หากแทนค่ามาตรฐาน Z ตามสมการที่ (3.7) ลงในสมการการกระจายตัวแบบปกติในสมการที่ (3.5) จะได้สมการการกระจายตัวแบบปกติในรูปค่ามาตรฐาน Z ดังสมการที่ (3.8)

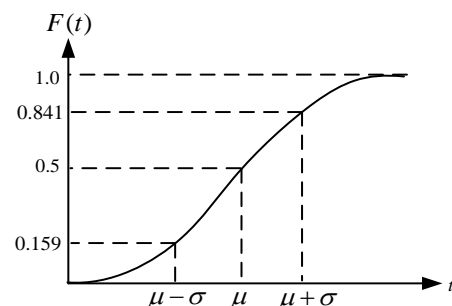
$$f(t) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{z^2}{2}} \quad (3.8)$$

จากสมการที่ (3.8) จะเห็นว่าตัวแปรสุ่มอยู่ในรูปของค่ามาตรฐาน Z ที่มีค่าเฉลี่ยเป็น 0 และค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานเป็น 1 การสร้างสมการทดแทนดังกล่าวนี้สามารถสร้างตารางมาตรฐานที่มีการเบี่ยงเบนของตัวแปรสุ่มจากค่าเฉลี่ยในรูปของค่ามาตรฐาน Z ได้ ทำให้สามารถกำหนดพื้นที่ใต้กราฟของฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นให้เป็นตารางค่ามาตรฐานอย่างง่ายสำหรับค่าเฉลี่ยและค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานใดๆ

ลักษณะของฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นและฟังก์ชันการกระจายตัวสะสมของการกระจายตัวแบบปกติ แสดงได้ดังรูปที่ 3.8 (ก) และ 3.8 (ข) ตามลำดับ



(ก) ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็น



(ข) ฟังก์ชันการกระจายตัวสะสม

รูปที่ 3.8 การกระจายตัวแบบปกติ

จากรูปที่ 3.8 พฤติกรรมการกระจายตัวของดังกล่าวหากเปรียบเทียบกับคุณลักษณะของอุปกรณ์ไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าเทียบได้กับระยะเวลาการซ่อมแซมอุปกรณ์ (Time to Repair: TTR) ด้วยลักษณะดังกล่าวในวิทยานิพนธ์นี้จึงได้ประยุกต์ใช้การกระจายตัวแบบปกติ เพื่อวิเคราะห์ระยะเวลาการซ่อมแซมอุปกรณ์

3.6.3 การกระจายตัวแบบไวบูลล์

คุณลักษณะที่สำคัญของการกระจายตัวแบบไวบูลล์ คือ มีลักษณะการกระจายตัวที่ไม่แน่นอน และสามารถครอบคลุมถึงการกระจายตัวรูปแบบอื่นด้วย ซึ่งลักษณะการกระจายตัวจะเปลี่ยนแปลงตามค่าพารามิเตอร์ที่บ่งบอกขนาดและรูปร่างของฟังก์ชันการกระจายตัว ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของการกระจายตัวแบบไวบูลล์ แสดงได้ดังสมการที่ (3.9)

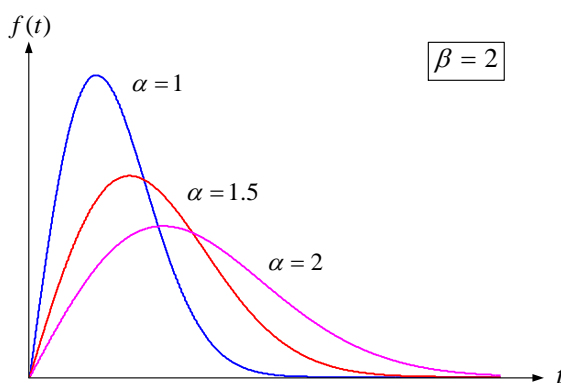
$$f(t) = \frac{\beta}{\alpha} \left(\frac{t}{\alpha} \right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t}{\alpha} \right)^{\beta}} \quad (3.9)$$

โดย α คือ พารามิเตอร์บ่งบอกขนาด (Scale parameter)

β คือ พารามิเตอร์บ่งบอกรูปร่าง (Shape parameter)

สังเกตได้ว่าการกระจายตัวแบบไวบูลล์ มีพารามิเตอร์ที่แสดงถึงลักษณะของกราฟในแง่ของเวลาและลักษณะเส้นโค้งของฟังก์ชันจำนวน 2 พารามิเตอร์ ดังต่อไปนี้

(1) พารามิเตอร์บ่งบอกขนาด (Scale parameter: α) คือ พารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องกับแกนเวลา หากปรับค่าพารามิเตอร์นี้ให้มีขนาดเพิ่มขึ้นหรือลดลง จะทำให้การรูปแบบการกระจายตัวเปลี่ยนแปลงไปตามแกนเวลา ตัวอย่างเช่น หากมีค่าพารามิเตอร์บ่งบอกลักษณะเท่ากับ 2 ($\beta = 2$) และปรับพารามิเตอร์ที่บ่งบอกขนาด (α) ด้วยค่าต่างๆ ย่อมส่งผลต่อรูปแบบการกระจายตัว แสดงได้ดังรูปที่ 3.9

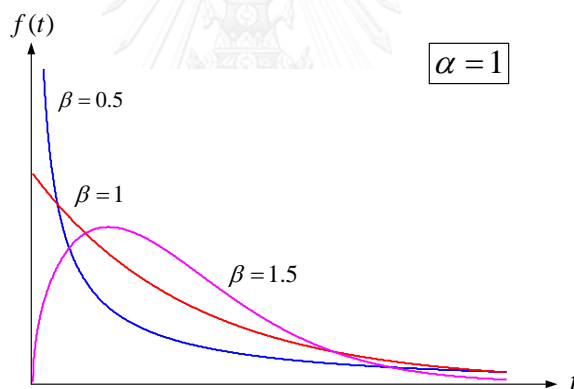


รูปที่ 3.9 ผลกระทบจากพารามิเตอร์บ่งบอกขนาดของการกระจายตัวแบบไวบูลล์

(2) พารามิเตอร์บ่งบอกรูปร่าง (Shape parameter: β) คือ พารามิเตอร์ที่บอกลักษณะของรูปร่างการกระจายตัว ซึ่งส่งผลถึงการอธิบายลักษณะอัตราเหตุการณ์ล้มเหลว ค่าของพารามิเตอร์นี้มีช่วงที่น่าสนใจอยู่ 3 ช่วง คือ

- พารามิเตอร์บ่งบอกรูปร่าง มีค่าอยู่ระหว่าง 0 ถึง 1 ($0 < \beta < 1$) เป็นช่วงที่ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นและอัตราเหตุการณ์ล้มเหลวเพิ่มขึ้นไม่สิ้นสุด แล้วลดลงอย่างรวดเร็วเมื่อเวลาเพิ่มขึ้น
- พารามิเตอร์บ่งบอกรูปร่าง มีค่าเท่ากับ 1 ($\beta = 1$) ลักษณะการกระจายตัวช่วงนี้เหมือนการกระจายตัวแบบเอ็กซ์โพเนนเชียล และฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นมีลักษณะลดลงเพียงอย่างเดียว แต่อัตราเหตุการณ์ล้มเหลวมีค่าคงที่
- พารามิเตอร์บ่งบอกรูปร่าง มีค่ามากกว่า 1 ($\beta > 1$) ลักษณะการกระจายตัวเปลี่ยนแปลงขึ้นลงตามช่วงเวลา และอัตราเหตุการณ์ล้มเหลวมีค่าเพิ่มขึ้นตามเวลา

ตัวอย่าง ผลกระทบที่เกิดจากการเปลี่ยนแปลงค่าพารามิเตอร์บ่งบอกรูปร่าง ในช่วงต่างๆ เมื่อค่าพารามิเตอร์บ่งบอกขนาดเท่ากับ 1 ($\alpha = 1$) สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.10

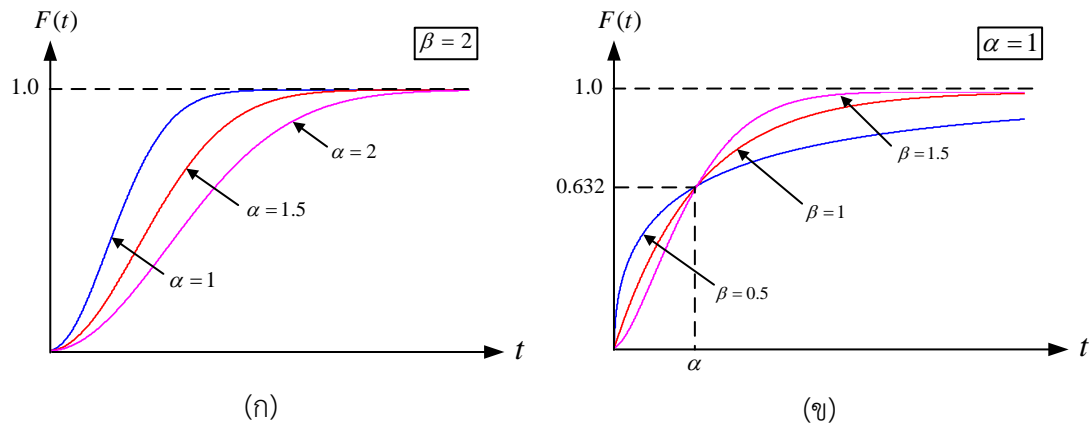


รูปที่ 3.10 ผลกระทบจากพารามิเตอร์บ่งบอกรูปร่างของการกระจายตัวแบบไวบูลล์

ฟังก์ชันการกระจายตัวสะสมของการกระจายตัวแบบไวบูลล์ สามารถคำนวณและแสดงได้ดังสมการที่ (3.10)

$$\begin{aligned}
 F(t) &= \int_0^t \frac{\beta}{\alpha} \left(\frac{t}{\alpha} \right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^{\beta}} dt \\
 &= 1 - e^{-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^{\beta}}
 \end{aligned} \tag{3.10}$$

จากตัวอย่างการกระจายตัวแบบไวบูลล์ด้วยพารามิเตอร์แบบต่างๆ ในรูปที่ 3.9 และ รูปที่ 3.10 สามารถแสดงฟังก์ชันการกระจายตัวสะสม ได้ดังรูปที่ 3.11 (ก) และ 3.11 (ข) ตามลำดับ



รูปที่ 3.11 ฟังก์ชันการกระจายสะสมของการกระจายตัวแบบไวบูลล์
การคำนวณค่าเฉลี่ย (Expected value) ของการกระจายตัวแบบไวบูลล์ สามารถแสดงได้ดัง
สมการที่ (3.11)

$$\begin{aligned}
 E(t) &= \int_{-\infty}^{\infty} t \times f(t) dt \\
 &= \int_0^{\infty} t \times \frac{\beta}{\alpha} \left(\frac{t}{\alpha}\right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^{\beta}} dt \\
 &= \alpha \Gamma\left(\frac{1}{\beta} + 1\right)
 \end{aligned} \tag{3.11}$$

โดย $\Gamma\left(\frac{1}{\beta} + 1\right)$ เป็นค่าของฟังก์ชันการกระจายตัวแบบแกมมาของ $\left(\frac{1}{\beta} + 1\right)$ ซึ่งฟังก์ชัน
การกระจายตัวแบบแกมมามีฟังก์ชันการกระจายตัวดังสมการที่ (3.12)

$$\Gamma(n) = \int_0^{\infty} e^{-t} t^{n-1} dt \tag{3.12}$$

ค่าความแปรปรวน (Standard deviation) ของการกระจายตัวแบบไวบูลล์ สามารถคำนวณ
ได้ดังสมการ (3.13)

$$\begin{aligned}
 \sigma^2 &= \int_{-\infty}^{\infty} E(t^2) dt - (E(t^2))^2 \\
 &= \int_0^{\infty} t^2 \times \frac{\beta}{\alpha} \left(\frac{t}{\alpha}\right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^{\beta}} dt - \left(\alpha \Gamma\left(\frac{1}{\beta} + 1\right)\right)^2 \\
 &= \alpha^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{\beta}\right) - \Gamma^2\left(\frac{1}{\beta} + 1\right) \right]
 \end{aligned} \tag{3.13}$$

3.6.4 การกระจายตัวแบบเอ็กซ์โพเนนเชียล

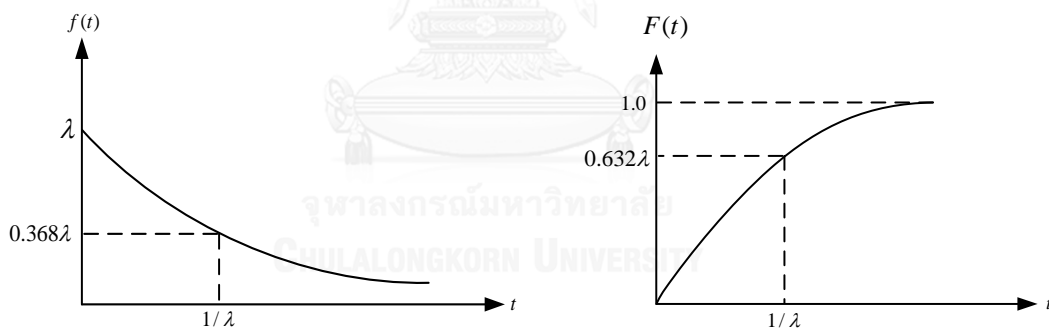
การกระจายตัวแบบเอ็กซ์โพเนนเชียล (Exponential distribution) เป็นการกระจายตัวที่มีความสำคัญและนิยมใช้กันอย่างแพร่หลายในทางวิศวกรรม เนื่องจากมีลักษณะในการคำนวณที่ง่ายและไม่ซับซ้อน นอกจากนี้ เมื่อคำนวณอัตราเหตุการณ์ล้มเหลว (Failure rate) จะมีค่าคงที่ ด้วยเหตุผลนี้การศึกษาของวิทยานิพนธ์จึงได้เลือกรูปแบบการกระจายตัวแบบเอ็กซ์โพเนนเชียล เพื่อใช้วิเคราะห์หาระยะเวลาการใช้งานของอุปกรณ์ (Time to Failure: TTF) ซึ่งฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของการกระจายตัวแบบเอ็กซ์โพเนนเชียล แสดงได้ดังสมการที่ (3.14)

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (3.14)$$

ฟังก์ชันการกระจายตัวสะสมของการกระจายตัวแบบเอ็กซ์โพเนนเชียลสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (3.15)

$$\begin{aligned} F(t) &= \int_0^t \lambda e^{-\lambda} dt \\ &= 1 - e^{-\lambda t} \end{aligned} \quad (3.15)$$

ลักษณะฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นและฟังก์ชันการกระจายตัวสะสมของการกระจายตัวแบบเอ็กซ์โพเนนเชียลแสดงได้ดังรูปที่ 3.12 (ก) และ 3.12 (ข) ตามลำดับ



(ก) ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็น

(ข) ฟังก์ชันการกระจายตัวสะสม

รูปที่ 3.12 การกระจายตัวแบบเอ็กซ์โพเนนเชียล

สามารถคำนวณค่าเฉลี่ย (Expected value) และค่าความแปรปรวน (Standard deviation) ของการกระจายตัวแบบเอ็กซ์โพเนนเชียล ได้ดังสมการที่ (3.16) และ (3.17) ตามลำดับ

$$\begin{aligned} E(t) &= \int_{-\infty}^{\infty} t \times f(t) dt \\ &= \int_0^t t \times \lambda e^{-\lambda t} dt \\ &= \frac{1}{\lambda} \end{aligned} \quad (3.16)$$

$$\begin{aligned}\sigma^2 &= \int_{-\infty}^{\infty} E(t^2) dt - (E(t^2))^2 \\ &= \int_0^{\infty} t^2 \times \lambda e^{-\lambda t} dt - \left(\frac{1}{\lambda}\right)^2 \\ &= \frac{1}{\lambda}\end{aligned}\tag{3.17}$$



บทที่ 4

ระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้ามีความสำคัญต่อเศรษฐกิจของประเทศ และภาคอุตสาหกรรม เนื่องจากหากเกิดความขัดข้องในการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า อาจจะทำให้เกิดความสูญเสีย ความสามารถและโอกาสในการผลิต ก่อให้เกิดความเสียหายต่อเครื่องจักรราคาสูงในภาคอุตสาหกรรม รวมไปถึงการสูญเสียความเชื่อมั่นของนักลงทุนในแง่ของความมั่นคงทางพลังงานไฟฟ้าของประเทศได้ ดังนั้นในปัจจุบัน โรงงานอุตสาหกรรมและอาคารสำนักงานขนาดใหญ่จึงมีสถานีไฟฟ้าเป็นของตนเองที่สามารถรับแรงดันไฟฟ้าในระดับแรงดันในระบบส่ง(Transmission and Sub-transmission level) อันมีความเชื่อถือได้ที่สูง ซึ่งส่งผลให้ความเชื่อถือได้และความต่อเนื่องของการใช้พลังงานไฟฟ้าของ โรงงานอุตสาหกรรมและอาคารสำนักงานขนาดใหญ่มีคุณภาพที่ดี ตลอดถึงค่าไฟฟ้ายังมีราคาถูกกว่า แรงดันระบบจำหน่าย (Distribution level)

อย่างไรก็ตาม ความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าไม่สามารถที่จะพัฒนาไปถึงระดับสูงสุด หาก สถานีไฟฟ้านั้นไม่มีระบบควบคุมที่เหมาะสม หนึ่งในระบบควบคุมสถานีไฟฟ้าที่สามารถเพิ่มความ เชื่อถือได้สถานีไฟฟ้าให้สูงขึ้น คือ ระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ (Substation Automation System; SAS) ซึ่งเป็นระบบที่สามารถแก้ไขเหตุขัดข้องและล้มเหลวที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ เช่น การเปลี่ยนทิศทางกรไหลของกระแสไฟฟ้าโดยอัตโนมัติเมื่อเกิดเหตุการณ์ขัดข้อง

4.1 ระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ หรือบ่อยครั้งจะถูกเรียกว่าระบบ SAS คือ ระบบอัตโนมัติที่ อนุญาตให้สถานีไฟฟ้าสามารถทำงานและซ่อมแซมตัวเองได้อย่างอัตโนมัติ เมื่อเกิดเหตุการณ์ขัดข้อง ขึ้นภายในสถานีไฟฟ้า รวมไปถึงสามารถส่งข้อมูลและเหตุการณ์ต่างๆที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าให้ระบบ อื่น เพื่อประกอบการพิจารณาในการวางแผนการจ่ายกำลังไฟฟ้าและการบำรุงรักษา โดยระบบ SAS ทำหน้าที่พื้นฐานดังนี้ [30]

- การให้บริการการเข้าถึงข้อมูลทางระบบไฟฟ้า ทั้งระยะใกล้ (Local) และระยะไกล (Remote) เช่น การตรวจสอบสถานะของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า หรือการแก้ไขค่าติดตั้ง ของรีเลย์ของระบบป้องกัน (Relay setting)
- การควบคุมการทำงานของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า ทั้งโดยบุคคลและโดยระบบอัตโนมัติ (Manual/Automatic function) ทั้งในเหตุการณ์ปกติและเหตุการณ์ไม่ปกติ เช่น การรักษา ระดับแรงดันไฟฟ้า เป็นต้น

- การจัดการและบริหารระบบสื่อสารข้อมูลระหว่างอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า และศูนย์สั่งการ หรือ SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) เพื่อให้ได้ข้อมูลที่มีคุณภาพ และความเชื่อถือได้มากที่สุด

ระบบ SAS เริ่มต้นพัฒนามาจากหน่วยควบคุมระยะไกล หรือ RTU (Remote Terminal Unit) และรีเลย์ป้องกัน (Protective Relay) ซึ่งเป็นอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ที่ประกอบด้วยชุดสัญญาณรับส่งประเภทดิจิทัล และแอนะล็อก (DI/DO/AI/AO; Digital Input/Digital Output/Analog Input/Analog Output) รวมไปถึงซอฟต์แวร์ที่มีหน้าที่ในการตั้งค่าวัด สัญญาณเตือน สถานะ รวมไปถึงควบคุมการทำงานของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า

ค่าวัดและสถานะของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า รวมไปถึงสัญญาณเตือนที่เก็บมาได้ จะถูกส่งไปยังระบบ SCADA เพื่อนำไปประกอบการพิจารณาการควบคุมอุปกรณ์การจ่ายไฟฟ้านั้นๆ โดยผ่านระบบสื่อสารข้อมูลโดยโพรโทคอล (Protocol) ที่ถูกออกแบบสำหรับงานระบบอัตโนมัติ โดยเฉพาะ ในปัจจุบัน สำหรับระบบขนาดเล็กที่ไม่มีความซับซ้อน การใช้งาน RTU ยังเป็นที่แพร่หลาย สำหรับรีเลย์ป้องกันมักถูกใช้งานในด้านระบบป้องกันเพียงอย่างเดียว

สำหรับระบบขนาดใหญ่ขึ้น ระบบ SAS เริ่มเข้ามามีบทบาทมากยิ่งขึ้น เนื่องจากโครงสร้างและสถาปัตยกรรมของระบบ SAS อยู่ในลักษณะของการกระจายตัว (Distributed concept) ซึ่งโครงสร้างและสถาปัตยกรรมแบบกระจายตัวเช่นนี้ จะมีความเชื่อถือได้ที่สูง รวมไปถึงประสิทธิภาพในการทำงานที่สูงเช่นเดียวกัน เนื่องจากสถาปัตยกรรมแบบกระจายตัวจะทำงานด้วยโปรเซสเซอร์หลายตัว (Multiple processors) ซึ่งสามารถรองรับงานที่ต้องการการตอบสนองด้วยความเร็วสูง เช่น การโอนถ่ายโหลดในระบบไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ หรืองานระบบป้องกันในระบบไฟฟ้า

4.2 โครงสร้างของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ในทางกายภาพ อุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าสามารถแบ่งแยกออกได้เป็น 2 ประเภท ขึ้นอยู่กับระดับแรงดันทำงานของอุปกรณ์นั้นๆ โดยอุปกรณ์ประเภทแรกเรียกว่า อุปกรณ์ปฐมภูมิ (Primary equipment) ซึ่งระดับแรงดันทำงานของอุปกรณ์ปฐมภูมิขึ้นอยู่กับระดับแรงดันของสถานีไฟฟ้านั้นๆ และอุปกรณ์ประเภทที่สองเรียกว่า อุปกรณ์ทุติยภูมิ (Secondary equipment) ซึ่งมีระดับแรงดันทำงานต่ำลงมา

อุปกรณ์ปฐมภูมิ (Primary equipment) เป็นอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าที่มีหน้าที่หลักคือ เปิดและปิดเส้นทางการไหลของพลังงานไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้า หรือถ่ายทอดพลังงานไฟฟ้าให้แก่โหลดที่เชื่อมต่ออยู่กับสถานีไฟฟ้า เช่น เซอร์คิตเบรกเกอร์ สวิตช์ตัดตอน และหม้อแปลงกำลังไฟฟ้า รวมไปถึงการส่งกระแสระดับแรงดัน และกระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านอุปกรณ์ปฐมภูมิ เช่น หม้อแปลงกระแส และหม้อแปลงแรงดัน

อุปกรณ์ทุติยภูมิ (Secondary equipment) เป็นอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าที่ทำหน้าที่ในการสนับสนุนการทำงานของสถานีไฟฟ้าให้เป็นไปอย่างราบรื่น เช่น เป็นสื่อกลางให้ศูนย์ควบคุมสามารถเปลี่ยนแปลงสถานะการทำงานของอุปกรณ์ปฐมภูมิภายในสถานีไฟฟ้า หรือทำหน้าที่ในการติดต่อสื่อสารระหว่างสถานีไฟฟ้า และศูนย์ควบคุมหลัก

ซึ่งระบบ SAS นั้นเป็นระบบที่ถูกจัดอยู่ในระบบทุติยภูมิ โดยประกอบด้วยอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ [31] (Intelligence Electronic Device; IED) หลายประเภท ซึ่งแต่ละประเภทจะมีหน้าที่ในการทำงานที่แตกต่างกัน เช่น เป็นอุปกรณ์ป้องกัน (Protective device) อุปกรณ์สื่อสาร (Data communication device) อุปกรณ์ควบคุม (Control device) รวมไปถึง RTU เช่นเดียวกัน โดย IED แต่ละตัวจะถูกติดตั้งลงบนโครงสร้างของระบบ SAS ขึ้นอยู่กับหน้าที่และภาระงานของ IED ชนิดนั้นๆ

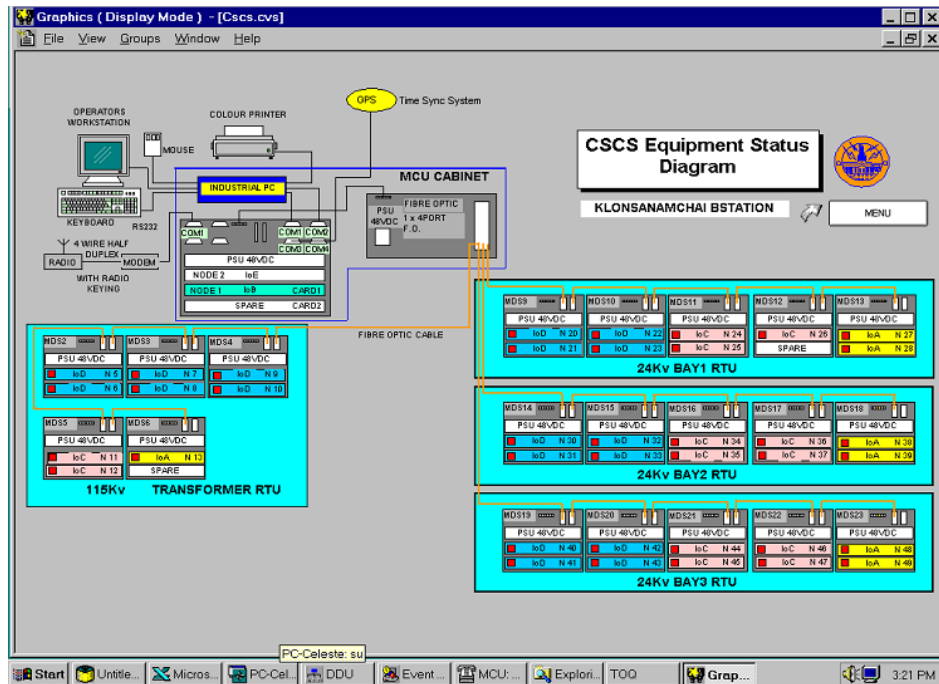
โครงสร้างของระบบ SAS ได้ถูกแบ่งแยกออกเป็น 3 ระดับ ได้แก่ ระดับสถานี (Station level) ระดับเบย์ (Bay level) และระดับโปรเซส (Process level) ซึ่งแต่ละระดับมีหน้าที่ดังต่อไปนี้ [31], [32]

4.2.1 ระดับสถานี (Station level)

ระดับสถานี (Station level) เป็นระดับที่ทำหน้าที่ในการบริหารข้อมูลระหว่างระบบ SCADA และสถานีไฟฟ้า โดยเป็นระดับที่รับข้อมูลทางไฟฟ้าจากอุปกรณ์ที่อยู่ต่างเบย์หรือต่างกลุ่มกัน เพื่อทำการจัดการระบบอัตโนมัติระดับสถานี นอกจากนี้ ระดับสถานียังทำหน้าที่ในการวิเคราะห์และสำรองข้อมูลทางไฟฟ้าที่จัดเก็บมาจากแต่ละเบย์ ทำหน้าที่ในการจัดการการเข้าจังหวะกันทางเวลาของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า (Time synchronization) ทำหน้าที่ในการจัดการสถานะ สัญญาณเตือน และการเปลี่ยนแปลงของอุปกรณ์ที่เกิดขึ้นภายในสถานีไฟฟ้า นอกจากนี้ ระดับสถานียังเป็นส่วนที่ติดต่อกับผู้ใช้งานผ่านระบบคอมพิวเตอร์ (Human-Machine Interface; HMI) เพื่อให้ผู้ใช้สามารถควบคุมอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าง่ายๆ ในระยะไกลได้

4.2.2 ระดับเบย์ (Bay level)

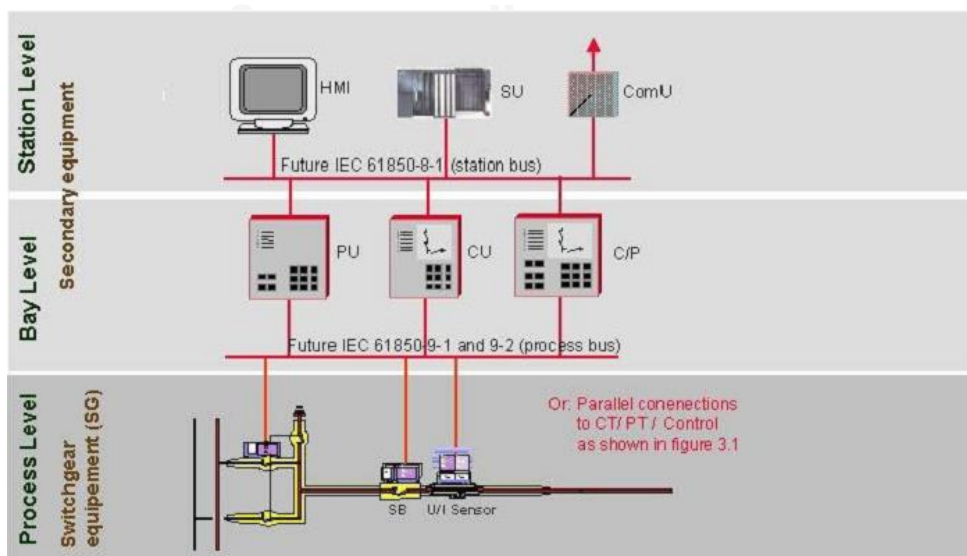
ระดับเบย์ (Bay level) เป็นส่วนที่เชื่อมต่อระหว่างระดับสถานี และระดับโปรเซส มีหน้าที่ในการจัดการระบบอัตโนมัติของอุปกรณ์ที่อยู่ในเบย์เดียวกันหรือกลุ่มเดียวกัน ทำหน้าที่ในการจัดการระบบควบคุมและระบบป้องกันของอุปกรณ์ภายในเบย์นั้นๆ นอกจากนี้ยังทำหน้าที่ในการจัดการข้อมูลทางไฟฟ้าจากระบบโปรเซส เพื่อส่งข้อมูลไปยังระดับสถานีอีกด้วย [33]



รูปที่ 4.1 ลักษณะการสื่อสารระหว่างสถานีไฟฟ้าและผู้ใช้งานผ่านทาง HMI

4.2.3 ระดับโพรเซส (Process level)

ระดับโพรเซส (Process level) เป็นระดับที่เชื่อมต่อกับอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า มีหน้าที่ในการเชื่อมสัญญาณทางไฟฟ้าจากอุปกรณ์ตรวจวัด (Measuring instrument) และอุปกรณ์ควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังระดับเบย์ เช่น ข้อมูลกระแสไฟฟ้าและข้อมูลแรงดันไฟฟ้าจากหม้อแปลงกระแส (Current transformer; CT) และหม้อแปลงแรงดัน (Potential transformer; PT) ค่าสถานะการปลดสับของเซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker) ภายในสถานีไฟฟ้า [32]



รูปที่ 4.2 โครงสร้างโดยทั่วไปของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

4.3 ปัจจัยสำคัญของการกำหนดระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

การออกแบบระบบ SAS สำหรับสถานีไฟฟ้านั้น มีจุดประสงค์สำคัญคือ การทำให้ความเชื่อถือได้และประสิทธิภาพของสถานีไฟฟ้ามีค่าสูงที่สุด อย่างไรก็ตาม เนื่องจากระบบ SAS ยังเป็นระบบที่ใหม่ จึงทำให้ค่าใช้จ่ายในการลงทุนมีค่าที่สูง ดังนั้น การออกแบบระบบ SAS จึงต้องคำนึงถึงจุดประสงค์สำคัญของสถานีไฟฟ้า เพื่อให้การออกแบบ SAS นั้นมีความเชื่อถือได้และรองรับการทำงานตามจุดประสงค์ที่ต้องการ นอกจากนี้ การออกแบบระบบ SAS ยังต้องพิจารณาในหลายหัวข้อต่อไป [32]

4.3.1 รูปแบบการสื่อสารข้อมูล

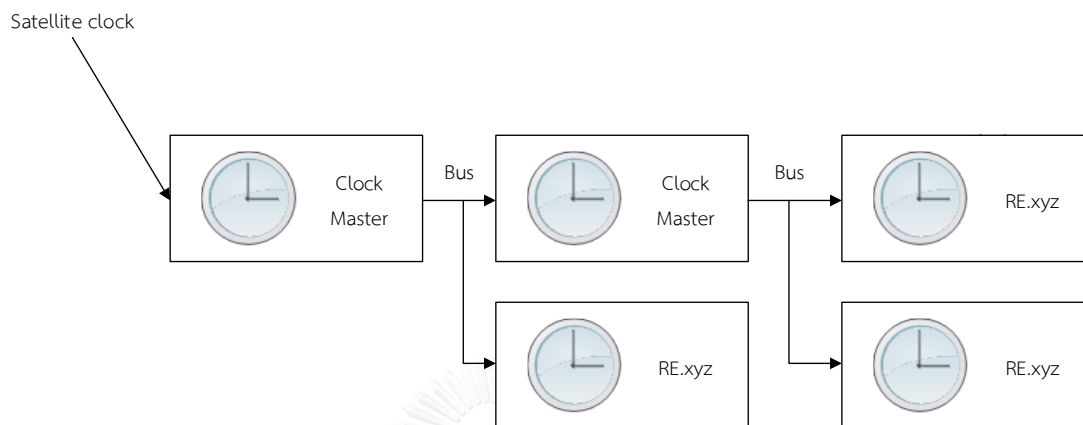
การสื่อสารข้อมูลภายในระบบ SAS มีหลายรูปแบบ เช่น รูปแบบ Master-Slave, รูปแบบ Client-Server, รูปแบบ Peer-to-Peer, รูปแบบ Multi-peer เป็นต้น โดยการสื่อสารแต่ละรูปแบบมีกลไกการทำงานและข้อดีข้อเสียที่แตกต่างกันไป ซึ่งผู้ออกแบบจำเป็นต้องพิจารณาถึงข้อดีข้อเสียของแต่ละรูปแบบ และพิจารณารูปแบบการสื่อสารให้เหมาะสมตามระบบงาน เช่น ในรูปแบบการสื่อสารแบบ Multi-peer ใช้รูปแบบการสื่อสารในลักษณะการตรวจสอบว่าสายสัญญาณว่างก่อนการส่งข้อมูล ซึ่งอาจทำให้เกิดการเหตุการณ์การชนกันของข้อมูลภายในสายสัญญาณ (Data collision) ซึ่งส่งผลการวัดค่าความหน่วงของสัญญาณมีความไม่แน่นอนที่สูงขึ้น ทำให้การเข้าจังหวะเวลาระหว่าง IED (Time synchronization) มีความไม่แม่นยำตามไปด้วย ดังนั้นหากระบบงานต้องการความแม่นยำของเวลา การเลือกรูปแบบการสื่อสารประเภท Multi-peer จึงเป็นตัวเลือกที่ไม่เหมาะสม เป็นต้น

4.3.2 การเข้าจังหวะเวลา

ในการวิเคราะห์ข้อมูลและเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า ความตรงกันของเวลาของแต่ละ IED และระบบ SCADA มีความสำคัญ ซึ่งการตั้งเวลาของแต่ละ IED และระบบ SCADA ให้ตรงกันนั้นเรียกว่า การเข้าจังหวะเวลา (Time synchronization) ซึ่งจุดประสงค์สำคัญของการเข้าจังหวะเวลา คือ เพื่อใช้สำหรับวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เกิดขึ้นในแต่ละเบย์หรือพื้นที่ เพื่อใช้ในการประกอบการตัดสินใจในการทำงานของระบบอัตโนมัติ หรือเพื่อใช้ในการวางแผนการบำรุงรักษาเชิงแก้ไข (Corrective Maintenance) ในรูปแบบของการเรียงลำดับเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นในระบบ (Sequence Of Events; SOE)

รูปแบบการตั้งเวลามี 2 รูปแบบหลักคือ การรับเวลาจากตัวรับสัญญาณจากดาวเทียม หรือรู้จักโดยทั่วไปในชื่อของ GPS (Global Position System) และการรับเวลาจากระบบสื่อสารข้อมูลโดยโปรโตคอล เนื่องจากการรับเวลาจากดาวเทียมมีความแม่นยำสูง แต่มีค่าใช้จ่ายในด้านสายสัญญาณและอุปกรณ์ที่สูงตามไปด้วย และในระบบ SAS ที่มีขนาดใหญ่ขึ้น การติดตั้งอุปกรณ์ GPS บน IED ทุกตัวนั้นเป็นเรื่องที่เป็นไปได้ยาก

ดังนั้นการรับเวลาจึงเป็นการผสมผสานกันระหว่าง GPS และโปรโตคอล เพื่อให้ได้เวลาที่แม่นยำที่สุด ดังนั้นจึงจำเป็นต้องเลือกโปรโตคอลที่สนับสนุนเรื่องการเข้าจังหวะเวลา โดยพิจารณาหลักการเข้าจังหวะเวลาด้วย เช่น IEC 60850-5-103 หรือ DNP3 เป็นต้น



รูปที่ 4.3 การเข้าจังหวะทางเวลาจากดาวเทียมและโปรโตคอล

4.3.3 ความเชื่อถือได้และความปลอดภัยของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ดังที่ได้กล่าวไว้ในหัวข้อที่ 4.2 – โครงสร้างของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ หน้าทีของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติจัดเป็นส่วนหนึ่งของระบบทุติยภูมิของสถานีไฟฟ้า ซึ่งมีหน้าที่ในการสนับสนุนระบบปฐมภูมิในสถานีไฟฟ้าให้ทำงานได้อย่างราบรื่นและเรียบร้อย ซึ่งการเข้ามาของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติทำให้ระบบควบคุม ระบบสื่อสาร รวมไปถึงระบบส่วนอื่นๆ ภายในระบบทุติยภูมิสามารถทำงานได้อย่างเรียบร้อยและมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น ซึ่งส่งผลสถานีไฟฟ้ามีความเชื่อถือได้และความปลอดภัยที่ดีขึ้น

ในทางตรงกันข้าม ความเชื่อถือได้และความปลอดภัยของสถานีไฟฟ้าไม่สมควรที่จะขึ้นอยู่กับระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเป็นส่วนใหญ่ เนื่องจากหากเกิดเหตุการณ์ผิดปกติขึ้นภายในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ อาจส่งผลให้สถานีไฟฟ้าไม่สามารถทำงานได้อย่างที่ควรจะเป็น จึงได้มีการกำหนดมาตรฐานเพื่อกำหนดกรอบการทำงานของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ซึ่งเป็นมาตรฐานที่มีชื่อว่า IEC-61850 ดังตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.28 รายชื่อของมาตรฐาน IEC-61850 ในปัจจุบัน

IEC 61850 Standard

Number	Title	Edition	Date of Publication
61850-1	Introduction and overview	2.0	2013-03
61850-2	Glossary	1.0	2003-08
61850-3	General requirement	2.0	2013-12
61850-4	System and project management	2.0	2011-04
61850-5	Communication requirements for functions and device models	2.0	2013-01
61850-6	Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs	2.0	2009-12
61850-7-1	Basic communication structure – principles and models	2.0	2011-07
61850-7-2	Basic information and communication structure – Abstract Communication Services Interface (ACSI)	2.0	2010-08
61850-7-3	Basic communication structure – Common data classes	2.0	2010-12
61850-7-4	Basic communication structure – Compatible logical node classes and data object classes	2.0	2010-03
61850-7-410	Basic communication structure – Hydroelectric power plants – Communication for monitoring and control	2.0	2012-10
61850-7-420	Basic communication structure – Distributed energy resources logical node	1.0	2009-05
61850-7-510	Basic communication structure – Hydroelectric power plants – Modeling concepts and guidelines	1.0	2012-03

IEC 61850 Standard

Number	Title	Edition	Date of Publication
61850-8-1	Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Mapping to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3	2.0	2011-06
61850-9-2	Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3	2.0	2011-09
61850-10	Conformance testing	2.0	2012-12
61850-80-1	Guideline to exchange information from CDC-based model using IEC 60870-5-101 or 60870-5-104	1.0	2008-12
61850-90-1	Communication between substations	1.0	2010-03
61850-90-4	Network engineering guidelines	1.0	2013-08
61850-90-5	Use of IEC 61850 to transmit Synchrophasor information according to IEEE C37.118	1.0	2012-05
61850-90-7	Object Models for power converters in distributed energy resources (DER) systems	1.0	2013-02

จากมาตรฐาน IEC-61850 ในตารางที่ 4.1 ได้กำหนดความต้องการขั้นต่ำในเชิงความเชื่อถือได้และความปลอดภัยของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติไว้ดังนี้

- สถานีไฟฟ้าต้องยังสามารถทำงานแม้ว่าอุปกรณ์ภายในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติตัวใดตัวหนึ่งเกิดการล้มเหลว
- ในกรณีที่ระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติถูกออกแบบในลักษณะซ้ำซ้อน (Redundant) การล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติตัวใดตัวหนึ่งจะต้องไม่ทำให้ระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติล้มเหลวทั้งหมด
- แหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าสำหรับระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติแบบซ้ำซ้อน สมควรแยกออกจากกัน
- การล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติจะต้องไม่ทำให้อุปกรณ์เกิดการทำงานแบบผิดพลาด

4.3.4 ประสิทธิภาพของการสื่อสารข้อมูล

ประสิทธิภาพของการสื่อสารข้อมูล (Performance of communication) เป็นอีกหนึ่งปัจจัยที่จะต้องพิจารณาในการออกแบบระบบ SAS เนื่องจากประสิทธิภาพของการสื่อสารข้อมูลเป็นหนึ่งในตัวชี้วัดว่าระบบ SAS จะได้รับข้อมูลที่ถูกต้องตามเวลาจริงมากที่สุด (Real-time data) ซึ่งผู้ออกแบบจะต้องออกแบบให้ระบบสื่อสารข้อมูลสามารถรองรับการรับส่งข้อมูลจริงภายในระยะเวลาที่กำหนด (Data throughput)

โดยปกติแล้ว ความสามารถในการรับส่งข้อมูล (Data throughput capacity) จะถูกออกแบบให้มากกว่าอย่างน้อย 10% ของความต้องการของระบบ SAS ในสภาวะปกติ ดังนั้นผู้ออกแบบจะต้องวิเคราะห์ความต้องการทางด้าน การสื่อสารของระบบ และเลือกเทคโนโลยีที่เหมาะสมกับงานนั้นๆ เช่น การเลือกโปรโตคอล หรืออุปกรณ์ทางด้าน การสื่อสารข้อมูลที่เหมาะสม

4.3.5 ความปลอดภัยและความต่อเนื่องในการทำงานของระบบ

การออกแบบให้ระบบ SAS ให้สามารถทำงานได้อย่างต่อเนื่อง อยู่บนหลักการที่การออกแบบระบบไม่ให้มีเหตุการณ์การล้มเหลวของระบบในจุดใดจุดหนึ่ง แล้วส่งผลให้ระบบทั้งระบบขัดข้องหรือล้มเหลว (Single point of failure) ซึ่งหลักการพื้นฐานที่ใช้ในการออกแบบระบบลักษณะนี้จะเรียกว่า หลักการซ้ำซ้อนระบบ (Redundancy concept) กล่าวคือ เมื่ออุปกรณ์หรือฟังก์ชันการทำงานอย่างใดอย่างหนึ่งของระบบเกิดเหตุการณ์ล้มเหลวหรือขัดข้อง จะมีอุปกรณ์หรือฟังก์ชันตัวอื่นที่สามารถเข้ามาทำงานทดแทนได้อย่างต่อเนื่อง

วิธีการโดยทั่วไปในการป้องกันความผิดพลาดของระบบสื่อสารข้อมูลคือ การใช้วิธีการตรวจสอบความผิดพลาดของการสื่อสารข้อมูล (Error detection) ซึ่งวิธีการตรวจสอบดังกล่าวมีหลายวิธี เช่น Cyclical Redundancy Check (CRC), Longitudinal Redundancy Check (LRC), Select Before Operate (SBO) เป็นต้น อีกวิธีการหนึ่งในการป้องกันความผิดพลาดของระบบสื่อสารคือ การติดตั้งสายสัญญาณที่ทนทานต่อการรบกวนจากสิ่งแวดล้อมภายนอกได้ดี เช่น สายใยแก้วนำแสง เป็นต้น

ในแง่ของคุณภาพของข้อมูล (Data quality) โปรโตคอลต้องสามารถพิจารณาและบ่งชี้คุณภาพข้อมูลได้ว่าข้อมูลนั้นๆ สามารถเชื่อถือ หรือเหมาะสมในการนำมาตัดสินใจได้หรือไม่ ถ้าคุณภาพของข้อมูลนั้นต่ำ เช่น เกิดการเปลี่ยนแปลงของข้อมูลบ่อยครั้ง (Data oscillation) ระบบต้องสามารถบ่งชี้ได้ว่า คุณภาพของข้อมูลนั้นต่ำเกินไป ที่จะนำมาใช้ในการตัดสินใจ ดังนั้นจะเห็นได้ว่า การเลือกโปรโตคอลที่เหมาะสมกับระบบส่งผลถึงคุณภาพและความปลอดภัยของระบบเช่นเดียวกัน

4.3.6 สื่อนำสัญญาณสื่อสาร

ระบบ SAS ทำงานอยู่บนพื้นฐานของการสื่อสารข้อมูลระหว่างอุปกรณ์ภายในระบบเป็นหลัก ดังนั้นการพิจารณาระบบสื่อนำสัญญาณ (Communication media) จึงมีความสำคัญ เนื่องจากระบบสื่อนำสัญญาณภายในระบบ SAS มีผลกระทบต่อความปลอดภัยและความต่อเนื่องในการทำงานของระบบ SAS

ประเภทของการติดต่อสื่อสารข้อมูลระดับล่าง (Physical and data link) ภายในระบบ SAS สามารถแบ่งแยกออกได้ 3 ประเภท ได้แก่ RS232C, RS485 และ Ethernet (IEEE 802.3)

- รูปแบบการสื่อสารประเภท RS232C หรือรูปแบบการสื่อสารประเภท Com port หรือ Serial port เป็นรูปแบบการสื่อสารประเภทอนุกรมในรูปแบบหนึ่งต่อหนึ่ง หรือ หนึ่ง RS232C พอร์ตสามารถสื่อสารกับ IED ได้เพียงตัวเดียว โดยการสื่อสารจะเป็นไปในลักษณะของการรับ-ส่งข้อมูลในเวลาเดียวกัน (Full duplex) ซึ่งข้อดีของรูปแบบการสื่อสารชนิดนี้คือสามารถกำหนดช่วงเวลาการเข้าถึงข้อมูล (Quality of service) ได้แน่นอนที่สุด อย่างไรก็ตาม รูปแบบการสื่อสารประเภทนี้มีข้อเสียคือ ระยะทางของสายสัญญาณระหว่างพอร์ต RS232C และ IED มีระยะทางที่สั้น และมีอัตราการส่งถ่ายข้อมูลที่ต่ำเช่นเดียวกัน
- รูปแบบการสื่อสารประเภท RS485 เป็นรูปแบบการสื่อสารประเภทอนุกรมในรูปแบบหนึ่งตัวต่อหลายตัว กล่าวคือ หนึ่ง RS485 พอร์ต สามารถสื่อสารกับ IED ได้หลายตัว ซึ่งมีชื่อเรียกอีกอย่างว่า เครือข่าย RS485 (RS485 network) ซึ่งการสื่อสารของรูปแบบ RS485 จะเป็นการสื่อสารที่ต้องรับและส่งข้อมูลในช่วงเวลาที่ต่างกัน (Half duplex) ซึ่งข้อดีของรูปแบบการสื่อสารประเภท RS485 คือ ระยะทางของสายสัญญาณสามารถมีระยะทางที่ไกลได้ และมีอัตราการส่งถ่ายข้อมูลที่สูงกว่ารูปแบบการสื่อสาร RS232C แต่การสื่อสารประเภท RS485 ยังมีข้อเสียคือ มี Quality of service ที่ต่ำกว่า RS232C ซึ่งขึ้นอยู่กับจำนวนของ IED ที่ทำการเชื่อมต่ออยู่
- รูปแบบการสื่อสารประเภท Ethernet เป็นรูปแบบการสื่อสารในลักษณะเครือข่ายคอมพิวเตอร์ที่มีความเร็วสูง โดยมีระยะทางของสายสัญญาณอยู่ในระดับปานกลาง อย่างไรก็ตาม ข้อเสียของการสื่อสารประเภท Ethernet คือ มี Quality of service ที่ค่อนข้างต่ำ อีกทั้งการเข้าจังหวะเวลาระหว่าง IED แต่ละตัวสามารถทำได้ยาก เนื่องจากไม่สามารถคาดการณ์การชนกันของข้อมูลในสายสัญญาณสื่อสารได้อย่างแน่นอน ซึ่งส่งผลให้การวัดหน่วงของเวลาในสายสัญญาณมีความไม่แน่นอน

สำหรับสถานีไฟฟ้าที่มีระยะห่างระหว่าง IED ที่ค่อนข้างไกล การเลือกใช้สายสัญญาณประเภททองแดงเป็นตัวเลือกที่ไม่เหมาะสม เนื่องจากสายสัญญาณประเภททองแดงสามารถถูกรบกวน

จากสนามไฟฟ้าแม่เหล็กได้ง่าย โดยเฉพาะสถานีไฟฟ้าระดับแรงดันสูง การเลือกสายใยแก้วนำแสง (Fiber optic) เป็นทางเลือกในการแก้ไขปัญหา ซึ่งสายใยแก้วนำแสงสามารถผลิตจากแก้วหรือพลาสติก โดยสายใยแก้วนำแสงที่ผลิตจากพลาสติกจะมีราคาที่ถูกกว่าสายใยแก้วนำแสงที่ผลิตจากแก้วมาก แต่สายใยแก้วนำแสงที่ผลิตจากพลาสติกก็มีอัตราการเสื่อมสภาพที่มากกว่าสายใยแก้วนำแสงที่ผลิตจากแก้วมากเช่นเดียวกัน

4.4 ประโยชน์ของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

การติดตั้งระบบ SAS บนสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติสามารถสร้างประโยชน์ต่อสถานีไฟฟ้าได้หลายประการ ทั้งทางด้านประสิทธิภาพของการใช้งานระบบไฟฟ้า และความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ซึ่งสามารถกล่าวในรายละเอียดได้ดังนี้ [32]

4.4.1 การเพิ่มประสิทธิภาพของการใช้งานระบบไฟฟ้า

การติดตั้งระบบ SAS ในสถานีไฟฟ้า ส่งผลให้ผู้ใช้และระบบสามารถเข้าถึงข้อมูลของแต่ละอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าได้ตลอดเวลา ทำให้วิศวกรไฟฟ้าสามารถวิเคราะห์ขีดความสามารถของอุปกรณ์แต่ละตัวได้จริง และทำให้สามารถคำนวณค่าระยะเพื่อความปลอดภัย (Safety margin) ของอุปกรณ์แต่ละตัวได้อย่างถูกต้อง ทำให้สามารถใช้งานอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าแต่ละตัวได้เหมาะสมกับราคาและขีดความสามารถของอุปกรณ์แต่ละตัว

4.4.2 การเพิ่มความเชื่อถือได้และความยืดหยุ่นของระบบไฟฟ้า

เนื่องจากระบบ SAS มีความสามารถในการจัดการเหตุการณ์การล้มเหลว หรือสภาพขัดข้องของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าได้อย่างอัตโนมัติ ซึ่งระบบการจัดการเหตุการณ์การล้มเหลวของ SAS สามารถช่วยลดระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับภายในระบบไฟฟ้า ป้องกันการชำรุดของอุปกรณ์ไฟฟ้าราคาสูงภายในสถานีไฟฟ้าอันเนื่องมาจากกระแสลัดวงจร หรือการปลดโหลดที่ไม่สำคัญเพื่อรักษาโหลดที่สำคัญเอาไว้ ดังตัวอย่างต่อไปนี้

- ระบบ SAS สามารถจัดการระบบสถานีไฟฟ้าให้จ่ายไฟฟ้าง่ายโดยอัตโนมัติเมื่อเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์แบบชั่วคราว
- เมื่อเกิดเหตุการณ์การล้มเหลว หรือสภาพขัดข้องภายในระบบไฟฟ้า และระบบ SAS ไม่สามารถรักษาระบบไฟฟ้าทั้งหมดเอาไว้ได้ ระบบ SAS สามารถวิเคราะห์ข้อมูลภายในระบบไฟฟ้าและพิจารณาการตัดโหลด (Load shedding) เพื่อทำการรักษาโหลดที่สำคัญไว้
- เมื่อเกิดเหตุการณ์ที่แหล่งจ่ายไฟฟ้าเกิดสภาพขัดข้อง ทำให้แหล่งจ่ายไฟฟ้าไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ตามปกติ ระบบ SAS สามารถทำการย้ายแหล่งจ่ายไฟฟ้าด้วยความเร็วสูงได้เพื่อลดระยะเวลาการเกิดไฟดับให้มากที่สุด เช่น ถ้าโรงงานมีหม้อแปลงกำลัง 2 ตัวในการจ่าย

กำลังไฟฟ้า หากเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวหรือสภาพขัดข้องของหม้อแปลงกำลังตัวใดตัวหนึ่ง โหลดสามารถย้ายไปรับกำลังไฟฟ้าจากหม้อแปลงกำลังอีกตัวหนึ่งได้อย่างทันที

- บัสบาร์ในสถานีไฟฟ้าทำหน้าที่ในการรับกำลังไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายไฟฟ้า และส่งกำลังไฟฟ้าที่ได้รับไปยังโหลด โดยที่แหล่งจ่ายไฟฟ้าหรือโหลดอาจจะมีได้หลายแห่ง เช่น สถานีไฟฟ้าหนึ่งๆ อาจมีหม้อแปลงกำลังได้หลายตัว ดังนั้น บัสบาร์จึงเป็นอุปกรณ์ที่มีโอกาสได้รับผลกระทบจากความผิดปกติภายในในระบบไฟฟ้าได้สูง ดังนั้น เมื่อเกิดการไหลของกระแสลัดวงจรภายในบัสบาร์ ระบบ SAS ต้องพยายามค้นหาต้นตอของความผิดปกติให้เร็วที่สุด และพยายามรักษาแหล่งจ่ายไฟฟ้าและโหลดให้มากที่สุดและเร็วที่สุด และพยายามกำจัดต้นตอของความผิดปกติให้เร็วที่สุด การป้องกันบัสบาร์เป็นการรักษาความปลอดภัยและมั่นคงของระบบไฟฟ้าที่สำคัญระบบหนึ่ง
- เนื่องจากหม้อแปลงกำลังมีหน้าที่ในการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่มีราคาสูง และมีการเชื่อมต่อกันระหว่างสถานีไฟฟ้าและโหลด หากเกิดการเสียหายของหม้อแปลงกำลังในระบบ จะทำให้เกิดผลกระทบทั้งทางด้านความเชื่อถือได้และด้านธุรกิจของสถานีไฟฟ้าและระบบไฟฟ้าได้ ซึ่งระบบ SAS สามารถตรวจสอบความเสียหายของหม้อแปลงกำลัง และทำการปลดออกจากระบบไฟฟ้าได้ เพื่อลดค่าความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟดับ (Outage cost) อีกทั้งระบบ SAS ยังสามารถช่วยให้ระบบสามารถใช้งานหม้อแปลงกำลังได้โดยกำลังสูงสุด จากการควบคุมโหลดและระบบแรงดันที่เหมาะสม
- เมื่อเกิดเหตุการณ์การล้มเหลว หรือสภาพขัดข้องของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าหรือระบบไฟฟ้า ไม่ว่าจะสภาพขัดข้องนั้นจะเกิดจากความผิดพลาดของผู้ใช้งาน หรือจากการเสื่อมสภาพของอุปกรณ์หรือระบบไฟฟ้า ระบบ SAS สามารถช่วยวิศวกรวิเคราะห์สาเหตุเพื่อออกมาตรการป้องกันโดยการตรวจสอบสาเหตุของการล้มเหลวโดยอัตโนมัติ นอกจากนี้ ระบบ SAS ยังสามารถช่วยให้วิศวกรสามารถวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า และเข้าทำการแก้ไขก่อนเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าได้

4.4.3 ฟังก์ชันอัตโนมัติของสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติและระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ฟังก์ชันอัตโนมัติระบบไฟฟ้าอัตโนมัติคือการทำงานด้วยตัวเองของระบบจ่ายไฟฟ้าโดยปราศจากผู้ปฏิบัติงานหรือช่างไฟฟ้า ปกติผู้ออกแบบระบบจะออกแบบฟังก์ชันอัตโนมัติเพื่อรองรับงานที่ต้องการความเชื่อถือได้สูงหรือจัดการกับเหตุการณ์ไม่ปกติในระบบไฟฟ้า เช่น การขาดความสมดุลในความสามารถการจ่ายไฟฟ้าและรับไฟฟ้าที่ทำให้เกิดสภาพความถี่ทางไฟฟ้าตก เป็นต้น ฟังก์ชันอัตโนมัติสามารถสร้างได้โดยใช้วงจรฮาร์ดแวร์ และคอมพิวเตอร์ หรือ หน่วยประมวลผล (CPU:

Central Processing Unit) แต่ในปัจจุบันแนวโน้มของฟังก์ชันอัตโนมัติจะทำงานบนคอมพิวเตอร์อันเนื่องจากมันสามารถรองรับการทำงานในเงื่อนไขที่มีความซับซ้อนสูงได้

1) ลำดับขั้นตอนการทำสวิตชิง (Switching Sequences) [34]

ลำดับขั้นตอนการปลดสับอุปกรณ์ไฟฟ้าหรือสวิตชิงซีแควนซ์จะประกอบด้วยขั้นตอนการทำสวิตชิงอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าในลานไถไฟฟ้า (Switchyard) หรือภายในสวิตช์เกียร์ (Switchgear) เพื่อให้สถานะอุปกรณ์ไฟฟ้าอยู่ในตำแหน่งที่เราหรือระบบจ่ายไฟฟ้าต้องการ โดยปกติการทำสวิตชิงซีแควนซ์สามารถทำได้โดยช่างไฟฟ้าหรือทำโดยระบบอัตโนมัติก็ได้ แต่ในบทความนี้จะกล่าวถึงเกี่ยวกับการทำงานของระบบอัตโนมัติ เพราะวาระบบอัตโนมัตินั้นสามารถทำสวิตชิงซีแควนซ์ได้เร็วกว่าการทำสวิตชิงโดยผู้ปฏิบัติงานหรือช่างไฟฟ้ามากแต่ละขั้นตอนการทำสวิตชิงจะทำอย่างต่อเนื่องจากขั้นตอนหนึ่งไปยังอีกขั้นตอนหนึ่ง ผลของแต่ละขั้นตอนจะถูกตรวจสอบว่าทำสำเร็จหรือไม่ก่อนที่จะทำขั้นตอนถัดไป ก่อนที่สวิตชิงซีแควนซ์จะเริ่มทำงานจะต้องมีการตรวจสอบให้แน่ใจว่ามีการถูกอนุญาตให้ทำได้ และสอดคล้องกับเงื่อนไขเริ่มทำงาน (Initial Condition และ Trigger) เช่นการเกิดแรงดันไฟฟ้าตก รวมทั้งตำแหน่งอุปกรณ์ไฟฟ้าพร้อมที่จะสวิตชิง เป็นต้น

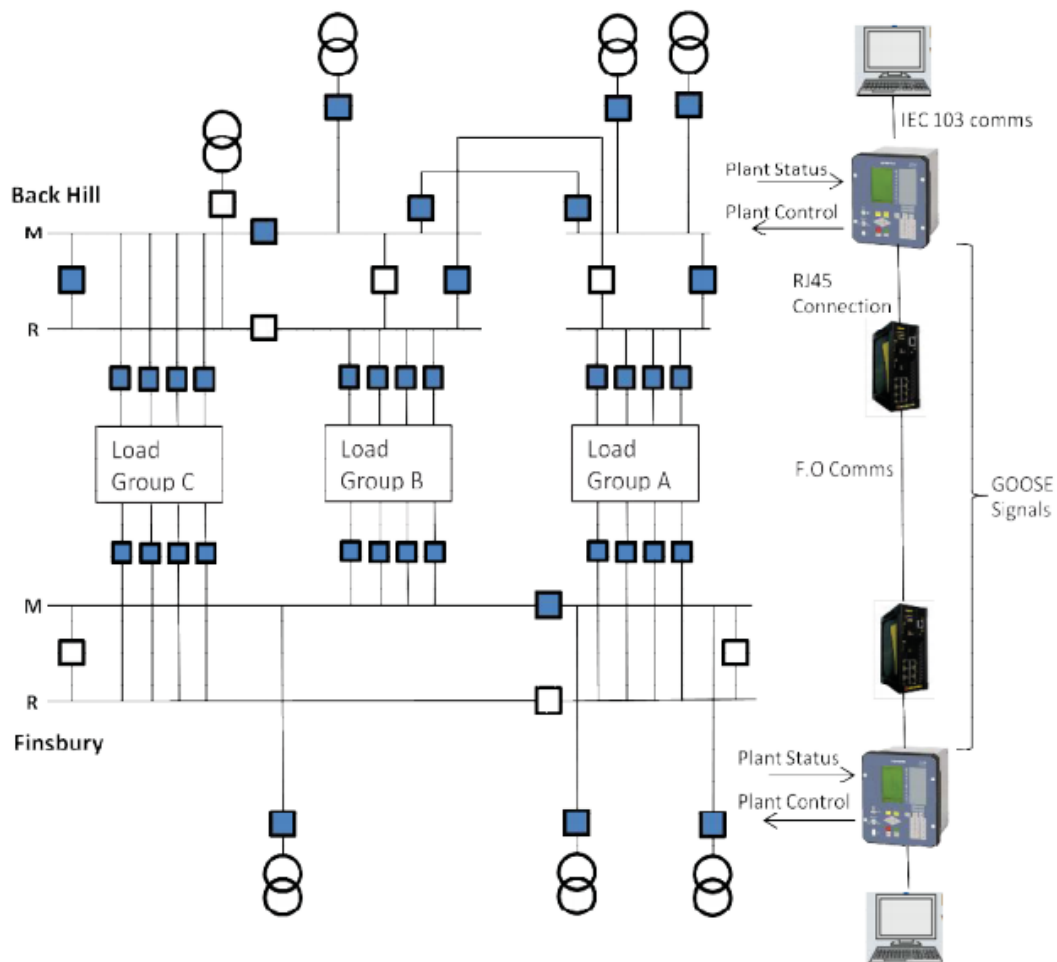
เพื่อความปลอดภัยในการทำสวิตชิงซีแควนซ์อาจจะมีการตรวจสอบเงื่อนไขความปลอดภัยในตัวเองก่อน แต่อย่างไรก็ตามอินเตอร์ล๊อคกิ้งที่ทำงานขนานอยู่ยังต้องคอยช่วยตรวจสอบการทำสวิตชิงและถ้าเงื่อนไขไม่ผ่านเงื่อนไขของอินเตอร์ล๊อคกิ้ง การทำสวิตชิงซีแควนซ์ก็จะถูกหยุดการทำงานทันที รวมทั้งส่งสัญญาณเตือนไปยังช่างไฟฟ้าในการอบรมช่างไฟฟ้าหรือผู้สั่งการสามารถใช้สวิตชิงซีแควนซ์ช่วยในการอบรมหรือเพิ่มความชำนาญโดยตั้งให้สวิตชิงซีแควนซ์อยู่ในโหมดการทำงานแบบทำงานทีละขั้นหรือสเต็ปโหมด (Step Mode) ซึ่งแต่ละสเต็ปการทำงานช่างไฟฟ้าเพียงทำการยืนยันในแต่ละขั้นตอนให้ทำงานเท่านั้น สเต็ปโหมดยังสามารถนำไปใช้ในการทำสวิตชิงจริงได้โดยช่างไฟฟ้าสามารถหยุดการทำงานในแต่ละขั้นเพื่อตรวจสอบความถูกต้องหรือความผิดปกติได้ด้วยตัวเอง ทำให้การทำสวิตชิงโดยช่างไฟฟ้ามีโอกาสในการเกิดความผิดพลาดต่ำ

โดยทั่วไปแล้ว สวิตชิงซีแควนซ์จะมีลำดับขั้นตอนดังต่อไปนี้

- การปลดอุปกรณ์จ่ายไฟภายในเบย์
- การต่ออุปกรณ์ไฟฟ้าลงดิน
- การทำการบายพาสเซอร์กิตเบรกเกอร์ของสายส่งสายป้อนไฟฟ้า
- การเชื่อมเบย์เข้ากับบัสบาร์
- การเชื่อมสายส่งสายป้อนในโหมดบายพาส (Bypass)
- การสับหรือปลดตัวเชื่อมบัสเช่น บัสคัปเปิลเลอร์หรือบัสเซคชั่น (Bus Coupler หรือ Bus Section)

- การถ่ายโอนโหลดไม่ว่าจะมีการดับหรือไม่ดับไฟฟ้าไปยังบัสบาร์อีกชั้นหนึ่ง

ในความเป็นจริงแล้วบางสวิตช์ซีเควนซ์จะเกี่ยวข้องกับอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าแค่หนึ่งเบย์ (โดยทั่วไปจะประกอบด้วยเซอร์กิตเบรกเกอร์หนึ่งตัวและอุปกรณ์ประเภทไบนีตหลาย ๆ ตัว หรือ มีอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าตัวใหญ่ ๆ เช่น หม้อแปลงกำลังไฟฟ้า หรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้า) ขณะที่บางสวิตช์ซีเควนซ์เกี่ยวข้องกับอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้ามากกว่าหนึ่งเบย์ ซึ่งหมายความว่าต้องเกี่ยวข้องกับกระบวนการทำงานระดับสถานีซึ่งจะมีตัวประมวลผลระดับสถานีทำการตรวจสอบสถานะอุปกรณ์ไฟฟ้าและทำการตัดสินใจทำการสวิตช์ซีเควนซ์ระดับสถานีจะสามารถทำงานได้โดยพิจารณาความต้องการของระบบจำหน่าย เช่น การถ่ายโอนโหลดซึ่งระดับสถานีจะทำงานร่วมกับระดับเบย์อีกทอดหนึ่งเพื่อจะไปปลดสับอุปกรณ์ไฟฟ้าจริง [34]



รูปที่ 4.4 แผนผังแสดงสวิตช์ซีเควนซ์ของสถานีไฟฟ้าระหว่าง Back Hill และ Finsbury Market ในประเทศสหราชอาณาจักร ที่ระดับแรงดัน 33 กิโลโวลต์

2) การปรับเปลี่ยนเงื่อนไขการทำงานของระบบป้องกันแบบอัตโนมัติ [30]

ผู้เชี่ยวชาญทางด้านระบบป้องกันอาจจะสามารถเปลี่ยนเงื่อนไขการทำงานของหรือค่าพารามิเตอร์ของระบบป้องกันถ้ามีความจำเป็นไม่ว่าจะเป็นการเปลี่ยนแปลงแบบคงที่ตายตัว (Static) หรือการเปลี่ยนแปลงตามเงื่อนไขแบบคาดการณ์ล่วงหน้า เนื่องจากผู้เชี่ยวชาญนั้นรู้รูปแบบที่เป็นไปได้ของการจ่ายไฟฟ้าในระบบนั้น ถ้าเงื่อนไขการทำงานของระบบป้องกันเปลี่ยนแปลงในระหว่างการทำงานเนื่องจากสภาพแวดล้อมเปลี่ยนแปลง พารามิเตอร์ที่เกี่ยวกับการป้องกันอาจจะถูกเปลี่ยนแปลงโดยการเข้ามาเปลี่ยนที่ตัวรีเลย์ป้องกัน หรือเปลี่ยนจากระยะไกลผ่านระบบสื่อสารข้อมูลบ่อยครั้งมากไม่ใช่มีเพียงค่าเดียวของพารามิเตอร์ที่ถูกเปลี่ยน แต่ชุดของพารามิเตอร์ที่ทดสอบและตรวจสอบแล้วจะถูกเปลี่ยนทั้งคู่

การเปลี่ยนเงื่อนไขการทำงานจะถูกตรวจสอบและอาจถูกส่งโดยระบบสื่อสารระหว่างบางฟังก์ชันการทำงานเช่น ฟังก์ชันการขนานหม้อแปลงกำลังไฟฟ้ากับฟังก์ชันการป้องกันหม้อแปลงกำลังไฟฟ้า พารามิเตอร์อาจจะถูกเปลี่ยนแปลงในระดับ 100 ms ถึงระดับเป็นวินาที โดยส่วนมากแล้วความต้องการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ของระบบป้องกันเกิดจากการตรวจสอบของอุปกรณ์ภายนอกไม่ใช่โดยตัวรีเลย์ป้องกันเอง ดังนั้นอุปกรณ์ภายนอกดังกล่าวจะส่งข้อมูลผ่านระบบสื่อสารไปยังรีเลย์ป้องกันเพื่อเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์

ดังนั้นความต่อเนื่องของระบบสื่อสารข้อมูลจึงเป็นเรื่องสำคัญเช่นกัน ข้อเสนอแนะหรือควรระวังรีเลย์ป้องกันควรมีฟังก์ชันที่จะเปลี่ยนกลับมาใช้ชุดพารามิเตอร์ล่าสุด หรือ Safe Fall Back Configuration ที่จะทำงานทันทีหลังจากหมดเวลาหน่วงที่กำหนดเมื่อได้ตรวจสอบพบว่าระบบสื่อสารข้อมูลขัดข้องระหว่างการทำงานการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์

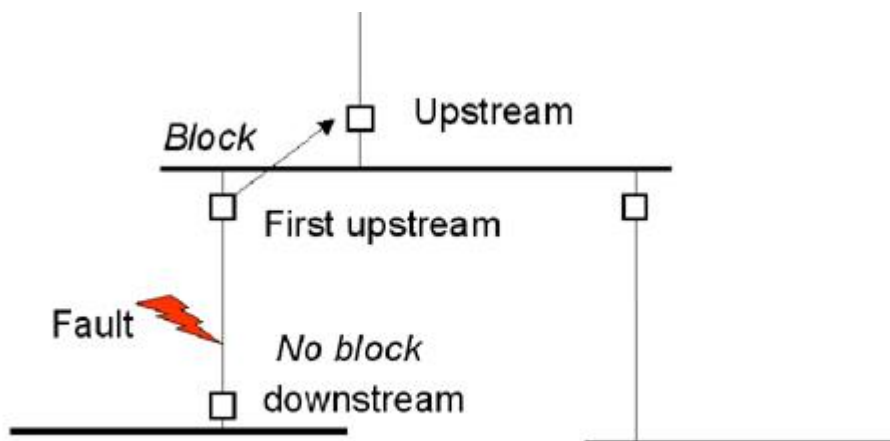
3) รีเวิร์สบล็อกกิ้ง (Reverse Blocking)

เมื่อฟอลต์เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าแบบเรเดียล (Radial) หรือมีแหล่งจ่ายแหล่งเดียวจ่ายตรงไปยังโหลด เพราะฉะนั้นกระแสฟอลต์จะไหลระหว่างแหล่งจ่ายและตำแหน่งที่เกิดฟอลต์โดยมีหลักการทำงานดังนี้ [35]

- การป้องกันที่อยู่เหนือฟอลต์ (Upstream) จะถูกทริกเกอร์หรือเมื่อระบบป้องกันเริ่มทำงาน
- การป้องกันที่อยู่ใต้ฟอลต์ (Downstream) จะไม่ถูกทริกเกอร์
- ต้องมีเพียงการป้องกันที่อยู่เหนือฟอลต์ลำดับแรกเท่านั้นที่ทริบเพื่อป้องกันการปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ไม่จำเป็น

รีเวิร์สบล็อกกิ้งซึ่งเป็นฟังก์ชันที่ติดตั้งตามเครือข่ายระบบไฟฟ้าเพื่อจะขจัดฟอลต์ในระยะเวลาที่สั้นที่สุดและคงที่แน่นอน ไม่ว่าฟอลต์จะเกิดขึ้นที่ตำแหน่งใดก็ตามในระบบเครือข่ายไฟฟ้าซึ่งจะสามารถทำการแยกแยะการทริบได้อย่างดี ลดระยะเวลาการหน่วงของการทริบระหว่างระบบป้องกัน

ในแต่ละระดับ รีเวิร์สบล็อกกิ้งสามารถเกี่ยวข้องกับการป้องกันฟอลต์ระหว่างเฟส, ฟอลต์ลงดิน และอีกหลายประเภท เช่น หนึ่งตามระยะเวลาที่กำหนด (DT) และหนึ่งตามระยะเวลาผกผันกับปริมาณกระแส



รูปที่ 4.5 รีเวิร์สบล็อกกิ้งของรูปแบบจ่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล

เมื่อการป้องกันถูกทริกเกอร์โดยระดับกระแสเกินดังรูปที่ 4.5 ระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติจะส่งสัญญาณบล็อกกิ้งไปยังการป้องกันที่เหนือกว่าไม่ให้เกิดการปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ และระบบป้องกันในแต่ละระดับจะทริกเซอร์กิตเบรกเกอร์ของมันทันที ถ้ามันไม่ได้รับสัญญาณบล็อกกิ้งจากการป้องกันที่ต่ำกว่า ดังนั้นถ้าทุกขั้นตอนถูกต้อง จะมีเพียงการป้องกันที่อยู่เหนือฟอลต์ลำดับแรกเท่านั้นที่ปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่มันดูแลอยู่ในระยะเวลาที่เร็วที่สุดและคงที่ขึ้นอยู่กับระยะเวลาหน่วงและการแยกแยะสัญญาณบล็อกกิ้ง ดังนั้นสัญญาณบล็อกกิ้งต้องถูกส่งในภายในระดับเวลา 5 ms (Transfer Time)

4) โหลดเซตติง (Load Shedding)

เมื่อระบบไฟฟ้าสูญเสียความสามารถในการผลิตกำลังไฟฟ้า หรือมีการต่อโหลดขนาดใหญ่เข้าระบบไฟฟ้าแบบทันทีทันใด ส่งผลทำให้มีการเปลี่ยนแปลงความถี่เกิดขึ้นแต่ก็ยังขึ้นอยู่กับอีกหลาย ๆ ปัจจัย ณ เวลานั้น เช่น อาจจะเป็นเพราะมีการจำกัดจำนวนการหมุนที่ตั้งไว้ ข้อจำกัดของไพรม์มูฟเวอร์ และความเร็วของกังหันเทอร์โบ ความเฉื่อยของระบบ และความไวในการตอบสนองของโหลดลูกค้า จัดการกับโหลดส่วนมากที่เหลือในระบบไฟฟ้า [36]

ปรากฏการณ์เหล่านี้จะมีผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าที่ถูกแยกออกหรือตัดออกจากระบบไฟฟ้าหลัก ขณะที่ตัวเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้ามากที่สุดจะพยายามซึ่งการตัดออกของส่วนที่เป็นโหลดอาจจะตัดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบางตัวรวมไปด้วยหรือบางแหล่งผลิตไฟฟ้าหรือโรงไฟฟ้าอาจจะหยุดการจ่ายไฟฟ้าเพื่อป้องกันความเสียหายต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

การวางแผนที่ดีของแผนงานเกี่ยวกับการทำโหลดเซตตั้งสามารถหลีกเลี่ยงการเกิดไฟฟ้าดับ บริเวณกว้างหรือแบล็คเอาต์ (Blackout) โดยทั่วไปโหลดที่ถูกปลดไม่ได้เกี่ยวข้องกับความแตกต่างของความถี่ และแรงดันไฟฟ้าภายในระบบไฟฟ้า ผู้เชี่ยวชาญในระบบเครือข่ายไฟฟ้าจะออกกฎในการปลดทิ้ง (Shedding) โหลดในจำนวนโหลดที่แน่นอนและเพียงพอในการรักษาโหลดที่เหลือ แต่ยังคงพิจารณาความสำคัญของโหลดร่วมด้วย

โหลดเซตตั้งแบบสมัยเก่า (Conventional) จะทำงานด้วยฮาร์ดไวร์และรีเลย์ลोजิกคือการโยงสายไฟฟ้าวร่วมกับรีเลย์และไทเมอร์ ดังนั้นมันจึงทำงานค่อนข้างตายตัวคงที่ (Static) ในกรณีที่แรงดันหรือความถี่ตกลง กลไกการทำงานจะทำการปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ได้เลือกไว้ก่อนหน้าแล้ว โดยไม่สนใจในสภาพของโหลดว่าจะมีหรือไม่มีซึ่งอาจจะทำให้จำนวนโหลดที่ต้องการปลดไม่เพียงพอต่อการรักษาสภาพการจ่ายไฟฟ้าได้ส่วนโหลดเซตตั้งสมัยใหม่ทำงานด้วยหน่วยประมวลผล หรือ CPU จะพิจารณาสภาพโหลดด้วย และสามารถเลือกสายป้อนที่มีโหลดเพียงพอในการปลดและทำให้ความถี่กลับสู่ในสภาวะปกติหรือเสถียรได้อย่างรวดเร็ว

5) การคืนสภาพการจ่ายไฟฟ้า

หลังจากที่ฟอลต์หายไปหรือถูกกำจัดโดยการทริปของการป้องกัน ฟังก์ชันสับกลับอัตโนมัติ (Automatic Reclosure) จะพยายามทดลองสับกลับเพื่อคืนสภาพการจ่ายไฟของระบบไฟฟ้า บางครั้งอาจทำการไม่สำเร็จ เพราะว่าฟอลต์เป็นแบบสแตติก (Static) หรือ ไม่เป็นแบบชั่วคราว เช่น การลัดวงจรในสายส่งไฟฟ้าหรือหม้อแปลงชำรุด ฟอลต์บนบัสบาร์ และอาจนำไปสู่การปลดหรือทริป เซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวนมากที่เกี่ยวข้องกับฟอลต์นั้น บางครั้งอาจทำให้เกิดความแปรปรวนหรือดิสเทอร์บานซ์ในระบบไฟฟ้าได้ (Network Disturbance) ซึ่งส่งผลทำให้เซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวนมากถูกทริปไม่ว่าจะโดยระบบป้องกันหรือโหลดเซตตั้ง ในกรณีของสถานีย่อยนั้นโหลดเซนเตอร์ หรือจ่ายไฟฟ้าต่อไปยังสถานีย่อยอื่น จะต้องพยายามกู้คืนระบบไฟฟ้าที่ละบัสบาร์ หรือบางทีที่ละสถานีย่อย [35]

การสับสายป้อนหรือโหลดลูกค้ำกลับจะต้องถูกทำในช่วงเวลาที่เหมาะสมตามลำดับความสำคัญและสภาพเงื่อนไขของเครือข่ายไฟฟ้านั้น เหล่านี้หมายความว่าขั้นตอนการทำงานอยู่ในระดับสถานี โหลดเรสตอเรชัน (Load Restoration) หรือ การจ่ายโหลดกลับตามสภาพเดิมจะประกอบด้วยลำดับขั้นตอนที่กำหนดแน่นอนด้วยการเลือกตามลักษณะฟอลต์และสภาพหรือปริมาณของโหลด การเกิดเหตุผิดพร้อมขัดข้อง และเวลาในการตอบสนองควรอยู่ในระดับผู้ปฏิบัติงาน ตัวอย่างเช่น 1 sec ต่อการสับกลับ 1 เซอร์กิตเบรกเกอร์

6) การควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้า และกำลังไฟฟ้าเสมือน [35]

แรงดันไฟฟ้าบนบัสบาร์ในเครือข่ายระบบไฟฟ้าจะขึ้นอยู่กับตำแหน่งแท็ป (Tap) ของหม้อแปลงกำลังไฟฟ้าและปริมาณของกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ไหลในระบบไฟฟ้านั้น การควบคุมทั้ง 2 ปัจจัย

จะทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าอยู่ในระดับปกติหรือเปลี่ยนแปลงในช่วงที่ยอมรับได้ การควบคุมจะทำโดยการเปลี่ยนแปลงตำแหน่งแท็บ หรือการปลดสับเป็นลำดับของคาปาซิเตอร์และรีแอกเตอร์

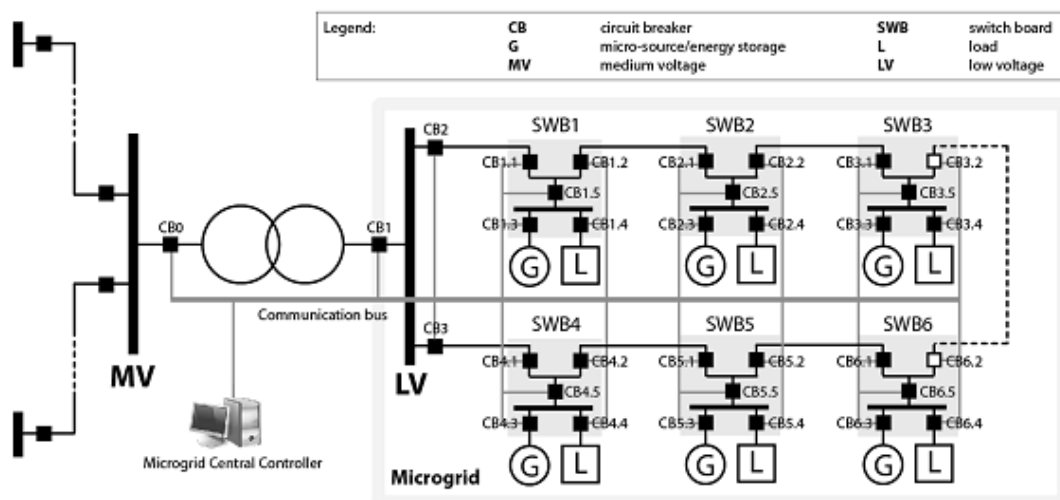
โดยส่วนมากแล้วในสถานีย่อยจะมีแต่เพียงการควบคุมแท็บหม้อแปลงเป็นการควบคุมหลัก การกระทำใด ๆ จะเริ่มจากการที่มีความเบี่ยงเบนของระดับแรงดันไฟฟ้าหรือกำลังเสมือนจากค่ามาตรฐานที่กำหนดเอาไว้ สำหรับระบบที่มีหม้อแปลงกำลังไฟฟ้ามากกว่า 1 ตัว ต้องพิจารณาเพิ่มเติมว่ามีกระแสไหลวนเกินค่าที่กำหนดหรือไม่

การตรวจสอบและการควบคุมการทำงานมีความจำเป็นที่จะต้องทำงานด้วยความเร็วสูง แต่อย่างไรก็ขึ้นอยู่กับข้อจำกัดในสวิตซ์ซึ่งที่มีกลไกการทำงานทางกล ผลลัพธ์การทำงานต้องเสร็จก่อนที่ระบบป้องกันใด ๆ ทรูป เหล่านี้ต้องทำงานสอดคล้องกับระบบป้องกันต่าง ๆ เช่น การป้องกันหม้อแปลง, การป้องกันแรงดันเกินและแรงดันตก

7) ระบบป้องกันแบบปรับได้

เมื่อระบบไฟฟ้ามีการขยายและต่อเติม เนื่องจากการเจริญเติบโตของโหลด ส่งผลให้ความผิดปกติในระบบไฟฟ้ามีความยากและซับซ้อนมากขึ้น และทำให้การออกแบบระบบไฟฟ้ามีความต้องการและข้อจำกัดมากยิ่งขึ้นไปด้วย ซึ่งความซับซ้อนนี้ยังส่งผลให้ระบบควบคุม ระบบป้องกัน และระบบปฏิบัติการมีความยากและซับซ้อนมากขึ้นตามไปด้วย ด้วยเหตุนี้จึงได้มีการออกแบบระบบป้องกันที่สามารถปรับค่าติดตั้งของรีเลย์ป้องกันได้อย่างทันทีทันใด ซึ่งระบบป้องกันนี้เรียกว่า ระบบป้องกันแบบปรับได้ หรือ Adaptive Protection System [37]

ระบบป้องกันแบบปรับได้ เป็นระบบป้องกันที่ศูนย์ควบคุมสามารถปรับตั้งค่าของรีเลย์ป้องกันได้อย่างทันทีทันใด ขึ้นอยู่กับความจำเป็นของระบบในขณะนั้นๆ ดังแสดงในรูปที่ 4.6 [37]



รูปที่ 4.6 ระบบป้องกันแบบปรับได้ประเภทรวมที่ศูนย์กลาง

บทที่ 5

การประเมินโครงการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าเชิงความคุ้มค่าทางการเงิน

การพิจารณาและประเมินโครงการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าเพื่อคัดเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสที่เหมาะสมที่สุด สามารถพิจารณาได้จาก 2 ปัจจัย ได้แก่ ความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าตลอดอายุการใช้งาน ซึ่งทั้งสองปัจจัยต่างมีความสำคัญที่เท่าเทียมกัน เนื่องจากสถานีไฟฟ้าจำเป็นที่จะต้องมีความเชื่อถือได้ที่ดี เพื่อให้การส่งกำลังไฟฟ้าเป็นไปได้อย่างราบรื่นและมีประสิทธิภาพ แต่ในขณะเดียวกัน สถานีไฟฟ้าที่มีความเชื่อถือได้ที่ดี จะมีค่าใช้จ่ายที่สูงตามไปด้วย ดังนั้นการคัดเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสที่มีความเชื่อถือได้ที่ดี และมีค่าใช้จ่ายที่เหมาะสม จึงมีความสำคัญเป็นอย่างยิ่ง

5.1 เครื่องมือในการพิจารณาความคุ้มค่าทางการเงิน

ในการพิจารณาความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้า สามารถกระทำได้โดยใช้เครื่องมือในการพิจารณาความคุ้มค่าทางการเงิน 2 ประเภท ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value; NPV) และ อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return; IRR) [38]

5.1.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value)

มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value; NPV) คือ ผลต่างระหว่าง มูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนที่จ่ายออกไป และมูลค่าของผลตอบแทนในแต่ละปีเมื่อมีการพิจารณาอัตราลดค่า (Discount rate) หรือค่าของทุน (Cost of Capital) ซึ่งการคำนวณหามูลค่าปัจจุบันสุทธิจะต้องทราบข้อมูลดังนี้

- กระแสเงินสดจ่ายลงทุนสุทธิ
- กระแสเงินสดรับสุทธิตลอดทั้งโครงการ
- ระยะเวลาของโครงการ
- อัตราลดค่า หรือค่าของทุนของโครงการ

จากข้อมูลข้างต้น สามารถคำนวณหามูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ได้ตามสมการที่ (5.1)

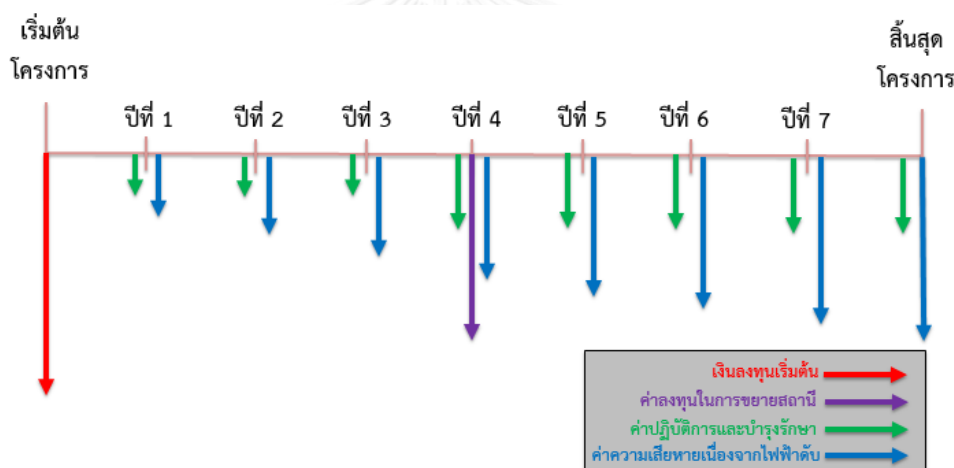
$$NPV = \sum_{t=1}^N \frac{R_t}{(1+r)^t} - R_0 \quad (5.1)$$

โดยที่	N	=	อายุของโครงการ
	R_t	=	กระแสเงินสดรับสุทธิของโครงการในปีที่ t
	R_0	=	กระแสเงินสดจ่ายลงทุนสุทธิของโครงการ
	r	=	อัตราลดค่า

ค่าของทุนที่ใช้เป็นอัตราลดค่า (Discount rate) จะมีค่าเดียวกันตลอดอายุของโครงการ และขึ้นอยู่กับอัตราดอกเบี้ย (Interest rate) หรืออัตราเงินเฟ้อ (Inflation rate) ของเศรษฐกิจ

ค่าดัชนี NPV จะแสดงให้เห็นว่า โครงการที่กำลังพิจารณาอยู่นั้นมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของการลงทุนเป็นค่าเท่าไร เมื่อสิ้นสุดอายุโครงการ โดยปกติแล้ว หากค่าดัชนี NPV ของโครงการเป็นบวก แสดงว่าการลงทุนในโครงการนั้นจะสามารถเพิ่มมูลค่าในอนาคตและเป็นโครงการที่สมควรลงทุนในทางตรงกันข้าม หากค่าดัชนี NPV ของโครงการเป็นลบ แสดงว่าการลงทุนในโครงการนั้นๆ จะไม่เป็นการเพิ่มมูลค่าของโครงการในอนาคตและส่งผลให้เป็นโครงการที่ไม่สมควรลงทุน

อย่างไรก็ตาม เนื่องจากการออกแบบสถานีไฟฟ้า เป็นโครงการก่อสร้างในลักษณะที่ไม่หวังผลกำไรหรือผลตอบแทน (Nonprofit project) แต่เป็นโครงการก่อสร้างที่มีจุดประสงค์เพื่อสร้างความสะดวกสบายให้แก่สาธารณะ ดังนั้นเนื่องจากเป็นโครงการที่ไม่หวังผลกำไร จึงส่งผลให้ค่า NPV ของโครงการก่อสร้างมีค่าเป็นลบเสมอ [38] ดังแสดงได้ดังรูปที่ 5.1



รูปที่ 5.1 แผนภาพแสดงตัวอย่างของกระแสเงินสดรายปีของโครงการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า

จากรูปที่ 5.1 แสดงให้เห็นว่า กระแสเงินสดของโครงการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าหนึ่งๆ จะมีลักษณะเป็นเช่นนี้เสมอ ซึ่งจากแผนภาพจะพบว่า กระแสเงินสดในแต่ละปีของโครงการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าจะมีค่าติดลบเสมอ ซึ่งส่งผลให้ค่าดัชนี NPV มีค่าติดลบเช่นเดียวกัน ดังนั้น แนวทางในการพิจารณาความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าจากดัชนี NPV จึงสามารถพิจารณาจากโครงการที่มีค่าดัชนี NPV ติดลบน้อยที่สุด ซึ่งจะมีความหมายว่าเหมาะสมในการลงทุนมากที่สุด

อย่างไรก็ตาม การใช้ค่าดัชนี NPV เพียงอย่างเดียวอาจทำให้มีข้อจำกัดในการตัดสินใจเลือกโครงการได้ เช่น โครงการที่มีขนาดการลงทุนต่างกันแต่มีค่าดัชนี NPV ที่เท่ากัน เป็นต้น ดังนั้นการตัดสินใจลงทุนในโครงการใดๆ จึงสมควรจะมีเครื่องมือพิจารณาความคุ้มค่าทางการเงินประเภทอื่นมาประกอบการพิจารณาควบคู่ไปกับ NPV ด้วย

5.1.2 อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return)

อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return; IRR) คือ อัตราลดค่า (Discount rate) ที่ส่งผลให้มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดที่คาดว่าจะต้องจ่ายในการลงทุน มีค่าเท่ากับมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดที่คาดว่าจะได้รับ ซึ่งการคำนวณหาอัตราผลตอบแทนภายใน จะต้องทราบข้อมูลดังนี้

- กระแสเงินสดจ่ายลงทุนสุทธิ
- กระแสเงินสดรับสุทธิรายปีตลอดทั้งโครงการ
- ระยะเวลาของโครงการ

เมื่อทราบข้อมูลที่กล่าวมาข้างต้นแล้ว สามารถคำนวณหาอัตราผลตอบแทนภายในได้จากสมการที่ (5.2)

$$0 = \sum_{t=1}^N \frac{R_t}{(1 + IRR)^t} - R_0 \quad (5.2)$$

โดยที่	N	=	อายุของโครงการ
	R_t	=	กระแสเงินสดรับสุทธิของโครงการในปีที่ t
	R_0	=	กระแสเงินสดจ่ายลงทุนสุทธิของโครงการ
	IRR	=	อัตราผลตอบแทนภายใน

ในมุมมองของการลงทุน ค่าดัชนี IRR ของโครงการเป็นตัวบ่งบอกว่า ทุกๆ หน่วยเงินที่ลงทุนในโครงการนั้นๆ จะได้รับผลตอบแทนกลับมาเป็นร้อยละเท่าไรของหน่วยเงินที่ลงทุนนั้น ค่าดัชนี IRR ยังเป็นเครื่องมือที่ช่วยให้นักลงทุนสามารถเปรียบเทียบผลตอบแทนที่คาดว่าจะได้รับจากแต่ละโครงการ เมื่อประกอบกับค่าดัชนี NPV ที่กล่าวไว้ข้างต้นแล้ว ค่าดัชนี IRR จะสามารถช่วยในการตัดสินใจในการลงทุนได้ดียิ่งขึ้น

5.1.3 ตัวอย่างการพิจารณาโครงการจากค่าดัชนี NPV และ IRR

ดัชนี NPV และ IRR ที่กล่าวไว้ในหัวข้อที่ 5.1.1 และ 5.1.2 เป็นค่าดัชนีที่สำคัญสำหรับนักธุรกิจและนักลงทุนในการตัดสินใจเลือกโครงการที่จะลงทุนอย่างเหมาะสม ในขณะเดียวกัน ดัชนีทั้งสองนี้เป็นหนึ่งในดัชนีที่นักธุรกิจและนักลงทุนมีความเข้าใจที่สับสนได้ ดังนั้นเพื่อความเข้าใจที่มากขึ้นในหัวข้อนี้จะนำเสนอการพิจารณาเปรียบเทียบโครงการลงทุนโดยใช้ทั้งดัชนี NPV และ IRR

โครงการที่ 1		โครงการที่ 2	
ปีที่	กระแสเงินสด	ปีที่	กระแสเงินสด
0	(฿515,000)	0	(฿1,315,000)
1	฿15,805	1	฿95,000
2	฿16,905	2	฿96,100
3	฿18,018	3	฿97,213
4	฿19,144	4	฿98,339
5	฿20,284	5	฿99,479
6	฿21,187	6	฿100,382
7	฿22,354	7	฿101,548
8	฿23,534	8	฿102,729
9	฿24,729	9	฿103,924
10	฿1,122,505	10	฿1,823,915
	IRR = 10.71%		IRR = 9.51%
	NPV = ฿172,078		NPV = ฿239,867

Discount rate = 7.00%

รูปที่ 5.2 ตัวอย่างกระแสเงินสดของโครงการลงทุน 2 โครงการ

รูปที่ 5.2 แสดงให้เห็นถึงกระแสเงินสดของโครงการลงทุน 2 โครงการที่มีอายุโครงการ 10 ปี โดยทั้งสองโครงการกำหนดให้อัตราลดค่าอยู่ 7.00% โครงการที่ 1 เมื่อกำหนดให้เงินลงทุนเริ่มต้นอยู่ที่ 515,000 บาท และกระแสเงินสดรับสุทธิรายปีที่คาดการณ์ไว้ ดังแสดงไว้ในรูปด้านซ้าย พบว่าค่าดัชนี NPV ของโครงการที่ 1 มีค่าเท่ากับ 172,078 บาท และมีค่าดัชนี IRR อยู่ที่ 10.71%

โครงการลงทุนที่ 2 คือโครงการเดียวกันกับโครงการลงทุนที่ 1 เพียงแต่กำหนดเงินลงทุนเริ่มต้นเพิ่มมากขึ้น โดยเงินลงทุนเริ่มต้นของโครงการที่ 2 มีจำนวนเงินเท่ากับ 1,315,000 บาท ทำให้กระแสเงินสดรับสุทธิรายปีที่คาดการณ์ไว้มีแนวโน้มที่มากขึ้น ดังแสดงไว้ในรูปด้านขวา พบว่าค่าดัชนี NPV ของโครงการที่ 2 มีค่าเท่ากับ 239,867 บาท และมีค่าดัชนี IRR อยู่ที่ 9.51%

เมื่อเปรียบเทียบค่าดัชนี NPV และ IRR ของทั้งสองโครงการแล้ว ในแง่ของดัชนี NPV พบว่าโครงการที่ 2 มีค่าดัชนี NPV มากกว่าโครงการที่ 1 ในขณะที่หากพิจารณาในแง่ของดัชนี IRR พบว่าโครงการที่ 2 กลับมีค่าดัชนี IRR น้อยกว่าโครงการที่ 1

5.2 ปัจจัยประกอบของการคำนวณความคุ้มค่าทางการเงินในโครงการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า

การพิจารณาความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการใดๆ โดยการใช้ดัชนี NPV และ IRR เป็นวิธีการที่สำคัญในการประเมินความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการเพื่อการลงทุนที่เหมาะสม อย่างไรก็ตาม การคำนวณค่าดัชนี NPV และ IRR จำเป็นที่จะต้องทราบข้อมูลต่างๆ ตามที่กล่าวไว้ในหัวข้อที่ 5.1 ดังต่อไปนี้ [38]

- กระแสเงินสดจ่ายลงทุนสุทธิ
- กระแสเงินสดรับสุทธิรายปีตลอดทั้งโครงการ
- ระยะเวลาของโครงการ
- อัตราลดค่า หรือค่าของทุนของโครงการ

จากข้อมูลต่างๆ ที่จำเป็นต้องทราบในการคำนวณค่าดัชนี NPV และ IRR นั้น ข้อมูลที่สำคัญที่สุดคือ กระแสเงินสดจ่ายลงทุนสุทธิ และกระแสเงินสดรับสุทธิรายปีตลอดทั้งโครงการ เนื่องจากข้อมูลทั้งสองตัว เป็นตัวบ่งบอกว่า รายรับและรายจ่ายของโครงการในแต่ละปีจะมีลักษณะเป็นเช่นไร ดังนั้น การคำนวณหากระแสเงินสดจ่ายลงทุนสุทธิ และกระแสเงินสดรับสุทธิรายปีตลอดทั้งโครงการอย่างถูกต้อง จึงเป็นสิ่งสำคัญ

5.2.1 กระแสเงินสดจ่ายลงทุนสุทธิ

กระแสเงินสดจ่ายลงทุนสุทธิ หมายถึง จำนวนเงินสดที่นักลงทุนหรือนักธุรกิจได้จ่ายออกไปเพื่อเป็นการลงทุนในสินทรัพย์ใหม่ที่ใช้ในการดำเนินงานตามโครงการ ซึ่งเงินสดจำนวนนี้จะไม่ถูกนำไปลดค่าด้วยอัตราลดค่า ซึ่งในโครงการวิจัยฯ นี้ จะพิจารณาว่าเงินสดจำนวนนี้จะถูกจ่ายออกไปเป็นเงินสดจำนวนเดียว และจ่ายครั้งเดียวในปีที่ 0 ตามสมการที่ (5.1)

ในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าที่ศึกษาในวิทยานิพนธ์นี้ ปัจจัยที่ก่อให้เกิดกระแสเงินสดจ่ายลงทุนสุทธิ มีดังต่อไปนี้

- อุปกรณ์ปฐมภูมิ (Primary equipment) และอุปกรณ์ทุติยภูมิ (Secondary equipment) ภายในสถานีไฟฟ้า
- อุปกรณ์ภายในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ
- อาคารและสิ่งก่อสร้างภายในสถานีไฟฟ้า
- ขนาดที่ดินที่จำเป็นในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า

อย่างไรก็ตาม ปัจจัยข้างต้นเป็นเพียงส่วนหนึ่งของกระแสเงินสดจ่ายลงทุนสุทธิทั้งหมดของการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า ยังมีปัจจัยบางอย่างที่ไม่ได้พิจารณาในโครงการวิจัยฯ นี้ เช่น ค่าแรงรายวันหรือค่าแรงเหมาจ่ายของคณงานก่อสร้าง เนื่องจากเป็นปัจจัยที่มีความไม่แน่นอนสูง

1) อุปกรณ์ปฐมภูมิและอุปกรณ์ทุติยภูมิภายในสถานีไฟฟ้า

อุปกรณ์ปฐมภูมิ (Primary equipment) หมายถึง อุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าที่มีหน้าที่ในการตัดตอน หรือควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้า ซึ่งอุปกรณ์ปฐมภูมิเป็นอุปกรณ์ที่มีความสำคัญต่อสถานีไฟฟ้ามากที่สุด และเป็นอุปกรณ์ที่ต้องการเงินลงทุนมากที่สุดเช่นเดียวกัน โดยอุปกรณ์ปฐมภูมิที่พิจารณาในโครงการวิจัยฯ นี้ ประกอบไปด้วย สายส่งไฟฟ้าแรงสูง (Transmission line), หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง (Power transformer), เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker), บัสบาร์ (Busbar) และสวิตช์ตัดตอน (Disconnecting switch)

อุปกรณ์ทุติยภูมิ (Secondary equipment) หมายถึง อุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าที่มีหน้าที่ในการตรวจจับและวัดค่ากระแสและแรงดันภายในสถานีไฟฟ้า โดยค่ากระแสและแรงดันที่วัดได้นั้น จะถูกส่งต่อไปยังรีเลย์ป้องกัน (Protective relay) เพื่อตรวจหาค่ากระแสและแรงดันที่ผิดปกติ และทำการป้องกันได้อย่างถูกต้อง ค่ากระแสที่อุปกรณ์ทุติยภูมิวัดได้ยังถูกนำไปคำนวณค่าไฟฟ้าที่ขายออก ในกรณีที่สถานีไฟฟ้ามีการเชื่อมต่อไปยังลูกค้าต่างๆ เช่น การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค การไฟฟ้านครหลวง หรือ ลูกค้ารายย่อยอื่นๆ เป็นต้น โดยอุปกรณ์ทุติยภูมิที่พิจารณาในโครงการวิจัยฯ นี้ ประกอบไปด้วย หม้อแปลงกระแส (Current transformer) และหม้อแปลงแรงดัน (Voltage transformer)

ในวิทยานิพนธ์นี้ ผู้วิจัยได้มีโอกาสสืบทราบข้อมูลจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เกี่ยวกับราคาของอุปกรณ์ปฐมภูมิและอุปกรณ์ทุติยภูมิ พบว่า อุปกรณ์ปฐมภูมิและอุปกรณ์ทุติยภูมิภายในสถานีไฟฟ้ามีราคาที่แตกต่างกันตามปีทำการจัดซื้อและแตกต่างกันตามผู้ผลิตอุปกรณ์ ซึ่งทำให้การคำนวณค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์ปฐมภูมิและอุปกรณ์ทุติยภูมิภายในสถานีไฟฟ้าเป็นไปได้ยาก ดังนั้นการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยจึงได้อนุเคราะห์ข้อมูลสรุปค่าลงทุนอุปกรณ์ โดยแบ่งแยกประเภทตามลักษณะของสายป้อน (Feeder) ของสถานีไฟฟ้า ซึ่งตัวอย่างของข้อมูลราคาอุปกรณ์ได้แสดงไว้ตามตารางที่ 5.1 และ ตารางที่ 5.2 ดังนี้

ตารางที่ 5.29 ตัวอย่างค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์ปฐมภูมิและทุติยภูมิแบ่งแยกตามลักษณะสายป้อน ของสถานีไฟฟ้าประเภท GIS ของรูปแบบการจัดเรียง Double bus single breaker

ระดับแรงดัน	Tx	Line	PEA	Coupling
115 kV	41,000,000	8,000,000	10,000,000	7,000,000
230 kV	76,000,000	23,000,000	27,000,000	21,000,000
500 kV	226,000,000	104,000,000	55,000,000	32,000,000

ตารางที่ 5.30 ตัวอย่างค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์ปฐมภูมิและทุติยภูมิแบ่งแยกตามลักษณะสายป้อน ของสถานีไฟฟ้าประเภท AIS ของรูปแบบการจัดเรียง Main and transfer

ระดับแรงดัน	Tx	Line	PEA	Bus	Tiebay
115 kV	36,000,000	4,000,000	6,000,000	700,000	2,000,000
230 kV	62,000,000	9,000,000	14,000,000	1,000,000	5,000,000
500 kV	212,000,000	91,000,000	39,000,000	2,000,000	15,000,000

โดยที่	Tx	=	สายป้อนที่มีหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง
	Line	=	สายป้อนที่มีสายส่งไฟฟ้าแรงสูง
	PEA	=	สายส่งที่จ่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่ PEA
	Bus	=	บัสบาร์
	Coupling	=	เบย์ที่ทำหน้าที่เชื่อมระหว่างบัสบาร์
	Tiebay	=	เบย์ที่ทำหน้าที่เชื่อมระหว่างบัสประธานและบัสสำรอง

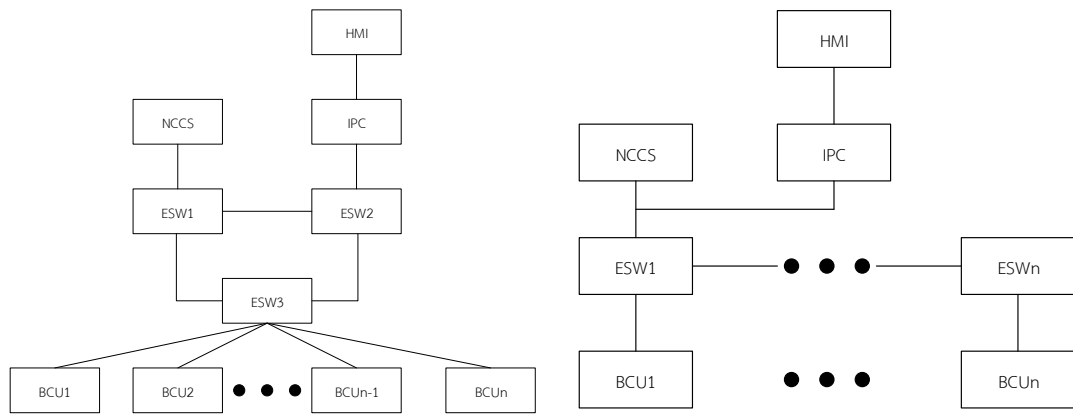
2) อุปกรณ์ภายในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

จากที่ได้กล่าวไว้ในหัวข้อที่ 4.3.3 – ความเชื่อถือได้และความปลอดภัยของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ มาตรฐาน IEC-61850 ได้กำหนดแนวทางการออกแบบระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติว่า ระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติสมควรสามารถทำงานได้ แม้ว่าอุปกรณ์ตัวใดตัวหนึ่งในระบบเกิดการล้มเหลว นั้นหมายความว่า อุปกรณ์ทุกๆตัวในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติสมควรมีอุปกรณ์สำรองต่อขนานอยู่ อย่างไรก็ตาม วิธีการนี้เป็นวิธีการที่จำเป็นต้องใช้เงินลงทุนสูงในการจัดซื้อและติดตั้งอุปกรณ์

เพื่อเป็นการลดเงินลงทุนในการจัดซื้อและติดตั้ง จึงได้มีการศึกษาและออกแบบรูปแบบการจัดเรียงและติดตั้งอุปกรณ์ภายในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ โดยสามารถจำแนกได้ดังนี้ [14]

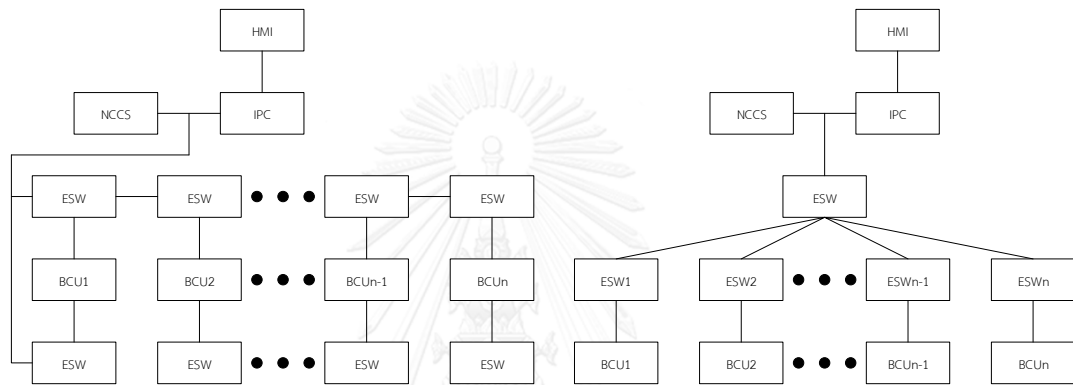
- Centralized ring
- Simple cascading
- Redundant cascading
- Decentralized star
- Centralized star
- Redundant star

สำหรับแผนผังการจัดเรียงอุปกรณ์รูปแบบต่างๆ สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 5.3 (ก) – (จ) [14]



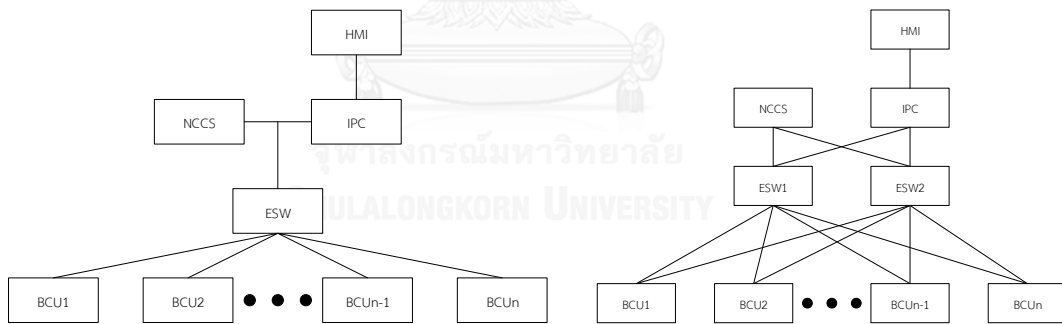
(ก) Centralized ring

(ข) Simple cascading



(ค) Redundant cascading

(ง) Decentralized star



(จ) Centralized star

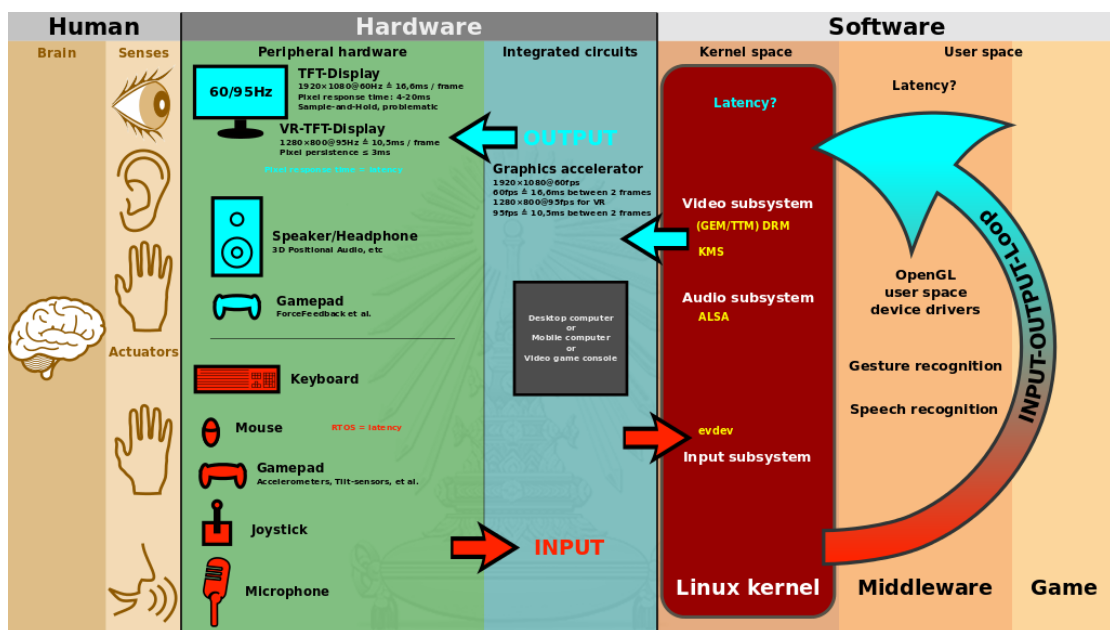
(ฉ) Redundant star

รูปที่ 5.3 รูปแบบการจัดเรียงอุปกรณ์ภายในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

- โดยที่ HMI คือ Human-Machine Interface
- IPC คือ Industrial Personal Computer
- NCCS คือ National Control Center Server
- ESW คือ Ethernet Switch
- BCU คือ Bay Control Unit

2.1) Human-Machine Interface

Human-Machine Interface หรือ HMI คือ [32] อุปกรณ์หรือวงจรที่ทำหน้าที่เป็นสื่อประสานระหว่างผู้ใช้งาน (Human) และอุปกรณ์ (Machine) โดยหน้าที่ของ HMI คือ อนุญาตให้ผู้ใช้งานสามารถสั่งการและควบคุมอุปกรณ์ได้อย่างมีประสิทธิภาพ ในขณะที่ตัวอุปกรณ์ก็สามารถส่งข้อมูลที่จำเป็นและสำคัญให้แก่ผู้ใช้งาน เพื่อให้ผู้ใช้งานสามารถตัดสินใจสั่งการอุปกรณ์ได้อย่างถูกต้อง [39]



รูปที่ 5.4 โครงสร้างโดยทั่วไปของ Human-Machine Interface

2.2) Industrial Personal Computer

Industrial Personal Computer หรือ IPC คือ [32] คอมพิวเตอร์ที่ถูกออกแบบมาสำหรับการใช้งานในเชิงอุตสาหกรรม ซึ่งเมื่อเปรียบเทียบความแตกต่างระหว่าง Commercial Personal Computer (CPC) และ IPC แล้ว จะพบว่า ความแตกต่างส่วนใหญ่คือ ลักษณะและคุณภาพของชิ้นส่วนที่ใช้ในการประกอบคอมพิวเตอร์ (Hardware) แต่ชุดคำสั่งหรือซอฟต์แวร์ (Software) จะไม่มีความแตกต่างกัน

โดยทั่วไปแล้ว IPC จะถูกนำไปใช้ในสภาพแวดล้อมที่ไม่เป็นมิตรกับ CPC เช่น บริเวณที่มีอุณหภูมิที่สูง มีฝุ่นละออง หรือแม้กระทั่งบริเวณที่มีความชื้นสูง นอกจากนี้ การออกแบบ IPC จะคำนึงถึงอายุการใช้งานที่ยาวนาน ซึ่งบางครั้งอาจมากถึง 15 หรือ 20 ปี ซึ่งแตกต่างจาก CPC ที่จะมีอายุการใช้งานอยู่ระหว่าง 5 - 10 ปี [40]



รูปที่ 5.5 IPC ของบริษัท SIEMENS ตระกูล SIMATIC PC

2.3) National Control Center Server

National Control Center Server หรือ NCCS คือ [32] ส่วนที่ทำหน้าที่ดูแลและควบคุมระบบไฟฟ้าให้สามารถปฏิบัติงานภายใต้เงื่อนไขด้านความปลอดภัยของระบบ เพื่อให้แน่ใจว่าการส่งถ่ายพลังงานไฟฟ้าเป็นไปอย่างราบรื่น ดังนั้น NCCS จึงมีหน้าที่ในการเก็บรวบรวมข้อมูลทุกอย่างที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้า เพื่อคอยสังเกตและตรวจสอบสถานการณ์ต่างๆ ที่เกิดขึ้นภายในระบบไฟฟ้า และทำการตัดสินใจและแก้ไขเหตุการณ์ผิดปกติต่างๆ ที่เกิดขึ้นภายในระบบไฟฟ้า

หน้าที่ของ NCCS สามารถแยกย่อยได้ดังต่อไปนี้

- กำหนดแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ตามลักษณะข้อมูลของการพยากรณ์โหลด
- รวบรวมข้อมูลและวิเคราะห์สถานภาพของระบบไฟฟ้าตามเวลาจริง (Real time analyzing) หากเกิดเหตุการณ์ผิดปกติขึ้นภายในระบบไฟฟ้า NCCS ยังมีหน้าที่ในการวิเคราะห์และหาสาเหตุของเหตุการณ์ผิดปกติ รวมไปถึงหาวิธีการแก้ไขเหตุการณ์ผิดปกติที่เกิดขึ้นอีกด้วย
- วิเคราะห์ระบบการผลิต และระบบส่งเพื่อหาวิธีการที่มีประสิทธิภาพมากที่สุด

2.4) Ethernet Switch

Ethernet Switch หรือ ESW คือ อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ที่ทำหน้าที่เชื่อมต่ออุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์หลายๆตัวเข้าด้วยกันเป็นเครือข่าย และทำหน้าที่คัดกรองเฉพาะข้อมูลที่จำเป็นให้แก่อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์แต่ละตัว [32], [41]



รูปที่ 5.6 Ethernet Switch ของยี่ห้อ Avaya รุ่น ERS 2550T-PWR

2.5) Bay Control Unit

Bay Control Unit หรือ BCU คือ อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ที่ทำหน้าที่ในการควบคุมอุปกรณ์ปฐมภูมิและอุปกรณ์ทุติยภูมิภายในแต่ละเบย์ของสถานีไฟฟ้า ในขณะที่เดียวกันยังทำหน้าที่ส่งต่อข้อมูลสถานะการทำงานของอุปกรณ์ปฐมภูมิและอุปกรณ์ทุติยภูมิภายในแต่ละเบย์ให้แก่ผู้ใช้งานและศูนย์ควบคุมในเวลาเดียวกัน [32], [42]



รูปที่ 5.7 Bay Control Unit ของยี่ห้อ ABB รุ่น REC650

3) อาคารและสิ่งก่อสร้างภายในสถานีไฟฟ้า

นอกจากอุปกรณ์ปฐมภูมิและอุปกรณ์ทุติยภูมิที่ได้กล่าวไว้ข้างต้นแล้ว ภายในสถานีไฟฟ้ายังประกอบไปด้วยอุปกรณ์อื่นๆ เช่น อุปกรณ์ควบคุม หรือรีเลย์ป้องกัน เป็นต้น ซึ่งอุปกรณ์ทั้งหมดต่างๆ เหล่านี้จำเป็นที่จะต้องมีการสร้างอาคารเพื่อรองรับอุปกรณ์ดังกล่าว หรือในกรณีสถานีไฟฟ้าประเภท GIS ซึ่งอุปกรณ์ปฐมภูมิและอุปกรณ์ทุติยภูมิจะถูกบรรจุอยู่ในคอมพาร์ตเมนต์ (Compartment) ซึ่งคอมพาร์ตเมนต์เหล่านี้จะถูกลำนำไปประกอบเป็นลักษณะการจัดเรียงบัสที่ได้ออกแบบไว้ภายใน

อาคาร ดังนั้นการคำนวณค่าเงินลงทุนเริ่มต้นจึงต้องมีการพิจารณาค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างอาคาร เหล่านี้ด้วย

เนื่องจากสถานีไฟฟ้าประเภท AIS นั้น อุปกรณ์ปฐมภูมิและอุปกรณ์ทุติยภูมิถูกวางตั้งอยู่ กลางแจ้ง ดังนั้นค่าใช้จ่ายของอาคารและสิ่งก่อสร้างของสถานีไฟฟ้าประเภท AIS จึงประกอบไปด้วย เพียง อาคารสำหรับอุปกรณ์ควบคุม และอาคารสำหรับบรีเลย์ป้องกันเท่านั้น

สำหรับสถานีไฟฟ้าประเภท GIS นั้น เนื่องจากอุปกรณ์ทุกตัว รวมไปถึงอุปกรณ์ปฐมภูมิและ อุปกรณ์ทุติยภูมิ จำเป็นต้องอยู่ภายในตัวอาคารทั้งหมด ดังนั้นการคำนวณราคาของอาคารและ สิ่งก่อสร้างสำหรับสถานีไฟฟ้าประเภท GIS จึงคำนวณโดยการคิดรวมทั้งหมด แต่สถานีไฟฟ้าประเภท GIS จะแตกต่างจากสถานีไฟฟ้าประเภท AIS ตรงที่ลักษณะของการจัดเรียงบัสจะทำให้การคิดราคา ของอาคารแตกต่างกัน

4) ขนาดที่ดินที่จำเป็นในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า

ที่ดินเป็นอีกปัจจัยหนึ่งที่สำคัญสำหรับการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า เนื่องจากราคาที่ดินนั้นจะ เปลี่ยนแปลงไปขึ้นอยู่กับสถานที่ตั้งของสถานีไฟฟ้า อีกทั้งระดับแรงดันและประเภทของสถานีไฟฟ้ายัง เป็นส่วนที่สำคัญที่ทำให้ขนาดที่ดินของสถานีไฟฟ้าแต่ละแห่งนั้นแตกต่างกันไป

5.2.2 กระแสเงินสดรับสุทธิรายปีตลอดทั้งโครงการ

กระแสเงินสดรับสุทธิรายปี หมายถึง ผลต่างของจำนวนเงินสดที่ธุรกิจได้รับกับจำนวนเงินสด ที่ธุรกิจต้องจ่ายออกไปในแต่ละปี โดยหากผลต่างของจำนวนเงินสดนี้มีค่าเป็นบวก แสดงว่าในปี ดังกล่าวธุรกิจสามารถสร้างกำไร แต่หากผลต่างของจำนวนเงินสดมีค่าเป็นลบ แสดงว่าธุรกิจไม่ สามารถสร้างกำไรได้ในปีนั้นๆ

เนื่องจากกระแสเงินสดรับสุทธิรายปี เป็นจำนวนเงินที่ธุรกิจคาดว่าจะได้รับในอนาคต ดังนั้น กระแสเงินสดจำนวนนี้จึงต้องถูกนำไปลดค่าโดยอัตราลดค่า (Discount rate) เพื่อนำไปเปรียบเทียบกับมูลค่าของเงินในปัจจุบัน อย่างไรก็ตาม การก่อสร้างสถานีไฟฟ้าเป็นโครงการเพื่อเสริมสร้างความ มั่นคงของระบบไฟฟ้า มิใช่โครงการที่แสวงหากำไร ดังนั้นปัจจัยที่ก่อให้เกิดกระแสเงินสดรับสุทธิรายปี จะได้แก่ [38] ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้า และ ค่า ปฏิบัติการและบำรุงรักษา เท่านั้น

1) ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ

เมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับจะส่งผลให้เกิดความเสียหายทางเศรษฐกิจ ซึ่งจะสามารถประเมิน เป็นค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) ได้ดังสมการที่ (5.3)

$$Outage\ cost = IER \times EENS \quad (5.3)$$

โดยที่ IER = อัตราค่าความเสียหายต่อพลังงานเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ
EENS = ผลรวมของพลังงานไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าไม่สามารถจ่ายได้

โดยปัจจัยหลักที่สำคัญในการคำนวณค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ คือ การคำนวณดัชนี EENS เนื่องจากค่าดัชนี EENS จะมีความแตกต่างกันได้ในแต่ละปี ทั้งนี้ความแตกต่างในแต่ละปีนั้นมีสาเหตุ คือ

- โหลดที่สถานีไฟฟ้าต้องจ่ายในแต่ละปีมีค่าเพิ่มขึ้น
- ค่าดัชนี SAIDI ของสถานีไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปเนื่องจากการขยายสถานีไฟฟ้าในการคำนวณดัชนี EENS สามารถคำนวณได้ตามสมการที่ (5.4) ดังต่อไปนี้

$$EENS_{i,k} = P_{i,k} \times SAIDI_{i,k} \quad (5.4)$$

โดยที่ $EENS_{i,k}$ = ค่าดัชนี EENS ของสถานีไฟฟ้าในปีที่ i ณ จุดจ่ายไฟที่ k
 $P_{i,k}$ = ค่าโหลดโดยเฉลี่ยของสถานีไฟฟ้าในปีที่ i ณ จุดจ่ายไฟที่ k
 $SAIDI_{i,k}$ = ค่าดัชนี SAIDI ของสถานีไฟฟ้าในปีที่ i ณ จุดจ่ายไฟที่ k

2) ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้า

หลังจากการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าเสร็จสมบูรณ์และมีการใช้งานไประยะหนึ่ง สถานีไฟฟ้าอาจมีความจำเป็นที่จะต้องทำการก่อสร้างเพื่อขยายสถานีไฟฟ้า เพื่อรองรับปริมาณโหลดที่มากขึ้น ดังนั้นค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าจึงเป็นอีกปัจจัยหนึ่งที่สำคัญในการประเมินความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้า ซึ่งในทางปฏิบัติ การขยายสถานีไฟฟ้าจะถูกนำมาพิจารณาและตัดสินใจก่อนการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า เช่น โครงการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าที่มีอายุ 25 ปี จะมีการออกแบบล่วงหน้าให้มีการขยายสถานีไฟฟ้าในปีที่ 8 และ ปีที่ 16 เป็นต้น ดังนั้น ขนาดที่ดินและสิ่งก่อสร้างจึงมีการออกแบบเพื่อรองรับการขยายสถานีไฟฟ้าตั้งแต่ต้น ด้วยเหตุผลดังกล่าว ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้า จึงประกอบด้วยค่าอุปกรณ์ปฐมภูมิและอุปกรณ์ทุติยภูมิที่เพิ่มเติมมาเท่านั้น

3) ค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษา

ค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษา (Operating and Maintenance Cost; O&M) คือ ค่าใช้จ่ายสำหรับการปฏิบัติงานภายในสถานีไฟฟ้า รวมไปถึงค่าจ้างรายเดือนของพนักงานภายในสถานีไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายที่ใช้ในการบำรุงรักษาอุปกรณ์เมื่อถึงวาระ

ในวิทยานิพนธ์นี้ จะพิจารณาค่า O&M โดยคิดเป็นร้อยละของเงินลงทุนเริ่มต้นรวมกับค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าโดยรวมในปีนั้นๆ

บทที่ 6

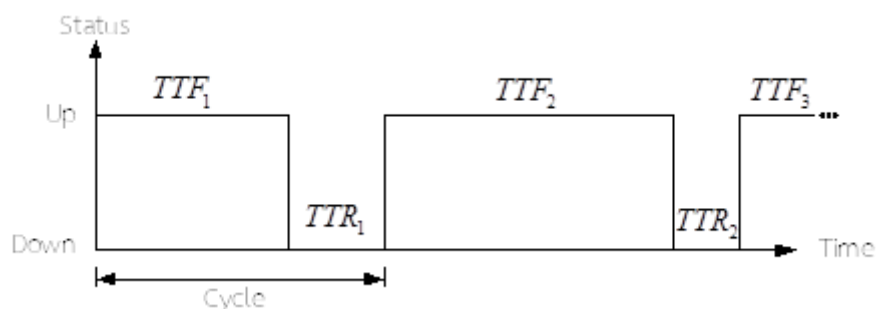
ระเบียบวิธีสำหรับโปรแกรมการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า

6.1 ระเบียบวิธีการออกแบบโปรแกรม

การออกแบบโปรแกรมสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า เริ่มต้นจากการกำหนดให้โปรแกรมทำการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล (Monte Carlo Simulation: MCS) เพื่อสุ่มสถานะการทำงานของอุปกรณ์แต่ละตัวภายในสถานีไฟฟ้าที่พิจารณา จากนั้นนำผลการสุ่มสถานะดังกล่าวไปประยุกต์รวมกับการใช้โปรแกรมคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า MATPOWER (ซึ่งเป็นโปรแกรมประเภท Open Source ที่ถูกพัฒนาด้วยโปรแกรม MATLAB) เพื่อตรวจสอบสถานะการจ่ายไฟฟ้าของจุดโหลดที่พิจารณา โดยหลักการทำงานของโปรแกรมสามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ส่วน ได้แก่

1) การสุ่มระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์

ในทางปฏิบัติหากพิจารณาลักษณะการทำงานของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า จะสามารถจำลองการทำงานได้เป็น 2 สถานะ คือ “สถานะปกติ” และ “สถานะล้มเหลว” โดยอุปกรณ์สามารถทำงานได้ในสถานะปกติในช่วงเวลาที่ i ด้วยเวลา TTF_i (Time to Failure) หลังจากนั้นอุปกรณ์จะเกิดเหตุการณ์ล้มเหลวจนไม่สามารถทำงานได้และได้รับการซ่อมแซม ซึ่งอุปกรณ์ใช้เวลาซ่อมแซมในสถานะล้มเหลวด้วยเวลา TTR_i (Time to Repair) โดยภายหลังการซ่อมแซม อุปกรณ์สามารถกลับมาทำงานในสถานะปกติได้ดังเดิม จะเห็นได้ว่าอุปกรณ์มีลักษณะการทำงานในสถานะ “สถานะปกติ, สถานะล้มเหลว, สถานะปกติ, สถานะล้มเหลว, ...” สลับกัน เป็นวงรอบตลอดอายุการใช้งานของอุปกรณ์ ดังนั้นจะสามารถแสดงสถานะการทำงานของอุปกรณ์ใดๆ ได้ดังรูปที่ 6.1



รูปที่ 6.1 วงรอบสถานะการทำงานของอุปกรณ์

จากที่ได้นำเสนอฟังก์ชันสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในแต่ละรูปแบบการกระจายตัว และระยะเวลาการใช้งานอุปกรณ์เฉลี่ยในแต่ละรูปแบบการกระจายตัวไว้ในบทที่ 3 การพิจารณา

ระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ TTF พิจารณาได้จาก ฟังก์ชันเหตุการณ์ล้มเหลว $Q(t)$ ที่มีรูปแบบการกระจายตัวแบบเอ็กซ์โพเนนเชียล ดังสมการที่ (6.1)

$$TTF = 8760 \times \left(-\frac{1}{\lambda} \ln U \right) \quad (6.1)$$

โดย λ คือ อัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์

U คือ ค่าที่สุ่มในช่วง 0 - 1 จากฟังก์ชันการกระจายตัวแบบสม่ำเสมอ

การพิจารณาระยะเวลาการซ่อมแซมอุปกรณ์ TTR พิจารณาได้จากฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นที่จะเกิดเหตุการณ์ล้มเหลว $f(t)$ ที่มีการกระจายตัวแบบปกติ (Normal distribution) ดังสมการที่ (6.2)

$$TTR = Z\sigma + MTTR \quad (6.2)$$

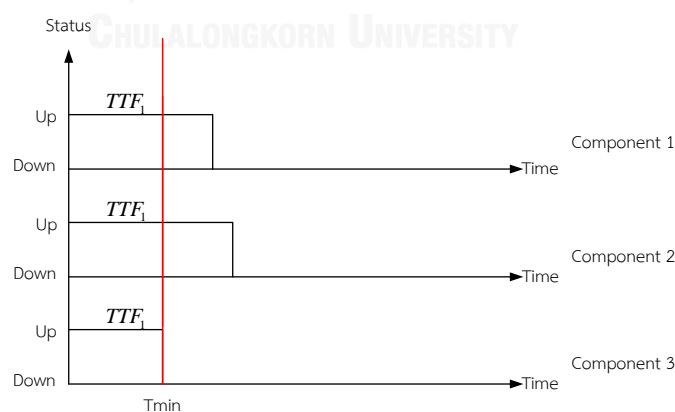
โดย σ คือ ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน

Z คือ เวลาในการซ่อมแซมอุปกรณ์ที่ได้จากการสุ่มแบบ MCS ในช่วง $[0 - \infty]$

MTTR คือ ระยะเวลาการซ่อมแซมอุปกรณ์เฉลี่ย

2) การจัดลำดับการสุ่มระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ กรณีไม่คิดผลการบำรุงรักษาอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า

กรณีที่มีจำนวนอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าที่ต้องการพิจารณาหลายอุปกรณ์และอุปกรณ์เหล่านั้นมีความเกี่ยวเนื่องกัน การสุ่มค่าในโครงการวิจัยนี้จะเริ่มการสุ่มจากอุปกรณ์ที่มีระยะเวลาในการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมอุปกรณ์รวมกันแล้วน้อยที่สุดเป็นอันดับแรก โดยมีแนวคิดในการจัดลำดับดังรูปที่ 6.2 และ ตารางที่ 6.1



รูปที่ 6.2 (ก) การสุ่มระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ครั้งที่ 1

การสุ่มของโปรแกรมเริ่มต้นจากการสุ่มระยะเวลาการทำงาน (TTF) ของอุปกรณ์ไฟฟ้าแต่ละอุปกรณ์ เพื่อเปรียบเทียบระยะเวลา TTF ที่สั้นที่สุดเพื่อนำไปพิจารณาการเกิดไฟฟ้าดับ จากรูปที่ 6.2

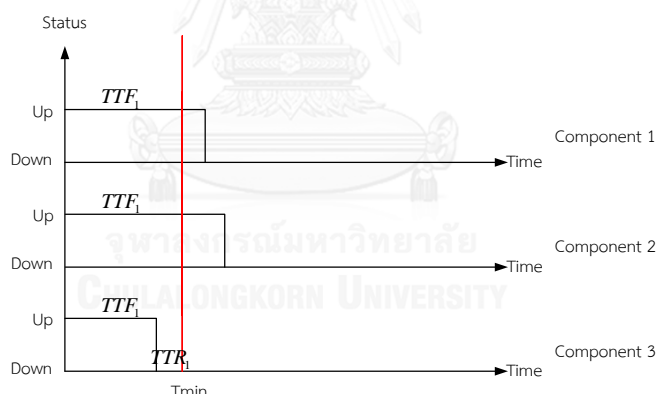
(ก) Component 3 มีระยะเวลา TTF สั้นที่สุด ดังนั้นการซ่อมครั้งถัดไปจึงต้องซ่อมเวลาในการซ่อมแซมของ Component 3 ซึ่งลำดับในการซ่อมแสดงได้ดังตารางที่ 6.1 (ก)

ตารางที่ 3.1 (ก) ลำดับการซ่อมระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ครั้งที่ 1

Component No.	TTF Active	TTR Active	Activity of Next Step
1	0	1	-
2	0	1	-
3	0	1	TTR_1

ตารางที่ 6.1 (ก) แสดงลำดับการซ่อมระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ ตัวแปรที่แสดงในตารางมีนิยามดังต่อไปนี้

- Component No. คือหมายเลขของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าที่แสดงไว้ตามรูปแบบการจัดเรียงสถานีไฟฟ้า
- TTF Active คือ ความพร้อมในการซ่อมระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์
- TTR Active คือ ความพร้อมในการซ่อมระยะเวลาการซ่อมแซมอุปกรณ์
- Activity of Next Step คือ กิจกรรมขั้นต่อไปสำหรับการซ่อม



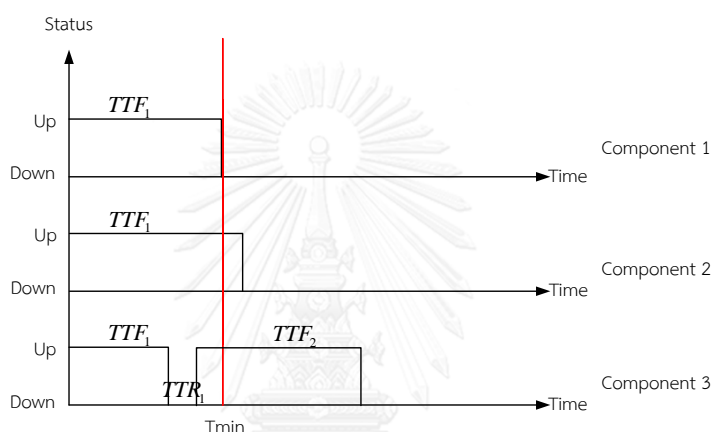
รูปที่ 6.2 (ข) การซ่อมระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ครั้งที่ 2

จากตารางที่ ตารางที่ 6.1 (ก) Activity of Next Step คือการซ่อมค่า TTR_1 ของ Component 3 ภายหลังจากการซ่อมแล้วพบว่าระยะเวลา TTR_1 ที่ได้แสดงดังรูปที่ 6.2 (ข) Component 3 ยังคงมีระยะเวลารวมสั้นที่สุด ดังนั้นการซ่อมครั้งถัดไปจึงต้องซ่อมเวลาการทำงาน TTF_2 ของ Component 3 ซึ่งลำดับในการซ่อมแสดงไว้ดังตารางที่ 6.1 (ข)

ตารางที่ 6.1 (ข) ลำดับการสุมระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ครั้งที่ 2

Component No.	TTF Active	TTR Active	Activity of Next Step
1	0	1	-
2	0	1	-
3	1	0	TTF ₂

ตารางที่ 6.1 (ข) ภายหลังจากการสุมระยะเวลาการซ่อมแซมอุปกรณ์ของ Component 3 ใน ตารางที่ 6.1 (ก) แล้ว สถานะของ TTF Active และ TTR Active ของ Component 3 เปลี่ยนไป เพื่อเตรียมความพร้อมสำหรับการสุมระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ในขั้นตอนต่อไป



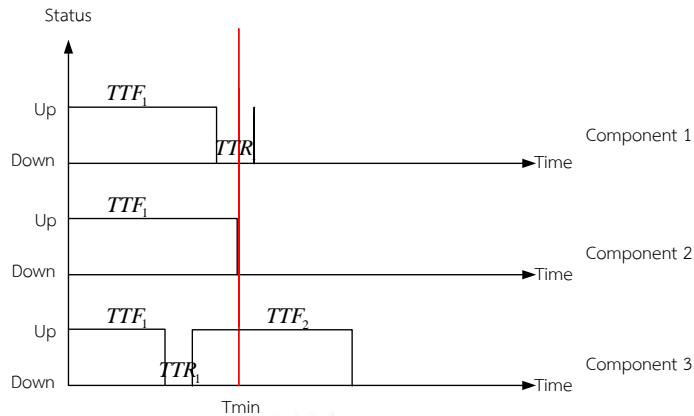
รูปที่ 6.2 (ค) การสุมระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ครั้งที่ 3

จาก ตารางที่ 6.1 (ข) Activity of Next Step คือการสุมค่า TTF₂ ของ Component 3 ภายหลังจากการสุมแล้วพบว่าระยะเวลา TTF₂ ที่ได้แสดงดังรูปที่ 6.2 (ค) ระยะเวลาเริ่มต้นที่สุดของอุปกรณ์คือระยะเวลาของอุปกรณ์ Component 1 แทน ดังนั้นการสุมครั้งถัดไปจึงต้องสุมเวลาการซ่อมแซมอุปกรณ์ TTR₁ ของ Component 1 ซึ่งลำดับในการสุมแสดงไว้ดังตารางที่ 6.1 (ค) ตารางที่ 6.1 (ค) ลำดับการสุมระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ครั้งที่ 3

Component No.	TTF Active	TTR Active	Activity of Next Step
1	0	1	TTR ₁
2	0	1	-
3	0	1	-

ตารางที่ 6.1 (ค) ภายหลังจากการสุมระยะเวลาการทำงานอุปกรณ์ TTF₂ ของ Component 3 ใน ตารางที่ 6.1 (ข) แล้ว สถานะของ TTF Active และ TTR Active ของ Component 3 เปลี่ยนไปเพื่อเตรียมความพร้อมสำหรับการสุมระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ในขั้นตอนต่อไป และ

เนื่องจากอุปกรณ์ Component 1 มีระยะเวลารวมทั้งสิ้นที่สุด ดังนั้น Activity of Next Step จึงเป็นการซ่อมค่า TTR_1 ของอุปกรณ์ Component 1 ในขั้นตอนนี้



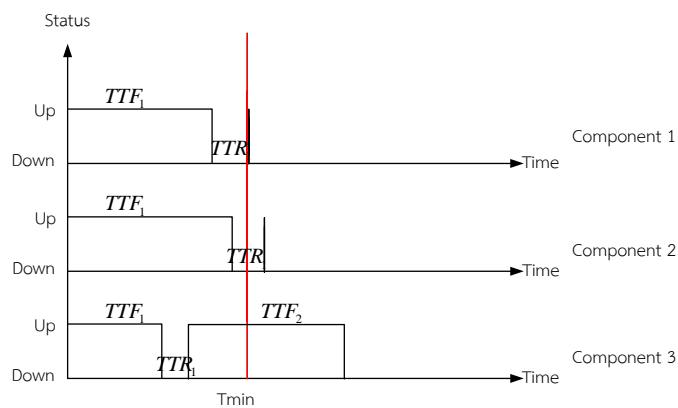
รูปที่ 6.2 (ง) การซ่อมระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ครั้งที่ 4

จากตารางที่ 6.1 (ค) ภายหลังจากการซ่อมระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ Component 1 พบว่าระยะเวลาของ Component 1 ไม่ได้สั้นที่สุด แต่เป็นระยะเวลาของ Component 2 ดังนั้นลำดับในการซ่อมครั้งต่อไปจึงเป็นการซ่อมระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ TTR_1 ของอุปกรณ์ Component 2 ดังตารางที่ 6.1 (ง)

ตารางที่ 6.1 (ง) ลำดับการซ่อมระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ครั้งที่ 4

Component No.	TTF Active	TTR Active	Activity of next step
1	1	0	-
2	0	1	TTR_1
3	0	1	-

จากตารางที่ 6.1 (ง) ภายหลังจากการซ่อมระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ TTR_1 ของอุปกรณ์ 1 แล้ว สถานะของ TTF Active และ TTR Active ของ Component 1 เปลี่ยนไปเพื่อเตรียมความพร้อมสำหรับการซ่อมระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ในขั้นตอนนี้ดังตารางที่ 6.1 (ง)



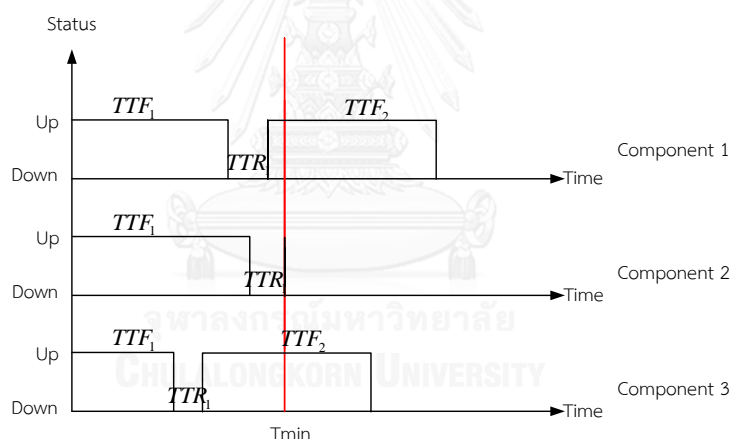
รูปที่ 6.2 (จ) การซ่อมระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ครั้งที่ 5

จากตารางที่ 6.1 (ง) ภายหลังจากการสุ่มระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ TTR_1 ของ Component 2 พบว่าระยะเวลาการรวมของ Component 2 ไม่ได้สั้นที่สุด แต่เป็นระยะเวลาการรวมของ Component 1 ดังนั้นลำดับในการสุ่มครั้งต่อไปจึงเป็นการสุ่มระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ TTF_2 ของอุปกรณ์ Component 1 ดังตารางที่ 6.1 (จ)

ตารางที่ 6.1 (จ) ลำดับการสุ่มระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ครั้งที่ 5

Component No.	TTF Active	TTR Active	Activity of next step
1	1	0	TTF_2
2	1	0	-
3	0	1	-

จากตารางที่ 6.1 (ง) ภายหลังจากการสุ่มระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ TTR_1 ของอุปกรณ์ Component 2 แล้ว สถานะของ TTF Active และ TTR Active ของ Component 2 เปลี่ยนไปเพื่อเตรียมความพร้อมสำหรับการสุ่มระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ในขั้นตอนต่อไปดัง ตารางที่ 6.1 (จ)



รูปที่ 6.2 (ข) การสุ่มระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ครั้งที่ 6

ตารางที่ 6.1 (ฉ) ลำดับการสุ่มระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์: ครั้งที่ 6

Component No.	TTF Active	TTR Active	Activity of Next Step
1	0	1	-
2	1	0	TTF
3	0	1	-

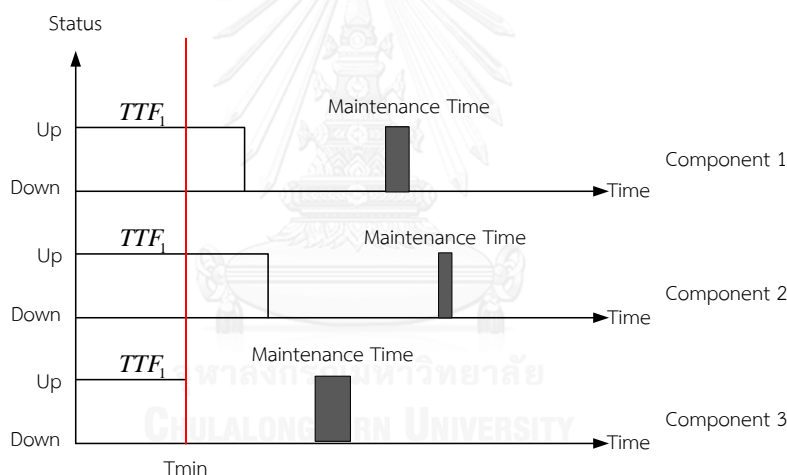
การจัดลำดับการสุ่มระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ ในรูปที่ 6.2 (ข) และ ตารางที่ 6.1 (ฉ) สามารถพิจารณาในทำนองเดียวกันกับ รูปที่ 6.2 (ก-จ) และ ตารางที่ 6.1 (ก-จ)

การสุ่มระยะเวลาและการจัดลำดับระยะเวลาดังกล่าวข้างต้นนี้ จะดำเนินการไปเรื่อยๆ จนกว่าผลการนำสถานะการทำงานของอุปกรณ์เหล่านี้ไปคำนวณค่าดัชนีมีการเข้าสู่ค่าที่กำหนด โดยจะมีชื่อเรียกตามหลักการทางวิชาการว่า Sequential Monte Carlo Simulation นั่นเอง

3) การจัดลำดับการสุ่มระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ กรณี คิดผลการบำรุงรักษาอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า

อุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าแต่ละรายการมีวาระการบำรุงรักษา ซึ่งการบำรุงรักษาที่พิจารณา
นี้เป็นการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (Preventive Maintenance) การบำรุงรักษาดังกล่าวส่งผลต่อดัชนี
ความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า ดังนั้นผู้วิจัยฯ จึงได้พัฒนาโปรแกรมเพื่อรองรับฟังก์ชันการทำงานใน
ลักษณะนี้ โดยมีวิธีการในการออกแบบโปรแกรมดังนี้

การสุ่มค่าจะเริ่มการสุ่มจากอุปกรณ์ที่มีระยะเวลาในการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซม
อุปกรณ์รวมกันแล้วน้อยที่สุดเป็นอันดับแรก โดยแนวคิดในการจัดลำดับสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 6.3
และตารางที่ 6.2



รูปที่ 6.3 (ก) การสุ่มระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ครั้งที่ 1

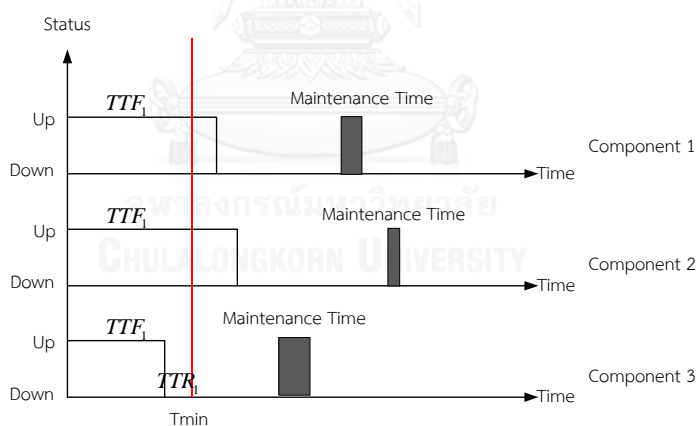
การสุ่มของโปรแกรมเริ่มต้นจากการสุ่มระยะเวลาการทำงาน (TTF) ของอุปกรณ์ไฟฟ้าแต่ละ
อุปกรณ์ เพื่อเปรียบเทียบระยะเวลา TTF ที่สั้นที่สุด และตรวจสอบระยะเวลาทั้งหมดเพื่อว่าถึง
เวลาในการบำรุงรักษาอุปกรณ์นั้นๆหรือไม่ จากรูปที่ 6.3 (ก) Component 3 มีระยะเวลา TTF สั้น
ที่สุดและยังไม่ถึงระยะเวลาในการบำรุงรักษา ดังนั้นการสุ่มครั้งถัดไปจึงต้องสุ่มเวลาในการซ่อมแซม
(TTR) ของ Component 3 ซึ่งลำดับในการสุ่มแสดงได้ดังตารางที่ 6.2 (ก)

ตารางที่ 6.2 (ก) ลำดับการซ่อมระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ครั้งที่ 1

Component No.	TTF Active	TTR Active	MT Active	Activity of Next Step
1	0	1	0	-
2	0	1	0	-
3	0	1	0	TTR1

ตารางที่ 6.2 (ก) แสดงลำดับการซ่อมระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ ตัวแปรที่แสดงในตารางมีนิยามดังต่อไปนี้

- Component No. คือหมายเลขของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าที่แสดงไว้ตามรูปแบบการจัดเรียงสถานีไฟฟ้า
- TTF Active คือ ความพร้อมในการซ่อมระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์
- TTR Active คือ ความพร้อมในการซ่อมระยะเวลาการซ่อมแซมอุปกรณ์
- Activity of Next Step คือ กิจกรรมขั้นต่อไปสำหรับการซ่อม
- MT Active คือ สถานะการบำรุงรักษาอุปกรณ์นั้นๆ (สถานะ 0 คือยังไม่ถึงเวลาบำรุงรักษา, 1 คือถึงเวลาการบำรุงรักษา)



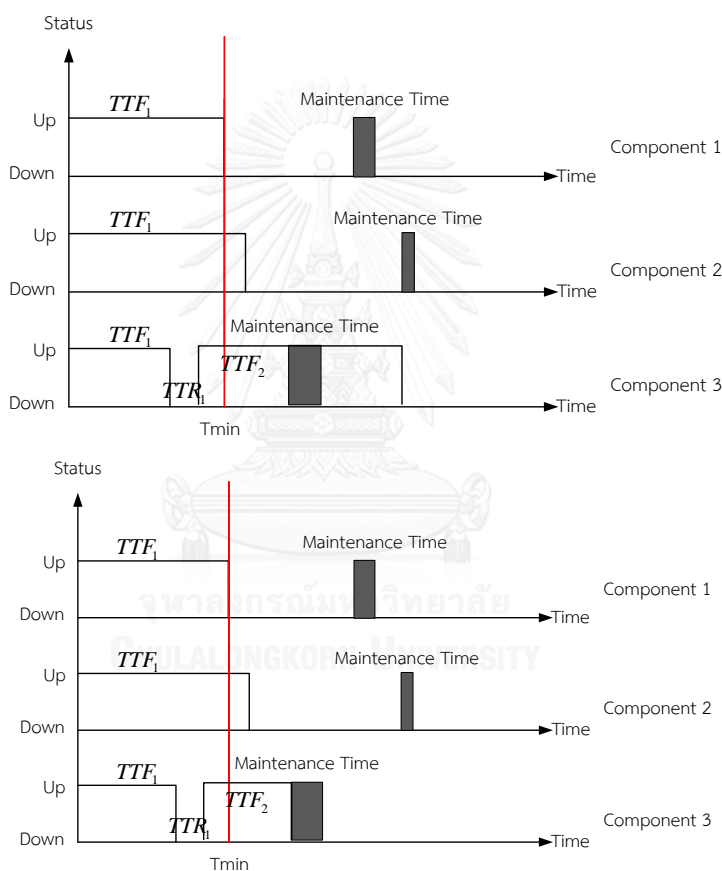
รูปที่ 6.3 (ข) การซ่อมระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ครั้งที่ 2

จากตารางที่ 6.2 (ก) Activity of Next Step คือการซ่อมค่า TTR_1 ของ Component 3 ภายหลังจากการซ่อมแล้วพบว่าระยะเวลา TTR_1 ที่ได้แสดงดังรูปที่ 6.3 (ข) Component 3 ยังคงมีระยะเวลารวมสั้นที่สุดและยังไม่ถึงเวลาในการบำรุงรักษา ดังนั้นการซ่อมครั้งถัดไปจึงต้องซ่อมเวลาการทำงาน TTF_2 ของ Component 3 ซึ่งลำดับในการซ่อมแสดงไว้ดังตารางที่ 6.2 (ข)

ตารางที่ 6.2 (ข) ลำดับการซ่อมระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ครั้งที่ 2

Component No.	TTF Active	TTR Active	MT Active	Activity of Next Step
1	0	1	0	-
2	0	1	0	-
3	1	0	0	TTF ₂

ตารางที่ 6.2 (ข) ภายหลังจากการซ่อมระยะเวลาการซ่อมแซมอุปกรณ์ของ Component 3 ใน ตารางที่ 6.2 (ก) แล้ว สถานะของ TTF Active และ TTR Active ของ Component 3 เปลี่ยนไป เพื่อเตรียมความพร้อมสำหรับการซ่อมระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ในขั้นต่อไป



รูปที่ 6.3 (ค) การซ่อมระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์แบบครั้งที่ 3

จากตารางที่ 6.2 (ข) Activity of Next Step คือการซ่อมค่า TTF₂ ของ Component 3 ภายหลังจากการซ่อมแล้วพบว่าระยะเวลา TTF₂ ที่ได้แสดงดังรูปที่ 6.3 (ค) ซึ่งระยะเวลารวมถึงเวลาการบำรุงรักษาดังนั้นค่า TTF₂ จึงต้องเปลี่ยนค่าไปและการค่า TTR₂ ของ Component 3 ในครั้งถัดไปจะเป็นระยะเวลาในการบำรุงรักษาแทนการซ่อมค่า และจากรูปที่รูปที่ 6.3 (ค) ระยะเวลารวมสั้นที่สุดของอุปกรณ์คือระยะเวลารวมของอุปกรณ์ Component 1 แทน ดังนั้นการซ่อมครั้งถัดไปจึงต้อง

สู่ระยะเวลาการซ่อมแซมอุปกรณ์ TTR₁ ของ Component 1 ซึ่งลำดับในการซ่อมได้แสดงไว้ดังตารางที่ 6.2 (ค)

ตารางที่ 6.2 (ค) ลำดับการซ่อมระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ครั้งที่ 3

Component No.	TTF Active	TTR Active	MT Active	Activity of Next Step
1	0	1	0	TTR ₁
2	0	1	0	-
3	0	1	1	-

การจัดลำดับการซ่อมระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ ในรูปที่ 6.2 (ค) และ ตารางที่ 6.2 (ค) สามารถพิจารณาในทำนองเดียวกันกับ รูปที่ 6.3 (ก-ข) และ ตารางที่ 6.2 (ก-ข)

4) การตรวจสอบการเกิดไฟฟ้าดับ

การเกิดเหตุการณ์ล้มเหลวของอุปกรณ์ไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าสามารถจำแนกออกเป็น 2 ประเภท คือ การล้มเหลวแบบ Active Failure และการล้มเหลวแบบ Passive Failure อย่างไรก็ตาม ในระบบไฟฟ้าจริงนั้นการล้มเหลวของอุปกรณ์ไฟฟ้าแทบจะร้อยละร้อยเป็นการล้มเหลวแบบ Active Failure ดังนั้นในโครงการวิจัยนี้ได้พัฒนาโปรแกรมเพื่อประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าโดยพิจารณาการล้มเหลวแบบ Active Failure เป็นหลัก นอกจากนี้ การประเมินความเชื่อถือได้ยังได้พิจารณาผลการทำงานของอุปกรณ์สับสวิตซ์ (Switching Devices) ซึ่งการพิจารณาผลจากการทำงานของอุปกรณ์สับสวิตซ์ (Switching Devices) นี้จะต้องอาศัยการกรอกข้อมูลของผู้ใช้งาน โปรแกรมร่วมด้วย สำหรับการล้มเหลวแต่ละรูปแบบมีนิยามดังนี้

Passive Failure: การล้มเหลวของอุปกรณ์ที่ไม่ส่งผลให้อุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ใกล้เคียงทำงาน โดยส่วนมากจะพบในกรณีที่อุปกรณ์ตัวนั้นเกิดการล้มเหลวที่ไม่ส่งผลกระทบต่อหน้าที่การทำงานหลัก แล้วถูกตรวจพบภายหลัง จึงทำการถอดเฉพาะอุปกรณ์ตัวนั้นออกไปจากระบบเพื่อทำการซ่อมแซม

Active Failure: การล้มเหลวของอุปกรณ์ที่ส่งผลให้อุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ใกล้เคียงอุปกรณ์ที่ล้มเหลวทำงาน เพื่อตัดอุปกรณ์ที่ล้มเหลวออกไปจากระบบ โดยเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทนี้จะส่งผลกระทบต่อหน้าที่การทำงานหลักของอุปกรณ์ เช่น การเกิด Fault ในสายส่ง หรือการระเบิดของหม้อแปลง เป็นต้น

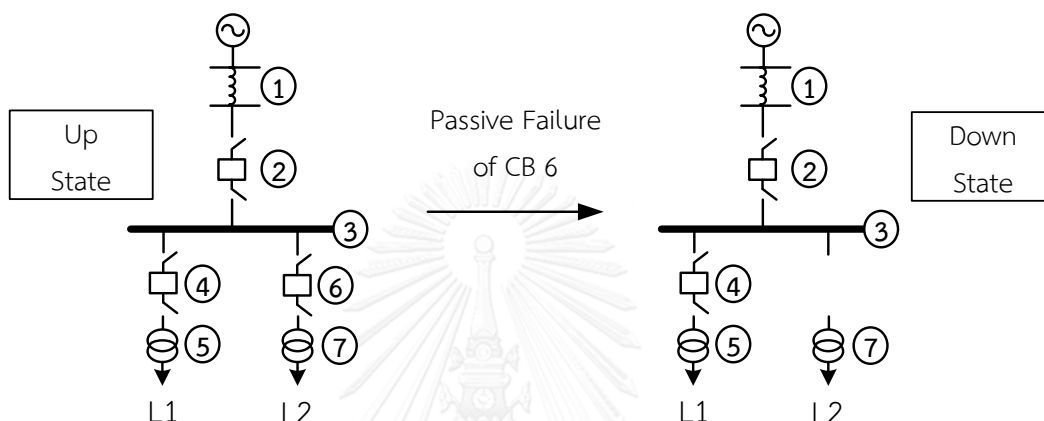
นอกจากนี้หากพิจารณาการล้มเหลวของอุปกรณ์ไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่ขึ้นอยู่กับลักษณะการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า จะสามารถแบ่งได้เป็น 2 ประเภท ดังนี้

- การล้มเหลวของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าในรูปแบบ Branch Failure

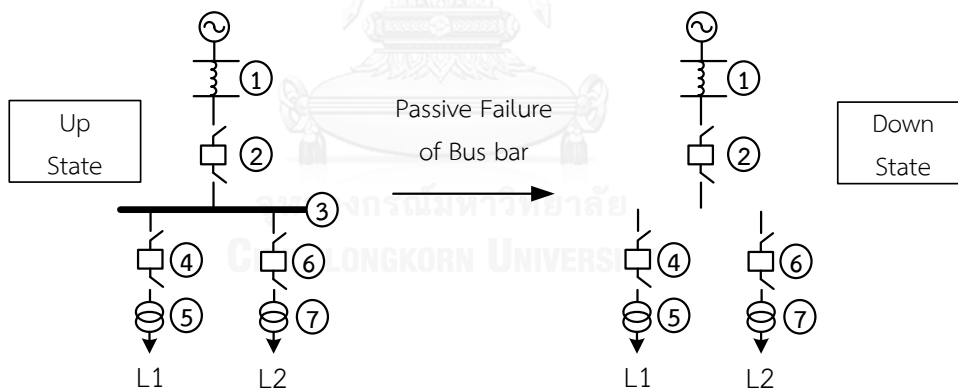
- การล้มเหลวของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าในรูปแบบ Bus Failure

1) การตรวจสอบการเกิดไฟฟ้าดับกรณีการล้มเหลวแบบ Passive Failure

จากที่ได้นำเสนอไว้แล้ว เหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ (Passive Failure) เป็นเหตุการณ์ที่อุปกรณ์ใดๆ ล้มเหลวแล้วไม่ส่งผลกระทบต่ออุปกรณ์อื่นๆ ที่อยู่ภายในสถานีไฟฟ้า ซึ่งสามารถแสดงตัวอย่างได้ดังรูปที่ 6.4 และ 6.5



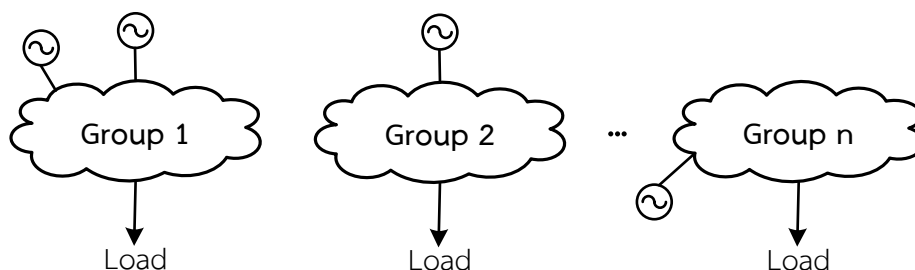
รูปที่ 6.4 แบบจำลองการล้มเหลวประเภทพาสซีฟ (Passive Failure) กรณี Branch Failure



รูปที่ 6.5 แบบจำลองการล้มเหลวประเภทพาสซีฟ (Passive Failure) กรณี Bus Failure

จากรูปที่ 6.4 และ 6.5 ในขณะที่เกิดการล้มเหลว ลักษณะทางกายภาพของการเชื่อมต่ออุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าสามารถจำแนกได้เป็น 3 รูปแบบ เพื่อนำไปใช้ในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยโปรแกรม MATPOWER ดังนี้

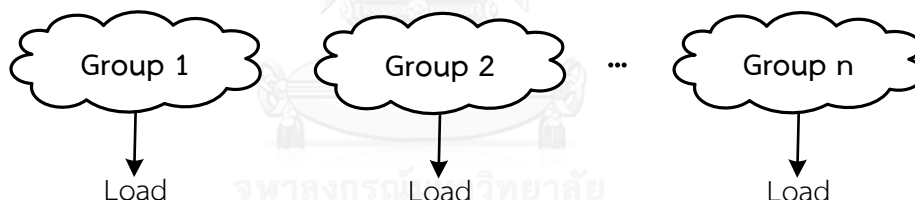
กรณีที่ 1: ลักษณะทางกายภาพของการเชื่อมต่ออุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าแยกเป็นกลุ่มโดยมีแหล่งจ่าย



รูปที่ 6.6 การเชื่อมต่ออุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าแยกเป็นกลุ่มโดยมีแหล่งจ่าย

การตรวจสอบการเกิดไฟฟ้าดับตามรูปที่ 6.6 สามารถพิจารณาตามลักษณะการเชื่อมต่ออุปกรณ์ในกลุ่มนั้นๆ โดยอาศัยโปรแกรม MATPOWER เพื่อตรวจสอบการได้รับการจ่ายไฟของจุดโหลดต่างๆ

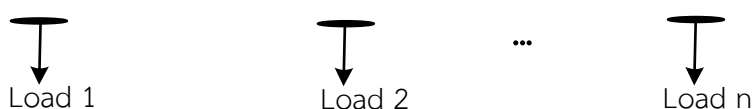
กรณีที่ 2: ลักษณะทางกายภาพของการเชื่อมต่ออุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าแยกเป็นกลุ่มโดยไม่มีแหล่งจ่าย



รูปที่ 6.7 การเชื่อมต่ออุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าแยกเป็นกลุ่มโดยไม่มีแหล่งจ่าย

การตรวจสอบการเกิดไฟฟ้าดับตามรูปที่ 6.7 เนื่องจากไม่มีแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลด ดังนั้นในกรณีจึงทำให้จุดโหลดไม่ได้รับการจ่ายไฟ

กรณีที่ 3: บัสที่จุดโหลดเป็น Isolated Bus

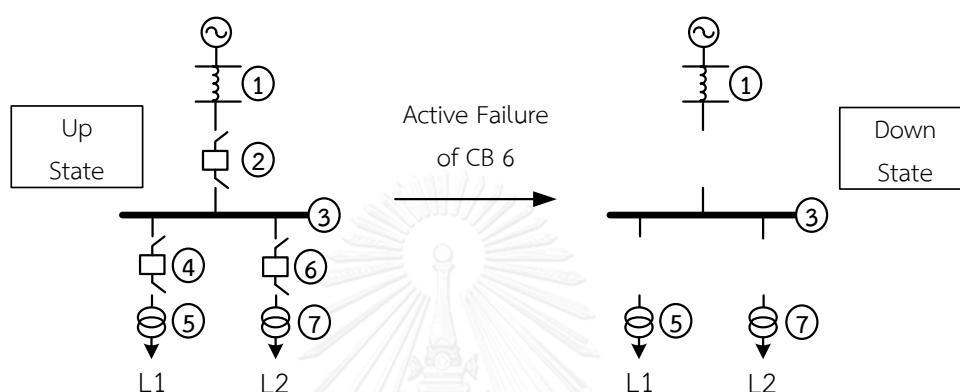


รูปที่ 6.8 บัสที่จุดโหลดเป็น Isolated Bus

การตรวจสอบการเกิดไฟฟ้าดับตามรูปที่ 6.8 เนื่องจากไม่มีแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลด ดังนั้นในกรณีจึงทำให้จุดโหลดไม่ได้รับการจ่ายไฟเหมือนกับกรณีที่ 2

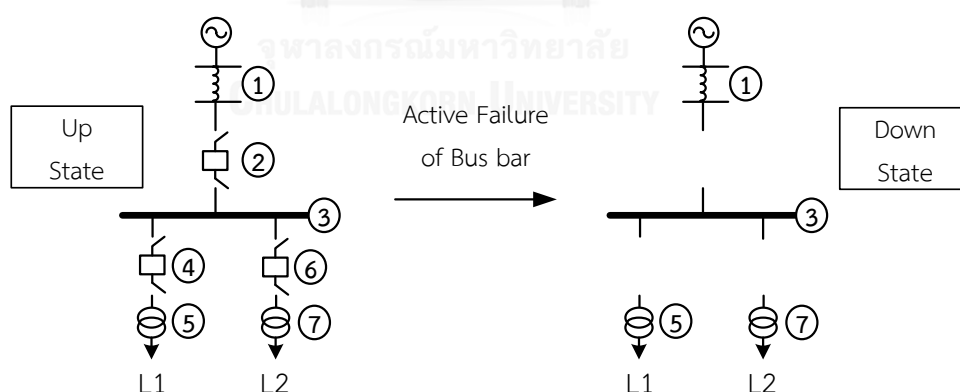
2) การตรวจสอบการเกิดไฟฟ้าดับกรณีการล้มเหลวแบบ Active Failure

การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ (Active Failure) เป็นเหตุการณ์ที่อุปกรณ์ใดๆ ล้มเหลวแล้วส่งผลกระทบต่อป้องกันอุปกรณ์อื่นๆ ที่อยู่ใกล้เคียงกับอุปกรณ์ที่เกิดการล้มเหลว หรือแม้กระทั่งส่งการให้อุปกรณ์ป้องกันอื่นๆ ที่อยู่ห่างออกไปทำงาน ขึ้นอยู่กับการออกแบบระบบป้องกัน เช่น การเกิดความผิดปกติในสถานีไฟฟ้าจนทำให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ทำงาน หรือ อุปกรณ์ป้องกันอื่นๆ ส่งการทำงาน เป็นต้น โดยในนี้จะสามารถแสดงตัวอย่างได้ดังรูปที่ 6.9 และ 6.10



รูปที่ 6.9 แบบจำลองการล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ (Active Failure) กรณี Branch Failure

จากรูปที่ 6.9 เมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์หมายเลข 6 เกิดการล้มเหลวแบบแอ็กทีฟ (Active Failure) จะส่งผลให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวอื่นๆ ที่เชื่อมต่ออยู่กับบัสบาร์ 3 ปลอดภัยด้วย และจะส่งผลให้โหลด L1 และ L2 ไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า



รูปที่ 6.10 แบบจำลองการล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ (Active Failure) กรณี Bus Failure

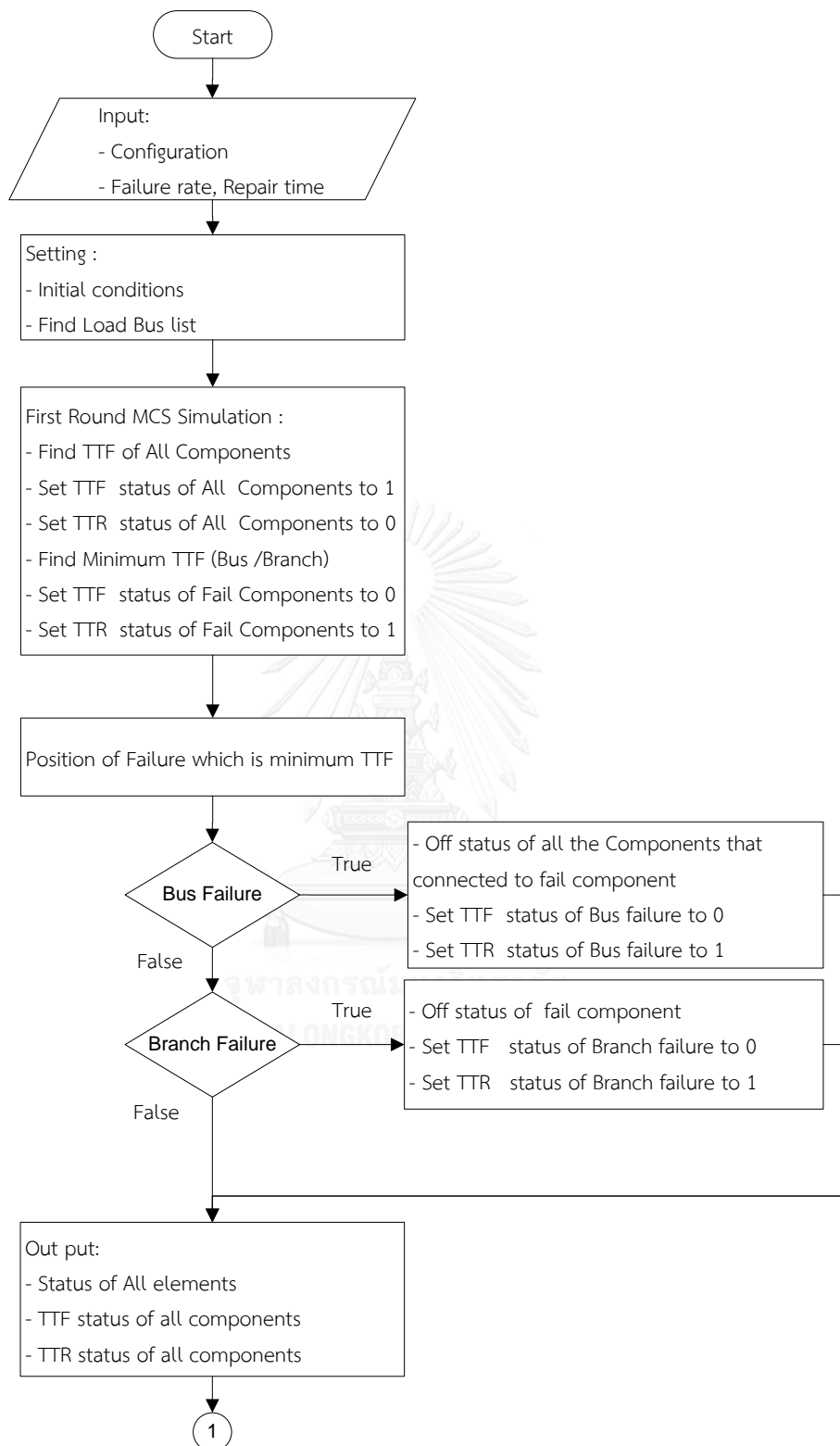
จากรูปที่ 6.10 เมื่อบัสบาร์ 3 เกิดการล้มเหลวแบบแอ็กทีฟ (Active Failure) จะส่งผลให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ต่างๆ ที่เชื่อมต่ออยู่กับบัสบาร์ 3 ปลอดภัยด้วย จะทำให้โหลด L1 และ L2 ไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าด้วยเช่นกัน

6.2 ขั้นตอนการออกแบบโปรแกรมคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า

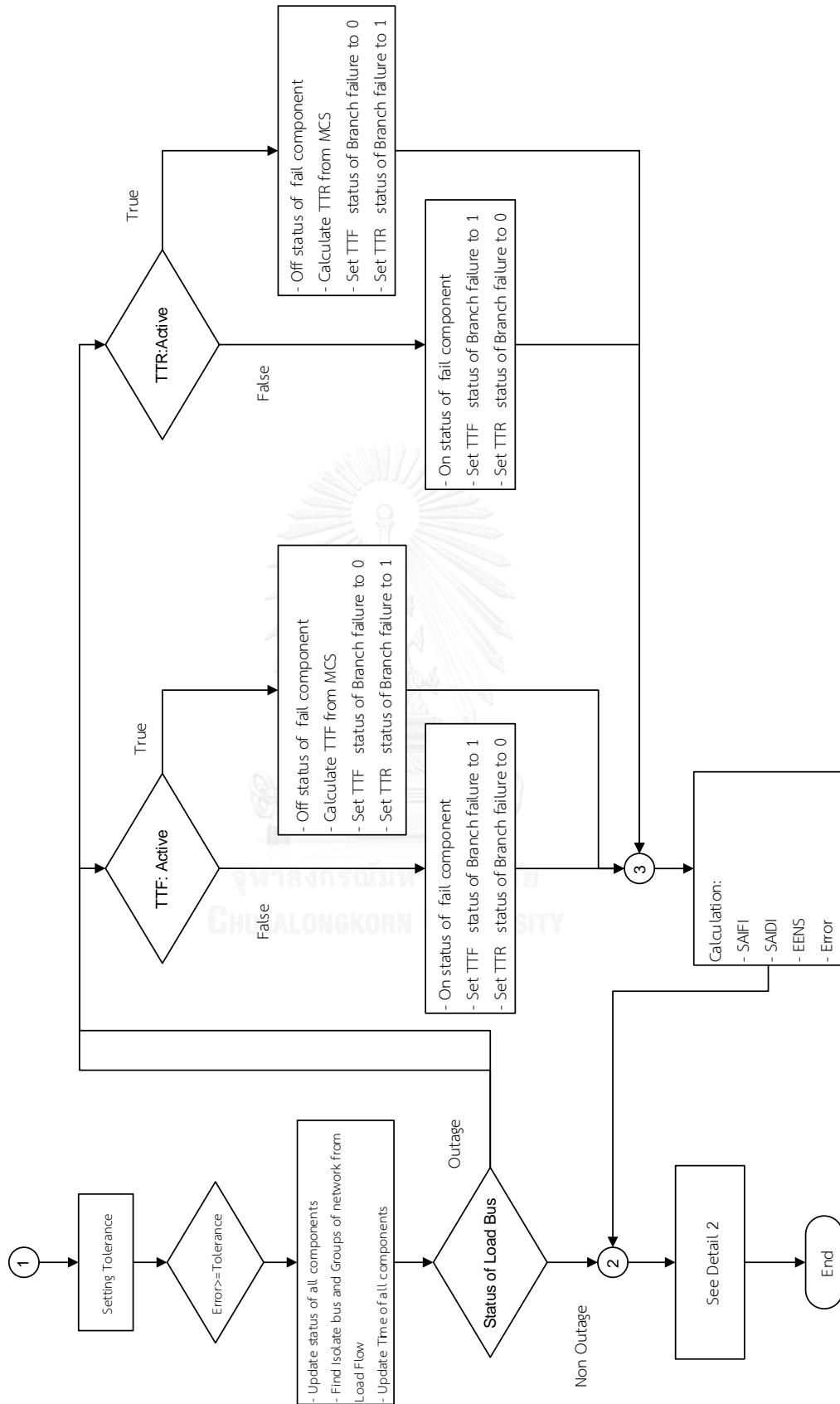
โครงสร้างของโปรแกรมที่ได้กำหนดไว้สามารถแบ่งออกได้เป็น 5 ส่วน โดยแต่ละส่วนมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าคำนวณโดยใช้โปรแกรม MATPOWER ซึ่งเป็นโปรแกรมที่มีสมรรถนะสูงสำหรับใช้ในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีการของ นิวตัน-ราฟสัน (Newton-Raphson Method)
- การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า ซึ่งได้แก่ SAIFI, SAIDI และ EENS
- การสร้างรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้า กำหนดให้มีการจัดเรียงรูปแบบมาตรฐาน 7 รูปแบบ และรูปแบบที่ผู้ใช้สามารถกำหนดเองได้เอง โดยที่ผู้ใช้สามารถกำหนดลักษณะการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆภายในสถานีไฟฟ้าได้ เช่น หากเกิดเหตุขัดข้องกับ หม้อแปลงกระแสหรือ หม้อแปลงแรงดัน จะมีผลทำให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวใดปลดวงจรบ้าง
- โปรแกรมที่ใช้ในการพัฒนา ได้แก่ โปรแกรม Matlab และ Delphi พัฒนาในรูปแบบติดตั้งลงบน Window โดยไม่ต้องมีโปรแกรม Matlab อยู่ภายในเครื่องคอมพิวเตอร์นั้นๆ (Stand-alone Program)
- การวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงิน จะเป็นการวิเคราะห์ทางการเงินตลอดอายุโครงการของสถานีไฟฟ้า

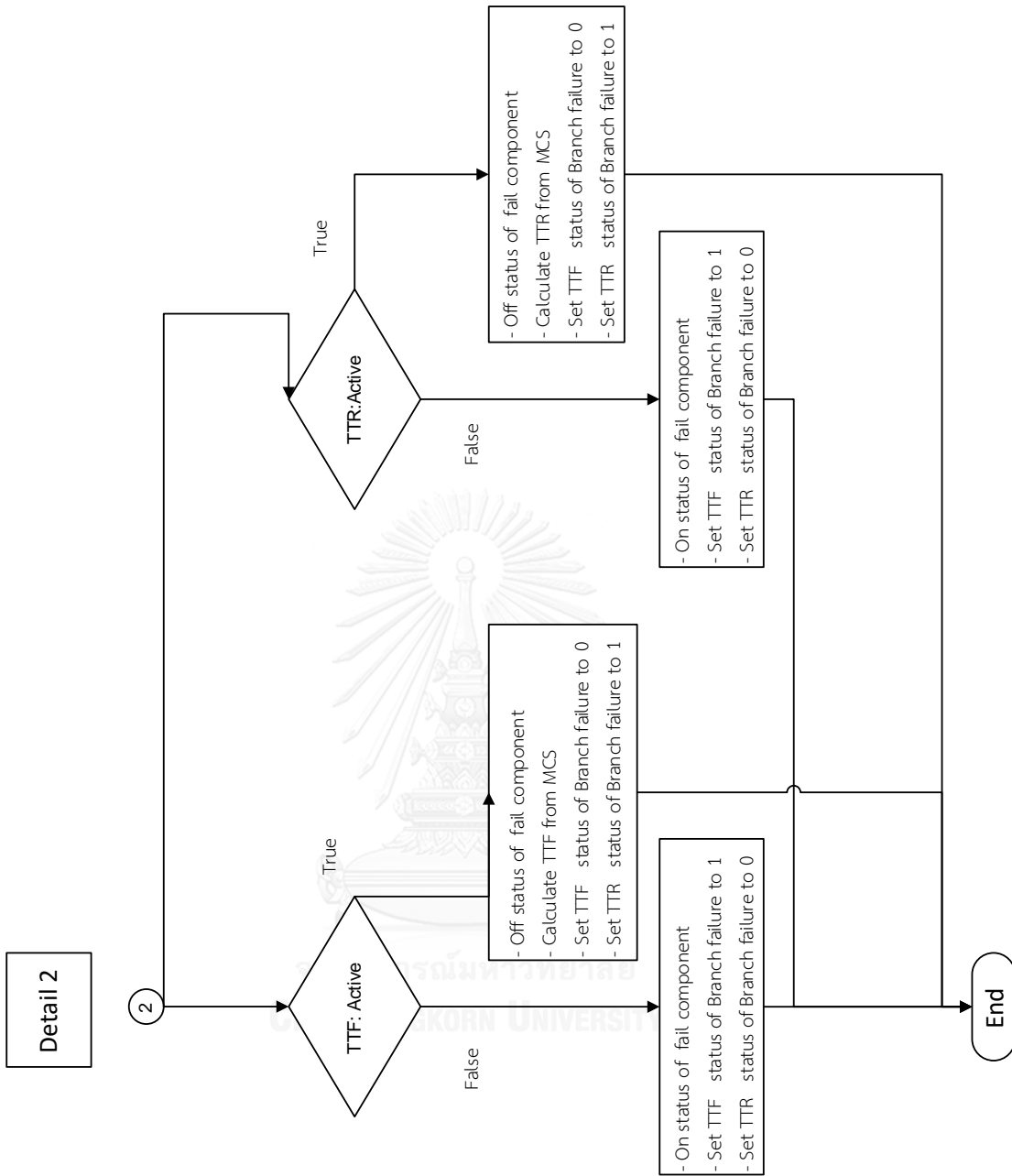
จากโครงสร้างของโปรแกรมข้างต้น สามารถสร้างแผนภาพในการออกแบบโปรแกรมส่วนต่างๆ ได้ดังแผนภาพในรูปที่ 6.11



รูปที่ 6.11 (ก) แผนภาพการออกแบบโปรแกรมประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า



รูปที่ 6.11 (ข) แผนภาพการออกแบบโปรแกรมประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า



รูปที่ 6.11 (ค) แผนภาพการออกแบบโปรแกรมประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า

ขั้นตอนในการออกแบบโปรแกรมแบ่งออกเป็น 5 ขั้นตอนตามแผนภาพในรูปที่ 6.11 สามารถอธิบายได้ดังนี้

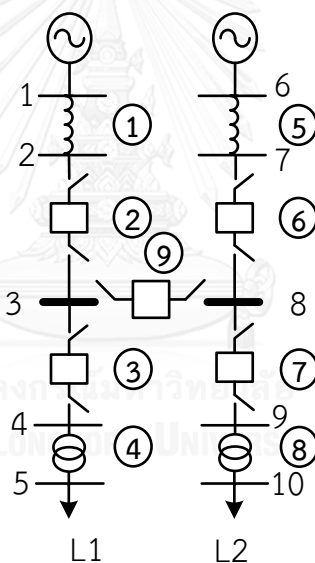
ขั้นตอนที่ 1: การรับค่าข้อมูล

ข้อมูลที่ได้รับจากผู้ใช้งานประกอบด้วย ข้อมูล 2 ประเภท ได้แก่

(ก) ข้อมูลการทำงานล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า

ข้อมูลการทำงานล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทต่างๆ เช่น อัตราความล้มเหลวของอุปกรณ์ และระยะเวลาในการซ่อมแซมเฉลี่ย ทั้งการล้มเหลวประเภทพาสซีฟ (Passive Failure) และแอ็กทีฟ (Active Failure) ในโครงการวิจัยนี้ได้จัดกลุ่มข้อมูลการทำงานล้มเหลวของอุปกรณ์ออกเป็น 2 ประเภท ได้แก่ Branch Failure และ Bus Failure

ตัวอย่างการรับข้อมูลจากผู้ใช้งานแสดงได้ดังรูปที่ 6.12 และตารางที่ 6.3 และ 6.4



รูปที่ 6.12 ตัวอย่างการป้อนข้อมูลลักษณะทางกายภาพของสถานีไฟฟ้า

ตารางที่ 6.3 ตัวอย่างข้อมูลการทำงานล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภท Branch Failure ที่ใช้ในโปรแกรม

From bus	To bus	Failure rate	Repair time (hr)	Switching time (hr)	Type
1	2	0.0424	1.3265	0	1
2	3	0.0064	1.4903	0	2
3	4	0.0064	1.4903	0	2
4	5	0.1033	0.6778	0	3
6	7	0.0424	1.3265	0	1

From bus	To bus	Failure rate	Repair time (hr)	Switching time (hr)	Type
7	8	0.0064	1.4903	0	2
8	9	0.0064	1.4903	0	2
9	10	0.1033	0.6778	0	3

ตารางที่ 6.4 ตัวอย่างข้อมูลการทำงานล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภท Bus Failure ที่ใช้ในโปรแกรม

Bus No.	Status	Failure Rate	Repair Time (hr)	Switching Time (hr)	Type	Remarks
1	1	0	0	0	4	Not real bus
2	1	0	0	0	4	Not real bus
3	1	0.001	2	0	4	Real bus
4	1	0	0	0	4	Not real bus
5	1	0	0	0	4	Not real bus
6	1	0	0	0	4	Not real bus
7	1	0	0	0	4	Not real bus
8	1	0.001	2	0	4	Real bus
9	1	0	0	0	4	Not real bus
10	1	0	0	0	4	Not real bus

ในตารางที่ 6.3 และ 6.4 กำหนดให้ Switching time เป็นศูนย์เนื่องจากยังไม่มีกำหนดขั้นตอนการ Switching ของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า สำหรับการกำหนดประเภทของอุปกรณ์ หรือ Type จะมีความหมายดังต่อไปนี้

- Type 1 หมายถึง สายส่ง หม้อแปลงกระแส และ หม้อแปลงแรงดัน
- Type 2 หมายถึง เซอร์กิตเบรกเกอร์
- Type 3 หมายถึง หม้อแปลงไฟฟ้า
- Type 4 หมายถึง บัสบาร์ ซึ่งแบ่งเป็น 2 แบบคือ บัสบาร์จริง และ บัสบาร์จำลอง โดยวัตถุประสงค์ของการกำหนดบัสบาร์จำลองนี้เพื่อสร้างข้อมูลอินพุตให้กับโปรแกรมเท่านั้น เช่น จากรูปที่ 6.12 อุปกรณ์หมายเลข 1 คือสายส่ง มีการสร้างบัสบาร์จำลองให้กับสายส่งคือบัสบาร์หมายเลข 1 และ 2 ซึ่งบัสบาร์ทั้ง 2 นี้ไม่ได้พิจารณาอัตราการล้มเหลวและระยะเวลาในการซ่อมแซม

- ข้อมูลลักษณะทางกายภาพรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้า

ข้อมูลรูปแบบลักษณะทางกายภาพของสถานีไฟฟ้าที่ต้องการประเมินความเชื่อถือได้ ข้อมูลเหล่านี้จะประกอบด้วย ข้อมูลที่ใช้สำหรับการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าโดยประยุกต์ใช้งานกับโปรแกรม MATPOWER ได้แก่ข้อมูล Bus Data, Branch Data และ Generator Data ตัวอย่างข้อมูลแสดงไว้ดังตารางที่ 6.5 ถึง 6.10

ตารางที่ 6.5 ตัวอย่างข้อมูล Bus Data ที่ใช้ในโปรแกรม MATPOWER

Bus No.	Type	Pd	Qd	Gs	Bs	area	Vm	Va	baseKV	zone	Vmax	Vmin
1	3	0	0	0	0	1	1	0	230	1	1.1	0.9
2	1	0	0	0	0	1	1	0	230	1	1.1	0.9
3	1	0	0	0	0	1	1	0	230	1	1.1	0.9
4	1	0	0	0	0	1	1	0	230	1	1.1	0.9
5	1	100	0	0	0	1	1	0	230	1	1.1	0.9
6	2	0	0	0	0	1	1	0	230	1	1.1	0.9
7	1	0	0	0	0	1	1	0	230	1	1.1	0.9
8	1	0	0	0	0	1	1	0	230	1	1.1	0.9
9	1	0	0	0	0	1	1	0	230	1	1.1	0.9
10	1	80	0	0	0	1	1	0	230	1	1.1	0.9

ข้อมูลในตารางที่ 6.5 เป็นข้อมูลบัสที่ใช้สำหรับคำนวณในโปรแกรม MATPOWER โดยความหมายของตัวแปรที่แสดงในตารางที่ 6.5 สามารถอธิบายได้ดังตารางที่ 6.6

ตารางที่ 6.6 ความหมายของตัวแปรที่แสดงในข้อมูล Bus Data

Column No.	Name	Descriptions
1	Bus No.	bus number (positive integer)
		Bus type
		PQ bus =1
2	Type	PV bus =2
		Reference bus =3
		Isolated bus=4

3	Pd	Real power demand (MW)
4	Qd	Reactive power demand (MVar)
5	Gs	Shunt conductance (MW demanded at V = 1.0 p.u.)
6	Bs	Shunt susceptance (MVar injected at V = 1.0 p.u.)
7	Area	Area number, (positive integer)
8	Vm	Vm, voltage magnitude (p.u.)
9	Va	Va, voltage angle (degrees)
10	basKV	Base Voltage (kV)
11	Zone	Loss zone (positive integer)
12	Vmax	Maximum voltage magnitude (p.u.)
13	Vmin	Minimum voltage magnitude (p.u.)

ตารางที่ 6.7 ตัวอย่างข้อมูล Branch Data ที่ใช้ในโปรแกรม MATPOWER

fbus	tbus	r	x	b	rateA	rateB	rateC	ratio	angle	status	angmin	angmax
1	2	0.0004	0.0004	0.0004	0	0	0	0	0	1	-360	360
2	3	0.0004	0.0004	0.0004	0	0	0	0	0	1	-360	360
3	4	0.0004	0.0004	0.0004	0	0	0	0	0	1	-360	360
4	5	0.0004	0.0004	0.0004	0	0	0	0	0	1	-360	360
6	7	0.0004	0.0004	0.0004	0	0	0	0	0	1	-360	360
7	8	0.0004	0.0004	0.0004	0	0	0	0	0	1	-360	360
8	9	0.0004	0.0004	0.0004	0	0	0	0	0	1	-360	360
9	10	0.0004	0.0004	0.0004	0	0	0	0	0	1	-360	360
3	8	0.0004	0.0004	0.0004	0	0	0	0	0	0	-360	360

ข้อมูลในตารางที่ 6.7 เป็นข้อมูลบัสที่ใช้สำหรับคำนวณในโปรแกรม MATPOWER โดย
ความหมายของตัวแปรที่แสดงในตารางที่ 6.7 สามารถอธิบายได้ดังตารางที่ 6.8

ตารางที่ 6.8 ความหมายของตัวแปรที่แสดงในข้อมูล Branch Data

Column No.	Name	Descriptions
1	fbus	from bus number
2	tbus	to bus number
3	r	resistance (p.u.)
4	x	reactance (p.u.)
5	b	total line charging susceptance (p.u.)
6	rateA	rateA, MVA rating A (long term rating)
7	rateB	rateB, MVA rating B (short term rating)
8	rateC	rateC, MVA rating C (emergency rating)
9	ratio	ratio, transformer off nominal turns ratio (= 0 for lines) (taps at 'from' bus, impedance at 'to' bus, i.e. if $r = x = 0$, then ratio = V_f / V_t)
10	angle	transformer phase shift angle (degrees)
11	status	initial branch status, 1 - in service, 0 - out of service
12	angmin	minimum angle difference, angle(V_f) - angle(V_t) (degrees)
13	angmax	maximum angle difference, angle(V_f) - angle(V_t) (degrees)

ตารางที่ 6.9 ตัวอย่างข้อมูล Generator Data ที่ใช้ในโปรแกรม MATPOWER

bus	Pg	Qg	Qmax	Qmin	Vg	mBase	status	Pmax	Pmin	Pc1
1	0	0	150	-150	1	100	1	200	-200	0
6	300	0	150	-150	1	100	1	200	-200	0
bus	Pc2	Qc1min	Qc1max	Qc2min	Qc2max	ramp_agc	ramp_10	ramp_30	ramp_q	apf
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

ข้อมูลในตารางที่ 6.9 เป็นข้อมูลบัสที่ใช้สำหรับคำนวณในโปรแกรม MATPOWER โดยความหมายของตัวแปรที่แสดงในตารางที่ 6.9 อธิบายได้ดังตารางที่ 6.10

ตารางที่ 6.10 ความหมายของตัวแปรที่แสดงในข้อมูล Generator Data

No.	Name	Descriptions
1	bus	bus number
2	Pg	real power output (MW)
3	Qg	reactive power output (MVar)
4	Qmax	maximum reactive power output (MVar)
5	Qmin	minimum reactive power output (MVar)
6	Vg	voltage magnitude setpoint (p.u.)
7	mBase	total MVA base of this machine, defaults to baseMVA
8	status	status, > 0 - machine in service <= 0 - machine out of service
9	Pmax	maximum real power output (MW)
10	Pmin	minimum real power output (MW)
11	Pc1	lower real power output of PQ capability curve (MW)
12	Pc2	upper real power output of PQ capability curve (MW)
13	Qc1min	minimum reactive power output at Pc1 (MVar)
14	Qc1max	maximum reactive power output at Pc1 (MVar)
15	Qc2min	minimum reactive power output at Pc2 (MVar)
16	Qc2max	maximum reactive power output at Pc2 (MVar)
17	ramp_agc	ramp rate for load following/AGC (MW/min)
18	ramp_10	ramp rate for 10 minute reserves (MW)
19	ramp_30	ramp rate for 30 minute reserves (MW)
20	ramp_q	ramp rate for reactive power (2 sec timescale) (MVar/min)
21	apf	area participation factor

ขั้นตอนที่ 2: กำหนดค่าเริ่มต้นให้โปรแกรม และค้นหาบัสที่เป็นประเภทโหนดบัส

การกำหนดค่าเริ่มต้น ในขั้นตอนนี้คือการกำหนดค่าเริ่มต้นให้กับตัวแปรที่ใช้ในโปรแกรมทั้งหมด และค้นหาโหนดบัส จากรูปที่ 6.12 จะทำให้สามารถทราบได้ว่าบัสที่เป็นประเภทโหนดบัสได้แก่ บัสที่ 5 และ 10 เพื่อนำไปพิจารณาในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า

ขั้นตอนที่ 3: สุ่มระยะเวลาในการทำงานของอุปกรณ์ TTF ทั้งหมดภายในสถานี

เริ่มแรกในการทำงานของโปรแกรม จะสมมติให้สถานะอุปกรณ์ทุกตัวภายในสถานีเป็นปกติ ดังนั้นการทำงานของโปรแกรมจึงเริ่มต้นจากการสุ่มระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ TTF เพื่อหาอุปกรณ์ที่มีระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ TTF ที่สั้นที่สุด ดังที่ได้กล่าวในหัวข้อที่ 6.1 ข้อ 3) ซึ่งหมายถึงว่าอุปกรณ์ดังกล่าวจะเกิดการล้มเหลวในครั้งถัดไปก่อนอุปกรณ์อื่นๆ ทั้งนี้นอกจากจะได้ระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ TTF ที่สั้นที่สุดแล้ว จะต้องทราบตำแหน่งของอุปกรณ์ที่ล้มเหลวด้วย เพื่อนำไปกำหนดสถานะของอุปกรณ์อื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับอุปกรณ์ที่ล้มเหลวนั้นๆ โดยโครงการวิจัยนี้ได้แบ่งตำแหน่งการล้มเหลวของอุปกรณ์เป็น 2 แบบ ดังนี้

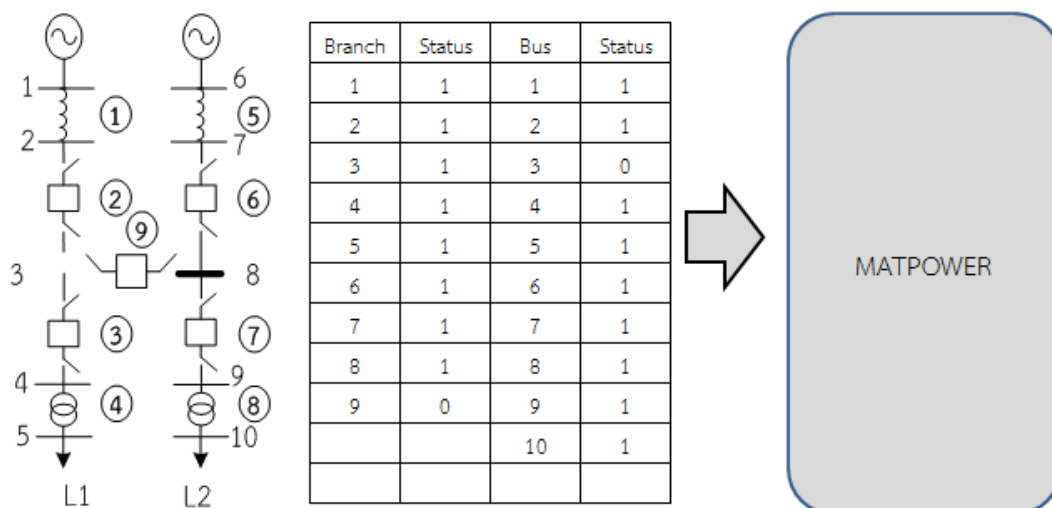
- Bus Failure ได้แก่ ตำแหน่งการล้มเหลวอยู่ที่บัสบาร์
- Branch Failure ได้แก่ ตำแหน่งการล้มเหลวอยู่ที่ สายส่ง เซอร์กิตเบรกเกอร์ หม้อแปลงไฟฟ้า หม้อแปลงกระแส หม้อแปลงแรงดัน

ขั้นตอนที่ 4: กำหนดสถานะการทำงานของอุปกรณ์ใดๆ

จากขั้นตอนที่ 3 ทำให้ทราบตำแหน่งและประเภทอุปกรณ์ที่ล้มเหลว และนำไปสู่การกำหนดสถานะการทำงานของอุปกรณ์ทั้งหมด เพื่อนำไปคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยโปรแกรม MATPOWER

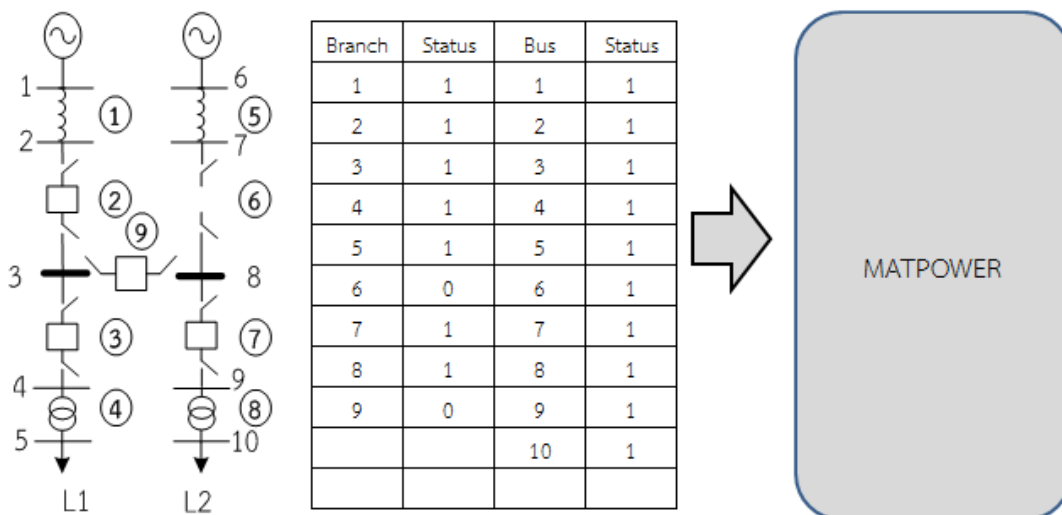
(ข) กรณีการล้มเหลวประเภทพาสซีฟ (Passive Failure)

จากรูปที่ 6.12 เมื่อเกิดการล้มเหลวประเภทพาสซีฟ (Passive Failure) ที่บัส 3 จะทำให้ได้สถานะการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆ ดังรูปที่ 6.13



รูปที่ 6.13 การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ (Passive Failure) ที่บัส 3

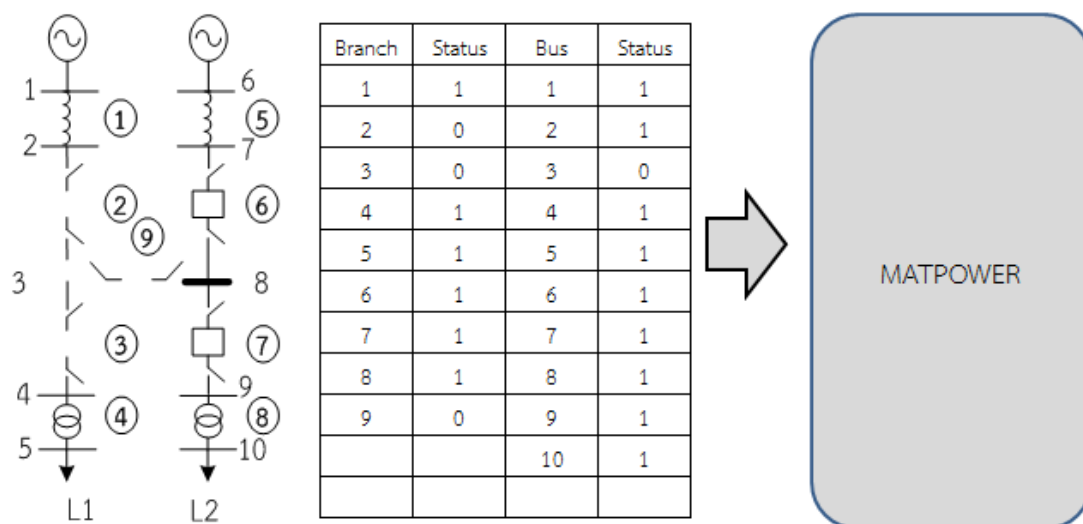
จากรูปที่ 6.12 เกิดการล้มเหลวประเภทพาสซีฟ (Passive Failure) ที่ Branch 6 จะทำให้ได้สถานะการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆดังรูปที่ 6.14



รูปที่ 6.14 การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ (Passive Failure) ที่ Branch 6

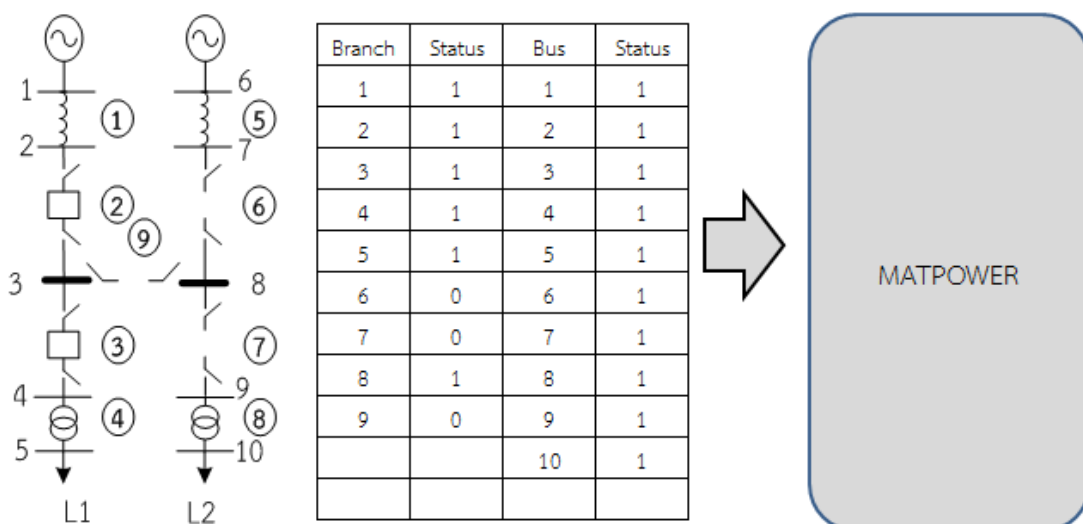
(ค) กรณีการล้มเหลวแบบแอ็กทีฟ (Active Failure)

จากรูปที่ 6.12 เมื่อเกิดการล้มเหลวแบบแอ็กทีฟ (Active Failure) ที่บัส 3 จะทำให้ได้สถานะการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆดังรูปที่ 6.15



รูปที่ 6.15 การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ (Active Failure) ที่บัส 3

จากรูปที่ 6.12 เกิดการล้มเหลวแบบแอ็กทีฟ (Active Failure) ที่ Branch 6 จะทำให้ได้สถานะการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆ ดังรูปที่ 6.16

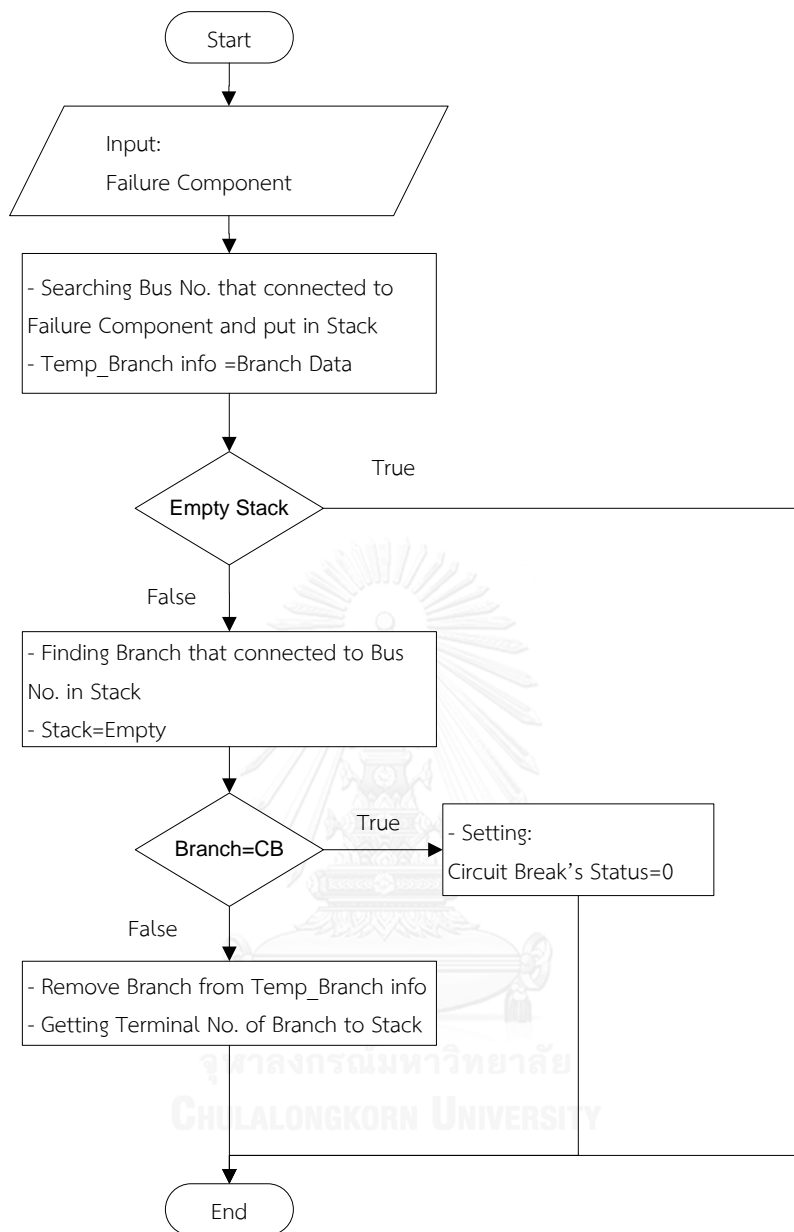


รูปที่ 6.16 การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ (Active Failure) ที่ Branch 6

จากรูปที่ 6.15 และ 6.16 จากการขอรับข้อมูลด้านระบบป้องกันจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย พบว่า เมื่ออุปกรณ์ใดๆ เกิดการล้มเหลวขึ้น อุปกรณ์ป้องกันจะสั่งการให้อุปกรณ์ตัดต่อวงจร เช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์ ที่อยู่ใกล้ที่สุดเปิดวงจรก่อนเป็นอันดับแรก และมีบางอุปกรณ์เมื่อเกิดการล้มเหลวแล้วระบบป้องกันสั่งการให้อุปกรณ์ตัดต่อวงจรที่อยู่ไกลออกไปเปิดวงจร ได้แก่ การล้มเหลวที่เกิดจาก หม้อแปลงกระแส และหม้อแปลงแรงดัน เป็นต้น

การออกแบบโปรแกรมในขั้นต้น เมื่อเกิดการล้มเหลวของอุปกรณ์ โปรแกรมจะค้นหาเส้นทางต่างๆ เส้นทาง (Tracking) ที่เชื่อมโยงไปยังอุปกรณ์ประเภท เซอร์กิตเบรกเกอร์ เพื่อเปิดวงจรก่อนสำหรับกรณีที่ระบบป้องกันสั่งการให้อุปกรณ์ตัดต่อวงจรที่อยู่ห่างออกไปเปิดวงจรนี้จะถูกกำหนดโดยผู้ใช้งานโปรแกรม (User) วิธีการค้นหา เซอร์กิตเบรกเกอร์ ที่อยู่ใกล้จุดที่เกิดเหตุการณ์ล้มเหลวของอุปกรณ์ มีหลักการดังรูปที่ 6.17 ดังนี้

- 1) รับข้อมูลอุปกรณ์ที่เกิดเหตุการณ์ล้มเหลวเพื่อหาหมายเลขบัสที่เชื่อมต่อกับอุปกรณ์นั้นๆ
- 2) ใส่หมายเลขบัสที่เชื่อมต่ออยู่กับอุปกรณ์ที่ล้มเหลวนั้นๆ ในตัวแปร Stack เพื่อค้นหาเส้นทางที่เป็นไปได้ทั้งหมด
- 3) ตรวจสอบ Branch ที่เชื่อมต่อกับบัสแต่ละหมายเลขที่อยู่ใน Stack ถ้า Branch นั้นๆ เป็นอุปกรณ์ประเภทเซอร์กิตเบรกเกอร์ ให้กำหนดสถานะ เซอร์กิตเบรกเกอร์นั้นๆ ให้อยู่ในสถานะเปิดวงจร และหยุดการทำงาน แต่หาก Branch นั้นๆ ไม่ใช่อุปกรณ์ประเภทเซอร์กิตเบรกเกอร์ ให้ลบข้อมูล Branch นั้นๆ ออกจากตัวแปรเก็บข้อมูลชั่วคราวที่ชื่อ Temp_Branch info ดังรูปที่ 3-18ไปเรื่อยๆ จนกว่าตัวแปร Stack จะไม่มีสมาชิก นั้นหมายความว่าโปรแกรมได้ค้นหาจนสิ้นสุดแล้ว



รูปที่ 6.17 การค้นหาเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่อยู่ใกล้จุดที่เกิดเหตุการณ์ล้มเหลวของอุปกรณ์
**ขั้นตอนที่ 5: กำหนดค่าความแม่นยำและเริ่มการสุ่มระยะเวลาการทำงานและระยะเวลาซ่อมแซม
 อุปกรณ์**

การกำหนดค่าความแม่นยำให้กับโปรแกรมขึ้นอยู่กับผู้ใช้งานเป็นผู้กำหนด โดยโปรแกรมจะกำหนดค่าความแม่นยำเริ่มต้นไว้ที่ค่า 10^{-6} หลังจากกำหนดค่าความแม่นยำแล้วโปรแกรมจะเริ่มการสุ่ม ระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ TTF และระยะเวลาการซ่อมแซมอุปกรณ์ TTR และตรวจสอบการเกิดไฟฟ้าดับ ตามที่ได้นำเสนอรายละเอียดไว้ในหัวข้อ 6.1 สำหรับการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของโปรแกรมจะนำเสนอต่อไปในหัวข้อ 6.3

6.3 การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า

ระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าสามารถประเมินได้ด้วยค่าดัชนีต่างๆ ขึ้นอยู่กับวัตถุประสงค์ที่ต้องการใช้งาน ดัชนีที่นิยมใช้สำหรับประเมินความเชื่อถือได้ ประกอบด้วย ดัชนี SAIFI ดัชนี SAIDI และดัชนี EENS ซึ่งแต่ละดัชนีมีความหมายและการคำนวณดังต่อไปนี้

6.3.1 ค่าดัชนี SAIFI

ค่าดัชนี SAIFI (System Average Interruption Frequency Index, ครั้ง/ปี) คือ ค่าดัชนีที่บ่งบอกถึงจำนวนครั้งที่ผู้ใช้ไฟฟ้าเกิดเหตุการณ์ล้มเหลวในระบบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งระบบ ตามระยะเวลาที่พิจารณา โครงการวิจัยนี้ได้นำวิธีการสุ่มแบบ MCS มาประยุกต์ใช้ในการคำนวณ การคำนวณสามารถคำนวณแบบแยกจุดโหลดและพิจารณาดัชนีรวมทั้งระบบได้ดังสมการที่ (6.1) และสมการที่ (6.2)

$$SAIFI_i = \frac{8,760 \times F_{Total}}{T_{Total}} \quad (6.1)$$

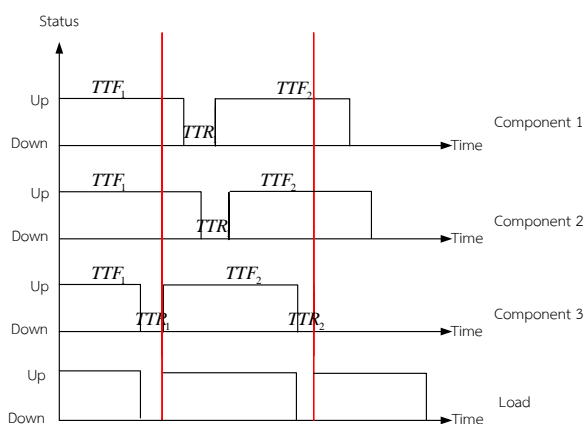
โดย F_{Total} คือ จำนวนครั้งที่เกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากการสุ่มแบบ MCS ของจุดโหลด i

T_{Total} คือ ระยะเวลาทั้งหมดที่เกิดจากการสุ่มแบบ MCS (ชั่วโมง)

$$SAIFI_{System} = \frac{\sum SAIFI_i}{n} \quad (6.2)$$

โดย n คือ จำนวนจุดโหลดทั้งหมดภายในสถานีไฟฟ้าที่พิจารณา

จากสมการที่ (6.1) การนับจำนวนครั้งที่เกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากการสุ่มแบบ MCS ของจุดโหลดใดๆ สามารถพิจารณาได้ดังรูปที่ 6.18



รูปที่ 6.18 การนับจำนวนครั้งการเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากการสุ่มแบบ MCS

จากรูปที่ 6.18 จำนวนครั้งที่เกิดไฟฟ้าดับคือ 2 ครั้ง ถึงแม้ว่าอุปกรณ์อื่นๆ เช่น Component 1 และ 2 จะอยู่ในสถานะ Down แต่โหลดยังคงได้รับการจ่ายไฟฟ้า เนื่องจากการเกิดไฟฟ้าดับของจุดโหลดนี้ขึ้นอยู่กับ Component 3

6.3.2 ค่าดัชนี SAIDI

ค่าดัชนี SAIDI (System Average Interruption Duration Index, ชั่วโมง/ปี) คือ ค่าดัชนีที่แสดงระยะเวลาที่เกิดเหตุการณ์ล้มเหลวของระบบโดยเฉลี่ยที่กระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งระบบ ในระยะเวลาที่พิจารณา การคำนวณสามารถคำนวณแบบแยกจุดโหลดและพิจารณาดัชนีรวมทั้งระบบได้ ดังสมการที่ (6.3) และ (6.4)

$$SAIDI_i = \frac{8,760x \sum T_{outage(k)}}{T_{Total}} \quad (6.3)$$

โดย $T_{outage(k)}$ คือ ระยะเวลาที่ทำให้เกิดไฟฟ้าดับในช่วงเวลา k ใดๆ (ชั่วโมง)

T_{Total} คือ ระยะเวลารวมทั้งหมดที่เกิดจากการสุ่มแบบ MCS (ชั่วโมง)

$$SAIDI_{System} = \frac{\sum SAIDI_i}{n} \quad (6.4)$$

โดย n คือ จำนวนจุดโหลดทั้งหมดภายในสถานีไฟฟ้าที่พิจารณา

จากรูปที่ 6.18 ระยะเวลาที่ทำให้เกิดไฟฟ้าดับก็คือระยะเวลาของ TTR_1 และ TTR_2 ของ Component 3 ดังนั้นจึงทำให้ทราบระยะเวลาที่ทำให้เกิดไฟฟ้าดับในช่วงเวลาใดๆ $T_{Outage(k)}$ เพื่อนำไปคำนวณดัชนี SAIDI ดังสมการที่ (6.3)

6.3.3 ค่าดัชนี EENS

ค่าดัชนี EENS (Expected Energy Not Supplied, MWh/ปี) คือ ค่าดัชนีที่บ่งบอกถึงค่าพลังงานไฟฟ้าที่จุดโหลดไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า การคำนวณสามารถคำนวณแบบแยกจุดโหลดและพิจารณาดัชนีรวมทั้งระบบได้ดังสมการที่ (6.5) และ (6.6)

$$EENS_i = \frac{8,760x \sum T_{outage(k)} x P_{outage(k)}}{T_{Total}} \quad (6.5)$$

โดย $T_{outage(k)}$ คือ ระยะเวลาที่ทำให้เกิดไฟฟ้าดับที่ช่วงเวลา k ใดๆ (ชั่วโมง)
 $P_{outage(k)}$ คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่ต้องการขณะเกิดไฟฟ้าดับที่ช่วงเวลา k ใดๆ (MW)
 T_{Total} คือ ระยะเวลารวมทั้งหมดที่เกิดจากการสุ่มแบบ MCS (ชั่วโมง)

$$= EENS_{System} = \frac{\sum EENS_i}{n} \quad (6.6)$$

โดย n คือ จำนวนจุดโหนดทั้งหมดภายในสถานีไฟฟ้าที่พิจารณา

กำลังไฟฟ้าจริงที่ใช้ในการคำนวณ ในแต่ละช่วงเวลาของแต่ละปี ในวิทยานิพนธ์นี้ได้พิจารณาความไม่แน่นอนของโหลด 5% คงที่ตลอดระยะเวลาการพิจารณาอายุของสถานีไฟฟ้า และพิจารณาผลของการเจริญเติบโตของโหลด ปีละ 3% ตามที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยได้ให้ข้อมูลมา ซึ่งข้อมูลดังกล่าว สามารถแก้ไขในการใช้งานโปรแกรมได้

บทที่ 7

ข้อมูลการทำงานล้มเหลวของอุปกรณ์ไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าและการบำรุงรักษา

ข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่ได้นำเสนอในบทที่ 6 คือ ข้อมูลการทำงานล้มเหลวของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่อยู่ภายในสถานีไฟฟ้า ซึ่งข้อมูลเหล่านี้ได้จากการบันทึกข้อมูลการทำงานของอุปกรณ์ย้อนหลัง จากนั้นจึงนำมาคำนวณเป็นอัตราการล้มเหลว (Failure Rate; λ) และ ระยะเวลาซ่อมแซม (Repair Time; r) ของอุปกรณ์แต่ละชนิดภายในสถานีไฟฟ้า ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูง (Transmission Line), เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker), บัสบาร์ (Bus bar), หม้อแปลงกำลัง (Power Transformer), หม้อแปลงกระแส (Current Transformer) และ หม้อแปลงแรงดัน (Potential Transformer)

7.1 การนับจำนวนอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า

การคำนวณอัตราการล้มเหลว (Failure Rate; λ) และระยะเวลาซ่อมแซม (Repair time; r) ของอุปกรณ์แต่ละชนิดภายในสถานีไฟฟ้าจำเป็นที่จะต้องทราบ จำนวนอุปกรณ์แต่ละชนิดและความยาวของสายส่งไฟฟ้าแรงสูงในแต่ละปี อย่างไรก็ตามเนื่องจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้จัดเก็บข้อมูลเฉพาะในส่วนของความยาวสายส่งเท่านั้น ไม่ได้มีการจัดเก็บข้อมูลจำนวนอุปกรณ์ชนิดอื่นๆ วิทยานิพนธ์จึงได้ศึกษาและนำเสนอถึงวิธีการและแนวทางจัดเก็บข้อมูลจำนวนอุปกรณ์ในแต่ละปีด้วย

จากการศึกษาพบว่า กฟผ. ไม่ได้มีการจัดเก็บข้อมูลจำนวนอุปกรณ์แต่ละชนิดไว้ และการนับจำนวนอุปกรณ์แต่ละชนิดโดยตรงจากแผนภาพเส้นเดี่ยวของทุกสถานีเป็นวิธีที่สิ้นเปลืองเวลามากเกินไป ดังนั้นจึงได้ศึกษาแผนภาพเส้นเดี่ยวของสถานีไฟฟ้า เพื่อที่จะศึกษาหลักเกณฑ์ในการนับจำนวนของอุปกรณ์อย่างมีประสิทธิภาพ

จากการขอรับข้อมูลความยาวสายส่งไฟฟ้า จาก กฟผ. สามารถแสดงข้อมูลความยาวสายส่งไฟฟ้าได้ดังตารางที่ 7.1 สำหรับการนับจำนวนอุปกรณ์ชนิดอื่นๆ นั้น เมื่อได้ศึกษาแผนภาพเส้นเดี่ยวของสถานีไฟฟ้าทั่วประเทศ (Transmission and Switching Diagram) ของ กฟผ. ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553-2557 (ค.ศ. 2010-2014) พบว่า ภายในแผนภาพเส้นเดี่ยวแสดงแต่เพียง เซอร์กิตเบรกเกอร์, บัสบาร์ และ หม้อแปลงกำลัง เท่านั้น ไม่ได้แสดงถึง หม้อแปลงกระแสและหม้อแปลงแรงดัน ดังนั้น กฟผ. จึงได้ให้ความอนุเคราะห์ข้อมูลเพิ่มเติมของตัวอย่างแผนภาพเส้นเดี่ยวของสถานีไฟฟ้าทั้ง 7 รูปแบบ เพื่อที่จะกำหนดหลักเกณฑ์การนับจำนวนหม้อแปลงกระแสและหม้อแปลงแรงดันของแต่ละรูปแบบการจัดเรียง ดังผลลัพธ์ตามตารางที่ 7.2

ตารางที่ 7.1 ข้อมูลความยาวของสายส่งไฟฟ้าทั่วประเทศ (ปี พ.ศ. 2553 - 2557)

ปี	ความยาวสายส่งไฟฟ้า (วงจร-กิโลเมตร)
2553	30,639.743
2554	30,517.821
2555	31,556.461
2556	32,393.835
2557	32,526.992

ตารางที่ 7.2 แสดงถึงความสัมพันธ์ระหว่างจำนวนของหม้อแปลงกระแสและหม้อแปลงแรงดันที่ติดตั้งอยู่ภายในสถานีไฟฟ้าที่มีการจัดเรียงบัสที่แตกต่างกัน เมื่อพิจารณาตามลักษณะของอุปกรณ์ของสถานีไฟฟ้าที่มีการติดตั้งหม้อแปลงกระแสและหม้อแปลงแรงดัน ซึ่งจากการศึกษาแผนภาพเส้นเดี่ยวของสถานีไฟฟ้า ลักษณะของอุปกรณ์สามารถแบ่งออกได้ 6 ประเภท คือ

- 1) สายส่งไฟฟ้าจากระบบส่งไปยังระบบจำหน่าย (Line to PEA/MEA)
- 2) สายส่งไฟฟ้าจากระบบส่งไปยังระบบส่ง (Line to EGAT)
- 3) สายส่งไฟฟ้าจากระบบส่งไปยังระบบจำหน่ายโดยผ่านหม้อแปลงกำลัง (EGAT to PEA/MEA Tx)
- 4) สายส่งไฟฟ้าจากระบบส่งไปยังระบบส่งโดยผ่านหม้อแปลงกำลัง (EGAT to EGAT Tx)
- 5) บัสบาร์ภายในสถานีไฟฟ้า (Bus Bar)
- 6) เส้นทางเชื่อมต่อสำรองระหว่างบัสบาร์ภายในสถานีไฟฟ้า (Coupling Bay)

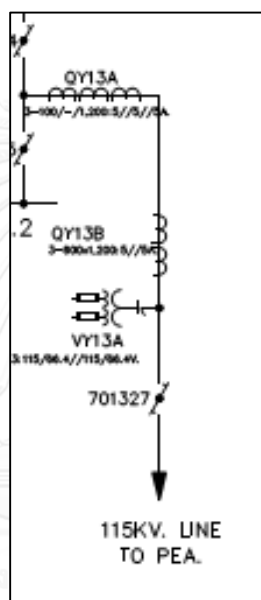
ตารางที่ 7.2 จำนวนอุปกรณ์ประเภทหม้อแปลงกระแสและหม้อแปลงแรงดัน แบ่งตามรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้า

		Line to PEAM/EA	Line to EGAT	EGAT to PEAM/EA Tx	EGAT to EGAT Tx	Main Busbar	Coupling bay
Single Bus	CT	3	3	3	3		
	CT (metering)	3					
	PT	3	1		1	3	
Main and Transfer	CT	3	3	3	3		3
	CT (metering)	3					
	PT	3	1		1	3	
Double Main and Transfer	CT	3	3	3	3		
	CT (metering)	3					
	PT	3	1		1	6	
Breaker and a Half	CT	3	3	3	3		3
	CT (metering)	3					
	PT	3	3	3	3	6	
Double Bus Double Breaker	CT	6	6	6	6		
	CT (metering)	3					
	PT	3	3	3	3	6	
Double Bus Single Breaker	CT	3	3	3	3		3
	CT (metering)	3					
	PT	3	3	1	3	2	
Ring Bus	CT	3	3	3	3		
	CT (metering)	3					
	PT	3	3		1	3	

รายละเอียดของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าที่มีการติดตั้งหม้อแปลงกระแสและหม้อแปลงแรงดันสามารถอธิบายได้ดังต่อไปนี้

1) สายส่งไฟฟ้าจากระบบส่งไปยังระบบจำหน่าย (Line to PEA/MEA)

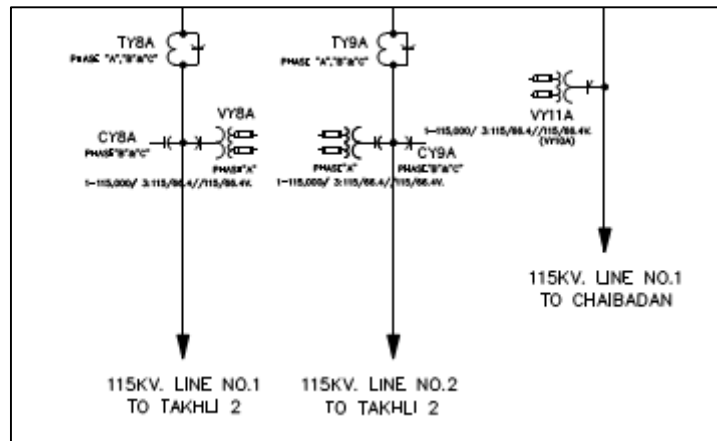
สายส่งไฟฟ้าจากระบบส่งไปยังระบบจำหน่าย คือ สายส่งที่มีการต่อเชื่อมจากสถานีไฟฟ้าของระบบส่ง (กฟผ.) ไปยังระบบจำหน่าย (กฟภ./กฟน.) โดยตรง โดยไม่มีการติดตั้งหม้อแปลงกำลังในการทำหน้าที่ปรับระดับแรงดันไฟฟ้า เนื่องจากเป็นสายส่งที่ทำหน้าที่ในการจำหน่ายไฟฟ้าให้กับระบบจำหน่าย จึงมีการติดตั้งหม้อแปลงกระแสเพิ่มเติมเพื่อใช้วัดปริมาณกระแสไฟฟ้าที่จำหน่ายให้แก่ระบบจำหน่าย



รูปที่ 7.1 ตัวอย่างของสายส่งไฟฟ้าจากระบบส่งไปยังระบบจำหน่าย

2) สายส่งไฟฟ้าจากระบบส่งไปยังระบบส่ง (Line to EGAT)

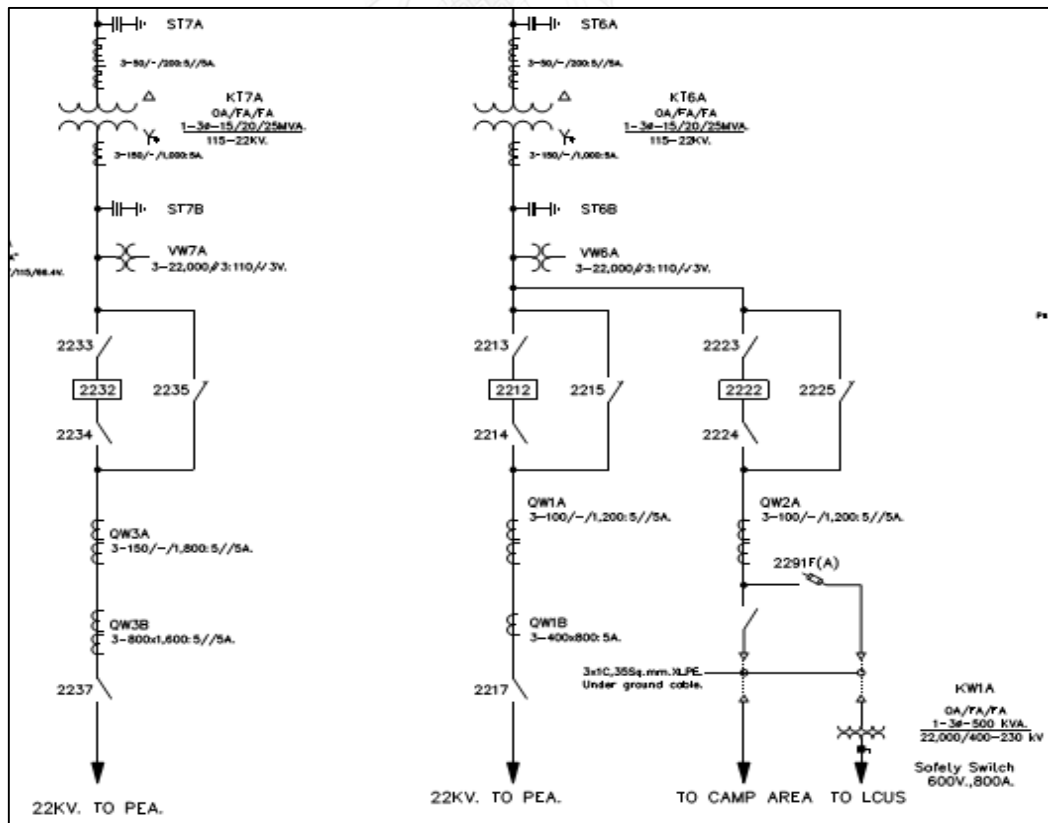
สายส่งไฟฟ้าจากระบบส่งไปยังระบบส่ง คือ สายส่งที่มีการต่อเชื่อมจากสถานีไฟฟ้าของระบบส่งไปยังสถานีไฟฟ้าอีกแห่งหนึ่งของระบบส่งด้วยกันเองโดยตรง โดยไม่มีการติดตั้งหม้อแปลงกำลังในการทำหน้าที่ปรับระดับแรงดันไฟฟ้า เนื่องจากเป็นสายส่งที่ทำหน้าที่เฉพาะการส่งกำลังไฟฟ้าเท่านั้น สายส่งประเภทนี้จึงไม่มีการติดตั้งหม้อแปลงกระแสสำหรับการจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มเติม



รูปที่ 7.2 ตัวอย่างของสายส่งไฟฟ้าจากระบบส่งไปยังระบบส่ง

3) สายส่งไฟฟ้าจากระบบส่งไปยังระบบส่ง (Line to EGAT)

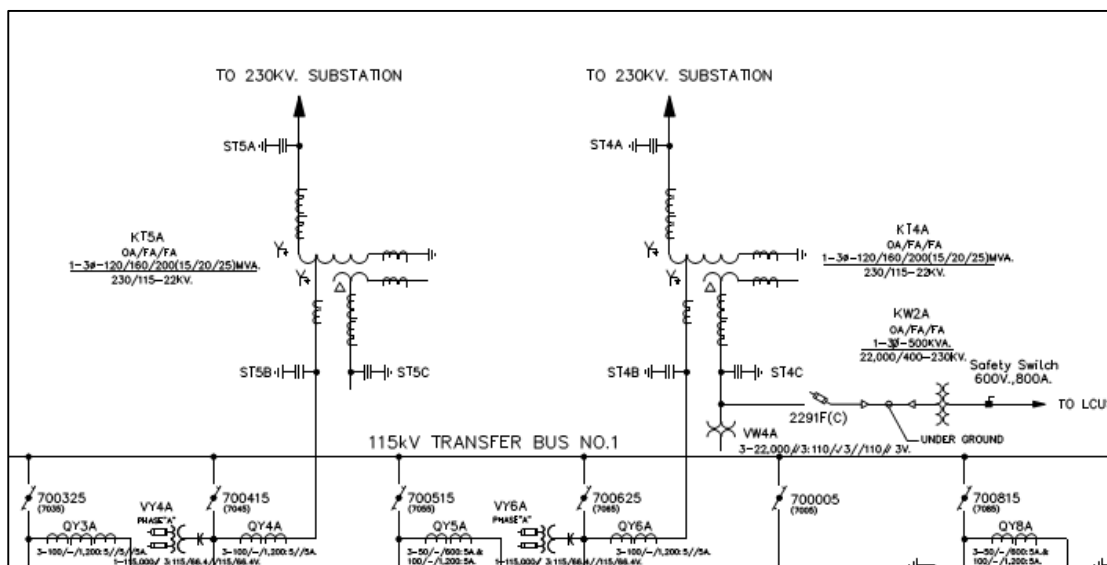
สายส่งไฟฟ้าจากระบบส่งไปยังระบบจำหน่ายโดยผ่านหม้อแปลงกำลัง คือ สายส่งที่มีการต่อเชื่อมจากสถานีไฟฟ้าของระบบส่งไปยังระบบจำหน่าย โดยมีการติดตั้งหม้อแปลงกำลังเพื่อทำหน้าที่ในการปรับระดับแรงดันไฟฟ้า เนื่องจากเป็นสายส่งที่ทำหน้าที่ในการจำหน่ายไฟฟ้าให้กับระบบจำหน่าย จึงมีการติดตั้งหม้อแปลงกระแสเพิ่มเติมเพื่อใช้วัดปริมาณกระแสไฟฟ้าที่จำหน่ายให้แก่ระบบจำหน่าย



รูปที่ 7.3 ตัวอย่างของสายส่งไฟฟ้าจากระบบส่งไปยังระบบจำหน่ายโดยผ่านหม้อแปลงกำลัง

4) สายส่งไฟฟ้าจากระบบส่งไปยังระบบส่งโดยผ่านหม้อแปลงกำลัง (EGAT to EGAT Tx)

สายส่งไฟฟ้าจากระบบส่งไปยังระบบส่งโดยผ่านหม้อแปลงกำลัง คือ สายส่งที่มีการต่อเชื่อมจากสถานีไฟฟ้าของระบบส่งไปยังสถานีไฟฟ้าอีกแห่งหนึ่งของระบบส่งด้วยตัวเอง โดยมีการติดตั้งหม้อแปลงกำลังเพื่อทำหน้าที่ในการปรับระดับแรงดันไฟฟ้า เนื่องจากเป็นสายส่งที่ทำหน้าที่เฉพาะการส่งกำลังไฟฟ้าเท่านั้น สายส่งประเภทนี้จึงไม่มีการติดตั้งหม้อแปลงกระแสสำหรับการจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มเติม



รูปที่ 7.4 ตัวอย่างของสายส่งไฟฟ้าจากระบบส่งไปยังระบบส่งโดยผ่านหม้อแปลงกำลัง

5) บัสบาร์ภายในสถานีไฟฟ้า (Bus Bar)

บัสบาร์ภายในสถานีไฟฟ้า คือ บัสบาร์ที่ทำหน้าที่เป็นจุดรวมกระแสไฟฟ้า ในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าต่อไป เนื่องจากบัสบาร์เป็นอุปกรณ์ที่มีกระแสไฟฟ้าไหลผ่านในปริมาณที่สูง เมื่อเกิดเหตุการณ์ผิดปกติที่บัสบาร์ จะทำให้การล้มเหลวเนื่องจากเหตุการณ์ผิดปกติมีความรุนแรง ดังนั้นจึงจำเป็นที่จะต้องมีการติดตั้งหม้อแปลงแรงดันที่บัสบาร์เพิ่มเติม อย่างไรก็ตาม การจัดเรียงบัสบางประเภทที่มีบัสไอออนสำรอง ได้แก่ Main and Transfer และ Double Main and Transfer จะไม่มีการติดตั้งหม้อแปลงแรงดันที่บัสไอออนสำรอง

6) เส้นทางเชื่อมต่อสำรองระหว่างบัสบาร์ภายในสถานีไฟฟ้า (Coupling Bay)

เส้นทางเชื่อมต่อสำรองระหว่างบัสบาร์ภายในสถานีไฟฟ้า คือ เส้นทางสำรองภายในสถานีไฟฟ้าที่มีใช้งานก็ต่อเมื่อเส้นทางหลักภายในสถานีไฟฟ้าไม่สามารถใช้งานได้ เนื่องจากเกิดเหตุการณ์ผิดปกติหรือมีการซ่อมบำรุง ซึ่งรูปแบบการจัดเรียงบัสที่มีเส้นทางสำรอง ได้แก่ Main and Transfer, Breaker and a Half และ Double Bus Single Breaker

ตารางที่ 7.3 รายชื่อและจำนวนอุปกรณ์ที่ติดตั้งหม้อแปลงกระแสและหม้อแปลงแรงดันของสถานีไฟฟ้าท่าตะโก

ประเภทของอุปกรณ์	ชื่อของอุปกรณ์	จำนวน
Line to PEA/MEA	115 kV. LINE TO PEA	1
รวม		1
Line to EGAT	115 kV. LINE NO.1 TO BUMG SAMPHAN	1
	115 kV. LINE TO BANG MUNNAK	1
	115 kV. LINE NO.1 TO TAKHLI 2	1
	115 kV. LINE NO.2 TO TAKHLI 2	1
	115 kV. LINE NO.1 TO CHAIBADAN	1
	115 kV. LINE NO.2 TO CHAIBADAN	1
รวม		6
EGAT to PEA/MEA Tx	22 kV. TO PEA	2
รวม		2
EGAT to EGAT Tx	TO 230 kV. SUBSTATION	3
รวม		3
Main Busbar	115 kV. MAIN BUS	1
รวม		1
Coupling bay	-	0
รวม		0

เมื่อนำข้อมูลอุปกรณ์ที่มีการติดตั้งหม้อแปลงกระแสและหม้อแปลงแรงดันของสถานีไฟฟ้าจากตารางที่ 7.3 และข้อมูลจำนวนอุปกรณ์ประเภทหม้อแปลงกระแสและหม้อแปลงแรงดันเมื่อแบ่งตามรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าจากตารางที่ 7.2 มาประกอบกัน ทำให้สามารถหาจำนวนหม้อแปลงกระแสและหม้อแปลงแรงดันภายในสถานีไฟฟ้าได้ ตามตารางที่ 7.4

ตารางที่ 7.4 จำนวนหม้อแปลงกระแสและหม้อแปลงแรงดันของสถานีไฟฟ้าท่าตะโก จังหวัดนครสวรรค์

	Line to PEA/MEA	Line to EGAT	EGAT to PEA/MEA Tx	EGAT to EGAT Tx	Main Busbar	Coupling bay	Total
CT	3×1	3×6	3×2	3×3			36
CT (metering)	3×1						3
PT	3×1	1×6		1×3	6×1		18

สำหรับอุปกรณ์อื่นๆ ได้แก่ เซอร์คิตเบรกเกอร์, บัสบาร์ และหม้อแปลงกำลัง สามารถนับจำนวนได้โดยตรงจากแผนภาพเส้นเดียว เมื่อรวมกับข้อมูลจำนวนหม้อแปลงกระแสและหม้อแปลงแรงดัน จำนวนข้อมูลอุปกรณ์ทั้งหมดภายในสถานีไฟฟ้าท่าตะโกสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 7.5

ตารางที่ 7.5 จำนวนอุปกรณ์ทั้งหมดภายในสถานีไฟฟ้าท่าตะโก จังหวัดนครสวรรค์

อุปกรณ์	จำนวน
เซอร์คิตเบรกเกอร์	14
บัสบาร์	3
หม้อแปลงกำลัง	5
หม้อแปลงกระแส	39
หม้อแปลงแรงดัน	18

จากวิธีการที่ได้นำเสนอไปข้างต้น ทำให้สามารถหาจำนวนอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าทั่วประเทศได้ โดยได้จัดทำข้อมูลจำนวนอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 – 2557 โดยในตารางที่ 7.6 (ก) – (ง) คือจำนวนครั้งและระยะเวลาซ่อมแซมของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าปี พ.ศ. 2553 – 2557 และมีข้อมูลจำนวนอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 – 2557 ตามตารางที่ 7.7 (ก) – (ง)

ตารางที่ 7.7 (ก) จำนวนอุปกรณ์ ประเภทเซอริกิตเบรกเกอร์ พ.ศ. 2553 – 2557

เซอริกิตเบรกเกอร์		2553	2554	2555	2556	2557
500 kV	AIS	84	78	99	106	103
	GIS	20	27	66	63	60
230 kV	AIS	1052	920	1104	1150	1100
	GIS	94	70	130	123	138
115 kV	AIS	1580	1772	1681	1679	1719
	GIS	13	13	20	21	20
69 kV	AIS	50	23	38	46	46
	GIS	5	9	8	6	6

ตารางที่ 7.7 (ข) จำนวนอุปกรณ์ ประเภทหม้อแปลงกำลัง พ.ศ. 2553 – 2557

หม้อแปลงกำลัง		2553	2554	2555	2556	2557
500 kV	AIS	16	10	17	29	30
	GIS	5	8	19	14	14
230 kV	AIS	213	223	226	236	234
	GIS	32	19	41	39	47
115 kV	AIS	397	399	390	383	373
	GIS	1	8	6	7	7
69 kV	AIS	8	12	0	4	10
	GIS	0	3	0	4	4

ตารางที่ 7.7 (ค) จำนวนอุปกรณ์ ประเภทบัสบาร์ พ.ศ. 2553 – 2557

บัสบาร์		2553	2554	2555	2556	2557
500 kV	AIS	12	14	14	16	16
	GIS	4	6	12	10	10
230 kV	AIS	167	165	167	176	173
	GIS	23	17	28	28	32
115 kV	AIS	420	419	421	417	421
	GIS	2	4	4	4	4
69 kV	AIS	16	6	10	10	10
	GIS	5	5	8	6	6

ตารางที่ 7.7 (ง) จำนวนอุปกรณ์ ประเภทหม้อแปลงกระแส พ.ศ. 2553 – 2557

หม้อแปลงกระแส		2553	2554	2555	2556	2557
500 kV	AIS	159	183	180	219	207
	GIS	39	66	162	138	129
230 kV	AIS	2061	2067	2151	2253	2289
	GIS	255	186	336	342	387
115 kV	AIS	4263	4593	4581	4644	4860
	GIS	39	36	60	63	60
69 kV	AIS	273	141	198	258	258
	GIS	21	36	36	24	24

ตารางที่ 7.7 (จ) จำนวนอุปกรณ์ ประเภทหม้อแปลงแรงดัน พ.ศ. 2553 – 2557

หม้อแปลงแรงดัน		2553	2554	2555	2556	2557
500 kV	AIS	165	151	200	235	223
	GIS	40	73	175	149	140
230 kV	AIS	2147	1864	2236	2332	2363
	GIS	232	146	321	326	368
115 kV	AIS	2316	2881	2509	2581	2682
	GIS	33	40	54	55	52
69 kV	AIS	161	84	117	141	141
	GIS	8	25	16	8	8

7.2 การคำนวณอัตราการล้มเหลวและระยะเวลาซ่อมแซมของอุปกรณ์

จากข้อมูลจำนวนอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 – 2557 และข้อมูลจำนวนครั้งและระยะเวลาซ่อมแซมของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าปี พ.ศ. 2553 – 2557 ในหัวข้อ 7.1 จึงสามารถคำนวณหาอัตราการล้มเหลวและระยะเวลาซ่อมแซมของอุปกรณ์ในแต่ละปีได้ ดังต่อไปนี้

$$Failure Rate = \frac{\text{จำนวนครั้งการล้มเหลวทั้งหมดของอุปกรณ์}}{\text{จำนวนปีที่พิจารณา} \times \text{ความยาวสายส่งไฟฟ้า}} \quad (7.1)$$

$$Repair Time = \frac{\text{ระยะเวลาที่ล้มเหลวทั้งหมดของอุปกรณ์ในหน่วยชั่วโมง}}{\text{จำนวนปีที่พิจารณา} \times \text{ความยาวสายส่งไฟฟ้า}} \quad (7.2)$$

สำหรับอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าอื่นๆ สามารถคำนวณอัตราการล้มเหลวและระยะเวลาซ่อมแซมของอุปกรณ์ตามสมการที่ (7.3) และ (7.4)

$$Failure Rate = \frac{\text{จำนวนครั้งการล้มเหลวทั้งหมดของอุปกรณ์}}{\text{จำนวนปีที่พิจารณา} \times \text{จำนวนอุปกรณ์}} \quad (4.3)$$

$$Repair Time = \frac{\text{ระยะเวลาที่ล้มเหลวทั้งหมดของอุปกรณ์ในหน่วยชั่วโมง}}{\text{จำนวนปีที่พิจารณา} \times \text{จำนวนอุปกรณ์}} \quad (4.4)$$

จากตารางที่ 7.1, 7.6 และ 7.7 และสมการที่ (7.1) – (7.4) สามารถคำนวณอัตราการล้มเหลวและระยะเวลาซ่อมแซมของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2553 – 2557 ตามตารางที่ 7.8 (ก) – (ง)

ตารางที่ 7.8 (ง) อัตราล้มเหลวและระยะเวลาซ่อมแซมของหม้อแปลงกระแส พ.ศ. 2553 – 2557

หม้อแปลงกระแส		อัตราการล้มเหลว (λ : ครั้ง/ปี) และ ระยะเวลาซ่อมแซมอุปกรณ์ (r: ชั่วโมง)									
		2553		2554		2555		2556		2557	
		λ	r	λ	r	λ	r	λ	r	λ	r
500 kV	AIS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GIS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
230 kV	AIS	0.0019	1	0	0	0	0	0	0	0.0008	134.47
	GIS	0.0039	3.83	0	0	0	0	0	0	0	0
115 kV	AIS	0	0	0.0004	0.385	0.0004	0.365	0.0004	9.74	0.001	0.63
	GIS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
69 kV	AIS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GIS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

ตารางที่ 7.8 (จ) อัตราล้มเหลวและระยะเวลาซ่อมแซมของหม้อแปลงแรงดัน พ.ศ. 2553 – 2557

หม้อแปลงแรงดัน		อัตราการล้มเหลว (λ : ครั้ง/ปี) และ ระยะเวลาซ่อมแซมอุปกรณ์ (r: ชั่วโมง)									
		2553		2554		2555		2556		2557	
		λ	r	λ	r	λ	r	λ	r	λ	r
500 kV	AIS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GIS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
230 kV	AIS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GIS	0.0129	37.01	0	0	0	0	0	0	0	0
115 kV	AIS	0	0	0.0006	0.385	0	0	0.0007	0.015	0.0007	0.05
	GIS	0.0909	1.3433	0	0	0	0	0	0	0	0
69 kV	AIS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GIS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

จากค่าอัตราการล้มเหลวและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ภายในสถานียไฟฟ้าตาม ตารางที่ 7.8 จะสังเกตเห็นได้ว่า ในแต่ละปีจะมีค่าที่แตกต่างกันซึ่งขึ้นอยู่กับจำนวนเหตุการณ์การ ล้มเหลว ระยะเวลาการล้มเหลว และความยาวสายส่งหรือจำนวนอุปกรณ์ในแต่ละปี การเลือกค่าตัว แทนของอัตราการล้มเหลวและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์โดยเฉพาะเจาะจงจึงเป็นสิ่งที่ทำได้ ยาก ดังนั้นวิทยานิพนธ์นี้จึงเลือกใช้วิธีการคำนวณค่าเฉลี่ยของอัตราการล้มเหลวและระยะเวลาการ ซ่อมแซมของอุปกรณ์ โดยมีความยาวสายส่งและจำนวนอุปกรณ์เป็นตัวถ่วงน้ำหนัก

สมการคำนวณอัตราการล้มเหลวและระยะเวลาซ่อมแซมเฉลี่ยของสายส่งไฟฟ้า สามารถ คำนวณได้ตามสมการที่ (7.5) และ (7.6) ตามลำดับ

$$\text{Failure Rate} = \frac{\sum_{i=1}^n L_i f_i}{\sum_{i=1}^n L_i} \quad (7.5)$$

$$\text{Repair Time} = \frac{\sum_{i=1}^n L_i r_i}{\sum_{i=1}^n L_i} \quad (7.6)$$

- โดยที่ L_i คือ ความยาวของสายส่งไฟฟ้าในปีที่ i
 f_i คือ อัตราการล้มเหลวของสายส่งไฟฟ้าในปีที่ i
 r_i คือ ระยะเวลาการซ่อมแซมของสายส่งไฟฟ้าในปีที่ i
 n คือ จำนวนปีที่พิจารณา

สมการคำนวณอัตราการล้มเหลวและระยะเวลาซ่อมแซมเฉลี่ยของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าสามารถคำนวณได้ตามสมการที่ (7.7) และ (7.8) ตามลำดับ

$$\text{Failure Rate} = \frac{\sum_{i=1}^n N_i f_i}{\sum_{i=1}^n N_i} \quad (7.7)$$

$$\text{Repair Time} = \frac{\sum_{i=1}^n N_i r_i}{\sum_{i=1}^n N_i} \quad (7.8)$$

- โดยที่ N_i คือ จำนวนของอุปกรณ์ในปีที่ i
 f_i คือ อัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์ในปีที่ i
 r_i คือ ระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ในปีที่ i
 n คือ จำนวนปีที่พิจารณา

จากข้อมูลความยาวสายส่งและจำนวนอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า และข้อมูลอัตราการล้มเหลวและระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ที่ได้กล่าวไว้ข้างต้น สามารถคำนวณอัตราการล้มเหลวและระยะเวลาการซ่อมแซมของสายส่งไฟฟ้าและอุปกรณ์เฉลี่ยได้ตามตารางที่ 7.9 และ 7.10

ตารางที่ 7.9 อัตราการล้มเหลวและระยะเวลาการซ่อมแซมเฉลี่ยของสายส่งไฟฟ้า

ระดับแรงดัน	Failure Rate (ครั้ง/ปี/วงจร-กิโลเมตร)	Repair Time (ชั่วโมง/ครั้ง/วงจร-กิโลเมตร)
500 kV	0.01375576	2.747640449
230 kV	0.011745978	13.49649398
115 kV	0.02665691	0.751544036
69 kV	0.063559322	0

ตารางที่ 7.10 อัตราการล้มเหลวและระยะเวลาการซ่อมแซมเฉลี่ยของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า

อัตราการล้มเหลว (λ : ครั้ง/ปี) และ ระยะเวลาซ่อมแซมอุปกรณ์ (r : ชั่วโมง)											
		เซอร์กิตเบรกเกอร์		หม้อแปลงกำลัง		บัสบาร์		หม้อแปลงกระแส		หม้อแปลงแรงดัน	
		λ	r	λ	r	λ	r	λ	r	λ	r
500 kV	AIS	0	0	0.0784	4.5562	0.0416	0.8833	0	0	0	0
	GIS	0	0	0.0166	5.9	0	0	0	0	0	0
230 kV	AIS	0	0	0.0998	4.0562	0.0212	1.1577	0.0005	45.491	0	0
	GIS	0.0018	0.05	0.0786	1.8542	0.0469	1.02	0.0006	3.83	0.0021	37.01
115 kV	AIS	0.0001	0.08	0.2404	1.6264	0.0128	1.86	0.0004	2.1936	0.0004	0.15
	GIS	0	0	0.0689	0.365	0	0	0	0	0.0128	1.3433
69 kV	AIS	0	0	0.0294	301.35	0.1346	0.8742	0	0	0	0
	GIS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

7.3 ข้อมูลการบำรุงรักษาอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า

นอกจากข้อมูลการทำงานล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าที่ได้กล่าวมาในข้างต้นแล้ว ข้อมูลที่มีผลต่อความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าในรูปแบบต่างๆ คือข้อมูลการบำรุงรักษาอุปกรณ์ ซึ่งในวิทยานิพนธ์นี้ได้คำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า โดยพิจารณาผลของการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (Preventive Maintenance) เพื่อให้สะท้อนความเป็นจริงมากที่สุด

จากข้อมูลที่ขอรับจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย สามารถสรุปข้อมูลด้านการบำรุงรักษาอุปกรณ์ต่างๆ ภายในสถานีไฟฟ้าได้ดังนี้

ตารางที่ 7.11 วาระการบำรุงรักษาแก๊สเซอร์กิตเบรกเกอร์

รายการ	วาระ (ปี)	ระยะเวลาการบำรุงรักษา (วัน)		
		115 kV	230 kV	500 kV
Mechanism	12	2	3	5
Interrupter	24	3	4*	9
Mechanism and Interrupter	24	6	7*	14

หมายเหตุ * คือระยะเวลาต่อ 3 ตัว

ตารางที่ 7.12 วาระการบำรุงรักษาหม้อแปลงไฟฟ้า

รายการ	วาระ (ปี)	ระยะเวลาการบำรุงรักษา (วัน)		
		115 kV	230 kV	500 kV
On-Load Tap Changer	4*	1	1	1/Phase
Major Overhaul	6	1	1	1/Phase

หมายเหตุ * คือการประมาณการ ปกติจะทำการบำรุงรักษาทุกๆการทำงานครบ 50,000 ครั้ง

ตารางที่ 7.13 วาระการบำรุงรักษาหม้อแปลงกระแสและหม้อแปลงแรงดัน

รายการ	วาระ (ปี)	ระยะเวลาการบำรุงรักษา (วัน)		
		115 kV	230 kV	500 kV
Major Overhaul	15	1 วัน / 3 ตัว	1 วัน / 3 ตัว	2/Phase

หมายเหตุ ปกติการดับไฟจะดับเป็น Bay นั่นคือจะพยายามดับหม้อแปลงกระแสและหม้อแปลงแรงดันพร้อมกันเพื่อลดเวลาไฟฟาดับ

สำหรับการบำรุงรักษาสายส่ง (Transmission Line) จากข้อมูลที่ได้รับพบว่า การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยจะไม่มีการดับไฟเพื่อทำการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน ดังนั้นจึงถือได้ว่าการบำรุงรักษาสายส่งมีผลต่อการทำให้เกิดไฟฟาดับน้อยมาก

บทที่ 8

ผลการทดสอบและวิเคราะห์ผลการทดสอบ

จากระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติที่ได้นำเสนอในบทที่ 4 วิธีการประเมินความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่ในบทที่ 5 และบทที่ 6 และข้อมูลการทำงานล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าในบทที่ 7 ทำให้สามารถคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า ทั้งที่มีการติดตั้งและไม่มี การติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ และดัชนีที่เกี่ยวข้องในการพิจารณาความคุ้มค่าทางการเงินได้ โดยในบทนี้จะเริ่มต้นโดยการนำเสนอข้อมูลระบบทดสอบ และข้อมูลอื่นๆที่เกี่ยวข้องในการสร้างระบบทดสอบ จากนั้นจึงนำเสนอผลการทดสอบและการวิเคราะห์ผลการทดสอบ โดยเนื้อหาในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

8.1 ระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์

ข้อมูลที่จำเป็นในการสร้างระบบทดสอบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เมื่อมีการคำนึงถึงความคุ้มค่าทางการเงิน ประกอบด้วย (1) ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า และ (2) ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการประเมินความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้า โดยข้อมูลในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

8.1.1 ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า

ในการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า ทั้งที่มีการติดตั้งและไม่มี การติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ประกอบด้วยข้อมูล 3 ส่วน ได้แก่ (1) ข้อมูลรูปแบบการจัดเรียงบัสและอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า (2) ข้อมูลขนาดของโหลดเริ่มต้นและการเจริญเติบโตของโหลด และ (3) ข้อมูลการทำงานล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า

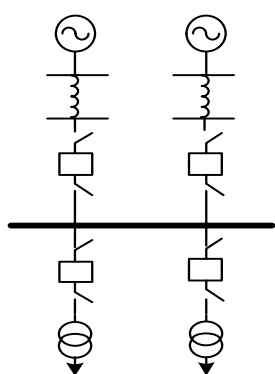
1) ข้อมูลรูปแบบการจัดเรียงบัสและอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า

ระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้ประกอบด้วย รูปแบบการจัดเรียงบัสที่มีการใช้งานจริงในระบบไฟฟ้าของ กฟผ. โดยรูปแบบสถานีไฟฟ้าที่พิจารณาคือสถานีไฟฟ้าประเภท AIS (Air Insulated Substation) ได้แก่

- (ก) บัสเดี่ยว (Single bus scheme)
- (ข) บัสเดี่ยวตัดตอน (Sectionalized bus scheme)
- (ค) บัสประธานและบัสโอนสำรอง (Main and transfer bus scheme)
- (ง) บัสประธานคู่และบัสโอนสำรอง (Double main and transfer bus scheme)

- (จ) บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง (Breaker and a half bus scheme)
- (ฉ) บัสประธานคู่ (Double bus double breaker bus scheme)
- (ช) บัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ (Double bus single breaker bus scheme)
- (ซ) บัสวง (Ring bus scheme)

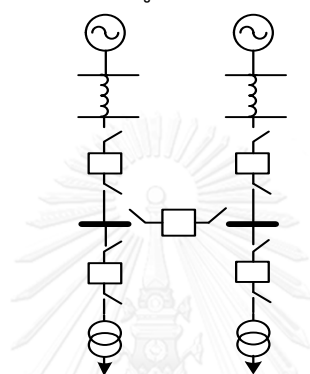
โดยทุกรูปแบบการจัดเรียงบัสที่นำมาทดสอบภายในวิทยานิพนธ์นี้ ประกอบด้วยวงจรขาเข้า (Incoming circuit) และวงจรขาออก (Outgoing circuit) อย่างละ 3 วงจร ซึ่งสามารถแสดงแผนภาพวงจรเส้นเดี่ยว (Single line diagram) ได้ดังรูปที่ 8.1 (ก) – (ซ)



รูปที่ 8.1 (ก)

บัสเดี่ยว

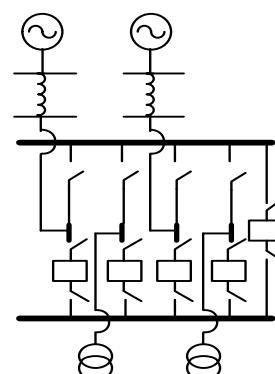
(Single bus scheme)



รูปที่ 8.1 (ข)

บัสเดี่ยวตัดตอน

(Straight bus sectionalization scheme)

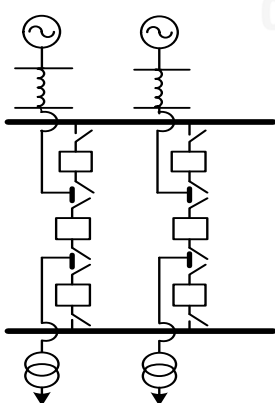


รูปที่ 8.1 (ค)

บัสประธานและ

บัสโอนสำรอง

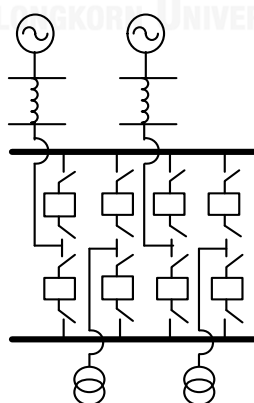
(Main and transfer bus scheme)



รูปที่ 8.1 (ง)

บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง

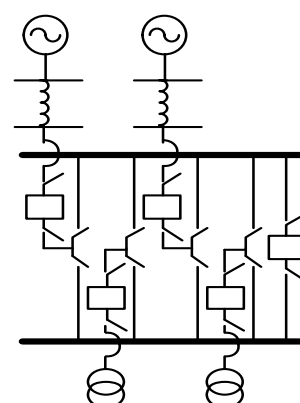
(Breaker and a half scheme)



รูปที่ 8.1 (ฉ)

บัสประธานคู่

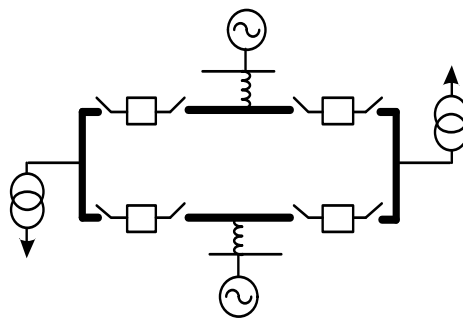
(Double bus, double breaker scheme)



รูปที่ 8.1 (ช)

บัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์

(Double bus, single breaker scheme)



รูปที่ 8.1 (ข) บัสวง (Single ring bus sectionalization scheme)

รูปที่ 8.1 รูปแบบมาตรฐานของการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้า

เมื่อพิจารณาลักษณะของ Feeders ภายในสถานีไฟฟ้าภายในระบบการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จะพบว่า Incoming feeder และ Outgoing feeder สามารถเป็นได้ทั้งสายส่งไฟฟ้าแรงสูงและหม้อแปลงกำลังไฟฟ้า ดังนั้นในวิทยานิพนธ์นี้จึงได้แยกระบบทดสอบออกเป็น 2 ลักษณะคือรูปแบบการจัดเรียงบัสที่มี Incoming feeder เป็นสายส่งไฟฟ้าแรงสูงและ Outgoing feeder เป็นหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง และรูปแบบการจัดเรียงบัสที่มี Incoming feeder เป็นหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังและ Outgoing feeder เป็นสายส่งไฟฟ้าแรงสูง

นอกจากนี้ เนื่องจากวัตถุประสงค์ของวิทยานิพนธ์นี้ต้องการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าและการประเมินความคุ้มค่าทางการเงินของการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า ดังนั้นการทดสอบผลจึงแบ่งออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่

- การทดสอบผลโดยพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ
- การทดสอบผลโดยไม่พิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

เมื่อประกอบกับรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้าตามที่ได้นำเสนอในข้างต้น โดยพิจารณาเฉพาะกรณีที่ Incoming feeders หรือ Sources เป็นสายไฟฟ้าเท่านั้น (ไม่พิจารณากรณีที่ เป็นหม้อแปลง) และ พิจารณาเฉพาะกรณีที่สถานีไฟฟ้ามีจำนวน 6 Feeders สำหรับรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภท จะทำให้สามารถสรุปจำนวนของระบบทดสอบได้ตามตารางที่ 8.1

ตารางที่ 8.1 จำนวนระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์

ระบบทดสอบ					
เมื่อพิจารณาถึงการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ					
	Voltages	Cases of Source Type	Bus Schemes	Cases of Feeder Number	Total Cases
AIS	115 kV	2	8	1	16
		รวม			16
เมื่อไม่พิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ					
	Voltages	Cases of Source Type	Bus Schemes	Cases of Feeder Number	Total Cases
AIS	115 kV	2	8	1	16
		รวม			16
				รวมทั้งสิ้น	32

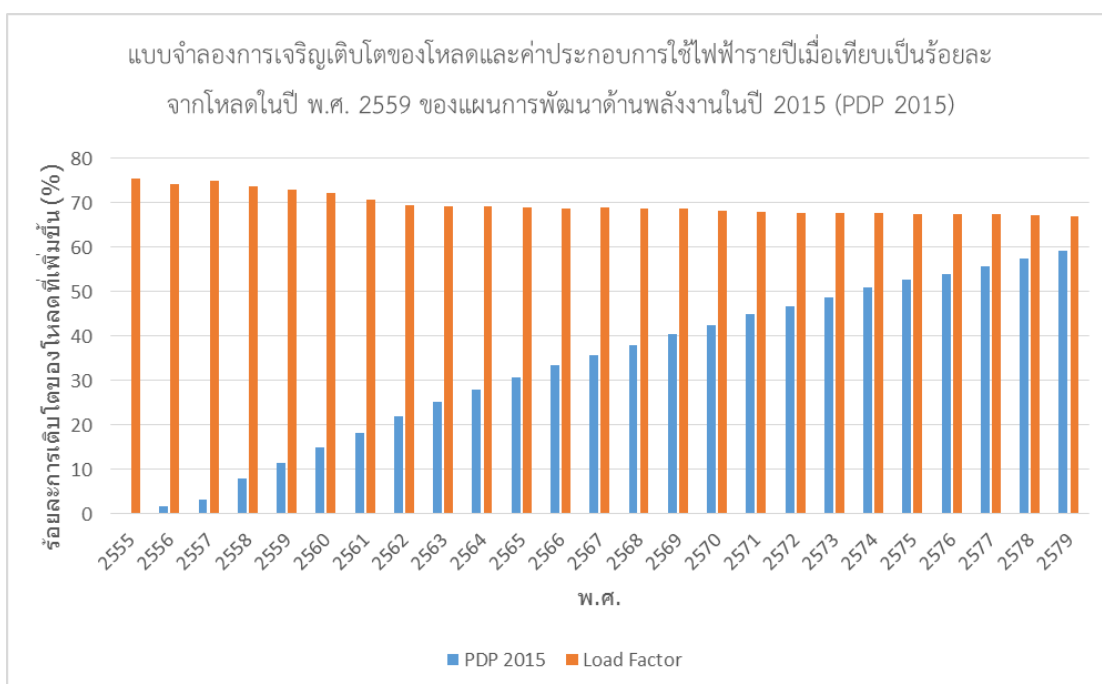
2) ข้อมูลขนาดของโหลดเริ่มต้นและการเจริญเติบโตของโหลด

สำหรับขนาดของโหลดเริ่มต้นที่ทำการพิจารณา นับได้ว่ามีความสำคัญทั้งในการประเมินความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้า ทั้งนี้ข้อมูลขนาดของโหลดเริ่มต้นที่ใช้ในวิทยานิพนธ์นี้ ได้รับความอนุเคราะห์จาก กองวิศวกรรมสถานีไฟฟ้าแรงสูง ฝ่ายวิศวกรรมระบบส่ง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดยขนาดของโหลดเริ่มต้นของสถานีไฟฟ้าขนาด 115 kV สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.2

ตารางที่ 8.2 ขนาดของโหลดเริ่มต้นของสถานีไฟฟ้าขนาดแรงดัน 115 kV

115kV Feeder	6-feeders			8-feeders			12-feeders			16-feeders		
	P	Q		P	Q		P	Q		P	Q	
Line No.1 to SUB A (source) 1272 MCM ACSR	44.271	21.441424		44.271	21.441424		44.271	21.441424		44.271	21.441424	
Line No.2 to SUB A (source) 1272 MCM ACSR	44.271	21.441424		44.271	21.441424		44.271	21.441424		44.271	21.441424	
115-22kV Tx No.1 (load) (50MVA)	11.07	5.3614457		11.07	5.3614457		11.07	5.3614457		11.07	5.3614457	
115-22kV Tx No.2 (load) (50MVA)	11.07	5.3614457		11.07	5.3614457		11.07	5.3614457		11.07	5.3614457	
Line No.1 to SUB B (load) 1272 MCM ACSR	33.21	16.084337		33.21	16.084337		33.21	16.084337		33.21	16.084337	
Line No.2 to SUB B (load) 1272 MCM ACSR	33.21	16.084337		33.21	16.084337		33.21	16.084337		33.21	16.084337	
Line No.1 to SUB C (source) 1272 MCM ACSR				33.21	16.084337		33.21	16.084337		33.21	16.084337	
Line No.1 to SUB D (load) 1272 MCM ACSR				33.21	16.084337		16.605	8.0421686		16.605	8.0421686	
Line No.3 to SUB A (source) 1272 MCM ACSR							44.271	21.441424		44.271	21.441424	
Line No.2 to SUB D (load) 1272 MCM ACSR							16.605	8.0421686		16.605	8.0421686	
Line No.1 to PEA (load)							22.14	10.722891		22.14	10.722891	
Line No.2 to PEA (load)							22.14	10.722891		22.14	10.722891	
Line No.1 to SUB E (source) 1272 MCM ACSR										33.21	16.084337	
Line No.2 to SUB E (source) 1272 MCM ACSR										33.21	16.084337	
Line No.1 to SUB F (load) 1272 MCM ACSR										33.21	16.084337	
Line No.2 to SUB F (load) 1272 MCM ACSR										33.21	16.084337	

สำหรับการพิจารณาอัตราการเจริญเติบโตของโหลดและค่าประกอบการใช้ไฟฟ้า (Load Factor) เพื่อใช้ในการพยากรณ์ขนาดของโหลดในอนาคต โดยกล่าวถึงอัตราการเจริญเติบโตของโหลดจากแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าในปี 2015 (PDP 2015) ที่มีช่วงระยะเวลา 20 ปี (พ.ศ.2558 – พ.ศ.2579) ซึ่งใกล้เคียงกับอายุการใช้งานของสถานีไฟฟ้า ด้วยเหตุผลดังกล่าว วิทยานิพนธ์นี้จึงพิจารณาแบบจำลองการเจริญเติบโตโหลดรายปี โดยใช้แบบจำลองการเจริญเติบโตของโหลดจากแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าในปี 2015 (PDP 2015) ซึ่งเป็นแบบจำลองที่มีการใช้งานล่าสุด ดังแสดงได้รูปที่ 8.2



รูปที่ 8.2 แบบจำลองการเจริญเติบโตโหลดรายปี เมื่อเทียบเป็นร้อยละจากโหลดในปี พ.ศ. 2559 ของแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าในปี 2015 (PDP 2015)

3) ข้อมูลการทำงานล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า

จากที่ได้กล่าวมาในบทที่ 6 วิทยานิพนธ์นี้พิจารณาการประเมินความเชื่อถือได้ด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล ซึ่งในการประเมินความเชื่อถือได้ดังกล่าว จำเป็นต้องใช้ค่าทางสถิติของอุปกรณ์สำหรับการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ อัตราการล้มเหลว (Failure rate : λ) และระยะเวลาซ่อมแซม (Repair time: r) ของอุปกรณ์ในระบบ ซึ่งข้อมูลค่าสถิติดังกล่าวได้รับความอนุเคราะห์จาก กองวิศวกรรมสถานีไฟฟ้าแรงสูง ฝ่ายวิศวกรรมระบบส่ง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดยที่ข้อมูลดังกล่าวสามารถแสดงดังตารางที่ 8.3 และ 8.4

ตารางที่ 8.3 อัตราการล้มเหลวและระยะเวลาการซ่อมแซมเฉลี่ยของสายส่งไฟฟ้า

ระดับแรงดัน	Failure Rate (ครั้ง/ปี/วงจร-กิโลเมตร)	Repair Time (ชั่วโมง/ครั้ง/วงจร-กิโลเมตร)
500 kV	0.01375576	2.747640449
230 kV	0.011745978	13.49649398
115 kV	0.02665691	0.751544036
69 kV	0.063559322	0

ตารางที่ 8.4 อัตราการล้มเหลวและระยะเวลาการซ่อมแซมเฉลี่ยของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า

อัตราการล้มเหลว (λ : ครั้ง/ปี) และ ระยะเวลาซ่อมแซมอุปกรณ์ (r : ชั่วโมง)											
		เซอร์กิตเบรกเกอร์		หม้อแปลงกำลัง		บัสบาร์		หม้อแปลงกระแส		หม้อแปลงแรงดัน	
		λ	r	λ	r	λ	r	λ	r	λ	r
500 kV	AIS	0	0	0.0784	4.5562	0.0416	0.8833	0	0	0	0
	GIS	0	0	0.0166	5.9	0	0	0	0	0	0
230 kV	AIS	0	0	0.0998	4.0562	0.0212	1.1577	0.0005	45.491	0	0
	GIS	0.0018	0.05	0.0786	1.8542	0.0469	1.02	0.0006	3.83	0.0021	37.01
115 kV	AIS	0.0001	0.08	0.2404	1.6264	0.0128	1.86	0.0004	2.1936	0.0004	0.15
	GIS	0	0	0.0689	0.365	0	0	0	0	0.0128	1.3433
69 kV	AIS	0	0	0.0294	301.35	0.1346	0.8742	0	0	0	0
	GIS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

สำหรับการกำหนดข้อมูลการทำงานล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เนื่องจากอัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์ขึ้นอยู่กับประสิทธิภาพของอุปกรณ์เท่านั้น กล่าวคือ เมื่อเกิดเหตุการณ์ขัดข้องภายในสถานีไฟฟ้า อุปกรณ์ป้องกันจะต้องทำงานโดยไม่ขึ้นอยู่กับการทำงานของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ดังนั้นการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติไม่ก่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของอัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์

สำหรับผลกระทบของการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อระยะเวลาล้มเหลวของอุปกรณ์ เมื่ออุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าเกิดการล้มเหลว หากสถานีไฟฟ้างกล่าวไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ สถานีไฟฟ้าจะทำการปลดสับอุปกรณ์ไฟฟ้าหรือสวิตชิงซีแควนซ์เพื่อทำการซ่อมแซมหรือเปลี่ยนถ่ายอุปกรณ์ที่เกิดการล้มเหลว โดยทั่วไปแล้วสวิตชิงซีแควนซ์ที่ไม่มีระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติจะใช้เวลาโดยประมาณ 15 -30 นาที ทำให้ระยะเวลาซ่อมแซมของอุปกรณ์ดังกล่าวมีค่าลดลง ในกรณีที่รูปแบบของสถานีไฟฟ้าสามารถทำได้

ในกรณีที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ระยะเวลาในการทำสวิตชิงซีแควนซ์จะมีค่าลดลง เนื่องจากแต่ละขั้นตอนการทำสวิตชิงจะทำอย่างต่อเนื่องจากขั้นตอนหนึ่งไปยังอีกขั้นตอนหนึ่ง

ผลของแต่ละขั้นตอนจะถูกตรวจสอบว่าทำสำเร็จหรือไม่ก่อนที่จะทำขั้นตอนถัดไป ก่อนที่สวิตชิงซีเควนซ์จะเริ่มทำงานจะต้องมีการตรวจสอบให้แน่ใจว่ามีการถูกอนุญาตให้ทำได้และสอดคล้องกับเงื่อนไขเริ่มทำงาน (Initial Condition และ Trigger) เช่น การเกิดแรงดันไฟฟ้าตกรวมทั้งตำแหน่งอุปกรณ์ไฟฟ้าพร้อมที่จะสวิตชิง อย่างไรก็ตาม การกำหนดระยะเวลาสวิตชิงซีเควนซ์อัตโนมัติ (Automatic Switching Time: AST) จำเป็นต้องพิจารณา 2 ปัจจัย ได้แก่ (1) ระยะเวลาในการส่งถ่ายข้อมูล และ (2) ระยะเวลาในการประมวลผล

- ระยะเวลาในการส่งถ่ายข้อมูล

มาตรฐาน IEC-61850 ได้มีการกำหนดระยะเวลาในการส่งถ่ายของข้อมูลประเภทต่างๆ ภายในสถานีไฟฟ้า ดังแสดงในตารางที่ 8.5

ตารางที่ 8.5 ระยะเวลาส่งข้อมูลประเภทต่างๆ ตามมาตรฐาน IEC-61850

ประเภทข้อมูล	การใช้งาน	ระยะเวลาส่งถ่าย
1A	Fast Messages (Trip)	3 ms
1B	Fast Messages (Other)	20 ms
2	Medium Speed	100 ms
3	Low Speed	500 ms
4	Raw Data	10 ms

เมื่อพิจารณาระยะเวลาในการส่งถ่ายข้อมูลประเภทต่างๆ ตามมาตรฐาน IEC-61850 แล้ว จะพบว่า ระยะเวลาในการส่งถ่ายข้อมูลมีค่าน้อยมาก (ในระดับ Millisecond) เมื่อเทียบกับระยะเวลาซ่อมแซมของอุปกรณ์และระยะเวลาในการทำสวิตชิงซีเควนซ์ ทำให้สามารถละเลยระยะเวลาส่งถ่ายข้อมูลได้

- ระยะเวลาในการประมวลผล

ในการพิจารณาระยะเวลาการประมวลผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ไม่ได้มีการระบุในมาตรฐาน IEC-61850 อย่างชัดเจน เนื่องจากขึ้นอยู่กับความพึงพอใจของผู้ใช้งานแต่ละคน ดังนั้นการกำหนดเวลาในการประมวลผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติจึงเป็นไปได้ยาก

งานวิจัยๆ เกี่ยวกับผลกระทบของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าในอดีต จึงใช้วิธีการกำหนดระยะเวลาในการทำสวิตชิงซีเควนซ์โดยตั้งอยู่บนสมมติฐานที่ว่าระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติสมควรลดระยะเวลาในการทำสวิตชิงซีเควนซ์เมื่อเปรียบเทียบกับการทำสวิตชิงซีเควนซ์โดยช่างไฟฟ้า ด้วยเหตุผลดังกล่าว วิทยานิพนธ์นี้จึงกำหนดระยะเวลาในการทำสวิตชิง

ซีแควนซ์ของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติโดยสมมติฐานเดียวกัน ซึ่งกำหนดระยะเวลาในการทำสวิตชิงซีแควนซ์ไว้ที่ 6 นาที หรือ 0.1 ชั่วโมง [14] โดยพิจารณาเฉพาะฟังก์ชันการทำสวิตชิงแบบอัตโนมัติของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเท่านั้น

8.1.2 ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการประเมินความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้า

ในการประเมินความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้า ทั้งที่มีการติดตั้งและไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ประกอบด้วยข้อมูล 2 ส่วน ได้แก่ (1) ข้อมูลกระแสเงินสดจ่ายลงทุนสุทธิ และ (2) ข้อมูลกระแสเงินสดรับสุทธิตลอดทั้งโครงการ

1) ข้อมูลกระแสเงินสดจ่ายลงทุนสุทธิ

จากที่ได้กล่าวไปแล้วในหัวข้อที่ 5.2.1 บทที่ 5 ปัจจัยที่ก่อให้เกิดกระแสเงินสดจ่ายลงทุนสุทธิ ได้แก่ อุปกรณ์ปฐมภูมิและอุปกรณ์ทุติยภูมิภายในสถานีไฟฟ้า อุปกรณ์ภายในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ อาคารและสิ่งก่อสร้างภายในสถานีไฟฟ้า และขนาดที่ดินที่จำเป็นในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า โดยรายละเอียดของเงินลงทุนแต่ละส่วนสามารถแจกแจงได้ดังนี้

- อุปกรณ์ปฐมภูมิและอุปกรณ์ทุติยภูมิภายในสถานีไฟฟ้า

เนื่องจากอุปกรณ์ปฐมภูมิและอุปกรณ์ทุติยภูมิภายในสถานีไฟฟ้ามีราคาที่แตกต่างกันตามปีที่ทำการจัดซื้อและแตกต่างกันตามผู้ผลิตอุปกรณ์ ซึ่งทำให้การคำนวณค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์ปฐมภูมิและอุปกรณ์ทุติยภูมิภายในสถานีไฟฟ้าเป็นไปได้ยาก ดังนั้นการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยจึงได้อนุเคราะห์ข้อมูลสรุปค่าลงทุนอุปกรณ์ โดยแบ่งแยกประเภทตามลักษณะของสายป้อน (Feeder) ของสถานีไฟฟ้า ดังแสดงได้ตามตารางที่ 8.6 [48] โดยที่

Tx	คือ	สายป้อนที่มีการติดตั้งหม้อแปลงกำลังไฟฟ้า
Line	คือ	สายป้อนที่มีการติดตั้งสายส่งไฟฟ้าแรงสูง
PEA	คือ	สายป้อนที่มีจ่ายให้กับระบบจำหน่าย
Bus	คือ	บริเวณบัสบาร์ภายในสถานีไฟฟ้า
Tie bay	คือ	เส้นทางเชื่อมต่อสำรองภายในสถานีไฟฟ้า
Coupling bay	คือ	เส้นทางเชื่อมต่อระหว่างบัสบาร์ภายในสถานีไฟฟ้า
Bus Section	คือ	เซอร์กิตเบรกเกอร์ระหว่างบัสบาร์ภายในสถานีไฟฟ้า

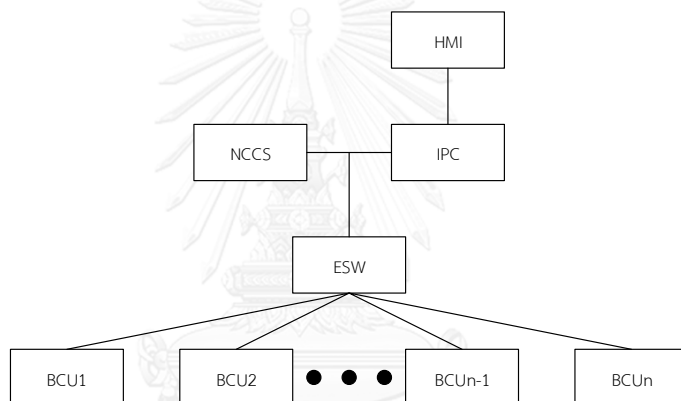
ตารางที่ 8.6 ค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์ปฐมภูมิและทุติยภูมิแบ่งแยกตามลักษณะสายป้อน แบ่งแยกตามรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้า ที่ระดับแรงดัน 115 kV

115 kV Substation									
Air Bus Scheme	Tx	Line	PEA	Bus	Tie Bay	Coupling Bay	Bus section		
Single bus	36,046,020.00	3,927,252.00	5,967,620.00	749,950.00	0.00	0.00	0.00		0.00
Sectionalized bus	36,046,020.00	3,927,252.00	5,967,620.00	749,950.00	0.00	0.00	2,550,650.00		0.00
Main & transfer	36,650,442.00	4,531,674.00	6,572,042.00	749,950.00	2,505,243.00	0.00	0.00		0.00
Double main & transfer	36,929,364.00	4,810,596.00	6,850,964.00	1,537,156.00	3,750,901.00	3,930,933.00	0.00		0.00
Ring bus	33,289,936.00	1,638,168.00	3,211,536.00	0.00	0.00	0.00	0.00		0.00
DB-SB	37,478,513.00	5,543,795.00	7,117,163.00	1,499,900.00	0.00	4,116,083.00	0.00		0.00
1.5CB	36,328,970.00	4,394,252.00	5,967,620.00	1,499,900.00	0.00	0.00	0.00		0.00
DB-DB	39,158,542.00	7,223,824.00	8,797,192.00	1,499,900.00	0.00	0.00	0.00		0.00

- อุปกรณ์ภายในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

จากที่ได้นำเสนอในหัวข้อที่ 5.2.1 บทที่ 5 อุปกรณ์ภายในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเป็นอีกหนึ่งปัจจัยของเงินสดจ่ายลงทุนสุทธิในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า ซึ่งแต่ละรูปแบบการจัดเรียงอุปกรณ์ภายในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติที่แตกต่างกัน จะส่งผลให้จำนวนและประเภทของอุปกรณ์ที่จำเป็นในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมีความแตกต่างกัน แต่เนื่องจากว่าวิทยานิพนธ์นี้พิจารณาการทำงานของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะไม่เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวเกิดขึ้นตลอดอายุการใช้งาน กล่าวได้อีกอย่างคือ แต่ละรูปแบบการจัดเรียงของอุปกรณ์ภายในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ไม่มีความแตกต่างในเชิงความเชื่อถือได้

ด้วยเหตุผลดังกล่าว วิทยานิพนธ์นี้จึงเลือกรูปแบบการจัดเรียงอุปกรณ์ภายในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ประเภท Centralized star เนื่องจากว่า เป็นรูปแบบที่มีการลงทุนต่ำที่สุด



รูปที่ 8.3 รูปแบบการจัดเรียงอุปกรณ์ภายในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ประเภท Centralized star

สำหรับเงินลงทุนของอุปกรณ์แต่ละประเภทในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ รวมไปถึงอายุการใช้งานของอุปกรณ์ สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.7 (ก) [39]

ตารางที่ 8.7 (ก) ราคาและอายุการใช้งานของอุปกรณ์แต่ละประเภทในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ประเภทของอุปกรณ์	ราคา (บาท)	อายุการใช้งาน (ปี)
BCU	150,000	15
NCSS	65,000	20
ESW	7,130	15
IPC	116,000	20
HMI	32,100	20

สำหรับเงินลงทุนของอุปกรณ์ประเภท IED (Intelligent Electronics Devices) สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.7 (ข) [39]

ตารางที่ 8.7 (ข) ราคาของอุปกรณ์ประเภท IED ภายในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ประเภทของอุปกรณ์	ราคา (บาท)
SEL-387	187,000
SEL-387E	206,000

เนื่องจากจำนวนอุปกรณ์ประเภท IED ภายในสถานีไฟฟ้าเพื่อทำหน้าที่ในการสื่อสารระหว่างสถานีไฟฟ้าและระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะขึ้นอยู่กับแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้า ซึ่งสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.7 (ค)

ตารางที่ 8.7 (ค) จำนวนของอุปกรณ์ประเภท IED ภายในแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัส

รูปแบบการจัดเรียงบัส	จำนวนอุปกรณ์	
	SEL-387	SEL-387E
Single bus	4	1
Sectionalized bus	6	1
Main and transfer	8	1
Double main and transfer	9	1
Breaker and a half	5	1
Double bus double breaker	8	1
Double bus single breaker	8	1
Ring bus	5	1

- อาคารและสิ่งก่อสร้างภายในสถานีไฟฟ้า

นอกจากอุปกรณ์ปฐมภูมิ, อุปกรณ์ทุติยภูมิ และอุปกรณ์ภายในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติที่ได้กล่าวไว้ข้างต้นแล้ว ภายในสถานีไฟฟ้ายังประกอบไปด้วยอุปกรณ์อื่นๆ เช่น อุปกรณ์ควบคุม หรือ รีเลย์ป้องกัน เป็นต้น ซึ่งอุปกรณ์ทั้งหมดต่างๆ เหล่านี้จำเป็นที่จะต้องมีการสร้างอาคารเพื่อรองรับอุปกรณ์ดังกล่าว หรือในกรณีสถานีไฟฟ้าประเภท GIS ซึ่งอุปกรณ์ปฐมภูมิและอุปกรณ์ทุติยภูมิจะถูกบรรจุอยู่ในคอมพาร์ทเมนต์ (Compartment) ซึ่งคอมพาร์ทเมนต์เหล่านี้จะถูกนำไปประกอบเป็นลักษณะการจัดเรียงบัสที่ได้ออกแบบไว้ภายในอาคาร ดังนั้นการคำนวณค่าเงินลงทุนเริ่มต้นจึงต้องมีการพิจารณาค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างอาคารเหล่านี้ด้วย

เนื่องจากสถานีไฟฟ้าประเภท AIS นั้น อุปกรณ์ปฐมภูมิและอุปกรณ์ทุติยภูมิถูกวางตั้งอยู่กลางแจ้ง ดังนั้นค่าใช้จ่ายของอาคารและสิ่งก่อสร้างของสถานีไฟฟ้าประเภท AIS จึงประกอบไปด้วย

เพียง อาคารสำหรับอุปกรณ์ควบคุม และอาคารสำหรับบรีเลย์ป้องกันเท่านั้น ซึ่งได้รับความอนุเคราะห์ ข้อมูลราคาของอาคารแต่ละชนิดจาก กฟผ. เป็นดังต่อไปนี้ [38]

- อาคารสำหรับอุปกรณ์ควบคุม ต้องเสียค่าใช้จ่ายทั้งหมด 32,640,000 บาท
- อาคารสำหรับบรีเลย์ป้องกัน ต้องเสียค่าใช้จ่ายทั้งหมด 9,448,000 บาท

สำหรับจำนวนอาคารที่จำเป็นต้องก่อสร้าง ได้มีการแยกแยะตามระดับแรงดัน ดังต่อไปนี้

- สถานีไฟฟ้าระดับแรงดัน 115 kV ต้องก่อสร้างอาคารสำหรับอุปกรณ์ควบคุม 1 หลัง
- สถานีไฟฟ้าระดับแรงดัน 230 kV ต้องก่อสร้างอาคารสำหรับอุปกรณ์ควบคุม 1 หลัง และ อาคารสำหรับบรีเลย์ป้องกัน 1 หลังต่อ 8 Feeder
- สถานีไฟฟ้าระดับแรงดัน 500 kV ต้องก่อสร้างอาคารสำหรับอุปกรณ์ควบคุม 1 หลัง และ อาคารสำหรับบรีเลย์ป้องกัน 1 หลังต่อ 4 Feeder

จากข้อมูลข้างต้น สามารถสรุปค่าใช้จ่ายของอาคารและสิ่งก่อสร้างสำหรับสถานีไฟฟ้า ประเภท AIS ได้ตามตารางที่ 8.8 [38]

ตารางที่ 8.8 ค่าใช้จ่ายด้านอาคารและสิ่งก่อสร้างของสถานีไฟฟ้าประเภท AIS แบ่งแยกตามระดับแรงดันและจำนวน Feeder

ระดับแรงดัน	6 Feeders	8 Feeders	12 Feeders	16 Feeders
115 kV	32,640,000	32,640,000	32,640,000	32,640,000
230 kV	42,088,000	42,088,000	51,536,000	51,536,000
500 kV	51,536,000	51,536,000	60,984,000	70,432,000

- ขนาดที่ดินที่จำเป็นในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า

ที่ดินเป็นอีกปัจจัยหนึ่งที่สำคัญสำหรับการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า เนื่องจากราคาที่ดินนั้นจะเปลี่ยนแปลงไปขึ้นอยู่กับสถานที่ตั้งของสถานีไฟฟ้า อีกทั้งระดับแรงดันและประเภทของสถานีไฟฟ้ายังเป็นส่วนที่สำคัญที่ทำให้ขนาดที่ดินของสถานีไฟฟ้าแต่ละแห่งนั้นแตกต่างกันไป โดย กฟผ. มีหลักเกณฑ์ในการจัดซื้อที่ดินดังต่อไปนี้ [38]

สำหรับสถานีไฟฟ้าประเภท AIS

- สถานีไฟฟ้าขนาดแรงดัน 115 kV จะทำการจัดซื้อที่ดินขนาด 300 × 530 ตรม.
- สถานีไฟฟ้าขนาดแรงดัน 230 kV และ 500 kV จะทำการจัดซื้อที่ดินขนาด 600 × 905 ตรม.

สามารถสรุปราคาที่ดินได้ตามตารางที่ 8.9 [38]

ตารางที่ 8.9 ราคาที่ดินของสถานีไฟฟ้า แบ่งตามประเภทของสถานีไฟฟ้า ขนาดของแรงดัน และเขตของ กฟผ.

แรงดัน	เขต อปอ.		เขต อปก.		เขต อปล.	
	AIS	GIS	AIS	GIS	AIS	GIS
115 kV	128,066,550	69,010,700	224,368,080	121,356,320	2,291,172,510	1,325,250,540
230 kV	437,359,350	235,191,400	766,238,160	412,047,400	8,367,570,270	4,499,687,800
500 kV	437,359,350	235,191,400	766,238,160	412,047,400	8,367,570,270	4,499,687,800

2) กระแสเงินสดรับสุทธิรายปีตลอดทั้งโครงการ

กระแสเงินสดรับสุทธิรายปี หมายถึง ผลต่างของจำนวนเงินสดที่ธุรกิจได้รับกับจำนวนเงินสดที่ธุรกิจต้องจ่ายออกไปในแต่ละปี โดยหากผลต่างของจำนวนเงินสดนี้มีค่าเป็นบวก แสดงว่าในปีดังกล่าวธุรกิจสามารถสร้างกำไร แต่หากผลต่างของจำนวนเงินสดมีค่าเป็นลบ แสดงว่าธุรกิจไม่สามารถสร้างกำไรได้ในปีนั้นๆ

เนื่องจากกระแสเงินสดรับสุทธิรายปี เป็นจำนวนเงินที่ธุรกิจคาดว่าจะได้รับในอนาคต ดังนั้นกระแสเงินสดจำนวนนี้จึงต้องถูกนำไปลดค่าโดยอัตราลดค่า (Discount rate) เพื่อนำไปเปรียบเทียบกับมูลค่าของเงินในปัจจุบัน

อย่างไรก็ตาม ในวิทยานิพนธ์นี้ ดังที่ได้กล่าวไปแล้วว่าการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าเป็นโครงการเพื่อเสริมสร้างความมั่นคงของระบบไฟฟ้า มิใช่โครงการที่แสวงหากำไร ดังนั้นปัจจัยที่ก่อให้เกิดกระแสเงินสดรับสุทธิรายปี จะได้แก่ ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้า และ ค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษา เท่านั้น

- ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ

เมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับจะส่งผลให้เกิดความเสียหายทางเศรษฐกิจ ซึ่งจะสามารถประเมินเป็นค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) ได้ดังสมการที่ (5.3) ในบทที่ 5 ซึ่งจะเห็นได้ว่า ปัจจัยหลักในการคำนวณค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับคือ อัตราค่าความเสียหายต่อพลังงานเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ หรือ IER ซึ่งในวิทยานิพนธ์นี้ได้กำหนดค่า IER ไว้ที่ 81.94 บาท/kWh [38] โดยพิจารณาว่าทุกจุดโหนดที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้ามีความสำคัญเท่ากัน

- ค่าใช้จ่ายในการขยายและปรับปรุงสถานีไฟฟ้า

หลังจากการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าเสร็จสมบูรณ์และมีการใช้งานไประยะหนึ่ง สถานีไฟฟ้าอาจมีความจำเป็นที่จะต้องทำการก่อสร้างเพื่อขยายสถานีไฟฟ้า เพื่อรองรับปริมาณโหลดที่มากขึ้น ดังนั้น

ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าจึงเป็นอีกปัจจัยหนึ่งที่สำคัญในการประเมินความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้า

ในทางปฏิบัติ การขยายสถานีไฟฟ้าจะถูกนำมาพิจารณาและตัดสินใจก่อนการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า เช่น โครงการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าที่มีอายุ 25 ปี จะมีการออกแบบล่วงหน้า ให้มีการขยายสถานีไฟฟ้าในปีที่ 8 และ ปีที่ 16 เป็นต้น ดังนั้น ขนาดที่ดินและสิ่งก่อสร้างจึงมีการออกแบบเพื่อรองรับการขยายสถานีไฟฟ้าตั้งแต่ต้น ด้วยเหตุผลดังกล่าว ค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้า จึงประกอบด้วยค่าอุปกรณ์ปฐมภูมิและอุปกรณ์ทุติยภูมิที่เพิ่มเติมมาเท่านั้น อย่างไรก็ตาม อุปกรณ์ภายในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมีอายุขัยที่จำกัด ดังแสดงไว้ในตารางที่ 8.8 ดังนั้นเมื่อถึงกำหนดเวลาที่จำเป็นจะต้องเปลี่ยนอุปกรณ์ภายในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ก็จะมีเงินลงทุนในการเปลี่ยนอุปกรณ์ดังกล่าวในปีนั้นๆ

- ค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษา

ค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษา (Operating and Maintenance Cost; O&M) คือ ค่าใช้จ่ายสำหรับการปฏิบัติงานภายในสถานีไฟฟ้า รวมไปถึงค่าจ้างรายเดือนของพนักงานภายในสถานีไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายที่ใช้ในการบำรุงรักษาอุปกรณ์เมื่อถึงวาระ ในวิทยานิพนธ์นี้ จะพิจารณาค่า O&M โดยคิดเป็นร้อยละของเงินลงทุนเริ่มต้นรวมกับค่าใช้จ่ายในการขยายสถานีไฟฟ้าโดยรวมในปีนั้นๆ โดยกำหนดให้ค่า O&M มีค่าเป็นร้อยละ 20 [38]

8.2 ผลการทดสอบและการวิเคราะห์ผลการทดสอบของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท Incoming feeder เป็นสายส่งไฟฟ้าแรงสูง และ Outgoing feeder เป็นหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง

เนื่องจากระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้ สามารถแบ่งได้เป็น 8 รูปแบบตามลักษณะการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้า โดยแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัส ประกอบด้วย การพิจารณาสถานีไฟฟ้าที่มีการติดตั้งและไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ดังนั้น ในผลการทดสอบของแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัส สามารถแบ่งเนื้อหาออกได้เป็น 3 ส่วน ได้แก่

- 1) ระบบทดสอบที่ไม่พิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ
- 2) ระบบทดสอบที่พิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ
- 3) การเปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงิน

โดยที่รายละเอียดของผลการทดสอบแต่ละส่วน สามารถพิจารณาได้ตามรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าของระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้ทั้ง 8 รูปแบบ ดังต่อไปนี้

8.2.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว (Single bus scheme)

จากที่ได้กล่าวมา เนื่องจากผลการทดสอบของระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้สามารถแบ่งเนื้อหาออกได้เป็น 2 ส่วน ตามลักษณะการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ดังนั้นผลการทดสอบในแต่ละส่วนจะประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

8.2.1.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว โดยไม่พิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ สามารถพิจารณาได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในรูปที่ 6.11 (ก) – (ค) สามารถแสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ SAIFI, SAIDI และ EENS ตามตารางที่ 8.10



ตารางที่ 8.10 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

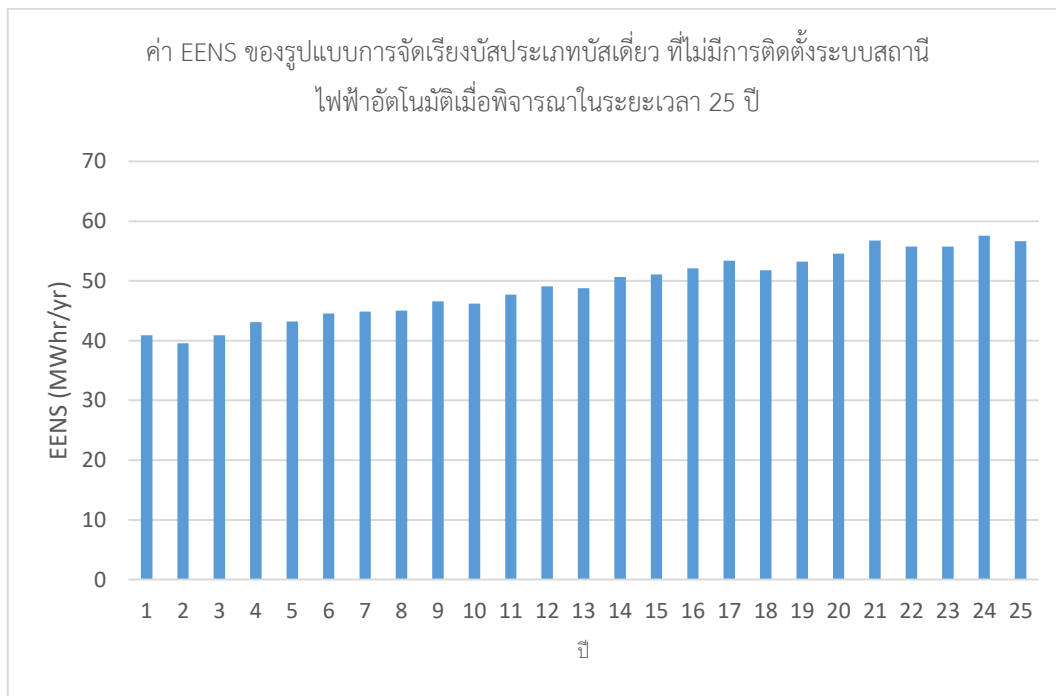
ปีที่	SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWhr/ปี)
1	0.250519	0.481339	50.848944
2	0.251315	0.484991	48.111808
3	0.252335	0.483513	50.063699
4	0.251359	0.482532	52.891114
5	0.251038	0.483943	52.459968
6	0.251932	0.479421	53.578804
7	0.250659	0.480427	54.753451
8	0.251707	0.478808	54.101217
9	0.250340	0.478987	57.413004
10	0.252377	0.482686	56.997597
11	0.251551	0.483117	59.701365
12	0.252647	0.488033	62.389651
13	0.251780	0.483408	60.886325
14	0.251923	0.485687	62.481403
15	0.251261	0.480432	63.201563
16	0.250830	0.479055	61.755739
17	0.252104	0.482839	62.997344
18	0.251886	0.485767	65.609590
19	0.251841	0.482920	65.608753
20	0.251575	0.483843	66.975059
21	0.251055	0.483952	67.735865
22	0.251572	0.480601	66.717583
23	0.250301	0.480185	69.087744
24	0.251147	0.484321	69.280997
25	0.252265	0.481606	68.917694
ค่าเฉลี่ย	0.251493	0.482497	

สำหรับค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) เพื่อใช้ในการคำนวณดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน ได้แก่ ดัชนี NPV และ IRR สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.11

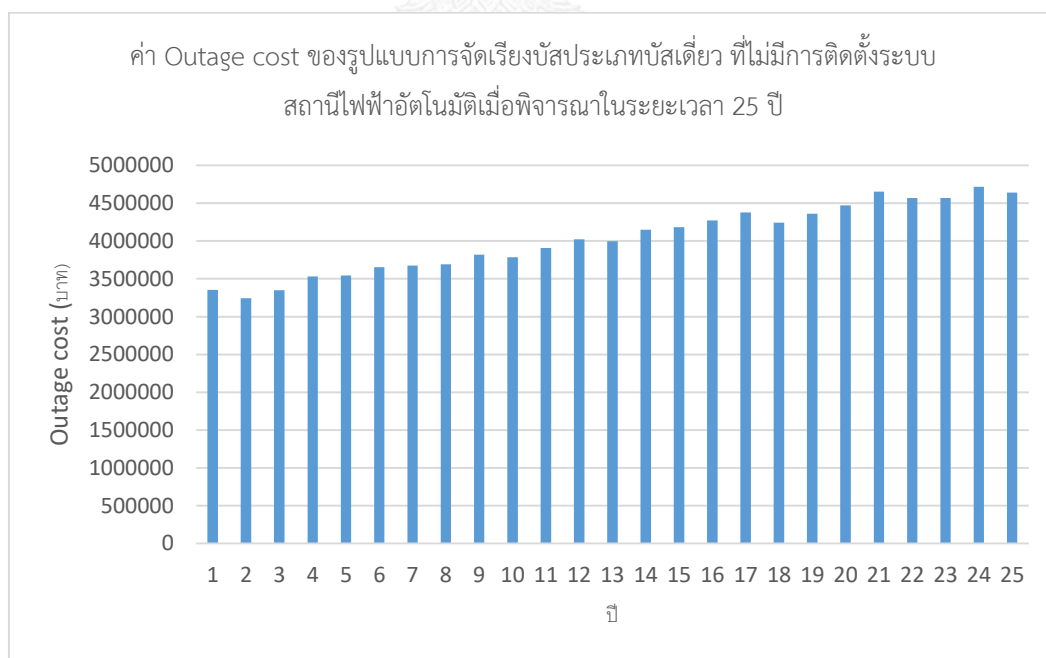
ตารางที่ 8.11 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	EENS (MWhr/ปี)	Outage cost (บาท)
1	50.848944	฿4,166,562.48
2	48.111808	฿3,942,281.52
3	50.063699	฿4,102,219.54
4	52.891114	฿4,333,897.89
5	52.459968	฿4,298,569.80
6	53.578804	฿4,390,247.17
7	54.753451	฿4,486,497.77
8	54.101217	฿4,433,053.71
9	57.413004	฿4,704,421.58
10	56.997597	฿4,670,383.10
11	59.701365	฿4,891,929.85
12	62.389651	฿5,112,208.02
13	60.886325	฿4,989,025.48
14	62.481403	฿5,119,726.13
15	63.201563	฿5,178,736.07
16	61.755739	฿5,060,265.22
17	62.997344	฿5,162,002.37
18	65.609590	฿5,376,049.77
19	65.608753	฿5,375,981.21
20	66.975059	฿5,487,936.35
21	67.735865	฿5,550,276.76
22	66.717583	฿5,466,838.79
23	69.087744	฿5,661,049.76
24	69.280997	฿5,676,884.91
25	68.917694	฿5,647,115.84

จากค่าดัชนี EENS และค่า Outage cost ในตารางที่ 8.11 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟได้ในรูปที่ 8.4 – 8.5 ตามลำดับ



รูปที่ 8.4 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี



รูปที่ 8.5 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี

จากเงินลงทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าประเภท AIS ที่ระดับแรงดัน 115 kV ตามตารางที่ 8.6, 8.8 และ 8.9 และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับตามตารางที่ 8.11 สามารถคำนวณค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ได้ดังต่อไปนี้

NPV = -598,093,931.59 บาท

IRR = -1.9214%

8.2.1.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว โดยพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ สามารถพิจารณาได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในรูปที่ 6.11 (ก) – (ค) สามารถแสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ SAIFI, SAIDI และ EENS ตามตารางที่ 8.12

ตารางที่ 8.12 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

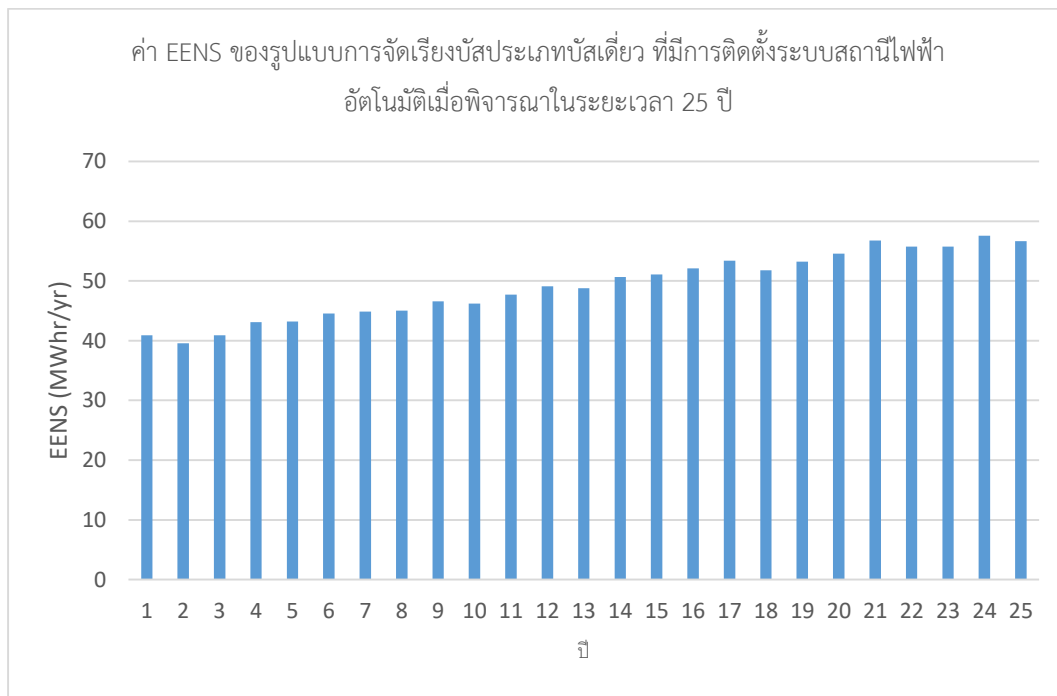
ปีที่	SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWhr/ปี)
1	0.250913	0.484118	49.940812
2	0.251217	0.478287	49.400865
3	0.250924	0.482619	50.843362
4	0.251377	0.483629	52.217067
5	0.252137	0.482045	53.284020
6	0.250473	0.481319	54.323847
7	0.252726	0.488971	54.379649
8	0.252379	0.485684	55.174391
9	0.252148	0.484532	58.641707
10	0.252287	0.482962	56.204040
11	0.250844	0.480518	56.461897
12	0.251568	0.477914	60.175092
13	0.251295	0.480168	59.471160
14	0.252039	0.483229	59.963377
15	0.251280	0.482475	61.834210
16	0.252206	0.484652	62.794449
17	0.251523	0.483982	65.239913
18	0.251562	0.481071	65.293338
19	0.251115	0.482773	64.427976
20	0.250762	0.478199	67.193158
21	0.250498	0.480747	66.542209
22	0.252293	0.482589	67.847541
23	0.252720	0.486829	70.499924
24	0.252119	0.485365	70.559549
25	0.250932	0.478926	69.826033
ค่าเฉลี่ย	0.251573	0.482544	

สำหรับค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) เพื่อใช้ในการคำนวณดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน ได้แก่ ดัชนี NPV และ IRR สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.13

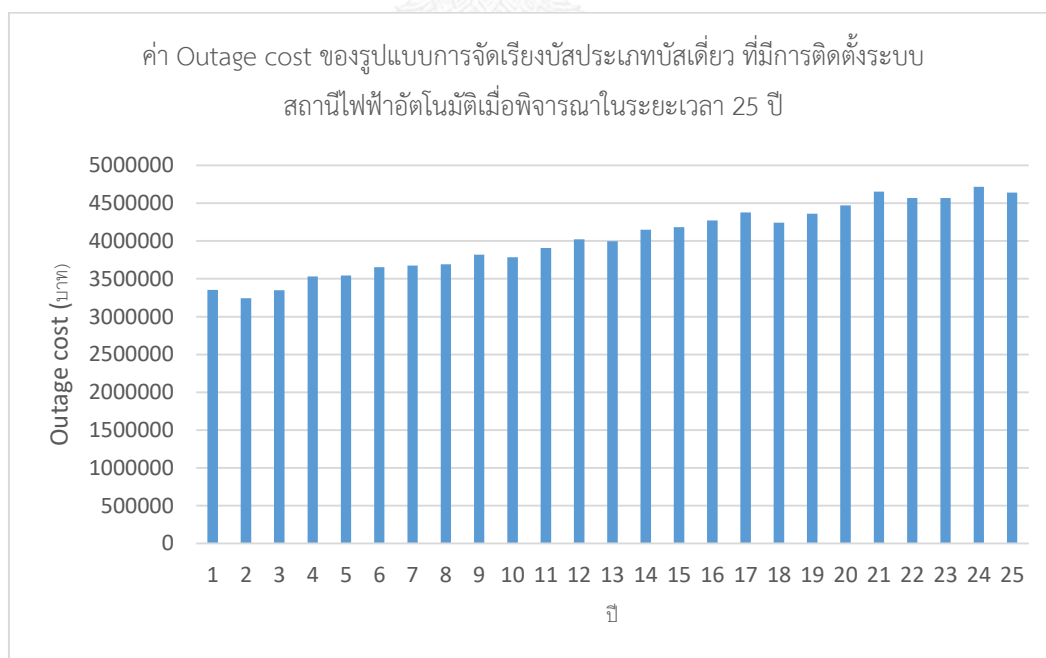
ตารางที่ 8.13 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	EENS (MWhr/ปี)	Outage cost (บาท)
1	49.940812	฿4,092,150.13
2	49.400865	฿4,047,906.91
3	50.843362	฿4,166,105.04
4	52.217067	฿4,278,666.50
5	53.284020	฿4,366,092.60
6	54.323847	฿4,451,295.99
7	54.379649	฿4,455,868.46
8	55.174391	฿4,520,989.59
9	58.641707	฿4,805,101.48
10	56.204040	฿4,605,359.05
11	56.461897	฿4,626,487.87
12	60.175092	฿4,930,747.03
13	59.471160	฿4,873,066.86
14	59.963377	฿4,913,399.13
15	61.834210	฿5,066,695.18
16	62.794449	฿5,145,377.19
17	65.239913	฿5,345,758.50
18	65.293338	฿5,350,136.12
19	64.427976	฿5,279,228.37
20	67.193158	฿5,505,807.40
21	66.542209	฿5,452,468.61
22	67.847541	฿5,559,427.53
23	70.499924	฿5,776,763.79
24	70.559549	฿5,781,649.48
25	69.826033	฿5,721,545.16

จากค่าดัชนี EENS และค่า Outage cost ในตารางที่ 8.13 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟได้ในรูปที่ 8.6 – 8.7 ตามลำดับ



รูปที่ 8.6 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดียว ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี



รูปที่ 8.7 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดียว ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี

จากเงินลงทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าประเภท AIS ที่ระดับแรงดัน 115 kV ตามตารางที่ 8.6 - 8.9 และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับตามตารางที่ 8.13 สามารถคำนวณค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติได้ดังต่อไปนี้

NPV = -602,215,288.73 บาท

IRR = -1.9212%

8.2.1.3 การเปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว

เมื่อพิจารณาค่าดัชนี SAIFI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เปรียบเทียบกับค่าดัชนี SAIFI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสังเกตได้ว่า ค่าดัชนี SAIFI ของทั้ง 2 กรณีไม่มีความแตกต่างกันมากนัก กล่าวได้คือ การติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติไม่ส่งผลกระทบต่อค่าดัชนี SAIFI หรือความถี่การเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้า ทั้งนี้เนื่องจากความถี่การเกิดไฟฟ้าดับขึ้นอยู่กับประสิทธิภาพการทำงานของอุปกรณ์ ซึ่งการปรับปรุงประสิทธิภาพของอุปกรณ์สามารถกระทำได้โดยการซ่อมบำรุงเชิงป้องกัน (Preventive maintenance) แต่ไม่สามารถกระทำได้ด้วยการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ด้วยเหตุนี้ค่าดัชนี SAIFI ก่อนและหลังการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติจึงไม่มีการเปลี่ยนแปลง

เมื่อพิจารณาค่าดัชนี SAIDI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เปรียบเทียบกับค่าดัชนี SAIDI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสังเกตได้ว่า ค่าดัชนี SAIDI ของทั้ง 2 กรณีไม่มีความแตกต่างกัน เนื่องจาก จุดโหลดมีลักษณะการเชื่อมต่อแบบเบรเดียวกับหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง ซึ่งเมื่อเกิดเหตุการณ์ผิดปกติที่หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังแล้ว จะไม่สามารถทำการสวิตชิงเพื่อคืนสถานะการจ่ายไฟฟ้าให้แก่จุดโหลดได้ ซึ่งส่งผลให้ระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับที่จุดโหลดไม่มีการเปลี่ยนแปลง

เมื่อพิจารณาค่าดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวเปรียบเทียบระหว่างรูปแบบที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติและรูปแบบที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสามารถสังเกตได้ว่าทั้งค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมีค่าที่ต่ำกว่าค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ทั้งนี้เนื่องจากการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติไม่สามารถลดระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้า ซึ่งส่งผลให้ค่าดัชนี EENS และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับมีค่าไม่เปลี่ยนแปลง ดังนั้น

การลงทุนติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติในสถานีไฟฟ้าที่มีการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวจึงเป็นการลงทุนที่ไม่คุ้มค่า

8.2.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน (Sectionalized bus scheme)

จากที่ได้กล่าวมา เนื่องจากผลการทดสอบของระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้สามารถแบ่งเนื้อหาออกได้เป็น 2 ส่วน ตามลักษณะการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ดังนั้นผลการทดสอบในแต่ละส่วนจะประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

8.2.2.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน โดยไม่พิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ สามารถพิจารณาได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในรูปที่ 6.11 (ก) – (ค) สามารถแสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ SAIFI, SAIDI และ EENS ตามตารางที่ 8.14

ตารางที่ 8.14 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

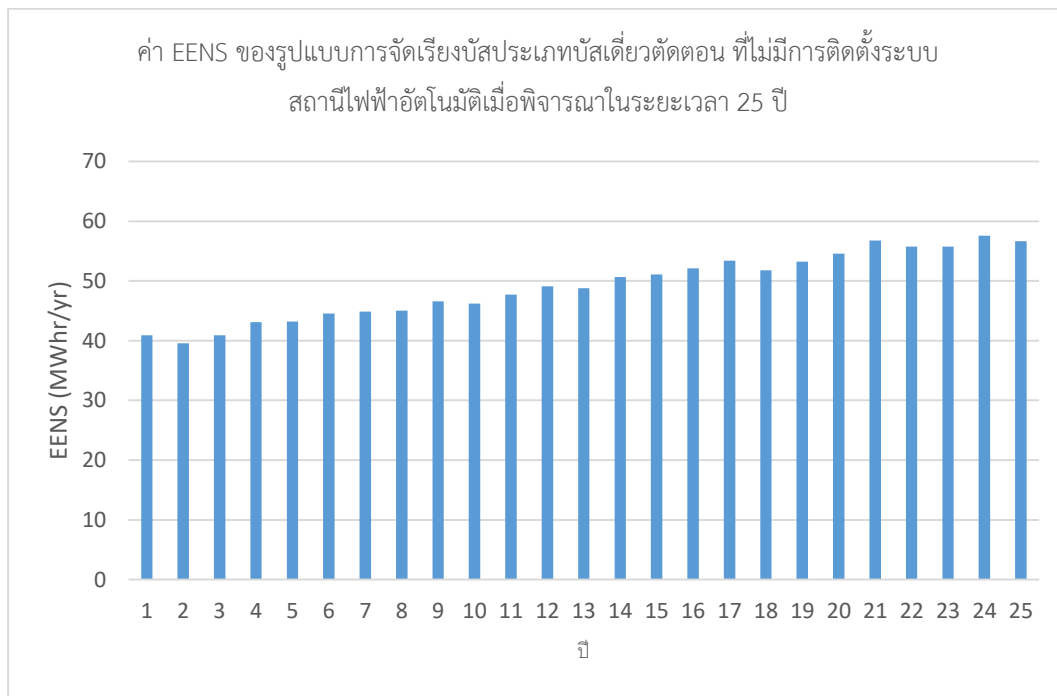
ปีที่	SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWhr/ปี)
1	0.271495	0.402640	40.351067
2	0.273426	0.405235	42.051191
3	0.272497	0.404166	42.308586
4	0.273130	0.404343	44.283627
5	0.272662	0.406603	44.193265
6	0.273604	0.406438	46.970939
7	0.272197	0.403575	45.487000
8	0.272922	0.405303	47.434737
9	0.273049	0.405763	48.348865
10	0.271279	0.402884	49.029617
11	0.272277	0.403684	48.686088
12	0.274359	0.406099	49.895629
13	0.274520	0.407453	51.541544
14	0.272822	0.404371	51.388254
15	0.273124	0.405237	53.046492
16	0.272036	0.404106	53.376918
17	0.272345	0.403718	53.870431
18	0.273423	0.406124	55.552409
19	0.272714	0.403990	54.236766
20	0.272947	0.404273	57.386208
21	0.273854	0.405027	56.663145
22	0.273639	0.406234	57.119976
23	0.272606	0.403865	57.893772
24	0.273338	0.405055	58.095245
25	0.274265	0.406765	59.112705
ค่าเฉลี่ย	0.272981	0.404918	

สำหรับค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) เพื่อใช้ในการคำนวณดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน ได้แก่ ดัชนี NPV และ IRR สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.15

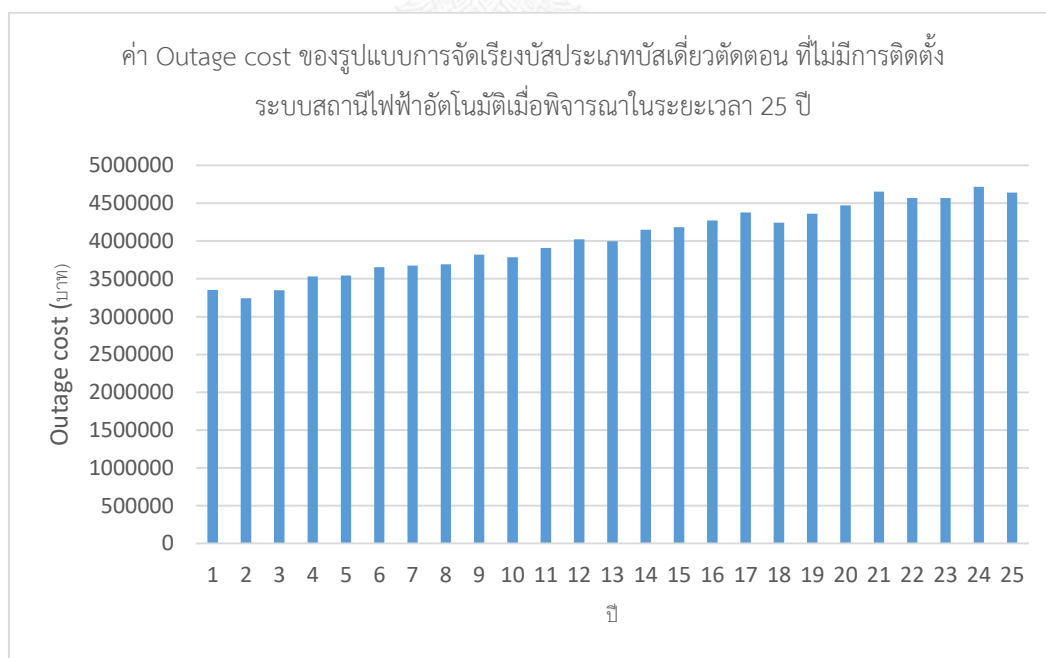
ตารางที่ 8.15 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	EENS (MWhr/ปี)	Outage cost (บาท)
1	40.351067	฿3,306,366.47
2	42.051191	฿3,445,674.55
3	42.308586	฿3,466,765.51
4	44.283627	฿3,628,600.38
5	44.193265	฿3,621,196.11
6	46.970939	฿3,848,798.75
7	45.487000	฿3,727,204.76
8	47.434737	฿3,886,802.31
9	48.348865	฿3,961,705.98
10	49.029617	฿4,017,486.79
11	48.686088	฿3,989,338.09
12	49.895629	฿4,088,447.83
13	51.541544	฿4,223,314.11
14	51.388254	฿4,210,753.50
15	53.046492	฿4,346,629.57
16	53.376918	฿4,373,704.68
17	53.870431	฿4,414,143.09
18	55.552409	฿4,551,964.40
19	54.236766	฿4,444,160.64
20	57.386208	฿4,702,225.92
21	56.663145	฿4,642,978.14
22	57.119976	฿4,680,410.84
23	57.893772	฿4,743,815.67
24	58.095245	฿4,760,324.40
25	59.112705	฿4,843,695.06

จากค่าดัชนี EENS และค่า Outage cost ในตารางที่ 8.15 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟได้ในรูปที่ 8.8 – 8.9 ตามลำดับ



รูปที่ 8.8 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี



รูปที่ 8.9 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี

จากเงินลงทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าประเภท AIS ที่ระดับแรงดัน 115 kV ตามตารางที่ 8.6, 8.8 และ 8.9 และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับตามตารางที่ 8.15 สามารถคำนวณค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติได้ดังต่อไปนี้

NPV = -581,326,195.34 บาท

IRR = -1.9192%

8.2.2.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว โดยพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ สามารถพิจารณาได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในรูปที่ 6.11 (ก) – (ค) สามารถแสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ SAIFI, SAIDI และ EENS ตามตารางที่ 8.16

ตารางที่ 8.16 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

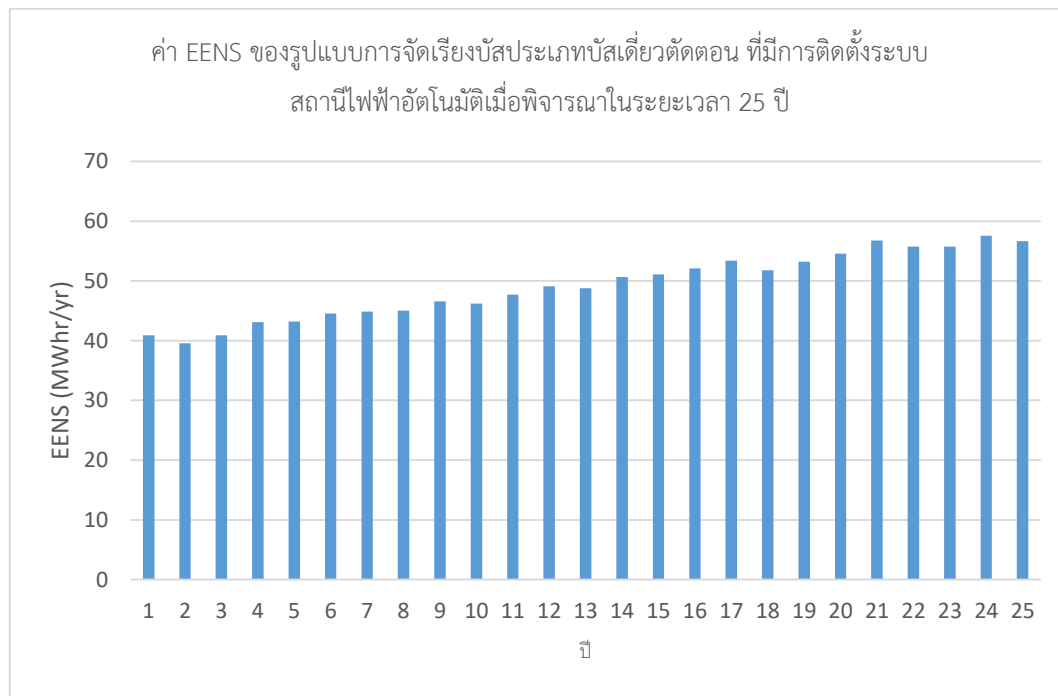
ปีที่	SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWhr/ปี)
1	0.272756	0.403817	41.142049
2	0.273151	0.404807	39.265400
3	0.271828	0.402568	41.230987
4	0.273782	0.404812	43.032366
5	0.272823	0.404133	44.519977
6	0.273548	0.404165	44.661634
7	0.272658	0.403287	45.440396
8	0.271836	0.402848	45.638956
9	0.275896	0.409696	46.210898
10	0.272998	0.404436	48.922525
11	0.270923	0.401119	49.002847
12	0.273638	0.405596	50.137727
13	0.274220	0.406805	50.863883
14	0.274464	0.406595	52.040300
15	0.273402	0.405319	52.366850
16	0.272029	0.402284	53.848316
17	0.272306	0.402968	52.895467
18	0.272885	0.403047	52.708010
19	0.273158	0.404104	55.073158
20	0.272242	0.403241	55.375371
21	0.273667	0.404788	57.030200
22	0.273814	0.404911	56.786839
23	0.272361	0.403645	58.190391
24	0.273187	0.404301	57.289121
25	0.274317	0.406074	58.700970
ค่าเฉลี่ย	0.273116	0.404375	

สำหรับค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) เพื่อใช้ในการคำนวณดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน ได้แก่ ดัชนี NPV และ IRR สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.17

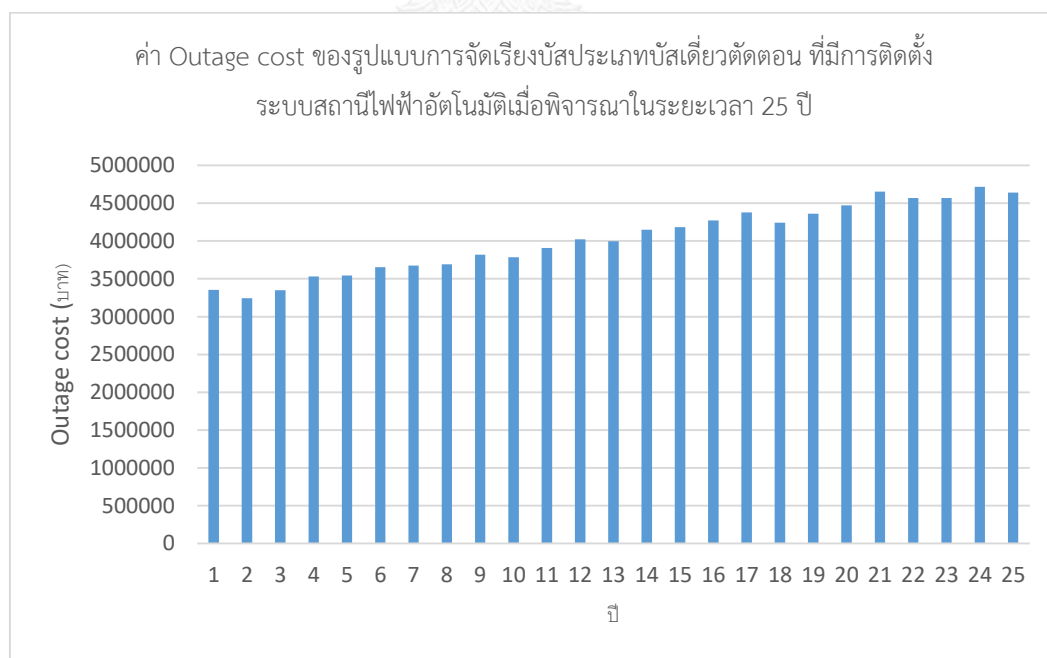
ตารางที่ 8.17 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	EENS (MWhr/ปี)	Outage cost (บาท)
1	41.142049	฿3,371,179.53
2	39.265400	฿3,217,406.85
3	41.230987	฿3,378,467.06
4	43.032366	฿3,526,072.09
5	44.519977	฿3,647,966.96
6	44.661634	฿3,659,574.32
7	45.440396	฿3,723,386.08
8	45.638956	฿3,739,656.09
9	46.210898	฿3,786,520.97
10	48.922525	฿4,008,711.71
11	49.002847	฿4,015,293.29
12	50.137727	฿4,108,285.36
13	50.863883	฿4,167,786.59
14	52.040300	฿4,264,182.20
15	52.366850	฿4,290,939.70
16	53.848316	฿4,412,330.99
17	52.895467	฿4,334,254.57
18	52.708010	฿4,318,894.37
19	55.073158	฿4,512,694.58
20	55.375371	฿4,537,457.86
21	57.030200	฿4,673,054.59
22	56.786839	฿4,653,113.60
23	58.190391	฿4,768,120.68
24	57.289121	฿4,694,270.56
25	58.700970	฿4,809,957.47

จากค่าดัชนี EENS และค่า Outage cost ในตารางที่ 8.17 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟได้ในรูปที่ 8.10 – 8.11 ตามลำดับ



รูปที่ 8.10 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี



รูปที่ 8.11 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี

จากเงินลงทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าประเภท AIS ที่ระดับแรงดัน 115 kV ตามตารางที่ 8.6 - 8.9 และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับตามตารางที่ 8.17 สามารถคำนวณค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ได้ดังต่อไปนี้

NPV = -621,073,016.28 บาท

IRR = -1.9197%

8.2.2.3 การเปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้ และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน

เมื่อพิจารณาค่าดัชนี SAIFI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เปรียบเทียบกับค่าดัชนี SAIFI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสังเกตได้ว่า ค่าดัชนี SAIFI ของทั้ง 2 กรณีไม่มีความแตกต่างกันมากนัก กล่าวได้คือ การติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติไม่ส่งผลกระทบต่อค่าดัชนี SAIFI หรือความถี่การเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้า ทั้งนี้เนื่องจากความถี่การเกิดไฟฟ้าดับขึ้นอยู่กับประสิทธิภาพการทำงานของอุปกรณ์ ซึ่งการปรับปรุงประสิทธิภาพของอุปกรณ์สามารถกระทำได้ โดยการซ่อมบำรุงเชิงป้องกัน (Preventive maintenance) แต่ไม่สามารถกระทำได้ด้วยการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ด้วยเหตุนี้ค่าดัชนี SAIFI ก่อนและหลังการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จึงไม่มีการเปลี่ยนแปลง

เมื่อพิจารณาค่าดัชนี SAIDI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เปรียบเทียบกับค่าดัชนี SAIDI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสังเกตได้ว่า ค่าดัชนี SAIDI ของทั้ง 2 กรณีมีความแตกต่างกันไม่มากนัก เนื่องจาก จุดโหลดมีลักษณะการเชื่อมต่อแบบเรเดียลกับหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง ซึ่งเมื่อเกิดเหตุการณ์ผิดปกติที่หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังแล้ว จะไม่สามารถทำการสวิตชิงเพื่อคืนสถานะการจ่ายไฟฟ้าให้แก่จุดโหลดได้ ซึ่งส่งผลให้ระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับที่จุดโหลดไม่มีการเปลี่ยนแปลง

เมื่อพิจารณาค่าดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนเปรียบเทียบกับระหว่างรูปแบบที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติและรูปแบบที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสามารถสังเกตได้ว่าทั้งค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมีค่าที่ต่ำกว่าค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ทั้งนี้เนื่องจากการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติไม่สามารถลดระยะเวลาการ

เกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้า ซึ่งส่งผลให้ค่าดัชนี EENS และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับมีค่าไม่เปลี่ยนแปลง ดังนั้นการลงทุนติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติในสถานีไฟฟ้าที่มีการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนจึงเป็นการลงทุนที่ไม่คุ้มค่า

8.2.3 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง (Main and transfer bus scheme)

จากที่ได้กล่าวมา เนื่องจากผลการทดสอบของระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้สามารถแบ่งเนื้อหาออกได้เป็น 2 ส่วน ตามลักษณะการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ดังนั้นผลการทดสอบในแต่ละส่วนจะประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

8.2.3.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง โดยไม่พิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ สามารถพิจารณาได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในรูปที่ 6.11 (ก) – (ค) สามารถแสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ SAIFI, SAIDI และ EENS ตามตารางที่ 8.18

ตารางที่ 8.18 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัส
โอนสำรอง ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

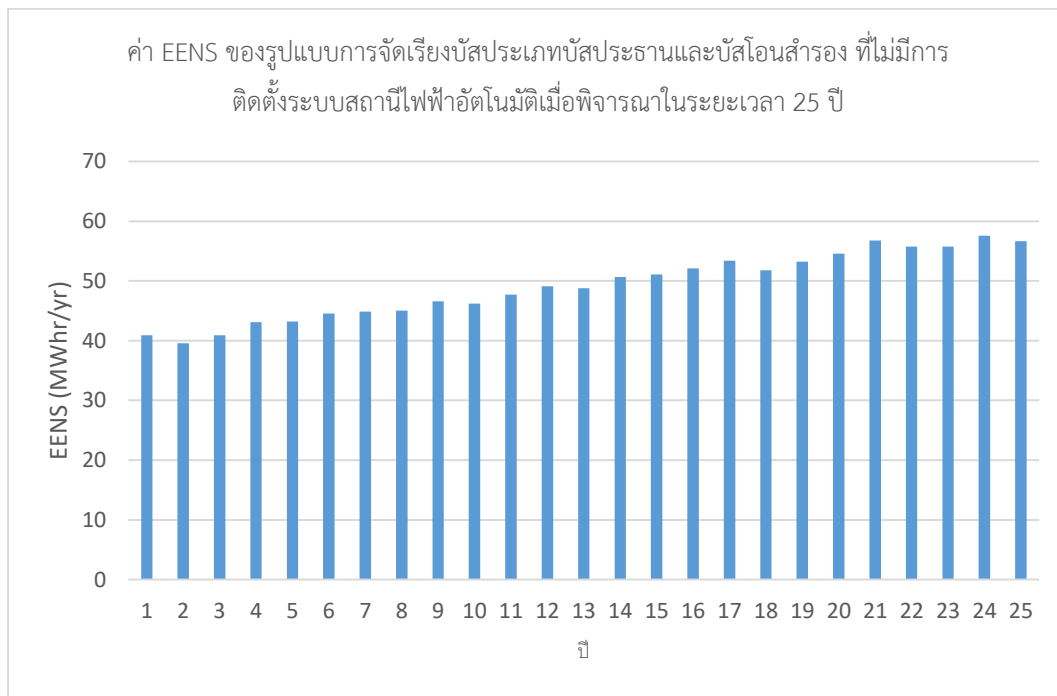
ปีที่	SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWhr/ปี)
1	0.242017	0.393946	39.403857
2	0.243253	0.395893	40.693602
3	0.241004	0.392267	41.196411
4	0.243224	0.396259	43.260854
5	0.242313	0.394521	42.720368
6	0.241279	0.392923	42.974607
7	0.242772	0.395062	44.425938
8	0.242110	0.393787	46.321020
9	0.242159	0.394278	46.076117
10	0.240851	0.392071	46.634702
11	0.242900	0.395481	47.338668
12	0.243408	0.396342	50.013049
13	0.241716	0.393400	49.808097
14	0.242791	0.395277	50.664168
15	0.242521	0.394435	51.548988
16	0.241859	0.393923	51.219689
17	0.241104	0.392404	50.694987
18	0.242337	0.394671	52.107127
19	0.243135	0.395833	54.142666
20	0.242317	0.394495	54.696177
21	0.242871	0.395101	54.873157
22	0.242460	0.394869	54.627790
23	0.242585	0.394844	55.876411
24	0.242319	0.394891	56.594223
25	0.242734	0.395020	56.021252
ค่าเฉลี่ย	0.242322	0.394480	

สำหรับค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) เพื่อใช้ในการคำนวณดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน ได้แก่ ดัชนี NPV และ IRR สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.19

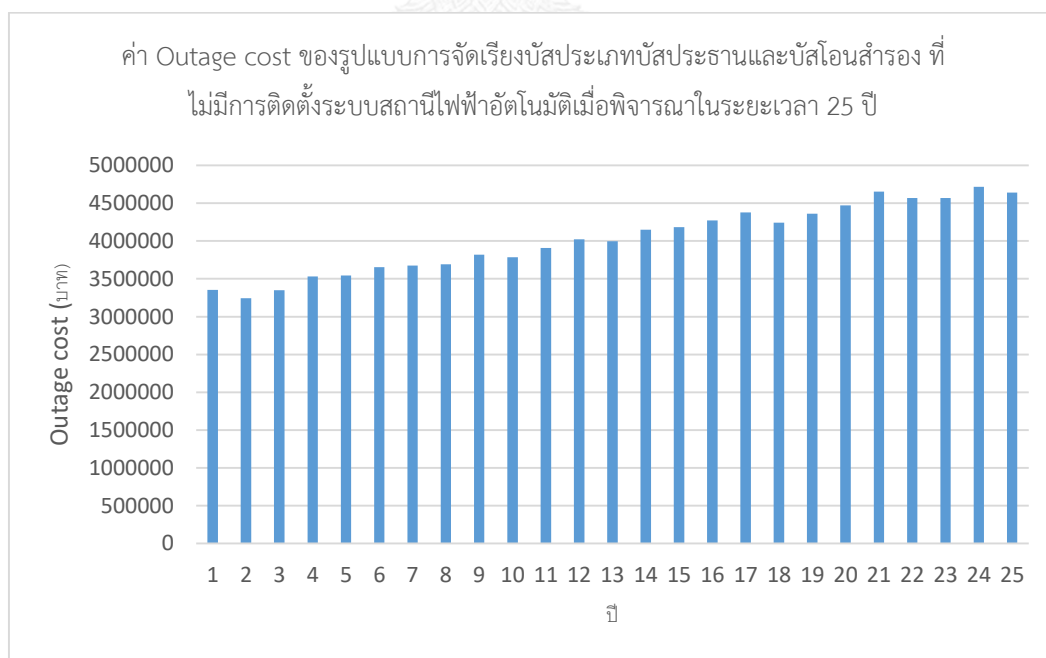
ตารางที่ 8.19 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	EENS (MWhr/ปี)	Outage cost (บาท)
1	39.403857	฿3,228,752.04
2	40.693602	฿3,334,433.78
3	41.196411	฿3,375,633.92
4	43.260854	฿3,544,794.40
5	42.720368	฿3,500,506.92
6	42.974607	฿3,521,339.29
7	44.425938	฿3,640,261.34
8	46.321020	฿3,795,544.41
9	46.076117	฿3,775,476.99
10	46.634702	฿3,821,247.49
11	47.338668	฿3,878,930.44
12	50.013049	฿4,098,069.22
13	49.808097	฿4,081,275.47
14	50.664168	฿4,151,421.90
15	51.548988	฿4,223,924.10
16	51.219689	฿4,196,941.30
17	50.694987	฿4,153,947.20
18	52.107127	฿4,269,657.96
19	54.142666	฿4,436,450.05
20	54.696177	฿4,481,804.72
21	54.873157	฿4,496,306.50
22	54.627790	฿4,476,201.14
23	55.876411	฿4,578,513.13
24	56.594223	฿4,637,330.63
25	56.021252	฿4,590,381.39

จากค่าดัชนี EENS และค่า Outage cost ในตารางที่ 8.19 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟได้ในรูปที่ 8.12 – 8.13 ตามลำดับ



รูปที่ 8.12 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดการเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี



รูปที่ 8.13 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดการเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี

จากเงินลงทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าประเภท AIS ที่ระดับแรงดัน 115 kV ตามตารางที่ 8.6, 8.8 และ 8.9 และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับตามตารางที่ 8.19 สามารถคำนวณค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอสำรองที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติได้ดังต่อไปนี้

$$\text{NPV} = -616,378,724.50 \text{ บาท}$$

$$\text{IRR} = -1.9185\%$$

8.2.3.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอสำรอง ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอสำรอง โดยพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ สามารถพิจารณาได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในรูปที่ 6.11 (ก) – (ค) สามารถแสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ SAIFI, SAIDI และ EENS ตามตารางที่ 8.20

ตารางที่ 8.20 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัส
โอนสำรอง ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

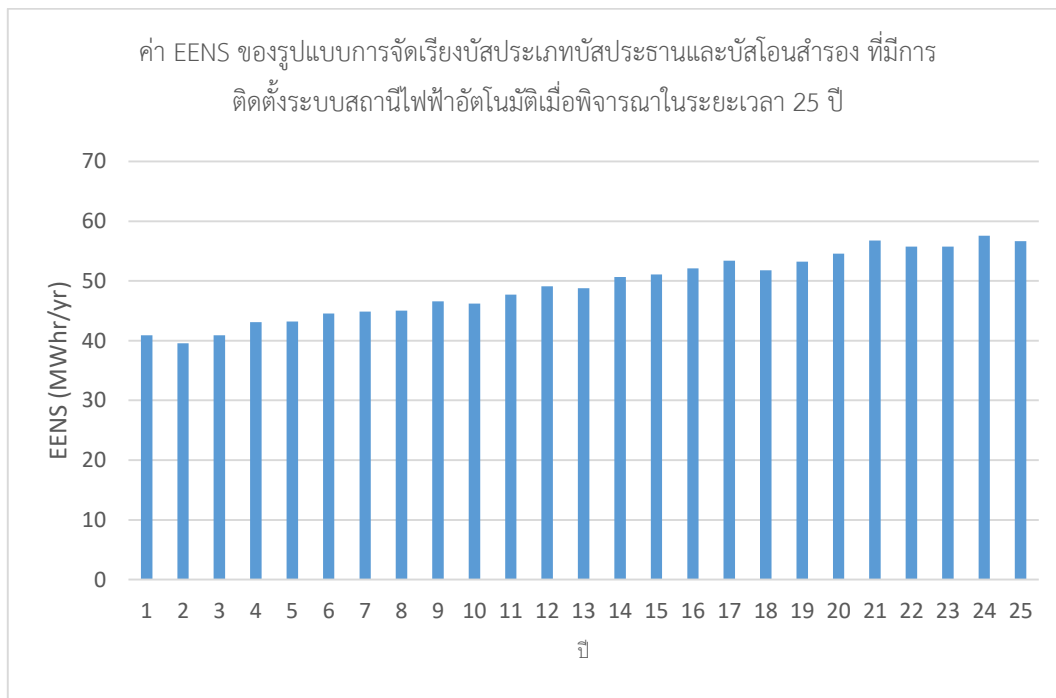
ปีที่	SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWhr/ปี)
1	0.243265	0.395591	40.640065
2	0.241770	0.393462	40.693281
3	0.243162	0.396081	40.495840
4	0.241689	0.393513	42.990073
5	0.242153	0.394434	42.286840
6	0.242398	0.394305	45.092703
7	0.241502	0.392998	45.179131
8	0.242476	0.394768	45.847376
9	0.240680	0.391659	45.419433
10	0.242353	0.394662	46.642216
11	0.243561	0.396479	48.735801
12	0.241718	0.393359	47.507818
13	0.242327	0.394657	50.135208
14	0.242886	0.395150	49.888157
15	0.241880	0.393676	52.576568
16	0.241384	0.393122	52.524336
17	0.242218	0.394086	52.935018
18	0.243135	0.396019	53.812012
19	0.242255	0.394444	53.019997
20	0.243017	0.395404	54.363103
21	0.242213	0.394394	55.715344
22	0.243014	0.395397	55.632122
23	0.242235	0.394913	56.182444
24	0.242414	0.394278	55.993362
25	0.243037	0.395373	56.668017
ค่าเฉลี่ย	0.242350	0.394489	

สำหรับค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) เพื่อใช้ในการคำนวณดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน ได้แก่ ดัชนี NPV และ IRR สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.21

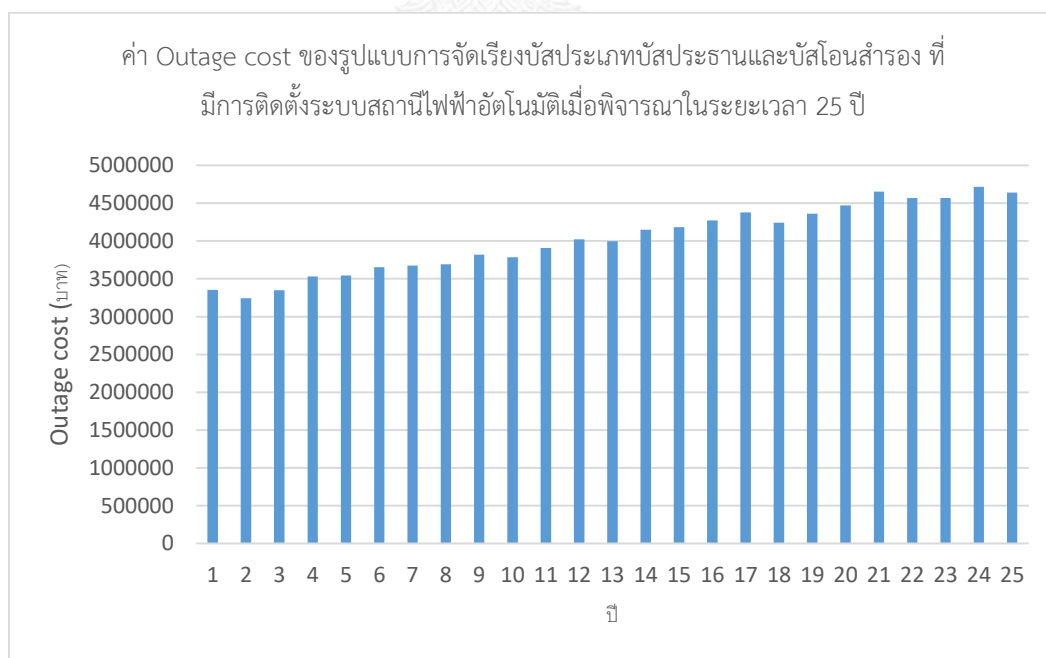
ตารางที่ 8.21 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอบล้อมสำหรับที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	EENS (MWhr/ปี)	Outage cost (บาท)
1	40.640065	฿3,330,046.90
2	40.693281	฿3,334,407.44
3	40.495840	฿3,318,229.15
4	42.990073	฿3,522,606.62
5	42.286840	฿3,464,983.69
6	45.092703	฿3,694,896.12
7	45.179131	฿3,701,978.02
8	45.847376	฿3,756,734.00
9	45.419433	฿3,721,668.36
10	46.642216	฿3,821,863.18
11	48.735801	฿3,993,411.55
12	47.507818	฿3,892,790.61
13	50.135208	฿4,108,078.95
14	49.888157	฿4,087,835.58
15	52.576568	฿4,308,123.94
16	52.524336	฿4,303,844.08
17	52.935018	฿4,337,495.40
18	53.812012	฿4,409,356.24
19	53.019997	฿4,344,458.52
20	54.363103	฿4,454,512.69
21	55.715344	฿4,565,315.25
22	55.632122	฿4,558,496.07
23	56.182444	฿4,603,589.46
24	55.993362	฿4,588,096.12
25	56.668017	฿4,643,377.33

จากค่าดัชนี EENS และค่า Outage cost ในตารางที่ 8.21 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟได้ในรูปที่ 8.14 – 8.15 ตามลำดับ



รูปที่ 8.14 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี



รูปที่ 8.15 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี

จากเงินลงทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าประเภท AIS ที่ระดับแรงดัน 115 kV ตามตารางที่ 8.6 - 8.9 และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับตามตารางที่ 8.21 สามารถคำนวณค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรองที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติได้ดังต่อไปนี้

NPV = -621,152,020.33 บาท

IRR = -1.9191%

8.2.3.3 การเปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง

เมื่อพิจารณาค่าดัชนี SAIFI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรองที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เปรียบเทียบกับค่าดัชนี SAIFI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรองที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสังเกตได้ว่า ค่าดัชนี SAIFI ของทั้ง 2 กรณีไม่มีความแตกต่างกันนัก กล่าวได้คือ การติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติไม่ส่งผลกระทบต่อค่าดัชนี SAIFI หรือความถี่การเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้า ทั้งนี้เนื่องจากความถี่การเกิดไฟฟ้าดับขึ้นอยู่กับประสิทธิภาพการทำงานของอุปกรณ์ ซึ่งการปรับปรุงประสิทธิภาพของอุปกรณ์สามารถกระทำได้โดยการซ่อมบำรุงเชิงป้องกัน (Preventive maintenance) แต่ไม่สามารถกระทำได้ด้วยการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ด้วยเหตุนี้ค่าดัชนี SAIFI ก่อนและหลังการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติจึงไม่มีการเปลี่ยนแปลง

เมื่อพิจารณาค่าดัชนี SAIDI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรองที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เปรียบเทียบกับค่าดัชนี SAIDI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรองที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสังเกตได้ว่า จุดโหลดมีลักษณะการเชื่อมต่อแบบเบรเดิลกับหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง ซึ่งเมื่อเกิดเหตุการณ์ผิดปกติที่หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังแล้ว จะไม่สามารถทำการสวิตซ์เพื่อคืนสถานะการจ่ายไฟฟ้าให้แก่จุดโหลดได้ ซึ่งส่งผลให้ระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับที่จุดโหลดไม่มีการเปลี่ยนแปลง

เมื่อพิจารณาค่าดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรองเปรียบเทียบกับรูปแบบที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติและรูปแบบที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสามารถสังเกตได้ว่าทั้งค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรองที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมีค่าที่สูงกว่าค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรองที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ทั้งนี้เนื่องจากการติดตั้งระบบสถานี

ไฟฟ้าอัตโนมัติไม่สามารถลดระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้า ซึ่งส่งผลให้ค่าดัชนี EENS และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับมีค่าต่ำลง ดังนั้นการลงทุนติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติในสถานีไฟฟ้าที่มีการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรองจึงเป็นการลงทุนที่ไม่คุ้มค่า

8.2.4 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรอง (Double main and transfer bus scheme)

จากที่ได้กล่าวมา เนื่องจากผลการทดสอบของระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้ สามารถแบ่งเนื้อหาออกได้เป็น 2 ส่วน ตามลักษณะการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ดังนั้นผลการทดสอบในแต่ละส่วนจะประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

8.2.4.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรอง ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรอง โดยไม่พิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ สามารถพิจารณาได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในรูปที่ 6.11 (ก) - (ค) สามารถแสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ SAIFI, SAIDI และ EENS ตามตารางที่ 8.22

ตารางที่ 8.22 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัส
โอนสำรอง ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

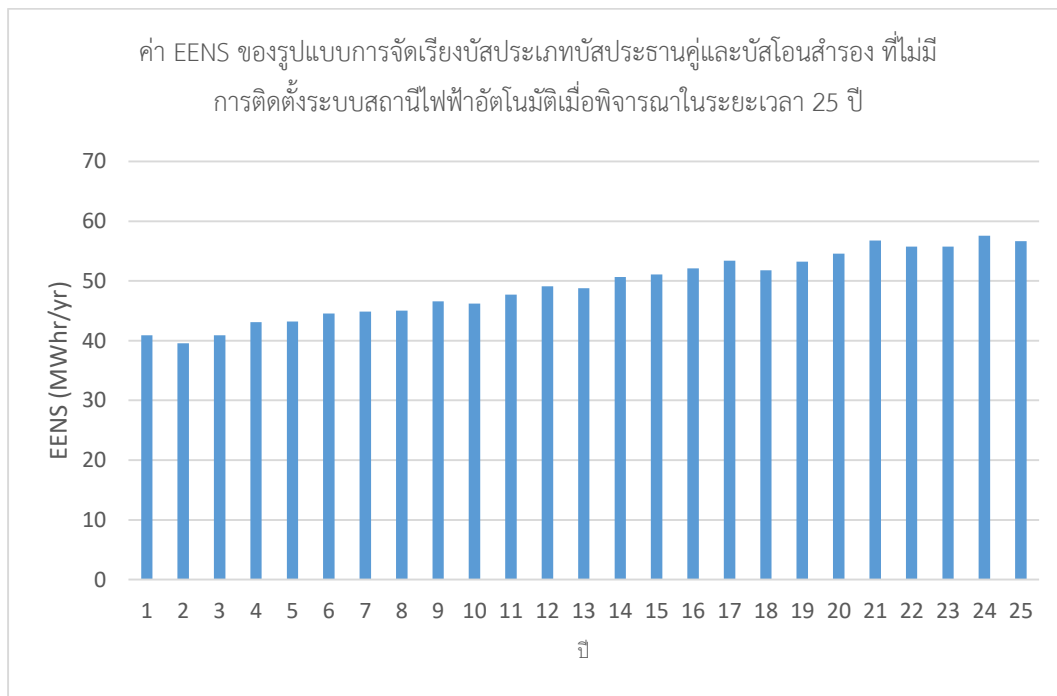
ปีที่	SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWhr/ปี)
1	0.247869	0.424268	42.659226
2	0.247912	0.423099	43.810811
3	0.247548	0.422607	42.713402
4	0.248827	0.425983	46.739883
5	0.247772	0.422557	45.461815
6	0.247774	0.423753	46.899173
7	0.248321	0.423883	47.660117
8	0.248521	0.425478	49.510682
9	0.249149	0.425876	47.985000
10	0.247134	0.420449	51.404883
11	0.247620	0.422600	52.745686
12	0.247255	0.423158	53.113988
13	0.246317	0.421115	54.091605
14	0.247411	0.422500	55.602782
15	0.248392	0.423313	56.420816
16	0.247906	0.423802	56.656502
17	0.248159	0.423636	58.699154
18	0.248518	0.424894	56.742035
19	0.247325	0.423441	58.230751
20	0.248953	0.425792	58.582887
21	0.248111	0.424732	60.381809
22	0.247241	0.423033	58.843819
23	0.247870	0.423518	58.993561
24	0.247511	0.423473	61.399364
25	0.247968	0.423702	62.313031
ค่าเฉลี่ย	0.247895	0.423626	

สำหรับค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) เพื่อใช้ในการคำนวณดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน ได้แก่ ดัชนี NPV และ IRR สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.23

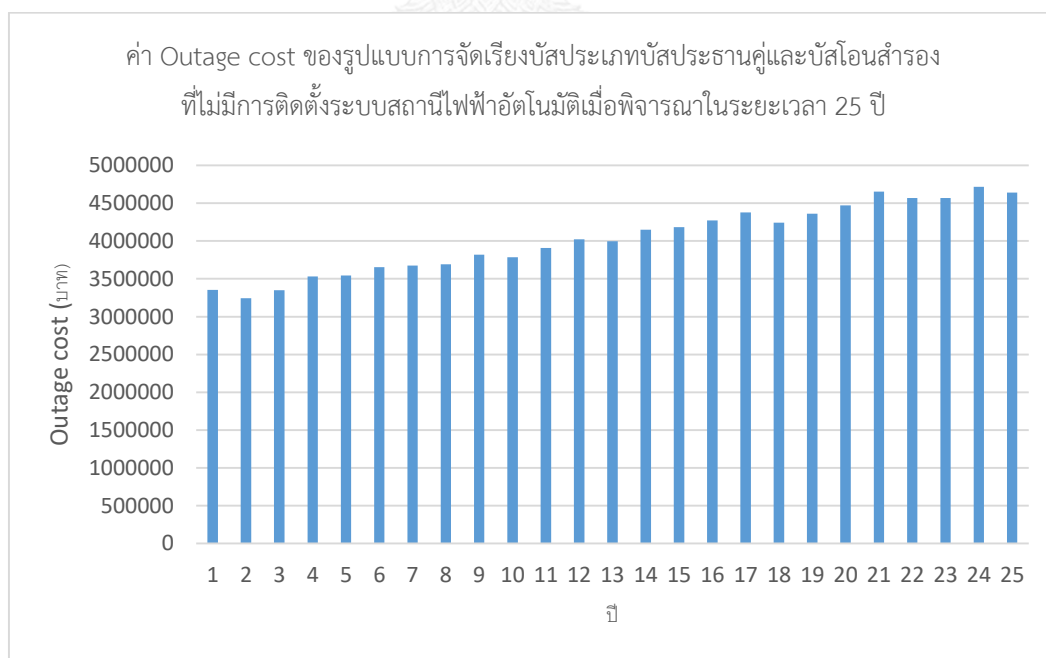
ตารางที่ 8.23 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรองที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	EENS (MWhr/ปี)	Outage cost (บาท)
1	42.659226	฿3,495,496.94
2	43.810811	฿3,589,857.87
3	42.713402	฿3,499,936.19
4	46.739883	฿3,829,865.97
5	45.461815	฿3,725,141.09
6	46.899173	฿3,842,918.25
7	47.660117	฿3,905,269.99
8	49.510682	฿4,056,905.30
9	47.985000	฿3,931,890.92
10	51.404883	฿4,212,116.13
11	52.745686	฿4,321,981.53
12	53.113988	฿4,352,160.19
13	54.091605	฿4,432,266.14
14	55.602782	฿4,556,091.93
15	56.420816	฿4,623,121.63
16	56.656502	฿4,642,433.77
17	58.699154	฿4,809,808.71
18	56.742035	฿4,649,442.35
19	58.230751	฿4,771,427.75
20	58.582887	฿4,800,281.73
21	60.381809	฿4,947,685.42
22	58.843819	฿4,821,662.51
23	58.993561	฿4,833,932.39
24	61.399364	฿5,031,063.88
25	62.313031	฿5,105,929.78

จากค่าดัชนี EENS และค่า Outage cost ในตารางที่ 8.23 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟได้ในรูปที่ 8.16 – 8.17 ตามลำดับ



รูปที่ 8.16 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรอง ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี



รูปที่ 8.17 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรอง ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี

จากเงินลงทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าประเภท AIS ที่ระดับแรงดัน 115 kV ตามตารางที่ 8.6, 8.8 และ 8.9 และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับตามตารางที่ 8.23 สามารถคำนวณค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรองที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติได้ดังต่อไปนี้

$$\text{NPV} = -623,692,248.47 \text{ บาท}$$

$$\text{IRR} = -1.9196\%$$

8.2.4.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรอง ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรอง โดยพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ สามารถพิจารณาได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในรูปที่ 6.11 (ก) – (ค) สามารถแสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ SAIFI, SAIDI และ EENS ตามตารางที่ 8.24

ตารางที่ 8.24 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัส
โอนสำรอง ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

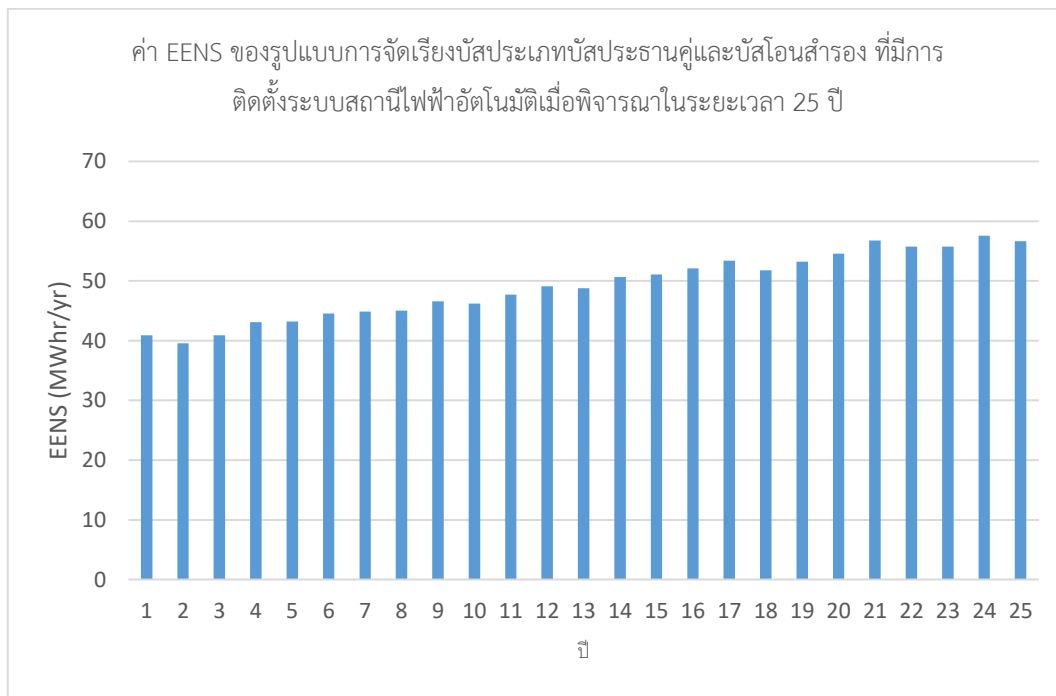
ปีที่	SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWhr/ปี)
1	0.248183	0.395148	41.922737
2	0.248186	0.394442	41.139642
3	0.248545	0.395801	39.976589
4	0.247898	0.394373	41.910349
5	0.247879	0.394576	44.057710
6	0.248048	0.394579	44.554918
7	0.249150	0.396516	43.894511
8	0.248278	0.394820	45.766743
9	0.247999	0.394572	46.583830
10	0.247914	0.394927	47.333064
11	0.246630	0.392627	48.073991
12	0.247594	0.394068	48.506528
13	0.246570	0.392307	50.410972
14	0.248306	0.395075	51.198959
15	0.248223	0.394514	50.878834
16	0.248123	0.395121	51.556206
17	0.248827	0.395873	53.943143
18	0.247095	0.393321	51.142975
19	0.248529	0.395318	53.311323
20	0.247871	0.394373	55.897072
21	0.246750	0.392910	55.300774
22	0.247188	0.393432	54.907228
23	0.247329	0.393433	56.179702
24	0.247724	0.394065	57.075735
25	0.247236	0.393132	55.722780
ค่าเฉลี่ย	0.247843	0.394373	

สำหรับค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) เพื่อใช้ในการคำนวณดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน ได้แก่ ดัชนี NPV และ IRR สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.25

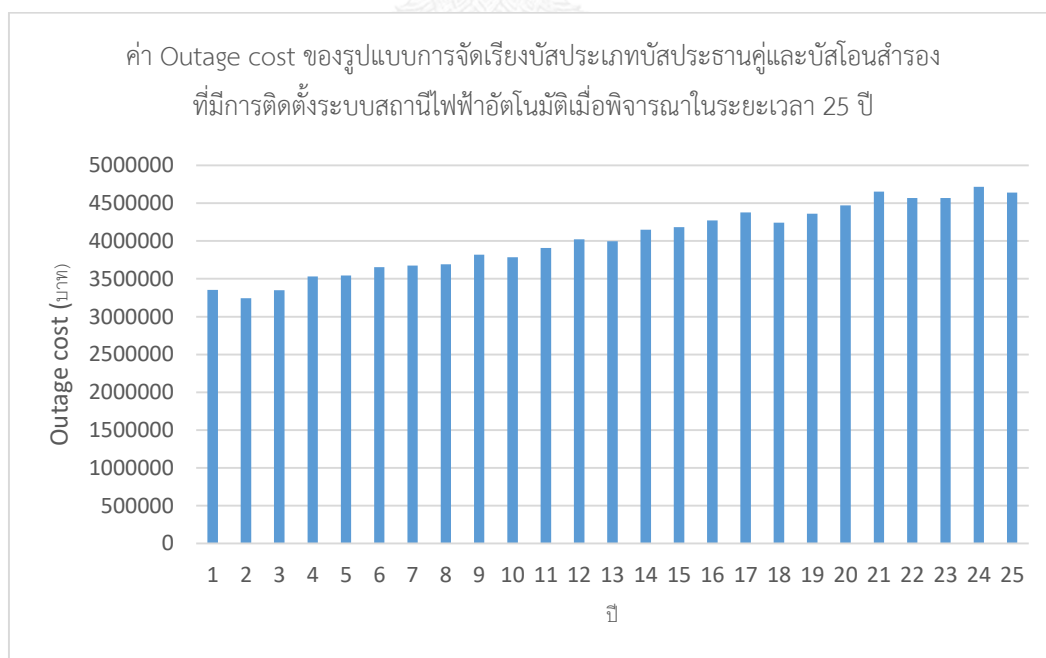
ตารางที่ 8.25 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรองที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	EENS (MWhr/ปี)	Outage cost (บาท)
1	41.922737	฿3,435,149.08
2	41.139642	฿3,370,982.24
3	39.976589	฿3,275,681.68
4	41.910349	฿3,434,134.04
5	44.057710	฿3,610,088.79
6	44.554918	฿3,650,829.96
7	43.894511	฿3,596,716.20
8	45.766743	฿3,750,126.94
9	46.583830	฿3,817,079.04
10	47.333064	฿3,878,471.25
11	48.073991	฿3,939,182.78
12	48.506528	฿3,974,624.94
13	50.410972	฿4,130,675.02
14	51.198959	฿4,195,242.73
15	50.878834	฿4,169,011.67
16	51.556206	฿4,224,515.55
17	53.943143	฿4,420,101.13
18	51.142975	฿4,190,655.34
19	53.311323	฿4,368,329.78
20	55.897072	฿4,580,206.06
21	55.300774	฿4,531,345.43
22	54.907228	฿4,499,098.29
23	56.179702	฿4,603,364.77
24	57.075735	฿4,676,785.74
25	55.722780	฿4,565,924.59

จากค่าดัชนี EENS และค่า Outage cost ในตารางที่ 8.25 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟได้ในรูปที่ 8.18 – 8.19 ตามลำดับ



รูปที่ 8.18 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอสำรอง ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี



รูปที่ 8.19 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอสำรอง ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี

จากเงินลงทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าประเภท AIS ที่ระดับแรงดัน 115 kV ตามตารางที่ 8.6 - 8.9 และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับตามตารางที่ 8.25 สามารถคำนวณค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรองที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติได้ดังต่อไปนี้

$$NPV = -678,565,996.77 \text{ บาท}$$

$$IRR = -1.9181\%$$

8.2.4.3 การเปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรอง

เมื่อพิจารณาค่าดัชนี SAIFI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรองที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เปรียบเทียบกับค่าดัชนี SAIFI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรองที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสังเกตได้ว่า ค่าดัชนี SAIFI ของทั้ง 2 กรณีไม่มีความแตกต่างกันนัก กล่าวได้คือ การติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติไม่ส่งผลกระทบต่อค่าดัชนี SAIFI หรือความถี่การเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้า ทั้งนี้เนื่องจากความถี่การเกิดไฟฟ้าดับขึ้นอยู่กับประสิทธิภาพการทำงานของอุปกรณ์ ซึ่งการปรับปรุงประสิทธิภาพของอุปกรณ์สามารถทำได้โดยการซ่อมบำรุงเชิงป้องกัน (Preventive maintenance) แต่ไม่สามารถกระทำได้ด้วยการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ด้วยเหตุนี้ค่าดัชนี SAIFI ก่อนและหลังการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติจึงไม่มีการเปลี่ยนแปลง

เมื่อพิจารณาค่าดัชนี SAIDI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรองที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เปรียบเทียบกับค่าดัชนี SAIDI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรองที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสังเกตได้ว่า จุดโหลดมีลักษณะการเชื่อมต่อแบบเบรตเดียวกับหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง ซึ่งเมื่อเกิดเหตุการณ์ผิดปกติที่หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังแล้ว จะไม่สามารถทำการสวิตชิงเพื่อคืนสถานะการจ่ายไฟฟ้าให้แก่จุดโหลดได้ ซึ่งส่งผลให้ระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับที่จุดโหลดไม่มีการเปลี่ยนแปลง

เมื่อพิจารณาค่าดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรองเปรียบเทียบระหว่างรูปแบบที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติและรูปแบบที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสามารถสังเกตได้ว่าทั้งค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรองที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมีค่าที่สูงกว่าค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรองที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ทั้งนี้เนื่องจากการติดตั้งระบบสถานี

ไฟฟ้าอัตโนมัติไม่สามารถลดระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้า ซึ่งส่งผลให้ค่าดัชนี EENS และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับมีค่าต่ำลง ดังนั้นการลงทุนติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติในสถานีไฟฟ้าที่มีการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรองจึงเป็นการลงทุนที่ไม่คุ้มค่า

8.2.5 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง (Breaker and a half bus scheme)

จากที่ได้กล่าวมา เนื่องจากผลการทดสอบของระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้ สามารถแบ่งเนื้อหาออกได้เป็น 2 ส่วน ตามลักษณะการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ดังนั้นผลการทดสอบในแต่ละส่วนจะประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

8.2.5.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง โดยไม่พิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ สามารถพิจารณาได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในรูปที่ 6.11 (ก) – (ค) สามารถแสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ SAIFI, SAIDI และ EENS ตามตารางที่ 8.26

ตารางที่ 8.26 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่งที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

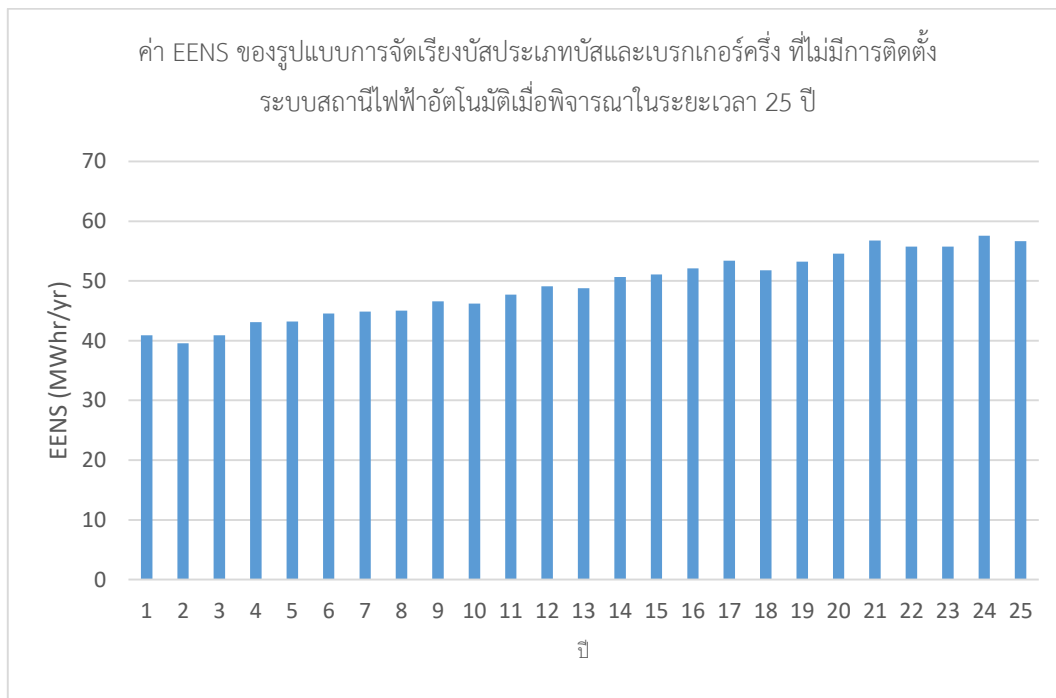
ปีที่	SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWhr/ปี)
1	0.241104	0.392583	38.781858
2	0.242617	0.395094	40.710146
3	0.242760	0.395190	41.785342
4	0.241309	0.393133	42.675225
5	0.243066	0.395548	43.645591
6	0.241922	0.393827	43.047435
7	0.241231	0.392732	43.834562
8	0.241109	0.392234	44.572169
9	0.240402	0.391235	44.969041
10	0.242112	0.393841	46.895455
11	0.243155	0.395653	48.768804
12	0.242347	0.394704	49.485216
13	0.240671	0.392138	50.377352
14	0.241244	0.392616	50.607449
15	0.242517	0.395107	51.203422
16	0.241346	0.392876	51.728315
17	0.243077	0.395413	51.355069
18	0.242048	0.394029	54.307914
19	0.242617	0.394883	54.983309
20	0.242512	0.394874	54.163270
21	0.242021	0.393885	55.644712
22	0.241118	0.392882	55.016019
23	0.242100	0.393965	57.105652
24	0.243196	0.396092	56.565967
25	0.241657	0.393269	57.426828
ค่าเฉลี่ย	0.241970	0.393912	

สำหรับค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) เพื่อใช้ในการคำนวณดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน ได้แก่ ดัชนี NPV และ IRR สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.27

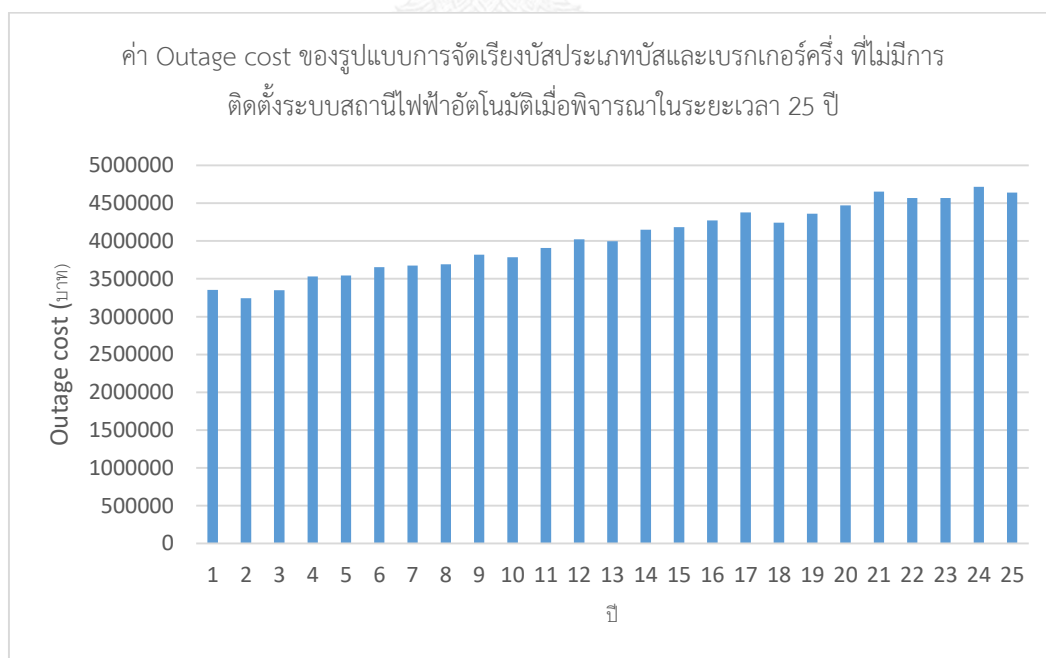
ตารางที่ 8.27 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	EENS (MWhr/ปี)	Outage cost (บาท)
1	38.781858	฿3,177,785.40
2	40.710146	฿3,335,789.40
3	41.785342	฿3,423,890.93
4	42.675225	฿3,496,807.91
5	43.645591	฿3,576,319.75
6	43.047435	฿3,527,306.83
7	43.834562	฿3,591,803.99
8	44.572169	฿3,652,243.50
9	44.969041	฿3,684,763.19
10	46.895455	฿3,842,613.60
11	48.768804	฿3,996,115.83
12	49.485216	฿4,054,818.63
13	50.377352	฿4,127,920.23
14	50.607449	฿4,146,774.38
15	51.203422	฿4,195,608.41
16	51.728315	฿4,238,618.11
17	51.355069	฿4,208,034.32
18	54.307914	฿4,449,990.48
19	54.983309	฿4,505,332.36
20	54.163270	฿4,438,138.38
21	55.644712	฿4,559,527.70
22	55.016019	฿4,508,012.64
23	57.105652	฿4,679,237.10
24	56.565967	฿4,635,015.33
25	57.426828	฿4,705,554.29

จากค่าดัชนี EENS และค่า Outage cost ในตารางที่ 8.27 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟได้ในรูปที่ 8.20 – 8.21 ตามลำดับ



รูปที่ 8.20 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี



รูปที่ 8.21 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี

จากเงินลงทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าประเภท AIS ที่ระดับแรงดัน 115 kV ตามตารางที่ 8.6, 8.8 และ 8.9 และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับตามตารางที่ 8.27 สามารถคำนวณค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครั้งที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติได้ดังต่อไปนี้

NPV = -647,005,557.26 บาท

IRR = -1.9188%

8.2.5.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครั้ง ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรอง โดยพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ สามารถพิจารณาได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในรูปที่ 6.11 (ก) - (ค) สามารถแสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ SAIFI, SAIDI และ EENS ตามตารางที่ 8.28



ตารางที่ 8.28 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่งที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

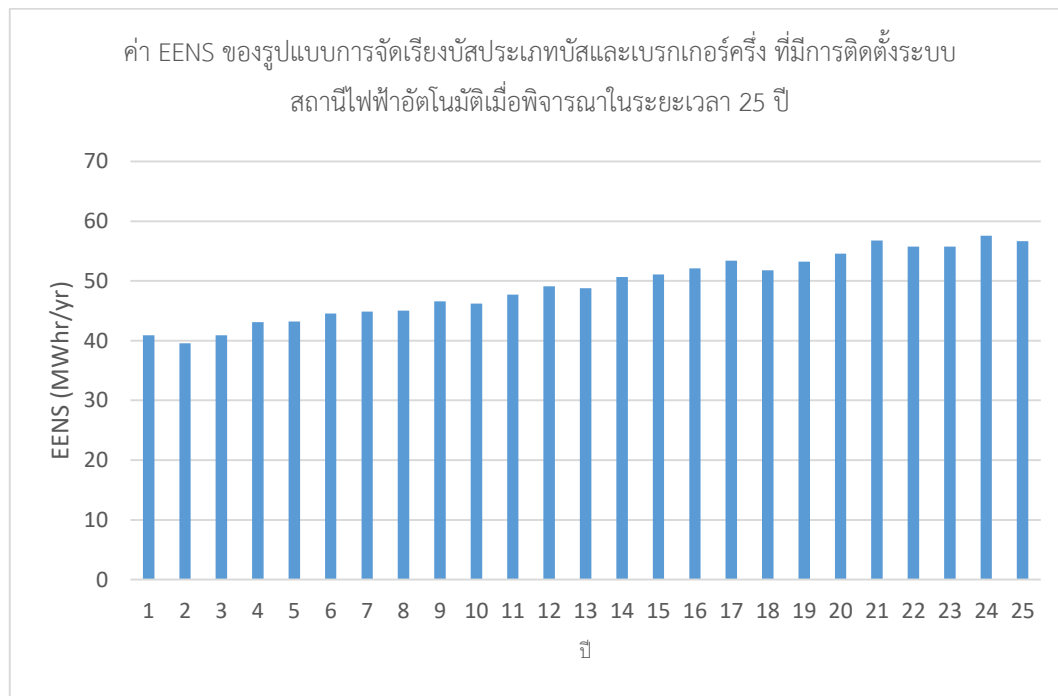
ปีที่	SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWhr/ปี)
1	0.242512	0.394582	41.327148
2	0.241914	0.393975	37.523840
3	0.242467	0.394796	41.772278
4	0.242498	0.394679	42.975254
5	0.241472	0.393092	42.607285
6	0.240529	0.391411	42.955278
7	0.241850	0.393492	43.847220
8	0.241494	0.392806	45.661079
9	0.241514	0.393155	45.485579
10	0.243038	0.395546	46.780421
11	0.242602	0.395165	47.255347
12	0.240390	0.391622	48.301953
13	0.241233	0.392696	49.510257
14	0.241691	0.393519	50.763613
15	0.241192	0.392496	52.114485
16	0.242865	0.395284	51.334696
17	0.242888	0.395281	52.973312
18	0.242228	0.394376	53.424327
19	0.242551	0.394867	54.973531
20	0.242345	0.394532	54.170011
21	0.241385	0.392948	53.702675
22	0.241873	0.393736	54.814504
23	0.242682	0.395254	56.234074
24	0.242073	0.393803	56.323700
25	0.241584	0.393251	57.093824
ค่าเฉลี่ย	0.241955	0.393855	

สำหรับค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) เพื่อใช้ในการคำนวณดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน ได้แก่ ดัชนี NPV และ IRR สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.29

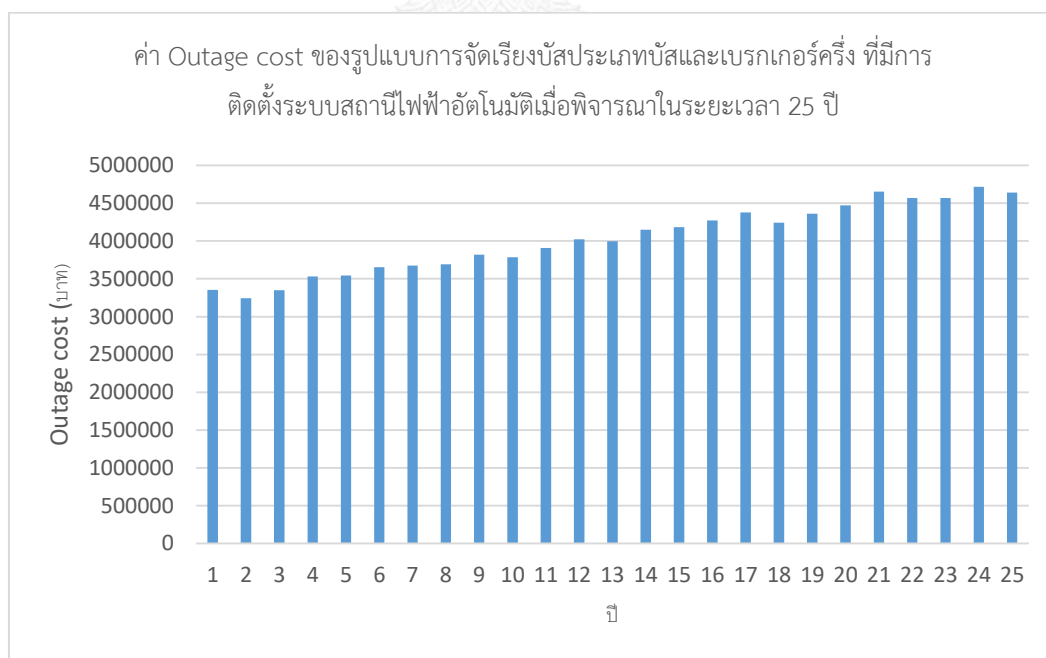
ตารางที่ 8.29 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	EENS (MWhr/ปี)	Outage cost (บาท)
1	41.327148	฿3,386,346.52
2	37.523840	฿3,074,703.43
3	41.772278	฿3,422,820.46
4	42.975254	฿3,521,392.29
5	42.607285	฿3,491,240.97
6	42.955278	฿3,519,755.52
7	43.847220	฿3,592,841.25
8	45.661079	฿3,741,468.80
9	45.485579	฿3,727,088.32
10	46.780421	฿3,833,187.72
11	47.255347	฿3,872,103.15
12	48.301953	฿3,957,862.07
13	49.510257	฿4,056,870.42
14	50.763613	฿4,159,570.43
15	52.114485	฿4,270,260.89
16	51.334696	฿4,206,364.96
17	52.973312	฿4,340,633.16
18	53.424327	฿4,377,589.36
19	54.973531	฿4,504,531.15
20	54.170011	฿4,438,690.73
21	53.702675	฿4,400,397.20
22	54.814504	฿4,491,500.48
23	56.234074	฿4,607,820.04
24	56.323700	฿4,615,164.01
25	57.093824	฿4,678,267.91

จากค่าดัชนี EENS และค่า Outage cost ในตารางที่ 8.29 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟได้ในรูปที่ 8.22 – 8.23 ตามลำดับ



รูปที่ 8.22 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี



รูปที่ 8.23 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี

จากเงินลงทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าประเภท AIS ที่ระดับแรงดัน 115 kV ตามตารางที่ 8.6 - 8.9 และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับตามตารางที่ 8.29 สามารถคำนวณค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครั้งที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติได้ดังต่อไปนี้

NPV = -650,893,488.28 บาท

IRR = -1.9189%

8.2.5.3 การเปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์

เมื่อพิจารณาค่าดัชนี SAIFI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครั้งที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เปรียบเทียบกับค่าดัชนี SAIFI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครั้งที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสังเกตได้ว่า ค่าดัชนี SAIFI ของทั้ง 2 กรณีไม่มีความแตกต่างกันนัก กล่าวได้คือ การติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติไม่ส่งผลกระทบต่อค่าดัชนี SAIFI หรือความถี่การเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้า ทั้งนี้เนื่องจากความถี่การเกิดไฟฟ้าดับขึ้นอยู่กับประสิทธิภาพการทำงานของอุปกรณ์ ซึ่งการปรับปรุงประสิทธิภาพของอุปกรณ์สามารถกระทำได้โดยการซ่อมบำรุงเชิงป้องกัน (Preventive maintenance) แต่ไม่สามารถกระทำได้ด้วยการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ด้วยเหตุนี้ค่าดัชนี SAIFI ก่อนและหลังการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติจึงไม่มีการเปลี่ยนแปลง

เมื่อพิจารณาค่าดัชนี SAIDI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครั้งที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เปรียบเทียบกับค่าดัชนี SAIDI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครั้งที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสังเกตได้จุดโหลดมีลักษณะการเชื่อมต่อแบบเบรเตียลกับหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง ซึ่งเมื่อเกิดเหตุการณ์ผิดปกติที่หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังแล้ว จะไม่สามารถทำการสวิตชิงเพื่อคืนสถานะการจ่ายไฟฟ้าให้แก่จุดโหลดได้ ซึ่งส่งผลให้ระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับที่จุดโหลดไม่มีการเปลี่ยนแปลง

เมื่อพิจารณาค่าดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครั้งเปรียบเทียบกับรูปแบบที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ และรูปแบบที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสามารถสังเกตได้ว่าทั้งค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครั้งที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมีค่าที่สูงกว่าค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครั้งที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ทั้งนี้เนื่องจากการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติไม่สามารถลด

ระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้า ซึ่งส่งผลให้ค่าดัชนี EENS และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับมีค่าต่ำลง ดังนั้นการลงทุนติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติในสถานีไฟฟ้าที่มีการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่งจึงเป็นการลงทุนที่ไม่คุ้มค่า

8.2.6 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ (Double bus double breaker bus scheme)

จากที่ได้กล่าวมา เนื่องจากผลการทดสอบของระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้สามารถแบ่งเนื้อหาออกได้เป็น 2 ส่วน ตามลักษณะการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ดังนั้นผลการทดสอบในแต่ละส่วนจะประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

8.2.6.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ โดยไม่พิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ สามารถพิจารณาได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในรูปที่ 6.11 (ก) – (ค) สามารถแสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ SAIFI, SAIDI และ EENS ตามตารางที่ 8.30

ตารางที่ 8.30 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

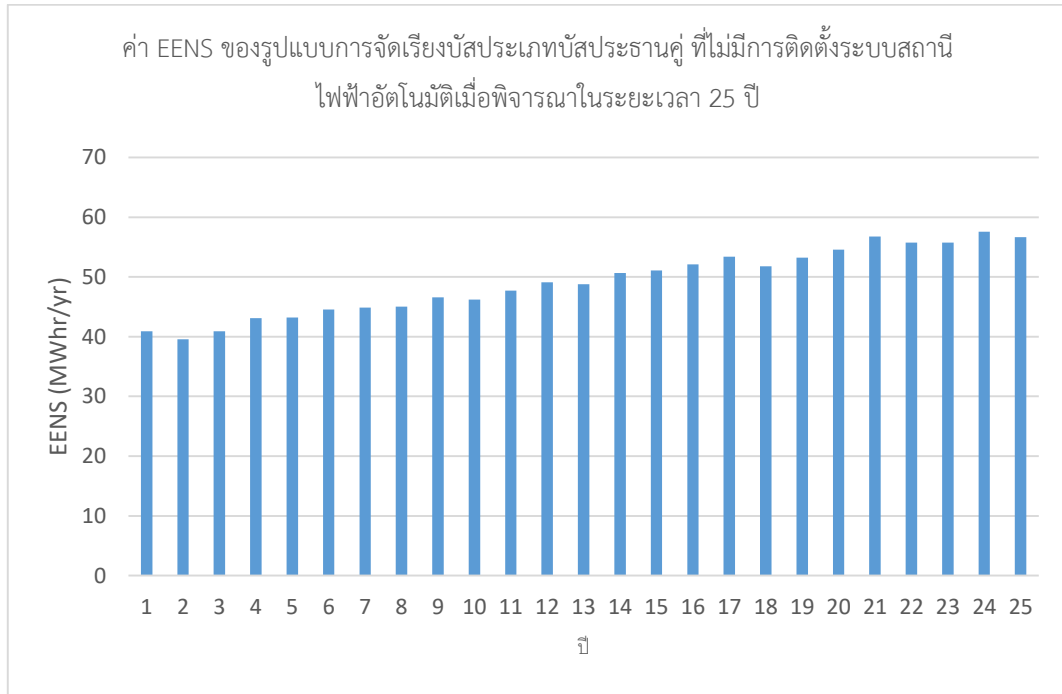
ปีที่	SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWhr/ปี)
1	0.241273	0.392532	39.515187
2	0.242500	0.394530	39.773244
3	0.240830	0.391664	41.125081
4	0.242537	0.394577	42.462748
5	0.241045	0.392221	43.956759
6	0.241156	0.392156	44.125612
7	0.242294	0.393823	44.921919
8	0.241637	0.392987	46.335694
9	0.241028	0.392064	45.887130
10	0.240514	0.391358	45.837664
11	0.241906	0.393269	47.909784
12	0.240995	0.391972	49.303432
13	0.241207	0.392567	48.970436
14	0.242159	0.393771	48.775745
15	0.239744	0.390324	50.850845
16	0.241092	0.392424	52.357532
17	0.241256	0.392361	51.912471
18	0.241431	0.392882	52.481046
19	0.241073	0.392340	53.558958
20	0.242007	0.393712	53.228519
21	0.241832	0.393627	55.023442
22	0.242406	0.394430	56.072106
23	0.242999	0.395281	56.849630
24	0.240323	0.390934	55.520644
25	0.241281	0.392708	57.120778
ค่าเฉลี่ย	0.241461	0.392820	

สำหรับค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) เพื่อใช้ในการคำนวณดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน ได้แก่ ดัชนี NPV และ IRR สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.31

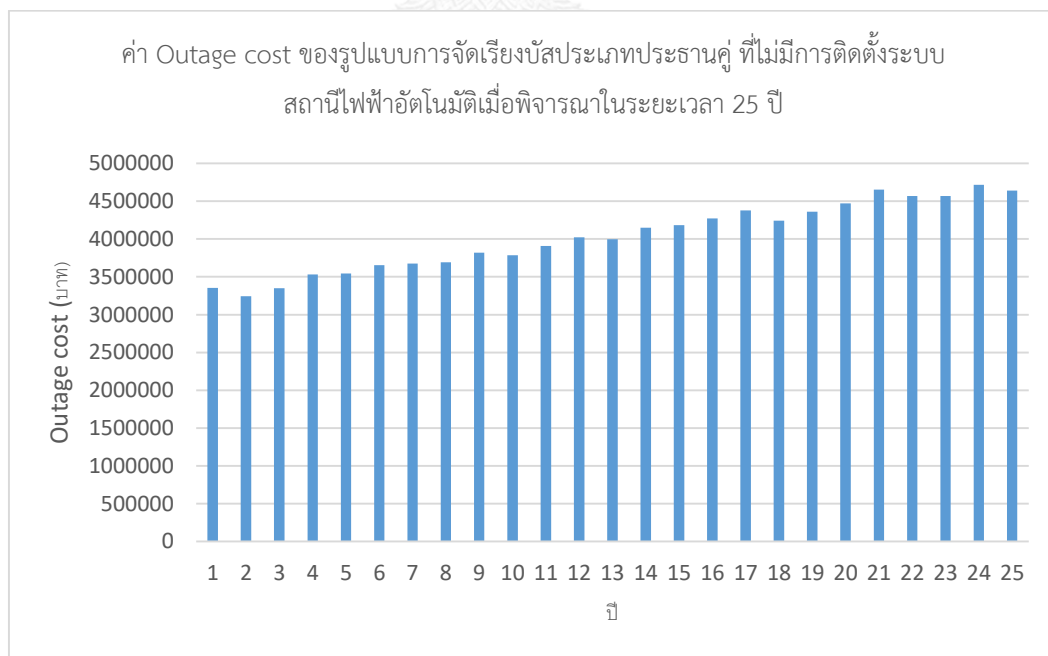
ตารางที่ 8.31 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	EENS (MWhr/ปี)	Outage cost (บาท)
1	39.515187	฿3,237,874.38
2	39.773244	฿3,259,019.59
3	41.125081	฿3,369,789.16
4	42.462748	฿3,479,397.61
5	43.956759	฿3,601,816.83
6	44.125612	฿3,615,652.61
7	44.921919	฿3,680,902.02
8	46.335694	฿3,796,746.78
9	45.887130	฿3,759,991.41
10	45.837664	฿3,755,938.17
11	47.909784	฿3,925,727.71
12	49.303432	฿4,039,923.20
13	48.970436	฿4,012,637.51
14	48.775745	฿3,996,684.56
15	50.850845	฿4,166,718.24
16	52.357532	฿4,290,176.20
17	51.912471	฿4,253,707.90
18	52.481046	฿4,300,296.94
19	53.558958	฿4,388,621.01
20	53.228519	฿4,361,544.89
21	55.023442	฿4,508,620.84
22	56.072106	฿4,594,548.35
23	56.849630	฿4,658,258.66
24	55.520644	฿4,549,361.56
25	57.120778	฿4,680,476.56

จากค่าดัชนี EENS และค่า Outage cost ในตารางที่ 8.31 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟได้ในรูปที่ 8.24 – 8.25 ตามลำดับ



รูปที่ 8.24 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี



รูปที่ 8.25 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี

จากเงินลงทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าประเภท AIS ที่ระดับแรงดัน 115 kV ตามตารางที่ 8.6, 8.8 และ 8.9 และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับตามตารางที่ 8.31 สามารถคำนวณค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติได้ดังต่อไปนี้

$$\text{NPV} = -646,628,144.41 \text{ บาท}$$

$$\text{IRR} = -1.9189\%$$

8.2.6.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ โดยพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ สามารถพิจารณาได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในรูปที่ 6.11 (ก) – (ค) สามารถแสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ SAIFI, SAIDI และ EENS ตามตารางที่ 8.32

ตารางที่ 8.32 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

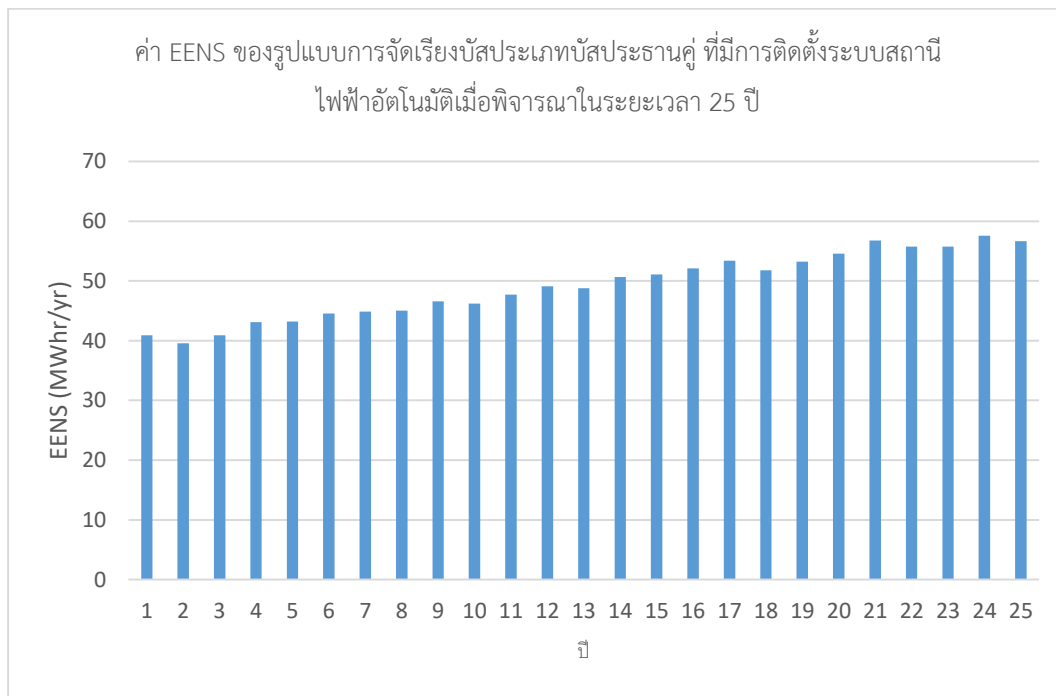
ปีที่	SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWhr/ปี)
1	0.242360	0.394400	40.163441
2	0.240912	0.391950	39.375477
3	0.242260	0.394015	42.128986
4	0.240912	0.392079	42.180173
5	0.241765	0.393202	42.221712
6	0.242921	0.394741	45.308626
7	0.240695	0.391641	43.964787
8	0.241468	0.392668	44.420394
9	0.241130	0.392324	45.780991
10	0.242008	0.393518	46.705337
11	0.240222	0.390852	47.283038
12	0.241373	0.392750	48.632784
13	0.242445	0.394587	49.587881
14	0.240185	0.390753	50.052587
15	0.241748	0.393516	52.821635
16	0.240925	0.392064	50.384127
17	0.241194	0.392654	51.827315
18	0.240804	0.391656	52.937916
19	0.242185	0.394057	52.882933
20	0.241857	0.393531	53.557522
21	0.243639	0.396208	55.069861
22	0.241774	0.393531	55.992952
23	0.241306	0.392460	55.772631
24	0.241316	0.392811	56.341407
25	0.240457	0.391118	56.117279
ค่าเฉลี่ย	0.241514	0.392923	

สำหรับค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) เพื่อใช้ในการคำนวณดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน ได้แก่ ดัชนี NPV และ IRR สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.33

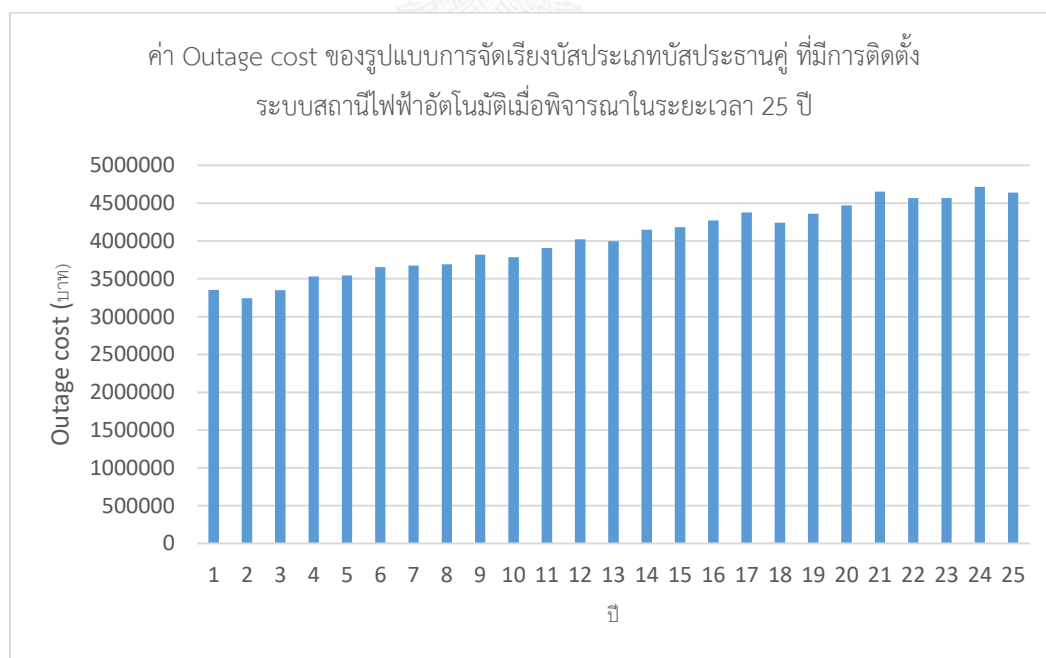
ตารางที่ 8.33 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	EENS (MWhr/ปี)	Outage cost (บาท)
1	40.163441	฿3,290,992.37
2	39.375477	฿3,226,426.61
3	42.128986	฿3,452,049.09
4	42.180173	฿3,456,243.38
5	42.221712	฿3,459,647.11
6	45.308626	฿3,712,588.80
7	43.964787	฿3,602,474.62
8	44.420394	฿3,639,807.11
9	45.780991	฿3,751,294.44
10	46.705337	฿3,827,035.35
11	47.283038	฿3,874,372.17
12	48.632784	฿3,984,970.32
13	49.587881	฿4,063,231.00
14	50.052587	฿4,101,308.96
15	52.821635	฿4,328,204.76
16	50.384127	฿4,128,475.34
17	51.827315	฿4,246,730.20
18	52.937916	฿4,337,732.80
19	52.882933	฿4,333,227.55
20	53.557522	฿4,388,503.38
21	55.069861	฿4,512,424.40
22	55.992952	฿4,588,062.48
23	55.772631	฿4,570,009.40
24	56.341407	฿4,616,614.87
25	56.117279	฿4,598,249.88

จากค่าดัชนี EENS และค่า Outage cost ในตารางที่ 8.33 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟได้ในรูปที่ 8.26 – 8.27 ตามลำดับ



รูปที่ 8.26 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี



รูปที่ 8.27 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี

จากเงินลงทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าประเภท AIS ที่ระดับแรงดัน 115 kV ตามตารางที่ 8.6 - 8.9 และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับตามตารางที่ 8.33 สามารถคำนวณค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติได้ดังต่อไปนี้

NPV = -702,492,823.34 บาท

IRR = -1.9179%

8.2.6.3 การเปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่

เมื่อพิจารณาค่าดัชนี SAIFI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เปรียบเทียบกับค่าดัชนี SAIFI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสังเกตได้ว่า ค่าดัชนี SAIFI ของทั้ง 2 กรณีไม่มีความแตกต่างกันนัก กล่าวได้คือ การติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติไม่ส่งผลกระทบต่อค่าดัชนี SAIFI หรือความถี่การเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้า ทั้งนี้เนื่องจากความถี่การเกิดไฟฟ้าดับขึ้นอยู่กับประสิทธิภาพการทำงานของอุปกรณ์ ซึ่งการปรับปรุงประสิทธิภาพของอุปกรณ์สามารถกระทำได้โดยการซ่อมบำรุงเชิงป้องกัน (Preventive maintenance) แต่ไม่สามารถกระทำได้ด้วย การติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ด้วยเหตุนี้ค่าดัชนี SAIFI ก่อนและหลังการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จึงไม่มีการเปลี่ยนแปลง

เมื่อพิจารณาค่าดัชนี SAIDI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เปรียบเทียบกับค่าดัชนี SAIDI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสังเกตได้ว่า จุดไหลดมีลักษณะการเชื่อมต่อแบบเรเดียลกับหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง ซึ่งเมื่อเกิดเหตุการณ์ผิดปกติที่หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังแล้ว จะไม่สามารถทำการสวิตชิงเพื่อคืนสถานะการจ่ายไฟฟ้าให้แก่จุดไหลดได้ ซึ่งส่งผลให้ระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับที่จุดไหลดไม่มีการเปลี่ยนแปลง

เมื่อพิจารณาค่าดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่เปรียบเทียบระหว่างรูปแบบที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติและรูปแบบที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสามารถสังเกตได้ว่าทั้งค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมีค่าที่สูงกว่าค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ทั้งนี้เนื่องจากการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติไม่สามารถลดระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้า ซึ่งส่งผลให้ค่าดัชนี EENS และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับมีค่า

ต่ำลง ดังนั้นการลงทุนติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติในสถานีไฟฟ้าที่มีการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่จึงเป็นการลงทุนที่คุ้มค่า

8.2.7 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ (Double bus single breaker bus scheme)

จากที่ได้กล่าวมา เนื่องจากผลการทดสอบของระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้สามารถแบ่งเนื้อหาออกได้เป็น 2 ส่วน ตามลักษณะการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ดังนั้นผลการทดสอบในแต่ละส่วนจะประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

8.2.7.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ โดยไม่พิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ สามารถพิจารณาได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในรูปที่ 6.11 (ก) – (ค) สามารถแสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ SAIFI, SAIDI และ EENS ตามตารางที่ 8.34

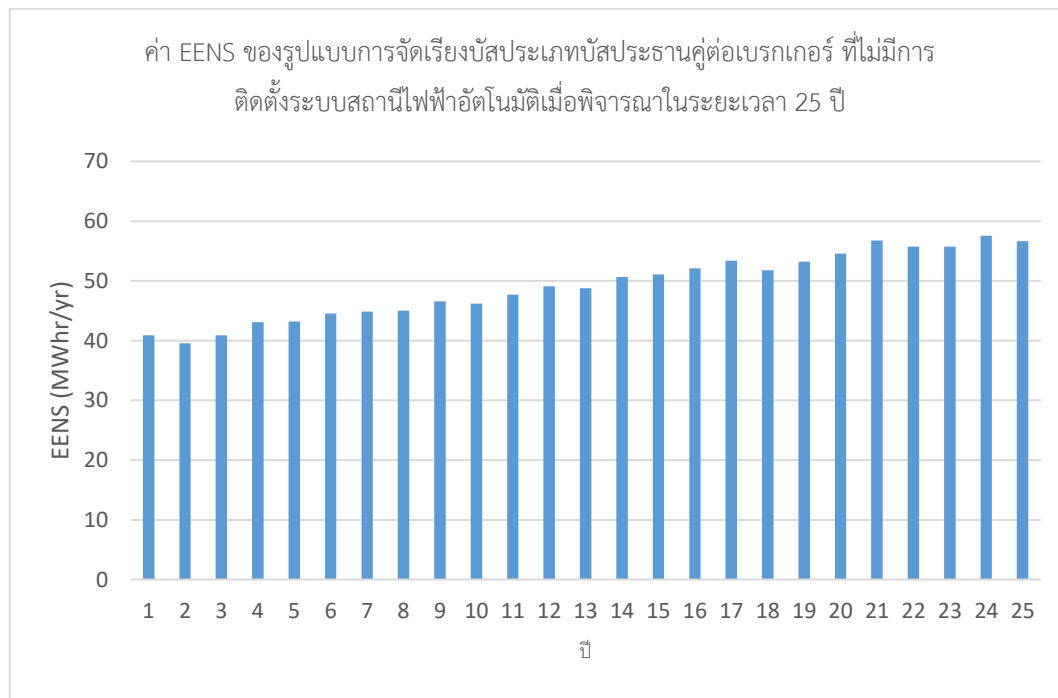
ตารางที่ 8.34 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWhr/ปี)
1	0.249578	0.480439	48.138630
2	0.250359	0.480075	48.971806
3	0.250813	0.482501	49.807932
4	0.250570	0.480638	51.308704
5	0.249501	0.477236	52.597590
6	0.249488	0.482143	53.038679
7	0.250290	0.480450	54.116786
8	0.249807	0.481470	53.072789
9	0.249845	0.488107	57.528323
10	0.251125	0.483034	58.375923
11	0.249901	0.481902	57.507849
12	0.250534	0.486610	59.469968
13	0.250816	0.482444	61.597609
14	0.249815	0.482978	61.815402
15	0.251367	0.483805	63.546264
16	0.249405	0.479971	62.604932
17	0.249433	0.478560	63.555395
18	0.248648	0.476295	65.161400
19	0.250814	0.483167	65.727378
20	0.251395	0.485786	65.312777
21	0.250813	0.481396	67.175752
22	0.251508	0.484336	68.062178
23	0.250011	0.483441	69.456952
24	0.250383	0.484075	68.480969
25	0.250254	0.485146	69.730040
ค่าเฉลี่ย	0.250259	0.482240	

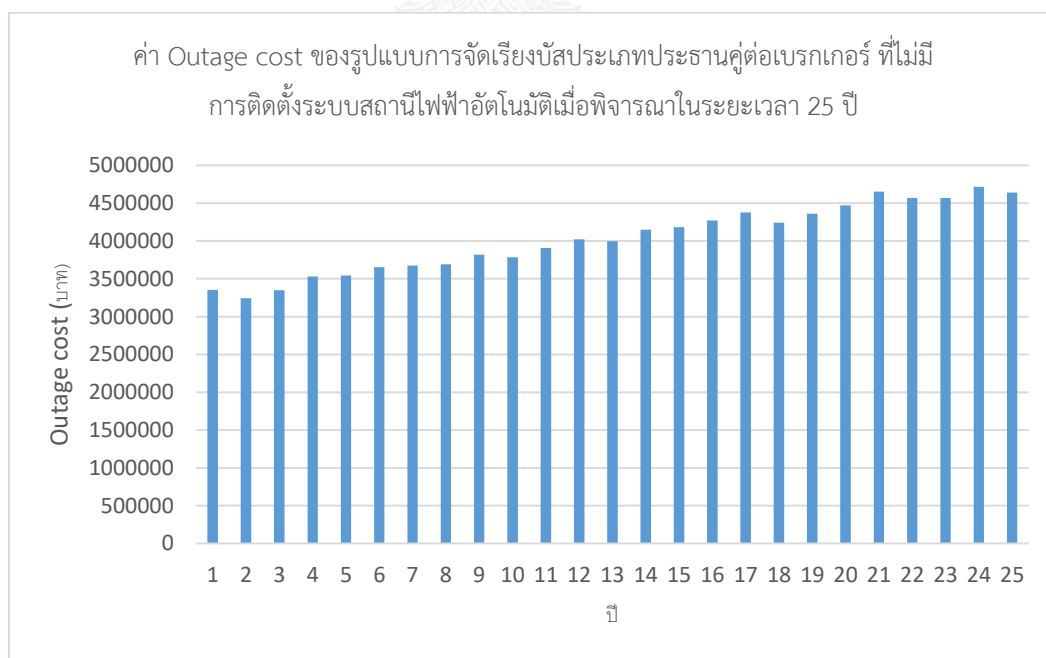
สำหรับค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) เพื่อใช้ในการคำนวณดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน ได้แก่ ดัชนี NPV และ IRR สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.35 ตารางที่ 8.35 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	EENS (MWhr/ปี)	Outage cost (บาท)
1	48.138630	฿3,944,479.38
2	48.971806	฿4,012,749.79
3	49.807932	฿4,081,261.91
4	51.308704	฿4,204,235.20
5	52.597590	฿4,309,846.49
6	53.038679	฿4,345,989.35
7	54.116786	฿4,434,329.45
8	53.072789	฿4,348,784.30
9	57.528323	฿4,713,870.81
10	58.375923	฿4,783,323.09
11	57.507849	฿4,712,193.14
12	59.469968	฿4,872,969.18
13	61.597609	฿5,047,308.04
14	61.815402	฿5,065,154.06
15	63.546264	฿5,206,980.88
16	62.604932	฿5,129,848.11
17	63.555395	฿5,207,729.09
18	65.161400	฿5,339,325.08
19	65.727378	฿5,385,701.37
20	65.312777	฿5,351,728.93
21	67.175752	฿5,504,381.12
22	68.062178	฿5,577,014.89
23	69.456952	฿5,691,302.68
24	68.480969	฿5,611,330.61
25	69.730040	฿5,713,679.47

จากค่าดัชนี EENS และค่า Outage cost ในตารางที่ 8.35 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟได้ในรูปที่ 8.28 – 8.29 ตามลำดับ



รูปที่ 8.28 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี



รูปที่ 8.29 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี

จากเงินลงทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าประเภท AIS ที่ระดับแรงดัน 115 kV ตามตารางที่ 8.6, 8.8 และ 8.9 และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับตามตารางที่ 8.35 สามารถคำนวณค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติได้ดังต่อไปนี้

$$\text{NPV} = -684,557,324.33 \text{ บาท}$$

$$\text{IRR} = -1.9204\%$$

8.2.7.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ โดยพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ สามารถพิจารณาได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในรูปที่ 6.11 (ก) - (ค) สามารถแสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ SAIFI, SAIDI และ EENS ตามตารางที่ 8.36



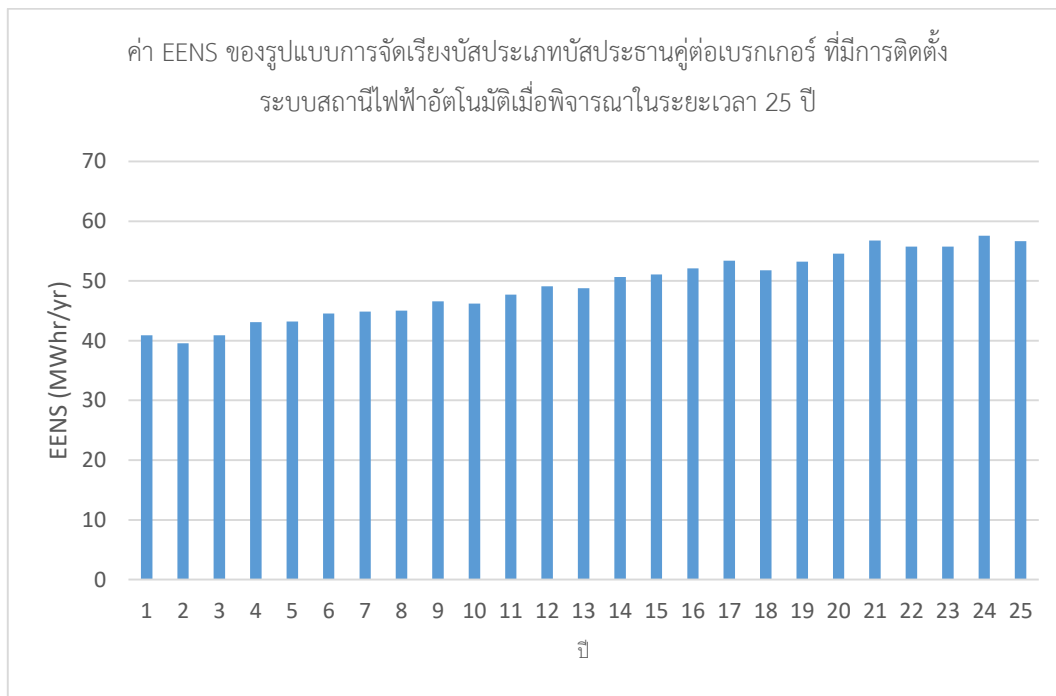
ตารางที่ 8.36 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWhr/ปี)
1	0.251410	0.395801	38.082963
2	0.250140	0.393791	40.391709
3	0.249556	0.393319	40.046804
4	0.250437	0.394126	43.682487
5	0.249191	0.392336	45.238056
6	0.249778	0.393036	43.955701
7	0.249958	0.392908	45.205711
8	0.251273	0.395826	45.891010
9	0.250433	0.394350	46.395227
10	0.249569	0.393222	46.212810
11	0.251015	0.395070	47.006487
12	0.251218	0.395142	49.168114
13	0.250504	0.394563	49.305971
14	0.249256	0.393141	50.239485
15	0.250381	0.394129	50.960007
16	0.248618	0.391602	52.102231
17	0.248799	0.392209	53.597532
18	0.251983	0.396055	53.529393
19	0.251115	0.395725	54.855927
20	0.250333	0.393614	55.021093
21	0.250330	0.394386	56.054955
22	0.250412	0.394569	57.537143
23	0.250595	0.394646	56.603921
24	0.249560	0.392819	54.942390
25	0.250959	0.395664	56.830339
ค่าเฉลี่ย	0.250273	0.394082	

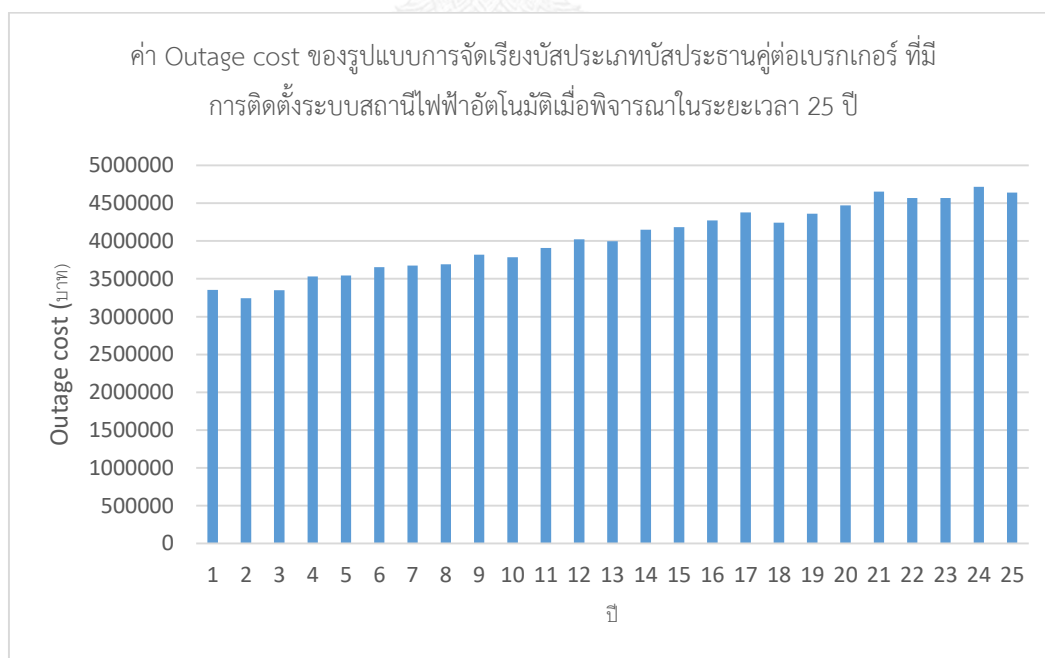
สำหรับค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) เพื่อใช้ในการคำนวณดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน ได้แก่ ดัชนี NPV และ IRR สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.37 ตารางที่ 8.37 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	EENS (MWhr/ปี)	Outage cost (บาท)
1	38.082963	฿3,120,517.97
2	40.391709	฿3,309,696.65
3	40.046804	฿3,281,435.15
4	43.682487	฿3,579,343.01
5	45.238056	฿3,706,806.31
6	43.955701	฿3,601,730.11
7	45.205711	฿3,704,155.93
8	45.891010	฿3,760,309.39
9	46.395227	฿3,801,624.93
10	46.212810	฿3,786,677.62
11	47.006487	฿3,851,711.53
12	49.168114	฿4,028,835.23
13	49.305971	฿4,040,131.26
14	50.239485	฿4,116,623.44
15	50.960007	฿4,175,662.94
16	52.102231	฿4,269,256.85
17	53.597532	฿4,391,781.73
18	53.529393	฿4,386,198.48
19	54.855927	฿4,494,894.63
20	55.021093	฿4,508,428.39
21	56.054955	฿4,593,143.04
22	57.537143	฿4,714,593.46
23	56.603921	฿4,638,125.32
24	54.942390	฿4,501,979.42
25	56.830339	฿4,656,677.94

จากค่าดัชนี EENS และค่า Outage cost ในตารางที่ 8.37 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟได้ในรูปที่ 8.30 – 8.31 ตามลำดับ



รูปที่ 8.30 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี



รูปที่ 8.31 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี

จากเงินลงทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าประเภท AIS ที่ระดับแรงดัน 115 kV ตามตารางที่ 8.6 - 8.9 และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับตามตารางที่ 8.37 สามารถคำนวณค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติได้ดังต่อไปนี้

$$NPV = -670,173,388.32 \text{ บาท}$$

$$IRR = -1.9185\%$$

8.2.7.3 การเปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์

เมื่อพิจารณาค่าดัชนี SAIFI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เปรียบเทียบกับค่าดัชนี SAIFI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสังเกตได้ว่า ค่าดัชนี SAIFI ของทั้ง 2 กรณีไม่มีความแตกต่างกันนัก กล่าวได้คือ การติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติไม่ส่งผลกระทบต่อค่าดัชนี SAIFI หรือความถี่การเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้า ทั้งนี้เนื่องจากความถี่การเกิดไฟฟ้าดับขึ้นอยู่กับประสิทธิภาพการทำงานของอุปกรณ์ ซึ่งการปรับปรุงประสิทธิภาพของอุปกรณ์สามารถกระทำได้โดยการซ่อมบำรุงเชิงป้องกัน (Preventive maintenance) แต่ไม่สามารถกระทำได้ด้วยการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ด้วยเหตุนี้ค่าดัชนี SAIFI ก่อนและหลังการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติจึงไม่มีการเปลี่ยนแปลง

เมื่อพิจารณาค่าดัชนี SAIDI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เปรียบเทียบกับค่าดัชนี SAIDI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสังเกตได้ว่า จุดโหลดมีลักษณะการเชื่อมต่อแบบเรเดียลกับหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง ซึ่งเมื่อเกิดเหตุการณ์ผิดปกติที่หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังแล้ว จะไม่สามารถทำการสวิตชิงเพื่อคืนสถานะการจ่ายไฟฟ้าให้แก่จุดโหลดได้ ซึ่งส่งผลให้ระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับที่จุดโหลดไม่มีการเปลี่ยนแปลง

เมื่อพิจารณาค่าดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์เปรียบเทียบกับรูปแบบที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติและรูปแบบที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสามารถสังเกตได้ว่าทั้งค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมีค่าที่สูงกว่าค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ทั้งนี้เนื่องจากการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้า

อัตโนมัติไม่สามารถลดระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้า ซึ่งส่งผลให้ค่าดัชนี EENS และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับมีค่าต่ำลง ดังนั้นการลงทุนติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติในสถานีไฟฟ้าที่มีการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์จึงเป็นการลงทุนที่คุ้มค่า

8.2.8 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง (Ring bus scheme)

จากที่ได้กล่าวมา เนื่องจากผลการทดสอบของระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้สามารถแบ่งเนื้อหาออกได้เป็น 2 ส่วน ตามลักษณะการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ดังนั้นผลการทดสอบในแต่ละส่วนจะประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

8.2.8.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง โดยไม่พิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ สามารถพิจารณาได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในรูปที่ 6.11 (ก) – (ค) สามารถแสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ SAIFI, SAIDI และ EENS ตามตารางที่ 8.38

ตารางที่ 8.38 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

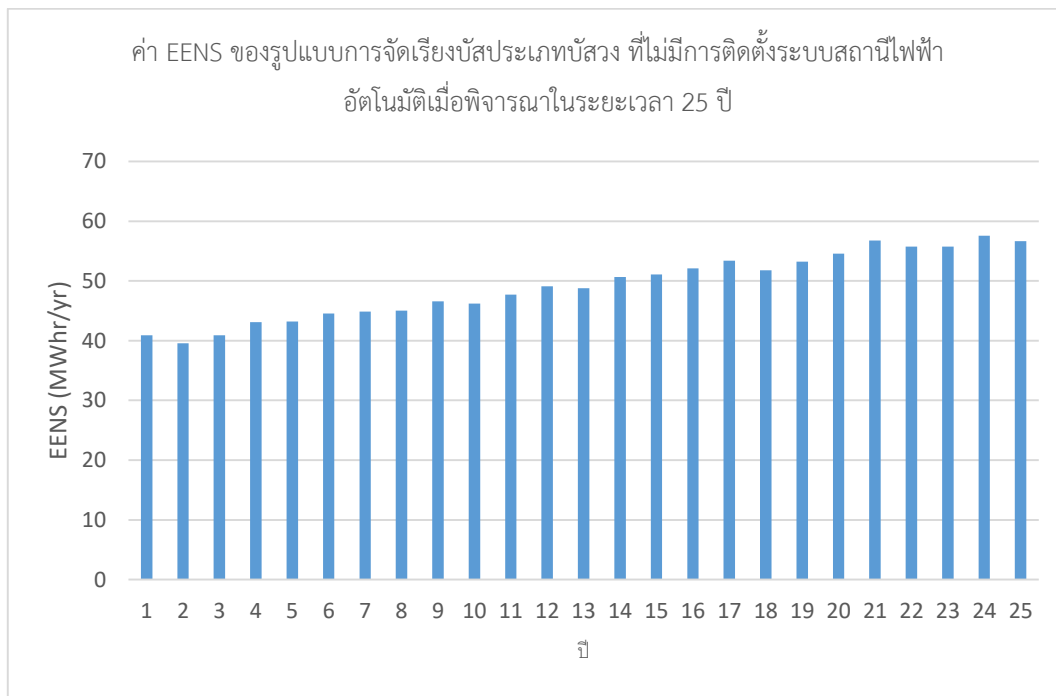
ปีที่	SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWhr/ปี)
1	0.242730	0.394531	39.133170
2	0.242316	0.394010	41.587339
3	0.241763	0.393009	41.036647
4	0.242141	0.393771	43.043795
5	0.242582	0.394851	42.725726
6	0.242678	0.394810	43.850851
7	0.242914	0.395374	44.719458
8	0.240852	0.391267	44.531071
9	0.243018	0.395711	48.078111
10	0.242994	0.395238	46.746879
11	0.241677	0.393092	47.542796
12	0.241788	0.393260	47.408504
13	0.241540	0.393135	50.061463
14	0.242541	0.394236	52.197120
15	0.241599	0.392740	51.091891
16	0.241979	0.393616	52.543732
17	0.242259	0.393739	52.644827
18	0.243214	0.395345	52.137557
19	0.242078	0.393730	54.104709
20	0.241278	0.392395	53.304853
21	0.240995	0.391675	53.560763
22	0.242807	0.394870	55.559510
23	0.240996	0.391986	56.631767
24	0.241760	0.393299	55.252234
25	0.242092	0.393983	57.667407
ค่าเฉลี่ย	0.242104	0.393747	

สำหรับค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) เพื่อใช้ในการคำนวณดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน ได้แก่ ดัชนี NPV และ IRR สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.39

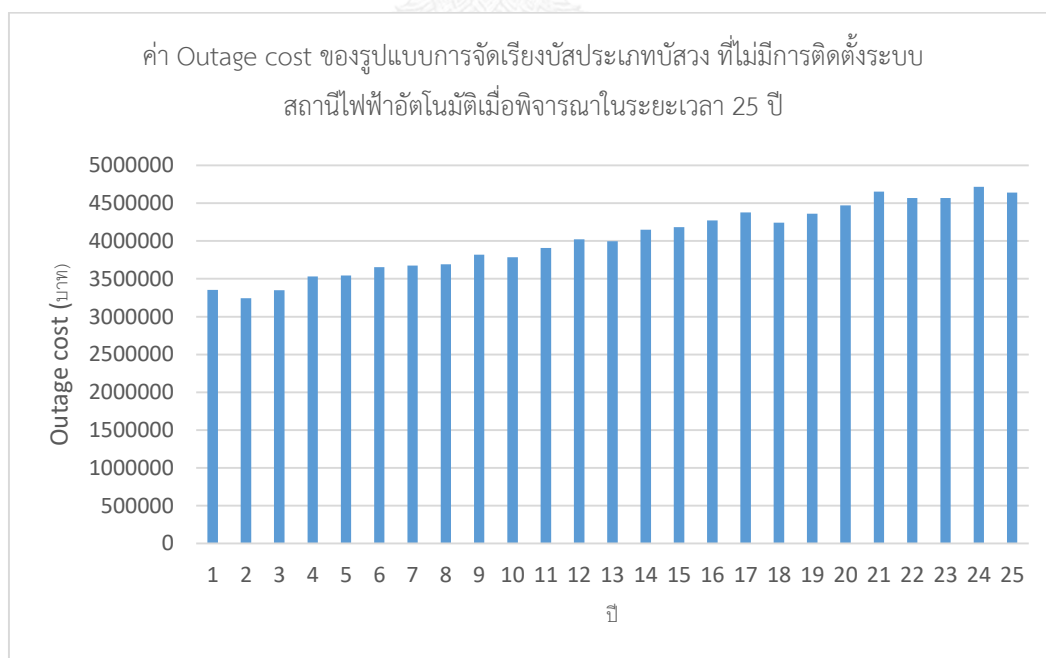
ตารางที่ 8.39 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	EENS (MWhr/ปี)	Outage cost (บาท)
1	39.133170	฿3,206,571.98
2	41.587339	฿3,407,666.58
3	41.036647	฿3,362,542.88
4	43.043795	฿3,527,008.57
5	42.725726	฿3,500,945.97
6	43.850851	฿3,593,138.75
7	44.719458	฿3,664,312.37
8	44.531071	฿3,648,875.94
9	48.078111	฿3,939,520.45
10	46.746879	฿3,830,439.27
11	47.542796	฿3,895,656.68
12	47.408504	฿3,884,652.86
13	50.061463	฿4,102,036.31
14	52.197120	฿4,277,032.02
15	51.091891	฿4,186,469.53
16	52.543732	฿4,305,433.40
17	52.644827	฿4,313,717.10
18	52.137557	฿4,272,151.38
19	54.104709	฿4,433,339.84
20	53.304853	฿4,367,799.65
21	53.560763	฿4,388,768.94
22	55.559510	฿4,552,546.23
23	56.631767	฿4,640,406.99
24	55.252234	฿4,527,368.08
25	57.667407	฿4,725,267.30

จากค่าดัชนี EENS และค่า Outage cost ในตารางที่ 8.39 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟได้ในรูปที่ 8.32 – 8.33 ตามลำดับ



รูปที่ 8.32 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี



รูปที่ 8.33 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี

จากเงินลงทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าประเภท AIS ที่ระดับแรงดัน 115 kV ตามตารางที่ 8.6, 8.8 และ 8.9 และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับตามตารางที่ 8.39 สามารถคำนวณค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวงที่ไม่มีติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติได้ดังต่อไปนี้

NPV = -591,398,879.06 บาท

IRR = -1.9198%

8.2.8.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง โดยพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ สามารถพิจารณาได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในรูปที่ 6.11 (ก) – (ค) สามารถแสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ SAIFI, SAIDI และ EENS ตามตารางที่ 8.40

ตารางที่ 8.40 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

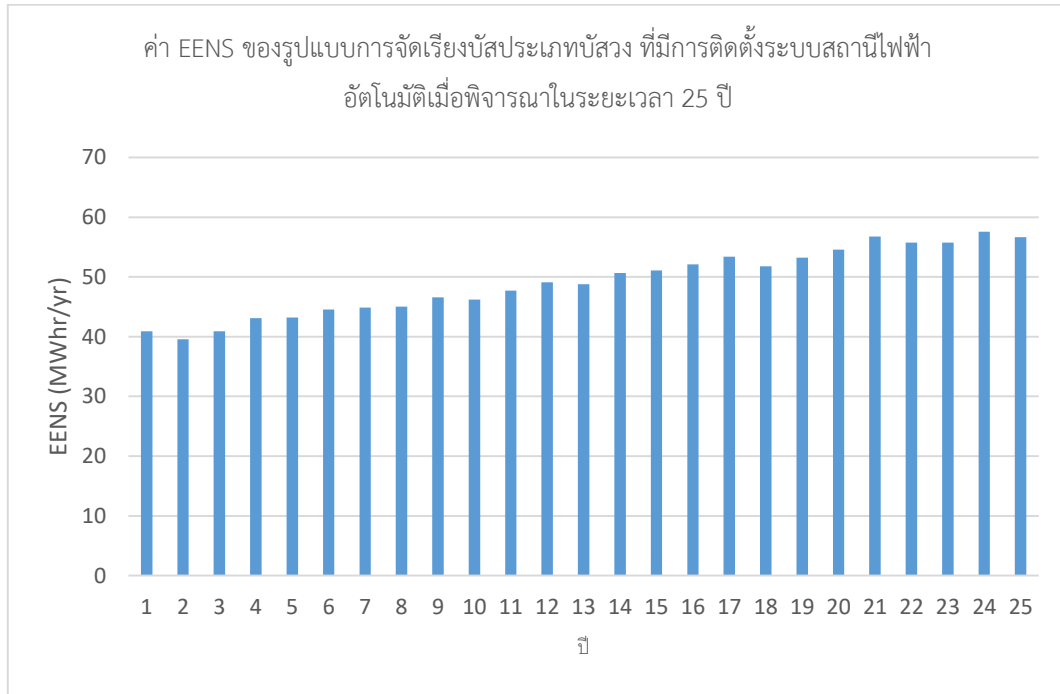
ปีที่	SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWhr/ปี)
1	0.242265	0.393795	40.921035
2	0.242026	0.393443	39.590959
3	0.242289	0.394049	40.886942
4	0.243048	0.395444	43.106064
5	0.242242	0.394209	43.236229
6	0.242621	0.394862	44.570702
7	0.240244	0.390416	44.864659
8	0.242816	0.395090	45.040210
9	0.243866	0.396634	46.601739
10	0.241976	0.393615	46.211214
11	0.241991	0.393661	47.702524
12	0.241880	0.393489	49.083073
13	0.242869	0.394956	48.767693
14	0.241512	0.392796	50.656899
15	0.242176	0.393667	51.074502
16	0.242079	0.393442	52.114655
17	0.243147	0.395428	53.406442
18	0.241778	0.393119	51.767734
19	0.241672	0.393226	53.220022
20	0.240678	0.391170	54.567134
21	0.242041	0.393667	56.774578
22	0.241748	0.393230	55.770906
23	0.240780	0.392196	55.746257
24	0.242298	0.394229	57.566793
25	0.242354	0.394623	56.646661
ค่าเฉลี่ย	0.242096	0.393778	

สำหรับค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) เพื่อใช้ในการคำนวณดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน ได้แก่ ดัชนี NPV และ IRR สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.41

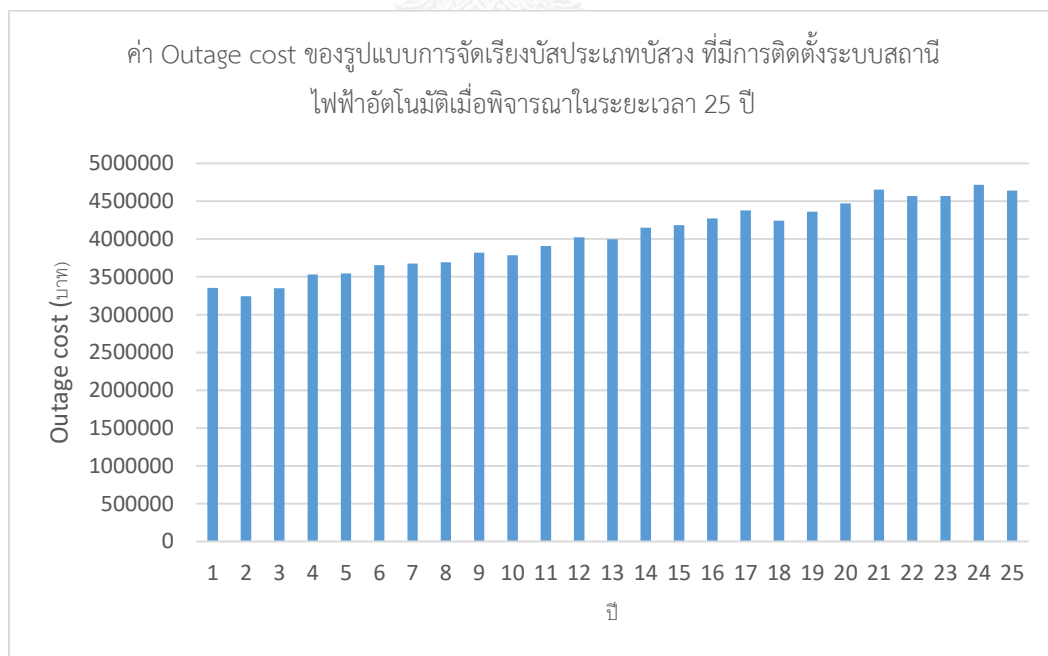
ตารางที่ 8.41 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	EENS (MWhr/ปี)	Outage cost (บาท)
1	40.921035	฿3,353,069.58
2	39.590959	฿3,244,083.20
3	40.886942	฿3,350,276.01
4	43.106064	฿3,532,110.92
5	43.236229	฿3,542,776.63
6	44.570702	฿3,652,123.30
7	44.864659	฿3,676,210.15
8	45.040210	฿3,690,594.82
9	46.601739	฿3,818,546.53
10	46.211214	฿3,786,546.89
11	47.702524	฿3,908,744.81
12	49.083073	฿4,021,867.02
13	48.767693	฿3,996,024.80
14	50.656899	฿4,150,826.28
15	51.074502	฿4,185,044.72
16	52.114655	฿4,270,274.86
17	53.406442	฿4,376,123.89
18	51.767734	฿4,241,848.16
19	53.220022	฿4,360,848.63
20	54.567134	฿4,471,230.99
21	56.774578	฿4,652,108.89
22	55.770906	฿4,569,868.05
23	55.746257	฿4,567,848.27
24	57.566793	฿4,717,023.06
25	56.646661	฿4,641,627.39

จากค่าดัชนี EENS และค่า Outage cost ในตารางที่ 8.41 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟได้ในรูปที่ 8.34 – 8.35 ตามลำดับ



รูปที่ 8.34 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี



รูปที่ 8.35 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี

จากเงินลงทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าประเภท AIS ที่ระดับแรงดัน 115 kV ตามตารางที่ 8.6 - 8.9 และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับตามตารางที่ 8.41 สามารถคำนวณค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวงที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติได้ดังต่อไปนี้

NPV = -595,856,912.07 บาท

IRR = -1.9193%

8.2.8.3 การเปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง

เมื่อพิจารณาค่าดัชนี SAIFI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวงที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เปรียบเทียบกับค่าดัชนี SAIFI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสวงที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสังเกตได้ว่า ค่าดัชนี SAIFI ของทั้ง 2 กรณีไม่มีความแตกต่างกันนัก กล่าวได้คือ การติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติไม่ส่งผลกระทบต่อค่าดัชนี SAIFI หรือความถี่การเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้า ทั้งนี้เนื่องจากความถี่การเกิดไฟฟ้าดับขึ้นอยู่กับประสิทธิภาพการทำงานของอุปกรณ์ ซึ่งการปรับปรุงประสิทธิภาพของอุปกรณ์สามารถทำได้โดยการซ่อมบำรุงเชิงป้องกัน (Preventive maintenance) แต่ไม่สามารถทำได้ด้วยการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ด้วยเหตุนี้ค่าดัชนี SAIFI ก่อนและหลังการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติจึงไม่มีการเปลี่ยนแปลง

เมื่อพิจารณาค่าดัชนี SAIDI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวงที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เปรียบเทียบกับค่าดัชนี SAIDI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวงที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสังเกตได้ว่า จุดโหลดมีลักษณะการเชื่อมต่อแบบเรเดียลกับหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง ซึ่งเมื่อเกิดเหตุการณ์ผิดปกติที่หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังแล้ว จะไม่สามารถทำการสวิตชิงเพื่อคืนสถานะการจ่ายไฟฟ้าให้แก่จุดโหลดได้ ซึ่งส่งผลให้ระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับที่จุดโหลดไม่มีการเปลี่ยนแปลง

เมื่อพิจารณาค่าดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวงเปรียบเทียบระหว่างรูปแบบที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติและรูปแบบที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสามารถสังเกตได้ว่าทั้งค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวงที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมีค่าที่สูงกว่าค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวงที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ทั้งนี้เนื่องจากการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติไม่สามารถลดระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้า ซึ่งส่งผลให้ค่าดัชนี EENS และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับมีค่าต่ำลง ดังนั้นการลงทุนติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติในสถานีไฟฟ้าที่มีการจัดเรียงบัสประเภทบัสวงจึงเป็นการลงทุนที่ไม่คุ้มค่า

8.3 ผลการทดสอบและการวิเคราะห์ผลการทดสอบของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท Incoming feeder เป็นหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง และ Outgoing feeder เป็นสายส่งไฟฟ้าแรงสูง

เนื่องจากระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้ สามารถแบ่งได้เป็น 8 รูปแบบตามลักษณะการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้า โดยแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัส ประกอบด้วย การพิจารณาสถานีไฟฟ้าที่มีการติดตั้งและไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ดังนั้น ในผลการทดสอบของแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัส สามารถแบ่งเนื้อหาออกได้เป็น 3 ส่วน ได้แก่

- 1) ระบบทดสอบที่ไม่พิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ
- 2) ระบบทดสอบที่พิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ
- 3) การเปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงิน

โดยที่รายละเอียดของผลการทดสอบแต่ละส่วน สามารถพิจารณาได้ตามรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าของระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้ทั้ง 8 รูปแบบ ดังต่อไปนี้

8.3.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว (Single bus scheme)

จากที่ได้กล่าวมา เนื่องจากผลการทดสอบของระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้ สามารถแบ่งเนื้อหาออกได้เป็น 2 ส่วน ตามลักษณะการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ดังนั้น ผลการทดสอบในแต่ละส่วนจะประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

8.3.1.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว โดยไม่พิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ สามารถพิจารณาได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในรูปที่ 6.11 (ก) – (ค) สามารถแสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ SAIFI, SAIDI และ EENS ตามตารางที่ 8.42

ตารางที่ 8.42 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

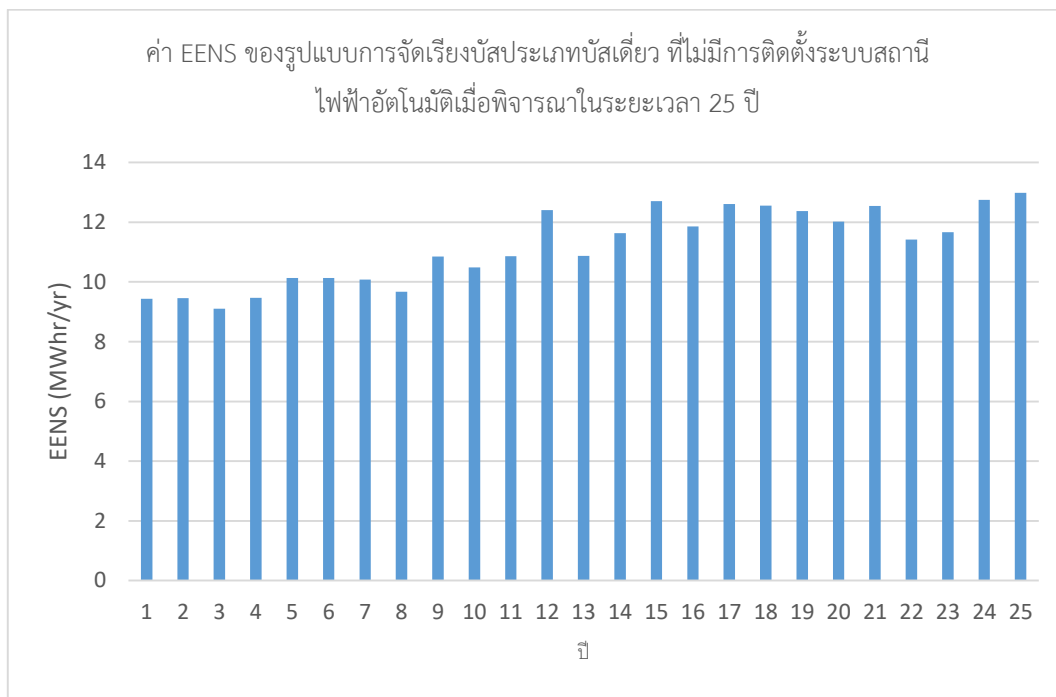
ปีที่	SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWhr/ปี)
1	0.010345	0.092612	9.436910
2	0.009790	0.088899	9.460823
3	0.009690	0.087607	9.105088
4	0.009377	0.086685	9.463945
5	0.010000	0.090400	10.136018
6	0.009610	0.087700	10.129600
7	0.009700	0.087815	10.084120
8	0.009292	0.085219	9.675551
9	0.010386	0.091557	10.853714
10	0.009379	0.086219	10.490579
11	0.009867	0.089904	10.864250
12	0.010606	0.100055	12.406377
13	0.009782	0.085964	10.878284
14	0.010180	0.091249	11.633712
15	0.010530	0.097242	12.705102
16	0.009859	0.091468	11.862991
17	0.010262	0.094297	12.613949
18	0.010120	0.090999	12.559558
19	0.010098	0.090516	12.378740
20	0.009593	0.087312	12.016207
21	0.009784	0.090131	12.542778
22	0.009534	0.081498	11.418902
23	0.009183	0.082666	11.662286
24	0.010109	0.089756	12.752181
25	0.009872	0.090439	12.983586
ค่าเฉลี่ย	0.009878	0.089528	

สำหรับค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) เพื่อใช้ในการคำนวณดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน ได้แก่ ดัชนี NPV และ IRR สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.43

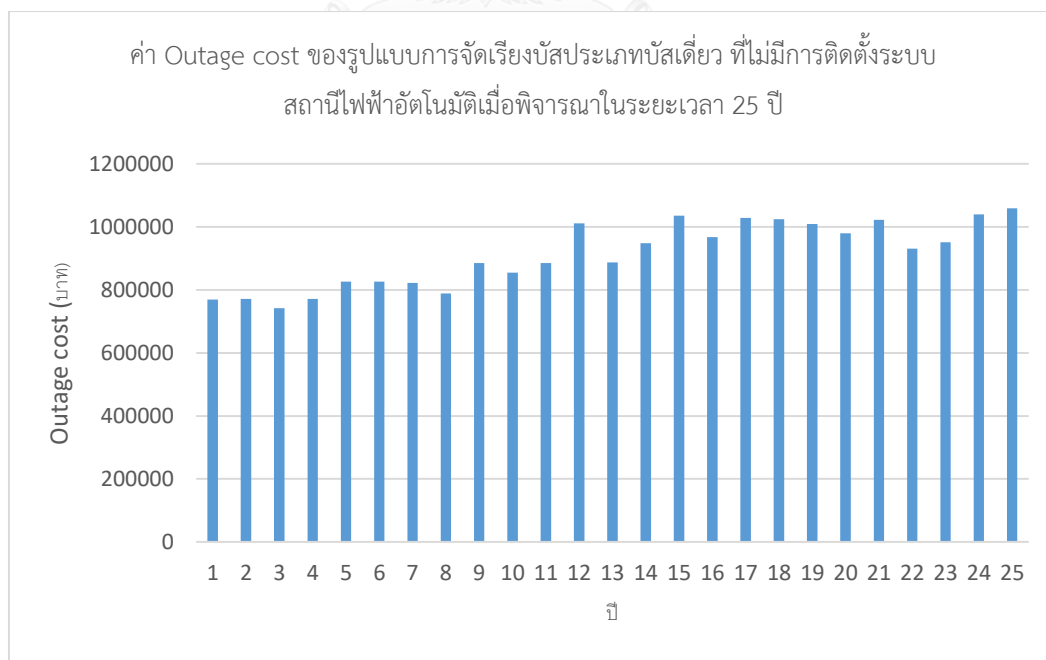
ตารางที่ 8.43 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	EENS (MWhr/ปี)	Outage cost (บาท)
1	9.436910	773,260.43
2	9.460823	775,219.82
3	9.105088	746,070.90
4	9.463945	775,475.65
5	10.136018	830,545.32
6	10.129600	830,019.40
7	10.084120	826,292.78
8	9.675551	792,814.62
9	10.853714	889,353.34
10	10.490579	859,598.07
11	10.864250	890,216.66
12	12.406377	1,016,578.53
13	10.878284	891,366.57
14	11.633712	953,266.35
15	12.705102	1,041,056.08
16	11.862991	972,053.49
17	12.613949	1,033,586.96
18	12.559558	1,029,130.19
19	12.378740	1,014,313.98
20	12.016207	984,608.00
21	12.542778	1,027,755.23
22	11.418902	935,664.87
23	11.662286	955,607.69
24	12.752181	1,044,913.70
25	12.983586	1,063,875.06

จากค่าดัชนี EENS และค่า Outage cost ในตารางที่ 8.41 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟได้ในรูปที่ 8.36 – 8.37 ตามลำดับ



รูปที่ 8.36 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดียว ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี



รูปที่ 8.37 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดียว ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี

จากเงินลงทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าประเภท AIS ที่ระดับแรงดัน 115 kV ตามตารางที่ 8.6 - 8.9 และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับตามตารางที่ 8.43 สามารถคำนวณค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติได้ดังต่อไปนี้

$$\text{NPV} = -867,723,623.77 \text{ บาท}$$

$$\text{IRR} = -1.9119\%$$

8.3.1.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง โดยพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ สามารถพิจารณาได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในรูปที่ 6.11 (ก) - (ค) สามารถแสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ SAIFI, SAIDI และ EENS ตามตารางที่ 8.44

ตารางที่ 8.44 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

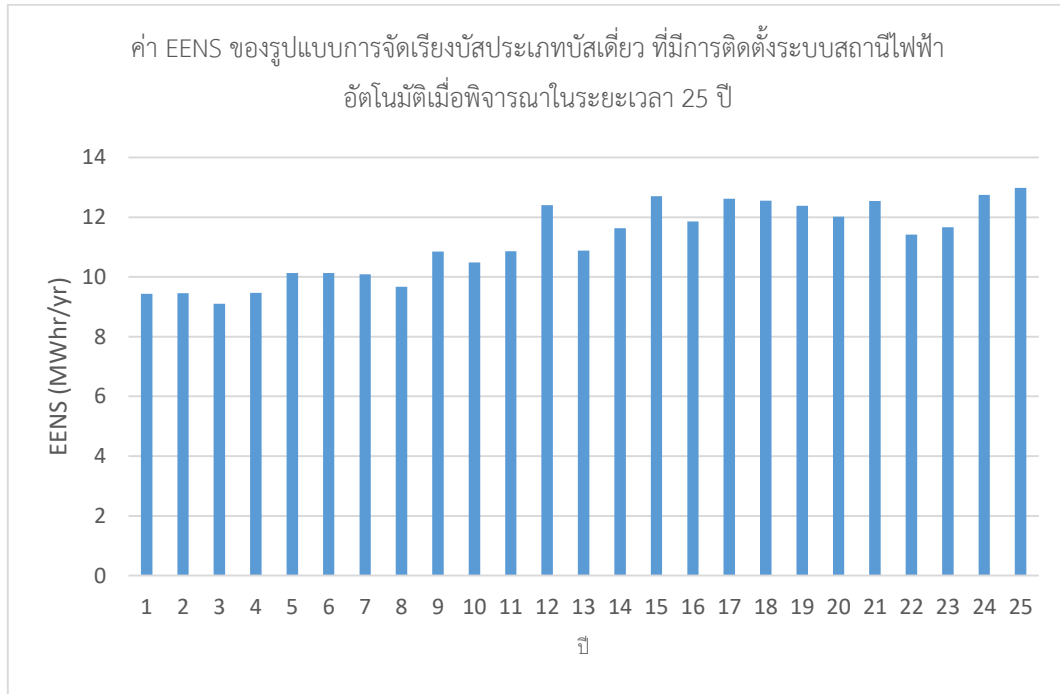
ปีที่	SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWhr/ปี)
1	0.010345	0.092152	9.389960
2	0.009790	0.088457	9.413754
3	0.009690	0.087171	9.059789
4	0.009377	0.086254	9.416861
5	0.010000	0.089950	10.085590
6	0.009610	0.087264	10.079204
7	0.009700	0.087378	10.033950
8	0.009292	0.084795	9.627414
9	0.010386	0.091102	10.799716
10	0.009379	0.085790	10.438387
11	0.009867	0.089456	10.810199
12	0.010606	0.099557	12.344654
13	0.009782	0.085536	10.824163
14	0.010180	0.090795	11.575833
15	0.010530	0.096759	12.641893
16	0.009859	0.091012	11.803971
17	0.010262	0.093828	12.551193
18	0.010120	0.090546	12.497073
19	0.010098	0.090065	12.317155
20	0.009593	0.086878	11.956425
21	0.009784	0.089683	12.480376
22	0.009534	0.081093	11.362092
23	0.009183	0.082255	11.604264
24	0.010109	0.089309	12.688737
25	0.009872	0.089989	12.918991
ค่าเฉลี่ย	0.009878	0.089083	

สำหรับค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) เพื่อใช้ในการคำนวณดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน ได้แก่ ดัชนี NPV และ IRR สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.45

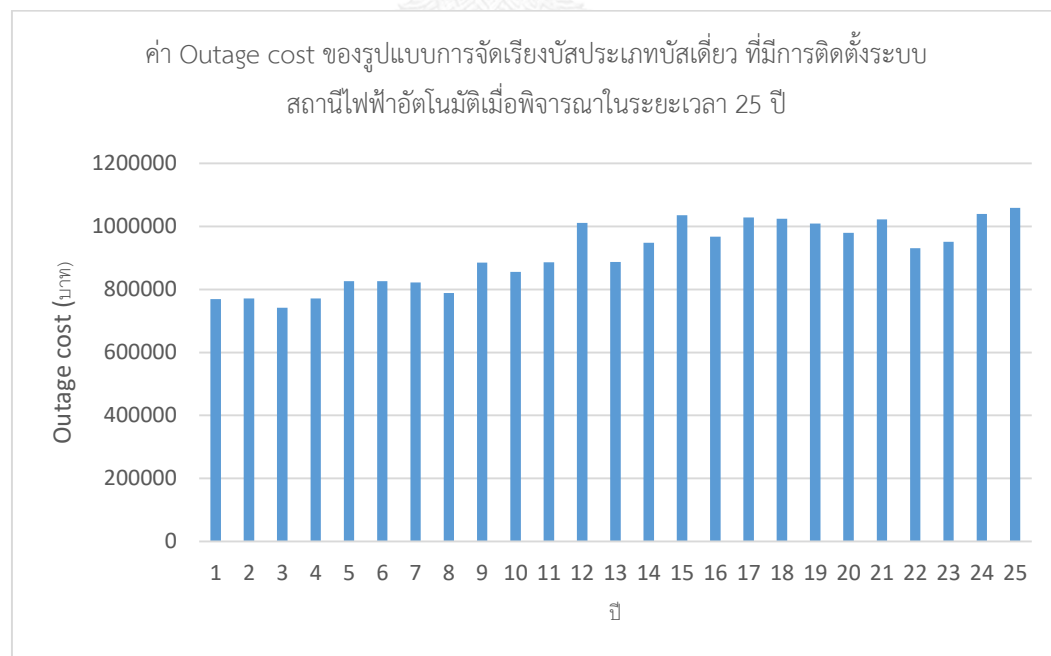
ตารางที่ 8.45 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	EENS (MWhr/ปี)	Outage cost (บาท)
1	9.389960	769,413.36
2	9.413754	771,363.00
3	9.059789	742,359.11
4	9.416861	771,617.56
5	10.085590	826,413.25
6	10.079204	825,889.95
7	10.033950	822,181.87
8	9.627414	788,870.27
9	10.799716	884,928.70
10	10.438387	855,321.46
11	10.810199	885,787.73
12	12.344654	1,011,520.93
13	10.824163	886,931.92
14	11.575833	948,523.73
15	12.641893	1,035,876.70
16	11.803971	967,217.40
17	12.551193	1,028,444.73
18	12.497073	1,024,010.13
19	12.317155	1,009,267.65
20	11.956425	979,709.45
21	12.480376	1,022,642.02
22	11.362092	931,009.82
23	11.604264	950,853.42
24	12.688737	1,039,715.12
25	12.918991	1,058,582.15

จากค่าดัชนี EENS และค่า Outage cost ในตารางที่ 8.45 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟได้ในรูปที่ 8.38 – 8.39 ตามลำดับ



รูปที่ 8.38 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดียว ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี



รูปที่ 8.39 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดียว ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี

จากเงินลงทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าประเภท AIS ที่ระดับแรงดัน 115 kV ตามตารางที่ 8.6 - 8.9 และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับตามตารางที่ 8.45 สามารถคำนวณค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติได้ดังต่อไปนี้

$$NPV = -877,200,569.97 \text{ บาท}$$

$$IRR = -1.9118\%$$

8.3.1.3 การเปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว

เมื่อพิจารณาค่าดัชนี SAIFI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เปรียบเทียบกับค่าดัชนี SAIFI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสังเกตได้ว่า ค่าดัชนี SAIFI ของทั้ง 2 กรณีไม่มีความแตกต่างกันมากนัก กล่าวได้คือ การติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติไม่ส่งผลกระทบต่อค่าดัชนี SAIFI หรือความถี่การเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้า ทั้งนี้เนื่องจากความถี่การเกิดไฟฟ้าดับขึ้นอยู่กับประสิทธิภาพการทำงานของอุปกรณ์ ซึ่งการปรับปรุงประสิทธิภาพของอุปกรณ์สามารถทำได้โดยการซ่อมบำรุงเชิงป้องกัน (Preventive maintenance) แต่ไม่สามารถทำได้ด้วยการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ด้วยเหตุนี้ค่าดัชนี SAIFI ก่อนและหลังการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติจึงไม่มีการเปลี่ยนแปลง

เมื่อพิจารณาค่าดัชนี SAIDI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เปรียบเทียบกับค่าดัชนี SAIDI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสังเกตได้ว่า ค่าดัชนี SAIDI ของทั้ง 2 กรณีมีความแตกต่างกันไม่มากนัก เนื่องจาก รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวเป็นรูปแบบการจัดเรียงบัสที่มีลักษณะเรเดียล (Radial-type configuration) ที่มีความยืดหยุ่นในการเปลี่ยนเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าหรือการสวิตชิงของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าที่ต่ำ โดยมีบัสบาร์เพียง 1 อุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ในการรับและจ่ายกำลังไฟฟ้า ซึ่งการเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวที่บัสบาร์จะส่งผลกระทบต่อจุดโหลดทุกจุดภายในสถานีไฟฟ้า อีกทั้งส่งผลให้เหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกับบัสบาร์ดังกล่าวส่งผลกระทบเป็นวงกว้าง ดังนั้น รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวจึงมีความเชื่อถือได้ที่ต่ำที่สุด

เมื่อพิจารณาค่าดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวเปรียบเทียบระหว่างรูปแบบที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติและรูปแบบที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสามารถสังเกตได้ว่าทั้งค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมีค่าที่ต่ำกว่าค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ทั้งนี้

เนื่องจากการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติไม่สามารถลดระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้า ซึ่งส่งผลให้ค่าดัชนี EENS และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับมีค่าไม่เปลี่ยนแปลง ดังนั้นการลงทุนติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติในสถานีไฟฟ้าที่มีการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวจึงเป็นการลงทุนที่ไม่คุ้มค่า

8.3.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน (Sectionalized bus scheme)

จากที่ได้กล่าวมาแล้ว เนื่องจากผลการทดสอบของระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้สามารถแบ่งเนื้อหาออกได้เป็น 2 ส่วน ตามลักษณะการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ดังนั้นผลการทดสอบในแต่ละส่วนจะประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

8.3.2.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน โดยไม่พิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ สามารถพิจารณาได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 6.11 (ก) – (ค) สามารถแสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ SAIFI, SAIDI และ EENS ตามตารางที่ 8.46

ตารางที่ 8.46 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

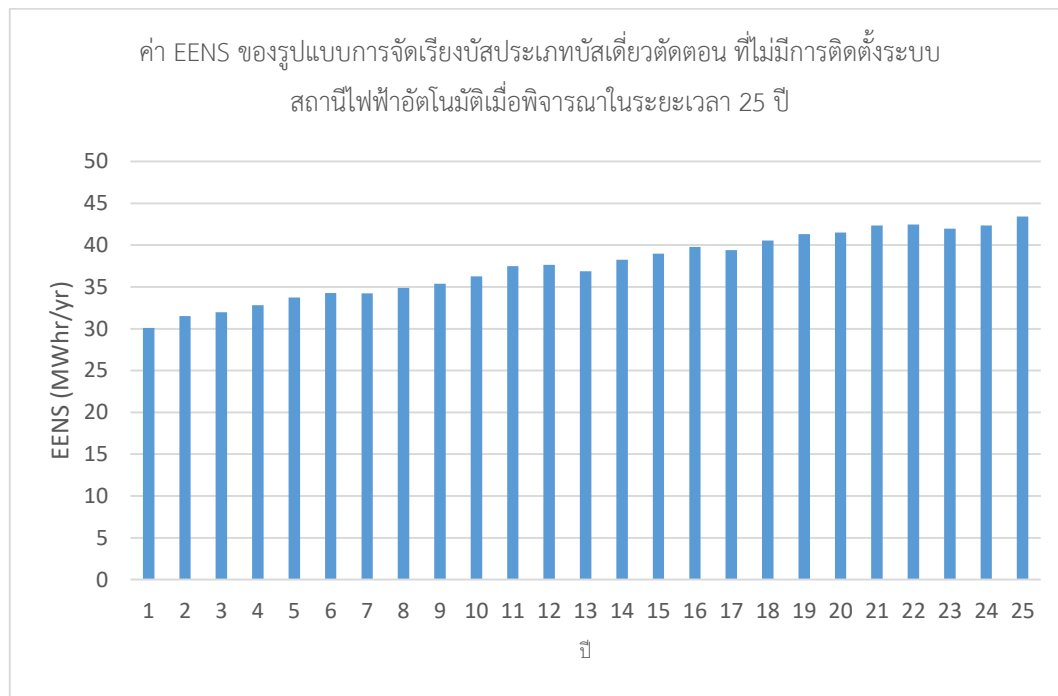
ปีที่	SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWhr/ปี)
1	0.246052	0.403820	40.553652
2	0.247140	0.405337	42.470080
3	0.246645	0.404925	43.101565
4	0.246429	0.404566	44.212957
5	0.246533	0.404863	45.484351
6	0.246963	0.404546	46.163846
7	0.246611	0.404745	46.121238
8	0.246679	0.404661	47.034230
9	0.246391	0.404483	47.669348
10	0.248179	0.407312	48.861503
11	0.245538	0.403692	50.516970
12	0.247267	0.405690	50.713607
13	0.245766	0.402816	49.703537
14	0.246671	0.404615	51.571251
15	0.246503	0.405279	52.554465
16	0.245854	0.403492	53.596442
17	0.246864	0.405531	53.125969
18	0.246961	0.405252	54.633674
19	0.247076	0.405670	55.695585
20	0.247263	0.405856	55.950765
21	0.246269	0.404024	57.088502
22	0.246578	0.404489	57.254542
23	0.246764	0.404665	56.548639
24	0.246295	0.404297	57.077660
25	0.247483	0.406408	58.532098
ค่าเฉลี่ย	0.246671	0.404841	

สำหรับค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) เพื่อใช้ในการคำนวณดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน ได้แก่ ดัชนี NPV และ IRR สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.47

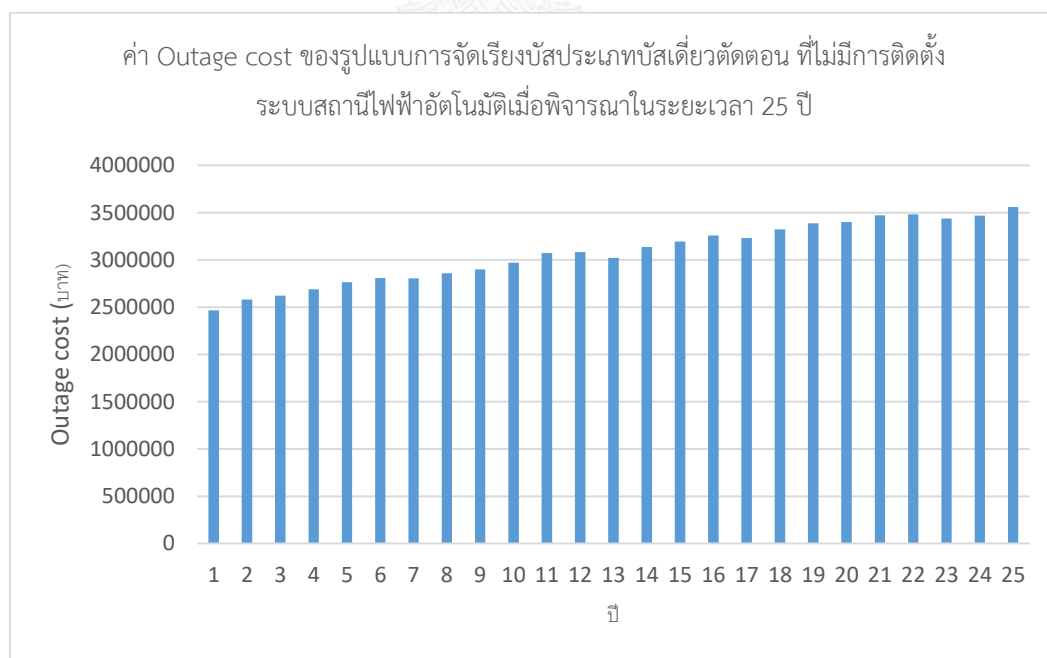
ตารางที่ 8.47 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	EENS (MWhr/ปี)	Outage cost (บาท)
1	40.553652	3,322,966.25
2	42.470080	3,479,998.37
3	43.101565	3,531,742.23
4	44.212957	3,622,809.69
5	45.484351	3,726,987.73
6	46.163846	3,782,665.55
7	46.121238	3,779,174.22
8	47.034230	3,853,984.82
9	47.669348	3,906,026.37
10	48.861503	4,003,711.59
11	50.516970	4,139,360.54
12	50.713607	4,155,472.99
13	49.703537	4,072,707.84
14	51.571251	4,225,748.33
15	52.554465	4,306,312.83
16	53.596442	4,391,692.44
17	53.125969	4,353,141.91
18	54.633674	4,476,683.23
19	55.695585	4,563,696.25
20	55.950765	4,584,605.65
21	57.088502	4,677,831.89
22	57.254542	4,691,437.20
23	56.548639	4,633,595.45
24	57.077660	4,676,943.49
25	58.532098	4,796,120.10

จากค่าดัชนี EENS และค่า Outage cost ในตารางที่ 8.47 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟได้
 ในรูปที่ 8.40 – 8.41 ตามลำดับ



รูปที่ 8.40 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานี
 ไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี



รูปที่ 8.41 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน ที่ไม่มีการติดตั้ง
 ระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี

จากเงินลงทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าประเภท AIS ที่ระดับแรงดัน 115 kV ตามตารางที่ 8.6, 8.8 และ 8.9 และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับตามตารางที่ 8.47 สามารถคำนวณค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติได้ดังต่อไปนี้

NPV = -974,312,130.33 บาท

IRR = -1.9157%

8.3.2.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว โดยพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ สามารถพิจารณาได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 6.11 (ก) – (ค) สามารถแสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ SAIFI, SAIDI และ EENS ตามตารางที่ 8.48



ตารางที่ 8.48 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

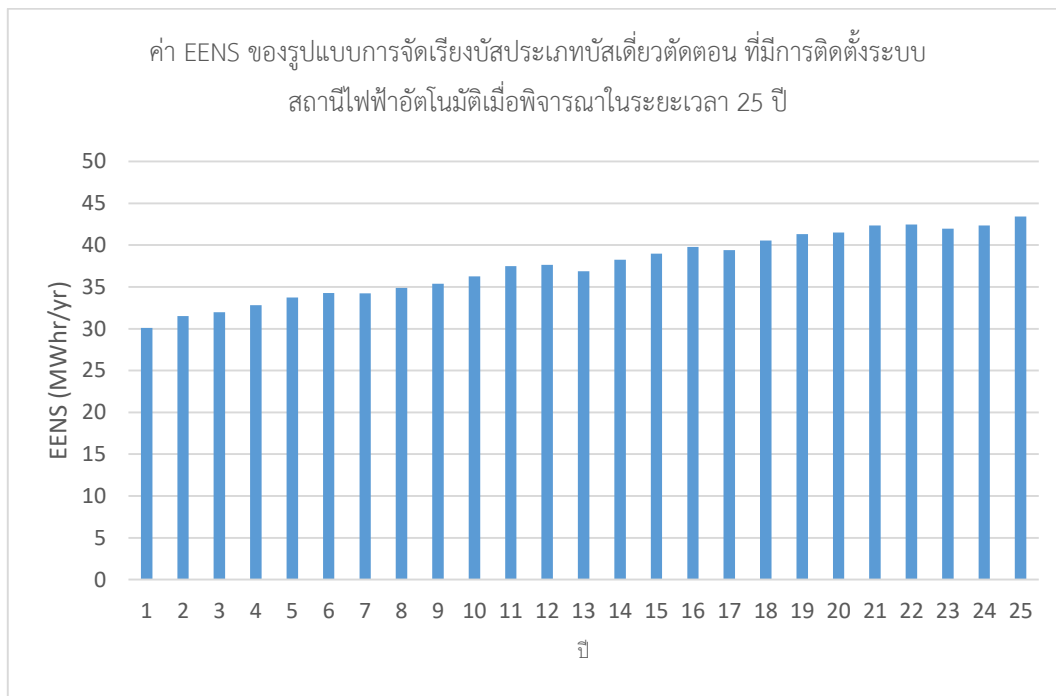
ปีที่	SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWhr/ปี)
1	0.245806	0.299635	30.090810
2	0.246893	0.300760	31.512799
3	0.246398	0.300454	31.981361
4	0.246182	0.300188	32.806014
5	0.246287	0.300409	33.749389
6	0.246716	0.300173	34.253574
7	0.246365	0.300321	34.221958
8	0.246433	0.300258	34.899399
9	0.246145	0.300126	35.370656
10	0.247931	0.302225	36.255236
11	0.245293	0.299539	37.483592
12	0.247019	0.301022	37.629497
13	0.245520	0.298889	36.880025
14	0.246424	0.300224	38.265868
15	0.246257	0.300717	38.995413
16	0.245608	0.299391	39.768560
17	0.246617	0.300904	39.419469
18	0.246714	0.300697	40.538186
19	0.246829	0.301007	41.326124
20	0.247016	0.301145	41.515467
21	0.246022	0.299786	42.359669
22	0.246332	0.300131	42.482870
23	0.246517	0.300262	41.959090
24	0.246048	0.299988	42.351624
25	0.247235	0.301555	43.430817
ค่าเฉลี่ย	0.246424	0.300392	

สำหรับค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) เพื่อใช้ในการคำนวณดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน ได้แก่ ดัชนี NPV และ IRR สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.49

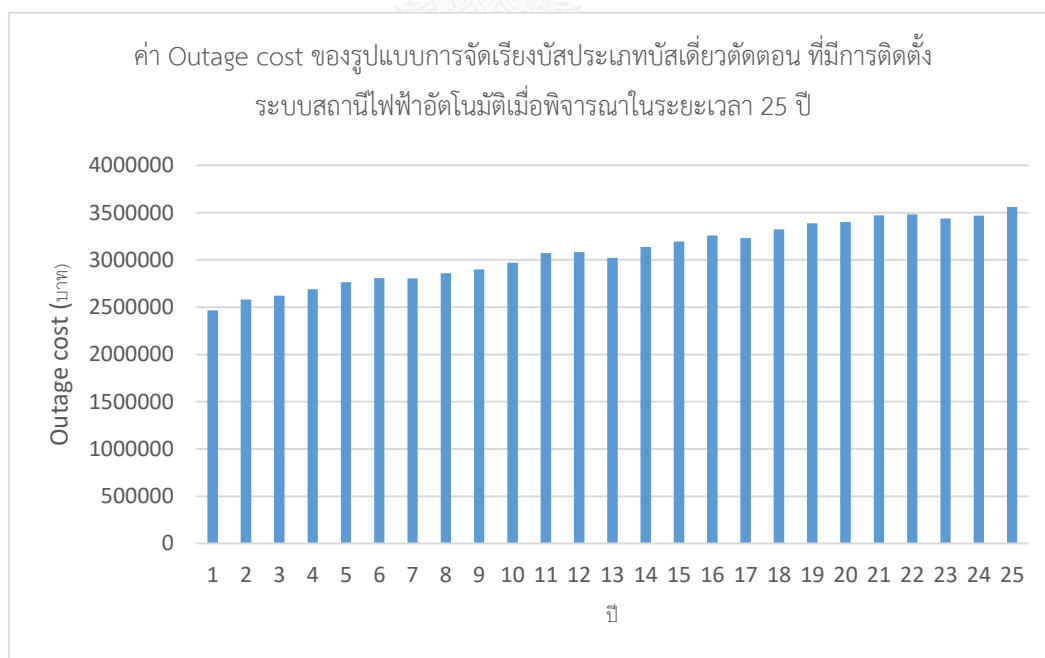
ตารางที่ 8.49 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	EENS (MWhr/ปี)	Outage cost (บาท)
1	30.090810	2,465,640.96
2	31.512799	2,582,158.79
3	31.981361	2,620,552.73
4	32.806014	2,688,124.79
5	33.749389	2,765,424.90
6	34.253574	2,806,737.83
7	34.221958	2,804,147.27
8	34.899399	2,859,656.73
9	35.370656	2,898,271.56
10	36.255236	2,970,754.00
11	37.483592	3,071,405.52
12	37.629497	3,083,360.96
13	36.880025	3,021,949.22
14	38.265868	3,135,505.26
15	38.995413	3,195,284.12
16	39.768560	3,258,635.79
17	39.419469	3,230,031.30
18	40.538186	3,321,698.95
19	41.326124	3,386,262.62
20	41.515467	3,401,777.40
21	42.359669	3,470,951.26
22	42.482870	3,481,046.40
23	41.959090	3,438,127.82
24	42.351624	3,470,292.07
25	43.430817	3,558,721.11

จากค่าดัชนี EENS และค่า Outage cost ในตารางที่ 8.49 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟได้ในรูปที่ 8.42 – 8.43 ตามลำดับ



รูปที่ 8.42 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี



รูปที่ 8.43 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี

จากเงินลงทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าประเภท AIS ที่ระดับแรงดัน 115 kV ตามตารางที่ 8.6 - 8.9 และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับตามตารางที่ 8.49 สามารถคำนวณค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ได้ดังต่อไปนี้

$$NPV = -962,785,608.30 \text{ บาท}$$

$$IRR = -1.9144\%$$

8.3.2.3 การเปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน

เมื่อพิจารณาค่าดัชนี SAIFI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เปรียบเทียบกับค่าดัชนี SAIFI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสังเกตได้ว่า ค่าดัชนี SAIFI ของทั้ง 2 กรณีไม่มีความแตกต่างกันนัก กล่าวได้คือ การติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติไม่ส่งผลกระทบต่อค่าดัชนี SAIFI หรือความถี่การเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้า ทั้งนี้เนื่องจากความถี่การเกิดไฟฟ้าดับขึ้นอยู่กับประสิทธิภาพการทำงานของอุปกรณ์ ซึ่งการปรับปรุงประสิทธิภาพของอุปกรณ์สามารถกระทำได้โดยการซ่อมบำรุงเชิงป้องกัน (Preventive maintenance) แต่ไม่สามารถกระทำได้ด้วยการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ด้วยเหตุนี้ค่าดัชนี SAIFI ก่อนและหลังการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จึงไม่มีการเปลี่ยนแปลง

เมื่อพิจารณาค่าดัชนี SAIDI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เปรียบเทียบกับค่าดัชนี SAIDI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสังเกตได้ว่า ค่าดัชนี SAIDI ของทั้ง 2 กรณีมีความแตกต่างกัน เนื่องจาก รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนเป็นรูปแบบการจัดเรียงบัสที่มีลักษณะเรเดียล (Radial-type configuration) ที่มีความยืดหยุ่นในการเปลี่ยนเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าหรือการสวิตชิงของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าที่ต่ำ โดยมีบัสบาร์เพียง 1 อุปกรณ์ต่อเบย์ที่ทำหน้าที่ในการรับและจ่ายกำลังไฟฟ้า ซึ่งการเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวที่บัสบาร์จะส่งผลกระทบต่อจุดโหลดทุกจุดที่เชื่อมต่อกับบัสบาร์นั้นๆ ส่งผลให้เหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกับบัสบาร์ดังกล่าวส่งผลกระทบต่อเป็นวงกว้าง อย่างไรก็ตาม เมื่อเปรียบเทียบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนและรูปแบบบัสเดี่ยวแล้ว จะพบว่าความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนนั้นดีกว่ารูปแบบการจัดเรียงประเภทบัสเดี่ยว ถึงแม้ว่าทั้งสองรูปแบบมีลักษณะการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบเรเดียลเหมือนกัน เนื่องจากรูปแบบการจัดเรียงประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนมีการเพิ่ม Sectionalized circuit breaker เข้าไป

ระหว่างบัสบาร์ภายในสถานีไฟฟ้า ซึ่งสามารถลดผลกระทบของการล้มเหลวของบัสบาร์และการล้มเหลวของอุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกับบัสบาร์ลงได้

เมื่อพิจารณาค่าดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนเปรียบเทียบกับระหว่างรูปแบบที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติและรูปแบบที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสามารถสังเกตได้ว่าทั้งค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมีค่าที่สูงกว่าค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ทั้งนี้เนื่องจากการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติสามารถลดระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้า ซึ่งส่งผลให้ค่าดัชนี EENS และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับมีค่าลดลง ดังนั้นการลงทุนติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติในสถานีไฟฟ้าที่มีการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนจึงเป็นการลงทุนที่คุ้มค่า

8.3.3 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง (Main and transfer bus scheme)

จากที่ได้กล่าวมา เนื่องจากผลการทดสอบของระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้สามารถแบ่งเนื้อหาออกได้เป็น 2 ส่วน ตามลักษณะการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ดังนั้นผลการทดสอบในแต่ละส่วนจะประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

8.3.3.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง โดยไม่พิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ สามารถพิจารณาได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 6.11 (ก) - (ค) สามารถแสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ SAIFI, SAIDI และ EENS ตามตารางที่ 8.50

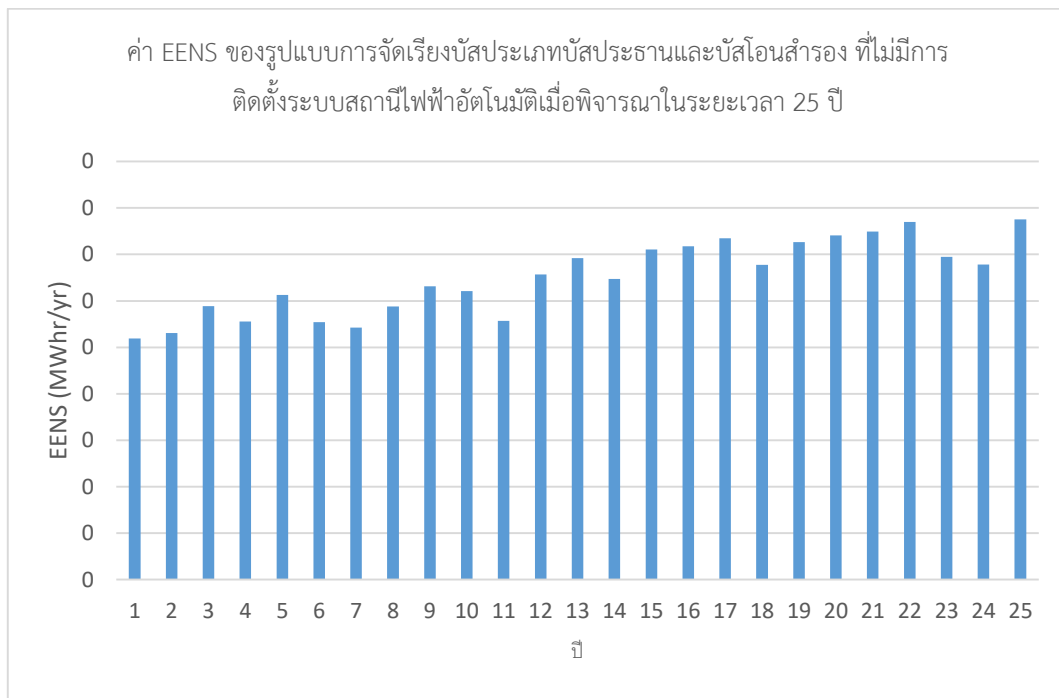
ตารางที่ 8.50 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัส
โอนสำรอง ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWhr/ปี)
1	0.000459	0.001306	0.135300
2	0.000449	0.001304	0.138335
3	0.000497	0.001426	0.153441
4	0.000461	0.001324	0.144864
5	0.000526	0.001503	0.159668
6	0.000457	0.001311	0.144460
7	0.000443	0.001265	0.141312
8	0.000471	0.001341	0.153219
9	0.000476	0.001353	0.164555
10	0.000466	0.001338	0.161814
11	0.000420	0.001215	0.145168
12	0.000483	0.001388	0.171174
13	0.000492	0.001412	0.180327
14	0.000449	0.001308	0.168592
15	0.000508	0.001420	0.185212
16	0.000499	0.001435	0.186926
17	0.000500	0.001429	0.191466
18	0.000457	0.001304	0.176591
19	0.000484	0.001409	0.189370
20	0.000485	0.001386	0.193127
21	0.000495	0.001398	0.195219
22	0.000507	0.001450	0.200718
23	0.000453	0.001285	0.181026
24	0.000441	0.001254	0.176753
25	0.000489	0.001391	0.202157
ค่าเฉลี่ย	0.000475	0.001358	

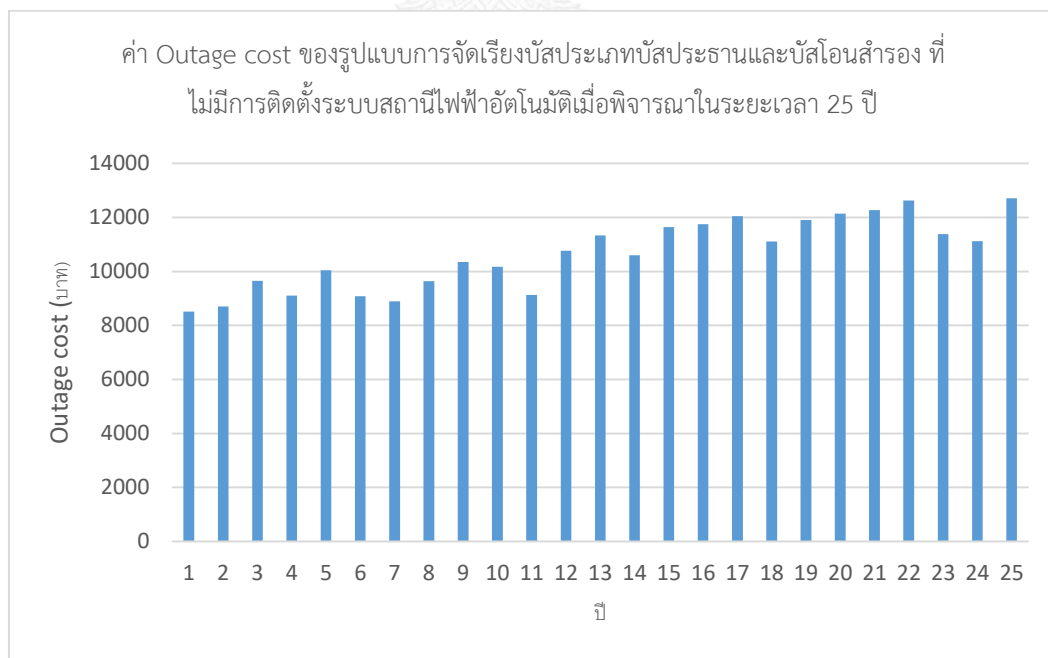
สำหรับค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) เพื่อใช้ในการคำนวณดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน ได้แก่ ดัชนี NPV และ IRR สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.51 ตารางที่ 8.51 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	EENS (MWhr/ปี)	Outage cost (บาท)
1	0.135300	11,086.49
2	0.138335	11,335.18
3	0.153441	12,572.92
4	0.144864	11,870.18
5	0.159668	13,083.17
6	0.144460	11,837.03
7	0.141312	11,579.11
8	0.153219	12,554.74
9	0.164555	13,483.65
10	0.161814	13,259.03
11	0.145168	11,895.08
12	0.171174	14,026.02
13	0.180327	14,775.97
14	0.168592	13,814.40
15	0.185212	15,176.24
16	0.186926	15,316.68
17	0.191466	15,688.72
18	0.176591	14,469.86
19	0.189370	15,517.01
20	0.193127	15,824.86
21	0.195219	15,996.28
22	0.200718	16,446.81
23	0.181026	14,833.31
24	0.176753	14,483.18
25	0.202157	16,564.73

จากค่าดัชนี EENS และค่า Outage cost ในตารางที่ 8.51 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟได้ในรูปที่ 8.44 – 8.45 ตามลำดับ



รูปที่ 8.44 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี



รูปที่ 8.45 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี

จากเงินลงทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าประเภท AIS ที่ระดับแรงดัน 115 kV ตามตารางที่ 8.6, 8.8 และ 8.9 และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับตามตารางที่ 8.51 สามารถคำนวณค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอบสำรองที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติได้ดังต่อไปนี้

NPV = -886,333,314.08 บาท

IRR = -1.9109%

8.3.3.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอบสำรอง ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอบสำรอง โดยพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ สามารถพิจารณาได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 6.11 (ก) – (ค) สามารถแสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ SAIFI, SAIDI และ EENS ตามตารางที่ 8.52

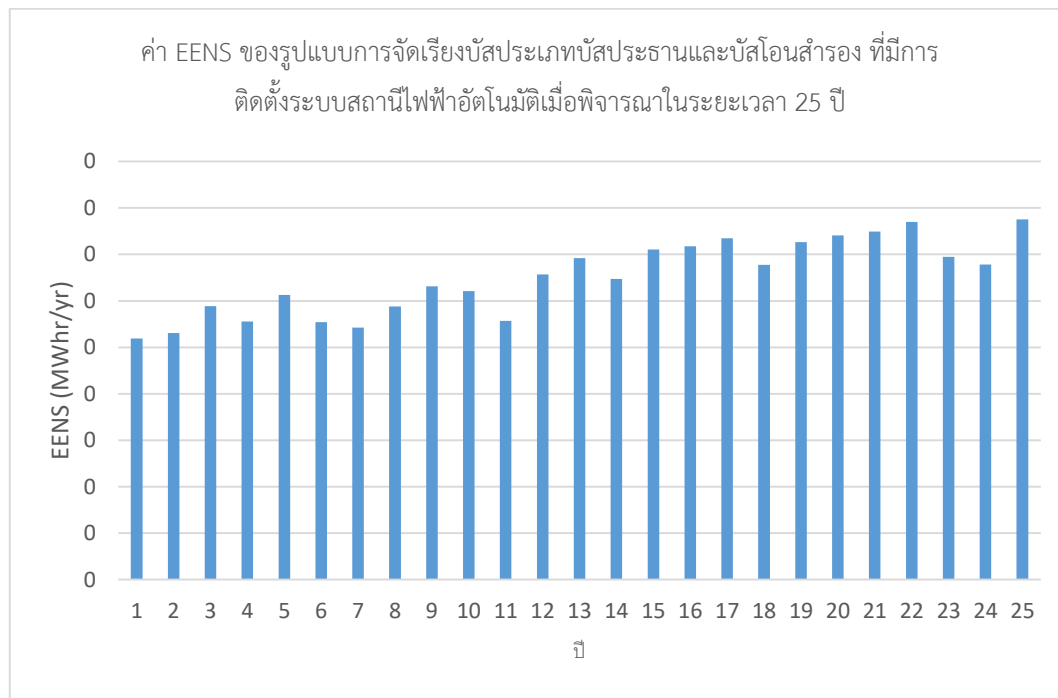
ตารางที่ 8.52 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัส
โอนสำรอง ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWhr/ปี)
1	0.000459	0.001003	0.103837
2	0.000449	0.001001	0.106167
3	0.000498	0.001094	0.117759
4	0.000461	0.001016	0.111177
5	0.000526	0.001153	0.122539
6	0.000457	0.001006	0.110867
7	0.000444	0.000971	0.108451
8	0.000471	0.001029	0.117589
9	0.000476	0.001038	0.126289
10	0.000467	0.001027	0.124186
11	0.000421	0.000932	0.111411
12	0.000483	0.001065	0.131369
13	0.000493	0.001084	0.138393
14	0.000450	0.001004	0.129387
15	0.000508	0.001090	0.142142
16	0.000500	0.001102	0.143458
17	0.000500	0.001096	0.146942
18	0.000458	0.001001	0.135526
19	0.000484	0.001081	0.145334
20	0.000486	0.001063	0.148217
21	0.000496	0.001073	0.149823
22	0.000507	0.001113	0.154043
23	0.000454	0.000986	0.138931
24	0.000442	0.000962	0.135651
25	0.000490	0.001068	0.155147
ค่าเฉลี่ย	0.000475	0.001042	

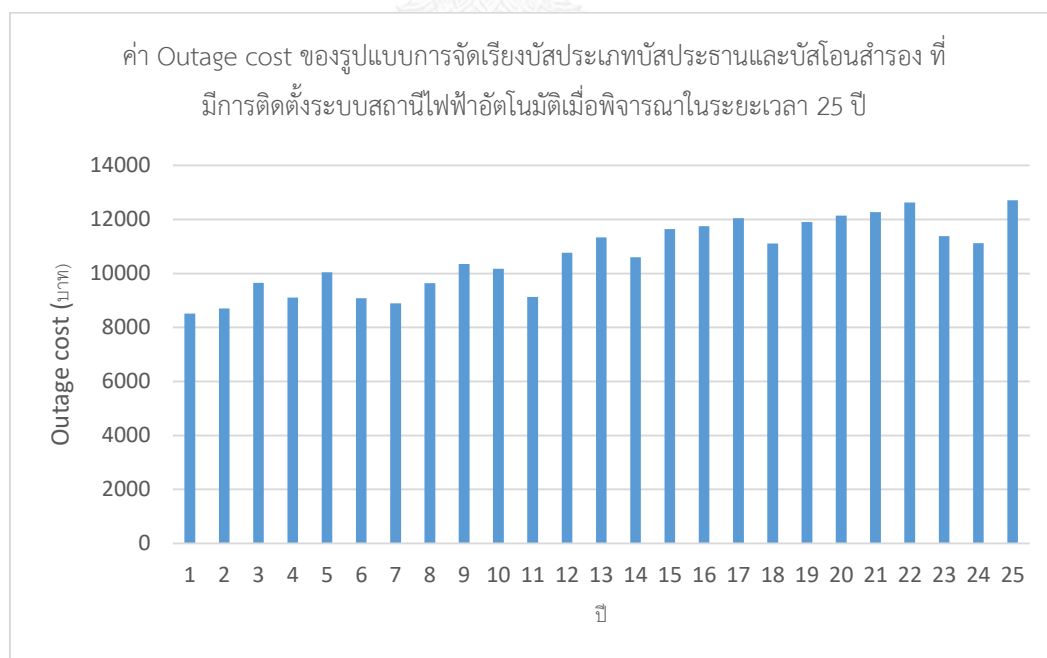
สำหรับค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) เพื่อใช้ในการคำนวณดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน ได้แก่ ดัชนี NPV และ IRR สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.53 ตารางที่ 8.53 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	EENS (MWhr/ปี)	Outage cost (บาท)
1	0.103837	8,508.44
2	0.106167	8,699.29
3	0.117759	9,649.21
4	0.111177	9,109.88
5	0.122539	10,040.80
6	0.110867	9,084.44
7	0.108451	8,886.50
8	0.117589	9,635.26
9	0.126289	10,348.15
10	0.124186	10,175.77
11	0.111411	9,128.99
12	0.131369	10,764.40
13	0.138393	11,339.96
14	0.129387	10,601.99
15	0.142142	11,647.15
16	0.143458	11,754.93
17	0.146942	12,040.46
18	0.135526	11,105.04
19	0.145334	11,908.68
20	0.148217	12,144.94
21	0.149823	12,276.50
22	0.154043	12,622.26
23	0.138931	11,383.97
24	0.135651	11,115.26
25	0.155147	12,712.76

จากค่าดัชนี EENS และค่า Outage cost ในตารางที่ 8.53 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟได้ในรูปที่ 8.46 – 8.47 ตามลำดับ



รูปที่ 8.46 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี



รูปที่ 8.47 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี

จากเงินลงทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าประเภท AIS ที่ระดับแรงดัน 115 kV ตามตารางที่ 8.6 - 8.9 และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับตามตารางที่ 8.53 สามารถคำนวณค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรองที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติได้ดังต่อไปนี้

NPV = -899,989,983.00 บาท

IRR = -1.9105%

8.3.3.3 การเปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง

เมื่อพิจารณาค่าดัชนี SAIFI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรองที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เปรียบเทียบกับค่าดัชนี SAIFI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรองที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสังเกตได้ว่า ค่าดัชนี SAIFI ของทั้ง 2 กรณีไม่มีความแตกต่างกันนัก กล่าวได้คือ การติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติไม่ส่งผลกระทบต่อค่าดัชนี SAIFI หรือความถี่การเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้า ทั้งนี้เนื่องจากความถี่การเกิดไฟฟ้าดับขึ้นอยู่กับประสิทธิภาพการทำงานของอุปกรณ์ ซึ่งการปรับปรุงประสิทธิภาพของอุปกรณ์สามารถกระทำได้โดยการซ่อมบำรุงเชิงป้องกัน (Preventive maintenance) แต่ไม่สามารถกระทำได้ด้วยการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ด้วยเหตุนี้ค่าดัชนี SAIFI ก่อนและหลังการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติจึงไม่มีการเปลี่ยนแปลง

เมื่อพิจารณาค่าดัชนี SAIDI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรองที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เปรียบเทียบกับค่าดัชนี SAIDI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรองที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสังเกตได้ว่า ค่าดัชนี SAIDI ของสถานีไฟฟ้าที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมีค่าต่ำกว่าสถานีไฟฟ้าที่ไม่มีการจัดเรียงสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ กล่าวได้อีกอย่างคือ ระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้าที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมีระยะเวลาที่สั้นกว่าสถานีไฟฟ้าที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ทั้งนี้เนื่องจากรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรองมีการติดตั้ง Bus tie breaker ซึ่งทำหน้าที่เป็นเส้นทางสำรองไหลกำลังไฟฟ้าสำรอง กรณีที่เส้นทางหลักกำลังไฟฟ้าหลักไม่สามารถใช้งานได้ เช่น เมื่อเกิดการล้มเหลวของอุปกรณ์หลัก หรือทำการบำรุงรักษา เซอร์กิตเบรกเกอร์ เป็นต้น

เมื่อพิจารณาค่าดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรองเปรียบเทียบระหว่างรูปแบบที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้า

อัตโนมัติและรูปแบบที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสามารถสังเกตได้ว่าทั้งค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรองที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมีค่าที่ต่ำกว่าค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรองที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ทั้งนี้เนื่องจากการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติไม่สามารถลดค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ ได้ค้ำค่ากับเงินลงทุนในการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ดังนั้นการลงทุนติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติในสถานีไฟฟ้าที่มีการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรองจึงเป็นการลงทุนที่ไม่คุ้มค่า

8.3.4 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรอง (Double main and transfer bus scheme)

จากที่ได้กล่าวมา เนื่องจากผลการทดสอบของระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้สามารถแบ่งเนื้อหาออกได้เป็น 2 ส่วน ตามลักษณะการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ดังนั้นผลการทดสอบในแต่ละส่วนจะประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

8.3.4.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรอง ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรอง โดยไม่พิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ สามารถพิจารณาได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 6.11 (ก) – (ค) สามารถแสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ SAIFI, SAIDI และ EENS ตามตารางที่ 8.54

ตารางที่ 8.54 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัส
โอนสำรอง ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

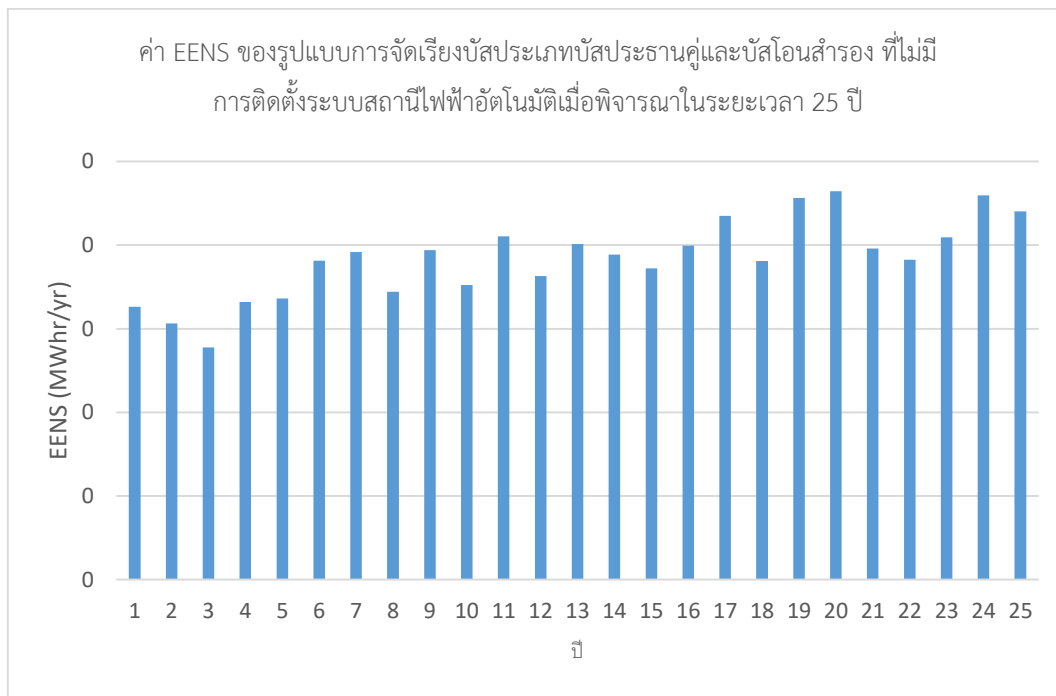
ปีที่	SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWhr/ปี)
1	0.006243	0.031339	3.201798
2	0.006464	0.031077	3.076203
3	0.006363	0.030846	3.146175
4	0.006591	0.032078	3.446371
5	0.006518	0.031693	3.614880
6	0.006226	0.030095	3.364150
7	0.006211	0.030004	3.453632
8	0.006368	0.030857	3.567736
9	0.006340	0.030442	3.535794
10	0.006367	0.031094	3.677405
11	0.006361	0.030213	3.662820
12	0.006383	0.031090	3.834092
13	0.006384	0.030510	3.917398
14	0.006418	0.030924	3.940971
15	0.006297	0.030421	4.021327
16	0.006239	0.030439	4.094533
17	0.006515	0.032353	4.315740
18	0.006245	0.029787	3.957480
19	0.006471	0.031942	4.443747
20	0.006353	0.030595	4.134824
21	0.006296	0.030264	4.163341
22	0.006265	0.030369	4.213522
23	0.006486	0.031757	4.500285
24	0.006152	0.029740	4.142629
25	0.006285	0.029794	4.328946
ค่าเฉลี่ย	0.006354	0.030789	

สำหรับค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) เพื่อใช้ในการคำนวณดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน ได้แก่ ดัชนี NPV และ IRR สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.55

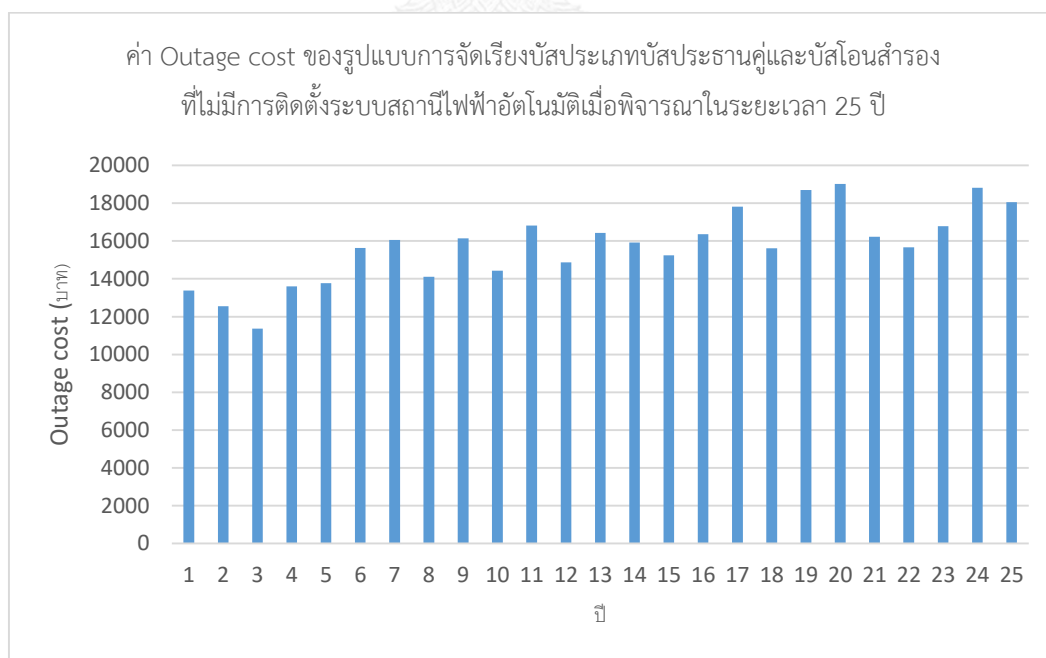
ตารางที่ 8.55 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรองที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	EENS (MWhr/ปี)	Outage cost (บาท)
1	3.201798	262,355.30
2	3.076203	252,064.05
3	3.146175	257,797.57
4	3.446371	282,395.63
5	3.614880	296,203.30
6	3.364150	275,658.44
7	3.453632	282,990.62
8	3.567736	292,340.30
9	3.535794	289,722.96
10	3.677405	301,326.53
11	3.662820	300,131.44
12	3.834092	314,165.47
13	3.917398	320,991.57
14	3.940971	322,923.19
15	4.021327	329,507.50
16	4.094533	335,506.03
17	4.315740	353,631.75
18	3.957480	324,275.93
19	4.443747	364,120.64
20	4.134824	338,807.45
21	4.163341	341,144.14
22	4.213522	345,255.99
23	4.500285	368,753.34
24	4.142629	339,447.00
25	4.328946	354,713.82

จากค่าดัชนี EENS และค่า Outage cost ในตารางที่ 8.55 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟได้ในรูปที่ 8.48 – 8.49 ตามลำดับ



รูปที่ 8.48 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรอง ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี



รูปที่ 8.49 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรอง ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี

จากเงินลงทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าประเภท AIS ที่ระดับแรงดัน 115 kV ตามตารางที่ 8.6, 8.8 และ 8.9 และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับตามตารางที่ 8.55 สามารถคำนวณค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรองที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติได้ดังต่อไปนี้

$$\text{NPV} = -950,203,648.37 \text{ บาท}$$

$$\text{IRR} = -1.9105\%$$

8.3.4.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรอง ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรอง โดยพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ สามารถพิจารณาได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 6.11 (ก) – (ค) สามารถแสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ SAIFI, SAIDI และ EENS ตามตารางที่ 8.56

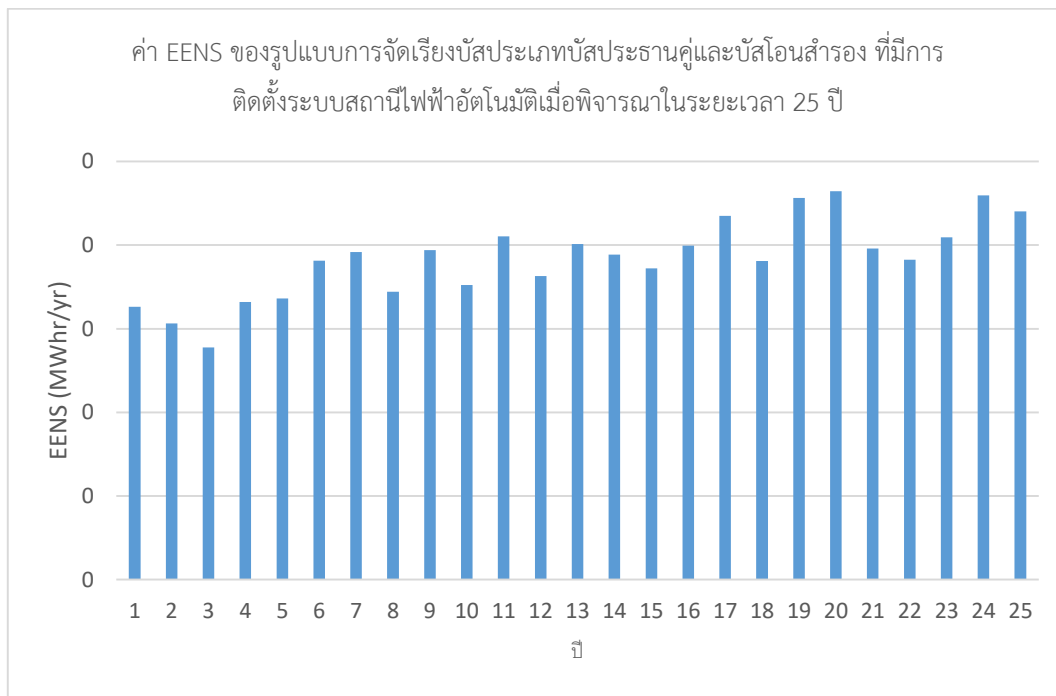
ตารางที่ 8.56 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัส
โอนสำรอง ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWhr/ปี)
1	0.006269	0.001548	0.163212
2	0.006102	0.001517	0.153168
3	0.006314	0.001351	0.138780
4	0.006570	0.001583	0.165993
5	0.006203	0.001489	0.168069
6	0.006370	0.001667	0.190707
7	0.006802	0.001744	0.195878
8	0.006210	0.001497	0.172208
9	0.006572	0.001653	0.196946
10	0.006273	0.001456	0.176099
11	0.006328	0.001640	0.205307
12	0.006077	0.001485	0.181551
13	0.006364	0.001604	0.200572
14	0.006374	0.001527	0.194309
15	0.006528	0.001410	0.186069
16	0.006337	0.001542	0.199699
17	0.006536	0.001553	0.217498
18	0.006168	0.001434	0.190536
19	0.006151	0.001647	0.228146
20	0.006260	0.001690	0.232199
21	0.006461	0.001440	0.198065
22	0.006169	0.001391	0.191296
23	0.006166	0.001442	0.204736
24	0.006307	0.001592	0.229695
25	0.006152	0.001521	0.220243
ค่าเฉลี่ย	0.006322	0.001537	

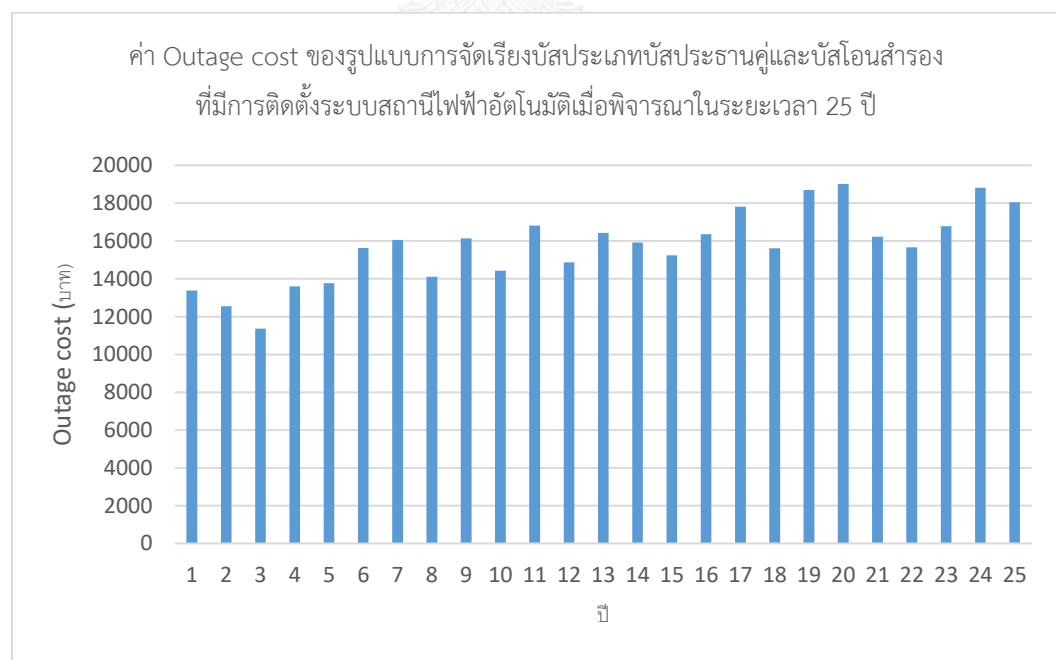
สำหรับค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) เพื่อใช้ในการคำนวณดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน ได้แก่ ดัชนี NPV และ IRR สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.57 ตารางที่ 8.57 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรองที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	EENS (MWhr/ปี)	Outage cost (บาท)
1	0.163212	13,373.62
2	0.153168	12,550.60
3	0.138780	11,371.66
4	0.165993	13,601.46
5	0.168069	13,771.59
6	0.190707	15,626.56
7	0.195878	16,050.23
8	0.172208	14,110.71
9	0.196946	16,137.77
10	0.176099	14,429.57
11	0.205307	16,822.89
12	0.181551	14,876.27
13	0.200572	16,434.84
14	0.194309	15,921.65
15	0.186069	15,246.52
16	0.199699	16,363.37
17	0.217498	17,821.80
18	0.190536	15,612.54
19	0.228146	18,694.31
20	0.232199	19,026.39
21	0.198065	16,229.44
22	0.191296	15,674.77
23	0.204736	16,776.03
24	0.229695	18,821.20
25	0.220243	18,046.74

จากค่าดัชนี EENS และค่า Outage cost ในตารางที่ 8.57 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟได้ในรูปที่ 8.50 – 8.51 ตามลำดับ



รูปที่ 8.50 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรอง ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี



รูปที่ 8.51 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรอง ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี

จากเงินลงทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าประเภท AIS ที่ระดับแรงดัน 115 kV ตามตารางที่ 8.6 - 8.9 และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับตามตารางที่ 8.57 สามารถคำนวณค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรองที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติได้ดังต่อไปนี้

NPV = -958,514,079.58 บาท

IRR = -1.9104%

8.3.4.3 การเปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรอง

เมื่อพิจารณาค่าดัชนี SAIFI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรองที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เปรียบเทียบกับค่าดัชนี SAIFI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรองที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสังเกตได้ว่า ค่าดัชนี SAIFI ของทั้ง 2 กรณีไม่มีความแตกต่างมากนัก กล่าวได้คือ การติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติไม่ส่งผลกระทบต่อค่าดัชนี SAIFI หรือความถี่การเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้า ทั้งนี้เนื่องจากความถี่การเกิดไฟฟ้าดับขึ้นอยู่กับประสิทธิภาพการทำงานของอุปกรณ์ ซึ่งการปรับปรุงประสิทธิภาพของอุปกรณ์สามารถกระทำได้โดยการซ่อมบำรุงเชิงป้องกัน (Preventive maintenance) แต่ไม่สามารถกระทำได้ด้วยการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ด้วยเหตุนี้ค่าดัชนี SAIFI ก่อนและหลังการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติจึงไม่มีการเปลี่ยนแปลง

เมื่อพิจารณาค่าดัชนี SAIDI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรองที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เปรียบเทียบกับค่าดัชนี SAIDI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรองที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสังเกตได้ว่า ค่าดัชนี SAIDI ของสถานีไฟฟ้าที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมีค่าต่ำกว่าสถานีไฟฟ้าที่ไม่มีการจัดเรียงสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ กล่าวได้อีกอย่างคือ ระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้าที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมีระยะเวลาที่สั้นกว่าสถานีไฟฟ้าที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ทั้งนี้เนื่องจากรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรองมีการติดตั้ง Bus tie breaker ซึ่งทำหน้าที่เป็นเส้นทางกักกลางไฟฟ้าสำรองเช่นเดียวกับรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง แต่ถ้าหากเปรียบเทียบค่าดัชนี SAIDI ระหว่างรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรองและรูปแบบบัสประธานและบัสโอนสำรอง จะพบว่าค่าดัชนี SAIDI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรองจะ

มีค่าที่ต่ำกว่า เนื่องจากมีการติดตั้งบัสบาร์หลักเพิ่มเติมซึ่งทำให้ลดผลกระทบเป็นวงกว้างของการเสียหายของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าได้

เมื่อพิจารณาค่าดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรองเปรียบเทียบกับระหว่างรูปแบบที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติและรูปแบบที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสามารถสังเกตได้ว่าทั้งค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรองที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมีค่าที่ต่ำกว่าค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรองที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ทั้งนี้เนื่องจากการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติไม่สามารถลดค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ ได้คุ้มค่ากับเงินลงทุนในการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ดังนั้นการลงทุนติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติในสถานีไฟฟ้าที่มีการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรองจึงเป็นการลงทุนที่ไม่คุ้มค่า

8.3.5 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง (Breaker and a half bus scheme)

จากที่ได้กล่าวมา เนื่องจากผลการทดสอบของระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้สามารถแบ่งเนื้อหาออกได้เป็น 2 ส่วน ตามลักษณะการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ดังนั้นผลการทดสอบในแต่ละส่วนจะประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

8.3.5.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง โดยไม่พิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ สามารถพิจารณาได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 6.11 (ก) – (ค) สามารถแสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ SAIFI, SAIDI และ EENS ตามตารางที่ 8.58

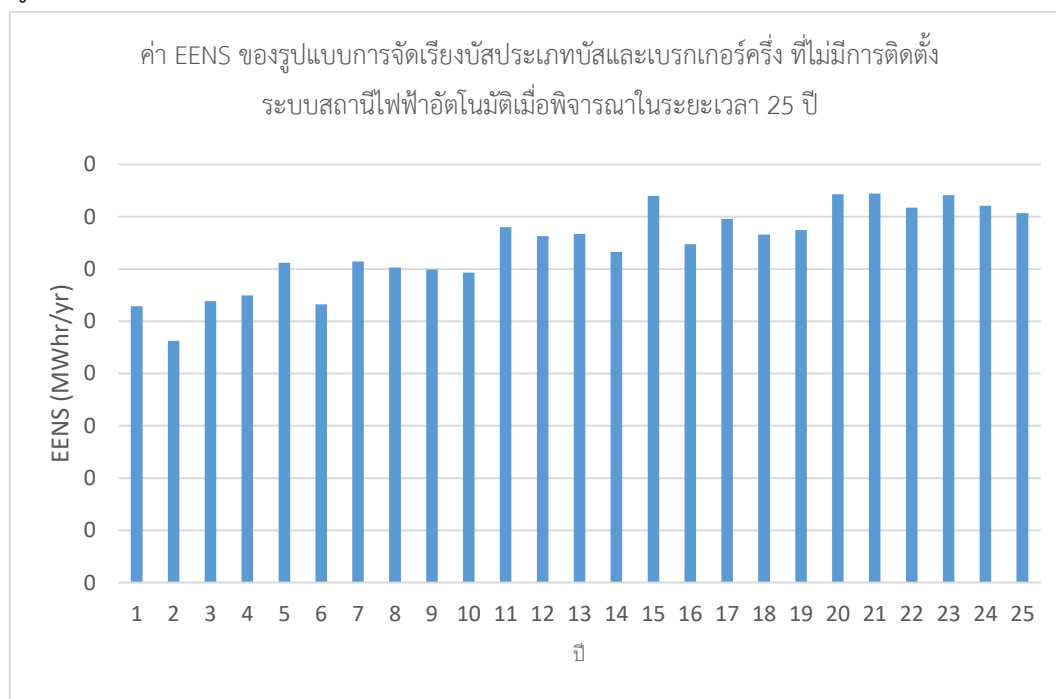
ตารางที่ 8.58 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่งที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWhr/ปี)
1	0.000469	0.001526	0.157112
2	0.000412	0.001355	0.137385
3	0.000467	0.001525	0.159948
4	0.000463	0.001520	0.163140
5	0.000506	0.001639	0.181819
6	0.000441	0.001449	0.158089
7	0.000488	0.001594	0.182498
8	0.000483	0.001583	0.179145
9	0.000459	0.001508	0.177891
10	0.000468	0.001518	0.176061
11	0.000486	0.001588	0.201930
12	0.000484	0.001567	0.196827
13	0.000464	0.001524	0.198236
14	0.000451	0.001475	0.188037
15	0.000497	0.001637	0.219721
16	0.000440	0.001444	0.192305
17	0.000479	0.001568	0.206624
18	0.000461	0.001507	0.197865
19	0.000456	0.001490	0.200372
20	0.000467	0.001579	0.220723
21	0.000487	0.001595	0.221038
22	0.000478	0.001566	0.212994
23	0.000481	0.001576	0.220196
24	0.000469	0.001526	0.214122
25	0.000449	0.001466	0.209957
ค่าเฉลี่ย	0.000468	0.001533	

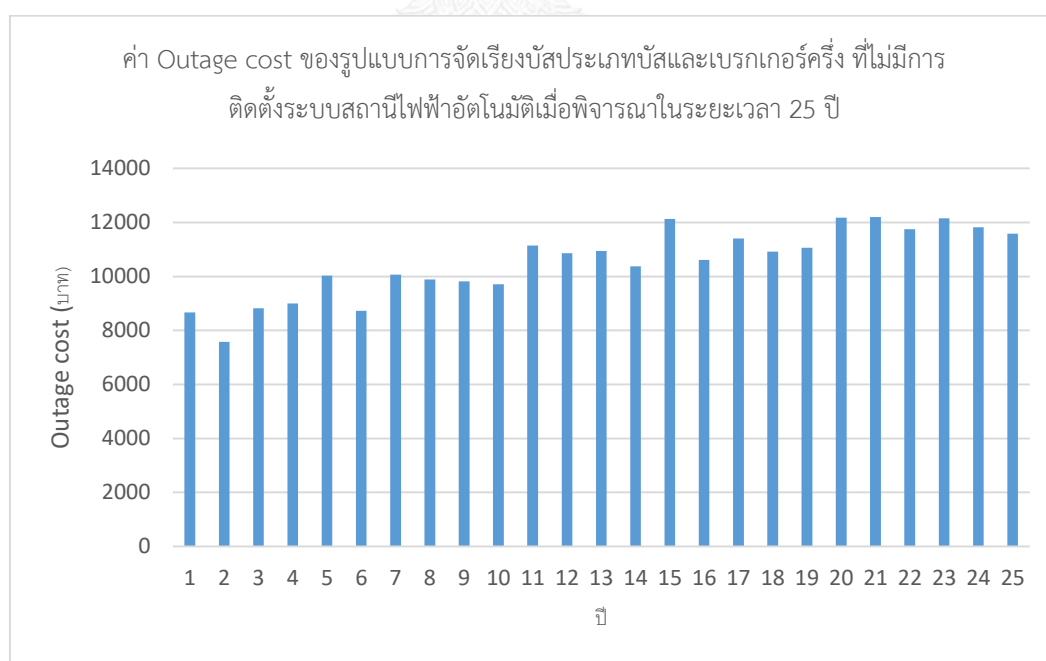
สำหรับค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) เพื่อใช้ในการคำนวณดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน ได้แก่ ดัชนี NPV และ IRR สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.59 ตารางที่ 8.59 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	EENS (MWhr/ปี)	Outage cost (บาท)
1	0.157112	12,873.74
2	0.137385	11,257.32
3	0.159948	13,106.12
4	0.163140	13,367.71
5	0.181819	14,898.23
6	0.158089	12,953.81
7	0.182498	14,953.89
8	0.179145	14,679.14
9	0.177891	14,576.38
10	0.176061	14,426.40
11	0.201930	16,546.11
12	0.196827	16,128.04
13	0.198236	16,243.48
14	0.188037	15,407.71
15	0.219721	18,003.95
16	0.192305	15,757.51
17	0.206624	16,930.79
18	0.197865	16,213.04
19	0.200372	16,418.46
20	0.220723	18,086.05
21	0.221038	18,111.89
22	0.212994	17,452.71
23	0.220196	18,042.84
24	0.214122	17,545.17
25	0.209957	17,203.87

จากค่าดัชนี EENS และค่า Outage cost ในตารางที่ 8.59 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟได้ในรูปที่ 8.52 – 8.53 ตามลำดับ



รูปที่ 8.52 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี



รูปที่ 8.53 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี

จากเงินลงทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าประเภท AIS ที่ระดับแรงดัน 115 kV ตามตารางที่ 8.6, 8.8 และ 8.9 และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับตามตารางที่ 8.59 สามารถคำนวณค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครั้งที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติได้ดังต่อไปนี้

NPV = -914,593,375.79 บาท

IRR = -1.9104%

8.3.5.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครั้ง ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่และบัสโอนสำรอง โดยพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ สามารถพิจารณาได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 6.11 (ก) - (ค) สามารถแสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ SAIFI, SAIDI และ EENS ตามตารางที่ 8.60



ตารางที่ 8.60 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่งที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

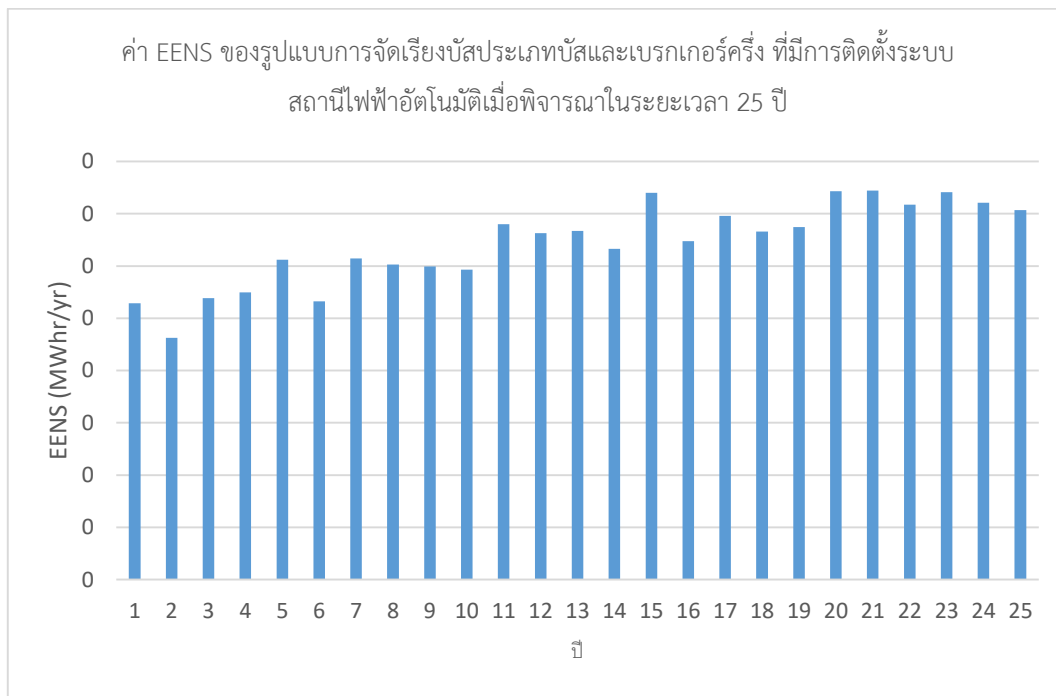
ปีที่	SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWhr/ปี)
1	0.000470	0.001027	0.105799
2	0.000413	0.000912	0.092515
3	0.000468	0.001027	0.107709
4	0.000463	0.001023	0.109859
5	0.000506	0.001103	0.122437
6	0.000441	0.000975	0.106457
7	0.000489	0.001073	0.122894
8	0.000483	0.001066	0.120636
9	0.000459	0.001015	0.119792
10	0.000468	0.001022	0.118559
11	0.000487	0.001069	0.135980
12	0.000485	0.001055	0.132544
13	0.000465	0.001026	0.133492
14	0.000451	0.000993	0.126624
15	0.000498	0.001103	0.147960
16	0.000441	0.000972	0.129499
17	0.000480	0.001056	0.139141
18	0.000461	0.001015	0.133242
19	0.000457	0.001003	0.134930
20	0.000467	0.001064	0.148635
21	0.000488	0.001074	0.148847
22	0.000478	0.001054	0.143430
23	0.000481	0.001062	0.148280
24	0.000469	0.001027	0.144190
25	0.000450	0.000987	0.141385
ค่าเฉลี่ย	0.000469	0.001032	

สำหรับค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) เพื่อใช้ในการคำนวณดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน ได้แก่ ดัชนี NPV และ IRR สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.61

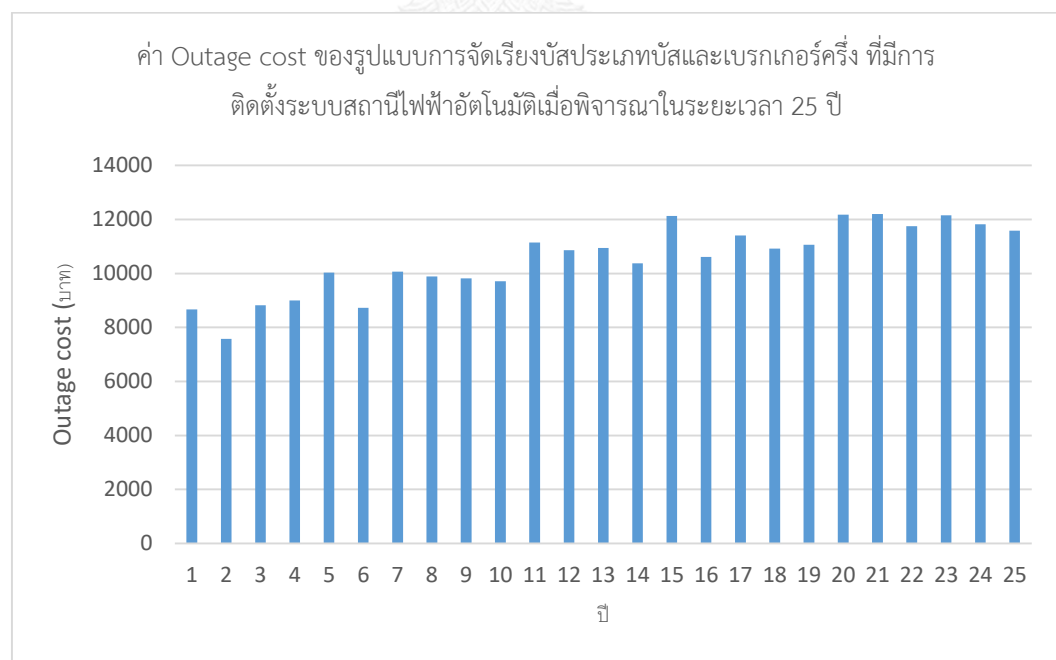
ตารางที่ 8.61 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	EENS (MWhr/ปี)	Outage cost (บาท)
1	0.105799	8,669.18
2	0.092515	7,580.69
3	0.107709	8,825.67
4	0.109859	9,001.82
5	0.122437	10,032.48
6	0.106457	8,723.10
7	0.122894	10,069.96
8	0.120636	9,884.94
9	0.119792	9,815.74
10	0.118559	9,714.75
11	0.135980	11,142.16
12	0.132544	10,860.63
13	0.133492	10,938.37
14	0.126624	10,375.56
15	0.147960	12,123.87
16	0.129499	10,611.12
17	0.139141	11,401.20
18	0.133242	10,917.88
19	0.134930	11,056.20
20	0.148635	12,179.16
21	0.148847	12,196.56
22	0.143430	11,752.66
23	0.148280	12,150.06
24	0.144190	11,814.93
25	0.141385	11,585.10

จากค่าดัชนี EENS และค่า Outage cost ในตารางที่ 8.61 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟได้ในรูปที่ 8.54 – 8.55 ตามลำดับ



รูปที่ 8.54 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี



รูปที่ 8.55 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี

จากเงินลงทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าประเภท AIS ที่ระดับแรงดัน 115 kV ตามตารางที่ 8.6 - 8.9 และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับตามตารางที่ 8.61 สามารถคำนวณค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครั้งที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติได้ดังต่อไปนี้

NPV = -925,096,335.10 บาท

IRR = -1.9105%

8.3.5.3 การเปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์

เมื่อพิจารณาค่าดัชนี SAIFI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครั้งที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เปรียบเทียบกับค่าดัชนี SAIFI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครั้งที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสังเกตได้ว่า ค่าดัชนี SAIFI ของทั้ง 2 กรณีไม่มีความแตกต่างมากนัก กล่าวได้คือ การติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติไม่ส่งผลกระทบต่อค่าดัชนี SAIFI หรือความถี่การเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้า ทั้งนี้เนื่องจากความถี่การเกิดไฟฟ้าดับขึ้นอยู่กับประสิทธิภาพการทำงานของอุปกรณ์ ซึ่งการปรับปรุงประสิทธิภาพของอุปกรณ์สามารถกระทำได้โดยการซ่อมบำรุงเชิงป้องกัน (Preventive maintenance) แต่ไม่สามารถกระทำได้ด้วยการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ด้วยเหตุนี้ค่าดัชนี SAIFI ก่อนและหลังการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติจึงไม่มีการเปลี่ยนแปลง

เมื่อพิจารณาค่าดัชนี SAIDI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครั้งที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เปรียบเทียบกับค่าดัชนี SAIDI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครั้งที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสังเกตได้ว่า ค่าดัชนี SAIDI ของสถานีไฟฟ้าที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมีค่าต่ำกว่าสถานีไฟฟ้าที่ไม่มีการจัดเรียงสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ กล่าวได้อีกอย่างคือ ระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้าที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมีระยะเวลาที่สั้นกว่าสถานีไฟฟ้าที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ทั้งนี้เนื่องจากรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครั้งเป็นรูปแบบการจัดเรียงบัสที่มีลักษณะการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบเครือข่าย กล่าวคือ เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายไปยังโหลดมีมากกว่า 1 เส้นทาง ซึ่งส่งผลกระทบต่อระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติสามารถปรับเปลี่ยนเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อเหตุการณ์ล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า เพื่อให้กำลังไฟฟ้ายังสามารถไหลจากแหล่งจ่ายไปยังโหลดได้อย่างต่อเนื่อง

เมื่อพิจารณาค่าดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่งเปรียบเทียบระหว่างรูปแบบที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ และรูปแบบที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสามารถสังเกตได้ว่าทั้งค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่งที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมีค่าที่สูงกว่าค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่งที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ทั้งนี้เนื่องจากการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติไม่สามารถลดค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ ได้คุ้มค่างบเงินลงทุนในการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ดังนั้นการลงทุนติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติในสถานีไฟฟ้าที่มีการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่งจึงเป็นการลงทุนที่ไม่คุ้มค่า

8.3.6 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ (Double bus double breaker bus scheme)

จากที่ได้กล่าวมา เนื่องจากผลการทดสอบของระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้สามารถแบ่งเนื้อหาออกได้เป็น 2 ส่วน ตามลักษณะการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ดังนั้นผลการทดสอบในแต่ละส่วนจะประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

8.3.6.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ โดยไม่พิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ สามารถพิจารณาได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 6.11 (ก) – (ค) สามารถแสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ SAIFI, SAIDI และ EENS ตามตารางที่ 8.62

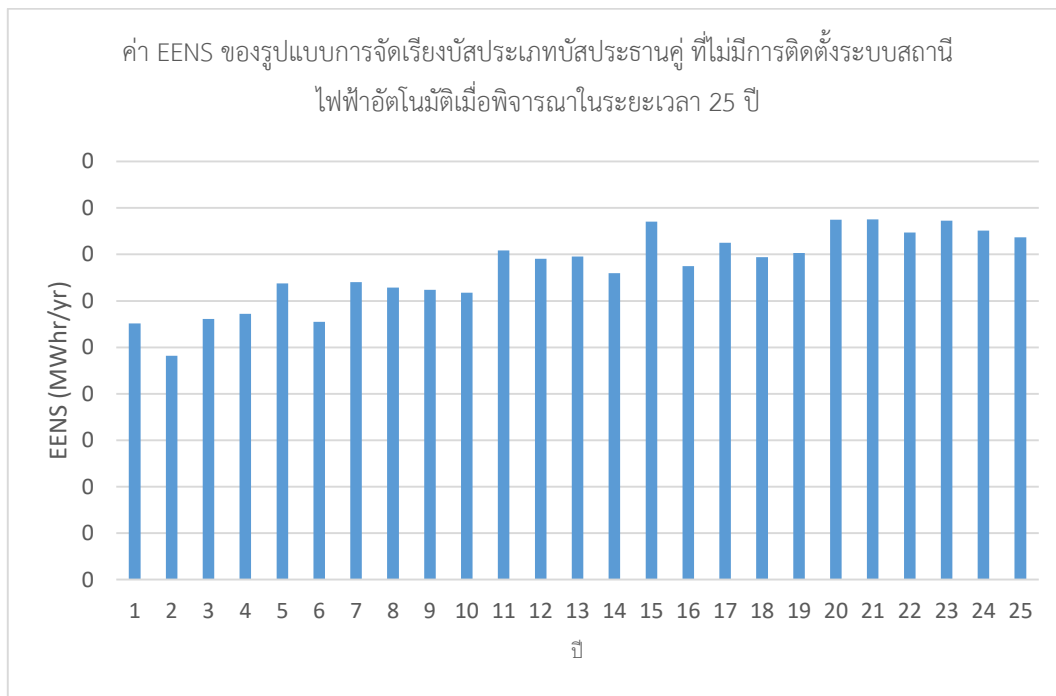
ตารางที่ 8.62 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWhr/ปี)
1	0.000490	0.001590	0.163710
2	0.000431	0.001412	0.143155
3	0.000488	0.001589	0.166666
4	0.000483	0.001584	0.169992
5	0.000528	0.001707	0.189455
6	0.000460	0.001509	0.164729
7	0.000510	0.001661	0.190163
8	0.000504	0.001649	0.186669
9	0.000479	0.001571	0.185362
10	0.000488	0.001582	0.183455
11	0.000508	0.001655	0.210411
12	0.000506	0.001632	0.205094
13	0.000485	0.001588	0.206562
14	0.000470	0.001537	0.195934
15	0.000519	0.001706	0.228949
16	0.000460	0.001505	0.200382
17	0.000501	0.001634	0.215302
18	0.000481	0.001571	0.206175
19	0.000476	0.001552	0.208787
20	0.000487	0.001646	0.229993
21	0.000509	0.001662	0.230322
22	0.000499	0.001631	0.221939
23	0.000502	0.001643	0.229444
24	0.000490	0.001590	0.223115
25	0.000469	0.001528	0.218775
ค่าเฉลี่ย	0.000489	0.001597	

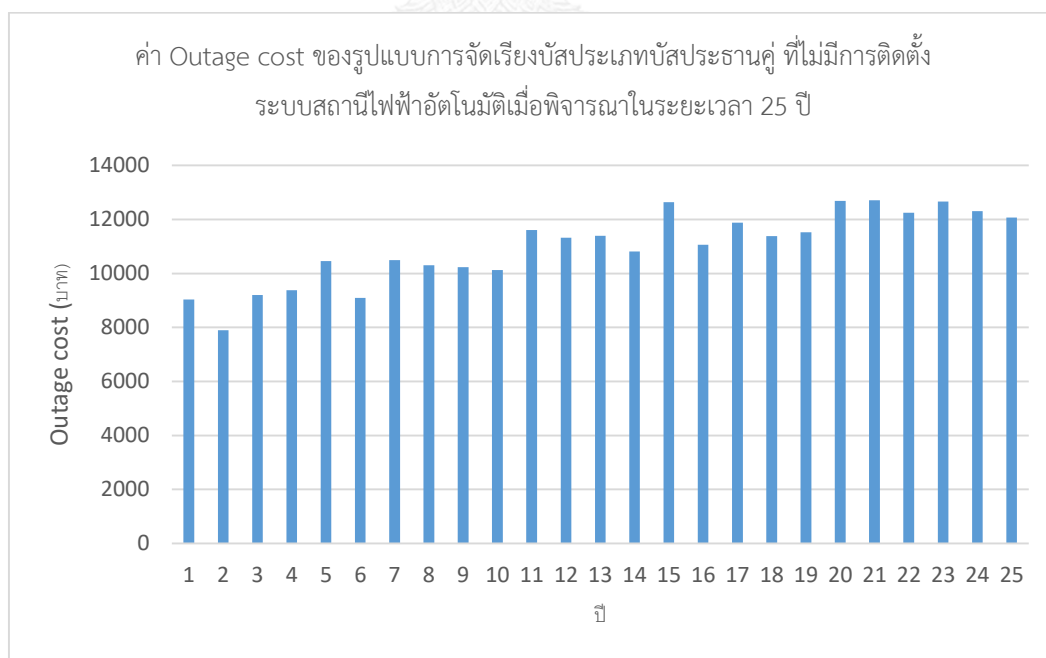
สำหรับค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) เพื่อใช้ในการคำนวณดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน ได้แก่ ดัชนี NPV และ IRR สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.63 ตารางที่ 8.63 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	EENS (MWhr/ปี)	Outage cost (บาท)
1	0.163710	13,414.43
2	0.143155	11,730.13
3	0.166666	13,656.58
4	0.169992	13,929.15
5	0.189455	15,523.96
6	0.164729	13,497.87
7	0.190163	15,581.95
8	0.186669	15,295.66
9	0.185362	15,188.58
10	0.183455	15,032.31
11	0.210411	17,241.05
12	0.205094	16,805.41
13	0.206562	16,925.70
14	0.195934	16,054.84
15	0.228949	18,760.11
16	0.200382	16,419.33
17	0.215302	17,641.88
18	0.206175	16,893.99
19	0.208787	17,108.04
20	0.229993	18,845.66
21	0.230322	18,872.59
22	0.221939	18,185.72
23	0.229444	18,800.64
24	0.223115	18,282.07
25	0.218775	17,926.43

จากค่าดัชนี EENS และค่า Outage cost ในตารางที่ 8.63 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟได้
 ในรูปที่ 8.56 – 8.57 ตามลำดับ



รูปที่ 8.56 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานี
 ไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี



รูปที่ 8.57 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ ที่ไม่มีการติดตั้งระบบ
 สถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี

จากเงินลงทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าประเภท AIS ที่ระดับแรงดัน 115 kV ตามตารางที่ 8.6, 8.8 และ 8.9 และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับตามตารางที่ 8.63 สามารถคำนวณค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติได้ดังต่อไปนี้

$$\text{NPV} = -966,355,998.30 \text{ บาท}$$

$$\text{IRR} = -1.9104\%$$

8.3.6.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ โดยพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ สามารถพิจารณาได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 6.11 (ก) – (ค) สามารถแสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ SAIFI, SAIDI และ EENS ตามตารางที่ 8.64

ตารางที่ 8.64 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

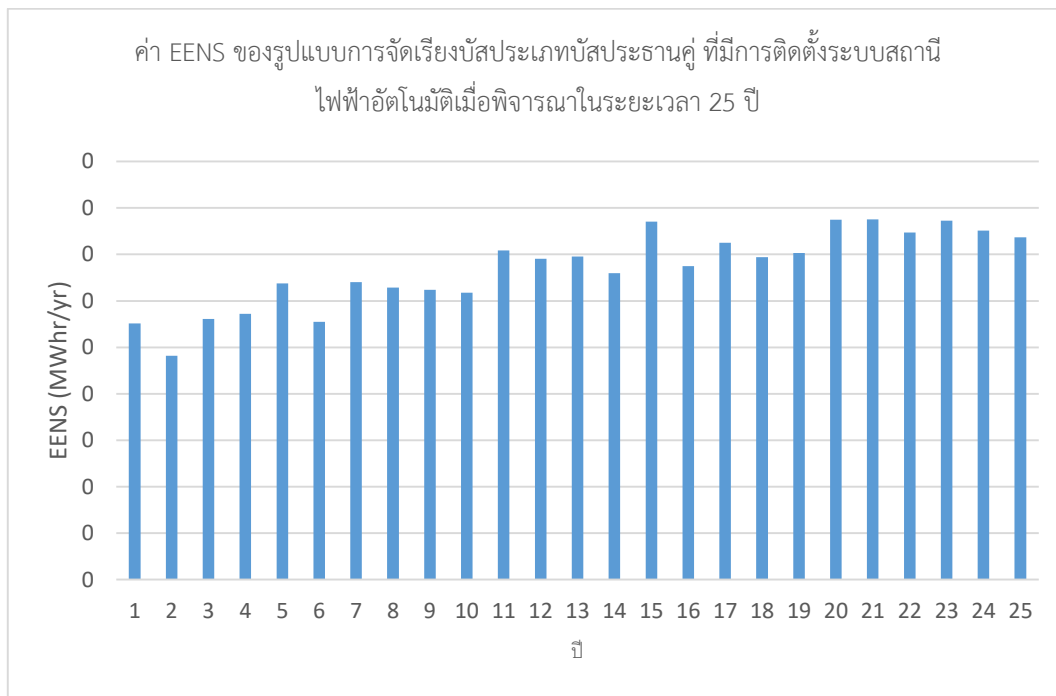
ปีที่	SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWhr/ปี)
1	0.000491	0.001070	0.110243
2	0.000431	0.000951	0.096401
3	0.000488	0.001070	0.112233
4	0.000484	0.001066	0.114473
5	0.000529	0.001150	0.127579
6	0.000460	0.001016	0.110928
7	0.000510	0.001119	0.128056
8	0.000504	0.001111	0.125703
9	0.000480	0.001058	0.124823
10	0.000489	0.001065	0.123539
11	0.000508	0.001114	0.141691
12	0.000506	0.001099	0.138111
13	0.000485	0.001070	0.139099
14	0.000471	0.001035	0.131942
15	0.000520	0.001149	0.154175
16	0.000460	0.001013	0.134938
17	0.000501	0.001100	0.144985
18	0.000481	0.001058	0.138838
19	0.000477	0.001045	0.140598
20	0.000488	0.001108	0.154878
21	0.000509	0.001119	0.155099
22	0.000499	0.001099	0.149454
23	0.000502	0.001106	0.154508
24	0.000490	0.001071	0.150246
25	0.000470	0.001029	0.147323
ค่าเฉลี่ย	0.000489	0.001076	

สำหรับค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) เพื่อใช้ในการคำนวณดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน ได้แก่ ดัชนี NPV และ IRR สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.65

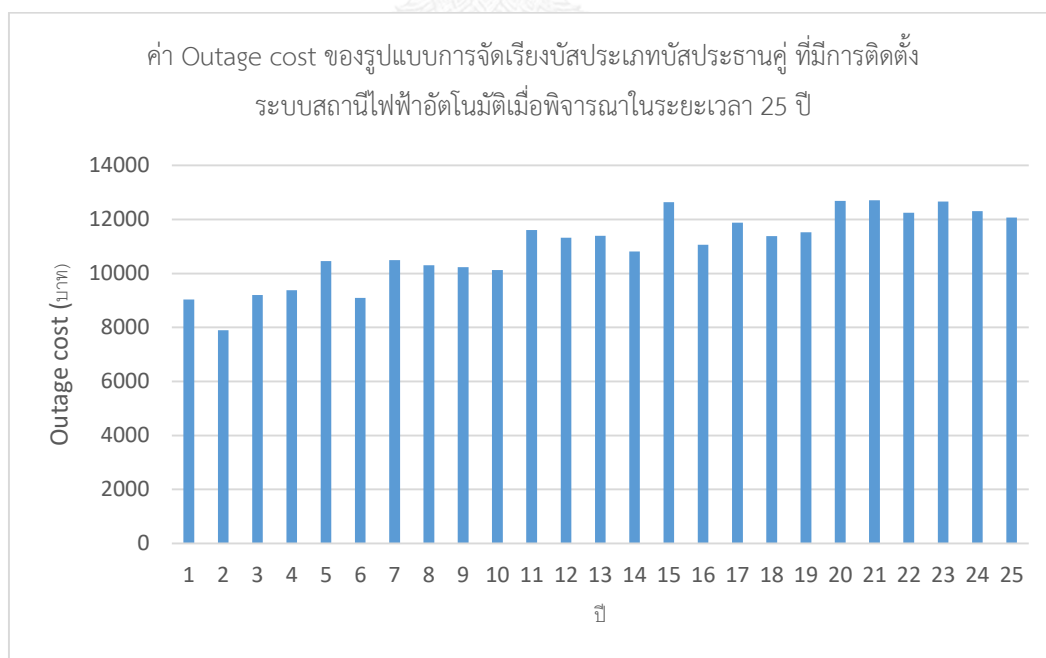
ตารางที่ 8.65 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	EENS (MWhr/ปี)	Outage cost (บาท)
1	0.110243	9,033.29
2	0.096401	7,899.08
3	0.112233	9,196.35
4	0.114473	9,379.90
5	0.127579	10,453.84
6	0.110928	9,089.47
7	0.128056	10,492.90
8	0.125703	10,300.11
9	0.124823	10,228.00
10	0.123539	10,122.77
11	0.141691	11,610.13
12	0.138111	11,316.78
13	0.139099	11,397.78
14	0.131942	10,811.34
15	0.154175	12,633.07
16	0.134938	11,056.79
17	0.144985	11,880.06
18	0.138838	11,376.43
19	0.140598	11,520.57
20	0.154878	12,690.68
21	0.155099	12,708.82
22	0.149454	12,246.28
23	0.154508	12,660.36
24	0.150246	12,311.16
25	0.147323	12,071.67

จากค่าดัชนี EENS และค่า Outage cost ในตารางที่ 8.65 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟได้ในรูปที่ 8.58 – 8.59 ตามลำดับ



รูปที่ 8.58 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประจักษ์คู่ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี



รูปที่ 8.59 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประจักษ์คู่ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี

จากเงินลงทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าประเภท AIS ที่ระดับแรงดัน 115 kV ตามตารางที่ 8.6 - 8.9 และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับตามตารางที่ 8.65 สามารถคำนวณค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติได้ดังต่อไปนี้

NPV = -976,854,313.45 บาท

IRR = -1.9105%

8.3.6.3 การเปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่

เมื่อพิจารณาค่าดัชนี SAIFI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เปรียบเทียบกับค่าดัชนี SAIFI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสังเกตได้ว่า ค่าดัชนี SAIFI ของทั้ง 2 กรณีไม่มีความแตกต่างกันนัก กล่าวได้คือ การติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติไม่ส่งผลกระทบต่อค่าดัชนี SAIFI หรือความถี่การเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้า ทั้งนี้เนื่องจากความถี่การเกิดไฟฟ้าดับขึ้นอยู่กับประสิทธิภาพการทำงานของอุปกรณ์ ซึ่งการปรับปรุงประสิทธิภาพของอุปกรณ์สามารถกระทำได้โดยการซ่อมบำรุงเชิงป้องกัน (Preventive maintenance) แต่ไม่สามารถกระทำได้ด้วย การติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ด้วยเหตุนี้ค่าดัชนี SAIFI ก่อนและหลังการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จึงไม่มีการเปลี่ยนแปลง

เมื่อพิจารณาค่าดัชนี SAIDI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เปรียบเทียบกับค่าดัชนี SAIDI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสังเกตได้ว่า ค่าดัชนี SAIDI ของสถานีไฟฟ้าที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมีค่าต่ำกว่าสถานีไฟฟ้าที่ไม่มีการจัดเรียงสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ กล่าวได้อีกอย่างคือ ระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้าที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมีระยะเวลาที่สั้นกว่าสถานีไฟฟ้าที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ทั้งนี้เนื่องจากรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่เป็นรูปแบบการจัดเรียงบัสที่มีลักษณะการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบเครือข่าย กล่าวคือ เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายไปยังโหลดมีมากกว่า 1 เส้นทาง ซึ่งส่งผลระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติสามารถปรับเปลี่ยนเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อเหตุการณ์ล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า เพื่อให้กำลังไฟฟ้ายังสามารถไหลจากแหล่งจ่ายไปยังโหลดได้อย่างต่อเนื่อง

เมื่อพิจารณาค่าดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่เปรียบเทียบกับระหว่างรูปแบบที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติและ

รูปแบบที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสามารถสังเกตได้ว่าทั้งค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมีค่าที่สูงกว่าค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ทั้งนี้เนื่องจากการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติไม่สามารถลดค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ ได้คุ้มค่างบเงินลงทุนในการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ดังนั้นการลงทุนติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติในสถานีไฟฟ้าที่มีการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่จึงเป็นการลงทุนที่ไม่คุ้มค่า

8.3.7 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ (Double bus single breaker bus scheme)

จากที่ได้กล่าวมา เนื่องจากผลการทดสอบของระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้สามารถแบ่งเนื้อหาออกได้เป็น 2 ส่วน ตามลักษณะการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ดังนั้นผลการทดสอบในแต่ละส่วนจะประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

8.3.7.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ โดยไม่พิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ สามารถพิจารณาได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 6.11 (ก) – (ค) สามารถแสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ SAIFI, SAIDI และ EENS ตามตารางที่ 8.66

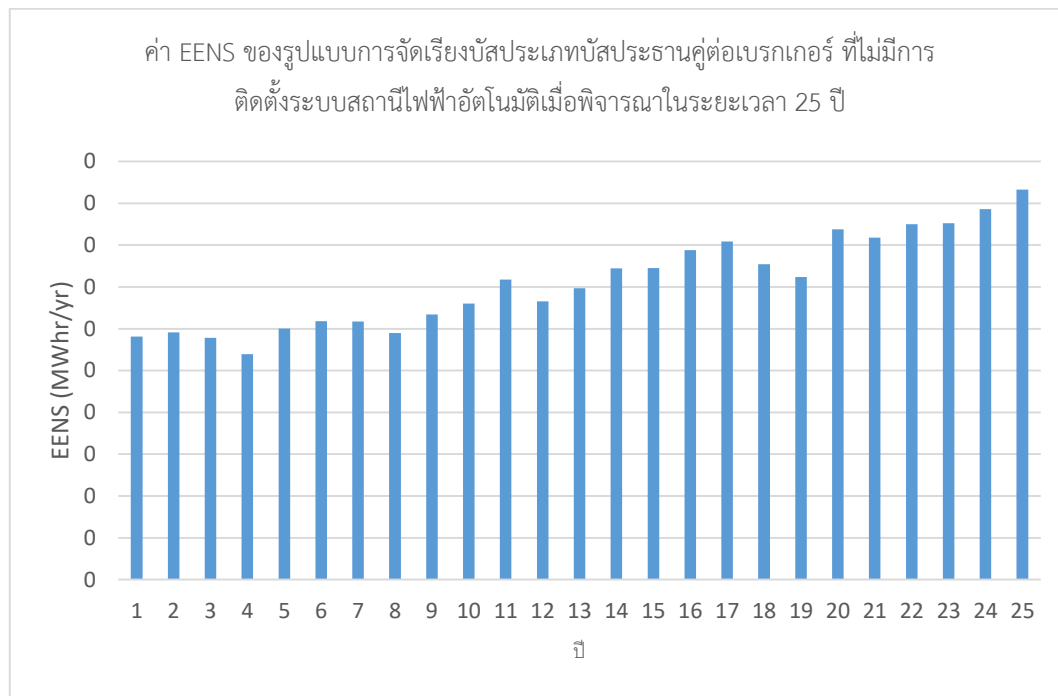
ตารางที่ 8.66 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWhr/ปี)
1	0.008835	0.088458	8.874107
2	0.008989	0.089561	9.138399
3	0.009196	0.092157	9.651503
4	0.009047	0.090532	9.623296
5	0.009101	0.091084	9.725901
6	0.008890	0.088832	10.511180
7	0.008966	0.089387	9.948050
8	0.008937	0.088268	9.952392
9	0.008878	0.088533	10.420911
10	0.008663	0.086919	10.371714
11	0.008894	0.088895	11.041448
12	0.008957	0.089164	11.085468
13	0.009135	0.090794	11.405485
14	0.009108	0.089928	11.738142
15	0.008799	0.087215	11.303475
16	0.009021	0.090268	11.765731
17	0.008935	0.088604	11.624231
18	0.008983	0.089426	12.229177
19	0.008749	0.094800	13.159947
20	0.008912	0.088883	12.388663
21	0.009186	0.091668	12.886663
22	0.009009	0.090175	12.870549
23	0.008875	0.089211	12.789875
24	0.009076	0.090813	13.001491
25	0.008886	0.088611	12.778241
ค่าเฉลี่ย	0.008961	0.089687	

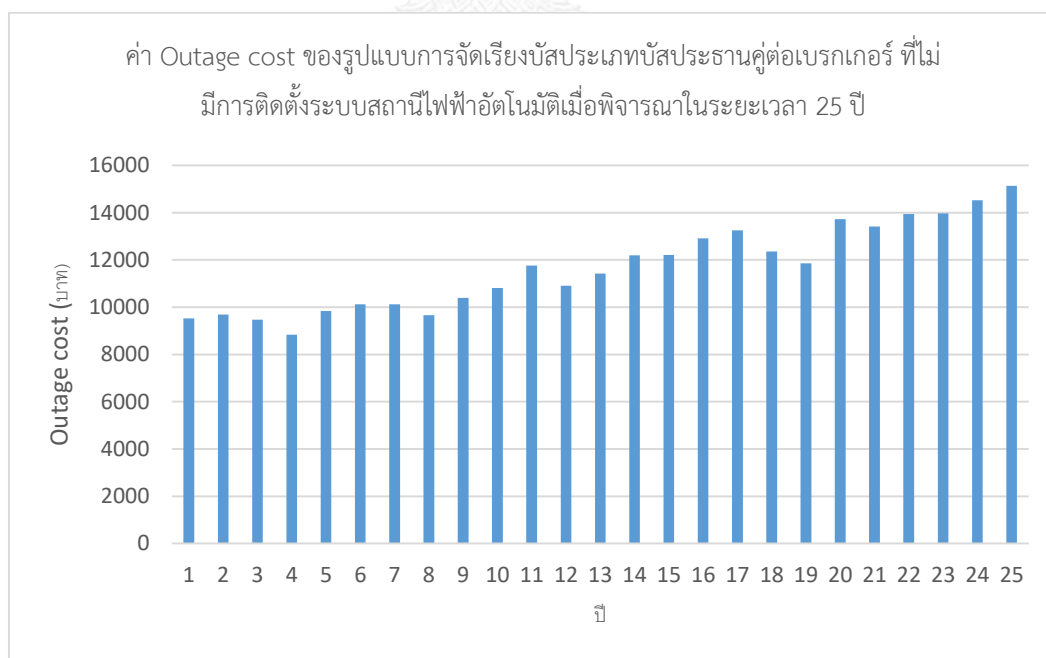
สำหรับค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) เพื่อใช้ในการคำนวณดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน ได้แก่ ดัชนี NPV และ IRR สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.67 ตารางที่ 8.67 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	EENS (MWhr/ปี)	Outage cost (บาท)
1	8.874107	727,144.36
2	9.138399	748,800.40
3	9.651503	790,844.13
4	9.623296	788,532.84
5	9.725901	796,940.34
6	10.511180	861,286.09
7	9.948050	815,143.22
8	9.952392	815,499.02
9	10.420911	853,889.45
10	10.371714	849,858.27
11	11.041448	904,736.27
12	11.085468	908,343.25
13	11.405485	934,565.43
14	11.738142	961,823.35
15	11.303475	926,206.74
16	11.765731	964,083.99
17	11.624231	952,489.53
18	12.229177	1,002,058.80
19	13.159947	1,078,326.08
20	12.388663	1,015,127.07
21	12.886663	1,055,933.16
22	12.870549	1,054,612.77
23	12.789875	1,048,002.37
24	13.001491	1,065,342.19
25	12.778241	1,047,049.08

จากค่าดัชนี EENS และค่า Outage cost ในตารางที่ 8.67 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟได้ในรูปที่ 8.60 – 8.61 ตามลำดับ



รูปที่ 8.60 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี



รูปที่ 8.61 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี

จากเงินลงทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าประเภท AIS ที่ระดับแรงดัน 115 kV ตามตารางที่ 8.6, 8.8 และ 8.9 และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับตามตารางที่ 8.67 สามารถคำนวณค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติได้ดังต่อไปนี้

NPV = -952,776,090.12 บาท

IRR = -1.9155%

8.3.7.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ โดยพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ สามารถพิจารณาได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 6.11 (ก) - (ค) สามารถแสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ SAIFI, SAIDI และ EENS ตามตารางที่ 8.68



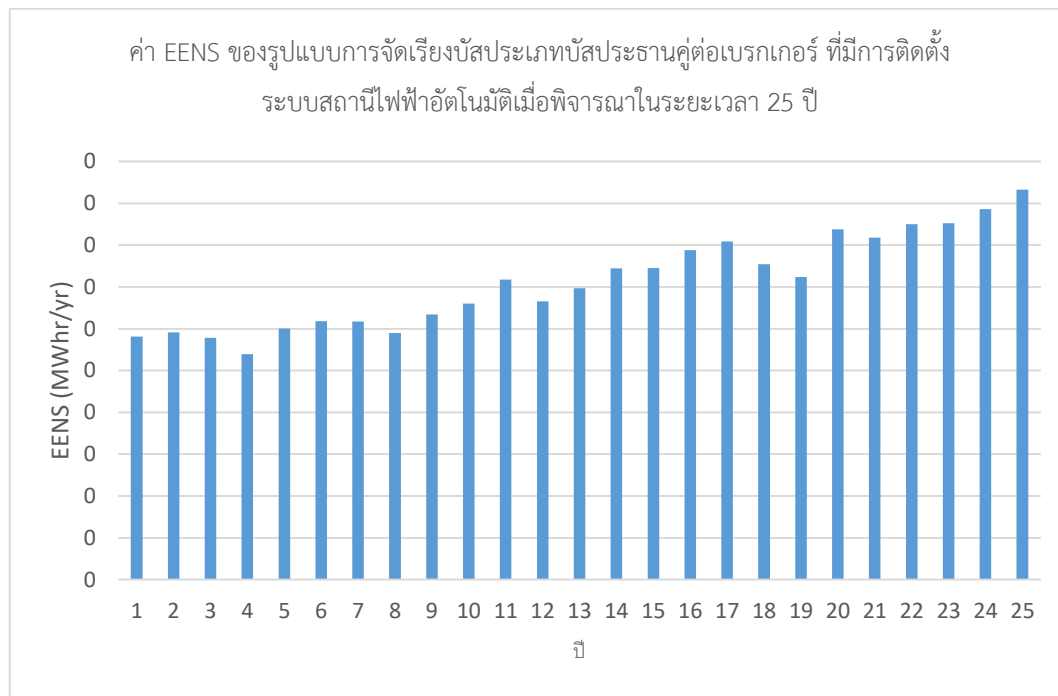
ตารางที่ 8.68 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWhr/ปี)
1	0.008611	0.001160	0.116281
2	0.008833	0.001147	0.118272
3	0.009374	0.001131	0.115674
4	0.008658	0.001023	0.107802
5	0.008908	0.001087	0.120068
6	0.009079	0.001089	0.123573
7	0.008852	0.001088	0.123500
8	0.008733	0.001053	0.117885
9	0.009029	0.001090	0.126881
10	0.009234	0.001088	0.131970
11	0.009102	0.001217	0.143582
12	0.008900	0.001073	0.133082
13	0.009265	0.001107	0.139391
14	0.009095	0.001174	0.148842
15	0.008867	0.001162	0.149038
16	0.009065	0.001196	0.157669
17	0.009451	0.001226	0.161724
18	0.009179	0.001121	0.150840
19	0.008931	0.001056	0.144727
20	0.008927	0.001177	0.167569
21	0.009140	0.001146	0.163630
22	0.009012	0.001205	0.170075
23	0.008840	0.001190	0.170536
24	0.009036	0.001230	0.177254
25	0.008690	0.002802	0.416613
ค่าเฉลี่ย	0.008992	0.001201	

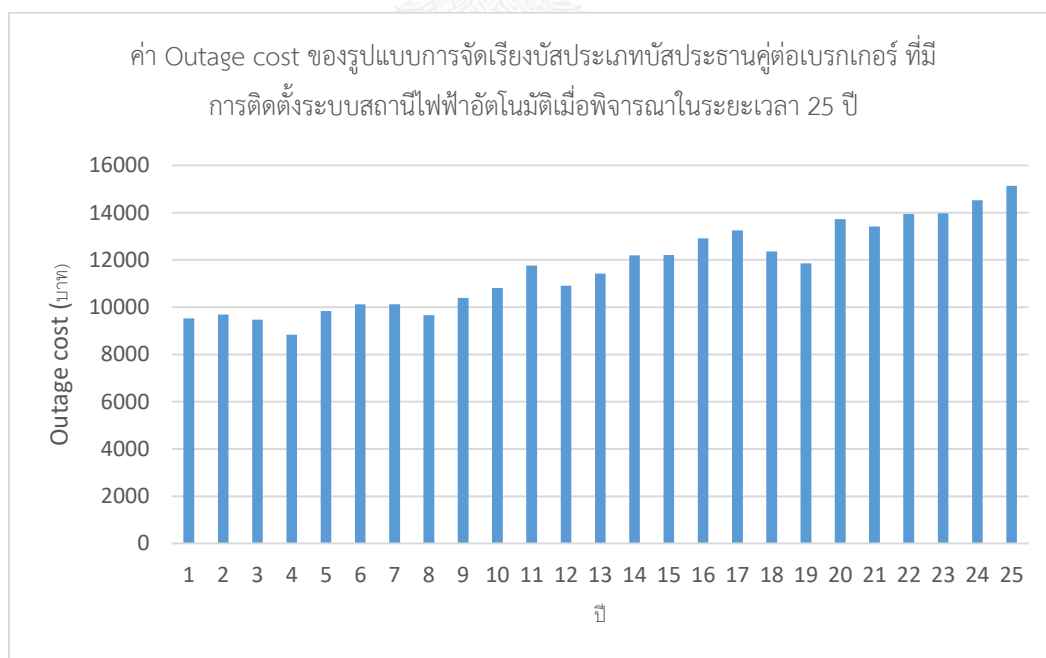
สำหรับค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) เพื่อใช้ในการคำนวณดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน ได้แก่ ดัชนี NPV และ IRR สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.69 ตารางที่ 8.69 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	EENS (MWhr/ปี)	Outage cost (บาท)
1	0.116281	9,528.05
2	0.118272	9,691.24
3	0.115674	9,478.33
4	0.107802	8,833.31
5	0.120068	9,838.40
6	0.123573	10,125.61
7	0.123500	10,119.60
8	0.117885	9,659.46
9	0.126881	10,396.61
10	0.131970	10,813.64
11	0.143582	11,765.11
12	0.133082	10,904.76
13	0.139391	11,421.67
14	0.148842	12,196.12
15	0.149038	12,212.17
16	0.157669	12,919.41
17	0.161724	13,251.67
18	0.150840	12,359.83
19	0.144727	11,858.95
20	0.167569	13,730.60
21	0.163630	13,407.82
22	0.170075	13,935.91
23	0.170536	13,973.69
24	0.177254	14,524.21
25	0.416613	34,137.28

จากค่าดัชนี EENS และค่า Outage cost ในตารางที่ 8.69 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟได้ในรูปที่ 8.62 – 8.63 ตามลำดับ



รูปที่ 8.62 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี



รูปที่ 63 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี

จากเงินลงทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าประเภท AIS ที่ระดับแรงดัน 115 kV ตามตารางที่ 8.6 - 8.9 และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับตามตารางที่ 8.69 สามารถคำนวณค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติได้ดังต่อไปนี้

$$NPV = -946,900,995.86 \text{ บาท}$$

$$IRR = -1.9105\%$$

8.3.7.3 การเปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์

เมื่อพิจารณาค่าดัชนี SAIFI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เปรียบเทียบกับค่าดัชนี SAIFI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสังเกตได้ว่า ค่าดัชนี SAIFI ของทั้ง 2 กรณีไม่มีความแตกต่างกันนัก กล่าวได้คือ การติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติไม่ส่งผลกระทบต่อค่าดัชนี SAIFI หรือความถี่การเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้า ทั้งนี้เนื่องจากความถี่การเกิดไฟฟ้าดับขึ้นอยู่กับประสิทธิภาพการทำงานของอุปกรณ์ ซึ่งการปรับปรุงประสิทธิภาพของอุปกรณ์สามารถกระทำได้โดยการซ่อมบำรุงเชิงป้องกัน (Preventive maintenance) แต่ไม่สามารถกระทำได้ด้วยการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ด้วยเหตุนี้ค่าดัชนี SAIFI ก่อนและหลังการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติจึงไม่มีการเปลี่ยนแปลง

เมื่อพิจารณาค่าดัชนี SAIDI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เปรียบเทียบกับค่าดัชนี SAIDI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสังเกตได้ว่า ค่าดัชนี SAIDI ของสถานีไฟฟ้าที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมีค่าต่ำกว่าสถานีไฟฟ้าที่ไม่มีการจัดเรียงสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ กล่าวได้อีกอย่างคือ ระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้าที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมีระยะเวลาที่สั้นกว่าสถานีไฟฟ้าที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ทั้งนี้เนื่องจากรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์เป็นรูปแบบการจัดเรียงบัสที่มีลักษณะการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบเครือข่าย กล่าวคือ เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายไปยังโหลดมีมากกว่า 1 เส้นทาง ซึ่งส่งผลกระทบระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติสามารถปรับเปลี่ยนเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อเหตุการณ์ล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า เพื่อให้กำลังไฟฟ้ายังสามารถไหลจากแหล่งจ่ายไปยังโหลดได้อย่างต่อเนื่อง

เมื่อพิจารณาค่าดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์เปรียบเทียบกับระหว่างรูปแบบที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติและรูปแบบที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสามารถสังเกตได้ว่าทั้งค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมีค่าที่สูงกว่าค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ทั้งนี้เนื่องจากการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติสามารถลดระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้า ซึ่งส่งผลให้ค่าดัชนี EENS และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับมีค่าลดลง ดังนั้นการลงทุนติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติในสถานีไฟฟ้าที่มีการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์จึงเป็นการลงทุนที่คุ้มค่า

8.3.8 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง (Ring bus scheme)

จากที่ได้กล่าวมา เนื่องจากผลการทดสอบของระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้สามารถแบ่งเนื้อหาออกได้เป็น 2 ส่วน ตามลักษณะการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ดังนั้นผลการทดสอบในแต่ละส่วนจะประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

8.3.8.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง โดยไม่พิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ สามารถพิจารณาได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 6.11 (ก) – (ค) สามารถแสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ SAIFI, SAIDI และ EENS ตามตารางที่ 8.70

ตารางที่ 8.70 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

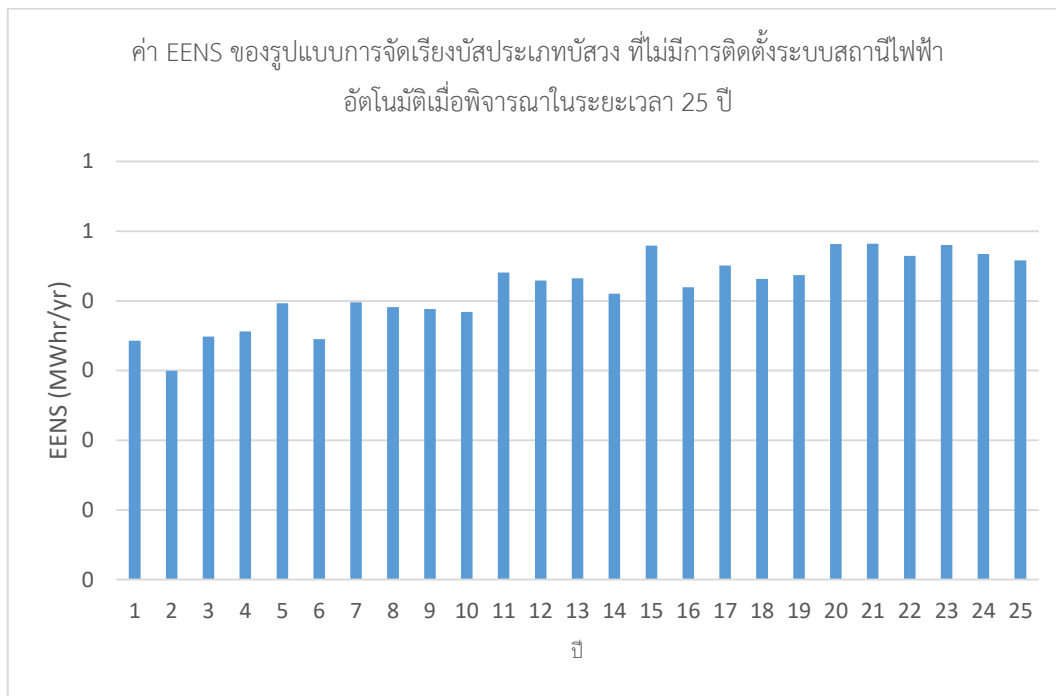
ปีที่	SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWhr/ปี)
1	0.000949	0.004240	0.436685
2	0.000834	0.003765	0.381855
3	0.000945	0.004238	0.444567
4	0.000936	0.004224	0.453441
5	0.001023	0.004555	0.505357
6	0.000891	0.004026	0.439401
7	0.000987	0.004431	0.507245
8	0.000976	0.004399	0.497925
9	0.000928	0.004191	0.494439
10	0.000946	0.004220	0.489352
11	0.000984	0.004414	0.561254
12	0.000979	0.004354	0.547072
13	0.000939	0.004237	0.550988
14	0.000911	0.004100	0.522639
15	0.001006	0.004551	0.610705
16	0.000891	0.004013	0.534504
17	0.000970	0.004357	0.574302
18	0.000932	0.004190	0.549956
19	0.000923	0.004140	0.556924
20	0.000944	0.004390	0.613489
21	0.000986	0.004433	0.614366
22	0.000966	0.004352	0.592006
23	0.000972	0.004381	0.612024
24	0.000949	0.004241	0.595142
25	0.000909	0.004075	0.583565
ค่าเฉลี่ย	0.000947	0.004261	

สำหรับค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) เพื่อใช้ในการคำนวณดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน ได้แก่ ดัชนี NPV และ IRR สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.71

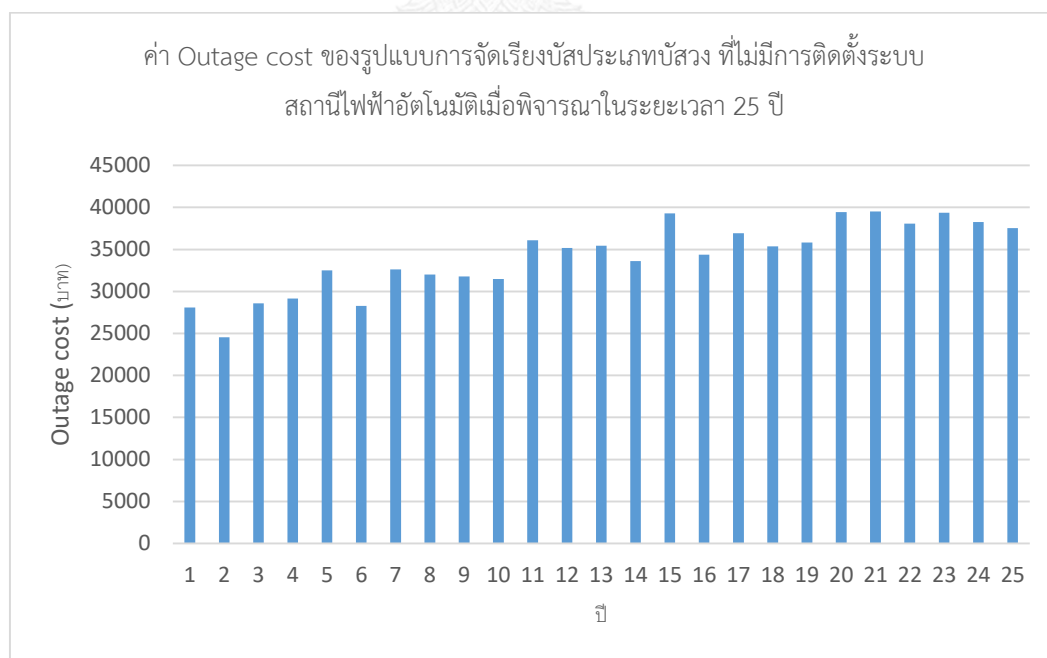
ตารางที่ 8.71 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อไม่มีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	EENS (MWhr/ปี)	Outage cost (บาท)
1	0.436685	35,781.95
2	0.381855	31,289.20
3	0.444567	36,427.86
4	0.453441	37,154.92
5	0.505357	41,408.94
6	0.439401	36,004.50
7	0.507245	41,563.64
8	0.497925	40,799.97
9	0.494439	40,514.35
10	0.489352	40,097.51
11	0.561254	45,989.14
12	0.547072	44,827.12
13	0.550988	45,147.98
14	0.522639	42,825.02
15	0.610705	50,041.13
16	0.534504	43,797.26
17	0.574302	47,058.33
18	0.549956	45,063.40
19	0.556924	45,634.35
20	0.613489	50,269.33
21	0.614366	50,341.16
22	0.592006	48,508.98
23	0.612024	50,149.23
24	0.595142	48,765.97
25	0.583565	47,817.36

จากค่าดัชนี EENS และค่า Outage cost ในตารางที่ 8.71 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟได้ในรูปที่ 8.64 – 8.65 ตามลำดับ



รูปที่ 8.64 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี



รูปที่ 8.65 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี

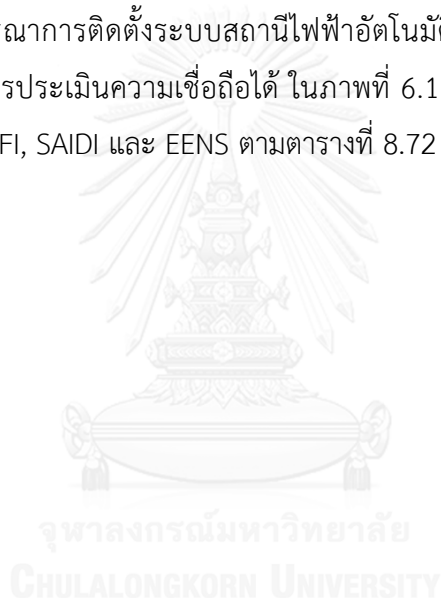
จากเงินลงทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าประเภท AIS ที่ระดับแรงดัน 115 kV ตามตารางที่ 8.6, 8.8 และ 8.9 และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับตามตารางที่ 8.71 สามารถคำนวณค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวงที่ไม่มีติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติได้ดังต่อไปนี้

NPV = -856,583,502.40 บาท

IRR = -1.9104%

8.3.8.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง โดยพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ สามารถพิจารณาได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 6.11 (ก) – (ค) สามารถแสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ SAIFI, SAIDI และ EENS ตามตารางที่ 8.72



ตารางที่ 8.72 ผลการทดสอบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

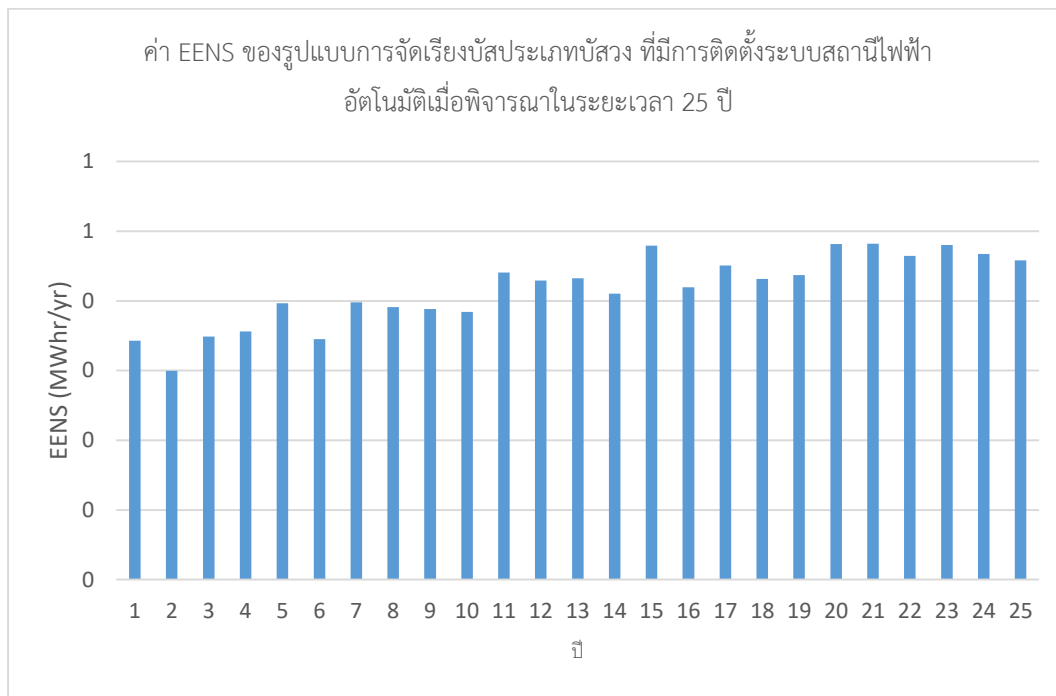
ปีที่	SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	EENS (MWhr/ปี)
1	0.000948	0.003328	0.342767
2	0.000833	0.002955	0.299729
3	0.000944	0.003326	0.348954
4	0.000935	0.003316	0.355919
5	0.001022	0.003575	0.396669
6	0.000890	0.003160	0.344899
7	0.000986	0.003478	0.398151
8	0.000975	0.003453	0.390836
9	0.000927	0.003289	0.388100
10	0.000945	0.003312	0.384107
11	0.000983	0.003465	0.440545
12	0.000978	0.003418	0.429413
13	0.000939	0.003325	0.432487
14	0.000910	0.003218	0.410234
15	0.001005	0.003572	0.479360
16	0.000890	0.003150	0.419548
17	0.000969	0.003420	0.450787
18	0.000931	0.003289	0.431677
19	0.000922	0.003250	0.437146
20	0.000943	0.003446	0.481546
21	0.000985	0.003480	0.482234
22	0.000965	0.003416	0.464683
23	0.000971	0.003439	0.480395
24	0.000948	0.003329	0.467145
25	0.000908	0.003199	0.458058
ค่าเฉลี่ย	0.000946	0.003344	

สำหรับค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) เพื่อใช้ในการคำนวณดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน ได้แก่ ดัชนี NPV และ IRR สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.73

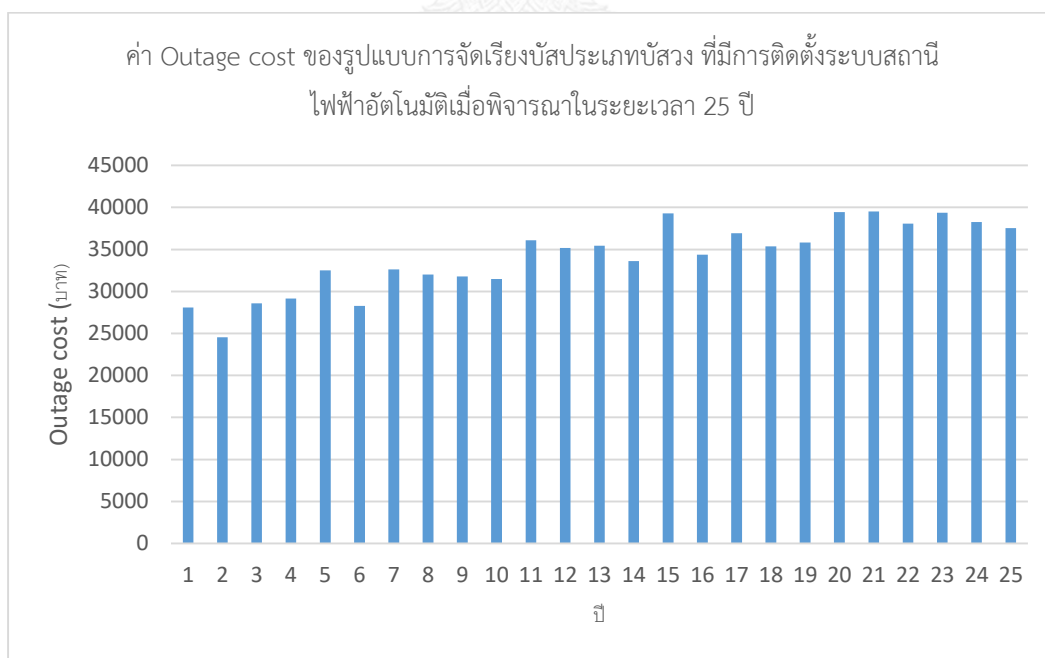
ตารางที่ 8.73 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ที่ระดับแรงดัน 115 kV เมื่อมีการพิจารณาการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ

ปีที่	EENS (MWhr/ปี)	Outage cost (บาท)
1	0.342767	28,086.30
2	0.299729	24,559.82
3	0.348954	28,593.29
4	0.355919	29,163.99
5	0.396669	32,503.09
6	0.344899	28,260.99
7	0.398151	32,624.52
8	0.390836	32,025.10
9	0.388100	31,800.90
10	0.384107	31,473.72
11	0.440545	36,098.22
12	0.429413	35,186.12
13	0.432487	35,437.98
14	0.410234	33,614.61
15	0.479360	39,278.75
16	0.419548	34,377.76
17	0.450787	36,937.47
18	0.431677	35,371.58
19	0.437146	35,819.74
20	0.481546	39,457.87
21	0.482234	39,514.25
22	0.464683	38,076.12
23	0.480395	39,363.60
24	0.467145	38,277.84
25	0.458058	37,533.25

จากค่าดัชนี EENS และค่า Outage cost ในตารางที่ 8.73 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟ
ได้ในรูปที่ 8.66 – 8.67 ตามลำดับ



รูปที่ 8.66 ค่า EENS ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้า
อัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี



รูปที่ 8.67 ค่า Outage cost ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ที่มีการติดตั้งระบบสถานี
ไฟฟ้าอัตโนมัติเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 25 ปี

จากเงินลงทุนในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าประเภท AIS ที่ระดับแรงดัน 115 kV ตามตารางที่ 8.6 - 8.9 และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับตามตารางที่ 8.73 สามารถคำนวณค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวงที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติได้ดังต่อไปนี้

NPV = -866,994,649.90 บาท

IRR = -1.9105%

8.3.8.3 การเปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง

เมื่อพิจารณาค่าดัชนี SAIFI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวงที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เปรียบเทียบกับค่าดัชนี SAIFI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสวงที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสังเกตได้ว่า ค่าดัชนี SAIFI ของทั้ง 2 กรณีไม่มีความแตกต่างกันนัก กล่าวได้คือ การติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติไม่ส่งผลกระทบต่อค่าดัชนี SAIFI หรือความถี่การเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้า ทั้งนี้เนื่องจากความถี่การเกิดไฟฟ้าดับขึ้นอยู่กับประสิทธิภาพการทำงานของอุปกรณ์ ซึ่งการปรับปรุงประสิทธิภาพของอุปกรณ์สามารถทำได้โดยการซ่อมบำรุงเชิงป้องกัน (Preventive maintenance) แต่ไม่สามารถกระทำได้ด้วยการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ด้วยเหตุนี้ค่าดัชนี SAIFI ก่อนและหลังการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติจึงไม่มีการเปลี่ยนแปลง

เมื่อพิจารณาค่าดัชนี SAIDI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวงที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เปรียบเทียบกับค่าดัชนี SAIDI ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวงที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสังเกตได้ว่า ค่าดัชนี SAIDI ของสถานีไฟฟ้าที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมีค่าต่ำกว่าสถานีไฟฟ้าที่ไม่มีการจัดเรียงสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ กล่าวได้อีกอย่างคือ ระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้าที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมีระยะเวลาที่สั้นกว่าสถานีไฟฟ้าที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ทั้งนี้เนื่องจากรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวงเป็นรูปแบบการจัดเรียงบัสที่มีลักษณะการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบเครือข่าย กล่าวคือ เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายไปยังโหลดมีมากกว่า 1 เส้นทาง ซึ่งส่งผลระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติสามารถปรับเปลี่ยนเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อเหตุการณ์ล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า เพื่อให้กำลังไฟฟ้ายังสามารถไหลจากแหล่งจ่ายไปยังโหลดได้อย่างต่อเนื่อง

เมื่อพิจารณาค่าดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวงเปรียบเทียบระหว่างรูปแบบที่ไม่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติและรูปแบบที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะสามารถสังเกตได้ว่าทั้งค่าดัชนี NPV และ IRR ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวงที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมีค่าที่ต่ำกว่าค่าดัชนี NPV และ IRR

ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวงที่ไม่มีติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ทั้งนี้เนื่องจากการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติไม่สามารถลดระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้า ซึ่งส่งผลให้ค่าดัชนี EENS และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับมีค่าต่ำลง ดังนั้นการลงทุนติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติในสถานีไฟฟ้าที่มีการจัดเรียงบัสประเภทบัสวงจึงเป็นการลงทุนที่ไม่คุ้มค่า



บทที่ 9

การสรุปผลการทดสอบและข้อเสนอแนะ

จากบทที่ 8 ได้นำเสนอผลการทดสอบและการวิเคราะห์ผลการทดสอบสำหรับระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าทั้ง 8 รูปแบบ ซึ่งมีการแบ่งแยกตามการติดตั้งและไม่มี การติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ดังนั้นเนื้อหาในบทนี้จะนำเสนอเกี่ยวกับ การสรุปผลการทดสอบ และข้อเสนอแนะในการพัฒนางานวิจัยต่อไป ซึ่งเนื้อหาในบทนี้สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ส่วน ได้แก่ (1) การสรุปผลการทดสอบ และ (2) ข้อเสนอแนะ โดยเนื้อหาแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

9.1 การสรุปผลการทดสอบ

จากที่ได้กล่าวมา วิทยานิพนธ์นี้ได้มุ่งประเด็นในการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่จุดโหลดมีความสำคัญเท่าเทียมกัน เมื่อมีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติโดยพิจารณาถึงความคุ้มค่าทางการเงิน ซึ่งวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้คือ วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล และพิจารณาความคุ้มค่าทางการเงินผ่านทางดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) และอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR)

ทั้งนี้ วิทยานิพนธ์นี้พิจารณาในรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าทั้ง 8 รูปแบบตามมาตรฐานของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ซึ่งในแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัส ประกอบด้วย การพิจารณาตามการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ และไม่มี การติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ทั้งนี้สามารถสรุปผลค่าดัชนีความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินได้ดังต่อไปนี้

- 1) ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ สำหรับรูปแบบการจัดเรียงบัสที่มี Incoming feeder เป็นสายส่งไฟฟ้าแรงสูง และ Outgoing feeder เป็นหม้อแปลงกำลัง พบว่าค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่บ่งบอกถึงระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้า หรือดัชนี SAIDI มีค่าที่ไม่เปลี่ยนแปลง กล่าวได้คือ รูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าหลังจากมีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติไม่มีความน่าเชื่อถือมากขึ้น เนื่องจากหม้อแปลงกำลังไฟฟ้าและจุดโหลดมีลักษณะการเชื่อมต่อแบบเบรเดียล ซึ่งส่งผลให้เมื่อเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของหม้อแปลงกำลังไฟฟ้า จะส่งผลให้จุดโหลดไม่ได้รับกำลังไฟฟ้า โดยไม่สามารถที่จะทำการสวิตซ์เพื่อคืนสถานะการจ่ายไฟให้แก่จุดโหลดได้ และด้วยเหตุผลดังกล่าว จึงส่งผลให้การลงทุนติดตั้งระบบสถานี

ไฟฟ้าอัตโนมัติในรูปแบบการจัดเรียงบัสในลักษณะดังกล่าวเป็นการลงทุนที่ไม่คุ้มค่า ดังแสดงให้เห็นได้จากค่าดัชนี NPV และ IRR ที่มีค่าต่ำลง

- 2) ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าที่มีการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ สำหรับรูปแบบการจัดเรียงบัสที่มี Incoming feeder เป็นหม้อแปลงกำลังไฟฟ้า และ Outgoing feeder เป็นสายส่งไฟฟ้าแรงสูง พบว่า ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่บ่งบอกถึงระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้า หรือดัชนี SAIDI มีค่าลดลงสำหรับทุกๆ รูปแบบการจัดเรียงบัส ซึ่งแสดงให้เห็นว่าการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติในรูปแบบการจัดเรียงบัสลักษณะดังกล่าวสามารถลดระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากสถานีไฟฟ้าได้ แต่เมื่อพิจารณาความคุ้มค่าทางการเงินภายหลังการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติพบว่า มีเพียงบางรูปแบบเท่านั้นที่การติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติจะให้ผลตอบแทนที่คุ้มค่า ดังแสดงได้จากการเพิ่มขึ้นของค่าดัชนี NPV และ IRR

ทั้งนี้ จากผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ SAIFI, SAIDI และ EENS และค่าดัชนีความคุ้มค่าทางการเงิน ได้แก่ NPV และ IRR ของสถานีไฟฟ้า 8 รูปแบบ และลักษณะของสายส่งขาเข้าและสายส่งขาออกทั้ง 2 รูปแบบแล้ว จะพบว่า สำหรับกรณีที่สายส่งขาเข้าเป็นสายส่งไฟฟ้าแรงสูง และสายส่งขาออกเป็นหม้อแปลงกำลังไฟฟ้า ทุกรูปแบบการจัดเรียงบัสไม่มีความเชื่อถือได้ที่ดีขึ้น และสำหรับกรณีที่สายส่งขาเข้าเป็นหม้อแปลงกำลังไฟฟ้าและสายส่งขาออกเป็นสายส่งไฟฟ้าแรงสูง พบว่ารูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่งและรูปแบบบัสประธานคู่เป็นรูปแบบที่ค่าความเชื่อถือได้ที่ดีที่สุด แต่หากพิจารณาด้านความคุ้มค่าทางการเงินแล้ว พบว่ารูปแบบบัสเดี่ยวตัดตอนและรูปแบบบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์เป็นรูปแบบที่มีความคุ้มค่าต่อการลงทุนติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมากที่สุด

9.2 ข้อเสนอแนะ

สำหรับข้อเสนอแนะสำหรับการพัฒนางานวิจัยในขั้นต่อไป สามารถแบ่งเนื้อหาออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่

- 1) ข้อมูลสำหรับการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ ข้อมูลอัตราการล้มเหลวเฉลี่ยของอุปกรณ์ (Failure rate) และระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ (Repair time) ควรมีการจัดเก็บข้อมูลที่มีการจำแนกตามประเภทของอุปกรณ์ที่ละเอียด เพื่อให้การประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้ามีความถูกต้องและน่าเชื่อถือมากยิ่งขึ้น
- 2) ควรมีการพัฒนาแบบจำลองในส่วนของ การจัดเรียง และความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ภายในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ โดยมีการจัดเก็บข้อมูลสำหรับการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ ข้อมูลอัตราการล้มเหลวเฉลี่ยของอุปกรณ์ (Failure rate) และระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ (Repair time) ของแต่ละอุปกรณ์ภายในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เพื่อ

พิจารณาผลกระทบของการล้มเหลวของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ ต่อความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของสถานีไฟฟ้า เพื่อให้การประเมินความน่าเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงินของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติมีความถูกต้อง และสอดคล้องในทางปฏิบัติ

- 3) ควรมีการพิจารณาความสำคัญของโหลดที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้า เนื่องจากโดยปกติแล้วรูปแบบการจัดเรียงบัสที่มีความเชื่อถือได้ที่สูง เช่น รูปแบบบัสประธานคู่ จะนำมาเชื่อมต่อกับโหลดที่มีความสำคัญสูง และส่งผลให้ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับมีค่าที่สูง ในทางตรงกันข้าม รูปแบบการจัดเรียงบัสที่มีความเชื่อถือได้ที่ต่ำ เช่น รูปแบบบัสเดี่ยว จะนำมาเชื่อมต่อกับโหลดที่มีความสำคัญต่ำ และมีค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่ต่ำ การพิจารณาความสำคัญของโหลดที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าจะทำให้การพิจารณาความคุ้มค่าทางการเงินของการก่อสร้างสถานีไฟฟ้ามีความถูกต้อง และสอดคล้องในทางปฏิบัติมากยิ่งขึ้น
- 4) ควรมีการพิจารณาฟังก์ชันอื่นๆ ของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ เช่น ฟังก์ชันการตรวจสอบสภาพและสถานะของอุปกรณ์ต่างๆภายในสถานีไฟฟ้า เพื่อคาดการณ์การเสียหายของอุปกรณ์ได้ล่วงหน้า และดำเนินการซ่อมแซมอุปกรณ์ก่อนการเกิดเหตุการณ์ล้มเหลวได้ ซึ่งการพิจารณาฟังก์ชันอื่นๆ ของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ จะส่งผลให้ประโยชน์ของการติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้ามีความชัดเจนมากยิ่งขึ้น

รายการอ้างอิง

1. สมาคมนิวเคลียร์แห่งประเทศไทย. ที่มาและความสำคัญ. 2556; Available from: <http://www.nst.or.th/powerplant/pp01.html>.
2. สำนักนโยบายและแผนพลังงาน and กระทรวงพลังงาน, แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 - 2579 (PDP2015). 2558. p. 4-7.
3. ณ. แผนสุวรรณ and ว. แก้วเสนห์โน, หนังสือขอข้อมูลเบื้องต้นเกี่ยวกับสถานีไฟฟ้าในระบบส่ง กพผ. 2557. p. 1-6.
4. C. C. Kuo and F.H. Chen, *Evaluation of substation bus schemes considering reliability*, in *2010 International Conference on Machine Learning and Cybernetics*. 2010: Qingdao. p. 2979-2984.
5. Z. Dong and D. O. Koval, *Reliability of Various Industrial Substations*. IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS, 2004. 40: p. 989-994.
6. R. Billinton and G. Lian. *Monte carlo approach to substation reliability evaluation*. in *IEE PROCEEDINGS-C*. 1993.
7. B. Retterath and A. A. Chowdhury, *Decoupled Substation Reliability Assessment*, in *8th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*. 2004. p. 947-952.
8. J. J. Meeuwsen and W.L. Kling, *Substation Reliability Evaluation including Switching Actions with Redundant Components*. IEEE Transactions on Power Delivery, 1996. 12: p. 1472-1479.
9. M.-B. Guertin and Y. Lamarre, *Reliability Analysis of Substations With Automatic Modelling of Switching Operations*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1976. 94: p. 1599-1607.
10. R. N. Allan, R. Billinton, and M. F. D. Oliveira. *Reliability evaluation of electrical systems with switching actions*. in *PROCEEDINGS OF THE INSTITUTION OF ELECTRICAL ENGINEERS*. 1976.
11. R. Kirkman, *Development in Substation Automation Systems*, in *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies 2008*. 2008: Nanjing. p. 598-603.

12. C. Hoga and P. Skare, *IEC 61850 Projects in Germany and Switzerland*, in *Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2005/2006 IEEE PES*. 2006: Dallas TX. p. 390-393.
13. M. Mekkanen, et al., *Reliability evaluation and comparison for next-generation substation function based on IEC 61850 using Monte Carlo simulation*, in *Communications, Signal Processing, and their Applications (ICCSPA) 2013*. 2013: Sharjah. p. 1-6.
14. Hajian-Hoseinabadi, H., *Impacts of Automated Control Systems on Substation Reliability*. IEEE Transactions on Power Delivery, 2011. 26: p. 1681-1691.
15. ป. ถาวรกิจ, การจัดวางระบบบัสบาร์ (*Bus bar configuration*). 2536: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย.
16. คำศัพท์พลังงาน. 18 กุมภาพันธ์ 2559]; Available from: http://www.egat.co.th/index.php?option=com_glossary&letter=%E0%B8%AA&id=168.
17. Council, N.R., *Terrorism and the Electric Power Delivery System*. 2012, United States of America: National Academy of Sciences. p. 134-136.
18. D. Nack, *Reliability of Substation Configurations*. 2005, Iowa State University.
19. Group, T.O.a.I.-N.S.B.A.G.W., *ISO NEW ENGLAND PLANNING PROCEDURE NO. 9 APPENDIX B*. 2006, NEPOOL Reliability Committee.
20. H.-C. C. Teng-Da Tsao, *Composite Reliability Evaluation Model for Different Types of Distribution Systems*. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, 2003. 18: p. 924-930.
21. M. J. Bio, *ELECTRIC POWER SUBSTATIONS ENGINEERING*, in *Air-Insulated Substations — Bus/Switching Configurations*. 2003. p. 3-1 - 3-6.
22. P. E. Dominik Pieniazek, *HV Substation Design: Applications and Considerations*. IEEE CED – Houston Chapter, 2012: p. 1-51.
23. บ. เอื้ออาภรณ์, การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังเบื้องต้น, ed. บ.แ.พ. จำกัด. Vol. 1. 2546: สำนักพิมพ์แห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.
24. ป. พิทยพัฒน์, เอกสารประกอบการสอนวิชา “EPPW 0424 Electrical power system protection” บทที่ 1 “ปรัชญาทั่วไปของระบบป้องกัน. 2547: ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีมหานคร. p. 7-13.

25. ม. เดชนรินทร์, พจนานุกรม ศัพท์วิศวกรรมไฟฟ้า, ed. บ.โ.ก. จำกัด. Vol. 1. 2550: วิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย ในพระบรมราชูปถัมภ์.
26. R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*. 1996: New York: Plenum Press.
27. สถาบันวิจัยพลังงาน, จ., การศึกษาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ. 2554, สถาบันวิจัยพลังงาน: กรุงเทพมหานคร.
28. วรพงษ์ ตีอารมย์, การประเมินดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับในระบบจำหน่ายไฟฟ้า, in สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า. 2537, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.
29. R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Engineering systems: concepts and techniques*. 1983, Great Britain: Pitman Publishing.
30. S. Humphreys, *Substation automation systems in review*. IEEE Computer Applications in Power, 1998. 11(2): p. 24-30.
31. S. Roostae, R. Hooshmand, and M. Ataei, *Substation automation system using IEC 61850*, in *Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO), 2011 5th International*. 2011: Shah Alam, Selangor.
32. E. Padilla, *Substation Automation Systems: Design and Implementation*. 2016: John Wiley & Sons.
33. การไฟฟ้านครหลวง, *Substation Automation*. 2559.
34. C. More, L. Crompton, and M. Joarder, *Automatic switching scheme on the city of London 33kV network between Back Hill and Finsbury Market*, in *12th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2014)*. 2014: Copenhagen. p. 1-6.
35. J. J. Grainger and W. D. Stevenson, *Power System Analysis*. 1994: McGraw-Hill International Editions.
36. Nguyen Hoang Viet and Nguyen Van Ban, *Automation and reliability improvement for distribution feeder*, in *Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAAPS), 2010 IEEE 11th International Conference*. 2010: Singapore. p. 609-614.
37. A. Oudalov and A. Fidigatti, *Adaptive network protection in microgrids*. International J. Distributed Energy Resources, 2009: p. 201-206.

38. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, ก.ฝ., โครงการออกแบบและพัฒนาโปรแกรมสำหรับการเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้าแรงสูงโดยคำนึงถึงความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงิน. 2559.
39. ราคาอุปกรณ์ภายในระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ. 8 ธันวาคม 2559]; Available from: <http://www.selinc.com/>.
40. IPC ของบริษัท SIEMENS ตระกูล SIMATIC PC. 8 ธันวาคม 2559]; Available from: <http://www.siemens.com/>.
41. Ethernet Switch ของยี่ห้อ Avaya รุ่น ERS 2550T-PWR. 8 ธันวาคม 2559]; Available from: <http://www.avaya.com/>.
42. Bay Control Unit ของยี่ห้อ ABB รุ่น REC650. 8 ธันวาคม 2559]; Available from: <http://www.abb.com/>.





ภาคผนวก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายนวนคุณ แก้วลำไย เกิดวันที่ 16 กันยายน พ.ศ. 2533 ที่จังหวัดกาญจนบุรี สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย เมื่อปี พ.ศ. 2556 จากนั้นได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาไฟฟ้ากำลัง ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ขณะศึกษา ผู้เขียนวิทยานิพนธ์มีผลงานตีพิมพ์ จำนวน 2 บทความ ได้แก่ (1) การประเมินผลของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า และ (2) Reliability evaluation of substation bus configurations with consideration of switching device operation and load growth ซึ่งตีพิมพ์ในการประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 39 (The 39th Electrical Engineering Conference) และ 2014 11th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON 2014) ตามลำดับ

นอกจากนี้ ผู้เขียนวิทยานิพนธ์ ได้ทำหน้าที่เป็น ผู้ช่วยนักวิจัยจำนวน 2 โครงการ ได้แก่ โครงการออกแบบและพัฒนาโปรแกรมสำหรับการเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้าแรงสูงโดยคำนึงถึงความเชื่อถือได้และความคุ้มค่าทางการเงิน ซึ่งเป็นโครงการวิจัยของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และ โครงการจ้างเหมาบริการปรับปรุงคู่มือการรายงาน และการตรวจวัดการวิเคราะห์รับรองการใช้พลังงานปฐมภูมิในกระบวนการผลิตไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วมกัน (Primary Energy Saving: PES) ซึ่งเป็นโครงการที่จัดจ้างโดยสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน