

การประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าโดยพิจารณาถึงการเจริญเติบโตของโหลด



นายวิศรุต วิฑูรธร

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

CHULALONGKORN UNIVERSITY

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2556

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

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.

RELIABILITY EVALUATION OF ELECTRICAL SUBSTATIONS CONSIDERING LOAD
GROWTH

Mr. Witsaroot Witoontorn



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

CHULALONGKORN UNIVERSITY

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 2013

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์

การประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าโดยพิจารณาถึงการเจริญเติบโตของโหลด

โดย

นายวิศรุต วิฑูรธร

สาขาวิชา

วิศวกรรมไฟฟ้า

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

อาจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศน์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้หัวข้อวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต

.....คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์

(ศาสตราจารย์ ดร. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

.....ประธานกรรมการ

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. คมสัน เพ็ชรรักษ์)

.....อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

(อาจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศน์)

.....กรรมการ

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. โสทธิพงศ์ พิชัยสวัสดิ์)

.....กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย

(ดร. อรรถ พยอมหอม)

วิศรุต วิฑูรธร : การประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าโดยพิจารณาถึงการเจริญเติบโตของโหลด. (RELIABILITY EVALUATION OF ELECTRICAL SUBSTATIONS CONSIDERING LOAD GROWTH) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: อ.ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์, 307 หน้า.

ในปัจจุบัน ความต้องการกำลังไฟฟ้าในประเทศไทยได้เพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ทำให้การวางแผนการสร้างสถานีไฟฟ้ามีความสำคัญ เนื่องจากสถานีไฟฟ้าเป็นส่วนที่สำคัญในระบบไฟฟ้ากำลัง เพราะมีหน้าที่หลักในการเปลี่ยนระดับแรงดันไฟฟ้า เพื่อให้เกิดความปลอดภัยในการใช้งาน โดยรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าที่มีความเชื่อถือได้ที่ดี จะสามารถช่วยลดการเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ที่มีผลต่อการจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบได้ อย่างไรก็ตาม เนื่องจาก การเพิ่มขีดความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้า เป็นสิ่งที่ไม่สามารถทำได้ทันที ดังนั้น สถานีไฟฟ้าจึงมีความจำเป็นที่จะต้องเตรียมพร้อมการจ่ายกำลังไฟฟ้างดงกล่าว เพื่อรองรับการเจริญเติบโตของโหลดในอนาคต

ด้วยเหตุผลดังกล่าว วิทยานิพนธ์นี้จะนำเสนอประเด็นที่เกี่ยวข้องกับ การประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า สำหรับในแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัส ด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า แบบนิวตัน-ราฟสัน ประกอบกับวิธีการวิเคราะห์แบบมินิมัลคัตเซต โดยพิจารณาถึงการเจริญเติบโตของโหลดเป็นรายปี ทั้งนี้ การเจริญเติบโตของโหลดดังกล่าว สามารถแบ่งได้เป็น 2 ลักษณะ ได้แก่ การเจริญเติบโตของโหลดในพื้นที่เดียวกัน และการเจริญเติบโตของโหลดในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ดังนั้น ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่คำนวณได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS สามารถนำมาประเมินเพื่อประกอบการตัดสินใจในการเปรียบเทียบ สำหรับการเลือกรูปแบบการสร้างสถานีไฟฟ้าที่มีความเชื่อถือได้สอดคล้องกับการเจริญเติบโตของโหลดที่พิจารณา

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ลายมือชื่อนิสิต

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

ปีการศึกษา 2556

5670384421 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS: LOAD GROWTH / MINIMAL CUT SET / NEWTON-RAPHSON POWER
FLOW CALCULATION / RELIABILITY EVALUATION / ELECTRICAL SUBSTATION
CONFIGURATIONS

WITSAROOT WITOONTORN: RELIABILITY EVALUATION OF ELECTRICAL
SUBSTATIONS CONSIDERING LOAD GROWTH. ADVISOR: SURACHAI
CHAITUSNEY, Ph.D., 307 pp.

Nowadays, electrical power demand of Thailand keeps rising continuously and consequently increases the importance of electrical substation construction plan. Electrical substation plays an important role in electrical power system as it changes electrical voltage from a very high level to a lower level. By utilizing a good bus configuration of electrical substation, electricity interruption caused by a failed device can be reduced. Because suddenly increasing power capacity of substation is not possible, necessity of future – load demand prediction cannot be overlooked.

From all the mentioned reasons, this thesis proposes a reliability evaluation method of various types of bus configurations in electrical substations. The reliability is evaluated by using Newton-Raphson power flow calculation with minimal cut sets by considering the impact on reliability of electrical substation due to load growth in each year. In addition, the load growth can be categorized into two cases, i.e. load growth in the same area and load growth in the different areas. Finally, the reliability of all bus configuration types in electrical substations are compared by the following indices; LOLF, LOLP, and EENS.

Department: Electrical Engineering Student's Signature

Field of Study: Electrical Engineering Advisor's Signature

Academic Year: 2013

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์นี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี เนื่องจากได้รับความช่วยเหลืออย่างดียิ่งจาก ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ซึ่งได้กรุณาให้คำแนะนำและข้อคิดเห็นต่างๆ ที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งสำหรับการทำวิทยานิพนธ์ รวมทั้งได้กรุณาตรวจสอบและแก้ไขเนื้อหาวิทยานิพนธ์ฉบับสมบูรณ์ นอกจากนี้ ขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบด้วย ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.คมสัน เพ็ชรรัักษ์ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.โสทธิพงศ์ พิชัยสวัสดิ์ และ ดร.อรรถพยอมหอม กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย ที่ได้เสียสละเวลาตรวจสอบแก้ไข และให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์จนสำเร็จลุล่วงด้วยดี

ท้ายนี้ ผู้วิจัยขอขอบพระคุณ บิดามารดา และครอบครัว ที่ให้กำลังใจในการทำวิทยานิพนธ์ตลอดมา รวมทั้ง พี่ น้อง และเพื่อนทุกคน ในห้องปฏิบัติการวิจัยที่อยู่เบื้องหลังความสำเร็จของวิทยานิพนธ์นี้



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ.....	ช
สารบัญตาราง.....	น
สารบัญภาพ.....	ย
บทที่ 1	บทนำ..... 1
1.1	ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา 1
1.2	วัตถุประสงค์..... 5
1.3	ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ 6
1.4	ขั้นตอนการศึกษา และวิธีการดำเนินงาน 7
1.5	ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ 7
1.6	งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้อง 8
1.6.1	งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องเกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า..... 8
1.6.2	งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องเกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังที่เกี่ยวข้องเนื่องกับรูปแบบของโหลดในระบบ 9
1.7	เนื้อหาของวิทยานิพนธ์ 11
บทที่ 2	ความรู้พื้นฐานเกี่ยวกับสถานีไฟฟ้า 14
2.1	ความหมายของสถานีไฟฟ้าและระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า..... 14
2.2	ปัจจัยในการเลือกสถานที่ก่อสร้างสถานีไฟฟ้า..... 14
2.3	การออกแบบทางไฟฟ้าสำหรับสถานีไฟฟ้า..... 16
2.4	การจัดเรียงทางกายภาพ (Physical arrangement)..... 17
2.5	รูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้า (Busbar configuration) 17
2.5.1	รูปแบบบัสเดี่ยว (Single – bus scheme)..... 18
2.5.2	รูปแบบบัสเดี่ยวตัดตอน (Straight – bus sectionalization scheme) 18
2.5.3	รูปแบบบัสประธานและบัสโอนสำรอง (Main – and – transfer – bus scheme or Spare – bus scheme) 19

2.5.4	รูปแบบบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ (Double –bus, single – breaker scheme)..	20
2.5.5	รูปแบบบัสวง (Single – ring bus sectionalization scheme)	21
2.5.6	รูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง (Breaker – and – a – half scheme).....	22
2.5.7	รูปแบบบัสประธานคู่ (Double–bus, double–breaker scheme).....	24
2.6	แนวทางการเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้าในประเทศไทยและ ต่างประเทศ	25
2.6.1	จำแนกตามระดับแรงดันไฟฟ้า.....	25
2.6.2	จำแนกตามประเภทของสถานีไฟฟ้า	26
บทที่ 3	อุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า	31
3.1	ประเภทของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้า.....	31
3.1.1	เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker)	31
3.1.2	สวิตช์ปลดวงจร (Disconnecting switch).....	32
3.1.3	หม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer).....	33
3.1.4	สายส่งไฟฟ้าแรงสูง (Transmission line).....	34
3.1.5	บัสบาร์ (Busbar)	37
3.2	ความน่าจะเป็นในการทำงานของอุปกรณ์.....	37
3.3	การจำแนกประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์.....	40
3.3.1	การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ (Passive failures)	40
3.3.2	การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ (Active failures).....	40
3.3.3	การล้มเหลวจากการทำงานผิดปกติของอุปกรณ์ป้องกัน (Stuck condition).....	41
3.3.4	การล้มเหลวแบบซ้อนกัน (Overlapping failure).....	42
3.3.5	การเกิดเหตุขัดข้องในช่วงการบำรุงรักษาอุปกรณ์ (Maintenance outage)	42
3.4	แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์.....	43
3.4.1	แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 2 สถานะ (Two – state model).....	43
3.4.2	แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ (Three – state model).....	43
3.4.3	แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 4 สถานะ (Four – state model)	46
บทที่ 4	หลักการพื้นฐานสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง	48
4.1	แนวความคิดพื้นฐานที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้.....	48

4.2	ประเภทของข้อมูลสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้	49
4.3	การแบ่งระดับชั้นของการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง	50
4.3.1	ระดับชั้นที่ 1 (Hierarchy level I : HL I)	51
4.3.2	ระดับชั้นที่ 2 (Hierarchy level II : HL II)	52
4.3.3	ระดับชั้นที่ 3 (Hierarchy level III : HL III)	52
4.4	วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง	53
4.4.1	วิธีการลดทอนเครือข่าย (Network reduction method)	54
4.4.2	วิธีความน่าจะเป็นแบบมีเงื่อนไข (Conditional probability method)	56
4.4.3	วิธีมินิมัลคัตเซต (Minimal cut set method)	57
4.4.4	วิธีการวิเคราะห์แผนภาพต้นไม้ (Fault tree analysis method)	60
4.5	การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้	62
4.5.1	การคำนวณค่าดัชนีพื้นฐานสมมูลของอุปกรณ์มินิมัลคัตเซต	62
4.5.2	ดัชนีความเชื่อถือได้พื้นฐาน ณ จุดโหลด (Reliability indices at load point)	63
4.5.3	ดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer-oriented index)	65
บทที่ 5	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้า	67
5.1	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสเดี่ยว (Single – bus scheme)	68
5.1.1	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะปกติ	68
5.1.2	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะล้มเหลว	68
5.1.2.1	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การ ล้มเหลวประเภทพาสซีฟ	69
5.1.2.2	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การ ล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ	70
5.2	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสเดี่ยวตัดตอน (Straight – bus sectionalization scheme)	72
5.2.1	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะปกติ	72
5.2.2	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะล้มเหลว	73

5.2.2.1	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การ ล้มเหลวประเภทพาสซีฟ	73
5.2.2.2	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การ ล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ	74
5.3	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสหลักและบัสถ่ายโอนสำรอง (Main – and – transfer – bus scheme)	77
5.3.1	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะปกติ.....	77
5.3.2	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะล้มเหลว	78
5.3.2.1	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การ ล้มเหลวประเภทพาสซีฟ	78
5.3.2.2	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การ ล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ	80
5.4	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A (Breaker – and – a – half scheme : Type A).....	83
5.4.1	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะปกติ.....	83
5.4.2	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะล้มเหลว	84
5.4.2.1	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การ ล้มเหลวประเภทพาสซีฟ	84
5.4.2.2	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การ ล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ	85
5.5	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B (Breaker – and – a – half scheme : Type B).....	88
5.5.1	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะปกติ.....	88
5.5.2	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะล้มเหลว	89
5.5.2.1	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การ ล้มเหลวประเภทพาสซีฟ	89
5.5.2.2	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การ ล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ	91
5.6	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสวง ชนิด A (Single – ring bus sectionalization scheme : Type A)	93
5.6.1	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะปกติ.....	93

5.6.2	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะล้มเหลว	94
5.6.2.1	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ	94
5.6.2.2	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ	97
5.7	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ชนิด B (Single – ring bus sectionalization scheme : Type B).....	101
5.7.1	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะปกติ.....	101
5.7.2	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะล้มเหลว ..	102
5.7.2.1	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ	102
5.7.2.2	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ	104
5.8	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ (Double – bus, double – breaker scheme)	107
5.8.1	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะปกติ.....	107
5.8.2	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะล้มเหลว ..	108
5.8.2.1	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ	108
5.8.2.2	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ	111
5.9	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ (Double – bus, single – breaker scheme)	114
5.9.1	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะปกติ.....	114
5.9.2	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะล้มเหลว ..	115
5.9.2.1	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ	115
5.9.2.2	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ	118
บทที่ 6	การเจริญเติบโตของโหลดที่มีผลต่อความเชื่อถือได้	122

6.1	ขนาดของกำลังไฟฟ้าในระบบที่มีผลต่อความเชื่อถือได้	122
6.2	การเจริญเติบโตของโหลดที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์.....	126
6.2.1	การเจริญเติบโตของโหลดในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน.....	129
6.2.2	การเจริญเติบโตของโหลดในพื้นที่ที่แตกต่างกัน	129
6.3	อัตราการเจริญเติบโตของโหลด	131
บทที่ 7	การขยายสถานีไฟฟ้า.....	134
7.1	การพิจารณากรณีการแบ่งโหลดที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้า.....	134
7.1.1	ขนาดโหลดที่พิจารณามีค่าน้อยกว่าหรือเท่ากับ <i>Maximum load</i>	134
7.1.2	ขนาดโหลดที่พิจารณามีค่ามากกว่า <i>Maximum load</i>	135
7.2	วิธีการขยายสถานีไฟฟ้าสำหรับทุกรูปแบบการจัดเรียงบัส.....	137
7.2.1	การขยายสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสเดี่ยว (Single – bus scheme)	139
7.2.2	การขยายสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสเดี่ยวตัดตอน (Straight – bus sectionalization scheme).....	141
7.2.3	การขยายสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสหลักและบัสถ่ายโอนสำรอง (Main – and – transfer – bus scheme).....	143
7.2.4	การขยายสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง (Breaker – and – a – half scheme).....	146
7.2.5	การขยายสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสวง (Single – ring bus sectionalization scheme).....	149
7.2.6	การขยายสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสประธานคู่ (Double – bus, double – breaker scheme)	152
7.2.7	การขยายสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ (Double – bus, single – breaker scheme).....	155
บทที่ 8	การตรวจหากลุ่มมินิมัลคัตเซตของระบบด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า.....	158
8.1	วิธีการตรวจหากลุ่มมินิมัลคัตเซตของระบบในสถานีไฟฟ้า	158
8.2	การพิจารณาการได้รับกำลังไฟฟ้าของจุดโหลด ซึ่งแบ่งแยกตามกรณีการเจริญเติบโตของโหลดที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์	161

8.2.1	การพิจารณาการได้รับกำลังไฟฟ้าของจุดโหลด โดยพิจารณากรณีการเจริญเติบโตของ โหลดในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน.....	162
8.2.2	การพิจารณาการได้รับกำลังไฟฟ้าของจุดโหลด โดยพิจารณากรณีการเจริญเติบโตของ โหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน.....	167
บทที่ 9	ระบบทดสอบและวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ที่นำเสนอ.....	169
9.1	ระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์.....	169
9.2	วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ที่นำเสนอ.....	174
9.2.1	การรับข้อมูลจากผู้ใช้งาน.....	175
9.1.1.1	แบบจำลองอัตราการเจริญเติบโตของโหลดรายปี.....	175
9.1.1.2	ขนาดพิกัดของอุปกรณ์.....	176
9.1.1.3	รูปแบบสถานีไฟฟ้า.....	176
9.1.1.4	ค่าทางสถิติของอุปกรณ์สำหรับการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้.....	176
9.2.2	การพิจารณากรณีการแบ่งโหลดที่เชื่อมต่อกับวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้า เพื่อ พิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า.....	177
9.2.3	การเตรียมข้อมูลระบบ เพื่อใช้สำหรับการตรวจหากลุ่มมินิมัลคัตเซตของระบบ ด้วย วิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า.....	179
9.2.3.1	ข้อมูลบัส.....	179
9.2.3.2	ข้อมูลสาขา.....	180
9.2.4	การประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าเป็นรายปี ด้วยวิธีการคำนวณการไหลของ กำลังไฟฟ้า.....	182
9.2.4.1	การรับข้อมูลระบบที่ประกอบด้วยข้อมูลบัสและข้อมูลสาขา.....	183
9.2.4.2	การพิจารณาตรวจหามินิมัลคัตเซตของระบบ.....	183
9.2.4.3	การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้จากกลุ่มมินิมัลคัตเซตของระบบ.....	191
บทที่ 10	ผลการทดสอบและการวิเคราะห์ผลการทดสอบ.....	193
10.1	ผลการทดสอบ.....	193
10.1.1	ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง บัส ประเภทบัสเดี่ยว (Single – bus scheme).....	196
10.1.1.1	ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง บัสประเภทบัสเดี่ยว โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวน	

10.1.3	ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง บัส ประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง (Main – and – transfer – bus scheme)	229
10.1.3.1	ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง บัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการ เจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน	229
10.1.3.2	ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง บัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการ เจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน	231
10.1.3.3	ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง บัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโต ของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน	233
10.1.3.4	ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง บัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโต ของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน	235
10.1.4	ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง บัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A (Breaker – and – a – half scheme : Type A)	237
10.1.4.1	ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง บัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการ เจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน	237
10.1.4.2	ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง บัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการ เจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน	239
10.1.4.3	ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง บัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า	

โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโต
ของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน..... 241

หน้า

- 10.1.4.4 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง
บัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า
โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโต
ของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน 243
- 10.1.5 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง
บัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B (Breaker – and – a – half scheme :
Type B)..... 245
 - 10.1.5.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง
บัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า
โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการ
เจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน 245
 - 10.1.5.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง
บัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า
โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการ
เจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน..... 247
 - 10.1.5.3 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง
บัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า
โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโต
ของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน..... 249
 - 10.1.5.4 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง
บัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า
โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโต
ของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน 251
- 10.1.6 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง
บัส ประเภทบัสวง ชนิด A (Single – ring bus scheme : Type A) 253
 - 10.1.6.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง
บัสประเภทประเภทบัสวง ชนิด A โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการ
เพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโต
ของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน..... 253

หน้า

10.1.6.2	ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง บัสประเภทประเภทบัสวง ชนิด A โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการ เพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโต ของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน	255
10.1.6.3	ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง บัสประเภทประเภทบัสวง ชนิด A โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการ เพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลด อยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน.....	257
10.1.6.4	ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง บัสประเภทประเภทบัสวง ชนิด A โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการ เพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลด อยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน	259
10.1.7	ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง บัส ประเภทบัสวง ชนิด B (Single – ring bus scheme : Type B)	261
10.1.7.1	ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง บัสประเภทประเภทบัสวง ชนิด B โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการ เพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโต ของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน.....	261
10.1.7.2	ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง บัสประเภทประเภทบัสวง ชนิด B โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการ เพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโต ของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน	263
10.1.7.3	ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง บัสประเภทประเภทบัสวง ชนิด B โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการ เพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลด อยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน.....	265
10.1.7.4	ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง บัสประเภทประเภทบัสวง ชนิด B โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการ เพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลด อยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน	267
10.1.8	ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง บัส ประเภทบัสประธานคู่ (Double –bus, double – breaker scheme).....	269

10.1.8.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง
 บัสประเภทบัสประธานคู่ โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่ม
 จำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของ
 โหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน 269

10.1.8.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง
 บัสประเภทบัสประธานคู่ โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่ม
 จำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของ
 โหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน 271

10.1.8.3 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง
 บัสประเภทบัสประธานคู่ โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่ม
 เฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่
 ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน 273

10.1.8.4 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง
 บัสประเภทบัสประธานคู่ โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่ม
 เฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่
 ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน 275

10.1.9 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง
 บัส ประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ (Double –bus, single – breaker) 277

10.1.9.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง
 บัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า
 โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการ
 เจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน 277

10.1.9.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง
 บัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า
 โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการ
 เจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน 279

10.1.9.3 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง
 บัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า
 โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโต
 ของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน 281

10.1.9.4	ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง บัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโต ของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน	283
10.1.10	ผลสรุปค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบทั้ง 9 รูปแบบ โดยมีกร พิจารณาตามลักษณะของการขยายสถานีไฟฟ้าและกรณีการเจริญเติบโตของโหลด	285
10.2	การวิเคราะห์ผลการทดสอบ	290
10.2.1	การวิเคราะห์ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบ การจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยว (Single – bus scheme)	290
10.2.2	การวิเคราะห์ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบ การจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน (Straight – bus sectionalization scheme)	291
10.2.3	การวิเคราะห์ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบ การจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง (Main – and – transfer – bus scheme)	292
10.2.4	การวิเคราะห์ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบ การจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A (Breaker – and – a – half scheme : Type A)	293
10.2.5	การวิเคราะห์ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบ การจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B (Breaker – and – a – half scheme : Type B)	294
10.2.6	การวิเคราะห์ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบ การจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด A (Single – ring bus sectionalization scheme : Type A)	295
10.2.7	การวิเคราะห์ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบ การจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด B (Single – ring bus sectionalization scheme : Type B)	296
10.2.8	การวิเคราะห์ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบ การจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานคู่ (Double –bus, double – breaker)	298
10.2.9	การวิเคราะห์ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบ การจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ (Double –bus, single – breaker scheme)	298

บทที่ 11	การสรุปผลการทดสอบและข้อเสนอแนะ.....	300
11.1	การสรุปผลการทดสอบ.....	300
11.2	ข้อเสนอแนะ.....	301
รายการอ้างอิง	302
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์	307



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 1.1 ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าใน PDP 2010 และ PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 โดยใช้ข้อสันนิษฐานว่า ค่าประกอบการใช้ไฟฟ้า (Load factor) ของแผนทั้งสองมีค่าเท่ากัน	2
ตารางที่ 2.1 ข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว.....	18
ตารางที่ 2.2 ข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน.....	19
ตารางที่ 2.3 ข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง	20
ตารางที่ 2.4 ข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์	21
ตารางที่ 2.5 ข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง.....	22
ตารางที่ 2.6 ข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง.....	23
ตารางที่ 2.7 ข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่.....	24
ตารางที่ 2.8 จำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์ และจำนวนสวิตช์ปลดวงจร ทุกรูปแบบการจัดเรียงบัส	25
ตารางที่ 2.9 แนวทางการเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสตามระดับแรงดันของ กฟผ.....	25
ตารางที่ 2.10 แนวทางการเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสตามประเภทสถานีไฟฟ้าของ กฟผ.....	26
ตารางที่ 2.11 การกำหนดรูปแบบการจัดเรียงบัสแต่ละประเภทแทนด้วยสัญลักษณ์.....	27
ตารางที่ 2.12 รูปแบบการจัดเรียงบัสที่ใช้เป็นมาตรฐานของต่างประเทศ.....	28
ตารางที่ 3.1 นิยามแสดงจำนวนอุปกรณ์ที่ล้มเหลวพร้อมกันในเวลาเดียวกัน	42
ตารางที่ 9.1 ขนาดพิกัดของอุปกรณ์ที่ใช้ในสถานีไฟฟ้า โดยพิจารณาแยกตามระดับแรงดัน	176
ตารางที่ 9.2 ค่าทางสถิติของอุปกรณ์สำหรับการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้	177
ตารางที่ 9.3 ค่าความต้านทาน (R), ค่ารีแอกแทนซ์ (X) และค่าซัสเซปแตนซ์ (B) ที่เชื่อมต่อระหว่างอุปกรณ์ เพื่อใช้ในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า	180
ตารางที่ 9.4 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวในภาพที่ 9.7 (ข).....	181
ตารางที่ 9.5 ข้อมูลสาขาของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวในภาพที่ 9.7 (ข).....	181
ตารางที่ 9.6 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวในภาพที่ 9.7 (ข) เมื่อพิจารณาการล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทพาสซีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6	184
ตารางที่ 9.7 ข้อมูลสาขาของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวในภาพที่ 9.7 (ข) เมื่อพิจารณาการล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทพาสซีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6	185
ตารางที่ 9.8 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวในภาพที่ 9.7 (ข) เมื่อพิจารณาการล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทแอ็กทีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6	185

ตารางที่ 9.9 ข้อมูลสาขาของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวในภาพที่ 9.7 (ข) เมื่อพิจารณาการ ลัมเหลวของอุปกรณ์ประเภทแฉีกทีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6.....	186
ตารางที่ 9.10 ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยว ในภาพที่ 9.7 (ข) เมื่อพิจารณาการลัมเหลวของอุปกรณ์ประเภทพาสซีฟของเซอร์กิต เบรกเกอร์ หมายเลข 6.....	186
ตารางที่ 9.11 ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยว ในภาพที่ 9.7 (ข) เมื่อพิจารณาการลัมเหลวของอุปกรณ์ประเภทแฉีกทีฟ ในสถานะที่อุปกรณ์ถูกโอนย้ายของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6.....	187
ตารางที่ 9.12 ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยว ในภาพที่ 9.7 (ข) เมื่อพิจารณาการลัมเหลวของอุปกรณ์ประเภทแฉีกทีฟ ในสถานะที่อุปกรณ์อยู่ ในกระบวนการซ่อมแซม (Repair state) ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6.....	188
ตารางที่ 9.13 กลุ่มมินิมัลคัตเซตของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวในภาพที่ 9.5	191
ตารางที่ 10.1 ขนาดของโหลดรายปี เมื่อพิจารณาตามแบบจำลองอัตราการเจริญเติบโตของโหลด จาก PDP 2010 Rev. 3 โดยที่ขนาดโหลดเริ่มต้นมีค่า 200 MVA, p.f. 0.875 lagging.....	194
ตารางที่ 10.2 ค่า Maximum load และ ค่า Maximum load of N-1 criterion สำหรับสถานีไฟฟ้า ที่มีจำนวนวงจรขาออกเป็นจำนวน 2 และ 3 วงจร.....	195
ตารางที่ 10.3 ขนาดของโหลดในตารางที่ 10.1 ซึ่งมีการพิจารณาแบ่งตามค่า Maximum load และ ค่า Maximum load of N – 1 criterion	196
ตารางที่ 10.4 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวในภาพที่ 10.3 (ข)	199
ตารางที่ 10.5 ข้อมูลสาขาของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวในภาพที่ 10.3 (ข).....	199
ตารางที่ 10.6 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวในภาพที่ 10.4 (ก) เมื่อพิจารณาการ ลัมเหลวของอุปกรณ์ประเภทพาสซีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6.....	201
ตารางที่ 10.7 ข้อมูลสาขาของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวในภาพที่ 10.4 (ข) เมื่อพิจารณาการ ลัมเหลวของอุปกรณ์ประเภทพาสซีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6.....	201
ตารางที่ 10.8 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวในภาพที่ 10.4 (ข) เมื่อพิจารณาการ ลัมเหลวของอุปกรณ์ประเภทแฉีกทีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6	202
ตารางที่ 10.9 ข้อมูลสาขาของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวในภาพที่ 10.4 (ข) เมื่อพิจารณาการ ลัมเหลวของอุปกรณ์ประเภทแฉีกทีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6	202

ตารางที่ 10.10 ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยว ในภาพที่ 10.4 (ก) เมื่อพิจารณาการล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทพาสส์ลีฟ ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6.....	203
ตารางที่ 10.11 ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยว ในภาพที่ 10.4 (ข) เมื่อพิจารณาการล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทแอ็กทีฟ ในสถานะ ที่อุปกรณ์ถูกโอนย้าย (Switching state) ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6	203
ตารางที่ 10.12 ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยว ในภาพที่ 10.4 (ข) เมื่อพิจารณาการล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทแอ็กทีฟ ในสถานะที่อุปกรณ์ อยู่ในสถานะซ่อมแซม (Repair state) ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6.....	204
ตารางที่ 10.13 กลุ่มมินิมัลลิตีเซตของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวในภาพที่ 10.1 (ก) ซึ่งพิจารณาที่ ขนาดของโหลดในปีที่ 1.....	207
ตารางที่ 10.14 กลุ่มมินิมัลลิตีเซตของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวในภาพที่ 10.1 (ก) ซึ่งพิจารณาที่ ขนาดของโหลดในปีที่ 15.....	208
ตารางที่ 10.15 กลุ่มมินิมัลลิตีเซตของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวในภาพที่ 10.1 (ข) ซึ่งพิจารณาที่ ขนาดของโหลดในปีที่ 20.....	210
ตารางที่ 10.16 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยว โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้า และวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ใน บริเวณเดียวกัน.....	211
ตารางที่ 10.17 กลุ่มมินิมัลลิตีเซตของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวในภาพที่ 10.6 (ก) ซึ่งพิจารณาที่ ขนาดของโหลดในปีที่ 15.....	214
ตารางที่ 10.18 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยว โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้า และวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่ แตกต่างกัน.....	217

ตารางที่ 10.19 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยว โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจร ขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณ เดียวกัน.....	219
ตารางที่ 10.20 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยว โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจร ขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน	220
ตารางที่ 10.21 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจร ขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ใน บริเวณเดียวกัน.....	222
ตารางที่ 10.22 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจร ขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่ แตกต่างกัน.....	224
ตารางที่ 10.23 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะ จำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ใน บริเวณเดียวกัน.....	226
ตารางที่ 10.24 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะ จำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่ แตกต่างกัน.....	228
ตารางที่ 10.25 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการ เพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของ โหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน	230

ตารางที่ 10.55 ตารางสรุปผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบทั้ง 9 รูปแบบ โดย
 พิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณา
 กรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน 288

ตารางที่ 10.56 ตารางสรุปผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบทั้ง 9 รูปแบบ โดย
 พิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณา
 กรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน..... 289



สารบัญภาพ

หน้า

ภาพที่ 1.1 รูปแบบมาตรฐานของการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้า.....	5
ภาพที่ 1.2 โครงสร้างเนื้อหาวิทยานิพนธ์.....	11
ภาพที่ 2.1 รูปแบบบัสเดี่ยว (Single – bus scheme).....	18
ภาพที่ 2.2 รูปแบบบัสเดี่ยวตัดตอน (Straight – bus sectionalization scheme)	19
ภาพที่ 2.3 รูปแบบบัสประธานและบัสโอนสำรอง (Main – and – transfer – bus scheme or Spare – bus scheme)	20
ภาพที่ 2.4 รูปแบบบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ (Double –bus, single – breaker scheme)	21
ภาพที่ 2.5 รูปแบบบัสวง (Single – ring bus sectionalization scheme)	22
ภาพที่ 2.6 รูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง (Breaker – and – a – half scheme).....	23
ภาพที่ 2.7 รูปแบบบัสประธานคู่ (Double –bus, double – breaker scheme).....	24
ภาพที่ 3.1 สายไฟฟ้าอะลูมิเนียมผสม (All Aluminium Alloy Conductor : AAAC).....	35
ภาพที่ 3.2 สายไฟฟ้าอะลูมิเนียมแกนเหล็ก (Aluminium Conductor Steel Reinforced : ACSR).....	35
ภาพที่ 3.3 สายไฟฟ้าประเภท Partial Insulated Cable (PIC).....	36
ภาพที่ 3.4 สายไฟฟ้าประเภท Space Aerial Cable (SAC)	36
ภาพที่ 3.5 สายไฟฟ้าประเภท Cross – linked Polyethylene (XLPE)	37
ภาพที่ 3.6 ช่วงเวลาแสดงสถานะการทำงานของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้า	38
ภาพที่ 3.7 ช่วงเวลาแสดงสถานะการทำงานเฉลี่ยของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้า	38
ภาพที่ 3.8 ตัวแปรทั้งหมดที่เกี่ยวข้องในช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์	39
ภาพที่ 3.9 แผนภาพการอธิบายความแตกต่างระหว่างการล้มเหลวประเภทพาสซีฟและการล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ	41
ภาพที่ 3.10 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 2 สถานะ	43
ภาพที่ 3.11 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ	44
ภาพที่ 3.12 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6	45
ภาพที่ 3.13 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 4 สถานะ	46
ภาพที่ 4.1 การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง	48
ภาพที่ 4.2 ข้อมูลสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง	49
ภาพที่ 4.3 การแบ่งระดับชั้นในการศึกษาความเชื่อถือได้	51

ภาพที่ 4.4 แบบจำลองของระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับขั้นที่ 1	51
ภาพที่ 4.5 แบบจำลองของระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับขั้นที่ 2	52
ภาพที่ 4.6 แบบจำลองของระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับขั้นที่ 3	53
ภาพที่ 4.7 ระบบตัวอย่าง.....	55
ภาพที่ 4.8 ตัวอย่างการลดทอนส่วนของระบบที่ต่อขนานและอนุกรม	56
ภาพที่ 4.9 ระบบตัวอย่างที่ซับซ้อน	56
ภาพที่ 4.10 การแยกเงื่อนไขเพื่อวิเคราะห์ระบบซับซ้อน	57
ภาพที่ 4.11 มินิมัลลัคต์เซตของระบบในภาพที่ 4.10.....	58
ภาพที่ 4.12 การใช้ OR gate และ AND gate ในการคำนวณค่า U	60
ภาพที่ 4.13 ระบบตัวอย่าง.....	60
ภาพที่ 4.14 แผนภาพต้นไม้แสดงการล้มเหลวของระบบ.....	61
ภาพที่ 5.1 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสเดี่ยว โดยที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะปกติ	68
ภาพที่ 5.2 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสเดี่ยว เมื่ออุปกรณ์ภายในระบบเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ	70
ภาพที่ 5.3 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสเดี่ยว เมื่ออุปกรณ์ภายในระบบเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ.....	71
ภาพที่ 5.4 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสเดี่ยวตัดตอน โดยที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะปกติ	72
ภาพที่ 5.5 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสเดี่ยวตัดตอน เมื่ออุปกรณ์ภายในระบบเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ	74
ภาพที่ 5.6 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสเดี่ยวตัดตอน เมื่ออุปกรณ์ภายในระบบเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ....	76
ภาพที่ 5.7 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสหลักและบัสถ่ายโอนสำรอง โดยที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะปกติ	77
ภาพที่ 5.8 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสหลักและบัสโอนสำรอง เมื่ออุปกรณ์ภายในระบบเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภท พาสซีฟ	80

ภาพที่ 5.20	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสวง ชนิด B เมื่ออุปกรณ์ภายในระบบเกิดเหตุการณ์การลัมเหลวประเภทพาสซีฟ ...	104
ภาพที่ 5.21	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสวง ชนิด B เมื่ออุปกรณ์ภายในระบบเกิดเหตุการณ์การลัมเหลวประเภทแอ็กทีฟ ...	106
ภาพที่ 5.22	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสประธานคู่ โดยที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะปกติ.....	108
ภาพที่ 5.23	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสประธานคู่ เมื่ออุปกรณ์ภายในระบบเกิดเหตุการณ์การลัมเหลวประเภทพาสซีฟ....	110
ภาพที่ 5.24	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสประธานคู่ เมื่ออุปกรณ์ภายในระบบเกิดเหตุการณ์การลัมเหลวประเภทแอ็กทีฟ ...	113
ภาพที่ 5.25	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ โดยที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะปกติ	114
ภาพที่ 5.26	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ เมื่ออุปกรณ์ภายในระบบเกิดเหตุการณ์การลัมเหลวประเภท พาสซีฟ	117
ภาพที่ 5.27	เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ เมื่ออุปกรณ์ภายในระบบเกิดเหตุการณ์การลัมเหลวประเภท แอ็กทีฟ.....	120
ภาพที่ 6.1	ภาพการอธิบายการเจริญเติบโตของโหลดที่มีผลต่อความเชื่อถือได้ซึ่งอธิบายโดยใช้ สถานการณ์เทียบเคียงในชีวิตประจำวัน.....	123
ภาพที่ 6.2	การเจริญเติบโตของโหลดที่สัมพันธ์กับการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขา เข้าและวงจรขาออก เมื่อพิจารณากรณีที่วงจรขาออกแต่ละวงจรร่วมกันจ่ายกำลังไฟฟ้า ให้กับจุดโหลดที่อยู่ในพื้นที่บริเวณเดียวกัน	125
ภาพที่ 6.3	ลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดภายในสถานีไฟฟ้าในระบบส่ง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย	128
ภาพที่ 6.4	แบบจำลองพื้นที่สี่เหลี่ยมผืนผ้าที่แสดงการครอบคลุมของโหลดในปัจจุบันและโหลดใน อนาคตเมื่อพิจารณาการเจริญเติบโตของโหลดในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน	129
ภาพที่ 6.5	แบบจำลองพื้นที่สี่เหลี่ยมผืนผ้าที่แสดงการครอบคลุมของโหลดในปัจจุบันและอนาคต เมื่อพิจารณาการเจริญเติบโตของโหลดในพื้นที่ที่แตกต่างกัน	130

ภาพที่ 6.6 การเจริญเติบโตของโหลดที่สัมพันธ์กับการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจร
 ขาเข้าและวงจรขาออก เมื่อพิจารณากรณีที่วงจรขาออกในแต่ละวงจร แบ่งแยกการจ่าย
 กำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดที่อยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน 130

ภาพที่ 6.7 แบบจำลองการเจริญเติบโตโหลดรายปีของแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า ในปี 2010
 และ 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 131

ภาพที่ 6.8 แบบจำลองการเจริญเติบโตโหลดรายปี เมื่อเทียบเป็นร้อยละจากโหลดในปี พ.ศ. 2554
 แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าในปี 2010 และ 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 132

ภาพที่ 6.9 แบบจำลองค่าประกอบการใช้ไฟฟารายปี (Load Factor : LF) เมื่อเทียบเป็นร้อยละ
 จากโหลดในปี พ.ศ. 2554 ในแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าในปี 2010 และ 2010 ฉบับ
 ปรับปรุงครั้งที่ 3 132

ภาพที่ 7.1 การแบ่งโหลดที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้า โดยที่ขนาดโหลดที่พิจารณามีค่าน้อยกว่าหรือ
 เท่ากับ *Maximum load* 135

ภาพที่ 7.2 การแบ่งโหลดที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้า โดยที่ขนาดโหลดที่พิจารณามีค่ามากกว่า
Maximum load 136

ภาพที่ 7.3 แผนผังความคิดสำหรับขั้นตอนการขยายสถานีไฟฟ้า 138

ภาพที่ 7.4 การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มี
 รูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยว 139

ภาพที่ 7.5 การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบ
 การจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยว 140

ภาพที่ 7.6 การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มี
 รูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน 141

ภาพที่ 7.7 การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบ
 การจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน 142

ภาพที่ 7.8 แผนภาพเส้นเดี่ยวของสถานีไฟฟ้าประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน ที่มีจำนวนวงจรขาเข้า 2 วงจร
 และวงจรขาออก 4 วงจร 143

ภาพที่ 7.9 การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มี
 รูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสหลักและบัสถ่ายโอนสำรอง 144

ภาพที่ 7.10 การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบ
 การจัดเรียงบัส ประเภทบัสหลักและบัสถ่ายโอนสำรอง 145

ภาพที่ 7.11 การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A และ ชนิด B	147
ภาพที่ 7.12 การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A และ ชนิด B	148
ภาพที่ 7.13 การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด A และ ชนิด B	150
ภาพที่ 7.14 การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด A และ ชนิด B	152
ภาพที่ 7.15 การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่	153
ภาพที่ 7.16 การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่	154
ภาพที่ 7.17 การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์.....	155
ภาพที่ 7.18 การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์	156
ภาพที่ 8.1 แผนผังความคิดวิธีการตรวจหากลุ่มมินิมัลิตเซตของระบบ ด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า	159
ภาพที่ 8.2 ลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลด โดยพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน	162
ภาพที่ 8.3 แผนผังความคิด แสดงวิธีการพิจารณาการได้รับกำลังไฟฟ้าของจุดโหลด ในกรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน	163
ภาพที่ 8.4 การพิจารณาขนาดของโหลด ซึ่งมีความเกี่ยวข้องกับการพิจารณาหลักเกณฑ์ $N - 1$..	166
ภาพที่ 8.5 ลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลด โดยพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน.....	167
ภาพที่ 8.6 แผนผังความคิด แสดงวิธีการพิจารณาการได้รับกำลังไฟฟ้าของจุดโหลด ในกรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน.....	168
ภาพที่ 9.1 ระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์	172
ภาพที่ 9.2 ระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวที่มีการพิจารณาตามลักษณะของการขยายสถานีไฟฟ้าและกรณีการเจริญเติบโตของโหลด	173

ภาพที่ 9.3 แผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้	174
ภาพที่ 9.4 แบบจำลองการเจริญเติบโตโหลดรายปี เมื่อเทียบเป็นร้อยละจากโหลดในปี พ.ศ. 2554 ของแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าในปี 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (PDP 2010 Rev.3).....	175
ภาพที่ 9.5 ระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวที่มีขนาดของโหลดในแต่ละวงจรถ้าออกมีค่า 150 MVA, 150 MVA และ 100 MVA p.f. 0.875 ตามลำดับ	178
ภาพที่ 9.6 ระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวที่มีจำนวนวงจรถ้าเข้าและวงจรถ้าออก 4 วงจร.....	179
ภาพที่ 9.7 แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวที่มีการกำหนดหมายเลขแทน ตำแหน่งของอุปกรณ์ จุดโหลด และบัสที่เชื่อมต่อในแต่ละอุปกรณ์	181
ภาพที่ 9.8 แผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้	182
ภาพที่ 9.9 แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวโดยพิจารณาการล้มเหลวของ อุปกรณ์ประเภทเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6.....	184
ภาพที่ 10.1 ระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรถ้าเข้า และวงจรถ้าออก และพิจารณากรณีที่เกิดการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณ เดียวกัน	197
ภาพที่ 10.2 ระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวที่มีการพิจารณาที่ขนาดของโหลดในปีที่ 1	198
ภาพที่ 10.3 แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวที่มีการกำหนดหมายเลขแทน ตำแหน่งของอุปกรณ์ จุดโหลด และบัสที่เชื่อมต่อในแต่ละอุปกรณ์.....	199
ภาพที่ 10.4 แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวโดยพิจารณาการล้มเหลวของ อุปกรณ์ประเภทเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6	200
ภาพที่ 10.5 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยว โดยพิจารณาการขยายสถานี ไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรถ้าเข้าและวงจรถ้าออก และพิจารณากรณีที่เกิดการ เจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน.....	212
ภาพที่ 10.6 ระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรถ้าเข้า และวงจรถ้าออก และพิจารณากรณีที่เกิดการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่ แตกต่างกัน	213
ภาพที่ 10.7 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยว โดยพิจารณาการขยายสถานี ไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรถ้าเข้าและวงจรถ้าออก และพิจารณากรณีที่เกิดการ เจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน	217

ภาพที่ 10.68 ระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า
 โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโต
 ของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน..... 278

ภาพที่ 10.69 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์
 โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก
 และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน 279

ภาพที่ 10.70 ระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า
 โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโต
 ของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน 280

ภาพที่ 10.71 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์
 โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก
 และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน 281

ภาพที่ 10.72 ระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า
 โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลด
 อยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน..... 282

ภาพที่ 10.73 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์
 โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และ
 พิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน..... 283

ภาพที่ 10.74 ระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า
 โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลด
 อยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน 284

ภาพที่ 10.75 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์
 โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และ
 พิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน 285

บทที่ 1

บทนำ

ในบทนี้จะนำเสนอเนื้อหาเกี่ยวกับความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องและเนื้อหาของวิทยานิพนธ์ โดยเนื้อหาในแต่ละส่วนมีรายละเอียดดังนี้

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ปัจจุบันพลังงานไฟฟ้าเป็นปัจจัยสำคัญที่สุดปัจจัยหนึ่งสำหรับการดำรงชีวิตประจำวันของประชาชน ในแง่ของการใช้ประโยชน์ เช่น ในด้านการสื่อสาร การคมนาคม การศึกษา เป็นต้น โดยไฟฟ้าเป็นตัวแปรสำคัญในการพัฒนาเศรษฐกิจของชาติ ได้แก่ การเพิ่มผลผลิตทางการเกษตรและอุตสาหกรรมที่ทันสมัย การกระจายรายได้ และสร้างขีดความสามารถในการแข่งขันในด้านการผลิตและการขายสินค้า ซึ่งเป็นเป้าหมายสำคัญในการพัฒนาเศรษฐกิจ ด้วยเหตุผลดังกล่าว ทำให้ความต้องการการใช้ไฟฟ้าภายในประเทศไทยมีค่าเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง พิจารณาได้จากการคาดการณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า จากข้อเสนอแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า (Power Development Plan: PDP) พ.ศ. 2555-2573 หรือ แผน PDP 2010 และ แผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุง ครั้งที่ 3 ดังแสดงในตารางที่ 1.1 [1], [2]

ดังนั้น การคาดการณ์การเจริญเติบโตของโหลด (Load growth approximation) มีความสำคัญ เพราะเป็นส่วนสำคัญสำหรับการวางแผนในการกำหนดปริมาณการผลิตไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอ ทำให้หน่วยงานที่มีหน้าที่รับผิดชอบเกี่ยวกับการจัดสรรกำลังการผลิต การส่ง และการจัดจำหน่ายไฟฟ้าภายในประเทศไทย ได้แก่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) จำเป็นต้องมีความเชื่อถือได้ที่ดี โดยเฉพาะอย่างยิ่งการวางแผนและการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า เนื่องจากสถานีไฟฟ้าเป็นองค์ประกอบที่สำคัญของระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพราะมีหน้าที่หลักในการเปลี่ยนระดับแรงดันไฟฟ้าให้เหมาะสมกับสภาพการใช้งาน นอกจากนี้ยังมีหน้าที่ในการควบคุมและป้องกันการจ่ายกำลังไฟฟ้า และสามารถรักษาเสถียรภาพความมั่นคงของระบบไฟฟ้าได้ ทั้งนี้ในทางปฏิบัติ ผลของการเจริญเติบโตของโหลดที่ต่ออยู่กับสถานีไฟฟ้า จะมีผลต่อความเชื่อถือได้ ในแง่ประสิทธิภาพของขนาดพิกัดอุปกรณ์ที่สามารถรองรับกำลังไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้ ดังนั้นการขยายกำลังผลิตกำลังไฟฟ้าให้เพียงพอกับความต้องการ พร้อมทั้งการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า เพื่อให้สามารถรองรับการเจริญเติบโตของโหลดดังกล่าวได้ จะทำให้การส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ามีประสิทธิภาพ ซึ่งจะส่งผลให้เศรษฐกิจของชาติมีการขับเคลื่อนในทิศทางที่ดีขึ้น

ตารางที่ 1.1 ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าใน PDP 2010 และ PDP 2012 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 โดยใช้ข้อสันนิษฐานว่า ค่าประกอบการใช้ไฟฟ้า (Load factor) ของแผนทั้งสองมีค่าเท่ากัน

ปี	PDP 2010				PDP 2012				โหลด แฟค เตอร์ (%)
	กำลังไฟฟ้าสูงสุด			พลังงาน GWh	กำลังไฟฟ้าสูงสุด			พลังงาน GWh	
	กำลังไฟฟ้า MW	เพิ่มขึ้นต่อปี			กำลังไฟฟ้า MW	เพิ่มขึ้นต่อปี			
		MW	%			MW	%		
2554	24,568	0	0.00%	160,331	23,900*	0*	0.00%	155,972	74.50
2555	25,913	1,345	5.47%	168,049	24,731	831	3.48%	160,385	74.03
2556	27,188	2,620	10.66%	175,631	25,562	1,662	6.95%	165,129	73.74
2557	28,341	3,773	15.36%	183,452	26,393	2,493	10.43%	170,845	73.89
2558	29,436	4,895	19.81%	191,224	27,225	3,325	13.91%	176,696	74.09
2559	30,754	6,186	25.18%	200,012	28,056	4,156	17.39%	182,463	74.24
2560	32,225	7,657	31.17%	209,329	28,887	4,987	20.87%	187,645	74.15
2561	33,688	9,120	37.12%	218,820	29,718	5,818	24.34%	193,033	74.15
2562	34,988	10,420	42.41%	227,599	30,549	6,649	27.82%	198,724	74.26
2563	36,336	11,768	47.90%	236,956	31,380	7,480	31.30%	204,639	74.44
2564	37,856	13,288	54.09%	246,730	32,211	8,311	34.77%	209,941	74.40
2565	39,308	14,740	60.00%	256,483	33,043	9,143	38.26%	215,601	74.49
2566	40,781	16,213	65.99%	266,488	33,874	9,974	41.73%	221,352	74.60
2567	42,236	17,668	71.91%	276,805	34,705	10,805	45.21%	227,448	74.81
2568	43,962	19,394	78.94%	287,589	35,536	11,636	48.69%	232,468	74.68
2569	45,621	21,053	85.69%	298,779	36,367	12,467	52.16%	238,174	74.76
2570	47,344	22,785	92.71%	310,387	37,198	13,298	55.64%	243,870	74.84
2571	49,039	24,480	99.61%	322,427	38,861	14,129	62.60%	250,040	74.06
2572	50,959	26,400	107.42%	334,921	38,861	14,961	62.60%	255,406	74.03
2573	52,890	28,331	115.28%	347,947	39,692	15,792	66.08%	261,120	74.10

* ตัวเลขในพื้นที่แรเงาเป็นค่าจริง ที่ไม่ได้จากค่าประมาณการ

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)

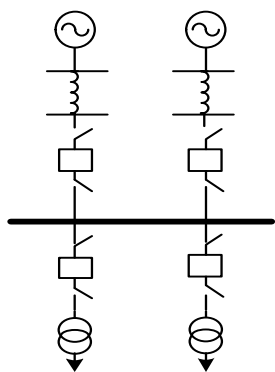
จากสมการที่ 1.1 กำลังปรากฏ (Apparent power : S) ของวงจรไฟฟ้า 3 เฟสจะมีค่าแปรผันตามค่าแรงดันสาย (Line voltage : V) และกระแสสาย (Line current : I) เพื่อให้ค่ากำลังปรากฏมีค่าเท่าเดิม (S เท่าเดิม) แต่กำลังสูญเสียมีค่าน้อย (I^2R ค่าน้อย) ดังนั้น ค่าแรงดันสายต้องมีค่ามาก (V ค่ามาก) ด้วยเหตุดังกล่าว การที่มีสถานีไฟฟ้าเพื่อแปลงระดับแรงดัน จึงเป็นสิ่งจำเป็นทั้งในด้านการลดกำลังสูญเสีย ด้วยการเพิ่มแรงดันให้สูงขึ้นมาก ๆ ซึ่งจากผลดังกล่าวจะสามารถส่งกำลังไฟฟ้าไปได้ในระยะทางไกลและปริมาณมาก ในขณะเดียวกัน เมื่อต้องการส่งกำลังไฟฟ้าเข้ามาสู่ตัวเมืองจำเป็นต้องมีสถานีไฟฟ้าเพื่อลดแรงดันกลับลงมา เพื่อให้เกิดความสะดวกและความปลอดภัยในการใช้งาน ซึ่งในปัจจุบันข้อมูลจากกองวิศวกรรมสถานีไฟฟ้าแรงสูง ฝ่ายวิศวกรรมระบบส่ง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) [3] กล่าวถึงข้อมูลเกี่ยวกับสถานีไฟฟ้า ซึ่งประกอบด้วยจำนวนสถานีไฟฟ้าแรงสูง 210 แห่ง ขนาดหม้อแปลงรวม 83,430 MVA และความยาวสายส่ง รวม 30,518 วงจร-กิโลเมตร

จากข้อมูลของรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าที่ได้กล่าวในเอกสาร สำหรับการสัมมนาทางวิชาการ เรื่อง ความเชื่อถือได้ (Reliability) ของระบบไฟฟ้า กฟผ. ในส่วนของการจัดวางระบบบัสบาร์ (Bus bar configuration) [4] พบว่าในแต่ละสถานีไฟฟ้า มีรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในที่แตกต่างกัน โดยรูปแบบมาตรฐานของการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้านั้น ประกอบด้วย 7 ประเภทมาตรฐาน ได้แก่

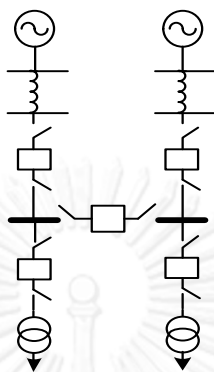
- (1) บัสเดี่ยว (Single – bus scheme)
- (2) บัสเดี่ยวตัดตอน (Straight – bus sectionalization scheme)
- (3) บัสประธานและบัสโอนสำรอง (Main – and – transfer – bus scheme or Spare – bus scheme)
- (4) บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง (Breaker – and – a – half scheme)
- (5) บัสประธานคู่ (Double –bus, double – breaker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

(7) บัสวง (Single – ring bus sectionalization scheme)

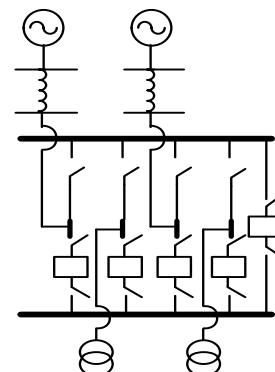
ทั้งนี้ เมื่อพิจารณาแผนภาพเส้นเดี่ยว (Single line diagram) ของรูปแบบการจัดเรียงบัสมาตรฐานทั้ง 7 ประเภท สามารถแสดงดังภาพที่ 1.1 (ก) – (ข)



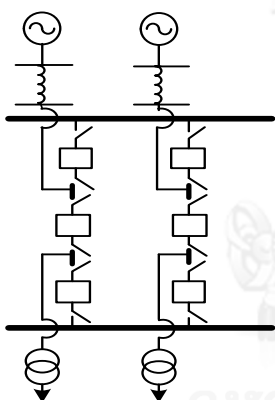
ภาพที่ 1.1 (ก)
บัสเดี่ยว
(Single – bus scheme)



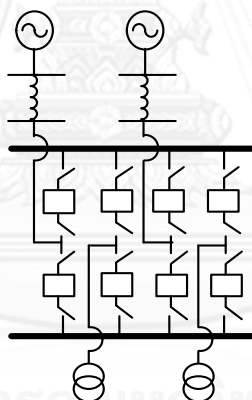
ภาพที่ 1.1 (ข)
บัสเดี่ยวตัดตอน
(Straight – bus
sectionalization scheme)



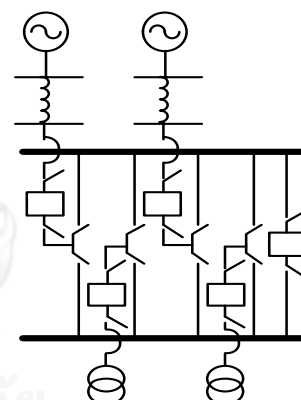
ภาพที่ 1.1 (ค)
บัสประธานและบัสโอนสำรอง
(Main – and – transfer –
bus scheme)



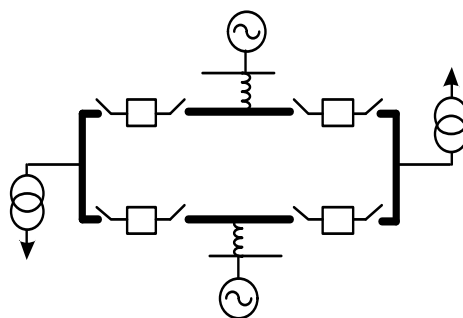
ภาพที่ 1.1 (ง)
บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง
(Breaker – and – a – half
scheme)



ภาพที่ 1.1 (จ)
บัสประธานคู่
(Double – bus, double –
breaker scheme)



ภาพที่ 1.1 (ฉ)
บัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์
(Double – bus, single –
breaker scheme)



ภาพที่ 1.1 (ข) บัสวง (Single – ring bus sectionalization scheme)

ภาพที่ 1.1 รูปแบบมาตรฐานของการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้า

ทั้งนี้ในปัจจุบันหลักเกณฑ์การเลือกรูปแบบการสร้างสถานีไฟฟ้าของ กฟผ. จะเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสภายใน ประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง และบัสประธานคู่ เป็นรูปแบบหลัก โดยแบ่งแยกตามขนาดของแรงดันไฟฟ้า และพิจารณาถึงบริเวณที่เป็นจุดเชื่อมต่อที่สำคัญเท่านั้น นอกจากนี้การคำนึงความเชื่อถือได้ภายในสถานีไฟฟ้ายังไม่มีรูปแบบที่เป็นมาตรฐาน นอกจากนี้การประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าจะอาศัยหลักเกณฑ์ N-1 ซึ่งความหมายของการประเมินความเชื่อถือได้โดยหลักเกณฑ์ N-1 คือ การพิจารณาว่าอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าเกิดขัดข้องหรือล้มเหลวเพียง 1 อุปกรณ์จะส่งผลกระทบต่อการทำงานของสถานีไฟฟ้าหรือระบบโดยรวมหรือไม่ ซึ่งถ้าส่งผลกระทบก็จะประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าหรือระบบได้ว่าไม่ผ่านหลักเกณฑ์ N-1 ทั้งนี้การประเมินความเชื่อถือได้จากจำนวนอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าด้วยวิธีที่กล่าวมาข้างต้น ไม่สามารถระบุความถี่และระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับ (Frequency & Duration) ตลอดจนถึงชนิดอื่นที่สามารถประเมินความเชื่อถือได้ออกมาเป็นดัชนีเชิงปริมาณ ส่งผลให้ไม่สามารถประเมินความเสี่ยงได้ ดังนั้น จะทำให้ไม่สามารถวางแผนการลงทุนได้อย่างมีประสิทธิภาพและไม่สามารถเปรียบเทียบความแตกต่างระหว่างความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสแบบต่าง ๆ ได้อย่างชัดเจน

จากเหตุผลที่ได้กล่าวมาทั้งหมด เนื่องจากการเพิ่มขีดความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าเป็นสิ่งที่ไม่สามารถทำได้ทันที ดังนั้น จึงมีความจำเป็นที่จะต้องเตรียมพร้อมของขนาดกำลังการผลิต เพื่อรองรับการเติบโตของโหลดในอนาคต ซึ่งผลที่ตามมาคือ ส่งผลต่อความเชื่อถือได้ที่มีมาตรฐานกำหนดไว้ ด้วยเหตุผลดังกล่าว ดังนั้นวิทยานิพนธ์นี้จะนำเสนอเกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า โดยพิจารณาถึงการเจริญเติบโตของโหลดเป็นรายปี เพื่อใช้ในการวางแผนการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า รวมถึงการวิเคราะห์ผลกระทบของความเชื่อถือได้ที่เกิดจากการเจริญเติบโตของโหลดดังกล่าว

1.2 วัตถุประสงค์

- 1) เพื่อเลือกรูปแบบมาตรฐานของการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าที่ให้ความเชื่อถือได้ที่ดีที่สุด โดยคำนึงถึงการเจริญเติบโตของโหลด (Load growth) เมื่อสิ้นสุดอายุการใช้งานของสถานีไฟฟ้าที่เท่ากัน
- 2) เพื่อวิเคราะห์ถึงผลกระทบของการเจริญเติบโตของโหลดที่มีการวางแผนการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

- 1) พิจารณารูปแบบมาตรฐานการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าของ กฟผ. จำนวน 7 ประเภท ได้แก่ รูปแบบบัสเดี่ยว, รูปแบบบัสเดี่ยวตัดตอน, รูปแบบบัสประธานและบัสโอนสำรอง, รูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง, รูปแบบบัสวง, รูปแบบบัสประธานคู่, และ รูปแบบบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ ทั้งนี้รูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง และรูปแบบบัสวง สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 รูปแบบ โดยแต่ละรูปแบบมีตำแหน่งของวงจรขาเข้า (Incoming line) และวงจรขาออก (Outgoing line) ที่แตกต่างกัน กล่าวคือ มีการสลับตำแหน่งของวงจรขาเข้าและวงจรขาออก ของระบบภายในสถานีไฟฟ้า ดังนั้น รูปแบบมาตรฐานของการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้จะประกอบด้วย 9 รูปแบบการจัดเรียงบัสในสถานีไฟฟ้า
- 2) พิจารณานิตของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า 4 ชนิด ได้แก่ หม้อแปลงกำลัง (Power transformer) เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker) สายส่งไฟฟ้าแรงสูง (Transmission line) และบัสบาร์ (Busbar)
- 3) พิจารณาสถานะการทำงานของอุปกรณ์ 3 สถานะ ได้แก่ สถานะปกติ (Up state) สถานะซ่อมแซม (Down state) และสถานะการสวิตช์ (Switching state)
- 4) พิจารณาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF (Loss of Load Frequency) LOLP (Loss of Load Probability) และ EENS (Expected Energy Not Supply)
- 5) พิจารณาวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ โดยใช้วิธีการวิเคราะห์แบบมินิมัลคัตเซต (Minimal cut set)
- 6) พิจารณาลักษณะของการขยายสถานีไฟฟ้า 2 ลักษณะ ได้แก่ (1) การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้า และ (2) การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้า ทั้งนี้ การพิจารณาการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้างกล่าว จะละเลยการพิจารณาเกี่ยวกับ แนวเขตที่ดินเพื่อการเวนคืน (Right of way)
- 7) พิจารณาค่าของโหลดสูงสุดที่เป็นไปได้ที่ใช้ในแต่ละปี (Peak load) โดยพิจารณาตามอายุการใช้งานของสถานีไฟฟ้า และแบบจำลองการเจริญเติบโตของโหลด ตามแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าฉบับปี 2010 ปรับปรุงครั้งที่ 3 (PDP 2010 Rev. 3)
- 8) พิจารณาการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดของสถานีไฟฟ้า กฟผ. ซึ่งประกอบด้วย 2 ลักษณะ ได้แก่ (1) กรณีที่การเจริญเติบโตของโหลด อยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน กล่าวคือ ในแต่ละวงจรขาออกของสถานีไฟฟาร่วมกันจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลด 1 จุด หรือ 1 สถานีไฟฟ้า และ (2) กรณีที่การเจริญเติบโตของโหลด อยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน กล่าวคือ วงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าในแต่ละวงจร จะแบ่งแยกการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดหรือสถานีไฟฟ้าที่ไม่อยู่ในพื้นที่เดียวกัน
- 9) พิจารณาการประเมินความเชื่อถือได้ เฉพาะส่วนของของสถานีไฟฟ้า (Substation section) กล่าวคือ จะทำการพิจารณาดำเนินการของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้า ตั้งแต่ สายส่ง

ไฟฟ้าแรงสูง (Transmission line) ที่เชื่อมต่อในวงจรขาเข้า จนกระทั่งถึง หม้อแปลงกำลัง (Power transformer) ในวงจรขาออก เท่านั้น

- 10) พิจารณากลุ่มสายส่งตัวนำควบ (Group of bundle conductors) ทุกกลุ่ม ของสายส่งไฟฟ้าแรงสูง (Transmission line) ในวงจรขาเข้า เกิดเหตุการณ์การลัมเหลวพร้อมกัน
- 11) ศึกษา และสรุปผลการศึกษาเพื่อกำหนดหลักเกณฑ์รูปแบบการจัดเรียงบัส เพื่อใช้ในการออกแบบสถานีไฟฟ้า

1.4 ขั้นตอนการศึกษา และวิธีการดำเนินงาน

- 1) ศึกษาหลักการและทฤษฎีพื้นฐานเกี่ยวกับความเชื่อถือได้ และวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง
- 2) ศึกษาทฤษฎีพื้นฐานเกี่ยวกับอุปกรณ์ที่ใช้ภายในสถานีไฟฟ้า
- 3) ศึกษาทฤษฎีพื้นฐานเกี่ยวกับรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้า เช่น ข้อดีและข้อเสียของการจัดเรียงบัสในแต่ละรูปแบบ และเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้า ทั้งในกรณีที่มีสถานะอุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะปกติ และในกรณีที่มีสถานะอุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะลัมเหลว
- 4) ศึกษาผลกระทบของการเจริญเติบโตของโหลดที่มีผลต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้ โดยคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าที่ผ่านอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า ทั้งนี้เพื่อพิจารณาความสามารถในการรองรับขนาดของกำลังไฟฟ้า (Rated capacity) ในแต่ละอุปกรณ์
- 5) ออกแบบโปรแกรมการขยายสถานีไฟฟ้า ด้วยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้า และโปรแกรมการขยายสถานีไฟฟ้า ด้วยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้า สำหรับรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าทั้ง 9 รูปแบบ
- 6) ออกแบบโปรแกรมคอมพิวเตอร์ เพื่อวิเคราะห์หากกลุ่มมินิมัลคัตเซตภายในระบบของรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าทั้ง 9 รูปแบบ ด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบนิวตัน - ราฟสัน (Newton - Raphson power flow calculation)
- 7) ออกแบบโปรแกรมการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ตามกรณีของการเจริญเติบโตของโหลดที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ โดยผนวกโปรแกรมการขยายสถานีไฟฟ้า ร่วมกับ โปรแกรมการตรวจสอบกลุ่มมินิมัลคัตเซตของระบบด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ซึ่งคำนึงถึงผลกระทบของการเจริญเติบโตของโหลด

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

เมื่อสิ้นสุดกระบวนการขั้นตอนในการศึกษา และวิธีการดำเนินงาน คาดว่าประโยชน์ที่จะได้รับจากวิทยานิพนธ์ มีดังต่อไปนี้

- 1) แบบจำลองในการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP, และ EENS ของสถานีไฟฟ้าทั้งหมด 9 รูปแบบ โดยเปรียบเทียบกับลักษณะของการขยายสถานีไฟฟ้าและกรณีการเจริญเติบโตของโหลด ซึ่งมีความเกี่ยวเนื่องกับขนาดของโหลดที่เชื่อมต่ออยู่กับสถานีไฟฟ้าทั้งหมดเป็นรายปี

- 2) หลักเกณฑ์ในการวางแผนและตัดสินใจที่ใช้ในการเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้า โดยให้มีความเหมาะสมต่อขนาดของโหลด ตลอดช่วงอายุการใช้งานของสถานีไฟฟ้า

1.6 งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้อง

เนื่องจาก วิทยานิพนธ์นี้มุ่งประเด็นที่เกี่ยวเนื่องกับ การประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า โดยพิจารณาถึงการเจริญเติบโตของโหลด ดังนั้น งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้อง สามารถแบ่งเนื้อหาได้ออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ (1) การประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า และ (2) การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังที่เกี่ยวข้องกับรูปแบบของโหลด (Load model) ในระบบ โดยที่เนื้อหาในแต่ละส่วน ประกอบด้วยรายละเอียด ดังต่อไปนี้

1.6.1 งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องเกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า

โดยทั่วไปการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังโดยส่วนใหญ่ ประกอบด้วย 2 วิธีการหลัก ได้แก่ วิธีการวิเคราะห์ (Analytical method) และวิธีการจำลองเหตุการณ์ (Simulation method) ทั้งนี้สถานีไฟฟ้านับเป็นส่วนหนึ่งของระบบไฟฟ้ากำลัง โดยที่งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องเกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้ามักจะนำเสนอเกี่ยวกับ วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าในมิติหรือขอบเขตที่แตกต่างกัน นอกจากนี้ เนื่องจาก อุปกรณ์ในระบบของสถานีไฟฟ้าถือเป็นส่วนสำคัญสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ ดังนั้น งานวิจัยในอดีตดังกล่าว มักกล่าวถึงแบบจำลองสถานะการทำงานของอุปกรณ์ (State – model – of – equipment) เพื่อจำลองการทำงานของอุปกรณ์ในระบบ สำหรับนำไปประเมินความเชื่อถือได้ ทั้งนี้ในทางทฤษฎีสถานะการทำงานของอุปกรณ์ดังกล่าว สามารถแบ่งออกได้เป็น 2, 3 และ 4 สถานะ ซึ่งในแต่ละงานวิจัยจะพิจารณาแบบจำลองสถานะการทำงานของอุปกรณ์ที่แตกต่างกันซึ่งขึ้นอยู่กับขอบเขตของงานวิจัย โดยที่ตัวอย่างงานวิจัยในอดีตดังกล่าวมีดังนี้

บทความ [5] และ [6] ได้กล่าวถึง การประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า โดยพิจารณาเปรียบเทียบความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทต่างๆ ทั้งนี้ บทความดังกล่าวเลือกใช้วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง ด้วยวิธีวิเคราะห์แบบมินิมัลต์เซต และพิจารณาประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์ 4 ประเภท ได้แก่ (1) การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ (Passive failure) (2) การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ (Active failure) (3) การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟพร้อมกับการทำงานขัดข้องของเซอร์กิตเบรกเกอร์ (Active failure & Breaker stuck condition) และ (4) การล้มเหลวแบบซ้อนทับกัน (Overlapping failure)

บทความ [7] และ [8] กล่าวถึง วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า ด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล (Monte Carlo's stimulation) โดยมีการนำเสนอเกี่ยวกับกระบวนการในการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า โดยเริ่มจาก การพิจารณาเลือกใช้แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 4 สถานะ รวมถึงอธิบายช่วงระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ ซึ่งสามารถจำแนกได้เป็น 3 ช่วงระยะเวลา ได้แก่ (1) ช่วงระยะเวลาจากสถานะดีไปสู่สถานะซ่อมแซมของอุปกรณ์ (Time to failure : TTF) (2) ช่วงระยะเวลาการสวิตช์ของอุปกรณ์ (Time to switch out : TTS) และ (3) ช่วงระยะเวลาจากสถานะซ่อมแซมไปสู่สถานะดีของอุปกรณ์ หรือช่วงระยะเวลาในการซ่อมแซมของอุปกรณ์ (Time to Repair : TTR) ทั้งนี้ ในส่วนสุดท้ายของบทความ

ได้มีการนำเสนอผลการทดสอบของกรณีตัวอย่าง และมีการปรับเปลี่ยนค่าตัวแปรเพื่อทำการทดสอบ Sensitivity ของค่าตัวแปรดังกล่าว

บทความ [9], [10] และ [11] กล่าวถึง การประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า โดยมุ่งประเด็นที่การสวิตช์ของอุปกรณ์ในระบบ เมื่อเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ในระบบ ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker) บัสบาร์ (Busbar) และหม้อแปลงกำลัง (Power transformer) นอกจากนี้ บทความ [8] ได้อธิบายถึงประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์ และผลกระทบจากการล้มเหลวของอุปกรณ์ดังกล่าว โดยมีการเปรียบเทียบผลจากการสวิตช์และไม่สวิตช์อุปกรณ์ในระบบ

1.6.2 งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องเกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังที่เกี่ยวข้องกับรูปแบบของโหลดในระบบ

สำหรับงานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องเกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังที่เกี่ยวข้องกับรูปแบบของโหลดในระบบ มักจะกล่าวถึงผลกระทบของรูปแบบโหลดที่มีผลต่อความเชื่อถือได้ โดยการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ทั้งนี้ ผลของการล้มเหลวของอุปกรณ์ในระบบ จะส่งผลถึงขนาดกำลังไฟฟ้าที่ระบบจำเป็นต้องจ่ายให้กับจุดโหลด นอกจากนี้ งานวิจัยในอดีตดังกล่าวได้กล่าวถึงความสำคัญในการประเมินความเชื่อถือได้ในลักษณะนี้ ในมิติของการวางแผนในระบบ เช่น การวางแผนการลงทุนก่อสร้าง และการวางแผนการซ่อมบำรุงรักษาอุปกรณ์ในระบบ เป็นต้น โดยมีการเปรียบเทียบกับมูลค่าการลงทุนและผลประโยชน์ที่ได้รับ เมื่อสิ้นสุดอายุการใช้งานของระบบดังกล่าว โดยที่ตัวอย่างงานวิจัยในอดีตดังกล่าวมีดังนี้

บทความ [12] ได้นำเสนอวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ โดยใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล (Monte Carlo's stimulation) ซึ่งมีการเปรียบเทียบผลการพิจารณารูปแบบโหลดใน 3 กรณี ได้แก่ (1) โหลดเฉลี่ย (Average load model) (2) โหลดที่มีการเปลี่ยนแปลงตามเวลา (Time varying load model) และ (3) โหลดที่มีแบบจำลองตามความน่าจะเป็น (Probabilistic load model) ผ่านระบบทดสอบที่มีแหล่งจ่ายพลังงานสำรองทดแทน (With Alternative supply) และไม่มีแหล่งจ่ายพลังงานสำรองทดแทน (Without Alternative supply)

บทความ [13] ได้นำเสนอเกี่ยวกับวิธีการวิเคราะห์ระบบในสถานีไฟฟ้าย่อยของระบบจำหน่าย (Distribution Substation) โดยใช้วิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบ นิวตัน - ราฟสัน (Newton - Raphson power flow calculation) ซึ่งมีข้อดีหลายประการ ได้แก่ (1) ใช้จำนวนรอบในการคำนวณน้อย (2) ใช้เวลาในการคำนวณน้อย (3) เหมาะสมกับระบบขนาดใหญ่ (4) เปลี่ยนแปลงค่าตัวแปรได้ง่ายกว่า และ (5) ถูกต้องและแม่นยำ

บทความ [14] ได้นำเสนอเกี่ยวกับวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า โดยพิจารณาขนาดของโหลดที่มีการเปลี่ยนแปลงตามเวลา และใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล (Monte Carlo's stimulation) สำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ ทั้งนี้ ผลการทดสอบของบทความดังกล่าวได้ทำการวิเคราะห์ใน 3 ประเด็นดังนี้ (1) เปรียบเทียบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าในแต่ละรูปแบบ โดยคงค่าขนาดโหลดและค่าดัชนีความเชื่อถือได้พื้นฐาน ณ จุดโหลดของอุปกรณ์ เช่น ค่าอัตราการล้มเหลวเฉลี่ยของอุปกรณ์ (Failure rate : λ) ไว้คงที่ (2) ปรับเปลี่ยนค่าดัชนีความเชื่อถือได้พื้นฐาน ณ จุดโหลดของอุปกรณ์ โดยคงค่าขนาดโหลดไว้คงที่ และพิจารณาที่

รูปแบบสถานีไฟฟ้าประเภทเดียวกัน และ (3) ปรับเปลี่ยนขนาดของโหลด โดยคงค่าค่าดัชนีความเชื่อถือได้พื้นฐาน ณ จุดโหลดของอุปกรณ์ไว้คงที่ และพิจารณาเปรียบเทียบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าในแต่ละรูปแบบ

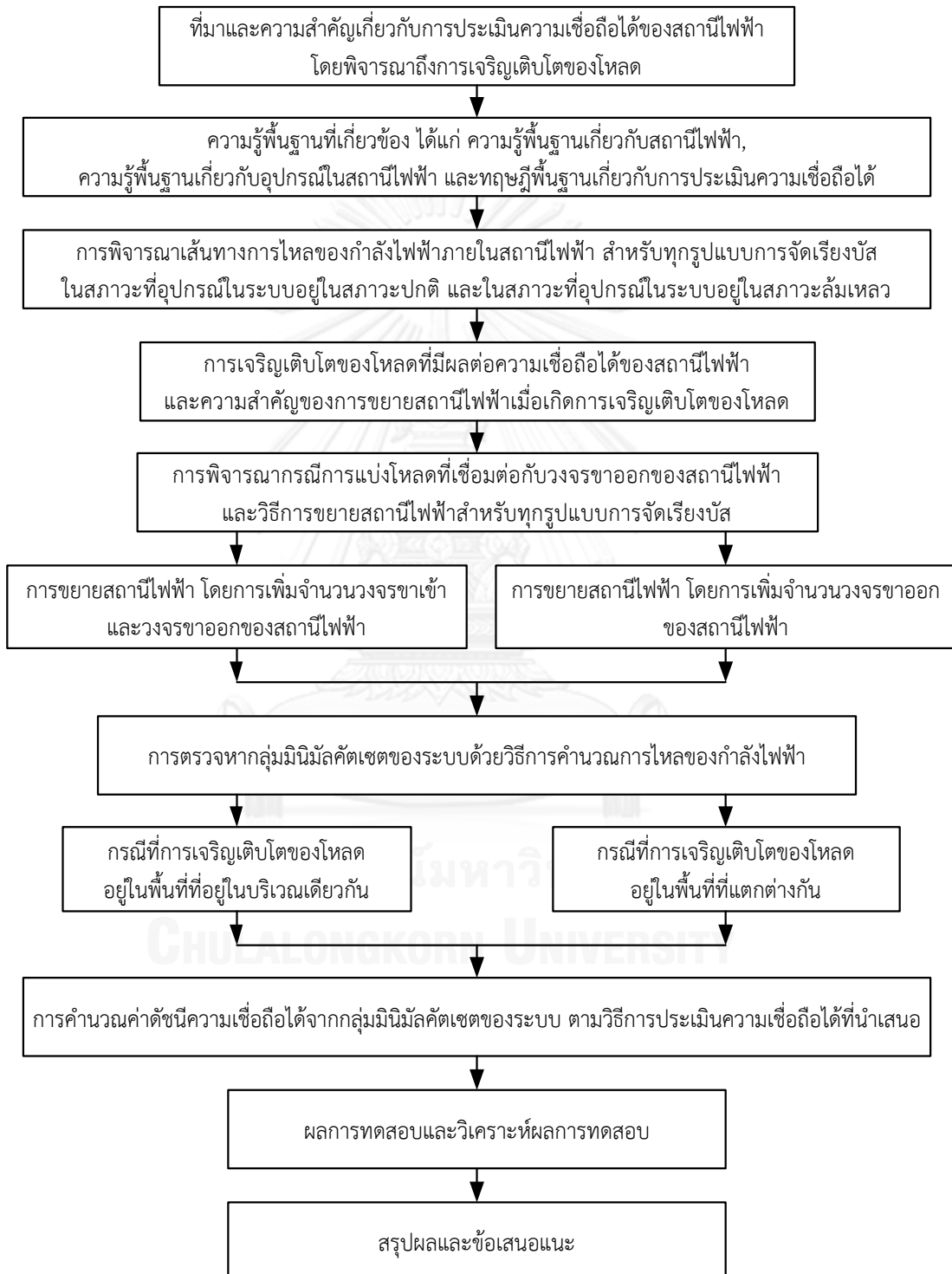
บทความ [15] ได้นำเสนอเกี่ยวกับ การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง โดยพิจารณาสถานะการซ่อมบำรุง ซึ่งประกอบด้วย (1) การพยากรณ์โหลด (Load forecast) เพื่อใช้ในการพิจารณาขนาดของโหลดในการวางแผน ในช่วงระยะเวลาระหว่างการบำรุงรักษา โดยใช้การพยากรณ์ค่าสภาพทางภูมิอากาศ ได้แก่ อุณหภูมิ ความเร็วลม และความชื้น (2) การปรับปรุงค่าดัชนีความเชื่อถือได้พื้นฐาน ณ จุดโหลดของอุปกรณ์ที่มีพื้นฐานมาจากค่าทางสถิติ (3) การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล (Monte Carlo's stimulation) ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบ โดยพิจารณาความเป็นไปได้ของการทำงานสำหรับอุปกรณ์แต่ละอุปกรณ์ในระบบ เนื่องจากสถานการณ์ซ่อมบำรุง (4) การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเพื่อพิจารณาค่าของโหลดในแต่ละบัส (5) การปรับค่าขนาดของโหลดในแต่ละบัสให้เหมาะสม เมื่อผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าขัดแย้งกับเงื่อนไขในความเป็นจริง และ (6) การพิจารณาผลลัพธ์ในรูปของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ภายใต้สถานการณ์ซ่อมบำรุง นอกจากนี้ บทความดังกล่าวได้กล่าวถึงความสำคัญในการวางแผนการซ่อมบำรุงรักษาอุปกรณ์ในระบบที่สืบเนื่องจากความเชื่อถือได้ของระบบ

บทความ [16] ได้นำเสนอเกี่ยวกับ วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยมีการพิจารณารูปแบบของโหลดที่มีการเปลี่ยนแปลงตามเวลาเป็นรายชั่วโมงตลอดปี นอกจากนี้ บทความดังกล่าว ได้พิจารณามูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (The expected interruption cost : ECOST) เพื่อใช้ในการประเมินความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละจุดโหลด

อย่างไรก็ดี ตัวอย่างงานวิจัยในอดีตดังกล่าว มิได้กล่าวถึงการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าโดยพิจารณาถึงการเจริญเติบโตของโหลดที่มีการคำนึงถึงขนาดพิกัดของอุปกรณ์ในระบบ ด้วยการขยายสถานีไฟฟ้า รวมถึง งานวิจัยในอดีตดังกล่าวมิได้คำนึงถึง ความสามารถในการรับขนาดของกำลังไฟฟ้าในแต่ละอุปกรณ์ของระบบ ด้วยเหตุผลดังกล่าว วิทยานิพนธ์นี้จะนำเสนอประเด็นที่เกี่ยวข้องกับการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า โดยพิจารณาถึงการเจริญเติบโตของโหลด

1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

เนื้อหาของวิทยานิพนธ์นี้ สามารถพิจารณาได้จากความสัมพันธ์ของโครงสร้างเนื้อหาวิทยานิพนธ์ ดังแสดงในภาพที่ 1.2



ภาพที่ 1.2 โครงสร้างเนื้อหาวิทยานิพนธ์

จากโครงสร้างเนื้อหาวิทยานิพนธ์ในภาพที่ 1.2 สามารถแบ่งแยกเนื้อหาของวิทยานิพนธ์ได้เป็น 11 บท ดังต่อไปนี้

- 1) บทที่ 1 บทนำ ประกอบด้วยเนื้อหาเกี่ยวกับ (1) ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา (2) วัตถุประสงค์ (3) ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ (4) ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน (5) ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ (6) งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้อง และ (7) เนื้อหาของวิทยานิพนธ์
- 2) บทที่ 2 ความรู้พื้นฐานเกี่ยวกับสถานีไฟฟ้า ประกอบด้วยเนื้อหาเกี่ยวกับ (1) ความหมายของสถานีไฟฟ้าและระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า (2) ปัจจัยในการเลือกสถานที่ก่อสร้างสถานีไฟฟ้า (3) การออกแบบทางไฟฟ้าสำหรับสถานีไฟฟ้า (4) การจัดเรียงทางกายภาพ (5) รูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้า และ (6) แนวทางการเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้าในประเทศไทยและต่างประเทศ
- 3) บทที่ 3 อุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า ประกอบด้วยเนื้อหาเกี่ยวกับ (1) ประเภทของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้า (2) ความน่าจะเป็นในการทำงานของอุปกรณ์ (3) การจำแนกประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์ และ (4) แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์
- 4) บทที่ 4 หลักการพื้นฐานสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง ประกอบด้วยเนื้อหาเกี่ยวกับ (1) แนวความคิดพื้นฐานที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ (2) ประเภทของข้อมูลสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ (3) การแบ่งระดับขั้นของการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง (4) วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง และ (5) การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้
- 5) บทที่ 5 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้า ประกอบด้วยเนื้อหาเกี่ยวกับ (1) เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะปกติ และ (2) เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะล้มเหลวสำหรับทุกรูปแบบการจัดเรียงบัสในสถานีไฟฟ้า
- 6) บทที่ 6 การเจริญเติบโตของโหลดที่มีผลต่อความเชื่อถือได้ ประกอบด้วยเนื้อหาเกี่ยวกับ (1) ขนาดของกำลังไฟฟ้าในระบบที่มีผลต่อความเชื่อถือได้ (2) การเจริญเติบโตของโหลดที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ และ (3) อัตราการเจริญเติบโตของโหลด
- 7) บทที่ 7 การขยายสถานีไฟฟ้า ประกอบด้วยเนื้อหาเกี่ยวกับ (1) การพิจารณากรณีการแบ่งโหลดที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้า และ (2) วิธีการขยายสถานีไฟฟ้าสำหรับทุกรูปแบบการจัดเรียงบัส
- 8) บทที่ 8 การตรวจหากลุ่มมินิมัลคัตเซตของระบบด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ประกอบด้วยเนื้อหาเกี่ยวกับ (1) วิธีการตรวจหากลุ่มมินิมัลคัตเซตของระบบในสถานีไฟฟ้า และ (2) การพิจารณาการได้รับกำลังไฟฟ้าของจุดโหลด ซึ่งแบ่งแยกตามกรณีการเจริญเติบโตของโหลดที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์
- 9) บทที่ 9 ระบบทดสอบและวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ที่นำเสนอ ประกอบด้วยเนื้อหาเกี่ยวกับ (1) ระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ และ (2) วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ที่นำเสนอ

- 10) บทที่ 10 ผลการทดสอบและวิเคราะห์ผลการทดสอบ ประกอบด้วยเนื้อหาเกี่ยวกับ (1) ผลการทดสอบ และ (2) การวิเคราะห์ผลการทดสอบ
- 11) บทที่ 11 การสรุปผลการทดสอบและข้อเสนอแนะ ประกอบด้วยเนื้อหาเกี่ยวกับ (1) การสรุปผลการทดสอบ และ (2) ข้อเสนอแนะ



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทที่ 2

ความรู้พื้นฐานเกี่ยวกับสถานีไฟฟ้า

จากที่ได้กล่าวมาในบทที่ 1 สถานีไฟฟ้าถือเป็นส่วนที่สำคัญในระบบไฟฟ้ากำลัง เพราะมีหน้าที่หลักในการเปลี่ยนระดับแรงดันไฟฟ้า ดังนั้น ในบทนี้จะกล่าวถึงความรู้พื้นฐานเกี่ยวกับสถานีไฟฟ้า โดยสามารถจำแนกเนื้อหาได้เป็น 6 ส่วน ได้แก่ (1) ความหมายของสถานีไฟฟ้าและระดับแรงดันในระบบไฟฟ้า (2) ปัจจัยในการเลือกสถานที่ก่อสร้างสถานีไฟฟ้า (3) การออกแบบทางไฟฟ้าสำหรับสถานีไฟฟ้า (4) การจัดเรียงทางกายภาพ (5) รูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้า และ (6) แนวทางการเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้าในประเทศไทยและต่างประเทศ โดยที่เนื้อหาในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียด ดังต่อไปนี้

2.1 ความหมายของสถานีไฟฟ้าและระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า

สถานีไฟฟ้า (Substation) หมายถึง สถานีกลางซึ่งรับพลังงานไฟฟ้าจากระบบส่ง เพื่อถ่ายพลังไฟฟ้าผ่านสู่ระบบสายจำหน่าย โดยอาจมีการทำการเปลี่ยนแรงดัน การตัดตอนด้วยสวิตช์ควบคุม และอำนวยความสะดวกให้แก่ระบบ ในขณะที่ลานโกไฟฟ้า (Switchyard) จะเป็นสถานีรับพลังไฟฟ้าจากแหล่งผลิตโดยตรง เพื่อถ่ายพลังงานไฟฟ้าผ่านระบบส่ง โดยที่ต่างมีอุปกรณ์และลักษณะการติดตั้งที่คล้ายคลึงกัน ดังนั้น สถานีไฟฟ้าอาจตั้งอยู่ใกล้หรือไกลจากแหล่งผลิต แต่ลานโกไฟฟ้า (Switchyard) จะต้องตั้งอยู่ใกล้กับแหล่งผลิตเสมอ สำหรับสถานีไฟฟ้าและลานโกไฟฟ้า แม้จะมีชื่อเรียกและหน้าที่แตกต่างกัน แต่การคำนวณ ออกแบบ รวมถึงการเลือกอุปกรณ์และวัสดุ ตลอดจนการดำเนินการและการบำรุงรักษา (Operation and Maintenance) อาจกล่าวได้ว่าอาศัยหลักการเดียวกัน ด้วยเหตุผลดังกล่าว รายละเอียดที่เกี่ยวข้องกับสถานีไฟฟ้า และลานโกไฟฟ้าที่จะกล่าวในวิทยานิพนธ์นี้ จะกำหนดได้ว่ามีความเหมือนกัน โดยที่ระดับแรงดันไฟฟ้าในแต่ละสถานีไฟฟ้าสามารถจำแนกตามระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าในประเทศไทย กล่าวคือ [4]

ระดับแรงดันไฟฟ้าในประเทศไทยสามารถจำแนกออกเป็น 2 กลุ่ม ดังนี้

- 1) ระดับแรงดันในระบบส่ง โดยมีการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เป็นหน่วยงานที่รับผิดชอบ โดยจะทำการส่งกำลังไฟฟ้าที่ระดับแรงดันไฟฟ้า ได้แก่ 500, 230, 115, และ 69 กิโลโวลต์ (kV) [17]
- 2) ระดับแรงดันในระบบจำหน่าย โดยมีการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เป็นหน่วยงานที่รับผิดชอบ โดยที่หน่วยงานดังกล่าวจะทำการส่งกำลังไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน ดังนี้ [18] และ [19]
 - การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ส่งกำลังไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 12 และ 24 กิโลโวลต์
 - การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ส่งกำลังไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 11, 22 และ 33 กิโลโวลต์

2.2 ปัจจัยในการเลือกสถานที่ก่อสร้างสถานีไฟฟ้า

การเลือกสถานที่สำหรับการก่อสร้างสถานีไฟฟ้ามักมีปัจจัยที่ควรพิจารณาดังนี้ [20]

- 1) ตำแหน่งที่ตั้ง (Location) ต้องกำหนดให้สถานที่ก่อสร้างมีความสะดวกในการเข้าไปปฏิบัติงาน และสามารถเข้าถึงได้ง่าย เช่น ไม่ควรสร้างสถานีไฟฟ้าบนภูเขาหรือที่สูง เป็นต้น
- 2) ระดับอุณหภูมิสูงสุดและต่ำสุดเฉลี่ย (High and low mean temperature) ควรมีค่าที่พอเหมาะเพื่อไม่ให้ส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า
- 3) คุณลักษณะเชิงธรณีวิทยา (Seismic qualification) ควรมีการศึกษาคุณลักษณะเชิงธรณีวิทยาล่วงหน้า เพื่อให้เกิดความปลอดภัยต่อระบบภายในสถานีไฟฟ้าและผู้ปฏิบัติงานที่จะหลีกเลี่ยงความเสี่ยง เช่น การเกิดแผ่นดินไหว เป็นต้น
- 4) การปนเปื้อนในสิ่งแวดล้อม (Contamination of environment) การก่อสร้างสถานีไฟฟ้ารวมทั้งกระบวนการในการทำงานของระบบภายในสถานีไฟฟ้า ต้องส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด
- 5) คุณลักษณะพื้นฐานเบื้องต้นในระบบ (Primary system characteristic) คุณลักษณะพื้นฐานเบื้องต้นในระบบที่ควรพิจารณา ได้แก่ ตำแหน่งของระบบผลิต (Local utility) ระดับแรงดันปกติ (Nominal voltage) ระดับแรงดันสูงสุดของระบบเมื่อมีการปฏิบัติการ (Maximum operating voltage) ความถี่ของระบบ (System frequency) การต่อลงดินของระบบ (Grounding system) และ ข้อมูลอิมพีแดนซ์ของระบบ (System impedance data)
- 6) คุณลักษณะของโหลด (Facility load characteristic) คุณลักษณะของโหลดที่ควรพิจารณา ได้แก่ ประเภทของโหลด (Load type) ขนาดของโหลดที่สภาวะปกติ (Average running load) ขนาดของโหลดสูงสุดในระบบ (Maximum running load) การเจริญเติบโตของโหลดในอนาคต (Future load growth) และโหลดฮาร์โมนิก (Harmonic Load)
- 7) การเลือกรูปแบบสถานีไฟฟ้า (Bus arrangement selection) การเลือกรูปแบบสถานีไฟฟ้ามีปัจจัยที่ควรพิจารณา ดังนี้
 - 7.1) งบประมาณในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า (Budgeted capital for substation)
 - 7.2) ระดับกำลังไฟฟ้าที่ต้องการสำหรับการจ่ายโหลด (Required power)
 - 7.3) ผลกระทบของกำลังสูญเสียในการปฏิบัติการของระบบ (Effect of power loss)
 - 7.4) มูลค่าความเสียหายที่เกี่ยวข้อง (Associated outage cost)
 - 7.5) การพิจารณาการเจริญเติบโตของผู้ใช้ไฟฟ้า (Future growth consideration)
 - 7.6) การศึกษาความเชื่อถือได้ (Reliability study) ได้แก่ การประเมินมูลค่าการลงทุนของการออกแบบรูปแบบการจัดเรียงบัสที่แตกต่างกัน (Estimation cost of alternate designs) การกำหนดมูลค่าความเสียหายหรือรายได้ที่สูญเสียระหว่างที่ระบบขัดข้อง (Determination lost revenue during outages) การคำนวณความน่าจะเป็นของระบบที่จะเกิดการขัดข้อง โดยแตกต่างกันตามรูปแบบการจัดเรียงบัส (Calculation probability of outage based on designs) และ การเปรียบเทียบมูลค่าการลงทุนและรายได้ที่สูญเสียกับความน่าจะเป็นที่ระบบจะเกิดการขัดข้อง (Comparison cost and lost revenue related to outage probabilities)

2.3 การออกแบบทางไฟฟ้าสำหรับสถานีไฟฟ้า

การออกแบบทางไฟฟ้าสำหรับการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าในเบื้องต้น ผู้ออกแบบจะต้องมีความรู้พื้นฐานเกี่ยวกับหน้าที่ รวมถึงวิธีการทำงานของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า ตลอดจนรู้จักเลือกสรรและจัดวางให้เหมาะสมกับสภาพของสถานีไฟฟ้าในแต่ละแห่ง เพื่อให้การทำงานและการประสานงานกันของอุปกรณ์ให้ผลดีที่สุด นอกจากนี้ ต้องมีความปลอดภัยภายใต้สภาวะของสถานีไฟฟ้าแห่งนั้น อีกทั้งต้องคำนึงถึงความคุ้มค่าในการลงทุน ความสะดวกในการใช้งานและการบำรุงรักษา โดยในการออกแบบจะต้องเริ่มจากการออกแบบแผนภาพเส้นเดี่ยว (Single line diagram) ซึ่งเป็นแผนภาพที่แสดงถึงระบบภายในสถานีไฟฟ้า เช่น ระบบสวิตช์ (Switching system) ระบบต่อลงดิน (Grounding system) ระบบควบคุม (Control system) ระบบป้องกัน (Protection system) และระบบการวัด (Metering system) เป็นต้น ทั้งนี้ในการทำแผนภาพเส้นเดี่ยวยังมีสิ่งที่จะต้องคำนึงถึง ดังนี้ [4]

- 1) การจัดเรียงของอุปกรณ์ (Arrangement) จำเป็นต้องมีคุณลักษณะที่ถูกต้องทางไฟฟ้า โดยมีวงจรขาเข้า และวงจรขาออก (Incoming & Outgoing Circuit) พร้อมด้วยอุปกรณ์ที่จำเป็นครบถ้วนตามแผนภาพเส้นเดี่ยว
- 2) ความยืดหยุ่นในการทำงาน (Operation flexibility) จำเป็นต้องมีอย่างเพียงพอ ยกตัวอย่างเช่น สามารถสับเปลี่ยนการใช้งานระหว่างเซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker) ภายในสถานีไฟฟ้าแทนกันได้ ในกรณีที่เกิดการขัดข้องขึ้น แต่มีข้อจำกัดคือ ไม่ควรให้มีจำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าวมากเกินไป เพราะการเพิ่มจำนวนของอุปกรณ์ จะส่งผลทำให้เกิดค่าใช้จ่ายที่เพิ่มมากขึ้น และจะทำให้เกิดความยุ่งยากในระบบปฏิบัติการ (Operating System) ภายในสถานีไฟฟ้า นอกจากนี้ การใช้พื้นที่ในการติดตั้งอุปกรณ์ที่เพิ่มมากขึ้น ทำให้เกิดความยุ่งยากภายในวงจร อีกทั้งระบบปฏิบัติการตรวจสอบยาก ซึ่งจะส่งผลให้ความปลอดภัยของระบบลดลง
- 3) การวางแผนสำหรับการเจริญเติบโตของโหลดในอนาคต (Planning for load growth) จะใช้ในการวางแผนสำหรับต่อเติมขยายขนาดสถานีไฟฟ้าในอนาคต เมื่อมีโหลดเพิ่มขึ้นเนื่องจากมีผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น ซึ่งได้กล่าวไว้แล้วในหัวข้อที่ 1.1 ทั้งนี้ ตามปกติจะแสดงเป็นเส้นประในแผนภาพเส้นเดี่ยว
- 4) การวางแผนสำหรับการซ่อมบำรุงรักษา (Planning for maintenance) คือ การวางแผนหรือการจัดเผื่อไว้ เพื่อความสะดวกและปลอดภัยในการตรวจสอบ หรือทดสอบอุปกรณ์ภายในระบบ เช่น การติดตั้งสวิตช์ตัดตอน (Disconnecting switch) หรือสวิตช์ลัดผ่าน (Bypass switch) ระหว่างอุปกรณ์ภายในระบบ เพื่อประโยชน์ที่ว่า การตัดวงจรบางส่วนภายในระบบต้องไม่ทำให้เกิดการรบกวนของระบบภายในสถานีไฟฟ้าโดยรวม เมื่อต้องการซ่อมบำรุงอุปกรณ์ที่เกิดการขัดข้อง

2.4 การจัดเรียงทางกายภาพ (Physical arrangement)

นอกจากแผนภาพเส้นเดี่ยว ซึ่งเป็นหลักสำคัญในการออกแบบรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้า การออกแบบที่มีความสำคัญในอันดับต่อไป คือ การจัดเรียงทางกายภาพ (Physical arrangement) ของวัสดุและอุปกรณ์ประเภทต่าง ๆ ในสถานีไฟฟ้า ซึ่งรายละเอียดที่จะต้องใช้ในการพิจารณา มีดังนี้

- 1) ความปลอดภัยในการติดตั้ง (Security in installation) เช่น โครงเหล็กรับน้ำหนักของบัสบาร์และอุปกรณ์ชนิดอื่นภายในสถานีไฟฟ้า ต้องแข็งแรงพอที่จะรับแรงและน้ำหนักได้อย่างปลอดภัย เป็นต้น
- 2) การวางแผนสำหรับการเจริญเติบโตของโหลดในอนาคต (Planning for load growth) คือ การวางแผนสำหรับการต่อเติมขยายขนาดสถานีไฟฟ้าในอนาคต อาทิเช่น การเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่ปรากฏในแผนภาพเส้นเดี่ยว ทั้งนี้ การวางแผนดังกล่าวจะต้องให้สอดคล้องกับความเป็นจริงของสถานที่ตั้งสถานีไฟฟ้า เช่น ส่วนขยายในอนาคตจะต้องไม่ติดอาคาร รั้ว หรือ แม่น้ำลำคลอง เป็นต้น
- 3) ระยะห่างที่เหมาะสมของแต่ละอุปกรณ์ (Suitability of distance between equipment) คือ อุปกรณ์ที่ติดตั้งจะต้องมีระยะห่างกันที่เหมาะสม โดยสามารถทำการติดตั้งหรือถอดออกมาตรวจซ่อมภายหลังได้สะดวก กล่าวคือ ไม่ควรให้อุปกรณ์ดังกล่าวอยู่ชิดติดกันจนกระทั่งไม่มีพื้นที่ทำงาน นอกจากนี้ ระยะที่ปลอดภัยระหว่างเฟสและดิน (Phase and ground clearance) ของตัวนำ (Conductor) และอุปกรณ์อื่นๆ จะต้องเป็นไปตามเกณฑ์มาตรฐานเพื่อความปลอดภัย

2.5 รูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้า (Busbar configuration)

การจัดวางระบบบัสบาร์ (Busbar configuration) หรือ รูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้ามีหลายประเภท แต่ละประเภทมีข้อดีและข้อเสียที่แตกต่างกัน ทั้งนี้ต้องเลือกสรรให้เหมาะสมกับสภาพของการใช้งาน โดยการจัดวางระบบการสวิตซ์ที่ใช้ในทางปฏิบัติโดยทั่วไปมีทั้งหมด 7 ประเภท ดังภาพที่ 2.1 – ภาพที่ 2.7 ซึ่งเมื่อจำแนกประเภทตามจำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker) สามารถจำแนกได้ 2 ประเภท คือ [4], [20-28]

- 1) การจัดเรียงบัสประเภทที่มีจำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์ 1 อุปกรณ์ต่อวงจรขาเข้า (Incoming line) ได้แก่ บัสเดี่ยว 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) การจัดเรียงบัสประเภทที่มีจำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์มากกว่า 1 อุปกรณ์ต่อวงจรขาเข้า 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 โดยในแต่ละรูปแบบที่นำเสนอประกอบด้วยวงจรถาเข้า จำนวน 3 วงจร ได้แก่ G1, G2, G3 และวงจรถาออก จำนวน 3 วงจร ได้แก่ L1, L2, L3 ซึ่งแต่ละรูปแบบมีรายละเอียด ดังนี้

2.5.1 รูปแบบบัสเดี่ยว (Single – bus scheme)

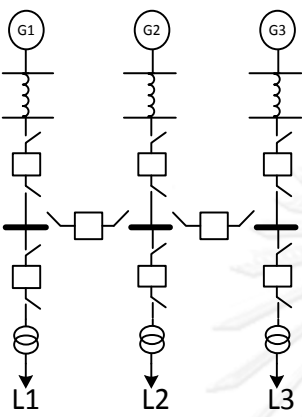
รูปแบบบัสเดี่ยว เป็นรูปแบบการจัดเรียงบัสพื้นฐานที่มีจำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์ 1 อุปกรณ์ต่อวงจรถาเข้า และมีจำนวนบัสบาร์เพียง 1 อุปกรณ์ รูปแบบนี้มีข้อจำกัดในการใช้งานในระดับแรงดันสูง และไม่มีควมยืดหยุ่นในการทำงาน โดยที่แผนภาพเส้นเดี่ยวของรูปแบบบัสเดี่ยวสามารถแสดงดังภาพที่ 2.1 และสามารถพิจารณาข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว ดังตารางที่ 2.1

 <p>ภาพที่ 2.1 รูปแบบบัสเดี่ยว (Single – bus scheme)</p>	ตารางที่ 2.1 ข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว	
	ข้อดี	ข้อเสีย
	<ul style="list-style-type: none"> - วงจรถาเข้ามีเซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวน 1 อุปกรณ์ - ใช้หม้อแปลงวัดแรงดัน (Voltage transformer : VT) เพียง 1 ชุด - การออกแบบระบบป้องกันและการจัดเรียงอุปกรณ์ไม่ซับซ้อน - การลงทุนน้อยและใช้พื้นที่ไม่มาก - ง่ายต่อการก่อสร้าง และการขยายขนาดในอนาคต - ราคาถูก 	<ul style="list-style-type: none"> - การบำรุงรักษาอุปกรณ์บางอุปกรณ์ อาจจำเป็นต้องตัดการไหลของกำลังไฟฟ้าทั้งระบบภายในสถานีไฟฟ้า - การผิดพลาดที่บัส หรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ จะทำให้เกิดการล้มเหลวทั้งระบบ ซึ่งเป็นความเสียหายในวงกว้าง - มีความเชื่อถือได้ต่ำ - เมื่อต้องการขยายขนาดบัส การเพิ่มสายส่งไฟฟ้าแรงสูงหรือติดตั้งตำแหน่งหม้อแปลง จะต้องนำบัสหลักออกจากระบบ - ไม่เหมาะสมกับการจ่ายโหลดจำนวนมาก

2.5.2 รูปแบบบัสเดี่ยวตัดตอน (Straight – bus sectionalization scheme)

รูปแบบบัสเดี่ยวตัดตอน เป็นรูปแบบที่มีการพัฒนาเพิ่มเติมจากรูปแบบบัสเดี่ยว โดยบัสหลักจะถูกแบ่งแยกเป็น 2 ส่วน ด้วยเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ทำงานในลักษณะปกติปิด (Normally closed) ทั้งนี้สามารถนำอุปกรณ์ในส่วนที่ต้องการซ่อมบำรุงออกจากระบบ โดยปราศจากการรบกวนของระบบ

ส่วนที่เหลือ แต่จะมีค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์ที่เพิ่มขึ้น คือ เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมระหว่างบัสหลัก โดยที่แผนภาพเส้นเดี่ยวของรูปแบบบัสเดี่ยวตัดตอนสามารถแสดงดังภาพที่ 2.2 และสามารถพิจารณาข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน ดังตารางที่ 2.2

 <p style="text-align: center;">ภาพที่ 2.2 รูปแบบบัสเดี่ยวตัดตอน (Straight – bus sectionalization scheme)</p>	ตารางที่ 2.2 ข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน	
	ข้อดี	ข้อเสีย
	<ul style="list-style-type: none"> - มีความยืดหยุ่นในการใช้งาน - ประกอบด้วยบัสตัดตอนที่สามารถนำอุปกรณ์ไปซ่อมบำรุงรักษาได้ - การออกแบบระบบป้องกันไม่ซับซ้อน 	<ul style="list-style-type: none"> - การเพิ่มเซอร์กิตเบรกเกอร์ระหว่างบัสจะส่งผลให้มีค่าใช้จ่ายที่สูงขึ้น - การเพิ่มส่วนที่ตัดตอน อาจทำให้เกิดความขัดข้องจากส่วนที่ไม่ใช่ความผิดปกติในระบบของสถานีไฟฟ้า - เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัสหรืออุปกรณ์ที่ต่อโดยตรงกับบัสจะทำให้เกิดการแยกตัวของแหล่งจ่ายกับโหลด - การซ่อมบำรุงเซอร์กิตเบรกเกอร์จำเป็นต้องเปิดวงจรที่สายส่งกำลังไฟฟ้า หรือหม้อแปลงกำลัง

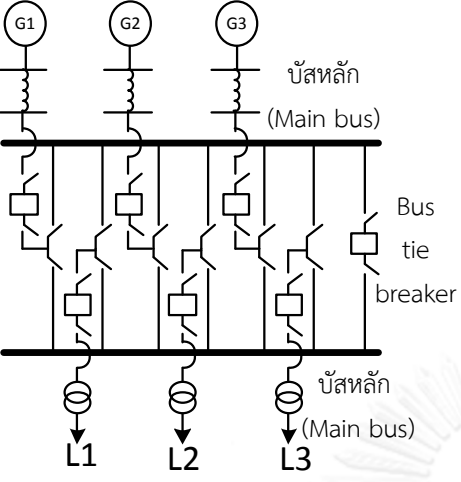
2.5.3 รูปแบบบัสประธานและบัสโอนสำรอง (Main – and – transfer – bus scheme or Spare – bus scheme)

รูปแบบบัสประธานและบัสโอนสำรอง ได้รับการพัฒนามาจากรูปแบบบัสเดี่ยว โดยการเพิ่มบัสโอนสำรอง (Transfer bus) ซึ่งในสภาวะปกติวงจรทั้งหมด กล่าวคือ วงจรขาเข้าและวงจรขาออก จะมีการเชื่อมต่อกันและการป้อนจ่ายกำลังไฟฟ้าผ่านบัสหลัก (Main bus) ทั้งนี้ถ้าเกิดการซ่อมบำรุงที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ต้องการซ่อมบำรุงดังกล่าวจะถูกแยกออกจากระบบ โดยที่สวิตช์ตัดตอน (Disconnecting switch) ที่บริเวณหัวและท้ายของอุปกรณ์จะถูกเปิดออก จากนั้นสวิตช์ที่บัสโอนสำรองจะปิด และระบบจะมีการป้อนจ่ายกำลังไฟฟ้าผ่านเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมระหว่างบัสประธานและบัสโอนสำรอง (Bus tie breaker) ไปยังบัสโอนสำรองแทน ซึ่งรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทนี้จะใช้ในระดับนแรงดันของระบบจำหน่ายประเภทกลางแจ้ง (Outdoor distribution) ที่มีระดับแรงดัน ตั้งแต่ 230 กิโลโวลต์ลงมา โดยที่แผนภาพเส้นเดี่ยวของรูปแบบบัสประธานและบัสโอนสำรอง สามารถแสดงดังภาพที่ 2.3 และสามารถพิจารณาข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง ดังตารางที่ 2.3

ตารางที่ 2.3 ข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง	
ข้อดี	ข้อเสีย
<p data-bbox="292 421 738 913"> </p> <p data-bbox="312 943 730 1128"> ภาพที่ 2.3 รูปแบบบัสประธานและบัสโอนสำรอง (Main – and – transfer – bus scheme or Spare – bus scheme) </p>	<ul style="list-style-type: none"> - การซ่อมบำรุงรักษาเซอร์กิตเบรกเกอร์ และการขยายบัสหลักปราศจากการรบกวนของระบบภายในสถานีไฟฟ้า เพราะสามารถเชื่อมต่อการจ่ายกำลังไฟฟ้า โดยผ่านสายส่งไฟฟ้าแรงสูง และหม้อแปลงกำลัง ณ ตำแหน่งบัสโอนสำรอง - ใช้หม้อแปลงวัดแรงดัน (Voltage transformer : VT) เพียง 1 ชุด - ใช้พื้นที่น้อย และต่อเติมส่วนขยายของระบบได้ง่าย <ul style="list-style-type: none"> - การเพิ่มบัสโอนสำรอง และเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมระหว่างบัส จะทำให้มีค่าใช้จ่ายที่สูงขึ้น - จำเป็นต้องมีการเพิ่มประสิทธิภาพของระบบป้องกัน มิเช่นนั้นจะเกิดปัญหาเมื่อเกิดการซ่อมบำรุงอุปกรณ์ - การทำงานปกติภายในระบบ จะมีความคล้ายคลึงกับรูปแบบบัสเดี่ยว - เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัสหรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ จะทำให้เกิดการล้มเหลวทั้งระบบ

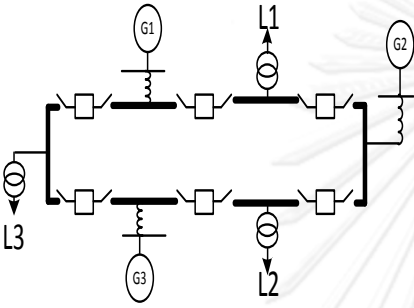
2.5.4 รูปแบบบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ (Double –bus, single – breaker scheme)

รูปแบบบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ประกอบด้วย บัสหลัก 2 อุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกันผ่านเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมระหว่างบัสทั้งสอง (Bus tie breaker) ซึ่งการใช้ประโยชน์ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าวนี้ในรูปแบบปกติปิดจะสามารถทำการถ่ายโอนวงจรจากบัสหนึ่งสู่บัสที่เหลือในลักษณะที่เหมือนกับการสวิตช์ โดยการล้มเหลวที่เกิดขึ้นกับบัสจะไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของบัสอื่น อย่างไรก็ตาม ถ้าเกิดการล้มเหลวที่ Bus tie breaker จะทำให้เกิดการขัดข้องทั้งระบบ นอกจากนี้ถ้า Bus tie breaker ถูกใช้งานในรูปแบบปกติเปิดจะเปรียบเสมือนรูปแบบบัสเดี่ยว 2 ระบบซึ่งจะทำให้ความเชื่อถือได้ต่ำลง โดยที่แผนภาพเส้นเดี่ยวของรูปแบบบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์สามารถแสดงดังภาพที่ 2.4 และ สามารถพิจารณาข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ ดังตารางที่ 2.4

 <p>ภาพที่ 2.4 รูปแบบบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ (Double –bus, single – breaker scheme)</p>	ตารางที่ 2.4 ข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียง บัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์				
	<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="790 398 1050 459">ข้อดี</th> <th data-bbox="1050 398 1417 459">ข้อเสีย</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="790 459 1050 1012"> <ul style="list-style-type: none"> - การลงทุนน้อย และใช้พื้นที่ในการปฏิบัติงานไม่มาก - การลัมเหลวที่เกิดขึ้นกับบัสจะไม่ส่งผลกระทบต่อบัสอื่น </td> <td data-bbox="1050 459 1417 1012"> <ul style="list-style-type: none"> - เมื่อใช้งาน Bus tie breaker แบบปกติเปิด จะมีความเชื่อถือได้ต่ำ - ระบบป้องกันมีความซับซ้อน - เมื่อ Bus tie breaker เกิดเหตุขัดข้อง จะส่งผลให้เกิดการหยุดการจ่ายกำลังไฟฟ้าทั้งสถานี </td> </tr> </tbody> </table>	ข้อดี	ข้อเสีย	<ul style="list-style-type: none"> - การลงทุนน้อย และใช้พื้นที่ในการปฏิบัติงานไม่มาก - การลัมเหลวที่เกิดขึ้นกับบัสจะไม่ส่งผลกระทบต่อบัสอื่น 	<ul style="list-style-type: none"> - เมื่อใช้งาน Bus tie breaker แบบปกติเปิด จะมีความเชื่อถือได้ต่ำ - ระบบป้องกันมีความซับซ้อน - เมื่อ Bus tie breaker เกิดเหตุขัดข้อง จะส่งผลให้เกิดการหยุดการจ่ายกำลังไฟฟ้าทั้งสถานี
ข้อดี	ข้อเสีย				
<ul style="list-style-type: none"> - การลงทุนน้อย และใช้พื้นที่ในการปฏิบัติงานไม่มาก - การลัมเหลวที่เกิดขึ้นกับบัสจะไม่ส่งผลกระทบต่อบัสอื่น 	<ul style="list-style-type: none"> - เมื่อใช้งาน Bus tie breaker แบบปกติเปิด จะมีความเชื่อถือได้ต่ำ - ระบบป้องกันมีความซับซ้อน - เมื่อ Bus tie breaker เกิดเหตุขัดข้อง จะส่งผลให้เกิดการหยุดการจ่ายกำลังไฟฟ้าทั้งสถานี 				

2.5.5 รูปแบบบัสวง (Single – ring bus sectionalization scheme)

รูปแบบบัสวง เป็นรูปแบบที่ได้รับการพัฒนามาจากรูปแบบบัสเดี่ยวตัดตอน ซึ่งภายในรูปแบบบัสวงจะมีเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมระหว่างบัสของวงจรขาออก จึงทำให้มีลักษณะเป็นวงปิด (Closed loop) ที่มีการแบ่งแยกของวงจรในแต่ละส่วนโดยเซอร์กิตเบรกเกอร์ ด้วยเหตุผลดังกล่าว ทำให้รูปแบบบัสวงมีความเชื่อถือได้และความยืดหยุ่นในการทำงานที่ดีขึ้น ทั้งนี้รูปแบบบัสวงสามารถถูกพัฒนาเป็นรูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ซึ่งจะได้กล่าวถึงในหัวข้อถัดไป โดยที่แผนภาพเส้นเดี่ยวของรูปแบบบัสวงสามารถแสดงดังภาพที่ 2.5 และสามารถพิจารณาข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ดังตารางที่ 2.5

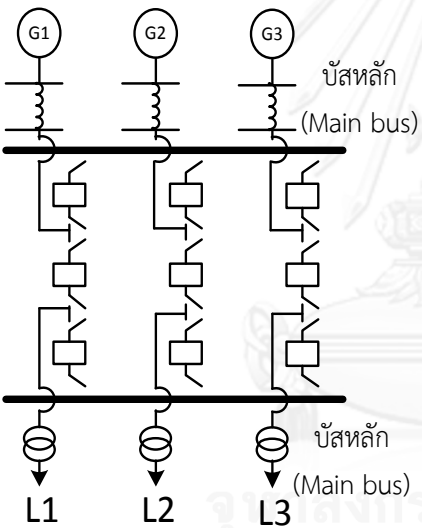
	ตารางที่ 2.5 ข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง	
	ข้อดี	ข้อเสีย
 <p>ภาพที่ 2.5 รูปแบบบัสวง (Single – ring bus sectionalization scheme)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - มีความยืดหยุ่นในการทำงาน - ความเชื่อถือได้ดี - ไม่มีบัสหลัก - สามารถถูกพัฒนาเป็นรูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง - ค่าใช้จ่ายต่ำเนื่องจาก จำนวนอุปกรณ์ภายในมีไม่มาก - การแบ่งแยกในแต่ละส่วนของบัสและเซอร์กิตเบรกเกอร์ สำหรับการซ่อมบำรุง จะไม่ส่งผลกระทบต่อระบบโดยรวม จึงสามารถทำการซ่อมบำรุงเซอร์กิตเบรกเกอร์แต่ละอุปกรณ์ได้โดยไม่จำเป็นต้องตัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่จ่ายให้กับโหลด - สะดวกต่อการบำรุงรักษา - ใช้เซอร์กิตเบรกเกอร์ 1 อุปกรณ์ต่อ 1 วงจร - แต่ละวงจรถูกป้องกันโดยอาศัยเซอร์กิตเบรกเกอร์ 2 ตัว 	<ul style="list-style-type: none"> - การเกิดความผิดพลาดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ อาจทำให้เกิดการรบกวนภายในระบบหลายวงจร ซึ่งทำให้ความเชื่อถือได้ลดลง - ในแต่ละวงจรต้องมีแหล่งจ่ายสำหรับการทำงานของรีเลย์ - มักจะจำกัดจำนวนวงจรไว้ 4 วงจร ซึ่งในทางปฏิบัติอาจมีถึง 10 วงจร แต่อย่างไรก็ตามไม่ควรจะมีจำนวนวงจรมากเกิน 6 วงจร - ระบบ Automatic Reclosing และระบบป้องกันค่อนข้างซับซ้อน - ต้องใช้อุปกรณ์ที่ทำงานเกี่ยวกับแรงดันสำหรับทุกวงจรที่จ่ายโหลด เนื่องจากไม่มีจุดอ้างอิงแรงดัน

2.5.6 รูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง (Breaker – and – a – half scheme)

รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ได้รับการพัฒนาจากรูปแบบบัสวง โดยมีบัสหลักจำนวน 2 อุปกรณ์ ซึ่งบัสทั้งสองดังกล่าวมีความแตกต่างจากรูปแบบบัสหลักและบัสโอนสำรอง กล่าวคือ ในสภาวะปกติ รูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่งจะมีกำลังไฟฟ้าไหลผ่านบัสหลักทั้งสองอุปกรณ์ แต่ในขณะที่รูปแบบบัสหลักและบัสโอนสำรอง ในสภาวะปกติจะมีกำลังไฟฟ้าไหลผ่านเพียงบัสหลักเท่านั้น ทั้งนี้รูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่งประกอบด้วยเซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวน 3 อุปกรณ์ต่อ 2 วงจรหลัก ได้แก่ วงจรขาเข้าและวงจรขาออก กล่าวอีกนัยหนึ่งคือ มีเซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวน

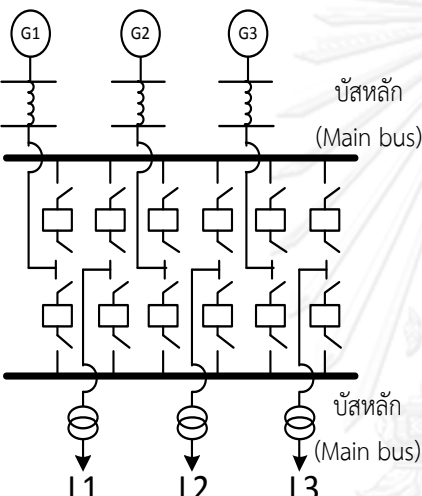
1.5 อุปกรณ์ต่อวงจรหลัก โดยในแต่ละวงจรจะมีการใช้เซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวกลางร่วมกัน ด้วยเหตุผลดังกล่าวจึงเป็นที่มาของชื่อบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง

นอกจากนี้เซอร์กิตเบรกเกอร์ในระบบ สามารถนำออกจากระบบสำหรับการซ่อมบำรุงรักษา โดยปราศจากการรบกวนการขัดข้องในระบบ อีกทั้งความผิดพลาดที่เกิดขึ้นในแต่ละบัส สามารถสวิตช์ออกจากระบบโดยไม่ส่งผลกระทบต่อวงจรขาออก ใดๆก็ตาม ถ้าเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวกลางที่อยู่ระหว่างวงจรขาเข้าและวงจรขาออกเกิดการลัดไหล จะทำให้เกิดความขัดข้องทั้งสองวงจร แต่ในขณะที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่นอกเหนือจากเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวกลางดังกล่าวเกิดการลัดไหล จะทำให้เกิดการขัดข้องเพียง 1 วงจร โดยที่แผนภาพเส้นเดี่ยวของรูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่งสามารถแสดงดังภาพที่ 2.6 และสามารถพิจารณาข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ดังตารางที่ 2.6

 <p>ภาพที่ 2.6 รูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง (Breaker – and – a – half scheme)</p>	ตารางที่ 2.6 ข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง	
	ข้อดี	ข้อเสีย
	<ul style="list-style-type: none"> - มีความยืดหยุ่นในการใช้งานและมีความเชื่อถือได้สูง - สามารถแบ่งแยกวงจรในแต่ละบัส โดยไม่ทำให้ระบบภายในสถานีไฟฟ้าเกิดการขัดข้อง - การเกิดความผิดพลาดที่บัสและการซ่อมบำรุงเซอร์กิตเบรกเกอร์ จะไม่ส่งผลกระทบต่อวงจรอื่น - การสวิตช์ทุกตำแหน่งในระบบจะทำงานภายใต้การทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์เท่านั้น - การขัดข้องของเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่อยู่ติดกับบัสมีผลให้วงจรเพียงวงจรเดียวเท่านั้นหยุดทำงาน 	<ul style="list-style-type: none"> - ระบบป้องกันที่ตำแหน่งของเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวกลางมีความซับซ้อนเนื่องจากต้องควบคุมการทำงานทั้ง 2 วงจรซึ่งจะทำให้แต่ละวงจรจำเป็นต้องมีแหล่งจ่ายสำหรับการทำงานของรีเลย์ - เมื่อเกิดการต่อขยายบัสหรือเชื่อมต่อกับวงจรอื่นใน สถานี ไฟฟ้า จำเป็นต้องมีการนำบัสใดบัสหนึ่งออกจากระบบ - การเพิ่มเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวที่สองในลักษณะที่ต่ออนุกรมกับเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวกลางทำได้ยาก นอกจากจะมีการออกแบบเผื่อพื้นที่ไว้

2.5.7 รูปแบบบัสประธานคู่ (Double-bus, double-breaker scheme)

รูปแบบบัสประธานคู่ มีรูปแบบคล้ายคลึงกับรูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง แต่มีความแตกต่างกันคือ ในแต่ละวงจรหลักจะประกอบด้วยเซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวน 2 อุปกรณ์ โดยที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวใดตัวหนึ่งล้มเหลวจะส่งผลกระทบต่อให้เกิดการขัดข้องเพียง 1 วงจร ซึ่งการเพิ่มจำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์จะส่งผลให้มีค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้น ดังนั้นรูปแบบบัสประธานคู่มักจะใช้เฉพาะสถานีไฟฟ้าที่มีระบบการผลิตขนาดใหญ่ (Large generating station) โดยที่แผนภาพเส้นเดียวของรูปแบบบัสประธานคู่ สามารถแสดงดังภาพที่ 2.7 และสามารถพิจารณาข้อดีข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ ดังตารางที่ 2.7

 <p>ภาพที่ 2.7 รูปแบบบัสประธานคู่ (Double-bus, double-breaker scheme)</p>	ตารางที่ 2.7 ข้อดีและข้อเสียของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่	
	ข้อดี	ข้อเสีย
	<ul style="list-style-type: none"> - มีความยืดหยุ่นในการทำงาน และมีความเชื่อถือได้สูง - การแบ่งแยกวงจรของบัสหลัก และ เซอร์กิตเบรกเกอร์ สำหรับการบำรุงรักษา จะไม่ทำให้ระบบเกิดการขัดข้อง - การเกิดความผิดปกติที่บัส หรือ เซอร์กิตเบรกเกอร์เพียง 1 อุปกรณ์ จะไม่ส่งผลกระทบต่อ การขัดข้องของระบบ - การสวิตช์ทุกตำแหน่งในระบบจะทำงานภายใต้การทำงาน ของเซอร์กิตเบรกเกอร์เท่านั้น 	<ul style="list-style-type: none"> - มีค่าใช้จ่ายที่สูงมาก เพราะต้องใช้จำนวน เซอร์กิตเบรกเกอร์ 2 อุปกรณ์ต่อวงจร

รูปแบบการจัดเรียงบัสที่ได้นำเสนอทั้ง 7 รูปแบบซึ่งแสดงไว้ในภาพที่ 2.1 – ภาพที่ 2.7 มีวงจรขาเข้า และ วงจรขาออก จำนวนละ 3 วงจร แต่จำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker) และ อุปกรณ์สำหรับการสวิตช์ซิ่ง (Switching) ที่ใช้ในแต่ละรูปแบบมีความแตกต่างกัน ซึ่งจะให้ประโยชน์ในแง่ของระบบป้องกัน (Protection), ความเชื่อถือได้ (Reliability) และ ความยืดหยุ่นในการทำงาน (Flexibility) ทั้งนี้จำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker) และจำนวนสวิตช์ปลดวงจร (Disconnecting switch) สามารถแสดงดังตารางที่ 2.8

ตารางที่ 2.8 จำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์ และจำนวนสวิตช์ปลดวงจร ทุกรูปแบบการจัดเรียงบัส

รูปแบบการจัดเรียงบัส	จำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์	จำนวนสวิตช์ปลดวงจร
1) Single – bus	6	12
2) Straight – bus sectionalization	8	16
3) Main – and – transfer – bus	7	20
4) Double – bus, single – breaker	9	18
5) Single – ring bus sectionalization	6	12
6) Breaker–and–a–half	9	18
7) Double–bus, double–breaker	12	24

ทั้งนี้ จำนวนของอุปกรณ์ดังกล่าว เป็นแนวทางที่บ่งชี้ถึงมูลค่าการลงทุนก่อสร้างได้เป็นอย่างดี ดังนั้นการออกแบบสถานีไฟฟ้าในแต่ละแห่ง จึงต้องพิจารณาถึงระบบป้องกัน ความเชื่อถือได้ และความยืดหยุ่นในการใช้งาน จากนั้นจึงเลือกสรรรูปแบบ ให้เหมาะสมสอดคล้องกับความต้องการ

2.6 แนวทางการเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้าในประเทศไทยและต่างประเทศ

ในปัจจุบันการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้กำหนดแนวทางการเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้า [4] ซึ่งมีรูปแบบการจัดเรียงบัสคล้ายคลึงกับการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้าในต่างประเทศ [20-28] โดยอาศัยการจำแนกได้เป็น 2 ประเภท คือ จำแนกตามระดับแรงดันไฟฟ้า และจำแนกตามประเภทของสถานีไฟฟ้า ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

2.6.1 จำแนกตามระดับแรงดันไฟฟ้า

การจำแนกตามระดับแรงดันไฟฟ้าสามารถแบ่งได้เป็น 3 ระดับแรงดัน ได้แก่ 115, 230 และ 500 กิโลโวลต์ โดยในแต่ละระดับแรงดันไฟฟ้ามีรูปแบบการจัดเรียงบัสที่แตกต่างกัน ซึ่งแสดงดังตารางที่ 2.9

ตารางที่ 2.9 แนวทางการเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสตามระดับแรงดันของ กฟผ.

ระดับแรงดัน (kV)	การจัดเรียงบัส	หมายเหตุ
500	Double bus double breaker	-
230	Breaker and a half	-
115	Main and transfer	สถานีไฟฟ้าเดี่ยวที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้า 230 kV
	Breaker and a half	
	Double bus double breaker	สถานีไฟฟ้าที่มีจำนวนวงจรมาก

2.6.2 จำแนกตามประเภทของสถานีไฟฟ้า

การจำแนกประเภทของสถานีไฟฟ้าสามารถแบ่งประเภทได้เป็น 2 ประเภท คือ สถานีไฟฟ้าประเภทใช้อากาศเป็นฉนวนคั่นระหว่างอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า (Air insulated substation: AIS) และ สถานีไฟฟ้าประเภทใช้ก๊าซซัลเฟอร์เฮกซะฟลูออไรด์ (SF_6) เป็นฉนวนคั่นระหว่างอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า (Gas insulated substation : GIS) โดยแต่ละประเภทของสถานีไฟฟ้าจะมีการจัดเรียงรูปแบบบัสแตกต่างกัน ซึ่งมีรายละเอียดดังตารางที่ 2.10

ตารางที่ 2.10 แนวทางการเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสตามประเภทสถานีไฟฟ้าของ กฟผ.

รูปแบบสถานีไฟฟ้า	การจัดเรียงบัส	หมายเหตุ
AIS	Breaker-and-a-half	-
	Main-and-transfer	-
	Double-bus-double-breaker	-
GIS	Double-bus-single-breaker	-
	Breaker-and-a-half	-
	Double-bus-double-breaker	สถานีไฟฟ้าที่มีจำนวนวงจรมาก

โดยทั่วไป แนวทางการกำหนดรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้าได้ถูกกำหนดขึ้นจากประสิทธิภาพในการส่งกำลังไฟฟ้า (Efficiency of power transmission) ของผู้ผลิต ให้มีความเชื่อถือได้ตามมาตรฐานที่กำหนดไว้ หรือเพียงพอต่อความต้องการของผู้บริโภคได้อย่างเพียงพอ อย่างไรก็ตาม แนวทางดังกล่าวไม่สามารถประเมินออกมาเป็นดัชนีชี้วัดสำหรับการตัดสินใจได้ ซึ่งวิธีการคำนวณค่าดัชนีชี้วัดสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้างกล่าว จะถูกนำเสนอในบทที่ 9 ต่อไป

ทั้งนี้รูปแบบการจัดเรียงบัสในแต่ละประเทศ ได้แก่ ไทย สหรัฐอเมริกา อินเดีย และอังกฤษ มีลักษณะรูปแบบการจัดเรียงที่แตกต่างกัน แต่จะมีโครงสร้างที่คล้ายคลึงกัน โดยในวิทยานิพนธ์นี้ได้พิจารณาแหล่งอ้างอิงทั้งหมด 8 แหล่ง ได้แก่

- 1) ประเทศไทย : [4] ถาวรกิจ, ป., การจัดวางระบบบัสบาร์ (*Bus bar configuration*), ส. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, Editor. 2536. p. 1-10.
- 2) ประเทศสหรัฐอเมริกา : [20] Dominik Pieniazek, P.E., *HV Substation Design: Applications and Considerations*. IEEE CED – Houston Chapter, 2012: p. 1-51.
- 3) ประเทศอินเดีย : [21] *EHV AC Substations : Layout, Equipment, Bus arrangements*. 9 ธันวาคม 2556; Available from: <http://edoqs.org/download/f26c0ab99f45db5776f149d61a5ab67e>.
- 4) ประเทศอังกฤษ : [22] Group, T.O.a.I.-N.S.B.A.G.W., *ISO NEW ENGLAND PLANNING PROCEDURE NO. 9 APPENDIX B*. 2006, NEPOOL Reliability Committee. p. 1-40.

- 5) ประเทศสหรัฐอเมริกา : [23] Council, N.R., *Terrorism and the Electric Power Delivery System*. 2012, National Academy of Sciences: United States of America. p. 134 -136.
- 6) ประเทศสหรัฐอเมริกา : [24] Nack, D., *Reliability of Substation Configurations*. 2005: Iowa State University. p. 1-9.
- 7) ประเทศสหรัฐอเมริกา : [25] Bio, M.J., *ELECTRIC POWER SUBSTATIONS ENGINEERING*, in *Air-Insulated Substations — Bus/Switching Configurations*, J.D.M. 2003, Editor. 2003: United States of America. p. 3-1 - 3-5.
- 8) ประเทศสหรัฐอเมริกา : [26] Teng-Da Tsao, H.-C.C., *Composite Reliability Evaluation Model for Different Types of Distribution Systems*. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, 2003. 18(2): p. 924-930.

ทั้งนี้เพื่อให้การอธิบายรูปแบบการจัดเรียงบัสมีความสะดวกมากยิ่งขึ้น จะมีการกำหนดสัญลักษณ์แทนรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าดังตารางที่ 2.11 ดังนี้

ตารางที่ 2.11 การกำหนดรูปแบบการจัดเรียงบัสแต่ละประเภทแทนด้วยสัญลักษณ์

ประเภท	สัญลักษณ์
บัสเดี่ยว	A
บัสเดี่ยวตัดตอน	B
บัสประธานและบัสโอนสำรอง	C
บัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์	D
บัสวง	E
บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง	F
บัสประธานคู่	G

โดยรูปแบบการจัดเรียงบัสในแต่ละประเทศ สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 2.12

ตารางที่ 2.12 รูปแบบการจัดเรียงบัสที่ใช้เป็นมาตรฐานของต่างประเทศ

ประเภท	รูป	แหล่งอ้างอิง							
		[4]	[20]	[21]	[22]	[23]	[24]	[25]	[26]
A		✓	✓	✓	-	-	✓	✓	✓
		-	-	-	✓	-	-	-	-
B		✓	-	✓	-	-	✓	✓	✓
		-	-	-	✓	-	-	-	-
C		✓	✓	-	-	-	-	✓	✓

ประเภท	รูป	แหล่งอ้างอิง							
		[4]	[20]	[21]	[22]	[23]	[24]	[25]	[26]
C (ต่อ)		-	-	✓	✓	✓	✓	-	-
D		✓	-	-	-	-	-	✓	-
E		✓	-	-	-	-	✓	-	-
		-	-	-	✓	-	-	-	-
		-	-	-	-	✓	-	✓	-

ประเภท	รูป	แหล่งอ้างอิง							
		[4]	[20]	[21]	[22]	[23]	[24]	[25]	[26]
F		✓	-	✓	-	-	-	✓	✓
		-	-	-	✓	✓	✓	-	-
G		✓	✓	✓	-	-	-	✓	✓
		-	-	-	✓	✓	✓	-	-

เมื่อพิจารณาจากตารางที่ 2.12 พบว่ารูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) มีลักษณะที่คล้ายคลึงกับมาตรฐานของประเทศสหรัฐอเมริกา, อังกฤษ และอินเดีย ด้วยเหตุผลดังกล่าว ในวิทยานิพนธ์นี้พิจารณารูปแบบการจัดเรียงบัสมาตรฐานของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ดังแสดงในภาพที่ 2.1 – ภาพที่ 2.7 เป็นหลัก

บทที่ 3

อุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า

ดังที่ได้กล่าวมาแล้วในหัวข้อที่ 2.3 คือ การออกแบบทางไฟฟ้าสำหรับการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า ในเบื้องต้น ผู้ออกแบบจะต้องมีความรู้พื้นฐานเกี่ยวกับหน้าที่รวมถึงวิธีการทำงานของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า ทั้งนี้เนื่องจากสถานีไฟฟ้าประกอบด้วยอุปกรณ์ภายในระบบซึ่งมีความสำคัญในการส่งกำลังไฟฟ้า โดยมีผลกระทบต่อระบบในแง่ที่ว่า การเกิดความขัดข้องของอุปกรณ์สามารถส่งผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ในระบบของสถานีไฟฟ้าซึ่งจะได้กล่าวต่อไปในบทที่ 6 ทั้งนี้อุปกรณ์แต่ละประเภทจะมีหน้าที่และลักษณะการทำงานที่แตกต่างกัน ด้วยเหตุผลดังกล่าว ในบทนี้จะนำเสนอประเด็นที่เกี่ยวกับความรู้พื้นฐานของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า โดยสามารถจำแนกเนื้อหาได้ 4 ส่วน ได้แก่ (1) ประเภทของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า (2) ความน่าจะเป็นในการทำงานของอุปกรณ์ (3) การจำแนกประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์ และ (4) แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์ โดยรายละเอียดในแต่ละส่วนสามารถแสดงได้ดังต่อไปนี้

3.1 ประเภทของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้า

จากที่ได้กล่าวมา อุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้ามีหลายประเภท ซึ่งแต่ละประเภทมีความสำคัญต่อระบบ และมีลักษณะการทำงานที่แตกต่างกัน แต่เนื่องจากประเภทของอุปกรณ์ที่จะนำเสนอเป็นอุปกรณ์หลักที่ใช้ภายในสถานีไฟฟ้า ด้วยเหตุผลดังกล่าว ประเภทของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าที่นำเสนอจะเป็นอุปกรณ์ที่ใช้ในการพิจารณาในวิทยานิพนธ์ โดยอุปกรณ์ดังกล่าวมีหน้าที่ และหลักการทำงาน ดังนี้ [29-33]

3.1.1 เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker)

เซอร์กิตเบรกเกอร์ คือ อุปกรณ์ที่ออกแบบมาเพื่อเปิดและปิดวงจรโดยใช้วิธีที่ไม่อัตโนมัติ และเพื่อเปิดวงจรอย่างอัตโนมัติเมื่อกระแสเกินค่าที่ระบุไว้ล่วงหน้า โดยที่ไม่เกิดความเสียหายแก่ตัวมันเองเมื่อใช้อย่างเหมาะสมภายในพิกัดของมัน โดยมีลักษณะเป็นอุปกรณ์สวิตซ์ซึ่งทางกลที่สามารถต่อวงจรให้กระแสไหลผ่าน รับกระแส และตัดกระแสได้ในภาวะวงจรปกติ อีกทั้งสามารถต่อวงจรให้กระแสไหลผ่าน รับกระแสตามเวลาที่ระบุไว้ และตัดกระแสในภาวะวงจรที่ผิดปกติตามที่ระบุไว้ เช่น เมื่อเกิดลัดวงจรขึ้น เป็นต้น [29] โดยในปัจจุบันสามารถแบ่งประเภทของเซอร์กิตเบรกเกอร์ตามลักษณะของฉนวนที่ใช้ในการดับอาร์ค (Arc) ได้เป็น 2 ประเภท ได้แก่

1) ประเภทสุญญากาศ (Vacuum circuit breaker)

เซอร์กิตเบรกเกอร์ประเภทนี้อาศัยหลักการที่ว่า ฉนวนที่ดีที่สุด คือ สารที่มีอิเล็กตรอนสำหรับนำกระแสน้อยที่สุด และเนื่องจากสุญญากาศเป็นบริเวณที่ไม่มีสารใดๆเลย ดังนั้นในสุญญากาศจะไม่มีก๊าซชนิดใดอยู่ภายใน ซึ่งจะทำให้ไม่เกิดตัวของก๊าซที่เป็นไอออน (Ion) จึงทำให้ไม่มีอาร์คเกิดขึ้น เนื่องจากเซอร์กิตเบรกเกอร์ชนิดนี้ใช้สุญญากาศในการดับอาร์ค จึงทำให้มีข้อดีหลายประการ ได้แก่ สามารถใช้ได้กับค่าพิกัดกระแสลัดวงจรที่มีค่าสูงมากกว่า 50 กิโลแอมแปร์ (kA) ขึ้นไป, มีการใช้พื้นที่บริเวณหน้าสัมผัส (Contact)

น้อยจึงทำให้ขนาดของอาร์คมีขนาดเล็กลง นอกจากนี้มีขนาดโครงสร้างที่ไม่ซับซ้อน น้ำหนักเบา และระยะเวลาในการบำรุงรักษา รวมถึงอายุการใช้งานยาวนาน โดยที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ประเภทนี้มักจะใช้ที่ระดับแรงดัน 22 กิโลโวลต์

2) ประเภทซัลเฟอร์เฮกซะฟลูออไรด์ (SF_6 circuit breaker)

วิธีการดับอาร์คมีหลายวิธี เช่น วิธีลูกสูบ (Piston) ระเบิด (Self-blast interrupting) น้ำมัน (Oil) และอัดอากาศ (Air) อย่างไรก็ตาม ในแต่ละวิธีการมีหลักการที่สำคัญคล้ายคลึงกัน กล่าวคือ เนื่องจากหน้าสัมผัสภายในเซอร์กิตเบรกเกอร์ ประกอบด้วยหน้าสัมผัส 2 ชนิด ได้แก่ ชนิดที่อยู่กับที่ (Fixed contact) และ ชนิดเคลื่อนไหว (Moving contact) โดยหน้าสัมผัสชนิดเคลื่อนไหวนั้นจะเคลื่อนที่เข้าหา หรือออกจากหน้าสัมผัสชนิดอยู่กับที่ เมื่อมีการเปิดวงจร และเมื่อเกิดการเคลื่อนที่ของหน้าสัมผัส จะทำให้เกิดกระแสอาร์คขึ้นระหว่างหน้าสัมผัสทั้งสอง ในขณะเดียวกันจะมีการเป่าและอัดก๊าซ SF_6 ออกมาระหว่างหน้าสัมผัสทั้งสองที่บริเวณตัวดับอาร์ค (Quenching nozzle) ก๊าซ SF_6 ที่ถูกเป่าและอัดนี้จะมีผลทำให้กระแสอาร์คนี้แตกออก และอาร์คเย็นตัวลง ทั้งนี้การเป่าและอัดของก๊าซ SF_6 ที่บริเวณตัวดับอาร์คนี้ถือเป็นหลักการที่สำคัญ สำหรับเซอร์กิตเบรกเกอร์ประเภทนี้ และมักจะใช้ที่ระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ขึ้นไป

3.1.2 สวิตช์ปลดวงจร (Disconnecting switch)

สวิตช์ปลดวงจร คือ อุปกรณ์เปิดปิดทางกลที่ใช้สำหรับเปลี่ยนแปลง การต่อวงจรหรือแยก โหลดวงจรหรือบริภัณฑ์ออกจากแหล่งกำเนิดกำลัง โดยอุปกรณ์นี้ต้องสามารถรับกระแสโหลดปกติได้อย่างต่อเนื่อง และต้องสามารถรับกระแสผิดปกติหรือกระแสลัดวงจรในช่วงเวลาสั้น ๆ ตามที่ระบุไว้ได้ นอกจากนี้อุปกรณ์นี้ยังต้องสามารถเปิดหรือปิดวงจรเมื่อมีการตัดหรือต่อวงจรที่มีกระแสเพียงเล็กน้อย หรือไม่เช่นนั้นเมื่อแรงดันคร่อมขั้วต่อสายแต่ละคู่ของขั้วสวิตช์เปลี่ยนแปลงไม่มากนัก ซึ่งสวิตช์ปลดวงจรเมื่อแบ่งแยกประเภทตามระดับแรงดันที่ใช้ สามารถแบ่งแยกได้เป็น 2 ประเภท ได้แก่ [33]

1) สวิตช์ปลดวงจรที่ใช้กับพิกัดแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่า 36 kV

โดยทั่วไปที่ระดับแรงดันที่ต่ำกว่า 36 kV สามารถทำงานได้ด้วยมือ (Human operated) และมักจะใช้หน้าสัมผัสแบบใบมีด (Knife contact type) ซึ่งการที่จะนำมาใช้งาน จะต้องให้ความสำคัญในเรื่องระยะรัศมีมีความยาวของใบมีดที่ใช้ในการสับ ซึ่งจำเป็นต้องสอดคล้องกับมาตรฐานของระยะห่างในการทำงาน (Clearances)

2) สวิตช์ปลดวงจรที่ใช้กับพิกัดแรงดันไฟฟ้ามากกว่า 36 kV

สำหรับสวิตช์ปลดวงจรประเภทนี้จะมีขนาดใหญ่ และจะมีค่าขอบเขตในการทนค่าพิกัดของอุปกรณ์สอดคล้องตามมาตรฐาน โดยสามารถแบ่งออกเป็น 3 ประเภทใหญ่ๆ ได้แก่

2.1) Rotary disconnecting switch มักจะใช้ที่พิกัดแรงดัน 72.5 – 420 kV

2.2) Two – column vertical center break disconnecting switch มักจะใช้ที่พิกัดแรงดันมากกว่า 300 kV และ 1600 A

2.3) Single - column (pantograph) disconnecting switch มักจะใช้ที่พิกัดแรงดันน้อยกว่า 300 kV และเหมาะกับสถานีไฟฟ้าที่มีพื้นที่จำกัด

3.1.3 หม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer)

หม้อแปลงไฟฟ้า คือ อุปกรณ์ไฟฟ้าแบบอยู่กับที่ ประกอบด้วยชุดขดลวดหนึ่งชุดหรือหลายชุดที่เชื่อมโยงกันทางแม่เหล็ก โดยที่อาจมีแกนแม่เหล็กหรือไม่มีก็ได้ เพื่อเป็นตัวทำให้เกิดการเหนี่ยวนำร่วมระหว่างวงจรไฟฟ้า หม้อแปลงไฟฟ้านี้มีใช้กันอย่างกว้างขวางในระบบไฟฟ้ากำลัง เพื่อถ่ายโอนกำลังไฟฟ้าโดยการเหนี่ยวนำทางแม่เหล็กไฟฟ้าระหว่างวงจรที่ความถี่เดียวกัน และโดยปกติแล้วหม้อแปลงไฟฟ้าจะมีหน้าที่ในการเปลี่ยนค่าแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าด้วย ทั้งนี้ในปัจจุบันประเภทของหม้อแปลงไฟฟ้า สามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ประเภท ได้แก่ [29]

1) หม้อแปลงกำลัง (Power transformer)

หม้อแปลงกำลัง คือ หม้อแปลงที่ถ่ายโอนพลังงานไฟฟ้าในส่วนใดๆ ของวงจรไฟฟ้าระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับวงจรปฐมภูมิของระบบจำหน่าย โดยทั่วไปจะมีขนาดตั้งแต่ 1 เมกะ-โวลต์แอมป์ (MVA) ขึ้นไปจนถึงหลายร้อยเมกะ-โวลต์แอมป์ (MVA) โดยหม้อแปลงประเภทนี้ สามารถแบ่งออกเป็น 2 ประเภท ได้แก่

1.1) Power transformer ใช้สำหรับแปลงพิกัดแรงดันให้ต่ำลงจากระบบผลิต (Generation) สู่ระบบจำหน่าย (Distribution) นับเป็นอุปกรณ์หลักของสถานีไฟฟ้านั้น เพราะมีมูลค่าประมาณร้อยละ 60 ของมูลค่าอุปกรณ์ทั้งหมดภายในสถานีไฟฟ้านั้น

1.2) Service transformer มักจะใช้ในระบบแสงสว่าง และเป็นแหล่งจ่ายพลังงานสำรองให้กับอุปกรณ์ต่าง ๆ ภายในสถานีไฟฟ้า

2) หม้อแปลงจำหน่าย (Distribution Transformer)

หม้อแปลงจำหน่าย คือ หม้อแปลงสำหรับถ่ายโอนพลังงานไฟฟ้า จากวงจรจ่ายไฟฟ้าปฐมภูมิไปยังวงจรจ่ายไฟทุติยภูมิ หรือวงจรบริการของผู้ใช้ไฟฟ้า ได้แก่ หม้อแปลงที่ใช้ในระบบจำหน่ายของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และการไฟฟ้านครหลวง

3) หม้อแปลงวัด (Instrument transformer)

หม้อแปลงวัด คือ หม้อแปลงที่มีได้ใช้เพื่อการส่งผ่านพลังงาน แต่ใช้เพื่อแปลงกระแสไฟฟ้า หรือแรงดันไฟฟ้า จากระบบแรงดันสูงให้มีขนาดที่เหมาะสมกับเครื่องมือวัดค่าต่าง ๆ เช่น มิเตอร์ และรีเลย์ (Relay) ในระบบป้องกันอุปกรณ์ไฟฟ้า เป็นต้น โดยขดลวดที่ใช้ภายในหม้อแปลงวัด ควรจะต้องมีค่ากำลังสูญเสีย (Loss) ที่ต่ำ ทั้งนี้หม้อแปลงวัดสามารถแบ่งออกเป็น 2 ประเภท ได้แก่

3.1) หม้อแปลงกระแส (Current transformer : CT)

หม้อแปลงกระแส คือ หม้อแปลงวัดคัมที่มีชุดขดลวดปฐมภูมิต่ออนุกรมกับสายตัวนำที่รับกระแสที่จะวัดหรือควบคุม โดยเป็นอุปกรณ์ที่ใช้สำหรับแปลงระดับกระแสให้มีขนาดต่ำลง เพื่อนำไปใช้ในรีเลย์ของระบบป้องกันอุปกรณ์ และเพื่อใช้สำหรับการวัด (Metering) ซึ่งมีประโยชน์หลักคือ ใช้เป็นเครื่องมือในการวัด หรือป้องกันระบบจากแรงดันด้านปฐมภูมิ (Primary) และยังช่วยป้องกันความเสียหายที่อาจเกิดขึ้นกับ

อุปกรณ์อื่นอันเนื่องมาจากกระแสเกิน ทั้งนี้ข้อควรระวังสำหรับการใช้หม้อแปลงกระแส คือ ห้ามเปิดวงจรทางด้านทุติยภูมิ (Secondary) เพราะจะทำให้เกิดแรงดันสูงที่ขั้วทุติยภูมิ เนื่องจากการเหนี่ยวนำของขดลวดด้านปฐมภูมิ ซึ่งจะเป็นอันตรายต่อผู้ใช้งานได้

3.2) หม้อแปลงแรงดัน (Potential transformer : PT)

หม้อแปลงแรงดัน คือ หม้อแปลงที่ใช้เป็นอุปกรณ์วัดคูลม และมุ่งใช้ในลักษณะที่ชุดขดลวดปฐมภูมิต่อขนานกับวงจรแหล่งจ่ายกำลังที่ต้องการวัดหรือควบคุมแรงดัน โดยเป็นอุปกรณ์ที่ใช้สำหรับแปลงระดับแรงดันจากระดับสูงเป็นระดับต่ำ เพื่อใช้ประโยชน์ในการวัด เช่นเดียวกับหม้อแปลงกระแส ซึ่งในปัจจุบันได้มีการออกแบบหม้อแปลงแบบคาปาซิเตอร์ขึ้น เพื่อลดการออกแบบฉนวนหม้อแปลงที่มีความซับซ้อนในการผลิต และแก้ปัญหาด้านความไม่คุ้มค่า โดยใช้หลักการแบ่งแรงดันด้วยโวลเตจไดวีเดอร์ (Voltage divider) ก่อน แล้วจึงป้อนแรงดันที่แบ่งมาเข้าสู่หม้อแปลงแรงดันที่มีขดลวดรีแอคเตอร์ปรับค่าได้ต่ออยู่ ทั้งนี้ข้อควรระวังสำหรับการใช้หม้อแปลงแรงดัน คือ ห้ามลัดวงจรทางด้านทุติยภูมิ เพราะจะทำให้เกิดกระแสไหลมากเกินไปเกินกว่าค่าเบอร์เดน (Burden) ที่กำหนดไว้ซึ่งจะทำให้หม้อแปลงแรงดันเสียหายได้

3.1.4 สายส่งไฟฟ้าแรงสูง (Transmission line)

สายส่งไฟฟ้าแรงสูง คือ อุปกรณ์ประเภทตัวนำ ทำหน้าที่ถ่ายทอดพลังงานไฟฟ้าสู่ปลายทางสายส่งไฟฟ้าแรงสูง เป็นอุปกรณ์ที่มีความสำคัญมากและมีราคาแพง สามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ชนิดตามลักษณะของการเดินสายไฟฟ้าและลักษณะของสายตัวนำไฟฟ้า ดังนี้ [30]

1) สายส่งกลางอากาศ (Overhead transmission line)

สายส่งกลางอากาศเป็นการเดินสายส่งไฟฟ้าโดยการแขวนอยู่บนเสาไฟฟ้า ซึ่งมักจะพบเห็นอยู่ทั่วไป เนื่องจากเป็นแบบที่มีการลงทุนน้อย แต่อาจดูไม่เรียบร้อย (Visual Impact) เพราะมีการเชื่อมโยงสายบนเสาจนบางครั้งอาจรกรุงรัง ไร้ระเบียบ

2) สายส่งไฟฟ้าใต้ดิน (Underground cable)

สายส่งไฟฟ้าใต้ดินเป็นการเดินสายส่งไฟฟ้าในอุโมงค์หรือรางเดินสายไฟฟ้าใต้ดิน ทั้งนี้ในเมืองใหญ่หลายแห่ง อาจไม่เห็นเสาไฟฟ้าและสายไฟ เนื่องจากมีการเดินสายเคเบิลลงใต้ดินเพื่อความเป็นระเบียบเรียบร้อย สายส่งไฟฟ้าใต้ดินต้องใช้งบลงทุนสูง ซึ่งบางพื้นที่ของกรุงเทพฯ ในเขตของการไฟฟ้านครหลวง มีการเดินสายไฟฟ้าใต้ดินซึ่งทำให้ทัศนียภาพดูเรียบร้อยขึ้น

3) สายส่งไฟฟ้าในท่ออัดก๊าซ (Gas insulated line : GIL)

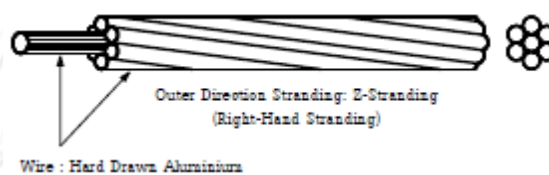
สายส่งไฟฟ้าในท่ออัดก๊าซมีลักษณะเป็นท่อโลหะกลม ซึ่งสามารถวางท่อได้ทั้งกลางอากาศ บนพื้นดินหรือใต้ดิน สายส่งไฟฟ้าแบบในท่ออัดก๊าซมีความน่าเชื่อถือในการจ่ายไฟฟ้าดีกว่าสายส่งไฟฟ้าแบบกลางอากาศหรือแบบใต้ดิน มีความปลอดภัยสูงและมีค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาต่ำกว่าสายส่งทั้งสองชนิดที่กล่าวมาข้างต้น แต่ต้องใช้งบลงทุนด้านอุปกรณ์และค่าก่อสร้างสูงมาก

ทั้งนี้ เมื่อแบ่งประเภทของสายส่งไฟฟ้าแรงสูง ตามลักษณะการใช้งาน สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภท ดังนี้ [31]

- 1) สายเปลือย (Bare wires) มักทำด้วย อะลูมิเนียม ซึ่งมีข้อดี คือ น้ำหนักเบาและราคาถูก โดยสามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ประเภท ดังนี้

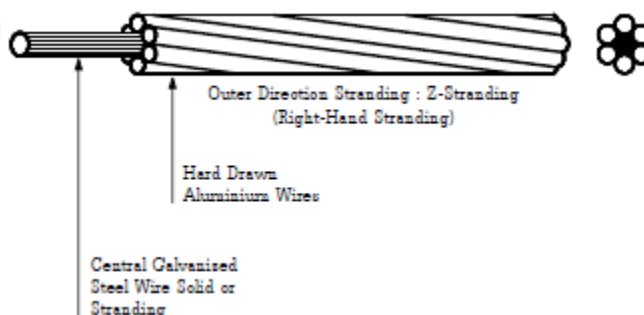
- 1.1) สายไฟฟ้าอะลูมิเนียมตีเกลียวเปลือย (All Aluminium Conductor : ACC) เป็นตัวนำอะลูมิเนียมพันตีเกลียวเป็นชั้นๆ รับแรงดึงได้ดี โดยใช้ซึ่งสายให้มีระยะห่างช่วงเสา (Span) ได้ไม่เกิน 50 เมตร นอกจากนี้ สายที่มีขนาด 95 mm^2 ขึ้นไปสามารถมีระยะห่างได้ไม่เกิน 100 เมตร ทั้งนี้ สายไฟฟ้าประเภท AAC ดังกล่าวสามารถพบได้ในมาตรฐาน มอก. 85 – 2522

- 1.2) สายไฟฟ้าอะลูมิเนียมผสม (All Aluminium Alloy Conductor : AAAC) เป็นตัวนำที่มีส่วนผสมของอะลูมิเนียม แมกนีเซียม และซิลิคอน ซึ่งมีคุณสมบัติในด้านความเหนียวและรับแรงดึงได้สูงกว่าสาย AAC โดยมักนิยมใช้เดินสายบริเวณชายทะเล เพราะสายไฟฟ้าชนิดนี้ทนต่อการกัดกร่อนของไอเกลือได้ดี ซึ่งสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 3.1



ภาพที่ 3.1 สายไฟฟ้าอะลูมิเนียมผสม (All Aluminium Alloy Conductor : AAAC)

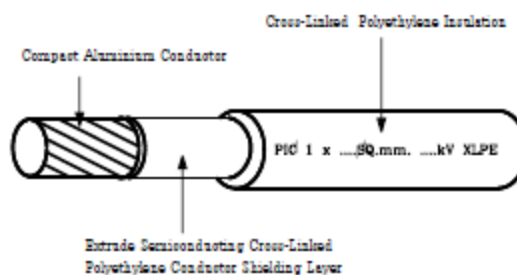
- 1.3) สายไฟฟ้าอะลูมิเนียมแกนเหล็ก (Aluminium Conductor Steel Reinforced : ACSR) เป็นตัวนำที่มีแกนเหล็กอยู่ตรงกลาง ซึ่งส่งผลให้รับแรงดึงได้สูงขึ้น ทำให้สามารถขยายระยะห่างระหว่างช่วงเสาได้ ทั้งนี้ ผู้ออกแบบมักจะไม่นิยมใช้สายชนิดนี้ในบริเวณชายทะเล ทั้งนี้ สายไฟฟ้าประเภท ACSR ดังกล่าว สามารถพบได้ในมาตรฐาน มอก. 86 – 2522 ซึ่งสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 3.2



ภาพที่ 3.2 สายไฟฟ้าอะลูมิเนียมแกนเหล็ก (Aluminium Conductor Steel Reinforced : ACSR)

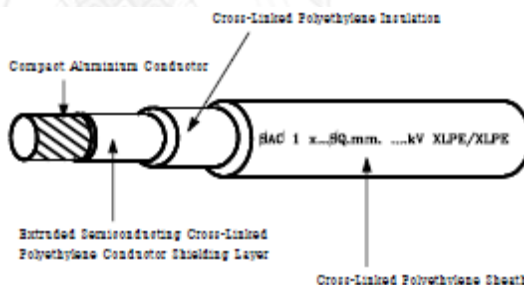
- 2) สายหุ้มฉนวน (Bare wires) เป็นสายส่งไฟฟ้าแรงสูงที่มีฉนวนหุ้ม เพื่อความปลอดภัยจากการลัดวงจรจากสัตว์ หรือกิ่งไม้ ทั้งนี้ สายหุ้มฉนวนสามารถแบ่งออกได้เป็น 4 ประเภท ดังนี้

2.1) สายไฟฟ้าประเภท Partial Insulated Cable (PIC) เป็นตัวนำที่มีฉนวน XLPE หุ้มบางๆ โดยไม่สามารถแตะต้องได้โดยตรง ทั้งนี้ มักใช้งานโดยเดินสายในอากาศผ่านลูกถ้วยบนเสาไฟฟ้าแทนสายไฟฟ้าชนิดเปลือย ซึ่งสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 3.3



ภาพที่ 3.3 สายไฟฟ้าประเภท Partial Insulated Cable (PIC)

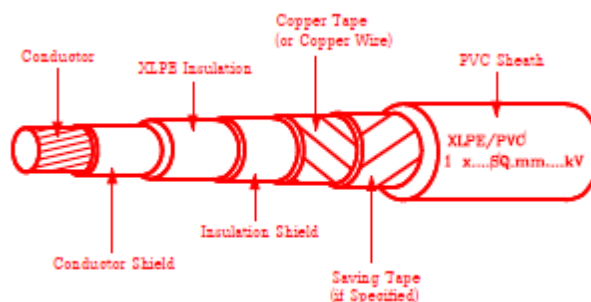
2.2) สายไฟฟ้าประเภท Space Aerial Cable (SAC) เป็นตัวนำที่มีฉนวน XLPE หุ้มโดยมีเปลือก (Sheath) ซึ่งทำด้วย XLPE หุ้มอีก 1 ชั้น ซึ่งจะมีความทนทานมากกว่าสายไฟฟ้าชนิด PIC อย่างไรก็ตาม ในการใช้งาน ไม่ควรสัมผัสสายไฟประเภทนี้โดยตรง ทั้งนี้ ในการเดินสายไฟฟ้าประเภท SAC ดังกล่าว จำเป็นต้องใช้ Spacer และมี Messenger Wires ช่วยในการตั้งสาย ซึ่งสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 3.4



ภาพที่ 3.4 สายไฟฟ้าประเภท Space Aerial Cable (SAC)

2.3) สายไฟฟ้าประเภท Preassembly Aerial Cable เป็นสายไฟฟ้าที่มีฉนวนหุ้มตลอดทั้งเส้น (Fully Insulated) โดยสามารถวางสายใกล้ซึ่งกันและกันได้ นอกจากนี้ ยังสามารถใช้สายไฟฟ้าประเภทนี้วางพาดกับมุมตึกได้

2.4) สายไฟฟ้าประเภท Cross - linked Polyethylene (XLPE) เป็นสายไฟฟ้าที่มีฉนวนหุ้มตลอดทั้งเส้น (Fully Insulated) โดยมีโครงสร้างที่ประกอบด้วย ตัวนำ (Conductor), ซีลด์ของตัวนำ (Conductor Shield), ฉนวน (Insulation), ซีลด์ของฉนวน (Insulation Shield) และเปลือกนอก (Jacket) ซึ่งสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 3.5



ภาพที่ 3.5 สายไฟฟ้าประเภท Cross – linked Polyethylene (XLPE)

3.1.5 บัสบาร์ (Busbar)

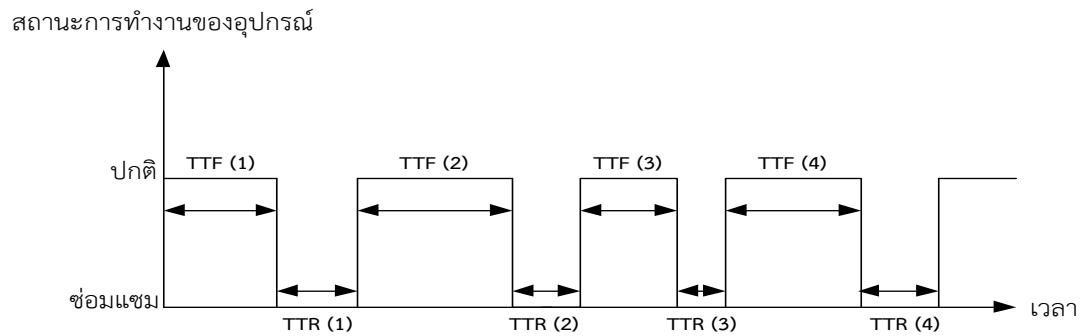
บัสบาร์ คือ กลุ่มตัวนำที่ใช้ในการต่อรวมของวงจรตั้งแต่ 2 วงจรขึ้นไป ซึ่งโดยทั่วไปจะหมายถึงจุดรวมที่มีวงจรไฟฟ้าจ่ายเข้าจำนวนน้อยและมีวงจรไฟฟ้าจ่ายออกจำนวนมาก กล่าวคือ เป็นอุปกรณ์สำหรับเชื่อมต่อทางไฟฟ้าระหว่างสายประธาน และสายป้อน ทั้งนี้สถานีไฟฟ้าหรือแผงสวิตช์จ่ายไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าในปัจจุบันต้องสามารถรับและจ่ายกระแสไฟฟ้าได้ในปริมาณมาก ซึ่งกำลังไฟฟ้าปริมาณมากจะทำให้เกิดแรงแม่เหล็กไฟฟ้าขึ้นอย่างมหาศาล ทำให้บัสบาร์ จำเป็นต้องสามารถทนต่อแรงเหล่านี้ได้ ด้วยเหตุดังกล่าว โลหะที่จะใช้เป็นบัสบาร์จะต้องมีคุณสมบัติ ทางไฟฟ้าและทางกลที่ดี นอกจากนี้ ต้องสามารถทำงานตามอุณหภูมิที่กำหนดได้ ดังนั้น โลหะที่จะนำมาใช้เป็นบัสบาร์ ควรมีคุณสมบัติหลายประการ ได้แก่ [32]

- 1) มีความต้านทานต่ำ (Low resistance)
- 2) มีความแข็งแรงทางกลสูงในด้านแรงดึง แรงอัดและแรงฉีก
- 3) มีความต้านทานต่อความล้า (Fatigue failure) สูง
- 4) มีความต้านทานผิว (Surface film) ต่ำ
- 5) มีการตัดต่อหรือตัดทำได้สะดวก
- 6) ความต้านทานต่อการกัดกร่อนสูง

เนื่องจากทองแดงและอลูมิเนียมบริสุทธิ์ มีคุณสมบัติครอบคลุมตามที่ได้กล่าวมาข้างต้น ดังนั้นบัสบาร์ในสถานีไฟฟ้าโดยส่วนใหญ่ มักจะถูกผลิตจากทองแดงและอลูมิเนียมบริสุทธิ์

3.2 ความน่าจะเป็นในการทำงานของอุปกรณ์

อุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้ามีหน้าที่แตกต่างกันตามที่กล่าวไว้ข้างต้น โดยที่พฤติกรรมการทำงาน ของอุปกรณ์ในสภาวะปกติจะมีความคล้ายคลึงกัน กล่าวคือ ถ้าพิจารณาการทำงานของอุปกรณ์เพียง 2 สถานะจะพบว่าสถานะการทำงานของอุปกรณ์ ได้แก่ สถานะทำงานปกติ (Up) และ สถานะซ่อมแซม (Repair) โดยที่สถานะการทำงานของอุปกรณ์ดังกล่าวจะสลับกันในรูปแบบวัฏจักรของเวลา ดังแสดงในภาพที่ 3.6 [34]



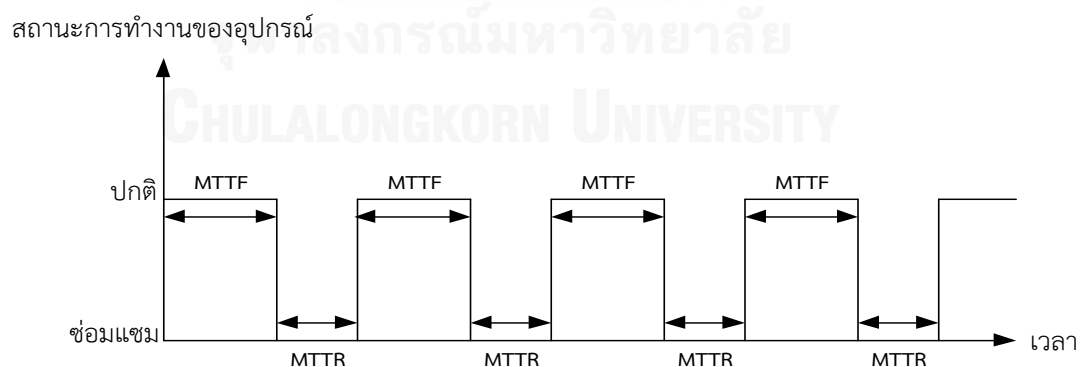
ภาพที่ 3.6 ช่วงเวลาแสดงสถานะการทำงานของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้า

โดยที่

TTF (i) (Time to failure) คือ ระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ในสถานะทำงานปกติ ซึ่งแสดงการทำงานได้ในครั้งที่ i (ปี)

TTR (i) (Time to repair) คือ ระยะเวลาที่อุปกรณ์ทำการซ่อมแซมเสร็จจนกระทั่งสามารถกลับมาใช้งานได้เป็นปกติซึ่งแสดงถึงระยะเวลาในการซ่อมแซมอุปกรณ์ครั้งที่ i (ชั่วโมง)

ทั้งนี้ จากภาพที่ 3.6 พบว่า ช่วงระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะทำงานปกติ (TTF) และช่วงระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะซ่อมแซม (TTR) ในแต่ละช่วงอาจจะมีค่าไม่เท่ากัน ดังนั้น ในการพิจารณาแบบจำลองของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าเพื่อเป็นตัวแทนการทำงานของอุปกรณ์ดังกล่าวในระยะยาวจะใช้ค่าประมาณเป็นระยะเวลาเฉลี่ยในสถานะทำงานปกติ และระยะเวลาเฉลี่ยที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะซ่อมแซม ซึ่งในการประเมินความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์จะใช้ค่าเฉลี่ยของช่วงเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะทำงานปกติ และช่วงระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะซ่อมแซม ดังภาพที่ 3.7



ภาพที่ 3.7 ช่วงเวลาแสดงสถานะการทำงานเฉลี่ยของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้า

โดยที่

MTTF (Mean time to failure) คือ ระยะเวลาเฉลี่ยที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะปกติ (ปี/ครั้ง)

MTTR (Mean time to repair) คือ ระยะเวลาเฉลี่ยที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะซ่อมแซม (ชั่วโมง/ครั้ง)

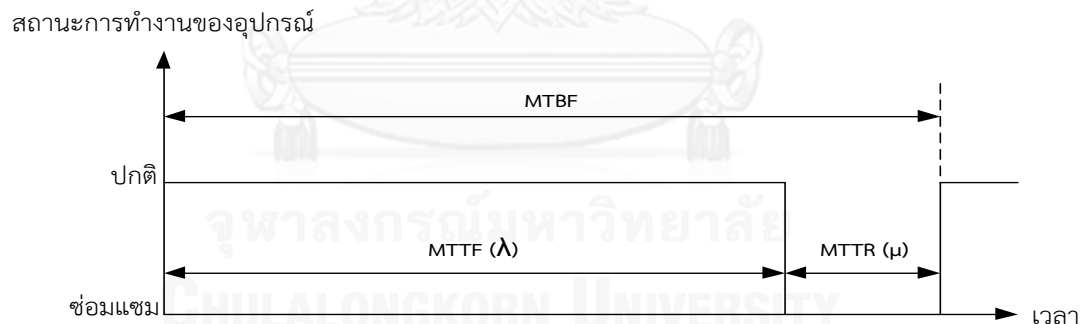
โดยที่ผลรวมของระยะเวลาเฉลี่ยที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะทำงานปกติ (MTTF) และระยะเวลาเฉลี่ยที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะซ่อมแซม (MTTR) ถูกเรียกว่า Mean time between failure (MTBF) หมายถึง ช่วงเวลาหนึ่งคาบการทำงานของอุปกรณ์ตั้งแต่ช่วงเวลาที่อุปกรณ์ทำงานปกติ จนกระทั่งเกิดเหตุขัดข้อง จากนั้นทำการซ่อมแซมอุปกรณ์ดังกล่าวจนกระทั่งสามารถกลับมาทำงานได้อีกครั้ง นอกจากนี้ระยะเวลาเฉลี่ยที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะทำงานปกติ และ ระยะเวลาเฉลี่ยที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะซ่อมแซม สามารถคำนวณอัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์ (Failure rate: λ) และ อัตราเฉลี่ยการซ่อมแซมของอุปกรณ์ (Repair rate: μ) ดังแสดงในสมการที่ (3.1) และ (3.2) ทั้งนี้ตัวแปรทั้งหมดที่กล่าวมาในสมการที่ (3.1) สามารถแสดงได้ ดังภาพที่ 3.8

$$\lambda = \frac{1}{MTTF}, \mu = \frac{1}{MTTR} \quad (3.1)$$

โดยที่

λ คือ อัตราการล้มเหลวเฉลี่ยของอุปกรณ์ (ครั้ง/ปี)

μ คือ อัตราการซ่อมแซมเฉลี่ยของอุปกรณ์ (ครั้ง/ชั่วโมง)



ภาพที่ 3.8 ตัวแปรทั้งหมดที่เกี่ยวข้องในช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์

แนวคิดทางด้านความถี่ และช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์ สามารถอธิบายได้โดยอาศัยแบบจำลองของอุปกรณ์ที่สามารถซ่อมแซมได้ (Repairable component) ดังแสดงในภาพที่ 3.8 จะพบว่าสถานะการทำงานของอุปกรณ์มี 2 สถานะ คือ สถานะทำงานปกติ (Up) และสถานะซ่อมแซม (Repair) ดังนั้น สามารถคำนวณความน่าจะเป็นของอุปกรณ์ที่อยู่ในสถานะต่าง ๆ ได้ ดังสมการที่ (3.2)

$$P(s) = \frac{M(s)}{T(s)} \quad (3.2)$$

โดยที่

$P(s)$ คือ ความน่าจะเป็นของอุปกรณ์ที่อยู่ในสถานะ s

$M(s)$ คือ ช่วงเวลาเฉลี่ยที่อุปกรณ์จะอยู่ในสถานะ s (ปี/ครั้ง)

$T(s)$ คือ ช่วงเวลาเฉลี่ยเมื่ออุปกรณ์กลับมาสู่สถานะ s อีกครั้ง หรือคาบของเวลา (ปี/ครั้ง)

จากภาพที่ 3.8 ความน่าจะเป็นที่อุปกรณ์จะอยู่ในสถานะทำงานปกติ (Up) และ สถานะซ่อมแซม (Repair) สามารถแสดงได้ดังสมการที่ (3.3)

$$P_{up} = \frac{m}{m+r} : P_{repair} = \frac{r}{m+r} \quad (3.3)$$

โดยที่

m คือ ระยะเวลาเฉลี่ยที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะทำงานปกติ (ปี)

r คือ ระยะเวลาเฉลี่ยที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะซ่อมแซม (ชั่วโมง)

P_{up} คือ ความน่าจะเป็นของอุปกรณ์ในสภาวะการทำงานปกติ

P_{repair} คือ ความน่าจะเป็นของอุปกรณ์ในสภาวะซ่อมแซม

3.3 การจำแนกประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์

การจำแนกประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์ สามารถจำแนกตามเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ โดยสามารถจำแนกเหตุการณ์ดังกล่าวได้เป็น 5 เหตุการณ์ ดังนี้ [34]

3.3.1 การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ (Passive failures)

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

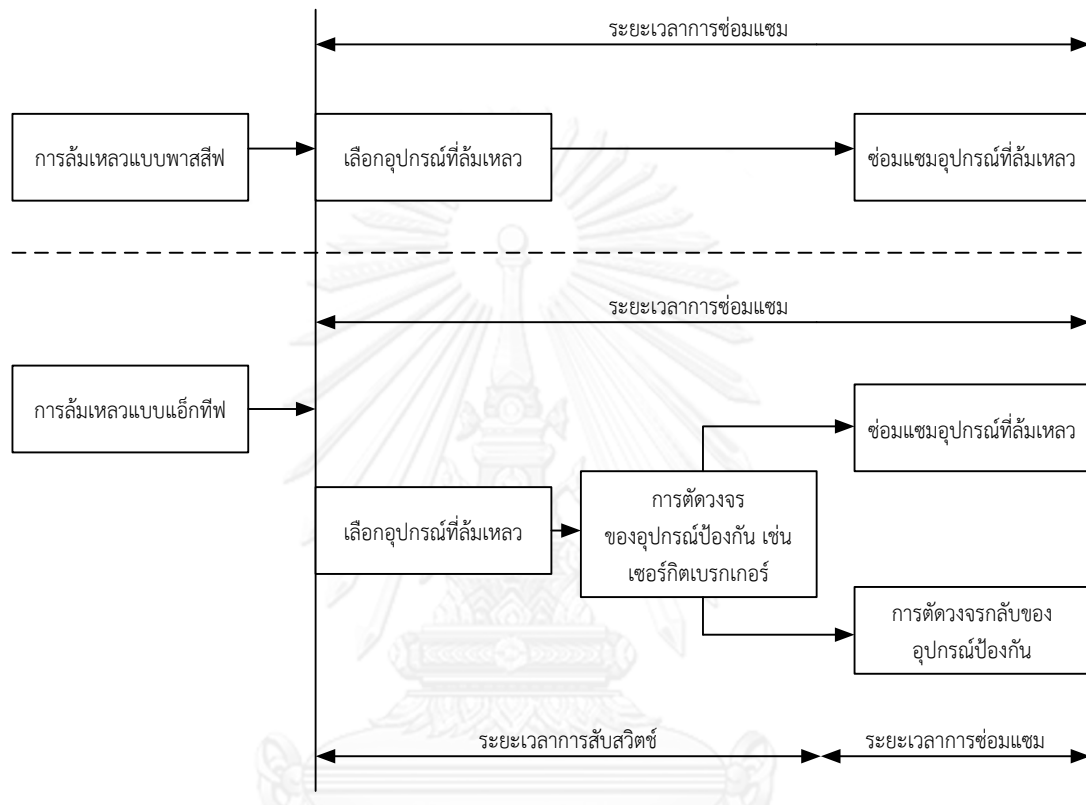
3.3.2 การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ (Active failures)

การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ คือ เหตุการณ์ที่อุปกรณ์ล้มเหลวแล้วส่งผลกระทบต่อการทำงานของระบบป้องกันปฐมภูมิ (Primary protection zone) รอบข้างของอุปกรณ์ที่ล้มเหลว กล่าวคือ มีการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงอุปกรณ์ตัวที่ล้มเหลว หลังจากนั้นระบบปฏิบัติการภายในสถานีไฟฟ้าจะทำการสับสวิตช์ (Switching) อุปกรณ์ที่ล้มเหลวออกไปจากระบบ และเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ทำงานดังกล่าวจะกลับมาปิดวงจรอีกครั้งหนึ่ง (Reclose) ซึ่งจะทำให้ระบบกลับมาใช้งานได้บางส่วน หรือทั้งหมดซึ่งขึ้นอยู่กับลักษณะการจัดเรียงบัสภายในระบบของสถานีไฟฟ้านั้น ดังนั้นเมื่ออุปกรณ์เกิดการล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ จะสามารถกลับมาใช้งานได้อีกครั้งก็ต่อเมื่อมีการซ่อมแซมหรือเปลี่ยนอุปกรณ์ทดแทน ตัวอย่างเช่น เมื่อบัสบาร์เกิดการล้มเหลวประเภท

แอ็กทีฟ เซอร์กิตเบรกเกอร์ในตำแหน่งที่ติดกับบัสบาร์ดังกล่าวทุกอุปกรณ์ ต้องทำงาน (Trip) จากนั้น จะมีการถ่ายโอนบัสบาร์ที่ล้มเหลว เพื่อนำบัสบาร์ดังกล่าวไปซ่อมแซม

จากหลักการของการล้มเหลวประเภทพาสซีฟ และการล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ ในหัวข้อ

3.3.1 และ 3.3.2 สามารถอธิบายความแตกต่างระหว่างการล้มเหลวทั้งสองประเภท ดังภาพที่ 3.9



ภาพที่ 3.9 แผนภาพการอธิบายความแตกต่างระหว่างการล้มเหลวประเภทพาสซีฟและการล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ

จากภาพที่ 3.9 สามารถอธิบายเพิ่มเติม คือ ระยะเวลาซ่อมแซม (Repair time) คือ ช่วงระยะเวลาที่เริ่มต้นตั้งแต่อุปกรณ์ล้มเหลว จนกระทั่งอุปกรณ์ดังกล่าวสามารถกลับมาใช้งานได้อีกครั้ง โดยการซ่อมแซมหรือการเปลี่ยนอุปกรณ์ใหม่ นอกจากนี้ช่วงเวลาสับสวิตช์ (Switching time) คือ ช่วงระยะเวลาที่เริ่มต้น ตั้งแต่การเปิดวงจรของอุปกรณ์ป้องกันหรือสวิตช์ตัดตอน เพื่อนำอุปกรณ์ที่เกิดการล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟออกจากระบบ จนกระทั่งอุปกรณ์ป้องกันหรือสวิตช์ตัดตอนที่ทำงาน เนื่องจากการล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทแอ็กทีฟดังกล่าวนั้น ทำการปิดเพื่อกลับคืนวงจรให้ทำงานในสภาวะปกติ

3.3.3 การล้มเหลวจากการทำงานผิดปกติของอุปกรณ์ป้องกัน (Stuck condition)

การล้มเหลวของการทำงานผิดปกติของอุปกรณ์ป้องกัน คือ การที่อุปกรณ์ป้องกันไม่ทำงาน หรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ไม่ทำงานเมื่อมีอุปกรณ์เกิดการล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ ตัวอย่างเช่น เมื่อเกิด

เหตุการณ์ลัดวงจรของสายส่งไฟฟ้าแรงสูง ส่งผลให้อุปกรณ์ป้องกันหรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ตำแหน่งใกล้ที่สุดทำงานก่อน แต่อุปกรณ์ป้องกันหรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าวไม่ทำงานตามปกติ ซึ่งส่งผลให้เกิดการลัดวงจร ทั้งนี้การล้มเหลวของเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ไม่ทำงานดังกล่าว เรียกว่า การล้มเหลวจากการทำงานผิดปกติของอุปกรณ์ป้องกัน

3.3.4 การล้มเหลวแบบซ้อนกัน (Overlapping failure)

การล้มเหลวแบบซ้อนกัน คือ การล้มเหลวของอุปกรณ์ตั้งแต่ 2 อุปกรณ์ขึ้นไป โดยที่มีการล้มเหลวประเภทแอกทีฟ พาสซีฟ การหยุดการทำงานในช่วงบำรุงรักษา หรือการเกิดเหตุการณ์ล้มเหลวของอุปกรณ์ที่เพิ่มขึ้น เมื่อมีเหตุการณ์ล้มเหลวของอุปกรณ์อื่นในระบบ โดยที่การเกิดเหตุการณ์ล้มเหลวจะเกิดในช่วงระยะเวลาเดียวกัน เช่น การเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของเซอร์กิตเบรกเกอร์ประเภทพาสซีฟ และการเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของหม้อแปลงกำลังประเภทแอกทีฟในเวลาเดียวกัน เป็นต้น ทั้งนี้เหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์นั้นอาจจะเป็นการล้มเหลวประเภทแอกทีฟ พาสซีฟ หรือการเกิดเหตุขัดข้องในช่วงระยะเวลาที่มีการบำรุงรักษาอุปกรณ์ แต่อุปกรณ์ที่ล้มเหลวพร้อมกันนั้นต้องมีการล้มเหลวต่างประเภทกัน

3.3.5 การเกิดเหตุขัดข้องในช่วงการบำรุงรักษาอุปกรณ์ (Maintenance outage)

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

จากนิยามการจำแนกประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า พบว่า การล้มเหลวของอุปกรณ์สามารถเกิดการล้มเหลวพร้อมกันได้หลายอุปกรณ์ภายในเวลาเดียวกัน แต่ไม่สามารถเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ต่างประเภทกันได้ภายในอุปกรณ์เดียวกัน เช่น อุปกรณ์ไม่สามารถเกิดเหตุการณ์ล้มเหลวประเภทพาสซีฟ และเกิดเหตุการณ์ล้มเหลวประเภทแอกทีฟได้ในเวลาเดียวกัน ดังนั้น นิยามของการที่อุปกรณ์ล้มเหลวพร้อมกันภายในเวลาเดียวกัน สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 นิยามแสดงจำนวนอุปกรณ์ที่ล้มเหลวพร้อมกันในเวลาเดียวกัน

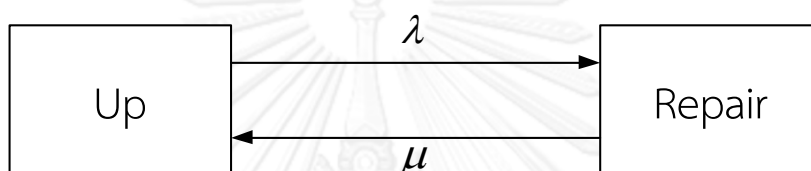
จำนวนอุปกรณ์ที่ล้มเหลวพร้อมกันในเวลาเดียวกัน	นิยามการเรียกชื่อจำนวนอุปกรณ์ที่ล้มเหลว
1	First order failure
2	Second order failure
3	Third order failure

3.4 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์

แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์ คือ แบบจำลองที่ใช้แสดงสถานะหรือพฤติกรรมของอุปกรณ์ เมื่อเกิดเหตุขัดข้องหรือเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ ทั้งนี้การจำลองสถานะการทำงานของอุปกรณ์สามารถจำแนกได้หลายสถานะ ตามความซับซ้อนในการทำงานของอุปกรณ์ โดยมีรายละเอียดดังนี้ [34]

3.4.1 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 2 สถานะ (Two – state model)

แบบจำลอง 2 สถานะของอุปกรณ์ คือ สถานะที่อุปกรณ์ทำงานในสภาวะปกติ (Up) และสถานะที่อุปกรณ์อยู่ในกระบวนการซ่อมแซม (Repair) เมื่อเกิดเหตุขัดข้องหรือเหตุการณ์การล้มเหลว ดังแสดงในภาพที่ 3.10



ภาพที่ 3.10 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 2 สถานะ

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

3.4.2 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ (Three – state model)

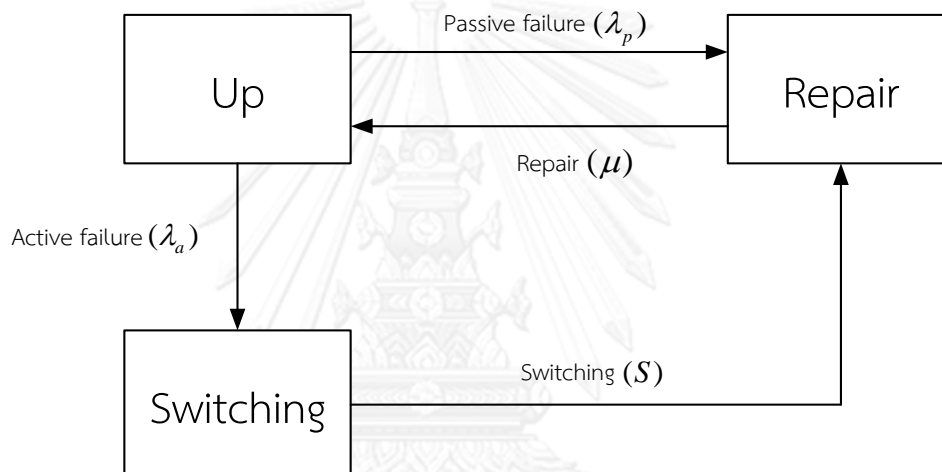
แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ ได้ถูกพัฒนามาจากแบบจำลองแบบ 2 สถานะ เพื่อให้สามารถนำมาใช้กับอุปกรณ์ที่เกิดเหตุการณ์ล้มเหลวแล้วสามารถสับสวิตช์ (Switching) อุปกรณ์ดังกล่าวออกจากระบบได้ โดยใช้อุปกรณ์สวิตช์ เช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์ เป็นต้น ทั้งนี้ การโอนย้ายอุปกรณ์ในแบบจำลองดังกล่าว สามารถพิจารณาได้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

- 1) กรณีที่อุปกรณ์ล้มเหลวแล้วส่งผลให้อุปกรณ์ป้องกันชั้นปฐมภูมิ (Primary zone) ทำงาน ยกตัวอย่างเช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์ของวงจรประธาน (Main circuit breaker) จะถูกเปิดวงจรเพื่อนำอุปกรณ์ที่เกิดการล้มเหลวไปซ่อมแซมเพื่อให้กลับมาทำงานได้ตามปกติ ซึ่งในกรณีนี้จุดไหลตที่ไม่เชื่อมต่อกับอุปกรณ์ดังกล่าว จะได้รับกำลังไฟฟ้า ภายหลังจากอุปกรณ์

ดังกล่าวถูกแยกออกไปซ่อมแซม จากนั้นอุปกรณ์ป้องกันชั้นปฐมภูมิจะถูกปิดวงจรโดยอัตโนมัติ

- 2) กรณีที่ระบบมีแหล่งจ่ายพลังงานสำรอง เมื่ออุปกรณ์ล้มเหลว อุปกรณ์สวิตช์จะถูกเปิดวงจรเพื่อโอนย้ายจุดโหลดที่ต่อจากอุปกรณ์นี้ไปยังแหล่งจ่ายสำรอง จากนั้นอุปกรณ์จะถูกซ่อมแซมเพื่อให้กลับมาทำงานได้ตามปกติ หลังจากนั้นจุดโหลดจะสามารถรับกำลังไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายหลักได้อีกครั้ง

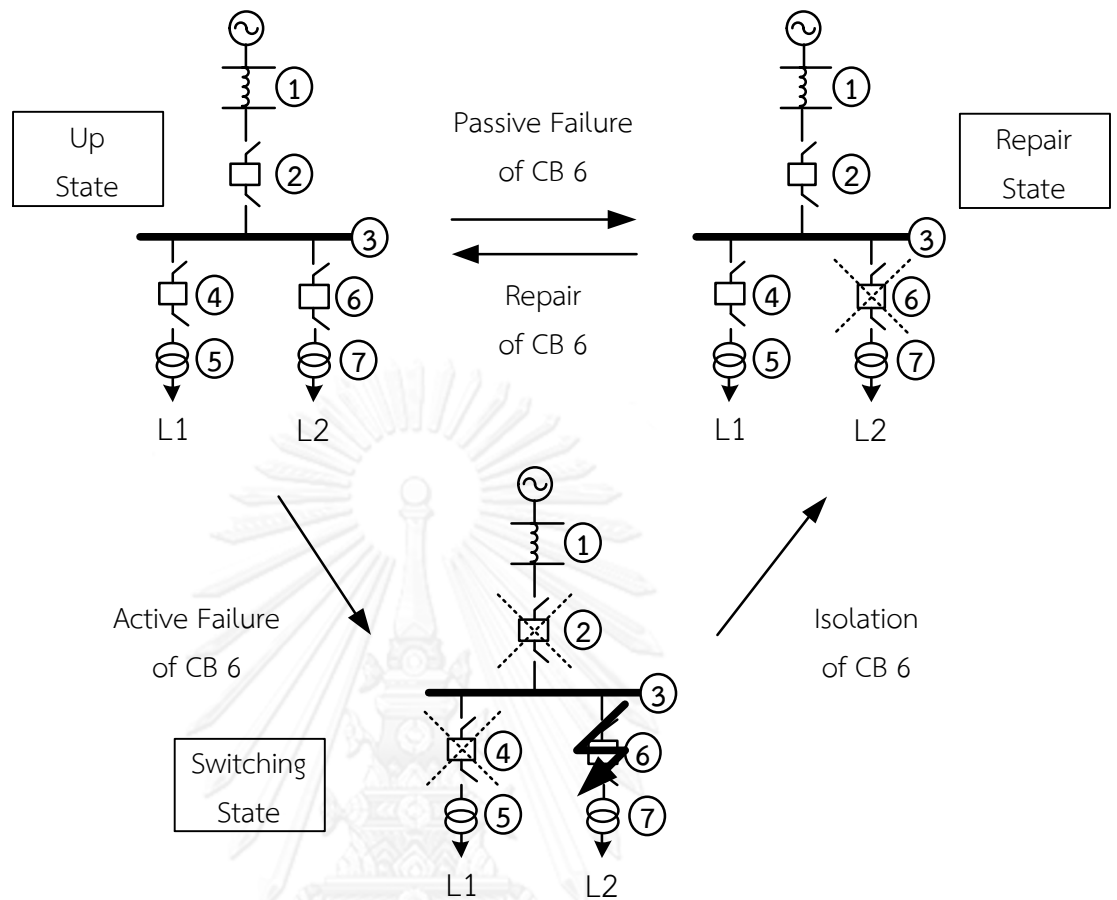
ด้วยเหตุผลดังกล่าว แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ ประกอบด้วยสถานะที่อุปกรณ์ทำงานในสภาวะปกติ (Up) สถานะที่อุปกรณ์ถูกโอนย้าย (Switching) และสถานะซ่อมแซม (Repair) ดังแสดงในภาพที่ 3.11



ภาพที่ 3.11 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ

จากภาพที่ 3.11 พบว่า เหตุการณ์การที่อุปกรณ์ล้มเหลวแล้วสามารถกลับมาทำงานหลังจากการซ่อมแซมเรียกว่าเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ (Passive failure) ในขณะที่เหตุการณ์ที่อุปกรณ์ล้มเหลวแล้วถูกโอนย้ายโดยอุปกรณ์สวิตช์ (Switching) เรียกว่าเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ (Active failures)

ทั้งนี้เพื่อให้เห็นภาพ การล้มเหลวของอุปกรณ์ที่มีแบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ ซึ่งมีความเกี่ยวข้องกับระยะเวลาที่จุดโหลดจะไม่ได้รับกำลังไฟฟ้า ได้แก่ ระยะเวลาสับสวิตช์ของอุปกรณ์ (Switching time) หรือระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ (Repair time) ได้ชัดเจนมากยิ่งขึ้น ดังนั้น ในที่นี้จะพิจารณาการล้มเหลวของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6 ซึ่งส่งผลกระทบต่อจุดโหลด L1 และ L2 ดังแสดงในภาพที่ 3.12



ภาพที่ 3.12 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6

จากภาพที่ 3.12 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6 สามารถแบ่งประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์ได้เป็น 2 ประเภทการล้มเหลว ซึ่งส่งผลกระทบต่อระยะเวลาที่จุดโหลด L1 และ L2 จะไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้า ดังนี้

- 1) การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ (Passive failure) ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6 จะพิจารณาเพียงสถานะที่อุปกรณ์อยู่ในกระบวนการซ่อมแซม (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 จะไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้าด้วยระยะเวลาสับสวิตช์ (Switching time) ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6

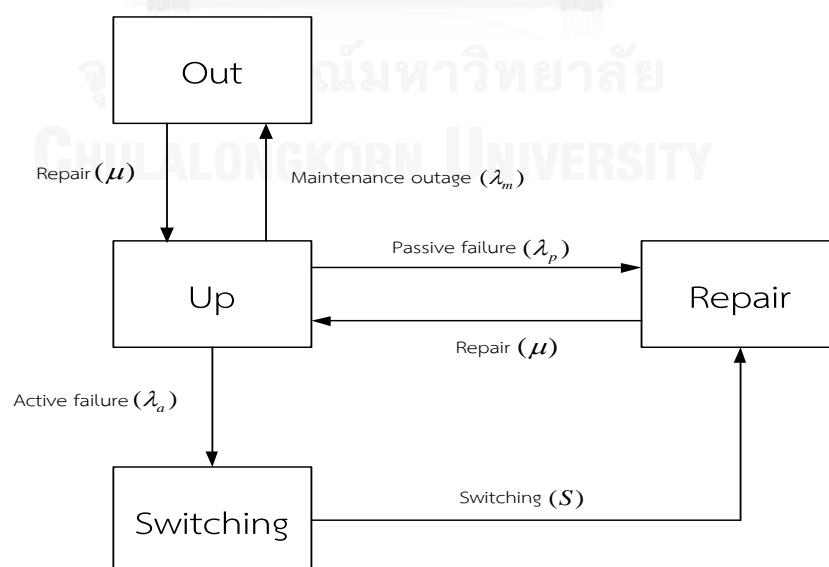
2.2) สถานะที่อุปกรณ์อยู่ในกระบวนการซ่อมแซม (Repair state) ภายหลังจากการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันหมายเลข 2 และ 4 ที่อยู่รอบข้างเซอร์กิตเบรกเกอร์หมายเลข 6 โดยที่อุปกรณ์ป้องกันดังกล่าวจะทำการปิดวงจรถูกกลับ (Reclose) จากนั้นเซอร์กิตเบรกเกอร์หมายเลข 6 ที่เกิดการล้มเหลวประเภทแอกทีฟดังกล่าว จะเข้าสู่กระบวนการซ่อมแซมเพื่อนำกลับมาใช้ในครั้งต่อไป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

จากที่ได้กล่าวมา สามารถสรุปได้ว่าการล้มเหลวประเภทแอกทีฟ (Active failure) ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6 ในภาพที่ 3.12 จะส่งผลให้จุดโหลด L1 ไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้าด้วยระยะเวลาสับสวิตช์ (Switching time) ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6 แต่ในขณะที่ จุดโหลด L2 จะไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้าด้วยระยะเวลาสับสวิตช์ (Switching time) รวมกับระยะเวลาซ่อมแซม (Repair time) ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6

อย่างไรก็ดี การเก็บค่าทางสถิติในช่วงระยะเวลาซ่อมแซมของอุปกรณ์ มักจะพิจารณาช่วงระยะเวลา ตั้งแต่ระยะเวลาสับสวิตช์ (Switching time) รวมกับระยะเวลาซ่อมแซม (Repair time) ของอุปกรณ์ ดังนั้นการพิจารณาช่วงระยะเวลาดังกล่าวที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้ จะพิจารณาในช่วงระยะเวลาซ่อมแซมของอุปกรณ์เป็นหลัก

3.4.3 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) ดังแสดงในภาพที่ 3.13



ภาพที่ 3.13 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 4 สถานะ

จากภาพที่ 3.13 พบว่า แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 4 สถานะ สามารถพิจารณา เหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ได้ทั้งหมด 3 เหตุการณ์ ได้แก่

- 1) ถ้าอุปกรณ์ล้มเหลวและไม่ส่งผลต่ออุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงหรืออุปกรณ์อื่นให้ทำงาน โดยที่อุปกรณ์ดังกล่าว สามารถกลับมาทำงานหลังจากการซ่อมแซม เรียกว่า เหตุการณ์ล้มเหลวประเภทพาสซีฟ (Passive failure)
- 2) ถ้าอุปกรณ์ล้มเหลวและส่งผลให้อุปกรณ์ป้องกันทำงาน โดยที่อุปกรณ์ป้องกันทำการตัดวงจร เพื่อให้อุปกรณ์ที่ล้มเหลวออกจากระบบ หลังจากนั้นโอนย้ายระบบหรือโหลดโดยอุปกรณ์สวิตช์หรืออุปกรณ์ป้องกัน จะเรียกว่าเหตุการณ์ล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ (Active failures)
- 3) ถ้าอุปกรณ์ถึงช่วงระยะเวลาบำรุงรักษา ต้องนำอุปกรณ์ที่ต้องการบำรุงรักษาออกไปซ่อม บำรุงรักษาเหตุการณ์นี้เรียกว่า การเกิดเหตุขัดข้องในช่วงการบำรุงรักษา (Maintenance outage)

ด้วยเหตุผลดังกล่าวข้างต้น ในวิทยานิพนธ์นี้จะพิจารณาแบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะที่สามารถแบ่งประเภทการล้มเหลวได้เป็น 2 ประเภท ได้แก่ การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ และการล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ เนื่องจากแบบจำลองดังกล่าวมีพฤติกรรมใกล้เคียงความเป็นจริงกับการทำงานของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า นอกจากนี้การเกิดเหตุขัดข้องในช่วงระยะเวลาที่มีการบำรุงรักษาของอุปกรณ์มีระยะเวลานาน โดยมักจะมีกระบวนการตามแผนการบำรุงรักษาของอุปกรณ์ (Maintenance schedule) อีกทั้งเนื่องจากในทางปฏิบัติ การบำรุงรักษาของอุปกรณ์จะไม่ส่งผลกระทบให้จุดโหลดไม่ได้รับกำลังไฟฟ้า เพราะทั้งนี้จะมีการเชื่อมโยงระหว่างสถานีไฟฟ้า เพื่อทำการจ่ายโหลดทดแทนจากแหล่งจ่ายพลังงานอื่นได้

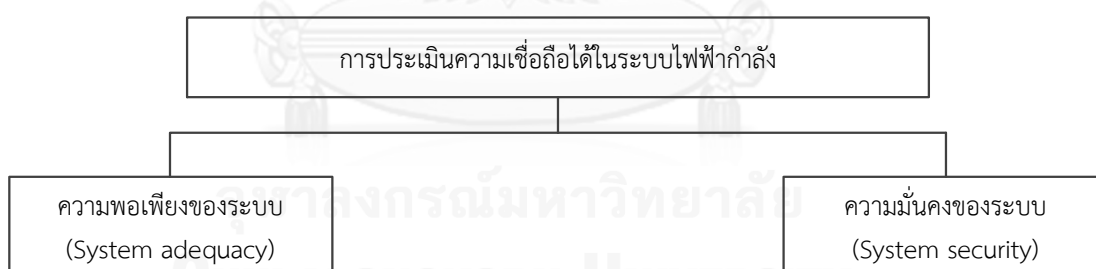
บทที่ 4

หลักการพื้นฐานสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง

จากที่ได้กล่าวมาในบทที่ 1 ในปัจจุบันหลักเกณฑ์การเลือกรูปแบบการสร้างสถานีไฟฟ้าของ กฟผ. จะแบ่งแยกรูปแบบตามขนาดของแรงดันไฟฟ้า นอกจากนี้การคำนึงความเชื่อถือได้ในสถานี ไฟฟ้ายังไม่มีรูปแบบที่เป็นมาตรฐาน ดังนั้นในบทนี้ จะนำเสนอเนื้อหาเกี่ยวกับหลักการพื้นฐาน สำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง โดยสามารถจำแนกได้ 5 ส่วน ได้แก่ (1) แนวความคิดพื้นฐานที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ (2) ประเภทของข้อมูลสำหรับการ ประเมินความเชื่อถือได้ (3) การแบ่งระดับชั้นของการประเมินความเชื่อถือได้ (4) วิธีการประเมิน ความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง และ (5) การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ โดยที่เนื้อหาในแต่ละ ส่วนประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

4.1 แนวความคิดพื้นฐานที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้

แนวคิดเกี่ยวกับความเชื่อถือได้ (Reliability) เดิมเป็นการกล่าวถึงในเชิงคุณภาพ กล่าวคือ ระบบที่มีความเชื่อถือได้ที่ดีจะต้องสามารถทำงานได้ตามที่ได้ออกแบบไว้ โดยไม่ผิดพลาดหรือ ผิดพลาดน้อยมาก สำหรับระบบไฟฟ้ากำลังที่มีความเชื่อถือได้ หมายถึง ความสามารถของระบบใน การส่งผ่านกำลังไฟฟ้าไปยังจุดโหลดได้ตรงตามมาตรฐานที่กำหนดไว้และอยู่ในระดับที่ต้องการ โดย การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังแบ่งออกเป็น 2 ลักษณะ คือ (1) ความพอเพียงของ ระบบ (System adequacy) (2) ความมั่นคงของระบบ (System security) ซึ่งสามารถแสดงได้ดัง ภาพที่ 4.1 [34]



ภาพที่ 4.1 การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง

ความพอเพียงของระบบ (System adequacy) หมายถึง ความสามารถของระบบที่สามารถ จ่ายกำลังไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยที่อุปกรณ์ในระบบยังคงทำงานภายใน พิกัดและมีระดับแรงดันอยู่ในช่วงที่กำหนด โดยการศึกษาความเชื่อถือได้ในด้านความพอเพียงของ ระบบ เป็นการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังในสถานะอยู่ตัว (Steady-state condition) เพื่อตรวจสอบ ปัญหาที่อาจจะเกิดขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลัง เช่น การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า (Power flow analysis) ซึ่งปัญหาที่จะทำการตรวจสอบ ได้แก่ การมีกำลังการผลิตไม่เพียงพอ (Insufficient generation) อุปกรณ์ในระบบรับโหลดหรือกำลังไฟฟ้าเกินค่าพิกัด (Line overload) ปัญหาเกี่ยวกับ ระดับแรงดันที่บัสไม่อยู่ในช่วงที่กำหนด (Voltage violation) รวมถึง ปัญหาการแยกตัวอิสระของ

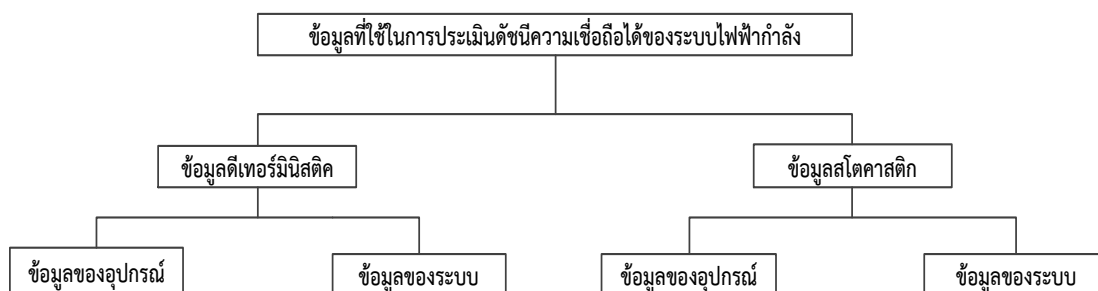
ระบบ (Isolation system) เมื่อเกิดการล้มเหลวของอุปกรณ์ ส่งผลให้จุดโหลดไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้า เป็นต้น

ความมั่นคงของระบบ (System security) หมายถึง ความสามารถของระบบที่สามารถทนต่อการเปลี่ยนแปลงแบบทันทีทันใดที่เกิดขึ้นกับระบบ เช่น การเกิดลัดวงจรขึ้นในระบบ หรือมีอุปกรณ์ในระบบเกิดขัดข้องทันทีทันใดโดยไม่ทราบล่วงหน้า เป็นต้น การศึกษาความเชื่อถือได้ในด้านความมั่นคงของระบบ เป็นการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังในสภาวะพลวัต (Dynamic condition) โดยใช้แบบจำลองพลวัต (Dynamic model) เพื่อที่จะตรวจสอบปัญหาที่อาจเกิดขึ้นได้ ได้แก่ ปัญหาความไม่เสถียรภาพในระบบไฟฟ้ากำลัง (Instability on power system) ปัญหาการเกิดโหลดเกินแบบต่อเนื่อง (Overload continuous) ปัญหาในสภาวะชั่วคราว (Transient) เป็นต้น และประเด็นที่มีความสำคัญสำหรับความมั่นคงในระบบ คือ ความคงสภาพไว้ของระบบ (Integrity) ซึ่งหมายถึงความสามารถในการรักษาการเชื่อมต่อกันของระบบไว้เมื่อเกิดการรบกวนที่รุนแรงในระบบ เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ

4.2 ประเภทของข้อมูลสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้

การประเมินหรือการวิเคราะห์พฤติกรรมความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่เป็นข้อมูลเชิงคุณภาพนั้นยากต่อการนำมาใช้ในการประเมินโดยตรง ดังนั้น จึงมีความจำเป็นต้องมีการประเมินความเชื่อถือได้ออกมาเป็นข้อมูลเชิงปริมาณโดยอาศัยข้อมูลทางสถิติการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆ และใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ สะท้อนออกมาในรูปแบบของดัชนีความเชื่อถือได้ (Reliability indices) ทั้งนี้ ในอดีตการประเมินความเชื่อถือได้ไม่สามารถทำได้อย่างมีประสิทธิภาพ เนื่องจากขาดการเก็บข้อมูลอย่างเป็นระบบ ด้วยเหตุผลข้อจำกัดทางด้านสมรรถนะของเครื่องคอมพิวเตอร์ กล่าวคือ ประสิทธิภาพในด้านหน่วยความจำของเครื่องคอมพิวเตอร์ยังสูงไม่เพียงพอ และ ขาดเทคนิควิธีการประเมินความเชื่อถือได้ที่เหมาะสม อย่างไรก็ตาม ในปัจจุบันข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้นั้น ได้รับการจัดเก็บอย่างเป็นระบบมากขึ้น นอกจากนี้ เทคโนโลยีทางด้านคอมพิวเตอร์ได้รับการพัฒนาอย่างรวดเร็ว ทำให้วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง ได้รับการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง [34]

ทั้งนี้ สำหรับข้อมูลที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 4.2



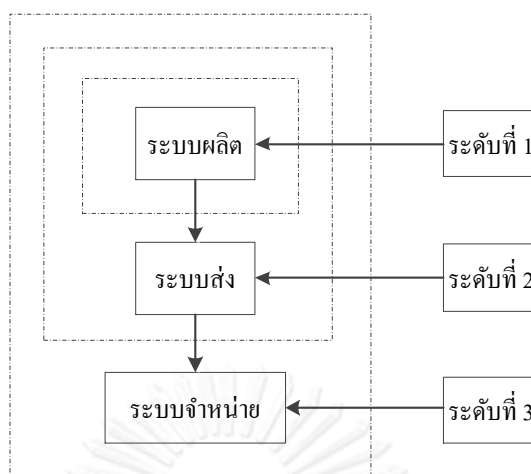
ภาพที่ 4.2 ข้อมูลสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง

จากภาพที่ 4.2 การจัดประเภทข้อมูลสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภท ดังนี้

- 1) ข้อมูลดีเทอร์มินิสติก (Deterministic data) คือ ข้อมูลที่ประกอบด้วยข้อมูลของอุปกรณ์ (Component data) และข้อมูลของระบบ (System data) โดยที่ข้อมูลของอุปกรณ์เป็นข้อมูลที่สอดคล้องกับคุณสมบัติเฉพาะของอุปกรณ์แต่ละชนิด เช่น ค่าอิมพีแดนซ์ (Impedance) ค่าความนำไฟฟ้า (Susceptance) ของสายส่ง ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ตลอดจนค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ที่ใช้ในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า เป็นต้น ซึ่งค่าที่กล่าวมาข้างต้น เป็นค่าพารามิเตอร์ที่ใช้อยู่ทั่วไปในการคำนวณทางวิศวกรรม แต่ในขณะที่ข้อมูลของระบบเป็นข้อมูลที่ใช้อธิบายผลตอบสนองของระบบและวิธีการแก้ไข (Remedial action) ภายใต้อสถานการณ์เกิดเหตุขัดข้อง ตัวอย่างเช่น มีสายส่งไฟฟ้าแรงสูงที่มีจำนวนวงจรเข้า 2 วงจรขนานกัน หากมีเส้นใดเส้นหนึ่งเกิดเหตุขัดข้องหรือเกิดเหตุการณ์ล้มเหลวขึ้นแล้ว จะมีวิธีการจัดการกับการรองรับโหลดของสายส่งที่เหลือ เช่น อาจจะตัดสายส่งเส้นนั้นออกไปจากระบบ หรือปล่อยให้ทำงานต่อไปในภาวะโหลดเกิน หรือมีวิธีการแก้ไขอื่นที่สามารถจัดการกับระบบ เพื่อรักษาการทำงานของระบบโดยรวมให้สามารถทำงานต่อไปได้
- 2) ข้อมูลสโตคาสติก (Stochastic data) ข้อมูลประเภทนี้เป็นข้อมูลของตัวแปรสุ่ม (Random variable) ซึ่งใช้ในการจำลองพฤติกรรม หรือความน่าจะเป็นของอุปกรณ์สำหรับสถานการณ์การทำงานที่แตกต่างกัน โดยข้อมูลดังกล่าวมีค่าไม่แน่นอน สามารถแบ่งได้เป็น 2 ประเภท เช่นเดียวกับข้อมูลดีเทอร์มินิสติก โดยข้อมูลของอุปกรณ์ (Component data) ได้แก่ ค่าพารามิเตอร์เกี่ยวกับโอกาสที่อาจจะเกิดการขัดข้อง (Failure parameter) ค่าพารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องกับช่วงระยะเวลาที่ใช้ในการซ่อมแซมอุปกรณ์ (Repair parameter) เป็นต้น ทั้งนี้สำหรับข้อมูลของระบบ (System data) ได้แก่ ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับผลกระทบต่อจุดโหลดของระบบไฟฟ้า และการจัดการเพื่อการรองรับโหลดของระบบที่เหลือ เมื่อมีการเกิดเหตุขัดข้อง หรือเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในระบบ เป็นต้น

4.3 การแบ่งระดับชั้นของการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง

การแบ่งระดับชั้นของการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังโดยทั่วไปสามารถจำแนกหน้าที่การทำงานของระบบไฟฟ้ากำลังได้เป็น 3 ส่วน ได้แก่ ระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่าย ดังนั้น การศึกษาความเชื่อถือได้จึงสามารถแบ่งระดับชั้นในการศึกษาได้ 3 ระดับเช่นกัน แสดงได้ดังภาพที่ 4.3 [35]



ภาพที่ 4.3 การแบ่งระดับชั้นในการศึกษาความเชื่อถือได้

การแบ่งพื้นที่การทำงานที่แสดงในภาพที่ 4.3 ประกอบด้วยระดับชั้น (Hierarchy level : HL) 3 ระดับ โดยรายละเอียดในแต่ละระดับ สามารถอธิบายได้ดังนี้

4.3.1 ระดับชั้นที่ 1 (Hierarchy level I : HL I)

การประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 1 จะพิจารณาเฉพาะระบบผลิต (Generation) ที่สามารถจ่ายโหลดให้กับระบบได้อย่างเพียงพอ โดยมีค่าดัชนีความเชื่อถือได้พื้นฐานที่เกี่ยวข้อง คือ LOLE (Loss of Load Expectation) และ LOEE (Loss of Energy Expectation) ซึ่งประเด็นหลักสำหรับการศึกษาในชั้นที่ 1 คือ การประมาณความสามารถของระบบผลิตที่ต้องการ เพื่อสามารถตอบสนองความต้องการของระบบ นอกจากนี้ระบบจะต้องมีความสามารถเพียงพอในการทำงานอย่างถูกต้อง และมีการป้องกันที่ดีเมื่อเกิดการซ่อมบำรุงรักษาของระบบการผลิต โดยที่แบบจำลองในระดับชั้นที่ 1 สามารถแสดงในภาพที่ 4.4

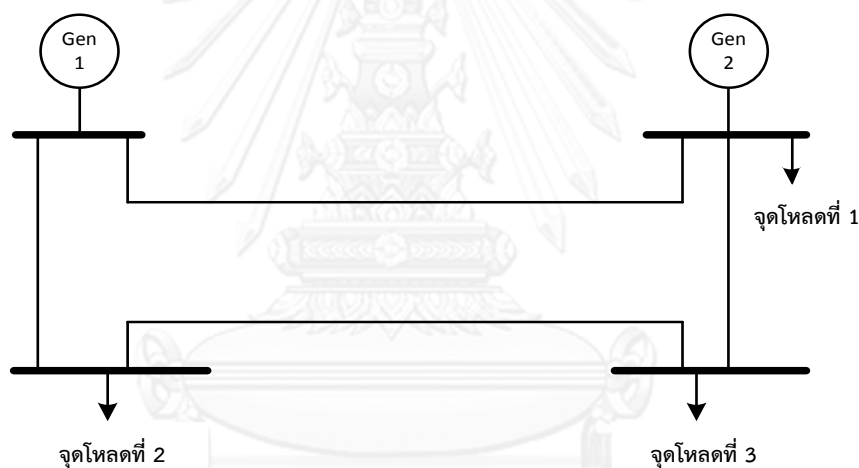


ภาพที่ 4.4 แบบจำลองของระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 1

จากภาพที่ 4.4 แสดงแบบจำลองของระบบผลิตรวมที่เชื่อมต่อกับโหลดรวมของระบบเข้าด้วยกัน ซึ่งเป็นแบบจำลองที่ใช้สำหรับการหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ อันเป็นผลจากสถานะของการเกิดเหตุการณ์ขัดข้องในระบบผลิตเพียงอย่างเดียว ซึ่งอาจทำให้กำลังการผลิตรวมของระบบไม่เพียงพอกับความต้องการของโหลด โดยที่แบบจำลองความสามารถของระบบที่สามารถรองรับได้ (Capacity model) ถูกแบ่งออกได้เป็นหลายรูปแบบ นอกจากนี้วิธีการวิเคราะห์ที่ในระดับชั้นที่ 1 (HL I) มักจะแสดงด้วยตารางความน่าจะเป็นที่อุปกรณ์เสียหาย (Capacity outage probability table : COPT) เนื่องจากการที่อุปกรณ์ไม่สามารถรองรับค่าพิกัดของกำลังไฟฟ้าได้

4.3.2 ระดับชั้นที่ 2 (Hierarchy level II : HL II)

การพิจารณาการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 2 พิจารณาในประเด็นที่เกี่ยวข้องกับการประเมินระบบการผลิตและระบบส่ง ในแง่ของความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าอย่างพอเพียง (Adequate) พึ่งพาได้ (Dependable) และเหมาะสม (Suitable) ให้กับระบบไฟฟ้าที่มีขนาดใหญ่ได้ โดยจุดประสงค์พื้นฐานของการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 2 (HL II) คือ การลงทุน เพื่อพัฒนาประสิทธิภาพของระบบผลิต และระบบจำหน่ายให้เพียงพอต่อความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีระดับคุณภาพที่ดี และมีสภาพพร้อมใช้งานได้ ทั้งนี้การพิจารณาแบบจำลองของระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 2 จะพิจารณาที่จุดปลายของแต่ละสถานี ด้วยข้อมูลที่ประกอบด้วยค่าของโหลดในแต่ละสถานีเท่านั้น โดยปราศจากการพิจารณารูปแบบการจัดเรียงภายในสถานีไฟฟ้าจริง จากนั้นใช้เทคนิคการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า เพื่อหาค่ากำลังไฟฟ้าที่ระบบสามารถจ่ายให้กับโหลดในบัสต่างๆได้ในแต่ละสถานะของการเกิดเหตุขัดข้อง ดังนั้น การล้มเหลวของสถานีต้นทางที่อยู่ติดกับระบบผลิต จะส่งผลกระทบต่ออย่างมากต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้ โดยที่แบบจำลองของระบบที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 2 แสดงได้ดังภาพที่ 4.5

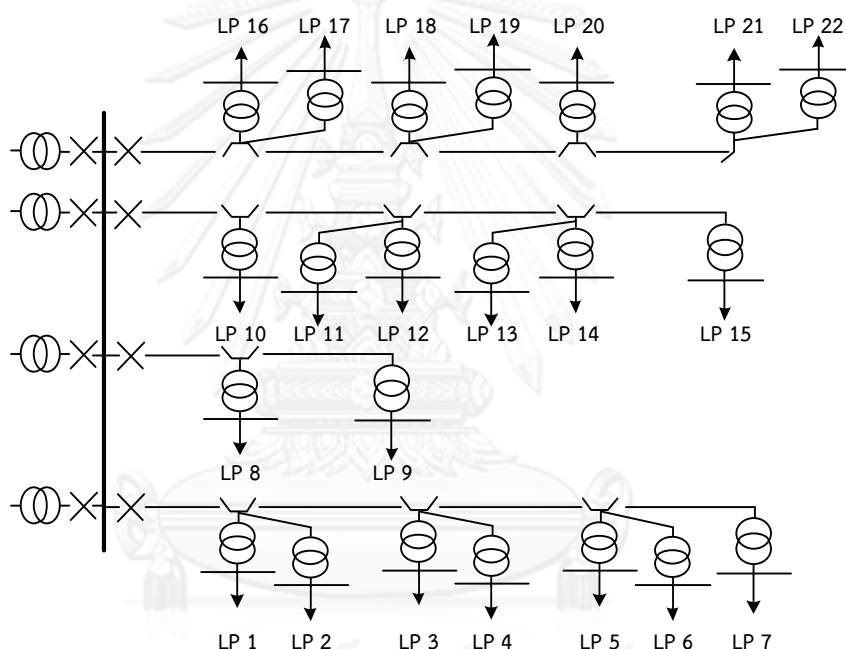


ภาพที่ 4.5 แบบจำลองของระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 2

4.3.3 ระดับชั้นที่ 3 (Hierarchy level III : HL III)

การพิจารณาการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 3 จะพิจารณารวมถึงพื้นที่ทั้ง 3 ส่วนของระบบไฟฟ้ากำลังในภาพที่ 4.3 ซึ่งประกอบด้วย ระบบผลิต ระบบส่งและระบบจำหน่าย โดยจะพิจารณาการประเมินความเชื่อถือได้ในแต่ละจุดโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าจริง ทั้งนี้ดัชนีพื้นฐานหลักในระดับชั้นที่ 3 (HL III) ได้แก่ ค่าคาดหวังของอัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์ (The expected failure rate : λ) ระยะเวลาเฉลี่ยขณะเกิดการล้มเหลว (The average duration of failure : r) และค่าความไม่พร้อมมูลสมมูลประจำปี (The annual unavailability : U) โดยที่ดัชนีของผู้ใช้ไฟฟ้าในระดับชั้นที่ 3 นี้มีค่าที่เป็นอิสระต่อกันในแต่ละจุดโหลด ดังนั้นค่าดัชนีดังกล่าวสำหรับแต่ละจุดโหลดสามารถนำมาคำนวณ เพื่อให้เป็นค่าที่แสดงความเชื่อถือได้ของระบบโดยรวม ค่าดัชนีนี้เรียกว่า ค่าดัชนีที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer - oriented index) โดยที่ค่าดัชนีดังกล่าว ได้แก่ SAIFI (The

System Average Interruption Frequency Index), SAIDI (The System Average Interruption Duration Index), CAIDI (The Customer Average Interruption Duration Index), และ ASAI (The Average Service Availability Index) ซึ่งการวิเคราะห์ค่าความเสียหายทางสถิติของผู้ใช้ไฟฟ้า บ่งชี้ว่า ค่าดัชนีที่อ้างอิงในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ทั่วไป จะมีผลมาจากค่าดัชนีพื้นฐานในระดับชั้นที่ 3 ของอุปกรณ์ เท่านั้น ซึ่งค่าดัชนีพื้นฐานดังกล่าว เป็นค่าทางสถิติที่ได้จากการเก็บรวบรวมข้อมูลการทำงานของอุปกรณ์ในอดีต แต่เนื่องจากค่าดัชนีที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้า มีผลมาจากค่าดัชนีพื้นฐานในระดับชั้นที่ 3 ดังนั้น รูปแบบจำลองของระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 3 จะแสดงถึงการจัดเรียงภายในของสถานีไฟฟ้าที่ประกอบด้วยอุปกรณ์หลายประเภท เช่น หม้อแปลงกำลัง (Power transformer) เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker) สวิตช์ตัดตอน (Disconnecting switch) บัสบาร์ (Busbar) เป็นต้น ดังแสดงในภาพที่ 4.6



ภาพที่ 4.6 แบบจำลองของระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 3

4.4 วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง

การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง โดยทั่วไปสามารถแบ่งออกเป็น 2 วิธีการ คือ วิธีการวิเคราะห์ (Analytical method) และวิธีการจำลองเหตุการณ์ (Simulation method) ทั้งนี้ วิธีการวิเคราะห์ (Analytical method) สามารถแบ่งได้เป็น 4 วิธี ได้แก่ (1) วิธีลดทอนเครือข่าย (Network reduction method) (2) วิธีการความน่าจะเป็นแบบมีเงื่อนไข (Conditional probability method) (3) วิธีมินิมัลคัตเซต (Minimal cut set method) และ (4) วิธีการวิเคราะห์แผนภาพต้นไม้แสดงการล้มเหลว (Fault tree analysis method) ในลักษณะเดียวกันวิธีการจำลองเหตุการณ์สามารถแบ่งได้เป็น 3 วิธี ได้แก่ (1) วิธีการสุ่มสถานะ (State sampling method) (2) วิธีการสุ่มช่วงเวลาการทำงาน (State duration sampling method) และ (3) วิธีการสุ่มการเปลี่ยนแปลงสถานะของระบบ (System state transition sampling method)

เนื่องจากวิธีการวิเคราะห์ เป็นวิธีการที่อาศัยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของการทำงานของอุปกรณ์จากนั้นนำแบบจำลองดังกล่าวมาทำการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ ซึ่งมีข้อดีคือจะให้ผลการคำนวณที่แม่นยำ รวดเร็ว และเหมาะสมกับระบบที่ไม่ซับซ้อนมากนัก แต่มีจุดด้อยเนื่องจาก การคำนวณจะมีความซับซ้อน และคำนวณได้ยากหากระบบมีขนาดใหญ่ขึ้น อย่างไรก็ตาม เนื่องจากสมรรถนะของคอมพิวเตอร์ในปัจจุบันมีสมรรถนะที่สูง ทำให้สามารถขจัดปัญหาในการคำนวณระบบที่ซับซ้อนดังกล่าวได้ นอกจากนี้วิธีการจำลองเหตุการณ์แม้ว่าสามารถจัดการกับปัญหาที่ซับซ้อนได้ดีแต่จะต้องใช้เวลาในการคำนวณมาก โดยที่วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล (Monte carlo simulation) จะใช้กระบวนการในการสุ่มผ่านแบบจำลองที่จำลองพฤติกรรมของระบบจริงโดยที่อุปกรณ์ในระบบจะมีพารามิเตอร์ที่แตกต่างกัน ยกตัวอย่างเช่น จำนวนครั้งที่เกิดการล้มเหลว ช่วงระยะเวลาขณะเกิดการล้มเหลว ช่วงระยะเวลาในการซ่อมแซมของอุปกรณ์ เป็นต้น โดยการสุ่มนั้นจะกระทำซ้ำหลายครั้ง ซึ่งกระบวนการดังกล่าวจะนำไปสู่การตรวจสอบการลู่เข้าของคำตอบ และทำนายรูปแบบพฤติกรรมของระบบในช่วงเวลาที่จำลองเหตุการณ์ เพื่อที่จะได้ค่าการกระจายของความถี่หรือความน่าจะเป็นของดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งเป็นการประมาณค่าความคาดหวังหรือค่าเฉลี่ยของดัชนีความเชื่อถือได้

ด้วยเหตุผลดังกล่าวในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ในสถานีไฟฟ้าด้วยวิธีการวิเคราะห์ โดยวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังด้วยวิธีการวิเคราะห์ มีรายละเอียดดังนี้

การประเมินความเชื่อถือได้ด้วยวิธีการวิเคราะห์ (Analytical method) เป็นวิธีการวิเคราะห์ที่ใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ในการอธิบายการทำงานของอุปกรณ์ จากนั้นแบบจำลองดังกล่าวจะถูกนำมาคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ซึ่งมีข้อดีคือ จะให้ผลการคำนวณที่แม่นยำ และใช้เวลาในการคำนวณน้อย โดยวิธีการวิเคราะห์สามารถทำได้หลายวิธี ได้แก่ วิธีการลดทอนเครือข่าย วิธีความน่าจะเป็นแบบมีเงื่อนไข วิธีมินิมัลคัทเซต และวิธีการวิเคราะห์แผนภาพต้นไม้ โดยที่รายละเอียดในแต่ละวิธีมีดังต่อไปนี้ [11], [36] และ [37]

4.4.1 วิธีการลดทอนเครือข่าย (Network reduction method)

วิธีการลดทอนเครือข่ายใช้หลักการต่ออนุกรมและขนานของอุปกรณ์ภายในระบบ โดยตัวอย่างของระบบที่มีการต่อของอุปกรณ์แบบอนุกรมสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 4.7 (ก) ทั้งนี้ระบบจะสามารถทำงานได้เมื่ออุปกรณ์ทุกตัวทำงานได้ โดยพิจารณาจากสมการที่ (4.1)

$$R_{system} = \Pi R = R_A \times R_B \quad (4.1)$$

โดยที่

R_{system} คือ ความเชื่อถือได้ของระบบ

R_A และ R_B คือ ความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ A และ B ตามลำดับ

และตัวอย่างของระบบที่มีการต่อของอุปกรณ์แบบขนานสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 4.7 (ข)
 ทั้งนี้ระบบจะขัดข้องเมื่ออุปกรณ์ทุกตัวขัดข้อง โดยพิจารณาจากสมการที่ (4.2)

$$Q_{system} = \prod Q = Q_A \times Q_B \quad (4.2)$$

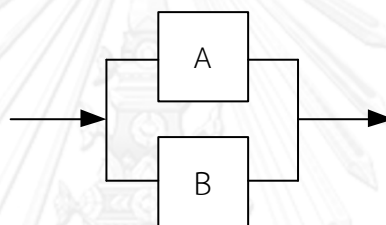
โดยที่

Q_{system} คือ ความเสี่ยงของระบบ

Q_A และ Q_B คือ ความเสี่ยงของอุปกรณ์ A และ B ตามลำดับ



(ก) ระบบอนุกรม



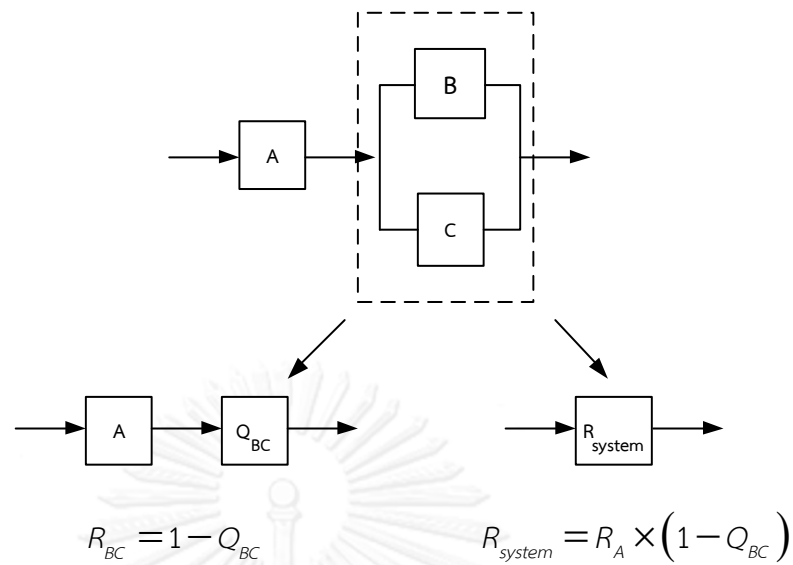
(ข) ระบบขนาน

ภาพที่ 4.7 ระบบตัวอย่าง

โดยความสัมพันธ์ระหว่าง R_{system} และ Q_{system} สามารถพิจารณาได้จากสมการที่ (4.3)

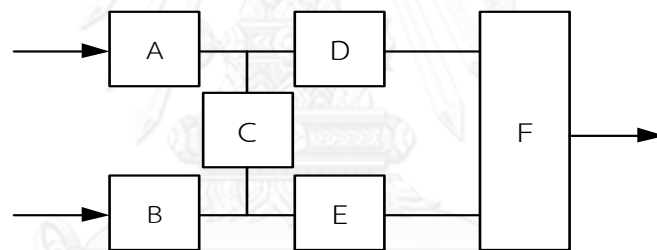
$$Q_{system} = 1 - R_{system} \quad (4.3)$$

สำหรับระบบที่ประกอบด้วยอุปกรณ์ที่ต่ออนุกรมและขนานผสมกัน สามารถวิเคราะห์ความ
 เชื้อถือได้โดยใช้วิธีการลดทอนเครือข่ายดังแสดงในภาพที่ 4.8



ภาพที่ 4.8 ตัวอย่างการลดทอนส่วนของระบบที่ต่อขนานและอนุกรม

อย่างไรก็ดีระบบที่มีความซับซ้อนขึ้นในภาพที่ 4.9 จะไม่สามารถใช้วิธีลดทอนเครือข่ายในการวิเคราะห์ได้



ภาพที่ 4.9 ระบบตัวอย่างที่ซับซ้อน

4.4.2 วิธีความน่าจะเป็นแบบมีเงื่อนไข (Conditional probability method)

การวิเคราะห์ระบบที่ซับซ้อนดังภาพที่ 4.9 สามารถทำได้โดยอาศัยทฤษฎีความน่าจะเป็นแบบมีเงื่อนไข ดังนี้

ให้ P (Probability) คือ ความน่าจะเป็น สามารถหาความน่าจะเป็นที่ระบบสามารถใช้งานได้หรือล้มเหลว ดังแสดงในสมการที่ (4.4)

$$P(\text{ระบบใช้งานได้หรือล้มเหลว}) = P(\text{ระบบใช้งานได้หรือล้มเหลว ถ้าอุปกรณ์ปกติ}) \times P(\text{อุปกรณ์ปกติ}) + P(\text{ระบบใช้งานได้หรือล้มเหลว ถ้าอุปกรณ์ล้มเหลว}) \times P(\text{อุปกรณ์ล้มเหลว}) \quad (4.4)$$

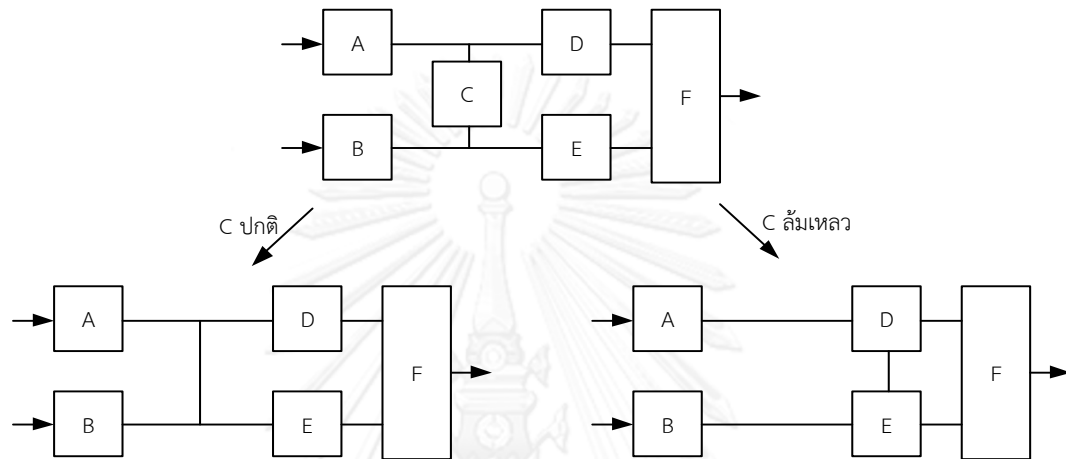
ดังนั้นระบบในภาพที่ 4.9 สามารถวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบ (R_{system}) จากภาพที่ 4.10 และสามารถคำนวณความเชื่อถือได้ของระบบ ดังสมการที่ (4.5) – (4.8) ดังนี้

$$R_{system} = R_{system} \text{ (ถ้า } C \text{ ปกติ)} R_C + R_{system} \text{ (ถ้า } C \text{ ล้มเหลว)} Q_C \quad (4.5)$$

$$\text{เงื่อนไข : ให้ } C \text{ ปกติ จะได้ } R_{system1} = (1 - Q_A Q_B)(1 - Q_D Q_E) \quad (4.6)$$

$$\text{เงื่อนไข : ให้ } C \text{ ล้มเหลว จะได้ } R_{system2} = (1 - R_A R_D)(1 - R_B R_E) \quad (4.7)$$

$$R_{system} = (1 - Q_A Q_B)(1 - Q_D Q_E)R_C + [1 - (1 - R_A R_D)(1 - R_B R_E)]Q_C \quad (4.8)$$

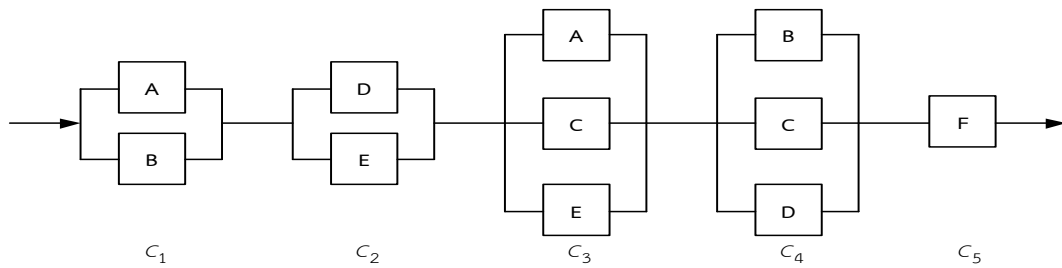


ภาพที่ 4.10 การแยกเงื่อนไขเพื่อวิเคราะห์ระบบซับซ้อน

4.4.3 วิธีมินิมัลคัตเซต (Minimal cut set method)

วิธีคัตเซตเป็นวิธีที่นิยมใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง เนื่องจากเป็นวิธีที่ง่ายต่อการประยุกต์ใช้คอมพิวเตอร์ซึ่งจะให้ผลการคำนวณที่รวดเร็ว มีความถูกต้องแม่นยำ และเป็นวิธีที่สามารถบ่งบอกถึงอุปกรณ์ที่ล้มเหลวแล้วทำให้ระบบเกิดการขัดข้องได้อย่างชัดเจน

คัตเซต คือ กลุ่มอุปกรณ์ของระบบซึ่งเมื่อล้มเหลวแล้วทำให้ระบบล้มเหลวตามไปด้วย ดังนั้นมินิมัลคัตเซต คือ คัตเซตที่เล็กที่สุดที่เป็นกลุ่มอุปกรณ์ภายในระบบซึ่งเมื่อล้มเหลวแล้วจะทำให้ระบบล้มเหลวด้วย กล่าวโดยสรุปคือ ระบบจะล้มเหลวก็ต่อเมื่ออุปกรณ์ทุกตัวในมินิมัลคัตเซตของระบบล้มเหลว ดังนั้นมินิมัลคัตเซตของระบบจะสามารถจำลองได้ว่ากลุ่มอุปกรณ์ในมินิมัลคัตเซตจะมีลักษณะการต่อที่ขนานกัน โดยที่ในแต่ละมินิมัลคัตเซตของระบบจะต่อกันในรูปแบบอนุกรม ดังนั้นระบบจะล้มเหลวก็ต่อเมื่อมีมินิมัลคัตเซตอย่างน้อย 1 กลุ่มที่ล้มเหลว ตัวอย่างเช่น จากภาพที่ 4.10 เมื่อใช้นิยามของมินิมัลคัตเซตจะสามารถจำลองอุปกรณ์ในมินิมัลคัตเซตได้ทั้งหมด 5 กลุ่ม ได้แก่ AB, DE, ACE, BCD และ F ดังภาพที่ 4.11 โดยกำหนดให้ C_1, C_2, C_3, C_4 และ C_5 คือ มินิมัลคัตเซตที่ 1, 2, 3, 4 และ 5 ตามลำดับ ดังนั้นสามารถหาความน่าจะเป็นของการล้มเหลวของอุปกรณ์ทั้งหมดของระบบที่ส่งผลให้ระบบล้มเหลวได้ดังสมการที่ (4.9) - (4.11)



ภาพที่ 4.11 มินิมัลลัดเซตของระบบในภาพที่ 4.10

$$Q_{\text{system}} = P(C_1 \cup C_2 \cup C_3 \cup C_4 \cup C_5) \quad (4.9)$$

$$\begin{aligned} Q_{\text{system}} = & P(C_1) + P(C_2) + P(C_3) + P(C_4) + P(C_5) - P(C_1 \cap C_2) - P(C_1 \cap C_3) \\ & - P(C_1 \cap C_4) - P(C_1 \cap C_5) - P(C_2 \cap C_3) - P(C_2 \cap C_4) \\ & - P(C_2 \cap C_5) - P(C_3 \cap C_4) - P(C_3 \cap C_5) - P(C_4 \cap C_5) \\ & + P(C_1 \cap C_2 \cap C_3) + P(C_1 \cap C_2 \cap C_4) + P(C_1 \cap C_2 \cap C_5) \\ & + P(C_1 \cap C_3 \cap C_4) + P(C_1 \cap C_3 \cap C_5) + P(C_1 \cap C_4 \cap C_5) \\ & + P(C_2 \cap C_3 \cap C_5) + P(C_2 \cap C_3 \cap C_4) + P(C_2 \cap C_4 \cap C_5) \\ & - P(C_1 \cap C_2 \cap C_3 \cap C_5) - P(C_1 \cap C_2 \cap C_4 \cap C_5) \\ & - P(C_1 \cap C_3 \cap C_4 \cap C_5) - P(C_2 \cap C_3 \cap C_4 \cap C_5) \\ & - P(C_1 \cap C_2 \cap C_3 \cap C_4) + P(C_1 \cap C_2 \cap C_3 \cap C_4 \cap C_5) \end{aligned} \quad (4.10)$$

โดยที่

$$P(C_1) = Q_A Q_B$$

$$P(C_2) = Q_D Q_E$$

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

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

$$P(C_5) = Q_F$$

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

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

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

$$P(C_1 \cap C_5) = P(C_1)P(C_5) = Q_A Q_B Q_F$$

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

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

$$P(C_2 \cap C_5) = P(C_2)P(C_5) = Q_D Q_E Q_F$$

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

$$P(C_4 \cap C_5) = P(C_4)P(C_5) = Q_B Q_C Q_D Q_F$$

$$P(C_3 \cap C_5) = P(C_3)P(C_5) = Q_D Q_E Q_F$$

$$P(C_1 \cap C_2 \cap C_5) = P(C_1)P(C_2)P(C_5) = Q_A Q_B Q_D Q_E Q_F$$

$$P(C_1 \cap C_3 \cap C_5) = P(C_1)P(C_3)P(C_5) = Q_A Q_B Q_C Q_E Q_F$$

$$P(C_1 \cap C_4 \cap C_5) = P(C_1)P(C_4)P(C_5) = Q_A Q_B Q_C Q_D Q_F$$

$$P(C_2 \cap C_3 \cap C_5) = P(C_2)P(C_3)P(C_5) = Q_A Q_C Q_D Q_E Q_F$$

$$P(C_2 \cap C_4 \cap C_5) = P(C_2)P(C_4)P(C_5) = Q_B Q_C Q_D Q_E Q_F$$

$$\begin{aligned} P(C_1 \cap C_2 \cap C_3) &= P(C_1 \cap C_2 \cap C_4) \\ &= P(C_1 \cap C_3 \cap C_4) \\ &= P(C_2 \cap C_3 \cap C_4) \\ &= P(C_1 \cap C_2 \cap C_3 \cap C_4) \\ &= Q_A Q_B Q_C Q_D Q_E \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P(C_1 \cap C_2 \cap C_4 \cap C_5) &= P(C_2 \cap C_3 \cap C_4 \cap C_5) \\ &= P(C_1 \cap C_2 \cap C_3 \cap C_5) \\ &= P(C_1 \cap C_2 \cap C_4 \cap C_5) \\ &= P(C_1 \cap C_2 \cap C_3 \cap C_4 \cap C_5) \\ &= Q_A Q_B Q_C Q_D Q_E Q_F \end{aligned}$$

ดังนั้น

$$\begin{aligned} Q_{system} &= Q_A Q_B + Q_D Q_E + Q_A Q_C Q_E + Q_B Q_C Q_D + Q_F - Q_A Q_B Q_D Q_E \\ &\quad - Q_A Q_B Q_C Q_F - Q_A Q_B Q_C Q_D - Q_A Q_B Q_F - Q_A Q_C Q_D Q_E \\ &\quad - Q_B Q_C Q_D Q_E - Q_D Q_E Q_F - Q_A Q_B Q_C Q_D Q_E - Q_B Q_C Q_D Q_F \\ &\quad - Q_D Q_E Q_F + Q_A Q_B Q_C Q_E Q_F + Q_A Q_B Q_C Q_E Q_F + Q_A Q_B Q_C Q_D Q_F \\ &\quad + Q_A Q_C Q_D Q_E Q_F + Q_B Q_C Q_D Q_E Q_F + 4Q_A Q_B Q_C Q_D Q_E \\ &\quad - Q_A Q_B Q_C Q_D Q_E - 4Q_A Q_B Q_C Q_D Q_E Q_F + Q_A Q_B Q_C Q_D Q_E Q_F \end{aligned} \quad (4.11)$$

จะเห็นได้ว่าถ้าภายในระบบมีอุปกรณ์เป็นจำนวนมากจะทำให้ยุ่งยากในการคำนวณ อย่างไรก็ตาม หากพิจารณาจากสมการที่ (4.11) จะเห็นได้ว่ามีพจน์ที่มีค่าความน่าจะเป็นต่ำมากอยู่ เนื่องจากพจน์ Q นั้นมีค่าน้อยกว่า 1 เมื่อมีพจน์ Q คูณกันมากกว่า 2 พจน์ขึ้นไป จะส่งผลทำให้ค่าความน่าจะเป็นที่ได้นั้นมีค่าต่ำมาก ดังนั้นจึงสามารถจะละเลยพจน์ Q ที่คูณกันมากกว่า 2 พจน์ขึ้นไป ได้ดังสมการที่ (4.12) ดังนั้นสมการที่ (4.11) สามารถจัดรูปใหม่ได้ดังสมการที่ (4.12)

$$Q_{system} = P(C_1) + P(C_2) + P(C_3) + \dots + P(C_j) + \dots + P(C_n) = \sum_{i=1}^n P(C_i) \quad (4.12)$$

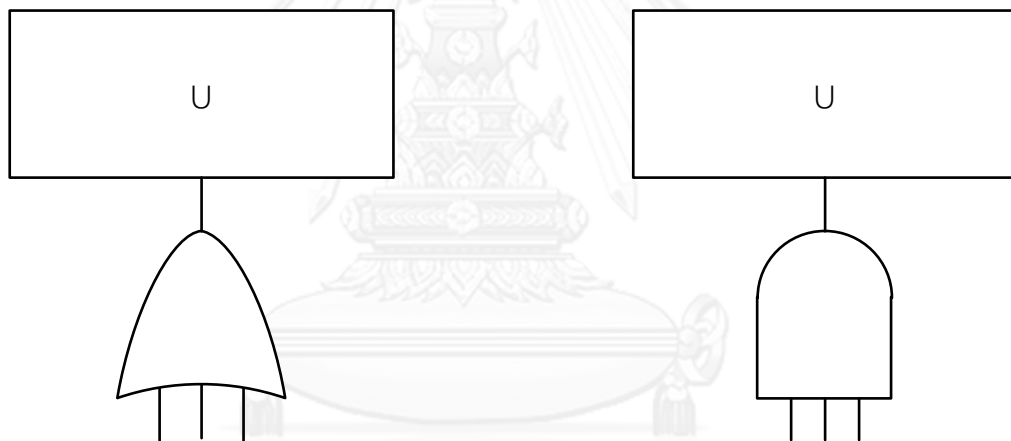
ดังนั้น ผลการคำนวณ Q_{system} จากสมการที่ (4.12) จะเหลือดังสมการที่ (4.13)

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

วิธีการวิเคราะห์แบบมินิแมคซ์เซตนั้นสามารถแบ่งได้หลายประเภทตามประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์ โดยสามารถแบ่งประเภทของมินิแมคซ์เซตได้เป็น 3 ประเภท ได้แก่ (1) มินิแมคซ์เซตของประเภทการล้มเหลวประเภทพาสซีฟ (2) มินิแมคซ์เซตของประเภทการล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ และ (3) มินิแมคซ์เซตของประเภทการล้มเหลวแบบบำรุงรักษา แต่ในวิทยานิพนธ์นี้จะพิจารณาประเภทเหตุการณ์การล้มเหลว 2 ประเภท คือ (1) เหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ (2) เหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ เนื่องจากเหตุการณ์การเกิดเหตุขัดข้องในช่วงระยะเวลาที่มีการบำรุงรักษาอุปกรณ์ ไม่สามารถพบได้บ่อยในทางปฏิบัติ ดังที่ได้กล่าวไว้แล้วในบทที่ 3

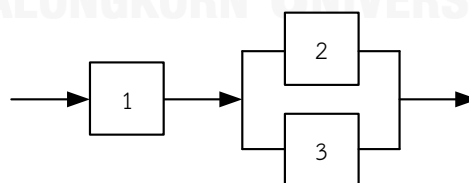
4.4.4 วิธีการวิเคราะห์แผนภาพต้นไม้ (Fault tree analysis method)

การวิเคราะห์แผนภาพต้นไม้อาศัยหลักการของแผนภาพตรรกะ (Logic gates) โดยประยุกต์เข้ากับการคำนวณความเชื่อถือได้ ดังภาพที่ 4.12 ทั้งนี้ข้อมูลเข้าเกตแต่ละตัว คือ เหตุการณ์พื้นฐาน (Basic event) k เหตุการณ์ โดยมีผลลัพธ์ (Output) คือ การขาดการจ่ายกำลังไฟฟ้าทางด้านขาออกของสถานีไฟฟ้า ซึ่งเรียกว่า Top event หรือ Fault event ดังตัวอย่างในภาพที่ 4.13 และภาพที่ 4.14 ตามลำดับ

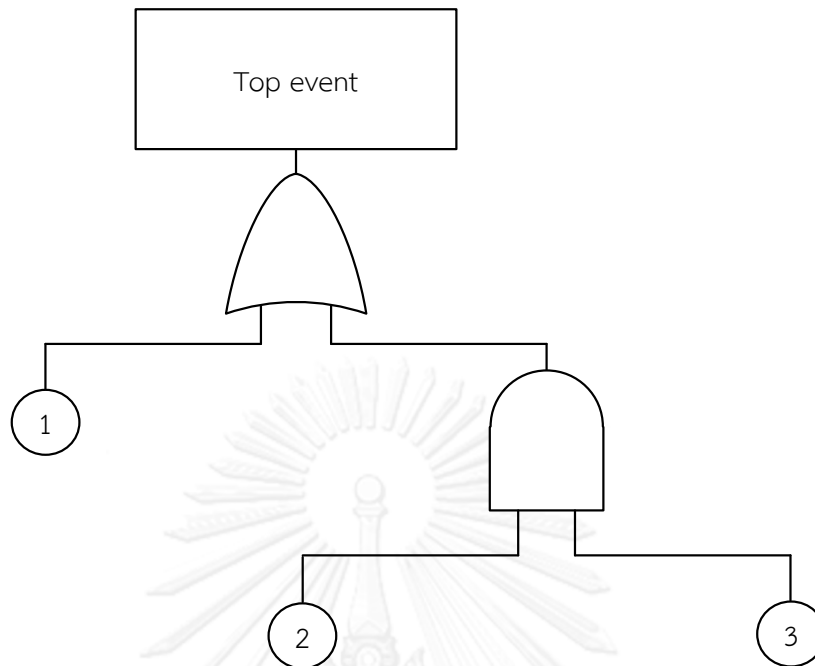


$$U = U_1 U_2 U_3 \quad U = 1 - (1 - U_1)(1 - U_2)(1 - U_3)$$

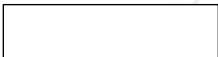


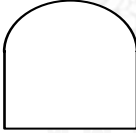
ภาพที่ 4.12 การใช้ OR gate และ AND gate ในการคำนวณค่า U



ภาพที่ 4.13 ระบบตัวอย่าง



ภาพที่ 4.14 แผนภาพต้นไม้แสดงการล้มเหลวของระบบ

โดยที่	   	<p>หมายถึง ผลลัพธ์ที่ได้จากเกต (กรณีที่ใช้กับ Logic gates)</p> <p>หมายถึง เหตุการณ์พื้นฐาน (กรณีที่ใช้กับ Logic gates)</p> <p>หมายถึง เกต 'OR'</p> <p>หมายถึง เกต 'AND'</p>
และ	U	หมายถึง ความไม่พร้อมมูล

วิธีนี้มีข้อดีในด้านความเป็นระบบในการวิเคราะห์ กล่าวคือ เมื่อมีข้อมูลแล้วสามารถใส่ในแผนภาพและสามารถคำนวณได้ทันที แต่มีข้อเสีย คือ หากระบบซับซ้อนจะทำการสร้างแผนภาพต้นไม้ได้ยาก

ด้วยเหตุผลทั้งหมดดังที่ได้กล่าวข้างต้น วิทยานิพนธ์นี้เลือกใช้วิธีการวิเคราะห์แบบมินิมัลคัตเซต (Minimal cut set) เนื่องจากวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล เป็นวิธีที่จำลองเหตุการณ์การทำงานของอุปกรณ์ภายในระบบ ซึ่งสามารถจำลองเหตุการณ์ของสถานะของอุปกรณ์ได้เพียง 2 สถานะ คือ สถานะปกติ และสถานะซ่อมแซม แต่เนื่องจากในวิทยานิพนธ์นี้ได้จำแนกสถานะการทำงานของอุปกรณ์เป็น 3 สถานะ คือ สถานะปกติ (Up) สถานะซ่อมแซม (Repair) และสถานะการสวิตช์ (Switching) โดยพิจารณาประเภทเหตุการณ์ล้มเหลวของอุปกรณ์ 2 เหตุการณ์ คือ การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ และการล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ ซึ่งการจำแนกสถานะและประเภทการ

ล้มเหลวของอุปกรณ์ดังกล่าว ต้องใช้วิธีการวิเคราะห์แบบมินิมัลคัตเซตเข้าร่วมด้วย เพื่อที่จะเป็นเครื่องมือตรวจสอบว่า อุปกรณ์ที่เกิดเหตุการณ์ล้มเหลวนั้นจะส่งผลให้ระบบหรือจุดโหลดที่สนใจได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้าหรือไม่ หลังจากนั้นภายหลังการตรวจสอบอุปกรณ์ที่ทำให้ระบบหรือจุดโหลดที่สนใจล้มเหลว ทำให้ทราบด้วยว่าเป็นการล้มเหลวประเภทใด ซึ่งวิธีการวิเคราะห์แบบมินิมัลคัตเซตดังกล่าวครอบคลุมในการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าครบทุกรูปแบบการจัดเรียงบัส ซึ่งเหมาะสมและสะดวกในการพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์ โดยที่ไม่ถูกจำกัดด้วยความซับซ้อนของระบบดังเช่นวิธีอื่นๆ ดังที่นำเสนอไปแล้วข้างต้น

4.5 การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้

จากที่ได้กล่าวมา เนื่องจากวิทยานิพนธ์นี้ พิจารณาวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง ด้วยวิธีการวิเคราะห์แบบมินิมัลคัตเซต ดังนั้น การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ สามารถแบ่งเนื้อหาได้ออกเป็น 3 ส่วน ได้แก่

- 1) การคำนวณค่าดัชนีพื้นฐานของเหตุการณ์ล้มเหลว ณ จุดโหลดของอุปกรณ์มินิมัลคัตเซต
 - 2) การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้พื้นฐาน ณ จุดโหลด (Reliability indices at load point)
 - 3) การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer-oriented index)
- โดยที่รายละเอียดในแต่ละส่วนประกอบด้วยเนื้อหาดังต่อไปนี้

4.5.1 การคำนวณค่าดัชนีพื้นฐานสมมูลของอุปกรณ์มินิมัลคัตเซต

จากที่ได้กล่าวมาในบทที่ 3 หัวข้อที่ 3.4 วิทยานิพนธ์นี้ พิจารณาแบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ ซึ่งสามารถแบ่งประเภทเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ได้เป็น 2 ประเภท ได้แก่ เหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ และ เหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ ทั้งนี้ ในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ มินิมัลคัตเซตที่มีผลต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ มินิมัลคัตเซตลำดับที่ 1 (First order minimal cut set) ซึ่งรายละเอียดดังกล่าวได้กล่าวไว้แล้วในหัวข้อที่ 4.4.3 กล่าวคือ โอกาสที่ระบบจะเกิดมินิมัลคัตเซตตั้งแต่ลำดับที่ 2 ขึ้นไปมีโอกาสดังกล่าวจะเกิดขึ้นน้อยมาก ดังนั้น ในการคำนวณจึงสามารถละเลยได้ ด้วยเหตุผลดังกล่าว การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของมินิมัลคัตเซตลำดับที่ 1 ซึ่งประกอบด้วย มินิมัลคัตเซตประเภทพาสซีฟ และมินิมัลคัตเซตประเภทแอ็กทีฟ สามารถคำนวณได้ตามสมการที่ (4.14) - (4.16)

$$\lambda_i = \lambda_{1,p} + \lambda_{1,a} \quad (4.14)$$

$$r_i = \begin{cases} r_1 ; \text{Passive failure or equipment cannot be switched} \\ S_1 ; \text{Active failure or equipment can be switched} \end{cases} \quad (4.15)$$

$$U_i = \lambda_i r_i \quad (4.16)$$

โดยที่

- λ_i คือ อัตราการล้มเหลวเฉลี่ย ณ จุดโหลด เนื่องจากมินิมัลคัตเซตที่ i (ครั้ง/ปี)
- $\lambda_{1,p}$ คือ อัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์ที่ 1 ประเภทพาสซีฟของมินิมัลคัตเซตที่ i (ครั้ง/ปี)
- $\lambda_{1,o}$ คือ อัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์ที่ 1 ประเภทแอ็กทีฟของมินิมัลคัตเซตที่ i (ครั้ง/ปี)
- r_i คือ ระยะเวลาซ่อมแซมหรือระยะเวลาสับสวิตช์ของอุปกรณ์ เนื่องจากมินิมัลคัตเซตที่ i (ชั่วโมง/ครั้ง)
- r_1 คือ ระยะเวลาซ่อมแซมของอุปกรณ์ที่ 1 ของมินิมัลคัตเซตที่ i (ชั่วโมง/ครั้ง)
- s_1 คือ ระยะเวลาสับสวิตช์ของอุปกรณ์ที่ 1 ของมินิมัลคัตเซตที่ i (ชั่วโมง/ครั้ง)
- U_i คือ ระยะเวลาที่ล้มเหลวเฉลี่ยต่อปี ณ จุดโหลด เนื่องจากมินิมัลคัตเซตที่ i (ชั่วโมง/ปี)

ทั้งนี้ จากสมการที่ (4.15) สามารถอธิบายเพิ่มเติมได้ว่า ระยะเวลาซ่อมแซมเฉลี่ย ณ จุดโหลด เนื่องจากมินิมัลคัตเซตที่ i สามารถพิจารณาได้เป็น 2 ค่า ได้แก่ ระยะเวลาซ่อมแซม (Repair time: r) และระยะเวลาการสับสวิตช์ (Switching time : S) ของอุปกรณ์มินิมัลคัตเซตที่พิจารณา โดยมีรายละเอียดดังนี้

- 1) พิจารณาระยะเวลาซ่อมแซมเฉลี่ย ณ จุดโหลด (r_i) มีค่าเท่ากับ ระยะเวลาซ่อมแซมของอุปกรณ์ที่ 1 ของมินิมัลคัตเซตที่ i (r_1) ก็ต่อเมื่อ การพิจารณาเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์มินิมัลคัตเซตประเภทพาสซีฟ หรือ ประเภทแอ็กทีฟในสถานะซ่อมแซม (Repair State) ส่งผลให้จุดโหลดที่พิจารณาไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้า
- 2) พิจารณาระยะเวลาซ่อมแซมเฉลี่ย ณ จุดโหลด (r_i) มีค่าเท่ากับ ระยะเวลาสับสวิตช์ของอุปกรณ์ที่ 1 ของมินิมัลคัตเซตที่ i (s_1) ก็ต่อเมื่อ การพิจารณาเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์มินิมัลคัตเซตประเภทแอ็กทีฟ ในสถานะซ่อมแซม (Repair State) ส่งผลให้จุดโหลดที่พิจารณาได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้า

ทั้งนี้ การพิจารณาช่วงระยะเวลาทั้ง 2 กรณีดังกล่าว ได้กล่าวไว้แล้วในตัวอย่างดังภาพที่ 3.12

ดังนั้น หลังจากทราบวิธีการในการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ของมินิมัลคัตเซตลำดับที่ 1 (First order minimal cut set) ของแต่ละอุปกรณ์ในระบบ ขั้นตอนต่อไป คือ การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้พื้นฐาน ณ จุดโหลด ซึ่งจะถูกนำเสนอในหัวข้อถัดไป

4.5.2 ดัชนีความเชื่อถือได้พื้นฐาน ณ จุดโหลด (Reliability indices at load point)

ดัชนีความเชื่อถือได้พื้นฐาน ณ จุดโหลดที่นิยมใช้ ได้แก่

- 1) อัตราการล้มเหลว (Failure rate : λ) หมายถึง ความถี่ของการล้มเหลวหรือการไม่สามารถจ่ายไฟฟ้า ณ จุดโหลด มีหน่วยเป็นจำนวนครั้งต่อปี
- 2) ระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับโดยเฉลี่ย (Average outage time: r) หมายถึง ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับ ณ จุดโหลด มีหน่วยเป็นชั่วโมงต่อครั้ง

- 3) ระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับโดยเฉลี่ยในหนึ่งปีหรือความไม่พร้อมมูล (Annual outage time or Unavailability : U) หมายถึง ระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับโดยเฉลี่ย ณ จุดโหลด รวมกันทั้งหมดในหนึ่งปีมีหน่วยเป็นชั่วโมงต่อปีหรือแปลงเป็นความน่าจะเป็นโดยการหารด้วย 8,760
- 4) ความพร้อมมูล (Availability: A) หมายถึง ช่วงระยะเวลาที่ไม่เกิดไฟฟ้าดับหรือเหตุขัดข้องในหนึ่งปี มีหน่วยเป็นชั่วโมงต่อปีหรือแปลงเป็นความน่าจะเป็นโดยการหารด้วย 8,760

ดังนั้นการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ณ จุดโหลดที่พิจารณา ด้วยวิธีการวิเคราะห์ สามารถคำนวณได้จากความถี่และระยะเวลาของเหตุการณ์ที่ทำให้จุดโหลดล้มเหลว (Load point failure event) ซึ่งเหตุการณ์ที่ทำให้จุดโหลดล้มเหลวดังกล่าวนี้ หมายถึง เหตุการณ์ที่อุปกรณ์ในกลุ่มมินิมัลคัตเซตล้มเหลว โดยสามารถคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้จากสมการที่ (4.17) – (4.20)

$$\lambda_{LP,N} = \sum_{i=1}^{n_p} \lambda_{i,p} + \sum_{i=1}^{n_a} \lambda_{i,a} \quad (4.17)$$

$$U_{LP,N} = \sum_{i=1}^{n_p} \lambda_{i,p} r_i + \sum_{i=1}^{n_a} \lambda_{i,a} r_i \quad (4.18)$$

$$r_{LP,N} = \frac{U_{LP,N}}{\lambda_{LP,N}} \quad (4.19)$$

$$A_{LP,N} = 1 - U_{LP,N} \quad (4.20)$$

โดยที่

$\lambda_{LP,N}$	คือ อัตราการล้มเหลวเฉลี่ยรวม ณ จุดโหลด N (ครั้ง/ปี)
$\lambda_{i,p}$	คือ อัตราการล้มเหลวประเภทพาสซีฟ เนื่องจากมินิมัลคัตเซตที่ i (ครั้ง/ปี)
$\lambda_{i,a}$	คือ อัตราการล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ เนื่องจากมินิมัลคัตเซตที่ i (ครั้ง/ปี)
n_p	คือ จำนวนกลุ่มมินิมัลคัตเซตประเภทพาสซีฟของระบบ
n_a	คือ จำนวนกลุ่มมินิมัลคัตเซตประเภทแอ็กทีฟของระบบ
$U_{LP,N}$	คือ ระยะเวลาที่ล้มเหลวเฉลี่ยต่อปี ณ จุดโหลด N (ชั่วโมง/ปี)
r_i	คือ ระยะเวลาซ่อมแซมเฉลี่ยของอุปกรณ์ เนื่องจากมินิมัลคัตเซตที่ i (ชั่วโมง/ครั้ง)
$r_{LP,N}$	คือ ระยะเวลาซ่อมแซมเฉลี่ยของอุปกรณ์ ณ จุดโหลด N (ชั่วโมง/ครั้ง)
$A_{LP,N}$	คือ ระยะเวลาที่ระบบสามารถใช้งานได้เฉลี่ยต่อปี ณ จุดโหลด N (ชั่วโมง/ปี)

4.5.3 ดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer-oriented index)

ค่าดัชนีพื้นฐาน ณ จุดโหลดจะถูกนำไปคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer-oriented index) ซึ่งเป็นดัชนีความเชื่อถือได้ที่บอกถึงอัตราการล้มเหลวและระยะเวลาไฟฟ้าดับของระบบ แต่เนื่องจาก วิทยานิพนธ์นี้คำนึงถึงการประเมินความเชื่อถือได้ที่พิจารณาการเจริญเติบโตของโหลดในสถานีไฟฟ้าของระบบส่งเป็นหลัก ดังนั้นดัชนีความเชื่อถือได้ดังกล่าวที่สำคัญได้แก่

- 1) LOLF (Loss of Load Frequency) หมายถึง ดัชนีที่แสดงอัตราการเกิดไฟฟ้าดับของระบบ มีหน่วยเป็นครั้งต่อปี สามารถคำนวณจากสมการที่ (4.21)

$$LOLF = \text{ผลรวมของจำนวนครั้งที่สถานีไฟฟ้าไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้}$$

$$LOLF = \frac{\sum_{n=1}^N \lambda_{LP,n}}{N} \quad (4.21)$$

โดยที่

$\lambda_{LP,n}$ คือ อัตราการล้มเหลว ณ จุดโหลดที่ n (ครั้ง/ปี)

N คือ จำนวนจุดโหลดทั้งหมดในระบบ

- 2) LOLP (Loss of Load Probability) หมายถึง ดัชนีที่แสดงระยะเวลาไฟฟ้าดับของระบบในหนึ่งปีมีหน่วยเป็นชั่วโมงต่อปี สามารถคำนวณจากสมการที่ (4.22)

$$LOLP = \text{ผลรวมของระยะเวลาที่สถานีไฟฟ้าไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้}$$

$$LOLP = \frac{\sum_{n=1}^N U_{LP,n}}{N} \quad (4.22)$$

โดยที่

$U_{LP,n}$ คือ ระยะเวลาที่เกิดการล้มเหลวในหนึ่งปี ณ จุดโหลดที่ n (ชั่วโมง/ปี)

N คือ จำนวนจุดโหลดทั้งหมดในระบบ

- 3) EENS (Expected Energy Not Supplied) หมายถึง ดัชนีแสดงจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้มีหน่วยเป็นกิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อปี สามารถคำนวณจากสมการที่ (4.23) - สมการที่ (4.24)

EENS = ผลรวมของพลังงานไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าไม่สามารถจ่ายได้

$$EENS = \frac{\sum_{n=1}^N P_{a,n} \times U_{LP,n}}{N} \quad (4.23)$$

$$P_{a,n} = P_{Peak,n} \times LF_n \quad (4.24)$$

โดยที่

- $U_{LP,n}$ คือ ระยะเวลาที่ระบบเกิดการล้มเหลวในหนึ่งปี ณ จุดโหลดที่ n (ชั่วโมง/ปี)
 $P_{a,n}$ คือ ขนาดโหลดเฉลี่ย ณ จุดโหลดที่ n (MW)
 N คือ จำนวนจุดโหลดทั้งหมด
 $P_{Peak,n}$ คือ ขนาดโหลดสูงสุด ณ จุดโหลดที่ n (MW)
 LF_n คือ ค่าประกอบการใช้ไฟฟ้า (Load Factor : LF) ณ จุดโหลดที่ n

บทที่ 5

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้า

จากเนื้อหาในบทที่ 2 หัวข้อที่ 2.5 ได้กล่าวถึง ความรู้พื้นฐานเกี่ยวกับลักษณะทางกายภาพของรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้า และจากเนื้อหาในบทที่ 3 หัวข้อที่ 3.4 ได้กล่าวถึง แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์ ซึ่งสามารถบ่งบอกถึงพฤติกรรมการทำงานของอุปกรณ์ เมื่อเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ในระบบ ทั้งนี้เนื้อหาทั้ง 2 ส่วนดังกล่าว มีความสัมพันธ์โดยตรงกับเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิดต้นทางไปยังจุดโหลดที่พิจารณา ด้วยเหตุผลดังกล่าวเนื้อหาในบทนี้ จะนำเสนอประเด็นที่เกี่ยวข้องเกี่ยวกับเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้า โดยสามารถจำแนกเนื้อหาได้ 2 ส่วน ได้แก่

- (1) เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะปกติ
- (2) เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะล้มเหลว ซึ่งพิจารณาการล้มเหลวของอุปกรณ์ครั้งละ 1 อุปกรณ์ (First – order failure)

โดยรายละเอียดในแต่ละส่วนสามารถพิจารณาได้ตามรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ 7 ประเภทหลัก ซึ่งสามารถแบ่งออกได้เป็น 9 รูปแบบ 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)
 - 4.1) บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A
 - 4.2) บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B
- (5) บัสวง (Single – ring bus sectionalization scheme)
 - 5.1) บัสวง ชนิด A
 - 5.2) บัสวง ชนิด B
- (6) บัสประธานคู่ (Double – bus, double – breaker scheme)
- (7) บัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ (Double – bus, single – breaker scheme)

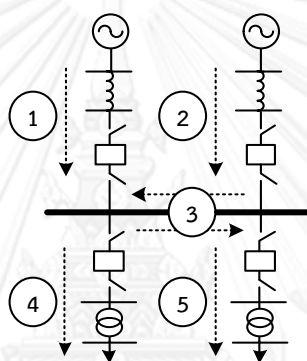
ทั้งนี้ การแบ่งแยกรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าออกเป็นชนิด A และ ชนิด B ของรูปแบบ บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง และบัสวง จะพิจารณาจากการสลับตำแหน่งของวงจรขาเข้า (Incoming) และวงจรขาออก (Outgoing) ซึ่งรายละเอียดของเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะปกติ และในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะล้มเหลว 1 อุปกรณ์ มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

5.1 เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสเดี่ยว (Single – bus scheme)

จากที่ได้กล่าวมาข้างต้น เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสเดี่ยว สามารถจำแนกเนื้อหาได้ 2 ส่วน ได้แก่ (1) เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะปกติ และ (2) เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะล้มเหลว โดยที่เนื้อหาในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

5.1.1 เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะปกติ

เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสเดี่ยว โดยที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะปกติ สามารถพิจารณาได้จากภาพที่ 5.1



ภาพที่ 5.1 เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสเดี่ยว โดยที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะปกติ

โดยส่วนของเส้นประในภาพที่ 5.1 แสดงถึงเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิดต้นทาง ไปยังจุดโหลด ซึ่งประกอบด้วย 5 สาขา (Branch) หลัก ได้แก่

- (1) สาขาที่ 1, 2 แสดงเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรขาเข้า จากแหล่งกำเนิดต้นทางไปยังบัสบาร์
- (2) สาขาที่ 3 แสดงเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าระหว่างวงจรของระบบ โดยเชื่อมต่อผ่านบัสบาร์
- (3) สาขาที่ 4, 5 แสดงเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรขาออก จากบัสบาร์ไปยังจุดโหลด

5.1.2 เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะล้มเหลว

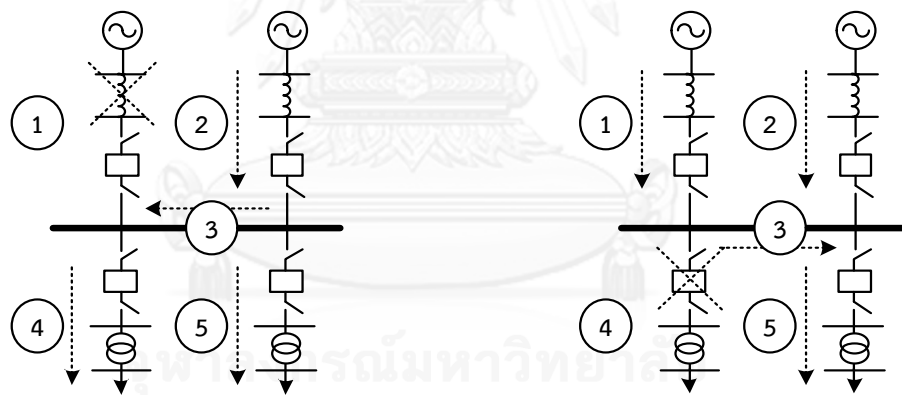
เนื่องจาก ในวิทยานิพนธ์นี้พิจารณาแบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ (Three – state model) ซึ่งสามารถแบ่งแยกเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ได้เป็น 2 ประเภท ได้แก่ เหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ (Passive failure) และเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ (Active failure) ทั้งนี้ จากที่ได้กล่าวมาในบทที่ 3 หัวข้อที่ 3.4 เหตุการณ์การล้มเหลวประเภท

พาสซีฟ คือ เหตุการณ์ที่อุปกรณ์ล้มเหลวแล้วไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน แต่ในขณะที่เหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ คือ เหตุการณ์ที่อุปกรณ์ล้มเหลวแล้ว ส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงอุปกรณ์ตัวที่ล้มเหลว ดังนั้น ประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์ที่แตกต่างกัน จะส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงที่ต่างกัน ซึ่งมีผลต่อเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในระบบ

ด้วยเหตุผลดังกล่าว เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะล้มเหลว สามารถจำแนกเนื้อหาได้ออกเป็น 2 ส่วน ตามประเภทเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ ได้แก่ (1) เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ และ (2) เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ โดยที่เนื้อหาในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

5.1.2.1 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ

เนื่องจาก สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว ประกอบด้วยประเภทของอุปกรณ์ 4 ประเภท ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูง (Transmission line) เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker) บัสบาร์ (Busbar) และหม้อแปลงกำลัง (Power transformer) ดังนั้น การเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟของอุปกรณ์ดังกล่าว สามารถพิจารณาได้จากภาพที่ 5.2 (ก) – (ง)



ภาพที่ 5.2 (ก)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า

เมื่อสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเกิดเหตุการณ์การล้มเหลว

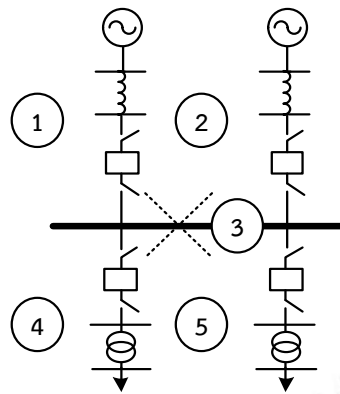
ประเภทพาสซีฟ

ภาพที่ 5.2 (ข)

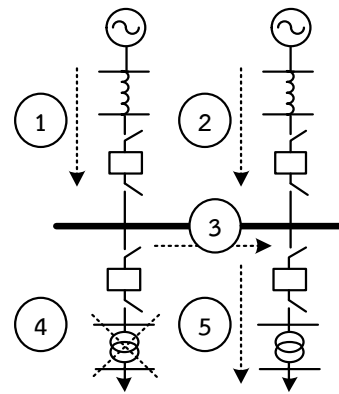
เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า

เมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลว

ประเภทพาสซีฟ



ภาพที่ 5.2 (ค)
เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า
เมื่อบัสบาร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลว
ประเภทพาสซีฟ



ภาพที่ 5.2 (ง)
เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า
เมื่อหม้อแปลงกำลังเกิดเหตุการณ์การล้มเหลว
ประเภทพาสซีฟ

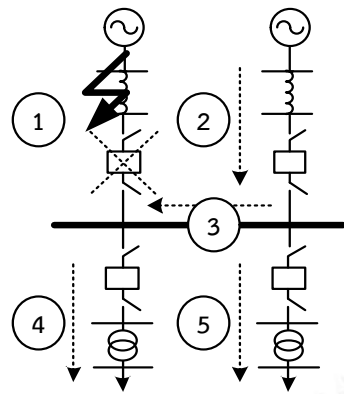
ภาพที่ 5.2 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว เมื่ออุปกรณ์ภายในระบบเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ

จากภาพที่ 5.2 เส้นประรูปกากบาท แสดงการเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทพาสซีฟ ทั้งนี้การล้มเหลวของอุปกรณ์ดังกล่าว จะส่งผลต่อเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในระบบ ดังนี้

- (1) เมื่อสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรขาเข้า ซึ่งมีสายส่งไฟฟ้าแรงสูงดังกล่าวนั้นเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.2 (ก)
- (2) เมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรขาเข้าหรือวงจรขาออก ซึ่งมีเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าวนั้นเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.2 (ข)
- (3) เมื่อบัสบาร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจากวงจรขาเข้าไปสู่วงจรขาออก ดังแสดงในภาพที่ 5.2 (ค)
- (4) เมื่อหม้อแปลงกำลังเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรขาออก ซึ่งมีหม้อแปลงกำลังดังกล่าวนั้นเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.2 (ง)

5.1.2.2 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอกทีฟ

ในทำนองเดียวกัน เนื่องจาก สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว ประกอบด้วยประเภทของอุปกรณ์ 4 ประเภท ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูง เซอร์กิตเบรกเกอร์ บัสบาร์ และหม้อแปลงกำลัง ดังนั้น การเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอกทีฟของอุปกรณ์ดังกล่าว สามารถพิจารณาได้จากภาพที่ 5.3 (ก) – (ง)

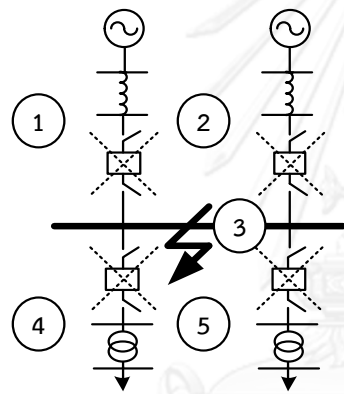


ภาพที่ 5.3 (ก)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า

เมื่อสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเกิดเหตุการณ์การลัดวงจร

ประเภทแฉีกที่ฟ

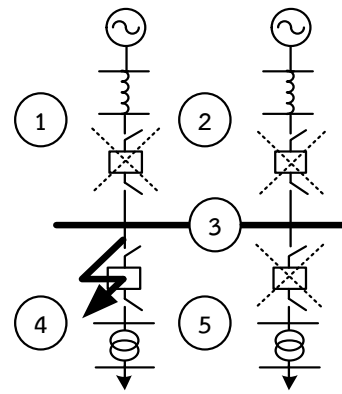


ภาพที่ 5.3 (ค)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า

เมื่อบัสบาร์เกิดเหตุการณ์การลัดวงจร

ประเภทแฉีกที่ฟ

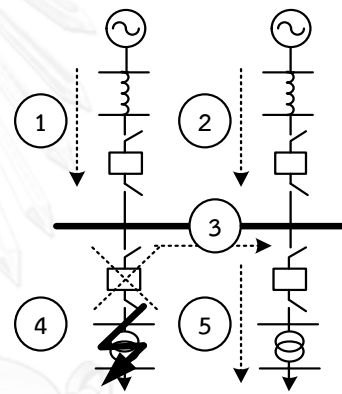


ภาพที่ 5.3 (ข)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า

เมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์เกิดเหตุการณ์การลัดวงจร

ประเภทแฉีกที่ฟ



ภาพที่ 5.3 (ง)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า

เมื่อหม้อแปลงกำลังเกิดเหตุการณ์การลัดวงจร

ประเภทแฉีกที่ฟ

ภาพที่ 5.3 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว เมื่ออุปกรณ์ภายในระบบเกิดเหตุการณ์การลัดวงจรประเภทแฉีกที่ฟ

จากภาพที่ 5.3 เส้นทึบที่มีหัวลูกศร แสดงการเกิดเหตุการณ์การลัดวงจรของอุปกรณ์ประเภทแฉีกที่ฟและเส้นประรูปกากบาท แสดงการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงอุปกรณ์ที่ลัดวงจรแบบแฉีกที่ฟ ทั้งนี้ การลัดวงจรของอุปกรณ์ดังกล่าว จะส่งผลกระทบต่อเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในระบบ ดังนี้

- (1) เมื่อสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเกิดเหตุการณ์การลัดวงจรประเภทแฉีกที่ฟ จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่บริเวณจรขาเข้าซึ่งมีการเชื่อมต่ออยู่กับสายส่งไฟฟ้าแรงสูงดังกล่าว ดังนั้น วงจรขาเข้าดังกล่าวจะถูกตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ดังแสดงในภาพที่ 5.3 (ก)

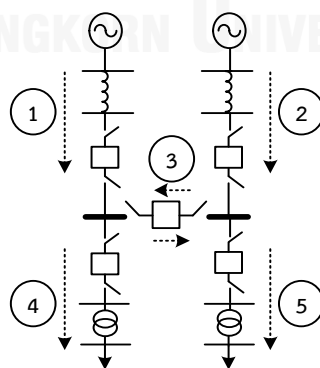
- (2) เมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอกทีฟ จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ล้มเหลวแบบแอกทีฟดังกล่าว ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ทุกอุปกรณ์ในระบบซึ่งอยู่ในวงจรถาเข้าและวงจรถาออก ดังนั้น จากผลการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันดังกล่าว ทำให้เกิดการตัดเส้นทางของการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรถาเข้าและวงจรถาออก ดังแสดงในภาพที่ 5.3 (ข)
- (3) เมื่อ巴士บาร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอกทีฟ จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียง巴士บาร์ที่ล้มเหลวแบบแอกทีฟดังกล่าว ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ทุกอุปกรณ์ในระบบซึ่งอยู่ในวงจรถาเข้าและวงจรถาออก ดังนั้น จากผลการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันดังกล่าว ทำให้เกิดการตัดเส้นทางของการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรถาเข้าและวงจรถาออก ดังแสดงในภาพที่ 5.3 (ค)
- (4) เมื่อหม้อแปลงกำลังเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอกทีฟ จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ในวงจรถาออกซึ่งมีการเชื่อมต่ออยู่กับหม้อแปลงกำลังดังกล่าว ดังนั้น วงจรถาออกดังกล่าวจะถูกตัดเส้นทางของการไหลของกำลังไฟฟ้า ดังแสดงในภาพที่ 5.3 (ง)

5.2 เส้นทางของการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง巴士ประเภท巴士เดี่ยวตัดตอน (Straight – bus sectionalization scheme)

ในทำนองเดียวกัน เส้นทางของการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง巴士ประเภท巴士เดี่ยวตัดตอน สามารถจำแนกเนื้อหาได้ 2 ส่วน ได้แก่ (1) เส้นทางของการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะปกติ และ (2) เส้นทางของการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะล้มเหลว โดยที่เนื้อหาในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

5.2.1 เส้นทางของการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะปกติ

เส้นทางของการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง巴士ประเภท巴士เดี่ยวตัดตอน โดยที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะปกติ สามารถพิจารณาได้จากภาพที่ 5.4



ภาพที่ 5.4 เส้นทางของการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง巴士ประเภท巴士เดี่ยวตัดตอน โดยที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะปกติ

โดยส่วนของเส้นประในภาพที่ 5.4 แสดงถึงเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิดต้นทาง ไปยังจุดโหลด ซึ่งประกอบด้วย 5 สาขา (Branch) หลัก ได้แก่

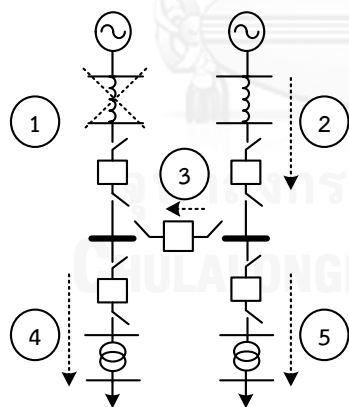
- (1) สาขาที่ 1, 2 แสดงเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรขาเข้า จากแหล่งกำเนิดต้นทางไปยังบัสบาร์
- (2) สาขาที่ 3 แสดงเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าระหว่างวงจรของระบบ โดยเชื่อมต่อผ่านเซอร์กิตเบรกเกอร์
- (3) สาขาที่ 4, 5 แสดงเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรขาออก จากบัสบาร์ไปยังจุดโหลด

5.2.2 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะล้มเหลว

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะล้มเหลว สามารถจำแนกเนื้อหาได้ออกเป็น 2 ส่วน ตามประเภทเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ ได้แก่ (1) เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ และ (2) เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ โดยที่เนื้อหาในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

5.2.2.1 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ

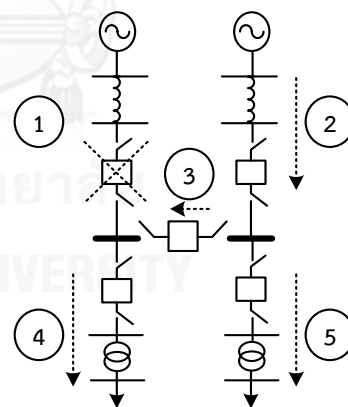
เนื่องจาก สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน ประกอบด้วยประเภทของอุปกรณ์ 4 ประเภท ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูง เซอร์กิตเบรกเกอร์ บัสบาร์ และหม้อแปลงกำลัง ดังนั้น การเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟของอุปกรณ์ดังกล่าว สามารถพิจารณาได้จากภาพที่ 5.5 (ก) – (ง)



ภาพที่ 5.5 (ก)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า

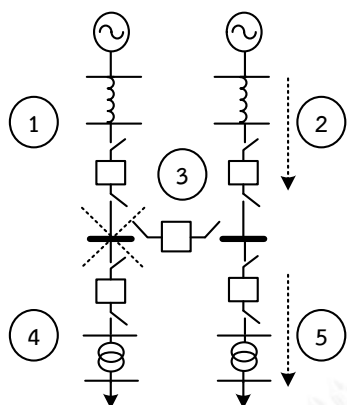
เมื่อสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ



ภาพที่ 5.5 (ข)

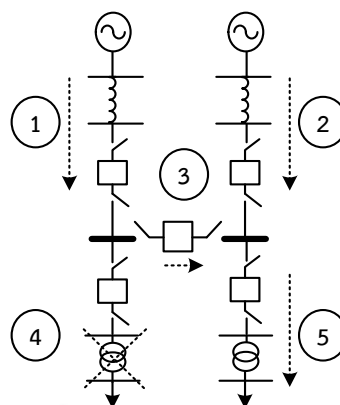
เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า

เมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ



ภาพที่ 5.5 (ค)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า
เมื่อบัสบาร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลว
ประเภทพาสซีฟ



ภาพที่ 5.5 (ง)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า
เมื่อหม้อแปลงกำลังเกิดเหตุการณ์การล้มเหลว
ประเภทพาสซีฟ

ภาพที่ 5.5 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน เมื่ออุปกรณ์ภายในระบบเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ

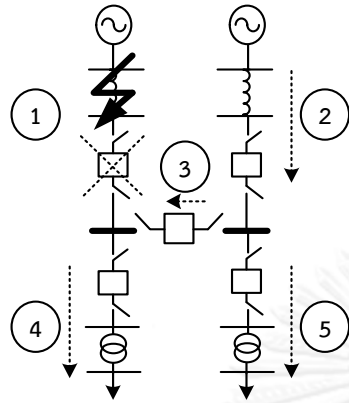
จากภาพที่ 5.5 เส้นประรูปกากบาท แสดงการเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทพาสซีฟ ทั้งนี้การล้มเหลวของอุปกรณ์ดังกล่าว จะส่งผลต่อเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในระบบ ดังนี้

- (1) เมื่อสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรขาเข้า ซึ่งมีสายส่งไฟฟ้าแรงสูงดังกล่าวนั้นเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.5 (ก)
- (2) เมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรขาเข้าหรือวงจรขาออก ซึ่งมีเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าวนั้นเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.5 (ข)
- (3) เมื่อบัสบาร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจากวงจรขาเข้าไปสู่วงจรขาออก ซึ่งมีบัสบาร์ดังกล่าวนั้นเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.5 (ค)
- (4) เมื่อหม้อแปลงกำลังเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรขาออก ซึ่งมีหม้อแปลงกำลังดังกล่าวนี้เชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.5 (ง)

5.2.2.2 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ

ในทำนองเดียวกัน เนื่องจาก สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน ประกอบด้วยประเภทของอุปกรณ์ 4 ประเภท ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูง เซอร์กิตเบรกเกอร์ บัสบาร์

และหม้อแปลงกำลัง ดังนั้น การเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟของอุปกรณ์ดังกล่าวสามารถพิจารณาได้จากภาพที่ 5.6 (ก) – (ง)

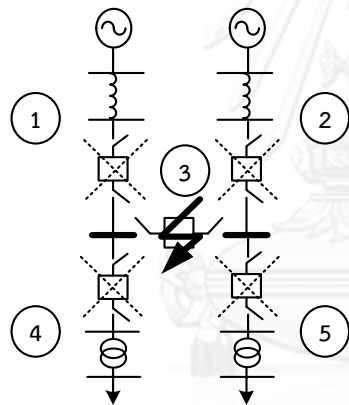


ภาพที่ 5.6 (ก)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า

เมื่อสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเกิดเหตุการณ์การล้มเหลว

ประเภทแฉีกที่ฟ

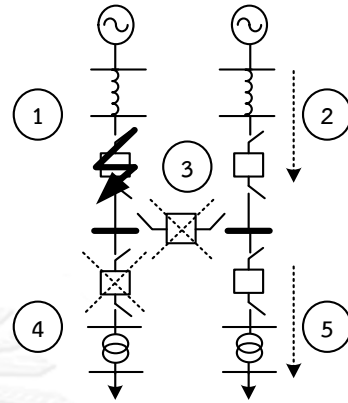


ภาพที่ 5.6 (ค)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า

เมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อระหว่างบัสบาร์

เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ

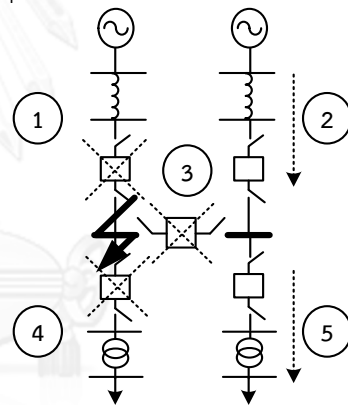


ภาพที่ 5.6 (ข)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า

เมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์ในวงจรถาเข้าเกิด

เหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ

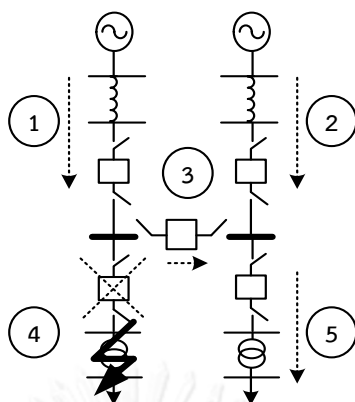


ภาพที่ 5.6 (ง)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า

เมื่อบัสบาร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลว

ประเภทแฉีกที่ฟ



ภาพที่ 5.6 (จ) เส้นทางกระแสของกำลังไฟฟ้า เมื่อหม้อแปลงกำลังเกิดเหตุการณ์การล้มเหลว ประเภทแฉีกที่ฟ

ภาพที่ 5.6 เส้นทางกระแสของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสเดี่ยวตัดตอน เมื่ออุปกรณ์ภายในระบบเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ

จากภาพที่ 5.6 เส้นทึบที่มีหัวลูกศร แสดงการเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภท แฉีกที่ฟและเส้นประรูปกากบาท แสดงการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงอุปกรณ์ที่ล้มเหลว แบบแฉีกที่ฟ ทั้งนี้ การล้มเหลวของอุปกรณ์ดังกล่าว จะส่งผลต่อเส้นทางกระแสของกำลังไฟฟ้า ภายในระบบ ดังนี้

- (1) เมื่อสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ จะส่งผลให้เกิดการทำงานของ อุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ในวงจรถาเข้าซึ่งมีการเชื่อมต่ออยู่กับสายส่งไฟฟ้าแรงสูงดังกล่าว ดังนั้น วงจรถาเข้าดังกล่าวจะถูกตัดเส้นทางกระแสของกำลังไฟฟ้า ดังแสดงในภาพที่ 5.6 (ก)
- (2) เมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ สามารถจำแนกได้เป็น 2 กรณี ได้แก่
 1. เซอร์กิตเบรกเกอร์ในวงจรถาเข้าหรือวงจรถาออก จะส่งผลให้เกิดการทำงานของ อุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ล้มเหลวแบบแฉีกที่ฟดังกล่าว ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ในวงจรถาเข้าหรือวงจรถาออกที่เชื่อมต่อกับเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ ล้มเหลวแบบแฉีกที่ฟ และเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อระหว่างบัสบาร์ ดังแสดงในภาพ ที่ 5.6 (ข)
 2. เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อระหว่างบัสบาร์ จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ ป้องกันตัวข้างเคียงเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ล้มเหลวแบบแฉีกที่ฟดังกล่าว ได้แก่ เซอร์กิต เบรกเกอร์ทุกอุปกรณ์ในวงจรถาเข้าและวงจรถาออกที่เชื่อมต่อกับเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ ล้มเหลวแบบแฉีกที่ฟดังกล่าว ดังแสดงในภาพที่ 5.6 (ค)

อย่างไรก็ดี ผลจากทั้ง 2 กรณีดังกล่าวข้างต้น จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางกระแส ของกำลังไฟฟ้าในวงจรถาเข้าและวงจรถาออกที่เกี่ยวข้องซึ่งมีเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าว นั้น เชื่อมต่ออยู่

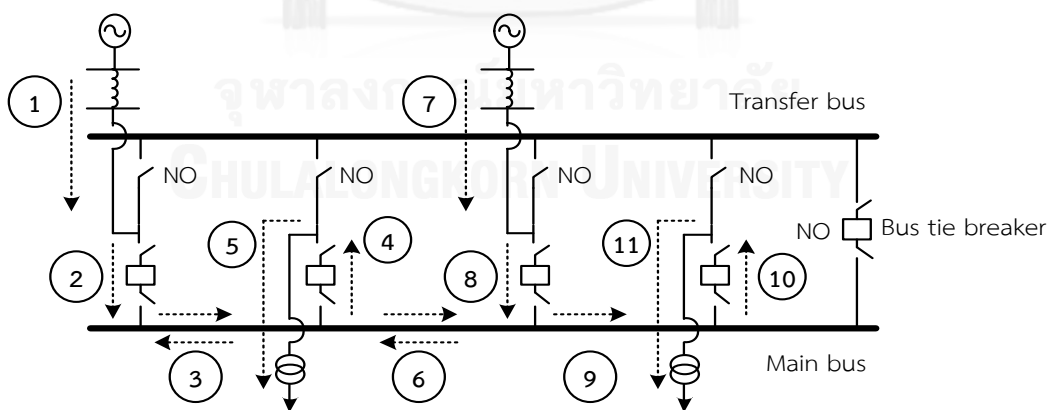
- (3) เมื่อบัสบาร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงบัสบาร์ที่ล้มเหลวแบบแฉีกที่ฟดังกล่าว ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ซึ่งอยู่ในวงจรขาเข้าและวงจรขาออกที่มีการเชื่อมต่อกับบัสบาร์ดังกล่าว และเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อกันระหว่างบัสบาร์ ดังนั้นผลจากการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันดังกล่าว จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรขาเข้าและวงจรขาออกซึ่งมีบัสบาร์ดังกล่าวนั้นเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.6 (ง)
- (4) เมื่อหม้อแปลงกำลังเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ในวงจรขาออกซึ่งมีการเชื่อมต่ออยู่กับหม้อแปลงกำลังดังกล่าว ดังนั้น วงจรขาออกดังกล่าวจะถูกตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ดังแสดงในภาพที่ 5.6 (จ)

5.3 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสหลักและบัสถ่ายโอนสำรอง (Main – and – transfer – bus scheme)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสหลักและบัสถ่ายโอนสำรอง สามารถจำแนกเนื้อหาได้ 2 ส่วน ได้แก่ (1) เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะปกติ และ (2) เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะล้มเหลว โดยที่เนื้อหาในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

5.3.1 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะปกติ

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสหลักและบัสถ่ายโอนสำรอง โดยที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะปกติ สามารถพิจารณาได้จากภาพที่ 5.7



ภาพที่ 5.7 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสหลักและบัสถ่ายโอนสำรอง โดยที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะปกติ

โดยส่วนของเส้นประในภาพที่ 5.7 แสดงถึงเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิด
ต้นทาง ไปยังจุดโหลด ซึ่งประกอบด้วย 12 สาขา (Branch) หลัก ได้แก่

- (1) สาขาที่ 1, 2, 7 และ 8 แสดงเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรขาเข้า จากแหล่งกำเนิด
ต้นทางไปยังบัสบาร์
- (2) สาขาที่ 3, 6 และ 9 แสดงเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าระหว่างวงจรของระบบผ่านบัสบาร์
- (3) สาขาที่ 4, 5, 10 และ 11 แสดงเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรขาออก จากบัสบาร์
ไปยังจุดโหลด

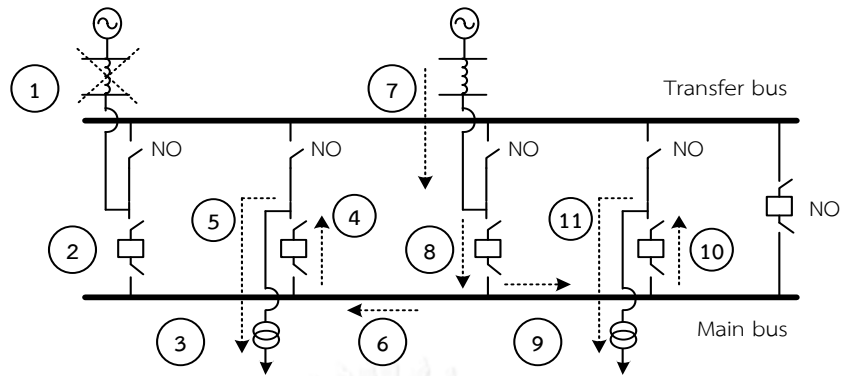
เนื่องจากในสภาวะปกติ กำลังไฟฟ้าจะถูกส่งผ่านบัสหลัก (Main bus) ดังนั้น จากภาพที่ 5.7
พบว่า กำลังไฟฟ้าจะไม่ถูกส่งผ่านเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมระหว่างบัสประธานและบัสโอนสำรอง
(Bus tie breaker) โดยที่ Bus tie breaker จะอยู่ในสถานะปกติเปิด (Normally open : NO) ทั้งนี้
บัสโอนสำรอง (Transfer bus) จะถูกใช้เมื่อต้องการซ่อมบำรุงเซอร์กิตเบรกเกอร์ในระบบ โดยการสั่ง
ให้ Bus tie breaker จากสภาวะปกติเปิดอยู่ในสถานะปิด จากนั้น ทำการสับสวิทช์ตัดตอน
(Disconnecting switch) ของวงจรที่ต้องการซ่อมบำรุง และขั้นตอนสุดท้าย นำเซอร์กิตเบรกเกอร์
ดังกล่าวเข้าสู่กระบวนการซ่อมบำรุงถัดไป โดยในสภาวะของระบบดังกล่าวกำลังไฟฟ้าจะถูกส่งผ่านไป
ยังบัสโอนสำรองแทน

5.3.2 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะล้มเหลว

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะล้มเหลว สามารถ
จำแนกเนื้อหาได้ออกเป็น 2 ส่วน ตามประเภทเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ ได้แก่ (1) เส้นทาง
การไหลของกำลังไฟฟ้า ในสภาวะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ และ (2)
เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสภาวะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ โดยที่
เนื้อหาในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

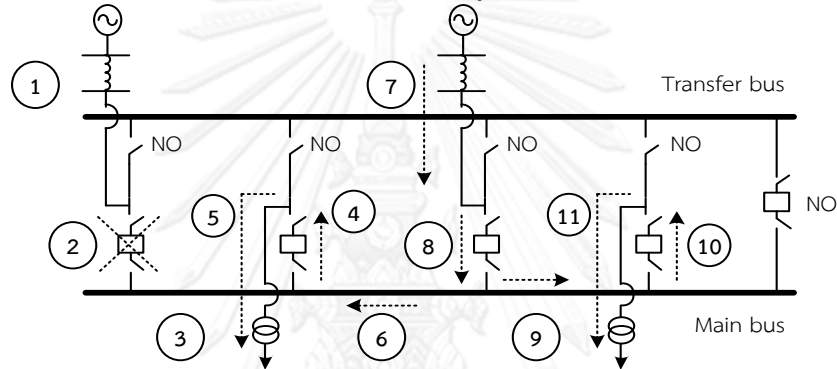
5.3.2.1 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสภาวะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภท พาสซีฟ

เนื่องจาก สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสประธานและบัสโอนสำรอง
ประกอบด้วยประเภทของอุปกรณ์ 5 ประเภท ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูง เซอร์กิตเบรกเกอร์ บัสบาร์
สวิทช์ตัดตอน และหม้อแปลงกำลัง แต่เนื่องจากสวิทช์ตัดตอน เป็นอุปกรณ์สวิทช์ที่ไม่สามารถทำงาน
ได้ด้วยตัวเอง กล่าวคือ จะมีการทำงานโดยผู้ปฏิบัติงานเข้าไปปลดหรือสับสวิทช์ตัดตอนดังกล่าว
(Human operation) นอกจากนี้ สวิทช์ตัดตอนมีอัตราการล้มเหลวด้วยความน่าจะเป็นที่ต่ำมาก ด้วย
เหตุดังกล่าว ในวิทยานิพนธ์นี้จะพิจารณาประเภทของ อุปกรณ์ 4 ประเภท ซึ่งไม่รวมถึงสวิทช์ตัดตอน
โดยที่การเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟของอุปกรณ์ดังกล่าว สามารถพิจารณาได้จาก
ภาพที่ 5.8 (ก) – (ง)



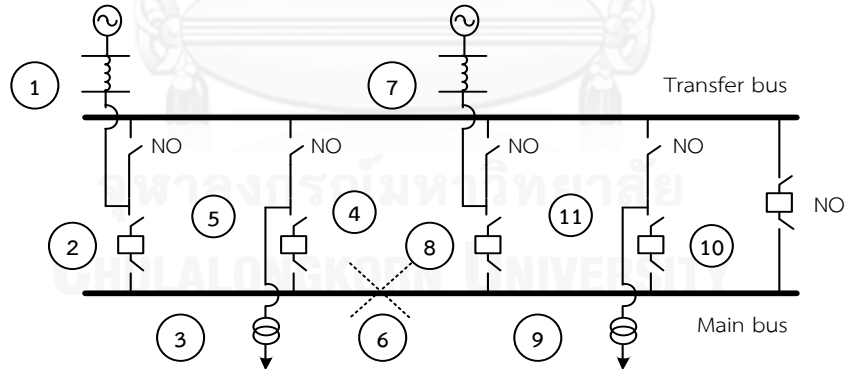
ภาพที่ 5.8 (ก)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ



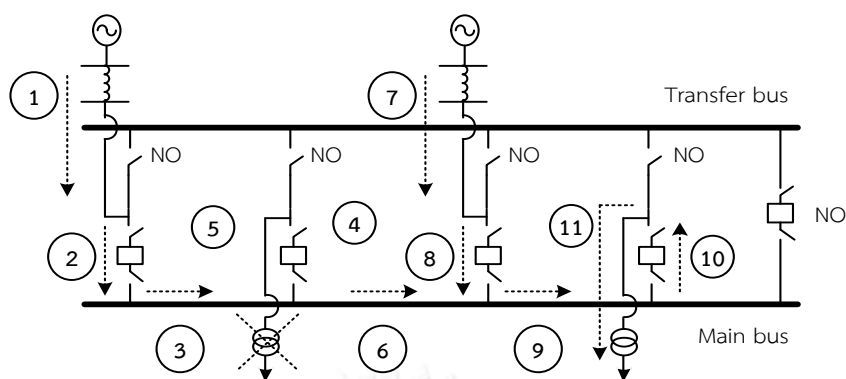
ภาพที่ 5.8 (ข)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ



ภาพที่ 5.8 (ค)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อบัสบาร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ



ภาพที่ 5.8 (ง)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อหม้อแปลงกำลังเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ

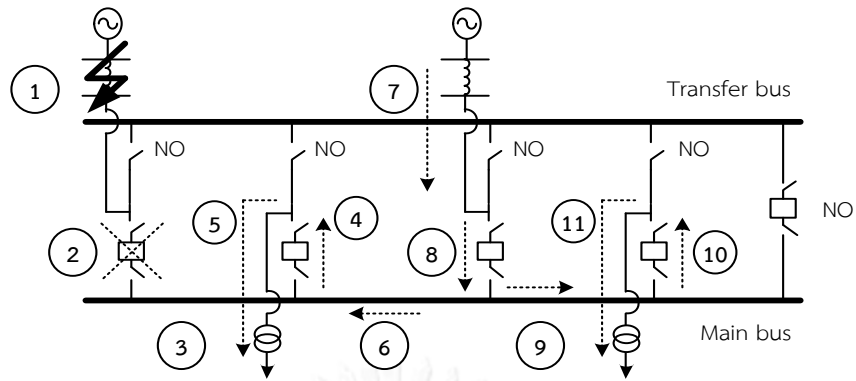
ภาพที่ 5.8 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสหลักและบัสโอนสำรอง เมื่ออุปกรณ์ภายในระบบเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ

จากภาพที่ 5.8 เส้นประรูปกากบาท แสดงการเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทพาสซีฟ ทั้งนี้การล้มเหลวของอุปกรณ์ดังกล่าว จะส่งผลต่อเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในระบบ ดังนี้

- (1) เมื่อสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรขาเข้า ซึ่งมีสายส่งไฟฟ้าแรงสูงดังกล่าวนั้นเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.8 (ก)
- (2) เมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรขาเข้าหรือวงจรขาออก ซึ่งมีเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าวนั้นเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.8 (ข)
- (3) เมื่อบัสบาร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจากวงจรขาเข้าไปสู่วงจรขาออก ซึ่งมีบัสบาร์ดังกล่าวนั้นเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.8 (ค)
- (4) เมื่อหม้อแปลงกำลังเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรขาออก ซึ่งมีหม้อแปลงกำลังดังกล่าวนี้เชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.8 (ง)

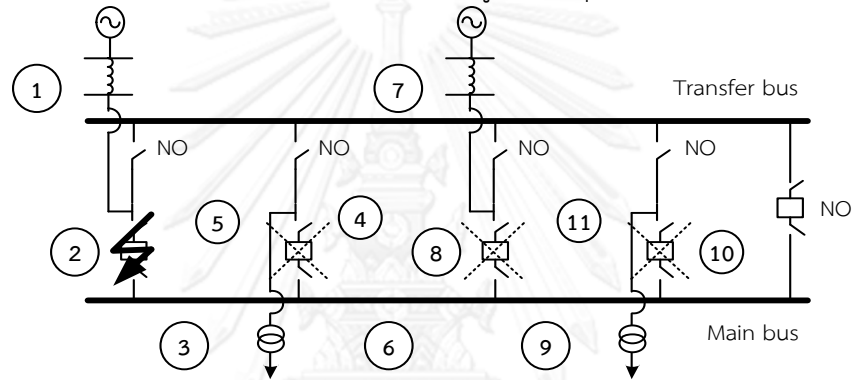
5.3.2.2 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ

ในการทำงานเดียวกัน จากเหตุผลที่ได้กล่าวมา ในหัวข้อ 5.3.2.1 ซึ่งได้กล่าวเกี่ยวกับ เหตุผลการไม่พิจารณาอุปกรณ์ประเภทสวิตช์ตัดตอน ดังนั้นในวิทยานิพนธ์นี้จะพิจารณาประเภทของอุปกรณ์ 4 ประเภท ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูง เซอร์กิตเบรกเกอร์ บัสบาร์ และหม้อแปลงกำลัง โดยการเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟของอุปกรณ์ดังกล่าว สามารถพิจารณาได้จากภาพที่ 5.9 (ก) – (ง)



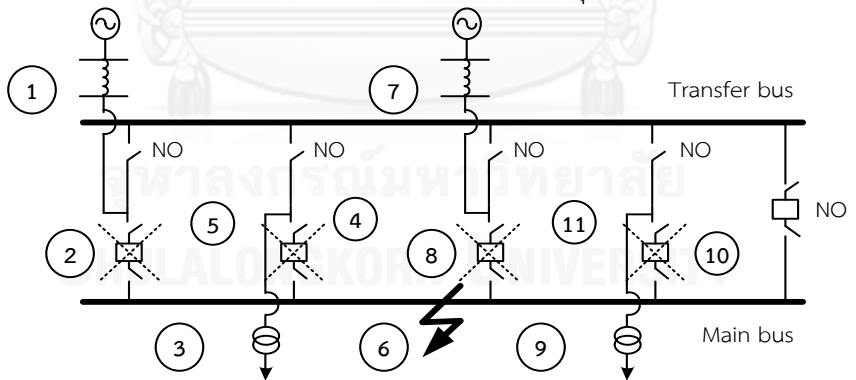
ภาพที่ 5.9 (ก)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ



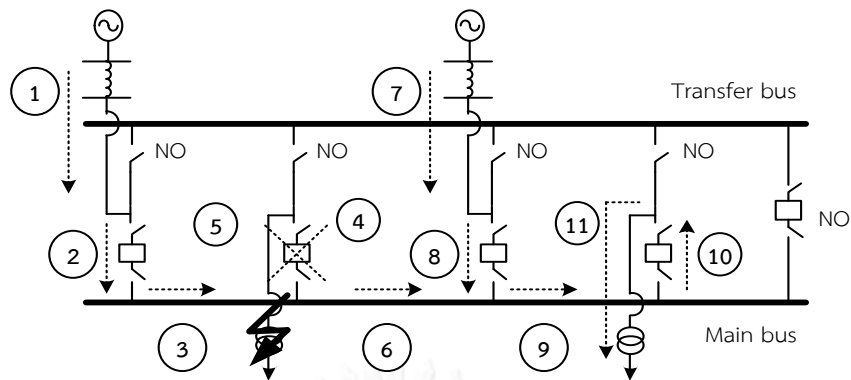
ภาพที่ 5.9 (ข)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ



ภาพที่ 5.9 (ค)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อบัสบาร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ



ภาพที่ 5.9 (ง)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อหม้อแปลงกำลังเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ

ภาพที่ 5.9 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสหลักและบัสโอนสำรอง เมื่ออุปกรณ์ภายในระบบเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ

จากภาพที่ 5.9 เส้นทึบที่มีหัวลูกศร แสดงการเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทแฉีกที่ฟและเส้นประรูปกากบาท แสดงการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงอุปกรณ์ที่ล้มเหลวแบบแฉีกที่ฟ ทั้งนี้ การล้มเหลวของอุปกรณ์ดังกล่าว จะส่งผลต่อเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในระบบ ดังนี้

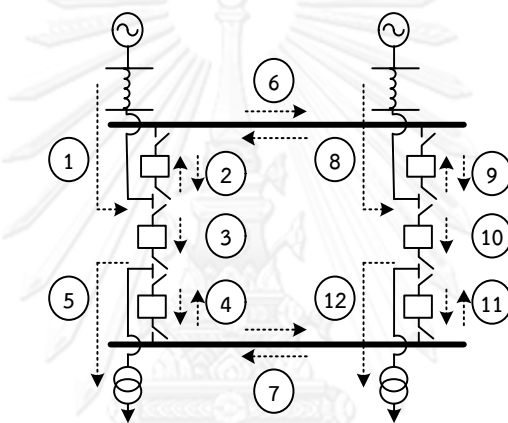
- (1) เมื่อสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ในวงจรถาเข้าซึ่งมีการเชื่อมต่ออยู่กับสายส่งไฟฟ้าแรงสูงดังกล่าว ดังนั้น วงจรถาเข้าดังกล่าวจะถูกตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ดังแสดงในภาพที่ 5.9 (ก)
- (2) เมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ล้มเหลวแบบแฉีกที่ฟดังกล่าว ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ทุกอุปกรณ์ในระบบซึ่งอยู่ในวงจรถาเข้าและวงจรถาออก ดังนั้นจากผลการการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันดังกล่าว ทำให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรถาเข้าและวงจรถาออก ดังแสดงในภาพที่ 5.9 (ข)
- (3) เมื่อบัสบาร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงบัสบาร์ที่ล้มเหลวแบบแฉีกที่ฟดังกล่าว ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ทุกอุปกรณ์ในระบบซึ่งอยู่ในวงจรถาเข้าและวงจรถาออก ดังนั้นจากผลการการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันดังกล่าว ทำให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรถาเข้าและวงจรถาออก ดังแสดงในภาพที่ 5.9 (ค)
- (4) เมื่อหม้อแปลงกำลังเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ในวงจรถาออกซึ่งมีการเชื่อมต่ออยู่กับหม้อแปลงกำลังดังกล่าว ดังนั้น วงจรถาออกดังกล่าวจะถูกตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ดังแสดงในภาพที่ 5.9 (ง)

5.4 เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A (Breaker – and – a – half scheme : Type A)

เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A สามารถจำแนกเนื้อหาได้ 2 ส่วน ได้แก่ (1) เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะปกติ และ (2) เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะล้มเหลว โดยที่เนื้อหาในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

5.4.1 เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะปกติ

เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A โดยที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะปกติ สามารถพิจารณาได้จากภาพที่ 5.10



ภาพที่ 5.10 เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A โดยที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะปกติ

โดยส่วนของเส้นประในภาพที่ 5.10 แสดงถึงเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิดต้นทาง ไปยังจุดไหลต ซึ่งประกอบด้วย 12 สาขา (Branch) หลัก ได้แก่

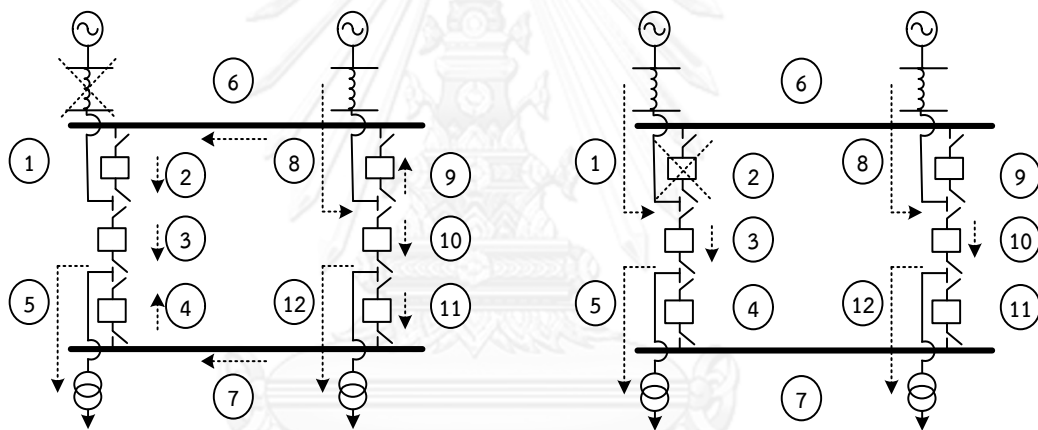
- (1) สาขาที่ 1, 2, 8 และ 9 แสดงเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรขาเข้าจากแหล่งกำเนิดต้นทางไปยังบัสบาร์
- (2) สาขาที่ 6 และ 7 แสดงเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าระหว่างวงจรของระบบผ่านบัสบาร์
- (3) สาขาที่ 4, 5, 11 และ 12 แสดงเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าจากบัสบาร์ไปยังจุดไหลตในวงจรขาออก
- (4) สาขาที่ 3 และ 10 แสดงเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าจากวงจรขาเข้าไปยังวงจรขาออก โดยผ่านเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อระหว่างวงจรขาเข้าและวงจรขาออก

5.4.2 เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะล้มเหลว

เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะล้มเหลว สามารถจำแนกเนื้อหาได้ออกเป็น 2 ส่วน ตามประเภทเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ ได้แก่ (1) เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ และ (2) เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ โดยที่เนื้อหาในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

5.4.2.1 เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ

เนื่องจาก สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A ประกอบด้วยประเภทของอุปกรณ์ 4 ประเภท ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูง เซอร์คิตเบรกเกอร์ บัสบาร์ และหม้อแปลงกำลัง ดังนั้น การเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟของอุปกรณ์ดังกล่าวสามารถพิจารณาได้จากภาพที่ 5.11 (ก) - (ง)



ภาพที่ 5.11 (ก)

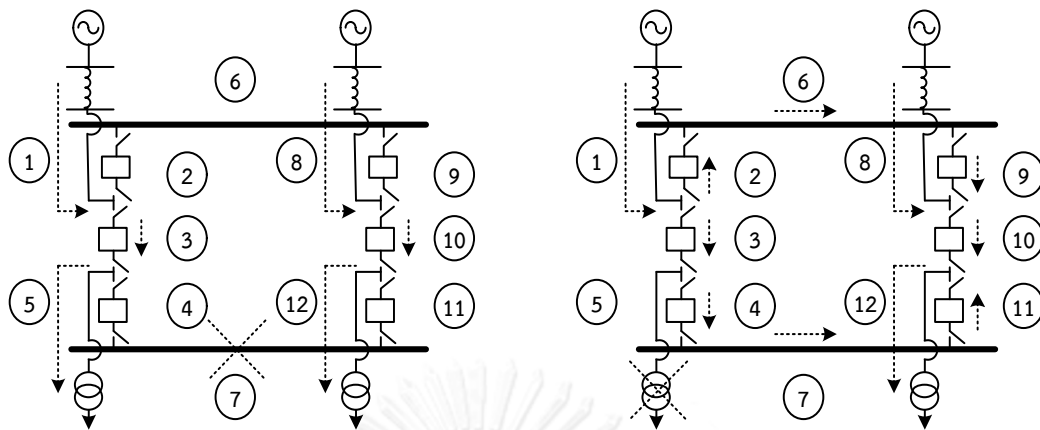
เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้า

เมื่อสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเกิดเหตุการณ์การล้มเหลว
ประเภทพาสซีฟ

ภาพที่ 5.11 (ข)

เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้า

เมื่อเซอร์คิตเบรกเกอร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลว
ประเภทพาสซีฟ



ภาพที่ 5.11 (ค)
เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า
เมื่อบัสบาร์เกิดเหตุการณ์การลัดวงจร
ประเภทพาสซีฟ

ภาพที่ 5.11 (ง)
เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า
เมื่อหม้อแปลงกำลังเกิดเหตุการณ์การลัดวงจร
ประเภทพาสซีฟ

ภาพที่ 5.11 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A เมื่ออุปกรณ์ภายในระบบเกิดเหตุการณ์การลัดวงจรประเภทพาสซีฟ

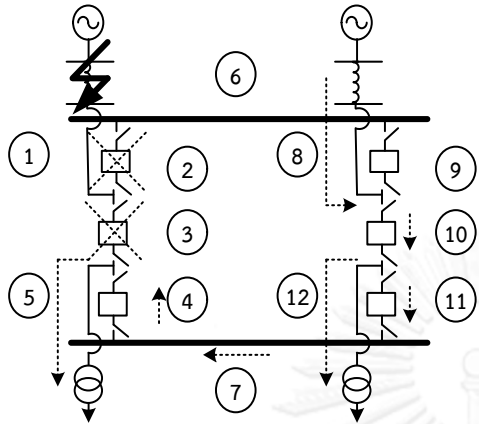
จากภาพที่ 5.11 เส้นประรูปกากบาท แสดงการเกิดเหตุการณ์การลัดวงจรของอุปกรณ์ประเภทพาสซีฟ ทั้งนี้การลัดวงจรของอุปกรณ์ดังกล่าว จะส่งผลต่อเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในระบบ ดังนี้

- (1) เมื่อสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเกิดเหตุการณ์การลัดวงจรประเภทพาสซีฟ จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิดต้นทาง ซึ่งมีสายส่งไฟฟ้าแรงสูงดังกล่าวนั้นเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.11 (ก)
- (2) เมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์เกิดเหตุการณ์การลัดวงจรประเภทพาสซีฟ จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าบางส่วนของวงจรขาเข้าหรือวงจรขาออก ซึ่งมีเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าวนั้นเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.11 (ข)
- (3) เมื่อบัสบาร์เกิดเหตุการณ์การลัดวงจรประเภทพาสซีฟ จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าบางส่วนของวงจรขาออก ซึ่งมีบัสบาร์ดังกล่าวนั้นเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.11 (ค)
- (4) เมื่อหม้อแปลงกำลังเกิดเหตุการณ์การลัดวงจรประเภทพาสซีฟ จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรขาออก ซึ่งมีหม้อแปลงกำลังดังกล่าวนั้นเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.11 (ง)

5.4.2.2 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การลัดวงจรประเภทแอ็กทีฟ

ในทำนองเดียวกัน เนื่องจาก สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A ประกอบด้วยประเภทของอุปกรณ์ 4 ประเภท ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูง เซอร์กิต

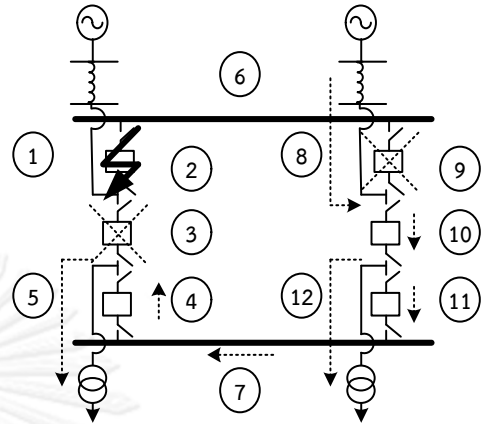
เบรกเกอร์ บัสบาร์ และหม้อแปลงกำลัง ดังนั้น การเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟของอุปกรณ์ดังกล่าว สามารถพิจารณาได้จากภาพที่ 5.12 (ก) – (ง)



ภาพที่ 5.12 (ก)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า

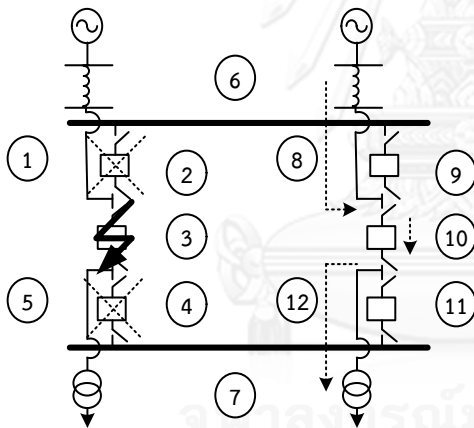
เมื่อสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ



ภาพที่ 5.12 (ข)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า

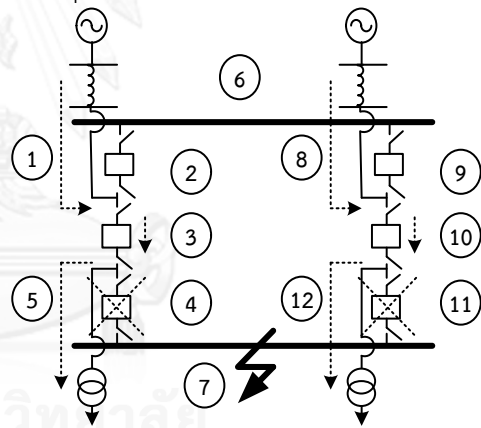
เมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อกับบัสบาร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ



ภาพที่ 5.12 (ค)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า

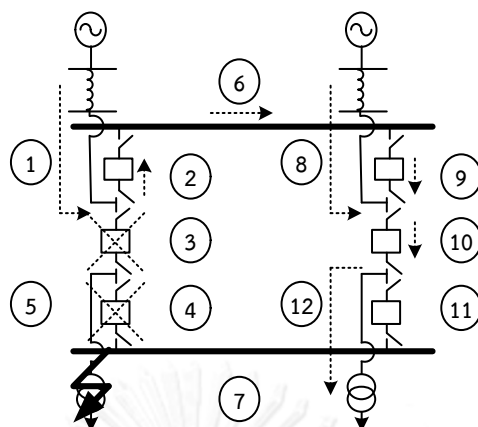
เมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อระหว่างวงจรขาเข้าและวงจรขาออกเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ



ภาพที่ 5.12 (ง)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า

เมื่อบัสบาร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ



ภาพที่ 5.12 (จ)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า เมื่อหม้อแปลงกำลังเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ

ภาพที่ 5.12 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A เมื่ออุปกรณ์ภายในระบบเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ

จากภาพที่ 5.12 เส้นทึบที่มีหัวลูกศร แสดงการเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทแฉีกที่ฟ และเส้นประรูปกากบาท แสดงการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงอุปกรณ์ที่ล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ ทั้งนี้ การล้มเหลวของอุปกรณ์ดังกล่าว จะส่งผลต่อเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในระบบ ดังนี้

- (1) เมื่อสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ในวงจรถาเข้าซึ่งมีการเชื่อมต่ออยู่กับสายส่งไฟฟ้าแรงสูงดังกล่าว ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ทั้ง 2 อุปกรณ์ที่มีการเชื่อมต่อกับจุดเชื่อมต่อกับวงจรถาเข้า ดังนั้นวงจรถาเข้าดังกล่าวจะถูกตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ดังแสดงในภาพที่ 5.12 (ก)
- (2) เมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ สามารถจำแนกได้เป็น 2 กรณี ได้แก่
 1. เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อกับบัสบาร์ จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ล้มเหลวแบบแฉีกที่ฟดังกล่าว ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ทุกอุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกับบัสบาร์ ซึ่งบัสบาร์ดังกล่าวมีการเชื่อมต่อกับเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ล้มเหลวแบบแฉีกที่ฟ และเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อระหว่างวงจรถาเข้าและวงจรถาออกซึ่งมีการเชื่อมต่อกับเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ล้มเหลวแบบแฉีกที่ฟ ดังแสดงในภาพที่ 5.12 (ข)
 2. เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อระหว่างวงจรถาเข้าและวงจรถาออก จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ล้มเหลวแบบแฉีกที่ฟดังกล่าว ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ทุกอุปกรณ์ในวงจรถาเข้าและวงจรถาออกที่เชื่อมต่อกับเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ล้มเหลวแบบแฉีกที่ฟดังกล่าว ดังแสดงในภาพที่ 5.12 (ค)

อย่างไรก็ดี ผลจากทั้ง 2 กรณีดังกล่าวข้างต้น จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรขาเข้าและวงจรขาออกที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ล้มเหลวดังกล่าวนั้นเชื่อมต่ออยู่

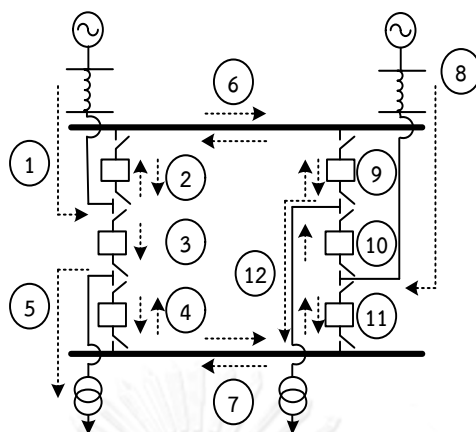
- (3) เมื่อ巴士บาร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอกทีฟ จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียง巴士บาร์ที่ล้มเหลวแบบแอกทีฟดังกล่าว ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ทุกอุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกับ巴士บาร์ที่เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวแบบแอกทีฟดังกล่าว ดังนั้นผลจากการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันดังกล่าว ทำให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าของวงจรขาเข้าหรือวงจรขาออกซึ่งมี巴士บาร์ดังกล่าวนั้นเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.12 (ง)
- (4) เมื่อหม้อแปลงกำลังเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอกทีฟ จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ในวงจรขาออกซึ่งมีการเชื่อมต่ออยู่กับหม้อแปลงดังกล่าว ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ทั้ง 2 อุปกรณ์ที่มีการเชื่อมต่อกับจุดเชื่อมต่อในวงจรขาออก ดังนั้นวงจรขาออกดังกล่าวจะถูกตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ดังแสดงในภาพที่ 5.12 (จ)

5.5 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง巴士ประเภท巴士และเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B (Breaker – and – a – half scheme : Type B)

จากที่ได้กล่าวมาข้างต้น เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง巴士ประเภท巴士และเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B มีความแตกต่างจาก รูปแบบ巴士และเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A ในส่วนของลักษณะการเชื่อมต่อในวงจรขาเข้าและวงจรขาออก กล่าวคือ ลักษณะของวงจรขาเข้าที่ตำแหน่งแถวเลขคู่ของชนิด B จะมีการเชื่อมต่อกับจุดเชื่อมต่อที่ตำแหน่งใกล้กับ巴士บาร์ด้านล่าง จากนั้นวงจรขาออก จะมีการเชื่อมต่อกับจุดเชื่อมต่อที่ตำแหน่งใกล้กับ巴士บาร์ด้านบน ดังแสดงในภาพที่ 5.10 แต่ในขณะที่ลักษณะของวงจรขาเข้าที่ตำแหน่งแถวเลขคู่ของชนิด A จะมีการเชื่อมต่อกับจุดเชื่อมต่อที่ตำแหน่งใกล้กับ巴士บาร์ด้านบน จากนั้นวงจรขาออก จะมีการเชื่อมต่อกับจุดเชื่อมต่อที่ตำแหน่งใกล้กับ巴士บาร์ด้านล่าง ซึ่งจะมีลักษณะคล้ายคลึงกันสำหรับทุกแถวของวงจรขาเข้าและวงจรขาออก ดังแสดงในภาพที่ 5.13 ทั้งนี้ เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง巴士ประเภท巴士และเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B ดังกล่าว สามารถจำแนกเนื้อหาได้ 2 ส่วน ได้แก่ (1) เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะปกติ และ (2) เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะล้มเหลว โดยที่เนื้อหาในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

5.5.1 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะปกติ

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียง巴士ประเภท巴士และเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B โดยที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสถานะปกติ สามารถพิจารณาได้จากภาพที่ 5.13



ภาพที่ 5.13 เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B โดยที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะปกติ

โดยส่วนของเส้นประในภาพที่ 5.13 แสดงถึงเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิด ต้นทาง ไปยังจุดโหลด ซึ่งประกอบด้วย 12 สาขา (Branch) หลัก ได้แก่

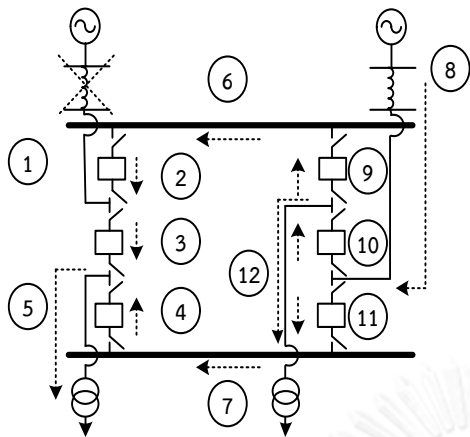
- (1) สาขาที่ 1, 2, 8 และ 11 แสดงเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรขาเข้าจากแหล่งกำเนิด ต้นทางไปยังบัสบาร์
- (2) สาขาที่ 6 และ 7 แสดงเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าระหว่างวงจรของระบบผ่านบัสบาร์
- (3) สาขาที่ 4, 5, 9 และ 12 แสดงเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าจากบัสบาร์ไปยังจุดโหลดใน วงจรขาออก
- (4) สาขาที่ 3 และ 10 แสดงเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าจากวงจรขาเข้าไปยังวงจรขาออก โดยผ่านเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อระหว่างวงจรขาเข้าและวงจรขาออก

5.5.2 เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะล้มเหลว

เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะล้มเหลว สามารถ จำแนกเนื้อหาได้ออกเป็น 2 ส่วน ตามประเภทเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ ได้แก่ (1) เส้นทาง การไหลของกำลังไฟฟ้า ในสภาวะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ และ (2) เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้า ในสภาวะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ โดยที่ เนื้อหาในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

5.5.2.1 เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้า ในสภาวะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภท พาสซีฟ

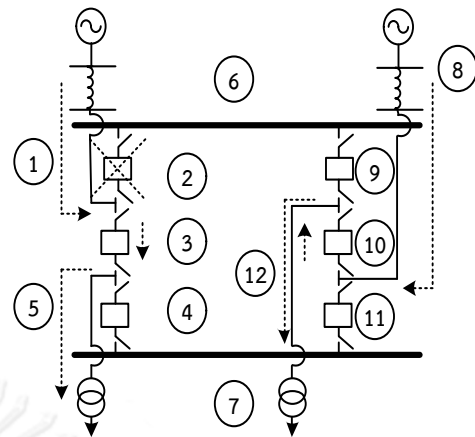
เนื่องจาก สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B ประกอบด้วยประเภทของอุปกรณ์ 4 ประเภท ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูง เซอร์กิตเบรกเกอร์ บัสบาร์ และหม้อแปลงกำลัง ดังนั้น การเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟของอุปกรณ์ดังกล่าว สามารถพิจารณาได้จากภาพที่ 5.14 (ก) – (ง)



ภาพที่ 5.14 (ก)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า

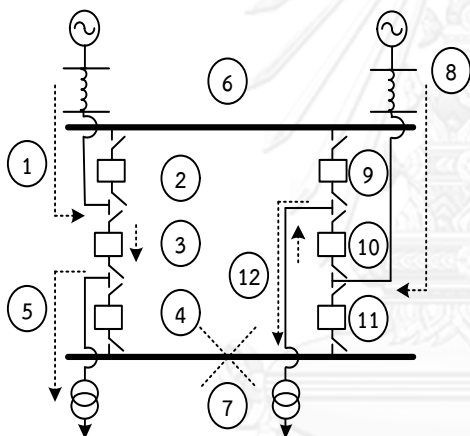
เมื่อสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ



ภาพที่ 5.14 (ข)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า

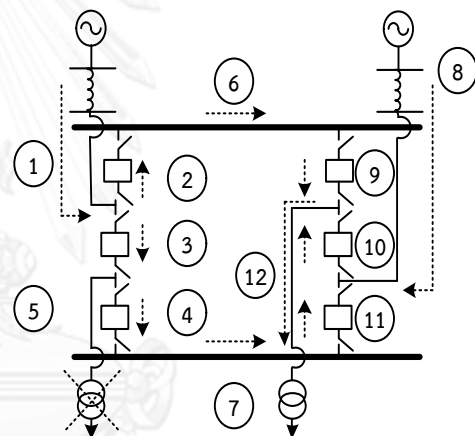
เมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ



ภาพที่ 5.14 (ค)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า

เมื่อบัสบาร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ



ภาพที่ 5.14 (ง)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า

เมื่อหม้อแปลงกำลังเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ

ภาพที่ 5.14 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B เมื่ออุปกรณ์ภายในระบบเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ

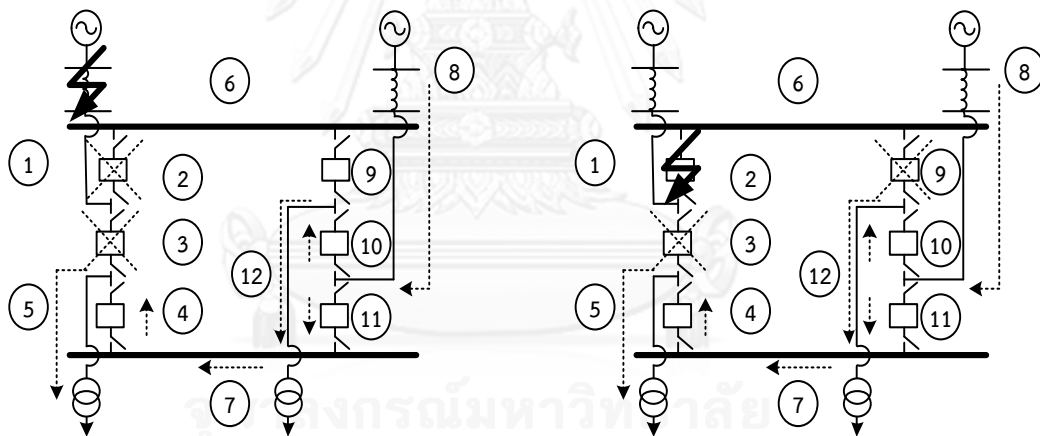
จากภาพที่ 5.14 เส้นประรูปกากบาท แสดงการเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทพาสซีฟ ทั้งนี้การล้มเหลวของอุปกรณ์ดังกล่าว จะส่งผลต่อเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในระบบ ดังนี้

- (1) เมื่อสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิดต้นทาง ซึ่งมีสายส่งไฟฟ้าแรงสูงดังกล่าวนั้นเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.14 (ก)

- (2) เมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าบางส่วนของวงจรขาเข้าหรือวงจรขาออก ซึ่งมีเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าวนั้นเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.14 (ข)
- (3) เมื่อบัสบาร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าบางส่วนของวงจรขาออก ซึ่งมีบัสบาร์ดังกล่าวนั้นเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.14 (ค)
- (4) เมื่อหม้อแปลงกำลังเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรขาออก ซึ่งมีหม้อแปลงกำลังดังกล่าวนั้นเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.14 (ง)

5.5.2.2 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ

ในทำนองเดียวกัน เนื่องจากสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ ครึ่ง ชนิด B ประกอบด้วยประเภทของอุปกรณ์ 4 ประเภท ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูง เซอร์กิตเบรกเกอร์ บัสบาร์ และหม้อแปลงกำลัง ดังนั้น การเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟของอุปกรณ์ดังกล่าว สามารถพิจารณาได้จากภาพที่ 5.15 (ก) – (จ)

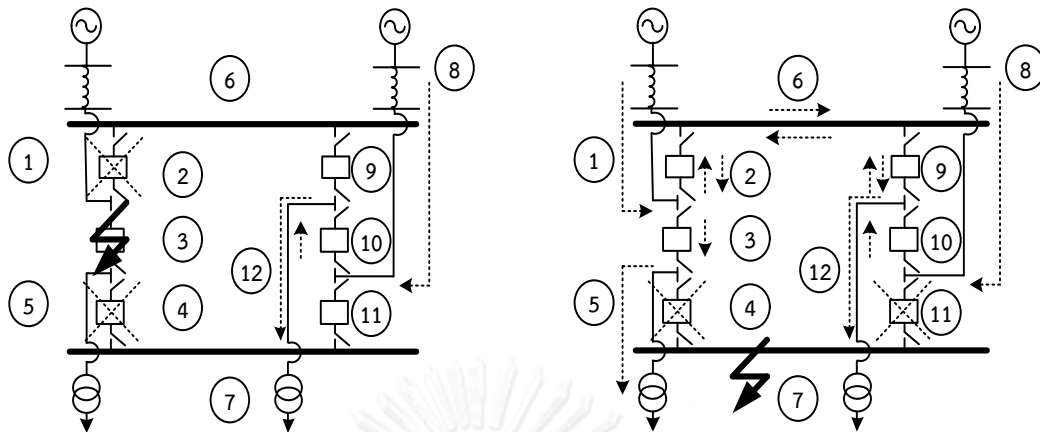


ภาพที่ 5.15 (ก)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า
เมื่อสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเกิดเหตุการณ์การล้มเหลว
ประเภทแอ็กทีฟ

ภาพที่ 5.15 (ข)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า
เมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อกับบัสบาร์เกิด
เหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ

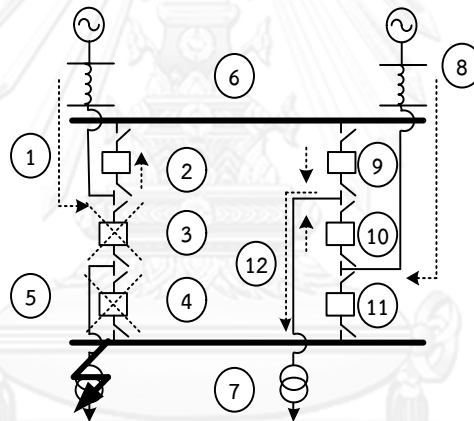


ภาพที่ 5.15 (ค)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า
เมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อระหว่างวงจรขา
เข้าและวงจรถาออกเกิดเหตุการณ์การล้มเหลว
ประเภทแก็กทีฟ

ภาพที่ 5.15 (ง)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า
เมื่อบัสบาร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลว
ประเภทแก็กทีฟ



ภาพที่ 5.15 (จ)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า เมื่อหม้อแปลงกำลังเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแก็กทีฟ

ภาพที่ 5.15 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท
บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B เมื่ออุปกรณ์ภายในระบบเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแก็กทีฟ

จากภาพที่ 5.15 เส้นทึบที่มีหัวลูกศร แสดงการเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์
ประเภทแก็กทีฟ และเส้นประรูปกากบาท แสดงการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงอุปกรณ์ที่
ล้มเหลวประเภทแก็กทีฟ ทั้งนี้ การล้มเหลวของอุปกรณ์ดังกล่าว จะส่งผลต่อเส้นทางการไหลของ
กำลังไฟฟ้าภายในระบบ ดังนี้

- (1) เมื่อสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแก็กทีฟ จะส่งผลให้เกิดการทำงาน
ของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ใวงจรขาเข้าซึ่งมีการเชื่อมต่ออยู่กับสายส่งไฟฟ้าแรงสูงดังกล่าว

ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ทั้ง 2 อุปกรณ์ที่มีการเชื่อมต่อกับจุดเชื่อมต่อในวงจรถาเข้า ดังนั้นวงจรถาเข้าดังกล่าวจะถูกตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ดังแสดงในภาพที่ 5.15 (ก)

(2) เมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอกทิฟ สามารถจำแนกได้เป็น 2 กรณี ได้แก่

1. เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อกับบัสบาร์ จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ล้มเหลวแบบแอกทิฟดังกล่าว ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ทุกอุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกับบัสบาร์ ซึ่งบัสบาร์ดังกล่าวมีการเชื่อมต่อกับเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ล้มเหลวแบบแอกทิฟ และเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อระหว่างวงจรถาเข้าและวงจรถาออก ซึ่งมีการเชื่อมต่อกับเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ล้มเหลวแบบแอกทิฟ ดังแสดงในภาพที่ 5.15 (ข)
2. เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อระหว่างวงจรถาเข้าและวงจรถาออก จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ล้มเหลวแบบแอกทิฟดังกล่าว ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ทุกอุปกรณ์ในวงจรถาเข้าและวงจรถาออกที่เชื่อมต่อกับเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ล้มเหลวแบบแอกทิฟดังกล่าว ดังแสดงในภาพที่ 5.15 (ค)

อย่างไรก็ดี ผลจากทั้ง 2 กรณีดังกล่าวข้างต้น จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรถาเข้าและวงจรถาออกที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ล้มเหลวดังกล่าวนั้นเชื่อมต่ออยู่

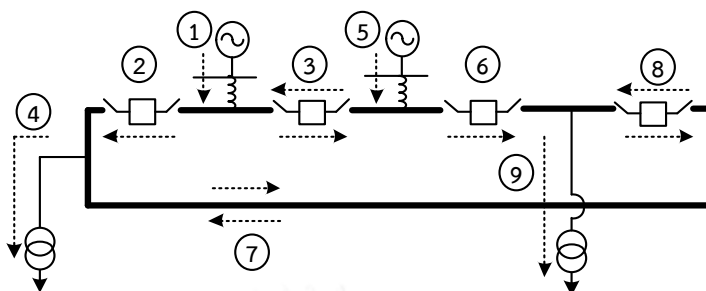
- (3) เมื่อบัสบาร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอกทิฟ จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงบัสบาร์ที่ล้มเหลวแบบแอกทิฟดังกล่าว ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ทุกอุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกับบัสบาร์ที่เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวแบบแอกทิฟดังกล่าว ดังนั้นผลจากการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันดังกล่าว ทำให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าของวงจรถาเข้าหรือวงจรถาออกซึ่งมีบัสบาร์ดังกล่าวนั้นเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.15 (ง)
- (4) เมื่อหม้อแปลงกำลังเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอกทิฟ จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ในวงจรถาออกซึ่งมีการเชื่อมต่ออยู่กับหม้อแปลงดังกล่าว ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ทั้ง 2 อุปกรณ์ที่มีการเชื่อมต่อกับจุดเชื่อมต่อในวงจรถาออก ดังนั้นวงจรถาออกดังกล่าวจะถูกตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ดังแสดงในภาพที่ 5.15 (จ)

5.6 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ชนิด A (Single – ring bus sectionalization scheme : Type A)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสวง ชนิด A สามารถจำแนกเนื้อหาได้ 2 ส่วน ได้แก่ (1) เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะปกติ และ (2) เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะล้มเหลว โดยที่เนื้อหาในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

5.6.1 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะปกติ

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสวง ชนิด A โดยที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะปกติ สามารถพิจารณาได้จากภาพที่ 5.16



ภาพที่ 5.16 เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสวง ชนิด A โดยที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะปกติ

โดยส่วนของเส้นประในภาพที่ 5.16 แสดงถึงเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิด ต้นทาง ไปยังจุดโหลด ซึ่งประกอบด้วย 9 สาขา (Branch) หลัก ได้แก่

- (1) สาขาที่ 1 และ 5 แสดงเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรขาเข้า จากแหล่งกำเนิดต้นทางไปยังบัสบาร์
- (2) สาขาที่ 2 และ 6 แสดงเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าจากบัสบาร์ในวงจรขาเข้าไปยังบัสบาร์ ในวงจรขาออก ซึ่งมีการเชื่อมต่อผ่านเซอร์กิตเบรกเกอร์
- (3) สาขาที่ 3 แสดงเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าระหว่างวงจรขาเข้าของระบบ ซึ่งมีการเชื่อมต่อผ่านเซอร์กิตเบรกเกอร์
- (4) สาขาที่ 7 แสดงเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าระหว่างวงจรของระบบผ่านบัสบาร์
- (5) สาขาที่ 8 แสดงเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าระหว่างวงจรขาออกของระบบ ซึ่งมีการเชื่อมต่อผ่านเซอร์กิตเบรกเกอร์
- (6) สาขาที่ 4 และ 9 แสดงเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าจากบัสบาร์ในวงจรขาออกไปยังจุดโหลด

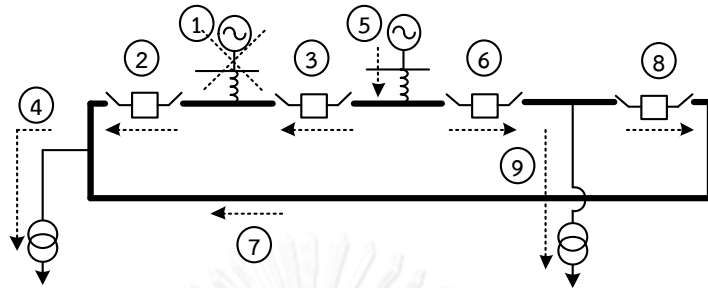
5.6.2 เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะล้มเหลว

เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะล้มเหลว สามารถจำแนกเนื้อหาได้ออกเป็น 2 ส่วน ตามประเภทเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ ได้แก่ (1) เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้า ในสภาวะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ และ (2) เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้า ในสภาวะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ โดยที่เนื้อหาในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

5.6.2.1 เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้า ในสภาวะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ

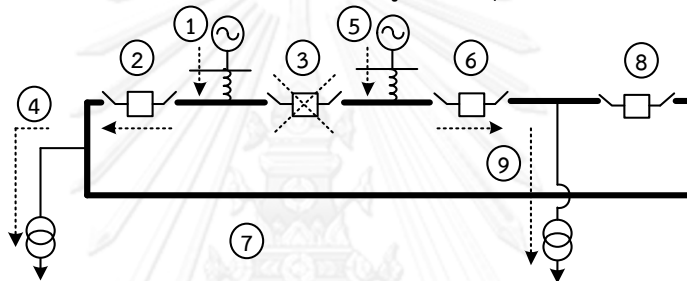
เนื่องจาก สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสวง ชนิด A ประกอบด้วยประเภทของอุปกรณ์ 4 ประเภท ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูง เซอร์กิตเบรกเกอร์ บัสบาร์ และหม้อ

แปลงกำลัง ดังนั้น การเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟของอุปกรณ์ดังกล่าว สามารถพิจารณาได้จากภาพที่ 5.17 (ก) – (ข)



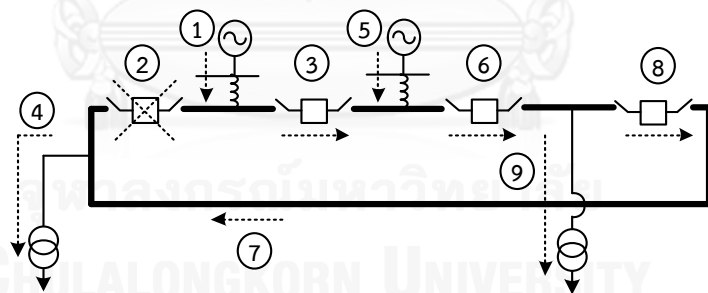
ภาพที่ 5.17 (ก)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ



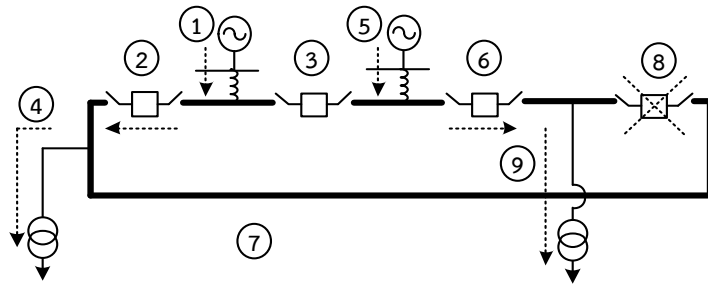
ภาพที่ 5.17 (ข)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อระหว่างวงจรขาเข้าเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ



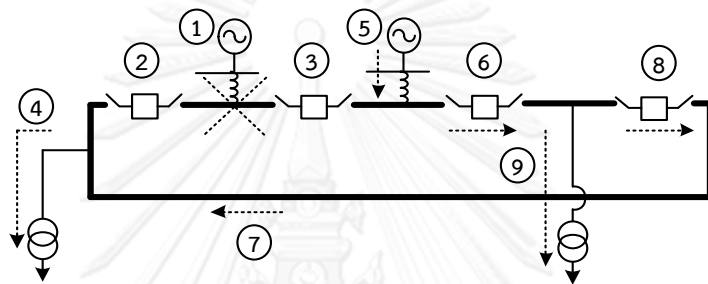
ภาพที่ 5.17 (ค)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อระหว่างวงจรขาเข้าและวงจรขาออกเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ



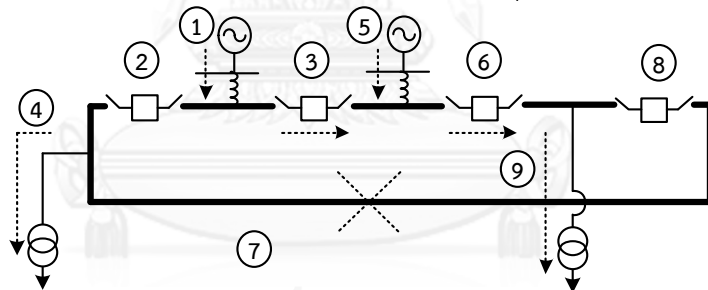
ภาพที่ 5.17 (ง)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อระหว่างวงจรขาออกเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทฟาสซีฟ



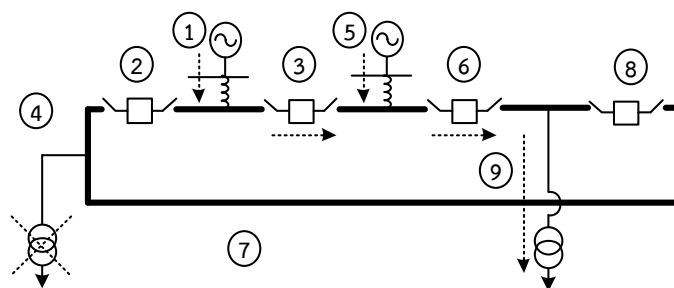
ภาพที่ 5.17 (จ)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อบัสบาร์ในวงจรขาเข้าเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทฟาสซีฟ



ภาพที่ 5.17 (ฉ)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อบัสบาร์ในวงจรขาออกเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทฟาสซีฟ



ภาพที่ 5.17 (ข)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อหม้อแปลงกำลังเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ

ภาพที่ 5.17 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ชนิด A เมื่ออุปกรณ์ภายในระบบเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ

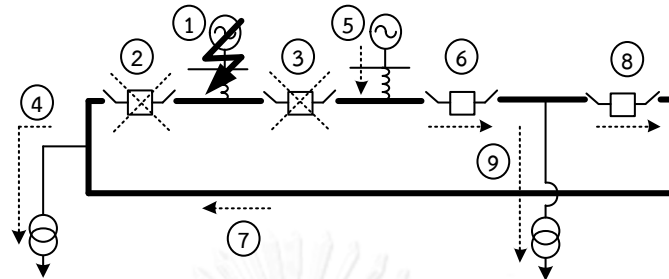
จากภาพที่ 5.17 เส้นประรูปกากบาท แสดงการเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทพาสซีฟ ทั้งนี้การล้มเหลวของอุปกรณ์ดังกล่าว จะส่งผลต่อเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในระบบ ดังนี้

- (1) เมื่อสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิดต้นทาง ซึ่งมีสายส่งไฟฟ้าแรงสูงดังกล่าวนั้นเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.17 (ก)
- (2) เมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าบางส่วนของวงจรถาเข้าหรือวงจรถาออก ซึ่งมีเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าวนั้นเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.17 (ข) – (ง)
- (3) เมื่อบัสบาร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ สามารถจำแนกได้เป็น 2 กรณี ได้แก่
 1. บัสบาร์ในตำแหน่งของวงจรถาเข้า จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจากวงจรถาเข้าไปสู่วงจรถาออก ซึ่งมีบัสบาร์ดังกล่าวนี้เชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.17 (จ)
 2. บัสบาร์ในตำแหน่งของวงจรถาออก จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรถาออกไปยังจุดโหลด ซึ่งมีบัสบาร์ดังกล่าวนี้เชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.17 (ฉ)
- (4) เมื่อหม้อแปลงกำลังเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรถาออกไปยังจุดโหลด ซึ่งมีหม้อแปลงกำลังดังกล่าวนี้เชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.17 (ซ)

5.6.2.2 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ

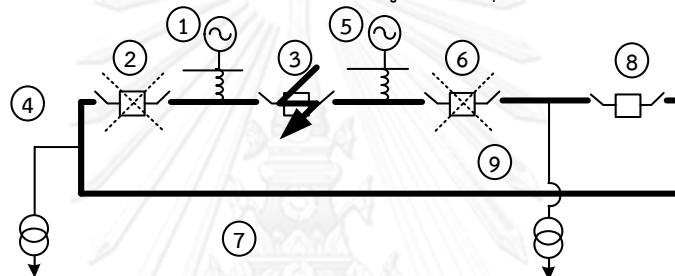
ในทำนองเดียวกัน เนื่องจาก สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด A ประกอบด้วยประเภทของอุปกรณ์ 4 ประเภท ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูง เซอร์กิตเบรกเกอร์ บัสบาร์

และหม้อแปลงกำลัง ดังนั้น การเกิดเหตุการณ์การลัดเลวประเภทแก็กทีฟของอุปกรณ์ดังกล่าวสามารถพิจารณาได้จากภาพที่ 5.18 (ก) – (ข)



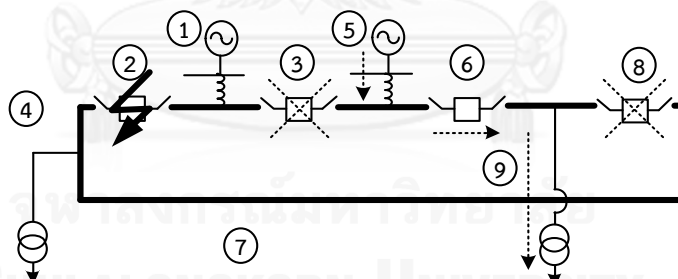
ภาพที่ 5.18 (ก)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเกิดเหตุการณ์การลัดเลวประเภทแก็กทีฟ



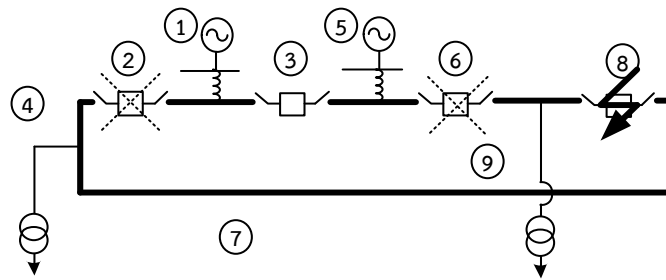
ภาพที่ 5.18 (ข)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อระหว่างวงจรขาเข้าเกิดเหตุการณ์การลัดเลวประเภทแก็กทีฟ



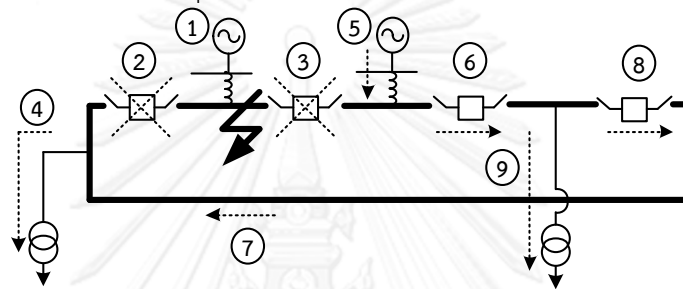
ภาพที่ 5.18 (ค)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อระหว่างวงจรขาเข้าและวงจรขาออกเกิดเหตุการณ์การลัดเลวประเภทแก็กทีฟ



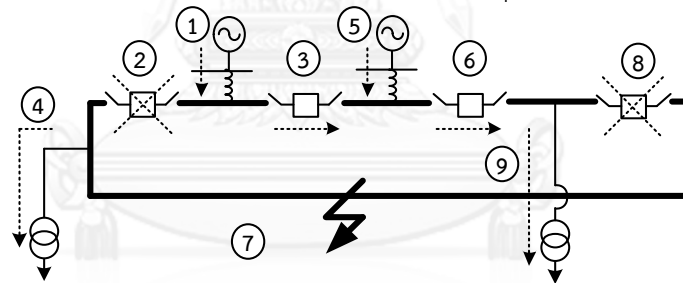
ภาพที่ 5.18 (ง)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อระหว่างวงจรขาออก
เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ



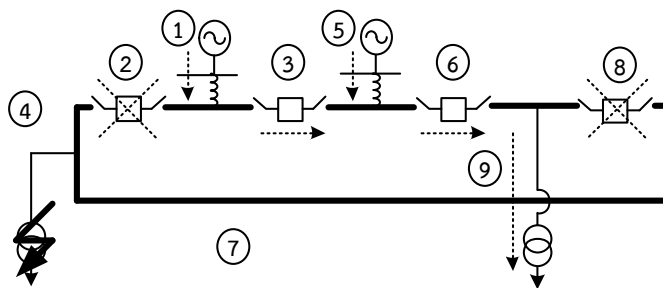
ภาพที่ 5.18 (จ)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อบัสบาร์ในวงจรขาเข้าเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ



ภาพที่ 5.18 (ฉ)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อบัสบาร์ในวงจรขาออกเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ



ภาพที่ 5.18 (ข)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อหม้อแปลงกำลังเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ

ภาพที่ 5.18 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ชนิด A เมื่ออุปกรณ์ภายในระบบเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ

จากภาพที่ 5.18 เส้นทึบที่มีหัวลูกศร แสดงการเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทแฉีกที่ฟ และเส้นประรูปกากบาท แสดงการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงอุปกรณ์ที่ล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ ทั้งนี้ การล้มเหลวของอุปกรณ์ดังกล่าว จะส่งผลต่อเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในระบบ ดังนี้

- (1) เมื่อสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ในวงจรขาเข้า ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ทั้ง 2 อุปกรณ์ที่มีการเชื่อมต่อกับบัสบาร์ในวงจรขาเข้า ดังนั้น วงจรขาเข้าดังกล่าวจะถูกตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ดังแสดงในภาพที่ 5.18 (ก)
- (2) เมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ล้มเหลวแบบแฉีกที่ฟดังกล่าว ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อกับบัสบาร์ ซึ่งบัสบาร์ดังกล่าวมีการเชื่อมต่อกับเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ล้มเหลวแบบแฉีกที่ฟ ทั้งนี้ การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าว สามารถจำแนกได้เป็น 3 กรณี ได้แก่
 1. เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อระหว่างวงจรขาเข้า สามารถพิจารณาได้ว่า ผลจากการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันดังกล่าว จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรขาเข้าที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าวเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.18 (ข)
 2. เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อระหว่างวงจรขาเข้าและวงจรขาออก สามารถพิจารณาได้ว่า ผลจากการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันดังกล่าว จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรขาเข้าและวงจรขาออกที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าวเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.18 (ค)
 3. เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อระหว่างวงจรขาออก สามารถพิจารณาได้ว่า ผลจากการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันดังกล่าว จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรขาออกที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าวเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.18 (ง)

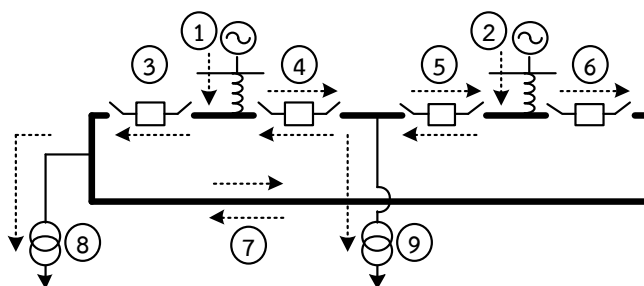
- (3) เมื่อบัสบาร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอกทีฟ สามารถจำแนกได้เป็น 2 กรณี ได้แก่
1. บัสบาร์ในตำแหน่งของวงจรถาเข้า จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงบัสบาร์ที่ล้มเหลวแบบแอกทีฟดังกล่าว ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อกับบัสบาร์ในวงจรถาเข้าดังกล่าวทั้ง 2 อุปกรณ์ ทั้งนี้ จากเหตุการณ์ดังกล่าวจะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าบางส่วนจากวงจรถาเข้าไปยังวงจรถาออก ดังแสดงในภาพที่ 5.18 (จ)
 2. บัสบาร์ในตำแหน่งของวงจรถาออก จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงบัสบาร์ที่ล้มเหลวแบบแอกทีฟดังกล่าว ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อกับบัสบาร์ในวงจรถาออกดังกล่าวทั้ง 2 อุปกรณ์ ทั้งนี้ จากเหตุการณ์ดังกล่าวจะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรถาออก ซึ่งมีบัสบาร์ดังกล่าวเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.18 (ฉ)
- (4) เมื่อหม้อแปลงกำลังเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอกทีฟ จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ในวงจรถาออก ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ทั้ง 2 อุปกรณ์ที่มีการเชื่อมต่อกับบัสบาร์ในวงจรถาออก ดังนั้น วงจรถาออกดังกล่าวจะถูกตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ดังแสดงในภาพที่ 5.18 (ช)

5.7 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสวง ชนิด B (Single – ring bus sectionalization scheme : Type B)

จากที่ได้กล่าวมาข้างต้น เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสวง ชนิด B มีความแตกต่างจาก รูปแบบบัสวง ชนิด A ในส่วนของลักษณะการเชื่อมต่อในวงจรถาเข้าและวงจรถาออก โดยที่รูปแบบบัสวง ชนิด A จะมีลักษณะการแบ่งแยกของวงจรถาเข้าและวงจรถาออก ออกจากกัน กล่าวคือ รูปแบบการจัดเรียงของวงจรถาเข้า และวงจรถาออกจะอยู่ติดกันในทุกวงจร ซึ่งจะมีวงจรถาเข้า และวงจรถาออกเพียง 2 คู่เท่านั้นที่อยู่ติดกัน ดังแสดงในภาพที่ 5.16 แต่ในขณะที่ รูปแบบบัสวง ชนิด B ลักษณะของวงจรถาเข้าจะอยู่ติดกับวงจรถาออกในทุกวงจร กล่าวคือ จะมีวงจรถาเข้าสลับกับวงจรถาออก และเชื่อมต่อกันจนเป็นลักษณะวง ดังแสดงในภาพที่ 5.19 ทั้งนี้ เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสวง ชนิด B ดังกล่าว สามารถจำแนกเนื้อหาได้ 2 ส่วน ได้แก่ (1) เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะปกติ และ (2) เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะล้มเหลว โดยที่เนื้อหาในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

5.7.1 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะปกติ

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสวง ชนิด B โดยที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะปกติ สามารถพิจารณาได้จากภาพที่ 5.19



ภาพที่ 5.19 เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสวง ชนิด B โดยที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะปกติ

โดยส่วนของเส้นประในภาพที่ 5.19 แสดงถึงเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิด ต้นทาง ไปยังจุดโหลด ซึ่งประกอบด้วย 9 สาขา (Branch) หลัก ได้แก่

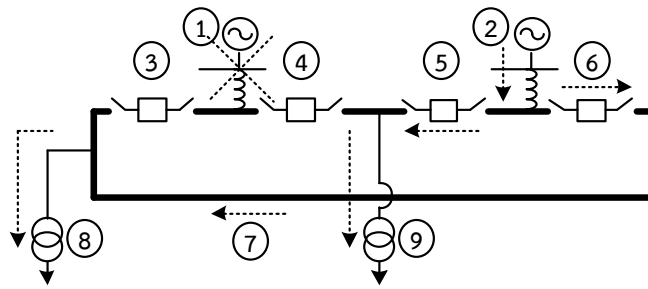
- (1) สาขาที่ 1 และ 2 แสดงเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรขาเข้า จากแหล่งกำเนิดต้นทางไปยังบัสบาร์
- (2) สาขาที่ 3, 4, 5 และ 6 แสดงเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าจากบัสบาร์ในวงจรขาเข้าไปยังบัสบาร์ในวงจรขาออก ซึ่งมีการเชื่อมต่อผ่านเซอร์กิตเบรกเกอร์
- (3) สาขาที่ 7 แสดงเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าระหว่างวงจรของระบบผ่านบัสบาร์
- (4) สาขาที่ 8 และ 9 แสดงเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าจากบัสบาร์ในวงจรขาออกไปยังจุดโหลด

5.7.2 เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะล้มเหลว

เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะล้มเหลว สามารถจำแนกเนื้อหาได้ออกเป็น 2 ส่วน ตามประเภทเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ ได้แก่ (1) เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้า ในสภาวะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ และ (2) เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้า ในสภาวะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ โดยที่เนื้อหาในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

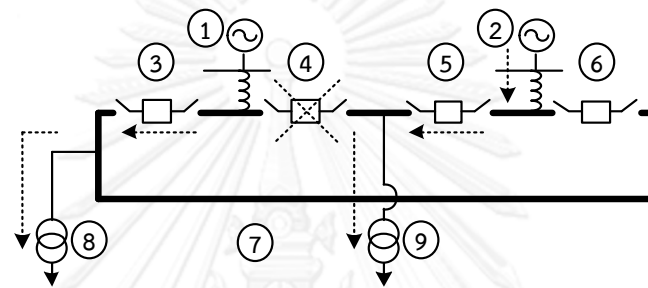
5.7.2.1 เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้า ในสภาวะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ

เนื่องจาก สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสวง ชนิด B ประกอบด้วยประเภทของอุปกรณ์ 4 ประเภท ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูง เซอร์กิตเบรกเกอร์ บัสบาร์ และหม้อแปลงกำลัง ดังนั้น การเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟของอุปกรณ์ดังกล่าว สามารถพิจารณาได้จากภาพที่ 5.20 (ก) – (จ)



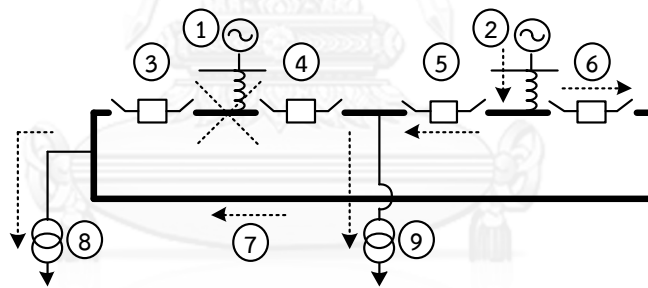
ภาพที่ 5.20 (ก)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ



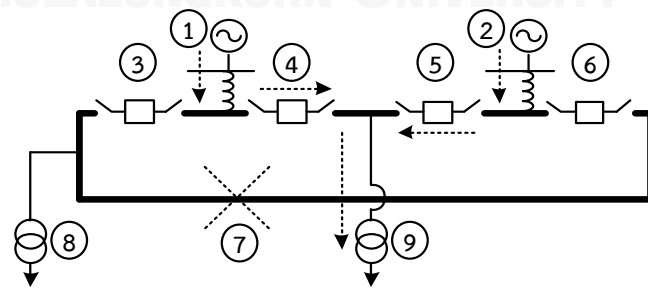
ภาพที่ 5.20 (ข)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ



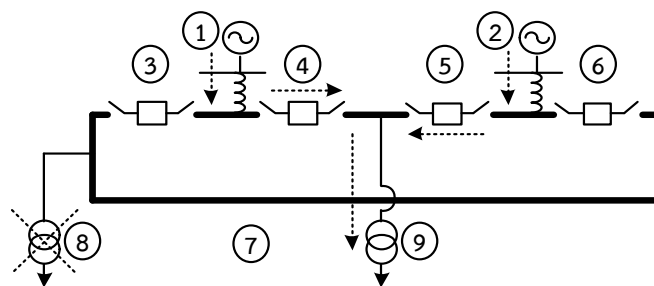
ภาพที่ 5.20 (ค)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อบัสบาร์ในวงจรถาเข้าเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ



ภาพที่ 5.20 (ง)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อบัสบาร์ในวงจรถาออกเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ



ภาพที่ 5.20 (จ)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อหม้อแปลงกำลังเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ

ภาพที่ 5.20 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ชนิด B เมื่ออุปกรณ์ภายในระบบเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ

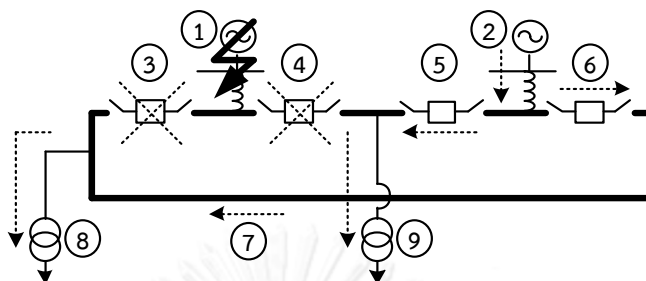
จากภาพที่ 5.20 เส้นประรูปกากบาท แสดงการเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทพาสซีฟ ทั้งนี้การล้มเหลวของอุปกรณ์ดังกล่าว จะส่งผลต่อเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในระบบ ดังนี้

- (1) เมื่อสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิดต้นทาง ซึ่งมีสายส่งไฟฟ้าแรงสูงดังกล่าวนั้นเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.20 (ก)
- (2) เมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าบางส่วนของวงจรถาเข้าหรือวงจรถาออก ซึ่งมีเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าวนั้นเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.20 (ข)
- (3) เมื่อบัสบาร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ สามารถจำแนกได้เป็น 2 กรณี ได้แก่
 1. บัสบาร์ในตำแหน่งของวงจรถาเข้า จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจากวงจรถาเข้าไปสู่วงจรถาออก ซึ่งมีบัสบาร์ดังกล่าวนี้เชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.20 (ค)
 2. บัสบาร์ในตำแหน่งของวงจรถาออก จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรถาออกไปยังจุดโหลด ซึ่งมีหม้อแปลงกำลังดังกล่าวนี้เชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.20 (ง)
- (4) เมื่อหม้อแปลงกำลังเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรถาออกไปยังจุดโหลด ซึ่งมีหม้อแปลงกำลังดังกล่าวนี้เชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.20 (จ)

5.7.2.2 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอกทีฟ

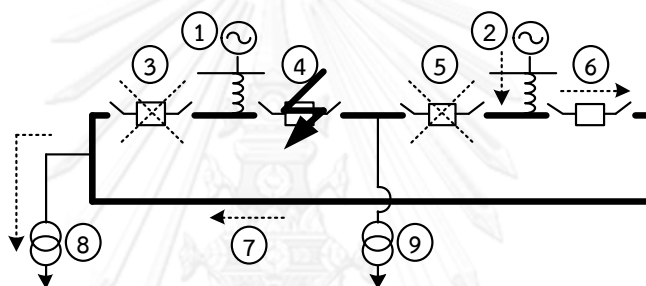
ในทำนองเดียวกัน เนื่องจาก สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด B ประกอบด้วยประเภทของอุปกรณ์ 4 ประเภท ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูง เซอร์กิตเบรกเกอร์ บัสบาร์

และหม้อแปลงกำลัง ดังนั้น การเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟของอุปกรณ์ดังกล่าวสามารถพิจารณาได้จากภาพที่ 5.21 (ก) - (จ)



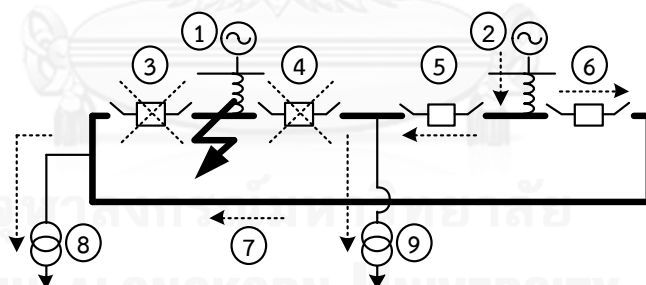
ภาพที่ 5.21 (ก)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ



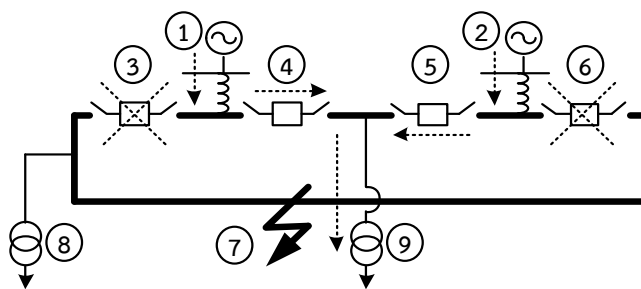
ภาพที่ 5.21 (ข)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ



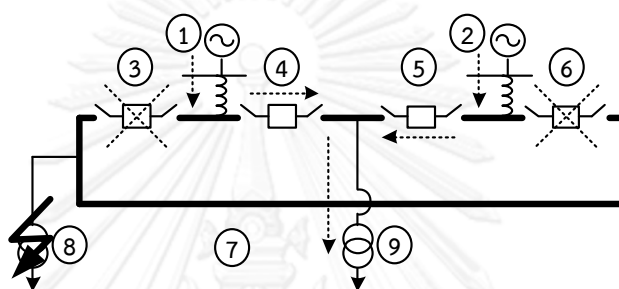
ภาพที่ 5.21 (ค)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ巴士บาร์ในวงจรขาเข้าเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ



ภาพที่ 5.21 (ง)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อบัสบาร์ในวงจรขาออกเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ



ภาพที่ 5.21 (จ)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อหม้อแปลงกำลังเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ

ภาพที่ 5.21 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสวง ชนิด B เมื่ออุปกรณ์ภายในระบบเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ

จากภาพที่ 5.21 เส้นทึบที่มีหัวลูกศร แสดงการเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ ประเภทแฉีกที่ฟ และเส้นประรูปกากบาท แสดงการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงอุปกรณ์ที่ ล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ ทั้งนี้ การล้มเหลวของอุปกรณ์ดังกล่าว จะส่งผลต่อเส้นทางการไหลของ กำลังไฟฟ้าภายในระบบ ดังนี้

- (1) เมื่อสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ จะส่งผลให้เกิดการทำงานของ อุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ในวงจรถาเข้า ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ทั้ง 2 อุปกรณ์ที่มีการ เชื่อมต่อกับบัสบาร์ในวงจรถาเข้า ดังนั้น วงจรถาเข้าดังกล่าวจะถูกตัดเส้นทางการไหลของ กำลังไฟฟ้า ดังแสดงในภาพที่ 5.21 (ก)
- (2) เมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ เนื่องจากเซอร์กิตเบรก เกอร์ที่พิจารณาในรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสวง ชนิด B นี้ เป็นเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ เชื่อมต่อระหว่างวงจรถาเข้าและวงจรถาออกทุกอุปกรณ์ ซึ่งแตกต่างจาก รูปแบบบัสวง ชนิด A ดังนั้น การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าวทุกอุปกรณ์ จะส่งผลให้ เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ล้มเหลวแบบแฉีกที่ฟ ดังกล่าว ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อกับบัสบาร์ ซึ่งบัสบาร์ดังกล่าวมีการเชื่อมต่อกับ เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ล้มเหลวแบบแฉีกที่ฟ ซึ่งจะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของ

กำลังไฟฟ้าในวงจรขาเข้าและวงจรขาออกที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าวเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.21 (ข)

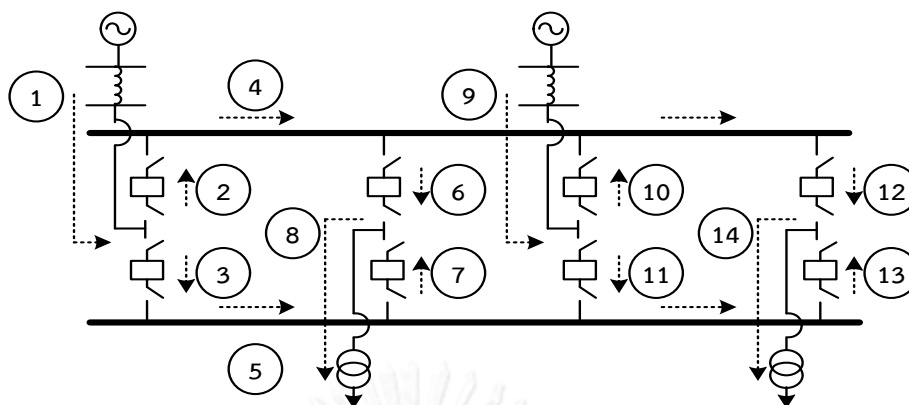
- (3) เมื่อบัสบาร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอกทีฟ สามารถจำแนกได้เป็น 2 กรณี ได้แก่
1. บัสบาร์ในตำแหน่งของวงจรขาเข้า จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงบัสบาร์ที่ล้มเหลวแบบแอกทีฟดังกล่าว ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อกับบัสบาร์ในวงจรขาเข้าดังกล่าวทั้ง 2 อุปกรณ์ ทั้งนี้ จากเหตุการณ์ดังกล่าวจะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าบางส่วนจากวงจรขาเข้าไปยังวงจรขาออก ดังแสดงในภาพที่ 5.21 (ค)
 2. บัสบาร์ในตำแหน่งของวงจรขาออก จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงบัสบาร์ที่ล้มเหลวแบบแอกทีฟดังกล่าว ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อกับบัสบาร์ในวงจรขาออกดังกล่าวทั้ง 2 อุปกรณ์ ทั้งนี้ จากเหตุการณ์ดังกล่าวจะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรขาออก ซึ่งมีบัสบาร์ดังกล่าวเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.21 (ง)
- (4) เมื่อหม้อแปลงกำลังเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอกทีฟ จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ในวงจรขาออก ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ทั้ง 2 อุปกรณ์ที่มีการเชื่อมต่อกับบัสบาร์ในวงจรขาออก ดังนั้น วงจรขาออกดังกล่าวจะถูกตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ดังแสดงในภาพที่ 5.21 (จ)

5.8 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ (Double – bus, double – breaker scheme)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ สามารถจำแนกเนื้อหาได้ 2 ส่วน ได้แก่ (1) เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะปกติ และ (2) เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะล้มเหลว โดยที่เนื้อหาในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

5.8.1 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะปกติ

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ โดยที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะปกติ สามารถพิจารณาได้จากภาพที่ 5.22



ภาพที่ 5.22 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสประธานคู่ โดยที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะปกติ

โดยส่วนของเส้นประในภาพที่ 5.22 แสดงถึงเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิด ต้นทาง ไปยังจุดโหลด ซึ่งประกอบด้วย 15 สาขา (Branch) หลัก ได้แก่

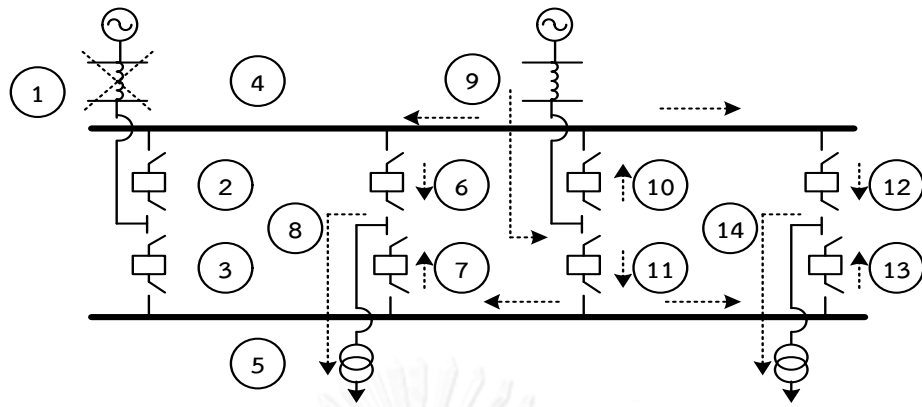
- (1) สาขาที่ 1 และ 9 แสดงเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรขาเข้า จากแหล่งกำเนิดต้นทางไปยังจุดเชื่อมต่อ
- (2) สาขาที่ 2, 3, 10 และ 11 แสดงเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจากจุดเชื่อมต่อในวงจรขาเข้า ไปยังบัสบาร์ ซึ่งมีการเชื่อมต่อผ่านเซอร์กิตเบรกเกอร์
- (3) สาขาที่ 6, 7, 12 และ 13 แสดงเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจากบัสบาร์ไปยังจุดเชื่อมต่อในวงจรขาออก ซึ่งมีการเชื่อมต่อผ่านเซอร์กิตเบรกเกอร์
- (4) สาขาที่ 4 และ 5 แสดงเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าระหว่างวงจรของระบบผ่านบัสบาร์
- (5) สาขาที่ 8 และ 14 แสดงเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรขาออก จากจุดเชื่อมต่อไปยังจุดโหลด

5.8.2 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะล้มเหลว

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะล้มเหลว สามารถจำแนกเนื้อหาได้ออกเป็น 2 ส่วน ตามประเภทเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ ได้แก่ (1) เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสภาวะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ และ (2) เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสภาวะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ โดยที่เนื้อหาในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

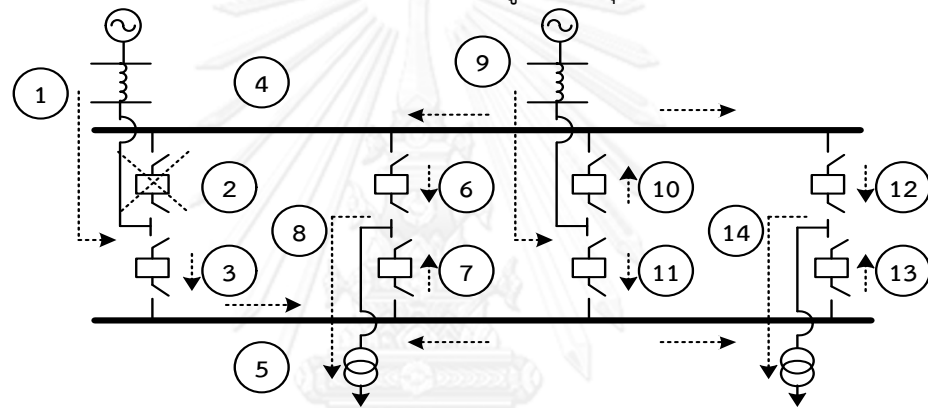
5.8.2.1 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสภาวะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ

เนื่องจาก สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสประธานคู่ ประกอบด้วยประเภทของอุปกรณ์ 4 ประเภท ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูง เซอร์กิตเบรกเกอร์ บัสบาร์ และหม้อแปลงกำลัง ดังนั้น การเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟของอุปกรณ์ดังกล่าว สามารถพิจารณาได้จากภาพที่ 5.23 (ก) – (จ)



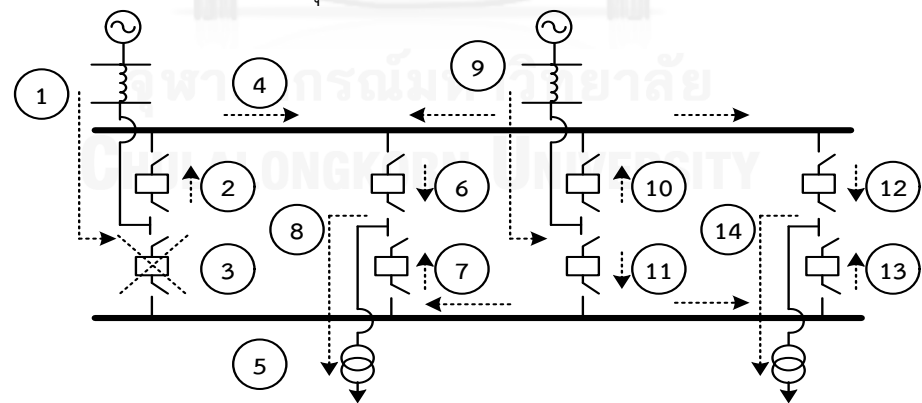
ภาพที่ 5.23 (ก)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ



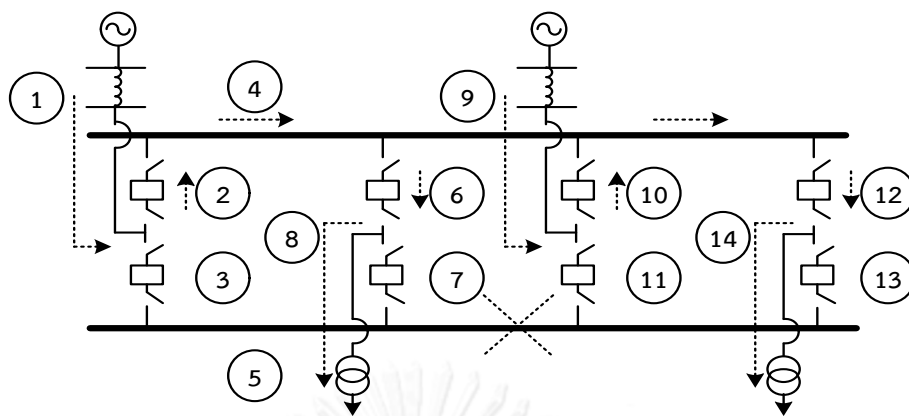
ภาพที่ 5.23 (ข)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่มีการเชื่อมต่อกับบัสบาร์ทางด้านบน
เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ



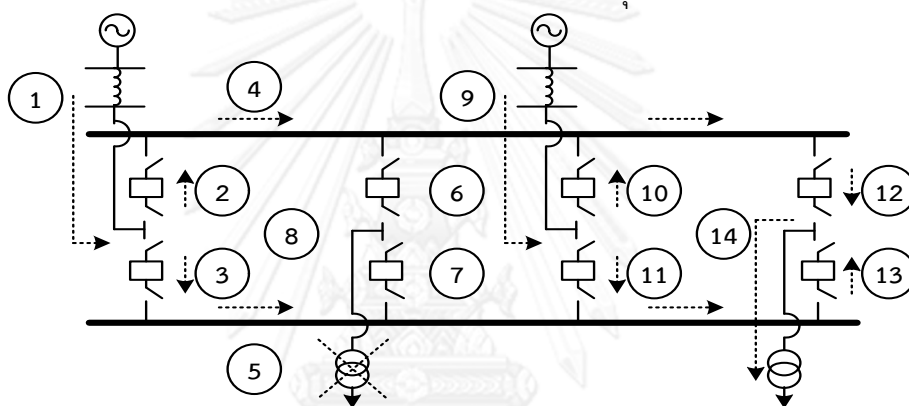
ภาพที่ 5.23 (ค)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่มีการเชื่อมต่อกับบัสบาร์ทางด้านล่าง
เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ



ภาพที่ 5.23 (ง)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อบัสบาร์ในวงจรขาออกเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ



ภาพที่ 5.23 (จ)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อหม้อแปลงกำลังเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ

ภาพที่ 5.23 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ เมื่ออุปกรณ์ภายในระบบเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ

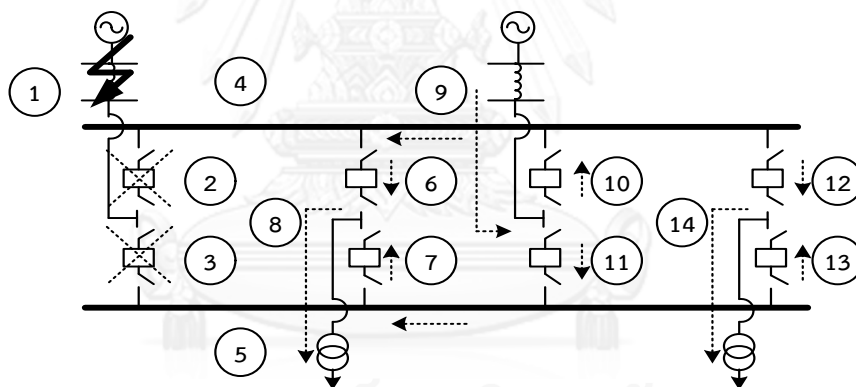
จากภาพที่ 5.23 เส้นประรูปกากบาท แสดงการเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทพาสซีฟ ทั้งนี้การล้มเหลวของอุปกรณ์ดังกล่าว จะส่งผลต่อเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในระบบ ดังนี้

- (1) เมื่อสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิดต้นทางไปยังจุดเชื่อมต่อของวงจรขาเข้า ซึ่งมีสายส่งไฟฟ้าแรงสูงดังกล่าวเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.23 (ก)
- (2) เมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ สามารถจำแนกได้เป็น 2 กรณี ได้แก่
 1. เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่มีการเชื่อมต่อกับบัสบาร์ทางด้านบน จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าบางส่วน ระหว่างบัสบาร์ทางด้านบนและจุดเชื่อมต่อ ซึ่งมีเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าวนั้นเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.23 (ข)

2. เซอร์คิตเบรกเกอร์ที่มีการเชื่อมต่อกับบัสบาร์ทางด้านล่าง จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าบางส่วน ระหว่างบัสบาร์ทางด้านล่างและจุดเชื่อมต่อ ซึ่งมีเซอร์คิตเบรกเกอร์ดังกล่าวนั้นเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.23 (ค)
- (3) เมื่อบัสบาร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจากวงจรถูกเข้าไปสู่วงจรถูกออก ซึ่งมีบัสบาร์ดังกล่าวนั้นเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.23 (ง)
- (4) เมื่อหม้อแปลงกำลังเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจากจุดเชื่อมต่อในวงจรถูกออกไปยังจุดโหลด ซึ่งมีหม้อแปลงกำลังดังกล่าวนั้นเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.23 (จ)

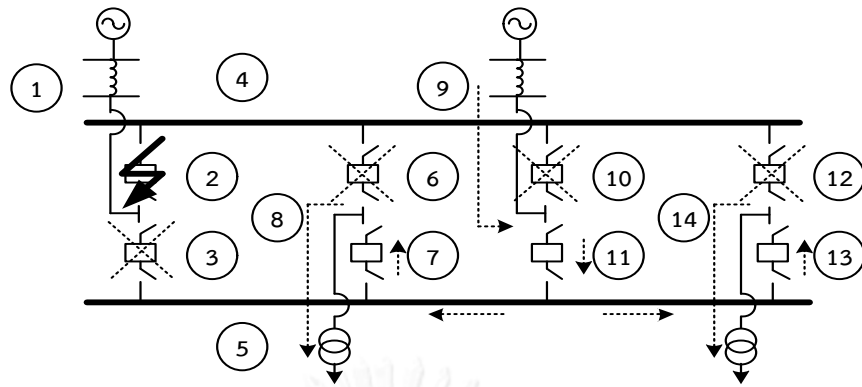
5.8.2.2 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอกทีฟ

ในทำนองเดียวกัน เนื่องจาก สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานคู่ ประกอบด้วยประเภทของอุปกรณ์ 4 ประเภท ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูง เซอร์คิตเบรกเกอร์ บัสบาร์ และหม้อแปลงกำลัง ดังนั้น การเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอกทีฟของอุปกรณ์ดังกล่าวสามารถพิจารณาได้จากภาพที่ 5.24 (ก) – (จ)



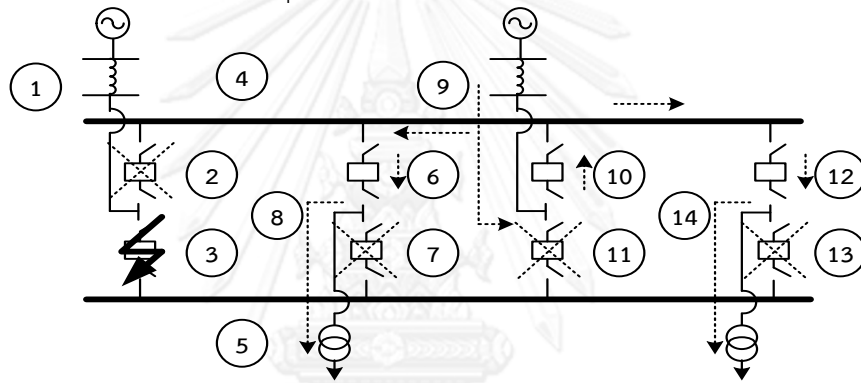
ภาพที่ 5.24 (ก)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอกทีฟ



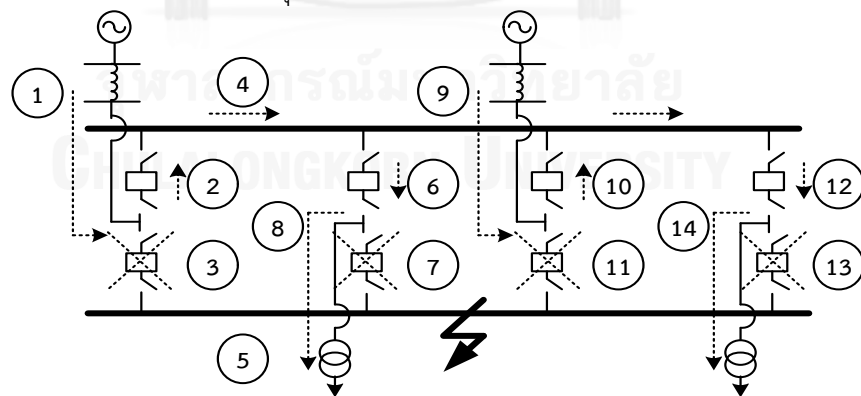
ภาพที่ 5.24 (ข)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่มีการเชื่อมต่อกับบัสบาร์ทางด้านบน
เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ



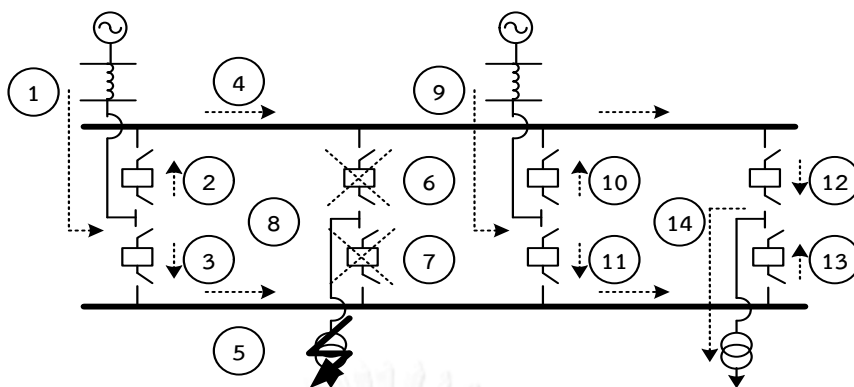
ภาพที่ 5.24 (ค)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่มีการเชื่อมต่อกับบัสบาร์ทางด้านล่าง
เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ



ภาพที่ 5.24 (ง)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อบัสบาร์ตำแหน่งล่างเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ



ภาพที่ 5.24 (จ)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อหม้อแปลงกำลังเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ

ภาพที่ 5.24 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ เมื่ออุปกรณ์ภายในระบบเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ

จากภาพที่ 5.24 เส้นทึบที่มีหัวลูกศร แสดงการเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทแฉีกที่ฟ และเส้นประรูปกากบาท แสดงการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงอุปกรณ์ที่ล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ ทั้งนี้ การล้มเหลวของอุปกรณ์ดังกล่าว จะส่งผลต่อเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในระบบ ดังนี้

- (1) เมื่อสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ในวงจรถาเข้า ได้แก่ เซอร์คิตเบรกเกอร์ทั้ง 2 อุปกรณ์ที่มีการเชื่อมต่อกับจุดเชื่อมต่อในวงจรถาเข้า ดังนั้น จากเหตุการณ์ดังกล่าว วงจรถาเข้าดังกล่าวจะถูกตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ดังแสดงในภาพที่ 5.24 (ก)
- (2) เมื่อเซอร์คิตเบรกเกอร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ สามารถจำแนกได้เป็น 2 กรณี ได้แก่
 1. เซอร์คิตเบรกเกอร์ที่มีการเชื่อมต่อกับบัสบาร์ทางด้านบน จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงเซอร์คิตเบรกเกอร์ที่ล้มเหลวแบบแฉีกที่ฟดังกล่าว ได้แก่ เซอร์คิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อกับบัสบาร์ทางด้านบนทุกอุปกรณ์ และเซอร์คิตเบรกเกอร์ที่มีการเชื่อมต่อกับเซอร์คิตเบรกเกอร์ที่ล้มเหลวแบบแฉีกที่ฟดังกล่าวผ่านจุดเชื่อมต่อ ดังนั้น จากเหตุการณ์ดังกล่าวจะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าบางส่วนจากวงจรถาเข้าไปยังวงจรถาออก ดังแสดงในภาพที่ 5.24 (ข)
 2. เซอร์คิตเบรกเกอร์ที่มีการเชื่อมต่อกับบัสบาร์ทางด้านล่าง จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงเซอร์คิตเบรกเกอร์ที่ล้มเหลวแบบแฉีกที่ฟดังกล่าว ได้แก่ เซอร์คิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อกับบัสบาร์ทางด้านล่างทุกอุปกรณ์ และเซอร์คิตเบรกเกอร์ที่มีการเชื่อมต่อกับเซอร์คิตเบรกเกอร์ที่ล้มเหลวแบบแฉีกที่ฟดังกล่าวผ่านจุดเชื่อมต่อ ดังนั้น จากเหตุการณ์ดังกล่าวจะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าบางส่วนจากวงจรถาเข้าไปยังวงจรถาออก ดังแสดงในภาพที่ 5.24 (ค)

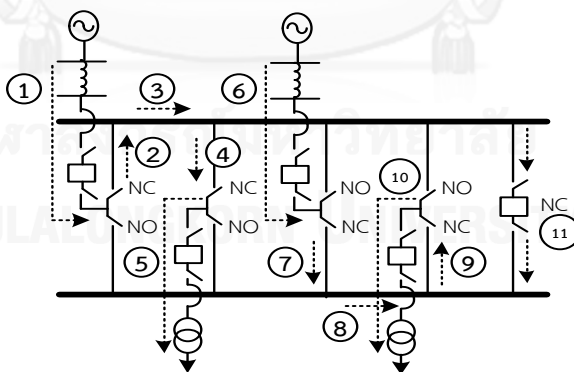
- (3) เมื่อบัสบาร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอกทีฟ จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงบัสบาร์ที่ล้มเหลวแบบแอกทีฟดังกล่าว ได้แก่ เซอร์คิตเบรกเกอร์ทุกอุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกับบัสบาร์ที่ล้มเหลวแบบแอกทีฟดังกล่าว ดังนั้น จากเหตุการณ์ดังกล่าวจะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าบางส่วนจากวงจรขาเข้าไปยังวงจรขาออก ดังแสดงในภาพที่ 5.24 (ง)
- (4) เมื่อหม้อแปลงกำลังเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอกทีฟ จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ในวงจรขาออก ได้แก่ เซอร์คิตเบรกเกอร์ทั้ง 2 อุปกรณ์ที่มีการเชื่อมต่อกับจุดเชื่อมต่อในวงจรขาออก ดังนั้น วงจรขาออกดังกล่าวจะถูกตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ดังแสดงในภาพที่ 5.24 (จ)

5.9 เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ (Double – bus, single – breaker scheme)

เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ สามารถจำแนกเนื้อหาได้ 2 ส่วน ได้แก่ (1) เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะปกติ และ (2) เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะล้มเหลว โดยที่เนื้อหาในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

5.9.1 เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะปกติ

เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ โดยที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะปกติ มักจะพิจารณาให้กำลังไฟฟ้าไหลผ่านบัสบาร์ทั้ง 2 อุปกรณ์ ซึ่งสามารถพิจารณาได้จากภาพที่ 5.25



ภาพที่ 5.25 เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ โดยที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะปกติ

โดยส่วนของเส้นประในภาพที่ 5.25 แสดงถึงเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิดต้นทาง ไปยังจุดโหลด ซึ่งประกอบด้วย 11 สาขา (Branch) หลัก ได้แก่

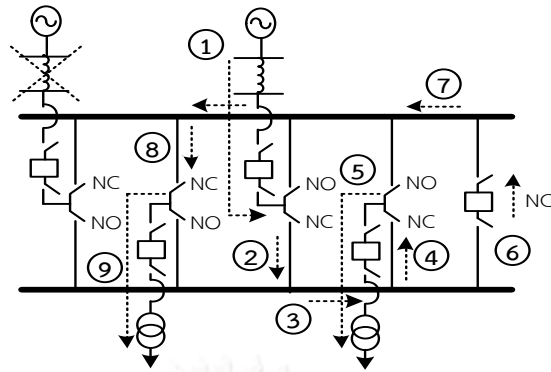
- (1) สาขาที่ 1 และ 6 แสดงเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิดต้นทางไปยังจุดเชื่อมต่อในวงจรถาเข้า
- (2) สาขาที่ 2 และ 7 แสดงเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจากจุดเชื่อมต่อในวงจรถาเข้าไปยังบัสบาร์
- (3) สาขาที่ 3 และ 8 แสดงเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในบัสบาร์จากวงจรถาเข้าไปยังวงจรถาออก
- (4) สาขาที่ 4 และ 9 แสดงเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจากบัสบาร์ไปยังจุดเชื่อมต่อในวงจรถาออก
- (5) สาขาที่ 5 และ 10 แสดงเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจากจุดเชื่อมต่อในวงจรถาออกไปยังจุดโหลด
- (6) สาขาที่ 11 แสดงเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เชื่อมต่อระหว่างบัสบาร์ผ่านเซอร์กิตเบรกเกอร์ ซึ่งขนาดกำลังไฟฟ้าที่ผ่านเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าวในสภาวะปกติมีปริมาณที่น้อยมาก

5.9.2 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะล้มเหลว

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะล้มเหลว สามารถจำแนกเนื้อหาได้ออกเป็น 2 ส่วน ตามประเภทเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ ได้แก่ (1) เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสภาวะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ และ (2) เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสภาวะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ โดยที่เนื้อหาในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

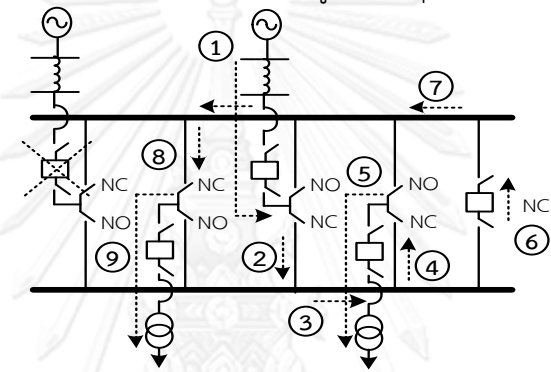
5.9.2.1 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสภาวะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ

เนื่องจาก สถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ ประกอบด้วยประเภทของอุปกรณ์ 5 ประเภท ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูง เซอร์กิตเบรกเกอร์ บัสบาร์ สวิตช์ตัดตอน และหม้อแปลงกำลัง แต่เนื่องจากสวิตช์ตัดตอน เป็นอุปกรณ์สวิตซ์ที่ไม่สามารถทำงานได้ด้วยตัวเอง กล่าวคือ จะมีการทำงานโดยผู้ปฏิบัติงานเข้าไปปลดหรือสับสวิตซ์ตัดตอนดังกล่าว (Human operation) นอกจากนี้ สวิตซ์ตัดตอนมีอัตราการล้มเหลวด้วยความน่าจะเป็นที่ต่ำมาก ด้วยเหตุดังกล่าว ในวิทยานิพนธ์นี้จะพิจารณาประเภทของอุปกรณ์ 4 ประเภท ซึ่งไม่รวมสวิตซ์ตัดตอน โดยที่เหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟของอุปกรณ์ดังกล่าว สามารถพิจารณาได้จากภาพที่ 5.26 (ก) – (ฉ)



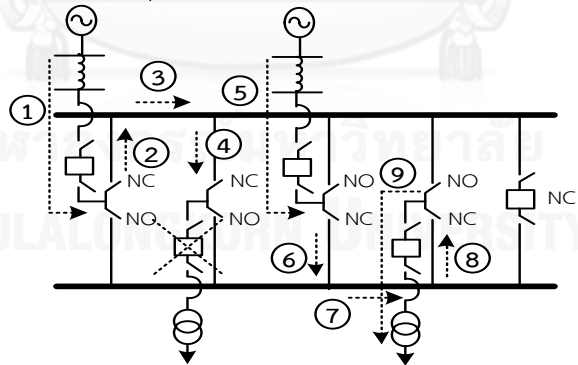
ภาพที่ 5.26 (ก)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า เมื่อสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ



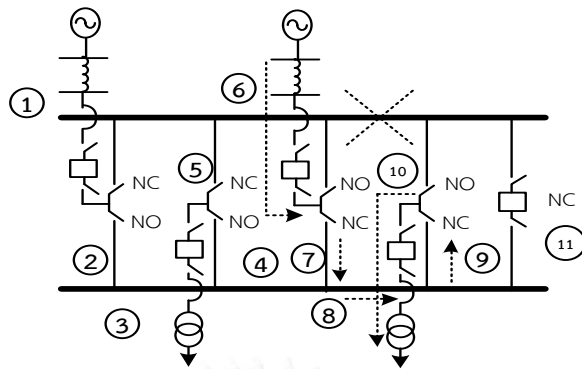
ภาพที่ 5.26 (ข)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์ในวงจรขาเข้า
เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ



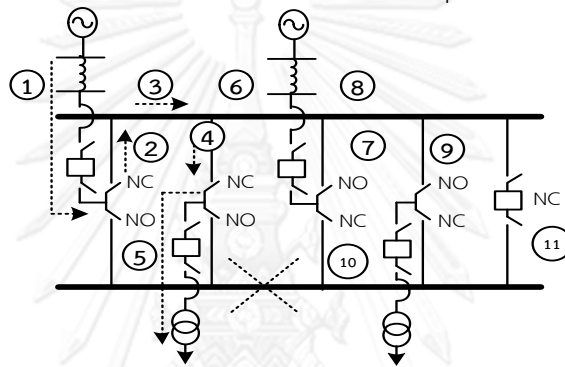
ภาพที่ 5.26 (ค)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์ในวงจรขาออก
เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ



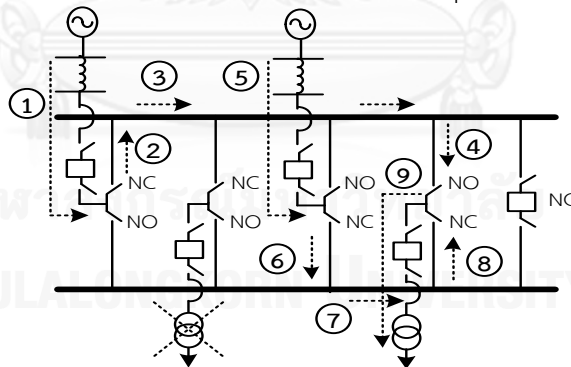
ภาพที่ 5.26 (ง)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า เมื่อบัสบาร์ตำแหน่งบนเกิดเหตุการณ์การลัดวงจรประเภทพาสซีฟ



ภาพที่ 5.26 (จ)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า เมื่อบัสบาร์ตำแหน่งล่างเกิดเหตุการณ์การลัดวงจรประเภทพาสซีฟ



ภาพที่ 5.26 (ฉ)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า เมื่อหม้อแปลงกำลังเกิดเหตุการณ์การลัดวงจรประเภทพาสซีฟ

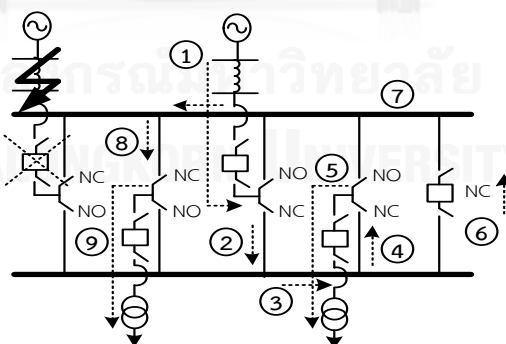
ภาพที่ 5.26 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ เมื่ออุปกรณ์ภายในระบบเกิดเหตุการณ์การลัดวงจรประเภทพาสซีฟ

จากภาพที่ 5.26 เส้นประรูปกากบาท แสดงการเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทพาสซีฟ ทั้งนี้การล้มเหลวของอุปกรณ์ดังกล่าว จะส่งผลต่อเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในระบบ ดังนี้

- (1) เมื่อสายส่งไฟฟ้าแรงสูงหรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ในวงจรถาเข้า เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรถาเข้า ซึ่งมีอุปกรณ์ดังกล่าวนั้นเชื่อมต่ออยู่ โดยที่กำลังไฟฟ้าจะถูกส่งผ่านเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อระหว่างบัสบาร์ (Bus tie breaker) ดังแสดงในภาพที่ 5.26 (ก) และ (ข) ตามลำดับ
- (2) เมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์ในวงจรถาออกหรือหม้อแปลงกำลัง เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรถาออก ซึ่งมีอุปกรณ์ดังกล่าวนั้นเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.26 (ค) และ (ฉ) ตามลำดับ
- (3) เมื่อบัสบาร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจากวงจรถาเข้าไปสู่วงจรถาออกที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีบัสบาร์ดังกล่าวนั้นเชื่อมต่ออยู่ ทั้งนี้ เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า เมื่อบัสบาร์ตำแหน่งบนหรือบัสบาร์ตำแหน่งล่างดังกล่าว เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ สามารถแสดงได้ดังภาพที่ 5.26 (ง) และ (จ) ตามลำดับ

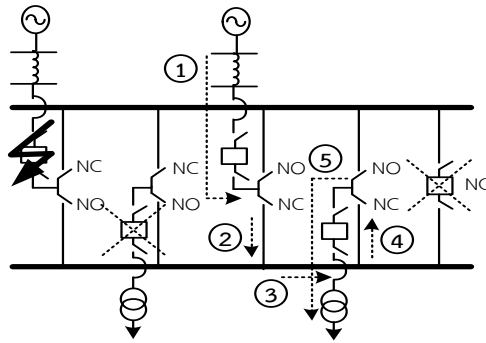
5.9.2.2 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในสถานะที่อุปกรณ์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกทีฟ

ในทำนองเดียวกัน จากเหตุผลที่ได้กล่าวมา ในหัวข้อ 5.9.2.1 ซึ่งได้กล่าวเกี่ยวกับ เหตุผลที่ไม่พิจารณาอุปกรณ์ประเภทสวิตช์ตัดตอน ดังนั้นในวิทยานิพนธ์นี้จะพิจารณาประเภทของอุปกรณ์ 4 ประเภท ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูง เซอร์กิตเบรกเกอร์ บัสบาร์ และหม้อแปลงกำลัง โดยการเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภท แฉีกทีฟของอุปกรณ์ดังกล่าว สามารถพิจารณาได้จากภาพที่ 5.27 (ก) – (ฉ)



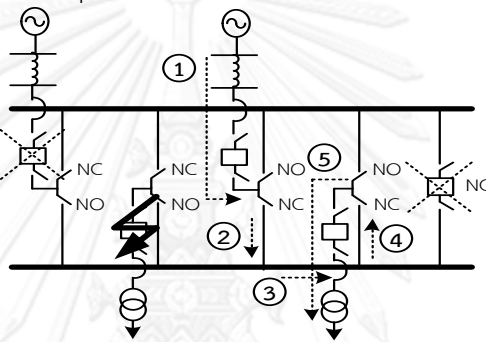
ภาพที่ 5.27 (ก)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกทีฟ



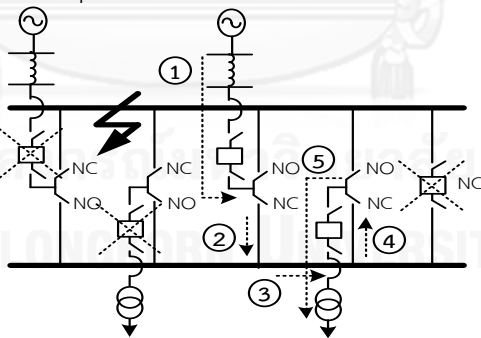
ภาพที่ 5.27 (ข)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์ในวงจรขาเข้า
เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ



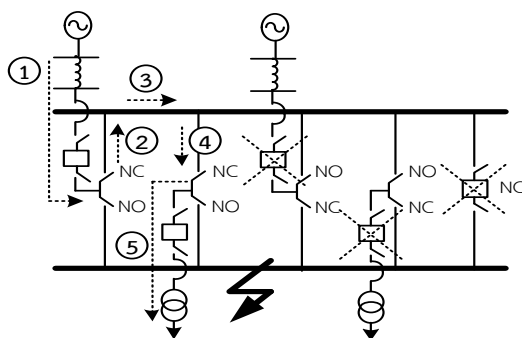
ภาพที่ 5.27 (ค)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์ในวงจรขาออก
เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ



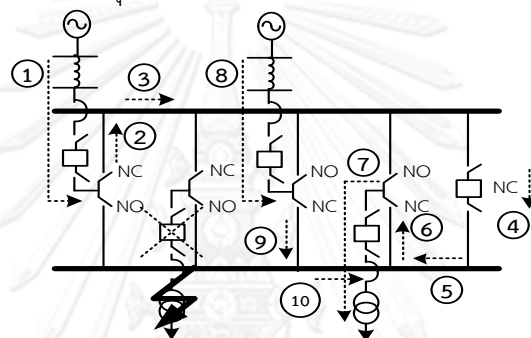
ภาพที่ 5.27 (ง)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อบัสบาร์ตำแหน่งบน
เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟ



ภาพที่ 5.27 (จ)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อบัสบาร์ตำแหน่งล่าง
เกิดเหตุการณ์การลัดเลวประเภทแฉีกที่ฟ



ภาพที่ 5.27 (ฉ)

เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อหม้อแปลงกำลัง
เกิดเหตุการณ์การลัดเลวประเภทแฉีกที่ฟ

ภาพที่ 5.27 เส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัส
ประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ เมื่ออุปกรณ์ภายในระบบเกิดเหตุการณ์การลัดเลวประเภทแฉีกที่ฟ

จากภาพที่ 5.27 เส้นทึบที่มีหัวลูกศร แสดงการเกิดเหตุการณ์การลัดเลวของอุปกรณ์
ประเภทแฉีกที่ฟ และเส้นประรูปกากบาท แสดงการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงอุปกรณ์ที่
ลัดเลวแบบแฉีกที่ฟ ทั้งนี้ การลัดเลวของอุปกรณ์ดังกล่าว จะส่งผลต่อเส้นทางการไหลของ
กำลังไฟฟ้าภายในระบบ ดังนี้

- (1) เมื่อสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเกิดเหตุการณ์การลัดเลวประเภทแฉีกที่ฟ จะส่งผลให้เกิดการทำงานของ
ของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ในวงจรถูกเข้าซึ่งมีการเชื่อมต่ออยู่กับสายส่งไฟฟ้าแรงสูงดังกล่าว
และกำลังไฟฟ้าจะถูกส่งผ่านเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อระหว่างบัสบาร์ (Bus tie breaker)
ดังแสดงในภาพที่ 5.27 (ก)
- (2) เมื่อเซอร์กิตเบรกเกอร์เกิดเหตุการณ์การลัดเลวประเภทแฉีกที่ฟ จะส่งผลให้เกิดการทำงานของ
ของอุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ลัดเลวแบบแฉีกที่ฟดังกล่าว ได้แก่
เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อกับเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เกิดเหตุการณ์การลัดเลวดังกล่าวผ่าน
บัสบาร์ และ Bus tie breaker ดังนั้น จากผลการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันดังกล่าว ทำให้

เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรถาเข้าและวงจรถาออก ซึ่งมีเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าวเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.27 (ข) และ ภาพที่ 5.27 (ค)

- (3) เมื่อบัสบาร์เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอกทีฟ จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงบัสบาร์ที่ล้มเหลวแบบแอกทีฟดังกล่าว ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ทุกอุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกับบัสบาร์ที่เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวดังกล่าว และ Bus tie breaker ดังนั้น ผลจากการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันดังกล่าว ทำให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรถาเข้าและวงจรถาออกที่มีบัสบาร์ดังกล่าวเชื่อมต่ออยู่ ดังแสดงในภาพที่ 5.27 (ง) และ ภาพที่ 5.27 (จ)
- (4) เมื่อหม้อแปลงกำลังเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทแอกทีฟ จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ในวงจรถาออกซึ่งมีการเชื่อมต่อกับหม้อแปลงกำลังดังกล่าว ดังนั้น วงจรถาออกดังกล่าวจะถูกตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ดังแสดงในภาพที่ 5.27 (ฉ)



บทที่ 6

การเจริญเติบโตของโหลดที่มีผลต่อความเชื่อถือได้

ในปัจจุบันอัตราการเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศไทยได้เพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ดังที่ได้กล่าวไว้แล้วในส่วนของบทนำ ทำให้ความต้องการการใช้พลังงานไฟฟ้าในประเทศไทย มีค่าเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยการที่จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นในแง่ของระบบไฟฟ้ากำลัง หมายถึงการเจริญเติบโตของโหลด (Load growth) ทั้งนี้การเจริญเติบโตของโหลดดังกล่าว จะส่งผลต่อความเชื่อถือได้ ด้วยเหตุดังกล่าวในบทนี้จะนำเสนอประเด็นที่เกี่ยวข้องกับการเจริญเติบโตของโหลดที่มีผลต่อความเชื่อถือได้ 3 ส่วน ได้แก่ (1) ขนาดของกำลังไฟฟ้าในระบบที่มีผลต่อความเชื่อถือได้ (2) กรณีของการเจริญเติบโตของโหลดที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ และ (3) การประมาณการเจริญเติบโตของโหลดที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ โดยเนื้อหาในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

6.1 ขนาดของกำลังไฟฟ้าในระบบที่มีผลต่อความเชื่อถือได้

การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังโดยทั่วไป พิจารณาจากค่าสถิติการทำงานของอุปกรณ์เป็นหลัก ได้แก่ อัตราการล้มเหลว (Failure rate) ระยะเวลาการซ่อมแซม (Repair time) และช่วงเวลาสับสวิตช์ (Switching time) ของอุปกรณ์ อย่างไรก็ตามการประเมินความเชื่อถือได้ดังกล่าว มีปัจจัยสำคัญที่ต้องพิจารณาร่วม คือ ขนาดของกำลังไฟฟ้าที่ผ่านในแต่ละอุปกรณ์ ซึ่งเกี่ยวเนื่องโดยตรงกับขนาดพิกัดของอุปกรณ์ในระบบที่สามารถรองรับกำลังไฟฟ้าง่ายดังกล่าวได้

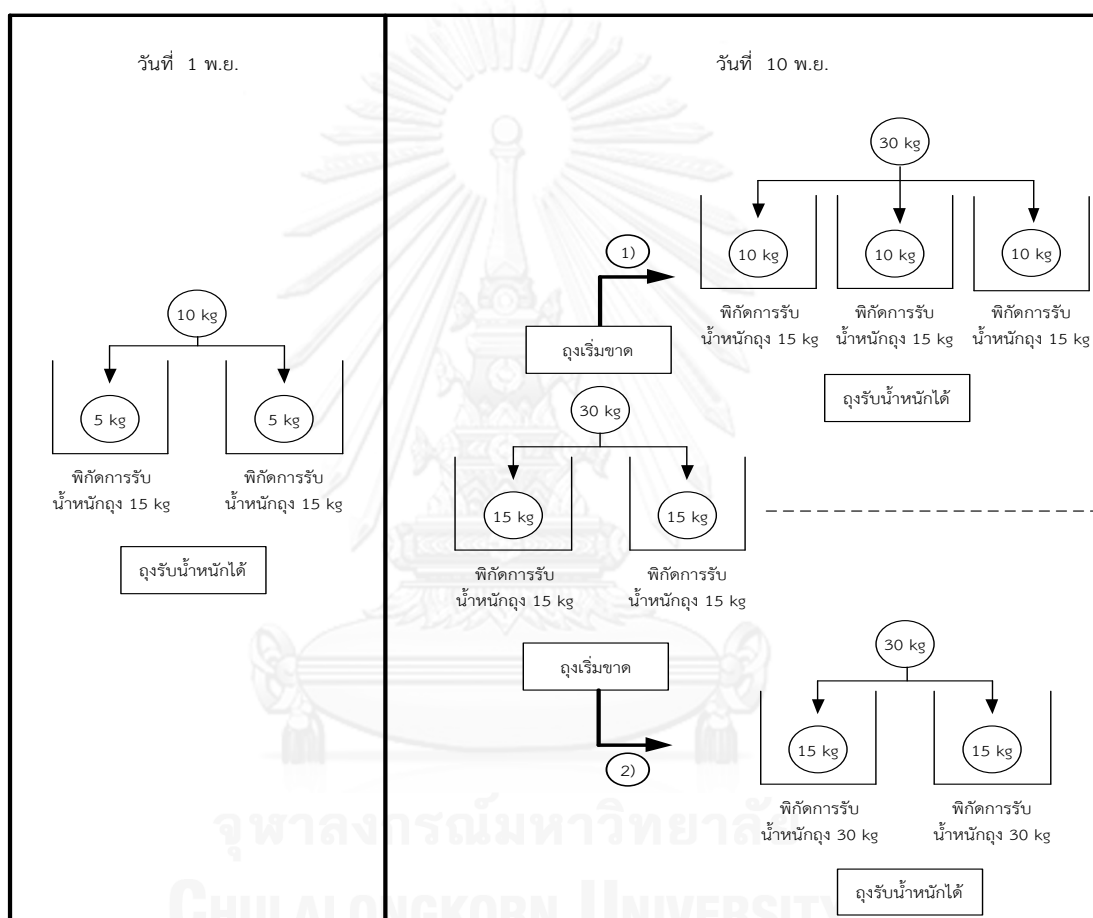
เนื่องจาก ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังโดยทั่วไป มีการวิเคราะห์อุปกรณ์ทุกอุปกรณ์ในระบบ โดยเริ่มต้นจากการพิจารณาให้อุปกรณ์ใดอุปกรณ์หนึ่งเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวหรือเหตุขัดข้องขึ้น จากนั้นพิจารณาว่า การเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวหรือเหตุขัดข้องของอุปกรณ์ดังกล่าว จะส่งผลให้จุดโหลดที่พิจารณาได้รับกำลังไฟฟ้าหรือไม่ ทั้งนี้ การประเมินความเชื่อถือได้ดังกล่าว อยู่ภายใต้สมมติฐานที่ว่า ขนาดพิกัดของอุปกรณ์ทุกอุปกรณ์ในระบบสามารถรองรับขนาดของกำลังไฟฟ้าได้ไม่จำกัด ส่งผลให้อุปกรณ์ที่ยังคงเหลือในระบบสามารถรองรับขนาดกำลังไฟฟ้าได้ ภายหลังจากการเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ อย่างไรก็ตามในความเป็นจริง ผลจากการล้มเหลวของอุปกรณ์ และผลจากการเจริญเติบโตของโหลด สามารถส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพในการรองรับขนาดของกำลังไฟฟ้าในแต่ละอุปกรณ์ได้ ซึ่งสามารถพิจารณาได้เป็น 2 กรณี กล่าวคือ

- 1) ผลจากการล้มเหลวของอุปกรณ์ พบว่า เมื่อเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ในระบบ อุปกรณ์ที่ยังคงเหลืออาจไม่สามารถรองรับขนาดกำลังไฟฟ้า ภายหลังจากการเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ได้อันเนื่องมาจาก พิกัดของอุปกรณ์ในระบบมีค่าจำกัด
- 2) ผลจากการเจริญเติบโตของโหลด พบว่า เมื่อขนาดของโหลดที่ต่ออยู่กับระบบมีค่าเพิ่มมากขึ้น ส่งผลให้ขนาดพิกัดของอุปกรณ์ในระบบที่มีค่าจำกัด ไม่เพียงพอที่จะสามารถรองรับขนาดของโหลดที่เพิ่มขึ้นได้

ดังนั้น ผลจากทั้ง 2 กรณีดังกล่าวพบว่า ทำให้ประสิทธิภาพในการรับพิกัดกำลังไฟฟ้าภายในระบบลดลง และสามารถส่งผลต่อความเชื่อถือได้ของระบบ ทั้งนี้การคำนวณหาขนาดกำลังไฟฟ้าที่

ผ่านในแต่ละอุปกรณ์ภายในระบบ สามารถใช้วิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสัน (Newton – Raphson power flow calculation)

จากที่ได้กล่าวมาข้างต้น ผลจากการล้มเหลวของอุปกรณ์ และผลจากการเจริญเติบโตของโหลด จะส่งผลให้ความสามารถในการรองรับพิกัดกำลังไฟฟ้าภายในระบบลดลง ทั้งนี้ เพื่อให้เห็นภาพผลจากการล้มเหลวของอุปกรณ์ และผลจากการเจริญเติบโตของโหลดดังกล่าว ซึ่งส่งผลต่อความเชื่อถือได้ให้ชัดเจนมากยิ่งขึ้น ดังนั้นสามารถอธิบายโดยใช้สถานการณ์เทียบเคียงในชีวิตประจำวัน ยกตัวอย่างเช่น ปริมาณสัมพันธ์กับพิกัดการรับน้ำหนักของถุงส้ม ดังแสดงในภาพที่ 6.1



ภาพที่ 6.1 ภาพการอธิบายการเจริญเติบโตของโหลดที่มีผลต่อความเชื่อถือได้ซึ่งอธิบายโดยใช้สถานการณ์เทียบเคียงในชีวิตประจำวัน

จากภาพที่ 6.1 สามารถอธิบายได้ว่า สมมติว่าในวันที่ 1 พ.ย. ต้องการซื้อส้มจำนวน 10 กิโลกรัม ถ้ามีการเตรียมถุงใส่ส้มที่สามารถรับน้ำหนักได้ถุงละ 15 กิโลกรัม เป็นจำนวน 2 ถุง พบว่าในวันนั้นสามารถนำส้มทั้ง 10 กิโลกรัม กลับมาบ้านได้อย่างปลอดภัย เนื่องจากถุงส้มสามารถรับน้ำหนักได้อย่างเต็มประสิทธิภาพ กล่าวคือ หากถุงที่เตรียมไปมีถุงใบใดใบหนึ่งเกิดการชำรุดขึ้น ถุงที่เหลือยังคงสามารถรองรับน้ำหนักส้มได้ โดยไม่เกินค่าพิกัดการรับน้ำหนักถุง

อย่างไรก็ดี ในวันที่ 10 พ.ย. มีความจำเป็นต้องซื้อส้มเพิ่มเติมจากเดิมเป็น 30 กิโลกรัม ถ้าในวันนั้น ได้มีการเตรียมถุงส้มที่สามารถรับน้ำหนักได้ใบละ 15 กิโลกรัม จำนวน 2 ถุง เป็นไปได้ว่าในวัน

นั้นอาจไม่สามารถนำส้มจำนวน 30 กิโลกรัม กลับบ้านได้ทั้งหมด เนื่องจากประสิทธิภาพในการรองรับน้ำหนักของถุงส้มจะต่ำลง กล่าวคือ ถุงส้มจะเริ่มรับน้ำหนักไม่ได้ เพราะถ้าหากมีถุงใบใดใบหนึ่งที่เตรียมไปเกิดการชำรุดขึ้น ถุงที่เหลือจะไม่สามารถรองรับน้ำหนักส้มได้ ดังนั้น วิธีการแก้ไขปัญหานี้มี 2 วิธีการ ได้แก่

- 1) เตรียมถุงส้มที่สามารถรับน้ำหนักที่พิกัด 15 กิโลกรัม จำนวน 3 ถุง แล้วแบ่งส้มใส่ถุง ถุงละ 10 กิโลกรัม ทั้งนี้เนื่องจาก หากถุงที่เตรียมไปมีถุงใบใดใบหนึ่งเกิดการชำรุดขึ้น ถุงที่เหลือยังคงสามารถรองรับน้ำหนักส้มได้ โดยไม่เกินค่าพิกัดการรับน้ำหนักถุง
- 2) เปลี่ยนขนาดถุงส้มจากถุงส้มที่สามารถรับน้ำหนักได้ที่ขนาดพิกัด 15 กิโลกรัม เป็น 30 กิโลกรัม จำนวน 2 ถุง แล้วแบ่งส้มใส่ถุง ถุงละ 15 กิโลกรัม ลงในถุงส้มทั้ง 2 ใบนั้น

จากสถานการณ์ดังกล่าว สามารถพิจารณาเลือกวิธีการแก้ปัญหาได้ทั้ง 2 วิธีการ เนื่องจากการหาขนาดพิกัดการรับน้ำหนักของถุงส้มสามารถทำได้ง่าย เพราะถุงส้มที่ถูกผลิตมีหลายขนาดและสามารถหาซื้อได้ง่ายทั่วไปตามท้องตลาด

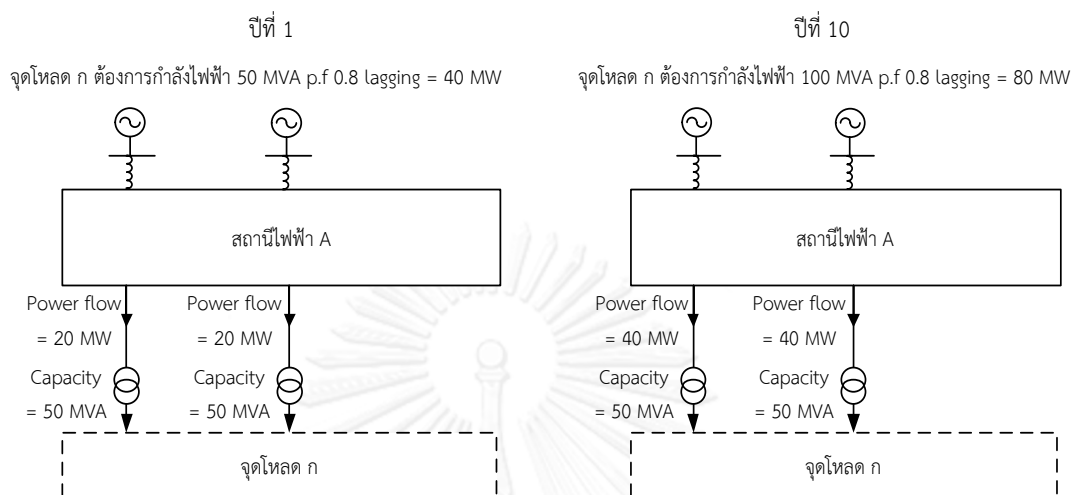
อย่างไรก็ดี เมื่อเปรียบเทียบกับระบบไฟฟ้ากำลังจะพบว่า ขนาดพิกัดของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า จะถูกผลิตออกมาด้วยค่าพิกัดที่แน่นอน กล่าวคือ มีการกำหนดขนาดพิกัดของอุปกรณ์อย่างเป็นมาตรฐาน โดยที่อุปกรณ์ภายในสถานี่ไฟฟ้าจะไม่ถูกผลิตตามขนาดของโหลดในระบบ ทั้งนี้ในปัจจุบันการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) มีวิธีการในการแก้ปัญหา เมื่อมีการเจริญเติบโตของโหลดในระบบซึ่งมีค่ามากกว่าขนาดพิกัดของอุปกรณ์ในระบบ 3 วิธีการ ได้แก่ [3]

- 1) การขยายสถานี่ไฟฟ้า ด้วยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกของสถานี่ไฟฟ้า หรือการขยายสถานี่ไฟฟ้าด้วยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออกของสถานี่ไฟฟ้า
- 2) การเปลี่ยนขนาดพิกัดของอุปกรณ์ในสถานี่ไฟฟ้า
- 3) การสร้างสถานี่ไฟฟ้าเพิ่มเติมเพื่อทำการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับระบบ

เนื่องจาก ในการเปลี่ยนขนาดพิกัดของอุปกรณ์ในแต่ละครั้งมีการรบกวนระบบควบคุมภายในสถานี่ไฟฟ้าที่มีความซับซ้อน เพราะอาจมีความจำเป็นที่จะต้องแก้ไขหรือเปลี่ยนแปลงระบบควบคุมทั้งระบบ ซึ่งทำให้การจ่ายกำลังไฟฟ้าที่จุดโหลดเกิดเหตุขัดข้องได้ นอกจากนี้ การสร้างสถานี่ไฟฟ้าเพิ่มเติมจำเป็นต้องใช้มูลค่าในการลงทุนสูง อีกทั้งมีระยะเวลาในการก่อสร้างที่ยาวนาน ด้วยเหตุผลดังกล่าว ในวิทยานิพนธ์นี้ จะพิจารณาวิธีการขยายสถานี่ไฟฟ้า เมื่อมีการเจริญเติบโตของโหลด เพื่อให้ระบบมีความสามารถในการรองรับโหลดที่เพิ่มขึ้นได้ ซึ่งรายละเอียดในส่วนของการขยายสถานี่ไฟฟ้าจะกล่าวต่อไปในบทที่ 7 หัวข้อที่ 7.2

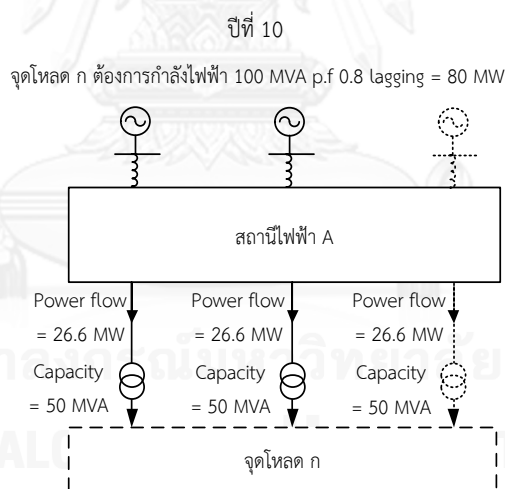
จากที่ได้กล่าวมาข้างต้น ผลจากการล้มเหลวของอุปกรณ์ และ ผลจากการเจริญเติบโตของโหลดจะส่งผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ ดังนั้น เพื่อให้เห็นภาพ ผลจากทั้ง 2 กรณีดังกล่าวที่สัมพันธ์กับการขยายสถานี่ไฟฟ้า สามารถพิจารณาได้จากการเจริญเติบโตของโหลดในสถานี่ไฟฟ้า A โดยเริ่มต้นการพิจารณาในปีที่ 1 ด้วยขนาดของโหลด 50 เมกะโวลต์แอมป์ (MVA), ค่าตัวประกอบกำลังแบบตามหลัง 0.8 (p.f. 0.8 lagging) และพิจารณาการเจริญเติบโตของโหลดในปีที่ 10 ซึ่งพิจารณาที่

ขนาดของโหลด 100 เมกะโวลต์แอมป์ (MVA), ค่าตัวประกอบกำลังแบบตามหลัง 0.8 (p.f. 0.8 lagging) ดังแสดงในภาพที่ 6.2 (ก) – (ค)



ภาพที่ 6.2 (ก) สถานีไฟฟ้า A ที่มีจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก 2 วงจร ซึ่งมีจุดโหลด ก ต้องการกำลังไฟฟ้าขนาด 40 MW

ภาพที่ 6.2 (ข) สถานีไฟฟ้า A ที่มีจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก 2 วงจร ซึ่งมีจุดโหลด ก ต้องการกำลังไฟฟ้าขนาด 80 MW



ภาพที่ 6.2 (ค) สถานีไฟฟ้า A ที่มีจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก 3 วงจร ซึ่งมีจุดโหลด ก ต้องการกำลังไฟฟ้าขนาด 80 MW

ภาพที่ 6.2 การเจริญเติบโตของโหลดที่สัมพันธ์กับการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก เมื่อพิจารณากรณีที่วงจรขาออกแต่ละวงจรร่วมกันจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดที่อยู่ในพื้นที่บริเวณเดียวกัน

เมื่อพิจารณาจากภาพที่ 6.2 สามารถอธิบายได้ว่า จุดโหลด ก ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้าจาก สถานีไฟฟ้า A โดยในปีที่ 1 จุดโหลด ก ต้องการขนาดกำลังไฟฟ้า 40 MW ทั้งนี้ หม้อแปลงแต่ละตัว ในสถานีไฟฟ้า A มีขนาดพิกัด 50 MVA เท่ากัน และทำการจ่ายโหลดที่ขนาด 20 MW ดังแสดงใน ภาพที่ 6.2 (ก)

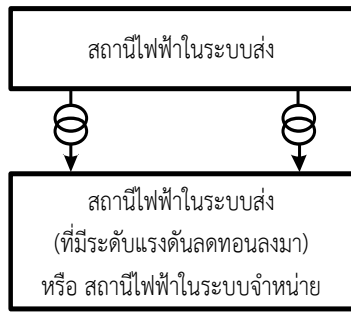
ต่อมาในปีที่ 10 พบว่า จุดโหลด ก มีการเจริญเติบโตของโหลดเป็น 80 MW พบว่า ขนาดพิกัด ของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า A ยังคงสามารถทำการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลด ก ได้ในสภาวะ ปกติ แต่ถ้าพิจารณาการเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ในวงจรขาออก ได้แก่ หม้อแปลงกำลัง พบว่า การล้มเหลวของอุปกรณ์ดังกล่าว จะส่งผลให้จุดโหลด ก ได้รับกำลังไฟฟ้าที่มีขนาดน้อยกว่า 80 MW เนื่องจาก ขนาดพิกัดของหม้อแปลงกำลังที่ยังคงเหลือในระบบไม่สามารถรองรับขนาดพิกัดของ กำลังไฟฟ้าที่ 80 MW ได้ ดังแสดงในภาพที่ 6.2 (ข)

ด้วยเหตุผลดังกล่าว สถานีไฟฟ้า A จำเป็นต้องมีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวน วงจรขาเข้าและวงจรขาออก ซึ่งแสดงดังเส้นประที่แสดงในภาพที่ 6.2 เพื่อรองรับการเจริญเติบโตของ โหลดที่เพิ่มขึ้น ทั้งนี้การขยายสถานีไฟฟ้างกล่าว จำเป็นต้องสามารถรองรับการเกิดเหตุการณ์การ ล้มเหลวของหม้อแปลงกำลังในวงจรขาออก 1 อุปกรณ์ หรือ การพิจารณาหลักเกณฑ์ N-1 (N-1 criterion) ได้ กล่าวคือ ขนาดพิกัดของหม้อแปลงกำลังที่ยังคงเหลือในระบบต้องสามารถรองรับขนาด พิกัดของกำลังไฟฟ้าที่จุดโหลดต้องการได้ หากเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของหม้อแปลงกำลังในวงจร ขาออก 1 อุปกรณ์ ซึ่งผลจากการขยายสถานีไฟฟ้างกล่าวทำให้ระบบมีความเชื่อถือได้สูงขึ้น

ทั้งนี้การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก มีข้อดีคือ การ ออกแบบระบบควบคุมอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้ายังคงสามารถใช้ระบบเดิมได้ เนื่องจากการเพิ่ม จำนวนวงจรของระบบดังกล่าว ยังคงสามารถใช้กับระบบภายในสถานีไฟฟ้าที่มีการจ่ายกำลังไฟฟ้า ด้วยขนาดพิกัดของอุปกรณ์ 50 MVA คงเดิม แต่ในขณะที่ การเปลี่ยนขนาดพิกัดของหม้อแปลงที่ สถานีไฟฟ้า A จะส่งผลให้เกิดความซับซ้อนในการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน และระบบควบคุมอุปกรณ์ ภายในสถานีไฟฟ้ามากยิ่งขึ้น เช่น การปรับตั้งค่าพิกัดการตัดกระแสลัดวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์ ซึ่ง มีความเกี่ยวเนื่องกับพิกัดของสายส่งไฟฟ้าแรงสูงและพิกัดของบัสบาร์ เป็นต้น

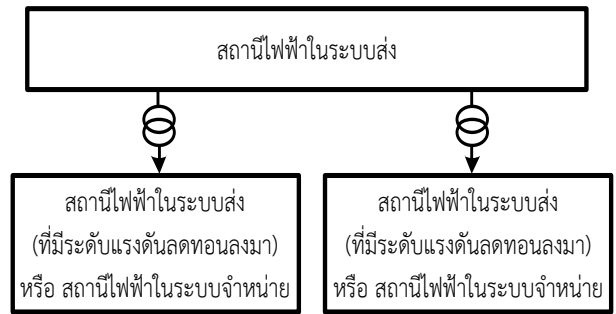
6.2 การเจริญเติบโตของโหลดที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์

เนื่องจากการประมาณการเจริญเติบโตของโหลด มีบทบาทสำคัญในการวางแผนการลงทุน ก่อสร้างสถานีไฟฟ้า และสามารถกำหนดให้การทำงานของระบบมีความเชื่อถือได้ที่ดีขึ้น ทั้งนี้ เนื่องจากรูปแบบสถานีไฟฟ้าที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้ อ้างอิงตามมาตรฐานรูปแบบการจัดเรียงบัส ภายในสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ซึ่งเป็นสถานีไฟฟ้าในระบบส่ง โดย ลักษณะของจุดโหลดที่เชื่อมต่อกับระบบของสถานีไฟฟ้าในระบบส่งดังกล่าว อาจเป็นไปได้ทั้งสถานี ไฟฟ้าในระบบส่งที่มีระดับแรงดันลดทอนลงมา รวมถึงสถานีไฟฟ้าในระบบจำหน่าย ได้แก่ สถานีไฟฟ้า ย่อยของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และสถานีไฟฟ้าย่อยของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ทั้งนี้ ลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดของสถานีไฟฟ้าในระบบส่ง ประกอบด้วย 2 ลักษณะ ได้แก่ (1) กรณีที่วงจรขาออกในแต่ละวงจรร่วมกันจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดที่อยู่ในพื้นที่บริเวณเดียวกัน และ (2) การที่วงจรขาออกในแต่ละวงจรแยกกันจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดที่อยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ดังแสดงในภาพที่ 6.3 (ก) – (ฉ) ตามลำดับ [3]



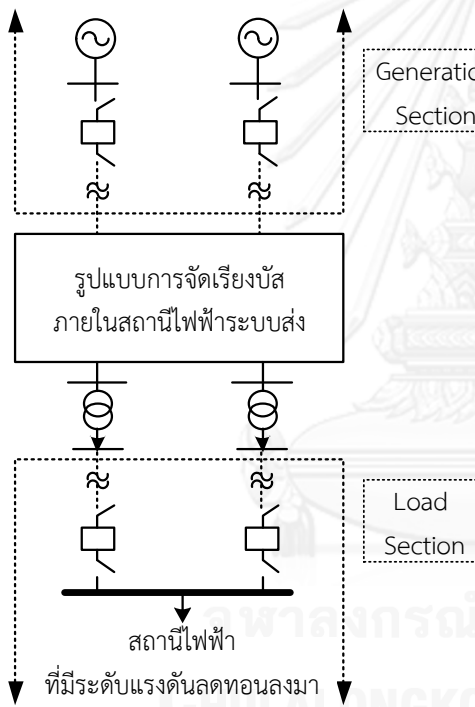
ภาพที่ 6.3 (ก)

รูปแบบอย่างง่าย สำหรับลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดที่อยู่ในพื้นที่บริเวณเดียวกัน



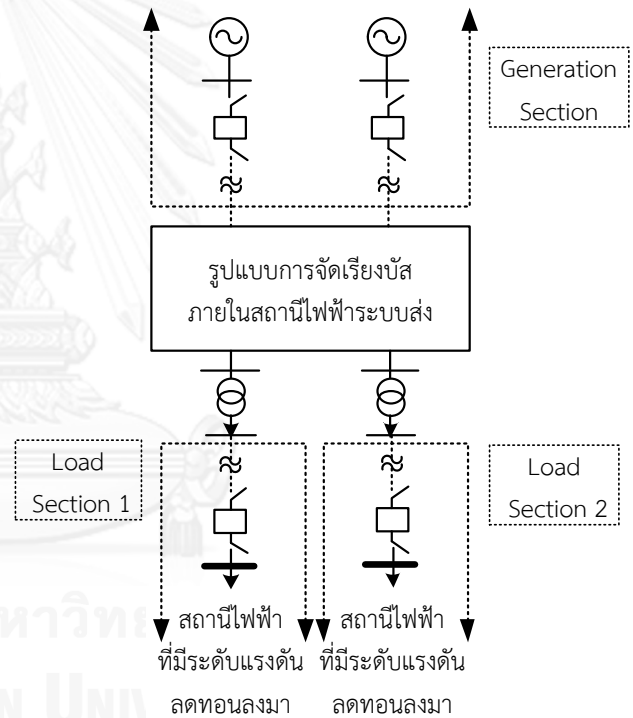
ภาพที่ 6.3 (ข)

รูปแบบอย่างง่าย สำหรับลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดที่อยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน



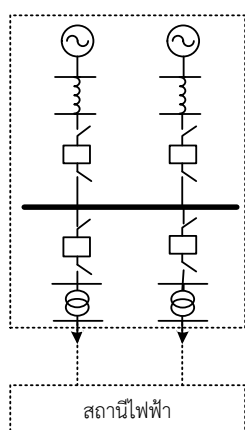
ภาพที่ 6.3 (ค)

ลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดที่อยู่ในพื้นที่บริเวณเดียวกัน



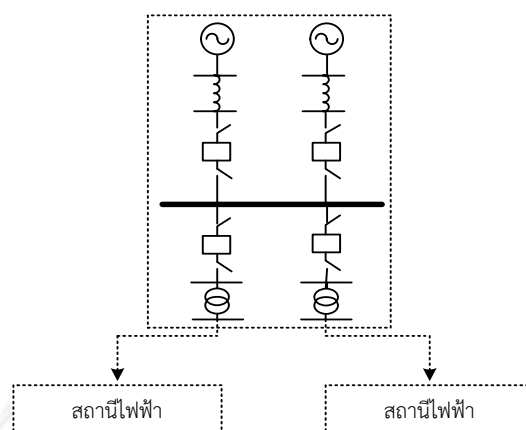
ภาพที่ 6.3 (ง)

ลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดที่อยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน



ภาพที่ 6.3 (จ)

ลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้า
ให้กับจุดโหลดในภาพที่ 6.3 (ก)



ภาพที่ 6.3 (ข)

ลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าให้กับ
จุดโหลดในภาพที่ 6.3 (ข)

ภาพที่ 6.3 ลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดภายในสถานีไฟฟ้าในระบบส่ง
การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

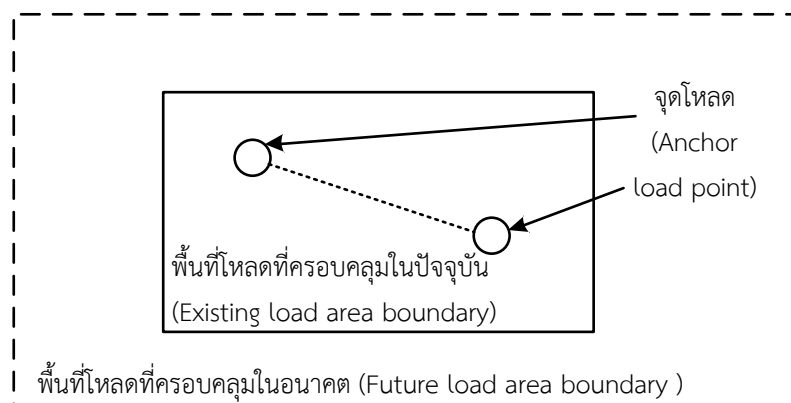
เมื่อพิจารณาจากภาพที่ 6.3 (ค) และ ภาพที่ 6.3 (ง) พบว่า ระบบการจ่ายกำลังไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าในระบบส่งประกอบด้วย 3 ส่วนหลัก ได้แก่ (1) ส่วนผลิต (Generation section) (2) ส่วนของการปรับระดับแรงดันในระบบ หรือส่วนของรูปแบบการจัดเรียงบัสในสถานีไฟฟ้า (Substation section) และ (3) ส่วนการจ่ายกำลังไฟฟ้า (Load section) ทั้งนี้ ในวิทยานิพนธ์นี้จะพิจารณาว่า ณ ตำแหน่งต้นทางของส่วนผลิตและตำแหน่งปลายทางของส่วนการจ่ายกำลังไฟฟ้า จะประกอบด้วยเซอร์กิตเบรกเกอร์ในแต่ละวงจรขาเข้า (Incoming) และวงจรขาออก (Outgoing) เพื่อทำหน้าที่เป็นอุปกรณ์ป้องกัน ในกรณีที่อุปกรณ์ในวงจรขาเข้าและวงจรขาออกดังกล่าวเกิดเหตุการณ์การล้มเหลว

จากที่ได้กล่าวมาข้างต้น เนื่องจากลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดภายในสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยประกอบด้วย 2 กรณี ซึ่งมีการแบ่งแยกตามลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดของสถานีไฟฟ้าในระบบส่ง ดังแสดงในภาพที่ 6.3 ดังนั้น ในวิทยานิพนธ์นี้จะพิจารณากรณีการเจริญเติบโตของโหลดแบ่งออกเป็น 2 กรณี ได้แก่

- (1) การเจริญเติบโตของโหลดในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ซึ่งมีลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดคล้ายคลึงกับภาพที่ 6.3 (ก) และ ภาพที่ 6.3 (ค)
 - (2) การเจริญเติบโตของโหลดในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ซึ่งมีลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดคล้ายคลึงกับภาพที่ ภาพที่ 6.3 (ข) และ ภาพที่ 6.3 (ง)
- โดยรายละเอียดในแต่ละกรณี ประกอบด้วยเนื้อหาดังต่อไปนี้

6.2.1 การเจริญเติบโตของโหลดในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

เนื่องจากการเจริญเติบโตของโหลดจะมีความสัมพันธ์กับพื้นที่ในการใช้งานของผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งเรียกว่า พื้นที่โหลด ทั้งนี้การเจริญเติบโตของโหลดในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน สามารถอธิบายดังภาพที่ 6.4 [38]



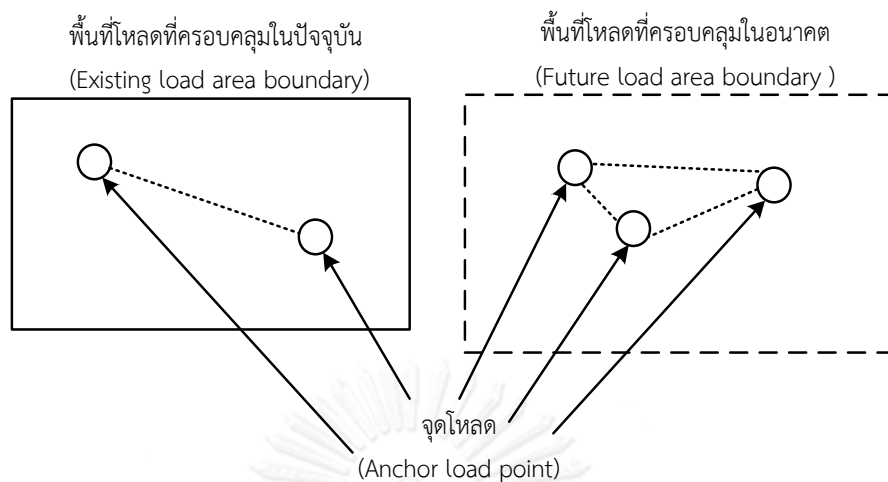
ภาพที่ 6.4 แบบจำลองพื้นที่ที่เปลี่ยนแปลงที่แสดงการครอบคลุมของโหลดในปัจจุบันและโหลดในอนาคตเมื่อพิจารณาการเจริญเติบโตของโหลดในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

เมื่อพิจารณาจากภาพที่ 6.4 พบว่าพื้นที่โหลดที่ครอบคลุมในปัจจุบัน ประกอบด้วยผู้ใช้ไฟฟ้าหรือจุดโหลด 2 จุดที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ซึ่งแสดงด้วยวงกลมสีขาว ทั้งนี้ในระบบส่งไฟฟ้ากำลังจะพิจารณาว่า จุดโหลดทั้งหมดที่อยู่ในพื้นที่เดียวกันคือจุดโหลดเดียวกัน ดังนั้น เมื่อพิจารณาจากพื้นที่โหลดที่ครอบคลุมในอนาคตซึ่งแสดงด้วยเส้นประสีเหลี่ยมผืนผ้าพบว่า การเจริญเติบโตของโหลดดังกล่าวยังคงอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ทำให้ลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าให้กับจุดโหลดดังกล่าวมีลักษณะคล้ายคลึงกับภาพที่ 6.2 กล่าวคือ ในแต่ละวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าจะร่วมกันจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดจุดเดียวกัน

อย่างไรก็ดี ความหนาแน่นของโหลดสูงสุด สำหรับแต่ละจุดในพื้นที่ที่เปลี่ยนแปลงจะมีความแตกต่างกันตามจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่นั้น ซึ่งความหนาแน่นโหลดในแต่ละจุดจะมีการเชื่อมต่อกันผ่านเส้นประที่เชื่อมต่อระหว่างจุดโหลด 2 จุด โดยความหนาแน่นของโหลดสูงสุดดังกล่าวมีความสำคัญคือ เป็นจุดที่บ่งบอกความสำคัญของผู้ใช้ไฟฟ้าในบริเวณนั้น

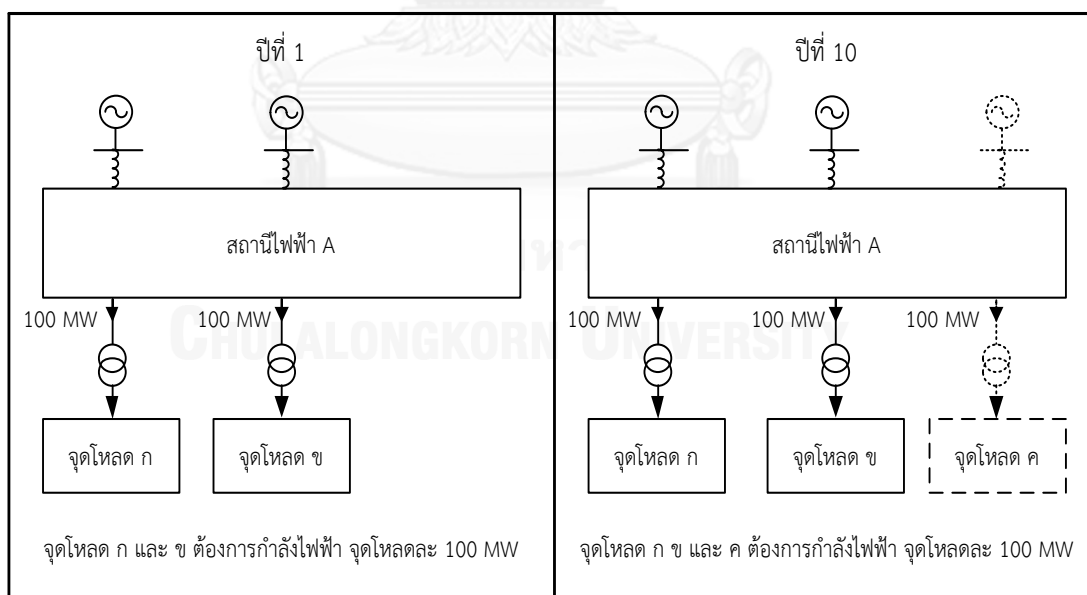
6.2.2 การเจริญเติบโตของโหลดในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

เนื่องจากการเจริญเติบโตของโหลดหรือผู้ใช้ไฟฟ้าอาจเกิดเหตุการณ์ที่มีการกระจายตัวในพื้นที่ที่แตกต่างกัน กล่าวคือ พื้นที่โหลดที่ครอบคลุมในปัจจุบันและพื้นที่โหลดในอนาคต มีระยะทางที่ห่างไกลกัน ซึ่งอาจมีสาเหตุมาจาก พื้นที่โหลดที่มีอยู่เดิมถูกจำกัดด้วยความหนาแน่นของผู้ใช้ไฟฟ้าจำนวนมาก จนกระทั่งไม่สามารถใช้พื้นที่โหลดที่มีอยู่เดิมได้ ด้วยเหตุดังกล่าว จึงมีความจำเป็นที่จะต้องเกิดการกระจายตัวของโหลดในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณที่ห่างไกลออกไป ซึ่งสามารถอธิบายได้ดังภาพที่ 6.5



ภาพที่ 6.5 แบบจำลองพื้นที่สี่เหลี่ยมผืนผ้าที่แสดงการครอบคลุมของโหลดในปัจจุบันและอนาคต เมื่อพิจารณาการเจริญเติบโตของโหลดในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

เมื่อพิจารณาจากภาพที่ 6.5 พบว่า พื้นที่โหลดที่ครอบคลุมในปัจจุบันและพื้นที่โหลดในอนาคตถูกแบ่งแยกออกเป็น 2 พื้นที่ที่แตกต่างกัน ดังนั้น ลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าให้กับจุดโหลดดังกล่าวจะมีความแตกต่างกับกรณีที่พื้นที่โหลดที่พิจารณาอยู่ในบริเวณเดียวกัน กล่าวคือ ในแต่ละวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าจะแบ่งแยกการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดในแต่ละพื้นที่ โดยสามารถพิจารณาลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าง่ายๆ ดังกล่าวจากภาพการเจริญเติบโตของโหลดในภาพที่ 6.6

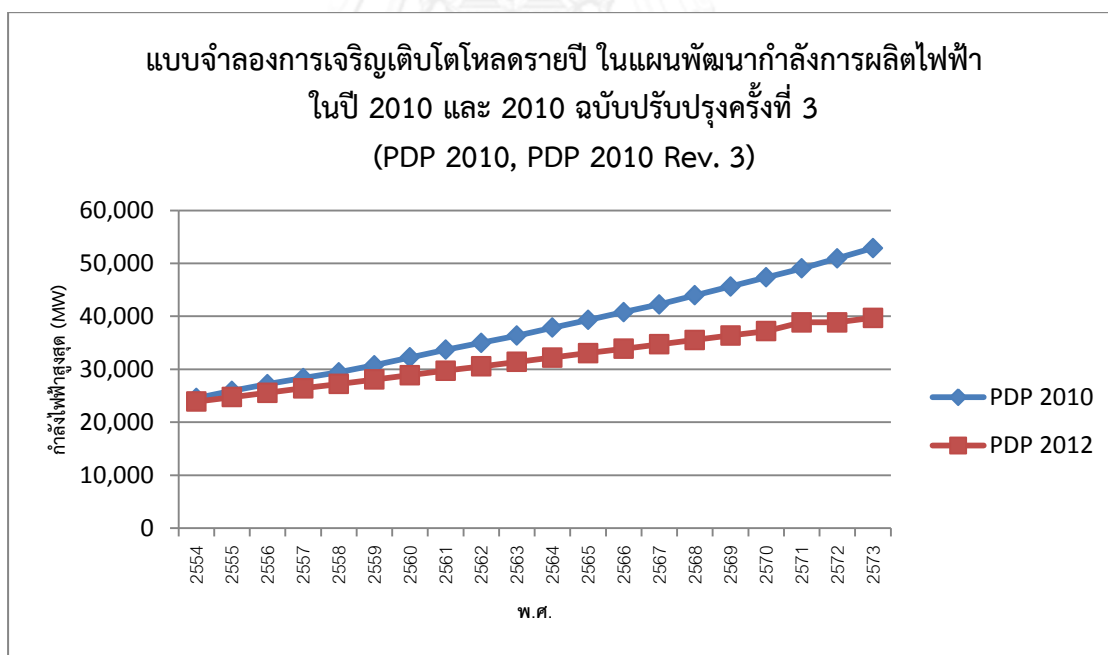


ภาพที่ 6.6 การเจริญเติบโตของโหลดที่สัมพันธ์กับการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก เมื่อพิจารณากรณีที่วงจรขาออกในแต่ละวงจร แบ่งแยกการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดที่อยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

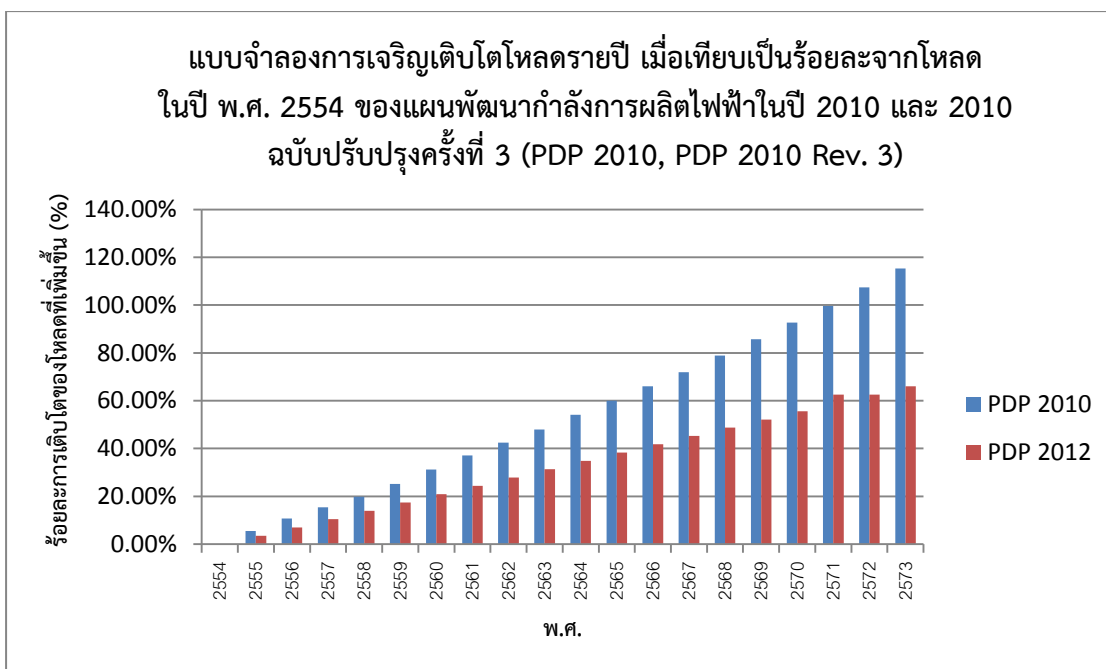
เมื่อพิจารณาจากภาพที่ 6.6 สามารถอธิบายได้ว่า จุดโหลด ก และ จุดโหลด ข ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้า A โดยในปีที่ 1 จุดโหลด ก และ จุดโหลด ข ต้องการขนาดกำลังไฟฟ้าจุดโหลดละ 100 MW แต่ต่อมาในปีที่ 10 พบว่า เกิดการเจริญเติบโตของโหลดในพื้นที่บริเวณจุดโหลด ค ซึ่งอยู่ห่างไกลจากจุดโหลด ก และจุดโหลด ข ดังนั้น สถานีไฟฟ้า A จึงมีความจำเป็นต้องขยายสถานีไฟฟ้า ซึ่งในกรณีนี้พิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้าด้วยวิธีการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกเพื่อรองรับการเจริญเติบโตของโหลดที่เกิดขึ้น

6.3 อัตราการเจริญเติบโตของโหลด

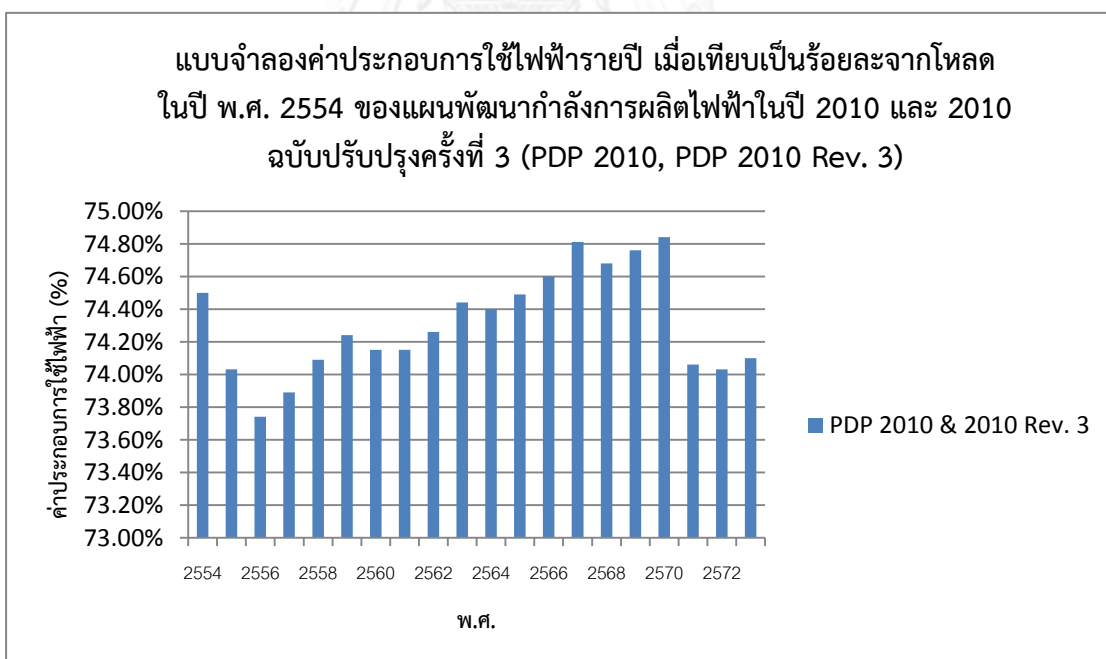
จากที่ได้กล่าวมาในบทที่ 1 เนื่องจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน (สนพ.) ได้กำหนดแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า ในปี 2010 และ 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (PDP 2010, PDP 2010 Rev. 3) ซึ่งประมาณการจากผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ (Gross Domestic Product: GDP) ซึ่งได้นำเสนอไว้แล้วในตารางที่ 1.1 โดยตารางที่ 1.1 ดังกล่าวเป็นการประมาณการของโหลด ในช่วงระยะเวลา 20 ปีต่อเนื่อง คือตั้งแต่ พ.ศ. 2554 – 2573 ซึ่งช่วงระยะเวลาดังกล่าวมีค่าใกล้เคียงกับอายุการใช้งานของสถานีไฟฟ้า ทั้งนี้ ค่าพยากรณ์ดังกล่าวจะแสดงถึงการประมาณการเจริญเติบโตของโหลดและค่าค่าประกอบการใช้ไฟฟ้าเป็นรายปีที่พิจารณา นอกจากนี้ ค่าพยากรณ์ดังกล่าวจะแสดงการเพิ่มขึ้นเป็นร้อยละของโหลด เมื่อเทียบกับโหลดในปี พ.ศ. 2554 ซึ่งแสดงดังภาพที่ 6.7 – ภาพที่ 6.9 ตามลำดับ



ภาพที่ 6.7 แบบจำลองการเจริญเติบโตโหลดรายปีของแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า
ในปี 2010 และ 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3



ภาพที่ 6.8 แบบจำลองการเจริญเติบโตโหลดรายปี เมื่อเทียบเป็นร้อยละจากโหลดในปี พ.ศ. 2554
แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าในปี 2010 และ 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3



ภาพที่ 6.9 แบบจำลองค่าประกอบการใช้ไฟฟ้ารายปี (Load Factor : LF) เมื่อเทียบเป็นร้อยละจาก
โหลดในปี พ.ศ. 2554 ในแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าในปี 2010 และ 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3

จากแบบจำลองการเจริญเติบโตของโหลดรายปี ในภาพที่ 6.7 และภาพที่ 6.8 พบว่าแบบจำลองดังกล่าวพิจารณาค่าของโหลดสูงสุดที่เป็นไปได้ในแต่ละปี (Peak load) ซึ่งค่าของโหลดสูงสุดดังกล่าว สามารถนำมาใช้ในการพิจารณาขนาดของกำลังไฟฟ้าที่มากที่สุดในแต่ละอุปกรณ์ เพื่อทำการตรวจหากลุ่มมีนิมัลต์เซตของระบบด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ซึ่งจะได้กล่าวถัดไปในบทที่ 8 นอกจากนี้ จากแบบจำลองดังกล่าวจะเห็นได้ว่าแนวโน้มของโหลดมีค่าเพิ่มสูงขึ้นในแต่ละปี ซึ่งโหลดที่เพิ่มขึ้นดังกล่าวจะมีผลต่อความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่ทำการพิจารณา

ด้วยเหตุผลดังกล่าว ในวิทยานิพนธ์นี้จะพิจารณาแบบจำลองการเจริญเติบโตของโหลด โดยใช้อัตราส่วนร้อยละการเจริญเติบโตของโหลด ตามแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าในปี 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (PDP 2010 Rev. 3) ซึ่งแบบจำลองดังกล่าวเป็นแบบจำลองที่มีการใช้งานล่าสุด โดยปรับสัดส่วนตามขนาดพิกัดของหม้อแปลงในสถานีไฟฟ้าที่ทำการพิจารณา

บทที่ 7

การขยายสถานีไฟฟ้า

จากที่ได้กล่าวมาในบทที่ 6 เนื่องจากการเจริญเติบโตของโหลดจะส่งผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ ซึ่งการเจริญเติบโตของโหลดดังกล่าว สามารถถูกแบ่งออกเป็น 2 ประเภท ได้แก่ การเจริญเติบโตของโหลดในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน และการเจริญเติบโตของโหลดในพื้นที่ที่แตกต่างกัน อย่างไรก็ตาม การเจริญเติบโตของโหลดทั้ง 2 กรณีดังกล่าว ทำให้มีความจำเป็นที่จะต้องขยายขนาดกำลังการผลิตของสถานีไฟฟ้า เพื่อให้ระบบมีความสามารถในการรองรับโหลดที่เพิ่มขึ้นได้ ดังนั้นเนื้อหาในบทนี้จะนำเสนอประเด็นที่เกี่ยวข้องกับการขยายสถานีไฟฟ้า 2 ส่วน ได้แก่ (1) การพิจารณากรณีการแบ่งโหลดที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้า และ (2) วิธีการขยายสถานีไฟฟ้าสำหรับทุกรูปแบบการจัดเรียงบัส โดยรายละเอียดในแต่ละส่วนสามารถแสดงได้ดังต่อไปนี้

7.1 การพิจารณากรณีการแบ่งโหลดที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้า

เนื่องจากการแบ่งโหลดที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้ จะพิจารณาว่าขนาดของโหลดที่มากที่สุดที่สามารถเชื่อมต่ออยู่กับสถานีไฟฟ้าในแต่ละวงจรขาออก (Maximum load per outgoing) จะต้องมีค่าไม่เกิน ผลคูณระหว่างพิกัดของหม้อแปลงในวงจรขาออก และค่าตัวประกอบการใช้ประโยชน์ของหม้อแปลงมาตรฐาน ซึ่งผลรวมของขนาดโหลดดังกล่าว สามารถคำนวณได้ จากสมการที่ (7.1)

$$\text{Maximum load} = \text{Number of outgoing} \times \text{Standard of UF} \times \text{Rating of TR} \quad (7.1)$$

โดยที่

<i>Maximum load</i>	คือ ผลรวมของขนาดโหลดที่มากที่สุดในแต่ละวงจรขาออก (MVA)
<i>Number of outgoing</i>	คือ จำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้า
<i>Standard of UF</i>	คือ ค่าตัวประกอบการใช้ประโยชน์ของหม้อแปลงมาตรฐาน
<i>Rating of TR</i>	คือ ขนาดพิกัดหม้อแปลงของสถานีไฟฟ้า (MVA)

ทั้งนี้ขนาดของโหลดที่พิจารณา (Considered Load) สำหรับการแบ่งโหลดที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าสามารถแบ่งได้ เป็น 2 กรณี ดังนี้

7.1.1 ขนาดโหลดที่พิจารณามีค่าน้อยกว่าหรือเท่ากับ *Maximum load*

เนื่องจากขนาดโหลดที่พิจารณามีค่าน้อยกว่าหรือเท่ากับ *Maximum load* ดังนั้นในกรณีนี้สามารถทำการแบ่งโหลดตามจำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้า โดยที่ขนาดของโหลดในแต่ละวงจรขาออกมีค่าเท่ากันซึ่งสามารถพิจารณาได้จากสมการที่ (7.2)

$$\text{Load per outgoing} = \frac{\text{Considered load}}{\text{Number of outgoing}} \quad (7.2)$$

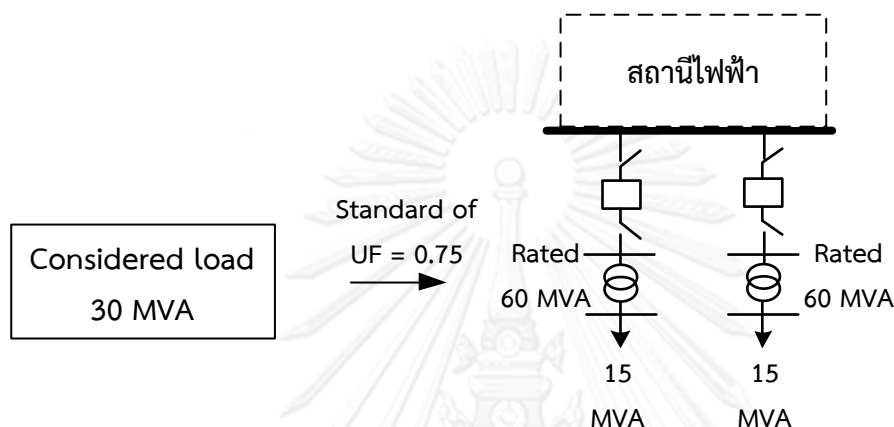
โดยที่

Load per outgoing คือ ขนาดของโหลดในแต่ละวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้า (MVA)

Considered load คือ ขนาดของโหลดที่พิจารณา (MVA)

Number of outgoing คือ จำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้า

อย่างไรก็ดี เพื่อให้เห็นภาพการพิจารณาการแบ่งโหลดที่มีค่าน้อยกว่าหรือเท่ากับ *Maximum load* ได้ชัดเจนมากยิ่งขึ้น ในที่นี้จะพิจารณาตัวอย่างการแบ่งโหลดของสถานีไฟฟ้า ในภาพที่ 7.1



ภาพที่ 7.1 การแบ่งโหลดที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้า โดยที่ขนาดโหลดที่พิจารณามีค่าน้อยกว่าหรือเท่ากับ *Maximum load*

จากภาพที่ 7.1 แสดงการแบ่งขนาดของโหลดที่พิจารณาคือ (Considered load) ซึ่งมีค่า 30 MVA โดยที่ขนาดพิกัดของหม้อแปลงในแต่ละวงจรขาออกมีค่า 60 MVA และค่าตัวประกอบการใช้ประโยชน์ของหม้อแปลงมาตรฐาน 75 % ดังนั้น สามารถคำนวณค่า *Maximum load* จากสมการ (7.1) คือ

$$\text{Maximum load} = 2 \times 0.75 \times 60 = 90 \text{ MVA} \quad (7.1)$$

จะเห็นว่าขนาดโหลดที่พิจารณามีค่าน้อยกว่า *Maximum load* ($30 \text{ MVA} < 90 \text{ MVA}$) ดังนั้นในกรณีนี้สามารถแบ่งขนาดของโหลดในแต่ละวงจรขาออกตามสมการที่ (7.2) คือ

$$\text{Load per outgoing} = \frac{30}{2} = 15 \text{ MVA} \quad (7.2)$$

ดังนั้นขนาดของโหลดในแต่ละวงจรขาออกจะมีค่าเป็น 15 MVA ซึ่งได้แสดงไว้แล้วในภาพที่ 7.1

7.1.2 ขนาดโหลดที่พิจารณามีค่ามากกว่า *Maximum load*

การแบ่งขนาดของโหลดที่พิจารณาในกรณีนี้ คือ การกำหนดให้ขนาดของโหลดในแต่ละวงจรขาออกมีค่าเท่ากับ ผลคูณระหว่างพิกัดของหม้อแปลงในสถานีไฟฟ้าและค่าตัวประกอบการใช้ประโยชน์ของหม้อแปลงมาตรฐาน ยกเว้นวงจรขาออกวงจรสุดท้ายที่จะมีขนาดของโหลดเท่ากับ

ขนาดของโหลดที่คงเหลือจากการแบ่งขนาดของโหลดในขั้นตอนที่ผ่านมา ดังนั้น การแบ่งขนาดของโหลดที่พิจารณาที่มีค่ามากกว่า *Maximum load* สามารถพิจารณาได้ จากสมการที่ (7.3) – (7.5)

$$\text{Load per outgoing} = \text{Standard of UF} \times \text{Rating of TR} \quad (7.3)$$

$$\frac{\text{Considered load}}{\text{Load per outgoing}} = \text{No of maximum outgoing} + \frac{\text{Remaining load}}{\text{Load per outgoing}} \quad (7.4)$$

$$\text{Number of outgoing} = \begin{cases} \text{No of maximum outgoing} & ; \text{Remaining load} = 0 \\ \text{No of maximum outgoing} + 1 & ; \text{Remaining load} \neq 0 \end{cases} \quad (7.5)$$

โดยที่

Load per outgoing

คือ ขนาดของโหลดในแต่ละวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้า (MVA)

No of maximum outgoing

คือ จำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มีค่าของโหลดในแต่ละวงจรขาออกมีค่าเท่ากับ *Load per outgoing*

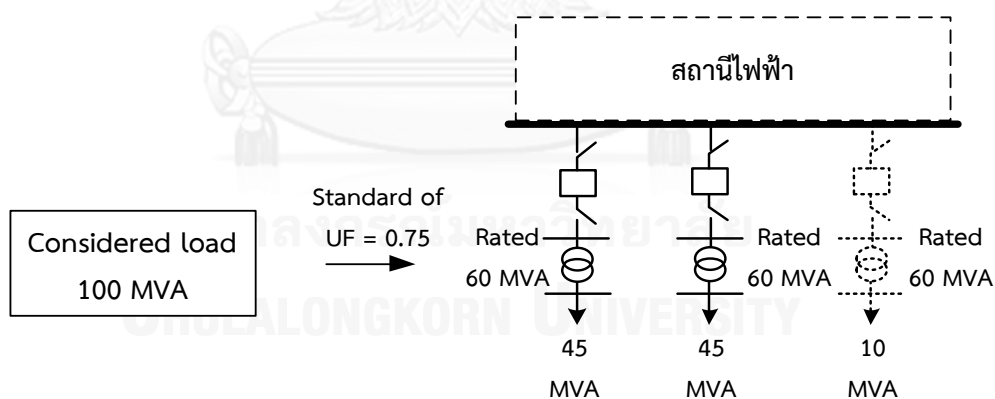
Remaining load

คือ ขนาดของโหลดที่คงเหลือในวงจรขาออกวงจรสุดท้าย (MVA)

Number of outgoing

คือ จำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าทั้งหมด

ทั้งนี้เพื่อให้เห็นภาพการพิจารณาการแบ่งโหลดที่มีค่ามากกว่า *Maximum load* ได้ชัดเจนมากยิ่งขึ้น ในที่นี้จะพิจารณาตัวอย่างการแบ่งโหลดของสถานีไฟฟ้า ในภาพที่ 7.2



ภาพที่ 7.2 การแบ่งโหลดที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้า โดยที่ขนาดโหลดที่พิจารณามีค่ามากกว่า *Maximum load*

จากภาพที่ 7.2 แสดงการแบ่งขนาดของโหลดที่พิจารณา (*Considered load*) ซึ่งมีค่า 100 MVA ให้กับวงจรขาออกจำนวน 2 วงจร โดยที่ขนาดพิกัดของหม้อแปลงในแต่ละวงจรขาออกมีค่า 60 MVA และค่าตัวประกอบการใช้ประโยชน์ของหม้อแปลงมาตรฐานมีค่า 75 % ดังนั้น สามารถคำนวณค่า *Maximum load* จากสมการ (7.1) คือ

$$\text{Maximum load} = 2 \times 0.75 \times 60 = 90 \text{ MVA} \quad (7.1)$$

จะเห็นว่าขนาดโหลดที่พิจารณามีค่ามากกว่า *Maximum load* ($100 \text{ MVA} > 90 \text{ MVA}$) ดังนั้นในกรณีนี้สามารถแบ่งขนาดของโหลดในแต่ละวงจรขาออกตามสมการที่ (7.3) – (7.5) คือ

$$\text{Load per outgoing} = 0.75 \times 60 = 45 \text{ MVA} \quad (7.3)$$

$$\frac{\text{Considered load}}{\text{Load per outgoing}} = \frac{100}{45} = 2 + \frac{10}{45} \quad (7.4)$$

$$\text{Number of outgoing} = 2 + 1 = 3 \quad (7.5)$$

เมื่อเทียบสัมประสิทธิ์จากสมการที่ (7.4) พบว่า

- 1) จำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มีค่าของโหลดในแต่ละวงจรขาออกมีค่าเท่ากับ *Load per outgoing* มีจำนวน 2 วงจร
- 2) ขนาดของโหลดที่คงเหลือในวงจรขาออกวงจรสุดท้าย มีค่า 10 MVA
- 3) จำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าทั้งหมด คือ 3 วงจร

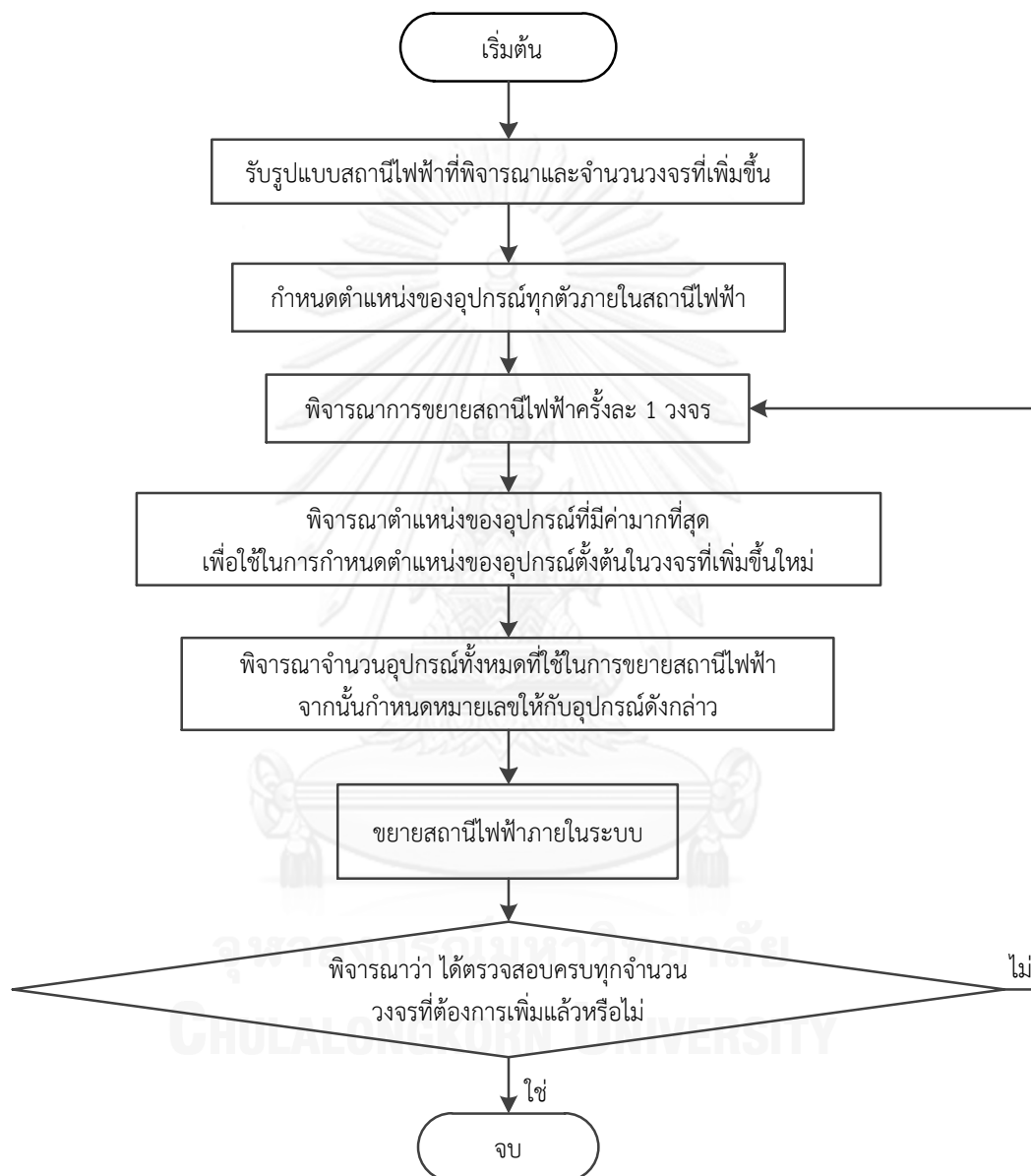
ดังนั้น ขนาดของโหลดในแต่ละวงจรขาออกทั้งหมด 3 วงจร จะมีค่าเป็น 45, 45 และ 10 MVA ตามลำดับ ซึ่งแสดงไว้แล้วในภาพที่ 7.2 โดยจะเห็นได้ว่าการเจริญเติบโตของโหลด ส่งผลให้สถานีไฟฟ้ามีความจำเป็นที่จะต้องขยายขนาดกำลังการผลิตโดยการขยายสถานีไฟฟ้า ทั้งนี้เส้นประที่แสดงในวงจรขาออกวงจรที่ 3 ในภาพที่ 7.2 เป็นการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าเพื่อรองรับผลจากการเจริญเติบโตของโหลดดังกล่าว โดยรายละเอียดเกี่ยวกับวิธีการขยายสถานีไฟฟ้าจะถูกกล่าวถึงในหัวข้อถัดไป

7.2 วิธีการขยายสถานีไฟฟ้าสำหรับทุกรูปแบบการจัดเรียงบัส

จากที่ได้กล่าวมาในหัวข้อที่ 7.1 การขยายสถานีไฟฟ้าจะถูกใช้เพื่อประโยชน์ ในกรณีที่อุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า ไม่สามารถรองรับขนาดกำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้น อันเนื่องมาจากการเติบโตของโหลด ดังนั้นการขยายสถานีไฟฟ้าจะเป็นการช่วยลดภาระการรองรับกำลังไฟฟ้าที่ผ่านอุปกรณ์ในแต่ละเส้นทางได้ อย่างไรก็ตาม การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้กำหนดวิธีการการขยายสถานีไฟฟ้าซึ่งสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ลักษณะ คือ

- 1) การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้ามักจะถูกออกแบบเพื่อใช้กับสถานีไฟฟ้าที่การเจริญเติบโตของโหลด ส่งผลต่อขนาดพิกัดของอุปกรณ์ทั้งในวงจรขาเข้าและวงจรขาออก ซึ่งไม่สามารถรองรับผลจากการเจริญเติบโตของโหลดดังกล่าวได้
- 2) การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้า มักจะถูกออกแบบเพื่อใช้กับสถานีไฟฟ้าที่มีการเผื่อขนาดพิกัดของอุปกรณ์ในวงจรขาเข้า มากกว่าขนาดพิกัดของอุปกรณ์ในวงจรขาออกอย่างมีนัยสำคัญ ซึ่งการขยายสถานีไฟฟ้าด้วยวิธีนี้ มักจะถูกใช้ในระบบส่งของ กฟผ. เป็นส่วนใหญ่

จากที่ได้กล่าวมาข้างต้น เพื่อให้เกิดความสอดคล้องในทางปฏิบัติ ดังนั้นในวิทยานิพนธ์นี้ จะนำเสนอวิธีการขยายสถานีไฟฟ้าทั้ง 2 ลักษณะ สำหรับทุกรูปแบบการจัดเรียงบัส ซึ่งหลักการในการขยายสถานีไฟฟ้าด้วยวิธีการเพิ่มจำนวนวงจรดังกล่าว จะประกอบด้วยแนวทางหรือหลักการคิดที่คล้ายคลึงกัน โดยสามารถอธิบายดังแผนผังความคิดในภาพที่ 7.3

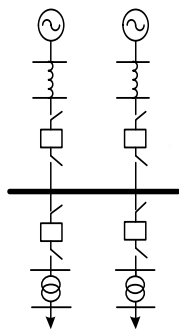


ภาพที่ 7.3 แผนผังความคิดสำหรับขั้นตอนการขยายสถานีไฟฟ้า

จากที่ได้กล่าวมาข้างต้น เนื่องจากวิธีการการขยายสถานีไฟฟ้าที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้ ประกอบด้วย 2 ลักษณะ ได้แก่ (1) การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้า และ (2) การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้า ดังนั้น วิธีการขยายสถานีไฟฟ้าทั้ง 2 ลักษณะ สำหรับแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัส มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

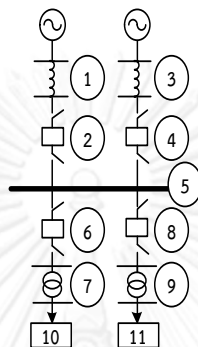
7.2.1 การขยายสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสเดี่ยว (Single - bus scheme)

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการขยายสถานีไฟฟ้า ซึ่งแสดงโดยแผนผังความคิดในภาพที่ 7.3 สามารถนำมาใช้เพื่อประกอบการอธิบายขั้นตอนการขยายสถานีไฟฟ้า โดยในที่นี้จะแสดงขั้นตอนการขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว ประกอบกับภาพที่ 7.4 (ก) - (ค) ดังนี้



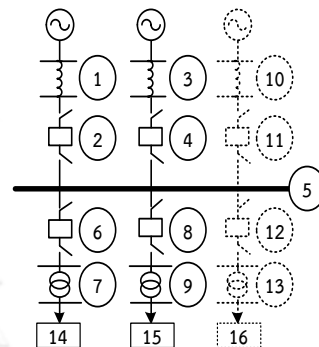
ภาพที่ 7.4 (ก)

แผนภาพเส้นเดี่ยวของสถานีไฟฟ้าประเภทบัสเดี่ยวที่มีจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก 2 วงจร



ภาพที่ 7.4 (ข)

การกำหนดหมายเลขแทนตำแหน่งของอุปกรณ์และจุดไหล



ภาพที่ 7.4 (ค)

แผนภาพเส้นเดี่ยวของสถานีไฟฟ้าประเภทบัสเดี่ยวที่มีจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก 3 วงจร

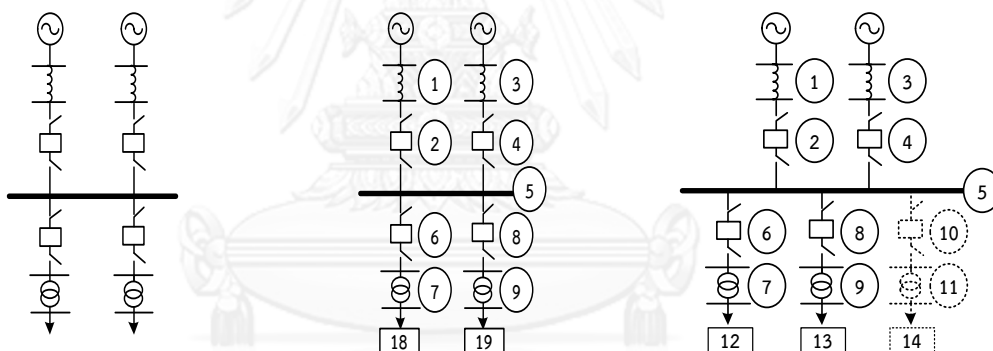
ภาพที่ 7.4 การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยว

จากภาพที่ 7.4 ขั้นตอนการขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยว มีดังนี้

- 1) เริ่มต้น
- 2) พิจารณารูปแบบสถานีไฟฟ้าประเภทบัสเดี่ยว ดังแสดงในภาพที่ 7.4 (ก) และพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้าโดยเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าเป็นจำนวน 1 วงจร
- 3) กำหนดตำแหน่งของอุปกรณ์และจุดไหลทุกตำแหน่ง ดังแสดงในภาพที่ 7.4 (ข)
- 4) พิจารณาการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าครั้งละจำนวน 1 วงจร
- 5) จากภาพที่ 7.4 (ข) พบว่า ตำแหน่งของอุปกรณ์ที่มีค่ามากที่สุดคือ อุปกรณ์หมายเลข 9 ดังนั้นการกำหนดตำแหน่งของอุปกรณ์ตั้งต้นในวงจรขาเข้าลำดับถัดไป คือ อุปกรณ์หมายเลข 10
- 6) การเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกครั้งละ 1 วงจร ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว ประกอบด้วยจำนวนอุปกรณ์ 4 อุปกรณ์ที่ต่อเนื่องกัน ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูง (Transmission line) จำนวน 1 อุปกรณ์ เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker)

- จำนวน 2 อุปกรณ์ และหม้อแปลงกำลัง (Power transformer) จำนวน 1 อุปกรณ์ ดังนั้น อุปกรณ์ดังกล่าวจะถูกกำหนดหมายเลข 10, 11, 12 และ 13 ตามลำดับ และตำแหน่งของจุดโหลดค่าใหม่ที่เปลี่ยนแปลงไปจะมี 3 ตำแหน่ง ได้แก่ ตำแหน่งที่ 14, 15 และ 16 ตามลำดับ
- 7) ขยายสถานีไฟฟ้าภายในระบบ โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก ซึ่งแสดงในภาพที่ 7.4 (ค)
 - 8) เนื่องจาก ในที่นี้พิจารณาการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าเป็นจำนวน 1 วงจร ดังนั้น สามารถสรุปได้ว่า ได้ทำการพิจารณาการเพิ่มจำนวนวงจรครบตามจำนวนที่ต้องการ
 - 9) สิ้นสุดกระบวนการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้า

อย่างไรก็ดี การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้า มีขั้นตอนในการเพิ่มจำนวนวงจรที่มีลักษณะคล้ายคลึงกับ การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกซึ่งแสดงดังแผนผังความคิดในภาพที่ 7.3 ดังนั้น การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยวสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 7.5



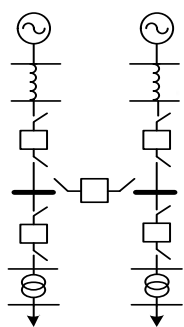
ภาพที่ 7.5 (ก)	ภาพที่ 7.5 (ข)	ภาพที่ 7.5 (ค)
แผนภาพเส้นเดี่ยวของสถานีไฟฟ้าประเภทบัสเดี่ยวที่มีจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก 2 วงจร	การกำหนดหมายเลขแทนตำแหน่งของอุปกรณ์และจุดโหลด	แผนภาพเส้นเดี่ยวของสถานีไฟฟ้าประเภทบัสเดี่ยวที่มีจำนวนวงจรขาเข้า 2 วงจร และวงจรขาออก 3 วงจร

ภาพที่ 7.5 การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยว

โดยส่วนของเส้นประที่แสดงวงจรขาออกที่เพิ่มขึ้นในภาพที่ 7.5 (ค) ประกอบด้วย เซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวน 1 อุปกรณ์ และหม้อแปลงกำลังจำนวน 1 อุปกรณ์ โดยเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เพิ่มขึ้นดังกล่าวจะทำการเชื่อมต่อระหว่างบัสบาร์และหม้อแปลงกำลัง ซึ่งหม้อแปลงกำลังจะเชื่อมต่อกับจุดโหลดเพื่อทำการจ่ายโหลดให้กับระบบของสถานีไฟฟ้า

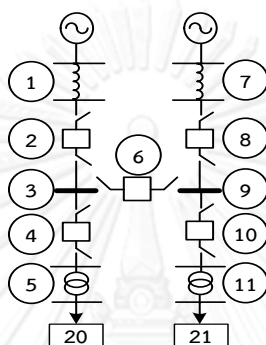
7.2.2 การขยายสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสเดี่ยวตัดตอน (Straight – bus sectionalization scheme)

ในทำนองเดียวกัน เมื่อพิจารณาขั้นตอนการขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก ซึ่งแสดงโดยแผนผังความคิดในภาพที่ 7.3 พบว่า การเพิ่มวงจรขาเข้าและวงจรขาออกครั้งละ 1 วงจร ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน จะประกอบด้วยอุปกรณ์ 6 อุปกรณ์ ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูงจำนวน 1 อุปกรณ์ เซอร์คิตเบรกเกอร์จำนวน 3 อุปกรณ์ บัสบาร์จำนวน 1 อุปกรณ์ และหม้อแปลงกำลังจำนวน 1 อุปกรณ์ ดังแสดงในภาพที่ 7.6 (ก) – (ค)



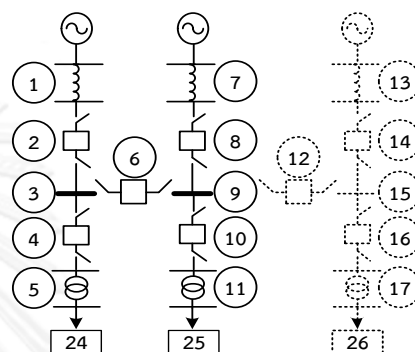
ภาพที่ 7.6 (ก)

แผนภาพเส้นเดี่ยวของสถานีไฟฟ้าประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนที่มีจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก 2 วงจร



ภาพที่ 7.6 (ข)

การกำหนดหมายเลขแทนตำแหน่งของอุปกรณ์และจุดโหลด



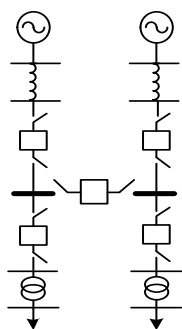
ภาพที่ 7.6 (ค)

แผนภาพเส้นเดี่ยวของสถานีไฟฟ้าประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนที่มีจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก 3 วงจร

ภาพที่ 7.6 การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน

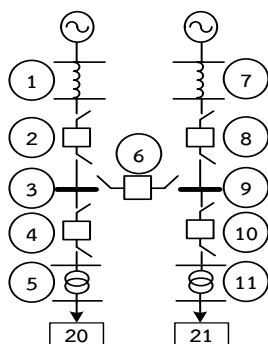
โดยส่วนของเส้นประที่แสดงวงจรที่เพิ่มขึ้นในภาพที่ 7.6 (ค) ประกอบด้วย สายส่งไฟฟ้าแรงสูงที่เชื่อมต่อ กับเซอร์คิตเบรกเกอร์จำนวน 2 อุปกรณ์ บัสบาร์ และหม้อแปลงกำลัง โดยที่บัสบาร์ดังกล่าวจะเชื่อมต่อระหว่างเซอร์คิตเบรกเกอร์ ทั้งนี้ เซอร์คิตเบรกเกอร์ที่อยู่ตำแหน่งด้านล่างจะเชื่อมต่อกับหม้อแปลงกำลังไปยังจุดโหลด คล้ายกับรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว แต่เพื่อให้โครงสร้างของระบบมีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนคงเดิม ดังนั้น จึงจำเป็นต้องมีการเชื่อมต่อระหว่างวงจร โดยผ่านเซอร์คิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อกับบัสบาร์ของวงจรเดิม ซึ่งมีลักษณะคล้ายตัวที (T)

อย่างไรก็ดี การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้า มีขั้นตอนในการเพิ่มจำนวนวงจรที่มีลักษณะคล้ายคลึงกับ การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกซึ่งแสดงดังแผนผังความคิดในภาพที่ 7.3 ดังนั้น การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 7.7



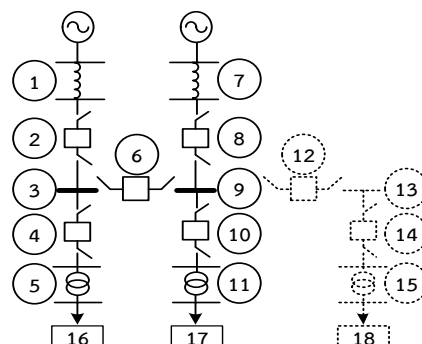
ภาพที่ 7.7 (ก)

แผนภาพเส้นเดี่ยวของสถานี
ไฟฟ้าประเภทบัสเดี่ยวตัด
ตอนที่มีจำนวนวงจรขาเข้า
และวงจรขาออก 2 วงจร



ภาพที่ 7.7 (ข)

การกำหนดหมายเลข
แทนตำแหน่งของอุปกรณ์
และจุดโหลด



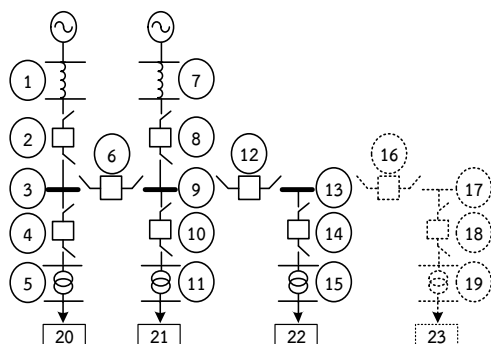
ภาพที่ 7.7 (ค)

แผนภาพเส้นเดี่ยวของสถานีไฟฟ้า
ประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนที่มีจำนวน
วงจรขาเข้า 2 วงจร และวงจรขาออก
3 วงจร

ภาพที่ 7.7 การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบ
การจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน

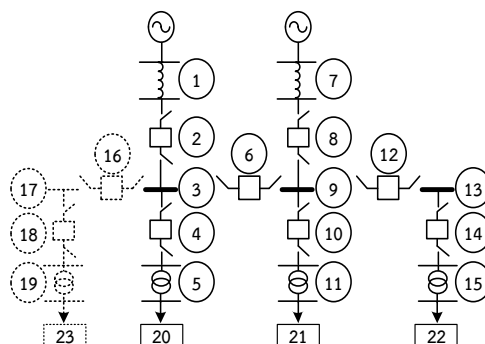
โดยส่วนของเส้นประที่แสดงวงจรขาออกที่เพิ่มขึ้นในภาพที่ 7.7 (ค) ประกอบด้วย เซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวน 2 อุปกรณ์ บัสบาร์จำนวน 1 อุปกรณ์ และหม้อแปลงกำลังจำนวน 1 อุปกรณ์ โดยที่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ในวงจรขาออกจะทำการเชื่อมต่อระหว่างบัสบาร์และหม้อแปลงกำลัง นอกจากนี้ เพื่อให้โครงสร้างของระบบมีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนคงเดิม ดังนั้น วงจรขาออกที่เพิ่มขึ้นใหม่จะต้องมีการเชื่อมต่อกับวงจรขาออกเดิม ผ่านเซอร์กิตเบรกเกอร์ ซึ่งเชื่อมต่อระหว่างบัสบาร์ของวงจรเดิมและบัสบาร์ของวงจรขาออกที่เพิ่มขึ้น

อนึ่ง จากภาพที่ 7.7 การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออกในวงจร ถัดไป สามารถพิจารณาได้เป็น 2 ลักษณะ ได้แก่ ชนิด A และ ชนิด B โดยที่การเพิ่มวงจรขาออก ชนิด A จะมีลักษณะของวงจรขาออกที่เพิ่มขึ้นอยู่ติดกับวงจรขาออกเดิม แต่ในขณะที่การเพิ่มวงจรขาออก ชนิด B จะมีลักษณะของวงจรขาออกที่เพิ่มขึ้นอยู่ตรงข้ามกับวงจรขาออกเดิม ทั้งนี้เพื่อประโยชน์ที่ว่า เพื่อให้เกิดความสมดุลในการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในระบบ ซึ่งสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 7.8 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 7.8 (ก)

แผนภาพเส้นเดียวของสถานีไฟฟ้า
ประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน ชนิด A ที่มีจำนวน
วงจรขาเข้า 2 วงจรและวงจรขาออก 4 วงจร



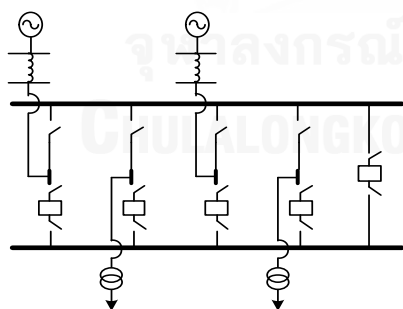
ภาพที่ 7.8 (ข)

แผนภาพเส้นเดียวของสถานีไฟฟ้า
ประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนชนิด B ที่มีจำนวน
วงจรขาเข้า 2 วงจรและวงจรขาออก 4 วงจร

ภาพที่ 7.8 แผนภาพเส้นเดียวของสถานีไฟฟ้าประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน ที่มีจำนวนวงจรขาเข้า 2 วงจร
และวงจรขาออก 4 วงจร

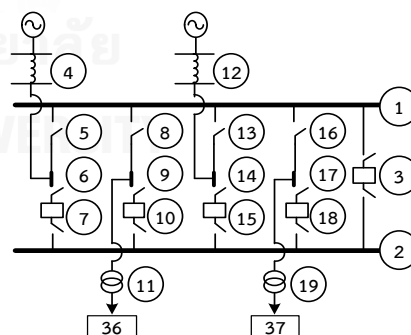
7.2.3 การขยายสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสหลักและบัสถ่ายโอนสำรอง (Main - and - transfer - bus scheme)

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก ซึ่งแสดงโดยแผนผังความคิดในภาพที่ 7.3 พบว่า การเพิ่มวงจรขาเข้าและวงจรขาออกครั้งละ 1 วงจร ของรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสหลักและบัสถ่ายโอนสำรอง ประกอบด้วยอุปกรณ์จำนวน 8 อุปกรณ์ ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูงจำนวน 1 อุปกรณ์ เซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวน 2 อุปกรณ์ จุดเชื่อมต่อจำนวน 2 อุปกรณ์ สวิตช์ตัดตอนจำนวน 2 อุปกรณ์ และหม้อแปลงกำลังจำนวน 1 อุปกรณ์ ดังแสดงในภาพที่ 7.9 (ก) - (ค)



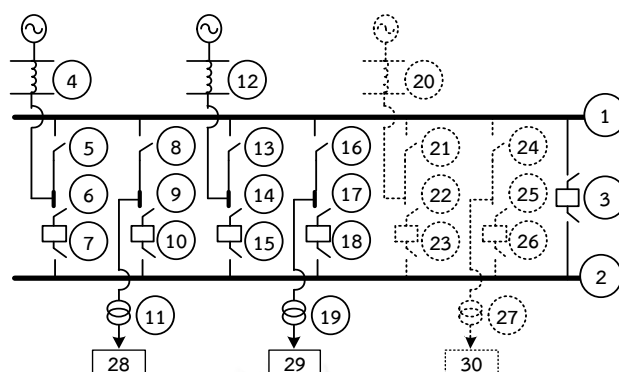
ภาพที่ 7.9 (ก)

แผนภาพเส้นเดียวของสถานีไฟฟ้าประเภทบัสหลักและบัสถ่าย
โอนสำรองที่มีจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก 2 วงจร



ภาพที่ 7.9 (ข)

การกำหนดหมายเลขแทนตำแหน่ง
ของอุปกรณ์และจุดไหลด



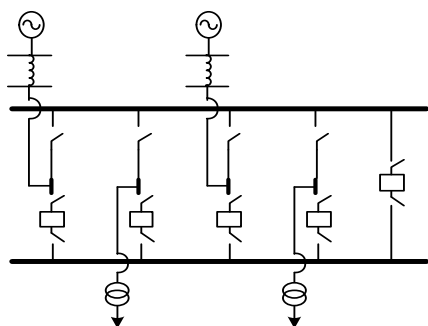
ภาพที่ 7.9 (ค)

แผนภาพเส้นเดี่ยวของสถานีไฟฟ้าประเภทบัสหลักและบัสถ่ายโอนสำรองที่มีจำนวน
วงจรขาเข้าและวงจรขาออก 3 วงจร

ภาพที่ 7.9 การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มี
รูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสหลักและบัสถ่ายโอนสำรอง

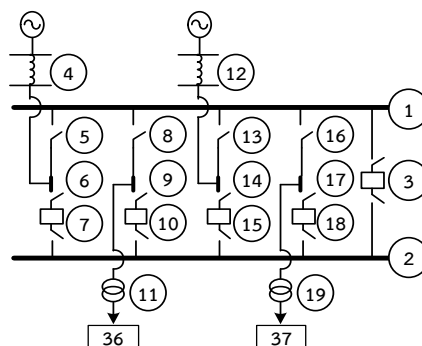
โดยส่วนของเส้นประที่แสดงวงจรที่เพิ่มขึ้นในภาพที่ 7.9 (ค) ประกอบด้วย 2 วงจรย่อย ได้แก่
วงจรขาเข้าของแหล่งจ่าย และวงจรขาออกของโหลด โดยที่วงจรขาเข้าของแหล่งจ่ายประกอบด้วย
สายส่งไฟฟ้าแรงสูงที่เชื่อมต่อกับจุดเชื่อมต่อ จากนั้นจุดเชื่อมต่อดังกล่าวต่อแบบอนุกรมกับสวิตช์ตัด
ตอนจำนวน 1 อุปกรณ์ และเซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวน 1 อุปกรณ์ ซึ่งสวิตช์ตัดตอนและเซอร์กิตเบรก
เกอร์ดังกล่าว จะเชื่อมต่อกับบัสบาร์ทางด้านบนและด้านล่าง ตามลำดับ แต่ในขณะที่วงจรขาออกของ
โหลดประกอบด้วยหม้อแปลงกำลังที่เชื่อมต่อกับจุดเชื่อมต่อ จากนั้นจุดเชื่อมต่อดังกล่าวต่อแบบ
อนุกรมกับสวิตช์ตัดตอนจำนวน 1 อุปกรณ์ และเซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวน 1 อุปกรณ์ ซึ่งสวิตช์ตัด
ตอนและเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าว จะเชื่อมต่อกับบัสบาร์ทางด้านบน และด้านล่างตามลำดับ โดยมี
ลักษณะคล้ายกับวงจรขาเข้าของแหล่งจ่าย

อย่างไรก็ดี การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้า มี
ขั้นตอนในการเพิ่มจำนวนวงจรที่มีลักษณะคล้ายคลึงกับ การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวน
วงจรขาเข้าและวงจรขาออกซึ่งแสดงแผนผังความคิดในภาพที่ 7.3 ดังนั้น การขยายสถานีไฟฟ้าโดย
การเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสหลักและบัส
ถ่ายโอนสำรอง สามารถแสดงได้ดังภาพที่ 7.10 (ก) – (ค)



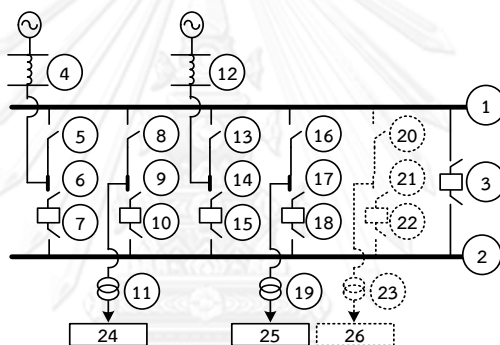
ภาพที่ 7.10 (ก)

แผนภาพเส้นเดี่ยวของสถานีไฟฟ้าประเภทบัสหลักและบัสถ่ายโอนสำรองที่มีจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก 2 วงจร



ภาพที่ 7.10 (ข)

การกำหนดหมายเลขแทนตำแหน่งของอุปกรณ์และจุดโหลด



ภาพที่ 7.10 (ค)

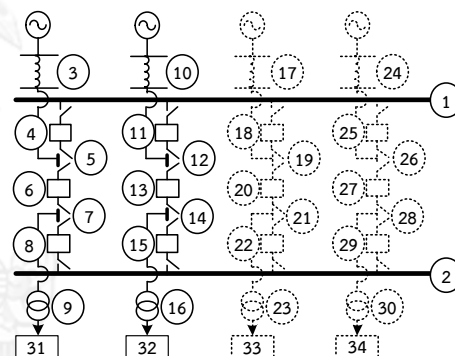
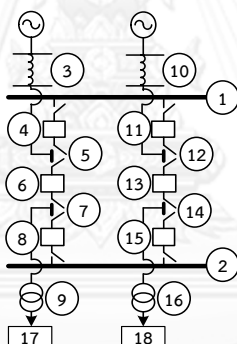
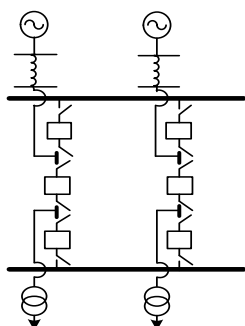
แผนภาพเส้นเดี่ยวของสถานีไฟฟ้าประเภทบัสหลักและบัสถ่ายโอนสำรองที่มีจำนวนวงจรขาเข้า 2 วงจร และวงจรขาออก 3 วงจร

ภาพที่ 7.10 การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสหลักและบัสถ่ายโอนสำรอง

โดยส่วนของเส้นประที่แสดงวงจรขาออกที่เพิ่มขึ้นในภาพที่ 7.10 (ค) ประกอบด้วย สวิตซ์ตัดตอนจำนวน 1 อุปกรณ์ จุดเชื่อมต่อจำนวน 1 อุปกรณ์ เซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวน 1 อุปกรณ์ และหม้อแปลงกำลังจำนวน 1 อุปกรณ์ โดยในส่วนของวงจรขาออกที่เชื่อมต่อระหว่างบัสบาร์ทางด้านบนและด้านล่าง จะประกอบด้วยอุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกันแบบอนุกรม ได้แก่ สวิตซ์ตัดตอน จุดเชื่อมต่อ และเซอร์กิตเบรกเกอร์ นอกจากนี้ จุดเชื่อมต่อดังกล่าวจะเชื่อมต่อกับหม้อแปลงกำลังเพื่อทำการจ่ายโหลดให้กับระบบของสถานีไฟฟ้า

7.2.4 การขยายสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง (Breaker – and – a – half scheme)

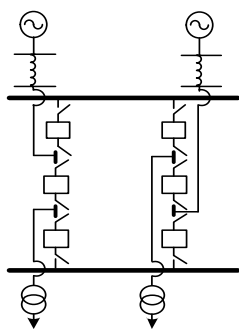
เมื่อพิจารณาขั้นตอนการขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก ซึ่งแสดงโดยแผนผังความคิดในภาพที่ 7.3 พบว่า การเพิ่มวงจรขาเข้าและวงจรขาออกครึ่งละ 1 วงจร ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง จะประกอบด้วยอุปกรณ์จำนวน 7 อุปกรณ์ ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูงจำนวน 1 อุปกรณ์ เซอร์คิตเบรกเกอร์จำนวน 3 อุปกรณ์ จุดเชื่อมต่อจำนวน 2 อุปกรณ์ และหม้อแปลงกำลังจำนวน 1 อุปกรณ์ แต่เนื่องจากวิทยานิพนธ์นี้ พิจารณารูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทนี้ 2 ลักษณะ ได้แก่ ชนิด A และชนิด B ซึ่งมีความแตกต่างกัน กล่าวคือ ลักษณะของวงจรขาเข้าที่ตำแหน่งแถวเลขคู่ของชนิด B จะมีการเชื่อมต่อกับจุดเชื่อมต่อที่ตำแหน่งใกล้กับบัสบาร์ด้านล่าง จากนั้นวงจรขาออก จะมีการเชื่อมต่อกับจุดเชื่อมต่อที่ตำแหน่งใกล้กับบัสบาร์ด้านบน แต่ในขณะที่ลักษณะของวงจรขาเข้าที่ตำแหน่งแถวเลขคู่ของชนิด A จะมีการเชื่อมต่อกับจุดเชื่อมต่อที่ตำแหน่งใกล้กับบัสบาร์ด้านบน จากนั้นวงจรขาออก จะมีการเชื่อมต่อกับจุดเชื่อมต่อที่ตำแหน่งใกล้กับบัสบาร์ด้านล่าง ซึ่งจะมีลักษณะคล้ายคลึงกันสำหรับทุกแถวของวงจรขาเข้าและวงจรขาออก ดังนั้น เพื่อให้เห็นภาพการเพิ่มจำนวนวงจรของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทนี้ทั้ง 2 ชนิด ในที่นี้จะพิจารณาการเพิ่มจำนวนวงจรจาก 2 วงจรเป็น 4 วงจร ดังแสดงในภาพที่ 7.11 (ก) – (ค)



ภาพที่ 7.11 (ก)
แผนภาพเส้นเดี่ยวของสถานีไฟฟ้า
ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง
ชนิด A ที่มีจำนวนวงจรขาเข้า
และวงจรขาออก 2 วงจร

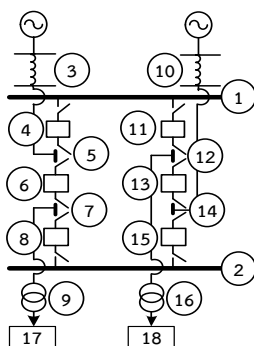
ภาพที่ 7.11 (ข)
การกำหนดหมายเลข
แทนตำแหน่งของอุปกรณ์
และจุดโหนด

ภาพที่ 7.11 (ค)
แผนภาพเส้นเดี่ยวของสถานีไฟฟ้า
ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง
ชนิด A ที่มีจำนวนวงจรขาเข้า
และวงจรขาออก 4 วงจร



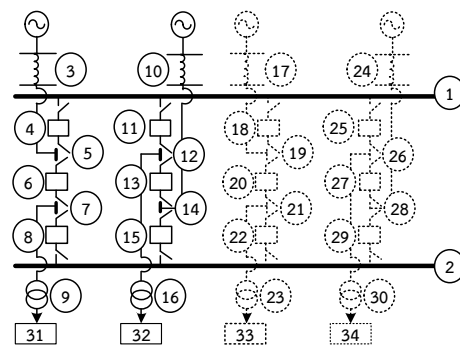
ภาพที่ 7.11 (ง)

แผนภาพเส้นเดียวของสถานีไฟฟ้า
ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง
ชนิด B ที่มีจำนวนวงจรขาเข้า
และวงจรขาออก 2 วงจร



ภาพที่ 7.11 (จ)

การกำหนดหมายเลข
แทนตำแหน่งของอุปกรณ์
และจุดโหนด



ภาพที่ 7.11 (ฉ)

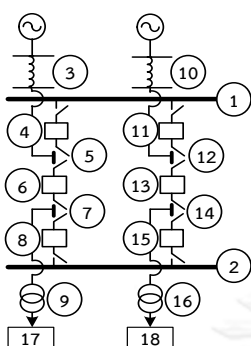
แผนภาพเส้นเดียวของสถานีไฟฟ้า
ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง
ชนิด B ที่มีจำนวนวงจรขาเข้า
และวงจรขาออก 4 วงจร

ภาพที่ 7.11 การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มี
รูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A และ ชนิด B

โดยส่วนของเส้นประที่แสดงวงจรที่เพิ่มขึ้นในภาพที่ 7.11 (ค) และภาพที่ 7.11 (ฉ) สามารถ
อธิบายได้โดยแบ่งเป็น 2 ส่วน ได้แก่

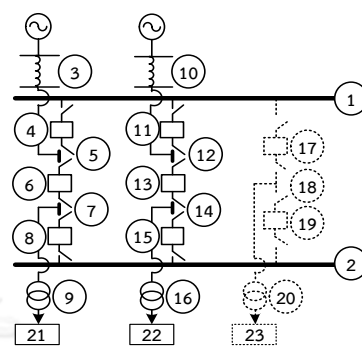
- 1) การเพิ่มจำนวนวงจรที่เป็นเลขคี่ของรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง
ชนิด B และการเพิ่มจำนวนวงจรของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง
ชนิด A ประกอบด้วย สายส่งไฟฟ้าแรงสูงที่เชื่อมต่อแบบอนุกรมกับจุดเชื่อมต่อที่อยู่ติดกับบัส
บาร์ทางด้านบน ซึ่งจุดเชื่อมต่อดังกล่าวจะมีการเชื่อมต่อแบบอนุกรมกับเซอร์กิตเบรกเกอร์
จำนวน 2 อุปกรณ์ แต่เนื่องจากการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกของรูปแบบการ
จัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง จะประกอบด้วยจุดเชื่อมต่อจำนวน 2 จุด
และเซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวน 3 อุปกรณ์ต่อ 1 วงจร ดังนั้นจะมีจุดเชื่อมต่อเพิ่มเติมอีก 1 จุด
ที่เชื่อมต่อกับเซอร์กิตเบรกเกอร์ และหม้อแปลงกำลัง ซึ่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าวจะมีการ
เชื่อมต่อกับบัสบาร์ทางด้านล่าง
- 2) การเพิ่มจำนวนวงจรที่เป็นเลขคู่ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง
ชนิด B ประกอบด้วย สายส่งไฟฟ้าแรงสูงที่เชื่อมต่อแบบอนุกรม กับจุดเชื่อมต่อที่อยู่ติดกับ
บัสบาร์ทางด้านล่าง ซึ่งจุดเชื่อมต่อดังกล่าว จะมีการเชื่อมต่อแบบอนุกรมกับเซอร์กิตเบรก
เกอร์จำนวน 2 อุปกรณ์ แต่เนื่องจากการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกของรูปแบบ
การจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง จะประกอบด้วยจุดเชื่อมต่อจำนวน 2 จุด และ
เซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวน 3 อุปกรณ์ต่อ 1 วงจร ดังนั้นจะมีจุดเชื่อมต่อเพิ่มเติมอีก 1 จุดที่
เชื่อมต่อกับเซอร์กิตเบรกเกอร์ และหม้อแปลงกำลัง ซึ่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าว จะมีการ
เชื่อมต่อกับบัสบาร์ทางด้านบน

อย่างไรก็ดี การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง จะมีความแตกต่างจากการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก ซึ่งสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 7.12 (ก) – (ง)



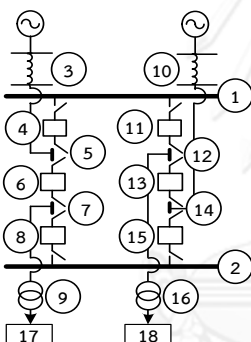
ภาพที่ 7.12 (ก)

แผนภาพเส้นเดี่ยวของสถานีไฟฟ้าประเภท
บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A ที่มีจำนวน
วงจรขาเข้าและวงจรขาออก 2 วงจร



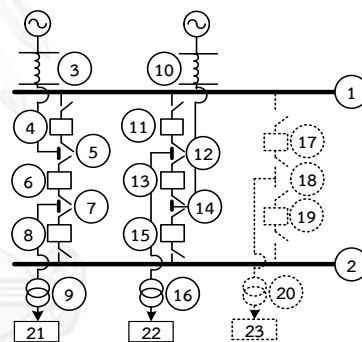
ภาพที่ 7.12 (ข)

แผนภาพเส้นเดี่ยวของสถานีไฟฟ้าประเภท
บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A ที่มีจำนวน
วงจรขาเข้า 2 วงจร และวงจรขาออก 3 วงจร



ภาพที่ 7.12 (ค)

แผนภาพเส้นเดี่ยวของสถานีไฟฟ้าประเภท
บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B ที่มีจำนวน
วงจรขาเข้าและวงจรขาออก 2 วงจร



ภาพที่ 7.12 (ง)

แผนภาพเส้นเดี่ยวของสถานีไฟฟ้าประเภท
บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B ที่มีจำนวน
วงจรขาเข้า 2 วงจร และวงจรขาออก 3 วงจร

ภาพที่ 7.12 การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A และ ชนิด B

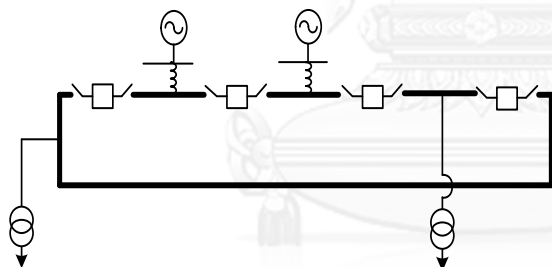
โดยส่วนของเส้นประที่แสดงวงจรขาออกที่เพิ่มขึ้นในภาพที่ 7.12 (ข) และ ภาพที่ 7.12 (ง) ประกอบด้วย จุดเชื่อมต่อจำนวน 1 อุปกรณ์ เซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวน 2 อุปกรณ์ และหม้อแปลงกำลังจำนวน 1 อุปกรณ์ โดยในส่วนของวงจรขาออกที่เชื่อมต่อระหว่างบัสบาร์ทั้งสองด้าน จะประกอบด้วยอุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกันแบบอนุกรม ได้แก่ จุดเชื่อมต่อ และเซอร์กิตเบรกเกอร์ โดยเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าวทั้ง 2 อุปกรณ์ จะมีการเชื่อมต่อกับบัสบาร์ทางด้านบนและด้านล่างตามลำดับ นอกจากนี้ จุดเชื่อมต่อจะถูกเชื่อมต่อกับหม้อแปลงกำลังเพื่อทำการจ่ายโหลดให้กับระบบของสถานี

ไฟฟ้า ทั้งนี้ลักษณะของวงจรถูกเพิ่มมากขึ้นของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทนี้จะมีลักษณะคล้ายคลึงกับ วงจรถูกเพิ่มของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานคู่ (Double – bus, double – breaker scheme) ซึ่งจะได้กล่าวถัดไป ในหัวข้อที่ 7.2.6

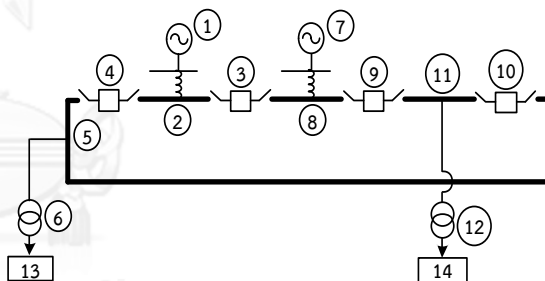
7.2.5 การขยายสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสวง (Single – ring bus sectionalization scheme)

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรถูกเข้าและวงจรถูกออก ซึ่งแสดงโดยแผนผังความคิดในภาพที่ 7.3 พบว่า การเพิ่มวงจรถูกเข้าและวงจรถูกออกครั้งละ 1 วงจรถูกของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง จะประกอบด้วยอุปกรณ์จำนวน 6 อุปกรณ์ ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูงจำนวน 1 อุปกรณ์ เซอร์คิตเบรกเกอร์จำนวน 2 อุปกรณ์ บัสบาร์จำนวน 2 อุปกรณ์ และหม้อแปลงกำลังจำนวน 1 อุปกรณ์ โดยวิทยานิพนธ์นี้ พิจารณารูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทนี้ 2 ลักษณะ ได้แก่ ชนิด A และ ชนิด B ดังแสดงในภาพที่ 7.13 (ก) – (ฉ)

ทั้งนี้ ความแตกต่างระหว่างรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด A และ B คือ ชนิด A จะมีลักษณะการแบ่งแยกของวงจรถูกเข้าและวงจรถูกออก ออกจากกัน กล่าวคือ จะมีวงจรถูกเข้าอยู่ติดกันในทุกวงจรถูก และมีวงจรถูกออกอยู่ติดกันในทุกวงจรถูก ซึ่งจะมีวงจรถูกเข้า และวงจรถูกออกเพียง 2 คู่เท่านั้นที่อยู่ติดกัน ดังแสดงในภาพที่ 7.13 (ก) – (ค) แต่ในขณะที่ชนิด B จะมีลักษณะของวงจรถูกเข้าอยู่ติดกับวงจรถูกออกในทุกวงจรถูก กล่าวคือ จะมีวงจรถูกเข้าสลับกับวงจรถูกออก และเชื่อมต่อกันจนเป็นลักษณะวง ดังแสดงในภาพที่ 7.13 (จ) – (ฉ)



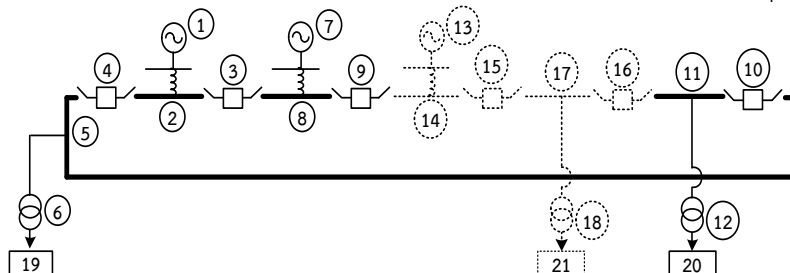
ภาพที่ 7.13 (ก)



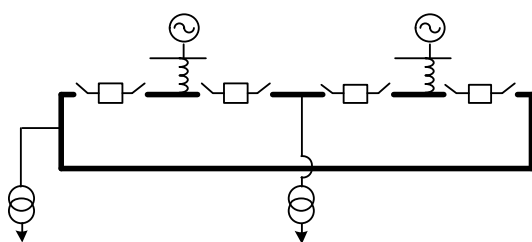
ภาพที่ 7.13 (ข)

แผนภาพเส้นเดียวของสถานีไฟฟ้าประเภทบัสวง ชนิด A ที่มีจำนวนวงจรถูกเข้าและวงจรถูกออก 2 วงจรถูก

การกำหนดหมายเลข แทนตำแหน่งของอุปกรณ์และจุดโหลด

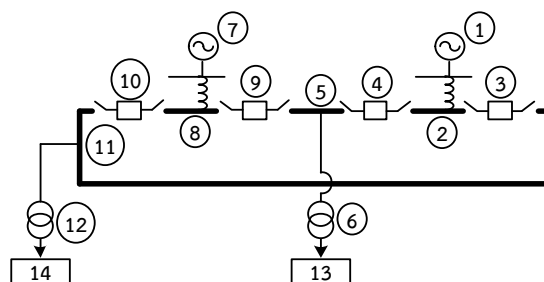


ภาพที่ 7.13 (ค) แผนภาพเส้นเดียวของสถานีไฟฟ้าประเภทบัสวง ชนิด A ที่มีจำนวนวงจรถูกเข้า และวงจรถูกออก 3 วงจรถูก



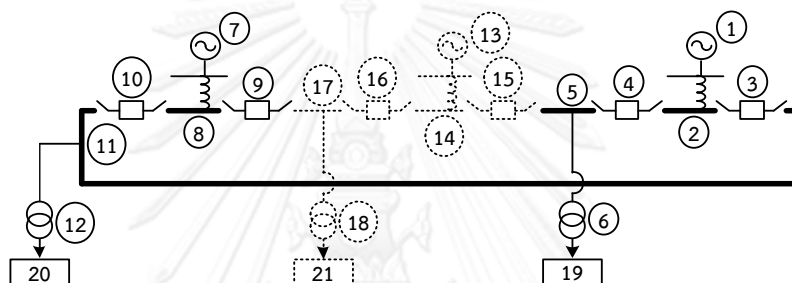
ภาพที่ 7.13 (ง)

แผนภาพเส้นเดียวของสถานีไฟฟ้าประเภทบัสวง
ชนิด B ที่มีจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก
2 วงจร



ภาพที่ 7.13 (จ)

การกำหนดหมายเลข
แทนตำแหน่งของอุปกรณ์และจุดโหลด



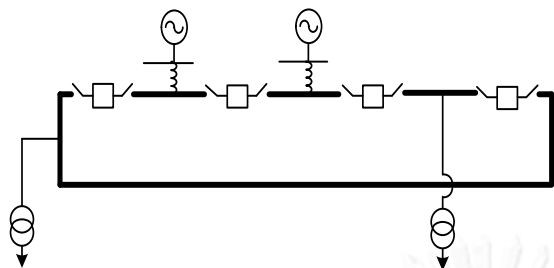
ภาพที่ 7.13 (ด) แผนภาพเส้นเดียวของสถานีไฟฟ้าประเภทบัสวงชนิด B ที่มีจำนวนวงจรขาเข้า
และวงจรขาออก 3 วงจร

ภาพที่ 7.13 การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มี
รูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด A และ ชนิด B

โดยส่วนของเส้นประที่แสดงวงจรที่เพิ่มขึ้นในภาพที่ 7.13 (ค) และ ภาพที่ 7.13 (ด) แสดงถึง การเพิ่มวงจรขาเข้าและวงจรขาออกของรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด A และ ชนิด B ตามลำดับ ซึ่งประกอบด้วย 2 วงจรย่อย ได้แก่ วงจรขาเข้าของแหล่งจ่าย และวงจรขาออกของโหลด โดยที่วงจรขาเข้าของแหล่งจ่ายประกอบด้วย สายส่งไฟฟ้าแรงสูงที่เชื่อมต่อแบบอนุกรมกับบัสบาร์ จากนั้นบัสบาร์ดังกล่าวจะเชื่อมต่อแบบอนุกรมระหว่างเซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวน 2 อุปกรณ์ ซึ่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าว มีหน้าที่ในการเชื่อมต่อวงจรในลักษณะที่เป็นวงกับบัสบาร์ของวงจรข้างเคียง แต่ในขณะที่วงจรขาออกของโหลด ประกอบด้วยหม้อแปลงกำลังที่เชื่อมต่อแบบอนุกรมกับบัสบาร์ จากนั้นบัสบาร์ดังกล่าว จะเชื่อมต่อแบบอนุกรมระหว่างเซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวน 2 อุปกรณ์ ซึ่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าวจะมีหน้าที่ในการเชื่อมต่อวงจรในลักษณะที่เป็นวงกับบัสบาร์ของวงจรข้างเคียง โดยมีลักษณะคล้ายคลึงกับวงจรขาเข้าของแหล่งจ่าย

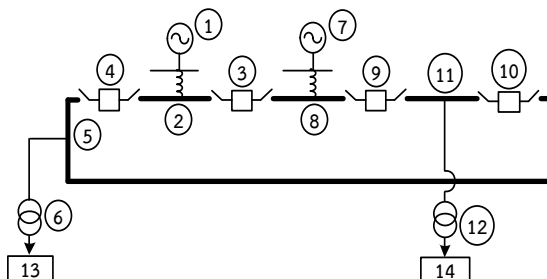
อย่างไรก็ดี การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้า มี ขั้นตอนในการเพิ่มจำนวนวงจรที่มีลักษณะคล้ายคลึงกับ การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวน วงจรขาเข้าและวงจรขาออกซึ่งแสดงดังแผนผังความคิดในภาพที่ 7.3 ดังนั้น การขยายสถานีไฟฟ้าโดย

การเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด A และ ชนิด B สามารถแสดงได้ดังภาพที่ 7.14 (ก) – (ฉ)



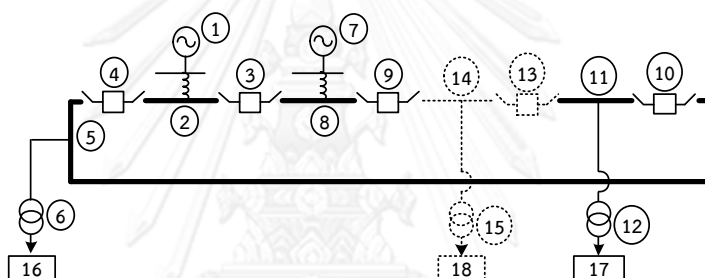
ภาพที่ 7.14 (ก)

แผนภาพเส้นเดี่ยวของสถานีไฟฟ้าประเภทบัสวง ชนิด A ที่มีจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก 2 วงจร

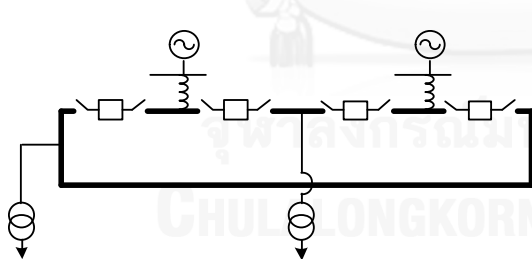


ภาพที่ 7.14 (ข)

การกำหนดหมายเลข แทนตำแหน่งของอุปกรณ์ และจุดโหนด

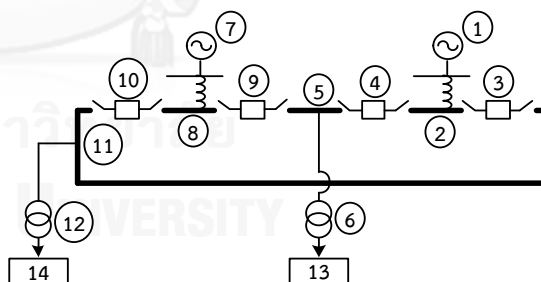


ภาพที่ 7.14 (ค) แผนภาพเส้นเดี่ยวของสถานีไฟฟ้าประเภทบัสวง ชนิด A ที่มีจำนวนวงจรขาเข้า 2 วงจรและวงจรขาออก 3 วงจร



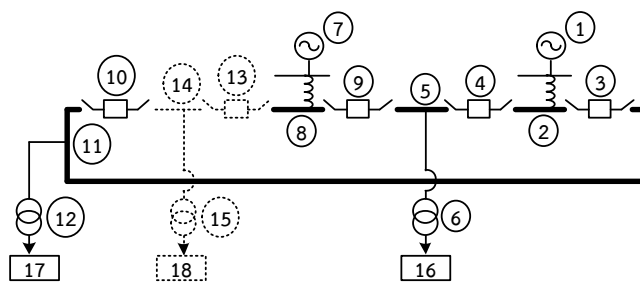
ภาพที่ 7.14 (ง)

แผนภาพเส้นเดี่ยวของสถานีไฟฟ้าประเภทบัสวง ชนิด B ที่มีจำนวนวงจรขาเข้าและ วงจรขาออก 2 วงจร



ภาพที่ 7.14 (จ)

การกำหนดหมายเลข แทนตำแหน่งของอุปกรณ์ และจุดโหนด



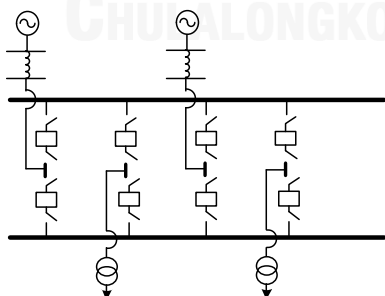
ภาพที่ 7.14 (จ) แผนภาพเส้นเดี่ยวของสถานีไฟฟ้าประเภทบัสวง ชนิด B ที่มีจำนวนวงจรขาเข้า 2 วงจรและวงจรขาออก 3 วงจร

ภาพที่ 7.14 การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด A และ ชนิด B

โดยส่วนของเส้นประที่แสดงวงจรขาออกที่เพิ่มขึ้นในภาพที่ 7.14 (ค) และ ภาพที่ 7.14 (จ) ประกอบด้วย บัสบาร์จำนวน 1 อุปกรณ์ เซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวน 1 อุปกรณ์ และหม้อแปลงกำลังจำนวน 1 อุปกรณ์ เนื่องจาก เพื่อให้โครงสร้างของระบบมีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง คงเดิม ดังนั้น บัสบาร์และเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เพิ่มขึ้น จะทำการเชื่อมต่อกันในลักษณะอนุกรมกับวงจรเดิม นอกจากนี้ บัสบาร์ดังกล่าวจะถูกเชื่อมต่อกับหม้อแปลงกำลัง เพื่อทำการจ่ายโหลดให้กับระบบของสถานีไฟฟ้า

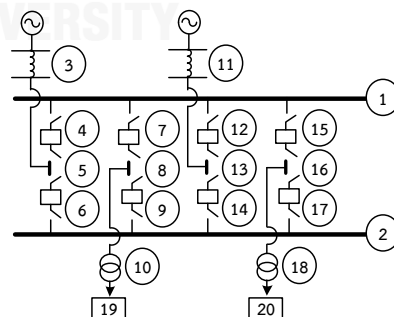
7.2.6 การขยายสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสประธานคู่ (Double - bus, double - breaker scheme)

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกซึ่งแสดงโดยแผนผังความคิดในภาพที่ 7.3 พบว่า การเพิ่มวงจรขาเข้าและวงจรขาออกครั้งละ 1 วงจรของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ จะประกอบด้วยอุปกรณ์จำนวน 8 อุปกรณ์ ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูงจำนวน 1 อุปกรณ์ เซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวน 4 อุปกรณ์ จุดเชื่อมต่อจำนวน 2 อุปกรณ์ และหม้อแปลงกำลังจำนวน 1 อุปกรณ์ดังแสดงในภาพที่ 7.15 (ก) - (ค)



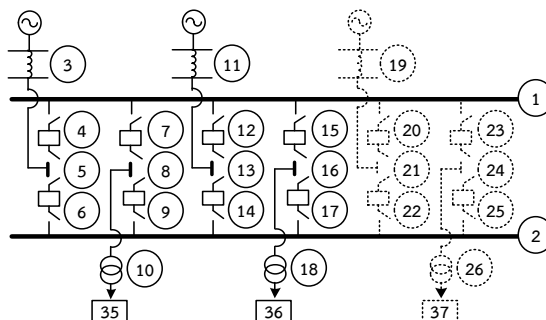
ภาพที่ 7.15 (ก)

แผนภาพเส้นเดี่ยวของสถานีไฟฟ้าประเภทบัสประธานคู่ที่มีจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก 2 วงจร



ภาพที่ 7.15 (ข)

การกำหนดหมายเลขแทนตำแหน่งของอุปกรณ์และจุดโหลด



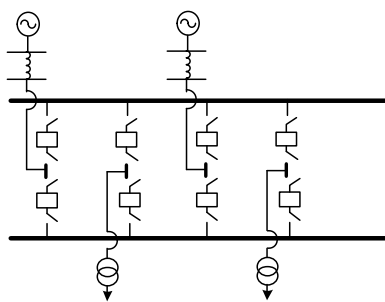
ภาพที่ 7.15 (ค)

แผนภาพเส้นเตี้ยของสถานีไฟฟ้าประเภทประเภทบัสประธานคู่ที่มีจำนวนวงจรเข้า
และวงจรถูกออก 3 วงจร

ภาพที่ 7.15 การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรเข้าและวงจรถูกออกของสถานีไฟฟ้าที่มี
รูปแบบการจัดเรียงบัสประธานคู่

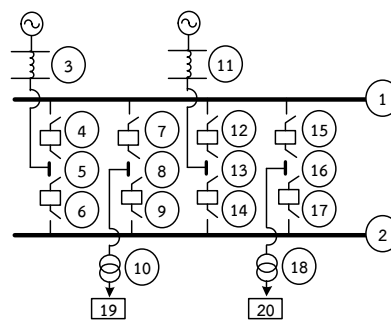
โดยส่วนของเส้นประที่แสดงวงจรที่เพิ่มขึ้นในภาพที่ 7.15 (ค) ประกอบด้วย 2 วงจร ได้แก่ วงจรเข้าของแหล่งจ่าย และวงจรถูกออกของโหลด โดยที่วงจรเข้าของแหล่งจ่ายประกอบด้วยสายส่งไฟฟ้าแรงสูงที่เชื่อมต่อแบบอนุกรมกับจุดเชื่อมต่อ จากนั้นจุดเชื่อมต่อดังกล่าวจะต่อแบบอนุกรมกับเซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวน 2 อุปกรณ์ ซึ่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าว จะมีการเชื่อมต่อกับบัสบาร์ทั้งสองด้าน แต่ในขณะที่วงจรถูกออกของโหลดประกอบด้วยหม้อแปลงกำลังที่เชื่อมต่อแบบอนุกรมกับจุดเชื่อมต่อ จากนั้นจุดเชื่อมต่อดังกล่าวจะเชื่อมต่อบนอนุกรมกับเซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวน 2 อุปกรณ์ ซึ่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าวจะมีการเชื่อมต่อกับบัสบาร์ทั้งสองด้าน คล้ายกับวงจรเข้าของแหล่งจ่าย

อย่างไรก็ดี การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรถูกออกของสถานีไฟฟ้า มีขั้นตอนในการเพิ่มจำนวนวงจรที่มีลักษณะคล้ายคลึงกับ การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรเข้าและวงจรถูกออกซึ่งแสดงดังแผนผังความคิดในภาพที่ 7.3 ดังนั้น การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรถูกออกของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประธานคู่สามารถแสดงได้ดังภาพที่ 7.16 (ก) – (ค)



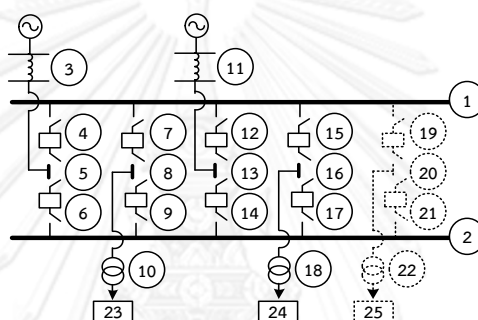
ภาพที่ 7.16 (ก)

แผนภาพเส้นเดียวของสถานีไฟฟ้าประเภทบัสประจําคนที่
มีจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก 2 วงจร



ภาพที่ 7.16 (ข)

การกำหนดหมายเลขแทนตำแหน่ง
ของอุปกรณ์และจุดโหลด



ภาพที่ 7.16 (ค)

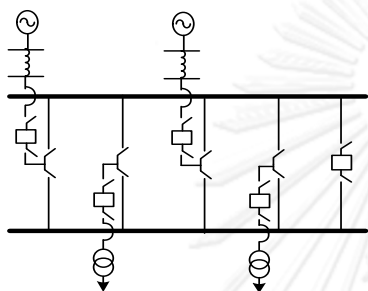
แผนภาพเส้นเดียวของสถานีไฟฟ้าประเภทบัสประจําคนที่
มีจำนวนวงจรขาเข้า 2 วงจร
และวงจรขาออก 3 วงจร

ภาพที่ 7.16 การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มี
รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประจําคน

โดยส่วนของเส้นประที่แสดงวงจรขาออกที่เพิ่มขึ้นในภาพที่ 7.16 (ค) ประกอบด้วย จุดเชื่อมต่อจำนวน 1 อุปกรณ์ เซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวน 2 อุปกรณ์ และหม้อแปลงกำลังจำนวน 1 อุปกรณ์ โดยในส่วนของวงจรขาออกที่เชื่อมต่อระหว่างบัสบาร์ทั้งสองด้าน จะประกอบด้วยอุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกันแบบอนุกรม ได้แก่ จุดเชื่อมต่อ และเซอร์กิตเบรกเกอร์ โดยเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าวทั้ง 2 อุปกรณ์ จะมีการเชื่อมต่อกับบัสบาร์ทางด้านบนและด้านล่างตามลำดับ นอกจากนี้ จุดเชื่อมต่อจะถูกเชื่อมต่อกับหม้อแปลงกำลังเพื่อทำการจ่ายโหลดให้กับระบบของสถานีไฟฟ้า ทั้งนี้ลักษณะของวงจรขาออกที่เพิ่มขึ้นของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทนี้จะมีลักษณะคล้ายคลึงกับ วงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ซึ่งได้กล่าวไว้แล้ว ในหัวข้อที่ 7.2.4

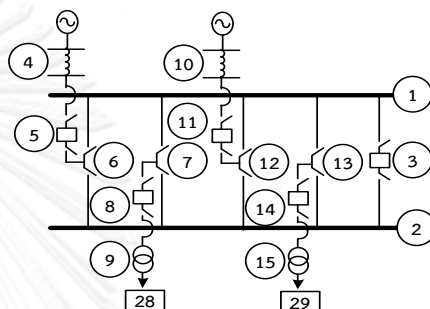
7.2.7 การขยายสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ (Double – bus, single – breaker scheme)

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก ซึ่งแสดงโดยแผนผังความคิดในภาพที่ 7.3 พบว่าการเพิ่มวงจรขาเข้าและวงจรขาออก 1 วงจร ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ ประกอบด้วยอุปกรณ์จำนวน 10 อุปกรณ์ ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูงจำนวน 1 อุปกรณ์ เซอร์คิตเบรกเกอร์จำนวน 2 อุปกรณ์ สวิตช์ตัดตอนจำนวน 4 อุปกรณ์ จุดเชื่อมต่อจำนวน 2 อุปกรณ์ และหม้อแปลงกำลังจำนวน 1 อุปกรณ์ ดังแสดงในภาพที่ 7.17 (ก) – (ค)



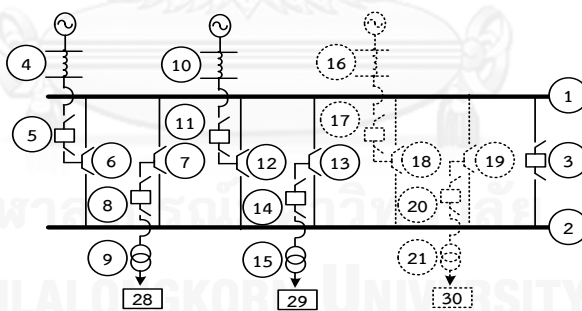
ภาพที่ 7.17 (ก)

แผนภาพเส้นเดี่ยวของสถานีไฟฟ้าประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่มีจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก 2 วงจร



ภาพที่ 7.17 (ข)

การกำหนดหมายเลขแทนตำแหน่งของอุปกรณ์และจุดไหลต



ภาพที่ 7.17 (ค)

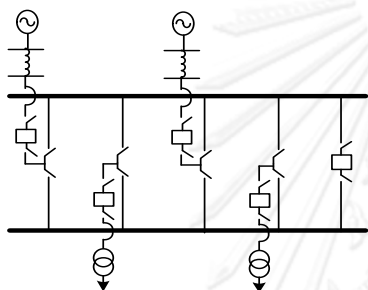
แผนภาพเส้นเดี่ยวของสถานีไฟฟ้าประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่มีจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก 3 วงจร

ภาพที่ 7.17 การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์

โดยส่วนของเส้นประที่แสดงวงจรที่เพิ่มขึ้นในภาพที่ 7.17 (ค) ประกอบด้วย 2 วงจรย่อย ได้แก่ วงจรขาเข้าของแหล่งจ่าย และวงจรขาออกของโหลด โดยที่วงจรขาเข้าของแหล่งจ่าย

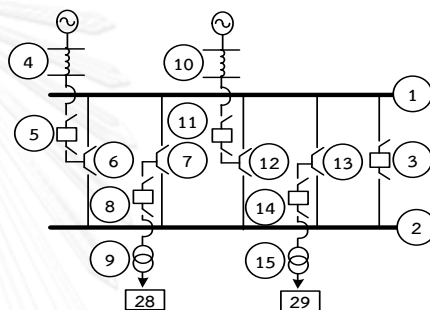
ประกอบด้วย สายส่งไฟฟ้าแรงสูง เชื่อมต่อแบบอนุกรมกับเซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวน 1 อุปกรณ์และจุดเชื่อมต่อ จากนั้นจุดเชื่อมต่อดังกล่าวจะเชื่อมต่อกับบัสบาร์ทั้งสองด้านผ่านสวิตช์ตัดตอน แต่ในขณะที่วงจรขาออกของโหลด ประกอบด้วยหม้อแปลงกำลัง เชื่อมต่อแบบอนุกรมกับเซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวน 1 อุปกรณ์และจุดเชื่อมต่อ จากนั้นจุดเชื่อมต่อดังกล่าวจะถูกเชื่อมต่อกับบัสบาร์ทั้งสองด้านผ่านสวิตช์ตัดตอนซึ่งมีลักษณะคล้ายคลึงกับวงจรของแหล่งจ่าย

อย่างไรก็ดี การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้า มีขั้นตอนในการเพิ่มจำนวนวงจรที่มีลักษณะคล้ายคลึงกับ การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกซึ่งแสดงผังแผนผังความคิดในภาพที่ 7.3 ดังนั้น การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ สามารถแสดงได้ดังภาพที่ 7.18 (ก) - (ค)



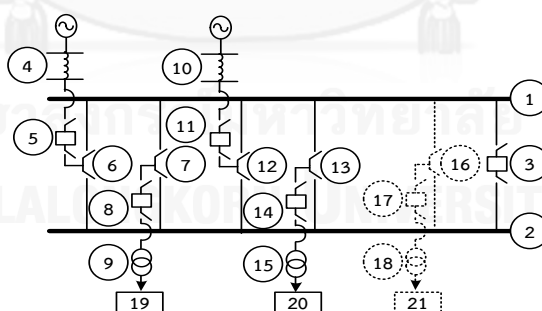
ภาพที่ 7.18 (ก)

แผนภาพเส้นเดี่ยวของสถานีไฟฟ้าประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่มีจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก 2 วงจร



ภาพที่ 7.18 (ข)

การกำหนดหมายเลขแทนตำแหน่งของอุปกรณ์และจุดโหลด



ภาพที่ 7.18 (ค)

แผนภาพเส้นเดี่ยวของสถานีไฟฟ้าประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่มีจำนวนวงจรขาเข้า 2 วงจรและวงจรขาออก 3 วงจร

ภาพที่ 7.18 การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์

โดยส่วนของเส้นประที่แสดงวงจรถาออกที่เพิ่มขึ้นในภาพที่ 7.18 (ค) ประกอบด้วย จุดเชื่อมต่อจำนวน 1 อุปกรณ์ สวิตช์ตัดตอนจำนวน 2 อุปกรณ์ เซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวน 1 อุปกรณ์ และหม้อแปลงกำลังจำนวน 1 อุปกรณ์ โดยในส่วนของวงจรถาออกที่เชื่อมต่อระหว่างบัสบาร์ทั้งสองด้าน ประกอบด้วยอุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกันแบบอนุกรม ได้แก่ จุดเชื่อมต่อและสวิตช์ตัดตอน โดยสวิตช์ตัดตอนดังกล่าวทั้ง 2 อุปกรณ์ จะมีการเชื่อมต่อกับบัสบาร์ทางด้านบนและด้านล่างตามลำดับ นอกจากนี้จุดเชื่อมต่อจะถูกเชื่อมต่อกับหม้อแปลงกำลังเพื่อทำการจ่ายโหลดให้กับระบบของสถานีไฟฟ้า



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทที่ 8

การตรวจหากลุ่มมินิมัลต์เซตของระบบด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

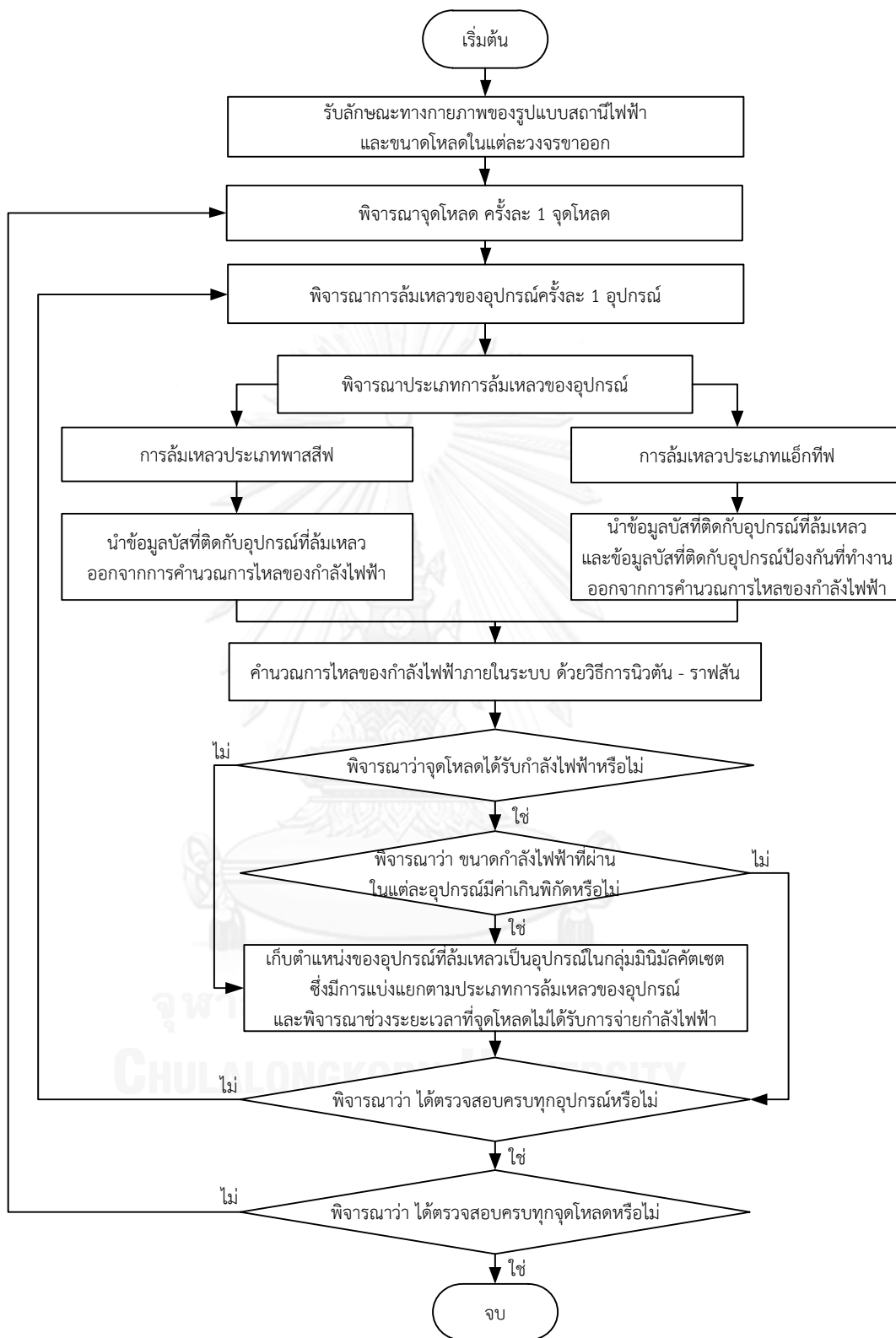
จากเนื้อหาในบทที่ 5 ได้กล่าวถึง เส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้า สำหรับทุกรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้า ทั้งในสภาวะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะปกติ และในสภาวะที่อุปกรณ์ในระบบอยู่ในสภาวะล้มเหลว โดยพิจารณาแบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ (Three - state model) นอกจากนี้ จากเนื้อหาในบทที่ 7 ได้กล่าวถึงความสำคัญรวมถึงวิธีการขยายสถานีไฟฟ้า อันเนื่องมาจากการเจริญเติบโตของโหลด โดยที่เนื้อหาดังกล่าว ทำให้ทราบถึงลักษณะทางกายภาพของระบบภายในสถานีไฟฟ้าที่มีความเกี่ยวข้องกับขนาดของโหลดที่เชื่อมต่อกับระบบ ทั้งนี้ เนื้อหาทั้งสองส่วนดังกล่าว มีความสัมพันธ์กันโดยตรงในการประเมินความเชื่อถือได้ กล่าวคือ วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง ด้วยวิธีการวิเคราะห์แบบมินิมัลต์เซต จำเป็นต้องทราบกลุ่มมินิมัลต์เซตของระบบ เพื่อนำไปคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ อย่างไรก็ดี เนื่องจากขนาดของโหลดที่เชื่อมต่ออยู่กับระบบของสถานีไฟฟ้า มีความเกี่ยวข้องโดยตรงกับประสิทธิภาพในการรองรับขนาดพิกัดกำลังไฟฟ้าของอุปกรณ์ โดยที่วิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบ นิวตัน - ราฟสัน (Newton - Raphson power flow calculation) เป็นวิธีการที่สามารถตรวจหาขนาดของกำลังไฟฟ้าที่ผ่านในแต่ละอุปกรณ์ รวมถึงสามารถใช้ในการตรวจหาเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบได้

ด้วยเหตุผลดังกล่าว เนื้อหาในบทนี้จะนำเสนอประเด็นที่เกี่ยวข้องกับการตรวจหากลุ่มมินิมัลต์เซตของระบบด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ซึ่งสามารถแบ่งเนื้อหาออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่

- (1) วิธีการตรวจหากลุ่มมินิมัลต์เซตของระบบ สำหรับทุกรูปแบบการจัดเรียงบัสในสถานีไฟฟ้า
 - (2) การพิจารณาการได้รับกำลังไฟฟ้าของจุดโหลด ซึ่งแบ่งแยกตามกรณีการเจริญเติบโตของโหลดที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์
- โดยที่เนื้อหาในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

8.1 วิธีการตรวจหากลุ่มมินิมัลต์เซตของระบบในสถานีไฟฟ้า

เนื่องจากวิธีการตรวจหากลุ่มมินิมัลต์เซตของระบบ สำหรับทุกรูปแบบการจัดเรียงบัสในสถานีไฟฟ้า ประกอบด้วยหลักการและแนวความคิดที่เกี่ยวข้องกับการพิจารณาการไหลของกำลังไฟฟ้า เมื่อเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ที่คล้ายคลึงกัน ซึ่งผลจากการเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ดังกล่าว สามารถพิจารณาได้ว่าอุปกรณ์ที่เกิดเหตุการณ์การล้มเหลว จะเป็นสมาชิกในกลุ่มมินิมัลต์เซตของระบบหรือไม่ โดยการตรวจสอบจากเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิดต้นทางไปยังจุดโหลดที่พิจารณา ทั้งนี้วิธีการตรวจหากลุ่มมินิมัลต์เซตของระบบด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า สำหรับทุกรูปแบบการจัดเรียงบัสในสถานีไฟฟ้า สามารถพิจารณาได้จากแผนผังความคิด ในภาพที่ 8.1



ภาพที่ 8.1 แผนผังความคิดวิธีการตรวจหากรุ่นมินิมัลคัตเซตของระบบ ด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

วิธีการตรวจหากลุ่มมีนิมัลต์เซตของระบบ ด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ซึ่งแสดงผังแผนผังความคิดในภาพที่ 8.1 ประกอบด้วยขั้นตอนดังต่อไปนี้

- 1) เริ่มต้น
- 2) รับข้อมูลลักษณะทางกายภาพของระบบ ซึ่งประกอบด้วย รูปแบบการเชื่อมต่อของอุปกรณ์ภายในระบบของสถานีไฟฟ้า และขนาดของโหลดในแต่ละวงจรขาออก ซึ่งข้อมูลลักษณะทางกายภาพของระบบดังกล่าว จะสืบเนื่องจากแผนผังความคิดสำหรับขั้นตอนการขยายสถานีไฟฟ้า ในภาพที่ 7.3
- 3) พิจารณาจุดโหลดครั้งละ 1 จุดโหลด
- 4) พิจารณาการล้มเหลวของอุปกรณ์ครั้งละ 1 อุปกรณ์ (First order failure)
- 5) นำข้อมูลบัสและข้อมูลสาขาทั้งหมดที่เกี่ยวข้องของอุปกรณ์ที่เกิดเหตุการณ์การล้มเหลว ออกจากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า โดยพิจารณาตามประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์ได้แก่
 - 5.1) การล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทพาสซีฟ ประกอบด้วย ข้อมูลบัสและข้อมูลสาขาที่เกี่ยวข้องของอุปกรณ์ที่เกิดเหตุการณ์การล้มเหลว ได้แก่ ข้อมูลบัสที่ติดอยู่กับอุปกรณ์ที่ล้มเหลว
 - 5.2) การล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทแอ็กทีฟ ประกอบด้วย ข้อมูลบัสและข้อมูลสาขาที่เกี่ยวข้องของอุปกรณ์ที่เกิดเหตุการณ์การล้มเหลว ได้แก่ ข้อมูลบัสที่ติดอยู่กับอุปกรณ์ที่ล้มเหลว และข้อมูลบัสของอุปกรณ์ป้องกันที่ทำงาน
- 6) คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในระบบ เพื่อตรวจหาเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าหลังจากเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ในระบบ
- 7) พิจารณาการรับกำลังไฟฟ้าของจุดโหลด กล่าวคือ การพิจารณาว่าจุดโหลดที่พิจารณาได้รับกำลังไฟฟ้าหรือไม่ โดยสามารถแบ่งแยกกรณีการพิจารณาได้เป็น 2 กรณี ตามกรณีของการเจริญเติบโตของโหลด ได้แก่
 - 7.1) กรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน
 - 7.2) กรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน
 ทั้งนี้รายละเอียดสำหรับ การพิจารณาการรับกำลังไฟฟ้าของจุดโหลดดังกล่าวจะถูกนำเสนอต่อไปในหัวข้อที่ 8.2
- 8) พิจารณาขนาดของกำลังไฟฟ้าที่ผ่านในแต่ละอุปกรณ์ ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูง เซอร์คิตเบรกเกอร์ บัสบาร์ และหม้อแปลงกำลัง ภายหลังจากการเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ โดยพิจารณาว่า ขนาดของกำลังไฟฟ้างกล่าว มีค่ามากกว่าขนาดพิกัดของอุปกรณ์ที่ยังคงเหลือภายในระบบหรือไม่
- 9) ถ้าหากผลจากการล้มเหลวของอุปกรณ์ที่ทำการพิจารณาจากขั้นตอนที่ 7) และ ขั้นตอนที่ 8) ดังกล่าว ส่งผลให้จุดโหลดที่พิจารณาไม่ได้รับกำลังไฟฟ้าตามเงื่อนไข หรือ ส่งผลให้ขนาดของกำลังไฟฟ้าที่ผ่านในแต่ละอุปกรณ์ที่ยังคงเหลือภายในระบบ มีค่ามากกว่าขนาดพิกัดของอุปกรณ์ ให้เก็บตำแหน่งของอุปกรณ์ที่ทำการพิจารณาเป็นสมาชิกของอุปกรณ์ในกลุ่ม

มินิมัลต์เซต โดยแบ่งแยกตามประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์ ได้แก่ กลุ่มมินิมัลต์เซตของระบบประเภทพาสซีฟ และกลุ่มมินิมัลต์เซตของระบบประเภทแอ็กทีฟ ตามลำดับ

นอกจากนี้ในการตรวจหากลุ่มมินิมัลต์เซตในระบบดังกล่าว จำเป็นต้องทำการพิจารณาช่วงระยะเวลาที่จุดโหลดไม่ได้รับกำลังไฟฟ้า ได้แก่ ระยะเวลาสับสวิตช์ (Switching time) หรือระยะเวลาการซ่อมแซม (Repair time) ของอุปกรณ์ในกลุ่มมินิมัลต์เซต ทั้งกรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน และการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน โดยสามารถพิจารณาได้จากแบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ (Three - state model) ซึ่งแสดงดังตัวอย่างในภาพที่ 3.12 บทที่ 3 หัวข้อที่ 3.4.2

- 10) พิจารณาว่า ได้ตรวจสอบครบทุกอุปกรณ์ในระบบหรือไม่ ถ้ายังพิจารณาไม่ครบทุกอุปกรณ์ให้วนซ้ำกลับไปพิจารณาอุปกรณ์อื่นที่ยังคงเหลือในระบบ ในขั้นตอนที่ 4)
- 11) พิจารณาว่า ได้ตรวจสอบครบทุกจุดโหลดในระบบหรือไม่ ถ้ายังพิจารณาไม่ครบทุกจุดโหลดให้วนซ้ำกลับไปพิจารณาจุดโหลดอื่นที่ยังคงเหลือในระบบ ในขั้นตอนที่ 3)
- 12) สิ้นสุดกระบวนการตรวจหากมินิมัลต์เซตของระบบ ด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า สำหรับทุกรูปแบบการจัดเรียงบัสในสถานีไฟฟ้า

จากแผนผังความคิดวิธีการตรวจหากลุ่มมินิมัลต์เซตของระบบ ด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ดังแสดงในภาพที่ 8.1 สามารถประยุกต์ใช้ได้กับรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าทุกรูปแบบ อย่างไรก็ตาม พบว่าขั้นตอนการพิจารณาการได้รับกำลังไฟฟ้าของจุดโหลดของทั้ง 2 กรณีดังกล่าว ในขั้นตอนที่ 7) จะมีความแตกต่างกัน ตามกรณีของการพิจารณาการเจริญเติบโตของโหลดซึ่งใช้ในการพิจารณาในวิทยานิพนธ์ ดังนั้น รายละเอียดสำหรับการพิจารณาการได้รับกำลังไฟฟ้าของจุดโหลดดังกล่าว จะถูกนำเสนอในหัวข้อถัดไป

8.2 การพิจารณาการได้รับกำลังไฟฟ้าของจุดโหลด ซึ่งแบ่งแยกตามกรณีการเจริญเติบโตของโหลดที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์

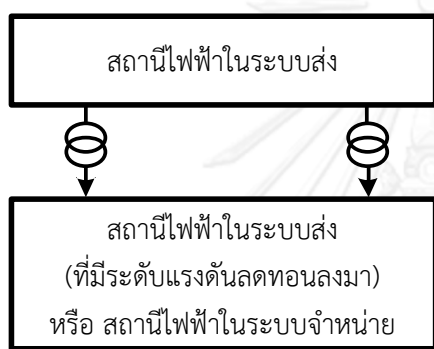
เนื่องจาก การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้กำหนดหลักเกณฑ์การจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลด โดยอาศัยหลักเกณฑ์ N-1 ซึ่งหลักเกณฑ์ดังกล่าว หมายถึง การที่ระบบมีความจำเป็นที่จะต้องสามารถทำการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดได้ ถึงแม้ว่าจะมีอุปกรณ์ในวงจรขาออกล้มเหลว 1 อุปกรณ์ นอกจากนี้ อุปกรณ์ในวงจรขาออกที่ยังคงเหลือในระบบดังกล่าว จะสามารถรองรับขนาดของโหลดที่ยังคงเหลือได้ โดยมีค่าไม่เกินร้อยละ 120 ของค่าพิกัดอุปกรณ์ แต่เนื่องจากหม้อแปลงกำลังเป็นอุปกรณ์ในวงจรขาออกที่มีค่าพิกัดน้อยที่สุดในสภาวะปกติ เมื่อเทียบกับขนาดพิกัดของอุปกรณ์อื่นในระบบ นอกจากนี้ หม้อแปลงกำลังถือว่าเป็นอุปกรณ์ที่มีความสำคัญที่สุดในระบบของสถานีไฟฟ้า เนื่องจากมีผลโดยตรงเกี่ยวกับการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลด และมีมูลค่าประมาณร้อยละ 60 ของมูลค่าในการลงทุนก่อสร้างสถานีไฟฟ้า ด้วยเหตุผลดังกล่าว การพิจารณาหลักเกณฑ์ N-1 จึงพิจารณาการล้มเหลวของหม้อแปลงกำลังเป็นหลัก [3]

ทั้งนี้จากเนื้อหาในบทที่ 6 หัวข้อที่ 6.2 ได้กล่าวถึง การเจริญเติบโตของโหลดที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ที่มีการอ้างอิงจาก กฟผ. ซึ่งกรณีดังกล่าวสามารถแบ่งได้เป็น 2 กรณี ตามลักษณะการ

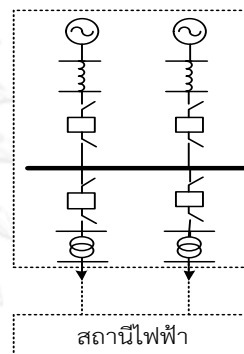
จ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดของระบบในสถานีไฟฟ้า ได้แก่ (1) การเจริญเติบโตของโหลดในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน และ (2) การเจริญเติบโตของโหลดในพื้นที่ที่แตกต่างกัน [3] โดยที่เนื้อหาในแต่ละส่วน ประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

8.2.1 การพิจารณาการได้รับกำลังไฟฟ้าของจุดโหลด โดยพิจารณากรณีการเจริญเติบโตของโหลดในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

การเจริญเติบโตของโหลดในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน สัมพันธ์กับลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดของระบบ ในกรณีที่วงจรขาออกในแต่ละวงจร ร่วมกันจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดที่อยู่ในพื้นที่บริเวณเดียวกัน ดังแสดงในภาพที่ 8.2 (ก) และ ภาพที่ 8.2 (ข) ซึ่งมีลักษณะคล้ายคลึงกับภาพที่ 6.3 (ก) และ ภาพที่ 6.3 (จ) ตามลำดับ



ภาพที่ 8.2 (ก)



ภาพที่ 8.2 (ข)

รูปแบบอย่างง่าย สำหรับลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดที่อยู่ในพื้นที่บริเวณเดียวกัน ลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าให้กับจุดโหลดในภาพที่ 8.2 (ก)

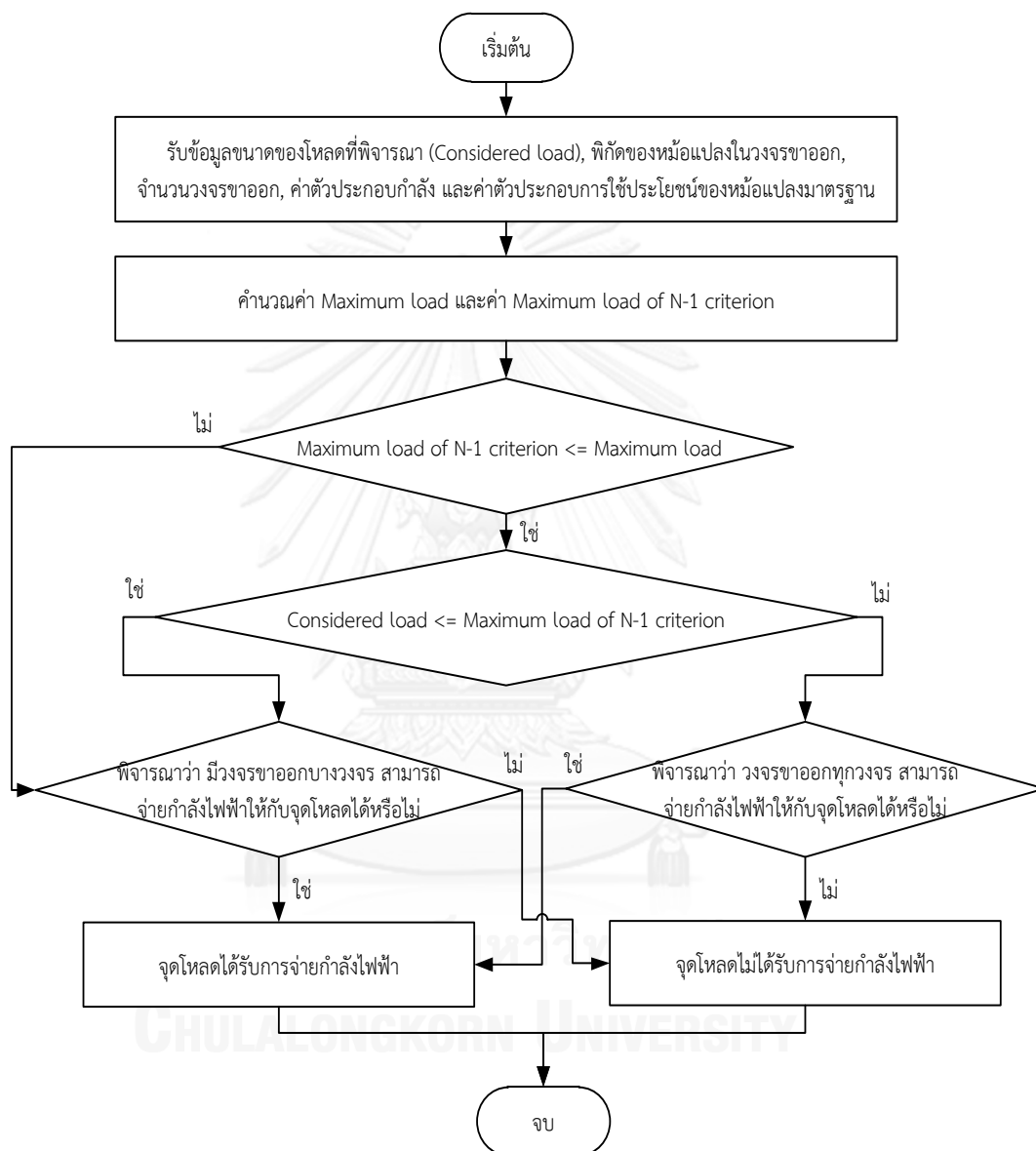
ภาพที่ 8.2 ลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลด โดยพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

ทั้งนี้ การพิจารณาหลักเกณฑ์ N-1 จะถูกพิจารณาสำหรับการเจริญเติบโตของโหลดในกรณีนี้ อันเนื่องมาจากเหตุผลที่ว่า จุดโหลดที่ทำการพิจารณามีเพียง 1 จุดโหลด ซึ่งมีความเกี่ยวเนื่องกับการจ่ายกำลังไฟฟ้าของหม้อแปลงกำลังในวงจรขาออกทุกวงจร

โดยในการพิจารณาการได้รับกำลังไฟฟ้าของจุดโหลด สำหรับการนำไปใช้ในการพิจารณาอุปกรณ์ที่ล้มเหลวให้อยู่ในกลุ่มมินิมัลคิตเซต ประกอบด้วยเงื่อนไขดังต่อไปนี้

- 1) พิจารณาว่า การล้มเหลวของอุปกรณ์ส่งผลให้จุดโหลดที่ทำการพิจารณาได้รับกำลังไฟฟ้าตามขนาดของโหลดที่พิจารณา หรือไม่
- 2) พิจารณาว่า การล้มเหลวของอุปกรณ์ส่งผลให้ขนาดของกำลังไฟฟ้าในอุปกรณ์ที่ยังคงเหลือในระบบมีค่ามากกว่าร้อยละ 120 ของขนาดพิกัดอุปกรณ์ในระบบ หรือไม่

จากที่ได้กล่าวมาข้างต้น หากผลการพิจารณาดังกล่าวเป็นไปตามเงื่อนไข 1) หรือ 2) ให้พิจารณาว่า อุปกรณ์ที่เกิดการล้มเหลวเป็นอุปกรณ์ที่อยู่ในกลุ่มมีนิมัลต์เซตของระบบ ทั้งนี้การพิจารณาการได้รับกำลังไฟฟ้าของจุดโหลด ในกรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน สามารถพิจารณาได้จากแผนผังความคิด ในภาพที่ 8.3



ภาพที่ 8.3 แผนผังความคิด แสดงวิธีการพิจารณาการได้รับกำลังไฟฟ้าของจุดโหลด ในกรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

วิธีการพิจารณาการได้รับกำลังไฟฟ้าของจุดโหลด ในกรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ซึ่งแสดงดังแผนผังความคิดในภาพที่ 8.3 ประกอบด้วยขั้นตอนดังต่อไปนี้

- 1) เริ่มต้น
- 2) รับข้อมูลที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ ขนาดของโหลดที่พิจารณา (Considered load), พิกัดของหม้อแปลงในวงจรขาออก (Rating of transformer), จำนวนวงจรขาออก (Number of outgoing), ค่าตัวประกอบกำลัง (Power factor) และค่าตัวประกอบการใช้ประโยชน์ของหม้อแปลงมาตรฐาน (Standard of utilization factor) ซึ่งข้อมูลดังกล่าวข้างต้น ได้รับจากข้อมูลลักษณะทางกายภาพของระบบในขั้นตอนที่ 2) ของแผนผังความคิดวิธีการตรวจหา กลุ่มมีนิมัลลิตีเซตของระบบ ในภาพที่ 8.1
- 3) คำนวณ ผลรวมขนาดของโหลดที่มากที่สุดที่สามารถเชื่อมต่อกับระบบในวงจรขาออก (Maximum load) และ ขนาดของโหลดที่มากที่สุดที่ระบบยังคงสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้โดยไม่ละเมิดหลักเกณฑ์ N-1 (Maximum load of N-1 criterion) ซึ่งแสดงดังสมการที่ (8.1) และ (8.2) ตามลำดับ

$$\begin{aligned} \text{Maximum load} &= \text{Standard of UF} \times \text{Rating of TR} \times \text{Power factor} \\ &\quad \times \text{Number of outgoing} \end{aligned} \quad (8.1)$$

$$\begin{aligned} \text{Maximum load of N-1 criterion} &= (\text{Number of outgoing} - 1) \times \text{Rating of TR} \\ &\quad \times \text{Power factor} \times \text{Burden of TR} \end{aligned} \quad (8.2)$$

$$\text{Considered load in MW} = \text{Considered load} \times \text{Power factor} \quad (8.3)$$

โดยที่

Maximum load คือ ผลรวมขนาดของโหลดที่มากที่สุดที่สามารถเชื่อมต่อกับระบบในวงจรขาออก (MW)

Maximum load of N-1 criterion คือ ขนาดของโหลดที่มากที่สุดที่ระบบยังคงสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้โดยไม่ละเมิดหลักเกณฑ์ N-1 (MW)

Standard of UF คือ ค่าตัวประกอบการใช้ประโยชน์ของหม้อแปลงมาตรฐาน

Rating of TR คือ ค่าพิกัดของหม้อแปลงในวงจรขาออก (MVA)

Power factor คือ ค่าตัวประกอบกำลัง

Number of outgoing คือ จำนวนวงจรขาออก

Burden of TR คือ จำนวนเท่าของขนาดโหลดซึ่งมีค่ามากกว่าค่าพิกัดของหม้อแปลงโดยไม่ละเมิดหลักเกณฑ์ N-1

Considered load in MW คือ ขนาดของโหลดที่พิจารณาในหน่วยเมกะวัตต์ (MW)

- 4) พิจารณาว่า ขนาดของโหลดที่มากที่สุดที่ระบบยังคงสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้โดยไม่ละเมิดหลักเกณฑ์ N-1 มีค่าไม่เกิน ผลรวมขนาดของโหลดที่มากที่สุดที่สามารถเชื่อมต่อกับระบบในวงจรขาออก หรือไม่ (Maximum load of N-1 criterion \leq Maximum load)
 - 4.1) ถ้าหากผลการพิจารณาเป็นจริง พิจารณาในขั้นตอนที่ 5)
 - 4.2) ถ้าหากผลการพิจารณาเป็นเท็จ พิจารณาในขั้นตอนที่ 6)

- 5) พิจารณาว่า ขนาดของโหลดที่พิจารณา มีค่าไม่เกิน ขนาดของโหลดที่มากที่สุดที่ระบบยังคงสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้โดยไม่ละเมิดหลักเกณฑ์ N-1 หรือไม่ (Considered load in MW \leq Maximum load of N-1 criterion)
 - 5.1) ถ้าหากผลการพิจารณาเป็นจริง พิจารณาในขั้นตอนที่ 6)
 - 5.2) ถ้าหากผลการพิจารณาเป็นเท็จ พิจารณาในขั้นตอนที่ 7)
- 6) เนื่องจากขนาดของโหลดที่พิจารณา อยู่ในช่วงการพิจารณาหลักเกณฑ์ N - 1 ดังนั้น พิจารณาว่า วงจรขาออกบางวงจร สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลด ตามขนาดของโหลดที่พิจารณาได้หรือไม่
 - 6.1) ถ้าหากผลการพิจารณาเป็นจริง พิจารณาว่าจุดโหลดได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้า
 - 6.2) ถ้าหากผลการพิจารณาเป็นเท็จ พิจารณาว่าจุดโหลดไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้า
- 7) เนื่องจากขนาดของโหลดที่พิจารณาอยู่นอกช่วงการพิจารณาหลักเกณฑ์ N - 1 ดังนั้น พิจารณาว่า วงจรขาออกทุกวงจร สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้า ตามขนาดของโหลดที่พิจารณาได้หรือไม่
 - 7.1) ถ้าหากผลการพิจารณาเป็นจริง พิจารณาว่าจุดโหลดได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้า
 - 7.2) ถ้าหากผลการพิจารณาเป็นเท็จ พิจารณาว่าจุดโหลดไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้า
- 8) สิ้นสุดการพิจารณาการได้รับกำลังไฟฟ้าของจุดโหลด ในกรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

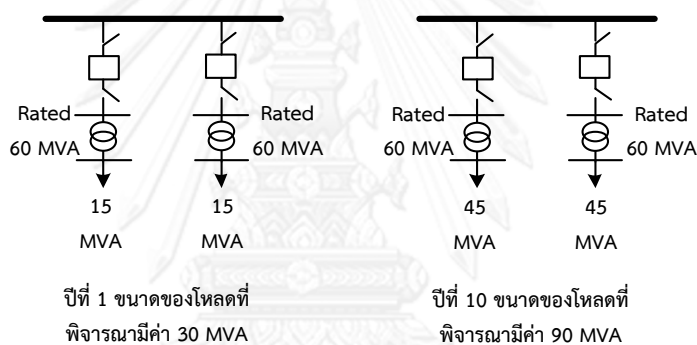
จากสมการที่ (8.1) และ (8.2) เมื่อพิจารณาค่าพิกัดของหม้อแปลง (Rating of Transformer) คงที่ พบว่า เมื่อจำนวนวงจรขาออก (Number of outgoing) มีจำนวนน้อย จะส่งผลให้ค่า Maximum load มีค่ามากกว่า Maximum load of N-1 criterion ซึ่งการพิจารณาการรับกำลังไฟฟ้าของจุดโหลด สามารถแบ่งการพิจารณาได้เป็น 2 กรณี ได้แก่

- 1) กรณีที่ขนาดของโหลดที่พิจารณา (Considered load) มีค่าน้อยกว่า Maximum load of N-1 criterion พบว่า การล้มเหลวของอุปกรณ์ในวงจรขาออกบางอุปกรณ์ ส่งผลให้จุดโหลดยังคงได้รับขนาดกำลังไฟฟ้าตามที่ระบบต้องการ เนื่องจาก วงจรขาออกที่ยังคงเหลือในระบบสามารถชดเชยการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดได้ โดยไม่ละเมิดหลักเกณฑ์ N-1 ดังนั้น การตรวจสอบการได้รับกำลังไฟฟ้าของจุดโหลดที่พิจารณาในกรณีนี้ จะทำการตรวจสอบเพียงแค่ว่า มีวงจรขาออกบางวงจรสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าชดเชยให้กับจุดโหลด ตามขนาดของโหลดที่พิจารณา ได้หรือไม่ โดยการพิจารณาดังกล่าวสามารถแสดงดังขั้นตอนที่ 6) ของแผนผังความคิดในภาพที่ 8.3
- 2) กรณีที่ขนาดของโหลดที่พิจารณา มีค่ามากกว่า Maximum load of N-1 criterion พบว่า ในกรณีนี้การล้มเหลวของอุปกรณ์ในวงจรขาออกบางอุปกรณ์ ส่งผลให้เกิดการละเมิดหลักเกณฑ์ N-1 เนื่องจาก การล้มเหลวของอุปกรณ์ในวงจรขาออกดังกล่าว ส่งผลให้วงจรขาออกที่ยังคงเหลือในระบบไม่สามารถชดเชยการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการของระบบได้ ดังนั้น การตรวจสอบการได้รับกำลังไฟฟ้าของจุดโหลดที่พิจารณาในกรณีนี้ จะต้องทำการตรวจสอบว่า วงจรขาออกทุกวงจรมีความสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลด

ได้ทู้กวงจร ตามขนาดของโหลดที่พิจารณาได้หรือไม่ โดยการพิจารณาดังกล่าวสามารถแสดง ดั้งชั้นตอนที่ 7) ของแผนผังความคิดในภาพที่ 8.3

อย่างไรก็ดี เมื่อวงจรขาออกมีจำนวนมากขึ้น (รวมถึงในกรณีที่จำนวนวงจรขาออกไม่จำกัด) จะส่งผลให้ค่า Maximum load มีค่าน้อยกว่า Maximum load of N-1 criterion ดังนั้น สามารถพิจารณาได้ว่า การล้มเหลวของอุปกรณ์บางอุปกรณ์ในวงจรขาออก ส่งผลให้จุดโหลดยังคงได้รับขนาด กำลังไฟฟ้าตามที่ระบบต้องการ เนื่องจาก วงจรขาออกที่ยังคงเหลือในระบบสามารถชดเชยการจ่าย กำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดได้ โดยไม่ละเมิดหลักเกณฑ์ N-1 โดยลักษณะการตรวจสอบการได้รับ กำลังไฟฟ้าของจุดโหลดในกรณีนี้ จะมีลักษณะการพิจารณาล้ำคลั่งกับ กรณีที่ขนาดของโหลดที่ พิจารณา มีค่าน้อยกว่า Maximum load of N-1 criterion ซึ่งการตรวจสอบดังกล่าวสามารถแสดง ดั้งชั้นตอนที่ 6) ของแผนผังความคิดในภาพที่ 8.3

ทั้งนี้ เพื่อให้เห็นภาพการพิจารณาขนาดของโหลด ซึ่งมีความเกี่ยวข้องเนื่องกับการพิจารณา หลักเกณฑ์ N - 1 ได้ชัดเจนมากยิ่งขึ้น สามารถพิจารณาได้จากตัวอย่างในภาพที่ 8.4



ภาพที่ 8.4 การพิจารณาขนาดของโหลด ซึ่งมีความเกี่ยวข้องเนื่องกับการพิจารณาหลักเกณฑ์ N - 1

จากภาพที่ 8.4 สามารถคำนวณขนาดของโหลดที่มากที่สุดที่ระบบยังคงสามารถจ่าย กำลังไฟฟ้าได้โดยไม่ละเมิดหลักเกณฑ์ N-1 (Maximum load of N-1 criterion) จากสมการที่ 8.2 ดังนี้

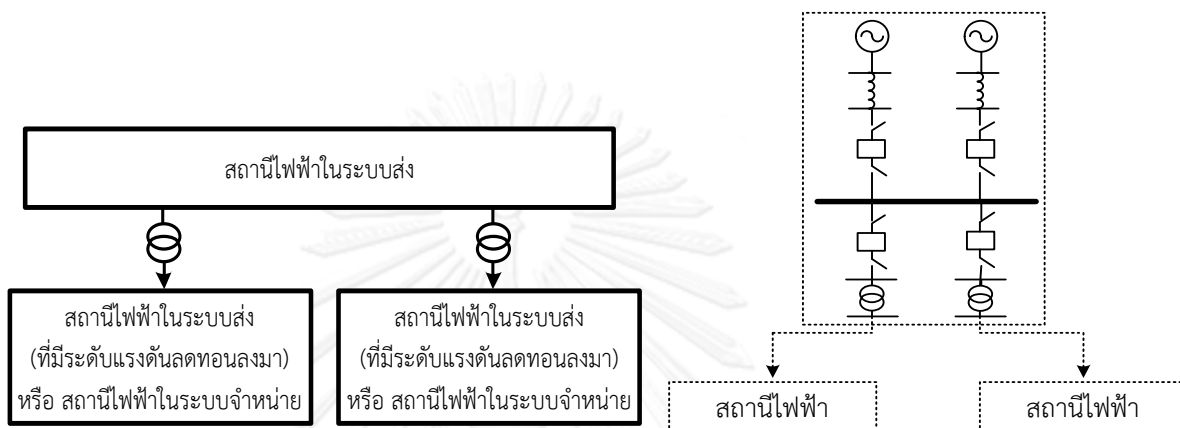
$$\text{Maximum load of N-1 criterion} = (2 - 1) \times 60 \times 1.2 = 72 \text{ MVA} \quad (8.2)$$

ดังนั้น จากภาพที่ 8.4 สามารถสรุปได้ว่า

- 1) เมื่อพิจารณาที่ขนาดของโหลดในปีที่ 1 พบว่า ขนาดของโหลดดังกล่าว อยู่ในช่วงของเกณฑ์การ พิจารณาหลักเกณฑ์ N-1 เนื่องจาก (30 MVA < 72 MVA)
- 2) เมื่อพิจารณาที่ขนาดของโหลดในปีที่ 10 พบว่า ขนาดของโหลดดังกล่าว อยู่นอกช่วงของเกณฑ์ การพิจารณาหลักเกณฑ์ N-1 เนื่องจาก (90 MVA > 72 MVA)

8.2.2 การพิจารณาการได้รับกำลังไฟฟ้าของจุดโหลด โดยพิจารณากรณีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

การเจริญเติบโตของโหลดในพื้นที่ที่แตกต่างกัน สัมพันธ์กับลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดของระบบ ในกรณีที่วงจรขาออกในแต่ละวงจร แยกกันจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดที่อยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ดังแสดงในภาพที่ 8.5 (ก) และ ภาพที่ 8.5 (ข) ซึ่งมีลักษณะคล้ายคลึงกับภาพที่ 6.3 (ข) และ ภาพที่ 6.3 (ฉ) ตามลำดับ



ภาพที่ 8.5 (ก)

รูปแบบอย่างง่าย สำหรับลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดที่อยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

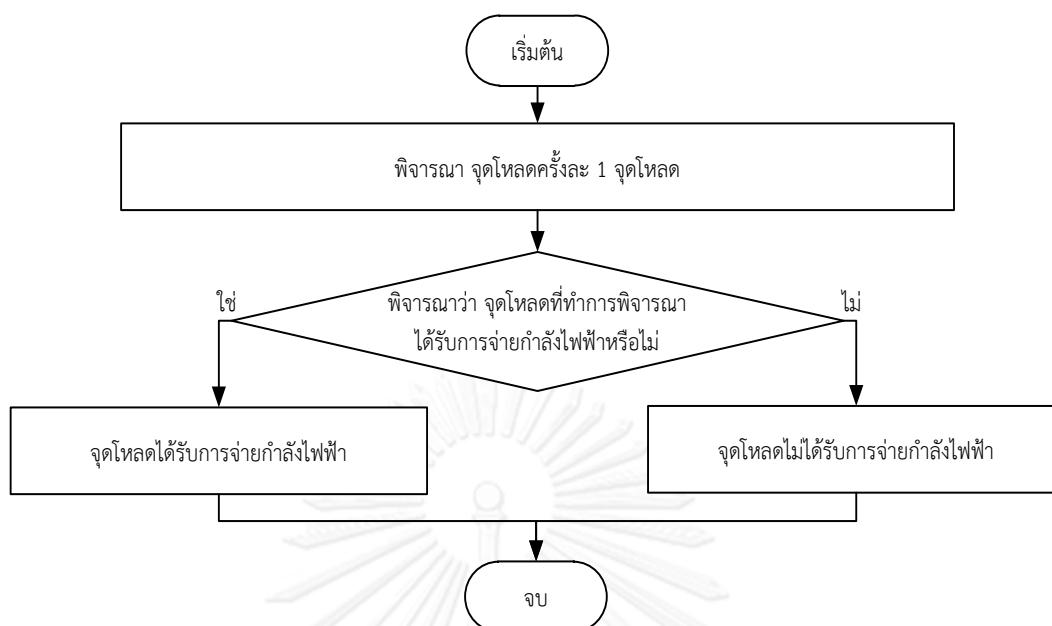
ภาพที่ 8.5 (ข)

ลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าให้กับจุดโหลดในภาพที่ 8.5 (ก)

ภาพที่ 8.5 ลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลด โดยพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

ทั้งนี้ การพิจารณาหลักเกณฑ์ N-1 จะไม่สามารถใช้ในการพิจารณาสำหรับการเจริญเติบโตของโหลดในกรณีนี้ อันเนื่องมาจากเหตุผลที่ว่า จำนวนจุดโหลดที่ทำการพิจารณาจะมีจำนวนตามวงจรขาออกของระบบในสถานีไฟฟ้า ซึ่งการพิจารณาการได้รับกำลังไฟฟ้าของจุดโหลดในแต่ละวงจร จะมีความเป็นอิสระต่อกันในแต่ละวงจร กล่าวคือ ในแต่ละวงจรขาออกจะทำการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดในวงจรขาออกนั้น โดยไม่เกี่ยวเนื่องกับการจ่ายกำลังไฟฟ้าของวงจรขาออกวงจรอื่นในระบบ

ดังนั้น การพิจารณาการได้รับกำลังไฟฟ้าของจุดโหลดในกรณีนี้ สำหรับการนำไปใช้ในการพิจารณาอุปกรณ์ที่ล้มเหลวให้อยู่ในกลุ่มมินิมัลคิตเซต มีเงื่อนไขที่ต้องพิจารณา คือ ทำการตรวจสอบว่าการล้มเหลวของอุปกรณ์ส่งผลให้จุดโหลดที่ทำการพิจารณาได้รับกำลังไฟฟ้าตามขนาดของโหลดที่พิจารณา หรือไม่ ทั้งนี้หากผลการพิจารณาดังกล่าวไม่เป็นไปตามเงื่อนไข ให้พิจารณาว่าอุปกรณ์ที่เกิดการล้มเหลวเป็นอุปกรณ์ที่อยู่ในกลุ่มมินิมัลคิตเซตของระบบ โดยการพิจารณาการได้รับกำลังไฟฟ้าของจุดโหลด ในกรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน สามารถพิจารณาได้จากแผนผังความคิด ในภาพที่ 8.6



ภาพที่ 8.6 แผนผังความคิด แสดงวิธีการพิจารณาการได้รับกำลังไฟฟ้าของจุดโหนด ในกรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหนดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

วิธีการพิจารณาการได้รับกำลังไฟฟ้าของจุดโหนด ในกรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหนดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ซึ่งแสดงดังแผนผังความคิดในภาพที่ 8.6 ประกอบด้วยขั้นตอน ดังต่อไปนี้

- 1) เริ่มต้น
- 2) พิจารณาจุดโหนดครั้งละ 1 จุดโหนดในแต่ละวงจรขาออก
- 3) พิจารณาว่า จุดโหนดที่ทำการพิจารณาดังกล่าวได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้าหรือไม่
 - 3.1) ถ้าหากผลการพิจารณาเป็นจริง พิจารณาว่าจุดโหนดได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้า
 - 3.2) ถ้าหากผลการพิจารณาเป็นเท็จ พิจารณาว่าจุดโหนดไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้า
- 4) สิ้นสุดการพิจารณาการได้รับกำลังไฟฟ้าของจุดโหนด ในกรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหนดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

จากแผนผังความคิด แสดงวิธีการพิจารณาการได้รับกำลังไฟฟ้าของจุดโหนด ในกรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหนดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ในภาพที่ 8.6 พบว่า การล้มเหลวของอุปกรณ์บางอุปกรณ์ในวงจรขาออก จะส่งผลให้จุดโหนดที่ทำการพิจารณาไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้าในทุกกรณี เนื่องจาก วงจรขาออกที่ยังคงเหลือในระบบ ไม่สามารถชดเชยการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหนดที่พิจารณาซึ่งมีการเชื่อมต่อกับอุปกรณ์ที่ล้มเหลวในวงจรขาออกได้ ดังนั้น ด้วยเหตุผลดังกล่าว การพิจารณาหลักเกณฑ์ N-1 จะไม่สามารถใช้ในการพิจารณาสำหรับการเจริญเติบโตของโหนดในกรณีนี้ ซึ่งได้กล่าวไว้แล้วข้างต้น

บทที่ 9

ระบบทดสอบและวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ที่นำเสนอ

จากโครงสร้างเนื้อหาวิทยานิพนธ์ ในภาพที่ 1.2 ภายหลังจากการตรวจหากลุ่มมีนิมิตต์เขตของระบบด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ขั้นตอนต่อไป คือการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ ตามวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ที่นำเสนอ ด้วยเหตุผลดังกล่าว เนื้อหาในบทนี้จะนำเสนอประเด็นที่เกี่ยวข้องกับระบบทดสอบและวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ที่นำเสนอ ซึ่งสามารถแบ่งเนื้อหาได้ออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ (1) ระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ และ (2) วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ที่นำเสนอ โดยที่เนื้อหาในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

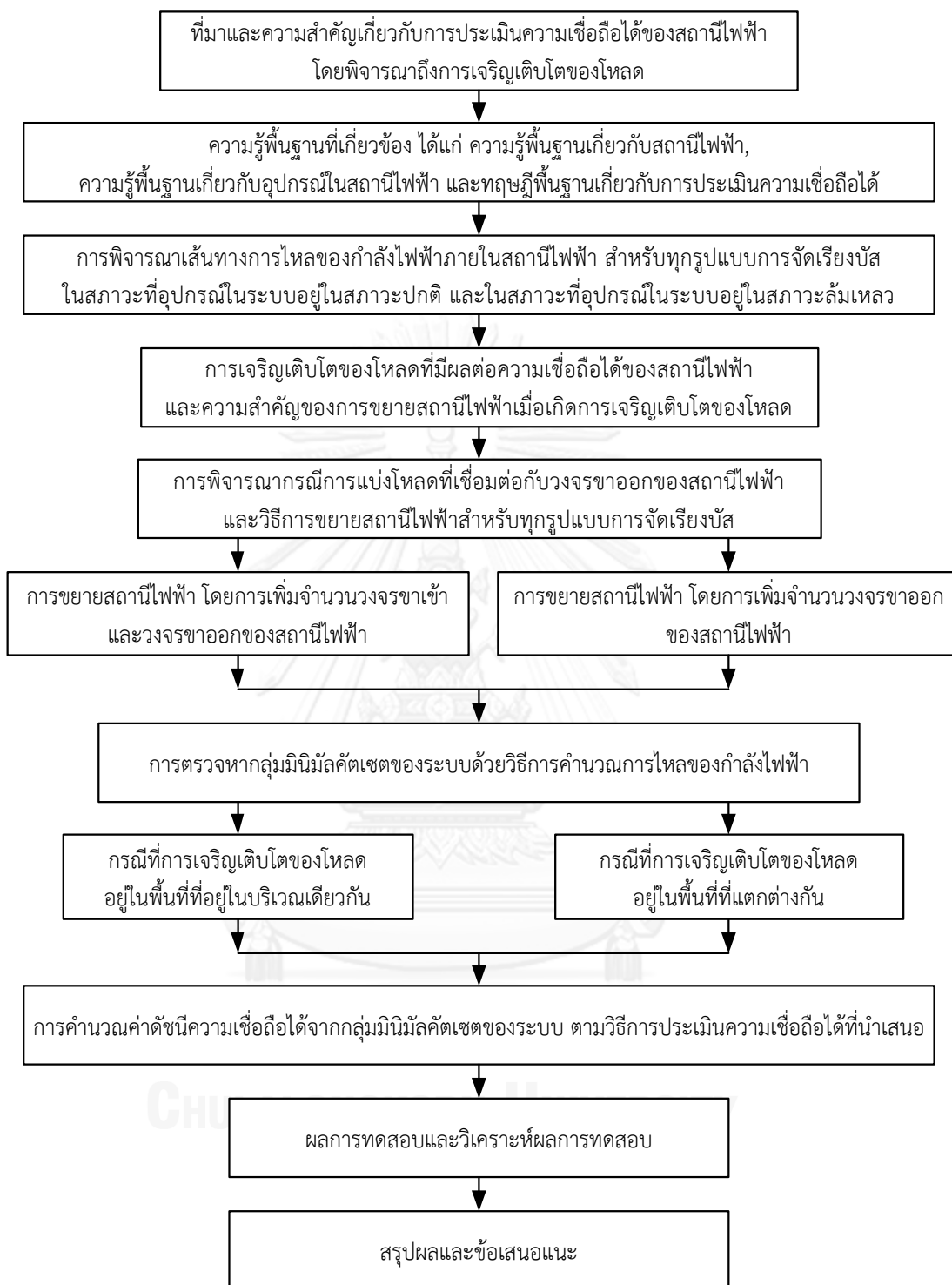
9.1 ระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์

ระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้ ได้แก่ รูปแบบมาตรฐานการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) จำนวน 7 ประเภทหลัก ได้แก่

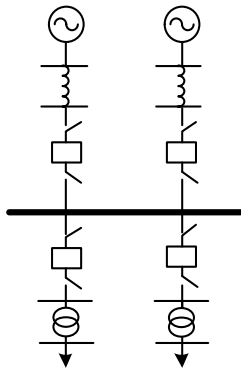
- (1) บัสเดี่ยว (Single – bus scheme)
- (2) บัสเดี่ยวตัดตอน (Straight – bus sectionalization scheme)
- (3) บัสประธานและบัสโอนสำรอง (Main – and – transfer – bus scheme or Spare – bus scheme)
- (4) บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง (Breaker – and – a – half scheme)
- (5) บัสวง (Single – ring bus sectionalization scheme)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

อย่างไรก็ตามเนื่องจาก วิทยานิพนธ์นี้พิจารณารูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง และ บัสวง ใน 2 ลักษณะ ซึ่งมีลักษณะตำแหน่งของวงจรขาเข้า (Incoming) และวงจรขาออก (Outgoing) ที่สลับตำแหน่งกัน โดยมีการแบ่งแยกเป็น ชนิด A และ ชนิด B ตามลำดับ

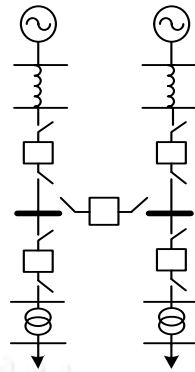
ด้วยเหตุผลดังกล่าว ระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้ สามารถแบ่งได้เป็น 9 รูปแบบตามรูปแบบมาตรฐานการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ดังแสดงในภาพที่ 9.1 (ก) – (ฉ)



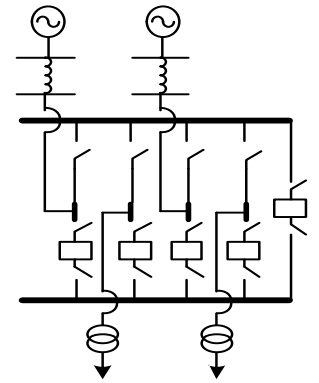
ภาพที่ 1.2 โครงสร้างเนื้อหาวิทยานิพนธ์



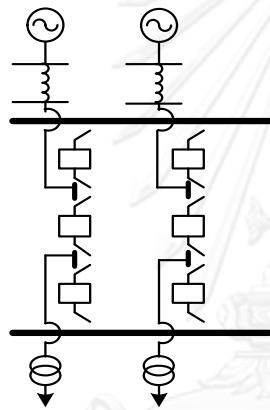
ภาพที่ 9.1 (ก)
 บัสเดี่ยว
 (Single - bus scheme)



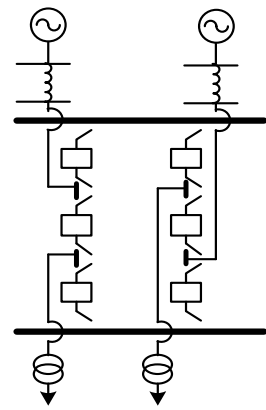
ภาพที่ 9.1 (ข)
 บัสเดี่ยวตัดตอน
 (Straight - bus sectionalization scheme)



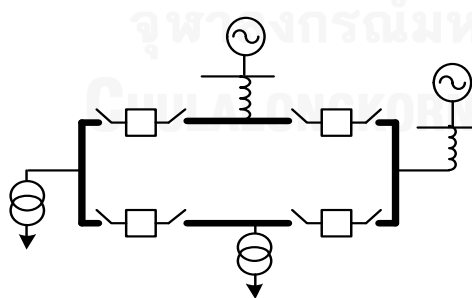
ภาพที่ 9.1 (ค)
 บัสประธานและบัสโอนสำรอง
 (Main - and - transfer - bus scheme)



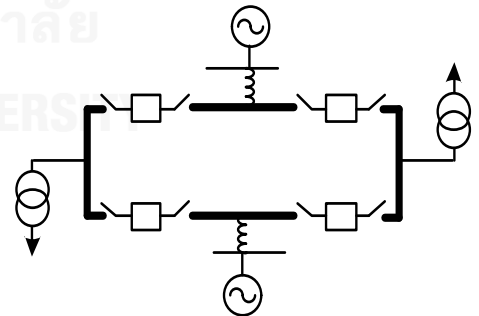
ภาพที่ 9.1 (ง)
 บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A
 (Breaker - and - a - half scheme : Type A)



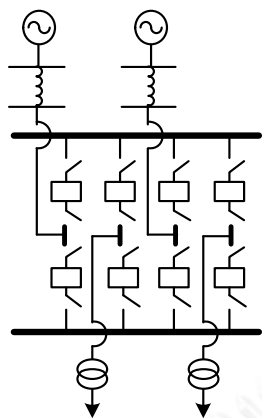
ภาพที่ 9.1 (จ)
 บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B
 (Breaker - and - a - half scheme : Type B)



ภาพที่ 9.1 (ฉ)
 บัสวง ชนิด A (Single - ring bus sectionalization scheme : Type A)



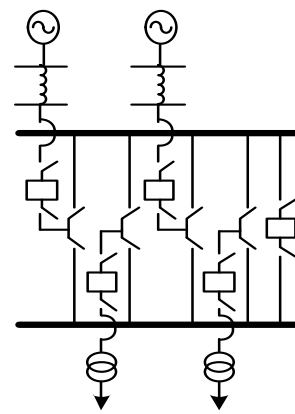
ภาพที่ 9.1 (ช)
 บัสวง ชนิด B (Single - ring bus sectionalization scheme : Type B)



ภาพที่ 9.1 (ข)

บัสประธานคู่

(Double -bus, double - breaker scheme)



ภาพที่ 9.1 (ฅ)

บัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์

(Double -bus, single - breaker scheme)

ภาพที่ 9.1 ระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์

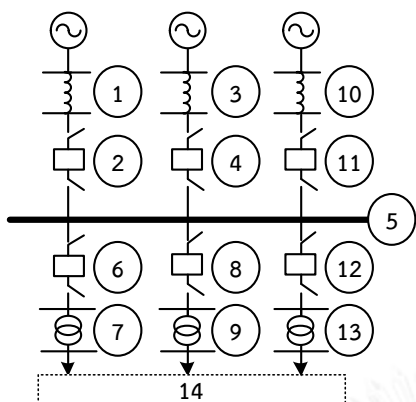
อย่างไรก็ดี จากที่ได้กล่าวมาในบทที่ 7 เรื่องการขยายสถานีไฟฟ้า โดยในวิทยานิพนธ์นี้ พิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้าใน 2 ลักษณะ ได้แก่

- 1) การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้า
- 2) การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้า

นอกจากนี้ เนื้อหาในบทที่ 8 ได้กล่าวถึง วิธีการตรวจหากลุ่มมินิมัลคัตเซตของระบบ โดยสามารถแบ่งการพิจารณาได้เป็น 2 ลักษณะตามกรณีการเจริญเติบโตของโหลด ได้แก่

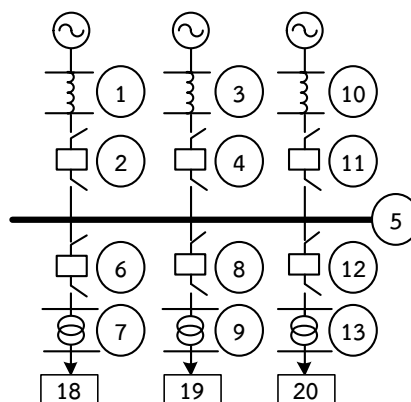
- 1) กรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน
- 2) กรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

ด้วยเหตุผลดังกล่าว ระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้ สามารถแบ่งได้เป็น 9 รูปแบบ การจัดเรียงบัสในสถานีไฟฟ้า โดยในแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัส ประกอบด้วยการพิจารณาตามลักษณะของการขยายสถานีไฟฟ้าและกรณีการเจริญเติบโตของโหลด โดยในที่นี้จะยกตัวอย่างรูปแบบการจัดเรียงบัสในสถานีไฟฟ้า ประเภทบัสเดี่ยว ดังแสดงในภาพที่ 9.2



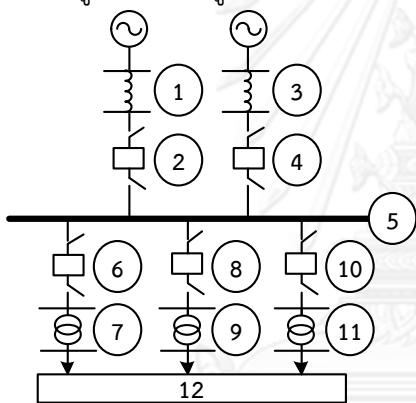
ภาพที่ 9.2 (ก)

ระบบทดสอบประเภทบัสเดียวที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน



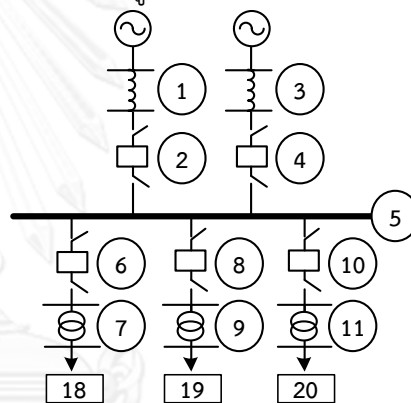
ภาพที่ 9.2 (ข)

ระบบทดสอบประเภทบัสเดียวที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน



ภาพที่ 9.2 (ค)

ระบบทดสอบประเภทบัสเดียวที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน



ภาพที่ 9.2 (ง)

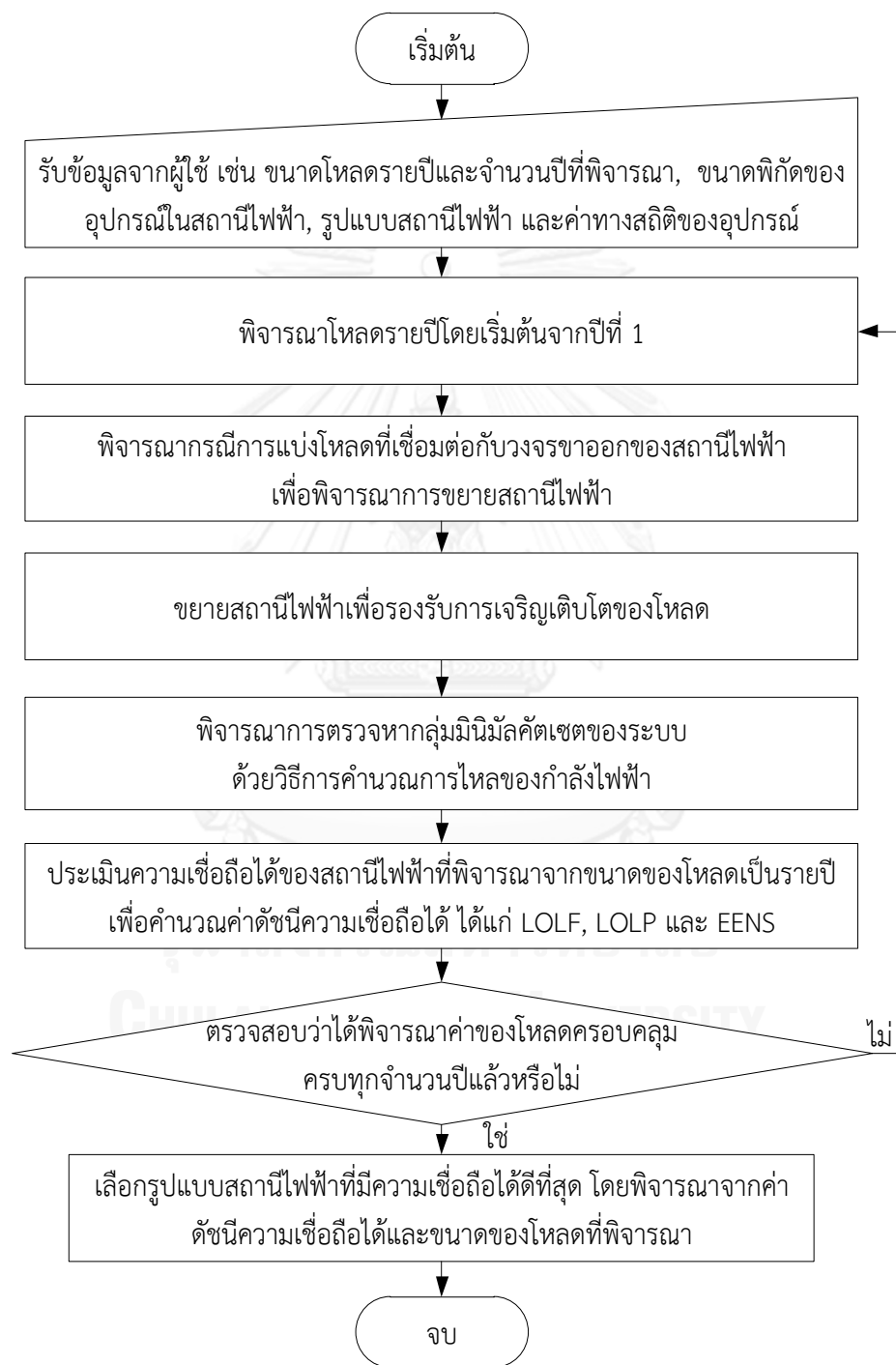
ระบบทดสอบประเภทบัสเดียวที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

ภาพที่ 9.2 ระบบทดสอบประเภทบัสเดียวที่มีการพิจารณาตามลักษณะของการขยายสถานีไฟฟ้าและกรณีการเจริญเติบโตของโหลด

อย่างไรก็ดี ระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทอื่น มีการพิจารณาตามลักษณะของการขยายสถานีไฟฟ้าและกรณีการเจริญเติบโตของโหลดเช่นเดียวกับ ระบบทดสอบประเภทบัสเดียว ดังแสดงในภาพที่ 9.2

9.2 วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ที่นำเสนอ

ในวิทยานิพนธ์นี้ นำเสนอการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าโดยพิจารณาการเจริญเติบโตของโหลด โดยมีแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ดังแสดงในภาพที่ 9.3



ภาพที่ 9.3 แผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้

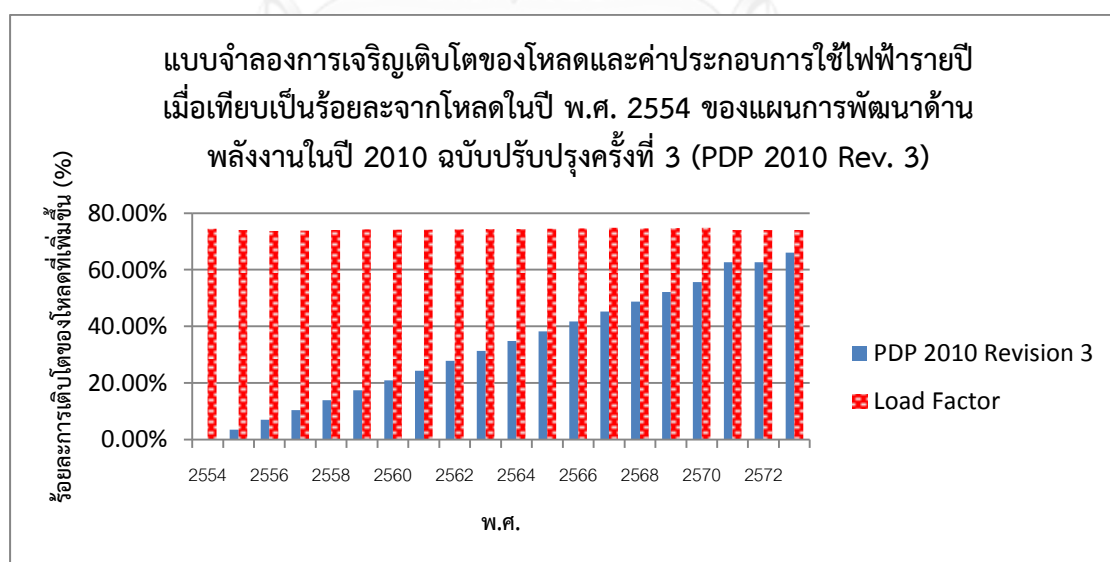
ทั้งนี้เพื่อให้เห็นภาพ ขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าได้ชัดเจนมากยิ่งขึ้น ในบทนี้จะพิจารณาระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ดังแสดงในภาพที่ 9.2 (ก) ซึ่งสามารถใช้อธิบายร่วมกับแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ในภาพที่ 9.3 โดยมีรายละเอียดดังนี้

9.2.1 การรับข้อมูลจากผู้ใช้งาน

จากแผนผังความคิดในภาพที่ 9.3 ข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในวิทยานิพนธ์นี้ ประกอบด้วยข้อมูล 4 ส่วน ได้แก่ (1) แบบจำลองอัตราการเจริญเติบโตโหลดรายปี (2) ขนาดพิกัดของอุปกรณ์ (3) รูปแบบสถานีไฟฟ้า และ (4) ค่าทางสถิติของอุปกรณ์สำหรับการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ โดยที่เนื้อหาในแต่ละส่วน ประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

9.1.1.1 แบบจำลองอัตราการเจริญเติบโตของโหลดรายปี

จากหัวข้อที่ 6.3 ในบทที่ 6 ได้กล่าวถึง อัตราการเจริญเติบโตของโหลดและค่าประกอบการใช้ไฟฟ้า (Load Factor) เพื่อใช้ในการพยากรณ์ขนาดของโหลดในอนาคต โดยกล่าวถึง อัตราการเจริญเติบโตของโหลดจากแผนพัฒนาการการผลิตไฟฟ้าในปี 2010 และ 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (PDP 2010, PDP 2010 Rev.3) ที่มีช่วงระยะเวลา 20 ปี (พ.ศ.2554 – พ.ศ.2573) ซึ่งช่วงระยะเวลาดังกล่าว มีค่าใกล้เคียงกับอายุการใช้งานของสถานีไฟฟ้า ด้วยเหตุผลดังกล่าว ในวิทยานิพนธ์นี้จะพิจารณา แบบจำลองการเจริญเติบโตโหลดรายปี โดยใช้แบบจำลองการเจริญเติบโตของโหลดจากแผนพัฒนาการการผลิตไฟฟ้าในปี 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (PDP 2010 Rev.3) ซึ่งเป็นแบบจำลองที่มีการใช้งานล่าสุด ดังแสดงในภาพที่ 9.4



ภาพที่ 9.4 แบบจำลองการเจริญเติบโตโหลดรายปี เมื่อเทียบเป็นร้อยละจากโหลดในปี พ.ศ. 2554 ของแผนพัฒนาการการผลิตไฟฟ้าในปี 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (PDP 2010 Rev.3)

9.1.1.2 ขนาดพิกัดของอุปกรณ์

เนื่องจาก ขนาดของโหลดที่เชื่อมต่อกับวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้า มีความเกี่ยวเนื่องโดยตรงกับขนาดพิกัดของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้า ด้วยเหตุผลดังกล่าว ขนาดพิกัดของอุปกรณ์ถือว่าเป็นข้อมูลสำคัญสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ ทั้งนี้ข้อมูลดังกล่าวที่ใช้ในวิทยานิพนธ์นี้ ได้รับความอนุเคราะห์จาก กองวิศวกรรมสถานีไฟฟ้าแรงสูง ฝ่ายวิศวกรรมระบบส่ง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดยที่ขนาดพิกัดของอุปกรณ์ที่ใช้ในสถานีไฟฟ้า สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 9.1 [3]

ตารางที่ 9.1 ขนาดพิกัดของอุปกรณ์ที่ใช้ในสถานีไฟฟ้า โดยพิจารณาแยกตามระดับแรงดัน

ระดับแรงดันไฟฟ้า (kV)	ขนาดพิกัดของอุปกรณ์ (MVA)			
	สายส่งไฟฟ้าแรงสูง (Transmission line)	เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker)	หม้อแปลงกำลัง (Power transformer)	บัสบาร์ (Busbar)
230/115	1272 MCM ACSR 1078 A, 429.43 MVA	230kV, 2 kA, 796.74 MVA	120/160/ 200 MVA	3 inches - span 9 m Rated current 2120 A
115/22	795 MCM ACSR 818 A, 162.93MVA	115kV, 2 kA, 398.37 MVA	30/40/50 MVA	

ทั้งนี้ ขนาดพิกัดของสายส่งไฟฟ้าแรงสูงซึ่งแสดงดังตารางที่ 9.1 พิจารณาที่สายส่งตัวนำควบ (Bundle Conductors) จำนวน 1 วงจร อย่างไรก็ตาม หากมีการพิจารณาสายส่งตัวนำควบดังกล่าว ที่มากกว่า 1 วงจรขึ้นไป สามารถนำค่าพิกัดของอุปกรณ์ดังกล่าวคูณตามจำนวนวงจรที่พิจารณาได้

นอกจากนี้ เมื่อเปรียบเทียบขนาดพิกัดระหว่าง สายส่งไฟฟ้าแรงสูง และ หม้อแปลงกำลัง พบว่า ขนาดพิกัดของสายส่งไฟฟ้าแรงสูง มีค่ามากกว่า ขนาดพิกัดของหม้อแปลงกำลัง ถึง 2 เท่า โดยประมาณ ดังนั้น การพิจารณาสายส่งตัวนำควบจำนวน 1 วงจร พบว่า มีความเพียงพอต่อการพิจารณาขนาดพิกัดของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้า

9.1.1.3 รูปแบบสถานีไฟฟ้า

จากที่ได้กล่าวมา ในหัวข้อที่ 9.1 ระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้ สามารถแบ่งได้เป็น 9 รูปแบบการจัดเรียงบัสในสถานีไฟฟ้า ดังแสดงในภาพที่ 9.1 (ก) – (จ) โดยในแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัส ประกอบด้วยการพิจารณาตามลักษณะของการขยายสถานีไฟฟ้าและกรณีการเจริญเติบโตของโหลด ซึ่งแสดงดังตัวอย่างรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว ในภาพที่ 9.2 (ก) – (ง)

9.1.1.4 ค่าทางสถิติของอุปกรณ์สำหรับการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้

จากที่ได้กล่าวมาในบทที่ 4 วิทยานิพนธ์นี้พิจารณาการประเมินความเชื่อถือได้ด้วยวิธีการวิเคราะห์แบบมินิมัลลิตีเซต ซึ่งในการประเมินความเชื่อถือได้ดังกล่าว จำเป็นต้องใช้ค่าทางสถิติของอุปกรณ์สำหรับการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ อัตราการล้มเหลว (Failure rate : λ) ระยะเวลาซ่อมแซม (Repair time: r) และระยะเวลาสับสวิตช์ (Switching time : S) ของอุปกรณ์ใน

ระบบ ซึ่งข้อมูลค่าสถิติดังกล่าว วิทยานิพนธ์นี้ ได้รับความอนุเคราะห์จากโครงการศึกษาวิเคราะห์เพื่อหาอัตราความเสียหายและอัตราซ่อมแซมของอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า [39] โดยที่ค่าสถิติดังกล่าวสามารถแสดง ดังตารางที่ 9.2

ตารางที่ 9.2 ค่าทางสถิติของอุปกรณ์สำหรับการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้

อุปกรณ์	$\lambda_{Passive}$ [ครั้ง/ปี]	λ_{Active} [ครั้ง/ปี]	ระยะเวลาซ่อมแซม (r) [ชั่วโมง/ครั้ง]	ระยะเวลาสับสวิตช์ (S) [ชั่วโมง/ครั้ง]
สายส่งไฟฟ้าแรงสูง	0	0.0424	1.3265	0.2500
หม้อแปลงกำลัง	0	0.1033	0.6778	0.2500
เซอร์กิตเบรกเกอร์	0.0007	0.0064	1.4903	0.2500
บัสบาร์	0	0.0010	2.0000	0.2500

ทั้งนี้ เมื่อสิ้นสุดขั้นตอนที่ 9.2.1 ในวิทยานิพนธ์นี้จะพิจารณาตัวอย่างข้อมูลจากผู้ใช้งานดังนี้

- ขนาดของโหลดที่ทำการพิจารณามีค่า 400 MVA, ค่าตัวประกอบกำลัง 0.875 แบบตามหลัง (p.f. 0.875 lagging) และค่าประกอบการใช้ไฟฟ้า 0.7450
- ขนาดพิกัดของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 230/115 kV ได้แก่
 - สายส่งไฟฟ้าแรงสูง 429.23 MVA
 - เซอร์กิตเบรกเกอร์ 796.74 MVA
 - หม้อแปลงกำลัง 200 MVA, Utilization factor 75 %
 - บัสบาร์ 844.55 MVA
- รูปแบบสถานีไฟฟ้าที่พิจารณา ได้แก่ ระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ดังแสดงในภาพที่ 9.2 (ก)

9.2.2 การพิจารณากรณีการแบ่งโหลดที่เชื่อมต่อกับวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้า เพื่อพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า

การพิจารณากรณีการแบ่งโหลดที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้า สามารถพิจารณาได้จาก สมการที่ (7.1) – (7.5) ในบทที่ 7 หัวข้อที่ 7.1 โดยทั้งนี้สามารถพิจารณาจากข้อมูลผู้ใช้งาน โดยมีขั้นตอนดังนี้

ขั้นตอนที่ 1) ขนาดโหลดที่พิจารณา (Considered load) มีค่า 400 MVA

ขั้นตอนที่ 2) ค่าพิกัดค่า *Maximum load* จากสมการที่ (7.1)

$$\text{Maximum load} = 2 \times 0.75 \times 200 = 300 \text{ MVA} \quad (7.1)$$

ขั้นตอนที่ 3) เปรียบเทียบค่า ขนาดโหลดที่พิจารณา และค่า *Maximum load*

$$\text{Considered load} > \text{Maximum load} \quad (400\text{MVA} > 300\text{MVA}) \quad (7.1)$$

เนื่องจาก ขนาดโหลดที่พิจารณา มีค่ามากกว่า *Maximum load* ดังนั้น ขนาดของโหลดในแต่ละวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้า (*Load per outgoing*) เมื่อแบ่งตาม ค่าตัวประกอบการใช้ประโยชน์ของหม้อแปลง (*Utilization Factor : UF*) สามารถคำนวณได้จาก สมการที่ (7.3)

ขั้นตอนที่ 4) คำนวณค่า ขนาดของโหลดในแต่ละวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้า และพิจารณาจำนวนวงจรขาออก (*Number of outgoing*) จากสมการที่ (7.3) – (7.5) ตามลำดับ

$$\text{Load per outgoing} = 0.75 \times 200 = 150 \text{ MVA} \quad (7.3)$$

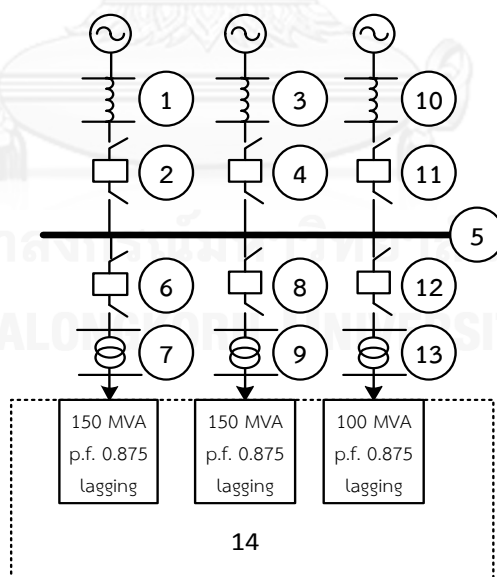
$$\frac{\text{Considered load}}{\text{Load per outgoing}} = \frac{400}{150} = 2 + \frac{100}{150} \quad (7.4)$$

$$\text{Number of outgoing} = 2 + 1 = 3 \quad (7.5)$$

ขั้นตอนที่ 5) เมื่อเทียบสัมประสิทธิ์จากสมการที่ (7.4) – (7.5) พบว่า

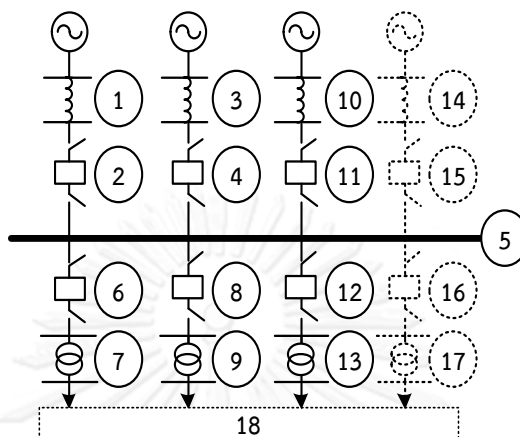
- 1) จำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าที่มีค่าของโหลดในแต่ละวงจรขาออกมีค่าเท่ากับ *Load per outgoing* (150 MVA, p.f. 0.875 lagging) มีจำนวน 2 วงจร
- 2) ขนาดของโหลดที่คงเหลือในวงจรขาออกจนจรสุดท้าย มีค่า 100 MVA, p.f. 0.875 lagging
- 3) จำนวนวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าทั้งหมด คือ 3 วงจร

ดังนั้น ขนาดของโหลดในแต่ละวงจรขาออกทั้งหมด 3 วงจร จะมีค่าเป็น 150, 150 และ 100 MVA, p.f. 0.875 lagging ตามลำดับ ดังแสดงในภาพที่ 9.5



ภาพที่ 9.5 ระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวที่มีขนาดของโหลดในแต่ละวงจรขาออกมีค่า 150 MVA, 150 MVA และ 100 MVA p.f. 0.875 ตามลำดับ

ทั้งนี้ หากขนาดของโหลดเจริญเติบโตขึ้น จนกระทั่งส่งผลให้เกิดการขยายสถานีไฟฟ้าในวงจรถัดไป ดังนั้นลักษณะการขยายสถานีไฟฟ้าในวงจรถัดไป จะต้องพิจารณาการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก ดังแสดงในภาพที่ 9.6



ภาพที่ 9.6 ระบบทดสอบประเภทบัสเดียวที่มีจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก 4 วงจร

9.2.3 การเตรียมข้อมูลระบบ เพื่อใช้สำหรับการตรวจหากลุ่มมินิมัลคัตเซตของระบบ ด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

ข้อมูลระบบเพื่อใช้สำหรับการตรวจหากลุ่มมินิมัลคัตเซตของระบบ ด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ประกอบด้วย (1) ข้อมูลบัส (Bus data) และ (2) ข้อมูลสาขา (Branch data) โดยข้อมูลในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียด ดังต่อไปนี้

9.2.3.1 ข้อมูลบัส

ข้อมูลบัสที่ใช้ในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ประกอบด้วย 4 ประเภท ได้แก่

- 1) บัสอ้างอิง (Reference bus หรือ Slack bus)
- 2) บัสจ่ายกำลังไฟฟ้า (PV bus)
- 3) โหลดบัส (Load bus)
- 4) บัสแยกโดด (Isolated bus)

เนื่องจากข้อมูลบัสที่พิจารณาในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าจะมีการเชื่อมต่อระหว่างอุปกรณ์ ดังนั้นข้อมูลบัสในแต่ละประเภทจะถูกกำหนดที่ตำแหน่งระหว่างของอุปกรณ์ที่แตกต่างกัน เช่น บัสอ้างอิงและบัสจ่ายกำลังไฟฟ้า จะถูกกำหนดที่ตำแหน่งระหว่างของอุปกรณ์ประเภทสายส่งไฟฟ้าแรงสูง แต่ในขณะที่โหลดบัส จะถูกกำหนดที่ตำแหน่งระหว่างของอุปกรณ์ประเภทเซอร์กิตเบรกเกอร์ หรือหม้อแปลงกำลัง และบัสแยกโดด จะถูกกำหนดที่ตำแหน่งระหว่างของอุปกรณ์ที่เกิดเหตุการณ์การล้มเหลว เป็นต้น

9.2.3.2 ข้อมูลสาขา

ข้อมูลของสาขา แสดงการเชื่อมต่อในแต่ละสาขาของระบบ ซึ่งประกอบด้วยข้อมูล 5 ประเภท ได้แก่

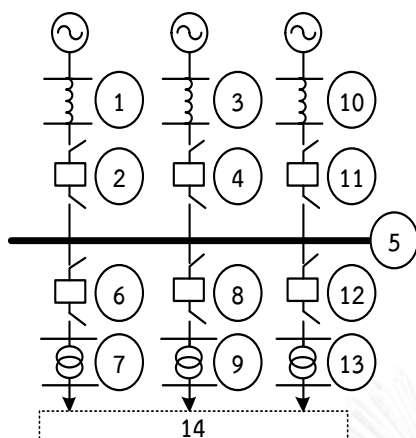
- (1) ตำแหน่งของบัสผู้ส่ง (Sending bus data)
- (2) ตำแหน่งของบัสผู้รับ (Receiving bus data)
- (3) ค่าความต้านทาน (Resistant : R) หน่วย โอห์ม
- (4) ค่ารีแอคแตนซ์ (Reactance : X) หน่วย โอห์ม
- (5) ค่าความนำไฟฟ้า (Susceptance : B) หน่วย โอห์ม

โดยที่ข้อมูลตัวอย่างของ ค่าความต้านทาน (R), ค่ารีแอคแตนซ์ (X) และค่าซัสเซปแตนซ์ (B) ที่ระดับแรงดัน 230 kV ซึ่งเชื่อมต่อระหว่างอุปกรณ์ สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 9.3 [40]

ตารางที่ 9.3 ค่าความต้านทาน (R), ค่ารีแอคแตนซ์ (X) และค่าซัสเซปแตนซ์ (B) ที่เชื่อมต่อระหว่างอุปกรณ์ เพื่อใช้ในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

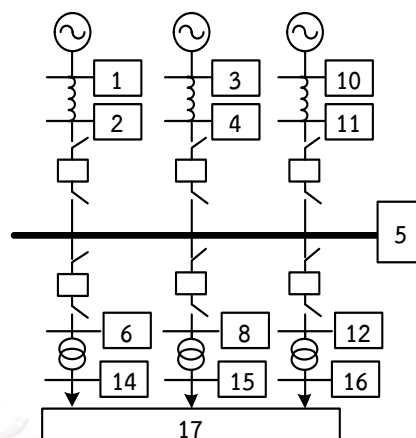
ประเภทอุปกรณ์	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)
สายส่งไฟฟ้าแรงสูง (Transmission line)	0.0061	0.0476	0.0999
เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker)	0.0000	0.0000	0.0000
หม้อแปลงกำลัง (Power transformer)	0.0061	0.0476	0.0999

อนึ่งข้อมูลบัสและข้อมูลสาขา สามารถใช้เป็นตัวแทนจุดเชื่อมต่อการส่งกำลังไฟฟ้าของระบบ เพื่อใช้ในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ทั้งนี้ การกำหนดตำแหน่งของอุปกรณ์และขนาดของโหลดที่เชื่อมต่อกับระบบทดสอบในภาพที่ 9.5 สามารถกำหนดตำแหน่งข้อมูลบัสและข้อมูลสาขา ดังแสดงในภาพที่ 9.7 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 9.7 (ก)

แผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบประเภทบัสเดียวที่มีการกำหนดหมายเลขแทนตำแหน่งของอุปกรณ์ และจุดโหลด



ภาพที่ 9.7 (ข)

แผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบประเภทบัสเดียวที่มีการกำหนดหมายเลขแทนตำแหน่งของข้อมูลบัส และข้อมูลสาขา

ภาพที่ 9.7 แผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบประเภทบัสเดียวที่มีการกำหนดหมายเลขแทนตำแหน่งของอุปกรณ์ จุดโหลด และบัสที่เชื่อมต่อในแต่ละอุปกรณ์

จากภาพที่ 9.7 (ข) สามารถพิจารณาข้อมูลบัสและข้อมูลสาขา ในภาพที่ 9.7 (ก) ดังแสดงในตารางที่ 9.4 และ ตารางที่ 9.5 ตามลำดับ

ตารางที่ 9.4 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบประเภทบัสเดียวในภาพที่ 9.7 (ข)

หมายเลขบัส	ประเภทบัส
1	Slack bus
2, 4, 5, 6, 8, 11, 12, 14, 15, และ 16	Load bus ที่มี $P = 0, Q = 0$
3 และ 10	PV bus
17	Load bus ที่มี $P = 400 \cos(\cos^{-1} 0.875) = 350 \text{ MW}$, $Q = 400 \sin(\cos^{-1} 0.875) = 193.65 \text{ MVAR}$

ตารางที่ 9.5 ข้อมูลสาขาของระบบทดสอบประเภทบัสเดียวในภาพที่ 9.7 (ข)

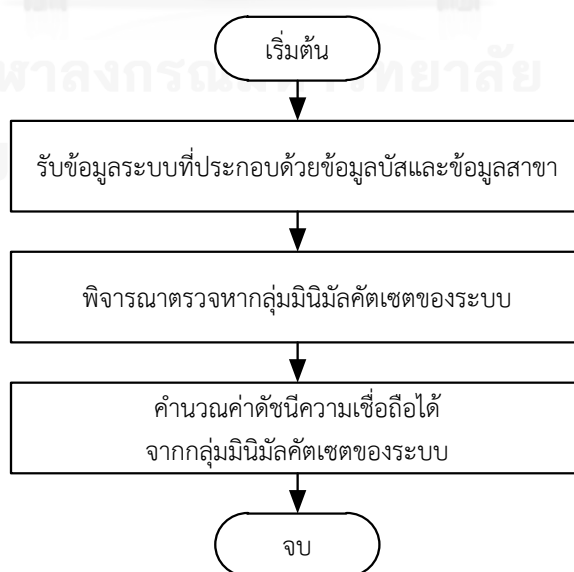
Branch	From bus	To bus	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)
1	1	2	0.0061	0.0476	0.0999
2	2	5	0.0000	0.0000	0.0000
3	5	6	0.0000	0.0000	0.0000
4	6	14	0.0023	0.0389	0.0000
5	14	17	0.0000	0.0000	0.0000

Branch	From bus	To bus	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)
6	3	4	0.0061	0.0476	0.0999
7	4	5	0.0000	0.0000	0.0000
8	5	8	0.0000	0.0000	0.0000
9	8	15	0.0023	0.0389	0.0000
10	15	17	0.0000	0.0000	0.0000
11	10	11	0.0061	0.0476	0.0999
12	11	5	0.0000	0.0000	0.0000
13	5	12	0.0000	0.0000	0.0000
14	12	16	0.0023	0.0389	0.0000
15	16	17	0.0000	0.0000	0.0000

ภายหลังจากการเตรียมข้อมูลระบบ ได้แก่ ข้อมูลบัสและข้อมูลสาขา ขั้นตอนต่อไป คือ การตรวจหากลุ่มมินิมัลคัตเซตของระบบ ด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า หลังจากนั้นนำผลของกล่มมินิมัลคัตเซตดังกล่าว คำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ โดยที่รายละเอียดของการตรวจหากลุ่มมินิมัลคัตเซตของระบบ และการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้จากกลุ่มมินิมัลคัตเซตของระบบดังกล่าว จะถูกนำเสนอในหัวข้อถัดไป

9.2.4 การประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าเป็นรายปี ด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

เนื่องจากการประเมินความเชื่อถือได้ที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้ มุ่งประเด็นที่การเจริญเติบโตของโหลดรายปี โดยใช้วิธีการวิเคราะห์แบบมินิมัลคัตเซต ดังนั้น ขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ สามารถอธิบายได้ดังแผนผังความคิดในภาพที่ 9.8



ภาพที่ 9.8 แผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้

โดยรายละเอียดในแต่ละส่วนของแผนผังความคิดที่แสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ในภาพที่ 9.8 มีรายละเอียด ดังต่อไปนี้

9.2.4.1 การรับข้อมูลระบบที่ประกอบด้วยข้อมูลบัสและข้อมูลสาขา

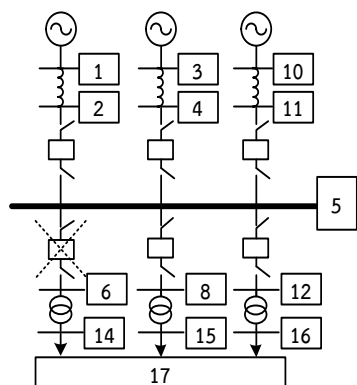
ข้อมูลระบบ ได้แก่ ข้อมูลบัสและข้อมูลสาขา เป็นข้อมูลที่ใช้ในการตรวจหากลุ่มมินิมัลคัตเซตของระบบ ด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ซึ่งข้อมูลดังกล่าวได้จากการเตรียมข้อมูลระบบในหัวข้อที่ 9.2.3 ซึ่งแสดงดังตารางที่ 9.4 และตารางที่ 9.5 ตามลำดับ

9.2.4.2 การพิจารณาตรวจหากมินิมัลคัตเซตของระบบ

จากเนื้อหาในบทที่ 8 ได้กล่าวถึงวิธีการตรวจหากลุ่มมินิมัลคัตเซตของระบบ ด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ซึ่งสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ลักษณะ ตามกรณีการเจริญเติบโตของโหลดที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ ได้แก่ (1) กรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน และ (2) กรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

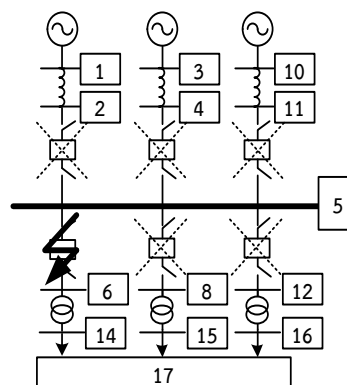
ทั้งนี้ ตัวอย่างระบบทดสอบที่พิจารณาดังแสดงในภาพที่ 9.5 เป็นการพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ดังนั้น ขั้นตอนการตรวจหากลุ่มมินิมัลคัตเซตของระบบ สามารถพิจารณาได้จาก แผนผังความคิดวิธีการตรวจหากลุ่มมินิมัลคัตเซตของระบบ ในภาพที่ 8.1 ร่วมกับ แผนผังความคิดแสดงวิธีการพิจารณาการได้รับกำลังไฟฟ้าของจุดโหลด ในกรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกันในภาพที่ 8.3 ประกอบกับ ข้อมูลบัสและข้อมูลสาขาของระบบ ในตารางที่ 9.4 และ ตารางที่ 9.5 ตามลำดับ โดยมีขั้นตอนดังนี้

- 1) เริ่มต้น
- 2) รับข้อมูลบัสและข้อมูลสาขาของระบบ ดังแสดงในตารางที่ 9.4 และ ตารางที่ 9.5 ตามลำดับ
- 3) พิจารณาจุดโหลดครั้งละ 1 จุดโหลด โดยในตัวอย่างนี้พิจารณาจุดโหลดหมายเลข 17
- 4) พิจารณาการล้มเหลวของอุปกรณ์ครั้งละ 1 อุปกรณ์ (First order failure) โดยในตัวอย่างนี้จะพิจารณาการล้มเหลวประเภทพาสซีฟ และแฉีกที่ฟของอุปกรณ์เซอร์กิตเบรกเกอร์หมายเลข 6 ซึ่งเชื่อมต่ออยู่ระหว่างบัสที่ 5 และบัสที่ 6 ดังแสดงในภาพที่ 9.9



ภาพที่ 9.9 (ก)

แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบทดสอบประเภทบัส
เดี่ยวโดยพิจารณาการล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภท
พาสซีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6



ภาพที่ 9.9 (ข)

แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบทดสอบประเภทบัส
เดี่ยวโดยพิจารณาการล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภท
แอ็กทีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6

ภาพที่ 9.9 แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวโดยพิจารณาการล้มเหลวของ
อุปกรณ์ประเภทเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6

- 5) ตัดข้อมูลบัสทั้งหมดที่เกี่ยวข้องของอุปกรณ์ที่เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวเพื่อใช้ในการคำนวณ
การไหลของกำลังไฟฟ้า โดยพิจารณาตามประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์ ได้แก่
 - 5.1) การล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทพาสซีฟ ประกอบด้วย ข้อมูลบัสและข้อมูลสาขาที่
เกี่ยวข้องของอุปกรณ์ที่เกิดเหตุการณ์การล้มเหลว ได้แก่ ข้อมูลบัสที่ 6 และ 14 และ
ข้อมูลสาขา (Branch) ที่ 3, 4 และ 5 ซึ่งเกี่ยวข้องกับบัสที่ 6 และ 14 ดังแสดงในตาราง
ที่ 9.6 และตารางที่ 9.7 ตามลำดับ

ตารางที่ 9.6 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวในภาพที่ 9.7 (ข) เมื่อพิจารณาการล้มเหลว
ของอุปกรณ์ประเภทพาสซีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6

หมายเลขบัส	ประเภทบัส
1	Slack bus
2, 4, 5, 8, 11, 12, 15 และ 16	Load bus ที่มี $P = 0, Q = 0$
3 และ 10	PV bus
17	Load bus ที่มี $P = 400 \cos(\cos^{-1}0.875) = 350 \text{ MW}$, $Q = 400 \sin(\cos^{-1}0.875) = 193.65 \text{ MVAR}$
6, 14	<u>Isolated bus</u>

ตารางที่ 9.7 ข้อมูลสาขาของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวในภาพที่ 9.7 (ข) เมื่อพิจารณาการล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทพาสซีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6

Branch	From bus	To bus	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)
1	1	2	0.0061	0.0476	0.0999
2	2	5	0.0000	0.0000	0.0000
3	5	6	-	-	-
4	6	14	-	-	-
5	14	17	-	-	-
6	3	4	0.0061	0.0476	0.0999
7	4	5	0.0000	0.0000	0.0000
8	5	8	0.0000	0.0000	0.0000
9	8	15	0.0023	0.0389	0.0000
10	15	17	0.0000	0.0000	0.0000
11	10	11	0.0061	0.0476	0.0999
12	11	5	0.0000	0.0000	0.0000
13	5	12	0.0000	0.0000	0.0000
14	12	16	0.0023	0.0389	0.0000
15	16	17	0.0000	0.0000	0.0000

5.2) การล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทอิเล็กทรอนิกส์ ประกอบด้วย ข้อมูลบัสและข้อมูลสาขาที่เกี่ยวข้องของอุปกรณ์ที่เกิดเหตุการณ์การล้มเหลว ได้แก่ ข้อมูลบัสทุกบัสในระบบ และข้อมูลสาขา (Branch) ทุกสาขาในระบบ ดังแสดงในตารางที่ 9.8 และตารางที่ 9.9 ตามลำดับ

ตารางที่ 9.8 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวในภาพที่ 9.7 (ข) เมื่อพิจารณาการล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทอิเล็กทรอนิกส์ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6

หมายเลขบัส	ประเภทบัส
1, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 10, 11, 12, 14, 15, 16 และ 17	<u>Isolated bus</u>

ตารางที่ 9.9 ข้อมูลสาขาของระบบทดสอบประเภทบัสเดียวในภาพที่ 9.7 (ข) เมื่อพิจารณาการล้มนของอุปกรณ์ประเภทอิเล็กทรอนิกส์ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6

Branch	From bus	To bus	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)
1	1	2	-	-	-
2	2	5	-	-	-
3	5	6	-	-	-
4	6	14	-	-	-
5	14	17	-	-	-
6	3	4	-	-	-
7	4	5	-	-	-
8	5	8	-	-	-
9	8	15	-	-	-
10	15	17	-	-	-
11	10	11	-	-	-
12	11	5	-	-	-
13	5	12	-	-	-
14	12	16	-	-	-
15	16	17	-	-	-

- 6) คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในระบบ จากข้อมูลบัสและข้อมูลสาขาในตารางที่ 9.6 และตารางที่ 9.7 สำหรับการเกิดเหตุการณ์การล้มนของประเภทพาสซีฟ และข้อมูลบัสและข้อมูลสาขาในตารางที่ 9.8 และตารางที่ 9.9 สำหรับการเกิดเหตุการณ์การล้มนของประเภทอิเล็กทรอนิกส์ ทั้งนี้ ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้างกล่าว สามารถพิจารณาได้จากตารางที่ 9.10 – ตารางที่ 9.12 ตามลำดับ

ตารางที่ 9.10 ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบทดสอบประเภทบัสเดียวในภาพที่ 9.7 (ข) เมื่อพิจารณาการล้มนของอุปกรณ์ประเภทพาสซีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6

Branch	From Bus	To Bus	From Bus injection		To Bus injection		Loss	
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1	2	131.66	55.14	-131.50	-79.67	0.16	1.85
2	2	5	131.50	79.67	-131.50	-79.67	0.00	0.00
3	5	6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	6	14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.29
5	14	17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.29

Branch	From Bus	To Bus	From Bus injection		To Bus injection		Loss	
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
11	10	11	0.00	-26.57	0.00	0.00	0.001	0.00
12	11	5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
13	5	12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
14	12	16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
15	16	17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

ตารางที่ 9.12 ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบทดสอบประเภทบัสเดียวในภาพที่ 9.7 (ข) เมื่อพิจารณาการล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทอิเล็กทรอนิกส์ ในสถานะที่อุปกรณ์อยู่ในกระบวนการซ่อมแซม (Repair state) ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6

Branch	From Bus	To Bus	From Bus injection		To Bus injection		Loss	
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1	2	131.66	55.14	-131.50	-79.67	0.16	1.85
2	2	5	131.50	79.67	-131.50	-79.67	0.00	0.00
3	5	6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	6	14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.29
5	14	17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.29
6	3	4	131.25	55.17	-131.09	-79.71	0.16	1.84
7	4	5	131.09	79.71	-131.09	-79.71	0.00	0.00
8	5	8	175.00	121.64	-175.00	-121.64	0.00	0.00
9	8	15	175.00	121.64	-175.00	-96.82	0.00	24.81
10	15	17	175.00	121.64	-175.00	-96.82	0.00	24.81
11	10	11	87.50	58.58	-87.41	-83.88	0.09	1.08
12	11	5	87.41	83.88	-87.41	-83.88	0.00	0.00
13	5	12	175.00	121.64	-175.00	-121.64	0.00	0.00
14	12	16	175.00	121.64	-175.00	-96.82	0.00	24.81
15	16	17	175.00	121.64	-175.00	-96.82	0.00	24.81

7) พิจารณาการรับกำลังไฟฟ้าของจุดโหลด โดยพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ดังแผนผังความคิดในภาพที่ 8.3 ซึ่งสามารถแบ่งแยกการพิจารณาตามประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์ โดยมีรายละเอียดดังนี้

7.1) การพิจารณาการรับกำลังไฟฟ้าของจุดโหลด เมื่อเกิดการล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภท พาสส์ฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6 สามารถพิจารณาได้จากตารางที่ 9.10 โดยมีรายละเอียดดังนี้

- 1) คำนวณผลรวมขนาดของโหลดที่มากที่สุดที่สามารถเชื่อมต่อกับระบบในวงจรขาออก (Maximum load) และ ขนาดของโหลดที่มากที่สุดที่ระบบยังคงสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้โดยไม่ละเมิดหลักเกณฑ์ N-1 (Maximum load of N-1 criterion) จากสมการที่ (7.1) และ (7.2) ตามลำดับ

$$\text{Maximum load} = 0.75 \times 200 \times 0.875 \times 3 = 393.75 \text{ MVA} \quad (8.1)$$

$$\text{Maximum load of N-1 criterion} = (3 - 1) \times 200 \times 0.875 \times 1.2 = 420 \text{ MVA} \quad (8.2)$$

- 2) เนื่องจาก Maximum load < Maximum load of N-1 criterion (393.75 < 420) ดังนั้น พิจารณาว่า มีวงจรขาออกบางวงจร สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดได้หรือไม่

- 3) พิจารณาว่า มีวงจรขาออกบางวงจร สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดได้หรือไม่ จากส่วนที่แรงเงาในตารางที่ 9.10 พบว่า สาขา (Branch) ที่ 10 และ 15 ซึ่งเป็นสาขาของวงจรขาออกยังคงสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้

- 4) จากข้อ 3) สามารถพิจารณาได้ว่า การล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทพาสส์ฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6 ยังคงส่งผลให้จุดโหลดได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้า ดังนั้น อุปกรณ์ดังกล่าวไม่จัดว่าเป็นอุปกรณ์ในกลุ่มมินิมัลคัตเซตของระบบ

7.2) การพิจารณาการรับกำลังไฟฟ้าของจุดโหลด เมื่อเกิดการล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภท แอ็กทีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6 สามารถพิจารณาได้จากตารางที่ 9.11 โดยมีรายละเอียดดังนี้

- 1) คำนวณผลรวมขนาดของโหลดที่มากที่สุดที่สามารถเชื่อมต่อกับระบบในวงจรขาออก (Maximum load) และ ขนาดของโหลดที่มากที่สุดที่ระบบยังคงสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้โดยไม่ละเมิดหลักเกณฑ์ N-1 (Maximum load of N-1 criterion) จากสมการที่ (7.1) และ (7.2) ตามลำดับ

$$\text{Maximum load} = 0.75 \times 200 \times 0.875 \times 3 = 393.75 \text{ MVA} \quad (8.1)$$

$$\text{Maximum load of N-1 criterion} = (3 - 1) \times 200 \times 0.875 \times 1.2 = 420 \text{ MVA} \quad (8.2)$$

- 2) เนื่องจาก Maximum load < Maximum load of N-1 criterion (393.75 < 420) ดังนั้น พิจารณาว่า มีวงจรขาออกบางวงจร สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดได้หรือไม่

- 3) พิจารณาว่า มีวงจรขาออกบางวงจร สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดได้หรือไม่ จากส่วนที่แรงเงาในตารางที่ 9.11 พบว่า สาขา (Branch) ที่ 5, 10 และ 15 ซึ่งเป็นสาขาของวงจรขาออกไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้
- 4) จากข้อ 3) สามารถพิจารณาได้ว่า การล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทแอกทีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6 ส่งผลให้จุดโหลดไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้า ดังนั้น อุปกรณ์ดังกล่าวเป็นอุปกรณ์ในกลุ่มมินิมัลต์เซตประเภทแอกทีฟของระบบ
- 8) พิจารณาขนาดของกำลังไฟฟ้าที่ผ่านในแต่ละอุปกรณ์ ภายหลังจากการเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์โดยสามารถพิจารณาได้จาก ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบทดสอบประเภทบัสเดียวในภาพที่ 9.7 (ข) เมื่อพิจารณาการล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทพาสซีฟและแอกทีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6 จากตารางที่ 9.10 - ตารางที่ 9.12 ตามลำดับ
- ทั้งนี้ จากตารางที่ 9.10 - ตารางที่ 9.12 พบว่าขนาดกำลังไฟฟ้าที่ผ่านในแต่ละอุปกรณ์ดังกล่าว มีค่าน้อยกว่าขนาดพิกัดของอุปกรณ์แต่ละประเภทในระบบ อย่างไรก็ตาม การล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทแอกทีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6 ส่งผลให้จุดโหลดไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้า ดังนั้น อุปกรณ์ดังกล่าวเป็นอุปกรณ์ในกลุ่มมินิมัลต์เซตประเภทแอกทีฟของระบบ แต่ในขณะที่การล้มเหลวประเภทพาสซีฟของอุปกรณ์ดังกล่าวไม่จัดว่าเป็นอุปกรณ์ในกลุ่มมินิมัลต์เซตประเภทพาสซีฟของระบบ
- 9) เก็บตำแหน่งของอุปกรณ์เซอร์กิตเบรกเกอร์หมายเลข 6 เป็นอุปกรณ์ในกลุ่มมินิมัลต์เซตประเภทแอกทีฟของระบบ
- ทั้งนี้เมื่อทำการพิจารณาช่วงระยะเวลาที่จุดโหลดไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้า ได้แก่ ระยะเวลาสับสวิตช์ (Switching time) หรือระยะเวลาการซ่อมแซม (Repair time) ของอุปกรณ์ในกลุ่มมินิมัลต์เซต ตามแบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ (Three-state model) ซึ่งแสดงดังตัวอย่างในภาพที่ 3.12 พบว่า การล้มเหลวประเภทแอกทีฟของอุปกรณ์เซอร์กิตเบรกเกอร์หมายเลข 6 ดังกล่าว ส่งผลให้จุดโหลดที่ไม่ทำการพิจารณาไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้าด้วยช่วงระยะเวลาเท่ากับ ระยะเวลาสับสวิตช์ ของอุปกรณ์เซอร์กิตเบรกเกอร์หมายเลข 6 อันเนื่องมาจาก วงจรขาออกที่ยังคงเหลือภายในระบบสามารถทำการจ่ายกำลังไฟฟ้าด้วยขนาดของโหลดที่ระบบต้องการได้ ในสถานะที่อุปกรณ์ดังกล่าวเข้าสู่กระบวนการซ่อมแซม (Repair state) ซึ่งสามารถพิจารณาได้จากผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า สาขาที่ 5, 10 และ 15 ในตารางที่ 9.12
- $$(0 + 175.00 + 175.00 = 350 = 400 \cos(\cos^{-1} 0.875))$$
- 10) พิจารณาการตรวจสอบทุกอุปกรณ์ในระบบ โดยภายหลังจากการตรวจสอบทุกอุปกรณ์ในระบบ สามารถพิจารณากลุ่มมินิมัลต์เซตประเภทพาสซีฟและประเภทแอกทีฟของระบบทดสอบประเภทบัสเดียวในภาพที่ 9.7 (ข) ประกอบกับการพิจารณาช่วงระยะเวลาที่จุดโหลดจะไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้า ดังตารางที่ 9.13

ตารางที่ 9.13 กลุ่มมินิมัลคัตเซตของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวในภาพที่ 9.5

กลุ่มมินิมัลคัตเซตประเภทพาสสี่ฟ			
หมายเลข	อุปกรณ์	λ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง/ครั้ง)
[5]	บัสบาร์	0.0000	2.0000 (ระยะเวลาซ่อมแซม : r)
กลุ่มมินิมัลคัตเซตประเภทแอ็กทีฟ			
หมายเลข	อุปกรณ์	λ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง/ครั้ง)
[5]	บัสบาร์	0.0010	2.0000 (ระยะเวลาซ่อมแซม : r)
[2], [4], [11] [6], [8], [12]	เซอร์กิตเบรกเกอร์	0.0064	0.2500 (ระยะเวลาสับสวิตซ์ : S)

- 11) พิจารณาการตรวจสอบครบทุกจุดโหนดในระบบ เนื่องจากระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวที่พิจารณาในภาพที่ 9.5 พิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหนด อยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ดังนั้นจำนวนจุดโหนดที่พิจารณามีเพียง 1 จุดโหนด
- 12) สิ้นสุดกระบวนการตรวจหามินิมัลคัตเซตของระบบ ด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

เมื่อสิ้นสุดกระบวนการตรวจสอบกลุ่มมินิมัลคัตเซตของระบบด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ขั้นตอนต่อไป คือ การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้จากกลุ่มมินิมัลคัตเซตของระบบ ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

9.2.4.3 การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้จากกลุ่มมินิมัลคัตเซตของระบบ

เนื่องจาก จุดโหนดที่พิจารณามีเพียง 1 จุดโหนด ดังนั้น ผลรวมของจำนวนครั้งที่สถานีไฟฟ้าไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ (Total LOLF) จะมีค่าเท่ากับ อัตราการล้มเหลวเฉลี่ยรวม ณ จุดโหนด ($\lambda_{LP,1}$) และ ผลรวมของระยะเวลาที่สถานีไฟฟ้าไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ (Total LOLP) จะมีค่าเท่ากับ ระยะเวลาที่ล้มเหลวเฉลี่ยต่อปี ณ จุดโหนด ($U_{LP,1}$)

ทั้งนี้ จากข้อมูลกลุ่มมินิมัลคัตเซตของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวในภาพที่ 9.5 ซึ่งแสดงดังตารางที่ 9.13 สามารถนำมาคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS จากสมการที่ (4.21) – (4.24) ซึ่งมีความเกี่ยวข้องกับสมการที่ (4.17) – (4.18) ดังนี้

1) Total LOLF = Total of passive failure rate + Total of active failure rate

$$\begin{aligned} \text{Total LOLF} &= \lambda_{LP,1} = \sum_{i=1}^1 \lambda_{i,p} + \sum_{i=1}^7 \lambda_{i,a} \\ &= [(0 \times 1)] + [(0.0010 \times 1) + (0.0064 \times 6)] \\ &= 0.0394 \text{ f/year} \end{aligned}$$

2) Total LOLP = Total of unavailability passive + Total of unavailability Active

$$\begin{aligned} \text{Total LOLP} &= U_{LP,1} = \sum_{i=1}^1 \lambda_{i,p} r_i + \sum_{i=1}^7 \lambda_{i,a} r_i \\ &= [(0 \times 2 \times 1)] + [(0.0010 \times 2 \times 1) + (0.0064 \times 0.25 \times 6)] \\ &= 0.0116 \text{ hours/year} \end{aligned}$$

3) Total EENS = Total connected average load × Total unavailability

$$\begin{aligned} \text{Total EENS} &= P_{a,1} \times U_{LP,1} \\ &= P_{peak,1} \times LF_1 \times U_{LP,1} \\ &= 400 \times 0.875 \times 0.7450 \times 0.0116 \\ &= 3.0247 \text{ MW.hours/year} \end{aligned}$$

จากขั้นตอน วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ที่น่าเสนอ ซึ่งแสดงดังแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ในภาพที่ 9.3 สามารถนำไปพิจารณา สำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าทุกรูปแบบการจัดเรียงบัส ซึ่งมีการพิจารณาตามลักษณะของการขยายสถานีไฟฟ้า และกรณีการเจริญเติบโตของโหลดที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ ดังนั้น ผลการทดสอบ สำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าทุกรูปแบบการจัดเรียงบัสดังกล่าวจะถูกนำเสนอในบทที่ 10 ถัดไป

บทที่ 10

ผลการทดสอบและการวิเคราะห์ผลการทดสอบ

จากบทที่ 9 ได้นำเสนอเนื้อหาเกี่ยวกับ ระบบทดสอบ และวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ ดังนั้น ในบทนี้ จะนำเสนอเนื้อหาเกี่ยวกับผลการทดสอบ และการวิเคราะห์ผลการทดสอบ โดยพิจารณาตามรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าของระบบทดสอบ ซึ่งแบ่งแยกตามลักษณะของการขยายสถานีไฟฟ้าและกรณีการเจริญเติบโตของโหลดที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ ด้วยเหตุผลดังกล่าว ในบทนี้สามารถแบ่งเนื้อหาได้ออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ (1) ผลการทดสอบ และ (2) การวิเคราะห์ผลการทดสอบ โดยที่เนื้อหาในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

10.1 ผลการทดสอบ

เนื่องจากระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้ สามารถแบ่งได้เป็น 9 รูปแบบการจัดเรียงบัสในสถานีไฟฟ้า โดยในแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัส ประกอบด้วย การพิจารณาตาม ลักษณะของการขยายสถานีไฟฟ้าและกรณีการเจริญเติบโตของโหลด ดังนั้น ผลการทดสอบของระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ สามารถแบ่งเนื้อหาได้ออกเป็น 4 ส่วน ได้แก่

- 1) ระบบทดสอบที่พิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน
- 2) ระบบทดสอบที่พิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน
- 3) ระบบทดสอบที่พิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน
- 4) ระบบทดสอบที่พิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

ทั้งนี้ ในขั้นตอนที่ 2) ของแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ในภาพที่ 9.3 ได้กล่าวถึง การรับข้อมูลเพื่อใช้สำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ ซึ่งข้อมูลดังกล่าวในวิทยานิพนธ์นี้ ได้รับความอนุเคราะห์ จากกองวิศวกรรมสถานีไฟฟ้าแรงสูง ฝ่ายวิศวกรรมระบบส่ง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) [3] โดยที่ระบบทดสอบจะเริ่มต้นการพิจารณาที่วงจรขาเข้าและวงจรขาออก 2 วงจร ซึ่งประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

- 1) ขนาดพิกัดของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 230/115 kV ได้แก่
 - 1.1) สายส่งไฟฟ้าแรงสูง ขนาดพิกัด 818 A มีค่า 429.23 MVA
 - 1.2) เซอร์กิตเบรกเกอร์ ขนาดพิกัด 2000 A มีค่า 796.74 MVA
 - 1.3) หม้อแปลงกำลัง 200 MVA, Utilization factor 75 %
 - 1.4) บัสบาร์ ขนาดพิกัด 2,120 A มีค่า 844.55 MVA

- 2) ขนาดของโหลดเริ่มต้นที่ทำการพิจารณา พิจารณาที่ค่าไม่เกินขนาดของโหลดรวมทั้งระบบที่ยังคงสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ โดยไม่ละเมิดหลักเกณฑ์ N-1 โดยในที่นี้ พิจารณาที่ 50% ของพิกัดของหม้อแปลงกำลัง ซึ่งมีค่า $2 \times 0.5 \times 200 = 200$ MVA , p.f. 0.875 lagging
- 3) แบบจำลองอัตราการเจริญเติบโตของโหลดรายปี และค่าประกอบการใช้ไฟฟ้า (Load factor) พิจารณาข้อมูลจากแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าในปี 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (PDP 2010 Rev.3)
- 4) ค่าทางสถิติของอุปกรณ์สำหรับการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ พิจารณาข้อมูลจากโครงการศึกษาวิเคราะห์เพื่อหาอัตราความเสียหายและอัตราซ่อมแซมของอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า [39]

ทั้งนี้ ขนาดของโหลดในแต่ละปีที่พิจารณารวมทั้งสิ้น 20 ปี เมื่อคำนวณตามแบบจำลองอัตราการเจริญเติบโตของโหลดรายปี จากแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าในปี 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (PDP 2010 Rev.3) โดยที่ขนาดโหลดเริ่มต้นมีค่า 200 MVA, p.f. 0.875 lagging สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 10.1

ตารางที่ 10.1 ขนาดของโหลดรายปี เมื่อพิจารณาตามแบบจำลองอัตราการเจริญเติบโตของโหลดจาก PDP 2010 Rev. 3 โดยที่ขนาดโหลดเริ่มต้นมีค่า 200 MVA, p.f. 0.875 lagging

ปีที่พิจารณา	ขนาดโหลด		ปีที่พิจารณา	ขนาดโหลด	
	S (MVA)	P (MW)		S (MVA)	P (MW)
1	200.00	175.00	11	269.54	235.85
2	206.96	181.09	12	276.52	241.96
3	213.90	187.16	13	283.46	248.03
4	220.86	193.25	14	290.42	254.12
5	227.82	199.34	15	297.38	260.21
6	234.78	205.43	16	304.32	266.28
7	241.74	211.52	17	311.28	272.37
8	248.68	217.60	18	325.20	284.55
9	255.64	223.69	19	325.20	284.55
10	262.60	229.78	20	332.16	290.64

ทั้งนี้ ในการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบที่พิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน และ กรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน สามารถพิจารณาได้จากขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ซึ่งแสดงดังแผนผังความคิดในภาพที่ 9.3 โดยที่แผนผังความคิดดังกล่าว มีการเชื่อมโยงเนื้อหาในบทต่างๆ ของวิทยานิพนธ์ ดังนี้

- 1) จากเนื้อหาในบทที่ 7 ได้กล่าวถึง วิธีการและความสำคัญในการขยายสถานีไฟฟ้าที่มีความเกี่ยวเนื่องกับขนาดของโหลดที่พิจารณา ซึ่งเนื้อหาในบทนี้ จะถูกใช้เป็นเกณฑ์ในการพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้าซึ่งมีความสัมพันธ์กับขนาดของโหลด

- 2) จากเนื้อหาในบทที่ 8 ได้กล่าวถึง วิธีการตรวจหากลุ่มมินิมัลต์เซตของระบบด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ทั้งนี้ การพิจารณากรณีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน จะมีความเกี่ยวข้องเนื่องกับการพิจารณาหลักเกณฑ์ N-1 ของระบบ ในขณะที่ การพิจารณากรณีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน จะไม่มี ความเกี่ยวข้องเนื่องกับการพิจารณาหลักเกณฑ์ N-1 ของระบบ ซึ่งกรณีการเจริญเติบโตของโหลดทั้ง 2 กรณีดังกล่าวมีความสัมพันธ์โดยตรงกับการพิจารณาการได้รับกำลังไฟฟ้าของจุดโหลด ดังแสดงในแผนผังความคิดในภาพที่ 8.3

จากที่ได้กล่าวมาข้างต้น ขนาดของโหลดที่มีความสำคัญในการพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้าในบทที่ 7 ได้แก่ ค่า Maximum load และขนาดของโหลดที่มากที่สุดที่อยู่ในช่วงการพิจารณาหลักเกณฑ์ N-1 ของระบบ ในบทที่ 8 ได้แก่ ค่า Maximum load of N-1 criterion ซึ่งค่าของโหลดทั้งสองค่าดังกล่าว สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (7.1) และสมการที่ (8.2) ตามลำดับ ดังนั้น ค่า Maximum load และค่า Maximum load of N-1 criterion สำหรับสถานีไฟฟ้าที่มีจำนวนวงจรขาออกเป็นจำนวน 2 และ 3 วงจร สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 10.2

ตารางที่ 10.2 ค่า Maximum load และ ค่า Maximum load of N-1 criterion สำหรับสถานีไฟฟ้าที่มีจำนวนวงจรขาออกเป็นจำนวน 2 และ 3 วงจร

จำนวน วงจรขาออก	Maximum load (MW)	Maximum load of N-1 criterion (MW)
2	$= 0.75 \times 200 \times 0.875 \times 2$ $= 262.50 \text{ MW}$	$= (2-1) \times 200 \times 0.875 \times 1.2$ $= 210.00 \text{ MW}$
3	$= 0.75 \times 200 \times 0.875 \times 3$ $= 393.75 \text{ MW}$	$= (3-1) \times 200 \times 0.875 \times 1.2$ $= 420.00 \text{ MW}$

ดังนั้น ขนาดของโหลดซึ่งแสดงดังตารางที่ 10.1 สามารถแบ่งช่วงตามค่า Maximum load และค่า Maximum load of N-1 criterion ดังตารางที่ 10.2 ได้ดังต่อไปนี้

- 1) ในช่วงปีที่ 1 – 6 พบว่า ขนาดของโหลดที่พิจารณา มีค่าน้อยกว่า ค่า Maximum load of N – 1 criterion ($175.00 - 205.43 < 210.00$) กล่าวอีกนัยหนึ่ง คือ ขนาดของโหลดที่พิจารณาในช่วงนี้อยู่ในช่วงการพิจารณาหลักเกณฑ์ N – 1
- 2) ในช่วงปีที่ 7 – 15 พบว่า ขนาดของโหลดที่พิจารณา มีค่าอยู่ระหว่าง ค่า Maximum load of N – 1 criterion และค่า Maximum load ($210.00 < 211.52 - 260.21 < 262.50$) กล่าวอีกนัยหนึ่ง คือ ขนาดของโหลดที่พิจารณาในช่วงนี้อยู่นอกช่วงการพิจารณาหลักเกณฑ์ N – 1
- 3) ในช่วงปีที่ 16 – 20 พบว่า ขนาดของโหลดที่พิจารณา มีค่ามากกว่า ค่า Maximum load สำหรับการพิจารณาที่จำนวนวงจรขาออกในสถานีไฟฟ้า 2 วงจร ($266.28 - 290.64 > 262.50$) ดังนั้น จึงมีความจำเป็นต้องขยายสถานีไฟฟ้า โดยวิธีการ (1) การเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก หรือ (2) การเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก เพื่อรองรับการ

เจริญเติบโตของโหลดที่เพิ่มขึ้น ดังนั้น จากการขยายสถานีไฟฟ้างกล่าวส่งผลให้ ขนาดของ โหลดที่พิจารณาในช่วงนี้อยู่ในช่วงการพิจารณาหลักเกณฑ์ $N - 1$ สำหรับการพิจารณาที่ จำนวนวงจรขาออกในสถานีไฟฟ้า 3 วงจร ($266.28 - 290.64 < 420$)

ทั้งนี้ จากที่ได้กล่าวมาข้างต้น ขนาดของโหลดซึ่งแสดงดังตารางที่ 10.1 สามารถแบ่งตามค่า Maximum load และค่า Maximum load of $N - 1$ criterion ได้ ดังแสดงในตารางที่ 10.3

ตารางที่ 10.3 ขนาดของโหลดในตารางที่ 10.1 ซึ่งมีการพิจารณาแบ่งตามค่า Maximum load และ ค่า Maximum load of $N - 1$ criterion

ช่วงปี	ขนาดโหลด (MW)	จำนวนวงจรขาออก
1 - 6	175.00 - 205.43	2
7 - 15	211.52 - 260.21	2
16 - 20	266.28 - 290.64	3

จากตารางที่ 10.3 สามารถแบ่งการพิจารณาการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ตามกรณีของการเจริญเติบโตของโหลดดังนี้

- 1) กรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน สามารถแบ่งการพิจารณาการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ออกเป็น 3 ช่วง ได้แก่ (I.) ช่วงปีที่ 1 - 6, (II.) ช่วงปีที่ 7 - 15 และ (III.) ช่วงปีที่ 16 - 20 เนื่องจาก การพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ดังกล่าว มีความเกี่ยวข้องกับการพิจารณาหลักเกณฑ์ $N-1$
- 2) กรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน สามารถแบ่งการพิจารณาการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ออกเป็น 2 ช่วง ได้แก่ (I.) ช่วงปีที่ 1 - 15 และ (II.) ช่วงปีที่ 16 - 20 เนื่องจาก การพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ดังกล่าว ไม่มีความเกี่ยวข้องกับการพิจารณาหลักเกณฑ์ $N-1$

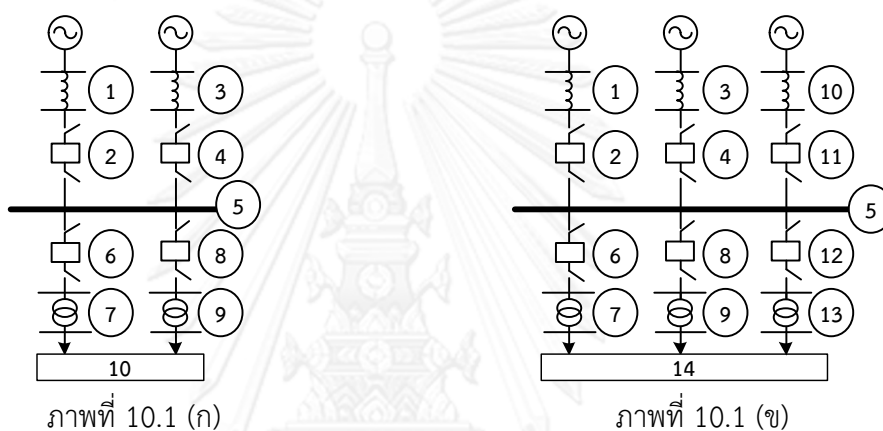
โดยที่รายละเอียดของผลการทดสอบในแต่ละส่วน สามารถพิจารณาได้ตามรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าของระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ทั้ง 9 รูปแบบ ดังต่อไปนี้

10.1.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยว (Single - bus scheme)

จากที่ได้กล่าวมา เนื่องจากผลการทดสอบของระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์สามารถแบ่งเนื้อหาได้ออกเป็น 4 ส่วน ตามลักษณะของการขยายสถานีไฟฟ้า และกรณีการแบ่งโหลดที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ ดังนั้น ผลการทดสอบในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียด ดังต่อไปนี้

10.1.1.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสเดี่ยว โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว โดยการพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน สามารถพิจารณาได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 9.3 ซึ่งมีการแบ่งการพิจารณาการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ออกเป็น 3 ช่วง ได้แก่ (I.) ช่วงปีที่ 1 – 6, (II.) ช่วงปีที่ 7 – 15 และ (III.) ช่วงปีที่ 16 – 20 ซึ่งสามารถพิจารณาได้จากภาพที่ 10.1



ภาพที่ 10.1 (ก)

ภาพที่ 10.1 (ข)

ระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวที่มีการขยาย สถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและ วงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการ เจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณ เดียวกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 1 – 15

ระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวที่มีการขยายสถานี ไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขา ออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของ โหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ซึ่ง พิจารณาในปีที่ 15 – 20

ภาพที่ 10.1 ระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้า และวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

โดยรายละเอียดในการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในแต่ละช่วงปี มีดังต่อไปนี้

(I.) การพิจารณาในช่วงปีที่ 1 – 6 ที่ขนาดของโหลด 175.00 – 205.43 MW

จากที่ได้กล่าวมา ขนาดของโหลดในปีที่ 1 – 6 นี้ ยังคงอยู่ในช่วงการพิจารณาหลักเกณฑ์ N-1 ดังนั้น ในที่นี้จะแสดงวิธีการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ที่ขนาดของโหลดในปีที่ 1 ซึ่งมีค่า 200 MVA, p.f. 0.875 lagging โดยพิจารณาตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 9.3 ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- 1) เริ่มต้น
- 2) รับข้อมูลจากผู้ใช้งาน ได้แก่ (1) แบบจำลองอัตราการเจริญเติบโตโหลดรายปี (2) ขนาด พิกัดของอุปกรณ์ (3) รูปแบบสถานีไฟฟ้า และ (4) ค่าทางสถิติของอุปกรณ์สำหรับการ

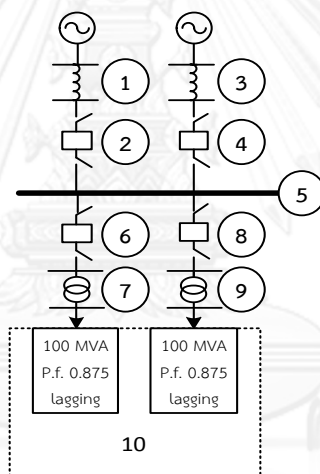
คำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ซึ่งข้อมูลดังกล่าว ได้กล่าวไว้แล้วในตอนต้นของหัวข้อที่ 10.1

- 3) พิจารณาที่ขนาดของโหลด 200 MVA, p.f. 0.875 lagging
- 4) พิจารณากรณีการแบ่งโหลดที่เชื่อมต่อกับวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้า เพื่อพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า

เนื่องจาก ขนาดของโหลดที่พิจารณามีค่าน้อยกว่าค่า Maximum load สำหรับการพิจารณาที่จำนวนวงจรขาออกในสถานีไฟฟ้า 2 วงจร ดังตารางที่ 10.2 (175.00 < 210.00) ดังนั้น ขนาดของโหลดในแต่ละวงจรขาออก (Load per outgoing) สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (7.2) กล่าวคือ

$$\text{Load per outgoing} = \frac{200 \text{ MVA, p.f. } 0.875 \text{ lagging}}{2} = 100 \text{ MVA, p.f. } 0.875 \text{ lagging} \quad (7.2)$$

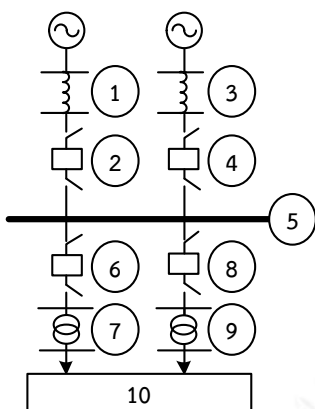
ซึ่งการแบ่งขนาดของโหลดดังกล่าวสามารถพิจารณาได้ดังภาพที่ 10.2



ภาพที่ 10.2 ระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวที่มีการพิจารณาที่ขนาดของโหลดในปีที่ 1

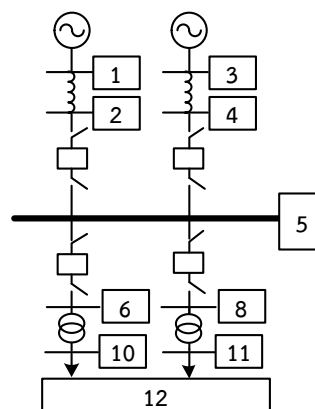
- 5) การเตรียมข้อมูลระบบ เพื่อใช้สำหรับการตรวจหากลุ่มมินิมัลคัตเซตของระบบ ด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

จากที่ได้กล่าวมา ข้อมูลบัสและข้อมูลสาขา สามารถใช้เป็นตัวแทนจุดเชื่อมต่อการส่งกำลังไฟฟ้าของระบบ เพื่อใช้ในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ทั้งนี้ การกำหนดตำแหน่งของอุปกรณ์และขนาดของโหลดที่เชื่อมต่อกับระบบทดสอบในภาพที่ 10.2 สามารถกำหนดตำแหน่งข้อมูลบัสและข้อมูลสาขา ดังแสดงในภาพที่ 10.3 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.3 (ก)

แผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบประเภทบัสเดียวในภาพที่ 10.2 ที่มีการกำหนดหมายเลขแทนตำแหน่งของอุปกรณ์และจุดโหลด



ภาพที่ 10.3 (ข)

แผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบประเภทบัสเดียวในภาพที่ 10.2 ที่มีการกำหนดหมายเลขแทนตำแหน่งของข้อมูลบัสและข้อมูลสาขา

ภาพที่ 10.3 แผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบประเภทบัสเดียวที่มีการกำหนดหมายเลขแทนตำแหน่งของอุปกรณ์ จุดโหลด และบัสที่เชื่อมต่อในแต่ละอุปกรณ์

ทั้งนี้ จากภาพที่ 10.3 (ข) สามารถใช้เป็นตัวแทนในการพิจารณาข้อมูลบัสและข้อมูลสาขา ในภาพที่ 10.3 (ก) ดังแสดงในตารางที่ 10.4 และตารางที่ 10.5 ตามลำดับ

ตารางที่ 10.4 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบประเภทบัสเดียวในภาพที่ 10.3 (ข)

หมายเลขบัส	ประเภทบัส
1	Slack bus
2, 4, 5, 6, 8, 10 และ 11	Load bus ที่มี $P = 0, Q = 0$
3	PV bus
12	Load bus ที่มี $P = 200 \cos(\cos^{-1} 0.875) = 175 \text{ MW}$, $Q = 200 \sin(\cos^{-1} 0.875) = 96.82 \text{ MVar}$

ตารางที่ 10.5 ข้อมูลสาขาของระบบทดสอบประเภทบัสเดียวในภาพที่ 10.3 (ข)

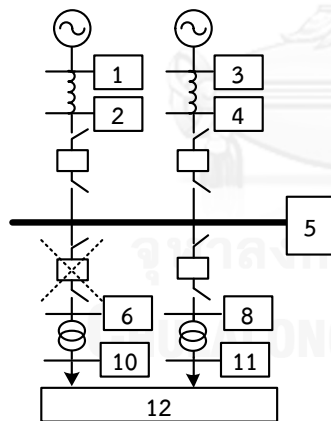
Branch	From bus	To bus	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)
1	1	2	0.0061	0.0476	0.0999
2	2	5	0.0000	0.0000	0.0000
3	5	6	0.0000	0.0000	0.0000
4	6	10	0.0023	0.0389	0.0000
5	10	12	0.0000	0.0000	0.0000

Branch	From bus	To bus	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)
6	3	4	0.0061	0.0476	0.0999
7	4	5	0.0000	0.0000	0.0000
8	5	8	0.0000	0.0000	0.0000
9	8	11	0.0023	0.0389	0.0000
10	11	12	0.0000	0.0000	0.0000

6) การพิจารณาตรวจหาหมิมีลัดเขตของระบบ

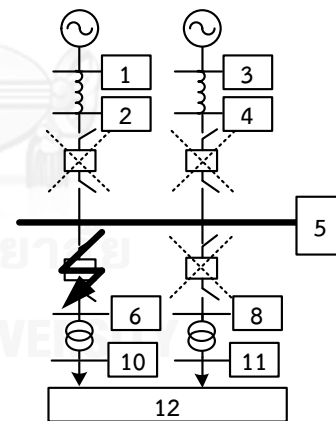
โดยวิธีการตรวจหาหมิมีลัดเขตของระบบด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ประกอบด้วยขั้นตอนย่อย ดังต่อไปนี้

- เริ่มต้น
- รับข้อมูลบัสและข้อมูลสาขาของระบบ ดังแสดงในตารางที่ 10.4 และ ตารางที่ 10.5 ตามลำดับ
- พิจารณาจุดไหลดครั้งละ 1 จุดไหลด โดยในตัวอย่างนี้พิจารณาจุดไหลดหมายเลข 12
- พิจารณาการล้มเหลวของอุปกรณ์ครั้งละ 1 อุปกรณ์ (First order failure) โดยในตัวอย่างนี้จะพิจารณาการล้มเหลวประเภทพาสีฟ และแอ็กทีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6 ซึ่งเชื่อมต่ออยู่ระหว่างบัสที่ 5 และบัสที่ 6 ดังแสดงในภาพที่ 10.4



ภาพที่ 10.4 (ก)

แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวโดยพิจารณาการล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทพาสีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6



ภาพที่ 10.4 (ข)

แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวโดยพิจารณาการล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทแอ็กทีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6

ภาพที่ 10.4 แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวโดยพิจารณาการล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6

e) ตัดข้อมูลบัสทั้งหมดที่เกี่ยวข้องของอุปกรณ์ที่เกิดเหตุการณ์การล้มเหลวเพื่อใช้ในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า โดยพิจารณาตามประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์ได้แก่

e-1) การล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทพาสซีฟ ประกอบด้วย ข้อมูลบัสและข้อมูลสาขาที่เกี่ยวข้องของอุปกรณ์ที่เกิดเหตุการณ์การล้มเหลว ได้แก่ ข้อมูลบัสที่ 6 และ 10 และข้อมูลสาขา (Branch) ที่ 3, 4 และ 5 ซึ่งเกี่ยวข้องกับบัสที่ 6 และ 10 ดังแสดงในตารางที่ 10.6 และตารางที่ 10.7 ตามลำดับ

ตารางที่ 10.6 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบประเภทบัสเดียวในภาพที่ 10.4 (ก) เมื่อพิจารณาการล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทพาสซีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6

หมายเลขบัส	ประเภทบัส
1	Slack bus
2, 4, 5, 8 และ 11	Load bus ที่มี $P = 0, Q = 0$
3	PV bus
17	Load bus ที่มี $P = 200 \cos(\cos^{-1}0.875) = 175 \text{ MW}$, $Q = 200 \sin(\cos^{-1}0.875) = 96.82 \text{ MVar}$
6, 10	<u>Isolated bus</u>

ตารางที่ 10.7 ข้อมูลสาขาของระบบทดสอบประเภทบัสเดียวในภาพที่ 10.4 (ข) เมื่อพิจารณาการล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทพาสซีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6

Branch	From bus	To bus	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)
1	1	2	0.0061	0.0476	0.0999
2	2	5	0.0000	0.0000	0.0000
3	5	6	-	-	-
4	6	10	-	-	-
5	10	12	-	-	-
6	3	4	0.0061	0.0476	0.0999
7	4	5	0.0000	0.0000	0.0000
8	5	8	0.0000	0.0000	0.0000
9	8	11	0.0023	0.0389	0.0000
10	11	12	0.0000	0.0000	0.0000

e-2) การล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทแอ็กทีฟ ประกอบด้วย ข้อมูลบัสและข้อมูลสาขาที่เกี่ยวข้องของอุปกรณ์ที่เกิดเหตุการณ์การล้มเหลว ได้แก่ ข้อมูลบัสทุกบัสในระบบ และข้อมูลสาขา (Branch) ทุกสาขาในระบบ ดังแสดงในตารางที่ 10.8 และตารางที่ 10.9 ตามลำดับ

ตารางที่ 10.8 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวในภาพที่ 10.4 (ข) เมื่อพิจารณาการล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทอิเล็กทรอนิกส์ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6

หมายเลขบัส	ประเภทบัส
1, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 10, 11, 12, 14, 15, 16 และ 17	<u>Isolated bus</u>

ตารางที่ 10.9 ข้อมูลสาขาของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวในภาพที่ 10.4 (ข) เมื่อพิจารณาการล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทอิเล็กทรอนิกส์ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6

Branch	From bus	To bus	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)
1	1	2	-	-	-
2	2	5	-	-	-
3	5	6	-	-	-
4	6	10	-	-	-
5	10	12	-	-	-
6	3	4	-	-	-
7	4	5	-	-	-
8	5	8	-	-	-
9	8	11	-	-	-
10	11	12	-	-	-

- f) คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในระบบ จากข้อมูลบัสและข้อมูลสาขาในตารางที่ 10.6 และตารางที่ 10.7 สำหรับการเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทพาสส์ไฟ และข้อมูลบัสและข้อมูลสาขาในตารางที่ 10.8 และตารางที่ 10.9 สำหรับการเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวประเภทอิเล็กทรอนิกส์ ทั้งนี้ ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าดังกล่าว สามารถพิจารณาได้จากตารางที่ 10.10 – ตารางที่ 10.12 ตามลำดับ

ตารางที่ 10.12 ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบทดสอบประเภทบัสเดียวในภาพที่ 10.4 (ข) เมื่อพิจารณาการล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภท**อีกทีฟ** ในสถานะที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะซ่อมแซม (Repair state) ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6

Branch	From Bus	To Bus	From Bus injection		To Bus injection		Loss	
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1	2	131.66	55.14	-131.50	-79.67	0.16	1.85
2	2	5	131.50	79.67	-131.50	-79.67	0.00	0.00
3	5	6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	6	10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.29
5	10	12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.29
6	3	4	131.25	55.17	-131.09	-79.71	0.16	1.84
7	4	5	131.09	79.71	-131.09	-79.71	0.00	0.00
8	5	8	175.00	121.64	-175.00	-121.64	0.00	0.00
9	8	11	175.00	121.64	-175.00	-96.82	0.00	24.81
10	11	12	175.00	121.64	-175.00	-96.82	0.00	24.81

- g) พิจารณาการรับกำลังไฟฟ้าของจุดโหลด โดยพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ดังแผนผังความคิดในภาพที่ 8.3 ซึ่งสามารถแบ่งแยกการพิจารณาตามประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์ โดยมีรายละเอียดดังนี้
- g-1) การพิจารณาการรับกำลังไฟฟ้าของจุดโหลด เมื่อเกิดการล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภท**พาสส์ฟ**ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6 สามารถพิจารณาได้จากตารางที่ 10.10 โดยมีรายละเอียดดังนี้

- 01) คำนวณค่า Maximum load และค่า Maximum load of N-1 criterion จากสมการที่ (8.1) และ (8.2) ตามลำดับ

$$\text{Maximum load} = 0.75 \times 200 \times 0.875 \times 2 = 262.50 \text{ MW} \quad (8.1)$$

$$\text{Maximum load of N-1 criterion} = (2 - 1) \times 200 \times 0.875 \times 1.2 = 210.00 \text{ MW} \quad (8.2)$$

- 02) เนื่องจาก Maximum load > Maximum load of N-1 criterion (262.5 > 210) ดังนั้น พิจารณาในขั้นตอนต่อไปว่า ขนาดของโหลดที่พิจารณา มีค่าไม่เกิน Maximum load of N-1 criterion หรือไม่ (Considered load in MW <= Maximum load of N-1 criterion)
- 03) จากข้อ 02) พบว่า Considered load in MW < Maximum load of N-1 criterion เนื่องจาก (175.00 < 210.00)

- 04) เนื่องจากขนาดของโหลดที่พิจารณา อยู่ในช่วงการพิจารณาหลักเกณฑ์ N - 1 ดังนั้นพิจารณาว่าวงจรขาออกบางวงจร สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลด ตามขนาดของโหลดที่พิจารณาได้หรือไม่
- 05) พิจารณาว่า มีวงจรขาออกบางวงจร สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดได้หรือไม่ จากส่วนที่แรงเงาในตารางที่ 10.10 พบว่า สาขา (Branch) ที่ 10 ซึ่งเป็นสาขาของวงจรขาออกยังคงสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ตามขนาดของโหลดที่พิจารณา
- 06) จากข้อ 05) สามารถพิจารณาได้ว่า การล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทพาสซีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6 ยังคงส่งผลให้จุดโหลดได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้า ดังนั้น อุปกรณ์ดังกล่าวไม่จัดว่าเป็นอุปกรณ์ในกลุ่มมินิมัลคัตเซตของระบบ
- g-2) การพิจารณาการรับกำลังไฟฟ้าของจุดโหลด เมื่อเกิดการล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทแอ็กทีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6 สามารถพิจารณาได้จากตารางที่ 10.11 โดยมีรายละเอียดดังนี้
- 01) คำนวณค่า Maximum load และค่า Maximum load of N-1 criterion จากสมการที่ (8.1) และ (8.2) ตามลำดับ
- $$\text{Maximum load} = 0.75 \times 200 \times 0.875 \times 2 = 262.50 \text{ MW} \quad (8.1)$$
- $$\text{Maximum load of N-1 criterion} = (2 - 1) \times 200 \times 0.875 \times 1.2 = 210.00 \text{ MW} \quad (8.2)$$
- 02) เนื่องจาก Maximum load > Maximum load of N-1 criterion (262.5 > 210.00) ดังนั้น พิจารณาในขั้นตอนต่อไปว่า ขนาดของโหลดที่พิจารณา มีค่าไม่เกิน Maximum load of N-1 criterion หรือไม่ (Considered load in MW ≤ Maximum load of N-1 criterion)
- 03) จากข้อ 02) พบว่า Considered load in MW < Maximum load of N-1 criterion เนื่องจาก (175.00 < 210.00)
- 04) เนื่องจากขนาดของโหลดที่พิจารณา อยู่ในช่วงการพิจารณาหลักเกณฑ์ N - 1 ดังนั้น พิจารณาว่าวงจรขาออกบางวงจร สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลด ตามขนาดของโหลดที่พิจารณาได้หรือไม่
- 05) พิจารณาว่า มีวงจรขาออกบางวงจร สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดได้หรือไม่ จากส่วนที่แรงเงาในตารางที่ 10.11 พบว่า สาขา (Branch) ที่ 5 และ 10 ซึ่งเป็นสาขาของวงจรขาออกไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้
- 06) จากข้อ 05) สามารถพิจารณาได้ว่า การล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทแอ็กทีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6 ส่งผลให้จุดโหลดไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้า ดังนั้น อุปกรณ์ดังกล่าวเป็นอุปกรณ์ในกลุ่มมินิมัลคัตเซตประเภทแอ็กทีฟของระบบ

- h) พิจารณาขนาดของกำลังไฟฟ้าที่ผ่านในแต่ละอุปกรณ์ ภายหลังจากการเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์โดยสามารถพิจารณาได้จาก ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวในภาพที่ 10.4 (ก) และภาพที่ 10.4 (ข) เมื่อพิจารณาการล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทพาสซีฟและแอ็กทีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6 ตามลำดับ ซึ่งสามารถพิจารณาได้จากตารางที่ 10.10 – ตารางที่ 10.12

ทั้งนี้ จากตารางที่ 10.10 – ตารางที่ 10.12 พบว่าขนาดกำลังไฟฟ้าที่ผ่านในแต่ละอุปกรณ์ดังกล่าว มีค่าน้อยกว่าขนาดพิกัดของอุปกรณ์แต่ละประเภทในระบบ อย่างไรก็ตาม การล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทแอ็กทีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6 ส่งผลให้จุดโหลดไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้า ดังนั้น อุปกรณ์ดังกล่าวเป็นอุปกรณ์ในกลุ่มมินิมัลต์เซตประเภทแอ็กทีฟของระบบ แต่ในขณะที่การล้มเหลวประเภทพาสซีฟของอุปกรณ์ดังกล่าวไม่จัดว่าเป็นอุปกรณ์ในกลุ่มมินิมัลต์เซตประเภทพาสซีฟของระบบ

- i) เก็บตำแหน่งของอุปกรณ์เซอร์กิตเบรกเกอร์หมายเลข 6 เป็นอุปกรณ์ในกลุ่มมินิมัลต์เซตประเภทแอ็กทีฟของระบบ

ทั้งนี้ เมื่อทำการพิจารณาช่วงระยะเวลาที่จุดโหลดไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้า ได้แก่ ระยะเวลาสับสวิตช์ (Switching time) หรือระยะเวลาการซ่อมแซม (Repair time) ของอุปกรณ์ในกลุ่มมินิมัลต์เซต ตามแบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ (Three - state model) ซึ่งแสดงดังตัวอย่างในภาพที่ 3.12 พบว่า การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟของอุปกรณ์เซอร์กิตเบรกเกอร์ หมายเลข 6 ดังกล่าว ส่งผลให้จุดโหลดที่ทำการพิจารณาไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้าด้วยช่วงระยะเวลาเท่ากับ ระยะเวลาสับสวิตช์ ของอุปกรณ์เซอร์กิตเบรกเกอร์หมายเลข 6 อันเนื่องมาจาก วงจรขาออกที่ยังคงเหลือภายในระบบสามารถทำการจ่ายกำลังไฟฟ้าด้วยขนาดของโหลดที่ระบบต้องการได้ ในสถานะที่อุปกรณ์ดังกล่าวเข้าสู่กระบวนการซ่อมแซม (Repair state) ซึ่งสามารถพิจารณาได้จากผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า สาขาที่ 5 และ 10 ในตารางที่ 10.12 กล่าวคือ $(0 + 175.00 = 175 = 200 \cos(\cos^{-1} 0.875))$

- j) พิจารณาการตรวจสอบทุกอุปกรณ์ในระบบ โดยภายหลังจากการตรวจสอบทุกอุปกรณ์ในระบบ สามารถพิจารณากลุ่มมินิมัลต์เซตประเภทพาสซีฟและประเภทแอ็กทีฟของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวในภาพที่ 10.1 (ก) ประกอบกับการพิจารณาช่วงระยะเวลาที่จุดโหลดจะไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้า ดังตารางที่ 10.13

ตารางที่ 10.13 กลุ่มมินิมัลต์เซตของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวในภาพที่ 10.1 (ก) ซึ่งพิจารณาที่ขนาดของโหลดในปีที่ 1

กลุ่มมินิมัลต์เซตประเภทพาสซีฟ			
หมายเลข	อุปกรณ์	λ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง/ครั้ง)
[5]	บัสบาร์	0.0000	2.0000 (ระยะเวลาซ่อมแซม : r)
กลุ่มมินิมัลต์เซตประเภทแอ็กทีฟ			
หมายเลข	อุปกรณ์	λ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง/ครั้ง)
[5]	บัสบาร์	0.0010	2.0000 (ระยะเวลาซ่อมแซม : r)
[2], [4], [6], [8]	เซอร์กิตเบรกเกอร์	0.0064	0.2500 (ระยะเวลาสับสวิตช์ : S)

- k) พิจารณาการตรวจสอบครบทุกจุดโหลดในระบบ เนื่องจากระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวที่พิจารณาในภาพที่ 10.2 พิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลด อยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ดังนั้นจำนวนจุดโหลดที่พิจารณามีเพียง 1 จุดโหลด
- l) สิ้นสุดกระบวนการตรวจหามินิมัลต์เซตของระบบ ด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

7) การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้จากกลุ่มมินิมัลต์เซตของระบบ

เนื่องจาก จุดโหลดที่พิจารณามีเพียง 1 จุดโหลด ดังนั้น ผลรวมของจำนวนครั้งที่สถานีไฟฟ้าไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ (Total LOLF) จะมีค่าเท่ากับ อัตราการล้มเหลวเฉลี่ยรวม ณ จุดโหลด ($\lambda_{LP,1}$) และ ผลรวมของระยะเวลาที่สถานีไฟฟ้าไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ (Total LOLP) จะมีค่าเท่ากับ ระยะเวลาที่ล้มเหลวเฉลี่ยต่อปี ณ จุดโหลด ($U_{LP,1}$)

ทั้งนี้ จากข้อมูลกลุ่มมินิมัลต์เซตของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวในภาพที่ 10.2 ซึ่งแสดงดังตารางที่ 10.13 สามารถนำมาคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS จากสมการที่ (4.21) – (4.24) ซึ่งมีความเกี่ยวข้องกับสมการที่ (4.17) – (4.18) ดังนี้

1) Total LOLF = Total of passive failure rate + Total of active failure rate

$$\begin{aligned}
 \text{Total LOLF} &= \lambda_{LP,1} = \sum_{i=1}^1 \lambda_{i,p} + \sum_{i=1}^5 \lambda_{i,a} \\
 &= [(0 \times 1)] + [(0.0010 \times 1) + (0.0064 \times 4)] \\
 &= 0.0266 \text{ f/year}
 \end{aligned}$$

2) Total LOLP = Total of unavailability passive + Total of unavailability Active

$$\begin{aligned} \text{Total LOLP} &= U_{LP,1} = \sum_{i=1}^1 \lambda_{i,p} r_i + \sum_{i=1}^5 \lambda_{i,a} r_i \\ &= [(0 \times 2 \times 1)] + [(0.0010 \times 2 \times 1) + (0.0064 \times 0.25 \times 4)] \\ &= 0.0084 \text{ hours/year} \end{aligned}$$

3) Total EENS = Total connected average load \times Total unavailability

$$\begin{aligned} \text{Total EENS} &= P_{a,1} \times U_{LP,1} \\ &= P_{peak,1} \times LF_1 \times U_{LP,1} \\ &= 200 \times 0.875 \times 0.7450 \times 0.0084 \\ &= 1.0951 \text{ MW.hours/year} \end{aligned}$$

(II.) การพิจารณาในช่วงปีที่ 7 – 15 ที่ขนาดของโหลด 211.52 – 260.21 MW

ในทำนองเดียวกัน เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ในภาพที่ 9.3 สามารถสรุปกลุ่มมินิมัลต์เซตของระบบทดสอบประเภทบัสเดียว ในภาพที่ 10.1 (ก) ซึ่งพิจารณาที่ขนาดของโหลดในปีที่ 15 คือ 260.21 MW ดังแสดงในตารางที่ 10.14

ตารางที่ 10.14 กลุ่มมินิมัลต์เซตของระบบทดสอบประเภทบัสเดียวในภาพที่ 10.1 (ก) ซึ่งพิจารณาที่ขนาดของโหลดในปีที่ 15

กลุ่มมินิมัลต์เซตประเภทพาสซีฟ			
หมายเลข	อุปกรณ์	λ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง/ครั้ง)
[5]	บัสบาร์	0.0000	2.0000 (ระยะเวลาซ่อมแซม : r)
[6], [8]	เซอร์กิตเบรกเกอร์	0.0007	1.4903 (ระยะเวลาซ่อมแซม : r)
[7], [9]	หม้อแปลงกำลัง	0.0000	0.6778 (ระยะเวลาซ่อมแซม : r)

กลุ่มมินิมัลต์เซตประเภทแก็ททีฟ			
หมายเลข	อุปกรณ์	λ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง/ครั้ง)
[5]	บัสบาร์	0.0010	2.0000 (ระยะเวลาซ่อมแซม : r)
[2], [4]	เซอร์กิตเบรกเกอร์ ในวงจรถาเข้า	0.0064	0.2500 (ระยะเวลาสับสวิตช์ : S)
[6], [8]	เซอร์กิตเบรกเกอร์ ในวงจรถาออก	0.0064	1.4903 (ระยะเวลาซ่อมแซม : r)
[7], [9]	หม้อแปลงกำลัง	0.1033	0.6778 (ระยะเวลาซ่อมแซม : r)

ทั้งนี้ จากข้อมูลกลุ่มมินิมัลต์เซตของระบบทดสอบประเภทบัสเดียวในภาพที่ 10.1 (ก) ซึ่งพิจารณาที่ขนาดของโหลดในปีที่ 15 ดังตารางที่ 10.14 สามารถนำมาคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS จากสมการที่ (4.21) - (4.24) ซึ่งมีความเกี่ยวข้องกับสมการที่ (4.17) - (4.18) ดังนี้

1) Total LOLF = Total of passive failure rate + Total of active failure rate

$$\begin{aligned}
 \text{Total LOLF} &= \lambda_{LP,1} = \sum_{i=1}^5 \lambda_{i,p} + \sum_{i=1}^7 \lambda_{i,a} \\
 &= [(0 \times 1) + (0.0070 \times 2) + (0 \times 2)] + \\
 &\quad [(0.0010 \times 1) + (0.0064 \times 4) + (0.1033 \times 2)] \\
 &= 0.2346 \text{ f/year}
 \end{aligned}$$

2) Total LOLP = Total of unavailability passive + Total of unavailability Active

$$\begin{aligned}
 \text{Total LOLP} &= U_{LP,1} = \sum_{i=1}^5 \lambda_{i,p} r_i + \sum_{i=1}^7 \lambda_{i,a} r_i \\
 &= [(0 \times 2 \times 1) + (0.0007 \times 1.4903 \times 2) + (0 \times 0.6778 \times 2)] + \\
 &\quad [(0.0010 \times 2 \times 1) + (0.0064 \times 0.2500 \times 2) + (0.0064 \times 1.4903 \times 2) + \\
 &\quad (0.1033 \times 0.6778 \times 2)] \\
 &= 0.1664 \text{ hours/year}
 \end{aligned}$$

3) Total EENS = Total connected average load \times Total unavailability

$$\begin{aligned} \text{Total EENS} &= P_{a,1} \times U_{LP,1} \\ &= P_{peak,1} \times LF_1(\text{yr \#15}) \times U_{LP,1} \\ &= 260.21 \times 0.7468 \times 0.1664 \\ &= 32.3345 \text{ MW.hours/year} \end{aligned}$$

(III.) การพิจารณาในช่วงปีที่ 16 – 20 ที่ขนาดของโหลด 266.28 – 290.64 MW

ในทำนองเดียวกัน เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ในภาพที่ 9.3 สามารถสรุปกลุ่มมินิมัลต์เซตของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยว ในภาพที่ 10.1 (ข) ซึ่งพิจารณาที่ขนาดของโหลดในปีที่ 20 คือ 290.64 MW ดังแสดงในตารางที่ 10.15

ตารางที่ 10.15 กลุ่มมินิมัลต์เซตของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวในภาพที่ 10.1 (ข) ซึ่งพิจารณาที่ขนาดของโหลดในปีที่ 20

กลุ่มมินิมัลต์เซตประเภทพาสซีฟ			
หมายเลข	อุปกรณ์	λ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง/ครั้ง)
[5]	บัสบาร์	0.0000	2.0000 (ระยะเวลาซ่อมแซม : r)
กลุ่มมินิมัลต์เซตประเภทแอ็กทีฟ			
หมายเลข	อุปกรณ์	λ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง/ครั้ง)
[5]	บัสบาร์	0.0010	2.0000 (ระยะเวลาซ่อมแซม : r)
[2], [4], [6], [8], [11], [12]	เซอร์กิตเบรกเกอร์	0.0064	0.2500 (ระยะเวลาสับสวิตซ์ : S)

ทั้งนี้ จากข้อมูลกลุ่มมินิมัลต์เซตของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวในภาพที่ 10.1 (ข) ซึ่งพิจารณาที่ขนาดของโหลดในปีที่ 20 ดังตารางที่ 10.15 สามารถนำมาคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS จากสมการที่ (4.21) – (4.24) ซึ่งมีความเกี่ยวข้องกับสมการที่ (4.17) – (4.18) ดังนี้

1) Total LOLF = Total of passive failure rate + Total of active failure rate

$$\begin{aligned} \text{Total LOLF} &= \lambda_{LP,1} = \sum_{i=1}^1 \lambda_{i,p} + \sum_{i=1}^7 \lambda_{i,a} \\ &= [(0 \times 1)] + [(0.0010 \times 1) + (0.0064 \times 6)] \\ &= 0.0394 \text{ f/year} \end{aligned}$$

2) Total LOLP = Total of unavailability passive + Total of unavailability Active

$$\begin{aligned} \text{Total LOLP} &= U_{LP,1} = \sum_{i=1}^1 \lambda_{i,p} r_i + \sum_{i=1}^7 \lambda_{i,a} r_i \\ &= [(0 \times 2 \times 1)] + [(0.0010 \times 2 \times 1) + (0.0064 \times 0.25 \times 6)] \\ &= 0.0116 \text{ hours/year} \end{aligned}$$

3) Total EENS = Total connected average load \times Total unavailability

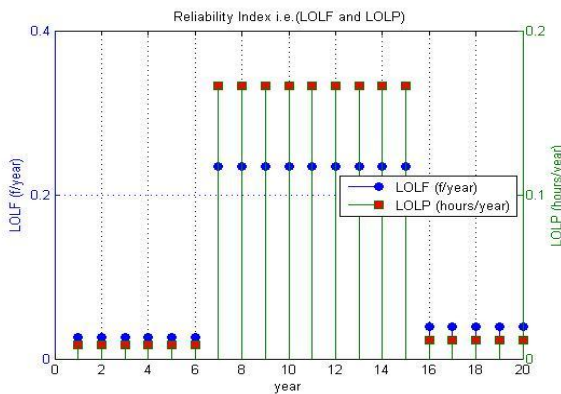
$$\begin{aligned} \text{Total EENS} &= P_{a,1} \times U_{LP,1} \\ &= P_{peak,1} \times LF_1 \times U_{LP,1} \\ &= 290.64 \times 0.7410 \times 0.0116 \\ &= 2.4982 \text{ MW.hours/year} \end{aligned}$$

ทั้งนี้ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ที่พิจารณาโดยแบ่งการพิจารณาที่ขนาดโหลดทั้ง 3 ช่วง ได้แก่ (I.) ช่วงปีที่ 1 – 6, (II.) ช่วงปีที่ 7 – 15 และ (III.) ช่วงปีที่ 16 – 20 สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 10.16

ตารางที่ 10.16 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดียว โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

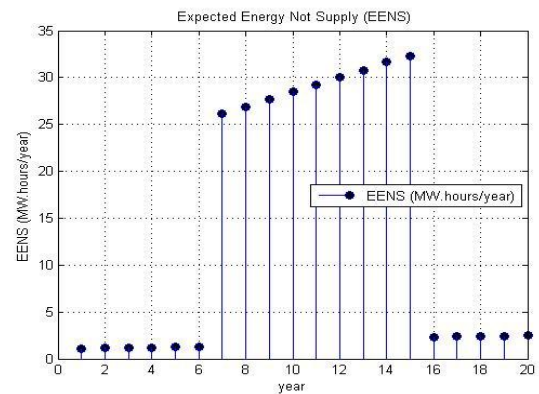
ช่วงปี	ขนาดโหลด (MVA)	จุดโหลด	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ปีสุดท้ายของช่วง		
			LOLF (f/year)	LOLP (hr/year)	EENS (MW.hr/year)
1 – 6	200.00 – 234.78	10	0.0266	0.0084	1.2811
7 – 15	241.74 – 297.38	10	0.2346	0.1664	32.3345
16 – 20	304.32 – 332.16	14	0.0394	0.0116	2.4982

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ในตารางที่ 10.16 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟในภาพที่ 10.5 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.5 (ก)

ค่า LOLF และ LOLP ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดียว เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี



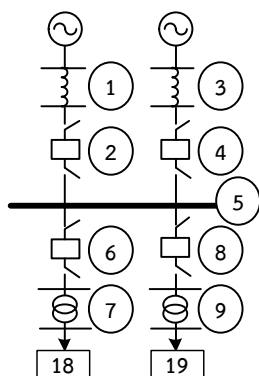
ภาพที่ 10.5 (ข)

ค่า EENS ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดียว เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

ภาพที่ 10.5 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสเดียว โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

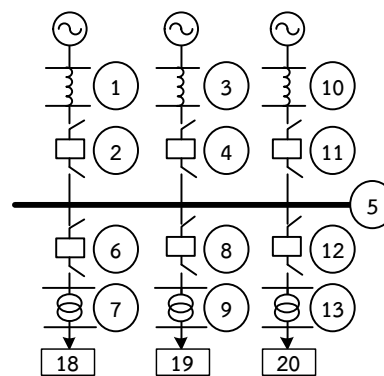
10.1.1.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดียว โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

เมื่อพิจารณาขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดียว โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน สามารถพิจารณาได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 9.3 ซึ่งมีการแบ่งการพิจารณาการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ออกเป็น 2 ช่วง ได้แก่ (I.) ช่วงปีที่ 1 – 6 และ (II.) ช่วงปีที่ 16 – 20 ซึ่งสามารถพิจารณาได้จากภาพที่ 10.6



ภาพที่ 10.6 (ก)

ระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 1 - 15



ภาพที่ 10.6 (ข)

ระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 15 - 20

ภาพที่ 10.6 ระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

โดยรายละเอียดในการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในแต่ละช่วงปี ได้แก่ (I.) ช่วงปีที่ 1 - 6 และ (II.) ช่วงปีที่ 16 - 20 มีลักษณะในการคำนวณที่คล้ายคลึงกัน ดังนั้น ในที่นี้ จะพิจารณาการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในช่วงปีที่ 1-15 โดยมีรายละเอียด ดังต่อไปนี้

(I.) การพิจารณาในช่วงปีที่ 1 - 15 ที่ขนาดของโหลด 175.00 - 260.21 MW

จากที่ได้กล่าวมาข้างต้น เนื่องจากในการตรวจหากลุ่มมินิมัลคัตเซตในระบบ เมื่อพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ไม่มีความเกี่ยวข้อง กับการพิจารณาหลักเกณฑ์ N-1 ของระบบ นอกจากนี้ ในแต่ละวงจรขาออกของสถานีไฟฟ้าจะทำการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดในพื้นที่ที่แตกต่างกัน กล่าวคือ ในแต่ละจุดโหลดจะมีความเป็นอิสระต่อกัน ดังนั้น ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบ จะต้องทำการพิจารณาค่าครั้งละจุดโหลดของระบบทดสอบ

ด้วยเหตุผลดังกล่าว เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ในภาพที่ 9.3 สามารถสรุปกลุ่มมินิมัลคัตเซตของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยว ในภาพที่ 10.6 (ก) ในแต่ละจุดโหลด ได้แก่ จุดโหลด 18 และ จุดโหลด 19 ซึ่งพิจารณาที่ขนาดของโหลดในปีที่ 15 คือ 260.21 MW ดังแสดงในตารางที่ 10.17

ตารางที่ 10.17 กลุ่มมินิมัลต์เซตของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวในภาพที่ 10.6 (ก)
ซึ่งพิจารณาที่ขนาดของโหนดในปีที่ 15

จุดโหนด 18			
กลุ่มมินิมัลต์เซตประเภทพาสซีฟ			
หมายเลข	อุปกรณ์	λ (ครั้ง/ปี)	(ชั่วโมง/ครั้ง)
[5]	บัสบาร์	0.0000	2.0000 (ระยะเวลาซ่อมแซม : r)
[6]	เซอร์กิตเบรกเกอร์	0.0007	1.4903 (ระยะเวลาซ่อมแซม : r)
[7]	หม้อแปลงกำลัง	0.0000	0.6778 (ระยะเวลาซ่อมแซม : r)
กลุ่มมินิมัลต์เซตประเภทแอ็กทีฟ			
หมายเลข	อุปกรณ์	λ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง/ครั้ง)
[5]	บัสบาร์	0.0010	2.0000 (ระยะเวลาซ่อมแซม : r)
[2], [4], [8]	เซอร์กิตเบรกเกอร์	0.0064	0.2500 (ระยะเวลาสับสวิตช์ : S)
[6]	เซอร์กิตเบรกเกอร์		1.4903 (ระยะเวลาซ่อมแซม : r)
[7]	หม้อแปลงกำลัง	0.1033	0.6778 (ระยะเวลาซ่อมแซม : r)
จุดโหนด 19			
กลุ่มมินิมัลต์เซตประเภทพาสซีฟ			
หมายเลข	อุปกรณ์	λ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง/ครั้ง)
[5]	บัสบาร์	0.0000	2.0000 (ระยะเวลาซ่อมแซม : r)
[8]	เซอร์กิตเบรกเกอร์	0.0007	1.4903 (ระยะเวลาซ่อมแซม : r)
[9]	หม้อแปลงกำลัง	0.0000	0.6778 (ระยะเวลาซ่อมแซม : r)

กลุ่มมินิมัลต์เซตประเภทแก็ททีฟ			
หมายเลข	อุปกรณ์	λ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง/ครั้ง)
[5]	บัสบาร์	0.0010	2.0000 (ระยะเวลาซ่อมแซม : r)
[2], [4], [6]	เซอร์กิตเบรกเกอร์	0.0064	0.2500 (ระยะเวลาสับสวิตซ์ : S)
[8]	เซอร์กิตเบรกเกอร์		1.4903 (ระยะเวลาซ่อมแซม : r)
[9]	หม้อแปลงกำลัง	0.1033	0.6778 (ระยะเวลาซ่อมแซม : r)

ทั้งนี้ เนื่องจากข้อมูลกลุ่มมินิมัลต์เซตของระบบทดสอบประเภทบัสเดียวในภาพที่ 10.6 (ก) ดังตารางที่ 10.17 พบว่า ทั้งจุดโหลด 18 และ จุดโหลด 19 มีสมาชิกในกลุ่มมินิมัลต์เซตที่มีความคล้ายคลึงกันทุกประการ ทั้งประเภทและจำนวนอุปกรณ์ ดังนั้น สามารถกล่าวได้ว่า ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของจุดโหลดทั้งสองดังกล่าว จะมีค่าเท่ากัน โดยที่ข้อมูลกลุ่มมินิมัลต์เซตซึ่งแสดงดังตารางที่ 10.17 ดังกล่าว สามารถนำมาคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS จากสมการที่ (4.21) – (4.24) ซึ่งมีความเกี่ยวเนื่องกับสมการที่ (4.17) – (4.18) ดังนี้

$$1) \text{ Total LOLF} = \text{Total of passive failure rate} + \text{Total of active failure rate}$$

$$\begin{aligned} \text{Total LOLF} &= \frac{\sum_{i=1}^j \lambda_{LP,j}}{j} = \sum_{j=1}^2 \frac{\sum_{i=1}^3 \lambda_{i,p} + \sum_{i=1}^6 \lambda_{i,a}}{2} \\ &= \frac{2 \times \left\{ \begin{aligned} &[(0 \times 1)] + [(0.0007 \times 1) + (0 \times 1)] + \\ &[(0.0010 \times 1) + (0.0064 \times 4) + (0.1033 \times 1)] \end{aligned} \right\}}{2} \\ &= \frac{2 \times \{0.1306\}}{2} \\ &= 0.1306 \text{ f/year} \end{aligned}$$

2) Total LOLP = Total of unavailability passive + Total of unavailability Active

$$\begin{aligned}
 \text{Total LOLP} &= \frac{\sum_{i=1}^j U_{LP,j}}{j} = \sum_{j=1}^2 \frac{\sum_{i=1}^3 \lambda_{i,p} r_i + \sum_{i=1}^6 \lambda_{i,a} r_i}{2} \\
 &= \frac{2 \times \left\{ \begin{aligned} &[(0 \times 2 \times 1)] + [(0.0007 \times 1.4093 \times 1) + (0 \times 0.6778 \times 1)] + \\ &[(0.0010 \times 2 \times 1) + (0.0064 \times 0.25 \times 3) + (0.0064 \times 1.4903 \times 1)] + \\ &(0.1033 \times 0.6778 \times 1) \end{aligned} \right\}}{2} \\
 &= \frac{2 \times \{0.0874\}}{2} \\
 &= 0.0874 \text{ f/year}
 \end{aligned}$$

3) Total EENS = Total connected average load × Total unavailability

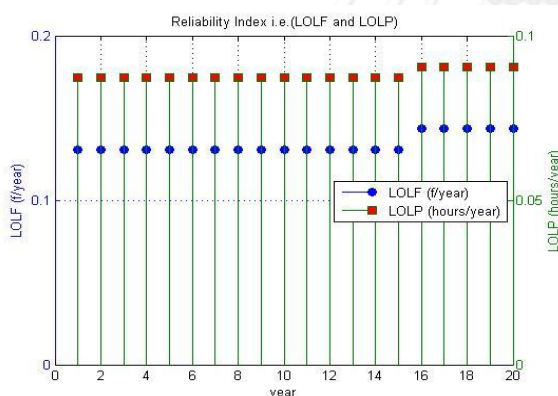
$$\begin{aligned}
 \text{Total EENS} &= \sum_{j=1}^2 \frac{P_{a,j} \times U_{LP,j}}{2} \\
 &= \frac{2 \times \{P_{peak,j} \times LF_j \times U_{LP,j}\}}{2} \\
 &= \frac{2 \times \{260.2075 \times 0.7468 \times 0.0874\}}{2} = \frac{2 \times \{16.9834\}}{2} \\
 &= 16.9834 \text{ MW.hours/year}
 \end{aligned}$$

ทั้งนี้ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ที่พิจารณาโดยแบ่งการพิจารณาที่ขนาดโหลดทั้ง 2 ช่วง ได้แก่ (I.) ช่วงปีที่ 1 - 15 และ (II.) ช่วงปีที่ 16 - 20 สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 10.18

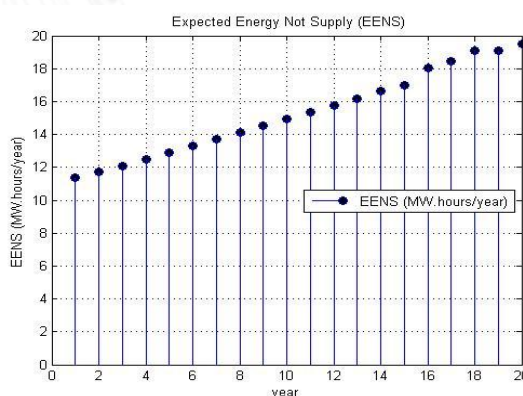
ตารางที่ 10.18 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

ช่วงปี	ขนาดโหลด (MVA)	จุดโหลด	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้สูงสุดท้ายของช่วง		
			LOLF (f/year)	LOLP (hr/year)	EENS (MW.hr/year)
1 – 15	200.00 – 297.38	18	0.1306	0.0874	16.9834
		19	0.1306	0.0874	16.9834
		ระบบ	0.1306	0.0874	16.9834
16 – 20	304.32 – 332.16	18	0.1434	0.0906	19.5115
		19	0.1434	0.0906	19.5115
		20	0.1434	0.0906	19.5115
		ระบบ	0.1434	0.0906	19.5115

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ในตารางที่ 10.18 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟในภาพที่ 10.7 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.7 (ก)



ภาพที่ 10.7 (ข)

ค่า LOLF และ LOLP ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

ค่า EENS ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

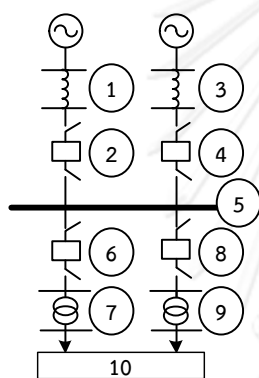
ภาพที่ 10.7 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยว โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

เนื่องจาก วิธีในการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ โดยพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน และกรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน จะมีลักษณะในการคำนวณคล้ายกับ การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว ในหัวข้อที่ 10.1.1.1 และ 10.1.1.2 ตามลำดับ

ด้วยเหตุผลดังกล่าว เนื้อหาของผลการทดสอบตั้งแต่ส่วนนี้เป็นต้นไป จะทำการสรุปผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS รวมถึงลักษณะทางกายภาพของระบบทดสอบในแต่ละช่วงปีที่พิจารณา ทั้ง 9 รูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้า โดยที่เนื้อหาดังกล่าว มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

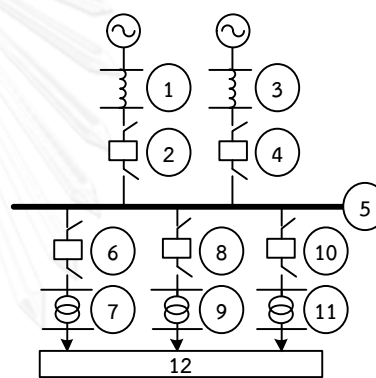
10.1.1.3 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยว โดยพิจารณาตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 9.3 สามารถแสดงผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ดังแสดงในตารางที่ 10.19 ประกอบกับลักษณะทางกายภาพของระบบทดสอบในแต่ละปีที่พิจารณา ดังแสดงในภาพที่ 10.8 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.8 (ก)

ระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 1 – 15



ภาพที่ 10.8 (ข)

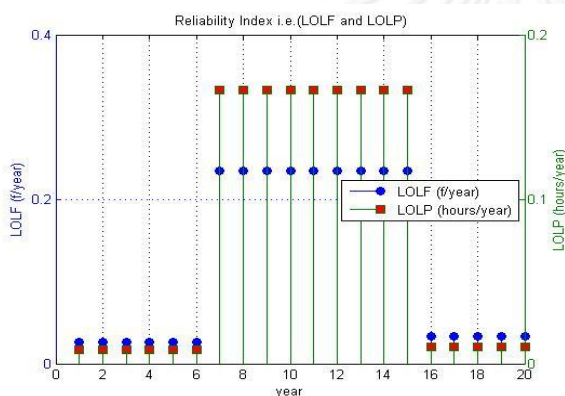
ระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 15 – 20

ภาพที่ 10.8 ระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

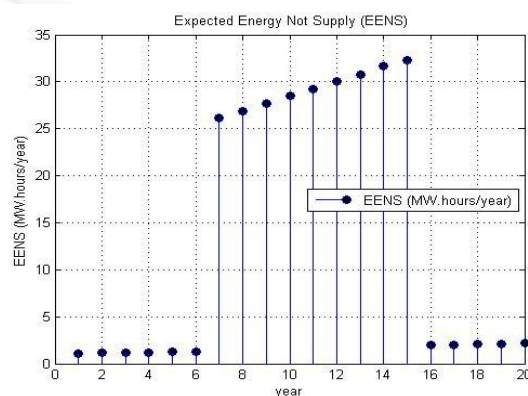
ตารางที่ 10.19 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

ช่วงปี	ขนาดโหลด (MVA)	จุดโหลด	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้สูงสุดท้ายของช่วง		
			LOLF (f/year)	LOLP (hr/year)	EENS (MW.hr/year)
1 – 6	200.00 – 234.78	10	0.0266	0.0084	1.2811
7 – 15	241.74 – 297.38	10	0.2346	0.1664	32.3345
16 – 20	304.32 – 332.16	12	0.0330	0.0100	2.1536

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ในตารางที่ 10.19 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟในภาพที่ 10.9 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.9 (ก)



ภาพที่ 10.9 (ข)

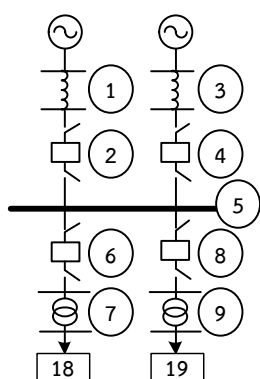
ค่า LOLF และ LOLP ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

ค่า EENS ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

ภาพที่ 10.9 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยว โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

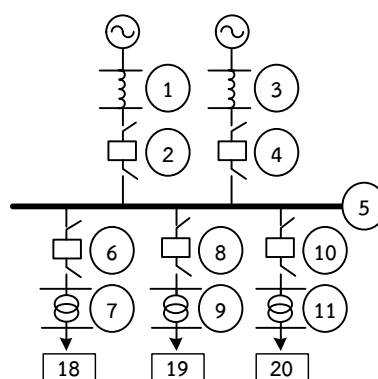
10.1.1.4 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว โดยพิจารณาตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 9.3 สามารถแสดงผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ดังแสดงในตารางที่ 10.20 ประกอบกับลักษณะทางกายภาพของระบบทดสอบในแต่ละปีที่พิจารณา ดังแสดงในภาพที่ 10.10 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.10 (ก)

ระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 1 - 15



ภาพที่ 10.10 (ข)

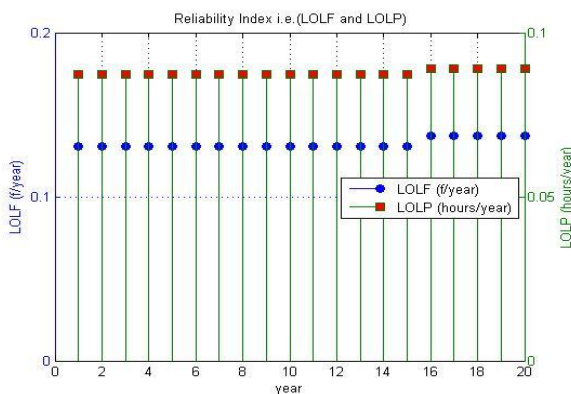
ระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 15 - 20

ภาพที่ 10.10 ระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

ตารางที่ 10.20 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

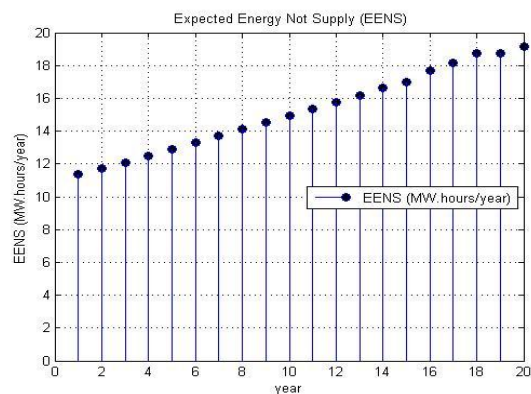
ช่วงปี	ขนาดโหลด (MVA)	จุดโหลด	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้สูงสุดท้ายของช่วง		
			LOLF (f/year)	LOLP (hr/year)	EENS (MW.hr/year)
1 - 15	200.00 - 297.38	18	0.1306	0.0874	16.9834
		19	0.1306	0.0874	16.9834
		ระบบ	0.1306	0.0874	16.9834
16 - 20	304.32 - 332.16	18	0.1370	0.0890	19.1670
		19	0.1370	0.0890	19.1670
		20	0.1370	0.0890	19.1670
		ระบบ	0.1370	0.0890	19.1670

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ในตารางที่ 10.20 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟในภาพที่ 10.11 (ก) - (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.11 (ก)

ค่า LOLF และ LOLP ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยว เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี



ภาพที่ 10.11 (ข)

ค่า EENS ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยว เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

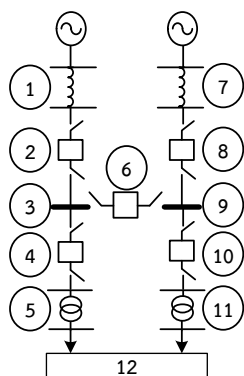
ภาพที่ 10.11 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยว โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

10.1.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน (Straight – bus sectionalization scheme)

จากที่ได้กล่าวมา เนื่องจากผลการทดสอบของระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์สามารถแบ่งเนื้อหาได้ออกเป็น 4 ส่วน ตามลักษณะของการขยายสถานีไฟฟ้า และกรณีการแบ่งโหลดที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ ดังนั้น ผลการทดสอบในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียด ดังต่อไปนี้

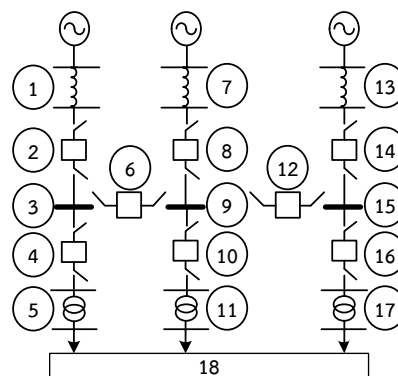
10.1.2.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน โดยพิจารณาตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 9.3 สามารถแสดงผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ดังแสดงในตารางที่ 10.21 ประกอบกับลักษณะทางกายภาพของระบบทดสอบในแต่ละปีที่พิจารณา ดังแสดงในภาพที่ 10.12 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.12 (ก)

ระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 1 - 15



ภาพที่ 10.12 (ข)

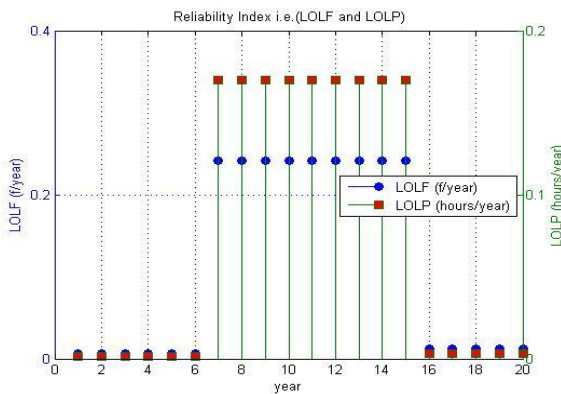
ระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 15 - 20

ภาพที่ 10.12 ระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

ตารางที่ 10.21 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

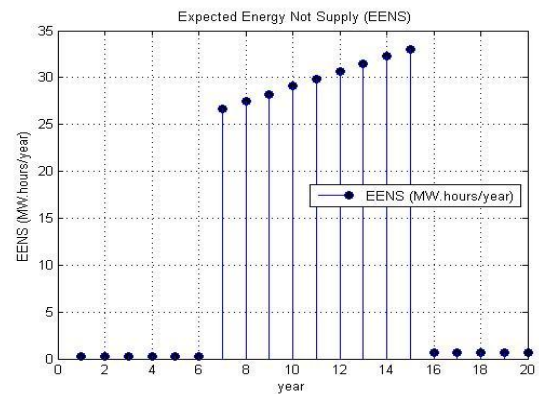
ช่วงปี	ขนาดโหลด (MVA)	จุดโหลด	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ปีสุดท้ายของช่วง		
			LOLF (f/year)	LOLP (hr/year)	EENS (MW.hr/year)
1 - 6	200.00 - 234.78	12	0.0064	0.0016	0.2440
7 - 15	241.74 - 297.38	12	0.2420	0.1700	33.0341
16 - 20	304.32 - 332.16	18	0.0128	0.0032	0.6892

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ในตารางที่ 10.21 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟในภาพที่ 10.13 (ก) - (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.13 (ก)

ค่า LOLF และ LOLP ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี



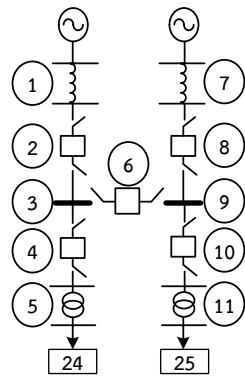
ภาพที่ 10.13 (ข)

ค่า EENS ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

ภาพที่ 10.13 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

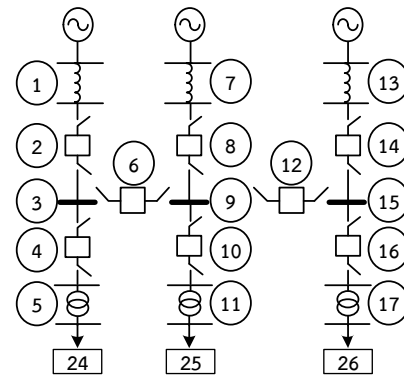
10.1.2.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน โดยพิจารณาตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 9.3 สามารถแสดงผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ดังแสดงในตารางที่ 10.22 ประกอบกับลักษณะทางกายภาพของระบบทดสอบในแต่ละปีที่พิจารณา ดังแสดงในภาพที่ 10.14 (ก) - (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.14 (ก)

ระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 1 - 15



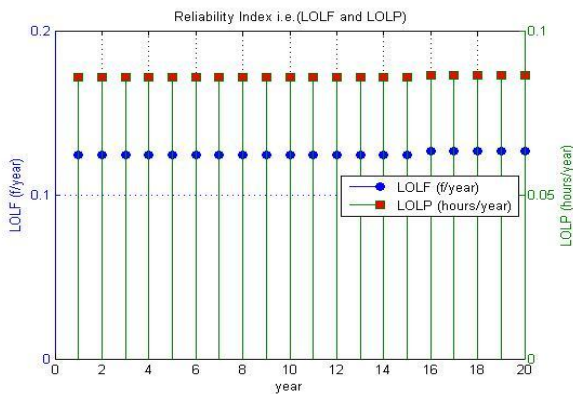
ภาพที่ 10.14 (ข)

ระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 15 - 20

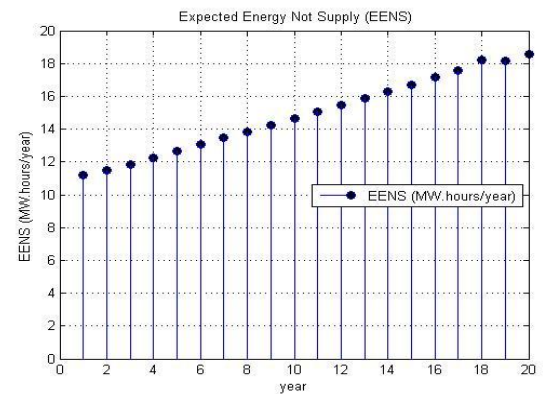
ภาพที่ 10.14 ระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ตารางที่ 10.22 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

ช่วงปี	ขนาดโหลด (MVA)	จุดโหลด	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้สูงสุดทำของช่วง		
			LOLF (f/year)	LOLP (hr/year)	EENS (MW.hr/year)
1 - 15	200.00 - 297.38	24	0.1242	0.0858	16.6725
		25	0.1242	0.0858	16.6725
		ระบบ	0.1242	0.0858	16.6725
16 - 20	304.32 - 332.16	24	0.1242	0.0858	18.4778
		25	0.1306	0.0874	18.8224
		26	0.1242	0.0858	18.4778
		ระบบ	0.1263	0.0863	18.5927

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ในตารางที่ 10.22 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟในภาพที่ 10.15 (ก) - (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.15 (ก)



ภาพที่ 10.15 (ข)

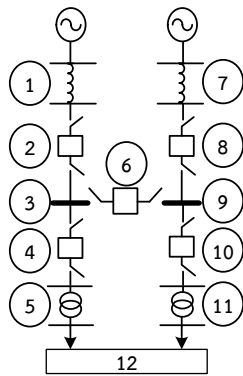
ค่า LOLF และ LOLP ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

ค่า EENS ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

ภาพที่ 10.15 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

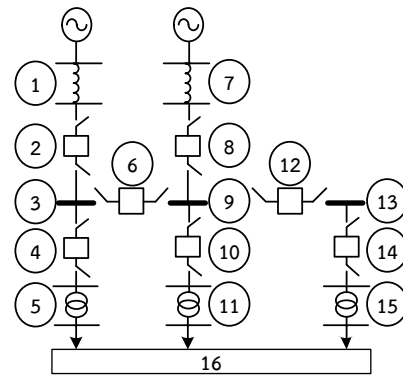
10.1.2.3 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน โดยพิจารณาตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 9.3 สามารถแสดงผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ดังแสดงในตารางที่ 10.23 ประกอบกับลักษณะทางกายภาพของระบบทดสอบในแต่ละปีที่พิจารณา ดังแสดงในภาพที่ 10.16 (ก) - (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.16 (ก)

ระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 1 – 15



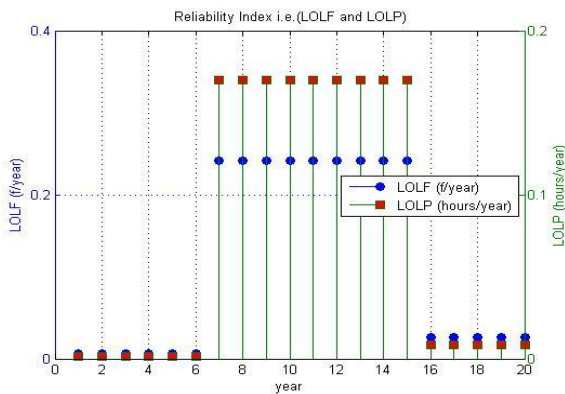
ภาพที่ 10.16 (ข)

ระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 15 – 20

ภาพที่ 10.16 ระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ตารางที่ 10.23 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

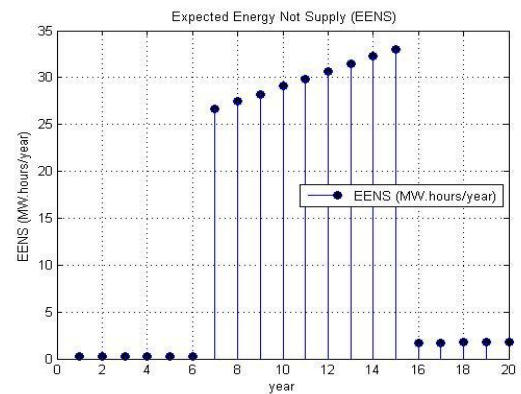
ช่วงปี	ขนาดโหลด (MVA)	จุดโหลด	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ปีสุดท้ายของช่วง		
			LOLF (f/year)	LOLP (hr/year)	EENS (MW.hr/year)
1 – 6	200.00 – 234.78	12	0.0064	0.0016	0.2440
7 – 15	241.74 – 297.38	12	0.2420	0.1700	33.0341
16 – 20	304.32 – 332.16	16	0.0266	0.0084	1.8091

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ในตารางที่ 10.23 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟในภาพที่ 10.17 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.17 (ก)

ค่า LOLF และ LOLP ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี



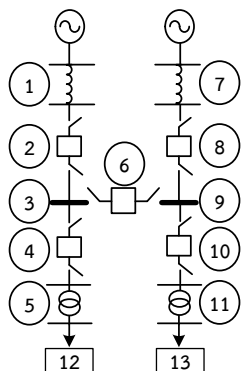
ภาพที่ 10.17 (ข)

ค่า EENS ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

ภาพที่ 10.17 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

10.1.2.4 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

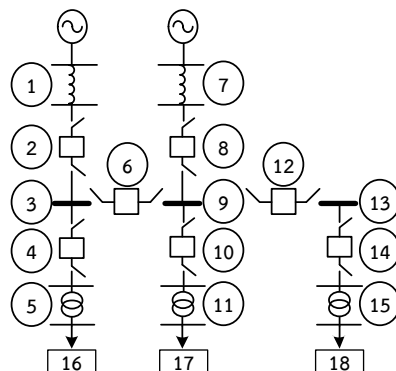
เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน โดยพิจารณาตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 9.3 สามารถแสดงผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ดังแสดงในตารางที่ 10.24 ประกอบกับลักษณะทางกายภาพของระบบทดสอบในแต่ละปีที่พิจารณา ดังแสดงในภาพที่ 10.18 (ก) - (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.18 (ก)

ระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่

1 – 15



ภาพที่ 10.18 (ข)

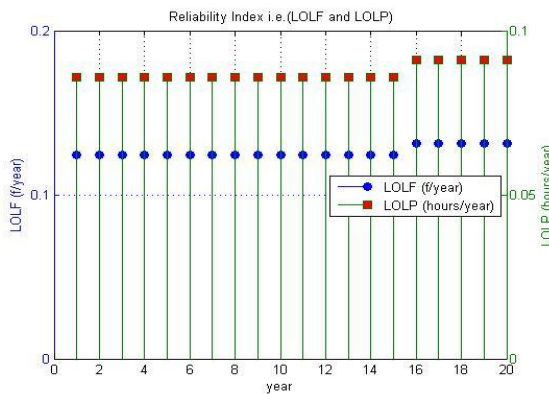
ระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่

15 – 20

ภาพที่ 10.18 ระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ตารางที่ 10.24 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

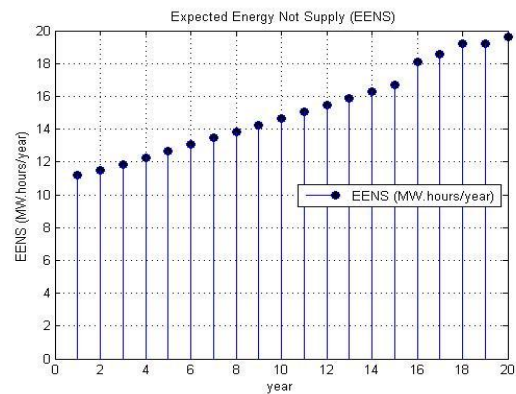
ช่วงปี	ขนาดโหลด (MVA)	จุดโหลด	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้สูงสุดท้ายของช่วง		
			LOLF (f/year)	LOLP (hr/year)	EENS (MW.hr/year)
1 – 15	200.00 – 297.38	12	0.1242	0.0858	16.6725
		13	0.1242	0.0858	16.6725
		ระบบ	0.1242	0.0858	16.6725
16 – 20	304.32 – 332.16	16	0.1242	0.0858	18.4778
		17	0.1306	0.0874	18.8224
		18	0.1387	0.1000	21.5319
		ระบบ	0.1312	0.0911	19.6107

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ในตารางที่ 10.24 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟในภาพที่ 10.19 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.19 (ก)

ค่า LOLF และ LOLP ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี



ภาพที่ 10.19 (ข)

ค่า EENS ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนเมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

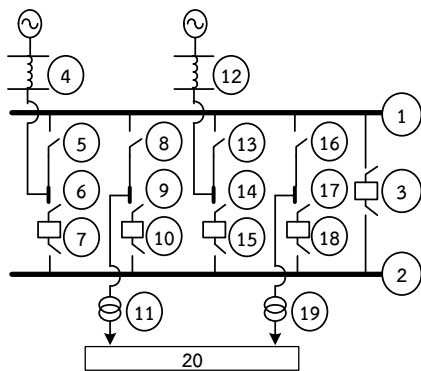
ภาพที่ 10.19 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

10.1.3 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง (Main – and – transfer – bus scheme)

จากที่ได้กล่าวมา เนื่องจากผลการทดสอบของระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์สามารถแบ่งเนื้อหาได้ออกเป็น 4 ส่วน ตามลักษณะของการขยายสถานีไฟฟ้า และกรณีการแบ่งโหลดที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ ดังนั้น ผลการทดสอบในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียด ดังต่อไปนี้

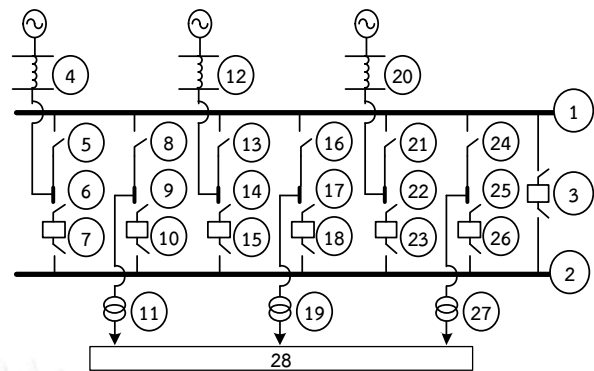
10.1.3.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประธานและบัสโอนสำรอง โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง โดยพิจารณาตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 9.3 สามารถแสดงผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ดังแสดงในตารางที่ 10.25 ประกอบกับลักษณะทางกายภาพของระบบทดสอบในแต่ละปีที่พิจารณา ดังแสดงในภาพที่ 10.20 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.20 (ก)

ระบบทดสอบประเภทบัสประธานและบัส
โอนสำรองที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการ
เพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก
และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของ
โหลด อยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน
ซึ่งพิจารณาในปีที่ 1 – 15



ภาพที่ 10.20 (ข)

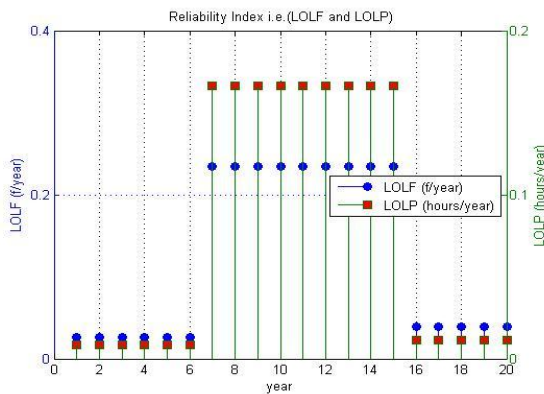
ระบบทดสอบประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรองที่
มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขา
เข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโต
ของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน
ซึ่งพิจารณาในปีที่ 15 – 20

ภาพที่ 10.20 ระบบทดสอบประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรองที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการ
เพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ใน
บริเวณเดียวกัน

ตารางที่ 10.25 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส
ประธานและบัสโอนสำรอง โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขา
เข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

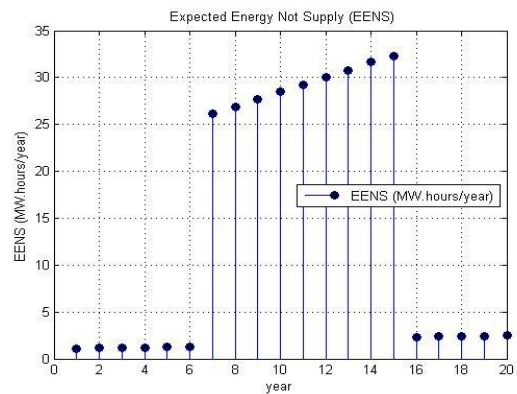
ช่วงปี	ขนาดโหลด (MVA)	จุดโหลด	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ปีสุดท้ายของช่วง		
			LOLF (f/year)	LOLP (hr/year)	EENS (MW.hr/year)
1 – 6	200.00 – 234.78	20	0.0266	0.0084	1.2811
7 – 15	241.74 – 297.38	20	0.2346	0.1664	32.3345
16 – 20	304.32 – 332.16	28	0.0394	0.0116	2.4982

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ในตารางที่ 10.25 สามารถนำมา
แสดงในรูปกราฟในภาพที่ 10.21 (ก) – 10.18 (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.21 (ก)

ค่า LOLF และ LOLP ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี



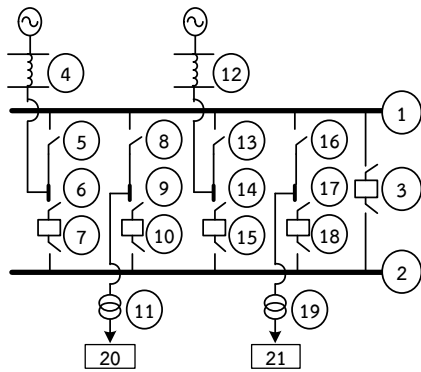
ภาพที่ 10.21 (ข)

ค่า EENS ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

ภาพที่ 10.21 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

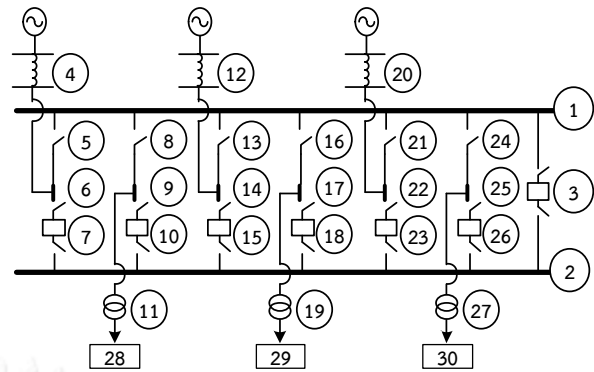
10.1.3.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง โดยพิจารณาตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 9.3 สามารถแสดงผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ดังแสดงในตารางที่ 10.26 ประกอบกับลักษณะทางกายภาพของระบบทดสอบในแต่ละปีที่พิจารณา ดังแสดงในภาพที่ 10.22 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.22 (ก)

ระบบทดสอบประเภทบัสประธานและบัส
โอนสำรองที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการ
เพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก
และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของ
โหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน
ซึ่งพิจารณาในปีที่ 1 – 15



ภาพที่ 10.22 (ข)

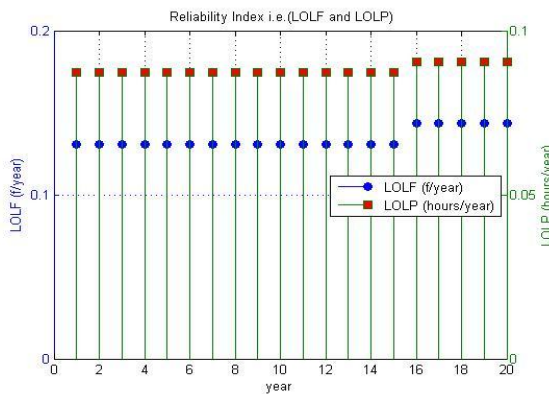
ระบบทดสอบประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรองที่
มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้า
และวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโต
ของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน
ซึ่งพิจารณาในปีที่ 15 – 20

ภาพที่ 10.22 ระบบทดสอบประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรองที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการ
เพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่
แตกต่างกัน

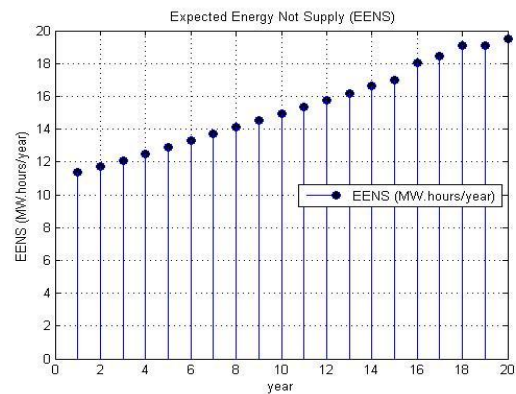
ตารางที่ 10.26 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส
ประธานและบัสโอนสำรอง โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขา
เข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

ช่วงปี	ขนาดโหลด (MVA)	จุดโหลด	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ปีสุดท้ายของช่วง		
			LOLF (f/year)	LOLP (hr/year)	EENS (MW.hr/year)
1 – 15	200.00 – 297.38	20	0.1306	0.0874	16.9834
		21	0.1306	0.0874	16.9834
		ระบบ	0.1306	0.0874	16.9834
16 – 20	304.32 – 332.16	28	0.1434	0.0906	19.5115
		29	0.1434	0.0906	19.5115
		30	0.1434	0.0906	19.5115
		ระบบ	0.1434	0.0906	19.5115

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ในตารางที่ 10.26 สามารถนำมา
แสดงในรูปกราฟในภาพที่ 10.23 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.23 (ก)



ภาพที่ 10.23 (ข)

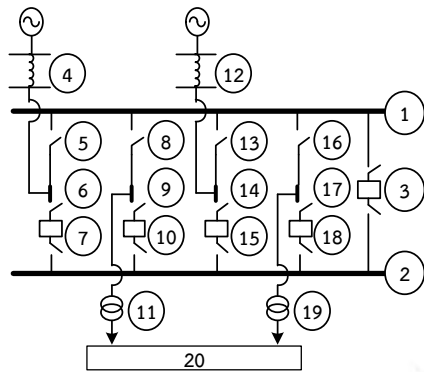
ค่า LOLF และ LOLP ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

ค่า EENS ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

ภาพที่ 10.23 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

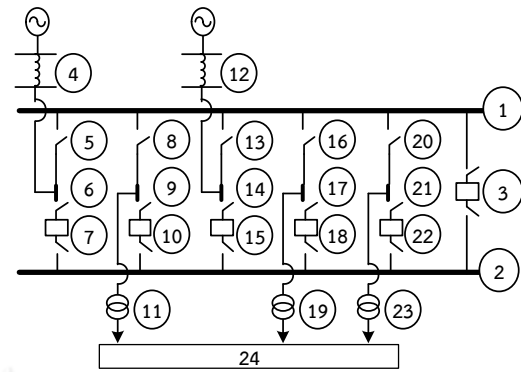
10.1.3.3 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง โดยพิจารณาตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 9.3 สามารถแสดงผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ดังแสดงในตารางที่ 10.27 ประกอบกับลักษณะทางกายภาพของระบบทดสอบในแต่ละปีที่พิจารณา ดังแสดงในภาพที่ 10.24 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.24 (ก)

ระบบทดสอบประเภทบัสประธานและบัสโอน
สำรองที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่ม
เฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่
การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ใน
บริเวณเดียวกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 1 - 15



ภาพที่ 10.24 (ข)

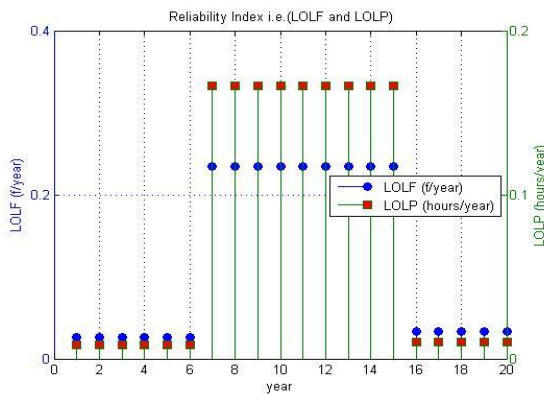
ระบบทดสอบประเภทบัสประธานและบัสโอน
สำรองที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะ
จำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การ
เจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ใน
บริเวณเดียวกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 15 - 20

ภาพที่ 10.24 ระบบทดสอบประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรองที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการ
เพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ใน
บริเวณเดียวกัน

ตารางที่ 10.27 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส
ประธานและบัสโอนสำรอง โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวน
วงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

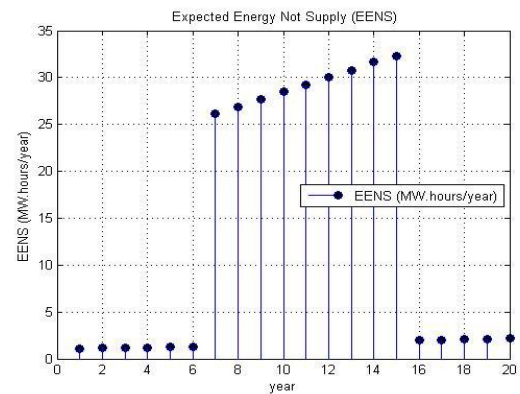
ช่วงปี	ขนาดโหลด (MVA)	จุดโหลด	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ปีสุดท้ายของช่วง		
			LOLF (f/year)	LOLP (hr/year)	EENS (MW.hr/year)
1 - 6	200.00 - 234.78	20	0.0266	0.0084	1.2811
7 - 15	241.74 - 297.38	20	0.2346	0.1664	32.3345
16 - 20	304.32 - 332.16	24	0.0330	0.0100	2.1536

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ในตารางที่ 10.27 สามารถนำมา
แสดงในรูปกราฟในภาพที่ 10.25 (ก) - (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.25 (ก)

ค่า LOLF และ LOLP ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี



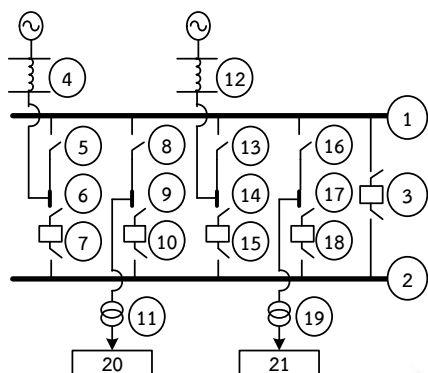
ภาพที่ 10.25 (ข)

ค่า EENS ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

ภาพที่ 10.25 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

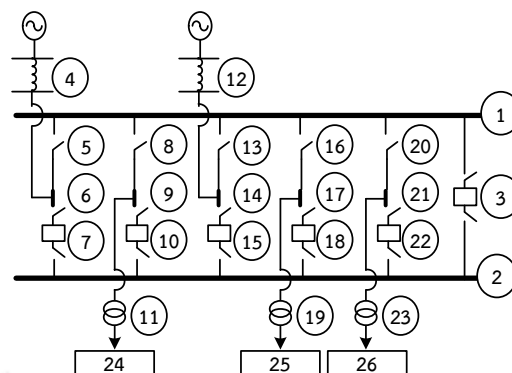
10.1.3.4 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง โดยพิจารณาตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 9.3 สามารถแสดงผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ดังแสดงในตารางที่ 10.28 ประกอบกับลักษณะทางกายภาพของระบบทดสอบในแต่ละปีที่พิจารณา ดังแสดงในภาพที่ 10.26 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.26 (ก)

ระบบทดสอบประเภทบัสประธานและบัสโอน
สำรองที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่ม
เฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่
การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่าง
กัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 1 – 15



ภาพที่ 10.26 (ข)

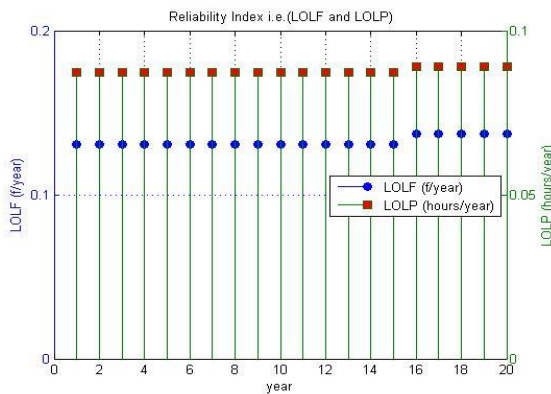
ระบบทดสอบประเภทบัสประธานและบัสโอน
สำรองที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะ
จำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การ
เจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ซึ่ง
พิจารณาในปีที่ 15 – 20

ภาพที่ 10.26 ระบบทดสอบประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรองที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการ
เพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

ตารางที่ 10.28 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส
ประธานและบัสโอนสำรอง โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวน
วงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

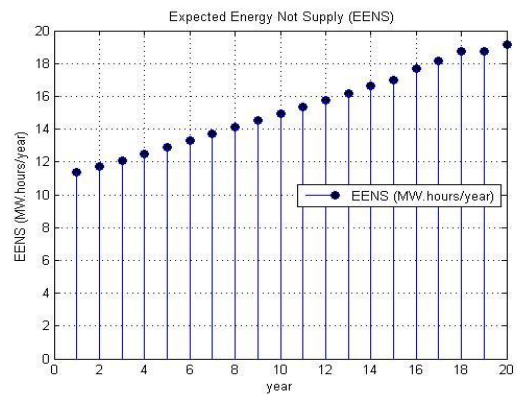
ช่วงปี	ขนาดโหลด (MVA)	จุดโหลด	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้สูงสุดท้ายของช่วง		
			LOLF (f/year)	LOLP (hr/year)	EENS (MW.hr/year)
1 – 15	200.00 – 297.38	20	0.1306	0.0874	16.9834
		21	0.1306	0.0874	16.9834
		ระบบ	0.1306	0.0874	16.9834
16 – 20	304.32 – 332.16	24	0.1370	0.0890	19.1670
		25	0.1370	0.0890	19.1670
		26	0.1370	0.0890	19.1670
		ระบบ	0.1370	0.0890	19.1670

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ในตารางที่ 10.28 สามารถนำมา
แสดงในรูปกราฟในภาพที่ 10.27 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.27 (ก)

ค่า LOLF ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียง
บัส ประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง
เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี



ภาพที่ 10.27 (ข)

ค่า LOLP ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียง
บัส ประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง
เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

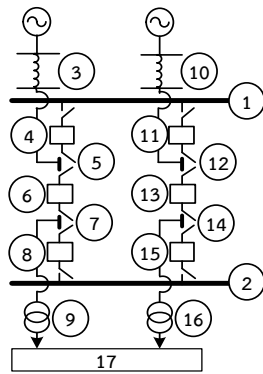
ภาพที่ 10.27 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง โดย
พิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการ
เจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

10.1.4 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภท บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A (Breaker – and – a – half scheme : Type A)

จากที่ได้กล่าวมา เนื่องจากผลการทดสอบของระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์
สามารถแบ่งเนื้อหาได้ออกเป็น 4 ส่วน ตามลักษณะของการขยายสถานีไฟฟ้า และกรณีการแบ่งโหลด
ที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ ดังนั้น ผลการทดสอบในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียด ดังต่อไปนี้

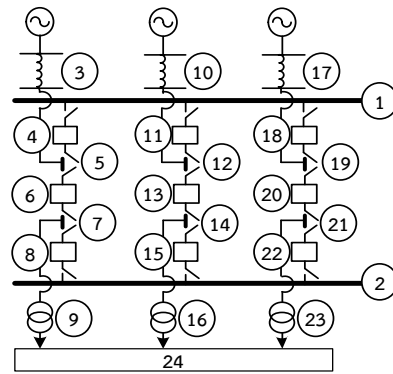
10.1.4.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้า และวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสและ
เบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A โดยพิจารณาตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้
ในภาพที่ 9.3 สามารถแสดงผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ดังแสดงในตารางที่ 10.29
ประกอบกับลักษณะทางกายภาพของระบบทดสอบในแต่ละปีที่พิจารณา ดังแสดงในภาพที่ 10.28 (ก)
– (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.28 (ก)

ระบบทดสอบประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง
ชนิด A ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่ม
จำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณา
กรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลด อยู่ในพื้นที่ที่อยู่ใน
ในบริเวณเดียวกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 1 – 15



ภาพที่ 10.28 (ข)

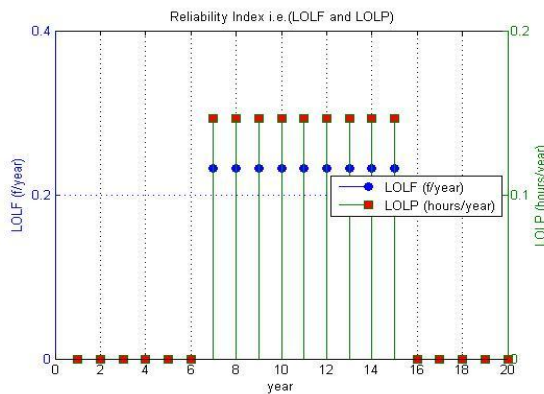
ระบบทดสอบประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง
ชนิด A ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่ม
จำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณา
กรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ใน
บริเวณเดียวกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 15 – 20

ภาพที่ 10.28 ระบบทดสอบประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการ
เพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ใน
ในบริเวณเดียวกัน

ตารางที่ 10.29 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส
ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจร
ขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

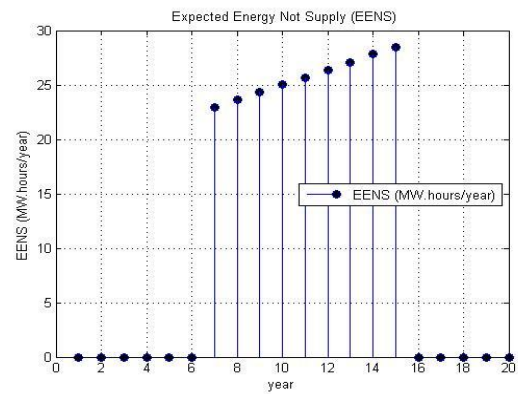
ช่วงปี	ขนาดโหลด (MVA)	จุดโหลด	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ปีสุดท้ายของช่วง		
			LOLF (f/year)	LOLP (hr/year)	EENS (MW.hr/year)
1 – 6	200.00 – 234.78	17	0.0000	0.0000	0.0000
7 – 15	241.74 – 297.38	17	0.2322	0.1464	28.4554
16 – 20	304.32 – 332.16	24	0.0000	0.0000	0.0000

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ในตารางที่ 10.29 สามารถนำมา
แสดงในรูปกราฟในภาพที่ 10.29 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.29 (ก)

ค่า LOLF และ LOLP ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี



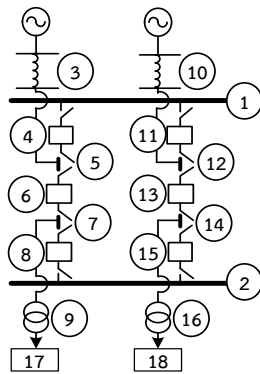
ภาพที่ 10.29 (ข)

ค่า EENS ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

ภาพที่ 10.29 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

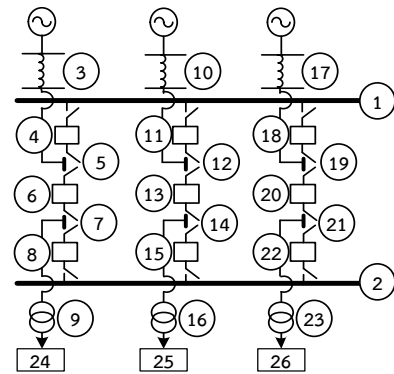
10.1.4.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A โดยพิจารณาตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ในภาพที่ 9.3 สามารถแสดงผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ดังแสดงในตารางที่ 10.30 ประกอบกับลักษณะทางกายภาพของระบบทดสอบในแต่ละปีที่พิจารณา ดังแสดงในภาพที่ 10.30 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.30 (ก)

ระบบทดสอบประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง
ชนิด A ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวน
วงจรขาเข้าและวงจรถ้าออก และพิจารณากรณีที่
การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน
ซึ่งพิจารณาในปีที่ 1 - 15



ภาพที่ 10.30 (ข)

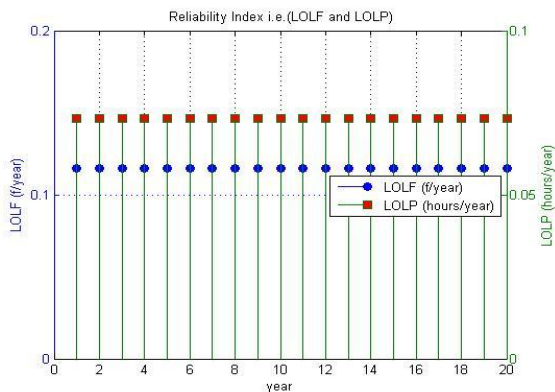
ระบบทดสอบประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง
ชนิด A ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวน
วงจรถ้าเข้าและวงจรถ้าออก และพิจารณากรณีที่การ
เจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน
ซึ่งพิจารณาในปีที่ 15 - 20

ภาพที่ 10.30 ระบบทดสอบประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการ
เพิ่มจำนวนวงจรถ้าเข้าและวงจรถ้าออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่
แตกต่างกัน

ตารางที่ 10.30 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส
ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรถ้า
เข้าและวงจรถ้าออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

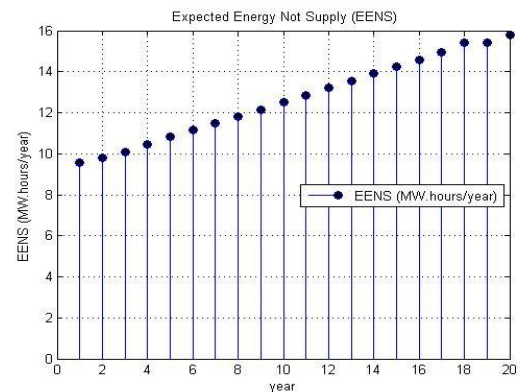
ช่วงปี	ขนาดโหลด (MVA)	จุดโหลด	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ปีสุดท้ายของช่วง		
			LOLF (f/year)	LOLP (hr/year)	EENS (MW.hr/year)
1 - 15	200.00 - 297.38	17	0.1161	0.0732	14.2277
		18	0.1161	0.0732	14.2277
		ระบบ	0.1161	0.0732	14.2277
16 - 20	304.32 - 332.16	24	0.1161	0.0732	15.7683
		25	0.1161	0.0732	15.7683
		26	0.1161	0.0732	15.7683
		ระบบ	0.1161	0.0732	15.7683

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ในตารางที่ 10.30 สามารถนำมา
แสดงในรูปกราฟในภาพที่ 10.31 (ก) - (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.31 (ก)

ค่า LOLF และ LOLP ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี



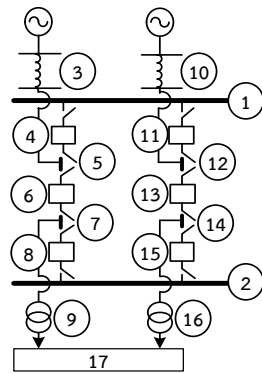
ภาพที่ 10.31 (ข)

ค่า EENS ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

ภาพที่ 10.31 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

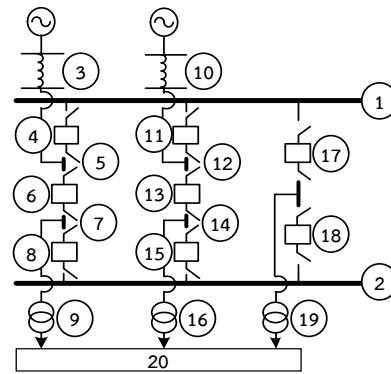
10.1.4.3 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A โดยพิจารณาตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ในภาพที่ 9.3 สามารถแสดงผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ดังแสดงในตารางที่ 10.31 ประกอบกับลักษณะทางกายภาพของระบบทดสอบในแต่ละปีที่พิจารณา ดังแสดงในภาพที่ 10.32 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.32 (ก)

ระบบทดสอบประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่งชนิด A ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 1 – 15



ภาพที่ 10.32 (ข)

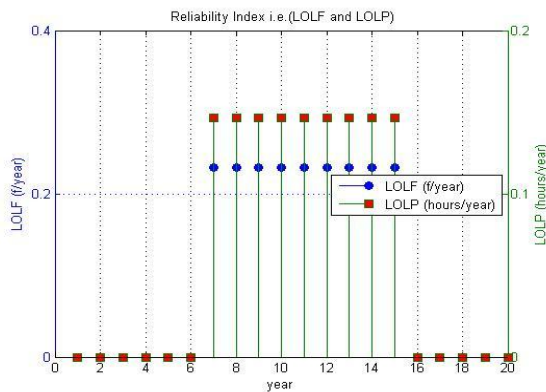
ระบบทดสอบประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่งชนิด A ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 15 – 20

ภาพที่ 10.32 ระบบทดสอบประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

ตารางที่ 10.31 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

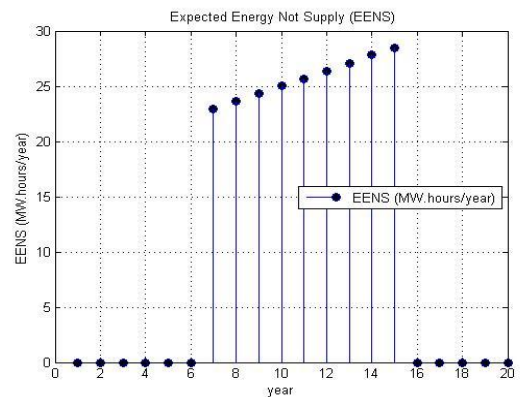
ช่วงปี	ขนาดโหลด (MVA)	จุดโหลด	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ปีสุดท้ายของช่วง		
			LOLF (f/year)	LOLP (hr/year)	EENS (MW.hr/year)
1 – 6	200.00 – 234.78	17	0.0000	0.0000	0.0000
7 – 15	241.74 – 297.38	17	0.2322	0.1464	28.4554
16 – 20	304.32 – 332.16	20	0.0000	0.0000	0.0000

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ในตารางที่ 10.31 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟในภาพที่ 10.33 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.33 (ก)

ค่า LOLF และ LOLP ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี



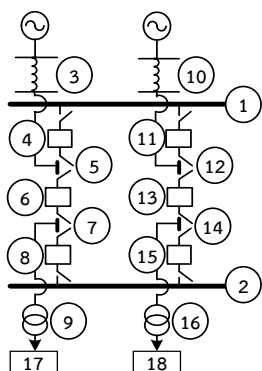
ภาพที่ 10.33 (ข)

ค่า EENS ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

ภาพที่ 10.33 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

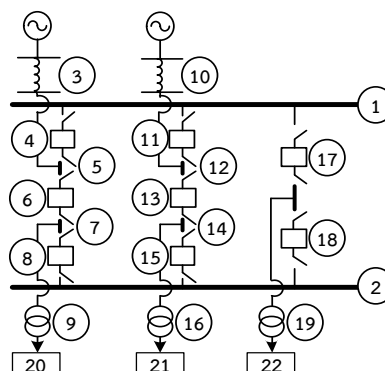
10.1.4.4 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A โดยพิจารณาตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ในภาพที่ 9.3 สามารถแสดงผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ดังแสดงในตารางที่ 10.32 ประกอบกับลักษณะทางกายภาพของระบบทดสอบในแต่ละปีที่พิจารณา ดังแสดงในภาพที่ 10.34 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.34 (ก)

ระบบทดสอบประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่งชนิด A ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 1 – 15



ภาพที่ 10.34 (ข)

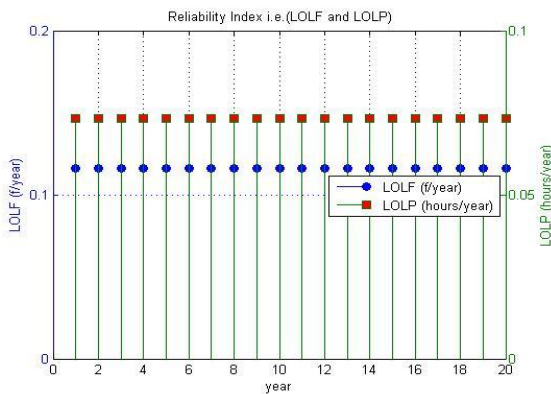
ระบบทดสอบประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่งชนิด A ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 15 – 20

ภาพที่ 10.34 ระบบทดสอบประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

ตารางที่ 10.32 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

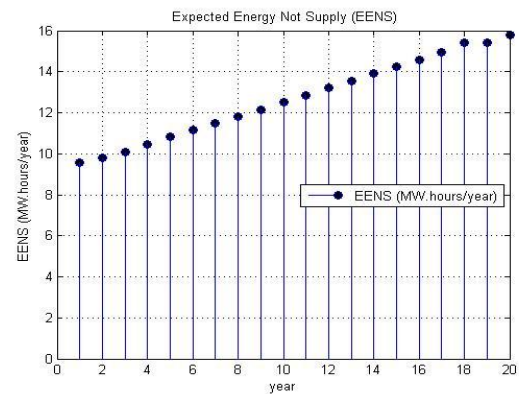
ช่วงปี	ขนาดโหลด (MVA)	จุดโหลด	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้สูงสุดท้ายของช่วง		
			LOLF (f/year)	LOLP (hr/year)	EENS (MW.hr/year)
1 – 15	200.00 – 297.38	17	0.1161	0.0732	14.2277
		18	0.1161	0.0732	14.2277
		ระบบ	0.1161	0.0732	14.2277
16 – 20	304.32 – 332.16	20	0.1161	0.0732	15.7683
		21	0.1161	0.0732	15.7683
		22	0.1161	0.0732	15.7683
		ระบบ	0.1161	0.0732	15.7683

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ในตารางที่ 10.32 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟในภาพที่ 10.35 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.35 (ก)

ค่า LOLF และ LOLP ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี



ภาพที่ 10.35 (ข)

ค่า EENS ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

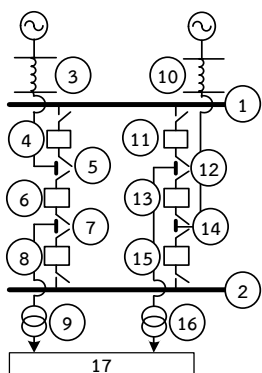
ภาพที่ 10.35 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

10.1.5 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B (Breaker – and – a – half scheme : Type B)

จากที่ได้กล่าวมา เนื่องจากผลการทดสอบของระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์สามารถแบ่งเนื้อหาได้ออกเป็น 4 ส่วน ตามลักษณะของการขยายสถานีไฟฟ้า และกรณีการแบ่งโหลดที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ ดังนั้น ผลการทดสอบในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียด ดังต่อไปนี้

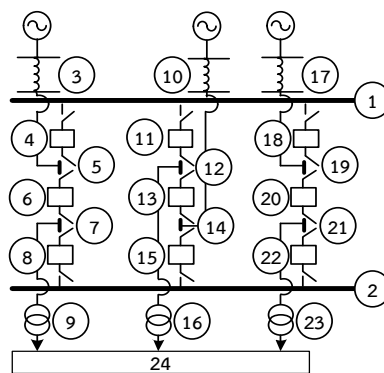
10.1.5.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B โดยพิจารณาตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ในภาพที่ 9.3 สามารถแสดงผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ดังแสดงในตารางที่ 10.33 ประกอบกับลักษณะทางกายภาพของระบบทดสอบในแต่ละปีที่พิจารณา ดังแสดงในภาพที่ 10.36 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.36 (ก)

ระบบทดสอบประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่งชนิด B ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลด อยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 1 – 15



ภาพที่ 10.36 (ข)

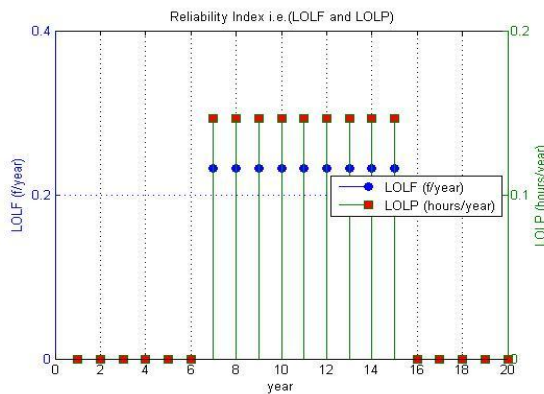
ระบบทดสอบประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่งชนิด B ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 15 – 20

ภาพที่ 10.36 ระบบทดสอบประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่งชนิด B ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

ตารางที่ 10.33 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่งชนิด B โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

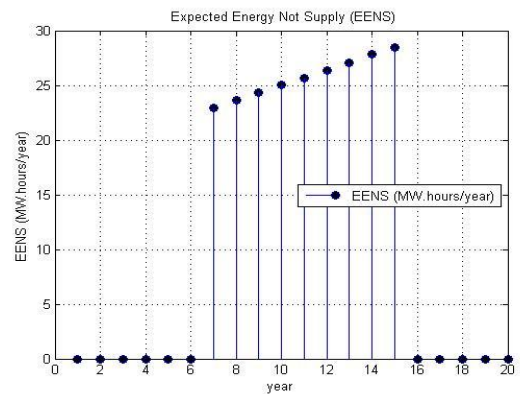
ช่วงปี	ขนาดโหลด (MVA)	จุดโหลด	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ปีสุดท้ายของช่วง		
			LOLF (f/year)	LOLP (hr/year)	EENS (MW.hr/year)
1 – 6	200.00 – 234.78	17	0.0000	0.0000	0.0000
7 – 15	241.74 – 297.38	17	0.2322	0.1464	28.4554
16 – 20	304.32 – 332.16	24	0.0000	0.0000	0.0000

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ในตารางที่ 10.33 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟในภาพที่ 10.37 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.37 (ก)

ค่า LOLF และ LOLP ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี



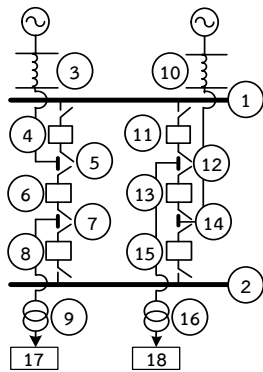
ภาพที่ 10.37 (ข)

ค่า EENS ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

ภาพที่ 10.37 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

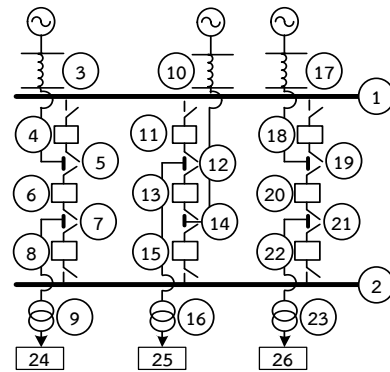
10.1.5.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B โดยพิจารณาตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ในภาพที่ 9.3 สามารถแสดงผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ดังแสดงในตารางที่ 10.34 ประกอบกับลักษณะทางกายภาพของระบบทดสอบในแต่ละปีที่พิจารณา ดังแสดงในภาพที่ 10.38 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.38 (ก)

ระบบทดสอบประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง
ชนิด B ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่ม
จำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และ
พิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ใน
พื้นที่ที่แตกต่างกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 1 – 15



ภาพที่ 10.38 (ข)

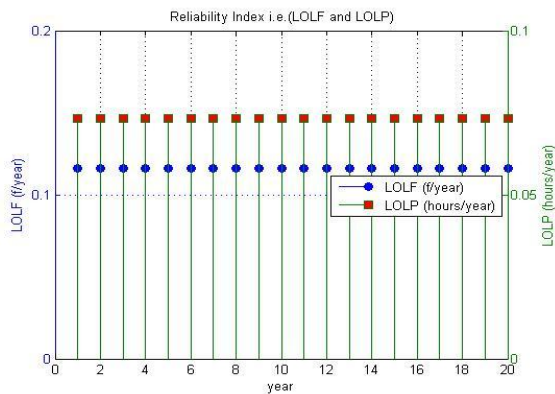
ระบบทดสอบประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง
ชนิด B ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวน
วงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการ
เจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน
ซึ่งพิจารณาในปีที่ 15 – 20

ภาพที่ 10.38 ระบบทดสอบประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการ
เพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่
แตกต่างกัน

ตารางที่ 10.34 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส
ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขา
เข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

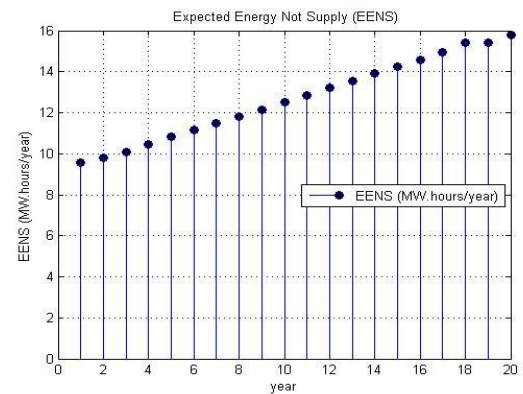
ช่วงปี	ขนาดโหลด (MVA)	จุดโหลด	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้สูงสุดท้ายของช่วง		
			LOLF (f/year)	LOLP (hr/year)	EENS (MW.hr/year)
1 – 15	200.00 – 297.38	17	0.1161	0.0732	14.2277
		18	0.1161	0.0732	14.2277
		ระบบ	0.1161	0.0732	14.2277
16 – 20	304.32 – 332.16	24	0.1161	0.0732	15.7683
		25	0.1161	0.0732	15.7683
		26	0.1161	0.0732	15.7683
		ระบบ	0.1161	0.0732	15.7683

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ในตารางที่ 10.34 สามารถนำมา
แสดงในรูปกราฟในภาพที่ 10.39 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.39 (ก)

ค่า LOLF และ LOLP ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี



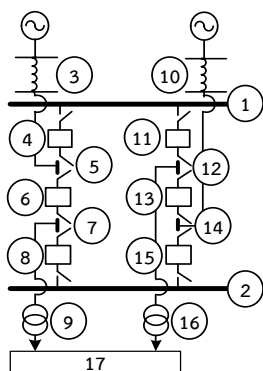
ภาพที่ 10.39 (ข)

ค่า EENS ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

ภาพที่ 10.39 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

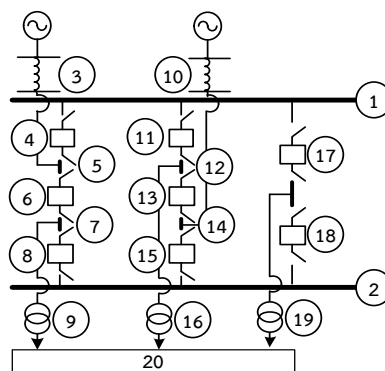
10.1.5.3 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B โดยพิจารณาตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ในภาพที่ 9.3 สามารถแสดงผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ดังแสดงในตารางที่ 10.35 ประกอบกับลักษณะทางกายภาพของระบบทดสอบในแต่ละปีที่พิจารณา ดังแสดงในภาพที่ 10.40 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.40 (ก)

ระบบทดสอบประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง
ชนิด B ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะ
จำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการ
เจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณ
เดียวกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 1 – 15



ภาพที่ 10.40 (ข)

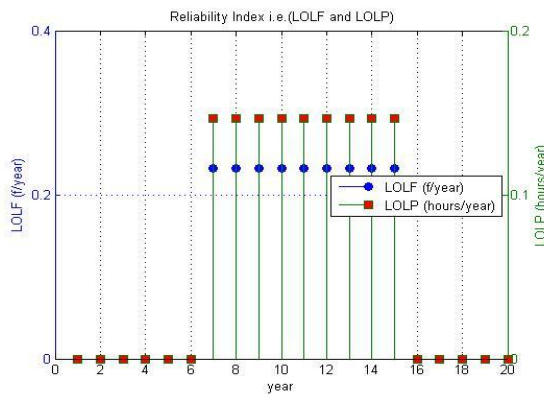
ระบบทดสอบประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง
ชนิด B ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะ
จำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการ
เจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณ
เดียวกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 15 – 20

ภาพที่ 10.40 ระบบทดสอบประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการ
เพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ใน
บริเวณเดียวกัน

ตารางที่ 10.35 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส
ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวน
วงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

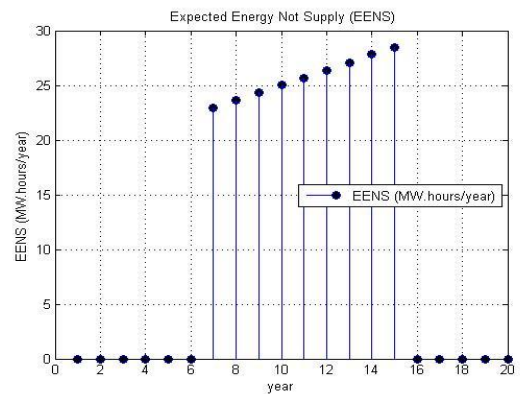
ช่วงปี	ขนาดโหลด (MVA)	จุดโหลด	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ปีสุดท้ายของช่วง		
			LOLF (f/year)	LOLP (hr/year)	EENS (MW.hr/year)
1 – 6	200.00 – 234.78	17	0.0000	0.0000	0.0000
7 – 15	241.74 – 297.38	17	0.2322	0.1464	28.4554
16 – 20	304.32 – 332.16	20	0.0000	0.0000	0.0000

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ในตารางที่ 10.35 สามารถนำมา
แสดงในรูปกราฟในภาพที่ 10.41 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.41 (ก)

ค่า LOLF และ LOLP ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี



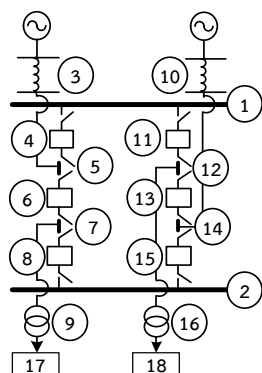
ภาพที่ 10.41 (ข)

ค่า EENS ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

ภาพที่ 10.41 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

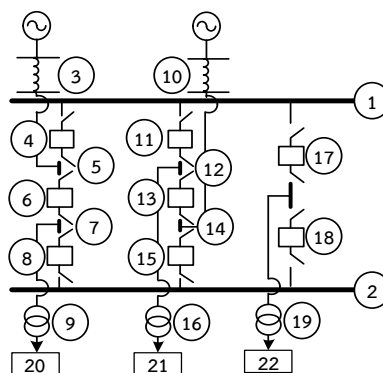
10.1.5.4 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B โดยพิจารณาตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ในภาพที่ 9.3 สามารถแสดงผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ดังแสดงในตารางที่ 10.36 ประกอบกับลักษณะทางกายภาพของระบบทดสอบในแต่ละปีที่พิจารณา ดังแสดงในภาพที่ 10.42 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.42 (ก)

ระบบทดสอบประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง
ชนิด B ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่ม
เฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่
การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน
ซึ่งพิจารณาในปีที่ 1 – 15



ภาพที่ 10.42 (ข)

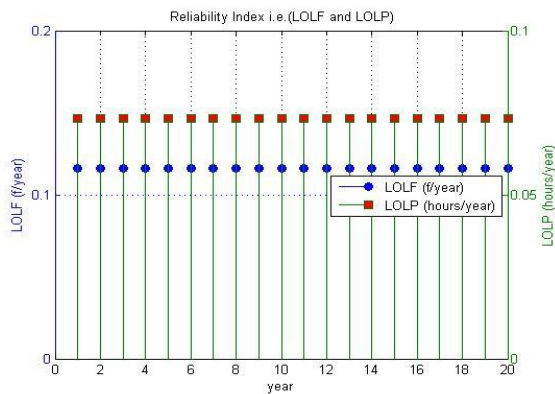
ระบบทดสอบประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง
ชนิด B ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่ม
เฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การ
เจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน
ซึ่งพิจารณาในปีที่ 15 – 20

ภาพที่ 10.42 ระบบทดสอบประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการ
เพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

ตารางที่ 10.36 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส
ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวน
วงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

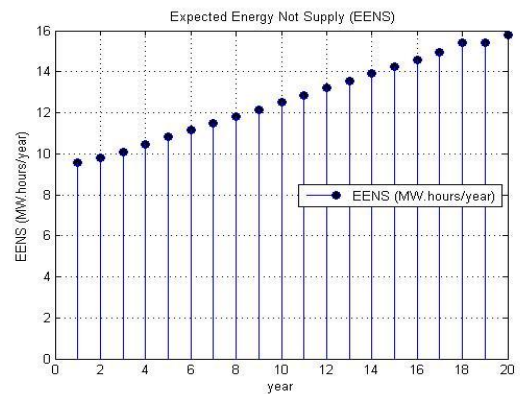
ช่วงปี	ขนาดโหลด (MVA)	จุดโหลด	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ปีสุดท้ายของช่วง		
			LOLF (f/year)	LOLP (hr/year)	EENS (MW.hr/year)
1 – 15	200.00 – 297.38	17	0.1161	0.0732	14.2277
		18	0.1161	0.0732	14.2277
		ระบบ	0.1161	0.0732	14.2277
16 – 20	304.32 – 332.16	20	0.1161	0.0732	15.7683
		21	0.1161	0.0732	15.7683
		22	0.1161	0.0732	15.7683
		ระบบ	0.1161	0.0732	15.7683

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ในตารางที่ 10.36 สามารถนำมา
แสดงในรูปกราฟในภาพที่ 10.43 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.43 (ก)

ค่า LOLF และ LOLP ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี



ภาพที่ 10.43 (ข)

ค่า EENS ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

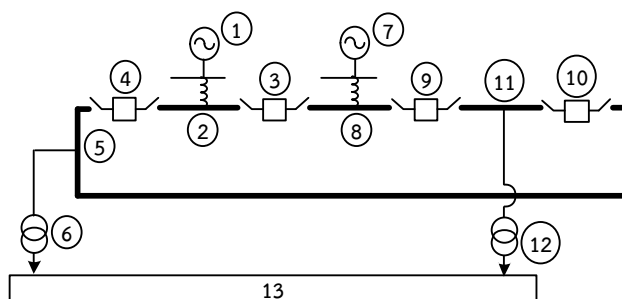
ภาพที่ 10.43 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

10.1.6 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด A (Single – ring bus scheme : Type A)

จากที่ได้กล่าวมา เนื่องจากผลการทดสอบของระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์สามารถแบ่งเนื้อหาได้ออกเป็น 4 ส่วน ตามลักษณะของการขยายสถานีไฟฟ้า และกรณีการแบ่งโหลดที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ ดังนั้น ผลการทดสอบในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียด ดังต่อไปนี้

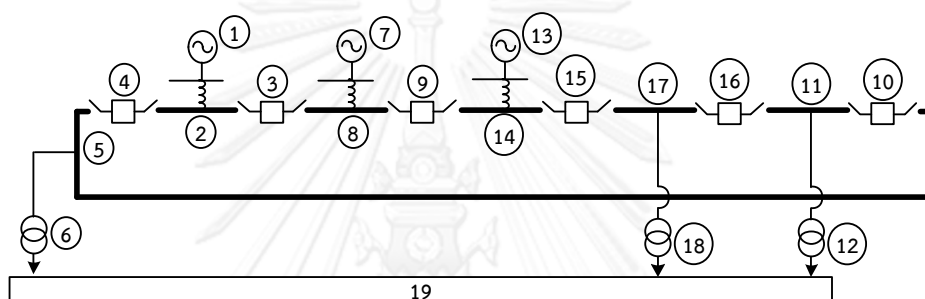
10.1.6.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ชนิด A โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด A โดยพิจารณาตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 9.3 สามารถแสดงผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ดังแสดงในตารางที่ 10.37 ประกอบกับลักษณะทางกายภาพของระบบทดสอบในแต่ละปีที่พิจารณา ดังแสดงในภาพที่ 10.44 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.44 (ก)

ระบบทดสอบประเภทบัสวง ชนิด A ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีการเจริญเติบโตของโหลด อยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 1 - 15



ภาพที่ 10.44 (ข)

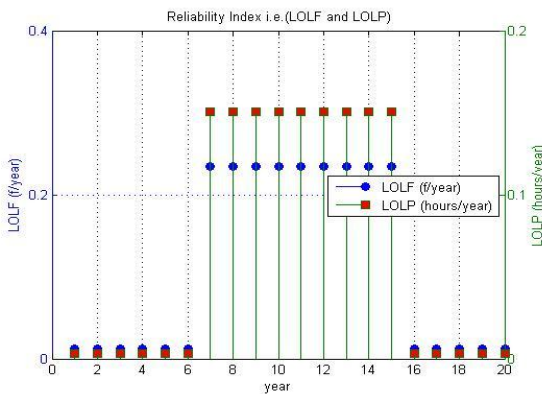
ระบบทดสอบประเภทบัสวง ชนิด A ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 15 - 20

ภาพที่ 10.44 ระบบทดสอบประเภทบัสวง ชนิด A ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

ตารางที่ 10.37 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ชนิด A โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

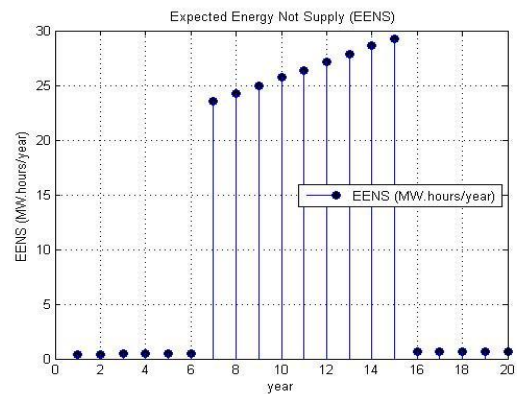
ช่วงปี	ขนาดโหลด (MVA)	จุดโหลด	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ปีสุดท้ายของช่วง		
			LOLF (f/year)	LOLP (hr/year)	EENS (MW.hr/year)
1 - 6	200.00 - 234.78	13	0.0128	0.0032	0.4880
7 - 15	241.74 - 297.38	13	0.2342	0.1504	29.2327
16 - 20	304.32 - 332.16	19	0.0128	0.0032	0.6892

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ในตารางที่ 10.37 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟในภาพที่ 10.45 (ก) - (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.45 (ก)

ค่า LOLF และ LOLP ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด A เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี



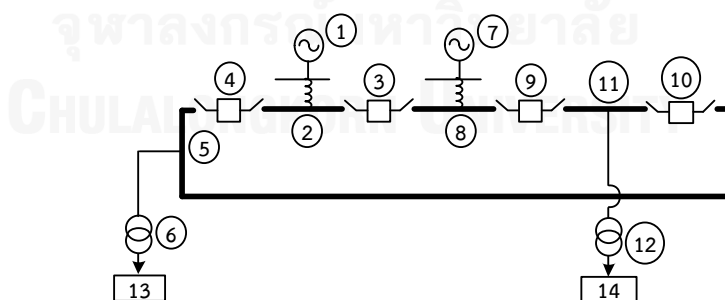
ภาพที่ 10.45 (ข)

ค่า EENS ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด A เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

ภาพที่ 10.45 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสวง ชนิด A โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

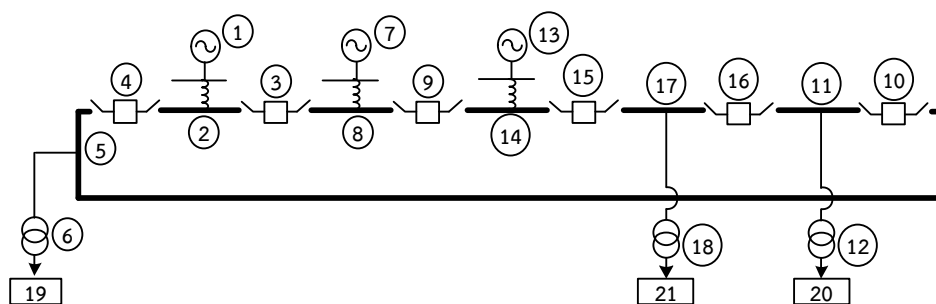
10.1.6.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทประเภทบัสวง ชนิด A โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด A โดยพิจารณาตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 9.3 สามารถแสดงผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ดังแสดงในตารางที่ 10.38 ประกอบกับลักษณะทางกายภาพของระบบทดสอบในแต่ละปีที่พิจารณา ดังแสดงในภาพที่ 10.46 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.46 (ก)

ระบบทดสอบประเภทบัสวง ชนิด A ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 1 – 15



ภาพที่ 10.46 (ข)

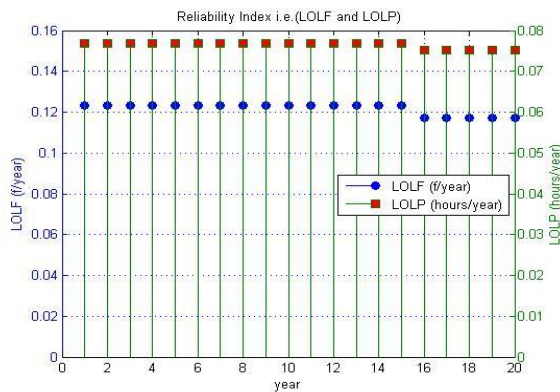
ระบบทดสอบประเภทบัสวง ชนิด A ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 15 – 20

ภาพที่ 10.46 ระบบทดสอบประเภทบัสวง ชนิด A ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

ตารางที่ 10.38 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ชนิด A โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

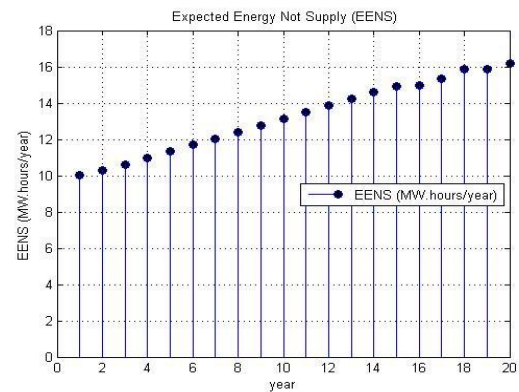
ช่วงปี	ขนาดโหลด (MVA)	จุดโหลด	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ปีสุดท้ายของช่วง		
			LOLF (f/year)	LOLP (hr/year)	EENS (MW.hr/year)
1 – 15	200.00 – 297.38	13	0.1235	0.0768	14.9273
		14	0.1235	0.0768	14.9273
		ระบบ	0.1235	0.0768	14.9273
16 – 20	304.32 – 332.16	19	0.1171	0.0752	16.1990
		20	0.1171	0.0752	16.1990
		21	0.1171	0.0752	16.1990
		ระบบ	0.1171	0.0752	16.1990

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ในตารางที่ 10.38 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟในภาพที่ 10.47 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.47 (ก)

ค่า LOLF และ LOLP ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด A เมื่อพิจารณาในระยะเวลาดำเนินการ 20 ปี



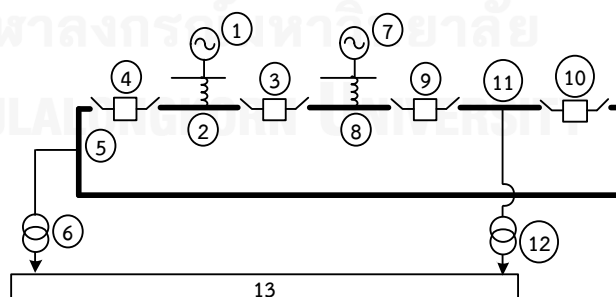
ภาพที่ 10.47 (ข)

ค่า EENS ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด A เมื่อพิจารณาในระยะเวลาดำเนินการ 20 ปี

ภาพที่ 10.47 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสวง ชนิด A โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

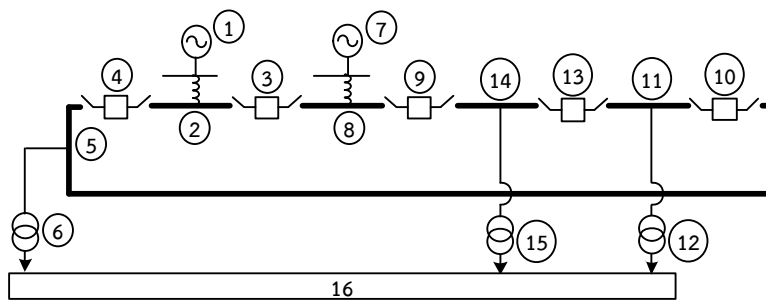
10.1.6.3 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทประเภทบัสวง ชนิด A โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด A โดยพิจารณาตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 9.3 สามารถแสดงผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ดังแสดงในตารางที่ 10.39 ประกอบกับลักษณะทางกายภาพของระบบทดสอบในแต่ละปีที่พิจารณา ดังแสดงในภาพที่ 10.48 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.48 (ก)

ระบบทดสอบประเภทบัสวง ชนิด A ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกันซึ่งพิจารณาในปีที่ 1 – 15



ภาพที่ 10.48 (ข)

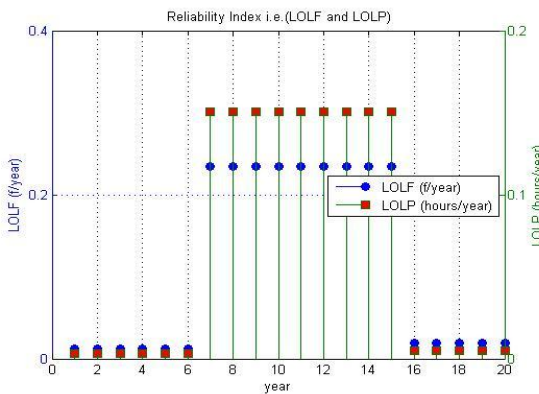
ระบบทดสอบประเภทบัสวง ชนิด A ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 15 – 20

ภาพที่ 10.48 ระบบทดสอบประเภทบัสวง ชนิด A ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

ตารางที่ 10.39 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ชนิด A โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

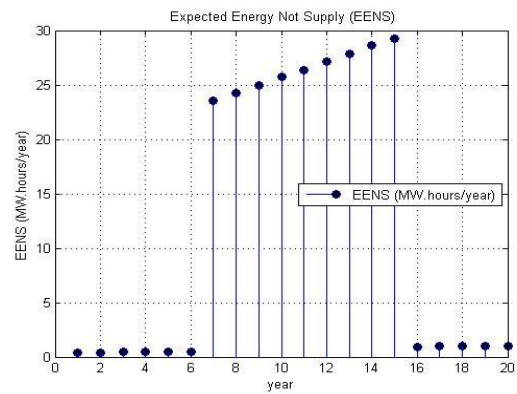
ช่วงปี	ขนาดโหลด (MVA)	จุดโหลด	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้สูงสุดท้ายของช่วง		
			LOLF (f/year)	LOLP (hr/year)	EENS (MW.hr/year)
1 – 6	200.00 – 234.78	13	0.0128	0.0032	0.4880
7 – 15	241.74 – 297.38	13	0.2342	0.1504	29.2327
16 – 20	304.32 – 332.16	16	0.0192	0.0048	1.0337

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ในตารางที่ 10.39 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟในภาพที่ 10.49 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.49 (ก)

ค่า LOLF และ LOLP ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด A เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี



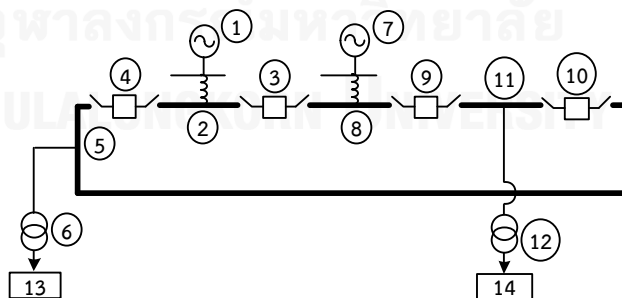
ภาพที่ 10.49 (ข)

ค่า EENS ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด A เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

ภาพที่ 10.49 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสวง ชนิด A โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

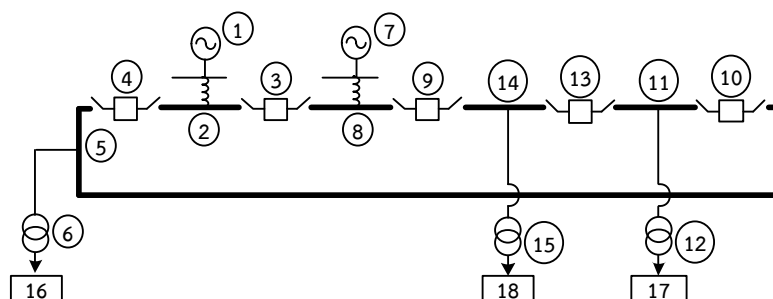
10.1.6.4 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทประเภทบัสวง ชนิด A โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด A โดยพิจารณาตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 9.3 สามารถแสดงผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ดังแสดงในตารางที่ 10.40 ประกอบกับลักษณะทางกายภาพของระบบทดสอบในแต่ละปีที่พิจารณา ดังแสดงในภาพที่ 10.50 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.50 (ก)

ระบบทดสอบประเภทบัสวง ชนิด A ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 1 – 15



ภาพที่ 10.50 (ข)

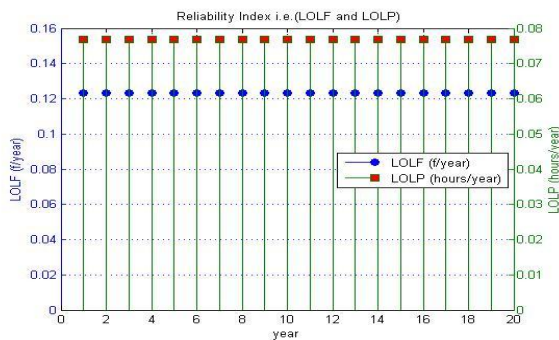
ระบบทดสอบประเภทบัสวง ชนิด A ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 15 – 20

ภาพที่ 10.50 ระบบทดสอบประเภทบัสวง ชนิด A ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

ตารางที่ 10.40 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ชนิด A โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

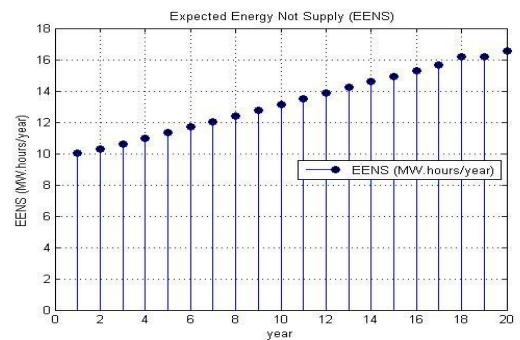
ช่วงปี	ขนาดโหลด (MVA)	จุดโหลด	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ปีสุดท้ายของช่วง		
			LOLF (f/year)	LOLP (hr/year)	EENS (MW.hr/year)
1 – 15	200.00 – 297.38	13	0.1235	0.0768	14.9273
		14	0.1235	0.0768	14.9273
		ระบบ	0.1235	0.0768	14.9273
16 – 20	304.32 – 332.16	16	0.1235	0.0768	16.5436
		17	0.1235	0.0768	16.5436
		18	0.1235	0.0768	16.5436
		ระบบ	0.1235	0.0768	16.5436

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ในตารางที่ 10.40 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟในภาพที่ 10.51 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.51 (ก)

ค่า LOLF และ LOLP ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด A เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี



ภาพที่ 10.51 (ข)

ค่า EENS ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด A เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

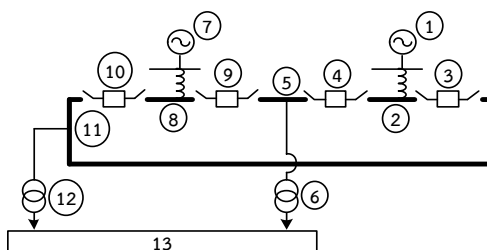
ภาพที่ 10.51 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสวง ชนิด A โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

10.1.7 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด B (Single – ring bus scheme : Type B)

จากที่ได้กล่าวมา เนื่องจากผลการทดสอบของระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์สามารถแบ่งเนื้อหาได้ออกเป็น 4 ส่วน ตามลักษณะของการขยายสถานีไฟฟ้า และกรณีการแบ่งโหลดที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ ดังนั้น ผลการทดสอบในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียด ดังต่อไปนี้

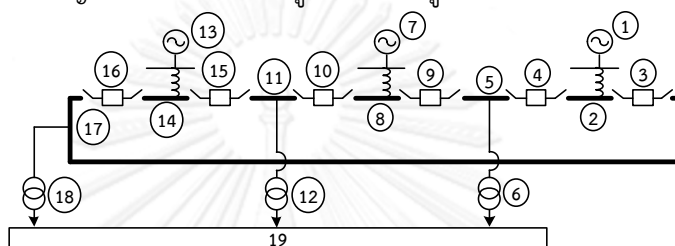
10.1.7.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ชนิด B โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด B โดยพิจารณาตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 9.3 สามารถแสดงผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ดังแสดงในตารางที่ 10.41 ประกอบกับลักษณะทางกายภาพของระบบทดสอบในแต่ละปีที่พิจารณา ดังแสดงในภาพที่ 10.52 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.52 (ก)

ระบบทดสอบประเภทบัสวง ชนิด B ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรถาเข้าและวงจรถาออก และพิจารณากรณีการเจริญเติบโตของโหลด อยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 1 – 15



ภาพที่ 10.52 (ข)

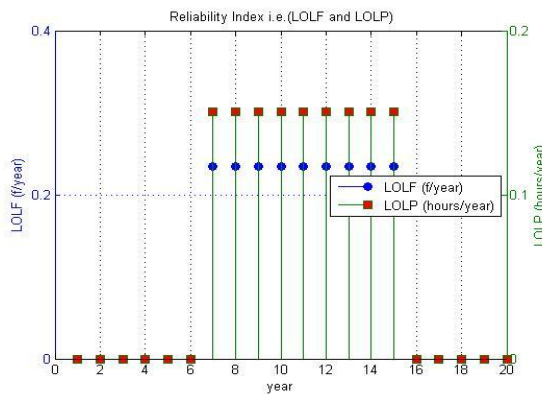
ระบบทดสอบประเภทบัสวง ชนิด B ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรถาเข้าและวงจรถาออก และพิจารณากรณีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 15 – 20

ภาพที่ 10.52 ระบบทดสอบประเภทบัสวง ชนิด B ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรถาเข้าและวงจรถาออก และพิจารณากรณีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

ตารางที่ 10.41 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ชนิด B โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรถาเข้าและวงจรถาออก และพิจารณากรณีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

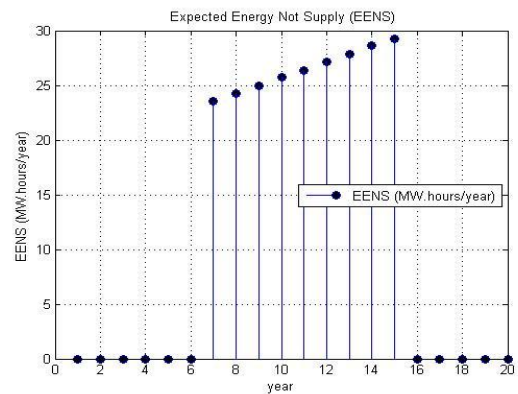
ช่วงปี	ขนาดโหลด (MVA)	จุดโหลด	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ปีสุดท้ายของช่วง		
			LOLF (f/year)	LOLP (hr/year)	EENS (MW.hr/year)
1 – 6	200.00 – 234.78	13	0.0000	0.0000	0.0000
7 – 15	241.74 – 297.38	13	0.2342	0.1504	29.2327
16 – 20	304.32 – 332.16	19	0.0000	0.0000	0.0000

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ในตารางที่ 10.41 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟในภาพที่ 10.53 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.53 (ก)

ค่า LOLF และ LOLP ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด B เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี



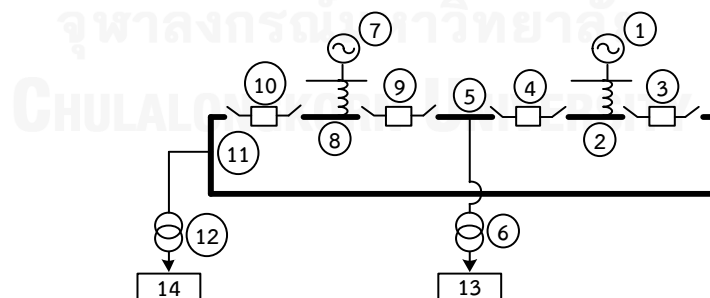
ภาพที่ 10.53 (ข)

ค่า EENS ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด B เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

ภาพที่ 10.53 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสวง ชนิด B โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

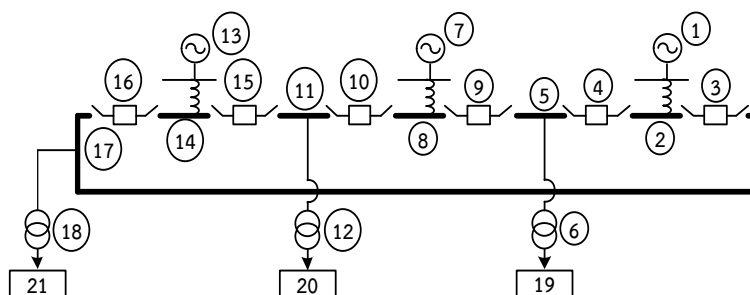
10.1.7.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทประเภทบัสวง ชนิด B โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด B โดยพิจารณาตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 9.3 สามารถแสดงผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ดังแสดงในตารางที่ 10.42 ประกอบกับลักษณะทางกายภาพของระบบทดสอบในแต่ละปีที่พิจารณา ดังแสดงในภาพที่ 10.54 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.54 (ก)

ระบบทดสอบประเภทบัสวง ชนิด B ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 1 – 15



ภาพที่ 10.54 (ข)

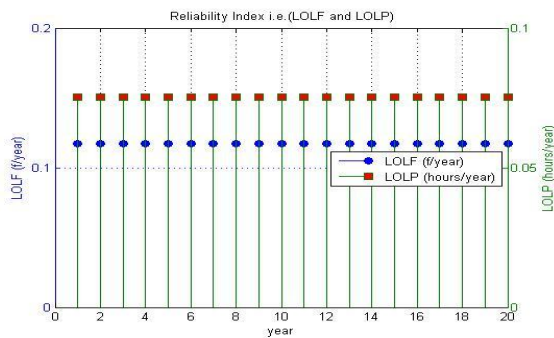
ระบบทดสอบประเภทบัสวง ชนิด B ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 15 – 20

ภาพที่ 10.54 ระบบทดสอบประเภทบัสวง ชนิด B ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

ตารางที่ 10.42 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ชนิด B โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

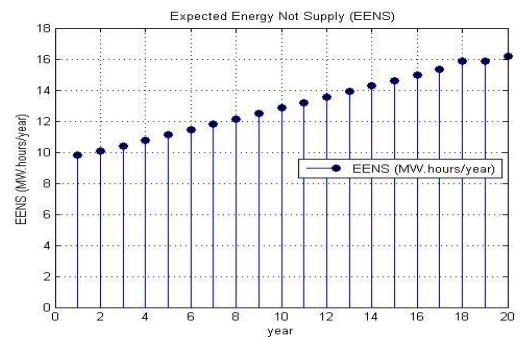
ช่วงปี	ขนาดโหลด (MVA)	จุดโหลด	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ปีสุดท้ายของช่วง		
			LOLF (f/year)	LOLP (hr/year)	EENS (MW.hr/year)
1 – 15	200.00 – 297.38	13	0.1171	0.0752	14.6163
		14	0.1171	0.0752	14.6163
		ระบบ	0.1171	0.0752	14.6163
16 – 20	304.32 – 332.16	19	0.1171	0.0752	16.1990
		20	0.1171	0.0752	16.1990
		21	0.1171	0.0752	16.1990
		ระบบ	0.1171	0.0752	16.1990

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ในตารางที่ 10.42 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟในภาพที่ 10.55 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.55 (ก)

ค่า LOLF และ LOLP ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด B เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี



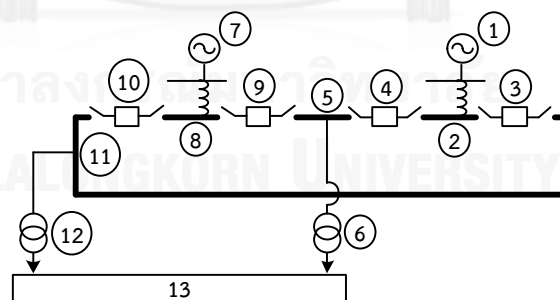
ภาพที่ 10.55 (ข)

ค่า EENS ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด B เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

ภาพที่ 10.55 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสวง ชนิด B โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

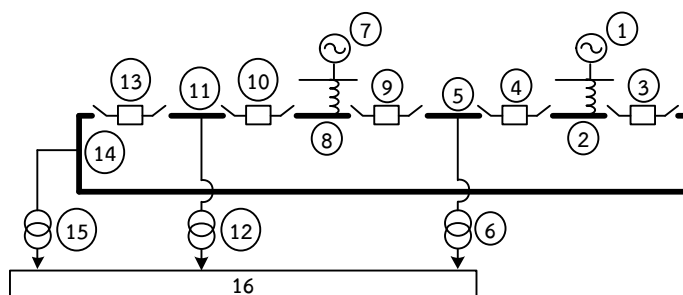
10.1.7.3 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ชนิด B โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด B โดยพิจารณาตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 9.3 สามารถแสดงผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ดังแสดงในตารางที่ 10.43 ประกอบกับลักษณะทางกายภาพของระบบทดสอบในแต่ละปีที่พิจารณา ดังแสดงในภาพที่ 10.56 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.56 (ก)

ระบบทดสอบประเภทบัสวง ชนิด B ที่มี การขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกันซึ่งพิจารณาในปีที่ 1 – 15



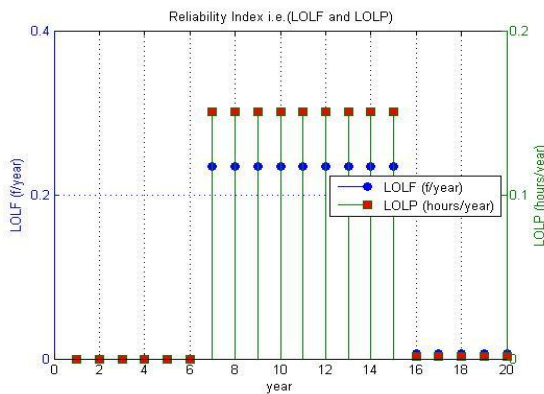
ภาพที่ 10.56 (ข)

ระบบทดสอบประเภทบัสวง ชนิด B ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 15 – 20

ภาพที่ 10.56 ระบบทดสอบประเภทบัสวง ชนิด B ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ตารางที่ 10.43 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ชนิด B โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

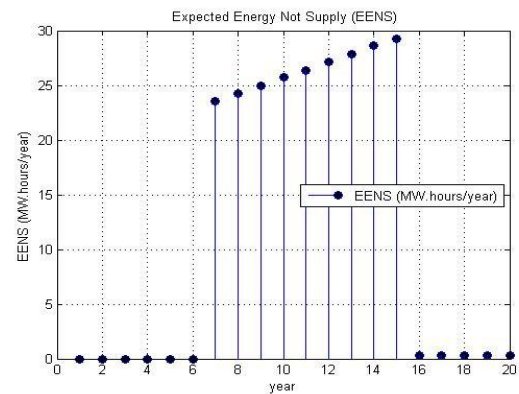
ช่วงปี	ขนาดโหลด (MVA)	จุดโหลด	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ปีสุดท้ายของช่วง		
			LOLF (f/year)	LOLP (hr/year)	EENS (MW.hr/year)
1 – 6	200.00 – 234.78	13	0.0000	0.0000	0.0000
7 – 15	241.74 – 297.38	13	0.2342	0.1504	29.2327
16 – 20	304.32 – 332.16	16	0.0064	0.0016	0.3446

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ในตารางที่ 10.43 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟในภาพที่ 10.57 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.57 (ก)

ค่า LOLF และ LOLP ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด B เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี



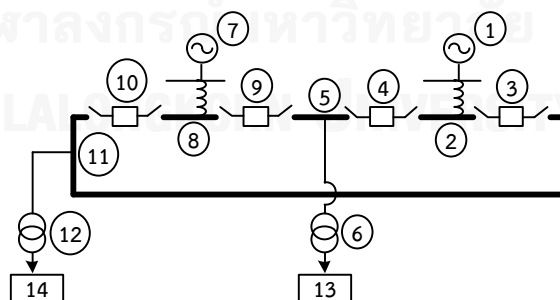
ภาพที่ 10.57 (ข)

ค่า EENS ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด B เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

ภาพที่ 10.57 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสวง ชนิด B โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

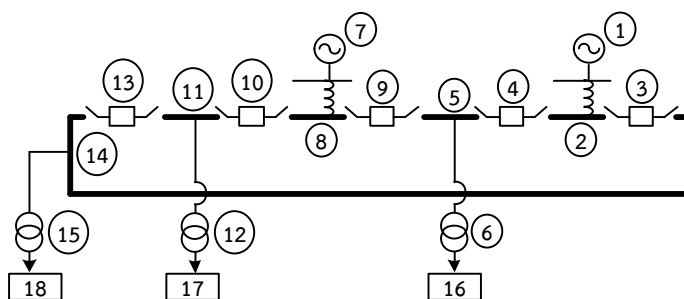
10.1.7.4 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทประเภทบัสวง ชนิด B โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด B โดยพิจารณาตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 9.3 สามารถแสดงผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ดังแสดงในตารางที่ 10.44 ประกอบกับลักษณะทางกายภาพของระบบทดสอบในแต่ละปีที่พิจารณา ดังแสดงในภาพที่ 10.58 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.58 (ก)

ระบบทดสอบประเภทบัสวง ชนิด B ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 1 – 15



ภาพที่ 10.58 (ข)

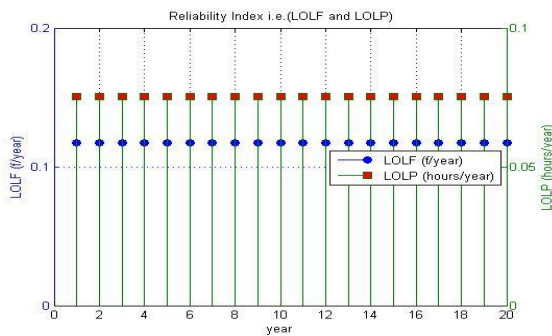
ระบบทดสอบประเภทบัสวง ชนิด B ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 15 – 20

ภาพที่ 10.58 ระบบทดสอบประเภทบัสวง ชนิด B ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

ตารางที่ 10.44 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ชนิด B โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

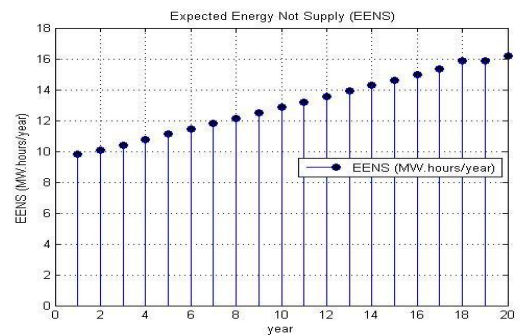
ช่วงปี	ขนาดโหลด (MVA)	จุดโหลด	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ปีสุดท้ายของช่วง		
			LOLF (f/year)	LOLP (hr/year)	EENS (MW.hr/year)
1 – 15	200.00 – 297.38	13	0.1171	0.0752	14.6163
		14	0.1171	0.0752	14.6163
		ระบบ	0.1171	0.0752	14.6163
16 – 20	304.32 – 332.16	16	0.1171	0.0752	16.1990
		17	0.1171	0.0752	16.1990
		18	0.1171	0.0752	16.1990
		ระบบ	0.1171	0.0752	16.1990

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ในตารางที่ 10.44 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟในภาพที่ 10.59 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.59 (ก)

ค่า LOLF และ LOLP ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด B เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี



ภาพที่ 10.59 (ข)

ค่า EENS ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด B เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

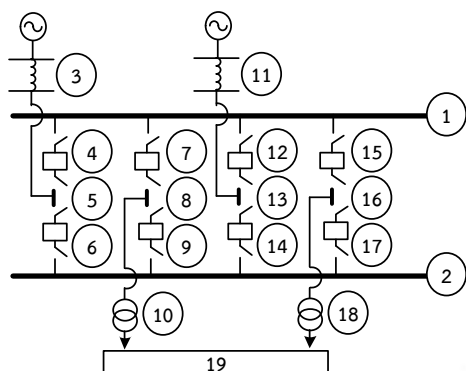
ภาพที่ 10.59 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสวง ชนิด B โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

10.1.8 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานคู่ (Double-bus, double-breaker scheme)

จากที่ได้กล่าวมา เนื่องจากผลการทดสอบของระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์สามารถแบ่งเนื้อหาได้ออกเป็น 4 ส่วน ตามลักษณะของการขยายสถานีไฟฟ้า และกรณีการแบ่งโหลดที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ ดังนั้น ผลการทดสอบในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียด ดังต่อไปนี้

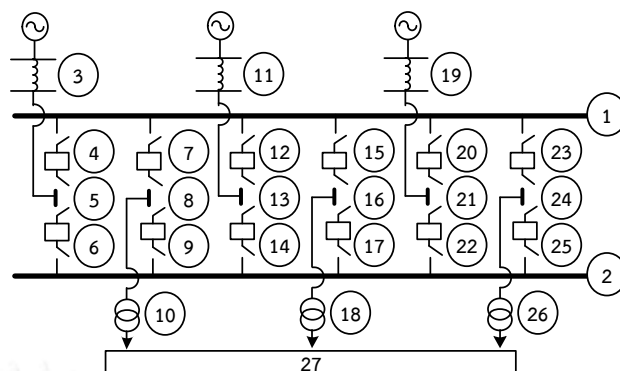
10.1.8.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประธานคู่ โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานคู่ โดยพิจารณาตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 9.3 สามารถแสดงผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ดังแสดงในตารางที่ 10.45 ประกอบกับลักษณะทางกายภาพของระบบทดสอบในแต่ละปีที่พิจารณา ดังแสดงในภาพที่ 10.60 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.60 (ก)

ระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลด อยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 1 – 15



ภาพที่ 10.60 (ข)

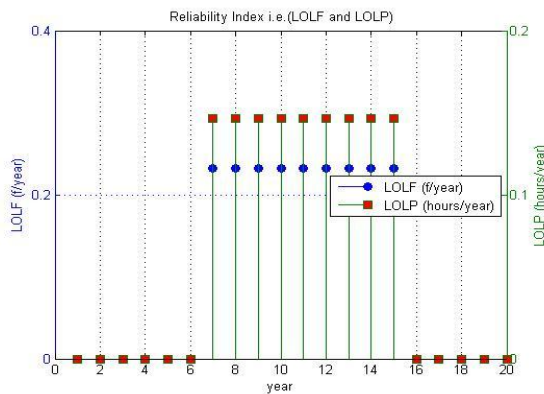
ระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 15 – 20

ภาพที่ 10.60 ระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

ตารางที่ 10.45 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

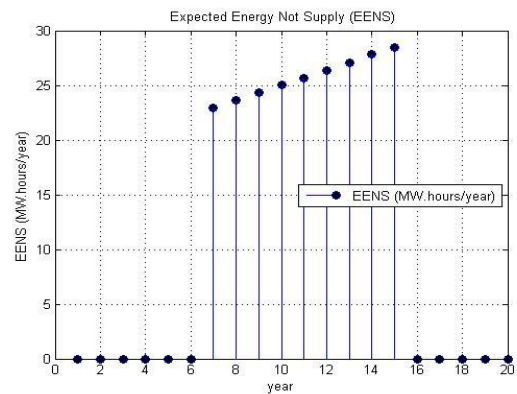
ช่วงปี	ขนาดโหลด (MVA)	จุดโหลด	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ปีสุดท้ายของช่วง		
			LOLF (f/year)	LOLP (hr/year)	EENS (MW.hr/year)
1 – 6	200.00 – 234.78	19	0.0000	0.0000	0.0000
7 – 15	241.74 – 297.38	19	0.2322	0.1464	28.4554
16 – 20	304.32 – 332.16	27	0.0000	0.0000	0.0000

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ในตารางที่ 10.45 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟในภาพที่ 10.61 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.61 (ก)

ค่า LOLF และ LOLP ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานคู่ เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี



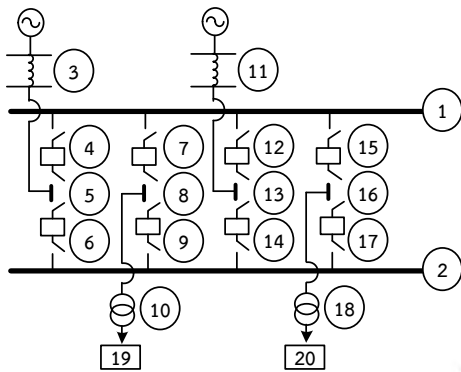
ภาพที่ 10.61 (ข)

ค่า EENS ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานคู่ เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

ภาพที่ 10.61 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

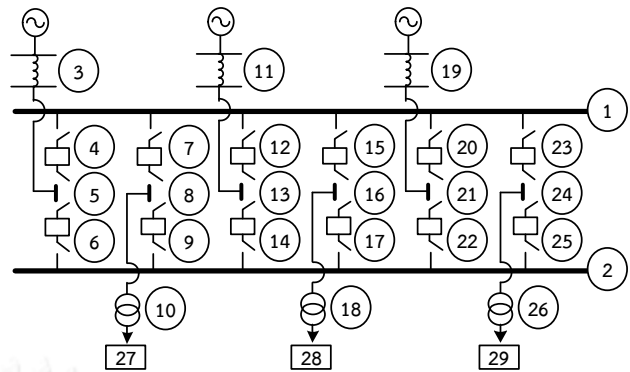
10.1.8.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานคู่ โดยพิจารณาตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 9.3 สามารถแสดงผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ดังแสดงในตารางที่ 10.46 ประกอบกับลักษณะทางกายภาพของระบบทดสอบในแต่ละปีที่พิจารณา ดังแสดงในภาพที่ 10.62 (ก) - (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.62 (ก)

ระบบทดสอบประเภทบัสประจักษ์ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 1 – 15



ภาพที่ 10.62 (ข)

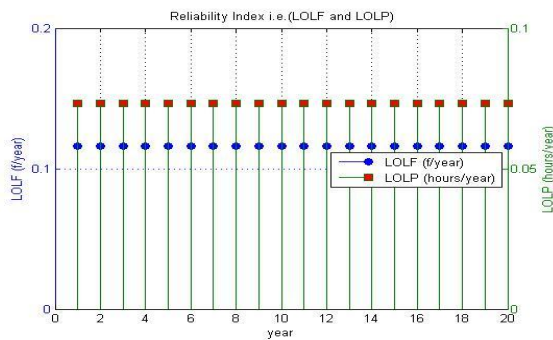
ระบบทดสอบประเภทบัสประจักษ์ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 15 – 20

ภาพที่ 10.62 ระบบทดสอบประเภทบัสประจักษ์ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

ตารางที่ 10.46 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประจักษ์ โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

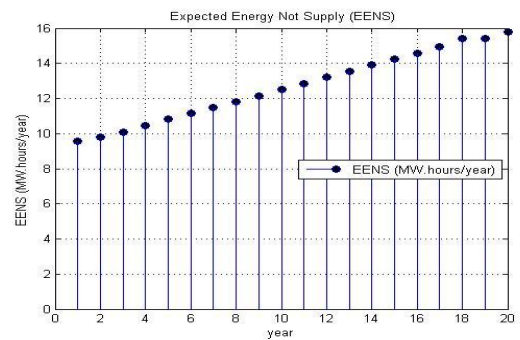
ช่วงปี	ขนาดโหลด (MVA)	จุดโหลด	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้สูงสุดท้ายของช่วง		
			LOLF (f/year)	LOLP (hr/year)	EENS (MW.hr/year)
1 – 15	200.00 – 297.38	19	0.1161	0.0732	14.2277
		20	0.1161	0.0732	14.2277
		ระบบ	0.1161	0.0732	14.2277
16 – 20	304.32 – 332.16	27	0.1161	0.0732	15.7683
		28	0.1161	0.0732	15.7683
		29	0.1161	0.0732	15.7683
		ระบบ	0.1161	0.0732	15.7683

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ในตารางที่ 10.46 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟในภาพที่ 10.63 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.63 (ก)

ค่า LOLF และ LOLP ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานคู่ เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี



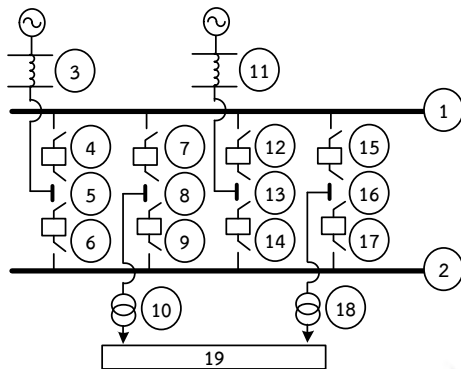
ภาพที่ 10.63 (ข)

ค่า EENS ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานคู่ เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

ภาพที่ 10.63 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

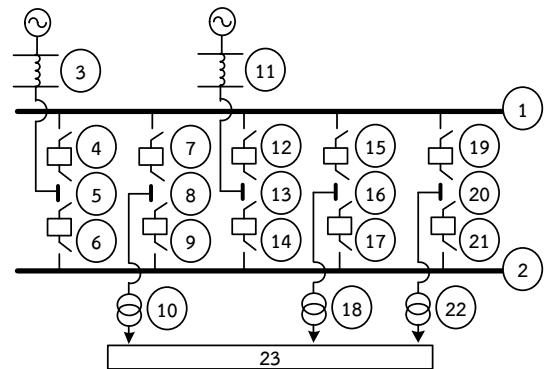
10.1.8.3 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานคู่ โดยพิจารณาตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 9.3 สามารถแสดงผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ดังแสดงในตารางที่ 10.47 ประกอบกับลักษณะทางกายภาพของระบบทดสอบในแต่ละปีที่พิจารณา ดังแสดงในภาพที่ 10.64 (ก) - (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.64 (ก)

ระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 1 – 15



ภาพที่ 10.64 (ข)

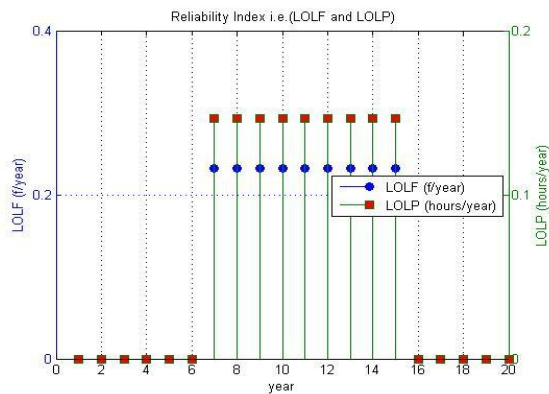
ระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 15 – 20

ภาพที่ 10.64 ระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

ตารางที่ 10.47 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประธานคู่ โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

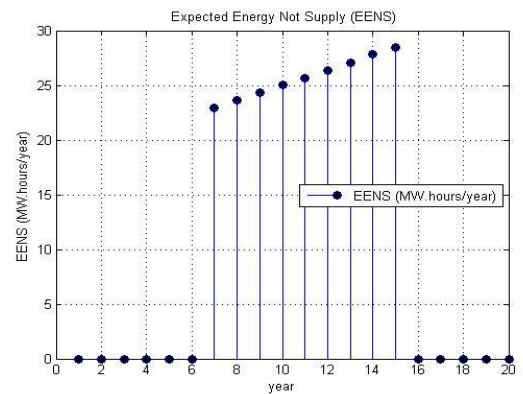
ช่วงปี	ขนาดโหลด (MVA)	จุดโหลด	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ปีสุดท้ายของช่วง		
			LOLF (f/year)	LOLP (hr/year)	EENS (MW.hr/year)
1 – 6	200.00 – 234.78	19	0.0000	0.0000	0.0000
7 – 15	241.74 – 297.38	19	0.2322	0.1464	28.4554
16 – 20	304.32 – 332.16	23	0.0000	0.0000	0.0000

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ในตารางที่ 10.47 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟในภาพที่ 10.65 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.65 (ก)

ค่า LOLF และ LOLP ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานคู่ เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี



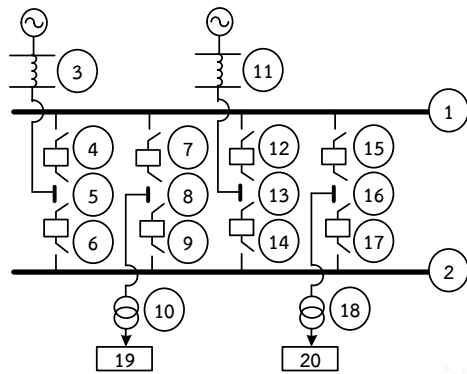
ภาพที่ 10.65 (ข)

ค่า EENS ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานคู่ เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

ภาพที่ 10.65 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

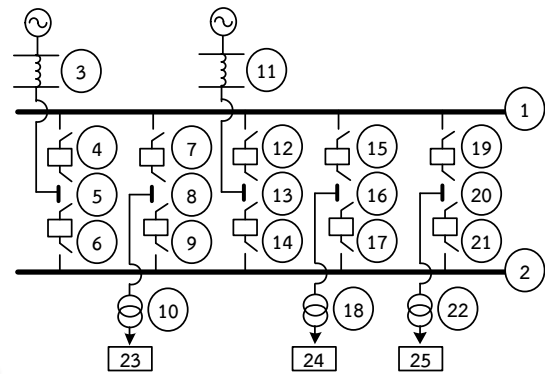
10.1.8.4 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานคู่ โดยพิจารณาตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ ในภาพที่ 9.3 สามารถแสดงผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ดังแสดงในตารางที่ 10.48 ประกอบกับลักษณะทางกายภาพของระบบทดสอบในแต่ละปีที่พิจารณา ดังแสดงในภาพที่ 10.66 (ก) - (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.66 (ก)

ระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 1 – 15



ภาพที่ 10.66 (ข)

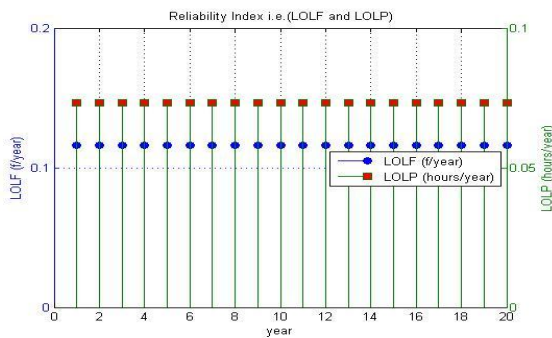
ระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 15 – 20

ภาพที่ 10.66 ระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

ตารางที่ 10.48 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

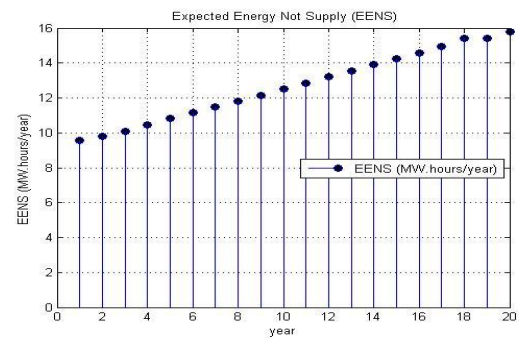
ช่วงปี	ขนาดโหลด (MVA)	จุดโหลด	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้สูงสุดท้ายของช่วง		
			LOLF (f/year)	LOLP (hr/year)	EENS (MW.hr/year)
1 – 15	200.00 – 297.38	13	0.1161	0.0732	14.2277
		14	0.1161	0.0732	14.2277
		ระบบ	0.1161	0.0732	14.2277
16 – 20	304.32 – 332.16	16	0.1161	0.0732	15.7683
		17	0.1161	0.0732	15.7683
		18	0.1161	0.0732	15.7683
		ระบบ	0.1161	0.0732	15.7683

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ในตารางที่ 10.48 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟในภาพที่ 10.67 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.67 (ก)

ค่า LOLF และ LOLP ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานคู่ เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี



ภาพที่ 10.67 (ข)

ค่า EENS ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานคู่ เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

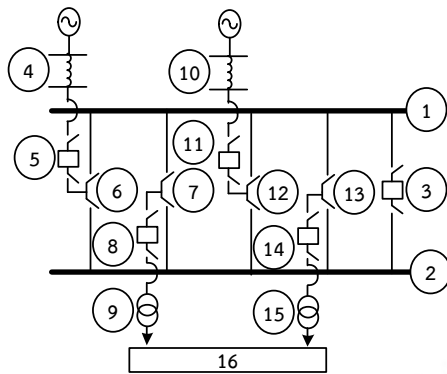
ภาพที่ 10.67 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

10.1.9 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ (Double –bus, single – breaker)

จากที่ได้กล่าวมา เนื่องจากผลการทดสอบของระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์สามารถแบ่งเนื้อหาได้ออกเป็น 4 ส่วน ตามลักษณะของการขยายสถานีไฟฟ้า และกรณีการแบ่งโหลดที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ ดังนั้น ผลการทดสอบในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียด ดังต่อไปนี้

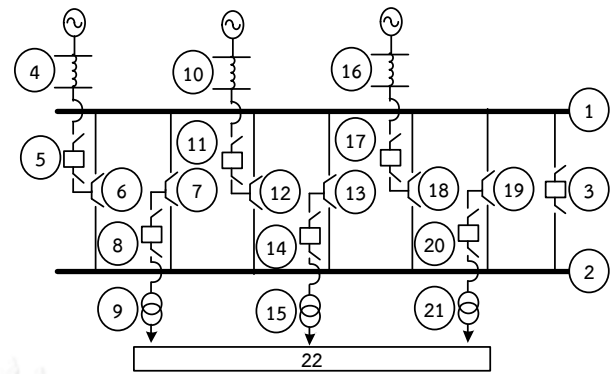
10.1.9.1 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ โดยพิจารณาตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ในภาพที่ 9.3 สามารถแสดงผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ดังแสดงในตารางที่ 10.49 ประกอบกับลักษณะทางกายภาพของระบบทดสอบในแต่ละปีที่พิจารณา ดังแสดงในภาพที่ 10.68 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.68 (ก)

ระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลด อยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 1 - 15



ภาพที่ 10.68 (ข)

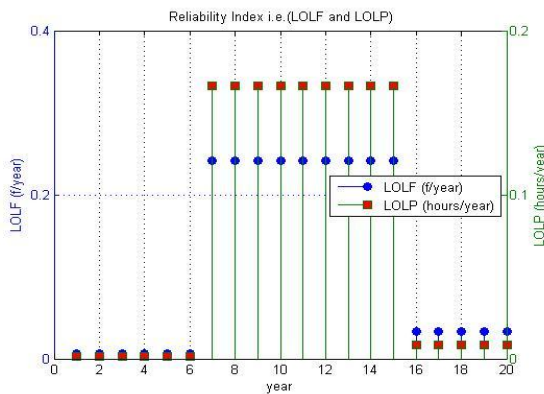
ระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 15 - 20

ภาพที่ 10.68 ระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

ตารางที่ 10.49 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

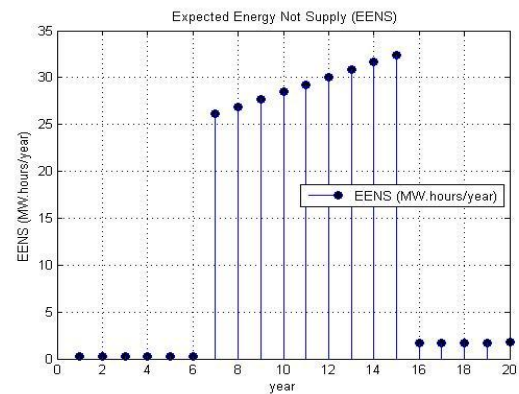
ช่วงปี	ขนาดโหลด (MVA)	จุดโหลด	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้สูงสุดท้ายของช่วง		
			LOLF (f/year)	LOLP (hr/year)	EENS (MW.hr/year)
1 - 6	200.00 - 234.78	16	0.0064	0.0016	0.2440
7 - 15	241.74 - 297.38	16	0.2420	0.1665	32.3539
16 - 20	304.32 - 332.16	22	0.0330	0.0083	1.7768

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ในตารางที่ 10.49 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟในภาพที่ 10.69 (ก) - (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.69 (ก)

ค่า LOLF และ LOLP ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี



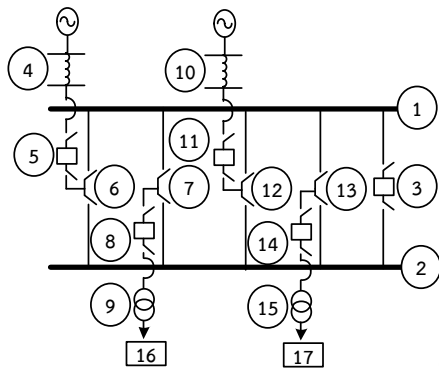
ภาพที่ 10.69 (ข)

ค่า EENS ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

ภาพที่ 10.69 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

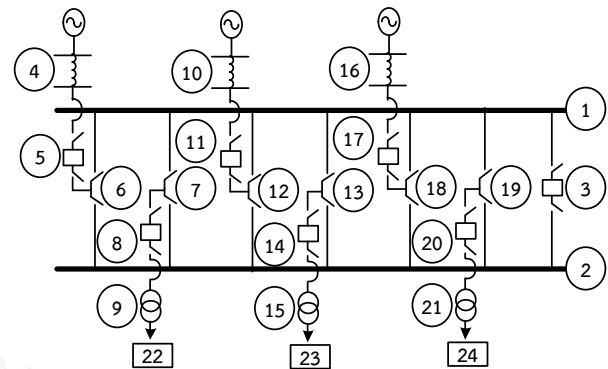
10.1.9.2 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ โดยพิจารณาตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ในภาพที่ 9.3 สามารถแสดงผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ดังแสดงในตารางที่ 10.50 ประกอบกับลักษณะทางกายภาพของระบบทดสอบในแต่ละปีที่พิจารณา ดังแสดงในภาพที่ 10.70 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.70 (ก)

ระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 1 - 15



ภาพที่ 10.70 (ข)

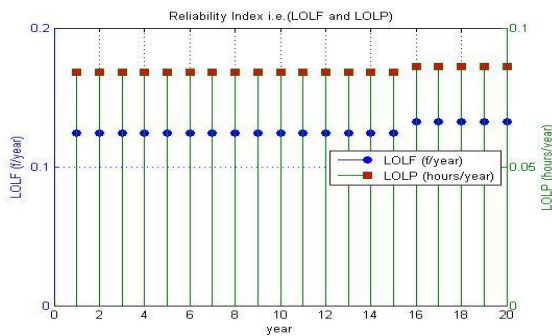
ระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 15 - 20

ภาพที่ 10.70 ระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

ตารางที่ 10.50 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

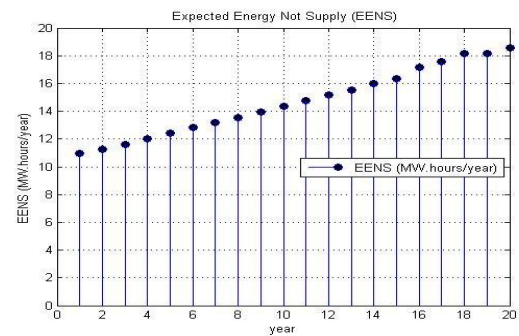
ช่วงปี	ขนาดโหลด (MVA)	จุดโหลด	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ปีสุดท้ายของช่วง		
			LOLF (f/year)	LOLP (hr/year)	EENS (MW.hr/year)
1 - 15	200.00 - 297.38	16	0.1242	0.0840	16.3324
		17	0.1242	0.0840	16.3324
		ระบบ	0.1242	0.0840	16.3324
16 - 20	304.32 - 332.16	22	0.1370	0.0872	18.7901
		23	0.1242	0.0840	18.1009
		24	0.1370	0.0872	18.7901
		ระบบ	0.1327	0.0862	18.7901

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ในตารางที่ 10.50 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟในภาพที่ 10.71 (ก) - (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.71 (ก)

ค่า LOLF และ LOLP ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี



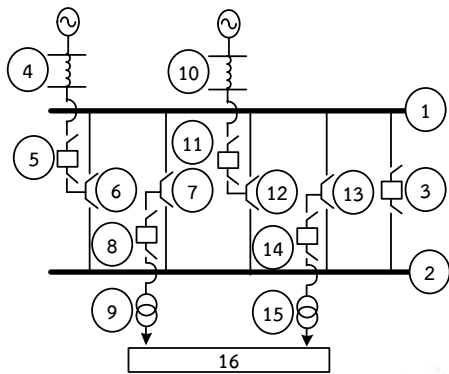
ภาพที่ 10.71 (ข)

ค่า EENS ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

ภาพที่ 10.71 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

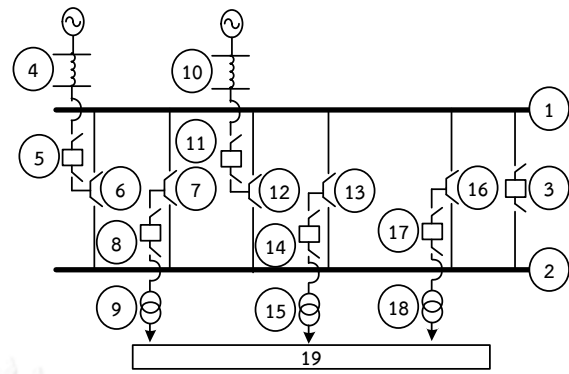
10.1.9.3 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ โดยพิจารณาตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ในภาพที่ 9.3 สามารถแสดงผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ดังแสดงในตารางที่ 10.51 ประกอบกับลักษณะทางกายภาพของระบบทดสอบในแต่ละปีที่พิจารณา ดังแสดงในภาพที่ 10.72 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.72 (ก)

ระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 1 – 15



ภาพที่ 10.72 (ข)

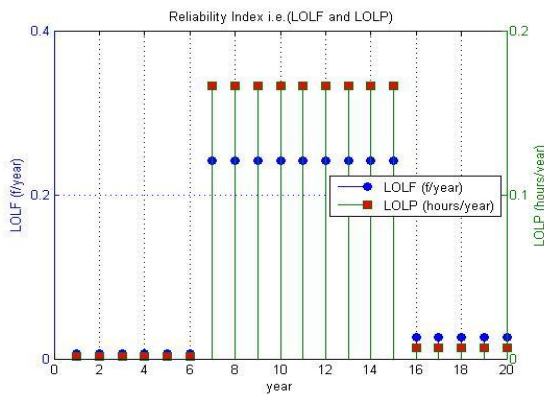
ระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 15 – 20

ภาพที่ 10.72 ระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

ตารางที่ 10.51 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

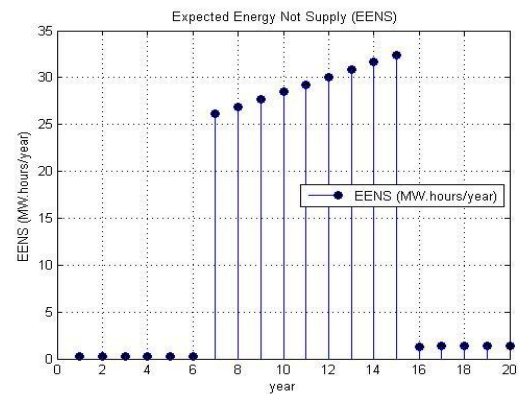
ช่วงปี	ขนาดโหลด (MVA)	จุดโหลด	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ปีสุดท้ายของช่วง		
			LOLF (f/year)	LOLP (hr/year)	EENS (MW.hr/year)
1 – 6	200.00 – 234.78	16	0.0064	0.0016	0.2440
7 – 15	241.74 – 297.38	16	0.2420	0.1665	32.3539
16 – 20	304.32 – 332.16	19	0.0266	0.0067	1.4322

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ในตารางที่ 10.51 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟในภาพที่ 10.73 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.73 (ก)

ค่า LOLF และ LOLP ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี



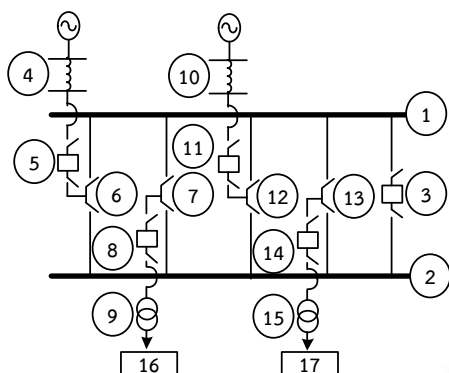
ภาพที่ 10.73 (ข)

ค่า EENS ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

ภาพที่ 10.73 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

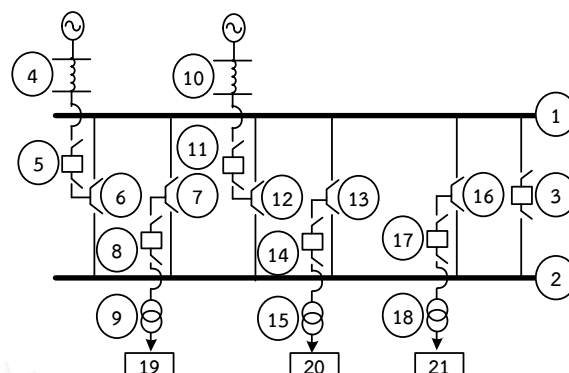
10.1.9.4 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

เมื่อทำการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ โดยพิจารณาตามแผนผังความคิดแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ในภาพที่ 9.3 สามารถแสดงผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ดังแสดงในตารางที่ 10.52 ประกอบกับลักษณะทางกายภาพของระบบทดสอบในแต่ละปีที่พิจารณา ดังแสดงในภาพที่ 10.74 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.74 (ก)

ระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 1 – 15



ภาพที่ 10.74 (ข)

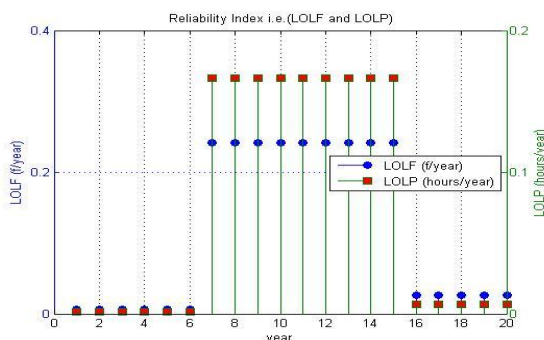
ระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน ซึ่งพิจารณาในปีที่ 15 – 20

ภาพที่ 10.74 ระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ที่มีการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

ตารางที่ 10.52 ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

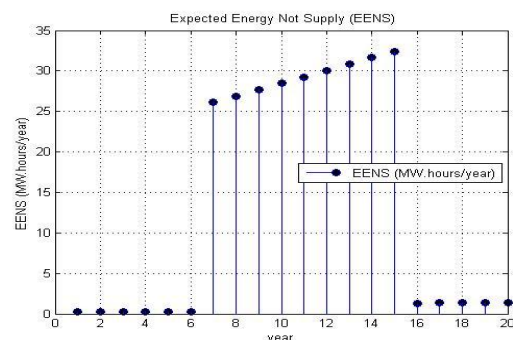
ช่วงปี	ขนาดโหลด (MVA)	จุดโหลด	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ปีสุดท้ายของช่วง		
			LOLF (f/year)	LOLP (hr/year)	EENS (MW.hr/year)
1 – 15	200.00 – 297.38	16	0.1242	0.0840	16.3324
		17	0.1242	0.0840	16.3324
		ระบบ	0.1242	0.0840	16.3324
16 – 20	304.32 – 332.16	19	0.1306	0.0856	18.4455
		20	0.1242	0.0840	18.1009
		21	0.1306	0.0856	18.4455
		ระบบ	0.1285	0.0851	18.3306

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ในตารางที่ 10.52 สามารถนำมาแสดงในรูปกราฟในภาพที่ 10.75 (ก) – (ข) ตามลำดับ



ภาพที่ 10.75 (ก)

ค่า LOLF และ LOLP ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี



ภาพที่ 10.75 (ข)

ค่า EENS ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ เมื่อพิจารณาในระยะเวลา 20 ปี

ภาพที่ 10.75 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

10.1.10 ผลสรุปค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบทั้ง 9 รูปแบบ โดยมีการพิจารณาตามลักษณะของการขยายสถานีไฟฟ้าและกรณีการเจริญเติบโตของโหลด

จากตารางที่ 10.16 – ตารางที่ 10.52 แสดงผลการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ เมื่อสิ้นสุดระยะเวลา 20 ปี ของระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ ทั้งนี้ ผลการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ดังกล่าว สามารถนำมาสรุปได้ตามการพิจารณาลักษณะของการขยายสถานีไฟฟ้าและกรณีการเจริญเติบโตของโหลด ซึ่งได้มีการแบ่งแยกตามรูปแบบของระบบทดสอบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ทั้ง 9 รูปแบบ ดังแสดงในตารางที่ 10.53 – ตารางที่ 10.56 ตามลำดับ

ตารางที่ 10.53 ตารางสรุปผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบทั้ง 9 รูปแบบ โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

รูปแบบ การจัดเรียงบัส	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ปีสุดท้ายของช่วง								
	LOLF (f/yr)			LOLP (hr/yr)			EENS (MW.hr/yr)		
	ปีที่ 1 – 6	ปีที่ 7 – 15	ปีที่ 16 – 20	ปีที่ 1 – 6	ปีที่ 7 – 15	ปีที่ 16 – 20	ปีที่ 1 – 6	ปีที่ 7 – 15	ปีที่ 16–20
บัสเดี่ยว	0.0266	0.2346	0.0394	0.0084	0.1664	0.0116	1.2811	32.3345	2.4982
บัสเดี่ยวตัดตอน	0.0064	0.2420	0.0128	0.0016	0.1700	0.0032	0.2440	33.0341	0.6892
บัสประธานและ บัสโอนสำรอง	0.0266	0.2346	0.0394	0.0084	0.1664	0.0116	1.2811	32.3345	2.4982
บัสและเบรกเกอร์ ครึ่ง ชนิด A	0.0000	0.2322	0.0000	0.0000	0.1464	0.0000	0.0000	28.4554	0.0000
บัสและเบรกเกอร์ ครึ่ง ชนิด B	0.0000	0.2322	0.0000	0.0000	0.1464	0.0000	0.0000	28.4554	0.0000
บัสวง ชนิด A	0.0128	0.2342	0.0128	0.0032	0.1504	0.0032	0.4880	29.2327	0.6892
บัสวง ชนิด B	0.0000	0.2342	0.0000	0.0000	0.1504	0.0000	0.0000	29.2327	0.0000
บัสประธานคู่	0.0000	0.2322	0.0000	0.0000	0.1464	0.0000	0.0000	28.4554	0.0000
บัสประธานคู่ต่อ เบรกเกอร์	0.0064	0.2420	0.0330	0.0016	0.1665	0.0083	0.2440	32.3539	1.7768

ตารางที่ 10.54 ตารางสรุปผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบทั้ง 9 รูปแบบ โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

รูปแบบการจัดเรียงบัส	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ปีสุดท้ายของช่วง					
	LOLF (f/yr)		LOLP (hr/yr)		EENS (MW.hr/yr)	
	ปีที่ 1 – 15	ปีที่ 16 – 20	ปีที่ 1 – 15	ปีที่ 16 – 20	ปีที่ 1 – 15	ปีที่ 16 – 20
บัสเดี่ยว	0.1306	0.1434	0.0874	0.0906	16.9834	19.5115
บัสเดี่ยวตัดตอน	0.1242	0.1263	0.0858	0.0863	16.6725	18.5927
บัสประธานและบัสโอนสำรอง	0.1306	0.1434	0.0874	0.0906	16.9834	19.5115
บัสและเบรกเกอร์ ครึ่ง ชนิด A	0.1161	0.1161	0.0732	0.0732	14.2277	15.7683
บัสและเบรกเกอร์ ครึ่ง ชนิด B	0.1161	0.1161	0.0732	0.0732	14.2277	15.7683
บัสวง ชนิด A	0.1235	0.1171	0.0768	0.0752	14.9273	16.1990
บัสวง ชนิด B	0.1171	0.1171	0.0752	0.0752	14.6163	16.1990
บัสประธานคู่	0.1161	0.1161	0.0732	0.0732	14.2277	15.7683
บัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์	0.1242	0.1327	0.0840	0.0862	16.3324	18.5603

ตารางที่ 10.55 ตารางสรุปผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบทั้ง 9 รูปแบบ โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน

รูปแบบการจัดเรียงบัส	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ปีสุดท้ายของช่วง								
	LOLF (f/yr)			LOLP (hr/yr)			EENS (MW.hr/yr)		
	ปีที่ 1 – 6	ปีที่ 7 – 15	ปีที่ 16 – 20	ปีที่ 1 – 6	ปีที่ 7 – 15	ปีที่ 16 – 20	ปีที่ 1 – 6	ปีที่ 7 – 15	ปีที่ 16 – 20
บัสเดี่ยว	0.0266	0.2346	0.0330	0.0084	0.1664	0.0100	1.2811	32.3345	2.1536
บัสเดี่ยวตัดตอน	0.0064	0.2420	0.0266	0.0016	0.1700	0.0084	0.2440	33.0341	1.8091
บัสประธานและบัสโอนสำรอง	0.0266	0.2346	0.0330	0.0084	0.1664	0.0100	1.2811	32.3345	2.1536
บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A	0.0000	0.2322	0.0000	0.0000	0.1464	0.0000	0.0000	28.4554	0.0000
บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B	0.0000	0.2322	0.0000	0.0000	0.1464	0.0000	0.0000	28.4554	0.0000
บัสวง ชนิด A	0.0128	0.2342	0.0192	0.0032	0.1504	0.0048	0.4880	29.2327	1.0337
บัสวง ชนิด B	0.0000	0.2342	0.0064	0.0000	0.1504	0.0016	0.0000	29.2327	0.3446
บัสประธานคู่	0.0000	0.2322	0.0000	0.0000	0.1464	0.0000	0.0000	28.4554	0.0000
บัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์	0.0064	0.2420	0.0266	0.0016	0.1665	0.0067	0.2440	32.3539	1.4322

ตารางที่ 10.56 ตารางสรุปผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบทั้ง 9 รูปแบบ โดยพิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้า โดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก และพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน

รูปแบบการจัดเรียงบัส	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ปีสุดท้ายของช่วง					
	LOLF (f/yr)		LOLP (hr/yr)		EENS (MW.hr/yr)	
	ปีที่ 1 – 15	ปีที่ 16 – 20	ปีที่ 1 – 15	ปีที่ 16 – 20	ปีที่ 1 – 15	ปีที่ 16 – 20
บัสเดี่ยว	0.1306	0.1370	0.0874	0.0890	16.9834	19.1670
บัสเดี่ยวตัดตอน	0.1242	0.1312	0.0858	0.0911	16.6725	19.6107
บัสประธานและบัสโอนสำรอง	0.1306	0.1370	0.0874	0.0890	16.9834	19.1670
บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A	0.1161	0.1161	0.0732	0.0732	14.2277	15.7683
บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B	0.1161	0.1161	0.0732	0.0732	14.2277	15.7683
บัสวง ชนิด A	0.1235	0.1235	0.0768	0.0768	14.9273	16.5436
บัสวง ชนิด B	0.1171	0.1171	0.0752	0.0752	14.6163	16.1990
บัสประธานคู่	0.1161	0.1161	0.0732	0.0732	14.2277	15.7683
บัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์	0.1242	0.1285	0.0840	0.0851	16.3324	18.3306

จากส่วนที่แรงเงาของผลการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในตารางที่ 10.53 – ตารางที่ 10.56 พบว่า ผลการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ของระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A, บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B และ บัสประธานคู่ มีค่าต่ำที่สุด ซึ่งสามารถบ่งบอกได้ว่า รูปแบบการจัดเรียงบัสดังกล่าวมีความเชื่อถือได้มากที่สุด สำหรับการพิจารณาทุกลักษณะของการขยายสถานีไฟฟ้า และกรณีการเจริญเติบโตของโหลดในวิทยานิพนธ์

ทั้งนี้ ผลการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบทุกรูปแบบการจัดเรียงบัส จะขึ้นอยู่กับกลุ่มมินิมัลคัตเซตทั้งประเภทพาสซีฟและประเภทแอ็กทีฟของอุปกรณ์ภายในระบบ โดยที่กลุ่มมินิมัลคัตเซตดังกล่าว จะมีความเกี่ยวเนื่องโดยตรงกับ (1) ลักษณะทางกายภาพของระบบ (2) ลักษณะของการขยายสถานีไฟฟ้า และ (3) กรณีการเจริญเติบโตของโหลด ดังนั้น การวิเคราะห์ผลการทดสอบการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่มีผลมาจาก ลักษณะทางกายภาพของระบบ ลักษณะของการขยายสถานีไฟฟ้า และกรณีการเจริญเติบโตของโหลด ของระบบทดสอบในทุกรูปแบบการจัดเรียงบัสจะถูกนำเสนอในหัวข้อถัดไป

10.2 การวิเคราะห์ผลการทดสอบ

จากที่ได้กล่าวมา ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ เป็นค่าดัชนีที่สะท้อนให้เห็นถึงความเชื่อถือได้ของระบบในการจ่ายกำลังไฟฟ้า โดยที่ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ทั้งนี้ ถ้าค่าดัชนีทั้ง 3 ค่าดังกล่าวมีค่าต่ำจะเป็นการบ่งบอกถึงระบบมีความเชื่อถือได้สูง แต่ในทางตรงกันข้าม ถ้าค่าดัชนีทั้ง 3 ค่าดังกล่าวมีค่าสูงจะเป็นการบ่งบอกถึงระบบมีความเชื่อถือได้ต่ำ

นอกจากนี้ เมื่อพิจารณาผลการคำนวณค่า EENS ของระบบทดสอบทั้ง 9 รูปแบบในแต่ละปี สำหรับทุกลักษณะการขยายสถานีไฟฟ้าและกรณีการเจริญเติบโตของโหลด พบว่า จะมีค่าไม่คงที่และมีลักษณะเป็นขั้นบันได เนื่องจากค่า EENS ดังกล่าวจะมีค่าแปรผันตาม (1) ระยะเวลาที่ระบบเกิดการล้มเหลวในแต่ละจุดโหลด ($U_{LP, j}$) และ (2) ขนาดของโหลดเฉลี่ยในแต่ละปีที่พิจารณา ($P_{Q, j}$) ซึ่งสามารถพิจารณาได้จากสมการที่ (4.23) – สมการที่ (4.24) ในบทที่ 4 ซึ่งขนาดของโหลดเฉลี่ยดังกล่าวจะมีค่าแปรเปลี่ยนไปตามอัตราการเจริญเติบโตของโหลดที่พิจารณาในแต่ละปี ด้วยเหตุผลดังกล่าว ส่งผลให้ผลการคำนวณค่า EENS มีค่าไม่คงที่และมีลักษณะเป็นขั้นบันได

ทั้งนี้การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ในแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัสประกอบด้วยปัจจัยที่เกี่ยวข้อง ดังนี้

- 1) ลักษณะทางกายภาพของระบบทดสอบ
- 2) ลักษณะของการขยายสถานีไฟฟ้า
- 3) กรณีการเจริญเติบโตของโหลดที่พิจารณา
- 4) ขนาดของโหลดที่พิจารณาในแต่ละปี

โดยรายละเอียดสำหรับกรณีการวิเคราะห์ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าทั้ง 9 รูปแบบ เมื่อพิจารณาตามปัจจัยที่เกี่ยวข้อง ประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

10.2.1 การวิเคราะห์ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยว (Single – bus scheme)

เมื่อพิจารณาลักษณะทางกายภาพของรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยว พบว่ามีลักษณะเป็นเรเดียล (Radial) กล่าวคือ รูปแบบการจัดเรียงบัสภายในระบบประกอบด้วยอุปกรณ์ที่ต่ออนุกรมจากแหล่งกำลังไฟฟ้าต้นทางไปยังจุดโหลดเป็นจำนวนมาก ทั้งนี้การเกิดการล้มเหลวของอุปกรณ์ในระบบ โดยเฉพาะอย่างยิ่ง การล้มเหลวประเภทแอกทีฟของอุปกรณ์ จะก่อให้เกิดความเสียหายในวงกว้าง เนื่องจากการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่รอบข้างอุปกรณ์ที่เกิดการล้มเหลว ซึ่งจากผลของการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันดังกล่าว จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางทางโหลดของกำลังไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิดต้นทางไปยังจุดโหลดที่พิจารณา ดังนั้น จะเห็นได้ว่าเซอร์กิตเบรกเกอร์ทุกอุปกรณ์ในระบบและบัสบาร์ เป็นสมาชิกในกลุ่มมินิมัลคิตเซต เพราะมีการเชื่อมต่อกันแบบเรเดียลระหว่างอุปกรณ์ดังกล่าว ทั้งนี้ การพิจารณาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ สามารถแบ่งการพิจารณาตามกรณีการเจริญเติบโตของโหลดซึ่งมีความสัมพันธ์กับการขยายสถานีไฟฟ้า ดังนี้

- 1) กรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน เมื่อพิจารณาที่ขนาดของโหลดซึ่งอยู่ในช่วงการพิจารณาหลักเกณฑ์ (N-1 criterion) ได้แก่ ในช่วงปีที่ 1 – 6 และช่วง

ปีที่ 16 – 20 พบว่า ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่คำนวณได้มีค่าสูงกว่ารูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทอื่น ซึ่งเป็นการสะท้อนว่า ระบบมีความเชื่อถือได้ต่ำ เนื่องจากการล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์และบัสบาร์ จะก่อให้เกิดความเสียหายในวงกว้าง และส่งผลกระทบต่อการทำงานของกำลังไฟฟ้าโดยรวมของระบบ

ทั้งนี้ ผลการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของการขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก ในช่วงปีที่ 16 – 20 จะให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่ต่ำกว่า เนื่องจากการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออกดังกล่าว ส่งผลให้อุปกรณ์ที่เป็นสมาชิกในกลุ่มมินิมัลคัตเซตในลักษณะเรเดียลมีจำนวนน้อยกว่า นอกจากนี้ เมื่อพิจารณาที่ขนาดของโหลดซึ่งมีค่ามากกว่าขนาดของโหลดที่อยู่ในช่วงการพิจารณาหลักเกณฑ์ $N - 1$ ได้แก่ ในช่วงปีที่ 7 – 15 พบว่า ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่คำนวณได้ มีค่าสูงกว่าการพิจารณาที่ขนาดโหลดอยู่ในหลักเกณฑ์ $N - 1$ เนื่องจากการล้มเหลวของหม้อแปลงกำลังในวงจรขาออกเพียง 1 อุปกรณ์ นอกเหนือจากการล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ และบัสบาร์ ส่งผลกระทบต่อให้วงจรขาออกที่ยังคงเหลือในระบบไม่สามารถชดเชยการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ระบบต้องการได้

- 2) กรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน เนื่องจาก จุดโหลดที่พิจารณาเกิดจากการแบ่งแยกการจ่ายกำลังไฟฟ้าในแต่ละวงจรขาออก ดังนั้น การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์และบัสบาร์ จะส่งผลกระทบต่อการทำงานของกำลังไฟฟ้าสำหรับทุกจุดโหลดที่พิจารณา ทั้งนี้ การขยายสถานีไฟฟ้าทั้ง 2 กรณี จะส่งผลให้เป็นการเพิ่มจำนวนกลุ่มมินิมัลคัตเซตของระบบ โดยที่การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก ในช่วงปีที่ 16 – 20 จะให้ผลการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่ต่ำกว่า เนื่องจาก มีจำนวนกลุ่มมินิมัลคัตเซตของระบบ น้อยกว่า การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก

10.2.2 การวิเคราะห์ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน (Straight – bus sectionalization scheme)

เมื่อพิจารณาลักษณะทางกายภาพของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอน พบว่ามีลักษณะคล้ายกับรูปแบบบัสเดี่ยว แต่มีการเพิ่มเซอร์กิตเบรกเกอร์ตำแหน่งตรงกลางที่เชื่อมระหว่างบัสบาร์ เพื่อประโยชน์ที่ว่า หากมีอุปกรณ์ที่อยู่ในวงจรใดวงจรหนึ่งของระบบเกิดการล้มเหลวประเภทพาสซีฟ จะไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในวงจรอื่น ยกเว้นการเกิดการล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวกลางดังกล่าว ทั้งนี้ การพิจารณาค่าดัชนีความเชื่อถือได้สามารถแบ่งการพิจารณาตามกรณีการเจริญเติบโตของโหลดซึ่งมีความสัมพันธ์กับการขยายสถานีไฟฟ้า ดังนี้

- 1) กรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน เมื่อพิจารณาที่ขนาดของโหลดซึ่งอยู่ในช่วงการพิจารณาหลักเกณฑ์ $N - 1$ ($N-1$ criterion) ได้แก่ ในช่วงปีที่ 1 – 6 และช่วงปีที่ 16 – 20 พบว่า การล้มเหลวประเภทแฉีกที่ฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวกลางที่เชื่อมระหว่างบัสบาร์ของทุกวงจร เท่านั้นที่เป็นอุปกรณ์ในกลุ่มมินิมัลคัตเซตของระบบ

เนื่องจาก การล้มน้ไหลของอุปกรณ์ดังกล่าว จะส่งผลต่อการจ่ายกำลังไฟฟ้าถึง 2 วงจร ซึ่งเป็นภาระเมิตหลักเกณฑ์ N-1

ทั้งนี้ ผลการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของการขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก ในช่วงปีที่ 16 – 20 จะให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่สูงกว่าการขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและจำนวนวงจรขาออก เนื่องจากการล้มน้ไหลของเซอร์กิตเบรกเกอร์และบัสบาร์ที่อยู่ติดกับวงจรขาออกที่เพิ่มขึ้นมา จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน ซึ่งผลจากการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันดังกล่าวจะส่งผลต่อการจ่ายกำลังไฟฟ้าถึง 2 วงจร ทั้งนี้ เนื่องจากไม่มีแหล่งกำเนิดต้นทางในการจ่ายกำลังไฟฟ้า

นอกจากนี้ เมื่อพิจารณาที่ขนาดของโหลด ซึ่งมีค่ามากกว่าขนาดของโหลดที่อยู่ในช่วงการพิจารณาหลักเกณฑ์ N – 1 ได้แก่ ในช่วงปีที่ 7 – 15 พบว่า ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่คำนวณได้ มีค่าสูงกว่าการพิจารณาที่ขนาดโหลดอยู่ในหลักเกณฑ์ N – 1 เนื่องจาก การล้มน้ไหลของเซอร์กิตเบรกเกอร์ บัสบาร์ และ หม้อแปลงกำลังในทุวงจร ส่งผลกระทบให้วงจรขาออกที่ยังคงเหลือในระบบไม่สามารถชดเชยการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ระบบต้องการได้

- 2) กรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน เนื่องจาก จุดโหลดที่พิจารณาเกิดจากการแบ่งแยกการจ่ายกำลังไฟฟ้าในแต่ละวงจรขาออก ดังนั้น การล้มน้ไหลประเภทอื่นอีกทีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ บัสบาร์ และหม้อแปลงกำลังในแต่ละวงจรของระบบ จะส่งผลกระทบต่อจ่ายกำลังไฟฟ้าสำหรับจุดโหลดที่พิจารณาเท่านั้น ด้วยเหตุผลดังกล่าว ทำให้ผลการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวตัดตอนมีค่าต่ำกว่ารูปแบบบัสเดี่ยว

10.2.3 การวิเคราะห์ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานและบัสโอนสำรอง (Main – and – transfer – bus scheme)

เมื่อพิจารณาลักษณะทางกายภาพของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสหลักและบัสโอนสำรอง พบว่า ประกอบด้วยจำนวนบัส 2 อุปกรณ์ในระบบ ซึ่งในสภาวะปกติจะมีการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าผ่านบัสหลัก แต่เมื่อมีการซ่อมบำรุงของอุปกรณ์ภายในระบบ จะมีการถ่ายโอนกำลังไฟฟ้าไปยังบัสสำรองแทน ซึ่งรายละเอียดดังกล่าวได้กล่าวไว้แล้วในบทที่ 2 หัวข้อ 2.5.3 แต่เนื่องจากวิทยานิพนธ์นี้ พิจารณาแบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์ 3 สถานะ ซึ่งประกอบด้วยเหตุการณ์การล้มน้ไหลของอุปกรณ์ 2 ประเภท ได้แก่ การล้มน้ไหลประเภทพาสซีฟ และประเภทแอ็กทีฟ ดังนั้นเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในระบบที่ละเอียดการพิจารณาการเกิดเหตุขัดข้องในช่วงการบำรุงรักษาของอุปกรณ์ จะมีการพิจารณาเสมือนรูปแบบบัสเดี่ยว กล่าวคือ อุปกรณ์ในเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรขาเข้า ประกอบด้วย สายส่งไฟฟ้าแรงสูงและเซอร์กิตเบรกเกอร์ ซึ่งมีการเชื่อมต่อผ่านบัสบาร์หรือบัสหลักไปสู่วงจรขาออก ซึ่งประกอบด้วย เซอร์กิตเบรกเกอร์และหม้อแปลงกำลัง ด้วยเหตุผลดังกล่าว เมื่อพิจารณาการล้มน้ไหลของอุปกรณ์ประเภทพาสซีฟและแอ็กทีฟในระบบสามารถพิจารณาได้ว่ากลุ่มมินิมัลคัตเซตของระบบดังกล่าวมีความคล้ายคลึงกับรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยวทุกประการ

ดังนั้น เมื่อทำการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทนี้จะพบว่า ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ดังกล่าวมีค่าเท่ากับรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว สำหรับทุกกรณีการขยายสถานีไฟฟ้าและกรณีการเจริญเติบโตของโหลดที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ นอกจากนี้เมื่อพิจารณาขนาดของกำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อระหว่างบัสบาร์ทั้งสองด้าน (Bus tie breaker) จากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า พบว่า ขนาดของกำลังไฟฟ้าที่ผ่านในอุปกรณ์ดังกล่าวมีปริมาณที่น้อยมากจนสามารถละเลยได้ ด้วยเหตุผลดังกล่าว Bus tie breaker จึงไม่เป็นอุปกรณ์ที่อยู่ภายในมินิมัลลิตีเซตของระบบ ทั้งนี้ ในทางปฏิบัติ Bus tie breaker จะถูกใช้เป็นเซอร์กิตเบรกเกอร์ในกรณีที่มีการซ่อมบำรุงเซอร์กิตเบรกเกอร์อุปกรณ์อื่นในระบบ

10.2.4 การวิเคราะห์ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A (Breaker – and – a – half scheme : Type A)

เมื่อพิจารณาลักษณะทางกายภาพของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสและเบรกเกอร์ครึ่งชนิด A พบว่า ในแต่ละวงจรของระบบประกอบด้วยเซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวน 3 อุปกรณ์ต่อวงจรขาเข้าและวงจรขาออก ทั้งนี้เมื่อพิจารณาเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบ จะพบว่า มีเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในลักษณะที่มีการต่อขนานกันระหว่างวงจร ทั้งนี้ การพิจารณาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ สามารถแบ่งการพิจารณาตามกรณีการเจริญเติบโตของโหลดซึ่งมีความสัมพันธ์กับการขยายสถานีไฟฟ้า ดังนี้

- 1) กรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน เมื่อพิจารณาที่ขนาดของโหลดซึ่งอยู่ในช่วงการพิจารณาหลักเกณฑ์ $N - 1$ ($N-1$ criterion) ได้แก่ ในช่วงปีที่ 1 – 6 และช่วงปีที่ 16 – 20 พบว่า การล้มเหลวทั้งประเภทพาสซีฟและแอ็กทีฟของอุปกรณ์ จะไม่ส่งผลกระทบต่อจ่ายกำลังไฟฟ้าโดยรวมของระบบ เนื่องจาก เมื่อพิจารณาการล้มเหลวทั้ง 2 ประเภทของเซอร์กิตเบรกเกอร์และหม้อแปลงกำลัง พบว่าการล้มเหลวของอุปกรณ์ดังกล่าวจะส่งผลกระทบต่อจ่ายกำลังไฟฟ้าเพียง 1 วงจร ทั้งนี้วงจรขาออกที่ยังคงเหลือในระบบสามารถชดเชยการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ระบบต้องการได้ ด้วยเหตุผลดังกล่าว การพิจารณาที่ขนาดของโหลดที่อยู่ในช่วงการพิจารณาหลักเกณฑ์ $N - 1$ นี้จึงไม่พบกลุ่มมินิมัลลิตีเซตของระบบทั้งประเภทพาสซีฟและแอ็กทีฟ

นอกจากนี้ เมื่อพิจารณาที่ขนาดของโหลด ซึ่งมีค่ามากกว่าขนาดของโหลดที่อยู่ในช่วงการพิจารณาหลักเกณฑ์ $N - 1$ ได้แก่ ในช่วงปีที่ 7 – 15 พบว่า ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่คำนวณได้ มีค่าสูงกว่าการพิจารณาที่ขนาดของโหลดอยู่ในหลักเกณฑ์ $N - 1$ เนื่องจากการล้มเหลวประเภทพาสซีฟของหม้อแปลงกำลังในวงจรขาออก และการล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ 2 อุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกับจุดเชื่อมต่อในวงจรขาออกและหม้อแปลงกำลังในวงจรขาออก ส่งผลกระทบต่อให้วงจรขาออกที่ยังคงเหลือในระบบไม่สามารถชดเชยการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ระบบต้องการได้ ซึ่งอุปกรณ์ดังกล่าวถือว่าเป็นอุปกรณ์ในกลุ่มมินิมัลลิตีเซตของระบบ นอกจากนี้ เมื่อพิจารณาผลการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของการขยายสถานีไฟฟ้าทั้ง 2 ลักษณะ พบว่า ผลการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ดังกล่าวมีค่าเท่ากัน เนื่องจากการขยายสถานีไฟฟ้าทั้ง 2 ลักษณะดังกล่าว เมื่อพิจารณาการล้มเหลว

ของอุปกรณ์ทั้งประเภทพาสซีฟและแอ็กทีฟ จะส่งผลให้เกิดกลุ่มมินิมัลต์เซตของระบบที่เหมือนกันทุกประการ

- 2) กรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน เนื่องจาก จุดโหลดที่พิจารณาเกิดจากการแบ่งแยกการจ่ายกำลังไฟฟ้าในแต่ละวงจรขาออก ดังนั้น การล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทพาสซีฟของหม้อแปลงกำลังในวงจรขาออก และการล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทแอ็กทีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ 2 อุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกับจุดเชื่อมต่อในวงจรขาออกและหม้อแปลงกำลังในวงจรขาออก จะส่งผลกระทบต่อจ่ายกำลังไฟฟ้าสำหรับในแต่ละจุดโหลดที่พิจารณา ทั้งนี้ ในทำนองเดียวกัน ผลการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของการขยายสถานีไฟฟ้าทั้ง 2 ลักษณะ และผลการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในแต่ละจุดโหลดที่พิจารณา จะมีค่าเท่ากัน เนื่องจากการขยายสถานีไฟฟ้าทั้ง 2 ลักษณะดังกล่าว เมื่อพิจารณาการล้มเหลวของอุปกรณ์ทั้งประเภทพาสซีฟและแอ็กทีฟ จะส่งผลให้เกิดกลุ่มมินิมัลต์เซตของระบบที่เหมือนกันทุกประการ

ดังนั้น เมื่อทำการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ จะพบว่า ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่คำนวณได้มีค่าต่ำ ซึ่งเป็นการบ่งบอกว่ารูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทนี้มีความเชื่อถือได้สูง เมื่อเปรียบเทียบกับรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทอื่น ด้วยเหตุผลดังกล่าว รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทนี้ จึงถูกออกแบบเพื่อนำมาใช้สำหรับการจ่ายโหลดที่มีความสำคัญซึ่งต้องการความเชื่อถือได้ที่สูงมาก

10.2.5 การวิเคราะห์ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B (Breaker – and – a – half scheme : Type B)

เมื่อพิจารณาลักษณะทางกายภาพของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B พบว่า มีลักษณะโครงสร้างคล้ายกับรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A เพียงแต่จะมีส่วนที่แตกต่างกันคือ วงจรขาเข้าที่เป็นเลขคู่จะมีการเชื่อมต่อกับจุดเชื่อมต่อ ซึ่งจุดเชื่อมต่อนี้ดังกล่าวจะมีการเชื่อมต่อระหว่างเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ติดอยู่กับบัสบาร์ทางด้านล่าง ซึ่งได้กล่าวไว้แล้วในบทที่ 5 เรื่อง เส้นทางกรไหลของกำลังไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้า

ทั้งนี้ เมื่อพิจารณาการล้มเหลวของอุปกรณ์ทั้งประเภทพาสซีฟและแอ็กทีฟ ภายในระบบพบว่า กลุ่มมินิมัลต์เซตของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทนี้ จะมีทั้งประเภทและจำนวนอุปกรณ์เท่ากับ กลุ่มมินิมัลต์เซตของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A อันได้แก่ การล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทพาสซีฟของหม้อแปลงกำลังในวงจรขาออก และการล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทแอ็กทีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ 2 อุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกับจุดเชื่อมต่อในวงจรขาออกและหม้อแปลงกำลังในวงจรขาออก ทั้งนี้ ตำแหน่งของอุปกรณ์ในกลุ่มมินิมัลต์เซตดังกล่าว จะมีความแตกต่างกันเพียงตำแหน่งของเซอร์กิตเบรกเกอร์ภายในกลุ่มมินิมัลต์เซต กล่าวคือ เมื่อพิจารณา รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A ของทุกวงจรในระบบจะพบว่า เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่อยู่ในกลุ่มมินิมัลต์เซต จะอยู่ที่ตำแหน่งที่ติดอยู่กับจุดเชื่อมต่อใกล้กับบัสบาร์ทางด้านล่าง แต่ในขณะที่รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทนี้ พบว่า วงจรของระบบที่เป็นเลขคี่เท่านั้นที่มีตำแหน่งของเซอร์กิตเบรกเกอร์ คล้ายคลึงกับรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A โดยที่วงจรของระบบที่เป็นเลขคู่ พบว่า เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่อยู่ในกลุ่มมินิมัลต์เซต จะอยู่ที่ตำแหน่ง

ที่ติดอยู่กับจุดเชื่อมต่อใกล้กับบัสบาร์ทางด้านบน เนื่องจากจุดเชื่อมต่อนี้ดังกล่าว เป็นจุดที่มีการเชื่อมต่อเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรขาออกไปยังจุดโหลดที่พิจารณาได้

ด้วยเหตุผลดังกล่าว เมื่อคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ทั้งในกรณีของลักษณะการขยายสถานีไฟฟ้าและกรณีการเจริญเติบโตของโหลด จะพบว่า ผลการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A และ ชนิด B จะให้ผลการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่เท่ากัน

10.2.6 การวิเคราะห์ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด A (Single – ring bus sectionalization scheme : Type A)

เมื่อพิจารณาลักษณะทางกายภาพของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ชนิด A พบว่า ประกอบด้วยวงจรขาเข้าที่อยู่ติดกันในทุกวงจรของระบบ และเนื่องจากรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทนี้ มีลักษณะการเชื่อมต่อเป็นแบบวงผ่านเซอร์กิตเบรกเกอร์ ดังนั้น เมื่อเกิดการล้มเหลวของอุปกรณ์เกิดขึ้น สามารถแยกกรณีตามประเภทของการล้มเหลวได้ดังนี้

กรณีที่พิจารณาการล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทพาสส์ฟ จะส่งผลกระทบต่อเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบที่ขึ้นอยู่กับขนาดพิกัดของอุปกรณ์ เนื่องจาก การล้มเหลวประเภทพาสส์ฟของอุปกรณ์ในระบบ อาจส่งผลให้ขนาดของกำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านในแต่ละอุปกรณ์มีค่ามากกว่าค่าพิกัดของอุปกรณ์ได้

กรณีที่พิจารณาการล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทแอกทีฟ จะส่งผลกระทบต่อเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าภายในระบบ โดยเฉพาะอย่างยิ่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ ทั้งนี้เนื่องมาจากการล้มเหลวของเซอร์กิตเบรกเกอร์ จะส่งผลให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ข้างเคียง ซึ่งผลจากการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันดังกล่าวจะส่งผลกระทบต่อเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจากวงจรขาเข้าไปยังวงจรขาออกได้

ทั้งนี้ การพิจารณาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ สามารถแบ่งการพิจารณาตามกรณีการเจริญเติบโตของโหลดซึ่งมีความสัมพันธ์กับการขยายสถานีไฟฟ้า ดังนี้

- 1) กรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน เมื่อพิจารณาที่ขนาดของโหลดซึ่งอยู่ในช่วงการพิจารณาหลักเกณฑ์ $N - 1$ ($N-1$ criterion) ได้แก่ ในช่วงปีที่ 1 – 6 และช่วงปีที่ 16 – 20 พบว่า การล้มเหลวประเภทแอกทีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อระหว่างวงจรขาเข้า และเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อระหว่างวงจรขาออก เป็นอุปกรณ์ที่อยู่ในกลุ่มมินิมัลคัตเซตของระบบ เนื่องจาก การล้มเหลวของอุปกรณ์ดังกล่าว ส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรขาเข้า และวงจรขาออกที่เกี่ยวข้อง 2 วงจร ซึ่งเป็นการละเมิดหลักเกณฑ์ $N-1$

ทั้งนี้ ผลการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของการขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก ในช่วงปีที่ 16 – 20 จะให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่ต่ำกว่าการขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก เนื่องจากการขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก เป็นการเพิ่มประสิทธิภาพในการจ่ายกำลังไฟฟ้าในวงจรขาเข้า กล่าวคือ เมื่อเกิดการล้มเหลวประเภทแอกทีฟของเซอร์กิตเบรก

เกอร์ที่เชื่อมต่อระหว่างวงจรขาเข้า พบว่า ยังมีวงจรขาเข้าที่ยังคงเหลือภายในระบบสามารถทำการจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ ในขณะที่การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรถาออก พบว่า การลัมเหลวประเภทแอกทีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าว จะส่งผลให้เกิดการตัดเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรขาเข้าทั้งหมดในระบบ ทั้งนี้เนื่องจากจำนวนวงจรขาเข้าที่เริ่มต้นพิจารณาในระบบทดสอบประกอบด้วย 2 วงจร อย่างไรก็ตาม การขยายสถานีไฟฟ้าทั้ง 2 ลักษณะดังกล่าว เป็นการเพิ่มเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อระหว่างวงจรถาออก ซึ่งเป็นอุปกรณ์ที่อยู่ในกลุ่มมินิมัลคัตเซตของระบบ

นอกจากนี้ เมื่อพิจารณาที่ขนาดของโหลด ซึ่งมีค่ามากกว่าขนาดของโหลดที่อยู่ในช่วงการพิจารณาหลักเกณฑ์ $N - 1$ ได้แก่ ในช่วงปีที่ 7 - 15 พบว่า ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่คำนวณได้ มีค่าสูงกว่าการพิจารณาที่ขนาดโหลดอยู่ในหลักเกณฑ์ $N - 1$ เนื่องจาก การลัมเหลวประเภทแอกทีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ บัสบาร์ และ หม้อแปลงกำลังในทุกวงจรถาออกที่ยังคงเหลือในระบบไม่สามารถชดเชยการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ระบบต้องการได้

- 2) กรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน เนื่องจาก จุดโหลดที่พิจารณาเกิดจากการแบ่งแยกการจ่ายกำลังไฟฟ้าในแต่ละวงจรถาออก ดังนั้น การลัมเหลวของอุปกรณ์ประเภทพาสซีฟของบัสบาร์และหม้อแปลงกำลังที่เชื่อมต่อกับจุดโหลดที่พิจารณา และการลัมเหลวของอุปกรณ์ประเภทแอกทีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ บัสบาร์ และหม้อแปลงกำลังที่เชื่อมต่อกับจุดโหลดที่พิจารณา จะส่งผลกระทบต่อจ่ายกำลังไฟฟ้าของจุดโหลดที่พิจารณาดังกล่าว ทั้งนี้ ผลการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของการขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรถาออก ในช่วงปีที่ 16 - 20 จะให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่ต่ำกว่าการขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรถาออก เนื่องจากการขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรถาออก เป็นการเพิ่มประสิทธิภาพในการจ่ายกำลังไฟฟ้าในวงจรขาเข้า ซึ่งสามารถอธิบายได้เช่นเดียวกับการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน เมื่อพิจารณาที่ขนาดของโหลดซึ่งอยู่ในช่วงการพิจารณาหลักเกณฑ์ $N - 1$ ในช่วงปีที่ 16 - 20

10.2.7 การวิเคราะห์ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสวง ชนิด B (Single - ring bus sectionalization scheme : Type B)

เมื่อพิจารณาลักษณะทางกายภาพของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ชนิด B พบว่า มีการสลับตำแหน่งของวงจรขาเข้าและวงจรถาออก เพื่อประโยชน์ที่ว่า เมื่อเกิดการลัมเหลวของอุปกรณ์ประเภทแอกทีฟ จะส่งผลกระทบต่ออุปกรณ์ป้องกันตัวข้างเคียงทำงาน ซึ่งผลจากการสลับตำแหน่งของวงจรขาเข้าและวงจรถาออกดังกล่าว จะพบว่า การลัมเหลวของเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าว จะส่งผลกระทบต่อวงจรขาเข้าเพียง 1 ตำแหน่งเท่านั้น ทำให้กำลังไฟฟ้าสามารถถูกส่งผ่านไปยังเส้นทางที่ยังคงเหลือในระบบได้ ทั้งนี้ การพิจารณาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ สามารถแบ่งการพิจารณาตามกรณีการเจริญเติบโตของโหลดซึ่งมีความสัมพันธ์กับการขยายสถานีไฟฟ้า ดังนี้

- 1) กรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน เมื่อพิจารณาที่ขนาดของโหลดซึ่งอยู่ในช่วงการพิจารณาหลักเกณฑ์ $N - 1$ ($N-1$ criterion) ได้แก่ ในช่วงปีที่ 1 – 6 และช่วงปีที่ 16 – 20 พบว่า การล้มเหลวทั้งประเภทพาสซีฟและแอ็กทีฟของอุปกรณ์ จะไม่ส่งผลกระทบต่อจ่ายกำลังไฟฟ้าโดยรวมของระบบ เนื่องจาก เมื่อพิจารณาการล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ บัสบาร์และหม้อแปลงกำลังในวงจรขาออก พบว่าการล้มเหลวของอุปกรณ์ดังกล่าวจะส่งผลกระทบต่อจ่ายกำลังไฟฟ้าเพียง 1 วงจร ทั้งนี้ วงจรขาออกที่ยังคงเหลือในระบบสามารถชดเชยการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ระบบต้องการได้ ด้วยเหตุผลดังกล่าว การพิจารณาที่ขนาดของโหลดที่อยู่ในช่วงการพิจารณาหลักเกณฑ์ $N - 1$ นี้ จึงไม่พบกลุ่มมินิมัลลิตีเซตของระบบทั้งประเภทพาสซีฟและแอ็กทีฟ

ทั้งนี้ ผลการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของการขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก ในช่วงปีที่ 16 – 20 จะให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่สูงกว่าการขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก เนื่องจากการขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก เป็นการเพิ่มเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อระหว่างวงจรขาออก 1 อุปกรณ์ ซึ่งเป็นกลุ่มอุปกรณ์ในกลุ่มมินิมัลลิตีเซต กล่าวคือ การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าว จะส่งผลกระทบต่อจ่ายกำลังไฟฟ้าในวงจรขาออกถึง 2 วงจร ซึ่งเป็นการละเมิดการพิจารณาหลักเกณฑ์ $N - 1$ แต่ในขณะที่การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก พบว่า วงจรขาเข้าและวงจรขาออกที่เพิ่มขึ้น ประกอบด้วยเซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวน 2 อุปกรณ์ โดยการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าวเมื่อเกิดการล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟของอุปกรณ์ จะส่งผลกระทบต่อจ่ายกำลังไฟฟ้าเพียง 1 วงจรเท่านั้น

นอกจากนี้ เมื่อพิจารณาที่ขนาดของโหลด ซึ่งมีค่ามากกว่าขนาดของโหลดที่อยู่ในช่วงการพิจารณาหลักเกณฑ์ $N - 1$ ได้แก่ ในช่วงปีที่ 7 – 15 พบว่า ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่คำนวณได้ มีค่าสูงกว่าการพิจารณาที่ขนาดโหลดอยู่ในหลักเกณฑ์ $N - 1$ เนื่องจาก การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ บัสบาร์ และ หม้อแปลงกำลังในทุกวงจร ส่งผลกระทบต่อจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ยังคงเหลือในระบบไม่สามารถชดเชยการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ระบบต้องการได้

- 2) กรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน เนื่องจาก จุดโหลดที่พิจารณาเกิดจากการแบ่งแยกการจ่ายกำลังไฟฟ้าในแต่ละวงจรขาออก ดังนั้น การล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทพาสซีฟของบัสบาร์และหม้อแปลงกำลังที่เชื่อมต่อในวงจรขาออก และการล้มเหลวของอุปกรณ์ประเภทแอ็กทีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ บัสบาร์ และหม้อแปลงกำลังที่เชื่อมต่อในวงจรขาออก จะส่งผลกระทบต่อจ่ายกำลังไฟฟ้าของจุดโหลดที่พิจารณา ทั้งนี้ ผลการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของการขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก จะให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่เท่ากับการขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก สำหรับทุกช่วงปีที่พิจารณา เนื่องจาก กลุ่มมินิมัลลิตีเซตที่เกิดจากการพิจารณาการล้มเหลวของอุปกรณ์ทั้งประเภทพาสซีฟและแอ็กทีฟ สำหรับในแต่ละจุดโหลดที่พิจารณาจะมีลักษณะที่เหมือนกันทุกประการ

เนื่องจาก ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสวง ชนิด B มีค่าต่ำกว่า รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสวง ชนิด A ดังนั้น รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ชนิด B จึงเป็นการปรับปรุงความเชื่อถือได้ จากรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวง ชนิด A ด้วยเหตุผลดังกล่าว รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสวงของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) จึงใช้รูปแบบบัสวง ชนิด B เป็นรูปแบบมาตรฐาน

10.2.8 การวิเคราะห์ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานคู่ (Double –bus, double – breaker)

เมื่อพิจารณาลักษณะทางกายภาพของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสประธานคู่จะพบว่า ได้รับการพัฒนามาจาก รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง กล่าวคือ มีการเพิ่มจำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์ในระบบ 1 อุปกรณ์ เพื่อใช้ประโยชน์ในการควบคุมวงจรถาเข้าและวงจรถาออก ดังนั้นรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทนี้ จะมีเซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวน 2 อุปกรณ์ ต่อวงจรถาเข้าและวงจรถาออก อย่างไรก็ตาม เมื่อพิจารณาการล้มเหลวของอุปกรณ์ทั้งประเภทฟาสซีฟและแอ็กทีฟภายในระบบ จะพบว่า กลุ่มมินิมัลคัตเซตของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทนี้ มีจำนวนเท่ากับ กลุ่มมินิมัลคัตเซตของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A และ ชนิด B ทั้งประเภทและจำนวนอุปกรณ์ ได้แก่ การล้มเหลวประเภทฟาสซีฟของหม้อแปลงกำลังในวงจรถาออกและการล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ 2 อุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกับจุดเชื่อมต่อในวงจรถาออกและหม้อแปลงกำลังในวงจรถาออก

ด้วยเหตุผลดังกล่าว เมื่อคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ จะพบว่าค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของรูปแบบบัสประธานคู่จะมีค่าเท่ากับ รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ทั้งชนิด A และ ชนิด B

10.2.9 การวิเคราะห์ผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัส ประเภทบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ (Double –bus, single – breaker scheme)

เมื่อพิจารณาลักษณะทางกายภาพของรูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ โดยพิจารณาเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะปกติ พบว่า มีการแบ่งแยกเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจากวงจรถาเข้าไปสู่วงจรถาออก โดยผ่านตำแหน่งของบัสบาร์ที่แตกต่างกัน กล่าวคือ วงจรถาเข้าและวงจรถาออกที่มีแฉกเป็นจำนวนคี่ จะมีการเชื่อมต่อของวงจรถาเข้าและวงจรถาออก ผ่านตำแหน่งบัสบาร์ทางด้านบน แต่ในขณะที่วงจรถาเข้าและวงจรถาออกที่มีแฉกเป็นจำนวนคู่ จะมีการเชื่อมต่อของวงจรถาเข้าและวงจรถาออก ผ่านตำแหน่งบัสบาร์ทางด้านล่าง ทั้งนี้ เพื่อประโยชน์ที่ว่า หากเกิดการล้มเหลวทั้งประเภทฟาสซีฟและแอ็กทีฟของอุปกรณ์จะส่งผลกระทบต่อ การจ่ายกำลังไฟฟ้าในวงจรที่มีการเชื่อมต่ออยู่กับบัสบาร์ที่เป็นเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในวงจรที่เกี่ยวข้องเท่านั้น ทั้งนี้ การพิจารณาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ สามารถแบ่งการพิจารณาตามกรณีการเจริญเติบโตของโหลดซึ่งมีความสัมพันธ์กับการขยายสถานีไฟฟ้า ดังนี้

- 1) กรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน เมื่อพิจารณาที่ขนาดของโหลดซึ่งอยู่ในช่วงการพิจารณาหลักเกณฑ์ $N - 1$ ($N-1$ criterion) ได้แก่ ในช่วงปีที่ 1 – 6 และช่วงปีที่ 16 – 20 พบว่า การล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อ

ระหว่างบัสบาร์ทั้งสองด้าน (Bus tie breaker) จะส่งผลกระทบต่อการทำงานของจ่ายกำลังไฟฟ้าโดยรวมของระบบ เนื่องจาก การลัดเลวประเภทแฉีกที่ฟของ Bus tie breaker ดังกล่าว ส่งผลกระทบต่อเซอร์กิตเบรกเกอร์ในวงจรถ้าเข้าและวงจรถ้าออกทุกวงจรถ้าทำงาน ซึ่งผลจากการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันดังกล่าวจะส่งผลกระทบต่อการทำงานของจ่ายกำลังไฟฟ้าของทุกวงจรถ้าในระบบ

ทั้งนี้ ผลการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของการขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรถ้าออก ในช่วงปีที่ 16 – 20 จะให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่ต่ำกว่าการขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรถ้าเข้าและวงจรถ้าออก เนื่องจากการขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรถ้าออก เป็นการเพิ่มเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อในตำแหน่งวงจรถ้าออกเพียง 1 อุปกรณ์ แต่ในขณะที่การขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรถ้าเข้าและวงจรถ้าออก เป็นการเพิ่มเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมต่อในตำแหน่งวงจรถ้าเข้าและวงจรถ้าออกตำแหน่งละ 1 อุปกรณ์ รวมเป็น 2 อุปกรณ์ ซึ่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เพิ่มขึ้นมาดังกล่าวเป็นกลุ่มอุปกรณ์ในกลุ่มมินิมัลลัดเลว กล่าวคือ ผลจากการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันที่เกิดขึ้นจากการลัดเลวประเภทแฉีกที่ฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าว จะส่งผลกระทบต่อการทำงานของจ่ายกำลังไฟฟ้าในวงจรถ้าออกถึง 2 วงจรถ้า ซึ่งมีการเชื่อมต่อผ่านบัสบาร์ดังที่ได้กล่าวไว้แล้วข้างต้น

นอกจากนี้ เมื่อพิจารณาที่ขนาดของโหลด ซึ่งมีค่ามากกว่าขนาดของโหลดที่อยู่ในช่วงการพิจารณาหลักเกณฑ์ $N - 1$ ได้แก่ ในช่วงปีที่ 7 – 15 พบว่า ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่คำนวณได้ มีค่าสูงกว่าการพิจารณาที่ขนาดโหลดอยู่ในหลักเกณฑ์ $N - 1$ เนื่องจากการลัดเลวประเภทแฉีกที่ฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ บัสบาร์ และ หม้อแปลงกำลังในทุกวงจรถ้าส่งผลกระทบต่อวงจรถ้าออกที่ยังคงเหลือในระบบไม่สามารถชดเชยการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ระบบต้องการได้

- 2) กรณีที่การเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน เนื่องจาก จุดโหลดที่พิจารณาเกิดจากการแบ่งแยกการจ่ายกำลังไฟฟ้าในแต่ละวงจรถ้าออก ดังนั้น การลัดเลวของอุปกรณ์ประเภทพาสซีฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์และหม้อแปลงกำลังที่เชื่อมต่อในวงจรถ้าออก และการลัดเลวของอุปกรณ์ประเภทแฉีกที่ฟของเซอร์กิตเบรกเกอร์ บัสบาร์ และหม้อแปลงกำลังที่เชื่อมต่อในวงจรถ้าออก จะส่งผลกระทบต่อการทำงานของจ่ายกำลังไฟฟ้าของจุดโหลดที่พิจารณา ทั้งนี้ ผลการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของการขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรถ้าเข้าและวงจรถ้าออก จะให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่สูงกว่าการขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรถ้าออก เนื่องจากการขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มจำนวนวงจรถ้าเข้าและวงจรถ้าออก เป็นการเพิ่มกลุ่มมินิมัลลัดเลวในระบบมากกว่าขยายสถานีไฟฟ้าโดยการเพิ่มวงจรถ้าออก ดังที่ได้กล่าวไว้แล้วข้างต้น

บทที่ 11

การสรุปผลการทดสอบและข้อเสนอแนะ

จากบทที่ 10 ได้นำเสนอเนื้อหาเกี่ยวกับ ผลการทดสอบและการวิเคราะห์ผลการทดสอบ สำหรับระบบทดสอบที่มีรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าทั้ง 9 รูปแบบ ซึ่งมีการแบ่งแยกตามลักษณะของการขยายสถานีไฟฟ้าและกรณีการเจริญเติบโตของโหลดที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ ดังนั้น เนื้อหาในบทนี้จะนำเสนอเกี่ยวกับ การสรุปผลการทดสอบและข้อเสนอแนะในการพัฒนางานวิจัย ในขั้นต่อไป ซึ่งเนื้อหาดังกล่าวสามารถแบ่งได้ออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ (1) การสรุปผลการทดสอบ และ (2) ข้อเสนอแนะ โดยที่เนื้อหาในแต่ละส่วนประกอบด้วยรายละเอียดดังต่อไปนี้

11.1 การสรุปผลการทดสอบ

จากที่ได้กล่าวมาในตอนต้นของวิทยานิพนธ์ วิทยานิพนธ์นี้มุ่งประเด็นในการประเมินความ เชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า โดยพิจารณาถึงการเจริญเติบโตของโหลดที่เชื่อมต่อกับระบบ โดยใช้ วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ด้วยวิธีการวิเคราะห์แบบมินิมัลคิตเซต และพิจารณาแบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ ซึ่งสามารถแบ่งประเภทเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์ได้เป็น 2 ประเภทการล้มเหลว อันประกอบด้วย การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ และการล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ

ทั้งนี้ ในวิทยานิพนธ์นี้มีการพิจารณารูปแบบการจัดเรียงบัสมาตรฐานภายในสถานีไฟฟ้า 7 ประเภทหลัก ซึ่งสามารถแบ่งออกได้เป็น 9 รูปแบบการจัดเรียงบัส ซึ่งในแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัส ประกอบด้วย การพิจารณาตามลักษณะของการขยายสถานีไฟฟ้าและกรณีการเจริญเติบโตของ โหลด ทั้งนี้ สามารถสรุปผลการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้โดยแบ่งเนื้อหาการทดสอบออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่

- 1) การทดสอบที่พิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้าทั้ง 2 ลักษณะ ได้แก่ 1) การเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และ 2) การเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก โดยพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณเดียวกัน พบว่า รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A, บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B และ บัสประธานคู่ มีผลการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ต่ำที่สุด สำหรับทุกขนาดโหลดที่พิจารณา แต่ในขณะที่รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสเดี่ยว และบัสประธานและบัสโอนสำรอง มีผลการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้สูงที่สุด สำหรับขนาดของโหลดที่อยู่ในช่วงหลักเกณฑ์การพิจารณา $N - 1$ นอกจากนี้ รูปแบบบัสเดี่ยวตัดตอน มีผลการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้สูงที่สุด สำหรับขนาดของโหลดที่อยู่นอกช่วงหลักเกณฑ์การพิจารณา $N - 1$
- 2) การทดสอบที่พิจารณาการขยายสถานีไฟฟ้าทั้ง 2 ลักษณะ ได้แก่ 1) การเพิ่มจำนวนวงจรขาเข้าและวงจรขาออก และ 2) การเพิ่มเฉพาะจำนวนวงจรขาออก โดยพิจารณากรณีที่มีการเจริญเติบโตของโหลดอยู่ในพื้นที่ที่แตกต่างกัน พบว่า รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภท บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A, บัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B และ บัสประธานคู่ มีผลการคำนวณค่า

ดัชนีความเชื่อถือได้ต่ำที่สุด แต่ในขณะที่ รูปแบบการจัดเรียงบัสประเภทบัสเดี่ยว และ บัสประธานและบัสโอนสำรอง มีผลการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้สูงที่สุด

ทั้งนี้ จากผลการทดสอบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ LOLF, LOLP และ EENS ของสถานีไฟฟ้าทั้ง 9 รูปแบบพบว่า รูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด A, รูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ชนิด B และรูปแบบบัสประธานคู่ มีผลการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่ต่ำที่สุด สำหรับทุกลักษณะของการขยายสถานีไฟฟ้าและกรณีการเจริญเติบโตของโหลด ซึ่งเป็นการบ่งบอกว่า รูปแบบการจัดเรียงบัสทั้ง 3 รูปแบบดังกล่าว เป็นรูปแบบการจัดเรียงบัสในสถานีไฟฟ้าที่มีความเชื่อถือได้สูงที่สุด ด้วยเหตุผลดังกล่าว จึงมีการออกแบบรูปแบบการจัดเรียงบัสกลุ่มนี้ เพื่อใช้ในการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับจุดโหลดที่มีความสำคัญและต้องการความเชื่อถือได้สูง เช่น ระบบของสถานีไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 500, 230 และ 115 กิโลโวลต์ เป็นต้น

11.2 ข้อเสนอแนะ

สำหรับข้อเสนอแนะสำหรับการพัฒนางานวิจัยในขั้นต่อไปสามารถแบ่งเนื้อหาออกเป็น 3 ส่วน ได้แก่

- 1) ข้อมูลสำหรับการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ได้แก่ ข้อมูลอัตราการล้มเหลวเฉลี่ยของอุปกรณ์ (Failure rate) ควรมีการเก็บข้อมูลที่มีการจำแนกตามประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์ ได้แก่ การล้มเหลวประเภทพาสซีฟ และการล้มเหลวประเภทแอ็กทีฟ เพื่อให้การประเมินความเชื่อถือได้มีความถูกต้อง และสอดคล้องในทางปฏิบัติ นอกจากนี้ ข้อมูลระยะเวลาซ่อมแซมของอุปกรณ์ (Repair time) และข้อมูลระยะเวลาสับวิตช์ของอุปกรณ์ (Switching time) ควรมีการเก็บค่าสถิติจากการใช้งานจริง จากอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าในระบบส่ง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)
- 2) ควรมีการพัฒนาแบบจำลองในส่วนของ การรับข้อมูลจากผู้ใช้งาน เช่น การกรอกข้อมูลลักษณะทางกายภาพของรูปแบบการจัดเรียงบัสภายในสถานีไฟฟ้าที่ใช้จริงในทางปฏิบัติ รวมถึงจำนวนวงจรขาเข้าและจำนวนวงจรขาออก และขนาดของโหลดที่พิจารณา เพื่อนำมาใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบ ทั้งนี้ ควรมีคู่มือประกอบ เพื่อให้การใช้งานมีความสะดวกมากยิ่งขึ้น
- 3) ในการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้า นอกจากจะได้ผลลัพธ์เป็นค่าดัชนีความเชื่อถือได้ซึ่งสามารถนำไปใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบแล้ว ควรมีผลลัพธ์ในรูปของดัชนีที่สามารถบ่งบอกถึงความคุ้มค่าทางด้านการเงิน โดยคำนวณจากมูลค่าในการลงทุนของอุปกรณ์ในระบบ และค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ เช่น ค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV), ค่าอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rated of Return : IRR) และค่าใช้จ่ายตลอดอายุการใช้งาน (Life Cycle Cost) เป็นต้น

รายการอ้างอิง

- [1] สมาคมนิวเคลียร์แห่งประเทศไทย. (9 ธันวาคม 2556). ที่มาและความสำคัญ [Web Page]. Available: <http://www.nst.or.th/powerplant/pp01.htm>
- [2] ช. ส. ก. แ. ค. กรีเซน. (2555, 9 ธันวาคม 2555). ข้อเสนอแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า 2555-2573 (แผนพีดีพี 2012) และกรอบเพื่อการพัฒนาความรับผิดชอบตรวจสอบได้ของการวางแผนภาคพลังงานไฟฟ้า [Web Page]. Available: <http://www.palangthai.org/docs/PDP2012-Thai.pdf>
- [3] ณ. แผ่นสุวรรณ and ว. แก้วเสนห์ไณ, "หนังสือขอข้อมูลเบื้องต้นเกี่ยวกับสถานีไฟฟ้าในระบบส่ง กฟผ.," ส. จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, Ed., ed. กองวิศวกรรมสถานีไฟฟ้าแรงสูง ฝ่ายวิศวกรรมระบบส่ง: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2557, pp. 1-7.
- [4] ป. ถาวรกิจ, "การจัดวางระบบบัสบาร์ (Bus bar configuration)," ส. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, Ed., ed, 2536, pp. 1-10.
- [5] C.-C. K. a. F.-H. Chen, "Evaluation of substation bus schemes considering reliability," *Proceedings of the Ninth International Conference on Machine Learning and Cybernetics, Qingdao*, pp. 2979-2984, July 11-14 2010.
- [6] Z. Dong and D. O. Koval, "Reliability of Various Industrial Substations," *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS*, vol. 40, pp. 989-994, JULY/AUGUST 2004.
- [7] R. Billinton and G. Lian, "Monte carlo approach to substation reliability evaluation," *IEE PROCEEDINGS-C*, vol. 140, pp. 147-152, March 1993.
- [8] B. Retterath and A. A. Chowdhury, "Decoupled Substation Reliability Assessment," *8th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, pp. 947-952, September 12-16 2004.
- [9] J. J. Meeuwssen and W. L. Kling, "Substation Reliability Evaluation including Switching Actions with Redundant Components," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 12 pp. 1472-1479, October 1997.
- [10] M.-B. Guertin and Y. Lamarre, "RELIABILITY ANALYSIS OF SUBSTATIONS WITH AUTOMATIC MODELLING OF SWITCHING OPERATIONS," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-94, pp. 1599-1607, September/October 1975.
- [11] R. N. Allan, R. Billinton, and M. F. D. Oliveira, "Reliability evaluation of electrical systems with switching actions," *PROCEEDINGS OF THE INSTITUTION OF ELECTRICAL ENGINEERS*, vol. 123, pp. 325-330, April 1976.
- [12] K. Awodele and N. F. S. I. Cho, "Impact of Different Load Models on Reliability Evaluation in Power Systems," *UPEC 2011 • 46th International Universities' Power Engineering Conference*, pp. 1-6, September 5-8 2011.

- [13] M.J.Katira and K.B.Porate, "Load Flow Analysis of 132 / 11 kV Distribution Sub Station using Static Var Compensator for Voltage Enhancement – A Case Study," *TENCON 2009 - 2009 IEEE Region 10 Conference*, pp. 1-5, January 23-26 2009.
- [14] P. S. a. S. Premrudeepreechacham, "Reliability Evaluation of Substation Delivery Point with Time Varying Load," *2004 IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies (DRFT2004)*, pp. 611-616, April 2004.
- [15] X. Du and W. Liu, "Evaluation of power system reliability based on the maintenance state," *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), 2011 4th International Conference* pp. 1016-1020, July 6-9 2011.
- [16] P. Wang and R. Billinton, "Time Sequential Distribution System Reliability Worth Analysis Considering Time Varying Load and Cost Models," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 14, pp. 1046 - 1051, July 1999.
- [17] (3 มิถุนายน 2557). ธุรกิจเกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้าในธุรกิจใหญ่. Available: http://www.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=140&Itemid=178
- [18] (3 มิถุนายน 2557). ข้อมูลสถิติความรู้. Available: <http://www.mea.or.th/new/profile/index.php?l=th&tid=5&mid=311&pid=123>
- [19] ส. กระทรวงพลังงาน. (16 มกราคม 2551, 4 มิถุนายน 2557). รู้เรื่องมาตรฐานการให้บริการ สิทธิของประชาชนที่ไม่ควรละเลย. Available: <http://www.eppo.go.th/power/power-standard.pdf>
- [20] P. E. Dominik Pieniazek, "HV Substation Design: Applications and Considerations," *IEEE CED – Houston Chapter*, pp. 1-51, October 2-3 2012.
- [21] (9 ธันวาคม 2556). *EHV AC Substations : Layout, Equipment, Bus arrangements*. Available: <http://edogs.org/download/f26c0ab99f45db5776f149d61a5ab67e>
- [22] T. O. a. I.-N. S. B. A. G. W. Group, "ISO NEW ENGLAND PLANNING PROCEDURE NO. 9 APPENDIX B," NEPOOL Reliability Committee April 4 2006.
- [23] N. R. Council, "Terrorism and the Electric Power Delivery System," ed. United States of America: National Academy of Sciences, 2012, pp. 134-136.
- [24] D. Nack, "Reliability of Substation Configurations," ed Iowa State University, 2005, pp. 1-9.
- [25] M. J. Bio, "ELECTRIC POWER SUBSTATIONS ENGINEERING," in *Air-Insulated Substations — Bus/Switching Configurations*, J. D. M. 2003, Ed., ed. United States of America, 2003, pp. 3-1 - 3-5.

- [26] H.-C. C. Teng-Da Tsao, "Composite Reliability Evaluation Model for Different Types of Distribution Systems," *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 18, pp. 924-930, MAY 2003.
- [27] ป. พิทยพัฒน์, "เอกสารประกอบการสอนวิชา "EEPW 0424 Electrical power system protection" บทที่ 1 "ปรัชญาทั่วไปของระบบป้องกัน", เอกสารประกอบการสอน วิชา "EEPW 0424 Electrical Power System Protection" ed. ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีมหานคร, 2547, pp. 7 - 13.
- [28] บ. เอื้ออาภรณ์, การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังเบื้องต้น vol. 1. บริษัท แอคทีฟ พรีนซ์ จำกัด: สำนักพิมพ์แห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2547.
- [29] ม. เดชนรินทร์, พจนานุกรม ศัพท์วิศวกรรมไฟฟ้า vol. 1. บริษัท โกลบอล กราฟฟิค จำกัด: วิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย ในพระบรมราชูปถัมภ์, 2550.
- [30] (9 ธันวาคม 2556). คำศัพท์พลังงาน. Available: http://www.egat.co.th/index.php?option=com_glossary&letter=%E0%B8%AA&id=168
- [31] ม. เงามเดช. (2552). สายไฟฟ้า. Available: <http://montri.rmutl.ac.th/old/ee/04210436Design/003.pdf>
- [32] A. M. Industry. (9 ธันวาคม 2556). บัสบาร์. Available: <http://amicopperwire.com/information/copper-for-busbar.html>
- [33] น. เอียบสกุล, "การศึกษาการติดตั้งและทดสอบ สถานีไฟฟ้าย่อย 115/22 kV," วิทยุคมนาคมบัณฑิต, สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, 2543.
- [34] R. B. a. R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*. New York: Plenum Press, 1996.
- [35] J. S. R. Billinton, L. Goel, "Hierarchical Reliability Evaluation In An Electric Power System," *IEEE/NTUA Athens Power Tech Conference: "Planning, Operation and Control of Today's Electric Power Systems"*, pp. 616-621, Sept. 5-8 1993.
- [36] ส. ประสพสุข, "การประเมินระบบไฟฟ้าบนพื้นฐานของดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ," วิทยุคมนาคมบัณฑิต, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2554.
- [37] M. S. Grover and R. Billinton, "A COMPUTERIZED APPROACH TO SUBSTATION AND SWITCHING STATION RELIABILITY EVALUATION," *the IEEE PES Winter Meeting, New York, N.Y.,* pp. 1488-1497, January 27 - February 1, 1974.
- [38] R. E. Brown, A. P. Hanson, M. W. Marshall, and H. L. Willis, "Reliability and capacity : A spatial load forecasting method for a performance based regulatory environment," pp. 139-144, 1999.
- [39] โครงการพัฒนาความชำนาญด้านไฟฟ้ากำลัง, "โครงการศึกษาวิเคราะห์เพื่อหาอัตราความเสียหายและอัตราซ่อมแซมของอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า," คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, กรุงเทพมหานคร 2549.

- [40] P. F. Albrecht, M.P.Bhavaraju, B.E.Biggerstaff, R.Billinton, G. E. Jorgensen, N.D.Reppen, *et al.*, "IEEE RELIABILITY TEST SYSTEM," *the IEEE PES Winter Meeting, New York, NY,*, vol. PAS-98, pp. 2047-2054, February 4-9, 1979.





ภาคผนวก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายวิศรุต วิฑูรธร เกิดวันที่ 6 พฤศจิกายน พ.ศ. 2533 ที่จังหวัดกรุงเทพมหานคร สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย เมื่อปี พ.ศ. 2555 จากนั้นได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาไฟฟ้ากำลัง ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ขณะศึกษา ผู้เขียนวิทยานิพนธ์มีผลงานตีพิมพ์ จำนวน 2 บทความ ได้แก่ (1) การประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยโดยพิจารณาถึงการเติบโตของโหลดและความคุ้มค่าทางการเงิน และ (2) Reliability Evaluation of Electrical Substations Considering Load Growth

นอกจากนี้ ผู้เขียนวิทยานิพนธ์ ได้ทำหน้าที่เป็น ผู้ช่วยโครงการวิจัย เรื่อง โครงการการศึกษาทบทวนระบบเชื่อมโยงโครงข่ายไฟฟ้าภายในประเทศและระหว่างประเทศ สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย